D_19_02 – Haalbaarheidsstudie van een installatie met PV en opslag gekoppeld via een directe lijn.

Versie 3
02/09/2020

Iemants NV

Hoge Mauw 200
2370 Arendonk

Tim Balcaen

Dit document werd overhandigt aan:

Tim Balcaen
FORMA BVBA
Evolis 78
8500 Kortrijk

Onderzoek werd uitgevoerd door

Hogeschool West Vlaanderen
Bachelor Energiemanagement

Graaf Karel de Goedelaan 5
B-8500 KORTRIJK
Tel: +32 472 45 17 66

Universiteit Gent – Campus Kortrijk
EELAB Lemcko

Graaf Karel de Goedelaan 34 B-8500 KORTRIJK
Tel: +32 472 45 17 66

Contactpersoon:

Jurgen Van Ryckeghem
Jurgen.Van.Ryckeghem@howest.be

Hakim Azaioud
Hakim.Azaioud@ugent.be

Note

This document contains confidential information. No part of this document may be reproduced through photocopying, etc., without prior permission of the test laboratory. Adjustments relating to earlier measurements are indicated by a mark in the margin. This version replaces all previous versions and also makes them invalid.

Inhoud

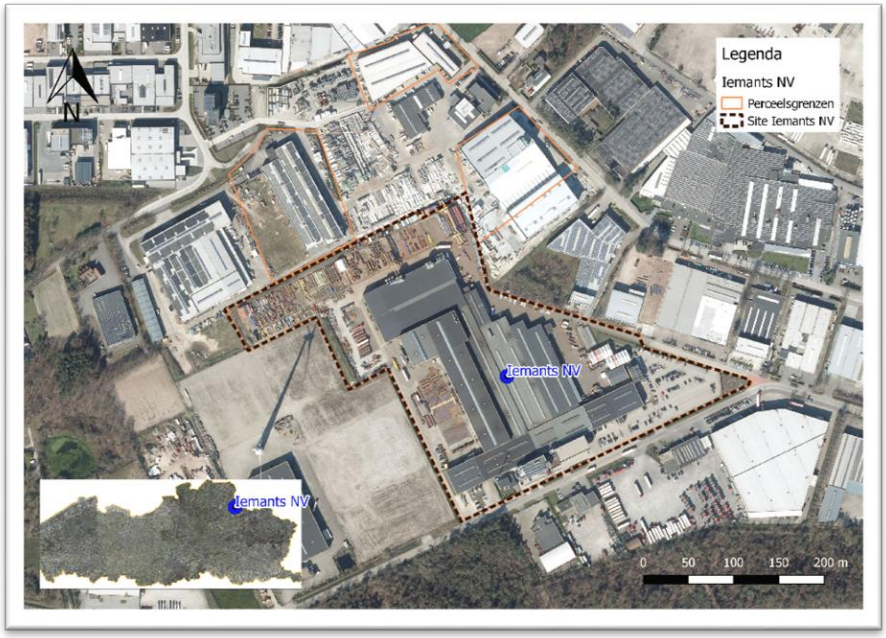
1. Inleiding 6
2. Shared profit bij energiedelen 9
2.1 Distributiesystemen 10
2.1.1 Gesloten Distributienetten (GDN) 11
2.1.2 Privédistributienet 14
2.1.3 Directe lijn 16
2.2 Energiegemeenschappen 23
2.2.1 Energiegemeenschappen in Europa 23
2.2.2 Energiegemeenschappen in Vlaanderen 25
2.3 Conclusie 30
3. Nieuwe tariefstructuur 31
3.1 Inleiding 31
3.2 Motivatie 31
3.3 Huidige tariefstructuur 32
3.4 Nieuwe tariefstructuur 33
4. Oplossingen voor verhoogde zelfconsumptie en zelfvoorziening 36
4.1 Inleiding 36
4.2 Integratie hernieuwbare energiebronnen 36
4.3 Integratie opslag 39
4.3.2 Verhoogde zelfconsumptie & zelfvoorziening 39
4.3.3 Peakshaving 40
4.4 Overzicht opslagtechnologieën 41
4.4.1 Elektrochemische opslag 41
4.4.2 Chemische opslag: waterstof 51
4.5 Ontwerp van een hybride opslagsysteem 54
4.6 Impact tijdsresolutie 62
4.7 Flexibiliteit in verbruiksprofielen 63
5 Technische studie 66
5.1 Inleiding 66
5.2 Technisch concept 66
5.3 Analyse verbruiksprofiel 68
5.4 Zonnepotentieel 71
5.4.1 Zuidgeoriënteerd 72
5.4.2 Oost/west-georiënteerd 74
5.4 Windturbine 76

5.5 Nettoverbruik 77
5.6 Analyse optimale zonne-opbrengst 77
5.7 Analyse optimale PV-Opslag combinatie 81
5.8 Peakshaving 85
6 Economische studie 90
6.1 Inleiding 90
2.4 Investeringsuitgaven 90
2.5 Elektriciteitskosten 92
2.6 Opbrengsten 94
2.6.1 Groenestroomcertificaten 94
2.6.2 Belasting en verhoogde investeringsaftrek 94
2.6.3 Toekomstige steunmechanisme 95
2.7 TCO-analyse 96
2.7.1 Met certificatensteun 97
2.7.2 Zonder certificatensteun 99
2.8 Netto-actuele waarde 100
2.8.1 Met certificatensteun 100
2.8.2 Zonder certificatensteun 101
2.9 Terugverdientijd 103
2.9.1 Met certificatensteun 103
2.9.2 Zonder certificatensteun 103
2.10 IRR 104
2.10.1 Met certificatensteun 104
2.10.2 Zonder certificatensteun 105
2.11 Sensitiviteitsanalyses 106
2.11.1 Overheidssteun 106
2.11.2 Additionele kosten 108
2.11.3 WACC 108
2.12 Economisch optimale dakbenutting 108
2.12.1 Zuidgeoriënteerd 109
2.12.2 Oost/west-georiënteerd 110
2.13 Capaciteitstariefering 113
3 Conclusie 115
4 Bronnenlijst 116
5 Bijlage 118
Bijlage 1 119

Bijlage 2 120
Bijlage 3 121
Bijlage 4 122
Bijlage 5 123
Bijlage 6 124
Bijlage 7 125

1. Inleiding

Iemants NV is een staalverwerkingsbedrijf binnen de groep Smulders en is gevestigd in Arendonk. Het bedrijfsterrein van Iemants bestrijkt zo'n 8 hectare en heeft een productiecapaciteit van 20 000 ton per jaar. Het productieproces wordt dan ook gekenmerkt door een heel hoge elektriciteitsverbruik en wil vandaag bekijken hoe het zijn voetafdruk kan verlagen door integratie van hernieuwbare energie. Er zal in de nabije toekomst door een derde partij reeds een windturbine ingeplant worden op de bedrijfssite, waarvan Iemants NV aan een bevoorrechte prijs energie kan van aankopen. Toch wenst men nog een stap verder te zetten door zelf te investeren in een installatie van zonnepanelen.



Figuur 1: Situering Smulders Arendonk

Iemants ervaart echter het probleem dat hun bedrijf een dakstructuur heeft die niet geschikt is voor het plaatsen van zonnepanelen. Echter is er in de nabije omgeving nog heel wat onbenutte dakoppervlakte. Hierbij wil men onderzoeken of er een mogelijkheid is waarin het gerechtvaardigd is een eigen net aan te leggen. In deze studie zal onderzocht worden welke shared profit modellen mogelijk zijn tussen verschillende partijen. Hierbij is een duidelijk overzicht van het huidig reglementair kader omtrent shared profit essentieel om de mogelijkheden naar slimme distributie te onderzoeken. Hierbij worden diverse bronnen gehanteerd die de technische uitwerking verder moet ondersteunen.

Er zal dieper ingegaan worden op deze alternatieve vormen van distributie van elektriciteit alsook de nieuwe concepten die voortvloeien uit de Europese richtlijnen inzake actieve afnemers en energiegemeenschappen. Vervolgens zal er ook gekeken worden naar de hervorming van de tariefstructuur die er zit aan te komen voor de reguleringsperiode 2021-2024. Deze werd op de datum van de oplevering van de studie nog niet definitief vastgelegd. Er zal daarom enkel uitgegaan worden van de structuur zoals voorgesteld in de voorbije consultaties. Hierna zal er toegelicht worden hoe de zelfconsumptie en zelfvoorziening verhoogd kan worden, wat de technologieën zijn die daarvoor vandaag voorhanden zijn en hoe op adequate wijze deze systemen kunnen ontworpen worden.

In de technische studie zal deze theorie toegepast worden op de voorliggende praktische situatie. Zo zullen analyses uitgevoerd worden aan de hand van het verkregen verbruiksprofiel ter bepaling van de optimale dimensionering van PV (photovoltaïsch) en energieopslag. In hoofdstuk 6 wordt tenslotte de haalbaarheid op economisch vlak uitvoerig bestudeerd.

Hieronder wordt een korte situering gegeven van de diverse bronnen waarvan gebruik werd gemaakt in deze studie om daarna deze aspecten in de technische uitwerking te vervatten in mate van toepasbaarheid:

- **Wetgevend kader:** Als er gesproken wordt over het Vlaams energiebeleid, wordt deze in grote mate beïnvloed door het Europese energiebeleid. Hieronder wordt een opsomming gemaakt van de richtlijnen en verordeningen die relevant zijn binnen deze studie:
    - Clean Energy package: Eind 2018 werd er in het Europees Parlement een akkoord bereikt omtrent het wetgevingspakket 'Clean Energy for all Europeans', een pakket die heel wat nieuwe zaken beschrijft omtrent flexibiliteit op het distributienet. Het wetgevingspakket is een initiatief van de Europese Commissie en bestaat uit 8 individuele verordeningen en richtlijnen die verhoogde doelen stellen met betrekking tot energiebesparing, gebruik duurzame energie en de elektriciteitsmarkt voor 2030. Dit alles zou moeten leiden tot [1]:
        - Een verlaagde CO_2 uitstoot van 45% t.o.v. 1990
        - Een stijgende energie-efficiëntie van minstens 32,5% (met herzieningsclausule in 2023)
        - 32% van de energie moet geproduceerd worden uit hernieuwbare bronnen

      Deze richtlijnen dienen omgezet te worden in nationale wetgeving.

    - Energiedecreet: In België zijn zowel de gewesten als de federale overheid bevoegd voor energie. Het energiedecreet voorziet, voor wat de bevoegdheden van het Vlaamse Gewest betreft, in de omzetting van diverse richtlijnen. Het energiedecreet heeft tot doel de werking van Vlaamse elektriciteits- en gasmarkt en de continuïteit van de energievoorziening in het Vlaamse gewest te waarborgen. De decretale basis van dit Vlaamse beleid is terug te vinden in het decreet van 8 mei 2009. De uitvoering van de wetgeving beschreven in het energiedecreet is samengebracht in het energiebesluit van 19 november 2010.

      Het energiedecreet verplicht tevens een afzonderlijk technisch document (TRDE) voor het beheer van de het elektriciteitsdistributienet, het gasdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit [2] .

- **Technische kader:**
    - Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (TRDE): De TRDE beschreven in dit document is de versie van 20 september 2019. Deze is in werking getreden op 24 oktober 2019.
    - Synergrid C10/11: Synergrid, de beheerders van de Belgische openbare gas- en elektriciteitsnetten. De Synergrid C10/11 omschrijft specifieke technische voorschriften voor decentrale productie-installaties die in parallel werken met het distributienet. De Synergrid C10/11 werd ook grondig herzien en deze nieuwe publicatie was geldig vanaf 1/11/2019 [3].

- AREI: Het nieuwe algemeen reglement op elektrische installatie (AREI), zal vanaf 1 juni 2020 het huidige AREI vervangen. In het AREI staan de belangrijkste reglementaire voorschriften voor elektrische installaties in België samen.

- **Tarifair kader:**
  - **VREG – tariefstructuur bij grotere bedrijven en industrie:** Voor het tarifair kader wordt rekening gehouden met het voorstel van nieuwe 'tariefstructuur bij grotere bedrijven en industrie vanaf 2021'. Dit voorstel maakte deel uit van een grondige consultatie en had met als basisbeginsel de bestaande tariefstructuur.

2. Shared profit bij energiedelen

In dit onderdeel worden de mogelijkheden bestudeerd die op vandaag bestaan voor het realiseren van shared profit op vlak van energie. Het begrip shared profit kadert in de recente opkomst van deeleconomieën zoals bv. Airbnb of Uber. Een vergelijkbare trend treedt op in de energiesector. Door de toenemende integratie van hernieuwbare energie in het energiesysteem en de decentralisatie ervan is de rol van de netgebruikers de voorbije jaren geëvolueerd. Netgebruikers kunnen een belangrijke rol hebben in de energietransitie. Om die reden heeft de Europese Commissie in de Energy Package een nieuwe richtlijn beschreven om het voor consumenten gemakkelijker te maken om hun eigen stroom op te wekken, energie op te slaan, te delen, te consumeren of direct of weer op de markt te verkopen. Deze evoluerende en steeds meer overlappende rollen van energieproducenten en consumenten hebben geresulteerd in het gebruik van de termen 'prosumenten' of 'actieve verbruikers'.

Uit de EU-richtlijnen zijn onder meer de concepten ‘gezamenlijke afnemers’ en de zogenaamde ‘energy communities’ voortgevloeid. Dit zijn echter louter concepten die al dan niet in de vorm van een associatie, coöperatie of andere soort organisatie kan ingezet worden om als individu of als groep bepaalde activiteiten te kunnen verrichten. Voorbeelden van dergelijke activiteiten zijn flexibiliteit, aggregatie, zelfconsumptie of verkoop van zelf opgewekte hernieuwbare energie. Deze concepten houden geenszins verband met de fysieke infrastructuur waarop deze activiteiten kunnen plaatsvinden. Deze kunnen namelijk perfect plaatsvinden op het publieke distributienet of via andere alternatieve vormen van distributie van elektriciteit [4].

Deze alternatieve vormen van distributie zullen in dit hoofdstuk verder worden toegelicht. Deze zullen elk afzonderlijk worden beschreven en de technische en reglementaire aspecten van elke vorm zal worden uiteengezet. Voor wat betreft de toekomstvisie van energiedelen zal het concept uit de doeken gedaan worden en zal er onderzocht worden wat de stand van zaken omtrent de regelgeving van energiegemeenschappen. Tenslotte zullen de nodige conclusies getrokken worden naar toepasbaarheid op de case.

2.1 Distributiesystemen

Een distributiesysteem wordt volgens de Europese elektriciteitsrichtlijn beschreven als elke lijn of elk net van lijnen dewelke elektriciteit verdeeld aan afnemers. Voor elk distributienetsysteem wordt verplicht dat er één distributienetbeheerder verantwoordelijk is voor de uitbating & exploitatie van dat gebied. Door het toekennen van een monopolie aan de distributienetbeheerder in kwestie worden zo diverse risico's beperkt.

- Risico inzake inefficiëntie
- Risico inzake veiligheid en exploitatie
- Waarborgen van de rechten van afnemers
- Risico op ontwijkingsgedrag

Hoofdstuk 4 in Europese richtlijn 2019/944[1] omschrijft uitgebreid het beheer van het distributiesysteem en de distributiesysteembeheerders. Daarnaast wordt wetmatig de bescherming van de consument gegarandeerd. Hierbij zijn de contractuele basisrechten, de vrije leverancierskeuze en de vrije toegang tot het distributienet de belangrijkste rechten van de consument. Europa aanziet dus elk distributiesysteem waarvan de uitbater de algemene verplichtingen niet naleeft of waarbij de consument niet kan genieten van alle rechten als verboden.

Met de invoering van drie verschillende subcategorieën van distributienetten wenst de VREG (Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt) beide aspecten te garanderen: de vrije toegang tot het net voor alle consumenten en de monopolie van de distributienetbeheerder. Deze drie bijzondere subcategorieën van distributienetten worden in Tabel 1 weergegeven en verder in deze tekst onderzocht naar implementatie binnen deze studie.

Tabel 1: Soorten dsitributienetten

Principe	Uitzonderingen
Distributienet	Gesloten distributienet
	Privédistributienet
	Directe lijn/directe leiding

De VREG is van oordeel dat de ontwikkeling van deze nieuwe subcategorieën de ontwikkeling van decentrale hernieuwbare energieprojecten zal bevorderen. Anderzijds duidt ze ook op het feit dat het de risico op ontwijkingsgedrag zal laten toenemen. Er is aldus een balans vereist tussen beide. Deze wordt gevonden door het opstellen van specifieke reglementeringen en door het voorzien van gepaste heffingen. In de volgende bladzijden wordt hier dieper op ingegaan [5].

Merk op dat elk van deze distributienetten zowel voor elektriciteit als gas bestaan maar dat in wat volgt m.b.t. regelgeving telkens enkel elektriciteit zal vernoemd worden.

[1] Richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU (Voor de EER relevante tekst.)

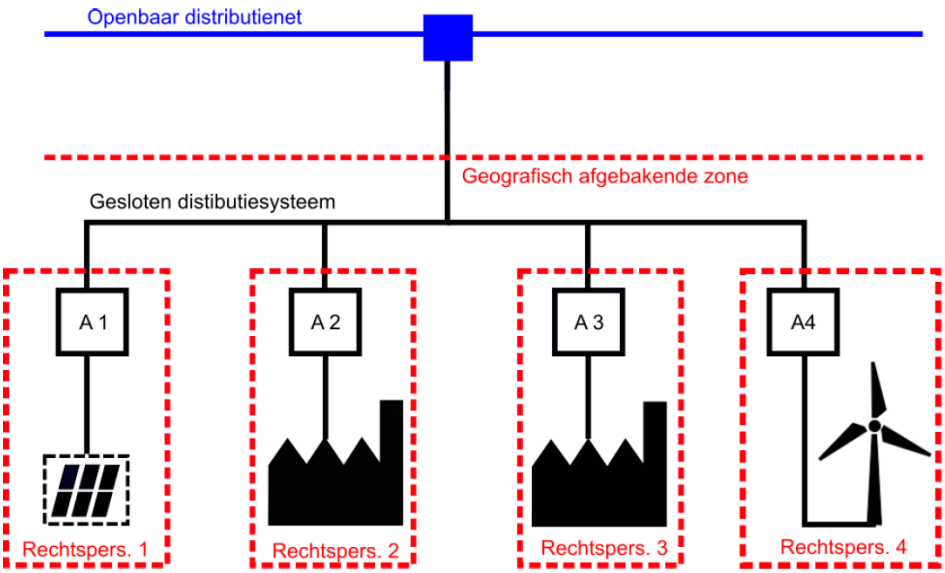
2.1.1 Gesloten Distributienetten (GDN)

2.1.1.1 Definitie

Gesloten distributienetten worden gedefinieerd in het Energiedecreet (artikel 1.1.13, 56°/2). De definitie werd vastgelegd in de Elektriciteitsrichtlijn en door de Vlaamse regelgever volledig overgenomen en geïmplementeerd in het energiedecreet [6] . Volgende criteria gelden opdat een distributienet kan gedefinieerd worden als gesloten distributienet:

- De elektriciteit wordt verdeeld binnen een geografisch afgebakende locatie.
- Het gaat om een industriële of commerciële locatie of een locatie met gedeelde diensten.
- De exploitatie of het productieproces van de afnemers van het net is om technische redenen of veiligheidsredenen geïntegreerd of het net distribueert elektriciteit primair naar de eigenaar of exploitant van het net.
- Incidenteel gebruik door een huishoudelijke afnemer die een tewerkstellingsverband heeft met de netbeheerder is toegelaten, elke andere vorm van huishoudelijke verbruiker is niet toegelaten.

In Figuur 2 wordt de opbouw van een gesloten distributiesysteem weergegeven. Het gesloten distributienet is via 1 toegangspunt aangesloten met het openbaar distributienet, waardoor de eindverbruikers niet van hun recht op vrije leverancierskeuze kunnen genieten. Een leverancier moet elke individuele afnemer in een gesloten distributienet kunnen beleveren. Binnen het gesloten distributienet wordt de geproduceerde energie verdeeld tussen de aangesloten verbruikers. Bij een ogenblikkelijk tekort of overschot aan energie wordt het openbaar distributienet aangesproken.



Figuur 2: Principe gesloten distributiesysteem

2.1.1.2 Rechten en plichten

Gesloten distributiesystemen zijn een **subcategorie van de distributienetten**, zodat de regels die in het algemeen van toepassing zijn op deze netten, van toepassing zijn op de gesloten distributienetten. Met andere woorden, de plichten van de beheerder van een gesloten distributiesysteem blijven gelijk aan de algemene verplichtingen, geldende voor distributienetbeheerders. Daarbij moeten de afnemers, aangesloten op een gesloten distributiesysteem in principe van dezelfde basisrechten kunnen genieten als afnemers die aangesloten zijn op een 'gewoon' distributienet.

In overeenstemming met de Elektriciteitsrichtlijnen kan de VREG de beheerder van een gesloten distributiesystee , vrijstellen van volgende verplichtingen:

- De verplichting om energie aan te kopen voor de dekking van de verliezen en de reservecapaciteit via transparante en niet-discriminerende marktregels.
- De verplichting om een voorafgaandelijke goedkeuring te verkrijgen alvorens nieuwe nettarieven in te voeren.
- Het voorzien in flexibiliteitsdiensten en het ontwikkelen van het netwerk op basis van een investeringsplan.
- Het verbod tot integratie en beheer van oplaadpunten voor elektrische voertuigen en opslagfaciliteiten..
- Indien het gesloten distributienet minder dan 100 000 afnemers telt dan kan de beheerder worden vrijgesteld van de ontvlechtingplicht.

De overige richtlijnen voor distributienetbeheerders blijven onverminderd verder van toepassing voor beheerders van gesloten distributienetten. De grootste uitdaging ligt in het garanderen van de vrije leverancierskeuze. Daar een afnemer op een gesloten distributienet geen rechtstreeks toegang heeft tot publieke distributienetten ligt de uitdaging voornamelijk in het voorzien van een derdentoegang.

In artikel 4.6.1 van het Energiedecreet worden nog verdere bepalingen met betrekking tot de rechten en verplichtingen van beheerders en gebruikers van gesloten distributienetten vermeld. Hieronder worden een aantal belangrijke aspecten van deze bepalingen opgesomd:

- **Plicht in het voorzien van tarieven:** Deze tarieven dienen niet door de VREG te worden goedgekeurd maar dienen ten allen tijde te voldoen aan de richtsnoeren zoals bepaald in art. 4.6.10 van het Energiedecreet.
- **Quotumplicht:** De quotumplicht wordt berekend op basis van de gecumuleerde afname op het gesloten distributienet, zoals gemeten op het koppelpunt met het publieke net en wordt vervolgens pro rata uitgekeerd aan de achterliggende toegangshouder. Merk op dat deze toegangshouders zowel louter leveranciers als eindverbruikers kunnen zijn.
- **Heffing op afnamepunten van elektriciteit (bijdrage Energiefonds):** Voor deze bijdrage wordt het gesloten distributienet als één afnamepunt beschouwd. De heffingsplichtige is enkel de afnemer op het koppelpunt. De inningsplichtige is de toegangshouder op het afnamepunt. Deze laatste int de heffing bij de beheerder van het gesloten distributienet.
- **Kruising openbaar domein:** De procedure en voorwaarden voor netbeheerders voor kruising van openbare domeinen worden in het Energiedecreet in art. 4.1.27 en 4.1.28 behandeld. De procedure voor de aanvraag hiervoor kan pas gestart worden na de toelating van de VREG tot aanleg van een gesloten distributienet. Enige opmerking bij de voorwaarden hiervoor is dat de domeinbeheerder te allen tijde kan eisen om de kabel te verplaatsen of te verwijderen. De kosten die hieruit voortvloeien zijn voor de netbeheerder

2.1.1.3 Procedure

In artikel 4.6.1 van het energiedecreet beschrijft men dat de aanleg en het beheer van een gesloten distributienet **op eigen site** is toegelaten na **voorafgaande melding** aan de VREG. De aanleg van een gesloten distributienet dat de grenzen van de **eigen site overschrijdt**, is toegestaan na een **voorafgaande toelating,** verleend door de VREG, die hiertoe het advies van de betrokken netbeheerder inwint (de adviestermijn voor de betrokken netbeheerder bedraagt ongeveer 15 dagen). Als betrokken netbeheerder wordt hier de beheerder van het net waaraan het distributienet gekoppeld is beschouwd. De VREG beslist over de toelating binnen een termijn van 60 dagen na ontvangst van de aanvraag, maar kan verlengd worden naar 90 dagen. De formulieren die hiervoor moeten ingevuld worden in voetnoot opgenomen voor een gesloten distributienet binnen de eigen site[2] en buiten de eigen site[3].

Zoals eerder vermeld kunnen ontheffingen toegekend worden zoals geen verplichte voorafgaande verplichtingen van de nettarieven. Iedere beheerder maakt de geldende voorwaarden en tarieven bekend voor de toegang tot en het gebruik van zijn net. De beheerder kan de toegang tot zijn net in volgende gevallen weigeren:

- Indien het net niet over voldoende capaciteit beschikt;
- Indien de veilige en betrouwbare werking van het net in gedrang komt;
- Indien de aanvrager niet voldoet aan de geldende voorwaarden voor toegang tot het net, opgemaakt door de beheerder in kwestie.

Voor beide situaties (binnen de eigen site en buiten de eigen site) zal de VREG bij het ontvangen van de melding of de aanvraag in eerste instantie kijken of het net voldoet aan de kwalificatiecriteria die vervat zitten in de definitie van het begrip 'gesloten distributienet', zie artikel 1.1.3 56°/2 van het Energiedecreet. Voor wat betreft de aanvragen voor gesloten distributienetten buiten de eigen site zal de VREG de beoordelingscriteria bepaald in het Energiedecreet hanteren. De VREG verklaard dat ze maar een zeer beperkte dossierpraktijk hebben op dat vlak maar licht in de mededeling wel toe op welke manier die criteria afgetoetst worden:

- Risico's inzake inefficiëntie: er zal beoordeeld worden of de aanleg van het gesloten distributienet de efficiënte uitbouw van het publieke distributienet in het gedrang brengt
- Risico's inzake veiligheid: Hier gaat het voornamelijk om de kruising van openbare wegen die een risico vormen omwille van de mogelijke kruising van de netinfrastructuur. De aanwezigheid van een private lijn garandeert namelijk niet dat de publieke distributienetbeheerder veilig kan werken bij aanleg-, onderhouds- en herstellingswerken aan zijn net. Er zal daarom gekeken worden of er bijkomende maatregelen dienen getroffen te worden naast de bestaande regelgeving.
- De impact op de nettarieven: hierbij is het belangrijk in acht te nemen dat loutere vaststelling van lagere tarifaire inkomsten voor de netbeheerder niet de doorslag geven.
- De waarborg van de rechten van afnemers: daar een gesloten distributienet verzekerd moet zijn van derdentoegang zal dit normaal geen probleem vormen.

[2] https://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/formulieren/melding_van_een_gesloten_distributienet.doc
[3] https://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/formulieren/aanvraag_van_toestemming_om_een_gesloten_distributienet_aan_te_leggen.doc

De technische reglementen, voor koppeling op het distributienet de TRDE, bevat ten slotte eveneens bepalingen die relevant zijn voor dit soort distributienet. Concreet bevat het informatie over de wijze waarop de gegevens kunnen uitgewisseld worden, het quotumplicht,…enz.

Een gesloten distributiesysteem biedt dus mogelijkheden tot het delen van energie tussen de verschillende betrokken partijen dewelke voor de partijen tevens een financieel voordeel kan opleveren. Echter zijn de toelatingsvoorwaarden wel streng en wordt slechts in specifieke situaties een goedkeuring afgeleverd.

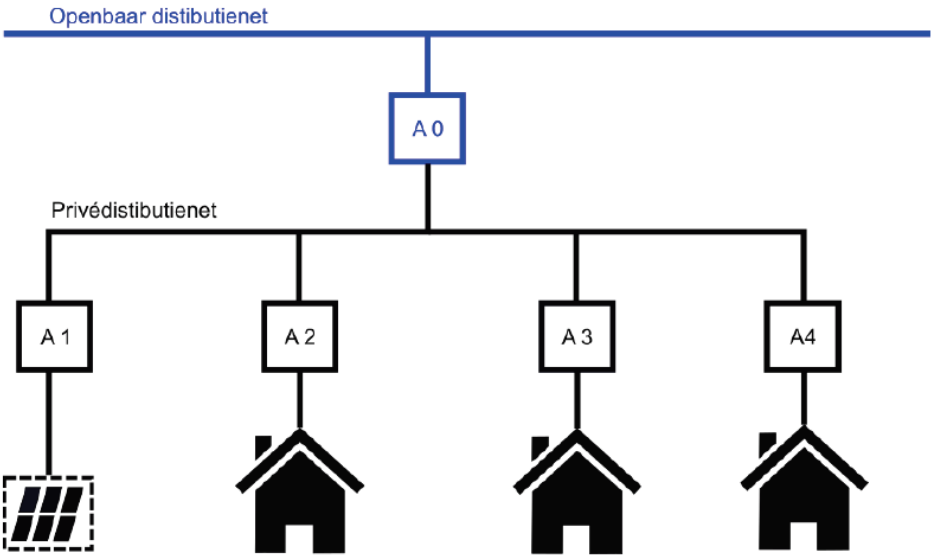
Er zijn al tal van voorbeelden van gesloten distributienetten waarvan de officiële beslissingsformuleringen allemaal op de site van de VREG[4] gepubliceerd worden.

2.1.2 Privédistributienet

2.1.2.1 Definitie

Naast het 'publieke' distributienet en gesloten distributiesystemen is er ook nog de categorie privédistributienetten. Hierbij wordt elektriciteit gedistribueerd naar zogenaamde achterliggende afnemers.

In Figuur 3 wordt een privédistributienet gevisualiseerd, dit is elke elektriciteitslijn, of elk net voor distributie van elektriciteit dat niet wordt uitgebaat door één door de VREG aangewezen netbeheerder, noch door een beheerder van het plaatselijke vervoernet, en dat geen gesloten distributienet of directe lijn is.



Figuur 3: Principe privédistributienet

De Europese regelgever verbiedt, impliciet maar duidelijk, het bestaan van privédistributienetten. Echter zijn er, naast de gesloten distributienetten, die deels de problematiek van privédistributienetten konden ondervangen, nog heel veel situaties waarin privénetten voorkomen zoals winkelcentra, bedrijvencentra, luchthavens, … waarbij de bewoners geen eigen toegangspunt hebben tot het distributienet. Dus als werkelijk elk privédistributienet verboden is, leidt dit tot absurde situaties.

[4] https://www.vreg.be/nl/gesloten-distributienetten

Om die bezorgdheid te ondervangen **voorzag de Vlaamse decreetgever toch in de mogelijkheid van de aanleg en het beheer van dergelijke privédistributienetten.** Er zijn dus 2 uitzonderingen op het verbod van privédistributienetten:

- Breder dienstverleningspakket
    - Bij verhuur van vakantiehuisjes, studentenkamers,… neemt men als afnemer een dienst af van een partij die een toegangspunt heeft tot het distributienet, en is het afnemen van energie van deze partij een inherent en ondergeschikt element van de afgenomen dienst. De energie wordt hem door geleverd. De levering van energie is van inherent en ondergeschikt belang.
- Laadpunten voor voertuigen
    - Deze vormen geen distributienetten waarbij de levering van elektriciteit inherent en slechts ondergeschikt is aan het totale dienstenpakket dat geleverd wordt, maar ook hier is de creatie van een publiek toegangspunt per laadpunt niet opportuun.

2.1.2.2 Rechten en plichten

Een privédistributienetbeheerder wordt aldus niet opgelegd om aan de verplichtingen te voldoen van een distributienetbeheerder. De beheerder dient enkel in te staan voor het beheer en het onderhoud van zijn privédistributienet. De uitbater dient overigens ook geen leveringsvergunning voor te leggen. Er is geen leveringsvergunning vereist indien elektriciteit doorgeleverd wordt via een privédistributienet, enkel indien dit gebeurt via het publiek net.

Voor wat betreft de kruising van een openbaar domein gelden dezelfde voorwaarden als voor distributienetbeheerders – identiek zoals aangehaald bij de gesloten distributienetten – vermeld in het Energiedecreet in art. 4.1.27 en 4.1.28. Ook hier is het belangrijk in acht te nemen dat de domeinbeheerder op elk moment het recht heeft om verwijdering of verplaatsing van een kabel te eisen waarbij de kosten hiervoor voor de rekening van de privédistributienetbeheerder zijn.

Een privédistributienet heeft slechts één enkele aansluitingspunt met het publieke net. Door de beheerder van dit publieke net wordt enkel de uitbater van het privédistributienet herkend, de achterliggende afnemers zijn helemaal niet gekend. Dit heeft tot logisch gevolg:

- dat de privédistributienetbeheerder geen openbare dienstverplichtingen heeft ten aanzien van de netgebruikers. Bijgevolg zijn de afnemers niet beschermd tegen eventuele afsluiting van elektriciteit;
- en dat de energieprijs louter onderwerp is van een onderhandeling tussen de uitbater en de afnemer.

2.1.3 Directe lijn

2.1.3.1 Definitie

Europese definitie: Een elektriciteitslijn (of een geheel van elektriciteitslijnen) die een geïsoleerde productielocatie met een geïsoleerde afnemer verbind, of een elektriciteitslijn die een elektriciteitsproducent en een elektriciteitsleverancier met elkaar verbindt om hun eigen vestigingen, dochterondernemingen en in aanmerking komende afnemers direct te bevoorraden (cfr. art 2 Vierde Elektriciteitsrichtlijn.

Vlaamse definitie: Een elektriciteitslijn met een spanning gelijk aan of minder dan 70 kV, die een productie-installatie met een afnemer verbindt (cfr. art. 1.1.3, 26° Energiedecreet).

De Europese regelgeving ziet de directe lijn als een verbinding tussen producent en afnemer. Deze verbinding wordt gelegd door een private partij en dus niet door de distributienetbeheerder. Dit kan zelf een lijn zijn die al dan niet een connectie heeft met het distributienet. Omdat de Europese definitie niet alleen omslachtig is, maar ook een onduidelijke draagwijdte heeft en daarmee tot rechtsonzekerheid kan leiden, werd deze aangepast en duidelijk afgelijnd in de Vlaamse definitie.

De oorsprong van directe lijnen is afkomstig uit de **nood aan bevoorradingszekerheid**. De directe lijn biedt dus een alternatief voor de toegang tot het distributienet, waarbij deze toegang normaliter gebeurd via het distributienet en waarbij de aanleg van een directe lijn een uitzondering is.

Artikel 34 in de Elektriciteitsrichtlijn bepaald dat lidstaten maatregelen moeten nemen om het mogelijk te maken dat alle op hun grondgebied gevestigde elektriciteitsproducenten en bedrijven die elektriciteit leveren, hun eigen vestigingen, dochterondernemingen en in aanmerking komende afnemers via een directe lijn kunnen leveren, en via een directe lijn kunnen bevoorraad worden door een producent en door een bedrijf dat elektriciteit levert.

Sinds 1 januari 2019 is het eenvoudiger om een directe lijn aan te leggen tussen een bedrijf dat hernieuwbare energie produceert en de afnemer. Tot daarvoor waren de voorwaarden tamelijk strikt waardoor er weinig aanvragen waren.

2.1.3.2 Heffingsplicht

Een rechtstreekse levering van eigen geproduceerde energie van punt A (productie) naar punt B (afnemer), zonder het distributienet te passeren, is meestal ingegeven vanuit het vermijden van de kosten die gepaard gaan met een aansluiting op het openbaar distributienet. De aanlegger van een directe lijn ontwijkt op deze manier de systeemkost en heffingen, terwijl er van het openbaar distributienet nog steeds de back-up mogelijkheid verwacht wordt. Het gevolg is dat als de decentrale productie een zodanige vaart neemt, er uiteindelijk maar een beperkt aantal afnemers nog elektriciteit afnemen van het publieke distributienet en enkel deze afnemers instaan voor alle kosten verbonden aan het beheer van het publieke distributienet. Om dit ontwijkingsgedrag te voorkomen, werd een heffing in het leven geroepen zodat ook deze eindverbruikers bijdragen aan het gewestelijk energiebeleid. De heffing is enkel van toepassing op de exploitatie van een directe lijn, indien deze de eigen site verlaat.

Het al dan niet overschrijden van de eigen site is dus een cruciaal gegeven voor wat betreft de heffingsplicht maar ook voor het al dan niet volstaan van een melding aan de VREG bij het aanleggen van een directe lijn. Het begrip “eigen site” is voor interpretatie vatbaar maar werd als volgt verduidelijkt in het Energiedecreet (art. 1.1.3, 30°/1):

"Eigen site" is het kadastrale perceel of de aansluitende kadastrale percelen van dezelfde natuurlijke persoon of rechtspersoon als eigenaar, erfpachter, opstalhouder of concessiehouder.

Hieruit kan aldus afgeleid worden dat ieder rechtspersoon of natuurlijk persoon het recht heeft om een directe lijn aan te leggen en uit te baten op het perceel of de aaneensluitende percelen waarvan hij eigenaar, erfpachter, opstalhouder of concessiehouder is.

De VREG verduidelijkt in zijn mededeling verder hoe deze definitie in de praktijk toegepast wordt:

- **Ligging van de directe lijn:** Bij de beoordeling van het al dan niet overschrijden van de "eigen site" wordt enkel de directe lijn beschouwd en niet de productie-installatie of de installatie van de afnemer. De ligging wordt beoordeeld door de kadastrale percelen waarop de directe lijn aangelegd wordt.
- **Openbare wegen:** Bij het overschrijden van openbare wegen of andere openbare domeinen kan er meestal geen sprake zijn van 'aaneensluitende kadastrale percelen' daar deze percelen meestal niet over een kadastraal nummer beschikken.
- **Objectieve, niet persoonsgebonden kwalificatie van 'eigen site':** Het is reeds duidelijk dat de aanleg en beheer van een directe lijn binnen de eigen site altijd toegelaten is. Echter er blijkt uit de decreettekst geen duidelijke link tussen het zakenrechtelijk statuut van de kadastrale percelen enerzijds, en de beheerder van de directe lijn anderzijds.
- **Combineren van zakelijke rechten:** Er werd door de decreetgever geen duidelijkheid verschaft met betrekking tot de combinatie van de verschillende soorten zakelijke rechten in handen van eenzelfde persoon. Dit wordt door de VREG als niet relevant geacht.
- **Zakelijke rechten op geheel van percelen:** Een persoon die zakelijke rechten op de betrokken aaneensluitende kadastrale percelen in handen heeft, heeft deze rechten op de gehele percelen en niet op delen van de percelen.

Eens er beoordeeld is dat de directe lijn de eigen site – volgens bovenstaande definitie – overschrijdt kan bepaald of er een heffingsplicht is of niet. De heffing wordt berekend op de hoeveelheid elektrische energie die jaarlijks in de directe lijn wordt geïnjecteerd. Om dit te meten wordt door de distributienetbeheerder, op zijn kosten, een meter geplaatst. Bij de bepaling van de tarieven, is rekening gehouden met het aangesloten spanningsniveau van de directe lijn. Deze tarieven zijn bij wet vastgelegd in artikel 14.3.2. van het energiedecreet [7].

Tabel 2: Tarief van de heffing voor directe lijnen in 2020

Spanningsniveau	Heffing (€/MWh)
Laagspanning: <1 kV	53.83
Middenspanning: ≥1 kV en <30 kV	5.95
Hoogspanning: ≥30 kV en <70 kV	0.36

De tarieven vermeld in Tabel 2 zijn de tarieven die gelden voor heffingsjaar 2020 en worden jaarlijks op 1 januari geïndexeerd. De indexering gebeurt door het tarief te vermenigvuldigen met het gewogen gemiddelde van het equivalent aan ontdoken kosten van openbare dienstverplichtingen die in de tarieven opgenomen zijn. De Vlabel (Vlaamse Belastingsdienst) int de belasting die vervolgens aan het Energiefonds toegewezen wordt. Er zal voor 1 april van het jaar volgend op het heffingsjaar een heffing worden ingekohierd. De aanslagbiljetten met daarop het te betalen bedrag en de berekeningswijze worden naar de heffingsplichtige gestuurd, zijnde de beheerder van de directe lijn.

2.1.3.3 Weigeringsgronden

Voor wat betreft directe lijnen **binnen de eigen site** is het reeds duidelijk dat dit in principe toegelaten is en dat een melding volstaat. Eén aandachtspunt betreft het verbinden van een productie-installatie met twee afnemers die tevens elk hun eigen toegangspunt tot het net hebben. Dit leidt tot een verbinding van installaties achter verschillende toegangspunten en is enkel mogelijk mits toestemming van de netbeheerder.

Voor wat betreft directe lijnen **buiten de eigen site** is een toelating vereist door de VREG dat op zijn beurt advies zal inwinnen van de netbeheerder. Hiervoor baseert men zich conform het Energiedecreet op vier weigeringsgronden:

1. **Installaties achter verschillende toegangspunten worden met elkaar verbonden:** Twee of meer installaties die elk hun eigen toegangspunt hebben mogen strikt gezien niet onderling verbonden worden met elkaar, tenzij ze de toestemming verkrijgen van de netbeheerder. Men moet er zich echter van bewust zijn dat een toestemming in dergelijke gevallen moeilijk te verkrijgen zal zijn. Uitzonderingen zijn innovatieve concepten of toegangspunten die voor de afnemer louter voor afname bedoeld zijn en voor de productie-installatie louter voor injectie. De redenen voor dit verbod zijn vooral veiligheidstechnisch van aard en hebben te maken met de impact op het beheer van het publieke net.
2. **De rechten van de afnemers worden niet gewaarborgd:** Om deze rechten te kunnen garanderen is het noodzakelijk dat de afnemer de netgebruiker is op het toegangspunt voor afname. Zoals eerder gesteld kan een productie-installatie wel een eigen toegangspunt hebben maar dient dit toegangspunt louter voor injectie te dienen. Voorbeelden van deze rechten van de afnemers zijn: vrije leverancierskeuze, kwaliteit van dienstverlening bij stroomonderbreking, kwaliteit van de netspanning en de sociale openbare dienstverplichtingen ten aanzien van de huishoudelijke afnemer. De vrije leverancierskeuze is enkel maar te bereiken indien de afnemer een toegangspunt heeft tot het distributienet. Dit brengt tegelijk ook met zich mee dat de sociale openbare dienstverplichtingen kunnen gegarandeerd worden. Want zonder individuele toegangspunten kan men namelijk niet van deze rechten genieten.
3. **Niet voldaan aan de door de Vlaamse regering vastgestelde voorwaarden:** De Vlaamse regering heeft geen bijkomende voorwaarden bepaald.
4. **De veiligheid van het net van de netbeheerder komt aantoonbaar in het gedrang:** Wanneer de netbeheerder in zijn advies aangeeft dat de veiligheid van het net in het gedrang komt door de aanleg van een directe lijn, kan de aanvraag geweigerd worden. Ook wanneer aan alle eisen, gesteld in de regelgeving, voldaan is. Bovendien dient men in acht te houden dat de algemene veiligheidsregels zoals het KLIP-decreet[5], het AREI, de technische voorschriften van de netbeheerder niet door de VREG kan beoordeeld worden. Bij kruising van openbare domeinen kunnen er bijkomende voorwaarden opgelegd worden.

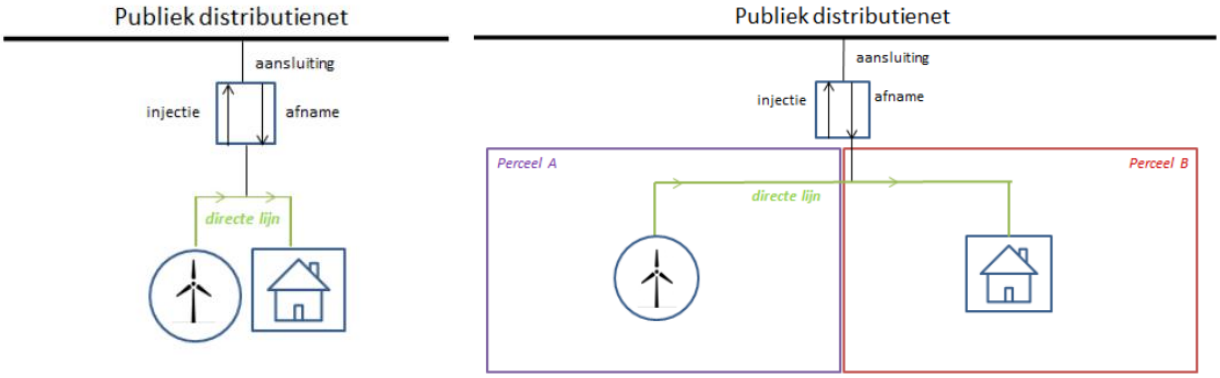
[5] Decreet houdende de ontsluiting en de uitwisseling van informatie over ondergrondse kabels en leidingen (B.S. 06.05.2008) (https://overheid.vlaanderen.be/klip/wettelijk%20kader)

Hieronder worden een aantal situaties weergegeven en afgetoetst aan de regelgeving.

Situatie I: Figuur 4 toont twee voorbeelden waarbij afnemer en productie-installatie (hun percelen) in beheer zijn van dezelfde eigenaar al dan niet gelegen op hetzelfde perceel.

Eisen:

- Geen toelating van de VREG voor aanleg directe lijn vereist, een melding is voldoende.
- Vrij leverancierskeuze, maar verbod op privédistributienetten (art. 4.7.1, §1 Energiedecreet)
- Principiële verbod van onderlinge verbinding van installaties met eigen toegangspunt tot het net (art. III.5.1.3 TRDE)
- Als er sprake is van een woongelegenheid, is er de eis dat elke woongelegenheid een individueel toegangspunt tot het distributienet heeft (IV.2.1.4 TRDE)
- Meldingsplicht binnen de 30 dagen na ingebruikname bij de distributienetbeheerder

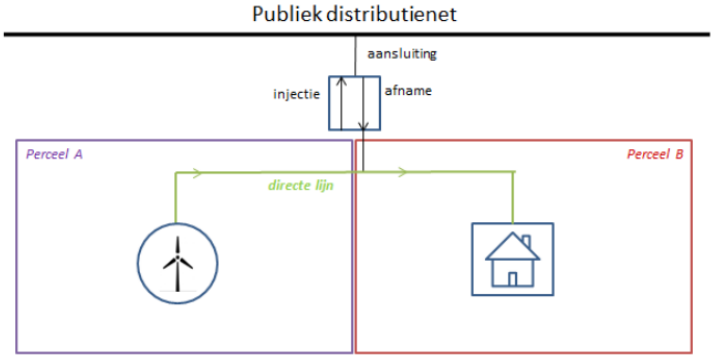


Figuur 4: Directe lijn op eigen site op hetzelfde kadaster (links) of op 2 aaneensluitende kadastrale percelen van dezelfde eigenaar (Rechts)

Situatie II: Figuur 5 toont het voorbeeld waarbij afnemer en productie-installatie zich op een verschillend kadastraal perceel bevinden van verschillende eigenaars.

Eisen:

Idem zoals situatie I behalve dat in dit geval een melding onvoldoende is, er is ook toelating vereist van de VREG voor de aanleg van de directe lijn, de eigen site wordt namelijk overschreden. Er is geen sprake van achterliggende verbindingen en de rechten van de afnemers zijn gewaarborgd. Tenzij de netbeheerder oordeelt in zijn advies dat de veiligheid in het gedrang komt worden dergelijke aanvragen niet geweigerd.



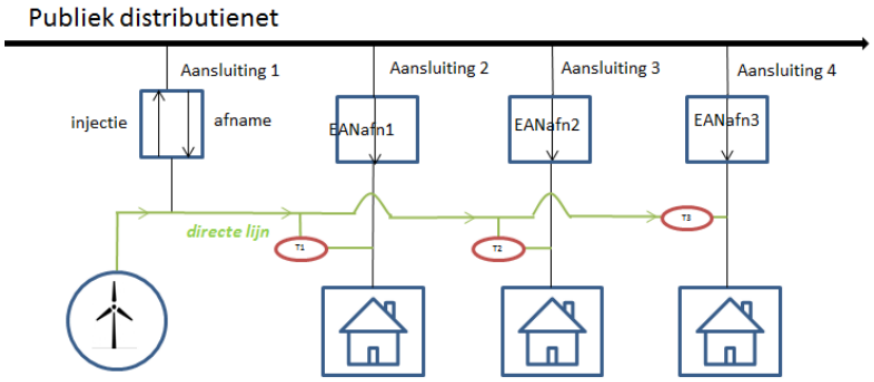
Figuur 5: Directe lijn op twee aaneensluitende kadastrale percelen van verschillende eigenaar

Situatie III: Figuur 6 toont het voorbeeld waarbij elke afnemer en de producent een toegangspunt tot het net heeft en de directe lijn de producent verbind met verschillende afnemers.

Eisen:

- Geen toelating van de VREG voor aanleg directe lijn vereist, een melding is voldoende.
- Vrij leverancierskeuze, maar verbod op privédistributienetten (art. 4.7.1, $1 Energiedecreet)
- Principiële verbod van onderlinge verbinding van installaties met eigen toegangspunt tot het net (art. III.5.1.3 TRDE)
- Als er sprake is van een woongelegenheid, is er de eis dat elke woongelegenheid een individueel toegangspunt tot het distributienet heeft (IV.2.1.4 TRDE)
- Meldingsplicht binnen de 30 dagen na ingebruikname bij de distributienetbeheerder

Dit voorbeeld is in strijd met het verbod op onderlinge verbinding van installaties die aangesloten zijn op het net bepaald in III.5.1.3 TRDE die gebaseerd zijn op het vermijden van veiligheidsrisico's en technische risico's. Het voldoen aan alle voorwaarden die gesteld worden zodra er sprake is van meer dan 1 afnemer is een grote uitdaging.



Figuur 6: Aansluiting op zelfde perceel met onderlinge verbindingen

Als men spreekt van een directe lijn op eigen of buiten eigen site, verdeeld naar 1 afnemer, levert dit markttechnisch weinig problemen op. Echter moet men wel rekening houden dat de aanleg van een parallelle netstructuur dient vermeden te worden als dit niet noodzakelijk blijkt op grond van de bevoorradingszekerheid van de afnemer. Zodra er meerdere afnemers op de directe lijn zouden worden aangesloten, brengt dit enkele markttechnische bezwaren met zich mee naast de veiligheids- en technische risico's. Een goedkeuring voor dergelijke directe lijnen zijn eveneens heel moeilijk te verkrijgen.

2.1.3.4 Aanleg en beheer

Bij kruising van een openbaar domein gelden dezelfde procedure en voorwaarden als bij gesloten distributienetten en privédistributienetten. Er wordt hiervoor verwezen naar de artikelen 4.1.27 en 4.1.28 van het Energiedecreet. Het is eveneens belangrijk in acht te nemen dat de domeinbeheerder ten allen tijde kan eisen om de directe lijn te verwijderen of te verplaatsen, de kosten die hieruit voortvloeien zijn voor de rekening van de uitbater van de directe lijn.

De aansluiting van een productie-installatie moet altijd voldoen aan de technische aansluitvoorschriften die de netbeheerders opstellen in uitvoering van artikel III. 4.2.2 (voorschriften voor aansluitingen op laagspanning) van het Technisch reglement distributie elektriciteit (TRDE), desgevallend decentrale energieproductie is dit het document Synergrid C10/11 (editie 2.1 – 09.2019).

Onder het beheer van directe lijnen worden volgende taken verstaan:

- Het beheer en het onderhoud.
- Het aanleveren van de nodige meetgegevens aan de producent, de afnemer en de VREG.
- Het verstrekken van de nodige inlichtingen aan de beheerder van het publieke net om een veilige en efficiënte uitbating en ontwikkeling van dat net te garanderen.

De leveringsvergunning is enkel geldig voor de levering via het distributienet of via het plaatselijk vervoersnet van elektriciteit. Voor directe lijnen is dus geen leveringsvergunning vereist voor de levering aan afnemers.

Verder is ook een heffing opgelegd voor directe lijnen die de eigen site overschrijden. Dit werd reeds uitvoerig beschreven in puntje 2.1.3.2.

2.1.3.5 Procedure

De melding van directe lijnen **binnen de eigen site** gebeurt bij de netbeheerder van het net waar de afnemer op aangesloten is. Dit dient uiterlijk dertig dagen volgend op de ingebruikname van de directe lijn te gebeuren. Hiertoe dient de netbeheerder een meldingsformulier beschikbaar te stellen[6]. De melding dient enkel bij de VREG te gebeuren indien er sprake is van eilandwerking. Het niet melden van de directe lijn is een vorm van energiefraude en wordt gesanctioneerd.

Voor wat betreft directe lijnen die de **eigen site overschrijdt** dient een aanvraagformulier ingevuld te worden dat te vinden is op de website van de VREG[7]. Nadat deze aanvraag ontvangen werd door de VREG zal de netbeheerder binnen de 15 dagen hun advies moeten over maken aan de VREG. De netbeheerder zal daarbij de vier mogelijke weigeringsgronden onderzoeken. De VREG beslist vervolgens binnen een termijn van 60 dagen na ontvangst van de aanvraag over de toelating. Dit zal eveneens gebeuren op basis van de vier eerder aangehaalde weigeringsgronden.

[6] https://www.fluvius.be/nl/thema/zonnepanelen
[7] https://www.vreg.be/nl/toelatingsformulier-directe-lijn-directe-leiding

2.1.3.6 Opstalvergoeding

Het realiseren van een PV-installatie op andermans dak maakt het noodzakelijk dat er een opstalrecht wordt overeengekomen. Als dat niet gebeurt dan komt de PV-installatie toe aan de eigenaar van het gebouw wat uiteraard niet de bedoeling is. Via de opstalrecht zal de PV-installatie eigendom blijven van de opstalnemer terwijl de opstalgever eigenaar blijft van het gebouw. De maximale termijn van een opstalrecht bedraagt vijftig jaar.

De overeenkomst tussen de opstalgever en de opstalnemer is een privaatregeling. M.a.w. dit moet onderling vastgelegd worden, er zijn geen wettelijke bepalingen hoe dit geregeld kan worden en welke vergoedingen hiervoor dienen geleverd te worden. Het VEA stelt wel een voorbeeldovereenkomst[8] ter beschikking dat als leidraad kan gebruikt worden. Het is belangrijk dat de overeenkomst duidelijk en waterdicht is en rekening houdt met verschillende mogelijke situaties:

- Welke elementen maken deel uit van de installatie? Er geldt sinds kort ook een opstalrecht voor de ondergrond. Dus er zal ook een overeenkomst moeten afgesloten worden met alle perceelseigenaars waar de kabeltracé doorloopt.
- Wat is de duurtijd van de overeenkomst ? Wat gebeurt er na de duurtijd? Wat als de opstalnemer de duurtijd wenst te verlengen?
- Wat met eventuele obstakels die tot een rendementsverlies leiden gedurende de duurtijd van de overeenkomst bijgebouwd worden op of naast het dak?
- Wat als er schade optreedt aan de installatie veroorzaakt door de opstalgever? Of omgekeerd, de installatie veroorzaakt schade aan het gebouw (bvb. brand)?
- …

De opstalvergoeding worden in deze studie opgenomen onder ‘additionele kosten’ in volgend paragraaf

2.1.3.7 Projectsteun

Installaties op zonne-energie met een AC-omvormervermogen groter dan 10 kW die injecteren in een directe lijn die de eigen site overschrijdt genieten van projectspecifieke steun zoals gedefinieerd in artikel 6.2/1.7 van het Energiebesluit. Dit houdt in dat de bandingfactor afzonderlijk berekend wordt op basis van de technische kenmerken en de kosten en baten van de installatie. De bandingfactor bepaalt hoeveel groenestroomcertificaten uitgekeerd worden per 1 000 kWh productie.

Indien er voor de realisatie van het project vergunningen zijn vereist dient eerst een principeaanvraag ingediend worden bij het Vlaams Energieagentschap (VEA). Een definitieve aanvraag dient ingediend te worden binnen de maand nadat de laatste vergunning verkregen is[9]. Of indien geen vergunning noodzakelijk is, kan onmiddelijk een definitieve aanvraag ingediend worden.

Update: Tijdens de uitvoering van deze studie werd de nieuwe steunregeling voorgesteld door de Vlaamse Regering. In de economische studie (2.6.3) wordt hierop dieper ingegaan.

[8] https://www.energiesparen.be/opstalrecht

[9] https://www.energiesparen.be/monitoring-en-evaluatie/technologieen-met-projectspecifieke-steun

2.2 Energiegemeenschappen

2.2.1 Energiegemeenschappen in Europa

In 2015 presenteerde de Europese Commissie het Clean Energy Package en de bijhorende herwerking van het energiedecreet. Deze invoering opent nieuwe opportuniteiten voor netgebruikers en netbeheerders om bij te dragen tot een decentraal, digitaal en flexibel energiesysteem. Artikel 16 van de directieve gaat in het bijzonder over lokale energiecommunes, zogenaamde LEC's. De definitie van een LEC wordt als volgt verwoord:

'Een associatie, coöperatie, vennootschap, non-profitorganisatie of andere juridische entiteit die effectief wordt gecontroleerd door lokale niet-commerciële aandeelhouders of leden die betrokken zijn bij decentrale opwekking en de uitvoering van activiteiten van een DNB, energieleverancier of aggregator op lokaal niveau, ook in het buitenland.'

Intussen is de term LEC reeds verouderd. In de finale Clean Energy Package spreekt men nu van twee definities van energiegemeenschappen. Enerzijds is er de Citizen Energy Community (CEC) die opgenomen is in de voorlopig overeengekomen herschikte Elektriciteitsrichtlijn, en de Renewable Energy Community (REC) die opgenomen is in de herschikte Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen. Tabel 3 geeft de definities weer van beide concepten.

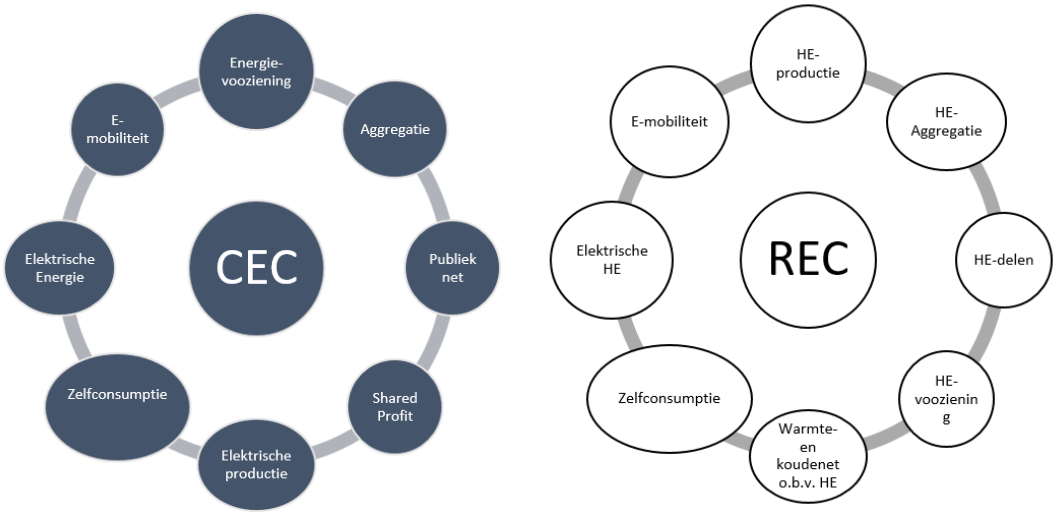
Tabel 3 CEC's en REC's

Artikel 2 (16) Richtlijn hernieuwbare energie - 'Renewable Energy Community'	**Artikel 2, lid 11 Elektriciteitsrichtlijn - 'Citizen Energy Community'**
Een rechtspersoon: (a) die, in overeenstemming met de toepasselijke nationale wetgeving, is gebaseerd op open en vrijwillig participatie, is autonoom en is effectief gecontroleerd door aandeelhouders of leden die zich bevinden in de nabijheid van hernieuwbare energieprojecten die eigendom zijn en ontwikkeld zijn door die rechtspersoon; (b) waarvan de aandeelhouders of leden natuurlijke personen, kmo's of lokale autoriteiten inclusief gemeenten kunnen zijn; (c) waarvan het primaire doel is om milieugerichte, economische of sociale gemeenschapsvoordelen te voorzien voor zijn aandeelhouders of leden ervan of voor de lokale gebieden waar het opereert, in plaats van zich te richten op het genereren van financiële winst[10]	Een rechtspersoon: (a) die is gebaseerd op vrijwillige en open deelname en wordt effectief gecontroleerd door leden of aandeelhouders die natuurlijke personen zijn, lokaal autoriteiten inclusief gemeenten, of kleine ondernemingen; (b) heeft als voornaamste doel om milieugerichte, economische of sociale gemeenschapsvoordelen te voorzien voor zijn leden of aandeelhouders of voor de lokale gebieden waar het actief is in plaats van zich te richten op het genereren van financiële winst en (c) kan deelnemen aan het genereren van energie inclusief hernieuwbare energie, distributie, levering, verbruik, aggregatie, energieopslag, diensten voor energie-efficiëntie of laaddiensten voor elektrische voertuigen of voor andere energiediensten aan haar leden of aandeelhouders;

[10] Hoewel dit geen deel uitmaakt van de definitie, hebben REC's recht om duurzame energie te produceren, te consumeren, op te slaan en te verkopen (inclusief door aankoop van hernieuwbare energiecertificaten), om hernieuwbare energie te delen binnen de gemeenschap en tenslotte heeft het toegang tot alle geschikte markten

De Clean Energy Package definieert CEC's en REC's als niet-commerciële entiteiten. Dit is één van de hoofdredenen waarom de lidstaten een gelijk speelveld moeten creëren om zonder enige discriminatie op de markt te kunnen opereren. Een CEC kan aanzien worden als een entiteit die een hele reeks aan activiteiten uitvoert en een organisatorische structuur bevat dat toegankelijk gemaakt is voor burgers, kleine ondernemingen en lokale overheden.

Voor REC's geldt hetzelfde structuur. Echter de geografische nabijheid speelt hier een belangrijke rol, REC's dienen geworteld te zijn in een lokale gemeenschap. De activiteiten zijn in tegenstelling tot CEC's technologiebonden, enkel hernieuwbare energie kan geproduceerd, verbruikt of verhandeld worden. Daartegenover staat dat het bij CEC's louter om elektrische energie gaat, een REC kan ook bestaan uit een koude of warmtenet o.b.v. hernieuwbare energie.



Figuur 7: CEC's, REC's en hun activiteiten

Het is duidelijk dat er een sterk verband is tussen de twee definities (Figuur 7). Het principe is voor beiden gelijkaardig, allebei hebben ze als doel om een energiegerelateerde gemeenschap te creëren, gebaseerd op een specifieke eigendomsstructuur, een duidelijke *governance* structuur met een niet-commercieel doel. Beide definities benadrukken het belang van burgerparticipatie, effectieve controle en zeggenschap door burgers, lokale overheden en kleine ondernemingen. Tenslotte, het instappen in een CEC of een REC dient te allen tijde vrijwillig te gebeuren.

Uit Tabel 3, punt b valt af te leiden dat de effectieve controle en zeggenschap in een CEC beperkt is tot kleine tot micro-ondernemingen terwijl dat voor REC's ook kan gebeuren door middelgrote ondernemingen. De Europese lidstaten hebben dan ook een grotere verplichting om de ontwikkeling van REC's te bevorderen. Zij dienen niet enkel te zorgen voor een gelijk speelveld maar eveneens voor capaciteitsopbouw, hulpmiddelen voor toegang tot financiering, aandacht voor de kwetsbare gezinnen en het wegwerken van onrechtvaardige wettelijke belemmeringen.

In artikel 2 van de herschikte Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen wordt de definitie van individuele en collectieve hernieuwbare zelfconsumptie beschreven. Het dient benadrukt te worden dat zelfconsumptie zowel een potentiële activiteit kan zijn binnen een CEC of een REC maar evenwel een business model kan vormen dat compleet losstaat van een CEC of een REC.

Het is dus niet zo dat elke vorm van collectieve zelfvoorziening of een gesloten distributienet een energiegemeenschap vormt en vice versa. Dit zou alleen gelden als deze activiteiten geïdentificeerd worden als een gemeenschap die voldoet aan de geschiktheidscriteria volgens de definities van energiegemeenschappen.

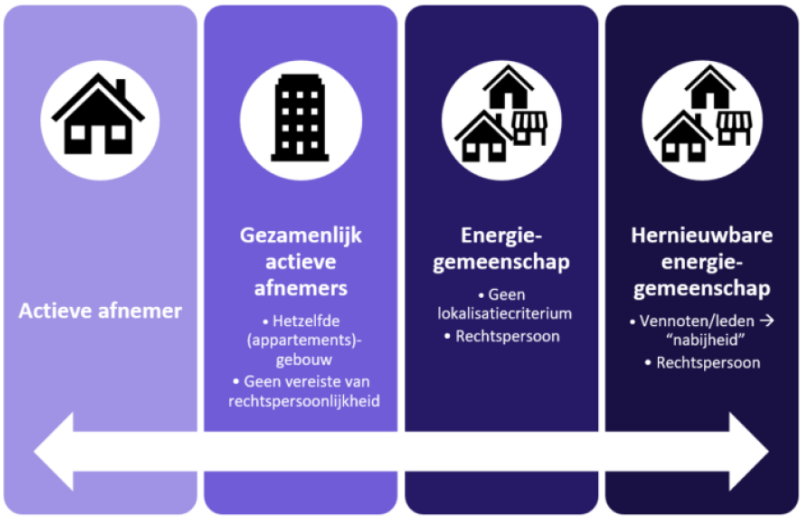
Ten opzichte van directe verbindingen biedt een 'open' gemeenschap het voordeel dat **geen extra kabel** moet getrokken worden en dat gemeenschappelijke infrastructuur kan behouden blijven. Daarnaast is het matchen van verbruik en opbrengst eenvoudiger toepasbaar bij een community aan deelnemers dan bij individuele voorzieningen.

Europa moedigt de komst van energiegemeenschappen aan. Een energiegemeenschap maakt energiedelen op woonwijkniveau mogelijk. Zo kunnen verschillende gezinnen investeren in een gezamenlijke productie-eenheid en vervolgens de opgewekte energie lokaal verdelen. Net zoals energiedelen binnen éénzelfde gebouweenheid, is er opnieuw nood aan een virtuele meter. Deze zal de energiestromen van de verschillende participanten in kaart brengen. Aangezien in deze situatie gebruik wordt gemaakt van het distributienet, is een eerlijke tarifering noodzakelijk om energiedelen op lokale schaal mogelijk en aantrekkelijk te maken. Energiedelen moet enerzijds de transitie naar meer hernieuwbare energie en netstabiliteit stimuleren, maar mag anderzijds de financiering van de netgerelateerde kosten van de netbeheerder niet onderuit halen. Elk gebruik van het net moet correct vergoed worden [7].

2.2.2 Energiegemeenschappen in Vlaanderen

Het is de taak van de lidstaten om de Europese richtlijnen binnen afzienbare tijd om te zetten in een nationale regelgeving. De VREG heeft hiervoor een omzettingsvoorstel (artikelen 4, 15 en 16 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en van de artikelen 21 en 22 van de herschikte Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen) opgesteld en ter advies voorgelegd via een consultatiedocument (CONS-2019-05). Het zal aan de Vlaamse regelgever zijn om de richtlijnen om te zetten in een Energiedecreet. De VREG voorziet in de implementatie van de technische reglementen en de tariefmethodologie.

Het omzettingsvoorstel is zoals weergegeven in Figuur 8 gebaseerd op twee actoren met elk twee varianten.



Figuur 8: Schematische voorstelling concepten

De nieuwe concepten 'actieve afnemer' en 'energiegemeenschap' kunnen volgens de VREG volgende extra voordelen met zich meebrengen:

- Collectieve zelfconsumptie
- Het delen en verkopen van zelfopgewekte hernieuwbare energie

- Financiële winst en/of besparing ten gevolge van andere activiteiten zoals bijvoorbeeld deelname aan energiediensten en flexibiliteit.
- Bijdrage tot milieu en creatie van sociale gemeenschappen
- Netbeheer door de gemeenschap zelf

In Tabel 4 worden de rechten en plichten van de verschillende concepten uiteengezet.

Tabel 4: Rechten en plichten van elke van de concepten

<table>
<tr><th></th><th colspan="2">Actieve afnemer</th><th>Gezamenlijk actieve afnemers</th><th>Energiegemeenschap</th><th>Hernieuwbare energiegemeenschap</th></tr>
<tr><td>Rechten (Activiteiten)</td><td colspan="2">- Deelname aan energiediensten
- Deelname aan flexibiliteit of aggregatie
- Opslag van elektriciteit middels een energieopslagfaciliteit
- Zelfverbruik van hernieuwbare energie
- Delen van “overschot” zelfopgewekte hernieuwbare energie
- Verkoop van “overschot” zelfopgewekte hernieuwbare energie</td><td>- Aanbieden van, of deelname aan energiediensten
- Deelname aan flexibiliteit of aggregatie
- Productie van energie
- Opslag van elektriciteit middels een energieopslagfaciliteit
- Verkoop van zelfopgewekte hernieuwbare energie
- Aanbieden van oplaaddiensten elektrische voertuigen

Vennoten/leden: Zelfverbruik van hernieuwbare energie</td><td>- Zelfde rechten als energiegemeenschap + ‘onrechtstreeks’ voordeel van “faciliterend kader”
- Eventueel beheer van distributienet van de hernieuwbare energiegemeenschap mogelijk

Vennoten/leden: Zelfverbruik van hernieuwbare energie</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Plichten</td><td colspan="3"></td><td>Meldingsplicht</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="5">- Vereisten m.b.t. meter
- Evenwichtsverantwoordelijkheid</td></tr>
<tr><td>Lokalisatie</td><td>Verblijfsplaats of vestigingseenheid</td><td>- Hetzelfde gebouw of appartementsgebouw</td><td>- N.v.t.</td><td colspan="2">“Nabijheid”</td></tr>
</table>

Een **actieve afnemer** onderscheidt zich van een passieve afnemer doordat het onderneemt in één of meerdere activiteiten beschreven in artikel 2, punt 8:

8) "actieve afnemer": een eindafnemer, of een groep gezamenlijk optredende eindafnemers, die op eigen terrein binnen afgebakende grenzen of, indien toegestaan door een lidstaat, op andere terreinen opgewekte elektriciteit verbruiken of opslaan, die door henzelf opgewekte elektriciteit verkopen, of die deelnemen aan flexibiliteits- of energie-efficiëntieregelingen, mits die activiteiten niet hun belangrijkste commerciële of professionele activiteit vormen;

- Rechten: de rechten worden in een toe te voegen artikel 4.4.2. in het Energiedecreet toegevoegd. Het artikel zal eveneens voorzien in het feit dat een actieve afnemer het beheer van alle op het distributienet aangesloten installaties (die nodig zijn voor de activiteiten als actieve afnemer) kan overdragen.

        - Deelname aan energiediensten: grotendeels gericht op energiebesparingen en energie-efficiëntie. Dit kan heel breed gezien worden, het deelnemen aan ESCO's (energy service company) is een mogelijke energiedienst.
        - Deelname aan flexibiliteit of aggregatie
        - Opslag van elektriciteit:
            - Aansluiting van een opslagsysteem
            - Het verlenen van energieopslagdiensten, indien technisch mogelijk
        - Zelfverbruik van hernieuwbare energie
        - Delen en verkoop van zelfopgewekte hernieuwbare energie
    - Plichten:
        - Vereisten m.b.t. de meetinstallatie van de actieve afnemer: de vereiste aspecten kunnen samengevat worden in de noodzakelijkheid om een digitale meter te installeren (cfr. art. 1.1.3, punt 25°/2 Energiedecreet).
        - Evenwichtsverantwoordelijkheid: De afnemers zijn in principe verantwoordelijk voor de onbalansen die zij veroorzaken op elektriciteitsnet. Een regeling dient hiervoor voorzien te worden in de technische reglementering.

De hierboven opgesomde rechten en plichten zijn eveneens van toepassing voor **gezamenlijke actieve afnemers**. Deze bestaan uit een groep van twee of meer actieve afnemers die allemaal gevestigd zijn in hetzelfde gebouw of appartementsgebouw.

Het omzettingsvoorstel van de VREG voor CEC's en REC's uit de Europese richtlijn wordt in Tabel 5 weergegeven:

Tabel 5: Defenties energiegemeenschappen

	Energiegemeenschap van burgers	Hernieuwbare energiegemeenschap
Essentie	Samenwerkingsverband dat zich bezighoudt met productie – verbruik – opslag – … van elektriciteit	Samenwerkingsverband dat eigen project(en) m.b.t. hernieuwbare energie ontwikkelt
Hoofddoel	Voordelen op milieu-, economisch of sociaal gebied voor leden, aandeelhouders of de directe omgeving (ondergeschikt/geen winstoogmerk)	
Rechtsvorm	"Juridische entiteit"	
Zeggenschap/controle	Lokale overheden (o.a. gemeenten), natuurlijke personen, kleine ondernemingen	Lokale overheden (o.a. gemeenten), natuurlijke personen, kmo's, gevestigd in nabijheid

Uit bovenstaande blijkt dat beide definities sterke gelijkenissen vertoond met de Europese definities. Echter, er zijn een aantal verschilpunten die verder zullen besproken worden.

De VREG introduceert de twee concepten van energiegemeenschappen als een **energiegemeenschap van burgers** (kortweg een energiegemeenschap) en een **hernieuwbare energiegemeenschap**. Het verschil met gezamenlijke actieve afnemers ligt in de rechtspersoonlijkheid. Deze is een cruciale vereiste bij energiegemeenschappen terwijl dit niet noodzakelijk is bij collectieve afnemers. Welke rechtsvorm een energiegemeenschap dient aan te nemen is niet gedefinieerd in de Europese richtlijnen. De VREG schuift de VZW en de CV naar voor door hun respectievelijk coöperatief en belangeloos karakters. Andere rechtsvormen zoals BV of NV zijn uitgesloten doordat deze een sterke focus hebben op winstoogmerk.

Merk op dat ook hier de zeggenschap beperkt is tot KMO's voor hernieuwbare energiegemeenschappen en tot kleine en micro-ondernemingen voor energiegemeenschappen (Tabel 6). Het lidmaatschap staat weliswaar bij energiegemeenschappen open voor iedereen. Bij hernieuwbare energiegemeenschappen daarentegen is het lidmaatschap beperkt tot KMO's, lokale overheden met inbegrip van gemeenten.

Tabel 6: Lidmaatschap en zeggenschap van energiegemeenschappen

	Energiegemeenschap van burgers	Hernieuwbare energiegemeenschap
Lidmaatschap	Iedereen	natuurlijke personen, lokale overheden, niet-commerciële instellingen of kmo's waarvan de deelname aan de energiegemeenschap niet de belangrijkste commerciële of professionele activiteit vormt + nabijheidsvereiste
Zeggenschap	natuurlijke personen, lokale overheden, niet-commerciële instellingen, of kleine ondernemingen, die niet betrokken zijn bij grootschalige commerciële activiteiten en voor wie de energiesector niet de belangrijkste economische activiteit vormt	

Zoals eerder reeds bij REC's aangehaald is de nabijheidsvereiste een belangrijke voorwaarde. De gemeenschappen dienen zich te lokaliseren in de nabijheid van hernieuwbare energieprojecten. Met andere woorden het introduceren van een afstandscriteria dringt zich op. Mogelijke voorstellen hiervoor zijn:

- Alle vennoten en leden van een hernieuwbare energiegemeenschap zijn gelegen binnen dezelfde gemeente
- Vennoten en leden mogen maximaal in x aantal gemeenten woonachtig zijn.
- Een straal van x km rond de productie-installatie, eventueel in combinatie met de parameter van de gemeentegrenzen.

De rechten en plichten van hernieuwbare energiegemeenschappen worden hieronder opgesomd;

- Rechten
  - Parallellen met rechten van actieve afnemers: Daar een (hernieuwbare) energiegemeenschap ook kan deelnemen aan activiteiten zoals energiediensten, flexibiliteit of aggregatie is het vanzelfsprekend dat de rechten op dat vlak overeenkomen. Echter, twee kleine aanvullingen hierop zijn:
    - Zelf energiediensten leveren
    - Aanbieden van oplaaddiensten voor elektrische voertuigen.
  - Beheer van het (gesloten) elektriciteitsdistributienet van de hernieuwbare energiegemeenschap
    - Aan de decreetgever om "energiegemeenschap-distributienetbeheerders" toe te laten
    - Voordelen:
      - Weerbaarder voor een algemene black-out
      - Optimalisatie van vermogenstromen zorgt voor minder congestieproblemen.
      - Nabijheidsvereiste: netgebied dient afgebakend te worden waarbinnen "gemeenschap-distributienetbeeherder" actief is
    - Nadelen

        - Minstens evenveel aandacht voor cybersecurity aangezien deze zelf meer IT gebruikt
        - Risico op versnippering en opsplitsing van de markt
        - Bemoeilijkt toezicht van de VREG
        - Risico op cherry-picking en ongelijke lastenverdeling met 'publieke' distributienetbeheerder
    - Scheppen van een faciliterend kader
- Plichten
    - Vereisten m.b.t. de meetinstallatie van de vennoten/leden van (hernieuwbare) energiegemeenschap
    - Meldingsplicht: ter bewerkstelling van de transparantie
    - Evenwichtsverantwoordelijkheid

De VREG ziet het aspect "**zelfverbruik van hernieuwbare energie**" als een transversaal recht, toegekend aan (actieve) afnemers, gezamenlijke actieve afnemers en energiegemeenschappen. Dit heeft op de energiefactuur enkel een impact op de energiecomponent en niet op de nettarieven, belastingen en andere bijdragen, heffingen en toeslagen. Een andere regeling van "zelfverbruik" wordt ingevoerd in het energiedecreet, hieronder worden een aantal modaliteiten aangehaald:

- Zelfverbruik door individuele actieve afnemer
- Zelfverbruik door gezamenlijk actieve afnemers: contractuele afspraken maken en eventueel verdeelsleutels vastleggen met de verschillende afnemers binnen het (appartements)gebouw.
- Zelfverbruik door vennoten/leden van (hernieuwbare) energiegemeenschap: idem als vorig bij verschillende afnemers.

Het omzettingsvoorstel behelst ook het delen en verkopen van hernieuwbare energie. Dit kan zowel door een actieve afnemer, gezamenlijke actieve afnemers als een hernieuwbare energiegemeenschap. Voor wat betreft het **delen van zelfopgewekte hernieuwbare energie** zijn volgende twee situaties mogelijk:

- Een actieve afnemer deelt de door hem opgewekte hernieuwbare energie met een andere actieve afnemer.
- Gezamenlijke actieve afnemers delen de hernieuwbare energie die het collectief heeft opgewekt met een actieve afnemer buiten dat collectief.

Het is vanzelfsprekend dat er enige coördinatie vereist is voor de praktische uitoefening van dit recht. Deze peer-to-peerverkoop dient echter wel beperkt te worden tot één actieve afnemer. Een leveringsvergunning is hiervoor niet vereist.

Voor wat betreft de verkoop van zelfopgewekte hernieuwbare energie worden volgende drie situaties onderscheiden:

- Een actieve afnemer verkoopt de door hem opgewekte hernieuwbare energie aan een niet-peer (bijv. energieleverancier of aggregator)
- Een collectief van gezamenlijk actieve afnemers verkoopt de door hen opgewekte hernieuwbare energie
- Een erkende (hernieuwbare) energiegemeenschap die het zelf opwekt

Het is voor individuele en gezamenlijke actieve afnemers verboden om meer dan hun "overschot" aan zelfopgewekte hernieuwbare energie te verkopen. Bij een (hernieuwbare) energiegemeenschap ligt dit anders, zij kunnen zelf beslissen welk deel van de opgewekte hernieuwbare energie verhandeld wordt en welk deel geconsumeerd wordt. Een leveringsvergunning is de facto niet vereist voor (gezamenlijke) afnemers. Voor (hernieuwbare) energiegemeenschappen is dit enkel een vereiste indien de energie verkocht wordt aan eindafnemers. Het is aan de (hernieuwbare) energiegemeenschappen zelf

om hiervoor een interne mechanisme op poten te zetten ten einde een correcte verrekening van de opbrengsten, verbruiken en verkopen van de zelfopgewekte hernieuwbare energie te bewerkstelligen.

De toekomstige ontwikkelingen en de invoering van deze verschillende modellen zal hoe dan ook een impact hebben de huidige regels met betrekking tot de eventuele impact op het net, de marktprocessen, de metering en de datastromen en de technische reglementering. Zodra er vanuit de Vlaamse regelgever meer duidelijkheid bestaat omtrent de omzetting van EU-lijnen zullen hierover aparte openbare consultaties over opgestart worden.

De lidstaten dienen uiterlijk tegen 31 december 2020 de Vierde Elektriciteitsrichtlijn omgezet te hebben. De herschikte Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen tegen uiterlijk 20 juni 2021 [8]**.**

2.3 Conclusie

Het aanleggen van een gesloten distributienet waarbij naast Iemants NV nog andere bedrijven op geconnecteerd worden is een eerste mogelijke vorm van distributie. De op de site geproduceerde windenergie en zonne-energie kan echter niet zomaar gedeeld worden, ook daar geldt het principe van vrije leverancierskeuze. Gesloten distributienetten vergen echter wel dat het distributienet zelf beheerd wordt volgens de voorwaarden opgelegd door het Energiedecreet. Het is dan nog maar de vraag of het voor bedrijven opportuun is om naast hun bedrijfsgerelateerde activiteiten ook die taak op zich te nemen. Bovendien zullen duidelijke afspraken dienen gemaakt te worden naar tarifering en dient de netinfrastructuur aangepast te worden.

Privédistributienetten vallen uit de boot daar deze (op twee uitzonderingen na) principieel verboden zijn.

Directe lijnen zijn volgens de definitie in het Energiedecreet bedoeld om een productie-installatie te verbinden met een afnemer. In het geval van Iemants NV, waarbij er zonnepanelen zouden voorzien worden op het dak van een naburig bedrijf, kan de directe lijn dienst doen als koppeling tussenbeide. Men dient er hierbij vooral op toe te zien dat er geen achterliggende verbindingen zijn achter de toegangspunten. Verder is er ook een heffing voor de uitbating van de directe lijn van toepassing. Deze vorm van distributie draagt de voorkeur daar zij exact voldoet aan de noden van Iemants NV en dit geen bijkomende lasten (zoals het beheren van een distributienet) teweegbrengt. Bovendien is de aanvraag éénvoudig en zijn de toelatingsvoorwaarden minder streng.

Om die redenen werd in samenspraak met Iemants NV besloten om verder de haalbaarheid van een PV-installatie verbonden via een directe lijn en een lokale opslagvoorziening te onderzoeken. Wat betreft de toekomstige concepten die energiedelen zullen faciliteren (energiegemeenschappen e.d.) dient men er zich van bewust te zijn dat het kader daaromtrent nog altijd in ontwerpfase is. Een energiegemeenschap voor burgers kan mogelijks wel opportuniteiten bieden voor Iemants NV door bv. deel te nemen aan flexibiliteit of zelfopgewekte hernieuwbare energie te verkopen.

3. Nieuwe tariefstructuur

3.1 Inleiding

De regeringsperiode voor de huidige tariefstructuur loopt af eind 2020. In 2021 start de nieuwe reguleringsperiode dat zal lopen tot 2024. Echter de nieuwe tariefmethodologie zal maar in werking treden vanaf 2022. Deze zal definitief vastgelegd worden in de zomer van 2020 zodanig dat de belanghebbenden de tariefstructuur kunnen implementeren in het ICT-systeem. De tariefstructuur van 2020 zal nog aangehouden worden in 2021.

Meerdere consultaties werden in dat kader reeds gehouden. Een eerste consultatie betrof de nieuwe tariefstructuur die in voege zou treden voor grootverbruiksmeetinrichtingen (Cons-2019-01), terwijl de tweede consultatie over de nieuwe tariefstructuur voor kleinverbruiksmeetinrichtingen (Cons-2019-02) ging. Een derde en laatste consultatie werd vervolgens gehouden over het ontwerp van de tariefmethodologie. Deze liep af op 18 juni 2020. Men dient er zich dus van bewust te zijn dat de methodologie nog onderhevig is aan wijzigingen.

In deze studie zal er enkel rekening gehouden worden met de tariefstructuur voor grootverbruiksmeetinrichtingen. De tariefstructuur wordt typisch ingedeeld per klantengroep waarvan de onderscheid gemaakt wordt door het spanningsniveau waarop de afnemer is aangesloten. Iemants NV behoort tot klantengroep 26-1kV.

Dit voorstel vertrekt vanuit de bestaande huidige tariefstructuur en zal deze gedeeltelijk herzien. De wijziging heeft betrekking tot het aanpassen van de periodieke distributienettarieven. Dus de tarieven die periodiek (maandelijks) worden aangerekend aan de netgebruikers. Deze tarieven zijn van toepassing op de piekgemeten klanten met een grootverbruiksmeetinrichting (aansluitvermogen ≥ 56 kVA) en/of piekgemeten klanten die beschikken over een aansluiting met decentrale productie-eenheid met een maximaal AC-vermogen groter dan 10kVA.

3.2 Motivatie

Voor de tariefstructuur te definiëren wordt wereldwijd verwezen naar de beginselen van Bonbright voor een ideaal tariefontwerp. In deze studie worden 10 principes voorgesteld die een kader bieden waarin distributienettarieven moeten worden beoordeeld. Deze principes werden opgefrist door CEER (= Electricity Distribution Network Tariffs CEER – Guidelines of Good practice) en omgezet tot 7 sleutelprincipes: Kostenreflectiviteit, niet-verstorend, kostendekking, niet-discriminerend, transparantie, voorspelbaarheid en eenvoud.

Er werd bij het totstandkoming van de voorstellen bijzondere aandacht verleend aan volgende drie objectieven:

- **Kostenreflectiviteit:** Het is ten eerste heel belangrijk dat de kosten gerelateerd aan het netgebruik het effectieve gebruik van het optimaal reflecteert. De netgerelateerde kosten van de distributienetbeheerder worden voornamelijk gedreven door het vermogen waar de netgebruiker een beroep op doet, en dus niet door het geïnjecteerd of afgenomen energie. Daarom wordt voorgesteld om het aandeel van de capaciteitsterm die vandaag reeds aanwezig is in de nettarieven voor piekgemeten klanten verder te verhogen zodat de netgebonden kosten zo optimaal mogelijk aangerekend worden op basis van de capaciteitsgebaseerde tariefdragers.

- **Efficiënt netgebruik:** De nieuwe tariefstructuur moet ertoe leiden dat enerzijds de distributienetbeheerder de behoeften van de klant beter inschatten en anderzijds de netgebruikers aangezet worden om hun netcapaciteit optimaler te benutten.
- **Harmonisatie en transparantie:** de herziening van de tariefstructuur zal eveneens aangegrepen worden om de huidige verschillen in de tariefstructuur aan te pakken en zodoende te vereenvoudigen en transparanter te maken.

3.3 Huidige tariefstructuur

In eerste instantie wordt de huidige tariefstructuur besproken voor piekgemeten klanten. Deze worden **voor afname** weergegeven in tabel 7.

Tabel 7: Huidige tariefcomponenten en tariefdragers voor afname door piekgemeten klanten

Tariefcomponent	Tariefdrager	
Tarief gebruik van het net		
Onderschreven en bijkomend vermogen		
	Jaarpiek (incl. afvlakkingscoëfficiënt bij Eandis)	€/kW$_{max}$/jaar
		€/kWh
	Begrenst tot maximumtarief	€/kWh
Tarief Systeemdiensen		€/kWh
Tarief meet- en telactiviteit	AMR of MMR	€/jaar
Tarief ondersteunende diensten		
Netverliezen		€/kWh
Reactieve energie	Overschrijdingstarief	€/kVarh
Tarief ODV [11]		€/kWh
Toeslagen [9]		€/kWh

Piekgemeten klanten betalen vandaag reeds een capaciteitsterm, dit valt vandaag onder het tariefcomponent “Onderschreven en bijkomend vermogen”. Deze component vormt vandaag het basistarief voor het netgebruik en de hieraan toegekende kosten. Deze kosten worden aangerekend op basis van het hoogste kwartiervermogen van de laatste twaalf maanden. Bij sommige distributienetbeheerders worden een aantal flankerende maatregelen toegepast, namelijk:

- Een afvlakkingscoëfficiënt op de jaarpiek teneinde de kosten bij grotere piekvermogens te drukken.
  - *In de huidige elektriciteitsfactuur van Iemants NV wordt rekening gehouden met een afvlakkingscoëfficiënt*
- Een maximumtarief berekend op basis van de tariefdragers kW$_{max}$/jaar en kWh.

[11] Dit zijn allebei niet-netgebonden tariefcomponenten en maken aldus geen onderdeel uit van de herziening.

Voor wat betreft het **injectietarief** voor piekgemeten klanten is er vandaag geen capaciteitsterm van toepassing. De tariefdragers zijn enkel kWh-gebaseerd voor de componenten systeemdiensten, netverliezen en toeslagen en een jaarlijkse vaste term (€/jaar) voor aanrekening van de kosten toegewezen aan de component Meet- en telactiviteit. Tabel 8 geeft de tariefcomponenten en tariefdragers weer.

Tabel 8: Huidige tariefcomponenten en tariefdragers voor injectie door piekgemeten klanten

Tariefcomponent	Tariefdrager	
Tarief gebruik van het net		
Tarief Systeemdiensten		€/kWh
Tarief meet- en telactiviteit	AMR of MMR	€/jaar
Tarief ondersteunende diensten		
Netverliezen		€/kWh
Reactieve energie	Overschrijdingstarief	€/kVarh
Toeslagen *		€/kWh

3.4 Nieuwe tariefstructuur

De tariefstructuur voor de periodieke elektriciteitsdistributienettarieven voor **afname** wordt weergegeven in Tabel 9. Het basistarief, zijnde het tarief netgebruik krijgt hierbij een ruimere invulling. Het zal niet meer alleen bestaan uit het tariefcomponent "Onderschreven en bijkomend vermogen" maar ook uit de kosten inzake "Systeemdiensten en Netverliezen". Dit basistarief zal tevens omgevormd worden tot een zuiver capaciteitstarief, dat zal aangerekend worden op basis van drie verschillende capaciteitsgebaseerde tariefdragers, namelijk het toegangsvermogen (TV-kVA) en de maandpiek (MP-$kW_{max/maand}$)

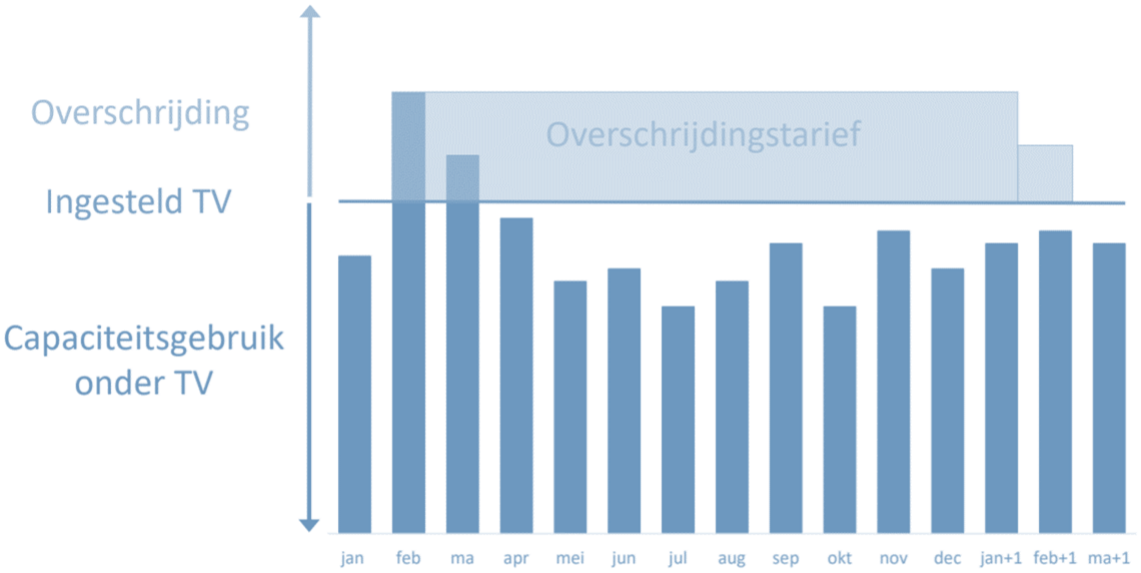
Tabel 9: Toekomstige (voorgestelde) tariefcomponenten en tariefdragers voor afname door piekgemeten klanten op 26-1kV

Tariefcomponent	Tariefdrager	
Netgebruik (incl. transmissie – beheer & ontwikkeling netwerkinfrastructuur)	50% 50%	€/kVA_{TV} €/kW_{MP} €/kW_{MP-TV}
Reactieve energie		€/kVARh
Forfaitair toegelaten	F2	
Databeheer	$Vast_{data}$	
ODV		€/kWh
Toeslagen		€/kWh
Overige transmissie		€/kWh
Maximumtarief	Max_1	

Deze 3 verschillende capaciteitsgerelateerde tariefdragers worden hieronder uitgelegd:

- **Toegangsvermogen (kVA)** – 50% van de component 'tarief netgebruik'
  - Dit is de capaciteit die de netgebruiker ex ante reserveert in functie van zijn verwachte jaarpiek. Dit vermogen moet steeds kleiner of gelijk zijn aan het aansluitingsvermogen.
  - Tariefberekening ifv het toegangsvermogen stelt de distributienetbeheerder in staat om zijn net te dimensioneren ifv de werkelijke behoeften van de klant.
  - Het toegangsvermogen reflecteert best de ex ante gemaakte kosten inzake netdimensionering die onafhankelijk zijn van het effectieve gebruik van het net.
  - De wijziging van het toegangsvermogen zal in een procedure opgenomen worden in het TRDE.
- **Maandpiek (kW_{max}/maand)** – 50% van de component 'tarief netgebruik'
  - Het ex post bepaalde maximale actief kwartiervermogen per maand.
  - Omwille van de introductie van het toegangsvermogen, verwacht men een betere dimensionering, dewelke dichter zou aanleunen bij de jaarpiek. Door over te schakelen naar een maandpiek is er een stimulans om iedere maand opnieuw de maximale piek te beperken en wordt de kost geen 12 maanden meegedragen.
  - Echter wordt wel de hoogst gemeten piek gebruikt, en niet op de 11de hoogst gemeten piek van de maand.
- **Overschrijdingstarief (kW)**
  - Door de invoering van het tariefvermogen, wordt er inherent een overschrijdingstarief aan gekoppeld. Zonder afstraffing zou de kans reëel zijn dat elke netgebruiker zijn toegangsvermogen instelt op 0 kVA.
  - Het overschrijdingstarief zal hoger zijn dan het jaarlijks tarief toegangsvermogen teneinde een correcte dimensionering te eisen.
  - Mogelijkheid tot overgangsperiode teneinde het financiële risico van de netgebruikers in deze periode in te perken.

In Figuur 9 wordt een voorbeeld gegeven van wat er verstaan wordt onder de drie bovenvermelde tariefcomponenten:



Figuur 9: Toepassingsvoorbeeld overschrijdingstarief

In de maand januari is de maandpiek kleiner dan het ingesteld toegangsvermogen, bijgevolg is er geen overschrijdingstarief van toepassing. Daarentegen in de maand februari wordt het toegangsvermogen duidelijk overschreden en zal er gedurende de eerstvolgende twaalf maanden een overschrijdingstarief aangerekend worden gebaseerd op deze overschrijding, tenzij:

- de eerste twaalf maanden na de eerste overschrijding zijn afgelopen.
- er een overschrijding gedurende de eerste twaalf maanden optreedt dat groter is dan de eerste overschrijding.

Voor alle duidelijkheid, deze overschrijdingstarief wordt aangerekend bovenop de tarief maandpiek en toegangsvermogen dat gedurende elke maand wordt aangerekend.

Daarnaast zullen de flankerende maatregelen die van toepassing zijn op de componenten 'Onderschreven & bijkomend vermogen' en het 'maximumtarief' in hun huidige vorm afgeschaft worden, al dan niet met overgangsmaatregelen.

Er zullen – i.t.t. hetgeen gesuggereerd werd in het consultatiedocument Cons 2019-01[12] – geen tijdsafhankelijke distributienettarieven toegepast worden in de volgende reguleringsperiode. Hieromtrent is meer studiewerk nodig waardoor dit maar ten vroegste de volgende reguleringsperiode kan ingevoerd worden.

De hoeveelheid afgenomen reactieve energie zal afgerekend worden op basis van de reactieve energie die bovenop de forfaitair (F2) toegelaten hoeveelheid werd afgenomen.

Verder zal ook een maximumtarief ingevoerd worden dat uitgedrukt zal worden in €/kWh en dat een limiet zal vormen voor het globaal tarief. M.a.w. het tarief zonder het overschrijdingstarief, zonder reactieve energie en zonder tarief databeheer mag maximaal gelijk zijn aan het maximumtarief vermenigvuldigd met de bruto afname.

Voor wat betreft injectie wordt de bestaande tariefdrager kWh behouden. Er komt dus voorlopig geen capaciteitstarief voor injectie. Dit kan echter wel mogelijks ingevoerd worden in de daaropvolgende reguleringsperiode. Verder studiewerk zal hiernaar gedaan worden door de netbeheerder. De tariefstructuur voor injectie wordt weergegeven in Tabel 10 [9].

Tabel 10: Toekomstige (voorgestelde) tariefcomponenten en tariefdragers voor injectie door piekgemeten klanten op 26-1kV

Tariefcomponent	Tariefdrager
Netgebruik (incl. transmissie – beheer & ontwikkeling netwerkinfrastructuur)	€/kWh
Maximumtarief	Max

[12] https://www.vreg.be/sites/default/files/document/cons-2019-01.pdf

4. Oplossingen voor verhoogde zelfconsumptie en zelfvoorziening

4.1 Inleiding

Energiegemeenschappen zijn in opmars en zullen in de toekomst hoogstwaarschijnlijk een grote impact hebben op het energielandschap. Voor bedrijven als Iemants NV kan deelname aan een energiegemeenschap voor burgers opportuniteiten creëren zoals het leveren van energiediensten zoals flexibiliteit, aggregatie of opslag van energie. Echter, gezien het groot jaarlijks verbruik van Iemants NV is het voorzien van een eigen productie-installatie veel opportuner. Het aanleggen van een directe lijn naar een naburig bedrijf is hierbij noodzakelijk maar vormt geenszins een restrictie om vervolgens ook in een energiegemeenschap voor burgers in te stappen.

De versoepeling van de wetgeving in 2019 moet het eenvoudiger maken voor bedrijven die wensen te investeren in hernieuwbare energietoepassingen zoals een PV-installatie, maar daarvoor geen ruimte hebben op hun eigen dak of geen geschikt dak hebben, om een directe lijn aan te leggen naar een naburig bedrijf. De directe lijn biedt aldus opportuniteiten voor de grootverbruiker, gelegen naast het bedrijf die de potentiele terrein heeft voor de implementatie van hernieuwbare energie.

In dit hoofdstuk zal besproken worden hoe een PV-installatie en een opslagvoorziening dienen gedimensioneerd worden voor verhoging van zelfconsumptie, zelfvoorziening en piekreductie. Vervolgens zal een overzicht gegeven worden van de verschillende soorten opslagtechnologieën en zal de ontwerpmethodologie van een hybride opslagsysteem besproken worden. Ten slotte zal gekeken worden naar het belang van verbruiks- en opbrengstdata met hoge tijdsresolutie en het potentieel voor flexibiliteit in verbruiksprofielen.

4.2 Integratie hernieuwbare energiebronnen

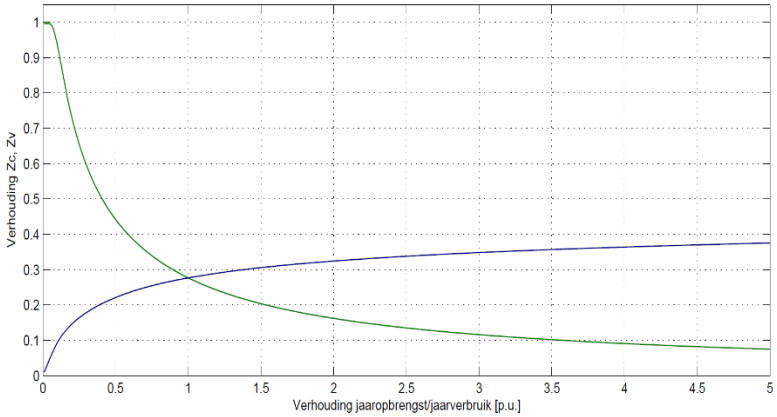
Nadat de energievraag in een bedrijf zoveel mogelijk geoptimaliseerd is, kan een logische volgende stap zijn om hernieuwbare energie te implementeren in het bedrijf. Het is dan ook van groot belang dat deze installaties correct gedimensioneerd zijn op het verbruiksprofiel. In dit hoofdstuk wordt dan ook stap voor stap omschreven hoe, op basis van het verbruiksprofiel van een bedrijf, men de hernieuwbare energie optimaal kan dimensioneren.

Om te evalueren in welke mate hernieuwbare energie kan geïnstalleerd worden op de bedrijfssite moet geweten zijn wat het ‘eigen verbruik’ (= energie die direct in de installatie verbruikt wordt) is die men kan bereiken bij een bepaalde hernieuwbare installatie. Hiervoor wordt veelal gebruikt gemaakt van twee parameters die een beter inzicht verwerven in zowel het economisch rendement van de installatie, evenals in een besparing van energiekosten van het bedrijf. Deze parameters vormen dan ook de basis voor het ontwerpen van een goed gedimensioneerde installatie.

Alvorens hierop in te gaan nog even verduidelijken dat de focus in deze studie ligt op PV-energie maar dat de definitie evenzeer geldig is voor elk ander hernieuwbare energiebron.

De **zelfconsumptie [Zc]** staat voor het aandeel van de opgewekte zonne-energie dat ogenblikkelijk verbruikt wordt in het eigen bedrijf. Ze wordt uitgedrukt door de verhouding van de eigen verbruikte PV-energie op de totale opgewekte energie afkomstig van de zonnepanelen. Hoe hoger de zelfconsumptie, hoe groter het economisch rendement.

De **zelfvoorziening [Zv]** staat voor het aandeel van de gevraagde energie die je ogenblikkelijk zelf kan voorzien. Het is de verhouding van de gevraagde energie die zelf geproduceerd werd op de totale gevraagde energie. Hoe hoger zelfvoorzieningsgraad, hoe meer er kan bespaard worden in energiekosten.



Figuur 10: Zelfconsumptie (groen) & zelfvoorziening (blauw) i.f.v. verhouding jaaropbrengst/jaarverbruik

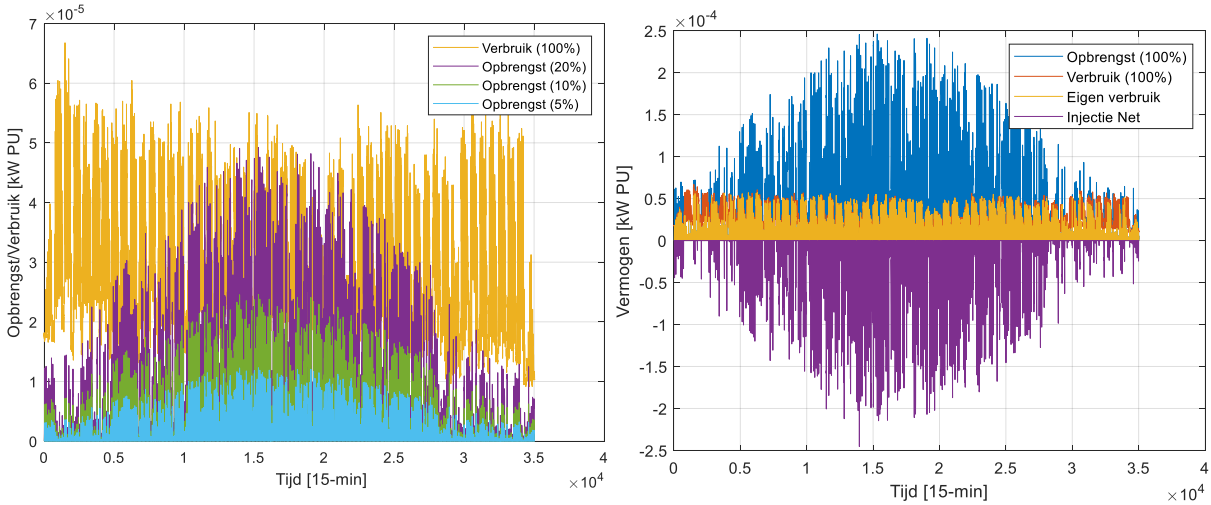
De curves in Figuur 10 zijn typische curves van de zelfconsumptie en zelfvoorziening voor residentiële woningen met een PV-installatie. Daar wordt, als er evenveel opbrengst als verbruik is op jaarbasis, ongeveer een zelfconsumptie en een zelfvoorziening van 30% verkregen. Dit betekent dat ze amper 30% direct in hun eigen installatie kunnen gebruiken en 70% terug in het distributienet injecteren.

Het mag duidelijk zijn, dat hoe kleiner de PV-installatie is, hoe hoger de zelfconsumptie en hoe lager de zelfvoorziening is. Met de nieuwe tariefstructuur in zicht zal een hoge zelfconsumptie belangrijker worden waardoor ook iets kleinere PV-installaties interessant kunnen worden.

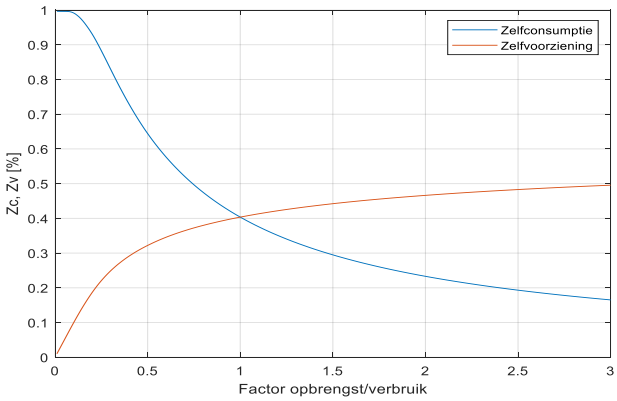
Bovenstaande figuur is voor een residentieel profiel, dewelke een ander verbruikspatroon heeft dan die van bedrijven. Echter is het niet mogelijk om, net zoals bij residentiele woningen ook voor bedrijven een standaard profiel te creëren.

Bedrijven moeten altijd individueel onderzocht worden om een inschatting te maken in de optimalisatiemogelijkheden. Als we iets dieper ingaan op deze case, hebben we een bepaald verbruiksprofiel en kunnen we daar PV-profielen op plaatsen van diverse groottes, zo worden we in staat gesteld om het potentieel van het bedrijf te verkennen. Dus de eerste stap bij bedrijven voordat er een analyse kan gemaakt worden, is het verkrijgen van data van hogere resolutie.

Indien deze data niet ter beschikking is, wordt geopteerd om voor een eerste verkennende studie de kwartierdata te gebruiken van Fluvius. Via deze data kan een eerste inschatting gemaakt worden van de optimalisatiemogelijkheden van het bedrijf. De profielen in Figuur 11 maken dan ook gebruik van de opgevraagde kwartierdata van Iemants NV , in combinatie met gemeten hernieuwbare energieprofielen afkomstig van het PV-park van de UGent.



Figuur 11: Verbruiksprofiel & diverse opbrengstprofielen



Verhouding PV/Verbruik [%]	Zc [%]	Zv [%]
10	99,16	9,92
20	93,12	18,62
30	82,97	24, 89
40	72,86	29,15
50	64,42	32,21
100	40,36	40,36

Figuur 12: Zelfconsumptie en zelfvoorziening casestudie

In Figuur 12 wordt de zelfconsumptie en zelfvoorzieningsverhouding weergeven bij diverse installatie-groottes. Bij een kleine PV-installatie (vb. 10 % totale verbruik) is men in staat om zo goed als alle zonne-energie direct in de eigen installatie te verbruiken, maar zal amper 10% van de totaal energie-verbruik opgevangen kunnen worden. Hoe groter de PV-installatie, hoe meer er wordt geïnjecteerd in het distributienet door het typische zonneprofiel karakter. De zelfconsumptie zal afnemen, maar de zelfvoorziening zal verder stijgen.

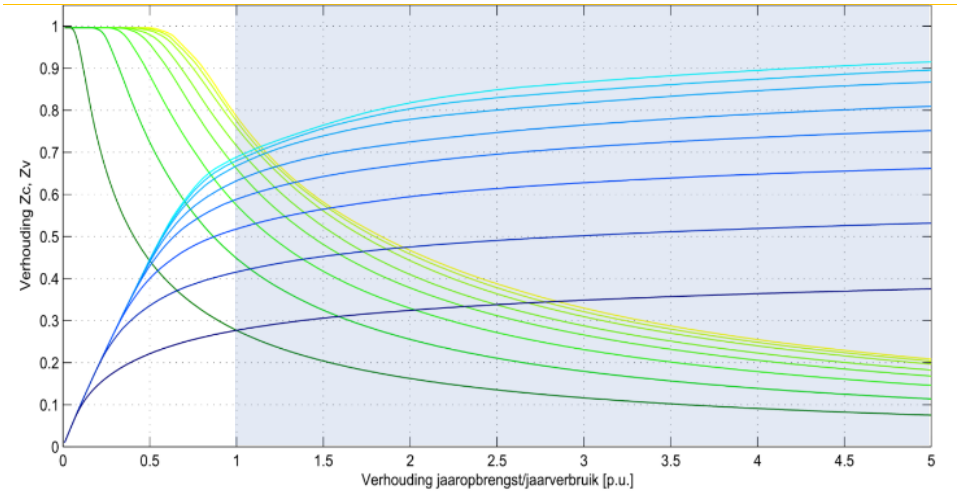
Om te bepalen tot op welk punt het nuttig is om te investeren in een PV-installatie wordt gebruik gemaakt van de methode van de wiskundige afgeleiden. Als de functie ‘eigenverbruik’ wordt afgeleid, kan er via de eerste afgeleide de mate van de verandering van deze functie achterhalen en zo dus de steilheid van het eigenverbruik. Via de tweede afgeleide kan de mate van verandering van de eerste afgeleide bepaald worden. Zo kan bepaald worden vanaf welke grootte-orde het eigenverbruik nog amper toeneemt.

4.3 Integratie opslag

De volatiliteit van hernieuwbare energie zorgt ervoor dat er steeds een mismatch is tussen verbruik en opbrengst. Tijdens de middag kan de piekopbrengst van een PV-installatie het verbruik overtreffen terwijl in de avond dan weer het omgekeerde geldt. Een energieopslagsysteem is uiterst geschikt om dat overschot op te slaan en dan weer te ontladen wanneer de vraag groter is. Dat zal de injectie naar het net verminderen en vooral ook de afname van het net reduceren. Dit betekend aldus dat het eigenverbruik zal toenemen waardoor de zelfconsumptie en de zelfvoorziening ook zal toenemen. Een energieopslagsysteem kan (tegelijk) ook aangewend worden voor reductie van de verbruikspieken. Industriële afnemers worden vandaag namelijk ook afgerekend op hun piekvermogen.

4.3.2 Verhoogde zelfconsumptie & zelfvoorziening

Het integreren van een opslagsysteem in een PV-installatie onder de vorm van batterijen verhoogt zowel de zelfconsumptie als de zelfvoorziening. Als voorbeeld wordt een typische residentiele verbruiksprofiel toegepast en wordt er hiervoor batterijopslag geïntegreerd. De zelfconsumptie en zelfvoorziening wordt andermaal berekend, deze keer voor verschillende opslaggroottes gaande van nul (donkergroen, respectievelijk donkerblauw) tot vijf kWh/MWh (geel, respectievelijk lichtblauw) verbruik (zie Figuur 13). Dit gaat over bruikbare opslag, dus geen reële batterijcapaciteit. Om de reële batterijcapaciteit te bepalen zal er omgerekend moeten worden op basis van het laad- en ontlaadrendement.



Figuur 13 Zelfconsumptie- en zelfvoorzieningsverhouding in functie van PV en opslag

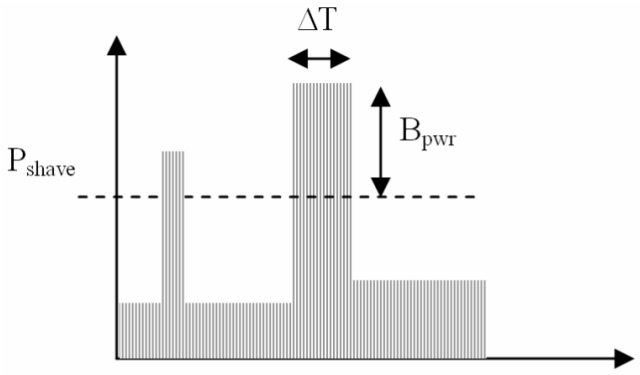
Figuur 13 toont duidelijk aan dat zowel de zelfconsumptie als de zelfvoorziening stijgt wanneer opslag wordt geïntegreerd. Beide curves snijden elkaar voor alle opslaggroottes op het punt waar de jaaropbrengst van de PV-installatie even groot is als het jaarlijks verbruik. Voor een opslaggrootte van 5kWh/MWh bedraagt Zc en Zv 71,7%. Uit Figuur 13 volgt nog dat vanaf een batterijgrootte van 1 à 1,5kWh/MWh het verder verhogen van de opslagcapaciteit weinig zin heeft, aangezien de zelfconsumptie en zelfvoorziening nog maar beperkt stijgen. Dit werd ook al eerder aangetoond. Deze cijfers zijn uiteraard enkel van toepassing voor residentiële toepassingen. Voor bedrijven is het net als bij de dimensionering van PV ook voor opslag noodzakelijk dat er vertrokken wordt van reële verbruiksdata van hoge resolutie.

Analoog als bij de optimale dimensionering van PV kan ook voor opslag het optimum berekend worden aan de hand van de wiskundige afgeleide. Echter, daar er nu sprake is van twee veranderlijken dient de gradiënt bepaald te worden. De methode wordt uitgebreid besproken en toegepast in de technische studie verder in deze tekst.

4.3.3 Peakshaving

De elektriciteitsfactuur voor industriële afnemers (klantengroepen Trans LS, 26-1 kV, > 26-36 kV en Trans HS) bestaat naast een energiecomponent ook uit een vermogencomponent. De digitale meter registreert het gemiddeld vermogen per tijdsinterval van 15 minuten, dit noemt men de piekmeting. Volgens de huidige tarifering wordt er gekeken naar de hoogste piek van de voorbije 12 maanden. Eén kortstondige piek is dus al voldoende om deze kost gedurende een heel jaar op de elektriciteitsfactuur tevoorschijn te zien komen. Een belangrijke bijdrage tot vermindering van de energiefactuur kan energieopslag zijn. Energieopslag maakt het voor de consument mogelijk om de vraag naar elektrische energie beter te verspreiden. De methode staat ook wel bekend als 'peakshaving'.

De energie kan in een batterij opgeladen worden gedurende de daluren maar men kan ook gebruik maken van de opgewekte hernieuwbare energie om de batterij op te laden. Om deze batterij of andere opslagvoorziening te dimensioneren is goede kennis vereist van het verbruiksprofiel. Vooreerst dient bepaald te worden tot op welk vermogen men het piekvermogen wil dempen, dit is in Figuur 14 aangeduid als P_{shave}. Het verschil tussen P_{shave} en het werkelijk piekvermogen bepaald welk vermogen de opslagvoorziening dient te kunnen leveren en dus ook de vereiste ontlaadstroom. Om de opslagcapaciteit te bepalen zal men moeten vastleggen hoeveel tijd het piekvermogen groter is dan de ingestelde P_{shave}.



Figuur 14: Dimensionering van de opslag voor peakshaving

$$E_{ESS} = B_{pwr}.\Delta T$$

Door deze tijd te vermenigvuldigen met het verschil tussen het piekvermogen en P_{shave}, in de figuur hierboven aangeduid door B_{pwr} kan de benodigde opslagcapaciteit berekend worden [10].

4.4 Overzicht opslagtechnologieën

Een opslagsysteem vormt de ultieme oplossing om de zelfconsumptie en zelfvoorziening te verhogen en zodoende de geproduceerde PV-energie optimaler te benutten. Daartoe bestaan verschillende technologieën die zich elk voornamelijk onderscheiden in energiedichtheid, vermogensdichtheid, rendement en kostprijs.

Dit overzicht zal zich beperken tot de elektrochemische batterijen, de supercondensatoren en de brandstofcel. Deze opslagtechnologieën zijn vandaag het meest volwassen of bezitten het meeste potentieel voor opslag van energie voor verhoging van zelfconsumptie, zelfvoorziening en/of piekreductie.

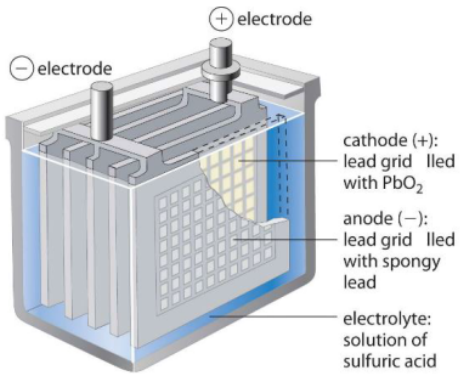
4.4.1 Elektrochemische opslag

BESS of batterij energy storage systems, bestaan uit batterijen om (overschotten van) elektriciteit op te slaan en deze vervolgens terug om te zetten naar elektriciteit. Voor batterijen kunnen we twee grote categorieën onderscheiden, zijnde de solid-state systemen (chemische actieve componenten bewegen niet) en de flow batterijen (chemische actieve componenten circuleren).

Er bestaat een grote variëteit aan batterijtechnologieën. Deze kunnen onderverdeeld worden in secondaire (= oplaadbare) en primaire (=niet oplaadbare) cellen.

4.4.1.1 Loodzuurbatterijen

De loodzuurbatterij is uitgevonden in 1859. De elektroden zijn vervaardigd uit lood en loodoxide en worden ondergedompeld in een elektrolyt bestaande uit een mengsel van zwavelzuur en gedestilleerd water (zie Figuur 15). Gedurende ontlading wordt er aan beide elektroden loodsulfaat gevormd en het elektrolyt verliest zijn zwavelzuur dat omgezet wordt in water.



Loodzuur batterij - elektrische karakteristieken	
Opslagcapaciteit	5 kWh
Energiedichtheid	120 – 150 kg
Rendement	50 – 95 %
Levensduur	500-800 cycli
Celspanning	1.95 – 2.1 V
Zelfontlading	3 – 20 % / maand

Figuur 15: Samenstelling en karakteristieken van loodzuurbatterijen

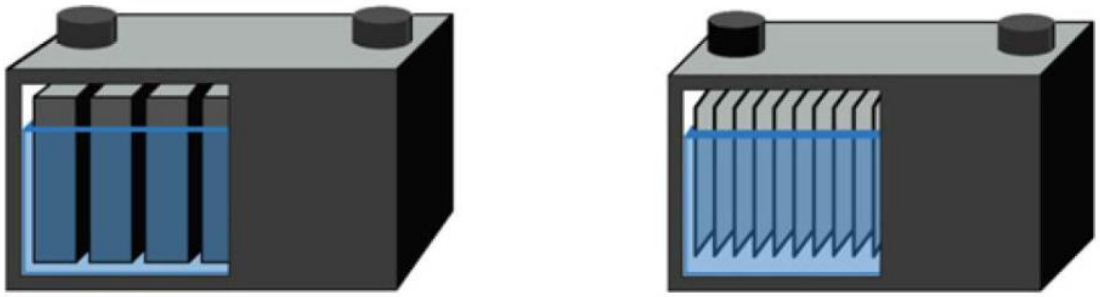
De voordelen van loodzuurbatterijen zijn de lage kost, ze zijn onderhoudsvriendelijk en het is een bewezen technologie. De nadelen van deze technologie zijn een lage energiedichtheid, temperatuurafhankelijk waterstof en zuurstofgasproductie.

Loodzuurbatterijen waren jarenlang het enige type batterij die veelvuldig werd toegepast voor opslag. Daardoor zijn er ook heel wat ontwikkelingen geweest omtrent dit type batterij. De bekendste types

zijn dan ook de FLA (flooded lead acid) en de VRLA (valve regulated lead acid) batterijen.

- **FLA batterijen**: de term flooded wordt gebruikt omwille van de volledige in het elektrolyt ondergedompelde elektroden. Tijdens het opladen van de FLA batterij moet het niveau van het elektrolyt steeds boven de elektroden liggen om schade aan de cel te vermijden. Dit vergt het regelmatig aanvullen van de cellen met gedestilleerd water daar door het opladen van de batterij er elektrolyse optreedt. (water splitst in ionen die onder het gasvormige H_2 en O_2 de cel ontsnappen.
- **VRLA batterijen**: werden ontwikkeld om de nood aan toevoeging van gedestilleerd water te elimineren en ervoor te zorgen dat de loodzuur cel in elke positie kan gebruikt worden. Ze werden zo ontworpen dat bij het opladen de aan positieve elektrode ontstane zuurstof (elektrolyse) terug gereduceerd wordt aan de negatieve elektrode tot water. Dit proces compenseert in grote mate het waterverlies. Echter is het proces geen ideaal proces, waardoor de overschot aan zuurstof en waterstof geventileerd moet worden. Daarom wordt er een druk regelklep voorzien.

Dimensionering van de elektroden, afstand tussen de elektroden en het gebruikte transportmedium (elektrolyt) is bepalend voor de elektrische karakteristieken en dus bepalend voor in welke toepassing deze batterijen het best gebruikt worden. De dimensionering van de elektroden bepaald grofweg twee types: vb. Tractie batterijen, ook wel deep cycle batterijen genaamd en startbatterijen. Figuur 16 geeft de loodzuurbatterij weer met dikke en dunne elektroden weer.



Figuur 16 Loodzuurbatterij met dikkere elektroden (1) en dunnere elektroden (2)

De tractie batterij heeft dikkere elektroden waardoor deze minder snel falen door corrosieve effecten. Deze nemen toe naarmate de batterij dieper wordt ontladen. De klemtoon bij dit batterijtype ligt ook bij de capaciteit. De startbatterij heeft vele dunne elektroden in parallel om lage resistiviteit en een grote actieve oppervlakte te bekomen. Ze laat geen diepe ontlading toe, de klemtoon ligt hier op vermogensdichtheid.

Binnen de VRLA-batterij wordt er op basis van het transportmedium nog een onderscheid gemaakt tussen gel- en AGM-batterijen (Absorbent Glass Mat) en VRLA batterijen. Een overzicht van de verschillende voor- en nadelen worden hieronder weergegeven.

Voordelen FLA:

- Lagere kost dan tractie VRLA batterijen
- Meer cycli bij grote DOD dan tractie VRLA batterijen
- Presteren beter in warmere klimaten
- Performanter dan tractie VRLA batterij bij het regelmatig partieel opladen

Nadelen FLA:

- Periodisch onderhoud noodzakelijk (=toevoegen gedestilleerd water)
- Rechtopstaand installeren
- Ontwikkeld gas bij opladen, ventilatie nodig!
- Hogere zelfontlading dan VRLA batterijen
- Presteert slechter in koude omgeving ten opzichte van VRLA batterijen
-

Voordelen gel VRLA:

- Betere performantie bij het regelmatig diep ontladen (tot DOD = 80%)
- Betere performantie voor laagvermogentoepassingen
- Capaciteit in functie van de tijd verloopt koepelvorming, terwijl bij AGM dit gradueel dalend is.

Voordelen AGM VRLA:

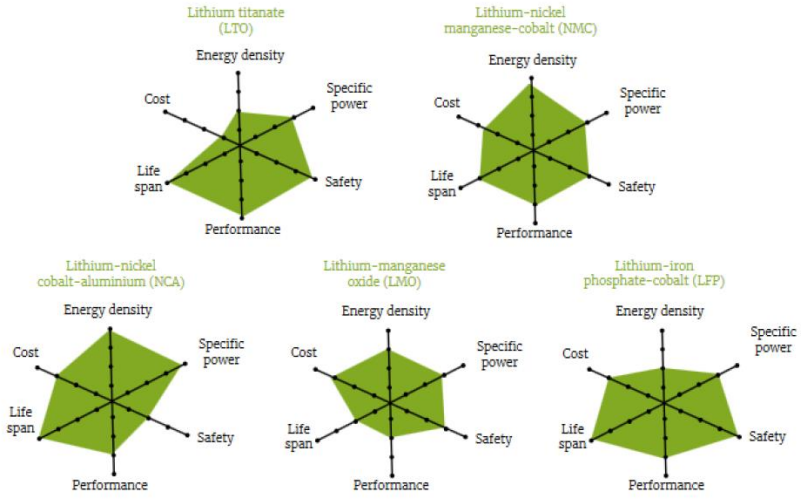
- Minder duur dan gel batterijen
- Laagste zelfontlading, ook ten opzichte van FLA batterijen
- Beter bestand tegen schokken/vibraties
- Best geschikt voor hoog vermogen toepassingen, ook ten opzichte van FLA

4.4.1.2 Lithium-Ion batterijen

Lithium-ion (kortweg li-on) batterijen zijn commercieel beschikbaar sinds 1990 met toepassingen in draagbare elektronische toestellen, elektrisch gereedschap, enz.

De werking van dit type batterij verschilt met de andere types opgesomde batterijen. De elektrodes fungeren nu als een inbeddingsmedium voor de ladingsdragende lithium ionen. Een elektrode kan een lithium-ion opnemen of afstaan met een slechts geringe verstoring van de elektrodestructuur. De elektrode fungeert dus als gastheer, met de ladingdragende lithium-ion als gast en het elektron als toegangskost. Het elektrolyt kan geen water bevatten daar lithium een alkalimetaal is in plaats daarvan wordt een lithium zout opgelost in een organisch solvent.

Lithium batterijen scoren wel slechter bij veiligheid. Bij oververhitting door overladen of bij een lek in de container kan de batterij ontbranden. Er bestaan veel verschillende soorten Lithium varianten, hieronder wordt een mooi overzicht gegeven omtrent de verschillende batterijbanken.



Figuur 17 Types Lithium batterijen

Voordelen Li-ion batterij:

- Hoge energiedichtheid
- Groot aantal cycli
- Vergt geen onderhoud
- Bewaart goed in ontladen toestand
- Hoog cyclusrendement

Nadelen Li-ion batterij:

- Duur
- Onveilig

4.4.1.3 Lithium ijzer fosfaat (LFP) batterij

Commercieel beschikbaar sedert 2006. Deze batterijtype is geëvolueerd uit de lithium-ion batterij. De kathode bij de LFP batterij bestaat uit LiFePO4. De LFP batterij heeft een lagere energiedichtheid dan de lithium-ion batterij, maar scoort beter op veiligheid, levensduur en vermogensdichtheid. Dit maakt de LFP batterij uitstekend geschikt voor elektrische voertuigen, elektrisch gereedschap, elektrische fietsen, etc.
De voordelen van de LFP batterij zijn:

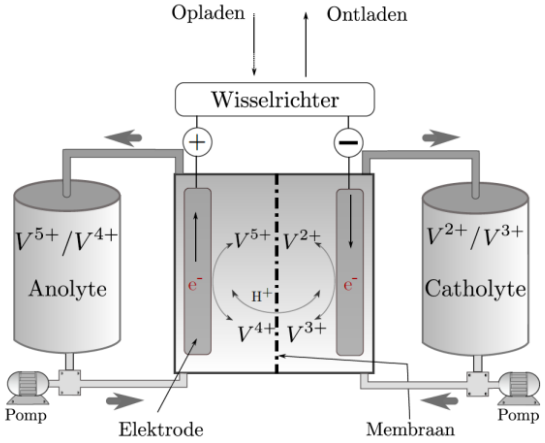
- Theoretisch relatief hogere capaciteit
- Goede chemische en thermische stabiliteit
- Goedkoop en éénvoudig voor productie
- Milieuvriendelijk, zowel in productie als in recyclage

De relatief lage geleidbaarheid belemmerde bij eerste ontwikkeling de invoering ervan in commerciele toepassingen. Intussen zijn reeds heel wat onderzoeksinspanningen gedaan om de elektrische geleidbaarheid te verhogen. Vandaag wordt de LFP batterij reeds op grote schaal gebruikt in elektrische gereedschap en verwacht men ook de integratie ervan in elektrische voertuigen [11].

4.4.1.4 Flow batterijen

Dit is een type herlaadbare batterij waar twee oplossingen (katholyte en anolyte) gescheiden zijn door een ion doorlatend membraam. De elektrode vloeistoffen worden dus in aparte tanks opgeslagen. Dit wordt weergegeven in Figuur 18. Aan de elektroden wordt het anolyte geoxideerd, het katholyte neemt elektronen op en wordt gereduceerd. Zolang er voldoende actief anolyte/katholyte voorhanden is gaat de elektronen overdracht verder. Indien een tegenovergestelde celspanning aangelegd wordt, gebeurd de tegengestelde reactie. Het voordeel van deze batterijen is dat de grootte van de tank de opslagcapaciteit bepaalt.

Deze opslagtechnologie heeft momenteel een zeer beperkte maturiteit, en is ofwel gebaseerd op ZnBr (Zink-Bromide) of VRB (Vanadium-Redox) technologie. Flowbatterijen zijn beter geschikt voor toepassingen waarbij een lange ontlaadduur belangrijk is, vb. energiediensten.



Figuur 18 Flow batterij

4.4.1.5 Overzicht

Tabel 11 vergelijkt de karakteristieken van verschillende vaak gebruikte batterijtechnologieën. Een eerste vaststelling is dat de energiedichtheid bij lithium-ion batterijen beduidend hoger ligt dan bij de andere soorten batterijen. Een batterij wordt in einde levensduur beschouwd wanneer de resterende batterijcapaciteit nog maar 80 % bedraagt van zijn begincapaciteit. Ook hier is het duidelijk dat de lithium-ion batterijen hier veel beter in scoren. De omgevingstemperatuur is hierbij een belangrijke parameter. De warmtedissipatie in de cellen heeft een grote invloed op de levensduur van de batterij.

De laad- en ontlaadstroom van een batterij wordt door fabrikanten veelal uitgedrukt in C-rates. Concreet betekent dat dat een batterij met een capaciteit van 1 Ah en een C-rate van 1C, 1 A kan ontladen in één uur. Een batterij van 0.5C zal 500 mA ontladen in twee uur, enz. Een voldoende hoge C-rate is vereist indien men hoge piekvermogens wil dempen. Li-on batterijen van het type mangaan en fosfaat bereiken de hoogste C-rate. Li-on batterijen zijn dan ook de duurste batterijtechnologie [12].

Tabel 11: Kwalitatieve vergelijking batterijsystemen

Specificaties	Loodzuur	NiCd	NiMH	Li-on		
				Kobalt	Mangaan	Fosfaat
Energiedichtheid (Wh/kg)	30-50	45-80	60-120	150-250	100-150	90-120
Interne weerstand	Heel laag	Heel laag	Laag	Gemiddeld	Laag	Heel laag
Levensduurcycli (80% DOD)	200-300	1000	300-500	500-1000	500-1000	1000-2000
Zelfontlading	5%	20%	30%	<5%		
Pieklaadstroom (beste resultaten)	5C 0.2C	20C 1C	5C 0.5C	2C <1C	>30C <10C	>30C <10C
Kost	Laag	Gemiddeld	Gemiddeld	Hoog		

In de technische studie zal louter de optimale bruikbare capaciteit bepaald worden en speelt de batterijtechnologie an sich geen rol. De economische analyse werd gebaseerd op een prijs van een Li-on fosfaat batterij.

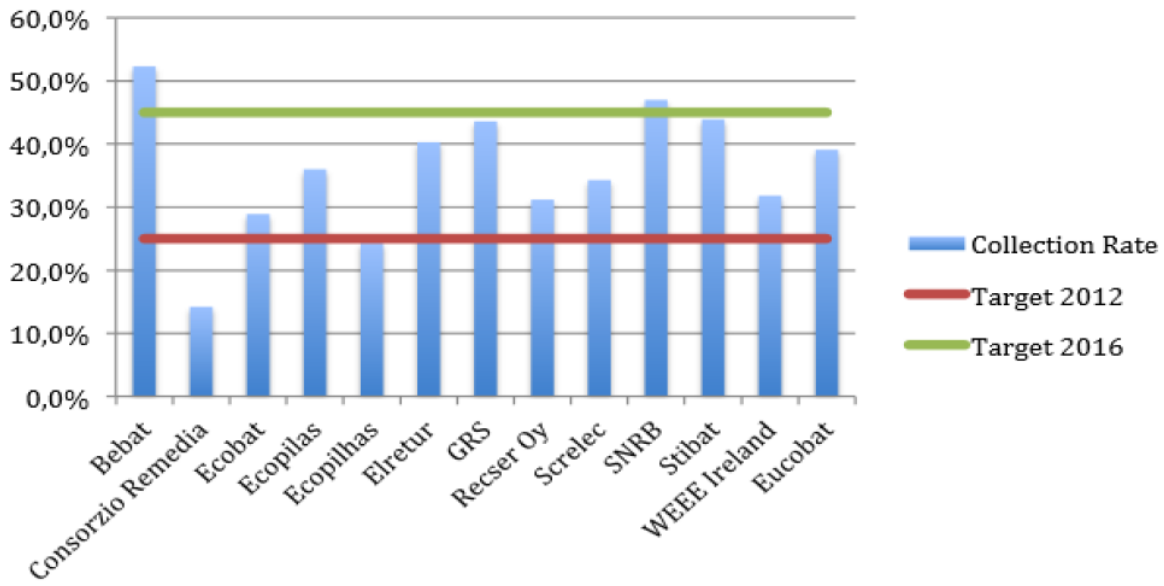
4.4.1.6 Second life batterijen

Veel batterijsystemen zijn schadelijk voor de omgeving, vandaar dat hier ook even aandacht wordt gegeven omtrent het recyclen van batterijbanken. Veel vragen rijzen wat er zal gebeuren met oude batterijen die de gewenste capaciteit niet meer kunnen leveren. In dit onderdeel wordt zowel het recycleren als het second life batterijverhaal behandelt.

Loodzuurbatterijen bevatten lood, nikkel cadmium batterijen ijzer en nikkel, dat op zich een zwaar metaal is. Dit leidt tot dalende hersenfunctie en gedragsproblemen wanneer het in de bloedstroom zou terechtkomen. Echter is lood in een gesloten verpakking ongevaarlijk, enkel bij productie (4%) en recycling (2%) komen er loodemissies vrij. Echter zijn de loodemissies de laatste 20 jaar met meer dan 75% gedaald. Wat toch wijst op een goede recycling in de voorbije jaren. Lithium batterijen daarentegen zijn gevaarlijk in contact met water (explosie gevaar). Gelukkige is er aanvaardingsplicht voor batterijen. Er geldt zowel een Vlaamse als een Europese regelgeving waarbij het verplicht wordt dat er een verzamelpunt is voor batterijen en accu's in elke lidstaat. Voor België vormt BEBAT het verzamelingsorganisme voor batterijen.

Daarvan zijn er meer dan 20 000 collectiepunten in België waar batterijen kunnen gedeponeerd worden. Dit alles wordt strikt opgevolgd door het OVAM, die verantwoordelijk zijn voor het sorteren van batterijen. Echter presteert België zeer goed als het aankomt op het jaarlijks inzamelen van batterijen. Meer dan 55% van de jaarlijks geproduceerde batterijen worden terug ingezameld, daarmee behoort België tot de top in Europa (Figuur 19). Daarnaast kan het zelf zijn dat bij een aanzienlijke hoeveelheid batterijen, een bedrijf interesse heeft om deze oude batterijen op te kopen. Een voorbeeld van zo'n bedrijf is RecuPbat, zij kopen oude batterijen op grote schaal aan om de materialen vervolgens te recycleren voor andere toepassingen. Het OVAM register[13] kan geraadpleegd worden voor andere firma's die zich eveneens bezighouden met het inzamelen en opkopen van batterijen.

[13] www.ovam.be/register_IHM

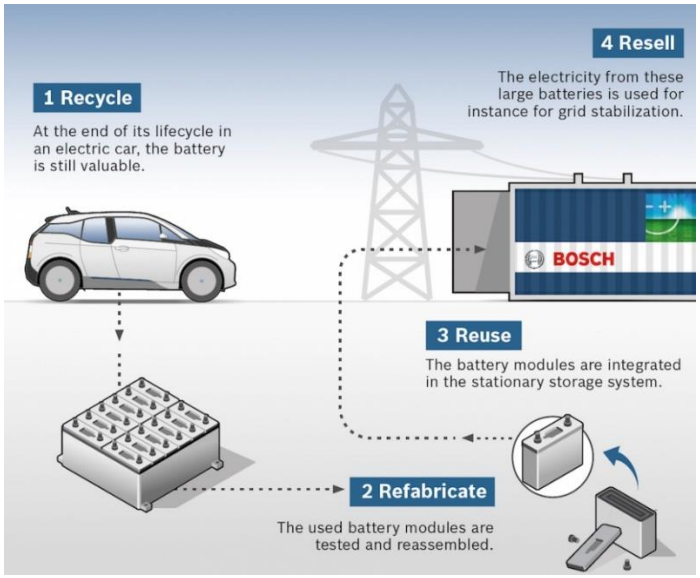


Figuur 19: Verzamelratio batterijen EU

Echter als het aankomt op een zware investering om capaciteit ter beschikking te stellen in het bedrijf, kan het concept second life batterijen leiden tot een goedkoper product die ook nog jaren kan werken als functie van back-up of in het concept van een verhoogde zelfconsumptie en zelfvoorziening (Figuur 20).

Figuur 20: Second life batterijen

De bedrijven Bosch, Vattenfall en BMW hebben zelf al een alliantie omtrent second life batterijen. Met de oudere batterijen van elektrische wagens (met een resterende capaciteit tussen de 70 à 85%) willen ze een grootschalig opslagsysteem uitbouwen om het stroomnet stabiel te houden. De energie zou binnen enkele seconden beschikbaar zijn en moet in staat zijn om te helpen het distributienet stabiel te houden. Zo hebben ze al een energiehub met een totaal piekvermogen van 2325 kW en een totale capaciteit van 3000 kWh (combinatie van Li-ion batterijen en Vanadium Redox Flow batterijen).



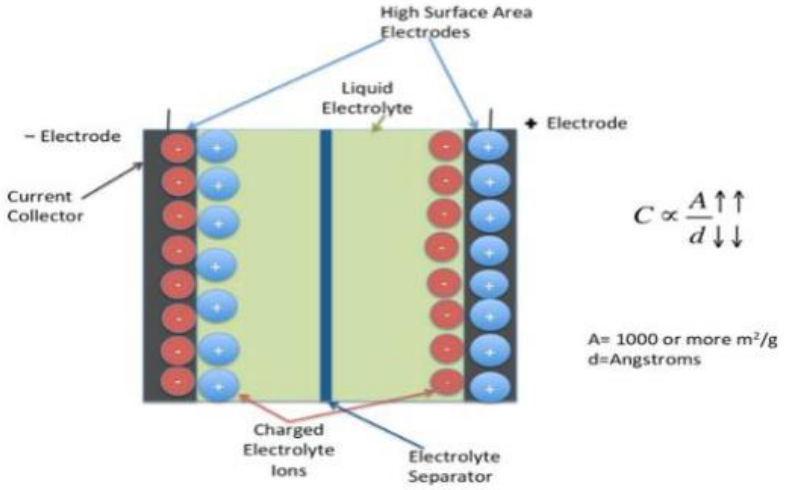
Figuur 21: Accu's elektrische voertuigen zorgen voor stabiel stroomnet

Ook in Nederland is er al een snellaadstation tussen Utrucht en Amsterdam, waar een groot batterijpack helpt om piekstroom te leveren. De opslag is opgebouwd uit afgeschreven autobatterijen en moet een piekbelasting opvangen met het 90 kWh grote batterijpakket (Figuur 21). Hiermee worden grote kosten voor de aanleg van kostbare netkabels vermeden. Ook in bedrijven kunnen dergelijke batterijen voor een kostenefficiënte oplossing zorgen en helpen in het de sturing van het vraagprofiel.

4.4.1.7 Elektrische opslag: supercondensatoren

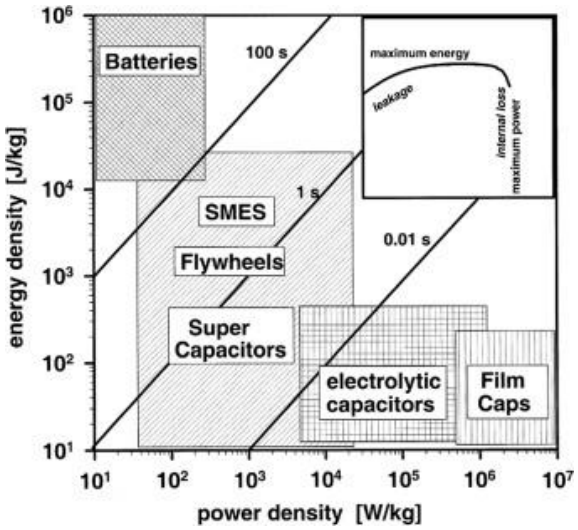
Een condensator slaat energie op als een elektrische lading. Ook condensatoren zijn zeer snel op te laden en behoorlijk efficiënt. De laatste jaren wordt veel onderzoek gedaan naar ultracondensatoren. Ideaal om auto's mee op te laten in enkele seconden t.o.v. enkele uren met standaard accu's. Ultracondensatoren zijn wel niet erg groot, per kg kan maar 0.03 kWh worden opgeslagen

Supercondensatoren bestaan uit 2 geleidende elektroden die zich op een kleine afstand van elkaar bevinden, een elektrolyt en een separator die beide elektroden elektrisch van elkaar scheidt. Wanneer men een bepaalde spanning aanlegt, worden de ionen in het elektrolyt naar de elektrode aangetrokken met het tegengestelde teken (positief of negatief) aan de lading van het ion. Deze tegengestelde ladingen produceren een elektrisch veld waarin energie wordt opgeslagen. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 22 In tegenstelling tot batterijen vloeien er geen ionen van de ene naar de andere elektrode.



Figuur 22: Supercondensator

Supercondensatoren kunnen eveneens geïntegreerd worden met een batterijsysteem en aldus een zogenaamde hybridesysteem vormen. Hierdoor ontstaat een ontkoppeling van de vermogen- en energiekarakteristieken. Supercondensatoren zijn een heel interessante opslagsysteem daar ze de kloof tussen de elektrolytische condensatoren en batterijen dichten. Deze laatste heeft een grotere energiedichtheid maar een kleinere vermogendichtheid t.o.v. elektrolytische batterijen. Zie hiervoor ook het Ragone grafiek met de situering van de supercondensator:



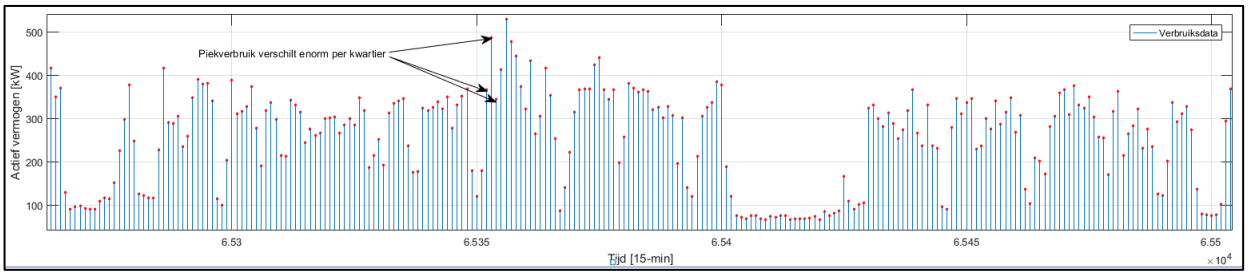
Figuur 23: Ragone grafiek

Supercondensatoren vinden hun toepassingen in o.m. het reduceren van verbruikspieken, regeneratie bij dynamische remsystemen,..

Case:

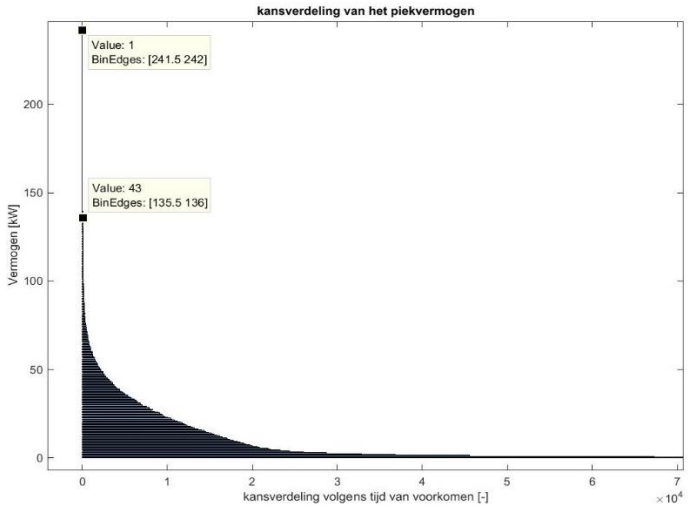
Een werkelijke case dat in het verleden onderzocht werd door Universiteit Gent betreft een afvalverwerkingsbedrijf. Het bedrijf heeft een aansluiting van 800 kVA en het vermogen kent veel kortstondige vermogenvariaties. Deze vermogenvariaties met soms heel hoge pieken leiden frequent tot stroomuitval. Het spreekt voor zich dat deze stroomuitvallen ernstige gevolgen hebben op econo-

misch vlak voor het bedrijf. Bovendien zijn ze enkel duidelijk waar te nemen op verbruiksdata gemeten op secondenbasis (Figuur 24). Het belang van data van hoge resolutie wordt besproken in paragraaf 4.6.



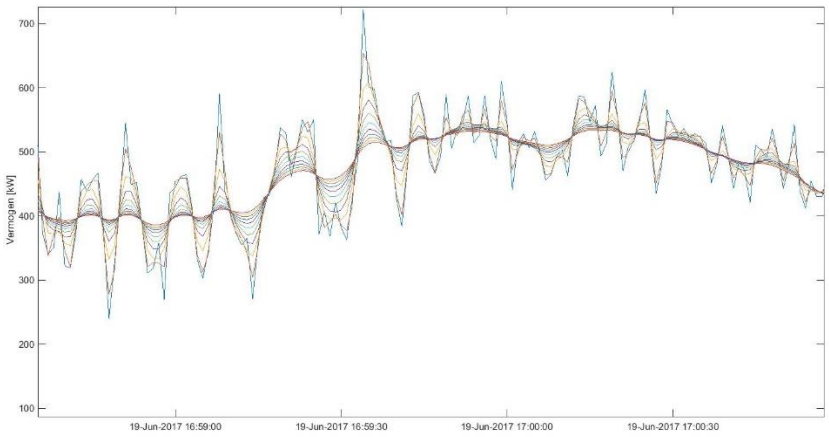
Figuur 24: Secondendata verbruik - case afvalverwerkingsbedrijf

Een weergave van het piekvermogen in een frequentiediagram laat toe om éénvoudig te achterhalen hoeveel maal een bepaalde piekvermogen optreedt. Dit is voor deze case berekend en weergegeven in Figuur 25. Zoals blijkt uit de frequentiediagram worden de hoogste pieken maar een heel beperkt aantal keren bereikt gedurende het jaar. De consument moet zich bewust zijn van de hogere installatiekosten wanneer hij kleine pieken wil wegwerken die maar een paar keer optreden.



Figuur 25: Frequentiediagram - case afvalverwerkingsbedrijf

Het dynamische respons van een supercondensator zijn uitermate geschikt voor het opvangen van dergelijke pieken. Het dimensioneren van een supercondensator bestaat er in eerste instantie in te bepalen hoeveel netto energie er dient opgeslagen te worden. Dit hangt af van de mate waarin de pieken gedempt dienen te worden en de kost die daaraan vasthangt. Het is in elke geval zo dat in functie van de capaciteit het verbruiksprofiel kortstondig meer of minder afgevlakt wordt.



Figuur 26: Afgevlakte verbruiksprofiel - case afvalverwerkingsbedrijf

4.4.2 Chemische opslag: waterstof

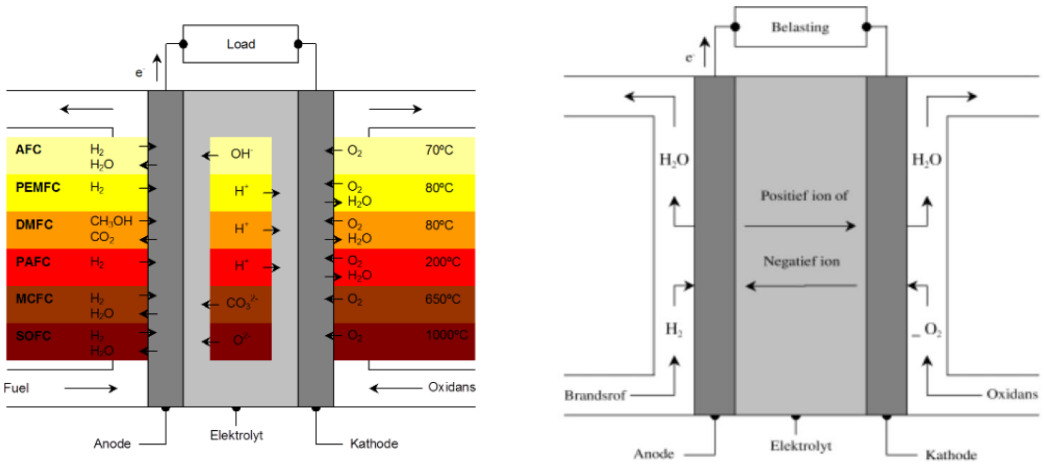
Waterstofopslag is een veelbelovende technologie voor lange termijn energieopslag (dagen tot maanden) dankzij zijn heel lage energieverlies over de tijd. Waterstof wordt opgeslagen onder druk in gasflessen of tanks, en dit kan praktisch worden uitgevoerd voor onbeperkte tijd. Voor stationaire toepassingen is gasvormige opslag onder hoge druk de meest populaire keuze. Grote hoeveelheden waterstof kunnen opgeslagen worden in ondergrondse zoutcavernes en buizensystemen. Kleinere hoeveelheden worden opgeslagen in bovengrondse tanks of flessen onder een druk tot 900 bar. Dit vormt de meest geschikte methode voor KMO`s.

Waterstof kan gegenereerd worden aan de hand van een zogenaamde Power-to-Gas-proces. Power-to-Gas (P2G) is, zoals de naam het zelf zegt, de conversie van elektriciteit naar gas. Het meest voorkomende proces is elektrolyse waarbij water (H_2O) met behulp van elektriciteit wordt gesplitst in waterstof (H_2) en zuurstof (O_2). Het is dan ook de bedoeling dat met de overschotten van decentrale energieproductie (zoals wind of zon) men in staat is het 'P2G' net te bevoorraden met de grondstof (= overschot elektriciteit). P2G onderscheidt zich van andere energieopslag doordat het naast energieopslag, ook nog andere functies kan vervullen, waardoor de businesscases voor P2G diverser zijn.

Na het omzettingsproces P2G zal een omgekeerd proces vereist zijn bij energievraag. Dit kan gerealiseerd worden aan de hand van een brandstofcel. De brandstofcellen bestaan, net zoals batterijen, uit individuele elektrochemische cellen. Echter wordt in tegenstelling tot batterijen, voor deze technologie een brandstof gebruikt (meestal waterstof of aardgas). De brandstofcel vereist dus een continue aanvoer van brandstof (geen gesloten medium zoals batterijen) om een chemische reactie te onderhouden en zo elektrische energie te produceren. Dit is dan ook het grootste verschil tussen brandstofcellen en batterijen. Batterijen hebben een beperkte interne brandstofcapaciteit, dit in tegenstelling tot de brandstofcel die een continue brandstofaanvoer van buitenaf kan gebruiken. Bij het proces komt dus zowel elektriciteit, als warmte vrij.

Brandstofcellen wekken, net zoals batterijen ook gelijkstroom op, deze moet omgezet worden in wisselstroom met de nodige vermogenelektronische omvormersystemen. Het werkingsprincipe wordt Figuur 27 schematisch weergegeven. Tussen de twee elektroden bevindt zich een ionen geleidend elektrolyt. Waterstof wordt langsheen de anode gestuurd, zuurstof langsheen de kathode. Aan de anode treedt een chemische reactie op waarbij elektronen en ionen geproduceerd worden. Deze elektronen bewegen zich langs een uitwendig circuit naar de kathode en drijven ondertussen een belasting aan. De ionen migreren doorheen de elektrolyt eveneens naar de kathode, waar samen

met de elektronen en zuurstof een nieuwe chemische reactie optreedt en water gevormd wordt.



Figuur 27: Werkingsprincipe brandstofcel

Op vandaag zijn er verschillende soorten brandstofceltechnologieën. Het onderscheid wordt hoofdzakelijk bepaald op basis van hun gebruikte elektrolyt en de werkingstemperatuur.

Voordelen brandstofcel

- Hoge energiedichtheid (1 kg waterstof bevat 3x zoveel energie als 1 liter benzine en aardgas
- Seizoensopslag is mogelijk
- Milieuvriendelijk – water als afvalstof.

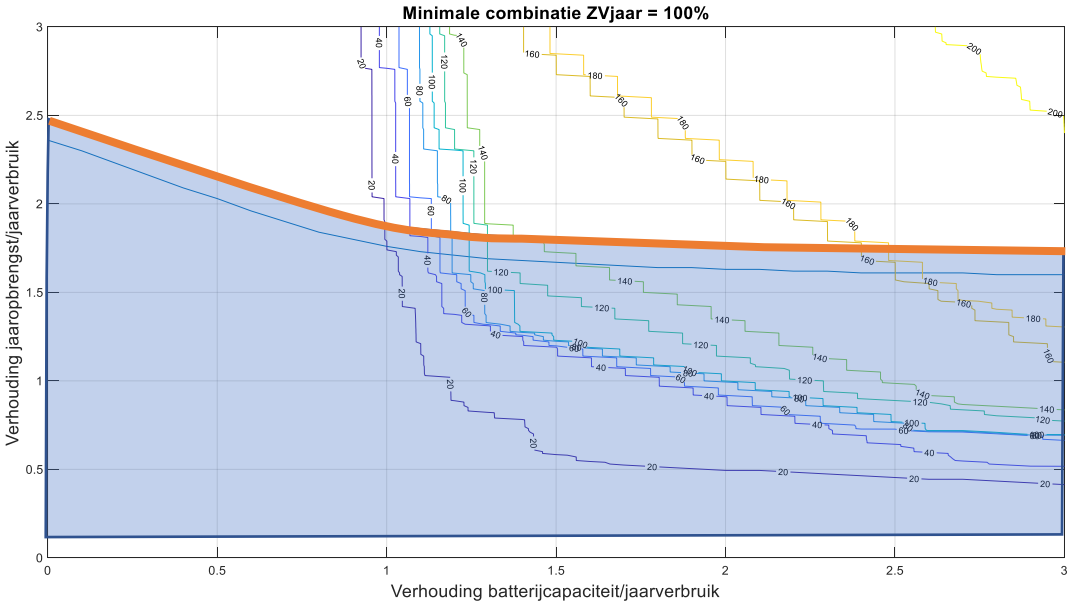
Nadelen brandstofcel

- Volume, een waterstoftank voor in de auto is groter dan een conventionele brandstoftank en levert een kleinere actieradius op.
- Waterstof is geur- en kleurloos, lekken en vlammen onzichtbaar. Daarnaast heeft waterstof een 20 x lager ontstekingspunt dan benzine.
- Waterstof vloeibaar opslaan kost veel energie omdat het gekoeld en onder druk moet gebeuren
- Rendement van ongeveer 40% (Power-to-Gas-to-Power)

Case:

Een klant wenst in zijn huishouden zelf in zijn energie te voorzien en volledig netonafhankelijk te zijn. Daartoe werd aan Universiteit Gent (EELab/Lemcko) gevraagd om de nodige systemen hiervoor optimaal te dimensioneren en technisch uit te werken. Met enkel een PV- en batterijsysteem is dit uiteraard niet haalbaar. Daarvoor zou een absurd grote PV en batterijsysteem moeten voorzien worden. Om de zelfvoorziening verder te verhogen werd daarom geopteerd om de haalbaarheid van een waterstofopslagsysteem te onderzoeken. Hierbij wordt tijdens de zomermaanden de brandstofcel weinig aangesproken en zal er vooral waterstof geproduceerd en opgeslagen worden. Tijdens de wintermaanden zal de brandstofcel vaker aangesproken worden maar zal er dan weinig brandstof geproduceerd worden. Bovendien is het zo dat een brandstofcel die wordt gebruikt voor opslag op korte termijn of intermitterend gebruikt wordt nefast een lagere efficëntie heeft. Het is daarom belangrijk dat het aantal opeenvolgende dagen dat de netgebruiker de waterstofopslag niet aanspreekt te maximaliseren. De waterstofopslag zal dus vooral fungeren als seizoensoplag. Figuur 28 geeft aan dat

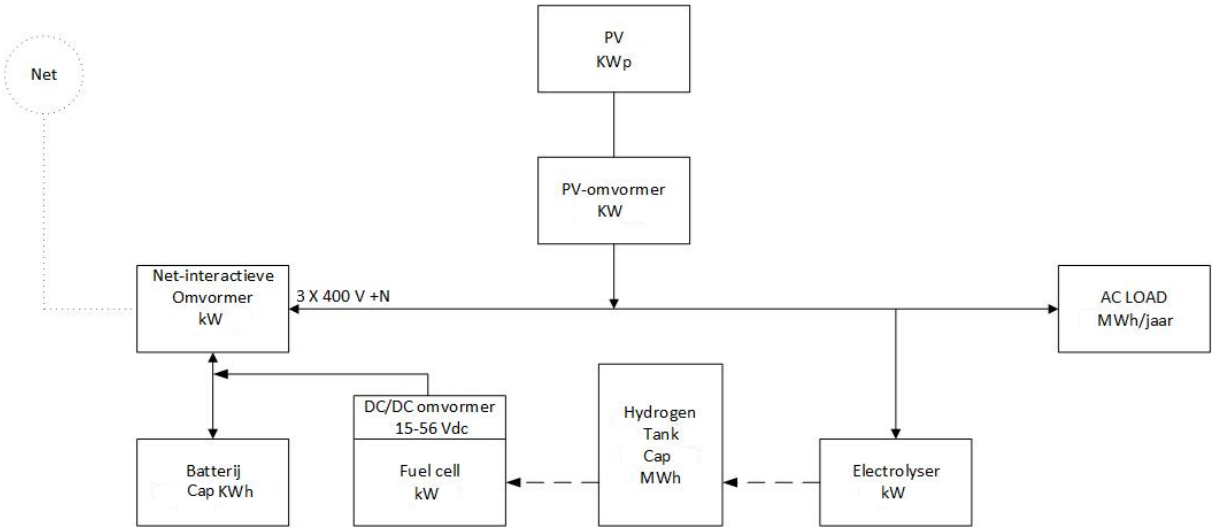
deze aantal dagen toenemen naarmate de PV-installatie en de batterij groter gedimensioneerd wordt.



Figuur 28: Dimensionering van batterij en PV in functie van het aantal opeenvolgende dagen waarop een zelfvoorziening van 100% bereikt wordt - case waterstof

Echter, dit is in de veronderstelling dat er geen verliezen optreden bij het omzettingsproces en bij de opslag van waterstof. Typisch hebben dergelijke waterstofopslagsystemen een totaalrendement van 30%. Dit betekend dat er dus veel meer PV dient geproduceerd te worden. De blauwe zone stellen de punten voor waarbij de PV ontoereikend is om de nodige waterstof te produceren en de optredende verliezen te dekken. De oranje lijn duidt de minimale nood aan PV en batterijcapaciteit rekening houdende met alle rendementen.

Het geheel van de installatie bestaat dus uit een PV-installatie een, elektrochemische batterij, een electrolyser, een brandstofcel en een waterstofoplsagtank. Deze installaties worden op een gemeenschappelijke DC-bus aangesloten teneinde de conversieverliezen te beperken. Figuur 29 geeft het concept van de installatie weer.

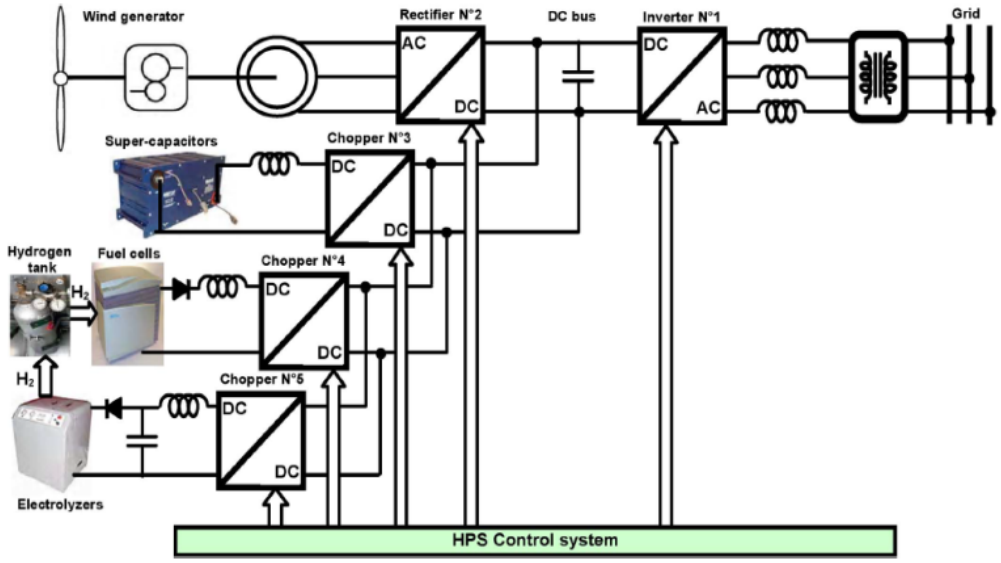


Figuur 29: Concept van de installatie - case waterstof

4.5 Ontwerp van een hybride opslagsysteem

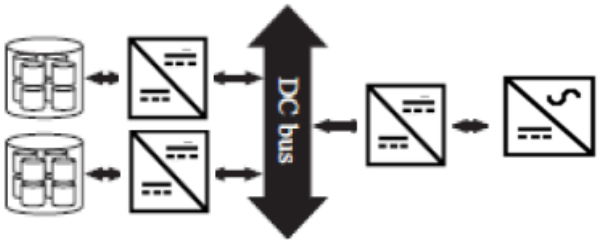
Het grote verschil tussen een conventionele 'energy storage system' en een hybride opslagsysteem (kortweg HESS: hybrid energy storage system) is dat bij een HESS een betere afstemming wordt gemaakt tussen correcte opslageenheden vinden voor zowel vermogens- evenals energievraag, terwijl bij conventionele systemen een middenweg moet gezocht worden die afwijkt van het optimum. Echter omvat het hybride opslagsysteem wel een complexe sturing die bepaald welk type opslag aangesproken moet worden zodanig diverse opslagtechnologieën optimaal kunnen in gezet worden voor een optimalisatie te verkrijgen in de opbrengst- en verbruiksprofielen. Daarnaast kan zowel de systeemefficiëntie en de totale kost beperkt worden door gebruik te maken van een hybride opslagsysteem. De meest voorkomende hybride opslagtechnologieën zijn:

- Batterij – supercaps/vliegwielen
- Batterij – Batterij
- Batterij – brandstofcel & electrolyzer



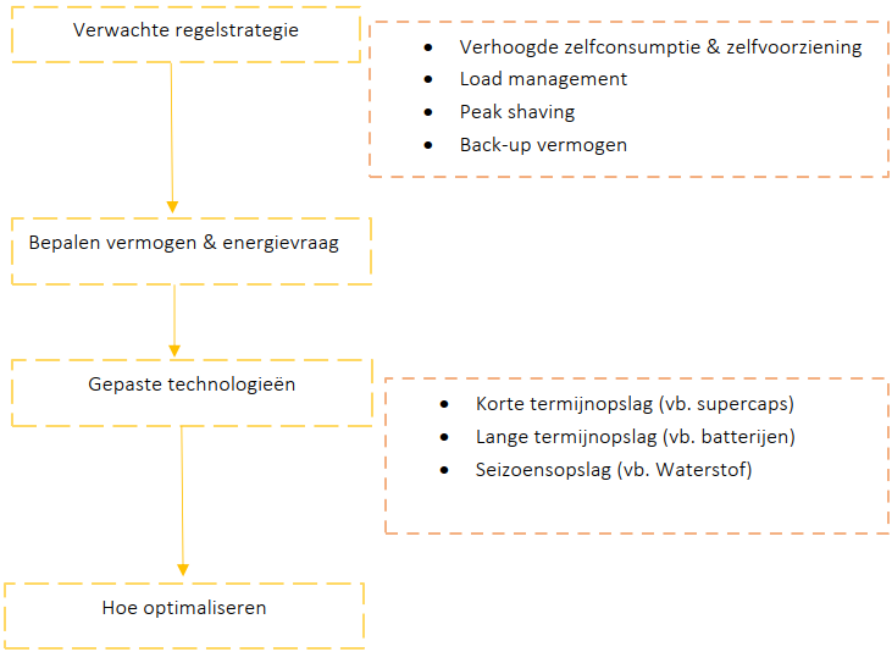
Figuur 30 Voorbeeld hybride opslagsysteem

De meest optimale architectuur naar schaalbaarheid, energie-efficiëntie en benutting is de common DC-bus architectuur. Bovendien kunnen bij een common DC-bus de componenten nu ook optimaal fungeren waardoor een betere controlestrategie kan uitgewerkt worden.



Figuur 31 Common DC-bus

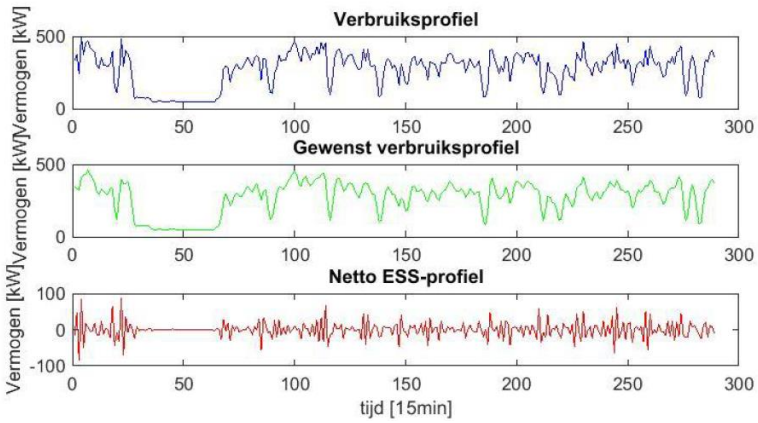
Stappenplan bij het dimensioneren van een HESS



Figuur 32: Stappenplan voor het dimensioneren van een HESS

1) Regelstrategie

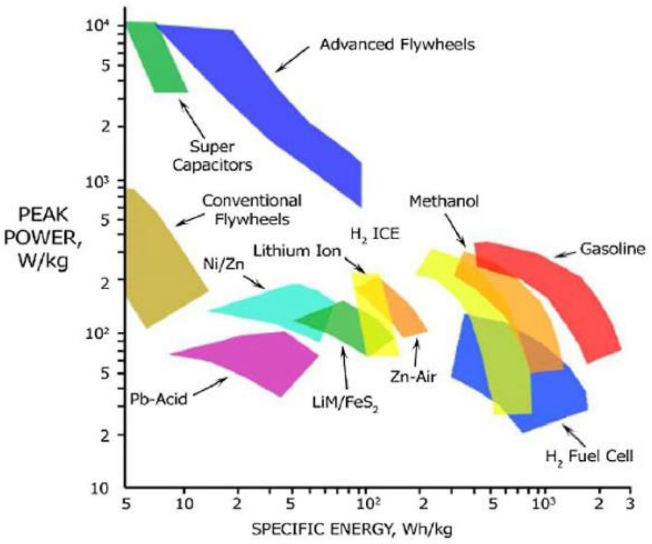
Eerst en vooral moet de gepaste regelstrategie worden bepaald in samenspraak met de klant. Wat is voor de klant prioritair? Is de klant aangesloten op een zwak distributienet waarop teveel uitval voorkomt of is het meer voor een optimalisatie van de energiestromen binnen het bedrijf zelf? Om te kunnen antwoorden op bovenstaande vraag voor een geschikt regelalgoritme te vinden is er natuurlijk ook data vereist. Aan de hand van de data kan opgemerkt worden indien er teveel afgenomen wordt van het distributienet,… en kan zo een geschikte regelstrategie gezocht worden. De klant kan vereisen dat bv. pieken in zijn profiel zoveel mogelijk worden afgevlakt om zo hoge boetes te vermijden. Zo wordt er een bepaald netto ESS-profiel verkregen die moet kunnen aangeleverd worden (Figuur 33). Men moet er echter wel mee rekening houden dat niet alle regelstrategieën continue kunnen uitgevoerd worden. Er zullen keuzes moeten gemaakt worden gemaakt dewelke prioritair zijn ten opzichte van andere. Zodanig wanneer er plots een uitval optreedt, dat er al niet teveel energie uit het systeem is door een optimalisatie van de zelfconsumptie en de zelfvoorziening en zo de uitval niet kan vermeden worden.



Figuur 33: Gewenst HESS-profiel

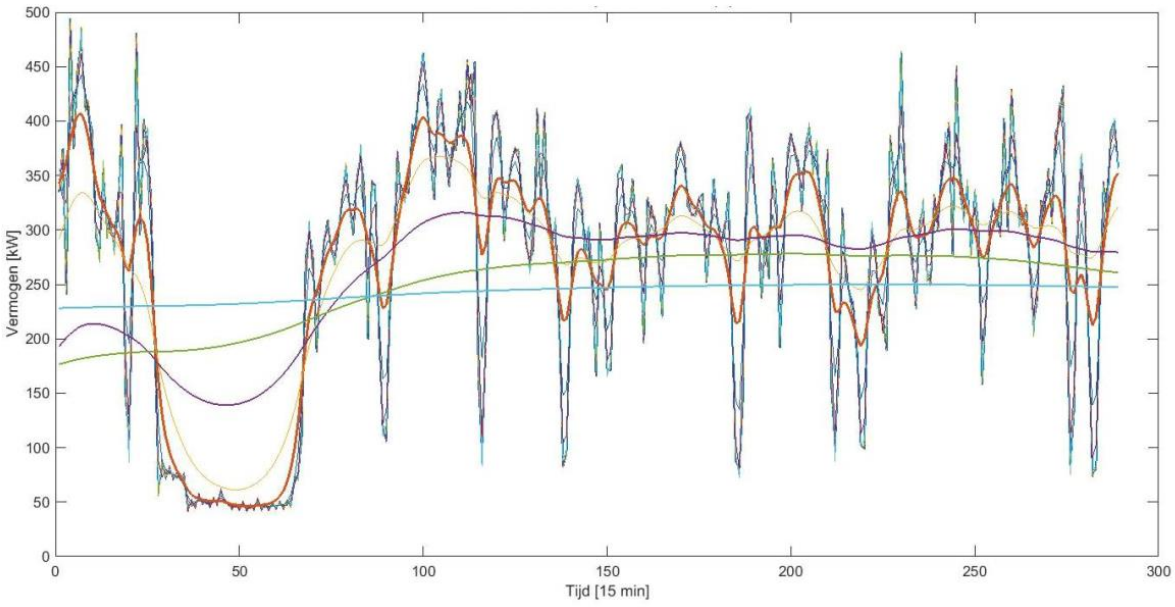
2) Vermogen en energie-omvang bepalen

Om bovenstaand voorbeeld verder uit te diepen wordt hieronder een figuur (Figuur 35) weergegeven waarbij een verbruiksprofiel afgevlakt wordt in toenemende gradaties om zo te onderzoeken in welke mate piekafvlakking kan toegepast worden voor het bedrijf en welke opslagtechnologieën het netto profiel kunnen aanleveren.



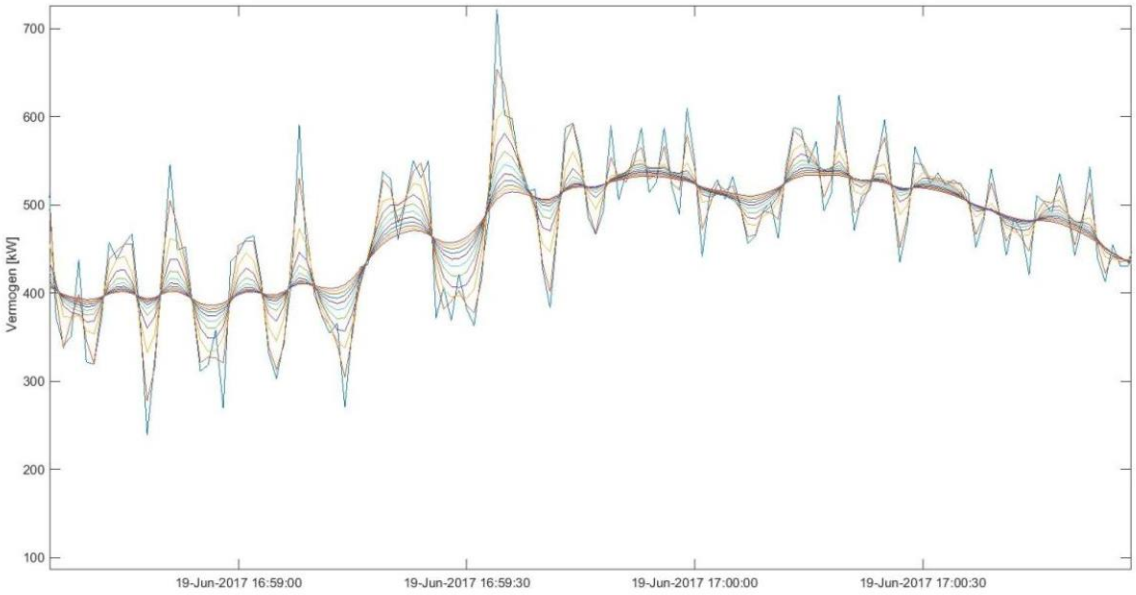
Figuur 34: Ragone grafiek - Piekvermogen vs specifieke energie

Het spreekt voor zich dat een beperkte afvlakking kan gerealiseerd worden met een opslagvariant die eerder vermogen ter beschikking stelt dan energie, terwijl een drastische afvlakking quasi evenveel vermogen zal vergen maar nog veel meer energievolume. De verhouding vermogen t.o.v. energie zal dus wijzigen in functie van het gewenste eindresultaat. Het Ragone plot in Figuur 34 geeft verschillende technologieën weer in functie van de gewenste vermogen- en energiedichtheid.



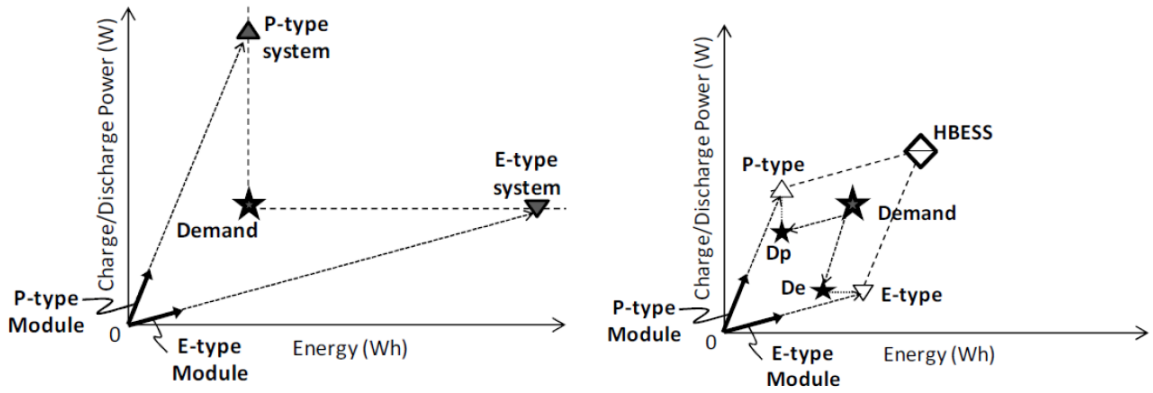
Figuur 35: Gradaties van piekafvlakking door korte en lange termijn opslag

Als vervolgens het gewenst profiel wordt bepaald volgens technische en economische overwegingen, betekent dit dat een bijkomende bouwsteen moet toegevoegd worden aan de elektrische installatie om dit wensprofiel te realiseren. Deze bouwsteen, een combinatie van één of meerdere opslagtechnologieën, zal energie opslaan en afgeven volgens een bovenliggend managementsysteem. Figuur 36 is een voorbeeldweergave van een profiel dat een hybride opslagsysteem dient te volbrengen om pieken te absorberen. Intern verdeelt dit hybride systeem de energie onder twee technologieën, waarbij de ene focust op energiedichtheid en de andere op vermogensdichtheid. Een instelbare grens bepaalt in dit voorbeeld wanneer welk subsysteem wordt aangesproken. Onder de grens wordt beroep gedaan op een minder dynamische technologie om energie uit te wisselen, bijvoorbeeld loodzuurbatterijen. Anderzijds wordt bij het overschrijden van de grens beroep gedaan op een technologie die de vereiste dynamica wel in zich heeft om vermogen te genereren of te leveren, zoals bv. vliegwielen. Dit voorbeeld is slechts een illustratie van één van de vele oplossingsstrategieën die kunnen gevolgd worden.



Figuur 36: Profiel HESS met batterijen en vliegwielen

Ongeacht de strategie of behoefte van de eindgebruiker wordt telkens dezelfde oplossingsmethodiek toegepast: de wens van de eindgebruiker vertaalt het huidig lastprofiel naar een nieuw lastprofiel. Om deze hindernis te nemen is een opslagsysteem nodig dat afhankelijk van de wensen een bepaald vermogen en energievolume moet bezitten. Deze technische vereisten kunnen aangevuld worden met benodigde levensduur, duurzaamheid en investeringskost om tot één of meerdere technologieën te komen. Echter zal met één opslagsysteem nooit een optimum kunnen verkregen worden in zowel vermogen- evenals energie, maar zal een gulden middenweg moeten gezocht worden naar een gepast opslagtype die daar het dichtst bij aanleunt. Bij het combineren van opslagsystemen kan het ene opslagsysteem zich voornamelijk focussen op de vermogensvraag (P-type) terwijl het ander gekozen wordt vanuit het standpunt energievraag (E-type) om zo de werkelijke vraag (Demand) van de klant beter te benaderen (Figuur 37). Vervolgens wordt de procentuele bijdragen van elk subsysteem in het totaal systeem gevarieerd om een technisch optimum in te schatten van de grootte van elk bouwsteen.



Figuur 37: Vergelijking single storage en hybrid storage

3) Technologiekeuze

Om technologieën uit te kiezen voor de P- en E-type componenten kan er gebruik gemaakt worden van selectiematrices weergegeven in Figuur 38 en Figuur 39. Die kunnen helpen door een bepaald gewicht te geven aan specifieke parameters van de opslagtechnologieën. Dit is natuurlijk een algemeen overzicht, dus indien specifieke gegevens aanwezig zijn van de technologie die men welk gebruiken, kan men deze gebruiken en zo een categorisatie maken van de opslageenheden en hun meerwaarde in het hybride opslagsysteem. In onderstaand voorbeeld wordt zo voor het vermogen te leveren, gekozen voor een supercapaciteit, terwijl een Li-ion batterij gekozen werd voor zoveel mogelijk aan de energievraag te voldoen.

Criteria	Specific Energy	Specific Power	Energy Efficiency	Response time	Durability	Capital cost ($/kW h)	Ease of Implementation	Total Points
Criterion Weight (ESS-E)	20	10	10	10	10	20	20	
Lead Acid	4	3	4	4	2	4	5	3.90
Li-ion	5	4	4	4	3	3	5	4.10
NaS	5	3	4	4	3	3	2	3.40
Flow Batteries	5	1	5	4	4	3	3	3.40
HSS	5	2	2	3	3	1	3	2.90
SC	2	5	5	5	5	2	4	3.60
SMES	2	5	5	5	5	2	3	3.30
Flywheel	3	5	4	5	5	2	2	3.40

Figuur 38: Selectiematrix hybride opslag – Energie

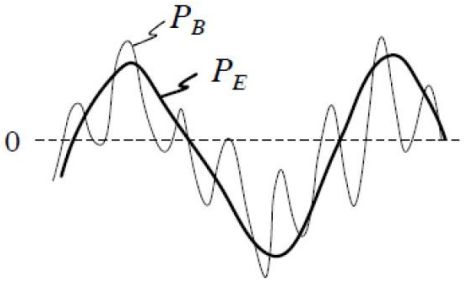
Criteria	Specific Energy	Specific Power	Energy Efficiency	Response time	Durability	Capital cost ($/kW)	Ease of Implementation	Total Points
Criterion Weight (ESS-P)	10	20	10	15	10	20	15	
Lead Acid	4	3	4	4	2	3	5	3.55
Li-ion	5	4	4	4	3	2	5	3.75
NaS	5	3	4	4	3	2	2	3.10
Flow Batteries	5	1	5	4	4	2	3	2.85
HSS	5	2	2	3	3	1	3	2.70
SC	2	5	5	5	5	5	4	4.55
SMES	2	4	5	5	5	3	3	3.80
Flywheel	3	4	4	5	5	4	2	4.00

Figuur 39: Selectiematrix hybride opslag - Vermogen

4) Optimalisatiemethodes

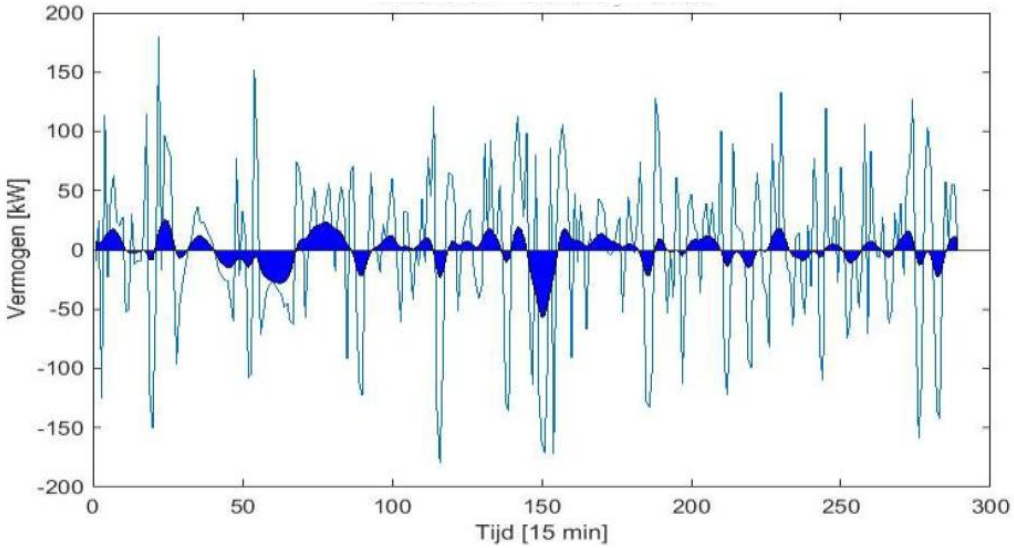
Om nu te bepalen hoe groot de P- en de E-component moeten zijn, kunnen diverse controle algoritmes toegepast worden. Hieronder worden twee van deze algoritmes besproken:

- **Filtratie**: ook wel eerste orde filtering genaamd, berekend het E-type vermogen P_E door het toepassen van een eerste orde filter op het totale vermogenstrend P_B, om zo een optimale afsnijfrequentie te vinden van snelle variaties.



Figuur 40: Eerste orde filtering

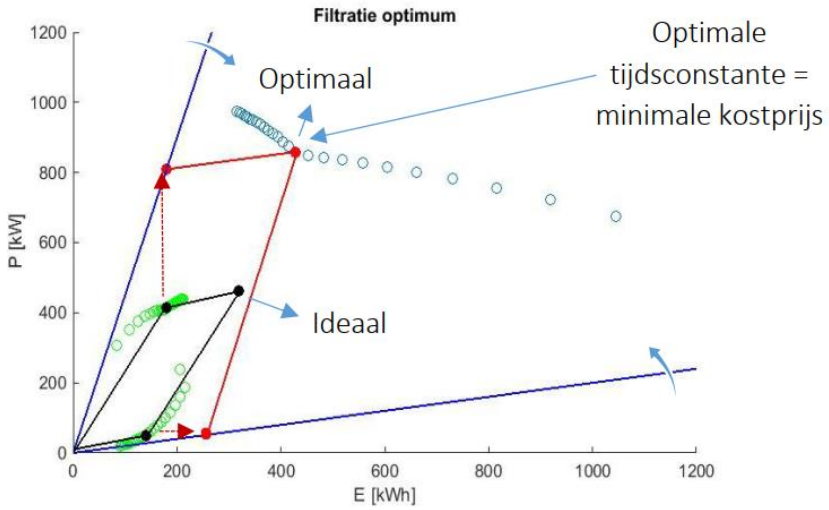
Het P-type vermogen kan berekend worden door het verschil van het totaal benodigd vermogen en het E-type vermogen. De E-component is voor trage variaties (bv. Loodzuurbatterijen) en kan teruggevonden worden door de oppervlaktes onder de signalen, terwijl de snelle variaties zullen opgevangen worden door de P-component (bv. supercaps) en kunnen bepaald worden door de amplitude van de signalen. Figuur 40 en Figuur 41 tonen een voorbeeld van filtratie, waarbij de P en E-component bepaald worden om zo een optimaal hybride opslagsysteem te bekomen.



Figuur 41: Bepalen van de P- en E-trends

De dimensionering van een hybride opslagsysteem wordt vervolgens bepaald door het gewenst lastprofiel te bepalen en de mate van participatie van meerdere opslagsystemen om dit wensprofiel te bereiken. De coördinaat horende bij ideale HESS in Figuur 42 wordt bepaald door het maximaal vermogen en de maximale energie die het hybridesysteem moet bezitten om het wensprofiel te bekomen. In feite is dus een gelimiteerde energiecapaciteit en vermogen nodig om de worst case piek en het worst case energietekort op te vangen. In werkelijkheid moet dan een systeem ontwikkeld worden waarvan de specificaties zo dicht mogelijk in de buurt licht van deze coördinaat. Het is perfect mogelijk dat één technologie voldoet,

maar het kan evengoed dat de combinatie van twee of meer technologieën ditzelfde optimum technisch/economisch eenvoudig benaderen.



Figuur 42: Filtratie optimum - Ideale versus optimale HESS

Indien zoals in bovenstaand voorbeeld twee technologieën gekozen worden (één om snelle variaties te reduceren, een andere om trage variaties op te vangen), ontstaan twee rechten door de oorsprong. Hun helling wordt immers bepaald door hun technische specificaties nl. energie -en vermogensinhoud. Opslagtypes zoals supercaps en vliegwielen hebben eerder een steile helling, terwijl dit bij batterijtechnologieën minder steil zal verlopen.

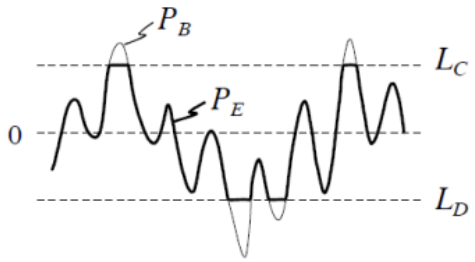
Nu worden de theoretische specificaties aan de praktijk afgetoetst en wordt bepaald hoeveel elk subsysteem zal bijdragen aan het geheel. Daarvoor worden verschillende filters toegepast op het netto ESS-profiel uit Figuur 33. Elke filter deelt het ESS-systeem op in twee subsystemen waarvan hun afzonderlijke bijdrage in energie en vermogen wordt aangegeven door de groene coördinaten in Figuur 42. Indien deze coördinaten zouden opgeteld worden, wordt terug de ideale coördinaat van het hybridesysteem bekomen.

Deze ideale deelpunten moeten vervolgens gelinkt worden aan de werkelijke mogelijkheden van de gekozen technologie. Daarom wordt elk deelpunt gerefereerd naar de technologierechten door de oorsprong zoals in Figuur 42. Een referentie wordt gemaakt door een horizontale of verticale snijlijn te tekenen, loodrecht met het assenstelsel. Het snijpunt van deze snijlijnen met de technologiecurves levert dan een werkelijke dimensionering op per technologie waarbij elk technologie zeker voldoende groot gedimensioneerd is om zijn voorziene bijdrage te leveren. Deze snijpunten worden de werkelijke coördinaten voor energie en vermogen en de som van hun vectoren levert het optimale hybride systeem op. De meetkundige afstand tussen het optimale en ideale systeem is het kleinst voor bij een welbepaalde filter en dit wordt als de optimale dimensionering aanzien.

- **Amplitude sharing:** Amplitude sharing stelt een boven- en ondergrens aan het vermogen dat mag uitgewisseld worden door de E-component van het hybride opslagsysteem. Deze grenzen kunnen vast ingesteld worden of meedeinen met profielvariaties van de site. Bij het overschrijden van de bovengrens wordt het laadvermogen beperkt tot “Limit Charge” (LC), een overmatige ontlading wordt begrensd door de “Limit Discharge” (LD). De absolute waarde van LC en LD is gelijk.

$$P_e(t) = \begin{cases} L_D < P_B(t) < L_C & P_B(t) \\ P_B(t) < L_D & L_D \\ P_B(t) > L_C & L_C \end{cases}$$

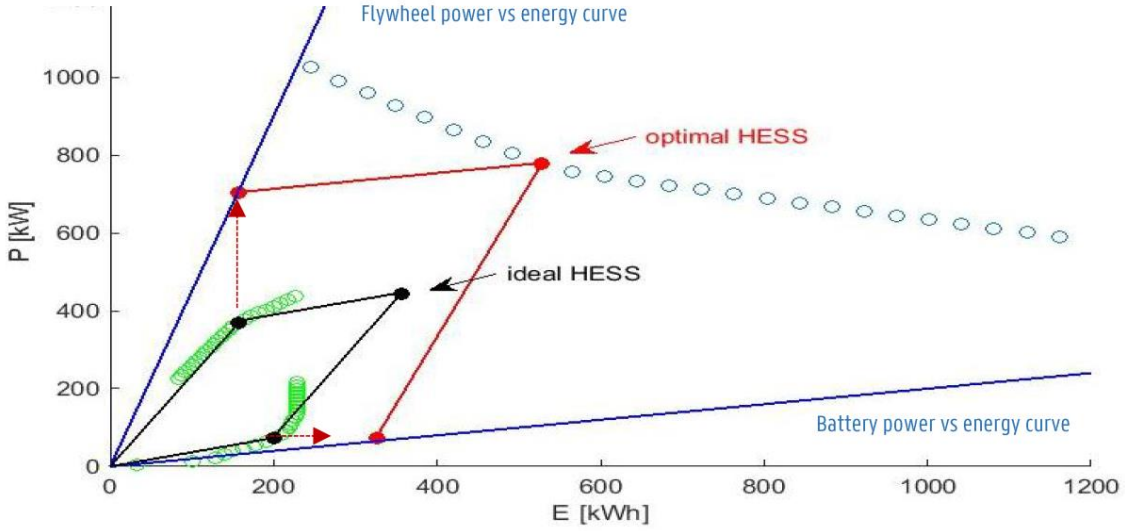
Figuur 43 illustreert opnieuw het nettovermogen dat opgeslagen of geleverd kan worden door het hybride opslagsysteem. Deze vermogenstrendlijn is terug het verschil tussen het netto-profiel (opbrengst – verbruik) zonder opslag van de eindverbruiker en het gewenste profiel. De E-component draagt bij aan de energielevering tussen opgelegde limieten, terwijl de P-component van het hybride systeem buiten deze grenzen dient bij te springen.



Figuur 43: Amplitude sharing

Het instellen van de grenzen is dus het optimalisatieproces dat moet voltooid worden. Eens deze grenzen zijn ingesteld, geldt dat het vermogen van de E-component gelijk is aan de limietwaarde LC, terwijl dit voor de P-component het verschil is van het maximaal uitgewisseld vermogen en de limietwaarde. De energie-inhoud van zowel de P- als E-component wordt berekend als de oppervlakte onder de respectievelijke P_E en P_B curves.

In Figuur 44 wordt geïllustreerd hoe een ideaal wensprofiel terug een coördinaat oplevert in het Ragone-diagram. Dit ideale hybride systeem wordt terug opgesplitst in twee deelsystemen met variërende dimensies vanwege de zoektocht naar de optimale grensconfiguratie. Terug dienen de deelcoördinaten per grens weerspiegeld te worden naar de technologiecurves. Het optimum wordt uiteindelijk bereikt bij het punt waar de samengestelde opslag zich het dichtst bij de coördinaat van ideale HESS bevindt.



Figuur 44: Werkelijke versus ideale dimensionering HESS

Stel dat hierboven de combinatie bestaat uit een vliegwiel en een loodzuurbatterij. Hierbij bedraagt het maximaal benodigd vermogen en energie van de technologieën in het ideale geval respectievelijk 450 kW en 350 kWh. Daartoe zou idealiter een oneindig schaalbare technologie gekozen kunnen worden met een vermogen versus energie ratio van 1,29. Vanwege de limitatie in energie- en vermogensdichtheid of andere technische beperkingen kan in werkelijkheid een gecombineerd systeem minsten evenwaardig zijn aan de keuze voor één technologie.

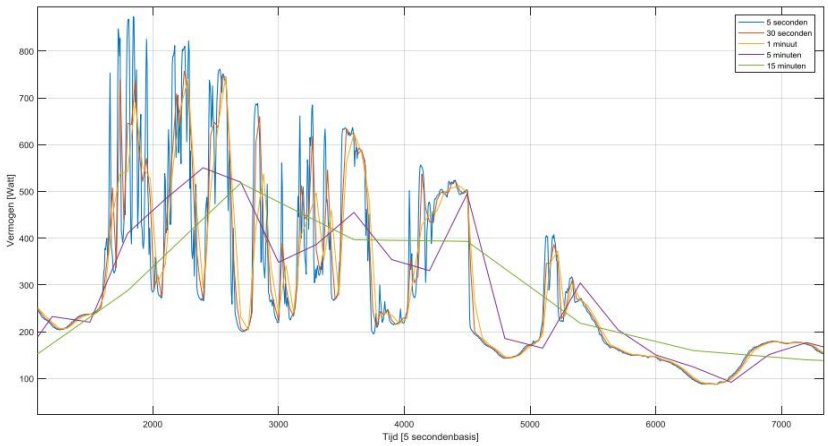
De groene cirkels zijn ideale waardes, maar moeten nog gereflecteerd worden naar de werkelijke karakteristieken van de gekozen technologieën. Deze werkelijke karakteristieken van elke technologie wordt weergegeven door een blauwe rechte door de oorsprong en is zoals aangehaald, een constante vermogen-energie verhouding van 1,29. In deze case benadert een vliegwiel van 700kW en een batterij van 300kWh het best het theoretische wenspunt.

Het is duidelijk te stellen dat een optimale dimensionering van HESS erin bestaat om een duidelijke combinatie te vinden tussen vermogen en energie. Hiervoor is uiteraard kennis van het lastprofiel nodig maar vooral dient het gewenste lastprofiel gekend te zijn. Deze wordt opgesteld in samenspraak met de klant of is onderwerp van een economisch optimalisatie-oefening. Het spreekt voor zich dat de opslagtechnologie niet perfect overeenkomt met de ideale theoretische oplossing, er zal steeds een compromis dienen gezocht te worden.

4.6 Impact tijdsresolutie

Een belangrijke bemerking bij de verschillende analyses die in deze studie uitgevoerd worden betreft de tijdsresolutie van de data, m.n. de opbrengstprofielen en lastprofielen. De AMR-meters (Automatic Meter Reading) meten op kwartierbasis maar ook de energiemanagementsystemen in omvormers lezen meestal de data in om de 15 minuten. De bezorgdheid is dat er in die tijdsframe reeds heel veel kan gebeuren waardoor een fout gemaakt wordt bij het dimensioneren van de opslagcapaciteit. De variaties kunnen wat betreft het opbrengstprofiel beïnvloedt worden door het weer (wolkvormig, plotse windstilte, schaduw …). Voor wat betreft het lastprofiel kan een kortstondige piek (bijv. opstart van een inductiemotor) optreden. In het ideale geval wordt de data opgenomen per seconde.

Het is echter een utopie om telkens gebruik te kunnen maken van data op seconde niveau vanwege voornamelijk de onbeschikbaarheid van dergelijke permanente meetapparatuur en de noodzakelijke data-infrastructuur voor de verwerking van de gegevens. Toch blijkt dat kwartierdata opvragen bij de netbeheerder en een bijkomende tijdelijke meting op hogere resolutie uitvoeren voldoende gegevens beschikbaar stellen voor een dimensionering.



Figuur 45: Vermogen versus tijdsresolutie

In Figuur 45 werd via interpolatie achterhaald in welke mate data uitgemiddeld wordt gaande van 5 secondenresolutie tot 15 minutenresolutie. Het mag dan wel opmerkelijk zijn dat er een sterke uitmiddeling aanwezig is. Korte pieken worden niet meer gezien en zo kan direct ook de link gemaakt worden in welke mate opslag zo verkeerd gedimensioneerd wordt op basis van kwartierdata en moet dit case per case dan ook met enige voorzichtigheid en nauwkeurigheid onderzocht worden wat de impact van de tijdsresolutie bedraagt.

4.7 Flexibiliteit in verbruiksprofielen

Flexibiliteit kan ook bereikt worden door het verbruiksprofiel te optimaliseren. Een netgebruiker dient hiervoor flexibeler om te gaan met zijn elektrisch verbruik, zijn verbruik meer spreiden of meer af te stemmen met de lokale productie of de prijszetting. De mate waarin flexibiliteit kan gerealiseerd worden hangt af van het type verbruik. Hieronder volgt een indeling:

- **Procesenergie en non-procesenergie:** Elke bedrijfsactiviteit vereist specifieke machines en toestellen zoals productiemachines, warmtebehandelingseenheden, pompen, motoren, ovens, mengers, verlichting, verwarming, … . Door een kwalitatieve indeling te maken tussen de proces en non-procesgerelateerde verbruiken kunnen inzichten verkregen worden in de optimalisatiemogelijkheden. Typisch zal een non-procesverbruiker een basisverbruik (‘base load’) vormen gedurende het volledige jaar terwijl de procesverbruikers sterk kunnen variëren in de tijd. Het is vanzelfsprekend dat de type proces- en non-procesverbruikers sterk afhangen van het gebouwencategorie en de sector.
- **Tijdsduur:** Indien een beeld kan gevormd worden omtrent de basisverbruikers en de piekverbruikers kan daarop ook geanticipeerd worden om het piekverbruik te verschuiven in de tijd om (i) een betere afstemming mogelijk te maken tussen opbrengst en verbruik, (ii) om het piekvermogen te dempen (‘peakshaving’) of (iii) extra capaciteit ter beschikking te stellen aan de elektriciteitsmarkt. Dit kan zowel leiden tot een ontlasting van het net, een besparing op de elektriciteitsfactuur alsook bijkomende inkomsten.
- **Controleerbaar karakter:** Als laatste is ook het controleerbaar karakter van belang om even dieper te analyseren. De mate van controle duidt op de mogelijkheid om vlot belastingen in vermogen bij te regelen of volledig uit te schakelen. Zonder veel randvoorwaarden een toestel uitschakelen levert vanuit praktisch perspectief immers veel voordelen.

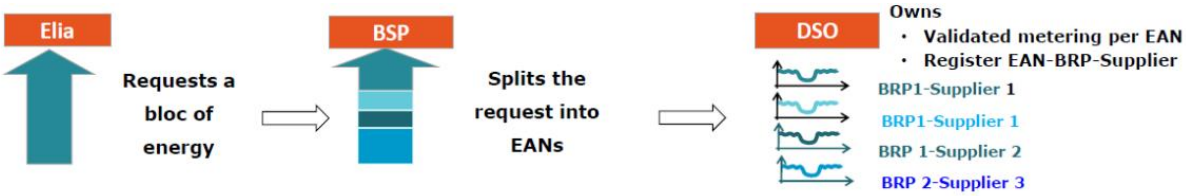
- Aan de hand van een score dat gegeven wordt op basis van een aantal criteria kan onderzocht worden of een afnemer al dan niet opportuniteiten heeft voor vraagsturing ('demand response'). Deze criteria zijn:
  - Elektrisch verbruik
  - Gemiddelde afgenomen vermogen
  - Beschikbaar van automatisch gestuurde processen
  - Beschikbaarheid van deellastprocessen
  - Ervaring met energiemanagementactiviteiten
- Thermische- en koelprocessen: Voorbeelden van thermische- en koelprocessen zijn ovens (boog, weerstand, inductie), stoomketels, waterboilers, ruimteverwarming, warmtepompen en airco's. Een algemene karakteristiek van dergelijke applicaties is de temperatuurbereik (instelwaarde in combinatie met tolerantie) waarbinnen gefunctioneerd kan worden. Dit maakt het mogelijk het proces te onderbreken tijdens piekmomenten en omgekeerd, te verhogen tijdens dalperiodes.
- Verbruikers volgens vaste cyclus: Processen die een vaste sequentie van bewerkingen uitvoeren kunnen in vele gevallen niet zomaar gepauzeerd worden. Voorbeelden zijn te vinden in de metaalbewerking en de voedingsindustrie. Eens het proces in gang werd gezet, dient de tijd dat het proces kan gestopt worden, bepaald te worden in functie van de kwaliteit. Metalen die bijvoorbeeld niet de gepaste warmte- en koude-stadia hebben doorlopen, voldoen mogelijks niet aan hun kwaliteitseisen. Het opstarten van een proces dient strategisch doordacht te gebeuren teneinde te vermijden dat er op hetzelfde moment pieken optreden van andere processen. Een goede kennis van de productieprocessen is hierbij essentieel zodat een betere afstemming kan gerealiseerd worden tussen piekverbruikers en continue verbruikers
- Niet-procesgerelateerde verbruikers: Verbruikers waarop beroep wordt gedaan als de gebruiker dit wenst. Deze omvatten o.a. verlichting, liften, motoren voor specifieke toestellen en staan in principe los van de activiteit (niet proces gerelateerde belastingen). Deze zijn het meest kritisch te onderbreken, aangezien zij dikwijls instaan voor de veiligheid en blijven daarom beter onaangeroerd.

Het modelleren van de productieprocessen kan toelaten om flexibiliteitsoplossingen te ontdekken. Door voor elk proces de tijdsduur, het aantal manuren, de benodigde energie, het al dan niet onderbreekbaar zijn van een bewerkingsfase, … in kaart te brengen kunnen er bijkomende inzichten gecreëerd worden voor het optimaliseren van de processen.

Het toepassen van deze flexibiliteitsoplossingen als industriële netgebruiker biedt ook opportuniteiten om als bedrijf mee te spelen op de elektriciteitsmarkt en capaciteit ter beschikking te stellen. Bedrijven kunnen vandaag hun steentje bijdragen in de flexbiliteitsmarkt en op die manier het congestieproblematiek verhelpen. Een distributienetgebruiker kan deelnemen aan het R3DP (R3, tertiaire reserve) flexibiliteitssturing via 2 mogelijkheden, met name:

- Als de netgebruiker meer dan 1 MW flexibel vermogen heeft, kan hij rechtstreeks deelnemen via Elia of onrechtstreeks via een balance service provider (die zal de flexibiliteit van 1 of meerdere distributienetgebruikers groeperen en kan deze activeren op verzoek van de transmissienetbeheerder (Elia)), vb. in het kader van het R3DP reserveregelingsprincipe.
- Als de netgebruiker minder dan 1 MW flexibel vermogen heeft, kan hij enkel deelnemen via

een BSP (Balancing Service Provider), zie Figuur 46. Dit wordt wel gekoppeld aan een voorafgaand onderzoek/studie.



Figuur 46: Concept Balance Service Provider

Om te bepalen hoe een onderneming kan bijdragen tot die flexibiliteitsregeling moet onderzocht worden in welke mate ze kunnen deelnemen aan de regeling, met name de afschakelbaarheid, de controleerbaarheid en de accepteerbaarheid.

- Afschakelbaarheid: het procentueel vermogen dat uitgeschakeld kan worden, in de veronderstelling dat de nodige communicatie, procescontrole en drijfveren aanwezig zijn.
- Controleerbaarheid: het procentueel afgenomen vermogen, geassocieerd met toestellen die de communicatie en controlemogelijkheden bezitten om lasten af te schakelen of bij te regelen (shed + shift).
- Accepteerbaarheid: het procentueel vermogen, geassocieerd met toestellen of diensten waar de bereidheid of acceptatie er is om onder gelimiteerde omstandigheden te opereren tijdens kritieke momenten, in ruil voor een compensatie. Deze factor vertoont sectorgerelateerde overeenkomsten.

Er bestaan verschillende andere flexibiliteits- en onbalansmarkten die interessant zijn voor bedrijven. Echter, deze paragraaf vormt maar een beknopte inleiding in dit onderwerp. Bovendien is dit een zeer uitgebreid onderwerp waarbij naast verbruik ook met de opbrengst en de opslagvoorziening dient rekening gehouden te worden om een betere business model te realiseren. Dit valt echter allemaal buiten het doel van deze studie waarbij de focus voornamelijk ligt op de haalbaarheid van een directe lijn en de techno-economisch optimale dimensionering van de PV-opslaginstallatie.

5 Technische studie

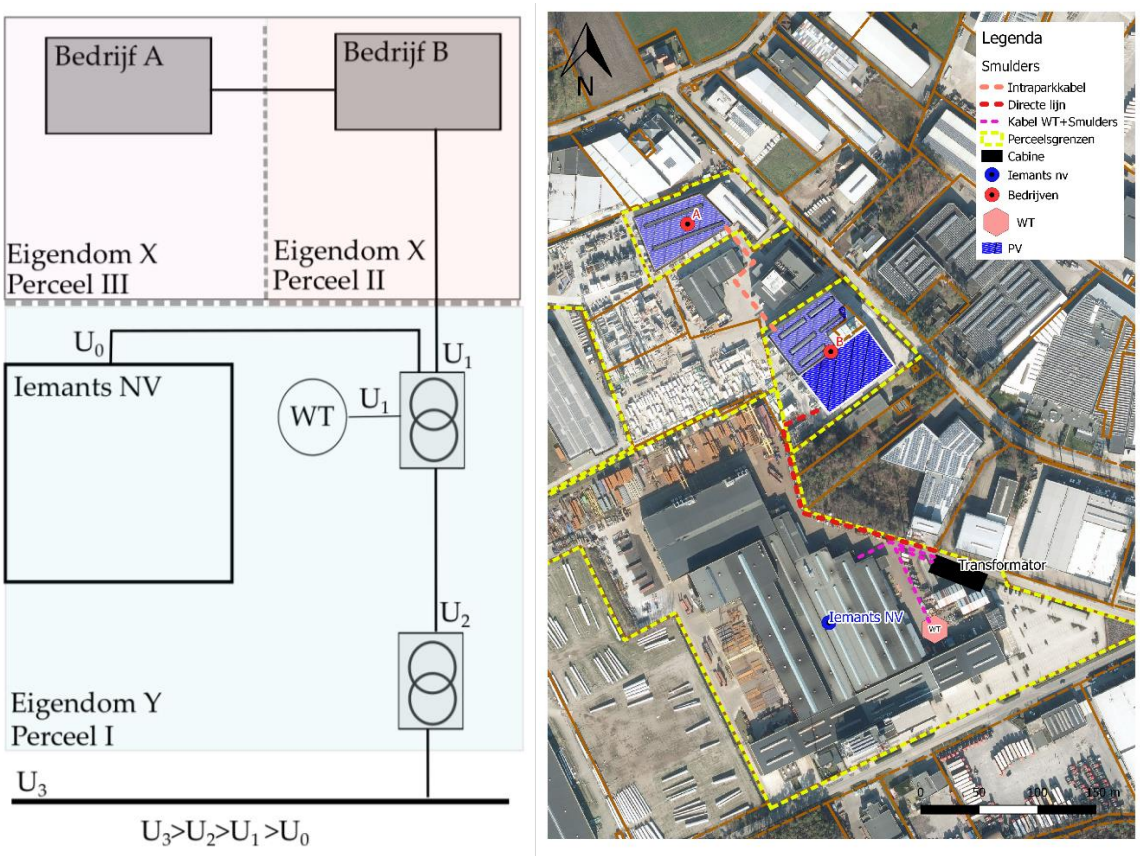
5.1 Inleiding

In de literatuurstudie werd een situering gegeven van de verschillende wetgevende, technische en economische aspecten van shared energy profit. De verschillende modellen werden besproken en de huidige en toekomstige tariefstructuur werd uit de doeken gedaan. In deze studie zal de haalbaarheid van een PV-installatie gekoppeld via een directe lijn en een lokale opslagvoorziening bestudeerd worden .

Deze studie zal uitgevoerd worden op basis van het verbruiksprofiel van Iemants NV te Arendonk. In eerste instantie zullen de verbruiksprofielen geanalyseerd worden. Op basis hiervan zal bekeken worden welke hoeveelheid PV en opslag hiervoor optimaal is. Tenslotte wordt de optimalisatie verder uitgewerkt in een economische analyse.

5.2 Technisch concept

Naast de investering in zonnepanelen en eventueel opslag zal Iemants NV, via een derde partij, ook een windturbine installeren op de site. Deze zal eveneens via een directe lijn geconnecteerd worden. Dit betekent dat er in de toekomst mogelijks verschillende directe lijnen zullen aangelegd worden. Ter verduidelijking zal in deze paragraaf het technisch concept voorgesteld worden en zal dit afgetoetst worden aan de voorwaarden die opgelegd worden door de VREG.



Figuur 47 Technisch concept met verschillende spanningsniveau's Ux (links) en werkelijke situatieschets (rechts)

Er zullen in de toekomstige situatie twee transformatoren bijgeplaatst worden, die al dan niet in één hoogspanningscabine terecht komen. De bovenste transformator, weergegeven in het technisch concept in Figuur 47, zal de opgewekte spanning van de windturbine omlaag transformeren naar de nominale netspanning 3x400V (U_o). De toekomstige PV-installatie zal via een directe lijn en via desbetreffende transformator gekoppeld worden aan het net en aan de installatie van Iemants NV. De onderste transformator zal de spanning nogmaals omhoog transformeren ter connectie aan het middenspanningsnet. Daar het ontwerp en de installatie van de transformatoren momenteel onderwerp zijn van een studie is er nog geen zicht op de werkelijke spanningsniveaus waarop deze zullen opereren.

In wat volgt worden een aantal modaliteiten, voorwaarden en richtlijnen – opgelegd door de VREG en reeds eerder aangehaald in dit document – afgetoetst aan deze case.

- De directe lijn die de windturbine aansluit aan de afnemer overschrijdt de "**eigen site**" niet, hiervoor dient bijgevolg geen voorafgaande toelating gevraagd worden van de VREG noch geldt hiervoor de heffingsplicht.
- De situatie is enigszins anders voor de directe lijn die Iemants NV zal aanleggen naar een naburig bedrijf. Deze zal de "**eigen site**" overschrijden daar deze (i) de perceelsgrens overschrijdt en omdat (ii) de aansluitende percelen waardoor de directe lijn loopt en/of de productie-installatie zich bevindt niet in het bezit(geen eigendom, erfpacht, opstal of concessie) zijn van Iemants NV. Hiervoor is dus de **toelating van de VREG** vereist en zal er een **jaarlijkse heffing** verrekend worden.
- De directe lijn zal enkel en alleen maar de PV-installaties verbinden met de middenspanningstransformator en zal één unieke koppeling hebben met het middenspanningsnet en de installatie van Iemants NV. Er is m.a.w. geen sprake van **verschillende toegangspunten** voor de verbruiks- en productie-installatie.
- Dit uniek toegangspunt bevindt zich ter hoogte van de verbruiksinstallatie en niet ter hoogte van de windturbine of de PV-installatie. De rechten van de afnemer worden op dat vlak gerespecteerd.
- Indien blijkt uit de studie dat het potentieel aan PV op het dakoppervlak van bedrijf B ontoereikend is kan een bijkomende kabel geplaatst worden tussen de PV-installaties van bedrijf A en B. Dit bijkomend stuk kabel is dan geen directe lijn meer maar **een intraparkkabel** die verschillende productie-installaties met elkaar verbindt. Voor meer inlichtingen hieromtrent dient de netbeheerder gecontacteerd worden.
- De percelen die overschreden worden zijn allemaal in privé eigendom, er worden **geen openbare domeinen** overschreden.

5.3 Analyse verbruiksprofiel

Een belangrijke basis om het potentieel aan integratie van hernieuwbare energie in te schatten bestaat in een goede kennis van de elektriciteitsvraag. Deze vraag wordt niet enkel gegeven door de totale benodigde energie maar vooral door het elektrisch lastprofiel. Dit profiel geeft op elk discreet moment in de tijd het benodigde vermogen weer. Een goede kennis hiervan laat toe om de juiste oplossingen te kunnen voorzien teneinde de energiefactuur te laten afnemen.

Het totaal energieverbruik over de drie perioden is hieronder weergegeven:

Tabel 12: Jaarverbruiken

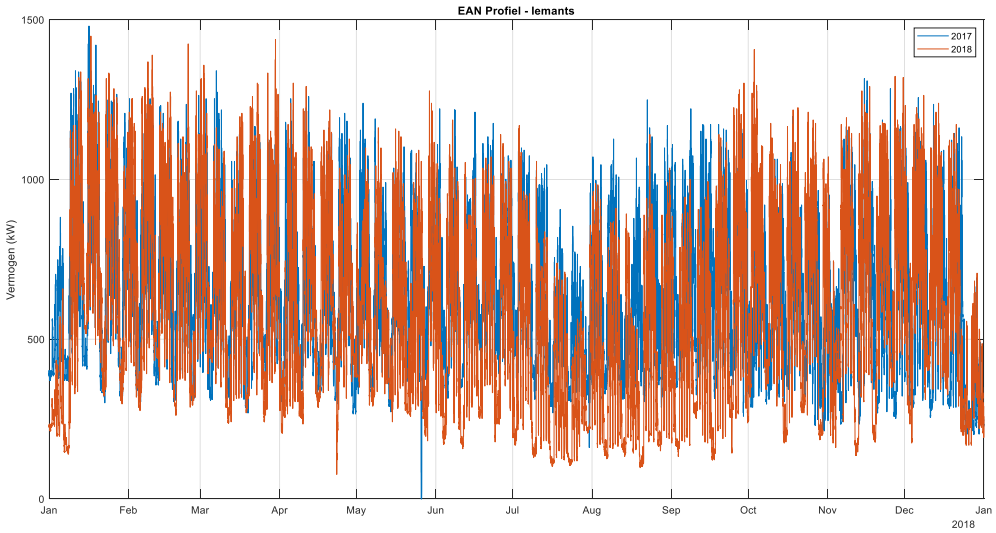
Jaarverbruik	
Periode 08/2016 tot 08/2017	5.61 GWh
Periode 08/2017 tot 08/2018	5.24 GWh
Periode 08/2018 tot 08/2019	5.38 GWh

Een eerste belangrijke bemerking dat bij deze data kan gemaakt worden, is dat er over het verloop van de drie jaren niet direct een daling of stijging van het totale verbruik waar te nemen is. Gemiddeld varieert het verbruik van het bedrijf iets boven de 5 GWh. Voor de eenvoud in deze simulaties zullen uit deze dataset 2 volledige jaren (2017 en 2018) gebruikt worden:

Tabel 13 Jaarverbruik en draaiuren 2017 en 2018

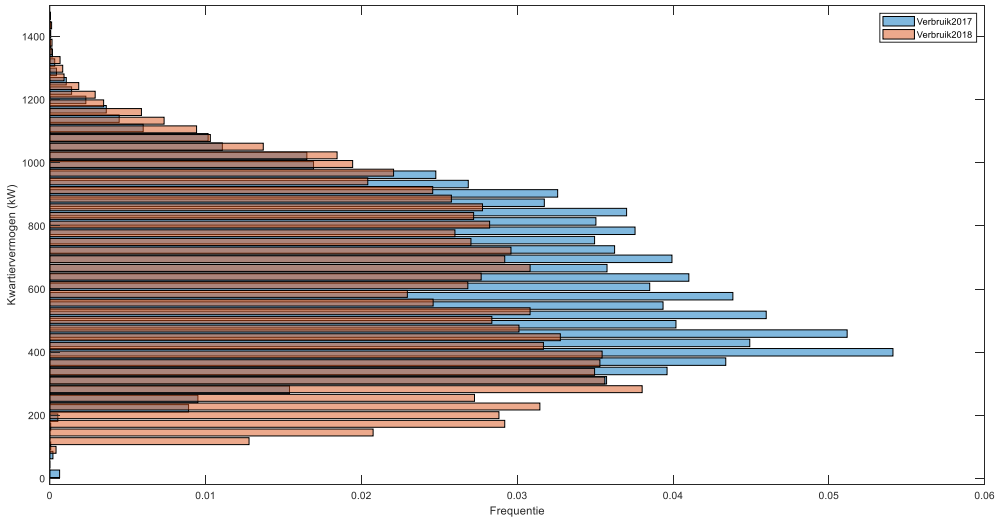
Jaarverbruik		Draaiuren productie
01/01 – 31/12/2017	5.54 GWh	1.6 miljoen
01/01 – 31/12/2018	5.12 GWh	1 miljoen

De profielverlopen van desbetreffende perioden worden hieronder weergegeven:



Figuur 48: Vebruiksprofielen 2017 en 2018

Wanneer de profielen van beide jaren in detail worden bestudeerd wordt echter wel een merkbaar verschil opgemerkt. Het basisverbruik in het jaar 2018 ligt veel lager dan in 2017. Dit is te wijten aan het feit dat 2018 een slecht productiejaar was (zie ook Tabel 13). Dit is ook heel duidelijk waarneembaar in de frequentiediagram weergegeven in Figuur 49. Dat is een histogram waar de frequentie van het optreden van een bepaald vermogen kan waargenomen worden.



Figuur 49: Frequentiediagram verbruiksprofielen 2017 en 2018

Er kan naast het lager basisverbruik eveneens opgemerkt worden dat de spreiding veel groter is in 2017. Een maat voor de spreiding is de standaardafwijking (σ) en wordt in Tabel 14 weergegeven.

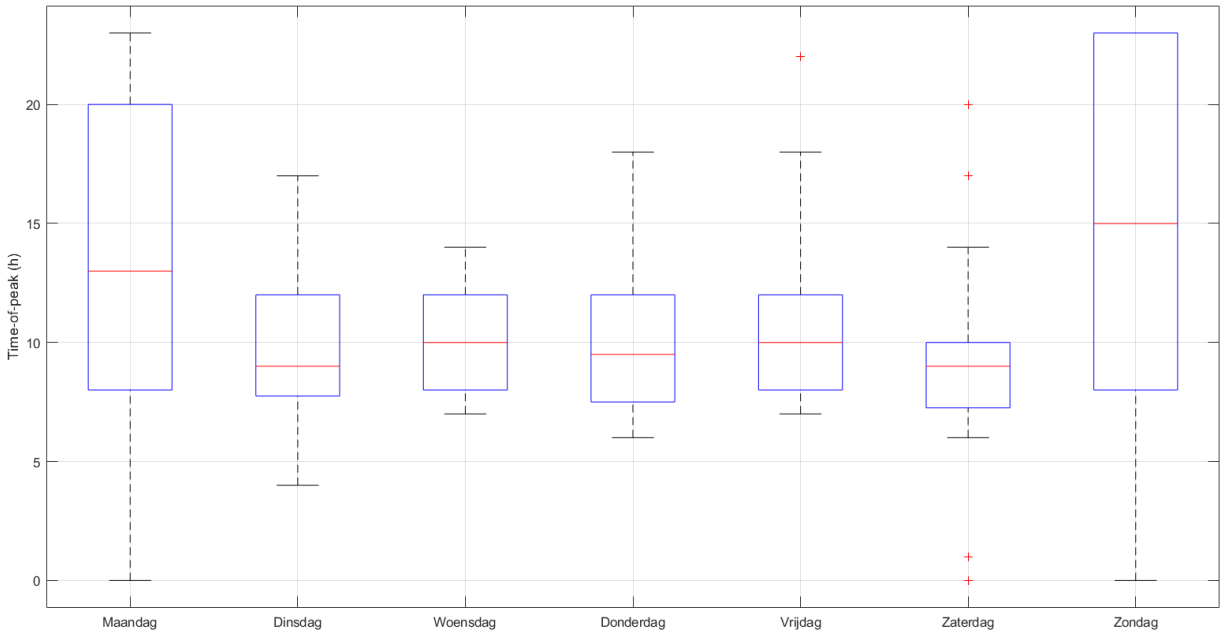
Tabel 14: Parameters verbruiksprofiel

	2017	2018
Standaardafwijking - σ	228 kW	281 kW
Gemiddelde	632 kW	584 kW
Maximum	1480 kW	1449 kW

Het piekvermogen – dat een cruciale parameter is voor het vermogencomponent op de toekomstige energiefactuur – bleef quasi onveranderd over de twee jaren. Het is duidelijk dat daar een zeker besparingspotentieel is. Om dit potentieel te kunnen onderzoeken werd geanalyseerd wanneer deze pieken veelal optreden. Dit is belangrijk om in latere instantie te kunnen beslissen welke oplossingen kunnen voorzien worden en hoe men deze zal kunnen inzetten.

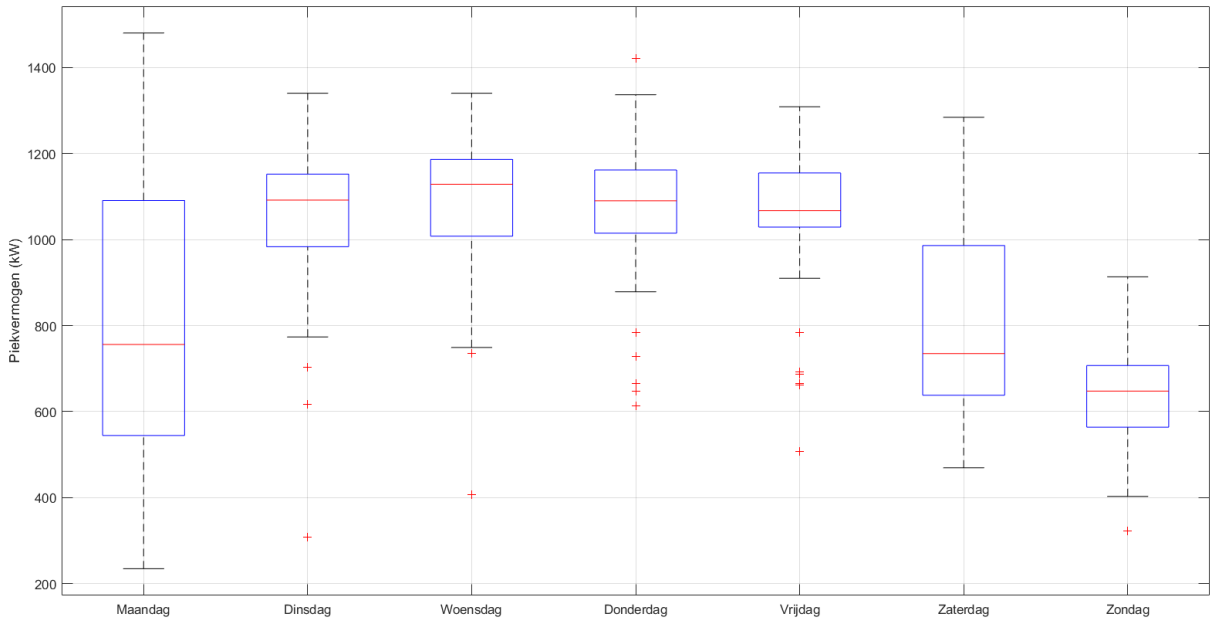
Onderstaande figuren (Figuur 50 en Figuur 51) visualiseren de Time-Of-Peak, oftewel de tijdstip waarop de pieken optreden in functie van de weekdag alsook dewaarde van de piek zelf. Dit werd uitgezet in zogenaamde boxplots. De ‘box’ geeft de 25 en 75 percentielen weer terwijl de rode lijn de mediaan weergeeft.

Deze analyse werd uitgevoerd op jaardata van 2017. Verder in deze studie zal enkel met deze data gewerkt worden aangezien dat volgens Iemants NV het representatiefst is voor een doorsnee productiejaar. De streepjes (- - |) strekken zich uit tot de meest extreme datapunten die niet als uitschieters worden beschouwd, en de uitschieters worden afzonderlijk uitgezet met behulp van het '+' symbool.



Figuur 50: Variantie Time-of-Peak of uur waarop het piekvermogen bereikt wordt

Het is duidelijk waarneembaar dat de meeste pieken zich tijdens de weekdagen situeren tussen 8h en 12h. De spreiding is gedurende de maandagen merkelijk groter. Echter, de mediaan van de Time-of-Peak situeert zich gedurende de hele werkweek rond ongeveer 9h30. Hetzelfde geldt voor de zaterdagen terwijl de spreiding op zondag heel groot is en ongeveer 15h bedraagt. Over deze weekenddagen kan men verder geen conclusies trekken daar het vermogenpiek daar beduidend lager ligt.



Figuur 51: Variantie piekvermogen

In de weekdagen daarentegen bedraagt het gemiddeld piekvermogen om en bij de 1100 kW met een merkbaar grote spreiding én lagere mediaan op maandag. Dit kan mogelijk te wijten zijn aan de geleidelijke opstart van de verschillende machines. Er kan geconcludeerd worden dat het grootste verbruik plaatsvindt overdag. Dit biedt mogelijkheden voor verhoging van de zelfvoorziening door integratie van PV.

5.4 Zonnepotentieel

Alvorens er onderzocht wordt wat de optimale hoeveelheid PV en opslag bedraagt zal in eerste instantie het potentieel aan PV op de daken van bedrijf A en B bestudeerd worden. Hiervoor zullen volgende parameters in beschouwing genomen, namelijk:

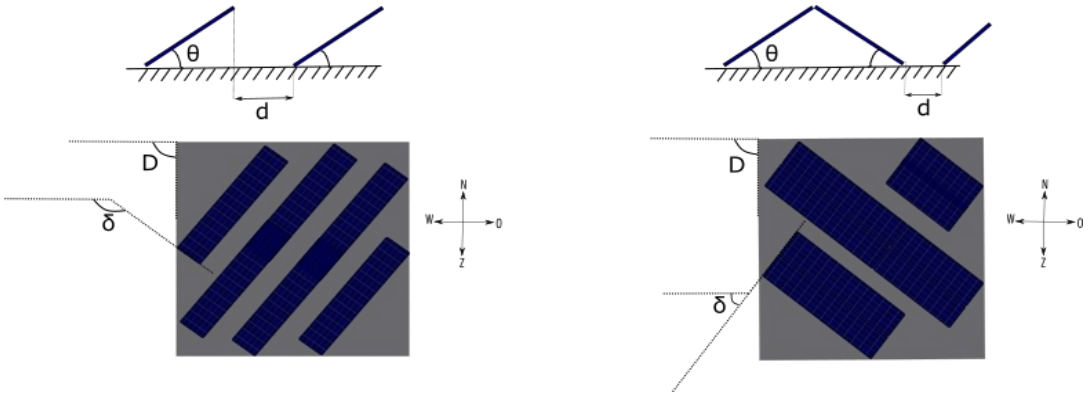
- De tussenafstand d tussen de rij panelen, in de literatuur ook wel de *pitch* genoemd.
- De hellingsgraad θ van de zonnepanelen ten opzichte van het dakoppervlak, oftewel het complement van de Z*enith* hoek.
- De oriëntatie δ van de zonnepanelen, oftewel de Azimuth hoek.

Beide parameters hebben een invloed op de jaaropbrengst. Hoe groter de tussenafstand, hoe minder zonnepanelen er kunnen geplaatst worden. Echter, hoe kleiner de tussenafstand hoe meer schaduwimpact de panelen zullen ondervinden waardoor de specifieke opbrengst (kWh/kW$_p$) lager wordt.

De oriëntatie van de zonnepanelen heeft eveneens een impact op de jaaropbrengst maar ook op de vorm van de opbrengstcurve. Panelen die naar het zuiden georiënteerd zijn zullen hun maximale opwekking bereiken tijdens de middag. Panelen die oost/west gericht zijn zullen een lagere specifieke opbrengst hebben en zullen een uitgesmeerdere opbrengstcurve hebben. Anderzijds speelt ook de oriëntatie van het gebouw (δ) een rol voor optimale dakbenutting. Een optimum tussen beide aspecten dient hiervoor gevonden te worden.

In deze paragraaf zal de methodiek voor de bepaling van het maximaal potentieel aan PV toegepast worden op zuidelijk dakdeel van bedrijf B, zie Figuur 53. Hierbij zal zowel een configuratie zuidgeoriënteerde panelen beschouwd worden als de configuratie oost/west-georiënteerde panelen. Eenzelfde methodiek wordt toegepast voor de andere daken

In Figuur 52 worden de parameters schematisch weergegeven. Merk op dat voor zuidgeoriënteerde panelen de tussenafstand *'d'* hier wordt aangenomen als de afstand tussen het einde van de projectie van het paneel op het dakoppervlak en het begin van de volgende rij.



Figuur 52 PV-configuraties Zuid en Oost/West

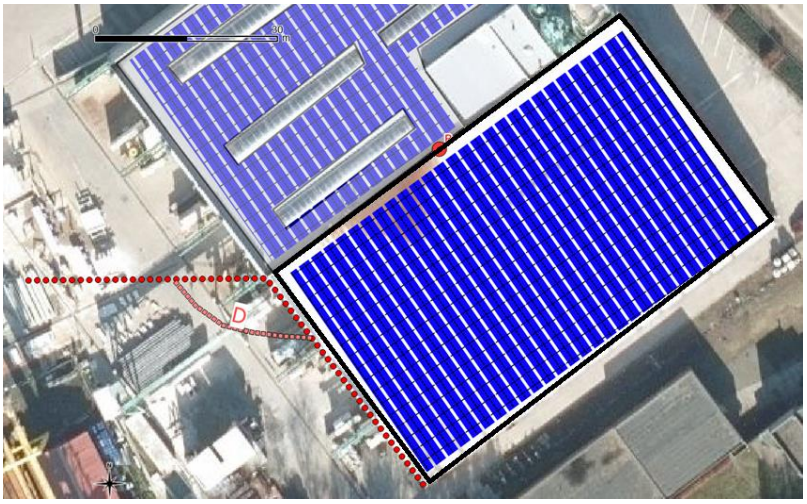
De berekeningen zullen worden uitgevoerd met de afmetingen en het vermogen van volgend type paneel:

Tabel 15: Gegevens van de PV-paneel

CanadianSolar CS3K-300	
Max. vermogen (Wp)	300
Afmetingen (mm)	1675x992x35
Celtype	Poly-kristallijn

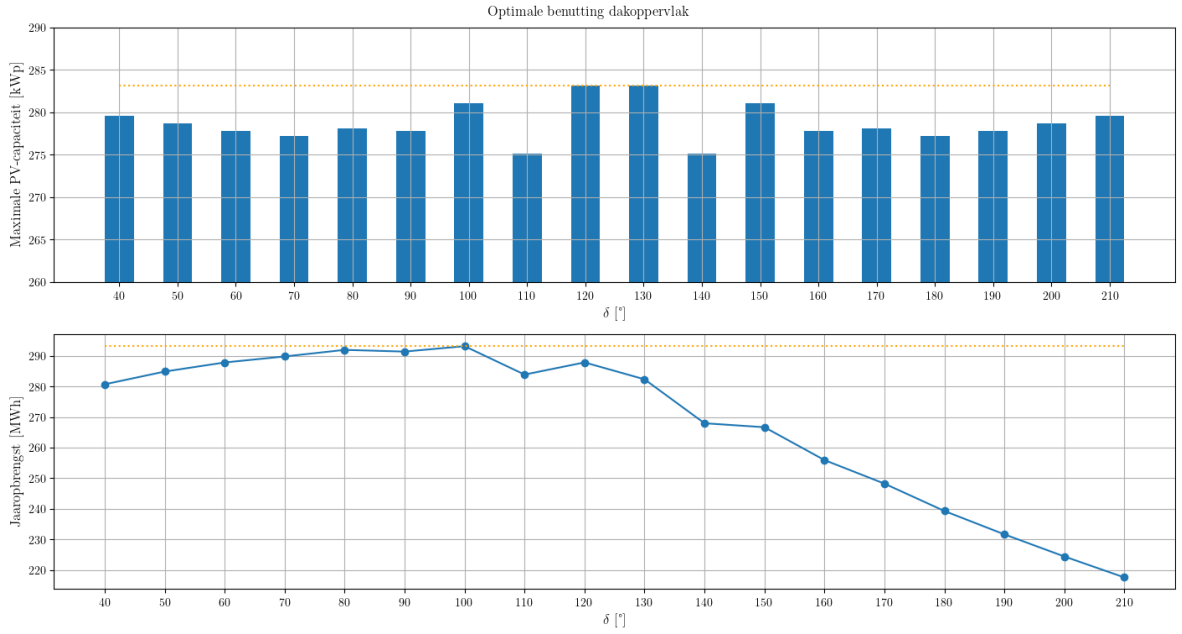
5.4.1 Zuidgeoriënteerd

Teneinde het dakoppervlak optimaal te benutten wordt in eerste instantie een analyse gedaan van de oriëntatie waarvoor de opbrengst maximaal is. Het gebouw heeft een oriëntatie '*D*' van ongeveer 120°.



Figuur 53: Orientatie gebouw bedrijf B met zuidgerichte panelen

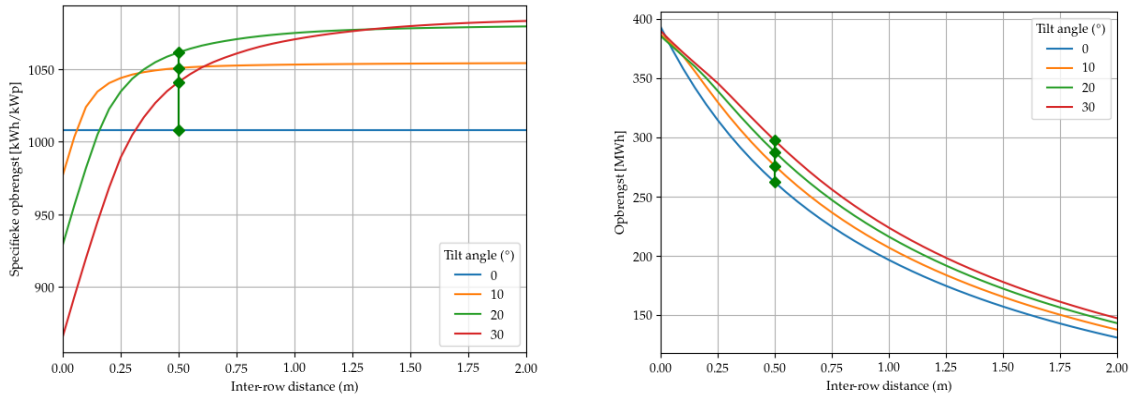
In Figuur 54 wordt waargenomen dat de maximale PV-capaciteit bereikt wordt bij δ=120° en δ=130°. Dus in dezelfde oriëntatie als het gebouw. Echter, de opbrengst is hiervoor niet optimaal. Het optimum hiervoor wordt bereikt bij een δ van 100°.



Figuur 54: Optimale benutting dakoppervlak - zuidgeoriënteerde panelen

De tussenafstand bedraagt in deze berekening 0.5 m en de hellingsgraad 30°. De opbrengst bedraagt maximaal 293.1 MWh. In de linkse grafiek van Figuur 55 kan waargenomen worden dat bij lage tus-

senafstand de impact van shaduw het grootst is voor de grootste hellingsgraad, namelijk 30°. Naarmate de tussenafstand toeneemt wordt de optimale hellingsgraad groter. Echter, een grotere tussenafstand is nefast voor de opbrengst, zo blijkt uit de rechtse grafiek.



Figuur 55: Specifieke opbrengst (links) en werkelijke opbrengst (rechts) in functie van de tussenafstand - zuidgeoriënteerde panelen

Een tussenafstand van 0.5 m lijkt hier aangewezen vanuit oogpunt van optimale specifieke opbrengst en minimale schaduwimpact én voldoende doorgangsruimte voor onderhoud. Voor een maximale opbrengst bedraagt de hellingsgraad 30°.

Tabel 16: Resultaten in functie van de hellingsgraad - zuidgeoriënteerde panelen

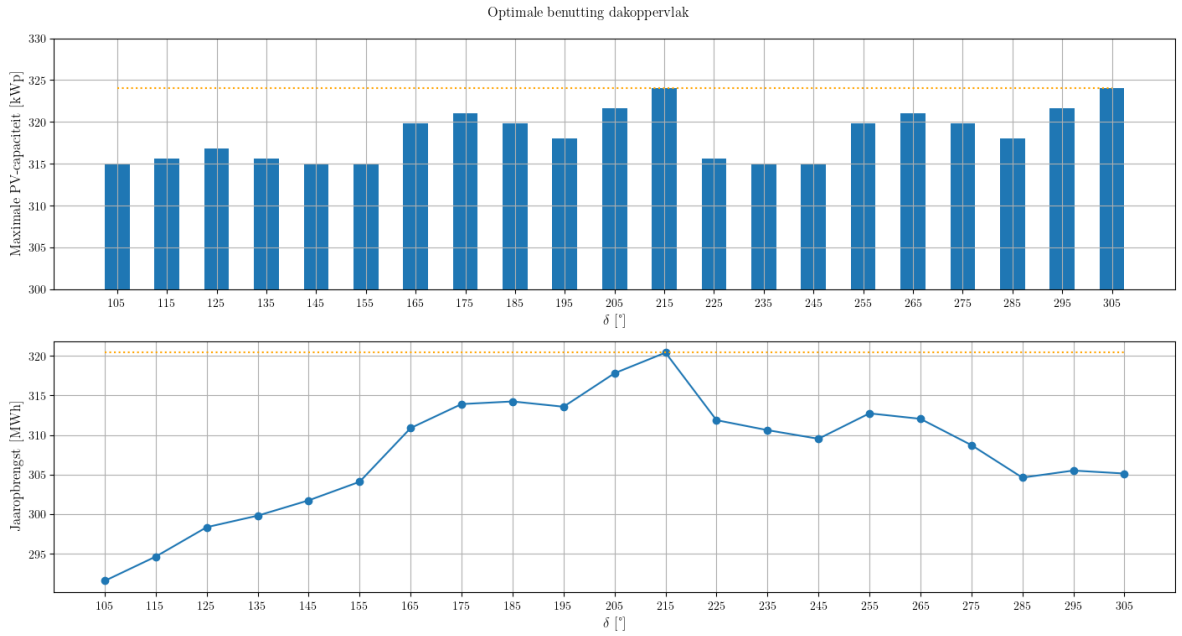
Zuid – oriëntatie :120° - tussenafstand: 0.5 m			
Hellingsgraad (t.o.v. dakoppervlak)	**kWh opbrengst per kWp geïnstalleerd vermogen**	**MWh opbrengst**	**kWp geïnstalleerd vermogen**
0	1008	262	260
10	1050	276	262
20	1061	288	271
30	1042	297	285

5.4.2 Oost/west-georiënteerd

Bij een oost/west-configuratie kan dezelfde optimalisatie gedaan worden als bij de zuid-configuratie. Figuur 56 geeft voor hetzelfde gebouw een mogelijke oriëntatie van de panelen.

Figuur 56: Orientatie gebouw bedrijf B met oost/west-gerichte panelen

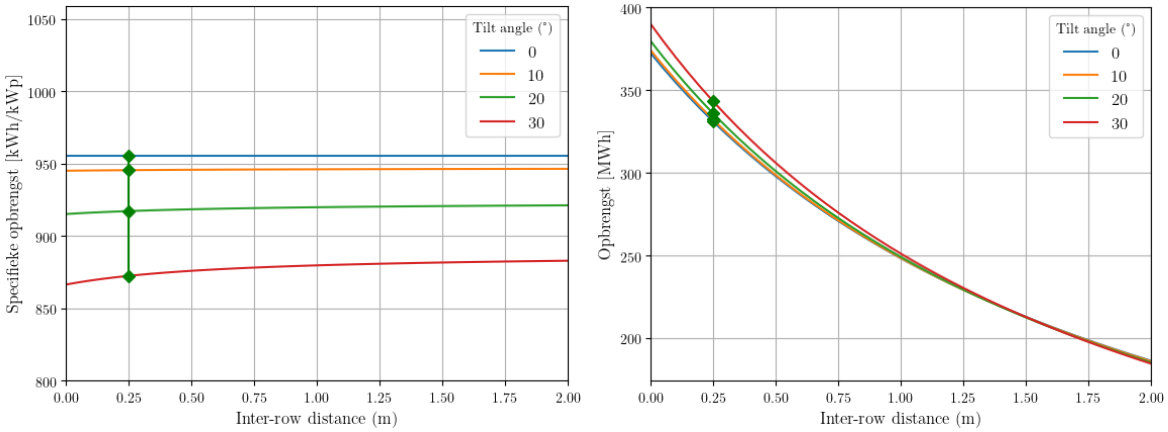
In Figuur 57 wordt waargenomen dat de maximale PV-capaciteit bereikt wordt bij δ=215° en δ=305°. Dus ook hier in ongeveer dezelfde oriëntatie als het gebouw. Echter, hier is de opbrengst enkel maximaal voor δ=215°. Dit wil zeggen dat de panelen voor een deel georiënteerd worden naar een hoek van +35° van het oosten en voor een ander deel naar een hoek van +35° van het westen.



Figuur 57: Optimale benutting dakoppervlak – oost/west-georiënteerde panelen

Een belangrijk verschil met de zuid-configuratie is de beperkte impact van de schaduwverliezen op de opbrengst van de panelen. Op Figuur 58 is te zien dat naarmate de hellingsgraad toeneemt de specifieke opbrengst ook afneemt. Echter, een lage hellingsgraad zal ertoe leiden dat er minder panelen

zullen kunnen geïnstalleerd worden waardoor de opbrengst lager wordt. Er dient wel opgemerkt te worden dat hoe groter de tussenafstanden zijn hoe kleiner de invloed is van de hellingsgraad op de totale opbrengst.



Figuur 58: Specifieke opbrengst (links) en werkelijke opbrengst (rechts) in functie van de tussenafstand – oost/west-georiënteerde panelen

Uit praktische overwegingen, met name:

- onderhoud en reiniging van de panelen
- en om waterafvoer tussen de panelen mogelijk te maken

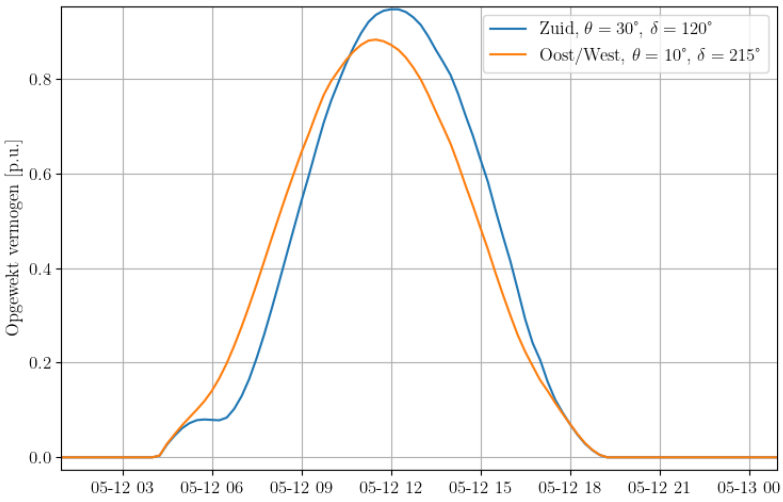
wordt een tussenafstand van 0.25 m aangenomen. Aangezien de impact van de hellingsgraad beperkt is zal de hellingsgraad genomen worden waarvoor de specifieke opbrengst het hoogst is. Het is evenwel zo dat een horizontale (platte) opstelling van de panelen ervoor zal zorgen dat stof zich zal accumuleren op de panelen. Dit is nefast voor de opbrengst. Om die reden worden de panelen op een hellingsgraad van 10° geplaatst.

Tabel 17: Resultaten in functie van de hellingsgraad - oost/west-georiënteerde panelen

Oost/west – oriëntatie :215° - tussenafstand: 0.25 m			
Hellingsgraad (t.o.v. dakoppervlak)	**kWh/kWp**	**MWh**	**kWp**
0	1008	331	347
10	945	332	351
20	917	335	366
30	872	343	393

Het is zonder meer duidelijk dat de oost/west-configuratie een optimalere dakbenutting mogelijk maakt. Er kan tot 23% meer PV geïnstalleerd worden en de opbrengst stijgt met ongeveer 12%. Een aantal bijkomende voordelen van de oost/west-configuraties zijn:

- Door de lagere piekvermogens (zie Figuur 59) kan de omvormer kleiner gedimensioneerd worden. Dit vormt een besparing qua investeringskost.
- Het installatiemateriaal (constructieframes e.d.) wordt effectiever gebruikt waardoor er hierin bespaard kan worden.
- De panelen zullen een veel lagere windbelasting ondervinden waardoor er minder of lichtere ballasten noodzakelijk zijn. Dit vormt een besparing en zal ook de belasting op het dak verminderen.



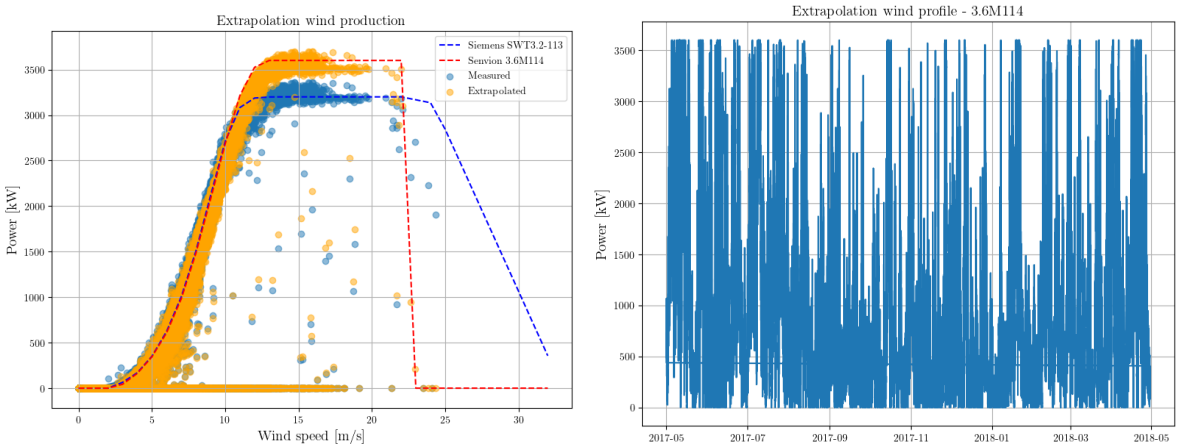
Figuur 59: Opbrengstprofiel zonnige dag

5.4 Windturbine

Zoals eerder reeds aangehaald zal er op de site eveneens een windturbine gebouwd worden. De windturbine zal een nominaal vermogen van 3.6 MW hebben en Iemants NV zal aan een bevoorrechte tarief van € 40/MWh de windenergie kunnen verbruiken.

Een opbrengstprofiel werd aangeleverd van een turbine van 3.2MW van het type Siemens SWT3.2-113. Uit dit profiel werd aan de hand van de vermogencurve van de windturbine het windklimaat geextraheerd. Aan de hand van dit windklimaat werd het opbrengstprofiel berekend van een 3.6MW machine, namelijk de Senvion 3.6M114. Het verkregen windprofiel en de vermogencurve wordt weergegeven in Figuur 60.

De jaaropbrengst van de windturbine bedraagt 7243 MWh wat overeenkomt met 2263 equivalent vollasturen. Een belangrijke opmerking is dat er in het opbrengstprofiel geen rekening gehouden wordt met eventuele stilstanden omwille van slagschaduw, geluid, ijsdetectie of eventuele vleermuizendetectie.



Figuur 60: Extrapolatie windprofiel - links: vermogencurves; rechts – opbrengstprofiel

5.5 Nettoverbruik

In wat volgt van deze studie zal, tenzij anders vermeld, onder 'verbruik' het nettoverbruik verstaan worden. Dit is het verbruik dat van het net afgenomen wordt in de veronderstelling dat de windturbine volledig operationeel is. Deze situatie vormt het referentiescenario doorheen heel deze studie.

Daarbij aansluitend zal de dimensionering van de PV-installatie en de opslagvoorziening uitgedrukt worden in respectievelijk het quotiënt van de opbrengst en het verbruik en het quotiënt van de opslagcapaciteit (in kWh) en het verbruik. Het effectief geïnstalleerd vermogen en de effectieve opslagcapaciteit wordt berekend in Tabel 18 voor verschillende verhoudingen en PV-configuraties:

Tabel 18: Verhouding opbrengst en verbruik, opslagcapaciteit en verbruik

Verbruik (MWh)	PV (MWh/MWh)		0.1	0.2	0.4	0.6	0.8	1
2323	P_{pv} (kW_p)	Z	223	445	892	1338	1784	2229
		E/W	246	492	983	1475	1966	2458
	Opslag (kWh/MWh		0.1	0.2	0.4	0.6	0.8	1
	E_{BESS} (kWh)		232	465	929	1394	1858	2323

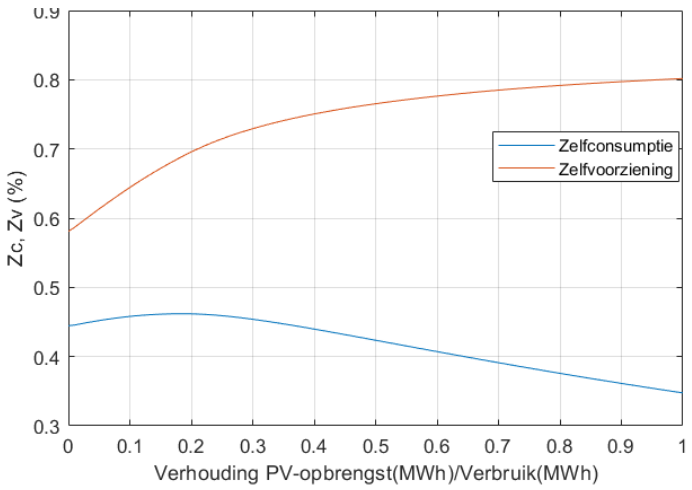
Met de opslagcapaciteit E_{BESS} wordt hier de bruikbare opslagcapaciteit bedoeld. Er wordt m.a.w. abstractie gemaakt van de verliezen van het systeem.

5.6 Analyse optimale zonne-opbrengst

Eén van de logische conclusies die voortvloeien uit de profielanalyse is het feit dat het grootste verbruik plaatsvindt gedurende de dag. Dat betekend dan ook dat er heel wat potentieel is om energiekost te besparen en om te verduurzamen. Zonne-energie is vandaag alomtegenwoordig, de kostprijs van zonnepanelen zakt jaar na jaar en het is vandaag zelfs één van de goedkoopste energiebronnen.

Echter, dient men zich ervan bewust te zijn dat hernieuwbare energie een intermitterend karakter heeft, daar het afhankelijk is van de weersomstandigheden. Enkel de geproduceerde energie dat ogenblikkelijk kan verbruikt worden is nuttige energie voor de verbruiker, de rest wordt geïnjecteerd in het net.

In eerste instantie zal onderzocht worden in welke mate er een optimum kan gevonden worden in de PV-installatie, die zou moeten worden geïnstalleerd worden op één van de naburige bedrijven. Hiervoor wordt in dit eerste luik een optimalisatie uitgevoerd in functie van een verhoogde zelfconsumptie en zelfvoorziening die het bedrijf zou kunnen bereiken. Hieronder (Figuur 61) volgt de analyse voor de zuidconfiguratie zoals eerder bepaald, dus een oriëntatie van 120° en een hellingsgraad van 30°.



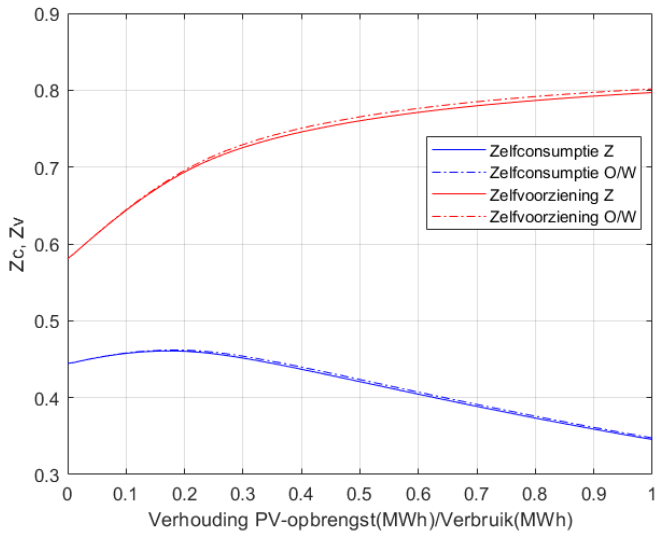
Figuur 61:Zelfvoorziening & zelfconsumptie - Zuid

Tabel 19: Zelfvoorziening en zelfconsumptie - Zuid

Verhouding PV/Verbruik [%]	Zc [%]	Zv [%]
0	44.46	58.09
10	45.76	64.37
15	46.04	67.07
20	46.03	69.35
30	45.14	72.53
40	43.69	74.57
50	42.08	76.02
60	40.44	77.12
70	38.86	77.97
80	37.34	78.66
90	35.90	79.22
100	34.55	79.69

In Tabel 19 wordt de zelfconsumptie en zelfvoorziening weergegeven in functie van de opbrengst. De windturbine zorgt reeds voor een zelfconsumptie en zelfvoorziening van respectievelijk om en bij de 44.5% en 58.0%. De hoogste zelfconsumptie wordt bereikt bij een PV/Verbruik-verhouding van 15%. De zelfconsumptie wordt lager naarmate de PV-opbrengst verder toeneemt, een groter deel van de opbrengst wordt m.a.w. geïnjecteerd naar het net. De zelfvoorziening stijgt aanzienlijker bij lage PV-opbrengst maar geraakt verzadigd naarmate de opbrengst verder toeneemt.

Voor de oost/west-configuratie (hellingsgraad van 10° en oriëntatie van 35° en 215° t.o.v. het oosten wordt een heel lichte toename van de zelfvoorziening en zelfconsumptie vastgesteld. Dit is waarneembaar op Figuur 62 en Tabel 20.



Figuur 62 : Zelfvoorziening & zelfconsumptie - Oost/West

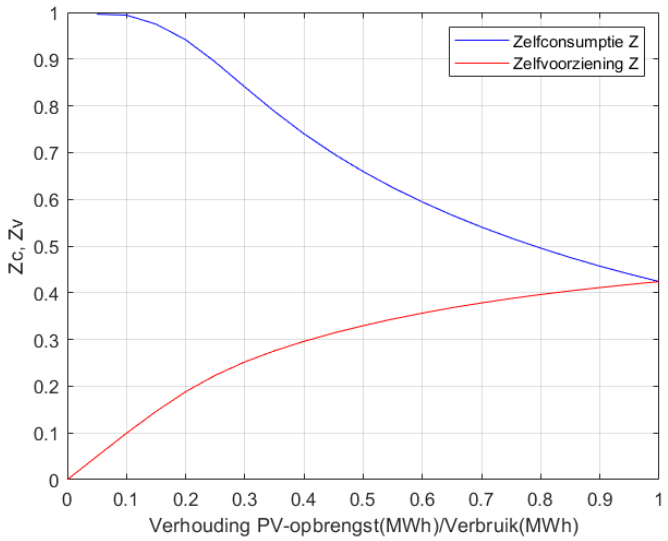
Tabel 20: Zelfvoorziening & zelfconsumptie - Oost/West

Verhouding PV/Verbruik [%]	Zc [%]	Zv [%]
0	44.46	58.09
10	45.81	64.43
15	46.12	67.19
20	46.17	69.57
30	45.39	72.93
40	43.97	75.05
50	42.36	76.53
60	40.72	77.63
70	39.12	78.50
80	37.58	79.17
90	36.13	79.72
100	34.75	80.16

Dit betekent dat de uitgesmeerde opbrengstcurve niet onmiddellijk leidt tot een aanzienlijke verhoging van de zelfconsumptie en de zelfvoorziening. Toch kan deze configuratie, omwille van zijn eerder genoemde voordelen, een interessante optie zijn.

Ter illustratie wordt ook de situatie berekend waarbij er geen rekening gehouden wordt met de windturbine. Dit wordt weergegeven in Figuur 63 en Tabel 21. De integratie van PV zonder windturbine heeft een groter effect op de zelfvoorziening. Voor een verhouding PV/Verbruik van 20% stijgt de zelfvoorziening hier van 0% naar 18%. Terwijl de zelfvoorziening bij een installatie met PV en windturbine stijgt van ongeveer 58% naar 69%.

Tabel 21: Zelfvoorziening & zelfconsumptie - zonder wind

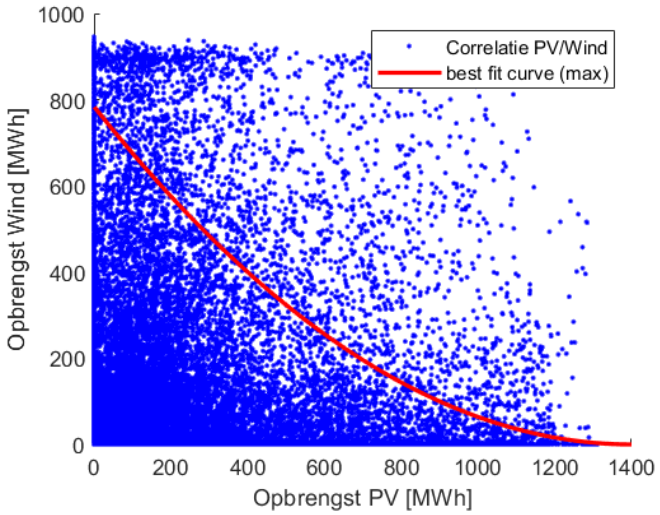


Verhouding PV/Verbruik [%]	Zc [%]	Zv [%]
0	100.00	0.00
10	99.41	9.94
15	97.48	14.62
20	94.13	18.83
30	84.03	25.21
40	74.01	29.60
50	65.92	32.96
60	59.42	35.65
70	54.05	37.83
80	49.53	39.63
90	45.68	41.12
100	42.38	42.38

Figuur 63: Zelfvoorziening & zelfconsumptie - zonder wind

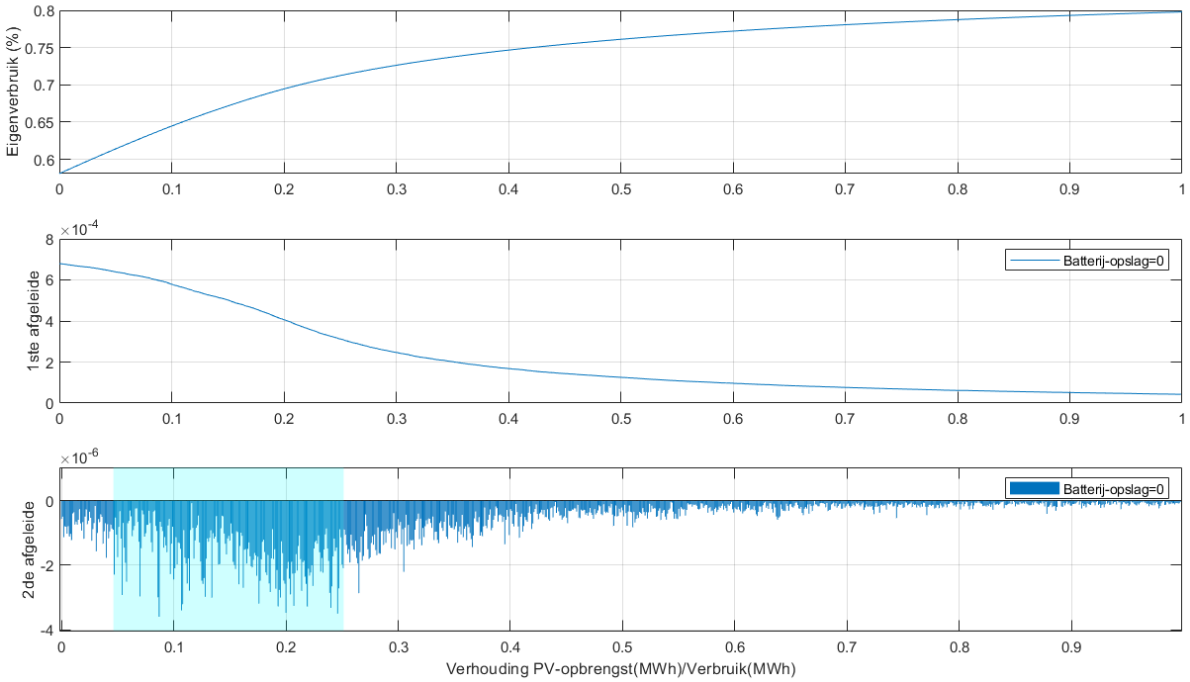
Eenzelfde conclusie geldt voor de zelfconsumptie, deze daalt hier veel sneller. Bovendien neemt deze alleen maar af terwijl in de situatie met windturbine de maximum bereikt wordt bij een verhouding opbrengst/verbruik van 15%. Dit is een gevolg van de ongelijktijdigheid tussen de opbrengst van PV en de windturbine. Hierdoor kan het vergroten van de PV-installatie tot een zekere hoogte wel leiden tot een verhoging van de zelfconsumptie.

De ongelijktijdigheid, of omgekeerd, de complementariteit van windenergie en PV is te wijten aan de klimatologische seizoensvariaties. Figuur 64 geeft dit effect weer in de vorm van een strooiingsdiagram. Op momenten dat er niet veel PV-opbrengst is (weinig blauwe punten), wordt er vooral veel windenergie geproduceerd (veel blauwe punten) en vice versa.



Figuur 64: Correlatie PV- en windopbrengst

Om nu te onderzoeken tot op welk punt het interessant kan zijn om PV te installeren wordt onderzocht in welke mate er verandering is (via de 1ste afgeleide) in het eigenverbruik. Via de 2de afgeleide (extremumbepaling) achterhalen we de mate van verandering van de eerste afgeleide. Voor deze studie wordt er geen beperking opgelegd tot één specifieke installatie, maar wordt aan de klant meegedeeld tot op welk punt kan overwogen worden om te investeren in een PV-installatie dewelke een technologische meerwaarde kan teweegbrengen. Uit bovenstaande studie kan opgemerkt worden dat een PV-installatie installeren die op jaarbasis meer opbrengt dan het totaalverbruik van Iemants NV niet aan de orde is. Integendeel, als men een sterk ondergedimensioneerde PV-installatie plaatst zal dit zorgen voor een beter technologisch optimum. Daarom worden in deze studie verschillende groottes van PV-systemen onderzocht om de techno-economische haalbaarheid dieper te gaan onderzoeken. Zeker omdat het verbruik van Iemands NV ook relatief hoog is moet zeker het potentieel van kleinere installaties onderzocht worden.



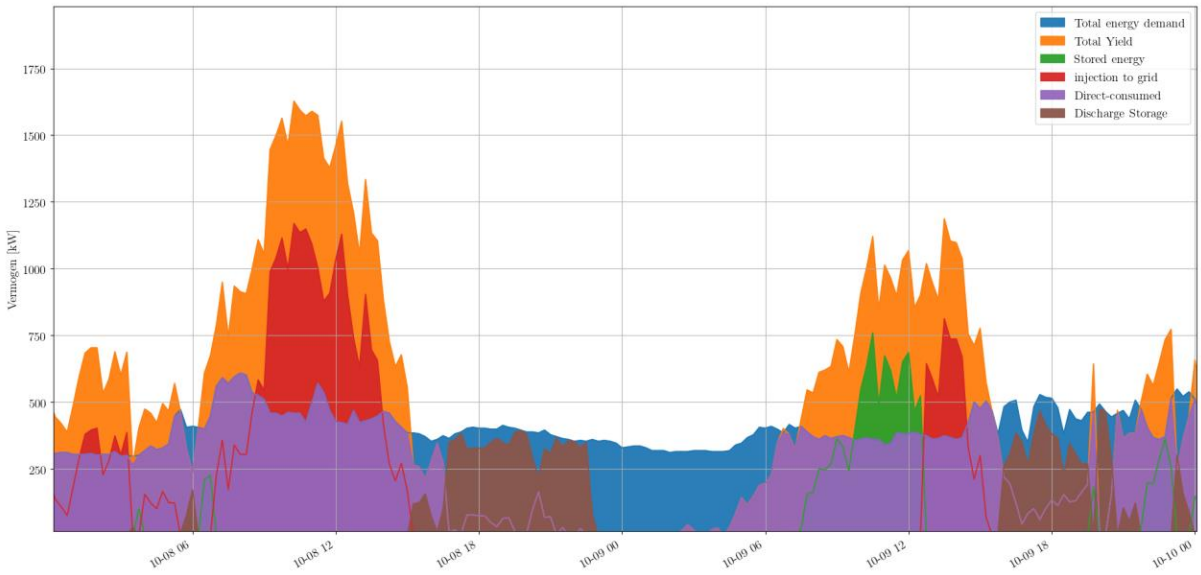
Figuur 65: Stijging eigenverbruik, 1ste & 2de afgeleide

Uit Figuur 65 kan geconcludeerd worden dat het eigenverbruik de grootste verandering vertoond bij een opbrengst/verbruik verhouding tussen 0.05 en ongeveer 0.25 MWh/MWh. Voor grotere PV-installaties stijgt het eigenverbruik maar heel beperkt.

5.7 Analyse optimale PV-Opslag combinatie

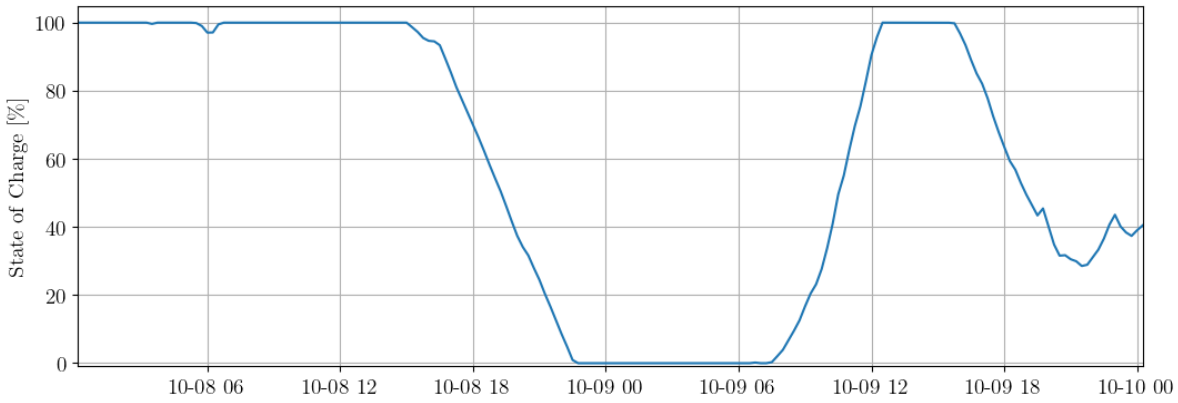
Om de zelfconsumptie en zelfvoorziening verder te verhogen is er nood aan een optimalere benutting van de PV- en windenergie. Een opslagsysteem is hiervoor de ultieme oplossing. De overschot aan opbrengst kan opgenomen worden in het opslagsysteem en later, wanneer de vraag groter is dan de productie, zal het opslagsysteem zijn energie ontladen. Hiertoe bestaan verschillende technologieën die zich elk voornamelijk onderscheiden in energiedichtheid, vermogensdichtheid, rendement en kostprijs.

Hieronder worden ter illusratie de optredende vermogenflows voor twee relatief zonnige, minder windrijke herfstdagen weergegeven. Overdag wordt er door de zonnepanelen en de windturbine veel meer energie geproduceerd dan het verbruik. Een deel van de energie wordt ogenblikkelijk verbruikt ('Direct consumed') terwijl een ander deel ('Stored Energy') opgeslagen wordt. De batterij wordt terug ontladen wanneer het verbruik groter is dan de opbrengst ('Discharge Storage').



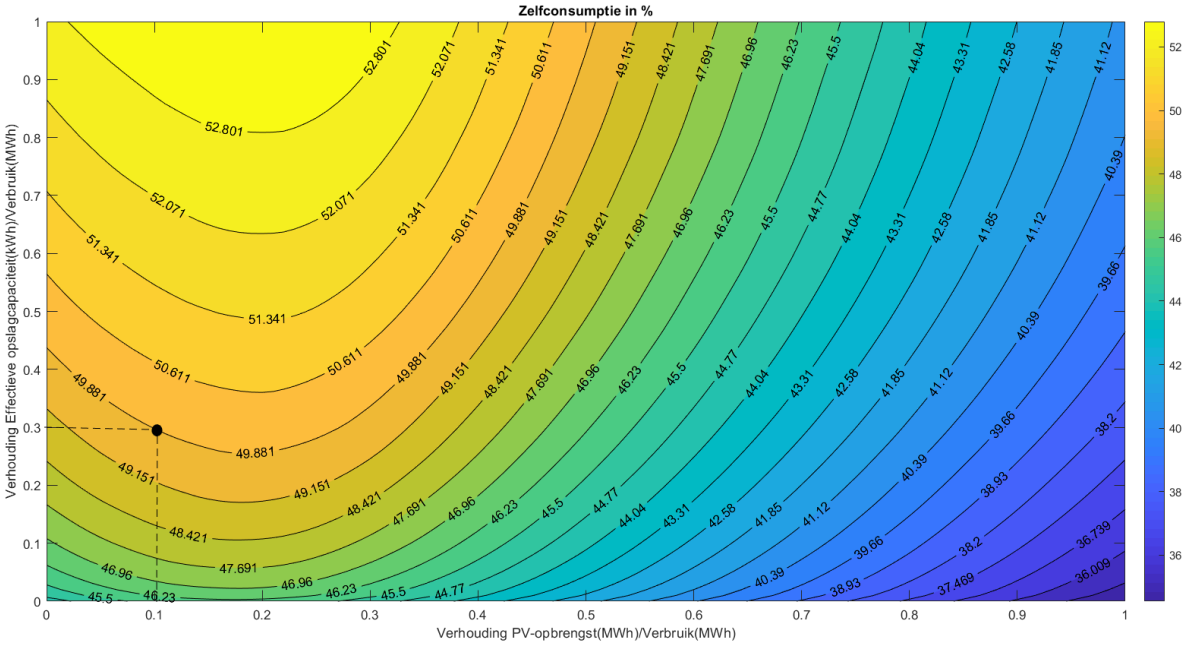
Figuur 66: Vermogenstromen bij een PV-windturbine-opslagsysteem

Een belangrijke parameter van een batterij is de State of Charge, kortweg SoC. Dat is een maat voor de laadtoestand van de batterij. Indien deze volgeladen is bedraagt deze 100%, in het omgekeerde geval 0%.



Figuur 67: State of Charge

Een analyse wordt uitgevoerd van de zelfvoorziening en zelfconsumptie in functie van de opslagcapaciteit en de zonne-opbrengst. De impact van variërende zonne-opbrengst en opslaghoeveelheid wordt bestudeerd aan de hand van een sensitiviteitsanalyse. In Figuur 68 wordt het verloop van de zelfconsumptie weergegeven in de vorm van een contourgrafiek. Hierbij wordt op de horizontale as de verhouding van de PV-opbrengst op het verbruik uitgezet en op de verticale as de verhouding van de effectieve opslagcapaciteit op het verbruik. De lijnen stellen de isolijnen weer, dit zijn de lijnen die de punten verbinden die allemaal dezelfde waarde hebben. Stel, men wenst te weten welke zelfconsumptie kan bereikt worden bij een opbrengst van 0.1 MWh/MWh en een effectieve batterijcapaciteit van 0.3 kWh/MWh. Indien dit punt uitgezet (zie figuur hieronder) wordt op de grafiek dan komt men ongeveer terecht op de isolijn voor een zelfconsumptie van 49.88%.



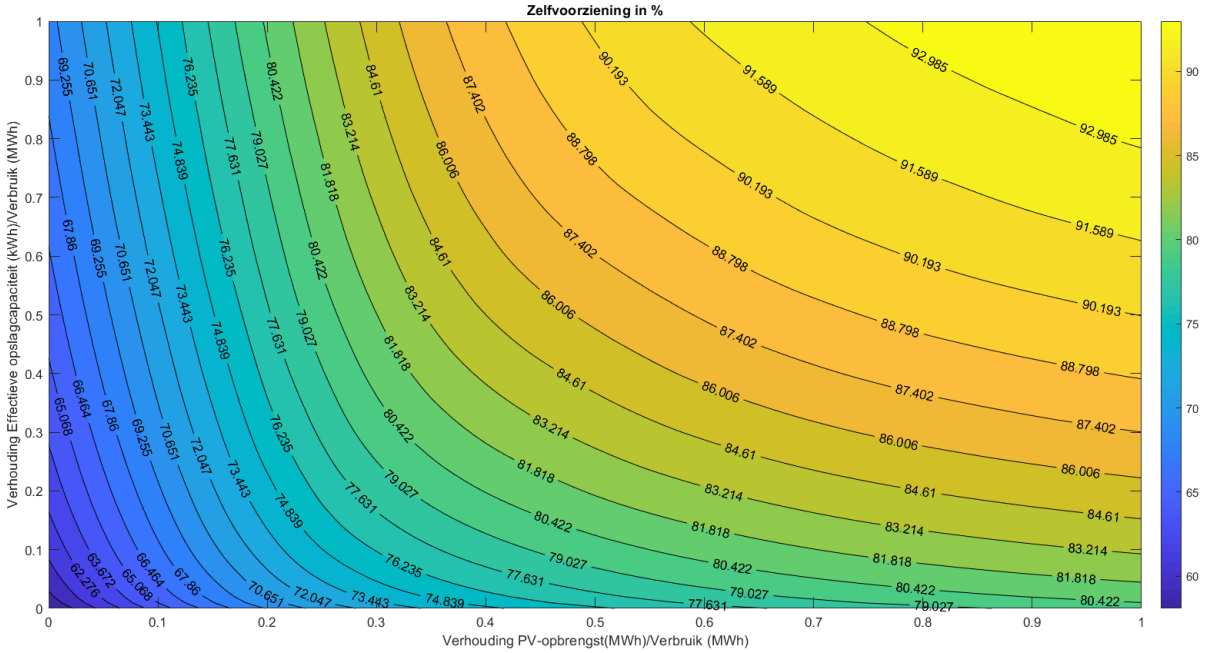
Figuur 68: Zelfconsumptiecontouren

Zoals eerder reeds aangetoond leidt de geproduceerde windenergie reeds voor een zelfconsumptiegraad van om en bij de 44.5%. Dit kan, zoals in Figuur 68 weergegeven, verder verhoogd worden bij een PV-opbrengst 0.15MWh/MWh naar 46.0%. Verdere toename zal leiden tot een daling van de zelfconsumptie. Echter door toename van de opslagcapaciteit kan dit wel nog verder verhoogd worden. De stijging in zelfconsumptie neemt af naarmate de opslagcapaciteit toeneemt. Het is bijgevolg interessanter om te investeren in kleinere opslagcapaciteiten en PV-installatie (t.o.v. het verbruik) voor een optimalere zelfconsumptie. De cijfers worden in tabelvorm weergegeven in Tabel 22.

Tabel 22: Overzicht zelfconsumptie

	Zelfconsumptie [%]						
Opslag (kWh/MWh) →	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6
PV (MWh/MWh)↓							
0	44.46	45.79	46.06	45.17	43.71	42.10	40.47
0.1	46.85	48.05	48.33	47.50	45.94	44.20	42.45
0.2	48.04	49.10	49.41	48.72	47.16	45.38	43.58
0.3	48.91	49.90	50.22	49.61	48.11	46.31	44.50
0.4	49.64	50.54	50.86	50.33	48.90	47.09	45.26
0.5	50.26	51.11	51.43	50.93	49.59	47.77	45.91
0.6	50.80	51.62	51.92	51.46	50.17	48.37	46.48

Indien er in Figuur 69 vervolgens gekeken wordt naar de zelfvoorziening dan wordt er wederom vastgesteld dat er reeds een zelfvoorzieningsgraad van 58.0% kan bereikt worden met de toekomstige windturbine. Hoe meer PV er geïnstalleerd worden hoe hoger de zelfvoorzieningsgraad wordt. Echter de toename in zelfvoorziening neemt af naarmate de verhouding PV-opbrengst/Verbruik toeneemt. Hetzelfde kan gezegd worden van de opslagcapaciteit, hoe groter deze gedimensioneerd wordt voor een bepaalde PV-opbrengst hoe lager de toename wordt in zelfvoorzieningsgraad. Anderzijds is bij héél lage PV-opbrengst de meerwaarde van het toevoegen van een opslagvoorziening lager dan bij hogere PV-opbrengst. De verklaring hiervoor is logisch, de geproduceerde energie is dermate laag in vergelijking met het verbruik en kan bijgevolg ogenblikkelijk verbruikt worden.



Figuur 69: Zelfvoorzieningscontouren

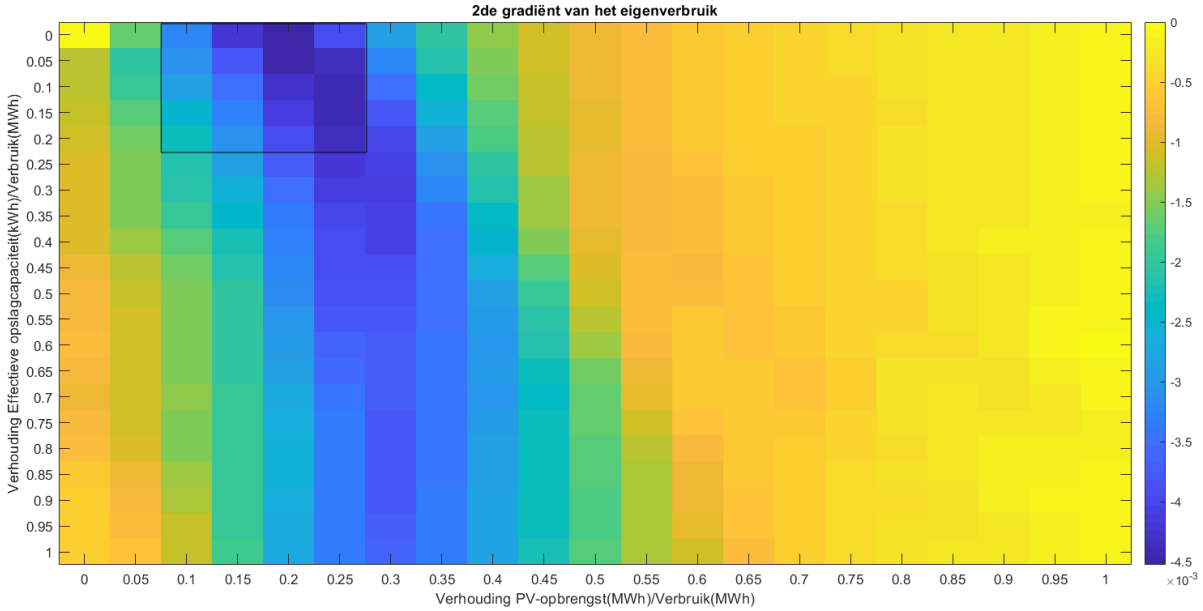
Tabel 23 geeft de zelfvoorzieningscijfers weer in tabelvorm:

Tabel 23: Overzicht zelfvoorziening

	Zelfvoorziening [%]						
Opslag (kWh/MWh) →	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6
PV (MWh/MWh)↓							
0	58.09	64.41	69.39	72.57	74.61	76.06	77.16
0.1	61.21	67.59	72.81	76.31	78.41	79.86	80.94
0.2	62.77	69.07	74.45	78.26	80.48	81.97	83.09
0.3	63.90	70.19	75.65	79.70	82.11	83.65	84.83
0.4	64.86	71.09	76.62	80.84	83.45	85.06	86.29
0.5	65.67	71.88	77.47	81.81	84.62	86.29	87.53
0.6	66.37	72.59	78.21	82.66	85.61	87.38	88.60

Een optimale dimensionering bestaat erin de zone te vinden waarvoor toename van de PV-opbrengst en/of de opslagcapaciteit nog steeds leidt tot een significante verhoging van het eigenverbruik. Dit

wordt ook hier gerealiseerd door de tweede gradiënt[14] te berekenen. Het resultaat van deze berekening wordt weergegeven in Figuur 70. Een eerste conclusie is dat de optimale dimensionering van PV zich situeert tussen de 0.15 MWh/MWh en de 0.4 MWh/MWh. Dit neemt toe in functie van de grootte van de opslagcapaciteit. Maar het absoluut minimum van de functie kan gevonden worden bij kleinere opslagcapaciteiten of bij een installatie zonder opslag.



Figuur 70: 2de gradiënt van het eigenverbruik

Er kan bijgevolg geconcludeerd worden dat een optimale dimensionering kan gevonden worden voor:

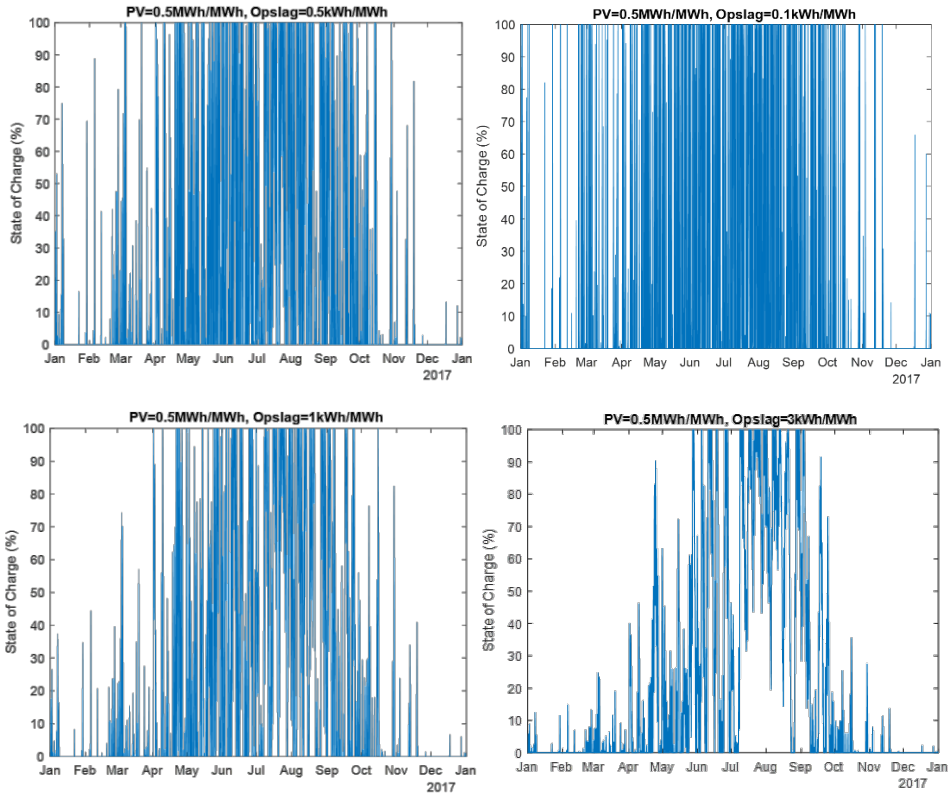
- Een PV-opbrengst van 0.15 à 0.25 MWh/MWh
- Een opslagcapaciteit van 0 à 0.2 kWh/MWh

Dit kan in volgende fase verder bekeken worden door ook de peakshaving mee in rekening te brengen. De economische analyse zal eveneens toelaten om dit verder te verfijnen.

De opslagcapaciteit heeft ook een impact op zijn benutting (Figuur 71). Wanneer de opslageenheid dermate groot wordt zal deze onderbenut worden, t.t.z. een groot deel van zijn capaciteit zal nauwelijks gebruikt worden. Hieronder worden een aantal simulatieresultaten weergegeven bij verschillende opslaggroottes maar eenzelfde opbrengst.

Wanneer de opslageenheid daarentegen te klein is dan zal een groot deel van de niet-verbruikte opbrengst niet kunnen opgeslagen worden maar in het net geïnjecteerd worden. Dit is dan ook nefast voor de zelfconsumptie en de zelfvoorziening. Anderzijds zal een grotere benutting van de batterij er wel toe leiden dat de investering hierin sneller terugverdiend wordt.

[14] De gradiënt van een functie van meerdere veranderlijken geeft de richting aan waarin die functie het sterkst varieert alsook de grootte van de variatie.



Figuur 71: Benutting van de opslagcapacitei

5.8 Peakshaving

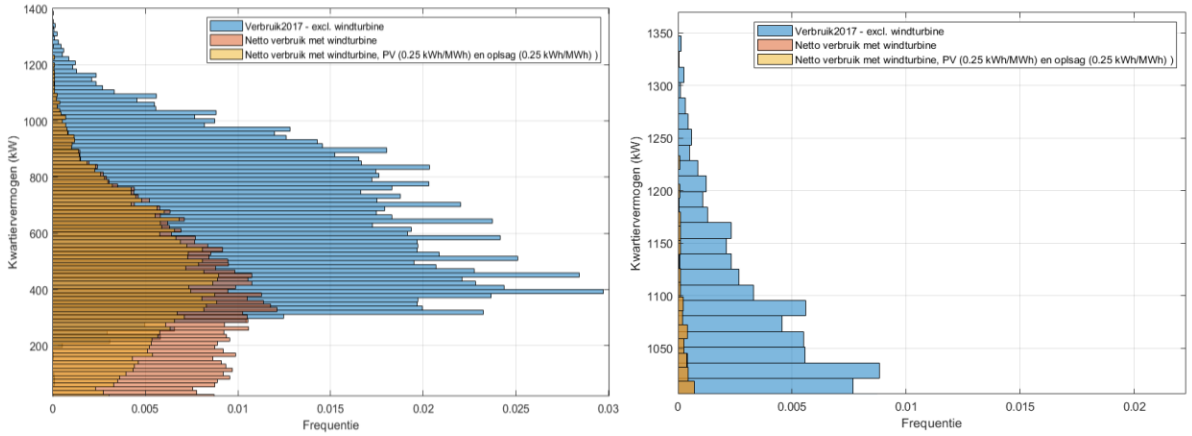
Eerder werd in de studie het huidig en toekomstig tariefstructuur besproken. Hieruit bleek dat deze vandaag bestaat uit zowel een energiecomponent (€/kWh) als een vermogencomponent (€/kW). Het vermogencomponent is functie van het maximum vermogenpiek dat uit het net onttrokken wordt. In de huidige tariefstructuur wordt gekeken naar de elfde kwartierpiek dat optreedt in het jaar. De tariefstructuur dat nu op tafel ligt voor komende jaren wordt berekend op basis van de grootste vermogenpiek in de maand. Deze zal een jaar lang meegedragen worden, tenzij deze piek overschreden wordt op een ander moment. In elk geval zal in dit hoofdstuk gekeken worden hoe via een hybride PV-Opslagsysteem deze piek kan gedempt worden, men spreekt in de vakliteratuur ook wel van peakshaving. Figuur 72 illustreert het principe .

Figuur 72: Illustratie peakshaving

Uit het verbruiksprofiel is duidelijk op te merken dat de hoogste pieken optreden buiten de zomermaanden. Gedurende deze maanden is de zonne-opbrengst veel te laag en kan dit dan ook niet ingezet

worden als oplossing. Echter, de toekomstige windturbine zal wél zorgen voor een reductie van de pieken. Deze reductie kan nog verder verhoogd worden door een opslageenheid te voorzien en deze slim aan te sturen. Slim aansturen van de opslageenheden bestaat er simpelweg in deze voldoende opgeladen te hebben voordat de piek optreedt. De opslageenheid ontlaadt zijn energie op dat moment waardoor het net deze piek niet hoeft te leveren.

Ter illustratie wordt de huidige situatie weergegeven – gebaseerd op het verbruiksprofiel van 2017 – een situatie met windturbine en een situatie met PV en opslag. Dit wordt hieronder weergegeven in een frequentiediagram. Wanneer ingezoomd wordt op de grootste pieken is het opmerkelijk dat de frequentie van de pieken drastisch is afgenomen.

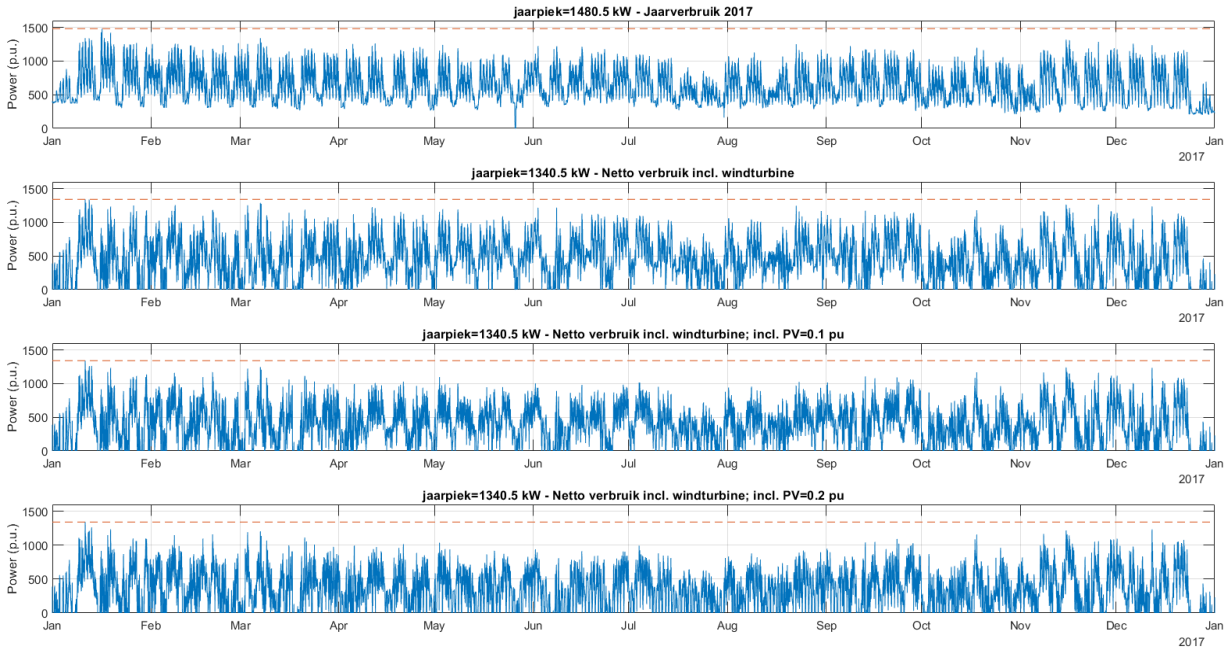


Figuur 73: Frequentiediagram peakshaving

Deze illustratie kan genuanceerd worden door het feit dat in de huidige tariefstructuur het optreden van één piek voldoende is. In de toekomst, wanneer het vermogencomponent op basis van de maandelijkse piek zal afgerekend worden, kan een afname in frequentie (mogelijks) wel interessant zijn.

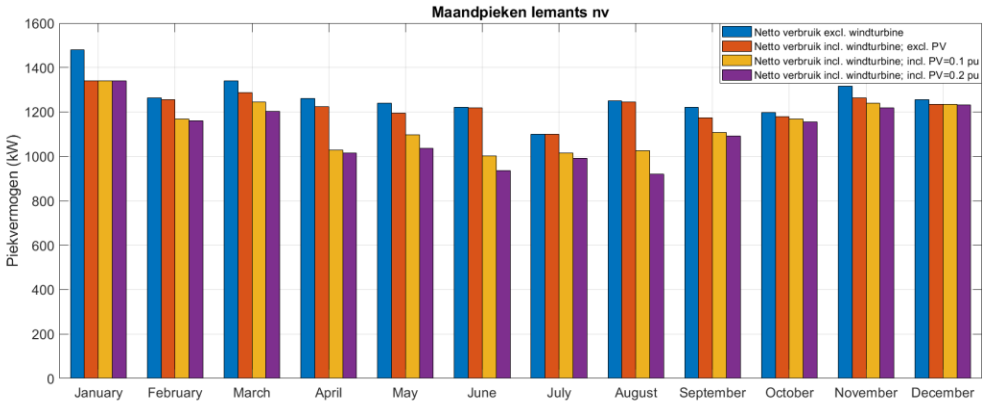
Zoals eerder reeds aangehaald heeft het dempen van de pieken heel wat potentieel voor Iemants NV. Echter, de optimalisatie bestaat erin een economische afweging te maken van de investering in PV en opslag ten opzichte van de besparing. Dit wordt verder besproken en geanalyseerd in het volgende hoofstuk. In dit hoofdstuk zal dieper ingegaan worden hoe PV en opslag de piek kunnen dempen.

In Figuur 74 wordt de impact van PV en de windturbine weergegeven op de jaarpiek. De windturbine zorgt reeds voor een reductie van 140 kW. Aangezien de jaarpiek in de wintermaanden valt heeft het toevoegen van PV geen impact op deze piek.



Figuur 74: Visualisatie van de jaarpiek

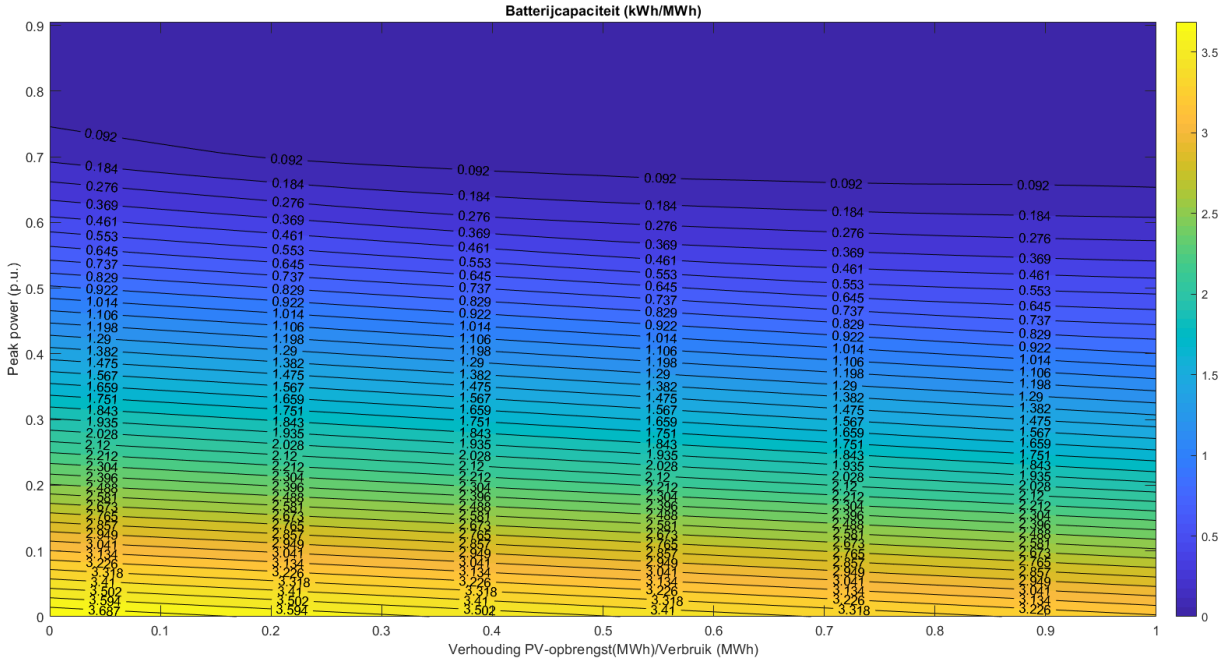
In de toekomst zal er afgerekend worden op basis van de maandpiek. Het is vanzelfsprekend dat deze methodiek veel flexibeler is. Het creëert bovendien ook de mogelijkheid om de piekverbruiken van Iemants NV – die zoals eerder beschreven voornamelijk overdag plaatsvinden – te reduceren door middel van PV.



Figuur 75: Visualisatie van de maandpieken

Figuur 75 toont aan dat in quasi alle maanden een duidelijke reductie te realiseren is door wind- en zonne-energie te voorzien. De reducties door verhoging van de PV-opbrengst zijn uiteraard het grootst tijdens de zomermaanden.

Er dient echter ook opgemerkt te worden dat er reeds aan peakshaving gedaan kan worden met enkel opslag, zonder PV. Door bijvoorbeeld de batterij op te laden als de energie het goedkoopst is (bijv. 's nachts of in de daluren) en te ontladen als er een piek optreedt. Echter, aangezien Iemants NV even-eens de zelfvoorziening verder wil verhogen zal sowieso met een bepaalde hoeveelheid zonne-energie gerekend worden. In Figuur 76 wordt de benodigde opslagcapaciteit in functie van de zonne-opbrengst en de gewenste peakshaving geanalyseerd.



Figuur 76: Benodigde batterijcapaciteit en PV-opbrengst voor een gewenste piekreductie

Als de zonne-opbrengst groter is dan 0.2 MWh/MWh dan heeft verdere toename van de zonne-opbrengst weinig impact op de benodigde opslaghoeveelheid voor peakshaving. De verklaring hiervoor is logisch en werd hierboven ook reeds aangehaald, de grootste pieken treden op wanneer de zonne-opbrengst het laagst is. Verder wordt ook opgemerkt dat men met een relatief kleine opslagcapaciteit reeds een demping van het piekvermogen met 30% kan realiseren. Voor een piekvermogen van 0.7 pu (dus 30% piekreductie) en bij een jaarlijkse zonne-opbrengst van 0.1 MWh/MWh heeft men maar 0.15 MWh/MWh aan opslagcapaciteit nodig. Dit wordt in Tabel 24 cijfermatig weergegeven.

Tabel 24: Overzicht benodigde batterijcapaciteit per gewenste piekreductie en geïnstalleerd PV

PV(MWh/MWh) →	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6
Piek(p.u) ↓							
0.4	1.62	1.57	1.53	1.48	1.43	1.38	1.34
0.5	1.17	1.12	1.07	1.03	0.98	0.93	0.89
0.6	0.73	0.69	0.64	0.60	0.55	0.51	0.47
0.7	0.37	0.33	0.28	0.24	0.21	0.19	0.17
0.8	0.12	0.09	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05
0.9	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
1.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Zoals reeds aangehaald zou het ook mogelijk zijn om aan piekreductie te doen door energie van het net te onttrekken op de daarvoor geschikte momenten. Bijvoorbeeld als de energie goedkoop is of als de elektriciteitsvraag van het bedrijf laag is. Verder is een adequate sturing noodzakelijk teneinde de pieken pro-actief te kunnen dempen en aldus de batterij voldoende opgeladen te hebben als de piek optreedt. Naast de energie-inhoud van de batterij is het ook belangrijk dat de batterij het piek-vermogen kan leveren. Hiervoor dient gekeken te worden naar de C-rate van de batterij en naar de gewenste piekreductie. Hoe groter de piekreductie is die men wenst te bereiken hoe groter de C-rate van de batterij dient te zijn (Tabel 25).

Tabel 25: Batterijvermogen in functie van de gewenste piekreductie

Piek (p.u.) →	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
Batterijvermogen (kW)	804.3	670.25	536.2	402.15	268.1	134.05	0

In paragraaf 4.5 werd de methodologie voor het ontwerpen van hybride opslagsystemen besproken. Hieruit bleek dat naast de energie-inhoud en het vermogen van de opslagsysteem ook de dynamica van de opslagsysteem belangrijk is. Hoe dynamischer de opslagsysteem hoe beter deze kan reageren op de optredende pieken. Het ontwerp en de technologiekeuze van de opslagsysteem wordt in deze studie niet verder onderzocht.

6 Economische studie

6.1 Inleiding

In de technische studie werden reeds een aantal zaken uitgeklaard. Zo werd het potentieel aan PV berekend, werd de technisch optimale hoeveelheid PV en opslag bepaald en werd er gekeken hoe men het piekvermogen kan reduceren. Het is evident dat er aan de installatie ook een prijskaartje hangt. Anderzijds zullen er ook baten ontstaan, zoals de groenestroomcertificaten en de besparing in energiekost. Beiden worden in dit hoofdstuk tegen elkaar afgewogen in een economische analyse. Deze analyse zal blootleggen welke de gunstigste opties zijn voor Iemants NV qua dimensionering van PV en opslag.

Als **referentiescenario** wordt in deze analyse de situatie mét windturbine in acht genomen worden. Er wordt bijgevolg geen rekening gehouden met eventuele kosten die gerelateerd zijn aan de windturbine en de terugverdientijd en de NAW (Netto-actuele waarde) worden berekend in functie van dat referentiescenario. Eén uitzondering hierop is de windenergie dat door Iemants NV verbruikt wordt, deze wordt aan een bevoorrechte tarief aangekocht daar het vrij is van alle nettarieven en andere heffingen. Deze kosten wordt uiteraard wél meegenomen in de analyse.

2.4 Investeringsuitgaven

De investeringsuitgaven behelst de aankoopprijs (AP) en de installatiekost (IK) :

$$I = AK + IK$$

De aankoopprijs bestaat uit volgende investeringsuitgaven:

$$AK = AK_{PV} + AK_{Opslag} + AK_{Kabel} + AK_{Transfo} + AK_{netaansluiting}$$

De investeringsuitgave voor de PV-installatie behelst de zonnepanelen en toebehoren (montageframes, dc-kabels, dakrand, …) maar ook de omvormer. Hetzelfde geldt voor de opslagvoorziening, zowel de batterijkost als de omvormerkost wordt hiervoor in rekening gebracht. De kosten voor de netaansluiting bestaan uit kosten voor de ontkoppelingskasten, de keuring, netstudie,… . Verder wordt uiteraard ook de aankoopkost van de kabel voor de directe lijn mee in rekening gebracht.

$$IK = IK_{PV} + IK_{Opslag} + IK_{Kabel} + IK_{Transfo} + IK_{netaansluiting}$$

De installatiekosten omvatten alle arbeidskosten voor het realiseren van de installatie.

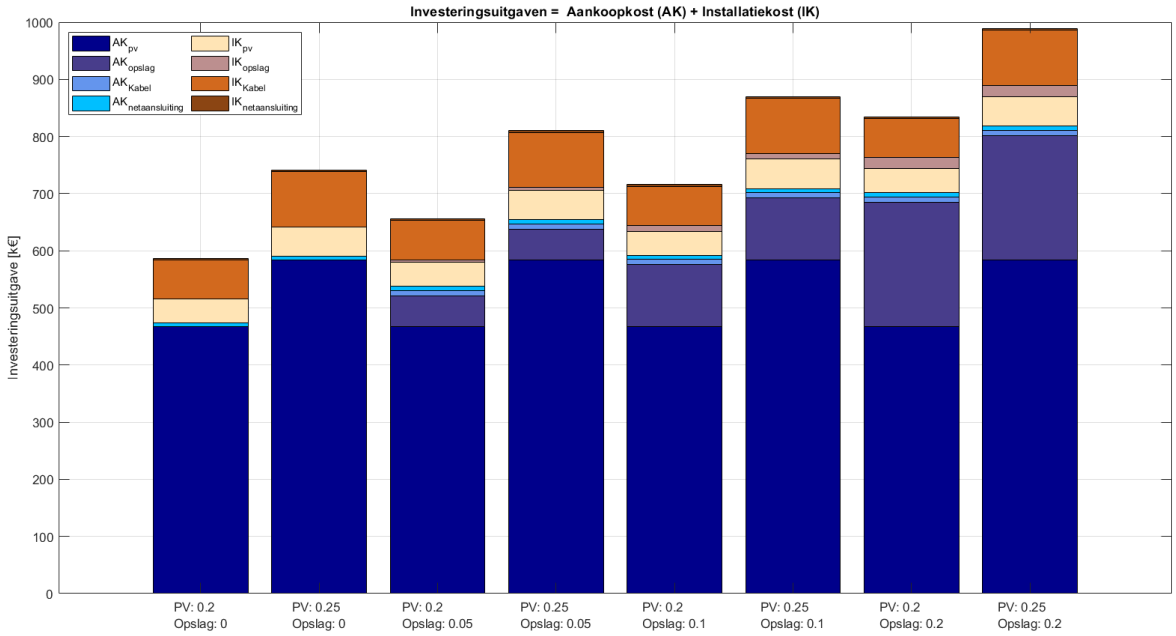
Een belangrijke opmerking is dat er in deze analyse abstractie zal gemaakt worden van de aankoopen installatiekosten van de middenspanningstransfo. Er komt bij het plaatsen van de middenspanningscabine heel wat kijken:

- Er gelden specifieke technische voorschriften voor de aansluiting op het HS-distributienet (C2/112)
- Een elektriciteitscabine met transformator is vergunningsplichtig. Dat betekent dat hiervoor een vergunningsdossier dient opgemaakt te worden waarin o.m. het ontwerp van de cabine wordt opgenomen en de inplanting getoetst wordt aan de stedenbouwkundige voorschriften.
- Een middenspanningscabine moet vlot bereikbaar zijn. In functie van de locatie kan het aanleggen van een toegangsweg vereist zijn.

- Bovendien gelden er specifieke richtlijnen naar brandwerendheid van de cabine en is signalisatie en veiligheidsverlichting een vereiste.
- Verschillende studies dienen uitgevoerd te worden door de distributienetbeheerder waarbij o.m. de technische eisen van de aansluiting worden vastgelegd alsook de wijze van exploitatie.
- …

Kortom, het is aangewezen om hiervoor een aparte offerte aan te vragen bij een industriële installateur die voor deze case een volledigere prijsberekening van de transformator kan aanleveren. Er kan ook even reeds gepolst worden bij de netbeheerder om aan de hand van een netstudie de aansluitbaarheid van de installatie te onderzoeken. Deze kost zal echter wel in de vorm van een sensitiviteitsanalyse in rekening gebracht worden in paragraaf 2.11.

De analyse van de investeringsuitgave wordt in Figuur 77 uitgezet. Deze analyse is beperkt tot een aantal punten binnen de aangeduide zone in Figuur 70 .



Figuur 77: Investeringsuitgave in k€

De investering in PV en opslag vormt een grote fractie van de totale prijs. Dat is duidelijk vast te stellen in Tabel 26. De investering in opslag vormt een kleinere investeringskost als voor PV, maar men dient er wel van bewust te zijn dat batterijopslagsystemen een beperktere levensduur hebben dan een PV-installatie. Die vervanginvesteringen worden meegenomen in de TCO-analyse

Tabel 26: Verhoudingen investeringsuitgaven

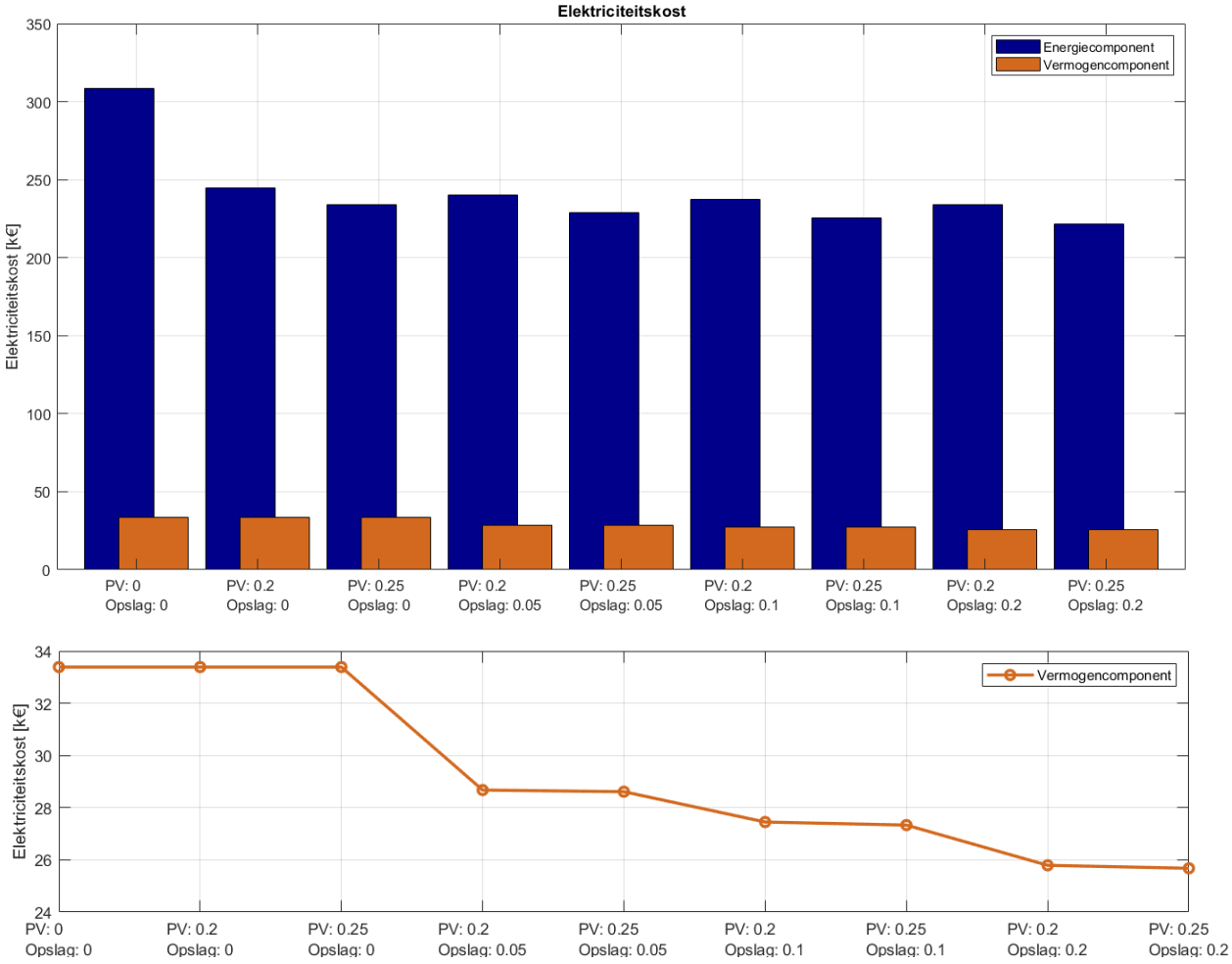
PV: 0.2 MWh/MWh Opslag: 0.2 kWh/MWh	AP_{pv}	AP_{opslag}	AP_{kabel}	$AP_{net-aansluiting}$	IK_{pv}	IK_{opslag}	IK_{kabel}	IK-netaansluiting
	55.90%	26.16%	1.14%	0.82%	5.03%	2.37%	8.23%	0.36%

Verder vormt de installatiekost van de PV-panelen een belangrijk aandeel van de totale installatiekost. Er komen heel wat werkuren bij te pas: het plaatsen van de panelen, de constructies en de kabels, het voorzien van een hoogtewerker, het voorzien van veiligheidsafschermingen aan de dakrand, het opstellen van een ontwerpdossier… . De aanlegkosten van de kabel vormen echter het grootste deel van de installatiekosten en zijn duurder dan de kost van de kabel zelf.

2.5 Elektriciteitskosten

De energiekosten worden berekend op basis van het energietarief waarop Iemants NV nu afgerekend wordt. De kosten gerelateerd aan het netbeheer evenals de heffingen en toeslagen worden berekend op basis van de tarieven die teruggevonden kunnen worden bij de VREG en de CREG [13] [14]. In Figuur 78 worden deze elektriciteitskosten (EK) weergegeven in functie van de geïnstalleerd capaciteit aan PV en opslag. Een onderscheid wordt gemaakt tussen de tariefdragers energie (kWh-gebaseerd) en vermogen (kW-gebaseerd). De heffing voor de exploitatie van een directe lijn wordt meegenomen in de energiekost. De kabelverliezen worden niet meegenomen in de analyse. Doordat de directe lijn uitgebaat zal worden op middenspanning zullen deze verliezen marginaal zijn t.o.v. de energieverbruikskost.

$$EK_{tot} = EK_{kW} + EK_{kWh} + EK_{directelijn}$$



Figuur 78: Elektriciteiskosten (boven) vermogencomponent afzonderlijk (onder)

Bij een PV-installatie van 0.2 à 0.25 MWh/MWh wordt een verhoging van de zelfvoorzieningsgraad gerealiseerd waardoor het nettoverbruik afneemt. Dit heeft geen impact op het vermogencomponent daar deze gebaseerd zijn op het jaarpiek dat plaatsvindt in de wintermaanden. Het toevoegen van opslag zorgt er echter wel voor dat de kosten gerelateerd aan het vermogencomponent wel duidelijk afnemen. De opslag wordt dan aangewend om de piek te reduceren en tegelijk de zelfconsumptie en zelfvoorziening te verhogen.

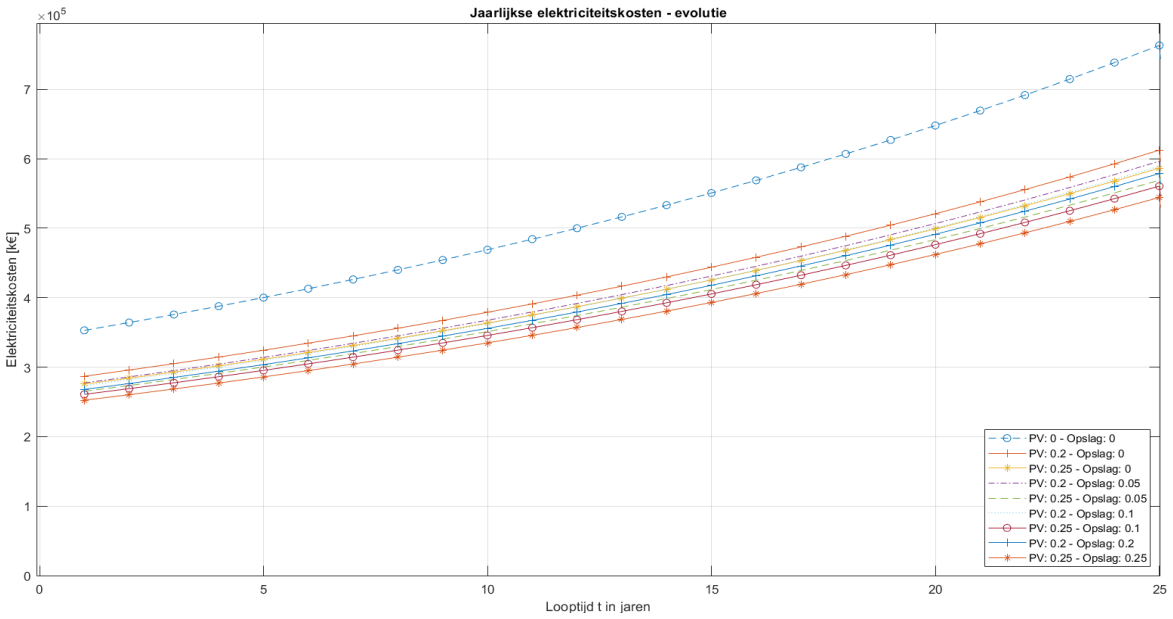
De kW-gebaseerde kosten vormen vandaag maar zo'n 10% van de totale elektriciteitsfactuur. Door de nakende capaciteitstarifering kan dat in de toekomst anders liggen.

Verder nog m.b.t. de capaciteitstariefering, daar dit op dit moment nog onderhevig is aan wijzingen wordt in de studie uitgegaan van het huidig tariefstructuur. Meer over de mogelijke impact van de nieuwe methodologie kan teruggevonden worden in paragraaf 2.13.

Teneinde prognoses van de energiekosten op lange termijn mogelijk te maken wordt de evolutie van de energieprijs in de toekomst meegenomen. Uiteraard zijn deze prijsevoluties onderhevig aan een onzekerheid. De Europese commissie voorspelde in 2016 voor het hoge scenario een jaarlijks constante prijsstijging van 3.5% tussen 2010 en 2050. De prijsevoluties zijn echter enkel van toepassing op de energiecomponent [15] .

Op een tijdshorizon 'N' van 25 jaar zorgt dit voor een trend van de kosten zoals weergegeven in Figuur 79. Merk op dat in deze grafiek er abstractie werd genomen van de discontovoet. De tarieven die hiervoor toegepast werden kunnen teruggevonden worden in een energierekening van Iemants NV in Bijlage 1 en het overzicht van de distributie- en transmissienettarieven (netbeheerder Fluvius EX-Iveka) in Bijlage 2.

$$EK_{tot}(t) = EK_{kW} + EK_{kWh} * (1+E)^t + EK_{directelijn} \quad \rightarrow \quad t \leq N$$



Figuur 79: Jaarlijkse elektriciteitskost

Het eerste jaar zou Iemants NV ongeveer € 90.000 besparen door 0.25 kWh/MWh opslag en 0.25 MWh/MWh PV te voorzien. De besparing zal elk jaar oplopen totdat het € 130 000 bedraagt in het 25^{e} jaar. Een opslagsysteem van 0.25 kWh/MWh en PV van 0.25 MWh/MWh is equivalent aan een PV-installatie van 580 kW_p en een opslageenheid van 580 kWh.

Daar Iemants NV een afnemer is op middenspanning wordt € 5.95 per geproduceerde MWh aangerekend als heffing voor de exploitatie van de directe lijn. Merk op dat deze heffing in deze berekening niet geïndexeerd werd. De heffing wordt cfr. het Energiedecreet art. 14.3.3 geïndexeerd op basis van het equivalent aan ontdoken kosten van openbare dienstverplichtingen die in de tarieven opgenomen zijn. Daar de kostenevolutie van de openbare dienstverplichtingen louter gebonden zijn aan de (toekomstige) beleidsbeslissing kan deze index niet vooraf bepaald worden. Het is bovendien zo dat deze kosten inferieur zijn aan de andere elektriciteitskosten. Tabel 27 geeft de jaarlijkse heffingskost weer in functie van de hoeveelheid PV [2].

Tabel 27: Heffing directe lijn in functie van PV-opbrengst

PV (MWh/MWh)	0	0.1	0.2	0.25
Heffing (€)	0	1382	2764	31791

2.6 Opbrengsten

2.6.1 Groenestroomcertificaten

In tegenstelling tot residentiële PV-installaties levert de Vlaamse Overheid nog steeds productiesteun in de vorm van een groenestroomcertificaat voor installaties groter dan 10kVA gedurende een periode van 15 jaar. De bandingfactor bepaalt de hoeveelheid opbrengst dat een certificaat oplevert. Eén certificaat is €93 waard. Deze certificaten kunnen verkregen worden bij de distributienetbeheerder en vervolgens verhandeld aan potentiële verkopers[15] volgens de procedure dat vastgelegd is door VREG [16].

De bandingfactor voor projecten met directe lijn vallen cfr. artikel 6.2/1.7 van het energiebesluit onder PS. Cat 6: *"nieuwe installaties op zonne-energie met een maximaal AC-vermogen van de omvormer(s) groter dan 10 kW, en die injecteren in een directe lijn die de eigen site overschrijdt".* Een aanvraagprocedure dient hiervoor opgestart te worden bij het Vlaams Energieagentschap (VEA). Bij de berekening wordt er rekening gehouden met de technische kenmerken van de installatie en de kosten en baten van de installatie [17].

Er zal in deze studie gerekend worden met de bandingfactor voor PV-installaties op eigen site dat op periodieke basis wordt geactualiseerd en gepubliceerd op de website van het VEA. Er wordt er vanuit gegaan dat dit een conservatieve aanpak is daar er in het geval met directe lijn er bijkomende kosten worden gemaakt voor dezelfde opbrengst als zijnde exploitatiekosten, opstalrecht, aanlegkosten van de kabel, ….

2.6.2 Belasting en verhoogde investeringsaftrek

De opbrengsten die vloeien uit de groenestroomcertificaten zullen voor Iemants NV een inkomst vormen en zijn aldus belastbaar. De belastingsvoet 'b' voor aanslagjaar 2021 zal 25% bedragen.

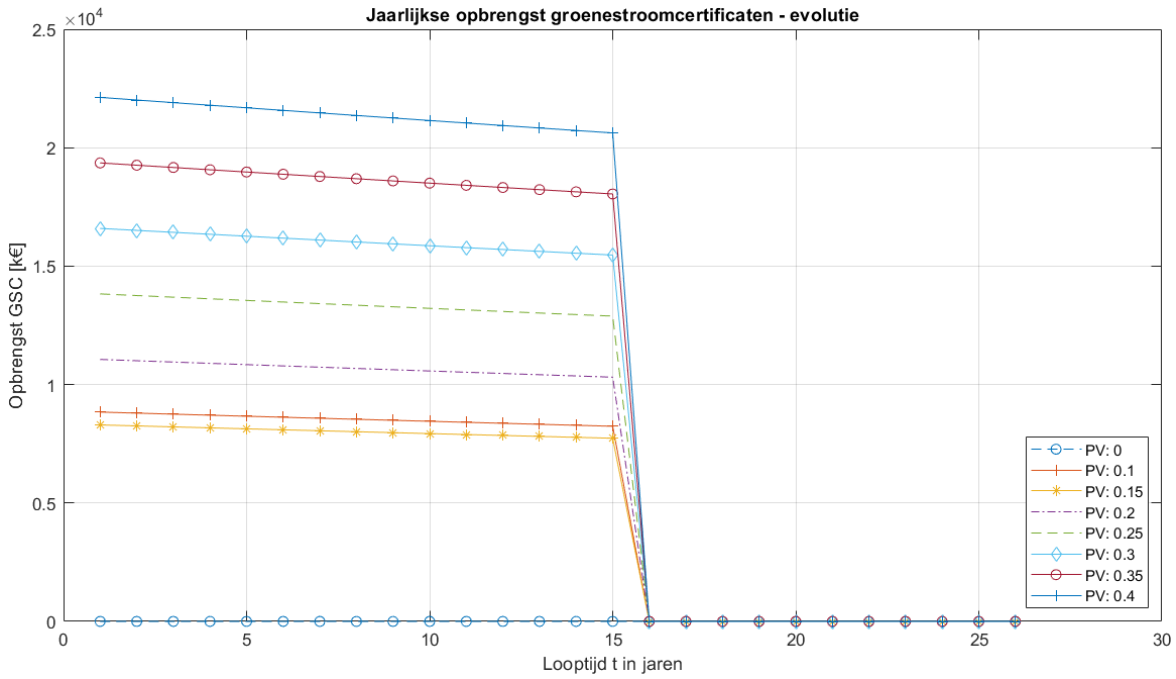
Echter, deze belastbare winst kan verminderd worden door middel van de verhoogde investeringsaftrek dat ingevoerd werd door de overheid teneinde het gebruik van hernieuwbare energiebronnen te stimuleren. Deze investeringsaftrek 'v' bedraagt anno 2020 13.5%. De opbrengst uit groenestroomcertificaten kan jaarlijks als volgt berekend worden [18]:

[15] Een lijst van potentiële verkopers van steuncertificaten kan hier gevonden worden: https://www.vreg.be/nl/potentiele-ver-kopers-van-steuncertificaten-en-gos

$$O_{GSC}(t) = €93 * \frac{bandingfactor}{1000kWh} . E_{PV} . (1-b) * (1-v) * (1-x)^t$$

E_{pv} staat voor de jaarlijkse energieopbrengst in kWh. De x staat voor de jaarlijkse degradatie van de PV-panelen. Een degressie van 0.5%/jaar wordt voor silicium kristallijn zonnepanelen aangenomen. Daar dit de oudste technologie is bestaan er meerdere studies die deze degressie bevestigen. Dunne-film zonnepanelen hebben een hogere degressie van om en bij de 1%/jaar maar de ontwikkeling ervan is nog volop gaande. Echter, zowat alle PV-fabrikanten geven een vermogensgarantie van 80% na 25 jaar. Er wordt aldus in deze analyse rekening gehouden met een tijdshorizon dat 25 jaar bedraagt [19].

Figuur 80 geeft de jaarlijkse opbrengst weer gedurende 25 jaar. Voor een PV-opbrengst van 0.25 kWh/MWh bedraagt ongeveer €11 000 en zakt het 15e jaar tot €1 031. Na het 15e jaar worden geen groenestroomcertificaten meer uitgekeerd.



Figuur 80: Jaarlijks gecumuleerde opbrengst door groenestroomcertificaten

2.6.3 Toekomstige steunmechanisme

Tijdens de uitvoering van deze studie werd door de Vlaamse Regering op 6 juni 2020 de hervorming van de steunmechanismen voor zonnepanelen en windturbines voorgesteld. Deze hervorming komt er ter vervanging van het huidig systeem van groenestroomcertificaten. De financiële steun zal in de toekomst gespreid worden over 10 jaar. Dit zal gelden voor PV-projecten met een vermogen tussen 40 kW en 2 MW. De investeringssteun zal lopen via een projectoproep, analoog aan de subsidie voor kleine en middelgrote windturbines vandaag.

De selectie wordt gemaakt op basis van een rangschikking van de ingediende projecten. Deze rangschikking is gebaseerd op basis van de aangevraagde steun en de te verwachten opbrengst. Op die manier wenst de Vlaamse Regering vooral de meest kostenefficiënte projecten te financieren. Het steunplafond bedraagt voor de eerste call €22/MWh voor PV op daken of marginale gronden.

De verwachting is dat de steun slechts 30% zal zijn van wat er vandaag verkregen kan worden. Bovendien zal het voor bedrijven belangrijk zijn om vooraf goed te bepalen welke steun nodig is om het project rendabel te krijgen. Want, zoals reeds aangehaald, is het zo dat de projecten met de minste steunvraag mogelijks de grootste kans hebben om van de subsidie te genieten. Installaties die nog voor het eind van dit jaar geïnstalleerd en goedgekeurd worden zullen nog genieten van de vorige steunregeling met groenestroomcertificaten [20] [21].

In het verdere vervolg van deze studie zal de economische analyse uitgaan van twee situaties. In een eerste situatie wordt uitgegaan van overheidssteun in de vorm van groenestroomcertificaten en in de tweede situatie zal worden uitgegaan van een investering zonder enige subsidie.

2.7 TCO-analyse

De total cost of ownership (TCO) houdt rekening met alle mogelijke kosten die tijdens de levensduur van de installatie optreden. Het is de som van de initiële investeringskost, de vervangprogramma's van de omvormers en opslageenheden, de energiekosten, de opbrengsten en de heffingen.

$$TOC = I + AW = I + \ AW_{EK} + AW_{O_{GSC}} + AW_{vervang}$$

De investeringsuitgave is reeds gekend en werd reeds eerder in dit hoofdstuk besproken. De actuele waarde 'AW' is de som van alle toekomstige geldstromen die zullen optreden. De actuele waarde van de elektriciteitskosten en de opbrengsten worden als volgt berekend:

$$AW_{EK} = \sum_{t=1}^{N} (EK_{kW} + (EK_{kWh} * (1+E)^t) + EK_{directelijn}) * \frac{(1+G)^t}{(1+i)^t}$$

$$AW_{O_{GSC}} = \sum_{t=1}^{N} €93 * \frac{bandingfactor}{1000kWh} . E_{PV} . (1-b) * (1-v) * (1-x)^t * \frac{1}{(1+i)^t}$$

Beide actuele waarden worden verdisconteerd door een discontovoet 'i' dat hier gelijk is aan de WACC (weighted average cost of capital) van het bedrijf. De WACC bedraagt voor Iemants NV **10%.** De groei 'G' van het bedrijf, de verwachte toename in draaiuren komende jaren werd hier op vraag van Iemants NV als status quo aangenomen, dus 0%.

De omvormers en batterijen hebben in tegenstelling tot zonnepanelen niet zo'n lange levensduur. Een PV-omvormer wordt geacht 15 jaar te kunnen meegaan. Hetzelfde geldt voor de omvormer van de batterij. Voor de batterij zelf wordt in deze berekening een LFP type genomen waarvan de prijzen werden verkregen van een handelaar. Deze batterij heeft een levensduur van 4000 laadcycli bij een DoD[16] van 80% en een omgevingstemperatuur van 25°C. De actuele waarde van de vervangkosten worden als volgt berekend [22]:

$$AW_{vervang} = \left[AK_{omv,pv} + AK_{omv,opslag} + IK_{omv,pv} + IK_{omv,opslag} + z * (AK_{opslag} + IK_{opslag})\right] * \frac{1}{(1+i)^{25}}$$

$$z = \frac{4000\ cycli}{laadcycli/jaar}$$

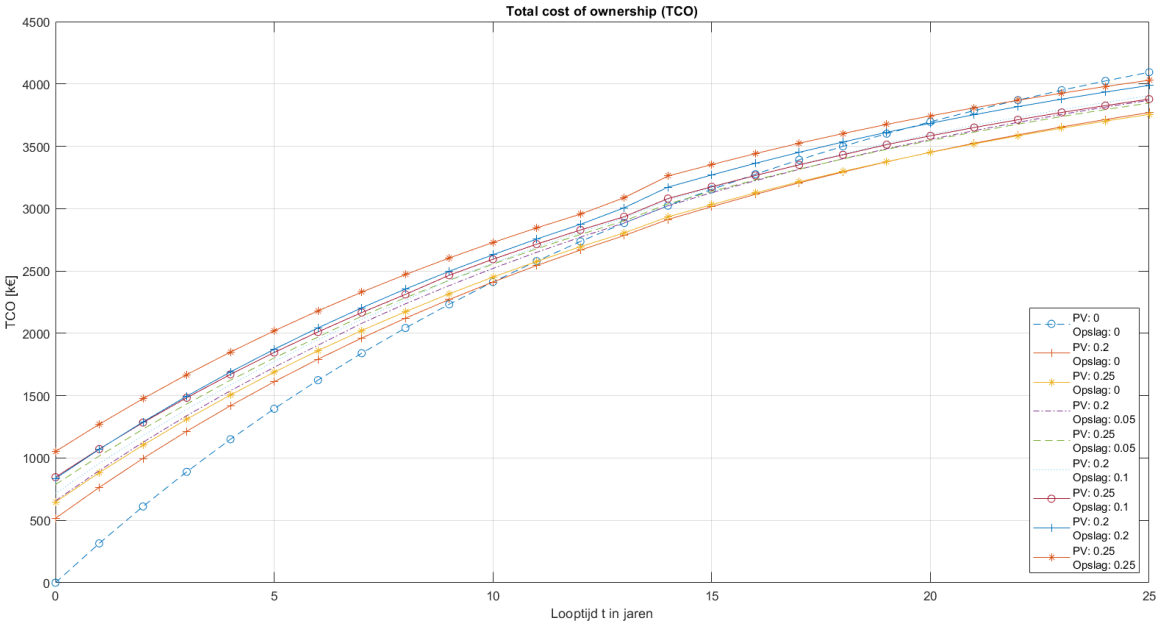
[16] DoD staat voor depth-of discharge en is een indicatie voor de percentage va de batterijcapaciteit dat is ontladen t.o.v. de totale capaciteit. Aangezien een diepe ontlading nefast is voor de levensduur raden veel fabrikanten aan om maar 80% van de batterijcapaciteit te benutten.

De omvormers dienen éénmalig vervangen te worden terwijl de batterij *z* keer vervangen dient te worden. Verder dient de PV-installatie regelmatig gereinigd te worden. Bladeren, uitwerpselen van vogels, stof en andere verontreinigingen kunnen leiden tot een merkbare verlaging van het rendement. Dit kan afhankelijk van de locatie en de hellingsgraad van de panelen variëren van 1 tot en met 6% verlies in rendement [23].

$$AW_{onderhoud} = \sum_{t=1}^{N} IK_{reiniging} * \frac{1}{(1+i)^t}$$

2.7.1 Met certificatensteun

De TCO-analyse wordt in Figuur 81 weergegeven voor de situatie waarbij er nog groenestroomcertificaten toegekend worden. Het is duidelijk vast te stellen dat wanneer Iemants NV beslist om niet te investeren in een directe lijn en in een PV-installatie de totale kost na 25 jaar duurder zal zijn. Een installatie met een PV-opbrengst van 0.25 MWh/MWh (ofwel 560 kW_p) zal na 25 jaar het goedkoopst uitdraaien.



Figuur 81: TCO-analyse

Uit de technische studie bleek reeds dat een kleine PV-installatie van ordegrootte 0.15 à 0.25 MWh/MWh het optimaalst is naar zelfvoorziening en zelfconsumptie. Terwijl de optimale opslagcapaciteit tussen de 0 en 0.2 kWh/MWh ligt. Het potentieel aan piekreductie is technisch gezien wel aanwezig, echter de huidige tariefmethodologie stimuleert dit vandaag onvoldoende. Dit kan ook afgeleid worden uit Figuur 78.

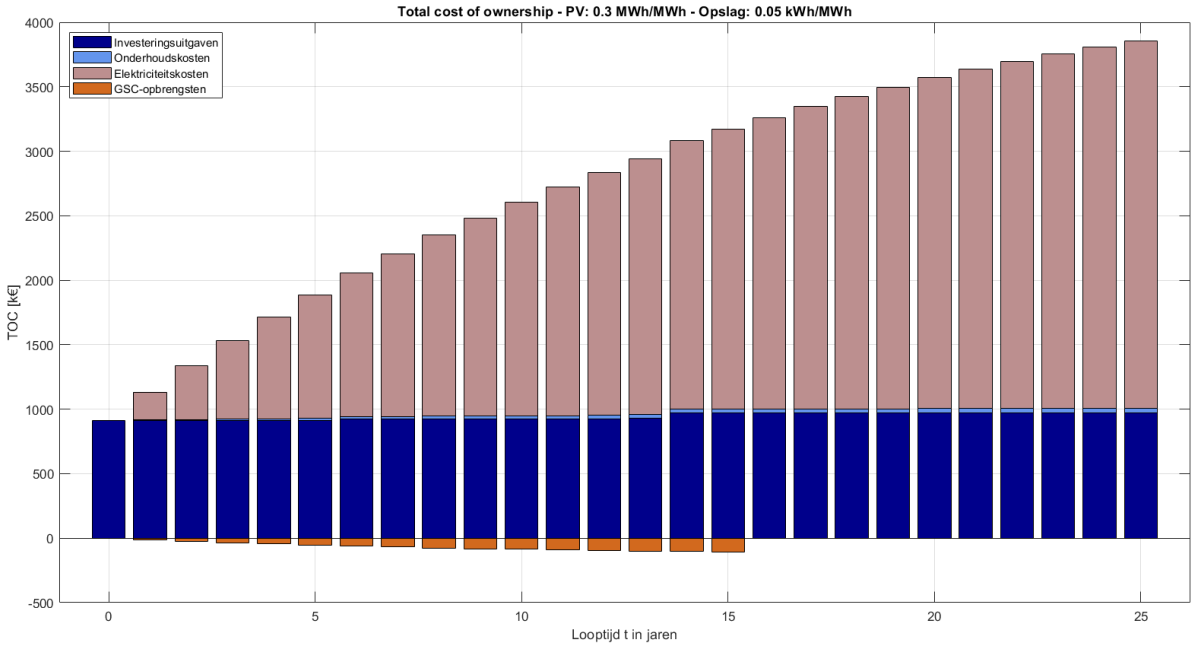
De TCO geeft een lichtjes andere resultaat. De laagste TCO wordt bereikt bij een installatie met een PV-opbrengst van 0.25 MWh/MWh. Dit wordt weergegeven in de vorm van een kleurtabel in Tabel 28.

Tabel 28: TOC-analyse in functie van PV en opslag

PV (MWh/MWh) →	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6

Opslag (Wh/MWh)↓	TCO (k€)												
0	4094	3988	3880	3822	3771	**3756**	3767	3800	3847	3905	3972	4046	4126
0.05	4188	4089	3983	3927	3870	3847	3857	3888	3934	3992	4058	4132	4212
0.1	4225	4129	4025	3963	3906	3878	3884	3911	3956	4013	4078	4152	4232
0.15	4249	4174	4070	4008	3950	3918	3919	3943	3990	4045	4110	4183	4262
0.2	4294	4196	4092	4030	3988	3963	3959	3980	4020	4074	4143	4215	4293
0.25	4370	4272	4168	4105	4039	4002	4017	4047	4085	4138	4206	4276	4354
0.3	4421	4322	4219	4156	4088	4048	4032	4080	4115	4167	4243	4312	4389
0.35	4473	4375	4272	4209	4139	4097	4078	4088	4121	4171	4271	4339	4414
0.4	4527	4429	4326	4263	4192	4148	4126	4133	4162	4210	4270	4337	4412
0.45	4582	4484	4382	4318	4246	4200	4176	4180	4206	4252	4311	4378	4452

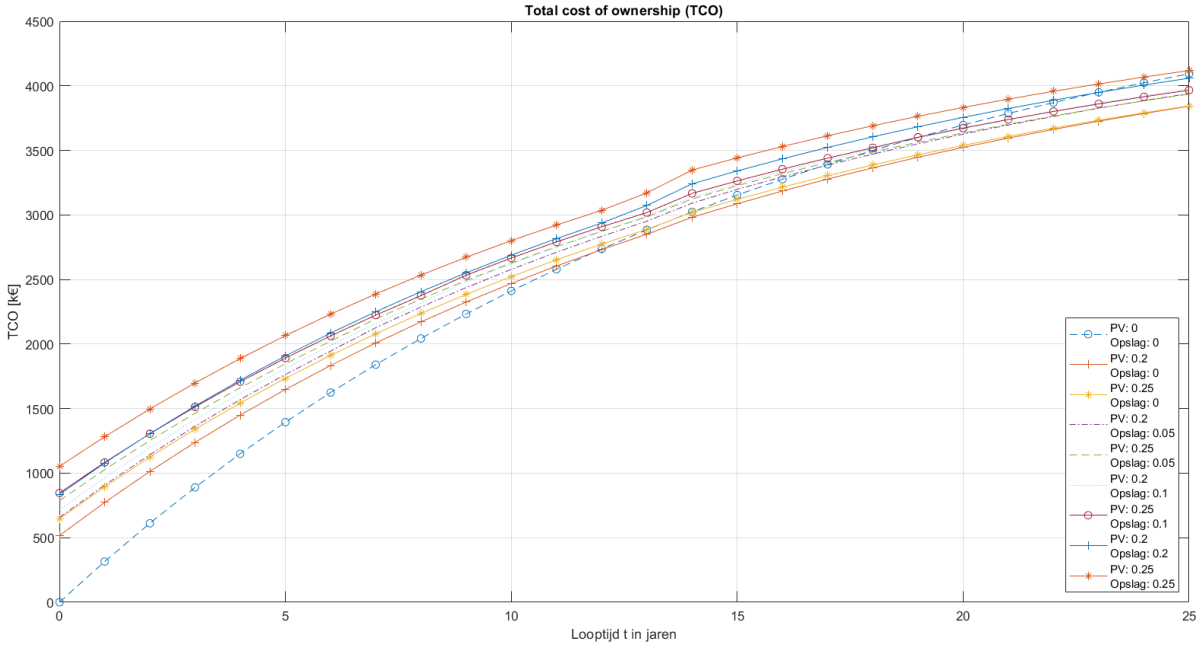
De TCO voor deze case wordt weergegeven in Figuur 82. Het is duidelijk dat de elektriciteitskost een grote brok vormt van de totale kost op levensduurtermijn. Gedurende jaar 0 wordt de investering gedaan, dit is behalve de vervangkost een éénmalige uitgave. De vervangkost treedt hier op na 15 jaar, op dat moment is de levensduur van de batterij en de omvormers afgelopen en zijn deze dus aan vervanging toe. De elektriciteitskost is een jaarlijkse uitgave en cumuleert zich dus jaar na jaar.



Figuur 82: TCO-analyse voor PV: 0.3 MWh/MWh en opslag: 0.05 kWh/MWh

2.7.2 Zonder certificatensteun

Indien het project niet zou kunnen genieten van eender welke overheidssteun dan zal de TCO doorheen de tijdshorizon van het project evolueren zoals weergegeven in Figuur 83.



Figuur 83: TCO-analyse - zonder certificatensteun

Indien de curves in Figuur 81 en Figuur 83 vergeleken worden is het duidelijk dat het verschil relatief gezien niet dermate groot is. Voor een installatie met een PV-opbrengst van 0.25 MWh/MWh en een opslagvoorziening van 0.25 kWh/MWh bedraagt het verschil met en zonder steun na 25 jaar ongeveer zo'n €110 000.

De meest optimale TCO wordt bereikt bij een PV-installatie van 0.2 MWh/MWh oftewel 445 kWp aan PV. Zonder steun dient er vanuit het oogpunt van minimale TCO 115 kWp minder geïnstalleerd te worden.

Tabel 29: TOC-analyse in functie van PV en opslag - zonder certificatensteun

PV (MWh/MWh) →	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6
Opslag (kWh/MWh)↓	TCO (k€)												
0	4094	4016	3936	3875	**3842**	3845	3873	3924	3989	4065	4149	4241	4339
0.05	4188	4117	4039	3980	3941	3936	3964	4012	4076	4151	4236	4327	4425
0.1	4225	4157	4081	4016	3977	3967	3990	4035	4098	4172	4256	4347	4444
0.15	4249	4202	4127	4062	4021	4007	4025	4067	4131	4205	4287	4378	4474
0.2	4294	4224	4149	4083	4059	4052	4065	4104	4162	4234	4320	4410	4506
0.25	4370	4300	4225	4158	4110	4090	4124	4171	4227	4297	4383	4471	4567
0.3	4421	4350	4275	4209	4159	4136	4138	4204	4257	4326	4420	4507	4601
0.35	4473	4403	4328	4262	4210	4186	4184	4212	4263	4330	4448	4534	4627
0.4	4527	4457	4383	4316	4263	4236	4232	4257	4304	4370	4447	4532	4625
0.45	4582	4513	4438	4371	4317	4288	4282	4304	4348	4411	4488	4573	4664

2.8 Netto-actuele waarde

De netto-actuele waarde (NAW), in het Engels de net present value (NPV) is de som van de actuele waarde van alle toekomstige geldstromen die uit het project voortvloeien. Deze methode is de meest correcte methode voor investeringsbeslissingen daar deze rekening houdt met alle werkelijke kasbewegingen op het ogenblik dat ze plaatsvinden en er wordt rekening gehouden met de tijdswaarde van het geld, t.t.z. het is de facto verdisconteerd. De netto-actuele waarde wordt als volgt berekend:

$$NAW = -I + \left(AW_{EK} - AW_{EK,ref}\right) + AW_{O_{GSC}} + AW_{vervang}$$

Waarbij het referentiescenario, zoals eerder reeds aangehaald, het scenario voorstelt waarbij de windturbine reeds operationeel is. Er zal dus bijgevolg rekening gehouden worden met het nettoverbruik en het eigen verbruik van de windturbine. Deze kosten worden voorgesteld door $AW_{EK,\,ref}$. Iemants NV zal niet genieten van de groenestroomcertificaten die verkregen worden via de opbrengst van de windturbine.

Hoe hoger de NAW bedraagt hoe interessanter het is om te investeren in het project.

2.8.1 Met certificatensteun

Uit Tabel 30 is af te leiden dat de hoogste NAW kan bereikt worden bij een PV-opbrengst van 0.25 MWh/MWh en zonder opslagvoorziening. Dit is hetzelfde resultaat zoals vastgesteld bij de TCO-analyse. Dit is in veronderstelling dat er groenestroomcertificaten uitgekeerd worden voor dit project.

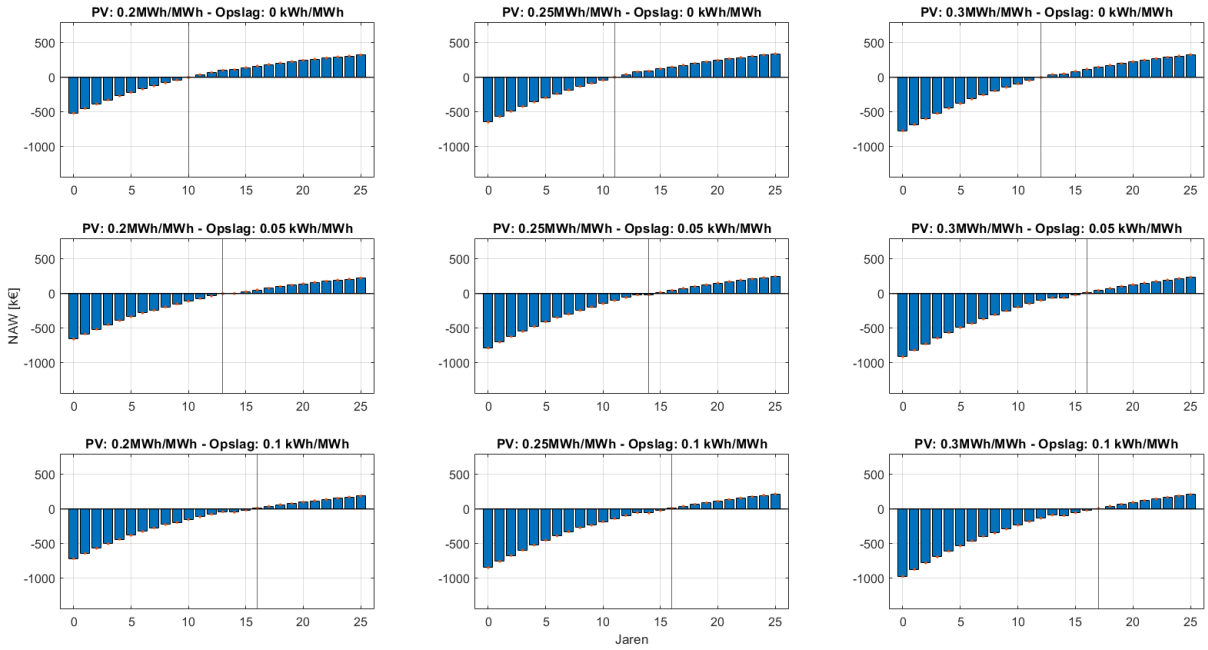
Tabel 30: NAW in functie van PV en opslag

PV (MWh/MWh) →	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6
Opslag (kWh/MWh)↓	NAW (k€)												
0	0	106	214	272	323	**338**	327	294	247	189	122	48	-32
0.05	-94	5	111	167	224	247	236	206	160	102	36	-38	-118
0.1	-131	-35	69	131	188	216	210	183	138	81	15	-58	-138
0.15	-156	-80	24	86	144	176	175	151	104	49	-16	-89	-168
0.2	-200	-102	2	64	106	131	135	114	73	19	-49	-121	-200
0.25	-276	-178	-74	-11	55	92	77	47	9	-44	-112	-182	-260
0.3	-327	-228	-125	-62	6	46	62	14	-21	-73	-149	-218	-295
0.35	-379	-281	-178	-115	-45	-3	16	6	-27	-77	-177	-245	-321
0.4	-433	-335	-232	-169	-98	-54	-32	-39	-69	-117	-176	-243	-318
0.45	-488	-390	-288	-224	-152	-106	-82	-86	-112	-158	-217	-284	-358

In Figuur 84 wordt het verloop van de NAW weergegeven op 25 jaar voor de verschillende opties. Merk op dat het tijdstip waarop de netto-actuele waarde gelijk is aan nul de verdisconteerde terugverdientijd voorstelt. Dat tijdstip wordt in Figuur 84 aangeduid door een verticale streep. Het valt op dat op vlak van NAW de meest gunstige situatie deze is zonder opslagvoorziening. Naarmate de opslaggrootte toeneemt wordt de terugverdientijd beduidend langer. Hetzelfde effect is waarneembaar voor PV maar niet zo uitgesproken. De terugverdientijd ligt in het algemeen tussen 10 en 17 jaar. Hierboven werd reeds aangehaald dat de grootste NAW bereikt wordt bij een PV-installatie met

een opbrengst van 0.25 MWh/MWh. Dit geeft aan dat de investering die het snelst terugverdiend wordt niet per definitie ook de hoogste NAW heeft.

Echter, het is belangrijk in acht te nemen dat er aangenomen wordt dat de opslagvoorziening hier louter zal aangewend worden voor verhoging van zelfconsumptie, zelfvoorziening en peakshaving. Waarbij voor deze laatste de prikkel ontbreekt in de huidige tariefmethodologie maar dat dat in de toekomst, met de opkomst van de capaciteitstariefering, wel enigszins anders kan zijn. Bovendien zijn er nog tal van andere opportuniteiten (bv. onbalans- en flexibiliteitsmarkten) die de economische rendabiliteit van opslag kunnen verhogen.



Figuur 84: NAW en terugverdientijd

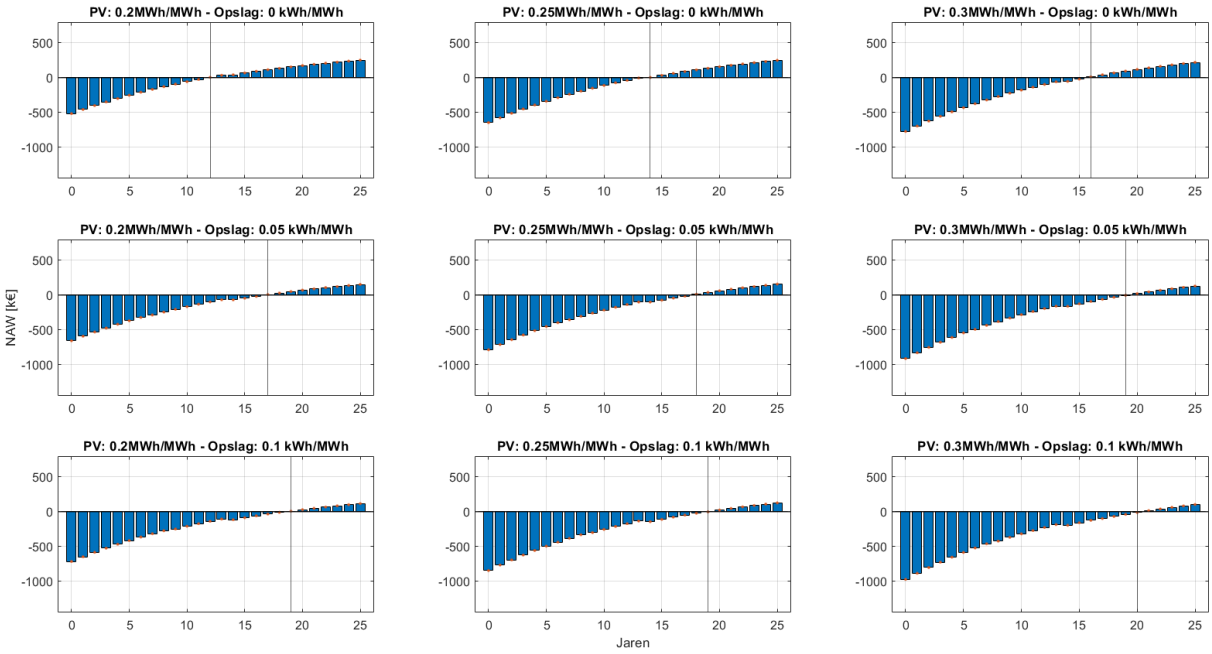
2.8.2 Zonder certificatensteun

Wanneer er geen steun kan toegekend worden voor het project dan zal logischerwijze de NAW lager uitvallen (Tabel 31). Hier zal een investering in een installatie van 0.2 MWh/MWh het meest opbrengen. De opbrengst neemt af met meer dan €100 000 t.o.v. een situatie waarbij er certificaten uitgekeerd worden.

Tabel 31: NAW in functie van PV en opslag - - zonder certificatensteun

PV (MWh/MWh) →	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6
Opslag (kWh/MWh)↓	NAW (k€)												
0	0	78	158	218	**252**	249	221	170	105	29	-55	-147	-245
0.05	-94	-23	55	114	153	158	130	82	18	-57	-142	-233	-331
0.1	-131	-64	12	78	117	127	104	59	-4	-78	-162	-253	-350
0.15	-156	-108	-33	32	73	87	69	27	-38	-111	-193	-284	-380
0.2	-200	-130	-55	11	35	42	29	-10	-68	-140	-226	-316	-412
0.25	-276	-206	-131	-64	-16	4	-30	-77	-133	-204	-289	-377	-473
0.3	-327	-257	-181	-115	-65	-43	-44	-110	-163	-232	-326	-413	-508
0.35	-379	-309	-234	-168	-116	-92	-90	-118	-169	-236	-354	-440	-533
0.4	-433	-363	-289	-222	-169	-142	-138	-163	-210	-276	-353	-438	-531
0.45	-488	-419	-344	-277	-223	-194	-188	-210	-254	-317	-394	-479	-570

Het verloop van de NAW over 25 jaar wordt weergegeven in Figuur 85. Voor een installatie met een PV-opbrengst van 0.3 MWh/MWh en opslagcapaciteit van 0.1 kWh/MWh is de terugverdientijd groter dan 25 jaar.



Figuur 85: NAW en terugverdientijd - met certificatensteun

2.9 Terugverdientijd

2.9.1 Met certificatensteun

Er wordt gesproken van een verdisconteerde terugverdientijd daar er rekening gehouden wordt met de tijdswaarde van het geld. Deze wordt berekend aan de hand van de NAW en wordt in Figuur 84 voorgesteld. Uit de aangeduide opties is al duidelijk vast te stellen dat de kleinste PV-installaties zonder opslag het snelst terugverdient kan worden. Tabel 32 geeft de terugverdientijden weer in de vorm van een kleurentabel.

Tabel 32: Terugverdientijd in functie van PV en opslag

PV (MWh/MWh) →	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6
Opslag (kWh/MWh)↓	NAW (k€)												
0	0	9	**8**	9	10	11	12	14	16	18	20	23	>25
0.05	>25	24	15	15	13	14	16	17	19	21	24	>25	>25
0.1	>25	>25	18	16	16	16	17	18	20	22	24	>25	>25
0.15	>25	>25	22	19	17	17	18	19	21	23	>25	>25	>25
0.2	>25	>25	25	21	19	19	19	20	22	24	>25	>25	>25
0.25	>25	>25	>25	>25	22	21	22	23	24	>25	>25	>25	>25
0.3	>25	>25	>25	>25	25	23	22	24	>25	>25	>25	>25	>25
0.35	>25	>25	>25	>25	>25	>25	24	25	>25	>25	>25	>25	>25
0.4	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25
0.45	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25

Hieruit blijkt dat een PV-installatie met een verwachte opbrengst van 0.1 MWh/MWh kan terugverdient worden in 8 jaar tijd, indien certificatensteun toegekend wordt. Dit resultaat verschilt enigszins van het resultaat verkregen uit de TCO- en NAW-analyse. Een objectieve analyse kan echter enkel gemaakt worden door al deze parameters gezamenlijk te beschouwen. Een investering kan namelijk sneller terugverdiend worden maar minder opbrengen na 25 jaar. Dat is overigens waar te nemen in Figuur 84 en in Tabel 30. Indien twee installaties beschouwd worden zonder opslag maar met een PV-opbrengst van 0.1 MWh/MWh en 0.25 MWh/MWh dan wordt de eerste installatie het snelst terugverdiend maar zal de tweede installatie meer opbrengen na 25 jaar.

2.9.2 Zonder certificatensteun

Door het ontbreken van overheidssteun zal de terugverdientijd met 2 tot 5 jaar toenemen. De optie die het snelst terugverdiend wordt is hier een installatie met een PV-opbrengst van 0.05 à 0.1 5MWh/MWh. Het volledig resultaat wordt weergegeven in Tabel 33.

Tabel 33: Terugverdientijd in functie van PV en opslag – zonder certificatensteun

PV (MWh/MWh) →	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6
Opslag (kWh/MWh)↓	NAW (k€)												
0	0	11	11	11	12	14	16	18	20	24	>25	>25	>25
0.05	>25	>25	19	17	17	18	19	21	24	>25	>25	>25	>25
0.1	>25	>25	24	19	19	19	20	22	>25	>25	>25	>25	>25
0.15	>25	>25	>25	22	21	21	22	24	>25	>25	>25	>25	>25
0.2	>25	>25	>25	24	23	23	24	>25	>25	>25	>25	>25	>25
0.25	>25	>25	>25	>25	>25	25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25
0.3	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25
0.35	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25
0.4	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25
0.45	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25	>25

2.10 IRR

Een andere investeringsbeslissingsregel is de IRR (internal rate of return ofwel de interne rendementsgraad). Dat is de discontovoet 'i' die ervoor zou zorgen dat de netto actuele waarde nul wordt en wordt als volgt berekend:

$$NAW = -I + \sum_{t=1}^{N} AW = -I + \sum_{t=1}^{N} \frac{FCF_t}{(1+i)^t} = 0$$

Hierbij staat FCF (Free Cash Flow) voor alle kasbewegingen die ontstaan gedurende de levensduur. Dat is dus ook de som van alle actuele waardes en de initiële investering waarbij telkens abstractie genomen wordt van de verdiscontering. Bedrijven gaan maar pas investeren als de berekende IRR hoger is dan het vooropgesteld rendement, zijnde de WACC (hier 10%).

2.10.1 Met certificatensteun

Het rendement van de investering overtreft de WACC voor PV-installaties met een opbrengst kleiner en gelijk aan 0.4 MWh/MWh en zonder opslagvoorziening. Voor opslagcapaciteiten groter dan 0.1 kWh/MWh daalt het rendement onder de WACC en is de investering dus niet rendabel

Tabel 34 geeft de IRR weer in functie van de hoeveelheid opslag en PV.

Tabel 34: IRR-analyse in functie van PV en opslag

PV (MWh/MWh) →	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6
Opslag (kWh/MWh)↓	IRR (%)												
0	<0	**17.40**	**17.84**	**16.14**	**15.33**	**14.11**	**12.87**	**11.62**	**10.42**	9.29	8.22	7.20	6.22
0.05	<0	6.72	**10.98**	**11.34**	**11.72**	**11.35**	**10.59**	9.72	8.80	7.88	6.97	6.09	5.22
0.1	<0	4.23	9.09	**10.02**	**10.60**	**10.52**	9.95	9.22	8.38	7.53	6.68	5.84	5.01
0.15	<0	1.92	7.37	8.67	9.51	9.65	9.27	8.66	7.86	7.08	6.28	5.49	4.70
0.2	<0	1.22	6.46	7.89	8.49	8.76	8.56	8.08	7.43	6.72	5.90	5.14	4.38
0.25	<0	<0	4.10	5.99	7.36	7.87	7.49	7.10	6.58	5.95	5.20	4.51	3.80
0.3	<0	<0	2.65	4.81	6.39	7.06	7.24	6.52	6.09	5.52	4.82	4.18	3.51
0.35	<0	<0	1.19	3.65	5.42	6.24	6.55	6.42	6.05	5.53	4.44	3.83	3.20
0.4	<0	<0	<0	2.50	4.47	5.44	5.86	5.84	5.55	5.09	4.55	3.98	3.38
0.45	<0	<0	<0	1.35	3.53	4.65	5.18	5.25	5.04	4.65	4.15	3.60	3.03

2.10.2 Zonder certificatensteun

Zonder overheidssteun ligt het rendement gemiddeld twee procent lager voor installaties zonder opslagvoorziening (Tabel 35). Verder valt op dat een investering in opslag hier nooit rendabel is.

Tabel 35: IRR-analyse in functie van PV en opslag - zonder certificatensteun

PV (MWh/MWh) →	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6
Opslag (kWh/MWh)↓	IRR (%)												
0	<0	**14.01**	**14.36**	**13.90**	**13.03**	**11.74**	**10.40**	9.03	7.70	6.43	5.20	4.02	2.86
0.05	<0	4.31	8.22	9.45	9.71	9.22	8.33	7.32	6.24	5.17	4.09	3.02	1.96
0.1	<0	1.88	6.45	8.21	8.67	8.46	7.75	6.88	5.89	4.88	3.86	2.84	1.81
0.15	<0	<0	4.82	6.92	7.63	7.65	7.13	6.38	5.41	4.47	3.50	2.52	1.53
0.2	<0	<0	4.10	6.24	6.66	6.80	6.46	5.83	5.04	4.16	3.15	2.21	1.25
0.25	<0	<0	1.76	4.38	5.63	6.02	5.45	4.90	4.23	3.43	2.48	1.61	0.70
0.3	<0	<0	0.28	3.21	4.68	5.24	5.29	4.35	3.76	3.03	2.14	1.31	0.44
0.35	<0	<0	<0	2.04	3.72	4.44	4.63	4.36	3.84	3.15	1.78	0.99	0.16
0.4	<0	<0	<0	0.87	2.77	3.64	3.95	3.79	3.36	2.73	2.03	1.28	0.49
0.45	<0	<0	<0	<0	1.82	2.85	3.27	3.21	2.86	2.31	1.64	0.91	0.15

Een kanttekening bij deze analyses betreft de gebruikte discontovoet, de WACC. Op vraag van Iemants NV werd deze analyse berekend met een WACC van 10%. Men dient er zich echter van bewust te zijn dat een investering in een PV-installatie zich onderscheidt van andere investeringen door de relatief lange levensduur van 25 jaar en de heel beperkte onderhoudskosten. Bovendien dient deze investering in een breder perspectief geplaatst worden. Door in te zetten in hernieuwbare energie kan Iemants NV zijn steentje bijdragen voor het klimaat. Verder kan dit ook gekoppeld worden aan de bedrijfsfilosofie en kan dit het duurzaam imago versterken.

2.11 Sensitiviteitsanalyses

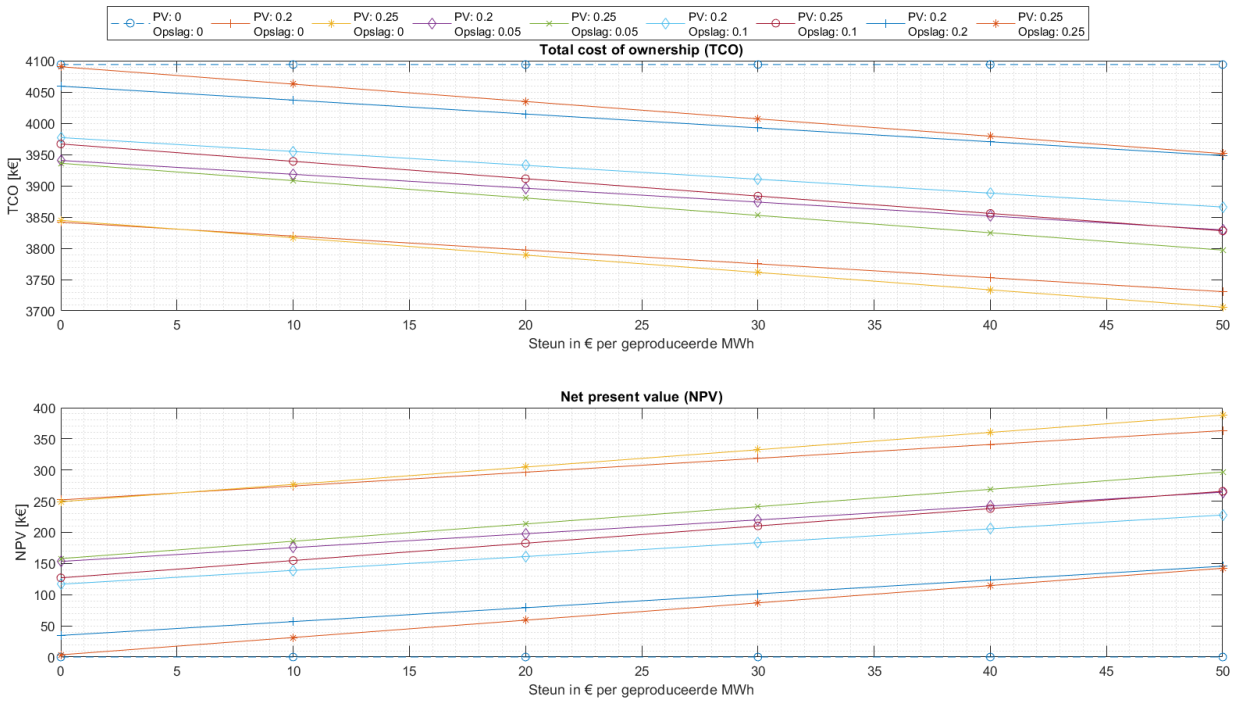
Door middel van een sensitiviteitsanalyse zal in deze paragraaf onderzocht worden welke impact volgende kosten hebben op de TOC, NPV, terugverdientijd en IRR:

- Overheidssteun: In functie van de uitgekeerde steun zal de investering sneller terugverdiend worden of zal het rendement van de investering hoger liggen.
- Additionele kosten: Kosten zoals de aankoop en installatie van een middenspanningstransformator of vergoedingen voor opstal werden in deze studie tot nu toe niet in beschouwing genomen.
- Discontovoet WACC: Indien in de toekomst zou afgeweken worden van de gegeven WACC dan kan aan de hand van deze analyse de situatie opnieuw afgetoetst worden.

2.11.1 Overheidssteun

In de analyse werd tot nog toe rekening gehouden met een situatie waarbij er groenestroomcertificaten worden uitgekeerd en een situatie waar er geen certificaten worden uitgekeerd. Echter, gelet op het feit dat de steunregeling hervormd wordt vanaf 1 januari 2021, en dat vanaf dan het belangrijker zal zijn om heel goed vast te leggen welke steun (in €/MWh) noodzakelijk is om de investering rendabel te maken, zal hier de analyse opnieuw gedaan worden in functie van het steunbedrag per geproduceerde MWh.

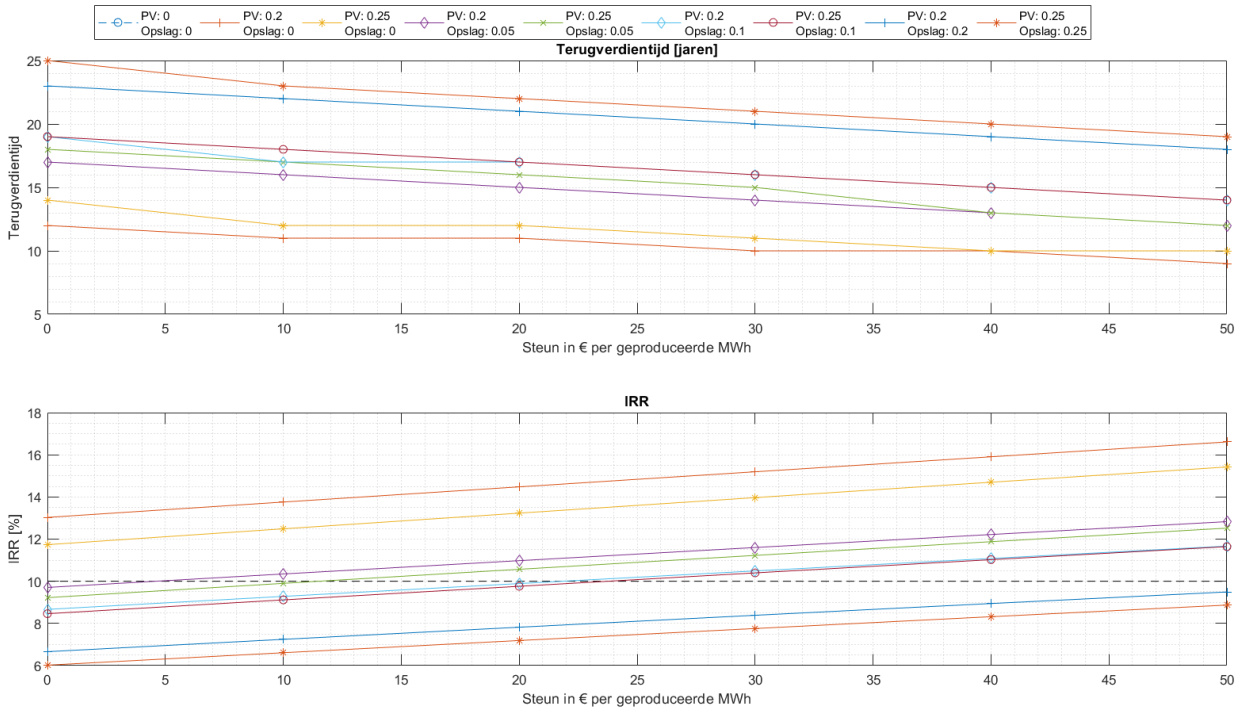
In Figuur 86 wordt de TCO en de NPV (of netto-actuele waarde) – allebei op einde levenstermijn – weergegeven in functie van een variërende steunbedrag. Analoog als bij de groenestroomcertificaten werden ook hier de steunbedragen als “inkomsten” aanzien en zijn dus ook belastbaar. Anderzijds werd ook hier de verhoogde investeringsaftrek op toegepast. Het is vanzelfsprekend dat de TCO lineair afneemt en de NPV lineair toeneemt in functie van de toenemende steun.



Figuur 86: Sensitiviteitsanalyse TCO en NPV in functie van de uitgekeerde steun

De investering die de grootste NPV (lees: de grootste economische opbrengst) oplevert na 25 jaar is een PV installatie (zonder opslag) met een opbrengst van 0.2 MWh/MWh indien er geen steun uitgekeerd wordt. Indien een steun uitgekeerd wordt van 5 €/MWh dan zal een investering in een PV-installatie van 0.25 MWh/MWh economisch evenveel opbrengen als een installatie van 0.2 MWh/MWh. Voor grotere steunbedragen levert een installatie van 0.25 MWh/MWh altijd de grootste NPV op. Een PV-installatie die 0.2 en 0.25 MWh/MWh opbrengt is equivalent aan een PV-installatie met een vermogen van respectievelijk 445 kW_p en 560 kW_p.

In Figuur 87 wordt de terugverdientijd en de interne rendementsgraad (IRR) weergegeven bij een variërende steunbedrag. Merk op dat de twee grootste PV-opslag-installaties – 0.25 en 0.25 (kWh/MWh opslag en MWh/MWh PV) – net terugverdienbaar zijn op 25 jaar zonder steun. Dit is trouwens ook zichtbaar op de curve van de NPV in Figuur 86, die bedraagt nul als er geen steun wordt uitgekeerd.



Figuur 87: Sensitiviteitsanalyse IRR en terugverdientijd in functie van de uitgekeerde steun

Verder valt op dat de afname in terugverdientijd groter is bij installaties met een grotere opslaghoeveelheid dan bij installaties met een kleinere of geen opslagvoorziening. Bovendien zal vanaf een steunbedrag van € 20 en € 40/MWh de terugverdientijd gelijk zijn voor respectievelijk:

- De PV-installaties met een opbrengst van 0.2 MWh/MWh en 0.25 MWh/MWh met een opslagvoorziening van 0.1 kWh/MWh
- De PV-installaties met een opbrengst van 0.2 MWh/MWh en 0.25 MWh/MWh met een opslagvoorziening van 0.05 kWh/MWh

De IRR is voor eender welke steunbedrag groter dan de WACC (aangeduid door zwarte stippellijn) indien geen opslag voorzien wordt. Indien het steunbedrag de 5€/MWh overschrijdt dan zijn ook investeringen in installaties met een opslagvoorziening van 0.05 kWh/MWh aanvaardbaar.

In Bijlage 1 worden de tabellen weergegeven met de resultaten van de volledige analyse m.b.t. de steunbedragen.

2.11.2 Additionele kosten

Eerder in dit hoofdstuk werd reeds aangehaald dat de kosten voor de middenspanningstransformator niet meegenomen werden in de analyse. Daarenboven zijn er nog andere kosten waarop vandaag geen zicht is en waarvan in de analyse tot nu toe abstractie van genomen werd. In deze paragraaf wordt een sensitiviteitsanalyse uitgevoerd van de economische parameters TCO, NPV, IRR en de terugverdientijd in functie van de bijkomende investeringskost en de bijkomende periodieke kosten. Deze laatste kosten vormen voornamelijk de jaarlijkse opstalvergoedingen die dienen betaald te worden aan de opstalgever.

In Bijlage 4 en Bijlage 5 worden de resultaten weergegeven in functie van de bijkomende investeringskost en periodieke kosten voor de twee situaties, met en zonder steunregeling.

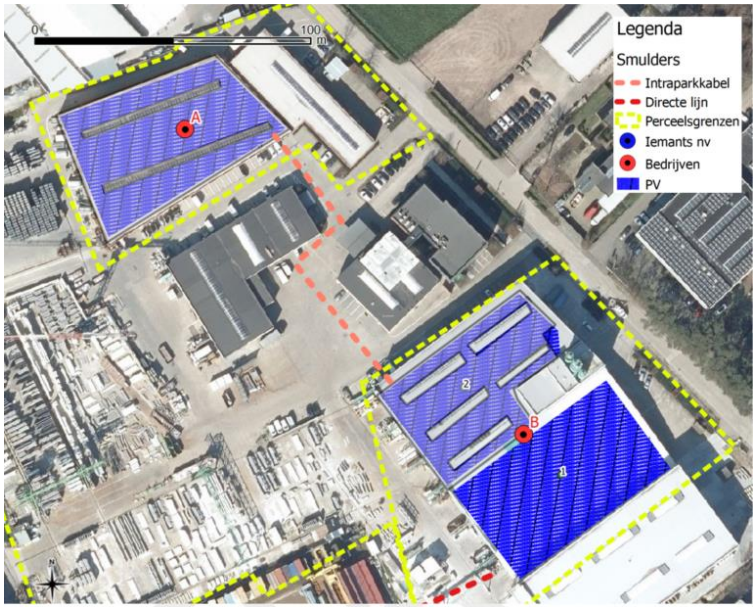
2.11.3 WACC

Tenslotte werd ook de sensitiviteit van de WACC onderzocht. Deze kan van belang zijn indien de discontovoet zou veranderen in de toekomst. De resultaten van deze analyse worden in Bijlage 6 en Bijlage 7 toegevoegd voor de twee situaties, met en zonder steunregeling.

2.12 Economisch optimale dakbenutting

In de technische en economische studie werd onderzocht welke de optimale PV-opbrengst is voor Iemants NV. Uit de technische studie werd afgeleid dat een PV-opbrengst van 0.15 à 0.25 MWh per MWh verbruik het meest optimale is voor een optimale zelfconsumptie en zelfvoorziening. De TOC- en NPV-analyse geven een PV-opbrengst van 0.25 MWh/MWh als meest optimaal indien er groenestroomcertificaten uitgekeerd worden. Uit de IRR en de terugverdiend blijkt anderzijds dat het optimum maar 0.1 MWh/MWh bedraagt. Het is uiteindelijk aan de investeerder om hieromtrent een besluit te nemen. Indien men uit een investering binnen de tijdshorizon zoveel mogelijk opbrengst wil realiseren dan is de NPV een geschikte evaluator, wanneer men zo snel mogelijk de investering wil terugverdienen (bv. doordat het schuld dient afgelost te worden) dan zal men eerder uitgaan van de terugverdientijd. Kortom de beslissing hangt sterk af van de visie en de ondernemingsstrategie van het bedrijf.

In elk geval zal in deze paragraaf voor een aantal opties bekeken worden welke de optimale dakbenutting is. Indien blijkt dat het dak van bedrijf B ontoereikend is, dan zal de PV-installatie verder uitgebreid worden naar het dak van bedrijf A. Echter, dit wil zeggen dat de opstalvergoeding zal toenemen. De maximale PV-capaciteit dat kan geïnstalleerd worden werd berekend volgens de methodiek beschreven in paragraaf 5.4.



Figuur 88: Luchtfoto daken bedrijf A en B

2.12.1 Zuidgeoriënteerd

In Figuur 88 wordt aan de hand van een luchtfoto de beschikbare daken weergegeven. Merk op dat het dak van bedrijf B opgedeeld werd in twee dakdelen. Het maximum vermogen dat op de daken kan geïnstalleerd wordt hangt af welke configuratie toegepast wordt. In dit onderdeel wordt een configuratie met zuidgeoriënteerde zonnepanelen beschouwd. Tabel 36 geeft voor deze configuratie deze cijfers weer.

Tabel 36: Geïnstalleerd vermogen per dak(deel) - zuidgeoriënteerd

Bedrijf	Dakdeel	Vermogen (kWp)
A	-	240
B	1	280
	2	180
Totaal		700

In de technische en economische studie werd steevast het optimum bepaald op basis van een relatief cijfer uitgedrukt in MWh opbrengst per MWh verbruik. Teneinde te onderzoeken welke dakoppervlak noodzakelijk is worden deze cijfers in Tabel 37 omgezet in vermogen.

Tabel 37: Omzetting Opbrengst/Verbruik naar vermogen - zuidgeoriënteerd

Opbrengst/Verbruik (MWh/MWh)	Vermogen (kWp)	Dak + dakdeel	Benutting (%)
0.05	111	B1	40%
0.10	223	B1+B2	48%
0.15	334	B1+B2	73%
0.20	446	B1+B2	97%
0.25	557	A+B1+B2	80%
0.30	669	A+B1+B2	96%
0.35	780	-	-
0.40	892	-	-

Voor installaties groter dan 446 kW_p dient een intrapparkkabel aangelegd te worden tussen bedrijf A en B. Dit brengt uiteraard een bijkomende kost met zich mee. Installaties groter dan 670 kWp kunnen niet volledig op het beschikbare dakoppervlak geplaatst worden.

De bijkomende kost voor de aanleg van de intrapparkkabel is inbegrepen in de economische studie voor installaties met een opbrengst groter dan 0.2 MWh/MWh. De opstalvergoedingen zijn, zoals eerder reeds duidelijk gemaakt niet opgenomen in de economische studie maar wel in de sensitiviteitsanalyses, zie 2.11.2.

2.12.2 Oost/west-georiënteerd

Indien de zonnepanelen oost/west zouden geconfigureerd worden dan zouden er meer zonnepanelen kunnen geïnstalleerd worden. Uit de analyse in 5.4.2 werd geconcludeerd dat tot 23% meer vermogen kon geïnstalleerd worden en dat dit leidt tot een toename aan opbrengst van zo'n 12%. Bovendien kan er ook bespaard worden in omvormervermogen en montageframes. In eerste instantie wordt er naar het maximum vermogen dat kan geïnstalleerd worden gekeken, zie Tabel 38.

Tabel 38: Geïnstalleerd vermogen per dak(deel) – oost/westgeoriënteerd

Bedrijf	Dakdeel	Vermogen (kWp)
A	-	300
B	1	350
	2	220
Totaal		870

Zoals verwacht kunnen op hetzelfde dakoppervlak veel meer zonnepanelen geïnstalleerd worden. Tabel 39 geeft weer hoeveel vermogen dient geïnstalleerd te worden voor een bepaalde gewenste opbrengst en met welke dakbenutting dit overeenkomt.

Tabel 39: Omzetting Opbrengst/Verbruik naar vermogen - oost/westgeoriënteerd

Opbrengst/Verbruik (MWh/MWh)	Vermogen (kWp)	Dak + dakdeel	Benutting (%)
0.05	123	B1	35%
0.10	246	B1	70%
0.15	369	B1+B2	65%
0.20	492	B1+B2	86%
0.25	615	A+B1+B2	71%
0.30	737	A+B1+B2	85%
0.35	860	A+B1+B2	99%
0.40	983	-	-

Hieruit kan besloten worden dat voor deze configuratie een maximumopbrengst van 0.35 MWh per MWh verbruik kan gerealiseerd. Dit is 0.05 MWh/MWh hoger dan bij een zuidgeoriënteerde configuratie. Ook hier zal een intrapparkkabel vereist zijn vanaf een opbrengst groter dan 0.2 MWh/MWh.

Indien de NPV en de terugverdientijd onder de loep genomen worden dan blijkt dat een zuidelijke configuratie steeds een betere oplossing is. Er wordt een marginale besparing gecreëerd op de elektriciteitsfactuur, maar de investeringskost neemt toe doordat er 23% meer zonnepanelen dienen aangekocht te worden voor dezelfde opbrengst.

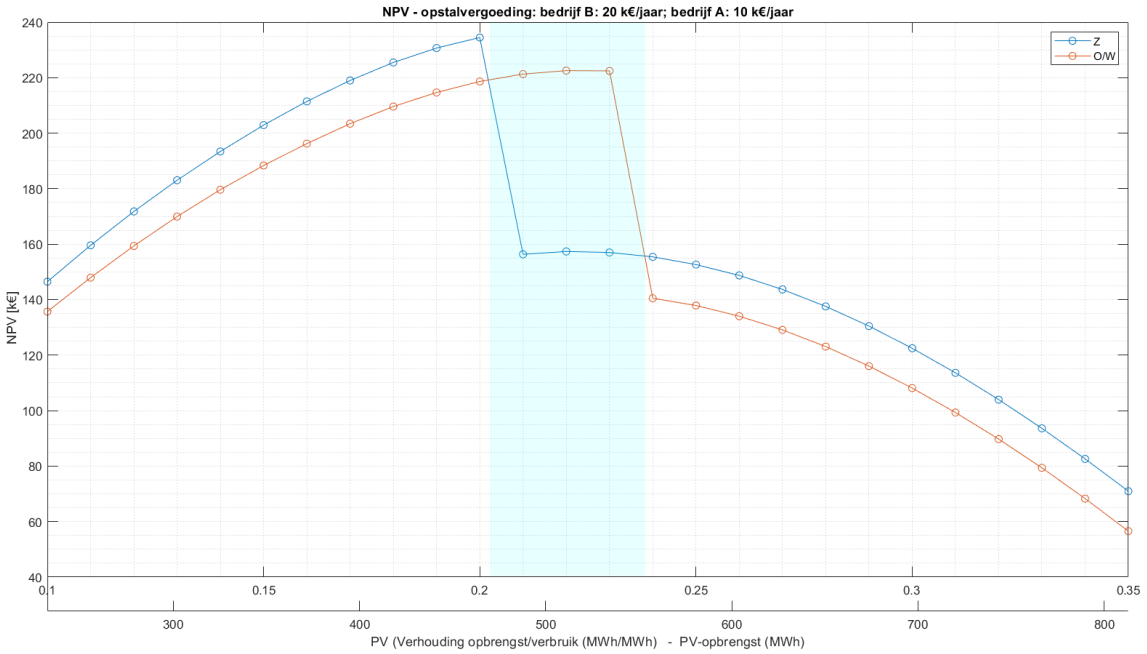
Echter, indien deze analyse verder in detail bekeken wordt én er wordt rekening gehouden met een mogelijke opstalvergoeding dan kunnen de kaarten anders liggen. Indien wordt uitgegaan van volgende, vooropgestelde fictieve, doch mogelijke situatie:

- Een jaarlijkse opstalvergoeding van Iemants NV aan bedrijf B van €20 000/jaar voor het benutten van het volledig dakoppervlak (dus deel 1 en 2) alsook de kabel (opstalrecht voor de ondergrond)
- Een jaarlijkse opstalvergoeding van Iemants NV aan bedrijf A van €10 000/jaar voor het benutten van het volledig dakoppervlak alsook de kabel (opstalrecht voor de ondergrond)

Wetende dat er op het dak van bedrijf B :

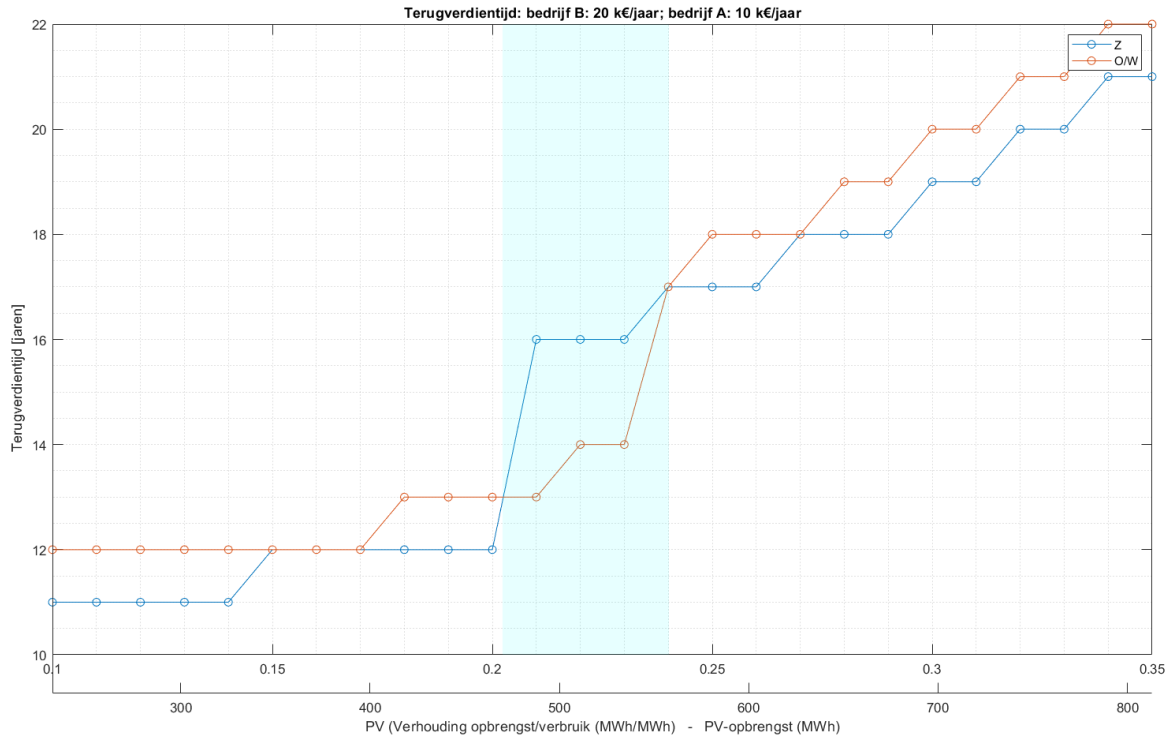
- voor een zuidgeoriënteerde opstelling tot 480 MWh opbrengst kan gerealiseerd worden;
- en voor een oost/westgeoriënteerde opstelling tot 538 MWh

Betekent dit dat, indien een opbrengst gewenst wordt dat tussen 480 MWh en 538 MWh ligt, een besparing kan gerealiseerd worden in het aanleggen en aankopen van de intrapparkkabel en in de opstalvergoeding voor bedrijf A. Dit is duidelijk waar te nemen in de NPV-analyse weergegeven Figuur 89. Dit is berekend voor een installatie zonder opslag en zonder overheidssteun.



Figuur 89: NPV voor oost/westgeoriënteerde configuratie

De besparing bedraagt om en bij de € 65 000 op de NPV. Wanneer de gewenste opbrengst kleiner is dan 480 MWh of groter dan 538 MWh dan is het altijd net iets beter om de zonnepanelen zuidelijk te oriënteren. Dit vertaalt zich overigens ook in de terugverdientijd, zie Figuur 90. Deze is doorgaans even lang tot 1 jaar langer t.o.v. een zuidgeoriënteerde configuratie. Maar in de blauwe band neemt het verschil toe tot drie jaar. In deze band heeft een oost/westgeoriënteerde configuratie wel baat.



Figuur 90: Terugverdientijd voor oost/westgeoriënteerde configuratie

In Tabel 40 worden de verschillende economische parameters weergegeven in functie van de PV-opbrengst. Ook hier werd een installatie zonder opslag beschouwd en zonder overheidssteun. Enkel voor de installaties met een PV-opbrengst van 0.21 MWh/MWh tot 0.23 MWh/MWh kan een besparing gerealiseerd worden door een oost/westgeoriënteerde configuratie toe te passen. De TCO neemt ongeveer met 60 k€ af, de installatie is twee tot drie jaar sneller terugverdiend en het rendement (IRR) is ongeveer 1.5 procentpunt groter. Voor overige installaties is een zuidgeoriënteerde configuraties rendabeler maar het verschil is niet zo groot. De TCO is voor pakweg een PV-opbrengst van 0.3 MWh/MWh ongeveer 14 k€ groter en de terugverdiend neemt met maximaal één jaar toe. Het rendement op de investering scheelt een 0.35 procentpunt.

Tabel 40: Vergelijking O/W en Z bij verschillende PV-opbrengst en zonder opslag

Configuratie	Opbrengst/Verbruik (MWh/MWh)	0.1	0.15	0.2	**0.21**	**0.23**	0.25	0.3	0.35
Z	Vermogen (kWp)	223	334	446	468	513	557	669	780
	Opbrengst (MWh)	232	348	465	488	534	581	697	813
	TOC (k€)	4155	4099	4067	4146	4145	4149	4179	4231
	NPV (k€)	146	203	234	156	157	153	122	71
	TVT (Jaren)	11	12	12	16	16	17	19	21
	IRR (%)	13.82	13.39	12.58	10.23	9.93	9.56	8.46	7.24
O/W	Vermogen (kWp)	123	246	369	492	615	737	860	983
	Opbrengst (MWh)	116	232	348	465	581	697	813	929
	TOC (k€)	4166	4114	4083	4081	4079	4164	4194	4245
	NPV (k€)	136	188	219	221	222	138	108	57
	TVT (Jaren)	12	12	13	13	14	18	20	22
	IRR (%)	13.06	12.68	11.96	11.78	11.37	9.11	8.09	6.94

2.13 Capaciteitstariefering

De nieuwe methodologie voor de nettarieven die in voege zal treden vanaf 1 januari 2022 kan er mogelijks voor zorgen dat sommige resultaten uit deze studie er anders gaan uitzien. Echter, om twee verschillende redenen kon men vandaag op geen enkele manier deze nieuwe tariefmethodologie in rekening brengen in deze studie:

- Er zijn nog geen tarieven openbaar gemaakt. Zoals gewoonlijk worden de definitieve nettarieven door de VREG maar pas in de maand december gecommuniceerd voor het daaropvolgende jaar.
- De VREG heeft dan wel een aantal fictieve cases uitgerekend. Echter, dit is gebaseerd op assumpties die toelaten om de meest correcte inschatting te kunnen realiseren. De VREG oordeelt zelf dat de tarieven nog significant kunnen wijzigen. Niet in het minst doordat de consultaties nog nieuwe inzichten kunnen aanreiken die vervolgens ongetwijfeld een effect kunnen hebben op de tariefstructuur.

Er wordt voor deze studie voornamelijk een impact verwacht voor de vermogencomponent (afname). In tegenstelling tot het huidig tarief zal dat in de toekomst het volledig basistarief voor netgebruik voorstellen. Bovendien zal dit ook deels bepaald worden door de maandpiek terwijl vandaag de jaarpiek aangerekend wordt voor het vermogencomponent. Dit creëert opportuniteiten voor peakshaving door de windturbine en PV en anderzijds voor opslag. Dit bleek overigens ook uit de analyse van de maandpieken in paragraaf 5.8.

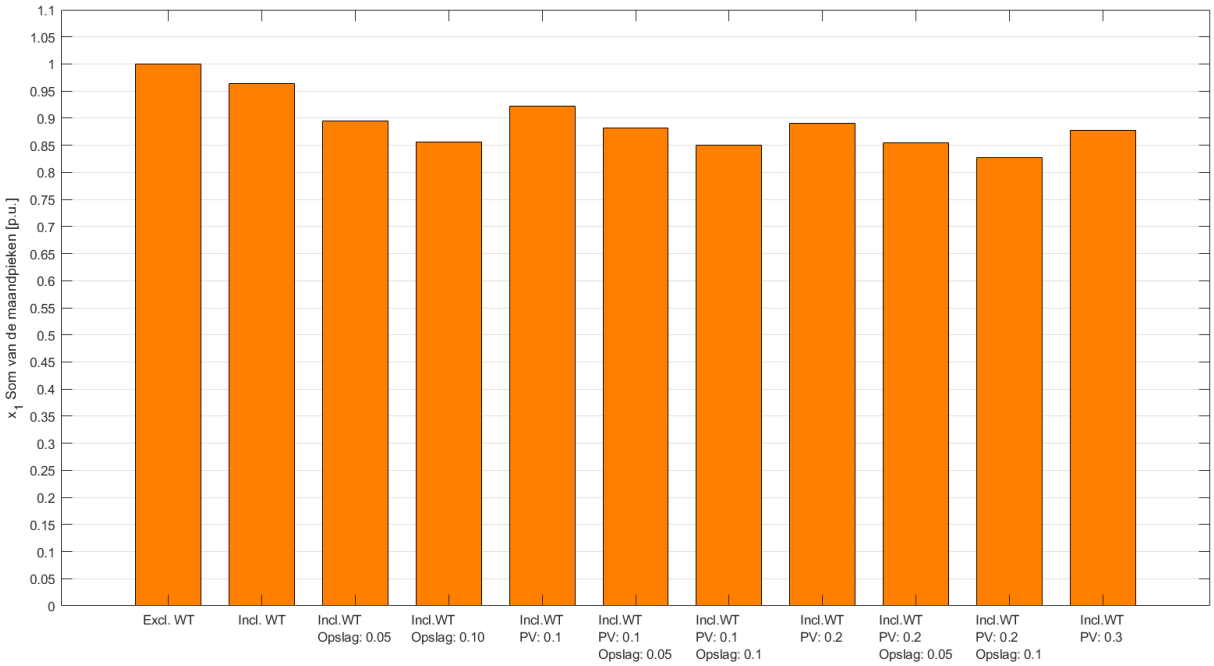
Om een inschatting te verkrijgen van de mogelijke besparing wordt de jaarlijkse kost vanwege de maandpiek berekend. Dit wordt relatief uitgerekend t.o.v. een situatie waarbij er geen PV of opslag noch een windturbine is voorzien, dat is de maandpiek $P_{0,\,max}$. $P_{1,\,max}$ stelt een maandpiek voor waarbij er een windturbine werd voorzien alsook een bepaalde hoeveelheid aan PV en/of opslag. x_1 is de kost die hiervoor moet betaald worden en wordt uitgedruk in p.u.

$$x_1 = \frac{\sum_{i=1}^{12} P_{1,max}(i)}{\sum_{i=1}^{12} P_{0,max}(i)}$$

$$x_0 = 1$$

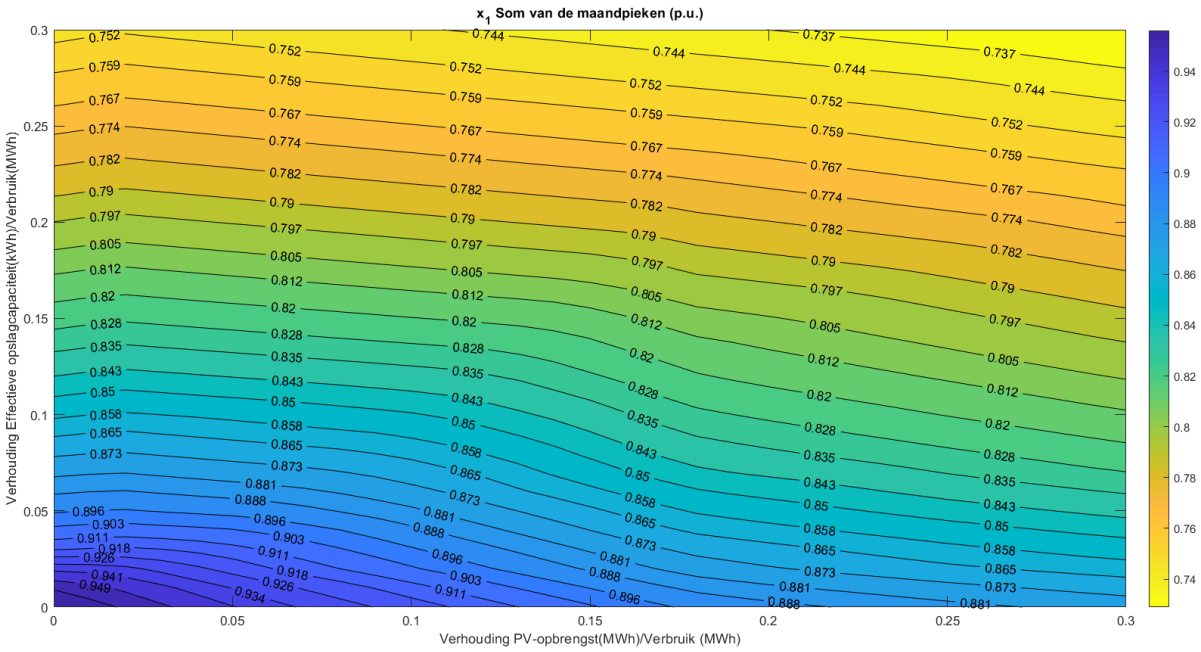
X_0 is de huidige kost zonder windturbine, PV en opslag en is de facto gelijk aan 1 p.u.

Figuur 91 geeft deze kost weer in functie van de voorzieningen. De windturbine zorgt ervoor dat de kost met ongeveer 3 procentpunt afneemt. Het toevoegen van een opslagsysteem van 0.05 en 0.1 kWh/MWh leidt tot een verdere afname van respectievelijk 10 procentpunt en 14 procentpunt. Het kan dus interessant zijn om enkel te investeren in een opslagsysteem, echter men dient er zich van bewust te zijn dat dit dan weer niks opbrengt op vlak van zelfvoorziening. Het voorzien van een PV-installatie met een opbrengst van 0.1 MWh/MWh zorgt voor een besparing van 8 procentpunt. De grootste reductie kan echter gerealiseerd worden door zowel PV als opslag te voorzien, dan kan men tot 18 procentpunt besparen op de maandpiek.



Figuur 91: Totale kost van de maandpieken op jaarbasis

Men kan met een PV-installatie hoogstens 13% procentpunt besparen. Dit blijkt uit contouren van Figuur 92. Een systeem zonder PV maar met opslag kan daarentegen wel een grotere besparing creëren en tot wel 15 procentpunt. Het is duidelijk dat een opslagvoorziening cruciaal zal zijn voor het reduceren van deze maandpiek, doch de PV-installatie heeft reeds een substantieel effect op deze kost.



Figuur 92: Totale kost van de maandpieken in functie van de hoeveelheid PV en opslag

De absolute som van de maandpieken bedroeg in 2017; 15 145 kW. Indien dit getal vermenigvuldigt wordt met x_1 uit de analyse hierboven en de toekomstige tarief €/kW$_{max/maand}$ kan het bedrag voor de maandpiek bepaald worden. De andere kosten die gerelateerd zijn aan het netgebruik zijn de kosten voor het toegangsvermogen en het overschrijdingstarief.

3 Conclusie

Een gesloten distributienet is één van de alternatieve distributievormen die voor Iemants NV technisch en juridisch gezien mogelijk kunnen zijn. Een partnerschap kan afgesloten worden met verschillende andere naburige bedrijven die vervolgens ook het netbeheer op zich dienen te nemen. Gesloten distributienetten vormen echter geen kader voor vrij energiedelen want ook daar dient het principe van vrije leverancierskeuze gerespecteerd te worden. Directe lijnen zijn daarentegen geen net maar éénvoudigweg een koppeling tussen een productie-installatie en de installatie van de afnemer. Bijgevolg is enkel een overeenkomst vereist met het bedrijf waar de zonnepanelen op geïnstalleerd worden noodzakelijk. Bovendien vormt dit naar uitbating toe geen grote last. Wel wordt een jaarlijkse heffing aangerekend ter compensatie van het ontduiken van de openbare dienstverplichtingen.

De nieuwe tariefstructuur wordt vooral gekenmerkt door zijn capaciteitsterm die nu een bredere invulling krijgt op de netfactuur. Verder zal het piekvermogen op maandelijkse basis bepaald worden en niet meer jaarlijks. Wat betreft de integratie van opslag en PV werd uiteengezet hoe dit geoptimaliseerd kan worden voor verhoogde zelfconsumptie en zelfvoorziening. Ook voor piekreductie werd een methodiek besproken voor het bepalen van de opslagcapaciteit. Uit het overzicht van verschillende elektrochemische opslagtechnologieën bleek vooral dat de lithium-ion batterijen het best uit de verf kwamen. Waterstof is een veelbelovende opslagtechnologie waarvan voorspeld wordt dat deze in nabije toekomst een heel belangrijke rol zal spelen in de energietransitie. Verder werd ook nog uitgebreid het ontwerpmethodologie van hybride opslagsystemen besproken.

De piekvermogens bereikt Iemants NV tijdens de weekdagen overdag doorgaans tussen 8h en 12h. Deze pieken lopen op tot boven de 1200 kW. Echter, doordat deze voornamelijk overdag plaatsvinden zal PV hiervoor een goede oplossing zijn om te besparen op de energiekost. Er werd daarvoor in eerste instantie gekeken naar het potentieel aan PV op de beschikbare daken. Dit werd geoptimaliseerd naar tussenafstand, hellingsgraad en oriëntatie voor zowel een zuidgerichte opstelling als een oost/west gerichte opstelling. Daarbij viel vooral op dat met een oost/west gerichte opstelling tot 12% meer opbrengst kan behaald worden voor dezelfde dakoppervlakte. De optimalisatie van PV en opslag heeft duidelijk gemaakt dat vooral profijt gehaald wordt bij kleine PV-installaties en kleine (of geen) opslagsystemen. Doordat hierbij reeds uitgegaan werd van een reeds operationele windturbine kon vastgesteld worden dat de zelfvoorziening nog maar weinig toenam bij het voorzien van opslag. Zonder windturbine zouden de zelfconsumptie en zelfvoorziening wel significanter toenemen bij toename van de PV-capaciteit.

Uit de economische analyse kan geconcludeerd worden dat op vlak van TCO en NAW PV-installaties met een opbrengst van 0.25 MWh/MWh, zonder opslag het interessantst zijn. Deze leveren financieel gezien de grootste opbrengst op na 25 jaar. Als er daarentegen gekeken wordt naar de verdisconteerde terugverdientijd en de IRR dan zijn PV-installaties van om en bij de 0.1 MWh/MWh interessanter. In elk geval blijkt dit de berekening uit de technische studie te bevestigen dat investeren in opslag weinig of geen profijt oplevert. Dit kan enigszins anders zijn wanneer de nieuwe tarifering in voege zal treden. Hiertoe werd een verkennende berekening gedaan waaruit kon geconcludeerd worden dat alleen op de maandpieken reeds substantieel kan bespaard worden door PV en opslag te combineren. Ter afsluiting wordt er nog beklemtoond dat er voor opslag nog tal van andere opportuniteiten zijn dan zelfconsumptie, zelfvoorziening en peakshaving. Zo kan er bijvoorbeeld gespeeld worden op de onbalans- of flexibiliteitsmarkt of kunnen diensten geleverd worden aan het net. Deze opportuniteiten kunnen de economische rendabiliteit van opslag vergroten. Dit kan in een volgende studie verder onderzocht worden.

4 Bronnenlijst

[1] M. R. S. Wils, „eubelius,” 15 0. 2019. [Online]. Available: https://www.eubelius.com/nl/nieuws/de-implementatie-van-het-winterpakket-clean-energy-for-all-europeans-vervolgt-zijn-weg. [Geopend 17 07 2020].

[2] N. e. E. (. V. Leefmilieu, „Energiedecreet,” Leefmilieu, Natuur en Energie (LNE) Vlaanderen, 01 01 2020. [Online]. Available: https://navigator.emis.vito.be/mijn-navigator?woId=75529. [Geopend 31 02 2020].

[3] VREG, „www.vreg.be,” Vlaamse regulator voor Elektriciteit en Gas, 01 01 2020. [Online]. Available: https://www.vreg.be/nl/technische-reglementen. [Geopend 01 02 2020].

[4] S. O. N. C. ,. C. M. M. Gancheva, „Models of Local Energy Ownership and the Role of Local Energy Communities in Energy Transition in Europe,” Commission for he Environment, Climate Change and Energy, 2018.

[5] VREG, „www.vreg.be,” Vlaamse regulator voor Elektriciteit en Gas, 03 03 2020. [Online]. Available: https://www.vreg.be/sites/default/files/document/mede-2017-01.pdf. [Geopend 04 03 2020].

[6] E. Vito, „Energiedecreet: Algemene bepalingen,” [Online]. Available: https://navigator.emis.vito.be/mijn-navigator?woId=31843. [Geopend 30 06 2020].

[7] D. F. S. d. J. Roberts, „Energy Community Definitions,” COMPILE, 2019.

[8] VREG, „www.vreg.be,” Vlaamse regultator voor Elektriciteit en Gas, 01 01 2020. [Online]. Available: https://www.vreg.be/sites/default/files/document/cons-2019-05.pdf. [Geopend 31 01 2020].

[9] VREG, „www.vreg.be,” Vlaamse regulator voor Elektriciteit en Gas, 31 03 2020. [Online]. Available: https://www.vreg.be/sites/default/files/Tariefmethodologie/2021-2024/tariefmethodologie_reguleringsperiode_2021-2024.pdf. [Geopend 15 04 2020].

[10] R. C. A. B. A. Oudalov, „Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application,” *IEEE Lausanne Power Tech,* p. 5, 2007 .

[11] S. Z. W. X. W. Jiayuan, „Performance and Characteristic Research in LiFePO4 Battery for Electric Vehicle Applications,” *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference,* p. 5, 2009.

[12] B. U. G. (BUG), „Battery University Group (BUG),” 26 08 2019. [Online]. Available: https://batteryuniversity.com/learn/article/secondary_batteries. [Geopend 07 04 2020].

[13] CREG, „www.creg.be,” Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas, 01 01 2020. [Online]. Available: https://www.creg.be/nl/professionals/toegang-tot-het-net/elektriciteit-transmissie/nettarieven-elia. [Geopend 31 01 2020].

[14] VREG, „www.vreg.be,” Vlaamse regulator voor Elektriciteit en Gas, 01 01 2020. [Online]. Available: https://www.vreg.be/nl/distributienettarieven. [Geopend 31 01 2020].

[15] M. D. Meulenaer, „Studie naar kostenoptimale niveaus van de minimumeisen inzake energieprestaties van niet-residentiële gebouwen.,” Bauphi, Haskoning, Brussel, 2017.

[16] VREG, „Vlaamse Regulator voor Elektriciteit en Gas,” VREG, 2020. [Online]. Available: https://www.vreg.be/nl/steuncertificaten-en-garanties-van-oorsprong. [Geopend 07 07 2020].

[17] VEA, „Energiesparen,” Vlaamse Energieagentschap, 01 01 2020. [Online]. Available: https://www.energiesparen.be/monitoring-en-evaluatie/technologieen-met-projectspecifieke-steun. [Geopend 01 01 2020].

[18] VEA, „Energiesparen: Handleiding verhoogde investeringsaftrek energiebesparende investeringen.,” 01 01 2020. [Online]. Available: https://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Handleiding_Fiskaf_aj2021-versie_mei2020.pdf. [Geopend 31 02 2020].

[19] D. C. J. a. S. R. Kurtz, „Photovoltaic Degradation Rates - An analytical review,” *NREL,* vol. 01, nr. Photovoltaics: Research & applications, p. 06, 2012.

[20] VEA, „Energiesparen,” Vlaamse energieagentschap, 06 06 2020. [Online]. Available: https://www.energiesparen.be/nieuws/persbericht/vlaanderen-blijft-inzetten-op-zonne-energie. [Geopend 26 06 2020].

[21] „Innovatiesteunpunt.be,” Innovatiesteunpunt, 09 06 2020. [Online]. Available: https://www.innovatiesteunpunt.be/nl/inspiratie/energietip-einde-van-de-groenestroomcertificaten-voor-zonnepanelen. [Geopend 26 06 2020].

[22] M. Woodhouse, „On the Path to SunShot: The Role of,” NREL, Oak Ridge, 2016.

[23] M. Gostein, „Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants,” *IEEE ,* vol. 40, nr. 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), p. 6, 2014.

[24] E. Vito, „Energiedecreet: De aanleg en het beheer van directe lijnen en directe leidingen,” [Online]. Available: https://navigator.emis.vito.be/mijn-navigator?woId=31915, sd. [Geopend 30 06 2020].

5 Bijlage

Bijlage 1: Elektriciteitsfactuur Iemants NV
Bijlage 2: Distributie- en transmissienettarieven
Bijlage 3: Steunbedrag
Bijlage 4: Additionele kosten - zonder steun
Bijlage 5: Additionele kosten - met steun
Bijlage 6: WACC - zonder steun
Bijlage 7: WACC - met steun

Bijlage 1

SCHOLT
ENERGY CONTROL

Iemants NV
Hoge Mauw 200
2370 Arendonk
België

FACTUUR
Elektriciteit

Factuurnummer	B201911241
Dagtekening	01-08-2019
Vervaldatum	05-08-2019
Contractnummer	CB002107_002
Klantnummer	KB1300000133
BTW-nummer	BE0456.528.520

Gefactureerde aansluitingen		Totaal
- 541448800000001410: HOGE MAUW 200, 2370 ARENDONK	€	32.920,55
- 541448860008740957: HOGE MAUW 200, 2370 ARENDONK	€	42,81

Totaal bedrag exclusief BTW	**€**	**32.963,36**
BTW 21% over € 32.743,74	€	6.876,19
BTW 0% over € 219,62	€	0,00
Totaal bedrag inclusief BTW	**€**	**39.839,55**

Het factuurbedrag wordt rond de vervaldatum afgeschreven van IBAN rekeningnummer BE36320006684481.
Kijk voor de meest recente verbruiken en een overzicht van alle verzonden facturen op https://www.scholtonline.com.

Scholt Energy Control N.V. • Kalkhoevestraat 30 bus 3.2 • B-8790 Waregem
+32 (0)9 381 75 50 • info@scholt.be • scholt.be
Ondernemingsnr: 0820.000.881 • KBC: BE32 7310 0602 6402 • BTW: BE0820.000.881

SCHOLT
ENERGY CONTROL

SPECIFICATIE

Aansluitadres
HOGE MAUW 200
2370 ARENDONK

Factuurnummer B201911241
Dagtekening 01-08-2019

EAN-code 541448800000001410
Periode 01-06-2019 tot 01-07-2019

Omschrijving				Tarief		Bedrag	BTW		Totaal
Levering (01-06-2019 tot 01-07-2019)									
Piek	221.049	kWh	€	0,049680	€	10.981,70	21%		
Dal	271.311	kWh	€	0,035700	€	9.685,81	21%		
Elia netverliezen (01-06-2019 tot 01-07-2019)									
Piek	221.049	kWh	€	0,000567	€	125,36	21%		
Dal	271.311	kWh	€	0,000293	€	79,44	21%		
Certificaten (01-06-2019 tot 01-07-2019)									
Bijdrage Groenestroomcertificaten	492.360	kWh	€	0,021016	€	10.347,44	21%		
Korting Groenestroomcertificaten	-231.409	kWh	€	0,021016	€	-4.863,35	21%		
Bijdrage Warmtekrachtcertificaten	492.360	kWh	€	0,003304	€	1.626,76	21%		
Korting Warmtekrachtcertificaten	-231.409	kWh	€	0,003304	€	-764,58	21%		
WaarborgZon elektriciteit (01-06-2019 tot 01-07-2019)									
WaarborgZon elektriciteit	492.360	kWh	€	0,001000	€	492,36	21%		
Onbalans					€	385,14	21%		
Vastrecht					€	0,00	21%		
								€	**28.096,08**
Distributiekosten (01-06-2019 tot 01-07-2019)									
Kosten distributie elektriciteit	492.360	kWh	€	0,005254	€	2.587,07	21%		
Kosten maximaal distributievermogen	630	kW	€	1,484585	€	934,77	21%		
Kosten meet- en telactiviteit					€	37,56	21%		
								€	**3.559,40**
Transportkosten (01-06-2019 tot 01-07-2019)									
Kosten maximaal transportvermogen	1.055	kW	€	1,884776	€	1.988,91	21%		
Kosten transport elektriciteit					€	4.988,31	21%		
								€	**6.977,22**
Gereguleerde bijdrage en heffingen (01-06-2019 tot 01-07-2019)									
Federale bijdrage					€	65,99	0%		
Regionale bijdrage en heffingen (01-06-2019 tot 01-07-2019)									
Bijdrage Energiefonds					€	153,63	0%		
								€	**219,62**
								€	**38.852,32**
Voorlopige factuur 01-07-2019 tot 01-08-2019							21%	**€**	**29.609,70**
Voorlopige factuur 01-06-2019 tot 01-07-2019 reeds in rekening gebracht							21%	**€**	**-35.541,47**

Totaal bedrag exclusief BTW	**€**	**32.920,55**
BTW 21% over € 32.700,93	€	6.867,20
BTW 0% over € 219,62	€	0,00
Totaal bedrag inclusief BTW	**€**	**39.787,75**

Scholt Energy Control N.V. • Kalkhoevestraat 30 bus 3.2 • B-8790 Waregem
+32 (0)9 381 75 50 • info@scholt.be • scholt.be
Ondernemingsnr: 0820.000.881 • KBC: BE32 7310 0602 6402 • BTW: BE0820.000.881

SCHOLT
ENERGY CONTROL

SPECIFICATIE

Aansluitadres
HOGE MAUW 200
2370 ARENDONK

Factuurnummer B201911241
Dagtekening 01-08-2019

EAN-code 541448860008740957
Periode 01-06-2019 tot 01-07-2019

Omschrijving				Tarief		Bedrag	BTW		Totaal
Levering (01-06-2019 tot 01-07-2019)									
Piek	0	kWh	€	0,031480	€	0,00	21%		
Dal	0	kWh	€	0,007330	€	0,00	21%		
Garanties van oorsprong	0	kWh	€	0,000000	€	0,00	21%		
Onbalans					€	0,00	21%		
Vastrecht					€	4,00	21%		
								€	**4,00**
Distributiekosten (01-06-2019 tot 01-07-2019)									
Kosten distributie elektriciteit	0	kWh	€	0,000000	€	0,00	21%		
Kosten maximaal distributievermogen	0	kW	€	0,000000	€	0,00	21%		
Kosten meet- en telactiviteit					€	37,56	21%		
								€	**37,56**
Transportkosten (01-06-2019 tot 01-07-2019)									
Kosten transport elektriciteit					€	0,00	21%		
								€	**0,00**
								€	**41,56**
Voorlopige factuur 01-07-2019 tot 01-08-2019							21%	**€**	**42,81**
Voorlopige factuur 01-06-2019 tot 01-07-2019 reeds in rekening gebracht							21%	**€**	**-41,56**
						Totaal bedrag exclusief BTW		**€**	**42,81**
						BTW 21% over € 42,81		€	8,99
						Totaal bedrag inclusief BTW		**€**	**51,80**

Scholt Energy Control N.V. • Kalkhoevestraat 30 bus 3.2 • B-8790 Waregem
+32 (0)9 381 75 50 • info@scholt.be • scholt.be
Ondernemingsnr: 0820.000.881 • KBC: BE32 7310 0602 6402 • BTW: BE0820.000.881

SCHOLT
ENERGY CONTROL

SCHOLT
ENERGY CONTROL

Stroometiket 2018

Dit Stroometiket geeft inzicht in de oorsprong van de elektriciteit die Scholt Energy Control in 2018 in België heeft geleverd. Het stroometiket is opgesteld aan de hand van de richtlijnen die zijn vastgelegd door de VREG (Vlaanderen), CWaPE (Wallonië) en BRUGEL (Brussel).

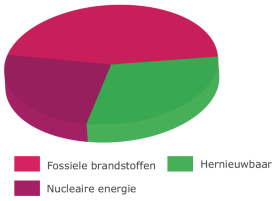
Aan de hand van deze informatie kunt u zien hoe onze levering in België is uitgesplitst naar conventionele en hernieuwbare energiebronnen. Als klant van Scholt Energy Control heeft u een van de volgende producten voor elektriciteitslevering:

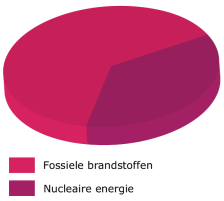
Combinatieprijs elektriciteit, Flexibele prijs elektriciteit, Flexibele maandprijs elektriciteit, Flexibele jaarprijs elektriciteit.

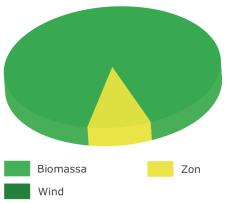
Indien u bij deze producten geen vergroening afneemt, vindt u in de tabel 'Conventionele energiebronnen' de door SEC ingezette energiebronnen. Indien u bij deze producten wel vergroening afneemt via WaarborgGroen of WaarborgZon zet SEC hernieuwbare energiebronnen in zoals getoond in de tabel "Hernieuwbare Energiebronnen".

Voor het produceren van groene stroom wordt door Scholt Energy Control windkracht, biomassa en zon ingezet. Voor het opwekken van hernieuwbare energie worden Garanties van Oorsprong afgegeven. Deze certificaten zijn het bewijs dat de energie duurzaam is opgewekt en worden door de overheid gecontroleerd. Scholt Energy Control verklaart dat alle benodigde garanties van oorsprong zijn voorgelegd in overeenstemming met de percentages aan hernieuwbare energiebronnen zoals genoemd in dit stroometiket.

Scholt Energy Control streeft naar een maatschappelijk verantwoorde manier van energielevering. Daar waar mogelijk zetten wij hernieuwbare energiebronnen in. Voor meer informatie over dit Stroometiket 2018 kunt u altijd contact met ons opnemen.







Totaal stroom

Energiebron	Vlaanderen	Brussel	Wallonië	België
Hernieuwbare energie	29,7%	0,0%	27,0%	**29,4%**
Kwalitatieve warmtekracht	0,0%	0,0%	0,0%	**0,0%**
Fossiele brandstoffen	45,0%	64,1%	46,8%	**45,2%**
Nucleaire energie	25,3%	36,0%	26,3%	**25,4%**
Onbekende bronnen	0,0%	0,0%	0,0%	**0,0%**
Totaal				**100,0%**

Conventionele energiebronnen

Energiebron	Vlaanderen	Brussel	Wallonië	België
Kwalitatieve warmtekracht	0,0%	0,0%	0,0%	**0,0%**
Fossiele brandstoffen	64,1%	64,1%	64,1%	**64,1%**
Nucleaire energie	36,0%	36,0%	36,0%	**36,0%**
Onbekende bronnen	0,0%	0,0%	0,0%	**0,0%**
Totaal				**100,0%**

Hernieuwbare energiebronnen

Energiebron/WaarborgGroen	Vlaanderen	Wallonië	België
Biomassa (België)	0,2%	0,0%	**0,2%**
Wind (België)	0,0%	0,0%	**0,0%**
Zon (België)	0,4%	0,0%	**0,4%**
Biomassa (Europa)	98,3%	100,0%	**98,4%**
Wind (Europa)	0,0%	0,0%	**0,0%**
Zon (Europa)	1,1%	0,0%	**1,0%**
Totaal			**100,0%**

Energiebron/WaarborgZon	Vlaanderen	Wallonië	België
Energie uit zon (België)	100,0%	100,0%	**100,0%**
Totaal			**100,0%**

Scholt Energy Control N.V. • Kalkhoevestraat 30 bus 3.2 • B-8790 Waregem
+32 (0)9 381 75 50 • info@scholt.be • scholt.be
Ondernemingsnr: 0820.000.881 • KBC: BE32 7310 0602 6402 • BTW: BE0820.000.881

Bijlage 2

FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) - ELEKTRICITEIT - Tarieflijst distributienettarieven 2020 - Afname [1]

		Globalisation code	BTW - % (**)	TRANS HS		>26- 36 kV				26-1 kV				TRANS-LS		LS		PROSUMENTEN MET TERUGDRAAIENDE TELLER				DOORVOER (*)	
Type voeding				HOOFDV	HULPV	HOOFDV piekmeting	HULPV piekmeting	HOOFDV piekmeting	HULPV piekmeting	HOOFDV piekmeting	HULPV piekmeting	HOOFDV zonder piekmeting	HULPV zonder piekmeting	piekmeting (****)	zonder piekmeting [2]	piekmeting (****)	zonder piekmeting [2]	met piekmeting		zonder piekmeting		26-1 kV	LS
Tariefcodes						≥ 5 MVA	≥ 5 MVA	< 5 MVA	< 5 MVA									TRANS-LS	LS	TRANS-LS [2]	LS [2]		
Type of connection																							
TER INFO: HOEVEELHEDEN																							
kW																							
Normale uren / dagverbruik	kWh																						
Stille uren / nachtverbruik	kWh																						
Stille uren / uitsluitend nachtverbruik	kWh																						
Reactieve energie	kVarh																						
1. Tarief gebruik van het net																							
1.1 Onderschreven en bijkomend vermogen																							
1.1.1 Met piekmeting: Trans HS, >26- 36 kV, 26 - 1Kv, Trans LS , LS & prosumenten met terugdraaiende teller																							
Capaciteitsterm	EUR/kW/max/jaar (***)	E210	21%	0,0669432	0,0669432	0,0669432	0,0669432	25,8427644	25,8427644	25,8427644	25,8427644			26,7286548		62,3888520		26,7286548	62,3888520			19,3820733	46,7916390
Capaciteitsterm	EUR/kW/max/maand (***)		21%	0,0055786	0,0055786	0,0055786	0,0055786	2,1535637	2,1535637	2,1535637	2,1535637			2,2273879		5,1990710		2,2273879	5,1990710			1,6151728	3,8992033
Proportionele term	EUR/kWh	E210	21%	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0001708	0,0001708	0,0001708	0,0001708			0,0030427		0,0004471		0,0030427	0,0004471			0,0001281	0,0003353
begrensd tot maximum tarief van	EUR/kWh	E211	21%	0,0318069		0,0318069		0,0318069		0,0318069				0,0318069		0,0318069		0,0318069	0,0318069			0,0238552	0,0238552
1.1.2 Zonder piekmeting: 26-1kV, Trans LS, LS & prosumenten met terugdraaiende teller.																							
dag	EUR/kWh	E210	21%									0,0118379	0,0118379		0,0240825		0,0580625			0,0240825	0,0580625		
nacht	EUR/kWh	E210	21%									0,0065108	0,0065108		0,0132454		0,0348375			0,0132454	0,0348375		
(******)exclusief nacht	EUR/kWh	E210	21%									0,0065108	0,0065108		0,0132454		0,0232250			0,0132454	0,0232250		
1.2. Tarief systeemdiensten	EUR/kWh	E230	21%	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0004190	0,0004190
1.3. Tarief meet- en telactiviteit																							
AMR	Jaarprijs	E240	21%	473,00	473,00	473,00	473,00	473,00	473,00	473,00	473,00	473,00	473,00	473,00	473,00	473,00	473,00					354,75	354,75
MMR	Jaarprijs	E240	21%	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	73,50	73,50
Jaaropname(*****)	Jaarprijs	E240	21%	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	3,20	3,20
2. Tarief openbare dienstverplichtingen																							
dag	EUR/kWh	E215	21%	0,0000897	0,0000897	0,0000897	0,0000897	0,0045553	0,0045553	0,0045553	0,0045553	0,0045553	0,0045553	0,0081022	0,0081022	0,0359025	0,0359025	0,0081022	0,0359025	0,0081022	0,0359025	0,0034165	0,0269269
nacht	EUR/kWh	E215	21%	0,0000897	0,0000897	0,0000897	0,0000897	0,0045553	0,0045553	0,0045553	0,0045553	0,0045553	0,0045553	0,0081022	0,0081022	0,0359025	0,0359025	0,0081022	0,0359025	0,0081022	0,0359025	0,0034165	0,0269269
(*******)exclusief nacht	EUR/kWh	E215	21%					0,0011388	0,0011388	0,0011388	0,0011388	0,0011388	0,0011388	0,0020256	0,0020256	0,0089756	0,0089756	0,0020256	0,0089756	0,0020256	0,0089756		
3. Tarief ondersteunende diensten																							
3.1. Tarief netverliezen	EUR/kWh	E320	21%	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0002603	0,0002603	0,0002603	0,0002603	0,0002603	0,0002603	0,0008826	0,0008826	0,0017894	0,0017894	0,0008826	0,0017894	0,0008826	0,0017894	0,0001953	0,0013421
3.2. Tarief reactieve energie																							
Recht op forfaitaire afname =				0,3290000	0,3290000	0,3290000	0,3290000	0,4840000	0,4840000	0,4840000	0,4840000			0,4840000		0,4840000						0,4840000	
Tarief voor overschrijding reactieve energie :																							
EUR/kVarh		E310	21%	0,0175000	0,0175000	0,0175000	0,0175000	0,0175000	0,0175000	0,0175000	0,0175000			0,0175000		0,0175000						0,0131250	
3.3. Tarief voor het niet respecteren van een aanvaard programma	EUR/kWh																						
4. Toeslagen	EUR/kWh																						
4.1. Toeslagen of heffingen ter financiering van de openbare dienstverplichtingen																							
4.2. Toeslagen ter dekking van de werkingskosten van de CREG																							
4.3. Bijdragen ter dekking van de verloren kosten																							
4.4. Lasten niet-gekapitaliseerde pensioenen		E840	21%	0,0000047	0,0000047	0,0000047	0,0000047	0,0002140	0,0002140	0,0002140	0,0002140	0,0002140	0,0002140	0,0003670	0,0003670	0,0011277	0,0011277	0,0003670	0,0011277	0,0003670	0,0011277	0,0001605	0,0008458
4.5. Rechtspersonenbelasting																							
4.6. Overige lokale, provinciale, gewestelijke en federale belastingen, heffingen, toeslagen, bidragen en retributies		E890	21%	0,0000010	0,0000010	0,0000010	0,0000010	0,0000439	0,0000439	0,0000439	0,0000439	0,0000439	0,0000439	0,0000752	0,0000752	0,0002311	0,0002311	0,0000752	0,0002311	0,0000752	0,0002311	0,0000329	0,0001733
5. Aanvullend capaciteitstarief voor prosumenten met terugdraaiende teller	EUR/kW/jaar	E250	21%															16,14	33,66	32,96	71,33		

[1] **OPMERKING: De gepubliceerde tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Boechout, Essen, Hemiksem, Merksplas, Niel, Nijlen en Zelzate, evenals op het grondgebied van de gemeente Kapellen met uitzondering van de wijk Hoogboom en tevens op een gedeelte van het grondgebied van Antwerpen, meer bepaald het volledige district Hoboken (postcode 2660), de wijk Kiel (postcode 2020) en het havengebied 'rechteroever', 'petroleum instellingen zuid' en 'het gebied tussen Havenweg en Schijns'.**

(**) De gepubliceerde tarieven zijn tarieven exclusief BTW. De BTW-percentages die van toepassing zijn, worden vermeld per tariefcomponent.

TOEPASSINGSMODALITEITEN

1. Tarief gebruik van het net

1.1. Tarief onderschreven en bijkomend vermogen

(***) **- Definitie onderschreven vermogen in kW**
Het werkelijk maximum kwartiervermogen van de laatste 12 maanden, verbruiksmaand inbegrepen.

(****) **- Hulpvoeding**
Bij een hulpvoeding gebeurt de aanrekening op basis van het maximum van de maand piek of 10% van het geïnstalleerd vermogen.
Tarief voor TRLS-hulpvoeding is gelijk aan tarief voor TRLS met piekmeting, met uitzondering van het maximum tarief dat niet van toepassing is op installaties voor hulpvoeding
Tarief voor LS-hulpvoeding is gelijk aan tarief voor LS met piekmeting, met uitzondering van het maximum tarief dat niet van toepassing is op installaties voor hulpvoeding

1.2. Tarief voor het systeembeheer
Proportioneel tarief in EUR/kWh ifv afgenomen en geïnjecteerde kWh

1.3. Tarief meet en telactiviteit
Periodiek tarief per EAN zowel voor afname als injectiepunten.
Dit tarief wordt dagrouwkeurig aangerekend en is functie van het type meter (AMR, MMR of jaaropname (budgetmeter)

2. Tarief openbare dienstverplichtingen
Proportioneel tarief in EUR/kWh ifv afgenomen kwh

3. Tarief ondersteunende diensten

3.1. Tarief netverliezen
Proportioneel tarief in EUR/kWh ifv afgenomen en geïnjecteerde kWh

3.2. Tarief reactieve energie
Recht op forfaitaire afname : het weergegeven % is de forfaitaire hoeveelheid reactief in kVARh als % van de totale actieve energie van de betreffende maand.
Voor de kVARh boven dit forfait wordt het tarief reactieve energie aangerekend.

4. Toeslagen
Proportioneel tarief in EUR/kWh ifv afgenomen en geïnjecteerde kWh

5. Aanvullend capaciteitstarief voor prosumenten met terugdraaiende teller

Het tarief is functie van het door de netgebruiker geïnstalleerd maximaal AC-vermogen (kVA) van de omvormer (bij PV-installaties) of de generator (bij andere installaties).
Indien het maximaal AC-vermogen niet gekend is door de distributienetbeheerder in kVA dient het maximaal AC-vermogen uitgedrukt in kW te worden gehanteerd.

6. DOORVOERTARIEVEN (*)
De gepubliceerde doorvoertarieven zijn enkel geldig bij piekmeting.
Bij niet-piekmeting wordt voor de doorvoertarieven een vermindering van 25% toegekend op alle tariefcomponenten.

7. (*****) **Dioitale meter**: het tarief iaaroname is ook van toepassing voor de aanrekening van een dioitale meter.

8. (******) **Exclusief nacht**: de uitsluitend nacht meter wordt niet meer aangeboden door de DNB.

9. [2] Tarieven ook van toepassing voor netgebruikers met een digitale meter.
(https://www.fluvius.be/nl/thema/meters-en-meterstanden/digitale-meters-en-zonnepanelen-dit-moet-je-weten/stap-over-naar-het-nieuwe-nettarief-voor-prosumenten)

FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) - ELEKTRICITEIT - Tarieflijst distributienettarieven 2020 - Afname [1]

		Veldnaam	Globalisation code	BTW - % (*)	TRANS HS		>26- 36 kV		26-1 kV		TRANS-LS	LS		PROSUMENTEN MET TERUGDRAAIENDE TELLER			DOORVOER	
Type voeding					HOOFDV	HULPV	HOOFDV piekmeting	HOOFDV piekmeting	HOOFDV piekmeting	HULPV piekmeting	piekmeting	piekmeting	zonder piekmeting [2]	met piekmeting	met piekmeting	zonder piekmeting [2]	26-1 kV	LS
Tariefcodes					T01	T02	≥ 5MVA	< 5MVA	T03	T16	T17 - T37****	T15 - T35****	(**)	TRANS-LS	LS	LS	T33	T39
Type of connection					DIR	EGY			ILM	MVE	LVA	L6P	(**)	LVA (Excl T37****)	L6P (Excl T35****)	van toepassing op alle TOC's LS(Excl T38****)	DBH	DBL
TER INFO: HOEVEELHEDEN																		
kW		**kW_MAX**																
		FACTOR_kW_MAX			1	0,5	1	1	1	0,5	1	1	0	1	1	0	1	0
		FACTOR_AUX_INPUT			1	0,5	1	1	1	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1
Normale uren / dagverbruik	*kWh*	**kWh-HI**																
Stille uren / nachtverbruik	*kWh*	**kWh_LO**																
Stille uren / uitsluitend nachtverbruik	*kWh*	**kWh-LOX**																
Reactieve energie	*kVarh*	**kVarh**																
1. Tarief gebruik van het net																		
1.1 Onderschreven en bijkomend vermogen																		
1.1.1 Met piekmeting: Trans HS, >26-36 kV, 26 - 1kV, Trans LS & Prosumenten met terugdraaiende teller Trans LS																		
[X * afvlakkingscoëfficient] EUR/kW																		
+ Y euro / kWh$_{nu}$ (normale uren)																		
+ Z euro / kWhsu (stille uren en uitsluitend nacht)																		
met :																		
X =	EUR/kW/jaar	**POWER**	**E210**	**21,00%**	2,0500216	23,9015464	2,0500216	23,9015464	23,9015464	23,9015464	13,3684095			13,3684095			17,9261598	
X/12=	EUR/kW/maand			**21,00%**	0,1708351	1,9917955	0,1708351	1,9917955	1,9917955	1,9917955	1,1140341			1,1140341			1,4938467	
Afvlakkingscoëfficient =	Cte B+[Cte C / (Cte D + kW)]	*CTE_B*			0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1			0,1			0,1	
		CTE_C			796,5	796,5	796,5	796,5	796,5	796,5	796,5			796,5			796,5	
		CTE_D			885	885	885	885	885	885	885			885			885	
Y =	EUR/kWh	**DAY_CONSUMPTION**	**E210**	**21,00%**		0,0011503		0,0011503	0,0011503	0,0011503	0,0012495			0,0012495			0,0008627	
Z =	EUR/kWh	**NIGHT_CONSUMPTION**	**E210**	**21,00%**		0,0006423		0,0006423	0,0006423	0,0006423	0,0007112			0,0007112			0,0004817	
max som term in X en term Y	EUR/kWh	**RISTORNO**	**E211**	**21,00%**				0,0882959	0,0882959		0,0882959			0,0882959			0,0662219	
1.1.2 Met piekmeting: LS & prosumenten met terugdraaiende teller LS																		
[X * afvlakkingscoëfficient] EUR/kW																		
met :																		
X =	EUR/kW/jaar	**POWER**	**E210**	**21,00%**								133,5951748			133,5951748			
X/12=	EUR/kW/maand			**21,00%**								11,1329312			11,1329312			
Afvlakkingscoëfficient =	Cte B+[Cte C / (Cte D + kW)]	*CTE_B*										0,1			0,1			
		CTE_C										796,5			796,5			
		CTE_D										885			885			
max som term in X	EUR/kWh dag	**RISTORNO**	**E211**	**21,00%**								0,0882959			0,0882959			
1.1.3 Zonder piekmeting: LS & prosumenten met terugdraaiende teller																		
dag	*EUR/kWh*	**DAY_CONSUMPTION**	**E210**	**21,00%**									0,0502540			0,0502540		0,0376905
nacht	*EUR/kWh*	**NIGHT_CONSUMPTION**	**E210**	**21,00%**									0,0250139			0,0250139		0,0187604
(*****) exclusief nacht	*EUR/kWh*	**EXCL_NIGHT_CONSUMPTION**	**E210**	**21,00%**									0,0104225			0,0104225		
1.2. Tarief systeemdiensten	*EUR/kWh*	**SYSTEM_MGMT**	**E230**	**21,00%**	0,0002289	0,0002289	0,0002289	0,0002289	0,0002289	0,0002289	0,0002289	0,0003200	0,0003200	0,0002289	0,0003200	0,0003200	0,0001717	0,0002400
1.3. Tarief meet- en telactiviteit		**METERREADING**	**E240**	**21,00%**														
AMR (***)	*Jaarprijs*		**E240**	**21,00%**	452,00	452,00	452,00	452,00	452,00	452,00	452,00	85,00	85,00				339,00	63,75
MMR	*Jaarprijs*		**E240**	**21,00%**	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	63,75	63,75
Jaaropname (****)	*Jaarprijs*		**E240**	**21,00%**									3,82			3,82		2,87
2. Tarief openbare dienstverplichtingen																		
dag	*EUR/kWh*	**PUBLIC_SERVICE_MISSIONS**	**E215**	**21,00%**	0,0001632	0,0043986	0,0001632	0,0043986	0,0043986	0,0043986	0,0055115	0,0458874	0,0458874	0,0055115	0,0458874	0,0458874	0,0032990	0,0344156
nacht	*EUR/kWh*	**PUBLIC_SERVICE_MISSIONS**	**E215**	**21,00%**	0,0001632	0,0043986	0,0001632	0,0043986	0,0043986	0,0043986	0,0055115	0,0458874	0,0458874	0,0055115	0,0458874	0,0458874	0,0032990	0,0344156
(*****) exclusief nacht	*EUR/kWh*	**PUBLICSERVICEMISSIONS_LOX**	**E215**	**21,00%**				0,0010997	0,0010997	0,0010997	0,0013779	0,0114719	0,0114719	0,0013779	0,0114719	0,0114719		
3. Tarief ondersteunende diensten																		
3.1. Tarief netverliezen	*EUR/kWh*	**NETLOSSES**	**E320**	**21,00%**	0,0000000	0,0002711	0,0000000	0,0002711	0,0002711	0,0002711	0,0003482	0,0014135	0,0014135	0,0003482	0,0014135	0,0014135	0,0002033	0,0010601
3.2. Tarief reactieve energie																		
Recht op forfaitaire afname =		FACTOR_REACTIVE			0,3290000	0,3290000	0,3290000	0,4840000	0,4840000	0,4840000	0,4840000						0,4840000	
Tarief voor overschrijding reactieve energie :																		
	EUR/kVarh	**REACTIVE**	**E310**	**21,00%**	0,0150000	0,0150000	0,0150000	0,0150000	0,0150000	0,0150000	0,0150000						0,0112500	
3.3. Tarief voor het niet respecteren van een aanvaard programma	*EUR/kWh*	**NIET VAN TOEPASSING**		**21,00%**														
4. Toeslagen	*EUR/kWh*																	
4.1. Toeslagen of heffingen ter financiering van de openbare dienstverplichtingen				**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
4.2. Toeslagen ter dekking van de werkingskosten van de CREG		**REGULATOR**		**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
4.3. Bijdragen ter dekking van de verloren kosten		**HEDGING_STRANDED_COSTS**		**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
4.4. Lasten niet-gekapitaliseerde pensioenen		**PENSIONS**	**E840**	**21,00%**	0,0000111	0,0002140	0,0000111	0,0002140	0,0002140	0,0002140	0,0002562	0,0013661	0,0013661	0,0002562	0,0013661	0,0013661	0,0001605	0,0010246
4.5. Rechtspersonenbelasting				**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
4.6. Overige lokale, provinciale, gewestelijke en federale belastingen, heffingen, toeslagen, bijdragen en retributies		**MUNICIPAL_FEES**	**E890**	**21,00%**	0,0000010	0,0000201	0,0000010	0,0000201	0,0000201	0,0000201	0,0000241	0,0001286	0,0001286	0,0000241	0,0001286	0,0001286	0,0000151	0,0000965
5. Aanvullend capaciteitstarief voor prosumenten met terugdraaiende teller	EUR/kW/jaar	**PV_NETUSE**	**E250**	**21,00%**										12,50	39,53	69,93		

[1] **OPMERKING: De gepubliceerde tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Brasschaat, Duffel, Mortsel en Zwijndrecht, de districten Antwerpen, Berchem, Berendrecht, Borgerhout, Deurne, Ekeren, Merksem, Wilrijk en Zandvliet van de stad Antwerpen en de wijk Hoogboom van de gemeente Kapellen.**

(*) De gepubliceerde tarieven zijn tarieven exclusief BTW. De BTW- percentages die van toepassing zijn, worden vermeld per tariefcomponent.
(**) Overzicht Tariefcodes en Type of connection LS zonder piekmeting:

T04	T05	T08	T09	T10	T11	T12	T13	T14	T18	T38****	T59
ILL	L36	LVS / LVU	LVD / LVU	LVN	LSN	LDN	PLM	PLU	L6N	kan gekoppeld worden aan elke TOC (behalve unmetered)	LVC

(***) Voor laagspanning is alleen een maandelijkse uitlezing beschikbaar.
(****) Voor de digitale meter is het meet- en teltarief volgens jaaropname van toepassing
(*****) De uitsluitend nacht meter wordt niet meer aangeboden door de DNB.
T35/T37**is van toepassing voor netgebruikers met een decentrale productie ≤ 10kVa die gekozen hebben voor een bidirectionele meting. (n.v.t. voor de digitale meter)**
T38**is van toepassing voor netgebruikers met een decentrale productie ≤ 10kVa die gekozen hebben voor de facturatie van de distributienettarieven op basis van de werkelijke afname (d.i. zonder compensatie van de van het distributienet afgenomen kWh).**
(https://www.fluvius.be/nl/thema/meters-en-meterstanden/digitale-meters-en-zonnepanelen-dit-moet-je-weten/stap-over-naar-het-nieuwe-nettarief-voor-prosumenten)
Opmerking: Doorvoertarieven zijn bepaald op 75% van het betrokken netvlak
Opmerking: Aanvullend capaciteitstarief voor prosumenten met terugdraaiende teller bevat eveneens de toepassing van distributie en transportnettarieven van de niet- gemeten kWh.

[2] **Tarieven ook van toepassing voor netgebruikers met een digitale meter.**

FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) - ELEKTRICITEIT - Tarieflijst distributienettarieven 2020 - Afname [1]

					TRANS HS		>26- 36 kV		26-1 kV		TRANS-LS	LS		PROSUMENTEN MET TERUGDRAAIENDE TELLER			DOORVOER	
		Veldnaam	Globalisation code	BTW - % (*)	HOOFDV	HULPV	HOOFDV piekmeting	HOOFDV piekmeting	HOOFDV piekmeting	HULPV piekmeting	piekmeting	piekmeting	zonder piekmeting [2]	met piekmeting	met piekmeting	zonder piekmeting [2]	26-1 kV	LS
Type voeding					HOOFDV	HULPV	HOOFDV piekmeting	HOOFDV piekmeting	HOOFDV piekmeting	HULPV piekmeting	piekmeting	piekmeting	zonder piekmeting [2]	met piekmeting	met piekmeting	zonder piekmeting [2]	26-1 kV	LS
Tariefcodes					T01	T02	≥ 5MVA	< 5MVA	T03	T16	T17 - T37****	T15 - T35****	(**)	TRANS-LS	LS	LS	T33	T39
Type of connection					DIR	EGY			ILM	MVE	LVA	L6P	(**)	LVA (Excl T37****)	L6P (Excl T35****)	van toepassing op alle TOC's LS(Excl T38****)	DBH	DBL
TER INFO: HOEVEELHEDEN																		
kW		**kW_MAX**																
		FACTOR_kW_MAX			1	0,5	1	1	1	0,5	1	1	0	1	1	0	1	0
		FACTOR_AUX_INPUT			1	0,5	1	1	1	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1
Normale uren / dagverbruik	*kWh*	**kWh HI**																
Stille uren / nachtverbruik	*kWh*	**kWh_LO**																
Stille uren / uitsluitend nachtverbruik	*kWh*	**kWh-LOX**																
Reactieve energie	*kVarh*	**kVarh**																
1. Tarief gebruik van het net																		
1.1 Onderschreven en bijkomend vermogen																		
1.1.1 Met piekmeting: Trans HS, >26-36 kV, 26 - 1kV, Trans LS & Prosumenten met terugdraaiende teller Trans LS																		
[X * afvlakkingscoëfficient] EUR/kW																		
+ Y euro / kWh$_{HU}$ (normale uren)																		
+ Z euro / kWhsu (stille uren en uitsluitend nacht)																		
met :																		
X =	EUR/kW/jaar	**POWER**	**E210**	**21,00%**	0,7238129	17,3461647	0,7238129	17,3461647	17,3461647	17,3461647	11,0210152			11,0210152			13,0096235	
X/12=	EUR/kW/maand			**21,00%**	0,0603177	1,4455137	0,0603177	1,4455137	1,4455137	1,4455137	0,9184179			0,9184179			1,0841353	
Afvlakkingscoëfficient =	Cte B+[Cte C / (Cte D + kW)]	*CTE_B*			0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1			0,1			0,1	
		CTE_C			796,5	796,5	796,5	796,5	796,5	796,5	796,5			796,5			796,5	
		CTE_D			885	885	885	885	885	885	885			885			885	
Y =	EUR/kWh	**DAY_CONSUMPTION**	**E210**	**21,00%**		0,0008127		0,0008127	0,0008127	0,0008127	0,0011347			0,0011347			0,0006095	
Z =	EUR/kWh	**NIGHT_CONSUMPTION**	**E210**	**21,00%**		0,0004582		0,0004582	0,0004582	0,0004582	0,0006431			0,0006431			0,0003437	
max som term in X en term Y	EUR/kWh	**RISTORNO**	**E211**	**21,00%**				0,0786237	0,0786237		0,0786237			0,0786237			0,0589678	
1.1.2 Met piekmeting: LS & prosumenten met terugdraaiende teller LS																		
[X * afvlakkingscoëfficient] EUR/kW																		
met :																		
X =	EUR/kW/jaar	**POWER**	**E210**	**21,00%**								109,1150076			109,1150076			
X/12=	EUR/kW/maand			**21,00%**								9,0929173			9,0929173			
Afvlakkingscoëfficient =	Cte B+[Cte C / (Cte D + kW)]	*CTE_B*										0,1			0,1			
		CTE_C										796,5			796,5			
		CTE_D										885			885			
max som term in X	EUR/kWh dag	**RISTORNO**	**E211**	**21,00%**								0,0786237			0,0786237			
1.1.3 Zonder piekmeting: LS & prosumenten met terugdraaiende teller																		
dag	*EUR/kWh*	**DAY_CONSUMPTION**	**E210**	**21,00%**									0,0582763			0,0582763		0,0437072
nacht	*EUR/kWh*	**NIGHT_CONSUMPTION**	**E210**	**21,00%**									0,0266072			0,0266072		0,0199554
(*****) exclusief nacht	*EUR/kWh*	**EXCL_NIGHT_CONSUMPTION**	**E210**	**21,00%**									0,0110864			0,0110864		
1.2. Tarief systeemdiensten	*EUR/kWh*	**SYSTEM_MGMT**	**E230**	**21,00%**	0,0001542	0,0001542	0,0001542	0,0001542	0,0001542	0,0001542	0,0001542	0,0002437	0,0002437	0,0001542	0,0002437	0,0002437	0,0001157	0,0001828
1.3. Tarief meet- en telactiviteit		**METERREADING**	**E240**	**21,00%**														
AMR (***)	*Jaarprijs*		**E240**	**21,00%**	452,00	452,00	452,00	452,00	452,00	452,00	452,00	85,00	85,00				339,00	63,75
MMR	*Jaarprijs*		**E240**	**21,00%**	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	63,75	63,75
Jaaropname (****)	*Jaarprijs*		**E240**	**21,00%**									3,82			3,82		2,87
2. Tarief openbare dienstverplichtingen																		
dag	*EUR/kWh*	**PUBLIC_SERVICE_MISSIONS**	**E215**	**21,00%**	0,0003049	0,0033583	0,0003049	0,0033583	0,0033583	0,0033583	0,0055733	0,0444759	0,0444759	0,0055733	0,0444759	0,0444759	0,0025187	0,0333569
nacht	*EUR/kWh*	**PUBLIC_SERVICE_MISSIONS**	**E215**	**21,00%**	0,0003049	0,0033583	0,0003049	0,0033583	0,0033583	0,0033583	0,0055733	0,0444759	0,0444759	0,0055733	0,0444759	0,0444759	0,0025187	0,0333569
(*****) exclusief nacht	*EUR/kWh*	**PUBLICSERVICEMISSIONS_LOX**	**E215**	**21,00%**				0,0008396	0,0008396	0,0008396	0,0013933	0,0111190	0,0111190	0,0013933	0,0111190	0,0111190		
3. Tarief ondersteunende diensten																		
3.1. Tarief netverliezen	*EUR/kWh*	**NETLOSSES**	**E320**	**21,00%**	0,0000000	0,0003934	0,0000000	0,0003934	0,0003934	0,0003934	0,0005434	0,0021168	0,0021168	0,0005434	0,0021168	0,0021168	0,0002951	0,0015876
3.2. Tarief reactieve energie																		
Recht op forfaitaire afname =		FACTOR_REACTIVE			0,3290000	0,3290000	0,3290000	0,4840000	0,4840000	0,4840000	0,4840000						0,4840000	
Tarief voor overschrijding reactieve energie :																		
	EUR/kVarh	**REACTIVE**	**E310**	**21,00%**	0,0150000	0,0150000	0,0150000	0,0150000	0,0150000	0,0150000	0,0150000						0,0112500	
3.3. Tarief voor het niet respecteren van een aanvaard programma	*EUR/kWh*	**NIET VAN TOEPASSING**		**21,00%**														
4. Toeslagen	*EUR/kWh*																	
4.1. Toeslagen of heffingen ter financiering van de openbare dienstverplichtingen				**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
4.2. Toeslagen ter dekking van de werkingskosten van de CREG		**REGULATOR**		**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
4.3. Bijdragen ter dekking van de verloren kosten		**HEDGING_STRANDED_COSTS**		**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
4.4. Lasten niet-gekapitaliseerde pensioenen		**PENSIONS**	**E840**	**21,00%**	0,0000087	0,0001146	0,0000087	0,0001146	0,0001146	0,0001146	0,0001775	0,0009899	0,0009899	0,0001775	0,0009899	0,0009899	0,0000860	0,0007424
4.5. Rechtspersonenbelasting				**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
4.6. Overige lokale, provinciale, gewestelijke en federale belastingen, heffingen, toeslagen, bijdragen en retributies		**MUNICIPAL_FEES**	**E890**	**21,00%**	0,0000050	0,0000663	0,0000050	0,0000663	0,0000663	0,0000663	0,0001027	0,0005725	0,0005725	0,0001027	0,0005725	0,0005725	0,0000497	0,0004294
5. Aanvullend capaciteitstarief voor prosumenten met terugdraaiende teller	EUR/kW/jaar	**PV_NETUSE**	**E250**	**21,00%**										12,54	39,06	70,43		

[1] **OPMERKING: De gepubliceerde tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Aartselaar, Boom, Borsbeek, Brecht, Edegem, Hove, Kontich, Lier, Lint, Rumst, Schelle, Schilde, Schoten, Stabroek en Wijnegem.**

(*) De gepubliceerde tarieven zijn tarieven exclusief BTW. De BTW- percentages die van toepassing zijn, worden vermeld per tariefcomponent.

(**) Overzicht Tariefcodes en Type of connection LS zonder piekmeting:

T04	T05	T08	T09	T10	T11	T12	T13	T14	T18	T38****	T59
ILL	L36	LVS / LVU	LVD / LVU	LVN	LSN	LDN	PLM	PLU	L6N	kan gekoppeld worden aan elke TOC (behalve unmetered)	LVC

(***) Voor laagspanning is alleen een maandelijkse uitlezing beschikbaar.
(****) Voor de digitale meter is het meet- en teltarief volgens jaaropname van toepassing
(*****) De uitsluitend nacht meter wordt niet meer aangeboden door de DNB.
T35/T37***is van toepassing voor netgebruikers met een decentrale productie ≤ 10kVa die gekozen hebben voor een bidirectionele meting. (n.v.t. voor de digitale meter)**
T38***is van toepassing voor netgebruikers met een decentrale productie ≤ 10kVa die gekozen hebben voor de facturatie van de distributienettarieven op basis van de werkelijke afname (d.i. zonder compensatie van de van het distributienet afgenomen kWh).**
(https://www.fluvius.be/nl/thema/meters-en-meterstanden/digitale-meters-en-zonnepanelen-dit-moet-je-weten/stap-over-naar-het-nieuwe-nettarief-voor-prosumenten)
Opmerking: Doorvoertarieven zijn bepaald op 75% van het betrokken netvlak
Opmerking: Aanvullend capaciteitstarief voor prosumenten met terugdraaiende teller bevat eveneens de toepassing van distributie en transportnettarieven van de niet- gemeten kWh.

[2] **Tarieven ook van toepassing voor netgebruikers met een digitale meter.**

FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) - ELEKTRICITEIT - Tarieflijst distributienettarieven 2020 - Injectie [1]

			Globalisation code	BTW - % (*)	TRANS HS	>26-36 kV		26-1 kV	TRANS-LS	LS
					Tariefcodes	≥ 5 MVA	< 5 MVA			
					Type of connection					
TER INFO: HOEVEELHEDEN										
	Normale uren / dagverbruik	*kWh*								
	Stille uren / nachtverbruik	*kWh*								
	Stille uren / uitsluitend nachtverbruik	*kWh*								
1.	**Tarief voor het systeembeheer**	*EUR/kWh*								
	1.1. Algemeen		**E230**	**21%**	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586	0,0005586
2.	**Tarief meet- en telactiviteit**									
	AMR	*jaarprijs*	**E240**	**21%**	473,00	473,00	473,00	473,00	473,00	473,00
	MMR	*jaarprijs*	**E240**	**21%**	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
	Jaaropname	*jaarprijs*	**E240**	**21%**	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27
3.	**Tarief ondersteunende diensten**									
	Tarief netverliezen	*EUR/kWh*	**E320**	**21%**	0,0000000	0,0002603	0,0002603	0,0002603	0,0008826	0,0017894
4.	**Toeslagen**									
	4.1. Toeslagen of heffingen ter financiering van de openbare dienstverplichtingen	*EUR/kWh*								
	4.2. Toeslagen ter dekking van de werkingskosten van de CREG	*EUR/kWh*								
	4.3. Bijdragen ter dekking van de verloren kosten	*EUR/kWh*								
	4.4. Lasten niet-gekapitaliseerde pensioenen	*EUR/kWh*	**E840**	**21%**	0,0001085	0,0002272	0,0002272	0,0002272	0,0323192	0,0047027
	4.5. Rechtspersonenbelasting	*EUR/kWh*								
	4.6. Overige lokale, provinciale, gewestelijke en federale belastingen, heffingen, toeslagen, bijdragen en retributies	*EUR/kWh*	**E890**	**21%**	0,0000222	0,0000466	0,0000466	0,0000466	0,0066242	0,0009639

[1] **OPMERKING: De gepubliceerde tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Boechout, Essen, Hemiksem, Merksplas, Niel, Nijlen en Zelzate, evenals op het grondgebied van de gemeente Kapellen met uitzondering van de wijk Hoogboom en tevens op een gedeelte van het grondgebied van Antwerpen, meer bepaald het volledige district Hoboken (postcode 2660), de wijk Kiel (postcode 2020) en het havengebied 'rechteroever', 'petroleum instellingen zuid' en 'het gebied tussen Havenweg en Schijns'.**

(*) De gepubliceerde tarieven zijn tarieven exclusief BTW. De BTW-percentages die van toepassing zijn, worden vermeld per tariefcomponent.

TOEPASSINGSMODALITEITEN

1. **Tarief voor het systeembeheer**
Proportioneel tarief in EUR/kWh ifv afgenomen en geïnjecteerde kWh

2. **Tarief meet- en telactiviteit**
Periodiek tarief per EAN zowel voor afname als injectiepunten.
Dit tarief wordt dagnauwkeurig aangerekend en is functie van het type meter (AMR, MMR of jaaropname (budget)meter)

3. **Tarief ondersteunende diensten**
Tarief netverliezen
Proportioneel tarief in EUR/kWh ifv afgenomen en geïnjecteerde kWh

4. **Toeslagen**
Proportioneel tarief in EUR/kWh ifv afgenomen en geïnjecteerde kWh

FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) - ELEKTRICITEIT - Tarieflijst distributienettarieven 2020 - Injectie [1]

			Veldnaam	Globalisation code	BTW - % (*)	TRANS HS	>26-36 kV		26-1 kV	TRANS-LS	LS
						Tariefcodes: T06/ T46			T07/ T47	T19/ T49	T19/ T49
						Type of connection: HIN/ HIC	≥ 5MVA	< 5MVA	MIN/ MIC	LIN/ LIC	LIN/ LIC
TER INFO: HOEVEELHEDEN											
	Normale uren / dagverbruik	*kWh*	**kWh-HI**								
	Stille uren / nachtverbruik	*kWh*	**kWh_LO**								
	Stille uren / uitsluitend nachtverbruik	*kWh*	**kWh-LOX**								
1.	**Tarief voor het systeembeheer**										
1.1.	Algemeen	*EUR/kWh*	**SYSTEM_MGMT**	**E230**	**21,00%**	0,0002289	0,0002289	0,0002289	0,0002289	0,0003200	0,0003200
2.	**Tarief meet- en telactiviteit**										
	AMR (**)	*jaarprijs*	**METERREADING**	**E240**	**21,00%**	452,00	452,00	452,00	452,00	85,00	85,00
	MMR	*jaarprijs*	**METERREADING**	**E240**	**21,00%**						
	Jaaropname	*jaarprijs*	**METERREADING**	**E240**	**21,00%**						
3.	**Tarief ondersteunende diensten**										
	Tarief netverliezen	*EUR/kWh*	**NETLOSSES**	**E320**	**21,00%**	0,0000000	0,0002711	0,0002711	0,0002711	0,0014135	0,0014135
4.	**Toeslagen**										
4.1.	Toeslagen of heffingen ter financiering van de openbare dienstverplichtingen	*EUR/kWh*			**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
4.2.	Toeslagen ter dekking van de werkingskosten van de CREG	*EUR/kWh*	**REGULATOR**		**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
4.3.	Bijdragen ter dekking van de verloren kosten	*EUR/kWh*	**HEDGING_STRANDED_COSTS**		**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
4.4.	Lasten niet-gekapitaliseerde pensioenen	*EUR/kWh*	**PENSIONS**	**E840**	**21,00%**	0,0002373	0,0004413	0,0004413	0,0004413	0,0027180	0,0027180
4.5.	Rechtspersonenbelasting	*EUR/kWh*	**REVENUE_TAXES**		**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
4.6.	Overige lokale, provinciale, gewestelijke en federale belastingen, heffingen, toeslagen, bijdragen en retributies	*EUR/kWh*	**MUNICIPAL_FEES**	**E890**	**21,00%**	0,0000223	0,0000415	0,0000415	0,0000415	0,0002558	0,0002558

[1] **OPMERKING: De gepubliceerde tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Brasschaat, Duffel, Mortsel en Zwijndrecht, de districten Antwerpen, Berchem, Berendrecht, Borgerhout, Deurne, Ekeren, Merksem, Wilrijk en Zandvliet van de stad Antwerpen en de wijk Hoogboom van de gemeente Kapellen.**

(*) De gepubliceerde tarieven zijn tarieven exclusief BTW. De BTW- percentages die van toepassing zijn, worden vermeld per tariefcomponent.
(**) Voor laagspanning en Trans-LS is alleen een maandelijkse uitlezing beschikbaar.

FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) - ELEKTRICITEIT - Tarieflijst distributienettarieven 2020 - Injectie [1]

			Veldnaam	Globalisation code	BTW - % (*)	TRANS HS	>26-36 kV		26-1 kV	TRANS-LS	LS
						Tariefcodes: T06/ T46			T07/ T47	T19/ T49	T19/ T49
						Type of connection: HIN/ HIC	≥ 5MVA	< 5MVA	MIN/ MIC	LIN/ LIC	LIN/ LIC
TER INFO: HOEVEELHEDEN											
	Normale uren / dagverbruik	*kWh*	**kWh-HI**								
	Stille uren / nachtverbruik	*kWh*	**kWh_LO**								
	Stille uren / uitsluitend nachtverbruik	*kWh*	**kWh-LOX**								
1.	**Tarief voor het systeembeheer**										
	1.1. Algemeen	*EUR/kWh*	**SYSTEM_MGMT**	**E230**	**21,00%**	0,0001542	0,0001542	0,0001542	0,0001542	0,0002437	0,0002437
2.	**Tarief meet- en telactiviteit**										
	AMR (**)	*jaarprijs*	**METERREADING**	**E240**	**21,00%**	452,00	452,00	452,00	452,00	85,00	85,00
	MMR	*jaarprijs*	**METERREADING**	**E240**	**21,00%**						
	Jaaropname	*jaarprijs*	**METERREADING**	**E240**	**21,00%**						
3.	**Tarief ondersteunende diensten**										
	Tarief netverliezen	*EUR/kWh*	**NETLOSSES**	**E320**	**21,00%**	0,0000000	0,0003934	0,0003934	0,0003934	0,0021168	0,0021168
4.	**Toeslagen**										
	4.1. Toeslagen of heffingen ter financiering van de openbare dienstverplichtingen	*EUR/kWh*			**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
	4.2. Toeslagen ter dekking van de werkingskosten van de CREG	*EUR/kWh*	**REGULATOR**		**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
	4.3. Bijdragen ter dekking van de verloren kosten	*EUR/kWh*	**HEDGING_STRANDED_COSTS**		**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
	4.4. Lasten niet-gekapitaliseerde pensioenen	*EUR/kWh*	**PENSIONS**	**E840**	**21,00%**	0,0001207	0,0002172	0,0002172	0,0002172	0,0014190	0,0014190
	4.5. Rechtspersonenbelasting	*EUR/kWh*	**REVENUE_TAXES**		**21,00%**	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
	4.6. Overige lokale, provinciale, gewestelijke en federale belastingen, heffingen, toeslagen, bijdragen en retributies	*EUR/kWh*	**MUNICIPAL_FEES**	**E890**	**21,00%**	0,0000698	0,0001256	0,0001256	0,0001256	0,0008207	0,0008207

[1] OPMERKING: De gepubliceerde tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Aartselaar, Boom, Borsbeek, Brecht, Edegem, Hove, Kontich, Lier, Lint, Rumst, Schelle, Schilde, Schoten, Stabroek en Wijnegem.

(*) De gepubliceerde tarieven zijn tarieven exclusief BTW. De BTW- percentages die van toepassing zijn, worden vermeld per tariefcomponent.

(**) Voor laagspanning en Trans-LS is alleen een maandelijkse uitlezing beschikbaar.

FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) - ELEKTRICITEIT - Tarieflijst transmissienetkosten vanaf 01/01/2020 t.e.m. 31/12/2020[1]

		GLOBALISATION CODE	BTW-% (**)	TRANS HS		>26-36 kV				26-1 kV			
Type voeding				HOOFDV	HULPV	HOOFDV piekmeting	HULPV piekmeting	HOOFDV piekmeting	HULPV piekmeting	HOOFDV piekmeting	HULPV piekmeting	HOOFDV zonder piekmeting	HULPV zonder piekmeting
Tariefcodes						≥ 5 MVA	≥ 5 MVA	< 5 MVA	< 5 MVA				
Type of connection													
TER INFO : Hoeveelheden													
kW													
Normale uren / dagverbruik	kWh												
Stille uren / nachtverbruik	kWh												
Stille uren / Uitsluitend nachtverbruik	kWh												
Reactieve energie	kVARh												
A. Tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur													
[X * Y] euro/kW													
+ [Z] euro /kWh													
met :													
X =	EUR/kW/jaar	E520	21%	24,5575236	24,5575236	24,5575236	24,5575236	24,5575236	24,5575236	24,5575236	24,5575236		
X/12 =	EUR/kW/maand		21%	2,0464603	2,0464603	2,0464603	2,0464603	2,0464603	2,0464603	2,0464603	2,0464603		
	Gelijktijdigheidscoëfficient			0,90	0,90	0,90	0,90	0,75	0,75	0,75	0,75		
dag=	EUR/kWh	E520	21%									0,0087610	0,0087610
nacht=	EUR/kWh		21%									0,0087610	0,0087610
exclusief nacht=	EUR/kWh		21%									0,0087610	0,0087610
B. Tarief voor het beheer van het elektrisch systeem	EUR/kWh	E540	21%	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144
C. Tarief voor de aanvullende afname van reactieve energie	EUR/kWh	E620	21%	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
D. Tarief voor vermogensreserve en blackstart	EUR/kWh	E610	21%	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626
E. Tarief voor marktintegratie	EUR/kWh	E550	21%	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946
F. Toeslagen													
F.1. ODV - financiering van de aansluiting van offshore windturbineparken	EUR/kWh	E970	21%	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613
F.2. ODV - financiering van groenestroomcertificaten	EUR/kWh	E980	21%	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875
F.3. ODV - financiering van strategische reserve	EUR/kWh	E904	21%	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
F.4. ODV - financiering van steunmaatregelen hernieuwbare energie en WKK	EUR/kWh	E975	21%	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621
F.5. ODV - financiering van de maatregelen ter bevordering van REG		E910	21%	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
F.6. Federale bijdrage (*)	EUR/kWh												
CREG	EUR/kWh	E951	nvt	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489
Denuclearisatie	EUR/kWh	E952	nvt	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110
Kyoto	EUR/kWh	E953	nvt	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
ODV	EUR/kWh	E954	nvt	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336
Beschermde klanten	EUR/kWh	E940	nvt	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524
Premie verwarming	EUR/kWh	E955	nvt	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
F.7. Toeslag voor de taksen op 'masten' en 'sleuven'	EUR/kWh	E905	21%	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933
MAXIMUM													
max som: tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur, voor het beheer van het elektrisch systeem, voor de aanvullende afname van reactieve energie, voor vermogensreserve en blackstart, voor marktintegratie en financiering maatregelen ter bevordering van REG (A + B + C + D + E + F5)	EUR/kWh			0,0139512	nvt	0,0139512	nvt	0,0139512	nvt	0,0139512	nvt	0,0139512	nvt

	TRANS-LS		LS		PROSUMENTEN MET TERUGDRAAIENDE TELLER				DOORVOER (***)	
Type voeding	piekmeting (****)	zonder piekmeting[2]	piekmeting (****)	zonder piekmeting[2]	TRANS-LS met piekmeting	LS met piekmeting	TRANS-LS zonder piekmeting[2]	LS zonder piekmeting[2]	26-1 kV	LS
Tariefcodes										
Type of connection										
TER INFO : Hoeveelheden										
kW										
Normale uren / dagverbruik										
Stille uren / nachtverbruik										
Stille uren / Uitsluitend nachtverbruik										
Reactieve energie										
A. Tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur										
[X * Y] euro/kW										
+ [Z] euro /kWh										
met :										
X =	24,5575236		24,5575236		24,5575236	24,5575236			24,5575236	24,5575236
X/12 =	2,0464603		2,0464603		2,0464603	2,0464603			2,0464603	2,0464603
Gelijktijdigheidscoëfficient	0,75		1,00		0,75	1,00			0,75	1,00
dag=		0,0087610		0,0087610			0,0087610	0,0087610		
nacht=		0,0087610		0,0087610			0,0087610	0,0087610		
exclusief nacht=		0,0087610		0,0087610			0,0087610	0,0087610		
B. Tarief voor het beheer van het elektrisch systeem	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144
C. Tarief voor de aanvullende afname van reactieve energie	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
D. Tarief voor vermogensreserve en blackstart	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626
E. Tarief voor marktintegratie	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946
F. Toeslagen										
F.1.	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613
F.2.	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875
F.3.	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
F.4.	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621
F.5.	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
F.6. Federale bijdrage (*)										
CREG	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489
Denuclearisatie	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110
Kyoto	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
ODV	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336
Beschermde klanten	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524
Premie verwarming	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
F.7.	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933
MAXIMUM										
max som (A + B + C + D + E + F5)	0,0139512	0,0139512	0,0139512	nvt	0,0139512	0,0139512	0,0139512	nvt	0,0139512	0,0139512

[1] OPMERKING: De gepubliceerde tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Boechout, Essen, Hemiksem, Merksplas, Niel, Nijlen en Zelzate, evenals op het grondgebied van de gemeente Kapellen met uitzondering van de wijk Hoogboom en tevens op een gedeelte van het grondgebied van Antwerpen, meer bepaald het volledige district Hoboken (postcode 2660), de wijk Kiel (postcode 2020) en het havengebied 'rechteroever', 'petroleum instellingen zuid' en 'het gebied tussen Havenweg en Schijns'.

(*): Opmerking: De vermelde federale bijdragen zijn mogelijk onderhevig aan wijzigingen in de loop van het jaar tengevolge van beslissingen van de respectievelijke overheden

(**) De gepubliceerde tarieven zijn tarieven exclusief BTW. De BTW-percentages die van toepassing zijn, worden vermeld per tariefcomponent.

(***) De gepubliceerde doorvoertarieven zijn enkel geldig bij piekmeting. Bij doorvoer zonder piekmeting worden de niet-piekgemeten tarieven van het desbetreffende spanningsvlak aangerekend.

(****) Bij een hulpvoeding gebeurt de aanrekening op basis van het maximum van de maand piek of 10% van het geïnstalleerd vermogen.
Het tarief voor TRLS-hulpvoeding is gelijk aan het tarief voor TRLS met piekmeting, met uitzondering van het maximum tarief dat niet van toepassing is op installaties voor hulpvoeding.
Het tarief voor LS-hulpvoeding is gelijk aan het tarief voor LS met piekmeting, met uitzondering van het maximum tarief dat niet van toepassing is op installaties voor hulpvoeding.

[2] Tarieven ook van toepassing voor netgebruikers met een digitale meter.

(https://www.fluvius.be/nl/thema/meters-en-meterstanden/digitale-meters-en-zonnepanelen-dit-moet-je-weten/stap-over-naar-het-nieuwe-nettarief-voor-prosumenten)

FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) - ELEKTRICITEIT - Tarieflijst transmissienetkosten vanaf 01/01/2020 t.e.m. 31/12/2020[1]

		Veldnaam	Globalisation code	BTW - % (*)	TRANS HS		>26-36 kV		26-1 kV		TRANS-LS	LS		PROSUMENTEN MET TERUGDRAAIENDE TELLER			DOORVOER	
Type voeding					HOOFDV	HULPV	HOOFDV piekmeting	HOOFDV piekmeting	HOOFDV piekmeting	HULPV piekmeting	piekmeting	piekmeting	zonder piekmeting[2]	met piekmeting	met piekmeting	zonder piekmeting[2]	26-1 kV	LS
Tariefcodes					T01	T02	≥ 5MVA	< 5MVA	T03	T16	T17 - T37****	T15 - T38****	(**)	TRANS-LS	LS	LS	T33	T39
Type of connection					DIR	EGY			ILM	MVE	LVA	L6P	(**)	LVA (Excl T37****)	L6P (Excl T38****)	van toepassing op alle TOC's LS(Excl T38****)	DBH	DBL
TER INFO : Hoeveelheden																		
	kW	KW_MAX																
		FACTOR_AUX_INPUT			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Normale uren / dagverbruik kWh	KWH_HI																
	Stille uren / nachtverbruik kWh	KWH_LO																
	Stille uren / Uitsluitend nachtverbruik kWh	KWH_LOX																
	Reactieve energie kVarh	KVARH																
A. Tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur																		
	[X * Y] euro/kW																	
	+ [Z] euro /kWh																	
	met																	
	X = EUR/kW/jaar				37,2479521	37,2479521	37,2479521	37,2479521	37,2479521	37,2479521	37,2479521	37,2479521		37,2479521	37,2479521		37,2479521	
	X/12 = EUR/kW/maand	POWER	ES20	21,00%	3,1039960	3,1039960	3,1039960	3,1039960	3,1039960	3,1039960	3,1039960	3,1039960		3,1039960	3,1039960		3,1039960	
	gelijktijdigheidscoëfficiënt	FACTOR_KW_MAX			0,90	0,75	0,90	0,75	0,75	0,75	0,75	1,00		0,75	1,00		0,75	
	dag= EUR/kWh	DAY_CONSUMPTION	ES20	21,00%									0,0064006			0,0064006		0,0064006
	nacht= EUR/kWh	NIGHT_CONSUMPTION	ES20	21,00%									0,0064006			0,0064006		0,0064006
	exclusief nacht= EUR/kWh	EXCL_NIGHT_CONSUMPTION	ES20	21,00%									0,0064006			0,0064006		0,0064006
B. Tarief voor het beheer van het elektrisch systeem	EUR/kWh	SYSTEM_MGMT	ES40	21,00%	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144
C. Tarief voor de aanvullende afname van reactieve energie	EUR/kWh	TENSION_MGT_REACT_POW_TR	E620	21,00%	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
D. Tarief voor vermogensreserve en blackstart	EUR/kWh	FREQ_BLACKSTART_NETLOSSES	E610	21,00%	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626
E. Tarief voor marktintegratie	EUR/kWh	INTEGRATION	ES50	21,00%	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946
F. Tooslagen																		
F 1 ODV - financiering van de aansluiting van offshore windturbineparken	EUR/kWh	OFFSHORE	E970	21,00%	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613
F 2 ODV - financiering van groenestroomcertificaten	EUR/kWh	GREEN_CERTIFICATES	E980	21,00%	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875
F 3 ODV - financiering van strategische reserve	EUR/kWh	STRATEGIC_RESERVES	E904	21,00%	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
F 4 ODV - financiering van steunmaatregelen hernieuwbare energie en WKK	EUR/kWh	RENEWABLE_ENERGY_PROD	E975	21,00%	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621
F 5 ODV - financiering van de maatregelen ter bevordering van REG	EUR/kWh	RATIONAL_ENERGY_USE	E910	21,00%	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
F 6 Federale bijdrage (***)	EUR/kWh																	
CREG	EUR/kWh	REGULATOR	E951	nvt	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489
Denuclearisatie	EUR/kWh	DENUCLEARISATION	E952	nvt	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110
Kyoto	EUR/kWh	KYOTO	E953	nvt	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
ODV	EUR/kWh	SOCIAL_MATTERS	E954	nvt	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336
Beschermde klanten	EUR/kWh	PROTECTED_CUSTOMERS	E940	nvt	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524	0,0015524
Premie verwarming	EUR/kWh	HEAT	E955	nvt	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
F 7 Toeslag voor de taksen op 'masten' en 'sleuven'	EUR/kWh	MASTEN_SLEUVEN	E905	21,00%	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933
MAXIMUM																		
max som: tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur, voor het beheer van het elektrisch systeem, voor de aanvullende afname van reactieve energie, voor vermogensreserve en blackstart, voor marktintegratie en ODV - financiering maatregelen ter bevordering van REG (A + B + C + D + E + F5)	EUR/kWh	RISTORNO	ES21	21,00%	0,0153535		0,0153535	0,0153535	0,0153536		0,0153535	0,0153536		0,0153536	0,0153535		0,0153536	

[1] **OPMERKING: De gepubliceerde tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Brasschaat, Duffel, Mortsel en Zwijndrecht, de districten Antwerpen, Berchem, Berendrecht, Borgerhout, Deurne, Ekeren, Merksem, Wilrijk en Zandvliet van de stad Antwerpen en de wijk Hoogboom van de gemeente Kapellen.**

(*) De gepubliceerde tarieven zijn tarieven exclusief BTW. De BTW- percentages die van toepassing zijn, worden vermeld per tariefcomponent.

(**) Overzicht Tariefcodes en Type of connection LS zonder piekmeting:

T04	T05	T08	T09	T10	T11	T12	T13	T14	T18	T38****	T59
ILL	L36	LVS / LVU	LVD / LVU	LVN	LSN	LDN	PLM	PLU	L6N	kan gekoppeld worden aan elke TOC (behalve unmetered)	LVC

(***): Opmerking: De vermelde federale bijdragen zijn mogelijk onderhevig aan wijzigingen in de loop van het jaar tengevolge van beslissingen van de respectievelijke overheden.

T35/T37**is van toepassing voor netgebruikers met een decentrale productie ≤ 10kVa die gekozen hebben voor een bidirectionele meting. (n.v.t. voor de digitale meter)**

T38**is van toepassing voor netgebruikers met een decentrale productie ≤ 10kVa die gekozen hebben voor de facturatie van de distributienettarieven op basis van de werkelijke afname (d.i. zonder compensatie van de van het distributienet afgenomen kWh).**

(https://www.fluvius.be/nl/thema/meters-en-meterstanden/digitale-meters-en-zonnepanelen-dit-moet-je-weten/stap-over-naar-het-nieuwe-nettarief-voor-prosumenten)

[2] **Tarieven ook van toepassing voor netgebruikers met een digitale meter.**

FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) - ELEKTRICITEIT - Tarieflijst transmissienetkosten vanaf 01/01/2020 t.e.m. 31/12/2020[1]

			Veldnaam	Globalisation code	BTW-% (*)	Type voeding	TRANS HS		>26-36 kV		26-1 kV		TRANS-LS	LS		PROSUMENTEN MET TERUGDRAAIENDE TELLER			DOORVOER	
							HOOFDV	HULPV	HOOFDV piekmeting	HOOFDV piekmeting	HOOFDV piekmeting	HULPV piekmeting	piekmeting	piekmeting	zonder piekmeting[2]	met piekmeting	met piekmeting	zonder piekmeting[2]	26-1 kV	LS
						Tariefcodes	T01	T02	≥ 5MVA	< 5MVA	T03	T16	T17 - T37****	T15 - T35****	(**)	TRANS-LS	LS	LS	T33	T39
						Type of connection	DIR	EGY			ILM	MVE	LVA	L6P	(**)	LVA (Excl T37****)	L6P (Excl T35****)	van toepassing op alle TOC's LS(Excl T-tg=>=)	DBH	DBL
TERINFO : Hoeveelheden																				
	kW		KW_MAX																	
			FACTOR_AUX_INPUT				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Normale uren / dagverbruik	kWh	KWH_HI																	
	Stille uren / nachtverbruik	kWh	KWH_LO																	
	Stille uren / Uitsluitend nachtverbruik	kWh	KWH_LOX																	
	Reactieve energie	kVarh	KVARH																	
A. Tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur																				
	[X * Y] euro/kW																			
	+ [Z] euro /kWh																			
	met :																			
	X =	EUR/kW/jaar					22.6173687	22.6173687	22.6173687	22.6173687	22.6173687	22.6173687	22.6173687	22.6173687		22.6173687	22.6173687		22.6173687	
	X/12 =	EUR/kW/maand	POWER	E920	21,00%		1,8847807	1,8847807	1,8847807	1,8847807	1,8847807	1,8847807	1,8847807	1,8847807		1,8847807	1,8847807		1,8847807	
		gelijktijdigheidscoëfficiënt	FACTOR_KW_MAX				0,90	0,76	0,90	0,75	0,75	0,75	0,75	1,00		0,75	1,00		0,75	
	dag=	EUR/kWh	DAY_CONSUMPTION	E920	21,00%										0,0040343			0,0040343		0,0040343
	nacht=	EUR/kWh	NIGHT_CONSUMPTION	E920	21,00%										0,0040343			0,0040343		0,0040343
	exclusief nacht=	EUR/kWh	EXCL_NIGHT_CONSUMPTION	E920	21,00%										0,0040343			0,0040343		0,0040343
B. Tarief voor het beheer van het elektrisch systeem		EUR/kWh	SYSTEM_MGMT	E940	21,00%		0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144	0,0020144
C. Tarief voor de aanvullende afname van reactieve energie		EUR/kVh	TENSION_MGT_REACT_POW_TR	E620	21,00%		0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
D. Tarief voor vermogensreserve en blackstart		EUR/kWh	FREQ_BLACKSTART_NETLOSSES	E610	21,00%		0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626	0,0015626
E. Tarief voor marktintegratie		EUR/kWh	INTEGRATION	E550	21,00%		0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946	0,0003946
F. Toeslagen																				
F 1	ODV - financiering van de aansluiting van offshore windturbineparken	EUR/kWh	OFFSHORE	E970	21,00%		0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613	0,0001613
F 2	ODV - financiering van groenestroomcertificaten	EUR/kWh	GREEN_CERTIFICATES	E980	21,00%		0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072875	0,0072874
F 3	ODV - financiering van strategische reserve	EUR/kWh	STRATEGIC_RESERVES	E904	21,00%		0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
F 4	ODV - financiering van steunmaatregelen hernieuwbare energie en WKK	EUR/kWh	RENEWABLE_ENERGY_PROD	E975	21,00%		0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621	0,0003621
F 5	ODV - financiering van de maatregelen ter bevordering van REG	EUR/kWh	RATIONAL_ENERGY_USE	E910	21,00%		0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
F 6	Federale bijdrage (***)	EUR/kWh																		
	CREG	EUR/kWh	REGULATOR	E951	nvt		0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489	0,0001489
	Denuclearisatie	EUR/kWh	DENUCLEARISATION	E952	nvt		0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110	0,0010110
	Kyoto	EUR/kWh	KYOTO	E953	nvt		0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
	ODV	EUR/kWh	SOCIAL_MATTERS	E954	nvt		0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336	0,0004336
	Beschermde klanten	EUR/kWh	PROTECTED_CUSTOMERS	E940	nvt		0,0015624	0,0015624	0,0015624	0,0015624	0,0015624	0,0015624	0,0015624	0,0015624	0,0015624	0,0015624	0,0015624	0,0015624	0,0015624	0,0015624
	Premie verwarming	EUR/kWh	HEAT	E955	nvt		0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
F 7	Toeslag voor de taksen op 'masten' en 'sleuven'	EUR/kWh	MASTEN_SLEUVEN	E905	21,00%		0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933	0,0000933
MAXIMUM																				
max som: tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur, voor het beheer van het elektrisch systeem, voor de aanvullende afname van reactieve energie, voor vermogensreserve en blackstart, voor marktintegratie en ODV - financiering maatregelen ter bevordering van REG (A + B + C + D + E + F5)		EUR/kWh	RISTORNO	E521	21,00%		0,0139560		0,0139560	0,0139560	0,0139560		0,0139560	0,0139560		0,0139560	0,0139560		0,0139560	

[1] **OPMERKING: De gepubliceerde tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Aartselaar, Boom, Borsbeek, Brecht, Edegem, Hove, Kontich, Lier, Lint, Rumst, Schelle, Schilde, Schoten, Stabroek en Wijnegem.**

(*) De gepubliceerde tarieven zijn tarieven exclusief BTW. De BTW- percentages die van toepassing zijn, worden vermeld per tariefcomponent.

(**) Overzicht Tariefcodes en Type of connection LS zonder piekmeting:

(***): Opmerking: De vermelde federale bijdragen zijn mogelijk onderhevig aan wijzigingen in de loop van het jaar tengevolge van beslissingen van de respectievelijke overheden.

T35/T37**ia van toepassing voor netgebruikers met een decentrale productie ≤ 10kVa die gekozen hebben voor een bidirectionele meting. (n.v.t. voor de digitale meter)**

T36**ia van toepassing voor netgebruikers met een decentrale productie ≤ 10kVa die gekozen hebben voor de facturatie van de distributienettarieven op basis van de werkelijke afname (d.i. zonder compensatie van de van het distributienet afgenomen kWh).**

(https://www.fluvius.be/nl/thema/meters-en-meterstanden/nl/digitale-meters-en-zonnepanelen-dit-moet-je-weten/stap-over-naar-het-nieuwe-nettarief-voor-prosumenten)

[2] **Tarieven ook van toepassing voor netgebruikers met een digitale meter.**

Bijlage 3

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC	[k€]			
	0	4094	4016	3936	3875	3842	3845	3873
	0.05	4188	4117	4039	3980	3941	3936	3964
Steun [€/MWh]	0.1	4225	4157	4081	4016	3977	3967	3990
0	0.15	4249	4202	4127	4062	4021	4007	4025
	0.2	4294	4224	4149	4083	4059	4052	4065
	0.25	4370	4300	4225	4158	4110	4090	4124
	0.3	4421	4350	4275	4209	4159	4136	4138

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC	[k€]			
	0	4094	4010	3925	3859	3820	3817	3840
	0.05	4188	4112	4028	3963	3918	3908	3930
Steun [€/MWh]	0.1	4225	4152	4070	4000	3955	3939	3957
10	0.15	4249	4197	4116	4045	3998	3979	3992
	0.2	4294	4218	4138	4066	4037	4024	4032
	0.25	4370	4294	4214	4142	4088	4063	4090
	0.3	4421	4345	4264	4193	4137	4109	4105

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC	[k€]			
	0	4094	4005	3914	3842	3797	3789	3807
	0.05	4188	4106	4017	3946	3896	3880	3897
Steun [€/MWh]	0.1	4225	4146	4059	3983	3933	3911	3924
20	0.15	4249	4191	4105	4028	3976	3951	3958
	0.2	4294	4213	4127	4049	4015	3996	3998
	0.25	4370	4289	4203	4125	4066	4035	4057
	0.3	4421	4339	4253	4176	4115	4081	4071

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC	[k€]			
	0	4094	3999	3903	3825	3775	3761	3773
	0.05	4188	4101	4006	3930	3874	3853	3864
Steun [€/MWh]	0.1	4225	4141	4048	3966	3910	3884	3890
30	0.15	4249	4186	4094	4012	3954	3923	3925
	0.2	4294	4207	4115	4033	3993	3968	3965
	0.25	4370	4283	4191	4108	4043	4007	4024
	0.3	4421	4334	4242	4159	4092	4053	4038

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC	[k€]			
	0	4094	3994	3892	3809	3753	3734	3740
	0.05	4188	4095	3995	3913	3852	3825	3830
Steun [€/MWh]	0.1	4225	4135	4037	3950	3888	3856	3857
40	0.15	4249	4180	4083	3995	3932	3896	3892
	0.2	4294	4202	4104	4016	3970	3940	3932

	0.25	4370	4278	4180	4092	4021	3979	3990
	0.3	4421	4328	4231	4143	4070	4025	4005

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC	[k€]			
	0	4094	3988	3881	3792	3731	3706	3707
	0.05	4188	4089	3984	3896	3829	3797	3797
Steun [€/MWh]	0.1	4225	4130	4026	3933	3866	3828	3824
50	0.15	4249	4175	4071	3978	3910	3868	3858
	0.2	4294	4196	4093	3999	3948	3913	3898
	0.25	4370	4272	4169	4075	3999	3951	3957
	0.3	4421	4323	4220	4126	4048	3998	3971

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	78	158	218	252	249	221
	0.05	-94	-23	55	114	153	158	130
Steun [€/MWh]	0.1	-131	-64	12	78	117	127	104
0	0.15	-156	-108	-33	32	73	87	69
	0.2	-200	-130	-55	11	35	42	29
	0.25	-276	-206	-131	-64	-16	4	-30
	0.3	-327	-257	-181	-115	-65	-43	-44

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	83	169	235	274	277	254
	0.05	-94	-18	66	131	176	186	163
Steun [€/MWh]	0.1	-131	-58	24	94	139	155	137
10	0.15	-156	-103	-22	49	95	115	102
	0.2	-200	-125	-44	28	57	70	62
	0.25	-276	-201	-120	-48	6	31	4
	0.3	-327	-251	-170	-99	-43	-15	-11

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	89	180	252	297	305	287
	0.05	-94	-12	77	147	198	213	197
Steun [€/MWh]	0.1	-131	-52	35	111	161	183	170
20	0.15	-156	-97	-11	66	118	143	136
	0.2	-200	-119	-33	45	79	98	95
	0.25	-276	-195	-109	-31	28	59	37
	0.3	-327	-245	-159	-82	-21	13	22

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	94	191	268	319	333	321
	0.05	-94	-7	88	164	220	241	230
Steun [€/MWh]	0.1	-131	-47	46	128	183	210	204
30	0.15	-156	-92	0	82	140	170	169
	0.2	-200	-113	-22	61	101	126	129
	0.25	-276	-189	-98	-14	50	87	70
	0.3	-327	-240	-148	-65	2	41	56

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	100	202	285	341	360	354
	0.05	-94	-1	99	181	242	269	263
Steun [€/MWh]	0.1	-131	-41	57	144	206	238	237
40	0.15	-156	-86	11	99	162	198	202
	0.2	-200	-108	-10	78	124	153	162

	0.25	-276	-184	-86	2	73	115	104
	0.3	-327	-234	-137	-49	24	69	89

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV	[k€]			
	0	0	106	213	302	363	388	387
	0.05	-94	4	110	197	264	297	297
Steun [€/MWh]	0.1	-131	-36	68	161	228	266	270
50	0.15	-156	-81	22	116	184	226	236
	0.2	-200	-102	1	95	146	181	195
	0.25	-276	-178	-75	19	95	142	137
	0.3	-327	-229	-126	-32	46	96	122

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt	[k€]			
	0	0	11	11	11	12	14	16
	0.05	-1000	-1000	19	17	17	18	19
Steun [€/MWh]	0.1	-1000	-1000	24	19	19	19	20
0	0.15	-1000	-1000	-1000	22	21	21	22
	0.2	-1000	-1000	-1000	24	23	23	24
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	25	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt	[k€]			
	0	0	10	10	11	11	12	15
	0.05	-1000	-1000	19	16	16	17	18
Steun [€/MWh]	0.1	-1000	-1000	23	18	17	18	19
10	0.15	-1000	-1000	-1000	21	20	19	20
	0.2	-1000	-1000	-1000	23	22	21	22
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	25	23	25
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt	[k€]			
	0	0	10	10	10	11	12	13
	0.05	-1000	-1000	18	16	15	16	17
Steun [€/MWh]	0.1	-1000	-1000	21	17	17	17	18
20	0.15	-1000	-1000	-1000	20	19	18	19
	0.2	-1000	-1000	-1000	22	21	20	21
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	23
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	24

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt	[k€]			
	0	0	10	9	10	10	11	12
	0.05	-1000	-1000	17	15	14	15	16
Steun [€/MWh]	0.1	-1000	-1000	20	17	16	16	17
30	0.15	-1000	-1000	25	19	18	17	18
	0.2	-1000	-1000	-1000	21	20	19	19
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	22	21	22
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	25	23	23

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt	[k€]			
	0	0	9	9	9	10	10	11
	0.05	-1000	-1000	16	13	13	13	15
Steun [€/MWh]	0.1	-1000	-1000	19	16	15	15	16
40	0.15	-1000	-1000	23	18	17	16	17
	0.2	-1000	-1000	-1000	20	19	18	18

	0.25	-1000	-1000	-1000	25	21	20	21
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	24	22	21

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt	[k€]			
	0	0	9	9	9	9	10	11
	0.05	-1000	24	15	12	12	12	14
Steun [€/MWh]	0.1	-1000	-1000	18	15	14	14	15
50	0.15	-1000	-1000	22	17	16	16	16
	0.2	-1000	-1000	25	19	18	17	17
	0.25	-1000	-1000	-1000	24	20	19	20
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	22	21	20

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	14.01	14.36	13.9	13.03	11.74	10.4
	0.05	-99999.9	4.31	8.22	9.45	9.71	9.22	8.33
Steun [€/MWh]	0.1	-99999.9	1.88	6.45	8.21	8.67	8.46	7.75
0	0.15	-99999.9	-99999.9	4.82	6.92	7.63	7.65	7.13
	0.2	-99999.9	-99999.9	4.1	6.24	6.66	6.8	6.46
	0.25	-99999.9	-99999.9	1.76	4.38	5.63	6.02	5.45
	0.3	-99999.9	-99999.9	0.28	3.21	4.68	5.24	5.29

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	14.69	15.05	14.61	13.76	12.49	11.18
	0.05	-99999.9	4.8	8.78	10.05	10.35	9.9	9.05
Steun [€/MWh]	0.1	-99999.9	2.36	6.99	8.78	9.28	9.12	8.45
10	0.15	-99999.9	0.07	5.34	7.48	8.23	8.29	7.82
	0.2	-99999.9	-99999.9	4.58	6.77	7.24	7.43	7.13
	0.25	-99999.9	-99999.9	2.24	4.9	6.18	6.61	6.1
	0.3	-99999.9	-99999.9	0.77	3.73	5.22	5.82	5.92

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	15.35	15.74	15.31	14.48	13.23	11.96
	0.05	-99999.9	5.28	9.33	10.65	10.98	10.57	9.76
Steun [€/MWh]	0.1	-99999.9	2.83	7.51	9.35	9.89	9.76	9.14
20	0.15	-99999.9	0.54	5.85	8.03	8.82	8.91	8.49
	0.2	-99999.9	-99999.9	5.05	7.28	7.82	8.04	7.79
	0.25	-99999.9	-99999.9	2.71	5.4	6.72	7.19	6.74
	0.3	-99999.9	-99999.9	1.25	4.23	5.76	6.39	6.53

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	16.02	16.42	16.01	15.19	13.97	12.72
	0.05	-99999.9	5.75	9.87	11.23	11.6	11.23	10.46
Steun [€/MWh]	0.1	-99999.9	3.29	8.03	9.91	10.49	10.4	9.82
30	0.15	-99999.9	0.99	6.35	8.57	9.4	9.53	9.15
	0.2	-99999.9	0.39	5.51	7.79	8.39	8.65	8.43
	0.25	-99999.9	-99999.9	3.17	5.9	7.26	7.76	7.37
	0.3	-99999.9	-99999.9	1.71	4.72	6.29	6.95	7.13

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	16.68	17.1	16.7	15.9	14.7	13.48
	0.05	-99999.9	6.22	10.4	11.81	12.22	11.88	11.15
Steun [€/MWh]	0.1	-99999.9	3.74	8.53	10.46	11.08	11.02	10.48
40	0.15	-99999.9	1.44	6.84	9.1	9.97	10.14	9.8
	0.2	-99999.9	0.79	5.96	8.29	8.94	9.24	9.07

	0.25	-99999.9	-99999.9	3.62	6.39	7.78	8.32	7.99
	0.3	-99999.9	-99999.9	2.16	5.21	6.8	7.5	7.71

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	17.33	17.78	17.4	16.61	15.42	14.23
	0.05	-99999.9	6.68	10.93	12.39	12.83	12.52	11.83
Steun [€/MWh]	0.1	-99999.9	4.18	9.04	11.01	11.67	11.64	11.14
50	0.15	-99999.9	1.88	7.32	9.63	10.54	10.74	10.43
	0.2	-99999.9	1.18	6.41	8.78	9.49	9.83	9.69
	0.25	-99999.9	-99999.9	4.06	6.87	8.3	8.87	8.59
	0.3	-99999.9	-99999.9	2.61	5.68	7.31	8.05	8.29

Bijlage 4

Vast [k€] 10

Periodiek [k€] 0	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
	0	4094	4016	3936	3875	3842	3845	3873
	0.05	4188	4117	4039	3980	3941	3936	3964
	0.1	4225	4157	4081	4016	3977	3967	3990
	0.15	4249	4202	4127	4062	4021	4007	4025
	0.2	4294	4224	4149	4083	4059	4052	4065
	0.25	4370	4300	4225	4158	4110	4090	4124
	0.3	4421	4350	4275	4209	4159	4136	4138

Periodiek [k€] 5	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
	0	4094	4055	3975	3914	3880	3883	3912
	0.05	4227	4156	4078	4018	3979	3975	4002
	0.1	4264	4196	4120	4055	4016	4006	4029
	0.15	4288	4241	4166	4100	4059	4045	4064
	0.2	4333	4263	4187	4121	4098	4090	4104
	0.25	4409	4339	4263	4197	4149	4129	4162
	0.3	4459	4389	4314	4248	4198	4175	4177

Periodiek [k€] 10	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
	0	4094	4093	4014	3953	3919	3922	3951
	0.05	4265	4195	4117	4057	4018	4013	4041
	0.1	4302	4235	4159	4094	4054	4044	4068
	0.15	4327	4280	4204	4139	4098	4084	4102
	0.2	4372	4301	4226	4160	4137	4129	4142
	0.25	4447	4377	4302	4236	4187	4168	4201
	0.3	4498	4428	4353	4287	4236	4214	4215

Periodiek [k€] 15	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
	0	4094	4132	4052	3992	3958	3961	3989
	0.05	4304	4233	4155	4096	4057	4052	4080
	0.1	4341	4273	4197	4132	4093	4083	4106
	0.15	4365	4318	4243	4178	4137	4123	4141
	0.2	4410	4340	4265	4199	4175	4168	4181
	0.25	4486	4416	4341	4274	4226	4206	4240
	0.3	4537	4466	4391	4325	4275	4252	4254

Periodiek [k€] 20	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
	0	4094	4171	4091	4030	3996	3999	4028
	0.05	4343	4272	4194	4134	4095	4091	4118
	0.1	4380	4312	4236	4171	4132	4122	4145
	0.15	4404	4357	4282	4216	4175	4162	4180
	0.2	4449	4379	4303	4237	4214	4206	4220
	0.25	4525	4455	4379	4313	4265	4245	4278
	0.3	4575	4505	4430	4364	4314	4291	4293

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3

Vast [k€] 30

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
0	4094	4016	3936	3875	3842	3845	3873
0.05	4188	4117	4039	3980	3941	3936	3964
0.1	4225	4157	4081	4016	3977	3967	3990
0.15	4249	4202	4127	4062	4021	4007	4025
0.2	4294	4224	4149	4083	4059	4052	4065
0.25	4370	4300	4225	4158	4110	4090	4124
0.3	4421	4350	4275	4209	4159	4136	4138

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
0	4094	4055	3975	3914	3880	3883	3912
0.05	4227	4156	4078	4018	3979	3975	4002
0.1	4264	4196	4120	4055	4016	4006	4029
0.15	4288	4241	4166	4100	4059	4045	4064
0.2	4333	4263	4187	4121	4098	4090	4104
0.25	4409	4339	4263	4197	4149	4129	4162
0.3	4459	4389	4314	4248	4198	4175	4177

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
0	4094	4093	4014	3953	3919	3922	3951
0.05	4265	4195	4117	4057	4018	4013	4041
0.1	4302	4235	4159	4094	4054	4044	4068
0.15	4327	4280	4204	4139	4098	4084	4102
0.2	4372	4301	4226	4160	4137	4129	4142
0.25	4447	4377	4302	4236	4187	4168	4201
0.3	4498	4428	4353	4287	4236	4214	4215

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
0	4094	4132	4052	3992	3958	3961	3989
0.05	4304	4233	4155	4096	4057	4052	4080
0.1	4341	4273	4197	4132	4093	4083	4106
0.15	4365	4318	4243	4178	4137	4123	4141
0.2	4410	4340	4265	4199	4175	4168	4181
0.25	4486	4416	4341	4274	4226	4206	4240
0.3	4537	4466	4391	4325	4275	4252	4254

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
0	4094	4171	4091	4030	3996	3999	4028
0.05	4343	4272	4194	4134	4095	4091	4118
0.1	4380	4312	4236	4171	4132	4122	4145
0.15	4404	4357	4282	4216	4175	4162	4180
0.2	4449	4379	4303	4237	4214	4206	4220
0.25	4525	4455	4379	4313	4265	4245	4278
0.3	4575	4505	4430	4364	4314	4291	4293

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3

Vast [k€] 50

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
0	4094	4016	3936	3875	3842	3845	3873
0.05	4188	4117	4039	3980	3941	3936	3964
0.1	4225	4157	4081	4016	3977	3967	3990
0.15	4249	4202	4127	4062	4021	4007	4025
0.2	4294	4224	4149	4083	4059	4052	4065
0.25	4370	4300	4225	4158	4110	4090	4124
0.3	4421	4350	4275	4209	4159	4136	4138

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
0	4094	4055	3975	3914	3880	3883	3912
0.05	4227	4156	4078	4018	3979	3975	4002
0.1	4264	4196	4120	4055	4016	4006	4029
0.15	4288	4241	4166	4100	4059	4045	4064
0.2	4333	4263	4187	4121	4098	4090	4104
0.25	4409	4339	4263	4197	4149	4129	4162
0.3	4459	4389	4314	4248	4198	4175	4177

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
0	4094	4093	4014	3953	3919	3922	3951
0.05	4265	4195	4117	4057	4018	4013	4041
0.1	4302	4235	4159	4094	4054	4044	4068
0.15	4327	4280	4204	4139	4098	4084	4102
0.2	4372	4301	4226	4160	4137	4129	4142
0.25	4447	4377	4302	4236	4187	4168	4201
0.3	4498	4428	4353	4287	4236	4214	4215

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
0	4094	4132	4052	3992	3958	3961	3989
0.05	4304	4233	4155	4096	4057	4052	4080
0.1	4341	4273	4197	4132	4093	4083	4106
0.15	4365	4318	4243	4178	4137	4123	4141
0.2	4410	4340	4265	4199	4175	4168	4181
0.25	4486	4416	4341	4274	4226	4206	4240
0.3	4537	4466	4391	4325	4275	4252	4254

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]			TOC [k€]				
0	4094	4171	4091	4030	3996	3999	4028
0.05	4343	4272	4194	4134	4095	4091	4118
0.1	4380	4312	4236	4171	4132	4122	4145
0.15	4404	4357	4282	4216	4175	4162	4180
0.2	4449	4379	4303	4237	4214	4206	4220
0.25	4525	4455	4379	4313	4265	4245	4278
0.3	4575	4505	4430	4364	4314	4291	4293

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3

	Opslag [kWh/MWh]		TOC [k€]					
	0	4094	4209	4130	4069	4035	4038	4067
	0.05	4381	4311	4233	4173	4134	4129	4157
Periodiek [k€]	0.1	4419	4351	4275	4210	4170	4160	4184
25	0.15	4443	4396	4320	4255	4214	4200	4218
	0.2	4488	4417	4342	4276	4253	4245	4259
	0.25	4564	4493	4418	4352	4303	4284	4317
	0.3	4614	4544	4469	4403	4352	4330	4331

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]		TOC [k€]					
	0	4094	4248	4168	4108	4074	4077	4105
	0.05	4420	4349	4271	4212	4173	4168	4196
Periodiek [k€]	0.1	4457	4389	4313	4248	4209	4199	4222
30	0.15	4481	4434	4359	4294	4253	4239	4257
	0.2	4526	4456	4381	4315	4291	4284	4297
	0.25	4602	4532	4457	4390	4342	4322	4356
	0.3	4653	4583	4507	4441	4391	4368	4370

	Opslag [kWh/MWh]		TOC [k€]					
	0	4094	4209	4130	4069	4035	4038	4067
	0.05	4381	4311	4233	4173	4134	4129	4157
	0.1	4419	4351	4275	4210	4170	4160	4184
	0.15	4443	4396	4320	4255	4214	4200	4218
	0.2	4488	4417	4342	4276	4253	4245	4259
	0.25	4564	4493	4418	4352	4303	4284	4317
	0.3	4614	4544	4469	4403	4352	4330	4331

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]		TOC [k€]					
	0	4094	4248	4168	4108	4074	4077	4105
	0.05	4420	4349	4271	4212	4173	4168	4196
	0.1	4457	4389	4313	4248	4209	4199	4222
	0.15	4481	4434	4359	4294	4253	4239	4257
	0.2	4526	4456	4381	4315	4291	4284	4297
	0.25	4602	4532	4457	4390	4342	4322	4356
	0.3	4653	4583	4507	4441	4391	4368	4370

	Opslag [kWh/MWh]		TOC [k€]					
	0	4094	4209	4130	4069	4035	4038	4067
	0.05	4381	4311	4233	4173	4134	4129	4157
	0.1	4419	4351	4275	4210	4170	4160	4184
	0.15	4443	4396	4320	4255	4214	4200	4218
	0.2	4488	4417	4342	4276	4253	4245	4259
	0.25	4564	4493	4418	4352	4303	4284	4317
	0.3	4614	4544	4469	4403	4352	4330	4331

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]		TOC [k€]					
	0	4094	4248	4168	4108	4074	4077	4105
	0.05	4420	4349	4271	4212	4173	4168	4196
	0.1	4457	4389	4313	4248	4209	4199	4222
	0.15	4481	4434	4359	4294	4253	4239	4257
	0.2	4526	4456	4381	4315	4291	4284	4297
	0.25	4602	4532	4457	4390	4342	4322	4356
	0.3	4653	4583	4507	4441	4391	4368	4370

Vast [k€] 10

Periodiek [k€]	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
0	0	0	78	158	218	252	249	221
	0.05	-94	-23	55	114	153	158	130
	0.1	-131	-64	12	78	117	127	104
	0.15	-156	-108	-33	32	73	87	69
	0.2	-200	-130	-55	11	35	42	29
	0.25	-276	-206	-131	-64	-16	4	-30
	0.3	-327	-257	-181	-115	-65	-43	-44

Periodiek [k€]	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
5	0	0	39	119	180	213	211	182
	0.05	-133	-62	16	75	115	119	91
	0.1	-170	-102	-26	39	78	88	65
	0.15	-194	-147	-72	-6	34	48	30
	0.2	-239	-169	-94	-27	-4	4	-10
	0.25	-315	-245	-170	-103	-55	-35	-68
	0.3	-365	-295	-220	-154	-104	-81	-83

Periodiek [k€]	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
10	0	0	0	80	141	175	172	143
	0.05	-172	-101	-23	37	76	81	53
	0.1	-209	-141	-65	0	39	50	26
	0.15	-233	-186	-110	-45	-4	10	-9
	0.2	-278	-207	-132	-66	-43	-35	-49
	0.25	-354	-283	-208	-142	-94	-74	-107
	0.3	-404	-334	-259	-193	-143	-120	-122

Periodiek [k€]	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
15	0	0	-38	42	102	136	133	104
	0.05	-210	-139	-61	-2	37	42	14
	0.1	-247	-180	-104	-38	1	11	-12
	0.15	-272	-224	-149	-84	-43	-29	-47
	0.2	-316	-246	-171	-105	-81	-74	-87
	0.25	-392	-322	-247	-181	-132	-112	-146
	0.3	-443	-373	-298	-231	-181	-159	-160

Periodiek [k€]	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
20	0	0	-77	3	64	97	95	66
	0.05	-249	-178	-100	-41	-1	3	-25
	0.1	-286	-218	-142	-77	-38	-28	-51
	0.15	-310	-263	-188	-122	-82	-68	-86
	0.2	-355	-285	-210	-144	-120	-112	-126
	0.25	-431	-361	-286	-219	-171	-151	-184
	0.3	-481	-411	-336	-270	-220	-197	-199

Vast [k€] 30

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
0	0	78	158	218	252	249	221
0.05	-94	-23	55	114	153	158	130
0.1	-131	-64	12	78	117	127	104
0.15	-156	-108	-33	32	73	87	69
0.2	-200	-130	-55	11	35	42	29
0.25	-276	-206	-131	-64	-16	4	-30
0.3	-327	-257	-181	-115	-65	-43	-44

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
0	0	39	119	180	213	211	182
0.05	-133	-62	16	75	115	119	91
0.1	-170	-102	-26	39	78	88	65
0.15	-194	-147	-72	-6	34	48	30
0.2	-239	-169	-94	-27	-4	4	-10
0.25	-315	-245	-170	-103	-55	-35	-68
0.3	-365	-295	-220	-154	-104	-81	-83

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
0	0	0	80	141	175	172	143
0.05	-172	-101	-23	37	76	81	53
0.1	-209	-141	-65	0	39	50	26
0.15	-233	-186	-110	-45	-4	10	-9
0.2	-278	-207	-132	-66	-43	-35	-49
0.25	-354	-283	-208	-142	-94	-74	-107
0.3	-404	-334	-259	-193	-143	-120	-122

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
0	0	-38	42	102	136	133	104
0.05	-210	-139	-61	-2	37	42	14
0.1	-247	-180	-104	-38	1	11	-12
0.15	-272	-224	-149	-84	-43	-29	-47
0.2	-316	-246	-171	-105	-81	-74	-87
0.25	-392	-322	-247	-181	-132	-112	-146
0.3	-443	-373	-298	-231	-181	-159	-160

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
0	0	-77	3	64	97	95	66
0.05	-249	-178	-100	-41	-1	3	-25
0.1	-286	-218	-142	-77	-38	-28	-51
0.15	-310	-263	-188	-122	-82	-68	-86
0.2	-355	-285	-210	-144	-120	-112	-126
0.25	-431	-361	-286	-219	-171	-151	-184
0.3	-481	-411	-336	-270	-220	-197	-199

Vast [k€] 50

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
0	0	78	158	218	252	249	221
0.05	-94	-23	55	114	153	158	130
0.1	-131	-64	12	78	117	127	104
0.15	-156	-108	-33	32	73	87	69
0.2	-200	-130	-55	11	35	42	29
0.25	-276	-206	-131	-64	-16	4	-30
0.3	-327	-257	-181	-115	-65	-43	-44

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
0	0	39	119	180	213	211	182
0.05	-133	-62	16	75	115	119	91
0.1	-170	-102	-26	39	78	88	65
0.15	-194	-147	-72	-6	34	48	30
0.2	-239	-169	-94	-27	-4	4	-10
0.25	-315	-245	-170	-103	-55	-35	-68
0.3	-365	-295	-220	-154	-104	-81	-83

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
0	0	0	80	141	175	172	143
0.05	-172	-101	-23	37	76	81	53
0.1	-209	-141	-65	0	39	50	26
0.15	-233	-186	-110	-45	-4	10	-9
0.2	-278	-207	-132	-66	-43	-35	-49
0.25	-354	-283	-208	-142	-94	-74	-107
0.3	-404	-334	-259	-193	-143	-120	-122

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
0	0	-38	42	102	136	133	104
0.05	-210	-139	-61	-2	37	42	14
0.1	-247	-180	-104	-38	1	11	-12
0.15	-272	-224	-149	-84	-43	-29	-47
0.2	-316	-246	-171	-105	-81	-74	-87
0.25	-392	-322	-247	-181	-132	-112	-146
0.3	-443	-373	-298	-231	-181	-159	-160

PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
0	0	-77	3	64	97	95	66
0.05	-249	-178	-100	-41	-1	3	-25
0.1	-286	-218	-142	-77	-38	-28	-51
0.15	-310	-263	-188	-122	-82	-68	-86
0.2	-355	-285	-210	-144	-120	-112	-126
0.25	-431	-361	-286	-219	-171	-151	-184
0.3	-481	-411	-336	-270	-220	-197	-199

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
	0	0	-116	-36	25	59	56	27
	0.05	-288	-217	-139	-79	-40	-35	-63
Periodiek [k€]	0.1	-325	-257	-181	-116	-77	-66	-90
25	0.15	-349	-302	-226	-161	-120	-106	-125
	0.2	-394	-323	-248	-182	-159	-151	-165
	0.25	-470	-400	-324	-258	-210	-190	-223
	0.3	-520	-450	-375	-309	-259	-236	-238

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
	0	0	-154	-74	-14	20	17	-12
	0.05	-326	-255	-177	-118	-79	-74	-102
Periodiek [k€]	0.1	-363	-296	-220	-154	-115	-105	-129
30	0.15	-388	-341	-265	-200	-159	-145	-163
	0.2	-433	-362	-287	-221	-197	-190	-203
	0.25	-508	-438	-363	-297	-248	-229	-262
	0.3	-559	-489	-414	-347	-297	-275	-276

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
	0	0	-116	-36	25	59	56	27
	0.05	-288	-217	-139	-79	-40	-35	-63
	0.1	-325	-257	-181	-116	-77	-66	-90
	0.15	-349	-302	-226	-161	-120	-106	-125
	0.2	-394	-323	-248	-182	-159	-151	-165
	0.25	-470	-400	-324	-258	-210	-190	-223
	0.3	-520	-450	-375	-309	-259	-236	-238

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
	0	0	-154	-74	-14	20	17	-12
	0.05	-326	-255	-177	-118	-79	-74	-102
	0.1	-363	-296	-220	-154	-115	-105	-129
	0.15	-388	-341	-265	-200	-159	-145	-163
	0.2	-433	-362	-287	-221	-197	-190	-203
	0.25	-508	-438	-363	-297	-248	-229	-262
	0.3	-559	-489	-414	-347	-297	-275	-276

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
	0	0	-116	-36	25	59	56	27
	0.05	-288	-217	-139	-79	-40	-35	-63
	0.1	-325	-257	-181	-116	-77	-66	-90
	0.15	-349	-302	-226	-161	-120	-106	-125
	0.2	-394	-323	-248	-182	-159	-151	-165
	0.25	-470	-400	-324	-258	-210	-190	-223
	0.3	-520	-450	-375	-309	-259	-236	-238

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
	0	0	-154	-74	-14	20	17	-12
	0.05	-326	-255	-177	-118	-79	-74	-102
	0.1	-363	-296	-220	-154	-115	-105	-129
	0.15	-388	-341	-265	-200	-159	-145	-163
	0.2	-433	-362	-287	-221	-197	-190	-203
	0.25	-508	-438	-363	-297	-248	-229	-262
	0.3	-559	-489	-414	-347	-297	-275	-276

Vast [k€] 10

Periodiek [k€] 0	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	11	11	11	12	14	16
	0.05	-1000	-1000	19	17	17	18	19
	0.1	-1000	-1000	24	19	19	19	20
	0.15	-1000	-1000	-1000	22	21	21	22
	0.2	-1000	-1000	-1000	24	23	23	24
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	25	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Vast [k€] 30

Periodiek [k€] 0	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	11	11	11	12	14	16
	0.05	-1000	-1000	19	17	17	18	19
	0.1	-1000	-1000	24	19	19	19	20
	0.15	-1000	-1000	-1000	22	21	21	22
	0.2	-1000	-1000	-1000	24	23	23	24
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	25	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Vast [k€] 50

Periodiek [k€] 0	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	11	11	11	12	14	16
	0.05	-1000	-1000	19	17	17	18	19
	0.1	-1000	-1000	24	19	19	19	20
	0.15	-1000	-1000	-1000	22	21	21	22
	0.2	-1000	-1000	-1000	24	23	23	24
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	25	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 5	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	16	13	12	13	15	17
	0.05	-1000	-1000	23	19	18	19	21
	0.1	-1000	-1000	-1000	22	20	21	22
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	24
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	25	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 5	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	16	13	12	13	15	17
	0.05	-1000	-1000	23	19	18	19	21
	0.1	-1000	-1000	-1000	22	20	21	22
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	24
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	25	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 5	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	16	13	12	13	15	17
	0.05	-1000	-1000	23	19	18	19	21
	0.1	-1000	-1000	-1000	22	20	21	22
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	24
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	25	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 10	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	25	16	15	15	16	18
	0.05	-1000	-1000	-1000	22	20	21	22
	0.1	-1000	-1000	-1000	25	23	22	24
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 10	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	25	16	15	15	16	18
	0.05	-1000	-1000	-1000	22	20	21	22
	0.1	-1000	-1000	-1000	25	23	22	24
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 10	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	25	16	15	15	16	18
	0.05	-1000	-1000	-1000	22	20	21	22
	0.1	-1000	-1000	-1000	25	23	22	24
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 15	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	-1000	20	17	17	18	20
	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	22	23	24
	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	25	24	-1000
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 15	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	-1000	20	17	17	18	20
	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	22	23	24
	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	25	24	-1000
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 15	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	-1000	20	17	17	18	20
	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	22	23	24
	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	25	24	-1000
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 20	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	-1000	25	19	18	20	21
	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	25	-1000
	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 20	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	-1000	25	19	18	20	21
	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	25	-1000
	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 20	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	-1000	25	19	18	20	21
	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	25	-1000
	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	-1000	-1000	22	21	21	23

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	-1000	-1000	22	21	21	23

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt [k€]				
	0	0	-1000	-1000	22	21	21	23

	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
Periodiek [k€]	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
25	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
Periodiek [k€]	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
25	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
Periodiek [k€]	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
25	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

PV [MWh/MWh] >>		0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]				Tvt	[k€]			
	0	0	-1000	-1000	-1000	23	24	-1000
	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
Periodiek [k€]	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
30	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

PV [MWh/MWh] >>		0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]				Tvt	[k€]			
	0	0	-1000	-1000	-1000	23	24	-1000
	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
Periodiek [k€]	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
30	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

PV [MWh/MWh] >>		0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
Opslag [kWh/MWh]				Tvt	[k€]			
	0	0	-1000	-1000	-1000	23	24	-1000
	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
Periodiek [k€]	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
30	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Vast [k€] 10

Periodiek [k€] 0	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	14.01	14.36	13.9	13.03	11.74	10.4
	0.05	-99999.9	4.31	8.22	9.45	9.71	9.22	8.33
	0.1	-99999.9	1.88	6.45	8.21	8.67	8.46	7.75
	0.15	-99999.9	-99999.9	4.82	6.92	7.63	7.65	7.13
	0.2	-99999.9	-99999.9	4.1	6.24	6.66	6.8	6.46
	0.25	-99999.9	-99999.9	1.76	4.38	5.63	6.02	5.45
	0.3	-99999.9	-99999.9	0.28	3.21	4.68	5.24	5.29

Vast [k€] 30

Periodiek [k€] 0	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	14.01	14.36	13.9	13.03	11.74	10.4
	0.05	-99999.9	4.31	8.22	9.45	9.71	9.22	8.33
	0.1	-99999.9	1.88	6.45	8.21	8.67	8.46	7.75
	0.15	-99999.9	-99999.9	4.82	6.92	7.63	7.65	7.13
	0.2	-99999.9	-99999.9	4.1	6.24	6.66	6.8	6.46
	0.25	-99999.9	-99999.9	1.76	4.38	5.63	6.02	5.45
	0.3	-99999.9	-99999.9	0.28	3.21	4.68	5.24	5.29

Vast [k€] 50

Periodiek [k€] 0	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	14.01	14.36	13.9	13.03	11.74	10.4
	0.05	-99999.9	4.31	8.22	9.45	9.71	9.22	8.33
	0.1	-99999.9	1.88	6.45	8.21	8.67	8.46	7.75
	0.15	-99999.9	-99999.9	4.82	6.92	7.63	7.65	7.13
	0.2	-99999.9	-99999.9	4.1	6.24	6.66	6.8	6.46
	0.25	-99999.9	-99999.9	1.76	4.38	5.63	6.02	5.45
	0.3	-99999.9	-99999.9	0.28	3.21	4.68	5.24	5.29

Periodiek [k€] 5	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	10.1	12.39	12.56	11.99	10.87	9.64
	0.05	-99999.9	1.17	6.58	8.28	8.78	8.44	7.62
	0.1	-99999.9	-99999.9	4.85	7.08	7.77	7.7	7.07
	0.15	-99999.9	-99999.9	3.24	5.81	6.74	6.9	6.46
	0.2	-99999.9	-99999.9	2.63	5.2	5.79	6.06	5.8
	0.25	-99999.9	-99999.9	0.25	3.34	4.81	5.32	4.8
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.16	3.86	4.54	4.67

Periodiek [k€] 5	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	10.1	12.39	12.56	11.99	10.87	9.64
	0.05	-99999.9	1.17	6.58	8.28	8.78	8.44	7.62
	0.1	-99999.9	-99999.9	4.85	7.08	7.77	7.7	7.07
	0.15	-99999.9	-99999.9	3.24	5.81	6.74	6.9	6.46
	0.2	-99999.9	-99999.9	2.63	5.2	5.79	6.06	5.8
	0.25	-99999.9	-99999.9	0.25	3.34	4.81	5.32	4.8
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.16	3.86	4.54	4.67

Periodiek [k€] 5	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	10.1	12.39	12.56	11.99	10.87	9.64
	0.05	-99999.9	1.17	6.58	8.28	8.78	8.44	7.62
	0.1	-99999.9	-99999.9	4.85	7.08	7.77	7.7	7.07
	0.15	-99999.9	-99999.9	3.24	5.81	6.74	6.9	6.46
	0.2	-99999.9	-99999.9	2.63	5.2	5.79	6.06	5.8
	0.25	-99999.9	-99999.9	0.25	3.34	4.81	5.32	4.8
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.16	3.86	4.54	4.67

Periodiek [k€] 10	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	5.73	10.33	11.18	10.93	9.99	8.87
	0.05	-99999.9	-99999.9	4.81	7.06	7.82	7.63	6.9
	0.1	-99999.9	-99999.9	3.11	5.9	6.83	6.91	6.37
	0.15	-99999.9	-99999.9	1.5	4.65	5.83	6.13	5.77
	0.2	-99999.9	-99999.9	1.02	4.11	4.89	5.3	5.11
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.24	3.95	4.6	4.12
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.05	3	3.82	4.03

Periodiek [k€] 10	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	5.73	10.33	11.18	10.93	9.99	8.87
	0.05	-99999.9	-99999.9	4.81	7.06	7.82	7.63	6.9
	0.1	-99999.9	-99999.9	3.11	5.9	6.83	6.91	6.37
	0.15	-99999.9	-99999.9	1.5	4.65	5.83	6.13	5.77
	0.2	-99999.9	-99999.9	1.02	4.11	4.89	5.3	5.11
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.24	3.95	4.6	4.12
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.05	3	3.82	4.03

Periodiek [k€] 10	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	5.73	10.33	11.18	10.93	9.99	8.87
	0.05	-99999.9	-99999.9	4.81	7.06	7.82	7.63	6.9
	0.1	-99999.9	-99999.9	3.11	5.9	6.83	6.91	6.37
	0.15	-99999.9	-99999.9	1.5	4.65	5.83	6.13	5.77
	0.2	-99999.9	-99999.9	1.02	4.11	4.89	5.3	5.11
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.24	3.95	4.6	4.12
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.05	3	3.82	4.03

Periodiek [k€] 15	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	0.43	8.16	9.76	9.85	9.09	8.08
	0.05	-99999.9	-99999.9	2.89	5.78	6.83	6.79	6.16
	0.1	-99999.9	-99999.9	1.19	4.65	5.87	6.1	5.64
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	3.42	4.87	5.33	5.06
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.95	3.95	4.51	4.41
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.07	3.06	3.85	3.43
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.1	3.07	3.37

Periodiek [k€] 15	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	0.43	8.16	9.76	9.85	9.09	8.08
	0.05	-99999.9	-99999.9	2.89	5.78	6.83	6.79	6.16
	0.1	-99999.9	-99999.9	1.19	4.65	5.87	6.1	5.64
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	3.42	4.87	5.33	5.06
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.95	3.95	4.51	4.41
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.07	3.06	3.85	3.43
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.1	3.07	3.37

Periodiek [k€] 15	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	0.43	8.16	9.76	9.85	9.09	8.08
	0.05	-99999.9	-99999.9	2.89	5.78	6.83	6.79	6.16
	0.1	-99999.9	-99999.9	1.19	4.65	5.87	6.1	5.64
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	3.42	4.87	5.33	5.06
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.95	3.95	4.51	4.41
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.07	3.06	3.85	3.43
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.1	3.07	3.37

Periodiek [k€] 20	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	-99999.9	5.83	8.28	8.73	8.16	7.26
	0.05	-99999.9	-99999.9	0.76	4.43	5.8	5.93	5.39
	0.1	-99999.9	-99999.9	-99999.9	3.33	4.86	5.26	4.89
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.11	3.88	4.5	4.32
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.71	2.96	3.69	3.68
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.12	3.07	2.71
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.15	2.29	2.69

Periodiek [k€] 20	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	-99999.9	5.83	8.28	8.73	8.16	7.26
	0.05	-99999.9	-99999.9	0.76	4.43	5.8	5.93	5.39
	0.1	-99999.9	-99999.9	-99999.9	3.33	4.86	5.26	4.89
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.11	3.88	4.5	4.32
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.71	2.96	3.69	3.68
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.12	3.07	2.71
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.15	2.29	2.69

Periodiek [k€] 20	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	-99999.9	5.83	8.28	8.73	8.16	7.26
	0.05	-99999.9	-99999.9	0.76	4.43	5.8	5.93	5.39
	0.1	-99999.9	-99999.9	-99999.9	3.33	4.86	5.26	4.89
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.11	3.88	4.5	4.32
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.71	2.96	3.69	3.68
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.12	3.07	2.71
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.15	2.29	2.69

Periodiek [k€] 25	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	-99999.9	3.28	6.72	7.56	7.21	6.42
	0.05	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.99	4.73	5.04	4.6
	0.1	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.91	3.8	4.38	4.12
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.69	2.83	3.63	3.56
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.38	1.91	2.83	2.92
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.12	2.25	1.96
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.14	1.48	1.98

Periodiek [k€] 25	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	-99999.9	3.28	6.72	7.56	7.21	6.42
	0.05	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.99	4.73	5.04	4.6
	0.1	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.91	3.8	4.38	4.12
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.69	2.83	3.63	3.56
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.38	1.91	2.83	2.92
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.12	2.25	1.96
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.14	1.48	1.98

Periodiek [k€] 25	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	-99999.9	3.28	6.72	7.56	7.21	6.42
	0.05	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.99	4.73	5.04	4.6
	0.1	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.91	3.8	4.38	4.12
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.69	2.83	3.63	3.56
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.38	1.91	2.83	2.92
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.12	2.25	1.96
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.14	1.48	1.98

Periodiek [k€]								
30	0	-99999.9	-99999.9	0.38	5.07	6.35	6.21	5.55
	0.05	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.44	3.6	4.11	3.77
	0.1	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.37	2.69	3.47	3.32
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.71	2.73	2.76
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.81	1.93	2.13
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.07	1.4	1.17
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.62	1.24

	0	-99999.9	-99999.9	0.38	5.07	6.35	6.21	5.55
	0.05	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.44	3.6	4.11	3.77
	0.1	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.37	2.69	3.47	3.32
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.71	2.73	2.76
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.81	1.93	2.13
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.07	1.4	1.17
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.62	1.24

	0	-99999.9	-99999.9	0.38	5.07	6.35	6.21	5.55
	0.05	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.44	3.6	4.11	3.77
	0.1	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.37	2.69	3.47	3.32
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.71	2.73	2.76
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.81	1.93	2.13
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.07	1.4	1.17
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.62	1.24

Bijlage 5

Vast [k€] 10

Periodiek [k€] 0	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	3988	3880	3822	3771	3756	3767
	0.05	4188	4089	3983	3927	3870	3847	3857
	0.1	4225	4129	4025	3963	3906	3878	3884
	0.15	4249	4174	4070	4008	3950	3918	3919
	0.2	4294	4196	4092	4030	3988	3963	3959
	0.25	4370	4272	4168	4105	4039	4002	4017
	0.3	4421	4322	4219	4156	4088	4048	4032

Vast [k€] 30

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	3988	3880	3822	3771	3756	3767
	0.05	4188	4089	3983	3927	3870	3847	3857
	0.1	4225	4129	4025	3963	3906	3878	3884
	0.15	4249	4174	4070	4008	3950	3918	3919
	0.2	4294	4196	4092	4030	3988	3963	3959
	0.25	4370	4272	4168	4105	4039	4002	4017
	0.3	4421	4322	4219	4156	4088	4048	4032

Vast [k€] 50

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	3988	3880	3822	3771	3756	3767
	0.05	4188	4089	3983	3927	3870	3847	3857
	0.1	4225	4129	4025	3963	3906	3878	3884
	0.15	4249	4174	4070	4008	3950	3918	3919
	0.2	4294	4196	4092	4030	3988	3963	3959
	0.25	4370	4272	4168	4105	4039	4002	4017
	0.3	4421	4322	4219	4156	4088	4048	4032

Periodiek [k€] 5	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4026	3918	3861	3810	3795	3806
	0.05	4227	4128	4021	3965	3908	3886	3896
	0.1	4264	4168	4063	4002	3945	3917	3923
	0.15	4288	4213	4109	4047	3988	3957	3957
	0.2	4333	4234	4131	4068	4027	4002	3997
	0.25	4409	4310	4207	4144	4078	4040	4056
	0.3	4459	4361	4257	4195	4127	4086	4070

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4026	3918	3861	3810	3795	3806
	0.05	4227	4128	4021	3965	3908	3886	3896
	0.1	4264	4168	4063	4002	3945	3917	3923
	0.15	4288	4213	4109	4047	3988	3957	3957
	0.2	4333	4234	4131	4068	4027	4002	3997
	0.25	4409	4310	4207	4144	4078	4040	4056
	0.3	4459	4361	4257	4195	4127	4086	4070

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4026	3918	3861	3810	3795	3806
	0.05	4227	4128	4021	3965	3908	3886	3896
	0.1	4264	4168	4063	4002	3945	3917	3923
	0.15	4288	4213	4109	4047	3988	3957	3957
	0.2	4333	4234	4131	4068	4027	4002	3997
	0.25	4409	4310	4207	4144	4078	4040	4056
	0.3	4459	4361	4257	4195	4127	4086	4070

Periodiek [k€] 10	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4065	3957	3900	3848	3833	3844
	0.05	4265	4166	4060	4004	3947	3925	3935
	0.1	4302	4206	4102	4040	3984	3956	3961
	0.15	4327	4251	4148	4086	4027	3996	3996
	0.2	4372	4273	4169	4107	4066	4040	4036
	0.25	4447	4349	4245	4183	4117	4079	4095
	0.3	4498	4399	4296	4233	4165	4125	4109

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4065	3957	3900	3848	3833	3844
	0.05	4265	4166	4060	4004	3947	3925	3935
	0.1	4302	4206	4102	4040	3984	3956	3961
	0.15	4327	4251	4148	4086	4027	3996	3996
	0.2	4372	4273	4169	4107	4066	4040	4036
	0.25	4447	4349	4245	4183	4117	4079	4095
	0.3	4498	4399	4296	4233	4165	4125	4109

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4065	3957	3900	3848	3833	3844
	0.05	4265	4166	4060	4004	3947	3925	3935
	0.1	4302	4206	4102	4040	3984	3956	3961
	0.15	4327	4251	4148	4086	4027	3996	3996
	0.2	4372	4273	4169	4107	4066	4040	4036
	0.25	4447	4349	4245	4183	4117	4079	4095
	0.3	4498	4399	4296	4233	4165	4125	4109

Periodiek [k€] 15	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4104	3996	3938	3887	3872	3883
	0.05	4304	4205	4099	4043	3986	3963	3973
	0.1	4341	4245	4141	4079	4022	3994	4000
	0.15	4365	4290	4186	4124	4066	4034	4035
	0.2	4410	4312	4208	4146	4104	4079	4075
	0.25	4486	4388	4284	4221	4155	4118	4133
	0.3	4537	4438	4335	4272	4204	4164	4148

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4104	3996	3938	3887	3872	3883
	0.05	4304	4205	4099	4043	3986	3963	3973
	0.1	4341	4245	4141	4079	4022	3994	4000
	0.15	4365	4290	4186	4124	4066	4034	4035
	0.2	4410	4312	4208	4146	4104	4079	4075
	0.25	4486	4388	4284	4221	4155	4118	4133
	0.3	4537	4438	4335	4272	4204	4164	4148

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4104	3996	3938	3887	3872	3883
	0.05	4304	4205	4099	4043	3986	3963	3973
	0.1	4341	4245	4141	4079	4022	3994	4000
	0.15	4365	4290	4186	4124	4066	4034	4035
	0.2	4410	4312	4208	4146	4104	4079	4075
	0.25	4486	4388	4284	4221	4155	4118	4133
	0.3	4537	4438	4335	4272	4204	4164	4148

Periodiek [k€] 20	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4142	4034	3977	3926	3911	3922
	0.05	4343	4244	4137	4081	4024	4002	4012
	0.1	4380	4284	4179	4118	4061	4033	4039
	0.15	4404	4329	4225	4163	4105	4073	4073
	0.2	4449	4350	4247	4184	4143	4118	4114
	0.25	4525	4426	4323	4260	4194	4156	4172
	0.3	4575	4477	4373	4311	4243	4203	4186

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4142	4034	3977	3926	3911	3922
	0.05	4343	4244	4137	4081	4024	4002	4012
	0.1	4380	4284	4179	4118	4061	4033	4039
	0.15	4404	4329	4225	4163	4105	4073	4073
	0.2	4449	4350	4247	4184	4143	4118	4114
	0.25	4525	4426	4323	4260	4194	4156	4172
	0.3	4575	4477	4373	4311	4243	4203	4186

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4142	4034	3977	3926	3911	3922
	0.05	4343	4244	4137	4081	4024	4002	4012
	0.1	4380	4284	4179	4118	4061	4033	4039
	0.15	4404	4329	4225	4163	4105	4073	4073
	0.2	4449	4350	4247	4184	4143	4118	4114
	0.25	4525	4426	4323	4260	4194	4156	4172
	0.3	4575	4477	4373	4311	4243	4203	4186

Periodiek [k€] 25	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4181	4073	4016	3964	3949	3960
	0.05	4381	4282	4176	4120	4063	4041	4051
	0.1	4419	4322	4218	4156	4100	4072	4077
	0.15	4443	4367	4264	4202	4143	4112	4112
	0.2	4488	4389	4285	4223	4182	4156	4152
	0.25	4564	4465	4362	4299	4233	4195	4211
	0.3	4614	4516	4412	4349	4282	4241	4225

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4181	4073	4016	3964	3949	3960
	0.05	4381	4282	4176	4120	4063	4041	4051
	0.1	4419	4322	4218	4156	4100	4072	4077
	0.15	4443	4367	4264	4202	4143	4112	4112
	0.2	4488	4389	4285	4223	4182	4156	4152
	0.25	4564	4465	4362	4299	4233	4195	4211
	0.3	4614	4516	4412	4349	4282	4241	4225

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4181	4073	4016	3964	3949	3960
	0.05	4381	4282	4176	4120	4063	4041	4051
	0.1	4419	4322	4218	4156	4100	4072	4077
	0.15	4443	4367	4264	4202	4143	4112	4112
	0.2	4488	4389	4285	4223	4182	4156	4152
	0.25	4564	4465	4362	4299	4233	4195	4211
	0.3	4614	4516	4412	4349	4282	4241	4225

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3

	Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
	0	4094	4220	4112	4054	4003	3988	3999
	0.05	4420	4321	4215	4159	4102	4079	4089
Periodiek [k€]	0.1	4457	4361	4257	4195	4138	4110	4116
30	0.15	4481	4406	4302	4240	4182	4150	4151
	0.2	4526	4428	4324	4262	4220	4195	4191
	0.25	4602	4504	4400	4337	4271	4234	4249
	0.3	4653	4554	4451	4388	4320	4280	4264

Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
0	4094	4220	4112	4054	4003	3988	3999
0.05	4420	4321	4215	4159	4102	4079	4089
0.1	4457	4361	4257	4195	4138	4110	4116
0.15	4481	4406	4302	4240	4182	4150	4151
0.2	4526	4428	4324	4262	4220	4195	4191
0.25	4602	4504	4400	4337	4271	4234	4249
0.3	4653	4554	4451	4388	4320	4280	4264

Opslag [kWh/MWh]	TOC [k€]						
0	4094	4220	4112	4054	4003	3988	3999
0.05	4420	4321	4215	4159	4102	4079	4089
0.1	4457	4361	4257	4195	4138	4110	4116
0.15	4481	4406	4302	4240	4182	4150	4151
0.2	4526	4428	4324	4262	4220	4195	4191
0.25	4602	4504	4400	4337	4271	4234	4249
0.3	4653	4554	4451	4388	4320	4280	4264

Vast [k€] 10

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	106	214	272	323	338	327
	0.05	-94	5	111	167	224	247	236
Periodiek [k€]	0.1	-131	-35	69	131	188	216	210
0	0.15	-156	-80	24	86	144	176	175
	0.2	-200	-102	2	64	106	131	135
	0.25	-276	-178	-74	-11	55	92	77
	0.3	-327	-228	-125	-62	6	46	62

Vast [k€] 30

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	106	214	272	323	338	327
	0.05	-94	5	111	167	224	247	236
	0.1	-131	-35	69	131	188	216	210
	0.15	-156	-80	24	86	144	176	175
	0.2	-200	-102	2	64	106	131	135
	0.25	-276	-178	-74	-11	55	92	77
	0.3	-327	-228	-125	-62	6	46	62

Vast [k€] 50

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	106	214	272	323	338	327
	0.05	-94	5	111	167	224	247	236
	0.1	-131	-35	69	131	188	216	210
	0.15	-156	-80	24	86	144	176	175
	0.2	-200	-102	2	64	106	131	135
	0.25	-276	-178	-74	-11	55	92	77
	0.3	-327	-228	-125	-62	6	46	62

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	67	176	233	284	299	288
	0.05	-133	-34	73	129	186	208	198
Periodiek [k€]	0.1	-170	-74	30	92	149	177	171
5	0.15	-194	-119	-15	47	105	137	137
	0.2	-239	-140	-37	26	67	92	96
	0.25	-315	-216	-113	-50	16	53	38
	0.3	-365	-267	-164	-101	-33	7	23

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	67	176	233	284	299	288
	0.05	-133	-34	73	129	186	208	198
	0.1	-170	-74	30	92	149	177	171
	0.15	-194	-119	-15	47	105	137	137
	0.2	-239	-140	-37	26	67	92	96
	0.25	-315	-216	-113	-50	16	53	38
	0.3	-365	-267	-164	-101	-33	7	23

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	67	176	233	284	299	288
	0.05	-133	-34	73	129	186	208	198
	0.1	-170	-74	30	92	149	177	171
	0.15	-194	-119	-15	47	105	137	137
	0.2	-239	-140	-37	26	67	92	96
	0.25	-315	-216	-113	-50	16	53	38
	0.3	-365	-267	-164	-101	-33	7	23

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	29	137	194	246	260	249
	0.05	-172	-72	34	90	147	169	159
Periodiek [k€]	0.1	-209	-113	-8	53	110	138	133
10	0.15	-233	-157	-54	8	67	98	98
	0.2	-278	-179	-76	-13	28	54	58
	0.25	-354	-255	-152	-89	-23	15	-1
	0.3	-404	-306	-202	-140	-72	-31	-15

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	29	137	194	246	260	249
	0.05	-172	-72	34	90	147	169	159
	0.1	-209	-113	-8	53	110	138	133
	0.15	-233	-157	-54	8	67	98	98
	0.2	-278	-179	-76	-13	28	54	58
	0.25	-354	-255	-152	-89	-23	15	-1
	0.3	-404	-306	-202	-140	-72	-31	-15

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	29	137	194	246	260	249
	0.05	-172	-72	34	90	147	169	159
	0.1	-209	-113	-8	53	110	138	133
	0.15	-233	-157	-54	8	67	98	98
	0.2	-278	-179	-76	-13	28	54	58
	0.25	-354	-255	-152	-89	-23	15	-1
	0.3	-404	-306	-202	-140	-72	-31	-15

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	-10	98	156	207	222	211
	0.05	-210	-111	-5	51	108	131	120
Periodiek [k€]	0.1	-247	-151	-47	15	72	100	94
15	0.15	-272	-196	-92	-31	28	60	59
	0.2	-316	-218	-114	-52	-11	15	19
	0.25	-392	-294	-190	-127	-61	-24	-39
	0.3	-443	-344	-241	-178	-110	-70	-54

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	-10	98	156	207	222	211
	0.05	-210	-111	-5	51	108	131	120
	0.1	-247	-151	-47	15	72	100	94
	0.15	-272	-196	-92	-31	28	60	59
	0.2	-316	-218	-114	-52	-11	15	19
	0.25	-392	-294	-190	-127	-61	-24	-39
	0.3	-443	-344	-241	-178	-110	-70	-54

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	-10	98	156	207	222	211
	0.05	-210	-111	-5	51	108	131	120
	0.1	-247	-151	-47	15	72	100	94
	0.15	-272	-196	-92	-31	28	60	59
	0.2	-316	-218	-114	-52	-11	15	19
	0.25	-392	-294	-190	-127	-61	-24	-39
	0.3	-443	-344	-241	-178	-110	-70	-54

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	-49	60	117	168	183	172
	0.05	-249	-150	-43	13	70	92	82
Periodiek [k€]	0.1	-286	-190	-86	-24	33	61	55
20	0.15	-310	-235	-131	-69	-11	21	20
	0.2	-355	-256	-153	-90	-49	-24	-20
	0.25	-431	-333	-229	-166	-100	-63	-78
	0.3	-481	-383	-280	-217	-149	-109	-93

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	-49	60	117	168	183	172
	0.05	-249	-150	-43	13	70	92	82
	0.1	-286	-190	-86	-24	33	61	55
	0.15	-310	-235	-131	-69	-11	21	20
	0.2	-355	-256	-153	-90	-49	-24	-20
	0.25	-431	-333	-229	-166	-100	-63	-78
	0.3	-481	-383	-280	-217	-149	-109	-93

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	-49	60	117	168	183	172
	0.05	-249	-150	-43	13	70	92	82
	0.1	-286	-190	-86	-24	33	61	55
	0.15	-310	-235	-131	-69	-11	21	20
	0.2	-355	-256	-153	-90	-49	-24	-20
	0.25	-431	-333	-229	-166	-100	-63	-78
	0.3	-481	-383	-280	-217	-149	-109	-93

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	-87	21	78	130	144	133
	0.05	-288	-188	-82	-26	31	53	43
Periodiek [k€]	0.1	-325	-229	-124	-63	-6	22	17
25	0.15	-349	-274	-170	-108	-49	-18	-18
	0.2	-394	-295	-192	-129	-88	-62	-58
	0.25	-470	-371	-268	-205	-139	-101	-117
	0.3	-520	-422	-318	-256	-188	-147	-131

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	-87	21	78	130	144	133
	0.05	-288	-188	-82	-26	31	53	43
	0.1	-325	-229	-124	-63	-6	22	17
	0.15	-349	-274	-170	-108	-49	-18	-18
	0.2	-394	-295	-192	-129	-88	-62	-58
	0.25	-470	-371	-268	-205	-139	-101	-117
	0.3	-520	-422	-318	-256	-188	-147	-131

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	-87	21	78	130	144	133
	0.05	-288	-188	-82	-26	31	53	43
	0.1	-325	-229	-124	-63	-6	22	17
	0.15	-349	-274	-170	-108	-49	-18	-18
	0.2	-394	-295	-192	-129	-88	-62	-58
	0.25	-470	-371	-268	-205	-139	-101	-117
	0.3	-520	-422	-318	-256	-188	-147	-131

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3

	Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
	0	0	-126	-18	39	91	106	95
	0.05	-326	-227	-121	-65	-8	14	4
Periodiek [k€]	0.1	-363	-267	-163	-101	-44	-16	-22
30	0.15	-388	-312	-209	-147	-88	-56	-57
	0.2	-433	-334	-230	-168	-127	-101	-97
	0.25	-508	-410	-306	-243	-177	-140	-156
	0.3	-559	-460	-357	-294	-226	-186	-170

Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
0	0	-126	-18	39	91	106	95
0.05	-326	-227	-121	-65	-8	14	4
0.1	-363	-267	-163	-101	-44	-16	-22
0.15	-388	-312	-209	-147	-88	-56	-57
0.2	-433	-334	-230	-168	-127	-101	-97
0.25	-508	-410	-306	-243	-177	-140	-156
0.3	-559	-460	-357	-294	-226	-186	-170

Opslag [kWh/MWh]		NPV [k€]					
0	0	-126	-18	39	91	106	95
0.05	-326	-227	-121	-65	-8	14	4
0.1	-363	-267	-163	-101	-44	-16	-22
0.15	-388	-312	-209	-147	-88	-56	-57
0.2	-433	-334	-230	-168	-127	-101	-97
0.25	-508	-410	-306	-243	-177	-140	-156
0.3	-559	-460	-357	-294	-226	-186	-170

Vast [k€] 10

Periodiek [k€] 0	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	9	8	9	10	11	12
	0.05	-1000	24	15	15	13	14	16
	0.1	-1000	-1000	18	16	16	16	17
	0.15	-1000	-1000	22	19	17	17	18
	0.2	-1000	-1000	25	21	19	19	19
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	22	21	22
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	25	23	22

Vast [k€] 30

Periodiek [k€] 0	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	9	8	9	10	11	12
	0.05	-1000	24	15	15	13	14	16
	0.1	-1000	-1000	18	16	16	16	17
	0.15	-1000	-1000	22	19	17	17	18
	0.2	-1000	-1000	25	21	19	19	19
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	22	21	22
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	25	23	22

Vast [k€] 50

Periodiek [k€] 0	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	9	8	9	10	11	12
	0.05	-1000	24	15	15	13	14	16
	0.1	-1000	-1000	18	16	16	16	17
	0.15	-1000	-1000	22	19	17	17	18
	0.2	-1000	-1000	25	21	19	19	19
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	22	21	22
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	25	23	22

Periodiek [k€] 5	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	12	10	10	11	12	13
	0.05	-1000	-1000	18	16	15	16	17
	0.1	-1000	-1000	22	18	17	17	18
	0.15	-1000	-1000	-1000	21	19	18	19
	0.2	-1000	-1000	-1000	23	21	20	21
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	24	22	23
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	25	24

Periodiek [k€] 5	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	12	10	10	11	12	13
	0.05	-1000	-1000	18	16	15	16	17
	0.1	-1000	-1000	22	18	17	17	18
	0.15	-1000	-1000	-1000	21	19	18	19
	0.2	-1000	-1000	-1000	23	21	20	21
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	24	22	23
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	25	24

Periodiek [k€] 5	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	12	10	10	11	12	13
	0.05	-1000	-1000	18	16	15	16	17
	0.1	-1000	-1000	22	18	17	17	18
	0.15	-1000	-1000	-1000	21	19	18	19
	0.2	-1000	-1000	-1000	23	21	20	21
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	24	22	23
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	25	24

Periodiek [k€] 10	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	18	11	12	12	13	14
	0.05	-1000	-1000	21	18	17	17	18
	0.1	-1000	-1000	-1000	21	19	18	19
	0.15	-1000	-1000	-1000	24	21	20	20
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	22
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 10	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	18	11	12	12	13	14
	0.05	-1000	-1000	21	18	17	17	18
	0.1	-1000	-1000	-1000	21	19	18	19
	0.15	-1000	-1000	-1000	24	21	20	20
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	22
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 10	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	18	11	12	12	13	14
	0.05	-1000	-1000	21	18	17	17	18
	0.1	-1000	-1000	-1000	21	19	18	19
	0.15	-1000	-1000	-1000	24	21	20	20
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	22
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 15	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	-1000	14	13	13	14	16
	0.05	-1000	-1000	-1000	21	18	18	19
	0.1	-1000	-1000	-1000	24	21	20	21
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	22
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	24
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 15	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	-1000	14	13	13	14	16
	0.05	-1000	-1000	-1000	21	18	18	19
	0.1	-1000	-1000	-1000	24	21	20	21
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	22
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	24
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 15	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	-1000	14	13	13	14	16
	0.05	-1000	-1000	-1000	21	18	18	19
	0.1	-1000	-1000	-1000	24	21	20	21
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	22
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	24
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 20	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	-1000	17	16	15	16	17
	0.05	-1000	-1000	-1000	24	20	20	21
	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	22
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	24
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 20	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	-1000	17	16	15	16	17
	0.05	-1000	-1000	-1000	24	20	20	21
	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	22
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	24
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 20	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	-1000	17	16	15	16	17
	0.05	-1000	-1000	-1000	24	20	20	21
	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	22
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	24
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 25	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	-1000	22	18	17	17	18
	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	23
	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	24
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 25	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	-1000	22	18	17	17	18
	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	23
	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	24
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Periodiek [k€] 25	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	-1000	22	18	17	17	18
	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	23	22	23
	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	24
	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

	Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]						
	0	0	-1000	-1000	21	19	19	20
	0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	25
Periodiek [k€]	0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
30	0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]							
0	0	-1000	-1000	21	19	19	20
0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	25
0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Opslag [kWh/MWh]	Tvt [k€]							
0	0	-1000	-1000	21	19	19	20
0.05	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	24	25
0.1	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
0.15	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
0.2	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000
0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

Vast [k€] 10

Periodiek [k€] 0	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	17.4	17.84	16.14	15.33	14.11	12.87
	0.05	-99999.9	6.72	10.98	11.34	11.72	11.35	10.59
	0.1	-99999.9	4.23	9.09	10.02	10.6	10.52	9.95
	0.15	-99999.9	1.92	7.37	8.67	9.51	9.65	9.27
	0.2	-99999.9	1.22	6.46	7.89	8.49	8.76	8.56
	0.25	-99999.9	-99999.9	4.1	5.99	7.36	7.87	7.49
	0.3	-99999.9	-99999.9	2.65	4.81	6.39	7.06	7.24

Vast [k€] 30

Periodiek [k€] 0	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	17.4	17.84	16.14	15.33	14.11	12.87
	0.05	-99999.9	6.72	10.98	11.34	11.72	11.35	10.59
	0.1	-99999.9	4.23	9.09	10.02	10.6	10.52	9.95
	0.15	-99999.9	1.92	7.37	8.67	9.51	9.65	9.27
	0.2	-99999.9	1.22	6.46	7.89	8.49	8.76	8.56
	0.25	-99999.9	-99999.9	4.1	5.99	7.36	7.87	7.49
	0.3	-99999.9	-99999.9	2.65	4.81	6.39	7.06	7.24

Vast [k€] 50

Periodiek [k€] 0	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	17.4	17.84	16.14	15.33	14.11	12.87
	0.05	-99999.9	6.72	10.98	11.34	11.72	11.35	10.59
	0.1	-99999.9	4.23	9.09	10.02	10.6	10.52	9.95
	0.15	-99999.9	1.92	7.37	8.67	9.51	9.65	9.27
	0.2	-99999.9	1.22	6.46	7.89	8.49	8.76	8.56
	0.25	-99999.9	-99999.9	4.1	5.99	7.36	7.87	7.49
	0.3	-99999.9	-99999.9	2.65	4.81	6.39	7.06	7.24

Periodiek [k€] 5	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	13.68	15.96	14.84	14.33	13.28	12.15
	0.05	-99999.9	3.93	9.46	10.23	10.84	10.61	9.93
	0.1	-99999.9	1.46	7.63	8.95	9.75	9.8	9.31
	0.15	-99999.9	-99999.9	5.95	7.63	8.68	8.94	8.64
	0.2	-99999.9	-99999.9	5.13	6.91	7.68	8.07	7.94
	0.25	-99999.9	-99999.9	2.77	5.02	6.59	7.21	6.89
	0.3	-99999.9	-99999.9	1.3	3.84	5.62	6.41	6.66

Periodiek [k€] 5	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	13.68	15.96	14.84	14.33	13.28	12.15
	0.05	-99999.9	3.93	9.46	10.23	10.84	10.61	9.93
	0.1	-99999.9	1.46	7.63	8.95	9.75	9.8	9.31
	0.15	-99999.9	-99999.9	5.95	7.63	8.68	8.94	8.64
	0.2	-99999.9	-99999.9	5.13	6.91	7.68	8.07	7.94
	0.25	-99999.9	-99999.9	2.77	5.02	6.59	7.21	6.89
	0.3	-99999.9	-99999.9	1.3	3.84	5.62	6.41	6.66

Periodiek [k€] 5	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	13.68	15.96	14.84	14.33	13.28	12.15
	0.05	-99999.9	3.93	9.46	10.23	10.84	10.61	9.93
	0.1	-99999.9	1.46	7.63	8.95	9.75	9.8	9.31
	0.15	-99999.9	-99999.9	5.95	7.63	8.68	8.94	8.64
	0.2	-99999.9	-99999.9	5.13	6.91	7.68	8.07	7.94
	0.25	-99999.9	-99999.9	2.77	5.02	6.59	7.21	6.89
	0.3	-99999.9	-99999.9	1.3	3.84	5.62	6.41	6.66

Periodiek [k€] 10	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	9.67	14.01	13.51	13.31	12.44	11.42
	0.05	-99999.9	0.64	7.87	9.08	9.93	9.84	9.26
	0.1	-99999.9	-99999.9	6.08	7.84	8.87	9.06	8.65
	0.15	-99999.9	-99999.9	4.43	6.55	7.82	8.22	8
	0.2	-99999.9	-99999.9	3.72	5.88	6.84	7.36	7.31
	0.25	-99999.9	-99999.9	1.33	4.01	5.79	6.54	6.27
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.82	4.83	5.74	6.08

Periodiek [k€] 10	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	9.67	14.01	13.51	13.31	12.44	11.42
	0.05	-99999.9	0.64	7.87	9.08	9.93	9.84	9.26
	0.1	-99999.9	-99999.9	6.08	7.84	8.87	9.06	8.65
	0.15	-99999.9	-99999.9	4.43	6.55	7.82	8.22	8
	0.2	-99999.9	-99999.9	3.72	5.88	6.84	7.36	7.31
	0.25	-99999.9	-99999.9	1.33	4.01	5.79	6.54	6.27
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.82	4.83	5.74	6.08

Periodiek [k€] 10	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	9.67	14.01	13.51	13.31	12.44	11.42
	0.05	-99999.9	0.64	7.87	9.08	9.93	9.84	9.26
	0.1	-99999.9	-99999.9	6.08	7.84	8.87	9.06	8.65
	0.15	-99999.9	-99999.9	4.43	6.55	7.82	8.22	8
	0.2	-99999.9	-99999.9	3.72	5.88	6.84	7.36	7.31
	0.25	-99999.9	-99999.9	1.33	4.01	5.79	6.54	6.27
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.82	4.83	5.74	6.08

Periodiek [k€] 15	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	5.13	12	12.15	12.27	11.59	10.68
	0.05	-99999.9	-99999.9	6.17	7.88	9	9.07	8.57
	0.1	-99999.9	-99999.9	4.41	6.68	7.97	8.3	7.98
	0.15	-99999.9	-99999.9	2.78	5.41	6.94	7.48	7.35
	0.2	-99999.9	-99999.9	2.19	4.81	5.97	6.63	6.66
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.93	4.97	5.85	5.64
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.73	4	5.06	5.47

Periodiek [k€] 15	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	5.13	12	12.15	12.27	11.59	10.68
	0.05	-99999.9	-99999.9	6.17	7.88	9	9.07	8.57
	0.1	-99999.9	-99999.9	4.41	6.68	7.97	8.3	7.98
	0.15	-99999.9	-99999.9	2.78	5.41	6.94	7.48	7.35
	0.2	-99999.9	-99999.9	2.19	4.81	5.97	6.63	6.66
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.93	4.97	5.85	5.64
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.73	4	5.06	5.47

Periodiek [k€] 15	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	5.13	12	12.15	12.27	11.59	10.68
	0.05	-99999.9	-99999.9	6.17	7.88	9	9.07	8.57
	0.1	-99999.9	-99999.9	4.41	6.68	7.97	8.3	7.98
	0.15	-99999.9	-99999.9	2.78	5.41	6.94	7.48	7.35
	0.2	-99999.9	-99999.9	2.19	4.81	5.97	6.63	6.66
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.93	4.97	5.85	5.64
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.73	4	5.06	5.47

Periodiek [k€] 20	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	-99999.9	9.9	10.75	11.21	10.72	9.92
	0.05	-99999.9	-99999.9	4.33	6.63	8.04	8.27	7.86
	0.1	-99999.9	-99999.9	2.59	5.46	7.04	7.52	7.29
	0.15	-99999.9	-99999.9	0.96	4.21	6.02	6.72	6.67
	0.2	-99999.9	-99999.9	0.51	3.68	5.06	5.88	6
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.79	4.11	5.13	4.98
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.57	3.14	4.35	4.85

Periodiek [k€] 20	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	-99999.9	9.9	10.75	11.21	10.72	9.92
	0.05	-99999.9	-99999.9	4.33	6.63	8.04	8.27	7.86
	0.1	-99999.9	-99999.9	2.59	5.46	7.04	7.52	7.29
	0.15	-99999.9	-99999.9	0.96	4.21	6.02	6.72	6.67
	0.2	-99999.9	-99999.9	0.51	3.68	5.06	5.88	6
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.79	4.11	5.13	4.98
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.57	3.14	4.35	4.85

Periodiek [k€] 20	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	-99999.9	9.9	10.75	11.21	10.72	9.92
	0.05	-99999.9	-99999.9	4.33	6.63	8.04	8.27	7.86
	0.1	-99999.9	-99999.9	2.59	5.46	7.04	7.52	7.29
	0.15	-99999.9	-99999.9	0.96	4.21	6.02	6.72	6.67
	0.2	-99999.9	-99999.9	0.51	3.68	5.06	5.88	6
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.79	4.11	5.13	4.98
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.57	3.14	4.35	4.85

Periodiek [k€] 25	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	-99999.9	7.66	9.29	10.12	9.82	9.15
	0.05	-99999.9	-99999.9	2.32	5.31	7.05	7.44	7.14
	0.1	-99999.9	-99999.9	0.57	4.17	6.07	6.72	6.59
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.93	5.06	5.93	5.98
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.48	4.12	5.1	5.31
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.57	3.21	4.39	4.31
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.24	3.61	4.21

Periodiek [k€] 25	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	-99999.9	7.66	9.29	10.12	9.82	9.15
	0.05	-99999.9	-99999.9	2.32	5.31	7.05	7.44	7.14
	0.1	-99999.9	-99999.9	0.57	4.17	6.07	6.72	6.59
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.93	5.06	5.93	5.98
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.48	4.12	5.1	5.31
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.57	3.21	4.39	4.31
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.24	3.61	4.21

Periodiek [k€] 25	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	-99999.9	7.66	9.29	10.12	9.82	9.15
	0.05	-99999.9	-99999.9	2.32	5.31	7.05	7.44	7.14
	0.1	-99999.9	-99999.9	0.57	4.17	6.07	6.72	6.59
	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.93	5.06	5.93	5.98
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.48	4.12	5.1	5.31
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	0.57	3.21	4.39	4.31
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.24	3.61	4.21

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3

	PV [MWh/	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3

	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	-99999.9	5.22	7.77	8.99	8.9	8.35
	0.05	-99999.9	-99999.9	0.05	3.91	6.01	6.59	6.39
Periodiek [k€]	0.1	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.8	5.05	5.89	5.86
30	0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.56	4.06	5.11	5.26
	0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.2	3.12	4.29	4.61
	0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.26	3.63	3.61
	0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.28	2.84	3.54

Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
0	-99999.9	-99999.9	5.22	7.77	8.99	8.9	8.35
0.05	-99999.9	-99999.9	0.05	3.91	6.01	6.59	6.39
0.1	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.8	5.05	5.89	5.86
0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.56	4.06	5.11	5.26
0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.2	3.12	4.29	4.61
0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.26	3.63	3.61
0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.28	2.84	3.54

Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
0	-99999.9	-99999.9	5.22	7.77	8.99	8.9	8.35
0.05	-99999.9	-99999.9	0.05	3.91	6.01	6.59	6.39
0.1	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.8	5.05	5.89	5.86
0.15	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.56	4.06	5.11	5.26
0.2	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.2	3.12	4.29	4.61
0.25	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	2.26	3.63	3.61
0.3	-99999.9	-99999.9	-99999.9	-99999.9	1.28	2.84	3.54

Bijlage 6

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC	[k€]			
		0	5476	5325	5176	5051	4963	4923	4919
		0.05	5557	5415	5268	5146	5051	5001	4994
WACC [%]		0.1	5591	5453	5308	5178	5082	5024	5012
7		0.15	5602	5497	5353	5223	5124	5062	5043
		0.2	5644	5503	5359	5228	5156	5105	5080
		0.25	5718	5577	5433	5301	5194	5123	5128
		0.3	5767	5626	5483	5351	5241	5167	5126

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC	[k€]			
		0	4945	4822	4699	4600	4533	4509	4517
		0.05	5031	4917	4796	4698	4624	4592	4599
WACC [%]		0.1	5066	4955	4837	4732	4658	4618	4620
8		0.15	5082	5000	4882	4776	4700	4657	4652
		0.2	5125	5012	4894	4788	4735	4701	4690
		0.25	5200	5087	4969	4862	4778	4727	4742
		0.3	5249	5136	5019	4912	4825	4771	4747

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC	[k€]			
		0	4488	4390	4290	4211	4162	4153	4172
		0.05	4579	4488	4390	4313	4258	4240	4258
WACC [%]		0.1	4615	4527	4432	4348	4293	4269	4282
9		0.15	4636	4572	4477	4393	4336	4308	4316
		0.2	4680	4589	4494	4410	4372	4352	4355
		0.25	4755	4665	4570	4485	4420	4385	4411
		0.3	4805	4715	4620	4535	4468	4431	4420

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC	[k€]			
		0	4094	4016	3936	3875	3842	3845	3873
		0.05	4188	4117	4039	3980	3941	3936	3964
WACC [%]		0.1	4225	4157	4081	4016	3977	3967	3990
10		0.15	4249	4202	4127	4062	4021	4007	4025
		0.2	4294	4224	4149	4083	4059	4052	4065
		0.25	4370	4300	4225	4158	4110	4090	4124
		0.3	4421	4350	4275	4209	4159	4136	4138

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	150	300	424	512	552	557
	0.05	-82	60	208	329	425	475	481
WACC [%]	0.1	-115	23	168	298	394	451	464
7	0.15	-126	-21	122	253	351	414	433
	0.2	-168	-28	116	248	320	370	396
	0.25	-242	-102	42	174	282	352	348
	0.3	-291	-151	-7	124	235	309	350

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	122	245	345	412	436	427
	0.05	-86	28	149	247	320	353	346
WACC [%]	0.1	-121	-10	108	213	287	327	325
8	0.15	-138	-55	63	168	244	288	293
	0.2	-181	-67	50	157	210	244	255
	0.25	-255	-142	-24	82	167	218	202
	0.3	-305	-191	-74	32	119	174	198

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	98	198	277	326	336	316
	0.05	-91	0	98	175	231	248	230
WACC [%]	0.1	-127	-39	57	140	196	219	206
9	0.15	-147	-84	11	95	152	180	173
	0.2	-191	-101	-6	79	116	136	133
	0.25	-267	-176	-82	4	69	103	78
	0.3	-317	-226	-132	-47	20	58	68

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	78	158	218	252	249	221
	0.05	-94	-23	55	114	153	158	130
WACC [%]	0.1	-131	-64	12	78	117	127	104
10	0.15	-156	-108	-33	32	73	87	69
	0.2	-200	-130	-55	11	35	42	29
	0.25	-276	-206	-131	-64	-16	4	-30
	0.3	-327	-257	-181	-115	-65	-43	-44

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt	[k€]			
	0	0	9	9	9	10	11	12
	0.05	-1000	19	14	12	12	12	14
WACC [%]	0.1	-1000	23	16	15	14	14	15
7	0.15	-1000	-1000	19	16	15	15	16
	0.2	-1000	-1000	20	17	17	16	17
	0.25	-1000	-1000	23	19	18	17	18
	0.3	-1000	-1000	-1000	21	19	18	18

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt	[k€]			
	0	0	10	9	10	10	11	12
	0.05	-1000	22	16	14	14	14	16
WACC [%]	0.1	-1000	-1000	18	16	15	15	16
8	0.15	-1000	-1000	21	18	17	16	17
	0.2	-1000	-1000	22	18	18	18	18
	0.25	-1000	-1000	-1000	21	19	19	20
	0.3	-1000	-1000	-1000	24	21	20	20

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt	[k€]			
	0	0	10	10	10	11	12	14
	0.05	-1000	25	17	16	15	16	17
WACC [%]	0.1	-1000	-1000	20	17	17	17	18
9	0.15	-1000	-1000	24	19	18	18	19
	0.2	-1000	-1000	-1000	21	20	20	20
	0.25	-1000	-1000	-1000	25	22	21	22
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	24	23	23

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt	[k€]			
	0	0	11	11	11	12	14	16
	0.05	-1000	-1000	19	17	17	18	19
WACC [%]	0.1	-1000	-1000	24	19	19	19	20
10	0.15	-1000	-1000	-1000	22	21	21	22
	0.2	-1000	-1000	-1000	24	23	23	24
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	25	-1000
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000	-1000

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	14.01	14.36	13.9	13.03	11.74	10.4
	0.05	-99999.9	4.31	8.22	9.45	9.71	9.22	8.33
WACC [%]	0.1	-99999.9	1.88	6.45	8.21	8.67	8.46	7.75
7	0.15	-99999.9	-99999.9	4.82	6.92	7.63	7.65	7.13
	0.2	-99999.9	-99999.9	4.1	6.24	6.66	6.8	6.46
	0.25	-99999.9	-99999.9	1.76	4.38	5.63	6.02	5.45
	0.3	-99999.9	-99999.9	0.28	3.21	4.68	5.24	5.29

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	14.01	14.36	13.9	13.03	11.74	10.4
	0.05	-99999.9	4.31	8.22	9.45	9.71	9.22	8.33
WACC [%]	0.1	-99999.9	1.88	6.45	8.21	8.67	8.46	7.75
8	0.15	-99999.9	-99999.9	4.82	6.92	7.63	7.65	7.13
	0.2	-99999.9	-99999.9	4.1	6.24	6.66	6.8	6.46
	0.25	-99999.9	-99999.9	1.76	4.38	5.63	6.02	5.45
	0.3	-99999.9	-99999.9	0.28	3.21	4.68	5.24	5.29

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	14.01	14.36	13.9	13.03	11.74	10.4
	0.05	-99999.9	4.31	8.22	9.45	9.71	9.22	8.33
WACC [%]	0.1	-99999.9	1.88	6.45	8.21	8.67	8.46	7.75
9	0.15	-99999.9	-99999.9	4.82	6.92	7.63	7.65	7.13
	0.2	-99999.9	-99999.9	4.1	6.24	6.66	6.8	6.46
	0.25	-99999.9	-99999.9	1.76	4.38	5.63	6.02	5.45
	0.3	-99999.9	-99999.9	0.28	3.21	4.68	5.24	5.29

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	14.01	14.36	13.9	13.03	11.74	10.4
	0.05	-99999.9	4.31	8.22	9.45	9.71	9.22	8.33
WACC [%]	0.1	-99999.9	1.88	6.45	8.21	8.67	8.46	7.75
10	0.15	-99999.9	-99999.9	4.82	6.92	7.63	7.65	7.13
	0.2	-99999.9	-99999.9	4.1	6.24	6.66	6.8	6.46
	0.25	-99999.9	-99999.9	1.76	4.38	5.63	6.02	5.45
	0.3	-99999.9	-99999.9	0.28	3.21	4.68	5.24	5.29

Bijlage 7

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC	[k€]			
	0	5476	5291	5108	4988	4879	4817	4792
	0.05	5557	5382	5200	5083	4966	4895	4867
WACC [%]	0.1	5591	5419	5240	5114	4997	4918	4885
7	0.15	5602	5463	5285	5159	5040	4956	4915
	0.2	5644	5469	5292	5164	5071	4999	4953
	0.25	5718	5543	5366	5238	5109	5018	5001
	0.3	5767	5592	5415	5288	5156	5061	4999

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC	[k€]			
	0	4945	4790	4636	4540	4453	4409	4398
	0.05	5031	4885	4732	4638	4545	4492	4479
WACC [%]	0.1	5066	4923	4773	4672	4578	4519	4500
8	0.15	5082	4968	4818	4717	4621	4557	4532
	0.2	5125	4980	4831	4728	4655	4601	4571
	0.25	5200	5055	4906	4803	4698	4627	4623
	0.3	5249	5104	4955	4853	4746	4672	4627

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC	[k€]			
	0	4488	4360	4230	4155	4087	4059	4059
	0.05	4579	4458	4330	4257	4182	4146	4145
WACC [%]	0.1	4615	4497	4372	4292	4218	4175	4170
9	0.15	4636	4542	4417	4337	4261	4214	4203
	0.2	4680	4559	4434	4353	4297	4259	4242
	0.25	4755	4635	4510	4428	4345	4292	4298
	0.3	4805	4685	4560	4479	4393	4337	4308

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			TOC	[k€]			
	0	4094	3988	3880	3822	3771	3756	3767
	0.05	4188	4089	3983	3927	3870	3847	3857
WACC [%]	0.1	4225	4129	4025	3963	3906	3878	3884
10	0.15	4249	4174	4070	4008	3950	3918	3919
	0.2	4294	4196	4092	4030	3988	3963	3959
	0.25	4370	4272	4168	4105	4039	4002	4017
	0.3	4421	4322	4219	4156	4088	4048	4032

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	184	368	488	597	658	684
	0.05	-82	94	275	393	509	581	608
WACC [%]	0.1	-115	57	235	361	478	557	591
7	0.15	-126	12	190	317	436	520	560
	0.2	-168	6	184	311	405	476	523
	0.25	-242	-68	110	238	366	458	475
	0.3	-291	-117	61	188	319	415	477

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	154	309	405	492	535	547
	0.05	-86	60	212	306	400	452	466
WACC [%]	0.1	-121	21	172	273	367	426	445
8	0.15	-138	-23	126	228	324	388	412
	0.2	-181	-35	114	216	290	344	374
	0.25	-255	-110	39	142	247	318	322
	0.3	-305	-160	-11	92	199	273	318

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	128	258	333	401	429	429
	0.05	-91	30	158	232	306	342	343
WACC [%]	0.1	-127	-9	117	197	271	313	319
9	0.15	-147	-54	71	152	228	274	285
	0.2	-191	-71	54	135	191	230	246
	0.25	-267	-146	-22	60	144	197	190
	0.3	-317	-196	-72	9	95	151	181

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			NPV [k€]				
	0	0	106	214	272	323	338	327
	0.05	-94	5	111	167	224	247	236
WACC [%]	0.1	-131	-35	69	131	188	216	210
10	0.15	-156	-80	24	86	144	176	175
	0.2	-200	-102	2	64	106	131	135
	0.25	-276	-178	-74	-11	55	92	77
	0.3	-327	-228	-125	-62	6	46	62

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt	[k€]			
	0	0	8	7	8	8	9	10
	0.05	-1000	16	11	11	11	11	11
WACC [%]	0.1	-1000	19	14	12	11	11	12
7	0.15	-1000	23	16	14	12	12	12
	0.2	-1000	24	17	15	15	14	14
	0.25	-1000	-1000	20	17	16	15	16
	0.3	-1000	-1000	22	19	17	16	16

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt	[k€]			
	0	0	8	8	8	9	10	10
	0.05	-1000	18	12	11	11	12	12
WACC [%]	0.1	-1000	23	15	14	12	12	14
8	0.15	-1000	-1000	17	16	14	14	15
	0.2	-1000	-1000	19	16	16	15	16
	0.25	-1000	-1000	23	19	17	16	17
	0.3	-1000	-1000	-1000	21	19	18	17

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt	[k€]			
	0	0	8	8	9	9	10	11
	0.05	-1000	20	14	12	12	12	14
WACC [%]	0.1	-1000	-1000	16	15	14	14	15
9	0.15	-1000	-1000	19	17	16	16	16
	0.2	-1000	-1000	21	18	17	17	17
	0.25	-1000	-1000	-1000	22	19	18	19
	0.3	-1000	-1000	-1000	24	21	20	19

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			Tvt	[k€]			
	0	0	9	8	9	10	11	12
	0.05	-1000	24	15	15	13	14	16
WACC [%]	0.1	-1000	-1000	18	16	16	16	17
10	0.15	-1000	-1000	22	19	17	17	18
	0.2	-1000	-1000	25	21	19	19	19
	0.25	-1000	-1000	-1000	-1000	22	21	22
	0.3	-1000	-1000	-1000	-1000	25	23	22

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	17.4	17.84	16.14	15.33	14.11	12.87
	0.05	-99999.9	6.72	10.98	11.34	11.72	11.35	10.59
WACC [%]	0.1	-99999.9	4.23	9.09	10.02	10.6	10.52	9.95
7	0.15	-99999.9	1.92	7.37	8.67	9.51	9.65	9.27
	0.2	-99999.9	1.22	6.46	7.89	8.49	8.76	8.56
	0.25	-99999.9	-99999.9	4.1	5.99	7.36	7.87	7.49
	0.3	-99999.9	-99999.9	2.65	4.81	6.39	7.06	7.24

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	17.4	17.84	16.14	15.33	14.11	12.87
	0.05	-99999.9	6.72	10.98	11.34	11.72	11.35	10.59
WACC [%]	0.1	-99999.9	4.23	9.09	10.02	10.6	10.52	9.95
8	0.15	-99999.9	1.92	7.37	8.67	9.51	9.65	9.27
	0.2	-99999.9	1.22	6.46	7.89	8.49	8.76	8.56
	0.25	-99999.9	-99999.9	4.1	5.99	7.36	7.87	7.49
	0.3	-99999.9	-99999.9	2.65	4.81	6.39	7.06	7.24

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	17.4	17.84	16.14	15.33	14.11	12.87
	0.05	-99999.9	6.72	10.98	11.34	11.72	11.35	10.59
WACC [%]	0.1	-99999.9	4.23	9.09	10.02	10.6	10.52	9.95
9	0.15	-99999.9	1.92	7.37	8.67	9.51	9.65	9.27
	0.2	-99999.9	1.22	6.46	7.89	8.49	8.76	8.56
	0.25	-99999.9	-99999.9	4.1	5.99	7.36	7.87	7.49
	0.3	-99999.9	-99999.9	2.65	4.81	6.39	7.06	7.24

	PV [MWh/MWh] >>	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	Opslag [kWh/MWh]			IRR	[k€]			
	0	-99999.9	17.4	17.84	16.14	15.33	14.11	12.87
	0.05	-99999.9	6.72	10.98	11.34	11.72	11.35	10.59
WACC [%]	0.1	-99999.9	4.23	9.09	10.02	10.6	10.52	9.95
10	0.15	-99999.9	1.92	7.37	8.67	9.51	9.65	9.27
	0.2	-99999.9	1.22	6.46	7.89	8.49	8.76	8.56
	0.25	-99999.9	-99999.9	4.1	5.99	7.36	7.87	7.49
	0.3	-99999.9	-99999.9	2.65	4.81	6.39	7.06	7.24