

April 2022

Economische potentieelstudie vergroening van de warmtevraag van de niet-ETS industrie in Vlaanderen



Eindrapportage – April 2022



April 2022

Economische potentieelstudie vergroening van de warmtevraag van de niet-ETS industrie in Vlaanderen

Eindrapportage – April 2022

Technopolis Group en VITO

Technopolis Group: Lianne Saes, Stijn Zegel, Geert van der Veen, Veerte Bastiaanssen en Erika van der Linden.

VITO: Pieter Vingerhoets, Thomas Neven, Guillermo Borragán Pedraz

Contact: info.nl@technopolis-group.com

Inhoudsopgave

Samenvatting	1
1 Inleiding	4
2 Technologieën voor vergroening van warmtevraag van de Vlaamse niet-ETS industrie	6
2.1 Beschikbare technologieën	6
2.2 Toepassingen en eigenschappen van de technologieën	7
3 Business cases	11
3.1 Opzet	11
3.2 Aannames voor de energieprijzen	12
3.3 Bedrijf & financiële aannames	16
3.4 Inzichten uit de model- & bedrijfscases	18
4 Potentieel van de verschillende technologieën	21
4.1 Warmtevraag van bedrijven in Vlaanderen	21
Warmtevraag van bedrijven in verschillende sectoren	21
Totale warmtevraag per sector	22
Uitsplitsing per brandstofverbruik brandstoffen	23
Uitsplitsing warmtevraag per temperaturniveau	23
4.2 Potentieel van de verschillende technologieën voor het invullen van de warmtevraag	25
Potentieel van warmtepompen voor lage temperatuurverwarming	25
Potentieel van geothermie voor lage temperatuur warmtevraag	26
Potentieel voor zonnethermie	28
Potentieel van restwarmte en warmtenetten	28
Potentieel voor hoge temperatuurverwarming	30
5 Internationale vergelijking	33
5.1 Heffingen	33
5.2 Subsidies	35
5.3 Afspraken met de industrie	37
5.4 Begeleiding voor bedrijven	38
6 Noden van en barrières voor bedrijven	39
6.1 Meest genoemde barrières	39
6.2 Verschillen in ervaren barrières tussen sectoren	42
6.3 Verschillen in ervaren barrières tussen technologieën	43
6.4 Noden	44
7 Reflecties op de noden voor verdere verduurzaming van de warmtevraag van de niet-ETS industrie	47
7.1 De nood om barrières aan te pakken	47

7.2	De nood om de business case te verbeteren _____	47
7.3	De nood om verder te kijken dan de business case _____	47
7.4	De nood om bedrijven te informeren en onduidelijkheden weg te nemen _____	48
7.5	De nood voor begeleiding is groter dan hij lijkt _____	48
7.6	De nood voor mankracht kan groter worden in de tijd _____	49
8	Aanbevelingen voor beleidsinstrumenten _____	50
8.1	Combinatie van verschillende beleidsinstrumenten nodig _____	50
8.2	Aanbevelingen voor beleidsinstrumenten – gedragen door de stuurgroep _____	51
8.2.1	Mogelijkheden vergroening communiceren _____	51
8.2.2	Baten vergroening duidelijk maken _____	52
8.2.3	Duidelijkheid geven over overheidsplannen _____	52
8.2.4	Begeleiding bieden _____	53
8.2.5	Subsidieprogramma's aanpassen _____	53
8.3	Aanbevelingen voor beleidsinstrumenten – niet gedragen door de stuurgroep _____	54
8.3.1	De nood voor vergroening van de industrie verhogen _____	54
8.3.2	Het verschil tussen energieprijzen verkleinen _____	55
8.3.3	Onzekerheid OPEX verminderen _____	55
8.3.4	Meer sturing en regie vanuit de overheid _____	55
	Bijlage A Informatiesheets technologieën _____	57
	Bijlage B Internationale vergelijking _____	76
	Bijlage C Business cases _____	92

Samenvatting

De Vlaamse doelstelling voor de niet-ETS industrie is om tegen 2030 10% van de energiedragers vergroend te hebben. Vergroening van de energiedragers voor de warmtevraag kan daarbij een belangrijke rol spelen. Voor die vergroening zijn verschillende opties. Bedrijven weten vaak niet wat de opties zijn en of deze technisch en economisch realiseerbaar zijn. Binnen deze studie geven we een eerste inzicht in de mogelijke technologieën om de warmte vraag te vergroenen en maken we een economische analyse door concrete business cases uit te werken. Ook geven we het potentieel van de verschillende technologieën weer en maken we een overzicht van de noden en barrières die bedrijven zien. We kijken in dit onderzoek naar industriële warmtepompen, elektrische boilers, zonnethermie, biomassaketels, biogas WKK, restwarmtegebruik, warmtenetten, ondiepe geothermie, diepe geothermie, de waterstof boiler en thermische opslag.

Uit de business cases van de verschillende technologieën blijkt dat verschillende technologieën in de gekozen scenario's vaak gepaard gaan met lange terugverdientijden. Onder de juiste omstandigheden liggen er echter ook kansen voor rendabele business cases met kortere terugverdientijden. Uiteraard levert het toepassen van groene technologie ook andere voordelen, zoals een beter imago en de mogelijkheid om klanten te voorzien van klimaatneutrale(re) producten/diensten. Hoe de business case precies uitvalt kan echter erg verschillen per bedrijf, omdat bijvoorbeeld kosten voor implementatie erg van de situatie kunnen afhangen. Bedrijven zullen dus moeten kijken wat de business case voor hun specifieke situatie is. Ook moeten ze overwegen welk rendement of terugverdientijd zij voldoende vinden om te investeren.

Zoals in hoofdstuk 3.4 te zien is wordt voor 3 van de berekende business cases een IRR > 15% gehaald. Belangrijk om op te merken is dat implementatiekosten vaak genoemd worden door bedrijven als bijkomende barrière. Wanneer een inschatting van de implementatiekosten bekend was of als dit onderdeel was van de aangenomen investeringskosten, is dit meegenomen in de business cases. Wel kunnen de precieze implementatiekosten nog erg schelen per case. Voor sommige technologieën waren geen aannames voor de implementatiekosten (of investeringskosten waar de implementatiekosten bij inzaten) bekend en is dit niet meegenomen.

Enkele technologieën hebben momenteel, onder de gekozen scenario's voor de business cases, geen positieve business case, zoals sommige elektrificatie-opties waarbij de kosten (nog) te hoog liggen en waterstof wat nog niet breed toepasbaar is gezien het gebrek aan beschikbaarheid van waterstof (voor competitieve kosten in vergelijking met de huidige energiedragers). Het vergroenen van hoge temperatuurwarmte is daarmee vaak een stuk lastiger.

Een belangrijk gedeelte van de warmtevraag betreft lagetemperatuurwarmte. Dit kan, theoretisch gezien, geheel vergroend worden met behulp van industriële warmtepompen (die ook financieel gezien voor veel bedrijven het overwegen waard zijn). Hiermee zou 5TWh, ofwel 47% van de warmtevraag van de niet-ETS industrie in Vlaanderen vergroend kunnen worden, waarmee een besparing van 1.100 kton CO₂-eq gerealiseerd kan worden. Daarnaast liggen er regionaal ook kansen voor geothermie, restwarmte en warmtenetten.

Voor hoge temperatuurwarmte zijn ook al verschillende technologieën aanwezig. Deze zijn vaak echter lastiger te implementeren en financieel nog niet aantrekkelijk. Biogas WKK is met name interessant voor bedrijven die toegang hebben tot (eigen) biomassa reststromen.

Waterstof wordt op korte termijn niet als haalbare optie gezien. Elektrische boilers zijn al snel duurder dan gasboilers en financieel dus niet aantrekkelijk. Gezien de relatief lage gasprijzen t.o.v. de elektriciteitsprijzen zullen ook andere elektrificatietechnologieën naar verwachting vaak relatief duur zijn op dit moment.

Bedrijven ervaren nog veel barrières om effectief te kunnen vergroenen. Veel bedrijven weten niet wat de technische mogelijkheden zijn om hun specifieke warmtevraag te vergroenen. Bedrijven opereren in een globale context en dienen dus ook competitief te blijven. Naast de technische realiseerbaarheid is een positieve business case met haalbare terugverdiëntijden dan ook een belangrijke voorwaarde voor hen om over te gaan tot implementatie. Alhoewel er dus kansen liggen voor rendabele business cases, vormen hoge investeringen (CAPEX) en onzekerheid over de mogelijkheid deze hogere investeringen terug te verdienen (kosten (OPEX) die in belangrijke mate bepaald worden door onzekerheid over toekomstige energieprijzen) de belangrijkste barrières voor bedrijven om te vergroenen. Daarnaast noemen bedrijven vaak infrastructuur en techniek (waaronder technologische uitdagingen bij de integratie van de nieuwe technologieën), en barrières gerelateerd aan wetgeving en beleid.

De Vlaamse regering heeft bindende afspraken gemaakt over CO₂-reductie, en berekeningen tonen aan dat daarvoor van alle sectoren een bijdrage nodig is, waarbij het streven is naar net zero-carbon. Veel bedrijven zien wel dat de vergroening van de warmtevraag ergens in de komende tientallen jaren moet gaan gebeuren, maar voelen nog te veel barrières om in de komende jaren al groene technologieën te implementeren. Dit betekent dat barrières aangepakt moeten worden om de gemaakte afspraken met CO₂-reductie te halen.

Het rapport eindigt met aanbevelingen van de onderzoekers voor beleidsinstrumenten (hoofdstuk 8). Er is geen 'silver bullet' wat betreft beleidsinstrumenten voor de vergroening van warmtedragers in de Vlaamse niet-ETS industrie. Zoals het hoofdstuk over barrières en noden laat zien, liggen de uitdagingen op verschillende vlakken en daarmee de benodigde beleidsinstrumenten ook. Alleen financiële steun of alleen begeleiding is dan ook niet genoeg.

We adviseren hiervoor een combinatie van verschillende typen beleidsinstrumenten. We sommen deze kort op en gaan hier in de volgende subhoofdstukken verder op in. We maken hierbij onderscheid in de aanbevelingen voor beleidsinstrumenten die gedragen worden door de stuurgroep en aanbevelingen voor beleidsinstrumenten die niet gedragen worden door de stuurgroep.

Aanbevelingen voor beleidsinstrumenten gedragen door de stuurgroep:

- Ten eerste adviseren we om vanuit de overheid betere toegang tot informatie te regelen. Bedrijven willen immers vergroenen maar weten vaak niet wat de mogelijkheden zijn. Dit kan door informatie te verstrekken en begeleiding te bieden aan (groepen) bedrijven over wat voor geschikte duurzame technologieën er zijn, en door duidelijkheid te geven over plannen voor (investeringen in) infrastructuur en subsidies.
- Daarnaast moet de business case voor bedrijven financieel aantrekkelijker worden. Uit de bevragingen bij de bedrijven blijkt dat de meest vernoemde barrière het ontbreken van een goede business case is. Ze verwijzen hier naar de hoge investeringskosten (CAPEX), de hierbij gepaarde integratiekosten en energiekosten (OPEX). We adviseren om te onderzoeken of er nood is aan meer financiële ondersteuning en in welke vorm (CAPEX, integratiekosten, OPEX). Er dient bekeken te worden of de subsidies voor groene warmte moeten worden uitgebreid en of er nood is aan nieuwe instrumenten.

Aanbevelingen voor beleidsinstrumenten niet gedragen door de (gehele) stuurgroep:

- We adviseren om bij bedrijven de nood voor vergroening te vergroten. Zoals ook blijkt uit het hoofdstuk over barrières en noden zien sommige bedrijven al wel de urgentie, maar

voelen ze nog te veel barrières. Andere bedrijven lijken de urgentie op dit moment nog niet te voelen. Hierdoor nemen veel bedrijven een wat afwachtende houding aan.

- Daarnaast moet de business case voor bedrijven financieel aantrekkelijker worden. Naast de hierboven uiteengezette opties hiervoor zijn er nog andere opties. In het geval van elektrificeren adviseren we de overheid om het verschil tussen elektriciteitsprijzen en gasprijzen te verkleinen. Hierbij moet rekening gehouden worden met de competitiviteit van de bedrijven. Ook kan de overheid de onzekerheid over toekomstige energieprijzen proberen iets te verminderen door geplande verhogingen in belastingen op fossiele brandstoffen beter/ eerder te communiceren.
- Tot slot zien we een sterke behoefte aan sturing en regie vanuit de overheid in deze onzekere transitie. We adviseren duidelijk te communiceren over keuzes en ontwikkelingen betreffende infrastructuur en technologieën. Naar de toekomst gekeken zijn politieke keuzes waarschijnlijk onvermijdelijk om te waarborgen dat er voldoende koolstofarme elektriciteit en eventueel waterstof beschikbaar is om aan de industriewijde warmtevraag te voldoen.

1 Inleiding

Vlaamse doelstelling

De Vlaamse doelstelling voor de niet-ETS industrie is om tegen 2030 10% van de energiedragers vergroend te hebben. Op het gebied van energie-efficiëntie zijn de laatste jaren al veel stappen gemaakt. Momenteel richt het NEKP (Nationaal energie- en klimaatplan) zich dan ook vooral op de vergroening van de energiedragers¹.

Doel van deze studie

De vergroening van de energiedragers die gebruikt worden voor de warmtevraag van de niet-ETS industrie kunnen een grote rol spelen in het halen van bovengenoemde doelstelling.

In deze studie wordt de potentie van verschillende technologieën om de energiedragers voor de warmtevraag in de niet-ETS industrie in Vlaanderen te vergroenen in kaart gebracht, wordt onderzocht welke noden en barrières er zijn op het terrein van vergroening en wordt geïdentificeerd welke instrumenten ingezet kunnen worden om de vergroening te stimuleren.

Scope

De focus ligt op vergroening van de warmtevraag van de niet-ETS industrie in Vlaanderen. Verschillende technologieën en energiedragers bieden hiervoor mogelijkheden. Het regeerakkoord van de Vlaamse regering 2019-2024 noemt hiervoor verdere elektrificatie, het gebruik van biogas, duurzame biomassa, waterstof en synthetische brandstoffen stimuleren.² Hier wordt dan ook naar gekeken in deze studie. De studie kijkt niet naar andere opties voor CO₂-reductie, zoals verhoogde energie-efficiëntie en CCS

Diverse technologieën die in de studie besproken worden zijn ook relevant voor de ETS-industrie.

Doelgroepen

De studie geeft de **Vlaamse overheid** inzicht in de potentie van verschillende technologieën, de impact die ze kunnen hebben. Ook worden instrumenten geïnventariseerd die ingezet kunnen worden om vergroening van de industrie te versnellen, inclusief mogelijkheden voor begeleiding. Hierbij wordt onder andere gekeken naar de barrières en noden die bedrijven zien en naar de aanpak van andere landen. De **industrie in Vlaanderen** krijgt met deze studie een beeld van de technologieën voor vergroening van de warmtevraag en geeft informatie over de toepassing en business case van de verschillende technologieën. Dit kan bedrijven helpen bij de eerste verkenning van technologieën voor het verduurzamen van de warmtevraag en verwijst door naar bronnen waar bedrijven meer informatie kunnen vinden.

Opbouw van het rapport

Dit rapport start met een overzicht van de technologieën voor de vergroening van de warmtevraag in hoofdstuk 2. Meer informatie per technologie is te vinden in de informatiesheets in bijlage A.

In hoofdstuk 3 lichten we de business cases van de verschillende technologieën toe. Vervolgens wordt in hoofdstuk 4 het potentieel van de verschillende technologieën voor

¹ Dit staat in het Vlaamse regeerakkoord van 2019-2024 (<https://publicaties.vlaanderen.be/view-file/31741>, p144) en het Nationaal energie- en klimaatplan (NEKP) voor 2021-2030 (<https://www.nationaalenergieklimaatplan.be/admin/storage/nekp/nekp-deel-a.pdf>, p199).

² <https://publicaties.vlaanderen.be/view-file/31741> p144

Vlaanderen gegeven. Hierbij wordt ook inzichtelijk gemaakt wat de potentiële bijdrage aan CO₂-reductie kan zijn.

In hoofdstuk 5 wordt een vergelijking gemaakt tussen de Vlaamse aanpak op verduurzaming van de industrie en die van Nederland, Duitsland en Zweden. En in hoofdstuk 6 geven we een overzicht van barrières en noden om het potentieel te bereiken. We maken hierbij onderscheid tussen de technologieën en tussen verschillende sectoren. In hoofdstuk 7 reflecteren we op de noden en in hoofdstuk 8 geven we ten slotte aanbevelingen voor beleidsinstrumenten.

Onderzoekers

De studie is uitgevoerd door Technopolis en VITO, in opdracht van VLAIO. De studie is begeleid door een stuurgroep, waarin de volgende organisaties vertegenwoordigd waren: VLAIO, VEKA, Fevia, Fedustria, Essenscia en Agoria.

2 Technologieën voor vergroening van warmtevraag van de Vlaamse niet-ETS industrie

2.1 Beschikbare technologieën

Deze studie richt zich op verwarmingstechnologieën die breed toepasbaar zijn in de verschillende industriële sectoren (zie onderstaande tabel, zie bijlage A voor de volledige factsheets per technologie.). Er wordt geen strikt onderscheid gemaakt tussen gebouw- en procesverwarming; de geproduceerde warmte kan voor beide toepassingen ingezet worden. Proces-geïntegreerde installaties worden echter buiten beschouwing gelaten omdat ze specifiek zijn voor een bepaalde sector. Daarom wordt bijvoorbeeld een elektrische glasoven niet besproken, maar een elektrische (warmwater)boiler wel.

Tabel 1 Overzicht van technologieën

Technologieën	Techniek	Randvoorwaarden
Warmtepomp (industrieel)	Opwaarderen van laagwaardige (rest)warmte tot hoogwaardige warmte. De warmtebronnen die gebruikt kunnen worden zijn, bodem, water, lucht en restwarmte.	Warmtepomp wordt doorgaans toegepast voor lage afgiftetemperaturen (30-90°C).
Elektrische boiler	Gebruik van elektriciteit om warm water of stoom te maken.	Retrofit is mogelijk op gasboilers. Aansluitingsvermogen kan een beperkende factor zijn.
Overige elektrificatie	Industriële processen die nu op basis van fossiele brandstoffen worden gedaan, elektrificeren. Bijvoorbeeld elektrische ovens.	Grijpt in op industriële proces. Mogelijkheden zijn erg afhankelijk van de situatie.
Zonnethermie	Gebruik van zonne-energie om water in een buffervat op te warmen.	Vereist collectoren op daken, deze ruimte kan niet gebruikt worden voor PV-panelen. Potentieel afhankelijk van zonuren en oriëntatie van zonnecollectoren.
Biomassaketel	Verzamelaam voor plantaardig en dierlijk materiaal dat gebruikt kan worden voor de opwekking van energie. Deze energie kan worden gegenereerd door verbranding of vergisting naar biogas.	Brandstofkosten worden bepaald door het type biomassa, de beschikbaarheid ervan en de actuele marktomstandigheden. Om competitie met voeding te vermijden is het belangrijk dat enkel fracties gebruikt worden die niet geschikt zijn voor consumptie (voor mens of dier).
Biogas WKK	Een warmtekrachtkoppeling is het gelijktijdig opwekken van warmte en elektriciteit in dezelfde installatie op basis van dezelfde brandstof.	Een WKK kan functioneren op deellast, maar dit gaat ten koste van het rendement. Afhankelijk van beschikbaarheid van de brandstof.
Restwarmte (uit eigen bedrijf)	Het gebruik van warmte die geproduceerd wordt als bijproduct in industriële processen.	Erg casus afhankelijk. Afstand tussen restwarmtestromen en potentiële afnemers dient zo klein mogelijk te zijn.
Warmtenet (restwarmte uit andere bedrijven)	Collectief verwarmingssysteem via ondergrondse, geïsoleerde buizen vanuit een of meerdere centrale warmtebronnen.	Afhankelijk van beschikbare warmtebronnen; hoe korter de transportafstand hoe efficiënter het warmtenet.
Ondiepe geothermie	Grondwater wordt opgepompt om thermische energie te leveren. Twee putten die geboord worden op een onderlinge afstand van 100 tot 150	Thermische balans is van belang, er moet 's winters warmte uit de bodem worden gehaald om zomers de warmte weer in de grond te krijgen.

	meter met een diepte van 50 tot 150 meter. Door middel van een warmtewisselaar wordt of koud of warm water opgepompt.	
Diepe geothermie	Warmte van de onderliggende aardlaag omzetten in bruikbare energie aan de oppervlakte.	Diverse processen nodig om tot diepe geothermie te komen, initiële haalbaarheidsstudie, seismische verkenning, technische evaluatie, vergunningen, het boren van de putten, productie-testen, injectietesten, monitoring en constructie van geothermische centrale. Potentie is afhankelijk van de samenstelling van de ondergrond.
Waterstof boiler	Waterstof wordt verbrand in een boiler voor warmte.	Beschikbaarheid en de kosten van (groene) waterstof.
Thermische opslag	Het opslaan van warmte om te gebruiken wanneer dat nodig. Kan in tanks, ook in aquifers.	Thermische opslag kan op lange termijn gebeuren om seizoenen te overbruggen of voor buffering.

2.2 Toepassingen en eigenschappen van de technologieën

Tabel 2 gaat nader in op de verschillende technologieën. Per technologie is weergegeven wat de investeringskosten (CAPEX) zijn, wat de operationele kosten (OPEX) zijn. Bij de OPEX zijn in de tabel de onderhoudskosten weergegeven. Het grootste deel van de OPEX zal echter bestaan uit energiekosten, welke afhankelijk zijn van het gebruik. Naast de CAPEX en OPEX is in de tabel weergegeven wat de efficiëntie is en welke bron hiervoor gebruikt is. In de meest rechter kolom staan de bronnen hiervoor genoemd. Per technologie is ook aangegeven van welke capaciteit is uitgegaan bij deze cijfers. In sommige gevallen maken we onderscheid in de CAPEX en OPEX voor verschillen in de warmtecapaciteit. Om het overzicht te bewaren worden niet alle referenties en verwachte evoluties van kosten worden weergegeven in de tabel. Voor de warmtepomp worden bijvoorbeeld verdere ontwikkelingen verwacht waarmee de kosten zullen dalen. De volledige info is gegeven in de technologiefiches in bijlage van dit rapport.

Tabel 2 Overzicht van technologieën voor het verduurzamen van de industriële warmtevraag

Technologie		Thermische capaciteit	CAPEX	OPEX O&M (€/kWyr)	OPEX	Efficiëntie	Referentie
Warmtepomp	Grond - water warmtepomp	320 kW	641 €/kW			6,7	4,5 (heating) VITO in house knowledge
	Warmtepomp op restwarmte	2 MW	300 €/kW			6,7	4,5 (heating) Own calculation based on calculator http://tools.industrialheatpumps.nl/warmtepompwijzer/ , fixed OPEX based on Danish Energy Agency
	Warmtepomp op 30 °C restwarmte (gesloten systeem)	2 MW	1.140 €/kW			27,6 €/kW	11 (cooling) Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021 (pbl.nl)
	Warmtepomp op 138°C restwarmte (open systeem)	5 MW	1602 €/kW			18,2 €/kW	7,00 Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021 (pbl.nl)
El. boilers	Electrode/ elektrische boiler	<70MWel	100 - 500 €/kW	10,0	€/kW	10€/kW	0,95 - 0,99 https://energy.nl/wp-content/uploads/2018/12/Technology-Factsheet-Electric-industrial-boiler-1.pdf
Zonne-thermi	Industrieel zonethermie	40kW - 1MW	525 €/kW			1,9 €/kW	N/A conceptadvies SDE++
	Industrieel zonethermie	>1MW	420 €/kW			1,9 €/kW	N/A conceptadvies SDE++
Biomassa	Biomassaketel op houtsnippers	0,5 - 1MW	450 €/kW			25 €/kW	0,90 Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021 (pbl.nl)
	Biomassaketel op houtsnippers	3 MW	430 €/kW			25 €/kW	0,90 Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021 (pbl.nl)
	Biomassaketel op dierlijk vet	10 MW	65 €/kW			21 €/kW	0,90 Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021 (pbl.nl)
	Biomassaketel op houtpellets	5 MW	672 €/kW			30 €/kW	0,90 Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021 (pbl.nl)
	Biomassaketel op houtpellets	15 MW	627 €/kW			30 €/kW	0,90 Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021 (pbl.nl)

'Thermische capaciteit' bevat een richtwaarde voor de grootte van de installatie. 'CAPEX betreft de investeringskost in de installatie. Niet alle referenties, parameters en overwegingen zijn meegegeven in deze tabel, hiervoor verwijzen we naar de technologiefiles.

	Technologie	Thermische capaciteit	CAPEX	OPEX O&M (€/kWyr)		OPEX	Efficiëntie	Referentie
Geothermie	Ondiepe geothermie base load (met warmtepomp)	1 MW	1000 €/kW	60,0	€/kW	60€/kW	4,5 (heating), 1,1 (cooling)	
	Diepe geothermie	8 MW	2000 €/kW		2002 €/kW	168 €/kW	3,7	Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021 (pbl.nl)
	Diepe geothermie	13 MW	1646 €/kW	101,0	€/kW	101€/kW	N/A	Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021 (pbl.nl)
	Ultradiepe geothermie	17 MW	2717 €/kW	107,0	€/kW	107€/kW	N/A	Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021 (pbl.nl)
Warmtenet		afhankelijk van lokale randvoorwaarden	1000 - 2000 €/m + 200 - 500 €/kW	2% of CAPEX		2% of CAPEX	90%	source: Warmte in Vlaanderen, rapport 2020, based on VITO in house knowledge
H2 boiler	Waterstof boiler (industriële)	≤1-300 MWth	84.1 - 98.3 €/kW	3.2€/kW		3.2€/kW	0,85	A Flemish Hydrogen strategy 2025-2030 - Waterstof Industrie Cluster (Dec.2020); TNO - Factsheet on
WKK	WKK motor op aardgas	100 kWel	3000 €/kWe	8.3€/MWhel		8.3€/MWhel	electric, 60% thermal	of energy and industrial strategy: Combined Heat and Power – Finance A detailed guide for CHP developers – UK Dept. of energy and industrial strategy: Combined Heat and Power – Finance A detailed guide for CHP developers – Part 5
	WKK motor op aardgas	2 MWel	1050 €/kWe	8.3€/MWhel		8.3€/MWhel	30% electric, 60% thermal	strategy: Combined Heat and Power – Finance
	WKK turbine op aardgas	4 MWel	885 €/kWe	4.7€/MWhel		4.7€/MWhel	electric, 60%	strategy: Combined Heat and Power – Finance
	WKK turbine op aardgas	12 MWel	814 €/kWe	4.7€/MWhel		4.7€/MWhel	electric, 60%	strategy: Combined Heat and Power – Finance
	WKK op houtsnippers	10 MWel	4690 €/kWe	214 €/kWe + 0,005 €/kWh		214 €/kWe + 0,005	20% electric, 18% thermal	https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/2020_1_deel1.p
	WKK op houtafval	10 MWel	4390 €/kWe	217 €/kWe + 0,01 €/kWh		217 €/kWe + 0,01 €/kWh	20% electric, 49% thermal	https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/2020_1_deel1.p
	WKK verbrandingsmotor	70 kWel	2310 €/kWe	0,0321	kWhe	0,0321 kWhe	34% electric, 54% thermal	https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Rapport2021_deel1_definitief.pdf
	WKK verbrandingsmotor	500 kWel	1170 €/kWe	0,0203	kWhe	0,0203 kWhe	37% electric, 57% thermal	https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Rapport2021_deel1_definitief.pdf
	WKK verbrandingsmotor	2 MWel	704 €/kWe	0,0144	kWhe	0,0144 kWhe	41% electric, 61% thermal	https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Rapport2021_deel1_definitief.pdf
	WKK verbrandingsmotor	6,4 MWel	633 €/kWe	0,0121	kWhe	0,0121 kWhe	43% electric, 60% thermal	https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Rapport2021_deel1_definitief.pdf
	Biogas installatie met WKK, mest of organisch-biologische afvalstromen	2,5 MWel	4370 €/kWe	457 €/kWe		457 €/kWe	42% electric, 53% thermal	https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Rapport2021_deel1_definitief.pdf
	Biogas installatie, groenafval	1,3 MWel	12900 €/kWe	783 €/kWe		783 €/kWe	40% electric, 49% thermal	https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Rapport2021_deel1_definitief.pdf
Biogas installatie, mest of organisch-biologische afvalstromen	7 MWel	4250 €/kWe	423 €/kWe		423 €/kWe	42% electric, 53% thermal	https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Rapport2021_deel1_definitief.pdf	
Warmte-opslag	Warmte-opslag in tanks	300m3	500 €/m3	0,0		0	0,90	VITO in house knowledge
	Warmte-opslag in tanks	1000m3	350 €/m3	0,0		0	0,90	VITO in house knowledge
Aardgasketel	Condenserende aardgasketel	400kW	69€/kW	1,7	€/kW	1,7€/kW	1	Danish Energy Agency

'Thermische capaciteit' bevat een richtwaarde voor de grootte van de installatie. 'CAPEX betreft de investeringskost in de installatie. Niet alle referenties, parameters en overwegingen zijn meegegeven in deze tabel, hiervoor verwijzen we naar de technologiefiles.

De investeringskosten van de **grond-water warmtepomp** omvat de kost voor de volledige installatie. Voor de **warmtepomp op restwarmte** werden verschillende referenties gevonden. De 300EUR/kW omvat enkel de warmtepomp, terwijl de referenties van SDE++ systeem de volledige installatie omvatten, inclusief de kosten voor het capteren van de restwarmte

kleppen, sensoren, warmtewisselaars etc. (Deze kosten in de SDE++ referentie zijn desalniettemin hoog in vergelijking met de kosten die VITO experts inschatten, in bepaalde Vlaamse bedrijven worden warmtepompen reeds commercieel vatbaar ingezet.)

De materiaalkost voor een **elektrische boiler** is in de range tussen 60EUR/kW en 140EUR/kW, afhankelijk van de grootte van de installatie. De materiaalkost voor een **elektrodeboiler** (typisch een groter systeem) is tussen 17 en 60EUR/kW, afhankelijk van de grootte van de installatie. De installatiekosten zijn ongeveer even hoog als de materiaalkosten, maar kunnen sterk variëren naargelang de kosten voor netconnectie, die o.a. afhankelijk zijn van de kosten tot het connectiepunt. In deze studie wordt, in overeenstemming met (TNO ref), een installatiekost van 100EUR/kW tot 500EUR/kW verondersteld voor zowel elektrische als elektrodeboilers. De ondergrens van deze range omvat een zeer beperkte meerkost ten opzichte van de materiaalkost, en de bovengrens een hoge meerkost voor de netconnectie. Een verdubbeling van de materiaalkost voor de hele installatie (~200EUR/kW) is realistisch.

Voor industriële **zonnethermie**, **biomassaketels** en **diepe geothermie** wordt eveneens de kost van de volledige installatie aangegeven als investeringskost.

Een **warmtenet** is sterk afhankelijk van lokale parameters en aansluiting hiervan kan niet voor een bedrijf afzonderlijk gespecificeerd worden. Belangrijkste parameter is de dichtheid van de warmtevraag in de regio, en de aanwezigheid van makkelijk inkoppelbare restwarmtebronnen. Maar ook geografische randvoorwaarden spelen een rol, zoals mogelijke ondertunnelingen van wegen of waterlopen, geplande openbare werken, de ondergrond etc. In overeenstemming met Warmtekaart Vlaanderen nemen we een range van 1000-2000EUR/m aan. In de praktijk kunnen kosten nog buiten deze range vallen, afhankelijk van de bovenvermelde randvoorwaarden.

Een **waterstofboiler** is qua investeringskost niet erg duur, maar hier zijn de beperkende elementen voor de uitrol de kost van waterstof en de levering ervan. Het consortium verwacht dat in de komende jaren waterstof geen competitieve rol zal spelen voor het invullen van de niet-ETS warmtevraag, dit is verder uitgewerkt in hoofdstuk **Error! Reference source not found..**

Bij **Warmtekrachtkoppeling**-installaties worden de investeringskosten uitgedrukt in functie van het elektrisch vermogen, zoals meer gebruikelijk is voor deze technologie. Voor verschillende groottes van installatie en bronnen zijn de investeringskosten ingeschat op basis van VEKA-referenties. Het betreft hier steeds de kosten voor volledige installatie. Bijvoorbeeld voor de biogasinstallatie met WKK, mest of organische afvalstromen is de investeringskost van enkel de WKK geschat op 661€/kWe, en het aandeel in de OPEX op 97€/kWe. Voor WKK-verbrandingsmotoren werden de variabele kosten (onderhouds- en operationele kosten) uitgedrukt in €/kWh (euro per kWh geproduceerde elektriciteit), in plaats van €/kWe (euro per jaarlijks vermogen) in de VEKA-referentie. We kiezen ervoor om deze benadering ook zo over te nemen, zodat we de referentie consistent kunnen meenemen.

Warmte opslag in tanks is gegeven als €/m³, de effectieve kost per kWh warmte-inhoud is echter afhankelijk van het temperatuurverschil tussen inputwarmte en eindgebruik. Bij een temperatuurverschil van 20°C kan men 23kWh/m³ opslaan, bij een verschil van 40°C kan men 46kWh/m³ opslaan³. Bij verschillende Vlaamse bedrijven wordt warmte opslag in tanks reeds toegepast.

³ Gebaseerd op intern VITO warmte opslag kennis

3 Business cases

3.1 Opzet

Voor verschillende technologieën zijn business cases uitgewerkt om tastbaar te maken hoe de technologieën in de praktijk kunnen worden toegepast. In de business cases worden de financiële en implementatieaspecten van de technologieën geschetst zodat bedrijven geholpen worden in hun besluitvorming t.a.v. de vergroening van hun warmtevraag. We presenteren twee type business cases:

- Modelmatige business cases (hierna 'modelcases' genoemd): voor hypothetische bedrijven schetsen we de situatie en maken we aannames om zo tot een transparante financiële analyse te komen; en
- Bedrijfsspecifieke business cases (hierna 'bedrijfscases' genoemd): we beschrijven in detail de situatie van specifieke bedrijven die zich hiervoor beschikbaar hebben gesteld. Deze business cases beschrijven (zoveel mogelijk⁴) een reële situatie, wat ter inspiratie kan dienen voor andere bedrijven.

Bij de bedrijfscases wordt vanuit de ervaringen van bedrijven diepgaande informatie gepresenteerd over het implementeren van de technologie in een echte bedrijfsomgeving. De bedrijven hebben zich vrijwillig beschikbaar gesteld voor de cases, zij hebben de deuren geopend om lessen te delen met anderen. De bedrijfscases zijn vormgegeven op basis van de informatie die de bedrijven openbaar konden delen. Sommige aspecten, zoals financiële details, waren deels vertrouwelijk.

Bij de modelcases is juist de financiële analyse volledig uitgewerkt, op basis van aannames en modelering. Hier wordt algemener ingegaan op de randvoorwaarden van het implementeren van de technologie, zoals de besluitvorming en praktische implementatie, aangezien deze zaken erg bedrijfsspecifiek zijn.

We willen hierbij opmerken dat het niet mogelijk is om business cases te maken die voor bedrijven generiek van toepassing zijn. Hoe de business case precies uitvalt kan erg schelen per bedrijf, omdat bijvoorbeeld kosten voor installatie erg van de situatie kunnen afhangen. Zeker de bijkomende kosten zoals aanpassingen van de interne infrastructuur en aansluitingen zijn zeer bedrijfsafhankelijk en kunnen de business case beïnvloeden. Bedrijven zullen dus moeten kijken wat de business case voor hun specifieke situatie is. Daarnaast moeten ze overwegen welk rendement of terugverdientijd zij voldoende vinden om te investeren.

Overzicht van de cases

Er zijn in totaal 9 modelcases en 5 bedrijfscases uitgewerkt, zie onderstaande tabel voor een overzicht. Met de begeleidingscommissie is een selectie gemaakt van de meest belangrijkste technologieën om cases voor uit te werken. Voor deze technologieën zijn vervolgens bedrijfscases geïdentificeerd via de federaties uit de begeleidingscommissie. Voor de bedrijfscases was het vereist dat de technologie volledig was geïmplementeerd door het bedrijf om zo een realistisch beeld te kunnen schetsen van implementatie in de praktijk. Voor de overgebleven en de meest prominente technologieën zijn modelcases uitgewerkt.

⁴ Waar informatie vertrouwelijk of onbekend was is deze in overleg met het bedrijf ingevuld met aannames/verwachtingen.

Tabel 3 Overzicht van model- en bedrijfscases

Type cases	#	Cases
Modelcases	1	Warmtepomp
	2	Diepe geothermie
	3	Warmtenet
	4	WKK op biogas
	5	Elektrificatie: elektrische oven
	6	Elektrificatie: elektrische boiler
	7	Thermische opslag
	8	Waterstof
	9	Zonneboiler
Bedrijfscases	1	Warmtepomp (restwarmte)
	2	Restwarmte
	3	Biomassa
	4	Ondiepe geothermie

Technopolis Group 2021

3.2 Aannames voor de energieprijzen

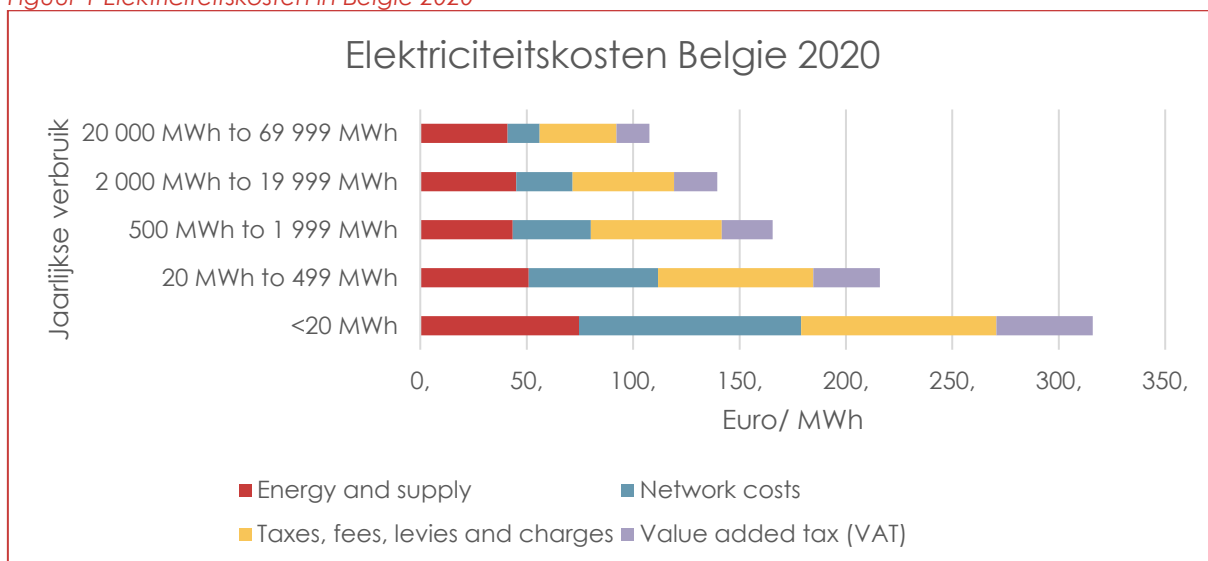
Energieprijzen in 2020

De hoogte van de energieprijzen is zeer belangrijk voor de business case. Energieprijzen fluctueren echter sterk in de tijd, en verschillen bovendien, afhankelijk van o.m. de afgesloten energiecontracten, van bedrijf tot bedrijf. We nemen daarom aannames in verschillende scenario's, waarbij de energieprijzen afhangen van de warmtevraag. Voor de prijzen in 2020 zijn we uitgegaan van de Belgische prijzen die in Eurostat staan⁵. Deze komen van de Federale Overheidsdienst Economie, die de prijzen baseert op enquêtes met elektriciteits- en gasleveranciers⁶.

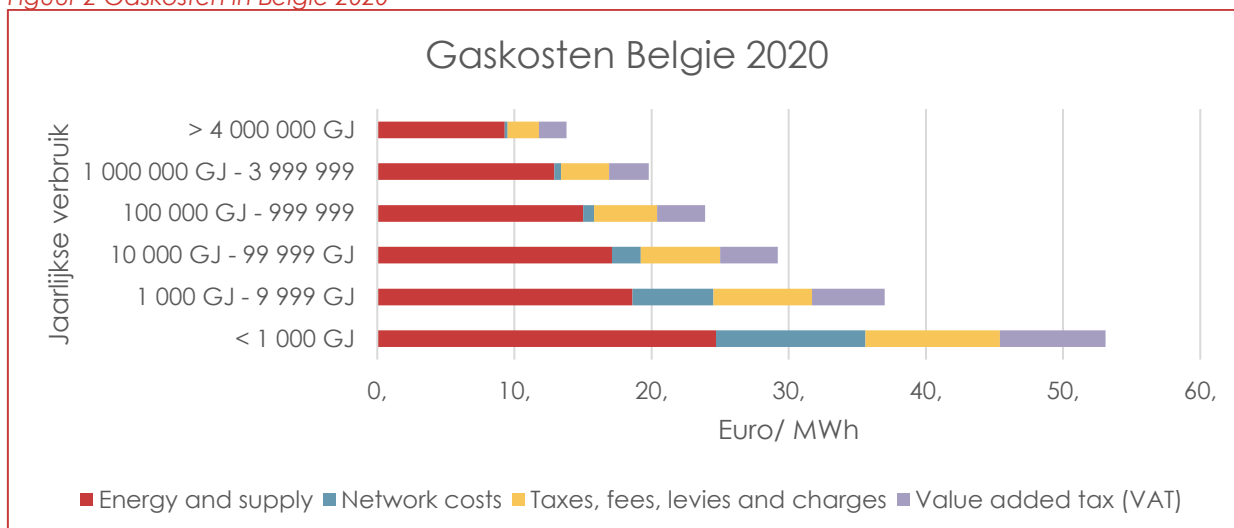
⁵ https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_205_C__custom_1583625/default/table?lang=en

⁶ https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/EN/nrg_pc_204_sims_be.htm

Figuur 1 Elektriciteitskosten in België 2020



Figuur 2 Gaskosten in België 2020



Ontwikkeling van energieprijzen

De toekomstige ontwikkeling van energieprijzen is ook belangrijk voor de business case, maar lastig te voorspellen. We gaan hierbij uit van de Europese modellen voor de gemiddelde elektriciteitsprijzen⁷ en gasprijzen⁸. Omdat deze prijzen uitgaan van Europese gemiddelde prijzen, hebben we de procentuele stijging van de prijzen berekend, en deze toegevoegd aan de prijzen van België in 2020. Zoals te zien in onderstaande tabel wordt verwacht dat de

⁷ EU Reference Scenario 2020. Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050. July 2021. E3-Modelling. Te vinden op: <http://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/17356/1/MJ0221816ENN.en.pdf> - p100

⁸ POLES-JRC-model, Global Energy and Climate Outlook (GECO). Te vinden op: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021SC0611&from=EN> - pagina 133.

gasprijzen hard stijgen ten opzichte van 2020, terwijl de stijging van de elektriciteitsprijzen minimaal is. Dit betekent dat de business case voor elektrificatie naar verwachting beter zal worden.

De onzekerheid in de modellen is echter groot: de prijzen zouden veel sneller (of langzamer) kunnen stijgen dan in deze studie voorspelt.

Tabel 4 Verwachte energieprijzontwikkeling EU (t.o.v. de periode ervoor)

Ontwikkelingen per 10 jaar	2030	2040	2050
Ontwikkeling gasprijzen	103%	29%	10%
Ontwikkeling elektriciteitsprijzen	4,6%	0,6%	1,3%

Let op: er zit een grote onzekerheid in de voorspelde ontwikkeling van energieprijzen

Aannames voor energiekosten

In onderstaande tabellen zijn de energiekosten per jaarverbruik en over de tijd te zien. Dit zijn de energiekosten inclusief netwerkkosten en heffingen. Voor de business case berekeningen is de ontwikkeling van de energieprijzen over de jaren heen gemodelleerd, waarbij de prijzen jaarlijks procentueel toenemen. Hierdoor wordt de financiële stap in euro's elk jaar iets groter.

Tabel 5 Aannames elektriciteitskosten België, incl. netwerkkosten en heffingen

Aannames elektriciteitskosten België (euro/ MWh)				
Jaarverbruik bedrijf – warmtevraag	2020	2030	2040	2050
20 – 500 MWh/ jaar	185	193	194	197
500 – 2000 MWh/ jaar	142	148	149	151
2000 – 20000 MWh/ jaar	119	125	126	127
20 000 MWh - 69 999 MWh	92	96	97	98

Let op: er zit een grote onzekerheid in deze aannames. Energieprijzen kunnen mogelijk veel sneller (of langzamer) stijgen dan nu is aangenomen. Ook kunnen er grote schommelingen in de energieprijzen plaatsvinden en kunnen de kosten veel schelen per bedrijven.

Tabel 6 Aannames gaskosten België, incl. netwerkkosten en heffingen

Aannames gaskosten België (euro/ MWh)				
Jaarverbruik bedrijf – warmtevraag	2020	2030	2040	2050
1000 – 10.000 GJ	32	64	83	91
10.000 – 100.000 GJ	25	51	65	72
100.000 – 1.000.000 GJ	20	41	53	59
1 000 000 GJ – 3 999 999	17	34	44	49

Let op: er zit een grote onzekerheid in deze aannames. Energieprijzen kunnen mogelijk veel sneller (of langzamer) stijgen dan nu is aangenomen. Ook kunnen er grote schommelingen in de energieprijzen plaatsvinden en kunnen de kosten veel schelen per bedrijven.

Aannames voor netwerkkosten

De netwerkkosten zijn inbegrepen in bovengenoemde schattingen van de gemiddelde elektriciteitskosten. In specifieke cases kunnen netwerkaansluitingen echter leiden tot significante additionele kosten en deze zitten niet vervat in de business cases. Wanneer het elektriciteitsverbruik van een bedrijf flink stijgt kan het zijn dat er een grotere aansluiting op het elektriciteitsnet nodig is. Dit kan een flinke kostenpost zijn, die erg van de situatie afhangt (o.a. wat de huidige aansluiting is en welke nieuwe aansluiting nodig is, en hoeveel meter kabel er nodig is om het bedrijf op een hoger spanningsniveau aan te sluiten). Ook kan het per situatie schelen hoe snel dit gerealiseerd kan worden. Het is dus goed om dit in een vroeg stadium bij uw netbeheerder na te gaan. Bedrijven kunnen een oriënterende studie laten doen door de netbeheerder om meer inzicht te krijgen in wat de kosten in hun situatie zijn als er een grotere aansluiting nodig is. Een oriënterende studie kost €326 bij 100 – 1000 kVA, €1.305 bij 1 – 5 MVA en €2.609 bij >5MVA.

Onderstaande tabel geeft ter indicatie een overzicht van de aansluitingskosten in verschillende situaties.

Tabel 7 Kosten voor een nieuwe aansluiting op het elektriciteitsnet

Huidige aansluiting	Nieuwe aansluiting	Detailstudie (€)	€/kVA	Meerkosten vermogen (€)	Meetmodule (€)	Aansluiting TransHS	Wegname MS-net	Totaal (excl. Kosten kabel)
100 kVA	150 kVA	652	18	908	-			1.560
100 kVA	300 kVA	652	18	3.634	1.684			5.970
500 kVA	750 kVA	652	18	4.542	-			5.195
500 kVA	1500 kVA	2.609	18	18.170	1.684			22.463
1 MVA	1,5 MVA	2.609	18	9.085	-			11.694
1 MVA	3 MVA	2.609	18	36.340	-			38.949
5 MVA	7,5 MVA	4.847	12	90.825	7.188	177.203	3.157	283.220
5 MVA	15 MVA	4.847	8	127.200	10.782	260.123	3.157	406.110

Bron: informatie verkregen van Fluvius, januari 2022, en afgerond op hele euro's

Bedrijven betalen wanneer zij een grotere aansluiting nodig hebben in elk geval de kosten voor een detailstudie. Ook betalen bedrijven voor het benodigde vermogen, per kVA: bij een grotere aansluiting betalen ze daarmee ook meer. Afhankelijk van de situatie kan de huidige meetmodule gebruikt worden of is er een nieuwe meetmodule nodig. In de onderste twee voorbeelden ten slotte zaten de klanten eerst op het middenspanningsnet (MS-net) en hebben ze nu een TransHS aansluiting nodig. Hier komen extra kosten bij kijken en daarnaast moet de oude aansluiting verwijderd worden.

Naast de kosten in bovenstaande tabel moet er, indien netversterking nodig is, betaald worden per meter (vanaf 400 meter). De kosten hiervoor zijn €78,72/meter in de eerste 3 voorbeeldcases uit de tabel, €96,90/meter voor de 3 cases daarna en respectievelijk €200,53 en €266,40 voor de laatste twee cases. Ook kan in sommige gevallen heraanluiting nodig zijn, wat €5.605 kost in de eerste 3 cases en €5.772 in de 3 daarna.

3.3 Bedrijf & financiële aannames

Verschil CAPEX – OPEX

Bij vergroening zal ieder bedrijf de afweging maken tussen een traditionele grijze technologie, zoals een gasketel, en een innovatieve groene technologie, zoals een warmtepomp. Over het algemeen zijn de investeringskosten (CAPEX) voor innovatieve groene technologieën hoger dan voor traditionele grijze technologieën, aangezien traditionele technologieën langer zijn doorontwikkeld en/of minder complex zijn. De business case zal daarom alleen maar voordelig uitvallen voor vergroening als de operationele kosten (OPEX) van de innovatieve groene technologie aanmerkelijk lager zijn dan die van de traditionele technologie zodat over de jaren heen het verschil in CAPEX kan worden terugverdiend, of als er voldoende investeringssteun wordt gegeven om het verschil in investeringskosten te compenseren.

Subsidie

In elke case is de CAPEX specifiek vastgesteld, afhankelijk van verschillende factoren, waaronder het vermogen van de technologie. In de financiële berekeningen van de modelcases is voor de CAPEX, waar relevant voor de specifieke technologie, een aanname gemaakt dat er 30% subsidie beschikbaar is over de meerkost van de groene technologie over een traditionele grijze technologie. De daadwerkelijke beschikbare subsidie zal over de tijd verschillen en de relevantie van de subsidies zullen sterk afhangen per situatie (denk aan: het type technologie, de omvang van de CAPEX, etc.). De informatie om te bepalen wat de exacte subsidie is in een bepaald geval is niet altijd gemakkelijk te vinden. Dit maakt meteen duidelijk dat het subsidiesysteem voor de vergroening van warmte complex in elkaar zit. Om invulling te geven aan de modelcases werd de aanname van 30% gemaakt als aannemelijk gemiddelde subsidie. De bedrijven dienen er dus rekening mee te houden dat voor hun bedrijf de subsidie lager kan liggen. We merken op dat waterstof als warmtebron niet gesteund wordt. Ook voor de modelcases voor de elektrische boiler en elektrische oven hebben we aangenomen dat er geen subsidie op gegeven wordt, aangezien deze technologieën niet onder de ecologiepremie+ vallen en de investeringskosten te laag zijn om in aanmerking te komen voor steun via STRES. De huidige keuze om geen subsidie te geven heeft een significante impact op de business case.

De belangrijkste subsidies waar bedrijven momenteel naar kunnen kijken zijn de volgende:

- Ecologiepremie+. Hiermee geeft VLAIO steun aan ondernemingen die investeren in het Vlaamse Gewest. Zij ontvangen steun voor een investering in performante ecologische technologieën, die voorkomen op een limitatieve lijst van technologieën. Hierbij kan men 15 – 55% van de meerkosten van de investering ten opzichte van de meest economische investering terugkrijgen. De Ecologiepremie+ is bijvoorbeeld inzetbaar voor de modelcases warmtepomp en warmtenet. De limitatieve technologieënlijst is te vinden op deze website: <https://www.vlaio.be/nl/subsidies-financiering/ecologiepremie>.
- Strategische ecologiesteun (STRES). Dit is een investeringssteun voor niet standaardiseerbare, ecologische investeringen, gericht op kleine, middelgrote en grote ondernemingen. Afhankelijk van de grootte van de onderneming en de technologie ontvangen bedrijven 20 tot 40% steun voor de meerkosten van de investering ten opzichte van de meest economische investering. Voorwaarde voor steun via STRES is een minimale investeringskost van 3 miljoen euro. Meer informatie is te vinden op deze website: <https://www.vlaio.be/nl/subsidies-financiering/strategische-ecologiesteun>.
- Oproep(en) Groene Warmte. Vanuit VEKA worden oproepen uitgezet voor subsidies voor investeringssteun voor groene warmte, restwarmte en biomethaan. Ze bieden hiervoor een subsidie als percentage van het aanschafbedrag, waarbij gekeken wordt naar de extra

investeringskosten van de installatie ten opzichte van de investeringskosten van een referentie-installatie. Voor kmo's ligt dit percentage veelal tussen de 30% en de 55% of 65%. Dit betreft verschillende oproepen en deze investeringssteun is dus in principe niet constant beschikbaar. Meer informatie is te vinden op deze website: <https://www.energiesparen.be/call-groene-warmte>.

Daarnaast zijn er nog andere steunmaatregelen die gebruikt kunnen worden, zoals de verhoogde investeringsaftrek en certificaten. Deze zijn te vinden per technologie op deze website: <https://www.energiesparen.be/groene-energie-en-wkk/prof>.

Investering

Voor een investering kan een bedrijf eigen middelen gebruiken of naar externe financiering zoeken. Over het algemeen loopt de omvang van de totale investering die een bedrijf kan maken op met de omvang van het bedrijf. Per bedrijfsomvang is een aanname gedaan over de mate waarin het bedrijf de CAPEX kan dekken vanuit eigen middelen.

Met name voor het grootbedrijf kan het een strategische overweging zijn om eigen middelen of een lening in te zetten voor investeringen. Grootbedrijven hebben vrijwel altijd veel meer middelen beschikbaar om zelf te investeren dan kleinere bedrijven omdat zij veelal veel grotere financiële reserves hebben en/of makkelijke extern kapitaal kunnen aantrekken. Kleinere bedrijven, en met name familiebedrijven, hebben relatief (iets) meer eigen kapitaal beschikbaar om te investeren dan middelgrote bedrijven omdat ze minder afhankelijk (willen) zijn van externe middelen.

De inzet van eigen middelen (i.p.v. externe middelen) is echter niet per definitie de beste keuze. Dit is afhankelijk van het rendement dat van de investering verwacht wordt, de kosten van een lening en het rendement dat uit alternatieve investeringen verkregen kan worden. De houding van aandeelhouders speelt ook een rol: hoeveel risico willen zij lopen, hoeveel belang hechten zij aan rendement op korte termijn, etc.

Financiële berekeningen

In het opstellen van de berekeningen staan vier indicatoren centraal: 1) de terugverdientijd, 2) de Return on Investment (RoI), wat iets zegt over het jaarlijks percentage rendement 3) de Net Present Value (NPV), waarbij toekomstige verdiensten worden omgerekend naar de waarde van vandaag, zodat de investering van nu kan worden vergeleken met de toekomstige verdiensten en 4) de Internal Rate of Return (IRR), die inzicht geeft in de maximale gewogen gemiddelde kapitaalkosten (WACC) om de NPV op nul uit te laten komen (waarbij de investering dus gelijk is aan de toekomstige verdiensten). Voor de eerste twee indicatoren wordt gerekend met werkelijke euro's, voor de laatste twee indicatoren worden bedragen verdisconteerd. Het verdisconteren van bedragen is belangrijk om in te schatten of de investering de moeite waard is in economische zin; toekomstige middelen zijn altijd (iets) minder waard dan huidige middelen omdat huidige middelen in de tussentijd meer waard kunnen worden via investering, rente, etc.

Voor het verdisconteren is het van belang om de zogenaamde "discount rate" te bepalen, een percentage om bedragen mee te vertalen naar de huidige waarde. Hiervoor is het gebruikelijk om de "Weighted Average Cost of Capital (WACC)" te gebruiken. Deze waarde is vast te stellen met het "Capital Asset Pricing Model (CAPM)":

$$WACC = R_d \times (1 - T) \times \frac{D}{(D + E)} + R_e \times \frac{E}{(D + E)}$$

In deze vergelijking wordt gebruik gemaakt van verschillende termen, namelijk de kosten van eigen middelen ("equity"), de kosten van vreemde middelen ("debt") en de verhouding tussen eigen middelen en vreemde middelen ("ratio between equity and debt"):

$$\text{Cost of equity } (R_e) = \text{Riskfreerate} + \beta \times (\text{Expected return} - \text{Riskfreerate})$$

$$\text{Cost of debt } (R_d \times (1 - T)) = \text{Average interest} \times (1 - \text{Corporate tax})$$

$$\text{Ratio between equity } (E) \text{ and debt } (D): \frac{D}{(D + E)} \& \frac{E}{(D + E)}$$

Financiële indicatoren

Een aantal belangrijke indicatoren in deze formules hebben wij als volgt ingevuld:

Tabel 8 Financiële indicatoren

Indicatoren	Waardes
Ratio between equity and debt	Tussen de 30% en 100% afhankelijk van de omvang van het bedrijf. Maximaal: Micro: 50%. Klein: 40%, Middelgroot: 30%. Groot: 100%. Bij het grootbedrijf wordt in de cases uitgegaan van 50% gezien de hoge expected return.
Expected return	Tussen de 3% en 10% afhankelijk van de omvang van het bedrijf. Bij een groeiende omvang, en afhankelijkheid van aandeelhouders, neemt ook de verwachting m.b.t. opbrengsten toe. Micro: 3%. Klein: 5%, Middelgroot: 8%. Groot: 10%.
Risk free rate	Vaste waarde van 0,10% rente o.b.v. trend staatsobligaties in Vlaanderen.
Average interest	Tussen de 3% en 7% afhankelijk van de omvang van het bedrijf. Kleinere bedrijven kunnen minder lucratieve leningen afdingen dan grotere bedrijven. Micro: 7%. Klein: 6%, Middelgroot: 5%. Groot: 3%.
Beta (β)	Tussen de 0,65 en 1,2 afhankelijk van de sector van het bedrijf. Bepaalde sectoren zijn gevoeliger voor marktschokken dan anderen. Zo is voeding altijd een primair goed, maar kan technologie sneller als een luxe worden beschouwd.
Corporate taks	Vaste waarde van 25%.

Technopolis Group 2021

3.4 Inzichten uit de model- & bedrijfscases

De bedrijfs- en modelcases laten voor verschillende technologieën zien hoe en of deze op een rendabele manier kunnen worden toegepast. Voor veel technologieën komt in de financiële analyses naar voren dat deze bijna rendabel zijn, maar vaak ook gepaard gaan met lange terugverdientijden of zeer lage IRR. Onder de juiste omstandigheden liggen er ook kansen voor zeer rendabele business cases. Uiteraard levert het toepassen van groene technologie ook andere voordelen, zoals een beter imago en de mogelijkheid om klanten te voorzien van klimaat neutrale(re) producten/diensten. Enkele technologieën komen niet goed naar voren in de cases, zoals elektrificatie waarbij de kosten (nog) te hoog liggen en waterstof wat nog niet breed toepasbaar is gezien er nog maar beperkt toegang is tot (duurzaam geproduceerde) waterstof. Natuurlijk kan de beschikbaarheid van subsidies hier ook een belangrijke rol spelen.

Hoe de business case precies uitvalt kan erg schelen per bedrijf, omdat bijvoorbeeld kosten voor installatie erg van de situatie kunnen afhangen. Bedrijven zullen dus moeten kijken wat de business case voor hun specifieke situatie is. Ook moeten ze overwegen welk rendement of terugverdientijd zij voldoende vinden om te investeren.

Tabel 9 Inzichten uit de model- en bedrijfscases

Type cases	#	Cases	Inzichten per case	TVT	IRR
Modelcases	1	Warmtepomp	Een warmtepomp is een breed toepasbare technologie die voor veel bedrijven het overwegen waard is. Afhankelijk van het temperatuurverschil wat de warmtepomp moet overbruggen zal de efficiëntie hoger of later uitkomen. Bij een goede efficiëntie van de warmtepomp wordt de terugverdientijd economisch interessanter	6.5	13%
	2	Diepe geothermie	Zeer grote investering, met name relevant voor een zeer grote warmtebehoefte. Gebruik in combinatie met andere technologieën, zoals een warmtepomp, om tot een hogere temperatuur te komen. De investering kent een zeer lange terugverdientijd van 20 jaar.	20	7.3%
	3	Warmtenet	De locatie van het bedrijf zal grotendeels bepalen of een warmtenet rendabele mogelijkheden kan bieden. Indien het bedrijf op kleine afstand ligt van andere bedrijven die restwarmte afstaan in het warmtenet dan kunnen ook tamelijk hoge temperaturen worden afgenomen. De prijsstelling zal tussen aangesloten partners moeten worden vastgesteld.	7.5	10.4%
	4	WKK op biogas	Bij toegang tot biogas tegen een goede prijs (bijv. zelf geproduceerd) biedt een WKK een uitkomst om zowel elektriciteit als warmte te genereren. Het is wel belangrijk dat de WKK op volledige sterkte kan draaien om zo een hoge efficiëntie te behalen. Bij biogas tegen een goede prijs is de WKK zeker rendabel omdat deze ook kostbare elektriciteit oplevert.	4.5	18.5
	5	Elektrificatie: elektrische oven	Elektrificatie is interessant omdat het een gasaansluiting overbodig maakt en een aansluiting op het elektriciteitsnet (vrijwel) altijd aanwezig is. De elektrische oven biedt ook praktische voordelen aangezien deze erg snel kan opwarmen. Financieel is dit nog niet rendabel omdat de investeringskost en de elektriciteitsprijzen hoog zijn met de aanname dat er geen subsidies beschikbaar zijn.	Geen	Geen
	6	Elektrificatie: elektrische boiler	Elektrificatie is interessant omdat het een gasaansluiting overbodig maakt en een aansluiting op het elektriciteitsnet (vrijwel) altijd aanwezig is. De elektrische boiler kan vaak ook worden ingepast zonder de primaire bedrijfsprocessen aan te passen. Financieel is volledige elektrificatie nog niet rendabel omdat er hoge investeringskosten en elektriciteitsprijzen zijn, en met de aanname dat er geen subsidies beschikbaar zijn.	Geen	Geen
	7	Thermische opslag	Thermische opslag biedt een uitkomst als opgewekte warmte op een later moment ingezet kan worden om zo energie te besparen. Opwekking overdag en gebruik van de warmte gedurende de nacht is daar een goed voorbeeld van. In deze gevallen (waar de buffercapaciteit vaak gebruikt wordt) is deze oplossing zeer rendabel.	4.75	20%
	8	Waterstof	Waterstof is nog slecht toepasbaar omdat er geen infrastructuur ligt en nog geen grootschalig waterstof beschikbaar is. De technologie heeft wel andere voordelen zoals de mogelijkheid om een hoge temperatuur op te wekken en toepassing van waterstof via bestaande technologieën die momenteel op aardgas werken. Financieel is dit momenteel nog niet	Niet berekend	Niet berekend

Type cases	#	Cases	Inzichten per case	TVT	IRR
			interessant omwille van de hoge kostprijs van waterstof en het ontbreken van subsidies voor waterstof als warmtebron. In de toekomst zal duidelijk worden hoe groot de mogelijkheden echt zullen zijn.		
	9	Zonneboiler	Een zonneboiler is een goed toepasbare technologie met een terugverdientijd van 8 jaar. Wel is ruimte nodig om de zonnecollectoren en de watertank te kunnen plaatsen. Dit kan ook ondergronds.	8 jaar	6%
Bedrijfscases	1	Warmtepomp (restwarmte)	De case laat zien hoe in samenwerking met een technologiebedrijf innovatieve toepassingen op maat kunnen worden ontwikkeld. Deze vorm van cocreatie maakt dat het bedrijf veel inspraak heeft in hoe de technologie kan worden toegepast in bedrijfsprocessen. Investeringssteun in de onderzochte case was noodzakelijk.	Niet berekend schatting: 20-30 jaar	Niet berekend
	2	Restwarmte	Het gebruik van restwarmte kan bij een gunstige indeling van de werkruimte veel uitkomsten bieden om reeds opgewekte warmte elders in te zetten in het bedrijf. Gebruik van restwarmte voor gebouwverwarming is daarbij een voor de hand liggende en relatief simpele toepassing die kosten kan besparen.	5	19%
	3	Biomassa	De case laat zien dat indien een bedrijf beschikking heeft over biomassa, bijvoorbeeld als restmateriaal, deze biomassa effectief ingezet kan worden voor het opwekken van warmte. De verkregen subsidie was nodig om de terugverdientijd te beperken.	12.5 (zonder subsidie) 7,5 (met subsidie)	12%
	4	Ondiepe geothermie	Ondiepe geothermie kan worden toegepast indien het bedrijf opzoek is naar een beperkte constante warmte. De case laat zien hoe het bedrijf een toonzaal kan koelen in de zomer en kan verwarmen in de winter. Een bijkomend voordeel is dat de installatie in de ruimte is verwerkt waardoor deze niet zichtbaar is voor klanten die in de toonzaal rondlopen. Er is ook hier subsidie verkregen, wat meegenomen is in de TVT en IRR.	6.5	11.5%

Technopolis Group 2022

4 Potentieel van de verschillende technologieën

In dit hoofdstuk geven we een beeld van het potentieel van de verschillende technologieën in Vlaanderen. De focus ligt op de niet-ETS industrie.

Om tot een beeld te komen van het potentieel van de verschillende technologieën moeten we eerst een duidelijk beeld vormen van de warmtevraag in Vlaanderen. In het eerste subhoofdstuk geven we meer info over de grootte van de niet-ETS warmtevraag en de uitsplitsing per brandstof en temperatuur. Op basis hiervan kunnen we een inschatting maken van de potentiële vergroening voor 2030. In hoofdstuk 4.2 bespreken we kort het potentieel van verschillende technologieën hierin.

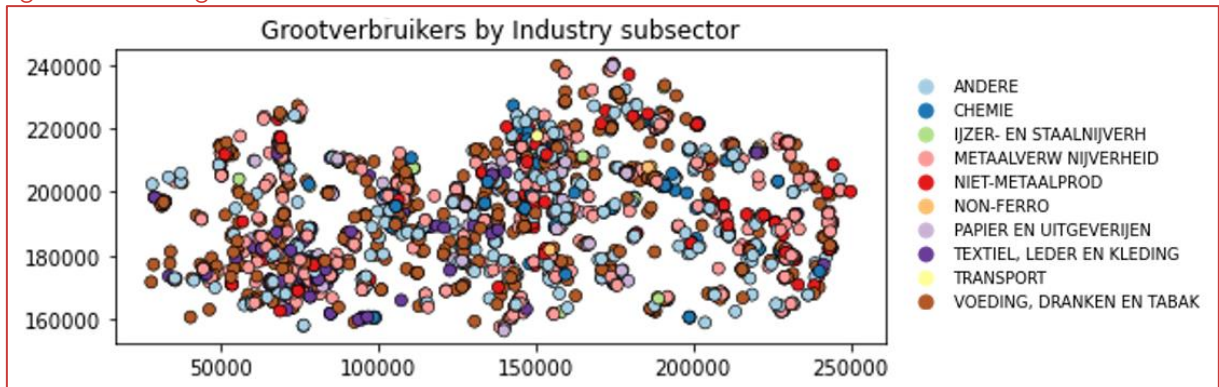
4.1 Warmtevraag van bedrijven in Vlaanderen

Warmtevraag van bedrijven in verschillende sectoren

Verschillende databronnen werden gecombineerd om een betere visualisatie te maken van de sectordata. Een eerste belangrijke databron is Warmtekaart Vlaanderen, die per range het aantal bedrijven per sector weergeeft die onder een bepaalde energievraag range vallen. Dit geeft een beter beeld hoe de warmtevraag in Vlaanderen eruitziet, waar deze zich bevindt, en hoeveel bedrijven hiermee bezig zijn.

Onderstaande figuur toont de verdeling van energie-intensieve bedrijven in Vlaanderen.

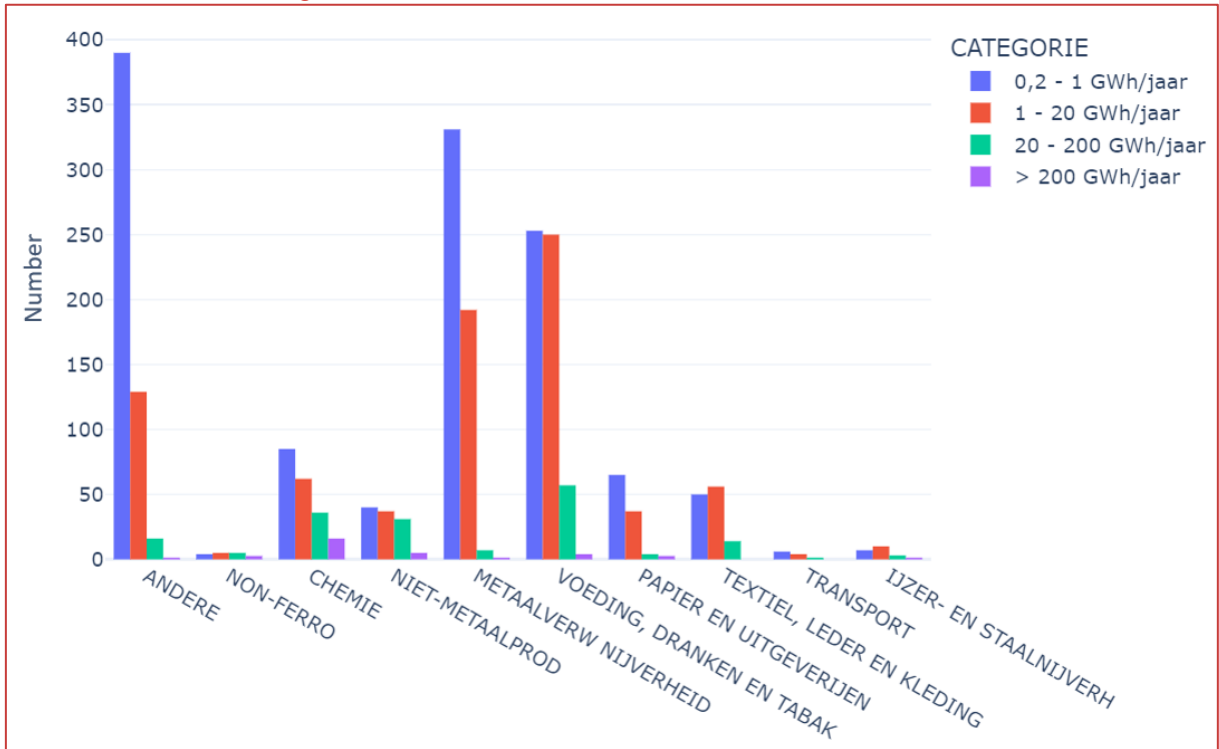
Figuur 3 Verdeling van verschillende sectoren over Vlaanderen



Bron: VITO, o.b.v. Warmtekaart Vlaanderen

De hoogte van de warmtevraag is per sector op hoofdlijnen bekend en weergegeven in Figuur 4. Hier is voor vier ranges van het jaarverbruik te zien hoeveel bedrijven er per sector zijn met deze warmtevraag. Te zien is dat een warmtevraag van 0,2 – 1 GWh/ jaar en 1 – 20 GWh/ jaar het vaakst voorkomen in de industrie.

Figuur 4 Aantal bedrijven in Vlaanderen per sector, waarbij een kleurencode aangeeft wat de range van de warmtevraag is



Bron: VITO, o.b.v. data GeoPunt

Totale warmtevraag per sector

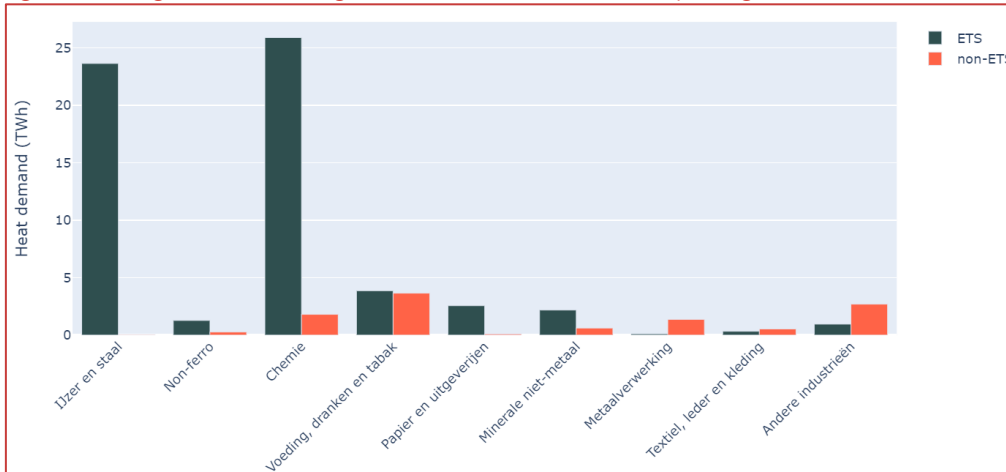
De totale nuttige warmtevraag van Vlaanderen (in 2019) werd berekend op basis van de publieke energiebalans data⁹. De finale energieconsumptie van het brandstofverbruik werd omgerekend naar finale energieconsumptie voor de warmtevraag met behulp van referentierendementen¹⁰. De nuttige warmte van zelfproducenten in de sector werd hierbij opgeteld. De totale Vlaamse nuttige warmtevraag was 222PJ, of 62TWh.

Onderstaand wordt de totale warmtevraag per sector weergegeven waarbij onderscheid gemaakt wordt tussen ETS en niet-ETS bijdrage. De niet-ETS warmtevraag (de focus van dit project) bedraagt 10.8TWh in totaal.

⁹ Bron: [Energiestatistieken - Energiesparen](#) – detail Energiebalansen tem 2020.xlsx

¹⁰ Zie <https://www.energiesparen.be/warmtekaart> voor de volledige berekening

Figuur 5 Nuttige warmtevraag industriële sectoren met uitsplitsing ETS en niet-ETS

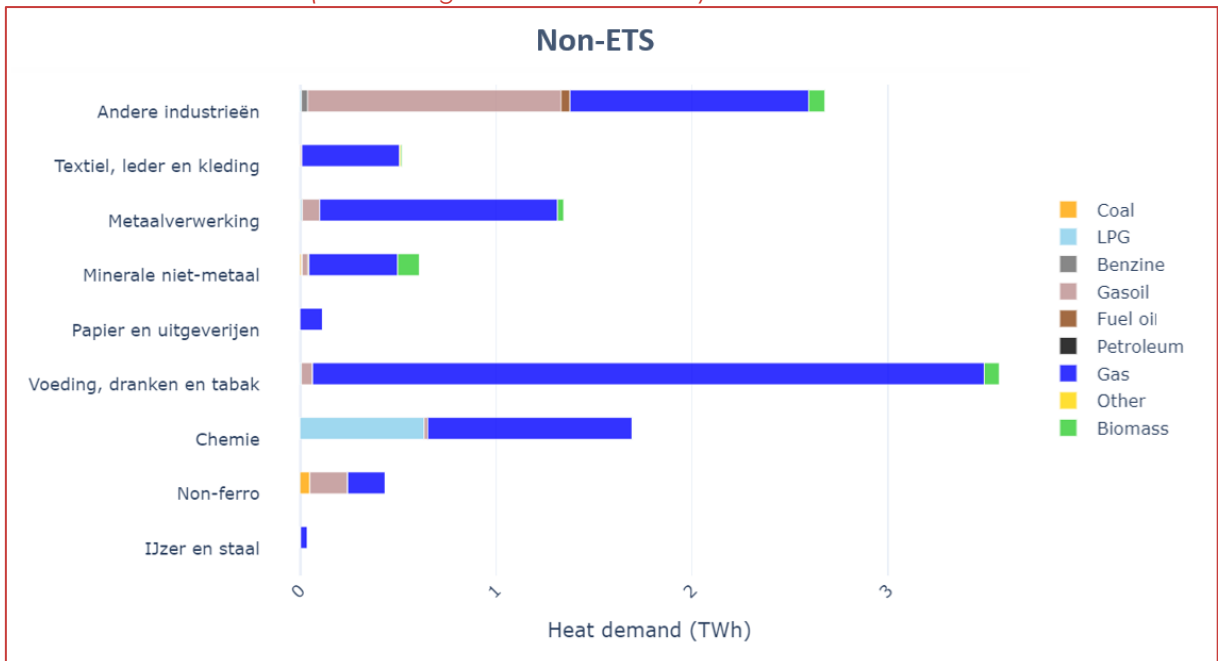


Bron: berekening VITO obv energiebalans Vlaanderen 2019 (publieke data Vlaanderen.be)

Uitsplitsing per brandstofverbruik brandstoffen

In de onderstaande figuur worden de brandstoffen in de niet-ETS sectoren getoond.

Figuur 6 Uitsplitsing van warmtevraag per energiedrager in de industriële sectoren, installaties die niet onder ETS vallen (bron: energiebalans Vlaanderen).



Bron: VITO o.b.v. data energiebalans Vlaanderen

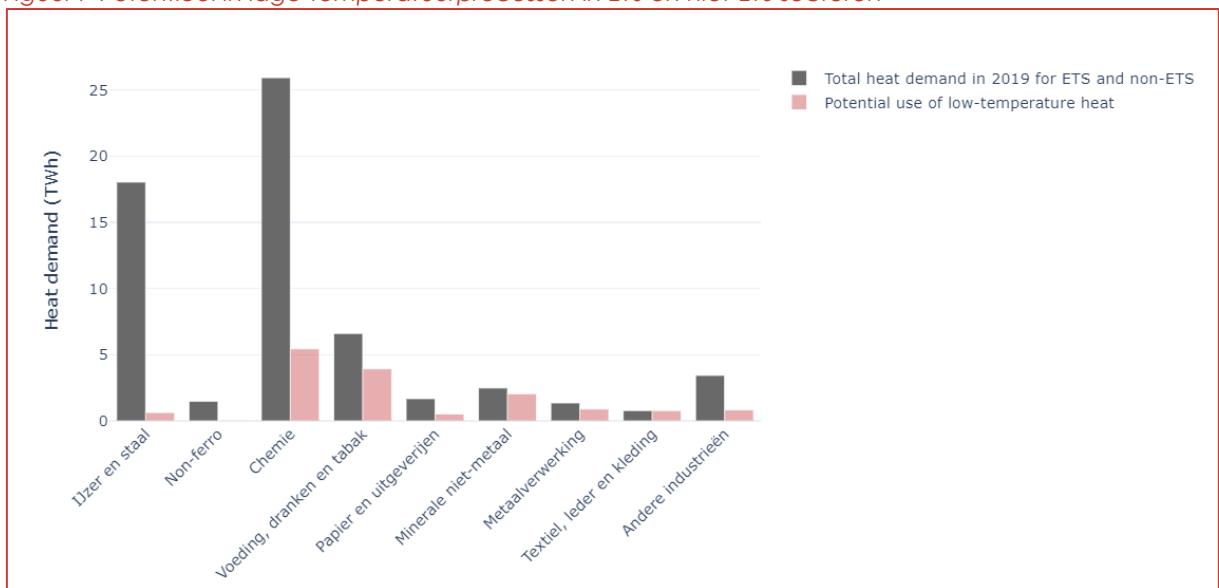
Uitsplitsing warmtevraag per temperatuurniveau

De temperatuur van de warmtevraag is een belangrijke factor bij vergroening: lage temperatuur warmtevraag is immers vaak makkelijker technisch haalbaar, bijvoorbeeld met een warmtepomp. Er is geen sluitende dataset met gemeten of gerapporteerde waarden van de Vlaamse industriële warmtevraag per temperatuurniveau.

De warmtevraag is daarom aan de hand van internationale literatuurbronnen opgesplitst naar temperatuurniveau¹¹. 'Lage temperatuur' is hierbij gedefinieerd als onder de 100 graden Celsius.

In de onderstaande figuur berekenen we het potentieel voor sanitair warm water en lage-temperatuur processen (voor ETS en niet-ETS gecombineerd). Het is duidelijk dat een aantal sectoren, zoals mineraal, textiel en voedingssector voornamelijk uit lage-temperatuurprocessen bestaan, die mogelijk te elektrificeren zijn met een efficiënte warmtepomp. IJzer en staal en non-ferro en de chemiesector zijn voorbeelden van sectoren die voornamelijk hoge-temperatuurwarmte vereisen.

Figuur 7 Potentieel in lage-temperatuurprocessen in ETS en niet-ETS sectoren



Bron: VITO berekening op basis van energiebalans Vlaanderen. De zwarte balk stelt de totale warmtevraag ETS en niet ETS voor, de rode balkjes het gedeelte op lage temperatuur. Het percentage lage temperatuurwarmte is gebaseerd op een internationale literatuurstudie¹².

De focus van deze studie ligt op de niet-ETS industrie. Er zijn geen gegevens over het temperatuurniveau van industriële processen op ETS én niet-ETS sectoren afzonderlijk. Om een beeld te krijgen van het potentieel voor lage temperatuurverwarming in de niet-ETS industrie moeten we een aanname maken. In het algemeen kan verwacht worden dat ETS sectoren vaker een warmtevraag op hogere temperatuur zullen hebben. Er zijn echter ook niet-ETS sectoren die (op kleinere schaal) hoge temperaturen vereisen zoals non-ferro en keramiek. Voor de schatting van de hoge temperatuur warmtevraag van de niet ETS-industrie werken we daarom met scenario's.

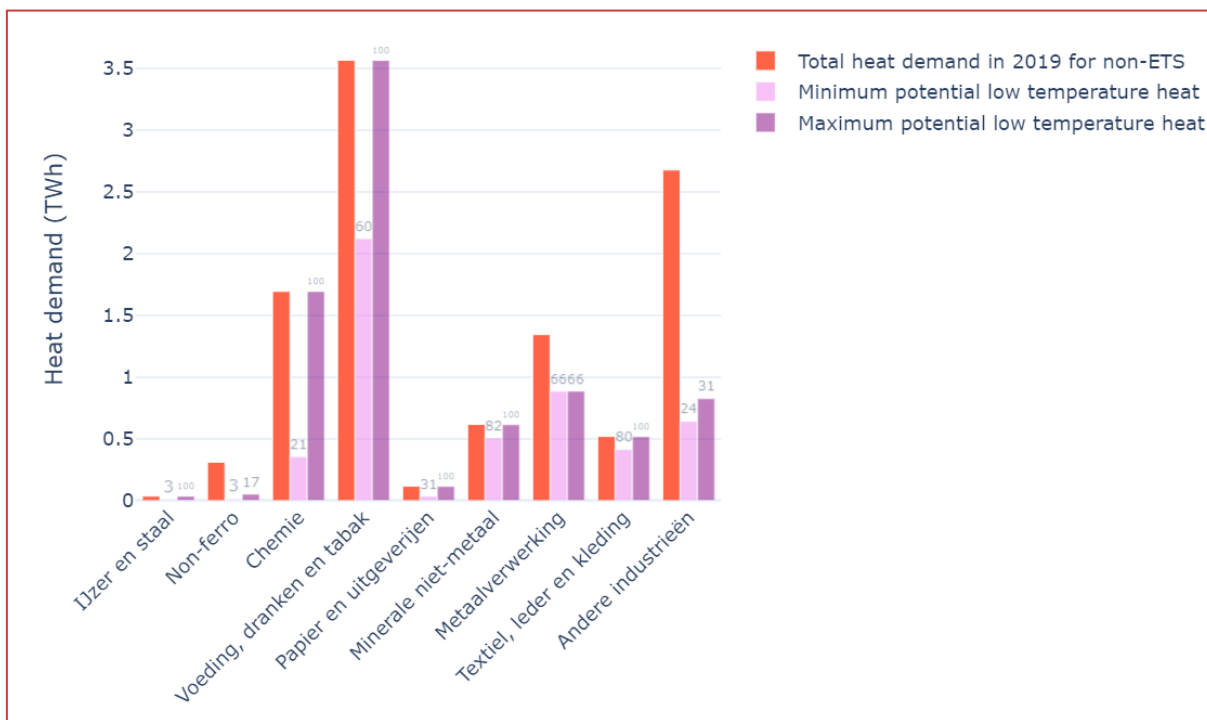
In het minimale scenario nemen we aan dat de temperatuurverdeling gelijk is tussen ETS en niet-ETS, wat hoogstwaarschijnlijk een onderschatting zal zijn van de lagetemperatuur-warmtevraag. In het maximale scenario gaan we er vanuit dat alle lagetemperatuurwarmte

¹¹ T. Naegler, S. Simon, M. Klein, H.C. Gils, *Quantification of the European industrial heat demand by branch and temperature level*, International journal of energy research 2015

¹² T. Naegler, S. Simon, M. Klein, H.C. Gils, *Quantification of the European industrial heat demand by branch and temperature level*, International journal of energy research 2015

in een sector zich bij het niet-ETS gedeelte bevindt. Dit geeft het resultaat in Figuur 8, waar de warmtevraag is gegeven in de niet-ETS sectoren.

Figuur 8 Potentieel voor het invullen van de lage-temperatuur warmtevraag in minimaal (lichtpaars) en maximaal (donkerpaars) scenario. Het minimale scenario veronderstelt dat de temperatuurverdeling ETS-niet-ETS gelijk is, het maximale scenario veronderstelt dat alle lagetemperatuurwarmte zich op niet-ETS niveau bevindt.



4.2 Potentieel van de verschillende technologieën voor het invullen van de warmtevraag

Potentieel van warmtepompen voor lage temperatuurverwarming

Aangezien er weinig algemeen geldende ruimtelijke beperkingen zijn voor warmtepompen, kan de gehele lagetemperatuur warmtevraag goed ingevuld worden met warmtepompen. Het potentieel hiervan houden we dan ook gelijk aan de hierboven berekende lagetemperatuur warmtevraag. De minimale verwachte lage-temperatuur warmtevraag, die met warmtepompen ingevuld kan worden, is voor de niet-ETS industrie 47%, in totaal ruim 5 TWh (ofwel ruim 18 PJ). Zoals ook duidelijk te zien is in de onderstaande tabel is zelfs in het minimale scenario het (technisch) potentieel daarmee ver boven de 10% reductie-doelstelling voor 2030. Om de potentiële CO₂-reductie te berekenen is de efficiëntie van de warmtepomp ook van belang. In de berekening hieronder gaan we, vrij conservatief, uit van een 'coëfficiënt of performance' van 3. De resultaten zijn gegeven in Tabel 10¹³.

¹³ Voor de voedingssector wordt een waarde uit de Naegler referentie naar beneden bijgesteld: op basis van feedback uit de sector is er wel degelijk warmte van +150°C aanwezig.

T. Naegler, S. Simon, M. Klein, H.C. Gils, *Quantification of the European industrial heat demand by branch and temperature level*, International journal of energy research 2015

Tabel 10 Nuttige warmtevraag die gedekt kan worden door een warmtepomp.

	Nuttige warmtevraag [PJ]	Potentieel aandeel gedekt door warmtepomp minimaal (%)	Potentieel aandeel gedekt door warmtepomp maximaal (%)	Potentieel nuttige warmte door warmtepomp minimaal [PJ]	Potentieel nuttige warmte door warmtepomp maximaal [PJ]	Emissiebesparing niet ETS sector door warmtepompen minimaal scenario [kton CO ₂ eq]	Emissiebesparing niet ETS sector door warmtepompen maximaal scenario [kton CO ₂ eq]
IJzer en staal	0.13	3	100	0.00	0.13	0	8
Non-ferro	0.95	3	17	0.06	0.16	2	10
Chemie	6.10	21	100	1.28	6.10	78	415
Voeding, dranken en tabak	12.84	60	100	7.71	12.84	470	780
Papier en uitgeverijen	0.42	31	100	0.13	0.42	8	25
Minerale niet-metaalproducten	2.19	82	100	1.80	2.19	110	115
Metaalverwerkende nijverheid	4.84	66	66	3.20	3.20	195	195
Textiel, leder en kleding	1.87	80	100	1.50	1.87	90	113
Andere industrieën	9.64	24	31	2.31	2.99	141	182
Totaal	38.98			17.99	29.90	1094	1843

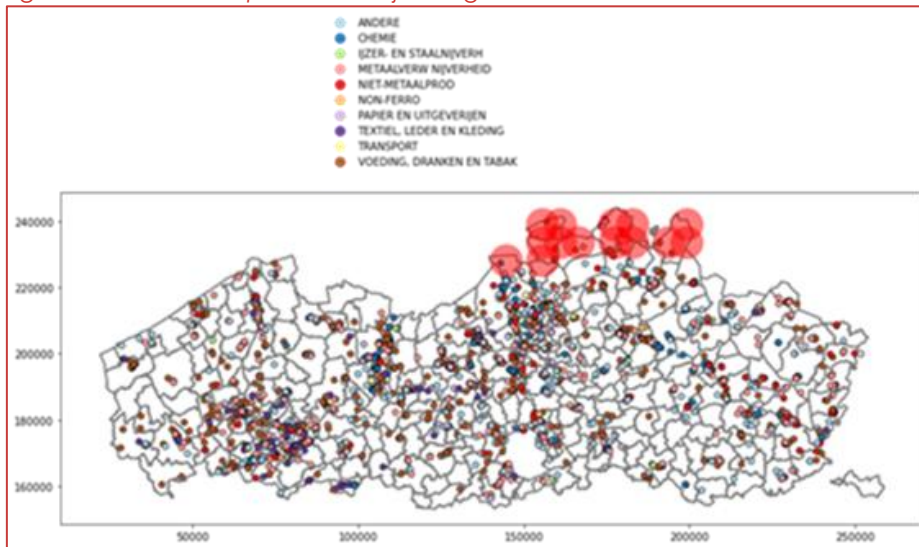
Het minimale scenario veronderstelt dat de temperatuur van niet-ETS warmte gelijk is aan die van ETS warmte, het maximale scenario veronderstelt dat de lage-temperatuur warmtevraag zich maximaal op niet-ETS niveau bevindt. In het maximale geval kan er dus een hoger aandeel van de niet-ETS warmtevraag met een warmtepomp ingevuld worden. Merk op, zowel in het minimale scenario als maximale scenario gaat het om het potentieel van de technologie, dus zelfs al is het technische potentieel 100% zuiver op basis van een temperatuurinschatting, dan kan het nog in bepaalde gevallen praktisch niet wenselijk zijn om een warmtepomp te installeren.

Potentieel van geothermie voor lage temperatuur warmtevraag

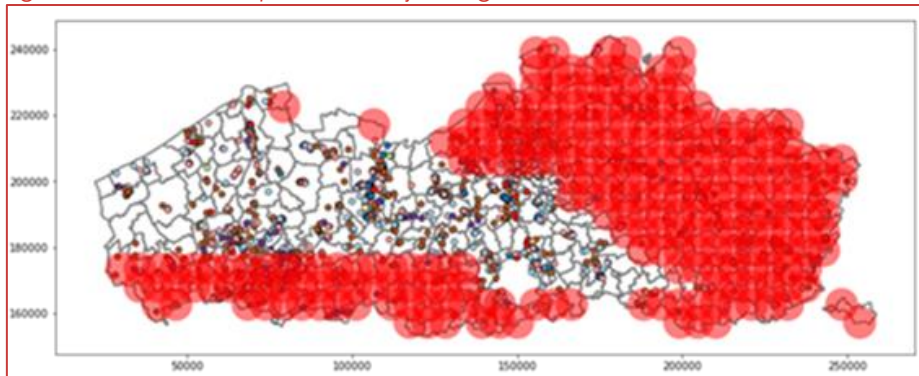
Een deel van de lage-temperatuur warmtevraag uit de bovenstaande tabel kan ook ingevuld worden door diepe geothermie. Hier gelden echter beperkingen wat betreft temperatuur van ondergrondse lagen, dit is niet overal in Vlaanderen even interessant. Voor de berekening van de diepe geothermie werden de data van het Europese GEOELEC project verkregen¹⁴, die de temperatuur van Europese ondergrondse lagen in kaart brachten. In onderstaande figuren werd in kaart gebracht waar de warmte in de aardlagen hoog genoeg zou zijn (~80graden aan de oppervlakte) voor levering aan een warmtenet. Twee kaarten worden getoond: een met boring tussen 1000 en 2000m, en een kaart met boring tussen 2000 en 3000m. Momenteel zijn er weinig bekende diepe geothermiesystemen in Vlaanderen.

¹⁴ <http://www.geoelec.eu/concep/library/>

Figuur 9 Geothermie potentieel bij boring van 1 - 2 km



Figuur 10 Geothermie potentieel bij boring van 2 – 3 km



De potentiële overlap tussen de bedrijven en deze kaarten kan samengevat worden in onderstaande tabel: 0,3% van de bedrijven is gelegen in een regio waar 1-2 km diepte voldoende hoge temperaturen oplevert, voor een boring tot 2-3 km loopt dit op naar 61%.

Tabel 11 Aantal bedrijven per subsector die in een regio liggen waar diepe geothermie mogelijk interessant is.

Subsector	Aantal bedrijven in gunstige regio met voldoende hoge temperatuur 1-2km	Aantal bedrijven in gunstige regio met voldoende hoge temperatuur 2-3km
Andere	6	329
Chemie	3	110
Ijzer – en staalnijverheid	1	16
Metaalverwerkende nijverheid	5	338
Niet-metaalproductie	2	80
Non-ferro	0	11
Papier en uitgeverijen	4	59
Textiel leder en kleding	0	81

Transport	0	3
Voeding dranken en tabak	12	311

Potentieel voor zonnethermie

Zonnethermie is een technologie die nog relatief weinig uitgerold is in Vlaanderen. In Antwerpen en Oostende zijn installaties operationeel¹⁵ en in het Thor park in Genk is een installatie in aanbouw. De meest gangbare techniek zijn vlakkeplaatcollectoren. De nood aan dimensionering van het systeem en eventuele back-up capaciteit moet geval per geval bekeken worden. In de SDE++ referentie wordt voor een installatie tussen 140 kWth en 1MWth een investeringskost geschat van 525 €/kWth. Voordelen van zonnethermie zijn onder andere dat geen kritische mineralen nodig zijn, en dat de temperatuurniveaus kunnen gehaald worden van 200°C en meer. Daartegenover staat dat een buffer nodig is, en dat in geval de dakoppervlakte beperkt is er competitie is met zonnepanelen die elektriciteit produceren. In de hernieuwbare energieatlas Vlaamse gemeenten is nog voor meer dan 50GW ruimte op daken in Vlaanderen voor zonnepanelen¹⁶. Aangezien zonnethermie meer energie capteert (~0.37MWh/m² jaarlijks) dan elektrische energie uit zonnepanelen, is ook het vermogen van zonneboilers zeer hoog. Echter is er in zekere mate wel competitie met elektrische fotovoltaïsche systemen.

Potentieel van restwarmte en warmtenetten

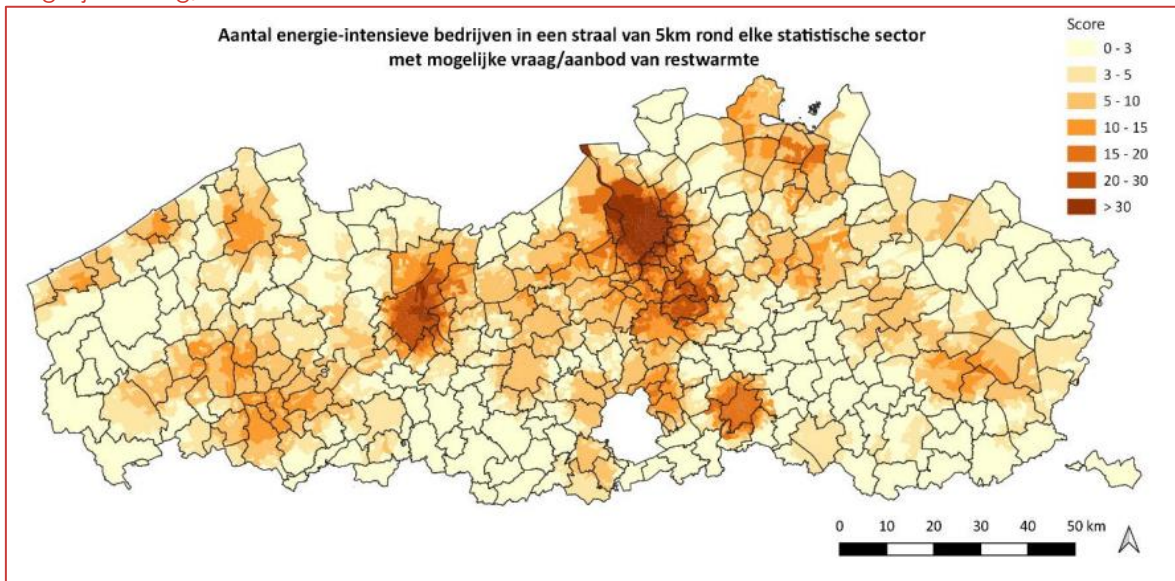
Bij restwarmtegebruik en warmtenetten zijn omgevingsfactoren zoals de route van het warmtenet, connectie met commercieel-residentiële wijken, mogelijke geografische hindernissen zoals drukke wegen en waterlopen, geplande openbare infrastructuurwerken die de aanlegkost van een warmtenet kunnen verminderen, etc. van groot belang. In deze studie beperken we ons tot het potentieel van bedrijven in de industrie. Hiervoor wordt de warmtekaart gehanteerd, die een kanskaart aangeeft voor het aantal energie-intensieve bedrijven in een straal van 5km rond een bepaald district. Dit is echter een eenvoudige afschatting van het potentieel. In de praktijk is het steeds nodig om een geval-per-geval kosten-baten analyse uit te voeren.

¹⁵ <https://solarmagazine.nl/nieuws-zonne-energie/i19737/antwerpen-heeft-eerste-zonnespiegelpark-van-de-benelux>

¹⁶

https://www.burgemeestersconvenant.be/sites/default/files/atoms/files/Eindrapport_Hernieuwbare_EnergieAtlas_Vlaamse_gemeenten.pdf

Figuur 11 Aantal energie-intensieve bedrijven in een straal van 5km rond een bepaald district met mogelijke vraag/ aanbod van restwarmte



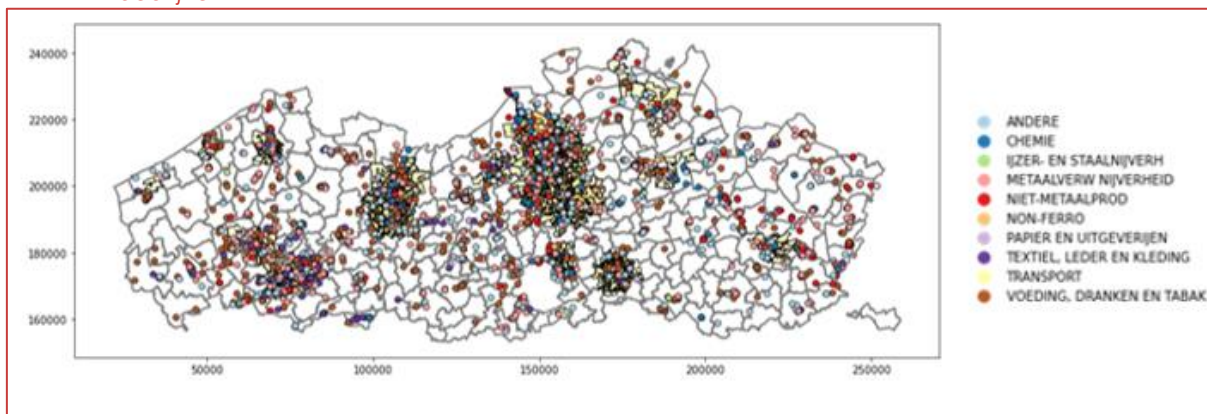
Bron: warmtekaart Vlaanderen. Aantal energie intensieve bedrijven in een straal van 5 kilometer rond een district (=statistische sector)¹⁷.

Deze verdere verwerking van de warmtekaart is een indicatie voor de beschikbaarheid van restwarmte. Waar veel bedrijven zijn met hoge warmtevraag, is ook mogelijk restwarmte beschikbaar. Over de effectieve hoeveelheid van restwarmte en de temperatuur ervan zijn geen gemeten of gerapporteerde data bekend, deze inschatting geeft dus slechts een benadering op hoog niveau.

Deze kanskaart werd vergeleken met de distributie van de industrie in Vlaanderen. Onderstaand geven we het aantal bedrijven weer die in een kansrijke regio zouden liggen voor de uitwisseling van restwarmte.

¹⁷ Warmtekaart Vlaanderen: https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Warmte-in-Vlaanderen-rapport-2020_0.pdf

Figuur 12 Bedrijven per sector die zich in een regio bevinden met veel andere energie-intensieve bedrijven



Hieruit ziet men dat de voedingsector meer verspreid ligt en typisch in minder energie-intensieve regio's, terwijl chemie en transport vaker geclusterd zijn rond regio's met andere energie-intensieve verbruikers. Dit is weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 12 Aantal bedrijven dat zich in een regio bevindt met veel energie-intensieve bedrijven (ETS en niet-ETS)

Subsector	Aantal bedrijven in gunstige regio (score>10 in warmtekaart, figuur 11)	Percentage bedrijven in gunstige regio (score>10 in warmtekaart, figuur 11) (%)
Andere	204	38
Chemie	100	50
IJzer – en staalnijverheid	6	29
Metaalverwerkende nijverheid	181	34
Niet-metaalproductie	39	35
Non-ferro	4	25
Papier en uitgeverijen	29	27
Textiel leder en kleding	29	24
Transport	9	82
Voeding dranken en tabak	144	25

Een analyse van het potentieel voor warmtenetten, waarin de warmtevraagdichtheid van de residentieel-tertiaire sector in kaart wordt gebracht, wordt verwacht in de komende maanden (VITO-EnergyVille in opdracht van VVSG).

Potentieel voor hoge temperatuurverwarming

Alhoewel een groot deel van de warmtevraag voor niet-ETS industrie op lage temperatuur (onder 100 °C) ligt, is er ook veel warmtevraag op hogere temperaturen die vergroend dient te worden. Voor sommige sectoren is het leeuwendeel van de warmtevraag op hoge temperaturen. Verschillende technologieën kunnen hiervoor ingezet worden. Deze zijn vaak lastiger te implementeren dan voor lage temperatuurwarmte.

Er zijn reeds commerciële warmtepompen tot 150 – 200°C waarbij studies aangeven dat er nog innovatie mogelijk is om de efficiëntie op hogere temperatuur op te drijven¹⁸. Technisch is dit dus al mogelijk, alleen financieel is het vaak nog niet aantrekkelijk.

Elektrificatie kan ook op hogere temperaturen een oplossing bieden, al is het rendement dan lager dan bij een warmtepomp. Dergelijke elektrificatie-technologieën, zoals verschillende soorten ovens, plasma en verschillende droogtechnieken (inductie, microgolf) zijn erg case-specifiek. Het is daarom lastig om een goede inschatting van de potentie te maken en ook de kostprijs en economische haalbaarheid moet per case bekeken worden.

De hoge temperatuur warmtevraag kan ook met biogas of waterstof ingevuld worden voor een volledige CO₂-neutraliteit. Hier zijn wel enkele belangrijke kanttekeningen bij te maken.

Kijkend naar de doelstellingen voor 2030, verwachten VITO experts dat waterstof geen belangrijke rol zal spelen in de verduurzaming. Een belangrijke reden hiervoor is dat verwacht wordt dat de kosten voor waterstof tot 2030 nog te hoog liggen om interessant te zijn voor bedrijven. Het IEA berekende dat elektrolyse 2000-4000 draaiuren met goedkope elektriciteit nodig heeft om rendabel te zijn¹⁹. In de laatste EnergyVille studie die systeemscenario's onderzocht²⁰ werd berekend dat, zelfs indien 219 GW extra koolstofarme energiebronnen geïnstalleerd worden in de buurlanden tegen 2030 (zie de ambities in de verschillende klimaatplannen²¹) er nog minder dan 1000 uren per jaar zullen zijn met een marginale productiekost < 20€/MWh. Volgens de recente Agora studie²² zou import van groene waterstof in 2030 nog steeds een kost van 132EUR/MWh bedragen (onderste verbrandingswaarde). Dit is in lijn met de Europese modellering en PRIMES scenario's die de import van groene waterstof bekijken²³. De Belgische waterstof importcoalitie berekende een waterstof importkost tussen 90€/MWh en 122€/MWh in 2030-2035, afhankelijk van het land van herkomst²⁴. De inzet van blauwe waterstof zou goedkoper zijn: In een vergelijkende studie van de Florence School of Regulation²⁵ wordt ingeschat dat de kost hiervan 49.5€/MWh kan bedragen in 2030. Echter, gezien het volume aan zowel aardgas als CO₂ opslagcapaciteit beperkt is en in competitie gaat met andere activiteiten, zal ook het volume aan beschikbare blauwe waterstof beperkt zijn.

Daarnaast zullen er hoge transportkosten zijn, aangezien de niet-ETS warmtevraag in Vlaanderen erg verspreid zit en de laatste kilometers transport dus kostbaar zullen zijn. En ten slotte wordt verwacht dat de beschikbare waterstof, voor hoogwaardigere toepassingen gebruikt zal worden dan het invullen van de warmtevraag. Dat het niet zinvol is om waterstof bij te mengen in gasnetten concludeerden reeds verschillende studies zoals de Florence School of Regulation ²⁶recent Fraunhofer.²⁷ Aangezien waterstof een hogere systeemwaarde

¹⁸ Silvia Madeddu et al 2020 Environ. Res. Lett.15 124004

¹⁹ Source: IEA global hydrogen review 2021, and The future of hydrogen, IEA 2019

²⁰ Source: <https://www.energyville.be/pers/energyville-lanceert-aanvullende-systeemscenario's-voor-elektriciteitsvoorziening-belgie-2030>

²¹ Bron: ENTSO-E TYNDP national trends scenario

²² https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_H2_Insights/A-EW_245_H2_Insights_WEB_V2.pdf

²³ https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en

²⁴ https://www.waterstofnet.eu/_asset/_public/H2Importcoalitie/Waterstofimportcoalitie.pdf

²⁵ A. Piebalgs, C. Jones, P.C. Dos Reis, G. Soroush, J.M. Glachant

²⁶ Florence School of Regulation, P. Del Reis et al., A cost effective decarbonization study, 2020

²⁷ Fraunhofer, 2022, The Limitations of Hydrogen Blending in the European Gas Grid

heeft als grondstof in de industrie dan verbranding voor zuiver energetische doeleinden²⁸, wordt verwacht dat groene waterstof op korte en middellange termijn op systeemniveau niet de meest kostenefficiënte wijze zal zijn om de warmtevraag in te vullen.

Biogas of biomethaan kan resterend aardgas vervangen wat moeilijk elektrificeerbaar is. Een studie naar het potentieel van verschillende biomassastromen in Vlaanderen werd uitgevoerd door VITO in 2018 [3]. Dit toont aan dat het potentieel voor biomethaan beperkt is tot ongeveer 2TWh. Het dient echter genoteerd te worden dat de niet-ETS warmtevraag niet de enige toepassing van biogas is en dat ook niet alle biomethaan binnen Vlaanderen moet worden geproduceerd. Het kan ook gebruikt worden om elektriciteit te produceren. Eveneens zal de systeemwaarde van biomassa/biogas sterk toenemen als ook koolstofafvangen opslag (CCS) of hergebruik (CCU) mogelijk is. Zo kunnen negatieve emissies gecreëerd worden door netto CO₂ uit de atmosfeer te verwijderen, wat alsmat interessanter wordt bij een stijgende CO₂ prijs. In Zweden is dit bijvoorbeeld al sterk aanwezig in de nationale plannen, waar men 2Mton biogene CO₂ wil afvangen en opslaan in 2030²⁹. Koolstof afvang en opslag zal waarschijnlijk niet op kleine schaal mogelijk zijn in de sterk verspreide niet-ETS sector. De lokale on-sitebeschikbaarheid van biomassa of biogas kan een sterke rol spelen doordat transportkosten kunnen worden uitgespaard.

²⁸ Vandaag de dag wordt zgn. 'grijze' waterstof geproduceerd op basis van methaan. Waterstof, zeker is dus een hoogwaardiger product als grondstof dan als verbranding tegelijk met methaan

²⁹ See for instance <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fclim.2021.685227/full>

5 Internationale vergelijking

Beleidsinstrumenten voor de vergroening van de industrie

In dit hoofdstuk vergelijken we de klimaatambities en beleidsinstrumenten die Vlaanderen inzet voor de vergroening van de industrie met de aanpak in Nederland, Duitsland en Zweden. In bijlage B staan informatiesheets over de klimaatambities en beleidsinstrumenten in Nederland, Duitsland en Zweden, waar meer achtergrondinformatie te vinden is.

Alle vergelijkingslanden hebben net zoals Vlaanderen CO₂-reductie doelen voor de (niet-ETS) industrie. Alle landen zetten in op elektrificatie (o.a. warmtepompen), waterstof, biomassa en restwarmtegebruik. De mate waarin op de technologieën wordt ingezet is afhankelijk van de situatie (in Zweden wordt bijvoorbeeld veel ingezet op biomassa, omdat er veel biomassa aanwezig is). Vaak gaan visies en beleidsinstrumenten voor technologieën voor de verduurzaming van de warmtevraag van de industrie samen met andere manieren om CO₂-reductie in de industrie te realiseren. Zo wordt CCS ook vaak genoemd (in Nederland wordt hier veel op ingezet, in Zweden is hier recent ook meer aandacht voor gekomen en in Duitsland kunnen pilots worden gedaan) en is er in alle landen veel aandacht voor energie-efficiëntie.

De aanpak voor vergroening van de industrie verschilt per land, maar bestaat grofweg vaak uit een combinatie van heffingen en stimuleringsregelingen/ subsidies. Ook wordt er in meer of mindere mate informatie en begeleiding gegeven aan bedrijven. Hieronder gaan we verder in op de verschillende instrumenten.

5.1 Heffingen

Nationale CO₂-heffing

Nederland, Duitsland en Zweden hebben, in tegenstelling tot Vlaanderen, alle drie een nationale CO₂-heffing ingevoerd. Hiermee willen ze technologieneutraal en kostenefficiënt de CO₂-reductie borgen. De heffing verschilt echter per land.

In Zweden en Duitsland zijn nationale CO₂-heffingen ingevoerd voor de niet-ETS industrie. In Duitsland is de heffing per 2021 ingevoerd en is deze gericht op de transport- en warmtesector. De CO₂-heffing bestaat naast het EU-ETS. In situaties waar het overlapt, wordt met aanvullende regelingen voorkomen dat bedrijven twee keer moeten betalen. Zweden heeft sinds 1991 een CO₂-heffing, voor huishoudens en niet-ETS sectoren.

Er zitten nog grote verschillen in de CO₂-prijzen die de landen aanhouden. Waar Duitsland begint met een heffing van 25 euro per ton CO₂ (2021), die vervolgens stijgt tot €55 in 2025, is de heffing in Zweden in 2021 114 euro/ ton CO₂.

In Nederland is in 2021 een CO₂-heffing ingevoerd voor bedrijven die onder de ETS vallen (en daarnaast ook voor afvalverbrandingsinstallaties en bedrijven die veel lachgas uitstoten). Deze heffing komt dus bovenop de ETS.

De heffing in 2021 is €30,48 per ton CO₂. Deze zal verder oplopen tot €127 per ton in 2030, met een jaarlijkse stijging van €10,73. Echter, gezien deze heffing zich richt op ETS bedrijven, houdt deze heffing rekening met de ETS prijs, waardoor het werkelijke tarief in 2021 slechts 3,75 euro is, en voor 2022 0 euro is.³⁰

Heffingen op elektriciteits- en gasprijzen

³⁰ <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/co2-heffing-algemeen>

Naast de CO₂-prijzen zijn er ook heffingen op de elektriciteits- en of gasprijzen. Zo is er in Duitsland de EEG-heffing voor stroomgebruik (grootweg €0,06/ kWh). In Nederland is de Opslag Duurzame Energie- en klimaattransitie (ODE) ingericht, waarbij een heffing per kWh stroom of Nm³ gas wordt opgelegd. De hoogte van de ODE is afhankelijk van het jaargebruik en is in 2021 ongeveer €0,02 per m³ aardgas en €0,03 per kWh. Deze heffingen worden gebruikt om subsidies voor duurzame energie te financieren.

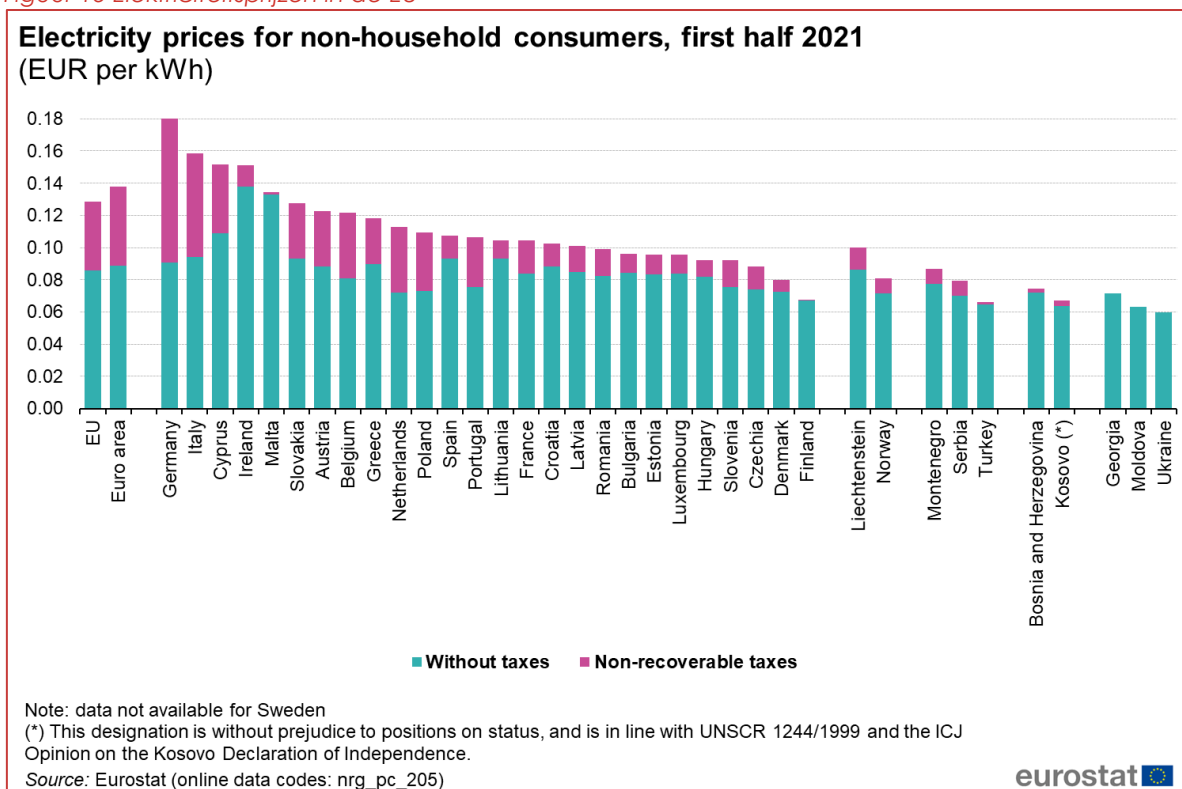
Verschillen in energieprijzen per land

Zoals in de business cases al te zien was, spelen naast het groot verschil in investering de energieprijzen een belangrijke rol in de financiële aantrekkelijkheid van vergroening. Een relatief hoge aardgasprijs maakt het gebruik van CV-ketels en WKK's op aardgas relatief duur. En een relatief lage elektriciteitsprijs maakt elektrificatie-technologieën aantrekkelijk.

De elektriciteits- en aardgasprijzen verschillen per gebruiker en over de tijd, maar onderstaande grafieken geven wel weer dat er ook tussen EU-landen grote verschillen kunnen zijn in energieprijzen. Het roze (bovenste) deel van de staafdiagram laat telkens zien wat het aandeel van (niet terug te vorderen) belastingen is.

Mede dankzij het verschil in belastingen tussen landen zijn er grote verschillen in de energieprijzen tussen landen. De elektriciteitsprijs in België voor niet-huishoudens is ongeveer gelijk aan het EU gemiddelde³¹. De prijzen in Duitsland zijn een stuk hoger, en in Nederland is elektriciteit (voor niet huishoudens) gemiddeld iets goedkoper. Voor Zweden is dit niet bekend.

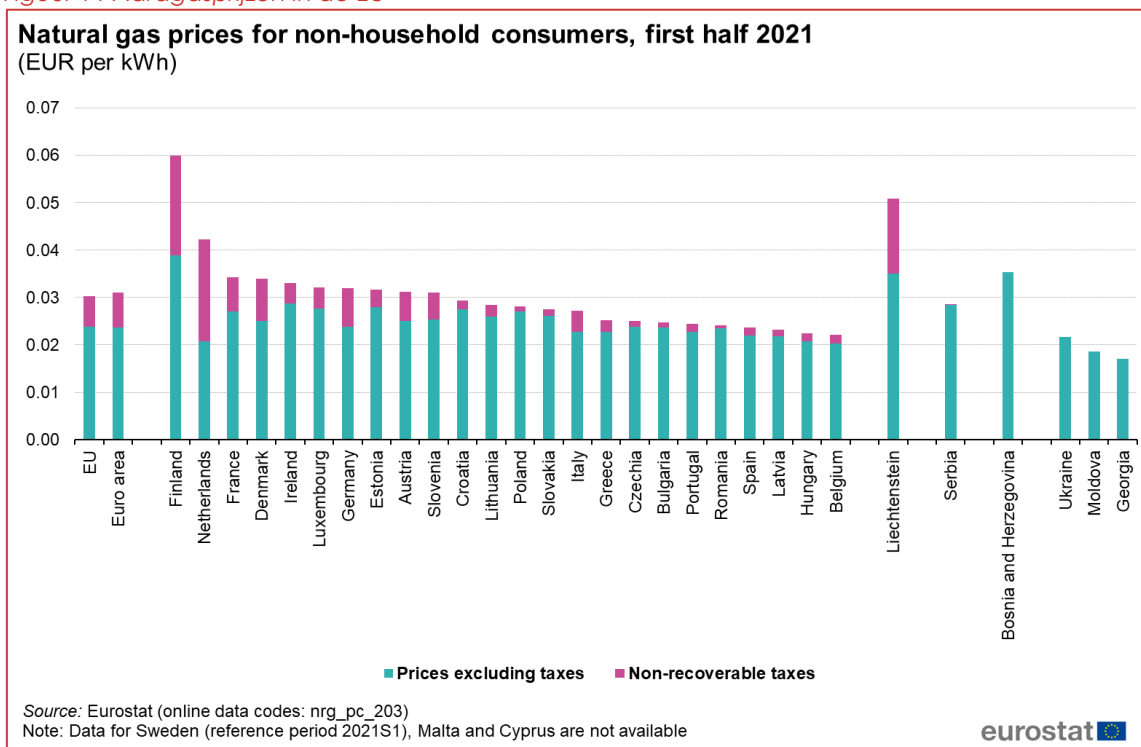
Figuur 13 Elektriciteitsprijzen in de EU



³¹ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Electricity_prices_for_non-household_consumers_first_half_2021_v5.png

De gemiddelde aardgasprijs daarentegen is in België relatief laag vergeleken met andere EU-landen³². In Nederland is de aardgasprijs juist relatief hoog, wat een gevolg is van het klimaatakkoord uit 2019, met als doel om energie-efficiëntie en elektrificatie te stimuleren³³. De Nederlandse aardgasprijs voor niet-huishoudens is gemiddeld bijna twee keer zo hoog als die van België. De gasprijs in Duitsland is net boven het Europees gemiddelde en bijna 1,5 keer hoger dan in België. Er werd niet bekeken of dit ook een impact heeft op de elektrificatiegraad.

Figuur 14 Aardgasprijzen in de EU



5.2 Subsidies

Subsidie op de investering

Alle landen hebben subsidieprogramma's waarin bedrijven subsidie kunnen krijgen voor de inzet van technologieën die de CO₂-uitstoot verminderen. De opzet van deze programma's verschilt per land. In Vlaanderen kunnen bedrijven via jaarlijkse calls subsidie krijgen op de investeringskosten (CAPEX) voor biomassa, grootschalige zonneboilers, warmtepompen, restwarmte, etc. Het steunpercentage is 30 – 65% van de extra investeringskosten van de installatie ten opzichte van de investeringskosten van een referentie-installatie (tot een maximum van M€1 per investeringsproject voor installaties en M€2 per investeringsproject voor warmtenetten) (zie ook hoofdstuk 5.2). In Duitsland wordt 45 – 55% van de investeringskosten voor proceswarmte uit koolstofarme energiebronnen gesubsidieerd. Ook in Zweden kan via industriële investeringsbeurzen subsidie gekregen worden op maatregelen die de uitstoot van

³² https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Natural_gas_prices_for_non-household_consumers_first_half_2021_v1.png

³³ <https://nos.nl/artikel/2290621-klimaatakkoord-gas-wordt-duurder-energierekening-omlaag>

broeikasgassen in de industrie helpen verminderen. In Nederland kunnen bedrijven met de Energie Investerings Aftrek de 45,5% van de investeringskosten in CO₂-reductie en energiezuinige technologieën aftrekken van de fiscale winst, wat gemiddeld een voordeel van 11% oplevert. In België is ook verhoogde investeringsaftrek mogelijk voor energiebesparende investeringen door bedrijven. Dit bedraagt 13,5%.³⁴

Subsidie per kWh

De grootste subsidie in Nederland, de SDE++ (Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie) is anders opgezet: hier wordt subsidie gegeven per kWh. De subsidie vergoedt het verschil tussen de kostprijs van koolstofarme energie en de marktwaarde van de geleverde energie. Afhankelijk van de technologie is hiervoor de maximale subsidie per kWh bepaald. Veel verschillende technologie komen in aanmerking voor subsidie in dit subsidieprogramma, waaronder windenergie, zonne-energie, zonnethermie, industriële warmtepompen, elektrische boilers, biomassa, diepe geothermie, waterstof door elektrolyse, restwarmtebenutting en sinds 2020 ook CCS.

Subsidies per land

Tabel 13 geeft een overzicht van grote subsidieprogramma's voor de verduurzaming van de warmtevraag van de industrie in verschillende landen. Per land is gekeken naar het belangrijkste subsidieprogramma hiervoor. Doordat de scope van de subsidies erg verschilt is een directe vergelijking van de subsidies niet mogelijk. Het Nederlandse budget voor de SDE++ subsidie is bijvoorbeeld erg hoog, maar dat komt omdat hier ook zonne-energie, windenergie en CCS onder vallen, waar een heel groot deel van de subsidiepot naartoe gaat. Een andere nuancering is dat wanneer in de tabel genoemd wordt dat naar CO₂-reductie gekeken wordt, dit over de reductie van broeikasgasemissies in het algemeen gaat.

Tabel 13 Grote subsidieprogramma's per land

Instrument	Hoogte van de subsidie	Scope	Proces	Toekenning
Vlaanderen: Investeringssteun groene warmte, restwarmte en biomethaan	€1 miljoen voor groene warmte installaties en biomethaan €2 miljoen voor diepe geothermie en warmtenetten Totaal/ jaar: M€38 mln beschikbaar via calls. Daarnaast ook ecologiepremie+ en strategische ecologiesteun (STRES)	Investeringen in 'nuttige' groene warmte-installaties uit biomassa, zonneboilers en diepe geothermie. Verder ook de benutting van restwarmte en warmtenetten. Als laatste ook de productie (en injectie) van biomethaan.	1 of 2 rondes per jaar. Soms gericht op specifieke subgroepen binnen het instrument (laatste ronde bijv. geen budget voor biomethaan)	Rangschikking o.b.v. kostenefficiëntie en CO ₂ -efficiëntie
Nederland SDE++	Afhankelijk van productie – subsidie van onrendabele top. Max €300/ ton CO ₂ Totaal/ jaar: M€10 mld (veelal voor zonne- en windenergie)	Implementatie van alle technologieën die CO ₂ -reductie realiseren. O.a. zonne- energie, windenergie, CCS. Ook PVT-collectoren, industriële warmtepomp,	1 of 2 rondes per jaar	Projecten met een lagere subsidie- intensiteit (€/ ton CO ₂) krijgen voorrang. In 2020 ging 10% naar CO ₂ -arme warmte.

³⁴ <https://www.vlaanderen.be/verhoogde-investeringsaftrek-voor-energiebesparende-investeringen-door-bedrijven>

		elektrische boiler, restwarmtebenutting		
Duitsland: investeringsprogramma energie-efficiëntie en proceswarmte uit hernieuwbare energiebronnen	€25 miljoen per project/ aanvrager 55% voor KMO, 45% voor GO	Implementatie van hernieuwbare energie voor de levering van proceswarmte. Technologieën voor efficiëntiewinsten. En technologieën voor beter energie-management. N.B. dit investeringsprogramma bundelt vijf eerder bestaande financieringsprogramma's.		
Zweden: industriële investeringsbeurzen	Geen max, scheelt per project. Totaal/ jaar: M€30	Onderzoek, pilot- en demonstratieprojecten. Maatregelen voor CO ₂ reductie industrie.	2 rondes per jaar voor onderzoeksprojecten. Voor pilots en investeringsprojecten doorlopend aanvragen mogelijk.	Potentieel voor CO ₂ -reductie. Potentieel voor versterken lange termijn concurrentie vermogen industrie

5.3 Afspraken met de industrie

Energie Beleids Overeenkomsten

Ook zijn er soms afspraken met de industrie. In Vlaanderen heb je de EBO (Energie Beleids Overeenkomsten), waar met de industrie per sector afspraken zijn gemaakt over het implementeren van economische rendabele maatregelen. Bedrijven die tot een doelgroep behoren waar een EBO definitief is goedgekeurd, maar deze niet hebben ondertekend of niet naleven, komen niet in aanmerking voor de hierboven genoemde subsidie.

Afspraken over de doelen per industrie

In Nederland waren er voorheen ook afspraken met de industrie, vastgelegd in energieconvenanten. Bij de vormgeving van het klimaatakkoord is hierover ook weer met de industrie overlegd, maar is men niet tot een overeenkomst gekomen. Er wordt opnieuw gekeken om afspraken met de industrie te maken.

In Zweden zijn er geen bindende doelstellingen per sector, omdat zij de nationale CO₂-heffing al gebruiken om CO₂-reductie te borgen.

Beoordeling voortgang per sector

In Duitsland wordt de voortgang van sectoren jaarlijks beoordeeld door een onafhankelijk panel (onder de Federal Climate Protection Act). Als een sector afwijkt van zijn reductietraject, zal het federale ministerie dat voor die sector verantwoordelijk is binnen 3 maanden een noodprogramma voorstellen.

5.4 Begeleiding voor bedrijven

Begeleiding per industriecluster

Ook bieden veel landen een zekere vorm van begeleiding aan bedrijven. In Nederland gebeurt dit door een clusteraanpak met de vijf industriële clusters, waar veel emissies plaatsvinden, en een zesde cluster gericht op de overige bedrijven. Per cluster is een overlegstructuur waarbinnen afstemming plaatsvindt over keuzes met betrekking tot CO₂-reductie, grondstoffengebruik en energie-efficiëntie. De Nederlandse overheid ondersteunt dit proces.

Energie audit

In Duitsland kunnen bedrijven een energieaudit laten doen, die wordt gefinancierd door het federale ministerie van Economische Zaken en Energie. Energie-audits geven bedrijven concrete suggesties voor commercieel interessante maatregelen om de energie-efficiëntie te verhogen. Kmo's kunnen subsidie krijgen van 80% van de energieauditkosten, met een maximumbedrag van €6.000. Voor kleinere bedrijven die minder dan € 10.000 aan hun energierekening besteden, is het maximumbedrag € 1.200.

Netwerken en kennisdeling

In Zweden vindt samenwerking plaats via het Fossielvrij Zweden initiatief, dat is gestart op initiatief van de Zweedse regering in 2015. Verder is het Zweeds energieagentschap betrokken bij verschillende netwerken om zodoende te faciliteren in kennis- en informatiedeling tussen verschillende actoren, zoals de industrie zelf, de academische wereld en de beleidsinstanties. Ook zijn er energie-efficiëntie netwerken opgezet voor KMO's, waar ze hulp en ondersteuning krijgen om het energieverbruik in hun bedrijf te verminderen.

In Nederland is er een platform verduurzaming industrie opgezet, waar bedrijven informatie kunnen vinden en van waaruit kennis gedeeld wordt door het organiseren van activiteiten (bijvoorbeeld inspiratietours en webinars over verschillende technologieën).

6 Noden van en barrières voor bedrijven

In dit hoofdstuk presenteren we de belangrijkste barrières en noden uit het perspectief van de bedrijven. Per federatie hebben we hiervoor een groep bedrijven in een korte workshop bevestigd over de ervaren of verwachte barrières bij vergroening van hun warmtevraag en hun noden bij het tackelen van deze barrières. We hebben de bedrijven eerst een open vraag gesteld over de grootste barrières die ze voelen. Daarna hebben we een vraag gesteld om een aantal door ons gedefinieerde categorieën barrières te rangschikken van grootste barrière tot minste barrière. In 6.1 presenteren we de resultaten van deze twee vragen. Hierbij categoriseren we de antwoorden op de open vraag volgens de door onze gedefinieerde categorieën, aangezien de open antwoorden daar goed op aansluiten. Na deze vragen over barrières, hebben we vragen gesteld om te kijken of de gebruikte en geschikte groene technologieën verschillen per federatie, en of er voor verschillende technologieën verschillende barrières worden gevoeld. De antwoorden op deze vragen presenteren we in 6.2 en 6.3. Tot slot hebben we een open vraag gesteld over de noden die de bedrijven voelen ten aanzien van het realiseren van meer vergroening in hun respectievelijke industrieën, deze presenteren we in 6.4.

6.1 Meest genoemde barrières

De meest genoemde barrières zijn financiële barrières, zie Tabel 14. Daarnaast noemen bedrijven vaak infrastructuur en techniek, en barrières gerelateerd aan wetgeving en beleid. Kennis en informatie wordt in mindere mate genoemd. Mankracht en begeleiding/verbindende partners worden nauwelijks genoemd. Er dient benadrukt te worden dat in de werkgroepen vaak de grotere bedrijven aanwezig zijn, wat mogelijk een vertekend beeld kan geven.

Tabel 14 Heatmap van meest genoemde barrières. Donkerrood is meest genoemd, lichtrood is minst genoemd.

Begeleiding, verbindende partner	Financieel	Infrastructuur	Kennis en informatie	Mankracht	Technisch	Wettelijk & beleid

Bron: Technopolis Group, 2021

Financieel

De financiële barrières gevoeld door bedrijven zijn in te delen in kostprijs (CAPEX) barrières en operationele kosten (OPEX) barrières. Wat betreft de kostprijs noemen bedrijven dat de investeringskosten van de groene installaties vaak hoger liggen dan bij conventionele installaties. Daarnaast komen er vaak extra integratiekosten kijken bij het implementeren van groene installaties. Dit is vooral het geval wanneer een oude (fossiele) installatie vervangen moet worden: de infrastructuur om de installatie heen moet ook vaak aangepast of vervangen worden, wat extra kosten met zich meebrengt. Bijvoorbeeld als men binnen een bedrijventerrein wil overstappen van een warmtenet op stoom naar een warmtenet op restwarmte, komen bij die vervanging veel kosten kijken. Een andere bron van onzekerheid voor de CAPEX is dat bedrijven niet weten welke infrastructuur als eerste gaat verschijnen in de buurt van hun bedrijf, en hoe goed die zou passen bij hun bedrijf. Dit geldt bijv. voor infrastructuur voor waterstof, of een uitbreiding van het elektriciteitsnet. Deze onzekerheid leidt

tot een afwachtende houding vanuit bedrijven, waarbij ze wachten tot er meer zekerheid is over de geplande infrastructuur. Een uitdaging die een aantal bedrijven bovendien noemen is dat wanneer bedrijven een site huren dit het investeren in de fysieke infrastructuur nog minder aantrekkelijk maakt. Het bedrijf weet dan niet of de investering eruit kan worden gehaald in de lopende huurperiode.

Wat betreft OPEX-barrières noemen bedrijven voornamelijk onzekerheid over toekomstige energieprijzen als barrière, en dan met name de verhouding tussen de elektriciteitsprijs en de gasprijs. Hierdoor kan men lastig inschatten of een investering in CAPEX nu inderdaad lagere OPEX met zich mee gaat brengen, over een aantal jaar (en hoe groot het verschil is).

Infrastructuur

Voor een aantal technologieën is de benodigde infrastructuur nog niet beschikbaar. Vooral waterstof noemen bedrijven als een potentieel interessante technologie, maar de infrastructuur voor de levering van waterstof ontbreekt. Als er in de toekomst wel waterstofinfrastructuur komt, is het ook niet zeker of er wel genoeg waterstof is om te leveren via die infrastructuur. Sommige bedrijven verwachten dat er bij hen geen waterstof infrastructuur zal komen, omdat ze niet in een cluster gevestigd zijn (d.w.z. dat zij op hun locatie de enige potentiële gebruiker van waterstof zijn).

Daarnaast noemen bedrijven uitdagingen omtrent de elektriciteitsinfrastructuur. Het elektriciteitsnet is nu al overvraagd, waardoor bedrijven niet zeker weten of aansluiten op het net met een hogere elektriciteitsvraag (waar soms een grotere elektriciteitsaansluiting voor nodig is) mogelijk is. Daarnaast vrezen sommige bedrijven dat de elektriciteitsaanvoer vanwege de overvraging niet altijd stabiel zal zijn. Dit brengt productie-interrupties met zich mee, en bedrijven zijn bang dat die nog veelvuldiger zullen zijn in de toekomst wanneer het net nog meer overvraagd wordt. Tot slot brengt een (grotere) aansluiting aan het elektriciteitsnet behoorlijke kosten met zich mee.

Technologie

Bedrijven zien veel pistes voor vergroening van hun warmtevraag, maar zien ook nog technologische uitdagingen. Vooral bedrijven die met hoge temperaturen werken of die specifieke productieprocessen hebben, zien nog geen beschikbare, bewezen en veilige duurzame vervanging van de huidige technologie. Zo worden door bedrijven die zijn aangesloten bij Fevia de warmtepomp en restwarmtegebruik vaak genoemd als geschikte technologieën voor vergroening. Hier wordt echter wel bij aangegeven dat deze technologieën alleen geschikt zijn voor lage temperatuur warmtes. Deze technologieën bieden geen oplossing voor de warmtevraag met hoge temperaturen.

Veel van de technologieën voor hoge temperaturen (>140°C) zijn nu gebaseerd op stoom die kan worden gemaakt op basis van directe verbranding van gas of olie, brandstoffen die continu beschikbaar zijn. Voor de hoge temperaturen zijn nog nauwelijks groene alternatieven. Voor hoge temperaturen zouden waterstof en biomassa de meest interessante technologieën zijn. Maar hiervoor is het niet duidelijk of er voldoende betaalbare groene brandstof beschikbaar is. Biobrandstoffen zijn op dit moment al niet genoeg beschikbaar volgens bedrijven, of de valorisatie van de biobrandstoffenbron staat nog in de kinderschoenen. En van waterstof is het zeer twijfelachtig of dit op langere termijn voldoende beschikbaar gaat komen. Tot slot zijn er voor ieder bedrijf specifieke technologische uitdagingen die komen kijken bij het ombouwen van de huidige technologieën voor de integratie van de nieuwe groene technologieën.

Voor veel technologieën is elektrificatie een logische vergroeningsstap, maar dit is niet zonder uitdagingen. Ten eerste, wanneer de totale elektriciteitsvraag van een bedrijf hoog wordt, is

een upgrade van de elektriciteitsaansluiting naar 10 kV nodig. Hiervoor moet een bedrijf met de Belgische Transmission System Operator (TSO), netbeheerder Elia, in gesprek gaan, hoge kosten betalen (één bedrijf noemde bijv. dat het in hun geval een miljoen euro zou kosten), en het vergunningstraject kan 4 jaar duren. Ten tweede is de stabiliteit van de elektriciteitsaanvoer niet altijd voldoende om bestaande technologie te vergroenen. Op dit moment zijn er al vaak spanningsdips, een bedrijf noemde dat er 4 waren geweest dit jaar. Een dergelijke storing kan bedrijven laten uitvallen en een domino-effect hebben waardoor het productieproces stil komt te liggen. De kosten van een dergelijke storing zijn hoog, maar zijn op niemand te verhalen en de Distributienetbeheerder (DNBs), Fluvius, kan er niets aan doen. Deze uitdagingen gerelateerd aan elektrificatie houdt bedrijven tegen om te elektrificeren.

Wetgeving en beleid

Bedrijven zien uitdagingen op het gebied van wetgeving en beleid in twee gebieden. Aan de ene kant mist men richting en visie vanuit een duidelijk wetgevend kader. Aan de andere kant heerst er frustratie met (te) stringente wetgeving wanneer men duurzame technologieën wil implementeren.

Met betrekking tot het wetgevend kader noemen bedrijven ten eerste dat de richting die de overheid op wijst wat betreft gewenste technologie, sneller wisselt dan de bedrijfscyclus qua investeringen in bepaalde sectoren. Er wordt bijvoorbeeld gewezen op dat de overheid 15 jaar geleden nog aardgas aanraadde om de warmtevraag mee te voldoen, terwijl nu gasinstallaties uit gefaseerd moeten worden. Warmte installaties gaan vaak langer dan 15 jaar mee. Dit snel wisselende beleid zorgt ervoor dat bedrijven minder geneigd zijn om te kiezen voor duurzame technologieën. Het voornaamste (of zelfs enige) criterium waarop een voorgestelde investering wordt beoordeeld is de terugverdientijd. Als er een duidelijk toekomstperspectief was en de zekerheid dat het investeren in duurzaamheid nu urgent en op de lange termijn voordelig is, zou het management eerder de keuze maken voor duurzame technologieën en de duurzaamheid van een technologie, naast de terugverdientijd, mee laten spelen in de besluitvorming.

Ten tweede noemen bedrijven dat er een duidelijke richting technologische richting misten aanzien van vervanging van (veelal) aardgasinstallaties. Er is geen duidelijkheid over welke technologieën als groen worden gezien. Groen is een kleur, zeggen de bedrijven, maar het is niet altijd duidelijk wat groen inhoudt. Dit zorgt voor onzekerheid. Zo heerst er bijvoorbeeld onzekerheid bij de bedrijven over of CO₂ afvangen een 'groene' technologie is: deze technologie decarboniseert wel, maar niet tot 0. Het kan dan ook zijn dat het voor de huidige wetgeving wel een voldoende groene technologie is, maar over een aantal jaar niet meer. Een ander voorbeeld: afhankelijk van of biomassa nog wordt gezien als een duurzame technologie over tien jaar is het nu wel of niet verstandig om in een biomassa ketel te investeren.

Ook is het niet duidelijk in welke infrastructuur geïnvesteerd zal worden door de overheid in de komende jaren, of waar eventuele infrastructuur zal komen te liggen. De financiële haalbaarheid van de business cases voor duurzame technologieën hangen echter wel sterk hier vanaf. Afhankelijk van of het elektriciteitsnet zal worden uitgebreid of dat er een warmtenet of waterstofinfrastructuur wordt uitgerold, zijn de business cases voor technologieën gebaseerd op deze infrastructuur wel of niet financieel haalbaar.

Deze onzekerheden leiden tot een afwachtende houding vanuit de bedrijven: men wil eerst duidelijkheid voordat men gaat investeren in nieuwe technologieën.

Daarnaast lopen bedrijven tegen de barrière van (te) stringente wetgeving aan in de implementatie fase. Vergunningen kunnen lastig te krijgen zijn voor nieuwe technologieën die

bijvoorbeeld net een andere invulling van de ruimte vereisen op het bedrijfsterrein. Ook zijn er regels voor bijvoorbeeld gebruik van energie van de burelen die nu nog lastig te doorgronden zijn voor bedrijven, of die deze uitwisseling niet toestaan binnen huidige regulatie van het elektriciteitsnet en levering daaraan (dit laatste zou wel makkelijker moeten worden met de invoering van de Europese directive over 'energy communities' die vanaf januari 2022 ingaat).

Kennis en informatie en Begeleiding en verbindende partner

Er ontbreekt bij bedrijven informatie over welke duurzame technologieën geschikt zouden zijn voor hun type bedrijf. Er is onvoldoende kennis om een keuze te maken uit de beschikbare technologieën, ook omdat niet duidelijk is welke technologie daadwerkelijk als groen wordt gezien en ook over 10 of 20 jaar nog aan overheidsrichtlijnen zal voldoen. Wanneer bedrijven eenmaal een technologie hebben gekozen, noemen ze dat het ook dan nog onduidelijk kan zijn waar ze meer informatie over deze technologie kunnen krijgen en de installatie kunnen aanschaffen. Bedrijven opperden dat cursussen of consultants hiervoor oplossingen kunnen zijn, maar het is voor hen ook niet evident waar die cursussen of experts gevonden kunnen worden.

Mankracht

Op het gebied van mankracht worden nog niet veel barrières gezien door bedrijven. Wel is het lastig dat binnen het kmo, waar de niet-ETS industrie veelal uit bestaat, vaak maar één persoon verantwoordelijk is voor de techniek binnen dat bedrijf. Voor die persoon zijn vaak andere technische zaken urgenter dan de verduurzaming.

6.2 Verschillen in ervaren barrières tussen sectoren

De meest genoemde barrières en noden komen redelijk overeen per federatie en daarmee per sector, zie Tabel 15 Heatmap van meest genoemde barrières per federatie. Donkerrood is meest genoemd, lichtrood is minst genoemd.

Tabel 15 Heatmap van meest genoemde barrières per federatie. Donkerrood is meest genoemd, lichtrood is minst genoemd.

Federatie (sector)	Begeleiding, verbindende partner	Financieel	Infra-structuur	Kennis en informatie	Mankracht	Technisch	Wettelijk & beleid
Fedustria (textiel, hout, meubel)	Light red	Dark red	Dark red	Dark red	Light red	Dark red	Light red
Essenscia (Chemie)	Light red	Dark red	Dark red	Light red	Light red	Light red	Dark red
Fevia (voeding)	Light red	Dark red	Dark red	Light red	Light red	Dark red	Dark red
Agoria	Light red	Dark red	Dark red	Light red	Light red	Dark red	Light red

Bron: Technopolis Group, 2021

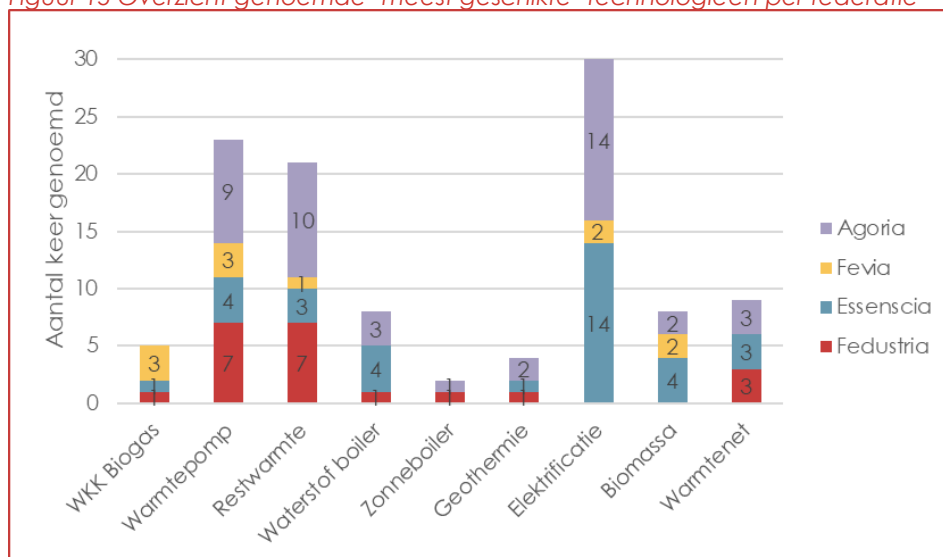
Financieel en infrastructuur worden telkens in de top 3 van barrières genoemd; en technische barrières telkens in de top 5. Bedrijven in Fedustria zien de beleidsbarrières als minder sterk, en voelen meer de barrières wat betreft kennis en informatie en mankracht. Bij Essenscia en Fevia hebben de bevroegde bedrijven meer behoefte aan begeleiding bij het kiezen van de

technologieën. Bij Agoria ligt de focus relatief sterk op technische barrières. Hierbij moet worden opgemerkt dat we per federatie 5 tot 20 bedrijven gesproken hebben en dat deze observaties dus niet voor alle bedrijven hoeven te gelden.

6.3 Verschillen in ervaren barrières tussen technologieën

Elektrificatie, de warmtepomp en restwarmte zijn de technologieën die het meest gebruikt worden door bedrijven om te vergroenen, of die als het meest veelbelovend worden gezien door bedrijven die nog geen groene technologieën hebben geïnstalleerd. Dit blijkt uit een vraag gesteld gedurende de workshops met de bedrijven, zie Figuur 15. Het grote potentieel dat ook in hoofdstuk 5 aan warmtepompen wordt toegeschreven, vooral voor lage temperatuurwarmte, wordt dus ook door bedrijven gezien. Opvallend is dat alle federaties elektrificatie veelvuldig noemen als potentiële technologie, behalve Fedustria, die de optie niet noemt. Opmerking bij deze resultaten is wel dat een deel van de bedrijven die bij de workshop aanwezig was uit de ETS-sector komt en niet uit de niet-ETS sector. Dit kan de resultaten wat beïnvloeden.

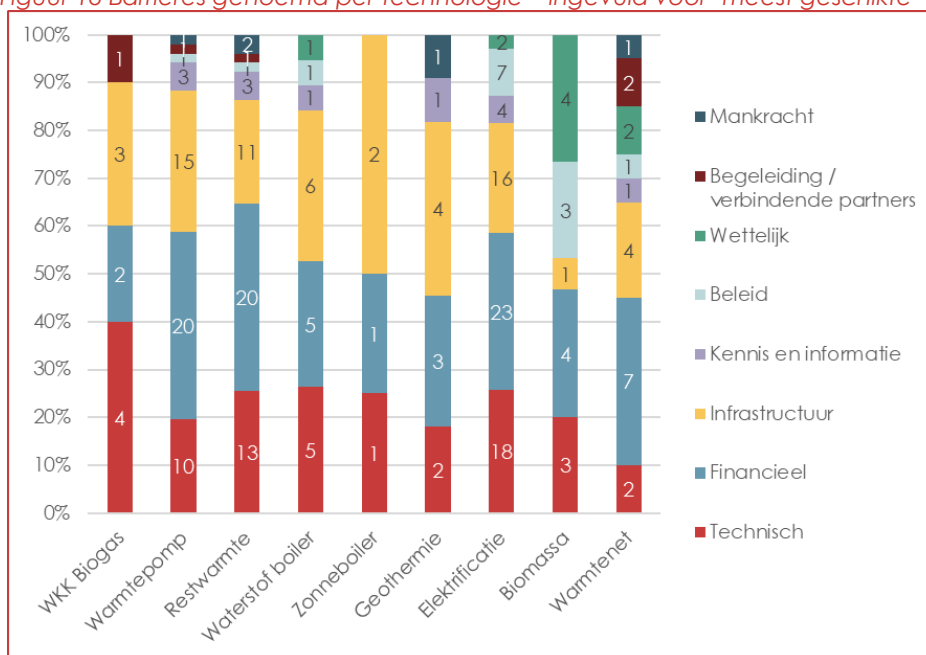
Figuur 15 Overzicht genoemde 'meest geschikte' technologieën per federatie



Bron: Technopolis Group, 2021

De barrières gevoeld door bedrijven verschillen weinig per technologie, laat Figuur 16 zien. Telkens komen Financiële, Technische en Infrastructuur-gerelateerde barrières als belangrijke barrières naar voren bij de genoemde technologieën. Biomassa is een uitzondering: bij deze technologie worden beleids- en wettelijke barrières als grotere barrières genoemd dan infrastructuur. Dit kan komen doordat voor het gebruik van biomassa niet zozeer infrastructuur nodig is, maar de beschikbaarheid van biomassa. Het aanbod van biomassa en bij welke afstand dit gebruikt kan worden in de toekomst hangt af van beleid. Begeleiding wordt het meest genoemd bij warmtenetten: dit is ook logisch gezien het infrastructurele karakter van warmtenetten.

Figuur 16 Barrières genoemd per technologie – ingevuld voor 'meest geschikte' technologieën



Bron: Technopolis Group, 2021

NB: bedrijven werd gevraagd naar de barrières voor de technologieën die zij als 'meest geschikt' hadden gekenmerkt. Voor technologieën die niet vaak genoemd werden, zoals de zonneboiler en geothermie, zijn de barrières dus gebaseerd op enkele antwoorden. Voor technologieën die vaak genoemd werden (zie de figuur hierboven) hebben we een beter beeld van de barrières, omdat dit op meer antwoorden gebaseerd is.

6.4 Noden

De meest genoemde noden liggen op financieel, beleid, en infrastructuur gebied. Ook werden in mindere mate noden op technologie, begeleiding en kennisvlak genoemd, zie Tabel 16.

Tabel 16 Heatmap van meest genoemde noden per federatie. Donkerrood is het meest genoemd, lichtrood is het minst genoemd, wit is niet genoemd.

Federatie (sector)	Begeleiding, verbindende partner	Financieel	Infra-structuur	Kennis en informatie	Mankracht	Technisch	Wettelijk & beleid
Fedustria (Textiel, hout, meubel)	Light red	Dark red	Light red	White	White	Dark red	Light red
Essenscia (Chemie)	Light red	Dark red	Light red	Light red	White	White	Dark red
Fevia (Voeding)	Light red	Dark red	Dark red	White	White	White	Dark red
Agoria	White	Dark red	Light red	White	White	Dark red	Light red

Bron: Technopolis Group, 2021

Financieel

Bedrijven noemen vaak de nood aan subsidie op investeringen (CAPEX) in nieuwe duurzame warmte technologie. Bij deze subsidie zou volgens bedrijven niet alleen gekeken moeten worden naar de CAPEX voor de nieuwe installatie zelf, maar ook naar de integratiekosten die daarbovenop komen. Deze integratiekosten kunnen namelijk behoorlijk hoog uitvallen, en kunnen beslissend zijn in of de business case voor de nieuwe technologie rondkomt. Er wordt hierbij opgemerkt door bedrijven dat het wel mogelijk is om subsidie te krijgen voor onderzoek en ontwikkeling voor nieuwe technologieën, maar dat het moeilijker is om subsidie te krijgen voor het opschalen van bestaande technologieën of het geschikt maken van apparatuur voor specifieke situaties, zoals een specifieke warmtevraag die niet bij andere bedrijven voorkomt.

Wetgeving en beleid

Bedrijven noemen vaak de nood aan een stabiel wetgevend kader met een duidelijke richting. Het wetgevend kader moet coherent zijn en aansluiten bij de beleidsvisie, en zo zien bedrijven het op dit moment nog niet. Een 'Contract for Difference' wordt bijvoorbeeld vaak genoemd als een optie die bedrijven zouden zien zitten. Dit is een contract waarbij een prijs voor CO₂ wordt afgesproken die vervolgens voor de duur van het contract door de ondergetekenden, zowel bedrijven als de overheid, zal worden aangehouden. Als het bedrijf een CO₂-reductie maatregel doorvoert, dan kan het de rechten voor de niet uitgestoten CO₂ verkopen voor een bepaalde prijs per ton CO₂. In het contract spreekt men af dat wanneer de CO₂-prijs lager is dan de contractprijs, de overheid de gemiste inkomsten aan het bedrijf betaalt zodat het bedrijf alsnog de contractprijs ontvangt voor de gereduceerde CO₂-uitstoot. Wanneer de CO₂-prijs echter hoger is dan de contractprijs, betaalt het bedrijf het verschil aan de overheid. De *Contract for Difference* neemt zo de onzekerheid over de CO₂-prijs weg.

Eén bedrijf noemde dat het erbij gebaat zou zijn als er wettelijke afspraken over verduurzaming gemaakt zouden worden, zodat de urgentie binnen het internationale bedrijf voor investeren in België hoger wordt. Ook zien bedrijven de nood voor een soepele houding van overheden bij de implementatie van duurzame technologieën. Bedrijven zien overheden vaak als een administratief apparaat dat hen controleert en tegenhoudt. In plaats daarvan zouden ze nood hebben aan een actieve overheid die meedenkt en met oplossingen komt wanneer bedrijven tegen regulatoire drempels aanlopen.

Infrastructuur

Ook wat betreft de infrastructuur kijken bedrijven voornamelijk naar de overheid om hierover besluiten te maken. Bijvoorbeeld: als een bedrijf elektrificatie gaat toepassen, moet de energiemix van het elektriciteitsnet wel een zodanig hoog aandeel koolstofarme energie bevatten dat de warmte opwekking duurzamer wordt van de elektrificatie. Voor waterstof en biogas geldt dat er nood is aan stabiele en voldoende beschikbaarheid van (groene) waterstof en de infrastructuur voor het aanleveren ervan. Er is volgens de bedrijven te weinig biogas in Vlaanderen om aan de behoefte te voldoen. Dit is voor bedrijven in hun keten of zusterbedrijven lastig te begrijpen: bijvoorbeeld in Zweden wordt biogas als vanzelfsprekende technologie beschouwd.

Kennis en informatie, en begeleiding /verbindende partners

Bedrijven noemen ook dat het zou helpen om vanuit de overheid informatie te krijgen over wat voor technologieën, cursussen en informatiebronnen over technologieën er beschikbaar zijn voor het kmo. Ook zou men graag meer informatie zien over hoe andere bedrijven het al hebben gedaan, en welke technologieën er nu al geïmplementeerd kunnen worden door bedrijven met een bepaalde warmtevraag. Ook een overzicht van waar kennis vandaan zou kunnen worden gehaald en wat voor cursussen en informatiebronnen er beschikbaar zijn in Vlaanderen zou nuttig zijn voor bedrijven.

Technologie

Sommige bedrijven zien een nood voor technologie-evolutie: er moet volgens hen nog steeds innovatie van de vandaag beschikbare technologieën plaatsvinden. Ze zien deze nood omdat de vervangende duurzame technologieën nu nog niet geschikt zijn voor elk bedrijfsproces. Sommige technologieën zijn er al en worden al op grote schaal in de ETS-sectoren gebruikt, maar die zijn niet altijd één op één toepasbaar op de kleinere schaal benodigd voor het kmo in de niet-ETS sectoren.

7 Reflecties op de noden voor verdere verduurzaming van de warmtevraag van de niet-ETS industrie

Het vorige hoofdstuk gaf inzicht in de barrières en noden die door bedrijven gevoeld werden. In dit hoofdstuk nemen we een stap terug en reflecteren we hierop. In het volgende hoofdstuk gaan we vervolgens tot beleidsaanbevelingen over.

7.1 De nood om barrières aan te pakken

Ten eerste merken we op uit de workshops met de bedrijven dat ze nog veel barrières zien en daarom nog niet tot implementatie overgaan. Deze zitten op het gebied van de business cases, maar ook op andere vlakken. De overheid heeft bindende afspraken gemaakt over CO₂-reductie, en berekeningen tonen aan dat daarvoor van alle sectoren een bijdrage nodig is, waarbij het streven is naar 55% reductie van CO₂ uitstoot in 2030, en klimaatneutraliteit in 2050³⁵. Veel bedrijven zien dat de vergroening van de warmtevraag ergens in de komende tientallen jaren moet gaan gebeuren, maar zien nog te veel barrières om dat in de komende jaren al te gaan doen. Weinig bedrijven maken al plannen voor de transitie naar net-zero carbon bedrijfsvoering. Dit betekent dat barrières aangepakt moeten worden om de gemaakte afspraken met CO₂-reductie te halen.

7.2 De nood om de business case te verbeteren

Uit de bevragingen bij de bedrijven blijkt dat de meest vernoemde barrière het ontbreken van een goede business case is. Ze verwijzen hier naar de hoge investeringskosten (CAPEX), de hierbij gepaarde integratiekosten en energiekosten (OPEX). Maatregelen om deze business case te verbeteren zijn dan ook belangrijk om te kunnen overgaan tot implementatie. Hiervoor zou gekeken kunnen worden naar het verbeteren of aanpassen van financiële ondersteuningsinstrumenten.

Uit dit onderzoek bleek bovendien dat het ook niet eenvoudig is om na te gaan of en hoeveel subsidies er voor elke technologie beschikbaar zijn. Een duidelijke inspiratiegids voor bedrijven gecombineerd met per technologie ook een duidelijk overzicht van de grootte van ondersteuning en hoe deze dient aangevraagd te worden kan hierbij helpen.

7.3 De nood om verder te kijken dan de business case

We zien dat er door bedrijven sterk gekeken wordt naar de business case. Dit is logisch en is cruciaal voor bedrijven om tot investeringen over te gaan. Wel zijn er indicaties dat ook andere factoren mee kunnen spelen. Bedrijven kunnen onderzoeken wat het strategische belang is voor hen om (verder) te vergroenen. Zo geven sommige bedrijven al aan dat ze voor vergroening een (iets) lager rendement accepteren dan ze bij andere investeringen nastreven. Overheden kunnen hierin faciliteren, door dit verder te onderzoeken en kennis en informatie hierover te delen.

Zo kunnen groene warmtetechnologieën gezien worden als een mogelijkheid tot reductie van financieel risico. Gasrijzen en elektriciteitsrijzen zijn de laatste jaren sterk aan het fluctueren en het is onduidelijk hoe snel de gasrijzen zullen blijven stijgen. Een bedrijf kan, door het gebruik van verschillende technologieën gebaseerd op verschillende energiebronnen, en door het aanleggen van eigen groene elektriciteit waarop de groene warmte technologieën

³⁵ *Visienota Fit for 55*: <https://beslissingenvlaamse-regering.vlaanderen.be/document-view/61853541364ED9000800088D>

kunnen draaien, zich als het ware verzekeren tegen deze energieprijfsfluctuaties. Wanneer deze risicoreductie als strategisch voordeel wordt meegenomen, kan dit de keuze voor de groene warmtetechnologie beïnvloeden, zelfs als de business case mogelijk momenteel nog minder sterk is dan die van een fossiele brandstoffen technologie.

Ook zijn er indicaties dat een groen imago steeds belangrijker wordt voor bedrijven. Zo geeft Jan Rotmans, hoogleraar transitiekunde aan de Rotterdamse Erasmus Universiteit, het belang aan van een groen imago: *“Consumenten en ook overheden willen van meet af aan zien wat je toevoegt aan de samenleving - aan de sociale cohesie, het milieu en aan een gezondere economie. Je kunt niet meer eerst vervuilen en dan compenseren. Als je als bedrijf niet in duurzaamheid investeert, besta je niet meer over tien jaar.”* Uit een Amerikaans onderzoek³⁶ blijkt bovendien dat studenten de voorkeur geven aan een baan bij een duurzaam bedrijf. Vergroening kan mogelijk dus ook helpen bij het werven van nieuwe medewerkers.

7.4 De nood om bedrijven te informeren en onduidelijkheden weg te nemen

Bedrijven wachten op overheden voor het wegnemen van onduidelijkheden. Er is nog geen duidelijke consensus over welke duurzame technologieën het beste kunnen worden ingezet voor warmtevoorziening, en er wordt (nog) geen duidelijk kader gegeven door overheden. Bedrijven weten bovendien niet wat de technologische mogelijkheden zijn om de vergroening in te zetten.

Vanuit overheden zijn er wel stappen gezet om een kader te geven door middel van de opgezette beleidsdoelen voor CO₂-reductie. Zo zijn er recentelijk de visienota's *Bijkomende maatregelen voor Klimaat*, en *Fit for 55* gepubliceerd³⁷. Hierin beschrijft de Vlaamse overheid de plannen voor de uitfasering van fossiele brandstoffen in niet-ETS sectoren, het stopzetten van fossiele subsidies, en het zetten van de doelstelling voor CO₂-reductie voor de niet-ETS industrie op 55% in 2030 t.o.v. 2015.

Deze kaders zijn echter algemene doelstellingen voor het gewest, terwijl bedrijven informatie nodig hebben voor hun specifieke case. Hier geldt echter dat de onzekerheid over wat de meest geschikte groene technologie is, ook bij overheden heerst, vooral gezien de keuze sterk afhankelijk is van de locatie, sector en huidige technologiestaat. Overheden verwachten dus juist van bedrijven dat ze de eerste stappen zetten richting vergroening voor hun specifieke situatie.

De actie die overheden kunnen nemen om hier uit te komen, is om het voortouw te nemen in het verlagen van bepaalde barrières gevoeld door bedrijven. Voorbeelden zijn het gebrek aan richtinggevend kader in de transitie naar een groene warmtevoorziening, en het gebrek aan begeleiding bij de transitie. Ook een verbindende partner zou bedrijven kunnen helpen, bijvoorbeeld bij het meer gebruiken van elkaars restwarmte. Het informeren van bedrijven over bestaande technologieën kan ook een grote meerwaarde hebben.

7.5 De nood voor begeleiding is groter dan hij lijkt

Begeleiding werd door bedrijven niet als belangrijke nood aangegeven (zie hoofdstuk 6). Indirect blijkt wel dat begeleiding bedrijven kan helpen. Ze geven namelijk aan dat ze

³⁶ “Sustainability and company attractiveness: A study of American college students entering the job market”, Mei 2018, A. Presley, T. Presley, M. Blum

³⁷ *Visienota Bijkomende maatregelen voor het klimaat*: <https://beslissingenvlaamse-regering.vlaanderen.be/document-view/61855614364ED900080008AD>; *Visienota Fit for 55*: <https://beslissingenvlaamse-regering.vlaanderen.be/document-view/61853541364ED9000800088D>

informatie missen over welke duurzame technologieën geschikt zouden zijn voor hun type bedrijf. Ook is het onduidelijk voor ze waar ze meer informatie over technologieën kunnen krijgen. Bedrijven opperden dat cursussen of consultants hiervoor oplossingen kunnen zijn, maar het is voor hen ook niet evident waar die cursussen of experts gevonden kunnen worden.

Er zijn verschillende initiatieven waarvan geleerd kan worden hoe deze begeleiding kan worden vormgegeven. Een mogelijkheid is om te kijken naar begeleiding op het gebied van energie-efficiëntie, waar al langer op ingezet wordt. Zo is er het Europese Gear@SME project³⁸, wat getrokken wordt door de Nederlands onderzoeksorganisatie TNO. Het doel van Gear@SME is om een methodologie voor de implementatie van maatregelen te ontwikkelen. Hiervoor ontwikkelen ze een database met best practices, rekentools en trainingmateriaal. Ze werken samen met bedrijventerreinen en andere groeperingen van kmo's, en leiden vertegenwoordigers hiervan op om het kmo te ondersteunen in hun energie-efficiëntie. Ze hebben een handboek ontwikkeld voor personen of organisaties die het kmo hierin willen ondersteunen.

Naast de behoefte voor meer informatie kunnen projectmakelaars ook helpen om bedrijven aan elkaar te koppelen om naar gezamenlijke oplossingen te kijken. Dit is bijvoorbeeld nuttig bij warmtenetten, waar de restwarmte van een organisatie wordt gebruikt door andere bedrijven of particulieren.

Ook hier zijn verschillende initiatieven waar van geleerd kan worden of op aangesloten kan worden. De energie makelaar is een publieke makelaar die (rest)energie van bedrijven koppelt aan potentiële energieklienten. De makelaar, een onafhankelijke partij, treedt als verbinder op tussen verschillende partijen in een gezamenlijk energieproject. Doordat de energiemakelaar onafhankelijk is kunnen partijen eerder geneigd zijn om energie-gerelateerde informatie (wat vaak als gevoelige informatie wordt gezien) te delen. De energiemakelaar heeft geen winstoogmerk voor zichzelf maar heeft als doelstelling om de duurzaamheid te bevorderen. Meer informatie is wederom te vinden op de website: <https://www.energie-makelaar.net/>. Andere voorbeelden zijn de E-HUB³⁹, project BISEPS⁴⁰ en project LECSEA⁴¹.

7.6 De nood voor mankracht kan groter worden in de tijd

Gebrek aan geschikte mankracht, wordt momenteel door bedrijven niet als grote barrière gezien. Echter, wanneer veel bedrijven tegelijk willen overstappen op groene technologieën kan dit in de toekomst wel een barrière worden. Zo is bijvoorbeeld bij de koolstofarme energietransitie, een vergelijkbare transitie, een gebrek ontstaan aan mensen die zonnepanelen kunnen installeren. De Vlaamse overheid kan dit risico al onderzoeken en hier op anticiperen. Dit kan bijvoorbeeld door met onderwijsinstellingen en bedrijven hierover in gesprek te gaan en te faciliteren dat er voldoende om- en bijscholingsprogramma's gereed zijn voor als het nodig is.

³⁸ <https://www.gearatsme.eu/>

³⁹ [https://www.friscris.be/en/publications/ehubbt-verkenning-van-het-concept-energiehub-ehub-op-bedrijventerreinen-in-vlaanderen\(47ffd5ce-dfb4-4397-86f0-fc010d6000d8\).html](https://www.friscris.be/en/publications/ehubbt-verkenning-van-het-concept-energiehub-ehub-op-bedrijventerreinen-in-vlaanderen(47ffd5ce-dfb4-4397-86f0-fc010d6000d8).html)

⁴⁰ <http://www.biseeps.eu/>

⁴¹ <https://www.lecsea.eu/tools/pilot-projects>

8 Aanbevelingen voor beleidsinstrumenten

In dit hoofdstuk gaan we in op de aanbevelingen vanuit Technopolis voor beleidsinstrumenten en begeleidingsopties. De adviezen voor beleidsinstrumenten zijn gebaseerd op de barrières en noden die bedrijven hebben aangegeven in de workshops met de federaties, op de beleidsinstrumenten en begeleidingsopties in andere landen, op de gesprekken die met VLAIO en VEKA zijn gevoerd hierover, en deels op de input van beleidsexperts binnen Technopolis Group. Een deel van de aanbevelingen wordt niet gedragen door de stuurgroep voor deze studie. We maken hieronder duidelijk welke aanbevelingen niet door de stuurgroep gedragen worden.

8.1 Combinatie van verschillende beleidsinstrumenten nodig

Er is geen 'silver bullet' wat betreft beleidsinstrumenten voor de vergroening van warmtedragers in de Vlaamse niet-ETS industrie. Zoals het hoofdstuk over barrières en noden laat zien, liggen de uitdagingen op verschillende vlakken en daarmee de benodigde beleidsinstrumenten ook. Alleen financiële steun of alleen begeleiding is dan ook niet genoeg.

We adviseren hiervoor een combinatie van verschillende typen beleidsinstrumenten. We sommen deze kort op en gaan hier in de volgende subhoofdstukken verder op in. We maken hierbij onderscheid in de aanbevelingen voor beleidsinstrumenten die gedragen worden door de stuurgroep en aanbevelingen voor beleidsinstrumenten die niet gedragen worden door de stuurgroep.

Beleidsinstrumenten gedragen door de stuurgroep:

- Ten eerste adviseren we om vanuit de overheid **betere toegang tot informatie** te regelen. Bedrijven willen immers vergroenen maar weten vaak niet wat de mogelijkheden zijn. Dit kan door informatie te verstrekken en begeleiding te bieden aan (groepen) bedrijven over wat voor geschikte duurzame technologieën er zijn, en door duidelijkheid te geven over plannen voor (investeringen in) infrastructuur en subsidies.
- Daarnaast moet de **business case** voor bedrijven **financieel aantrekkelijker** worden. Uit de bevestigingen bij de bedrijven blijkt dat de meest vernoemde barrière het ontbreken van een goede business case is. Ze verwijzen hier naar de hoge investeringskosten (CAPEX), de hierbij gepaarde integratiekosten en energiekosten (OPEX). We adviseren om te onderzoeken of er nood is aan meer financiële ondersteuning en in welke vorm (CAPEX, integratiekosten, OPEX). Er dient bekeken te worden of de subsidies voor groene warmte moeten worden uitgebreid en of er nood is aan nieuwe instrumenten.

Beleidsinstrumenten niet gedragen door de (gehele) stuurgroep:

- We adviseren om bij bedrijven de nood voor vergroening te vergroten. Zoals ook blijkt uit het hoofdstuk over barrières en noden zien sommige bedrijven al wel de urgentie, maar voelen ze nog teveel barrières. Andere bedrijven lijken de urgentie op dit moment nog niet te voelen. Hierdoor nemen veel bedrijven een wat afwachtende houding aan.
- Daarnaast moet de business case voor bedrijven financieel aantrekkelijker worden. Naast de hierboven uiteengezette opties hiervoor zijn er nog andere opties. In het geval van elektrificeren adviseren we de overheid om het verschil tussen elektriciteitsprijzen en gasprijzen te verkleinen. Hierbij moet rekening gehouden worden met de competitiviteit van de bedrijven. Ook kan de overheid de onzekerheid over toekomstige energieprijzen proberen iets te verminderen door geplande verhogingen in belastingen op fossiele brandstoffen beter/ eerder te communiceren.

- Tot slot zien we een sterke behoefte aan sturing en regie vanuit de overheid in deze onzekere transitie. We adviseren duidelijk te communiceren over keuzes en ontwikkelingen betreffende infrastructuur en technologieën. Naar de toekomst gekeken zijn politieke keuzes waarschijnlijk onvermijdelijk om te waarborgen dat er voldoende koolstofarme elektriciteit en eventueel waterstof beschikbaar is om aan de industriewijde warmtevraag te voldoen.

Hieronder zullen we elk van deze adviezen verder uitwerken. Tabel 17 geeft een overzicht van hoe de verschillende beleidsopties op de barrières inspelen.

Tabel 17 Overzicht hoe beleidsinstrumenten op barrières inspelen. Donkergroen betekent dat de beleidsoptie de barrière sterk zou beïnvloeden, lichtgroen betekent een milde invloed. Wit betekent nauwelijks tot geen invloed. De beleidsopties die niet gedragen worden door de hele stuurgroep zijn in rood aangegeven.

Beleidsoptie		Begeleiding, verbindende partner	Financieel	Infra-structuur	Kennis en informatie	Mankracht	Technisch	Wettelijk & beleid
Nood voor vergroening			Donkergroen		Lichtgroen			Donkergroen
Betere toegang tot informatie	Mogelijkheden vergroening communiceren	Lichtgroen			Donkergroen			
	Baten vergroening duidelijk maken	Lichtgroen			Donkergroen			
	Duidelijkheid geven over plannen		Donkergroen	Donkergroen	Lichtgroen			Donkergroen
	Begeleiding bieden	Donkergroen	Lichtgroen	Lichtgroen	Lichtgroen		Lichtgroen	Lichtgroen
Business case financieel haalbaar maken	Subsidie-programma's aanpassen		Donkergroen		Lichtgroen		Lichtgroen	Lichtgroen
	Verschil energieprijzen verkleinen		Donkergroen		Lichtgroen		Lichtgroen	Lichtgroen
	Onzekerheid OPEX verminderen		Donkergroen		Lichtgroen			Lichtgroen
Sturing en regie vanuit de overheid			Lichtgroen	Donkergroen	Lichtgroen	Lichtgroen	Lichtgroen	Donkergroen

Bron: Technopolis Group, 2021

8.2 Aanbevelingen voor beleidsinstrumenten – gedragen door de stuurgroep

8.2.1 Mogelijkheden vergroening communiceren

Duidelijkheid geven over de mogelijkheden om de warmtevraag voor industrie te vergroenen

We adviseren dat er wordt ingezet tot het communiceren van de mogelijke technologieën om de warmtevraag binnen de industrie te vergroenen. De resultaten uit deze studie kunnen

hiervoor gebruikt worden. Het zou voor bedrijven handig zijn om een overzicht per technologie te hebben, met hierbij de voor- en nadelen, een business case analyse met een tool om deze eenvoudig te kunnen aanpassen aan hun case, en duidelijke weergave hoeveel en welke financiële ondersteuningsinstrumenten toepasbaar is voor de technologie.

8.2.2 *Baten vergroening duidelijk maken*

Duidelijk maken van de nood en baten van vergroening voor de industrie

We adviseren om de noden en baten van vergroening duidelijker te maken voor bedrijven. Veel bedrijven zien nog barrières om tot implementatie over te gaan. Alhoewel het voor de groep aan bedrijven gezamenlijk op de lange termijn beter zou zijn om nu actie te ondernemen, zijn bedrijven individueel nog vaak verhinderd door barrières om op korte termijn te kunnen investeren in de vergroening van hun warmtevraag.

Ook de baten van de vergroening zien bedrijven vaak nog niet. Overheden kunnen in hun communicatie meer nadruk leggen op de noodzaak van de vergroening voor de concurrentiepositie en het toekomstig bestaan van het bedrijf. Bedrijven zien nu de risico's van vergroening meer dan de baten. Men vreest dat als men als eerste de beslissing maakt duurzame technologie te installeren, dit niet strategisch blijkt te zijn in de toekomst. Er zijn echter wel baten, als men breder kijkt dan de business case alleen, zoals ook omschreven in hoofdstuk 7. Zo kan het (gedeeltelijk) overgaan op groene warmte instrumenten het financieel risico voor de energiemarkten reduceren. Andere baten zijn dat een bedrijf wellicht makkelijker externe financiering versterkt wordt en dat een groen imago kan helpen bij klantbinding en het aantrekken van nieuw personeel. Aangezien bedrijven deze noden en baten nu vaak nog niet zien, moeten er beleidsinstrumenten worden ingezet die het bewustzijn van de nood en baten vergroten.

8.2.3 *Duidelijkheid geven over overheidsplannen*

Duidelijkheid geven over de plannen

We adviseren overheden tevens meer duidelijkheid te geven over hun plannen. Dit gaat zowel om scherpere definiëring van 'vergroening', als om meer concrete aanduiding van plannen voor aanleg of uitbreiding van infrastructuur en van de verwachte ontwikkeling van energiebelastingen. Bedrijven voelen nog veel onzekerheid, wat hen ervan weerhoudt om lange termijn investeringen te doen in vergroening. Ze willen voorkomen dat ze *locked-in* raken met technologie die over 10 jaar weer uitgefaseerd moet worden. Duidelijkere communicatie kan deze onzekerheid verkleinen, gevolgd door consistent beleid in lijn met deze communicatie.

Overheden kunnen ten eerste duidelijkheid geven over welke technologieën 'groen' zijn, ook over een aantal jaar. Bijvoorbeeld bij biomassa en technologieën als Carbon Capture and Storage is het voor bedrijven niet duidelijk of deze technologieën ook in de toekomst nog als voldoende duurzaam zullen worden gezien.

Ook kunnen overheden duidelijkheid geven over de plannen voor het aanleggen van waterstof infrastructuur en warmtenetten, en over de uitbreiding van elektriciteitsinfrastructuur. Een risico voor bedrijven is dat ze de infrastructuur inrichten op elektriciteit of waterstof, maar dat er vervolgens niet genoeg (koolstofarme) elektriciteit of waterstof is in de toekomst.

Tot slot kan de overheid meer duidelijkheid geven over de verwachte belastingen op energieprijzen. Voor bedrijven zijn de (relatieve) OPEX kosten van nieuwe duurzame warmte installaties nu nog niet altijd duidelijk. De voornaamste reden daarvoor is dat het toekomstig verloop van gasprijzen, mazoutprijzen en elektriciteitsprijzen onzeker is. De overheid kan de

toekomstige energieprijzen ook niet voorspellen, maar kan wel duidelijkheid geven over de toekomstige belastingen op energie.

8.2.4 *Begeleiding bieden*

Begeleiding bieden voor bedrijventerreinen en groepen bedrijven

Begeleiding van bedrijven kan in de vorm van begeleiding aan bedrijventerreinen en groepen bedrijven. Bedrijventerreinen hebben de kans om samen op te trekken en keuzes te maken, bijvoorbeeld op het gebied van infrastructuur. In Nederland wordt bijvoorbeeld vanuit de overheid begeleiding geboden aan bedrijventerreinen, om gezamenlijke keuzes te maken over hun toekomstige energievoorziening. Ook bieden bedrijventerreinen kansen om gezamenlijk als cluster te vergroenen en evt. warmte uit te wisselen. Hiervoor kan bijvoorbeeld ook gedacht worden aan het inzetten van de energiemakelaar. Belangrijk hierin is dat het duidelijk is waar infrastructuur staat gepland en waar niet. Bij deze begeleiding moet de overheid een rol spelen. Op basis van deze informatie kunnen bedrijven evt. ook de kans aangrijpen om te clusteren rondom geplande infrastructuur.

Daarnaast hebben bedrijven behoefte aan meer informatie. Idealiter zou aan bedrijven advies op maat worden gegeven. Dit is waarschijnlijk niet haalbaar gezien het aantal experts en manuren dat hiervoor nodig zou zijn. Vandaar dat begeleiding aan een groep bedrijven met een soortgelijke warmtevraag een optie is. Deze begeleiding aan groepen bedrijven zouden federaties op kunnen pakken, omdat zij een goede relatie hebben met bedrijven en hun behoeften kennen. Net als bij het Gear@SME project, genoemd in hoofdstuk 7, kunnen experts of onderzoeksorganisaties (met hulp van de overheid) worden ingezet om achterliggend materiaal zoals rekentools, een handboek en best practices te verzorgen.

Deze vorm van begeleiding kan voor bedrijven duidelijk maken welke technologieën voor bedrijfsgroepen het beste zijn om naar te kijken en hoe de overstap gemaakt kan worden. Hier kunnen ook inzichten van (buitenlandse) experts een rol spelen. Een verwijzing naar bijvoorbeeld bestaande Nederlandse informatiepagina's of webinars kan een snelle eerste stap zijn. De begeleiding moet zich idealiter over verschillende fases strekken: van verkenning, tot het maken van de business case en een actieplan en tot de implementatie.

Tot slot zou de begeleiding zich kunnen richten op het wegnemen van de obstakels. Hier kan worden gekeken naar het meer inzetten van de Green Deals voor de vergroening van de warmtevraag. Hierbij krijgen bedrijven die willen innoveren een contactpersoon bij een overheidsinstantie die hen van binnenuit zal helpen met eventuele obstakels, ook bij andere instanties.

8.2.5 *Subsidieprogramma's aanpassen*

Het verschil in investeringskosten verkleinen en bijkomende integratiekosten verlagen

Uit de bevragingen bij de bedrijven blijkt dat de meest vernoemde barrière het ontbreken van een goede business case is. Ze verwijzen hier naar de hoge investeringskosten (CAPEX), de hierbij gepaarde integratiekosten en energiekosten (OPEX). Uit dit onderzoek bleek dat de CAPEX kosten vele mate groter zijn om de warmtevraag te kunnen vergroenen. Zelfs met de aanname van 30% subsidie van de meerkost leidt dit soms tot niet rendabele business cases of zeer lange terugverdiertijden. Daarnaast geven bedrijven aan dat de bijkomende integratiekosten tot zeer hoge bijkomende kosten leiden die vaak niet in aanmerking komen voor de subsidies.

We adviseren dat er nagegaan wordt per technologie of en welke vorm van financiële ondersteuning nodig is om tot betere business cases te komen, zodat bedrijven effectief

kunnen overgaan tot implementatie terwijl ze competitief kunnen blijven. De overheid kan hiervoor onderzoeken in hoeverre de huidige subsidieprogramma's toereikend zijn. Hierbij kan ook gekeken worden of de extra integratiekosten die komen kijken bij de implementatie voldoende afgedekt worden.

We raden hierbij wel aan om een horizon op de subsidies te zetten, en de subsidie dus maar voor maximaal een aantal jaren te laten gelden. De verwachting is namelijk dat fossiele brandstofprijzen verder zullen stijgen, ook relatief gezien in vergelijking met elektriciteitsprijzen. De verwachting voor de business cases voor groene technologieën is dan ook dat die over een aantal jaar gunstiger zullen zijn, waardoor subsidies dan minder tot niet meer nodig zullen zijn.

Er zijn meer manieren waarop de overheid de keuze voor een investering kan vergemakkelijken voor bedrijven. Zo kan de beschikbaarheid van kapitaal voor vergroeningsinvesteringen gegarandeerd worden. Er kunnen leningen gegeven worden die door CO₂ uitstoot of energie verbruik te verminderen kunnen worden terugbetaald. Een andere manier waarbij CAPEX-investeringen niet meer nodig zijn, is wanneer installaties worden geleased in plaats van gekocht. De overheid kan dus het leasen van warmte-installaties stimuleren. Tot slot kunnen bedrijven ook worden gesteund bij het experimenteren met en uitproberen van nieuwe, duurzame technologieën. Een voorbeeld van een beleidsinstrument dat hiervoor kan worden ingezet is het (deels) vergoeden van kernpersoneel dat hiernaar kijkt.

8.3 Aanbevelingen voor beleidsinstrumenten – niet gedragen door de stuurgroep

8.3.1 De nood voor vergroening van de industrie verhogen

De nood voor vergroening van de industrie verhogen

Zoals uit het hoofdstuk over barrières en noden blijkt, zien veel bedrijven nog niet de noodzaak en urgentie om op korte termijn de warmtevraag te verduurzamen. Hieruit volgt een afwachtende houding die ertoe leidt dat bedrijven nog niet investeren in verduurzaming. Ook is het nog niet duidelijk dat de nood van de overheid/maatschappij ligt bij het op net-zero carbon uitkomen, hetgeen veel meer inhoudt dan alleen energie-efficiëntie vergroten of minder CO₂-uitstoot realiseren. We adviseren dan ook om het bewustzijn bij bedrijven van de nood, de aard van de nood, en de urgentie te vergroten.

Er zijn verschillende beleidsopties voor het vergroten van de nood. Ten eerste kan dit met wettelijke maatregelen, waarmee je zorgt voor een *technology-push*. De overheid en de sectororganisaties samen kunnen (dwingende) sectorafspraken maken. Bedrijven zien nu vooral dat de business case voor groene warmte vaak niet rondkomt, en er is geen aanvullend beleid dat de keuze voor groene warmte technologie wel logisch maakt. Als er wel afspraken zijn over vergroening, kunnen die de groene warmte opties een 'strategische keuze' maken: de business case komt dan wellicht niet uit, maar het is toch verstandig ervoor te kiezen. Ook kunnen lokale/ regionale emissieplafonds afgesproken worden. De overheid kan opties om de afhankelijkheid van fossiele brandstoffen uit te faseren onderzoeken. Warmte installaties die op fossiele brandstoffen werken kunnen op termijn verboden of uitgefaseerd worden. Bijvoorbeeld het gebruik van stookolietanks kan op termijn verboden worden. Ook kan worden bepaald dat, in bepaalde sectoren, nieuwe bedrijven geen gasaansluiting meer kunnen krijgen. Ook is het een optie om fossiel energie financieel minder aantrekkelijk te maken. Hierop gaan we in de aanbeveling over de business case dieper in.

Daarnaast kan de nood voor vergroening die er al is beter worden uitgelegd. We lichten dit verder toe onder 8.3. Ten slotte kunnen ook middels financiële maatregelen, duurzame opties aantrekkelijker worden gemaakt dan fossiele alternatieven. Daarmee wordt een *market-pull*

gecreëerd. In 8.4 lichten we de financiële maatregelen die getroffen kunnen worden verder toe.

8.3.2 *Het verschil tussen energieprijzen verkleinen*

Het verschil tussen energieprijzen verkleinen, door fossiele brandstoffen meer te belasten

Een beleidsoptie om business cases voor duurzame technologieën aantrekkelijker te maken is het verkleinen van het verschil tussen energieprijzen. We adviseren dat er bekeken wordt hoe het verschil in energieprijzen verkleind kan worden. Op dit moment is de business case voor de nieuwe technologie nog niet altijd gunstig (genoeg), en dit komt deels doordat de business case voor oude fossiele technologieën sterk geoptimaliseerd is. De Vlaamse overheid kan sterk bij de federale overheid aandringen op het stopzetten van fossiele subsidies, zoals ook beschreven in de *Visienota Bijkomende maatregelen Klimaat*. Een andere optie is om de prijs voor fossiele brandstoffen te verhogen. De prijs voor fossiele brandstoffen is op dit moment in België relatief laag en de elektriciteitsprijs is juist relatief hoog. De fossiele brandstofprijs verhogen kan door de belastingen op de gasprijs en/of stookolie te verhogen. Dit kan ook door een meer algemene CO₂-heffing in te voeren voor de niet-ETS industrie. Ook een model zoals 'Contract for Difference', of CO₂ handel kan hierbij overwogen worden. Het 'Contract for Difference' zorgt voor een stabiele CO₂ prijs, ongeacht hoe de markt voor CO₂ zich ontwikkelt.

8.3.3 *Onzekerheid OPEX verminderen*

Onzekerheid over toekomstige prijzen en business case verminderen

Een andere optie om business cases voor duurzame technologieën te verbeteren is de onzekerheid over toekomstige energieprijzen te verminderen. Voor bedrijven is zekerheid over OPEX belangrijk om de financiële haalbaarheid van een technologie in te kunnen schatten. De OPEX-kosten hangen voor veel technologieën sterk af van de energieprijzen. Gezien de hoge CAPEX voor veel duurzame technologieën is het voor bedrijven van belang om een goed overzicht te hebben over (lagere) OPEX na de installatie. Daarmee wordt het duidelijk in hoeveel jaar de investering zal worden.

Een groot deel van de OPEX is afhankelijk van de markt en overheden hebben hier geen invloed op. Wel zijn er enkele opties voor de Vlaamse overheid, die veelal aansluiten bij de punten die hierboven werden genoemd bij het afbouwen van steun fossiel energiegebruik. Zo kan er een duidelijk tijdspad voor de ontwikkeling van fossiele brandstofbelastingen en eventueel -prijzen en CO₂ prijzen worden gecommuniceerd. Ook kunnen beleidsinstrumenten zoals een CO₂-heffing of een 'Contract for Difference' of CO₂ handel meer duidelijkheid geven. En informatie over beschikbare subsidies kan beter worden gecommuniceerd.

8.3.4 *Meer sturing en regie vanuit de overheid*

Politieke keuzes maken om in de toekomst voldoende (groene) elektriciteit en waterstof te waarborgen

Voor veel van de voorgaande beleidsopties is er een grote randvoorwaarde: bedrijven kunnen slechts hun processen inrichten op groene warmtedragers zoals elektriciteit en waterstof als er daadwerkelijk genoeg koolstofarme elektriciteit en waterstof beschikbaar is in de toekomst. En om helder te kunnen communiceren over de plannen vanuit de overheid, moeten de plannen eerst wel duidelijk zijn. Hiervoor lijkt het onvermijdelijk om politieke keuzes te maken die de plannen voor de toekomstige beschikbaarheid van groene warmtedragers verzekeren. Alhoewel dit lastige, complexe keuzes zijn, adviseren we wel er nu over na te denken.

Uiteraard zijn er veel zaken waar (lokale) overheden weinig tot geen invloed op hebben (omdat dit bijvoorbeeld afhangt van de markt, buitenlandse ontwikkelingen of andere

overheidsorganen), maar er kan wel over nagedacht worden waar wél op invloed kan worden uitgeoefend. Zo hebben overheden bijvoorbeeld geen invloed op de aardgasprijs, maar wel op de belasting op aardgas. Vlaanderen kan niet zelf fossiele subsidies afbouwen, maar kan dit wel sterk aanzetten bij de federale overheid. Vlaanderen kan zelf niet het EU-beleid veranderen op het gebied van koolstofprijzen, maar kan wel zelf sterk inzetten op een koolstofprijs die binnen het gewest het gewenste effect zou hebben. Zeker gezien ook duidelijk wordt uit de vorige hoofdstukken dat bedrijven lijken te wachten op overheden en vice versa, is het enige dat de Vlaamse overheden wel in de hand hebben, het eigen initiatief. Wetenschappelijke literatuur spreekt ook meer en meer hierover: wanneer er een urgente crisis is voor het publiek belang, zijn het overheden die eerste stappen kunnen of zelfs moeten zetten⁴².

Qua politieke keuzes kan men bijvoorbeeld de vraag stellen: Hoeveel duurzame elektriciteit en waterstof is haalbaar om binnen Vlaanderen op te wekken in 2030 en 2050? Is er perspectief op voldoende beschikbaarheid van groene energiedragers om alle industrieën ervan te voorzien? Hoe wordt omgegaan met CO₂-reducerende technologieën die niet zorgen voor zero-CO₂ in 2050? Zou er nagedacht moeten worden over of zeer vervuilende industrieën nog een plek hebben in Vlaanderen, of misschien zich beter deels elders kunnen vestigen waar de (toekomstige) beschikbaarheid van groene energiedragers hoger is? Kunnen grote energiegebruikers zoals grote datacentra zich nog in Vlaanderen vestigen, nu er bekend is dat deze veel elektriciteit nodig hebben en concurreren om de beschikbare duurzame elektriciteit in Vlaanderen? Overweegt men technologieën zoals kernenergie te behouden om voldoende CO₂-neutrale elektriciteit te kunnen opwekken om energie-intensieve industrieën in Vlaanderen te behouden? Wil men investeren in Carbon Capture en Storage technologieën of in technologieën waarbij geen CO₂ uitstoot meer plaatsvindt? Al deze vragen zijn breder dan deze studie alleen kan omvatten. Maar ze creëren wel belangrijke randvoorwaarden voor hoe de vergroening van de niet-ETS industrie kan verlopen tot 2030 en 2050. Er ligt nu de kans om die politieke keuzes te maken die de vergroening over de komende tientallen jaren te beïnvloeden.

Op tijd inspelen op eventuele tekorten aan human capital voor de groene warmtetransitie

In transitie kan er, door de tijd heen, een gebrek ontstaan aan bepaalde skills die specifiek nodig zijn voor die transitie. Overheden kunnen zich hier bewust van zijn en op tijd inspelen met om- en bijscholingsprogramma's wanneer dat nodig is. De begeleiding en interactie tussen bedrijven en publieke instanties kan ook met zich meebrengen dat er meer duidelijkheid is over de behoeften aan human capital voor de groene warmtetransitie.

Bijlage A Informatiesheets technologieën

Elektrificatie

Technische beschrijving

Elektrificatie is de verzamelnaam voor alle technologieën die de warmtevraag van industriële processen elektrisch kunnen leveren in plaats van brandstoffen te gebruiken. Elektrificatie zorgt voor een shift van fossiele naar duurzame warmteproductie, op voorwaarde dat de gebruikte elektriciteit ook hernieuwbaar is. Diverse technologieën vallen onder de term elektrificatie en de meest relevante zijn:

- Warmtepompen voor proceswarmte: opwaardering van warmte op lage temperatuur tot 150 à 200°C.
- Warmtepompen voor warm water: water opwarmen tot 60 à 90°C op basis van laagwaardige (rest)warmte.
- Elektrisch drogen met infrarood-, UV-, of microgolfstraling: alternatief voor drogen met warme lucht of stoom.



- Elektrische boilers voor warm water, stoom en thermische olie en elektrische ovens: alternatief voor boilers en ovens op fossiele brandstoffen.

Investerings en operationele kosten

De CAPEX richtwaarde voor een elektrische boiler is 686 EUR/kW, O&M OPEX is jaarlijks 0.3EUR/kW (bron: Danish Energy Agency⁴³).

Techno-economische gegevens

Technologieën waarbij de elektrische input direct wordt omgezet in warmte hebben een rendement van nagenoeg 100%. Dit zijn bijvoorbeeld elektrische boilers, ovens en drogers.

Bij warmtepompen wordt het rendement bepaald door de COP, die typisch 3 à 4 is. Doorgaans hebben lage temperatuur warmtepompen een hogere COP dan warmtepompen die op hoge temperatuur werken.

Technische randvoorwaarden

Voor alle technologieën kan het aansluitvermogen een beperkende factor zijn. Het (lokale) net moet immers in staat zijn om voldoende vermogen te leveren.

De productie van proceswarmte is vaak geïntegreerd in de procesinstallaties waardoor elektrificatie een grote impact kan hebben op het gehele proces. Om bijvoorbeeld een droogproces om te bouwen van aardgas naar elektrische verwarming zal het gehele droogproces omgevormd moeten worden en dat beperkt zich niet tot enkel het verwarmingsgedeelte. Elektrische boilers kunnen wel makkelijker fossiel gestookte boilers vervangen omdat ze één op één vervangen kunnen worden.

Ruimtelijk potentieel

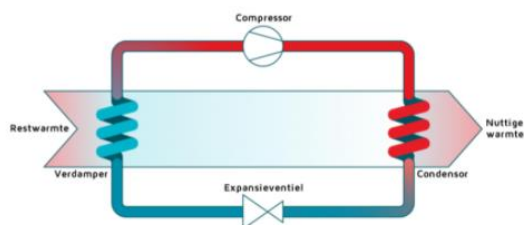
Het ruimtelijk potentieel voor elektrificatie energieopslag is quasi onbeperkt.

⁴³ <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>

Warmtepomp

Technische beschrijving

Een warmtepomp waardeert laagwaardige (rest)warmte op tot hoogwaardige warmte. De meest toegepaste techniek is de mechanische warmtepomp, waarvan de werking gebaseerd is op het comprimeren en expanderen van een werkmiddel. Een warmtepompinstallatie bestaat uit vier hoofdcomponenten: verdampers, compressor, condensor en expansieventiel. De drijvende kracht is een compressor waarmee de druk van het werkmiddel wordt verhoogd.



De mogelijke warmtebronnen voor warmtepompen zijn de bodem, water en lucht. Verschillende factoren bepalen de keuze van warmtebron: de beschikbaarheid, gemiddelde temperatuur, minimum temperatuur en seizoensafhankelijkheid van de warmtebron, alsook de warmtebehoefte van de verbruikers.

Warmtepompen kunnen zowel voor ruimte- als procesverwarming ingezet worden.

Investerings en operationele kosten

De investeringskosten en vaste OPEX is berekend op basis van [1]. De investeringskost omvat enkel het warmtepomp systeem. In [4] worden investeringskosten geschat voor een volledig gesloten systeem, inclusief de kosten voor captatie van de restwarmte op 30°C, op 1140€/kW_{th}. Dit wordt door het consortium als hoog ingeschat.

Warmtepomp 2021

CAPEX	300-641 €/kW(th)
Vaste OPEX	10 €/kW jaar

Warmtepomp is een technologie waarbij mogelijk nog reducties in kostprijs mogelijk zijn. Verschillende studies ([2], [3]) schatten een reductie van ongeveer 18% in voor de investeringskost tegen 2030.

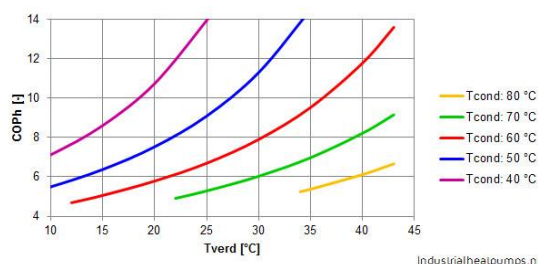
Warmtepomp 2030

CAPEX	246-526 €/kW(th)
Vaste OPEX	10 €/kW jaar

Techno-economische gegevens

Het energieverbruik van een warmtepomp is afhankelijk van het temperatuurverschil tussen de warmtebron en het warmteafgiftesysteem. Het energetisch rendement kan geoptimaliseerd worden door de combinatie van een zo hoog mogelijke brontemperatuur en een zo laag mogelijke afgiftetemperatuur.

Het rendement van een warmtepomp wordt uitgedrukt met een coefficient of performance (COP), die de verhouding weergeeft tussen het energieverbruik van de compressor en de nuttige hoeveelheid warmte. De COP ligt in de range van 4 tot 14 en is voornamelijk functie van de verdampings- en condensatietemperatuur, zoals op onderstaande grafiek te zien is [1].



Technische randvoorwaarden

Warmtepompen worden doorgaans toegepast voor lage afgiftetemperaturen: van 30 tot maximum 90°C. Hogere temperaturen zijn wel mogelijk maar vereisen hogere werkdrukken, minder courante werkingmiddelen en bijgevolg duurder componenten.

Voor sanitair warm water kunnen booster warmtepompen gebruikt worden die specifiek bedoeld zijn om hogere temperaturen te produceren.

Voor warmtepompsystemen met grondwater als warmtebron is de thermische balans van belang. Dat betekent dat 's winters warmte uit de bodem gehaald wordt terwijl 's zomers de grond geregenereerd wordt door er terug warmte in te steken.

Ruimtelijk potentieel

Het ruimtelijk potentieel voor warmtepompen met lucht of (lokale) restwarmte als warmtebron is quasi onbeperkt; zij kunnen doorgaans overal toegepast.

Voor systemen die warmte uit de bodem of water halen, is het potentieel afhankelijk van

de geschiktheid en toegankelijkheid van de warmtebron.

Referenties

[1] Eigen berekening op basis van open source rekentool:

<http://tools.industrialheatpumps.nl/warmtepompwijzer/>

[2] Köhler, Benjamin & Moser, Christoph & Garzia, Federico & Stobbe, Marc. (2018). D4.1: Guideline II: nZEB Technologies: Report on cost reduction potentials for technical nZEB solution sets.

[3] UK Department for Energy & Climate, Potential Cost Reductions for Ground Source Heat Pumps, 2016

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/498963/150113_Delta-ee_Final_GSHP_report_DECC.pdf

[4] [Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021 \(pbl.nl\)](#)

Elektrische en elektrodeboilers

Technische beschrijving

Elektrische en elektrodeboilers gebruiken elektriciteit om warm water of stoom te produceren. Bij elektrische boilers gebeurt dit door middel van weerstandsverwarming. Elektrodeboilers (onderstaande foto) bevatten een aantal elektrodes die het water rechtstreeks opwarmen door gebruik te maken van de intrinsieke elektrische weerstand van het (op te warmen) water.



Vanwege het werkingsprincipe hebben elektrische boilers over het algemeen een lager thermisch vermogen dan elektrodeboilers. Elektrische ketels gaan maximaal tot 5 MW(el), terwijl de range voor elektrodeboilers tussen 3 en 70 MW(el) is.

Investerings en operationele kosten

Elektrische en elektrode boilers	
CAPEX	100-500 €/kW(th) ⁴⁴
Vaste OPEX	10 €/kW jaar

Techno-economische gegevens

Het rendement van elektrische en elektrodeboilers bedraagt 95-99%.

Technische randvoorwaarden

Het aansluitvermogen kan een beperkende factor zijn. Het (lokale) net moet immers in staat zijn om voldoende elektrisch vermogen te leveren.

Elektrische en elektrodeboilers geven de mogelijkheid om fossiel gestookte boilers één op één te vervangen.

Ook retrofit is mogelijk op (bestaande) gasboilers. Hierbij wordt een weerstandelement geplaatst in het boilervat zodat men een elektrische boiler bekommt. Uit onderzoek blijkt dat enkel gasgestookte vlampijpketels met een thermisch vermogen van 5-20 MW hiervoor geschikt zijn. Ketels met een lager thermisch vermogen zijn te klein om een elektrisch element in te bouwen. Bij grotere vermogens is de lengte van de beschikbare weerstandselementen de limiterende factor.

Ruimtelijk potentieel

Het ruimtelijk potentieel voor elektrische en elektrode boilers is quasi onbeperkt.

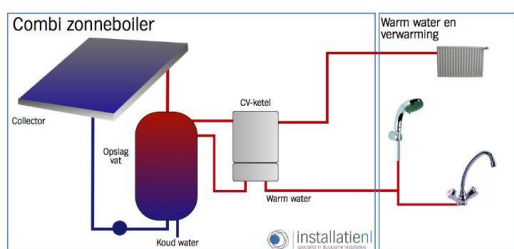
⁴⁴ Bron: <https://energy.nl/wp-content/uploads/2018/12/Technology-Factsheet-Electric-industrial-boiler-1.pdf>

Zonnethermie

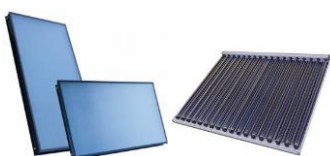
Technische beschrijving

Een zonneboiler gebruikt de zon om water te verwarmen. In de collector van een zonneboiler wordt warmte, afkomstig van de zon, afgegeven aan een transportmedium (water of glycol). Dit transportmedium wordt langs een buffervat met water gestuurd dat vervolgens opwarmt.

Zonneboilers met een vlakkeplaatcollector zijn momenteel het meest in gebruik, met name voor residentiële toepassingen waarbij sanitair warm water geproduceerd wordt. De temperatuurrange is 50-80°C.



Voor industriële toepassingen zijn vacuümcollectoren meer aangewezen omdat hun temperatuurrange hoger is: 100-150°C. Industriële zonnethermie met parabolische zonnecollectoren kan warmte leveren tot 400°C [1].



Investerings en operationele kosten

Zonneboiler	
CAPEX	700 EUR/m ² (vlotte plaat)
	1.200 EUR/m ² (vacuüm)
OPEX	1-2% of CAPEX EUR/jr

Techno-economische gegevens

De opbrengst van een zonneboiler is sterk afhankelijk van zijn oriëntatie en helling.

Doorgaans houdt men rekening met een opbrengst van 400-500 kWh warmte per m² collector. Dit is in overeenstemming met [1], die uitgaat van een investeringskost van 525 €/kWth voor een installatie tussen 140kWth en 1MWth.

Qua emissies heeft een zonneboiler geen directe uitstoot.

Technische randvoorwaarden

Het potentieel van zonneboilers voor gebouwverwarming is beperkt. De warmtevraag concentreert zich in de koudere wintermaanden en in die periode is de opbrengst van een zonneboiler net beperkt vanwege de beperkte zonuren.

Ruimtelijk potentieel

Het potentieel van zonneboilers is beperkt tot dakoppervlaktes die (bij voorkeur) zuidelijk gericht zijn. Westelijke en oostelijke oriëntaties zijn technisch gezien mogelijk maar geven een lagere warmte-opbrengst. Bovendien moet men rekening houden met eventuele beschaduwning.

De plaats die een zonneboiler in neemt kan niet gebruikt worden voor PV-panelen. Als de dakoppervlakte voor lokale energieopwekking beperkt is, staan beide technologieën in concurrentie met elkaar.

[1]

<https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-conceptadvies-sde-plus-plus-2022-zonne-energie-4381.pdf>

Biomassa

Technische beschrijving

Biomassa is een verzamelnaam voor al het plantaardige en dierlijke materiaal dat gebruikt kan worden voor de opwekking van elektrische en thermische energie. Die energie-omzetting kan op twee manieren gebeuren. Bij directe verbranding in een verbrandingsketel of kachel, wordt warmte geproduceerd, eventueel in combinatie met elektriciteitsproductie. Daarnaast kan biomassa ook dienen als grondstof voor de productie van biogas, door middel van anaerobe vergisting. Het resulterende biogas wordt vervolgens verbrand in een (bio)gasmotor om elektriciteit en warmte te produceren.

Voor de industriële warmtevraag in Vlaanderen zijn de volgende biomassa-waardeketens het meest relevant [1]:

- Biogas-installaties op groenafval, organisch-biologische afvalstromen en gras;
- Mest-pocketvergisters;
- Biogas-installaties op basis van co-vergisting van mest en andere organische reststromen;
- Houtverbranding (enkel voor warmteproductie).

Investerings en operationele kosten

Voor een biomassaboiler (enkel voor warmteproductie) op houtsnippers kan 450 €/kW als richtwaarde gehanteerd worden [2]. In de PBL studie in Nederland worden de onderhoudskosten ingeschat op 25 €/kW per jaar [2]. Het Deense energie agentschap schat deze kost een stuk goedkoper in met 220 €/kW investering en 3.8 €/kW per jaar [3], echter de PBL resultaten worden verwacht dichter bij de Vlaamse situatie te liggen.

Voor biogas-installaties op basis van mest of organisch-biologische afvalstroom zijn de volgende richtcijfers van toepassing [4]:

- 4.250 €/kWe CAPEX en 423 €/kWe vaste OPEX voor grotere installaties, inclusief WKK (> 5MWe);
- 4.370 €/kWe CAPEX en 457 €/kWe vaste OPEX voor kleinere installaties, inclusief WKK (> 5MWe).

Voor biogas-installaties op basis van groenafval kan een CAPEX van 12.900 €/kWe en een vaste OPEX van 783 €/kWe beschouwd worden.

De brandstofkost wordt bepaald door het type biomassa dat gebruikt wordt, de beschikbaarheid ervan en de actuele marktomstandigheden.

Techno-economische gegevens

Het rendement van een biomassa-gestookte ketel ligt meestal lager dan een traditionele (gasgestookte) installaties; richtwaarde 85% [5]. Voor WKK's op biogas ligt het thermische rendement in de range van 49-53% [4].

De emissies worden bepaald door het type biomassa dat gebruikt wordt.

Technische randvoorwaarden

In veel gevallen is een voorbehandeling van biomassa vereist, bijvoorbeeld het vermalen van afvalhout. Bij gebruik van interne biomassastromen moet dit on-site kunnen gebeuren.

Ruimtelijk potentieel

Idealiter gebruikt men lokaal beschikbare biomassastromen die niet geschikt zijn voor consumptie voor mens of dier (om competitie

met voeding te vermijden). Voor extern aangevoerde biomassa kunnen de transportkosten hoog oplopen. Hierbij zijn zowel de afstand als de volumes van belang. Grote warmtebehoefte vereisen grote volumes biomassa en daarom is lokale beschikbaarheid een beperkende factor.

Het volume biomassa heeft ook consequenties op het benodigd volume voor opslag. Een studie naar het potentieel van verschillende biomassastromen in Vlaanderen werd uitgevoerd door VITO in 2018 [1]. Dit toont aan dat het potentieel beperkt is, en het is ook belangrijk te noteren dat biomassa ook ingezet kan worden voor industriële processen zoals bijvoorbeeld Torrero project in Arcelor Mittal, of in de cementsector, en niet enkel voor het invullen van de warmtevraag.

Referenties

[1] https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Potentieel_biomassa_2030.pdf

[2] Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021 (pbl.nl); <https://www.pbl.nl/publicaties/eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2021>

[3] The Danish Energy Agency, <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>

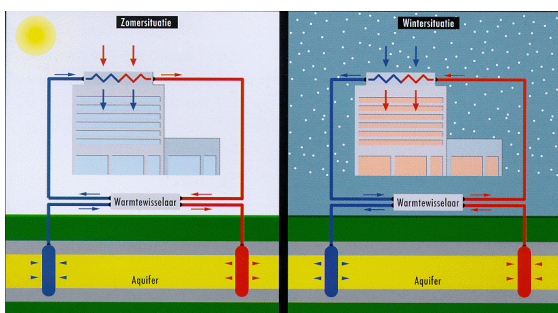
[4] https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Rapport2021_deel1_definitief.pdf

[5] Ministerieel besluit inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmtekrachtinstallaties, <https://codex.vlaanderen.be/>, 2016

Koude-warmteopslag (KWO)/ ondiepe geothermie

Technische beschrijving

Koude-warmteopslag is een technologie waarbij grondwater opgepompt wordt om thermische energie te leveren. Om een KWO-systeem te realiseren worden in een watervoerende laag (aquifer) twee of meer putten geboord op een onderlinge afstand van 100 tot 150 meter. De diepte van de bronnen bedraagt doorgaans 50 tot 150 m; daarom spreekt men van ondiepe geothermie.



In de zomer is er koelvraag en wordt koud grondwater (12°C) uit één van de putten opgepompt; de koude bron. Koude wordt onttrokken aan het grondwater door middel van een warmtewisselaar waardoor het grondwater opwarmt. Vervolgens wordt het in de tweede put geïnjecteerd; de warme bron. 's Winters is er warmtevraag en wordt het proces omgedraaid. Grondwater wordt uit de warme bron opgepompt en over dezelfde warmtewisselaar gestuurd. Het grondwater geeft zijn warmte af en wordt (afgekoeld) teruggevoerd naar de koude bron. Merk op dat deze techniek dus relevant is voor ruimteverwarming met een zomer-winter profiel voor verwarming en koeling, maar niet voor proceswarmte met een constante warmtevraag doorheen het jaar.

Bij een KWO-systeem kan dus zowel de opgeslagen koude als de opgeslagen warmte worden gevaloriseerd. Het onttrokken grondwater wordt steeds weer geïnjecteerd, zodat er geen grondwater wordt verbruikt.

Investerings en operationele kosten

Een richtwaarde voor CAPEX is 640 EUR per kW geïnstalleerd warmtevermogen. De CAPEX wordt

in grote mate beïnvloed door het aantal bronparen alsook hun diepte. Deze CAPEX omvat ook de investeringskost voor de distributie van warmte. Die kost is afhankelijk van de afstand waarover de leidingen gelegd moeten worden. Als OPEX wordt ongeveer 6% van de CAPEX (per jaar) gehanteerd als richtwaarde.

Techno-economische gegevens

Het rendement van een KWO-systeem wordt uitgedrukt als een seizoensgebonden rendement (SPF) voor koeling en verwarming. Als algemene richtwaarde kan men 4,5 hanteren voor verwarming en 11 voor koeling. Dat betekent dat een KWO-systeem respectievelijk 4,5 kWh warmte of 11 kWh koeling produceert per kWh verbruikte elektriciteit.

Technische randvoorwaarden

KWO-systemen werken doorgaans in combinatie met warmtepompen vanwege de beperkte grondwatertemperaturen. Daarom gelden hier dezelfde technische randwaarden als voor andere warmtepompsystemen.

Bij de dimensionering en uitbating van een KWO-systeem is de thermische balans van belang. Dat betekent dat 's winters warmte uit de bodem gehaald wordt terwijl 's zomers de grond geregenereerd wordt door er terug warmte in te steken.

KWO-systemen zijn het best geschikt voor grotere thermische behoeftes, in vergelijking met BEO-systemen. BEO-systemen zijn meer beperkt in diepte waardoor hun thermisch vermogen ook beperkt wordt.

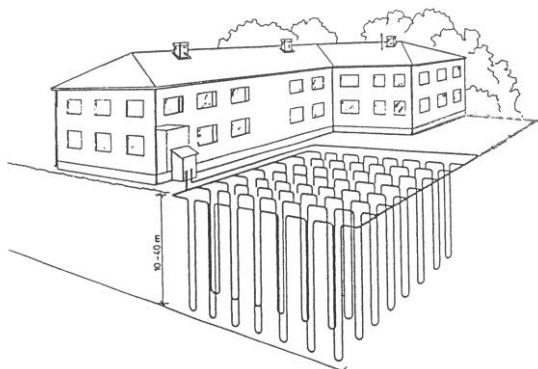
Ruimtelijk potentieel

KWO-systemen vereisen de beschikbaarheid van een geschikte watervoerende laag in de ondiepe ondergrond. Dit maakt dat de techniek bij uitstek geschikt is in de Kempen. In de rest van Vlaanderen zijn de mogelijkheden eerder beperkt en dient er plaatsafhankelijk een evaluatie te gebeuren.

Boorgat-energieopslag (BEO)

Technische beschrijving

Boorgat-energieopslag is een technologie waarbij warmte/koude in en uit de ondergrond gebracht wordt met behulp van een gesloten hydraulisch circuit en een aantal verticale warmtewisselaars. Deze laatste zijn kunststofbuizen die als een lus, verticaal, in een 20 tot 150 m diep boorgat worden ingebracht. Door meerdere wisselaars op korte afstand (2 tot 4 m) van elkaar aan te brengen, wordt een zeker opslagvolume gecreëerd.



BEO-systemen worden doorgaans met een grondgekoppelde warmtepomp uitgevoerd, met de mogelijkheid tot natuurlijke koeling in de zomer. Dit zorgt enerzijds voor duurzame koeling en vermijdt anderzijds uitputting van de bodem door regeneratie. Hierbij wordt een BEO-veld gekoppeld aan een warmtepomp die warmte onttrekt aan de bodem tijdens het stookseizoen. Dit proces leidt tot een globale afkoeling van de ondergrond met een minimumtemperatuur aan het eind van het stookseizoen. Ook hier is deze techniek geschikt voor een zomer-winter profiel bv. ruimteverwarming, en in veel mindere mate voor proceswarmte met een constante warmtevraag.

Tijdens de zomer kan dit systeem de bodemkoude benutten. De condensorwarmte van de warmtepomp wordt dan naar de ondergrond gebracht. Dit systeem levert een

dubbele energiewinst op. Enerzijds zal de natuurlijke koeling een belangrijke besparing opleveren, anderzijds zal de bodem geregenereerd worden voor het volgende stookseizoen.

Investerings- en operationele kosten

Een richtwaarde voor CAPEX is 1.000 EUR per kW geïnstalleerd warmtevermogen [1]. De CAPEX wordt in grote mate beïnvloed door het aantal bronparen alsook hun diepte. Deze CAPEX omvat ook de investeringskost voor de distributie van warmte en warmtepompen. Die kost is ook afhankelijk van de afstand waarover de leidingen gelegd moeten worden. Als OPEX wordt door VITO ongeveer 6% van de CAPEX (per jaar) [1] gehanteerd als richtwaarde.

Techno-economische gegevens

Het rendement van een BEO-systeem wordt uitgedrukt als een seizoensgebonden rendement (SPF) voor koeling en verwarming. Als algemene richtwaarde kan men 4,5 hanteren voor verwarming en 11 voor koeling [2]. Dat betekent dat een BEO-systeem respectievelijk 4,5 kWh warmte of 11 kWh koeling produceert per kWh verbruikte elektriciteit.

Technische randvoorwaarden

BEO-systemen gebruiken grondgekoppelde warmtepompen om de gewenste temperatuurniveaus te halen om te bieden aan de gebouwinstallaties. Dezelfde randvoorwaarden als voor warmtepompen zijn hier dan ook geldig.

Bij de dimensionering en uitbating van een BEO-systeem is de thermische balans van belang. Dat betekent dat 's winters warmte uit de bodem gehaald wordt terwijl 's zomers de grond geregenereerd wordt door er terug warmte in te steken.

KWO-systemen zijn het best geschikt voor grotere thermische behoeftes, in vergelijking met BEO-systemen. BEO-systemen zijn meer beperkt in diepte waardoor hun thermisch vermogen ook beperkt wordt.

Ruimtelijk potentieel

BEO-systemen zijn een alternatief voor KWO-systemen als de ondergrond minder geschikt is voor KWO. Bij een kleilaag is het bijvoorbeeld moeilijker om voldoende

grondwaterdebiet te krijgen en is een BEO-systeem te verkiezen boven een KWO-systeem.

Referenties

[1] gebaseerd op VITO in-huis kennis

[2] Deense energie-agentschap
<https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>

Diepe geothermie

Technische beschrijving

Diepe geothermie kan de warmte van de onderliggende aardlaag omzetten in bruikbare energie aan de oppervlakte. VITO heeft uitgebreide ervaring met diepe geothermie. Op de Balmatt site in Mol werd een centrale gebouwd met 3 boorputten, die warmte van ~120-130°C levert aan de oppervlakte. Vanaf 2021 zal de centrale integraal deel uitmaken van een testprogramma om geïnduceerde seismiciteit te onderzoeken.

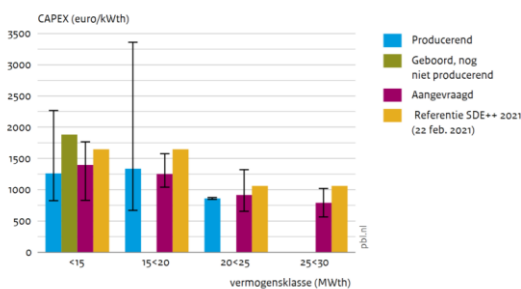
Investerings en operationele kosten

De investeringen in een geothermiecentrale zijn gelinkt aan verschillende processen, die bij het installeren van een geothermiecentrale worden doorlopen: Een initiële haalbaarheidsstudie, een seismische verkenning, een technische evaluatie, vergunningen, het boren van de putten, productie testen, injectietesten, kosten voor monitoring en constructie van de geothermische centrale aan de oppervlakte. Het geheel wordt geschat op een investering van 1000€/kW_{th}, gebaseerd op een conceptadvies in Nederland dat bestaande projecten vergelijkt [1, 2]. De operationele kosten O&M worden geschat op 6% van de CAPEX, ongeveer 55€/kW_{th} jaarlijks. De brandstofkosten kunnen worden verwaarloosd.

Techno-economische gegevens

Belangrijk gegeven is de diepte van de boring, die is niet over alle aardlagen hetzelfde. Als we het VITO kostenmodel toepassen, is een boring op 1km ongeveer vier keer goedkoper dan een boring op 4km. In de range van projecten die is aangegeven in [2] zie je ook een maximale bovengrens tot 2250€/kW_{th} voor de investeringskost. We nemen voor deze studie een bovengrens van 2000€/kW_{th}.

Gecorrigeerde capex per (gecorrigeerde) vermogensklasse dublet basislast



Technische randvoorwaarden

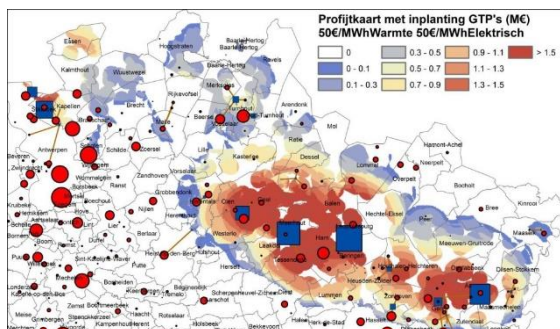
Het is technisch gezien mogelijk om elektriciteit te produceren via een ORC cyclus, maar met laag rendement. Rechtstreeks gebruik van de warmte is mogelijk in een warmtenet.

Ruimtelijk potentieel

Het ruimtelijk potentieel in België bevindt zich voornamelijk in de Antwerpse en Limburgse Kempenregio. Buiten deze regio's is diepe geothermie ook mogelijk, maar dan wordt de vereiste diepte groter voor dezelfde temperatuur. Bovendien is er uiteraard beschikbare ruimte nodig voor de aanleg van de centrale. Een discussie over risico op aardbevingen wordt niet meegenomen in deze studie, voor een bespreking van de omgevingsaspecten van geothermie verwijzen we naar het Geoenvi project (<https://www.geoenvi.eu/>). In werkpakket 3 van dit project worden de ruimtelijke aspecten van diepe geothermie verder besproken.

[1]: K. Smekens (ECN), Bart in't Groen (DNVGL)
<https://repository.tno.nl/islandora/object/uuid:df7b0ee0-8893-4d68-b291-e177d97c530f>

[2] Conceptadvies SDE++ 2022 Geothermie
<https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-conceptadvies-sde-plus-plus-2022-geothermie-4382.pdf>



Figuur 17 Bron: hernieuwbare energie atlas Vlaanderen

Restwarmte

Technische beschrijving

In de meeste gevallen wordt warmte geproduceerd door installaties die hier specifiek voor bedoeld zijn, zoals bijvoorbeeld warmtepompen. Daarnaast zijn er vaak ook installaties die warmte genereren als een bijproduct. Enkele voorbeelden hiervan zijn naverbranders, afvalverbrandingsovens, exotherme processen, koelinstallaties en andere.



In bepaalde omstandigheden kan deze restwarmte gerecupereerd worden voor nuttig gebruik. Restwarmterecuperatie kan zowel intern als extern ten opzichte van een bedrijf gebeuren.

Investerings en operationele kosten

Gezien de grootte variatie in restwarmtebronnen en warmtetoepassingen, is het onmogelijk om een éénduidige range te geven voor de CAPEX en OPEX.

Techno-economische gegevens

Restwarmterecuperatie is dermate case-afhankelijk dat richtwaardes inzake rendementen niet te rapporteren zijn.

Technische randvoorwaarden

Bij restwarmterecuperatie is het belangrijk om de beschikbare warmte en de warmtevraag goed in kaart te brengen. Zowel het temperatuurniveau als de hoeveelheid

beschikbare warmte moet combineerbaar zijn met de warmtevraag.

De afstand tussen restwarmtestromen en potentiële afnemers dient best zo klein mogelijk gehouden te worden. Hoe groter de afstand, hoe minder rendabel en efficiënt warmterecuperatie wordt. Daarom is warmterecuperatie binnen eenzelfde bedrijf of installatie meestal interessanter dan extern aangeleverde warmte.

Warmteterugwinning moet ook technisch-economisch haalbaar zijn. Een kleine discontinue warmtestroom is bijvoorbeeld minder interessant dan een stabiele grote restwarmtestroom. Ook vervuiling (van bijvoorbeeld rookgassen) kan een beperkende factor zijn.

De gelijktijdigheid van warmtevraag en -aanbod moet ook in rekening gebracht worden. Warmtebuffering kan hierbij ook een rol spelen, maar zorgt uiteraard voor bijkomende kost.

Ruimtelijk potentieel

Het ruimtelijk potentieel voor restwarmtegebruik wordt bepaald door de beschikbaarheid van restwarmte en de warmtevraag in diezelfde omgeving. De warmtekaart biedt een overzicht van bedrijven die mogelijk restwarmte in de aanbieding hebben door de grote warmtevraag. Echter is tot op heden geen temperatuurinformatie bekend aan de vraagkant, waaruit het potentieel voor restwarmte verder kan verfijnd worden. Ook zijn geen data bekend rond de technische haalbaarheid van de uitkoppeling van restwarmte. Wel kan deze zaak kwalitatief bekeken worden door te kijken naar omliggende bedrijven en de sector (bijvoorbeeld, voedselverwerking is doorgaans op lage temperatuur).

Warmtenet

Technische beschrijving

Een warmtenet brengt via ondergrondse, geïsoleerde buizen warmte uit één of meerdere centrale warmtebronnen naar meerdere warmteverbruikers. Het is dus een collectief verwarmingssysteem op schaal van een wijk, stad of zelfs regio.



Diverse warmtebronnen kunnen warmte leveren aan een warmtenet:

- Fossiel gestookte installatie, zoals WKK's, warmwaterboilers.
- Restwarmte, zowel op lage als hoge temperatuur.
- Hernieuwbare energiebronnen, zoals biomassa.

Het transport en de verdeling van warmte gebeurt door middel van een aanvoer- en retourleiding. Afhankelijk van de werkingstemperatuur zijn de leidingen in staal of kunststof uitgevoerd.

De warmteklanten kunnen heel divers zijn: bedrijven, tertiaire sector, woningen, publieke gebouwen... Een warmtewisselaar bij de verbruikers levert de warmte aan de warmteafgiftesystemen, voor ruimteverwarming en sanitair warm water.

Investerings en operationele kosten

De investering en operationele kosten voor de warmtebron(nen) is afhankelijk van de technologiekeuze en grootte van de installatie. Typische CAPEX en OPEX zijn niet rapporteerbaar door diversiteit aan warmtebronnen.

De investeringskost voor de transportleidingen wordt bepaald door het traject, de diameter, de isolatiedikte, het leidingmateriaal, de ondergrond en eventuele onderboringen. Investeringskosten zit meestal in de range van 500-3.000 EUR per lopende meter traject [1]. De warmtekaart hanteert 1000-2000EUR/m voor de warmtenet scenario's. Als onderhoudskost kan men als richtwaarde 2% van de CAPEX per jaar beschouwen [1],[2].

De investering voor de warmtewisselaar bij de verbruikers is afhankelijk van het thermisch vermogen; richtwaarde 200-500 EUR per kW geïnstalleerd vermogen [1].

Techno-economische gegevens

Het rendement en de emissies van een warmtenet worden bepaald door de warmtebronnen die het warmtenet voeden.

Technische randvoorwaarden

De technische layout van een warmtenet wordt in de eerste plaats bepaald door de hoeveelheid warmte die het moet leveren aan de warmteafnemers, alsook hun piekvraag en de gewenste aanvoertemperatuur. Deze parameters bepalen de leidingdiameters en de grootte van de warmteproductie-installaties.

De locatie van de warmteverbruikers en warmtebronnen bepaalt de ligging van de transportleidingen. Hierbij dient men ook rekening te houden met bestaande infrastructuur zoals verkeerswegen, kanalen en dergelijke. Doorgaans streeft men naar een zo groot mogelijke warmtedichtheid voor het warmtenet en een zo klein mogelijke transportafstand.

Referenties

[1] Dit is gebaseerd op in-huis VITO kennis, ook consistent met de Warmtekaart Vlaanderen https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Warmte-in-Vlaanderen-rapport-2020_0.pdf

[2] Deze cijfers zijn ook consistent met andere literatuurbronnen zoals "Frederiksen, Werner, *District heating and cooling*, 2013

Waterstofgestookte warmwaterketel

Technische beschrijving

Er is nog geen helder beeld over de kost van een waterstofgestookte warmwaterketel, aangezien deze nog niet op schaal uitgerust zijn. Een waterstofvlam heeft een aantal andere eigenschappen, zo is de vlam minder kegelvormig dan een aardgasvlam, en hierdoor is een aardgasketel niet geschikt voor waterstof.

Investerings en operationele kosten

De kosten worden geschat op de volgende volgens [1], deze cijfers zijn in dezelfde grootteorde als in [2]:

HR-ketel	
CAPEX	95.6 EUR/kW
Vaste OPEX	3.2 EUR/kW

Techno-economische gegevens

Een richtwaarde voor het rendement van een HR-ketel is 107% [1], er zou weinig verschil zijn in verschil in performantie tussen een waterstofketel en een aardgasketel.

Technische randvoorwaarden

Technische randvoorwaarden zijn vrij eenvoudig, maar de onzekerheden op energiesysteemniveau zijn groot. Vooral de kost van de levering van waterstof is niet evident. De lokale productie van groene waterstof vereist een overvloedige aanwezigheid van koolstofarme elektriciteit, en dit is in onze regio in de komende jaren nog

schaars aanwezig. Internationale spelers werken aan import, maar het wordt verwacht dat systeemwaarde van waterstof in de eerste plaats hoger zal zijn in sectoren die waterstof in moleculaire vorm inzetten (chemische industrie, staalindustrie...) dan als energiedrager. Waterstof voor verwarmingsdoeleinden wordt door het consortium in de komende jaren nog niet als een realistische optie verwacht, voornamelijk door de relatief hoge productiekost van waterstof zelf.

Echter op lange termijn wordt wel verwacht dat waterstof een cruciale rol zal spelen. Het kan dan ook relevant zijn om reeds te starten met waterstof voor warmte opdat dit ook effectief klaar is voor na 2030

Ruimtelijk potentieel

Het is op dit moment absoluut niet zeker dat een waterstofnetwerk op distributieniveau zal beschikbaar zijn, dus veel hangt af van de kost van de laatste kilometers levering van waterstof aan het bedrijf in kwestie. De 'hydrogen backbone' in de federale waterstofstrategie zal in eerste instantie (en tot nader order) enkel de grote industrieclusters bevoorraden.

Referenties

[1] TNO - Factsheet on Hydrogen boiler (2015)

[2] A Flemish hydrogen strategy: Waterstof industrie Cluster

Warmtekrachtkoppeling (WKK)

Technische beschrijving

Warmtekrachtkoppeling (WKK) is het gelijktijdig opwekken van warmte en elektriciteit eenzelfde installatie op basis van dezelfde brandstof: aardgas, biogas of waterstof. Aangezien warmte moeilijk te transporteren is, bevindt deze installatie zich dicht bij de warmteverbruiker. De hoogwaardige warmte die vrijkomt bij het verbranden van de brandstof wordt dan eerst gebruikt voor het produceren van mechanische energie, die dan verder via een alternator wordt omgezet in elektriciteit. Hierna blijft laagwaardige warmte over, die wordt gebruikt om te voldoen aan de specifieke warmtevraag voor gebouw- of procesverwarming.



Het grote voordeel van WKK is dat bij gezamenlijke opwekking van warmte en elektriciteit de in de brandstof aanwezige energie beter wordt benut. Hierdoor is minder brandstof nodig dan bij een gescheiden productie van eenzelfde hoeveelheid warmte en elektriciteit. Door de efficiëntere productie bespaart men primaire energie. Dit vertaalt zich tevens in een lagere kost voor het verbruik van elektriciteit en warmte. Als gevolg van de primaire-energiebesparing zorgt een WKK er ook voor dat de CO₂-uitstoot gereduceerd wordt.

Investerings en operationele kosten

De investering voor een gasgestookte WKK-installatie ligt in de range van 600 tot 2.310 € per kW geïnstalleerd elektrisch vermogen, respectievelijk voor grote installaties vanaf 6MWel en kleine installaties van 70kWe [1]. De investering voor WKK's op biogas en waterstof liggen hoger. In [1] wordt een biogas installatie op mest of organisch-biologisch afval ingeschat op 4370€/kWhe

voor een grote installatie van 7MWel. De kosten van de biogas bewerking zitten hierin vervat, het aandeel van de WKK in de CAPEX is 935€/kWhe [1]. Voor houtafval worden gelijkaardige kosten geschat, een biogasinstallatie op groenafval is een stuk duurder, tot 12900€/kWhe [1].

De operationele kost wordt in de eerste plaats bepaald door de energiekosten en deze zijn afhankelijk van de brandstofkeuze en het verbruik. In [1] worden de onderhoudskosten gegeven als functie van de geproduceerde elektriciteit, met een kost van 0.0321€/kWhe voor een kleine WKK van 70 kWe en 0.0121€/kWhe voor een grote WKK van 6MWel. In een UK referentie wordt de onderhoudskost iets lager ingeschat op 4.7 – 8.3 EUR/MWh [2].

Techno-economische gegevens

Richtwaardes voor het elektrisch en thermisch rendement zijn respectievelijk 30% en 60%, maar bijvoorbeeld de verhouding tussen elektriciteitsproductie en thermische productie kan variëren per installatie. In [1] varieert de efficiëntie tussen 43.0% elektrisch en 60.9% thermisch voor een grote installatie van 6MWel, en 33.9% elektrisch en 54.4% thermisch voor een kleine installatie van 70kWel. Een meer nauwkeurige inschatting van het rendement kan gemaakt worden aan de hand van de technische specificaties van een installatie.

De emissies van een WKK-installaties zijn afhankelijk van gebruikte brandstof.

Technische randvoorwaarden

Hoewel een WKK kan functioneren op deellast, gaat dit ten koste van het rendement. In de praktijk wordt daarom vaak gekozen voor een combinatie van een WKK en een andere verwarmingstechniek. De WKK is dan afgestemd op de basislast (warmte) en de alternatieve techniek voor het opvangen van verbruikspieken.

Ruimtelijk potentieel

Gasgestookte WKK's zijn in principe overal toepasbaar mits toegang tot het aardgasnet. Bij grote installaties moet men nagaan of er voldoende vermogen beschikbaar is. Voor WKK's op biogas en waterstof is de (lokale) beschikbaarheid van de brandstof een bepalende factor.

Referenties

[1] VEKA 2021, Deel 1: *Rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2022*

[2] UK Dept. of energy and industrial strategy: Combined Heat and Power – Finance

A detailed guide for CHP developers – Part 5 for OPEX

Thermische opslag

Technische beschrijving

Bij thermische opslag wordt warmte opgeslagen om te worden gebruikt wanneer dat nodig is. Dit laat toe om een onbalans tussen warmteproductie en -verbruik op te vangen. Dergelijke onbalans is vooral relevant bij inzet van koolstofarme energiebronnen zoals zonneboilers waarbij de productie niet (altijd) afgestemd kan worden op de vraag naar warmte. Thermische opslag ook toegepast worden om pieken in de warmtevraag op te vangen.

Thermische opslag kan op lange termijn gebeuren op een (stook)seizoen te overbruggen. Seizoensopslag gebeurt door middel van ondergrondse thermische opslag zoals boorgaten en aquifers. KWO en BEO-systemen zijn daar een toepassing van.

Korte termijn opslag heeft een tijdshorizon van uren of dagen. Dergelijk opslag gebeurt typisch met warmwatertanks, maar ook de thermische massa van een gebouw is hiervoor bruikbaar. Deze fiche focust op korte termijn opslag met warmwatertanks.



Investerings en operationele kosten

De investeringskost van een thermisch opslagsysteem hangt af van verschillende factoren: de materiaalkeuze, de isolatiegraad en het vereiste drukniveau. Investeringskosten voor systemen tussen 300 en 1000 m³ variëren

tussen 500 en 350 EUR per m³ opslag volume. Voor kleinere systemen kan de specifieke kost nog verder oplopen richting 1000 EUR/m³ [1]. De operationele kosten van dergelijke systemen zijn verwaarloosbaar omdat ze weinig energie en onderhoud vragen; enkel pompenergie, warmteverliezen en algemeen onderhoud.

Techno-economische gegevens

Het rendement van thermische opslag wordt bepaald door de thermische verliezen. Bij goed geïsoleerde installaties kan men uitgaan van 90 à 95% van de warmte die nuttig gerecupereerd kan worden uit de tanks. De rest gaat dus naar warmteverliezen.

Rechtstreekse emissies zijn niet aanwezig.

Technische randvoorwaarden

Thermische energiesystemen zijn enkel nuttig wanneer er een onbalans is tussen de productie van warmte en behoefte.

Thermische opslag met warmwatertanks heeft een relatief grote ruimtelijke impact. Hoe meer warmte moet opgeslagen worden, hoe groter de afmetingen van de tanks.

De warmteverliezen worden bepaald door de werkingstemperatuur en de isolatiegraad. Hoe hoger de temperatuur van de opgeslagen warmte, hoe meer warmteverliezen er zullen zijn. Daarom kan men best kiezen voor zo laag mogelijke werkingstemperaturen. Een beter isolatie zorgt ook voor minder warmteverliezen.

Ruimtelijk potentieel

Het ruimtelijk potentieel voor thermische energieopslag is quasi onbeperkt. Grote systemen hebben echter een relatief grote afmetingen waardoor ze niet in elke omgeving toegepast kunnen worden.

Referenties

[1] VITO in huis kennis

Bijlage B Internationale vergelijking

Informatiesheet Nederland

Achtergrond

Het totale energiegebruik voor warmte in Nederland is bijna 1.000 petajoule. Ongeveer 40% hiervan is energieverbruik in de industrie (daarnaast is ongeveer 50% energieverbruik in de gebouwde omgeving en 10% in de landbouw). Het grootste deel (ongeveer driekwart) daarvan is momenteel afkomstig uit verbranding van aardgas. Industrie is in Nederland geclusterd in de havengebieden (o.a. Amsterdam, Rotterdam, Delfzijl en Bergen op Zoom) en verantwoordelijk voor ongeveer 21 procent van de Nederlandse broeikasgasemissies (in 2017)⁴⁵. Binnen de industrie levert de chemische industrie veruit de grootste bijdrage (41 procent) aan de broeikasgasuitstoot, gevolgd door de aardolie-industrie (21 procent) en basismetaleindustrie (15 procent). Deze drie bedrijfstakken samen zijn verantwoordelijk voor 78 procent van de uitstoot door de industrie. Tabel 18 biedt een overzicht van de klimaatambities, belangrijkste beleidsinstrumenten en monitoringtools in Nederland. Ook worden deze in de volgende secties beschreven.

Tabel 18 Overzicht Nederland

Wat	Overzicht Nederland
Klimaatambities	<ul style="list-style-type: none"> • In 2030 49% minder broeikasgassen uitstoten dan in 1990⁴⁶ • In 2030 14.3 Mton CO₂ reductie in de industrie • In 2030 het industriële warmtesysteem tot 300 °C verduurzaam • In 2030 36% minder broeikasgassenuitstoot voor niet-ETS industrie dan in 2005 • In 2030 behoren alle Nederlandse industriële bedrijven tot de 10% meest CO₂-efficiënte bedrijven van Europa in hun sector
Beleidsinstrumenten	<ul style="list-style-type: none"> • Inzet technologieën : <ul style="list-style-type: none"> – Elektrificatie: in 2030 ingezet – CO/CO₂ hergebruik: in 2030 ingezet – CCS: in 2030 kosteneffectief ingezet – Groen gas en duurzame waterstof: er zijn enkele groen gas projecten gerealiseerd en in ontwikkeling. Nederland wil zich op het gebied van waterstof nog verder ontwikkelen. – (Ultra-)diepe geothermie: er zijn verschillende geothermie projecten in Nederland gerealiseerd en in ontwikkeling – Warmtepompen: Nederland ziet zichzelf als koploper op dit gebied – Warmte hergebruik: Nederland werkt in het kader van de industriële clusteraanpak samen om mogelijkheden voor gebruik van restwarmte te benutten • Nederland wil met name vooroplopen op het gebied van groene waterstof en circulariteit • Nationale CO₂-heffing: een heffing (bovenop de EU ETS-prijs) voor grote industriële bedrijven die ook onder de ETS vallen, afvalverbrandingsinstallaties en bedrijven die veel lachgas uitstoten. De heffing moet borgen dat 14,3 Mton uitstootreductie in 2030 behaald wordt. • Omgevingswet: energiebesparingsmaatregelen die bedrijven in vijf jaar of minder kunnen terugverdienen moeten zij uitvoeren.

⁴⁵ Emissie-intensiteit broeikasgassen Nederlandse industrie CBS, 2018

⁴⁶ Nederlandse NECP 2021 – 2030 (Integrated National Energy and Climate Plan), version 0.4 final version, November 2019

	<ul style="list-style-type: none"> • SDE++ subsidie: subsidie voor CO2-reducerende maatregelen. Dit wordt gefinancierd door de Opslag Duurzame Energie- en klimaattransitie (ODE), waarbij een heffing per kWh stroom of Nm³ gas wordt gelegd. • Clusteraanpak: in de vijf industriële clusters, waar veel emissies plaatsvinden, wordt een meerjarig industrieel koplopers programma ontwikkeld. De Nederlandse overheid ondersteunt dit proces. • De Nederlandse overheid wil op vier punten de regie pakken, dit is deels nog in ontwikkeling: <ul style="list-style-type: none"> - Het stimuleren van innovatie (MMIP 7). Vooral inzet op innovaties rond elektrificatie en CO2-vrije warmtesystemen. Veelal gericht op kostenreductie. - Het ondersteunen van opschaling van gedemonstreerde innovaties - Faciliteren van de benodigde infrastructuur (coördinatieproblemen oplossen, zorgen voor kennisontwikkeling, etc.) - Zorgen voor benodigde wet- en regelgeving (voor lange termijn investeringszekerheid, etc.) • Nationaal Programma Waterstof
Monitoring	<ul style="list-style-type: none"> • Vanaf 2019 verschijnt elk jaar een Klimaat- en Energieverkenning (KEV), welke inzicht geeft in de totale CO2-uitstoot in Nederland. Dit is ook opgesplitst per sector, waardoor het ook inzicht geeft in de CO2-uitstoot in de industrie. Deze wordt opgesteld door het Planbureau voor de Leefomgeving. Daarnaast wordt een Voortgangsmonitor Klimaatbeleid uitgevoerd. Vanaf 2020 laat deze monitor zien wat de voortgang van verschillend beleid is. Als er bijvoorbeeld problemen zijn bij het uitvoeren van beleid, staat dit in deze monitor. Op basis van de KEV en de Voortgangsmonitor Klimaatbeleid maakt het kabinet elk jaar een Klimaatnota, waarin het uitlegt wat het kan verbeteren aan beleid of waar het nieuw beleid kan ontwikkelen.

Klimaatambities

De Nederlandse klimaatdoelen zijn sinds juli 2019 vastgelegd in een Klimaatwet.⁴⁷ Hierin zijn de volgende doelen wettelijk verankerd:

- 49% broeikasgasreductie in 2030, ten opzichte van 1990
- 95% broeikasgasreductie in 2050, ten opzichte van 1990
- Een volledig CO₂-neutrale elektriciteitsproductie in 2050

De doelstellingen zijn verder uitgewerkt in sectorale doelstellingen waarbij onderscheid wordt gemaakt tussen de ETS sectoren en niet-ETS sectoren⁴⁸. Het Europese klimaatdoel voor de ETS sector is gezet op 43% emissiereductie in 2030 ten opzichte van 2005. Voor de niet-ETS-sectoren staat dit doel op 30% reductie in dezelfde periode. Voor Nederland vertaalt dit laatste doel zich naar een nationale reductieopgave van 36% in 2030 ten opzichte van 2005 in de niet-ETS sectoren.⁴⁹

Naast deze reductiedoelstellingen, heeft Nederland doelen gesteld voor het aandeel hernieuwbare energie (27% hernieuwbaar in 2030) en energiebesparing (32,5% reductie op primair energieverbruik in 2030).

In de Klimaatwet zijn geen juridisch bindende sectorale doelen vastgelegd. Wel zijn in het Nationale Klimaatakkoord van 2019 opgaves per sector benoemd. In Nederland zijn er vijf klimaattafels, een rond industrie, gebouwde omgeving, elektriciteit, landbouw- en landgebruik

⁴⁷ <https://wetten.overheid.nl/BWBR0042394/2020-01-01>

⁴⁸ Onder de niet ETS-sectoren vallen mobiliteit, landbouw, gebouwde omgeving en een deel van de industrie

⁴⁹ Rijksoverheid. 2020. Klimaatplan 2021-2030

en mobiliteit. Een klimaattafel is een overlegorgaan dat bestaat uit vertegenwoordigers van overheden, bedrijven en maatschappelijke organisaties, en afspraken maakt over sectorspecifieke maatregelen om de CO₂-uitstoot te verminderen. Binnen de klimaattafel industrie is een opgave van 14,3 Mton CO₂-reductie in 2030 afgesproken.⁵⁰

Beleidsinstrumenten

Door te sturen op CO₂-reductie en niet op subdoelen zoals het aandeel hernieuwbare energie en energiebesparing, richt Nederland op de meest efficiënte oplossingen. **Technologieneutraliteit en kostenefficiëntie** vormen hierbij belangrijke principes. Dit vertaalt zich naar een beleid dat zich niet direct richt op het stimuleren van specifieke technologieën, maar ruimte biedt voor de ontwikkeling van een brede scala aan technologieën. Door verschillende opties open te houden, houdt Nederland rekening met de onzekerheid rondom technologische en economische ontwikkelingen waarvan het succes van verschillende technologieën sterk afhankelijk is. Hoewel Nederland dus geen nadrukkelijke keuze maakt voor specifieke technologieën, ziet de regering voor een aantal technologieën wel een belangrijke rol weggelegd. Dit zijn met name technologieën op het gebied van procesefficiëntie, energiebesparing, CCS, elektrificatie van industriële processen (o.a. warmtepompen en elektrische ovens) en waterstof. Wat betreft waterstof, verwacht de Nederlandse overheid dat het een sleutelrol zal spelen in het internationale speelveld. In dit kader heeft de overheid in 2021 het Nationaal Waterstof Programma opgezet, waarbinnen publieke en private instellingen samenwerken voor het ontwikkelen van het aanbod van groene waterstof en de benodigde infrastructuur.⁵¹ Ook zet Nederland zich in op Europees niveau, met name voor het gezamenlijk ontwikkelen van waterstof en CCU/CCS ("Carbon Capture and Utilisation/Carbon Capture and Storage").⁵²

De Nederlandse aanpak voor verduurzaming van de industrie richt zich op een hechte publiek-private samenwerking, waarbij de overheid gerichte investeringen en ondersteuning van het bedrijfsleven faciliteert.⁵³ De overheid zet hierbij in op een **clusteraanpak** waarbij het zich richt op vijf regionale industrieclusters⁵⁴ die samen goed zijn voor ruim 60% van de industriële CO₂-uitstoot in Nederland.⁵⁵ Voor elk van deze clusters is een meerjarig koplopers programma ontwikkeld met een overlegstructuur waarbinnen afstemming plaatsvindt over keuzes met betrekking tot CO₂-reductie, grondstoffengebruik en energie-efficiëntie. Ook is er overleg met de 'zesde cluster', die gericht is op bedrijven die niet in een van de vijf clusters zitten. Bij dit overleg zitten negen relevante industrie sectoren aan tafel.

Binnen de programma's wordt onder meer gekeken hoe het warmtegebruik van de industrie kan worden gekoppeld met de warmtevraag in de gebouwde omgeving en wordt overlegd welke infrastructuur hiervoor nodig is en wat de overheid daar in kan betekenen. In de overlegstructuur nemen, naast de grote bedrijven in het cluster, namens de overheid het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) en de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) deel. RVO neemt deel vanuit haar uitvoeringsactiviteiten, waarbij het kijkt hoe de organisatie bedrijven het beste kan ondersteunen. Vanuit RVO en VEMW

⁵⁰ Rijksoverheid. 2019. Klimaatakkoord

⁵¹ <https://nationaalwaterstofprogramma.nl/>

⁵² Rijksoverheid. 2020. Klimaatplan 2021-2030

⁵³ Rijksoverheid. 2020. Klimaatplan 2021-2030

⁵⁴ De vijf clusters zijn Rotterdam/Moerdijk, Zeeland (Terneuzen en omstreken), Noordzeekanaalgebied, Noord-Nederland (Eemsmond – Emmen) en Chemelot (regio Geleen)

⁵⁵ Rijksoverheid. 2020. Klimaatplan 2021-2030

(kenniscentrum en belangenbehartiger van zakelijke energie- en watergebruikers) is ook een platform verduurzaming van de industrie opgezet⁵⁶. Hier kunnen bedrijven informatie vinden. Daarnaast wordt kennis gedeeld door het organiseren van activiteiten, bijvoorbeeld inspiratietours en webinars over verschillende technologieën.

Het instrumentarium van de Nederlandse is gebaseerd op het principe van 'de wortel en de stok', waarbij het instrumentarium primair wordt vormgegeven door twee type beleidsinstrumenten: stimuleringsregelingen voor hernieuwbare energie ('wortel') en heffingen ('stok'). De overheid zet hierbij de volgende stimuleringsregelingen in:

- **Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie (SDE+/++):** Energieproducenten kunnen subsidie ontvangen voor de hernieuwbare energie die zij opwekken. De SDE+ vergoedt het verschil tussen de kostprijs van hernieuwbare energie en de marktwaarde van de geleverde energie (de onrendabele top). Sinds 2020, is de SDE-subsidie verbreedt (SDE++) waarbij ook subsidie kan worden verkregen voor andere technologieën die CO₂-verbruik reduceren, zoals CCS. Hieronder vallen ook veel technologieën die relevant zijn voor de verduurzaming van de industrie, zoals PVT-collectoren met warmtepomp, de elektrische boiler, restwarmtebenutting en een industriële warmtepomp. Om het aandeel CCS binnen de SDE te beperken, is de SDE++ voor deze technologie enkel beschikbaar voor technieken, processen en sectoren zonder kosteneffectief alternatief, en geldt een plafond voor subsidiëring van industriële CCS van 7,2 Mton. De subsidie wordt gefinancierd middels de Opslag Duurzame Energie- en klimaattransitie (ODE), welke een heffing is per kWh stroom of Nm³ gas. De heffing geldt voor alle sectoren en wordt bovenop de energiebelasting geheven.
- **Hernieuwbare Energie Regeling (HER+):** Via de HER+ kan subsidie worden verkregen voor het realiseren van innovatieve projecten die bijdragen aan CO₂-vermindering. De gefinancierde projecten dienen te resulteren in een besparing op de toekomstige uitgaven aan subsidies in het kader van de SDE++. In 2021 is de regeling verbreed waarbij nieuwe categorieën zijn toegevoegd die, volgens de overheid de energietransitie met innovaties stimuleren, zoals CCS, bepaalde vormen van waterstofproductie en diverse warmteproductie opties.⁵⁷
- **Demonstratieregeling Klimaat- en Energie-Innovatie (DEI+):** De DEI+ is gericht op het ondersteunen van pilot- en demonstratieprojecten die bijdragen aan het kosteneffectief reduceren van CO₂-emissies. Sinds 2020 is de regeling verbreed waarbij ook projecten op het gebied van klimaat en circulair kunnen worden ondersteund.⁵⁸
- **Versnelde Klimaatinvesteringen Industrie (VEKI):** De subsidie is gericht op de financiering van CO₂-besparende maatregelen door bedrijven die een terugverdientijd van langer dan vijf jaar hebben. De investeringen kunnen plaatsvinden binnen de thema's energie efficiëntie, recycling en hergebruik van afval, lokale infrastructuurvoorzieningen, en overige CO₂-besparende maatregelen, waaronder duurzame warmtetechnieken.⁵⁹
- **Energie Investerings Aftrek (EIA):** als bedrijven in CO₂-reductie, energiezuinige technieken of duurzame energie investeren kunnen ze 45,5% van de investeringskosten

⁵⁶ <https://www.verduurzamingindustrie.nl/default.aspx>

⁵⁷ <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/hernieuwbare-energietransitie>

⁵⁸ Rijksoverheid. 2020. Klimaatplan 2021-2030

⁵⁹ <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/klimaatinvesteringen-industrie>

af trekken van de fiscale winst. Gemiddeld levert dit een voordeel van 11% op. In 2021 is er een budget van €149 miljoen.

Naast het stimuleren van verschillende technologieën is het beleid voor vergroening van de industrie gericht op het ontmoedigen van CO₂-intensieve productiemethoden via heffingen. Naast de eerdergenoemde ODE, is het belangrijkste instrument hierbij de **nationale CO₂-heffing**, welke is gericht op alle bedrijven die onder het ETS-systeem vallen.⁶⁰ De heffing is geïntroduceerd op 1 januari 2021 en wordt geheven over het energieverbruik (per ton CO₂) van bedrijven vanaf een bepaalde hoeveelheid energieverbruik, welke is gebaseerd op een vergelijking met de efficiëntste bedrijven in dezelfde sector. De vrijgestelde uitstoot zal elk jaar afnemen, waarmee de heffing geleidelijk strenger wordt. In 2021 kent de heffing een hoogte van €30,48 per ton CO₂. Deze zal in 2030 verder oplopen tot €127 per ton met een jaarlijkse stijging van €10,73.

Tenslotte zorgt de Nederlandse overheid voor de noodzakelijke wet- en regelgeving voor het behalen van de klimaatdoelen en om te voldoen aan Europese verplichtingen. Voor de industrie, is de volgende wet- en regelgeving van belang:

- **Omgevingswet** (opvolger van de Wet milieubeheer): verplicht bedrijven en instellingen met een jaarlijks verbruik vanaf 50.000 kWh elektriciteit of 25.000 m³ aardgas om alle energiebesparingsmaatregelen te implementeren met een terugverdientijd van vijf jaar of minder.
- **Wetsvoorstel Wet collectieve warmtevoorziening (Warmtewet 2)**: Voorstel voor een nieuw regelgevend kader omtrent warmtevoorziening. Het omvat onder meer voorstellen voor een regierol voor de gemeente voor het aanwijzen van warmtekavels, het loslaten van de tariefregulering (de 'gasreferentie') en verplichtingen voor het verduurzamen van warmtesystemen.

Monitoring

De voortgang van de vergroening van de industrie is in Nederland niet onderhevig aan een systematisch monitoringsmechanisme. Wel verschijnt er sinds 2019 elk jaar een Klimaat- en Energieverkenning (KEV), welke inzicht geeft in de totale CO₂-uitstoot in Nederland. Dit is ook opgesplitst per sector, waardoor het ook inzicht geeft in de CO₂-uitstoot in de industrie. Deze wordt opgesteld door het Planbureau voor de Leefomgeving. Daarnaast wordt een Voortgangsmonitor Klimaatbeleid uitgevoerd. Vanaf 2020 laat deze monitor zien wat de voortgang van verschillend beleid is. Als er bijvoorbeeld problemen zijn bij het uitvoeren van beleid, staat dit in deze monitor. Op basis van de KEV en de Voortgangsmonitor Klimaatbeleid maakt het kabinet elk jaar een Klimaatnota, waarin het uitlegt wat het kan verbeteren aan beleid of waar het nieuw beleid kan ontwikkelen. Daarnaast vergaart RVO kennis over de vergroening van bedrijven via de informatie die zij vrijwillig aanreiken. Voor wat betreft de uitstoot van de industrie, wordt informatie vergaard door de Nederlandse Emissieautoriteit (NEa), als onderdeel van de ETS- en nationale CO₂-heffing.

⁶⁰ In Nederland vallen circa 450 bedrijven onder het ETS-systeem.

Informatiesheet Duitsland

Achtergrond

- Duitsland streeft ernaar om tegen 2045 broeikasgasneutraal te zijn. Het heeft de voorlopige doelen gesteld om de uitstoot tegen 2030 met ten minste 65 procent te verminderen en tegen 2040 met 88 procent (ten opzichte van 1990). De industrie is met 24 procent verantwoordelijk voor het op een na grootste aandeel van de Duitse uitstoot (grootste is de energiesector). Hier is de uitstoot sinds 1990 met 37 procent⁶¹ gedaald. Door de efficiëntie van de productieprocessen te verhogen, is het grootste deel van de uitstoot verminderd. De stijgende prijs van koolstofemissierechten sinds 2019 hielp ook bij het vergroten van de inspanningen op het gebied van energie-efficiëntie en het verlagen van de CO₂-uitstoot. De afgelopen tien jaar zijn de emissies echter grotendeels gestagneerd en hoewel veel energie-intensieve bedrijven al gedetailleerde plannen hebben voor drastische emissiereducties, ontbreekt het hen aan levensvatbare bedrijfsmodellen om deze uit te voeren. Veel ondersteuning aan de industrie is dan ook gericht op het verbeteren van de levensvatbaarheid van een groene investering. De doelstelling van de industrie is een reductie van 58.4% in 2030 t.o.v. 1990.
- Daarnaast is het belangrijk om hier te noemen dat de Federale overheid sinds de recente verkiezingen (September 2021) bezig is met het vormen van een nieuwe coalitie. Dit kan een grote impact hebben op de beleidsinstrumenten en afspraken zoals hieronder beschreven.
- Onderstaande tabel geeft een overzicht van de klimaatambities, beleidsinstrumenten en monitoring. Onder de tabel wordt dit verder toegelicht.

Tabel 19 Overzicht Duitsland

Wat	Overzicht Duitsland
Klimaatambities	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale emissiereductiedoelstellingen (t.o.v. 1990): <ul style="list-style-type: none"> – Minimaal -65% reductie in 2030 – Minimaal -88% reductie in 2040 – Broeikasgasneutraal in 2045 • Er zijn sectorale doelstellingen, waaronder ook voor de industrie (welke verantwoordelijk is voor 24% van de Duitse uitstoot) <ul style="list-style-type: none"> – De sectorale doelstelling van de industrie is een 58.4% broeikasgasreductie voor 2030 (t.o.v. 1990)
Beleidsinstrumenten	<ul style="list-style-type: none"> • Warmtevraag <ul style="list-style-type: none"> – Wet op de handel in brandstofemissies (BEHG): vanaf 2021 wordt CO₂-beprijzing ingevoerd voor de transport- en warmtesector. – De EEG-heffing op elektriciteit, bedoeld om duurzame energie te financieren, wordt ter compensatie van de CO₂ beprijzing verlaagd. – Wijziging in het systeem van nettarieven • Acties op specifieke technologieën <ul style="list-style-type: none"> – Carbon contracts for difference <ul style="list-style-type: none"> – Groene waterstof

⁶¹ Umweltbundesamt

	<ul style="list-style-type: none"> • Generiek op energie-efficiëntie <ul style="list-style-type: none"> – Investeringsprogramma energie-efficiënte en proceswarmte uit hernieuwbare energiebronnen in de economie – Nationaal Decarbonisatieprogramma – Concurrerende aanbestedingen voor energie-efficiëntie – EU-ETS Innovatiefonds - Verdere ontwikkeling van het NER300-programma
Monitoring	<ul style="list-style-type: none"> • Als een sector afwijkt van zijn reductietraject, zal het federale ministerie dat voor die sector verantwoordelijk is binnen 3 maanden een noodprogramma voorstellen. Op basis van dat programma beslist de federale regering welke maatregelen zij zal nemen om de klimaatdoelstellingen alsnog te halen. • Energiemanagementsysteem en de versnelde implementatie van de maatregelen uit de energieaudit

Klimaatambities

- Duitsland streeft ernaar om tegen 2045 broeikasgasneutraal te zijn. Het heeft de voorlopige doelen gesteld om de uitstoot tegen 2030 met ten minste 65 procent te verminderen ten opzichte van 1990 en tegen 2040 met 88 procent. De eerste nationale klimaatwet van het land, aangenomen in 2019 en gewijzigd in 2021, stelt jaarlijkse reductiedoelstellingen voor individuele sectoren zoals industrie en transport tot het jaar 2030. Deze zijn opgesteld in overeenstemming met de Europese plannen voor de reductie van broeikasgasemissies. In het geval dat een doelstelling wordt gemist of overschreden, bepaalt de wet dat het verschil gelijkmatig wordt verdeeld over de resterende jaarlijkse emissiebudgetten van de sector tot 2030 en daarna, met verdere doelstellingen voor 2040 en 2045. De ambitie van de nationale klimaatdoelstellingen van Duitsland kan worden verhoogd, maar niet verlaagd.

Bijna 60 procent van de totale Duitse emissies wordt beperkt door een EU-brede doelstelling onder de Effort Sharing Regulation. De toegewezen emissiereductiedoelstelling van Duitsland is vastgesteld op min 14 procent tegen 2020 en min 38 procent tegen 2030. De Effort Sharing Regulation definieert ook jaarlijkse emissiebudgetten voor de jaren 2021-2030, volgens een lineair reductietraject. De Duitse klimaatdoelstellingen en sectorale emissiebudgetten zijn gebaseerd op dit traject.

Tabel 20 toont de sectorale doelstellingen waarmee iedere sector ook juridisch verantwoordelijk kan worden gehouden voor het behalen van de doelen. Het doel voor de industrie is vastgesteld op een vermindering van 58.4% in 2030 t.o.v. 1990.

Tabel 20 Sectorale klimaatdoelstellingen 2030 in Duitsland.

Sector	Doelstelling 2030 (reductie in percentage t.o.v. 1990)
Energie	76.8%
Gebouwen	68.1%
Industrie	58.4%
Landbouw	35.6%
Overig	89.5%
Totaal	65%

Bron: Umweltbundesamt, 2021

Beleidsinstrumenten

Volgens de Renewable Energy Directive zijn de EU-lidstaten verplicht actie te ondernemen om het aandeel hernieuwbare energie in de verwarming en koeling tussen 2020 en 2030 met 1,3 procentpunt per jaar te verhogen. Voor 2030 is hiermee een aandeel van 27% als doelstelling bepaald. Ongeveer 1/3e van de totale warmtevraag in Duitsland is voor proceswarmte in de industrie (het overige deel is voornamelijk warmtevraag voor de gebouwde omgeving). Dit maakt ook duidelijk dat de toekomstige groei van hernieuwbare energie aanzienlijk moet worden versneld om de nationale klimaatdoelen voor 2030 op het gebied van industrie (met name proceswarmte) te behalen. Voor het versnellen van de verduurzaming van de warmtevraag zijn er een aantal beleidsinstrumenten:

Wet op de handel in brandstofemissies (BEHG): vanaf 2021 wordt CO₂-beprijzing ingevoerd voor de transport- en warmtesector. Dit nationale emissiehandelssysteem voor transport- en verwarmingsbrandstoffen (zoals benzine, diesel, stookolie, aardgas en kolen) zal naast het EU-brede ETS systeem bestaan. Hiermee wordt het grootste deel van broeikasgasemissies afgedekt die niet in het ETS zijn opgenomen. In de gevallen waar overlapping is, wordt met een aanvullende regeling voorkomen dat bedrijven twee keer moeten betalen.

De prijs van de emissierechten zal via een marktmechanisme worden bepaald. Tijdens de introductiefase wordt echter een systeem van vaste prijzen ingevoerd waarbij de emissieruimten worden verkocht aan degenen die verantwoordelijk zijn voor de emissies. Dit creëert een betrouwbaar prijstraject dat het grote publiek en de industrie in staat stelt zich aan te passen aan de voortgang. In het eerste jaar moet de prijs 25 euro per ton CO₂ zijn en daarna stijgen tot 55 euro in 2025.

Momenteel zijn er in Duitsland veel toeslagen en vergoedingen die de finale elektriciteitsprijs bepalen. Zo is er bijvoorbeeld de **EEG-heffing** (grootweg €0,06/ kWh), welke is bedoeld om duurzame energie te financieren. In het kader van de Bijzondere Compensatieregeling Wet Hernieuwbare Energiebronnen zijn met name energie-intensieve bedrijven in industrie vrijgesteld van het betalen van de EEG-heffing. Zonder deze vrijstelling zou de internationale concurrentiepositie van deze bedrijven worden geschaad. Gezien de wet op de handel in brandstofemissies de CO₂-prijs omhoogduwt, en de EEG heffing op elektriciteit wordt afgeschaft, zal de business case voor de verduurzaming van de warmtevraag veel sterker worden.

Het huidige systeem van **nettarieven** zal op de schop worden genomen- momenteel is het niet compatibel met de verduurzaming van de warmtevraag- feitelijk betekent dit dat indien een grootaansluiting een stabiele hoeveelheid stroom gebruikt, deze wordt vrijgesteld van de nettarieven. Indien het gebruik schommelt, betekent dit hoge kosten. Deze hogere tarieven verlagen de incentive voor bedrijven om te investeren in eigen opwek, en ook in de adoptie van warmtepompen of elektroboilers (gezien deze alleen gebruikt zullen worden indien elektriciteitsprijzen laag zijn- ten tijde van veel hernieuwbare opwek bijvoorbeeld). In plaats daarvan neigen ze dan nog naar het exploiteren van hun WKK-installatie.

Acties op specifieke technologieën

De Duitse basisindustrie valt op te splitsen in drie deelsectoren: staal, chemisch en cement. Ieder komt met zijn eigen de carbonisatie opties en mijlpalen.

De staalsector heeft het grootste aandeel. Een belangrijke transitie is het overstappen op Direct-gereduceerd ijzer⁶² productie. Elke hoogoven die het einde van zijn levensduur bereikt,

⁶² <https://www.metallics.org/dri-production.html>

zal worden omgeschakeld door secundaire staalproductie of een DRI-technologie. In het begin is dat op basis van aardgas, en dat gaat over op waterstof (70% in 2030). Wellicht zal dit samen gaan met **Carbon contracts for difference**: het dekken van de extra kosten van de koolstofarme technologie in vergelijking met de oude/fossiele technologie. Dit bestaat nog niet in Duitsland, maar er is wel een proefproject. De verwachting is dat deze regeling in de nieuwe coalitie sterk wordt uitgebreid. Met behulp van CCFD kunnen de eerste DRI-fabrieken in 2025 worden geëxploiteerd. Het idee van CCFD is dat het een hedging mechanisme geeft aan bedrijven, zodat ze groene investeringen kunnen doen. Als ze een koper voor het 'groene DRI- staal' kunnen vinden die bereid is hiervoor meer te betalen, dan is het CCFD mechanisme niet nodig. Maar zolang er geen koper is die bereid is het groene premium te betalen, dan kunnen ze beroep doen op de CCFD-regeling van de overheid. De prijs van de CCFD-compensatie zal dynamisch in de tijd worden aangepast naarmate de kosten van koolstof-emissie stijgen.

In de chemische industrie zit de belangrijkste focus op verduurzaming van de warmtevraag en **groene waterstof**. Eventueel kan ook het CCFD mechanisme worden gebruikt voor de opname van groene waterstof in Ammoniak-productie.

In de cementindustrie zijn er doelstelling voor hogere materiaalefficiëntie, substitueren door bijv. bouwen met hout, verbeterde formules om het klinkergehalte te verminderen. Ook kunnen er pilots worden gedaan met **CCS** in de cementsector, al is CCS politiek gezien een lastige keuze in Duitsland vanwege een mislukte poging in 2010.

Investeringsprogramma energie-efficiëntie en proceswarmte uit hernieuwbare energiebronnen in de economie

Het investeringsprogramma bundelt vijf eerder bestaande financieringsprogramma's en is bedoeld voor bedrijven van alle bedrijfstakken en groottes, gemeentelijke nutsbedrijven en energiedienstverleners. Het dekt veel maatregelen die de energie-efficiëntie verbeteren, welke natuurlijk variëren van bedrijf tot bedrijf. Het varieert van het gebruik van zeer efficiënte standaardtechnologieën tot op maat gemaakte systeemoplossingen en optimalisaties.

Het maakt onderscheid in 4 modulen:

- Transversale technologieën (pompen, motoren, ventilatoren, enz.) voor snelle efficiëntiewinsten,
- Hernieuwbare energie voor de levering van proceswarmte,
- Meet-, regel- en regeltechniek en energimanagementsoftware ter ondersteuning van digitalisering,
- Technologie-open financiering van investeringen die de efficiëntie van elektriciteit of warmte verhogen.
- De maximale financiering is 10 miljoen euro per aanvrager of project.

In het geval van efficiëntiemaatregelen zijn 40% van de investeringskosten subsidiabel voor kleine en middelgrote ondernemingen (voor grote ondernemingen is dit 30%). Voor proceswarmtetechnologieën die gebruik maken van hernieuwbare energie zijn 55% van de investeringskosten subsidiabel voor kleine en middelgrote bedrijven en voor grote bedrijven is dit 45%.

Concurrerende aanbestedingen voor energie-efficiëntie

De maatregel is een financieringsprogramma waarvan de verdeling door concurrentie wordt bepaald. Op basis van de ervaringen van de tenderpilot Elektriciteits-efficiency (STEP up!), wordt de competitieve toekenning van subsidies in het kader van het programma

gecontinueerd en uitgebreid naar het gebied van verwarming. In tegenstelling tot traditionele subsidies, richt het programma zich op ambitieuzere, complexere projecten met mogelijk hogere financieringsvereisten.

Nationaal Decarbonisatieprogramma

In dit programma worden 'vuurtorenprojecten' van energie-intensieve industrieën gefinancierd, die tot doel hebben de proces-gerelateerde uitstoot van broeikasgassen, die volgens de huidige stand van de techniek moeilijk of niet te vermijden zijn, zoveel mogelijk en blijvend te verminderen. Er wordt gezorgd voor financiering voor onderzoek en ontwikkeling, testen in test- of pilot plants en het toepassen en uitvoeren van maatregelen op industriële schaal.

EU-ETS Innovatiefonds - Verdere ontwikkeling van het NER300-programma

Als onderdeel van het Europese emissiehandelssysteem bestaat sinds 2011 het NER300-programma dat investeringen in innovatieve koolstofarme demonstratieprojecten in de energie-industrie bevordert. Het financieringsbudget wordt gevoed door de verkoop van 300 miljoen EU ETS-certificaten. De focus van de financiering ligt op technologie voor het afvangen en opslaan van koolstof (CCS) en innovatieve technologieën voor hernieuwbare energie. Het bestaande programma wordt verder ontwikkeld. In de toekomst zal het ook de industriële sector omvatten en zal het nu "Innovatiefonds" worden genoemd. De financiering is ook bedoeld om innovatieve CO₂-arme productieprocessen met demonstratiekarakter in de industrie te stimuleren, waaronder koolstof afvang en -gebruik (CCU).

Begeleiding bedrijven

Er is een mogelijkheid om een energieaudit uit te laten voeren die wordt gefinancierd door het federale ministerie van Economische Zaken en Energie. Energie-audits geven bedrijven concrete suggesties voor commercieel interessante maatregelen om de energie-efficiëntie te verhogen. Kmo's kunnen een subsidie krijgen van het Federale Ministerie van Economische Zaken en Energie die 80% van hun energieauditkosten dekt, met een maximumbedrag van € 6.000. Voor kleinere bedrijven die minder dan € 10.000 aan hun energierekening besteden, is het maximumbedrag € 1.200.

Ook is er in het kader van de campagne 'Duitsland maakt het efficiënt' een gratis servicehotline gelanceerd. Particulieren en bedrijven kunnen een nummer bellen (of deze⁶³ website raadplegen) om meer te weten te komen over de vele programma's die Duitsland heeft gelanceerd om de stap naar meer energie-efficiëntie te ondersteunen.

Monitoring

Federal Climate Protection Act

Onder de Federal Climate Protection Act, een mechanisme dat in de meest recente klimaatwet is vastgelegd, zal de voortgang in sectoren jaarlijks worden beoordeeld en gecontroleerd door een onafhankelijk panel. Als een sector afwijkt van zijn reductietraject, zal het federale ministerie dat voor die sector verantwoordelijk is binnen 3 maanden een noodprogramma voorstellen. Op basis van dat programma beslist de federale regering welke maatregelen zij zal nemen om de klimaatdoelstellingen alsnog te halen. Dit mechanisme staat overigens ter discussie in de coalitiebesprekingen.

⁶³ www.deutschland-machts-effizient.de

Energiemanagementsysteem en de versnelde implementatie van de maatregelen uit de energieaudit

Het energimanagementsysteem detecteert belastingpieken en verkeerde instellingen, vergelijkt het beoogde en werkelijke verbruik van elke individuele energieverbruiker, detecteert storingen in een vroeg stadium, optimaliseert de gehele energie-infrastructuur en helpt bedrijven ook om aan hun rapportageverplichtingen op het gebied van duurzaamheid te voldoen. Om maatregelen met lage investeringen aan te pakken die niet worden geïnitieerd door financieringsprogramma's, is het doel om de uitvoering van aanbevolen maatregelen van de energie-audit of EMS te versnellen als onderdeel van een vrijwillige verbintenis van de industrie.

Informatiesheet Zweden

Achtergrond

- Zweden kent een lange historie van milieu- en klimaatbeleid. Het land is uniek in haar overkoepelende aanpak ten aanzien van milieu- en klimaatbeleid, waarbij klimaatdoelstellingen zijn verweven in alle sectoren en ministeries. Met name in de jaren 80, na de oliecrisis, vond een versnelling van de energietransitie plaats, waarmee Zweden minder afhankelijk van olie wilde worden. Het land kenmerkt zich, naast de aanwezigheid van een grote hoeveelheid biomassa, door een energie-intensieve industrie met een grote ijzer- en staalindustrie (34% van de uitstoot), mineralen industrie (19% van de uitstoot) en een groot aantal raffinaderijen (18% van de uitstoot).⁶⁴ Om de uitstoot in deze industrieën te verminderen, zet Zweden met name in op het gebruik van biomassa (m.n. biobrandstoffen) en restwarmte. Recent is daarnaast maar aandacht gekomen voor het stimuleren van CCS en gebruik van waterstof.
- Onderstaande Tabel 21 geeft een overzicht van de klimaatambities, beleidsinstrumenten en monitoring. Onder de tabel wordt dit verder toegelicht.

Tabel 21 Overzicht Zweden

Wat	Overzicht Zweden
Klimaatambities	<ul style="list-style-type: none"> • Per 1 januari 2018 is in Zweden de Klimaatwet in werking getreden. Hierin zijn de volgende klimaatdoelen vastgelegd⁶⁵: • De lange termijn doelstelling voor Zweden is uiterlijk in 2045 nul netto-uitstoot van broeikasgassen. Het bereiken van de netto-uitstoot van broeikasgassen betekent dat de uitstoot van broeikasgassen door activiteiten in Zweden in 2045 ten minste 85 procent lager zal zijn dan in 1990. De resterende reducties tot nul kunnen worden bereikt door aanvullende maatregelen • Na 2045 moet Zweden een negatieve netto-uitstoot bereiken. • De mijlpalen in de richting van de lange termijn doelstelling omvatten emissies die vallen onder de Effort Sharing Regulation (ESR) van de EU. Emissies die onder het EU-emissiehandelssysteem (EU ETS) vallen, zijn niet inbegrepen. De mijlpalen zijn: <ul style="list-style-type: none"> • In 2020 moet de uitstoot 40 procent lager zijn dan in 1990 • Tegen 2030 moet de uitstoot 63 procent lager zijn dan in 1990 • Tegen 2040 moet de uitstoot 75 procent lager zijn dan in 1990
Beleidsinstrumenten	<ul style="list-style-type: none"> • Energie- en koolstofbelasting • Industrielivet (industriële investeringsbeurzen) • Energisteget (Beurzen voor energie-efficiëntie in industrie) • Klimatklivet (lokale investeringsbeurzen) • Milieucodes (voornamelijk afval op gemeentelijk niveau) • Energie-efficiëntie netwerken voor KMO • Energie- en klimaatcoaches
Monitoring	De Energie-efficiëntieraad (Energieeffektiveringsrådet) is in 2010 opgericht en is verantwoordelijk voor het verbeteren van de staatssamenwerking en het implementeren en monitoren van maatregelen en instrumenten om de energie-efficiëntiedoelstellingen

⁶⁴ Sweden's long-term strategy for reducing greenhouse gas emissions.

⁶⁵ https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/se_final_necp_main_en.pdf

van de Riksdag te bereiken. Het speelt een belangrijke rol bij de uitvoering van de richtlijn energie-efficiëntie. Ook heeft het als doel om de transparantie op het gebied van energie-efficiëntie te vergroten, ook binnen de inkoop van overheidsinstanties en maatregelen om het energieverbruik te vergroten

Klimaatambities

De klimaatambities van Zweden zijn vastgelegd in een beleidskader voor klimaatbeleid dat in 2017 door het Zweedse Parlement (Riksdag) is geaccepteerd. Het kader beslaat drie componenten: de nationale klimaatambities, een Klimaatwet en een 'Climate Policy Council'. De klimaatambities zijn opgedeeld in vier aspecten:⁶⁶

- Een overkoepelende milieudoelstelling gelinkt aan de mitigatie van de wereldwijde temperatuurstijging, welke is opgedeeld in 16 subdoelen. Eén van deze subdoelen is 'Reduced Climate Impact', welke de basis vormt voor de inspanningen om klimaatverandering tegen te gaan, zowel nationaal als internationaal
- Een lange termijn emissiereductie doelstelling voor Zweden voor 2045: Zweden heeft uiterlijk 2045 geen netto broeikasgasemissies meer. Dit vertaalt zich naar een vermindering van broeikasgasuitstoot van 85% in 2045 ten opzichte van 1990.⁶⁷
- Mijlpaal doelstellingen in emissiereducties voor ESR sectoren (hieronder vallen sectoren die niet onder de EU ETS vallen, zoals transport, verwarming van gebouwen, landbouw, afvalbeheer en kleine industriële installaties) voor 2020 (40%), 2030 (63%) en 2040 (75%) ten opzichte van 1990. Voor 2030 en 2040 geldt dat respectievelijk hooguit 8% en 2% van de reductie mag worden behaald middels aanvullende maatregelen, zoals CO₂ opname middels beplanting, geverifieerde emissiereducties middels investeringen in andere landen en bio-energie gecombineerd met CO₂-afvang en opslag (BECCS).
- Een doelstelling voor emissiereducties in binnenlands transport (uitgezonderd luchtvaart) voor 2030.

Zweden kent daarnaast geen sectorale doelstellingen en daarmee dus ook geen klimaatdoelstellingen specifiek voor de industrie.

Beleidsinstrumenten

CO₂-heffing

Net als in Nederland zijn de belangrijkste beleidsinstrumenten van Zweden gebaseerd op de principes van **technologieneutraliteit en kosteneffectiviteit**. Hiermee beoogt Zweden technologieën te stimuleren waarvan de kosten het laagst zijn. Een van de centrale beleidsinstrumenten om hier invulling aan te geven is de CO₂-heffing, welke al in 1991 werd ingevoerd. In de afgelopen jaren is de hoogte van de heffing gestegen naar €114 per ton CO₂ in 2021, waarmee het 's werelds hoogste CO₂-heffing is. Sinds 2018 is de heffing gelijk voor zowel huishoudens als bedrijven in de niet-ETS sectoren. Tot 2018 golden voor bedrijven in de niet-ETS sectoren relatieve belastingvoordelen, maar deze zijn geleidelijk afgeschaft. Bedrijven in de ETS-sector zijn geen onderdeel van het systeem, hiervoor geldt de ETS-heffing.

Voor het bepalen van de hoogte van de totale belasting, gaat de heffing uit van het gebruik van fossiele brandstoffen in proportie met het koolstofgehalte van de brandstof. De gedachte

⁶⁶ Swedish Ministry of the Environment. 2020. Sweden's long-term strategy for reducing greenhouse gas emissions

⁶⁷ De uitstoot van internationale luchtvaart en zeevaart wordt niet meegenomen in dit doel.

hierachter is dat de hoeveelheid uitgestoten CO₂ proportioneel is met het koolstofgehalte. Dit maakt het meten van de uitgestoten emissies overbodig, wat het instrument versimpeld.⁶⁸

Emissiereductie paden en bijbehorend beleid voor de industrie

Naast de CO₂-heffing zijn er vier andere belangrijke paden om emissies te verminderen in de industrie⁶⁹. Een overzicht van welke beleidsinstrumenten in elk van de paden actief is hebben we weergegeven in Tabel 22. De beleidsinstrumenten lichten we, waar nodig, hieronder toe. De beleidsinstrumenten zijn gericht op grote en kleinere partijen.

Tabel 22 Emissiereductie paden en bijbehorend beleid voor de industrie

Hernieuwbare energie en grondstoffen	Efficiëntieverbetering (proces, materialen)	Transitie van het basisproces (elektrofificatie)	Introductie van CCS (bijv.)
EU ETS	EU ETS	EU ETS	Industriklivet (industriële investeringsbeurzen)
Industriklivet (industriële investeringsbeurzen)	Energie- en koolstofbelasting	Industriklivet (industriële investeringsbeurzen)	
Energie- en koolstofbelasting	Milieucodes (voornamelijk op afval op gemeentelijk niveau)		
Energie- en klimaatcoaches	Energisteget (Beurzen voor energie-efficiëntie in industrie)		
Klimatklivet (lokale investeringsbeurzen)	Energie-efficiëntie netwerken voor KMO		
	Energie- en klimaatcoaches		

Bron: Sweden's Long-term Strategy for Reducing Greenhouse Gas Emissions

Industriklivet (industriële investeringsbeurzen)

In het begrotingsvoorstel voor 2018 heeft het kabinet de Industriklivet ("Industrial Leap") voorgesteld, waarbij de Zweedse overheid van 2018 tot 2040 jaarlijks 300 miljoen SEK (~€30m) zal investeren om de ontwikkeling van technologieën en processen te ondersteunen om de proces gerelateerde broeikasgasemissies in de Zweedse industrie aanzienlijk te verminderen. Het doel van deze langetermijnherovorming is om de Zweedse industrie te ondersteunen bij het verminderen van haar proces-gerelateerde emissies om de Zweedse klimaatdoelstellingen op lange termijn te halen. Onder Industriklivet kunnen bedrijven beroep doen op publieke fondsen om de transitie te financieren. De fondsen kunnen worden gebruikt om projecten te financieren die 7 jaar lopen. Binnen Industriklivet kunnen subsidies worden gegeven voor haalbaarheidsstudies, onderzoek, pilot en demonstratieprojecten en investeringen voor:

- maatregelen die de uitstoot van broeikasgassen in de industrie helpen verminderen
- maatregelen die bijdragen aan blijvende negatieve emissies

⁶⁸ Zie <https://www.government.se/government-policy/taxes-and-tariffs/swedens-carbon-tax/>

⁶⁹ Sweden's Long-term Strategy for Reducing Greenhouse Gas Emissions

- strategisch belangrijke initiatieven in de industrie die bijdragen aan klimaatverandering in de rest van de samenleving
- Voor onderzoeksprojecten zijn er twee subsidierondes per jaar, één in het voorjaar en één in het najaar (vergelijkbaar met het Nederlandse SDE- systeem. Voor haalbaarheids-/haalbaarheidstudies, pilootdemonstraties of investeringsprojecten is het op elk moment van het jaar mogelijk om de aanvraag in te dienen. Beslissingen worden doorlopend genomen.

Energisteget (Beurzen voor energie-efficiëntie in industrie)

De Energisteget ('energiestap'), uitgevoerd door het Zweedse Energieagentschap, zal de energie-efficiëntie in de industrie ondersteunen en zo bijdragen aan de doelstelling van het energieakkoord om tegen 2030 50 procent efficiënter energie te gebruiken. De industrie heeft een groot aandeel in het totale energieverbruik van Zweden. Binnen Energisteget heeft een selectie van industriële bedrijven die een energieonderzoek hebben uitgevoerd in het kader van de Wet Energieonderzoek Grote Bedrijven (EKL) de mogelijkheid gekregen om ondersteuning aan te vragen.

Klimatklivet (lokale investeringsbeurzen)

Steun voor concrete/fysieke klimaatinvesteringen met als doel CO₂-reductie. De scope is zeer breed- in bijvoorbeeld transport, industrie, wonen, vastgoed, stedenbouw en energie. Ook is de scope zeer breed qua toepassingen: bijvoorbeeld van biogas en infrastructuur zoals fietspaden tot de vernietiging van lachgas en het inwisselen van olie voor stadsverwarming. Ondersteuning is breed beschikbaar, zoals bedrijven, organisaties, gemeenten etc. - behalve aan particulieren.

Monitoring

Het verdelen van emissierechten gaat via een marktmechanisme, waardoor er geen bindende doelstellingen zijn op sectoraal niveau. CO₂-uitstoot in de industrie wordt wel jaarlijks bijgehouden door Statistics Sweden. Het aanleveren van de gegevens op bedrijfsniveau.

In oktober 2014 werd een EU-richtlijn aangenomen die bepaalde grote ondernemingen, met meer dan 500 werknemers, verplichtte om jaarlijks een niet-financiële verklaring op te stellen o.a. met informatie over milieuaangelegenheden. Zweden heeft de nieuwe regelgeving op 1 december 2016 geïmplementeerd en aangescherpt. De Zweedse rapportageplicht geldt voor alle ondernemingen die:

- Meer dan 250 werknemers hebben
- Een netto-omzet hebben van meer dan SEK 350 miljoen of een balanstotaal van meer dan SEK 175 miljoen

Daarnaast zijn er onder the Energy Audit Act vereisten voor een aantal grote bedrijven om ten minste om de vier jaar een energie-audit uit te voeren, inclusief informatie over hun totale energieverbruik en voorstellen voor kosteneffectieve maatregelen om de energie-efficiëntie te verbeteren. Hiervoor is een financiële support mogelijk van €5000, maar als ondergrens een minimale 50% contributie van het bedrijf. Het doel is om onder de deelnemende bedrijven een besparing van 12% te realiseren. Het is niet duidelijk tot in hoeverre bedrijven verplicht worden gesteld deze doelen na te streven.

Begeleiding bedrijven

Samenwerking vindt o.a. plaats via het Fossilvrij Zweden initiatief, welke is gestart op initiatief van de Zweedse regering in 2015 voorafgaand aan de grote VN-klimaatconferentie in Parijs. Het brengt actoren samen- bijvoorbeeld bedrijven, gemeenten, regio's en organisaties die hun

steun geven aan de verklaring dat Zweden een van de eerste fossielvrije landen ter wereld zal worden. Het initiatief werd in het najaar van 2016 uitgebreid en versterkt en wordt nu geleid door een bureau onder leiding van een landelijke coördinator. Door samen te werken met bedrijven, industrieën, gemeenten en regio's, identificeert Fossielvrij Zweden obstakels en kansen om ontwikkelingen te versnellen. Op basis daarvan komt het met politieke voorstellen die aan de regering worden voorgelegd en brengt actoren samen om maatregelen uit te voeren. Fossielvrij Zweden heeft een unieke rol tussen het bedrijfsleven en de politiek, in de vorm van verschillende ministeries en Riksdag-partijen, bij het vinden van gemeenschappelijke wegen om de overgang naar een fossielvrije welvaartsstaat te versnellen. Het initiatief loopt tot en met 31 december 2024. Een groot deel van de Zweedse industrie heeft zich hierbij aangesloten.

Verder is het Zweeds energieagentschap betrokken bij verschillende netwerken om zodoende te faciliteren in kennis- en informatiedeling tussen verschillende actoren, zoals de industrie zelf, de academische wereld en de beleidsinstanties.

Energie-efficiëntie netwerken voor KMO

De energie-efficiëntienetwerken zijn regionale netwerken van bedrijven waar het KMO hulp en ondersteuning krijgen bij hun werk om het energieverbruik in hun bedrijf te verminderen. De netwerken bestaan uit 8-16 bedrijven met een energieverbruik van meer dan één gigawatt uur (GWh). Zweden heeft 40 netwerken met ongeveer 300 deelnemende bedrijven. Een door het Zweedse Energieagentschap aangestelde netwerkcoördinator leidt de netwerken en heeft een aangesloten energiedeskundige die ondersteuning en advies geeft. Ook het delen van ervaringen en het leren van elkaar binnen en over de netwerken heen zijn belangrijke succesfactoren. Het doel van de netwerkactiviteiten is om het energieverbruik van de deelnemende bedrijven in vier jaar tijd met 15 procent te verminderen. Hierdoor kunnen bedrijven profiteren van lagere kosten, een hogere concurrentiepositie en nieuwe groeimogelijkheden.

Energie- en klimaatcoaches

Gemeenten kunnen een vergoeding aanvragen voor de kosten van een klimaat- en energiecoach in dienst van 50 procent van een voltijdse functie die specifiek advies geeft aan het KMO. Evaluaties hebben echter laten zien dat ze zich voornamelijk richten op huishoudens, en het KMO maar in beperkte mate weten te bedienen vanwege incomplete kwalificaties of kennis. Er is wel een doelstelling om dit op te bouwen, zodat de coaches zich ook kunnen richten op bedrijven met een energieverbruik van minder dan 300 MWh/jaar.

Bijlage C Business cases

Hieronder laten we de modelcases en bedrijfscases zien. De berekeningen zijn gebeurd op basis van de aannames uit hoofdstuk 2 en hoofdstuk 3. Ter illustratie hoe de berekeningen gebeurd zijn, geven we hier de berekening voor de warmtepomp case weer.

We gaan hierbij uit van een warmtevraag van 200 MWh/jaar en een vermogen van 50kW. Daarnaast nemen we voor de CAPEX van de warmtepomp 641 euro/kW aan, met 30% subsidie, en voor de OPEX 6,7 euro/kW/jaar. Voor de elektriciteitsprijs gaan we uit van 185 euro/MWh in jaar nul.

- De CAPEX voor deze warmtepomp is €32.050 ($50\text{kW} * 641 \text{ euro/kW}$).
- De CAPEX na subsidie is €23.470 ($32.050 - ((32.050 - 3.450) * 30\%)$).
- De CAPEX voor een gasketel is €3.450 ($50\text{kW} * 69 \text{ euro/kW}$).
- De startinvestering voor de warmtepomp, met subsidie, ten opzichte van een vergelijkbare gasketel komt daarmee op: €20.020. Dit is terug te zien in de grafieken. Elk jaar wordt het verschil in OPEX hierbij opgeteld.
- De vaste OPEX kosten (onderhoudskosten) voor de warmtepomp zijn €335/jaar ($50\text{kW} * 6,7 \text{ euro/kW/jaar}$) en €85/jaar voor de gasketel ($50\text{kW} * 1,7 \text{ euro/kW/jaar}$).
- De energiekosten (variabele OPEX) voor de warmtepomp zijn in dit geval: $200 \text{ (MWh/jaar verbruik)} / 7 \text{ (efficiëntie)} * 185 \text{ euro/MWh} = €5.277$ in jaar nul. Per jaar wordt dit iets hoger (zie aanname elektriciteitsprijzen hoofdstuk 3).
- De energiekosten (variabele OPEX) voor de gasketel zijn in dit geval: $200 \text{ (MWh/ jaar verbruik)} / 90\% \text{ (efficiëntie)} * 31,70 \text{ euro/ MWh} = €7.044$ in jaar nul. Per jaar wordt dit iets hoger (zie aanname gasprijzen hoofdstuk 3).
- Hiermee verdient de investering zich in 6,5 jaar terug. De RoI is $1/6,5 = 15,38\%$ per jaar.
- Voor de NPV verdisconteren we de OPEX, om de toekomstige 'verdiensten' (lagere OPEX-kosten) te verrekenen naar de waarde van vandaag. Voor de warmtepomp case gebruiken we hiervoor een WACC van 5,5%.



www.technopolis-group.com



Modelcase: Industriële warmtepomp

Voor u ligt de modelcase over industriële warmtepompen die is uitgevoerd in het kader van de studie "vergroening van energiedragers voor de industriële warmtevraag" uitgevoerd door Technopolis Group in samenwerking met VITO in opdracht van VLAIO. Het betreft een modelcase waarin op generieke wijze wordt ingegaan op het toepassen van industriële warmtepompen op basis restwarmte. De case is dus niet opgesteld aan de hand van een specifiek bedrijf, er wordt wel een voorbeeldbedrijf gebruikt in de financiële analyses.

Een warmtepomp voor **beter gebruik van restwarmte**

Warmtepompen kunnen binnen veel verschillende sectoren een uitkomst bieden om zowel kosten te besparen als om bij te dragen aan milieudoelstellingen: een beter economisch resultaat en een beter imago. Bedrijven moeten met het vraagstuk van duurzaamheid aan de slag; regelgeving wordt strenger, energieprijzen blijven stijgen en de druk vanuit de maatschappij loopt verder op. Om op lange termijn competitief te blijven in, is het dan ook belangrijk dat bedrijven op korte termijn gaan investeren in duurzame technologieën anders worden ze ingehaald door bedrijven die wel op tijd zijn begonnen met verduurzamen. Waterpompen, zeker op basis van restwarmte, zijn een goede manier om te investeren in de duurzaamheid van uw bedrijf.

Warmtepompen kunnen aangesloten worden op diverse warmtebronnen, zoals grondwater, bodemwarmte of lucht, maar veruit de beste optie is een warmtepomp op basis van restwarmte. Deze kostbare energie blijft anders onbenut – laat staan als het bedrijf kosten maakt voor het wegkoelen van restwarmte. Bij het toepassen van warmtepompen kunnen processen en warmtestromen worden geoptimaliseerd om zo de energie-efficiëntie te verhogen. De markt van warmtepompen is volop in ontwikkeling: weet u welke mogelijkheden er liggen voor uw bedrijf?

Technologie

Een warmtepomp wordt gebruikt voor de verwarming van ruimtes of in bedrijfsprocessen. Warmtepompen kunnen warm water (tot 60 à 90 graden) of proceswarmte (tot 150 à 200 graden) opwaarderen. Hiervoor kan restwarmte die vrijkomt in productieprocessen worden gebruikt of deze komt uit water, de lucht of de bodem.

Er bestaan verschillende type warmtepompen, waarbij de juiste keuze afhangt van de beschikbare warmtestromen en de warmtevraag (m.n. het verschil tussen de restwarmte en gevraagde temperatuur).

Bedrijfsprofiel

Er zijn veel verschillende bedrijven die gebruik kunnen maken van warmtepompen voor het verwarmen van bedrijfsruimtes. Wel is het belangrijk dat zij toegang hebben tot een geschikte restwarmtestroom waar de warmtepomp op aangesloten kan worden.

Daarnaast zijn er nog specifieke sectoren die warmtepompen kunnen inzetten in hun (productie)processen. Denk aan het gebruik van stromen zoals reinigingswater, vloeistoffen in koelsystemen, indampers, etc. in sectoren zoals voedsel, chemie, glastuinbouw, papier, etc.

Besluitvorming en implementatie

In de besluitvorming is het belangrijk om na te gaan of beschikbare restwarmte effectief kan worden toegepast op een warmtevraag van beperkte temperatuur (<200 graden). Een warmtepomp is over het algemeen het meest opportuun als het temperatuurverschil tussen de beschikbare restwarmte en de benodigde warmte beperkt is. Daarbij hebben warmtepompen, ten opzichte van bijv. een gasketel, tamelijk hoge basiskosten: het rendement ligt hoger bij veel en constant gebruik.

Voor het implementeren van warmtepompen is het van belang de warmtestromen in het bedrijf goed in kaart te brengen, en een analyse van de optimale warmte-uitwisseling en de technische inpasbaarheid te maken. Het is van belang het proces zo in te richten dat de restwarmte via de warmtepomp effectief uitkomt bij het beoogde bedrijfsproces (denk aan tijd en plek). Ook ruimtelijke aspecten zijn van belang, een warmtepomp neemt meer ruimte in dan een gasketel en wordt idealiter in de buurt geplaatst van de installaties waar restwarmte gecreëerd wordt. Verder zijn ook menselijke factoren zoals skills/competenties om met de warmtepomp te werken van belang. Een groot voordeel van een warmtepomp is dat ze in veel gevallen in te passen zijn zonder dat de primaire bedrijfsprocessen aangepast hoeven te worden.

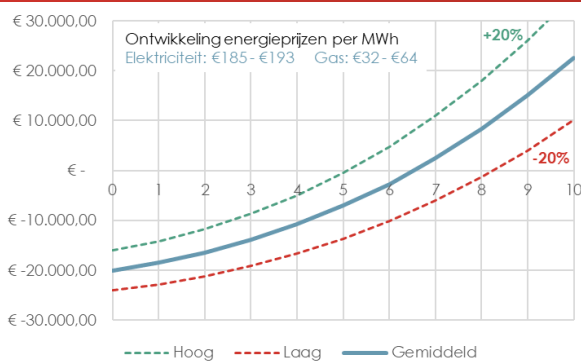
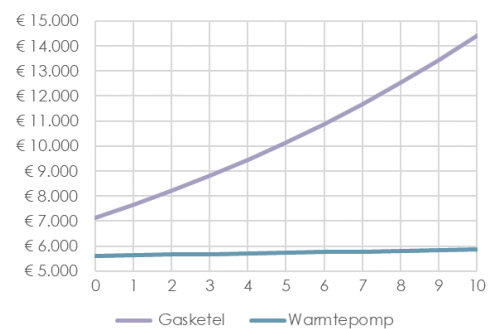
Financiële analyse: gunstig en strategisch

In deze financiële analyse wordt uitgegaan van een middelgroot technologiebedrijf. Het bedrijf gebruikt restwarmte om, via een warmtepomp, bedrijfsruimtes te verwarmen en andere (deel)processen van warmte te voorzien. Het betreft een warmtevraag van 200 MWh per jaar, die kan worden ingevuld door een warmtepomp van 50kW bij 4.000 vollasturen per jaar. Er is uitgegaan van een efficiënt scenario voor de warmtepomp (COP=7) waarbij restwarmte wordt gebruikt om tot 60 graden warmte te komen. Het bedrijf betaalt 30% van de warmtepomp uit eigen middelen en sluit voor de rest een lening af tegen 5% rente. De kosten van de aanschaf van de nieuwe warmtepomp worden afgewogen tegen de kosten van een nieuwe gasketel.

Uit dat financiële analyse blijkt dat bij een horizon van 10 jaar de aanschaf van de warmtepomp financieel gunstig is voor het bedrijf. De Internal Rate of Return komt uit op 12,5%. De investering op de lange termijn mogelijk concurrentievoordeel wanneer klanten duurzame productie gaan nastreven.

CAPEX & OPEX

Een warmtepomp met een vermogen van 50kW betreft een investering (CAPEX) van ongeveer €32.000,-, waar 30% subsidie op aangevraagd wordt. De operationele kosten voor het gebruik (OPEX) van de warmtepomp bestaan uit vaste kosten voor onderhoud van €335,- per jaar en variabele kosten voor het energieverbruik. Deze kosten worden afgezet tegen de kosten van een traditionele gasketel: CAPEX: €3.500,-; vaste kosten: €85,- per jaar. De waardes voor de operationele kosten hangen af van de ontwikkeling van de energiekosten. De grafiek hiernaast plot de ontwikkeling van de operationele kosten.



Terugverdientijd & RoI

De terugverdientijd voor de investering is 6,5 jaar. Daarmee komt de Return on Investment (RoI) gemiddeld jaarlijks op 15%. Zie ook de grafiek, waarin dit over de jaren worden geplott. De groene lijn betreft een positiever scenario waarin kosten en inkomsten gunstiger uitvallen (+20%) en de rode lijn een negatiever scenario (-20%).

De financiële waardes voor deze berekeningen zijn niet verdisconteerd.

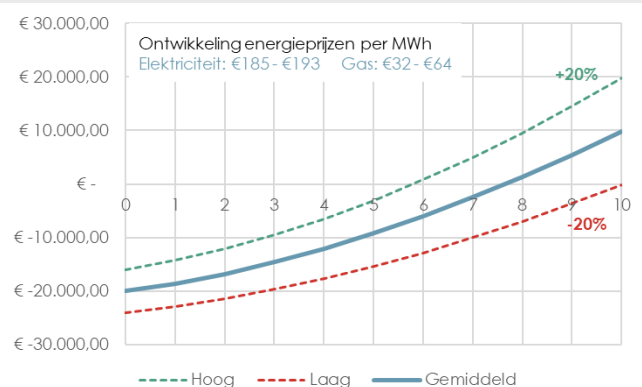
NPV & IRR

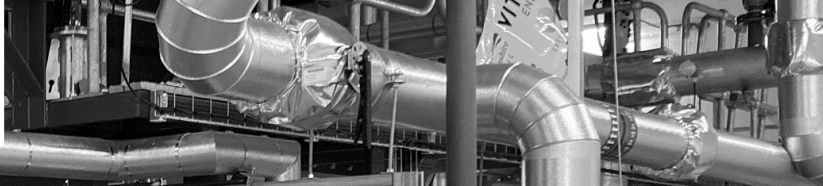
De Net Present Value (NPV) van de investering betreft, over 10 jaar, €10.700,-, het betreft dus een gunstige investering. De Internal Rate of Return betreft 13%, dit is ook positief. De warmtepomp kan 20 jaar meegaan, maar de economische levensduur is na 10 jaar vrijwel verstreken (restwaarde: 5%).

De financiële waardes zijn verdisconteerd, er wordt dus rekening gehouden met de huidige waarde van toekomstige inkomsten.

NPV €10.700,-

IRR 13%





Modelcase: Diepe geothermie

Voor u ligt de modelcase over diepe geothermische installaties die is uitgevoerd in het kader van de studie "vergroening van energiedragers voor de industriële warmtevraag" uitgevoerd door Technopolis Group in samenwerking met VITO in opdracht van VLAIO. Het betreft een modelcase waarin op generieke wijze wordt ingegaan op het toepassen van geothermie. De case is dus niet opgesteld aan de hand van een specifiek bedrijf, er wordt wel een voorbeeldbedrijf gebruikt in de financiële analyses.

Diepe geothermie voor gebruik van **aardwarmte**

Diepe geothermie maakt gebruik van warmte aanwezig in de aardkorst, bijvoorbeeld in een ondergronds waterreservoir. Een geothermische installatie brengt de warmte naar de oppervlakte. Diepe geothermie betreft een flinke investering, maar kan een grote bron van warmte opleveren. Het heeft vooral potentie voor bedrijven met een zeer grote warmtebehoefte op lage tot middelhoge temperaturen en die lang op de plek met de geothermische potentie gevestigd blijven.

Technologie

Diepe geothermie kan de warmte van een onderliggende aardlaag omzetten in bruikbare energie aan de oppervlakte. De technologie kan gebruikt worden voor een warmtevraag van 40 tot 130 graden, en kan ook worden gebruikt voor koeling. Lage temperaturen kunnen door een warmtepomp worden opgewaardeerd tot hogere temperaturen. Diepe geothermie-installaties zijn al in gebruik in Europa voor totale vermogens van 5-10 MW.

De diepte van de boring hangt af van de plek waar de boringen worden gedaan en de aardlagen op die plek. Boringen kunnen in aardlagen vanaf 500m diepte gedaan worden, tot zo'n 6km. Hoe dieper de boring, hoe hoger de temperatuur van de opgewekte warmte, maar ook hoe groter de benodigde investering. De gemiddelde levensduur van een diepe geothermie installatie is 50 jaar.

Bedrijfsprofiel

Geothermie is het meest geschikt voor grootbedrijven met een grote warmtevraag op middelhoge temperaturen. Grootbedrijven kunnen het zich financieel veroorloven om investeringen te maken op de schaal benodigd voor geothermie. Alhoewel de investeringen in absolute zin groot zijn, krijgt de investeerder er wel een grote bron aan warmte voor terug.

Het grootste potentieel voor geothermie ligt binnen Vlaanderen in de Antwerpse en Limburgse Kempenregio. Buiten deze regio's is diepe geothermie ook mogelijk, maar moet men dieper boren voor dezelfde temperatuur.

Besluitvorming en implementatie

Er zijn meerdere factoren in de besluitvorming voor diepe geothermie. 1) Het **potentieel voor diepe geothermie** in de buurt van het bedrijf en hoe goed de ondergrond gekend is. Hoe beter de ondergrond is onderzocht, hoe zekerder de (grootte van de) warmtebron. Wanneer de ondergrond reeds verkend is, kan het ontwikkelingsproject met een half jaar ingekort worden en de ontwikkelingskosten dalen met ongeveer €500.000. 2) De **grootte en temperatuur van de warmtevraag**: diepe geothermie is interessant bij een forse warmtevraag (3 – 10 MW) bij lage tot middelhoge temperaturen (40-150°C). 3) De **beschikbare ruimte**: de installatie vereist zo'n 30 tot 100 m² boven de grond in de opstartfase. Daarna kan de installatie in een klein gebouw of onder de grond worden ondergebracht. 4) De **beschikbare investeringsmiddelen**: een diepe geothermie installatie vereist een behoorlijke investering. 5) **Beschikbare tijd**: het bouwen van de installatie en het verkrijgen van vergunningen kan een aantal (2 tot 4) jaar duren.

De implementatie van een geothermie installatie begint met het onderzoeken van de ondergrond, en het maken van een ontwerp voor de boringen en de bovengrondse installaties. Hierna moeten de vergunningen aangevraagd worden. Vervolgens test het installerende bedrijf de boringen en voert ze uit. De bronpomp en de warmtewisselaars worden geïnstalleerd, waarna de warmteproductie kan worden opgestart.

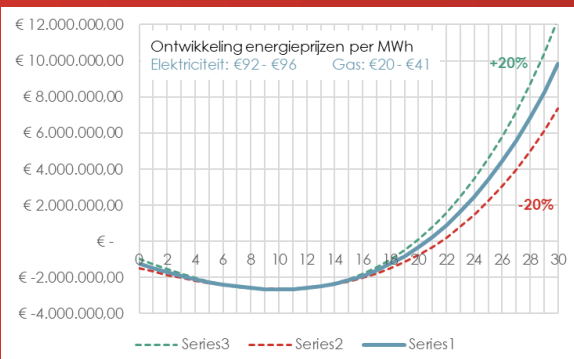
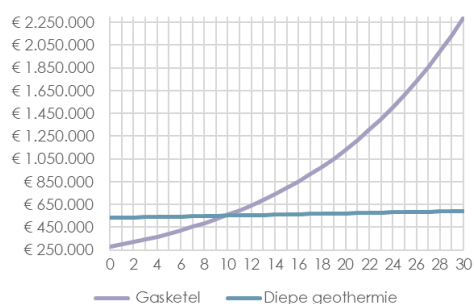
Financiële analyse: een lange termijn investering

In deze financiële analyse wordt uitgegaan van een grootbedrijf uit de farmaceutische industrie wat gebruik maakt van diepe geothermie in haar processen, in combinatie met een warmtepomp om de temperatuur verder te verhogen. Er wordt uitgegaan van 40 graden verwarming via geothermie en 60 graden via de warmtepomp. Het betreft een grote warmtevraag van 30 GWh per jaar. Het betreft diepe geothermie met een vermogen van 1.500 kW en een warmtepomp van 2.250 kW die 8.000 vollasturen per jaar actief zijn. Het bedrijf betaalt 50% van de investering uit eigen middelen en sluit voor de rest een lening af tegen 3% rente. De kosten van diepe geothermie en de warmtepomp worden afgewogen tegen de kosten van een nieuwe gasketel. Diepe geothermie is slechts op enkele plekken mogelijk, de financiële cijfers waar deze case op is gebaseerd worden vertaald naar de situatie in Vlaanderen door een verhoging van de kosten met 25% (schatting).

Uit dat financiële analyse blijkt dat bij een horizon van 30 jaar de investering in diepe geothermie financieel rendabel is voor het bedrijf. De Internal Rate of Return komt uit op 7,3%. De investering biedt op de lange termijn mogelijk concurrentievoordeel wanneer klanten duurzame productie gaan nastreven.

CAPEX & OPEX

Het betreft een investering (CAPEX) van ongeveer €3,3 miljoen, waar 30% subsidie op aangevraagd wordt. De operationele kosten voor het gebruik (OPEX) bestaan uit vaste kosten voor onderhoud van €120.000,- per jaar en variabele kosten voor het energieverbruik van met name de warmtepomp. Deze kosten worden afgezet tegen de kosten van een traditionele gasketel: CAPEX: €260.000,-; vaste kosten: €6.500,- per jaar. De waardes voor de operationele kosten hangen af van de ontwikkeling van de energiekosten. De grafiek hiernaast plot de ontwikkeling van de operationele kosten.



Terugverdientijd & Rol

De terugverdientijd voor de investering is 20,5 jaar. Daarmee komt de Return on Investment (RoI) gemiddeld jaarlijks op 5%. Zie ook de grafiek, waarin dit over de jaren worden geplot. De groene lijn betreft een positiever scenario waarin kosten en inkomsten gunstiger uitvallen (+20%) en de rode lijn een negatiever scenario (-20%).

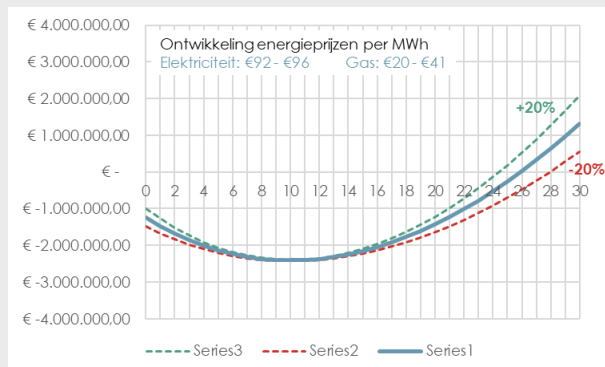
De financiële waardes voor deze berekeningen zijn niet verdisconteerd.

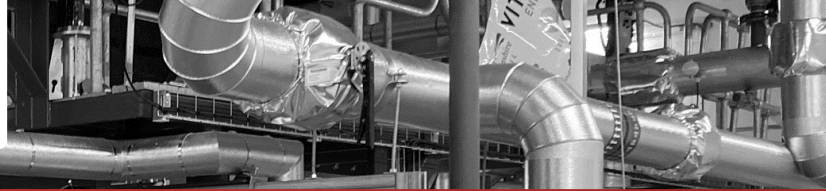
NPV & IRR

De Net Present Value (NPV) van de investering betreft, over 30 jaar, €1,3 miljoen, het betreft dus een gunstige lange termijn investering. De Internal Rate of Return betreft 7,3%, dit is ook positief. De diepe geothermie-installatie kan 50 jaar meegaan (restwaarde na 30 jaar: 10%). De financiële waardes zijn verdisconteerd, er wordt dus rekening gehouden met de huidige waarde van toekomstige inkomsten.

NPV €1,3 miljoen

IRR 7,3%





Modelcase: warmtenetten

Voor u ligt de modelcase over warmtenetten die is uitgevoerd in het kader van de studie "vergroening van energiedragers voor de industriële warmtevraag" uitgevoerd door Technopolis Group in samenwerking met VITO in opdracht van VLAIO. Het betreft een modelcase waarin op generieke wijze wordt ingegaan op het toepassen van warmtenetten. De case is dus niet opgesteld aan de hand van een specifiek bedrijf, er wordt wel een voorbeeldbedrijf gebruikt in de financiële analyses.

Een warmtenet voor gebruik van **warmte van het buurbedrijf**

Een warmtenet verbindt warmtebronnen met warmteafnemers. Het is ideaal voor warmte-afnemers in de buurt van installaties of bedrijven die restwarmte beschikbaar hebben, zoals afvalverbranders. Het warmtenet aanleggen vereist coördinatie en investering van de betrokken partijen, maar wanneer het warmtenet eenmaal ligt kan de restwarmte erg goedkoop worden afgenomen van het net. Het is voor warmte-afnemende bedrijven ook mogelijk om zich aan bestaande warmtenetten aan te sluiten: in dat geval is de benodigde coördinatie en investering ook minder.

Technologie

Een warmtenet verbindt warmtebronnen met warmteafnemers via leidingen waardoor water of stoom stroomt. Huidige Vlaamse warmtenetten hebben een lengte van 0,5 tot 12 km. De meeste van de Vlaamse netten leveren in totaal 5 – 200 GWh/ jaar, met vermogens tot 160 MW.

Een warmtenet kan aan verschillende warmtevragen voldoen, afhankelijk van de warmtebron. In Vlaanderen zijn reeds 13 warmtenetten actief die aan industrie leveren, elk met warmte van een temperatuur van 70°C tot 400°C. Warmteafnemers met behoeften aan verschillende temperaturen kunnen bij hetzelfde net aansluiten. De aansluiting van bedrijven die een hogere temperatuur nodig hebben kunnen dan voor de aansluiting van bedrijven met een lagere temperatuurbehoefte worden geplaatst.

De levensduur van een warmtenet is min. 50 jaar.

Bedrijfsprofiel

Een warmtenet kan geschikt zijn voor verschillende typen bedrijven, afhankelijk van de warmtebron. Over het algemeen zijn het grotere bedrijven die tot op heden bij warmtenetten zijn aangesloten.

Zo nemen bijvoorbeeld rioolzuiveringsbedrijven stoom op 360°C af van afvalverbrandingsbedrijven en ook bij ECLUSE in Antwerpen nemen verschillende chemische bedrijven stoom af van afvalverbranders.

Het voornaamste criterium in de afweging over mogelijke aansluiting bij een warmtenet is of er een warmtebron voor het warmtenet in de nabije omgeving is, en of de warmtebron warmte kan voeden aan het warmtenet die op de juiste temperatuur en vermogen wordt geleverd voor de warmteafnemer. Ook is een warmtenet meer geschikt voor bedrijven die dicht bij elkaar gevestigd zijn: voor elke km extra leiding zijn de investeringskosten hoger.

Besluitvorming en implementatie

Bij de besluitvorming omtrent het aanleggen van een warmtenet is het essentieel om met de belangen van de betrokken actoren rekening te houden: 1) de investering in een warmtenet is een investering op de lange termijn, dus er moeten van tevoren duidelijke afspraken gemaakt worden over langdurige commitment van zowel de partijen die warmte leveren als die de warmte afnemen; 2) de temperatuur van en hoeveelheid aan geleverde warmte moet worden afgesproken, en hoe stabiel die (toevoer van) warmte moet zijn; 3) welke partijen de investering gaan betalen en de prijzen voor de warmte wanneer het warmtenet er eenmaal ligt. Bij sommige van deze besluitvormingsprocessen over warmtenetten is een federatie zoals Essenscia betrokken.

Bij de implementatie van warmtenetten moet zowel een uitgebreid ruimtelijk plan worden gemaakt voor waar het warmtenet gaat liggen, als een financieel plan waarin wordt afgesproken welke partij hoeveel betaalt. Wat betreft de implementatie moet een aannemer worden gevonden die het warmtenet daadwerkelijk aanlegt tussen de verschillende partijen.

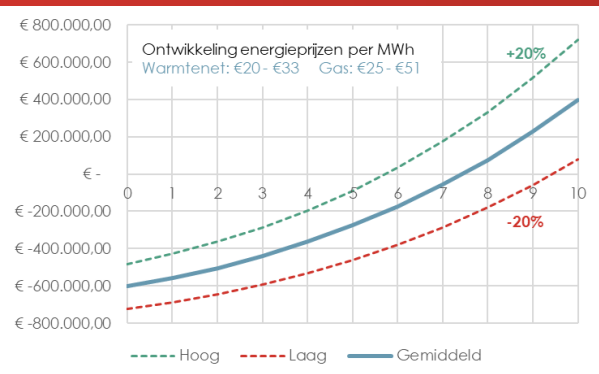
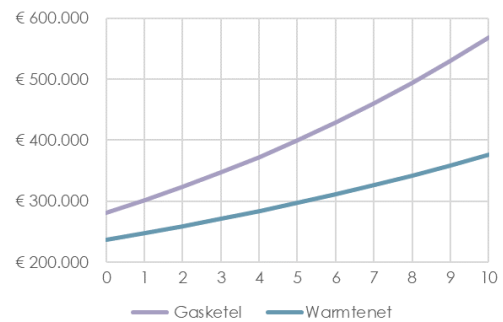
Financiële analyse: rendabel en strategisch

In deze financiële analyse wordt uitgegaan van een middelgroot textielbedrijf wat zich heeft gevestigd op een bedrijventerrein met een bestaand warmtenet. Het bedrijf investeert in de aanleg van een aansluiting tot het warmtenet van 200 meter om gebruik te maken van de restwarmte van andere bedrijven. Het bedrijf heeft toegang nodig tot hoge temperaturen (190 graden). Het betreft een warmtevraag van 10 GWh per jaar, die kan worden ingevuld door een afname van het warmtenet van 2.000kW over 5.000 vollasturen per jaar. Het bedrijf betaalt 30% van de aanleg van de aansluiting uit eigen middelen en sluit voor de rest een lening af tegen 5% rente. De kosten van de aanschaf van de aansluiting op het warmtenet worden afgewogen tegen de kosten van een nieuwe gasketel.

Uit dat financiële analyse blijkt dat bij een horizon van 10 jaar de aanschaf van de warmtepomp financieel rendabel is voor het bedrijf. De Internal Rate of Return komt uit op 10,5%. De investering biedt op de lange termijn mogelijk concurrentievoordeel wanneer klanten duurzame productie gaan nastreven.

CAPEX & OPEX

Een warmtepomp met een vermogen van 2000kW betreft een investering (CAPEX) van ongeveer €1 miljoen, waar 30% subsidie op aangevraagd wordt. De operationele kosten voor het gebruik (OPEX) van het warmtenet bestaan uit vaste kosten voor onderhoud van €14.000,- per jaar en variabele kosten voor het energieverbruik. Deze kosten worden afgezet tegen de kosten van een traditionele gasketel: CAPEX: €138.000,-; vaste kosten: €3.400,- per jaar. De waarden voor de operationele kosten hangen af van de ontwikkeling van de energiekosten. De grafiek hiernaast plot de ontwikkeling van de operationele kosten.



Terugverdientijd & RoI

De terugverdientijd voor de investering is 7,5 jaar. Daarmee komt de Return on Investment (RoI) gemiddeld jaarlijks op 13,5%. Zie ook de grafiek, waarin dit over de jaren worden geplott. De groene lijn betreft een positiever scenario waarin kosten en inkomsten gunstiger uitvallen (+20%) en de rode lijn een negatiever scenario (-20%).

De financiële waarden voor deze berekeningen zijn niet verdisconteerd.

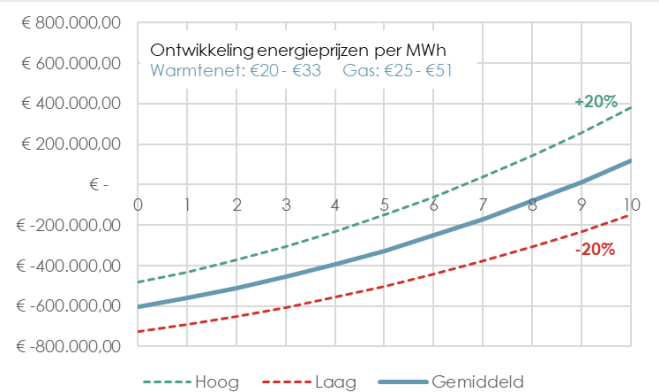
NPV & IRR

De Net Present Value (NPV) van de investering betreft, over 10 jaar, €116.300,-, het betreft dus een gunstige investering. De Internal Rate of Return betreft 10,4%, dit is ook positief. De warmtepomp kan 50 jaar meegaan, maar de economische levensduur is na 10 jaar grotendeels verstreken (restwaarde: 20%).

De financiële waarden zijn verdisconteerd, er wordt dus rekening gehouden met de huidige waarde van toekomstige inkomsten.

NPV €116.300,-

IRR 10,4%





Modelcase: WKK Biogas

Voor u ligt de modelcase over de Warmtekrachtkoppeling (WKK) op biogas die is uitgevoerd in het kader van de studie "vergroening van energiedragers voor de industriële warmtevraag" uitgevoerd door Technopolis Group in samenwerking met VITO in opdracht van VLAIO. Het betreft een modelcase waarin op generieke wijze wordt ingegaan op het toepassen van een warmtekrachtkoppeling op basis van biogas. De case is dus niet opgesteld aan de hand van een specifiek bedrijf, er wordt wel een voorbeeldbedrijf gebruikt in de financiële analyses.

Een warmtekrachtkoppeling voor eigen productie van warmte en elektriciteit

Warmtekrachtkoppelingen (WKK) vormen een ideale uitkomst voor bedrijven die een grote warmtebehoefte hebben. Een warmtekrachtkoppeling wekt namelijk tegelijk warmte en elektriciteit op, waardoor dit heel efficiënt gebeurt. Een WKK zorgt dan ook voor lager brandstofverbruik in vergelijking met gescheiden productie. Een WKK kan zo rond de 20% brandstof besparen, wat tot een aanzienlijk lagere energierekening kan leiden. Daarnaast gaat dit ook gepaard met een lagere CO₂ uitstoot en een daling van andere schadelijke verbrandingsstoffen.

Een WKK kan draaien op aardgas, maar ook op biogas. Door de WKK op biogas in te zetten is er sprake van waste-to-energie en is een WKK nog duurzamer. De CO₂ die geproduceerd wordt door de WKK kan ook gebruikt worden in de productieprocessen. Weet u hoe uw bedrijf kan profiteren van een warmtekrachtkoppeling?

Technologie

Een warmtekrachtkoppeling (WKK) is het gelijktijdig opwekken van warmte en elektriciteit in dezelfde installatie op basis van een brandstof, dit kan aardgas, waterstof of biogas zijn.

De brandstof laat een motor draaien, die zet op zijn beurt een alternator in beweging waardoor elektriciteit wordt opgewekt. Door de beweging van de alternator ontstaat warmte. Deze warmte wordt door een warmtewisselaar omgezet in warm water, wat gebruikt kan worden voor verwarming. De hoogwaardige warmte die vrijkomt bij het verbranden van de brandstof wordt eerst gebruikt voor het produceren van mechanische energie die via een alternator wordt omgezet in elektriciteit. Het grote voordeel van een WKK is dat door de gezamenlijke opwekking van warmte en elektriciteit de brandstof optimaal wordt benut, waardoor energie en brandstof wordt bespaard.

Bedrijfsprofiel

Een WKK is voornamelijk interessant voor bedrijven die een continue vraag hebben naar warmte en elektriciteit, hierdoor kan de WKK continue blijven functioneren op volledige sterkte, waardoor het rendement het hoogst blijft. De techniek werkt daarbij optimaal bij grotere vloeroppervlakken (vanaf 5000m²) en de rendabiliteit wordt groter met een hoger warmteverbruik.

Een WKK op biogas kan direct aangesloten worden op een biomassa vergister, waarin een overschot aan organisch afval en/of mest omgezet wordt in biogas. Dit type warmtekrachtkoppeling is dan ook vooral geschikt voor bedrijven die toegang hebben tot biomassa reststromen of biogas.

Na productie van elektriciteit, ligt de temperatuur van de opgewekte warme van de WKK tussen de 80 en 500 °C

Besluitvorming en implementatie

In de besluitvorming is het belangrijk om de elektriciteits- en warmtestromen in het bedrijf goed na te gaan, om zo helder te krijgen welke capaciteit er nodig is. Aangezien het rendement van een WKK het grootst is wanneer deze op volledige sterkte kan draaien is het van belang dat de benodigde warmte en elektriciteitsvraag niet (te ver) onder de capaciteit van de WKK zitten. Dit is ook van belang omdat de onderhoudskosten doorgaans per draaiuur verrekend worden, waardoor bij deellast deze even hoog blijven bij een lagere opbrengst aan elektriciteit en warmte. Doorgaans heeft een WKK tussen de 15.000 en 20.000 draaiuren groot onderhoud nodig, klein onderhoud zoals het vervangen van olie, luchtfilters en oliefilters is iets regelmatig nodig.

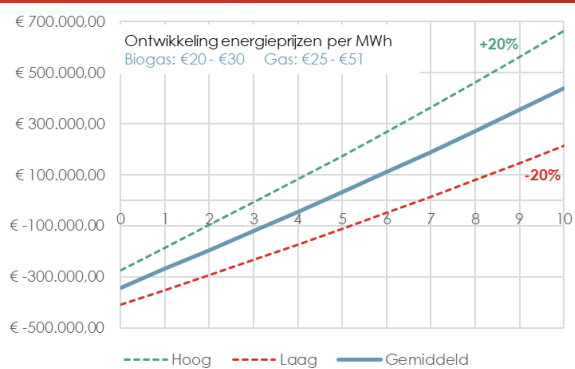
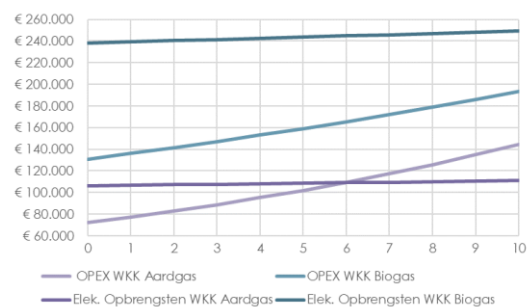
Financiële analyse: gunstig en strategisch

In deze financiële analyse wordt uitgegaan van een middelgroot bedrijf uit de voedingsindustrie. Het bedrijf gebruikt een WKK op biogas om proceswarmte te genereren. Het betreft een warmtevraag van 1.500 MWh per jaar, die kan worden ingevuld door een WKK op biogas van 1.150kW bij 4.000 vollasturen per jaar. Het bedrijf betaalt 30% van de WKK op biogas uit eigen middelen en sluit voor de rest een lening af tegen 5% rente. De kosten van de aanschaf van de WKK op biogas worden afgewogen tegen de kosten van een nieuwe WKK op aardgas, deze WKK op aardgas heeft een lager vermogen (625kW), de thermische efficiëntie ligt hoger bij een WKK op aardgas (beide leveren dezelfde warmte op). In de case wordt voor beide WKK's de opgewekte elektriciteit als een financiële opbrengst gezien aangezien de case slechts van een warmtevraag uitgaat.

Uit dat financiële analyse blijkt dat bij een horizon van 10 jaar de aanschaf van WKK op biogas financieel gunstig is voor het bedrijf. De Internal Rate of Return komt uit op 18,5%. De investering op de lange termijn mogelijk concurrentievoordeel wanneer klanten duurzame productie gaan nastreven.

CAPEX & OPEX

Een WKK op biogas met een vermogen van 1.150kW betreft een investering (CAPEX) van ongeveer €1.050.000,-, waar 30% subsidie op aangevraagd wordt. De operationele kosten voor het gebruik (OPEX) van de WKK op biogas bestaan uit vaste kosten voor onderhoud van €1.090,- per jaar en variabele kosten voor het energieverbruik. Deze kosten worden afgezet tegen de kosten van een WKK op aardgas: CAPEX: €560.000,-; vaste kosten: €2.850,- per jaar. De grafiek hiernaast plot de operationele kosten over de tijd vanwege de ontwikkeling in energiekosten, ook de opbrengsten uit de opgewekte elektriciteit zijn hier te zien.



Terugverdientijd & Rol

De terugverdientijd voor de investering is 4,5 jaar. Daarmee komt de Return on Investment (RoI) gemiddeld jaarlijks op 22%. Zie ook de grafiek, waarin dit over de jaren worden geplot. De groene lijn betreft een positiever scenario waarin kosten en inkomsten gunstiger uitvallen (+20%) en de rode lijn een negatiever scenario (-20%).

De financiële waardes voor deze berekeningen zijn niet verdisconteerd.

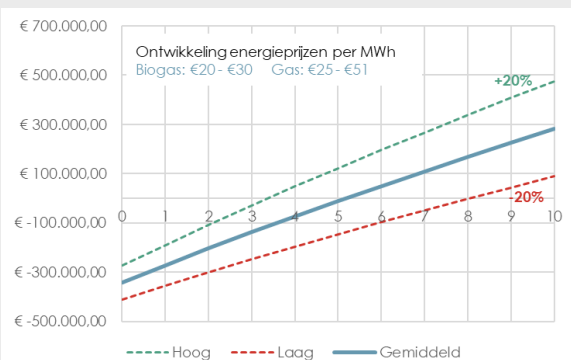
NPV & IRR

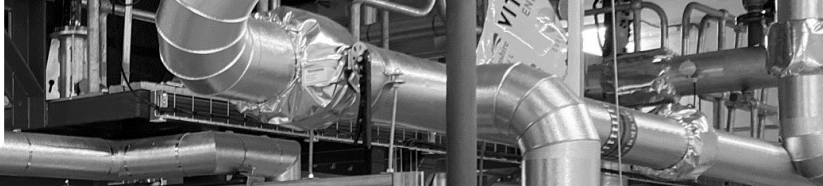
De Net Present Value (NPV) van de investering betreft, over 10 jaar, €282.500,-, het betreft dus een gunstige investering. De Internal Rate of Return betreft 18,5%, dit is ook positief. De WKK op biogas kan 20 jaar meegaan, maar de economische levensduur is na 10 jaar vrijwel verstreken (restwaarde: 5%).

De financiële waardes zijn verdisconteerd, er wordt dus rekening gehouden met de huidige waarde van toekomstige inkomsten.

NPV €282.500,-

IRR 18,5%





Modelcase: Elektrische oven

Voor u ligt de modelcase over elektrische ovens die is uitgevoerd in het kader van de studie "vergroening van energiedragers voor de industriële warmtevraag" uitgevoerd door Technopolis Group in samenwerking met VITO in opdracht van VLAIO. Het betreft een modelcase waarin op generieke wijze wordt ingegaan op het toepassen van industriële elektrische ovens. De case is dus niet opgesteld aan de hand van een specifiek bedrijf, er wordt wel een voorbeeldbedrijf gebruikt in de financiële analyses.

Een elektrische oven voor *snelle hitte door elektriciteit*

Elektrische ovens verwarmen gelijkmatig objecten in de oven tot hoge temperaturen. Elektrische ovens zijn een uitkomst voor het precies verwarmen van objecten die op een specifieke temperatuur moeten worden verwarmd. Ook kunnen elektrische ovens sneller opwarmen dan conventionele gasovens. De installatiekosten van elektrische ovens zijn lager dan die voor conventionele ovens, en alhoewel de operationele kosten nu nog hoger kunnen uitvallen, zal dit met hoger wordende gas prijzen en minder snel stijgende elektriciteitsprijzen snel minder uit gaan maken. Elektrische ovens zijn ook duurzamer en veiliger: ze veroorzaken minder luchtvervuiling en stoten minder CO₂ uit.

Technologie

Elektrische ovens is een ruimte met daarin een elektrisch verwarmingselement dat de lucht in de oven verwarmt. De technologie kan gebruikt worden voor een warmtevraag met lage temperaturen tot 500 graden. Naast het vele gebruik thuis van elektrische ovens, worden ze ook al gebruikt in industriële contexten, vooral door bedrijven die geen grote gas aansluiting hebben.

De elektrische oven kan in verschillende soorten en maten worden gekocht. Zo zijn er naast elektrische heteluchtovens ook inductieovens en infraroodovens. Er zijn ook hybride ovens, waarbij een deel van de warmtetoevoer door gas gebeurt, om temperaturen tot 1500 graden te verkrijgen. De gemiddelde levensduur van een elektrische oven is 15 jaar.

Bedrijfsprofiel

Elektrische ovens zijn geschikt voor bedrijven met een grote variëteit aan warmtevragen qua temperatuur, zolang de warmtevraag van deze bedrijven inhoudt dat ze voorwerpen voor een korte tijd moeten opwarmen. Te denken valt aan glas- en keramiekproducenten, en voedingsproducenten (bijv. industriële bakkersovens). Elektrische ovens zijn het meest geschikt voor bedrijven met een precieze warmtevraag, en bedrijven met een warmtevraag op lage temperatuur. De investeringen voor een elektrische oven zijn gelijk aan of lager dan die voor de gasovens.

Besluitvorming en implementatie

Er zijn meerdere factoren in de besluitvorming voor het installeren van een elektrische oven. 1) De **temperatuur** van de warmtevraag: bij lagere temperaturen zijn elektrische ovens aantrekkelijker omdat ze bij die temperaturen efficiënter zijn dan gasovens. Bij warmtevragen met hogere temperaturen kunnen echter hybride of gasovens meer geschikt zijn. 2) De benodigde **precisie van de temperatuur**: elektrische ovens zijn beter dan andere ovens in de temperatuur precies op een aantal graden te houden. 3) de **investeringskosten en operationele kosten**: elektrische ovens zijn goedkoper in de aanschaf, maar de operationele kosten kunnen oplopen vergeleken met gasovens als een bedrijf geen eigen duurzame energievoorziening heeft. 4) Het **type materiaal** dat men wil opwarmen: elektrische ovens zijn beter om in te zetten bij ontvlambare objecten, of bij metalen zoals aluminium die kunnen verkleuren wanneer door gas verhit. 5) De **snelheid van opwarmen**: wanneer de oven snel moet worden opgewarmd, is een elektrische oven aan te raden.

Het is van belang om voor de implementatie van een elektrische oven te onderzoeken of de capaciteit van de connectie met het elektriciteitsnet de (verhoogde) elektriciteitsvraag van de oven aankan. De investeringskosten voor elektriciteitsinfrastructuur kunnen sterk oplopen.

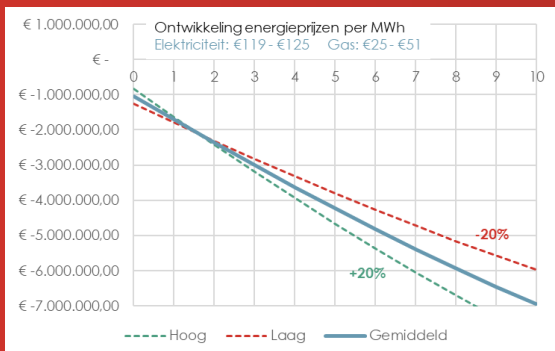
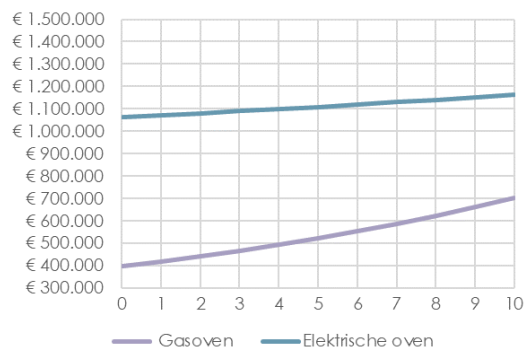
Financiële analyse: nog niet rendabel

In deze financiële analyse wordt uitgegaan van een grote glasproducent. Het bedrijf gebruikt de elektrische oven in haar productieprocessen. Het betreft een warmtevraag van 10 GWh per jaar, die kan worden ingevuld door een elektrische oven van 1.250 kW bij 8.000 vollasturen per jaar. Het bedrijf betaalt 50% van de warmtepomp uit eigen middelen en sluit voor de rest een lening af tegen 3% rente. De kosten van de aanschaf van de elektrische oven worden afgewogen tegen de kosten van een nieuwe gasoven.

Uit dat financiële analyse blijkt dat bij een horizon van 10 jaar de aanschaf van een elektrische oven financieel niet gunstig is voor het bedrijf. De investeringskosten en de operationele kosten zijn beide hoger dan in het geval van een gasoven. Het is zichtbaar dat de casus over de jaren heen beter wordt gezien de ontwikkeling van de energiekosten, na een kleine 20 jaar zal de elektrische oven naar verwachting rendabel zijn.

CAPEX & OPEX

Een elektrische oven met een vermogen van 1250 kW betreft een meerkost investering (CAPEX) van ongeveer €1 miljoen in vergelijking met een gasoven. De operationele kosten voor het gebruik (OPEX) van de elektrische boiler bestaan uit vaste kosten voor onderhoud met een meerkost van €60.000,- per jaar en variabele kosten voor het energieverbruik. De waardes voor de operationele kosten hangen af van de ontwikkeling van de energiekosten. De grafiek hiernaast plot de ontwikkeling van de operationele kosten.



Terugverdiëntijd & Rol

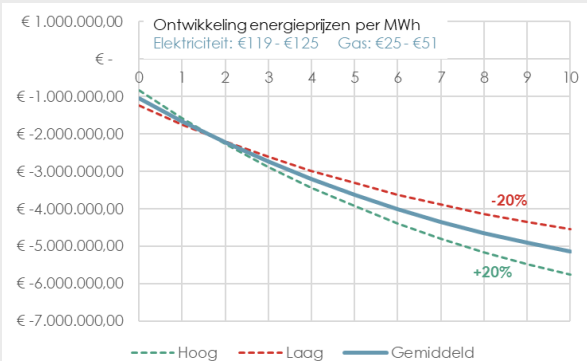
De terugverdiëntijd voor de investering is niet vast te stellen aangezien zowel de investeringskosten en de operationele kosten hoger liggen dan bij een gasoven. Dit geldt ook voor de Return on Investment (RoI).

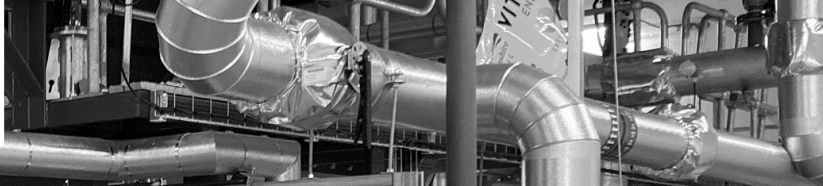
De financiële waardes voor deze berekeningen zijn niet verdisconteerd.

NPV & IRR

De Net Present Value (NPV) van de investering betreft, over 10 jaar, een negatieve waarde van - €5 miljoen, het betreft dus geen gunstige investering. De Internal Rate of Return (IRR) is niet vast te stellen. De elektrische oven heeft na 10 jaar nog een restwaarde van 3%.

De financiële waardes zijn verdisconteerd, er wordt dus rekening gehouden met de huidige waarde van toekomstige inkomsten.





Modelcase: Elektrische boiler

Voor u ligt de modelcase over elektrische boilers die is uitgevoerd in het kader van de studie "vergroening van energiedragers voor de industriële warmtevraag" uitgevoerd door Technopolis Group in samenwerking met VITO in opdracht van VLAIO. Het betreft een modelcase waarin op generieke wijze wordt ingegaan op het toepassen van industriële elektrische boilers. De case is dus niet opgesteld aan de hand van een specifiek bedrijf, er wordt wel een voorbeeld bedrijf gebruikt in de financiële analyses.

Een elektrische boiler voor warm water door elektriciteit

Elektrische boilers kunnen binnen diverse sectoren een uitkomst bieden om kosten te besparen en bij te dragen aan milieudoelstellingen. Bedrijven moeten met het vraagstuk van duurzaamheid aan de slag; regelgeving wordt strenger, energieprijzen blijven stijgen en de druk vanuit de maatschappij loopt verder op. Om op lange termijn competitief te blijven in, is het dan ook belangrijk dat bedrijven op korte termijn gaan investeren in duurzame technologieën, anders worden ze ingehaald door bedrijven die wel op tijd zijn begonnen met verduurzamen.

Elektrische boilers maken het gebruik van aardgas voor de warmtevoorziening overbodig. Ze genereren warm water dat direct gebruikt kan worden of ingezet kan worden als ruimteverwarming. Elektrische boilers zijn simpel te installeren en vereisen alleen een elektriciteitsaansluiting. Ze hebben relatief weinig onderhoud nodig en zijn in technologie heel vergelijkbaar met de veel minder duurzame gasboilers. Het zijn hierdoor vertrouwde apparaten, zowel in uiterlijk als in gebruikerservaring. Door een elektrische boiler maakt u een stap richting een duurzamere organisatie, zonder dat hier grote veranderingen in bedrijfsvoering of ervaren comfort nodig zijn.

Technologie

Een elektrische boiler bestaat uit een geïsoleerd vat waar een elektrische warmtespiraal water opwarmt tot een ingestelde temperatuur. Het water wordt door de boiler constant op temperatuur gehouden waardoor er continu warm water beschikbaar is.

Hoe groter de behoefte aan warm water, hoe groter de capaciteit van de boiler moet zijn. Wanneer er in een keer veel water gebruikt wordt, kan de boiler leeggraken waardoor er tijdelijk geen warm water beschikbaar is. Industriële boilers zijn leverbaar in formaten van 200, 300 en 400 liter.

Bedrijfsprofiel

Er zijn veel verschillende bedrijven die gebruik kunnen maken van elektrische boilers. Ze kunnen relatief eenvoudig aangesloten worden op centrale verwarmingssystemen. Daarnaast zijn ze specifiek relevant wanneer er regelmatig snel behoefte is aan warm water. De temperatuur van de boiler is in te stellen tot maximum 90 graden, waardoor er altijd water beschikbaar is op de benodigde temperatuur.

De elektrische boiler is zeer vergelijkbaar met een gasboiler, als u een gasboiler heeft of had, is een elektrische boiler een makkelijk, duurzaam alternatief.

Besluitvorming en implementatie

In de besluitvorming is het belangrijk na te gaan welk volume de boiler moet hebben. Dit is te berekenen door de volledige warmwaterbehoefte te delen door factor 2.5. Industriële boilers zijn momenteel leverbaar in formaten tot 400 liter. Daarnaast is de beschikbaarheid van duurzame elektriciteit een belangrijk punt. Een elektrische boiler houdt het water in de ketel namelijk continu op temperatuur, wat in verhouding iets meer energie kost dan het kortstondig opwarmen van water met gas. Een elektrische boiler is daarom vooral geschikt wanneer uw bedrijf toegang heeft tot duurzame energie, bijvoorbeeld via zonnepanelen.

Voor de implementatie van de boiler is vooral de beschikbare ruimte van belang, hoe groter het volume van de boiler hoe meer ruimte deze inneemt. De boiler vergt relatief weinig onderhoud, maar moet wel geregeld ontkalkt worden. Dit kan of door experts of door u zelf gedaan worden. Een goed onderhouden boiler gaat tot wel 40 jaar mee. Een elektrische boiler vereist geen specifieke competenties om mee te kunnen werken. Een groot voordeel is dat deze in veel gevallen in te passen is zonder dat de primaire bedrijfsprocessen aangepast hoeven te worden.

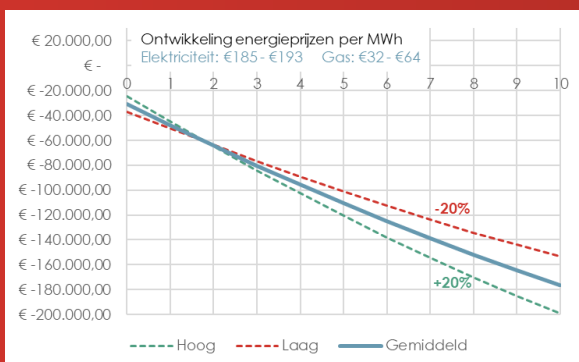
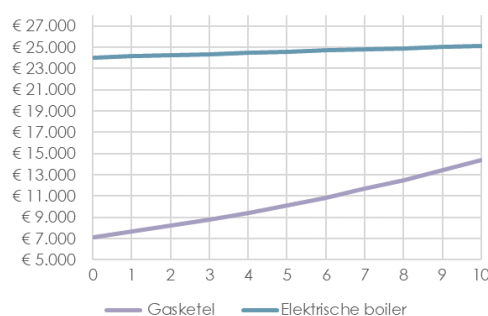
Financiële analyse: niet rendabel

In deze financiële analyse wordt uitgegaan van een klein technologiebedrijf. Het bedrijf gebruikt de elektrische boiler om bedrijfsruimtes te verwarmen en andere (deel)processen van warmte te voorzien. Het betreft een warmtevraag van 200 MWh per jaar, die kan worden ingevuld door een elektrische boiler van 50 kW bij 4.000 vollasturen per jaar. Het bedrijf betaalt 40% van de warmtepomp uit eigen middelen en sluit voor de rest een lening af tegen 6% rente. De kosten van de aanschaf van de elektrische boiler worden afgewogen tegen de kosten van een nieuwe gasketel.

Uit dat financiële analyse blijkt dat bij een horizon van 10 jaar de aanschaf van een elektrische boiler financieel niet gunstig is voor het bedrijf. De investeringskosten en de operationele kosten zijn beide hoger dan in het geval van een gasketel. Het is zichtbaar dat de casus over de jaren heen beter wordt gezien de ontwikkeling van de energiekosten, maar in de nabije toekomst is de businesscase niet gunstig voor de elektrische boiler.

CAPEX & OPEX

Een elektrische boiler met een vermogen van 50 kW betreft een investering (CAPEX) van ongeveer €34.000,-. De operationele kosten voor het gebruik (OPEX) van de elektrische boiler bestaan uit vaste kosten voor onderhoud van €15,- per jaar en variabele kosten voor het energieverbruik. Deze kosten worden afgezet tegen de kosten van een traditionele gasketel: CAPEX: €3.500,-; vaste kosten: €85,- per jaar. De waarden voor de operationele kosten hangen af van de ontwikkeling van de energiekosten. De grafiek hiernaast plot de ontwikkeling van de operationele kosten.



Terugverdiëntijd & Rol

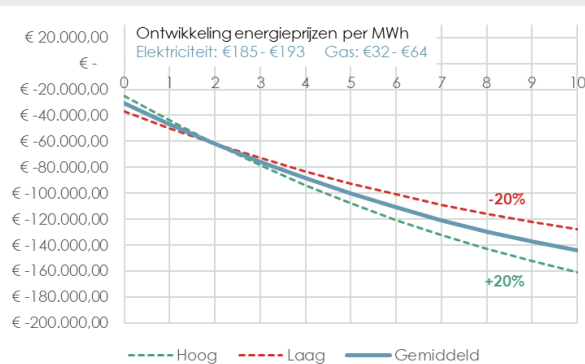
De terugverdiëntijd voor de investering is niet vast te stellen aangezien zowel de investeringskosten en de operationele kosten hoger liggen dan bij een gasketel. Dit geldt ook voor de Return on Investment (RoI).

De financiële waarden voor deze berekeningen zijn niet verdisconteerd.

NPV & IRR

De Net Present Value (NPV) van de investering betreft, over 10 jaar, een negatieve waarde van - €144.000,-, het betreft dus geen gunstige investering. De Internal Rate of Return (IRR) is niet vast te stellen. De elektrische boiler heeft na 10 jaar nog een restwaarde van 15%.

De financiële waarden zijn verdisconteerd, er wordt dus rekening gehouden met de huidige waarde van toekomstige inkomsten.





Modelcase: Thermische opslag

Voor u ligt de modelcase over Thermische opslag die is uitgevoerd in het kader van de studie "vergroening van energiedragers voor de industriële warmtevraag" uitgevoerd door Technopolis Group in samenwerking met VITO in opdracht van VLAIO. Het betreft een modelcase waarin op generieke wijze wordt ingegaan op het toepassen van thermische opslag. De case is dus niet opgesteld aan de hand van een specifiek bedrijf, er wordt wel een voorbeeldbedrijf gebruikt in de financiële analyse.

Thermische opslag om warmte te bewaren

Thermische opslag biedt de mogelijkheid om thermische energie op te slaan en te gebruiken wanneer hier behoefte aan is. Deze warmte kan dan uren, dagen of zelfs vele maanden later gebruikt worden terwijl er maar sprake is van beperkt warmteverlies. Deze technologie is daarom uitermate geschikt voor bedrijven die te maken hebben met een onbalans in warmteproductie en warmtegebruik. Warmte die normaal gesproken weggekoeld wordt of anderszins verloren gaat, kan hierdoor opgeslagen en gebruikt worden wanneer hier behoefte aan is. Hierdoor kan zowel bespaard worden op het koelen als op het verwarmen. Thermische opslag is dan ook een duurzame oplossing voor bedrijven die soms meer warmte produceren dan gebruiken en op andere momenten een grotere warmtebehoefte hebben dan ze op dat moment kunnen produceren. Weet u welke mogelijkheden er liggen voor uw bedrijf?

Technologie

Thermische opslag kan diverse vormen aannemen, bijvoorbeeld door water op te slaan in (boven- of ondergrondse) warmtetanks of in bestaande ondergrondse aquifers, door Phase Change Material (PCM) en thermochemische opslag. Momenteel wordt voornamelijk water gebruikt als warmtedrager, aangezien de kosten van PCM en thermochemische opslag relatief hoog liggen.

Deze vorm van thermische opslag werkt door het water in een goed geïsoleerd vat (bijv. door het vat-in-vat principe) te verwarmen. De warmte-uitwisseling vindt plaats door middel van warmtewisselaars in de wand van het vat.

Bedrijfsprofiel

Thermische opslag is vooral geschikt voor bedrijven die een onbalans hebben in de warmteproductie en warmteverbruik. Dit zijn bijvoorbeeld bedrijven die een zonneboiler hebben, maar ook bedrijven die een groot verschil in warmtevraag hebben over een langere periode zoals tuinbouwkassen, die een mismatch tussen vraag en aanbod hebben over de seizoenen heen. Of Chemische bedrijven die te maken hebben met processen die warmte genereren en processen die warmte nodig hebben. Het overschot aan warmte kan op een ander moment of in een ander proces gebruikt worden om het tekort op te vangen.

De maximaal benodigde temperatuur kan bij thermische opslag niet te hoger zijn dan 90-105 graden. Afhankelijk van de ingezette bouwmaterialen en de locatie, kan de warmte ongeveer 6 maanden worden opgeslagen met beperkt warmteverlies.

Besluitvorming en implementatie

In de besluitvorming is het allereerst van belang om te inventariseren hoe groot het verschil tussen het warmteoverschot en de warmtevraag is en over welke periode dit het geval is. Aan de hand hiervan kan de benodigde omvang van de opslag worden bepaald.

In de besluitvorming zijn er een aantal belangrijke factoren die meespelen. Allereerst de gewenste temperatuur. Voor een warmtevraag onder de 25 graden is thermische opslag in een aquifer een goede optie. Wanneer dit de voorkeur heeft is het ook van belang om naar de samenstelling van de ondergrond te kijken, deze heeft namelijk invloed op de efficiëntie van de thermische opslag.

Wanneer de gewenste warmtevraag hoger ligt is een wateropslag tank de beste methode voor thermische opslag. Deze kunnen zowel ondergronds als bovengronds geplaatst worden, afhankelijk van de beschikbare ruimte. Daarnaast kan er ook nog gekozen worden tussen een staande of liggende (bovengrondse) tank. Het voordeel van een staande tank is dat deze minder grond in beslag nemen, echter hebben ze minder capaciteit dan liggende tanks omdat er extra expansieruimte vrijgehouden moet worden. Ook hebben ze een lagere maximale temperatuur dan een liggende tank (95°C vs. 105°C). De maximaal toegestane hoogte van een tank verschilt per gemeente, maar ligt vaak rond de 10 tot 12 meter.

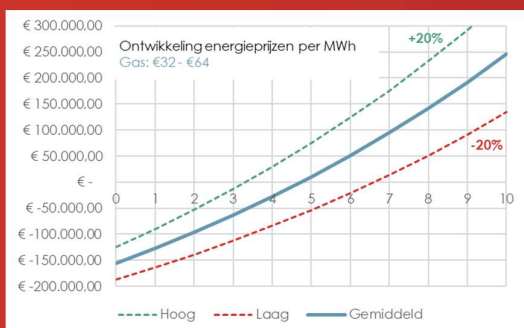
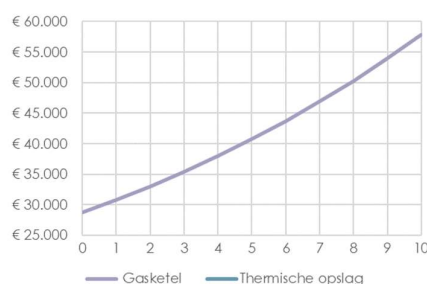
Financiële analyse: essentieel bij warmte-overschotten

In deze financiële analyse wordt uitgegaan van een kleinbedrijf in de glastuinbouw. Het bedrijf slaat gegenereerde warmte tijdelijk op om later, bijvoorbeeld tijdens de nacht, te gebruiken om de kassen te verwarmen. Het bedrijf heeft reeds een warmte-kranchkoppeling (WKK) en zet een thermische opslag van 300 m² in om de warmte van de WKK op te slaan. De tank van 300 m² biedt voldoende ruimte om ongeveer een week aan opgewekte warmte op te slaan. Via de opgeslagen warmte weet het bedrijf een warmtevraag van 800 MWh per jaar in te vullen, hierin wordt aangehouden dat er ongeveer 10% warmteverlies plaatsvindt en dat gemiddeld slechts 70% van de opslag wordt gebruikt. De kosten van de aanschaf van de thermische opslag worden afgewogen tegen het gebruik van een (nieuwe) gasketel om de warmte op te wekken. De kosten van de WKK zijn niet meegenomen in de berekening.

Uit dat financiële analyse blijkt dat bij een horizon van 10 jaar de aanschaf van de thermische opslag financieel erg gunstig is. De Internal Rate of Return komt uit op 20%. Het blijkt dat een thermische opslag een essentiële oplossing is in het geval van warmte-overschotten die op een ander moment ingezet kunnen worden.

CAPEX & OPEX

De thermische opslag met een omvang van 300 m² betreft een investering (CAPEX) van ongeveer €244.000,-, waar 30% subsidie op aangevraagd wordt. De operationele kosten voor het gebruik (OPEX) van de opslag zijn nihil. Deze kosten worden afgezet tegen de kosten van een traditionele gasketel: CAPEX: €22.000,-; vaste kosten: €545,- per jaar. De waardes voor de operationele kosten hangen af van de ontwikkeling van de energiekosten. De grafiek hiernaast plot de ontwikkeling van de operationele kosten, de kosten voor thermische opslag zijn nul en zijn dus niet zichtbaar in de grafiek.



Terugverdiëntijd & Rol

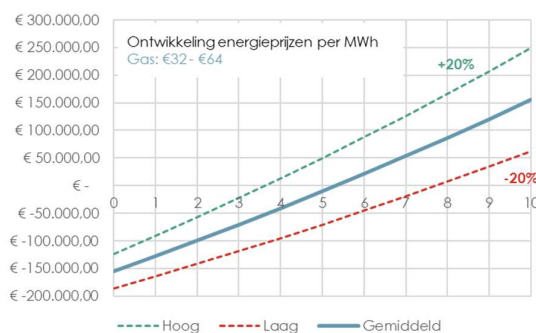
De terugverdiëntijd voor de investering is 4,75 jaar. Daarmee komt de Return on Investment (RoI) gemiddeld jaarlijks op 21%. Zie ook de grafiek, waarin dit over de jaren worden geplot. De groene lijn betreft een positiever scenario waarin kosten en inkomsten gunstiger uitvallen (+20%) en de rode lijn een negatiever scenario (-20%).

De financiële waardes voor deze berekeningen zijn niet verdisconteerd.

NPV & IRR

De Net Present Value (NPV) van de investering betreft, over 10 jaar, €155.800,-, het betreft dus een gunstige investering. De Internal Rate of Return betreft 20%, dit is ook positief. De warmtepomp kan 40 jaar meegaan, maar de economische levensduur is na 10 jaar wel grotendeels verstreken (restwaarde: 15%).

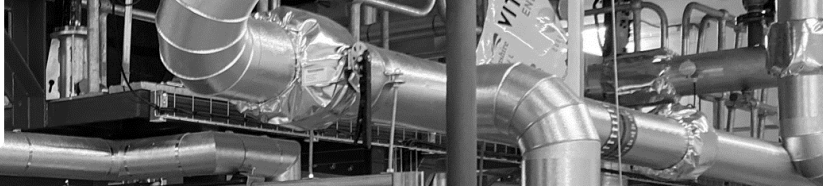
De financiële waardes zijn verdisconteerd, er wordt dus rekening gehouden met de huidige waarde van toekomstige inkomsten.



NPV €155.800,-

IRR 20%





Modelcase: Waterstof

Voor u ligt de modelcase over waterstof die is uitgevoerd in het kader van de studie "vergroening van energiedragers voor de industriële warmtevraag" uitgevoerd door Technopolis Group in samenwerking met VITO in opdracht van VLAIO. Het betreft een modelcase waarin op generieke wijze wordt ingegaan op de mogelijke toepassingen van waterstof.

Waterstof als schone energiedrager

Waterstof wordt veelal gezien als een veelbelovende oplossing richting een schone energiemix. Waterstof is namelijk een schone energiedrager, aangezien bij de verbranding ervan er alleen water(damp) vrijkomt. De kanttekening die hierbij gemaakt moet worden is dat waterstof alleen duurzaam is wanneer het op basis van hernieuwbare bronnen geproduceerd wordt. Waterstof komt namelijk niet in de natuur voor, maar moet altijd eerst gemaakt worden. Duurzame waterstof, of groene waterstof, wordt gemaakt uit water door middel van hernieuwbare elektriciteit. Om waterstof op grote schaal te maken is dan ook veel duurzaam opgewekte elektriciteit nodig, veel meer dan nu al geproduceerd wordt. Om deze reden is veel van de waterstof die momenteel geproduceerd wordt nog grijs. Grijs waterstof wordt gewonnen met aardgas of kolen, dus hoewel waterstof als energiedrager zelf schoon is, komt er bij de productie hiervan wel CO₂ vrij. Er wordt soms ook gesproken over blauwe waterstof, dit is waterstof die gewonnen wordt uit fossiele brandstoffen, maar waarbij de CO₂ die hierbij vrijkomt wordt afgevangen en opgeslagen waardoor de CO₂ niet in de atmosfeer terecht komt.

Een nadeel van groene waterstof is wel dat het elektrolyseproces waarbij elektriciteit wordt omgezet naar groene waterstof een rendement heeft van 70%. Dit betekent dat het (mogelijk) efficiënter en duurzamer is om processen te elektrificeren waar dit mogelijk is, in plaats van overal waterstof voor in te zetten. Zeker aangezien hernieuwbare elektriciteit nog hard nodig is om de elektriciteitsvoorziening te verduurzamen.

Voorstanders van waterstof zien de energiedrager als een goed alternatief voor aardgas en andere fossiele brandstoffen. Dit omdat waterstof een flexibel opslag- en transportmedium is en huidige (aardgas) infrastructuur maar in beperkte mate aangepast hoeft te worden voor waterstof. Een bijkomend voordeel van waterstof is dat het een hoge verbrandingstemperatuur heeft waardoor het ook ingezet kan worden in hoge temperatuur processen in de industrie.

Hoewel groene waterstof momenteel nog niet op grote schaal beschikbaar is en dit waarschijnlijk ook in de nabije toekomst niet het geval zal zijn, is het wel een interessante technologie om in de gaten te houden. Een technologie met veel potentie, maar beperkte toepassing op de korte termijn.

Waterstof boiler

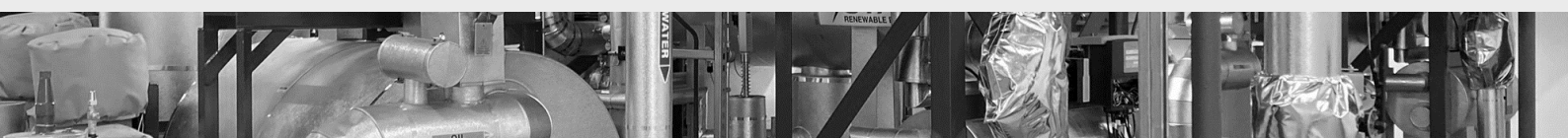
Een relatief eenvoudige toepassing van waterstof in de warmtevoorziening is door middel van een waterstofboiler. Een waterstofboiler werkt vergelijkbaar met een traditionele boiler, alleen wordt er in plaats van aardgas, waterstof verbrandt. De vorm van de vlam die ontstaat bij het verbranden van waterstof is meer kegelvormig dan bij aardgas, waardoor 100% waterstof niet direct in een traditionele boiler verbrandt kan worden.

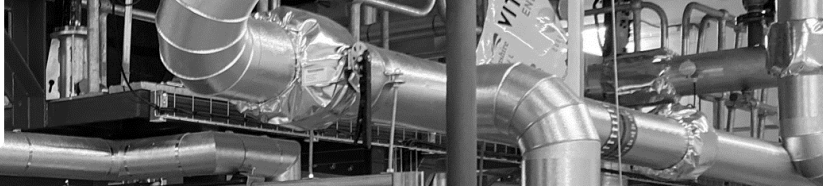
Er worden al enkele boilers gemaakt die volledig op waterstof draaien, maar aangezien de infrastructuur voor toepassingen van waterstof (nog) niet op grote schaal bestaat, gaat dit vooral om showmodellen. Wel zijn er al diverse leveranciers die CV ketels 'waterstof ready' geleverd worden. Dit houdt in dat de CV-ketels door een monteur binnen zeer beperkte tijd omgebouwd kunnen worden naar een volledige waterstofboiler, wanneer deze infrastructuur er wel is.

Waterstof in de huidige infrastructuur

Een van de voordelen van waterstof is dat de huidige aardgasinfrastructuur waarschijnlijk in grote mate gebruikt kan worden voor het transport van waterstof. Er worden in diverse landen al experimenten gedaan met het bijmengen van waterstof in aardgas, dit gaat nog wel om lage percentages.

Waterstof is niet inherent gevaarlijker dan aardgas, al is het wel aannemelijk dat er nieuwe veiligheidsprotocollen ontwikkeld moeten worden. Zeker aangezien waterstof kleurloos en geurloos is, het al kan ontbranden bij kleine hoeveelheden in de lucht en er weinig energie nodig is om waterstof te laten ontbranden.





Modelcase: Zonneboiler

Voor u ligt de modelcase over zonneboilers die is uitgevoerd in het kader van de studie "vergroening van energiedragers voor de industriële warmtevraag" uitgevoerd door Technopolis Group in samenwerking met VITO in opdracht van VLAIO. Het betreft een modelcase waarin op generieke wijze wordt ingegaan op het toepassen van zonneboilers. De case is dus niet opgesteld aan de hand van een specifiek bedrijf, er wordt wel een voorbeeldbedrijf gebruikt in de financiële analyses.

Een zonneboiler voor **warmte op zonne-energie**

Zonneboiler kunnen in diverse sectoren een uitkomst bieden door kosten te besparen op de warmtevoorziening. Een zonneboiler gebruikt namelijk zonlicht om water te verwarmen, wat vervolgens ingezet kan worden voor ruimteverwarming en voor proceswarmte. Dit zonlicht wordt opgevangen door zonnecollectoren die veelal op het dak worden geplaatst. Om de continuïteit van warmte te waarborgen, zeker op momenten waar er minder zonlicht beschikbaar is, wordt een zonneboiler vaak in combinatie met een cv-ketel of warmtepomp gebruikt. Deze slaan aan wanneer de zonneboiler onvoldoende warmte kan produceren. Gemiddeld genomen resulteert een zonneboiler in 50% reductie op het energiegebruik voor warm water.

Technologie

Een zonneboiler bestaat uit verschillende componenten. Allereerst de zonnecollectoren, deze worden meestal geplaatst op het dak van het bedrijf. Ze worden vervolgens aangesloten op een buizenstelsel met daarin een vloeistof. De zonne-energie die opgevangen wordt door de collector en verwarmt de vloeistof, die vervolgens naar een voorraadvat of boiler stroomt waar de buizen hun warmte afgeven aan het kraanwater. In het voorraadvat wordt het warme water opgeslagen totdat er vraag naar is.

Een zonneboiler wordt vrijwel altijd geplaatst in combinatie met een cv-ketel of warmtepomp. Deze combinatie zorgt ervoor dat de continue beschikbaarheid van warm water gegarandeerd kan worden, ook op momenten dat er weinig zonlicht beschikbaar is. Daarnaast kan er door de combinatie ook warmer water gegenereerd worden dan de zonneboiler alleen zou kunnen.

Bedrijfsprofiel

Een zonneboiler creëert water met een maximale temperatuur van 90 graden. De technologie is dan ook voornamelijk geschikt voor bedrijven die water met maximaal die temperatuur gebruiken in de productieprocessen of bedrijven die de ruimteverwarming duurzamer willen maken. Een zonneboiler vereist wel beschikbaar dakoppervlak en idealiter is de afstand tussen de collectoren en de zonneboiler zo kort mogelijk. Gemiddeld genomen is de rendabiliteit van de zonneboiler hoger wanneer er een lagere watertemperatuur wordt afgenomen.

Besluitvorming en implementatie

In de besluitvorming is het belangrijk om te realiseren dat de opslagtank en (hulp)ketel zo dicht mogelijk bij elkaar geplaatst moeten worden, voor zo min mogelijk warmteverlies. Ditzelfde geldt ook voor de tank en de collectoren.

Een zonneboiler is voornamelijk effectief in de zomer doordat er meer zonuren zijn, in de winter is de technologie minder effectief en zal er meer gebruik gemaakt worden van de warmtepomp of CV-ketel. Daarnaast wordt het potentieel van zonneboilers beperkt door de beschikbare dakoppervlaktes. De benodigde hoeveelheid dakoppervlak is afhankelijk van de omvang van het systeem. Voor kleine collectoren moet er ongeveer 12 m² oppervlak per 100 liter warm water per dag gerekend worden, voor grote systemen is dit ongeveer 6m² per 100 liter. Daarnaast is de oriëntatie van de daken van belang, zuidelijk gerichte zonnecollectoren zorgen voor de meest optimale warmte-opbrengst.

Tot slot is het belangrijk te overwegen dat de ruimte die zonnecollectoren op het dak innemen, niet gebruikt kunnen worden voor PV-panelen. Als er al geïnvesteerd is in zonnepanelen, dan is een zonneboiler niet de meest voor de hand liggende keuze.

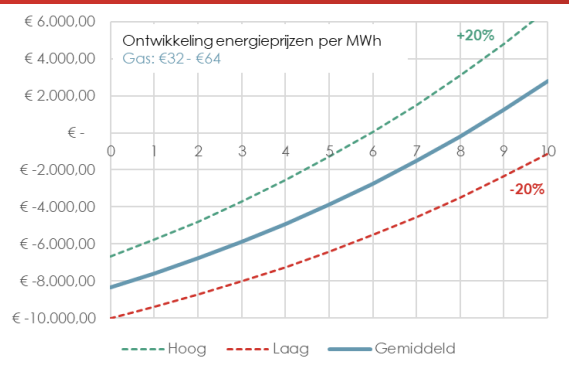
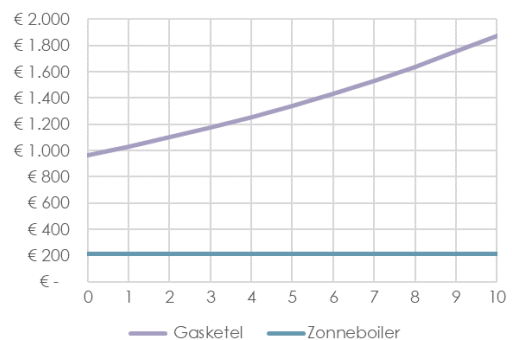
Financiële analyse: kostenneutraal

In deze financiële analyse wordt uitgegaan van een klein technologiebedrijf. Het bedrijf gebruikt een zonneboiler in het verwarmen van bedrijfsruimtes en om andere (deel)processen van warmte te voorzien. Het betreft een invulling van een kleine warmtevraag van 25 MWh per jaar, die mede wordt gedecteerd door het oppervlakte van de zonnecollectoren. Deze warmtevraag kan worden ingevuld door een zonneboiler met 50m² aan collectoren en een tank van 1.200 liter. De zonneboiler heeft 800 vollasturen per jaar gezien de afhankelijkheid van de zon. Het bedrijf betaalt 40% van de warmtepomp uit eigen middelen en sluit voor de rest een lening af tegen 6% rente. De kosten van de aanschaf van de nieuwe zonneboiler worden afgewogen tegen de kosten van een nieuwe gasketel.

Uit dat financiële analyse blijkt dat bij een horizon van 10 jaar de aanschaf van de warmtepomp financieel kostenneutraal is voor het bedrijf. De Internal Rate of Return komt uit op 6%. De investering op de lange termijn mogelijk concurrentievoordeel wanneer klanten duurzame productie gaan nastreven.

CAPEX & OPEX

Het betreft een investering (CAPEX) van €14.000,- waar 30% subsidie op aangevraagd wordt. De operationele kosten voor het gebruik (OPEX) van de zonneboiler bestaan uit vaste kosten voor onderhoud van €210,- per jaar en variabele kosten voor het energieverbruik. Deze kosten worden afgezet tegen de kosten van een traditionele gasketel: CAPEX: €2.150,-; vaste kosten: €85,- per jaar. De waardes voor de operationele kosten hangen af van de ontwikkeling van de energiekosten. De grafiek hiernaast plot de ontwikkeling van de operationele kosten.



Terugverdientijd & Rol

De terugverdientijd voor de investering is 8 jaar. Daarmee komt de Return on Investment (Rol) gemiddeld jaarlijks op 12,5%. Zie ook de grafiek, waarin dit over de jaren worden geplott. De groene lijn betreft een positiever scenario waarin kosten en inkomsten gunstiger uitvallen (+20%) en de rode lijn een negatiever scenario (-20%).

De financiële waardes voor deze berekeningen zijn niet verdisconteerd.

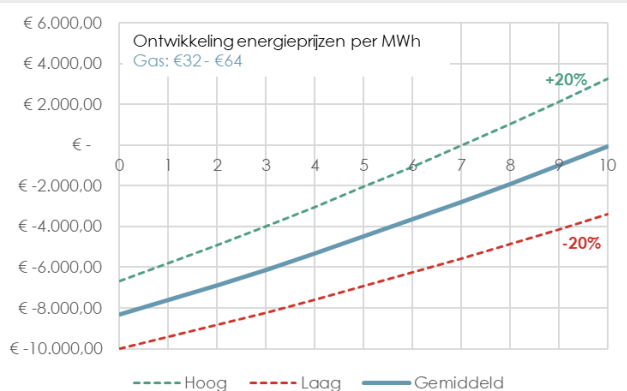
NPV & IRR

De Net Present Value (NPV) van de investering betreft, over 10 jaar, €485,-, het betreft dus een kostenneutrale investering, maar geen rendabele investering. De Internal Rate of Return betreft 6%. De zonneboiler kan 25 jaar meegaan, maar de economische levensduur is na 10 jaar vrijwel verstrekken (restwaarde: 8%).

De financiële waardes zijn verdisconteerd, er wordt dus rekening gehouden met de huidige waarde van toekomstige inkomsten.

NPV €485,-

IRR 6%





Bedrijfscase: Borealis

Voor u ligt een bedrijfscase over een Qpinch warmtepomp die is uitgevoerd in het kader van de studie "vergroening van energiedragers voor de industriële warmtevrage" uitgevoerd door Technopolis Group in samenwerking met VITO in opdracht van VLAIO. Het betreft een bedrijfscase opgesteld aan de hand van een specifiek bedrijf: Borealis Antwerpen, een chemieproducent van polyethyleen.

Warmtepomp: hergebruik van restwarmte op industriële schaal

Op het terrein van Borealis Antwerpen staat een industriële constructie van 5 verdiepingen hoog. Dit is de eerste commerciële en grootschalige toepassing van de Qpinch technologie. Borealis is een internationaal chemiebedrijf dat voornamelijk actief is in Europa. Ze heeft diverse vestigingen, waaronder Borealis Antwerpen in Zwijndrecht waar polyethyleen wordt geproduceerd dat vooral zijn toepassing vindt in isolatie van elektrische kabels. Op deze locatie zijn Qpinch en Borealis samen de afgelopen jaren aan de slag gegaan om de nieuwe warmtepomptechnologie toepasbaar te maken op industriële schaal en aan te passen aan de noden van de industrie. Ze zijn dit traject bijna 8 jaar geleden gestart. Het was soms een kwestie van lange adem, maar beide partijen zijn altijd blijven geloven in de technologie en dat werpt vandaag de dag zijn vruchten af.

Dit proces was een vorm van open-innovatie samenwerking tussen de twee partijen om Qpinch van veelbelovende technologie naar een haalbare commerciële toepassing op industriële schaal te krijgen. Voor Borealis speelde duurzaamheidsoverwegingen een belangrijke rol in de afweging. De chemische sector zal in de toekomst moeten verduurzamen, maar de benodigde technologieën zijn nog dun gezaaid. Het was dan ook een strategische zet om zelf met een veelbelovende technologie aan de slag te gaan.

Technologie

Een Qpinch installatie vangt temperaturen van tussen de 75°C en 150°C af die vrijkomen bij industriële productieprocessen. Deze warmte wordt, in de vorm van stoom, hete vloeistof, dampen of condensaat afgevangen en door middel van een chemisch transformatieproces, waarvoor slechts een weinig elektriciteit nodig is, omgezet in stoom in temperaturen die vervolgens weer ingezet kunnen worden in andere productieprocessen. Er kan bijna 50% van de restwarmte hergebruikt worden.

Bedrijfsprofiel

Bij Borealis Antwerpen wordt polyethyleen geproduceerd, hierbij komt veel restwarmte vrij van rond de 100°C. Deze temperatuur is uitermate geschikt om via de QPinch warmtepomp om te zetten in middendruk stoom, dat in de productieprocessen van Borealis gebruikt wordt.

Voor de Qpinch warmtepomp in werking genomen werd nam Borealis Antwerpen de benodigde stoom voor de productieprocessen af bij een in de buurt gelegen bedrijf dat de stoom creëerde door middel van een WKK op aardgas.

Besluitvorming en implementatie

Voor Borealis speelden diverse factoren mee in de besluitvorming, waaronder het geringe elektriciteitsgebruik, bijbehorende lage operationele kosten, reductie van CO₂-uitstoot en de mogelijkheid om de technologie in de toekomst ook op andere Borealis locaties te kunnen toepassen. Door de modulaire opbouw van de Qpinch warmtepomp is de integratie zonder extra stilstanden kunnen gebeuren en kon Borealis de stap zetten om deze innoverende technologie mee te ontwikkelen naar een industriële schaal en de nodige ervaring op te doen met deze veelbelovende warmtepomptechnologie.

Via de open-innovatie samenwerking tussen Qpinch en Borealis, hadden de medewerkers van Borealis Antwerpen ook veel input in de manier waarop de techniek werd ingepast en opgeschaald. Naast de opschaling naar een commerciële schaal heeft Borealis ook geholpen om de installatie geschikt te maken voor een industriële omgeving. Er is veel aandacht besteed aan specifieke vereisten rond veiligheid en operationele beschikbaarheid van de installatie. Borealis Antwerpen is een SEVESO-bedrijf met specifieke vereisten rond explosieveiligheid die mee geïntegreerd moesten worden.

Een grote troef van de Qpinch technologie is dat ze makkelijk kan moduleren in functie van de warmtevrage en aanbod. Bovendien is de technologie ook geschikt om verschillende restwarmtebronnen met elkaar te combineren wat in een industriële omgeving voor bijkomende voordelen zorgt.

Financiële analyse: innovatie vereist investeringen

Borealis heeft miljoenen euro's geïnvesteerd in de technologie. De verwachting is dat de investeringskosten nog sterk zullen dalen naarmate ze evolueert van innovatief naar een standaard technologie en verder opschaaft. Borealis onderzoekt nu welke andere vestigingen geschikt zouden zijn voor de technologie.



Operationele kosten (OPEX)

Een van de grote voordelen van de technologie is dat de operationele kosten erg laag liggen. De warmtepomp verbruikt slechts 6% elektriciteit t.o.v. de geproduceerde warmte. Voor deze specifieke installatie gaat dit om zo'n 50 000 EUR op jaarbasis. Hier staat tegenover dat de installatie ongeveer 1,5 MW warmte zal leveren in de vorm van stoom. De besparing hiervan werkt per jaar uit in een kostenreductie van zo'n 300 000 EUR. De overige jaarlijkse onderhoudskosten van de installatie worden ingeschat op ongeveer 100 000 EUR. De kanttekening die hierbij gemaakt moet worden is dat de onderhoudskosten voor deze nieuwe technologie nog erg

Kansen van innovatiesamenwerking

Borealis heeft zelf een grote rol gespeeld in het aanschaffen van de benodigde materialen voor de Qpinch installatie. Dit kwam doordat Borealis goede relaties en afspraken had met leveranciers, die Qpinch als startup op dat moment nog niet had. Dit heeft ervoor gezorgd dat de installatie echt op maat gemaakt kon worden en dat de veiligheid van de stoffen in het productieproces gewaarborgd konden worden.

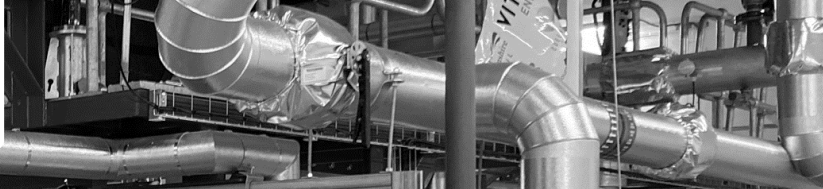
Terugverdiëntijd

De terugverdiëntijd van dit project ligt waarschijnlijk tussen de 20 en 30 jaar. Er was, bij de aanvang van de samenwerking, ook niet de veronderstelling dat dit een project zou zijn met een gezonde businesscase. De filosofie erachter was dat als je in een innovatieproject stapt, je er echt in moet geloven en niet bij de eerste tegenvaller de stekker eruit moet trekken. De verwachting is dat de technologie wel rendabel zal worden door een daling van de investerings-kost en hogere energie en CO2 prijzen.

Subsidie

Borealis heeft subsidie gekregen van de Vlaamse Overheid in de vorm van de ecologie premie. Deze subsidie heeft zeker geholpen, ook om de investering intern te verkopen. De subsidie is eigenlijk bedoeld voor technologieën die meer rijp zijn dan wat de Qpinch 8 jaar geleden was. Dit maakte de kostensplitsing, een voorwaarde voor de subsidie, erg complex. Achteraf gezien was de Strategische Ecologie Steun (STRES) waarschijnlijk een beter geschikt instrument geweest.





Bedrijfscase: Restwarmte

Voor u ligt de bedrijfscase over restwarmte die is uitgevoerd in het kader van de studie "Vergroening van energiedragers voor de industriële warmtevraag" uitgevoerd door Technopolis Group in samenwerking met VITO in opdracht van VLAIO. Het betreft een bedrijfscase opgesteld aan de hand van een specifiek bedrijf: ZF Wind Power, producent van accukasten voor de windmolenindustrie, gevestigd in de buurt van Lommel.

Restwarmte gebruiken als goedkope vervanging van gas

ZF Wind Power heeft op twee verschillende plekken in hun industriële complex restwarmte gebruikt om een magazijn te verwarmen. Eén van die magazijnen was hiervoor niet verwarmd, waarover de werknemers klaagden. De restwarmte hiervoor komt van de ovens die in een andere ruimte staan en gekoeld moeten worden. Het koelwater wordt vervolgens wanneer het opgewarmd is gebruikt voor de verwarming van het magazijn, waarna het afgekoeld opnieuw gebruikt kan worden als koelwater binnen dit gesloten circuit. In het andere magazijn zijn gaskachels vervangen door restwarmte. Naast dit magazijn stond een compressor, die 95% van de energie in onbenutte warmte omzette. Deze restwarmte wordt nu niet meer naar buiten geblazen, maar naar het magazijn, waardoor de gaskachels overbodig zijn geworden. De restwarmte-installaties zijn financieel voordelig omdat ze het verbruik van gas verminderen, zijn milieuvriendelijker vanwege de vermindering in CO₂ uitstoot en de tevredenheid van werknemers vergroten.

Technologie

De twee restwarmteprojecten vervingen gaskachels en stookolie-apparaten die twee magazijnen verwarmden. Het project waarbij de restwarmte van de oven wordt gebruikt, verving gaskachels met in totaal een vermogen van 45 kW. Het koelwater is 50 graden als het uit de oven komt en verwarmt het magazijn tot 16 a 18 graden.

Het project waarbij de restwarmte van de compressor wordt gebruikt, vervangt gaskachels. De warme lucht komt met 35 graden uit de compressor en verwarmt het magazijn tot 16 graden. Als het warmer is dan 20 graden in het magazijn wordt de lucht met restwarmte alsnog naar buiten geblazen.

Bedrijfsprofiel

ZF Wind power is onderdeel van ZF Group (ZF = ZahnradFabrik). ZF Wind Power heeft rond de 900 medewerkers in België. Het is opgericht in 1923 in Antwerpen onder de naam La Mécanique Générale (LMG). In 2011 is het overgenomen door ZF Group. ZF Wind Power heeft zich bij de EBO's aangesloten, en voelt een druk om te verduurzamen vanuit klanten: zij willen 50% CO₂ reductie zien in 2030 t.o.v. 2019.

In de fabriek op het bedrijventerrein in Lommel worden de tandwielen voor in de accukasten van de windmolens gemaakt. Voor de productie is hoge temperatuur warmte nodig. Daarnaast moeten productiemagazijnen met lage temperatuur warmte verwarmd worden.

Besluitvorming en Implementatie

Overwegingen in de besluitvorming waren onder andere: 1) **Kostenbesparing**: door gas te besparen en door gratis restwarmte te gebruiken kan ZF kosten besparen. Bovendien was de terugverdientijd te overzien. 2) **Emissieverlaging** en de natuur: het bedrijf maakt de strategische keuze om CO₂ emissies te verlagen, ook omdat de windmolenproducenten, hun klanten, hierom vragen. 3) **Imago**: het bedrijf wil graag een groen imago hebben en houden. 4) **Welzijn van de werknemers** was een reden om de magazijnen te verwarmen.

De implementatie van de installatie voor de restwarmte van de compressor was relatief gemakkelijk. De compressor bevond zich in de ruimte naast het magazijn dat verwarmd moest worden, dus dit was een kwestie van een gat in de muur en een buis erdoorheen om de warme lucht naar het magazijn te geleiden. Hier blijkt dus het belang van fysieke nabijheid van de bron van restwarmte voor het gebruik ervan. Voor de implementatie van installatie van de restwarmte van de oven moesten de bestaande circuits van de koelinstallatie worden uitgebreid met pompen en pijpleidingen naar het magazijn. Hiervoor werd de installateur van de installatie gevraagd: de uitdaging was om de temperatuur van het koelwater juist te krijgen. Uiteindelijk heeft de installateur het mogelijk gemaakt om de temperatuur van het koelwater digitaal te monitoren, en automatisch aan te passen aan weersomstandigheden door wel of niet een deel van de warmte naar de buitenlucht te laten ontsnappen. Bij iets grotere afstanden vanaf de restwarmte bron, kunnen pijpleidingen worden aangelegd om de afstand te overbruggen, maar dat brengt wel extra CAPEX met zich mee.

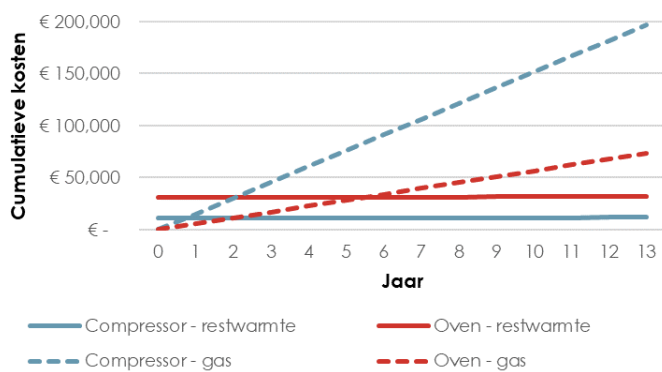
Financiële analyse: Lage CAPEX brengt OPEX op (bijna) nul

Deze financiële analyse is uitgewerkt voor ZF Wind Power, een producent van accukasten voor windmolens. ZF Wind Power gebruikt restwarmte van ovens en een compressor om magazijnen van hun fabrieken te verwarmen. De restwarmte-installaties verwarmen de magazijnen door koelstof van de ovens op 50°C door een magazijn te laten lopen, en door lucht die met 35°C van de compressor komt een magazijn in te blazen. De investering om de restwarmte van de compressor te gebruiken was laag en brengt de operationele kosten voor de verwarming van het magazijn op nul. De investering om de restwarmte van de oven te gebruiken was iets hoger vanwege de kosten die in de pijpleidingen en pompen ging zitten en het digitaliseren en monitoren van de temperatuur, maar brengt de magazijnverwarming OPEX ook bijna op nul.

CAPEX & OPEX

De investering (CAPEX) benodigd voor de installatie voor het gebruik van de **compressor restwarmte** was €11.000. Het alternatief, gaskachels blijven gebruiken, vereiste geen investering gezien die al geïnstalleerd waren. De variabele kosten (OPEX) voor de gasbranders lag rond de €15.000 in jaar 1 en bestaat voornamelijk uit gaskosten. Er is geen sprake van OPEX voor de restwarmte-installatie.

De **restwarmte van de oven** gebruiken vereiste een CAPEX van €31.000: €20.000 aan pijpleidingen en pomp, en €11.000 aan luchtverhitters. Het alternatief, gasbranders, vereiste wederom geen CAPEX. De OPEX van de gaskachels was €3550 in jaar 1. Dit bestaat uit €3500 aan gaskosten en €50 aan onderhoud van de gasbranders. De OPEX voor de restwarmte-installatie betreft €50 per jaar aan onderhoud.



Terugverdiëntijd & Rol

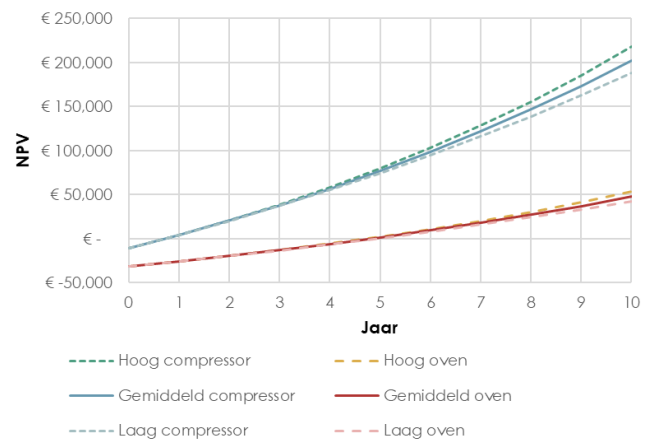
Zoals de grafiek hiernaast laat zien worden de investeringen in de restwarmte installaties er na respectievelijk 1 en 5 jaar terugverdiend voor de restwarmte van de compressor en de oven. Daarmee komt de Return on Investment (Rol) gemiddeld jaarlijks op respectievelijk 100% en 20%.

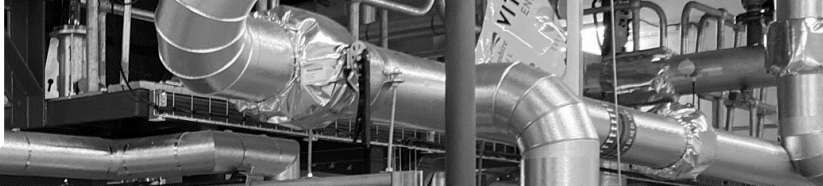
De financiële waarden voor deze berekeningen zijn niet verdisconteerd.

NPV & IRR

De Net Present Value (NPV) van de investering in de compressor restwarmte-installatie betreft €149.000, en de NPV van de investering in de oven restwarmte-installatie €28.000. Het betreffen dus gunstige investeringen. De Internal Rate of Return betreft 146% (compressor) en 19% (oven). Dit is ook (zeer) positief.

De financiële waarden voor de grafiek hiernaast zijn verdisconteerd met een discount rate van 5%, er wordt dus rekening gehouden met de huidige waarde van toekomstige inkomsten. De scenario's in de grafiek gaan uit van jaarlijkse stijgingen in de gasprijs van 5.9% (laag), 7.3% (gemiddeld) en 8.8% (hoog).





Bedrijfscase: Biomassa

Voor u ligt de bedrijfscase over biomassa die is uitgevoerd in het kader van de studie "Vergroening van energiedragers voor de industriële warmtevraag" uitgevoerd door Technopolis Group in samenwerking met VITO in opdracht van VLAIO. Het betreft een bedrijfscase opgesteld aan de hand van een specifiek bedrijf: Finaspan, een producent van fineerplaten gevestigd in de buurt van Mechelen.

Biomassaketel voor het ter plekke verwerken van houtafval en het opwekken van warmte

Finaspan heeft een biomassaketel geïnstalleerd ter vervanging van een oude biomassaketel. Finaspan focust op het produceren van houten producten zoals fineer platen, en heeft dan ook afvalhout ter beschikking om in de biomassaketel te gebruiken. De business case is een voorbeeld voor andere bedrijven die ook lokaal of in de regio biomassa ter beschikking hebben en een biomassaketel overwegen aan te schaffen of vervangen. De nieuwe biomassaketel is geïnstalleerd omdat de oude biomassaketel aan vervanging toe was. De nieuwe ketel is energie-efficiënter, geeft minder fijnstofemissie en geeft lagere emissiewaarden wat betreft CO₂. Biomassa is vooral geschikt wanneer men lokaal beschikbare biomassa heeft, zoals Finaspan dat als houtverwerkersbedrijf heeft.

Technologie

De oude biomassa ketel was een 2MW ketel uit de jaren 80. Doordat dit vermogen te groot was moest het telkens in- en uitgeschakeld worden, wat niet efficiënt was. Ook moest het hout tot stof vermalen worden voordat het als input kon gegeven worden aan de oude ketel, dit leverde veel fijnstof op en het risico op een brand was hoger.

De nieuwe ketel heeft een vermogen van 500 kW, en draait 24/7. Hiermee is deze ketel efficiënter. Ook kunnen er nu hele houtblokken in worden verbrand en zijn de fijnstof en CO₂ emissiewaarden lager. De ketel verwarmt olie tot 150°C zodat het met 120 °C bij de machines aankomt. 's Nachts is 90 °C genoeg en kan de ketel op een lagere stand draaien.

Bedrijfsprofiel

Finaspan is een familiebedrijf van de vierde generatie, met 10 man op kantoor en 30 man op de werkvloer. Het is opgericht in 1890, en heeft sindsdien diverse producten uit hout gemaakt. Hout zit dan ook in het DNA van het bedrijf. Nu maakt het luxe veneerproducten ter decoratie van wanden. Kwaliteit voor de klanten in deze specialistische markt is dan ook een groot goed voor Finaspan. Het afval van Finaspan als houtverwerkingsbedrijf bestaat veelal uit hout, wat geschikt is om te gebruiken als biomassa. De warmtevraag van Finaspan bestaat uit het verwarmen van de gebouwen en een warmtevraag op 120 °C van de machines.

Besluitvorming en Implementatie

Overwegingen in de besluitvorming waren onder andere: 1) **Emissiewaarden verlaging**: de emissiewaarden wat betreft fijnstof en CO₂ waren hiervoor te hoog; 2) **Kostenbesparing op langere termijn**: na de investering is de biomassaketel op lange termijn kostenbesparend vanwege lagere gebruikskosten; 3) **Vernieuwing**: Finaspan heeft als visie een modern, groen bedrijf te zijn; 4) **Beschikbaarheid biomassa**: Finaspan heeft zelf biomassa-afval ter beschikking. Als het afval niet ter plekke kan worden verwerkt, brengt de transport en verwerking elders kosten en CO₂-uitstoot met zich mee die nu kunnen worden vermeden.

De implementatie van de biomassaketel bestond uit een aantal elementen: A) **Gebouw bouwen voor de ketel**: dit was de grootste verandering die nodig was. De nieuwe ketel is groter en dus moest er een gebouw worden gebouwd; B) Qua **infrastructuur** veranderde er niet veel: gezien de oude ketel ook een biomassaketel was kon de nieuwe ketel redelijk makkelijk geplaatst worden. Eén buis moest anders worden gelegd, de ketel moest hoger worden gebouwd vanwege de hoge grondwaterstand onder het gebouw, en er kwamen nog enige infrastructuurkosten bij kijken omdat er was besloten de restwarmte van de installatie te gebruiken voor verwarming en een nieuwe machine; C) Qua **competenties** komt er niet veel meer bij kijken dan bij andere installaties. Personeel kon door de leverancier verteld worden hoe de ketel werkt. Er zijn wel enige **kinderziektes** bij de implementatie komen kijken, maar er wordt verwacht dat die redelijk makkelijk te overbruggen zijn.

Financiële analyse: **Positieve business case over tijd**

Deze financiële analyse is uitgewerkt voor Finaspan, één van de grootste onafhankelijke producenten van houten fineerplaten in Europa, met een jaarlijkse productie van meer dan 150.000 platen. Finaspan gebruikt het afvalhout van de plaatproductie om de biomassaketel te laten draaien. De biomassaketel heeft 500 kW vermogen en wordt gebruikt om aan een warmtevraag van 120 °C te voldoen voor machines en om ruimten mee te verwarmen.

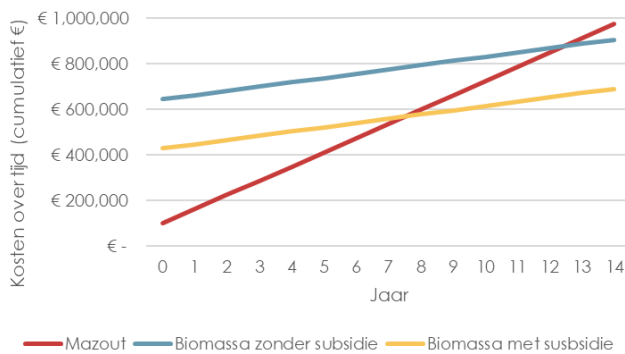
De investeringskosten om een nieuwe biomassaketel aan te schaffen waren hoger voor Finaspan dan om een nieuwe stookolie-installatie aan te schaffen. Maar doordat de kosten voor het gebruik lager liggen bij de biomassa ketel dan bij de stookolieketel, is het op langere termijn (7 tot 13 jaar) toch financieel aantrekkelijker om de biomassaketel aan te schaffen. Met name omdat het eigen afval als input kan worden gebruikt.

CAPEX & OPEX

De biomassaketel met een vermogen van 500kW betreft een investering (CAPEX) van €466.000. Door bijkomende kosten van €178.000 aan integratiekosten, en een subsidie van €216.000 werd de uiteindelijke CAPEX €428.000.

De kosten voor het gebruik (OPEX) van de biomassaketel bestaan uit vaste kosten voor onderhoud van €6.000 en variabele kosten voor het energieverbruik van €19.000. Voor het alternatief, de stookolieketel, waren de CAPEX €100.000 geweest, en de OPEX had bestaan uit brandstofkosten (€46.000) en houtafvalverwerking (€16.000) – aangezien het afval dan nog moet worden getransporteerd en verwerkt door een andere partij.

	Mazout	Biomassa
Mazout: Brandstof	€46.00 / jaar	€ 13.000 / jaar
Biomassa:		
Elektriciteitskosten		
Mazout: Houtafval verwerking	€16.000 / jaar	€6.000 / jaar
Biomassa:		
Onderhoud & metingen		
Totaal OPEX	€62.000 / jaar	€19.000 / jaar
Totaal CAPEX	€100.000	Zonder subsidie: €644.000 Met subsidie: €428.000



Terugverdiëntijd & Rol

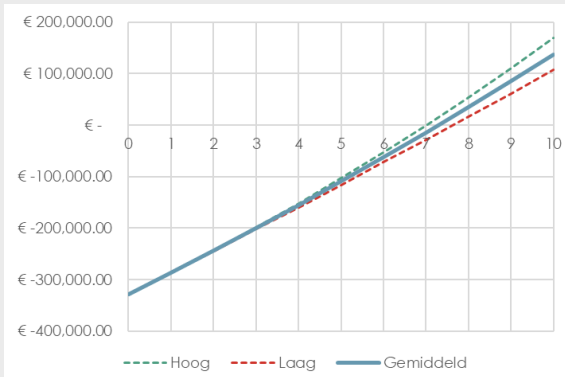
Zoals de grafiek hiernaast laat zien, wordt de investering in de biomassainstallatie na 12,5 jaar terugverdiend zonder subsidie, en met subsidie na 7,5 jaar. Daarmee komt de Return on Investment (Rol) gemiddeld jaarlijks op 13.5%.

De financiële waarden voor deze berekeningen zijn niet verdisconteerd.

NPV & IRR

De Net Present Value (NPV) van de investering betreft €137.000, het betreft dus een gunstige investering. De Internal Rate of Return betreft 12%.

De financiële waarden zijn verdisconteerd met een discount rate van 5%, dit is een aanname. Hiermee wordt rekening gehouden met de huidige waarde van toekomstige inkomsten. De scenario's in de grafiek gaan uit van jaarlijkse stijgingen in de mazoutprijs van 5.9% (laag), 7.3% (gemiddeld) en 8.8% (hoog), en van 0.36% (laag), 0.45% (gemiddeld) en 0.54% (hoog) voor de elektriciteitsprijs.





Bedrijfscase: Ondiepe geothermie

Voor u ligt de bedrijfscase over ondiepe geothermie die is opgesteld in het kader van de studie "Vergroening van energiedragers voor de industriële warmtevraag" uitgevoerd door Technopolis Group in samenwerking met VITO in opdracht van VLAIO. Het betreft een bedrijfscase opgesteld aan de hand van een specifiek bedrijf: Horemans, producent van keukens en meubelen, gevestigd in de buurt van Geel.

Ondiepe geothermie voor gelijkmatig verwarmen van ruimtes

Ondiepe geothermie is een techniek waarbij er twee putten in de grond worden geboord waaruit grondwater wordt opgepompt. De diepte van de bronnen bedraagt, bij ondiepe geothermie, doorgaans 50 tot 150 meter. Het warmteverschil tussen de twee putten wordt gebruikt om d.m.v. een warmtewisselaar warmte of koude aan het grondwater te onttrekken. Het voordeel aan deze techniek is dat dezelfde installatie kan worden gebruikt om in de zomer te koelen en in de winter om te verwarmen. Het is dan ook erg geschikt voor de gelijkmatige verwarming en koeling van (kantoor)gebouwen.

Technologie

Horemans had een traditionele verwarming op gas voor de toonzaal van hun keukens. Die is nu vervangen door een ondiepe geothermie-installatie en een warmtepomp die de toonzaal tot een ruimtetemperatuur van 22,5°C opwarmt. De installatie verwarmt (of koelt, op warme dagen) het beton van het gebouw waarin de toonzaal staat. Deze techniek, betonkern activering, houdt de temperatuur in de toonzaal zeer constant. Het vermogen van het verwarmen van het gehele gebouw is 130 kW, en het jaarlijkse verbruik is zo'n 42MWh. De installatiekosten komen uit op €242.000, met subsidie.

Bedrijfsprofiel

Horemans is een familiebedrijf dat al zo'n 50 jaar en meerdere generaties bestaat. Binnen de regio staat het bedrijf goed bekend, klanttevredenheid staat hoog in het vaandel bij dit familiebedrijf. Horemans wordt gezien als de plek waar je kwalitatief goede keukens kan krijgen en je advies op maat krijgt.

Op kwaliteit wordt doorgaans dan ook niet ingeboet, ook niet om te besparen of meer winst te maken. Het bedrijf heeft een grote toonzaal waar keukens ten toon worden gesteld. Deze grote toonzaal moet op een aangename manier verwarmd worden, zodat de bezoekers een goede beleving hebben wanneer ze de keukens bekijken.

Besluitvorming en Implementatie

Horemans was na 50 jaar van plan het gebouw met daarin kantoren, keukenproductie en de toonzaal af te breken en opnieuw op te bouwen. Hierbij werd besloten ook de verwarming voor de toonzaal en de kantoren op de schop te nemen. Ze hadden de optie om voor gas met vloerverwarming te kiezen, of een lucht – lucht warmtepompsysteem. De keuze om voor ondiepe geothermie en een warmtepomp te kiezen maakten ze om een aantal redenen. Ten eerste is de uitstraling van de toonzaal belangrijk voor hen: de betonkernactivering zou een **aangenamer gevoel** geven dan de luchtblazers die ze hiervoor hadden. Daarnaast was er de **kostprijs**: het bedrijf zou niet gaan voor een optie die beduidend duurder was, in termen van investering of operationele kosten. Ten derde was ook **duurzaamheid** en een groener imago van belang: vooral op termijn verwacht Horemans dat klanten dit gaan vragen, en het bedrijf ziet het als een toekomstgerichte investeringen. Tot slot is er dan ook het feit dat Horemans een familiebedrijf is: de huidige generatie wil het bedrijf **in goede staat achterlaten voor de volgende generatie**, aangezien wordt verwacht dat het bedrijf in de familie blijft.

Qua implementatie was de grootste uitdaging voor Horemans om de grondboringen te doen, hiervoor was **ruimte** nodig. Daarnaast was het een uitdaging om de betonkernactivering in het gehele gebouw aan te leggen: hiervoor is het nieuwe gebouw in 2 delen afgebouwd en opgebouwd. De implementatie vereiste een **milieuvergunning** klasse 2, omdat grondwater opgepompt wordt en weer teruggepompt. De vergunning krijgen vereiste het verzamelen van allerlei informatie.

Wanneer de installatie eenmaal staat, komt er verder **weinig onderhoud** bij kijken. Als er toch problemen zijn met de installatie, wordt dit ook automatisch gemonitord en naar de installateur gestuurd via een online systeem. Er zijn ook geen specifieke extra skills of competenties nodig voor het personeel.

Financiële analyse: **Vergelijkbare CAPEX, lagere OPEX**

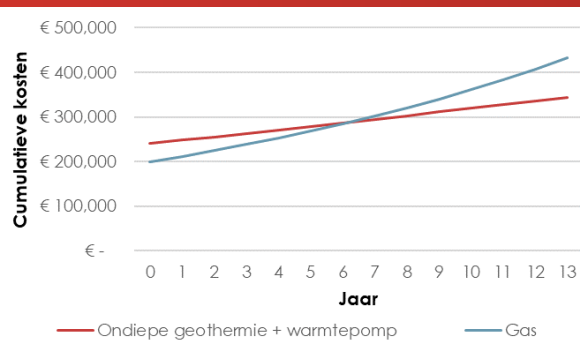
Deze financiële analyse is uitgewerkt voor Horemans, een producent van keukens en meubelen. Horemans gebruikt de combinatie van ondiepe geothermie en een warmtepomp om de toonzaal en kantoren te verwarmen. De ondiepe geothermie installatie verwarmt de toonzaal en kantoren door het beton van het gebouw te verwarmen (winter) of te koelen (zomer). Het Horemans personeel kan zelf de temperatuur kiezen, en kiest voor een aangename gelijkmatige 22.5°C.

De investering (CAPEX) om de ondiepe geothermie-installatie aan te leggen was hoog, maar vergelijkbaar met een alternatieve gasinstallatie en warmtepompinstallatie. De operationele kosten (OPEX) wordt hierdoor laag: er is alleen nog elektriciteit nodig om de installatie te laten draaien. In het geval van Horemans wordt deze elektriciteit door zonnepanelen opgewekt dus is de OPEX lager en kan deze tot nihil dalen als de elektriciteit door de eigen panelen wordt opgewekt.

CAPEX & OPEX

De investering (CAPEX) benodigd voor de ondiepe geothermie installatie en de warmtepomp bedraagt €225.000. Daarbovenop komt nog €47.000 voor de betonconstructie waarin de betonkern activering wordt geïnstalleerd. De subsidie op de CAPEX bestaat uit €30.000. Het totaal aan CAPEX minus de subsidie is dus €242.000. Het alternatief, gasbranders blijven gebruiken, had een investering van €200.000 gekost.

De OPEX voor de ondiepe geothermie installatie en de warmtepomp bestaat voornamelijk uit kosten voor de elektriciteit: dit bedraagt €7750 in jaar 1. Horemans heeft zonnepanelen dus deze kosten zullen waarschijnlijk nog later uitvallen. Onderhoudskosten zijn er niet/nauwelijks. Voor de gasinstallatie zouden de OPEX-kosten bestaan uit €10.000 aan energiekosten in jaar 1, en €2000 aan jaarlijkse onderhoudskosten.



Terugverdientijd & Rol

Zoals de grafiek hiernaast laat zien wordt de investeringen in de ondiepe geothermie installatie er na 6,5 jaar terugverdiend. Daarmee komt de Return on Investment (Rol) gemiddeld jaarlijks op 15,4%.

De financiële waarden voor de grafiek zijn niet verdisconteerd.

NPV & IRR

De Net Present Value (NPV) van de investering in de ondiepe geothermie-installatie en warmtepomp samen betreft €18.000. Het was dus een gunstige investering. De Internal Rate of Return (IRR) betreft 11.5%. Dit is ook positief.

De financiële waarden voor de grafiek hiernaast zijn verdisconteerd met een discount rate van 5%, er wordt dus rekening gehouden met de huidige waarde van toekomstige inkomsten. De scenario's in de grafiek gaan uit van jaarlijkse stijgingen in de gasprijs van 5.9% (laag), 7.3% (gemiddeld) en 8.8% (hoog) en in de elektriciteitsprijs van 0.36% (laag), 0.45% (gemiddeld) en 0.54% (hoog).

