MIDPOINT BRABANT

Scenario onderzoek regio Hilvarenbeek & Goirle

Analyse van de impact van duurzame energiescenario's en lokale energie opwek op de toekomstige energievoorziening

December 2025

Auteurs: Joost Ploos van Amstel & Thijs van Hulst

Samenvatting

De energietransitie in de regio Hilvarenbeek-Goirle brengt ingrijpende veranderingen in de energievraag met zich mee. Vooral de elektrificatie van woningen, bedrijven en mobiliteit leidt tot een aanzienlijke toename van de elektriciteitsvraag, met name in de winter. Dit zorgt voor een totale stijging in de elektriciteitsvraag van 11% in 2030 en 56% in 2050. Het aandeel van woningen in de totale vraag blijft rond de 40% stabiel voor de verschillende scenario's door verbeterde isolatie, terwijl bedrijven relatief minder bijdragen door beperktere groei. Mobiliteit wordt in 2050 een belangrijke drijver van de totale elektriciteitsvraag met een bijdrage van ongeveer 20% van de totale vraag.
De huidige duurzame opwekcapaciteit bestaat uit zonne-energie, en wekt ongeveer 65% van het elektriciteitsverbruik op. Echter vertoont deze opwek een sterk seizoensgebonden karakter, waardoor er veel tekorten en overschotten zijn. Zonnepanelen leveren veel in de zomer, maar onvoldoende in de winter wanneer de vraag piekt. Er zijn vier verschillende opwekscenario's gedefinieerd; de huidige 119 MWp zonopwek, uitbreiding van zonopwek naar 200 MWp, 119 MWp in aanvulling met 15 MW wind en 119 MWp met aanvulling van 30 MW wind.
Uit de analyse blijkt dat windenergie een cruciale aanvulling is, omdat de opbrengst gelijkmatiger over het jaar verdeeld is en daardoor wintertekorten kan compenseren. Het toevoegen van 30 MW windvermogen verbetert de seizoensbalans en verlaagt de netbelasting in de winter door vermogenspieken af te vlakken. Het uitbreiden van de zonne-energiecapaciteit heeft daarentegen een negatief effect op de seizoensbalans. Het zorgt voor grotere overschotten in de zomer en levert weinig in de winter, wanneer de vraag het hoogst is.
Energieopslag speelt een aanvullende rol. Korte termijn opslag kan met behulp van batterijen helpen bij zomerse overschotten. Seizoensoplag in de vorm van warmteopslag lijkt niet haalbaar door de afwezigheid van een warmtenet in de regio. Waterstofproductie kan financieel aantrekkelijk zijn, maar dit voordeel is sterk afhankelijk van de marktprijs voor groene waterstof. Als seizoensopslag is waterstof ongeschikt door hoge kosten en grote energieverliezen. De bestaande biovergisters met WKK kunnen flexibiliteit bieden bij piekbelastingen.
De kostenanalyse laat zien dat windenergie zowel technisch als economisch de meest effectieve maatregel is. Een toekomstbestendig energiesysteem vereist echter een geïntegreerde aanpak, waarin opwek, opslag, flexibiliteit en netwerkversterking gecombineerd worden.
Samengevat biedt de combinatie van elektrificatie en windenergie een solide basis voor een betrouwbaar en klimaatneutraal energiesysteem in 2050, maar aanvullende maatregelen blijven nodig om winterse pieken volledig op te vangen en de regionale energievraag structureel in balans te brengen.

Inhoud

Samenvatting 2
Inhoud 3
Inleiding 4
Probleemanalyse 7
Huidige situatie 7
Energievraag 7
Energieopwekking 7
Elektriciteitsnetwerk 7
Methode 9
Scenariotool 9
Methodiek 9
Resultaten 12
Definiëren scenario's 12
Energievraagsituaties 12
Energievraag scenario's 14
Productie- en opslagscenario's 15
Doorrekenen scenario's 15
Energievraag 15
Elektriciteitsopwekking 19
Onbalans 22
Netwerk impact 25
Kosten 26
Effecten van energieopslag 30
Scenario vergelijking 37
Conclusies 39
Bronnen 41
Bijlage A: Inputs van model voor alle scenario's 44
Bijlage B: Kosten berekeningen 46
Bijlage C: Energievraag scenario's 48

Inleiding

Vertraging in de bouw van nieuwe woonwijken, beperkingen bij de uitbreiding van bedrijventerreinen en nauwelijks mogelijkheden tot grootschalige verduurzaming. Dit is de realiteit in veel Nederlandse regio's(1), ook de gemeente Goirle en Hilvarenbeek ondervinden momenteel netcongestie voor zowel afname als teruglevering(2). Het elektriciteitsnet vormt steeds vaker een bottleneck voor groei en de energietransitie. Ondanks forse investeringen in de versterking van het netwerk(3), blijft de uitbreiding achter bij de snelle toename in zowel de vraag als de opwek van elektriciteit. Hierdoor ontstaan steeds langere wachtlijsten voor nieuwe aansluitingen of verzwaringen(4), waardoor plannen voor woningen en bedrijven stil komen te liggen.

Tegelijkertijd staan we voor grote klimaatopgaven. Woningen en bedrijven moeten van het gas af, voertuigen worden elektrisch, hierdoor neemt het aantal warmtepompen en laadpalen in rap tempo toe(5). Deze ontwikkelingen zorgen ervoor dat de elektriciteitsvraag stijgt. Omdat het verzwaren van het netwerk veel tijd en geld kost, door onder andere vergunningstrajecten, materiaaltekorten en een gebrek aan technisch personeel, kan dit probleem op korte termijn niet worden opgelost. Zonder extra inspanningen op lokaal niveau en zonder andere manieren om energie op te wekken en te gebruiken, dreigen regio's op slot te gaan voor verdere uitbreiding en verduurzaming.

Dit rapport richt zich op de regio Hilvarenbeek en Goirle, ten zuidoosten van Tilburg. De gemeentes zijn aangesloten op het hoogspanningsstation Tilburg-Zuid, daar staan momenteel 128 unieke aanvragen op de wachtlijst voor een nieuwe aansluiting of een verzwaring van een bestaande aansluiting(6). In totaal gaat het om ongeveer 36 megawatt (MW) aan extra elektrisch vermogen. De huidige capaciteit in de regio bedraagt circa 137 MW. Dat betekent dat de capaciteit met ongeveer 30% moet worden uitgebreid om alleen al aan de huidige vraag te voldoen. Dat is nog zonder rekening te houden met toekomstige ontwikkelingen. Zowel TenneT als Enexis werken aan uitbreidingen en verzwaringen van het net in de regio, deze projecten worden tussen 2026 en 2036 afgerond. Daardoor blijft netcapaciteit de komende jaren de belangrijkste beperkende factor voor nieuwe energieprojecten in de regio.

Daarnaast verandert de verdeling van het energieverbruik, vooral in de hoeveelheid energie die we gebruiken en waarvoor, waardoor het totale verbruiksprofiel verschuift. In de gemeente Goirle en Hilvarenbeek wordt momenteel nog ongeveer 83% van de woningen verwarmd met aardgas(7). Een warmtepomp verbruikt gemiddeld tussen de 2.000 en 3.200 kWh per jaar(8), afhankelijk van het weer en de isolatie van de woning.

Ter vergelijking: het gemiddelde elektriciteitsverbruik van een woning in de gemeente Goirle en Hilvarenbeek is 3.000 kWh(9,10). Het installeren van een van een warmtepomp verdubbelt dus het elektriciteitsverbruik van een woning. Ook de groei van elektrisch vervoer vraagt om meer capaciteit. Het toenemende aantal elektrische voertuigen zorgt voor steeds meer laadpunten, die het netwerk verder belasten(11).
Om de groeiende elektriciteitsvraag te matchen komt er ook steeds meer duurzame opwek door middel van zon- en windenergie. Het Klimaatakkoord bepaalt dat Nederland in 2030 70% van alle stroom hernieuwbaar moet produceren(5). De uitvoering daarvan gebeurt regionaal via RES-gebieden(12), waar gemeenten bepalen waar nieuwe wind- en zonneprojecten kunnen komen. In REKS-gebied Hart van Brabant is afgesproken dat de regio 1 TWh duurzame opwek in 2030 realiseert, via zonnepanelen op daken en grootschalige zon en wind op land(13).

Momenteel vindt de opwek van elektriciteit in de gemeentes Goirle en Hilvarenbeek plaats via zonnepanelen, met een totaal opgesteld vermogen van 120 MWp. Dit leverde ongeveer 97 GWh aan elektriciteit op in 2024, ongeveer 65% van het totale elektriciteitsverbruik.

Kortom, de vraag naar elektriciteit groeit razendsnel, terwijl het net op korte termijn niet voldoende kan worden verzwaard. Tegelijkertijd moet er ook steeds meer duurzame energie worden opgewekt om aan de klimaatdoelen te voldoen. De vraag dringt zich daarom op: welke manieren zijn er om het elektriciteitsnet te ontlasten, zodat zowel verduurzaming en groei, als uitbreiding van lokale opwekking in de regio mogelijk blijven?

Om antwoord te vinden op deze vraag is gebruikgemaakt van een energie-scenariotool(14). Met deze tool kunnen verschillende toekomstscenario's worden doorgerekend en met elkaar worden vergeleken. Zo ontstaat inzicht in hoe de regio Hilvarenbeek/Goirle zich kan ontwikkelen op het gebied van energievoorziening, ondanks de huidige beperkingen van het elektriciteitsnet.

De scenariotool maakt het mogelijk om te variëren met zowel de energiebehoefte als de wijze van energievoorziening. Er kan bijvoorbeeld worden gekeken naar scenario's met een hogere elektriciteitsvraag, of naar verschillende manieren om energie op te wekken. Dat kan via het bestaande elektriciteits- en gasnetwerk, maar ook door lokale opwek met zonnepanelen of windturbines. Daarnaast kan worden onderzocht wat de effecten zijn van energieopslag, zoals het gebruik van batterijen of warmtebuffers om tijdelijk opgewekte energie op te slaan en later te gebruiken.

Door deze scenario's door te rekenen, worden de gevolgen van verschillende keuzes zichtbaar. Daarbij wordt niet alleen gekeken naar de belasting van het elektriciteitsnet, maar ook naar financiële aspecten, betrouwbaarheid en duurzaamheidsimpact. De kracht van deze aanpak is dat de uitkomsten direct kunnen worden vergeleken:

- Wat gebeurt er als we niets doen en wachten op netverzwaring?
- Wat zijn de effecten van lokale energieopwekking?
- En in hoeverre maken deze maatregelen uitbreiding en verduurzaming weer mogelijk?

Met behulp van de scenariotool kunnen zo goed onderbouwde keuzes worden gemaakt voor een toekomstbestendige en betrouwbare energievoorziening in de regio Hilvarenbeek/Goirle.

Probleemanalyse

Huidige situatie

Om de situatie in de regio goed te begrijpen, is het belangrijk eerst een duidelijk beeld te krijgen van de huidige energiesituatie. Daarbij wordt gekeken naar drie hoofdpunten: het energieverbruik, de lokale energieopwekking en de capaciteit van het elektriciteitsnetwerk.

Energievraag

In dit onderzoek staan de gemeenten Hilvarenbeek en Goirle centraal. Samen tellen zij ongeveer 18.000 woningen en 5.700 bedrijven(9,10). Omdat het energieverbruik van huishoudens en bedrijven sterk van elkaar verschilt, is de energievraag opgesplitst in twee delen. Voor woningen bedroeg het totale elektriciteitsverbruik in 2024 ongeveer 62,7 gigawattuur (GWh).(7) De temperatuur-gecorrigeerde aardgasvraag, dat wil zeggen: aangepast aan een gemiddeld weerjaar, komt uit op 17,9 miljoen kubieke meter(7). Voor bedrijven en instellingen was het elektriciteitsverbruik in datzelfde jaar 82,7 GWh, terwijl het aardgasverbruik uitkwam op 5,5 miljoen kubieke meter(7).

Energieopwekking

In de regio wordt ook al een aanzienlijk deel van de energie lokaal opgewekt, voornamelijk met zonnepanelen. Deze zijn te vinden op daken van woningen en bedrijven, maar ook in de vorm van zonneweides. Gezamenlijk hebben deze installaties een opgesteld vermogen van ongeveer 119 megawattpiek (MWp)(7). In 2024 wekten zij samen naar schatting 97 GWh aan elektriciteit op, ongeveer 65% van de totale elektriciteitsvraag.

Elektriciteitsnetwerk

De gemeenten Hilvarenbeek en Goirle zijn aangesloten op het hoogspanningsstation Tilburg-Zuid. Dit station vormt een belangrijk knooppunt in het regionale elektriciteitsnet en is daarmee bepalend voor de mogelijkheden tot uitbreiding en verduurzaming in het gebied.

Volgens de meest recente gegevens van de capaciteitskaart van Netbeheer Nederland is er momenteel ongeveer 136,7 megawatt (MW) aan beschikbare capaciteit voor afname (het verbruik van elektriciteit) en 122 MW voor teruglevering (het invoeden van lokaal opgewekte stroom, bijvoorbeeld uit zonne-energie). Deze cijfers geven de maximale capaciteit weer die het netwerk op dit moment aankan zonder dat overbelasting optreedt.

Tegelijkertijd staan er aanzienlijke hoeveelheden vermogen in de wachtrij voor aansluiting. Voor het station Tilburg-Zuid betreft dit momenteel ongeveer 35,5 MW aan afnameverzoeken en 23,1 MW aan terugleveringsverzoeken. Deze wachtrij bestaat uit aanvragen van bedrijven die willen uitbreiden en woningbouwprojecten, maar nog niet kunnen worden aangesloten vanwege een tekort aan netcapaciteit.

Het grootste knelpunt bevindt zich momenteel in de hoogspanningsinfrastructuur. De landelijke netbeheerder TenneT, verantwoordelijk voor het hoogspanningsnet, heeft in haar investeringsplannen opgenomen dat er in 2027 een belangrijke verzwaring en knelpuntoplossing gepland staat rond de regio Tilburg. Daarnaast staan er meerdere projecten gepland in de periode 2032–2035, die gericht zijn op verdere versterking van het net en het creëren van extra aansluitcapaciteit.

Ook de regionale netbeheerder Enexis, verantwoordelijk voor het midden- en laagspanningsnet, heeft verschillende uitbreidings- en verzwaringsprojecten opgenomen in haar investeringsplannen. Volgens de huidige planning wordt in 2026 een lokaal knelpunt opgelost, gevolgd door een verdere netverzwaring in 2032. Op dit moment is echter nog niet bekend hoeveel extra capaciteit deze projecten concreet zullen opleveren.

De combinatie van deze geplande aanpassingen bij zowel TenneT als Enexis laat zien dat er stappen worden gezet richting een robuuster elektriciteitsnet. Toch blijven de doorlooptijden lang, waardoor de huidige situatie de komende jaren grotendeels ongewijzigd blijft. Voor veel projecten in Hilvarenbeek en Goirle betekent dit dat aansluiting op korte termijn nog niet mogelijk is.

Methode

Scenariotool

De tool die voor dit onderzoek wordt gebruikt is te vinden op Mijn Buurten Energiesom (mijnbuurtenenergiesom.nl). Deze tool biedt allerlei mogelijkheden, maar de belangrijkste functie is het doorrekenen en vergelijken van verschillende scenario's voor energiegebruik, opwekking, opslag en netbelasting. De resultaten die de tool oplevert variëren van technische aspecten, zoals jaarlijks verbruik, vermogenspieken of opgewekte elektriciteit, tot financiële uitkomsten zoals investerings- of operationele kosten.

De tool maakt géén gebruik van het exacte netwerk- of wijk-layout van het bestaande elektriciteitsnet of de precieze situering van woonwijken en bedrijventerreinen. Dit betekent dat nieuwe gebieden of complete uitbreidingen eenvoudig kunnen worden gemodelleerd zonder dat precies bekend is hoe het net er fysiek uitziet. Dit komt goed van pas in de schetsontwerp fase, waarin dit nog niet volledig duidelijk is. Tegelijkertijd is het ook mogelijk om, door het invullen van relevante input-gegevens, bestaande gebieden of wijken in de tool te zetten. Dat maakt de tool geschikt voor zowel nieuwbouw- en uitbreidingsscenario's als voor herberekening van bestaande infrastructuur.

De tool werkt met meer dan 1.250 inputvariabelen, zoals het aantal woningen en bedrijven, type aansluiting, laadstations voor elektrische voertuigen, warmtepompen, zonnepanelen, windturbines, opslagcapaciteit en aansluiting op het hoog- of laagspanningsnetwerk. Hierdoor kunnen verschillende scenario's, van kleinschalige buurtprojecten tot grootschalige bedrijventerreinen, worden doorgerekend. De resultaten geven inzicht in de effecten van verschillende keuzes op lokale opwek, netbelasting en de mogelijkheden voor uitbreiding en verduurzaming in de regio Hilvarenbeek en Goirle.

Methodiek

Om een gestructureerde en reproduceerbare analyse uit te voeren, is in dit onderzoek gewerkt met een universeel toepasbare methode die bestaat uit vier opeenvolgende stappen. Deze aanpak zorgt ervoor dat de resultaten transparant zijn en dat de werkwijze ook in andere regio's kan worden toegepast.

De eerste stap richt zich op het in kaart brengen van de huidige situatie. Hierbij is het onderzochte gebied, de gemeenten Hilvarenbeek en Goirle, nauwkeurig afgebakend en

zijn de belangrijkste kenmerken vastgelegd. Er is een overzicht opgesteld van het aantal woningen en bedrijven in de regio, inclusief hun huidige energieverbruik voor elektriciteit en aardgas. Daarnaast is geïnventariseerd hoeveel duurzame energie er al lokaal wordt geproduceerd, bijvoorbeeld met zonnepanelen op daken en zonneweides. Ook is de huidige situatie van het elektriciteitsnet in kaart gebracht, wat is de huidige capaciteit?, wat staat er momenteel in de wachtrij?, en wanneer worden er verzwaringen gerealiseerd? Deze stap vormt het fundament van de verdere analyse: zonder goed beeld van het huidige energiesysteem kan niet worden bepaald welke maatregelen of scenario's realistisch zijn.

In de tweede stap worden verschillende energievraagsituaties gedefinieerd. Omdat de toekomst onzeker is, is het belangrijk om rekening te houden met meerdere mogelijke ontwikkelingen. Zo is er een scenario gebaseerd op de huidige energievraag, dat het vertrekpunt vormt. Vervolgens is gekeken naar een aardgasvrije situatie, waarin woningen en bedrijven zijn overgestapt op duurzame vormen van ruimteverwarming en warm tapwater.

Tot slot is een groeiscenario opgesteld, waarin wordt uitgegaan van uitbreiding van zowel woningbouw als bedrijventerreinen. Door deze drie vraagsituaties te gebruiken, kan worden onderzocht hoe de regio zich op korte én lange termijn energetisch kan ontwikkelen.

De derde stap richt zich op de ontwikkeling van energiescenario's voor de opwekking en opslag van energie. Hierbij wordt onderzocht op welke manier de regio in haar eigen energiebehoefte kan voorzien. Verschillende productietechnieken worden doorgerekend, zoals zonnepanelen op daken en zonnevelden, maar ook het gebruik van windturbines. Daarnaast wordt gekeken naar opslagtechnieken, onder andere batterijsystemen, warmtebuffers en de mogelijke rol van waterstof, om opgewekte energie tijdelijk op te slaan en beter te benutten. Door deze technieken te combineren ontstaan uiteenlopende scenario's waarin lokale opwek en opslag in verschillende verhoudingen worden ingezet.

De vierde en laatste stap bestaat uit de analyse en doorrekening van de ontwikkelde scenario's. Elk scenario wordt doorgerekend met behulp van de scenariotool, zodat inzicht ontstaat in zowel technische als praktische gevolgen. Hierbij wordt gekeken naar de totale vraag en productie van elektriciteit, inclusief de dagelijkse en seizoensgebonden schommelingen. Ook worden piekbelastingen in kaart gebracht, evenals de impact hiervan op het elektriciteitsnet. Verder wordt berekend welk deel van de elektriciteitsvraag lokaal kan worden opgewekt en hoeveel opslagcapaciteit nodig is om vraag en aanbod beter in balans te brengen. Ook worden financiële aspecten zoals

investerings- of operationele kosten in kaart gebracht voor ieder scenario.

De resultaten van deze berekeningen vormen de basis voor de vergelijking en beoordeling van de verschillende scenario's. Zo kan worden vastgesteld welke keuzes het meest effectief zijn om de regio Hilvarenbeek en Goirle te verduurzamen, zonder het elektriciteitsnet onnodig te belasten en welke combinaties van maatregelen de grootste bijdrage leveren aan een betrouwbare en toekomstbestendige energievoorziening.

Resultaten

Definiëren scenario's

Om te onderzoeken hoe de regio Hilvarenbeek en Goirle zich kan ontwikkelen richting een toekomstbestendige energievoorziening, zijn verschillende scenario's opgesteld. Deze scenario's sluiten aan bij de nationale klimaatdoelen, zoals vastgelegd in het Nederlandse Klimaatakkoord(5). Daarin is bepaald dat Nederland in 2050 klimaatneutraal moet zijn, wat betekent dat er geen netto CO_2-uitstoot meer plaatsvindt. Als tussenstap is vastgelegd dat de CO_2-uitstoot in 2030 met 49% moet zijn verminderd ten opzichte van 1990, en dat ongeveer 70% van de elektriciteitsproductie in dat jaar afkomstig moet zijn uit hernieuwbare bronnen.

Om deze doelen te vertalen naar de regionale schaal, zijn in dit onderzoek verschillende energievraag-scenario's en productie- en opslagscenario's opgesteld. Samen vormen ze het raamwerk voor de analyses die met de scenariotool zijn uitgevoerd.

Energievraagsituaties

De eerste stap in de analyse richt zich op de ontwikkelingen in de energievraag binnen de regio. Daarbij is gekeken naar drie hoofdsituaties; de huidige situatie, 2030 waarbij aardgas gedeeltelijk vervangen is en 2050 waar aardgas volledig vervangen is. Er is niet alleen gekeken naar de ontwikkeling van verwarming, maar ook naar de invloed van groei van bedrijven en woningen en de elektrificatie van vervoer. Woningen en bedrijven worden apart bekeken.

Woningen

Allereerst is gekeken naar de ruimte- en tapwaterverwarming van woningen en de ontwikkeling hiervan in 2030 en 2050, evenals de invloed hiervan op het elektriciteitsverbruik. Momenteel wordt in de gemeente Goirle 83,1% van de woningen verwarmd met aardgas en in Hilvarenbeek is dit 83,4%(7). In het Klimaatakkoord is vastgelegd dat alle woningen in 2050 aardgasvrij moeten zijn. Dit wordt bereikt door bestaande woningen te verduurzamen via betere isolatie en het installeren van warmtepompen, terwijl nieuwbouwwoningen volledig aardgasvrij worden gebouwd.

Als eerste stap is bepaald dat woningen in 2030 gemiddeld energielabel B moeten hebben, wat wordt gerealiseerd door verbeterde isolatie. Het huidige gemiddelde energielabel in Hilvarenbeek en Goirle is C(9,10). Door de isolatieverbetering stijgt het energielabel in 2030 van C naar B, wat resulteert in een gemiddeld 20% lager energieverbruik voor ruimteverwarming. Voor 2050 geldt een isolatiedoel van gemiddeld energielabel A voor woningen. Om het doel van volledige aardgasvrije woningen in 2050 te behalen, wordt in 2030 gericht op 25% van de woningen aardgasvrij. Samengevat

betekent dit dat in 2030 25% van de woningen aardgasvrij is en gemiddeld 20% minder energie verbruikt voor ruimteverwarming door verbetering van isolatie. In 2050 zullen alle woningen aardgasvrij zijn en gemiddeld 40% minder energie verbruiken voor ruimteverwarming ten opzichte van de huidige situatie.

Vervolgens is het elektriciteitsverbruik van woningen bekeken, exclusief het verbruik voor ruimte- en tapwaterverwarming. Dit betreft voornamelijk het gebruik van elektrische apparaten en het opladen van elektrische voertuigen. Voor dit onderzoek is aangenomen dat het elektriciteitsverbruik van apparaten per woning in alle scenario's gelijk blijft. Het mobiliteitsgedrag verandert echter sterk door de elektrificatie van het wagenpark.

Momenteel is ongeveer 7% van alle auto's in Nederland elektrisch, maar naar verwachting zal tussen 2041 en 2049 het volledige wagenpark elektrisch zijn(15). Het merendeel van de personenauto's is particulier (ongeveer 87%) en rijdt gemiddeld 11,1 duizend kilometer per jaar(16). Elektrische voertuigen verbruiken gemiddeld tussen de 15 en 20 kWh per 100 kilometer(17), wat neerkomt op ongeveer 1.950 kWh per jaar per auto. In Goirle en Hilvarenbeek zijn samen 22.559 personenauto's geregistreerd(9,10), wat gemiddeld 1,25 auto per woning betekent. Volgens het Nationaal Laadonderzoek 2025 wordt 61% van de kilometers thuis opgeladen(18). Alles bij elkaar betekent dit dat het elektriciteitsverbruik door elektrische voertuigen per woning in 2050 gemiddeld met circa 1.500 kWh zal toenemen. In 2030 wordt geschat dat ongeveer 20% van de voertuigen elektrisch zal zijn(15), wat een toename van circa 300 kWh per woning per jaar betekent.

Ten slotte is gekeken naar de energietoename door de groei van het aantal woningen in de regio. Nederland staat voor een grote woningbouwopgave: tot 2030 is er een plancapaciteit van circa één miljoen nieuwe woningen, wat een toename van ongeveer 12,5% betekent ten opzichte van het huidige aantal(19). Een deel van deze groei vindt ook plaats in de regio Hilvarenbeek-Goirle, waardoor de totale energiebehoefte verder stijgt. Volgens de bevolkingsprognoses van ABF (2025)(19) neemt het aantal woningen in Hilvarenbeek in 2030 met 270 en in 2050 met 1.280 toe. In Goirle is de toename 510 woningen in 2030 en 2.230 in 2050. Dit komt neer op een gezamenlijke groei van 4,4% in 2030 en 19,6% in 2050.

Bedrijven

In het Klimaatakkoord is ook vastgelegd dat bedrijven in 2050 CO_2-neutraal moeten zijn. Dit betekent dat zij vrijwel geen aardgas meer gebruiken. Het huidige aardgasverbruik bij bedrijven bestaat niet alleen uit ruimte- en tapwaterverwarming, maar ook uit warmte voor productieprocessen. In dit onderzoek wordt aangenomen dat aardgas in de

toekomst wordt vervangen door elektrificatie. Dit houdt in dat bedrijven in 2050 aardgasneutraal zullen zijn en dat alle benodigde energie geleverd wordt door elektriciteit.

Verder stelt het Klimaatakkoord dat in 2030 de CO_2-uitstoot van bedrijven met ongeveer 30% moet zijn afgenomen ten opzichte van 2019. Voor de regio betekent dit dat het aardgasverbruik in 2030 circa 30% lager ligt dan in de huidige situatie.

Ook bedrijven hebben te maken met de elektrificatie van vervoer. Ongeveer 10% van de gereden kilometers van personenauto's wordt op het werk opgeladen(15). Het aandeel lichte bedrijfswagens bedraagt momenteel 4,9% en dat van zware bedrijfswagens slechts 1,2%(20). Omdat de transitie van zware bedrijfswagens nog onzeker is, volledig elektrisch of op waterstof, lopen de schattingen van verschillende onderzoeken over het elektriciteitsverbruik in de transportsector sterk uiteen. Voor Nederland wordt verwacht dat het elektriciteitsverbruik van batterij-elektrische logistieke voertuigen in 2050 zal oplopen tot 17–20 TWh(15), wat ongeveer 15% van de huidige elektriciteitsvraag is. Voor de regio Hilvarenbeek-Goirle betekent dit circa 20 GWh elektriciteit in 2050 voor de elektrificatie van bedrijfsvervoer. Voor 2030 wordt dit geschat op ongeveer 3,5 GWh. Gezien het huidige elektriciteitsverbruik van 82,7 GWh, is vooral de impact van elektrisch vervoer in 2050 aanzienlijk.

Ten slotte is gekeken naar de energievraag door uitbreiding van bedrijventerreinen. Momenteel telt Hilvarenbeek 43 netto hectare bedrijventerreinen(21), met een geplande uitbreiding van 6 hectare in 2030 en nog eens 3 hectare in 2040. Goirle heeft 68 hectare bedrijventerreinen, met een geplande uitbreiding van 2 hectare in 2030 en geen verdere uitbreiding voor 2040(21). Samen betekent dit een toename van ongeveer 1% in 2030, die wordt meegenomen in de berekening van het energieverbruik.
Voor 2050 wordt aangenomen dat deze groei constant blijft, wat resulteert in een verwachte toename van circa 2% ten opzichte van 2025.

Energievraag scenario's

Door alles te combineren komen er drie energievraag situaties die representatief zijn voor de regio, de huidige situatie (2024), 2030 en 2050:

	Huidig	**2030**	**2050**
Ruimteverwarming woningen	83,3% aardgas, 16,7% elektrisch	75% aardgas, 25% elektrisch	0% aardgas, 100% elektrisch
Gemiddeld energielabel woningen	C	B	A
Elektriciteitsvraag door elektrische auto's woningen	105 kWh/woning	300 kWh/woning	1500 kWh/woning
Groei aantal woningen	ref	4,4%	19,6%
Aardgasverbruik bedrijven	ref	70%	0%

Elektriciteitsvraag door elektrische voertuigen bedrijven	0.2 GWh/jaar	3.5 GWh/jaar	20 GWh/jaar
Groei bedrijventerreinen	ref	1%	2%

Tabel 1:Specificaties per scenario

Productie- en opslagscenario's

Naast de energievraag is gekeken naar verschillende mogelijkheden voor lokale energieopwekking. Deze zijn bedoeld om te onderzoeken in welke mate de regio zichzelf kan voorzien van duurzame energie en het elektriciteitsnet kan ontlasten. Er wordt eerst gekeken naar enkel opwekscenario's, na deze analyse worden ook de effecten van energieopslag onderzocht.

De volgende opwekscenario's zijn gedefinieerd:

1. Niets doen – de huidige situatie blijft ongewijzigd, dit betekend alleen de nu aanwezige 119 MWp aan zonnepaneelcapaciteit.
2. Uitbreiding zonnepaneelcapaciteit – verhoging van zonnepaneelcapaciteit van 119 MWp naar 200 MWp.
3. Windscenario laag – plaatsing van windturbines met een gezamenlijk vermogen van 15 MW in aanvulling op het huidig geïnstalleerd vermogen van 119 MWp zon.
4. Windscenario hoog – plaatsing van windturbines met een gezamenlijk vermogen van 30 MW in aanvulling op het huidig geïnstalleerd vermogen van 119 MWp zon.

Deze scenario's worden vergeleken en hierbij wordt niet alleen gekeken naar de totale productie, maar ook naar de invloed op het elektriciteitsnet, de lokale balans tussen vraag en aanbod, en de mogelijkheid om pieken op te vangen.

De regio beschikt bovendien al over een biovergister met een warmtekrachtkoppeling (WKK), die elektriciteit en warmte kan produceren op basis van biogas. Deze installatie kan in de toekomst een rol spelen in de lokale energiemix en de flexibiliteit van het systeem vergroten.

Doorrekenen scenario's

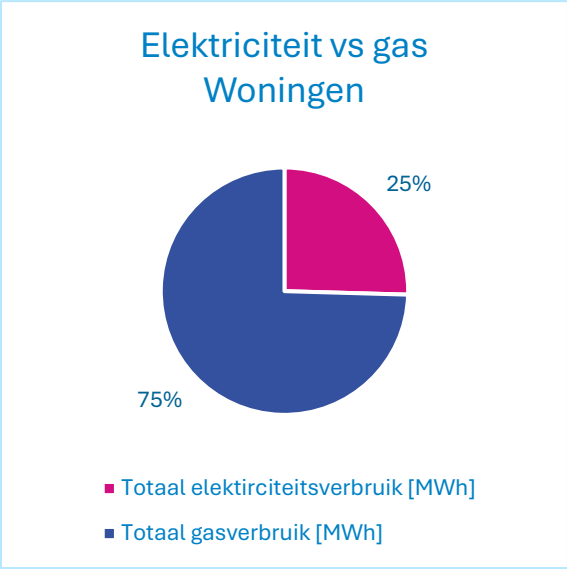
Energievraag

Het energieverbruik van woningen en bedrijven in de regio bestaat voornamelijk uit elektriciteit en aardgas, maar voor dit onderzoek is ook het energiegebruik van transport meegenomen. Dit is gedaan omdat verwacht wordt dat in 2050 een groot deel van het Nederlandse voertuigenpark elektrisch zal zijn(15). Een aanzienlijk deel van deze

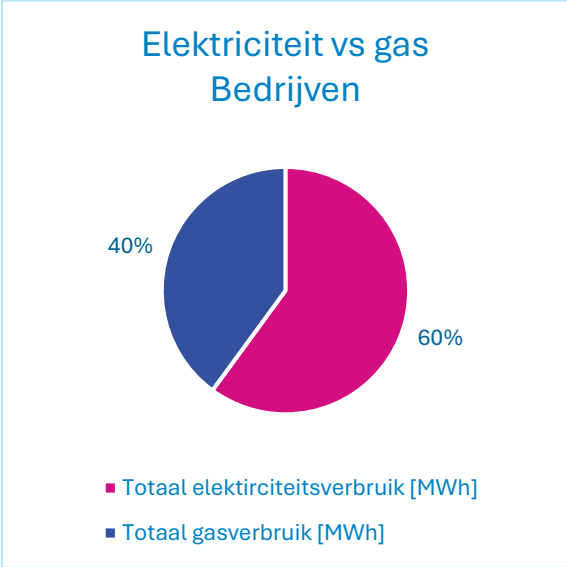
voertuigen zal worden opgeladen bij woningen of bedrijven, waardoor het relevant is dit extra elektriciteitsverbruik mee te nemen in de analyse. Het elektriciteitsverbruik voor het laden van de voertuigen van de verschillende scenario's is in de scenariodefinitie berekend.

Bij woningen wordt aardgas vooral gebruikt voor ruimteverwarming en het verwarmen van tapwater. In de bedrijfssector speelt aardgas daarnaast een rol in productieprocessen waarbij warmte nodig is. Het gebruik van aardgas als grondstof voor producten, materialen of elektriciteitsopwekking is in dit onderzoek buiten beschouwing gelaten.

In de onderstaande grafieken is de verhouding tussen elektriciteitsverbruik en aardgasverbruik weergegeven voor zowel woningen als bedrijven. Bij woningen is duidelijk te zien dat het energieverbruik momenteel nog sterk wordt gedomineerd door aardgas. Bij bedrijven daarentegen ligt het aandeel elektriciteit al hoger, mede doordat veel bedrijfsactiviteiten afhankelijk zijn van elektrische apparatuur en er over het algemeen minder warmte nodig is voor ruimteverwarming dan in woningen.



Figuur 1: Elektriciteits- en gasverbruik woningen

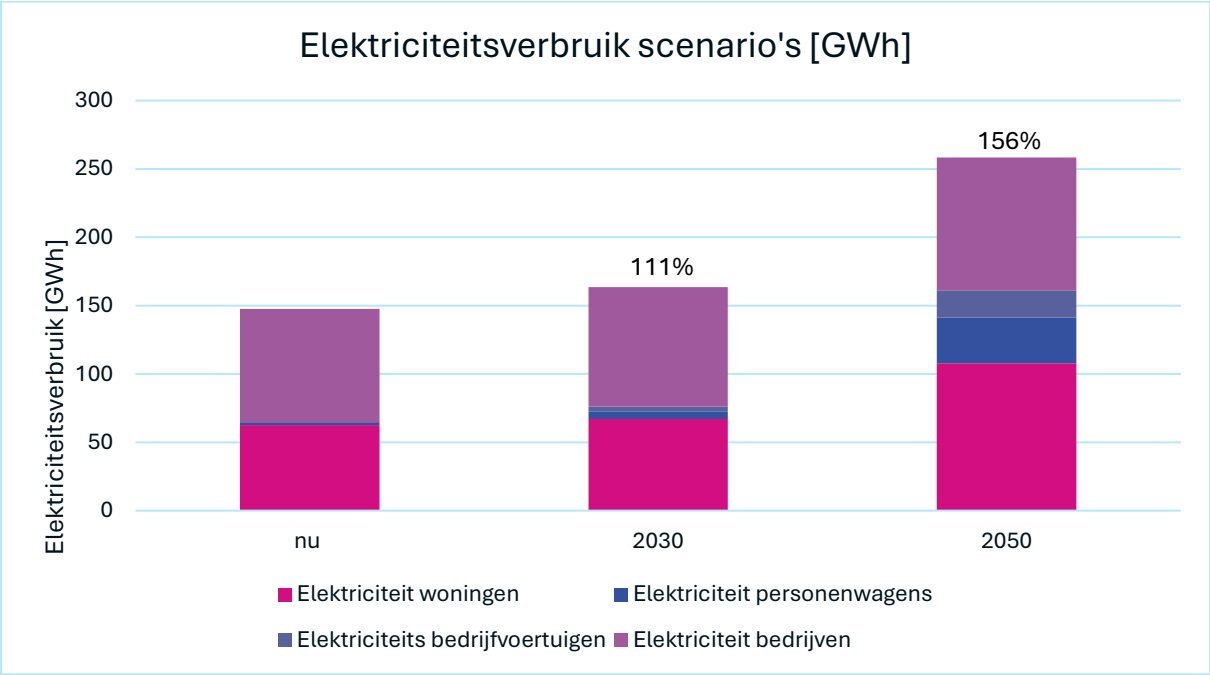


Figuur 2: Elektriciteits- en gasverbruik bedrijven

Door de verduurzaming van het aardgasverbruik zal de elektriciteitsvraag in de regio aanzienlijk toenemen. In dit onderzoek wordt aangenomen dat de huidige HR-ketels worden vervangen door elektrische warmtepompen. Deze overstap zorgt ervoor dat een groot deel van de warmtevoorziening, die nu nog op aardgas draait, wordt omgezet naar een elektriciteitsafhankelijke oplossing.

Resultaten

Als eerste is gekeken naar de totale elektriciteitsvraag van de drie verschillende scenario's. Deze vraag is onderverdeeld in vier categorieën: de elektriciteitsvraag van woningen, de elektriciteitsvraag van bedrijven, de elektriciteitsvraag van personenwagens (die thuis worden opgeladen) en de elektriciteitsvraag van bedrijfsvoertuigen (die bij bedrijven worden opgeladen). Daarnaast is het percentage weergegeven waarmee de totale elektriciteitsvraag in elk scenario groeit. In bijlage C zijn tabellen en grafieken te vinden waarin de exacte verdeling van de categorieën van elk scenario zichtbaar wordt.



Figuur 3: Totale elektriciteitsvraag scenario's

In het huidige scenario is te zien dat het aandeel elektriciteitsverbruik voor het laden van elektrische voertuigen nog klein is, dit bedraagt slechts 1,4% van de totale vraag. Het aandeel van bedrijven is met 56,1% groter dan dat van woningen met 42,5% van het elektriciteitsverbruik.

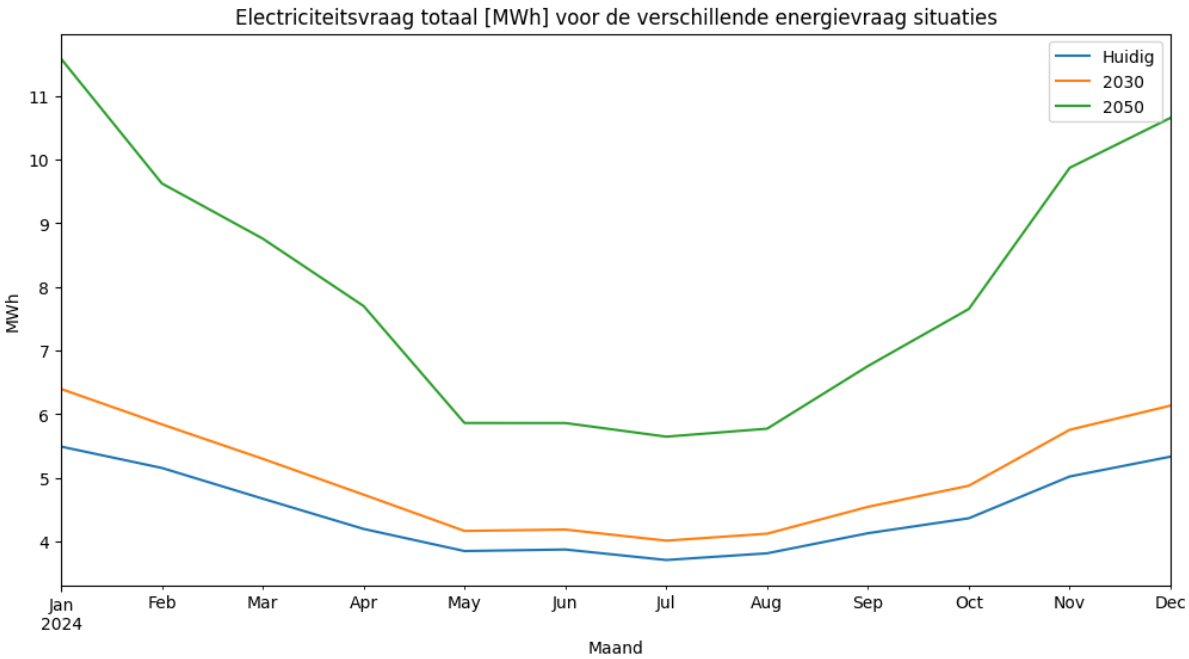
In 2030 stijgt de totale elektriciteitsvraag met 11%. De grootste groei treedt op bij het elektriciteitsverbruik voor het laden van elektrische voertuigen, dat gezamenlijk meer dan vier keer zo groot wordt als in de huidige situatie. Het elektriciteitsverbruik van woningen stijgt met 7% ten opzichte van het huidige scenario, een relatief beperkte toename doordat verbeterde isolatie leidt tot een lagere warmtevraag.
In 2050 neemt de totale elektriciteitsvraag toe met 56% ten opzichte van de huidige situatie. Verder te zien dat nu 20% van de elektriciteitsvraag nodig is voor het laden van

elektrische voertuigen, waarbij het aandeel van personenwagens in deze regio hoger ligt als het aandeel van bedrijfsvoertuigen. Dit komt doordat tegen 2050 nog niet alle zware bedrijfsvoertuigen volledig elektrisch zullen zijn. Verder is het opvallend dat het aandeel van woningen in de totale elektriciteitsvraag in alle scenario's rond de 40% blijft, ondanks de overstap van aardgas naar warmtepompen. Dit komt omdat verbeterde isolatie een deel van de extra warmtevraag compenseert. Het aandeel van bedrijven daalt vooral in 2050, voornamelijk doordat de groei van het aantal bedrijven met 2% veel lager is dan de woninggroei van 24%.

Samenvattend laat dit zien dat elektrificatie van mobiliteit een steeds belangrijkere drijver wordt van de totale vraag, terwijl de groei van woningen een grotere impact heeft dan die van bedrijven. Hierdoor verandert de samenstelling en totaliteit van de elektriciteitsvraag richting 2050 duidelijk.

De volgende stap in de analyse is het onderzoeken van de verdeling van het elektriciteitsverbruik over het jaar, om inzicht te krijgen in mogelijke seizoenspatronen. In de onderstaande grafiek is duidelijk te zien dat het verbruik in de wintermaanden in alle scenario's aanzienlijk hoger ligt dan in de zomer.

Wat vooral opvalt, is de sterke stijging van het elektriciteitsverbruik tijdens de winterperiode in 2050. Hier verdubbelt het verbruik in de winter ten opzichte van de huidige situatie, terwijl de totale vraag met 56% stijgt. Deze forse toename in de wintermaanden wordt voornamelijk veroorzaakt door de elektrificatie van de ruimteverwarming. Waar woningen nu nog grotendeels met aardgas worden verwarmd, neemt in het aardgasvrije scenario de vraag naar elektriciteit voor warmtepompen sterk toe, vooral wanneer de buitentemperaturen laag zijn. Verder is de groei in de elektriciteitsvraag in 2030 in de winter iets groter dan in de zomer. Dit wordt veroorzaakt door de inzet van warmtepompen, al is dit effect in 2030 nog beperkt, omdat slechts ongeveer 25% van de woningen en 30% van de bedrijven dan op een warmtepomp zijn overgestapt.



Figuur 4:Elektriciteitsverbruik per jaar voor de scenario's

Uit de analyse blijkt dat de elektriciteitsvraag in de regio sterk toeneemt bij verdere verduurzaming en groei. Vooral de overgang van aardgas naar elektrische warmtepompen zorgt voor een forse stijging, met name in de wintermaanden wanneer de warmtevraag het grootst is. Deze seizoensgebonden pieken leggen extra druk op het elektriciteitsnet, wat de noodzaak onderstreept van aanvullende maatregelen zoals lokale opwek en energieopslag om het systeem in balans te houden. Ook de toenemende elektrificatie van mobiliteit speelt hierbij een steeds grotere rol, waardoor het belang van een toekomstbestendig en flexibel energiesysteem verder toeneemt. Daarmee vormt de ontwikkeling van de energievraag een belangrijk uitgangspunt voor het bepalen van de benodigde lokale opwekcapaciteit in de regio.

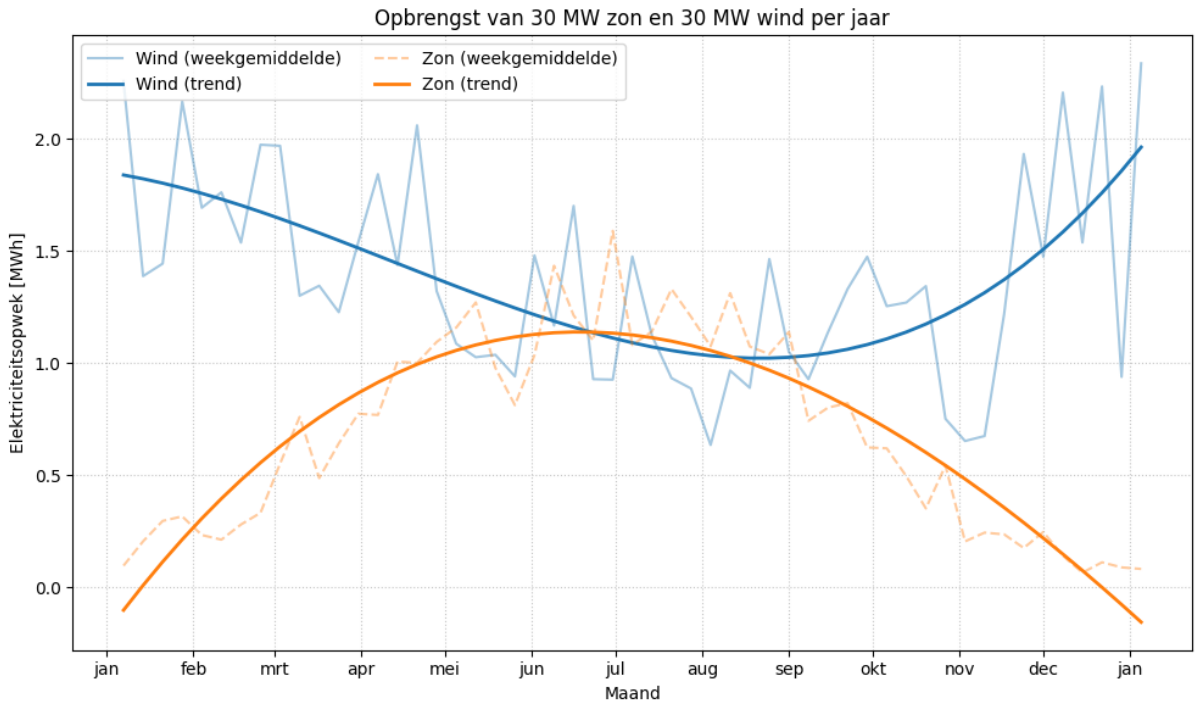
Elektriciteitsopwekking

Nu de verschillende scenario's voor de energievraag in kaart zijn gebracht, kan er gekeken worden naar de lokale opwek van elektriciteit. Hierbij ligt de focus op twee duurzame bronnen: zonnepanelen en windturbines. In de regio Hilvarenbeek-Goirle zijn op dit moment nog geen windturbines aanwezig, maar wel een aanzienlijk aantal zonnepanelen. Deze bevinden zich zowel op daken van woningen en bedrijven als in zonneweides.

Wanneer de totale elektriciteitsproductie van deze zonnepanelen wordt vergeleken met de huidige elektriciteitsvraag, blijkt dat op jaarbasis ongeveer 60% van de vraag wordt gedekt door lokale zonne-energie. Dit lijkt positief, maar zegt niet alles over de

daadwerkelijke balans tussen vraag en aanbod. De productie van zonne-energie is namelijk sterk afhankelijk van het seizoen en het moment van de dag. Daarom is het van belang niet alleen naar de totale jaaropbrengst te kijken, maar ook naar de seizoens- en dagprofielen van zowel zon- als windenergie.

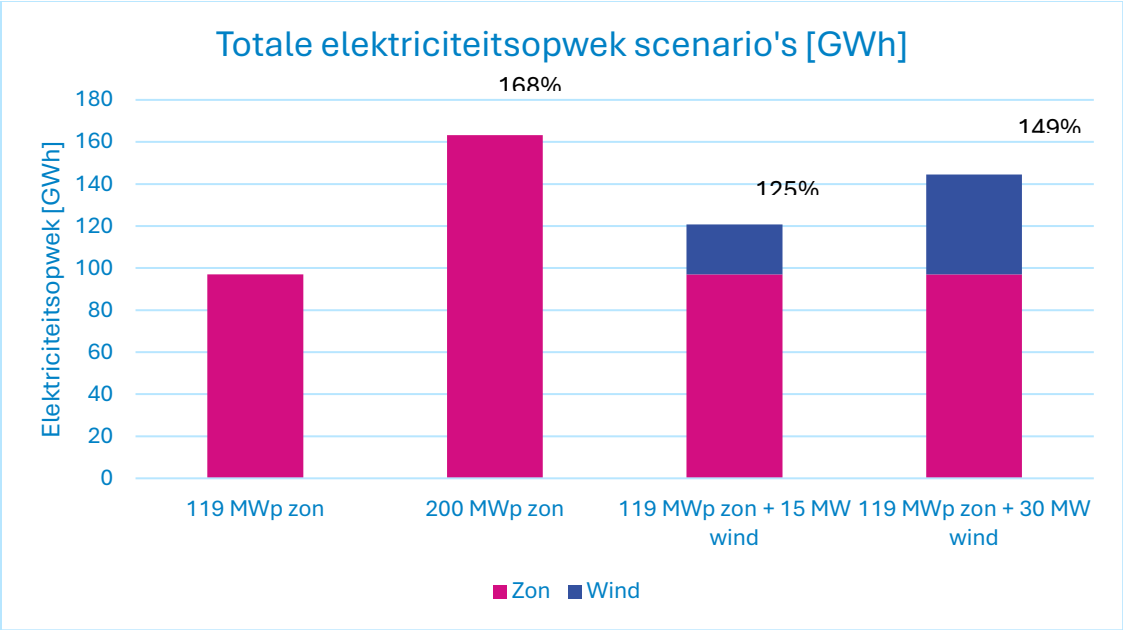
In de onderstaande grafiek zijn de jaarprofielen van zonne- en windenergie weergegeven. Beide bronnen zijn vergeleken op basis van een gelijk geïnstalleerd vermogen van 30 MW, zodat de verschillen in productiepatroon goed zichtbaar worden. Uit de grafiek blijkt dat zonne-energie een sterk seizoensafhankelijk profiel heeft: de productie is hoog in de zomermaanden, maar neemt in de winter sterk af. Windenergie daarentegen laat een veel constanter profiel zien over het jaar, met gemiddeld iets hogere opbrengsten in de winter.



Figuur 5:Opbrengst 30 MW zon en 30 MW Wind

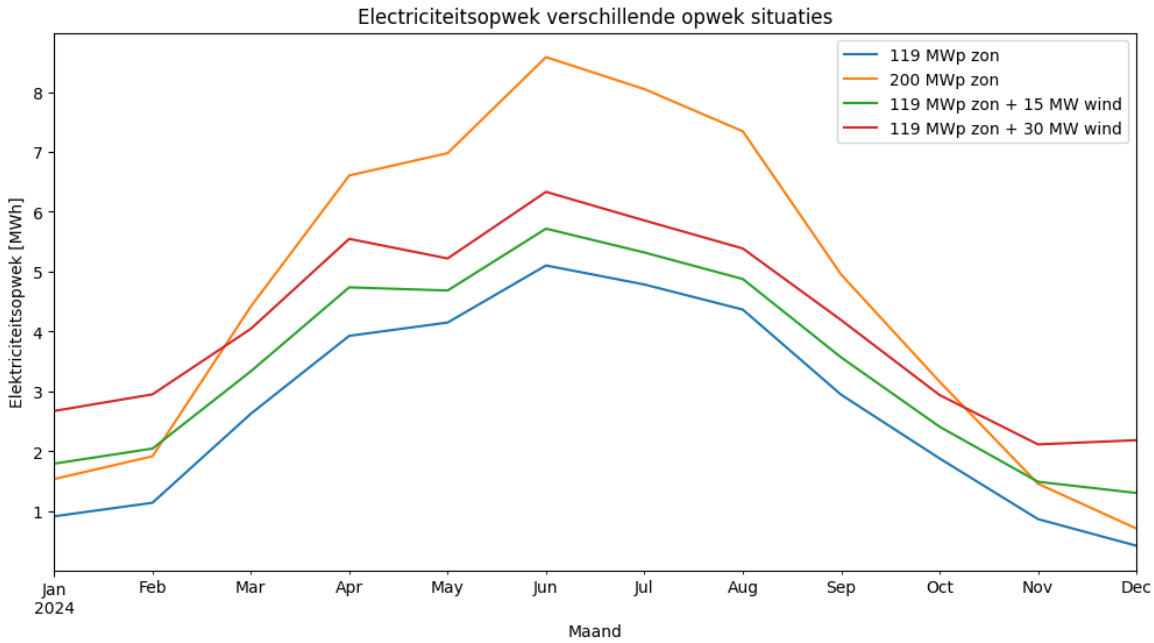
Nu de seizoenspatronen van zowel zon- als windopwekking in kaart zijn gebracht, kan worden gekeken naar de resultaten van de vier verschillende opwekscenario's. Allereerst de totale elektriciteitsproductie; het scenario waarin uitsluitend de zonne-energiecapaciteit wordt vergroot laat de grootste absolute toename in totale opwek zien. Dit komt doordat de uitbreiding van zonnepanelen aanzienlijk groter is dan de toevoeging van windvermogen in de andere scenario's. In het scenario met 15 MW windvermogen is het aandeel van wind ongeveer 20% van de totale elektriciteitsopwekking. In het scenario met 30 MW wind stijgt dit aandeel naar circa

33%. Wanneer deze opwek wordt afgezet tegen de verwachte elektriciteitsvraag is te zien dat in 2030 de totale vraag stijgt met ongeveer 11%, wat betekent dat alle opwekscenario's relatief méér elektriciteit produceren dan in de huidige situatie. In 2050 is de groei van de vraag echter veel groter, namelijk 56%. In dat jaar blijkt dat alleen het scenario met extra zonne-energie in verhouding nog steeds meer opwekt dan de vraagstijging. Het scenario met 30 MW windvermogen komt daarbij het meest in de buurt van de benodigde groei, maar blijft iets achter bij de totale vraagtoename.



Figuur 6: Totale elektriciteitsopwekking scenario's

Eerder was al zichtbaar dat de opwekking van zonne-energie een duidelijk seizoenspatroon kent. In de onderstaande grafiek zijn de seizoenspatronen van de verschillende opwekscenario's weergegeven. Omdat in alle scenario's een groot deel van de totale productie afkomstig is van zonne-energie, is duidelijk te zien dat de opwek in de zomer aanzienlijk hoger ligt dan in de winter. Dit staat in contrast met de toekomstige elektriciteitsvraag in 2050, die juist in de winter sterk zal toenemen. Het wordt daarmee duidelijk dat het vergroten van de zonne-energiecapaciteit vooral leidt tot een sterke toename van de zomeropwek. In de twee scenario's waarin het windvermogen wordt uitgebreid blijft het seizoensprofiel grotendeels gelijk, maar schuift het gehele profiel omhoog door de relatief constante bijdrage van windenergie gedurende het jaar.



Figuur 7: Seizoenspatroon elektriciteitsopwekking scenario's

Onbalans

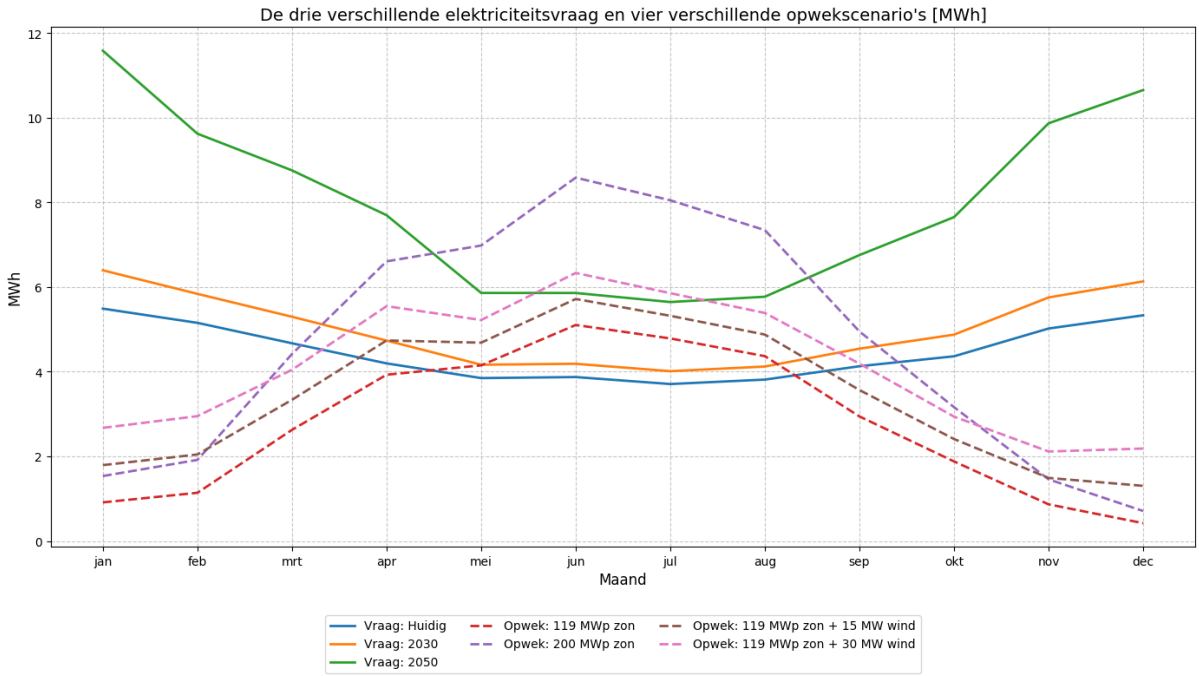
Nu de energievraag en de opwek van de verschillende scenario's in kaart zijn gebracht, is het belangrijk om te onderzoeken hoe deze twee zich tot elkaar verhouden. Het verschil tussen de hoeveelheid opgewekte elektriciteit en het daadwerkelijke verbruik wordt de onbalans genoemd. Deze onbalans speelt een cruciale rol in de energietransitie, vooral omdat duurzame opwekbronnen zoals zon en wind sterk afhankelijk zijn van natuurlijke omstandigheden en dus niet altijd leveren op het moment dat de vraag het grootst is.

In het traditionele energiesysteem was dit probleem minder groot. Elektriciteitscentrales op gas, kolen of andere fossiele brandstoffen konden hun productie eenvoudig aanpassen aan de vraag: als het verbruik toenam, werd de productie opgevoerd. Op die manier werd het elektriciteitsnet voortdurend in balans gehouden. Bij zonne- en windenergie is dat echter niet mogelijk. De zon schijnt niet altijd, en ook de windsnelheid varieert sterk per dag en per seizoen. Hierdoor ontstaan momenten waarop er meer elektriciteit wordt opgewekt dan gebruikt (overschot), maar ook periodes waarin de opwek juist tekortschiet (tekort).

Momenteel wordt deze onbalans nog steeds grotendeels opgevangen via het landelijke elektriciteitsnet. In periodes van overschot kan overtollige stroom worden geëxporteerd naar het landelijke net of tijdelijk opgeslagen, terwijl bij tekorten extra elektriciteit wordt geïmporteerd vanuit het landelijke net. Dit vraagt echter veel van de bestaande infrastructuur en versterkt de druk op het elektriciteitsnet, dat al zwaar belast is. Het

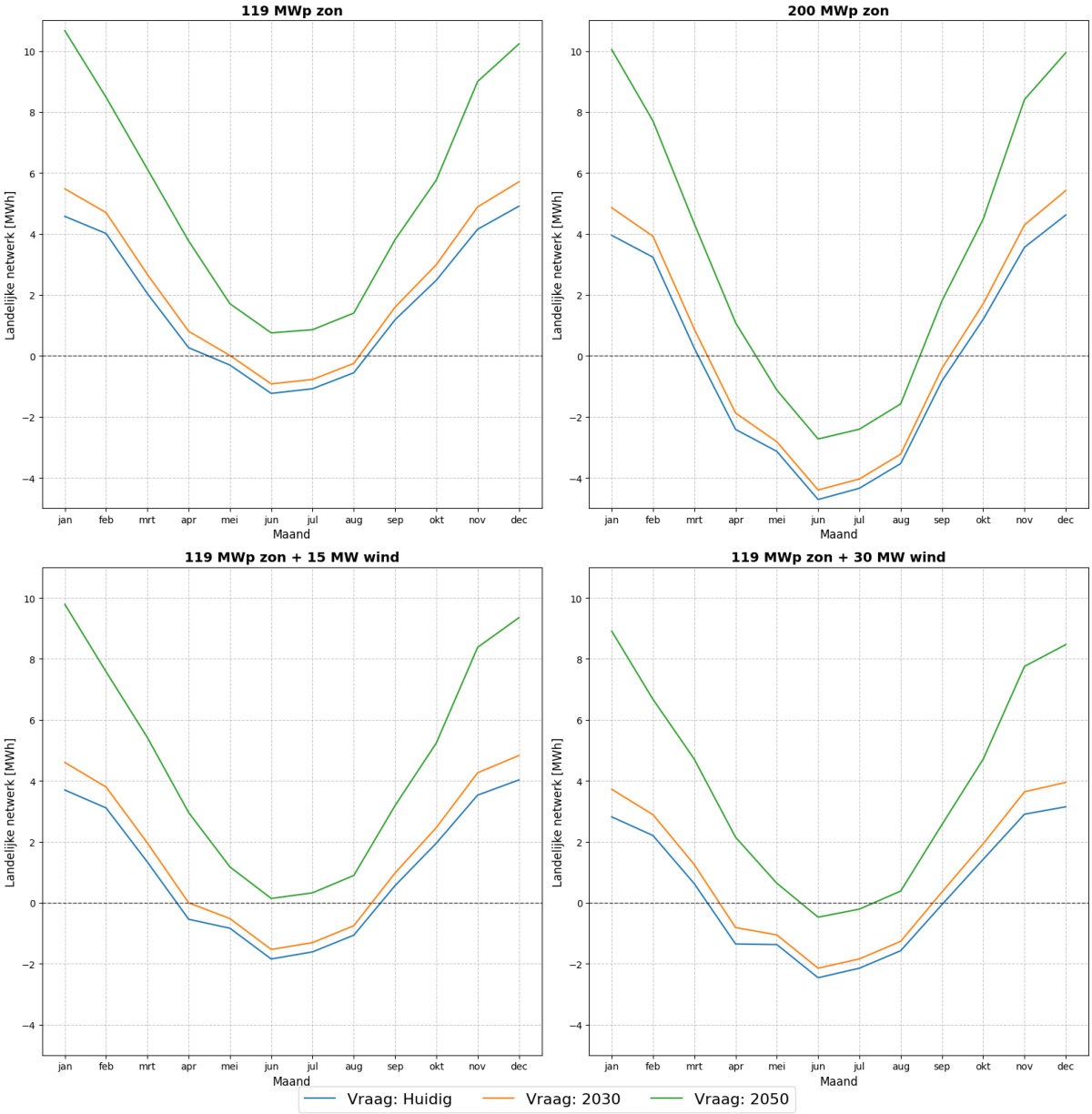
beperken van deze onbalans op regionaal niveau is daarom van groot belang. Door de opwek en het verbruik beter op elkaar af te stemmen kan de belasting op het net worden verminderd.

In de grafiek hieronder zijn de verschillende vraag- en opwekscenario's gezamenlijk weergegeven, waardoor de onbalans tussen vraag en aanbod goed zichtbaar wordt. Duidelijk is te zien dat de elektriciteitsvraag in de winter sterk toeneemt in 2050, voornamelijk als gevolg van de elektrificatie van verwarming. Deze toename vergroot de onbalans in de wintermaanden aanzienlijk. Daarnaast blijkt dat de elektriciteitsopwekking in de regio grotendeels wordt bepaald door zonne-energie. Hierdoor ontstaat in de zomermaanden regelmatig een overschot aan elektriciteit, terwijl er in de winter juist sprake is van aanzienlijke tekorten.



Figuur 8: Jaarprofiel vraag en opwekscenario's

Om beter inzicht te krijgen in het effect van de verschillende opwekscenario's op de mate van onbalans, tonen de onderstaande grafieken de afname en teruglevering van elektriciteit aan het landelijke netwerk. Voor elk opwekscenario is een aparte grafiek opgesteld, waarin het effect van de verschillende vraagsituaties zichtbaar is. Positieve waarden in de grafieken duiden op een netto-vraag vanuit het landelijke netwerk, terwijl negatieve waarden aangeven dat er elektriciteit wordt teruggeleverd.



Figuur 9: Vraag en teruglevering landelijke netwerk verschillende combinaties vraag en opwek scenario's

In het eerste opwekscenario (dit was de opwekking in 2024) is te zien dat er in de zomer een overschot ontstaat voor zowel de huidige vraag als de vraag in 2030. In het 2050 scenario verandert dit echter, door de sterk gestegen elektriciteitsvraag ontstaat er zelfs in de zomer een tekort aan opwek. In alle drie de vraagsituaties is bovendien duidelijk zichtbaar dat er in de winter structureel te weinig opwekcapaciteit beschikbaar is. In het tweede opwekscenario, waarin alleen de zonne-energiecapaciteit wordt uitgebreid, ontstaan grote overschotten in de zomer voor zowel de huidige vraag als die van 2030, en zelfs voor de vraag in 2050. Tegelijkertijd is het effect in de winter beperkt. Meer zonne-energie vergroot de zomerse overschotten, maar verkleint de wintertekorten

nauwelijks, waardoor de seizoensmatige onbalans juist toeneemt. Vervolgens, in het scenario met 15 MW windvermogen, ontstaan in de zomer nog steeds overschotten bij de huidige vraag en die van 2030, maar blijft er in het 2050 scenario sprake van een tekort. Ondanks de sterke groei van de elektriciteitsvraag in de winter helpt de toevoeging van windopwek wel significant. Zo blijkt bijvoorbeeld dat het 2030 scenario met 15 MW wind vrijwel hetzelfde patroon laat zien als de afname van het netwerk in 2024. Met andere woorden; 15 MW wind compenseert de groei van de vraag tot 2030 grotendeels. In het laatste scenario, waarin 30 MW windvermogen wordt toegevoegd, ontstaat in de zomer zelfs een klein overschot in het 2050 scenario. Net als bij het 15 MW scenario verbetert ook hier de winterbalans aanzienlijk. In 2030 is de benodigde netafname in de winter zelfs lager dan in 2024 het geval was. In 2050 blijft er nog wel een aanzienlijk tekort over, de netafname in de winter blijft ongeveer 2 keer zo groot als in 2024 het geval was.

Samengevat laat de analyse zien dat de seizoensgebonden onbalans tussen vraag en opwek groot blijft bij een verhoging van alleen de zonopwekcapaciteit, met grote zomerse overschotten en beperkte vermindering van wintertekorten. Het toevoegen van windvermogen verbetert de balans, vooral in de winter, maar volledig compenseren van de wintertekorten lukt in 2050 nog steeds niet. Dit maakt duidelijk dat aanvullende maatregelen zoals opslag en vraagsturing nodig zijn om de onbalans in de regio structureel te verkleinen.

Netwerk impact

Tot dusver zijn de energievraag, de lokale opwek en de onbalans tussen beide uitgebreid geanalyseerd. Een van de belangrijkste aanleidingen voor dit onderzoek is echter de netcongestie in de regio. Daarom is het essentieel om te onderzoeken wat de verschillende scenario's betekenen voor de belasting van het elektriciteitsnet. Dit gebeurt door te kijken naar de piekvermogens, de momenten waarop het elektriciteitsverbruik in de regio het hoogst is. Om betrouwbare resultaten te verkrijgen, is niet alleen naar één enkel piekmoment gekeken, maar naar het gemiddelde van de 1% hoogste vermogenspieken gedurende het jaar. Zo ontstaat een representatief beeld van de structurele belasting op het netwerk. Omdat bekend is dat het elektriciteitsnet in de regio Hilvarenbeek en Goirle momenteel vrijwel volledig benut wordt, is aangenomen dat de bestaande netcapaciteit overeenkomt met de vermogenspiek van de huidige elektriciteitsvraag.

In de onderstaande tabel zijn de piekvermogens weergegeven voor de verschillende combinaties van vraag- en opwekscenario's. De huidige vermogenspiek ligt rond de 33 MW.

Scenario	Huidig	2030	2050
119 MWp zon	33.3	38.2	68.8
200 MWp zon	33.2	38.2	68.7
119 MWp zon + 15 MW wind	31.0	35.9	66.7
119 MWp zon + 30 MW wind	29.5	34.4	64.8

Tabel 2: 1% vermogenspieken combinaties scenario's [MW]

Uit de resultaten blijkt dat een uitbreiding van zonne-energie nauwelijks effect heeft op deze pieken. Dit komt doordat zonnepanelen vooral overdag en in de zomer elektriciteit leveren, terwijl de hoogste pieken optreden op koude winterdagen. Het toevoegen van windenergie heeft wél een duidelijk positief effect. Windturbines leveren ook in de winter een groot deel van hun vermogen, waardoor de piekbelasting afneemt. In het scenario met 30 MW windvermogen daalt de piek van 33,3 MW naar 29,5 MW. Dit betekent dat er, zonder directe verzwaring van het netwerk, ongeveer 4 MW extra ruimte ontstaat voor nieuwe aansluitingen of verduurzaming. Dit effect is ook zichtbaar in het scenario voor 2030, waarin een groei van ongeveer 900 woningen, verduurzaming van woningen, uitbreiding en verduurzaming van bedrijven en meer elektrische voertuigen is meegenomen. Met de toevoeging van 30 MW windvermogen stijgt het piekvermogen nauwelijks, waardoor deze ontwikkeling al gerealiseerd kan worden zonder grote netverzwaring.

Toch laat de analyse zien dat zonne- en windenergie alleen niet voldoende zijn om toekomstige piekbelastingen volledig op te vangen. In 2050 nemen de winterse vermogenspieken fors toe (bijna twee keer zoveel), wanneer de warmtevraag het hoogst is. Dit benadrukt dat naast lokale opwek ook structurele versterking van het netwerk en aanvullende maatregelen, zoals energieopslag of vraagsturing, nodig zijn om de energietransitie in de regio betrouwbaar te laten verlopen.

Kosten

Nu de technische aspecten van de verschillende scenario's inzichtelijk zijn gemaakt, is het eveneens van belang om de financiële kant te beoordelen. De energietransitie vraagt immers niet alleen om technische haalbaarheid, maar ook om economische uitvoerbaarheid. In dit onderdeel ligt de nadruk op de kosten en opbrengsten die samenhangen met de verschillende combinaties van lokale elektriciteitsopwekking.

De kostenanalyse omvat twee hoofdcomponenten:

- Investeringskosten, die betrekking hebben op de aanleg van zonnepanelen of windturbines.
- Operationele kosten, de energiekosten voor aardgas en elektriciteit van het landelijke net, de terugleveringsopbrengsten die worden gerealiseerd wanneer

overtollige elektriciteit wordt ingevoed op het landelijke net en ook onderhoud en beheer van de installaties.

Dit maakt het mogelijk om de verschillende scenario's niet alleen technisch, maar ook economisch met elkaar te vergelijken. Omdat de opwek van zon- en windenergie in dit onderzoek op regionale schaal wordt beschouwd, dus niet per individuele woning of bedrijf, worden de kosten berekend voor de hele regio Hilvarenbeek en Goirle gezamenlijk.

Een uitgebreid overzicht van alle berekende kosten en opbrengsten is opgenomen in bijlage B van dit rapport. Voor de berekeningen zijn de elektriciteits- en gasprijzen gebaseerd op gemiddelde marktwaarden van 2024. Er is gerekend met een elektriciteitsprijs van €0,30 per kWh en een aardgasprijs van €1,32 per m^3(22).

Daarnaast zijn de berekeningen gemaakt zonder salderingsregeling, aangezien deze regeling op 1 januari 2027 stopt(23). De terugleveringsvergoeding moet tot 2030 de helft van het kale leveringstarief zijn, oftewel €0,085 per kWh(23), hiermee is dan ook gerekend.

De investeringskosten voor zonne- en windenergie zijn omgerekend naar jaarlijkse kosten, door de totale investering te verdelen over de verwachte levensduur van de installaties. Deze waarden zijn uitgedrukt in kosten per geïnstalleerde megawatt (MW), zodat ze eenvoudig toepasbaar zijn voor de verschillende scenario's:

- Windenergie: totale investeringskosten van ongeveer €1,43 miljoen per MW, met een levensduur van 25 jaar. De variabele operationele kosten bedragen circa €0,0072 per kWh en de vaste operationele kosten zijn €13,61/kW/jaar geïnstalleerd vermogen(24).
- Zonne-energie: investeringskosten van circa €0,5 miljoen per MWp, met een levensduur van 20 jaar, De variabele operationele kosten bedragen gemiddeld € 0,0019 per kWh van de totale investering en de vaste operationele kosten €14,8 /kWp/jaar(24).

De bovenstaande waarden zijn gebruikt om de kosten te berekenen voor de vier verschillende opwekscenario's. Om deze kosten goed te kunnen vergelijken, zijn ook de kosten per kWh bepaald. De verschillen tussen zonne- en windenergie zijn hierbij minimaal. Wat opvalt, is dat de kosten per kWh aanzienlijk lager zijn dan de kosten voor het inkopen van elektriciteit van het net, die €0,171 per kWh bedragen (exclusief energiebelasting).

Scenario	119 MWp zon	200 MWp zon	119 MWp zon + 15 MW wind	119 MWp zon + 30 MW wind

Kosten zon (€/jaar)	4,95 miljoen	8,27 miljoen	4,95 miljoen	4,95 miljoen
Kosten wind (€/jaar)	-	-	1,23 miljoen	2,47 miljoen
Kosten zon (€/kWh)	0,051	0,051	0,051	0,051
Kosten wind (€/kWh)	-	-	0,052	0,052

Tabel 3: Kosten opwek scenario's

Vervolgens is gekeken naar de kosten van het elektriciteits- en aardgasverbruik. Door de afname van het aardgasverbruik in 2030 en het volledig verdwijnen ervan in 2050, nemen deze kosten geleidelijk af en vallen zij uiteindelijk weg. De kosten voor elektriciteitsverbruik nemen daarentegen toe in 2030 en stijgen fors in 2050 als gevolg van de toenemende elektrificatie.
Bij het beschouwen van de totale energiekosten is eveneens een stijging zichtbaar. In het elektriciteitsverbruik is echter ook het energiegebruik van voertuigen opgenomen, dat voorheen werd ingevuld met benzine en diesel. Daarom is aanvullend een berekening gemaakt waarbij het elektriciteitsverbruik van voertuigen buiten beschouwing is gelaten. Uit deze analyse blijkt dat de totale energiekosten in de scenario's voor 2030 en 2050 juist afnemen. Dit wordt mede veroorzaakt door verbeterde woningisolatie en de hogere efficiëntie van warmtepompen ten opzichte van de HR-ketels. Zowel woningen als, in mindere mate, bedrijven worden energie-efficiënter, waardoor de totale energiekosten uiteindelijk dalen.

Scenario	**Huidig**	**2030**	**2050**
Elektriciteit (€/jaar)	44,6 miljoen	49,5 miljoen	78,2 miljoen
Aardgas (€/jaar)	31,1 miljoen	25,9 miljoen	0
Totale energiekosten (€/jaar)	75,7 miljoen	75,4 miljoen	78,2 miljoen
Elektriciteit exclusief voertuigen (€/jaar)	44,0 miljoen	46,8 miljoen	62,4 miljoen
Totale energiekosten exclusief voertuigen (€/jaar)	75,1 miljoen	72,7 miljoen	62,4 miljoen

Tabel 4: Kosten energieverbruik

Nu de kosten voor zowel het energieverbruik in de verschillende scenario's als de kosten van de opwekkingsscenario's zijn berekend, is gekeken naar de opbrengsten en besparingen door lokale opwek. Opbrengsten worden gegenereerd door het terugleveren van elektriciteit aan het net, terwijl besparingen ontstaan door het direct gebruiken van lokaal opgewekte elektriciteit. Dit directe gebruik is uitsluitend mogelijk bij kleinschalige zonne-opwek (bijvoorbeeld bij woningen). Grootschalige installaties

leveren via het net aan woningen en bedrijven, waardoor directe benutting niet mogelijk is; dit geldt ook voor windenergie.

In de regio bestaat circa 70% van de zonne-opwekcapaciteit uit grootschalige installaties, wat betekent dat het grootste deel van deze elektriciteit wordt teruggeleverd aan het net. Het aandeel direct verbruik van kleinschalige zonne-opwek verschilt per scenario. In Tabel 5 zijn de totale opbrengsten van de verschillende scenario's weergegeven, waarbij is aangenomen dat 100% van de windenergie en, afhankelijk van het scenario, 82–85% van de zonne-energie wordt teruggeleverd.

Op basis van de totale jaarlijkse opbrengsten blijkt dat het scenario met extra zonne-opwek de hoogste opbrengst genereert, gevolgd door het scenario met 30 MW windvermogen. Dit hangt samen met de gekozen opwekcapaciteiten binnen de scenario's, er is meer vermogen zon toegevoegd in het tweede scenario als wind in het vierde scenario. Om de scenario's beter te kunnen vergelijken, zijn de opbrengsten per geproduceerde MWh berekend. Hieruit blijkt dat het scenario met 30 MW windenergie de hoogste opbrengst per opgewekte MWh realiseert. Dit wordt deels verklaard doordat is gerekend met gemiddelde maandprijzen voor elektriciteit, die in de winter hoger liggen dan in de zomer (de opwek van windenergie is hoger in de winter dan die van zon), wat resulteert in hogere terugleveropbrengsten voor windenergie. Verder valt op dat de opbrengsten per geïnstalleerd vermogen voor wind meer dan twee keer zo hoog zijn als die van zon. Dit betekend dat; om dezelfde opbrengst te hebben er meer dan twee keer zoveel zonvermogen als windvermogen geïnstalleerd zal moeten worden.

Scenario	**119 MWp zon**	**200 MWp zon**	**119 MWp zon + 15 MW wind**	**119 MWp zon + 30 MW wind**
Opbrengst zon (€/jaar)	6,80 miljoen	11,68 miljoen	6,80 miljoen	6,80 miljoen
Opbrengst wind (€/jaar)	-	-	2,03 miljoen	4,06 miljoen
Totale opbrengst (€/jaar)	6,80 miljoen	11,68 miljoen	8,83 miljoen	10,86 miljoen
Opbrengst zon (€/MW)	57,1	59,3	57,1	57,1
Opbrengst wind (€/MW)	-	-	135,7	135,4
Totale opbrengst (€/MWh)	19,4	22,0	22,2	24.05

Tabel 5: Opbrengst opwek scenario's

Een belangrijke factor om rekening mee te houden is de capaciteit van het elektriciteitsnet. Wanneer het netwerk geen extra teruglevering kan accommoderen, nemen de opbrengsten af doordat opgewekte elektriciteit niet kan worden

teruggeleverd. Met name grootschalige zonne-opwek ondervindt hiervan de grootste nadelen, aangezien de productie vooral overdag in de zomer hoog is. In de winter, wanneer de bestaande zonne-opwek laag is, kan windenergie doorgaans wel worden teruggeleverd omdat er dan meer ruimte op het net beschikbaar is. Om de exacte gevolgen van netcongestie op de kosten te bepalen, is aanvullend onderzoek noodzakelijk.

Bij het beschouwen van de kosten vallen meerdere zaken op. Allereerst dalen de totale energiekosten in 2030 en vooral in 2050, als gevolg van efficiënter energiegebruik door verbeterde isolatie en de hogere efficiëntie van warmtepompen. De productiekosten van wind- en zonne-energie, berekend op basis van investeringskosten en vaste en variabele operationele kosten per opgewekte kWh, liggen dicht bij elkaar. Deze kosten zijn echter aanzienlijk lager dan de prijs die betaald moet worden voor elektriciteit van het landelijke net.
Kijkend naar de opbrengsten blijkt dat windenergie per geïnstalleerd vermogen meer dan twee keer zoveel opbrengst genereert als zonne-energie. Wanneer de totale opbrengsten van de vier scenario's worden teruggerekend naar MWh, is zichtbaar dat een toename van de opwek in alle scenario's leidt tot hogere opbrengsten. Windenergie komt hierbij het gunstigst uit, doordat de elektriciteitsprijzen en bijbehorende vergoedingen in de winter hoger zijn en wind relatief meer produceert in de winter dan zonne-energie.
Tot slot blijkt dat besparingen door direct gebruik van lokaal opgewekte elektriciteit uitsluitend mogelijk zijn bij kleinschalige zonne-opwek. In deze categorie kunnen daardoor de grootste directe besparingen worden gerealiseerd, echter is dit maar een klein percentage van de totale opwek.

Samenvattend laat de kostenanalyse zien dat zowel de productiekosten als de opbrengsten sterk worden beïnvloed door het seizoensprofiel van de opwek en de elektriciteitsprijzen. Wanneer de kosten en opbrengsten per opgewekte kWh worden vergeleken, blijkt windenergie het meest kosteneffectief, doordat het vooral in de winter produceert wanneer de elektriciteitsprijzen hoger zijn.

Effecten van energieopslag

Eerder is vastgesteld dat de elektrificatie van verwarming leidt tot een hogere elektriciteitsvraag in de winter, terwijl de opwek van zonne-energie juist in de zomer het grootst is. Dit zorgt voor een structurele onbalans tussen vraag en aanbod: er ontstaan overschotten in de zomer en tekorten in de winter. Een mogelijke oplossing voor dit seizoensverschil is het toepassen van energieopslag, waarmee overtollige elektriciteit tijdelijk kan worden opgeslagen en later weer ingezet.

Daarnaast wekken zonnepanelen enkel overdag elektriciteit op, terwijl ook ’s avonds en ’s nachts elektriciteit nodig is. Dit versterkt de noodzaak voor korte termijn opslag, zodat lokaal opgewekte energie beter benut kan worden. In dit onderzoek wordt daarom ook het effect van batterijopslag, warmteopslag en waterstof bekeken. Batterijopslag wordt vooral toegepast voor korte termijn stabilisatie, terwijl warmteopslag kan worden ingezet voor zowel korte als langere termijn. Waterstof kan geproduceerd worden met overschotten en zowel later gebruikt worden voor de productie van elektriciteit of warmte tijdens tekorten, of worden verkocht aan de industrie.

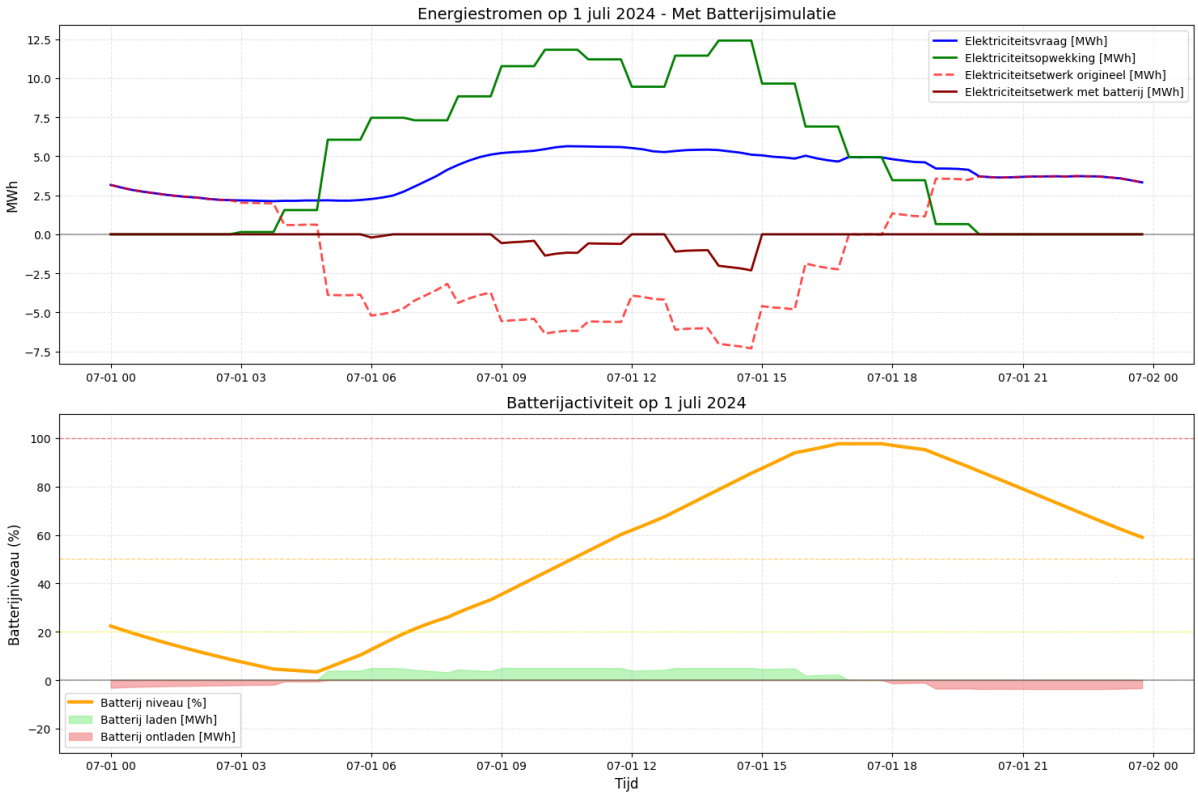
Batterij opslag

Voor batterijopslag is gekeken naar korte-termijnopslag, waarbij de batterij overdag wordt geladen met lokale overschotten en ’s nachts wordt ontladen. Er zijn twee typische dagen gesimuleerd: een zomerdag (1 juli) en een winterdag (1 januari). Voor beide dagen zijn grafieken opgesteld met de elektriciteitsvraag, de lokale opwek en de netto-vraag op het landelijke net, zowel met als zonder batterijopslag. Daarnaast is ook het laadniveau van de batterij weergegeven.

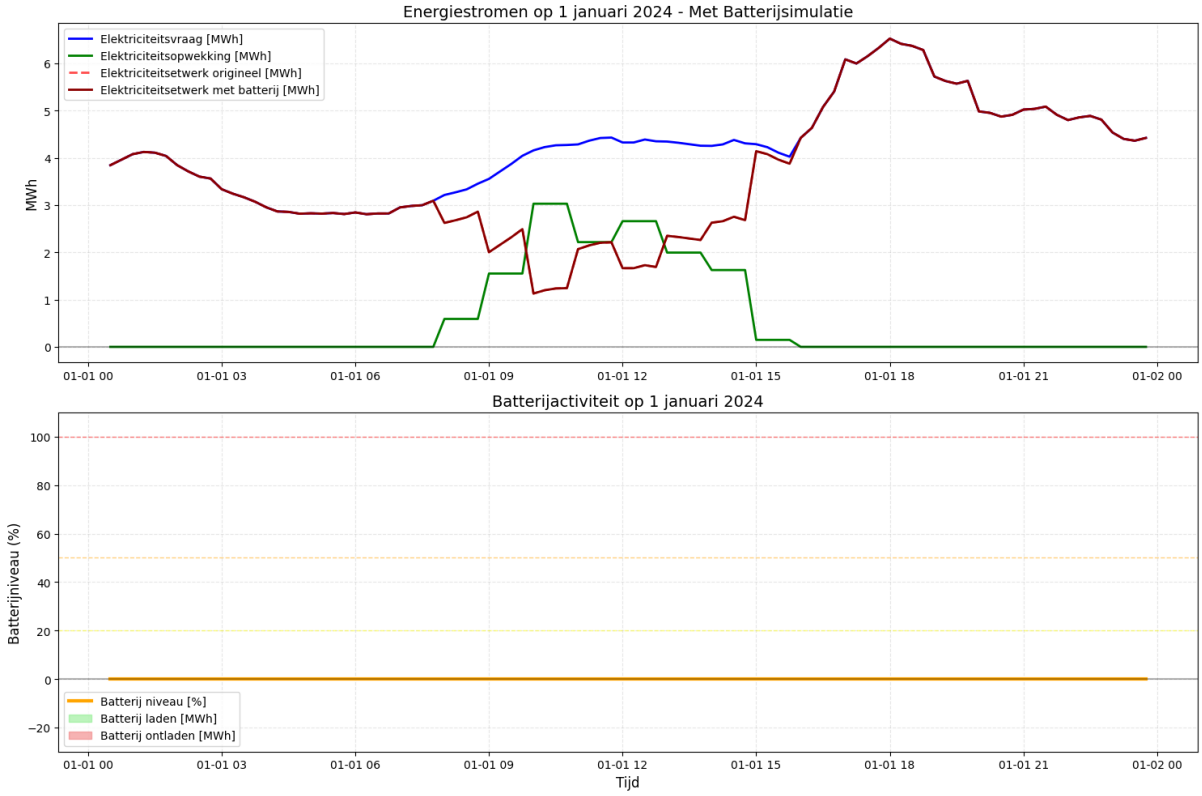
Op de zomerdag is duidelijk te zien dat de opwek tussen ongeveer 05:00 en 17:00 uur hoger is dan de vraag. In deze periode laadt de batterij op van vrijwel leeg naar volledig vol. Ondanks het laden blijft er in sommige uren nog steeds teruglevering naar het netwerk plaatsvinden, omdat de opwek hoger is dan de maximale laadcapaciteit van de batterij. In de uren waarin de opwek lager is dan de vraag, levert de batterij genoeg vermogen om het tekort volledig op te vangen. Hierdoor is er, over de hele zomerdag bekeken, geen elektriciteit van het landelijke netwerk nodig.

Op een typische winterdag is de situatie volledig anders. De elektriciteitsvraag is gedurende de hele dag hoger dan de opwek. Hoewel er tussen 8:00 en 16:00 uur wel productie is, blijft deze ruim onder de vraag. Hierdoor neemt de afname van het landelijke net wel iets af, maar komt deze nooit in de buurt van nul. Omdat er geen moment is waarop de opwek groter is dan de vraag, kan de batterij niet worden opgeladen en blijft het laadniveau de hele dag gelijk.

Met andere laadinstructies zou dit anders kunnen worden ingericht. Zo kan er bijvoorbeeld worden gekozen om alle opgewekte elektriciteit op te slaan in de batterij, terwijl de volledige vraag door het netwerk wordt geleverd. De opgeslagen energie kan dan op piekmomenten worden ingezet om flexibiliteit te bieden en piekbelastingen op het netwerk te verminderen. Het bepalen van een optimale laadstrategie is echter een onderzoek op zichzelf. In dit onderzoek is daarom gekozen voor een eenvoudige strategie waarbij alleen overschotten worden opgeslagen.

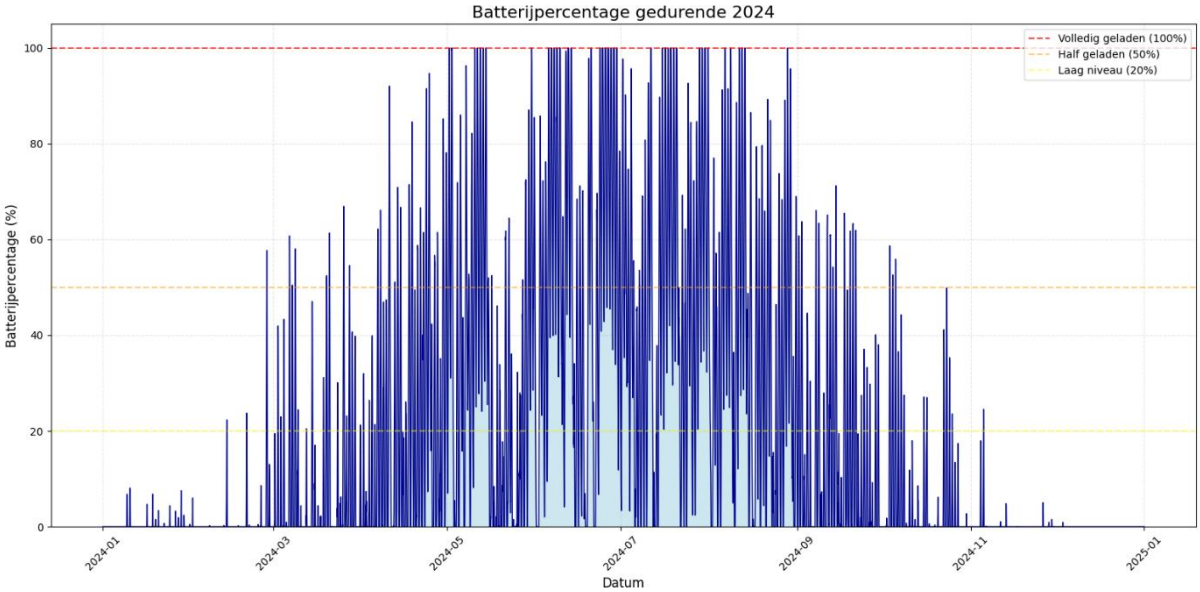


Figuur 10: Batterij simulatie 1 juli



Figuur 11: Batterij simulatie 1 januari

Met de gekozen laadstrategie, waarbij alleen overschotten worden opgeslagen, ontstaat het volgende beeld van het laad- en ontlaadgedrag van de batterij. De trend volgt grotendeels het profiel van de elektriciteitsopwekking: in de zomer is de opwekking het hoogst en de vraag het laagst, waardoor de batterij regelmatig volledig wordt opgeladen en ontladen. In de wintermaanden daarentegen wordt de batterij nauwelijks gebruikt. In het voor- en najaar wordt de batterij regelmatig tot ongeveer 50% van de capaciteit geladen en ontladen.



Figuur 8: Batterijpercentage over het gehele jaar

De berekeningen zijn uitgevoerd met een batterij met een capaciteit van 10 kWh per woning. De kosten hiervan liggen rond de €6.000 per stuk, met een garantieduur van 10 jaar(25). Naast de aanschafprijs moeten ook de installatiekosten en eventuele onderhoudskosten worden meegenomen, waardoor de totale investering per woning iets hoger uitvalt. Voor grootschalige toepassing in de regio betekent dit dat de kosten voor een collectief systeem substantieel zijn, maar tegelijkertijd kan het piekbelasting op het net verlichten en het gebruik van lokaal opgewekte energie optimaliseren.

Uit de analyse blijkt dat de grootste tekorten in de elektriciteitsvoorziening optreden in de winter, wanneer de warmtevraag het hoogst is en de opwek van zon- en windenergie relatief laag blijft. Juist in deze periode kan een batterij weinig toevoegen, omdat er onvoldoende overschotten zijn om op te slaan. Bovendien is een batterij niet geschikt voor lange termijn opslag van energie over meerdere dagen of weken. Daarentegen kan batterijopslag in de zomermaanden een waardevolle rol spelen. Als teruglevering aan het netwerk door overbelasting niet mogelijk is, kan overtollige lokaal opgewekte elektriciteit worden opgeslagen en later gebruikt worden. Hierdoor biedt batterijopslag

vooral flexibiliteit op kortere termijn en in perioden van overproductie.

Warmte opslag

Er bestaan veel verschillende vormen van warmteopslag, variërend van kleine buffervaten in individuele woningen tot grootschalige ondergrondse WKO-systemen die hele wijken kunnen bedienen. Daarnaast zijn er hybride oplossingen, zoals collectieve warmtebuffers, thermische energieopslag in de bodem of in waterbassins, en geavanceerde warmtepompen met geïntegreerde opslagcapaciteit.

Eerder in het onderzoek is naar voren gekomen dat in de toekomstscenario's voor 2030 en vooral 2050 de elektriciteitsvraag veel hoger ligt dan in de huidige situatie. Een groot deel van deze extra vraag wordt gebruikt voor het produceren van warmte voor ruimteverwarming van woningen. Ook is vastgesteld dat er in de zomer aanzienlijke overschotten aan duurzame opwek ontstaan. Dit betekent dat seizoensopslag een mogelijke rol kan spelen in het toekomstige energiesysteem: zomerse overschotten kunnen worden opgeslagen als warmte en in de winter worden ingezet voor ruimteverwarming.

Deze toepassing vereist echter aanvullende infrastructuur, namelijk een warmtenet. Omdat het hier gaat om seizoensopslag en niet om kortetermijnopslag, moet deze opslag op grote schaal plaatsvinden (bijvoorbeeld per wijk), wat een warmtenet noodzakelijk maakt om de warmte te kunnen distribueren. In de regio is momenteel geen warmtenet aanwezig en de aanleg hiervan brengt hoge kosten met zich mee. Daarom is seizoensopslag in de vorm van warmteopslag geen geschikte optie voor de regio.

Waterstof

Naast warmte- en elektriciteitsopslag kan ook moleculenopslag een rol spelen binnen een toekomstbestendig energiesysteem. In dit onderzoek gaat het daarbij specifiek om waterstof. In plaats van overtollige elektriciteit terug te leveren aan het landelijke netwerk, kan deze worden omgezet in waterstof via elektrolyse. De geproduceerde waterstof kan vervolgens worden opgeslagen en later worden ingezet op momenten waarop tekorten ontstaan. Dit kan door de waterstof opnieuw om te zetten in elektriciteit met behulp van brandstofcellen, door deze te gebruiken voor warmteproductie via verbranding, of door de waterstof te leveren aan industriële afnemers.

Voor elk scenario is berekend hoeveel overschot aan elektriciteit er op jaarbasis beschikbaar is voor waterstofproductie. De waarden in de tabel worden weergegeven in GWh.

Scenario's	Huidig	2030	2050
120 MWp zon	41.4	38.3	25.1
200 MWp zon	98.7	94.3	74.2
120 MWp zon + 15MW wind	48.4	44.8	30.0
120 MWp zon + 30MW wind	56.9	52.6	35.5

Tabel 5: Totaal terugelverde elektriciteit GWh

Uit de resultaten in de tabel blijkt dat vooral in het scenario waarin de zonne-energiecapaciteit wordt uitgebreid, er grote hoeveelheden elektriciteit worden teruggeleverd aan het landelijke net. Daarnaast is zichtbaar dat de teruglevering in alle scenario's sterk afneemt in 2050, als gevolg van de aanzienlijke groei van de elektriciteitsvraag.

Het gemiddelde elektriciteitsverbruik van een elektrolyser bedraagt 58,3 kWh per kilogram waterstof. Ter illustratie is gekeken naar het scenario met de huidige vraag en de huidige opwek van 119 MWp zon. In dit scenario wordt jaarlijks 41,4 GWh teruggeleverd aan het landelijke net. Deze teruglevering levert ongeveer € 6,2 miljoen op. Omdat deze elektriciteit in tijden van tekort weer moet worden teruggekocht tegen het volle tarief, bedragen de kosten hiervoor € 12,4 miljoen. In feite kost het dus € 6,2 miljoen om de elektriciteit op deze manier 'op te slaan' via het landelijke net.

Wanneer dezelfde hoeveelheid elektriciteit zou worden gebruikt om waterstof te produceren, verandert de situatie aanzienlijk. Een elektrolyserinstallatie van 10 MW, passend bij de omvang van het overschot, heeft productiekosten van € 18,5 per kilogram waterstof(24). Met de beschikbare 41,4 GWh overschot kan jaarlijks 710 ton waterstof worden geproduceerd. De totale kosten hiervan bedragen € 13,1 miljoen per jaar.

De geproduceerde waterstof zou theoretisch verkocht kunnen worden aan de industrie. De marktprijs van groene waterstof is echter niet algemeen bekend en kan sterk variëren, afhankelijk van de gebruikte productiemethode en locatie. In het meest gunstige scenario voor Nederland, zoals berekend door het PBL, bedragen de productiekosten van groene waterstof €10 per kilogram(24). Deze waarde is in de analyse gebruikt als marktprijs, wat neerkomt op ongeveer €7,1 miljoen aan opbrengsten. Dit betekent dat het 'verkopen' van de overschotten via waterstofproductie netto ongeveer €5 miljoen kost.

Energetisch gezien is waterstofopslag in deze toepassing inefficiënt. Eén kilogram waterstof bevat ongeveer 33 kWh aan energie. De 710 ton waterstof bevat daarmee maximaal 23,4 GWh aan energie. Bij omzetting terug naar elektriciteit via een brandstofcel, met een rendement van circa 60%(26), blijft uiteindelijk slechts ongeveer 14 GWh bruikbare elektriciteit over. Van de oorspronkelijke 41,4 GWh blijft dus maar 34% over en 66% gaat verloren in het proces van omzetten, opslaan en terugomzetten. Ter vergelijking: het importeren van 14 GWh elektriciteit vanuit het landelijke net zou ongeveer € 4,2 miljoen kosten. Dit is aanzienlijk lager dan de totale kosten voor productie én terugconversie van waterstof, ook de kosten voor opslag komen hier nog bij.

Samenvattend kan het produceren van waterstof uit elektriciteitsoverschotten economisch haalbaar zijn. Eerder is vastgesteld dat het volledig terugleveren van overschotten en het inkopen van tekorten ongeveer €6,2 miljoen kost. Het produceren en verkopen van groene waterstof leidt tot een netto kostenpost van ongeveer €5 miljoen en is daarmee financieel voordeliger. Deze uitkomst is echter sterk afhankelijk van de marktprijs van groene waterstof; wanneer deze lager uitvalt, neemt de aantrekkelijkheid van deze optie af. Het produceren van waterstof om deze vervolgens op te slaan voor gebruik in de winter is geen geschikte optie, omdat dit energetisch inefficiënt is en daardoor een te kostbare oplossing vormt.

WKK

In de regio is ook een biovergister aanwezig die biogas produceert, waarmee een WKK-installatie (warmtekrachtkoppeling) wordt aangedreven. Een WKK zet biogas om in zowel warmte als elektriciteit. Hoewel dit niet gezien kan worden als een vorm van energieopslag, biedt de installatie wél flexibiliteit binnen het energiesysteem. De WKK kan namelijk worden ingezet op momenten waarop de vraag naar elektriciteit piekt, waardoor de druk op het elektriciteitsnet tijdelijk vermindert.

De WKK heeft een maximaal elektrisch vermogen van 2,5 MW. Wanneer deze waarde wordt vergeleken met de piekvermogens uit de verschillende vraag- en opwekscenario's, valt op dat het scenario voor 2030 met 15 MW wind ongeveer 2,5 MW hoger uitkomt dan de huidige pieksituatie. In deze situatie kan de WKK dus het verschil opvangen, waardoor het piekvermogen effectief wordt teruggebracht tot het huidige niveau. Dit betekent dat, met de inzet van de bestaande WKK en de toevoeging van 15 MW windvermogen, de regio deze groei kan accommoderen zonder dat er direct extra netverzwaring nodig is.

Daarnaast kan de productie van de WKK flexibel worden gestuurd, bijvoorbeeld door de

installatie vooral te laten draaien tijdens koude winterdagen of bij incidentele piekbelasting. Hierdoor draagt de WKK niet alleen bij aan het verminderen van de netbelasting, maar ook aan de leveringszekerheid van elektriciteit binnen de regio. Hoewel de beschikbare capaciteit beperkt is, kan de WKK zo een waardevolle rol spelen in het overbruggen van de periode totdat grotere structurele oplossingen, zoals netverzwaring of grootschalige opslag, beschikbaar komen.

Scenario vergelijking

Uit de vergelijking van de verschillende vraag en opwekscenario's ontstaat een duidelijk beeld van de effecten op netbelasting, seizoensbalans, kosten en toekomstbestendigheid. In onderstaande tabel zijn de belangrijkste resultaten weergegeven, met daaronder een toelichting die de uitkomsten verder verduidelijkt.

Scenario	Seizoensbalans	Netbelasting	Kosten	Toekomstbestendigheid
1: Geen extra opwek	- - -	-	- - -	- - -
2: Extra zonne-energie	- -	-	+	-
3: 15 MW wind	-	-+	+-	-
4: 30 MW wind	-+	+	++	+-

Tabel 6: Scenario vergelijking

Wanneer naar de ontwikkeling van de energievraag wordt gekeken, valt op dat de vraag in 2030 stijgt, maar relatief hetzelfde profiel behoud als de huidige situatie. Echter stijgt de vraag in 2050 enorm, niet alleen in de winter door warmtepompen, maar ook in de rest van het jaar door elektrische voertuigen. Deze toegenomen wintervraag zorgt voor hogere piekbelastingen, met name tijdens perioden van kou, waardoor de druk op het elektriciteitsnet verder toeneemt.

In het scenario waarbij de opwekcapaciteit niet wordt uitgebreid blijft de regio volledig afhankelijk van de huidige zonne-energiecapaciteit, waardoor de seizoensbalans sterk verstoord blijft: zomerse overschotten en winterse tekorten nemen verder toe. De netbelasting stijgt bovendien aanzienlijk door de hogere elektriciteitsvraag, zonder dat er extra lokale productie tegenover staat. Dit leidt tot meer druk op het landelijke elektriciteitsnet en vergroot de noodzaak tot netverzwaring. Ook de kosten blijven hoog, omdat er weinig wordt bespaard op inkoop van elektriciteit. Hierdoor is dit scenario het minst toekomstbestendig.

Het uitbreiden van de zonne-energiecapaciteit verhoogt de totale lokale productie, vooral in de zomer, waardoor de regio financieel voordeliger uitkomt. De seizoensbalans verbetert echter nauwelijks, omdat de winterproductie laag blijft en de zomerse overschotten juist toenemen. De netbelasting wordt daardoor niet verlaagd: pieken blijven vooral in de winter bestaan, wanneer zonnepanelen weinig leveren. Hoewel de investeringen relatief laag zijn, biedt dit scenario beperkte structurele verlichting voor het elektriciteitsnet. Toekomstbestendigheid is daardoor matig.

Door 15 MW wind toe te voegen, verbetert de seizoensbalans merkbaar doordat wind vooral in de winter bijdraagt aan de lokale opwek. De netbelasting neemt hierdoor af, omdat een deel van de winterpieken beter kan worden opgevangen. De kosten dalen ook, al blijft het financiële voordeel kleiner dan bij een sterke uitbreiding van zon. Dit scenario compenseert ongeveer de volledige vraaggroei tot 2030, wat de regio op korte termijn goed helpt. De toekomstbestendigheid is redelijk, maar nog beperkt richting 2050.

Met 30 MW windopwek ontstaat de beste balans tussen vraag en aanbod, vooral in de wintermaanden waar de tekorten het grootst zijn. De netbelasting daalt hierdoor het sterkst van alle scenario's, waardoor extra ruimte ontstaat voor nieuwe aansluitingen en duurzame initiatieven zonder directe belemmeringen. Ook financieel is dit de meest gunstige optie: in alle vraagjaren vallen de totale kosten het laagst uit. Ondanks deze verbeteringen blijven de winterpieken echter aanzienlijk, waardoor aanvullende maatregelen zoals netwerkverzwaring en grootschalige energieopslag nog steeds noodzakelijk zijn. Daarmee is dit scenario het meest toekomstbestendig, maar niet voldoende om de toekomstige energievraag volledig binnen de bestaande infrastructuur op te vangen.

Conclusies

Op basis van de uitgevoerde analyses kan geconcludeerd worden dat de energietransitie in de regio Hilvarenbeek-Goirle een ingrijpende verandering van de energievraag met zich meebrengt, waarbij vooral de elektrificatie van woningen, bedrijven en mobiliteit een bepalende rol speelt. De overgang van aardgas naar elektrische warmtepompen zorgt ervoor dat de elektriciteitsvraag in de winter sterk toeneemt. Dit effect wordt versterkt door de groei van het aantal woningen en bedrijven in de regio, en door de toenemende elektrificatie van zowel personen- als bedrijfsvoertuigen. De stijging van de elektriciteitsvraag is niet alleen significant in absolute termen, maar verandert ook de samenstelling van het verbruik, waarbij mobiliteit in 2050 een belangrijke drijver wordt van de totale vraag. Het aandeel van woningen in het elektriciteitsverbruik blijft relatief stabiel rond de 40%, doordat verbeterde isolatie een deel van de extra warmtevraag compenseert, terwijl het aandeel van bedrijven iets afneemt door kleinere groei van bedrijven ten opzichte van woningen.

Tegelijkertijd laat de analyse zien dat de huidige en geplande duurzame opwekcapaciteit van zonne-energie sterk seizoensgebonden is. Zonnepanelen leveren vooral in de zomer een hoge opbrengst, terwijl in de winter de productie sterk afneemt. Dit staat haaks op de winterse piekvraag die door warmtepompen en elektrisch vervoer juist het hoogst is, wat leidt tot aanzienlijke onbalans tussen vraag en aanbod. Windenergie biedt in dit kader een belangrijke aanvulling, omdat de opbrengst meer gelijkmatig over het jaar verdeeld is en juist in de winter de tekorten kan compenseren. De scenariovergelijking laat zien dat het toevoegen van 30 MW windvermogen de seizoensbalans significant verbetert en tegelijkertijd de netbelasting in de winter verlaagt. In dit scenario ontstaat er extra capaciteit om nieuwe aansluitingen en verduurzaming op korte termijn te faciliteren zonder directe netverzwaring. Ondanks deze verbetering blijven de winterse pieken echter hoog, waardoor aanvullende maatregelen zoals grootschalige opslag of structurele versterking van het netwerk noodzakelijk zijn om een betrouwbaar systeem te garanderen richting 2050.

De toepassing van energieopslag kan op verschillende manieren bijdragen aan het balanceren van het systeem. Korte termijn batterijopslag blijkt effectief te zijn om zomerse overschotten op te vangen en overdag beschikbaar te maken voor lokale vraag, maar kan de wintertekorten nauwelijks oplossen vanwege het gebrek aan overschot in deze periode. Warmteopslag biedt mogelijkheden om seizoensoverschotten van zonne-energie op te slaan en later in de winter te gebruiken, waardoor de winterpieken deels kunnen worden afgevlakt. Echter is door de afwezigheid van een warmtenet deze optie van seizoensopslag technisch en economist niet haalbaar. Hoewel het produceren en

direct verkopen van waterstof uit elektriciteitsoverschotten in de regio financieel iets voordeliger kan zijn dan het volledig terugleveren en inkopen van elektriciteit (circa €5 miljoen kosten tegenover €6,2 miljoen), blijft deze optie sterk afhankelijk van de marktprijs van groene waterstof. Zodra deze prijs daalt, verdwijnt het financiële voordeel. Het gebruik van waterstof als opslagmiddel voor de winterse tekorten is in deze regio geen realistische optie: de energieverliezen tijdens productie, opslag en terugconversie zijn groot wat leidt tot hoge kosten en onvoldoende energetisch rendement. De aanwezige biovergister met WKK-installatie kan echter wel flexibiliteit bieden door elektriciteit en warmte in te zetten tijdens piekbelastingen, waardoor tijdelijke verlichting van het net mogelijk is.

De totale energiekosten nemen in 2030 en vooral in 2050 af door efficiënter energiegebruik, verbeterde isolatie en de hogere efficiëntie van warmtepompen. De productiekosten van wind- en zonne-energie liggen dicht bij elkaar, maar zijn aanzienlijk lager dan de kosten van elektriciteit vanaf het landelijke net. Windenergie levert per geïnstalleerd vermogen meer dan twee keer zoveel opbrengst op als zonne-energie en profiteert daarbij van hogere elektriciteitsprijzen in de winter. Een toename van lokale opwek leidt in alle scenario's tot hogere opbrengsten, waarbij windenergie het meest gunstig uitvalt door het seizoensgebonden productieprofiel. Directe besparingen door lokaal gebruik van opgewekte elektriciteit zijn vooral mogelijk bij kleinschalige zonne-opwek, maar vormen slechts een beperkt deel van de totale opwek.

Samengevat laat de analyse zien dat de energietransitie in Hilvarenbeek en Goirle aanzienlijke uitdagingen met zich meebrengt, maar ook kansen biedt. De combinatie van elektrificatie van woningen, bedrijven en mobiliteit en het gebruik van windenergie vormen samen een robuuste basis voor een toekomstbestendig en betrouwbaar energiesysteem. Tegelijkertijd onderstreept de studie dat aanvullende maatregelen nodig blijven om winterse pieken volledig te kunnen opvangen en de regionale energievraag structureel in balans te brengen met lokale opwek, zodat de regio in 2050 daadwerkelijk klimaatneutraal kan functioneren.

Bronnen

1. Wat is netcongestie? | RVO.nl [Internet]. [geciteerd 26 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.rvo.nl/onderwerpen/netcongestie/wat-is-netcongestie
2. Congestiemanagement onderzoeken | Enexis Netbeheer [Internet]. [geciteerd 26 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.enexis.nl/zakelijk/netcapaciteit/congestie/congestie-onderzoeken?province=noord-brabant&utm_source=direct&utm_medium=shorturl&utm_campaign=shorturl&utm_content=%2fzakelijk%2fnetcapaciteit%2fcongestie%2fcongestie-onderzoeken%2fnoord-brabant
3. Investeringsplannen (IP's) | Netbeheer Nederland [Internet]. [geciteerd 26 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.netbeheernederland.nl/uitvoering/investeringsplannen-ips
4. File op stroomnet alleen maar langer: 14.000 bedrijven op wachtlijst [Internet]. [geciteerd 28 oktober 2025]. Beschikbaar op: https://nos.nl/artikel/2585416-file-op-stroomnet-alleen-maar-langer-14-000-bedrijven-op-wachtlijst
5. Klimaatakkoord | Rapport | Rijksoverheid.nl [Internet]. [geciteerd 24 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2019/06/28/klimaatakkoord
6. Capaciteitskaart elektriciteitsnet | Regionale netbeheerders - Afname [Internet]. [geciteerd 28 oktober 2025]. Beschikbaar op: https://data.partnersinenergie.nl/capaciteitskaart/rnb/afname?serviceAreaId=TBZ
7. Klimaatmonitor - Datasets woningen - 2024 - Gemeenten [Internet]. [geciteerd 24 november 2025]. Beschikbaar op: https://klimaatmonitor.databank.nl/jive/?var=kb_isokwal_type
8. Energieverbruik van een warmtepomp | Nefit Bosch [Internet]. [geciteerd 28 oktober 2025]. Beschikbaar op: https://www.nefit-bosch.nl/producten/warmtepompen/verbruik-warmtepomp/
9. Gemeente Hilvarenbeek in cijfers en grafieken | AlleCijfers.nl [Internet]. [geciteerd 24 november 2025]. Beschikbaar op: https://allecijfers.nl/gemeente/hilvarenbeek/
10. Gemeente Goirle in cijfers en grafieken | AlleCijfers.nl [Internet]. [geciteerd 24 november 2025]. Beschikbaar op: https://allecijfers.nl/gemeente/goirle/
11. Versnelling groei elektrische auto's na 2030 verwacht • ElaadNL [Internet]. [geciteerd 4 november 2025]. Beschikbaar op: https://elaad.nl/update-elaad-outlook-personenautos-versnelling-groei-elektrische-autos-na-2030-verwacht/
12. RES Regio's op de kaart | Regionale Energiestrategie [Internet]. [geciteerd 26 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.regionale-energiestrategie.nl/resregios/default.aspx

13. Documenten - Regio Hart van Brabant [Internet]. [geciteerd 26 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.regio-hartvanbrabant.nl/programmas-projecten/fysiek-domein/energie-en-klimaat/documenten/
14. een buurt- of wijkenergiesysteem voor de warmte- en elektriciteitsvraag, elektrisch rijden en balans in energievraag en energieaanbod [Internet]. [geciteerd 28 oktober 2025]. Beschikbaar op: https://www.mijnbuurtenergiesom.nl/
15. Publicaties • ElaadNL [Internet]. [geciteerd 24 november 2025]. Beschikbaar op: https://elaad.nl/data/publicaties/
16. Hoeveel rijden personenauto's? | CBS [Internet]. [geciteerd 24 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.cbs.nl/nl-nl/visualisaties/verkeer-en-vervoer/verkeer/verkeersprestaties-personenautos
17. Hoeveel stroom verbruikt een elektrische auto? | ANWB [Internet]. [geciteerd 24 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.anwb.nl/energie/energieverbruik/hoeveel-stroom-verbruikt-een-elektrische-auto
18. Kennisbank elektrisch vervoer | RVO.nl [Internet]. [geciteerd 24 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.rvo.nl/onderwerpen/elektrisch-vervoer/kennisbank-elektrisch-vervoer#nationaal-laadonderzoek-2025
19. Primos Online | Woningvoorraad - Gemeenten (2023) [Internet]. [geciteerd 24 november 2025]. Beschikbaar op: https://primos.abfresearch.nl/viewer?presel_code=hh_abs
20. Duurzame mobiliteit | RVO dashboard [Internet]. [geciteerd 24 november 2025]. Beschikbaar op: https://duurzamemobiliteit.databank.nl/
21. Afsprakenkader bedrijventerreinen - Regio Hart van Brabant [Internet]. [geciteerd 24 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.regio-hartvanbrabant.nl/programmas-projecten/economisch-domein/versterken-vestigingsklimaat/afsprakenkader-bedrijventerreinen/
22. Gemiddelde energietarieven voor consumenten | CBS [Internet]. [geciteerd 25 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/85592NED
23. Salderingsregeling stopt in 2027 | Energie thuis | Rijksoverheid.nl [Internet]. [geciteerd 25 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/energie-thuis/salderingsregeling
24. Eindadvies basisbedragen SDE++ 2025 | Planbureau voor de Leefomgeving [Internet]. [geciteerd 25 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.pbl.nl/publicaties/eindadvies-basisbedragen-sde-2025
25. Wat kost een thuisbatterij? | Essent [Internet]. [geciteerd 25 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.essent.nl/thuisbatterij/kosten
26. Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid | Planbureau voor de Leefomgeving [Internet]. [geciteerd 25 november 2025]. Beschikbaar op: https://www.pbl.nl/publicaties/groene-waterstof-de-praktische-uitdagingen-tussen-droom-en-werkelijkheid

27. Salameh Z. Energy Storage. Renewable Energy System Design [Internet]. 2014 [geciteerd 25 november 2025];201–98. Beschikbaar op: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780123749918000040

Bijlage A: Inputs van model voor alle scenario's

Scenario	119 MWp zon Huidige vraag	119 MWp zon 2030 vraag	119 MWp zon 2050 vraag	119 MWp zon + 15 MW wind Huidige vraag	119 MWp zon + 15 MW wind 2030 vraag	119 MWp zon + 15 MW wind 2050 vraag
Aantal woningen	17906	18801	21416	17906	18801	21416
Gemiddeld elektriciteitsverbruik per woning	3400	3700	4900	3400	3700	4900
Huidig gasverbruik per woning	1000	800	600	1000	800	600
All-electric eigen warmtepomp %	17	25	100	17	25	100
Aardgas via aardgasnet %	83	75	0	83	75	0
Tapwater verwarmen	Elektrisch	Elektrisch	Elektrisch	Elektrisch	Elektrisch	Elektrisch
Aantal bedrijven	5700	5757	5814	5700	5757	5814
Gemiddeld elektriciteitsverbruik per bedrijf	15298	15199	16701	15298	15199	16701
Equivalent aardgasverbruik bedrijven	6800	6800	6800	6800	6800	6800
All-electric eigen warmtepomp bedrijven %	0	30	100	0	30	100
Aardgas via aardgasnet bedrijven %	100	70	0	100	70	0
Lokale zonneweides (MWp)	119	119	119	119	119	119
Overdimensionering (%)	27	27	27	27	27	27
Lokale windopwek (MW)	0	0	0	15	15	15
Jaar	2024	2024	2024	2024	2024	2024
Weerstation	Gilze Rijen	Gilze Rijen	Gilze Rijen	Gilze Rijen	Gilze Rijen	Gilze Rijen

Scenario	119 MWp zon + 30 MW wind	119 MWp zon + 30 MW wind	119 MWp zon + 30 MW wind	200 MWp zon	200 MWp zon	200 MWp zon

	Huidige vraag	**2030 vraag**	**2050 vraag**	**Huidige vraag**	**2030 vraag**	**2050 vraag**
Aantal woningen	17906	18801	21416	17906	18801	21416
Gemiddeld elektriciteitsverbruik per woning	3400	3700	4900	3400	3700	4900
Huidig gasverbruik per woning	1000	800	600	1000	800	600
All-electric eigen warmtepomp %	17	25	100	17	25	100
Aardgas via aardgasnet %	83	75	0	83	75	0
Tapwater verwarmen	Elektrisch	Elektrisch	Elektrisch	Elektrisch	Elektrisch	Elektrisch
Aantal bedrijven	5700	5757	5814	5700	5757	5814
Gemiddeld elektriciteitsverbruik per bedrijf	15298	15199	16701	15298	15199	16701
Equivalent aardgasverbruik bedrijven	6800	6800	6800	6800	6800	6800
All-electric eigen warmtepomp bedrijven %	0	30	100	0	30	100
Aardgas via aardgasnet bedrijven %	100	70	0	100	70	0
Lokale zonneweides (MWp)	119	119	119	200	200	200
Overdimensionering (%)	27	27	27	27	27	27
Lokale windopwek (MW)	30	30	30	0	0	0
Jaar	2024	2024	2024	2024	2024	2024
Weerstation	Gilze Rijen	Gilze Rijen	Gilze Rijen	Gilze Rijen	Gilze Rijen	Gilze Rijen

Bijlage B: Kosten berekeningen

Kosten energie

Kostencomponent	Elektriciteit	Gas
Gemiddelde energieprijs	0,1710 (€/kWh)	0,6236 (€/m³)
Transporttarief (€/jaar)	415,67	232,39
Vast leveringstarief (€/jaar)	95,90	78,73
Energiebelasting	0,1317 (€/kWh)	0,7054 (€/m³)
Totaal variabele kosten	0,3027 (€/kWh)	1,3290 (€/m³)
Terugleververergoeding (tot 2030, min. 50%)	0,0855	–

Kosten vraag scenario's

Kostencomponent	Huidig	2030	2050
Elektriciteitsverbruik (MWh/jaar)	147.500	163.600	258.300
Aardgasverbruik (miljoen m³/jaar)	23,4	19,5	0
Elektriciteitsverbruik elektrische voertuigen (MWh/jaar)	2.100	9.100	52.100
Kosten elektriciteit (€/jaar)	44.648.250	49.521.720	78.187.410
Kosten aardgas (€/jaar)	31.098.600	25.915.500	–
Totale energiekosten (€/jaar)	75.746.850	75.437.220	78.187.410
Kosten elektriciteit exclusief vervoer (€/jaar)	44.012.580	46.767.150	62.416.740
Totale energiekosten exclusief vervoer (€/jaar)	75.111.180	72.682.650	62.416.740

Kosten zon en wind opwek

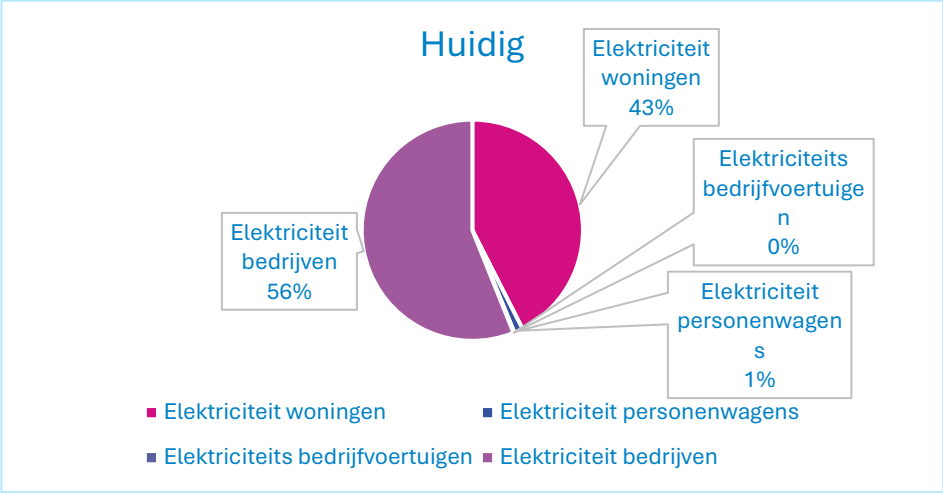
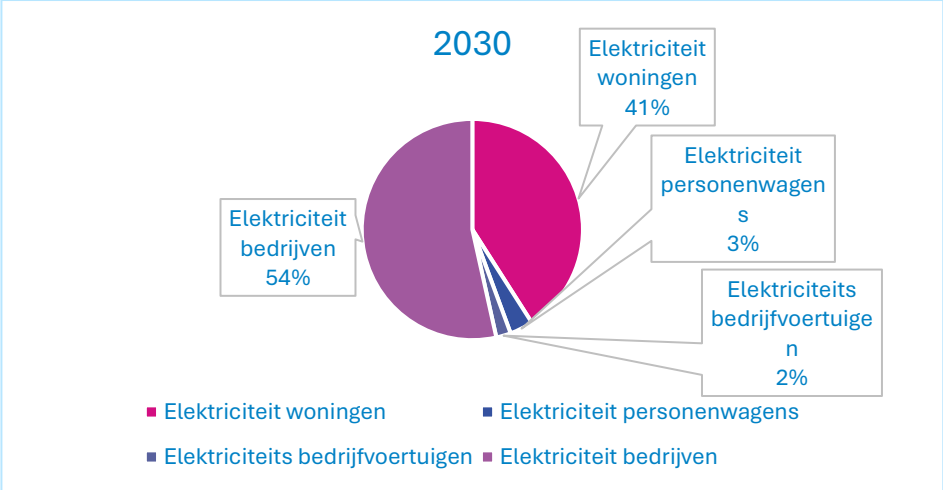
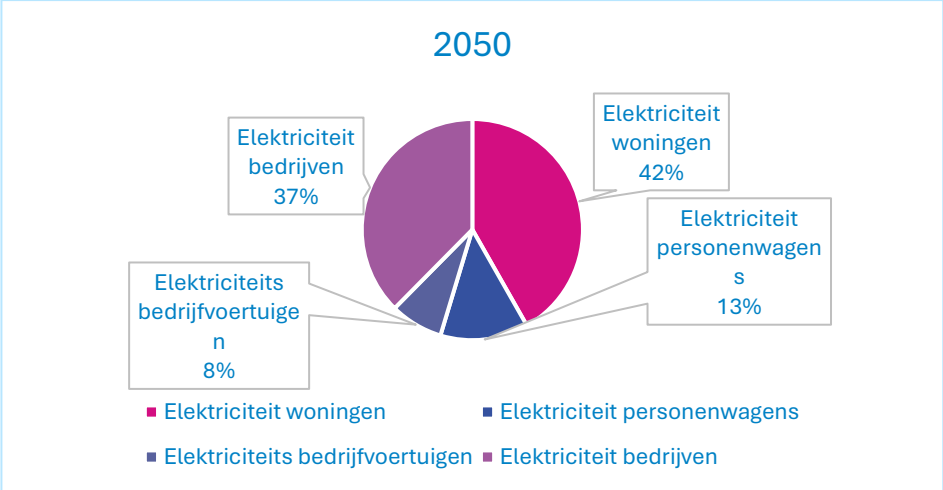
Kostencomponent	Windenergie	Zonne-energie
Vaste OPEX (€/MW/jaar)	13.610	14.800
CAPEX (€/MW/jaar)	57.200	25.000
Variabele OPEX (€/MWh)	7,2	1,9

Kosten opwek scenario's

Scenario	1	2	3	4
Vermogen zon (MWp)	119	200	119	119
Vermogen wind (MW)	0	0	15	30
Opgewekte elektriciteit zon (MWh/jaar)	97.000	163.200	97.000	97.000
Opgewekte elektriciteit wind (MWh/jaar)	0	0	23.800	47.500
Kosten zon (€/jaar)	4.920.500	8.270.080	4.920.500	4.920.500
Kosten wind (€/jaar)	–	–	1.233.510	2.466.300
Kosten zon (€/MWh)	50,7	50,7	50,7	50,7
Kosten wind (€/MWh)	–	–	51,8	51,9
Totale kosten (€/jaar)	4.920.500	8.270.080	6.154.010	7.386.800

Opbrengst zon en wind opwek

Scenario	1	2	3	4
Opbrengst zon (€/jaar)	6.800.670	11.860.560	6.800.670	6.800.670
Opbrengst wind (€/jaar)	–	–	2.034.900	4.061.250
Totaal opbrengst (€/jaar)	6.800.670	11.860.560	8.835.570	10.861.920
Opbrengst zon (€/MW)	57.148	59.303	57.148	57.148
Opbrengst wind (€/MW)	–	–	135.660	135.375
Netto opwek opbrengst (€/jaar)	1.880.170	3.590.480	2.681.560	3.475.120
Netto opwek per maand (€/jaar)	3.241.636	5.459.319	4.067.462	4.894.119
Totaal opbrengst (€/MWh)	19,38	22,00	22,20	24,05

Bijlage C: Energievraag scenario's

In de onderstaande grafieken is de verdeling van he totale elektriciteitsverbruik over de vier verschillende categorieën voor de drie verschillende vraagscenario's te zien.