Hoogtemperatuurwarmtepompen

Rentabiliteit warmtepompen

BlueTerra
Energy Experts

Inhoud

Inleiding	3
Prognose energietarieven Nationale Energieverkenning 2017	4
Berekende energietarieven op basis van commodity	5
Ontwikkeling energiebelasting	6
Warmtetarieven inclusief energiebelastingen	9
Rentabiliteit	11
Conclusies op basis van de financiële analyses	13
Aanbevelingen	14
Colofon	15

Inleiding

In het kader van de studie naar hoogtemperatuurwarmtepompen in opdracht van RVO is ook gekeken naar de prognose van de opbrengsten van warmtepompen. In de nationale verkenningen uitgevoerd door ECN is een lange termijnprognose gedaan van de aardgas- en elektriciteitstarieven. Deze zijn vertaald naar de warmtetarieven (op basis van commodity) die met boilers en warmtepompen bereikt kunnen worden. Ook is er een prognose gedaan van de energiebelasting en de Opslag Duurzame Energie. Vervolgens is de bruto besparing op energiekosten afgewogen tegen de investerings- en exploitatiekosten van een warmtepomp.

Prognose energietarieven Nationale Energieverkenning 2017

In de Nationale Energieverkenning 2017 zijn prognoses voor de groothandelsprijzen tot 2035 weergegeven.

Voor de aardgastarieven is een bandbreedte weergegeven. Opvallend is de enorme spreiding in de aardgastarieven die is opgenomen, ook voor de korte termijn. De geprojecteerde aardgasprijs zal naar verwachting jaarlijks gemiddeld 5,6%. stijgen ten opzichte van 2016.

De verwachting is dat de groothandelstarieven elektriciteit in Nederland gemiddeld rond de 3%. per jaar zullen stijgen ten opzichte van 2016.

Figuur 1
Prognose aardgastarieven groothandel volgens ECN (bron: CBS (realisatie) en ICE ENDEX TTF, IEA WEO (IEA 2016a) en WLO 2015 (CPB & PBL 2015) (projectie).

Figuur 2
Prognose elektriciteitstarieven groothandel NEV 2017.

BlueTerra Energy Experts

Berekende energietarieven op basis van commodity

Aangezien in de industrie veelal van stoom gebruik wordt gemaakt is in de berekeningen uitgegaan van een opwekkingsrendement van 80% op bovenwaarde[1]. Verder is de handelsmarge op de groothandelsprijzen op 5% gesteld. Transportkosten en dergelijke zijn buiten beschouwing gelaten/ verwaarloosd.

Opvallend is dat de aardgastarieven per MWh (op bovenwaarde) in de bovenste regionen van de bandbreedte bijna net zo hoog zijn als de elektriciteitstarieven. In het volgende rekenen we alleen met het geprojecteerde energietarief voor aardgas.

Figuur 3
Warmteprijs op basis van prognoses[2].

[1] Hierbij is niet uitgegaan van bedrijven met warmtekracht.
[2] Zoals weergegeven in figuren 1 en 2 waarbij voor aardgas naast de projectie ook de bandbreedte is weergegeven (gebied tussen laag en hoog). Allen gebaseerd op commoditytarieven. Aardgas op bovenwaarde. Handelsmarge 5% ten opzichte van groothandeltarieven.

Ontwikkeling energiebelasting

De ontwikkeling van de energiebelasting is sterk afhankelijk van de staffels in het gebruik die van toepassing zijn. Voor de industrie zijn dat voor aardgas met name de staffels 1-10 Miljoen m^3 per jaar en daarboven. Voor elektriciteit de staffels tussen de 0,05 en de 10 GWh en daar boven.

Figuur 4
Ontwikkeling energiebelasting aardgas (bron: www.energieoverheid.nl).

Figuur 5
Ontwikkeling energiebelasting elektriciteit (bron: www.energieoverheid.nl).

BlueTerra Energy Experts

Opvallend is dat de hoogste tarieven per MWhe of MWhf (fuel) gelden voor elektriciteit in het gebied onder de 10 GWh. Dit geldt zowel voor de energiebelasting als voor de Opslag Duurzame Energie (ODE).

Figuur 6
Ontwikkeling energiebelastingtarieven industrie, extrapolatie periode 2013-2018 naar verdere jaren.

Figuur 7
Ontwikkeling tarieven ODE (opslag duurzame energie) voor industriële bedrijven extrapolatie voornemen periode 2020-2023 naar verdere jaren (2018-2023 uit nota minister aan Tweede kamer van 26 augustus 2016).

Wanneer na extrapolatie de Energiebelasting en de Opslag Duurzame energie gesommeerd worden dan blijkt dat de laatste jaren de totale belasting een gestage groei laat zien.

Figuur 8
Ontwikkeling totale energiebelasting voor industriële bedrijven per MWh.

Figuur 9
Ontwikkeling energiebelasting gerelateerd van de prognose commoditytarieven voor industriële bedrijven.

Uit de bovenstaande analyse volgt dat de verwachte belastingen op energie met name voor elektriciteit bij middelgrote bedrijven een rol speelt. Daar loopt deze op tot 80% van de commoditytarieven. Voor elektriciteit bij grote bedrijven is het aandeel beperkt (2%). Voor aardgas geldt dat de middelgrote bedrijven tot bijna 20% en grote bedrijven rond de 7%.

Warmtetarieven inclusief energiebelastingen

Omdat de energiebelasting naar onze verwachting een significante rol speelt is deze medebepalend voor de rol van warmtepompen in onze toekomstige energievoorziening in de industrie. Door combinatie van de prognoses van zowel de (geprojecteerde) commodity tarieven als de energiebelasting ontstaat het volgende beeld voor de warmtetarieven. Daarbij zijn dus alleen de kosten van inkoop van energie en de energiebelasting meegenomen.

Voor de industrie geldt dat een warmtepomp in alle gevallen tot lagere energiekosten leidt. De besparing ten opzichte van een boiler is groter naarmate de COP gunstiger is. De besparing neemt in de toekomst toe door de verwachte stijging van de aardgastarieven.

Figuur 10
Warmtetarieven industrie voor middelgrote en grote gebruikers[3] voor boilers (rendement 80%bw) en warmtepompen met verschillende COP's op basis van geprognositeerde commodity- en belastingtarieven.

[3] Grote gebruikers > 10 Mm³/jaar en > 10 GWh/jaar, middelgrote gebruikers in de staffels daar onder.

De besparing die een MWh geproduceerde warmte oplevert is het verschil in het warmtetarief van boilers (referentie) en die van warmtepompen. BlueTerra heeft hiervoor naar analogie van de spark spread hiervoor de 'Thermal Spread' geïntroduceerd.

Opvallend is dat vanwege de lage belasting op elektriciteit de grote bedrijven (zonder warmtekracht) aantrekkelijker zijn voor warmtepompen dan de middelgrote bedrijven. Op termijn kunnen met name de grote bedrijven aanzienlijke besparingen bereiken oplopend tot meer dan € 36,- per MWh geproduceerde warmte (COP 5).

Figuur 11 Geprognotiseerde besparing van warmtepompen ten opzichte van boilers (per MWh geproduceerd) voor middelgrote en grote bedrijven[4] voor boilers (rendement 80%bw) en warmtepompen met verschillende COP's.

[4] Grote gebruikers > 10 Mm^3/jaar en > 10 GWh/jaar, middelgrote gebruikers in de staffels daar onder.

Rentabiliteit

De investering voor een 1 MWth warmtepomp met een leveringstempratuur van circa 85°C zijn € 100.000,- tot € 250.000,-. Tot een temperatuurniveau van 160°C moet gerekend worden met een investering van € 300.000,- tot € 900.000,-. Voor onderhoud moet met ruwweg € 5.000,- tot € 10.000,- per jaar worden gerekend. Naast de investering van de kale warmtepomp komen de kosten van transport, plaatsing en inpassing in het nieuwe of bestaande systeem er nog bij. Met name als hier extra warmtewisselaars en leidingwerk voor nodig zijn kunnen de investeringskosten hiervan flink oplopen. Gaan we uit van een eenvoudige inpassing (bijvoorbeeld de voorverwarming van CIP-water met warmte uit het riool) dan zijn de inpassingskosten toch al gauw gelijk aan de kosten van een kale warmtepomp.

Indien het bedrijf aan de grenzen zit van de capaciteit van de netaansluiting dan kan dit tot hoge additionele kosten leiden, met name als het koppelingspunt van het landelijke net verder weg ligt.

Voor grote bedrijven bedraagt de thermal spread bij een COP van 5 nu al circa € 16,- per MWh geproduceerde warmte. Dat betekent dat een warmtepomp van 1 MW die bijvoorbeeld 6.000 uur per jaar draait na aftrek van onderhoud jaarlijks € 96.000,- tot € 10.000,- = € 86.000,- bespaart op kosten. Het complete systeem mag dan met een eenvoudige terugverdientijd van vijf jaar € 430.000,- kosten. Stel dat de helft van de investering aan de warmtepomp zelf besteed mag worden dan is op dit moment de investeringsgrens € 215.000,- oftewel € 215,- per kWth.

Gezien de verwachte stijging van de energie- en belastingtarieven kan meer geïnvesteerd worden. De netto contante waardes van een 1 MW warmtepomp bij een volledige afschrijving in vijftien jaar, interne rentevoet van 15%, 6.000 vollasturen, € 10.000,- voor onderhoud per jaar, 2% inflatie op onderhoud, rekening houdend met de getoonde curves voor tariefontwikkeling zijn daardoor aanzienlijk hoger dan bij de eenvoudige benadering.

Case	COP = 3	COP = 5
Middelgroot	€ 277.000,-	€ 588.000,-
Groot	€ 542.000,-	€ 729.000,-

Tabel 1
Investeringsruimte in 2018 voor een 1 MWth warmtepompsysteem bij middelgrote en grote bedrijven in de industrie voor verschillende COP's, 15% IRV en 2% inflatie op onderhoud.

Uit de tabel blijkt dat de netto contante waarde van de te verwachte besparing op energie inclusief belasting (DE+ODE) van een 1 MWth warmtepomp over een periode van vijftien jaar bij een middelgroot bedrijf en een COP van 3 circa € 277.000,- is. Dit is gelijk de investeringsruimte. Dit lukt alleen als het goedkope warmtepompen zijn die eenvoudig inpasbaar zijn en opereren onder de 85°C. Bij een COP van 5 circa is de investeringsruimte hier € 588.000,-. Hier zijn wel meer mogelijkheden mits de warmtepompen op lagere temperaturen draaien.

Voor grote bedrijven geldt dat bij er een COP van 3 wel mogelijkheden zijn voor een warmtepomp tot 85°C. Pas bij een COP van 5 is er ook ruimte voor hoogtemperatuurwarmtepompen.

Opmerking: bij de berekeningen is geen rekening gehouden met CO_2-emissiehandel, subsidies en fiscale aspecten (impact op vennootschapsbelasting).

Conclusies op basis van de financiële analyses

1. Warmtepompen die leveren onder de 85°C zijn nu al rendabel mits de inpassingskosten niet te hoog zijn en op basis van de life cycle costs wordt gerekend.
2. Voor de hogere temperaturen boven de 85°C zal het alleen voor grote bedrijven die meer dan 10 GWh per jaar gebruiken rendabel zijn mits de COP voldoende hoog is en de inpassingkosten niet te hoog.
3. De investeringsruimte geeft naast de warmtepomp en de inpassing daarvan geen ruimte voor de kosten voor capaciteitsuitbreiding van het elektriciteitsnet.
4. Door inzet van ESCo's kan mogelijk met een lagere rentevoet worden gerekend waardoor er meer kansen voor warmtepompen ontstaan. Hiervoor moet dan wel off balance financiering geregeld worden.
5. Voor hoogtemperatuurwarmtepompen > 85°C is een significante kostenreductie noodzakelijk willen ze ook voor het middensegment bedrijven met een relatief hoge stroomprijs aantrekkelijk worden.
6. Zicht op de toekomstige ontwikkelingen voor wat betreft de energietarieven en de energiebelasting geeft bedrijven meer zekerheid over investeringen in Duurzaamheid.

Aanbevelingen

1. De verhoging van de eventueel benodigde uitbreiding van de capaciteit van de netaansluiting kan een bottleneck vormen voor de introductie van warmtepompen. Het zou goed zijn deze kosten te socialiseren mits de warmtepompen gevoed worden met groene stroom. Ze dragen dan immers significant bij aan de CO_2-reductiedoelstellingen. Daarnaast kunnen ze ook een rol spelen bij de balancering van het landelijke net als de oorspronkelijke warmtebronnen in stand worden gehouden (en als redundant staan opgesteld). Een alternatief is het netbedrijf de kosten over langere periode te laten verrekenen waarbij een risicofonds wordt opgezet om het bedrijf bij bedrijfsbeëindiging van verplichting tot afbetaling te ontheffen. In dat geval komt de verplichting namelijk niet op de balans te staan.
2. Er zijn verschillende ESCo's die warmtepompen willen plaatsen bij klanten om daarmee een duurzame relatie op te bouwen. Deze Esco's rekenen soms met lagere rentes en langere afschrijvingstermijnen waardoor dit aantrekkelijk kan zijn voor de gebruiker. Ook hier geldt dat er een faciliteit gecreëerd moet worden om minimale afnameverplichtingen of verplichtingen bij bedrijfsbeëindigingen te voorkomen. Een risicofonds zou ook hier kunnen zorgen voor off balance financiering.
3. De overheid zou meer zekerheid moeten bieden voor toekomstige ontwikkelingen op de energiemarkt en de fiscale instrumenten zoals energiebelasting en ODE. De memo van de minister aan de Tweede Kamer betreffende de ontwikkeling van de ODE-tarieven is hiertoe een eerste aanzet.
4. Eventuele subsidie-instrumenten dienen rekening te houden met de inpassingskosten van warmtepompen omdat deze veelvouden kunnen zijn van de kosten van een kale warmtepomp.
5. De kostenreductie van hoogtemperatuurwarmtepompen – 160°C dient meer vaart te krijgen. Voor temperatuurniveaus daar boven zou ook de thermo akoestische warmtepomp en betaalbare dampcompressie warmtepompen ontwikkeld moeten worden.

Colofon

Deze publicatie is gemaakt in opdracht van de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO, kenmerk ISDE160089) en samengesteld door BlueTerra Energy Experts B.V.

Opmerkingen en aanvullingen zijn welkom: jan.grift@blueterra.nl.

28 mei 2018