

Eindverslag

Haalbaarheidsstudie Elektrificatie bestaande gasketels

Datum:

30 Juli 2019

Rapportnummer: R11087

Auteurs:

N. Jansen

R. de Smidt

M. Hermelink

Dit is een resultaat in het kader van:

Topsector Energiesubsidie van het Ministerie van Economische Zaken

TESN118017 Elektrificatie bestaande industriële gasketels (retrofit)



Inhoud

1	Inleiding.....	3
2	Potentieel elektrificatie en CO ₂ emissiereductie	4
2.1	Potentieel Elektrificatie.....	4
2.2	Potentieel CO ₂ emissiereductie	6
2.2.1	Volledig gas	8
2.2.2	Volledige elektrificatie	8
2.2.3	Switch bij lage prijzen	9
2.2.4	Koppeling aan duurzame opwek.....	11
3	Elektrificatie bestaande gasgestookte ketels.....	11
3.1	Soorten gasgestookte ketels	11
3.1.1	Retrofit mogelijkheden voor elektrificatie.....	13
3.2	Ontwerp hybride gasketel.....	14
3.2.1	Vuurgangvlampijpketel	14
3.2.2	Alternatieve retrofittoepassingen.....	19
3.3	Besturing	20
3.4	Kostencalculatie retrofitpakket	21
4	Business case voor elektrificatie van bestaande gasketels.....	22
4.1	Resultaten	24
4.1.1	Verbetering investeringskosten	26
4.1.2	Prijsscenario's	27
4.1.3	Capaciteitstarieven	28
5	Praktijkcasussen	29
5.1	Voedingsmiddelen	29
5.1.1	Resultaten technische analyse.....	30
5.1.2	Resultaten business analyse	31
5.2	Warmtenet.....	32
5.2.1	Resultaten technische analyse.....	33
5.3	Glastuinbouw	34
5.3.1	Resultaten technische analyse.....	34
5.3.2	Resultaten business analyse	35
6	Conclusies	36
7	References	39

1 Inleiding

Nederland heeft als doelstelling om 49% van de CO₂ emissie te reduceren in 2030, dit is in het ontwerp klimaatakkoord vertaald naar een ambitie voor de Nederlandse industrie om 14.3 Mton CO₂ uitstoot te reduceren. In het ontwerp klimaatakkoord wordt voor elektrificatie van de industrie 5.3 Mton aan CO₂ reductie toegeschreven. Onderdeel van elektrificatie van de industrie is toepassing van Power-2-Heat door middel van bijvoorbeeld warmtepompen, elektrische boilers en mechanische dampcompressie. Naast de CO₂ opgave is er ook de doelstelling voor Nederland om het verbruik van laagcalorisch aardgas te verminderen, in het kader van deze opgave is er bij de 200 grootste verbruikers van laagcalorisch aardgas de opdracht neergelegd om dit aardgasverbruik te verminderen. Het energetisch verbruik van laagcalorisch aardgas is voor het grootste deel voor het maken van warmte door middel van gasketels. Het elektrificeren van de warmtevoorziening in de industrie kan daardoor ook bijdragen aan de opgave om het gasverbruik terug te dringen. Bovendien zou de elektrificatie van de ketels ook bij kunnen dragen aan de afname van NO_x emissies van gasketels, waarmee de industrie kan voldoen aan de steeds strenger wordende wetgeving op dit vlak.

In de haalbaarheidsstudie voor elektrificatie van bestaande gasketels wordt gekeken naar de potentie om bestaande industriële gasketels om te bouwen tot een hybride ketel. In Nederland staan gasketels die warmte leveren aan industriële bedrijven, glastuinbouw, warmtenetten, blokverwarming gestapelde bouw en de utiliteit (o.a. ziekenhuizen). De inzet (aantal draaiuur per jaar en vermogen) verschilt sterk per situatie. Om de toenemende duurzame energie productie met fluctuerende energie bronnen (wind en zon) te versnellen en zorgen voor aanzienlijke CO₂ reductie zal er een steeds grotere behoefte ontstaan aan:

- 1) Additionele elektriciteitsvraag
- 2) Flexibele elektriciteitsvraag op momenten van overschot aan goedkope groene stroom.

Power-2-heat opties zoals warmtepomp en elektrische boilers zijn mogelijk interessant om de base load warmtevraag te elektrificeren. De projectpartners zien potentie in het retrofitten van de bestaande industriële gasketels naar hybride ketels die wel flexibel kunnen opereren en reageren. Om inzicht te krijgen in de potentie van deze oplossing kijken we naar de hoeveelheid gasketels die in Nederland opgesteld staan, in welke sectoren deze staan, welke gasketels in aanmerking komen voor retrofit en wat de bijdrage is aan het verminderen van de CO₂ uitstoot. Daarnaast wordt binnen dit project een technisch en financieel concept uitgewerkt dat inzicht in de haalbaarheid van de toepassing van het retrofit concept.

In deze rapportage behandelen we eerst het potentieel van elektrificatie door middel van retrofit in Paragraaf 2.1, gevolgd door de CO₂ emissie bij verschillende business modellen in Paragraaf 2.2. Het technische concept van een retrofit en een alternatief concept met behulp van een flow heater worden behandeld in Hoofdstuk 3. Hoofdstuk 4 bevat een analyse van de basis business case voor het retrofitten van een gasketel. Daarnaast zijn in deze studie drie praktijkcases onderzocht, in de voedingsmiddelen industrie (5.1), voor een warmtenet (5.2) en in de glastuinbouw (5.3). In hoofdstuk 6 worden de conclusies en vervolgstappen beschreven.

2 Potentieel elektrificatie en CO₂ emissiereductie

Het potentieel voor het retrofitten van bestaande gasketels is in kaart gebracht door de warmtevraag uit aardgas te analyseren en een beeld te krijgen van de meest relevante sectoren voor het retrofitten van gasketels. Daarnaast is ingeschat wat de impact van het retrofitten van bestaande gasketels is op de CO₂ emissie. In Sectie 2.1 behandelen we het aantal gasketels geschikt voor retrofit, in Sectie 2.2 de impact op de CO₂ emissie.

2.1 Potentieel Elektrificatie

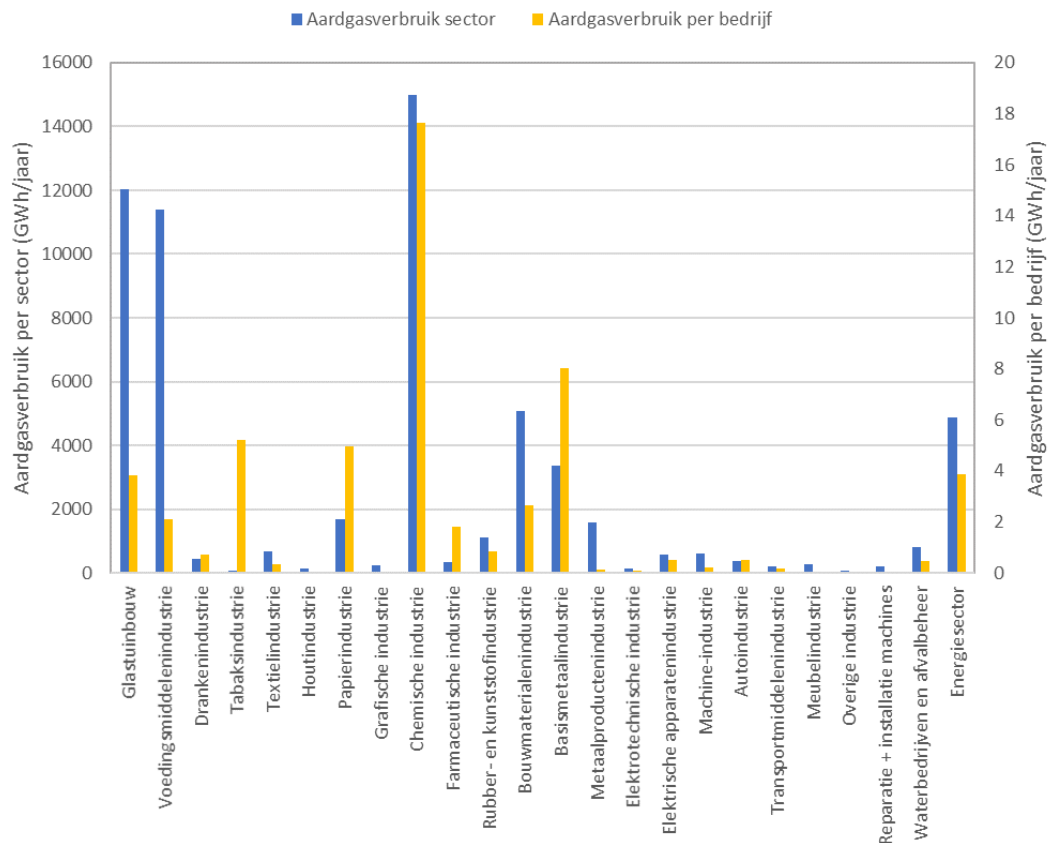
Voor het bepalen van de potentie van gasketels maken we gebruik van het finale energetische aardgasverbruik¹ per sector in 2017 [1]. De scope van dit potentieel-onderzoek zal zich richten op ketels met een vermogen van minstens 1 MW. In een ketel kleiner dan 1 MW is naar verwachting niet genoeg ruimte in de ketel zal zijn om een elektrisch element te plaatsen². Uit analyse van ECN blijkt dat in de industrie en in de agrarische sector 94% van het gas wordt gebruikt aan gasketels met een vermogen hoger dan 1 MW [2]. Voor de landbouw is aangenomen dat 95% van het finale aardgasverbruik door de glastuinbouw wordt gebruikt, op basis van gegevens uit onderzoek in opdracht van RvO door Koppejan et al. [3].

Het finale aardgasverbruik aan ketels met een vermogen hoger dan 1 MW is per sector aangegeven in Figuur 1. We maken hierbij onderscheid tussen het totaal per sector en het gemiddelde per bedrijf. De totale hoeveelheid gas die door de sector gebruikt wordt geeft een beeld van de hoeveelheid ketels die men kan verwachten in de sector relatief naar andere sectoren. Het is dus een indicatie van de marktgrootte voor het retrofitten van ketels in die sector. Anderzijds geeft het gemiddelde verbruik per bedrijf een indicatie van de grootte van de ketels in die sector. Een sector heeft een groot potentieel als de totale energieverbruik hoog en de ketel gemiddeld groot zijn. Uit Figuur 1 blijken de **chemische, glastuinbouw-, voedingsmiddelen-, papier-, farmaceutische, basismetaal-, en bouwmaterialindustrie** het meest interessant.

In de industrie worden verschillende ketels gebruikt: bijvoorbeeld vlampijp-, waterpijp-, en thermische olietketels. Doordat bij zowel een waterpijpketel als een thermische olietketel water/stoom dan wel olie door pijpen loopt, is er geen vloeistofbad aanwezig waar direct een elektrisch element in geplaatst kan worden. Om die reden is de scope van het onderzoek het retrofitten van gasgestookte vlampijpketels. Over het algemeen worden vlampijpketels ingezet bij industriële processen tot ongeveer 150 á 200°C. Om die reden vallen de basismetaal- en bouwmaterialindustrie af als interessante sectoren voor retrofitting, aangezien die processen plaatsvinden op hogere temperaturen. De interessante sectoren zijn dus de **energie-, chemische, glastuinbouw-, voedingsmiddelen-, papier-, farmaceutische industrie**. In de energiesector gaat het voor de potentie van retrofitten om de levering van warmte aan warmtenetten. Het totale aardgasverbruik van de genoemde sectoren is **146 PJ per jaar**.

¹ Onder finaal aardgasverbruik valt geen verbruik via WKKs. In de landbouw is bijvoorbeeld in 2017 in totaal 36739 GWh (132 PJ) aardgas verbruikt, waarvan 23326 GWh (84 PJ) aan WKK-verbranding en 13468 GWh (48,5 PJ) aan finale verbranding. [1]

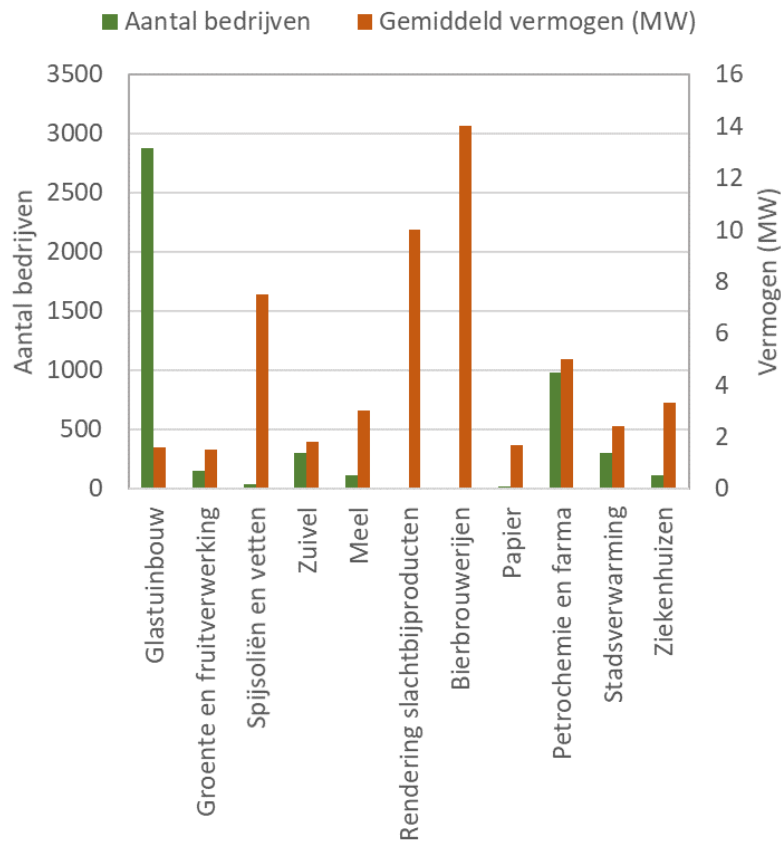
² In de technische analyse, Hoofdstuk 3, wordt hier verder op ingegaan.



Figuur 1. Finaal aardgasverbruik per sector en gemiddeld aardgasverbruik per bedrijf aan gasketels met een vermogen van meer dan 1MW. Data op basis van [1], [2], [3], bewerking TNO.

Het aantal bedrijven en gemiddelde vermogen van de chemische, glastuinbouw-, voedingsmiddelen-, papier-, en farmaceutische industrie staan in Figuur 2 uitgesplitst in kleinere sub-sectoren, op basis van [3]. **Het totale vermogen wat geëlektrificeerd zou kunnen worden is ongeveer 12 GW.** Als we dit vermogen vergelijken met het energieverbruik volgens CBS (146 PJ per jaar), dan draaien deze ketels gemiddeld 3380 vollasturen. Let wel dat een deel van deze ketels ook waterpijp- of thermische olieketels zouden kunnen zijn, dus de schattingen geïnterpreteerd moeten worden als bovengrenzen. Daarnaast is Koppejan et al [3] de ziekenhuissector toegevoegd, waar de 109 grootste warmteverbruikers gemiddeld 3,3 MW verbruiken³. In totaal is er in de ziekenhuissector een potentieel van **0,4 GW**. Daarnaast is er een substantieel energieverbruik bij **ziekenhuizen**, door hetzelfde rapport ingeschat op **4 PJ** per jaar. Daarnaast is in dezelfde studie ingeschat dat voor 305 warmtenetten **9 PJ per jaar** geleverd wordt door stadsverwarming. Het totale energieverbruik dat kan worden geëlektrificeerd is dan **159 PJ** uit een totaalvermogen van **13 GW**. Op basis van de informatie uit Koppejan et al [3] is de schatting dat er ongeveer **4900 ketels door heel Nederland** staan die geschikt zouden kunnen zijn voor retrofitten (uitgaande van één ketel per bedrijf).

³ Het gasverbruik van ziekenhuizen staat in de CBS-data niet vermeld; echter uit [3] blijkt dat ketels in deze sector gemiddeld een vermogen boven de 1 MW hebben. Om deze reden is de ziekenhuissector toegevoegd aan de lijst van interessante sectoren om te retrofitten.



Figuur 2. Aantal bedrijven en gemiddeld vermogen per bedrijf in verschillende sectoren. Data uit Koppejan (2016). Bij de rendering van slachterijproducten, bierbrouwerijen, en ziekenhuizen is niet het gemiddelde van de sector weergegeven maar het gemiddelde van de bedrijven in het emissiehandelssysteem (ETS) registratie.

2.2 Potentieel CO₂ emissiereductie

Een van de voordelen van het retrofitten van gasketels is het potentieel voor CO₂ emissiereductie als de ketel draait op elektriciteit. Dit potentieel wordt ook benoemd in door DNV GL [4] over power-2-heat in de industrie. Het verminderen van CO₂ uitstoot in de gehele keten is niet evident. Voor vermindering van CO₂ uitstoot dient het extra elektriciteitsverbruik volledig te komen uit CO₂ neutrale bronnen. De manier waarop de elektrische verwarming wordt ingezet bepaalt mede de CO₂ uitstoot, daarom maken we in dit rapport onderscheid in een aantal use cases:

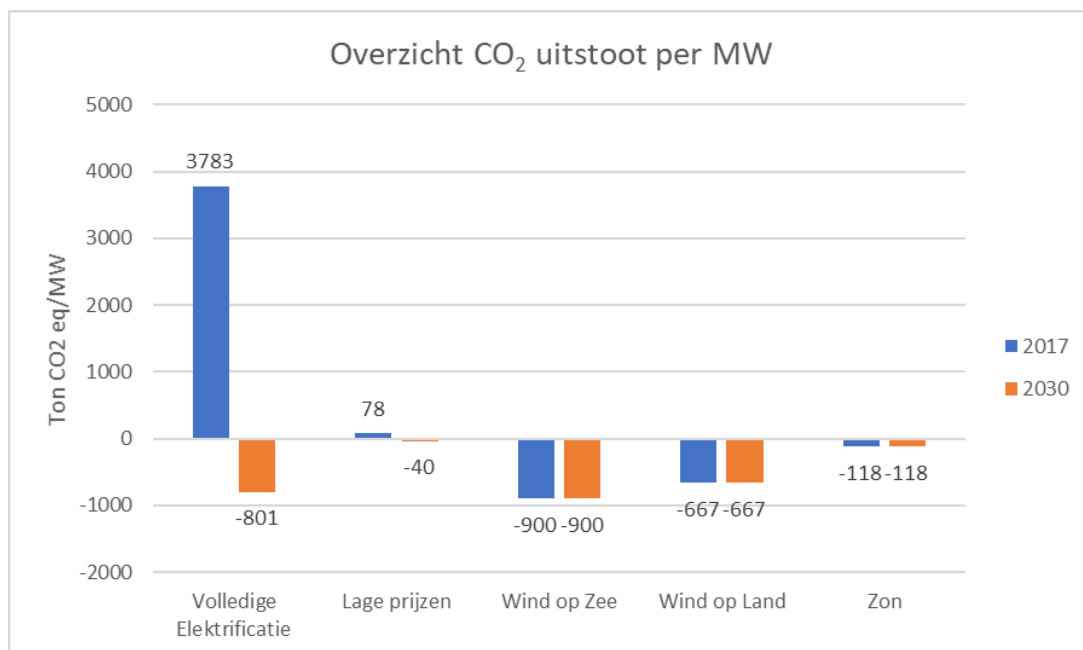
1. **Volledig gas:** De volledige warmtevraag wordt voldaan door middel van aardgas, dit wordt gebruikt als referentiescenario.
2. **Volledige elektrificatie:** De volledige warmtevraag wordt opgewekt met elektriciteit
3. **Switchen bij lage prijzen:** De ge-retrofite ketel switcht naar elektriciteit als de elektriciteitsprijs onder een bepaald niveau zit.
4. **Koppeling aan duurzame opwek (bijvoorbeeld een windmolen):** De ge-retrofite gasketel switcht naar elektriciteit als de windmolens elektriciteit produceren.

De CO₂ uitstoot van de boven genoemde situaties zijn onder te brengen in scope 1 uitstoot bij het bedrijf zelf en scope 2 CO₂ uitstoot door het gebruik van elektriciteit. De scope 1 uitstoot zal bij het gebruik van elektriciteit in plaats van gas direct afnemen naar nul. De CO₂ uitstoot van de mix en van het aardgas is berekend aan de hand van de kengetallen in Tabel 1. Voor elektriciteitsprijzen en de historische energiemix is data van 2017 gebruikt. In de analyse gaan we uit van een constante warmtevraag van 1 MW gedurende het gehele jaar.

Tabel 1. Aangenomen CO₂ uitstoot [5] en efficiëntie van warmtetechnologie

Parameter	Eenheid	Waarde
CO ₂ -uitstoot aardgas (via elektriciteit)	kg CO ₂ eq/kWh	0,61
CO ₂ -uitstoot kolen	kg CO ₂ eq/kWh	0,86
CO ₂ -uitstoot zonne-energie	kg CO ₂ eq/kWh	0,09
CO ₂ -uitstoot windenergie onshore	kg CO ₂ eq/kWh	0,01
CO ₂ -uitstoot windenergie offshore	kg CO ₂ eq/kWh	0,01
CO ₂ -uitstoot aardgas (directe verbranding)	kg CO ₂ eq/kWh	0,20
Efficiëntie elektrisch verwarmen	%	99
Efficiëntie gasverwarming	%	90

Afhankelijk van de use case die wordt toegepast loopt de CO₂ uitstoot op de korte termijn uiteen van een toename met 3783 ton tot een besparing van 900 ton CO₂ equivalent per MW per jaar. Op de korte termijn komt er besparing in de keten indien er direct gekoppeld wordt tussen de boiler en duurzame opwek. De grootste potentie zit bij het koppelen van wind op zee. Het retrofitten van alle geschikte ketels zal maximaal leiden tot een CO₂ reductie van 11 Mton CO₂ equivalent per jaar als er gekoppeld wordt aan opwek van wind op zee⁴. Bij een energiemix waarin 85% van de elektriciteit duurzaam wordt opgewekt is het mogelijk is om met volledige elektrificatie 9 Mton CO₂ equivalent per jaar te besparen.



Figuur 3. Geschatte delta van CO₂-uitstoot per jaar ten opzichte van een gasketel voor een elektroboiler in 2017 (blauw) en in 2030 (oranje). Voor een overzicht van de kengetallen voor CO₂-uitstoot, zie Tabel 1, en voor de aannames over de energiemix in 2030, zie Tabel 2.

Onderstaand wordt de inschatting van de CO₂ uitstoot per MW voor iedere use case toegelicht.

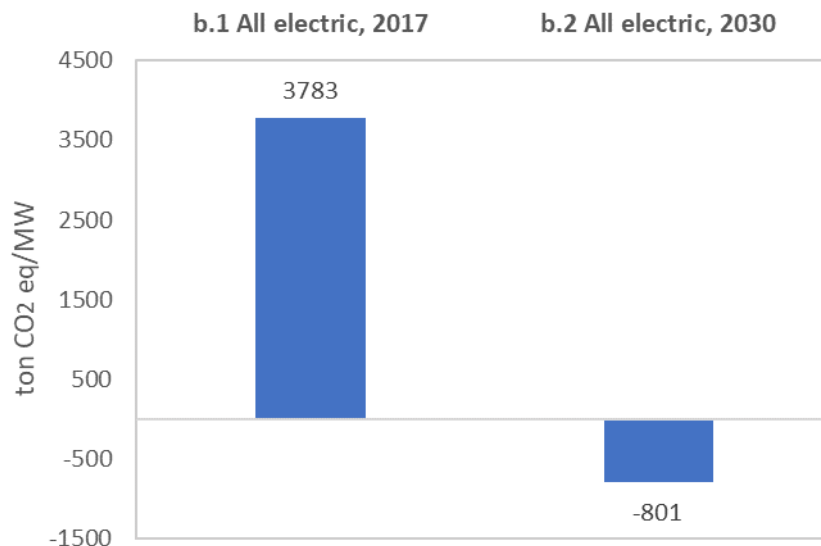
⁴ Indien voldoende wind op zee aanwezig is

2.2.1 Volledig gas

De situatie waarin de ketel volledig op gas blijft werken is bedoeld als referentiescenario om de andere situaties mee te vergelijken. Bij een volledig constante warmtevraag van 1 MW zal er 9733 MWh aan aardgas verbruikt worden. Dan is de jaarlijkse CO₂ uitstoot 1947 ton CO₂ equivalent.

2.2.2 Volledige elektrificatie

Bij een volledig elektrische ketel wordt de CO₂ uitgestoten tijdens de productie van de elektriciteit. Zodoende is de uitstoot afhankelijk van de landelijke energiemix. Voor de energiemix in het jaar 2017, waarvan ongeveer 14% hernieuwbaar was [6], zou volledige elektrificatie leiden tot een toename in uitstoot van rond de 3800 ton CO₂ per jaar ten opzichte van een gasketel (zie Figuur 4). De energiemix is echter niet statisch; aan de hand van het energieakkoord is het in de lijn der verwachting dat de energiemix in de nabije toekomst meer hernieuwbare energie zal bevatten. Een mogelijk scenario van hoe de energiemix er in 2030 uit zou kunnen zien staat gespecificeerd in Tabel 2. In dit scenario is ongeveer 85% van de elektriciteit, opgewekt in Nederland, hernieuwbaar. Daarnaast zijn er, in tegenstelling tot de situatie in 2017, geen kolencentrales in het systeem in 2030. De uitstoot van het warmteverbruik neemt dan met 801 ton CO₂ per jaar af ten opzichte van een gasketel (zie Figuur 4).



Figuur 4. Geschatte delta van CO₂-uitstoot per jaar ten opzichte van een gasketel voor een elektroboiler in 2017 en in 2030. Voor een overzicht van de kengetallen voor CO₂-uitstoot, zie Tabel 1, en voor de aannames over de energiemix in 2030, zie Tabel 2. De aannames over de energiemix in 2017 komen uit [7].

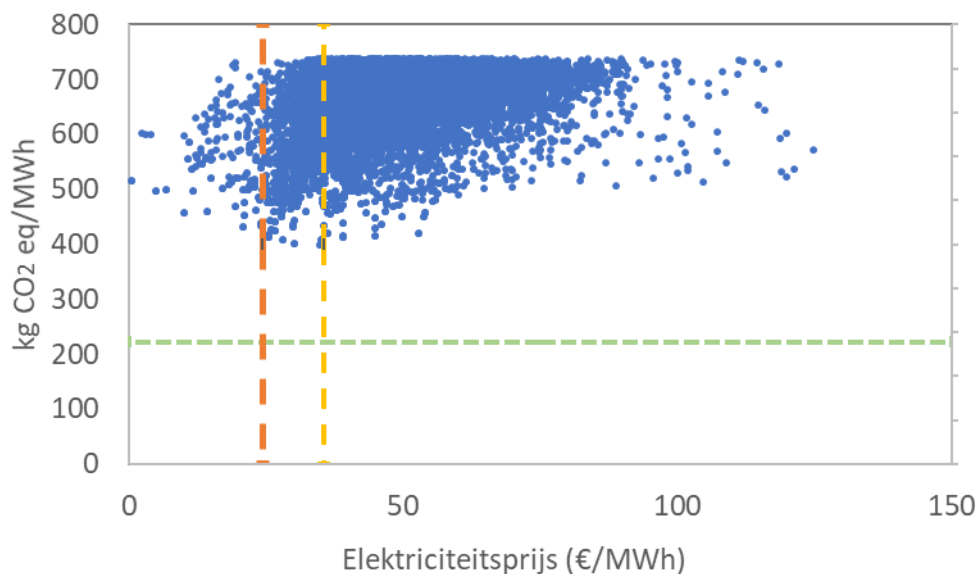
Tabel 2. Aannames voor de energiemix in 2030 [6].

Energiebron	Opwek in 2030
Zon-PV	18 TWh
Wind op Land	26.2 TWh
Wind op Zee	61.9 TWh
Gascentrales	18.8 TWh

De scope 2 CO₂ uitstoot zal in 2017 dus toenemen voor een retrofit ketel. De scope 1 uitstoot verdwijnt volledig, omdat er geen gas meer wordt verbrand en de ketel puur elektrisch verwarmd wordt. Dit betekent een afname van scope 1 uitstoot met 1947 ton CO₂ equivalent per MW per jaar.

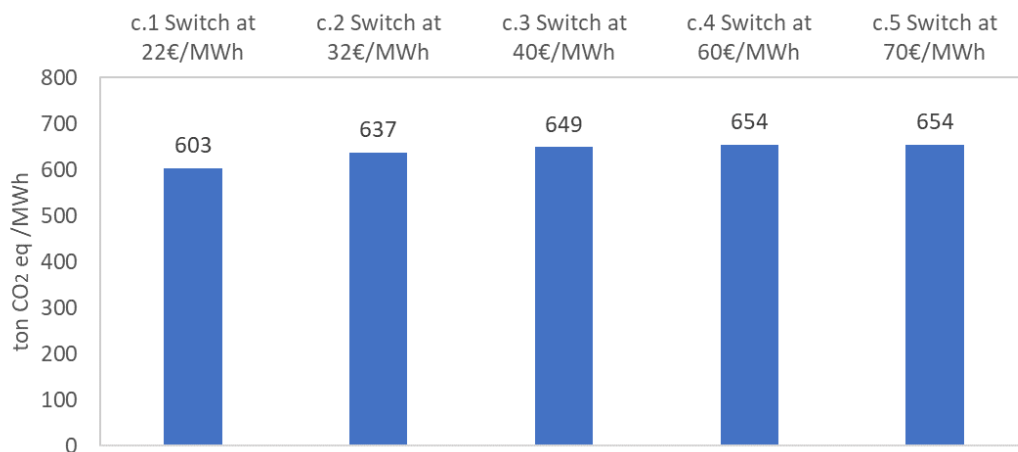
2.2.3 Switch bij lage prijzen

In de casus dat de ketel wordt aangestuurd op marktprijzen, zal de ketel switchen als de prijs van elektriciteit onder een bepaald setpunt komt. Voor een retrofit ketel zal dit setpunt afhangen van de gasprijs. De CO₂-uitstoot van een ketel die op marktprijzen wordt aangestuurd zal anders zijn dan voor een volledig geëlektrificeerde ketel. De daadwerkelijke uitstoot door het elektriciteitsgebruik hangt namelijk af van de energiemix. In Figuur 5 is te zien dat in 2017 de CO₂ uitstoot van de elektriciteitsmix altijd hoger was dan de uitstoot van het verbranden van aardgas. In dit figuur wordt de CO₂ uitstoot per uur weergegeven en is daarom gemeten in kg CO₂ equivalenten. Naarmate de energiemix duurzamer wordt zal de CO₂-uitstoot van elektriciteit lager worden.



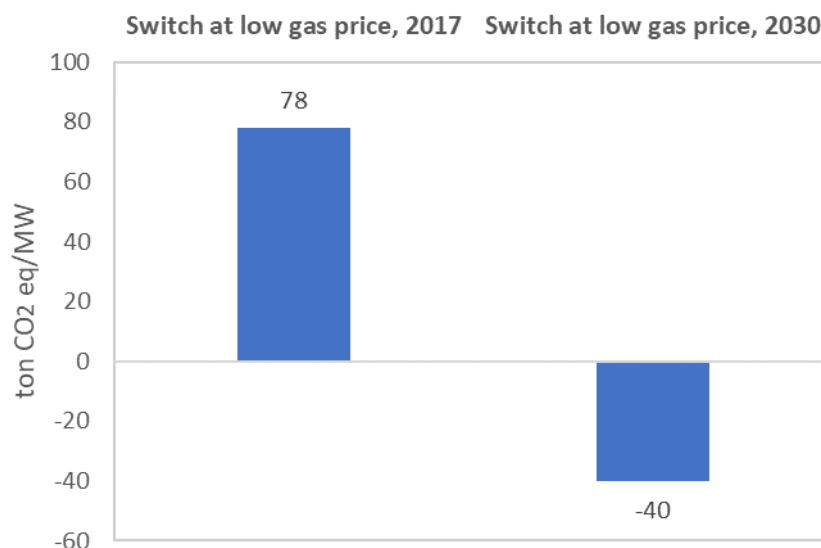
Figuur 5. Geschatte CO₂ uitstoot en elektriciteitsprijs elk uur van 2017. Deze data geeft de CO₂ uitstoot per uur en is daarom weergegeven in kg CO₂ equivalenten. Data afkomstig van ENTSO-E [7]. Bewerking TNO. De groene horizontale stippellijn is de CO₂ uitstoot van gasverbranding. De oranje en gele verticale lijn zijn respectievelijk 22 en 32 € per MWh.

Bij een hybride systeem kan de ketel switchen van gas naar elektriciteit wanneer de prijs van elektriciteit onder de gasprijs ligt. De uitstoot per MWh elektrisch verwarmen is geanalyseerd voor verschillende gasprijzen. Voor prijzen hoger dan € 40 per MWh blijft de CO₂ uitstoot nagenoeg constant. Bij prijzen lager dan € 40 per MWh neemt de CO₂ uitstoot af tot 92% van de originele uitstoot. De maximale afname is 50 ton CO₂ per MWh. Deze afname komt doordat er fossiele centrales uit de energiemix gedrukt worden. In 2017 zijn er geen overschotten van duurzame energie en de prijs wordt daardoor grotendeels bepaald door kolen- en gascentrales.



Figuur 6. Verandering in CO₂ uitstoot per MWh voor een gasketel die switcht van gas naar elektriciteit ten opzichte van een reguliere gasketel. De verandering in CO₂-uitstoot is berekend gegeven een prijs om te switchen van 22, 32, 40, 60, en 70 €/MWh.

In de doorrekening van het klimaatakkoord door PBL [6] wordt uitgegaan dat de elektriciteitsprijs in 2030 fluctueert tussen € 32 en € 62 per MWh. Voor de rest van de analyse zullen we aannemen dat het sturen op lage prijzen een reductie van maximaal 50 ton CO₂ per MWh oplevert. Dit percentage kan hoger zijn indien een scenario wordt aangenomen met een grotere volatiliteit in de elektriciteitsprijs. Naast de uitstoot per MWh zijn ook het aantal draaiuren relevant. In de data van 2017 [7] zijn de prijzen ongeveer 3% van de tijd laag genoeg voor de retrofit boiler om elektriciteit te gebruiken. In de klimaatakkoord doorrekening wordt in 2030 gerekend met een gasprijs van € 30 per MWh. Deze prijs is op de grens van de volatiliteit die wordt aangegeven voor de elektriciteitsprijzen. Daarom nemen we aan dat in 2030 de retrofit boiler voor maximaal 5% van de tijd op lage marktprijzen kan draaien. De resultaten van deze situatie in 2017 en 2030 zijn weergegeven in Figuur 7.



Figuur 7. Geschatte delta van CO₂-uitstoot per jaar ten opzichte van een gasketel voor een elektroboiler in 2017 en in 2030. Voor een overzicht van de kengetallen voor CO₂-uitstoot, zie Tabel 1, en voor de aannames over de energiemix in 2030, zie Tabel 2.

Voor de CO₂ reductie bij het sturen op lage prijzen moet rekening worden gehouden dat het niet direct aan te tonen is dat het betreffende elektriciteitsverbruik daadwerkelijk bijgedragen heeft aan verduurzaming. De boiler draagt namelijk niet direct bij aan verduurzaming van de energiemix en de duurzame opwek zal naast de elektriciteit ook Garanties van Oorsprong verkopen aan andere partijen.

Er is in dit scenario geen direct aantoonbare link tussen duurzaam opgewekte elektriciteit en het gebruik van elektrisch verwarmen.

In de business case analyse wordt ook gekeken naar het sturen van het elektrische element op de systeemdiensten van TenneT (regelvermogen en noodvermogen). Voor het handelen op deze diensten rekenen we met CO₂ uitstoot van volledige elektrificatie. Het aanbieden van systeemdiensten heeft een faciliterend effect voor netbeheer, deze effecten zijn in deze studie niet gekwantificeerd.

2.2.4 Koppeling aan duurzame opwek

De retrofit ketel kan ook worden ingezet op het moment dat duurzame energie wordt opgewekt. Hiertoe wordt een directe afspraak gemaakt met de leverancier van duurzame energie. We zullen in deze casus kijken naar de mogelijkheid voor koppeling met zonne- en windenergie. Hiervoor is het aantal vollasturen van de verschillende technologieën van belang, dit bepaalt namelijk de hoeveelheid duurzame energie die gebruikt kan worden in de elektrische boiler. In de uren waarin er geen duurzame energie wordt opgewekt zal de boiler verwarmen met behulp van aardgas. In Tabel 3 zijn de verschillende vollasturen weergegeven met bijbehorende CO₂ besparing ten opzichte van het volledig verwarmen met gas. Hieruit is te zien dat de meeste besparing te behalen is door te koppelen aan Wind op Zee, in het vervolg van de analyses zullen we in deze casus uitgaan van het koppelen aan Wind op Zee. In deze casus zijn de scope 1 en scope 2 besparingen aan elkaar gelijk.

Tabel 3. Aannames voor de vollasturen in 2030 (bron PBL).

Energiebron	Vollasturen	CO ₂ besparing (ton CO ₂ -eq)
Zon-PV	900	118
Wind op Land	3200	667
Wind op Zee	4300	900

3 Elektrificatie bestaande gasgestookte ketels

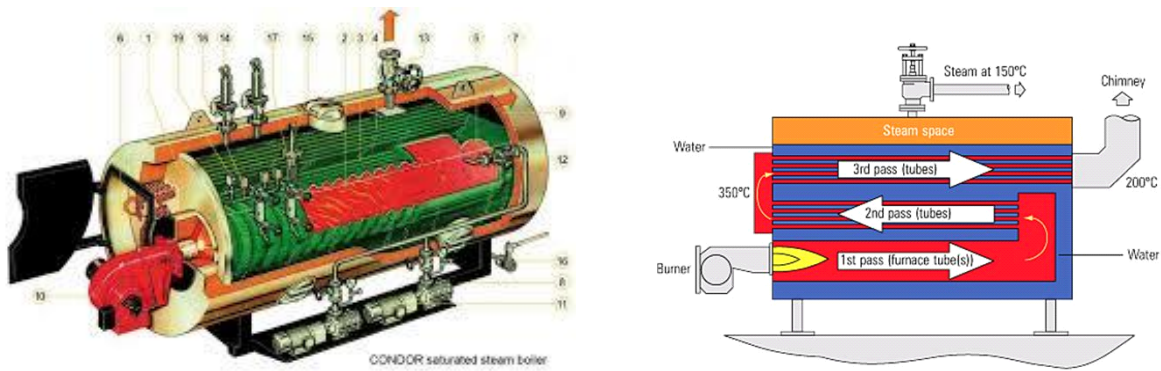
3.1 Soorten gasgestookte ketels

Er bestaan verschillende type industriële gasgestookte ketels voor de productie van heet water en stoom, welke grofweg zijn onder te verdelen in:

- Vuurgang(vlampijp)ketels
- Waterpijpketels
- Thermische olieketels

Vuurgangvlampijpketels

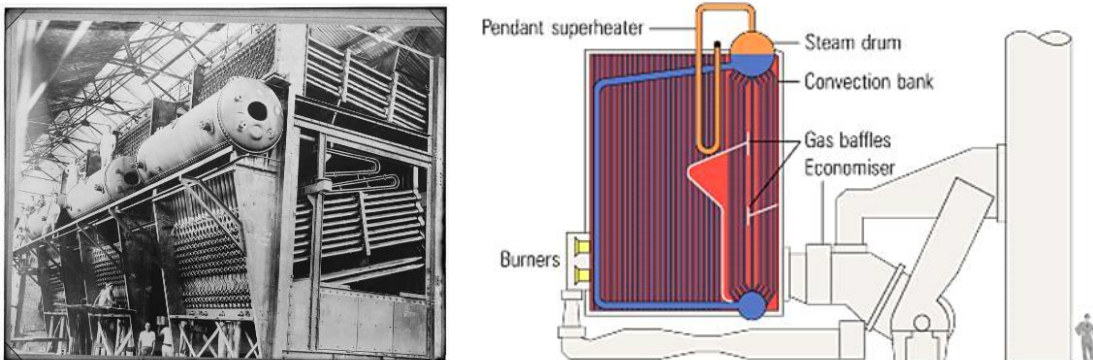
Vuurgangvlampijpketels zijn lage druk ketels en worden gebruikt voor de productie van heet water en stoom, en worden meestal toegepast bij stoomdrukken tot 30 a 40 bar en een stoomcapaciteit tot 70 t/h. De ketel bestaat uit een cilindrisch lichaam waarin in een of meerdere vuurgangen zijn ondergebracht, hiernaast kunnen één of meerdere keerkasten (twee- of drie- of viertreks) met vlampijpen worden toegepast. Een gas (of olie) gestookte brander is aangebracht op de vlamkast aan de voorzijde van de ketel bij de inlaat van de vuurgang. Het ketelwater bevindt zich in het cilindrisch lichaam en wordt verwarmd door rookgassen die door de vuurgang en de vlampijpen stromen.



Figuur 8 Voorbeelden van een drietreks vlampijpketel (Standard Fasel, Spirax Sarco)

Waterpijpketels

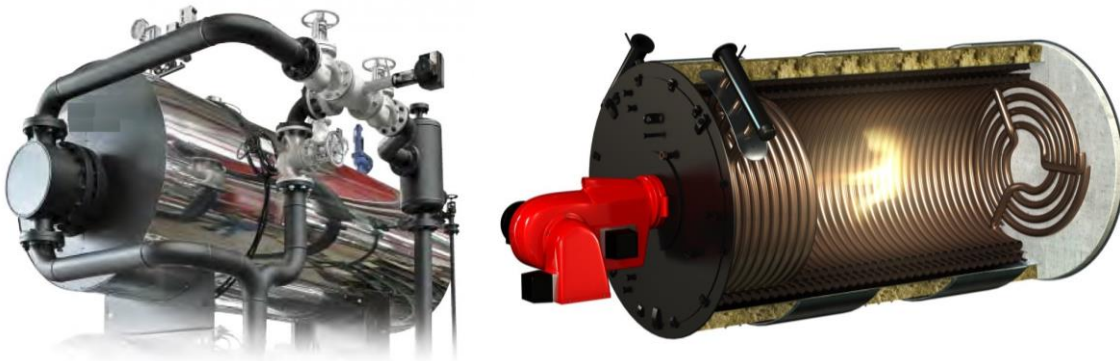
Voor midden- tot (zeer) hoge stoomdrukken (25-300 bar) en grotere stoomcapaciteiten (tot 1500 MW) past men waterpijpketels toe. Een waterpijpketel is in feite het omgekeerde van een vlampijpketel. Bij waterpijpketels bevindt het ketelwater zich in de pijpen en vindt de verbranding plaats in een vuurhaard die door pijpenbundels en pijpschermen wordt gevormd. Waterpijpketels en vlampijpketels zijn constructief zeer verschillend van elkaar. Waterpijpketels kenmerken zich doorgaans door hun grote afmetingen en rechthoekige vormen. Waterpijpketels kunnen voorzien zijn van meerdere branders en komen voor in verschillende uitvoeringen.



Figuur 9 Voorbeeld van een waterpijpketel (Babcock & Wilcox, Spirax Sarco)

Thermische olieketels

Thermische olieketels worden in de procesindustrie vaak als hoogwaardig alternatief voor stoomsystemen ingezet. De ketel bestaat veelal uit een cilindrisch lichaam waarin in ieder geval een vuurgang met één of meerdere spiraalvormige buizenbundels waar de thermische olie door stroomt, is ondergebracht. Voordeel is dat temperaturen tot ongeveer 400°C kunnen worden bereikt, zonder dat daar speciale hoge druk apparatuur of leidingwerk voor nodig is. Tevens vindt er door de afwezigheid van ketelwater geen interne verkalking of corrosie plaats in de ketel plaats.



Figuur 10 Voorbeeld van een thermische olieketel (Cal Trading, Konutherm)

3.1.1 Retrofit mogelijkheden voor elektrificatie

Om het elektrificatiepotentieel te bepalen is eerst gekeken naar welke type gasketels hiervoor vanuit technisch oogpunt in aanmerking komen. Het hybride maken van een gasgestookte heet water-, stoom- of olieketel middels elektrificatie kan op verschillende manieren. Zowel het verwarmend medium (rookgas) als te verwarmen medium (ketelwater, olie) kunnen middels elektrificatie worden verwarmd.

Rookgasverwarming

Wanneer een elektrische luchtverwarmer parallel aan de gasbrander wordt geplaatst kan ketelwater of thermische olie worden verwarmd met warme lucht (of een ander gasvormig medium) i.p.v. rookgas, zonder dat er verder aan of in het ketellichaam iets hoeft te worden aangepast. Echter, dit concept stuit op problemen vanwege de lage soortelijke warmte van lucht en de benodigde constructieve aanpassingen vanwege de niet aanwezige ruimte voor het plaatsen een elektrische luchtverwarmer op de vlamkast.

Ketelwater- of olieverwarming

Met elektrische weerstandselementen is het mogelijk om ketelwater of thermische olie direct of indirect te verwarmen. Bij een gasgestookte vuurgangvlampijpketel is het mogelijk om een elektrisch weerstandselement in het waterbad te plaatsen, waardoor het ketelwater direct verwarmd kan worden. Omdat het te verwarmen medium bij waterpijpketels en thermische olieketels hoofdzakelijk door pijpen of een spiraal stroomt is dit bij deze ketels niet op deze manier mogelijk. Naast de constructieve en proces technische uitdaging (weerstand, drukval) is de ruimte binnenin de pijpen niet toereikend voor het plaatsen van elektrisch weerstandselementen. Hierdoor is alleen indirecte verwarming mogelijk door het plaatsen van elektrische elementen rondom de pijpen of spiraal, wat resulteert in complex maatwerk en vanuit retrofit oogpunt niet is aan te raden.

Tabel 4 Diverse type gasketels en geschiktheid voor retrofit-elektrificatie van het te verwarmen medium vanuit constructief/technisch oogpunt (slecht -, voldoende o, goed +)

	Indicatieve druk of temperatuur	Indicatieve capaciteit	Elektrificatiepotentieel
Vuurgangvlampijpketels			
- Heetwater	≤ 30 bar	≤ 50 MW	+
- Stoom	≤ 40 bar	≤ 70 t _{stoom} /h/ ≤ 50 MW	o
Waterpijpketels	25-300 bar	25-1000 t _{stoom} /h 20 -700 MW	-
Thermische olieketels	$\leq 400^{\circ}\text{C}$	~ 25 MW	-

Flow heater

Een alternatieve manier om ketelwater of thermische olie te verwarmen is d.m.v. het parallel schakelen van een doorstroom verwarmers (flow heater). Hierbij is het een vereiste dat het te verwarmen medium eenvoudig aan het ketellichaam kan worden onttrokken voordat het als gereed product het ketellichaam verlaat. Het heeft hierbij de voorkeur om gebruik te maken van bestaande aansluitingen op de gasketel, zodat geen inbreuk hoeft te worden gemaakt op het ketellichaam. Vanwege het grote waterbad bij vuurgang(vlampijp)ketels komt dit type ketel hiervoor het meest in aanmerking. Een mogelijke optie is om de spuileiding onderaan het ketellichaam te gebruiken om ketelwater af te tappen en dit middels een flow heater te verwarmen waarna het warme water wordt teruggevoerd naar het waterbad in de ketel.

Op basis van bovenstaande argumentatie moet worden geconcludeerd dat van de geanalyseerde drie soorten gasketels alleen de vuurgang(vlampijp)ketel in aanmerking komt om te worden omgebouwd tot hybride ketel middels een retrofit. Hierbij zijn twee opties geïdentificeerd:

1. Het toepassen van een elektrisch weerstandselement in het ketellichaam
2. Het toepassen van een parallel geplaatste flow heater.

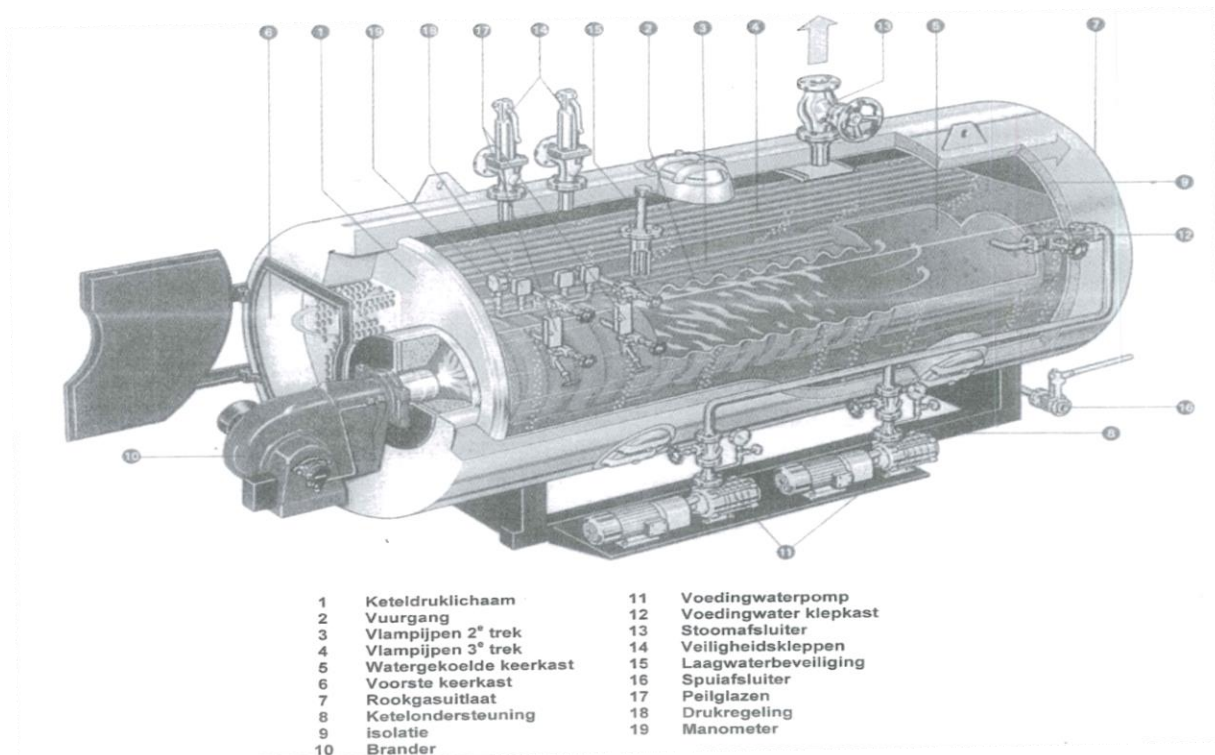
3.2 Ontwerp hybride gasketel

De twee geïdentificeerde opties uit bovenstaande analyse worden hieronder verder technisch uitgewerkt.

3.2.1 Vuurgangvlampijpketel

Er zijn grofweg 4 verschillende soorten cilindrische vuurgangvlampijpketels voor warm water en/of stoomproductie welke er staan opgesteld bij Nederlandse bedrijven/ instellingen:

- 1-treks ketel (warm water productie, zijn vaak hele oude ketels, interessant voor elektrificatie)
- 2-treks ketel (vlam omkeer ketel, geringe waterinhoud, thermisch vermogen tot ca. 3,5 MW)
- 3-treks ketel met enkele vuurgang (onderscheid tussen vuurgang aan zijkant en onderkant)
- 3-treks ketel met dubbele vuurgang (twee branders, grotere thermische vermogens)

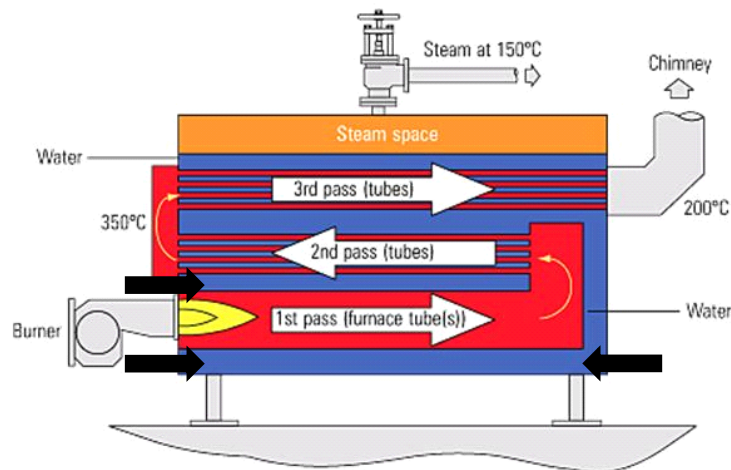


Figuur 11 Afbeelding gasgestookte 3 treks vlampijpketel met vuurgang aan de zijkant [Standard Kessel]

Nadere analyse van diverse gasgestookte 3 treks vlampijpketels met een schaalgrootte van 6, 10 en 12 ton stoom per uur wijst uit dat een 3-treks stoomketel met een thermisch vermogen vanaf ca. 7 MW (ca. 10 ton stoom/h) geschikt is om te voorzien van elektrische weerstandselementen. Hierbij hebben ketels met de vuurgang aan de zijkant (zie bovenstaande figuur) een groter potentieel dan wanneer de vuurgang aan de onderzijde zit. Dit komt door de ruimte welke intern aanwezig is tussen de vuurhaard, vlampijpen en romp. Kleinere ketels hebben dermate weinig ruimte tussen onderlinge componenten dat het simpelweg niet mogelijk is om een aansluiting te maken waar een elektrisch weerstandselement met voldoende thermisch vermogen in past. Tevens is het ook vaak minder goed mogelijk om tijdens periodiek onderhoud/keuring een goede inspectie te doen aan het elektrisch element omdat de ketel onderin beperkt of niet te betreden is.

Het waterniveau in een vlampijpketel staat tot boven het niveau van de bovenste pijpenbundel (in dit geval de 3^e trek). Het elektrisch element dient in het waterbad geplaatst te worden. Afhankelijk van het type vlampijpketel kan dit onder de vuurgang (1^e trek) of tussen de vuurgang en de pijpenbundel van de 2^e trek (Figuur 12).

Het is wenselijk om een gelijkmatige warmteverdeling in de ketel te hebben. Ten gevolge van warmteopwekking ontstaan wervelingen in de ketel, die zijn over het algemeen opwaarts. Zonder wervelingen heb je geen goede verdeling van de warmte. Het element dient geplaatst te worden op een plek waar voldoende stroming van het water plaatsvindt, zodat het element zo veel mogelijk warmte afgeeft. Hierbij dient wel rekening te worden gehouden dat zowel de flensaansluiting als het elektrisch weerstandselement bestand moet zijn tegen de mechanische belasting die optreden ten gevolge van de genoemde wervelingen.



Figuur 12 Plaatsingsmogelijkheden elektrisch weerstandselement ter hoogte van zwarte pijlen [Spirax Sarco]

Alvorens een ketel in aanmerking komt om een retrofit uit te voeren is het altijd verstandig om een restlevensduur onderzoek uit te laten voeren. Het is raadzaam een restlevensduur van minimaal 10 jaar te hanteren. Stoomketels kunnen over het algemeen lang mee mits naar behoren bedreven. De waterkwaliteit van de ketel dient dan ook absoluut in orde te zijn. Bij een restlevensduur onderzoek wordt de staat van onderhoud beoordeeld, en dan in het bijzonder het druklichaam zelf. De nadruk wordt hierbij gelegd op de waterzijdige kant van de ketel, corrosie of afzetting kunnen schade aan een druklichaam toebrengen waardoor de restlevensduur ernstig zal afnemen. Het moge duidelijk zijn dat een ketel met dergelijke problemen niet in aanmerking komt voor flinke investeringen als een retrofit.

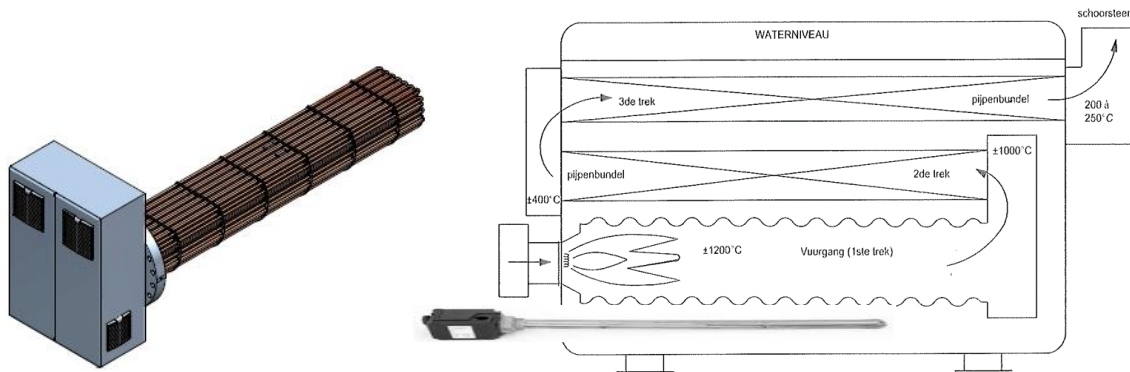
3.2.1.1 2.2.1.1 Optie 1: Elektrificatie vuurgangvlampijpketel met elektrisch verwarmingselement

Als referentiecasse is een gasgestookte 3 treks vlampijp stoomketel met een thermisch vermogen van 7,3 MW genomen, waarbij een insteek flenselement in het ketellichaam wordt geplaatst. Hieronder staan de belangrijkste specificaties en benodigde aanpassingen opgesomd.

- Beschikbare afmetingen: 420x320x3500mm
- Inbouw flenselement: DN300/1MW/690V (zie Figuur 13)
- Aanpassingen ketel
 - Mechanisch: voorziening DN300 flens (aansluiting heater)
 - Elektrisch: voorziening 1MVA (aansluiting heater)
 - Aanpassing drukontwerp van de ketel

Indien bovenstaande ketel wordt aangepast zoals hierboven omschreven, dan kan maximaal ca. 14% van het huidige thermische vermogen worden geëlektrificeerd of als ketelvermogen worden geüpgraded.

De beste methode is om een separate flensaansluiting op het front van het druklichaam aan te brengen waarin het element geplaatst wordt. Als dit namelijk aan de dekselaansluiting van een bestaand mangat of slibgat wordt gekoppeld bestaat de kans dat er lekkage zal optreden doordat het element hieraan hangt.



Figuur 13 Inbouw flenselement met elektrakast (Huikeshoven) en positionering in de stoomketel

Het element dat toegepast wordt voor de referentiecasse is verkrijgbaar voor verschillende vermogens en flensgroottes en heeft een maximale lengte van 3,5 meter. Dit type elementen is geschikt tot bedrijfstemperaturen van 750°C en 35 bar (drukklasse flensaansluiting).

De exacte grootte van de aansluiting is sterk afhankelijk van het vermogen van het element. Een eerste schatting komt uit op minimaal Ø219 mm (DN200) voor een vermogen van 500 kW met een maximale lengte van 3.5 meter. In de praktijk kan het qua ruimte beter zijn om twee kleine elementen te plaatsen in plaats van een groot element.

Tabel 5 Overzicht elektrische vermogens flenselementen met bijbehorende flensgrootte

Flensgrootte	Elektrisch vermogen
DN200	0,5 MW
DN300	1 MW
DN400	1,5 MW
DN500	2 MW

De specificaties/dimensies van elektrische flenselementen en vlampijpketels in ogenschouw nemend leidt tot een eerste schatting dat in de praktijk ca. 10% van het thermisch vermogen van een gasketel elektrisch kan worden opgewekt. Dit hangt mede samen met de positionering van vuurgang (onder of zijkant), vlampijpen en de aanwezigheid van kamsteunen welke zorgen voor een versteviging tussen fronten en romp.



Figuur 14 Voorbeeld van kamsteunen in een ketel

Deze kunnen mogelijk in de weg zitten. Voor een bestaand luik staan geen kamsteunen, dan kan je aan de andere zijde van een ketel een flens maken. Gebruik maken van een bestaand inspectieluik is geen optie.

Beperkingen worden gevormd door de gat verzwakking die men aanbrengt tijdens het plaatsen van een dergelijke flensaansluiting. DN300 is voor de beschouwde ketel van 7,3 MW het absoluut maximale. Omdat er een wijziging wordt gemaakt aan een drukvat wat valt onder richtlijn drukapparatuur (in geval van een stoomketel >0,5 bar), dienen deze beperkingen te worden gecontroleerd door een Notified Body⁵ door het overleggen van een drukvatberekening. Hierin wordt berekend of de ketel met de bestaande wanddiktes nog binnen de PED richtlijnen vallen⁶.

Invloed elektrificatie

Bij hybride bedrijven van de installatie dient het regelsysteem elektrisch verwarmen in te schakelen en verwarming met aardgas af te schakelen. De besturing voor hybride bedrijf dient zodanig opgebouwd te zijn dan deze bij het bereiken van de werkdruk de warmtebron (Gas en Elektra) afschakelt. Bij het bereiken van de beveiligde maximale systeemdruk dient ook de warmtebron te worden afgeschakeld. Hierna is er nog een mechanische beveiliging welke het systeem beveiligd tegen overdruk hoger dan de concessiedruk. Regeltechnisch dient de gehele besturing van de installatie aangepast te worden (fail safe en akkoord bevonden door een Notified Body en SCIOS⁷) daar de ketel een warmtebron betreft i.c.m. een drukvat.

De installatie dient voorzien te zijn van een CE-keur, dan wel samenstel CE evenals NEN 1010 certificering⁸. De CE-keur voor het elektrisch element moet toegevoegd worden aan de CE-keur van de installatie, ook als het een ketel betreft zonder CE-keur (<2001). Hierna zal er aansluitend een keuring voor ingebruikname (KVI) uitgevoerd dienen te worden door een Notified Body. Ook dient er een EBI⁷ inspectie plaats te vinden door een SCIOS gecertificeerde keuringsinstantie.

3.2.1.2 Alternatief concept: Elektrificatie vuurgangvlampijpketel middels bypass met flow heater

Voor dit concept wordt uitgegaan van het gebruik van de spuileiding (Figuur 15) onderaan de vuurgangvlampijpketel om ketelwater af te tappen en dit middels een flow heater te verwarmen alvorens het warme water wordt teruggevoerd naar het waterbad in de ketel. Naast de flow heater zijn hiervoor in ieder geval een T-stuk en een pomp nodig.

Voor dit concept wordt geen inbreuk op het ketellichaam gemaakt, wat voordelen heeft vanuit zowel constructief oogpunt als ten aanzien van regelgeving. Ook is het elektrificatieaandeel in potentie groter omdat inpassing van een elektrisch element in het ketellichaam wordt vermeden, waardoor de beperkt aanwezige ruimte hierin geen obstakel meer is.

Er dient wel rekening te worden gehouden met het feit dat een flow heater alleen het ketelwater kan voorverwarmen (voelbare warmte). Bij stoomproductie dient het verdampen van het ketelwater dus nog steeds plaats te vinden door de gasbrander (verdampingswarmte). De verhouding voelbare warmte: verdampingswarmte is voor lage- tot middendruk stoom in de ordegrootte van 0,2 tot 0,3. Dit houdt in dat tot ca. 30% van het ketelvermogen geëlektrificeerd kan worden. Voor een hogere stoomdruk van 40 bar is dit 40%.

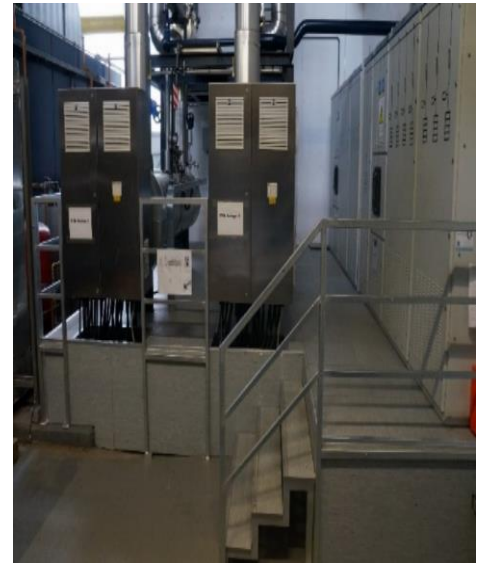
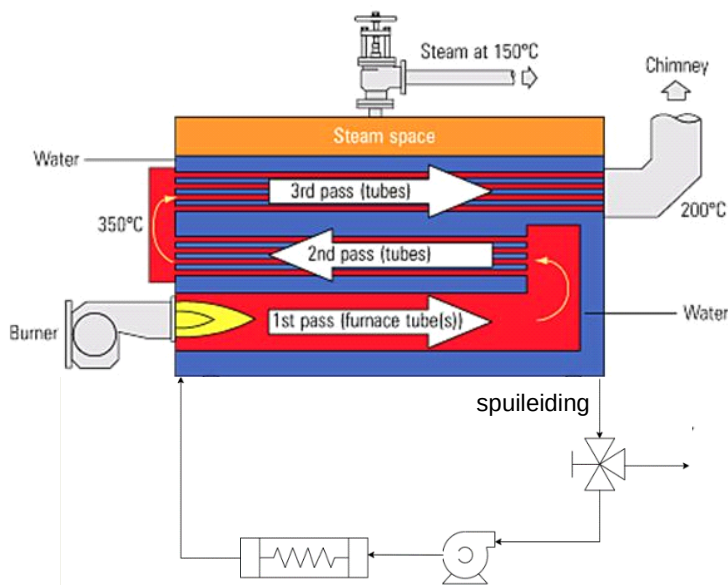
⁵ Een aangewezen keurende instantie. Door een raad van accreditatie aangewezen instantie die toezicht houdt op drukvaten in Nederland.

⁶ Regels voor toestellen onder druk (Pressure Equipment Directive)

⁷ SCIOS is een certificeringsregeling met deelregelingen voor inspectie van stookinstallaties en elektrische installaties en arbeidsmiddelen en explosieve installaties

⁷ EBI staat voor Eerste Bijzondere Inspectie waarbij binnen zes weken na in bedrijf name wordt gecontroleerd en gerapporteerd of de installatie aan het ontwerp en aan de geldende normen en voorschriften voldoet

⁸ alles voor 2001 heeft geen CE-keur, ketel, gasbrander, bedieningspaneel, alles moet bij elkaar in een verklaring



Figuur 15 Voorbeeld van flow heater concept (links) en standalone flow heaters voor warm water (rechts)

Hieronder staan de belangrijkste specificaties en benodigde aanpassingen opgesomd aan de bestaande gasketel opgesomd.

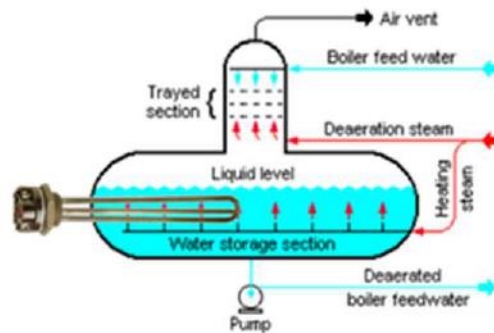
- Aanpassingen ketel:
 - Mechanisch: voorziening 2x DN80 flens (aansluiting heater)
 - Elektrisch: voorziening 2 of 3 MW (aansluiting heater)
 - Aanpassing drukontwerp van de ketel

3.2.2 Alternatieve retrofittoepassingen

Alternatieve toepassing om het elektrificatiepercentage van warm water- en stoomprocessen te verhogen is het toepassen van verwarmingselementen in de ontgassertank van de stoomketel⁹. Normaal wordt in de ontgasser voedingswater ontgast door het injecteren van stoom. Door toepassing van een elektrisch element zal er minder stoom benodigd zijn om de ontgasser op temperatuur te houden wat een reductie van stoomverbruik en hierdoor als direct gevolg een reductie van het gasverbruik zal betekenen.

Plaatsing van verwarmingselementen in een ontgassertank is doorgaans goed te realiseren daar er in de meeste ontgassertanks voldoende vrije ruimte voor deze elementen beschikbaar is. Tevens vallen de meeste ontgassertanks buiten de PED keuringsplicht waardoor de realisatiekosten relatief laag kunnen blijven. Ditzelfde concept zou ook voor condensaat tanks en buffertanks toegepast kunnen worden.

⁹ Dit concept wordt nader geanalyseerd in een Joint Industry Project bij EMMTEC Services.



Figuur 16 Voorbeeld van elektrisch weerstandselement in ontgasser

Hiernaast kunnen weerstandselementen ook in het cv-leidingwerk worden geplaatst (aanvoer/retour op de ketel) mits de stromingssnelheden acceptabel zijn voor het element en proces. Daarnaast dient de waterkwaliteit in het systeem binnen de ontwerp grenzen te vallen.

3.3 Besturing

Regeling voor Demand Response sturing

Hybride bedrijf zal als voorkeur verkozen worden boven gasbedrijf, dit wil zeggen dat in de praktijk bij warmtevraag het verwarmingselement als eerste zal inschakelen en indien deze niet voldoende capaciteit levert om aan de warmtevraag te voldoen de gasbrander in bedrijf zal komen. Bij afname van de warmtevraag zal de volgorde precies andersom zijn, de gasbrander zal als eerste terug lopen in vermogen en uitschakelen, hierna zal het verwarmingselement afschakelen. *Het regelsysteem moet kunnen reageren op een signaal vanuit de elektriciteitsmarkt om te schakelen tussen elektriciteit en gas.* In een praktijkcase zal een aggregator betrokken worden om dit signaal te leveren.

Besturingseisen t.a.v. veiligheid

- Laag niveau
 - Ter voorkoming dat het VO (verwarmd oppervlak) van de ketel droog komt te staan moet een laag niveau beveiliging worden toegepast. Laag niveau sensoren (zoals b.v. Water Level Electrode Gestra NRG 16-50) worden boven in de stoomketel gemonteerd, dienen dubbel-kortsluitvast te zijn en tevens SIL3 classificering te hebben. Daarnaast dienen deze nog eens redundant uitgevoerd te zijn op de stoomketel.
- Maximale stoomdruk
 - Pressostaat
 - Ter voorkoming van overschrijding van de maximale werkdruk in het ketellichaam moet een SIL 3 geclassificeerde maximum stoomdruk pressostaat worden toegepast. De pressostaat wordt boven op de stoomketel gemonteerd en is bedoeld om de brander of elektrisch weerstandselement af te schakelen als de aan/uit pressostaat faalt. Dit ter voorkoming van het openen van de mechanische beveiliging op de stoomketel (veiligheidskleppen).
 - Mechanische beveiliging
 - De stoomdruk in de ketel mag nooit verder oplopen dan 15% boven de toegestane werkdruk. Naast bovengenoemde pressostaat moeten op de ketel een of meerdere mechanische veiligheidskleppen aanwezig te zijn. Dit kan een veerbelaste- of gewichtsbelaste veiligheidsklep zijn. Wanneer de maximale toegestane keteldruk wordt overschreden dan opent de veiligheidsklep en wordt stoom afgeblazen.
- Vlambeveiliging

- De vlambeveiliging zorgt ervoor dat de brander wordt afgeschakeld als er een foutieve vlam wordt geconstateerd. Dit kan met behulp van een ionisatie pen of een UV-cel.
- Kortsluitbeveiliging
 - Bij een kortsluiting treden zeer grote stromen op die kabels en installaties kunnen beschadigen. Hierom moet elke kortsluiting d.m.v. een beveiligingssysteem zo snel mogelijk worden afgeschakeld door smeltveiligheden die de kortsluitstroom onderbreken of vermogensschakelaars die openen middels een uitschakelcommando van de beveiliging.

De stand der techniek van de besturing van de bestaande stoomketel is bepalend in welke aanpassingen er aan de besturing moeten worden gedaan voor hybride bedrijf. De specifieke aanpassingen die moeten worden gemaakt aan de besturing van een ketel hangen af van de huidige besturing. Bij een geavanceerd systeem kan met software aanpassingen veel gerealiseerd worden, anders dient een nieuw regelsysteem aangeschaft te worden.

3.4 Kostencalculatie retrofitpakket

Op basis van de eerste ontwerpresultaten is een cost-breakdown opgesteld voor de voorgestelde opties ter elektrificering van gasketels. Deze kostenschattingen zijn opgesteld voor het elektrificeren van een gasketel van 7,3 MW. Dit betekent dat er met een retrofit 1 MW elektrificatie wordt opgesteld en met een flowheater 2 MW. Onderstaand zijn de kostenschattingen voor het retrofitpakket, inclusief installatie en keuring, weergegeven.

- Optie 1 budget:	
Heater DN300/1MW	k€ 20-25
Control system (geavanceerd)	k€ 65-70
E-Installation & Commissioning	k€ 20-25
Aanpassingen stoomketel	k€ 140
	----- +
	k€ 245-260
- Optie 2 budget:	
Bypass flowheater + pump DN600/2MW	k€ 50-60K
Control system (geavanceerd)	k€ 100-120K
E-Installation & Commissioning	k€ 40-50K
Aanpassingen stoomketel	k€ 80-100K
	----- +
	k€ 270-330

De aanpassingen stoomketel bestaan uit de volgende werkzaamheden:

- Inschatting restlevensduur
- Engineering van de gasketel
- Berekening gatverzwakking
- Aansluiting flens maken
- Aanpassen/aansluiten Besturing
- Montage

Op basis van standaardisatie is ingeschat dat er een kostenverbetering mogelijk is van 10-25%. De voornaamste kostenbesparingen zitten in de aanpassingen aan de stoomketel en het regelsysteem. De besparing komt voort vanuit standaardisatie van het regelsysteem.

4 Business case voor elektrificatie van bestaande gasketels

Dit hoofdstuk behandelt de business cases van de vier casussen, zoals ook beschreven in hoofdstuk 1. In de business case wordt een vergelijk gemaakt tussen het retrofitten van de gasketel en het plaatsen van een elektrische weerstandsboiler. Bij dit alternatieve concept wordt een volledig elektrische weerstandsboiler parallel aan de gasboiler geplaatst. We gaan ervanuit dat deze weerstandsboiler op dezelfde manier wordt ingezet als het elektrische element in het retrofit concept. Het concept van een parallelle boiler wordt in deze studie niet verder uitgewerkt. In de business case analyse wordt gekeken naar de benodigde investering, onderhoudskosten en opbrengsten door het aanbieden van flexibiliteitsdiensten of inkopen van elektriciteit. De business case wordt geanalyseerd door het verschil te nemen ten opzichte van het referentiescenario waarin de gasketel blijft staan en de volledige warmtevraag invult.

De 4 casussen verschillen in de business case niet alleen op het aantal draaiuren, maar ook op de opbrengsten en energiekosten. De belangrijkste kenmerken van de casussen zijn:

- a. **Volledig gas:** De volledige warmtevraag wordt voldaan door middel van aardgas, dit wordt gebruikt als referentiescenario. In deze casus wordt geen investering gemaakt en zal alleen de aardgasprijs impact hebben op de energiekosten.
- b. **Volledige elektrificatie:** De volledige warmtevraag wordt opgewekt met elektriciteit. In deze casus wordt geïnvesteerd in elektrificatie, en alle momenten dat warmte gevraagd wordt zal dit elektrisch worden opgewekt.
- c. **Switchen bij lage prijzen:** De ge-retrofittede ketel switcht naar elektriciteit als de elektriciteitsprijs onder een bepaald niveau zit. Hiervoor zijn een aantal varianten:
 1. **APX:** De elektriciteitsprijs op de day-ahead markt (APX) wordt gebruikt om een keuze te maken of er elektrisch verwarmd wordt.
 2. **aFRR (regel- en reservevermogen):** In deze variant wordt ook op de day-ahead markt een keuze gemaakt om elektrisch te verwarmen. Daarnaast wordt op de regel- en reservevermogen markt van TenneT¹⁰ actief geboden. Dit betekent dat er elektrisch verwarmt gaat worden indien de prijs lager is dan de gasprijs, óf hoger dan de ingekochte elektriciteitsprijs. Dit actief bieden is momenteel in een pilotfase. Een business case op deze markt heeft een hoger risico vanwege een hoge onzekerheid in de opbrengsten.
 3. **mFRR (noodvermogen):** De laatste variant is het aanbieden van het elektrisch vermogen als noodvermogen bij TenneT. Hiervoor wordt een capaciteitsvergoeding geboden. Het element kan dan niet op andere markten ingezet worden. Om dit in de praktijk te realiseren zal een pool van minimaal 20 MW opgezet moeten worden. Een business case op deze markt heeft een hoger risico vanwege een hoge onzekerheid in de opbrengsten. De opbrengsten laten een dalende trend zien.
- d. **Koppeling aan duurzame opwek:** De ge-retrofittede gasketel switcht naar elektriciteit als offshore windmolens elektriciteit produceren. Voor ontwikkelaars en exploitanten van windparken op zee zoals consortium partner Eneco vormt de elektrificatie van de industrie een mogelijkheid om langjarige contracten met afnemers te sluiten, zodat het risicoprofiel en rendement voldoende

¹⁰ Productinformatie regelvermogen TenneT

blijven om nog te kunnen investeren in nieuwe grootschalige bronnen zoals wind op zee. Langjarige afnamecontracten worden nog belangrijker in geval van subsidievrije tenders, omdat bedrijven en financiers dan volledig blootgesteld worden aan de risico's van prijsschommelingen op de groothandelsmarkt. Voor de volledige looptijd wordt daarom een prijsafpraak gemaakt met de afnemer van elektriciteit.

In Tabel 6 worden de algemene aannames van de business case berekening op een rijtje gezet. We houden in de business case berekeningen geen rekening met vennootschapsbelasting¹¹ omdat de business cases allen een negatieve kasstroom hebben en de vermindering in belasting een vertekend beeld geven.

Tabel 6 Algemene aannames voor de business case berekening

ALGEMEEN		
Tijdsbestek	jaar	10
Discount rate	%	7%
Prijsafpraak "wind op zee"	€/MWh	40

In Tabel 7 staan een aantal additionele economische aannames beschreven. De ancillary services zijn flexibiliteitsdiensten die kunnen worden aangeboden aan TenneT. We maken hier onderscheid tussen het regelvermogen (aFRR) en noodvermogen (mFRR). Deze markten zijn van toepassing in twee specifieke casussen (c2 en c3). Voor beide markten zijn de prijzen tussen 2016 en 2018 geanalyseerd en is op basis van deze analyse een gemiddelde opbrengst per MW per jaar aangenomen. In deze analyse is ervan uitgegaan dat 80% van de waarde daadwerkelijk gerealiseerd wordt. De daadwerkelijke waarde die gerealiseerd kan worden door middel van Ancillary Services is hoogst onzeker. Een business case op basis van deze markten heeft daardoor een hoog risico.

De capaciteitstarieven zijn van belang als er extra elektriciteitsverbruik op een aansluiting wordt gerealiseerd en worden in rekening gebracht door de netbeheerder. De getallen die worden aangenomen zijn het gemiddelde van alle netbeheerders voor een 1 -20 kV aansluiting op het distributienet. De casus waarin wordt gestuurd op de noodvermogen markt heeft een laag aantal momenten waarop het elektrisch elementen wordt ingezet, we nemen daarom aan dat slechts 4 maanden de kW_{max} overschreden wordt door elektrisch verwarmen.

Het verschil tussen onderhoudskosten van een weerstandsboiler en een retrofit komt doordat een weerstandboiler op temperatuur moet blijven om snel te kunnen schakelen tussen gas en elektriciteit. Daarnaast gaan we ervanuit dat er voor het aanbieden van flexibiliteitsdiensten een aggregator nodig is die een fee over de opbrengsten rekent.

Tabel 7 Economische aannames

Ancillary Services (80 % hit rate)		
Opbrengst Regelvermogen aFRR (Historisch) ¹²	€/MW/Jaar	€ 21.427,00
Opbrengst Noodvermogen mFRR (Historisch) ¹³	€/MW/Jaar	€ 32.000,00
CAPACITEITSTARIEVEN		

¹¹ Hiervoor wordt anders 25% van de winst aangehouden.

¹² Analyse van de prijzen tussen 2016 en 2018. Totale maximum opbrengst vermenigvuldigd met 80% [11]

¹³ Analyse van de prijzen tussen 2016 en 2018. Totale maximum opbrengst vermenigvuldigd met 80% [10]

Capaciteitstarief: Gecontracteerd	€/MW/jaar	€ 12.814,00
Capaciteitstarief: kW _{max}	€/MW/maand	€ 1.491,00
Capaciteitstarief: Normaaltarief	€/MWh	€ 9,16
OPEX		
Onderhoud weerstandsboiler	%/jaar	3%
Onderhoud retrofit	%/jaar	1,5%
Aggregator Fee	%	10%

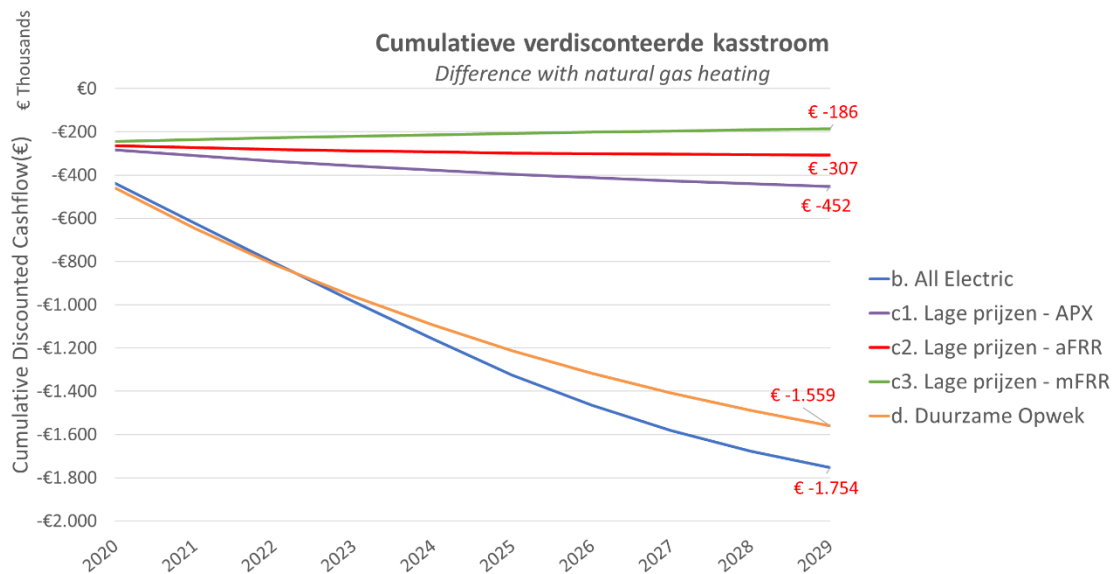
Het technisch concept voor de retrofit is uitgewerkt in hoofdstuk 3. De aannames voor de business case, die zijn weergegeven in Tabel 8, komen uit die technische analyse. De hardware kosten van de weerstandsboiler zijn ingeschat op basis van opgevraagde offertes.

Tabel 8 Technische aannames

TECHNISCH		
Capaciteit gas	MW _{thermisch}	7,3
Capaciteit elektrisch	MW _{thermisch}	1
Vollasturen	uren/jaar	8322
Efficiëntie elektrisch verwarmen	%	99%
Efficiëntie gas	%	90%
CAPEX		
Hardware retrofit elementen	€/MW	€ 90.000,00
Installatiekosten retrofit	€	€ 162.500,00
Hardware weerstandsboiler	€/MW	€ 200.000,00
Installatiekosten weerstandsboiler	€	€ 50.000,00

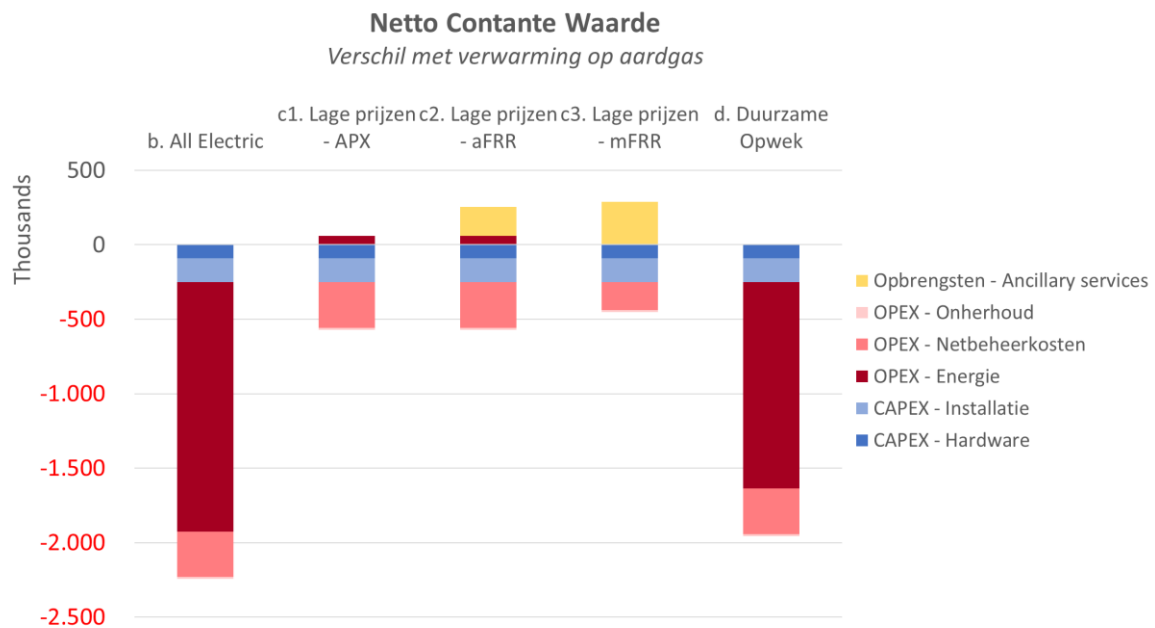
4.1 Resultaten

Voor alle varianten is de business case doorgerekend voor het retrofitten van 1 MW elektrisch vermogen in een bestaande 7 MW gasketel. De investering is in alle gevallen gelijk en de verschillen tussen de casussen worden bepaald door het verschil in sturing op het elektrische element. Vanuit de cumulatieve verdisconteerde kasstroom, zoals weergegeven in Figuur 17, zien we dat alle varianten meer kosten maken ten opzichte van verwarmen op aardgas. De varianten waarin wordt gestuurd op lage prijzen presteren beter dan volledig elektrisch verwarmen en koppeling aan duurzame opwek. Daarnaast is het zichtbaar dat het sturen op ancillary services op dit moment de enige variant is waar de kasstroom positief is ten opzichte van stoken op aardgas, de opbrengsten zijn echter onzeker en onvoldoende om tot een positieve Netto Contante Waarde te komen aan het einde van de looptijd.



Figuur 17 Cumulatieve verdisconteerde kasstroom ten opzichte van volledig verwarmen op aardgas. De waarde aan het einde van de tijdshorizon is de Netto Contante Waarde.

Bij uitsplitsing van de Netto Contante Waarde in onderliggende posten, zoals in Figuur 18, wordt de impact van de verschillende strategieën zichtbaar. Voor alle varianten is de hardware gelijk, en daarmee gekoppeld ook de onderhoudskosten. De variant **All Electric** maakt het hele jaar door gebruik van elektriciteit, deze prijs is ingeschat om hoger te zijn dan de gasprijs, waardoor dit een grote kostenpost vormt. Hetzelfde geldt voor de variant **Duurzame Opwek**, echter het aantal uren dat deze op elektriciteit draait is lager dan voor All Electric. De overige varianten optimaliseren het gebruik van elektriciteit op verschillende markten. Bij het optimaliseren op de **APX** wordt het gebruiken van elektriciteit een waarde ten opzichte van gas in plaats van een kostenpost. Dit gebeurt slechts 6% van het jaar en levert daarom geen opbrengsten die groot genoeg zijn om de extra kosten voor nettarieven op te vangen. Hogere opbrengst kan worden behaald als er naast de APX ook op de regel- en reservevermogen wordt gehandeld, de **aFRR**. Deze opbrengsten zijn significant, omdat de prijzen lagere uitschieters hebben dan op de APX. In deze variant zijn de nettarieven nog steeds substantieel, waardoor de investering niet terugverdiend wordt in de tijdshorizon. In de laatste variant wordt het elektrisch element ingezet voor noodvermogen, **mFRR**. Om hieraan deel te nemen moet het element altijd uit staan, en aangezet kunnen worden als daarvoor een verzoek voor wordt ingediend. Hierdoor zullen er geen extra energiekosten worden gemaakt en zullen de capaciteitskosten lager liggen. De opbrengsten liggen echter ook lager dan voor het regelvermogen. Daarnaast zijn de opbrengsten zeer volatiel. In de analyse zijn de historische opbrengsten tot en met 2018 meegenomen.



Figuur 18 Uitsplitsing van de Netto Contante Waarde voor de verschillende varianten voor een looptijd van 2020-2030.

Doordat de varianten een ander business model hebben, zal ook de mate van elektrificatie verschillen. De varianten waarin gestuurd wordt op prijzen hebben een lagere mate van elektrificatie, en betalen daarom ook minder aan elektriciteitskosten. Van de lage prijzen heeft het regel- en reservevermogen de hoogste elektrificatie, dit is echter wel afhankelijk van hoe vaak het element in praktijk gaat worden afgeroepen.

Tabel 9 Hoeveelheid elektrificatie van de warmtevraag voor de verschillende varianten

Variant	Elektrificatie (MWh/jaar)	Percentage warmtevraag van
B. All Electric	8322	100 %
C1. Lage prijzen – APX	475	5,7 %
C2. Lage prijzen – aFRR	1414	17 %
C3. Lage prijzen – mFRR	1	0 %
D. Duurzame Opwek	4300	51 %

4.1.1 Verbetering investeringskosten

Voor het verbeteren van de investeringskosten voor elektrificatie van de warmtevoorziening kijken we naar de potentiële kostenverlaging van het retrofitpakket en de investeringskosten van een alternatief, het plaatsen van een elektrische weerstandsboiler. Het retrofitten van gasketels is een nieuwe business en daarom zullen de investeringskosten initieel hoger liggen. Voor de potentie van de business case kijken we naar de impact van CAPEX reductie voor de retrofit boiler. De hardware die wordt geïnstalleerd in de gasketel is voornamelijk technologie die al bestaat, de grootste kostenreducties zitten in de regeltechniek en de installatie van het element in de ketel. In de technische evaluatie is ingeschat dat er maximaal een kostenreductie van 25% op de installatiekosten zou kunnen worden gerealiseerd. Deze kostenreductie zorgt voor een lagere investering van € 40.625, welke volledig in de Netto Contante Waarde doorwerkt.

Daarnaast hebben bedrijven andere opties voor het elektrificeren van een gasboiler. Indien er voldoende ruimte is zou er een elektrische weerstandsboiler van 1 MW kunnen worden geplaatst om

dezelfde elektrificatie te behalen als bij het retrofitten van de gasketel. De investeringskosten voor deze weerstandsboiler zijn op basis van opgevraagde offertes ingeschat op € 250.000. Dit is een reductie van € 25.000 ten opzichte van de investeringskosten voor het retrofitten van de bestaande gasketel. Dat betekent dat de huidige kosten voor een weerstandsboiler lager zijn dan de kosten na doorontwikkeling voor het retrofitten van de gasketel. Daarbij dient ook te worden aangetekend dat bij grotere vermogens (20 MW) rekening wordt gehouden met significant lagere investeringskosten per MW. Deze vergelijking is geen onderdeel van deze studie.

In Tabel 10 is zichtbaar dat de varianten die sturen op lage prijzen, meer impact ondervinden van de CAPEX verbetering ten opzichte van de varianten die uitgaan van een basislast. Het plaatsen van een elektrische boiler, inclusief kosten voor het warmhouden van de boiler, levert geen verbetering op van de Netto Contante Waarde ten opzichte van de retrofit. Dit komt omdat de lagere CAPEX niet opweegt tegen additionele OPEX van de boiler.

Tabel 10 Procentuele toename Netto Contante Waarde bij andere investeringskosten CAPEX. Een positieve waarde betekent dat de Netto Contante Waarde verbeterd.

Variant	Toename Netto Contante Waarde	
	25% reductie kostprijs retrofit	Elektrische weerstandsboiler (1MW)
B. All Electric	2%	-2%
C1. Lage prijzen – APX	9%	-7%
C2. Lage prijzen – aFRR	13%	-11%
C3. Lage prijzen – mFRR	22%	-17%
D. Duurzame Opwek	3%	-2%

4.1.2 Prijsscenario's

De business case van het retrofitten wordt voor de varianten 'All Electric' en 'Duurzame Opwek' voor een groot deel bepaald door de energiekosten. De varianten Lage prijzen die op de APX sturen zijn voor de strategie ook sterk afhankelijk van de energieprijzen. We vergelijken daarom de impact van verschillende prijsscenario's voor elektra, aardgas en CO₂ op de business case. In deze studie zijn de scenario's van de Nationale Energieverkenning 2017 en Frontier gebruikt, deze scenario's houden rekening met een toename van duurzame energie met daarnaast een basis van elektriciteit opgewekt uit aardgas. Daarnaast is er een variant doorgerekend waarin er geen veranderingen zijn en de prijzen van 2018 representatief zijn voor alle jaren tot 2030. De gemiddelde prijzen voor de periode 2020-2030 zijn weergegeven in Tabel 11, deze getallen geven geen volledig beeld van de toekomstige energieprijzen en zullen gebruikt worden om te kijken naar de impact op de business case.

Tabel 11 Samenvatting van de prijsscenario's voor elektra, aardgas en CO₂.

Aanname		Nationale Energieverkenning [7]	Frontier [8]	Prijzen 2018
Gemiddelde Elektriciteitsprijs	€/MWh	42,7	51,2	52,6
Elektriciteitsprijs als E<G	€/MWh	10,0	18,3	13,3

Gemiddelde aardgasprijs	€/MWh	24,0	29,3	18,2
Gemiddelde CO ₂ prijs	€/kg CO ₂ eq	11,2	15,0	21,6

De aannames op basis van het Energieverkenning scenario hebben de laagste elektriciteitsprijzen, de laagste CO₂ prijzen en gemiddelde aardgasprijzen. Dit zorgt ervoor dat het scenario voor bijna alle varianten het beste is. Alleen de variant Duurzame Opwek profiteert van een stijging van elektriciteitsprijzen omdat de prijs voor de gehele looptijd wordt vastgezet, ongeacht het prijsscenario. De prijzen van 2018 leveren een negatieve impact op de business case, dit komt doordat de elektriciteitsprijzen hoog zijn en de aardgasprijs relatief laag. Deze impact is een stuk groter dan de impact van de hogere CO₂ prijs, welke maar voor een klein deel invloed heeft op de business case.

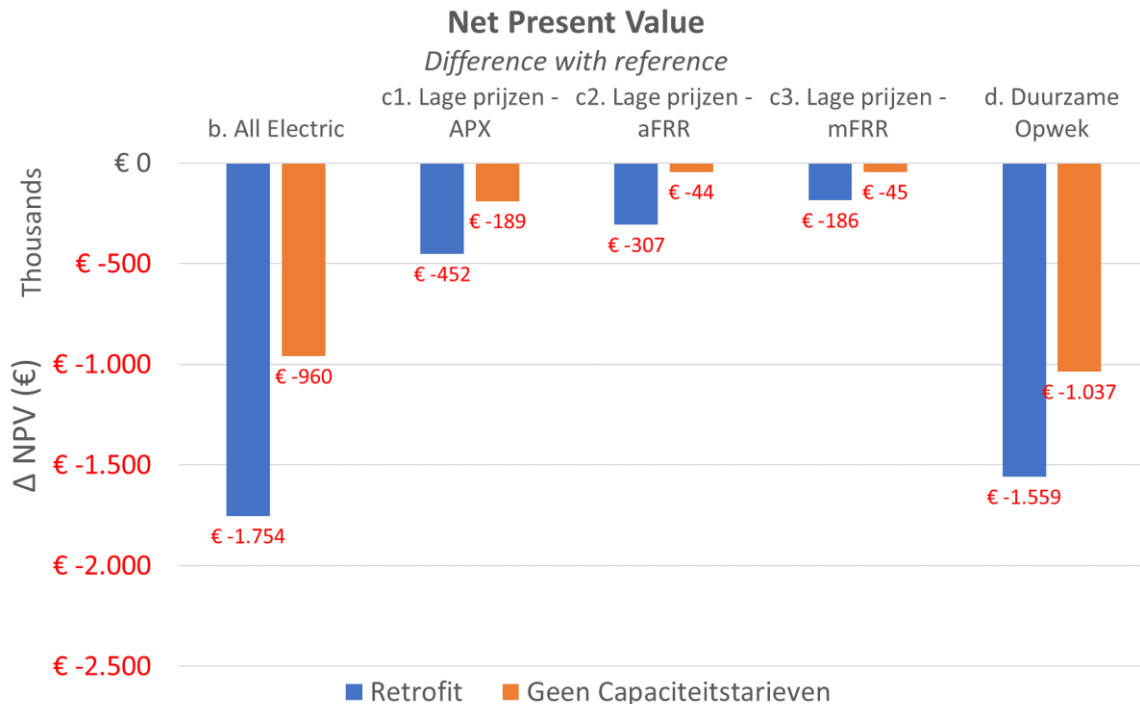
Tabel 12 Procentuele verbetering Netto Contante Waarde bij andere prijsscenario's voor de wholesale elektriciteit, gas en CO₂ prijzen.

Variant	Frontier	Prijzen 2018
B. All Electric	-16%	-59%
C1. Lage prijzen – APX	-8%	-9%
C2. Lage prijzen – aFRR	-14%	-17%
C3. Lage prijzen – mFRR	0%	0%
D. Duurzame Opwek	9%	-12%

Uit de prijsanalyse is te zien dat het verschil tussen elektriciteits- en gasprijzen een grote invloed heeft op de business case van de elektrificatie concepten. Alleen op de variant waarin wordt aangeboden op noodvermogen hebben de wholesale prijzen geen invloed, dit komt doordat men in deze variant volledig afhankelijk is van de capaciteitsvergoeding. Voor de varianten All Electric, APX en aFRR heeft een lage elektriciteitsprijs en een hoge gasprijs een positieve invloed op de Netto Contante Waarde. Voor de variant duurzame opwek wordt op voorhand een elektriciteitsprijs afgesproken, op basis van de kosten van de duurzame opwek. Voor deze variant is de ontwikkeling van de wholesale elektriciteitsprijs niet van invloed, de ontwikkeling van de gasprijs is daarentegen nog zeer relevant. Deze variant is gebaat bij een lagere kostprijs van duurzame energie en een hogere gasprijs.

4.1.3 Capaciteitstarieven

In alle varianten zijn de capaciteitstarieven voor de netbeheerder een significante kostenpost. Deze capaciteitstarieven verschillen per netbeheerder en per situatie. Hierdoor kunnen de additionele kosten variëren tussen € 0 en € 50.000 per MW per jaar. Bij situaties waar de netbeheerkosten wegvallen kan elektrificatie gunstiger uitpakken, zoals weergegeven in Figuur 19. Daarnaast zorgt deze situatie ervoor dat de kasstroom van alle varianten die sturen op lage prijzen positief uitvallen. De varianten waar op onbalansmarkten gestuurd wordt zijn in dit geval dicht bij een positieve netto contante waarde.



Figuur 19 Netto Contante Waarde voor de basis retrofit en in de situatie zonder capaciteitstarieven

5 Praktijkcasussen

Middels 3 verschillende praktijkcasussen is een inventarisatie gemaakt aangaande het elektrificatie-potentieel van bestaande gasgestookte ketels voor verschillende toepassingen. Op basis van deze inventarisatie is vastgesteld of de getoetste gasgestookte ketels in aanmerking komen voor elektrificatie en hoe dit gerealiseerd kan worden. In het project zijn casussen geanalyseerd in de voedingsmiddelen industrie, in een warmtenet en voor de glastuinbouw.

Bij de selectie van praktijkcases voor bestaande gasgestookte ketels is uitgegaan van de volgende randvoorwaarden:

- De cases voldoen aan de omschrijving als in het projectplan
- De ketel is gericht op stoomvoorziening (uitzondering: Glastuinbouw en warmtenet)
- De betreffende ketel is in gebruik
- De eigenaar van de ketel overweegt hybride elektrificatie

Middels een questionnaire zijn de technische en economische parameters in kaart gebracht om de haalbaarheid van de casussen te kunnen bepalen, waarbij is gekeken naar de volgende sectoren:

- Voedingsmiddelenindustrie
- Energiedistributie (warmtenet)
- Glastuinbouw

5.1 Voedingsmiddelen

Voor de voedingsmiddelenindustrie zijn 2 drie-treks vlampijpketels geanalyseerd met verschillende thermische vermogens welke worden toegepast voor stoomlevering (ca. 6000 h/jaar) binnen het productieproces. Beide ketels leveren stoom met een druk van 18 bar (210 °C) en met een ketelrendement van ongeveer 95%.

Vlampijpketel 1

- Stoomketel Siller & Jamart (1961)
- Brandvermogen 3,2 MW

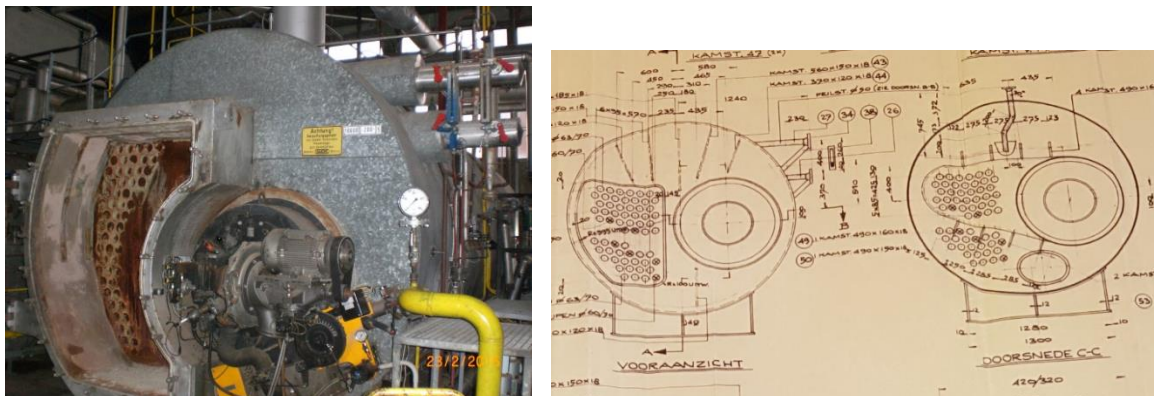
Vlampijpketel 2

- Stoomketel Siller & Jamart (1968)
- Brandvermogen 3,8 MW

De geproduceerde stoom wordt gebruikt voor de verwerking van aardappels middels toepassing in kookschroeven, krattenwassers, kookbaden, kookketels, zetmeeltrommels en schoonmaakwater.

5.1.1 Resultaten technische analyse

In hoofdstuk 3 is toegelicht dat elektrificatie middels het plaatsen van een weerstandselement alleen mogelijk bij gasketels waarbij voldoende vrije ruimte in het ketellichaam aanwezig is. Nadere analyse van de gasketels voor deze casus wijst uit dat beide stoomketels te weinig ruimte in het ketellichaam hebben om een elektrisch weerstandselement van voldoende vermogen te kunnen plaatsen. Dit komt door de compacte bouw van deze ketels bij beperkte thermische vermogens. Hierdoor is weinig tot geen ruimte beschikbaar onder de vuurgang en/of tussen de vuurgang en de pijpenbundels.



Figuur 20 Foto van een Siller & Jamart ketel uit 1965 (links) en bouwtekening van een van de geanalyseerde ketels (rechts)

Mogelijke alternatieven voor elektrificatie van het stoomsysteem zijn het plaatsen van een elektrisch weerstandselement in de ontgassertank of condensaat tank. Wanneer minder dan ca. 75% condensaat retour komt biedt deze optie de mogelijkheid om het benodigde suppletiewater op te warmen.

Het in hoofdstuk 3 genoemde alternatieve retrofitconcept, waarbij op de bestaande (stoom)ketel een bypass met een flow heater wordt toegepast, is hier wel toepasbaar. Op deze manier is tot 20 tot 30% van het ketelvermogen te elektrificeren, wat voor de geanalyseerde stoomketels inhoudt dat tot circa 1 MW van het ketelvermogen kan worden geëlektrificeerd.

Voor een productie site in de voedingsmiddelen is het niet vanzelfsprekend dat er voldoende ruimte is op de bestaande aansluiting voor een extra MW elektrificatie. Voor specifieke cases is het mogelijk dat deze ruimte wel aanwezig is, maar over het algemeen zijn de aansluitingen niet over gedimensioneerd.

5.1.2 Resultaten business analyse

In deze casus is het alternatieve retrofitconcept geanalyseerd voor de ketel van 3,2 MW. Hierbij plaatsen we een bypass met flow heater van 1 MW. De kosten van deze flow heater vallen lager uit dan de in hoofdstuk 3 geraamde kosten voor een 2 of 3 MW systeem.

Budget Flow Heater:

Bypass flow Heater 1 MW	k€ 40
Control system	k€ 100
E-Installation & Commissioning	k€ 40
Aanpassingen stoomketel	k€ 50
	----- +
	k€ 230

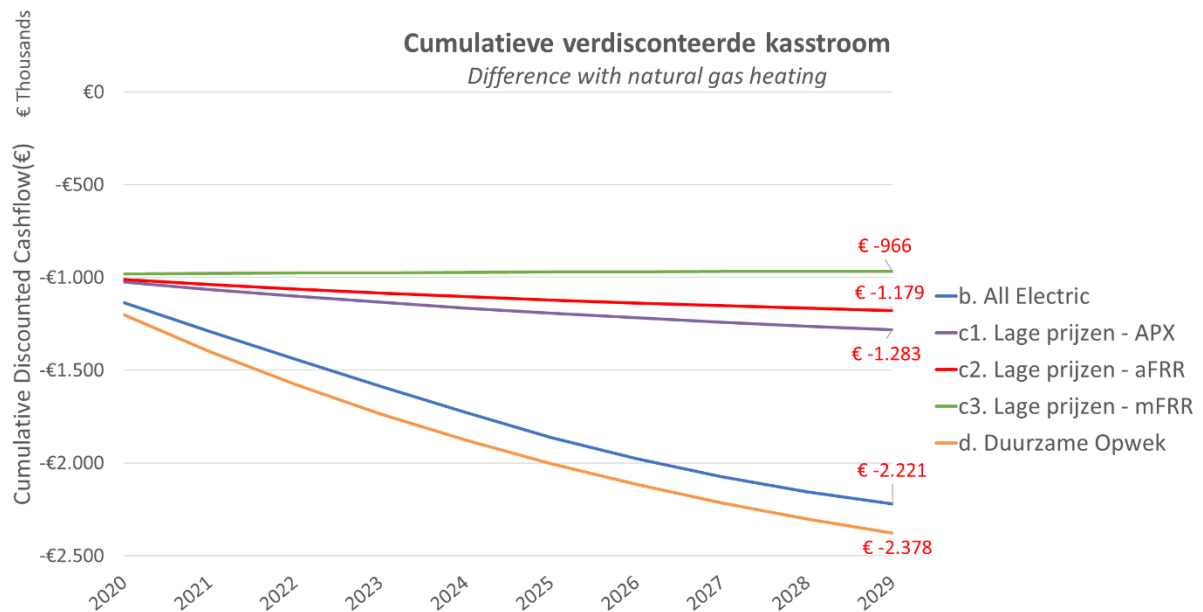
Voor een productie site in de voedingsmiddelen is het niet vanzelfsprekend dat er voldoende ruimte is op de bestaande aansluiting voor een extra MW elektrificatie. Voor het inschatten van de additionele aansluitkosten gaan we uit van de kosten zoals weergegeven door Liander¹⁴ in 2019. De kosten uit Tabel 13 worden aangenomen in de business case berekening. De kosten voor een nieuwe aansluiting lopen sterk uiteen rondom 1 MVA. We gaan voor de analyse uit van de kosten voor een nieuwe 1 MVA – 5 MVA aansluiting. Dit is een worst-case scenario waar het hebben van een bestaande aansluiting geen voordeel op de prijs levert. We gaan in deze casus uit dat er 1 kilometer kabel nodig is om de aansluiting te maken.

Tabel 13 Kosten van een nieuwe aansluiting bij Liander [9]

Omschrijving	Kosten
Nieuwe aansluiting 630 kVA tot en met 1 MVA	€ 23.846
Nieuwe aansluiting 1 MVA tot en met 5 MVA	€ 223.270
Meerkosten boven 25 meter (per meter)	€ 174,50

De netto contante waarde voor deze casus is negatief en de onrendabele top is in alle gevallen hoger dan in de doorgerekende casus uit hoofdstuk 3. Dit komt omdat we hier het plaatsen van een extra elektriciteitsaansluiting meenemen. De kosten van deze aansluiting zijn onzeker, en de onrendabele top heeft daardoor een marge van € 200.000. In alle gevallen blijft de Netto-Contante waarde negatief, en alleen de varianten waar op de Ancillary Services wordt gestuurd levert een positieve kasstroom. De noodvermogen variant geeft de beste business case, echter de opbrengsten van deze markt zijn volatiel en laten een dalende trend zien. Deze dalende trend wordt in de business case niet gerepresenteerd. We adviseren bij het opstellen van een project een additionele analyse te doen over de verwachte opbrengsten op de Ancillary Services.

¹⁴ <https://www.liander.nl/grootzakelijk/factuur/tarieven?ref=18681>



Figuur 21 Cumulatieve verdisconteerde kasstroom voor de voedingsmiddelen casus

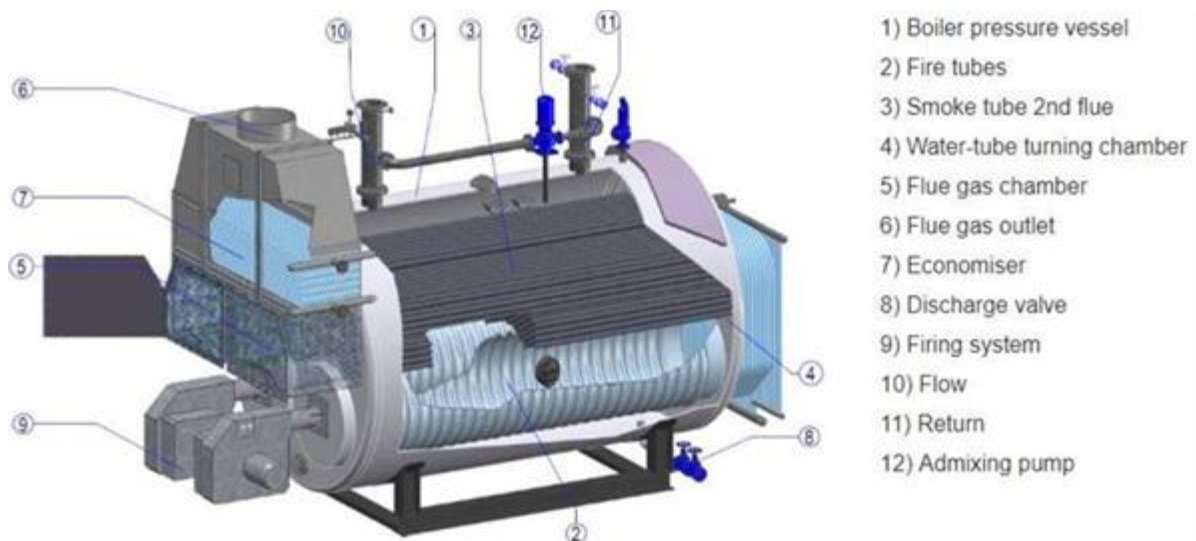
5.2 Warmtenet

Voor deze casus is door de respondent een overzicht van 5 hulpwarmtecentrales (HWCs) aangeleverd (zie tabel y). Omdat de ketels van de HWC zijn aangesloten op een warmtenet, betreft het hier heetwaterketels. De ketels van drie HWCs hebben een te korte resterende levensduur om voor retrofit in aanmerking te komen. De ketels van twee HWCs zijn olie gestookt in plaats van het benodigde gasgestookt. Voor de ketels van vier HWCs geldt dat het aantal jaarlijkse bedrijfsuren zeer gering is.

Tabel 14 Overzicht hulpwarmtecentrales

	Type	Feedstock	Capaciteit totaal	Capaciteit per ketel	Resterende levensduur	Bedrijfsuren
	[-]	[-]	[MWth]	[MWth]	[jaren]	[uren/jaar]
HWC 1	onbekend	gas	92	14,5	9 tot 14	25-187
HWC 2	onbekend	gas	48	onbekend	9	20-120
HWC 3	onbekend	olie	68	6x8,4 + 2x14,5	14	0-21
HWC 4	onbekend	olie (+gas)	96	onbekend	21	0-58
HWC 5	3 treks-2 gang-vlampijp	gas	105	35	51	536-1170

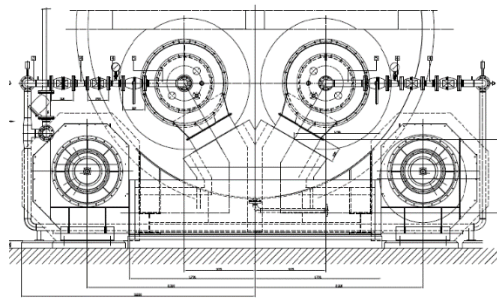
De geselecteerde centrale 5 heeft het meeste potentieel om voor retrofit in aanmerking te komen. HWC 5 heeft 3 gasgestookte drie-treks vlampijpketels met dubbele vuurgang, een aanzienlijk aantal bedrijfsuren en een ruim toereikende resterende levensduur van ca. 50 jaar. De heetwaterketels zijn geleverd door VKK Standardkessel en van het type CondorBoiler (Figuur 22). Het afzonderlijk thermisch vermogen van iedere ketel is 35 MW.



Figuur 22 Afbeelding CONDORBOILER [VKK Standardkessel]

5.2.1 Resultaten technische analyse

Doordat bij dit type ketel gebruik wordt gemaakt van een dubbele vuurgang (Figuur 23), kan er in potentie een elektrisch weerstandselement midden onder de vuurgangen worden geplaatst. Echter, in deze specifieke situatie verhindert de toegepaste brander installatie (Figuur 23) de mogelijkheid tot het plaatsen van een elektrisch element zonder dat de regelkast van het element in aanraking komt met de branderinstallatie. Dit maakt het niet mogelijk om het beoogde retrofit concept hier toe te passen.



Figuur 23 Afbeelding dubbele vuurgang (links) en opstelling branderinstallatie (rechts) [CONDORBOILER]

Hiernaast is het thermisch vermogen van deze ketels zeer groot in verhouding tot het maximale toepasbare vermogen van het elektrisch weerstandselement. Met een maximaal leverbare lengte van 3 meter zorgt het elektrisch element hier voor een beperking, waardoor het elektrisch retrofit vermogen in theorie maximaal 2 MW bedraagt. Nadere analyse van het toegepaste type ketel (CondorBoiler) wijst uit dat vanwege een trekstang tussen voor- en achterkant van de ketel en kamsteunen tussen front en romp, waarschijnlijk maar maximaal 500 kW geëlektrificeerd kan worden. Het in hoofdstuk 3 genoemde alternatieve retrofitconcept, waarbij op de bestaande ketel een bypass met een flow heater wordt toegepast, is bij een warmtenet toepassing niet aan te raden. Hier kan beter een standalone flow heater parallel aan de bestaande heetwaterketel worden geplaatst. Deze flow heater kan dan gebruik maken van de bestaande circulatiepomp(en) van het warmtenet. Op deze manier kunnen vermogens van 10 MW en meer worden geëlektrificeerd. Een indicatie voor de kale hardware kosten voor een 1 MW flow heater is in de ordegrootte van 70.000 euro. In een separaat

uitgevoerde analyse door Eneco blijkt dat het plaatsen van een electrode boiler het meest kansrijk is voor het elektrificeren van een warmtenet. Aan deze optie wordt dan ook een vervolg gegeven¹⁵.

5.3 Glastuinbouw

Voor deze casus is binnen een collectief van tomatentelers gekeken naar een gasgestookte back-up ketel voor warmwater voorziening. Deze gasketels zijn hoofdzakelijk in bedrijf wanneer de prijs voor de eigen opgewekte elektriciteit uit de WKK te laag is. Doordat ook bijna altijd een warmtebuffer met een capaciteit van 24-48 uur wordt toegepast, is het aantal draaiuren voor de gasketel beperkt. Indicatief heeft de WKK ongeveer 4000-4500 bedrijfsuren per jaar, voor de gasketel is dit tussen de 500 en 1000 uur per jaar. Doordat de back-up ketel niet standaard op vollast draait zijn kleinere elektrische retrofit vermogens eerder interessant.

De geanalyseerde heetwaterketels zijn geproduceerd door BKC (Boeters Ketel Constructie) en van het type BBK 6.00 (Figuur 24). Het betreft hier een 1-treks vuurgang vlampijpketel met een nominaal vermogen van 6978 kW en een maximaal brander vermogen van 5723 kW (o.w.).

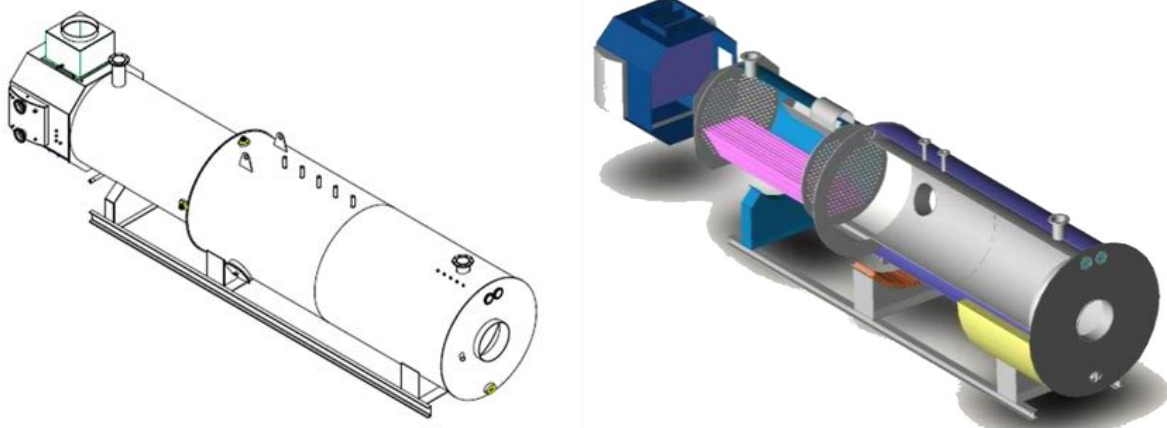


Figuur 24 Afbeelding van een BKC BBK boiler in aanbouw (links) en geïnstalleerd in ketelhuis (rechts)

5.3.1 Resultaten technische analyse

De ketelconstructie is opgebouwd uit een ketelvuurganggedeelte met daarachter een pijpenbundel welke in een rompdeel met grotere diameter wordt geschoven (Figuur 25). De ruimte tussen vuurgang en romp bedraagt 250 mm en is volledig gevuld met water. Hierdoor is elektrificatie van de warmwater productie mogelijk door het rondom plaatsen van elektrische weerstandselementen. Gezien de beschikbare ruimte zouden 6 stuks DN150 elementen kunnen worden geplaatst. Deze elementen hebben een elektrisch vermogen van 150 kW elk waarmee potentieel in totaal 900 kW, en dus circa 15%, van het thermisch vermogen van de gasketel geëlektrificeerd kan worden.

¹⁵ <https://www.eneco.nl/over-ons/projecten/elektrodeboiler-wkc-yphenburg>



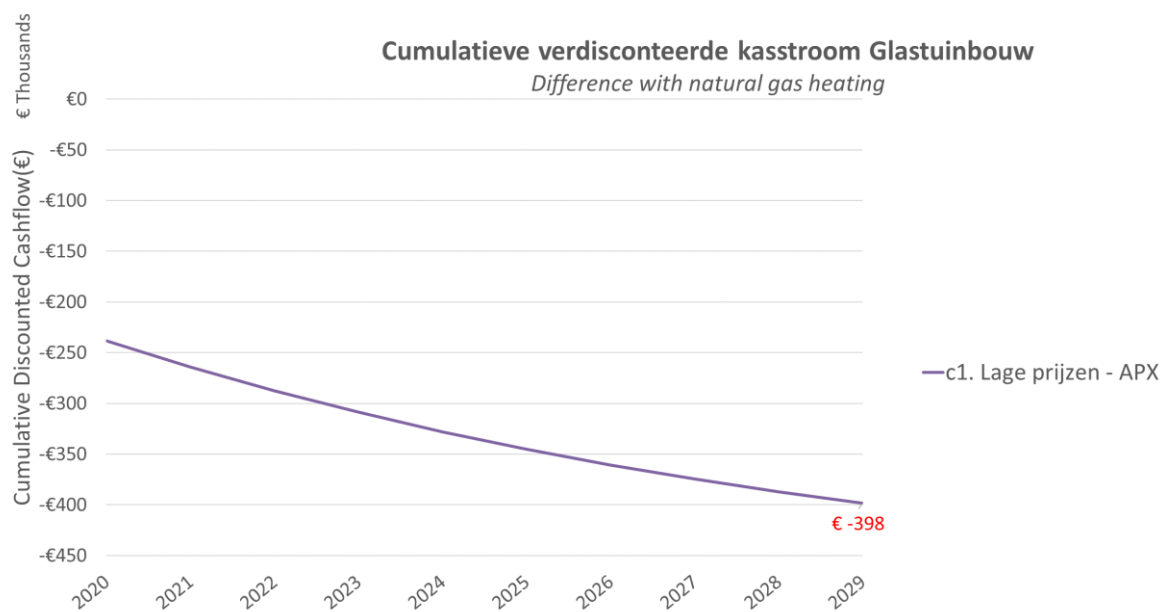
Figuur 25 Tekening en opengewerkte afbeelding van een BKC BBK boiler

5.3.2 Resultaten business analyse

Voor de glastuinbouw beschouwen we de variant waarin 6 stuks DN150 elementen in de ketel worden geplaatst voor het retrofitten van de gasketel. De kosteninschatting wijkt af van de in hoofdstuk 3 gemaakte inschatting voor een DN300 systeem. De kosten voor de elementen en het control systeem zullen hoger zijn, terwijl voor deze ketel minder kosten gemaakt hoeven worden voor aanpassingen en keuring omdat het gaat om een warmwaterketel. De aansluiting van de tuinders zijn berekend op terug levering van elektriciteit van de WKK, deze capaciteit is voldoende om ook de retrofit boiler op aan te passen.

- Budget 6 DN150 elementen:	
Heater DN150/900kW	k€ 60
Control system	k€ 80
E-Installation & Commissioning	k€ 20
Aanpassingen stoomketel	k€ 50
	----- +
	k€ 210

De gasketel bij een tuinder staat als back-up van de WKK-installatie. De gasketel wordt daardoor voornamelijk ingezet als de elektriciteitsprijs laag is, en de voordelen van een WKK te laag zijn. In de business case zijn we uitgegaan van het aantal uren dat de elektriciteitsprijs lager is dan de gasprijs, dat komt neer op 475 uur. Aangezien de gasketel al wordt gestuurd op een lage elektriciteitsprijs, zal bij het sturen op lage elektriciteitsprijzen de elektrische verwarming de volledige 475 uur draaien, de variant All-Electric is dus gelijk aan de variant waarin gestuurd wordt op de APX prijzen. De draaiuren van deze ketel zijn te laag om te sturen op gelijktijdigheid met duurzame opwek. Om te koppelen aan duurzame opwek zal er minder gebruik gemaakt moeten worden van de WKK-installatie, en dit wordt niet in deze studie beschouwd. Aangezien het elektrisch element een toevoeging is op de gasketel, moet de gasketel aanstaan om elektrisch te kunnen verwarmen. De ketel staat aan gedurende de 475 uur waarin het ook rendabel is om elektrisch te verwarmen, en daardoor is er geen beschikbare capaciteit om op de aFRR of mFRR markt aan te bieden. Deze markten worden dus buiten beschouwing gelaten.



Figuur 26 Cumulatieve verdisconteerde kasstroom voor de glastuinbouw casus

We zien uit de verdisconteerde kasstroom Figuur 26 de opbrengsten op de Day-Ahead markt te lage opbrengsten geeft om de toename in capaciteitskosten op te vangen. Vanwege de vereiste dat de elektriciteit in de ketel nuttig voor warmte wordt gebruikt is er geen casus met positieve cash flow voor het retrofitten van de ketel. Dit fenomeen treedt ook op bij het gebruiken van een flow-heater. Indien de tuinder de retrofit ketel gebruikt om te schakelen op onbalans, en daarbij hogere draaiuren tegen lage elektriciteitsprijs realiseert, dan kan de cashflow van de retrofit positief worden. De terugverdientijd is echter langer dan 10 jaar. De casus voor elektrificatie in de glastuinbouw krijgt een lagere terugverdientijd als:

- Het elektrisch schakelen niet gekoppeld is aan het verbruik van gas
- De impact van nettarieven lager wordt
- Hogere draaiuren worden gerealiseerd

6 Conclusies

Op basis van de analyse naar gasverbruik kan ongeveer **159 PJ** uit een totaalvermogen van **13 GW** geëlektrificeerd worden¹⁶, verdeeld over de sectoren chemie, glastuinbouw, voedingsmiddelen, papier, farmacie en ziekenhuizen. Dit komt overeen met gemiddeld 3380 draaiuren per jaar. Interessante sectoren met de grootste potentie zijn weergegeven in Tabel 15.

Tabel 15 Potentie per sector voor het retrofitten van vlampijpketels

Sector	Potentieel elektrificatie (PJ)
Chemie	7 PJ
Glastuinbouw	5,6 PJ

¹⁶ Uitgaande van één gasketel per bedrijf en uitgaande dat dit allemaal vlampijpketels zijn.

Voedingsmiddelen	5,3 PJ
Energie	1,2 PJ
Papier	0,8 PJ
Ziekenhuizen	0,5 PJ
Farmacie	0,2 PJ

Uit de technische analyse blijkt dat in een gunstige situatie maximaal 13% van het ketelvermogen door middel van een retrofit kan worden geëlektrificeerd. Dit komt neer op **1,7 GW** en **21 PJ**. Dit potentieel bevat zowel vlampijp-, waterpijp-, als thermische olieketel en dient te worden geïnterpreteerd als bovengrens.

We hebben 4 use cases onderzocht waarop partijen kunnen gebruikmaken van hybride verwarming door middel van een retrofit:

1. **Volledig gas:** De volledige warmtevraag wordt voldaan door middel van aardgas, dit wordt gebruikt als referentiescenario.
2. **Volledige elektrificatie:** De volledige warmtevraag wordt opgewekt met elektriciteit
3. **Switchen bij lage prijzen:** De ge-retrofittede ketel switcht naar elektriciteit als de elektriciteitsprijs onder een bepaald niveau zit.
4. **Koppeling aan duurzame opwek:** De ge-retrofittede gasketel switcht naar elektriciteit als duurzame energie opgewekt wordt. In de business case analyse is gekeken naar de opwek van wind op zee.

De specifieke casus die wordt aangehouden loopt de CO₂ besparing uiteen. De situatie met de meeste besparing is als de ketels gekoppeld worden aan duurzame opwek door middel van Wind op Zee. Voor het potentieel van **1,7 GW** met 3380 vollasturen komt dit overeen met een besparing van **0.6 Mton CO₂ per jaar**¹⁷.

Deze studie heeft een analyse gemaakt voor het elektrificeren van een gasketel door middel van een retrofit of het plaatsen van een parallelle weerstandsboiler. De basis business case is voor beide varianten negatief, daarnaast zijn de investeringskosten voor de beide varianten vergelijkbaar. Er is dus geen duidelijke economische incentive om te kiezen voor een retrofit of een weerstandsboiler. Op dit moment is de business case van retrofit of een parallelle weerstandsboiler niet haalbaar. Dit kan veranderen als de capaciteitstarieven, elektriciteitsprijs of gasprijs veranderen. Afhankelijk van de situatie kan de business case in specifieke gevallen sterk verbeteren of verslechteren. Bij de analyse van use cases wordt hier verder op ingegaan.

De capaciteitstarieven die in rekening worden gebracht bij extra elektriciteitsgebruik hebben de grootste impact op de business case. De spread tussen elektriciteit en gasprijzen zijn belangrijk voor het slagen van de business case, echter in geen van de geanalyseerde scenario's wordt het verschil dusdanig groot dat een positieve business case gerealiseerd wordt. De variant waar een prijsafsprake wordt gemaakt over het afnemen van duurzame energie heeft vooral baat bij hogere elektriciteitsprijzen.

¹⁷ In deze analyse is de CO₂ besparing bij een constante warmtevraag geschaald naar 3380 vollasturen (38,5%). De specifieke CO₂ besparing hangt af van de gelijktijdigheid met opwek van windenergie.

De business case voor het plaatsen van 1 MW elektrificatie, door middel van retrofit, in een proces met een constante warmtevraag is niet positief. De verschillende use cases leveren daarnaast verschillende resultaten voor de business case en ook een verschillende hoeveelheid elektrificatie. De doelstelling van deze studie is om de potentie van elektrificatie te vergroten, en daarmee CO₂ besparing te realiseren. Daartoe vergelijken we het onrendabele deel van de business case met de elektrificatie en hoeveelheid bespaarde CO₂. De Netto Contante Waarde van de verschillende varianten, zoals weergegeven in Tabel 16, is gecombineerd met de hoeveelheid elektrificatie uit Tabel 9 en de CO₂ reductie uit Figuur 3.

Tabel 16 Kosten per MWh elektrificatie

Use Case	Netto Contante Waarde (2020-2030)	Elektrificatie of heat (MWh/jaar)	CO ₂ besparing (ton CO ₂ /jaar, 2020)	CO ₂ besparing (ton CO ₂ /jaar, 2030)
B. All Electric	- € 1.754.000	8322	- 3.783	760
C1. Lage prijzen – APX	- € 452.000	475	-78	40
C2. Lage prijzen – aFRR	- € 307.000	1414	-864	183
C3. Lage prijzen – mFRR ¹⁸	- € 186.000	1	-0,43	0,09
D. Duurzame Opwek	- € 1.559.000	4300	900	900

De business case voor deze variant waarin op regeldiensten wordt omgezet hebben de hoogste Netto Contante Waarde, er dient echter wel opgemerkt te worden dat in de praktijk de inzet op regelvermogen sterk kan fluctueren met daarmee ook de opbrengsten. Voor het noodvermogen is de verwachte inzet nihil, terwijl voor regel- en reservevermogen ongeveer 17% van de tijd elektrisch verwarmt. Daarnaast levert het sturen op systeemdiensten geen aantoonbare CO₂ reductie op. De bijdrage aan de netbalans heeft zeker invloed op de integratie van duurzame energie, maar is in deze studie niet geanalyseerd.

De variant waarin een directe afspraak gemaakt wordt voor sturen op duurzame opwek heeft de meeste CO₂ besparing, het is echter ook de duurste variant per MWh elektrificatie. Voor het op korte termijn realiseren van CO₂ besparing is dus een stimulans nodig voor de business case. Alle varianten leveren CO₂ besparing in het energiesysteem van 2030, waar een grote hoeveelheid duurzame elektriciteit wordt opgewekt. Bij een toename van duurzame energie in het systeem kan dus CO₂ bespaart worden met alle business modellen.

In deze studie zijn drie verschillende casussen geanalyseerd in de voedingsmiddelen industrie, in een warmtenet en voor de glastuinbouw. De capaciteit, draaiuren en on-site situatie voor deze casussen lopen uiteen. In de technische en economische analyse is gebleken dat niet alle cases geschikt zijn voor het elektrificeren van een significant deel van de warmtevoorziening door middel van een retrofit:

¹⁸ De mFRR opbrengsten zijn zeer volatiel, de daadwerkelijke opbrengsten kunnen daardoor sterk afwijken. In de loop van 2019 zijn de opbrengsten op deze markt sterk gedaald.

- Op Industriële locaties zal het vaak voorkomen dat de elektriciteitsaansluiting en infrastructuur uitgebreid moet worden. Dit levert een significante extra kostenpost. Voor partijen die ruimte hebben op de aansluiting wordt de casus beter.
- Bij ketels die kleiner zijn dan 5 MW is er onvoldoende ruimte om een elektrisch element te plaatsen. Bij deze ketels levert het plaatsen van een bypass met een flow heater een betere casus, omdat met dezelfde kosten voor aanpassingen aan de ketel een groter elektrisch vermogen kan worden geplaatst.
- Bij warmwaterketels >20 MW levert de restrictie aan de lengte van de elementen dat er geen significant deel van de warmtevraag geëlektrificeerd kan worden. Bij deze vermogens heeft het plaatsen van een parallelle boiler een grotere impact.
- Indien de draaiuren van de gasketel laag zijn, dan zijn de meeste van de geïdentificeerde business modellen niet mogelijk. Hieronder vallen ook de business modellen die de beste business case leveren en de business modellen die direct koppelen aan duurzame opwek. Deze casus wordt beter als de prijzen van elektriciteit dalen en de gasprijzen stijgen.
- De opbrengsten op Ancillary Services zijn zeer onzeker. De opbrengsten van de noodvermogen markt zijn in de loop van 2019 significant gedaald en geven daardoor ook een ander beeld van de business case zoals in deze studie gerepresenteerd. Wij adviseren om voor investeringsbeslissingen additioneel onderzoek uit te voeren naar de toekomstige waarde op deze markten.

Vanuit deze bevindingen kunnen we een aantal randvoorwaarden opstellen waar een case voor retrofit aan moet voldoen:

- Beschikbare ruimte op de elektriciteitsaansluiting,
- Een ketelvermogen tussen de 5 en 20 MW,
- Hoog aantal draaiuren waarin de elektriciteitskosten lager zijn dan de gaskosten, en
- Onvoldoende ruimte om een parallelle boiler te plaatsen

Daarnaast zijn er ontwikkeling in energieprijzen, capaciteitstarieven en/of stimulering van elektrificatie nodig om een haalbare casus voor retrofit te realiseren.

7 References

- [1] CBS, „Energiebalans; aanbod en verbruik, sector,” 2017. [Online]. Available: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/83989NED/table?ts=1539162706799>. [Geopend 2018].
- [2] W. G. Roeterdink en P. Kroon, „Gas-, hout-en oliegestookte ketels. NEC en fijn stof emissies van ketels met een vermogen van minder dan 1 MWth.,” ECN, 2010.
- [3] J. Koppejan, „Inventarisatie van markttoepassingen van biomassaketels en bio-wkk.,” Eneco, 2016.
- [4] DNV GL, „Facilitating the integration of offshore wind with power-to-heat in industry,” 2018.

- [5] Assorted, *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz*, 2017.
- [6] PBL, „Achtergrondrapport analyse elektriciteit t.b.v. voorstel voor hoofdlijnen van het klimaatakkoord,” 2018.
- [7] ECN, PBL, „Nationale Energieverkenning 2017,” 2017.
- [8] Frontier Economics, „Scenarios for the Dutch electricity supply system,” 2015.
- [9] Liander, [Online]. Available: <https://www.liander.nl/grootzakelijk/factuur/tarieven?ref=18681>. [Geopend 2019].
- [10] „ENTSO-E Transparency platform,” [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/>. [Geopend Januari 2019].
- [11] TenneT, [Online]. Available: https://www.tennet.org/bedrijfsvoering/Systeemgegevens_afhandeling/verrekenprijzen/index.aspx. [Geopend 2019].