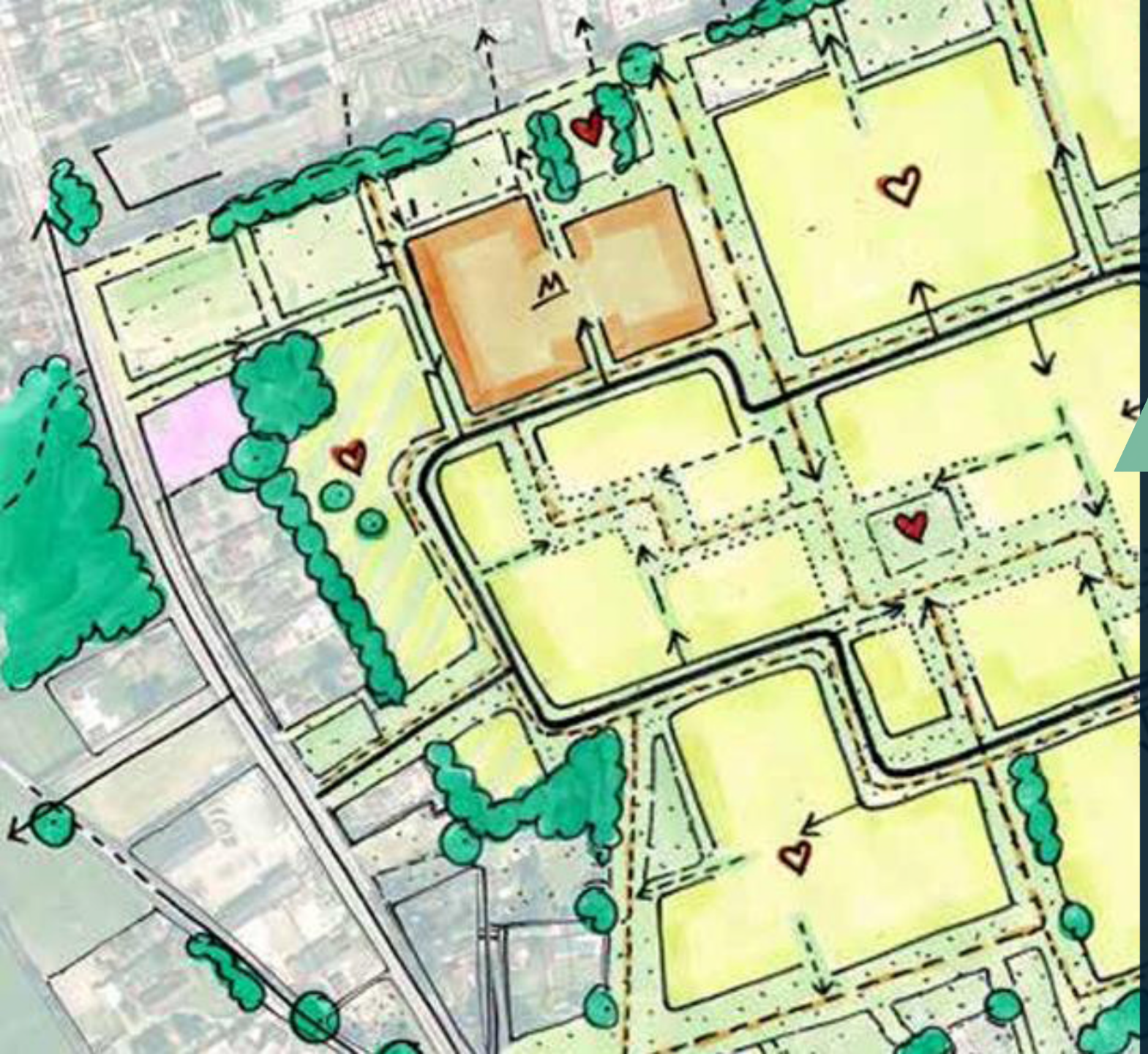


Schetsontwerp Energiesysteem Stokkelsche Akker

Gemeente Eersel

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting energiesysteem Stokkelsche Akker

Haalbaar voorkeursconcept: lokale opwekking, beperkte netbelasting

Aanleiding en doel:
Nieuwe woonwijk Stokkelsche Akker, Eersel: ca. 620 woningen. Gemeente onderzoekt energiesysteem voor warmte, elektriciteit, mobiliteit, opslag; ambitie: 70% lokale opwekking, max. 30% netbelasting vs. regulier all-electric scenario.

Voorgesteld energieconcept:
Voorkeursconcept: collectief middentemperatuurnet, centrale warmtepomp, WKO voor warmte/koeling, zonnepanelen, centrale batterij en grote thermische buffer. Slimme sturing beperkt pieken en vergroot lokaal gebruik.

Belangrijkste uitkomsten:
Concept technisch haalbaar. Jaarlijkse warmtebehoefte: 12.920 GJ; koudebehoefte: 3.124 GJ. Lokale opwekking: 3.915 kWp, 8.700 zonnepanelen. Netaansluiting: 340 kWe; piekvraag basisscenario: 1.138 kWe.

Hoofdconclusie:
Financiële haalbaarheid is nog twijfelachtig. Hoge investeringskosten. Subsidies zijn benodigd. Op dit moment is ook nog grote onzekerheid omtrent de medewerking van de netbeheerder en de toezegging van een juiste netwerkaansluiting.

Vervolg:
Aanbevolen vervolgstap is een gerichte verdiepings- en optimalisatieslag naar voorkeursvariant, onderzoek thermische seizoensopslag en nadere onderbouwing van business case, afstemming over netaansluiting en contractvorming, risico's en uitvoerbaarheid.

Colofon

Datum
18-5-2026

Projectnummer
23066

Status
Definitief

Opdrachtgever
Gemeente Eersel

Uitgevoerd door
DWA B.V.
Postbus 2073
2800 BE Gouda

E-mailadres gino.lambert@dwa.nl
Telefoonnummer 06 – 2041 4049

Auteurs
Namen: Miquel Soek, Pim van Dijk en Gino Lambert

Inhoudsopgave

Managementsamenvatting
1. Aanleiding, doel en besluitkader
2. Projectafbakening en uitgangspuntenEnergiebehoefte
3. Samenvatting uitgevoerde werkzaamheden
4. Energiebehoefte en systeemrandvoorwaarden
5. Technische uitwerking
6. Ruimtelijke en planologische inpasbaarheid
7. Business case & eindgebruikerskosten
8. Kansen en risico's
9. Conclusies en advies

Bijlage

1 | Aanleiding, doel en besluitkader

Aanleiding

Nieuwbouwwijk Stokkelsche Akker

Aan de zuidzijde van de kern Eersel wordt een nieuwe woonwijk ontwikkeld: Stokkelsche Akker, met circa 600 woningen, maatschappelijke voorzieningen (waaronder een basisschool en mogelijk zorgvoorzieningen) en een groen dorps karakter. Hiermee wordt de ambitie ingevuld om betaalbare woningen aan de gemeente toe te voegen. Medio 2024 heeft de gemeenteraad het ruimtelijk kader voor deze gebiedsontwikkeling vastgesteld. Er wordt gestreefd naar een duurzame wijk met een hoge leefkwaliteit, passend bij de landschappelijke omgeving en de identiteit van de Kempen.





Doel

Het integrale energiesysteem van de toekomst

De gemeente Eersel heeft besloten de haalbaarheid van een toekomstbestendig, duurzaam en netbewuste gebiedsontwikkeling voor Stokkelsche Akker te onderzoeken, waarin warmte, elektriciteit, mobiliteit en opslag in samenhang worden ontworpen. Het doel is om een wijk te realiseren die:

- 70% van alle benodigde elektriciteit voor warmte, elektriciteitsvraag en (elektrische) mobiliteit zelf kan opwekken;
- een piekbelasting op het elektriciteitsnet heeft van maximaal 30% van een regulier all-electric scenario;
- inzet op lokale opwekking, slimme sturing en collectieve energie-infrastructuur om netcongestie te voorkomen en de woonwijk überhaupt mogelijk te maken.

Besluitkader

Het opstellen van een schetsontwerp

Uit dit schetsontwerp waarbij wordt uitgegaan van een voorkeursconcept komt input voor een politiek bestuurlijk beslismoment.
Dit schetsontwerp levert een business case en geeft input voor het op te stellen gebiedsconcept en ontwerp-omgevingsplan, als wordt besloten het innovatieve energiesysteem aan de scope van de gebiedsontwikkeling toe te voegen. Het schetsontwerp zal inzicht geven in:

- De energiebehoefte van de woningen en gebouwen, een leidingtrace en de ruimtebehoefte van de voorzieningen zodat dit kan worden verwerkt in het gebiedsconcept en het ontwerp-omgevingsplan.
- Daarnaast wordt middels een business case voor het collectieve energiesysteem in kaart gebracht wat de verwachte eindgebruikerskosten voor de toekomstige bewoners van Stokkelsche Akker zijn.



2 | Projectafbakening en uitgangspunten

Projectgebied

Bebouwing en kaart



Uitgangspunten

Uitgangspunten vanuit eerste verkenning en huidige uitgangspunten

Doel: een gedeeld en helder vertrekpunt creëren voor het schetsontwerp: uitgangspunten vastleggen, databehoeften bepalen en afstemmen met parallelle sporen, zodat het proces interactief, iteratief en transparant verloopt.

Voorafgaand aan dit onderzoek heeft adviesbureau Innoforte een variantenstudie uitgevoerd: *Stokkelsche Akker – Integraal Warmte- en Elektriciteitssysteem, 22 dec 2025*. Hieruit kwam een voorkeursvariant naar voren op basis van energieprestatie, zelfvoorzienendheid, CO2-uitstoot en kosten. De uitgangspunten van deze studie zijn eerst vergeleken met dit onderzoek, waarna de voorkeursvariant nader is onderzocht.

Conclusie: Vanuit de gebiedsontwikkeling is bekeken naar een optimalisatie van het plangebied. Dat heeft ervoor gezorgd dat in het schetsontwerp de uitgangspunten van Innoforte opnieuw zijn berekend, waarbij is uitgegaan van ca. 600 woningen. Dit resulteert in verschillen in energiebehoefte op diverse vlakken.

Bebouwing/warmte/koude		**Innoforte**	**DWA**
Gebouwen	[m2]	43.500	56.149
Warmtevraag totaal	[GJ]	7.380	12.920
Koudevraag totaal	[GJ]	2.436	3.124
Vermogen ruimteverwarming	[kW]	1.260	1.504
Vermogen warmtapwater	[kW]	509	652
Vermogen warmteverlies	[kW]	0	118
Vermogen verwarming	[kW]	1.769	2.275
Vermogen koeling	[kW]	840	1.190

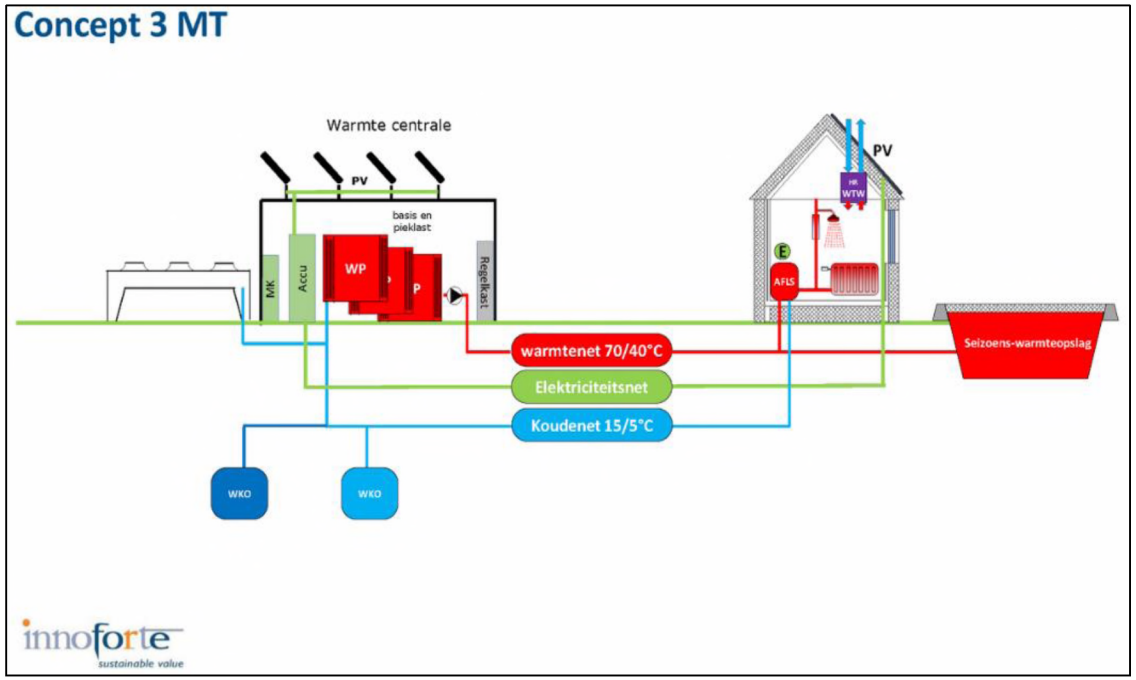
Elektriciteitsvraag		**Innoforte**	**DWA**
Elektriciteitsverbruik per woning	[kWh]	2.500	2.500
Elektriciteitsverbruik elektrische auto's gemiddeld per woning*	[kWh]	1.260	620
Elektriciteitsvraag utiliteit	[kWh]	0	279.600
Elektriciteitsvraag	[kWh]	1.692.000	2.210.722

Tabel 1: uitgangspunten gespecificeerd * DWA gaat uit van een 29% elektrisch wagenpark in 2030

Voorkeursconcept

Werking gekozen energieconcept vanuit eerste verkenning

In januari 2026 is door het college van B&W, op basis van de variantenstudie van Innoforte, een voorkeursconcept gekozen. Dit nader uit te werken concept kenmerkt zich door een middentemperatuurnet met een centrale warmtepomp, een grote seizoensbuffer, WKO voor koude en PV op daken en eventueel nog in een veld. De warmte wordt centraal opgewekt met grote warmtepompen die een temperatuur van ongeveer 70°C leveren. Deze warmte wordt opgeslagen in een grote buffer van 15.000 m^3, die bedoeld is om verschillen in warmtevraag tussen de seizoenen op te vangen. Voor koeling wordt gebruikgemaakt van een WKO-systeem. De woningen hebben geen eigen boostervoorziening, omdat de aanvoertemperatuur voldoende is voor verwarming en tapwater. De elektriciteitsvoorziening bestaat uit PV op de daken van de gebouwen aangevuld met een centraal PV-veld om de warmtepomp en de wijk zo veel mogelijk te voorzien van elektriciteit. De wijk beschikt daarnaast over een centrale accu om de momenten van hoge en lage elektricteitsopwek te balanceren. Door deze combinatie kan een groot deel van de elektrische energie lokaal worden benut. Het concept kenmerkt zich door stabiele warmtelevering op middentemperatuur, geen woninggebonden warmtepompen, weinig geluid en een eenvouidge installatie per woning



3 | Samenvatting uitgevoerde werkzaamheden

Uitgevoerde werkzaamheden

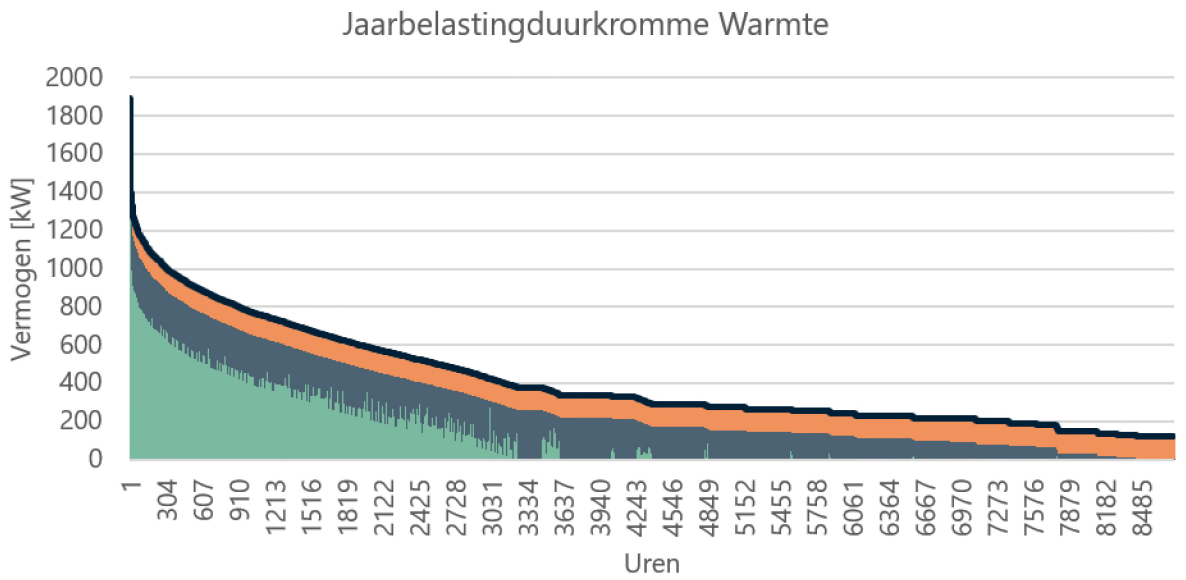
- Gegevensverzameling en analyse: onderbouwing voorkeursconcept op basis van verzamelde uitgangspunten en analyse van de beschikbare informatie.
- Netcongestieanalyse en mogelijke contractvorming.
- Energiebehoefte: herziene bepaling van de warmtevraag en benodigde systeemcapaciteit.
- Voorkeursconcept: bijstelling op basis van analyse en aanscherping van de hoofdkeuzes in het systeemconcept.
- Seizoensbuffering: onderzoek naar mogelijkheden binnen het gebied voor opslag en inzet over de seizoenen heen.
- Ontwerp en ruimte: opzet en dimensionering van installaties en benodigde ruimte.
- Business case: financiële en functionele uitwerking van investeringen, prestaties en uitvoerbaarheid.
- Rapportage: vastlegging van bevindingen en voorstel in een compacte en navolgbare eindrapportage.

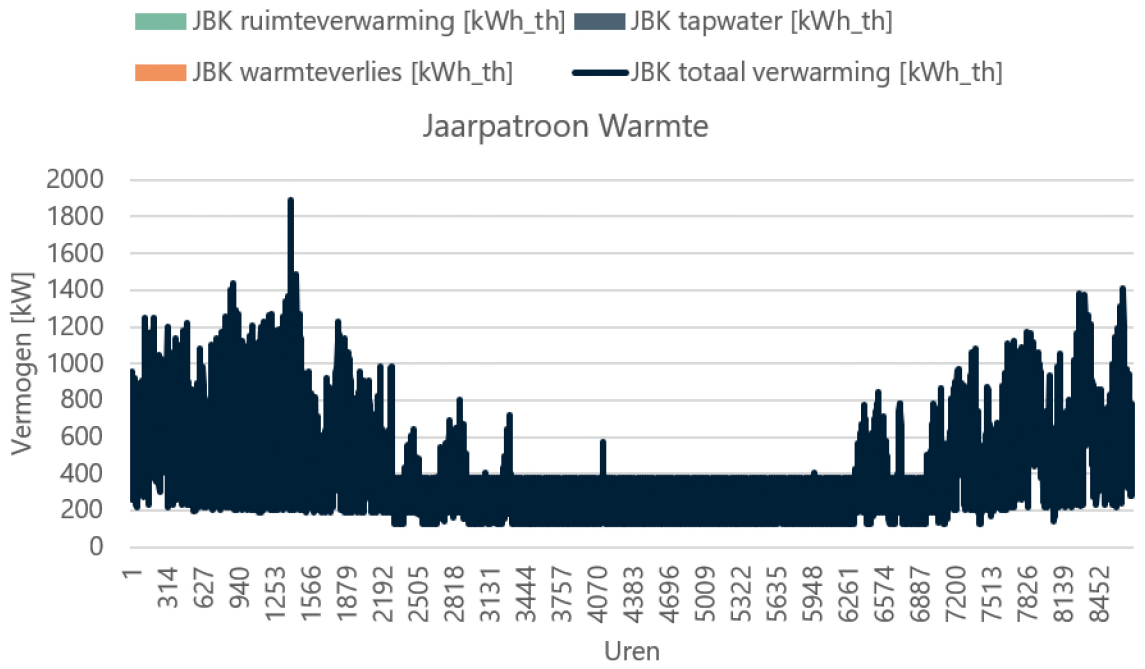
4 | Energiebehoefte en systeemrandvoorwaarden

Warmte- en koudebehoefte

Warmte bebouwing

- **Samenstelling van de behoefte:** De totale warmtebehoefte (12.920 GJ) is opgebouwd uit ruimteverwarming (5.620 GJ) en warmtapwater (3.567 GJ). Daarnaast is er het hele jaar door sprake van een constant thermisch verlies (3.732 GJ) via het leidingnet tussen de warmtepompcentrale en de afnemers.
- **Seizoenpatroon:** In het jaarpatroon warmtebehoefte is een duidelijk onderscheid zichtbaar: de zomerlast bestaat uitsluitend uit de vraag naar warmtapwater en de netverliezen. In de winterperiode komt hier de omvangrijke vraag voor ruimteverwarming bij.
- **Jaarbelastingduurkromme:** De vermogensverdeling laat zien dat de piekbehoefte van circa 2 MW slechts gedurende een zeer klein aantal uren per jaar optreedt. Het grootste deel van de tijd is het benodigde vermogen aanzienlijk lager, wat de basislast van het systeem vormt.

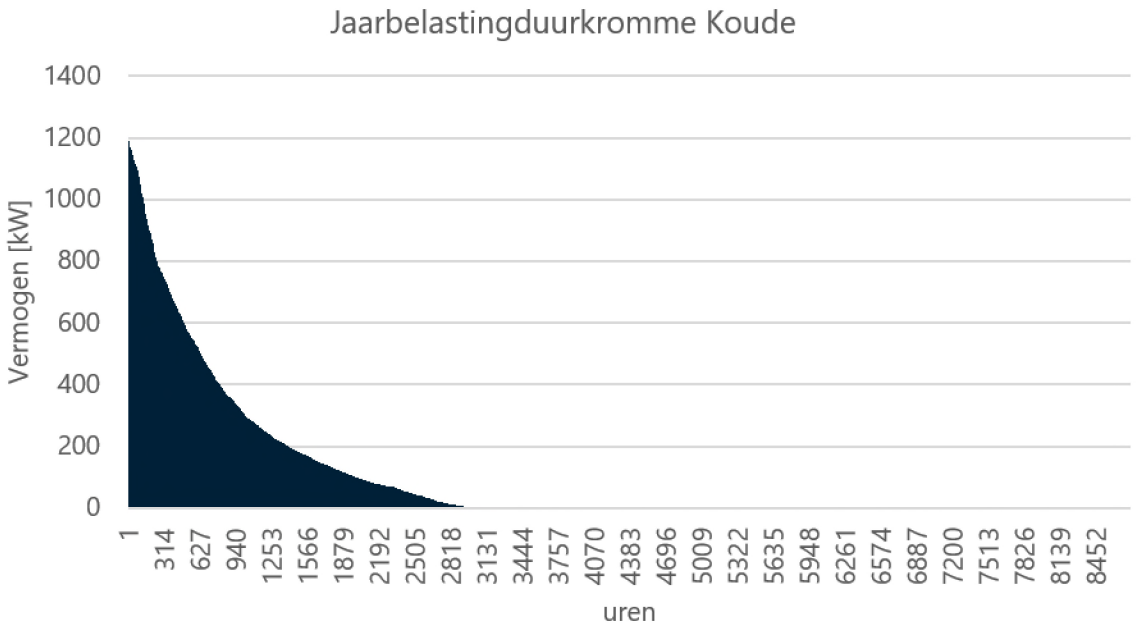


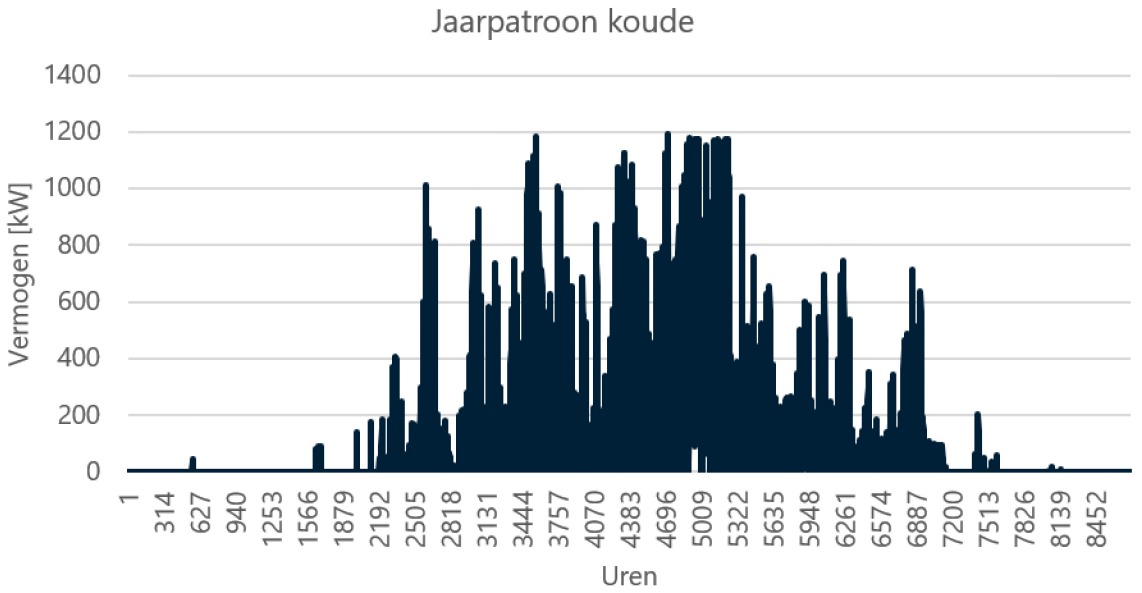


Warmte- en koudebehoefte

Koudebehoefte bebouwing

- **Samenstelling van de vraag:** De koudebehoefte (3.124 GJ) bestaat uit de vraag naar ruimtekoeling. In tegenstelling tot het warmtenet zijn de thermische verliezen in het distributienet hierbij verwaarloosbaar klein vanwege verwaarloosbare temperatuurverschillen tussen grond- en gekoeld water.
- **Seizoenpatroon:** De koudevraag is bijna uitsluitend aanwezig in de zomermaanden.
- **Jaarbelastingduurkromme:** De vermogensverdeling laat een scherpe piek zien die slechts gedurende een zeer beperkt aantal zomerse uren optreedt. Het overgrote deel van het jaar is het benodigde koelvermogen afwezig of zeer beperkt.

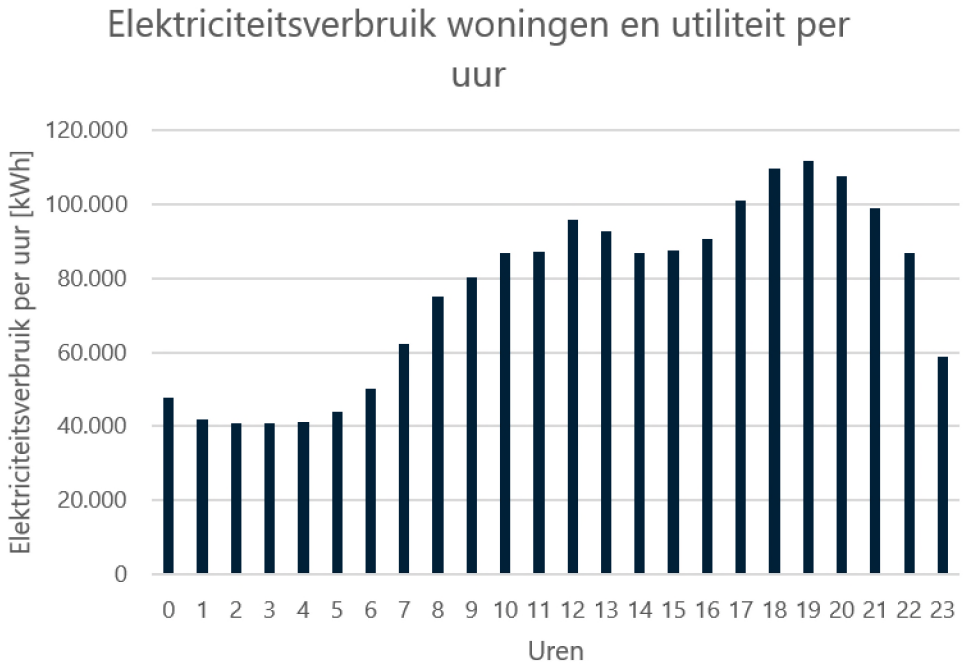




Elektriciteitsverbruik

Elektriciteitsverbruik woningen

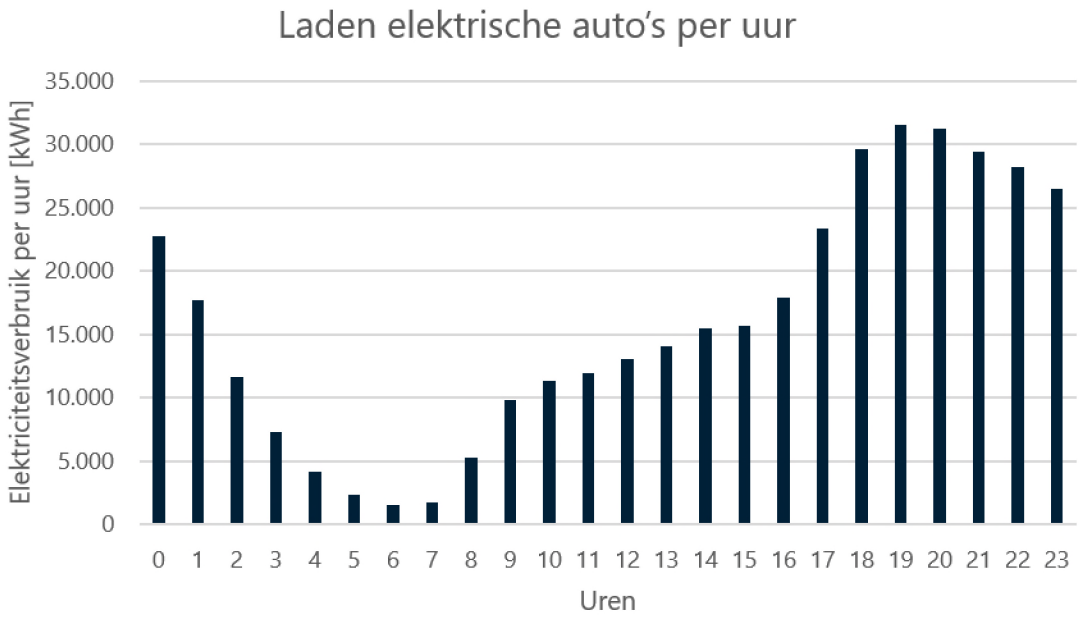
- Het elektriciteitsverbruik van woningen en utiliteitsbouw volgt een karakteristiek dagprofiel met twee duidelijke piekmomenten: in de vroege ochtend stijgt de vraag, waarna er in de middag een licht dal ontstaat waarna in de avond de vraag weer stijgt om vervolgens richting de nacht weer te dalen.
- De hoogste belasting vindt plaats tijdens de avondpiek, wanneer de mensen thuis komen en het huishoudelijk verbruik fors stijgt als het gevolg van kookapparatuur, witgoed apparatuur en bijvoorbeeld verlichting en televisies.
- Gedurende de nacht daalt de vraag naar een minimaal niveau, het zogeheten nachtdal, waarbij enkel nog sprake is van sluimerverbruik en continue processen.



Elektriciteitsverbruik

Elektriciteitsverbruik elektrische auto's

- Het verbruik is gebaseerd op woningtype-specifieke autoverhoudingen en een aandeel van 29% elektrische auto's in 2030 (conform E-laad).
- Voor twee-onder-een-kapwoningen en vrijstaande woningen is uitgegaan van een eigen oprit met privé laadpaal. Bewoners van appartementen en tussenwoningen laden bij publieke laadpunten, waarbij een ratio van één laadpunt per vijf EV's is gehanteerd.
- De berekening maakt gebruik van profielen gebaseerd op het gemiddelde verbruik van een publieke laadpaal en een privé laadpaal. Om netcongestie in de avonduren te voorkomen, is voor publieke palen 'smart charging' (slim laden) verondersteld.
- In het laadprofiel is te zien dat desondanks het gros van de auto's in de avonduren laadt.
- De sterke stijging van het aantal EV's en het bijbehorende elektriciteitsverbruik is een kritisch aandachtspunt. Dit heeft directe impact op de doelstellingen voor de reductie van elektriciteitsaansluitingen en de algehele belasting van het elektriciteitsnet.
- V2G (vehicle to grid) kan piekbelasting verlagen door autoaccu's tijdelijk terug te laten leveren aan het net/woning.



Bebouwing	Aantal woningen	Aantal auto's	Aantal EV's in 2030	Aantal Publieke laadpalen	Aantal Privé laadpalen
Appartementen	294	359	104	21	0
Tussenwoning	217	360	104	21	0
Twee-onder-een kapwoning	81	162	47	0	47
Vrijstaande woning	27	54	16	0	16
Totaal	**619**	**935**	**271**	**42**	**63**

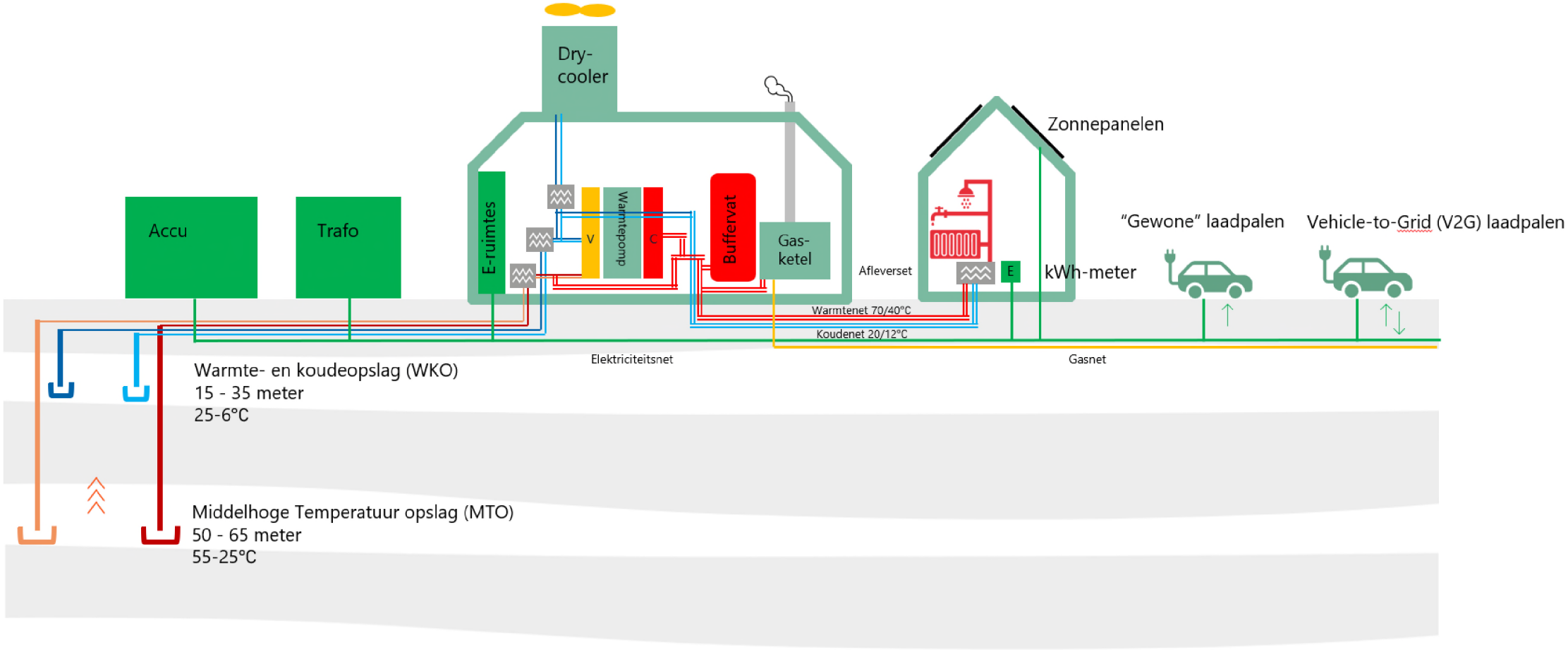
Opties in relatie tot netcongestie

- Stokkelsche Akker ligt in een gebied met netcongestie op zowel het midden- als hoogspanningsnet; dit kan ook woningbouw (in)direct vertragen, ondanks aansluiting op laagspanning, doordat realisatie mede afhankelijk kan zijn van netuitbreidingen, transformatorcapaciteit, gebiedsontwikkeling en planning van de netbeheerder op hogere netniveaus.
- Aanvragen op midden/hoogspanning komen op wachtlijsten.
- Vanaf 1 juli 2026 vallen ook woning- en kleinverbruikaansluitingen onder het prioriterings- en wachtlijstsysteem; aanvragen vóór 1 juli (met omgevingsvergunning én huisnummerbesluit) worden nog regulier toegekend. Het is nog onduidelijk of bestaande projecten (zoals Stokkelsche Akker) die niet voor 1 juli een huisnummerbesluit kunnen overleggen, nog in aanmerking kunnen komen voor de gereserveerde of anderszins resterende capaciteit.
- Veel 'energiehub'-instrumenten (groepstransportovereenkomst, cable pooling, gesloten distributiesysteem) zijn juridisch niet rechtstreeks toepasbaar voor woningen; uitzonderingen waren vooral experimenteel/indirect.
- De energiegemeenschap is wél toegestaan voor woningen: gezamenlijk opwekken, opslaan en (onder voorwaarden) delen; dit levert geen extra gegarandeerde transportcapaciteit op, maar kan pieken verminderen en flexibiliteit vergroten. Aanbevolen: tijdig aanvragen indienen, landelijke ontwikkelingen actief volgen en een energiegemeenschap verkennen.
- Daarnaast moet er geanticipeerd worden op mogelijke deelname in pilot-trajecten van netbeheerders.

5 | Technische uitwerking

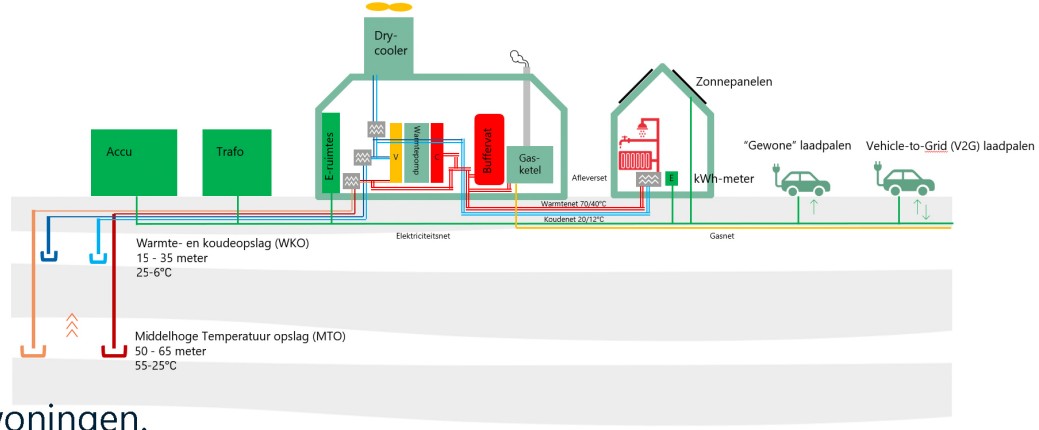
Structuurschema energiesysteem – Ontwerp DWA

Verbinding tussen energienetwerken, producenten en afnemers



Structuur energiesysteem

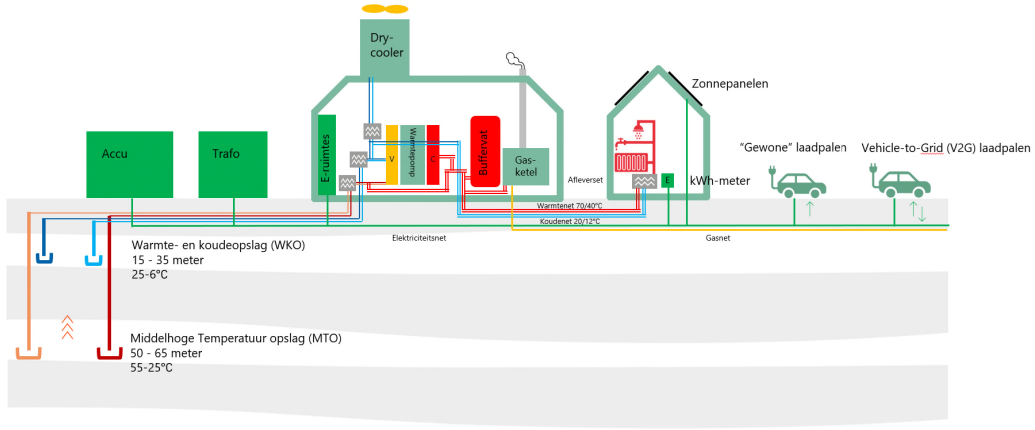
Elementen warmte- en koudesysteem



- Warmtepomp: het opwekken van warmte en gelijktijdig leveren van koude aan de woningen.
- WKO: leveren van bronwarmte aan de warmtepomp en koude aan de gebouwen.
- Gasketel (+ rookgasafvoer): leveren back-up/noodoplossing voor warmtepompen/seizoensopslag/buffer en absolute pieklast warmte.
- Droge koeler: leveren van bronwarmte aan de warmtepomp met warmte uit de buitenlucht en regenereren van WKO indien onbalans tussen warmte en koude.
- Seizoensopslag met MTO: gebruik van het elektriciteitsoverschot in de zomer om warmte te genereren en op te slaan voor de winter.
- Dag/nacht opslag met buffervat (TTES): Een dag/nacht-warmtebuffer vangt korte termijn schommelingen in de vraag op. Het helpt de warmtepiekvraag tijdens netcongestie-uren op te vangen. Het slaat warmte op tijdens periodes met een lagere vraag en geeft deze af tijdens ochtend- en avondpieken.
- Afleverset: thermische energie uitwisselen tussen binneninstallatie in gebouwen en warmte-en koudenet.
- Warmte- en koudenet: leveren van warmte (70/40°C) en koude (20/12°C) aan de woningen en utiliteit. Gedurende het hele jaar dient er warmte geleverd te worden van circa 70 °C in verband met de levering van warmtapwater.
- Gasnet: leveren van gas aan de gasketel vanuit het netwerk van Enexis.
- E-ruimtes: voorzieningen voor omzetten en sturen elektriciteit van elektriciteitsnet.

Structuur energiesysteem

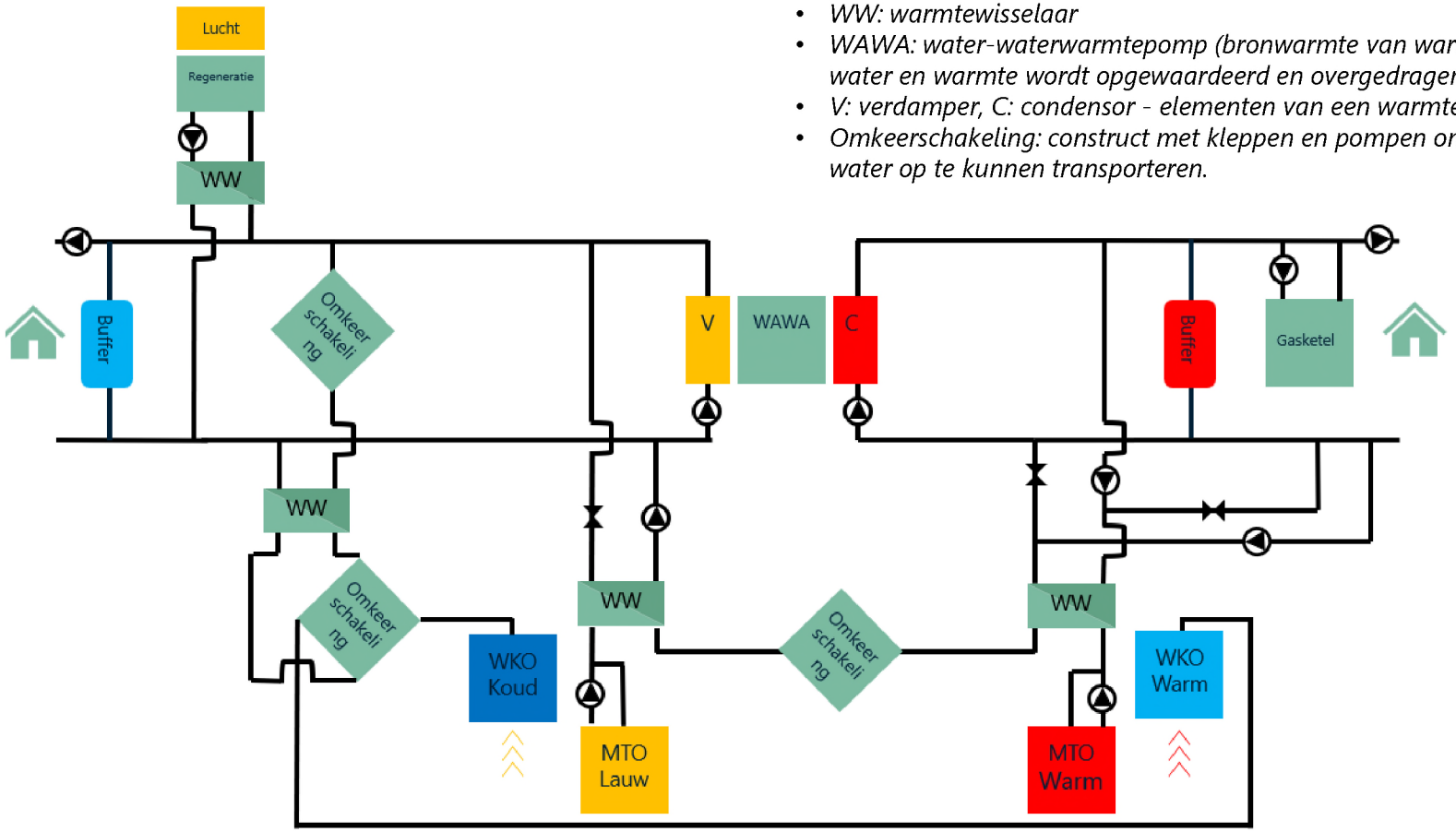
Elementen elektriciteitsnetwerk en -afnemers



- Zonnepanelen: opwekking van elektriciteit door middel van zonne-energie.
- Transformatorhuisje: omzetten van spanning, verdeelpunt, netbeveiliging en spanningsbeheer. Verdeling tussen hoofdaansluiting vanuit netbeheerder naar het net voor Stokkelsche Akker.
- Accu: opslaan van elektriciteit om pieken in de elektriciteitsvraag, periodes met weinig elektriciteitsopwekking en periodes met overproductie door zonnepanelen op te vangen.
- KWh-meter: elektriciteitsmeter om het elektriciteitsverbruik van woningen, utiliteit, laadpalen en warmtecentrale te meten en de kosten te verrekenen.
- Gewone laadpaal: laadpaal die enkel elektriciteit levert aan elektrische auto's.
- V2G laadpaal: laadpaal die zowel elektriciteit levert aan elektrische auto's als elektriciteit uit accu's van auto's aan het net kan leveren.
- Elektriciteitsnet: elektriciteitskabels die producentzijde en afnemerzijde met elkaar verbindt.

Principeschema warmtepompcentrale

Werking van warmtepompcentrale

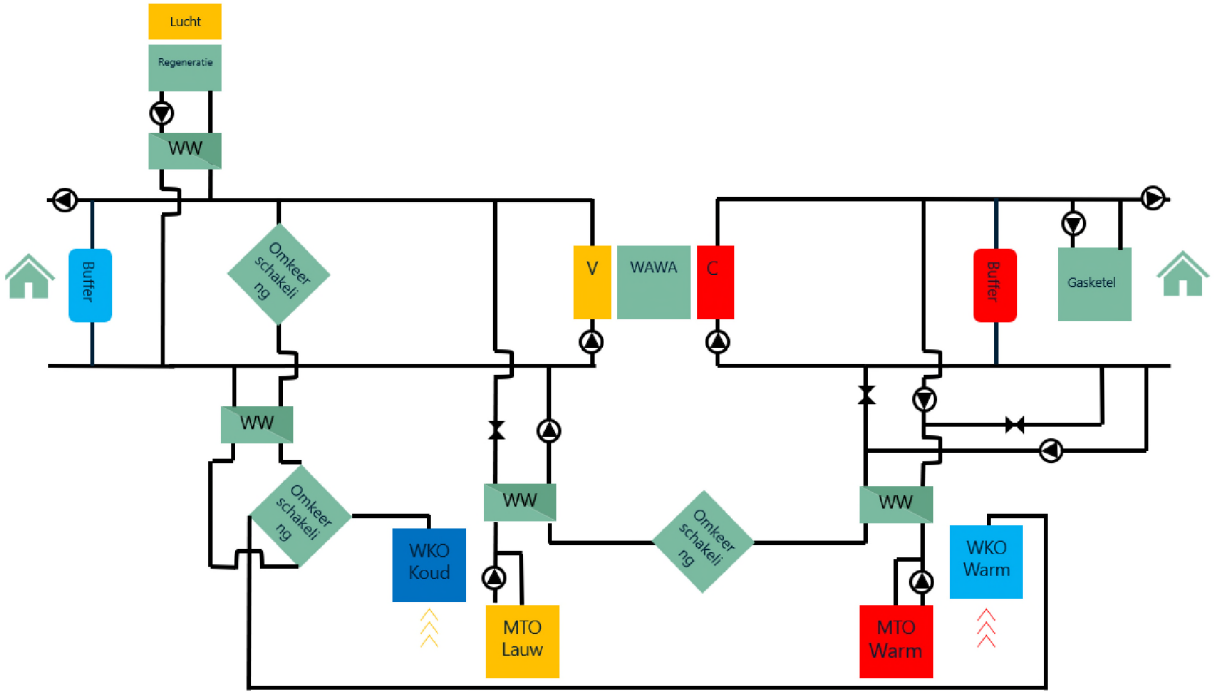


- *WW: warmtewisselaar*
- *WAWA: water-waterwarmtepomp (bronwarmte van warmtepomp zit in het water en warmte wordt opgewaardeerd en overgedragen aan water)*
- *V: verdamper, C: condensor - elementen van een warmtepomp.*
- *Omkeerschakeling: construct met kleppen en pompen om twee kanten water op te kunnen transporteren.*

Principeschema warmtepompcentrale

Werking van warmtepompcentrale

- Het principeschema geeft weer hoe de hoofdcomponenten met elkaar verbonden zijn en hoe de energiestromen kunnen lopen.
- Er zijn verschillende bedrijfssituaties waarin de loop van de energiestromen verschillen. Aan de hand van de verschillende bedrijfssituaties word de werking toegelicht:
  - Zomer: periode met hogere buitentemperatuur, veel zonne-energie, lagere warmtevraag en hogere koudevraag.
  - Tussenseizoen: periode met gemiddelde buitentemperaturen, gemiddelde hoeveelheid zonne-energie, beperkte warmtevraag en lage koudevraag.
  - Winter: periode met lage buitentemperaturen, weinig zonne-energie, hoge warmtevraag met daarin het maximale verwarmingsvermogen en een zeer beperkte koudevraag.

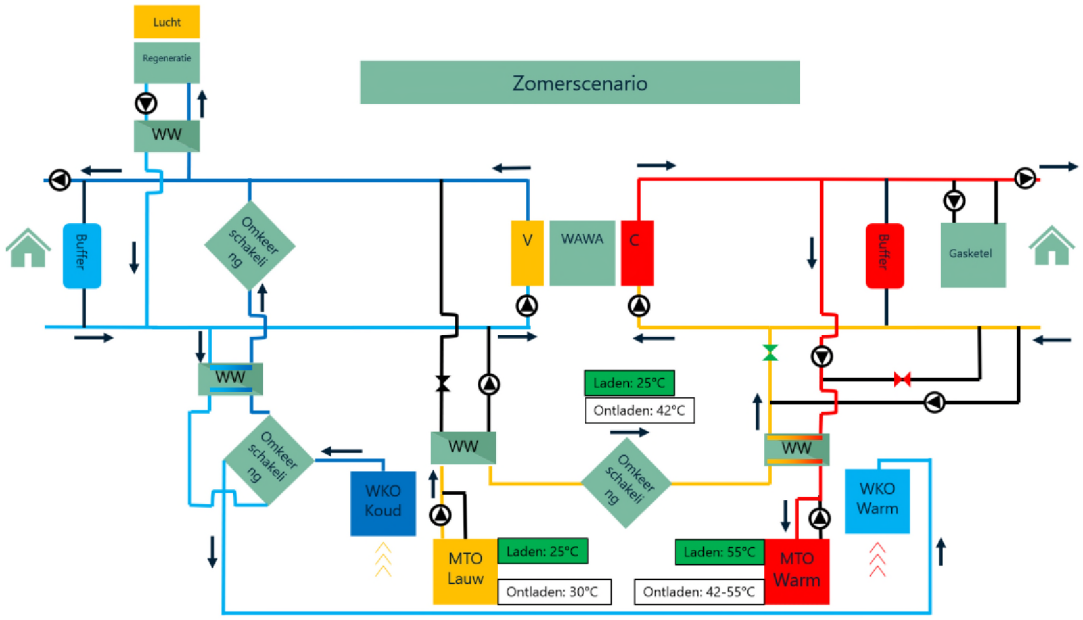


Principeschema warmtepompcentrale

Bedrijfssituatie: zomer

Zomer: periode met hogere buitentemperatuur, veel zonne-energie, lagere warmtevraag en hogere koudevraag.

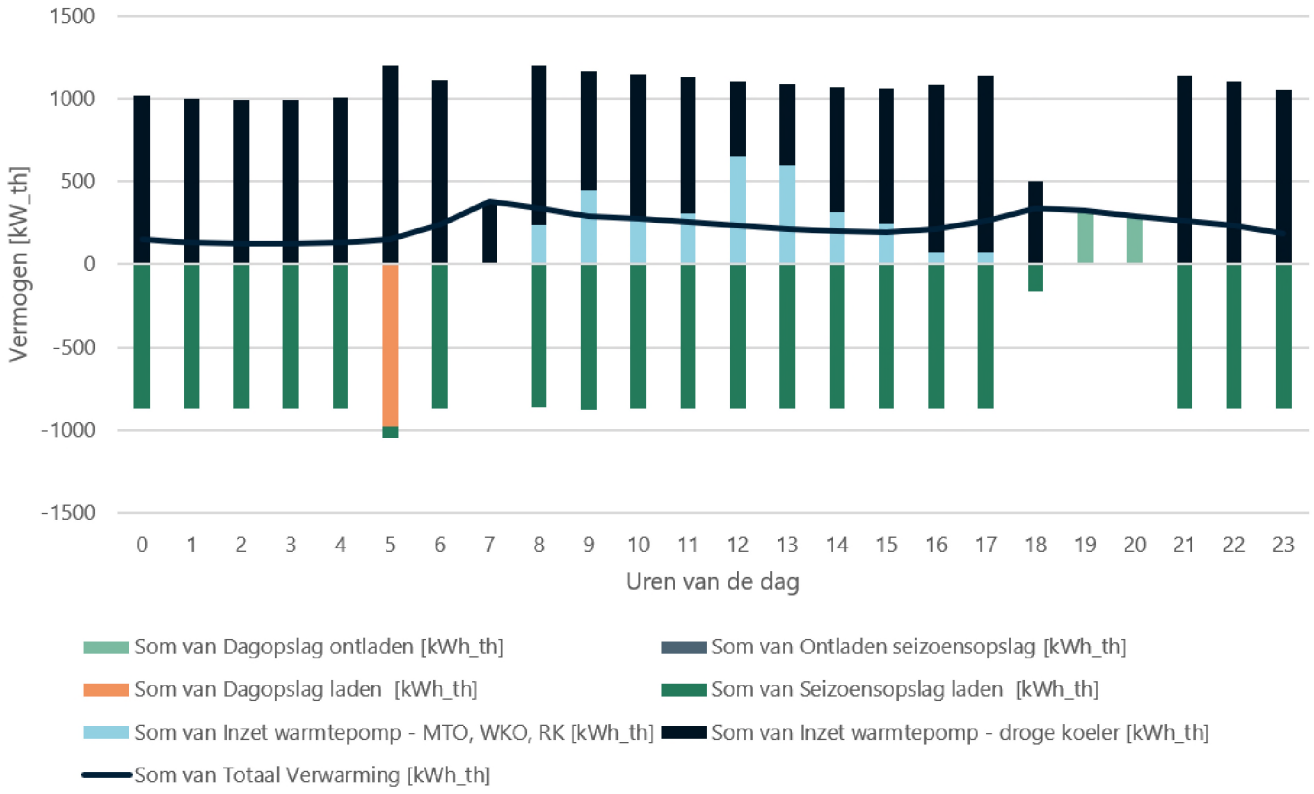
- In de zomer is er ruimte om de seizoensopslag te laden met de warmtepomp. Bij het laden wordt er veel zonne-energie gebruikt. In de zomer wordt de bebouwing gekoeld, hierbij komt warmte vrij die door de warmtepomp gebruikt kan worden voor het produceren van warmte voor het laden van de seizoensopslag. De warmtepomp levert dus hoofdzakelijk de koude. Indien dit onvoldoende is, kan de WKO aanvullend koude leveren door de koudebron te ontladen. Met de droge koeler kan er warmte worden geladen in de WKO, indien de warmte niet direct gebruikt kan worden door de warmtepomp.



Principe warmtepompcentrale

Bedrijfssituatie zomer

- In de grafiek is een voorbeeld te zien van het gedrag van de warmtepompcentrale op een zomerdag.
- De warmtepomp produceert nog steeds hoge temperatuur warmte (70°C) ten behoeve van de (veilige) tapwaterbehoefte.
- De MTO wordt geladen, ook met hoge temperatuur.
- In de nacht wordt de warmtepomp ingezet met als bron de droge koeler.
- In dagbedrijf wordt de warmtepomp ingezet met een combinatie van bronwarmte uit de droge koeler en warmte uit de woningen (waarbij de woningen worden gekoeld).
- De dagopslag wordt ontladen in netcongestie-uren en piekvraaguren van warmte. In de ochtend wordt deze niet ontladen omdat er genoeg zonne-energie beschikbaar is.
- De dagopslag wordt geladen op momenten dat er verwarmings- en elektrische capaciteit is.
- De donkere lijn door het staafdiagram is de warmtebehoefte van de eindgebruikers.

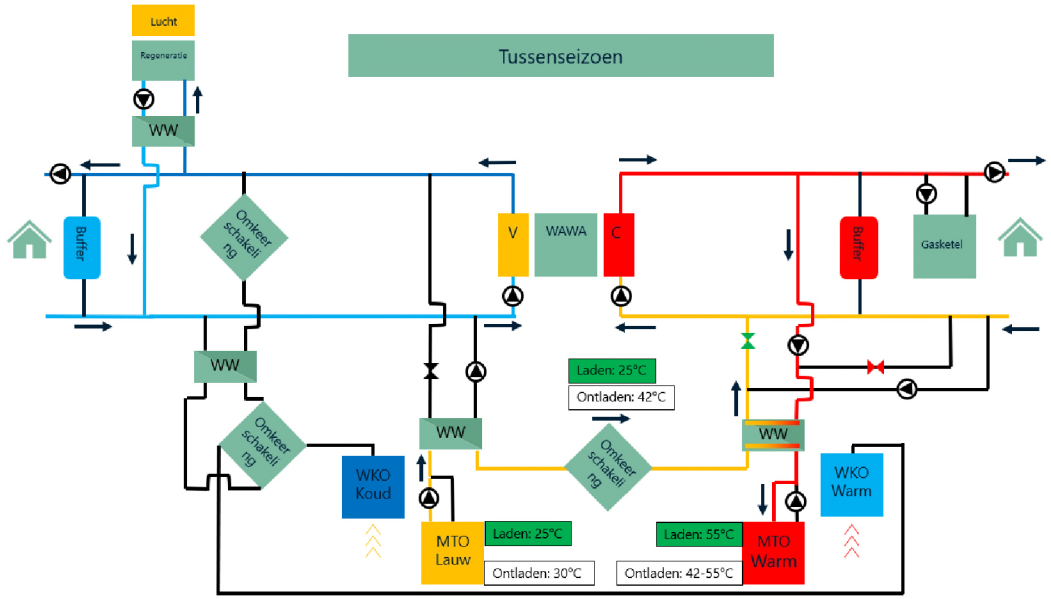


Principeschema warmtepompcentrale

Bedrijfssituatie: tussenseizoen

Tussenseizoen: periode met gemiddelde buitentemperaturen, gemiddelde hoeveelheid zonne-energie, beperkte warmtevraag en lage koudevraag.

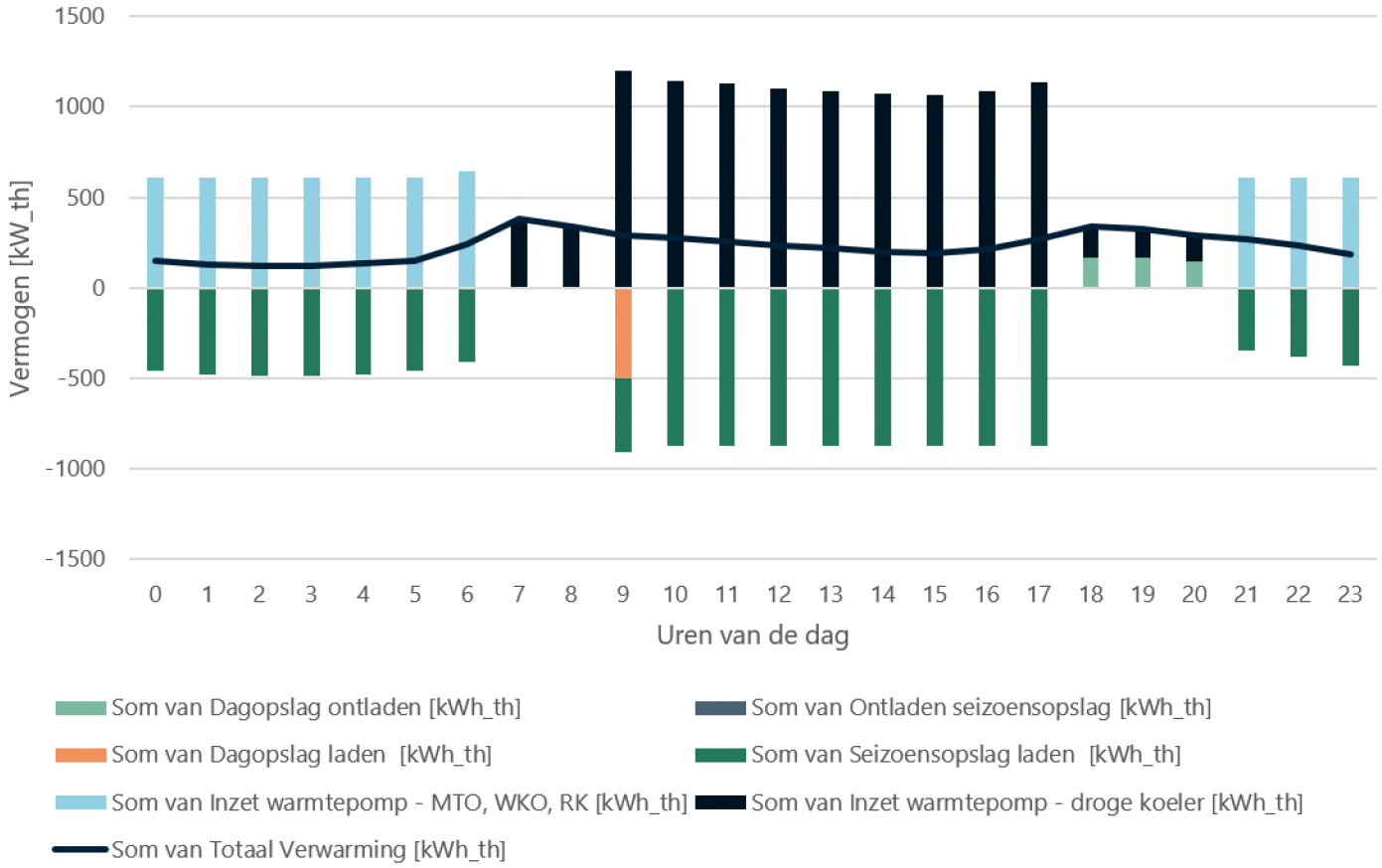
- In het tussenseizoen vind de switch plaats tussen laden en ontladen van de seizoensopslag. Hierbij kunnen er ook periodes zijn waarbij de seizoensopslag niet wordt gebruikt, afhankelijk van vraag en aanbod van elektriciteit.
- De warmtepomp krijgt zijn bronwarmte voor het grootste deel uit ruimtekoeling en de droge koeler. Indien dit niet afdoende is of de buitentemperatuur nog te laag is voor de inzet van de droge koeler, dan wordt de WKO ingezet.
- De bronwarmte uit de droge koeler wordt voor het grootste deel direct gebruikt door de warmtepompen. Het voordeel hiervan is dat de droge koeler al bij lagere buitentemperaturen ingezet kan worden, omdat het laden van de WKO bij lage temperaturen niet efficiënt is. Doordat de droge koeler eerder wordt ingezet, wordt er minder warmte aan de WKO onttrokken, en hoeft de WKO minder geladen te worden met warmte. Omdat de warmte vanuit de droge koeler bovendien direct naar de warmtepomp gaat in plaats van via de WKO, kan de WKO uiteindelijk kleiner worden gedimensioneerd.



Principe warmtepompcentrale

Bedrijfssituatie tussenseizoen

- In de grafiek is een voorbeeld te zien van het gedrag van de warmtepompcentrale op een dag in het tussenseizoen.
- De MTO wordt geladen.
- In de nacht bij lagere buitentemperaturen wordt de warmtepomp ingezet met als bron de WKO.
- In de middag bij hogere buitentemperaturen wordt de warmtepomp ingezet met als bron de droge koeler.
- De dagopslag wordt ontladen in netcongestie-uren en piekvraaguren van warmte. In de ochtend wordt deze niet ontladen omdat er genoeg zonne-energie beschikbaar is.
- De dagopslag wordt geladen op momenten dat er verwarmings- en elektrischecapaciteit is.

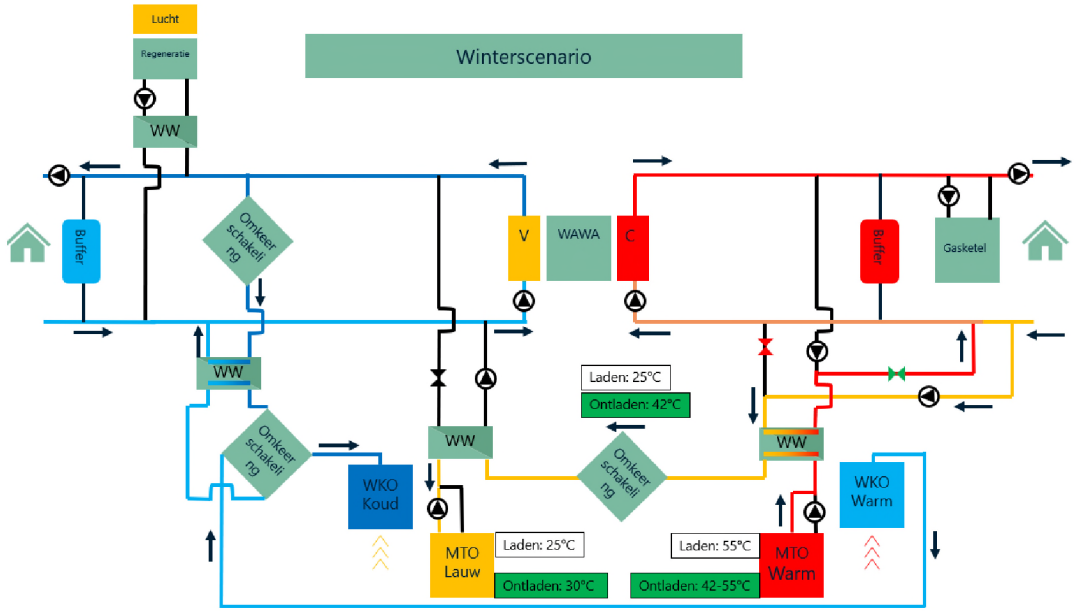


Principeschema warmtepompcentrale

Bedrijfssituatie: winter

Winter: periode met lage buitentemperaturen, weinig zonne-energie, hoge warmtevraag met daarin het maximale verwarmingsvermogen en een zeer beperkte koudevraag.

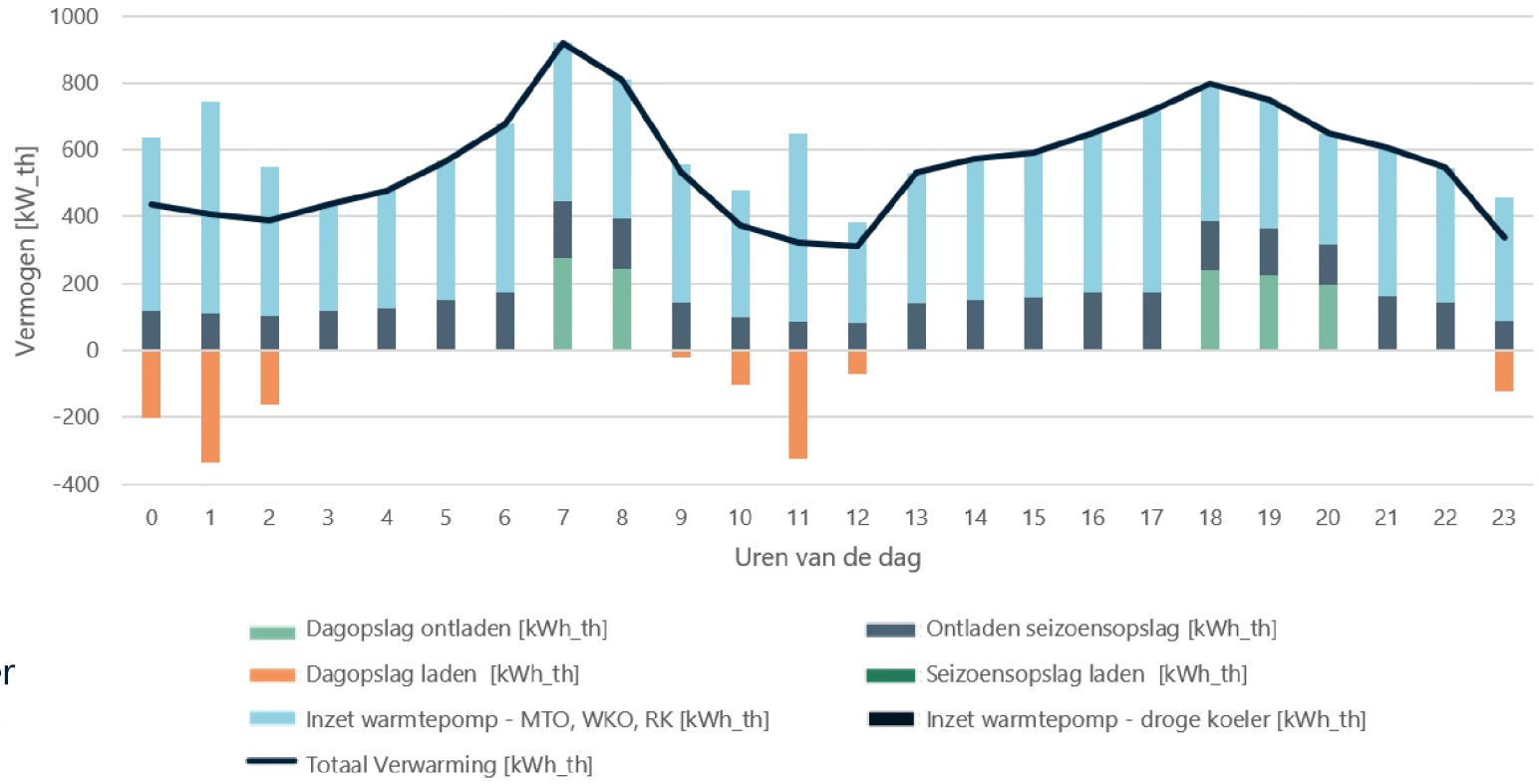
- In de winter wordt de seizoensopslag ontladen. De seizoensopslag is geladen tot 55 °C. Dit betekent dat maximaal 50% van het verwarmingsvermogen door de seizoensopslag kan worden geleverd. Gedurende het ontlaadseizoen daalt de temperatuur in de warme bron tot 42 °C. Hierdoor neemt het aandeel van het verwarmingsvermogen dat door de seizoensopslag kan worden geleverd af naarmate het winterseizoen vordert.
- Als het water uit de MTO is afgekoeld tot ongeveer 42 °C (retourtemperatuur + verlies over de warmtewisselaar), kan het verder worden afgekoeld door de warmtepomp, waarbij het dient als bronwarmte. Dit resulteert in een hoge COP van de warmtepomp, waardoor het benodigde elektrische vermogen van de warmtepomp beperkt blijft.
- Als noodoplossing kan de gasketel worden ingezet om de warmtelevering te garanderen.



Principe warmtepompcentrale

Bedrijfssituatie winter

- In de grafiek is een voorbeeld te zien van het gedrag van de warmtepompcentrale op een winterdag.
- Aan het begin van de nacht, bij lage elektriciteitsvraag, wordt de dagopslag geladen zodat de ochtendpiek kan worden gedekt.
- De MTO wordt ontladen om de elektriciteitsvraag te verminderen.
- De warmtepomp wordt ingezet met als bron de MTO wat zorgt voor een hoge COP.
- De dagopslag wordt ontladen in netcongestie-uren en piekvraaguren van warmte.
- De dagopslag wordt geladen op momenten dat er voldoende verwarmings- en elektrische capaciteit is zodat de belasting in de piekmomenten wordt beperkt.



Dimensionering hoofdcomponenten warmtepompcentrale

Warmteconfiguratie

- **Warmtepompen**: Gedimensioneerd op de verwarmingslast (minimalisatie gasketelinzet) en het laden van de seizoensopslag. Een grotere capaciteit is economisch niet rendabel vanwege de hogere investeringskosten t.o.v. de beperkte extra elektriciteitsbenutting in de zomer. De voorkeur gaat uit naar het plaatsen van meerdere warmtepompen (of bv in serie of parallel) vanwege de bedrijfszekerheid en het efficiënte functioneren van warmtepompen bij deellast. De warmtepompen komen naast elkaar in de ruimte voor de energiecentrale.
- **Gasketel:** Functioneert als back-up en pieklastvoorziening (piekvraag minus warmtepompvermogen). Hiermee is de levering geborgd bij calamiteiten of onderhoud aan de MTO, buffers of warmtepomp.
- **WKO:** gedimensioneerd op warmte ontladen, levering van bronwarmte aan de warmtepomp. In de zomer levert de warmtepomp door het gebruik van de bronwarmte vanuit ruimtekoeling een aanzienlijk deel van de ruimtekoeling. Warmte wordt dan op 'lage' temperatuur opgeslagen.
  - *Specificaties: Bij 70 °C bedraagt de COP ±3,1. Een warmtepomp van 1.200 kW_{th} vraagt dan 800 kW bronwarmte. De WKO levert hiervan 400 kW (bij 60 m^3/h), de rest wordt aangevuld door de MTO (winter) of droge koeler (zomer). De warmtepompen kunnen schakelen tussen het circuit van de MTO en WKO's.*

Hoofdcomponenten	Eenheid	Waarde
Warmtepomp	kW_{th}	1.200 *3 WP x 400 kW_{th}*
Gasketel	kW_{th}	1.075 *3 GK x 360 kW*
WKO	m^3/h	60 *3 doubletten*
MTO	m^3/h	25 *1 doublet*
Dag/nacht buffer (tank)	m^3	50 *5 x 10*
Droge koeler	kW	825
Distributiepompen warmte	m^3/h	60
Distributiepompen Koude	m^3/h	130

Dimensionering hoofdcomponenten warmtepompcentrale

Warmteconfiguratie

- **Dag/nacht buffer (tank):** Geïsoleerde opslagvaten, die bovengronds worden opgesteld, waarin warm CV-water wordt opgeslagen om binnen 24 uur te gebruiken. Deze voorziening wordt toegepast om schakelingen van het MTO de beperken en bij pieklast het elektriciteitsnet te ontzien.
- **MTO:** Geoptimaliseerd voor laden warmteopslag in de zomer en reductie van het elektrisch piekvermogen en verbruik in de winter.
- **Droge koeler:** Voorziet de warmtepomp van bronwarmte en laadt, indien de buitentemperatuur dit toelaat, de WKO bij.
- **Distributiepompen:** Gedimensioneerd op de piekvraag van warmte en koude.



Warmteopslag

Van PTES naar ander opslag techniek

Waar Innoforte van uitging

- Voorkeursconcept met een middentemperatuurnet en centrale warmtepomp mét seizoensopslag als “grote buffer”-oplossing (PTES-achtige gedachte: centraal, groot volume).
- WKO vooral als oplossing voor koeling/bron, niet als hoofdroute voor seizoensopslag.

Welke opslagtechnieken DWA heeft onderzocht: brede verkenning

- Aquifer-opslag: WKO / MTO / (HTO als variant).
- PTES (pit/opengraving met water), TTES (tankopslag), BTES (boorgatenveld).
- Modulaire waterbuffers (zoals Hocosto) en innovatieve materialen (PCM/TCM).
    - Allen minder passend op schaal/efficiëntie/kosten/volwassenheid/ruimtelijke/visuele impact t.o.v. watergedragen aquifer-opslag.

Hoe dit convergeerde naar WKO/MTO

- Aanvankelijk was een open bodemenergiesysteem niet in scope vanwege strenge grondwater- en vergunningskaders in Noord-Brabant.
- Verdiepend onderzoek laat zien dat een WKO/MTO-oplossing in deze context toch haalbaar kan zijn, mits goed onderbouwd en vergund.
- Daardoor verschuift de voorkeursrichting naar ondergrondse opslag in aquifers: MTO voor seizoenswarmteopslag gecombineerd met WKO voor koeling en flexibiliteit.

- *Onderzoek naar warmteopslag-technieken voor het energiesysteem Stokkelsche Akker is als separate notitie opgeleverd.*

Aanvullend onderzoek naar seizoensgebonden warmteopslag – reikwijdte en aanpak

Context, onderzochte technologieën en de wijze waarop deze werden beoordeeld

- Het conceptontwerp voor Stokkelsche Akker combineert WKO, een centrale warmtepomp en een middentemperatuurwarmtenet. In deze opzet speelt seizoensgebonden warmtebuffering een doorslaggevende rol.
- Een seizoensgebonden buffer heeft aanzienlijke gevolgen voor het ruimtelijk plan (voetafdruk, locatiekeuze, boven- versus ondergronds), de systeemarchitectuur (warmtepomp, elektriciteitsbehoefte) en de business case.
- De gemeente Eersel heeft behoefte aan een gestructureerde vergelijking van de opties om weloverwogen ontwerpbeslissingen te kunnen nemen voordat het schetsontwerp wordt afgerond.

Overwogen technologieën

- ATES in drie temperatuurbereiken — WKO (<25 °C), MTO (25–60 °C), HTO (>60 °C)
- PTES — beklede waterput
- TTES — bovengrondse geïsoleerde tank
- BTES — boorgatveld in grond/gesteente
- Hocosto — ondergrondse modulaire waterbuffers
- In het kort: PCM's (faseverandering) en TCM's (thermochemisch)

Vergelijkingspunten

- **Technische geschiktheid voor de locatie in Eersel** – invloed van de ondergrondse geologie, grondwaterdruk en -stroomsnelheid (40–120 m/jaar), continuïteit van de kleilaag, beschikbare diepte
- **Temperatuur & prestaties** – bruikbaar temperatuurbereik, max. ΔT, seizoensgebonden rendement, energiedichtheid
- **Maturiteit (TRL)** – trackrecord en beschikbaarheid van Nederlandse/EU-precedenten
- **Systeemintegratie** – interactie tussen centrale warmtepomp en elektriciteitsvraag; methode om te leveren op het niveau van ~65 °C dat nodig is voor ruimteverwarming en warm water
- **Ruimtelijke gevolgen** – benodigde oppervlakte (m^2), boven- versus ondergronds, potentieel voor dubbel gebruik, visuele impact
- **Kosten** - indicatieve CAPEX (€ of €/m^3) en LCOH (levelized cost of heat) (€/MWh). LCOH drukt de gemiddelde kosten per MWh geleverde warmte uit over de levensduur van het systeem, waarbij CAPEX, OPEX en efficiëntieverliezen worden gecombineerd tot één vergelijkbaar cijfer.
- **Subsidie** - aanvraag (WIS, SDE++, DEI+)

Samenvatting — Vergelijking van technologieën

Technologie	Opslagmedium	Max. temp. (°C)	Max. ΔT (°C)	TRL / volwassenheid	Investering	Seizoensgebonden rendement	Ruimtelijke vereisten	Geschiktheid voor Eersel
ATES — WKO (lage temperatuur)	Grondwater in watervoerende laag	< 25	~ 5–10	Volwassen (9)	**Laag <€10/m³**	**70–90 %**	Alleen putten + technisch gebouw	**Haalbaar**
ATES — MTO (mid-T)	Grondwater in watervoerende laag	25–60	~ 20–40	Opkomend (7–8)	**Laag–Gemiddeld**	**60–85 %**	Alleen putten + technisch gebouw	**Haalbaar in afwachting van verder onderzoek**
ATES — HTO (hoge temperatuur)	Grondwater in watervoerende laag	> 60	~ 40–60	Demonstratie (7)	**Gemiddeld**	**60–80 %**	Alleen Wells + tech. gebouw	**Waarschijnlijk niet haalbaar in de beschikbare ondergrond**
PTES	Water (beklede put)	80–85	~ 60–75	Volwassen in de EU (8–9)	**€ 60–90/m³**	**70–90 %**	Groot (1.900–2.800 m²)	**Problemen met grondwater**
TTES	Water (stalen/betonnen tank)	~ 95	~ 60–85	Volwassen (8–9)	**€ 110–140 /m³**	**90–95 %**	900–1100 m² oppervlakte, 20–25 m hoog	**Sterke kandidaat, relatief duur**
BTES	Grond / gesteente (boorgaten)	~ 60–80	~ 20–40	Volwassen (9)	**Laag–Gemiddeld € 30–50/m³**	**40–90 %**	Ondergronds; oppervlak bruikbaar	**Suboptimaal vs ATES**
Hocosto (modulair)	Water (ondergrondse modules)	~ 85	~ 70	Commercieel (8)	**€ 350–375 /m³**	**Matig**	~ 500 m² / eenheid, 8 eenheden (ondergronds)	**Haalbaar tegen hoge kosten**
PCM's	Faseveranderingsmateriaal	~ 30–90	Smal (nabij Tm)	Laag (3–5)	**Zeer hoog**	**Niet bewezen**	Compact (hoge dichtheid)	**Niet aanbevolen**
TCM's	Zouthydraten / sorptiemiddelen	80–150	Hoog (chemisch)	Laag (3–5)	**Zeer hoog**	**Bijna 0 % verlies***	Compact (hoge dichtheid)	**Niet aanbevolen**

Technologie	CAPEX		LCOH (€/MWh)		OPEX (€/jaar)	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog	Laag	Hoog
PTES	€ 3.122.000	€ 4.683.000	€ 344	€ 511	€ 31.200	€ 46.800
TTES	3.679.000 euro	€ 4.682.000	€ 371	€ 571	€ 18.400	€ 93.600
BTES	€ 2.625.000	€ 4.375.000	€ 334	€ 672	€ 52.500	€ 175.000
HOCOSTO	€ 8.400.000	€ 9.000.000	€ 903	€ 1.096	€ 84.000	€ 180.000
HTO	€ 1.239.000	€ 1.239.000	€ 97	€ 114	€ 77.500	€ 77.500
WKO	€ 336.000	€ 672.000	€ 24	€ 44	€ 3.360	€ 20.200
MTO	€ 575.000	€ 975.000	€ 48	€ 67	€ 35.800	€ 59.300

Conclusie

Gestapelde WKO/MTO ATES- en TTES-systemen komen naar voren als de twee haalbare opties. Gezien de aanzienlijk hogere CAPEX- en LCOH-kosten van TTES, in combinatie met de visuele impact van een tank van 20–25 m op de omwonenden, bevelen wij een gestapelde WKO/MTO ATES-configuratie aan — onder voorbehoud van gericht hydrogeologisch onderzoek om de continuïteit van de kleilaag en de grondwateromstandigheden te bevestigen.

Het volledige rapport is te vinden in de bijlage

Warmteopslag

ATES WKO/MTO (Aquifer thermal energy storage)

- ATES is een open systeem dat grondwater uit watervoerende lagen gebruikt als seizoensgebonden warmte- en koude-opslag. Drie bedrijfsmodi - die zich onderscheiden op basis van temperatuur - stellen verschillende eisen aan de geologie ter plaatse, de wettelijke procedures en technische installaties.
- ATES is een systeem met doubletten (warme- en koudebron). De systemen staan in open verbinding met watervoerende lagen en maken gebruik van grondwater dat via gedeeltelijk geperforeerde buizen wordt onttrokken en geïnfiltreerd. Het koude of warme grondwater wordt door een warmtewisselaar geleid voordat het weer in de bodem wordt geïnfiltreerd.
- Vanwege regelgeving ter bescherming van de grondwaterkwaliteit in Noord-Brabant gelden er beperkingen voor het boren in de ondergrond. Open systemen kunnen tot een diepte van 80 m reiken, of tot aan de afsluitende kleilaag (>80m).
- In Eersel wordt seizoensgebonden thermische opslag gerealiseerd via een gecombineerde ATES-opstelling waarin zowel WKO als MTO zijn geïntegreerd. WKO is in Nederland volwassen; MTO is in opkomst.
- Een MTO-systeem op ware grootte wordt momenteel ontwikkeld in Andel (Noord-Brabant), onder dezelfde grondwaterautoriteit (ODZOB), in de tweede watervoerende laag op 67–85 m en begrensd door kleilagen boven en onder. Het opslagvolume bedraagt 1.370.000 m^3 met 4 warme en 6 koude putten en een gecombineerde doorstroming van 390 m^3/u. Het project krijgt vergunning ondanks aangescherpte grondwaterregels, wat een nuttig precedent schept.
- Niettemin zal een omvangrijk onderzoeks- en monitoringprogramma nodig zijn om een vergunning te verkrijgen. Daarnaast is gericht hydro-geologisch onderzoek noodzakelijk.

WKO — Low temperature

< 25 °C

Mature in the Netherlands (3,000+ systems). Cooling delivered directly; heating typically via a heat pump.

MTO — Medium temperature

≈ 25–60 °C

Emerging. Andel MTO under same authority Omgevingsdienst Zuidoost-Brabant (ODZOB) — strong precedent.

HTO — High temperature

> 60 °C

Demonstration stage. Requires a deeper aquifer (100–400 m), saline groundwater and a reliable caprock — unlikely at Eersel.

ATES-configuratie voor Stokkelsche Akker

Geologie van het watervoerende pakket en terreinomstandigheden

- Seizoensgebonden warmteopslag wordt gerealiseerd via een gecombineerde ATES-opstelling waarin zowel WKO als MTO zijn geïntegreerd. WKO is in Nederland een beproefde technologie; MTO in aquifers is nog in opkomst, maar het MTO-systeem in Andel, dat onder dezelfde grondwaterbeheerder (ODZOB) valt, vormt een regionaal precedent.
- De voorgestelde MTO-aquifer ligt hemelsbreed op ongeveer 800 m van de locatie en bestaat uit ideaal grof tot middelgrof zand, met een dikte van 15–18 m, begrensd door:
  - een bovenste kleilaag (7–15 m dik) boven een diepte van ongeveer 48 m
  - een onderste kleilaag op een diepte van ongeveer 63–66 m
- De belangrijkste beperking voor het potentieel van de watervoerende laag is het haalbare debiet. Op basis van de beperkte beschikbare gegevens wordt dit geschat op ongeveer 15–20 m^3/u. Over een periode van ongeveer 3.000 bedrijfsuren komt dit neer op een totaal overdraagbaar volume van ongeveer 60.000 m^3. Gezien de ruimtelijke omvang van de geïdentificeerde watervoerende laag is er meer dan voldoende ruimte beschikbaar om aan deze opslagbehoefte te voldoen.
- Een tweede, dikkere aquifer in fijner zand bevindt zich op 10–35 m, gescheiden van de diepere formatie door een circa 13 m dikke kleilaag. Deze heeft ook een bovenste afsluitende kleilaag van circa 7 m dik.
- Om de watervoerende laag te bereiken is een sleuf met vier leidingen (WKO + MTO aanvoer/retour) van ongeveer 800 m nodig. Moderne thermisch geïsoleerde leidingen maken warmteverliezen verwaarloosbaar, maar het aanleggen van de leidingen brengt aanzienlijke investeringskosten met zich mee. Er zijn drie paar WKO-bronputten nodig om aan de verwachte koelvraag te voldoen en bronwarmte te leveren.



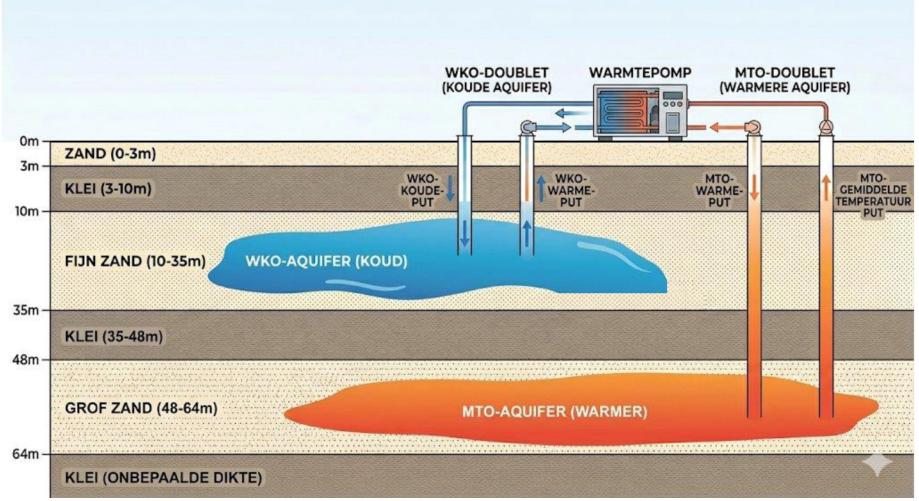
Het gemarkeerde gebied vormt het meest veelbelovende stuk grond rondom de locatie Stokkelsche Akker, op basis van de beschikbare boorgatgegevens op Dinoloket.nl

Configuratie van de locatie en de put	Waarde
Afstand tot de locatie	~ 800 m
MTO diepte/dikte van de watervoerende laag	~ 48–66 m / 15–18 m
Watervoerend materiaal	Grof/middelgrof zand
WKO diepte/dikte van de watervoerende laag	10-35 m / 25m
Watervoerend materiaal	Fijn zand

Gebruik en flexibiliteit

Het potentieel van gestapelde watervoerende lagen en de rol van de dag-nachtbuffer

- MTO is relatief inflexibel in het gebruik, het omschakelen tussen opladen en ontladen is doorgaans beperkt tot één overgang per seizoen.
- WKO is dynamischer en biedt flexibiliteit op korte termijn, het kan binnen een seizoen meerdere keren schakelen tussen koeling en verwarming.
- Een gestapelde aquiferconfiguratie wordt haalbaar geacht: de ondiepere fijnzandige aquifer voor WKO en de diepere aquifer voor MTO. Precedent: WarmteStad Groningen heeft een ATES met gestapelde aquifers voor ongeveer 10.000 woningen ontwikkeld.
- Eén gezamenlijke boorlocatie voor WKO en MTO kan de mobilisatiekosten verlagen, maar het boren door de tussenliggende kleilaag is het grootste risico, dit kan thermische vermenging tussen de aquifers en verlies van de scheidingsfunctie veroorzaken.
- Een gestapelde aquiferconfiguratie helpt om de impact van het warmteverlies van de MTO te verkleinen. De verloren warmte vanuit de MTO wordt namelijk voor een deel opgevangen door de bovenliggende WKO.



Eigenschap	WKO	MTO
Temperatuur	< 25 °C	~ 25–60 °C
Levensduur in NL	Volwassen	Opkomend
Flexibiliteit	Dynamisch	Seizoengebonden
Omschakelingsfrequentie	Meerdere per dag	1× per seizoen
Functie in de opstelling	Koeling + bron	Warmteopslag
Aantal eenheden	3 doubletten	1 doublet

Elektriciteitsopslag

Soort en inzet van elektriciteitsopslag

Doel

- Zorgt ervoor dat kortetermijnverschillen (van uur tot dag) tussen lokale opwekking en vraag worden opgevangen, waardoor de piekimport uit het net tot 30% van het referentiescenario wordt beperkt
- Verhoogt het eigen verbruik van zonnepanelen door overschotten overdag op te slaan in plaats van ze naar het net te sturen
- Compenseert het stroomverbruik van huishoudens, het opladen van elektrische auto's en warmtepompen
- Kortetermijnbalansregeling voor elektriciteit (per uur tot per dag)

Zomer

- De opbrengst van zonne-energie overtreft regelmatig de elektriciteitsvraag overdag.
- De accu slaat overtollige zonne-energie op die anders zou worden afgeschakeld of geëxporteerd
- Ontladingen tijdens avondpieken, wanneer de zonne-energieproductie afneemt maar de vraag van huishoudens hoog blijft.

Winter

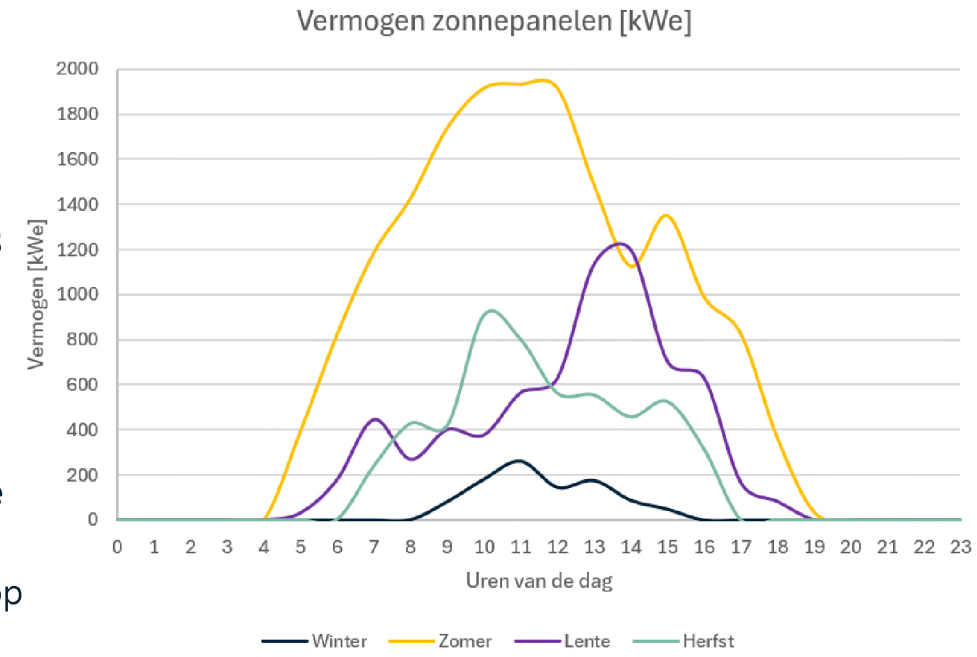
- De opbrengst van zonne-energie is lager dan de elektriciteitsvraag.
- De accu vlakt pieken in de elektriciteitsvraag af.
- De accu wordt geladen op momenten dat er overcapaciteit ten opzichte van de elektriciteitsaansluiting beschikbaar is, oftewel wanneer elektriciteit niet direct wordt gebruikt door huishoudens, het verwarmingssysteem of andere verbruikers. Op deze manier wordt de beschikbare elektriciteitsaansluiting zo efficiënt mogelijk benut.



Lokale elektriciteitsopwekking

Uitgangspunt elektriciteitsopwekking met PV-panelen

- Totale capaciteit van zonnepanelen (eindsituatie): ca. 3.915 kWp.
- Dit komt neer op in totaal 8.700 zonnepanelen van 450 Wp met afmeting van ca. 1,8x1,1 m.
- Bij het oppervlak voor zonnepanelen wordt rekening gehouden met het aantal woningen per dak, of het dak hellend of vlak is, en een standaardfactor om het dakoppervlak om te rekenen naar het zonnepanelenoppervlak.
- Het uitgangspunt is dat appartementen/utiliteit platte daken hebben en rijtjeshuizen/vrijstaande woningen hellende daken hebben.
- Op platte daken kunnen panelen in elke richting worden geplaatst. Het uitgangspunt is: 1/3 zuid, 1/3 oost, 1/3 west. De hoek is 35 graden, wat optimaal is voor de opbrengst.
- Op hellende daken wordt het volledige potentiële oppervlak benut. Daarom wordt aangenomen dat de panelen voor ¼ naar het zuiden, noorden, oosten en westen zijn gericht.
- Zuidgerichte systemen maximaliseren de jaarlijkse opbrengst, terwijl oost- en west-gerichte systemen de piekproductie rond het middaguur verminderen en de opbrengst verschuiven naar respectievelijk de ochtend- en avonduren. Noordgerichte panelen leveren met name op basis van diffuus licht. Om zo veel mogelijk dakoppervlak te benutten zijn deze ook meegenomen in de berekeningen.
- Door de verschillende hoeken van de geplaatste panelen is het vermogen gedurende de dag verschillend in de verschillende seizoenen.



Elektriciteitsaansluiting Enexis

Uitgangspunt beschikbare aansluiting vanuit het net voor (terug)levering: 340 kW_e

STAP 1 - INVOERPROFIELEN (uurresolutie, volledig jaar)

- **Elektriciteit:** Som per huishoudtype: Σ (n × jaarlijkse vraag)
- **Ruimtevermarming:** Individuele lucht-water warmtepomp per woning COP = 3,5
- **Ruimtekoeling:** Elektrische koeling per woning COP = 4,4
- **EV-laden:** Identiek aantal EV's in basis- en ontworpen configuratie

STAP 2 — BEREKENINGSMETHODE: COMBINATIE VAN UURPROFIELEN

Procedure: van individuele profielen → gelijktijdige netbelasting → jaarmaximum

1. **Profielen:** Er zijn verbruiksprofielen opgesteld voor elektriciteit, ruimteverwarming, ruimtekoeling en het opladen van elektrische voertuigen voor een volledig jaar (8.760 uur) (dezelfde profielen als in de simulatie worden gebruikt, om een eerlijke vergelijking mogelijk te maken).
2. **Synchroniseren profielen:** Profielen zijn op dezelfde tijdsas gezet, zodat verbruik tussen componenten en woningen correct optelt.
3. **Optellen per uur:** Per uur zijn alle componenten gesommeerd. Er wordt aangenomen dat alle woningen zijn uitgerust met individuele warmtepompen die zowel voor verwarming als voor koeling zorgen. Het benodigde verwarmings- en koelvermogen wordt met behulp van de COP-waarden omgerekend naar KWe.
4. **Jaarlijkse maximum vaststellen:** De jaarreeks van de totale wijkvraag (rekening houdend met gelijktijdigheid) wordt geanalyseerd; het hoogste uur is de piekbelasting van het basisscenario.

Piekvraag basisscenario
Maximum gelijktijdige netafname over een volledig jaar

1.138kW_e —30%→ 340 kW_e

Dimensionering hoofdcomponenten elektriciteitsnet

Totstandkoming van de dimensionering

- De dimensionering is gericht op het realiseren van de gestelde doelen voor de netaansluiting en het maximale elektriciteitsnetgebruik.
- Bij het vaststellen van de benodigde PV-capaciteit en batterijopslag bleek de gewenste energetische autonomie van 70% de kritische factor, in plaats van de omvang van de elektriciteitsaansluiting.
- Het uitgangspunt is dat alle zonnepanelen op de beschikbare dakoppervlakken worden geplaatst. Indien dit onvoldoende ruimte biedt, kunnen parkeerplaatsen of gevels als alternatieve locaties worden benut. Het uitgangspunt is dat één zonnepaneel 450 W_{piek} is en een oppervlakte heeft van circa 2 m^2. Er zullen dus ongeveer 8.700 PV-panelen moeten worden geplaatst.
- Het bereiken van een autonomie van 65% is relatief eenvoudig, de resterende 5% om tot de doelstelling van 70% te komen, vereist echter een forse investering in extra panelen of opslag. Er is gekozen voor een grotere accucapaciteit. Dit biedt meer zekerheid tijdens de wintermaanden, omdat er een grotere reserve beschikbaar is om periodes met weinig zonne-energie te overbruggen. Daarbij heeft dit minder impact qua ruimtebeslag ten opzichte van het plaatsen van meer panelen.

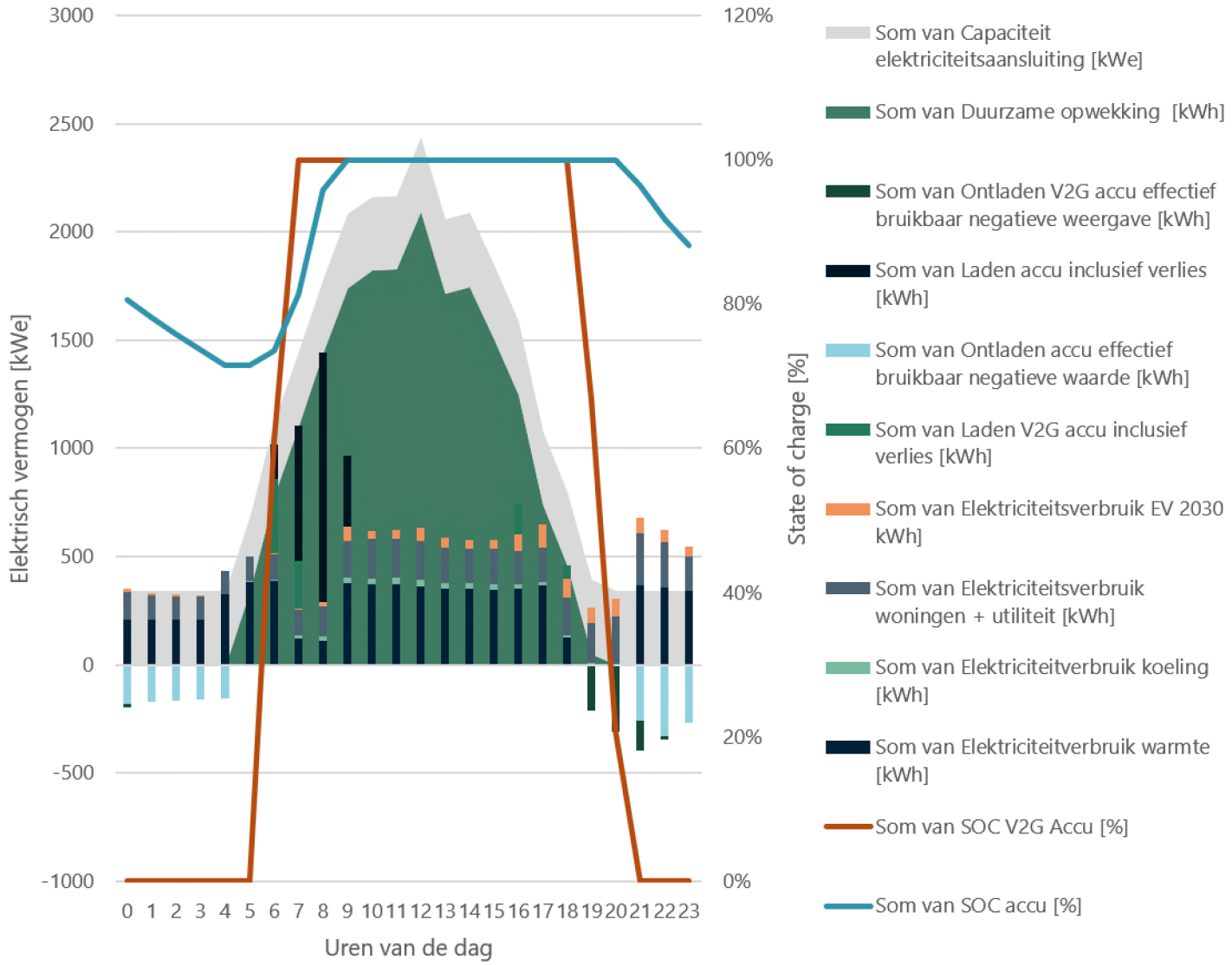
Hoofdcomponenten		DWA
Elektriciteitsaansluiting	[kW_e]	340
Zonnepanelen woningen	[W_{piek}]	3.600.000 *16.500 m^2 zonnepanelen*
Zonnepanelen utiliteit	[W_{piek}]	315.000 *1.429 m^2 zonnepanelen*
Accu	[kWh/kW]	8.000/4.000

Principe elektriciteitsnet

Bedrijfssituatie zomer

- In de zomer wordt bijna geen elektriciteit van het elektriciteitsnet gebruikt en bijna alleen maar energie van de zon. Een deel van de geproduceerde-energie kan niet worden gebruikt omdat de accu's vol zitten en niet meer dan de aansluitingscapaciteit teruggeleverd kan worden (curtailen).
- Met V2G worden de elektriciteitspieken in de avond voor het grootste deel opgevangen. In de zomer en het tussenseizoen wordt de accu vaker ingezet, zodat er 's middags ruimte is om de accu te laden met zonne-energie. Veelal zijn er namelijk minder auto's beschikbaar in de middag, en kan er dus minder geladen worden.
- In de nacht wordt de accu ontladen zodat deze in de middag geladen kan worden met zonne-energie.

PS: de oranjebruine en licht blauwe lijn zijn percentages en dienen van de verticale rechteras afgelezen te worden.

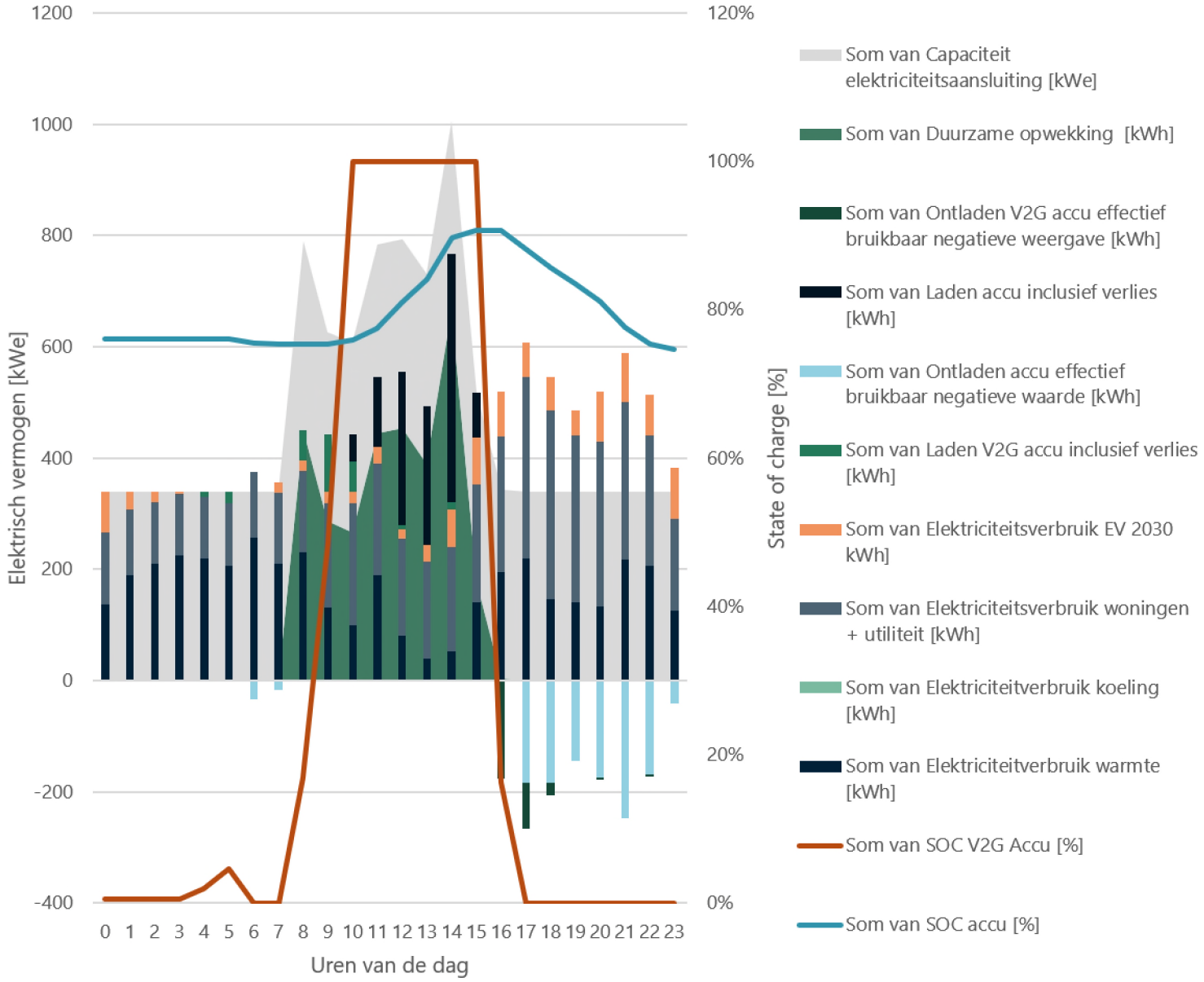


Som van (beschikbare) capaciteit elektriciteitsaansluiting [kWe] : dit is de elektriciteitsaansluiting van 340 kWe die continu beschikbaar is. Zolang de staven binnen het groene vlak (duurzame opwekking) blijven wordt het elektriciteitsnet niet gebruikt.

Principe elektriciteitsnet

Bedrijfssituatie tussenseizoen

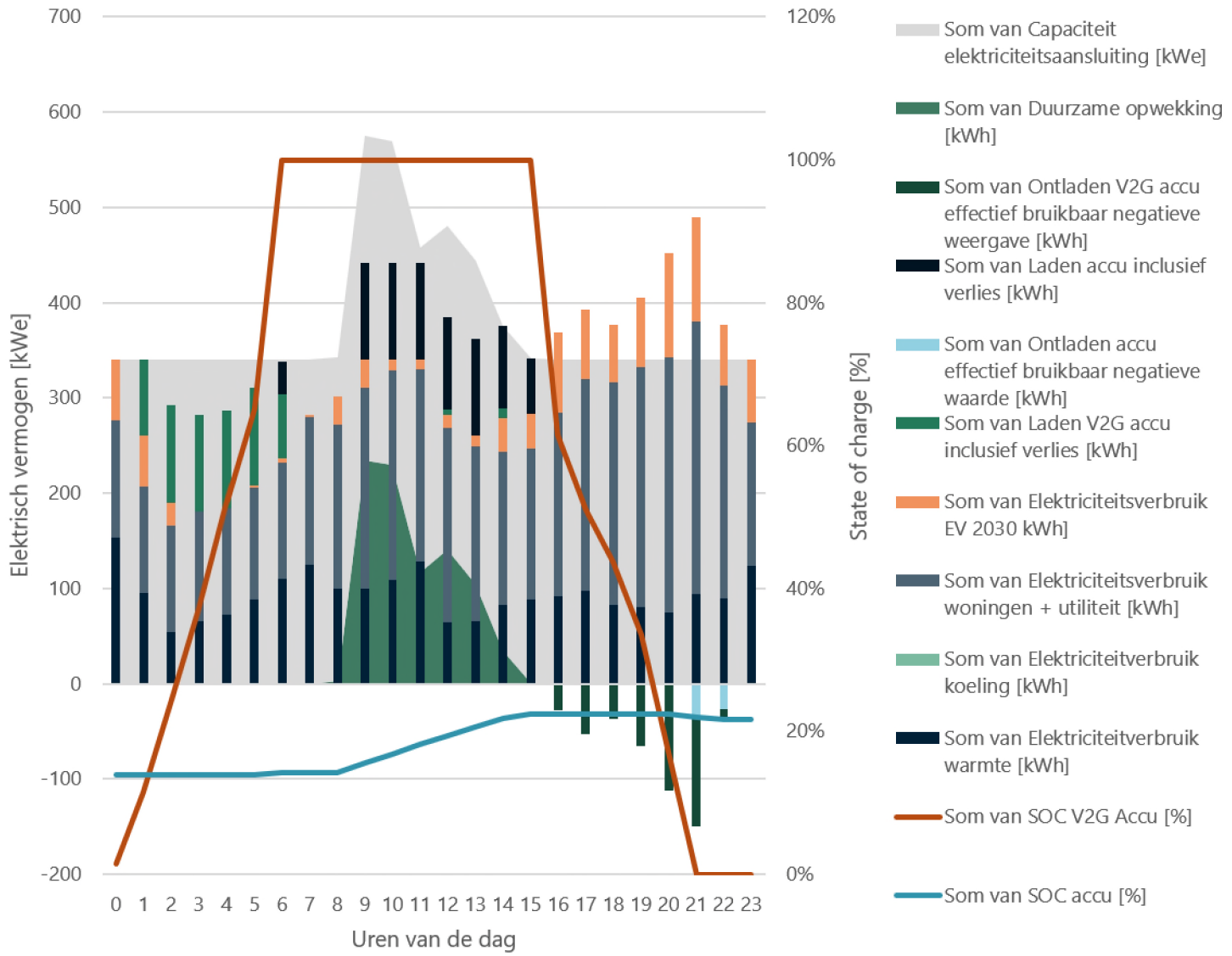
- In het tussenseizoen wordt (bijna) al de zonne-energie gebruikt en op de momenten dat het noodzakelijk is het elektriciteitsnet.
- Met V2G worden de elektriciteitspieken in de avond voor het grootste deel opgevangen. Er wordt dan ca. 180 kWe vanuit de V2G accu's ontladen.



Principe elektriciteitsnet

Bedrijfssituatie winter

- In de winter wordt al de zonne-energie gebruikt en vaak continu de maximale capaciteit van het elektriciteitsnet.
- Met V2G worden de elektriciteitspieken in de avond voor het grootste deel opgevangen.



Scores op de prestatie-indicatoren

- Bij het ontwerpen van het energiesysteem is gestuurd op het behalen van de doelen:
  - *70% van elektriciteit zelf opwekken gedurende het jaar;*
  - *een piekbelasting op het elektriciteitsnet heeft van maximaal 30% van een regulier all-electric scenario.*
- De warmtepompcentrale verliest relatief veel warmte in de seizoensoplag (rendement 75%, dus 25% verlies) en het warmtenet (6 GJ per woning). Desondanks zijn de duurzaamheidsprestaties goed. Dit komt doordat het merendeel van de gebruikte elektriciteit afkomstig is van de zonnepanelen, en dus 100% hernieuwbaar is.
- Het warmteverlies van 6 GJ per woning is gebaseerd op andere warmtenetten met een vergelijkbaar temperatuurregime en een vergelijkbare leidinglengte per woning. Het warmteverlies is lastig verder te verlagen. De belangrijkste aandachtspunten hierbij zijn een efficiënt leidingtracé en goede isolatie.
- De primaire energiefactor (PEF) is vooral relevant voor BENG2. Deze factor geeft aan hoeveel primaire energie nodig is voor de productie en levering van warmte en koude. De PEF staat gelijk aan 1 gedeeld door het equivalent opwekrendement (EOR). Een lagere PEF betekent een beter EOR en dus een betere score voor BENG2.
- De primaire hernieuwbare energiefactor (HEF) is belangrijk voor BENG3. Deze factor geeft aan welk aandeel van de benodigde energie afkomstig is uit hernieuwbare bronnen, zoals buitenlucht en bodemenergie (WKO).

Prestaties		
Elektriciteitsaansluiting	[kW]	340
Elektriciteitsverbruik	[MWh]	3.850 (a)
Elektriciteitsverbruik van elektriciteitsnet	[MWh]	1.590 (b)
Elektriciteitsverbruik van zonnepanelen	[MWh]	2.260
Elektriciteit teruggeleverd	[MWh]	430 (c)
Elektriciteit vernietigd	[MWh]	690
Elektriciteit van elektriciteitsnet	[%]	30% *30%=(b -c)/a*

Duurzaamheidprestaties warmtepompcentrale		**Warmte**	**Koeling**
EOR	[%]	271%	10.500%
HEF	[%]	73%	99%
PEF	[%]	37%	1%

Primaire energie betreft het fossiele energieverbruik dat nodig is om energie, in dit geval enkel elektriciteit, te produceren en te leveren, zoals aardgasverbruik. Voor elektriciteit wordt gerekend met een opwekkingsrendement van 69% (NTA-8800). Een deel van de elektriciteit wordt nog opgewekt met gas.

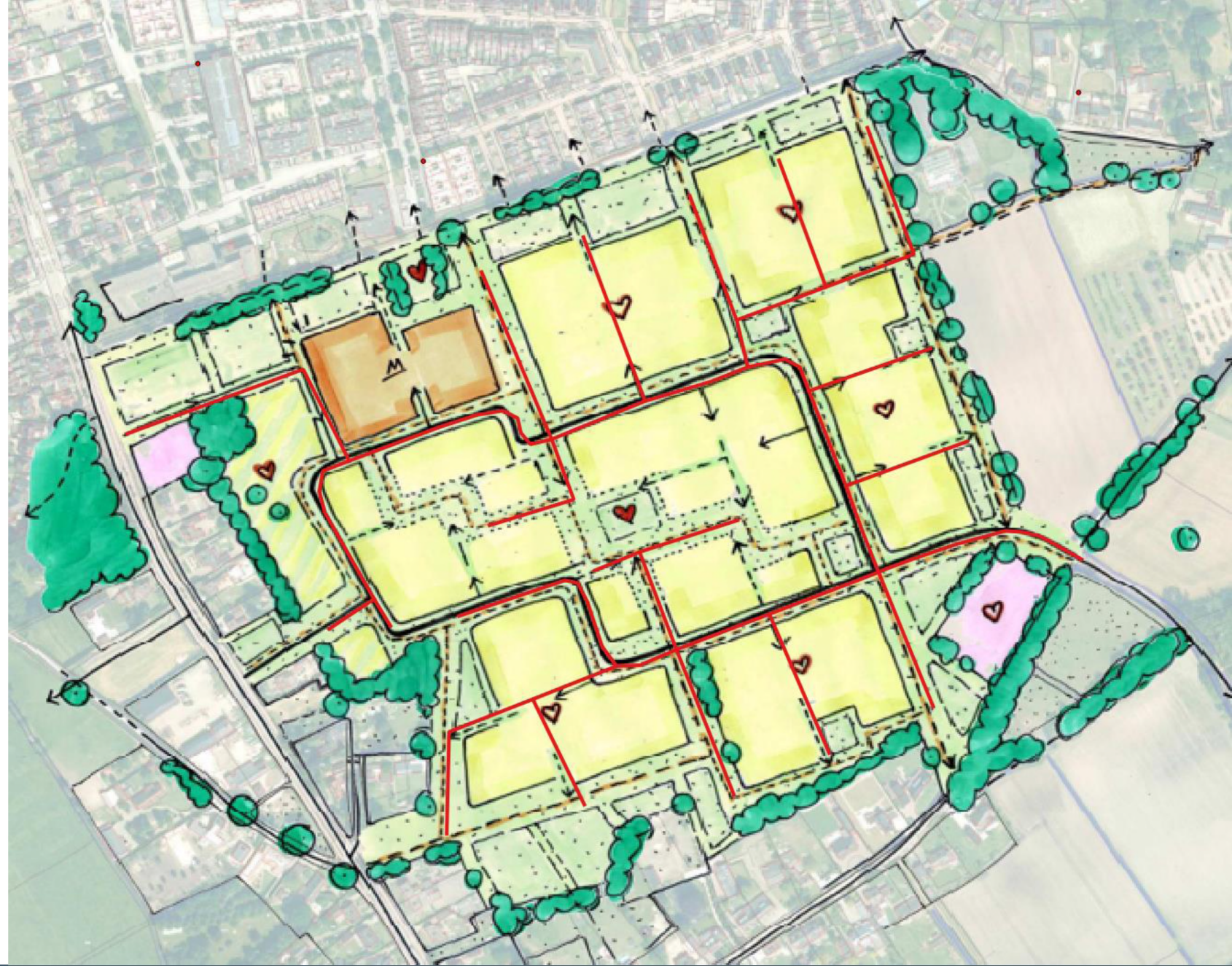
6 | Ruimtelijke en planologische inpasbaarheid

Leidingtracé

Route van het leidingtracé

In de kaart is het leidingtracé weergegeven die alle afnemers en producenten met elkaar kan verbinden. Het is niet precies bekend waar gebouwen komen en welk type gebouwen er komen dus het leidingtracé geeft enkel een indicatie.

Op hoofdlijnen is het leidingtracé van het warmte-, koude- en elektriciteitsnet hetzelfde. Het leidingtracé heeft een lengte van ca. 3.200 meter, voor iedere afnemer is nog wel een aftakking, de aansluitleiding, nodig. Een inschatting is dat dit ongeveer 3.750 meter in totaal is. De totale lengte per woning komt hiermee uit op ongeveer 11 meter.

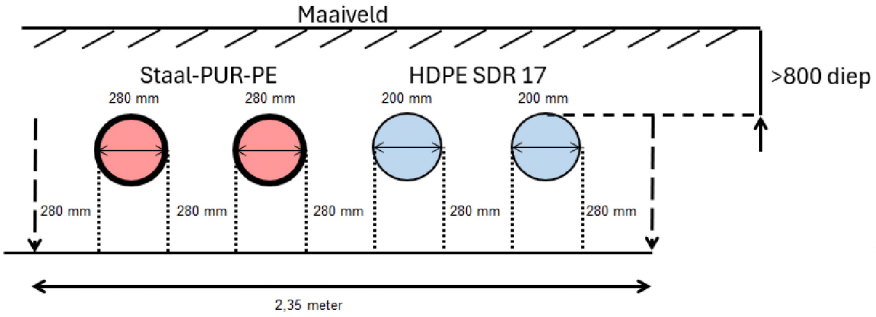


Leidingtracé

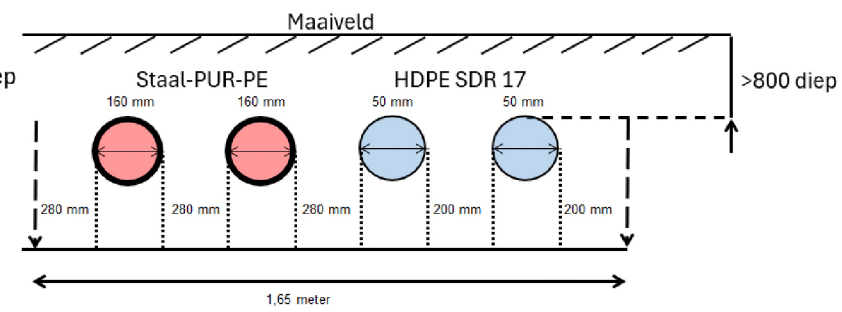
Route van het leidingtracé

- Bij met name het warmte- en koudenet verschilt de benodigde ruimte in de ondrgrond afhankelijk van het aantal afnemers dat achter het net zitten. De sleufbreedte loopt van maximaal 2,35 meter tot minimaal 1,3 meter zoals in de afbeeldingen is weergegeven.
  - De warmtenetleidingen zijn geïsoleerd om het warmteverlies te beperken. Een aanzienlijk deel van de diameter van een warmtenetleiding bestaat uit isolatie. Uitgangspunt zijn staal-pur-PE leidingen.
  - De koudenetleidingen zijn niet geïsoleerd. Het debiet is echter wel hoger, vooral door een lager temperatuurverschil tussen aanvoer- en retour, waardoor het verschil in diameter beperkt blijft. Uitgegaan wordt van kunststof leidingen (HDPE).

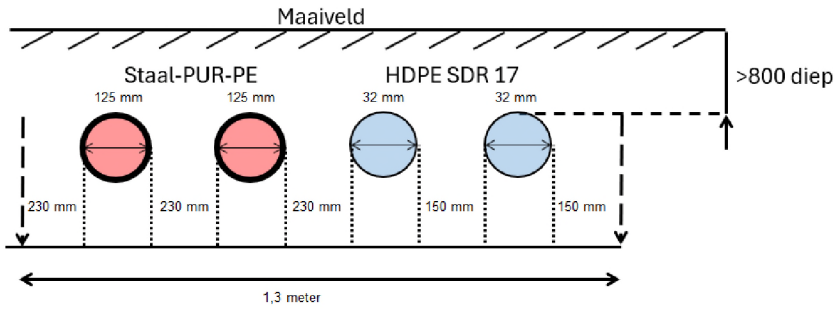
Alle afnemers



20 (rij)woningen (1 straat)



2 (rij)woningen



Technische benodigde ruimte

Ruimteclaim & randvoorwaarden (planologische borging)

De ruimtebehoefte bestaat uit drie delen:

1. Energiecentrale-gebouw-footprint.
2. Buitenopstellingen componenten/onderdelen (koeler/buffers/accu).
3. Logistiek & veiligheidszones (toegang, onderhoud, brandweerroute).

Locatie-eisen hoofdcomponenten:

- dichtbij het hoofdleidingtracé (warmte/koude) om leidinglengtes en verliezen te beperken;
- voldoende afstand tot gevoelige functies i.v.m. geluid en veiligheid;
- goede bereikbaarheid voor aanleg en onderhoud (vrachtverkeer/kranen).

Planologische aanpak:

- borg in het gebiedsconcept een reserveringszone (met bandbreedte), zodat de exacte uitwerking later technisch kan worden geoptimaliseerd zonder herziening van het plan.

Financieel:

- bouwkundige kosten voor de techniekruimte zijn onderdeel van de raming; uiteindelijke kosten hangen mede af van architectuur en inpassing.

Voorstel: ruimteclaim-overzicht (zones en m^2) verwerken in gebiedsconcept/omgevingsplan zodra definitief afgestemd.

7 | Business case & eindgebruikerskosten

Investeringskosten

De investeringskosten geven een eerste indicatie van de orde van grootte van de benodigde investering voor het collectieve energiesysteem in Stokkelsche Akker. De raming is opgesteld op schetsontwerpniveau en omvat de belangrijkste onderdelen van het systeem, zoals opwekking, distributie, elektrische installaties, energieopslag, PV, laadinfra en bouwkundige voorzieningen. Daarnaast is rekening gehouden met toeslagen voor onvoorzien, vergunningen, onderzoeken en ontwerp- en advieskosten. Waar relevant zijn ook herinvesteringen en mogelijke subsidiebijdragen inzichtelijk gemaakt. Herinvesteringskosten zijn kosten die gedurende de looptijd (30 jaar) gemaakt moeten worden om voorzieningen als warmtepompen, pompen en dergelijke te vervangen. De herinvesteringskosten zijn bepaald aan de hand van een percentage van de investeringskosten.
Tevens is voor de referentievariant een raming opgesteld.



Investeringskosten, herinvesteringskosten en onderhoudskosten
Centraal systeem

Componenten	Investeringskosten	% Herinvesteringskosten	Herinvestering	Onderhoud	Onderhoudskosten [€ /jaar]
Opwekking	€ 3.258.055	~21,5%	€ 699.000	-	-
Distributiesysteem	€ 15.940.500	~15,7%	€ 2.497.350	-	-
Luchtbehandeling	€ 98.000	0%	€ 0	-	-
Meet- en regelinstallatie en IBS	€ 436.650	0%	€ 0	-	-
Elektrische installatie	€ 7.234.600	~35,3%	€ 3.137.850	-	-
Bouwkundige kosten	€ 1.470.000	0%	€ 0	-	-
Subtotaal	**€ 28.437.805**		**€ 6.334.200**	**1%** van invest.	**€ 284.378**
Onvoorzien (30%)	€ 8.531.342	-	-	-	-
Toeslag vergunningen / bodemonderzoek (1%)	€ 284.378	-	-	-	-
Projectbegeleidingskosten (15%)	€ 4.265.671	-	-	-	-
Totaal jaar 0 (zonder herinvestering)	**€ 41.519.195**	Excl. BTW			
Totaal 30 jaar (incl. herinvestering)	**€ 47.853.395**		**€ 6.334.200**		

Investeringskosten, herinvesteringskosten en onderhoudskosten
Referentie scenario: individueel per woning (voor alle woningen)

Componenten	Investeringskosten	% Herinvesteringskosten	Herinvestering	Onderhoud	Onderhoudskosten [€ /jaar]
Opwekking (warmtepompen woningen)	€ 7.737.500	~100%	€ 7.737.500	-	-
Opwekking (warmtepompen utiliteit)	€ 255.000	~100%	€ 255.000	-	-
Elektrische installatie (PV-panelen woningen en laadpalen)	€ 4.023.500		€ 1.392.750	-	-
Elektrische installatie (PV-panelen utiliteit)	€ 315.000		€ 47.250	-	-
				-	-
Subtotaal	**€ 12.331.000**		**€ 9.432.500**	**~2,0%**	**€246.620**
Onvoorzien (15%)	€ 1.849.650	-	-	-	-
Projectbegeleidingskosten (7,5%)	€ 924.825	-	-	-	-
		-	-	-	-
Totaal jaar 0 (zonder herinvestering)	**€ 15.105.475**	Excl. BTW			
Totaal 30 jaar (incl. herinvestering)	**€ 24.537.975**		**€ 9.432.500**		

Exploitatie en kosten eindgebruikers

UITGANGSPUNTEN

Voor de bepaling van de exploitatiekosten zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd:

1. Omvang van het systeem
Als basis voor de berekening is gerekend met 675 woningequivalenten (WEQ). Dit aantal is gebruikt om collectieve kosten om te rekenen naar een bedrag per woningequivalent per jaar. In de investeringsraming is uitgegaan van circa 620woningaansluitingen en 3 utilitaire aansluitingen wat in totaal 675 WEQ is. Het gebruik van WEQ maakt het mogelijk om kosten van een collectief systeem op een consistente manier te relateren aan de schaal van het gebied, inclusief een vertaling naar woonlasten of jaarlasten per aansluiting.

2. Energievraag en energiestromen
De energiebehoeften zijn in eerdere hoofdstukken weergegeven. Deze waarden vormen de basis voor de energiekostenberekening. De warmte- en koudevraag representeren de gevraagde levering vanuit het systeem; de elektriciteitsstromen zijn uitgesplitst in:

- extern ingekochte elektriciteit, tegen markt- en netgerelateerde tarieven;
- intern gebruikte elektriciteit, waarvoor een lagere prijs is gehanteerd;
- teruggeleverde elektriciteit, waarvoor een beperkte opbrengstwaarde is aangenomen.

Deze benadering is gekozen omdat een collectief energiesysteem niet alleen eindverbruik kent, maar ook een interne energiebalans tussen opwek, opslag, direct gebruik en eventuele teruglevering.

Exploitatie en kosten eindgebruikers

UITGANGSPUNTEN

3. Tarieven voor warmte en koude

Er wordt een gemiddelde energieprijs per woning (WEQ) gehanteerd. Deze keuze past bij een vroege ontwerpfase, waarin nog niet altijd een definitieve commerciële productstructuur is vastgesteld, maar wel een realistische waardering van geleverde energie nodig is.

4. Elektriciteitsprijs centraal systeem

Voor het centrale systeem is de elektriciteitsprijs opgesplitst in meerdere componenten. Daarbij zijn onder meer gehanteerd:

- commodityprijs (2030) externe inkoop: circa € 0,088/kWh
- energiebelasting (2030, 3e schijf): circa € 0,034/kWh
- transportcomponent: circa € 0,042/kWh
    - vastrecht en aansluit gerelateerde kosten op basis van een grote aansluiting met een capaciteit op basis van 340 kW gecontracteerd/maximaal vermogen

Uitganspunt zijn tarieven van Enexis 2026 voor grootverbruikaansluitingen en op een elektriciteitsprijsniveau dat richting 2030 is verondersteld. Daarmee is getracht een prijsniveau te hanteren dat enerzijds herkenbaar is uit actuele tarieven, maar anderzijds beter aansluit bij het verwachte exploitatiemoment van het systeem dan uitsluitend een prijspeil van vandaag.
In het centrale systeem wordt gerekend met een BAK van €10.000 per aansluiting, als uitgangspunt voor de investeringsraming en doorwerking in de businesscase. Dit ligt boven de wettelijke aansluitbijdrage zoals gehanteerd door de ACM, vanwege het innovatieve en nieuwe karakter van het systeem.

Exploitatie en kosten eindgebruikers

UITGANGSPUNTEN

5. Elektriciteitsprijs individuele warmtepompvariant (referentie)
Voor de referentievariant met individuele warmtepompen is gerekend met een all-in elektriciteitsprijs voor de woning. Hiervoor is een niveau van ongeveer € 0,19/kWh aangehouden (excl. btw; prijspeil conform gekozen uitgangspunten). In dit tarief zijn leveringskosten (vast en variabel), netkosten (transport en vastrecht) en energiebelasting opgenomen. De referentievariant is benaderd vanuit het perspectief van de individuele kleinverbruiker: huishoudens opereren als afzonderlijke aansluitingen en niet als collectieve grootverbruiker.

Voor een zuivere vergelijking is de vermindering energiebelasting / heffingskorting (indicatief ~€ 630 per aansluiting per jaar) in beide varianten buiten beschouwing gelaten. In een collectief energiesysteem kan deze korting op meerdere manieren doorwerken (bijv. via individuele aansluitingen of via een organisatorisch/contractueel model). Om interpretatieverschillen te voorkomen is ervoor gekozen deze post niet mee te nemen in de kernberekening.

6. Waardering van intern gebruikte en teruggeleverde elektriciteit
Voor elektriciteit die binnen het systeem zelf wordt benut of via batterijopslag beschikbaar is, is een lagere kostprijs aangehouden dan voor externe levering (inkoop). De gedachte hierachter is dat zelf opgewekte of intern verschoven elektriciteit niet dezelfde marktwaarde heeft als volledig van het net ingekochte stroom, maar wel een relevante economische waarde vertegenwoordigt doordat zij externe inkoop voorkomt.

Exploitatie en kosten eindgebruikers

UITGANGSPUNTEN

Vervolg: Voor teruggeleverde elektriciteit is een zeer beperkte opbrengst aangehouden van circa € 0,01/kWh. Deze aanname sluit aan bij het uitgangspunt dat op momenten van veel gelijktijdige zonproductie de marktwaarde van teruglevering laag kan zijn. In een verkennende berekening is dit een voorzichtig uitgangspunt, omdat daarmee wordt voorkomen dat de business case te sterk leunt op onzekere of volatiele terugleveropbrengsten.

7. Vastrecht, heffingskorting en vergelijkbaarheid

In de berekening zijn vastrechtcomponenten opgenomen voor de elektriciteitsaansluiting. De vermindering energiebelasting / heffingskorting is (voor beide varianten) buiten beschouwing gelaten om de vergelijking zuiver te houden.

8. Onderhoud en beheer

Voor het centrale systeem is een jaarlijkse post voor onderhoud en beheer opgenomen overeenkomende met een percentage (1%) van de investeringskosten. Voor de individuele warmtepompvariant is gerekend met een kengetal van circa € 380 per jaar. Dit is realistisch aangezien naast preventief onderhoud ook storingsafhandeling en schoonmaak PV-panelen zijn inbegrepen.

Exploitatie en kosten eindgebruikers

UITGANGSPUNTEN

9. Referentieperiode / levensduur

In de berekening wordt gerekend met een levensduurbenadering van 30 jaar voor het collectieve systeem, met een herinvesteringsmoment na 15 jaar voor specifieke onderdelen. Voor de individuele referentievariant is eveneens gerekend met een herinvestering van de voorzieningen na 15 jaar.

10. Financieringsuitgangspunten

In de OPEX-sheet zijn voor de collectieve variant expliciete financieringsuitgangspunten opgenomen, waaronder:

- rente banklening: 5,0%
- 'rente'/rendement eigen vermogen: 5,5%
- verhouding 80% vreemd vermogen / 20% eigen vermogen
- afleiding van een pre-tax WACC van 5,1%

Daarnaast zijn financieringskosten inclusief aflossing omgerekend naar een last per WEQ per jaar. Het opnemen van aflossing in de jaarlijkse lasten geeft naast de vermogenskosten ook inzicht in de feitelijke terugverdientijd/lastendruk voor het systeem. Voor een collectieve warmte- of energievoorziening is dit relevant, omdat kapitaallasten doorgaans een groot deel van de integrale kosten bepalen. Voor het referentiescenario worden geen kapitaallasten gerekend.

Exploitatie en kosten eindgebruikers

UITGANGSPUNTEN

11. SDE-subsidie in exploitatie

Aan de collectieve variant is een jaarlijkse SDE++-subsidie toegerekend van € 0,04 kWh_{th} (/geproduceerde warmte) per jaar voor een looptijd van 15 jaar. Deze subsidie is in de exploitatie meegenomen omdat het een productieafhankelijke bijdrage betreft die direct invloed heeft op de jaarlijkse systeemkosten. De subsidie verlaagt daarmee niet de initiële investering, maar de jaarlijkse netto lasten van exploitatie. Voor de referentievariant is geen rekening gehouden met tegemoetkoming van de exploitatie. De toekenning van de subsidie kan zeker niet worden gegarandeerd.

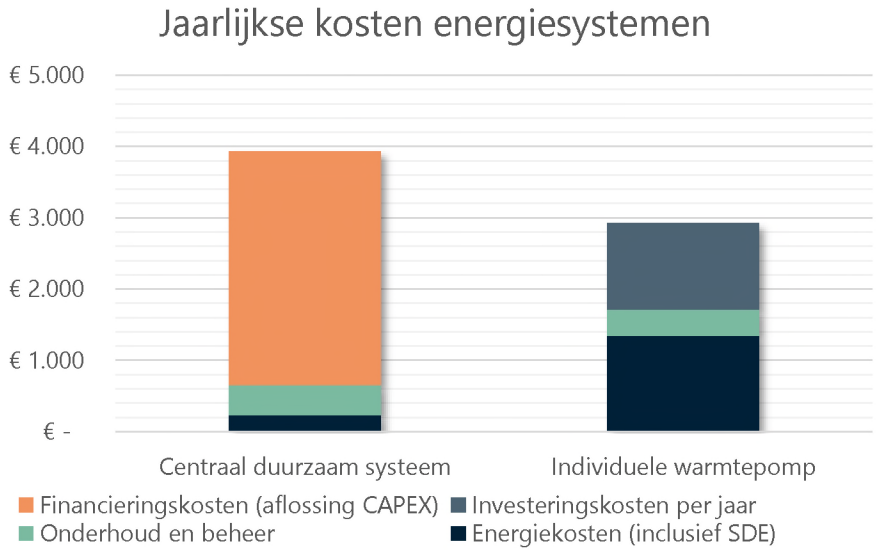
12. Subsidies op investering

Aan de collectieve variant zijn in de investeringsraming ook CAPEX-subsidies toegerekend, waaronder posten zoals WIS en DEI+. Deze subsidies zijn als verlaging van de investeringslast verwerkt. Dergelijke regelingen zijn bedoeld om de onrendabele top van collectieve energie-infrastructuur en innovatieve energiesystemen te verkleinen. Er is nog geen toekenning van investerings- of exploitatiesubsidies. Dit is derhalve nog een mate van onzekerheid.

Totale verbruikskosten

Verwerking van CAPEX, OPEX en financieringslasten.

Post	Centraal duurzaam systeem	Individuele warmtepomp
Energiekosten (na subsidie SDE)	€ 227	€ 1.345
Onderhoud en beheer	€ 421	€ 365
Kapitaallasten	€ 3.285	
Investeringslasten		€ 1.212
Totaal per jaar	€ 3.933	€ 2.922
Per maand	€ 328	€ 244



Prijs per jaar/maand betreft all-in geannualiseerde kostprijs, exclusief BTW

De volledige jaarlijkse berekening is weergegeven in bijlage 3 en 4.

Elektriciteitsprijs

Vast tarief versus dynamische prijs

Kernboodschap: in de business case is nu gewerkt met een *gemiddelde/vast prijsniveau*; met dynamische inkoop verandert de kostenlogica én de rol van sturing/opslag.

- In de OPEX is nu gerekend met één gemiddeld elektriciteitsprijsniveau (inkoop + heffingen + transport) en een vaste waardering voor interne stroom en teruglevering.
- Het huidige model en scenario is berekend op maximale zon-PV productie en met vaste prijzen
- In de praktijk is elektriciteit steeds vaker dynamisch geprijsd:
  - duur tijdens piekmomenten (ochtend/avond, winter, hoge netbelasting)
  - goedkoop of negatief tijdens uren met veel zon/wind en lage vraag
- Dit heeft twee tegengestelde effecten op de business case:
  - kans: als het systeem flexibel kan sturen, kan inkoop verschuiven naar goedkope uren → lagere gemiddelde kosten. In het model is nu rekening gehouden met zo weinig mogelijk netafname tijdens piekmomenten.
  - risico: bij negatieve prijzen kan teruglevering geld kosten (je betaalt om te leveren) → dit kan de business case verslechteren als overschotten niet worden voorkomen.

Conclusie: bij dynamische prijzen wordt niet alleen “hoeveel kWh” belangrijk, maar vooral wanneer je inkoopt, verbruikt, opslaat of teruglevert.

Elektriciteitsprijs - Wat verandert er bij dynamische prijzen?

De batterij en sturing worden niet alleen “zelfconsumptie-tools”, maar ook “markt- en netoptimalisatie-tools”.

- Batterij/EMS anders inzetten:
  - laden bij goedkope/negatieve prijzen (en bij PV-overschot (PV-overzocht wordt nu ook al ingezet voor het laden van de batterij))
  - ontladen tijdens dure piekuren om inkoop te vermijden én piekbelasting te beperken
- PV-overschot slim afhandelen: bij negatieve prijzen liever niet terugleveren maar één van de volgende opties (in volgorde van voorkeur):
  1. batterij laden
  2. extra elektrische vraag creëren in het systeem (bijv. warmtepomp/booster/elektrische ketel) en warmte bufferen
  3. curtailment (PV aftoppen) als laatste redmiddel (twee mogelijkheden: voorkomen van teruglevering, of bij neg. prijzen e volledig uit net leveren)
- Seizoens-/dagbuffer extra waarde: warmte maken wanneer stroom goedkoop/negatief is en later gebruiken → verlaagt kosten én netpiek.
- Nieuwe optimalisatievraag: kies een regelstrategie: “minimaliseer OPEX” vs “minimaliseer netpiek” vs “maximaliseer zelfvoorzienendheid” → dit kan tot andere batterij-dimensionering/gebruik leiden).
- Aanbevolen aanvulling in vervolg analyse: reken een dynamisch scenario door (uurprijzen) met gevoeligheden voor:
  - frequentie van negatieve prijzen
  - beperkingen op teruglevering (contractueel/technisch)
  - batterijcycli en degradatie (meer marktsturing = meer cycli)
  - eventuele curtailment-uren
- Resultaat: dynamische inkoop kan de business case verbeteren als sturing en flexibiliteit goed zijn ingericht, maar kan ook negatief uitpakken als er structureel overschot teruggeleverd wordt bij negatieve prijzen.

8 | Kansen en risico’s

Kansen en risico's

Kansen

Technisch

- Windturbines vormen een waardevolle aanvulling op zonne-energie. Door het constantere opwekprofiel neemt de belasting op de accu af en kan mogelijk met minder batterijcapaciteit worden volstaan
- De restwarmte van accu's kan worden benut in het warmtesysteem. Hierdoor is minder luchtkoeling nodig en kunnen accu's dichter bij de bebouwde omgeving worden geplaatst door vermindering van geluidsproductie. Een optimalisatie kan zijn door de accu's met water te laten koelen door gebruik te maken van het warmte-koudenet. De accu's worden daarmee een (beperkte) warmtebron.
- Afvalwater uit de persleiding van waterschap De Dommel biedt een aanvullende warmtebron (TEA). Het kan de uren waarvoor regeneratie nodig is aanzienlijk beperken. Het potentieel lijkt uit eerste analyses de drycoolers niet volledig te kunnen vervangen, waardoor aanvulling met een andere bron nodig blijft
- Elektrische ketels bieden kansen voor slimme marktsturing en een volledig fossiel-vrij systeem. Hiermee kan worden gestuurd op dynamische stroomprijzen en pieken in duurzame opwekking, zodat de seizoensopslag efficiënt kan worden geladen.
- Wanneer een (voldoende) netaansluiting niet verkregen kan worden (tijdens de netcongestieperiode), kan een WKK de benodigde elektriciteit lokaal opwekken, terwijl de vrijkomende restwarmte direct kan worden benut voor warmtelevering (en eventueel buffering). Dit versterkt het energiesysteem als geheel en kan de business case verbeteren doordat warmteopwek wordt verdrongen en de leveringszekerheid toeneemt.

Kansen en risico's

Kansen

Financieel

- Afnemers stimuleren om de af te nemen van het energiesysteem op gunstige momenten. Dit kan bijvoorbeeld met prijsprikkels: goedkope elektriciteit/warmte op de gunstige momenten (veel zonne-energie) en duurdere elektriciteit/warmte op de ongunstige momenten (weinig zonne-energie). Dit gaat effect hebben bij zowel dynamische nettarieven als bij dynamische inkoop tarieven.
- De DEI+-regeling is bedoeld voor innovatieve pilot- en demonstratieprojecten die bijdragen aan energiebesparing en/of CO_2-reductie. Gezien het innovatieve karakter van ons systeem achten wij het reëel dat een DEI+-subsidie haalbaar is.

Organisatorisch

- Het initiële draagvlak geeft de mogelijkheid een innovatief systeem voor de toekomst verder te ontwikkelen en tot realisatie te kunnen komen. Door toepassen van het innovatieve systeem is met de gekozen randvoorwaarden de bouw van de woningen mogelijk.

Kansen en risico's

Risico's

Technisch

- Het systeem is complex en daarmee is onzeker of het integrale systeem optimaal presteert (MT-net + centrale WP + seizoensbuffer + WKO)
- De seizoensbuffer is een traag reagerend systeem. Dit kan leiden tot een mismatch tussen vraag en aanbod
- Er is risico op storingen in centrale assets (warmtepompen, buffer, accu). Dit kan impact hebben op de hele wijk
- Het is niet zeker of de ondergrond geschikt is voor warmteopslag (bodemopbouw, interferentie WKO)
- Er is risico op afhankelijkheid van innovatieve componenten (accu, energiesysteemsturing)
- Er is risico op netcongestie en beperkte transportcapaciteit voor elektriciteit. Ook is onzeker hoe Enexis participeert en meewerkt

Juridisch

- Het is onzeker hoe de wet- en regelgeving voor collectieve warmte (Wcw) en energiegemeenschappen uitpakt
- Vergunningstrajecten (WKO, diepe opslag, infrastructuur) kunnen vertraging veroorzaken
- Er zijn beperkingen bij toepassing van energiehubs / GDS / cable pooling bij woningen
- Wijzigende regelgeving over eigendom, tarieven en leveringsmodellen kan gevolgen hebben
- Het is onzeker of subsidies beschikbaar blijven of verkregen worden (SDE++, WIS, etc.)
- Er is onduidelijkheid over aansprakelijkheid bij storingen in collectieve systemen

Kansen en risico's

Risico's

Organisatorisch

- Het is onzeker wie eigenaar wordt en wie het energiesysteem gaat exploiteren (gemeente / ESCo / marktpartij)
- De complexe stakeholderstructuur kan leiden tot vertraging in de besluitvorming
- Het is onzeker of bewoners voldoende willen meedoen en het plan steunen
- Er is risico op knelpunten in de afstemming met de gebiedsontwikkeling en fasering (ruimtebeslag, tracés)
- Het is onzeker of de business case financieel onaangepast blijft (CAPEX, rente, subsidies)
- Er is risico op uitvoeringsproblemen, omdat marktpartijen weinig ervaring hebben met een dergelijk innovatief integraal energiesysteemconcept

9 | Conclusies en advies

Conclusies en advies

Het onderzochte systeem biedt vanuit technisch perspectief voldoende grond om als richtinggevend en faciliterend kader in het omgevingsplan voor de gebiedsontwikkeling als collectief energiesysteem op te nemen.

Hierbij horen echter wel diverse nuanceringen en randvoorwaarden:
Technisch: diverse onderdelen van het concept, zoals de seizoensopslag in de bodem, dienen nog verder onderzocht te worden om de technische maar ook juridische kaders duidelijker te krijgen.
Organisatorisch en governance: het systeem en de exploitatie ervan is zeer innovatief. Afspraken over eigenaarschap, wijze van exploitatie (rollen en verantwoordelijkheden) en contractvormen met netwerkbeheerders en bewoners dienen nog nader verkend te worden, mede gezien de ontwikkelingen in wetgeving.
Financieel: het onderzochte systeem draagt een hoge investeringslast waarmee de borging voor een betaalbare woning en/of energievoorziening voor de eindgebruikers onder druk staat. Substantiële tegemoetkoming in financiering, zoals fondsen, subsidies en voordelige leningen zijn noodzakelijk om een gesloten business case te kunnen realiseren. Het (mogelijk) aansluiten van meerdere wijken/afnemers kan de financiële haalbaarheid verbeteren.

Binnen de vervolgstappen van de ontwikkeling van het energiesysteem moet ruimte voor optimalisaties worden opgenomen. Ook zijn optimalisaties mogelijk vanuit het planologisch ontwerp (bijv. zongericht bouwen) en de bouwwijze van de woningen (passief bouwen, overstekken). Hiermee kan de energiebehoefte van de wijk verder verbeterd worden.

Conclusies en advies

Bij het opnemen van het energiesysteem in het omgevingsplan stellen wij voor de volgende componenten als onderdeel van het energiesysteem kwalitatief vast te leggen:

- Centrale energieopwekking met een bijbehorende centrale infrastructuur
- Seizoensbuffer met WKO-bronnen
- Duurzame elektriciteitsopwekking (middels PV-panelen) en centrale elektrische opslag (accu)

De volgende aspecten worden bij voorkeur vooralsnog niet hard vastgelegd, om flexibiliteit te behouden:

- Exacte dimensionering van installaties (MW, buffer, etc.).
- Technische detaillering (type warmtepomp, configuratie).
- Exploitatie- en eigendomsstructuur.
- PV-opwek en omvang,
- Batterijcapaciteit,

De onderdelen zijn afhankelijk van marktontwikkeling, prijsniveau, regelgeving en verdere engineering.
De back-up voorziening behoeft ook nog nader onderzoek naar mogelijkheden van een fossiel vrije back-up voorziening.

Conclusies en advies

Het vrij laten van de dimensionering van de genoemde componenten mag echter niet ten koste gaan van de ambitie van 70% eigen opwek en maximaal 30% van het vermogen van een reguliere wijk van deze grootte. Deze ambitie moet expliciet in het omgevingsplan vermeld worden. Hiermee wordt enerzijds de ambitie geborgd, en anderzijds flexibiliteit behouden voor technische en marktontwikkelingen.

Planologisch en architectonisch moet minimaal rekening worden gehouden met ruimte voor een energiecentrale, seizoensbuffering, WKO bronnen, PV-panelen en een accubatterij. Van belang is met name het type seizoensbuffering dat in het ontwerp zal worden gekozen. Indien op basis van nadere onderzoeken zal blijken dat seizoensopslag in aquifers mogelijk en financieel rendabel is, is het benodigde ruimtegebruik voor de buffering zeer beperkt. Als eerste stap zal hiervoor door een geohydrologisch gespecialiseerd bureau onderzoek naar moeten worden gedaan. Parallel hieraan zal de juridische afkadering met de vergunningsverleners (ODZOB, Provincie Noord-Brabant) afgestemd moeten worden.

Conclusies en advies

Voor het vervolg in de planvorming wordt geadviseerd:

1. Verdiepende technische uitwerking en onderzoek
   - Nadere onderzoeken seizoensbuffer en dimensionering energiesysteem.
   - Optimalisatie van capaciteiten (buffer, WKO, warmtepomp).
   - Integrale simulaties (seizoensbalans, piekgedrag).
2. Business case en kosten
   - Actualiseren CAPEX/OPEX.
   - Doorrekening eindgebruikerskosten.
   - Toetsing betaalbaarheid en risico's.
3. Juridische en organisatorische inrichting
   - Keuze exploitatiemodel en marktverkenning.
   - Verdeling rollen/verantwoordelijkheden (gemeente, ontwikkelaar, ESCo, netbeheerder).
   - Borging binnen Wcw-kader.
4. Integratie in gebiedsontwikkeling
   - Afstemming met stedenbouw en fasering.
   - Concrete positionering van energievoorzieningen.
   - Afstemming met mobiliteit en laadinfra.

Bijlage| 1

Uitgangspunten bebouwing

Bebouwing		Innoforte	DWA
Aantal woningen	[n]	450	619
Gemiddelde oppervlakte woning	[m2]	93	82
Oppervlakte woningen	[m2]	42.000	50.549
Oppervlakte utiliteit	[m2]	1.500	5.600
Totaal oppervlakte gebouwen	[m2]	43.500	56.149

Uitgangspunten warmte- en koudebehoefte

Woningen		Innoforte	DWA
Warmtevraag ruimteverwarming	[MJ/m2]	90	101
Vermogen ruimteverwarming exclusief gelijktijdigheid	[W/m2]	30	35
Vermogen ruimteverwarming inclusief gelijktijdigheid	[W/m2]	30	25
Koudevraag ruimtekoeling	[MJ/m2]	58	52
Vermogen ruimtekoeling	[W/m2]	20	18
Warmtevraag warmtapwater	[GJ]	8	5,8
Warmtapwater vermogen	[kW]	24	26,2
Warmteverlies transport per woning [GJ]	[GJ]	0	6

Utiliteit		Innoforte	DWA
Warmtevraag ruimteverwarming	[MJ/m2]	0	94
Vermogen ruimteverwarming exlusief gelijktijdigheid	[W/m2]	0	50
Vermogen ruimteverwarming inclusief gelijktijdigheid	[W/m2]	0	48
Koudevraag ruimtekoeling	[MJ/m2]	0	90
Vermogen ruimtekoeling	[W/m2]	0	50
Warmteverlies	[GJ]	0	18

Bijlage| 2

Seizoensopslagtechnologieën

Doel van dit document

Wat deze bijlage behandelt

Deze bijlage geeft het onderzoek weer naar mogelijke seizoensgebonden warmteopslagtechnologieën voor het ontwerp van het plangebied Stokkelsche Akker. Voor elke technologie worden de haalbaarheid, de belangrijkste voor- en nadelen, indicatieve kosten en ruimtelijke vereisten gepresenteerd. De conclusies zijn voorlopig in afwachting van verder locatieonderzoek en ontwerpontwikkeling.

Inhoud

1 ATES (HTO / MTO / WKO)
2 Pit Thermal Energy Storage (PTES)
3 Tank Thermal Energy Storage (TTES)
4 Borehole Thermal Energy Storage (BTES)
5 Hocosto (modulaire waterbuffers)
6 Faseveranderingsmaterialen (PCM's)
7 Thermochemische materialen (TCM's)
8 Overzicht van technologieën
9 Opmerking over subsidies

ATES (HTO / MTO / WKO)

Aquifer Thermal Energy Storage — temperatuurbereik en geologie van de locatie

ATES is een open systeem dat grondwater in aquifers gebruikt als seizoensgebonden warmte- (en koude-)opslag. Drie bedrijfsregimes — onderscheiden op basis van temperatuur — stellen verschillende eisen aan de geologie van de locatie en de regelgeving.

WKO — Lage temperatuur

< 25 °C

In Nederland volwassen (meer dan 3.000 systemen). Koeling wordt direct geleverd; verwarming meestal via een warmtepomp.

MTO — Gemiddelde temperatuur

≈ 25–60 °C

In opkomst. Aandeel MTO (onder dezelfde instantie, Omgevingsdienst Zuidoost-Brabant (ODZOB)): 1,37 M m^3, 4 warme + 6 koude putten, 390 m^3/u op 67–85 m — sterk precedent.

HTO — Hoge temperatuur

> 60 °C

Demonstratiefase. Vereist een diepere watervoerende laag (100–400 m), zout grondwater en een betrouwbare afdekkende gesteentelaag — onwaarschijnlijk in Eersel.

Geologie van de locatie — Eersel

- **Doelwatervoerende laag (MTO):** Ideale mix van grof tot middelgrof zand, locatie aangegeven. 15–18 m dik (Waalre / Kiezeloöliet-formaties). De watervoerende laag is consistent in het hele gebied; de onderste afsluitende kleilaag is bevestigd door boorgaten, hoewel de dikte onzeker is.
- **Afschermende lagen:** kleilaag (7–15 m) op ~48 m vormt de bovengrens; ondergrens op 63–66 m (dikte onzeker).
- **Dieptecontext:** ondieper dan conventionele MTO, maar vergelijkbaar met Andel MTO (67–85 m).
- **Hydraulische prestaties:** CPT-gegevens geven K = 5–10 m/dag; T ≈ 175 m^2/dag → praktische doorstroming 15–20 m^3/u.
- Het gemarkeerde gebied (rechts) geeft het meest veelbelovende stuk grond rondom de locatie Stokkelsche Akker weer, op basis van de beschikbare boorgatgegevens op Dinoloket.nl



Eerste context: HTO is onwaarschijnlijk in de beschikbare ondergrond; MTO en WKO blijven opties in afwachting van een onderzoek naar de kleilaag. Indicatieve opslagcapaciteit: **15–20 m^3/u doorstroming · 3.000 laaduren/seizoen · ≈ 60.000 m^3 volume.**

ATES — Kosten & Oordeel

Indicatieve LCOH, aanpassing aan de locatie en conclusie

WKO — Lage temperatuur

€ 16–41 / MWh

Gelijkmatige warmtekosten

CAPEX < € 600.000 · < € 10/m³ · levensduur 30–50 jaar · meer dan 3.000 systemen in Nederland.

MTO — Gemiddelde temperatuur

€ 48–67 / MWh

Gelijkmatige kosten van warmte

+ € 125.000 meetput · ~€ 30.000/jaar monitoring & rapportage OPEX.

HTO — Hoge temperatuur

€ 72–104 / MWh

Gelijkmatige kosten van warmte

CAPEX € 1,6–2,0 miljoen · OPEX € 79–86.000/jaar · 60.000 m³ bij ΔT = 40 °C.

Geschiktheid van de locatie: de dichtstbijzijnde watervoerende laag bevindt zich op ~800 m van Stokkelsche Akker. Moderne voorgeïsoleerde leidingen beperken het warmteverlies tot ~0,15% bij 55 °C, maar een sleuf met vier leidingen (WKO + MTO aanvoer/retour) voegt ≈ **€800.000** aan **CAPEX voor leidingen** toe.

Potentieel voor gestapelde aquifers: Een tweede, dikkere aquifer in fijner zand bevindt zich op ≈ 10–35 m, gescheiden van de diepere formatie door een ~13 m dikke kleilaag. De locatie lijkt geschikt voor een **WKO/MTO-configuratie met meerdere aquifers**.

Precedent: WarmteStad Groningen ontwikkelt een gestapeld-aquifer ATES voor ~10.000 woningen (warme aquifer onder koude). Eén boorlocatie verlaagt de mobilisatiekosten; het belangrijkste risico is kleiperforatie tijdens het boren, wat thermische vermenging zou veroorzaken.

WKO-schaal: de vereisten voor de koelstroom geven aan dat de WKO-component aanzienlijk moet worden opgeschaald (momenteel geschat op 3 WKO-putparen) om aan de zomerse koelvraag te voldoen binnen praktische stroomlimieten per put.

→ Toegenomen complexiteit van het puttenveld (afstand/thermische interactie) en hogere CAPEX

✓ Voordelen

- Minimale bovengrondse voetafdruk; geringe visuele impact
- WKO is volwassen (meer dan 3.000 Nederlandse systemen); precedent Andel MTO
- Verwarming en koeling via dezelfde infrastructuur
- Aanzienlijk lagere investeringskosten dan alternatieven op deze schaal

✗ Nadelen

- Sterk afhankelijk van de specifieke geologie ter plaatse — in Eersel slechts gedeeltelijk in kaart gebracht
- Voor MTO/HTO is het moeilijk om te schakelen tussen opladen en ontladen, dus dit moet per seizoen gebeuren – minder flexibiliteit
- Er is een omvangrijk onderzoeks- en monitoringprogramma nodig om een vergunning te verkrijgen
- Risico op verticale warmteverliezen waar de kleilaag ontbreekt of dun is
- Pijpleiding-CAPEX vanwege een afstand van ~800 m tot de doel-aquifer

Conclusie Technisch haalbaar, mits er gericht hydrogeologisch onderzoek wordt uitgevoerd om de continuïteit van de kleilaag en de grondwaterstromingsomstandigheden te bevestigen. WKO alleen kan de thermische vraag niet dekken met de beschikbare netaansluiting. Daarom is een MTO-systeem de meest aantrekkelijke optie — mogelijk als een gestapelde WKO/MTO-configuratie die één boorlocatie deelt.

Thermische energieopslag in putten (PTES)

Met water gevulde, beklede uitgraving, gebruikt als seizoensgebonden warmteopslag

Geologische en grondwateroverwegingen

- De lagere dichtheid van verwarmd water + grondwaterdruk veroorzaakt een opwaarts drijfvermogen op PTES.
- De locatie heeft een zeer hoge grondwaterdruk (het waterpeil ligt boven het maaiveld) — maximale opwaartse druk.
- Maatregelen: ballastbasis (zand/beton), verankering of schuine wanden. Een betonnen ballastbasis voegt ≈ 21% CAPEX toe.
- Grondwater kan het warmteverlies van PTES met tot wel ~60% verhogen[1] . Als het grondwater snel stroomt EN het grondwaterpeil hoog is, is PTES niet haalbaar.
- Voorlopige berekeningen laten zien dat de grondwatersnelheid tussen de 40 en 120 m/jaar ligt — hoog voor Nederland en riskant voor PTES.
- [3]De benodigde oppervlakte voor de vereiste 28.000 $m^3/^2$ bedraagt ongeveer 2.830 m^2 (bijv. 53 x 53 x 10 m diep). Als de diepte wordt vergroot tot 15 m, daalt de benodigde oppervlakte tot ongeveer 1.900 m^{22} .

Prestaties & kosten — kerncijfers

80–85 °C	Max. temperatuur, beperkt door de duurzaamheid van de voering
70–90 %	Seizoensrendement (Deense 75.000 m^3-referentie bereikte 92%, hier onrealistisch)
€ 3,1–4,7 mln	Geschatte totale CAPEX incl. locatiepremies & integratie
€ 344–511 /MWh	Gelijkmatige warmtekosten (optimistisch 70% rendement)

✓ Voordelen

- Beproefde Europese technologie
- Lagere CAPEX dan TTES
- Relatief eenvoudig te installeren

✗ Nadelen

- Grote technische uitdagingen met betrekking tot het grondwater en hogere kosten in Eersel
- Verhoogde warmteverliezen, groot landgebruik
- Dubbel landgebruik niet mogelijk

◆ Conclusie

Technisch haalbaar, maar aanzienlijk bemoeilijkt door de hydrogeologie van de locatie. Als de grondwaterstromen zo hoog zijn als voorspeld, wordt PTES onbruikbaar.

[1] Warmteverliezen in thermische energieopslagsystemen met waterputten in aanwezigheid van grondwater, Ioannis Sifnaios, Adam R. Jensen, Simon Furbo, Jianhua Fan, 2023

Thermische energieopslag in tanks (TTES)

Grote bovengrondse stalen of betonnen tank met gelaagd warm water

Geologie, prestaties en ruimtelijke vereisten

- Grotendeels bovengronds — vermijdt de problemen met het drijfvermogen van het grondwater die bij PTES een rol spelen.
- Vereist een zeer stevige fundering; de zandige ondergrond bij Eersel is relatief gunstig bij puntbelasting.
- *Let op:* dun zand boven klei (boorgaten ten noordoosten van de locatie) kan op lange termijn verzakkingsproblemen veroorzaken[1] . De locatie van de tank is van belang.
- Uitstekende stratificatie: warm water van boven voor directe levering, koeler water van onder voor de warmtepomp.
- Moderne TTES kan een rendement van 90–95% bereiken[2] .
- Cilindrisch: een tank van 22.000 m^3 op 20 m hoogte heeft een Ø ≈ 37–38 m → ~1.100 m^2 voetafdruk. Op 25 m hoogte → Ø ≈ 33–34 m → ~880 m^2. Een TTES van deze omvang dekt de volledige seizoensgebonden vraag; er is potentieel voor een kleinere tank door middel van winteroplading.
- Gezien de hoogte (20–25 m) moet rekening worden gehouden met de visuele impact en de acceptatie door het publiek.

Kosten — kerncijfers

€ 110–140 /m^3	Specifieke CAPEX op de vereiste schaal
€ 3,7–4,7 miljoen	Totale investeringskosten voor het systeem
0,5–5 %	O&M als % van de CAPEX (onderste grens hier, niet onder druk)
€ 371–571 /MWh	Gelijkmatige warmtekosten (levensduur 30 jaar, 90% rendement)

✓ Voordelen

- Beproefde technologie
- Voorkomt grondwaterproblemen
- Uitstekende stratificatie, minder warmteverlies
- Betrouwbare aanvoertemperaturen

✗ Nadelen

- Aanzienlijke visuele impact door de hoogte
- Beperkte opstellingsmogelijkheden door variaties in de ondergrond
- Relatief duur

◆ Conclusie

Haalbaar — sterke technische kandidaat, waarbij kosten en visuele impact de belangrijkste afwegingen zijn.

[1] Driedimensionale draagkracht van funderingen op zand boven klei, Douglas Partners, 2025
[2] Een overzicht en evaluatie van thermische isolatiematerialen en -methoden voor thermische energieopslagsystemen, Willy Villasmil, Ludger J. Fischer, 2019

Thermische energieopslag in boorgaten (BTES)

Verticaal boorgatveld dat warmte opslaat in de bodem/rotsmassa

Geologie, prestaties en voetafdruk

- Presteert het best in verzadigde, fijnkorrelige bodems met een lage grondwaterstroming. Stromend grondwater voert de opgeslagen warmte weg[1] .
- De grondwaterstroming is de belangrijkste onzekerheid: 40–120 m/jaar op de locatie → kans op aanzienlijke verliezen.
- Boorgaten zijn doorgaans 30–200 m diep. In Eersel wordt de diepte beperkt door de kleilaag → waarschijnlijk zijn er meer boorgaten nodig.
- Lagere energiedichtheid dan opslag op waterbasis; bruikbare ΔT is ook kleiner.
- Seizoensrendement 40–60% in niet-optimale systemen, tot 90% onder optimale omstandigheden[2] .
- Piekafgifte beperkt door bodem-/zandgeleiding → piekwarmtevraag kan moeilijk direct worden opgevangen, zelfs wanneer BTES volledig is opgeladen[3] .
- Opstartfase van 3–4 jaar voordat de opslagefficiëntie zich stabiliseert.
- Oppervlakte kan worden hergebruikt (parkeren, speelplaatsen), maar niet voor zware gebouwen.

Ruimte en kosten — kerncijfers

50 boorgaten	Vereist op 80 m diepte, 4 m tussenruimte voor 58.000 m³ in gebruik
20 kWh/m³	Energiedichtheid (veel lager dan bij opslag op waterbasis)
€ 1,8-2,9 mln	Totale investeringskosten; 58.000 m³
€ 334–671 /MWh	Gelijkmatige warmtekosten (uitgaande van 50% seizoensrendement)

✓ Voordelen

- Volledig ondergronds — geen visuele impact
- Beproefde technologie
- De warmteopslag is hydraulisch afgedicht

✗ Nadelen

- Geologie van de locatie niet ideaal — hoge grondwaterstroming
- Diepte beperkt door kleilaag
- Lage vermogensdichtheid; piekvraag moeilijk op te vangen
- Warmteafvoer kan de omgeving beïnvloeden

◆ Conclusie

In principe haalbaar, maar de grondwaterstroming werkt waarschijnlijk tegen BTES; er zou een groot array nodig zijn en het is onwaarschijnlijk dat dit beter presteert dan een op ATES gebaseerde oplossing als ATES mogelijk is.

[1] Seizoensgebonden thermische energieopslag in boorgaten, IEA-SHC TECH SHEET, 2015
[2] Modellering van de prestaties van warmtekrachtcentrales met seizoensgebonden thermische energieopslag, Benjamin McDaniel, Dragoljub Kosanovic, 2016

Hocosto — Modulaire waterbuffers

In de fabriek vervaardigde modulaire watertanks, ingegraven met een aardeafdekking van ~1 m

Geologie, prestaties en ruimtelijke vereisten

- Hocosto meldt dat het drijfvermogen wordt beperkt door een aardeafdekking van ~ 1 m bovenop de tank.
- De leverancier heeft ervaring met installaties in gebieden met een hoog grondwaterpeil.
- Maximale tankinhoud 3.000 m^3 → er zijn 8 systemen nodig voor voldoende seizoenscapaciteit.
- Geschatte oppervlakte per buffer: 500 m^2. De totale voetafdruk wordt erg groot bij meerdere buffers.
- De locatiekeuze is flexibel — kan onder parkeerterreinen of speelplaatsen worden geplaatst.
- Meerdere buffers vereisen ook dure, ruimteverslindende extra leidingen.
- De stratificatie verslechtert na ~2 weken zonder cyclus, waardoor het gebruik van de warmte minder efficiënt wordt.
- Dagelijks verlies ~360 kWh per buffer; extra leidingen zorgen waarschijnlijk voor nog meer verlies.

Kosten — kerncijfers

€ 350–375 /m^3	Specifieke CAPEX (enkele buffer, afhankelijk van bodem/grondwater)
8 eenheden	Aantal benodigde buffers (elk 3.000 m^3)
€ 8,4–9 miljoen	Totale geïnstalleerde CAPEX; er is waarschijnlijk een volumekorting beschikbaar
€ 903-1.096 /MWh	LCOH

✓ Voordelen

- Modulaire, in de fabriek gebouwde eenheden
- Flexibele inpassing (parkeerterreinen, parken)
- Drijfkracht wordt ondanks de ondergrondse ligging beperkt

✗ Nadelen

- Niet ontworpen voor deze schaal
- Dure extra leidingen
- Grote warmteverliezen; minder betrouwbare stratificatie
- Duur in vergelijking met andere opties

◆ Conclusie

Niet aanbevolen op deze schaal, tenzij andere opties niet beschikbaar zijn: er zijn te veel units nodig, met hoge verliezen en kosten.

Faseveranderingsmaterialen (PCM's)

Opslag van latente warmte via smelten/stollen

PCM's slaan warmte op via de latente warmte van de faseverandering (meestal smelten/stollen) en geven warmte af bij de constante temperatuur die wordt bepaald door het smeltpunt. Hun belangrijkste troef is de hoge energiedichtheid per m^3. PCM is momenteel een technologie met een laag TRL (Technology Readiness Level), met name voor seizoensopslag. In wezen betekent dit dat de technologie nog onvolwassen/experimenteel is, met een hoge mate van onzekerheid wat betreft technische prestaties, kosten en betrouwbaarheid.

Nederlandse marktscan

SolarEis	Gebruikt latente + voelbare warmte van water als warmtepompbron. Er wordt alleen laagwaardige warmte geproduceerd — hier niet bruikbaar.
Triple Solar / Dura Flow / TNO	Te kleinschalig voor seizoensgebonden toepassing.
Delphy Improvement Centre	PCM gebruikt voor klimaatbeheersing in kassen — alleen buffering op korte termijn.
Universiteit Twente — SMARTHEAT	PCM van natriumacetaat-trihydraat, 90 dagen opslag, 58 °C afgifte. Het meest vergelijkbare Nederlandse voorbeeld van seizoensopslag met PCM — maar nog steeds modulair / hoge dichtheid in plaats van bulkseizoensopslag.

Conclusie Seizoensopslag wordt gedreven door schaalvoordelen, niet door energiedichtheid. Om te kunnen concurreren met seizoensopslag op waterbasis, zouden de kosten van PCM met ongeveer een factor vier moeten dalen[1] . Niet aanbevolen.

[1] Techno-economische optimalisatie en haalbaarheid van op PCM gebaseerde seizoensgebonden thermische energieopslagsystemen voor stadsverwarming en -koeling, Tao Yang, Jörg Worlitschek, Massimo Fiorentini, 2024

Thermochemische materialen (TCM's)

Omkeerbare sorptiereacties — hoge dichtheid, bijna geen stilstandverliezen

TCM's (meestal zouten, zeolieten of metaalcomplexen) slaan warmte op via omkeerbare sorptiereacties. De belangrijkste voordelen zijn een zeer hoge energiedichtheid en verliezen die gedurende lange perioden bijna nul zijn — in principe uitstekend geschikt voor seizoensopslag.

Nederlandse marktscan

- ARES BV: natriumsulfide-TCM (450 kWh/m³), ontlading 40–60 °C — gericht op individuele woningen; niet geschikt voor seizoensgebonden wijkopslag.
- HEAT INSYDE: toonaangevend TCM-warmteopslagonderzoeksproject, geleid door TNO. Zouthydraten op gebouwniveau (kaliumcarbonaat, 280 kWh/m³, laadpunt 80 °C, ontlading 150 °C) — nog niet klaar voor stadswijde toepassing.
- Cellcius (de commercialiseringstak van TNO) heeft het project een jaar geleden beëindigd vanwege een niet-levensvatbare business case.

Knelpunten

- Vermogensdichtheid: het opslaan van de benodigde energie is haalbaar, maar het bereiken van de ontladingssnelheid die nodig is voor een volledige wijk blijft een grote uitdaging[1] .
- Systeemcomplexiteit: reactorvaten en dampbeheersystemen zorgen voor hoge kosten.
- Marktvolwassenheid: er bestaan tot op heden geen seizoensgebonden TCM-systemen op wijkniveau.

Conclusie TCM is op de lange termijn aantoonbaar veelbelovender dan PCM voor seizoensopslag (vanwege de bijna nul stilstandverliezen), maar is op dit moment commercieel niet haalbaar. Niet aanbevolen voor Eersel.

[1] Een overzicht van thermochemische energieopslagsystemen voor stadsverwarming in het Verenigd Koninkrijk, Sarah Roger-Lund , Jo Darkwa, Mark Worall, John Calautit, Rabah Boukhanouf, 2024

Samenvatting — Vergelijking van technologieën

Technologie	Opslagmedium	Max. temp. (°C)	Max. ΔT (°C)	TRL / volwassenheid	Investering	Seizoensgebonden rendement	Ruimtelijke vereisten	Geschiktheid voor Eersel
ATES — WKO (lage temperatuur)	Grondwater in watervoerende laag	< 25	~ 5–10	Volwassen (9)	**Laag <€10/m³**	**70–90 %**	Alleen putten + technisch gebouw	**Haalbaar**
ATES — MTO (mid-T)	Grondwater in watervoerende laag	25–60	~ 20–40	Opkomend (7–8)	**Laag–Gemiddeld**	**60–85 %**	Alleen putten + technisch gebouw	**Haalbaar in afwachting van verder onderzoek**
ATES — HTO (hoge temperatuur)	Grondwater in watervoerende laag	> 60	~ 40–60	Demonstratie (7)	**Gemiddeld**	**60–80 %**	Alleen Wells + tech. gebouw	**Waarschijnlijk niet haalbaar in de beschikbare ondergrond**
PTES	Water (beklede put)	80–85	~ 60–75	Volwassen in de EU (8–9)	**€ 60–90/m³**	**70–90 %**	Groot (1.900–2.800 m²)	**Problemen met grondwater**
TTES	Water (stalen/betonnen tank)	~ 95	~ 60–85	Volwassen (8–9)	**€ 110–140 /m³**	**90–95 %**	900–1100 m² oppervlakte, 20–25 m hoog	**Sterke kandidaat, relatief duur**
BTES	Grond / gesteente (boorgaten)	~ 60–80	~ 20–40	Volwassen (9)	**Laag–Gemiddeld € 30–50/m³**	**40–90 %**	Ondergronds; oppervlak bruikbaar	**Suboptimaal vs ATES**
Hocosto (modulair)	Water (ondergrondse modules)	~ 85	~ 70	Commercieel (8)	**€ 350–375 /m³**	**Matig**	~ 500 m² / eenheid, 8 eenheden (ondergronds)	**Haalbaar tegen hoge kosten**
PCM's	Faseveranderingsmateriaal	~ 30–90	Smal (nabij Tm)	Laag (3–5)	**Zeer hoog**	**Niet bewezen**	Compact (hoge dichtheid)	**Niet aanbevolen**
TCM's	Zouthydraten / sorptiemiddelen	80–150	Hoog (chemisch)	Laag (3–5)	**Zeer hoog**	**Bijna 0 % verlies***	Compact (hoge dichtheid)	**Niet aanbevolen**

Technologie	CAPEX		LCOH (€/MWh)		OPEX (€/jaar)	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog	Laag	Hoog
PTES	€ 3.122.000	€ 4.683.000	€ 344	€ 511	€ 31.200	€ 46.800
TTES	3.679.000 euro	€ 4.682.000	€ 371	€ 571	€ 18.400	€ 93.600
BTES	€ 2.625.000	€ 4.375.000	€ 334	€ 672	€ 52.500	€ 175.000
HOCOSTO	€ 8.400.000	€ 9.000.000	€ 903	€ 1.096	€ 84.000	€ 180.000
HTO	€ 1.239.000	€ 1.239.000	€ 97	€ 114	€ 77.500	€ 77.500
WKO	€ 336.000	€ 672.000	€ 24	€ 44	€ 3.360	€ 20.200
MTO	€ 575.000	€ 975.000	€ 48	€ 67	€ 35.800	€ 59.300

Subsidies die relevant zijn voor het project

WIS · SDE++ · DEI+

WIS

Warmtenetten Investeringssubsidie (infrastructuur)

CAPEX-subsidie

- Zeer relevant voor wijknetten; thermische opslag komt expliciet in aanmerking
- Tot 30% van de investeringskosten, max. € 30 miljoen per project
- Dekt ook de CAPEX van het (energie-efficiënte) warmtenet
- Dekt GEEN warmtebronnen (bijv. warmtepompen)

SDE++

Productiesubsidie

OPEX-subsidie (per eenheid energie / vermeden CO_2)

- Belangrijk voor de business case
- Wordt uitbetaald over 12–15 jaar
- Dekt categorieën, waaronder hernieuwbare warmte en CO_2-arme warmte
- Overbrugt het verschil tussen kostprijs en marktprijs van energie
- Geldt alleen wanneer hernieuwbare energiebronnen de warmte produceren — pure verschuiving wordt niet beloond

DEI+

Energie- en klimaatinnovaties

Proef-/demonstratiesubsidie

- Ondersteunt innovatieve energiesystemen, incl. opslag, flexibiliteit en CO_2-reducerende systemen
- Subsidie bedraagt maximaal € 30 miljoen per project
- Beoordeling per geval op basis van innovatieniveau en CO_2-reductie
- De aanmeldingstermijn sluit op 30 juli

Geschiktheid voor subsidie per technologie			
Technologie	WIS	SDE++	DEI+
ATES (WKO)		*	
HT-ATES-systeem		*	
PTES		*	
TTES		*	
HoCoSto		*	
BTES		*	
	*De warmteproductie moet op hernieuwbare energiebronnen zijn gebaseerd		

Volgens het voorlopige rapport: SDE++ is van toepassing op alle genoemde opslagtechnologieën (ATES-WKO, HT-ATES, PTES, TTES, BTES, Hocosto), mits de warmtebron hernieuwbaar is.

Bijlage| 3

Investeringsraming

Investeringskosten, herinvesteringskosten en onderhoudskosten
Centraal systeem

Componenten	Investeringskosten	% Herinvesteringskosten	Herinvestering	Onderhoud	Onderhoudskosten [€ /jaar]
Opwekking	€ 3.258.055	~21,5%	€ 699.000	-	-
Distributiesysteem	€ 15.940.500	~15,7%	€ 2.497.350	-	-
Luchtbehandeling	€ 98.000	0%	€ 0	-	-
Meet- en regelinstallatie en IBS	€ 436.650	0%	€ 0	-	-
Elektrische installatie	€ 7.234.600	~35,3%	€ 3.137.850	-	-
Bouwkundige kosten	€ 1.470.000	0%	€ 0	-	-
Subtotaal	**€ 28.437.805**		**€ 6.334.200**	**1%** van invest.	**€ 284.378**
Onvoorzien (30%)	€ 8.531.342	-	-	-	-
Toeslag vergunningen / bodemonderzoek (1%)	€ 284.378	-	-	-	-
Projectbegeleidingskosten (15%)	€ 4.265.671	-	-	-	-
Totaal jaar 0 (zonder herinvestering)	**€ 41.519.195**	Excl. BTW			
Totaal 30 jaar (incl. herinvestering)	**€ 47.853.395**		**€ 6.334.200**		

Investeringsraming Energiesysteem Stokkelsche Akker

Aantal aansluitingen woningen: 619
Aantal aansluitingen utiliteitsgebouwen: 3

Omschrijving	aantal	prijs per stuk (€)	totaal (€)	opmerkingen
Opwekking				
WKO, warmte- en koude-opslag, 25 m3/h	3	€ 490.160	€ 1.470.480	max 60 kuub per uur nodig in winter op een moment
WKO, Midden Temperatuur Opslag, 25 m3/h	1	€ 765.875	€ 765.875	
verzorgen elektrische energie tijdens uitvoer van de werkzaam- heden met aggregaten compleet met brandstofvoorziening	1	€ 15.500	€ 15.500	
meerprijs voor 60 cm verhoogd opstellen, per boring	4	€ 12.000	€ 48.000	
vast permanent onderhoudsfilter (kaarsenfilter) in technische ruimte	1	€ 34.200	€ 34.200	
Volledige Scope 1A voor diverse vergunningaanvragen	1	€ 27.500	€ 27.500	
water-water warmtepomp, hoogtemperatuur 70°C- 400 kW	3	€ 173.000	€ 519.000	incl. geluiddempende omkasting
toeslag koudemiddel jaar 2050	3	€ 10.000	€ 30.000	
droge koeler 452 kW	3	€ 50.000	€ 150.000	
gasketel - 358 kW	3	€ 55.000	€ 165.000	
buffervat 10 m3	5	€ 6.500	€ 32.500	incl. energiemeters
Distributiesysteem				
transporteenheid centrale toevoer - CV-installatie	1	€ 22.000	€ 22.000	
transporteenheid centrale retour - CV-installatie	1	€ 20.000	€ 20.000	
transporteenheid centrale toevoer - GKW-installatie	1	€ 36.000	€ 36.000	
transporteenheid centrale retour - GKW-installatie	1	€ 25.000	€ 25.000	
waterbehandeling distributienet	1	€ 20.000	€ 20.000	
terreinleidingen HT-verwarming gegraven in terrein	3194	€ 2.500	€ 7.985.000	Staal pur PE
terreinleidingen gekoeldwater gegraven in terrein - HDPE	3194	€ 1.250	€ 3.992.500	Kunststof ongeisoleerd
aansluitleiding tussen terreinleiding en afteverset - HT-CV	3744	€ 250	€ 936.000	
aansluitleiding tussen terreinleiding en afteverset - GKW	3744	€ 200	€ 748.800	
afteversets woningen (CW4/CV/KO/warmtapwater)	619	€ 3.300	€ 2.042.700	
afteversets commerciele gebouwen	3	€ 12.500	€ 37.500	
aardgasleiding	500	€ 150	€ 75.000	
Luchtbehandeling				
ventilatie technische ruimte op basis van Atex beveiliging	1	€ 98.000	€ 98.000	
Meet- en regelinstallatie en Installatiebeheersysteem (IBS)				
WKO en MT-bronnen	0	€ 0	€ 0	is in prijs bronnen opgenomen
warmtepomp	3	€ 57.250	€ 171.750	
distributie CV	1	€ 68.700	€ 68.700	
distributie GKW	1	€ 91.200	€ 91.200	
regelinstallatie met noodstop en dergelijke	1	€ 50.000	€ 50.000	
installatiebeheersysteem (IBS)	1	€ 25.000	€ 25.000	
inregelen en inbedrijfstellen	1	€ 30.000	€ 30.000	
Elektrische installatie				
10 kV trafo elektriciteitsnet - 340 kVA	1			door Enexis
accu batterij opslag, batterij container, inverter en 10kV transformator, 4 MW- 8 MWh	1	€ 1.920.000	€ 1.920.000	voorzichtige prijs in 2025 is 200 euro per kwh.
civiele werkzaamheden terrein	1	€ 50.000	€ 50.000	
elektriciteitsnet in terrein vanaf de accu batterij naar de woningen				door Enexis
elektrische installatie in de energiecentrale	1	€ 719.000	€ 719.000	
PV-panelen horizontaal op daken woningen (Wp)	3.600.000	€ 1,00	€ 3.600.000	
PV-panelen verticaal op daken utiliteit (Wp)	315.000	€ 1,00	€ 315.000	
PV-panelen boven parkeerplaats (Wp)		€ 1,25	€ 0	
"gewone" laadpalen	58	€ 5.400	€ 313.200	
Vehicle-to-Grid (V2G)laadpalen	46	€ 6.900	€ 317.400	
Bouwkundige kosten				
bouw energiecentrale	1	€ 1.400.000	€ 1.400.000	
bouwplaatskosten	1	€ 70.000	€ 70.000	
Subtotaal jaar 0			€ 28.437.805	
HERINVESTERINGEN NA 15 jaar				
Warmtepompen			€ 549.000	
Pompen			€ 454.650	
Drycooler			€ 150.000	
Laadpalen			€ 3	
Batterij			€ 1.920.000	
PV-panelen (omvormers)			€ 587.250	
afteversets			€ 2.042.700	
Subtotaal herinvestering			**€ 5.703.603**	
Subtotaal jaar 0			€ 28.437.805	
Totaal			€ 34.141.408	
Toeslagen onvoorzien:	30%		€ 8.531.342	
Toeslag vergunningen, bodem onderzoeken	1%		€ 284.378	
Ontwerp- en advieskosten, projectmanagement	15%		€ 4.265.671	
Totaal Jaar 0 (zonder herinvestering)			**€ 41.519.195**	
Totaal: 30 jaar incl. herinvestering			**€ 47.222.798**	

Investeringsraming Energiesysteem Stokkelsche Akker

Aantal aansluitingen woningen: 619
Aantal aansluitingen utiliteitsgebouwen: 3

Subsidies:

WIS	30%	€ 15.865.500		€ 4.759.650	CAPEX subsidie op infrastructuur. Niet helemaal duidelijk wat onderdeel hiervan is
DEI+	25%	€ 7.656.205		€ 1.914.051	CAPEX subsidie, variabel wat kan zijn. Voorbeelden van 33%
Aanvullende subsidies				€ 0	Mogelijke subsidies aangevuld door bv gemeente.
Totaal 30 jaar (na 15 jaar geen nieuwe capex subsidies)				**€ 40.549.097**	
SDE++	0,04	euro/kWhth	€	208.189	productiesubsidie. Geleverde warmte. Na 15 jaar hersubsidie aanvragen
SDE++ totaal	15,0	jaar	€	3.122.833	

Bijlage| 4

Overzicht verbruikskosten

OPEX

		Aantal		Tarief		Per Weq Per WEQ	Opmerkinen			Tarief		Opmerkinen
Totaal warmte [GJ]		9.185	€	-	€	-	acm max is 40,97			€ 40,97		
Totaal koude [GJ]		3.130	€	-	€	-	(vaak 0 euro, inbegrepen warmte afname)			€ -		
Totaal elektriciteit inkoop extern [kWh]		1.592.123	€	0,088	€	207,53	e prijs commodity met toeslag 2030.		5.258	€ 0,19	€ 981,27	25 cent inclusief kortingen, eb, btw. Met goedkoper variabele inkooptarieven voor 2030 tov 2026 (2 cent). aantal e is voor warmte(cop).
EB inkoop (EB 2030 - 3e schijf) [kWh]		1.592.123	€	0,034	€	80,20						
Vastrecht aansluiting			€	2.183	€	3,23	tarieven enexis 2026 - voor grote aansluiting, niet per losse aansluiting					
Transport kosten aansluiting		1.592.123	€	0,025	€	58,26	tarieven enexis 2026 - voor grote aansluiting, niet per losse aansluiting					
Gecontracteerd en max variabel (in kwmax)		340	€	72,83	€	36,68	tarieven enexis 2026 - voor grote aansluiting, niet per losse aansluiting					
Totaal teruglevering elektra centraal [kWh]		430.508	€	0,01	€	6,38	Verwachting is dat door veel teruglevering in totaal prijs naar 0 gaat.		1.500	€ 0,01	€ 15,00	zonder salderen weinig opbrengst
Totaal elektriciteit inkoop intern (opslag batterij en direct gebruik)		2.192.345	€	0,044	€	142,89	e prijs 50% goedkoper? Dit is in feite de waarde van je zon-pv als je 'zelf gebruikt en opslag'		1.500	€ -0,19	€ -279,92	vermindering inkoop
Heffingskortingen (vermindering energiebelasting								€	-628,96	€ -0,12	€ -628,96	bij woning zit dit in het all-in tarief. Verrekening toepassen
Subsidies (SDE)	€	208.188,89			€	-308,43						
Totale					€	226,74					€ 716,35	
Totaal, exclusief heffingskorting					**€**	**226,74**					**€ 1.345,31**	**Heffing eraf gehaald voor eerlijke vergelijking**
Onderhoud en beheer	€	284.378,05			€	421,30				2%	€ 365,36	
Totaal Onderhoud en beheer - subsidie					**€**	**421,30**					**€ 365,36**	
TOTAAL OPEX					**€**	**648,04**					**€ 1.710,67**	
Rente geld lening bank		5,00%		6,50%								
'rente' eigen vermogen		5,50%		6,80%								
Financieringskosten - inclusief aflossing (5% rente)	€	1.757.553,05		80%	€	2.603,78						
aflossing)	€	459.667,72		20%	€	680,99						
Totaal Financieringskosten					**€**	**3.284,77**					**€** -	
Pre-tax WACC		5,100%										

CAPEX

		Totaal		Tarief		Per WEQ				Tarief		Opmerkinen
Investeringskosten energiesysteem	€	41.519.195,30			€	61.509,92						
herinvestering na 15 jaar	€	5.703.603,00			€	8.449,78		€	9.432.500,00		€ 13.974,07	
Maximale BAK ACM	€	-6.750.000,00	€	-10.000,00	€	-10.000,00	in bestaand systeem is max 5290. dit is geheel nieuw systeem					
Subsidies CAPEX	€	-6.673.701,25			€	-9.886,96						
								€	7.992.500,00		€ 11.840,74	voor 619 woningen en 3 utiliteitsgebouwen
Warmtepomp - inclusief kunnen koelen											€ -	
laadpaal - individueel								€	928.500,00		€ 1.375,56	laadpaal (25% van woningen meegenomen)
PV panelen								€	3.410.000,00		€ 5.051,85	Voor 619 woningen en 3 utiliteitsgebouwen
Onvoorzien								€	18.268,15	15,0%	€ 2.740,22	
Projectkosten								€	18.268,15	7,5%	€ 1.370,11	
TOTAAL CAPEX	**€**	**33.799.097,05**			**€**	**50.072,74**					**€ 36.352,56**	**inclusief onvoorzien en projectkosten**
Totaal over levenduur					**€**	**1.669,09**	**30 jaar**				**€ 1.211,75**	**30 jaar per woning**

	Centraal duurzaam systeem		ale warmtepomp		alles ex btw - ook woningen
Energiekosten (inclusief SDE)	€ 227	€	1.345		
Onderhoud en beheer	€ 421	€	365		
Investeringskosten per jaar		€	1.212	voor 30 jaar	
Financieringskosten (aflossing CAPEX)	€ 3.285	€	-	voor 30 jaar	
Totaal	**€ 3.933**	**€**	**2.922**		
Per maand	€ 328	€	244		
Verschil	135%		74%		

DWA

Wij maken
duurzaamheid
werkend!