



Warmtenetten & de energiebelasting

Joris Moerenhout, Jeroen Buunk, Sara Svenson, Long Lam, Petra Plug, Arjen de Jong

Rotterdam
25 juni 2025

www.trinomics.eu

Het verduurzamen van de warmtevoorziening is een belangrijk onderdeel om de klimaatdoelen te halen. Daarom zijn er ambitieuze plannen en beleidswijzigingen.

Achtergrond & aanleiding

Zo'n 38% van het totale energiegebruik in Nederland is bestemd voor verwarming. Vanwege deze omvang is verduurzaming van de warmtevoorziening een belangrijk onderdeel van de energietransitie. Zo'n 35% van de warmte wordt gebruikt voor woningen. Er zijn ambitieuze doelstellingen voor warmtenetten in Nederland: 500 000 nieuwe aansluitingen in bestaande bouw in 2030 en 2,6 miljoen aansluitingen in 2050.

Volgens de Autoriteit Consument en Markt (ACM) was het gewogen gemiddelde sectorrendement van warmtenetten in 2023 laag (1%), met rendementen tussen de -22% en +21%.¹ Tussen 2023 en '30 wordt een aantal fiscale maatregelen ingevoerd die de kosten voor warmtenetten beïnvloeden. Deze energiebelasting (EB-) maatregelen gaan over verhogingen van de tarieven voor gas, verlagingen voor elektriciteit en de aanpassing van de vrijstelling voor de warmtekrachtkoppeling (WKK). Tegen deze achtergrond heeft het Lid Van Dijk² een **motie** ingediend. Hierin wordt de regering verzocht de effecten van de EB-maatregelen op warmtebedrijven te onderzoeken en te verkennen hoe negatieve effecten voorkomen of verzacht kunnen worden.

Doel, afbakening & onderzoeksmethode

Dit onderzoek geeft alleen invulling aan het eerste deel van de motie. Het **doel** is het inzichtelijk maken van de effecten van de EB-maatregelen op warmtenetten op het gebied van (1) kosten, (2) bedrijfsvoering en (3) verduurzaming. De analyse richt zich op de periode 2023-2030 en op warmtenetten die (deels) aan huishoudens leveren.

Het onderzoek maakt gebruik van kwantitatieve en kwalitatieve **methoden**. De kwantitatieve methode bestaat uit een analyse op 17 representatieve profielen. Deze zijn opgesteld op basis van een database die 95% van de warmtenetten dekt. Alle netten in de database zijn bij een profiel ondergebracht. Vervolgens worden de kosten van de EB-maatregelen berekend en de impact op het rendement van warmtenetten.

De warmtesector en het warmtebeleid

Het rendement en de lange termijn financiële duurzaamheid en van warmtenetten wordt bepaald door kosten en inkomsten, waarbij de inkomsten groter dienen te zijn dan de kosten en er een gezonde marge voor de genomen risico's over dient te blijven:

- **Kosten** bestaan uit overhead, onderhoud- en afschrijving, energie en belastingen.
- Bij levering aan huishoudens zijn de **inkomsten** gereguleerd met het **maximumtarief**. Tot nu toe is dit tarief gebaseerd op de kosten voor gebruik van

een Cv-ketel, vanuit het uitgangspunt dat het warmtetarief niet hoger mag zijn dan bij huishoudens zonder warmtenet die hun huis verwarmen met aardgas. Dit is het **niet meer dan anders** (NMDA)-tarief. Het huidige tarief is opgebouwd uit vaste kosten (zoals afschrijving en onderhoud Cv-ketel), de marktprijs van aardgas voor consumenten en de belastingen.

Beleid heeft dus op verschillende manieren invloed op de kosten en inkomsten:

- De **kosten** van warmtenetten worden beïnvloed door de **EB** die elektriciteit en gas belast tegen verschillende tarieven per schijf. Ook zijn er regelingen zoals de stadsverwarmingsregeling en de WKK-vrijstelling. Relevante wijzigingen in 2023 – 2030:
 - Een **verhoging** van de **EB-tarieven** voor **gas** in alle schijven (1-5), met de procentueel grootste stijging in schijven 3 en 4.
 - **De WKK-maatregel**: aanpassing van de WKK-vrijstelling, waardoor het % van het gasverbruik in de WKK dat is vrijgesteld van de EB daalt tussen 2025 en '30.
- De **inkomsten** van warmtenetten worden door de **tariefregulering** beïnvloed en indirect via de EB voor gas. De belangrijkste (voorziene) wijzigingen zijn:
 - Tot 2025 werden EB-verhogingen jaarlijks meegenomen in het NMDA-tarief, maar vanaf 2025 niet meer. Door de verhoging van de EB-tarieven voor gas in schijf 1 en 2 in 2024 zijn de EB-kosten in het NMDA-tarief in 2025 en in de jaren daarna hoger dan de EB-kosten in het tarief van 2023.
 - Het wetsvoorstel collectieve warmte (Wcw) dient het NMDA-tarief gefaseerd te vervangen met kostengebaseerde tarieven, waarbij rekening wordt gehouden met de daadwerkelijke kosten per warmtenet. De volledige invoering staat gepland rond 2030. Of en wanneer de Wcw wordt ingevoerd is afhankelijk van de behandeling in de 1^e en 2^e Kamer. Andere ingrijpende maatregelen in de Wcw zijn het verplichte publieke meerderheidsaandeel en een CO₂-norm.

Er zit veel variatie qua grootte in de warmtenetten. Grootschalige netten kunnen tienduizenden afnemers hebben en kleinschalige netten soms slechts tientallen. Netten zijn in eigendom van verschillende partijen, zoals grote warmtebedrijven, gemeentes (en andere regionale partijen), woningcorporaties, VVE's en kleine private partijen. Naast levering aan huishoudens wordt een significant deel van de warmte uit warmtenetten geleverd aan de industrie, tuinbouw en grote utiliteitsgebouwen. De warmtebronnen verschillen per net. Dit heeft mede te maken met de leeftijd van een net. De eerste netten zijn aangelegd om restwarmte te gebruiken. Eind twintigste eeuw zijn er kleine netten met aardgas ontstaan, begin deze eeuw zijn veel WKK's geïnstalleerd en sinds 2015 worden nieuwe netten (deels) duurzaam ontworpen.

¹ACM (2024). Rendementsmonitoring warmteleveranciers - Resultaten over 2023.

²De CO₂-norm is geen onderdeel meer van de Wcw, maar van de Bcw.

Bij driekwart van de sector leiden de EB-maatregelen niet tot een verlaging van het rendement, omdat het maximumtarief vanaf 2025 hoger is dan in 2023 als gevolg van hogere EB-tarieven.

Resultaten van de effectenscan

De **figuur** hiernaast laat de resultaten van de effectenscan voor **2027** zien:

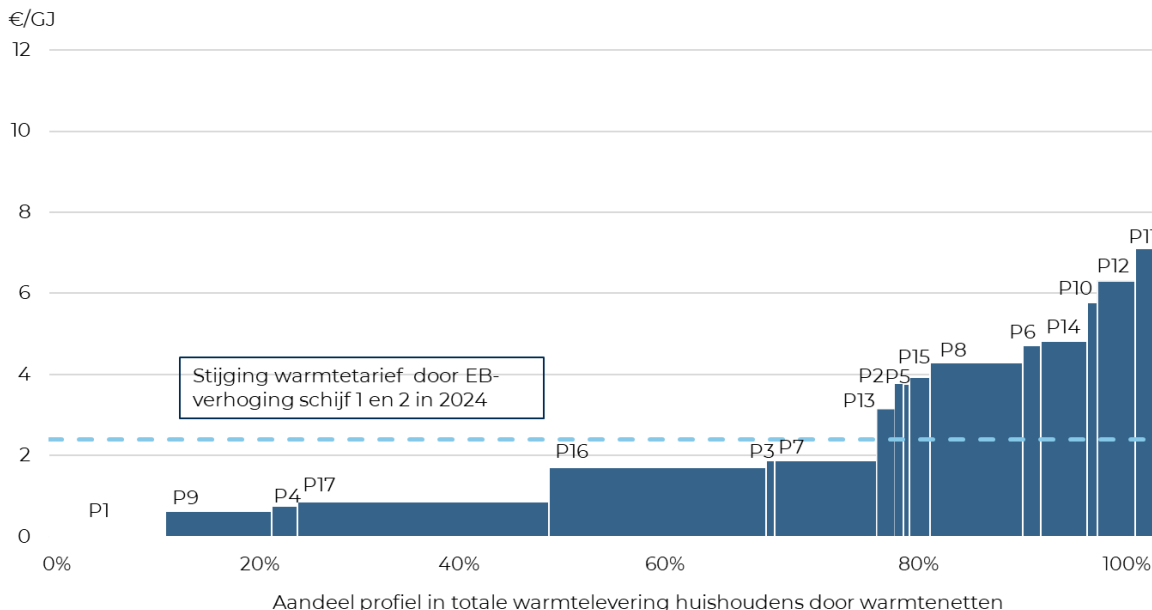
- De verticale as laat de statische effecten¹ van de EB-maatregelen zien op de **kosten voor warmtelevering** per warmtenetprofiel in €/GJ. Ter vergelijking, gangbare leveringskosten variëren tussen de €40 en €60/GJ. De EB-maatregelen zijn de tariefveranderingen tussen 2023 en 2027 en de verandering in de WKK-vrijstelling.
- De blauwe stippellijn laat het effect zien van de **verhoging** van de EB-gastarieven in schijf 1 en 2 op het **maximumleveringstarief**. Door de EB-verhoging uit 2024 is het maximumtarief (dus de inkomsten) in 2025 en de jaren daarna €2,35/GJ hoger dan in 2023.
- De horizontale as laat het **aandeel** van een profiel zien in de **warmtelevering** via warmtenetten aan huishoudens. Voorbeeld: netten in profiel 5 leveren minder dan 1% van de warmte aan huishoudens en netten in profiel 17 meer dan 23%.

De **resultaten** laten zien dat:

- De wijzigingen in de EB-tarieven voor gas en/of de WKK-maatregel leiden bij alle warmteprofielen met aardgasverbruik (alle netten behalve P1) tot een verhoging van de leveringskosten. Echter, bij meer dan driekwart van de sector is de toename van het maximale warmtetarief dat ze kunnen vragen door de verhoging van het gastarief in schijf 1 en 2 hoger dan de toename in de kosten. Bij deze netten vindt dus geen verlaging van het rendement plaats door de EB-maatregelen.
- In 2027 ondervindt 19% van de sector een kostenstijging die 1 tot 2 keer zo hoog is als de stijging van de inkomsten en 6% een stijging die meer dan 2 keer zo hoog is.

De resultaten van de effectenscan in **2030** laten zien dat de kosten verder toenemen, maar de inkomsten niet. De verdere stijging tussen 2027 en 2030 vindt met name plaats bij profielen die een WKK gebruiken, omdat bij deze profielen een steeds kleiner deel van het aardgasverbruik is vrijgesteld van de EB. Andere (kleine) verschillen worden verklaard door licht stijgende EB-tarieven. Naar verwachting worden de eerste (deels) kostengebaseerde tarieven van de Wcw niet eerder dan 2028 ingevoerd en voor kleine netten later. Voor de resultaten in 2030 geldt dus dat de kostenstijging kan worden doorgelegd, waardoor het rendement onveranderd blijft door de EB-maatregelen in 2030 (als warmtenetten de efficiëntie kosten daadwerkelijk kunnen doorberekenen naar eindgebruikers).

Stijging kosten warmtelevering door EB-maatregelen in 2027 t.o.v. 2023 in €/GJ



P1: 0% aardgas
P2: 100% aardgas (100 000 m³), geen WKK
P3: 50% aardgas (100 000 m³), geen WKK
P4: 20% aardgas (100 000 m³), geen WKK
P5: 100% aardgas (600 000 m³), geen WKK
P6: 50% aardgas (600 000 m³), geen WKK
P7: 20% aardgas (600 000 m³), geen WKK
P8: 50% aardgas (6 000 000 m³), geen WKK
P9: 20% aardgas (30 000 000 m³), geen WKK

P10: 100% aardgas (600 000 m³), gasmotor
P11: 100% aardgas (2 000 000 m³), gasmotor
P12: 100% aardgas (4 000 000 m³), gasmotor
P13: 50% aardgas (4 000 000 m³), gasmotor
P14: 100% aardgas (30 000 000 m³), gasmotor
P15: 100% aardgas (30 000 000 m³), STEG
P16: 100% aardgas (100 000 000 m³), STEG
P17: 50% aardgas (100 000 000 m³), STEG

¹ Het effect bij gelijkblijvend energieverbruik (energieverbruik 2030 is gelijk aan dat van 2023).

Bij een kwart van de sector daalt het rendement door de EB-maatregelen en het NMDA-tarief. Het rendement was bovendien al laag en het handelingsperspectief beperkt.

Resultaten van de verdiepende analyse

Voor vijf warmtenetprofielen is een **verdiepende analyse** uitgevoerd. De profielen zijn in overleg met de Ministeries van Financiën en Klimaat en Groene Groei geselecteerd. De profielen voor verdieping zijn dusdanig geselecteerd dat er in ieder geval ruim aandacht is voor de profielen die de meest substantiële kostenstijging ondervinden. De meest substantiële kostenstijging vindt plaats bij netten met:

- Een **groot aandeel aardgas** in de warmteproductie. Bij deze netten bestaat een groot deel van de totale kosten uit gaskosten (en vindt weinig demping van de effecten plaats door duurzame opwek).
- Een groot deel gasverbruik belast in **schijf 3** en **4**, waar de tarieven procentueel het meest stijgen. Dit zijn veelal middelgrote netten.
- Een **gasmotor-WKK**, waar de WKK-maatregel al vanaf 2025 impact heeft.

De verdiepende analyse bevestigt dat bij netten met een substantiële kostenverhoging de impact op **korte termijn** plaatsvindt, omdat de EB-tarieven voor gas in schijf 3 en 4 al per 2025 zijn verhoogd. Dit geldt niet voor de WKK-maatregel, waardoor bij gasmotor-WKK's de kosten vanaf 2025 stijgen en bij STEG's pas vanaf 2028.¹

Handelingsperspectief om kostenstijging te voorkomen of door te rekenen:

- Netten met de meest substantiële kostenstijging zijn veelal netten waar het **rendement** voor de EB-maatregelen al onder druk stond.
- Bovendien zijn dit netten waar het vermijden van kostenverhogingen lastig is, omdat **verduurzaming complex** is. Enerzijds is het technisch complex (onder andere door ruimtegebrek). Anderzijds vergt verduurzaming tijd (mede door de congestieproblematiek). Bovendien geldt voor deze netten dat ze (mogelijk) verplicht worden om de CO₂-uitstoot richting 2030 aanzienlijk te verminderen door de voorziene invoering van een CO₂-norm, waardoor de additionele prikkel om te verduurzamen vanuit de EB-maatregelen zeer beperkt is (als de CO₂-norm wordt ingevoerd zoals voorzien). De EB-maatregelen in combinatie met het NMDA-tarief intensiveren wel de economische uitdagingen voor de vereiste verduurzaming in de CO₂-norm, omdat ze de investeringsruimte verkleinen.
- Het **doorberekenen van de kostenverhoging** is op **korte termijn beperkt mogelijk**. De onderzochte warmtenetten leveren zo'n 50% van de warmte aan huishoudens. Hierdoor is er alleen bij de overige 50% van de levering mogelijk

ruimte om kosten door te berekenen, omdat de EB-kostenveranderingen vaak onderdeel zijn van leveringscontracten bij andere klanten en dus worden doorgelegd.

- Er zijn diverse andere factoren die het rendement van warmtenetten de komende jaren beïnvloeden (zoals ontwikkelingen in de kosten voor het Europese emissiehandelssysteem - ETS). Deze factoren zullen naar verwachting ook een negatieve impact hebben op het rendement van warmtenetten die een substantiële kostenstijging ondervinden door de EB-maatregelen. De impact van de EB-maatregelen is bij deze netten echter groter dan de indicatieve impact van andere factoren.

In reguliere bedrijfstakken zouden verlieslatende assets worden gesloten. Bij warmtenetten is dit niet zo maar mogelijk. Warmtebedrijven hebben namelijk een **leveringsplicht** omdat warmte een eerste levensbehoefte is. Warmtebedrijven hebben daarom vaak een portfolio van verschillende netten, waarbij sommige netten lagere kosten hebben dan andere netten. Dit betekent dat ondanks een mogelijk negatief rendement van een bepaald net het rendement op portfolioniveau toch gezond kan zijn. Dit onderzoek heeft niet gekeken naar de effecten op **portfolioniveau**, maar:

- Een net met een onvoldoende hoog (of zelfs negatief) rendement betekent dat dit net *individueel* niet uit kan op financieel vlak. Een klein bedrijf met één of enkele netten kan deze netten dus niet beheren. Of dit net bij een groter warmtebedrijf uit kan, hangt af van de prestaties van de andere netten van dit bedrijf.
- Uit de rendementsmonitor van de ACM blijkt dat het gemiddelde rendement in 2023 al onder druk stond. Dit doet vermoeden dat er weinig ruimte is om via middeling toch een voldoende hoog rendement te halen. Dit is echter niet zeker:
 - De rendementsmonitor is uit 2023. Er is geen recentere schatting beschikbaar. Bovendien was 2023 een uniek jaar op het gebied van energieprijzen.
 - Hoewel uit de resultaten blijkt dat de impact op sectorniveau beperkt is, is bekend dat de impact op portfolioniveau verschilt. Warmtenetten met hoge en lage kosten zijn namelijk niet evenredig over warmtebedrijven verdeeld.
- Het lijkt aannemelijk dat bij verlieslatende netten niet cruciaal onderhoud wordt uitgesteld. Mogelijk geldt dit ook voor verduurzamingsinvesteringen.

¹ Aannames: 100% netlevering, efficiëntie gasmotor: 37%, efficiëntie STEG 50%.

Bij 75% van de sector zorgen de EB-maatregelen niet voor een verslechtering van het rendement. Bij een 25% wel, waar de grootste pijn ligt bij zo'n 6%, waarvoor kostengebaseerde tarieven geen tijdige oplossing bieden.

Conclusies

Bij het merendeel (75% van de warmtelevering aan huishoudens) van de netten zorgen de EB-maatregelen vanaf 2023 niet voor een verslechtering van het rendement. Dit geldt ook voor **nieuwe netten**, omdat deze netten (groten)deels gebruik maken van duurzame warmte (en dus al rekening (hebben) kunnen houden met de veranderingen in de EB).

Bij ongeveer een kwart van de sector daalt het rendement wel, waarbij de grootste pijn bij een kleine groep netten zit die zo'n 6% van de warmtelevering dekken. Dit zijn veelal netten waar het rendement al laag was en waar verduurzaming uitdagend is. Hierdoor is het handelingsperspectief voor de betreffende warmtebedrijven beperkt.

Dit onderzoek heeft zich niet gericht op wat dit precies betekent op **portfolio-** of **bedrijfsniveau** (voor warmtebedrijven die meerdere warmtenetten beheren en eventueel ook andere activiteiten hebben). Dit is ook zeer lastig te achterhalen, onder andere vanwege de relevantie van de regelgeving (zoals de leveringsplicht) en de grote voorziene veranderingen in de regelgeving (zoals de verplichting voor een publiek meerderheidsaandeel en de CO₂-norm). Wel is het zo dat het middelen tussen netten met hoge en lage kosten geen structurele oplossing biedt en dat dit voor sommige bedrijven überhaupt geen optie is om toch een gezond rendement op bedrijfsniveau te halen.

Kostengebaseerde tarieven kunnen op termijn uitkomst bieden. De EB-kosten zouden namelijk in principe onderdeel moeten zijn van de efficiënte kosten en daarmee het maximumtarief per net, maar:

- Of en wanneer de kostengebaseerde worden ingevoerd is afhankelijk van de snelheid van de **behandeling** in de **1^e** en **2^e** Kamer en uitwerking van **lagere regelgeving**.
- De eerste versie van kostengebaseerde tarieven wordt **niet eerder dan 2028** ingevoerd. Dit betekent dat netten die een kostenstijging per 2025 ondervinden ten minste drie jaar geen kosten kunnen doorberekenen. Voor **kleine netten** worden de kostengebaseerde netten naar verwachting pas later ingevoerd. Volledige doorrekening zou pas na de volledige invoering mogelijk zijn.

- Het uitgangspunt is dat de EB-kosten kunnen worden doorberekend als kostengebaseerde tarieven zijn ingevoerd. Of dit volledig kan is echter nog afhankelijk van de **definitieve methode** en **implementatie**. Ook is het nog niet zeker hoe er met **betalbaarheid** zal worden omgegaan.

In dit rapport kan door middel van links tussen de pagina's worden genavigeerd.

Inhoudsopgave

Managementsamenvatting

- [Hoofdstuk 1: Introductie](#)
- [Hoofdstuk 2: Schets warmtebeleid](#)
- [Hoofdstuk 3: Schets warmtesector](#)
- [Hoofdstuk 4: Effecten energiebelasting op warmtesector](#)
 - [Sectie A:](#) Methode & data
 - [Sectie B:](#) Effectenscan voor alle profielen
 - [Sectie C:](#) Verdiepende analyse voor geselecteerde profielen
 - [Sectie D:](#) Inzichten op sectorniveau uit de verdiepende analyse
- [Hoofdstuk 5: Conclusies](#)
- [Bijlage A – Methodologische bijlage](#)
- [Bijlage B – Aanvullende resultaten](#)

Leeswijzer

In dit rapport wordt achtereenvolgens het warmtebeleid en de warmtesector geschetst. Vervolgens vindt de analyse plaats. Daarna worden de conclusies gepresenteerd. Een aantal details wordt niet behandeld in het hoofdrapport, maar in de bijlagen. Via de balk linksonder kan worden genavigeerd tussen pagina's door op de hoofdstuknummers te klikken.

Lijst van afkortingen

Afkorting	
ACM	Autoriteit Consument en Markt
AVI	Afvalverbrandingsinstallatie
Bcw	Besluit collectieve warmte
BTW	Belasting Toegevoegde Waarde
CAPEX	Capital Expenditure
COP	Coefficient of Performance
Cv-ketel	Centrale verwarmingsketel
EB	Energiebelasting
EBIT	Earnings Before Interest and Taxes
EPC	Energieprestatiecertificaat
ETS I	EU Emissions Trading System I
ETS II	EU Emissions Trading System II
GJ	Gigajoule
KGG	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
kWh	Kilowattuur
LHV	Lower Heating Value
NMDA	Niet Meer Dan Anders
ODE	Opslag Duurzame Energie
OPEX	Operational Expenditure
ROIC	Return on Invested Capital
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
SDE (+)(+)	Stimuleringsregeling Duurzame Energie (en opvolgers)
STEG	Stoom- en gasturbine
Wcw	Wet collectieve warmte
Wgiw	Wet gemeentelijke instrumenten warmtetransitie
WKK	Warmtekrachtkoppeling
WKO	Warmte-koudeopslag
WP	Warmtepomp



1 – Introductie

2 – Schets warmtesector

3 – Schets warmtebeleid

4 – Effecten energiebelasting op warmtesector

5 – Conclusies



De warmtetransitie is een essentieel onderdeel van de energietransitie. Naast elektrificatie is er een belangrijke rol voor warmtenetten voorzien.

De Nederlandse warmtetransitie en de rol van warmtenetten

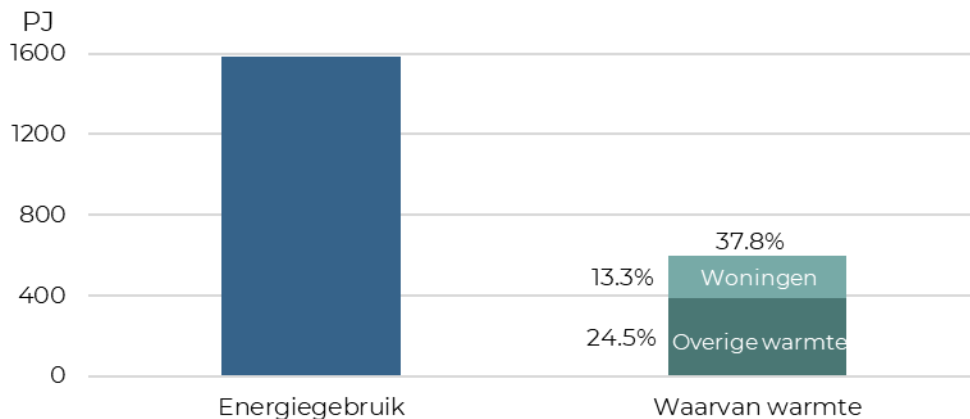
Een groot deel van het **Nederlandse energiegebruik** bestaat uit **warmte**:

- Zoals weergegeven in de figuur hieronder is zo'n 38% van het totale energiegebruik in Nederland bestemd voor de verwarming van woningen, gebouwen en industriële processen.¹
- Zo'n 35% van de warmte wordt gebruikt voor de verwarming van woningen. Dit betekent dat zo'n 13% van het Nederlandse energiegebruik bestaat uit het verwarmen van huizen.¹

De huidige warmtevraag wordt deels ingevuld via **warmtenetten**:

- Een warmtenet bestaat uit een leidingstelsel waarin warmte wordt getransporteerd van één of meerdere bronnen naar meerdere afnemers.
- De warmte kan geleverd worden door diverse bronnen. Op dit moment speelt aardgas een grote rol in de warmtenetten (via gasboilers en WKK's). In 2023 werd zo'n 60% van de warmte in bij warmtenetten opgewekt met aardgas. Duurzame bronnen (zoals warmtepompen) worden in toenemende mate gebruikt.

Energetisch energiegebruik in 2023 en het aandeel warmte.¹



¹ CBS (2024). Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik.

Vanwege het grote aandeel warmte in het energiegebruik is verduurzaming van de warmtevraag belangrijk voor een succesvolle energietransitie:

- Een groot deel van de huidige warmteproductie zal worden **geëlektrificeerd** door middel van (hybride) warmtepompen. Elektrificatie kent echter ook uitdagingen. Zo zijn minder goed geïsoleerde woningen moeilijk kosteneffectief te elektrificeren en zorgt elektrificatie voor een zwaardere belasting van de elektriciteitsinfrastructuur. Op sommige locaties zijn de **maatschappelijke kosten** van individuele oplossingen (zoals elektrificatie) hoger dan de maatschappelijke kosten van warmtenetten, bijvoorbeeld doordat de **netbelasting** op momenten hoger *kan* zijn bij elektrische oplossingen, waardoor er meer geïnvesteerd dient te worden in het elektriciteitsnet.² In deze gevallen kunnen warmtenetten mogelijk een efficiënte oplossing bieden.
- Daarom zijn er ambitieuze **doelstellingen** geformuleerd door de Nederlandse overheid: **500 000 nieuwe warmtetaansluitingen** in de bestaande bouw in **2030** en 2,6 miljoen aansluitingen in 2050. Dit maakt warmtenetten tot een essentieel onderdeel van de toekomstige energie-infrastructuur.

Regulering van warmtelevering aan huishoudens

De doelstellingen voor het uitrollen van nieuwe duurzame warmtenetten en het verduurzamen van bestaande netten zijn ambitieus. Het bereiken ervan vergt grote veranderingen in de manier waarop warmte wordt opgewekt, getransporteerd en gebruikt. Bovendien is de levering van warmte via warmtenetten aan huishoudens streng gereguleerd en vinden er veel veranderingen plaats in de regulering.

Een belangrijk onderdeel van de regulering is het **maximumtarief** dat voor het leveren van warmte via warmtenetten aan huishoudens geldt. Ook het rendement van warmtebedrijven wordt getoetst door de Autoriteit Consument en Markt (**ACM**). De tarieven voor levering aan andere consumenten (zoals bedrijven) zijn niet gereguleerd.

Het maximumtarief voor warmtelevering aan huishoudens zorgt ervoor dat kostenstijgingen niet zo maar kunnen worden doorberekend. Warmtebedrijven hebben wel met kostenstijgingen te maken gehad. Zo hebben kostenstijgingen voor materialen en arbeid invloed op de investerings- en onderhoudskosten van bedrijven. Dit geldt ook voor generieke beleidsmaatregelen (zoals veranderingen in de energiebelasting). Ook de kosten van warmtebedrijven worden hierdoor beïnvloed.

² Berenschot (2024). De keuze voor warmtenetten of andere warmteoplossingen.

Naar aanleiding van de motie Van Dijke worden de effecten van de veranderingen in de energiebelasting op de kosten, bedrijfsvoering en verduurzaming van warmtebedrijven in deze studie onderzocht.

Directe aanleiding

In recente effectenonderzoeken¹ naar de impact van verschillende aanpassingen in de energiebelasting (EB) van Trinomics & BlueTerra voor het Ministerie van Financiën (FIN) is al gebleken dat de impact in potentie substantieel is voor bepaalde warmtenetten. Een goed inzicht in de impact van de EB-maatregelen op de bedrijfsvoering van warmtebedrijven is daarom gewenst. Zorgen over de maatregelen zijn via verschillende kanalen met de overheid gedeeld:

- Warmtebedrijven en Energie Nederland hebben **brandbrieven** gestuurd naar het Ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) in het kader van niet toereikende inkomsten en stijgende kosten, als gevolg van de maximumwarmtetarieven en EB-maatregelen;
- Warmtebedrijven en Energie Nederland hebben de Belastingdienst, KGG en FIN benaderd met de vraag om bredere toepassing van de huidige **stadsverwarmingsregeling** in de EB; en
- Bij de behandeling van het wetsvoorstel Belastingplan 2025 in de Tweede Kamer is een **motie** van Inge van Dijk² aangenomen waarin de regering wordt gevraagd de impact van fiscale maatregelen op de bedrijfsvoering van warmtebedrijven en op investeringen in verduurzaming inzichtelijk te maken en zo spoedig mogelijk te verkennen hoe negatieve effecten weggenomen kunnen worden of in ieder geval kunnen worden verzacht. **Dit onderzoek geeft invulling aan het verzoek uit de motie om de impact van de fiscale maatregelen in beeld te brengen.** Het verkennen van mogelijkheden om effecten weg te nemen of te verzachten is geen onderdeel van dit onderzoek.

Doel

Het doel van dit onderzoek is om de **impact** van verschillende **EB-maatregelen** op de kosten en de bedrijfsvoering van verschillende **warmtenetten** in beeld te brengen. Hierbij wordt rekening gehouden met de rol van de kostensystematiek voor de **maximumwarmtetarieven** en de veranderingen hierin.

¹ Trinomics & BlueTerra (2024). *WKK-onderzoek*. Trinomics & BlueTerra (2023). *Effectenonderzoek vrijstellingen energiebelasting*.

² Motie van het lid Inge van Dijk c.s. over de impact van fiscale maatregelen op warmtebedrijven en investeringen in verduurzaming inzichtelijk maken Kamerstuk 36 602, nr. 110

³ Het energiegebruik van 2023 wordt vastgepind. De effecten van de EB-veranderingen worden berekend door de nieuwe tarieven en aangepaste regelingen toe te passen op dit energiegebruik. Dit is een vereenvoudigde weergave; in de praktijk zal het energiegebruik veranderen, o.a. als gevolg van veranderingen in warmte-productietechnieken (als gevolg van o.a. kostenverschuivingen en regulering).

Afbakening

- Wat betreft de **energiebelasting** (de EB-maatregelen) worden de effecten van (1) veranderingen in de **tarieven** en (2) veranderingen in de WKK-vrijstelling meegenomen. De effecten worden in samenhang gepresenteerd (dus niet apart de effecten van verschillende maatregelen).
- De **periode 2023 t/m 2030** wordt onderzocht. De effecten van veranderingen in wet- en regelgeving in deze periode worden ook geschetst.
- De effecten worden op niveau van het **warmtenet** weergegeven (en dus niet op het niveau van een warmtenetportfolio, warmtebedrijf, of energiebedrijf).
- Wat betreft de effecten ligt de focus op de impact van de EB-maatregelen sinds 2023 op de **leveringskosten** van warmte (€/GJ). Verder wordt ingegaan op de brutomarge en de impact op de bedrijfsvoering en verduurzaming.
- Er is aangenomen dat warmtebedrijven het maximumtarief hanteren.

Methode

Er wordt gebruik gemaakt van een combinatie van methoden:

- Voor de **kwantitatieve effectendoorrekening** ter bepaling van de kostenimpact wordt een **effectenscan** op **17** (warmtenet)**profielen** uitgevoerd. Dit is een statische doorrekening waarbij geen rekening wordt gehouden met gedragsverandering (zoals investeringen in verduurzaming of veranderingen in energiegebruik).¹ De warmtebronnen en het energiegebruik verandert dus niet over tijd. Met andere woorden – in de effectenschets wordt aangenomen dat het warmtenet in bijvoorbeeld 2028 nog dezelfde warmtebronnen gebruikt als in 2024 en ook dezelfde hoeveelheid warmte opwekt.
- Deze analyse wordt gebruikt om de profielen te identificeren voor een verdiepende analyse, en om een beeld te krijgen van de effecten op sectorniveau. Vervolgens wordt een **verdiepende analyse** uitgevoerd **5 profielen**. Hierbij wordt onder andere gebruik van aanvullende kwantitatieve analyses. De effecten op de bedrijfsvoering worden ook deels **kwalitatief** bepaald, waarbij gebruik wordt gemaakt van onze kennis van de warmtesector en het warmtebeleid.
- Gedurende het onderzoek is met meerdere marktpartijen gesproken (zie [Annex B](#)).



1 – Introductie

2 – Schets warmtebeleid

3 – Schets warmtesector

4 – Effecten energielasting op warmtesector

5 – Conclusies



www.trinomics.eu

Beleid heeft een grote invloed op de Nederlandse warmtesector. Zo zijn de maximale inkomsten voor levering aan huishoudens gereguleerd en bestaat een deel van de kosten uit de kosten voor de energiebelasting.

Voor **huishoudens** is de levering van energie (en specifiek warmte) **gereguleerd**:

- De levering van **elektriciteit** en **gas** is gereguleerd ter bescherming van huishoudens, omdat energie een eerste levensbehoefte is. Zo gelden er strikte regels voor netbeheerders voor de levering van gas en elektriciteit, waardoor het afschakelen een huishouden in de praktijk vrijwel onmogelijk is, zelfs als er al een langere tijd geen rekeningen worden betaald.
- Het leveren van warmte via **warmtenetten** aan huishoudens is strenger gereguleerd dan de levering van gas en elektriciteit. Naast het feit dat huishoudens net als bij gas en elektriciteit enkel in uitzonderlijke situaties kunnen worden afgesloten zijn ook de leveringstarieven gereguleerd. Dit is ook ter bescherming van de consument. De reden voor de tariefregulering is dat het veranderen van warmteleverancier voor huishoudens vrijwel onmogelijk is. Hierdoor ervaart de leverancier weinig concurrentiedruk.¹

De levering aan/tussen **bedrijven** is minder strikt gereguleerd omdat er (1) meer concurrentie is tussen warmte-aanbieders en (2) omdat bedrijven vanwege de grotere afname en informatiepositie een betere onderhandelingspositie hebben.

Er is ook beleid dat de kosten van warmtelevering beïnvloedt, waarbij de **energiebelasting** op dit moment het meest relevant is (zie [deze pagina](#) in [hoofdstuk 3](#)).

De financiële haalbaarheid (**rentabiliteit**) van een project wordt bepaald door de **kosten** en **inkomsten**. In het algemeen geldt dat voor nieuwe projecten de verwachte rentabiliteit (waarbij risico's ook een rol spelen) ten minste net zo hoog moet zijn als de minimale rendementseis voor een positieve investeringsbeslissing. Voor bestaande projecten geldt dat bij een te lage rentabiliteit vaak wordt afgezien van grote nieuwe investeringen en wordt het project uiteindelijk vaak gesloten.

Om deze reden is hoofdstuk 3 is als volgt opgebouwd:

- A. Uitleg** van beleid dat **kosten** beïnvloedt, waarbij wordt gefocust op de historische en toekomstige ontwikkelingen in de **energiebelasting** voor de periode 2020-2030;
- B. Uitleg** van beleid dat **inkomsten** beïnvloedt, waarbij wordt gefocust op de veranderen in de tariefregulering voor huishoudens. Daarnaast worden ook andere ontwikkelingen in onderdelen op het gebied van regulering beschreven; en

- C. Aannames en uitgangspunten** voor dit onderzoek: Voor de effectenbepaling moeten aannames worden gemaakt over de kosten en de inkomsten. In de laatste sectie van dit hoofdstuk worden de belangrijkste aannames op het gebied van de energiebelasting en tarieven gepresenteerd.

¹ Om dezelfde reden zijn de netwerktarieven voor gas en elektriciteit wel gereguleerd.

Het energiegebruik van huishoudens, (warmte)bedrijven en organisaties is belast in de energiebelasting. Warmte wordt niet direct belast, maar wel indirect via de belastingen op gas en elektriciteit.

Werking van de energiebelasting

In de EB wordt de levering van elektriciteit en aardgas aan de eindverbruiker belast. Warmte wordt dus (alleen) indirect belast via de bron (zoals gas of elektriciteit). De tariefstructuur van de EB is **degressief**. Dit betekent dat het gemiddelde tarief *daalt* naarmate het energiegebruik *stijgt*. Oftewel: hoe hoger het energiegebruik, des te lager de belastingdruk per energie-eenheid (dus per kuub gas of per kWh elektriciteit).

Het gas- en elektriciteitsgebruik van een belastingplichtige doorloopt verschillende **schijven**. Voorbeeld: een bedrijf met een belastbaar elektriciteitsgebruik van 40 MWh in 2025 wordt over de eerste 2,9 MWh tegen 10,2 cent belast (schijf 1), het gebruik tussen 2,9 en 10 MWh ook tegen 10,2 cent (schijf 2) en het overige gebruik tegen 6,9 cent belast (schijf 3). Het marginale tarief¹ van dit bedrijf is 6,9 cent. De tabel op de volgende pagina geeft de tarieven per schijf weer.

De degressieve structuur is ingevoerd met het oog op de **concurrentiepositie** van grootverbruikers. Bij deze bedrijven zijn de energiekosten een groot deel van de bedrijfskosten. Ook in de ons omringende landen gelden vrijstellingen en verlaagde tarieven voor grootverbruikers

Vrijstellingen & regelingen

Naast de degressieve tariefstructuur zijn in het kader van dit onderzoek de volgende regelingen binnen de energiebelasting relevant:

- De **stadsverwarmingsregeling**:
 - Het zogenoemde **blokverwarmingstarief** vormt een uitzondering op de degressieve structuur van de EB.
 - Bij blokverwarming wordt één centrale installatie gebruikt om warmte te produceren voor **meerdere woningen** of gebouwen. Zonder de blokverwarmingsregeling zouden huishoudens en bedrijven achter een blokaansluiting profiteren van het voordeel dat hun *gezamenlijke* verbruik de schijven doorloopt. Daardoor zou de EB bij huishoudens en bedrijven achter een blokverwarming lager uitvallen dan bij huishoudens of bedrijven met een individuele Cv-ketel. Om verbruikers achter een blokaansluiting en met een individuele Cv-ketel zoveel mogelijk hetzelfde te belasten wordt het volledige

verbruik van een blokaansluiting belast tegen het blokverwarmingstarief. Dit tarief is gelijk aan het tarief voor de 1^e en 2^e schijf (<170 000 m³), omdat het verbruik van huishoudens met een Cv-ketel ook in deze schijven valt.

- Er bestaat een **uitzondering** op het blokverwarmingstarief: de **stadsverwarmingsregeling**. Hiermee wordt het aardgasverbruik in een installatie voor stadsverwarming belast volgens de degressieve tariefsystematiek. Voorwaarde is dat de warmte voor ten minste 50% afkomstig is van bepaalde warmtebronnen, namelijk: restwarmte (incl. WKK's), aardwarmte en warmte opgewekt met vaste, vloeibare of gasvormige biomassa, aquathermie, een lucht-water-warmtepomp of een e-boiler.² Het **doel** van de stadsverwarmingsregeling is stimulering van verduurzaming. Op basis van de warmte-etiketten van de zes grootste warmtebedrijven uit 2023 kan worden geconcludeerd dat het overgrote deel aan het 50%-vereiste voldoet. De toepassing van de stadsverwarmingsregeling is bij warmtebedrijven in de praktijk dus eerder regel dan uitzondering.
- De stadsverwarmingsregeling zorgt ervoor dat (middel)grote warmtenetten een prikkel ondervinden om duurzame bronnen in te zetten. Voor **kleine netten** is de stadsverwarmingsregeling **niet relevant**, omdat deze netten door het lage aardgasverbruik toch al uitsluitend in de lagere schijven van de EB worden belast. Daarnaast geldt warmte uit de **WKK** ook als restwarmte onder de stadsverwarmingsregeling, waardoor de regeling bij invoering ook een prikkel gaf voor het installeren van WKK's bij warmtenetten.
- De **WKK-vrijstelling**: Tot 1 januari 2025 was bij een warmtekrachtkoppeling (WKK) met een elektrisch rendement van 30% of meer de gasinput volledig vrijgesteld van de EB. Hierdoor werd er geen energiebelasting betaald voor gas gebruikt voor warmte- en elektriciteitsproductie in de WKK. De regeling was in 1996 ingevoerd met als doel het stimuleren van de WKK in plaats van de gasboiler.³ Het voornaamste argument hiervoor was dat het belasten van de gasinput een dubbele belasting zou zijn voor elektriciteit die aan het net wordt geleverd, omdat daarover al belasting werd betaald voor de geproduceerde elektriciteit. Bovendien was de BKG-uitstoot van WKK's lager dan van een gasboiler plus elektriciteit uit het net.

¹ Marginaal tarief is de belasting die een bedrijf dient te betalen per extra kWh elektriciteit of m³ gas gebruik.

² Artikel 59, derde lid, Wet belastingen op milieugrondslag en [Memorie van toelichting over uitbreiding stadsverwarmingsregeling met duurzame bronnen](#).

³ Zie Trinomics & BlueTerra (2024). [WKK-onderzoek](#). Voor meer informatie over de WKK en de impact van de aanpassing van de WKK-vrijstelling.

Sinds 2023 zijn er een aantal verschuivingen doorgevoerd in de belastingtarieven en vanaf 2025 wordt de WKK-vrijstelling stapsgewijs aangepast.

Er zijn twee grote **veranderingen in de tariefstructuur vanaf 2024**:

- Schuif** van **elektriciteit** naar **gas**: De tarieven voor elektriciteit zijn verlaagd en de tarieven voor gas zijn verhoogd. In onderstaande tabellen is dit geïllustreerd door dalende elektriciteitstarieven in schijven 1-3 en stijgende gastarieven in alle schijven.
- Vermindering** van **degressiviteit**: Het verschil tussen de gemiddelde belastingdruk voor klein- en grootgebruikers daalt. In de tabellen wordt dit geïllustreerd door de stijgende tarieven voor schijven 4 en 5 voor elektriciteit en de hogere procentuele stijging bij de tarieven voor schijven 3 en 4 voor gas.

Daarnaast is er een relevante **verandering** in de **WKK-regeling** vanaf 2025:

- Stapsgewijze **aanpassing WKK-vrijstelling**: Met de aanpassing zal vanaf 2030 (bij benadering)¹ enkel nog de aardgasinput voor elektriciteitsopwekking worden vrijgesteld. Het deel van de aardgas dat betrekking heeft op warmte-opwek zal regulier onder de EB worden belast. Deze aanpassing is onderdeel van een breder pakket aan maatregelen waarin regelingen worden aangepast.
- De maatregel wordt tussen '25 en '30 gefaseerd ingevoerd met een dalend aandeel vrijgesteld aardgasverbruik: In 2025 is 0,28 m³ aardgas vrijgesteld per opwekte kWh elektriciteit. Dit daalt lineair per jaar van 0,26m³/kWh in 2026 naar 0,19m³/kWh vanaf 2030 (bij netlevering).

Belastingtarieven gas (in €-cent₂₀₂₄/kWh,² excl. BTW), zie [Annex](#) voor tarieven in €/m³

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Schijf 1	5,66	5,82	5,49	5,76	6,63	6,45	6,55	6,60	6,59	6,61	6,62
Schijf 2	5,66	5,82	5,49	5,76	6,63	6,45	6,55	6,60	6,59	6,61	6,62
Schijf 3	1,18	1,19	1,10	1,13	2,55	3,52	3,61	3,75	3,83	3,94	4,07
Schijf 4	0,62	0,63	0,58	0,60	1,46	2,27	2,33	2,45	2,51	2,59	2,69
Schijf 5	0,47	0,48	0,45	0,46	0,56	0,60	0,58	0,58	0,58	0,60	0,62

¹ De verhouding warmte vs. elektriciteitsproductie wordt bepaald door het elektrische en thermische rendement. De WKK-maatregel is gebaseerd op de theoretische efficiëntie van een STEG (60%). In de praktijk halen WKK's deze efficiëntie niet, waardoor een deel van de elektriciteitsproductie wordt belast. Hoe lager de efficiëntie, des te groter het deel van de elektriciteitsproductie die wordt belast.

² Bij alle getallen in € is het prijsniveau van 2024 gebruikt, tenzij anders vermeld.

Voor de veranderingen wordt een aantal **argumenten** gebruikt:

- EB op basis van **energie-inhoud**: Eén van de redenen voor de schuif van gas naar elektriciteit is het corrigeren van de aanzienlijk hogere belasting op elektriciteit per eenheid energie. Dit is goed zichtbaar als de gas- en elektriciteitstarieven in €/kWh worden weergegeven (zoals in de tabellen hieronder). In 2023 bijvoorbeeld was het elektriciteitstarief in schijf 1 meer dan 2,5 keer zo hoog als het gastarief in schijf 1. De verschuiving verkleint dit verschil, hoewel ook in 2030 de tarieven voor elektriciteit in alle schijven hoger zijn dan de tarieven voor gas.
- Een andere reden voor de schuif is het **stimuleren** van **elektrificatie**.
- Efficiënt **klimaatbeleid**: Het verhogen van de gastarieven en het aanpassen van de WKK-regeling zorgt er voor dat de CO₂-uitstoot meer wordt beprijsd en stimuleert de keuze voor meer duurzame alternatieven. Naast deze fiscale maatregelen wordt ook gestuurd op het reduceren van CO₂-uitstoot met beprijzing via het Europese emissiehandelsstelsel EU-ETS, subsidies (wegnemen onrendabele top) en normering. Het aanpassen van regelingen als de WKK-vrijstelling zijn goed verenigbaar met het voeren van efficiënt klimaatbeleid in combinatie met subsidies. De lage EB-tarieven voor gas en de regelingen zorgen namelijk voor een gunstige fiscale uitgangspositie van o.a. een gasgestookte WKK. Dit vergroot het kostenverschil met duurzame alternatieven (de onrendabele top) die vervolgens gedekt wordt met subsidies. Om efficiënt klimaatbeleid te voeren is een combinatie van beprijzing en stimulering passend. De maatregelen zijn vorm van beprijzing en kunnen zo tot lagere subsidie-uitgaven leiden.

Belastingtarieven elektriciteit (in €-cent₂₀₂₄/kWh, excl. BTW, incl. ODE)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Schijf 1	15,15	14,67	7,22	13,02	10,88	9,95	8,78	8,29	7,89	7,42	7,54
Schijf 2	15,15	14,67	7,22	13,02	10,88	9,95	8,78	8,29	7,89	7,42	7,54
Schijf 3	10,70	10,95	9,17	10,38	9,04	6,80	6,39	6,39	6,40	6,78	7,08
Schijf 4	4,13	4,28	3,73	4,07	3,94	3,79	3,58	3,56	3,53	3,69	3,79
Schijf 5	0,13	0,13	0,12	0,18	0,25	0,38	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Schijf 5 (z)	0,07	0,07	0,06	0,12	0,19	0,31	0,30	0,29	0,29	0,29	0,29

De fiscale maatregelen en andere ontwikkelingen leiden tot veranderingen in kosten van bedrijven die gas en/of elektriciteit gebruiken, waaronder verschillende warmtebedrijven.

Verschillende kostenontwikkelingen hebben invloed op allerlei bedrijven die gas of elektriciteit gebruiken, zoals:

- **Marktontwikkelingen** die kosten beïnvloeden: In de afgelopen jaren zijn de kosten voor energie gestegen (o.a. door de Russische invasie van Oekraïne). Hoewel het niveau van de **gasprijs** weer is gedaald sinds de piek in 2023 is deze nog altijd ruim boven de prijzen van voor 2022. Bovendien zijn de prijzen volatieler. Daarnaast zijn ook veel andere kosten gestegen (sinds COVID), zoals de **loon-** en **materiaalkosten**, waardoor de installatie- en onderhoudskosten zijn gestegen. Tot slot zijn ook de **financieringskosten** gestegen door de hogere rentestand. De stijging van de loon- en gaskosten wordt geïllustreerd in de grafiek hiernaast.
- **Beleidsontwikkelingen** die kosten beïnvloeden: Naast marktgedreven ontwikkelingen zijn er ook kostenveranderingen als gevolg van beleid. Dit geldt niet alleen voor de stijgingen van de EB-tarieven en de aanpassing van de WKK-vrijstelling, maar ook voor bijvoorbeeld de stijging van netwerktarieven.¹ Ook zullen de kosten voor gas naar verwachting stijgen door de bijmengverplichting voor groen gas en breidt Europa de bestaande CO₂-beprijzing (het ETS) uit met de invoering van ETS 2, waarin ook het gasverbruik van de kleine industrie en huishoudens wordt geprijsd vanaf 2027 (relevant voor kleine warmtenetten).

Ook zijn er ontwikkelingen die vooral de kosten voor **warmtebedrijven** beïnvloeden. Zo wordt er mogelijk een **CO₂-norm** met een concreet afbouwpad vastgelegd in de wetgeving, ook voor kleine netten:

- De norm was onderdeel van het eerste wetsvoorstel voor de Wet Collectieve Warmte (**Wcw**). De CO₂-norm is geen onderdeel van het huidige wetsvoorstel van de Wcw, maar van het Besluit collectieve warmte op te nemen. De tabel hiernaast geeft het afbouwpad weer zoals gecommuniceerd in de markconsultatie van het voorstel besluit collectie warmte.²
- De norm legt de maximale CO₂-uitstoot van een warmtenet vast. De directe (verbrandings)emissies en indirecte elektriciteitsemissies worden meegenomen.
- Een deel van de daling zal worden bereikt door de verduurzaming in de elektriciteitssector, waardoor de elektriciteitsemissies dalen. Echter, de gemiddelde CO₂-intensiteit van de netten is **46 kg CO₂/GJ**.³

¹ De stijging van netwerktarieven is een direct gevolg van de stijging van investeringen in het net. Deze investeringen zijn geen beleidsontwikkeling, maar de wijze van vertaling in de tarieven wel.

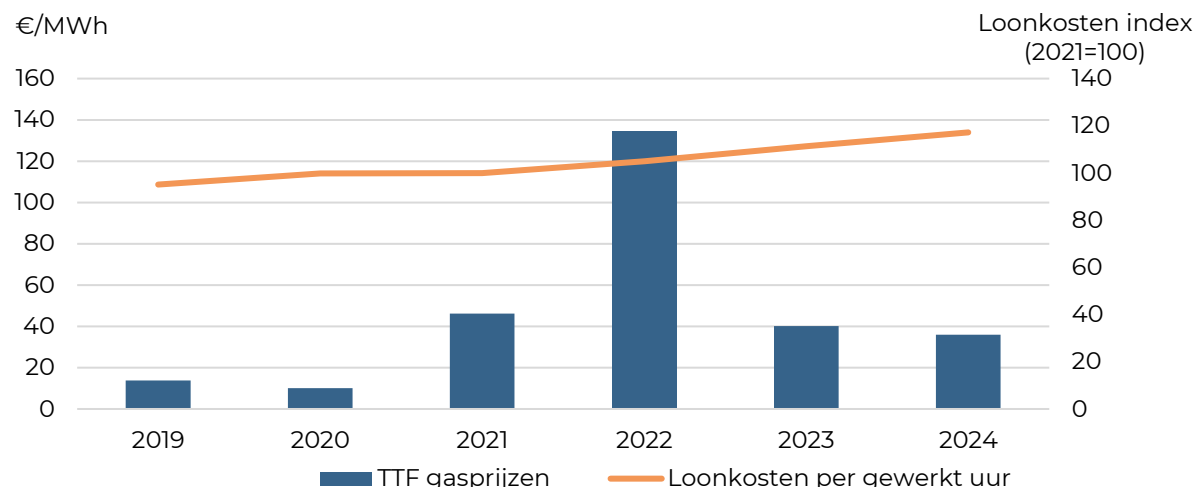
² Zie Voorstel Besluit collectieve warmte, artikel 2.16

³ Op basis van de RVO-data gebruikt in dit onderzoek.

Dit betekent dat het gemiddelde warmtenet de uitstoot met meer dan **30%** moet **verlagen** om aan de norm van 2025 te voldoen.

- Het is daarom zeer aannemelijk dat de CO₂-norm voor een groot aantal warmtenetten tot een kostenstijging leidt.
- De Wcw heeft nog meer consequenties voor warmtebedrijven. Deze worden op [deze pagina](#) toegelicht.

Kostenontwikkelingen (gasprijzen en loonkosten energiesector 2019-2024⁴)



CO₂-norm zoals gecommuniceerd in markconsultatie besluit collectieve warmte

Jaar	Maximale uitstoot (kg CO ₂ /GJ)
2026	32,5
2030	25,0
2035	15,6

⁴ Op basis van TEF-gasprijs en Nijverheid en energiesector

De inkomsten van warmtebedrijven zijn gereguleerd via maximale warmtetarieven voor de levering aan huishoudens. Op dit moment gebeurt dit via het 'niet meer dan anders' (NMDA-)principe.

De warmtetarieven voor warmtenetten voor levering aan huishoudens gereguleerd. Dit is ook in veel andere landen het geval (Duitsland, Denemarken en Estland). De reden hiervoor is dat warmtebedrijven **marktmacht** hebben, doordat huishoudens niet (eenvoudig) kunnen of willen overstappen naar een ander warmtenet (een warmtenet is een **natuurlijke monopolie**) en omdat de financiële drempel om over te stappen naar een andere (individuele) warmteoplossing hoog is. De ACM gaat over de uitvoering en controle. Er zijn ook landen waar de regulering van warmtebedrijven minder strikt is, omdat er via andere wegen toch voor voldoende concurrentie wordt gezorgd (Zweden). Het maximumtarief geldt niet voor warmtelevering aan bedrijven.

De **wettelijke basis** voor de huidige regulering van de **maximumtarieven** ligt in de Warmtewet, het Warmtebesluit en de Warmteregeling:

- **Warmtewet:** De Warmtewet is sinds **2014** van kracht en geldt met name voor **kleinverbruikers** (aansluiting onder 100 kW). Dit zijn meestal huishoudens. De Warmtewet legt algemene verplichtingen van warmteleveranciers vast (zoals maximumtarieven, informatieverplichtingen, leveringsverplichtingen en storingscompensaties) en draagt de uitvoering en de controle op aan de ACM.
- **Warmtebesluit:** Het Warmtebesluit is een uitvoeringsbesluit uit de Warmtewet. Het Warmtebesluit legt de methode voor het vaststellen van de maximumtarieven vast. De methode bestaat uit een gebruiksafhankelijk en- onafhankelijk deel. De vaste kosten (gebruiksonafhankelijk deel) worden berekend op basis van de vaste kosten van gasverwarming. Het gebruiksafhankelijke deel wordt bepaald door het gemiddelde tarief voor gas en het rendement van een Cv-ketel.
- **Warmteregeling:** De Warmteregeling is aanvullend op de Warmtewet en het Warmtebesluit. In de Warmteregeling zijn gedetailleerde bepalingen over kostencalculaties en storingscompensatie vastgelegd. Onder andere de referentiewaarden voor de kosten en levensduur van verwarmingsinstallaties voor de berekening van de maximumtarieven zijn hierin ook vastgelegd.

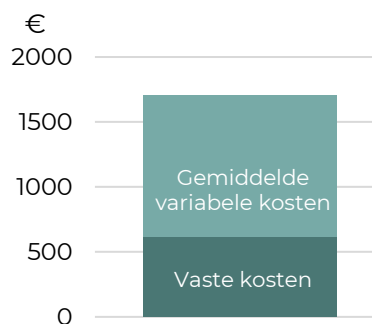
Op dit moment worden de **maximumtarieven** worden als volgt bepaald:

- Het '**niet meer dan anders principe**' (NMDA-principe) staat centraal bij de tarieven. Het uitgangspunt is dat de kosten voor huishoudens die gebruik maken van een warmtenet maximaal even hoog zijn als de kosten voor huishoudens die gebruik maken van een **Cv-ketel op aardgas**. De tarieven voor het leveren van warmte via warmtenetten aan huishoudens is dus gemaximeerd op basis van de gemiddelde kosten voor warmte uit een Cv-ketel op aardgas.

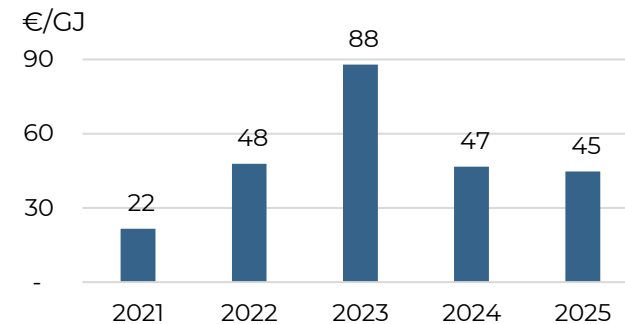
- Het maximumtarief in het NMDA-principe bestaat uit vaste en variabele kosten.
 - De **vaste kosten** zijn gebaseerd op de gemiddelde onderhouds- en afschrijvingskosten van een Cv-ketel en de netbeheerkosten, de meettarieven en de vaste leveringskosten voor gas.
 - Via de **variabele kosten** is de **EB** ook onderdeel van het maximumtarief. De EB bepaalt namelijk mede de kosten voor aardgasverbruik in de Cv-ketel. Omdat het aardgasverbruik in de Cv relatief laag is valt het gebruik in de **1^e en 2^e schijf**. Dit tarief wordt dus meegenomen bij het vaststellen van het maximumtarief.

De **tarieven** zijn dus **gemaximeerd** via het NMDA-principe. Hierdoor kunnen kostenstijgingen die niet leiden tot hogere kosten van aardgasverbruik in de Cv-ketel **niet** worden **doorberekend**. Tot 2025 gold dat veranderingen van de EB-tarieven in de laagste schijven tot veranderingen van het maximumtarief leidden. Hierdoor konden eventuele stijgingen worden doorberekend. Vanaf **2025** is een wijziging van de Warmtewet in werking getreden, waardoor eventuele stijgingen in de EB niet kunnen worden meegenomen in de maximumtarieven. Doel hiervan was het voorkomen van tariefstijgingen als gevolg van de mogelijke stijging in de EB. Eventuele dalingen in de EB-tarieven in de 1^e en 2^e schijf leiden wel tot een daling van het maximumtarief. Dit is nadelig voor warmte-bedrijven met veel gasverbruik, omdat die slechts een klein deel voordeel ondervinden van een lager EB-tarief in de 1^e schijf, terwijl een lager maximumtarief voor de gehele levering aan huishoudens geldt. De stijging van de EB-tarieven in de schijf 1 en 2 (+15%) in 2024 zijn wel meegenomen in het maximumtarief.

Opbouw gemiddelde kosten 2024¹



Ontwikkeling maximumtarief²



¹ Aannames: gasverbruik 820 m³ o.b.v. CBS (2023). [Energieverbruik particuliere woningen](#). Efficiëntie van 90% en een maximum variabel tarief van €46,69 o.b.v. ACM (2024). Maximumtarief warmte in 2024 iets onder huidige prijsplafond.

² ACM (geen datum). [Maximale warmtetarieven](#). Uitgedrukt in 2024 euro's

De tariefregulering wordt stapsgewijs aangepast naar een maximumtarief gebaseerd op efficiënte kosten. Deze en andere wijzingen zijn onderdeel van verschillende lopende wetstrajecten.

Wet collectieve warmte (Wcw)

De Wcw dient de regelgeving voor warmtenetten uit de Warmtewet te vervangen. Het voorstel ligt momenteel voor in de Tweede Kamer. De Wcw zal niet eerder dan **2026** worden ingevoerd. Of en wanneer de Wcw wordt ingevoerd is echter afhankelijk van de snelheid van de behandeling in de Tweede en Eerste Kamer en uitwerking van lagere regelgeving.¹ De doelen² van de Wcw zijn:

1. Meer **publieke sturing** op collectieve warmte. Dit dient te worden bereikt via een verplicht **publiek meerderheidsaandeel** voor aangewezen warmtebedrijven en een regierol van gemeentes.
2. Ontwikkelen collectieve warmte die **geen broeikasgassen** meer uitstoot in 2050 via nieuwe verduurzamingseisen.
3. Aanscherping **consumentenbescherming** en betere borging **leveringszekerheid** via nieuwe leveringszekerheidseisen.
4. Introduceren van transparante en **kostengebaseerde tariefregulering** voor huishoudens aangesloten op een warmtenet.

De verplichting voor een publiek meerderheidsaandeel kan een **grote impact** hebben op de bedrijfsvoering van warmtenetten.³ In de effectenanalyse naar de publieke eigendomsverplichting wordt geconcludeerd dat de maatregel een ingrijpend effect zal hebben op de markt en dat private investeringen naar verwachting vrij snel zullen terugvallen. De relevantie van de nieuwe duurzaamheidseisen is al geïllustreerd op [deze](#) pagina. Het 4^e doel beïnvloedt de inkomsten van alle warmtebedrijven die aan huishoudens leveren en is daarmee zeer relevant, omdat de tariefregulering bepaalt in hoeverre eventuele kostenstijgingen kunnen worden doorberekend naar de gebruiker.

De vernieuwing van de maximumtarieven vindt gefaseerd plaats:

- **Fase 1**, waarin grotendeels de methodiek wordt gevolgd van het **NMDA-principe**. Er zijn een aantal kleine wijzigingen. Zo worden stijgingen in de EB op gas in alle schijven niet meer meegenomen in het maximumtarief. De EB op gas zal enkel nog worden geïndexeerd (inflatiecorrectie). Ook worden bij het bepalen van de warmteprijs voor het komende jaar de gastarieven van de september-november gebruikt en wordt niet meer uitgegaan van all-in onderhoudscontracten.

¹ Ministerie KGG (2025). [Beantwoording Kamervragen over de hoge warmtetarieven](#)

² Ministerie KGG (2024). [Memorie van toelichting bij wetsvoorstel Wet collectieve warmte](#)

³ Strategy& (2022). [Effecten van publiek eigendomsverplichting op de realisatiekracht voor collectieve warmtesystemen](#).

Deze maatregelen moeten ervoor zorgen dat de warmtetarieven voor consumenten worden gedempt. Warmtebedrijven hebben hier geen voordeel van.

- **Fase 2**, waarin kostengebaseerde tariefformules ingevoerd. In deze tussenfase zal nog worden gewerkt met benaderingen van de kosten voor bedrijven op basis van **generieke formules**, vastgesteld door de ACM. Het uitgangspunt is dat EB-kosten kunnen worden doorberekend, maar in hoeverre dit aansluit bij de daadwerkelijke kosten hangt af van de mate van fijnmazigheid van de formules. Zo is het nog onzeker of rekening zal worden gehouden met kostenverschillen tussen bronnen.
- **Fase 3: Definitieve kostengebaseerde tariefsystematiek**. De ACM stelt de tarieven vast op een niveau dat warmtebedrijven hun **efficiënte kosten** kunnen terugverdienen en een redelijk rendement kunnen behalen. In deze fase doen warmtebedrijven een tariefvoorstel dat goedgekeurd dient te worden door de ACM. In theorie kunnen warmtebedrijven vanaf nu de kosten doorberekenen (inclusief EB-kosten), hoewel dit afhangt van de definitie van de efficiënte kosten.

Op [deze](#) pagina is weergegeven hoe de tariefregulering is meegenomen in de analyse en welk tijdspad is aangenomen. Dit tijdspad is echter nog onzeker.

Kleine collectieve warmtesystemen: Volgens het Wcw-voorstel zal de tariefregulering in fase 1 en 2 ook gelden voor kleine collectieve warmtesystemen. Echter, omdat kleine systemen meer tijd nodig hebben om hun boekhouding aan te passen is het mogelijk om de overgang van fase 1 naar fase 2 voor kleine collectieve warmtesystemen op een (nader te bepalen) later moment plaats te laten vinden. De ACM heeft aangekondigd met een referentietarief te willen gaan werken voor kleine netten.⁴

Wet gemeentelijke instrumenten warmtetransitie (Wgiw):

Het voorstel voor de Wgiw ligt momenteel voor in Eerste Kamer. In de praktijk betekent de wet onder andere dat:

- Gemeenten per wijk kunnen bepalen welk warmtealternatief het beste is en wanneer gebouwen niet meer met aardgas verwarmd worden.
- De beheerders van het gasnet zijn niet meer verplicht om het gasnet in werking te houden en mogen de infrastructuur verwijderen.
- Netbeheerders verliezen hun aansluit- en transportplicht voor aardgas in wijken die de gemeente heeft aangewezen.

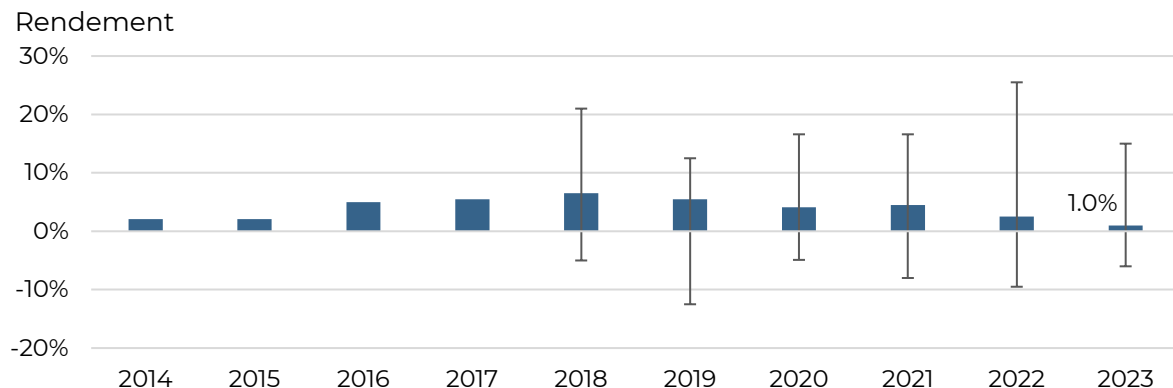
⁴ Energeia (2025). [ACM wil referentietarief voor kleine warmtenetten](#).

Ook het rendement van warmtebedrijven is gereguleerd. Het gemiddelde rendement ligt sinds 2020 onder het redelijk rendement.

De ACM reguleert ook de het **rendement** van warmtebedrijven:

- Hierbij toetst de ACM of er een **redelijk rendement** wordt gehaald. Welk rendement redelijk is hangt af van verschillende factoren, waaronder de risico's en de rente. Tussen 2018 en 2025 werd een rendement van 4,5 tot 5% als redelijk geacht door de ACM voor warmtebedrijven.¹ Als warmtebedrijven een tarief hanteert dat onder het maximumtarief ligt, maar het rendement toch hoger dan redelijk uitvalt, dan kan het warmtebedrijf alsnog gekort worden.²
- De figuur hieronder laat zien dat het gemiddelde rendement daalt sinds 2019 (met uitzondering van 2021). Bovendien ligt het rendement in 2022 en 2023 **ruim onder het redelijke rendement** met slechts 1% rendement in 2023. Het gemiddelde rendement van een warmtenet was in 2023 niet eens voldoende om de rente op een lening terug te betalen.
- De **variatie tussen bedrijven is groot** (-22% tot +21%²). Dit is grotendeels het gevolg van de grote verschillen tussen netten. Netten op het gebied van type warmtebronnen, temperatuurniveau, omvang, leeftijd. Daarnaast spelen ook bedrijfseconomische keuzes een rol (zoals de inkoopstrategie). De hoogte van de warmtelevering is ook van invloed op het rendement. Deze kan per net en per jaar verschillen als gevolg van variatie in de warmtevraag (die onder andere varieert tussen warme en koude jaren). Dit wordt toegelicht in het volgende hoofdstuk.

Gewogen gemiddelde rendement van warmtebedrijven en spreiding³



¹ ACM (2023). *Besluit WACC warmteleveranciers*. Hoogte van de *weighted average cost of capital* - WACC.

² ACM (2023). *Beleidsregel rendementstoets warmte*. Bij een te hoog rendement dient het bedrijf dit te corrigeren via het leveringstarief, waarbij de meerwinst binnen 12 maanden wordt teruggegeven.

³ ACM (2024). *Rendementsmonitoring warmteleveranciers - Resultaten over 2023*. Spreiding laat het 5^e en 95^e percentiel zien. De volledige bandbreedte (hoogste en laagste waarde) is dus groter.

- Een aantal grote warmtebedrijven zijn eigenaar van verschillende warmtenetten. In dit geval kunnen bedrijven tot op zekere hoogte de rendementen van netten met een laag rendement **middelen** met netten met een hoog rendement.

De rendementen en de maximumtarieven hangen samen:

- Hoewel de ACM in de rendementsmonitoring geen verklaring geeft voor de neerwaartse trend is het zeer aannemelijk dat dit het gevolg is van gestegen kosten die niet (volledig) in het NMDA-maximumtarief zijn meegenomen, zoals eerder beschreven. Immers, het maximumtarief (gecorrigeerd voor inflatie) in 2024 en '25 is vergelijkbaar met het tarief in '22, zoals hier geïllustreerd.³
- In samenhang zorgen het NMDA-maximumtarief, de grote (kosten)verschillen tussen warmtenetten en de kostenveranderingen ervoor dat het **gemiddelde bedrijf** dus **niet in staat** is geweest om een **redelijk rendement te halen**.

In theorie stelt de Wcw warmtenetten in staat een redelijk rendement te halen:

- Na volledige invoering van fase 3 van de Wcw-warmtetarieven (en de tarieven dus zijn gebaseerd op de efficiënte kosten van een specifiek warmtenet) hebben warmtebedrijven in theorie voldoende ruimte om een redelijk rendement te halen. Immers, als de kosten bij een net relatief laag zijn dan zal het maximumtarief voor dat net ook relatief laag zijn (maar voldoende hoog om een redelijk rendement te halen bij efficiënte kosten). Als de kosten bij een net relatief hoog zijn dan zal het maximumtarief bij dit net hoger zijn, zodat alsnog een redelijk rendement zou moeten kunnen worden gehaald. De ACM blijft monitoren of rendementen inderdaad redelijk zijn.
- Kostengebaseerde tarieven kunnen op gespannen voet staan met **betaalbaarheid**. Het is nog niet volledig uitgewerkt hoe hiermee zal worden omgegaan. In een kamerbrief⁴ van april 2025 gaat KGG in op een aantal randvoorwaarden, waarbij ook een **relatieve prijsgarantie** en een **tarieflimiet** worden genoemd. De prijsgarantie moet nog worden uitgewerkt. De tarieflimiet houdt in dat als de kosten van een net boven de tarieflimiet vallen, de kosten boven de limiet worden vergoed vanuit een vereveningsfonds.
- Hoewel de nieuwe systematiek naar verwachting een verbetering betekent voor netten met hogere kosten, hangt dit dus nog wel af van de **implementatie**.

³ In 2022 golden twee tarieven (€53,95/GJ en €48,60/GJ, beide uitgedrukt in 2022 euro's.. €48/GJ is het gemiddelde tarief voor 2022, gecorrigeerd voor inflatie

⁴ Ministerie KGG (2025). *Actualisatie randvoorwaarden collectieve warmte*.



1 – Introductie

2 – Schets warmtebeleid

3 – Schets warmtesector

4 – Effecten energiebelasting op warmtesector

5 – Conclusies



www.trinomics.eu

De Nederlandse warmtesector bestaat een klein aantal grote commerciële warmtebedrijven en een groot aantal kleinere warmtebedrijven. De warmtenetten zijn erg divers in onder andere omvang en bronnen.

Er zijn **een klein aantal grote warmtebedrijven** die verantwoordelijk zijn voor zo'n 90% van de warmtelevering via warmtenetten. Het merendeel van de grootschalige warmtenetten is in het beheer van deze partijen. Daarnaast zijn er **gemeentes** en andere **regionale partijen** die vaak één of een beperkt aantal warmtenetten beheert. Kleinschalige warmtenetten zijn vaak in beheer van **woningcorporaties** en **VVE's**, maar in toenemende mate ook van **kleinere private partijen**.

Een significant deel van de warmte geleverd door Nederlandse warmtenetten wordt geleverd aan **industriële bedrijven**, **tuinbouwbedrijven** of **grote utiliteitsgebouwen**. In veel stedelijke gebieden en industrieclusters leveren warmtenetten aan deze grootverbruikers, vaak via maatwerkcontracten met flexibele tarieven. Zoals besproken op [deze](#) pagina gelden er geen maximumtarieven voor levering aan deze afnemers. Hierdoor hebben warmtebedrijven meer onderhandelingsruimte over de prijs en leveringsvoorwaarden. Veel warmtebedrijven en warmtenetten leveren zowel aan huishoudens als aan bedrijven. De focus van dit onderzoek ligt op warmtenetten die (deels) leveren aan huishoudens, omdat deze netten te maken hebben met de tariefregulering.

Qua **grootte** zit er veel variatie in warmtenetten:

- Zo zijn er grootschalige netten met **tienduizenden afnemers** tot kleinschalige systemen met **enkele tientallen afnemers**.
- Het **exakte aantal** warmtenetten in Nederland is afhankelijk van de definitie van warmtenetten. Het aantal grootschalige warmtenetten ($\geq$ duizend aansluitingen) is beperkt tot enkele tientallen. Echter, als men naar alle vormen van collectieve warmtevoorziening kijkt zijn er in totaal duizenden warmtenetten. Om een zo volledig mogelijk beeld te schetsen vallen warmtebedrijven die deze warmtenetten bedienen ook binnen de scope van het onderzoek.
- Het **aantal warmtenetten stijgt** de laatste jaren. Er komen vooral duurzame kleinere warmtenetten bij. Ook worden bestaande warmtenetten uitgebreid.

Qua **type** is het meest voorkomende model in Nederland dat van de **gesloten netten**:

- Eén partij is verantwoordelijk voor zowel productie, distributie als levering.
- Er is een trend naar open netten waar bij de rol van leverancier, netbeheerder en producent gescheiden is.

De samenstelling van warmtebronnen in Nederlandse warmtenetten is de afgelopen decennia sterk veranderd. Waar warmtenetten vroeger vooral een manier waren om restwarmte efficiënt te benutten, zijn ze inmiddels uitgegroeid tot een belangrijk instrument voor de verduurzaming van de gebouwde omgeving:

- In de **twintigste eeuw** ontstonden de **eerste warmtenetten** in Nederland vanuit het principe van **restwarmtebenutting**. Met name restwarmte uit elektriciteitscentrales (zoals STEG-installaties) en afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) werd gebruikt om warmte te leveren aan stedelijke gebieden. Bekende voorbeelden zijn de stadswarmtenetten van Amsterdam, Rotterdam en Utrecht. Warmteproductie was bij deze centrales geen doel op zich, maar een bijproduct. De focus lag op efficiënt gebruik van bestaande energiebronnen, niet op verduurzaming.
- **Eind vorige eeuw** kwamen de collectieve **kleine warmtenetten** op basis van **aardgasketels** opzetten, vooral voor verwarming van appartementencomplexen.
- **Vanaf 2000** namen dergelijke netten in aantal toe, maar ook in schaal. De warmtenetten werden ontwikkeld om in de warmte op wijkniveau te voorzien warmtenetten bij nieuwbouwwontwikkelingen.
- In de periode **eind jaren '00, begin jaren '10** kwam daar de opkomst van gasmotor-**WKK's** (warmtekrachtkoppeling) als warmtebron bij. Deze WKK's wekken gelijktijdig elektriciteit en warmte op met een hoog totaalrendement (tot 90%). Ze werden veel toegepast in nieuwbouwwijken en bestaande collectieve systemen met een aardgasketel. Dit type net profiteerde van gunstige energieprijzen, fiscale stimulering en de mogelijkheid om aan strengere energieprestatie-eisen (EPC) te voldoen.
- **Vanaf circa 2015** is vooral **WKO** (warmte-koudeopslag) een dominante bron geworden in nieuwe duurzame warmtenetten. Deze technologie wordt veel toegepast in nieuwbouw, mede dankzij de mogelijkheid om zowel te verwarmen als te koelen, en sluit goed aan bij lage-temperatuursystemen.

In aantallen domineren de inmiddels kleinschalige, duurzame warmtenetten. Deze netten, veelal gebaseerd op bronnen als WKO, warmtepompen of biomassa, zijn de afgelopen jaren sterk in aantal gestegen, met name bij nieuwbouwprojecten en verduurzaming van kleine netten. Tegelijkertijd is het zo dat het overgrote deel van de totale warmtelevering nog altijd plaatsvindt via de traditionele grootschalige warmtenetten. Dit wordt verder toegelicht op [deze](#) pagina.

Warmtenetten gebruiken verschillende warmtebronnen. Er zijn bronnen die zich goed lenen voor de basislast, middenlast en pieklast.

Er zijn verschillende type warmtebronnen die warmtenetten van warmte voorzien. Elk type warmtebron heeft eigen technische en economische kenmerken die de ideale rol voor een bron in het productieprofiel van een warmtenet bepalen. Er worden drie verschillende type warmtenetbronnen onderscheiden.

1: Bronnen voor basislast

Basislast is de continue, minimale warmtevraag die het hele jaar door moet worden gedekt. Bronnen die continue warmte leveren zijn goed geschikt voor de basislast. Deze bronnen kunnen gedurende lange perioden een constante hoeveelheid warmte produceren. Deze bronnen sluiten vanuit bedrijfseconomisch perspectief goed aan bij afnemers met een constante vraag. Bronnen voor de basislast hebben vaak lage operationele kosten waardoor het gunstig is om veel draaiuren te maken. Daartegenover staat dat de investeringskosten relatief hoog zijn. Dit geldt ook voor veel duurzame bronnen, zoals geothermie, restwarmte en warmtepompen.

2: Bronnen voor middenlast

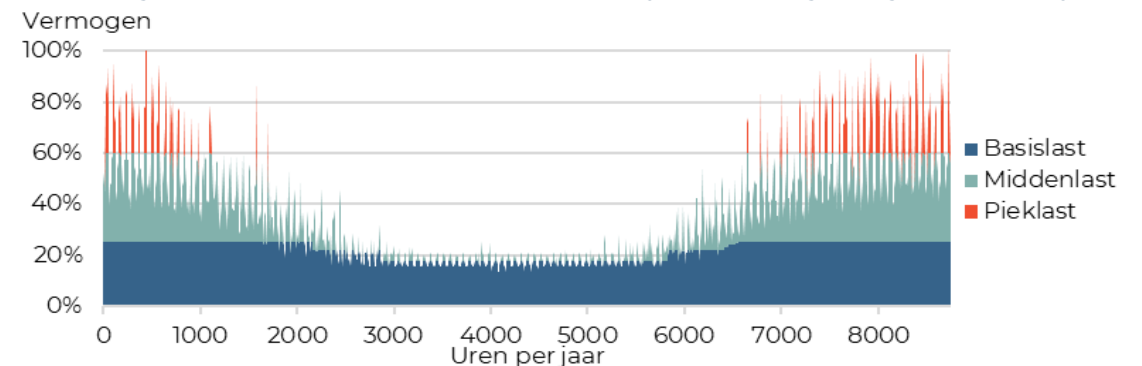
Middenlast is aanvullende warmtevraag boven de basislast die optreedt bij seizoens- en dagfluctuaties. Zodra de warmtevraag boven de basislast uitkomt dan worden bronnen voor middenlast ingeschakeld. Bronnen voor de middenlast hebben de flexibiliteit om te voorzien in de warmtebehoefte bij een verhoogde en fluctuerende vraag in de winter. Ten opzichte van bronnen voor de basislast zijn de investeringskosten vaak lager en de operationele kosten hoger. Er zijn ook externe factoren die ervoor zorgen dat een bron niet continue (basislast) draait. Zo is de inzet van de WKK afhankelijk van de elektriciteitsprijs en spark spread. Ook biomassaketels kunnen vaak kosteneffectief in worden gezet voor de middenlast. Basislastbronnen zouden ook (een deel van) de middenlast kunnen invullen, hoewel dit de kosteneffectiviteit verlaagt.

3: Bronnen voor pieklast

Pieklast is de kortdurende warmtevraag tijdens de koudste uren of dagen van het jaar. Voor deze korte, extreme pieken in de warmtevraag zijn pieklastbronnen onmisbaar. Traditionele gasketels worden hierbij het meest toegepast. Deze installaties kenmerken zich door lage investeringskosten en hoge variabele brandstofkosten. Omdat ze slechts enkele honderden uren per jaar draaien, blijven de totale kosten beheersbaar, terwijl zij toch de noodzakelijke flexibiliteit en back-upcapaciteit bieden. Deze pieklast is vaak lastig om rendabel duurzaam in te kunnen vullen, omdat het aantal draaiuren te laag is om de investeringskosten terug te verdienen. Op den duur zouden biomassaketels en/of e-boilers deze rol kunnen oppakken.

De figuur hieronder geeft een profiel weer van een willekeurig warmtenet met daarin de basislast, middenlast en pieklast versimpeld weergegeven. Hierin vertegenwoordigd de basislast ongeveer 30% van het vermogen, maar levert meer dan de helft van de energie. De middenlast vult aan tot ongeveer 60% van de maximale vermogen waarmee een derde van de energie wordt geleverd. De pieklast kan het totale vermogen leveren maar heeft maar een aandeel van rond de 10% van de energie. De precieze verdeling tussen de verschillende bronnen verschilt tussen warmtenetten.

Verdeling basislast, middenlast en pieklast bij willekeurig net gedurende 1 jaar



Verduurzaming bronnen

In het verleden vervulde een aardgasketel (eventueel in combinatie met een WKK) zowel de basislast, de middenlast en de pieklast. Met de verduurzaming van warmtenetten bestaan deze vaak uit verschillende warmtebronnen die de gehele warmtevraag dekken. Een mix van bronnen maakt dat het systeem zo kosteneffectief mogelijk kan opereren.

Verduurzaming begint vaak bij de basislast, omdat hier het benuttingspercentage het hoogst is en kapitaalintensieve technologieën – zoals geothermie, grootschalige warmtepompen of industriële restwarmte – hun investeringskosten kunnen terugverdienen met veel inzet. Hiermee kan ook de grootste deel van de jaarlijkse energievraag worden verduurzaamd. Dit verklaart ook waarom het verduurzamen van pieklast het moeilijkst is: deze installaties draaien maar enkele honderden uren per jaar als back-up, zodat elke groene technologie met hoge investeringskosten onrendabel wordt zonder stevige beleidsprikkels of capaciteitsvergoedingen.

Het rendement van warmtenetten wordt bepaald door de verschillende elementen van de totale kosten en de totale opbrengsten.

Kosten

De totale kostprijs van de warmte in €/GJ is opgebouwd uit verschillende elementen. Deze wordt hieronder toegelicht inclusief een grove inschatting van het aandeel:

- **Overheadkosten** zijn bijvoorbeeld de personeels- en ICT-kosten, huur van kantoorruimte, verzekeringen en vergelijkbare lasten. Deze kosten zijn grotendeels vast; ze veranderen slechts beperkt bij een verandering in het aantal aansluitingen of veranderingen in de geproduceerde warmte. In een groot warmtenet schommelen de overheadkosten rond 5-10 % van de totale kosten.
- **Onderhouds- en afschrijvingskosten.** Preventief en correctief onderhoud is cash-uitgaand (OPEX) en beweegt mee met de leeftijd en complexiteit van de assets; afschrijving is een boekhoudkundige last die de oorspronkelijke investering (CAPEX) over de economische levensduur verdeelt. Deze posten zijn eveneens overwegend **vast**: ze lopen door en veranderen weinig bij veranderingen in de warmteafzet. Het aandeel in de totale kosten hangt af van het type warmtenet. Bij (deels) verduurzaamde netten zijn de afschrijvingskosten relatief hoog door hoge investeringskosten. Het aandeel in de kostprijs van warmte is zo'n 30-40 %.
- **Energiekosten** (gas, elektriciteit of inkoop restwarmte) zijn daarentegen **variabel** en volgen uit de geleverde warmte en de brandstof- of stroomprijs op de markt. Hieronder vallen ook de kosten voor warmteverliezen die warmtenetten hebben bij het transport van warmte. Bij fossiele warmtenetten kunnen energiekosten 30% of meer van de totale kosten uitmaken; na verduurzaming daalt dit aandeel.
- De **EB-kosten** komen bovenop de energiekosten en zijn in dit onderzoek als aparte kostenpost meegenomen. De EB is een belangrijke factor bij netten met aardgas. De impact op de kostprijs hangt af van de schijf waarin het aardgas belast wordt. Door aanpassingen in de EB stijgt de impact en kan deze oplopen tot 25% van de totale warmtekosten voor specifieke netten met veel inzet van aardgas.

De exacte hoogte van de totale kostprijs van 1 GJ aan geleverde energie verschilt sterk per jaar en per warmtenet. Ter indicatie: de meeste warmtenetten hebben een kostprijs van zo'n 40 tot 60 €/GJ.¹

Opbrengsten

Dit geldt niet voor de opbrengsten voor warmte geleverd aan kleinverbruikers die zoals toegelicht zijn gemaximeerd via de maximumtarieven. De figuur laat zien dat:

¹ TNO (2023). [Review gegevens rendementsmonitor](#).

- **Beperkt verband** tussen de **inkomsten** en **opbrengsten**. De componenten die van de opbrengsten en kosten verschillen, maar:
 - De **marktprijs aardgas** heeft impact op de **kostenkant** en voor veel warmtenetten ook aan de **opbrengstenkant**. Echter, de impact van deze factoren verschilt afhankelijk van het deel van de warmtelevering dat met aardgas wordt opgewekt, het warmteverlies in het net en het rendement.
 - De **EB** voor aardgas heeft zowel impact op de inkomsten als de kosten indien het warmtenet gebruik maakt van aardgas. Aan de opbrengstkant gaat het om de EB voor gas in schijf 1 & 2. Aan de kostenkant is dit afhankelijk van de grootte van het net en het aardgasverbruik.

Rendement

Voor een rendabel warmtenet moeten de kosten lager liggen dan de opbrengsten en moet een gezonde marge overblijven. Het verschil tussen de opbrengsten en de kosten is de bruto winst ook wel de EBIT (*Earnings Before Interest and Taxes*) genoemd. Dit wordt gebruikt om het rendement van de warmtenetten te bepalen door het ACM.

$$\text{Rendement} = \text{Return of invested capital (ROIC)} = \frac{\text{Opbrengst} - \text{Kosten}}{\text{activawaarde}}$$

Activawaarde is hier de (netto) boekwaarde van de warmtenetactiva die op de balans van het warmtebedrijf staan—oftewel het geïnvesteerde vermogen waarop men rendement dient te maken. Het gaat om alle materiële vaste activa die direct nodig zijn voor de levering van warmte: bronnen, pompen, leidingen, regelstations, aansluitingen.

Indicatieve kosten- en inkomstenopbouw van een warmtenet

Opbouw warmtetarief



De bedrijfsvoering van een warmtenet wijkt fundamenteel af van die van andere nutsbedrijven, onder andere door maximumtarieven, een wettelijke leveringsplicht én een voorziene CO₂-norm.

Waar stroom- en gasleveranciers opereren in een geliberaliseerde markt met prijsflexibiliteit, opereren warmtebedrijven in een **gereguleerd domein** met maximumtarieven, een wettelijke leveringsplicht én een voorziene CO₂-norm.

Warmtebedrijven opereren als gereguleerde, kapitaalintensieve lokale monopolisten. Ze dienen tegelijk **leveringszekerheid, betaalbaarheid én CO₂-reductie** te waarborgen binnen strikte tariefkaders. Die unieke combinatie dwingt tot strak kostenmanagement (onder andere via een bron- en inkoopstrategieën), intensieve samenwerking met overheden én een langetermijnbeleid op investeringen en financiering. De bedrijfsvoering kent daarom een aantal unieke elementen:

- Er is een **grote druk op kostenbeheersing**. Hogere kosten kunnen immers niet worden doorgerekend. Dit betekent dat elke euro kostenefficiëntie of extra brandstofkosten direct doorwerkt in de relatief lage marge. Hierdoor is er operationeel al een sterke kostenoptimalisatie doorgevoerd in veel netten.
- **Leveringszekerheid** moet **gewaarborgd** zijn. Er geldt een harde leveringsverplichting omdat warmte een primaire levensbehoefte is. Via wet- en regelgeving is een storingsnorm én compensatie oplegt. Dat dwingt tot een redundant systeem en een 24/7-storingsorganisatie om boetes en reputatieschade te vermijden. Hierdoor kunnen er geen keuzes worden gemaakt die de leveringszekerheid verminderen, ook niet als het rendement onder druk staat.
- De kostenkant is zeer **kapitaalintensief** en warmtebedrijven kennen een investeringshorizon van decennia. Leidingen zijn verzonken investering met meer dan 40 jaar afschrijving terwijl ook duurzame bronnen vaak zeer hoge investeringen vergen.

Met het oog op de **verduurzaming** en **uitbreidingsambitie** van de overheid staan **warmtebedrijven** staan voor een **forse investeringsopgave**.

- Enerzijds moeten bestaande fossiele bronnen worden uitgefasseerd en worden vervangen door duurzame alternatieven zoals geothermie, restwarmte, WKO-gestookte warmtepompen of e-boilers.
- Tegelijk groeit de vraag naar warmteaansluitingen door nieuwbouw en transitie van bestaande wijken, wat vraagt om netuitbreidingen, capaciteitsverzwaring en koppeling van nieuwe afnemers.

Handelingsperspectief als rendement onder druk komt te staan

De strikte regulering zorgt er voor dat het handelingsperspectief bij toenemende kosten beperkt is:

- Aan de **inkomstenkant** zijn de mogelijkheden beperkt om extra inkomsten te genereren: Door het maximumtarief voor levering aan huishoudens kunnen hogere kosten niet worden doorberekend in het leveringstarief, tenzij ook de kosten voor een Cv-ketel stijgen. Dit geldt niet voor levering aan andere partijen (zoals bedrijven). Hier kunnen warmtebedrijven bijvoorbeeld volumekortingen, boeteclausules of aangepaste tariefstructuren worden (her)onderhandeld om extra omzet veilig te stellen.
- Aan de **uitgavenkant** is er reeds al veel aandacht op kostenbeheersing. Ook aan de kostenkant zijn de mogelijkheden op korte termijn dus beperkt. Bedrijven zullen in eerste instantie kijken naar aanpassingen in de inzet van de verschillende warmtebronnen om energiekosten te vermijden. Daarna zal er worden gekeken in hoeverre niet-kritisch onderhoud kan worden beperkt of uitgesteld.

Houdt de druk aan, dan verschuift de focus naar de investeringsagenda en de balans. Uitbreiding van leidingen en zware capex-projecten kunnen worden gefaseerd, vervangingsinvesteringen slim gespreid en er kan gekeken worden naar ESCO-constructies (energiedienstverleningsbedrijf) of publieke cofinanciering om eigen kapitaal te ontzien.



1 – Introductie

2 – Schets warmtebeleid

3 – Schets warmtesector

4 – Effecten energielasting op warmtesector

5 – Conclusies



www.trinomics.eu



4. Effectenanalyse
A. Methode & data



www.trinomics.eu

Voor een correcte interpretatie van de resultaten worden belangrijke aannames en economische concepten toegelicht die in de effectenanalyse worden gebruikt.

Bij de effectenscan is gebruik gemaakt van RVO-data met informatie over warmtenetten. Zo'n 95% van de warmtelevering aan huishoudens is gedekt in deze data. Op basis van deze data zijn 17 representatieve profielen opgesteld. Ieder net in de database is toegewezen aan het profiel waar het net het best bij aansluit. [Annex A](#) licht de database, het opstellen van profielen en aannames verder toe.

De effectenanalyse maakt gebruik van een aantal economische concepten:

- **Kosten:**

- De impact van de EB-veranderingen worden uitgedrukt als het verschil in €/GJ geleverde warmte. Omdat warmtenetten verschillen in de kostenopbouw en schaal geven relatieve (procentuele) verschillen een vertekend beeld. Daarnaast sluiten dit goed aan bij de maximumtarieven van de ACM.
- Bij de verandering in kosten wordt aangenomen dat alle overige variabelen gelijk blijven (ceteris paribus). Zo wordt het zuivere effect van de EB-maatregelen op de leveringskosten geïsoleerd zonder ruis. Van de vier eerdergenoemde kostenposten (overheadkosten, onderhoud en afschrijvingskosten, energiekosten en EB) verandert dus alleen de EB per jaar. De verandering van de kosten wordt uitgedrukt als de toename of afname in de kosten per geleverde GJ warmte ten opzichte van 2023.

- **Opbrengsten:**

- Voor de impact op warmtebedrijven is de verandering in de inkomsten ook relevant. De EB is namelijk ook onderdeel van de bepaling van de tariefstelling, omdat de EB ook de kosten voor de Cv-ketel beïnvloedt. Door de EB-stijging in schijf 1 en 2 van 2023 en 2024 is het maximumtarief ook bijgesteld.
- In 2025 en de jaren daarna is de EB in het maximumtarief 0,5782 €/m³, terwijl dit in 2023 slechts 0,5062 €/m³ bedroeg (prijspeil 2025). Dit heeft geleid tot een verhoging van het maximumtarief van **2,35 €/GJ**. Deze stijging in het maximumtarief is voor alle warmtenetten gelijk. Zoals eerder toegelicht geldt voor de komende jaren dat stijgingen in de EB niet langer worden meegenomen in het maximumtarief. Omdat de EB in schijf 1 en 2 naar verwachting niet daalt blijft de stijging van het maximumtarief ten opzichte van 2023 2,35 €/GJ.

- **brutomarge:**

- De impact op de warmtenetten is afhankelijk van het verschil in verandering

van de opbrengsten en de variabele kosten door de EB-maatregelen. Dit is gedefinieerd als de brutomarge. In een ceteris paribus omgeving is de verandering in de brutomarge gelijk aan de verandering van de EBIT. De **Δ brutomarge** (Δ opbrengsten – Δ kosten) laat zien met hoeveel euro per GJ de brutomarge verandert als gevolg van de EB-maatregel. Hierbij geldt:

- Δ opbrengsten = de stijging van het maximumtarief ten opzichte van 2023. Dit is voor alle warmtenetten in alle jaren 2,35 €/GJ.
- Δ kosten = de stijging van de kosten van een warmtenet door de EB-stijging ten opzichte van 2023. Dit verschilt per jaar en per warmtenet.
- Voor een indicatie van de procentuele stijging wordt de impact uitgedrukt als het effect op de brutomarge in procentpunt met de volgende formule:

$$\Delta \text{ brutomarge (in procentpunten)} = \frac{\Delta \text{ opbrengsten} - \Delta \text{ kosten}}{\text{opbrengsten}_{\text{basisjaar}}} \times 100\%$$

$\text{opbrengst}_{\text{basisjaar}}$ = De gemiddelde opbrengsten in €/GJ in het jaar 2025. Hiervoor houden een jaarverbruik aan van 33 GJ. Dit resulteert met de tarieven van 2025 op een opbrengsten van 59,3 €/GJ geleverde warmte aan kleinverbruikers.

Relatie met rendementsberekening ACM

De bepaling van de brutomarge laat zich niet direct vergelijken met het rendement zoals wordt berekend door het ACM. De teller is in beide gevallen gelijk, maar het rendement wordt bepaald door te delen met de activawaarde in plaats van de jaarlijkse opbrengst.

Voor kapitaalintensieve assets zoals een warmtenet ligt de activawaarde vrijwel altijd ruim boven de jaarlijkse omzet. De impact in procentpunten op het rendement is daardoor veel kleiner dan de impact op de brutomarge. Hoeveel kleiner hangt af van de verhouding tussen de opbrengsten en de activawaarde ook wel de asset-turnover genoemd. De asset turnover verschilt per warmtenet maar een gangbare asset-turnover ligt rond de 0,2 kan worden geconcludeerd op basis van de ACM rendementsmonitor 2023. Dat betekent dat voor een gemiddeld warmtenet de impact op het rendement vijf keer zo hoog is dan de impact op de brutomarge.

De verandering in de brutomarge is dus een goede indicatie voor de impact op het rendement. Een grote negatieve impact betekent ook een grote negatieve impact op het rendement en vice versa.

De koppeling van de warmtenetten uit de database met de profielen laat onder andere zien dat een klein aantal netten verantwoordelijk is voor het merendeel van de warmtelevering.

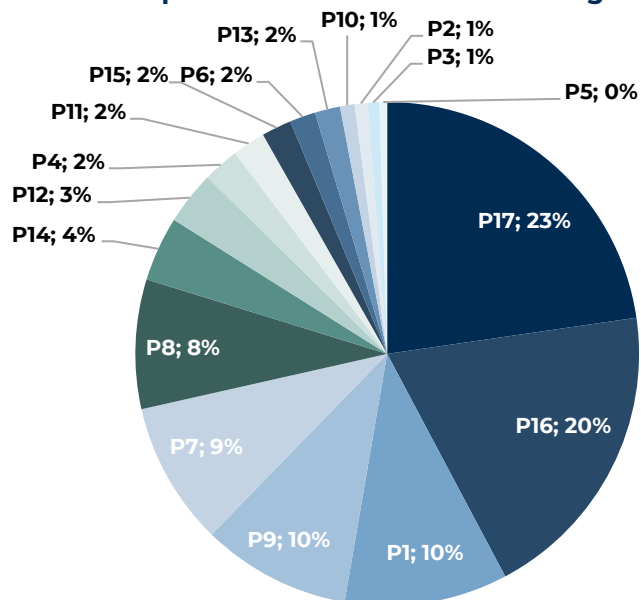
De criteria van de 17 profielen zijn toegepast op alle warmtenetten uit de database.

De **figuren** hieronder laten het aandeel van een profiel in de totale warmtelevering van alle profielen zien, en het aandeel van een profiel in het aantal netten. Dit geeft een indruk van de **representativiteit** van verschillende profielen. Voor de representativiteit is het aandeel in de totale warmtelevering de meest relevante factor, aangezien dit aandeel een indruk geeft van het aantal huishoudens dat bediend wordt door een bepaald type warmtenet. Er valt op dat:

- **Meer dan de helft van alle warmte** wordt geleverd door **vier type profielen** (17, 16, 1 en 9). Dit zijn allemaal netten met een (zeer) hoog aardgasverbruik. De twee grootste profielen hebben een STEG-WKK. Vaak gaat het hier dus om een paar (of zelfs maar één) hele grote netten.
- Meer dan **driekwart** van de warmte wordt geleverd door 6 type profielen (17, 16, 1, 9, 7, 8). In aantallen zijn er juist maar weinig van dit type netten. De aanvulling van het derde kwart bestaat juist voornamelijk uit kleinere netten. Zeven profielen leveren ieder minder dan 2% van de warmte.

- Hoewel netten met een lagere warmteproductie een minder substantieel deel van de warmtelevering voor hun rekening nemen, zijn ze omvangrijk in aantallen. **Meer dan driekwart van het aantal netten bestaat uit netten met een lage warmteproductie en een laag aardgasverbruik** (profielen 1, 4, 2 en 3).

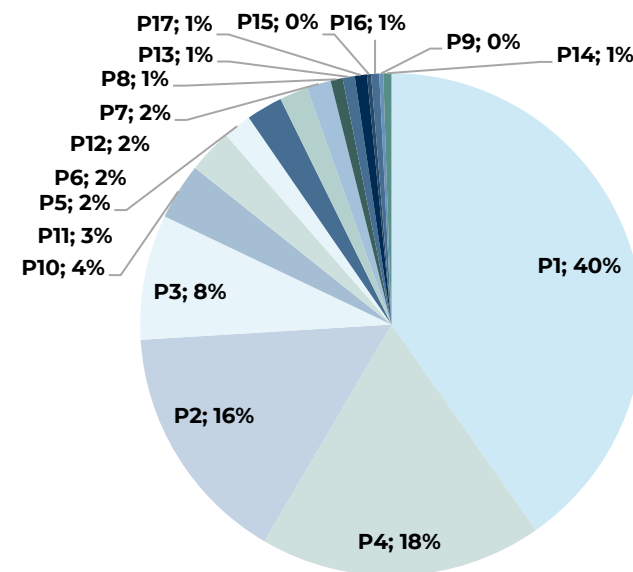
Aandeel van profiel in totale warmtelevering aan huishoudens



Legenda:

P1: 0% aardgas
P2: 100% aardgas (100 000 m³), geen WKK
P3: 50% aardgas (100 000 m³), geen WKK
P4: 20% aardgas (100 000 m³), geen WKK
P5: 100% aardgas (600 000 m³), geen WKK
P6: 50% aardgas (600 000 m³), geen WKK
P7: 20% aardgas (600 000 m³), geen WKK
P8: 50% aardgas (6 000 000 m³), geen WKK
P9: 20% aardgas (30 000 000 m³), geen WKK
P10: 100% aardgas (600 000 m³), gasmotor
P11: 100% aardgas (2 000 000 m³), gasmotor
P12: 100% aardgas (4 000 000 m³), gasmotor
P13: 50% aardgas (4 000 000 m³), gasmotor
P14: 100% aardgas (30 000 000 m³), gasmotor
P15: 100% aardgas (30 000 000 m³), STEG
P16: 100% aardgas (100 000 000 m³), STEG
P17: 50% aardgas (100 000 000 m³), STEG

Aandeel van profiel in totaal aantal netten (zelfde kleur per profiel)





4. Effectenanalyse

B. Effectenscan voor alle profielen



www.trinomics.eu

Doel van de effectenscan is het schetsen van de impact op sectorniveau door de verhoging van de EB-kosten t.o.v. 2023 te laten zien en te vergelijken met de verhoging van het maximumtarief door EB-aanpassingen.

Voor de effectenscan zijn een aantal aanvullende aannames gemaakt:

- Er is uitgegaan van **statisch energiegebruik**: het energiegebruik is in ieder jaar gelijk aan het energiegebruik in 2023.
- Er wordt een vast **warmteverlies** van **31%** gehanteerd, op basis van het gemiddelde verlies in 2022 en 2023 in de data. De warmtelevering is dus 31% lager dan de warmteproductie.
- Er zijn geen belastingkortingen / vrijgestelde volumes toegepast.

Verder laat de effectenscan de impact van de EB-maatregelen zien, waarbij:

- De EB-maatregelen zijn de veranderingen in de EB-tarieven vanaf 2023 en de WKK-maatregel (gefaseerde aanpassing van de vrijstelling vanaf 2025).
- De effectenscan is gericht op de meest substantiële effecten. Voor de EB-tarieven wordt daarom alleen de impact weergegeven van de veranderingen in de tarieven voor **gas**. De veranderingen van de elektriciteitstarieven hebben geen substantiële impact op het gros van de netten. In de verdiepende analyse wordt de impact van de elektriciteitstarieven weergegeven voor de profielen waar dit relevant is.

Voor de **duiding** van de impact worden twee elementen toegevoegd:

- De kostenverhoging als gevolg van de EB-maatregelen wordt afgezet tegen de verhoging van het maximumtarief als gevolg van dezelfde EB-maatregelen. Zoals eerder besproken heeft de verhoging van schijf 1 en 2 van de EB voor gas in 2024 namelijk geleid tot een verhoging van **€2,35/GJ** van het maximumtarief in 2025 en de jaren daarna.
- Omdat de effectenscan is gericht op de effecten op sectorniveau wordt ook de omvang het profiel meegenomen. De **omvang** wordt hierbij uitgedrukt op basis van het aandeel van een profiel in de totale warmtelevering aan huishoudens vanuit warmtenetten.

Tussen '23 en '27 is de kostenstijging het grootst bij profielen met gasverbruik in schijf 3 & 4 en profielen met een gasmotor-WKK. Bij driekwart van de warmtelevering is de stijging lager dan de stijging van het maximumtarief.

De figuur hiernaast laat de impact van de stijgingen in de EB voor gas en de WKK-maatregel op de **warmteleveringsprijs** zien in **€/GJ**. De figuur laat het verschil zien tussen de prijs voor warmtelevering in 2023 en 2027. Ter illustratie: een gangbare warmteleveringsprijs is zo'n €40-60/GJ, zoals [hier](#) toegelicht. Daarnaast laat de figuur ook de representativiteit van ieder profiel zien. De breedte van de staven geven het aandeel van een profiel in de totale warmtelevering van warmtenetten aan huishoudens weer. Hoe breder de staaf, hoe groter het aandeel in de totale warmtelevering (hoe meer huishoudens warmte ontvangen van een dergelijk net).

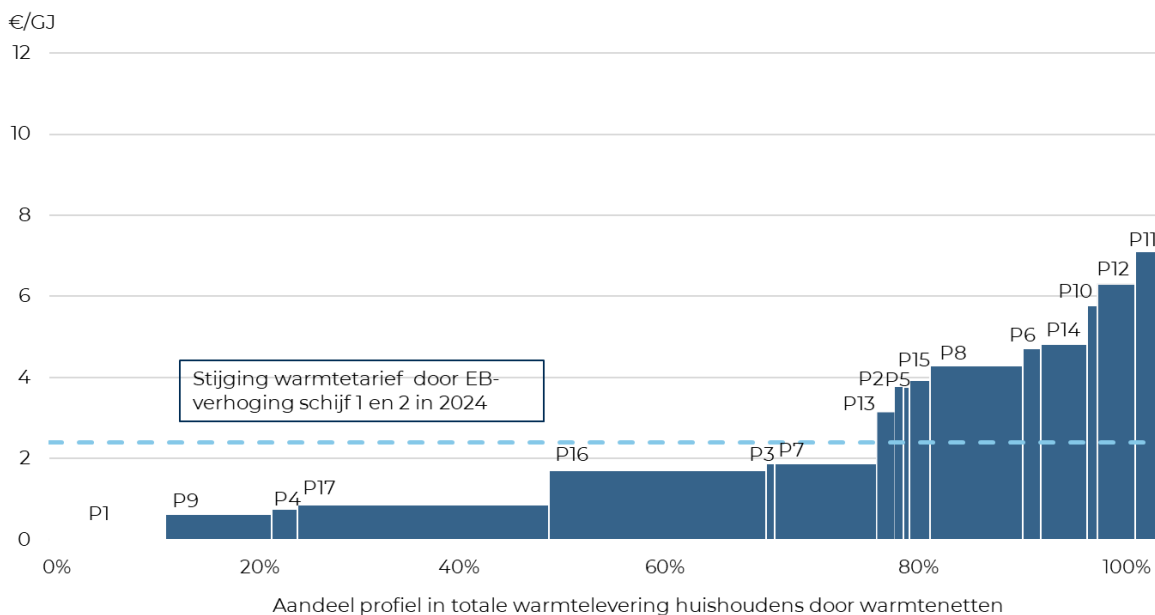
- Bij drie profielen die samen **6%** van de warmte via warmtenetten aan huishoudens leveren is de impact **substantieel negatief** met een stijging van de leveringskosten die meer dan 2x zo hoog is als de stijging van maximumtarief (>€4,70/GJ):
 - Hierbij gaat het om profielen die de grootste impact ondervinden door de tariefswijzigingen in de EB en de WKK-maatregel. Dit zijn profielen waarbij het aardgasverbruik voor een groot deel in schijven 3 en 4 valt, profielen die een gasmotor-WKK hebben en die alle warmte produceren met aardgas (en dus geen duurzame opwek hebben om de impact van de maatregelen op het leveringstarief te dempen). Dit zijn profielen 10, 12 en 11.
- Bij een klein deel (**19%**) van de sector is de stijging van de leveringskosten **beperkt negatief** (1 tot 2x de stijging van het maximumtarief: €2,35/GJ – €4,70/GJ):
 - Hierbij gaat het met om profielen met een groot aandeel aardgasverbruik, maar een groot deel van het verbruik in schijf 2 (profielen 2 en 5), profielen die in schijf 3 vallen zonder WKK (profielen 8 en 6) en profielen die weliswaar een WKK hebben, maar om verschillende redenen toch een meer beperkte impact (P13 vanwege 50% duurzame productie, P14 vanwege verbruik in schijf 5 en P15 vanwege de STEG-installatie in plaats van gasmotor).
- Voor het **65%** van de sector is de **impact** op de **warmtekosten lager dan de stijging** van de **maximumtarieven** (€2,35/GJ):
 - De impact op de leveringsprijs is beperkt bij profielen waarbij een (groot) deel van de warmte wordt geproduceerd zonder aardgas in combinatie met een aardgasverbruik dat wordt belast in de schijven met minst hoge stijging van de belastingtarieven in €/m³. Schijf 5 stijgt het minst hard, gevolgd door schijf 1 en 2. De impact is daarom beperkt bij profielen met een laag aandeel aardgasverbruik (en veel duurzame productie) en laag aardgasverbruik (profielen 9, 4, 3 en 7), en profielen waarbij het merendeel van het gasverbruik

in schijf 5 valt én waarbij de WKK-maatregel in 2027 nog geen impact heeft (profielen 17 en 16).

- Dit betekent dat de **EB-wijzigingen tussen 2023 en 2027 positief uitpakken voor deze profielen**. De kosten stijgen weliswaar, maar ze kunnen het leveringstarief meer verhogen en daarmee meer inkomsten genereren.
- Warmtenetten **zonder substantieel aardgasverbruik** ondervinden nauwelijks of **geen kostenverhoging** door de EB-maatregelen. Dit betreft zo'n **10%** van de sector (zoals weergegeven in profiel 1).

Voor een groot deel (75%) van de sector is de gezamenlijke impact van de wijzigingen in de EB-tarieven en de WKK-maatregel in 2027 netto positief. Voor een kleiner deel (19%) van de sector zijn de maatregelen in 2027 negatief en voor 3 profielen (6%) is de negatieve impact substantieel.

Stijging kosten warmtelevering door tariefwijzigingen en WKK-maatregel in 2027 t.o.v. 2023 in €/GJ (statische impact)



4B: Effectenbepaling- effectenscan voor alle profielen

Tussen '27 en '30 stijgt de impact van de EB-maatregelen op de leveringsprijs substantieel bij netten met een WKK. Bij andere netten is de impact vergelijkbaar met de impact in 2027.

De figuur hiernaast laat hetzelfde zien als de figuur op de vorige pagina, maar dan voor **2030** (het verschil tussen de prijs voor warmtelevering in 2023 en 2030 door de EB-maatregelen).

- Zoals weergegeven op deze pagina hebben de grootste veranderingen in de EB-tarieven plaatsgevonden in 2024. In de periode 2025-2030 zijn de EB-tarieven in schijf 1, 2 en 5 vrijwel gelijk aan de tarieven in 2024 en stijgen de tarieven in andere schijven met ongeveer met €0,01/kWh per jaar.
 - Dit betekent dat de effecten voor profielen zonder WKK, zonder gasverbruik, of met gasverbruik in schijf 1 en 2 de effecten **vrijwel identiek** zijn **als in 2027 (profielen 1-5** en in iets mindere mate **6-9**).
- De grootste verandering in de periode 2027-2030 is de **WKK-maatregel**, aangezien het grootste deel van de verandering in de WKK-vrijstelling plaatsvindt in deze periode.
 - In 2027 worden STEG-installaties nog niet geraakt door de WKK-maatregel (bij een aangenomen efficiëntie van 50%). **Vanaf 2028** wordt ook een stijgend aandeel van het gasverbruik bij **STEG-installaties** geraakt (profielen 15-17).
 - Gasmotoren worden al vanaf 2025 door de maatregel geraakt (uitgaand van een efficiëntie van 37%). Echter, ook voor gasmotoren geldt dat het aandeel belast verbruik stijgt tot en met 2030 (profielen 10-14).
- Als dezelfde ordergroottes worden gehanteerd als op de vorige pagina, dan valt op dat in 2030 de statische impact van de EB-maatregelen:
 - Voor **6%** van de sector (profielen 12, 10, 11) **zeer substantieel negatief** is, waarbij het leveringstarief stijgt met zo'n €9,50/GJ – €11,20/GJ. Dit zijn dus netten zonder duurzame opwek, waar het aardgasverbruik grotendeels in schijf 3 en 4 wordt belast en met een gasmotor-WKK. Dezelfde profielen ondervinden ook de grootste kostenstijging in 2027. In 2030 is de impact voor P10 groter dan voor P12, omdat het gasverbruik van P10 grotendeels in schijf 3 valt en het tarief in deze schijf sterker toeneemt tussen 2027 en 2030.
 - Voor **18%** van de sector (profielen 13, 8, 6, 14, 15) is de impact **substantieel negatief** (>€4,70/GJ). Hierbij gaat het om profielen die grotendeels in schijf 3 vallen (klein verschil t.o.v. 2027) en profielen met een WKK (groot verschil). De grotere impact in profielen 13 en 15 wordt verklaard doordat een groter deel van het gasverbruik wordt belast (lagere vrijstelling door WKK-maatregel).
 - Voor **21%** van de sector (profielen 16, 2 en 5) is de impact **beperkt negatief**

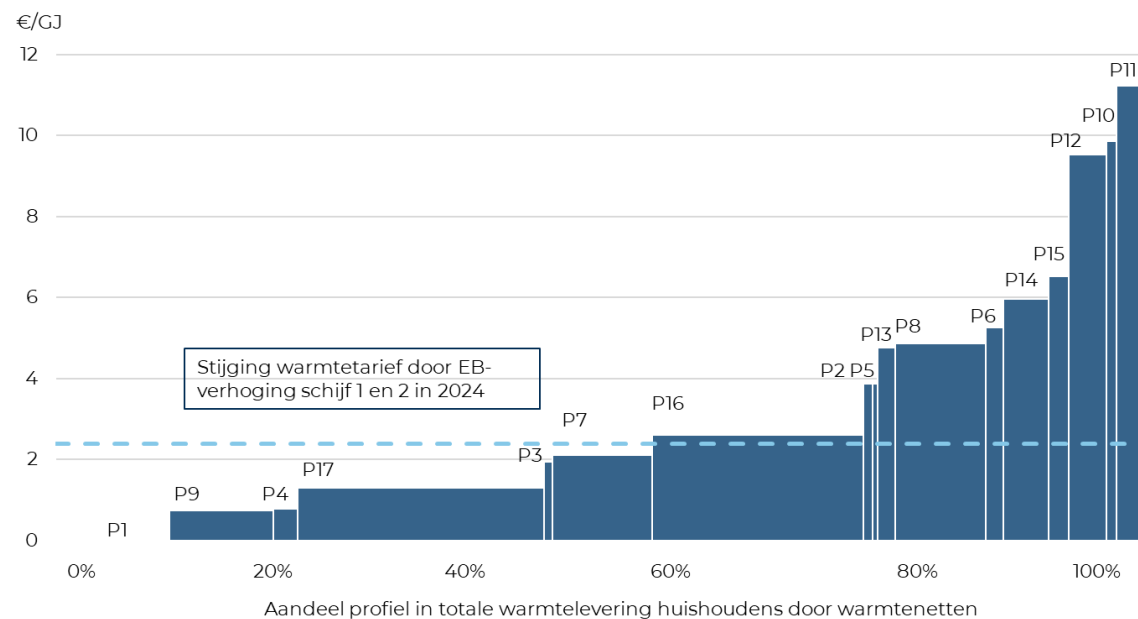
(2,35 – €4,70/GJ). De grotere impact bij profiel 16 wordt verklaard doordat een groter deel van het gasverbruik wordt belast (lagere WKK-vrijstelling).

- Voor **45%** van de sector (profielen 9, 4, 17, 3 en 7) blijft de **impact** op de **lager** dan de **stijging** van de **maximumtarieven** (€2,35/GJ).
- Bij **10%** van de sector (profiel 1) is er **geen impact** (want geen aardgasverbruik).

In de effectenscan is uitgegaan van statisch energieverbruik (energieverbruik in 2030 is hetzelfde als in 2023). In de werkelijkheid zal het energieverbruik in 2030 afwijken, bijvoorbeeld doordat bedrijven meer duurzame warmte gaan opwekken. Dit betekent dat de groep netten die niet wordt geraakt door de EB-maatregelen naar alle waarschijnlijkheid zal groeien. In 2023 betrof dit 10% van de warmtelevering (P1).

Annex A toont de procentuele impact van de EB-maatregelen op de EB-lasten.

Stijging kosten warmtelevering door tariefwijzigingen en WKK-maatregel in 2030 t.o.v. 2023 in €/GJ (statische impact)





4. Effectenanalyse

C. Verdiepende analyse voor geselecteerde profielen



www.trinomics.eu

In aanvulling op de effectenscan is een verdiepende analyse uitgevoerd voor vijf profielen. Hierbij is onder andere gekeken naar de impact op de bedrijfsvoering & verduurzaming en de invloed van de Wcw.

Bij de **effectenscan** is geen rekening gehouden met veranderingen in het energieverbruik richting 2030. In de praktijk zal het energieverbruik (sterk) veranderen, bijvoorbeeld door marktontwikkelingen (veranderingen in de kosten voor gas en voor duurzame productie) en beleid (zoals de CO₂-norm). De effectenscan geeft dus een **indicatie** van de belangrijkste **effecten** van de EB-maatregelen op **sectorniveau**.

Voor vijf profielen wordt een verdiepende analyse uitgevoerd. Deze analyse heeft als **doel** om een beter beeld te geven van de dynamiek in een specifiek profiel. In de verdiepende analyse worden de volgende elementen behandeld:

- **Nadere toelichting** op het **warmteprofiel**, waarbij het profiel verder wordt gespecificeerd op basis van de meest voorkomende kenmerken van warmtenetten die aan dit profiel zijn gekoppeld.
- De **indicatieve rendementspositie**, waarbij wordt ingegaan op het (verwachte) rendement van het type net zonder rekening te houden met de EB-maatregelen.
- De **impact van de EB-maatregelen** in meer detail, waarbij onder andere de (statische) effecten in alle jaren tussen 2025-2030 worden weergegeven en waarbij verdere duiding wordt geven. Ook wordt onderscheid gemaakt tussen de kosten en de impact op de brutomarge en wordt ingegaan op variatie tussen netten in hetzelfde profiel. De impact op de brutomarge wordt in procentpunten weergegeven en laat de impact van veranderingen in de EB zien ten opzichte van de EB in 2023. Andere uitgangspunten zijn onveranderd (zoals energieverbruik). Er is geen informatie beschikbaar over de brutomarge in 2023, maar op basis van de rendementsmonitor kan worden geconcludeerd dat de marge laag was.
- De impact van de EB in de **context** van **ontwikkelingen** in **andere factoren**. Er zijn immers diverse andere ontwikkelingen die de brutomarge van een warmtenet zullen beïnvloeden, zoals de spark spread, energieprijzen en de afzet. Per profiel wordt op een aantal relevante ontwikkelingen ingegaan. Dit wordt op [deze](#) pagina in [Annex A](#) verder toegelicht.
- De impact op de korte termijn **operatie**, waarbij bijvoorbeeld wordt behandeld in hoeverre netten een kostenstijging kunnen voorkomen door te schuiven in de inzet van bestaande bronnen, of kostenverhogingen kunnen doorberekenen (in de contracten voor andere afnemers dan huishoudens).

- De impact op **verduurzaming**, waarbij de verduurzamingsopgave vanuit de CO₂-norm wordt meegenomen, de verschillende opties en uitdagingen worden geschetst (investeren in duurzame bronnen), in hoeverre de EB nu tot een additionele verduurzamingsprikkels leidt en in hoeverre de EB de investeringsruimte vermindert.
- De op lange termijn **strategische keuzes**, zoals mogelijke uitbreiding.

Op basis van het overzicht op [deze](#) pagina uit hoofdstuk 2 zijn de volgende aannames over de maximumtarieven en de Wcw gemaakt:

- **Voor 2023-2024 geldt het NMDA-principe.**
- **Voor 2025-2028 geldt het NMDA-principe voor tarieven, maar worden stijgingen in de EB voor aardgas niet meegenomen in de bepaling van het maximumtarief.** Deze situatie sluit dus aan bij fase 1 van de Wcw en bij de huidige situatie (n.a.v. de veranderingen in de warmtewet).
- Fase 2 gaat minimaal 2-4 jaar na inwerkingtreding van de Wcw in.¹ Uitgaande van invoering per 2026 wordt aangenomen dat vanaf **2028 de tarieven voor warmte gebaseerd zouden kunnen zijn op efficiënte kosten en dat warmtebedrijven de EB-kostenveranderingen dus kunnen doorleggen aan consumenten (fase 2 en fase 3)**. Modelmatig wordt dus geen onderscheid gemaakt tussen fase 2 en 3. Hoewel de ACM de maximumtarieven in fase 2 met generieke formules vaststelt, is er onvoldoende bekend over deze methodiek om onderscheid te maken tussen generieke kosten en daadwerkelijke kosten. Kwalitatief wordt wel ingegaan op de verschillen tussen de fases.
 - **Onzekerheid over invoering:** Wanneer fase 2 daadwerkelijk ingaat is nog onbekend. Er wordt kwalitatief ingaan op de effecten van eventuele vertraging van de invoering. De datum van invoering van fase 3 is ook onzeker, maar minder relevant in de context van dit onderzoek omdat wordt aangenomen dat de tarieven kostengebaseerd zijn vanaf fase 2.
 - Voor **kleine netten** nemen wordt aangenomen dat fase 2 één jaar later (2029) inwerking treedt.

¹ Tweede Kamer (2025). [Regels omtrent productie, transport en levering van warmte \(Wet collectieve warmte\)](#). Nota naar aanleiding van het verslag.

4C: Effectenbepaling- **verdiepende analyse geselecteerde profielen**

Profielen 11, 8, 13, 17 en 4 zijn geselecteerd voor de verdiepende analyse, zodat het profiel met de grootste kostenstijging wordt behandeld en er ook voldoende spreiding zit in de karakteristieken van profielen.

De profielen voor de verdiepende analyse zijn in samenspraak met FIN en KGG geselecteerd. Twee overwegingen spelen een belangrijke rol:

- Beter inzicht krijgen in de dynamiek bij netten die de **grootste kostenstijging** ondervinden als gevolg van de EB-maatregelen.
- Voldoende **variatie** tussen de profielen, om relevante inzichten te identificeren voor een verscheidenheid aan type netten.

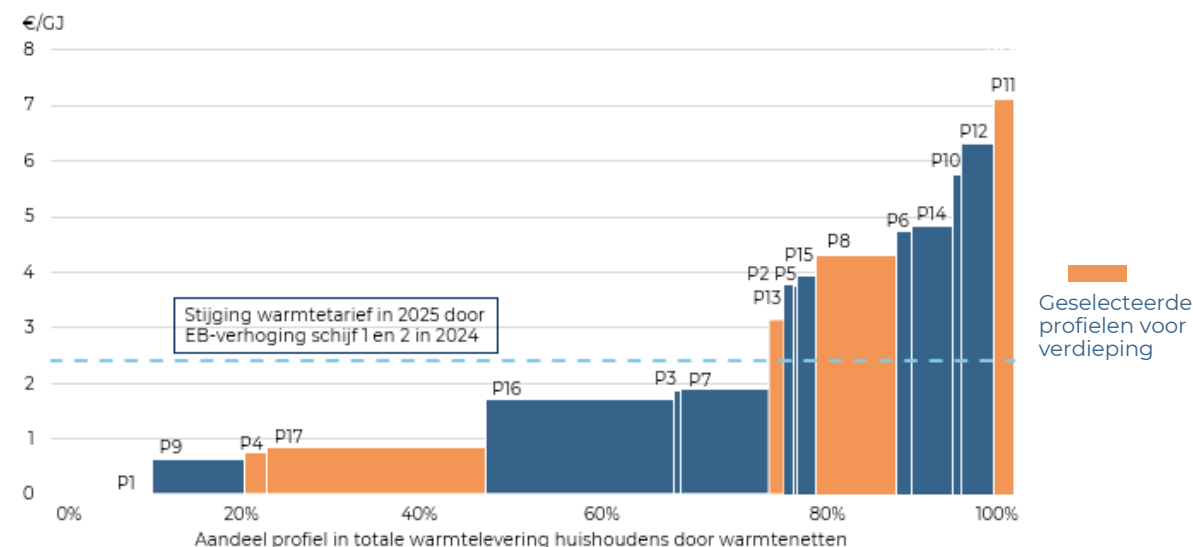
Op basis van de overwegingen zijn vijf profielen geselecteerd:

- **Profiel 11** - 100% aardgas (2 000 000 m³), gasmotor-WKK: Een klein net met een gasmotor-WKK en aardgasketel voor de piekvoorziening. Dit profiel is gekozen omdat deze in de groep valt met de grootste kostenstijging.
- **Profiel 8** - 50% aardgas (6 000 000 m³), geen WKK: Een middelgroot tot groot net met $\geq 50\%$ duurzame warmte (in veel gevallen restwarmte of externe duurzame bron als biomassa). Dit profiel is geselecteerd omdat het in de groep netten valt die na de netten met een gasmotor, geen duurzame opwek en veel verbruik in schijf 3 en 4 (profiel 11) de hoogste kostenstijging ondervindt.
- **Profiel 13** - 50% aardgas (6 000 000 m³), gasmotor-WKK: Een middelgrootnet met gasmotor-WKK, aardgasketel en een duurzame bron (of restwarmtebron). Dit profiel is geselecteerd omdat het de impact toont op een deels verduurzaamd net.
- **Profiel 17** - 50% aardgas (100 000 000 m³), STEG-WKK: Een zeer groot net met STEG-centrale, aardgasketel en een duurzaam baseload-alternatief (zoals restwarmte of biomassa). Dit profiel is geselecteerd omdat dit type profielen (met STEG) een groot aandeel heeft in de totale warmtelevering.
- **Profiel 4** - 20% aardgas (100 000 m³), geen WKK: Kleinschalige netten met een duurzame hoofdbron en een aardgasketel als piekvoorziening. Naar verwachting zal het aantal netten in deze groep (en profiel 1 – volledig duurzaam) stijgen richting 2030.

De figuur hieronder laat de resultaten van de effectenscan voor 2027 zien (net als op [deze](#) pagina). De profielen die geselecteerd zijn voor de verdiepende analyse zijn oranje gemarkeerd. Op de pagina's hierna zijn de verdiepende analyses gepresenteerd:

- Verdiepende analyse **profiel 11**, 100% aardgas (2 000 000 m³) en gasmotor-WKK.
- Verdiepende analyse **profiel 8**, 50% aardgas (6 000 000 m³) en geen WKK.
- Verdiepende analyse **profiel 13**, 50% aardgas (6 000 000 m³) en gasmotor-WKK.
- Verdiepende analyse **profiel 17**, 50% aardgas (100 000 000 m³) en STEG-WKK.
- Verdiepende analyse **profiel 4**, 20% aardgas (100 000 m³) en geen WKK.

Resultaten impactscan 2027 (stijging kosten warmtelevering door tariefwijzigingen en WKK-maatregel in 2027 t.o.v. 2023) en geselecteerde profielen.



4C: Effectenbepaling- **verdiepende analyse profiel 11**

In profiel 11 vallen zo'n tien relatief kleine netten met gasmotor-WKK. De rendementspositie is in het algemeen niet sterk, onder ander vanwege beperkte schaalvoordelen en mogelijkheden om flexibel te opereren.

Toelichting profiel

Er zijn een **tiental** warmtenetten die het best aansluiten bij warmtenetprofiel 11. Deze warmtenetten maken gebruik van een WKK waar gemiddeld 75% van het aardgas wordt ingezet (en 25% in de ketel). In het algemeen zijn dit kleinere netten op wijkniveau die tussen eind jaren '90 en eind jaren '00 zijn aangelegd. De tabel hieronder vat de belangrijkste kenmerken samen die zijn aangehouden in de verdiepende analyse voor profiel 11.

Warmtenetprofiel 11	
Basis en middenlast	WKK
Pieklast	Aardgasketel
Grootte	1 000 aansluitingen
Aardgasverbruik	2 000 000 m ³
Aandeel kleinverbruik	90%
Temperatuurniveau	Hoge Temperatuur (90°C)
Warmtelevering	33 000 GJ
Aandeel duurzame opwek	0%
CO ₂ -factor	90 kg CO ₂ /GJ

Indicatie van rendementspositie

De indicatieve rendementspositie van dit warmtenetprofiel in de afgelopen jaren (zonder rekening te houden met de EB-maatregelen) kan worden beschreven als **kwetsbaar**. Relevante factoren die de brutomarge beïnvloeden zijn:

- Het betreft een **relatief klein net** waardoor overheadkosten en distributiekosten door het **beperkte schaalvoordeel** relatief hoog zijn.
- Er is een gunstige **spark spread** nodig om voldoende elektriciteitsinkomsten te behalen. De spark spread is de afgelopen jaren verslechterd voor systemen die

hoofdzakelijk gestuurd worden op de warmtevraag, zoals de gasmotoren bij dit warmtenetprofiel.

- **Flexibiliteit** in bronnen is **beperkt**. De WKK moet voldoende draaiuren maken om binnen de stadswarmteregeling te vallen en niet het blokverwarmingstarief te moeten betalen. Hierdoor is de flexibiliteit beperkt om productiekosten te optimaliseren.
- **Duurzame bronnen** zijn **moeilijk te integreren** door verschillende factoren, zoals verderop in deze verdiepende analyse toegelicht. Dit zorgt ervoor dat de mogelijkheden voor het voorkomen van kostenstijgingen beperkt zijn.

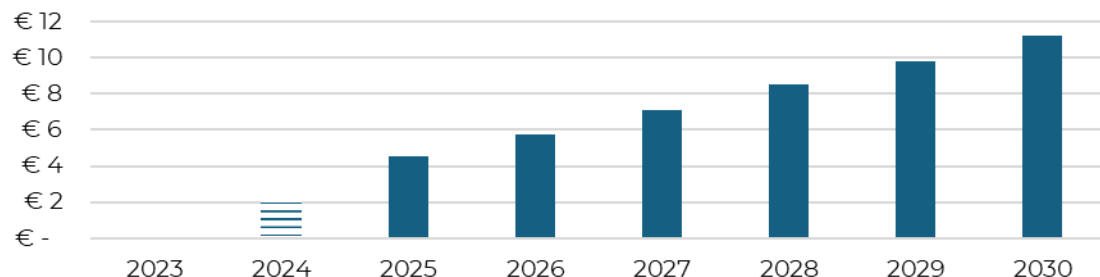
Deze kostenfactoren zorgen ervoor dat de **kostprijs van warmtelevering relatief hoog** is voor dit profiel ten opzichte van andere warmtenetten. Het is dus aannemelijk dat warmtenetten die het best aansluiten bij dit warmtenetprofiel een **lager rendement** behalen dan gemiddeld.

De impact van de EB-maatregelen op de brutomarge van netten in profiel 11 is groot, omdat een groot deel van het gasverbruik wordt belast in schijf 3 en omdat de WKK-maatregel veel impact heeft.

Impact energiebelasting op kosten

Zoals vermeld op [deze](#) pagina is de impact van de EB-maatregelen op de leveringskosten per GJ bij profiel 11 het grootst van alle profielen. De EB-veranderingen zorgen voor een stijging van **4,6 €/GJ in 2025** oplopend naar **11,2 €/GJ in 2030** ten opzichte van 2023. De figuur hieronder laat de impact voor ieder jaar zien.

Stijging kosten warmtelevering door EB-maatregelen (statistische impact in €/GJ)

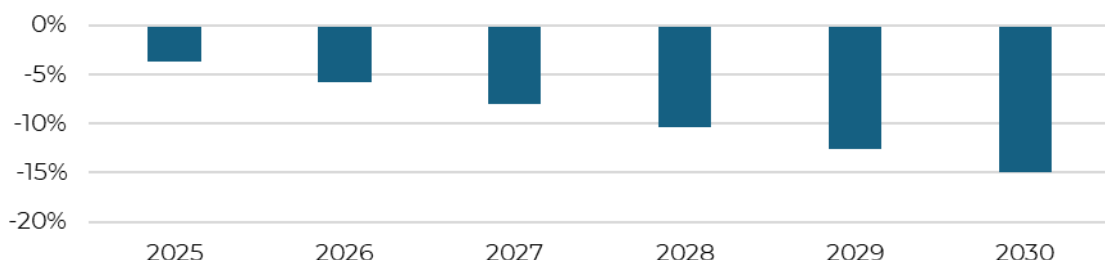


De kostenstijging vertaalt zich in absolute **meerkosten** van zo'n € 151 000 in 2025 oplopend naar zo'n € 294 000 euro in 2030 (t.o.v. 2023).

Impact op brutomarge

Gecorrigeerd voor de stijging van de inkomsten door de EB is de netto negatieve impact op de brutomarge 2,2 €/GJ in 2025 oplopend naar 8,9 €/GJ in 2030. De figuur hieronder laat de impact op de brutomarge zien in procentpunten. Zie [deze](#) pagina voor een toelichting op de brutomarge.

Daling brutomarge door EB-maatregelen (in procentpunten)



Toelichting op impact

De redenen voor de (zeer) substantiële kostenstijgingen in profiel 11 zijn:

- Groot aandeel verbruik in schijf 3 EB voor gas:** Het meeste aardgasverbruik in dit profiel wordt belast in schijf 3 van de EB, waar de tariefstijging in €/m³ het grootst is. Hierdoor werkt de tariefstijging zwaarder door dan bij grotere netten waar het gasverbruik vaak deels in lagere schijven valt.
- Relatief laag elektrisch rendement van de WKK:** De WKK in dit profiel heeft een gemiddeld elektrisch rendement van 37%. Dat betekent dat al in 2025 een klein deel van het aardgasverbruik al wordt belast als gevolg van de WKK-maatregel. Dat loopt lineair op tot bijna 40% van het aardgas dat wordt belast in 2030. Dit verbruik wordt belast met het sterk gestegen tarief in de 3^e schijf van de EB.

Variatie in impact binnen profiel

Binnen profiel 11 verschillen de aangesloten netten in **omvang** en **afzet**, maar de variatie beïnvloedt de impact van de energiebelasting op de brutomarge slechts beperkt. De belangrijkste verschillen kunnen verklaard worden door:

- Het elektrische rendement van de WKK:** De impact van de EB-maatregelen op de brutomarge voor een warmtenet met een gasmotor met een relatief laag elektrisch rendement kan 1 à 2 procentpunt per jaar hoger uitvallen.
- De verhouding in warmteproductie van de WKK en de gasketel.** In de eerste jaren is de negatieve impact op de brutomarge 3 procentpunt lager als in plaats van 75% 90% van de warmte wordt opgewekt met de WKK. Doordat het aardgasverbruik steeds minder wordt vrijgesteld wordt dit verschil in impact steeds kleiner.
- Het verschil in gasverbruik:** Een gasverbruik dat iets lager of hoger ligt dan 2 000 000 m³ kan zorgen voor een beperkte variatie van de impact op de brutomarge.

Ontwikkelingen in externe factoren kunnen een grote invloed hebben op de brutomarge. De ontwikkeling van de spark spread is het meest relevant bij profiel 11, maar de impact van de EB-maatregelen lijkt groter.

Impact EB-maatregelen ten opzichte van ontwikkelingen in andere factoren

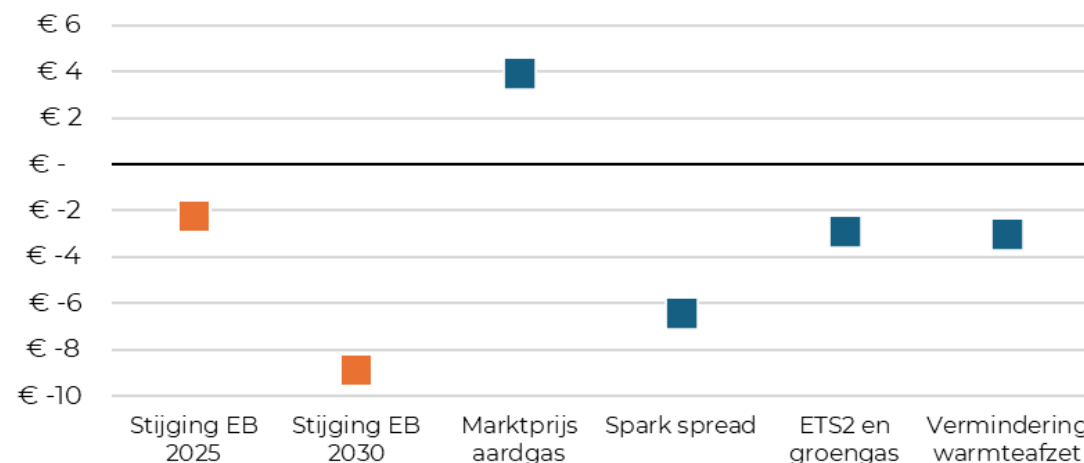
De externe factoren met impact op de brutomarge voor dit profiel gedurende de eerste fase van de tariefregulering zijn de **spark spread**, de **marktprijs** van **aardgas**, de hoeveelheid totale warmtelevering per kleinverbruiker (**afzet**) en kosten gerelateerd aan Europees en nationaal **klimaatbeleid** (ETS II en de kosten voor de bijmengverplichting groengas). Ter indicatie van de omvang van de impact van de EB-maatregelen geeft de figuur hiernaast de mogelijke impact weer van veranderingen in deze externe factoren. Zie [deze](#) pagina in [Annex A](#) voor de toelichting op het bepalen van deze kostenfactoren:

- De **impact** van de **EB-maatregelen** (in 2030) is **groter** dan de impact van de verschillende externe factoren. De figuur toont echter ook dat de brutomarge gevoelig is voor veranderingen in andere kostenfactoren. De impact van de EB-maatregelen vindt dus plaats in een context van verschillende onzekere beleids- en marktfactoren voor dit warmtenetprofiel.
- Met name de ontwikkeling van de **spark spread** heeft grote invloed op de brutomarge van dit warmtenet. Door de aangenomen verslechtering van de spark spread die zal leiden tot minder elektriciteitsinkomsten kan de brutomarge sterk dalen.
- Ook de invoering van **ETS II** en de **bijmengingsverplichting** voor **groen gas** kunnen veel impact hebben. De aangenomen daling van de aardgasprijs heeft wel een netto positief effect op de brutomarge doordat brandstofkosten afnemen hoewel dit gedeeltelijk gecompenseerd wordt omdat ook de maximumtarieven zullen worden aangepast.

De onzekerheid rondom de ontwikkeling van deze factoren is groot waardoor ook de brutomarge en daarmee het rendement erg onzeker is de komende jaren voor dit warmtenetprofiel. Op basis van de indicatieve veranderingen is een sterke verslechtering van de brutomarge voorzien zolang de tariefsystematiek van fase 1 nog zal gelden. De EB-maatregelen hebben hierbij wel de grootste impact, zeker in de jaren richting 2030.

Verandering brutomarge warmtelevering door EB-maatregelen vs. impact van andere mogelijke ontwikkelingen (in €/GJ)

Δ per GJ



De figuur laat zien hoe de brutomarge (in €/GJ) verandert als één kostenfactor wijzigt. Voor elk datapunt is dezelfde grondslag gebruikt: maximumtarief 2025, jaarverbruik 33 GJ, overige variabelen onveranderd. Ieder datapunt geeft de netto impact op de brutomarge weer (opbrengsten - kosten).

De aannames voor de kostenfactoren zijn gebaseerd op inschattingen van de *mogelijke* verandering in de kostenfactoren tussen 2025 en 2030. Daarmee is de impact op de brutomarge indicatief. De aannames per kostenfactor worden op [deze pagina](#) verder toegelicht.

De technische mogelijkheden voor verduurzaming worden met name beperkt door transportschaarste en ruimtegebrek. De forse verlaging van de brutomarge beperkt de investeringsruimte.

Impact op de operatie

De EB-maatregelen in combinatie met het NMDA-tarief zorgen de komende jaren voor een aanzienlijke verlaging van de brutomarge, ook als rekening wordt gehouden met de mogelijkheden om in te spelen op de kostenverhoging (**handelingsperspectief**). Er zijn slechts een beperkt aantal knoppen waar een warmtebedrijf aan kan gaan draaien, vooral bij netten in profiel 11:

- De mogelijkheden om op korte termijn kostenverhoging te vermijden door een **andere inzet** van de aanwezige bronnen is beperkt. Door de stadsverwarmings-regeling is er een minimale inzet van de WKK van 50% om te voorkomen dat het net wordt belast tegen het (veel hogere) blokverwarmingstarief. Bovendien is de impact van de EB-stijging voor zowel warmte uit de warmtekotel als uit de WKK groot. Wel zal op de korte termijn meer inzet van de WKK ten opzichte van de gasketel de impact kunnen verminderen.
- In de noodzaak om te snijden in operationele kosten moet niet-kritisch of preventief onderhoud mogelijk worden uitgesteld en of servicecontracten versoberd. Dit verhoogt het risico op storingen of verminderde systeemprestaties.
- Er zijn relatief weinig **grootverbruikers** waar kostenverhogingen mogelijk wel (deels) naar kunnen worden doorgerekend, omdat er voornamelijk aan huishoudens wordt geleverd.

Impact op verduurzaming

In theorie kan de kostenverhogen worden na een aantal jaar worden vermeden door te verduurzamen. Echter, de technische en economische mogelijkheden hiervoor zijn beperkt, vanwege:

- **Transportschaarste** op het elektriciteitsnet zorgt ervoor dat het vervangen van een WKK met een elektrisch alternatief (zoals luchtwaterwarmtepomp) vaak niet (direct) mogelijk is.
- De **beperkte schaal** zorgt ervoor dat het realiseren van kapitaalintensievere opties uitdagend is (zoals geothermie, of restwarmte).
- Bij veel netten is er **ruimtegebrek**, of kan er niet worden voldaan aan **geluidsnormen** bij plaatsing duurzame alternatieven. De bestaande ketel- of WKK-ruimte is meestal precies op maat ontworpen; duurzame alternatieven vragen echter méér of andersoortige vierkante meters

Netten in profiel 11 hebben een aanzienlijke verduurzamingsopgave vanuit de voorziene **CO₂-norm** voor warmtenetten. Dit heeft mede te maken met de rekensystematiek, waarbij de uitstoot van WKK's zonder derving een steeds hogere uitstoot wordt toegerekend richting 2030. De emissiefactor van profiel 11 is 90 kg CO₂/GJ. Er is dus een zeer forse verduurzamingsslag vereist om de norm van 25 kg/GJ in 2030 te halen. Ook zonder de EB-aanpassingen ondervinden netten in profiel 11 dus al een zeer substantiële prikkel voor verduurzaming, waarmee de additionele prikkel op verduurzaming beperkt is. Op korte termijn zorgt de lagere brutomarge vooral voor een minder investeringsruimte, terwijl investeringen nodig zijn om de vereiste CO₂-reductie van de CO₂-norm te halen. Bovendien is de investeringsruimte mogelijk al beperkt, gezien de ongunstige rendementspositie van deze warmtenetten. Subsidies kunnen hierbij helpen bij verduurzaming, maar zijn niet altijd toereikend. Ook kan er niet altijd worden voldaan aan de **subsidievoorwaarden**, gezien de technische uitdagingen.

Impact strategische keuzes

Op de langere termijn lijkt **herpositionering van warmtebedrijven** op het gebied van investeringstempo, verduurzamingsstrategie, maar mogelijk ook desinvestering in dit warmtenetprofiel door de EB-kosten in combinatie met het NMDA-tarief:

- Als gevolg van de slechte financiële positie moeten mogelijk verschillende investeringen en projecten worden stilgelegd of vertraagd die op de lange termijn tot een robuuster warmtenet leiden. Dit betreffen bijvoorbeeld vervangingsinvesteringen maar ook projecten voor het verlagen van het temperatuurregime en verminderen van warmteverliezen.
- Voor de meeste warmtenetten in dit profiel geldt dat er geen **uitbreidingsplannen** zijn. Redenen hiervoor zijn onder andere de financiële positie, de afstemming van de capaciteit van de huidige bronnen op de gebruikers en de uitdagingen rondom het integreren van nieuwe bronnen. De impact van de EB-maatregel vormt hiervoor een extra belemmering.
- Omdat dit warmtenetprofiel binnen het Wcw geldt als klein warmtenet is er hiernaast ook extra onzekerheid wanneer en in welke mate de verhoging van de EB uiteindelijk wel doorgevoerd kan worden in de tarieven. Daarnaast speelt bij langetermijninvesteringen ook de onzekerheid rondom de publieke eigenaarschap van warmtenetten.

4C: Effectenbepaling- **verdiepende analyse profiel 8**

In profiel 8 vallen een klein aantal warmtenetten die vaak een biomassa- en aardgasketel gebruiken. De rendementspositie lijkt neutraal tot kwetsbaar.

Toelichting profiel

Er zijn een **klein aantal** warmtenetten dat het best aansluit bij warmtenetprofiel 8. De meeste netten maken gebruik van een **biomassaketel** voor de basislast en een **aardgasketel** voor de piek- en middenlast. Dit is ook het uitgangspunt voor de verdiepende analyse. Verder betreft dit relatief nieuwe warmtenetten die in begin jaren '10 zijn ontwikkeld. De tabel hieronder vat de belangrijkste kenmerken samen die zijn aangehouden in de verdiepende analyse voor profiel 8.

Warmtenetprofiel 8	
Basislast	Biomassaketel
Middenlast en pieklast	Aardgasketel
Grootte	10 000 aansluitingen
Aardgasverbruik	6 000 000 m ³
Aandeel kleinverbruik	55%
Temperatuurniveau	Hoge Temperatuur (90 °C)
Warmtelevering	235 800 GJ
Aandeel duurzame opwek	50%
Emissiefactor	38 kg CO ₂ /GJ

Indicatie van rendementspositie

De indicatieve rendementspositie van dit warmtenetprofiel in de afgelopen jaren (zonder rekening te houden met de EB-maatregelen) kan worden beschreven als **neutraal tot kwetsbaar**. De belangrijkste specifieke kenmerken van dit warmteprofiel die de brutomarge op de warmtelevering beïnvloeden zijn:

- Netten in dit profiel zijn relatief groot, waardoor overheadkosten en distributiekosten door **schaalvoordelen** gunstig zijn.

- De **SDE+** voor de warmte uit de biomassaketel zorgt voor extra inkomsten voor duurzame warmtelevering. De hoge aardgasprijzen beperken echter sterk de inkomsten uit de SDE+.¹
- De biomassaprijs is sterk gestegen in de afgelopen jaren wat de brandstofkosten voor dit type warmtenet sterk heeft doen stijgen. Met deze prijsstijging wordt in de SDE+ subsidie geen rekening gehouden.
- De relatief hoge aardgaskosten leiden tot relatief hoge kosten voor warmte uit de aardgasketel, maar dus ook voor een lagere SDE+ subsidie voor warmte uit de biomassaketel. Deze kosten zijn hoger dan de stijging in de inkomsten.
- Biomassaketels vragen intensiever onderhoud en hebben hogere een hoger storingsrisico in vergelijking met andere bronnen; dit verhoogt OPEX en vereist extra redundantie en inzet van de aardgasketels bij storingen.

Deze kostenfactoren zorgen ervoor dat de brutomarge van warmtelevering voor dit warmtenetprofiel relatief lager zal liggen voor dit profiel ten opzichte van andere warmtenetten. Het is dus aannemelijk dat warmtenetten die lijken op dit warmtenetprofiel een iets lager dan gemiddeld rendement kunnen behalen.

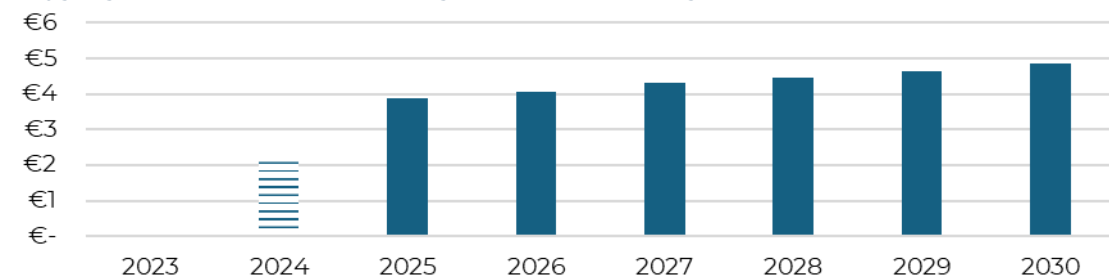
¹ Een hoge aardgasprijs heeft via het correctiebedrag invloed op de hoogte van de SDE+ (de vermeden aardgaskosten stijgen, en daarmee daalt de onrendabele top).

De impact van de EB-maatregelen op de brutomarge van netten in profiel 8 is iets groter dan gemiddeld. Het merendeel van de lastenstijging vindt al in 2025 plaats.

Impact energiebelasting op kosten

De impact voor profiel 8 is relatief groot in 2025 maar stijgt minder door dan andere warmtenetprofielen. De EB-veranderingen zorgen voor een stijging van **3,90 €/GJ in 2025** oplopend naar **4,90 €/GJ in 2030** ten opzichte van 2023. De figuur hieronder laat de impact voor ieder jaar zien.

Stijging kosten warmtelevering door EB-maatregelen (statische impact in €/GJ)

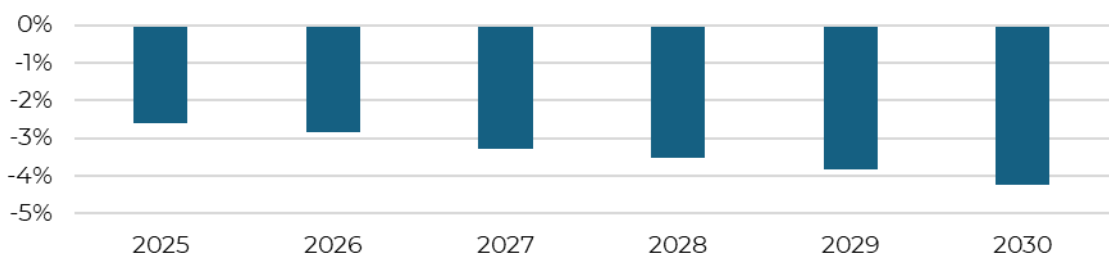


De kostenstijging vertaalt zich in absolute **meerkosten** van € 918 000 in 2025 oplopend naar € 1 148 000 in 2030 (t.o.v. 2023).

Impact op brutomarge

Gecorrigeerd voor de stijging van de inkomsten door de EB is de netto negatieve impact op de brutomarge 1,54 €/GJ in 2025 oplopend naar 2,52 €/GJ in 2030. De figuur hieronder laat de impact op de brutomarge zien in procentpunten. Zie [deze](#) pagina voor een toelichting op de brutomarge.

Daling brutomarge door EB-maatregelen (in procentpunten)



Toelichting op impact

De impact van de EB-maatregelen is groter dan gemiddeld en het merendeel van de kostenstijging voor dit profiel vindt al in 2025 plaats, omdat:

- Groot aandeel verbruik in schijf 4 voor gas:** Het meeste aardgasverbruik in dit profiel wordt belast in schijf 4 van de EB, waar de tariefstijging in €/m³ groot is en in 2025 plaatsvindt. In totaal valt meer dan 95% van het aardgasverbruik in schijf 3 of 4, waardoor het overgrote deel van het verbruik te maken heeft met relatief hoge stijgingen van de tarieven in deze schijven.
- Geen vrijgesteld aardgasverbruik:** Al het aardgasverbruik wordt 100% belast omdat het wordt ingezet in een ketel. Daardoor is de impact van de stijging in de energiebelastingsschijven meteen zichtbaar in 2025. De neemt de impact na 2025 niet zo snel toe in vergelijking met andere profielen omdat de afbouw van de vrijstelling op WKK geen invloed heeft.
- Helpt warmte uit een duurzame bron:** De impact op de gemiddelde kosten van warmtelevering geremd doordat de helft van de warmte uit een duurzame bron wordt geleverd. Dit deel van de warmte wordt niet geraakt

Variatie in impact binnen profiel

Binnen profiel 8 verschillen de aangesloten netten in **omvang** en **afzet**, maar de variatie beïnvloedt de impact van de energiebelasting op de brutomarge slechts beperkt. De belangrijkste verschillen kunnen verklaard worden door:

Het aandeel duurzame warmte: Voor de berekeningen is uitgegaan van de 50% duurzame levering (dit sluit uit bij de eisen van de stadswarmteregeling). Een groter aandeel duurzame productie verlaagt de impact van de EB. Als het aandeel duurzame productie bij een net stijgt naar 75% dan halveert grofweg de impact van de EB-maatregel

Het absolute aardgasverbruik: Bij warmtenetten met de helft minder warmtelevering en dus een aardgasverbruik dat de helft lager ligt (3 000 000 m³) ligt de impact op de brutomarge een paar tienden van procentpunt lager.

Ontwikkelingen in externe factoren kunnen een grote invloed hebben op de brutomarge. De uitfasering van de SDE+ voor biomassa is het meest relevant en de impact lijkt groter dan de impact van de EB-maatregelen.

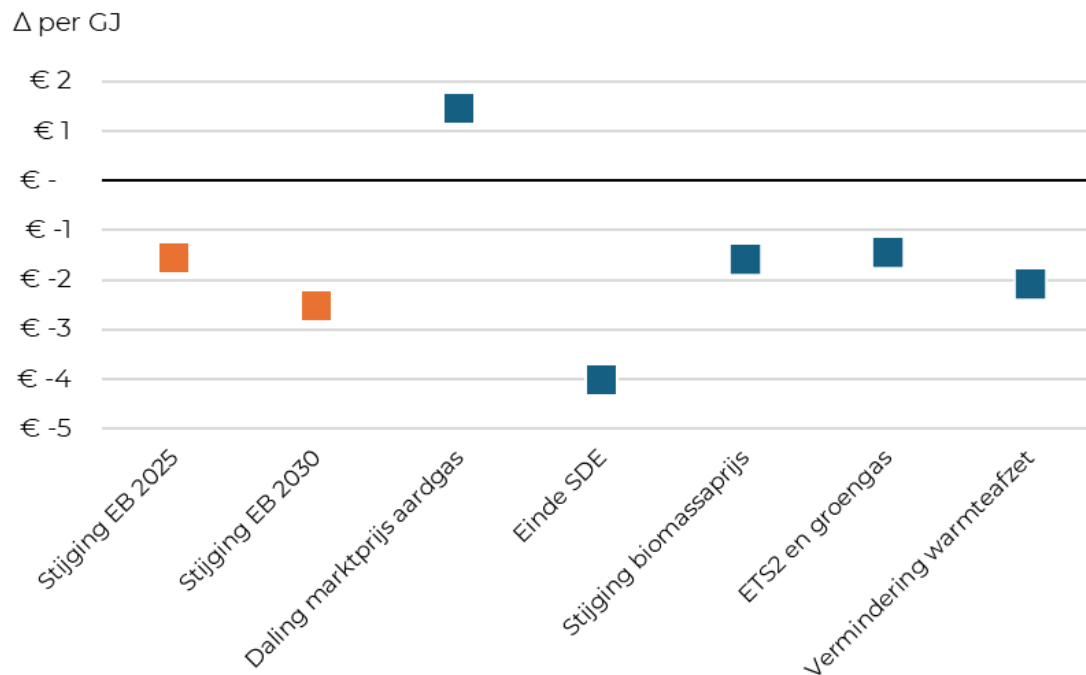
Impact EB-maatregelen ten opzichte van ontwikkelingen in andere factoren

De belangrijkste externe factoren met impact op de brutomarge gedurende de eerste fase van de tariefregulering zijn de **biomassaprijs**, het einde van de **SDE** subsidie de **marktprijs** van **aardgas**, de hoeveelheid totale warmtelevering per kleinverbruiker (**afzet**) en kosten gerelateerd aan Europees en nationaal **klimaatbeleid** (ETS II en de kosten voor de bijmengverplichting groengas). Ter indicatie van de omvang van de impact van de EB-maatregelen geeft de figuur hiernaast de mogelijke impact weer van veranderingen in deze externe factoren. Zie [deze](#) pagina in [Annex A](#) voor de toelichting op het bepalen van deze kostenfactoren:

- De **impact** van de **EB-maatregelen** (in 2030) is **vergelijkbaar of kleiner** dan de impact van de verschillende externe factoren.
- Voor een aantal warmtenetten zal in de komende jaren de **SDE+** na 15 jaar aflopen. Dit betekent dat de netto kosten voor warmte uit de biomassaketel toenemen. Bij wegvallen van de SDE subsidie heeft dit de grootste impact op de brutomarge van dit warmtenetprofiel.
- Ook de invoering van ETS II en de bijmengverplichting groengas kunnen tot hogere kosten leiden en de brutomarge doen dalen. De aangenomen daling van de aardgasprijs heeft wel een netto positief effect op de marge hoewel deze wel gedempt wordt omdat ook de maximumtarieven zullen worden aangepast.

De onzekerheid rondom de ontwikkeling van deze factoren is groot waardoor ook de brutomarge en daarmee het rendement onzeker is de komende jaren voor dit warmtenetprofiel. Op basis van de indicatieve veranderingen is een verslechtering van de brutomarge voorzien zolang de tariefsystematiek van fase 1 nog zal gelden. De verandering in de energiebelasting is hierbij niet de grootste factor maar zeker een substantiële factor in de ontwikkeling van de brutomarge.

Verandering brutomarge warmtelevering door EB-maatregelen vs. impact van andere mogelijke ontwikkelingen (in €/GJ)



De figuur laat zien hoe de brutomarge (in €/GJ) verandert als één kostenfactor wijzigt. Voor elk datapunt is dezelfde grondslag gebruikt: maximumtarief 2025, jaarverbruik 33 GJ, overige variabelen onveranderd. Ieder datapunt geeft de netto impact op de brutomarge weer (opbrengsten - kosten). De aannames voor de kostenfactoren zijn gebaseerd op inschattingen van de *mogelijke* verandering in de kostenfactoren tussen 2025 en 2030. Daarmee is de impact op de brutomarge indicatief. De aannames per kostenfactor worden op [deze pagina](#) verder toegelicht.

Ondanks 50% duurzame productie is verduurzaming nodig voor de CO₂-norm in 2030, terwijl het gebruik van biomassa minder aantrekkelijk wordt. Vanuit technisch oogpunt zijn er alternatieven, maar realisatie kost tijd.

Impact op de operatie

Het **handelingsperspectief** om de kostenverhoging en verlaging van de brutomarge op korte termijn te dempen zijn klein:

- De productie-inzet is al geoptimaliseerd op brandstofprijzen en SDE-inkomsten waardoor de biomassaketel zoveel mogelijk draaiuren maakt. De EB-veranderingen zullen hier beperkt invloed op hebben. Er is beperkt ruimte om de huidige inzet van de aardgas- en biomassaketels verder te optimaliseren en op deze manier kosten te vermijden.
- Bij dit warmtenetprofiel is iets minder dan de helft van de afnemers grootverbruikers. Dit geeft de mogelijkheid om voor een deel van de warmtelevering de kostenstijging door te rekenen.
- Gezien de relatief hoge impact in 2025 en de ontwikkeling van de brutomarge door andere factoren kan niet kritisch onderhoud onder druk komen te staan. Dit kan zeker in geval van levering met biomassa dat relatief intensief onderhoud vereist tot meer storingen leiden.

Impact op verduurzaming

De keuzes omtrent de toekomstige bronnenmix en verduurzaming worden in grote mate beïnvloed door het wegvallen van de SDE+ voor biomassa en de biomassaprijsontwikkelingen. De aflopende subsidie zal de brutomarge verlagen en daarmee de ruimte voor grote investeringen.

Door het wegvallen van de SDE+ voor biomassa (en mogelijk versterkt door hogere prijzen) wordt het gebruik van vaste biomassa in de baseload minder aantrekkelijk en zal het gebruik naar verwachting afnemen. Dit vraagt om aanvullende **verduurzaming** wat uitdagingen met zich mee brengt:

- Het toevoegen van een **alternatieve piekbron** (zoals een e-boiler) kan de inzet van aardgas in beperkte mate verminderen. Ook hier is transportschaarste een uitdaging waardoor een e-boiler vaak niet (direct) kan worden aangesloten.
- Bij een verschuiving van de inzet van biomassa als basislastbron naar midden- en pieklastbron zijn er verschillende alternatieven voor de **basislast**. Dit betreffen voornamelijk kapitaalintensieve bronnen zoals geothermie, restwarmte en WKO met warmtepompen. Deze bronnen zijn echter niet altijd technisch of economisch

realiseerbaar en kennen bovendien een zeer lange realisatietijd. Een doorlooptijd van ten minste 5 jaar is zeer waarschijnlijk.

Netten in profiel 8 hebben ook een verduurzamingsopgave vanuit de **CO₂-norm**. De emissiefactor op netniveau is 38 kg/GJ, hoewel voor de helft van de warmteproductie een emissiefactor van 0 geldt (biomassa). Als de inzet van **biomassa** wordt vervangen door een andere duurzame bron dan verbetert de emissiefactor van het net niet.

De additionele prikkel voor verduurzaming vanuit de EB is dus beperkt, terwijl het wel de investeringsruimte verkleint. De kleinere investeringsruimte kan mogelijk investeringen voor een nieuwe (duurzame) baseloadbron onder druk zetten.

Impact op strategische keuzes

Dit warmtenetprofiel staat de komende jaren voor belangrijke strategische keuzes rondom de inzet van de biomassaketel en verdere verduurzaming van het warmtenet. De EB-maatregelen hebben, in combinatie met andere kostenfactoren, impact op deze keuzes.

- Mogelijke investeringen in een nieuwe kapitaalintensieve basislastbron vraagt om financieringsruimte. Deze financieringsruimte neemt af door de vermindering van de brutomarge door de EB-maatregelen waardoor projecten kunnen worden uitgesteld of versoberd. Dit geldt naast de duurzaamheidsinvesteringen ook voor strategische investeringen die de robuustheid en/of variabele kosten van het warmtenet op de lange termijn kunnen verlagen.
- Het is aannemelijk dat **plannen voor uitbreiding of opschaling** van het net (zoals het aansluiten van nieuwe buurten of het ontsluiten van een extra bron) worden uitgesteld of heroverwogen. Dit komt met name doordat de toekomstige stabiliteit van de bronnenmix onzeker is geworden. De beperkte financieringsruimte door onder andere de EB-maatregelen
- Vanaf invoering van de kostengebaseerde tarieven is er geen impact meer, indien de kosten dan inderdaad kunnen worden doorberekend in het tarief. Netten in dit profiel worden niet als kleine netten gezien in de Wcw, waardoor de invoering van de kostengebaseerde tarieven naar verwachting vanaf 2028 plaats kan vinden.

4C: Effectenbepaling- **verdiepende analyse profiel 13**

In profiel 13 vallen een klein aantal nieuwere middelgrote netten met warmtepomp en gasmotor-WKK. De rendementspositie is licht beter dan bij andere netten, onder andere door de diverse bronnenmix.

Toelichting profiel

Er zijn een **paar** warmtenetten die het best aansluiten bij warmtenetprofiel 13. De meeste maken gebruik van een warmtepomp voor de basislast. De WKK en de aardgasketel voorzien in de piek- en middenlast. Van het aardgasverbruik wordt 75% ingezet in de WKK en het resterende deel in de ketel. Het betreffen middelgrote warmtenetten aangelegd in de jaren '00 en jaren '10. De tabel hieronder vat de belangrijkste kenmerken samen die zijn aangehouden in de verdiepende analyse voor profiel 13.

Warmtenetprofiel 13	
Basislast	Warmtepomp
Midden en pieklast	Aardgasketel en WKK
Grootte	3 000 aansluitingen
Aardgasverbruik	4 000 000 m ³
Aandeel kleinverbruik	95%
Temperatuurniveau	Midden Temperatuur (70 °C)
Warmtelevering	104 825 GJ
Aandeel duurzame opwek	50%
Emissiefactor	45 kg CO ₂ /GJ

Indicatie van rendementspositie

De indicatieve rendementspositie van dit warmtenetprofiel in de afgelopen jaren (zonder rekening te houden met de EB maatregelen) kan worden beschreven als **neutraal** tot **robuust**. Relevante factoren die de brutomarge beïnvloeden zijn:

- Het betreft een **relatief nieuwe netten** met recente investeringen in kapitaalintensieve duurzame warmtebronnen. Dit zorgt voor hoge afschrijvingen.
- Duurzame baseload maakt exploitatie minder gevoelig voor marktprijzen en geeft meer ruimte om te **optimaliseren** qua inzet van bronnen.

- De WKK kan specifiek worden ingezet op momenten met hoge elektriciteitsprijzen waardoor op dit moment nog geprofiteerd kan worden van een **redelijke spark spread**.
- **De hogere aardgasprijzen** hebben zowel directe impact op de warmtekosten via de aardgasketel maar ook indirect via de lagere SDE opbrengsten.

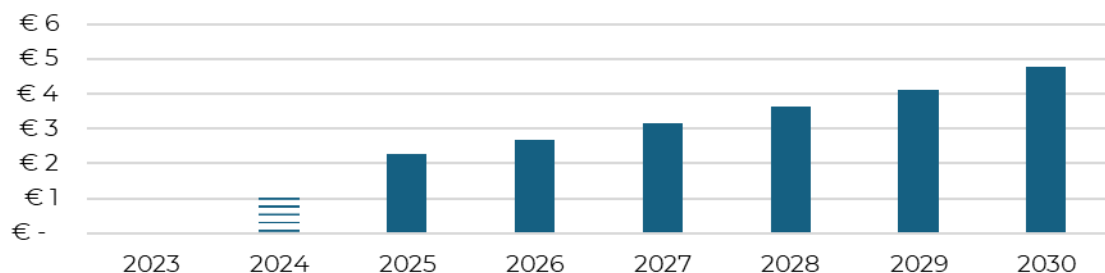
Deze kostenfactoren zorgen ervoor dat de **kostprijs van warmtelevering iets lager** is voor dit profiel ten opzichte van andere warmtenetten. Het is dus aannemelijk dat warmtenetten die het best aansluiten bij dit warmtenetprofiel een **iets beter rendement** behalen dan gemiddeld.

De impact van de EB-maatregelen op de brutomarge van netten in profiel 13 is in 2025 licht positief, maar vanaf 2026 negatief. Dit wordt verklaard door de WKK; het effect wordt gedempt door duurzame productie.

Impact energiebelasting op kosten

De impact van de EB-maatregelen is de eerste jaren beperkt, maar stijgt richting 2030. De EB-veranderingen zorgen voor een stijging van **2,3 €/GJ in 2025** en **4,8 €/GJ in 2030** ten opzichte van 2023. De figuur hieronder laat de impact voor ieder jaar zien.

Stijging kosten warmtelevering door EB-maatregelen (statische impact in €/GJ)

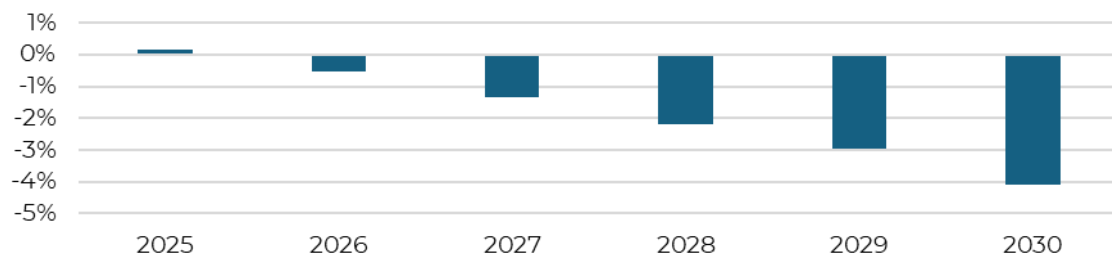


De kostenstijging vertaalt zich in absolute **meerkosten** van zo'n € 116 000 in 2025 oplopend naar zo'n € 500 000 euro in 2030 (t.o.v. 2023).

Impact op brutomarge

Gecorrigeerd voor de stijging van de inkomsten door de EB is de netto impact op de brutomarge met 0,1 €/GJ in 2025 positief. In de jaren daarna is er een negatieve impact oplopend naar 2,4 €/GJ in 2030. De figuur hieronder laat de impact van deze kostenstijging op de brutomarge zien in procentpunten. Zie [deze](#) pagina voor een toelichting op de brutomarge.

Daling brutomarge door EB-maatregelen (in procentpunten)



Toelichting op impact

De belangrijkste redenen voor de initieel beperkte, maar daarna stijgende impact zijn:

- Kostenstijging wordt gedempt door duurzame warmte:** Doordat 50% van de warmte niet met aardgas wordt opgewekt wordt de impact op de kosten gedempt. Omdat de tarieven door de EB zijn gestegen zijn de kosten ongeveer gelijk gestegen aan de gestegen inkomsten in 2025.
- Relatief laag elektrisch rendement van de WKK:** De WKK in dit profiel heeft een gemiddeld elektrisch rendement van 37%. Dat betekent dat al in 2025 een klein deel van het aardgasverbruik al wordt belast als gevolg van de WKK-maatregel. Dat loopt lineair op tot bijna 40% van het aardgas dat wordt belast in 2030. Dit verbruik wordt belast met het sterk gestegen tarief in de 4^e schijf van de EB.

Variatie in impact binnen profiel

Er zijn variaties in de impact van warmtenetten die onder dit warmtenetprofiel vallen. De belangrijkste verschillen kunnen verklaard worden door:

- Verhouding eigen vs. netlevering:** Het uitgangspunt is dat de elektriciteit van de WKK niet wordt ingezet voor eigen verbruik, maar aan het net wordt geleverd. In de praktijk vindt ook eigen gebruik plaats, bijvoorbeeld voor de warmtepomp. Bij eigen gebruik wordt een kleiner deel van het aardgasverbruik vrijgesteld. Bij netten met 100% eigen verbruik stijgt de impact op de brutomarge met 3 tot 4 procentpunt.
- Het elektrische rendement van de WKK:** De impact van de EB-maatregelen voor een warmtenet met een gasmotor met een relatief laag elektrisch rendement kan tot een 1 procentpunt per jaar hoger uitvallen.
- Het aandeel duurzame warmte.** Het uitgangspunt van de berekening is dat 50% uit een duurzame bron komt. Als dit slecht 25% betreft zijn de kosten 50% hoger, terwijl bij 75% duurzaam de kosten 50% lager zijn.

Ontwikkelingen in externe factoren kunnen een grote invloed hebben op de brutomarge, vooral de spark spread. De impact van gasgerelateerde ontwikkelingen zijn beperkt (door het lage aandeel gasverbruik).

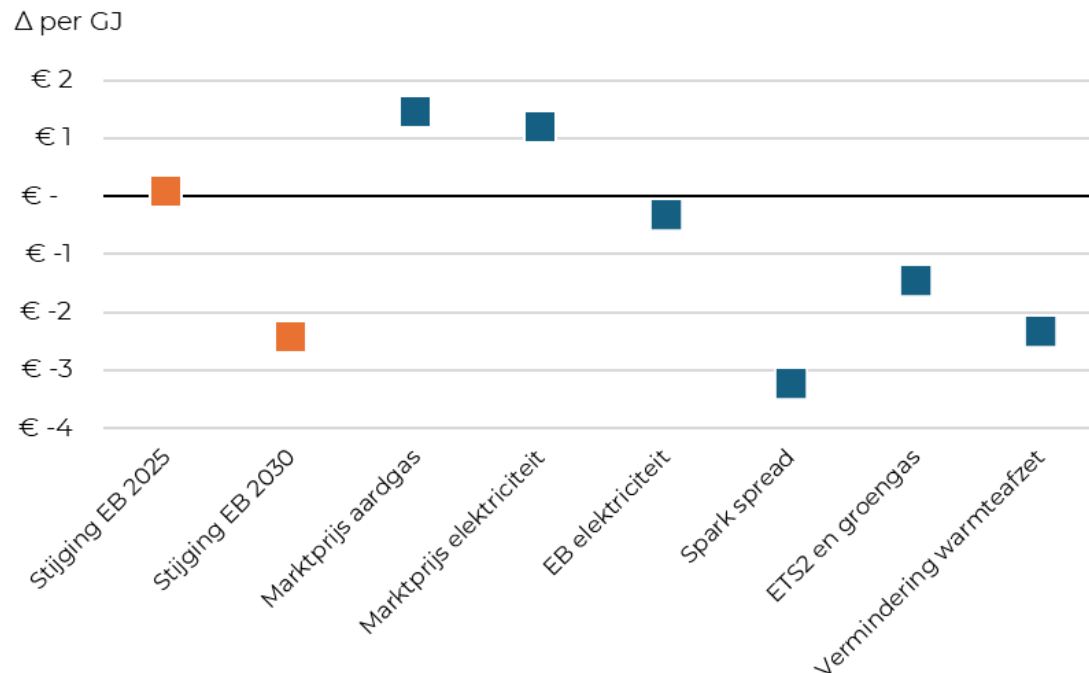
Impact EB-maatregelen ten opzichte van ontwikkelingen in andere factoren

Externe factoren met impact op de brutomarge gedurende de eerste fase van de tariefregulering zijn de **spark spread**, de **marktprijs** van **aardgas**, de hoeveelheid totale warmtelevering per kleinverbruiker (**afzet**) en kosten gerelateerd aan Europees en nationaal **klimaatbeleid** (ETS II en de kosten voor de bijmengverplichting groengas). Specifiek voor dit warmteprofiel geldt dat ook de marktprijs en EB veranderingen voor **elektriciteit** impact hebben door het elektriciteitsgebruik via warmteopwekking door de WP. Ter indicatie van de omvang van de impact van de EB-maatregelen geeft de figuur hiernaast de mogelijke impact weer van veranderingen in deze externe factoren. Zie [deze](#) pagina in [Annex A](#) voor de toelichting op het bepalen van deze kostenfactoren:

- De **impact** van de **EB-maatregelen** (in 2030) is **vergelijkbaar of groter** dan de impact van de verschillende externe factoren. Vanwege de 50% duurzame opwek is de impact van gasgerelateerde kostwijzigingen (aardgasprijs en klimaatbeleid) relatief klein.
- De voorziene daling van de marktkosten voor elektriciteit en aardgas zou een beperkte stijging van de brutomarge betekenen. De overige indicatieve kostenfactoren zouden een daling van de brutomarge betekenen. Op basis van de indicatieve veranderingen zal de brutomarge de komende jaren beperkt afnemen richting 2030.
- Bij de aangenomen verslechtering van de spark spread heeft dit relatief veel impact. Ook fluctuaties in de warmteafzet hebben een sterke invloed op de brutomarge. Deze factoren zullen lang meer impact hebben dan de EB-maatregelen.

Voor dit warmteprofiel geldt ook dat er nog veel onzekerheid is over de ontwikkelingen van de verschillende kostenfactoren. De brutomarge zou iets kunnen afnemen waardoor de rendementspositie wat verslechtert. De stijging van de EB-kosten lijkt in de komende jaren niet de belangrijkste factor zijn in de variaties in de brutomarge. In 2030 is de stijging van de EB-kosten in 2030 wel een significante factor maar vergelijkbaar met de impact van de wijzigingen van andere factoren als de spark spread, de heffingen en de warmteafzet.

Verandering brutomarge warmtelevering door EB-maatregelen vs. impact van andere mogelijke ontwikkelingen (in €/GJ)



De figuur laat zien hoe de brutomarge (in €/GJ) verandert als één kostenfactor wijzigt. Voor elk datapunt is dezelfde grondslag gebruikt: maximumtarief 2025, jaarverbruik 33 GJ, overige variabelen onveranderd. Ieder datapunt geeft de netto impact op de brutomarge weer (opbrengsten - kosten).

De aannames voor de kostenfactoren zijn gebaseerd op inschattingen van de *mogelijke* verandering in de kostenfactoren tussen 2025 en 2030. Daarmee is de impact op de brutomarge indicatief. De aannames per kostenfactor worden op [deze pagina](#) verder toegelicht.

Ondanks 50% duurzame productie is verduurzaming nodig voor de CO₂-norm in 2030, deels kan dit worden behaald door verschuiving. De EB-maatregelen lijken beperkt impact te hebben op de strategische keuzes.

Impact op de operatie

De beperkte kostenstijging zal naar verwachting niet leiden tot wezenlijke veranderingen in de operationele keuzes in profiel 13. Het **handelingsperspectief** om de kostenstijging te beperken is iets groter:

- De kostenstijgingen zullen wel meegenomen worden in de inzet van de beschikbare bronnen, maar hierbij is de EB-stijging slechts één van de vele factoren en bovendien beperkt in omvang. Er is beperkt de mogelijkheid om de WKK en of de warmtepomp meer te laten draaien om kosten te optimaliseren.
- Er wordt relatief weinig aan grootverbruikers geleverd in dit warmtenetprofiel. Daardoor is er dus de niet de mogelijkheid om de kostenstijging voor warmtelevering aan grootverbruikers door te rekenen.
- De impact op de brutomarge is in de eerste jaren zeer klein waardoor overige operationele keuzes rondom onderhoud of verminderen overheadkosten gemaakt zullen moeten worden.

Impact op verduurzaming

Ook op de iets langere termijn lijkt de EB-verhoging in combinatie met het NMDA-tarief geen wezenlijke impact te hebben op verduurzaming. Voor middelgrote warmtenetten met warmtenetprofiel 13 zijn verduurzamingsplannen al veelal bepaald en vastgelegd in routekaarten en bronnenstrategieën. De extra kosten vanuit de EB-maatregelen zullen hierin worden meegenomen, maar waarschijnlijk niet tot een wezenlijk andere aanpak leiden. Hiervoor is de impact op de brutomarge te beperkt en zijn er teveel andere factoren die een rol spelen bij de timing en de type warmtebron dat geplaatst wordt.

Er zijn mogelijkheden om dit warmtenetprofiel verder te verduurzamen maar hierbij zijn er uitdagingen:

- Verder vermindering van de aardgasinzet is uitdagend, omdat de verduurzaming van de midden- en pieklast vaak duur is. Het op grote schaal vermijden van de EB-kosten is hierdoor niet eenvoudig. Afhankelijk van de netcapaciteit kan een deel van de piekvraag worden overgenomen door elektrische boilers die op goedkope uren draaien ; dit dempt zowel de CO₂ uitstoot als de EB impact. Transportschaarste kan hierbij wel een belemmerende factor zijn.

Netten in profiel 13 hebben ook een verduurzamingsopgave vanuit de **CO₂-norm**. Ondanks de 50% duurzame opwek is de emissiefactor op netniveau vrij hoog (45kg/GJ). Dit wordt verklaard door de hoge emissies voor de gasmotor WKK (WKK zonder derving).

De additionele prikkel voor verduurzaming vanuit de EB is dus beperkt. De impact op de investeringsruimte is ook relatief klein; de verhoging van de brutomarge is niet zo groot dat de verduurzamingstrajecten van warmtenetten met dit profiel op grote schaal zullen veranderen.

Impact op strategische keuzes

Dit type warmtenet heeft een gunstige rendementspositie en de beperkte verhoging van de kosten maakt dat de impact op strategische keuzes beperkt is:

- De verlaging van de brutomarge lijkt onvoldoende groot om de strategische koers (bronnenmix, investeringsritme of uitbreidingsplannen) wezenlijk te herzien. Gezien de huidige indicatieve rendementspositie moet de financiering ook niet in gevaar komen.
- De grootste impact ondervindt dit warmtenet pas richting 2030. Als in 2028 de kostengebaseerde tarieven in werking treden voor grote warmtenetten valt de impact van de prijsverhoging weg. Het is daarom niet aannemelijk dat lange termijn keuzes van dit warmtenet sterk worden beïnvloedt.

4C: Effectenbepaling- **verdiepende analyse profiel 17**

In profiel 17 vallen een paar zeer grote netten met restwarmte en een STEG-WKK. De rendementspositie is beter dan bij andere netten, onder andere vanwege de schaal, leeftijd en flexibiliteit.

Toelichting profiel

Er zijn een **klein aantal** warmtenetten die het best aansluiten bij warmtenetprofiel 17. Deze maken gebruik van een mix van bronnen voor de basislast. In het profiel wordt gebruikt gemaakt van restwarmte uit de industrie en afvalverbrandingsinstallaties (AVI). De WKK en de aardgasketel voorzien in de piek- en middenlast. Het gaat hierbij om zeer grote warmtenetten die al decennia geleden zijn aangelegd. De tabel hieronder vat de belangrijkste kenmerken samen die zijn aangehouden in de verdiepende analyse voor profiel 17.

Warmtenetprofiel 17	
Basislast	Restwarmte en AVI
Midden- en pieklast	Aardgasketel en WKK
Grootte	50 000 aansluitingen
Aardgasverbruik	100 000 000 m ³
Aandeel kleinverbruik	50%
Temperatuurniveau	Hoge Temperatuur (90 °C)
Warmtelevering	1 010 000 GJ
Aandeel duurzame opwek	50%
Emissiefactor	25 kg CO ₂ /GJ

Indicatie van rendementspositie

De indicatieve rendementspositie van dit warmtenetprofiel in de afgelopen jaren (zonder rekening te houden met de EB-maatregelen) kan worden beschreven als **robuust**. Relevante factoren die de brutomarge beïnvloeden zijn:

- Het betreft een **oude netten** waarbij investeringen in de infrastructuur al gedeeltelijk zijn afgeschreven.
- Warmtelevering op basis van restwarmte maakt exploitatie **minder gevoelig voor marktprijzen** en geeft meer ruimte om te **optimaliseren** qua inzet van bronnen.

- De WKK kan specifiek worden ingezet op momenten met hoge elektriciteitsprijzen waardoor op dit moment nog geprofiteerd kan worden van een **redelijke spark spread**.
- Dit warmtenet kan profiteren van **schaalvoordelen** door het grote aantal aansluitingen.
- **De hogere aardgasprijzen** hebben zowel directe impact op de warmtekosten via de aardgasketel maar ook indirect via de lagere SDE-opbrengsten.

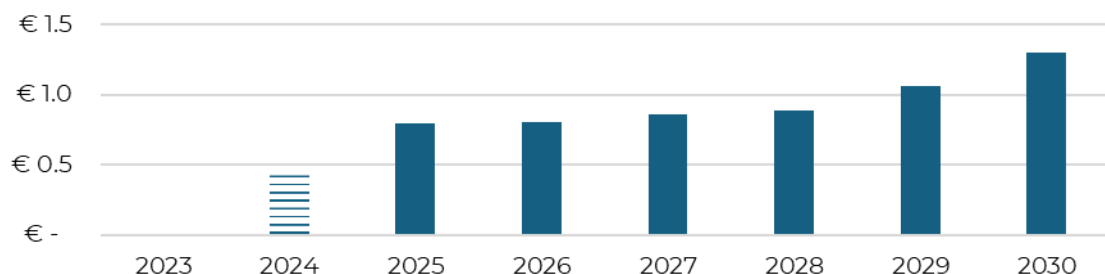
Deze kostenfactoren zorgen ervoor dat de **kostprijs van warmtelevering lager** is voor dit profiel ten opzichte van andere warmtenetten. Het is dus aannemelijk dat warmtenetten die het best aansluiten bij dit warmtenetprofiel een **beter rendement** behalen dan gemiddeld.

De netto impact van de EB-maatregelen op de brutomarge van netten in profiel 17 is positief; het verbruik valt grotendeels in schijf 5, de WKK is efficiënt en de impact wordt gedempt door duurzame productie.

Impact energiebelasting op kosten

De impact van de EB-maatregelen is relatief beperkt. De EB-veranderingen zorgen voor een stijging van kosten van **0,4 €/GJ in 2025** oplopend naar **1,3 €/GJ in 2030** ten opzichte van 2023. De figuur hieronder laat de impact voor ieder jaar zien.

Stijging kosten warmtelevering door EB-maatregelen (statische impact in €/GJ)

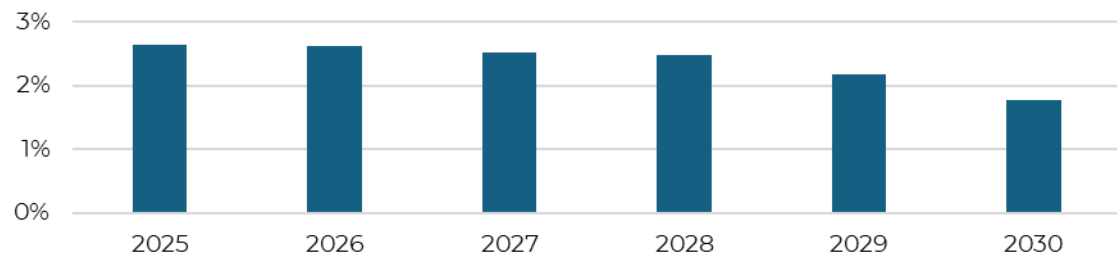


De kostenstijging vertaalt zich in absolute **meerkosten** van € 1 689 000 in 2025 oplopend naar € 2 772 000 euro in 2030 (t.o.v. 2023).

Impact op brutomarge

Door de hogere inkomsten vanwege de hogere maximumtarieven is de netto impact op de brutomarge tijdens fase 1 positief. De positieve impact op de brutomarge is 1,6 €/GJ in 2025 en neemt af tot 1,1 €/GJ in 2030. De figuur hieronder laat de netto impact van de EB-maatregelen op de brutomarge zien in procentpunten. Zie [deze](#) pagina voor een toelichting op de brutomarge.

Stijging brutomarge door EB-maatregelen (in procentpunten)



Toelichting op impact

De impact van de EB-maatregelen voor dit profiel op de relatieve kosten en de brutomarge is beperkt om de volgende redenen:

- Kostenstijging wordt gedempt door duurzame warmte:** Doordat 50% van de warmte niet met aardgas wordt opgewekt is de impact op de kosten wel gedempt.
- Meeste aardgasverbruik valt in 5^e schijf:** Een groot deel van het aardgasverbruik wordt belast volgens het EB in de 5^e schijf. Dit tarief is nauwelijks veranderd.
- Relatief hoog elektrisch rendement van de WKK:** De WKK in dit profiel heeft een gemiddeld elektrisch rendement van 50%. Dat betekent dat pas in 2028 een klein deel van het aardgasverbruik wordt belast als gevolg van de WKK-maatregel. In 2030 wordt 20% van het aardgas in de WKK belast. Dit verbruik wordt belast met het zeer beperkt gestegen tarief in de 5^e schijf van de EB.

Variatie in impact binnen profiel

Er zijn beperkte variaties in de impact van warmtenetten die onder dit warmtenetprofiel vallen. De belangrijkste verschillen kunnen verklaard worden door:

- Het elektrische rendement van de WKK:** De impact van de EB-maatregelen op de brutomarge voor een warmtenet met een STEG met een relatief laag elektrisch rendement (45%) kan enkele tienden procentpunt lager uitvallen.
- Totale gasverbruik** dat fors lager ligt dan 100 000 000 m³ kan zorgen voor enkele tienden procentpunt grotere stijging van de kosten omdat relatief meer verbruik in schijf 3 en 4 valt.
- Het aandeel duurzame warmte.** Het uitgangspunt van de berekening is dat 50% uit een duurzame bron komt. Als dit slecht 25% betreft zijn de kosten 50% hoger, terwijl bij 75% duurzaam de kosten 50% lager zijn. De brutomarge blijft positief.

In tegenstelling tot de netto EB-impact van de EB-maatregelen hebben de effecten van mogelijke ontwikkelingen in andere factoren een licht negatieve impact op de brutomarge van profiel 17.

Impact EB-maatregelen ten opzichte van ontwikkelingen in andere factoren

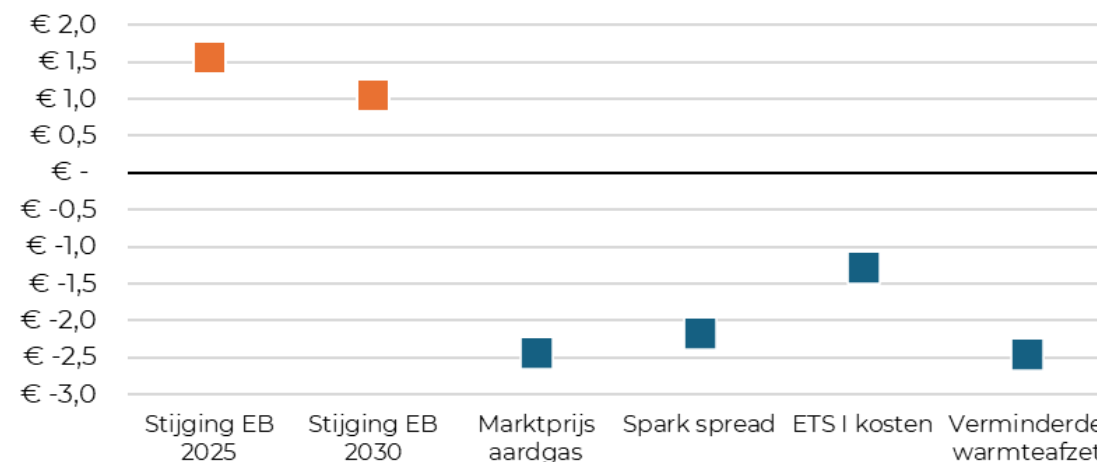
De belangrijkste externe factoren met impact op de brutomarge gedurende de eerste fase van de tariefregulering zijn de **spark spread**, de **marktprijs** van **aardgas**, de hoeveelheid totale warmtelevering per kleinverbruiker (**afzet**) en kosten gerelateerd aan Europees **klimaatbeleid** (ETS). Ter indicatie van de omvang van de impact van de EB-maatregelen geeft de figuur hiernaast de mogelijke impact weer van veranderingen in deze externe factoren. Zie [deze](#) pagina in [Annex A](#) voor de toelichting op het bepalen van deze kostenfactoren:

- Buiten de netto EB-impact hebben de voorziene verschuivingen in andere factoren een **negatieve impact** op de brutomarge betekenen. Naar verwachting zal de brutomarge daarom de komende jaren licht dalen.
- Vanwege de 50% duurzame opwek is de impact van gasgerelateerde kostwijzigingen (aardgasprijs en klimaatbeleid) relatief klein. Toch zijn de ontwikkelingen van de spark spread en de marktprijs voor aardgas het meest relevant. Ook fluctuaties in de warmteafzet hebben een sterke invloed op de brutomarge. Variaties in deze factoren zullen meer invloed hebben dan de veranderende EB tarieven.

Voor dit warmteprofiel geldt ook dat er nog veel onzekerheid is over de ontwikkelingen van de verschillende kostenfactoren. De brutomarge zou kunnen afnemen op basis van de geschatte veranderingen waardoor de rendementspositie wat verslechterd. De stijging van de EB-kosten lijkt in de komende jaren juist hier tegenwicht aan te bieden.

Verandering brutomarge warmtelevering door EB-maatregelen vs. impact van andere mogelijke ontwikkelingen (in €/GJ)

Δ per GJ



De figuur laat zien hoe de brutomarge (in €/GJ) verandert als één kostenfactor wijzigt. Voor elk datapunt is dezelfde grondslag gebruikt: maximumtarief 2025, jaarverbruik 33 GJ, overige variabelen onveranderd. Ieder datapunt geeft de netto impact op de brutomarge weer (opbrengsten - kosten).

De aannames voor de kostenfactoren zijn gebaseerd op inschattingen van de *mogelijke* verandering in de kostenfactoren tussen 2025 en 2030. Daarmee is de impact op de brutomarge indicatief. De aannames per kostenfactor worden op [deze pagina](#) verder toegelicht.

Er is geen verdere verduurzaming nodig om de CO₂-norm in 2030 te halen. De impact van de EB-maatregelen op de bedrijfsvoeringen en strategie is klein bij profiel 17.

Impact op de operatie

De kostenstijging heeft een beperkte impact op de dagelijkse bedrijfsvoering van netten in profiel 17:

- De extra kosten door de verhoging in de 3^e en 4^e schijf kunnen mogelijk worden vermeden door de verminderde inzet van de aardgasketel. Dit kan leiden tot beperkte veranderingen in de inzet van de verschillende bronnen.
- Gemiddeld leveren de netten in dit profiel relatief veel aan grootverbruikers waardoor kostenstijgingen gedeeltelijk kunnen worden doorgelegd.
- Het effect van de EB maatregelen op de brutomarge is positief. Er komt dus geen druk te staan op andere kostenposten.

Impact op de verduurzaming

Net als bij andere netten van dit formaat geldt dat er wel verdere verduurzamingsplannen bepaald en vastgelegd zijn in routekaarten en bronnenstrategieën in overleg met de gemeente. Warmtenetten in dit profiel zullen stapsgewijs verder verduurzaamd worden. Hierbij wordt er gekeken naar de inzet van restwarmte uit datacenters en de industrie, geothermie, warmtepompen en e-boilers.

Ook de netten in profiel 17 lopen tegen uitdagingen aan bij verduurzaming:

- Technische en financiële beperkingen maar door de schaalvoordelen en de ruimere mogelijkheden voor bronnen zal dit vaak relatief makkelijker te realiseren zijn in vergelijking met kleinere netten. De WKK is daarmee voorzien om minder draaiuren te maken en de aardgasketel zal steeds meer puur als back-up worden ingezet. De impact van de EB-maatregelen op de kosten zal dus naar verwachting verder gaan afnemen door verdere verduurzaming.

Netten in profiel 17 hebben ook geen verduurzamingsopgave vanuit de **CO₂-norm**. Dit wordt verklaard doordat de WKK van deze netten als aftapcentrale worden gezien in de rekenmethodiek van de CO₂-norm.¹ Hierdoor is de emissiefactor van de WKK relatief laag. In combinatie met de lage emissiefactor voor de duurzame opwek is de emissiefactor op netniveau 25 kg CO₂/GJ, waardoor er geen verdere verduurzaming vereist is om aan de CO₂-norm in 2030 te voldoen.

¹ Bij een aftapcentrale worden uitsluitend broeikasgassen toegerekend die vrijkomen bij elders geproduceerde elektriciteit door de verminderde elektriciteitsopwekking als gevolg van de warmteproductie.

Impact op strategische keuzes

Voor dit type warmtenet is vaak een belangrijke rol voorzien in de warmtevoorziening in de grote steden en het is aannemelijk dat er uitbreidingsplannen zijn voor dit net. De EB-maatregelen hebben geen invloed op dergelijke plannen.

- De verhoging van de brutomarge is positief en zal daarom geen negatieve impact hebben op de strategische keuzes en investeringsmogelijkheden.
- De kostenstijging neemt iets toe vanaf 2028 maar dit heeft geen invloed op lange termijn strategische keuzes omdat mogelijk in 2028 al met kostengebaseerde tarieven kan worden gewerkt.

In profiel 4 vallen een groot aantal kleine duurzame netten. De rendementspositie is vaak robuust.

Toelichting profiel

Er zijn een **zo'n 70** warmtenetten die het best aansluiten bij warmtenetprofiel 4. De meeste netten die aansluiten bij profiel 4 maken gebruik van een WKO voor de basislast en middenlast. Een aardgasketel voorziet in de pieklast. Van het aardgasverbruik wordt 75% ingezet in de WKK en het resterende deel in de ketel. Het betreffen veelal kleine collectieve systemen die de laatste 10 tot 15 jaar zijn gerealiseerd.

Warmtenetprofiel 4	
Basis en middenlast	WKO
Pieklast	Aardgasketel
Grootte	400 aansluitingen
Aardgasverbruik	100 000 m ³
Aandeel kleinverbruik	90%
Temperatuurniveau	LT graden (50 graden)
Warmtelevering	14 000 GJ
Aandeel duurzame opwek	80%
CO ₂ -factor	30 kg CO ₂ /GJ

Indicatie van rendementspositie

De indicatieve rendementspositie van dit warmtenetprofiel in de afgelopen jaren (zonder rekening te houden met de EB maatregelen) kan worden beschreven als robuust. De belangrijkste specifieke kenmerken van dit warmteprofiel die de brutomarge op de warmtelevering beïnvloeden zijn:

- Het betreffen netten die veelal zijn ontwikkeld bij nieuwe gebiedsontwikkelingen. Vaak is er in concurrentie aangeboden en zijn er naast de tariefsystematiek van ACM ook afspraken gemaakt met de ontwikkelaar over de verdeling van de kosten en de warmteprijs.

- De variabele kosten zijn relatief laag waardoor en beperkt afhankelijk van marktomstandigheden
- **De hogere aardgasprijzen** hebben zowel directe impact op de warmtekosten via de aardgasketel maar ook indirect via de lagere SDE opbrengsten voor het WKO systeem
- De hogere aardgasprijzen betekenen meer ruimte om de tarieven te verhogen terwijl de kosten niet evenredig stegen .

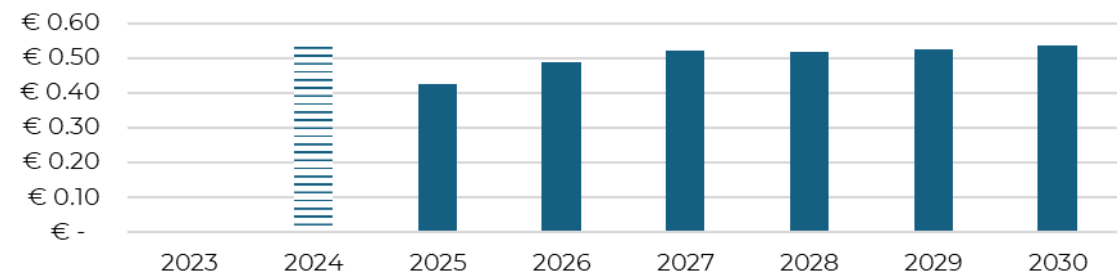
Deze kostenfactoren zorgen ervoor dat de **kostprijs van warmtelevering iets lager** is voor dit profiel ten opzichte van andere warmtenetten. Het is dus aannemelijk dat warmtenetten die het best aansluiten bij dit warmtenetprofiel een **iets beter rendement** behalen dan gemiddeld.

De netto impact van de EB-maatregelen op de brutomarge van netten in profiel 4 is positief, doordat het gasverbruik laag is, terwijl het maximumtarief is gestegen.

Impact energiebelasting op kosten

De impact van de EB-maatregelen is gering. De EB-veranderingen zorgen voor een stijging van **0,62 €/GJ in 2025** oplopend naar **0,78 €/GJ in 2030** ten opzichte van 2023. De figuur hieronder laat de impact voor ieder jaar zien. De kleine schommelingen worden verklaard door de inflatiecorrecties.

Stijging kosten warmtelevering door EB-maatregelen (statische impact in €/GJ)

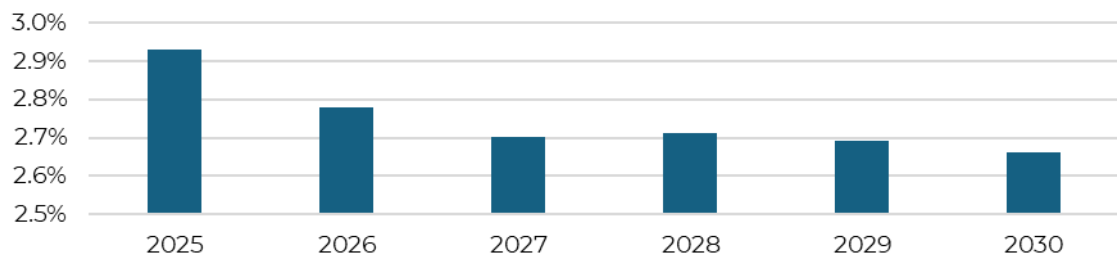


De kostenstijging vertaalt zich in absolute **meerkosten** van zo'n € 6,000 in 2025 oplopend naar zo'n € 7.600 euro in 2030 (t.o.v. 2023).

Impact op brutomarge

Gecorrigeerd voor de stijging van de inkomsten door de EB is de netto impact op de brutomarge positief. De brutomarge verbetert ten opzichte van 2023 voor alle jaren tot en met 2030 met ongeveer 1,6 €/GJ als het maximumtarief wordt gerekend. Zie [deze](#) pagina voor een toelichting op de brutomarge.

Stijging brutomarge door EB-maatregelen (in procentpunten)



Toelichting op impact

De impact van de EB-maatregelen is beperkt en leidt zelfs tot een verbetering van de brutomarge om de volgende redenen:

- Kostenstijging wordt gedempt door duurzame warmte:** Doordat 80% van de warmte niet met aardgas wordt opgewekt is de impact op de kosten sterk gedempt. De maximumtarieven mogen hierdoor in verhouding veel meer worden verhoogd.
- Verbruik belast in schijf 1 & 2:** Het aardgasverbruik wordt in zijn geheel belast in schijf 1 en 2 die minder zijn gestegen ten opzichte van 2023 dan schijf 3 en 4.

Variatie in impact binnen profiel

Er zijn nauwelijks tot geen variaties in de relatieve impact van de EB-maatregelen binnen het profiel.

Impact

Gezien de beperkte impact is er geen verandering te verwachten op het gebied van de operationele bedrijfsvoering, de verduurzaming en de strategische keuzes.



4. Effectenanalyse

D. Inzichten op sectorniveau uit de verdiepende analyse



www.trinomics.eu

Omdat verschillende profielen over (dezelfde) eigenschappen beschikken die de omvang van de effecten bepaalt leidt de verdiepende analyse ook tot inzichten voor andere profielen.

Voor **profiel 2, 3 en 5** geldt net als voor **profiel 4** dat het volledige aardgasverbruik in schijven 1 & 2 wordt belast. Er is dus geen impact van de verhoging van de EB op de 3^e en 4^e schijf en geen impact van de aanpassing aan de WKK-vrijstelling. Voor profiel 2 en 5 geldt wel dat alle warmte wordt opgewekt met aardgas, waardoor de kostenstijging in schijf 1 & 2 wel gevolgen heeft. Dit leidt tot een beperkte daling van de brutomarge in latere jaren doordat de EB-stijgingen in schijf 1 & 2 niet langer wordt meegenomen in het maximumtarief. Kostenstijgingen kunnen voorkomen worden door verduurzaming, maar voor deze kleine netten is verduurzaming complex, zowel technisch (bijvoorbeeld door ruimtegebrek) als economisch. Zie ook de verdiepende analyse omtrent verduurzaming bij [profiel 11](#).

Profiel 6 lijkt qua impact en kenmerken sterk op profiel 8. De mogelijkheden om te verder te verduurzamen zijn echter nog beperkter, omdat deze netten vaak de schaal missen om geothermie en restwarmtebronnen rendabel te kunnen benutten. **Profiel 7** is qua grootte vergelijkbaar, maar is veel verder in de verduurzaming, waardoor de impact van de EB-maatregelen veel kleiner is. **Profiel 9** heeft ook een laag aandeel aardgasverbruik in een ketel waardoor de relatieve impact zeer beperkt is. Door het hoge verbruik is de absolute totale kostenstijging wel groter.

De impact op de **profielen 10 en 12** lijkt zeer sterk op die van profiel 11. De kleinere schaal van profiel 10 betekent dat de overheadkosten relatief hoog zijn, waardoor de rendementspositie naar verwachting slechter is. Voor profiel 12 geldt dat de integratie van duurzame bronnen gemiddeld gezien iets eenvoudiger te realiseren zal zijn, vanwege de grotere schaal. Profiel 12 geldt als groot warmtenet volgens de Wcw waardoor de nieuwe tariefsystematiek waarschijnlijk sneller wordt ingevoerd.

Ook **profiel 14 en 15** zijn 100% aardgasgestookt en ondervinden een (zeer) substantiële impact van de EB-maatregelen oplopend tot ruim €2 miljoen in 2030. De impact is relatief kleiner dan die van profielen 10, 11 en 12 omdat het aardgasverbruik in de hogere EB-schijven valt. De impact is groter dan bij profiel 13, omdat de impact niet wordt verminderd door een duurzame bron. Voor profiel 15 zorgt de verandering van de WKK-vrijstelling pas in een later stadium voor extra kosten. Deze warmtenetprofielen hebben door de schaal meer mogelijkheden voor verduurzaming en met name profiel 14 heeft vanuit de normering ook een sterke prikkel. Er zijn al concrete plannen voor integratie van duurzame bronnen de komende jaren. Bij meer implementatie van duurzame bronnen zal de impact verminderen voor deze warmtenetten en meer gaan samenvallen met profiel 13.

De impact voor **profiel 16** is twee keer zo groot als voor profiel 17 waar de helft van de opwekking duurzaam is maar is verder sterk vergelijkbaar. In absolute zin is de impact met bijna 3 miljoen euro het grootst maar relatief gezien is deze laag. Het verbruik dermate groot dat de gestegen energiebelasting in schijf 3 en 4 maar voor een deel van het aardgasverbruik relevant is. Ondanks dat de prikkel vanuit de normering beperkt is zijn er veelal concrete verduurzamingsplannen waardoor het profiel en de impact gaat aansluiten bij profiel 17.

Een groot aantal warmtenetten is in eigendom van een klein aantal warmtebedrijven. Hierdoor kunnen warmtebedrijven middelen.

Er zijn slechts een **klein aantal warmtebedrijven** dat het merendeel van de warmtenetten in eigendom heeft. Voor deze warmtebedrijven geldt dat de inkomsten per GJ geleverde warmte gelijk zijn voor de levering aan huishoudens (als het maximumtarief wordt gerekend). De kosten kunnen sterk verschillen. Dit blijkt onder andere uit de spreiding van de rendementen, maar ook uit de informatie en analyses in dit onderzoek.

Het is gangbaar om assets met een negatief rendement (en zonder uitzicht op structurele verbetering) te sluiten of af te stoten. Vanuit macro-economisch en maatschappelijk perspectief is dit ook niet noodzakelijkerwijs een probleem: in een gezonde economie sluiten er assets en/of bedrijven en nieuwe assets geïnstalleerd en nieuwe bedrijven opgericht.

Voor warmtenetten is dit voorlopig niet mogelijk, omdat warmte voor huishoudens een nutsvoorziening is en deze huishoudens geen alternatief hebben op korte termijn. Bovendien is het zeer de vraag of het maatschappelijk gewenst is om voor een alternatief te gaan, omdat hier ook kosten aan zijn verbonden (de kosten/baten verschillen per locatie). Daarom hebben warmtebedrijven een leveringsplicht die er voor zorgt dat aangesloten huishoudens ten alle tijden warmte kunnen ontvangen.

In plaats van het sluiten van slecht presterende assets **middelen** warmtebedrijven de kosten van relatief dure netten met de kosten van relatief goedkope netten. Als er voldoende goed presterende netten zijn kan het warmtebedrijf als geheel een voldoende hoog rendement halen.

De rendementen van warmtebedrijven verschillen daarom op basis van het aantal en het type netten dat het in eigendom heeft (en bedrijfseconomische verschillen):

- Warmtebedrijven met één enkel net hebben niet de mogelijkheid om te middelen. Voor dit type bedrijven geldt dus dat er een acuut probleem optreedt op het moment dat de kosten van het net dermate stijgen dat (bij gelijkblijvende inkomsten) de brutomarge negatief wordt.
- De mogelijkheden om te middelen stijgen naarmate het aantal netten in eigendom toeneemt. Echter, ook voor warmtebedrijven met veel netten geldt dat het bedrijfsrendement onder druk komt te staan als een groot aantal netten slecht presteert (of een kleiner aantal netten heel slecht presteert).

In dit onderzoek is verder niet gekeken naar de bedrijfsstructuur van warmtebedrijven, of naar de verschillende netten die warmtebedrijven in eigendom hebben. Hierdoor kunnen geen definitieve conclusies worden verbonden aan de analyses voor de warmtebedrijven, anders dan:

- De rendementen van warmtebedrijven met slechts één of enkele netten in beheer die te maken krijgen met een substantiële kostenverhoging worden het meest verlaagd als gevolg van de kostenstijging in combinatie met de NMDA-tarieven.
- Voor bedrijven met groter aantal netten geldt dat de impact positief (in geval van veel duurzame netten of netten met zeer hoog gasverbruik belast in schijf 5) en negatief kan zijn (in geval van veel netten met relatief veel gasverbruik in schijven 3 en 4 en een (gasmotor-) WKK).



- 1 – Introductie
- 2 – Schets warmtebeleid
- 3 – Schets warmtesector
- 4 – Effecten energiebelasting op warmtesector
- 5 – Conclusies



Veel warmtebedrijven hebben één of meerdere netten die een grote kostenstijging ondervinden door de EB-maatregelen. Toch daalt bij slechts 25% van de sector de brutomarge door de EB-maatregelen.

Veel **warmtebedrijven** hebben één of meerdere warmtenetten die een substantiële kostenverhoging ondervinden als gevolg van de EB-maatregelen (tariefswijzigingen sinds 2023 en de WKK-maatregel). Het gaat vooral om warmtenetten met (1) weinig duurzame opwek, (2) veel gasverbruik in schijf 3 en 4 en/of (3) een WKK.

Warmtenetten met een netto kostenverhoging door de EB-maatregelen zijn groot in aantal, maar hebben slechts een **klein aandeel in de totale levering van warmte aan huishoudens**. Met andere woorden: ze bedienen slechts een klein deel van de huishoudens die zijn aangesloten op een warmtenet. Op basis van de warmtenetdata uit 2023 ondervindt 19% van de warmtelevering aan huishoudens een netto kostenverhoging door de EB-maatregelen en 6% een substantiële kostenverhoging op zeer korte termijn. In de effectenscan zijn de effecten voor 2027 in beeld gebracht, maar uit de EB-tarieven en de verdiepende analyse blijkt dat een groot deel van de effecten al sinds begin 2025 in werking zijn getreden. Dit is grotendeels het gevolg van de verhoging van het EB-tarief op gas in schijf 3 en 4.

Zuiver gekeken naar de impact van de EB-tariefswijzigingen vanaf 2023 en de WKK-maatregel ondervindt het **merendeel** (75%) van de sector **een verbetering van de rendementspositie** als gevolg van de EB-maatregelen:

- Dit wordt verklaard door de stijging van het maximumtarief van €2,35 in 2025 en de jaren daarna door de EB-verhoging in schijf 1 en 2 voor gas in 2024. Door deze EB-verhoging zijn namelijk ook de kosten voor een Cv-ketel gestegen, waardoor het maximumtarief is verhoogt. Voor 75% van de netten is de stijging van het maximale warmtetarief dat ze kunnen vragen door de EB-maatregelen hoger dan de stijging van de kosten door de EB-maatregelen.
- Ook dalen de elektriciteitslasten als gevolg van de lagere EB-tarieven voor elektriciteit. Voor de meeste profielen heeft dit slechts een marginale impact (<€0,01/GJ), vanwege het lage elektriciteitsverbruik. Voor profielen met elektrische warmtebronnen (zoals warmtepompen) is de impact groter, maar nog steeds substantieel kleiner dan de impact van de EB voor gas (<€0,30/GJ).
- Dit neemt niet weg dat ook bij netten waar het netto effect van de EB-maatregelen positief is, de verhogingen van de EB voor gas in schijf 3 en 4 en de WKK-maatregel tot kostenverhoging leiden.

Voor netten met een netto kostenverhoging als gevolg van de EB-maatregelen zijn de **gevolgen op de bedrijfsvoering vrij fors**. Dit geldt vooral voor de netten waar de kostenverhoging op korte termijn optreedt, of al heeft opgetreden:

- In het algemeen zijn dit netten waar de **financiële uitgangspositie niet gunstig** is. Ook zonder rekening te houden met de EB-maatregelen staat de brutomarge waarschijnlijk onder druk. Dit zijn namelijk naar alle waarschijnlijkheid de netten die volgens de rendementsmonitor van de ACM reeds in 2023 een zeer negatief rendement haalden. Eén van de redenen hiervan is dat deze netten vaak klein zijn, waardoor de onder andere de overheadkosten relatief groot zijn.
- Netten waarbij een groot deel van het **gasverbruik** in **schijven 3 en 4** wordt belast ondervinden vanaf 2025 (en daarna) een forse kostenverhoging van het aardgasverbruik. De impact is het grootst bij het type netten dat niet of nauwelijks warmte produceert zonder aardgas, omdat dan een groter deel van de totale kosten bestaat uit de kosten voor aardgas. Indien deze netten ook een gasmotor-WKK gebruiken ondervinden ze vanaf 2025 een (stijgende) kostenimpact van de aanpassing van de WKK-maatregel.
- Doordat de **netten** vaak **klein** zijn is het **vermijden** van een **kostenverhoging** door verduurzaming op korte termijn **zeer uitdagend**.
 - Enerzijds kost verduurzaming tijd, waardoor het vermijden van kosten op zeer korte termijn niet mogelijk is. De enige manier om op korte termijn kostenverhoging te vermijden is immers het schuiven in de bronnenmix, wat bij netten met alleen een gasmotor-WKK en/of gasboiler niet mogelijk is.
 - Anderzijds is verduurzaming bij dit type netten lastiger. Daarnaast bemoeilijkt de financiële uitgangspositie verduurzaming.
 - Tot slot kan de kostenverhoging niet of nauwelijks worden doorberekend, omdat dit type netten vaak uitsluitend aan huishoudens levert (en niet aan bedrijven waarbij contracten wel kunnen worden heronderhandeld). De EB-maatregelen en het NMDA-tarief vanaf 2024 zorgen dus ook voor een verdere verlaging van de investeringsruimte.

In theorie verlaagt de kostenverhoging de brutomarge slechts tijdelijk; na volledige invoering van de nieuwe tariefregulering in de Wcw worden de efficiënte kosten van ieder net meegenomen in het tarief van dat net.

In theorie zorgt de invoering van de **kostengebaseerde tarieven** in de Wcw ervoor dat de kostenverhogingen die onder efficiënte kosten vallen doorberekend worden in de leveringstarieven voor ieder net. Hoewel efficiënte kosten nog niet zijn gedefinieerd, lijkt het logisch dat kosten voortkomend uit belastingen hier onder vallen. In hoeverre kostenverhogingen op termijn daadwerkelijk kunnen worden doorberekend hangt af van de verdere **uitwerking** en **implementatie** van de **Wcw**. Hierin is nog veel onzeker:

- Zo is de **methode** voor het vaststellen van de **efficiënte kosten** nog onbekend. Dit betekent dat het niet alleen onzeker is wat onder efficiënte kosten valt, maar ook hoe de ACM de kosten berekent of vaststelt. Voor **kleine netten** zullen waarschijnlijk generieke kostenschattingen worden gebruikt. De tarieven voor kleine netten zullen dus naar verwachting minder goed aansluiten bij de daadwerkelijke kosten van individuele netten, wat voor sommige netten een voordeel is (daadwerkelijke kosten lager dan geschatte kosten), en voor andere netten een nadeel (daadwerkelijke kosten hoger dan geschatte kosten).
- Het is nog niet zeker hoe er (politiek) met **betalbaarheid** wordt omgegaan. Het is niet ondenkbaar dat de efficiënte kosten van sommige netten straks dermate hoog zijn dat dit tot tarieven leidt waarbij de betaalbaarheid onder druk komt te staan. Het is nog onduidelijk hoe hier mee zal worden omgegaan.¹ Wel is aangekondigd dat de tarieven alleen worden ingevoerd als de relatieve betaalbaarheid geborgd is.

De **timing** van de invoering van de kostengebaseerde maximumtarieven en de interactie met EB-maatregelen is een acuter probleem:

- Of en wanneer de kostengebaseerde tarieven worden ingevoerd is afhankelijk van de snelheid van de behandeling in de 1^e en 2^e Kamer en uitwerking van lagere regelgeving. Naar verwachting worden de eerste kostengebaseerde tarieven (fase 2) twee tot vier jaar na invoering van de Wcw geïmplementeerd. De definitieve systematiek (fase 3) wordt nog later verwacht.
- Voor kleine netten zal de implementatie van fase 2 naar verwachting langer duren dan de implementatie voor grote netten.
- Als de Wcw in 2026 wordt ingevoerd dan zal fase 2 van de tariefregulering voor grote netten niet eerder dan in 2028 worden geïmplementeerd. Dit betekent dat netten die een kostenstijging per 2025 ondervinden **ten minste drie jaar geen kosten kunnen doorberekenen**.

- Kleine netten kunnen de naar verwachting nog niet in 2028 doorrekenen. De kostenverhoging is bij deze netten relatief groot en netten zullen deze dus **meer dan drie jaar geen kosten kunnen doorberekenen**.

De effectenanalyse laat zien dat het gros van de EB-effecten juist op **korte termijn** plaatsvindt of zelfs al heeft plaatsgevonden (vanaf 2025):

- Vooral de impact van de **hogere gastarieven** in **schijf 3** en **4 relevant**, want deze is al per 2025 volledig van kracht.
- De WKK-maatregel wordt gefaseerd ingevoerd tussen 2025 en 2030. Uitgaande van 37% efficiëntie van gasmotoren (en 100% netlevering) ondervinden deze vanaf 2025 een kostenverhoging door de maatregel. STEG-installaties ondervinden pas vanaf 2028 een kostenverhoging (uitgaande van 50% efficiëntie). Daarnaast hebben netten met een STEG-installatie vaak een hoger gasverbruik (belast in schijf 5), waardoor de impact lager is dan bij andere netten (vanwege het lagere tarief in schijf 5). Dit gefaseerde impact van de WKK-maatregel sluit beter aan bij het voorziene tijdsplan van de invoering van kostengebaseerde tarieven in de Wcw.

Naast kostengebaseerde tarieven dient de Wcw ook een **publiek meerderheidsaandeel** te verplichten en een **CO₂-norm**.² De CO₂-norm is dermate strikt dat het merendeel van de warmtenetten de CO₂-uitstoot dient te verlagen in 2030. Met andere woorden: ook zonder de EB-maatregelen moeten de meeste netten al verduurzamen om aan de norm te voldoen, als de CO₂-norm wordt ingevoerd zoals voorzien. Hierdoor is de additionele verduurzamingsprikkel vanuit de EB-maatregelen beperkt en kan het de investeringsruimte voor geplande verduurzaming verlagen. Omdat de EB-maatregelen al zijn ingevoerd zorgen deze wel voor een prikkel om de verduurzaming te vervroegen (hoewel direct na invoering de CO₂-norm leidend lijkt te zijn). Het is de vraag in hoeverre dit tot additionele emissiereductie leidt, gezien de doorlooptijd van investeringen in verduurzaming en de impact op de investeringsruimte.

Warmtenetten met een hoger aandeel duurzame productie ondervinden minder negatieve gevolgen van de EB-wijzigingen, of zelfs positieve gevolgen. Dit geldt bijvoorbeeld voor nieuwe netten. Ook betekent dit dat eventuele negatieve effecten op termijn dalen, niet alleen door de nieuwe tariefregulering, maar ook door verlaagd gasverbruik als de sector verduurzaamt.

¹ Dit bleek onlangs nog uit het wetgevingsoverleg omtrent de Wcw, zie: Energiea (2025). [Betalbaarheid](#) warmte dichttimmeren lukt nog niet.

² Hoewel dit geen onderdeel meer is van de laatste versie van de Wcw, maar van de Bcw.

Er is niet onderzocht wat de EB-maatregelen op portfolio- of bedrijfsniveau betekenen, maar er zijn zorgen.

Uit dit onderzoek blijkt dat een klein deel van sector een substantiële kostenverhoging ondervindt van de EB-maatregelen en dat de kostengebaseerde tarieven voorlopig nog geen oplossing biedt, waardoor de reeds lage brutomarge verder daalt.

In reguliere sectoren is dit niet direct problematisch. Echter, vanwege de regulering en omdat warmte een eerste **levensbehoefte** is kan dit wel problematisch zijn. In reguliere sectoren zou een bedrijf of asset met een structurele negatieve brutomarge worden gesloten. Dit is bij warmtenetten niet mogelijk, omdat warmtebedrijven een leveringsplicht hebben. Zelfs als sluiting wel zou kunnen is het de vraag in hoeverre dit wenselijk is, omdat huishoudens dan weer een individuele warmte-oplossing zouden moeten vinden. Mogelijk is dit op sommige locaties wenselijk, maar het opnieuw installeren van Cv-installaties lijkt niet wenselijk.

Door de leveringsplicht zal sluiting niet zo maar gebeuren. Een warmtebedrijf dat meerdere netten in eigendom heeft zal daarom doorgaan met het **middelen** van de kosten tussen netten met hoge en lage kosten (en mogelijk een deel van de kostenverhoging proberen door te leggen naar andere afnemers dan huishoudens). De lage gemiddelde rendementen in de sector (1% in 2023) laten echter zien dat het rendement op bedrijfsniveau onder druk staat, ook als er wordt gemiddeld. Bovendien kunnen bedrijven die maar één of enkele netten in eigendom niet middelen. Tot slot is de distributie van netten met hoge en lage kosten niet evenredig verdeeld, waardoor sommige bedrijven meer netten hebben met hoge kosten (en een lage marge) en andersom.

Voor het merendeel van de warmtelevering aan huishoudens vanuit bestaande netten geldt dat de EB-maatregelen sinds 2023 niet tot een verslechtering van de brutomarge leiden. Voor nieuwe netten zijn de EB-maatregelen geen urgent probleem, omdat nieuwe netten vrijwel altijd gebruik maken van minder duurzame warmte, in ieder geval voor een deel. Hierdoor komen de ambities voor de uitbreiding van warmtenetten niet direct onder druk te staan vanwege de EB-maatregelen.



Bijlage A – Methodologische bijlage

Bijlage B – Aanvullende resultaten en informatie



www.trinomics.eu

Er wordt gebruik gemaakt van een dataset van RVO met informatie over warmtenetten die in totaal zo'n 95% van de geleverde warmte uit warmtenetten dekt. Ieder net wordt gecategoriseerd in een warmtenetprofiel.

Voor deze analyse is gebruikgemaakt van een dataset van de **RVO**, gebaseerd op de **warmte-etiketten** van warmtebedrijven:

- Dit is een overzicht van warmtenetten van leveranciers met een vergunning voor het leveren van warmte en met informatie over de warmteproductie en -afname.
- In totaal zijn er **490 warmtenetten** opgenomen in de database, waarmee het grootste deel van de Nederlandse warmtesector is gedekt. Alleen een aantal kleinere netten van kleinschalige warmtebedrijven ontbreekt. Naar schatting is de dekkingsgraad ruim **90%** als gekeken wordt naar het **aantal netten**, en zelfs meer dan **95%** gemeten naar het volume van de **geleverde warmte**.
- Een deel van de warmtenetten in de database levert uitsluitend aan grootverbruikers (zoals de industrie). Aangezien dit onderzoek zich richt op warmtelevering aan **kleinverbruikers**, zijn dergelijke netten buiten de analyse gehouden. Na deze selectie blijven **385** warmtenetten over.
- De database is handmatig samengesteld op basis van RVO-data, en waar mogelijk aangevuld met beschikbare aanvullende informatie uit de warmte-etiketten. De warmtegegevens uit **2023** zijn als uitgangspunt gebruikt; alleen als duidelijk was dat dit jaar niet representatief was bij een net is daarvan afgeweken.
- De database is niet bedoeld om de impact op elk individueel warmtenet op detailniveau te bepalen. Het doel is om op hoofdlijnen de effecten voor **verschillende typen warmtenetten** in kaart te brengen. Kleine onnauwkeurigheden in de onderliggende data zijn daarom acceptabel.

Voor de effectenanalyse is een set van **representatieve warmtenetprofielen** opgesteld. Zoals besproken op [deze](#) pagina zijn er grote verschillen tussen warmtenetten, bijvoorbeeld op het gebied van temperatuurniveaus, type warmtebedrijven, bronnenmix en afnemers. Bij het opstellen van profielen is in eerste instantie gefocust op criteria die relevant zijn voor de directe impact van wijzigingen in de EB. Daarom zijn warmtenetten gecategoriseerd op basis van de volgende criteria:

- **Criterium 1. Hoogte van het aardgasverbruik:** Door de verschillen in tarieven per schijf is de hoogte van het aardgasverbruik een cruciale factor voor het bepalen van de impact. Er zijn **8 verbruiksniveaus** gehanteerd die **representatief** zijn voor Nederlandse warmtenetten en die de verschillen in belastingdruk tussen warmtenetten goed weergeven:

Categorieën en bandbreedtes voor aardgasverbruik

#	Aangenomen representatief gebruik	Bandbreedte categorie
1	Aardgasvrij (0 m ³)	0 m ³
2	100 000 m ³	0 m ³ - 200 000 m ³
3	600 000 m ³	200 000 m ³ - 1,5 miljoen m ³
4	2 miljoen m ³ (alleen WKK)	1,5 miljoen m ³ - 3 miljoen m ³
5	4 miljoen m ³ (alleen WKK)	3 miljoen m ³ - 15 miljoen m ³
6	6 miljoen m ³	2 miljoen m ³ - 15 miljoen m ³
7	30 miljoen m ³	15 miljoen m ³ - 50 miljoen m ³
8	100 miljoen m ³	> 50 miljoen m ³

- **Criterium 2. Aanwezigheid en type WKK-installatie:** Door het effect van de aanpassing van de vrijstelling is de aanwezigheid van een WKK een cruciaal onderscheid. Daarbij is ook verschil gemaakt tussen de aanwezigheid van gasmotor WKK's en STEG WKK's.
- **Criterium 3. Aandeel van de warmtevraag dat wordt ingevuld met aardgas:** Warmtenetten verschillen in de mate waarin de geleverde warmte wordt opgewekt met aardgas (via een WKK of gasketel). Er is onderscheid gemaakt tussen netten die volledig op aardgas draaien, netten waarbij ongeveer de helft van de warmteproductie uit aardgas komt, en netten waarbij alleen de piekvraag met aardgas wordt ingevuld.
- **Criterium 4. Grootte van het warmtenet:** In lijn met het Wcw wordt onderscheid gemaakt op basis van de grootte van een warmtenet:
 - **Kleine netten:** < 1 500 aansluitingen
 - **Grote netten:** ≥ 1 500 aansluitingen

Op basis van deze criteria zijn 17 representatieve warmtenetprofielen opgesteld. Ieder net in de database wordt aan een het profiel gekoppeld waarbij het net het best past.

Op basis van kennis van de sector en de RVO-data zijn **17 representatieve warmtenetprofielen** opgesteld, zoals weergegeven in de tabel hiernaast.

Er zijn een aantal **aannames** gehanteerd die niet verschillen tussen profielen:

- Voor profielen met een **WKK** wordt **75%** van het **aardgas** gebruikt in de WKK en 25% in de ketel. Dit is het gemiddelde van alle warmtenetten in de data.
- 100%** van het de elektriciteitsproductie in de WKK wordt aan het **net geleverd**. Dit is een vereenvoudigde weergave die wordt gebruikt om het vrijgestelde gasverbruik (in het kader van de WKK-vrijstelling) te bepalen. Bij een hoger eigen verbruik is het aandeel vrijgesteld gasverbruik lager.
- Voor de **rendementen** zijn veelgebruikte aannames uit de sector gehanteerd:
 - STEG: 35% (thermisch) en 50% (elektrisch)
 - Gasmotor: 50% (thermisch) en 37% (elektrisch)
 - Gasketel: 90%
- Verder is de *low heating value (LHV)* voor aardgas 31,65 MJ/m³ gehanteerd en een **COP** van 3,5 voor de (luchtwater) warmtepomp.
- Aanname is dat voor de WKK-installaties alle elektriciteit terug wordt geleverd aan het elektriciteitsnet. Daarom is de vrijstellingsfactor voor netlevering toegepast voor al het aardgasverbruik.
- Uitgangspunt van de EB voor WKK is dat er geen belasting wordt geheven op de elektriciteit die aan het net geleverd wordt om dubbele belasting te voorkomen. Daarom zijn in de analyse alle EB-kosten aan de warmte toegerekend.

Karakteristieken van representatieve warmtenetprofielen

#	Aardgas-verbruik (m ³)	% warmteproductie met aardgas (overige deel is duurzaam)	WKK	Grootte	% Levering kleinverbruikers
1	-	0% aardgas	Nee	Beide	10%
2	100 000	100% aardgas	Nee	Klein	1%
3	100 000	50% aardgas	Nee	Klein	1%
4	100 000	20% aardgas	Nee	Klein	2%
5	600 000	100% aardgas	Nee	Klein	0%
6	600 000	50% aardgas	Nee	Klein	2%
7	600 000	20% aardgas	Nee	Beide	9%
8	6 000 000	50% aardgas	Nee	Groot	8%
9	30 000 000	20% aardgas	Nee	Groot	10%
10	600 000	100% aardgas	Gasmotor	Klein	1%
11	2 000 000	100% aardgas	Gasmotor	Klein	2%
12	4 000 000	100% aardgas	Gasmotor	Beide	3%
13	4 000 000	50% aardgas	Gasmotor	Groot	2%
14	30 000 000	100% aardgas	Gasmotor	Groot	4%
15	30 000 000	100% aardgas	STEG	Groot	2%
16	100 000 000	100% aardgas	STEG	Groot	20%
17	100 000 000	50% aardgas	STEG	Groot	23%

Om de effecten van de EB-maatregelen in perspectief te plaatsen worden deze vergeleken met de effecten door mogelijke ontwikkelingen in andere parameters. Deze ontwikkelingen worden hier toegelicht.

Voor elk profiel hebben zijn veranderingen in de brutomarge doorgerekend als gevolg van indicatieve veranderingen in andere kostenfactoren voor elk profiel. De weergegeven veranderingen per kostenfactor zijn puur ter indicatie en zijn gebaseerd op grove aannames. Hieronder staat per kostenfactor een toelichting op de aangenomen veranderingen en achterliggende aannames:

Marktprijs aardgas: Verschil tussen de marktprijs aangehouden in de maximumtariefberekening van ACM in 2025 en de gemiddelde aardgasprijs van PBL over de periode 2025 tot 2030. Dit betekent een verlaging van de marktprijs van 0,27 €/m³. Het maximumtarief en daarmee de opbrengst, zal hierdoor afnemen met 8,8 €/GJ. In hoeverre de kosten worden beïnvloed is per warmteprofiel afhankelijk van de mate van inzet van aardgas. Voor warmtenetten die SDE subsidie ontvangen hebben we hierbij ook meegenomen dat de subsidie afhankelijk is van de aardgasprijs.

Spark spread: Dit is het prijsverschil tussen de marktwaarde van opgewekte elektriciteit en de variabele kosten van de aardgasinput die daarvoor nodig is bij WKK's. Een gunstige spark spread heeft een positieve impact op de brutomarge. Op basis van het EMF (*electricity market forecast*) model van BlueTerra verwachten wij een daling van de elektriciteitsinkomsten voor vraaggestuurde WKK's van 50 €/MWh door de verdere introductie van duurzame energie. Voor elektriciteitsvolgende WKK's die meer kunnen schakelen richting andere bronnen bij lage elektriciteitsprijzen is dit 25 €/MWh.

CO₂-kosten (ETS I): Alle grote aardgasgestookte bronnen van warmtenetten vallen onder ETS I. Op basis van prijsprognoses is de verwachting dat ten opzichte van het huidige marktniveau, de prijs met gemiddeld 30 €/ton CO₂ zal gaan toenemen. Afhankelijk van de mate van inzet van aardgas leidt dit tot een stijging van de kosten en een daling van de brutomarge.

CO₂- en bijmengheffingen: Over de invoering en de prijsontwikkeling van ETS II en de opslag door de groengas bijmengingsverplichting is nog veel onzekerheid. De vraag is bovendien in hoeverre voor deze heffingen in fase 1 wordt gecompenseerd. Uitgangspunt voor deze indicatieve impact is dat deze heffingen vanaf 2027 tot een opslag van 0,12 €/m³ aardgas kunnen leiden en dat deze slechts voor de helft worden gecompenseerd. Afhankelijk van de mate van inzet van aardgas leidt dit tot een stijging van de kosten en een daling van de brutomarge.

Biomassaprijs: Verwachting is een toenemende vraag naar biomassa voor verschillende toepassingen. Als indicatieve verandering is aangehouden dat de biomassaprijs met 20 €/ton stijgt en daarbij gaan we uit van een energie-inhoud van 15 GJ/ton. Dit leidt tot een kostenstijging die niet gecompenseerd wordt in de maximumtarieven.

Einde SDE: Voor diverse biomassacentrales verloopt de SDE in de komende 5 jaar. Op basis van een inschatting van de subsidiehoogte en de huidige marktprijs voor aardgas nemen we aan dat de subsidie 0,02 €/kWh geproduceerde warmte bedraagt. Dit vertaalt zich naar 5,6 €/GJ geproduceerde warmte met een biomassaketel. Het einde van de SDE zou voor een warmtenetten op biomassa een vermindering van de brutomarge betekenen.

Vermindering warmteafzet: Voor de warmteafzet nemen we in onze analyse aan dat deze 33 GJ per huishouden bedraagt. In de praktijk zal deze jaarlijkse sterk verschillen. De verwachting is dat door het veranderende klimaat en verdere verduurzamingsmaatregelen de gemiddelde warmteafzet zal dalen. Om de variatie van deze kostenfactor te tonen nemen we daarom aan dat de warmtevraag met 10% af zal nemen. Dit leidt tot zowel lagere kosten als verminderde opbrengsten en heeft, afhankelijk van de variabele kostprijs van de warmte voor alle profielen een negatief effect.

Marktprijs elektriciteit: Voor het warmtenetprofiel met warmteopwekking met een warmtepomp hebben we de verwachte daling in de elektriciteitsprijs ook doorgerekend. Hierbij is een daling van de marktprijs van 30 €/MWh aangehouden en een COP van de warmtepomp van 3,5 €/MWh.

EB elektriciteit: Voor het warmtenetprofiel met warmteopwekking met elektriciteit hebben we de gemiddelde verandering van de EB in de 4^e schijf van elektriciteit in de periode 2025 tot 2030 ten opzichte van 2030 meegenomen. Dit verschil bedroeg slechts 5 €/MWh. Dit leidt tot een beperkte daling van de brutomarge.



Bijlage A – Methodologische bijlage

Bijlage B – Aanvullende resultaten en informatie



www.trinomics.eu

Details over de gehanteerde EB-maatregelen (tarieven en WKK-maatregel).

Belastingtarieven gas zoals gepresenteerd in rapport (€cent₂₀₂₄ per kWh, excl. BTW)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Schijf 1 (0 - 1 000 m ³)	5,66	5,82	5,49	5,76	6,63	6,45	6,55	6,60	6,59	6,61	6,62
Schijf 2 (1 000 -170 000 m ³)	5,66	5,82	5,49	5,76	6,63	6,45	6,55	6,60	6,59	6,61	6,62
Schijf 3 (170 000 – 1 miljoen m ³)	1,18	1,19	1,10	1,13	2,55	3,52	3,61	3,75	3,83	3,94	4,07
Schijf 4 (1 miljoen – 10 miljoen m ³)	0,62	0,63	0,58	0,60	1,46	2,27	2,33	2,45	2,51	2,59	2,69
Schijf 5 (> 10 miljoen m ³)	0,47	0,48	0,45	0,46	0,56	0,60	0,58	0,58	0,58	0,60	0,62

Vrijstellingsfactor WKK (m³ vrijgesteld /kWh opgewekt)

	2020-2025	2026	2027	2028	2029	2030
Factor	0,28	0,26	0,25	0,23	0,21	0,19

Belastingtarieven gas zoals gecommuniceerd door FIN (€_{lopend} per m³, excl. BTW)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Schijf 1 (0 - 1 000 m ³)	0,4106	0,4337	0,4497	0,4898	0,5830	0,5782	0,5989	0,6157	0,6274	0,6412	0,6559
Schijf 2 (1 000 -170 000 m ³)	0,4106	0,4337	0,4497	0,4898	0,5830	0,5782	0,5989	0,6157	0,6274	0,6412	0,6559
Schijf 3 (170 000 – 1 miljoen m ³)	0,0858	0,0890	0,0902	0,0962	0,2238	0,3157	0,3299	0,3497	0,3647	0,3823	0,4026
Schijf 4 (1 miljoen – 10 miljoen m ³)	0,0446	0,0471	0,0478	0,0511	0,1286	0,2035	0,2133	0,2282	0,2387	0,2513	0,2668
Schijf 5 (> 10 miljoen m ³)	0,0338	0,0360	0,0366	0,0392	0,0489	0,0539	0,0530	0,0544	0,0555	0,0586	0,0613

Belastingtarieven elektriciteit zoals gepresenteerd in rapport (€cent₂₀₂₄ per kWh, excl. BTW, incl. ODE)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Schijf 1 (0 – 2 900 kWh)	15,15	14,67	7,22	13,02	10,88	9,95	8,78	8,29	7,89	7,42	7,54
Schijf 2 (2 900 – 10 000 kWh)	15,15	14,67	7,22	13,02	10,88	9,95	8,78	8,29	7,89	7,42	7,54
Schijf 3 (10 000 – 50 000 kWh)	10,70	10,95	9,17	10,38	9,04	6,80	6,39	6,39	6,40	6,78	7,08
Schijf 4 (50 000 – 10 miljoen kWh)	4,13	4,28	3,73	4,07	3,94	3,79	3,58	3,56	3,53	3,69	3,79
Schijf 5 (>10 miljoen kWh particulier)	0,13	0,13	0,12	0,18	0,25	0,38	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Schijf 5 (z) (>10 miljoen kWh zakelijk)	0,07	0,07	0,06	0,12	0,19	0,31	0,30	0,29	0,29	0,29	0,29

Belastingtarieven elektriciteit zoals gecommuniceerd door FIN (€_{lopend} per kWh, excl. BTW, incl. ODE)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Schijf 1 (0 - 2.900 kWh)	0,12498	0,12428	0,06729	0,12599	0,10880	0,10154	0,09134	0,08799	0,08539	0,08193	0,08490
Schijf 2 (2 900 – 10 000 kWh)	0,12498	0,12428	0,06729	0,12599	0,10880	0,10154	0,09134	0,08799	0,08539	0,08193	0,08490
Schijf 3 (10 000 – 50 000 kWh)	0,08828	0,09274	0,08541	0,10046	0,09037	0,06937	0,06652	0,06776	0,06930	0,07483	0,07971
Schijf 4 (50 000 – 10 miljoen kWh)	0,03406	0,03625	0,03479	0,03942	0,03943	0,03868	0,03725	0,03776	0,03823	0,04069	0,04264
Schijf 5 (>10 miljoen kWh particulier)	0,00111	0,00113	0,00114	0,00175	0,00254	0,00388	0,00377	0,00382	0,00386	0,00395	0,00401
Schijf 5 (z) (>10 miljoen kWh zakelijk)	0,00055	0,00056	0,00057	0,00115	0,00188	0,00321	0,00309	0,00312	0,00314	0,00321	0,00325

Resultaten effectenscan in tabelvorm (impact op leveringstarief en procentuele stijging EB-lasten).

Profielen			2027		2030	
Naam	% Aantal netten	% warmte-levering kleinverbruikers	% toename gaslasten (t.o.v. 2023)	Toename leveringstarief door EB-maatregelen in €/GJ	% toename gaslasten (t.o.v. 2023)	Toename leveringstarief door EB-maatregelen in €/GJ
P1: 0% aardgas	40%	10%	0%	0	0%	0
P2: 100% aardgas (100 000 m ³), geen WKK	16%	1%	15%	3,8	15%	3,9
P3: 50% aardgas (100 000 m ³), geen WKK	8%	1%	15%	1,9	15%	1,9
P4: 20% aardgas (100 000 m ³), geen WKK	18%	2%	15%	0,8	15%	0,8
P5: 100% aardgas (600 000 m ³), geen WKK	2%	0%	15%	3,8	15%	3,9
P6: 50% aardgas (600 000 m ³), geen WKK	2%	2%	87%	4,7	96%	5,3
P7: 20% aardgas (600 000 m ³), geen WKK	2%	9%	87%	1,9	96%	2,1
P8: 50% aardgas (6 000 000 m ³), geen WKK	1%	8%	235%	4,3	265%	4,9
P9: 20% aardgas (30 000 000 m ³), geen WKK	0%	10%	129%	0,6	149%	0,7
P10: 100% aardgas (600 000 m ³), gasmotor	4%	1%	60%	5,8	102%	9,9
P11: 100% aardgas (2 000 000 m ³), gasmotor	3%	2%	157%	7,1	248%	11,2
P12: 100% aardgas (4 000 000 m ³), gasmotor	2%	3%	196%	6,3	296%	9,5
P13: 50% aardgas (4 000 000 m ³), gasmotor	1%	2%	196%	3,2	296%	4,8
P14: 100% aardgas (30 000 000 m ³), gasmotor	1%	4%	370%	4,8	459%	6,0
P15: 100% aardgas (30 000 000 m ³), STEG	0%	2%	246%	3,9	407%	6,5
P16: 100% aardgas (100 000 000 m ³), STEG	1%	20%	146%	1,7	222%	2,6
P17: 50% aardgas (100 000 000 m ³), STEG	1%	23%	146%	0,9	222%	1,3

Geraadpleegde partijen

- Energie Nederland
- Eneco
- Stadsverwarming Purmerend
- Ennatuurlijk
- Vattenfall
- Eteck



Please contact us for more information



www.trinomics.eu