



Project H2FC-SoS-vector

Eindrapport
30 september 2022



Inhoudsopgave

1	Executive summary	4
1.1	Nederlands	4
1.2	English.....	7
2	Synchroniciteit van de verwarmingsvraag	10
2.1	Graaddagen als maatstaf voor de verwarmingsbehoefte.....	10
2.2	Correlatie tussen graaddagen en het elektriciteitsverbruik.....	14
2.3	Thermosensitiviteit van de elektriciteitsvraag afkomstig van warmtepompen	17
2.4	Rol voor decentrale cogeneratie in bevoorradingszekerheid	23
3	Metingen op de SOFC micro-WKK.....	25
3.1	Methodologie.....	25
3.2	Resultaten.....	27
4	Metingen op de PEMFC micro-WKK.....	35
4.1	Methodologie.....	35
4.2	Resultaten.....	37
5	Positionering brandstofcel micro-WKK versus andere energetische toepassingen van waterstofgas 45	
5.1	Het gebruik van waterstofgas in centrale elektriciteitsproductie.....	47
5.2	Het gebruik van waterstofgas voor warmteproductie via verbranding.....	47
5.3	Het gebruik van waterstofgas in transport	47
6	Evaluatie brandstofcel micro-WKK in de gebouwde omgeving	49
6.1	Het type woning en de warmtevraag.....	51
6.1.1	Inschatting verwarmingsbehoefte	51
6.1.2	Inschatting sanitair warm waterverbruik	52
6.2	Warmtevoorziening via PEMFC micro-WKK.....	54
6.3	Bevoorradingszekerheid en complementariteit met intermitterende elektriciteitsproductietechnieken	56
6.4	De prijzen van de primaire energie (brandstof) en CO ₂ kost	58
6.4.1	De gasprijs	58
6.4.2	De CO ₂ equivalente prijs.....	59
6.4.3	De biomethaan prijs	61



6.4.4	De elektriciteitsprijs.....	62
6.5	De <i>total cost of ownership</i> (TCO) voor de gebruiker	65
6.5.1	De assumpties	66
6.5.2	CAPEX en OPEX kosten	69
6.5.3	Resultaten van de TCO	70
6.6	Impact op de netsystemen.....	73
6.6.1	De kost voor het versterken van het net.....	73
6.6.2	De kost voor het balanceren van het net.....	74
6.6.3	De kost voor security of supply door decentrale productie.....	76
6.6.4	De totale vermeden systeemkost van de PEMFC micro-WKK	76
6.7	De CO ₂ uitstoot bij gebruik van fossiele primaire energie	77
6.7.1	De vermeden CO ₂ uitstoot van de PEMFC micro-WKK t.o.v. referentie (gascentrale + GC ketel) 78	
6.7.2	De CO ₂ emissies van toepassing (absoluut en output genormaliseerd)	79
6.8	Roadmap naar 2032 voor Vlaanderen (als voorbeeld)	80
6.9	Ontwikkeling van het aardgasverbruik en invoer van groene gassen.....	83
6.9.1	Het aardgasverbruik (jaar en piek).....	83
6.9.2	De introductie van groen en low carbon gas (in het bijzonder waterstof)	84
7	Conclusies en aanbeveling	86
7.1	Onze conclusies	86
7.2	Onze aanbeveling	87
	Annex 1 - Procedure voor gasmengsels en metingen.....	88
	Annex 2 – Rekenvoorbeeld berekening marginale rendementen	91
	a. M1 gasmengsel.....	91
	b. M4 gasmengsel.....	92
	c. M5 gasmengsel (methaan, propaan en waterstofgas)	93
	d. M6 en M8 gasmengsels.....	94
	e. M7 en M9 gasmengsels.....	94
	Annex 3 – Interne reforming reactie: theoretische achtergrond.....	96



1 Executive summary

1.1 Nederlands

Het H2FCSoS-vector project staat voor '**H₂ Fuel Cell Security-of-Supply vector**'. Dit project heeft als doel om de performantie van commercieel beschikbare brandstofcel micro-WKK's te testen bij (partiële) voeding met waterstofgas en op basis hiervan een evaluatie te maken van dit type installaties met het oog op de bevoorradingszekerheid (*Security-of-Supply, SoS*) en de toenemende elektrificatie van de warmteproductie in gebouwomgeving.

Uit **hoofdstuk 2** blijkt dat het aantal graaddagen – als parameter voor de verwarmingsbehoefte – een sterke indicator is voor het energetisch aardgasverbruik, de vector die de dag van vandaag het grootste aandeel van de verwarmingsbehoefte dekt (bijvoorbeeld 68% van de Vlaamse gezinnen). Omwille van de sterke inzet op de elektrificatie (overstap van gasketel naar warmtepomp), wordt in hoofdstuk 2 ingegaan op de historische thermosensitiviteit van de elektriciteitsvraag van het Belgisch elektriciteitsnet, alsook op de implicaties ten gevolge van de elektrificatie én de mogelijke rol voor decentrale cogeneratie. Deze studie bevestigt dat de verwarmingsbehoefte de dag van vandaag al sterk gecorreleerd is met de piekbelasting van het Belgisch elektriciteitsnet (122 MW_e/°C). Daarnaast toont de studie ook aan dat er – op basis van de analyse van verschillende meetcampagnes – logischerwijs een bijkomende thermo-sensitieve energievraag zal overhevelen van de aardgas- naar de elektriciteitsvector door de overgang op warmtepompen. Uit eigen analyse van real-time data blijkt bovendien dat – in het bijzonder op zeer koude dagen (~ piekbelasting van het elektriciteitsnet) – er maar zeer weinig flexibiliteit is om de warmtepomp te laten draaien zonder in te boeten op comfort. Daar waar een (micro-)WKK op deze tijdstippen netondersteunend kan functioneren.

Hoofdstukken 3 en 4 gaan dieper in op het experimentele luik – de toegepaste methodologie en de resultaten – voor de 2 types micro-WKK toestellen die in deze studie werden getest: *solid oxide* (SO) en *polymer elektrolyte membrane* (PEM). Tabel 1 geeft een overzicht van de gemeten referentierendementen, alsook de gemiddelde marginale rendementen¹ op waterstofgas. Uit de resultaten blijkt dat de geteste toestellen in staat zijn om tot 30vol% waterstofgas – en mogelijks meer – te verwerken aan een energetische conversie die efficiënter verloopt dan voor aardgas, gedreven vanuit een hoger thermisch rendement.

¹ 'Marginaal rendement': hiermee wordt het rendement bedoeld, waarmee een bijkomend molecuul-type (bijvoorbeeld waterstofgas) in een brandstofmengsel wordt omgezet in elektriciteit en/of warmte.



Tabel 1 Rendementen (elektrisch, thermisch en totaal) voor beide type micro-WKK toestellen (SOFC en PEMFC) voor zowel aardgas als waterstofgas (uitgedrukt in onderste verbrandingswaarde (o.v.w.))

		Elektrisch rendement [% , uitgedrukt in o.v.w.]	Thermisch rendement [% , uitgedrukt in o.v.w.]	Totaal rendement [% , uitgedrukt in o.v.w.]
SOFC	CH ₄ (referentie)	55,7	28,0	83,7
	H ₂ (marginaal)	56,2	39,6	95,9
PEMFC	CH ₄ (referentie)	37,9	52,5	90,4
	H ₂ (marginaal)	37,2	64,1	101,3

Hoofdstuk 5 maakt de vergelijking van bovenstaande resultaten met andere energetische toepassingen van waterstofgas, zoals de gescheiden opwekking van elektriciteit en warmte en transport. Hieruit blijkt dat, als waterstofgas wordt ingezet voor energetische toepassingen, deze energetisch het meest efficiënt kan worden benut in een cogeneratie logica zoals de brandstofcel micro-WKK.

Naast het belang om zo efficiënt mogelijk om te springen met de kostbare, duurzame brandstoffen biedt cogeneratie ook allerlei voordelen, zowel voor de individuele gebruiker als voor de maatschappij. Om dit te kwantificeren, wordt in **hoofdstuk 6** dieper ingegaan op het energieproductieprofiel van de brandstofcel micro-WKK voor een goed geïsoleerde doorsnee woning, de *total cost of ownership* voor de individuele gebruiker, als ook de maatschappelijke voordelen op systeemniveau. Hieruit komen verschillende elementen naar voor, uitgewerkt op basis van de huidige kenmerken van de brandstofcel micro-WKK van het type PEM:

- Met betrekking tot de bevoorradingszekerheid kan verwacht worden dat, op basis van het geïdentificeerd warmtevraagprofiel voor een doorsnee gezin en de synchrone productie van warmte en elektriciteit, de brandstofcel micro-WKK operationeel is tijdens de wintermaanden en in het tussenseizoen, in het bijzonder op ogenblikken van grote verwarmingsbehoefte (~piekbelasting van het elektriciteitsnet, zie hoofdstuk 2). Afhankelijk van de lokale elektriciteitsvraag, zal het geproduceerde volume geïnjecteerd worden in het elektriciteitsnet. Gezien het grotere volume aan geproduceerde elektriciteit tijdens de wintermaanden, zal dit mogelijks frequenter gebeuren in de winter- dan in de zomermaanden. Bijkomend dient te worden benadrukt dat bij afwezigheid van lokale energievraag, de brandstofcel micro-WKK theoretisch beschikbaar is voor elektriciteitsproductie indien de vraag zich vanuit het elektriciteitsnet zou stellen.
- Het te verwachten elektriciteitsproductieprofiel van de warmtevraag-gestuurde brandstofcel micro-WKK vertoont een sterke complementariteit met elektriciteitsproductie uit zonne-energie (winter/zomer). Het inbrengen van een warmtepomp in het lokaal verwarmingssysteem kan deze complementariteit nog verder versterken en de impact van de consument op het elektriciteitsnet beperken.
- Op basis van de geschatte *total cost of ownership* (TCO) voor verschillende verwarmingstechnologieën (gascondensatieketel, elektrische warmtepomp en brandstofcel micro-WKK) blijkt de brandstofcel micro-WKK een valabel alternatief te zijn voor de elektrische warmtepomp.



- De verdere uitrol van de brandstofcel micro-WKK zou, op basis van de gekende prijsevolutie in de Japanse markt van dit type toestellen, de TCO significant doen dalen. Een sterke ontplooiing van de brandstofcel micro-WKK installaties zou de investeringskost significant verder kunnen drukken naar prijzen die competitief zijn met de investeringskost van de elektrische warmtepomp.
- De berekening van de (vermeden) systeemkosten bij het gebruik van een brandstofcel micro-WKK versus een elektrische warmtepomp, zoals de impact op *security-of-supply*, de vermeden netversterking en balancering van het net, omvat een grote complexiteit. In deze studie werd, op basis van de verschillende aannames een geschatte vermeden systeemkost bekomen van circa 1.600 euro per toestel bij een verdere uitrol van de brandstofcel micro-WKK. Afhankelijk van de ontplooiing van de PEMFC micro-WKK ter vervanging van de gascondensatieketel en de elektrische warmtepomp, loopt het totaal potentieel bespaarde bedrag voor het systeem als snel op in enkele miljarden.

Gezien de talrijke voordelen die brandstofcel micro-WKK's kunnen brengen en, zoals blijkt uit de experimenten in deze studie, deze technisch reeds tot 30% waterstofgas kunnen toelaten, laat deze technologie ook toe dit type van toepassing verder te verduurzamen. Aangezien de brandstofcel micro-WKK installaties eigenlijk op waterstofgas draait, afkomstig uit de conversie van aardgas naar waterstofgas in de *reformer*, heeft deze technologie het potentieel om voor 100% op waterstofgas te draaien.

Op basis van deze gegevens is het daarom aangewezen om de implementatie van deze technologie verder te onderzoeken en ontwikkelen, zoals de flexibele vraagsturing, de interactie en inkoppeling met andere technologieën, of de ontwikkeling van toestellen die op 100% waterstofgas werkzaam zijn. Dit zowel voor de kleinere vermogens, zoals de micro-WKK, als ook voor grotere vermogens (toepassing in wooncomplexen, warmtenetten).

Aanvullend is het, omwille van bovenstaande elementen, van belang dat verdere beleidsontwikkelingen rekening houden met de verschillende voordelen die in deze studie werden geïdentificeerd, en een technologieneutraal beleid realiseert met het oog op de mogelijkheden van vandaag, en de toekomst.



1.2 English

The H2FCSoS-vector project stands for '**H2 Fuel Cell Security-of-Supply vector**'. This project aims to test the performance of commercially available fuel cell micro-CHPs when (partially) fueled with hydrogen gas and evaluate its possible contribution to security-of-supply (SoS) given the increasing electrification of heating applications in the building environment.

Chapter 2 illustrates that the number of degree days – as a parameter for heating demand – is a strong indicator for energetic natural gas consumption, the vector currently covering the largest share of heating demand (e.g. 68% of Flemish households). Given the strong commitment to electrify heating applications (switch from gas boiler to heat pump) in Europe's ambition on reaching climate neutrality in 2050, chapter 2 examines the historical thermosensitivity of the Belgian electricity demand, as well as the implications due to electrification and the possible role for decentralized cogeneration. This study confirms that today's heating demand is already strongly correlated with the peak load of the Belgian electricity grid (122 MWe/°C). In addition, the study also shows that - based on the analysis of various measurement campaigns - electrification of heating applications will shift a thermo-sensitive energy demand from the natural gas into the electricity vector. Moreover, our analysis of real-time data indicate that - especially on very cold days (~ peak load on the electricity grid) - there is very little flexibility on operating a heat pump without sacrificing comfort. Unlike a (micro-)CHP which could possibly offer grid support at these times.

Chapters 3 and 4 elaborate on the experimental part - the methodology applied and the obtained results - for two types of fuel cell micro-CHP devices: solid oxide (SO) and polymer electrolyte membrane (PEM). Table 1 summarizes the measured reference efficiencies, as well as the average marginal efficiencies² on hydrogen gas. The results show that, the tested appliances are able to process up to 30vol% hydrogen gas - and possibly more - at an energetic conversion rate that is more efficient than for natural gas, driven by a higher thermal efficiency.

Table 1: Efficiency (electrical, thermal and total) for both types of micro CHP units (SOFC and PEMFC) for both natural gas and hydrogen gas (expressed in lower heating value (LHV))

		Electric efficiency [% , expressed in LHV]	Thermal efficiency [% , expressed in LVH]	Total efficiency [% , expressed in LVH]
SOFC	CH ₄ (reference)	55,7	28,0	83,7
	H ₂ (marginal)	56,2	39,6	95,9
PEMFC	CH ₄ (reference)	37,9	52,5	90,4
	H ₂ (marginal)	37,2	64,1	101,3

Chapter 5 compares the obtained experimental results to other energetic applications of hydrogen gas, such as separate power and heat generation and transportation. It shows that, if hydrogen gas is

² 'Marginal efficiency': this refers to the efficiency at which an additional molecule type (e.g. hydrogen gas) in a fuel mixture is converted into electricity and/or heat.



to be used for energetic applications, it can be most efficiently utilized in a cogeneration mode such as a fuel cell micro-CHP.

Next to the importance of making the most efficient use of precious renewable fuels, cogeneration also offers a variety of benefits, both for the individual user as for society. To quantify this, **Chapter 6** looks in more detail at the total cost of ownership for the individual user and the societal benefits at the system level. Several elements have been identified more specifically with the actual characteristics of PEM fuelcells:

- Regarding security-of-supply it is to be expected that, based on the identified heat demand profile for an average household, the fuel cell micro-CHP will be operational during the winter months and the mid-season, especially at times of high heating demand (~peak load of the electricity grid, see chapter 2). Depending on the local electricity demand, the produced volume will be injected into the grid. Given the bigger production volume of the produced electricity, injection could more frequently occur during the winter months. Next to this, it is to be noted that at times that the fuel cell micro-CHP is not operational due the absence of local energy demand, the fuel cell micro-CHP is still theoretically available to produce electricity if required.
- The expected electricity production profile of the heat-driven fuel cell micro-CHP exhibits a strong complementarity with electricity production from solar energy (winter/summer). By incorporating an additional heat pump in the local heating system, this complementarity can be strengthened and reduce the impact of the consumer on the electricity grid.
- Based on the estimated total cost of ownership (TCO) for the different heating technologies (gas boiler, electric heat pump, fuel cell micro-CHP), fuel cell micro-CHP prove to be a valuable alternative to the electric heat pump for the individual consumer.
- Further deployment of fuel cell micro-CHP's could, based on the known evolution in the Japanese market, significantly drop the TCO. A strong deployment could lower the investment cost for a fuel cell micro-CHP to prices which are competitive with the one for an electric heat pump.
- The calculation of the avoided system costs when using a fuel cell micro-CHP, compared to an electric heat pump, like the impact on security-of-supply, avoided grid enforcements and the balancing costs of the electricity grid, embody a significant complexity. Estimations performed in this study resulted in a total avoided system cost of approximately 1.600 euro per installation. Depending on the further deployment of the fuel cell micro-CHP as a replacement for existing gas boilers, instead of an electric heat pump, the potential of avoided system costs may quickly be in the order of magnitude of several billions euro.

Given the numerous advantages which fuel cell micro-CHP can offer, and the indication of the experimental results that existing installations may operate with up to 30 vol% of hydrogen gas in the feed, allows this type of technology to further develop into an increasingly sustainable application. Based on the fact that these installations are already currently technically working on pure hydrogen gas, due the internal reforming of natural gas to hydrogen gas, this technology has the potential to operate on feeds containing pure hydrogen gas.



It is therefore recommended that the implementation of this technology is to be further investigated and developed, such as flexible demand response, the interaction and operation with other technologies, and the development of commercial units working on pure hydrogen gas. This not only for the smaller power installations such as micro-CHP, but also for greater power ranges (applications in building complexes, district heating).

Finally, based on the previously stated arguments, it is important that further policy considers the different advantages which were identified in this study so that a technology neutral framework can be developed, considering the possibilities of the present and future.



2 Synchroniciteit van de verwarmingsvraag

Om een analyse te maken in welke mate cogeneratie-installaties van het type brandstofcel met een verwarmingsfunctie kunnen bijdragen aan de elektrische bevoorradingszekerheid (*Security of Supply*, SoS) van het Belgische elektriciteitsnet, worden verschillende stappen ondernomen.

In eerste instantie wordt er gezocht naar een geschikte parameter om de verwarmingsbehoefte duidelijk te omschrijven (zie paragraaf 2.1). Vervolgens wordt de correlatie onderzocht tussen de gekozen parameter en de globale elektriciteitsafname (zie paragraaf 2.2). Terzelfdertijd wordt nagegaan of de werking van warmtepompen – gezien hun toekomstige rol ter vervanging van de verwarmingsketel – ook door de gekozen parameter kan worden beschreven (zie paragraaf 2.3).

2.1 Graaddagen als maatstaf voor de verwarmingsbehoefte

Een historisch belangrijke parameter binnen de aardgassector, is het gebruik van het concept van **graaddagen** om de verwarmingsbehoefte in kaart te brengen³. De intensiteit van de verwarmingsbehoefte wordt namelijk gestuurd door de evolutie van de buitentemperatuur. Voor België is deze zo goed als synchroon over het hele land, met enkele systematische intensiteitsverschillen, zoals bijvoorbeeld iets hogere buiten temperaturen aan de Noordzee en iets lagere in de Ardennen. De meeste graaddagen zijn geconcentreerd in de maanden: oktober, november, december, januari, februari en maart, de zogenaamde **verwarmingsmaanden**.

De equivalente graaddag voor dag i – een maat voor de verwarmingsbehoefte van gebouwen op basis van de buitentemperatuur – wordt als volgt gedefinieerd:

$$GD_{eq,i} = 0,6 \times (T_{basis} - T_i) + 0,3 \times (T_{basis} - T_{i-1}) + 0,1 \times (T_{basis} - T_{i-2}),$$

waarin:

$GD_{eq,i}$: de equivalente graaddag op dag i ,

T_{basis} : de buitentemperatuur (°C) vanaf welke er een verwarmingsbehoefte is (16,5°C),

T_i : de gemiddelde buitentemperatuur op dag i .

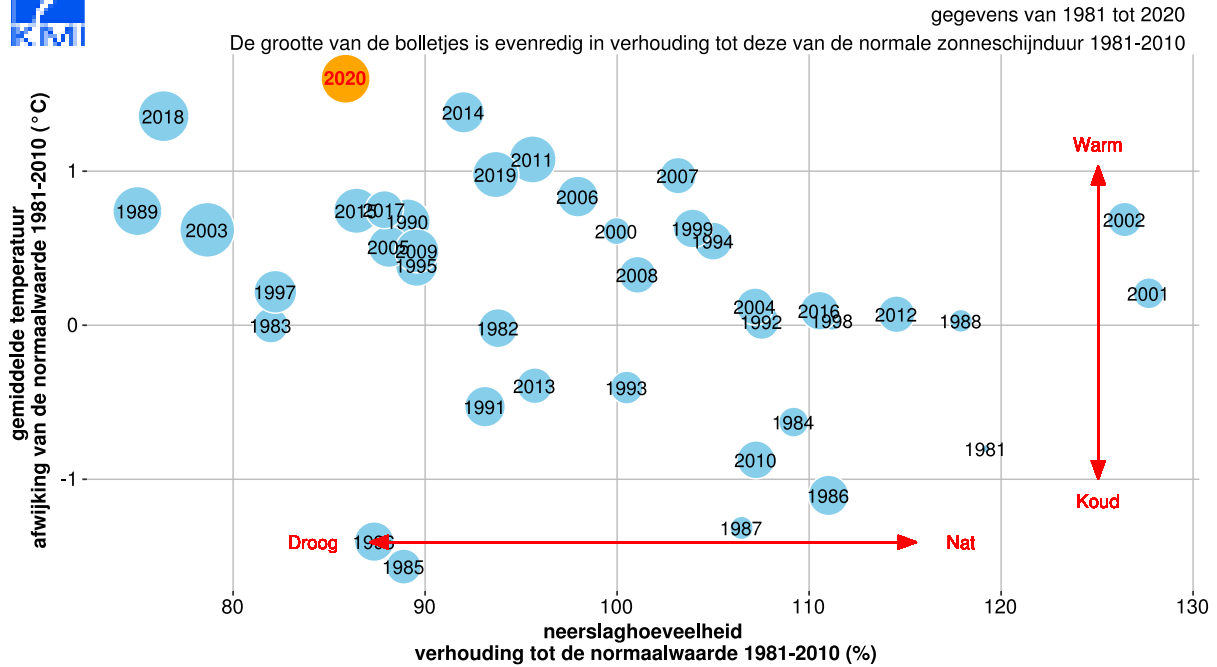
In Figuur 1 wordt een klimatologisch overzicht gegeven van de geregistreerde neerslag-, temperatuur- en zonnenschijnduur te Ukkel voor de periode 1981 tot en met 2020⁴.

³ <https://www.gas.be/nl/graaddagen/>

⁴ https://www.meteo.be/resources/climateReportWeb/klimatologisch_jaaroverzicht_2016.pdf



Neerslag, temperatuur en zonneshijnduur te Ukkel, jaarlijkse waarden

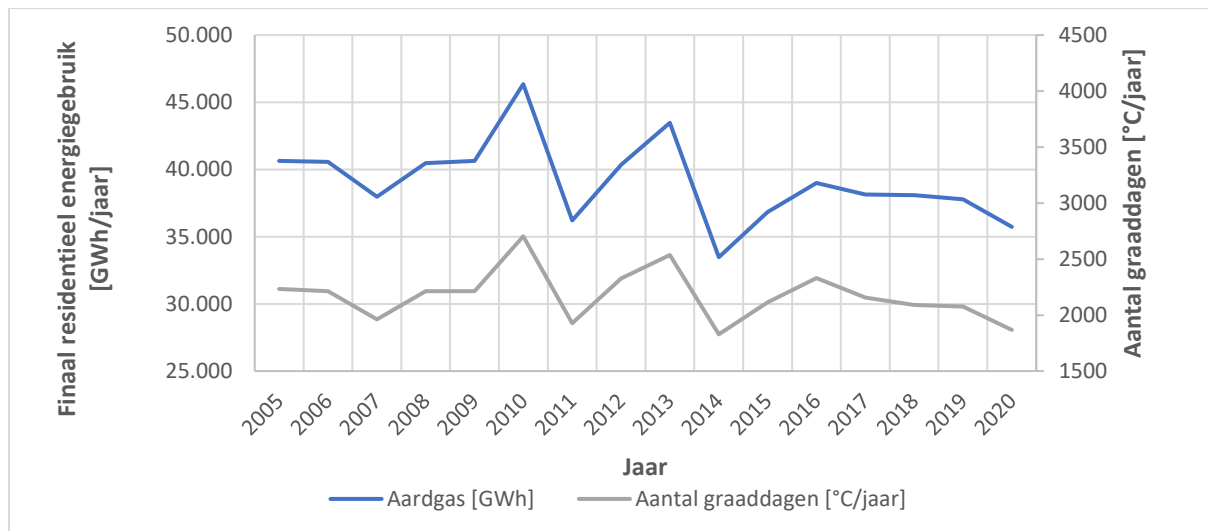


Figuur 1 Klimatologisch overzicht van verschillende jaren (www.meteo.be)

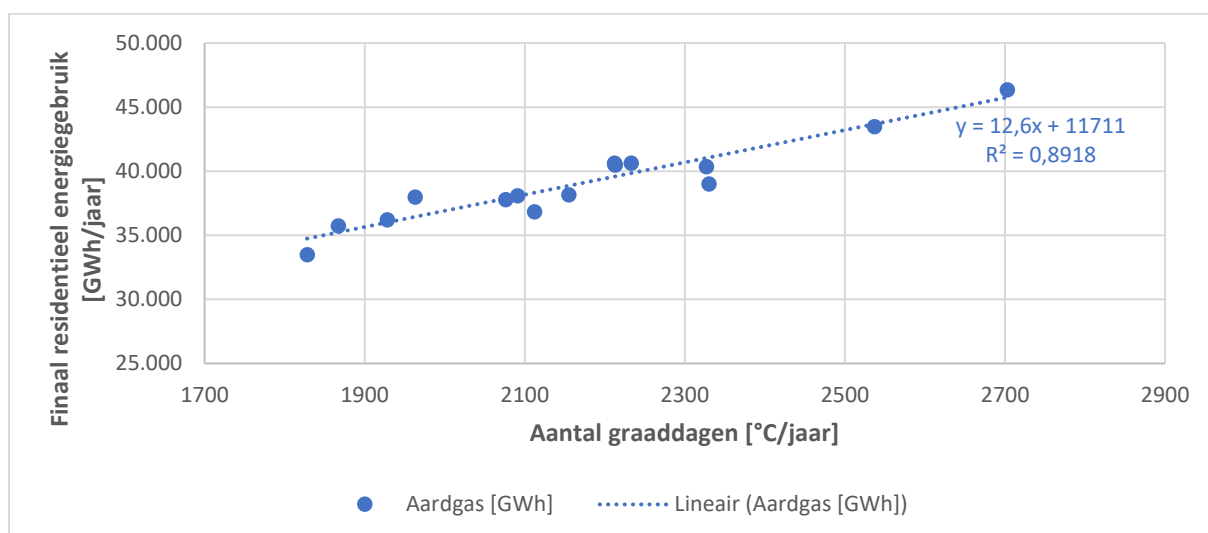
Tot op heden wordt een groot deel van de verwarmingsvraag van gebouwen in België opgevangen door het aardgasdistributienet. Zo verbruikt een gemiddeld gezin jaarlijks zo'n 17.000 kWh aardgas (verwarming en ander gebruik)⁵. Het optreden van synchrone pieken en de correlatie met de graaddagen is hier een zeer goed gekend gegeven.

In Figuur 2 wordt de evolutie van het finaal residentieel energiegebruik voor aardgas en het jaarlijks aantal graaddagen weergegeven van 2005 tot en met 2020. De correlatie tussen het residentieel finaal energiegebruik van iedere energievectoren en het jaarlijks aantal graaddagen, is weergegeven in Figuur 3.

⁵ <https://www.vreg.be/nl/evolutie-energieverbruik>. Ter vergelijking: het gemiddeld elektrisch jaarverbruik van een gezin bedraagt zo'n 3.500 kWh.



Figuur 2 Links: Evolutie van het finaal residentieel energetisch aardgasgebruik in België van 2005 tot en met 2020 (www.statbel.fgov.be). Rechts: Evolutie van het jaarlijks aantal graaddagen in België (www.gas.be)



Figuur 3 Correlatie tussen het residentieel finaal aardgasgebruik en het jaarlijks aantal graaddagen (periode 2005-2020) (Bronnen: Statbel, Gas.be)

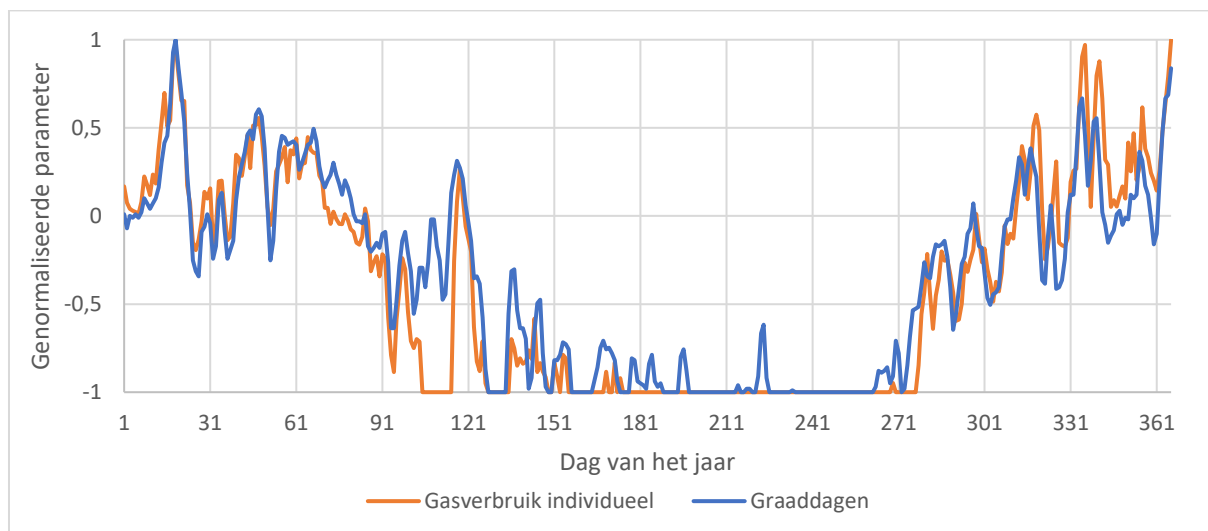
Bovenstaande figuren illustreren de **actuele correlatie tussen het jaarlijks aardgasverbruik en het aantal graaddagen (verwarmingsbehoefte)** op macroniveau. Doorheen het jaar is op het niveau van de individuele residentiële afname een analoge correlatie terug te vinden.

Figuur 4 illustreert de correlatie tussen het individueel gasverbruik van een reële residentiële afnemer (zonder warm water bereiding op aardgas) en de bijhorende graaddagen voor het jaar 2016^{6,7}. De data werden genormaliseerd (-1: minimum, 1: maximum) om een overzichtelijke vergelijking toe te laten.

⁶ Interne cijfers van COGEN Vlaanderen. Het gasverbruik is afkomstig van gebouwverwarming. Het sanitair warm water gebeurt elektrisch en is dus niet gekoppeld aan het geregistreerde gasverbruik.

⁷ Bron: <https://www.gas.be/nl/graaddagen/>

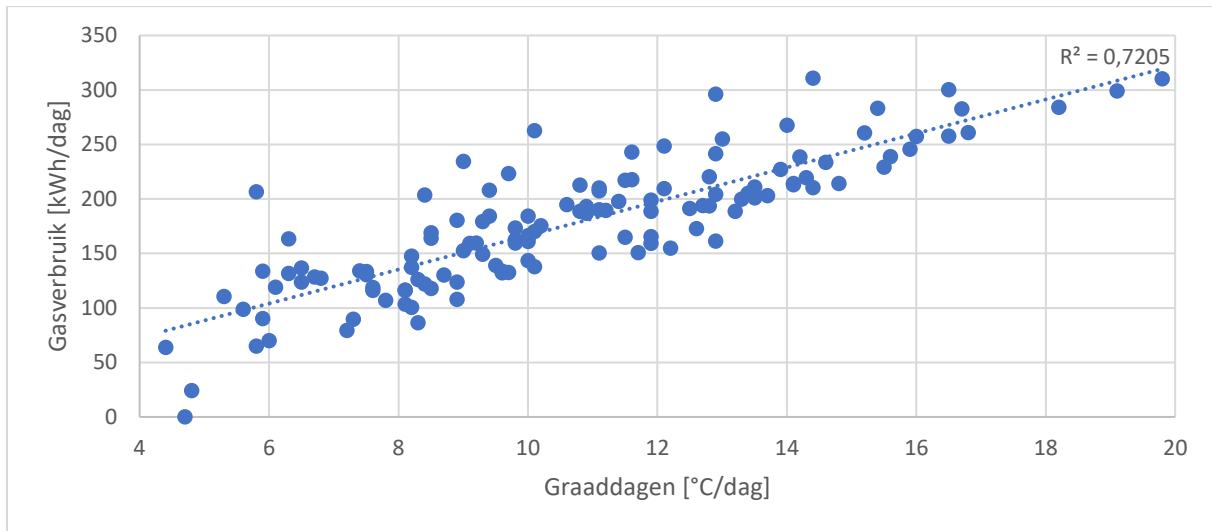
Volgens het KMI was 2016 een normaal jaar op vlak van temperatuur, maar relatief natter dan gemiddeld. De temperatuurgemiddelden van de verwarmingsmaanden in 2016 vielen binnen de normale variabiliteit van het klimaat (zie Figuur 1).



Figuur 4: Gasverbruik van een reële, residentiële afnemer (-1: min, 1: max) vs. graaddagen voor het jaar 2016. Dag 1 = 01/01/2016, dag 365 = 31/12/2016 (Bron: interne cijfers COGEN Vlaanderen)

Uit Figuur 4 blijkt een treffende synchroniciteit te heersen tussen beide curves (op de verloopperiode na tussen dag 105 en 115). Om de correlatie verder na te gaan tussen beide parameters, werd het aardgasverbruik tijdens de verwarmingsmaanden uitgezet in functie van de graaddagen⁸. Dit is weergegeven in Figuur 5 met behulp van de R^2 waarde. We zien dat de lineaire correlatie tussen beiden 0,72 bedraagt, wat wijst op een sterke correlatie tussen het individuele gasverbruik enerzijds en de graaddagen anderzijds.

⁸ Om de mogelijke impact van verwarming gedreven vraag of productie op *Security of Supply* (SoS) in kaart te brengen maken we een analyse tijdens de verwarmingsmaanden. Dit zijn de maanden met de – historisch gezien – grootste bijdrage tot het jaarlijkse aantal graaddagen, met name: januari, februari, maart, oktober, november en december.



Figuur 5: Individueel gasverbruik vs. graaddagen voor verwarmingsmaanden 2016 (Bronnen: COGEN Vlaanderen, Gas.be)

Op basis van bovenstaande bevindingen wordt de parameter “graaddagen” verder gebruikt om de energievraag van verwarmingssystemen te simuleren.

2.2 Correlatie tussen graaddagen en het elektriciteitsverbruik

In het elektriciteitsdistributienet is dit soort van synchroniciteit – namelijk een stijging in het elektriciteitsverbruik bij toename in de verwarmingsbehoefte – momenteel minder zichtbaar omwille van de combinatie van het elektriciteitsverbruik voor allerlei andere toepassingen. In onderstaande figuren wordt de analyse uitgevoerd van de **elektriciteitsafname in functie van de graaddagen, van individueel niveau tot op het niveau van het volledige Belgisch elektriciteitsnet**:

- Figuur 6 geeft de afname weer van een individuele residentiële verbruiker in functie van de graaddagen weer tijdens de verwarmingsmaanden voor het jaar 2016⁹. Deze verbruiker kende in 2016 een elektriciteitsafname van 3.534 kWh, hetgeen bij benadering overeenkomt met het doorsnee elektrisch jaarverbruik van een gezin¹⁰.
- Figuur 7 geeft de gecumuleerde elektriciteitsafname van 25 reële huishoudelijke verbruikers in functie van de graaddagen weer tijdens de verwarmingsmaanden van het jaar 2016¹¹. De gemiddelde jaarlijkse elektriciteitsafname bedroeg 3.249 kWh.
- Figuur 8 geeft de totale dagelijkse gemiddelde belasting van het Belgische elektriciteitsnet weer in functie van de graaddagen op weekdays gedurende de verwarmingsmaanden van het jaar 2016¹².

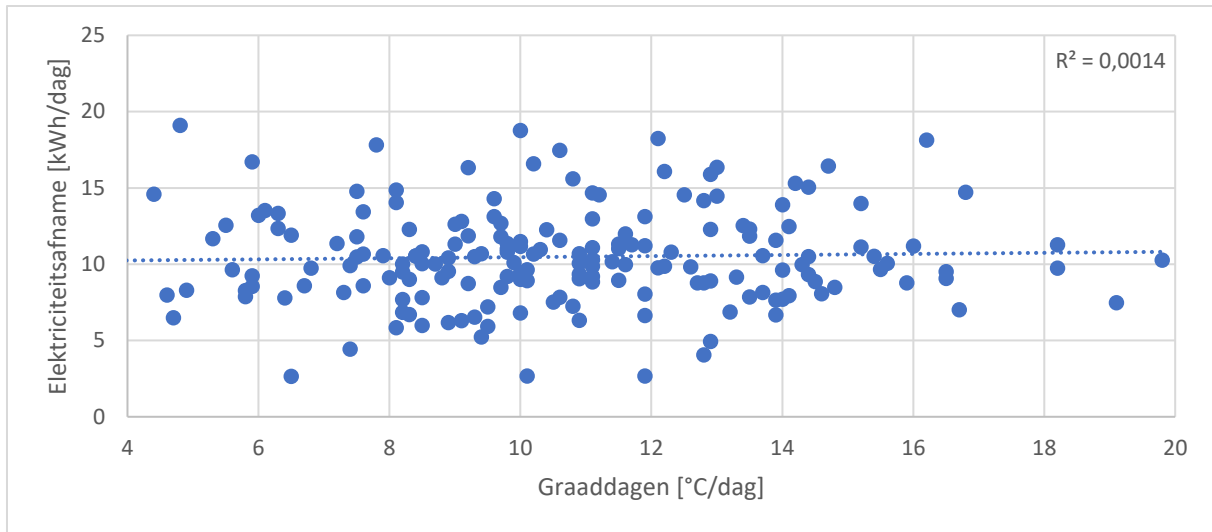
⁹ Elektriciteitsverbruik afkomstig van Fluvius ([open data](#)), graaddagen zijn afkomstig van gas.be

¹⁰ 3.500 kWh (www.vreg.be)

¹¹ Elektriciteitsverbruik afkomstig van Fluvius ([open data](#)), waarbij de profielen werden geselecteerd met een gemiddelde jaarlijkse elektriciteitsafname van 3.500 ± 1.000 kWh. De graaddagen zijn afkomstig van gas.be

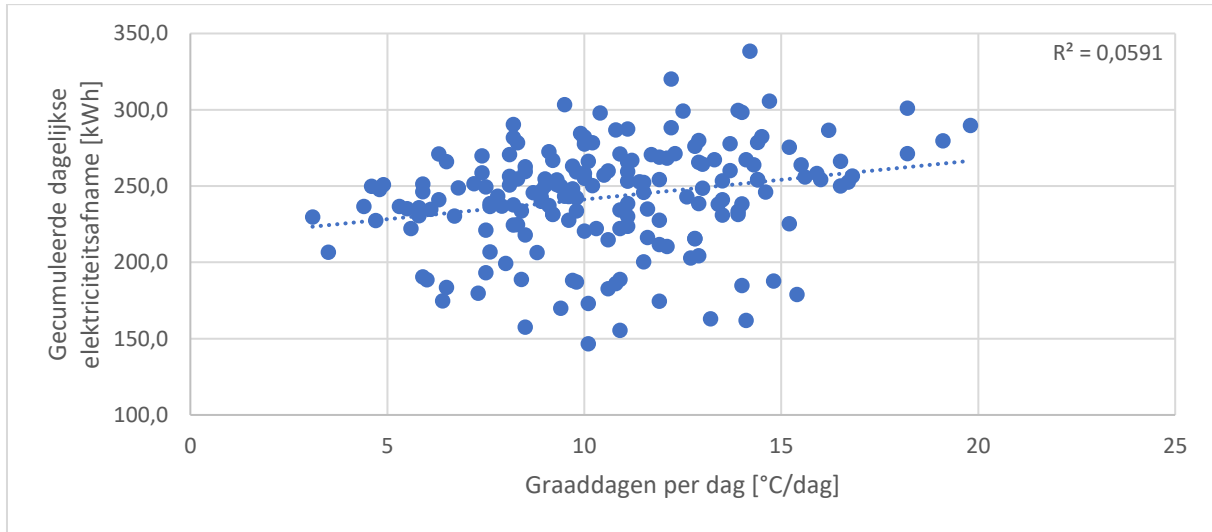
¹² “Total load” data van Elia ([open data](#)).

- Figuur 9 geeft de gemiddelde dagelijkse netbelasting van het volledige Belgische elektriciteitsnet versus de voorspelde gemiddelde dagelijkse netbelasting op basis van de historische graaddagen en de historische netbelasting van het volledige Belgische elektriciteitsnet voor de periode 2014 – 2020. De historische data van de belasting van het volledige Belgische elektriciteitsnet en de dagelijkse graaddagen zijn afkomstig van Elia en Gas.be voor de periode 2014 – 2020¹³.

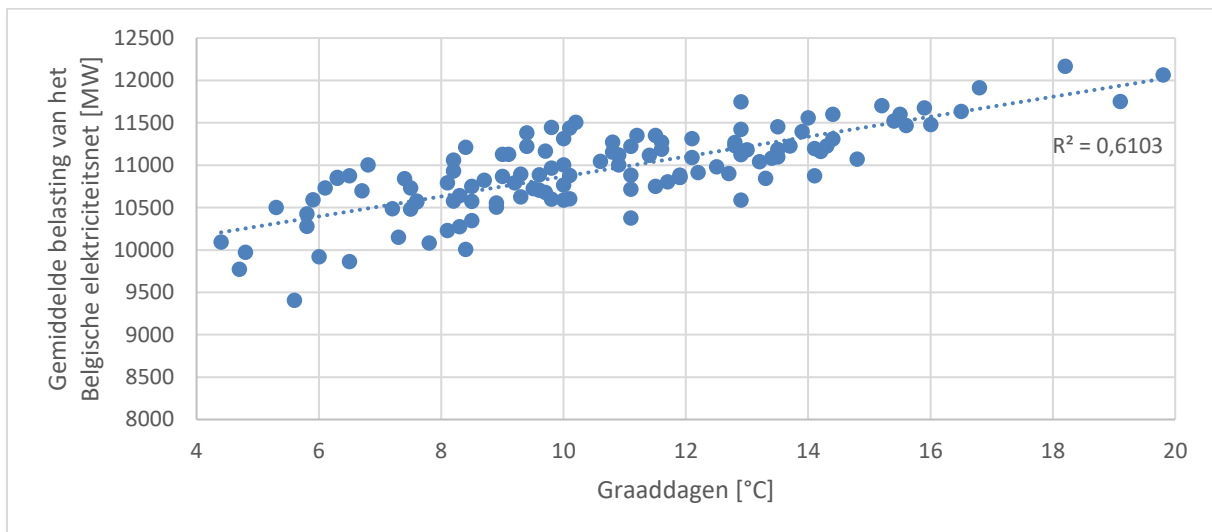


Figuur 6 Individuele elektriciteitsafname vs. graaddagen voor verwarmingsmaanden 2016 (Bron: [open dataset Fluvius](#) en [gas.be](#))

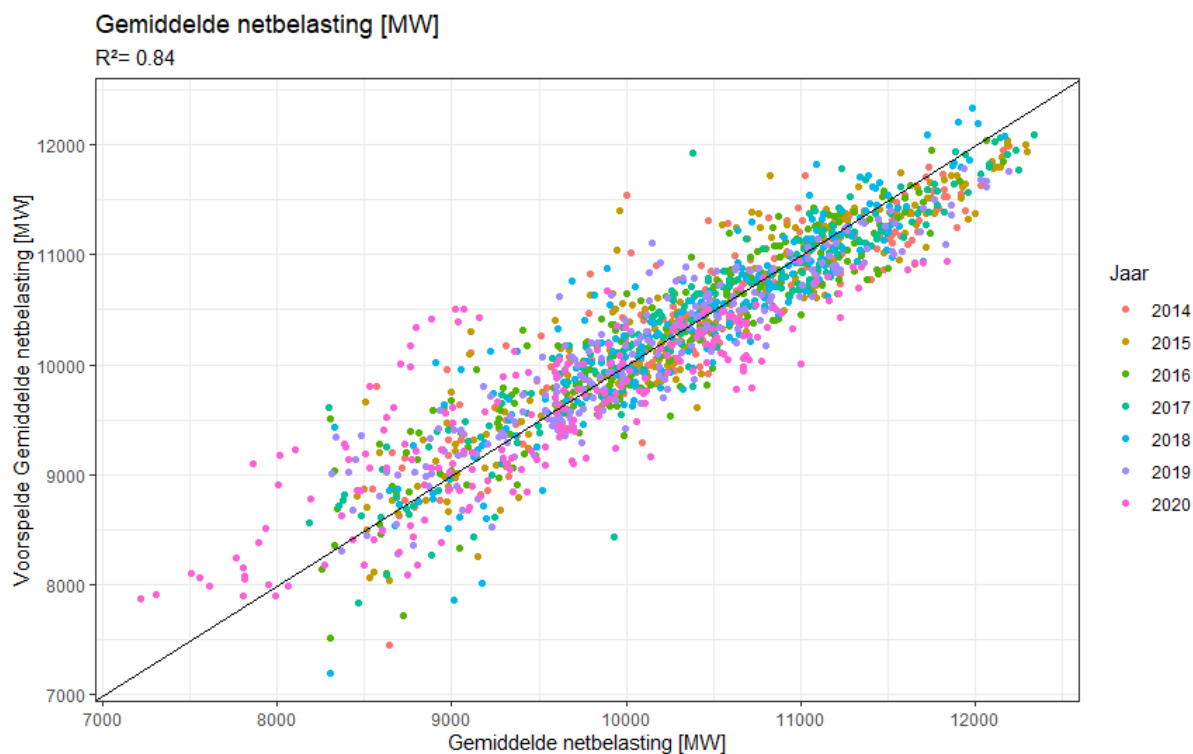
¹³ “Total load” data van Elia ([open data](#)) en graaddagen van [Gas.be](#). De totale last omvat alle elektrische lasten op het Elia-net en op de hieraan verbonden distributienetten. Er wordt ook rekening gehouden met de geschatte stroomverliezen. De totale last is gebaseerd op een combinatie van berekeningen, metingen en extrapolaties



Figuur 7: Gecumuleerde elektriciteitsafname van 25 reële huishoudelijke klanten vs. graaddagen voor verwarmingsmaanden 2016 (Bron: [open dataset Fluvius](#) en [gas.be](#))



Figuur 8: Gemiddelde dagelijkse netbelasting van het Belgisch elektriciteitsnet vs. graaddagen voor verwarmingsmaanden 2016. Weekenddagen en feestdagen (1 januari, 1 november, 11 november en 24 tot en met 31 december) zijn hierbij uit de dataset gehaald. (Bron: [www.opendata.elia.be](#))



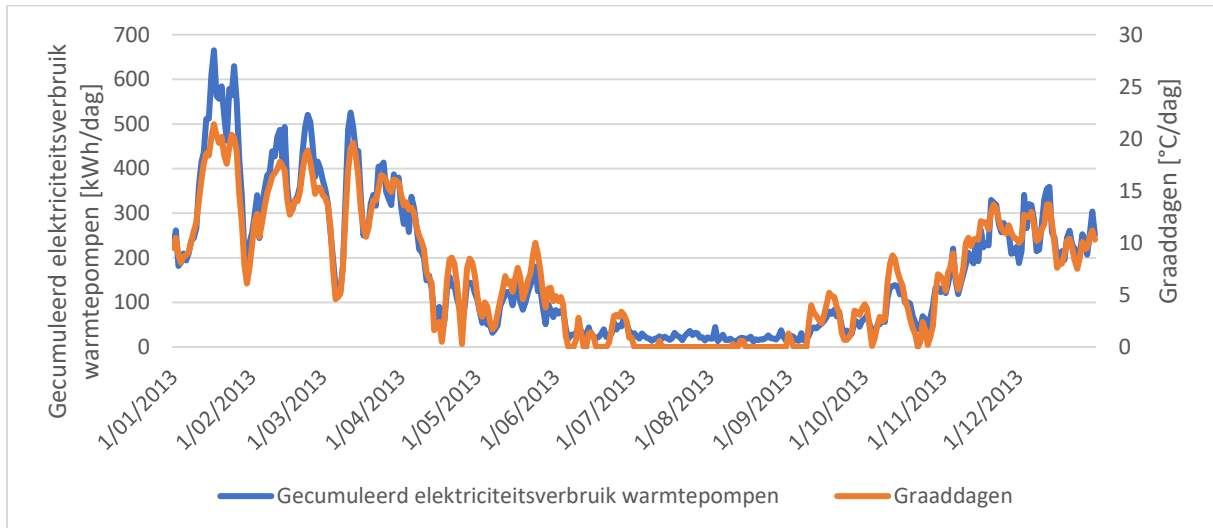
Figuur 9 Gemiddelde dagelijkse netbelasting van het volledige Belgische elektriciteitsnet [MW] versus de voorspelde gemiddelde netbelasting op basis van het aantal graaddagen van de respectievelijke dag [°C] en het type dag (week/weekend/feestdag/kerstweek) voor de periode 2014 - 2020 (Bron: Elia ([open data](#), "Total Load" parameter) en Gas.be ([graaddagen](#)))

Zowel voor de individuele doorsnee huishoudelijke afnemer in Figuur 6, als voor de gecumuleerde huishoudelijke afname in Figuur 7 is de correlatie met de graaddagen afwezig tot zeer beperkt. Op niveau van het volledige Belgische elektriciteitsnet zien we in Figuur 8 een toename van de elektriciteitsafname bij hogere graaddagen, en dus lagere omgevingstemperaturen. Indien we vervolgens meer data inbrengen in de analyse en de volledige periode 2014 – 2020 bekijken neemt de correlatie verder toe tot een R² waarde van 0,84 (zie Figuur 9). **Op basis van een correlatieanalyse werd een reeds aanwezige thermosensitiviteit van de elektriciteitsvraag op het Belgische elektriciteitsnet geïdentificeerd van ongeveer 122 MW/°C.** Deze thermosensitiviteit is evoluerend in de tijd in functie van de evolutie van de verwarmingstoepassingen die elektriciteit als bron gebruiken.

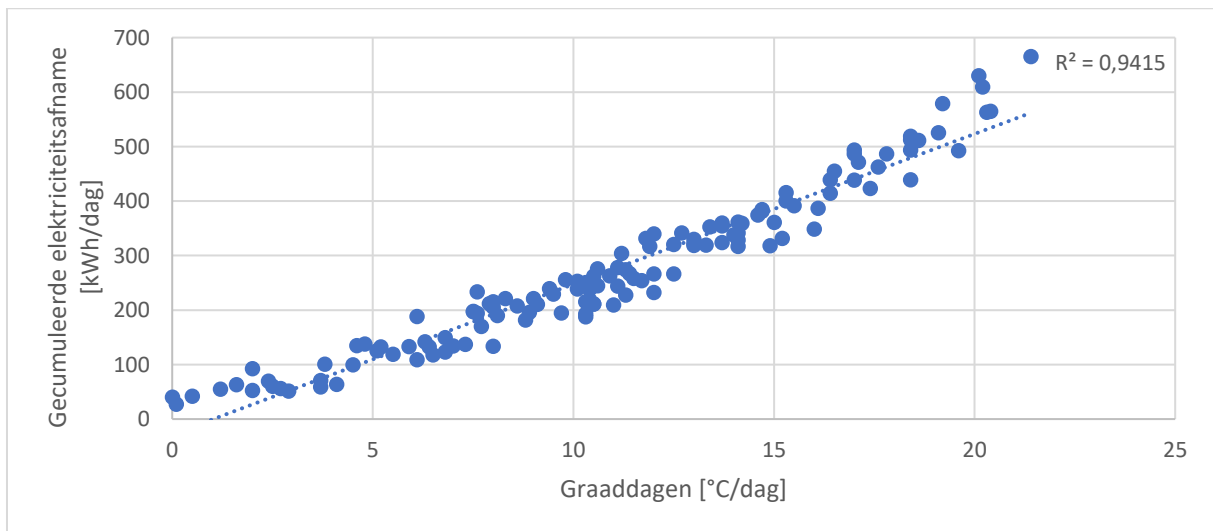
2.3 Thermosensitiviteit van de elektriciteitsvraag afkomstig van warmtepompen

Een doorsnee gezin met een verwarmings- en sanitair warm watervoorziening op basis van aardgas kent een thermosensitiviteit van de energievraag op het gebied van het aardgasverbruik. Bij een shift van een aardgas- naar een elektriciteitsgedreven systeem voor verwarming en warm water kan verwacht worden dat de thermosensitiviteit van de verwarmingsbehoefte wordt overgedragen op de elektriciteitsvector.

Deze thermosensitiviteit van de elektriciteitsvraag wordt geïllustreerd in Figuur 10 tot en met Figuur 12. De data werden bekomen via **rechtstreekse monitoring van het elektriciteitsverbruik van 12 individuele lucht-water warmtepompen**¹⁴.

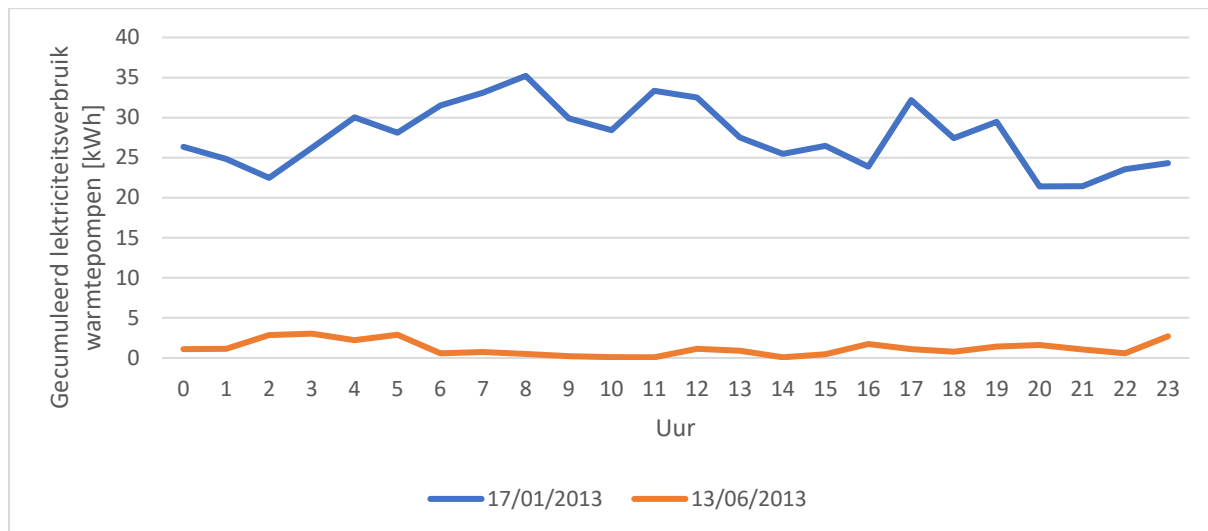


Figuur 10 Het gecumuleerd dagelijks elektriciteitsverbruik van 12 residentiële lucht-water warmtepompen en het aantal graaddagen in 2013. De data werden bekomen via rechtstreekse monitoring van het elektriciteitsverbruik van de individuele warmtepompen in het kader van het LiveHeatPump project.



Figuur 11 Het gecumuleerd dagelijks elektriciteitsverbruik van 12 residentiële lucht-water warmtepompen – op weekdagen tijdens de verwarmingsmaanden van 2013 – versus het aantal graaddagen. De data werden bekomen via rechtstreekse monitoring van het elektriciteitsverbruik van de individuele warmtepompen in het kader van het LiveHeatPump project.

¹⁴ Bekomen in het kader van het LiveHeatPump project



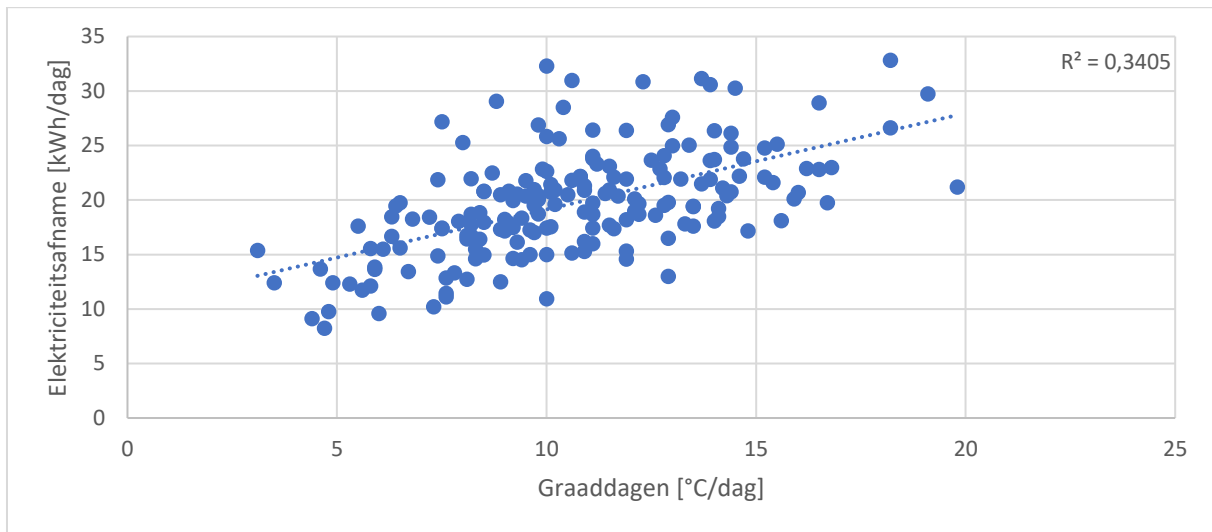
Figuur 12 Dagprofiel van het gecumuleerd elektriciteitsverbruik van 12 residentiële lucht-water warmtepompen op de koudste dag van 2013 (donderdag 17 januari 2013, 21,4 graaddagen) versus een dag met 0 graaddagen (donderdag 13 juni 2013). De data werden bekomen via rechtstreekse monitoring van het elektriciteitsverbruik van de individuele warmtepompen in het kader van het LiveHeatPump project.

Zoals blijkt uit Figuur 10 en Figuur 11 is er een **zeer sterke correlatie terug te vinden tussen de elektriciteitsvraag van de warmtepompen en het aantal graaddagen (verwarmingsbehoefte)**, die een grotendeels lineaire relatie lijkt te vertonen. Bij koude omgevingstemperaturen – ruwweg 16,5 graaddagen en hoger, oftewel een omgevingstemperatuur van ongeveer 0°C en lager – lijkt de elektriciteitsvraag afkomstig van de warmtepomp een sterkere afhankelijkheid te vertonen (zie Figuur 11). Dit kan verklaard worden doordat de verwarmingsbehoefte stijgt bij toename van het aantal graaddagen én de efficiëntie van de lucht-water warmtepomp die afneemt bij dalende omgevingstemperaturen. Extreem koude dagen dreigen hierdoor gepaard te gaan met hoge pieken van de elektriciteitsvraag. We merken ook op dat in de zomermaanden, wanneer de graaddagen nul zijn (d.w.z. er is geen verwarmingsbehoefte) de warmtepomp toch verbruikt omdat sommige warmtepompen ook sanitair warm water leveren. In Figuur 12 is te zien dat de hoge elektriciteitsvraag gedurende extreem koude periodes, bovendien constant aanwezig is doorheen de hele dag, met het risico dat de warmtepomp niet kan inspelen op een eventueel gewenste flexibele vraagrespons zonder in te boeten op comfort. Zo bedroeg op 17 januari de gemiddelde belastingsgraad van de warmtepompen 75% bij 21,4 graaddagen¹⁵. Bij de dimensionering van verwarmingsinstallaties dient minstens 26,5 graaddagen gedekt te kunnen worden, en bij voorkeur nog hoger omwille van mogelijke fluctuaties van de reële free heat¹⁶. Met andere woorden: **indien de dimensioneringstemperatuur zich voordoet zullen warmtepompen quasi de volledige dag nominaal opereren en is de piek aanwezigheid in de grootteorde van minstens 95%.**

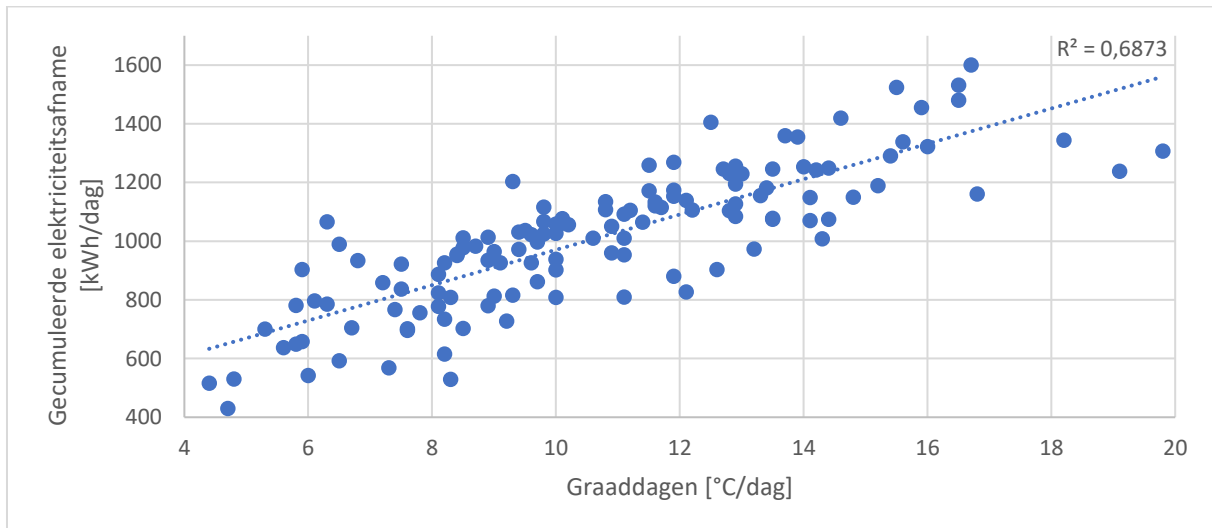
¹⁵ De warmtevraag op basis van de graaddagen was ongeveer 0,81

¹⁶ De reden dat de referentie van 16,5 °C gebruikt wordt ten opzichte van de ingestelde kamertemperatuur van 20 à 21°C in leeflokalen, en bijvoorbeeld 17 à 18°C in slaapgedeeltes

Naar analogie van de monitoring van individuele warmtepompen, is ook op het niveau van het afnamepunt een thermosensitiviteit van de elektriciteitsvraag terug te vinden. Onderstaande Figuur 13 en Figuur 14 werden bekomen op basis van elektriciteitsafnamedata afkomstig van Fluvius bij 15 afnamepunten met warmtepompen¹⁷. Figuur 13 geeft de dagelijkse elektriciteitsafnamedata weer van één gebruiker met een warmtepomp van het type grond-water in functie van het aantal dagelijkse graaddagen gedurende de verwarmingsmaanden in 2016. Figuur 14 geeft de gecumuleerde afnamedata van de 15 gebruikers met warmtepompen in functie van het aantal dagelijkse graaddagen.



Figuur 13: Individuele elektriciteitsafname met warmtepomp vs. graaddagen voor verwarmingsmaanden 2016 (Bron: Fluvius)

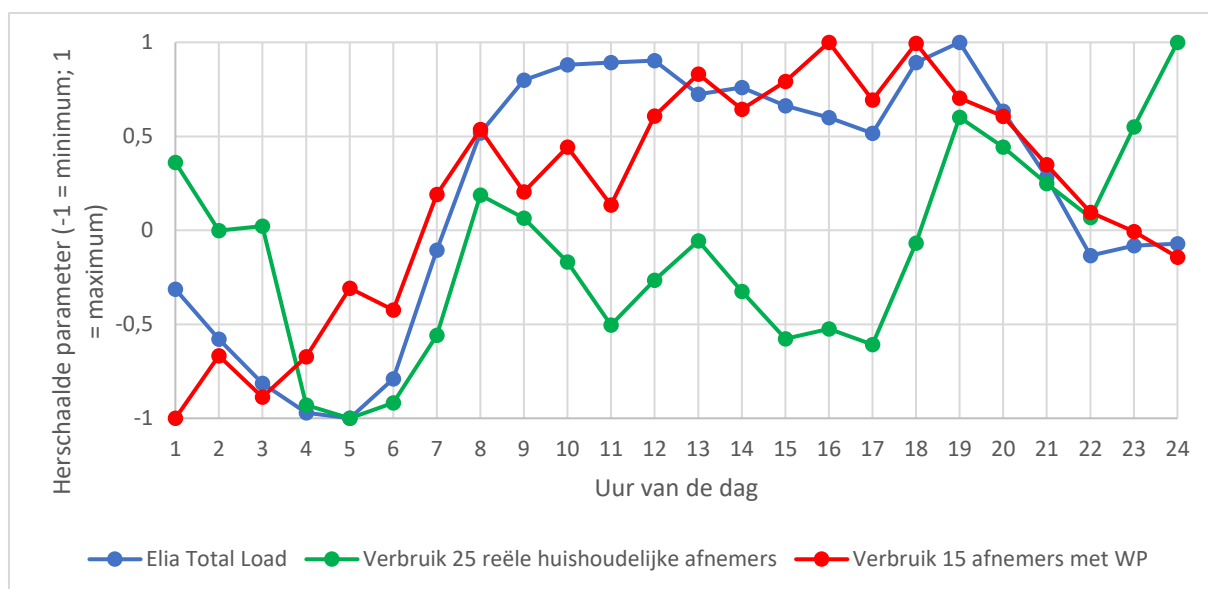


Figuur 14: Gecumuleerde elektriciteitsafname van 15 EAN afnamepunten met WP vs. graaddagen voor verwarmingsmaanden 2016 (Bron: Fluvius)

¹⁷ 15 warmtepompen: 5 van het type grond-water, 5 lucht-lucht en 5 lucht-water.

Uit Figuur 13 en Figuur 14 blijkt ook op niveau van het afnamepunt een duidelijke correlatie te heersen tussen de dagelijkse elektriciteitsafname en het dagelijks aantal graaddagen met een R^2 -waarde van 0,69 voor de gecumuleerde data. Het valt dus te verwachten dat er een niet te negeren mate van synchroniciteit geïntroduceerd wordt in het distributienet die tot op heden niet gekend is. De redenering is natuurlijk dat het elektriciteitsverbruik van warmtepompen (onderdeel van het totale verbruik van de betrokken woning) het aardgasverbruik van de klassieke gasverwarmingssketel vervangt en datzelfde warmtebehoeftepatroon moet dekken.

Het optreden van een synchrone piek op dagbasis, gedreven door de verwarmingsbehoefte hoeft geen probleem te zijn indien deze piek, die voortkomt uit de verwarmingsvraag, niet zou samenvallen met de systeempieken die nu reeds bestaan op het elektriciteitsdistributienet. Figuur 15 geeft voor een extreem koude dag in 2016 een overzicht van de afnameprofielen van de verschillende niveaus, waarbij -1 staat voor de laagste afname en +1 voor de hoogste¹⁸. Deze herschaling was noodzakelijk om de profielen die een zeer verschillende grootteorde hebben te kunnen vergelijken.



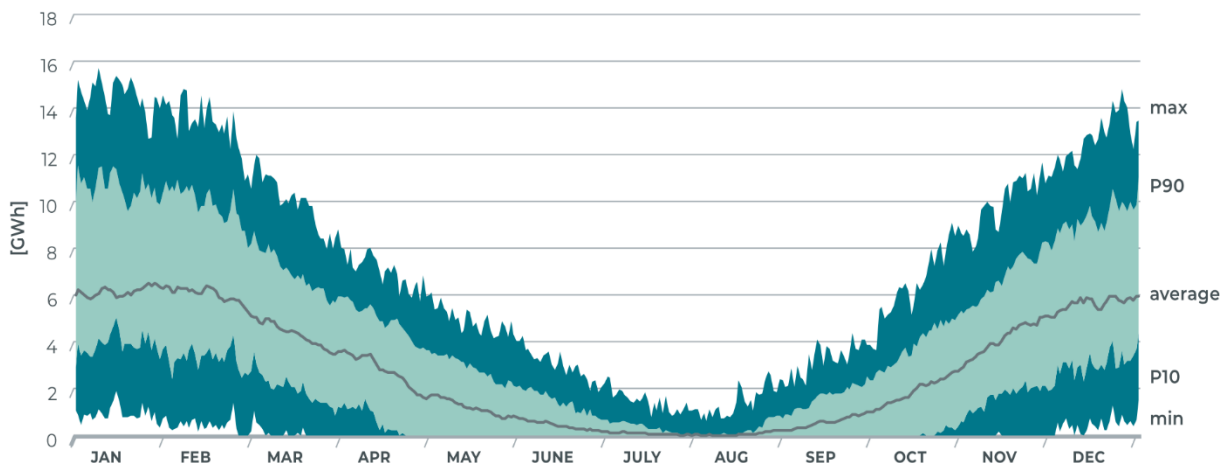
Figuur 15 Afnamepatroon elektriciteit op 20 januari 2016 voor het volledige Belgische elektriciteitsnet (Elia, 'Total Load' parameter), de gecumuleerde elektriciteitsafname van 25 reële huishoudens (Fluvius) en de gecumuleerde elektriciteitsafname van 15 afnemers met een warmtepomp (Fluvius).

Bij het bekijken van Figuur 15 wordt het zeer snel duidelijk, dat er een grote synchroniciteit is tussen de hoge belasting op het Belgisch elektriciteitsnet en de afname van de gebruikers met warmtepompen. Zowel de individuele afnemer als de gecumuleerde afname zonder warmtepomp vertonen dit patroon veel minder. Een correlatieanalyse geeft aan dat er een correlatie van 0,75 bestaat tussen het patroon op het volledige Belgische elektriciteitsnet en de gecumuleerde afname van de gebruikers met warmtepomp. Ook toont deze grafiek aan dat er **langs de zijde van de gebruikers met warmtepomp gedurende de zeer koude dagen – waarbij de warmtebuffering**

¹⁸ Op 20 januari 2016 bedroeg het aantal graaddagen 18,2 hetgeen bij benadering overeenkomt met een gemiddelde dagtemperatuur van ongeveer -2°C .

onvoldoende is – er maar zeer weinig ruimte is om de warmtepomp flexibel te laten draaien zonder in te boeten op comfort.

In zijn Adequacy- en flexibiliteitsstudie voor België 2022 – 2032 komt Elia tot een gelijkaardige conclusie omtrent de thermosensitiviteit van de afname bij gebruikers met warmtepompen¹⁹. Onderstaande Figuur 16 komt uit deze studie.



Figuur 16: Jaarprofiel van het voorspelde dagelijkse elektriciteitsverbruik van warmtepompen in 2030 aan een penetratiegraad van 3,6% (Bron: [Elia](#))

Volgend uit Figuur 16 zou het gemiddelde dagelijkse elektriciteitsverbruik door warmtepompen in 2030, bij een penetratiegraad voor warmtepompen van slechts 3,6%, variëren tussen 0 GWh in de zomer tot ongeveer 6 GWh in de koudere wintermaanden. Het profiel van de gemiddelde elektriciteitsvraag afkomstig van warmtepompen (grijze lijn in Figuur 16) lijkt mooi overeen te komen met de verwachting van het aantal graaddagen, zoals blijkt uit het gemiddeld aantal graaddagen doorheen het jaar, bekomen uit de historische graaddagen voor de periode 2014 – 2020 (zie onderstaande).

¹⁹ “Adequacy- en flexibiliteitsstudie voor België over de periode 2022-2032” (www.elia.be)



Figuur 17 Gemiddeld aantal graaddagen per dag van het jaar op basis van de historische data van het aantal graaddagen voor de periode 2014 – 2020 (bron: gas.be).

Bovenstaande gegevens leiden tot eenzelfde conclusie, namelijk dat de overgang van klassieke verbrandingsinstallaties op aardgas naar elektrische warmtepompen een bijkomende, temperatuurafhankelijke belasting van het Belgische elektriciteitsnet met zich mee zal brengen om te kunnen voldoen aan de verwarmingsbehoefte.

2.4 Rol voor decentrale cogeneratie in bevoorradingszekerheid

Omwille van de reeds aanwezige correlatie tussen piekdagen op het elektriciteitsnet en de verwarmingsbehoefte (zie hoofdstuk 2.2) en de bijkomende thermosensitiviteit van de elektriciteitsvraag afkomstig van de shift naar warmtepompen (zie hoofdstuk 2.3), biedt het gebruik van decentrale cogeneratie-installaties verschillende voordelen, waaronder het ondersteunen van de bevoorradingszekerheid.

Het gebruik van flexibele, decentrale cogeneratie-installaties biedt namelijk de mogelijkheid om het elektriciteitsnet te ondersteunen, in het bijzonder op tijdstippen met een hoge warmtevraag zoals op koude winterdagen met doorgaans minder zonuren. Op deze manier kunnen deze cogeneratie eenheden bijdragen aan de bevoorradingszekerheid van het Belgisch elektriciteitsnet en leiden tot lagere investeringskosten met betrekking tot de versterking van het elektriciteitsnet, op zowel de nationale als de distributienetten. Indien de aandrijving van deze decentrale cogeneratie-installaties bovendien op duurzame, hernieuwbare brandstoffen kan gebeuren zoals groene waterstof, draagt dit niet enkel bij aan de bevoorradingszekerheid, maar ook aan de verduurzaming van de Belgische elektriciteitsproductie.

Het merendeel van de huidige cogeneratie-installaties zijn aardgas-gedreven. In de volgende hoofdstukken wordt verder ingegaan op de performantie van brandstofcel cogeneratie eenheden indien deze (partieel) op waterstof wordt aangedreven. Er werden twee type brandstofcel



cogeneratie-installaties getest: *Solid Oxide* (SO, zie hoofdstuk 3) en *Polymer Electrolyte Membrane* (PEM, zie hoofdstuk 4). De bekomen resultaten worden in hoofdstuk 5 vergeleken met andere energetische toepassingen. Tot slot gaat Hoofdstuk 6 vervolgens dieper in op de voordelen voor de individuele gebruiker, alsook deze voor de maatschappij zoals de bevoorradingszekerheid van het elektriciteitsnet.



3 Metingen op de SOFC micro-WKK

3.1 Methodologie

Voor dit onderdeel van de experimenten werd een SOFC-brandstofcel gebruikt ($P_{\text{nom,el}} = 1,5 \text{ kW}_e$), die wordt aangestuurd door de firma SOLIDpower GmbH, gevestigd in Heinsberg in Duitsland. De besturing vanop afstand liet toe om de vestiging in Heinsberg (via internet link) de instellingen te laten optimaliseren naargelang de specifieke operationele omstandigheden.

De experimenten werden in twee reeksen uitgevoerd:

- Reeks 1: De eerste reeks proeven bestond uit de monitoring van de SOFC-unit wanneer deze aan verschillende gasmengels werd onderworpen. Gezien de deelnemende partijen in dit project op voorhand met SOLIDpower hadden gecommuniceerd dat er een substantieel wijzigende brandstoftoevoer zou getest worden, werd initieel overeengekomen dat bij elke wijziging van brandstoftoevoer SOLIDpower de mogelijkheid zou hebben om met het toestel te communiceren en de instellingen aan te passen.
- Reeks 2: Aangezien bovenstaande wijzigingen van de operationele instellingen in de praktijk mogelijks niet continu mogelijk is, werd contact opgenomen met het onderzoek- en ontwikkelingscentrum van de fabrikant in Italië die bevestigde dat het toestel zonder enig probleem met de verschillende mengsels kon werken, zonder de instellingen te moeten aanpassen. Op basis hiervan werd besloten een tweede reeks testen uit te voeren zonder de communicatie met SOLIDpower om te zien of de eenheid dan ook zou blijven werken en wat dan de prestaties zouden zijn.

Voor de keuze van de testgassen is uitgegaan van volgende elementen:

- de Wobbe-index grenzen voor het hoogcalorisch gas verdeeld in België, zoals gepubliceerd in het Blad van de Europese Unie binnen het kader van de Verordening Gastoestellen (EU) 2016/426, nl. van 46,61 tot 53,91 MJ/m³ bij een referentietemperatuur van 15°C voor de verbranding en een referentietemperatuur van 15°C en een druk van 1.013,25 mbar voor de volumemeting van het gas;
- enkel hoogcalorisch aardgas (gasgroep H), aangezien laagcalorisch aardgas (gasgroep L) in België niet meer zal worden verdeeld voor gebruik vanaf 2025;
- de testgassen voor de gasgroep H, zoals gedefinieerd in norm EN 437, die worden gebruikt binnen het kader van het CE typeonderzoek (cf. Verordening Gastoestellen (EU) 2016/426);
- de ontwikkeling van biomethaan voor injectie in het openbare gasnet.

Dat heeft geleid tot de keuze van testgasen zoals opgelijst in Tabel 2:

Tabel 2 Eigenschappen van de verschillende gasmengsels in fase 1

	<i>x value = 10, 20 or 30 depending on results ^a</i>						
Test number	G20	M1	M2	M3 ^a	M5	M7	M9
volume% CH ₄	100,0	90,0	80,0	70,0	87 - x	96 - x	92,5 - x
volume% H ₂	0,0	10,0	20,0	30,0	x	x	x
volume% C ₃ H ₈	0,0	0,0	0,0	0,0	13,0	0,0	0,0
volume% CO ₂	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	0,0
volume% N ₂	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5
Wobbe index (15°C/15°C, 1.013,25 mbar, HCV) [MJ/m ³]	50,7	49,5	48,2	47,0	54,7	48,0	45,7

Waarbij:

- testgas G20 = het referentietestgas zoals bepaald door EN 437 voor gasgroep H als referentiepunt;
- M1 = het referentietestgas + 10% waterstof;
- M2 = het referentietestgas + 20% waterstof;
- M3 = het referentietestgas + 30% waterstof voor zover het toestel dergelijke waterstofconcentratie toelaat;
- M4, M5 = het limiettestgas met de hoogste Wobbe-index zoals bepaald door EN 437 voor gasgroep H met een concentratie waterstof in functie van de eerdere testresultaten om na te gaan wat de impact is van de aanwezigheid van hogere koolwaterstoffen;
- M6, M7 = het referentietestgas met 4,0 % CO₂ – of het maximale toegelaten CO₂-gehalte voor injectie van biomethaan zoals opgegeven in Synergrid's technisch voorschrift G8/01 – met een concentratie waterstof in functie van de eerdere testresultaten om na te gaan wat de impact is van de aanwezigheid van koolstofdioxide²⁰;
- 2c = het limiettestgas met de laagste Wobbe-index zoals bepaald door EN 437 voor gasgroep H met een concentratie waterstof in functie van de eerdere testresultaten om na te gaan wat de impact is van de aanwezigheid van stikstof.

Gedurende deze eerste reeks experimenten werd de eenheid telkens gestabiliseerd door de producent van de unit door middel van een online wijziging van de instellingen. Het is belangrijk te duiden dat

²⁰ De 4% CO₂ bij testgas 2b komt niet 100% overeen met het max. toegelaten CO₂-gehalte zoals vermeld in het technisch voorschrift van Synergrid voor biomethaaninjectie. Synergrid hanteert mol%, terwijl in testgas 2b vol% werd gehanteerd.



sommige componenten van de brandstofmengsels, zoals N_2 en CO_2 , niet bijdragen tot de totale warmtebijdrage van de brandstof.

De tweede fase experimenten bestond uit metingen op basis van brandstofmengsels opgelijst in Tabel 3.

Tabel 3: Eigenschappen van de 4 verschillende brandstofmengsels gebruikt in de tweede fase experimenten met de SOFC

100%CH ₄
90%CH ₄ + 10%H ₂
80%CH ₄ + 20%H ₂
70%CH ₄ + 30%H ₂

Zoals te zien in bovenstaande Tabel 3 kwamen de vier brandstofmengsels overeen met de eerste 4 mengsels uit fase 1 (zie Tabel 2). Hierbij werden, in tegenstelling tot in fase 1, de instellingen van het toestel niet gewijzigd voor iedere samenstelling.

Verdere details omtrent de gevolgde procedure voor gasmengsels en de metingen zijn terug te vinden in Annex 1.

3.2 Resultaten

In Tabel 4 is een overzicht gegeven van de data zoals bekomen door Gas.be voor ieder experiment. Deze data werden reeds gecorrigeerd voor fluctuaties in densiteit ten gevolge van variaties in de omgevingstemperatuur. In Tabel 5 is een voorbeeld gegeven van de berekeningswijze waarop deze correctie werd uitgevoerd.



Tabel 4 Experimentele resultaten voor de SOFC micro-WKK module onderworpen aan de verschillende gasmengsels (G20, M1 t.e.m. M9): experimenteel gemeten gassenstelling in de voeding, en gasdebiet, Wobbe index, (onderste en bovenste) calorische verbrandingswaarde, warmte-input, geproduceerde elektriciteit, gassenstelling van de uitlaatgassen, geproduceerde nuttige warmte. De onderste tabel geeft een overzicht van de omzettingsrendementen (electriciteit en warmte), de thermische verliezen en het verschil tussen de gemeten energetische in- en outputstromen.

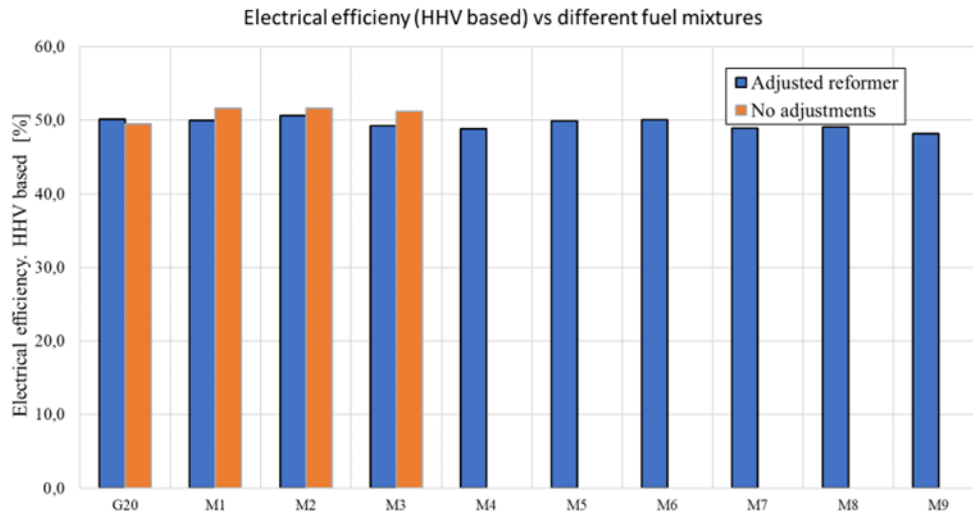
Definition of measurement						Input gas							Electricity	Combustion					Heat recuperation					
n°	Suggested composition	Real composition					Corrected Gas flow rate (1013,25mbar/15°C)	Wi	Ws	d	Hi	Hs	Heat Input Hi	Heat Input Hs	Produced Electricity	CO	CO ₂	T _{ch}	Unburned CH ₄	Unburned H ₂	Water rate	ΔT	Produced heat	
		CH ₄	C ₃ H ₈	H ₂	CO ₂	N ₂	m ³ /h	MJ/m ³	MJ/m ³		MJ/m ³	MJ/m ³	kW	kW	kWh	ppm	%	°C	ppm	ppm	kg/h		kW	
G20-1	100%CH4	100,0		0,0			0,283	45,666	50,721	0,555	34,011	37,777	2,68	2,97	1,491	38,7	2,7	35,5	15,0	0	89,8	7,2	0,75	2,24
M1-1	90%CH4 +10%H2	89,3		10,7			0,307	44,375	49,400	0,503	31,467	35,030	2,68	2,98	1,492	36,9	3,0	33,9	7,5	0	85,3	7,1	0,70	2,19
M2-1	80%CH4+20%H2	78,4		21,7			0,329	43,033	48,038	0,450	28,854	32,210	2,64	2,95	1,492	40,0	2,5	36,1	2,5	0	96,4	7,1	0,80	2,29
M3-1	70%CH4+30%H2	68,7		31,3			0,367	41,851	46,852	0,403	26,566	29,740	2,71	3,03	1,492	35,7	2,2	37,3	7,5	0	109,0	6,7	0,85	2,34
M4-1	87%CH4+13%C3H8	86,7	13,3				0,244	49,491	54,649	0,680	40,814	45,069	2,76	3,05	1,491	40,5	2,7	36,7	25,0	0	90,4	7,5	0,79	2,28
M5-1	57%CH4+30%H2+13%C3H8	59,8	10,2*	30,0			0,300	45,283	50,312	0,510	32,339	35,930	2,69	2,99	1,491	39,1	2,6	36,9	30,0	0	90,2	8,0	0,83	2,33
M6-1	96%CH4+4%CO2	95,9			4,1		0,296	42,301	46,984	0,595	32,620	36,231	2,68	2,98	1,492	42,3	2,6	35,6	5,0	0	95,5	7,3	0,81	2,31
M7-1	66%CH4+30%H2+4%CO2	66,5		29,6	3,9		0,382	38,260	42,825	0,449	25,635	28,693	2,72	3,05	1,491	36,4	2,4	35,1	0,0	0	93,5	7,7	0,84	2,33
M8-1	92,5%CH4+7,5%N2	92,4				7,6	0,313	41,053	45,598	0,586	31,429	34,908	2,74	3,04	1,492	51,7	2,5	36,4	22,5	0	105,5	6,7	0,82	2,32
M9	62,5%CH4+30%H2+7,5%N2	62,8		29,7		7,6	0,408	36,673	41,066	0,442	24,374	27,294	2,77	3,10	1,492	47,7	2,4	35,4	22,5	0	89,9	7,8	0,81	2,31
G20-2	100%CH4	100,0		0,0			0,287	45,666	50,721	0,555	34,011	37,777	2,71	3,01	1,492	43,1	2,7	37,5	8,3	0	94,1	7,2	0,79	2,28
M1-2	90%CH4 +10%H2	89,3		10,7			0,297	44,375	49,400	0,503	31,467	35,030	2,60	2,89	1,492	81,4	2,6	36,4	5,0	0	88,1	7,2	0,74	2,23
M2-2	80%CH4+20%H2	78,4		21,7			0,323	43,033	48,038	0,450	28,854	32,210	2,59	2,89	1,492	124,1	2,5	35,9	0,0	0	83,0	7,2	0,70	2,19
M3-2	70%CH4+30%H2	68,7		31,3			0,353	41,851	46,852	0,403	26,566	29,740	2,60	2,91	1,492	207,6	2,4	35,8	0,0	0	90,8	7,1	0,75	2,24
		η _{Hi}					η _{Hs}					Thermal losses				sum of outputs	fuel input	delta						
		Total		Elec		Therm.		Total		Elec		Therm.		Surfaces	Hot air	Fumes	TOTAL							
		%	Diff vs G20	%	Diff vs G20	%	Diff vs G20	%	Diff vs G20	%	Diff vs G20	%	Diff vs G20	W	W	W	W	kW	kW	kW				
G20-1		83,74		55,70		28,04		75,39		50,15		25,24		125	220	70	415	2,66	2,68	-0,02				
M1-1		81,87	-1,87	55,66	-0,05	26,22	-1,82	73,55	-1,85	50,00	-0,16	23,55	-1,69	125	220	57	402	2,60	2,68	-0,08				
M2-1		86,72	2,98	56,49	0,79	30,23	2,19	77,68	2,29	50,60	0,45	27,08	1,84	125	220	80	425	2,71	2,64	0,07				
M3-1		86,31	2,57	55,10	-0,61	31,22	3,18	77,10	1,71	49,22	-0,94	27,88	2,64	125	220	99	444	2,78	2,71	0,07				
M4-1		82,62	-1,13	53,97	-1,73	28,64	0,61	74,82	-0,58	48,88	-1,27	25,94	0,70	125	220	79	424	2,71	2,76	-0,06				
M5-1		86,41	2,67	55,42	-0,29	30,99	2,95	77,77	2,38	49,88	-0,27	27,89	2,65	125	220	83	428	2,75	2,69	0,06				
M6-1		85,99	2,25	55,62	-0,09	30,37	2,34	77,42	2,02	50,07	-0,08	27,35	2,10	125	220	74	419	2,73	2,68	0,04				
M7-1		85,47	1,73	54,75	-0,95	30,71	2,68	76,36	0,96	48,92	-1,24	27,44	2,20	125	220	79	424	2,75	2,72	0,03				
M8-1		84,67	0,93	54,54	-1,17	30,13	2,10	76,23	0,84	49,10	-1,05	27,13	1,89	125	220	85	430	2,75	2,74	0,01				
M9		83,39	-0,35	53,97	-1,73	29,42	1,38	74,47	-0,93	48,20	-1,95	26,27	1,03	125	220	82	427	2,73	2,77	-0,03				
G20-2		84,08		55,02		29,06		75,70		49,53		26,17		125	220	84	429	2,71	2,71	0,00				
M1-2		85,89	1,81	57,43	2,42	28,46	-0,60	77,16	1,46	51,59	2,06	25,57	-0,60	125	220	77	422	2,65	2,60	0,06				
M2-2		84,66	0,58	57,64	2,63	27,02	-2,05	75,84	0,14	51,64	2,10	24,20	-1,96	125	220	75	420	2,61	2,59	0,02				
M3-2		86,10	2,02	57,30	2,29	28,80	-0,26	76,91	1,21	51,19	1,65	25,73	-0,44	125	220	79	424	2,67	2,60	0,06				



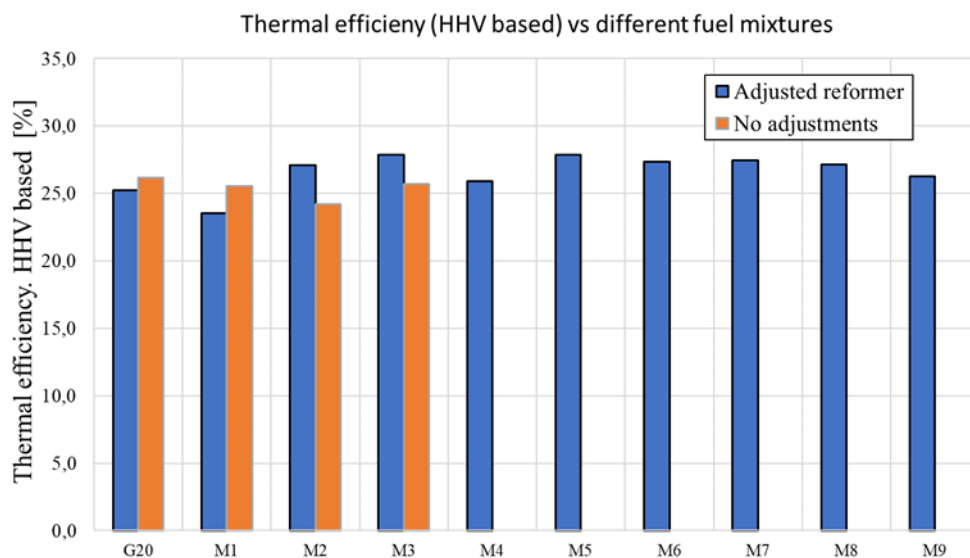
Tabel 5 Voorbeeld van de uitgevoerde correctie op de experimentele data omwille van variaties in omgevingstemperatuur

M1 (100% G20) TEST 1									M1 (100% G20) TEST 2								
Input Gas									Input Gas								
	Gas Inlet pres.	Gas Temp	Atm Pr	Index g-meter	Index g-meter	time	Correctio n gas meter	Measured Gas rate		Gas Pr	Gas Temp	Atm Pr	Index g-meter	Index g-meter	time	Correctio n gas meter	Measured Gas rate
	mbar	°C	mbar	start	stop	s		m3/h		mbar	°C	mbar	start	stop	s		m3/h
start	22,8	21,7	1004,4	337,456		1812,54	0,9962	0,2810	start	22,8	22,1	1005,9	337,965		1863,68	0,9962	0,2810
stop	22,9	21,8	1004,7		337,598				stop	22,8	22,3	1006,2		338,111			
Average	22,85	21,7	1004,6					Corrected gas rate	Average	22,8	22,2	1006,1					Corrected gas rate
								0,283355 m3/h									0,283303 m3/h
Electricity									Electricity								
	Index	time	Output Elec (kWh)							Index	time	Output Elec (kWh)					
	Output Elec	s								Output Elec	s						
start	154,763								start	157,455							
stop	155,559	1923	1,4902						stop	158,276	1981	1,4920					
Combustion (average)									Combustion (average)								
CO	38,3	ppm		UCH4		ppm			CO	39,1	ppm		UCH4	15	ppm		
CO2	2,7	%		UH2		ppm			CO2	2,7	%		UH2		ppm		
Tch	35,3	°C		Nox		ppm			Tch	35,6	°C		Nox		ppm		
Tamb.	22,1	°C							Tamb.	22,8	°C						
Heat recuperation									Heat recuperation								
Inlet temperature water		29,91 °C				water rate (kg/h)			Inlet temperature water		30,32 °C				water rate (kg/h)		
Outlet temperature water		37,06 °C				Index			Outlet temperature water		37,55 °C				Index		
				start		18,14		Time (s)					start		33,2		Time (s)
				stop		66,74		1915,6					stop		80		1910,3
		ΔT	7,15			Rate	91,34	kg/h			ΔT	7,23			Rate	88,20	kg/h
Wasted water									Wasted water								
		1,92	kg	Time	9:45			Voor test			2,18	kg	Time	11:43			Voor test
G20	G20-11	G20-12	G20-13	G20-14	G20-15	Average	Sug.Comp.	% diff.									
Wi (MJ/m ³)	45,666	45,666	45,666	45,667	45,666	45,666	45,668	-0,01									
Hi (MJ/m ³)	34,010	34,011	34,012	34,013	34,011	34,011	34,016	-0,01									
Ws (MJ/m ³)	50,721	50,721	50,722	50,722	50,722	50,721	50,724	0,00									
Hs (MJ/m ³)	37,776	37,776	37,777	37,778	37,777	37,777	37,781	-0,01									
d:	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	-0,02									

Op Figuur 18 en Figuur 19 geven respectievelijk de elektrische en thermische²¹ efficiënties weer, die zijn bekomen uit de experimenten van fase 1²² en fase 2²³ van de meetcampagne (opgelet dat hier de resultaten ten opzichte van de bovenste verbrandingswaarde werden opgegeven).



Figuur 18: Elektrische efficiëntie van de SOFC unit in functie van de verschillende gasmengsels voor fase 1 (blauw) en fase 2 (oranje) van de meetcampagne



Figuur 19: Thermische efficiëntie van de SOFC unit in functie van de verschillende gasmengsels voor fase 1 (blauw) en fase 2 (oranje) van de meetcampagne

Om de bijdrage van het waterstofgas in de bovenstaande experimentele resultaten na te gaan, werd vervolgens voor ieder gasmengsel, de marginale efficiëntie afkomstig van waterstofgas berekend (zie

²¹ De SOFC micro-WKK leverde warmte aan een temperatuur van 37 à 38°C

²² Fase 1: met aanpassing van de operationele instellingen voor ieder gasmengsel, blauw

²³ Fase 2: zonder aanpassing van de operationele instellingen, oranje

Annex 2 voor de berekeningswijze). Een overzicht van de marginale efficiëntie in functie van het gasmengsel is weergegeven in Tabel 7.

Tabel 7 Berekende marginale efficiënties van het toegevoegde waterstofgas voor de SOFC micro-WKK

	Hin CH4	Hin H2	Eout CH4	Hout CH4	Eout H2	Hout H2	% E	% H	% totaal
G20	2,676		1,491	0,750			55,7%	28,0%	83,7%
M1-1	2,588	0,093	1,441	0,725	0,050	-0,023	54,3%	-24,4%	29,9%
M2-1	2,439	0,202	1,359	0,684	0,133	0,115	66,0%	56,7%	122,7%
M3-1	2,382	0,325	1,327	0,668	0,165	0,177	50,6%	54,5%	105,2%
M5	1,692	0,999	0,943	0,475	0,549	0,359	54,9%	36,0%	90,9%
M7	2,305	0,419	1,282	0,646	0,209	0,190	50,0%	45,5%	95,5%
M9	2,238	0,527	1,220	0,627	0,272	0,186	51,6%	35,3%	86,8%
M1-2	2,507	0,090	1,379	0,729	0,112	0,011	124,7%	11,7%	136,4%
M2-2	2,391	0,198	1,315	0,695	0,177	0,005	89,4%	2,3%	91,7%
M3-2	2,291	0,313	1,261	0,666	0,232	0,084	74,0%	26,9%	100,9%
Gemiddelde SOFC H2 performance (M3/M5/M7/M9):							Elektrisch	56,2%	
							Thermisch	39,6%	
							Totaal	95,9%	

Om de impact van de introductie van waterstofgas in het gevoede gasmengsel op de prestaties te kunnen nagaan, werd telkens het aandeel van de gegenereerde elektriciteit en warmte afkomstig van methaan (CH_4) – en propaan (C_3H_8) indien van toepassing – berekend op basis van de prestaties van de unit gevoed door zuiver methaan (of de combinatie methaan/propaan). Deze referenties werden gebruikt om de bijdrage van het geïntroduceerde waterstofgas na te gaan. Door de berekende energetische bijdrage van het waterstofgas te vergelijken met de theoretische bijdrage voor het gevoede volume waterstofgas kon ook de kwaliteit van de gegenereerde data worden gecontroleerd.

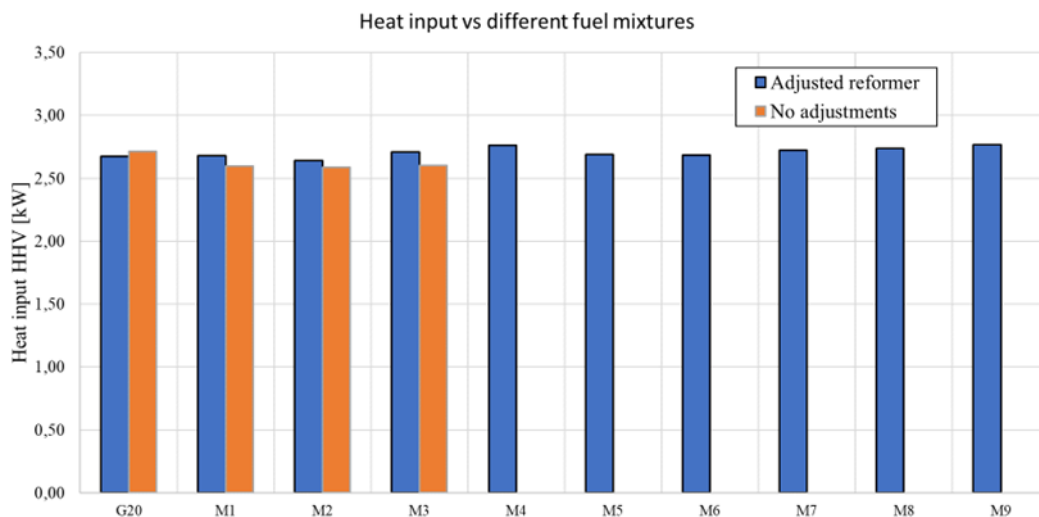
De resultaten van de G20-testen 1 en 2 (zuiver methaan) geven bijkomend de stabiliteit weer van de met de SOFC-eenheid bekomen resultaten.

De resultaten uit de eerste fase lijken erop te duiden dat de marginale elektrische efficiëntie gelijkaardig of lichtjes lager ligt dan de resultaten bekomen voor zuiver methaan. De warmterecuperatie waardes stijgen wel, met een totale efficiëntie die 10 tot 12% hoger ligt dan deze met zuivere methaan input. In deze reeks werd door het controlesysteem van de SOFC-eenheid de warmte input van de brandstof constant gehouden, alsook de elektrische efficiëntie van de fuel cell. Dit resulteerde in een hogere thermische output. Deze hogere waarde voor de warmte output zou kunnen verklaard worden door het verminderde optreden van de interne endotherme reforming reactie – ten gevolge van de overmaat aan waterstofgas in de fuel cell stack en het tekort aan beschikbaar methaan – dewelke in een verminderde warmteopname resulteert²⁴.

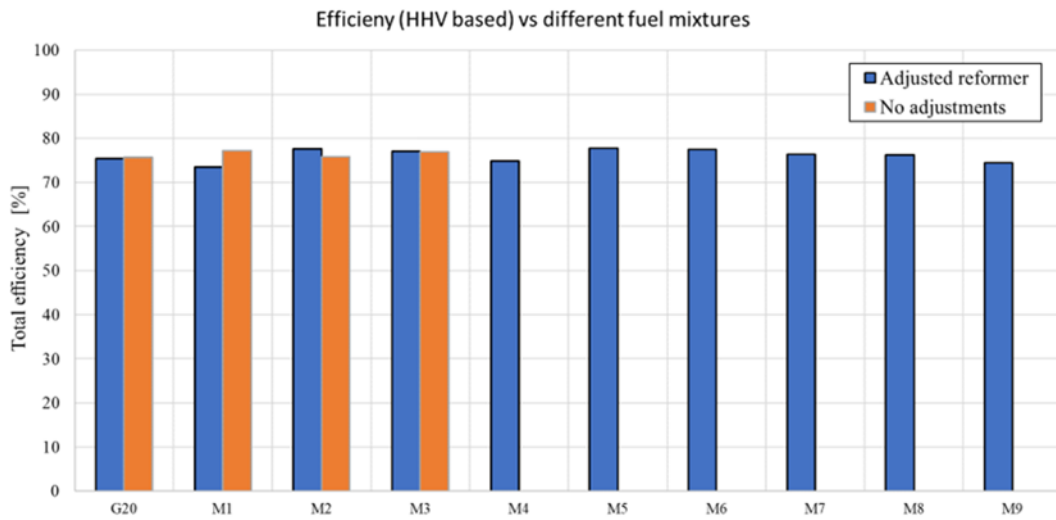
²⁴ Meer informatie over de interne reforming reactie is weergegeven in Annex 3.

De resultaten uit de tweede fase van de meetcampagne lijken te duiden op een beduidend hogere elektrische efficiëntie als er waterstofgas aan het brandstofmengsel wordt toegevoegd ten opzichte van de referentie (G20, zuiver methaan). De opbrengst inzake warmte output lijkt lager te liggen dan de referentie. De totale efficiëntie ligt dan weer hoger in vergelijking met de referentie (zuiver methaan). In deze fase lag de totale energetische input van de brandstof lager indien waterstofgas werd toegevoegd. De elektrische output wordt door de eenheid aangestuurd naar een constante waarde, waardoor de beschikbare energie voor warmteproductie verlaagt. De afname van warmteabsorptie door de interne reforming reactie is minder uitgesproken dan in fase 1. Dit laatste kan verklaard worden doordat er minder methaan en waterstofgas in het systeem geïntroduceerd wordt ten opzichte van de referentie (G20, zuiver methaan). De resultaten van de marginale berekeningen zijn weergegeven in Tabel 6.

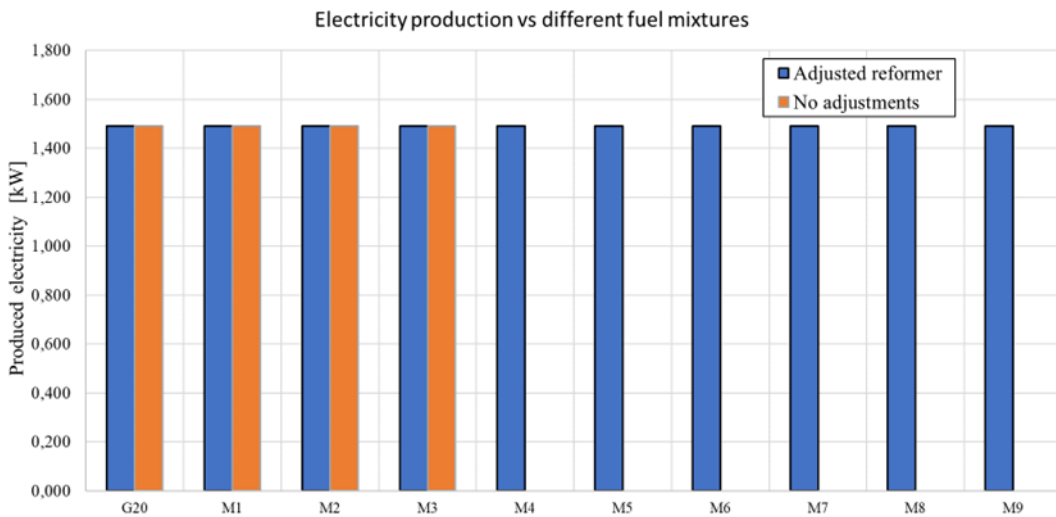
Onderstaande figuren geven een grafisch overzicht van de experimentele resultaten bekomen via de meetcampagne.



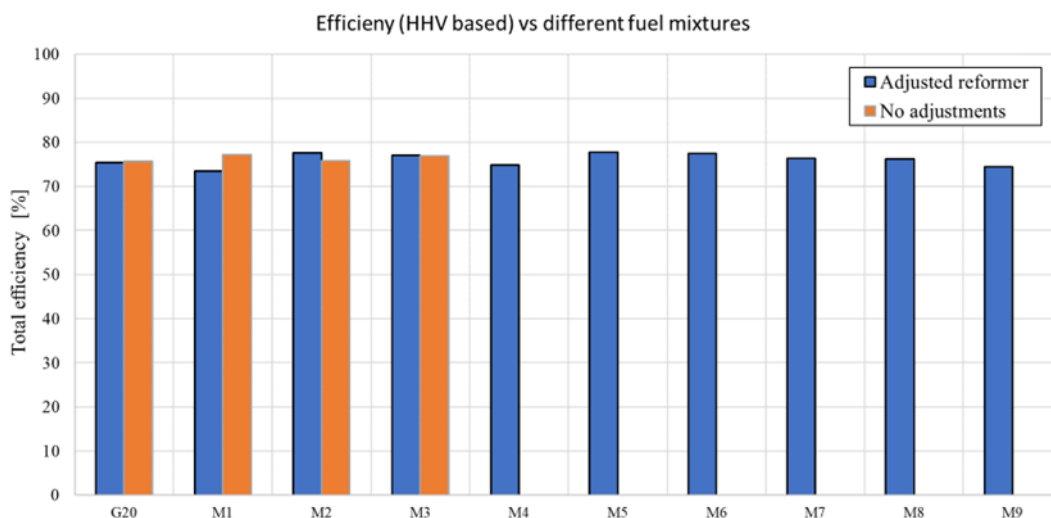
Figuur 20: Warmte input naar de SOFC in functie van de verschillende brandstofmengsels voor beide fase van de meetcampagne



Figuur 21: Opgewekte thermische energie door de SOFC in functie van de verschillende brandstofmengsels voor beide fases van de meetcampagne



Figuur 22: Opgewekte elektriciteit door de SOFC in functie van de verschillende brandstofmengsels voor beide fases van de meetcampagne



Figuur 23: Algemene efficiëntie van de SOFC in functie van de verschillende brandstofmengsels voor beide fases van de meetcampagne

Samenvattend lijken de resultaten te duiden op een efficiëntere conversie van het toegevoegde waterstofgas ($\eta_{el,H_2} = 56,2\%$, $\eta_{th,H_2} = 39,6\%$, $\eta_{tot,H_2} = 95,9\%$) dan zuiver methaan ($\eta_{el,CH_4} = 55,7\%$, $\eta_{th,CH_4} = 28,0\%$, $\eta_{tot,CH_4} = 83,7\%$). Deze hoge energetische efficiëntie-waarden tonen aan dat de toepassing van waterstofgas in een SOFC micro-WKK (in vergelijking met andere toepassingen voor energetische doeleinden) een waardevolle piste kan zijn om verder te bestuderen.

Vanuit praktisch standpunt, onder andere met het oog op de bevoorradingszekerheid van het elektriciteitsnet, dient te worden benadrukt dat de huidige SOFC-micro-WKK-technologie beperkt is qua start- en stopmogelijkheden²⁵ en hierdoor eerder geschikt is om te fungeren vanuit een baseloadvoorziening van elektriciteit en warmte over langere periodes (bijvoorbeeld op seizoensbasis).

²⁵ De brandstofcel micro-WKK van het type SO kende opstartperiodes van circa 2 dagen voor het bereiken van een steady state elektriciteitsproductie. De afbouw bij stoppen verliep op minder dan 1 uur voor de elektriciteitsproductie. De nakoeling na werking op nominaal vermogen nam ongeveer 24 uur in beslag. De technische verklaring situeert zich voornamelijk in het feit dat de brandstofcel op hoge temperatuur operationeel is en gevoelig is aan snelle temperatuurschommelingen van de keramische membranen.



4 Metingen op de PEMFC micro-WKK

4.1 Methodologie

Voor dit onderdeel van de experimenten werd een PEM-brandstofcel micro-WKK gebruikt van de firma REMEHA GmbH ($P_{\text{nom,el}} = 0,71 \text{ kW}_e$), gevestigd in Emsdetten in Duitsland. Het toestel kon tijdens de tests autonoom werken zonder tussenkomst van de fabrikant.

Het toestel bestaat uit drie eenheden (de brandstofcel, de regelmodule met een back-up gascondensatieketel en een warmwateropslag) die normaliter bij de installatie aan elkaar moeten worden gekoppeld. Om de metingen, die alleen betrekking hebben op de werking van de brandstofcel, te vergemakkelijken werd het hydraulisch circuit van de brandstofcel niet aangesloten op de andere twee eenheden, maar rechtstreeks op de meetbank.

Het verder verloop van de experimenten werd uitgevoerd zonder interventie van de fabrikant.

Voor de keuze van de testgassen is uitgegaan van volgende elementen:

- De Wobbe-index grenzen voor het hoogcalorisch gas, verdeeld in België zoals gepubliceerd in het Blad van de Europese Unie binnen het kader van de Verordening Gastoestellen (EU) 2016/426, nl. van 46,61 tot 53,91 MJ/m³ bij een referentietemperatuur van 15°C voor de verbranding en een referentietemperatuur van 15°C en een druk van 1.013,25 mbar voor de volumemeting van het gas;
- Enkel hoogcalorisch aardgas (gasgroep H), aangezien laagcalorisch aardgas (gasgroep L) in België niet meer zal worden verdeeld voor gebruik vanaf 2025;
- De testgassen voor de gasgroep H, zoals gedefinieerd in norm EN 437, die worden gebruikt binnen het kader van het CE typeonderzoek (cf. Verordening Gastoestellen (EU) 2016/426);
- De ontwikkeling van biomethaan voor injectie in het openbare gasnet.

Dit heeft geleid tot de keuze van testgassen zoals opgelijst in Tabel 8:

Tabel 8 Eigenschappen van de verschillende gasmengsels

Test number	G20	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M8	M9
volume% CH4	100,0	90,0	80,0	70,0	90,0	63,0	96,0	92,5	69,0
volume% H2	0,0	10,0	20,0	30,0	0	30,0	0,0	0,0	25,0
volume% C3H8	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	7,0	0,0	0,0	0,0
volume% CO2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	0,0	0,0
volume% N2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5	6,0
Wobbe index (15°C/15°C, 1.013,25 mbar, HCV) [MJ/m ³]	50,7	49,5	48,2	47,6	53,8	49,3	47,1	45,7	42,7

Waarbij:

- M0 = het referentietestgas zoals bepaald door EN 437 voor gasgroep H als referentiepunt;
- M1 = het referentietestgas + 10% waterstof;
- M2 = het referentietestgas + 20% waterstof;
- M3 = het referentietestgas + 30% waterstof voor zover het toestel dergelijke waterstofconcentratie toelaat;
- M4 = het limiettestgas met de hoogste Wobbe-index zoals bepaald door EN 437 voor gasgroep H met een concentratie waterstof in functie van de eerdere testresultaten om na te gaan wat de impact is van de aanwezigheid van hogere koolwaterstoffen;
- M5 = het limiettestgas met de hoogste Wobbe-index zoals bepaald door EN 437 voor gasgroep H met een concentratie waterstof in functie van de eerdere testresultaten;
- M6 = het referentietestgas met 4,0 % CO₂ – of het maximale toegelaten CO₂-gehalte voor injectie van biomethaan zoals opgegeven in Synergrid's technisch voorschrift G8/01;
- M8 = de gemiddelde compositie van H gas verdeeld in het gas net;
- M9 = de gemiddelde compositie van H gas verdeeld in het gas net; met 25% waterstof

Verdere details omtrent de gevolgde procedure voor gasmengsels en de metingen zijn terug te vinden in Annex 1.



4.2 Resultaten

Tabel 9 geeft een overzicht van de bekomen resultaten uit de meetcampagne met de PEMFC-micro-WKK op basis van de verwerkte experimentele data (zie voorbeeld in Tabel 10). In Figuur 24 tot en met Figuur 29 zijn de verschillende performantiewaardes (energetische in-/output, efficiëntiewaarden) uitgezet in functie van het gasmengsel²⁶.

²⁶ De PEMFC micro-WKK leverde warm water aan een temperatuur van ongeveer 65°C

Tabel 9 Experimentele data bekomen met de PEM brandstofcel micro-WKK voor de verschillende gassenstellingen

Definition of measurement						Input gas							Electricity	Combustion					Heat recuperation					
n°	Suggested composition	Real composition					Corrected Gas flow rate (0.13,25mbar/6°C)	W _i	W _s	d	H _i	H _s	Heat Input H _i	Heat Input H _s	Produced Electricity	CO	CO ₂	T _{ch}	Unburned CH ₄	Unburned H ₂	Water rate	ΔT	Produced heat	Produced electricity + heat
		CH ₄	C ₃ H ₈	H ₂	CO ₂	N ₂																		
G20	100%CH ₄	100,0					0,198	45,666	50,721	0,555	34,011	37,777	1,870	2,08	0,709	0,6	0,5	33,9	0,0	0	18,4	45,8	0,98	1,69
M1	90%CH ₄ +10%H ₂	89,9		10,1			0,210	44,450	49,480	0,510	31,610	35,190	1,843	2,05	0,696	0,7	0,5	34,7	0,0	0	18,8	45,4	0,99	1,69
M2	80%CH ₄ +20%H ₂	80,3		19,7			0,236	43,270	48,280	0,460	29,320	32,710	1,924	2,15	0,703	0,6	0,5	36,6	0,0	0	20,4	45,5	1,08	1,78
M3	75%CH ₄ +25%H ₂	75,1		24,9			0,240	42,635	47,636	0,434	28,082	31,377	1,871	2,09	0,700	1,0	0,4	37,9	16,2	0	20,0	43,1	1,00	1,70
M4	90%CH ₄ +10%C ₃ H ₈	90,2	9,8				0,174	48,640	53,780	0,650	39,270	43,410	1,896	2,10	0,701	0,6	0,5	34,1	0,0	0	18,5	46,4	1,00	1,70
M5	63%CH ₄ +30%H ₂ +7%C ₃ H ₈	63,2	7,0	29,9			0,217	44,290	49,300	0,480	30,650	34,120	1,849	2,06	0,700	1,2	0,6	36,3	12,5	0	18,9	45,2	0,99	1,69
M6	96%CH ₄ +4%CO ₂	95,6			4,4		0,217	42,100	46,760	0,600	32,530	36,130	1,964	2,18	0,708	0,6	0,6	35,7	5,5	0	20,0	45,7	1,06	1,77
M7	72%CH ₄ +25%H ₂ +3%CO ₂	71,2		25,7	3,1		0,264	39,558	44,221	0,460	26,825	29,987	1,968	2,20	0,701	0,7	0,5	38,6	18,9	0	22,6	42,1	1,11	1,81
M8	92,5%CH ₄ +7,5%N ₂	92,4				7,6	0,234	41,050	45,600	0,590	31,430	34,910	2,044	2,27	0,704	0,6	0,6	36,3	1,4	0	21,4	45,7	1,14	1,84
M8 extra	92,5%CH ₄ +7,5%N ₂	92,9				7,1	0,227	41,350	45,930	0,580	31,600	35,100	1,995	2,22	0,703	0,6	0,6	36,5	1,0	0	20,8	45,7	1,10	1,81
M9	68,65%CH ₄ +25%H ₂ +6,35%N ₂	68,9		24,9		6,2	0,278	38,338	42,857	0,459	25,980	29,041	2,003	2,24	0,698	0,6	0,5	37,9	13,1	0	22,5	42,5	1,11	1,81

Settings changed to 25%H₂

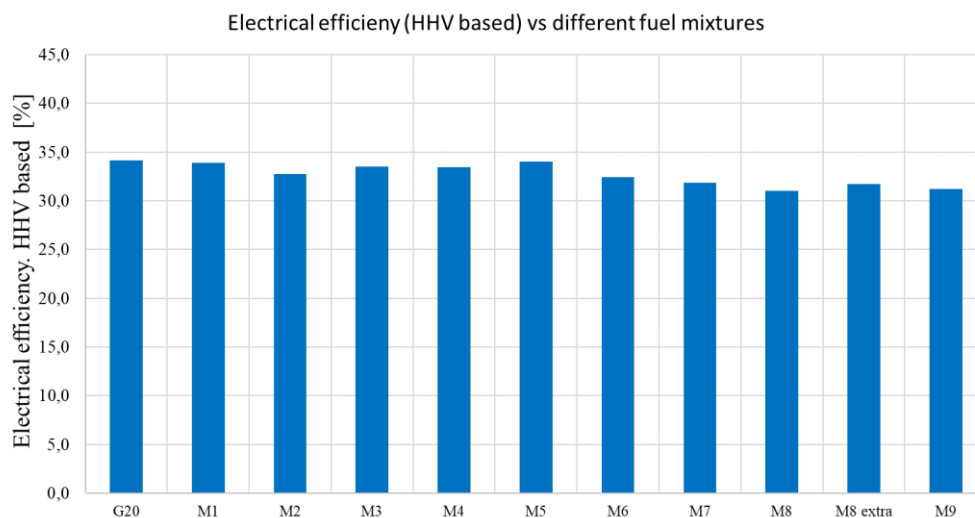
Definition of measurement		η _{Hi}						η _{Hs}					
n°	Suggested composition	Total		Elec		Therm.		Total		Elec		Therm.	
		%	Diff vs G20	%	Diff vs G20	%	Diff vs G20	%	Diff vs G20	%	Diff vs G20	%	Diff vs G20
G20	100%CH ₄	90,36		37,91		52,45		81,36		34,13		47,22	
M1	90%CH ₄ +10%H ₂	91,68	1,31	37,75	-0,16	53,92	1,47	82,35	0,99	33,91	-0,22	48,43	1,21
M2	80%CH ₄ +20%H ₂	92,61	2,25	36,53	-1,39	56,09	3,64	83,02	1,66	32,74	-1,39	50,27	3,05
M3	75%CH ₄ +25%H ₂	91,04	0,67	37,42	-0,50	53,62	1,17	81,48	0,12	33,49	-0,65	47,99	0,77
M4	90%CH ₄ +10%C ₃ H ₈	89,75	-0,62	36,99	-0,92	52,76	0,31	81,19	-0,17	33,46	-0,67	47,73	0,50
M5	63%CH ₄ +30%H ₂ +7%C ₃ H ₈	91,56	1,20	37,88	-0,03	53,68	1,23	82,25	0,89	34,03	-0,10	48,22	1,00
M6	96%CH ₄ +4%CO ₂	90,19	-0,17	36,03	-1,89	54,17	1,72	81,21	-0,15	32,44	-1,70	48,77	1,55
M7	72%CH ₄ +25%H ₂ +3%CO ₂	91,85	1,49	35,63	-2,29	56,23	3,78	82,17	0,81	31,87	-2,26	50,30	3,07
M8	92,5%CH ₄ +7,5%N ₂	90,16	-0,20	34,43	-3,49	55,74	3,29	81,18	-0,18	30,99	-3,14	50,18	2,96
M8 extra	92,5%CH ₄ +7,5%N ₂	90,52	0,16	35,23	-2,68	55,29	2,84	81,50	0,14	31,72	-2,41	49,78	2,56
M9	68,65%CH ₄ +25%H ₂ +6,35%N ₂	90,43	0,06	34,85	-3,06	55,58	3,13	80,90	-0,46	31,18	-2,96	49,72	2,50

Settings changed to 25%H₂

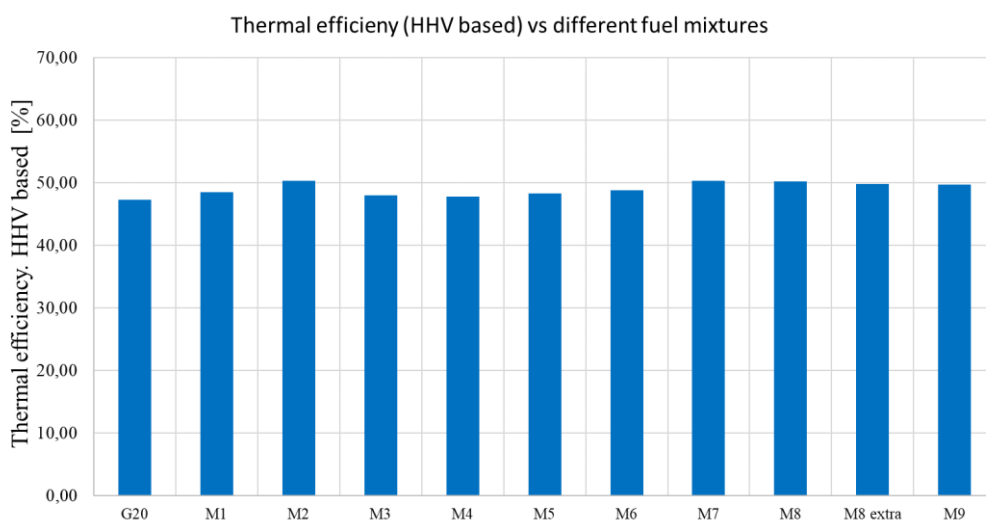


Tabel 10 Voorbeeld van de uitgevoerde correctie op de experimentele data bekomen met de PEM brandstofcel micro-WKK omwille van variaties in omgevingstemperatuur

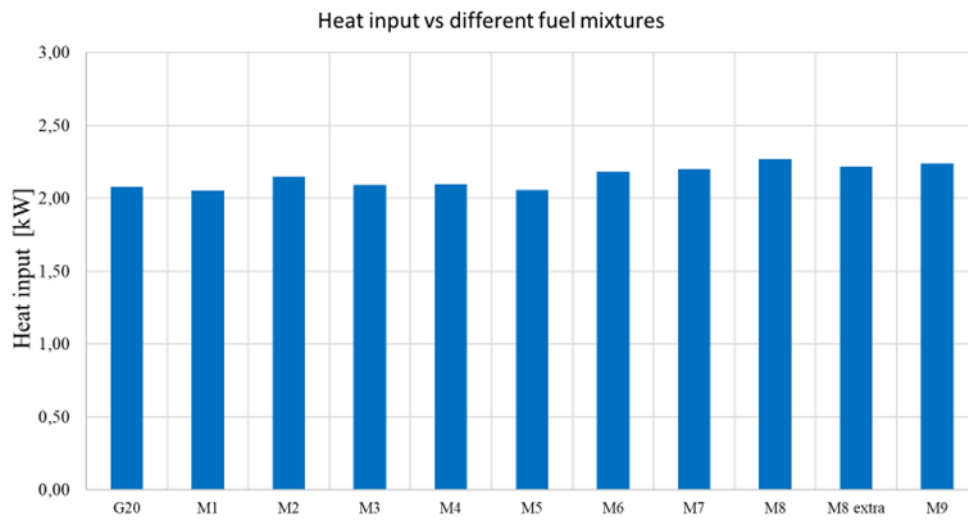
M1- 10%H2 TEST 1									M1- 10%H2 TEST 2								
Input Gas									Input Gas								
	Gas Inlet pres.	Gas Temp	Atm Pr	Index g-meter	Index g-meter	time	Correctio n gas meter	Measured Gas rate		Gas Pr	Gas Temp	Atm Pr	Index g-meter	Index g-meter	time	Correctio n gas meter	Measured Gas rate
	mbar	°C	mbar	start	stop	s		m3/h		mbar	°C	mbar	start	stop	s		m3/h
start	20	20,8	1026,8	8,762		3654	0,991	0,2050	start	20,1	21,7	1026,7	9,029		4279	0,99	0,2057
stop	20	21,3	1026,8		8,972				stop	20,1	22,4	1026,8		9,276			
Average	20	21,1	1026,8					Corrected gas rate 0,209756 m3/h	Average	20,1	22,0	1026,8					Corrected gas rate 0,210121 m3/h
Electricity									Electricity								
	Index	time								Index	time						
	Output Elec	s	Output Elec (kWh)							Output Elec	s	Output Elec (kWh)					
start	28,654	3750,86	0,6949						start	29,566	4266	0,6970					
stop	29,378								stop	30,392							
Combustion (average)									Combustion (average)								
CO	0,7	ppm		UCH4	0	ppm			CO	0,6	ppm		UCH4	0	ppm		
CO2	0,5	%		UH2	0	ppm			CO2	0,5	%		UH2	0	ppm		
Tch	34,0	°C		Nox		ppm			Tch	35,4	°C		Nox		ppm		
Tamb.	21,5	°C							Tamb.	21,7	°C						
Heat recuperation									Heat recuperation								
Inlet temperature water	19,6	°C				water rate (kg/h)			Inlet temperature water	19,206	°C				water rate (kg/h)		
Outlet temperature water	64,8	°C				Index			Outlet temperature water	64,885	°C				Index		
						start	42,5	Time (s)							start	21,94	Time (s)
						stop	62,2	3787,0							stop	43,66	4137,0
		ΔT	45,1			Rate	18,75	kg/h				ΔT	45,7		Rate	18,90	kg/h
M1									90%CH4 +10%H2								
Wi (MJ/m ³)	44,450					Average	44,450	Sug.Comp.	44,459	% diff.	-0,02						
Hi (MJ/m ³)	31,610						31,610		31,631		-0,07						
Ws (MJ/m ³)	49,480						49,480		49,485		-0,01						
Hs (MJ/m ³)	35,190						35,190		35,207		-0,05						
d:	0,510						0,510		0,506		0,75						



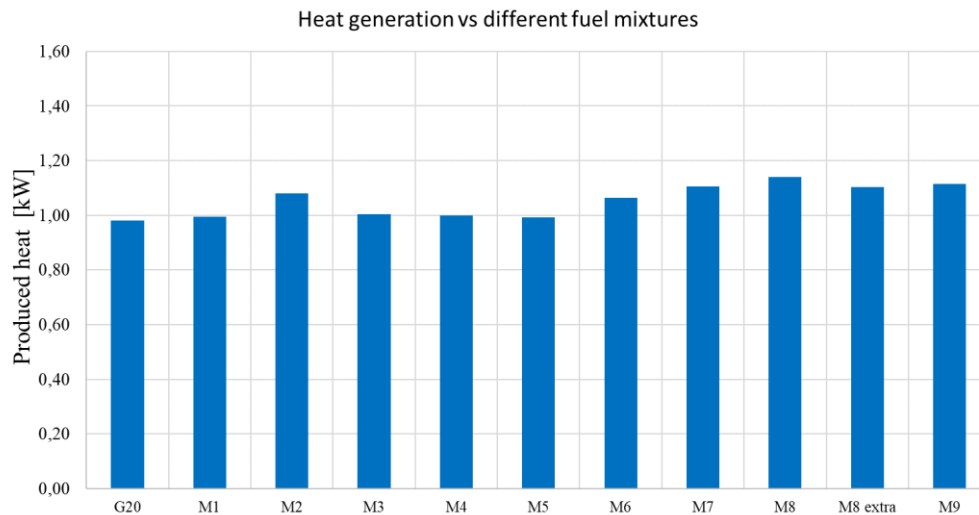
Figuur 24 Elektrische efficiëntie van de PEM brandstofcel micro-WKK in functie van de verschillende gasmengsels meetcampagne



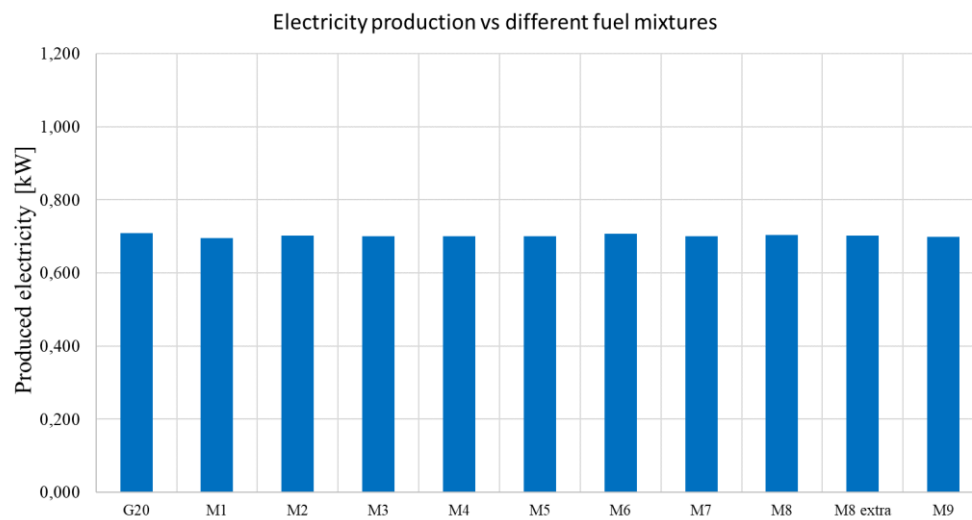
Figuur 25 Thermische efficiëntie van de PEM brandstofcel micro-WKK in functie van de verschillende gasmengsels van de meetcampagne



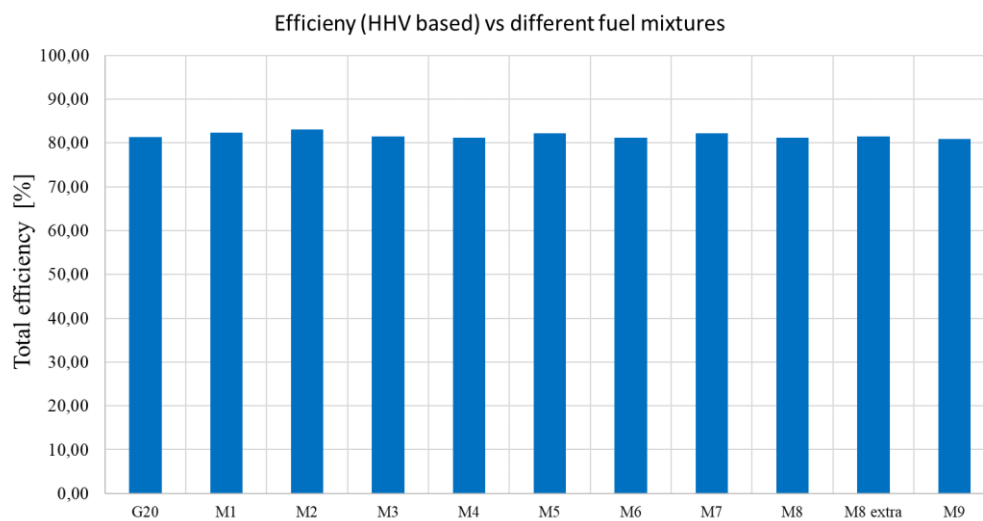
Figuur 26 Warmte input naar de PEM brandstofcel micro-WKK in functie van de verschillende brandstofmengsels voor beide fase van de meetcampagne



Figuur 27 Opgewekte thermische energie door de PEM brandstofcel micro-WKK in functie van de verschillende brandstofmengsels voor beide fases van de meetcampagne



Figuur 28 Opgewekte elektriciteit door de PEM brandstofcel micro-WKK in functie van de verschillende brandstofmengsels van de meetcampagne



Figuur 29 Algemene efficiëntie van de PEM brandstofcel micro-WKK in functie van de verschillende brandstofmengsels voor beide fases van de meetcampagne

Om de bijdrage van het waterstofgas in de bovenstaande experimentele resultaten na te gaan, werd vervolgens voor ieder gasmengsel de marginale efficiëntie afkomstig waterstofgas berekend (zie annex 2 voor de berekeningswijze). Een overzicht van de marginale efficiëntie in functie van het gasmengsel is weergegeven in

Tabel 11, waar de rendementen werden opgenomen ten opzichte van de onderste verbrandingswaarde (LHV).

Tabel 11 Berekende marginale efficiënties (elektriciteit, warmte en totaal) van het toegevoegde waterstofgas voor de PEMFC micro-WKK (uitgedrukt in onderste verbrandingswaarde (LHV))

	fluxCH4	Hin CH4	Hin H2	EoutCH4	HoutCH4	EoutH2	HoutH2	% E	%H	%totaal
G20	0,198	1,87		0,709	0,98			37,9%	52%	90,4%
M1	0,189	1,784	0,060	0,676	0,936	0,020	0,058	33,0%	98%	130,9%
M2	0,190	1,792	0,132	0,680	0,940	0,023	0,139	17,7%	106%	123,2%
M3	0,180	1,702	0,169	0,645	0,892	0,055	0,111	32,4%	65%	97,8%
			Hin C3H8			Eout C3H8	HoutC3H8			
M4	0,157	1,481	0,414	0,562	0,777	0,140	0,223	33,7%	54%	87,5%
	flux mix	Hinmix	Hin H2	Eoutmix	Houtmix	Eout H2	Hout H2			
M5	0,152	1,661	0,188	0,614	0,876	0,086	0,116	45,8%	62%	107,6%
	fluxCH4	Hin CH4	Hin CO2	EoutCH4	HoutCH4	EoutCO2	HoutCO2	% E	%H	
M6	0,208	1,964	0,000	0,745	1,030	-0,037	0,034	-39665%	36174%	
	fluxCH4	Hin CH4	Hin H2	Eoutmix	Houtmix	EoutH2	HoutH2	% E	%H	%totaal
M7	0,188	1,775	0,192	0,640	0,962	0,061	0,144	31,8%	75%	106,8%
	flux CH4	Hin CH4	Hin N2	Eoutmix	Houtmix	EoutN2	HoutN2	% E	%H	
M8	0,216	2,044	0,000	0,775	1,072	-0,071	0,067	-31161%	29462%	
	fluxCH4	Hin CH4	Hin H2	Eoutmix	Houtmix	EoutH2	HoutH2	% E	%H	%totaal
M9	0,191	1,807	0,197	0,622	1,007	0,076	0,107	38,7%	54%	92,9%
gemiddelde van de meting M3/M5/M7/M9						Electricity	37,2%			
						heat	64,1%			
						total	101,3%			

Uit testen M3, M5, M7 en M9 blijkt dat bij een energetisch aandeel voor waterstofgas van gemiddeld 8,7% de totale efficiëntie toeneemt van 90,4% naar 91,5%.

Uit M4 blijkt dat de marginale efficiëntie voor propaan (C3H8) in de SOFC micro-WKK energetisch minder efficiënt verloopt dan methaan (CH₄), met name aan een totale efficiëntie van 87,5% in plaats van 90,4%.

Uit M6 kan worden afgeleid dat, de toevoeging van koolstofdioxide aan het gasmengsel de elektriciteitsproductie reduceert en verschuift naar een hogere warmteproductie. M8 lijkt een gelijkaardige trend aan te tonen met betrekking tot de toevoeging van stikstofgas aan het gasmengsel.

De berekende warmte inputwaarden (Hin) voor CO₂ en N₂ komen overeen met nul, hetgeen duidt op een beperkte aanwezigheid van meetfouten van de proefopstelling, als ook op de stabiele werking van het brandstofcel proces.



Omwille van deze beperkte aanwezigheid van experimentele meetfouten, kan uit de marginale efficiëntiewaarden voor waterstofgas, die schijnbaar groter zijn dan 100%, worden afgeleid dat de toevoeging van waterstofgas de werking van de brandstofcel positief beïnvloedt.

Samenvattend kan op basis van de resultaten bekomen voor de metingen bij de hoogste aandelen waterstofgas²⁷, en naar analogie van de SOFC-module, worden geconcludeerd dat waterstofgas energetisch efficiënter wordt benut door de PEMFC micro-WKK dan methaan. Met name:

- **Methaan: $\eta_{el, CH_4} = 37,9\%$, $\eta_{th, CH_4} = 52,5\%$, $\eta_{tot, CH_4} = 90,4\%$**
- **Waterstofgas: $\eta_{el, H_2} = 37,2\%$, $\eta_{th, H_2} = 64,1\%$, $\eta_{tot, H_2} = 101,3\%$**

Deze hoge energetische efficiëntie-waarden tonen aan dat de toepassing van waterstofgas in een PEMFC micro-WKK – in vergelijking met andere toepassingen voor energetische doeleinden – een waardevolle piste kan zijn om verder te bestuderen. In het volgende hoofdstuk wordt daarom even stilgestaan bij de vergelijking met anderen energetische toepassingen van waterstofgas (zie Hoofdstuk 5).

Tot slot kan – vertrekkende van de praktische ervaringen met de PEMFC micro-WKK in deze studie – worden vastgesteld dat de PEMFC micro-WKK een flexibelere bedrijfsvoering toelaat dan deze van het type SOFC²⁸. Omwille van deze flexibelere bedrijfsvoering zal, met het licht op de bijdrage van brandstofcel micro-WKK's aan de bevoorradingszekerheid, enkel de PEMFC verder worden geëvalueerd (zie hoofdstuk 6).

²⁷ Mengsels M3, M5, M7 en M9, met een gemiddeld energetisch aandeel van waterstofgas van circa 8,7%

²⁸ De brandstofcel micro-WKK van het type PEM kent kortere start/stop-periodes en lijkt een flexibelere werking toe te laten dan deze van het type SOFC.

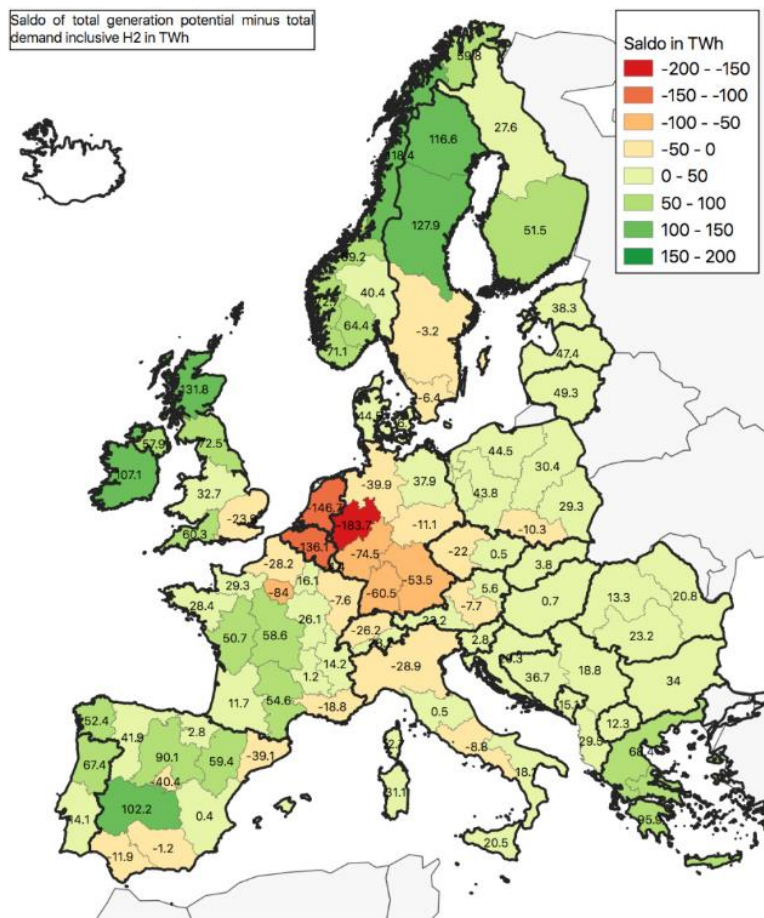
- Een kwantitatieve analyse was echter moeilijk omwille van een sterke variatie van de opstarttijden (40 minuten of langer, zelfs tot 6u waargenomen).
- De onderwaarde van 40 minuten lijkt in lijn te liggen met het commercieel beschikbare toestel van Viessmann. De periode van 40 minuten kon echter niet worden bevestigd, maar ook niet worden weerlegd. Als mogelijke verklaring voor deze sterke variatie worden onderstaande mogelijke oorzaken naar voor geschoven:
 - Het toestel is, hoewel deze wel in staat is om succesvol om te springen met de bijmenging van waterstofgas (= het primaire opzet van de proefopstelling), niet commercieel beschikbaar op de Belgische markt. De sturing/procesvoering van het toestel komt hierdoor mogelijks niet 100% overeen met de finale commerciële versie.
 - Om de vereiste metingen te kunnen uitvoeren en de verschillende (marginale) rendementen te berekenen, werd de brandstofcel samen met de reformer afgezonderd van de rest van het toestel (zoals bijvoorbeeld het buffervat). Ook dit kan mede aan de oorzaak liggen van de geobserveerde variatie.

Bovenstaande mogelijke oorzaken leiden ertoe dat de opstarttijd niet kon worden bevestigd, noch worden weerlegd.

- Het stoppen van het toestel van het type PEM verliep eveneens sneller dan het type SO, namelijk 1 à 2 minuten voor de afbouw van de elektriciteitsproductie en circa 20 minuten om het toestel af te koelen.
- Bovenstaande lijkt aan te geven dat de opstart van de brandstofcel micro-WKK van het type PEM circa 3 à 5 keer trager is dan een micro-WKK op basis van een motor, dewelke doorgaans opstarttijden kent van 10 à 15 minuten.

5 Positionering brandstofcel micro-WKK versus andere energetische toepassingen van waterstofgas

De energietransitie naar klimaatneutraliteit zal de vraag naar (groen) waterstofgas en hernieuwbare moleculen sterk verhogen. Zo schat een studie van Deloitte en de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie dat de vraag naar waterstof(derivaten) zou toenemen tot 50 à 125 TWh per jaar in 2050²⁹. Deze moleculen zullen gedeeltelijk lokaal (België) hun oorsprong vinden, al wordt import actueel ook belangrijk, gezien het beperkt lokaal productiepotentieel (zie illustratie in Figuur 30)³⁰.

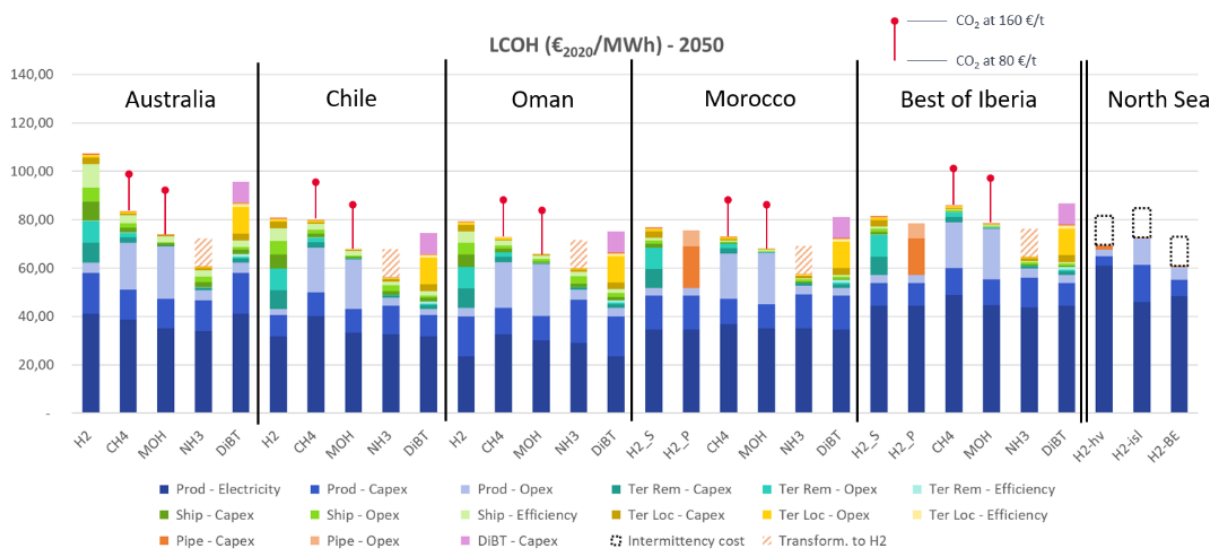


Figuur 30 Europese balans per lidstaat van het potentieel aan hernieuwbare elektriciteitsproductie per lidstaat min de totale elektriciteitsvraag inclusief de elektriciteitsvraag voor waterstofproductie in 2050. (Bron: [Wuppertal Institute](#))

Met het oog op de energiebevoorradingszekerheid is het van belang dat dit kostbare waterstofgas, zoals geïllustreerd in onderstaande inschattingen van de *levelised cost of hydrogen* (LCOH) in 2050 (zie Figuur 31), zo efficiënt mogelijk wordt gebruikt.

²⁹ “De rol van gasvormige energiedragers in een klimaatneutraal België” (<https://economie.fgov.be>, juni 2021)

³⁰ “Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy” (Bron: [Hydrogen Import Coalition](#))



Figuur 31 Inschatting van de “Levelised Cost of Hydrogen” [$\text{€}_{2020}/\text{MWh}_{\text{HHV}}$] in 2050 voor de import van hernieuwbare moleculen naar België uit verschillende landen (Bron: [Hydrogen Import Coalition](#))

Omwille van deze reden worden in dit hoofdstuk (vertrekkende uit de resultaten bekomen uit de meetcampagne) verschillende energetische toepassingen van waterstofgas vergeleken ten opzichte van het gebruik in een brandstofcel micro-WKK:

- Centrale elektriciteitsproductie (zie 5.1)
- Warmteproductie via verbranding (zie 5.2)
- Toepassing in transport (zie 5.3)

Uit de meetcampagne kunnen we een gemiddeld marginaal rendement voor het gebruik van waterstofgas in de SOFC micro-WKK afleiden van 56,2% elektriciteit en 39,6% warmte. Voor de PEMFC micro-WKK was dit 37,2% elektriciteit en 64,1% warmte. Deze efficiëntiewaarden zijn bekomen op basis van de onderste verbrandingswaarde.

Om dit te kunnen vergelijken met de andere toepassingen moeten we kunnen converteren naar één vector, vermits de andere toepassingen in essentie slechts één vector betreffen: enkel warmtegeneratie, enkel elektriciteitsproductie of enkel krachtgeneratie (bijvoorbeeld in vervoer). Om de verschillende energetische toepassingen met elkaar te kunnen vergelijken onder één noemer, wordt in deze oefening voor de omzetting van elektriciteit naar warmte uitgegaan van een “conversie warmtepomp” met een seizoensgemiddelde *coefficient of performance* (COP) van:

- 2,5 voor iets hogere temperaturen (bijvoorbeeld 60°C)
- 3,7 voor de lagere temperatuur niveaus (bijvoorbeeld 37°C)
- 3 bij een gemengde toepassing



5.1 Het gebruik van waterstofgas in centrale elektriciteitsproductie

De brandstofcel micro-WKK produceert decentraal warmte en elektriciteit (op laagspanningsniveau), bij centrale elektriciteitsopwekking wordt de elektriciteit geïnjecteerd op de hoogste niveaus van het elektriciteitsnet en dienen netverliezen in rekening te worden gebracht.

De SOFC micro-WKK, gezien de lagere temperatuurniveaus van de geproduceerde warmte, produceert een equivalent krachrendement van 66,9% ($56,2+39,6/3,7$) op een decentrale wijze. Uitgaande van een lokaal verbruik van $2/3^e$ en een injectie op het laagspanningsnet van $1/3^e$ van de geproduceerde elektriciteit, betekent dit een equivalent rendement voor centrale elektriciteitsproductie van 76,4%³¹.

De PEMFC micro-WKK, met relatief hogere temperatuurniveaus van de geproduceerde warmte, haalt een equivalent rendement van 62,8% ($37+64/2,5$) voor decentrale productie, of 71,8% voor centrale productie van elektriciteit.

Beide equivalente efficiëntiewaardes tonen duidelijk aan dat de toepassing in de decentrale brandstofcel micro-WKK de meest efficiënte aanpak is. Ter vergelijking wordt voor aardgas op dit ogenblik een elektrisch rendement van 53% als referentie genomen in de Europese geharmoniseerde referentiewaarden³². Naast de hogere efficiëntie, geldt bijkomend dat in beide micro-WKK toepassingen deze installaties decentraal (lokaal) elektriciteit produceren (~ vermijden van netverliezen) op ogenblikken waarbij de netten hogere belastingniveaus kennen (zie hoofdstuk 2) en dus nog een sterk netondersteunend effect hebben voor zowel de distributienetten als voor de transportnetten.

5.2 Het gebruik van waterstofgas voor warmteproductie via verbranding

Analoog aan bovenstaande, kan de energieopwekking van de brandstofcel micro-WKK worden herrekend naar warmte-equivalenten. Voor de SOFC micro-WKK betekent dit een equivalent thermisch rendement van 208% ($56,2*3+39,6$), de PEMFC micro-WKK levert warmte op niveau van 176% ($37,2*3+64$).

Ook hier is het duidelijk dat de omzetting van waterstofgas in uitsluitend warmte niet de beste oplossing is (best mogelijke efficiëntie rond 100%).

5.3 Het gebruik van waterstofgas in transport

Voor het gebruik van waterstofgas in de vervoerstoepassing, kan deze het beste vergeleken worden met het elektrisch alternatief (EV). Voor de elektrische aandrijving die decentraal wordt opgeladen kan

³¹ Teruggerekend rekening houdende met netverliezen conform de Europese geharmoniseerde referentiewaarden voor de gescheiden opwekking van elektriciteit en warmte ([Commission Delegated Regulation \(EU\) 2015/2402](#))

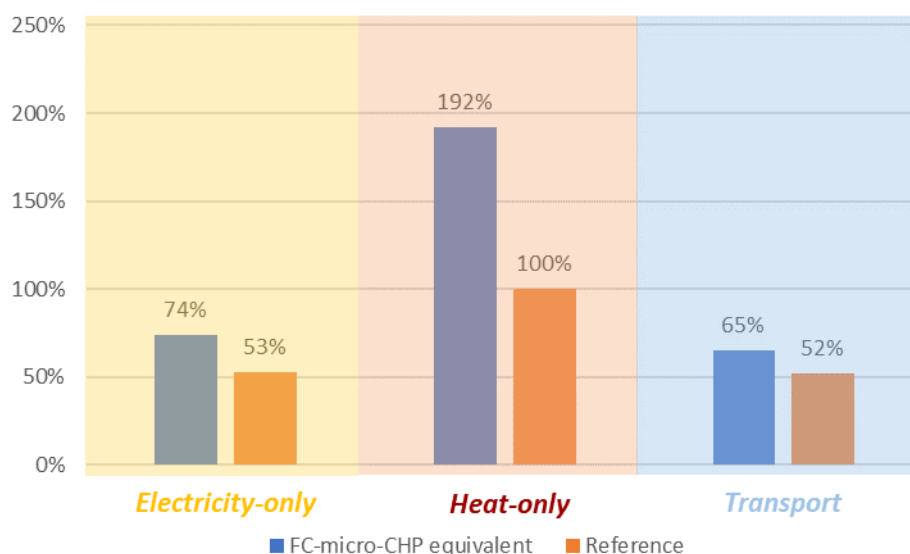
³² Teruggerekend rekening houdende met netverliezen conform de Europese geharmoniseerde referentiewaarden voor de gescheiden opwekking van elektriciteit en warmte ([Commission Delegated Regulation \(EU\) 2015/2402](#))

een efficiëntie van het voertuig van 85% worden aangenomen. Rekening houdend met de efficiëntie van de brandstofcel micro-WKK (zoals uitgewerkt in 5.1) wordt de equivalente efficiëntie van de voertuigaandrijving voor de SOFC micro-WKK 56,9% ($66,9 \cdot 0,85$). Voor de PEMFC micro-WKK komt dit equivalent rendement overeen met 53,4% ($62,8 \cdot 0,85$). Voor elektrische voertuigen, aangedreven op basis van uit waterstof opgewekte elektriciteit, resulteert dit in een gemiddeld equivalent rendement van ongeveer 55,1%.

Indien voor een met waterstofgas aangedreven voertuig een analoog rendement verondersteld wordt van 85% (voor stockage van het waterstofgas, de efficiëntie van de elektrische aandrijving en batterij), dient de conversie van waterstofgas in het voertuig 64,9% ($55,1/0,85$) te zijn om vergelijkbaar te zijn met de toepassing in een brandstofcel micro-WKK.

In de praktijk kan van de PEMFC-oplossing in het voertuig eerder een rendement rond de 52% verwacht worden³³, wat dus substantieel lager is. Het gebruik van waterstofgas in een verbrandingsmotor voor vervoersaandrijving is zeker te vermijden gezien de veel lagere rendementen (grootteorde 20% voor auto's en 30% voor vrachtwagens).

Uit bovenstaande kan, zoals samengevat weergegeven in Figuur 32, worden afgeleid dat indien (groen) waterstofgas wordt gebruikt in een energetische toepassing, dit het best gebeurt met behulp van cogeneratie zoals in de brandstofcel micro-WKK om het meeste te halen uit deze kostbare, duurzame brandstof.

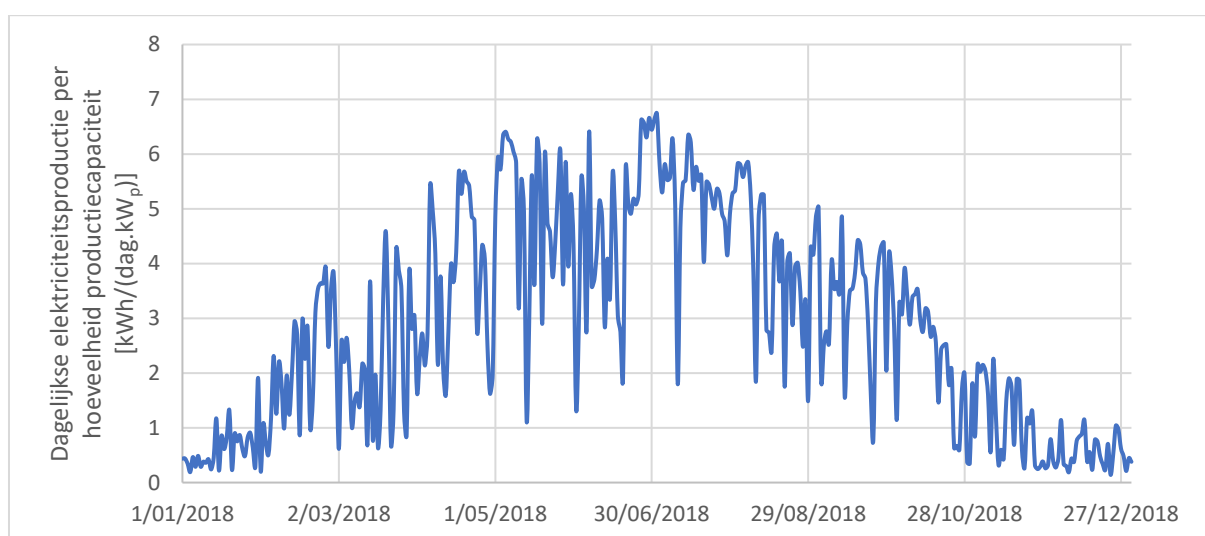


Figuur 32 Vergelijking van de equivalente FC micro-WKK rendementen ten opzichte van het huidige referentierendement per toepassing (electricity-only, heat-only, transport)

³³ Target tegen 2024 voor PEMFC eenheden met een grootteorde 51 – 500 kWe (Bron: [‘Clean hydrogen joint Undertaking: Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027’](#))

6 Evaluatie brandstofcel micro-WKK in de gebouwde omgeving

Hoofdstuk 5 illustreert dat, in het kader van het energetisch gebruik van waterstofgas, de toepassing in een brandstofcel micro-WKK energie-efficiënter is dan de gescheiden opwekking van de elektriciteit en warmte, of het gebruik voor vervoer. Cogeneratie-installaties zijn daarbovenop niet enkel zinvol vanuit efficiëntie-standpunt, maar laten ook toe om het elektriciteitsnet te ontlasten ten opzichte van een *heat pump-only* scenario in de gebouwomgeving, door decentraal – en dicht bij de gebruiker – elektriciteit en warmte te produceren. Deze redenering geldt in het bijzonder tijdens de koudere wintermaanden, met doorgaans minder zonne-uren zoals geïllustreerd wordt in Figuur 33.



Figuur 33 Belgische dagelijkse elektriciteitsproductie uit zonnepanelen per hoeveelheid productiecapaciteit in het jaar 2018 [kWh/(dag.kW_p)] (verwerking van [Elia Open Data cijfers](#))

Vertrekkende van deze meerwaarde uit energetisch standpunt, wordt in onderstaande paragrafen getracht deze te evalueren voor zowel de individuele gebruiker, alsook op systeemniveau. Hiervoor worden in eerste instantie de karakteristieken van het type woning en haar warmtevraag omschreven (zie 6.1). Het geïdentificeerd warmtevraagprofiel, wordt vervolgens vertaald naar de energievoorziening met behulp van een brandstofcel micro-WKK, zoals huidig commercieel beschikbaar (zie 6.2). Om een flexibele werking maximaal toe te laten, wordt hier gewerkt met een brandstofcel micro-WKK van het type PEM. Op basis van het bekomen elektriciteitsproductieprofiel wordt vervolgens ingegaan op de bevoorradingszekerheid en de complementariteit met elektriciteitsproductie uit PV en warmtepompen (zie 6.3). De daaropvolgende hoofdstukken 6.4 tot en met 6.7 maken vervolgens een kwantitatieve vergelijking van de *total cost of ownership* (TCO), systeemkosten (netversterking, balancering, *Security-of-Supply*) en de equivalente CO₂-uitstoot, naargelang de gebruikte technologie(ën) en dit voor verschillende scenario's. Om een mogelijke uitrol van de brandstofcel micro-WKK te illustreren, wordt in hoofdstuk 6.8 een *'what if'* scenario uitgewerkt voor een Vlaamse Roadmap richting 2030. Tot slot wordt, na bovenstaande analyse met focus op het elektriciteitssysteem en de kosten voor het individu en maatschappij, in hoofdstuk 6.9 dieper ingegaan



op de ontwikkeling van het aardgasverbruik en de introductie van groene en low carbon gassen, zoals waterstofgas.



6.1 Het type woning en de warmtevraag

Voor deze evaluatie wordt vertrokken van het gemiddelde aardgasverbruik van 17.000 kWh/j voor het huidige woningbestand, waarvan 2.330 kWh/j voor de sanitair warm water bereiding en 14.700 kWh/j voor de verwarming³⁴. Deze woningen zijn vandaag typisch uitgerust met hoge temperatuur radiatoren. Aangezien we ervan uitgaan dat de modale bewoning (bij het vervangen van de installatie voor sanitair water en verwarming) eerst en vooral wordt geïsoleerd, bestaat de eerste stap in onderstaande analyse uit een inschatting hoe deze verbruikscijfers kunnen dalen, alsook hoe het verwarmingspatroon en het profiel voor de behoefte aan opwarmingsenergie voor warmwater er op jaarbasis kan uitzien. Aangezien een brandstofcel micro-WKK toelaat om warmte te leveren aan een temperatuur rond 60°C, wordt in onderstaande analyse uitgegaan van het behoud van hoge temperatuur radiatoren als warmteafgiftesysteem.

6.1.1 Inschatting verwarmingsbehoefte

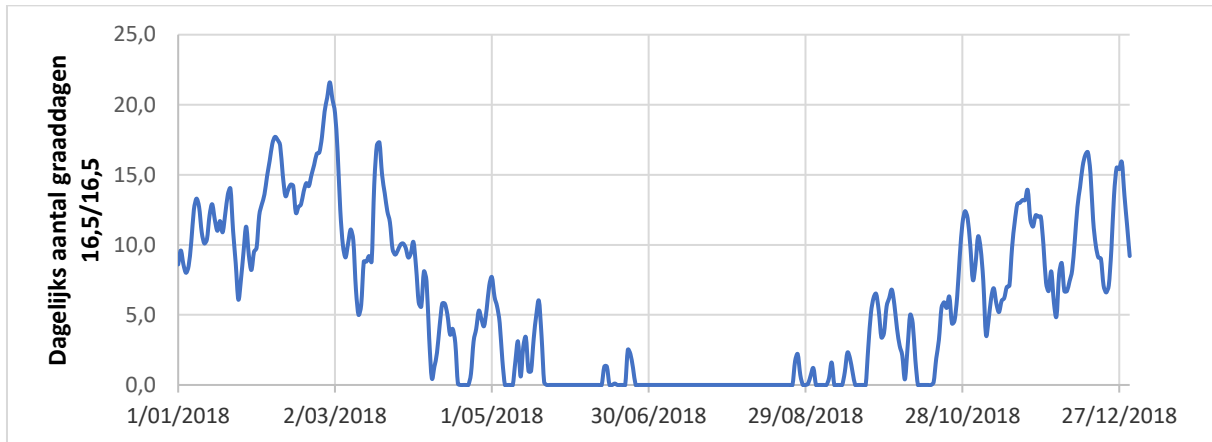
Zoals besproken in Hoofdstuk 2 laten de graaddagen toe een goed beeld te vormen van het energieverbruik voor verwarming. Actueel werd met graaddagen op basis van 16,5/16,5°C gerekend (zie paragraaf 2.1). Dit houdt vereenvoudigd bekeken in, dat de zogenaamde “free heat” (menselijke warmte, zonne-instraling, verlichting, frigo en diepvries, afwas, wasmachines, droogkast, tv en pc etc...) ongeveer 21-16,5 of 4,5°C dekt. Indien we de warmteverliezen door bijkomende isolatie nog verder reduceren, wordt het relatief belang van de free heat uiteraard hoger, of zal de 16,5°C als basis verlagen.

Ervan uitgaande dat deze warmteverliezen door isolatie met 30% verlagen en dat de free heat hier slechts beperkt door beïnvloed wordt (onder andere zonne-instraling kan verlagen en/of kan vaker tot oververhitting en dus afvoer leiden), zou men de graaddagen referentietemperatuur kunnen brengen op 15°C, naar boven afgerond³⁵. In onderstaande grafieken worden deze graaddagen (Figuur 34 voor 16,5/16,5°C, Figuur 35 voor 15/15°C) voor het jaar 2018 weergegeven, een gemiddeld eerder laag stookseizoen (zie Figuur 1)³⁶. Het stookseizoen begon dat jaar mogelijk begin september, daar waar dit bij de betere isolatie eerder eind september zou begonnen zijn, tot mogelijks begin mei in plaats van half mei volgens het 16,5/16,5°C profiel.

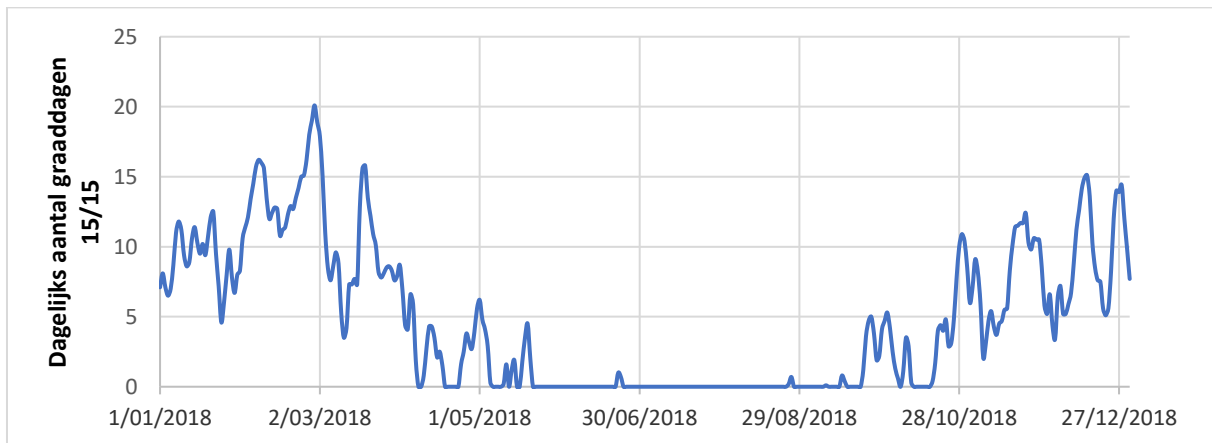
³⁴ VREG energieverbruik: <https://www.vreg.be/nl/energieverbruik>

³⁵ $21 - (4,5 / (1 - 0,3)) = 14,6$

³⁶ Gas.be graaddagen: <https://www.gas.be/nl/graaddagen>



Figuur 34 Profiel van de graaddagen 16,5/16,5°C voor het jaar 2018



Figuur 35 Profiel van de graaddagen 15/15°C voor het jaar 2018

Als we de bijkomende isolatie die het verliesvermogen met 30% reduceert doorvoeren, vermindert het aantal graaddagen voor 2018 van 2.091 naar 1.739 graaddagen (een reductie met 16 à 17%). Omwille van de combinatie van het lager aantal graaddagen, samen met het lager verliesvermogen, wordt het jaarlijks gemiddelde aardgasverbruik voor verwarming van 14.670 kWh – overeenstemmend met een 13.500 kWh warmtebehoefte³⁷ – hierdoor gereduceerd naar 7.855 kWh warmtebehoefte voor verwarming.

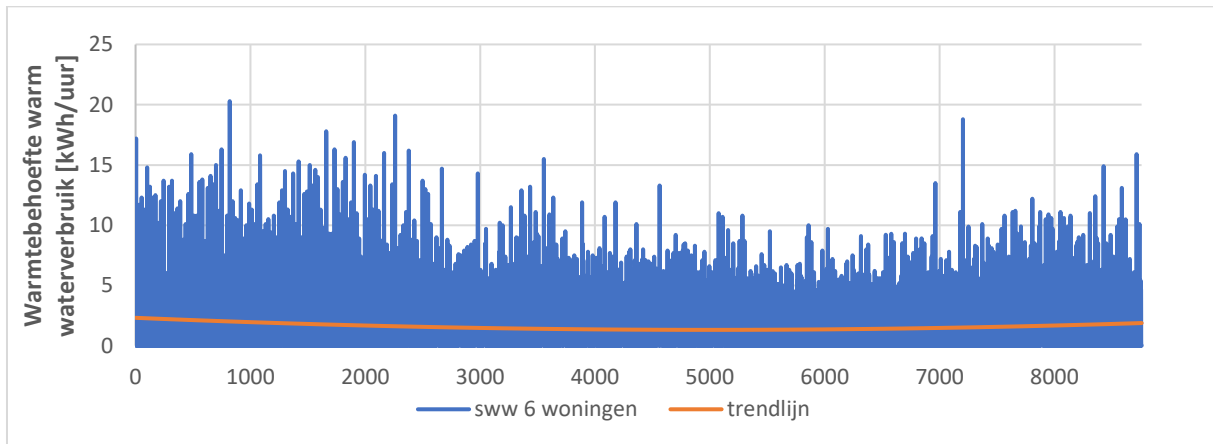
6.1.2 Inschatting sanitair warm waterverbruik

Voor de inschatting van het verbruiksprofiel van sanitair warm water wordt vertrokken van een meetcampagne, waarbij op uurbasis het warmwaterverbruik bij een 6-tal woningen gedurende een drietal jaar werd gemonitord. Dit resulteert in onderstaand verbruiksprofiel (zie Figuur 36)³⁸. Een

³⁷ Uitgegaan van een rendement van 92%, conform de geharmoniseerde EU referentiewaarden (Commission Delegated Regulation (EU) 2015/2402)

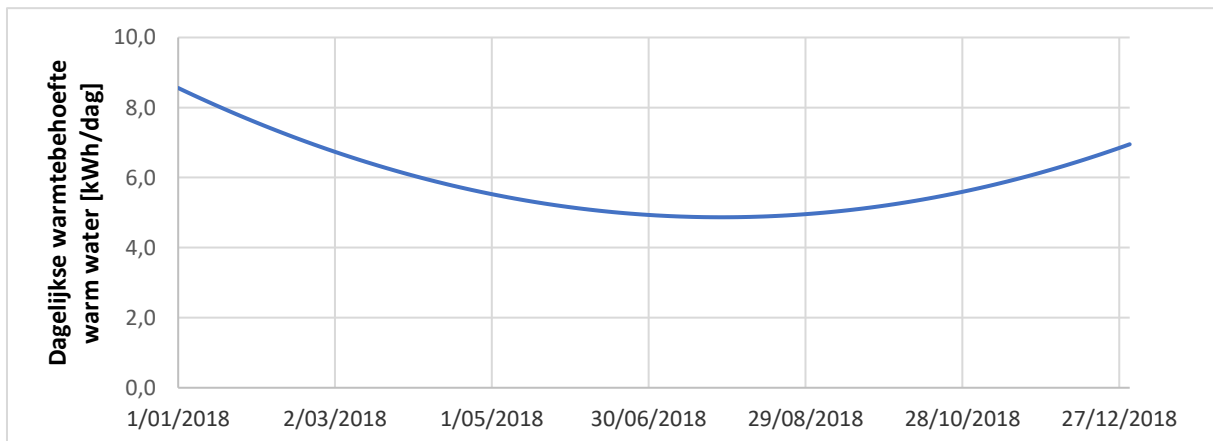
³⁸ Bekomen in het kader van het LiveHeatPump project

trendlijn toont aan dat er toch een tendens is van meer warmtebehoefte in de wintermaanden die wellicht o.a. beïnvloed is door de inkomende temperatuur van het leidingwater. De gebruikstemperatuur van sanitair warm water is uiteindelijk grootteorde 35 à 38°C. De toelevering vanuit het waternet fluctueert echter op jaarbasis ruim 5 tot 8 °C³⁹. Dit illustreert dat de trendcurve die uit de metingen werd afgeleid een fysische achtergrond heeft.



Figuur 36 Verbruiksprofiel van het warm waterverbruik [kWh/uur] per uur met trendlijn (oranje) (Bron: LiveHeatPump project)

Als we bovenstaande trendlijn gebruiken om het gemiddeld verbruik van 2.330 kWh/j – dat ongeveer overeenkomt met een 2.145 kWh/j warm waterbehoefte⁴⁰ – te verdelen op dagbasis wordt onderstaande figuur bekomen (zie Figuur 37)⁴¹.



Figuur 37 Profiel van de dagelijkse warmtebehoefte afkomstig van het warm waterverbruik, toegepast op het jaar 2018 (2.145 kWh op jaarbasis)

³⁹ Zo geeft bijvoorbeeld een variatie tussen 8 en 14°C een verhouding 33/21 voor de winter- ten opzichte van zomerperiode, wat aanleunt bij de verhouding op Figuur 37 van 8/5)

⁴⁰ Uitgegaan van een rendement van 92%, conform de geharmoniseerde EU referentiewaarden (Commission Delegated Regulation (EU) 2015/2402)

⁴¹ Uitgaande van voldoende buffercapaciteit voor het warm water



6.2 Warmtevoorziening via PEMFC micro-WKK

De globale warmtebehoefte, bekomen uit de warmtebehoefte voor verwarming (zie 6.1.1) en sanitair warm water (zie 6.1.2), resulteert in ongeveer 10.000 kWh op jaarbasis. Uitgaande van de gecombineerde opstelling (zoals commercieel beschikbaar in België) van een PEMFC micro-WKK, met een condensatieketel om bij te springen bij hoge pieken in warmtevraag, komt het resulterend brandstofverbruik overeen met 10.596 kWh voor de micro-WKK en 4.832 kWh voor de condensatieketel, of in totaal 15.428 kWh. De PEMFC micro-WKK produceert uit de verbruikte brandstof naast warmte ook elektriciteit (4.023 kWh). Als we deze decentraal geproduceerde elektriciteit aan 46,5% vermeden brandstofrendement verrekenen, blijft er een 6.776 kWh brandstof ten laste van de warmtevraag⁴². Ter referentie zou een alleenstaande condensatieketel ongeveer een 10.870 kWh behoeven om de globale warmtevraag te dekken⁴³.

Overzicht:

Bestaande situatie gemiddelde woning.

- Brandstofverbruik initieel: 17.000 kWh

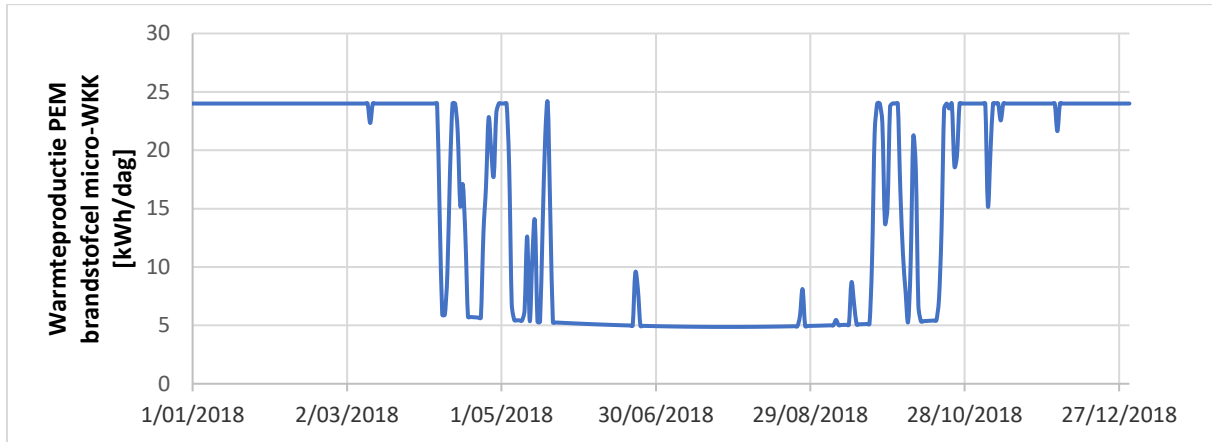
Na isolatie met 30% reductie warmteverliesvermogen.

- Brandstofverbruik bij gebruik van enkel een condensatieketel: 10.870 kWh
- Brandstofverbruik t.l.v. warmte bij gebruik micro-WKK systeem: 6.776 kWh

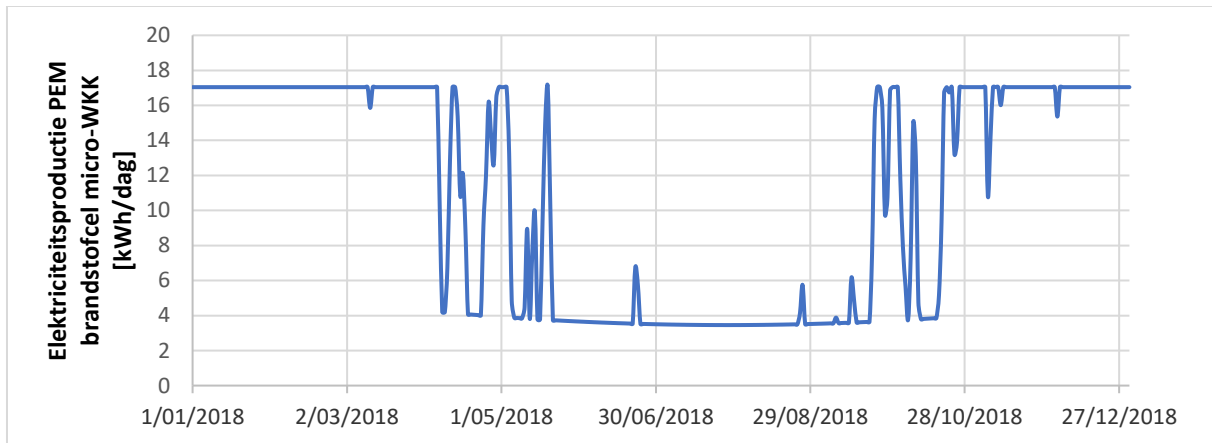
Figuur 38 en Figuur 39 geven de productieprofielen weer voor respectievelijk warmte en elektriciteit geproduceerd door de PEMFC micro-WKK.

⁴² Uitgegaan van een referentierendement van 53% van een centraal opgestelde elektriciteitscentrale, een correctiefactor voor het klimaat in België (+0,5%) en correctiefactoren voor netverliezen bij injectie (0,888) of eigen verbruik (0,851), conform de geharmoniseerde EU referentiewaarden (Commission Delegated Regulation (EU) 2015/2402). Er wordt aangenomen dat op de site 50% van de door de PEMFC micro-WKK geproduceerde elektriciteit wordt verbruikt.

⁴³ Uitgegaan van een rendement van 92%, conform de geharmoniseerde EU referentiewaarden (Commission Delegated Regulation (EU) 2015/2402)



Figuur 38 Warmteproductieprofiel (kWh/dag) van de PEMFC micro-WKK toegepast op de globale warmtebehoefte voor een geïsoleerde woning in 2018



Figuur 39 Elektriciteitsproductieprofiel (kWh/dag) van de PEMFC micro-WKK toegepast op de globale warmtebehoefte voor een geïsoleerde woning in 2018. De resulterende jaarlijkse elektriciteitsproductie van de brandstofcel micro-WKK bedraagt zo'n 4.000 kWh/jaar.

Vertrekkende van de warmte-gedreven werking van de brandstofcel micro-WKK, bedraagt de elektriciteitsproductie van de brandstofcel micro-WKK ongeveer een 4.000 kWh/jaar, terwijl een gemiddeld jaarverbruik voor elektriciteit zo'n 3.500 kWh/j bedraagt⁴⁴.

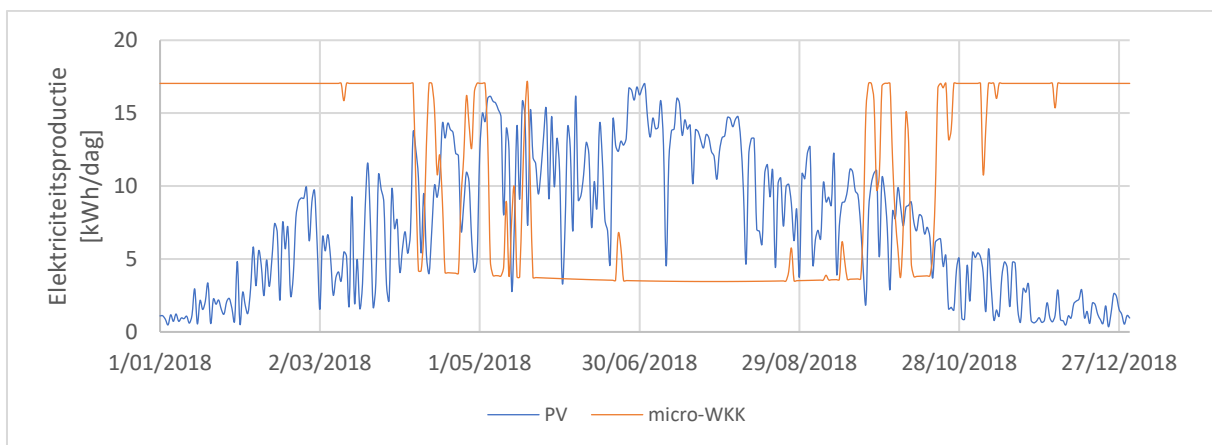
⁴⁴ VREG energieverbruik: <https://www.vreg.be/nl/energieverbruik>

6.3 Bevoorradingzekerheid en complementariteit met intermitterende elektriciteitsproductietechnieken

De resulterende jaarlijkse elektriciteitsproductie van de brandstofcel bedraagt in bovenstaande simulatie voor het jaar 2018 meer dan het jaarlijks gemiddeld elektriciteitsverbruik van een gezin (zie 6.2). Een deel van de geproduceerde elektriciteit zal in dergelijke gevallen op het net worden geïnjecteerd. Op basis van het warmtevraagprofiel, kan verwacht worden dat de brandstofcel micro-WKK mogelijks een te grote elektriciteitsproductie levert in de winterperiode en een eerder te lage in de zomerperiode (ten opzichte van de lokale elektriciteitsvraag).

Figuur 38 en Figuur 39 illustreren dat in de wintermaanden de micro-WKK quasi permanent operationeel is, hoewel technisch in staat is om geschakeld te kunnen worden als dit effectief nodig zou zijn om bijvoorbeeld verdringing van elektriciteitsproductie uit zon of wind te minimaliseren. Deze productie-uren zijn ook uren die bijdragen aan de stabiliteit van het elektriciteitsnet omdat ze synchroon lopen met de piekuren en het eigen elektriciteitsverbruik in de woning.

Gezien de uitrol van PV-installaties, is het niet ondenkbaar dat een brandstofcel micro-WKK geïnstalleerd wordt in een woning die bijkomend over een PV-installatie beschikt. Om lokale elektriciteitsproductie met behulp van de brandstofcel micro-WKK en intermitterende elektriciteitsproductie uit zonne-energie onderling te vergelijken, wordt in onderstaande Figuur 40 het elektriciteitsproductieprofiel voor het gesimuleerde jaar 2018 (zie Figuur 39) vergeleken met dat uit zonne-energie in 2018. Hierbij wordt eenzelfde decentrale piekproductiecapaciteit uit PV, als uit de micro-WKK veronderstelt (ca. 17 kWh/dag)⁴⁵.



Figuur 40 Elektriciteitsproductieprofielen (kWh/dag) uit PV (blauw) en met behulp van een PEMFC micro-WKK (oranje) aan eenzelfde piekproductiecapaciteit van ca. 17 kWh/dag

Een vergelijking van bovenstaande productieprofielen illustreert de **complementariteit** in het voor- en najaar van decentrale elektriciteitsproductie met behulp van **PV en een brandstofcel micro-WKK**. In

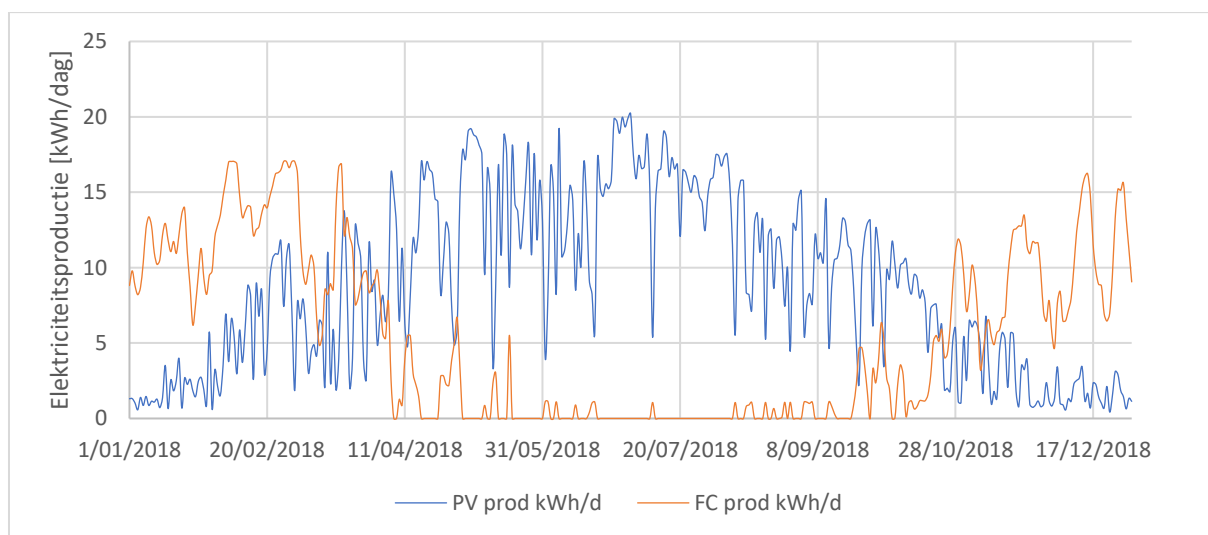
⁴⁵ Gebaseerd op de gerealiseerde elektriciteitsproductiecijfers in 2018 zoals gerapporteerd door Elia ("Solar power generation", [link](#)) genormaliseerd naar de piekcapaciteit van het Belgisch zonnepark

het tussenseizoen – zoals tijdens de maanden maart en september in bovenstaande illustratie – zou een zekere vorm van flexibiliteit wellicht gewenst zijn.

Bovenstaande **complementariteit** tussen **PV** en **brandstofcel micro-WK** kan verder uitgebreid worden met een **warmtepomp**, voorzien in het lokale energiesysteem. Deze warmtepomp kan bij voldoende elektriciteitsproductie vanuit de decentrale PV-installatie – zoals in de zomermaanden – gevoed worden door zonne-energie en bij onvoldoende zon vanuit de decentrale brandstofcel micro-WKK.

Ter illustratie zijn in Figuur 41 de elektriciteitsproductieprofielen weergegeven, voor het jaar 2018, bij een implementatie van een brandstofcel micro-WKK (0,71 kW_e) en bijkomend:

- 3 kW_p aan PV-panelen
- een warmtepomp met een elektrisch vermogen van 0,71 kW_e en een gemiddelde COP van 3,2⁴⁶



Figuur 41 Complementariteit brandstofcel micro-WKK – PV – warmtepomp: elektriciteitsproductieprofielen (kWh/dag) uit PV (blauw, capaciteit 3 kW_p) en met behulp van een PEMFC micro-WKK (oranje) voor het jaar 2018

Dit resulteert in een daling van de draaiuren van de brandstofcel micro-WKK voor het jaar 2018 tot ongeveer 2.700 uur/jaar, een elektriciteitsproductie van 1.935 kWh/jaar en een totaal aardgasverbruik ten laste van de warmte van 5.750 kWh/jaar.

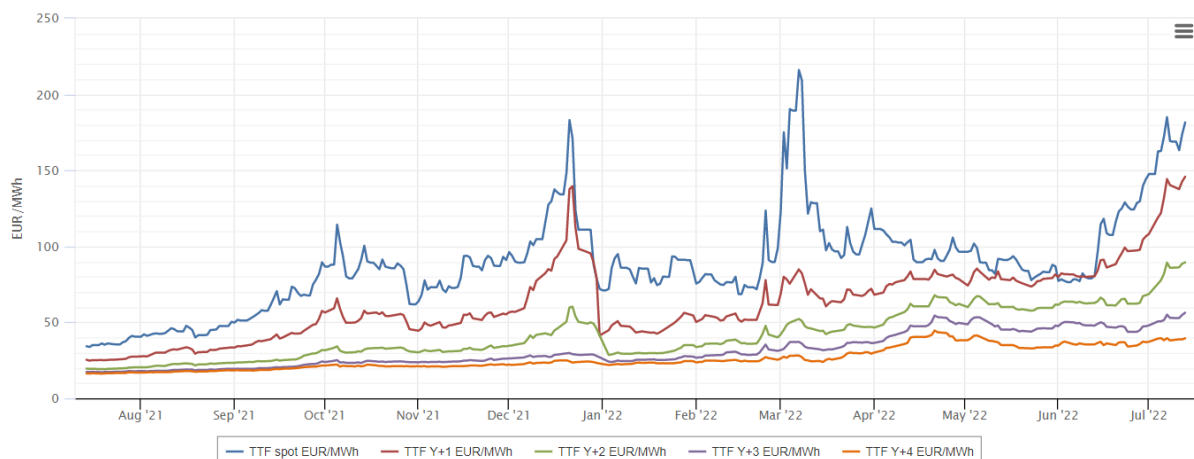
⁴⁶ Gemiddelde COP voor gemengd gebruik (verwarming en sanitair warm water), zoals bekomen uit een meetcampagne van het LiveHeatPump-project.

6.4 De prijzen van de primaire energie (brandstof) en CO₂ kost

6.4.1 De gasprijs

Door de Oekraïne crisis zijn de gasprijzen sterk gestegen, en zijn ze vandaag geen goede waardedemeter voor de toekomstige gasprijzen op lange termijn. Ondanks deze onzekerheid is het vrij duidelijk dat het prijsniveau voor gas op de Europese hubs voor de komende jaren, in de veronderstelling dat er uiteindelijk een kentering komt in de huidige situatie, minstens tweemaal hoger zal liggen dan voor de crisis en dit op basis van de ‘forward’ prijzen die we vandaag in de markt observeren. Waar de groothandelsprijs voor de crisis gemiddeld 20 €/MWh bedroeg op jaarbasis, verwachten we dat ze na normalisatie tussen rond de 40 - 50 €/MWh zal liggen.

Figuur 42 zet de recente gasprijs Day Ahead “DA TTF” af tegen de forwards van de komende 4 jaren. Ondanks enige correlatie met de DA TTF zien we dat de marktprijs stabilisatie verwacht rond 45€/MWh in 2025⁴⁷.



Figuur 42 Day ahead gasprijzen “DA TTF” en de forward gasprijzen voor de 4 komende jaren (Bron: Energymarketprice – licentie Fluxys)

Als we een groothandelsprijs vertalen van 45 €/MWh vertalen naar de verbruikersprijs⁴⁸ voor gas op het distributienet in Vlaanderen, dan zien we dat een commerciële speler (KMO) als verwachte kost 54 €/MWh in 2025 betaalt, of een stijging van 86% t.o.v. 2021 (Tabel 12). Residentiële gebruikers betalen gemiddeld 10% meer op de groothandelsprijs, alsook hogere netwerkkosten en btw, waardoor in 2025 hun verwachte prijs 76 €/MWh bedraagt of 81% meer dan in 2021 (Tabel 13).

⁴⁷ Bron: Energymarketprice – licentie Fluxys

⁴⁸ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F20220513EN.pdf>

Tabel 12 Huidige en verwachte kost voor een commerciële gasverbruiker in Vlaanderen op distributieniveau [€/MWh]

Commerciële gebruiker Vlaanderen (DSO)				
	2021	2022	2025	2025%
BTW	-	-	-	-
bijdragen (vast)	3	2	2	4%
netwerkkost (vast)	7	7	7	13%
TTF prijs	19	103	45	83%
Totaal	29	112	54	100%

Tabel 13 Huidige en verwachte kost voor een residentiële gasverbruiker in Vlaanderen op distributieniveau [€/MWh]

Residentiële gebruiker Vlaanderen (DSO)				
	2021	2022	2025	2025%
BTW	7	26	13	17%
bijdragen (vast)	3	2	2	3%
netwerkkost (vast)	11	11	11	14%
TTF prijs	21	112	50	66%
Totaal	42	151	76	100%

De finale kost voor de gebruiker hangt ook af van het type contract dat hij afsluit (vast of variabel). We gaan er in deze studie verder vanuit dat de klant een vast contract zal afsluiten om zijn blootstelling aan prijsvolatiliteit te beperken.

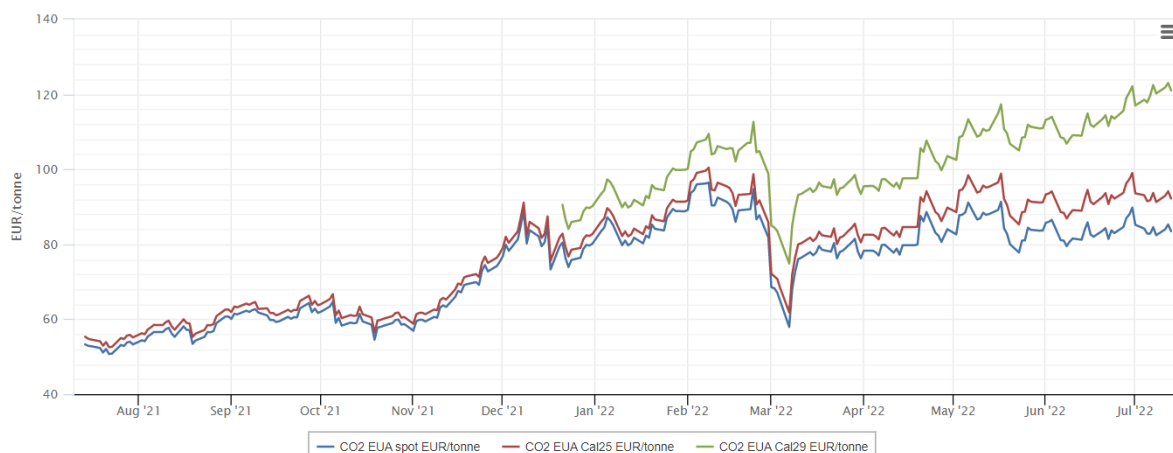
Verder zien we dat het gasverbruik in Europa begint te dalen en verwacht men dat deze conjuncturele reactie zich structureel zal doorzetten omwille van het feit dat industrieën en ook residentiële gebruikers zullen inzetten op efficiëntie en vooral diversificatie van hun energiebronnen. Dit kan verdere prijsstijgingen enigszins afvlakken.

6.4.2 De CO₂ equivalente prijs

Vandaag is de meest relevante prijsparameter voor CO₂ de ETS EUA prijs. In het licht van de nieuwe Europese CO₂-eq reductie doelstellingen en de verwachte uitbreiding van ETS naar andere sectoren (scheepvaart, en een apart systeem voor gebouwen en wegtransport) wordt algemeen aangenomen dat de ETS EUA prijs in de komende jaren verder zal stijgen. Voor 2025 nemen we aan dat ze gemiddeld op 100 €/ton CO₂-eq zal liggen.

Figuur 43 toont zet de recente CO₂ ETS EUA spotprijs af tegen de forwards van 2025 (gemiddeld 100 €/ton CO₂) en 2029 (gemiddeld 125 €/MWh). Afhankelijk van verstrengde maatregelen in EU kunnen deze waarden nog verder stijgen⁴⁹.

⁴⁹ Bron: Energymarketprice – licentie Fluxys



Figuur 43 De EUA prijs (EU ETS) op de spot- en termijnmarkten (Bron: Energymarketprice – licentie Fluxys)

Ondanks dat deze prijs enkel van toepassing is op de huidige ETS bedrijven, zien we in de naburige landen (vb. NL en DE) al bijkomende taken voor CO₂ die ook van toepassing zijn op de niet ETS plichtige industrie. Het is echter niet ondenkbaar dat dergelijke taks algemeen zal worden toegepast op alle fossiele aardgas verbruik. Voor de waardebepaling van dergelijke taks uitgedrukt in €/MWh voor aardgas nemen we (bij vuistregel) aan dat ze één vijfde bedraagt van de CO₂ EUA prijs in €/ton CO₂-eq (Tabel 14).

Tabel 14 Inschatting CO₂-eq prijs voor aardgas in euro per MWh

Emissie aardgas	200	kg CO ₂ eq/MWh
EUA ETS prijs per ton	100	€/tonCO ₂ eq
EUA ETS prijs per kg	0,1	€/kgCO ₂ eq
CO ₂ eq prijs per MWh	20	€/MWh

Indien we verder veronderstellen dat deze CO₂ waarde effectief zal omgezet worden in een taks voor de verbruikers dan zal de totale verbruikersprijs toenemen met deze 20 €/MWh CO₂ equivalente waarde (Tabel 15).

Tabel 15 Resulterende verbruikersprijs bij opname van de CO₂-eq kost

2025	Residentieel	Commercieel
Verbruikersprijs (zonder CO ₂)	€ 76	€ 54
CO₂ tax op basis 100€/ton	€ 20	€ 20
Verbruikersprijs (met CO₂)	€ 96	€ 74
Stijging in %	26%	37%



6.4.3 De biomethaan prijs

In het licht van REPower EU wil Europa 350 TWh biomethaan (35 BCM) injecteren in de gasnetten tegen 2030⁵⁰. Dit plan is zeer ambitieus omdat vandaag de Europese productie slechts 3 TWh bedraagt. Aan een productieprijs van gemiddeld rond 80 €/MWh (incl. marge), is dit hernieuwbare gas weinig onderhevig aan volatiliteit.

Typisch wordt de verkoopprijs van het biomethaan opgesplitst in een gas gedeelte dat identiek is aan de verbruikers gasprijs (zie hierboven) en een groen gedeelte via garantie van oorsprong (of GO). Deze laatste wordt bepaald uit het verschil van de biomethaan productieprijs en de gasprijs (TTF). Bij een prijs van 50 €/MWh voor de residentiële consument, bedraagt de groenprijs (GO) 30 €/MWh en is er enkel btw (21%) op van toepassing.

In de veronderstelling dat er in 2025 geen CO₂ taks wordt aangerekend op de fossiele verbruiksprijs ziet de verbruiker die additioneel GO's voor biomethaan aankoopt voor de vergroening van zijn brandstof zijn groene verbruiksprijs quasi verdubbelen (Tabel 16).

Tabel 16 Gasprijs in 2025 voor verbruiker op het distributienet bij aankoop van Garanties van Oorsprong, zonder CO₂ taks

2025	Residentieel	Commercieel
Gasprijs TTF	€ 50	€ 45
Kosten + btw gasprijs	€ 26	€ 9
Totaal gasprijs	€ 76	€ 54
GO prijs (vast)	€ 30	€ 30
btw GO	€ 6	€ -
Totaal gasprijs + GO	€ 112	€ 84
<i>Stijging in % tov zonder GO</i>	<i>48%</i>	<i>56%</i>

Biomethaan kan CO₂-equivalent besparing opleveren die loopt van 90% reductie tot zelfs meer dan 100% reductie bij productie uit mest⁵¹. Voor deze studie gaan we ervanuit dat de reductie gemiddeld 100% is en de vermeden kost 20 €/MWh bedraagt gebaseerd op een ETS EUA prijs in 2025 van 100 €/ton CO₂-eq. Deze waarde gebruiken we in deze studie aan als de prijs voor een CO₂ taks.

Als we ervanuit gaan dat de verbruiker op het DSO net in Vlaanderen tegen 2025 zijn verbruik wenst te vergroenen door aankoop van GO's voor biomethaan betaalt hij (onder deze assumpties) - indien er een CO₂ taks zou aangerekend worden bij gebruik van fossiel aardgas – een beperkte meerprijs voor zijn biomethaan (Tabel 17).

⁵⁰ COM(2022) 230 final ([link](#))

⁵¹ 'CO₂-balansen groengasketens – Vergisting en vergassing' (CE Delft, juni 2019, [link](#))



Tabel 17 Gasprijs in 2025 voor verbruiker op het distributienet bij aankoop van Garanties van Oorsprong voor groen gas versus aardgas inclusief CO₂ taks

2025	Residentieel	Commercieel
verbruiksprijs biomethaan	€ 112	€ 84
verbruiksprijs fossiel met CO ₂ taks	€ 96	€ 74
Meerprijs groen (zonder CO₂)	€ 16	€ 10
meerprijs groen in %	17%	14%

6.4.4 De elektriciteitsprijs

Aangezien de brandstofcel elektriciteit levert in de eerste plaats voor eigen verbruik (vermits verbruik vrij synchroon loopt met productie) en in beperkte mate voor injectie is de toekomstige elektriciteitsprijs een waardemeter enerzijds voor de vermeden aankoop van elektriciteit uit het net en anderzijds voor de verkregen prijs voor injectie.

Als we ons baseren op de huidige forwards voor de komende jaren dan landen we rond de 120 €/MWh groothandelsprijs (zie Figuur 44). Echter is het vandaag onduidelijk in welke mate en met welke snelheid het elektriciteitsverbruik zal toenemen in het kader van de Europese (en ook Vlaamse) visie naar versnelde elektrificatie. Anderzijds is het nog even onduidelijk hoe het productie landschap zal evolueren en met welke snelheid. Deze vragen situeren zich rond:

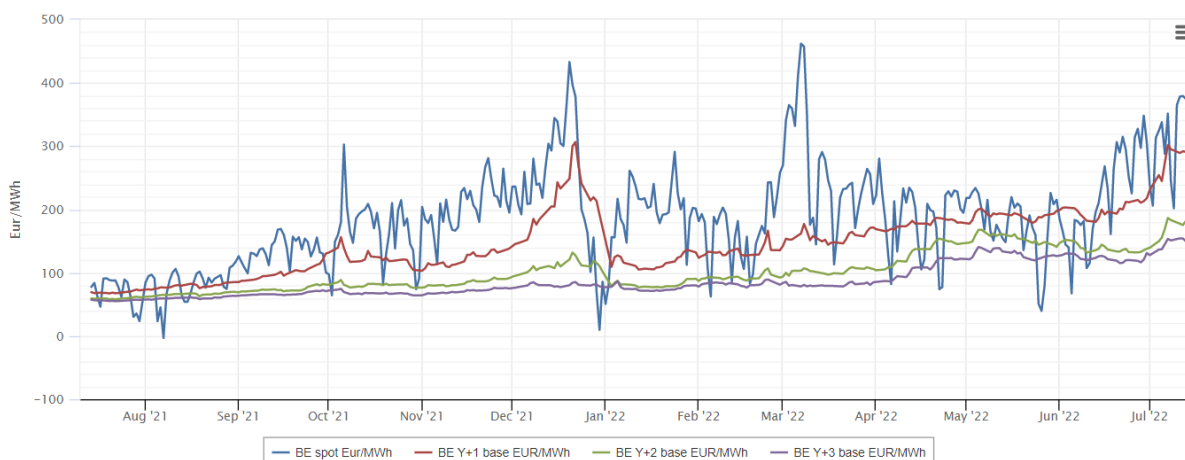
- Fade out van nucleaire centrales (BE, DE) of bij nieuwe centrales (NL, FR), en aan welk tempo
- Tempo fade out van steen- en bruinkoolcentrales
- Tempo bouw van nieuwe RES (incl. gebruiksgraad)
- Nood aan gascentrales

Wetende dat de flexibele vraag toename waarschijnlijk groter zal zijn dan de toename in capaciteit van nieuw productie (RES, Nucleair) inclusief de nodige netversterkingen kunnen we aannemen dat, zeker in de winter, gascentrales in 2025 de prijs bepalende factor zullen zijn (marginale producent) voor de elektriciteitsprijs op momenten dat er geen zon is (in de winter al vroeg op de avond piek) en bij weinig wind.

Een studie van de UGent⁵² uit 2015 toont al aan op basis van LCOE⁵³ voor productie-eenheden dat de gemiddelde elektriciteitsprijs in België in het kader van transitie van de elektriciteitsproductie zal stijgen tot 120 €/MWh. In de huidige context van de fors gestegen grondstoffen en energieprijzen kan men verwachten dat de bouw van dergelijke eenheden en dus ook hun LCOE zal toenemen en de impact op de gemiddelde kost voor elektriciteit in België nog groter zal zijn. Rekening houdend met deze bedenkingen nemen wij aan dat de elektriciteitsprijs gemiddeld op 130 €/MWh zal liggen in 2025.

⁵² 'Policy Trade-Offs for the Belgian Electricity System – Revision 2015 (UGent, 2015, [link](#))

⁵³ Levelised Cost Of Electricity



Figuur 44 Spotprijs voor Elektriciteit in België voor de periode juli 2021 – augustus 2022 versus de forward-prijzen voor de komende 3 jaren

Deze prijschatting van 130 €/MWh is – er van uitgaande dat de marginale productie eenheid een gas centrale is (vandaag 53% volgens EU referentie⁵⁴) – bovendien in lijn met de geschatte prijs voor aardgas en CO₂-eq in ETS volgens de clean spark spread⁵⁵.

Tabel 18 De geschatte waarde voor de elektriciteitsprijs ligt in lijn met de clean spark spread berekent op basis van de geschatte waardes voor aardgas en CO₂

clean spark spread					
eff. Centrale	NG _{HCV}	Ratio HCV/LCV	ETS CO ₂ eq	result	
53%	€ 45	0,903	€ 100	€	132

Als we deze groothandelsprijs vertalen van 130 €/MWh vertalen naar de verbruikersprijs⁵⁶ voor elektriciteit op het distributienet in Vlaanderen dan zien we dat een commerciële speler (KMO) een verwachte kost 263 €/MWh in 2025 betaalt, of een stijging van 34% t.o.v. 2021 (zie Tabel 19). Residentiële gebruikers betalen niet substantieel meer op de groothandelsprijs en netwerkcosten maar betalen bijkomend btw, waardoor in 2025 hun verwachte prijs 312 €/MWh bedraagt of 31% meer dan in 2021 (zie Tabel 20).

⁵⁴ Europese geharmoniseerde referentiewaarden voor de gescheiden opwekking van elektriciteit en warmte ([Commission Delegated Regulation \(EU\) 2015/2402](#))

⁵⁵ (NG [€/MWh LCV] + ETS [€/ton] /5) * eff% = ELEK [€/MWh]

⁵⁶ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F20220513EN.pdf>

Tabel 19 Huidige en verwachte kost voor een commerciële elektriciteitsverbruiker in Vlaanderen op distributieniveau [€/MWh]

Commerciële gebruiker Vlaanderen (DSO)				
	2021	2022	2025	2025%
BTW	€ -	€ -	€ -	-
bijdragen (vast)	€ 80	€ 71	€ 71	27%
netwerkkost (vast)	€ 57	€ 59	€ 62	24%
EEX prijs	€ 59	€ 251	€ 130	49%
Totaal	€ 196	€ 381	€ 263	100%

Tabel 20 Huidige en verwachte kost voor een residentiële elektriciteitsverbruiker in Vlaanderen op distributieniveau [€/MWh]

Residentiële gebruiker Vlaanderen (DSO)				
	2021	2022	2025	2025%
BTW	€ 40	€ 78	€ 51	16%
bijdragen (vast)	€ 79	€ 69	€ 69	22%
netwerkkost (vast)	€ 57	€ 59	€ 62	20%
EEX prijs	€ 63	€ 246	€ 130	42%
Totaal	€ 239	€ 452	€ 312	100%

De finale kost voor de gebruiker hangt ook af van het type contract dat hij afsluit (vast of variabel). We gaan er in deze studie verder vanuit dat de klant een vast contract zal afsluiten om zijn blootstelling aan prijsvolatiliteit te beperken.

Verder weten we dat het elektriciteitsverbruik in Europa substantieel zal toenemen in de eerste plaats door elektrische voertuigen en elektrische warmtepompen. Dit zal bijkomende druk kunnen zetten op niet enkel de verbruiksprijzen maar ook op de netwerkkost. Deze laatste zal in de komende jaren toenemen wegens de versterking van het distributienet, waarvan de kost geraamd wordt in Vlaanderen op 4 miljard € zoals in het recente tienjarig investeringsplan Fluvius⁵⁷ wordt aangegeven. Daarvan zijn 3 miljard euro voor het laagspanningsnet en 1 miljard voor de versterking van het 'hoogspanningsnet'. Daarnaast zijn er ook de nodige versterkingen op het Elia netwerk en toenemende balanceringskost voor intermittency. Daarom nemen wij voorzichtigheidshalve aan dat de netwerkkost in 2025 reeds met 5% zal stijgen.

Wat betreft de injectie vergoeding voor elektriciteit, voor zover die er met de brandstofcel zal zijn, is geschat op de 90% van de groothandelsprijs op basis van offertes voor residentiële leveranciers of 117 €/MWh in 2025. Deze hypothese is belangrijk voor de inkomsten gegenereerd uit de geïnjecteerde elektriciteit (zie 6.5.1) door de PEMFC micro-WKK en in geval van combinatie met PV.

Indien de brandstofcel een biomethaan contract heeft voor zijn gasverbruik, zal zijn geproduceerde elektriciteit ook hernieuwbaar zijn. Theoretisch zou hij voor zijn geïnjecteerde hoeveelheid groene elektriciteit GO hernieuwbare elektriciteit kunnen verkrijgen, voor zover dit geregistreerd kan worden

⁵⁷ 'Investeringsplan 2023-2032' (Fluvius, 2022, [link](#))



en door de VREG wordt erkend als groene elektriciteit. De eventuele inkomst ervan hebben we hier niet meegenomen.

6.5 De *total cost of ownership* (TCO) voor de gebruiker

De huidige investeringskost van de PEMFC micro-WKK installatie varieert naargelang de elementen opgenomen in het systeem (aanwezigheid van condensatieketel voor bijstook op piekmomenten, warmtebuffer, etc.). Deze investeringskost werd de laatste jaren bijkomend gedrukt voor producenten die deelnamen aan het Europese PACE project (2016-2022)⁵⁸. Rekening houdende met het feit dat dit Europese PACE project ten einde loopt en ervan uitgaande dat een deel van dit type micro-WKK installaties geplaatst zouden worden in woningen met een reeds aanwezige gascondensatieketel, wordt voor deze berekening een investeringskost van circa 18.000 euro (inclusief BTW) aangenomen. Deze kost omvat een integraal toestel waar naast de PEMFC ook een kleine gascondensatieketel voor bijstook is opgenomen. Als kostprijs van een geïnstalleerd buffervat voor sanitair warm water wordt 1.000 euro aangenomen. Naar de toekomst toe zou, mits uitgebreide ontplooiing, de investeringskost van de PEMFC micro-WKK verder kunnen dalen, zoals verder in dit document wordt toegelicht (zie 6.8). In onderstaande berekeningen wordt aangenomen dat de investeringskost, bij uitgebreide ontplooiing, zou zakken 8.000 euro.

In tegenstelling tot de elektrische warmtepomp, die algemeen als alternatief voor de gascondensatie ketel naar voren wordt geschoven, kan de PEMFC micro-WKK warmte leveren aan hoge temperatuur (60°C), waardoor ze gemakkelijk en eenvoudig als vervanging kan dienen van gasketels in bestaande woningen, waar vandaag in de meeste gevallen hoge temperatuur radiatoren gebruikt worden, en het sanitair ook centraal wordt verwarmd. Doorgaans wordt voor dergelijke bestaande woningen een lucht-water warmtepomp op elektriciteit als ideale oplossing aanzien, maar houdt men daarbij geen rekening dat deze oplossingen standaard lage temperatuur aanleveren (max 45°C) en dat het rendement (COP) in de winter al vanaf 5°C sterk begint te dalen en het toestel niet altijd in staat is om (zonder elektrische bijverwarming) de warmte te leveren bij koude pieken. Daarenboven moet voor een dergelijke laag temperatuur toestel idealerwijs vloerverwarming worden geïnstalleerd (wat niet altijd mogelijk is), of moeten de bestaande radiatoren vervangen worden door lage temperatuur radiatoren (die meer plaats innemen). Deze kosten dienen ook meegenomen te worden in de *total cost of ownership* bij een vervanging. Naast het feit dat de PEMFC micro-WKK dergelijke additionele kosten niet heeft, levert ze bijkomende elektriciteit die veelal synchroon zal lopen met de elektriciteitsconsumptie (bijvoorbeeld in de avond waar zowel de vraag naar warmte en elektriciteit sterk toenemen). Deze zelfgeproduceerde elektriciteit kan in vele gevallen goedkoper zijn dan het aankopen van elektriciteit voor zover de spanning tussen de gasprijs en elektriciteitsprijs op het verwachte niveau blijft (zie 6.4.4).

⁵⁸ <https://pace-energy.eu/>



Op basis van bovenstaande elementen hebben we daarom in deze studie simulaties uitgevoerd rond de *total cost of ownership* voor een gezin met een bestaande woning die een vervanging van zijn oude gasketel wenst uit te voeren. Daarbij werden volgende opstellingen weerhouden voor residentieel gebruik:

1. Gasketel of **GC** (met condensatie) als referentie aan huidige kostprijs
2. De **PEMFC** micro-WKK (met bijstook kleine gasketel) aan huidige kostprijs
3. De **PEMFC** micro-WKK (met bijstook kleine gasketel) aan toekomstige kostprijs
4. Elektrische warmtepomp of **HPe** (lucht-water) aan huidige kostprijs
5. Elektrische warmtepomp of **HPe** (lucht-water) aan toekomstige kostprijs
6. Een hybride combinatie PEMFC micro-WKK en HPe of **PEMHP** (zonder bijstook kleine gasketel) aan toekomstige kostprijs

Het TCO-model (in Excel) laat toe om op basis van verschillende assumpties en sensitiviteit van de invoergegevens verschillende scenario's te simuleren. Voor alle opstellingen werd ook nog een casus met PV gesimuleerd, en een casus waarbij ook rekening wordt gehouden met een aantal klimaatparameters (inclusief vergroening).

6.5.1 De assumpties

Voor de **energievraag** zijn we uitgegaan van de berekeningen in punt 0. We veronderstellen hierbij dat deze verbruiken meest relevant zijn voor een halfopen bebouwing met een voldoende isolatie graad. In werkelijkheid ligt dit verbruik, voor een woning van 150 m³, ergens tussen het huidige EPC label A en B. We gaan ervanuit dat de bouwheer met installatie van een PEM ook voldoende kan isoleren⁵⁹ om dit EPC niveau te bereiken.

Tabel 21 Aangenomen energievraag voor een gemiddeld gezin (zie 6.1)

VRAAG energie	waarde	eenheid
warmte	7.855	kWh/y
sanitair	2.145	kWh/y
totaal warmtevraag	10.000	kWh/y
vraag elektriciteit	3.500	kWh/y

In het model werd geen rekening gehouden met een bijkomende energievraag van een elektrisch voertuig (EV) omdat we ervan uitgaan dat in 2025 de vervangingsgraad van bestaande verbrandingsmotoren nog relatief beperkt zal zijn. Indien de energievraag die typisch zeer gelijktijdig zal zijn (s 'avonds) wel in rekening wordt gebracht dan kan nu al kwalitatief aangenomen worden – op

⁵⁹ In werkelijkheid zal dit niet altijd mogelijk zijn en zouden de resultaten voor een dergelijke woning uitgerust met een PEM voordeliger zijn.



basis van de conclusies verder in het document – dat de PEMFC micro-WKK er qua TCO nog beter zal uitkomen met een EV en de algemene systeemkost nog verder kan worden beperkt.

Voor de **energiebalans van de PEMFC micro-WKK** (voor deze energievraag) hebben we ons gebaseerd op de gemeten waarden van de PEMFC micro-WKK. Voor het eigen verbruik van de geproduceerde elektriciteit werd een gelijktijdigheid van 70% aangenomen⁶⁰. Zie Tabel 22.

Tabel 22 Energiebalans van de PEMFC micro-WKK (inclusief bijstookketel) vertrekkende van de energievraag voor een gemiddeld gezin (zie Tabel 21)

PEM primaire en output energie	waarde	eenheid
productie elek PEM	4.023	kWh/y
productie warmte PEM	10.000	kWh/y
totale output energie	14.023	kWh/y
Totaal primaire energie aardgas	15.428	kWh/y

De PEMFC micro-WKK zal 37,9% van zijn primaire energie omzetten naar elektriciteit en voor het eigen verbruik werd een gelijktijdigheid van 70% aangenomen. Zie Tabel 23.

Tabel 23 Elektriciteitsproductie PEMFC micro-WKK en aangenomen eigenverbruik

PRODUCTIE elektriciteit PEM	waarde	eenheid	coëfficiënten
productie elek PEM	3.995	kWh/y	37,90%
interne levering elek PEM	2.796	kWh/y	70%

Voor de **energiebalans van de elektrische warmtepomp of HPe** (voor deze energievraag) werden COP-waarden gebruikt bekomen via een meetcampagne in het kader van het LiveHeatPump project tussen 2011 en 2015 (zie Tabel 24).

Tabel 24 Toegepaste COP waarden voor verwarming en voor de productie van sanitair warm water

PIMAIRE brandstof (elek)	waarde	eenheid	COP
voor warmte	2.244	kWh/y	350%
voor sanitair	858	kWh/y	250%
Totaal energie	3.102	kWh/y	322%

De HPe in onze type woning zal een elektrisch piek vermogen nodig hebben afhankelijk van haar EPC label (zie Tabel 25) en voor zover ze uitgerust is met een lage temperatuur verwarming zoals vloerverwarming.

⁶⁰ Aanname vertrekkende uit een flexibele aansturing van de PEMFC micro-WKK, de positionering van het verbruik tijdens de wintermaanden en het relatief lage elektrisch nominaal vermogen van de PEMFC micro-WKK (0,7 kW_e) ten opzichte van lokale huishoudelijke elektriciteitsverbruikers.



Tabel 25 Thermische en elektrische vermogens voor de warmtepomp (HP) en hybride warmtepomp (HHP) voor nieuwbouw of in functie van het EPC label (Bron: VEKA)

HPe vermogens (bron VEKA)	Nieuwbouw	EPC-A	EPC-B/C	EPC-D/E/F
T Vermogen HP	6,0	8,0	16,0	32,0
T Vermogen HHP	4,0	8,0	8,0	8,0
E Vermogen HP	2,5	3,5	7,0	14,0

Voor de **elektriciteitsproductiekost van PV** hebben we aangenomen dat er op een gemiddeld dak 3 kW piekvermogen kan geplaatst worden of om en bij 9 panelen van 330 W_p. De kostprijs per kW_p is geschat op 1.500 €/kW_p op basis van de huidige prijzen maar zonder subsidie (wetende dat er geen subsidie meer voorzien wordt door de Vlaamse regering vanaf 2025). Verder veronderstellen we een piek productie gedurende 12% of 1.050 uren van het jaar, en een gelijktijdigheid met de energievraag van de woning van 20% (dit laatste om het eigenverbruik elektriciteit van de PV te bepalen). De uiteindelijk productieprijs van PV over 15 jaar bedraagt onder deze assumpties 95 €/MWh. Zie Tabel 26.

Tabel 26 Aannames elektriciteitsproductie PV

PV parameters	waarde	eenheid
Vermogen kW	3	kW
Capex PV (1 €/MWh)	€ 4.500	€
% productie per jaar	12%	%
jaar productie (à 15%)	3.150	kWh/y
productie kost (15jaar)	€ 95	€/MWh
gelijktijdigheid vraag	20%	%

Voor de **elektriciteitsproductiekost van de batterij** hebben we aangenomen dat ze 3 kWh kan opslaan. De kostprijs van dergelijke batterij bedraagt vandaag 3.900 €. Bij het gebruik van de batterij hebben we de gelijktijdigheid met het verbruik verhoogt van 20% (PV alleen) naar 70% op jaarbasis, wetende dat de indien er meerdere zonnige dagen na elkaar zijn, het overschot aan elektriciteit slechts gedeeltelijk of niet meer kan opslaan. Zie Tabel 27.

Tabel 27 Aannames kost thuisbatterij

Batterij parameters	waarde	eenheid
vermogen	3	kWh
Capex	3.900	€
gelijktijdigheid vraag	70	%

Voor de **energieprijzen**, opgesteld in Tabel 28, hebben we ons gebaseerd op onze analyse in punt 0. Bijkomend veronderstellen we (op basis van informele offertes) dat de prijs voor geïnjecteerde elektriciteit 90% bedraagt van de EEX elektriciteitsprijs, maar naast de EEX prijs zelf kan dit percentage in toekomst nog sterk veranderen.

Belangrijke opmerking hierbij is dat deze prijzen hieronder een aanname zijn voor 2025 op basis van inschattingen van de energiewereld na stabilisatie van de Oekraïne crisis. Toch kunnen ze in de komende jaren nog sterk afwijken in functie van de duur van de huidige crisis en de vele onzekerheden binnen het energie-landschap zelf, alsook de uitkomst van Europese maatregelen en regelgeving. Dat er een substantiële prijstoename zal zijn is wel duidelijk, maar de toekomst zal moeten uitwijzen wat de absolute hoogte ervan zal zijn, alsook het verschil tussen de gasprijs en elektriciteitsprijs. Dit laatste is een belangrijk waardemeter voor de rentabiliteit van eigen elektriciteitsproductie met een PEMFC micro-WKK versus aankoop van elektriciteit uit het net.

Tabel 28 Energieprijzen gebruikt voor de berekening van de Total Cost of Ownership (TCO)

PRIJS (2025 - €/MWh)	Residentieel (€/MWh)
elektriciteit grid	€ 312
elektriciteit EEX	€ 130
elektriciteit injectie	€ 117
gasprijs	€ 76

Om de impact naar het klimaat verder te reduceren zou men voor de vectoren gas en elektriciteit bijkomend Garanties van Oorsprong (GO) kunnen aankopen. Deze variant wordt in de resultaten (zie 6.5.2) benoemd met de benaming 'klimaat'. Hiervoor worden onderstaande prijzen veronderstelt (zie Tabel 29). Dit is gebaseerd op een GO prijs van 20 €/MWh voor groen gas en 5 €/MWh voor groene elektriciteit waar vervolgens 21% BTW is op toegepast.

Tabel 29 Gebruikte waarden voor Garanties van Oorsprong voor groen gas en groene elektriciteit

Garanties van oorsprong	waarde	eenheid
GO groen gas	€ 24	€/MWh
GO groen elek	€ 6	€/MWh

6.5.2 CAPEX en OPEX kosten

Voor de CAPEX is een afschrijvingsperiode van 15 jaar gebruikt en werden de investeringskosten gebruikt uit Tabel 30.

Tabel 30 Investeringskosten gebruikt voor de verschillende scenario's over een afschrijvingsperiode van 15 jaar

INVESTERINGSKOST							
15 years	GC	PEM today	PEM future	HPe today	HPe future	PEM+HP future	
Toestel	€ 3.000	€ 18.000	€ 8.000	€ 8.000	€ 5.000	€ 10.000	
Buffervat	X	€ 1.000	€ 1.000	€ 1.000	€ 1.000	€ 1.000	
Vloerverwarming	X	X	X	€ 6.000	€ 6.000	X	
PV (3kW)	€ 4.500	€ 4.500	€ 4.500	€ 4.500	€ 4.500	€ 4.500	
BAT (3kW)	€ 3.900	€ 3.900	€ 3.900	€ 3.900	€ 3.900	€ 3.900	



- Enkel voor de gascondensatie ketel, waarvan we veronderstellen dat ze een doorstromer is voor sanitaire water, is er geen 1.000 euro bijgeteld voor een buffervat.
- Algemeen veronderstellen we in de toestelprijs dat daarvan 2.000 euro installatieprijs is. Deze is dus inbegrepen in de gebruikte CAPEX.
- Bij de HPe (8 kW_{th}) rekenen we nog een bijkomende kost van 6.000 euro voor vloerverwarming, omdat de HPe warmte levert aan lagere temperatuur (max 45°C). Deze kost is bepaald op basis van de huidige prijzen (i.e. 150 m² aan 40 euro/m²).
- Als de HPe op nog grotere schaal zou worden geproduceerd verwachten we een prijsdaling naar 5.000 euro.
- Als de PEMFC micro-WKK op grotere schaal zou worden geproduceerd (zie 6.8) dan wordt aangenomen dat de CAPEX van de PEMFC micro-WKK zou kunnen zakken naar om en bij de 8.000 euro en 9.000 met een buffervat (zonder dat er een bijkomende kost is voor vloerverwarming)
- Voor de Hybride oplossing PEMHP is de aangenomen CAPEX uiteraard een benadering omdat er vandaag voor dergelijk toestel geen referentieprijzen bestaan.

Voor de OPEX betreft het vooral de primaire energie die nodig is om aan de energievraag van de woning (zowel gas als elektriciteit) te voldoen. Bij de PEMFC micro-WKK – die in principe vooral gelijktijdige elektriciteit produceert aan een goedkopere (vooropgestelde) gasprijs – zal deze kost lager liggen dan bij de HPe. Bovendien zijn er de inkomsten van de geïnjecteerde energie die bij de vooropgestelde injectie prijs nog licht winstgevend zijn. Dit prijsdynamiek werd hierboven onder energieprijzen toegelicht.

Naar onderhoud is voor de PEMFC micro-WKK de vervanging na 10 jaar van de stack is inbegrepen met afschrijving over de resterende 5 jaar. De kost van deze vervanging is geschat op 1.000 euro. Daarnaast is voor de alle gastoeppingen een tweejaarlijks controle bezoek van 200 euro inbegrepen.

6.5.3 Resultaten van de TCO

Voor het **basisscenario** werden onderstaande resultaten bekomen (zie Tabel 31).

Tabel 31 Resultaten van de Total Cost of Ownership volgens het basisscenario

Basis scenario						
15 years	GC	PEM today	PEM future	HPe today	HPe future	PEM+HP future
Capex	€ 3.000	€ 19.000	€ 9.000	€ 15.000	€ 12.000	€ 11.000
Var Opex	€ 35.186	€ 25.778	€ 25.778	€ 38.306	€ 38.306	€ 28.979
Fix Opex	€ 1.400	€ 2.400	€ 2.400	€ -	€ -	€ 1.000
Inkomsten	€ -	€ 2.626	€ 2.626	€ -	€ -	€ 234
TCO	€ 38.186	€ 43.152	€ 33.152	€ 53.306	€ 50.306	€ 40.745
% versus GC	100%	113%	87%	140%	132%	107%



Aangezien de PEMFC micro-WKK veelal gelijktijdige elektriciteit produceert die goedkoper is dan de vooropgestelde gasprijs (in vergelijking met aan te kopen elektriciteit van het net) zal deze interne elektriciteitskost lager liggen bij PEMFC micro-WKK dan bij de HPe. Bovendien zijn er de inkomsten van de geïnjecteerde energie die bij de vooropgestelde injectie prijzen winstgevend zijn. Deze prijsdynamiek werd hierboven in punt 6.4.4 onder energieprijzen toegelicht.

Voor het **basisscenario + klimaat** werden onderstaande resultaten bekomen (zie Tabel 32).

Tabel 32 Resultaten van de Total Cost of Ownership volgens het basisscenario + klimaat

Basis scenario (klimaat)						
15 years	GC	PEM today	PEM future	HPe today	HPe future	PEM+HP future
Capex	€ 3.000	€ 19.000	€ 9.000	€ 15.000	€ 12.000	€ 11.000
Var Opex	€ 37.227	€ 28.269	€ 28.269	€ 39.049	€ 39.049	€ 29.552
Fix Opex	€ 1.400	€ 2.400	€ 2.400	€ -	€ -	€ 1.000
Inkomsten	€ -	€ 2.626	€ 2.626	€ -	€ -	€ 234
TCO	€ 40.227	€ 45.643	€ 35.643	€ 54.049	€ 51.049	€ 41.318
% versus GC	100%	113%	89%	134%	127%	103%

Met dit scenario zien we dat de kost voor de PEMFC micro-WKK iets meer toeneemt dan de kost voor de HPe omdat de GO prijs voor groen gas hoger is dan die voor GO's elektriciteit (zie Tabel 29).

Voor het **basisscenario + PV** werden onderstaande resultaten bekomen (zie Tabel 33).

Tabel 33 Resultaten van de Total Cost of Ownership volgens het basisscenario + PV

Basis scenario + PV						
15 years	GC	PEM today	PEM future	HPe today	HPe future	PEM+HP future
Capex	€ 7.500	€ 23.500	€ 13.500	€ 19.500	€ 16.500	€ 15.500
Opex	€ 31.535	€ 22.127	€ 22.127	€ 34.655	€ 34.655	€ 25.328
Fix Opex	€ 1.400	€ 2.400	€ 2.400	€ -	€ -	€ 1.000
Inkomsten	€ 5.477	€ 8.103	€ 8.103	€ 5.477	€ 5.477	€ 5.712
TCO	€ 33.557	€ 38.524	€ 28.524	€ 48.678	€ 45.678	€ 36.116
% versus GC	100%	115%	85%	145%	136%	108%

Het inzetten van PV zal de TCO doen dalen en dit voor alle toepassingen ongeveer op gelijke basis. De bijkomende opbrengst wordt vooral gegenereerd door de injectie op het elektriciteitsnet van PV (die 80% injecteert vanwege beperkte gelijktijdigheid met de energievraag) wetende dat de injectieprijs (117 €/MWh) hoger dan de productieprijs (95 €/MWh) van de PV. Zolang de injectieprijs niet zakt onder de productieprijs van PV, kan er ook effectief een winst zijn in tegenstelling tot een sunk-cost inkomst en verlies (wanneer deze injectieprijs lager zou zijn). De inkomst van de PEMFC micro-WKK is groter omdat er meer elektriciteit kan worden geïnjecteerd.

Voor het **basisscenario + PV (klimaat)** werden onderstaande resultaten bekomen (zie Tabel 34).

Tabel 34 Resultaten van de Total Cost of Ownership volgens het basisscenario + PV + klimaat

Basis scenario + PV (klimaat)						
15 years	GC	PEM today	PEM future	HPe today	HPe future	PEM+HP future
Capex	€ 7.500	€ 23.500	€ 13.500	€ 19.500	€ 16.500	€ 15.500
Opex	€ 33.506	€ 24.547	€ 24.547	€ 35.327	€ 35.327	€ 25.847
Fix Opex	€ -	€ 2.400	€ 2.400	€ -	€ -	€ 1.000
Inkomsten	€ 5.477	€ 8.104	€ 8.104	€ 5.477	€ 5.477	€ 5.712
TCO	€ 35.528	€ 40.943	€ 30.943	€ 49.350	€ 46.350	€ 36.635
% versus GC	100%	115%	87%	139%	130%	103%

Voor het **basisscenario + PV + batterij** werden onderstaande resultaten bekomen (zie Tabel 35).

Tabel 35 Resultaten van de Total Cost of Ownership volgens het basisscenario + PV + batterij

Basis scenario + PV + BATT						
15 years	GC	PEM today	PEM future	HPe today	HPe future	PEM+HP future
Capex	€ 11.400	€ 27.400	€ 17.400	€ 23.400	€ 20.400	€ 19.400
Opex	€ 22.407	€ 21.808	€ 21.808	€ 25.527	€ 25.527	€ 16.200
	€ 1.400	€ 2.400	€ 2.400	€ -	€ -	€ 1.000
Inkomsten	€ 2.054	€ 7.984	€ 7.985	€ 2.054	€ 2.054	€ 2.288
TCO	€ 31.753	€ 42.224	€ 32.224	€ 46.873	€ 43.873	€ 34.312
% versus GC	83%	111%	84%	123%	115%	90%

De impact van de batterij is beperkt positief voor GC en HPe, maar niet voor de PEM waar ze licht negatief is. Echter voor de PEM + HPe hybride oplossing levert ze eveneens een substantiële verbetering op.

Voor het **basisscenario + PV + batterij (klimaat)** werden onderstaande resultaten bekomen (zie Tabel 36).

Tabel 36 Resultaten van de Total Cost of Ownership volgens het basisscenario + PV + batterij + klimaat

Basis scenario + PV + BATT (klimaat)						
15 years	GC	PEM today	PEM future	HPe today	HPe future	PEM+HP future
Capex	€ 11.400	€ 27.400	€ 17.400	€ 23.400	€ 20.400	€ 19.400
Opex	€ 24.201	€ 24.223	€ 24.223	€ 26.022	€ 26.022	€ 16.730
Fix Opex	€ -	€ 2.400	€ 2.400	€ -	€ -	€ 1.000
Inkomsten	€ 2.054	€ 7.985	€ 7.985	€ 2.054	€ 2.054	€ 2.288
TCO	€ 33.547	€ 44.639	€ 34.639	€ 47.368	€ 44.368	€ 34.842
% versus GC	83%	111%	86%	118%	110%	87%



6.6 Impact op de netsystemen

Voor het bepalen van de positieve impact van de PEMFC micro-WKK op het elektrisch net systeem, wegen we die af tegen het alternatief waar de warmte in de Vlaamse woningen zal worden opgewekt met elektrische warmtepompen. Hier zijn er drie belangrijke elementen waarmee we rekening moeten houden:

1. De kost voor het **versterken van het net**
2. De kost voor het **balanceren van het net**
3. De kost voor de **security-of-supply**

In Vlaanderen bepalen we het maximale verwarmingsvermogen voor woningen bij een buitentemperatuur van -7°C . Het elektrisch piek vermogen van een warmtepomp bij deze temperatuur hangt af van de isolatiegraad uitgedrukt volgens het EPC label (zie Tabel 25). Voor de berekening van de impact van de HPe (lucht-water, lage temperatuur) op de netkosten wordt ervan uitgegaan dat het gemiddelde van de bestaande Vlaamse woningen die een renovatie uitvoert een EPC label B tot A zal behalen. Op basis hiervan wordt in de verdere berekeningen een elektrisch vermogen toegekend aan deze populatie uitgerust met een HPe toestel van 5 kW_e per warmtepomp.

Voor het bepalen van deze netkosten hebben we ons verder gebaseerd op externe studies en publicaties.

6.6.1 De kost voor het versterken van het net

In een recente Zwitserse studie over de kost voor het versterken van het elektrische distributienet wordt de kost impact van de warmtepomp geschat op rond de 100 €/kW geïnstalleerd vermogen in stedelijke omgeving, wetende dat de spreiding vrij groot is en in landelijke gebieden sterk kan oplopen tot meer dan 300 €/kW ⁶¹. Gemiddeld kunnen we een kost veronderstellen van 200 €/kW .

Voor een stedelijk omgeving en met een gemiddeld piekvermogen van 5 kW_e voor HPe, zou dit een versterkingskost 500 euro per toestel betekenen, terwijl dit in landelijke omgeving kan oplopen tot 1.500 €/toestel of meer. Gemiddeld zou dit **1.000 euro per toestel bedragen**.

Stel dat we in Vlaanderen 1,5 miljoen gebouwen (som van de halfopen en open bebouwing, zie Tabel 37) uitrusten met $57,3 \text{ kW}_e$ warmtepompen, dan zou de netversterking 1,5 miljard euro bedragen aan de gemiddelde kost.

⁶¹ "Spatial analysis of distribution grid capacity and costs to enable massive deployment of PV, electric mobility and electric heating" (Gupta et al., 2021, [link](#))



Tabel 37 Kadastrale statistiek van het gebouwenpark in Vlaanderen (Bron: Statbel)

Kadastrale statistiek gebouwen in Vlaanderen 2021				
Datum	Gesloten bebouwing	Halfopen bebouwing	Open bebouwing	Flatgebouwen
tot en met 1981	565.046	414.843	452.895	77.824
na 1981	88.806	181.723	450.823	61.039
Totaal	653.852	596.566	903.718	138.863

Indien we in plaats van overall warmtepompen te installeren, PEMFC micro-WKK zouden plaatsen in dergelijke woningen, dan valt de additionele netbelasting van de warmtepomp weg, alsook de corresponderende substantiële netversterkingskost. Vertrekkende vanuit de aanname dat 70% van de geproduceerde elektriciteit lokaal verbruikt wordt⁶², betekent dit dat van de 4.000 kWh/jaar slechts 30% of 1.200 kWh van de geproduceerde elektriciteit wordt geïnjecteerd, en dit in vergelijking met een PV installatie die tot 80% van zijn productie dient te injecteren in het net. Anderzijds situeert de PEMFC micro-WKK productie zich in grote mate gelijktijdig met de avondpiek wanneer het verbruik het hoogst is en deze elektriciteit kan verbruikt worden door andere gebruikers, waaronder de industrie.

In de recente consultatie over zijn investeringsplan heeft Fluvius een scenario uitgewerkt waar, naast de maximale groei voor de EV (elektrische voertuigen) en PV, er ook een 100% toename wordt voorzien van elektrische warmtepompen voor verwarming verwerkt is⁶³. Daar wordt voor een totale versterking een bedrag van om en bij de 4 miljard € (pagina 60 van het Fluvius plan) naar voren geschoven voor versterking (inclusief EV en PV). Dit bevestigt alvast de orde grootte van de kosten hier berekend op basis van de resultaten uit de Zwitserse studie. Anderzijds blijkt uit het consultatie document dat de kost voor versterking voor injectie door PV beperkt blijft (pagina 41 van het Fluvius plan) en deze versterking vooral op het conto van EV (en HP) komt. De exacte verdeling ervan is niet uit het gepubliceerde document van Fluvius af te leiden.

Op basis van bovenstaande argumenten veronderstellen we dat de PEMFC micro-WKK – in tegenstelling tot de elektrische warmtepomp – een positieve impact heeft op de vermogensbelasting van het elektriciteitsnet en dat de specifieke kost toe te wijzen aan de implementatie van warmtepompen – dewelke al snel in de miljarden loopt – grotendeels vermeden zou kunnen worden.

6.6.2 De kost voor het balanceren van het net

Zoals in het vorige punt reeds aangehaald, wordt vertrokken van de aanname dat de injectie van de PEMFC micro-WKK beperkt is tot maximaal 30% van de elektriciteitsvraag van de woning (3.500 kWh/jaar). Indien bijkomend wordt aangenomen dat deze 1.200 kWh/jaar aan geïnjecteerde

⁶² Aanname vertrekkende uit een flexibele aansturing van de PEMFC micro-WKK, de positionering van het verbruik tijdens de wintermaanden en het relatief lage elektrisch nominaal vermogen van de PEMFC micro-WKK (0,7 kWe) ten opzichte van lokale huishoudelijke elektriciteitsverbruikers.

⁶³ [“Investeringsplan 2023-2032” \(Fluvius, 2021\)](#)



elektriciteit voor 50% (600 kWh/jaar) geproduceerd worden tijdens de avondpiek waar het verbruik op het elektriciteitsnet maximaal is. Deze 600 kWh/jaar per toestel zal dus in de meeste gevallen positief bijdragen aan eventuele tekorten op de netbalans. Anderzijds staat de micro-WKK ook in voor een daling van het piekverbruik omwille van lokaal eigenverbruik. Indien dit aangenomen volume van 2.300 kWh per jaar ook voor 50% (of 1.150 kWh/jaar) wordt meegerekend op de avondpiek, zou dit zich vertalen in een vermeden verbruik van 1.150 kWh/jaar op de avond piek. Bij een ontplooiing van 1,5 miljoen toestellen (zie 6.6.1) zou er 2,6 TWh/jaar aan avondpiek elektriciteit geproduceerd kunnen worden door de PEMFC micro-WKK's, wat overeenkomt met ongeveer 3.250 draaiuren van een 800 MW gascentrale.

Per toestel zal de resterende 600 kWh/jaar (niet tijdens de avondpiek) aan geïnjecteerde elektriciteit slechts beperkt bijkomende intermittency creëren omdat het toestel vooral in de winter zal draaien. Aangezien er ook een buffervat is voorzien zou de PEMFC micro-WKK kunnen worden gestuurd om enkel op te starten tijdens de avondpiek. Hiermee zou de gelijktijdigheid met de avondpiek nog verhoogd kunnen worden.

Al bij al kunnen we dus concluderen dat de PEMFC micro-WKK alvast een beperkte tot geen bijkomende balanceringskost zal genereren. Wetende dat de PEMFC micro-WKK ten dele stuurbaar is, kan ze bij een ruimere ontplooiing ook geaggregeerd en geïntegreerd worden in een Virtual Power Plant die door zijn vermogen productie op de avondpiek en eventuele deelname in bijkomende diensten van Elia een positief effect kan hebben op de prijsstijgingen.

Om de vermeden balanceringskost van de PEMFC micro-WKK te kwantificeren, moeten we de impact van de HPe op de balanceringskosten kennen. Om deze kost te bepalen gaan we ervan uit dat de HPe een initiator is voor de mFRR (manual frequency reactive response of R3) in de winter, terwijl de PEMFC micro-WKK niet. Volgens de gegevens gepubliceerd bij Elia, bedroeg de gemiddelde marginale beschikbaarheidsvergoeding voor mFRR (R3) 16,3 €/MW/h in de winter 2021-2022. Voor het beschikbaar volume dat ongeveer 650 MW bedroeg, wordt vervolgens deze kost over de 6 wintermaanden geraamd op ongeveer 46,4 miljoen euro per jaar. Wetende dat in België de piekvraag voor elektriciteit tussen 13 en 14 GW ligt, is de mFRR beschikbaarheid zo'n 5% van de piekvraag. Indien we 1,5 miljoen HPe toestellen van 5 kW_e zouden installeren (i.p.v. PEMFC micro-WKK) dan zouden deze een bijkomende piekvraag van 7,5 GW genereren. Deze stijging van 7,5 GW (of 55% van de huidige piekvraag) zou proportioneel bijkomend gedekt moeten worden met 361 MW bijkomende mFRR, met een additionele kost van 25,7 miljoen euro per jaar (aan de huidige mFRR beschikbaarheidskost van 16,3 €/MW/h over 6 maanden). Bij een equivalente levensduur van 15 jaar bedraagt deze kost 386 miljoen euro of **257 euro per toestel**. Anderzijds, als we de HPe zouden vervangen door een PEMFC micro-WKK, zou er een omgekeerd (positief) effect kunnen zijn op de behoefte aan mFRR waarbij de huidige mFRR zou kunnen dalen. Dit hebben we echter niet gekwantificeerd.

Tenslotte, in vergelijking met het plaatsen van PV-panelen, creëert de PEMFC micro-WKK weinig of geen intermittency problemen en is de PEMFC micro-WKK vanuit een systeem oogpunt een beter alternatief, vanwege zijn gelijktijdigheid met zowel het eigen verbruik en met de avondpiek.



Daarenboven kan de PEMFC micro-WKK ook hernieuwbare elektriciteit produceren (en warmte) als hij op hernieuwbaar gas draait.

De PEMFC micro-WKK staat het plaatsen van PV zeker niet in de weg omdat deze PV elektriciteit hernieuwbaar is en, ondanks het feit dat ze weinig gelijktijdig is – zowel voor intern verbruik als voor de avondpiek – is er bijkomende hernieuwbare elektriciteit productie nodig voor het realiseren van de gewenste energietransitie. Specifieke toepassingen zoals opslag van elektriciteit via batterijen of power-to-gas zijn relevante oplossingen om intermittency van PV (alsook wind) te compenseren.

6.6.3 De kost voor security of supply door decentrale productie

In bovenstaande punten rond kost impact is al duidelijk geworden dat de PEMFC micro-WKK een oplossing kan bieden om dure netversterkingen te vermijden, terwijl ze in vele gevallen een prijsdrukkend effect kan hebben op de balanceringskosten op het elektriciteitsnet.

Bij een ruimere ontplooiing van de PEMFC micro-WKK als decentrale productie in Vlaanderen, kan deze ook een positief effect op de security-of-supply van het net. Zo zou een gascentrale van 800 MW kunnen vervangen worden door een uitgebreid park aan PEMFC micro-WKK installaties (zie 6.6.2), met bijhorende spreiding van het risico op onbeschikbaarheid of uitval. Op basis van de laatste biedingen van 49.000 €/MWe/jaar, en rekening houdend met een de-rating factor van 91%, is de verwachte Belgische CRM kost van een STEG 44.500 €/MWe/jaar voor een levensduur van 15 jaar. Wanneer we die toepassen op één vermeden centrale van 800 MW, dan zou dit een bijkomende besparing van 35,6 miljoen euro per jaar meebrengen, of – over een levensduur van 15 jaar – 534 miljoen euro voor de 1,5 miljoen toestellen of **356 euro per toestel**.

6.6.4 De totale vermeden systeemkost van de PEMFC micro-WKK

Als we de benaderende resultaten van de drie type systeemkosten samentellen (zie 6.6.1, 6.6.2 en 6.6.3), dan is de besparing per PEMFC micro-WKK toestel iets meer dan 1.613 euro per toestel. Afhankelijk van de ontplooiing van de PEMFC micro-WKK ter vervanging van de gascondensatieketel en de elektrische warmtepomp, loopt het totaal bespaarde bedrag voor het systeem als snel op in enkele miljarden.

Tabel 38 Inschatting van de vermeden systeemkost per PEMFC micro-WKK toestel

Bespaarde systeem kost door PEM /toestel	per toestel in €
Kost voor het versterken van het net	€ 1.000
Kost voor het balanceren van het net	€ 257
Kost voor de security of supply	€ 356
Totaal bespaarde systeem kost	€ 1.613



Hierbij kan bijkomend verwacht worden dat deze inschattingen conservatieve waardes zijn, enerzijds omdat ze bepaald zijn met de huidige infrastructuur kost, anderzijds omdat de kosten voor flexibiliteit (balancering) en *security-of-supply* bepaald zijn in de context van vandaag waar de systeem uitdagingen nog beperkter zijn.

Belangrijke noot: voor de berekening van de systeemkost is in deze studie geen rekening gehouden met de verhoogde intermittency kost van PV in de configuratie waar het toestel wordt gecombineerd met PV (zonder batterij). Deze configuratie (onafhankelijk van het basis toestel) zal wel de CO₂ resultaten in meer of mindere mate verbeteren, maar veroorzaakt onherroepelijk nog een additionele systeemkost gerelateerd aan de intermittency (asynchroniciteit met verbruik) van PV. Uit het investeringsplan van Fluvius begrijpen we dat deze intermittency kost op vlak van versterking van het net beperkt is als de versterking al (imperatief) dient uitgevoerd te worden voor de ontplooiing van EV (elektrische voertuigen). De bijkomende intermittency kost situeert zich vooral in de 'zeer' beperkte opslagmogelijkheden van elektriciteit in het net. Deze kan zowel worden opgelost door batterijen, flexibele vraagsturing als door power-to-gas oplossingen. Het bepalen van de optimale 'kost' oplossing leidt ons in deze studie te ver, maar is zeker een element dat in de holistische systeemaanpak belangrijk is.

6.7 De CO₂ uitstoot bij gebruik van fossiele primaire energie

De CO₂ berekening is van toepassing in geval er fossiele brandstof wordt gebruikt. Wanneer er garanties van oorsprong worden aangekocht voor het vergroenen van de elektriciteit uit het netwerk en het vergroenen van het gas met bijvoorbeeld biomethaan, wordt de netto uitstoot in deze studie als nul beschouwd.

Tabel 39 Gebruikte CO₂ uitstoot van aardgas en elektriciteit afgenomen van het elektriciteitsnet

CO ₂ uitstoot	waarde	Eenheid
aardgas	205	g/kWh GCV
LCV/GCV	0,903	
netwerk elektriciteit	400	g/kWhe

Voor de CO₂ uitstoot berekening bij gebruik van fossiele brandstof (zie Tabel 39) moet voor aardgas de energiewaarde (*gross calorific value* of GCV) naar de onder calorische waarde (*lower calorific value* of LCV) worden omgerekend. De opgegeven verbruiken zijn uitgedrukt in hoger calorische waarde en dienen hierdoor vermenigvuldigd te worden met 0,903 (gemiddelde waarde Fluxys netwerk⁶⁴).

Voor de CO₂ intensiteit van elektriciteit die uit het net wordt aangekocht, veronderstellen we in 2025 een uitstoot van 400 g CO₂-eq/kWh. De huidige CO₂ intensiteit van elektriciteit afgenomen van het net situeert zich momenteel om en bij de 160 g CO₂-eq/kWh. Deze verhoging wijzen we toe aan de (gedeeltelijke) vervanging van het nucleair park door gascentrales, niet alleen in België, maar ook door import uit andere landen als Duitsland waar de kolencentrales nog steeds een belangrijk aandeel in de productie hebben. Anderzijds weten we ook dat de PEMFC micro-WKK vooral in de wintermaanden

⁶⁴ 'Operationele info voor eindverbruikers in België (Fluxys, [bron](#))



zal draaien en kunnen we veronderstellen dat de CO₂ uitstoot in de winter hoger zal zijn en vooral zal bepaald worden door een groter aandeel CO₂ uitstoot van de gascentrales. Indien voor de centrale STEG eenheden in 2025 een efficiëntie van 60% wordt verondersteld, wordt, rekening houdende met netverliezen van hoog- naar laagspanning⁶⁵, een equivalente uitstoot bekomen van circa 400 g CO₂-eq/kWh elektriciteit.

6.7.1 De vermeden CO₂ uitstoot van de PEMFC micro-WKK t.o.v. referentie (gascentrale + GC ketel)

Als we de vermeden CO₂ van de PEMFC micro-WKK wensen te berekenen voor dezelfde warmte en elektriciteitsproductie, kan deze bepaald worden op dezelfde manier als voor een WKK versus een referentie van gescheiden productie van warmte uit een gascondensatieketel (95% efficiëntie) en elektriciteit uit een nieuwe gascentrale met een efficiëntie van 60%.

Tabel 40 Vermeden CO₂ uitstoot door PEMFC micro-WKK versus gescheiden productie van elektriciteit en warmte

PEM primaire en output energie	waarde	eenheid
productie elek PEM	4.023	kWh/y
productie warmte PEM (incl.bijstook GC)	10.000	kWh/y
totale output energie	14.023	kWh/y
aardgas PEM	10.540	kWh/y
aardgas GasCketel	4.740	kWh/y
Totaal primaire energie aardgas	15.428	kWh/y
CO ₂ uitstoot van de PEM	2.577	kg/y
referentie productie	waarde	eenheid
aardgas gascentrale aan 60% eff.	6.706	kWh/y
+ verliesfactor hoog naar laag spanning 13%	7.708	kWh/y
aardgas condensatieketel aan 95% eff.	10.526	kWh/y
Primairereferentie energie aardgas	18.234	kWh/y
CO ₂ uitstoot van de referentie	3.046	kg/y
Delta's tussen PEM en referentie	waarde	eenheid
ratio primaire energie Ref/PEM	118%	%
vermeden CO₂ uitstoot	469	kg/y

Uit deze vergelijking van de primaire energie van de PEMFC micro-WKK tegenover de referentie productie eenheden, blijkt dat deze laatste 12% meer aardgas verbruiken dan de PEMFC micro-WKK en er door de PEMFC micro-WKK 469 kg CO₂ per jaar wordt vermeden. In vele gevallen is de referentie voor een gascentrale nog berekend op 53%, waardoor deze waarde officieel (volgens EU referentie) nog hoger kan liggen. Wij veronderstellen echter dat de gascentrales die gebouwd worden rond 2025 een efficiëntie zullen hebben van 60%.

⁶⁵ Vertrekkende van de geharmoniseerde EU referentiewaarden (Commission Delegated Regulation (EU) 2015/2402



6.7.2 De CO₂ emissies van toepassing (absoluut en output genormaliseerd)

De absolute uitstoot – uitgedrukt in kg CO₂ – is de uitstoot op basis van de gebruikte primaire energie van de woning (warmte en elektriciteit), of anders gezegd de energie verbruikt uit het aardgas- en het elektriciteitsnet. Op die wijze kunnen we ook de bijdrage van PV (en batterijopslag) meenemen als een positief effect (verlaging) van de CO₂ uitstoot van de woning: PV en batterijopslag worden hierbij als zero-emission beschouwd.

De CO₂ genormaliseerde uitstoot aan de output (in kg CO₂/MWh) is de absolute CO₂ uitstoot van de woning teruggerekend naar de energie output van de woning (= de som is van de geleverde warmte, de interne zelfgeproduceerde elektriciteit en de geïnjecteerde elektriciteit in het elektriciteitsnet). Daaruit kan voor de verschillende scenario's de vermeden CO₂ per output voor iedere verwarmingstoepassing t.o.v. de gascondensatieketel worden berekend als het verschil tussen beiden. Deze methode geeft een beeld van de volledige CO₂ uitstoot van onze type woning per technologie en volgens de verschillende scenario's.

Tabel 41 Vermeden CO₂ uitstoot per energie output voor het basis scenario per technologie

Basis scenario (emissies)					
15 years	GC	PEM	PEM groen @ 6%	HPe	PEM+HP future
Output energie kWh	10.000	14.023	14.023	10.000	12.153
kg CO ₂ uitstoot	3.158	2.851	2.709	2.641	2.398
kg CO ₂ /MWh output	316	203	193	264	197
vermeden kg CO ₂ /MWh output	-	113	123	52	119

Bij gebruik van fossiele brandstof zien we dat de PEMFC micro-WKK rekening houdend met zijn hogere energie output (elektriciteit) het beter doet dan de gascondensatie ketel, maar ook beter dan de HPe die in de winter zijn elektriciteit afneemt van het elektriciteitsnet aan een uitstoot van 400 g CO₂-eq/kWh. De PEMHP scoort uiteindelijk het best. We zien ook dat indien de PEMFC micro-WKK 6% groen gas zou aankopen, de CO₂ uitstoot per kWh output gelijk wordt aan die van een hybride oplossing PEMHP die geen groen gas verbruikt. Bij het inzetten van PV zijn dezelfde conclusies van toepassing voor zover de groen gas integratie in de PEMFC micro-WKK 8% bedraagt.

Tabel 42 Vermeden CO₂ uitstoot per energie output voor het 'basis scenario + PV' per technologie

Basis scenario + PV (emissies)					
15 years	GC	PEM	PEM groen @ 8%	HPe	PEM+HP future
Output energie kWh	13.146	17.169	17.169	13.146	15.299
kg CO ₂ uitstoot	2.907	2.599	2.398	2.389	2.146
kg CO ₂ /MWh output	221	151	140	182	140
vermeden kg CO ₂ /MWh output	-	70	81	39	81



Tabel 43 Vermeden CO₂ uitstoot per energie output voor het 'basis scenario + PV + batterij' per technologie

Basis scenario + PV + BATT (emissies)					
15 years	GC	PEM	PEM groen @ 34%	HPe	PEM+HP future
Output energie kWh	13.146	17.169	17.169	13.146	15.299
kg CO ₂ uitstoot	2.277	2.577	1.701	1.760	1.517
kg CO ₂ /MWh output	173	150	99	134	99
vermeden kg CO ₂ /MWh output	-	23	74	39	74

Met het inzetten van PV én batterijen wordt de CO₂ uitstoot nog lager, maar blijven de verhoudingen behouden. Om de PEMFC micro-WKK op hetzelfde uitstoot niveau als de PEMHP te krijgen, moet het aandeel groen gas stijgen naar 34%. Zonder aankoop van groen gas scoort de hybride PEMHP in alle gevallen het best. Met het gebruik van meer groen gas kan de CO₂ uitstoot van de PEMFC micro-WKK verder gereduceerd worden tot quasi nul. Hetzelfde geldt uiteraard ook als de HPe voor zijn aangekochte elektriciteit uit het elektriciteitsnet ook groene elektriciteit zou aankopen. Voor de PEMHP is een combinatie van groen gas en groene elektriciteit de manier om emissie tot quasi nul te herleiden.

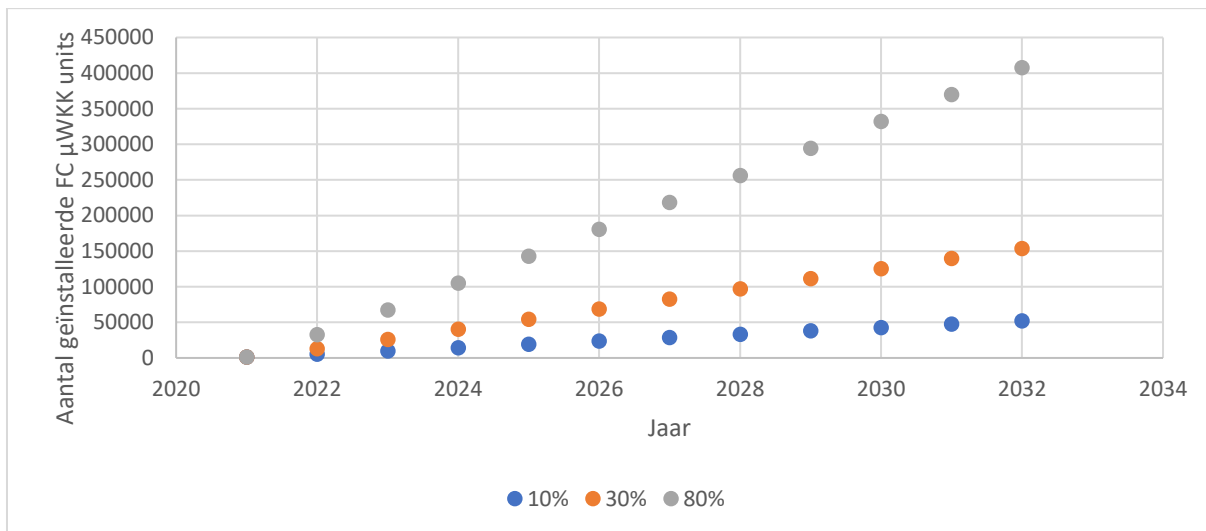
6.8 Roadmap naar 2032 voor Vlaanderen (als voorbeeld)

Deze roadmap is ontwikkeld vanuit een "what if" benadering in Vlaanderen, enerzijds naar het aantal geplaatste toestellen en de kost ervan voor de Vlaamse gezinnen, anderzijds in de vermeden systeemkosten voor het elektriciteitsnet (zowel op niveau van de distributie netbeheerder als de nationale kosten die ermee gepaard gaan).

De ontplooiing van het aantal geplaatste toestellen

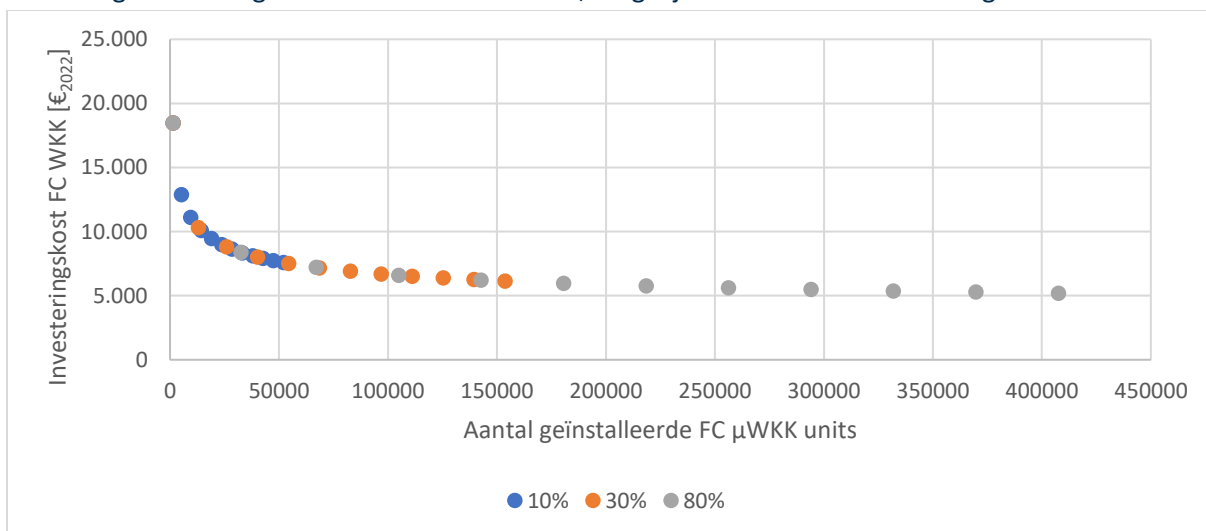
Voor de ontwikkeling van deze roadmap is onze keuze gevallen op de halfopen die aangesloten zijn op het aardgasnet, omdat deze woningen een vergelijkbaar verbruik als ons voorbeeld verbruik kunnen realiseren (indien nodig met een bijkomende isolatie). Hierbij gaan we ervan uit dat de installaties geplaatst worden ter vervanging van bestaande gascondensatie ketels aan een groeirijte van 5 % per jaar en bij renovatie (3% per jaar⁶⁶) en dit volgens 3 scenario's met verschillende penetratiegraden (*low*: 10% – *medium*: 30% – *high*: 80%).

⁶⁶ Dit komt overeen met de Vlaamse doelstelling zoals opgenomen in de Vlaamse Langetermijnrenovatiestrategie 2050 ([bron](#)).



Figuur 45 Ontplooiing van het cumulatief aantal geïnstalleerde FC micro-WKK eenheden in halfopen woningen indien implementatie van FC micro-WKK bij vervanging van bestaande gascondensatieketels aan 5%/jaar en bij een renovatiesnelheid van 3%/jaar en 3 verschillende penetratiegraden (10% - 30% - 80%)

Bijkomend wordt ervan uitgegaan dat de investeringskosten van de PEMFC micro-WKK substantieel kan dalen, indien deze in grotere mate geproduceerd zou worden, gebaseerd op de marktevolutie in Japan⁶⁷. Op basis van de *learning rate* afgeleid uit de ontplooiing van de micro-WKK in de Japanse markt, zou een prijsdaling kunnen verwacht worden – bij een heel sterke ontplooiing van de technologie – richting 8.000 euro tot 6.000 euro, vergelijkbaar aan de HPe vandaag.



Figuur 46 Evolutie van de investeringskost van de FC micro-WKK in functie van het cumulatief aantal geïnstalleerde FC micro-WKK eenheden in halfopen en open woningen volgens de scenario's uit Figuur 45, vertrekkende uit de resultaten bekomen in de Japanse markt

⁶⁷ Policy Brief 'Technological Learning in Energy Modelling: Experience curves' (Reflex, 2018) ([bron](#))



Volgens het 30% scenario zou een dergelijke ontplooiing van de PEMFC micro-WKK in Vlaanderen naar investeringskost een gezamenlijke kostenbesparing voor de 153.622 gezinnen kunnen opleveren van ongeveer 461 miljoen euro, of per gezin 3.000 € aan investeringskost.

Tabel 44 Kostenbesparing in investeringskost volgens het medium scenario

# vervangingen30% -->	153.622		
toestel -->	PEM future	Hpe future	DELTA
investerings kost (in €)	€ 9.000	€ 12.000	€ 3.000
Totale budget (in mio€)	€ 1.383	€ 1.843	€ 461

Naar *Total Cost of Ownership* (TCO) zou een dergelijke ontplooiing van de PEMFC micro-WKK in Vlaanderen een gezamenlijke kostenbesparing voor de 153.622 gezinnen kunnen opleveren van ongeveer 2,6 miljard € of per gezin 17.154 € op de TCO over 15 jaar.

Tabel 45 Kostenbesparing in Total Cost of Ownership volgens het medium scenario

# vervangingen30% -->	153.622		
toestel -->	PEM future	Hpe future	DELTA
TCO basis scenario (in €)	€ 33.152	€ 50.306	€ 17.154
Totale budget (in mio€)	€ 5.093	€ 7.728	€ 2.635

De vermeden systeemkosten voor het elektriciteitssysteem:

Voor elk PEMFC micro-WKK toestel zijn de bedragen (zoals voorheen besproken) de volgende:

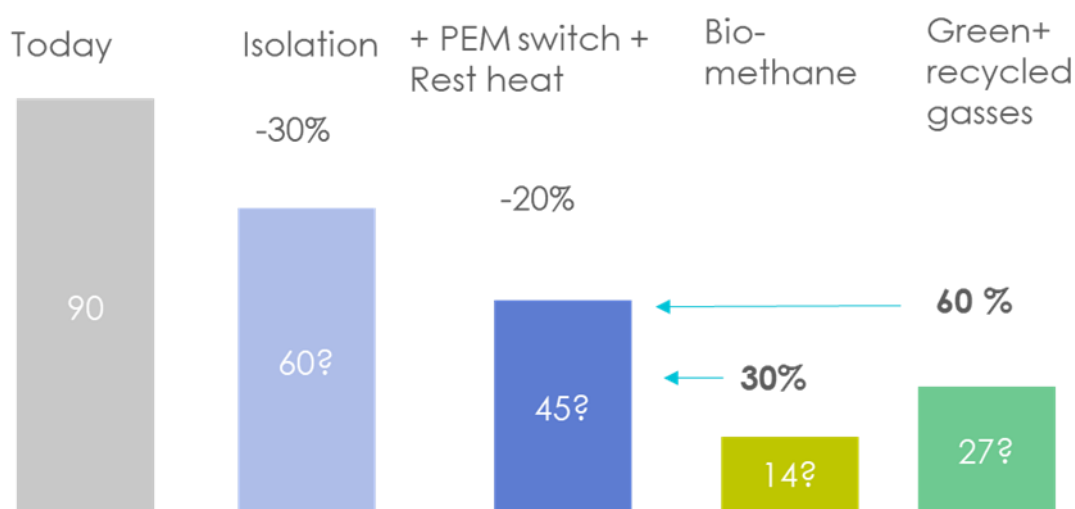
Tabel 46 Inschatting van de vermeden systeemkosten per PEMFC micro-WKK

Bespaarde systeem kost door PEM /toestel	153.622	
	per toestel in €	voor populatie in mio€
Kost voor het versterken van het net	€ 1.000	€ 154
Kost voor het balanceren van het net	€ 257	€ 39
Kost voor de security of supply	€ 356	€ 55
Totaal bespaarde systeem kost	€ 1.613	€ 248

Als we in Vlaanderen 153.622 woningen van een PEMFC micro-WKK zouden voorzien, dan bedraagt de equivalente besparing op de systeemkost ongeveer 248 miljoen euro.

6.9 Ontwikkeling van het aardgasverbruik en invoer van groene gassen

Vanuit het perspectief van de operatoren streeft men enerzijds naar een efficiënter gebruik van aardgas en anderzijds naar een hoger aandeel van groene gassen in het aardgasnet, hieronder uitgedrukt in TWh. Met de komst van low carbon gassen (niet weernomen in de grafiek) kan het percentage klimaat neutraal gas nog verder stijgen.



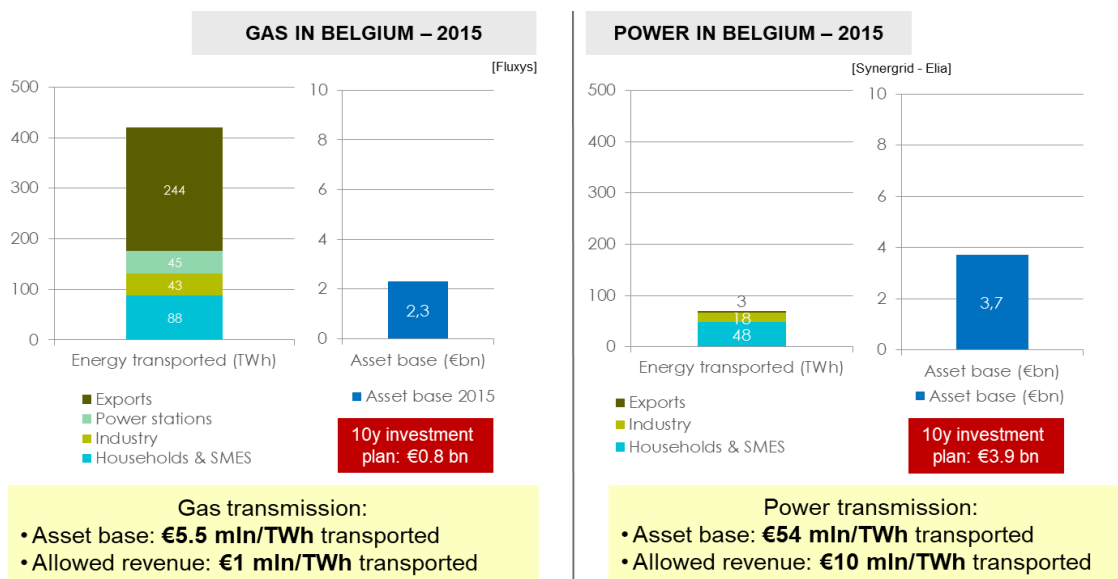
Figuur 47 Indicatief schema voor de evolutie van het aardgasverbruik per maatregel, uitgedrukt in TWh

6.9.1 Het aardgasverbruik (jaar en piek)

De daling van het verbruik zal in de eerste plaats moeten komen van een nog verhoogde ontplooiing van isolatie in de bestaande woningen en kan anderzijds komen uit de switch van gascondensatieketels naar technologieën als elektrische warmtepompen (HPE) en hybride warmtepompen (combinatie van gascondensatieketel met HPE warmtepomp). Met deze beiden samen kan een reductie van 40%-50% worden gehaald op het jaarverbruik. Deze aanpak is op zich relevant indien men enkel kijkt naar het gasnet. Echter, wanneer we de impact van de elektrische warmtepomp meenemen voor bestaande woningen (die al een doorgedreven isolatie hebben doorgevoerd) dan is (zoals hiervoor aangetoond) de impact op het elektriciteit netwerk groot, zeker waar het kosten betreft. Het aardgasnet vandaag is ontworpen op DSO niveau (Fluvius in Vlaanderen) voor een piek van -7°C en op TSO niveau (Fluxys) voor een piek -11°C op basis van huidige topologie van aangesloten toestellen, hoofdzakelijk gascondensatieketels. Ondanks dat het jaarverbruik kan dalen met 40% à 50% blijkt dat het equivalente piekverbruik voor de zeer koude dagen slechts kan dalen met 20% à 30%.

Indien de PEMFC micro-WKK in ruimere mate wordt ontplooid, zal deze vooropgestelde daling van het piekvermogen uiteraard minder groot zijn. Een kwantitatieve detail analyse van de PEMFC micro-WKK op het piekvermogen van het gasnet is in deze studie niet uitgevoerd. Naar de piekvraag kan worden

aangenomen dat de PEMFC micro-WKK maximaal zal draaien tijdens de koudste dagen. In ieder geval is het huidige aardgasnet ontworpen voor dergelijke pieken en wordt verwacht dat er bij dergelijke PEMFC micro-WKK ontplooiing geen uitbreiding ervan nodig is. Tenslotte is de uitbatingskost van het gasnet (dat vandaag 5 maal meer energie vervoert) minstens 8 maal goedkoper per energie-eenheid dan voor het elektriciteitsnet, wat op de tarieven van de gebruikers enkel een positieve invloed kan hebben.



Figuur 48 Indicatieve vergelijking van transmissie van aardgas en elektriciteit (bron: Gas.be)

6.9.2 De introductie van groen en low carbon gas (in het bijzonder waterstof)

Het huidige potentieel in België voor biomethaan bedraagt 15 TWh⁶⁸. Daarnaast staat ook de ontwikkeling van groene waterstof en gerecycleerde syn-gassen (zoals erkend door EU) voor de deur. Tenslotte komen er ook *low carbon* gassen (CH₄ en H₂) op de markt die net als het groene methaan en waterstof minstens een CO₂-reductie van 70% (in de toekomst 80%) t.o.v. de Europese referentie van 81 g/MJ (LCV)⁶⁹ zouden kunnen realiseren. Deze *low carbons*, zullen vermoedelijk goedkoper zijn dan groene (hernieuwbare) gassen, maar zullen een vergelijkbare positieve bijdrage kunnen leveren aan de CO₂ uitstoot bij de verbranding van deze gassen. Vooral in het segment van waterstof wordt verwacht dat het *low carbon* (blauw) waterstof en in mindere mate het groene waterstof beschikbaar zal zijn voor de residentiële sector, wetende dat het groene waterstof in grote mate zal verbruikt worden door de industrie voor ETS doeleinden waarvoor enkel hernieuwbaar gas in aanmerking komt.

⁶⁸ 'Deep Dive Study for Biomethane in Belgium' (Gas.be/Valbiom, 2021) ([bron](#))

⁶⁹ Deze referentie voor warmte zal in de Renewable Energie Directive III (in revisie) finaal worden bepaald



De waterstof back-bones die in de nabije toekomst worden gebouwd in Europa, waaronder ook in België⁷⁰, zullen in de eerste plaats bedoeld zijn om de grote industriële clusters te bevoorraden. De opportuniteit voor de residentiële gebruiker om waterstof te gebruiken ligt onder meer in de doormenging van waterstof in het aardgasnet.

Ongeacht de kleur van het waterstofgas (blauw of groen) is de doormenging van waterstof in het aardgasnet de eerste en makkelijkste oplossing voor de residentiële sector. Vandaag kan dit in België al tot 2%⁷¹ en verschillende technische studies tonen aan dat 10% op korte termijn ook haalbaar is. Verdere verhoging naar 30% is op zich geen probleem voor het aardgasnet zelf, maar noodzaakt verdere studies op vlak van de populatie van aangesloten toestellen in België. In het technisch experimenteel luik van deze studie is aangetoond dat de toestellen – en in het bijzonder de PEMFC micro-WKK, die voor residentiële gebruik een ideale oplossing is – vandaag reeds opgewassen zijn (zonder efficiëntie verlies) tegen deze percentages aan doormenging.

⁷⁰ [Persbericht Fluxys 17/01/2022: 'Fluxys lanceert 4 bijkomende voorstellen voor waterstof- en CO2-infrastructuur in België'](#)

⁷¹ 'Fluxys Belgium marktconsultatie 54' ([bron](#))



7 Conclusies en aanbeveling

7.1 Onze conclusies

Uit de onderzochte elementen in en de resultaten ervan, blijkt duidelijk dat de **brandstofcel micro-WKK een adequaat alternatief is voor de toekomst**, niet alleen ter vervanging van de gascondensatieketel, maar vooral ook als alternatief voor de elektrische warmtepomp. Het voordeel op deze laatste situeert zich niet enkel in de TCO (*total cost of ownership*) voor een gezin, maar ook in de substantiële besparing op de systeemkosten die de PEMFC micro-WKK met zich meebrengt.

Bij de TCO is het vooral de relatieve hoogte van elektriciteitsprijs t.o.v. de gasprijs die bepalend is. Juist deze relatie kan men als vrij vast beschouwen omdat gascentrales vandaag – en ook morgen – nog steeds de marginale productie-eenheid zullen blijven, en dus ook de elektriciteitsprijs zullen bepalen.

De vermeden systeemkost op het elektriciteitsnet, die de brandstofcel micro-WKK in Vlaanderen zou kunnen meebrengen, loopt in de miljarden (hetgeen ook volgt uit het investeringsplan 2023-2032 van Fluvius). Een ontplooiing van de PEMFC micro-WKK in ca. 150.000 bestaande woningen (zie 6.8) zou niet alleen de versterkingskost kunnen beperken, maar ook een antwoord zijn op het risico dat deze versterkingswerken van het elektriciteitsnet niet aan dezelfde snelheid zouden kunnen worden gerealiseerd als de vervangingsnelheid van HPe (+EV). Hierdoor kan de adequacy van elektriciteitsnet op niveau van de DSO in gevaar kan komen.

In het licht van deze *adequacy* is er een duidelijke bijdrage van de brandstofcel micro-WKK aan enerzijds de *security of supply* en anderzijds het aanleveren van synchrone elektriciteit (met de elektriciteitsvraag). Het is duidelijk dat decentrale productie structureel minder risico's meebrengt in vergelijking met de uitval van een grote eenheid, maar ook het feit dat de geproduceerde elektriciteit grotendeels gelijktijdig is met (i) het eigen verbruik en (ii) de avondpiek schept enorme voordelen voor de *adequacy* van net. Het grote eigenverbruik en residuele injectie van elektriciteit tijdens de piek heeft een positief effect op de elektriciteitsprijzen. Hier moet ook aan toegevoegd worden dat deze synchrone elektriciteitsproductie – in tegenstelling tot (en vooral) PV – geen *intermittency* problemen zou creëren. Aangezien we er niet van uitgaan dat de brandstofcel micro-WKK de PV vervangt, maar dat ze complementair zijn, is er geen vermeden *intermittency* kost verwerkt voor de brandstofcel micro-WKK en is er ook geen detail analyse hierover uitgevoerd.

Dat de brandstofcel micro-WKK met hernieuwbaar gas (biomethaan of groene waterstof) kan vergroend worden (en verder gedecarboniseerd met *low carbon* gas, zoals blauwe waterstof) is dus zeker mogelijk naar de toekomst toe. In het licht van de huidige crisis (*security of supply*) en van de Europese intenties onder de Repower EU verklaring (decarbonisering) zit de productie van dergelijke groene en low carbon gassen vandaag zeker in de lift. Afhankelijk van de configuratie kan de brandstofcel micro-WKK met een aankoop tot 34% (groen of *low carbon* gas) nog verdere CO₂ emissie reducties behalen die substantieel beter zijn dan bijvoorbeeld een elektrische warmtepomp die elektriciteit afneemt uit het elektriciteitsnet. In principe is de elektriciteit door de brandstofcel



geproduceerd uit groen gas ook hernieuwbare elektriciteit. De (kleine) meeropbrengst die deze hernieuwbare elektriciteit zou opleveren, is in deze studie nog niet meegerekend, maar zal de TCO van de brandstofcel micro-WKK op groen gas nog verlagen.

Het feit dat er waterstof injectie mogelijk is in het aardgasnet tot 10%, of zelfs hoger in de toekomst was ook de aanleiding om het technisch experimenteel onderzoek van het project uit te voeren. De bron of kleur van dit waterstof kan velerlei zijn, maar één toepassing ervan vraagt speciale aandacht. Namelijk waterstof injectie op basis van *power to gas* (PtG) in het aardgasnet is vandaag één van de goedkoopste oplossingen om grotere hoeveelheden elektriciteit te stockeren, vooral als we ervan uitgaan dat dit waterstofgas ook hergebruikt kan worden door de brandstofcel micro-WKK voor de productie van elektriciteit (en warmte). Deze studie heeft weliswaar geen detail vergelijking gemaakt over de systeemkost die daarbij gepaard gaat in vergelijking met een batterijoplossing, maar het is evident dat de PEMFC micro-WKK deze cyclus (power → PtG → gas → brandstofcel micro-WKK → power) helemaal rond maakt en als dusdanig als een vorm van elektriciteitsopslag kan gezien worden.

7.2 Onze aanbeveling

De huidige brandstofcel micro-WKK heeft dus vele maatschappelijke voordelen naar kosten toe, en dit zowel naar gezinnen als operatoren van het net toe. Daarnaast kan ze ook op een klimaatneutrale manier functioneren op een mix die technisch tot 30% waterstof toelaat. Verder kan ze ook deel uitmaken elektriciteitsopslag. **Gezien de vele voordelen die brandstofcel micro-WKK's kunnen brengen, is het aangewezen om deze pistes verder te onderzoeken en ontwikkelen samen met de overheden, constructeurs en operatoren.**

Tenslotte zou de brandstofcel micro-WKK naar de toekomst ook evengoed kunnen ontwikkeld worden als een hybride oplossing. In ons voorstel is dit een combinatie van een brandstofcel micro-WKK met een elektrische warmtepomp met eventueel een kleine gascondensatieketel als bijstook. De verschillende toestellen in deze configuratie zouden qua vermogen kleiner gedimensioneerd kunnen zijn en uitgerust met een regelorgaan dat ze aanstuurt enerzijds in hun meest efficiënte werkingsgebied en anderzijds op basis van prijssignalen via de intelligente teller om zo de goedkoopste oplossing voor het gezin na te streven. **Het is dan ook een aanbeveling naar de constructeurs en overheden om dergelijk technische configuratie met aangepast regelorgaan zo snel mogelijk te ontwikkelen.**



Annex 1 - Procedure voor gasmengsels en metingen

Bereiding van mengsels:

Het gasmengstation maakt het mengen van 2 of 3 geselecteerde componenten mogelijk, zoals methaan (CH₄), propaan (C₃H₈), waterstof (H₂) of kooldioxide (CO₂). Deze gasen worden afzonderlijk opgeslagen in cilinders met een zuiverheid van 99,5% voor elk component.

De regelkleppen die worden gebruikt om de verhouding van de componenten te bereiken, zijn gekalibreerd en maken het dus mogelijk te controleren of de vereiste verhouding werkelijk wordt bereikt. Parallel daaraan wordt met een microchromatograaf een voortdurende analyse uitgevoerd van de samenstelling van het mengsel dat de proefbank verlaat, om de samenstelling te bevestigen.

De nauwkeurigheid van de samenstelling van de mengsels die aan het apparaat worden toegevoerd, wordt gerespecteerd met een onzekerheid van +/- 0,5%.

De volgende meettechnieken werden gebruikt om de nodige metingen uit te voeren:

- Temperatuurmetingen gas- en verwarmingswatercircuit: PT 100-sensoren gekalibreerd met een onzekerheid van +/- 0,1 °C.
- Metingen van het waterdebiet: gezien het geringe waterdebiet kon met de traditionele methode waarbij het gewicht van het water gedurende een voldoende lange tijd wordt gemeten, een meting worden verricht met een onzekerheid van +/- 0,1 %.
- Gas debiet: de meest nauwkeurige methode voor lage gasstromen is nog steeds een meting met een volumemeter gedurende een voldoende lange tijd om de invloed van het start-stop effect te verminderen. De gasstroommeting kon worden bepaald met een onzekerheid van +/- 1 %.
- Meting van de elektriciteitsproductie: met het apparaat konden de metingen worden verricht met een onzekerheid van +/- 0,5 %.

Metingsprocedure voor een dag :

Morning start up	Gas.be	Part	N°1	grid water
Mix changing	Gas.be	Part	N°1=> N°2	30 - 37 °C
Update settings	Solid Power	Part	N°1=> N°2	30 - 37 °C
Full Load	Solid Power	Full	N°2	30 - 37 °C
Start measurements	Gas.be	Full	N°2	30 - 37 °C
Part Load	Solid Power	Part	N°2	30 - 37 °C
Mix changing	Gas.be	Part	N°2=> N°3	30 - 37 °C
Update settings	Solid Power	Part	N°2=> N°3	30 - 37 °C
Full Load	Solid Power	Full	N°3	30 - 37 °C



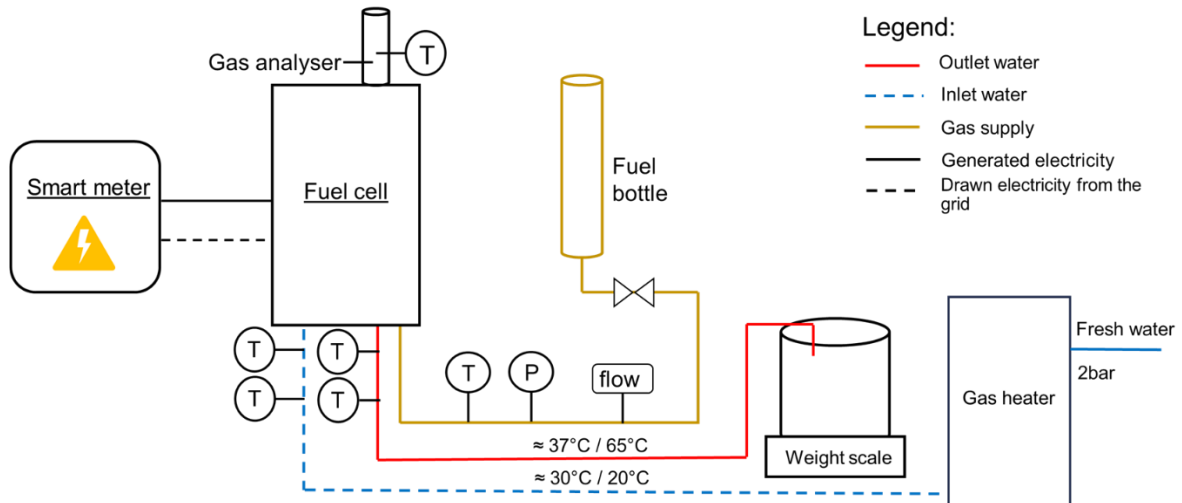
Start measurements	Gas.be	Full	N°3	30 - 37 °C
Part Load	Solid Power	Part	N°3	30 - 37 °C
Mix changing	Gas.be	Part	N°3=> N°4	30 - 37 °C
Update settings	Solid Power	Part	N°3=> N°4	30 - 37 °C
Full Load	Solid Power	Full	N°4	30 - 37 °C
Start measurements	Gas.be	Full	N°4	30 - 37 °C
Part Load	Solid Power	Part	N°4	Grid water

De fabrikant eiste dat wij de machine in de "deellast"-modus zouden zetten om de verbranding te kunnen aanpassen door de lucht/gasverhouding aan te passen via de internetverbinding vanuit Duitsland. Zodra de verbranding met de nieuwe instelling gestabiliseerd was, konden wij de machine weer in de "vollast"-stand zetten en wachten tot deze zich gestabiliseerd had alvorens wij de metingen konden verrichten.

Tijdens de tweede reeks metingen konden wij, zonder tussenkomst van de fabrikant in de instellingen van de machine, de veranderingen zelfstandig uitvoeren door de machine in "vollast" te laten staan.

Morning start up	Gas.be	Part	N°1	grid water
Mix changing	Gas.be	Part	N°1=> N°2	30 - 37 °C
Start measurements	Gas.be	Full	N°2	30 - 37 °C
Mix changing	Gas.be	Part	N°2=> N°3	30 - 37 °C
Start measurements	Gas.be	Full	N°3	30 - 37 °C
Mix changing	Gas.be	Part	N°3=> N°4	30 - 37 °C
Start measurements	Gas.be	Full	N°4	30 - 37 °C

Schematische weergave van de proefopstelling voor beide type brandstofcellen (SOFC/PEMFC is weergegeven in onderstaande figuur.



Annex 2 – Rekenvoorbeeld berekening marginale rendementen

a. M1 gasmengsel

Het volumetrisch debiet aan CH₄ in het brandstofmengsel M1:

$$\dot{V}_{CH_4,M1} = \dot{V}_{total,M1} \cdot (CH_4/100)$$

De warmte-input aan CH₄ in M1:

$$\dot{Q}_{CH_4,M1} = \frac{\dot{Q}_{CH_4,G20} \cdot \dot{V}_{CH_4,M1}}{\dot{V}_{CH_4,G20}}$$

De warmte-input aan H₂ in M1:

$$\dot{Q}_{H_2,M1} = \dot{Q}_{total,M1} - \dot{Q}_{CH_4,M1}$$

De opgewekte elektriciteit toegewezen aan CH₄ in M1:

$$\dot{E}_{CH_4,M1} = \frac{\dot{V}_{CH_4,M1}}{\dot{V}_{CH_4,G20}} \cdot \dot{E}_{CH_4,G20}$$

De opgewekte warmte toegewezen aan CH₄ in M1:

$$\dot{Q}_{CH_4,M1,out} = \frac{\dot{V}_{CH_4,M1}}{\dot{V}_{CH_4,G20}} \cdot \dot{Q}_{CH_4,G20,out}$$

De opgewekte elektriciteit toegewezen aan H₂ in M1:

$$\dot{E}_{H_2,M1} = \dot{E}_{total,M1} - \dot{E}_{CH_4,M1}$$

De opgewekte warmte toegewezen aan H₂ in M1:

$$\dot{Q}_{H_2,M1,out} = \dot{Q}_{total,M1,out} - \dot{Q}_{CH_4,M1,out}$$

Het elektrisch rendement toegewezen aan H₂ is:

$$H_{2,el}[\%] = \frac{\dot{E}_{H_2,M1}}{\dot{Q}_{H_2,M1}}$$

Het thermisch rendement toegewezen aan H₂ is:

$$H_{2,heat}[\%] = \frac{\dot{Q}_{H_2,M1,out}}{\dot{Q}_{H_2,M1}}$$



Het totaalrendement toegewezen aan H₂ is:

$$H_2[\%] = \frac{\dot{Q}_{H_2,M1,out} + \dot{E}_{H_2,M1}}{\dot{Q}_{H_2,M1}}$$

Meting **M4 dient als referentie** voor de berekening van de bijdrage van **propan** op de opwekking van warmte en elektriciteit. Meting **M5** wordt vervolgens gebruikt het **marginaal H₂ rendement** van te berekenen.

Meting **M6 dient als referentie** voor de berekening van de bijdrage van **CO₂** op de opwekking van warmte en elektriciteit. Meting **M7** wordt vervolgens gebruikt het **marginaal H₂ rendement** van te berekenen.

Meting **M8 dient als referentie** voor de berekening van de bijdrage van **N₂** op de opwekking van warmte en elektriciteit. Meting **M9** wordt vervolgens gebruikt het **marginaal H₂ rendement** van te berekenen.

b. M4 gasmengsel

Het volumetrisch debiet aan CH₄ in het brandstofmengsel M4:

$$\dot{V}_{CH_4,M4} = \dot{V}_{total,M4} \cdot (CH_4/100)$$

De warmte-input aan CH₄ in M4:

$$\dot{Q}_{CH_4,M4} = \frac{\dot{Q}_{CH_4,G20} \cdot \dot{V}_{CH_4,M4}}{\dot{V}_{CH_4,G20}}$$

De warmte-input aan CH₄ in C₃H₈ in M4:

$$\dot{Q}_{C_3H_8,M4} = \dot{Q}_{total,M4} - \dot{Q}_{CH_4,M4}$$

De opgewekte elektriciteit toegewezen aan CH₄ in M4:

$$\dot{E}_{CH_4,M4} = \frac{\dot{V}_{CH_4,M4}}{\dot{V}_{CH_4,G20}} \cdot \dot{E}_{CH_4,G20}$$

De opgewekte warmte toegewezen aan CH₄ in M4:

$$\dot{Q}_{CH_4,M4,out} = \frac{\dot{V}_{CH_4,M4}}{\dot{V}_{CH_4,G20}} \cdot \dot{Q}_{CH_4,G20,out}$$



De opgewekte elektriciteit toegewezen aan C₃H₈ in M4:

$$\dot{E}_{C_3H_8,M4} = \dot{E}_{total,M4} - \dot{E}_{CH_4,M4}$$

De opgewekte warmte toegewezen aan C₃H₈ in M4:

$$\dot{Q}_{C_3H_8,M4,out} = \dot{Q}_{total,M4,out} - \dot{Q}_{CH_4,M4,out}$$

Het elektrisch rendement toegewezen aan C₃H₈ is:

$$C_3H_8,el[\%] = \frac{\dot{E}_{C_3H_8,M4}}{\dot{Q}_{C_3H_8,M4}}$$

Het thermisch rendement toegewezen aan C₃H₈ is:

$$C_3H_8,heat[\%] = \frac{\dot{Q}_{C_3H_8,M4,out}}{\dot{Q}_{C_3H_8,M4}}$$

Het totaal rendement toegewezen aan C₃H₈ is:

$$C_3H_8[\%] = \frac{\dot{Q}_{C_3H_8,M4,out} + \dot{E}_{C_3H_8,M4}}{\dot{Q}_{C_3H_8,M4}}$$

c. M5 gasmengsel (methaan, propaan en waterstofgas)

Het volumetrisch debiet aan CH₄+C₃H₈ (**MIX**) in het M5:

$$\dot{V}_{mix,M5} = \dot{V}_{total,M5} \cdot (CH_4 + C_3H_8)/100$$

De warmte-input aan MIX in M5:

$$\dot{Q}_{mix,M5} = \frac{\dot{Q}_{total,M5} \cdot \dot{V}_{mix,M5}}{\dot{V}_{total,M5}}$$

De warmte-input aan H₂ in M5:

$$\dot{Q}_{H_2,M5} = \dot{Q}_{total,M5} - \dot{Q}_{mix,M5}$$

De opgewekte elektriciteit toegewezen aan MIX in M5:

$$\dot{E}_{mix,M5} = \frac{\dot{V}_{mix,M5}}{\dot{V}_{total,M5}} \cdot E_{total,M5}$$

De opgewekte warmte toegewezen aan MIX in M5:



$$\dot{Q}_{mix,M5,out} = \frac{\dot{V}_{mix,M5}}{\dot{V}_{total,M5}} \cdot \dot{Q}_{total,M5,out}$$

De opgewekte elektriciteit toegewezen aan H₂ in M5:

$$\dot{E}_{H2,M5} = E_{total,M5} - \dot{E}_{mix,M5}$$

De opgewekte warmte toegewezen aan H₂ in M5:

$$\dot{Q}_{H2,M5,out} = \dot{Q}_{total,M5,out} - \dot{Q}_{MIX,M5,out}$$

Het elektrisch rendement toegewezen aan H₂ is:

$$H_{2,el}[\%] = \frac{\dot{E}_{H2,M5}}{\dot{Q}_{H2,M5}}$$

Het thermisch rendement toegewezen aan H₂ is

$$H_{2,heat}[\%] = \frac{\dot{Q}_{H2,M5,out}}{\dot{Q}_{H2,M5}}$$

Het totaal rendement toegewezen aan H₂ is

$$H_2[\%] = \frac{\dot{Q}_{H2,M5,out} + \dot{E}_{H2,M5}}{\dot{Q}_{H2,M5}}$$

d. M6 en M8 gasmengsels

De berekeningen voor M6 en M8 worden op analoge wijze uitgevoerd, met het verschil echter dat CO₂ en N₂ geen warmte genereren.

e. M7 en M9 gasmengsels

Omwille van bovenstaande (zie d.) verschilt de berekening van M7 en M9 van de berekening van M5:

Het volumetrisch debiet aan CH₄ in het brandstofmengsel M7:

$$\dot{V}_{CH4,M7} = \dot{V}_{total,M7} \cdot (CH4/100)$$



De warmte input aan CH₄ in M7:

$$\dot{Q}_{CH_4,M7} = \frac{\dot{Q}_{CH_4,G20} \cdot \dot{V}_{CH_4,M7}}{\dot{V}_{CH_4,G20}}$$

De warmte input aan H₂ in M7:

$$\dot{Q}_{H_2,M7} = \dot{Q}_{total,M7} - \dot{Q}_{CH_4,M7}$$

De opgewekte elektriciteit toegewezen aan **MIX (CH₄+CO₂)** in M7:

$$\dot{E}_{mix,M7} = \frac{\frac{\dot{V}_{CH_4,M7}}{CH_4,M6}}{\dot{V}_{total,M7}} \cdot \dot{E}_{total,M7}$$

De opgewekte warmte toegewezen aan MIX in M7:

$$\dot{Q}_{mix,M7,out} = \frac{\frac{\dot{V}_{CH_4,M7}}{CH_4,M6}}{\dot{V}_{total,M7}} \cdot \dot{Q}_{total,M7,out}$$

De opgewekte elektriciteit toegewezen aan H₂ in M7:

$$\dot{E}_{H_2,M7} = \dot{E}_{total,M7} - \dot{E}_{mix,M7}$$

De opgewekte warmte toegewezen aan H₂ in M7:

$$\dot{Q}_{H_2,M7,out} = \dot{Q}_{total,M7,out} - \dot{Q}_{mix,M7,out}$$

Het elektrisch rendement toegewezen aan H₂ is:

$$H_{2,el}[\%] = \frac{\dot{E}_{H_2,M7}}{\dot{Q}_{H_2,M7}}$$

Het thermisch rendement toegewezen aan H₂ is:

$$H_{2,heat}[\%] = \frac{\dot{Q}_{H_2,M7,out}}{\dot{Q}_{H_2,M7}}$$

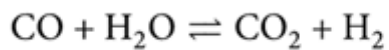
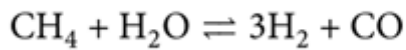
Het totaal rendement toegewezen aan H₂ is:

$$H_2[\%] = \frac{\dot{Q}_{H_2,M7,out} + \dot{E}_{H_2,M7}}{\dot{Q}_{H_2,M7}}$$



Annex 3 – Interne reforming reactie: theoretische achtergrond

Het grote voordeel van partiële interne stoom reforming in een SOFC is dat de restwarmte bekomen uit de elektrochemische reacties en de Joule warmte kunnen dienen om de eerste endotherme reactiestap (van methaan naar koolstofmonoxide) van energie te voorzien (reactie 1, reactie enthalpie van 206 kJ/mol bij 25°C). De tweede reactiestap van koolstofmonoxide naar koolstofdioxide verloopt exotherm is (reactie 2, met een reactie enthalpie van -41 kJ/mol bij 25°C), maar niet voldoende om de eerste reactiestap te kunnen voorzien, waardoor de volledige stoom reforming omzetting van methaan naar koolstofdioxide en waterstofgas endotherm blijft.



Een bijkomend voordeel van interne reforming is dat er minder nood is aan luchtkoeling van de kathode zijde, met een significante positieve impact op systeem efficiëntie⁷².

⁷² Ten opzichte van het gebruik van een externe reforming unit.