



TOPSECTOR ENERGIE
Innovatie voor een duurzame toekomst



SMART GRID GREENPARC - LEF IN BLEISWIJK

Openbare Rapportage

DATUM | 23 februari 2022
OPDRACHTGEVER | RVO
PROJECTKENMERK | TEUE 518012
STATUS | DEFINITIEF

AUTEURS

BLUETERRA | ARJEN DE JONG , ROBIN TEEKEN [PENVOERDER]
TU/E | FLOOR ALKEMADE , TOM DE WAAL
PETAWATTS | ROB VAN LEEUWEN
STEDIN | ARJEN ZUIJDERDIJN, JACQUELINE FERNANDES- VAN LIT
ENERGY21 | MICHIEL DORRESTEIJN
GREENPARC ENERGY | MARK LEMKES

Inhoud

| | |
|---|----|
| 1 Samenvatting | 3 |
| 2 Over het project | 5 |
| 2.1 Aanleiding voor dit project..... | 5 |
| 2.2 Doel van dit project | 5 |
| 2.3 Resultaat | 6 |
| 2.4 Werkwijze..... | 6 |
| 3 Initiatiefase | 10 |
| 3.1 Meenemen bedrijven..... | 10 |
| 3.2 Ontwikkeling hardware..... | 11 |
| 4 Analyse dynamisch nettarief | 14 |
| 4.1 Basisprincipes voor dynamisch nettarief..... | 15 |
| 4.2 Alternatieve nettarieven | 16 |
| 4.3 Resultaat simulatie..... | 19 |
| 5 Ontwikkeling capaciteitsplatform | 21 |
| 5.1 Inleiding..... | 21 |
| 5.2 Facilitering Interactie | 22 |
| 5.3 Gedetailleerde process-flow..... | 23 |
| 5.4 Ervaringen en testen software-ontwikkeling..... | 25 |
| 5.4.1 Cybersecurity..... | 27 |
| 6 Resultaten test | 28 |
| 6.1 Inpassing en afstemmen in proces van de klant..... | 28 |
| 6.2 Toegevoegde waarde aggregator | 28 |
| 6.3 Klantervaringen | 30 |
| 6.3.1 Ervaring met de aanbesteding van slimme laadpalen | 30 |
| 6.3.2 Acceptatie binnen het bedrijf | 30 |
| 6.3.3 Betrokkenheid/interesse van andere bedrijven op het industrieterrein..... | 31 |
| 6.3.4 Visie van potentiële klanten op het dynamisch nettarief..... | 31 |
| 7 Conclusies en aanbevelingen | 33 |
| 7.1 Conclusies..... | 33 |
| 7.2 Aanbevelingen | 34 |

1 Samenvatting

Flexibiliteit bij eindgebruikers inzetten om het gebruik van het netwerk te optimaliseren is bij het uitkomen van dit rapport zeer actueel. Op veel plaatsen in Nederland zijn voorzienbare beperkingen voor afname- en teruglevering. In de afgelopen twee jaar is gewerkt aan het project Smart Grid Greenparc op een bedrijventerrein in Bleiswijk om juist deze problematiek aan te gaan.

Het project had op hoofdlijn drie doelen:

- 1 ontwikkeling van nieuwe methodiek voor dynamische nettarieven om het gebruik van netwerkcapaciteit te optimaliseren;
- 2 ontwikkeling van een capaciteitsplatform voor de ontwikkelde methodiek;
- 3 in de praktijk beproeven van het capaciteitsplatform en ervaring opdoen met de implementatie.

De uitkomst van het project is een proof-of-concept voor een uitrolbare smart grid oplossing voor bedrijventerreinen. Het project is goeddeels geslaagd in deze opzet en heeft veel waardevolle ervaringen opgeleverd die zeer bruikbaar zijn voor de betrokken partijen.

Vanuit de TU/e zijn diverse methodieken voor nettarifering ontwikkeld en getoetst in een simulatieomgeving van het bedrijventerrein. Dit heeft geleid tot een keuze voor een methodiek voor dynamische nettarieven die zowel voldoende inkomsten oplevert voor de netbeheerder als een verdienmodel voor de eindgebruiker. En daarbij de benuttingsgraad van het net verhoogd van 23% naar 33%. De gekozen methodiek vertoont dezelfde kenmerken als de werking van de commodity markt voor elektriciteit en sluit daarom goed aan bij de praktijk van de aggregators. Ook is geconstateerd dat een methodiek voor dynamische nettarieven niet zal aansluiten bij alle pijlers voor netbeheerder, met name op het vlak van voorspelbaarheid van de tarieven.

De gekozen methodiek voor dynamische nettarieven is daarna omgezet in een zelflerend algoritme. Dit algoritme vormt de basis van het capaciteitsplatform waarop lokaal capaciteit kan worden verhandeld. Eindverbruikers kunnen, doorgaans met behulp van een aggregator, een afweging maken hoe ze hun flexibiliteit het beste in kunnen zetten. Hierin kunnen ze een samenhangende keuze maken tussen kosten van (extra) netcapaciteit en de opbrengsten op de flexmarkten (onbalans, EPEX).

De belangrijkste uitkomsten van dit project zijn:

- ontwikkeling van een nieuwe methodiek voor dynamische nettarieven;
- ontwikkeling van een platform voor het verhandelen van lokale flexcapaciteit;
- aantonen van de werking van het platform;
- ontwikkelen van een smart charging plein, dat zowel op de capaciteitsmarkt als de flexibele markten kan worden aangestuurd;
- ervaringen met de installatie en operatie van nieuwe stuurboxen;
- ervaring met visie van bedrijven op meedoen met smart grids.

Daarmee zijn de partijen overtuigd dat dit project heeft voldaan aan de vooraf gestelde doelen. Het proof-of-concept is gerealiseerd. Op basis van de eerste resultaten is er een consortium opgezet onder de naam LEF: Lokale Energie Flexibel om meer van dit type projecten te gaan realiseren. Ook heeft de betrokken aggregator een stuurbox ontwikkeld en getest die al reeds in andere projecten is ingezet. Ook de gecontracteerde softwareontwikkelaar ziet veel groeimogelijkheden door deze ontwikkeling.

Het project heeft de nodige uitdagingen moeten overkomen. De ontwikkeling van software heeft langer geduurd dan verwacht en daarna bleek het een grote uitdaging om de communicatie tussen de assets, capaciteitsplatform en de aggregator goed op de orde te krijgen. Op alle lagen in de keten moesten meer issues verholpen worden dan was voorzien.

Doordat de proef uiteindelijk in het najaar is gestart, is er weinig ervaring opgedaan in periodes waarin er veel zonPV productie was. Dit zou ook de periode zijn met de meeste krapte op het net voor teruglevering. Hierdoor zouden er meer mogelijkheden geweest om de productie van zonPV en de vraag van het laadplein op elkaar af te stemmen.

Uit dit project zijn een aantal voortgaande kennisbehoeftes geïdentificeerd. Zo is duidelijk geworden dat er meer zicht nodig is op de praktische werking van een smart grid onder vele verschillende variabelen:

- bedrijven met weinig flex of juist veel flex;
- laadpleinen voor middelzwaar en zwaar vervoer;
- gedrag en eisen van bepaalde type eindgebruikers zoals elektrisch woon-werkverkeer;
- werking van dynamisch nettarief bij een testcasus waar de netcapaciteit is verlaagd om een hogere benuttingsgraad en dus hogere kans op virtuele congestie te creëren.

Uit dit project zijn op veel verschillende niveaus waardevolle ervaringen opgedaan. De betrokken partijen hebben het vertrouwen dat de gekozen dynamische nettarifering een zinvolle richting is voor het optimaliseren van het gebruik van het lokale net. Een duurproef zou over een periode van 9 tot 12 maanden echter meer uitsluitsel moeten geven over:

- tegengestelde prikkels op de lokale capaciteitsmarkt en flexmarkten;
- beschikbare flexibiliteit van lokale assets;
- gedrag van gebruikers waardoor flexibiliteit kan afwijken van ideale condities;
- uptime van software en componenten en impact daarvan op grid safety.

2 Over het project

2.1 Aanleiding voor dit project

Door de veranderingen die gepaard gaan bij de energietransitie verandert er veel op het lokale distributienet. Wanneer er een situatie ontstaat dat: alle bedrijven groene opwek op het dak zouden hebben, er windmolens geplaatst worden aan de randen van het terrein, alle warmtebronnen geëlektrificeerd worden, alle (personen)auto's overdag opgeladen moeten worden, alle vrachtauto's 's nachts opgeladen moeten worden, intern transport op de bedrijven op batterijen gaat werken, enzovoort gaat er zowel positieve als negatieve schaarste aan netcapaciteit op bedrijventerreinen ontstaan.

De schaarste kan leiden tot een (tijdelijke) rem op de plaatsing van nieuwe duurzame energiebronnen of afnemers en kan leiden tot versnelde of onnodige netverzwaring. De eerste voorbeelden zijn al voorhanden waar HS/MS transformatorstations verzwakt moeten worden door de komst van duurzame energie (Stadskanaal, Middelharnis) of vanwege groeiende bedrijvigheid (Schiphol-Rijk, Nijmegen Noord). Dit zijn tijdrovende en dure trajecten die een vertragende factor kunnen zijn in de energietransitie. Met name het middenspanningsnet zal sterk verzwakt moeten worden (CE Delft 2017). Dit zal leiden tot een verdere stijging van nettarieven voor ondernemers en burgers.

Door slim gebruik te maken van bestaande infrastructuur en lokale flexibiliteit kan de energietransitie versneld worden. Hierdoor kan er een tijdelijke of permanente oplossing geboden worden voor schaarste op het net. Er zijn echter verschillende drempels om deze flexibiliteit te ontsluiten:

- er is nog geen capaciteitsmarkt voor lokale flexibiliteit;
- er is nog geen platform waarop capaciteit verhandeld kan worden;
- de structuur van de nettarieven (van grootverbruikers) werkt de inzet van flexibiliteit tegen;
- gebruikers weten niet wat ze mogen verwachten van het gebruik van flexibiliteit.

Daarom zijn de volgende onderzoeksvragen zijn geformuleerd:

- hoe ziet een tariefstructuur voor grootverbruikers eruit die beter aansluit bij het kostenveroorzakersbeginsel?
- hoe kunnen grootverbruikers bijdragen aan een optimaal gebruik van netcapaciteit?
- in hoeverre kan een lokale flexibiliteitsmarkt bijdragen aan een betere benutting van het net?

2.2 Doel van dit project

Het doel van dit project is om een concept te ontwikkelen voor bedrijventerreinen. Met dit concept kunnen dienstverleners samen met netbeheerders aan de slag om bedrijventerreinen te voorzien van een flexibiliteitsmarkt om zo de (maatschappelijke) kosten van netbeheer en onbalans op lokale netten te verminderen.

Het hoofddoel van LEF in Greenparc is een proof-of-concept dat moet aantonen dat een lokale capaciteitsmarkt werkt en levert ervaring op met gebruikersacceptatie van alternatieve nettarieven.

Er zijn daarnaast de volgende subdoelen:

- 1 Ontwikkelen van een methodiek voor dynamische nettarieven en indien mogelijk deze in de praktijk te testen. Het doel is om de nettarieven af te laten hangen van de drukte op het elektriciteitsnet. De methodiek is een uitkomst van het onderzoek, en deze zal in nauw overleg met de ACM en beleidsspecialisten van Stedin worden ontwikkeld.
- 2 Ontwikkelen en testen van het flexplatform. Dit centrale platform moet de basis worden waarmee laadpalenplatforms, platforms van aggregators en platforms van netbeheerders mee kunnen verbinden.

2.3 Resultaat

Dit project resulteert in:

Software

- Flexibiliteitsplatform voor bedrijventerreinen
- DSO-tool voor dynamische nettarieven en flex uitvraag
- API's voor koppeling van DSO-tool met flexplatform
- API voor koppeling laadpalenplatform met flexplatform

Ervaring

- Interoperabiliteit van platforms
- Ervaring met aansturing flexibiliteit van grootverbruikers
- Fysieke aansturing van geaggregeerde flexibiliteit
- Cybersecurity
- Wensen en gedrag eindgebruikers
- Dynamische nettarieven

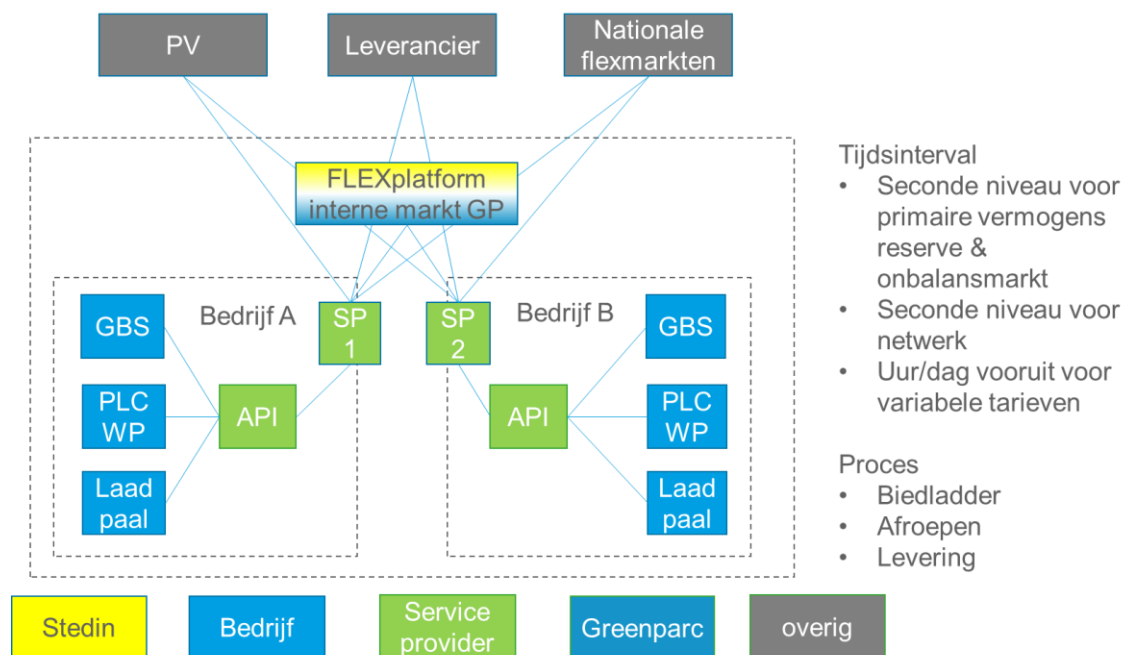
Inzichten

- Werking capaciteits- en flexmarkten
- Onderzoek en aanbevelingen tariefstelling

2.4 Werkwijze

Centraal staat het flexplatform Greenparc op basis van het Layered Energy System (LES), een model ontwikkeld door Stedin en Energy21 op basis van de EWF blockchain. Het LES Business park concept wordt een aangepaste versie van de bèta versie van LES Flex, welke ontwikkeld wordt in de Gorinchemse proeftuin Hoogdalem. Het flexplatform krijgt een application programming interface (API), zodat handelspartijen en PV partijen hun (aggregatie) platform kunnen koppelen. Dit wordt in ieder geval getest

met het platform van aggregator PetaWatts. Ook kunnen ondernemers direct gekoppeld worden op de API zonder aggregator.



Figuur 1 - Opzet project

Bovenstaande figuur betreft een versimpelde weergave van de opzet van het project. Er is sprake van uitwisselbaarheid: Elke ondernemer kan meedoen, elke flexaanbieder of aggregator (service provider) kan worden aangekoppeld. Het doel is ook om meerdere ondernemers aan te sluiten.

Het flexplatform vormt de kern van het project, hiermee kan de inzet van lokale netcapaciteit worden geoptimaliseerd. De handelsspartijen zullen hun gangbare activiteiten op landelijke markten voortzetten en hun programma's optimaliseren door de lokale flexbehoefte mee te nemen. De DSO-tool van Stedin communiceert met blockchain via de DSO-API. Als het dynamisch nettariaf wordt toegepast kan deze vanuit de DSO-tool aangestuurd worden, en is er een (verder nog te onderzoeken en ontwikkelen) idee om de flexmarktkosten te koppelen aan de nettarieven.

Tot slot wordt een API ontwikkeld om signalen door te geven aan een laadpalenplatform. Welk platform dit wordt is nog niet bekend. Het flexplatform kan straks signalen doorgeven aan de backoffice van de laadpalen op basis van marktsignalen en gebruikersopdrachten. Om het flexibel laden en de integratie in het flexplatform te beproeven zal een serie laadpalen geplaatst worden op Greenparc. Dit loopt samen met de ambitie van de VVE om elektrisch laden te bevorderen. De proef is uitgevoerd met een beperkt aantal bedrijven binnen Greenparc Bleiswijk gebied.

Het project is opgedeeld in vier werkpakketten:

Werkpakket 1 - Initiatiefase

Kartrekker - PetaWatts

Activiteiten

- Stakeholder analyse/afstemming met lokale bedrijven en VVE (BlueTerra/Stedin/PetaWatts Projects).
- Opstellen User Stories/programma van eisen software en hardware (Stedin/PetaWatts Projects).
- Opstellen data management/communicatieprotocol.
- Uitwerking nettarieven en flexmarkt, inclusief interactie.
- Plaatsen server en meetapparatuur trafo en bij eindgebruikers.
- Testen data-collectie.
- Uitrust aanstuurbare laadpalen (Greenparc Energy bij Royal Lemkes).

Resultaat: commitment eindgebruikers, functionele eisen software bekend, data collectie werkend.

Werkpakket 2 - Ontwikkeling platforms

Kartrekkers - Stedin/PetaWatts

Activiteiten

- Ontwikkeling flexplatform vergelijkbaar met de TenneT biedladder voor op- en afschakelbaar vermogen op basis van LES (PetaWatts Projects/Stedin).
- Ontwikkeling API laadpalenplatform (PetaWatts).
- Ontwikkeling API aggregatorplatform (PetaWatts).
- Ontwikkeling DSO-API (Stedin/PetaWatts).
- Plaatsen stuurboxen bij eindgebruikers (Stedin/PetaWatts Projects).
- Testen datastromen en stuursignalen.
- Testen cybersecurity.

Resultaat: platforms werkend, datastromen en stuursignalen werkend.

Werkpakket 3 - Onderzoek dynamisch nettarief

Kartrekker - TU/e

Activiteiten

- Onderzoek naar de verschillende opties voor het ontwerpen van een marktmodel voor congestiemanagement, inclusief mogelijke prijsmechanismes, incentives en andere sturingsmechanisme (bijvoorbeeld prioriteit voor duurzaam).
- De toepassing van dit model op de situatie op Greenparc in de periode tot 2030 onder verschillende aannames met betrekking tot regulering en marktmodel. Dit levert een aantal scenario's voor de situatie in 2030.
- Het bepalen van de mogelijke impacts op de verschillende stakeholders en op maatschappelijk niveau en, indien noodzakelijk, de beleidsalternatieven om een zo efficiënt mogelijk functioneren van de markt te borgen.
- Overleg met ACM en andere stakeholders over de tariefstructuren.
- Check op haalbaarheid (Stedin reguleringsexpertise en ACM) Business case concept.

- Onderzoek naar mogelijkheden om bestaande en verbeterde congestiemanagement tools op te schalen en uit te rollen.
- Rapportage.
- Terugkoppeling ondernemers resultaten.

Resultaat: rapportage, methodiek dynamische tarieven.

Go/No go moment voor de fysieke test.

Werkpakket 4 - Test smart grid Greenparc

Kartrekker - BlueTerra

Activiteiten

- Aanmaken flexmarkt met geselecteerde eindgebruikers en netbeheerder (Stedin/PetaWatts).
- Real life testen onder virtuele beperking aansluitcapaciteit Greenparc.
- Rapportage.
- Evaluatie met eindgebruikers.

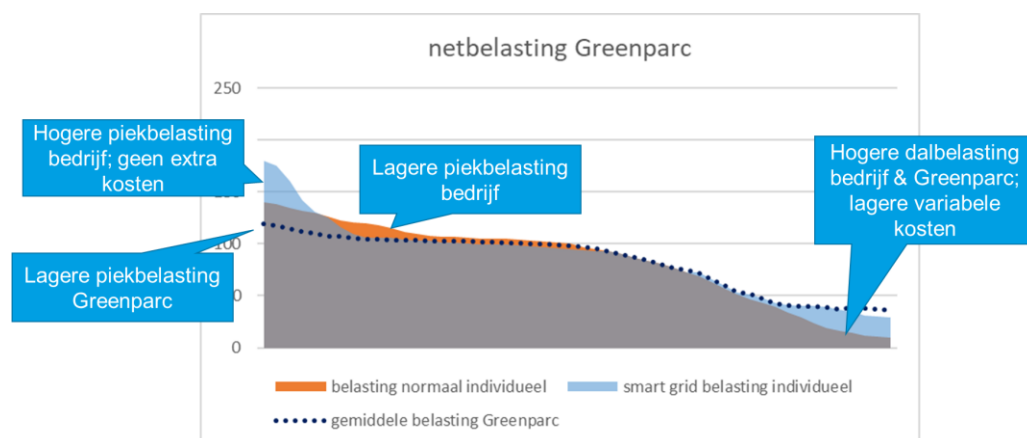
3 Initiatiefase

3.1 Meenemen bedrijven

Op het bedrijventerrein van Greenparc bevindt zich reeds enkele jaren een batterij van een deelnemend bedrijf waarmee werd gehandeld op de energiemarkten. Het probleem bij het exploiteren van een batterij (en de inzet van flexibel consumptievermogen) zijn de grenzen van de energiewet. Met name de structuur van de netwerkkosten staan energieafname ten tijde van energieoverschot op het net in de weg.

Op dit moment staat in de wet dat verbruikers de netwerkkosten betalen, opwekkers betalen slechts de aansluitkosten en geen transportvergoeding voor de invoeding. De kosten van verbruikers bestaan bij grootverbruik uit twee onderdelen: capaciteitskosten en verbruikskosten. De capaciteitskosten worden gebaseerd op de grootste afname tijdens een kwartier in een jaar. Dit moment bepaalt de kostprijs die jaarlijks betaald moet worden (contract capaciteit). Indien dit eenmalig een kwartier voor komt, dan moet het bedrijf minimaal twaalf maanden dit bedrag betalen aan de netbeheerder. Het is voor verbruikers dus zaak om de consumptiepiek zo laag mogelijk te houden om de kosten te dekken.

Als er een overschot op de elektriciteitsmarkt is, zijn de marktprijzen laag en het zou maatschappelijk wenselijk zijn om dit overschot op te nemen. Echter lijdt dit toch extra capaciteitskosten voor de eindgebruiker. Dit was ook de basis voor Greenparc Energy en PetaWatts voor de ontwikkeling van de dynamische netwerkkosten. In overleg met Stedin heeft dit geresulteerd in het LEF project waarbij Stedin dynamische capaciteitsprijzen faciliteert en PetaWatts een capaciteitsmarkt waarin bedrijven extra dagvermogen kunnen in- of verkopen. De aansturing van de assets is een resultante van al het handelen op de energiemarkten inclusief de capaciteitsmarkt. De werking is hieronder versimpeld weergegeven:



Figuur 2 - Netbelasting Greenparc

In het LEF project zijn bedrijven benaderd om te participeren in het project. In eerste instantie is dit gedaan in een groepsbijeenkomst, waarin werd uitgelegd wat de proef zou gaan inhouden en wat de gevolgen zouden kunnen zijn voor de participanten. Na de bijeenkomst zijn individuele afspraken gemaakt met de

geïnteresseerde bedrijven en is bilateraal nogmaals uitgelegd wat er verwacht werd en wat de gevolgen zouden kunnen zijn.

Een zestal bedrijven heeft zich gemeld om mee te doen, een groep van drie bedrijven als referentiebedrijf en een groep van drie bedrijven waarmee daadwerkelijk de proef zou worden uitgevoerd.

Van de drie referentiebedrijven werd verwacht dat zij de meetgegevens openbaar zouden stellen binnen het project, er werd verder niets geregeld, capaciteit verhandeld of anderszins. De proef had bij deze groep geen enkele invloed op de bedrijfsvoering en meedoen bracht geen risico met zich mee. Bij deze groep zou bekeken worden wat de financiële consequenties hadden geweest als dynamische nettarieven zou zijn toegepast op de huidige bedrijfsvoering.

Van de drie bedrijven waar daadwerkelijk de test met het verhandelen van capaciteit en de dynamische nettarieven uitgevoerd zou gaan worden (de flexbedrijven) werd meer verwacht. Deze zou tijdens de proef de flexibele assets (zonnepanelen, batterij, koelcel en laadpalen) regelen om er voor te zorgen dat de ingekochte positie op het capaciteitshandelsplatform te realiseren om zo congestie op het net te voorkomen.

Assets regelen op bedrijven betekent dat assets worden aangestuurd en daarmee verplaatst worden over de tijd. Dit zorgt niet voor een extra productie of verbruik. Het regelen met assets geeft twee soorten risico's; financieel risico en een risico op de bedrijfsvoering.

Het regelen van de zonnepanelen bij congestie houdt in dat het betreffende bedrijf minder inkomsten kan hebben door de productie en zelfs extra kosten zou kunnen krijgen doordat er extra stroom van het net wordt getrokken. Dit is een financieel risico en hetzelfde geldt ook voor het regelen van de batterij. Beide assets hebben geen invloed op de bedrijfsvoering in dit geval.

Het op- en afregelen van de koelcel en in mindere maten van de laadpalen betekenen een risico voor de bedrijfsvoering. Als de waren in de koelcellen te warm of te koud worden, kan dit aanzienlijke consequenties hebben die niet in vergelijking staan met het voordeel op de energierekening.

Met de drie flexbedrijven is afgesproken dat de bedrijfsvoering altijd voorrang heeft en dat regelen alleen plaats zou vinden binnen de grenzen van de bedrijfsvoering en dat eerst proefsgewijs zou worden geregeld om de gevolgen van het regelen goed in te kunnen schatten.

3.2 Ontwikkeling hardware

Bij de drie referentiebedrijven zijn extra energiemeters geïnstalleerd om de meetdata per minuut te verkrijgen, zodat berekend kan worden wat de netkosten zouden zijn geweest bij het hanteren van de dynamische transportvergoedingen. De kast bestaat uit een energiemeter (type Eastron SDM630MCT-E, kWh meter 3 fase MULTI 5-6000A MID), een communicatie unit (Ecoscada MAC+)



Foto 1 - EcoScada communicatie-unit en Eastron energiemeters

en een GPRS-modem. De meetcijfers vanuit de meters worden door de communicatie-unit uitgelezen en via internet gecommuniceerd met de database. In de database worden de meetcijfers per minuut opgeslagen.

Bij de drie flexbedrijven wordt de door PetaWatts ontwikkelde meet en regel hardware (de zogenaamde PetaBox) geïnstalleerd om het uitlezen van de meetcijfers, het op- en afregelen van de flexibele assets en het bewaken van de te gebruiken netcapaciteit, mogelijk te maken.



Foto 2 - PetaBox

De Petabox is een ontwikkeling die gebaseerd is op dit smart grid project en wordt nu veelvuldig buiten het project gebruikt.

Bij de drie flexbedrijven vinden de volgende werkzaamheden plaats:

- de box is ophangen op een strategisch gunstige plaats zodat er zo min mogelijk kabels zijn aangelegd.
- Meettrafo's: om ervoor te zorgen dat de juiste inverters worden afgeregeld, zijn er een of meerdere productiemeters geïnstalleerd worden. Bij de klant worden naast elke bestaande productiemeter ook de meettrafo's voor de real time meter van Peta Watts geïnstalleerd.
- omdat we de real time belasting van het net willen meten, hebben wij de real time meetcijfers van de hoofdaansluiting (hoofdmeter) nodig, daarom is naast de huidige hoofdmeter een extra meter voor de benodigde meettrafo's geïnstalleerd.
- de meettrafo's zijn aangesloten op de energiemeters in de PetaBox (type Eastron SDM630MCT-E, kWh meter 3 fase MULTI 5-6000A MID).
- de meters zijn aangesloten op de RS 485 ingangen van de Peta Watts Box.
- om de inverters op- en af te kunnen regelen, zijn deze door de installateur van de klant aangesloten op de I/O uitgangen van de PetaBox.
- om de koelcellen aan te kunnen sturen, zijn deze op de I/O uitgangen van de PetaBox aangesloten.
- de box is aangesloten op de router van de klant door middel van een (LAN) internet kabel.

In de Peta Watts Box zijn de volgende elementen opgenomen:

- 5 Modbus/Rs485 ingangen voor het ophalen real time meetgegevens van productie en consumptie op het bedrijf (maximaal vijf meters/meetgroepen)
- 5 Modbus/Rs485 uitgangen voor het real time aansturen van productie of consumptie eenheden, zodat het net nooit overbelast raakt.
- 5 I/O ingangen en 10 I/O uitgangen voor het aan/uit sturen van pv-inverters of andere flexibele productie en consumptie eenheden.
- 1 Rs232 aansluiting.
- 1 Ethernet aansluiting.
- 1 Rs485 poort voor de frequentiemeter ten behoeve van FCR-aansturing.
- 1 Opslagkaart die alle data en regelingen van twee jaar opslaat en na twee jaar dagelijks opschuift.
- 1 LINUX computerkaart voor onder andere de uitvoer van de stand alone functies en het fall back scenario als internet wegvalt.

Alle digitale I/O uitgangen van de Peta Watts Box zijn uitgerust met potentiaalvrije contacten. Deze contacten worden geopend of gesloten door het relais van elke uitgang op het IO-Board.

Alle uitgangen en ingangen van de Peta Watts Box zijn galvanisch gescheiden van alle elektronica op het Board. Waardoor signalen van en naar verschillende apparaten aangesloten kunnen worden op het IO-Board zonder kans op onderlinge storing.

De Peta Watts Box staat real time en continu via internet in verbinding met onze server, waardoor de uitgangen worden bediend als de box niet in de stand alone functie staat, ingangen worden gelezen en onder andere logging- en meetinformatie wordt opgehaald.

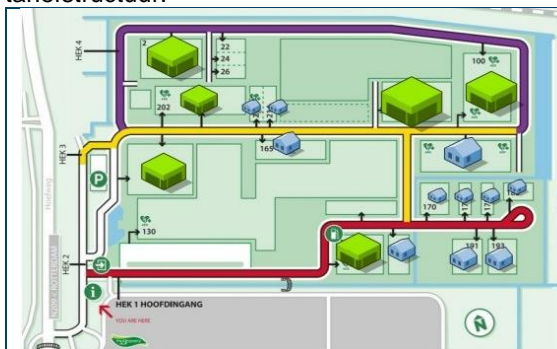
De data en regelingen van twee jaar wordt op het board opgeslagen op een SD-Card. Daarnaast beschikt het de Peta Watts Box over een zogenaamde 'realtime clock' waarmee de actuele tijd wordt bijgehouden. Deze tijd wordt door de box zelf gesynchroniseerd via het internet en blijft zelfs enkele dagen actueel als de box tijdelijk geen voedingsspanning zou hebben.

4 Analyse dynamisch nettarief

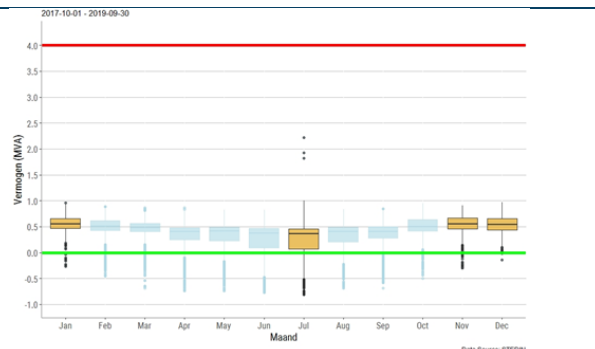
Het doel van het in dit project ontworpen nettarief is het creëren van prikkels om vraag en aanbod beter te spreiden in de tijd zodat de beschikbare netcapaciteit optimaal gebruikt wordt en congestie op het lokale net wordt voorkomen. Welke methode het meest aantrekkelijk is hangt af van de lokale omstandigheden (vraag, aanbod, opslag) en de wensen van de afnemers en producenten (efficiëntie, leveringszekerheid, prijschommelingen, voorspelbaarheid, duurzaamheid, zelfvoorzienend, et cetera). Niet alle opties die we presenteren passen binnen de huidige regelgeving. Dit project sluit aan op andere experimenten, waarbij vooral werd gekeken naar de elektriciteitstarieven.

Huidige nettarieven

Figuur 3 geeft een overzicht van de huidige situatie in Greenparc Bleiswijk. Op dit moment zijn er geen capaciteitsproblemen op het lokale net (Figuur 4). Met de verwachte toename van het aantal bedrijven op Greenparc Bleiswijk en de toenemende elektrificatie van bedrijfsprocessen als gevolg van de nationale energietransitie ontstaat mogelijk in de toekomst wel congestie. Figuur 5 geeft een overzicht van de huidige tariefstructuur.



Figuur 3 - Greenparc Bleiswijk



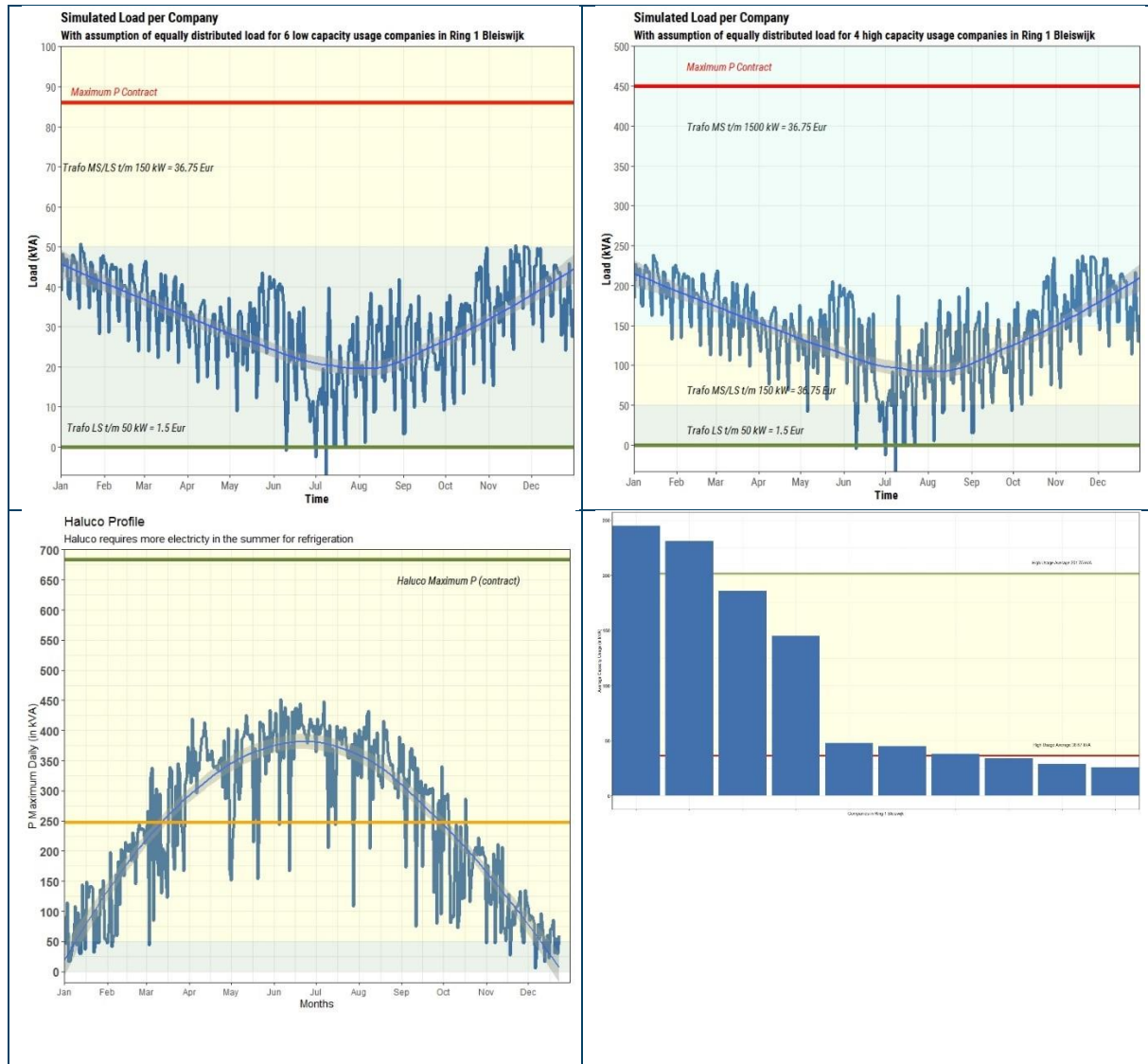
Figuur 4 - Gebruikte capaciteit

| Eenmalige Aansluitvergoeding | | Periodieke Aansluitvergoeding | | Transportvergoeding | | Transportvergoeding | |
|------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|--------------------------|---------------------|---|--|---|
| Aansluitcapaciteit | Aansluitcategorie ¹ | In € excl. BTW per jaar | In € excl. BTW per maand | Transportcategorie | Grens gecontracteerd transportvermogen ² | Transportdiensten | |
| > 80A t/m 175 kVA | LS ³ | 32.7750 | 2.7313 | | | Vastrecht | Variabele tarieven ¹¹ |
| > 175 kVA t/m 1.750 kVA | Trafo MS/LS | 78.0000 | 6.5000 | | | Transport in € per maand | kW contract in € per maand per kW |
| > 1.750 kVA t/m 3.000 kVA | MS-distributie | 712.0000 | 59.3333 | | | kW max in € per maand per kW ¹² | Dubbel tarief normaal in € per kW ¹³ |
| > 3.000 kVA t/m 10.000 kVA | Trafo HS+TS/MS | 1.505.0000 | 125.4167 | | | Dubbel tarief laag in € per kW ¹⁴ | Blaad verbruik in € per kWh ¹⁵ |
| > 10.000 kVA | Trafo HS+TS/MS | 7.767.0000 | 647.2500 ⁴ | | | | |
| | TS | Maatwerk | Maatwerk | | | | |

¹ Geldt voor aansluitingen aangelegd na 1 januari 2007. Aansluitingen die daarvoor zijn aangelegd, zijn ingedeeld op basis van aangesloten netwerk. De aansluitcategorieën zijn weergegeven in volgende van oplopend netwerk.
² Voor aansluitingen > 3.000 kVA en ≤ 10.000 kVA. Daarnaast geldt een periodieke aansluitvergoeding voor meerlengte > 3MVA van € 5.7000 per meter per jaar.
³ Geldt alleen voor aansluitingen aangelegd vóór 1 januari 2007; grootverbruik aansluitingen die op LS-net zijn aangesloten.

Figuur 5 - Huidige tariefstructuur

Op het bedrijventerrein onderscheiden we drie typen bedrijven, deze bedrijven hebben verschillende aansluitingen en betalen dus verschillende tarieven. Daarnaast hebben in elk geval twee bedrijven eigen opwek waarvan één ook een eigen batterij heeft. De profielen van de verschillende typen bedrijven Figuur 6 laten zien dat er enige complementariteit in de gebruiksprofielen is. Dit schept mogelijkheden voor een interne markt op Greenparc Bleiswijk



Figuur 6 - Profielen van de klein bedrijven (type 1), grotere bedrijven (type 2) naar model van royal Lemkes, en type 3 naar model van Haluco.

4.1 Basisprincipes voor dynamisch nettarief

In een recent CEER-rapport worden zeven principes onderscheiden die ten grondslag liggen aan de nettarieven. De CEER-principes komen deels voort uit Europese wetgeving: non-discriminatie, kostendekking, kostenreflectie en transparantie, deze EU principes zijn bindend, al zijn er grote verschillen in implementatie en zijn er trade-offs tussen de verschillende principes. Daarnaast is er in Nederlandse Wet- en regelgeving nog een groot aantal specifieke bepalingen opgenomen ter bepaling van de nettarieven.

The CEER principes zijn:

1. **Kostenreflectie (EU wetgeving):** De tarieven voor het gebruik van het netwerk moeten, waar praktisch mogelijk, een afspiegeling zijn van de kosten die gepaard gaan met dit gebruik. Nettarieven op basis van kostenreflectie geven prikkels aan de netgebruikers voor efficiënt netgebruik. De belangrijkste kostendrijvers zijn locatie, time of use en power quality. In de Nederlandse regelgeving komt dit tot uiting in het cascademodel en de tariefdragers.
2. **Non-distortionary:** kosten moeten berekend worden op een manier die voorkomt dat toegang tot en gebruik van het netwerk wordt verstoord, bijvoorbeeld door strategisch gedrag. Netwerktarieven mogen geen barrière vormen voor innovaties die tot meerwaarde en lagere kosten voor verbruikers leiden.
3. **Kostendeckking (EU wetgeving):** DSOs moeten in staat zijn hun kosten terug te verdienen (uitgaande van een efficiënte en effectieve Bedrijfsvoering). Onder dit principe vallen ook de kosten voor de duurzame ontwikkeling van het netwerk met het doel om ook aan de toekomstige vraag te kunnen voldoen tegen redelijke prijzen.
4. **Non-discriminatie (EU wetgeving):** Netgebruikers worden gelijk behandeld in termen van nettarieven in gelijke omstandigheden vanuit het oogpunt van het netwerk. Tariefverschillen tussen netgebruikers moeten degelijk gemotiveerd zijn.
5. **Transparantie (EU wetgeving):** Het moet duidelijk zijn waar je als afnemer voor betaalt. De methode voor het berekenen van de tarieven en de kostencomponenten moeten transparant en openbaar zijn. Deze transparantie zorgt ervoor dat marktpartijen de signalen die de nettarieven geven begrijpen en hier naar kunnen handelen.
6. **Voorspelbaarheid:** Netgebruikers zijn in staat om de kosten die gepaard gaan met hun gebruik van het netwerk te voorspellen. Deze voorspelbaarheid maakt het mogelijk de kosten en investeringen gepaard gaande met nettarieven mee te nemen in (bedrijfs)beslissingen.
7. **Eenvoud:** waar mogelijk moeten de tarieven eenvoudig te begrijpen en te implementeren zijn. Dit maakt het voor verbruikers makkelijk om op de tarieven te reageren.

Er zijn spanningen en trade-offs tussen de verschillende principes (bijvoorbeeld tussen kostenreflectie enerzijds en eenvoud en non-discriminatie anderzijds). De huidige energietransitie vergroot deze spanningen. De huidige nettarieven voorzien bijvoorbeeld niet in de situatie waarin afnemers energie leveren of bijdragen aan het voorkomen van congestie waardoor investeringen uitgesteld kunnen worden.

4.2 Alternatieve nettarieven

In deze paragraaf bespreken we een aantal alternatieve tariefstructuren voor het nettarif die kunnen bijdragen aan het functioneren van het net in een situatie van toenemende congestie door onder andere elektrificatie. Omdat er nu (nog) geen congestie is op Greenparc Bleiswijk, gebruiken we simulatiemodellen om deze alternatieve nettarieven te analyseren. Het simulatiemodel is ontwikkeld in samenspraak met de verschillende projectpartners en gebruikt, waar beschikbaar, gebruikersdata van de bedrijven op Greenparc Bleiswijk.

Voor de stakeholders in Greenparc Bleiswijk gelden daarbij de volgende uitgangspunten voor een alternatief beprijzingsschema:

- de variabele nettarieven voor ondernemers blijven laag, indien ze meehelpen aan het voorkomen van lokale of landelijke congestie;
- de variabele nettarieven stimuleren om vraag te verschuiven naar momenten dat de vraag lager is;

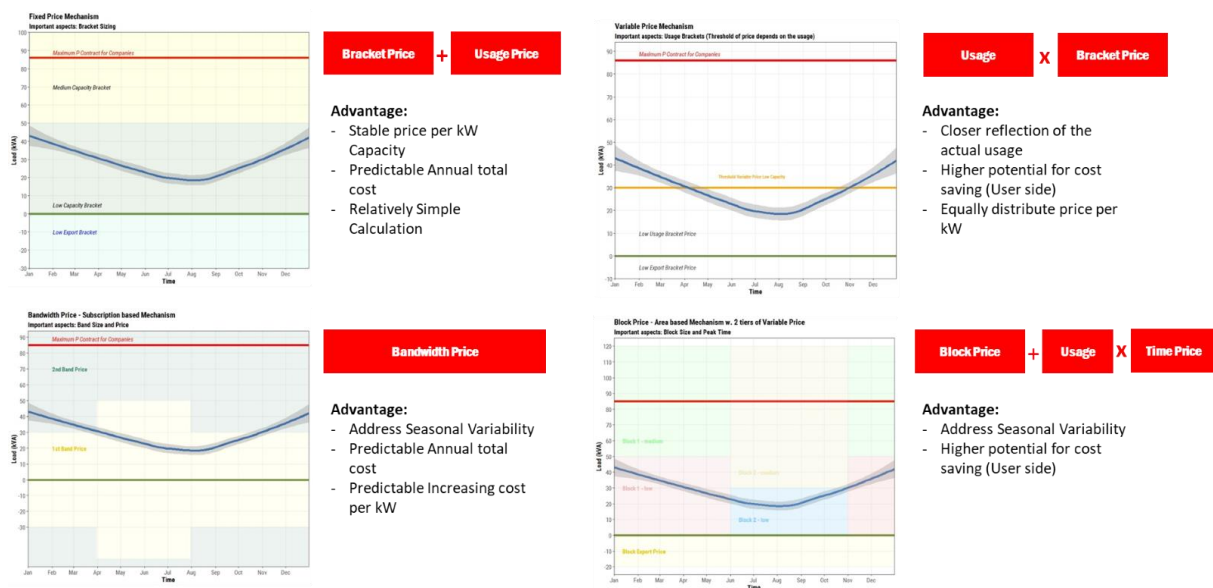
- de inkomsten van de netbeheerder nemen niet af (kostendekking en kostenreflectie).

We analyseren de verschillende opties geïdentificeerd door Netbeheer Nederland. We voegen daar als benchmark nodale beprijzing aan toe. Nodale beprijzing sluit niet aan bij de huidige regelgeving maar geeft een theoretisch optimum. Samen met de kosten en allocatie in de huidige situatie, vormt dit een duidelijke benchmark voor de efficiëntie van het systeem.

- Afrekening op gemeten vermogen (kW):** Hier wordt het vaste deel van het nettatarief afgebouwd en het variabele deel groter. Dit leidt tot relatief lagere tarieven voor die bedrijven die nu minder dan de gecontracteerde capaciteit gebruiken. Dit model heeft weinig potentie om bij te dragen aan congestiemanagement omdat het geen time-of-use component heeft.
- Afrekenen op gecontracteerd vermogen “bandbreedte” of “abonnement”:** Dit is een variant op het huidige model waarbij aanvullende afspraken gemaakt worden over de gevolgen van buiten de bandbreedte gaan.
- Afrekenen op gemeten vermogen (kW) “bandbreedte”achteraf, zonder “abonnement”:** huidige model.
- Gecontracteerd vermogen “bandbreedte” met stoplichtmodel (onder andere Smart Charging):** biedt mogelijkheden voor congestiemanagement, maar geen prikkels.
- Volledige flexibele nettatarieven (wisselende prijs per kW per periode):** biedt prikkels voor congestiemanagement - nadeel voorspelbaarheid neemt af.
- Verdere differentiatie tarieven naar periode gebaseerd op lokale context:** biedt zowel prikkels voor congestiemanagement als voorspelbaarheid. Vereist aanpassingen in blocks als omstandigheden veranderen.
- Nodale prijzen (Local nodal pricing) - optimale benchmark:** voldoet op dit moment niet aan non-discriminatieprincipe.

De simulaties laten zien dat de verschillende opties mogelijk zijn binnen de gestelde constraints.

4 General Tariff Mechanisms Tested in the Model



Figuur 7 - Tariefstructuren

Het voorgestelde nettarief bestaat uit twee componenten:

1. **een vast component.** Het prijscomponent wordt contractueel vastgelegd bij de start van de test en is hetzelfde voor alle deelnemende bedrijven. Dit tariefcomponent zorgt voor een stabiele kostenstroom voor de DSO (kostendekking) en een stabiele prijs voor de verbruikers (voorspelbaarheid/eenvoud). In de praktijk zal de hoogte van dit vaste component worden vastgesteld in onderhandelingen tussen netbeheerder en deelnemende bedrijven.
2. **een dynamisch prijscomponent.** Het dynamische prijscomponent creëert prikkels voor bedrijven om te reageren op marktdynamiek en om flexibiliteit aan te bieden. Dit component draagt bij aan de kosten reflexiviteit van de nettarieven,

De verhouding tussen de vaste en het dynamische component beïnvloedt de mate waarin het tarief voorspelbaar, eenvoudig en kostenreflexief is.

Het dynamische prijscomponent wordt berekend op basis van de gebruikte capaciteit per Program Time Unit (PTU = 15 minuten). We gebruiken Thompson-Sampling Method om de waardes voor het dynamische component vast te stellen:

$$Q(p)_{i,t} = q_{base,i,t} + \alpha \cdot p_{\beta,i,t} \quad Q(p)_{i,t} = q_{i,t} + \alpha \cdot p_{i,t}^{\beta}$$

(Equation 1)

Met Q als totale kW vraag van de bedrijven en p de prijs per kW op tijd t (at PTU), dit is het dynamische prijscomponent. q_{base} is het minimale gebruik per bedrijf. α is the coefficient of conversion, β is the elasticity of quantity to price at each i company and at t PTU. We assume the elasticity of electricity demand is equal for all companies at -0.25 . De totale opbrengsten zijn dan:

Revenue $Revenuet$

=

$$p_t \sum Q(p)_{i,t} \quad p_t \sum Q(p)_{i,t}$$

(Equation 2)

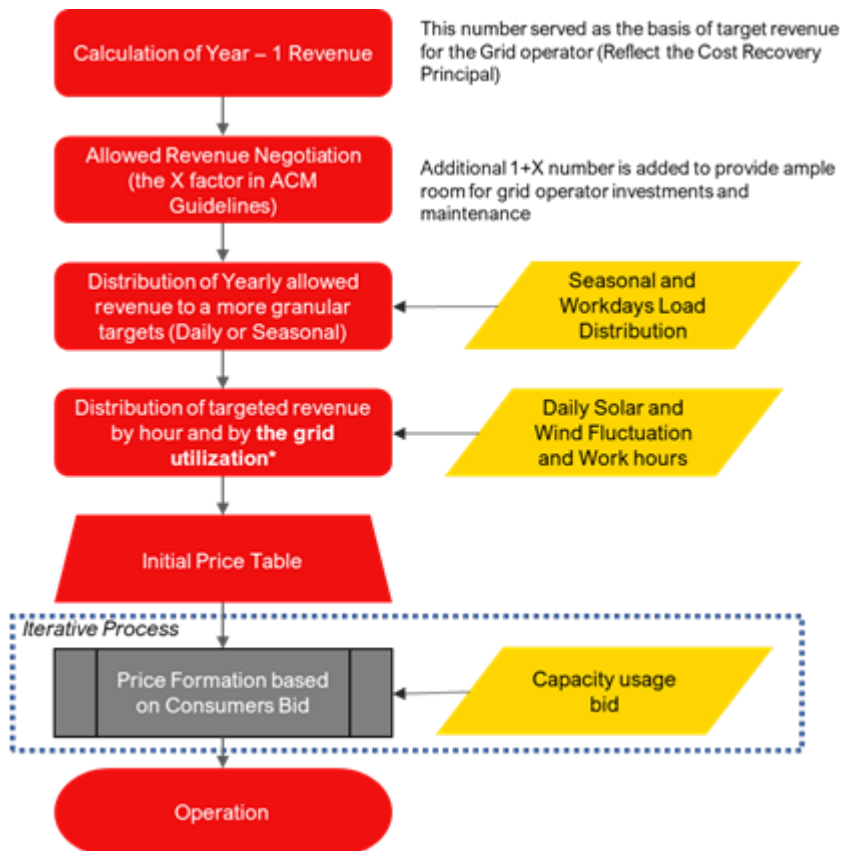
Onder de volgende constraint:

$$\sum_{i=1}^{10} Q_i \leq \delta \cdot 4100 \text{ kVA} \quad \sum_{i=1}^{110} Q_i \leq \delta \cdot 4100 \text{ kVA}$$

(Equation 3)

Met δ als de safety factor.

De berekening van het tarief is weergegeven in de Figuur 10 hieronder.



Figuur 8 - Berekeningsschema tarief

Tabel 1 - Company profile and names

| Company Type | Name |
|--|----------------|
| Large usage Company with Energy Storage and energy production assets | Company type A |
| Large usage companies without energy storage assets | Company type B |
| Low usage companies without energy production assets | Company type C |

*Both company type A and B also utilize heat pump.

4.3 Resultaat simulatie

Bij de simulatie van de nettarieven is er gekeken naar de impact op de energiekosten en de capaciteitskosten voor verschillende typen bedrijven. Zie onderstaande tabel.



Tabel 2 - Resultaten van dynamisch nettariet modellering

| Scenario Comparison ⁵ | | Net Energy Cost per Company Types ^{4,6} | | | | Grid Indicator | | | |
|---|---------------------|--|--------------|--------------|--------------|--------------------------|--------------------------|----------------------|----------|
| | | RL w. Flex | H w. Prod | H wo. Prod | Low Usage | Utilization ⁷ | DSO Revenue ² | kW Peak ⁷ | |
| Reference Result (Cents per kWh)¹ | | 11.63 | 15.18 | 18.45 | 18.34 | 23.75% | 9,203.26 | 1,210.00 | |
| Historical | Single Price Tariff | ▲ | 4% ▼ | 5% ▲ | 5% ▼ | 7% | - 23.75% | - 0% | 1,210.00 |
| | Subscription Based | ▼ | 3% ▲ | 2% ▼ | 2% ▼ | 6% | - 23.75% | - 0% | 1,210.00 |
| | Dynamic Tariff | ▼ | 2% ▲ | 5% ▼ | 5% ▼ | 1% | - 23.75% | - 0% | 1,210.00 |
| Elastic Demand ³ | Single Price Tariff | ▼ | 6% ▼ | 2% ▼ | 5% ▼ | 8% | ▲ 30.12% | ▲ 8.67% | 2,361.00 |
| | Subscription Based | ▼ | 3% ▲ | 3% ▲ | 1% ▼ | 7% | ▲ 27.63% | ▲ 5.84% | 1,811.00 |
| | Dynamic Tariff | ▼ | 9% ▼ | 7% ▼ | 6% ▼ | 2% | ▲ 33.55% | ▲ 11.56% | 2,123.00 |

¹ On Average, on nominal basis per kWh of energy (included DSO and Energy Price)

³ Based on the historical sensitivity (70% baseline consumption on the historical data + up to maximum capacity)

Assumption: same level sensitivity across the board

² in Euro

⁴ RL = Royal Lemkes, H = Haluco

⁶ Numbers relative to the Benchmark Condition

⁵ Calculated on Monthly Average

⁷ Nominal number

⁶ Numbers relative to the Benchmark Condition and APX market used 2030 Blueterra Projection - on average monthly

Uit de tabel is op te maken dat alleen het hiervoor beschreven dynamische tarief leidt tot een drieledig effect:

- een forse verhoging van de benuttingsgraad van het net van 24% naar 34%.
- lagere kosten voor de diverse typen eindgebruikers.
- gelijke of hogere opbrengsten voor de netbeheerder.

Dynamische tarieven lijken dus een goede mogelijkheid te bieden voor het ontwerpen van prijsprikkels die bijdragen aan een efficiënter gebruik van het netwerk en daarmee aan de energietransitie. Belangrijk is daarbij de beslissing hoe vaak het tarief herberekend wordt. Vaker herberekenen zal, zeker in tijden van sterk veranderende prijzen, met hogere waarschijnlijkheid effectieve prikkels geven. Maar vaker herberekenen zal ook de voorspelbaarheid van de tarieven (één van de ontwerpcriteria) verminderen. Als laatste is het belangrijk om oog te houden voor de verdeling van kosten en baten over bedrijven met en zonder flex. Enerzijds kunnen de dynamische tarieven een prikkel geven aan bedrijven zonder flex om in flex te investeren, anderzijds is onzeker of bij grote uitbreiding van flexcapaciteit op dezelfde locatie het verdienmodel in stand. Wel draagt meer flexibiliteit sowieso bij aan het voorkomen/uitstellen van lokale netwerkinvesteringen.

Op basis van deze analyse is de methodiek van het dynamisch nettariet vastgeklit en ontwikkeld naar een algoritme voor het capaciteitsplatform.

5 Ontwikkeling capaciteitsplatform

5.1 Inleiding

Op veel bedrijventerreinen zal de momentane beschikbare netcapaciteit voor zowel levering als teruglevering steeds schaarser worden door de opkomst van zon op daken en de elektrificeren van vervoer, klimatisering en processen. Deze schaarste kan zich voordoen op het niveau van de hoofdtransformator of capaciteit van de kabels. Over het algemeen kan worden gesteld dat met name transformatoren de limiterende factor zijn. De tot nu toe meest gangbare oplossing is dat de regionale netbeheerder de capaciteit verhoogt door verzwaring van de infrastructuur.

Het bereiken van de limieten van de capaciteit komt echter maar een zeer beperkt aantal uren per jaar daadwerkelijk voor. Bovendien is het zeer mogelijk dat enkele gebruikers achter dezelfde transformator de mogelijkheid hebben hun gebruik te verminderen of, in geval van teruglevering, te vermeerderen. Of wellicht kunnen enkele gebruikers een deel van hun gecontracteerde aansluitcapaciteit, die zij toch niet gaan gebruiken, afstaan aan een gebruiker die dat op dat moment nodig heeft.

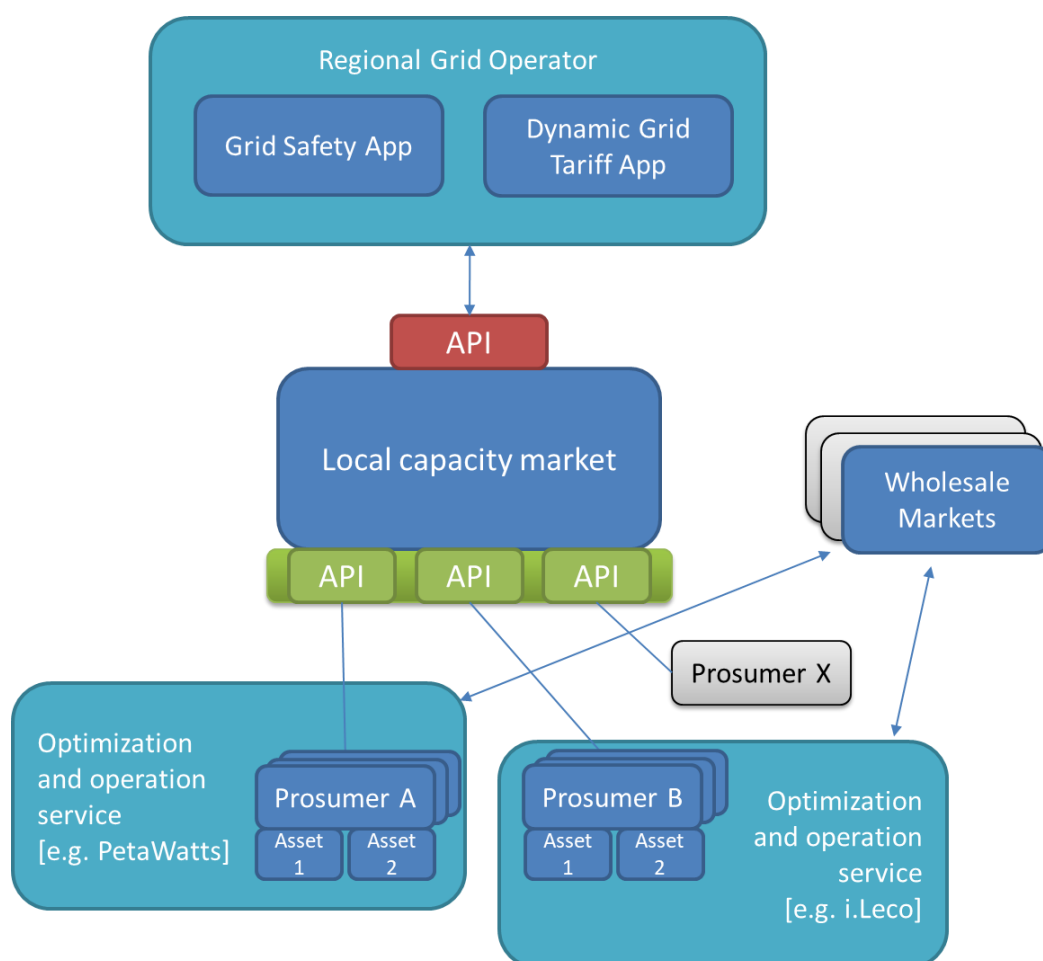
Elke aangeslotene heeft een basiscontract (een soort 'capaciteitsbundel'). Er van uitgaande dat elke gebruiker een eigen behoefte heeft om zijn inkomsten te maximaliseren zonder daarbij de totale controle over zijn energieverbruik uit handen te geven aan bijvoorbeeld een aggregator, dient er een lokale marktplaats gecreëerd te worden waar vraag en aanbod van extra capaciteit samen kan komen. Daarnaast moet het ook mogelijk zijn om capaciteit in te kopen van de regionale netbeheerder indien die capaciteit beschikbaar is. Dit om te voorkomen dat er hoge vergoedingen moeten worden betaald voor capaciteit van een andere gebruiker terwijl er meer dan voldoende ruimte op de transformator is. De prijsvorming van deze extra capaciteit van de regionale netbeheerder is afhankelijk van de belasting en ruimte op het lokale net. Met andere woorden: bij schaarste aan capaciteit zullen prijzen voor extra capaciteit hoger worden, terwijl bij een overvloed aan capaciteit prijzen erg laag zullen worden.

Het bedenken hoeveel capaciteit je op welk moment van de dag nodig gaat hebben en hoe je dat met de geldende tarieven gaat optimaliseren is niet iets dat je als bedrijf makkelijk zelf doet. Daar zijn (verschillende) dienstenaanbieders voor die dat voor je kunnen automatiseren en afhandelen. Deze doet dat op basis van historische data maar ook op basis van bijvoorbeeld je productieplanning (een dag van te voren).

Op de dag zelf zijn er misschien wijzigingen, bijvoorbeeld omdat de zon harder schijnt of er een productielijn is uitgevallen. Ook kan het zijn dat er zich een opportuniteit op een externe markt voordoet, zoals bijvoorbeeld de landelijke onbalansmarkt, waardoor een aangeslotene zijn energievraag respectievelijk invoeding op korte termijn wil wijzigen. Die wijzigingen in 'programma' zijn ook op de dag zelf eventueel nog te verhandelen, hoewel in een beperkte lokale setting er niet altijd een matchend aanbod zal zijn.

5.2 Facilitering Interactie

Om lokale marktwerking op het gebied van capaciteit mogelijk te maken zijn een aantal (software) systemen nodig, die moeten kunnen interacteren. Een schematische weergave van deze interactie is opgenomen in onderstaande figuur:



Figuur 9 - Schematische weergave lokale markt

Analoog aan het beschrevene in het Universal Smart Energy Framework (USEF), dat een uitgebreide beschrijving geeft van hoe om te gaan met flexibiliteit in energiemarkten, doorloopt bovenstaande markt vier fases: plan, validatie, operatie en settlement.

In de planfase bepalen de lokale marktdeelnemers (prosumers), daarin wellicht gefaciliteerd door een gecontracteerde optimization and operation service, hun energiebehoefte minimaal één dag vooruit. Hierbij wordt eveneens gekeken of deze behoefte op alle kwartieren van het etmaal past binnen de gecontracteerde capaciteit-bandbreedte (zowel qua afname als qua invoeding). Indien er extra capaciteit nodig blijkt, wordt deze als “capacity-request” uitgezet richting ofwel de DSO ofwel de andere lokale marktdeelnemers.

De Grid Safety App voor een lokale capaciteitsmarkt (GSA-C) is een applicatie voor de netbeheerder die op basis van een verwachte netbelasting een capaciteitstarief publiceert voor extra capaciteit voor aangeslotenen. Deelnemers in de lokale markt kunnen vervolgens kiezen om extra capaciteit te kopen bij de netbeheerder danwel andere aangeslotenen via de Market Service App voor capaciteit (MSA-C). Indien de totale netbelasting wijzigt, wordt er ook weer een geactualiseerd nettariaf gepubliceerd.

5.4 Ervaringen en testen software-ontwikkeling

Om tot een werkend geheel aan applicaties te komen is er zeer nauw contact geweest tussen de ontwikkelende partij en de uiteindelijke rolverantwoordelijke. Continu overleg over marktprocessen, ontwerpkeuzes en finetuning van specificaties bleek onontbeerlijk. Door de data vastlegging via een blockchain te laten lopen is voorkomen dat er een lock-in ontstaat met één softwareaanbieder; iedere partij met toegang tot de blockchain kan gepubliceerde prijsinformatie, biedingen en marktresultaten ophalen en gebruiken.

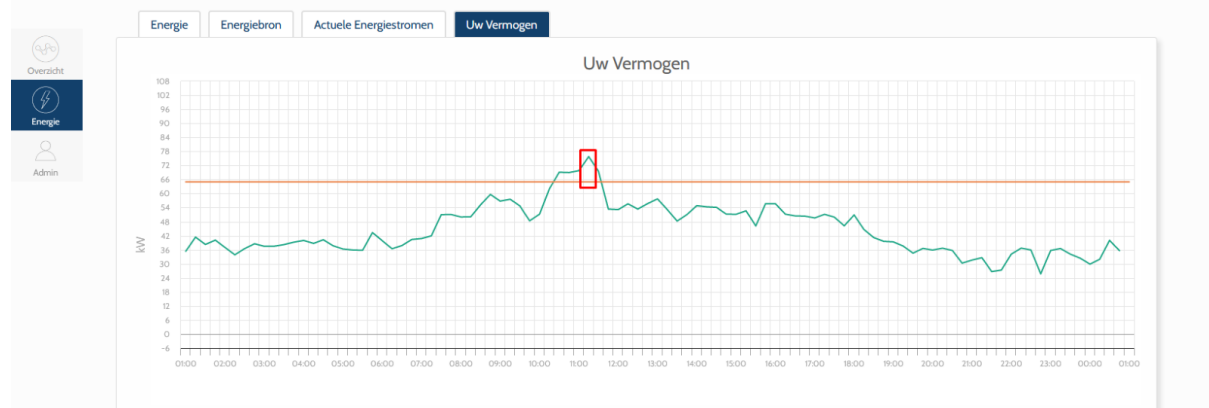
Praktijktesten van de MSA-C en GSA-C hebben aangetoond dat alle voorziene processtappen in een keten kunnen worden doorlopen. Een voorbeeld van de resultaten voor een testcase worden hieronder beschreven.

Testcase:

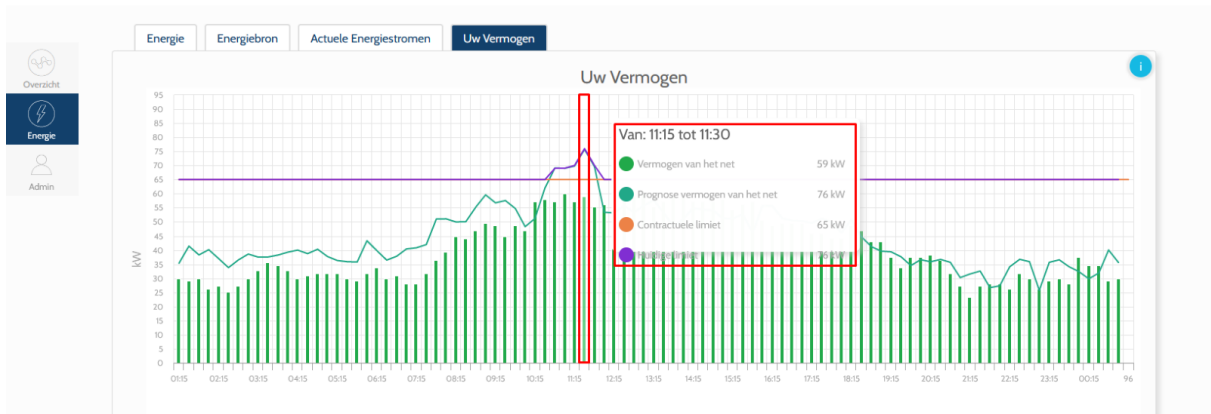
Horticoop_2 voorspelde dat op een dag in time slot 11:15-11:30 meer capaciteit nodig is dan contractueel beschikbaar is. De trading applicatie van Horticoop_2 besluit extra capaciteit te kopen:

- het checkt het orderboek op de lokale markt en vindt aanbod van capaciteit van andere eindgebruikers (OPEX en Haluco) dat goedkoper is dan de prijs voor extra capaciteit van de DSO;
- het schiet een order in voor de extra capaciteit op de lokale markt;
- de order wordt gematched en de toegewezen capaciteit wordt vastgelegd.

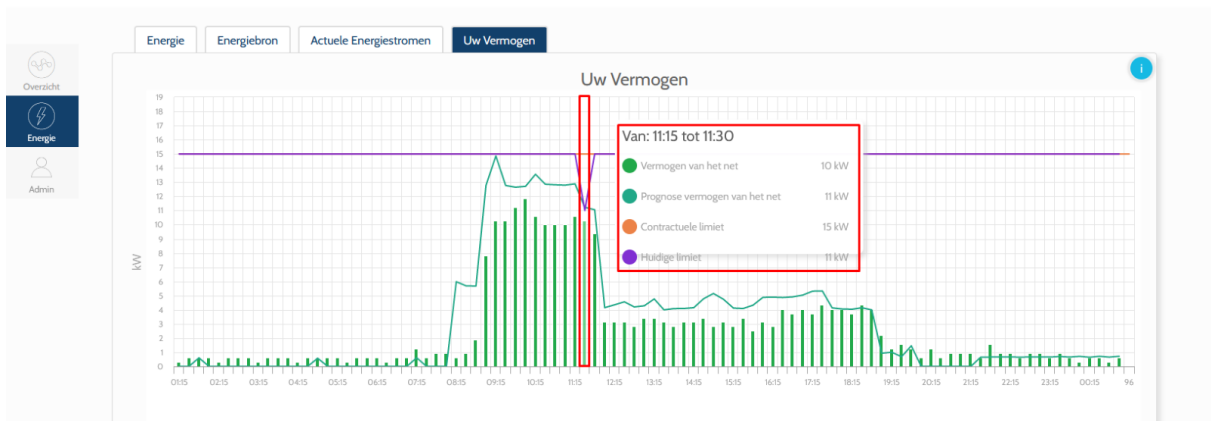
De screenshots van de gebruikersapplicaties laten het resultaat zien:



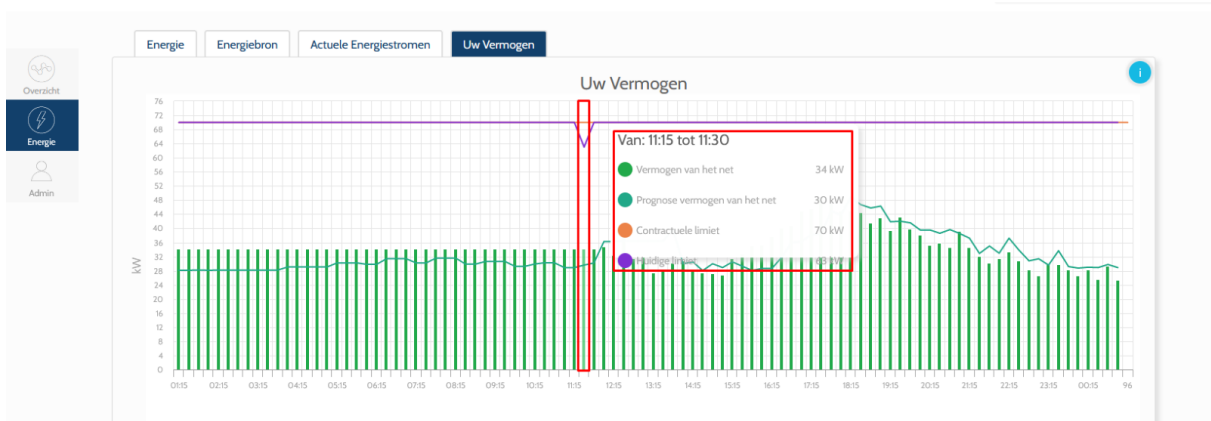
Figuur 11 - Tekort capaciteit screenshot



Figuur 12 - Ingekochte contract screenshot



Figuur 13 - Verkochte contract screenshot



Figuur 14 - Verkochte contract screenshot

Bovenstaande laat zien dat het platform operationeel functioneert. Er kan gezien worden dat er succesvol capaciteit lokaal wordt uitgewisseld tussen bedrijven.

5.4.1 Cybersecurity

Bij de ontwikkeling van het capaciteitsplatform is ook gedacht aan cybersecurity. In basis is gekozen voor de registratie in een blockchain, waardoor corruptie van de data al heel complex wordt.

Daarnaast zijn er bij de afnemers maatregelen getroffen om misbruik via assets, zoals de laadpalen te voorkomen. Laadpalen worden bijvoorbeeld via aparte firewall afgeschermd.

De cybersecurity van het capaciteitsplatform is niet onderworpen aan bijvoorbeeld een penetratietest.

6 Resultaten test

De werkelijke test is pas in het najaar van 2021 gestart, vanwege alle problemen met levering van soft- en hardware. Dit heeft geresulteerd dat ruim een half jaar later dan gepland de test is gestart. Er is daarom weinig ervaring opgedaan in periodes waarin er veel zonPV productie was en daarmee krapte op het net voor teruglevering en er meer mogelijkheden waren geweest om de productie van zonPV en het de vraag van het laadplein op elkaar af te stemmen.

6.1 Inpassing en afstemmen in proces van de klant

De inpassing bij de drie bedrijven verliep niet zo makkelijk als verwacht.

- Bedrijf 1: hier zijn hoofdmeter, de productiemeter, de koelcellen en de zonnepanelen op de regelbox aangesloten. In totaal 325 kW productie en 125 kW verbruik dat afgeregeld kan worden op een netaansluiting van 400 kVa. Het installatiewerk is gedaan door de huisinstallateur van klant 1. Deze was niet bekend met de materie en het schouwen, de werkplanning en uitvoering is in gezamenlijkheid met ons uitgevoerd. Het heeft drie maanden geduurd voor alles goed was aangesloten. De koelcellen hadden niet de mogelijkheid extern afgeregeld te worden, dit is door de koelcelleverancier ingebouwd, de inverters van solarsysteem moesten opnieuw geprogrammeerd om een externe aansturing op te kunnen volgen. Alles heeft vier maanden geduurd en was in februari 2021 operationeel.
- Bedrijf 2: op bedrijf 2 zouden alleen de koelcellen (van dezelfde leverancier als bedrijf 1) worden aangestuurd door de box. In totaal een regelbaar vermogen van 125 kW. Er waren al extra meters aanwezig die door ons uitgelezen mochten worden. Het plan was de meters op dezelfde manier uit te lezen als op de drie referentiebedrijven. Het bleek echter lastig de meters te bereiken en, vanwege de vertraging bij de softwareontwikkeling, is dit ook niet uitgevoerd. De aansturing van de koelcellen is wel voorbereid, maar niet uitgevoerd om dezelfde reden.
- Bedrijf 3: op bedrijf 3 vormen aanstuurbare laadpalen en een batterij van 450 kW/565 kWh de flexibele assets die in de proef gebruikt kunnen worden. In totaal is er 450 kW opregelvermogen en 675 kW afregelvermogen aanwezig. De netaansluiting is 400 kVa. Samen met bedrijf 3 is LEF bedacht en ontwikkeld, de PetaBox stuurde de batterij al aan en haalde de meetcijfers (productie, batterij en hoofdmeter) al op, voor LEF is opgestart. Echter, door een internetupdate aan de kant van de klant heeft de communicatie met de box en de aansturing van de batterij zes maanden niet plaatsgevonden. De internetverbinding is nu specifiek geworden en niet meer gevoelig voor updates van de klant.

Het aanstuurbare laadplein is nieuw ontwikkeld voor LEF. De communicatie tussen de softwareleverancier en de laadplein leverancier is echter, mede door overnames van beide partijen, slecht verlopen waardoor de software sterk vertraagd is opgeleverd.

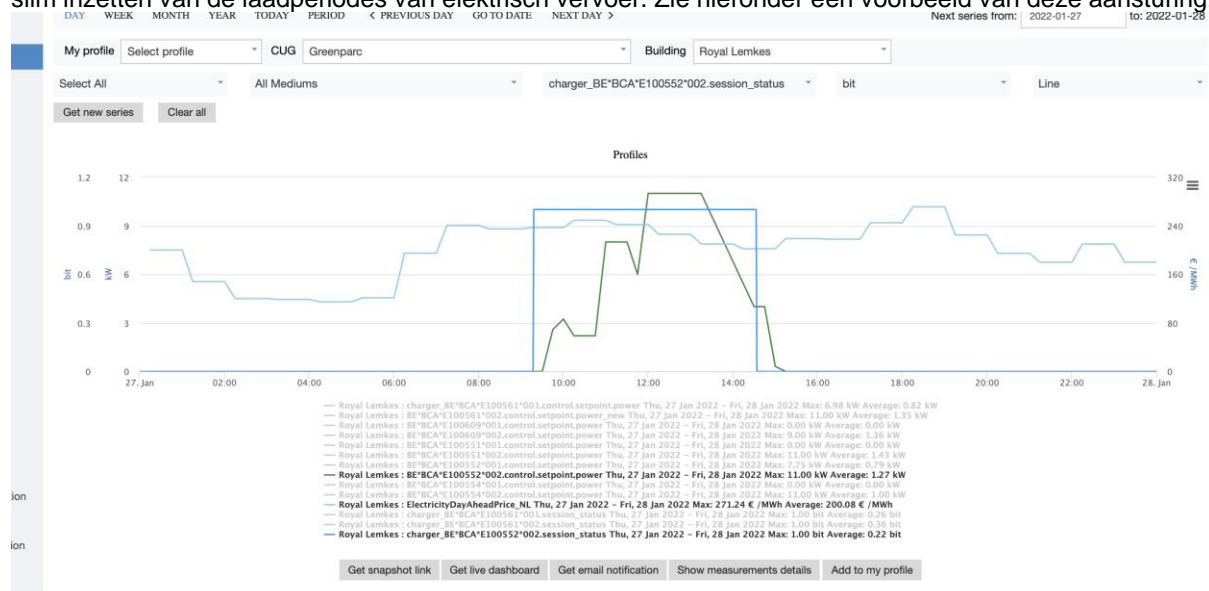
6.2 Toegevoegde waarde aggregator

In onze LEF proef testen we de opbrengst en mogelijkheid van dynamische nettarieven door capaciteit onderling te verhandelen op een bedrijventerrein. Hierdoor heeft capaciteit een extra waarde gekregen en is niet alleen een kostenpost. In de testresultaten en het model van de TU/e zijn deze opbrengsten berekend. Over een geheel jaar bezien zijn de kosten grofweg gelijk aan de kosten onder het reguliere

tariefstelsel, maar er wordt voorkomen dat bedrijven dure pieken betalen op de momenten dat er geen schaarste is aan netcapaciteit.

Zoals aangegeven is om deze mogelijkheid te realiseren hardware geïnstalleerd die de flexibele assets op de bedrijven regelen. Maar ook als er geen capaciteit tekort (congestie) is kan op- en afregelen voor bedrijven geld opleveren door gebruik te maken van de over the counter (OTC)- energiemarkten van energiebedrijven, de landelijke capaciteitsmarkten als de frequentiemarkt en onbalansmarkt en het reduceren van de capaciteitskosten. Dezelfde hardware kan hiervoor worden gebruikt. Per klant scheelt dit op jaarbasis ongeveer 15% van de ingekochte/verkochte elektriciteit en 9% van netwerkkosten (op basis van de analyse in 4.3). Om dit te kunnen realiseren moeten de klanten wel een flexibel energiecontract hebben, waarbij ze op kwartierbasis en gerealiseerde marktposities en onbalans worden afgerekend. Op deze wijze hebben de klanten toegang tot acht markten en in dit geval één extra; de capaciteitsmarkt (LEF).

Een groot deel van de flexibiliteit bij eindverbruikers op een bedrijventerrein zou voort kunnen komen uit het slim inzetten van de laadperiodes van elektrisch vervoer. Zie hieronder een voorbeeld van deze aansturing:



Figuur 15 - Voorbeeld aansturing laadpalen

Te zien is dat het laden niet meer lineair verloopt (blauwe lijn in de grafiek), maar geleidelijk met een piek rond het middaguur waarin er een grotere beschikbaarheid is van zonPV productie.

Tijdens deze proeven is duidelijk dat eindgebruikers goed geïnformeerd en meegenomen moeten worden om de impact op eigen processen goed te kunnen duiden. Voor de deelnemers aan deze proef geldt dat ze al waardevolle ervaring hebben opgedaan met de werking van het systeem en hierbij ook de mogelijkheid krijgen om de energiekosten sterk te reduceren.

6.3 Klantervaringen

6.3.1 Ervaring met de aanbesteding van slimme laadpalen

In de aanbesteding van het flex laadplein is een aantal potentiële leveranciers gevraagd om een voorstel te doen voor de Charge Point Equipment (CPE) en de Charge Point Operations (CPO). Hierin is dus gekeken naar zowel de hardware (EV laadpalen) als de software (functionaliteit).

Voor wat betreft de CPE werd er door verschillende leveranciers passende hardware aangeboden. Het onderscheid tussen de verschillende aanbieders zat met name in de CPO. Een aantal leveranciers werkte samen met gevestigde EV-platformen die de back-office leveren voor het management van de laadpalen, waaronder partijen als Greenflux en E-Flux. Het voordeel van deze platformen is dat er direct gebruik gemaakt kan worden van een degelijk en getest ecosysteem voor laadpalen. Het nadeel van deze ecosystemen is dat er minder ruimte en bereidheid is om maatwerk te leveren voor een project als LEF in Greenparc.

BlueCorner bood deze flexibiliteit met haar zelf ontwikkelde EV-platform wel aan, zowel aan de back-end als de user-interface zijde van het EV-platform. Dit is voor het project mede de reden geweest om BlueCorner te selecteren als leverancier van het flex laadplein. Voor het opleveren van het 'advanced smart charging' innovatieproject voor LEF Greenparc werd een nauwe samenwerking met software ontwikkelaar i.LECO aangegaan.

Uitrol flex laadplein

Doelstelling van het project was om begin 2020 een werkend flex laadplein op te leveren. Eind januari 2020 was het systeem voor wat betreft de CPE operationeel: auto's konden geladen worden aan de laadpalen, zij het nog niet 'smart'.

De keuze om geen gebruik te maken van één van de gevestigde EV-platformen zette het project nu echter op een achterstand. De slagkracht bij de betrokken leveranciers bleek te beperkt om tijdig het gewenste lokaal capaciteitshandelsplatform voor LEF Greenparc realiseren.

Overige flexibele assets

Het hierboven benoemde gebrek aan slagkracht veroorzaakte ook vertraging in de aansturing van overige flexibele 'assets' op Greenparc Bleiswijk. Doordat het lokaal capaciteitshandelsplatform niet tijdig gereed was, duurde het langer voordat bedrijven ondersteund werden in de ontsluiting en waardering van hun flexibiliteit. Beschikbare installaties zoals de energieopslag van Greenparc Energy konden hierdoor wel ingezet worden op de onbalansmarkt of als primair reservevermogen ten behoeve van TenneT maar niet als oplossing voor positieve en negatieve congestie op het elektriciteitsnet

6.3.2 Acceptatie binnen het bedrijf

Voor de acceptatie van het project LEF in Greenparc is het van groot belang om te benadrukken dat deelnemende bedrijven te allen tijde zelf beslissen over de beschikbaarheid van flexibiliteit. Het bedrijf bepaalt de bandbreedte en de tijdsloten waarin flexibele assets beschikbaar gesteld worden om een bijdrage te leveren aan het voorkomen van netcongestie. De continuïteit van de bedrijfsvoering staat daarbij

altijd centraal; bedrijfsprocessen moeten niet stilvallen, medewerkers moeten niet in de kou zitten en EV-rijders moeten er op kunnen vertrouwen dat zij bij vertrek een volgeladen auto aantreffen.

Naarmate bedrijven meer ervaring krijgen en het vertrouwen wordt opgebouwd dat het bieden van flexibiliteit niet ten koste hoeft te gaan van de bedrijfsvoering, kunnen de grenzen verlegd worden. Is het wel noodzakelijk dat elke auto elke dag volgeladen wordt? Beïnvloed het de kwaliteit van producten als we de bandbreedte van de temperatuur van het koelhuis naar beneden en naar boven oprekken met 0,5 graden? Op deze manier kan de beschikbare flexibiliteit gaandeweg steeds verder vergroot worden.

6.3.3 Betrokkenheid/interesse van andere bedrijven op het industrieterrein

Op de voorlichtingsmiddag voor bedrijven op het bedrijventerreinen bleken de aanwezigen zeer geïnteresseerd in het concept van een smart grid, vooral als manier om zoveel mogelijk waarde uit hun bestaande netaansluiting te halen. De bedrijven die buiten de projectgroep hebben geparticipeerd aan het project waren zowel bedachtzaam als enthousiast. Zij waren enthousiast, omdat er echt iets nieuws gedaan werd op gebied van energie en dat er toch wel een futuristisch idee bij kwam, namelijk het 'real-time' sturen op basis van vraag en aanbod. Aan de andere kant waren bedrijven bedachtzaam om wat voor invloed dit kon hebben op hun eigen bedrijfsprocessen. Energie is een middel om het bedrijfsproces namelijk aan de gang te houden. Het zou namelijk niet mogen gebeuren dat het proces stil komt te staan.

Zelfs als ze geen flexibiliteit hadden en daarmee niet konden inspelen op de markt, wilden meerdere partijen meedoen aan het onderzoek. De motivatie hiervoor lag in de kennis willen vergaren wat voor impact het kan hebben om flexibel te zijn en zij waren daarom dan ook geïnteresseerd in de uitkomsten.

6.3.4 Visie van potentiële klanten op het dynamisch nettatarief

Potentiële deelnemers op het lokaal capaciteitshandelsplatform zullen de balans opmaken tussen de kansen die het dynamische nettatarief biedt en de daarbij behorende risico's en investeringen (in tijd en geld) die daarbij horen. Door de experimentele fase waarin het project zich bevindt, is het lastig om de kansen (het verdienpotentieel) van het dynamische nettatarief volledig te kwantificeren en te onderbouwen met praktijkervaringen. In de beginfase zal er dan ook gezocht moeten worden naar ondernemers die tevens gedreven worden door een intrinsieke wens om een bijdrage te leveren aan de energietransitie.

Op het vlak van de risico's zal een helder beeld geschetst moeten worden van de operationele en financiële risico's die participatie op het lokaal capaciteitshandelsplatform met zich meebrengen. Hierboven is reeds beschreven dat bedrijven de beschikbare flexibiliteit stapsgewijs op kunnen bouwen, waardoor de operationele risico's beperkt worden. Indien er geen actieve flexsturing is, dan biedt het dynamische tarief niet voor iedere deelnemer een voordeel. Met name partijen met productie (bijvoorbeeld van zon) hebben minder inkomsten, dit komt vermoedelijk doordat het tarief zowel verbruik als productie compenseert. In de experimentele fase zal dit financiële risico voor bedrijven beperkt moeten worden door middel van een garantie dat het dynamische nettatarief niet hoger zal liggen dan het statische tarief dat geldt voor niet-deelnemende bedrijven. In het geval van Greenparc Bleiswijk betreft de garantie een compensatie van geleden kosten van maximaal €10.000 per jaar.

Naarmate het potentieel van het lokaal capaciteitshandelsplatform steeds meer onderbouwd kan worden met praktijkervaringen van deelnemende bedrijven, zal deze garantie kunnen vervallen. Op dit moment zullen bedrijven niet langer alleen deelnemen op basis van hun maatschappelijke betrokkenheid en

intrinsieke wens om een bijdrage te leveren aan de energietransitie, maar ook simpelweg door het verdienpotentieel van het lokaal capaciteitshandelsplatform.

7 Conclusies en aanbevelingen

7.1 Conclusies

In de afgelopen twee jaar is hard gewerkt aan het project LEF in Greenparc op een bedrijventerrein in Bleiswijk om te werken aan een capaciteitsplatform waarmee lokale flexibiliteit tot zijn recht zou kunnen komen.

Het project had op hoofdlijn drie doelen:

- 1 ontwikkeling van nieuwe methodiek voor dynamische nettarieven om het gebruik van netwerkcapaciteit te optimaliseren.
- 2 ontwikkeling van een capaciteitsplatform voor de ontwikkelde methodiek.
- 3 in de praktijk beproeven van het capaciteitsplatform en ervaring opdoen met de implementatie.

Vanuit de TU/e zijn diverse methodieken voor nettarifering ontwikkeld en getoetst in een simulatieomgeving van het bedrijventerrein. Dit heeft geleid tot een keuze voor een methodiek voor dynamische nettarieven die zowel voldoende inkomsten oplevert voor de netbeheerder als een verdienmodel voor de eindgebruiker. En daarbij de benuttingsgraad van het net verhoogd van 23% naar 33%. De gekozen methodiek vertoont dezelfde kenmerken als de werking van de commodity markt voor elektriciteit en sluit daarom goed aan bij de praktijk van de aggregators. Ook is geconstateerd dat een methodiek voor dynamische nettarieven niet zal aansluiten bij alle pijlers voor netbeheer, met name op het vlak van voorspelbaarheid van de tarieven.

De gekozen methodiek voor dynamische nettarieven is daarna omgezet in een zelflerend algoritme. Dit algoritme vormt de basis van het capaciteitsplatform waarop lokaal capaciteit kan worden verhandeld. Eindverbruikers kunnen, doorgaans met behulp van een aggregator, een afweging maken hoe ze hun flexibiliteit het beste in kunnen zetten. Hierin kunnen ze een samenhangende keuze maken tussen kosten van (extra) netcapaciteit en de opbrengsten op de flexmarkten (onbalans, EPEX).

Het capaciteitsplatform is in de praktijk beproefd, maar niet onder ideale omstandigheden en met beperkt aantal gebruikers en korte duur. De werking van het capaciteitsplatform is echter wel aangetoond.

De belangrijkste uitkomsten van dit project zijn:

- ontwikkeling van een nieuwe methodiek voor dynamische nettarieven;
- ontwikkeling van een platform voor het verhandelen van lokale flexcapaciteit;
- aantonen van de werking van het platform;
- ontwikkelen van een smart charging plein dat zowel op de capaciteitsmarkt als de flexibele markten kan worden aangestuurd;
- ervaringen met de installatie en operatie van nieuwe stuurboxen;
- ervaring met visie van bedrijven op meedoen met smart grids.

De uitkomst van het project is een proof-of-concept voor een uitrolbare smart grid oplossing voor bedrijventerreinen. Het project is goeddeels geslaagd in deze opzet en heeft veel waardevolle ervaringen opgeleverd die zeer bruikbaar zijn voor de betrokken partijen. Er is een nettarifemodel opgetuigd wat zowel de kosten voor de netbeheerder kunnen blijven dekken en de opbrengsten van de verbruikers verhoogd.

Het project heeft ook de nodige uitdagingen moeten overkomen. De ontwikkeling van software heeft langer geduurd dan verwacht en daarna bleek het ook het een grote uitdaging om de communicatie tussen de assets, capaciteitsplatform en de aggregator goed op de orde te krijgen. Op alle lagen in de keten moesten meer issues verholpen worden dan was voorzien.

Dynamische tarieven lijken dus een goede mogelijkheid te bieden voor het ontwerpen van prijsprikkels die bijdragen aan een efficiënter gebruik van het netwerk en daarmee aan de energietransitie. Hiermee kan schaarste op het net tijdelijk of een permanente oplossing bieden.

7.2 Aanbevelingen

Daarmee zijn de partijen overtuigd dat dit project heeft voldaan de vooraf gestelde doelen. Het proof-of-concept is gerealiseerd. Op basis van de eerste resultaten is er ook een consortium opgezet onder de naam LEF: Lokale Energie Flexibel om meer van dit type projecten te gaan realiseren. Ook heeft de betrokken aggregator een stuurbox ontwikkeld en getest die al reeds in andere projecten is ingezet. Ook de gecontracteerde softwareontwikkelaar ziet veel groeimogelijkheden door deze ontwikkeling.

In dit project zijn ook nog een aantal voortgaande kennisbehoefte geïdentificeerd. Zo is duidelijk geworden dat er meer zicht nodig is op de praktische werking van een smart grid onder vele verschillende variabelen:

- bedrijven met weinig flex of juist veel flex;
- laadpleinen voor middelzwaar en zwaar vervoer;
- gedrag en eisen van bepaalde type eindgebruikers zoals elektrisch woon-werkverkeer;
- werking van dynamisch nettariaf bij hogere benuttingsgraad en dus hogere kans op congestie.

Uit dit project zijn op veel verschillende niveaus waardevolle ervaringen opgedaan. De betrokken partijen hebben het vertrouwen dat de gekozen dynamische nettarifering een zinvolle richting is voor het optimaliseren van het gebruik van het lokale net. Een duurproef zou over een periode van negen tot twaalf maanden echter meer uitsluitsel moeten geven over:

- tegengestelde prikkels op de lokale capaciteitsmarkt en flexmarkten;
- beschikbare flexibiliteit van lokale assets;
- gedrag van gebruikers waardoor flexibiliteit kan afwijken van ideale condities;
- uptime van software en componenten en impact op grid safety.