



Accusystemen in de utiliteitsbouw

Het ontwikkelen van een model voor de advisering in
accu-systemen bij NOM-utiliteitsgebouwen

Datum: 8 juni 2018
Projectnr: 1590
Status: Definitief
Auteur(s): S. Korpershoek
Studentnr.: 14010305
Opleiding: Climate & Management
Instelling: De Haagse Hogeschool



Voorwoord

Voor u ligt het onderzoeksrapport ‘accusystemen in de utiliteitsbouw’, dat ik heb geschreven in het kader van mijn afstuderen aan de opleiding Climate & Management aan de Haagse Hogeschool en in opdracht van adviesbureau Merosch. Van februari 2018 tot en met juni 2018 ben ik bezig geweest met dit afstudeeronderzoek.

Het afstuderen was een leerzaam proces, waarbij ik me volledig kon richten op een van de meest actuele onderwerpen van de energietransitie: energieopslag. Alle tijd en energie die ik in dit project heb gestopt, hebben geleid tot een resultaat waar ik trots op ben. Ik wil een aantal mensen bedanken die hier elk op hun eigen manier aan hebben bijgedragen.

Ik wil beginnen met het bedanken van mijn bedrijfsbegeleider, Robbert van Rijswijk. De vele contactmomenten die wij met elkaar hebben gehad heb ik als zeer positief ervaren. Jouw ondersteuning heeft me geholpen om de kwaliteit van mijn onderzoek te verhogen. Runa en Bart, bedankt voor het testen van de conceptversie van mijn rekenmodel en jullie waardevolle feedback. Ook wil ik al mijn andere collega’s bedanken voor de oprechte interesse en de leuke werksfeer. Het was fijn dat ik altijd bij jullie terecht kon met mijn vragen.

Ook wil ik Bjørn Jansen, mijn eerste beoordelaar, bedanken voor de ondersteuning op het proces en het leveren van vernieuwende inzichten. Joep de Groot, mijn tweede beoordelaar, wil ik bedanken voor zijn nuttige tips en tricks voor mijn rekenmodel.

Ik wil ook Maarten Staats en Henri Bontenbal bedanken voor hun medewerking aan een interview. Jullie expertise heb ik goed kunnen gebruiken in mijn onderzoek.

Ten slotte wil ik mijn familie, vrienden en vriendin bedanken. Jullie continue vertrouwen, motiverende woorden en de momenten die ik met jullie heb beleefd, gaven mij steun tijdens alle fasen van mijn studie.

Sven Korpershoek,

Bodegraven, juni 2018

Samenvatting

Energieopslag op gebouwniveau zal in de toekomst een belangrijke rol gaan spelen. Het is wenselijk dat Merosch haar opdrachtgevers kan adviseren over een optimaal accusysteem dat past bij de gebouwsituatie, waarbij het vaak gaat om NOM-utiliteitsgebouwen. Op dit moment heeft Merosch echter onvoldoende kennis en middelen om dit te kunnen doen.

Het doel van het onderzoek is om een gevalideerd rekenmodel te ontwikkelen waarmee het optimale accusysteem voor een NOM-utiliteitsgebouw kan worden bepaald, op basis van de elektriciteitsstromen van het gebouw en de financiële kaders voor afrekening van elektriciteit. Hiervoor is de volgende hoofdvraag opgesteld: *Hoe kan een optimaal accusysteem worden bepaald voor een NOM-utiliteitsgebouw, op basis van elektriciteitsstromen van het gebouw en de financiële kaders voor afrekening van elektriciteit?*

Om antwoord te kunnen geven op de hoofdvraag is eerst een conceptueel model opgesteld, waarin alle aspecten in kaart zijn gebracht die invloed hebben op een optimaal accusysteem. Een optimaal accusysteem is hierbij het accusysteem dat leidt tot de laagste levensduurkosten van het elektriciteitssysteem over 25 jaar. Een belangrijk onderdeel van deze levensduurkosten wordt gevormd door elektriciteitskosten, omdat een deel van de elektriciteitskosten kan worden bespaard door toepassing van een accusysteem. Aan de hand van het conceptueel model is een energetisch en een financieel gedeelte voor het model ontwikkeld, die gecombineerd de levensduurkosten kunnen berekenen. Ook is er een marktinventarisatie gedaan van toepasbare accusystemen voor scholen en kantoren. Dit heeft geleid tot een volledig rekenmodel, waarmee het optimale accusysteem voor scholen en kantoren kan worden bepaald.

Ten slotte is het kantoorpand van Merosch als casus genomen om te analyseren in welke mate een accusysteem kan leiden tot financieel voordeel. Uit deze analyse blijkt dat aan de hand van het ontwikkelde rekenmodel een optimaal accusysteem kan worden bepaald, door te zoeken naar de accusysteemp parameters, waarbij de levensduurkosten zo laag mogelijk zijn.

Echter is ook duidelijk geworden dat accusystemen op dit moment niet rendabel zijn in nul-op-de-meter kantoren en scholen, omdat de elektriciteitskostenbesparing niet opweegt tegen de kosten die een accusysteem met zich mee brengt. De relatief lage elektriciteitskostenbesparing wordt grotendeels veroorzaakt doordat een accusysteem het eigen verbruik van een kantoor of school slechts in beperkte mate verhoogd.

Het gevolg is dat een rendabele business-case alleen nog haalbaar is, wanneer de kosten voor een accusysteem ook zeer laag zijn. Op dit moment zijn deze kosten veel te hoog. De meest bepalende factor is hierin de investering voor een accusysteem. Er is gebleken dat een accusysteem pas rendabel zou zijn bij investeringskosten van circa €178/kWh bruikbare capaciteit of lager, uitgaande van de situatie van Merosch en een 10 kWh accusysteem. Dit betekent een kostendaling van 86% ten opzichte van de gemiddelde investeringskosten van accusystemen in 2017.

Inhoudsopgave

Voorwoord	3
Samenvatting	4
Lijst van figuren en tabellen	7
Lijst van gebruikte definities en begrippen	8
1 Inleiding	9
1.1 Aanleiding en achtergrond	9
1.2 Probleemstelling	9
1.3 Doelstelling	9
1.4 Afbakening	10
1.5 Hoofd- en deelvragen	10
2 Modelopzet	11
2.1 Beschrijving modelaspecten en onderlinge relaties	11
2.2 Conceptualisatie van model	16
3 Modelling elektriciteitsstromen	17
3.1 Modelling elektriciteitsverbruiksprofiel	18
3.2 Modelling elektriciteitsopwekkingsprofiel	27
3.3 Modelling energiestromen accu en elektriciteitsnet	30
4 Overzicht accusystemen	31
4.1 Beschrijving technische specificaties	31
4.2 Marktoverzicht technisch	36
4.3 Marktoverzicht financieel	38
4.4 Rekenwaarden model	39
5 Financiële kaders	40
5.1 Elektriciteitsprijzen	40
5.2 Subsidieregelingen	46
5.3 Prijzen pv-systemen	47
5.4 Prijzen elektriciteitsaansluiting	47
6 Casus en gevoeligheidsanalyse	49
6.1 Basiscasus	49
6.2 Gevoeligheidsanalyse	53
6.3 Financiële scenario's voor een rendabel accusysteem	57

7	Conclusies.....	58
7.1	De bepalende aspecten voor een optimaal accusysteem en hun onderlinge relaties	58
7.2	Methode voor het berekenen van elektriciteitsstromen.....	58
7.3	Toepasbare accusystemen in NOM-utiliteitsbouw en hun eigenschappen	59
7.4	Financiële kaders voor afrekening van elektriciteit	59
7.5	Validatie van de optimalisatie	60
7.6	De hoofdvraag	61
8	Bibliografie	62
9	Bijlagen.....	65
9.1	Bijlage 1: Programma van eisen voor de accu-designer	66
9.2	Bijlage 2: Tabel van Hespul	69
9.3	Bijlage 3: Kwalitatieve analyse lithium-ion materiaalcombinaties	70
9.4	Bijlage 4: Toelichting elektriciteitsprijzen	71
9.5	Bijlage 5: Transcripties van interviews over financiële scenario's	72

Lijst van figuren en tabellen

Figuur 1: Schematische weergave levensduurkosten en deelaspecten.....	11
Figuur 2: Modelconceptualisatie.	16
Figuur 3: Elektriciteitsstromen binnen beschouwing.	17
Figuur 4: Schematische weergave DC-koppeling en AC-koppeling van accu	32
Figuur 5: Ontwikkeling Duitse accu-systeemprijs van mei 2013 tot april 2017.	38
Figuur 6: Verwachte prijsontwikkeling van accutechnologieën tussen 2016 en 2030	39
Figuur 7: Marktprijzen elektriciteit in euro/MWh	40
Figuur 8: Marktprijs en variabele leveringskosten 2007-2016.....	41
Figuur 9: Marktprijsscenario's elektriciteit in €/MWh.....	41
Figuur 10: Energiebelasting op elektriciteit 2011-2018.....	42
Figuur 11: Belastingvermindering 2011-2018	43
Figuur 12: ODE-heffing 2013-2023	44
Figuur 13: Resultaten casus - hoofdlijnen	50
Figuur 14: Resultaten casus – jaarlijks elektriciteitsverbruik per categorie.	50
Figuur 15: Resultaat casus – vermogensverdeling gedurende een jaar.....	50
Figuur 16: Resultaat casus - energiebalansen voor vier weken in verschillende seizoenen in referentiesituatie	51
Figuur 17: Resultaat casus - energiebalansen voor vier weken in verschillende seizoenen in nieuwe situatie (met accusysteem).	51
Figuur 18: Resultaat casus - energiebalans per jaar in referentiesituatie.....	52
Figuur 19: Resultaat casus: energiebalans per jaar in nieuwe situatie (met accusysteem).	52
Figuur 20: Instralingsdiagram: tabel van Hespul	69
Tabel 1: Seizoensafhankelijke weegfactoren voor gewogen graaduren.....	19
Tabel 2: Warmtebehoefte warm tapwater	22
Tabel 3: Systeemverliezen pv-systeem.....	28
Tabel 4: Rekenwaarden temperatuur en lage-instralingsverliezen	28
Tabel 5: Vergelijking technische specificaties accu-omvormers.....	36
Tabel 6: Vergelijking technische specificaties accu's	37
Tabel 7: Nederlandse accu-systeemprijs in de eerste helft 2017.	38
Tabel 8: Typische rekenwaarden accu's.	39
Tabel 9: Typische rekenwaarden accu-omvormers.	39
Tabel 10: Typische rekenwaarden prijs accusystemen.....	39
Tabel 11: Gemiddelde prijsstijging per jaar 2016-2035	42
Tabel 12: Gemiddelde stijging ODE-heffing 2013 t/m 2023	44
Tabel 13: Scenario's elektriciteitsprijzen.	45
Tabel 14: Hoogte terugleversubsidie op basis van aannames in ECN studie	46
Tabel 15: Tarieven elektriciteitsaansluiting kleinverbruik	47
Tabel 16: Tarieven elektriciteitsaansluiting grootverbruik	47
Tabel 17: Gevoeligheid accucapaciteit	53
Tabel 18: Gevoeligheid investeringskosten accusysteem.....	54
Tabel 19: Gevoeligheid elektriciteitsprijs	55
Tabel 20: Gevoeligheid levensduur accusysteem	56
Tabel 21: Gevoeligheid terugleversubsidie.....	56
Tabel 22: Vergelijking van lithium-ion accutechnologieën incl. voor- en nadelen.....	70

Lijst van gebruikte definities en begrippen

Accu-designer: benaming voor het rekenmodel dat het optimale accusysteem voor een NOM-utiliteitsgebouw kan bepalen.

Nul-op-de-meter gebouwen (NOM-gebouwen): bij een nul-op-de-meter gebouw zijn de in- en uitgaande energiestromen voor gebouwgebonden energie (o.a. ruimteverwarming, -koeling, warm tapwater gebruik) en het gebruik van apparatuur op jaarbasis per saldo nul, onder standaard klimaatcondities zoals die gelden in Nederland en bij gemiddeld gebruik van het gebouw, zoals vastgelegd in de ontwerputgangspunten en onderbouwd door Nederlandse normen (RVO, 2018).

Optimaal accusysteem: het accusysteem dat leidt tot de laagste levensduurkosten van het elektriciteitssysteem over een levensduur van 25 jaar.

Vrije invoergegevens: invoergegevens die in de accu-designer zijn verwerkt en aanpasbaar zijn voor de gebruiker.

Statische invoergegevens: invoergegevens die in de accu-designer zijn verwerkt en niet aanpasbaar zijn voor de gebruiker.

Elektriciteitssysteem: de combinatie van componenten die nodig is voor het opwekken, opslaan en gebruiken van elektriciteit binnen een NOM-utiliteitsgebouw, namelijk pv-systeem, accusysteem en elektriciteitsaansluiting.

Pv-systeem: de combinatie van componenten die nodig is voor het opwekken van elektriciteit uit zonlicht en de omzetting van opgewekte elektriciteit in bruikbare wisselstroom voor een gebouw, namelijk zonnepanelen, omvormer, bekabeling en montagesysteem.

Accu-systeem: de combinatie van componenten die nodig is voor het opslaan van elektriciteit voor later gebruik, namelijk accu, omvormer en bekabeling.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding en achtergrond

Er is behoefte aan kennis en middelen om energieopslag op gebouwniveau beter te kunnen integreren in toekomstige onderzoeken en ontwerpen. Merosch heeft geconstateerd dat energieopslag op gebouwniveau in de toekomst een belangrijke rol zal gaan spelen. Het is wenselijk dat Merosch haar opdrachtgevers kan adviseren over een optimaal accusysteem dat past bij de gebouwsituatie. Vaak gaat het hierbij om NOM-utiliteitsgebouwen.

De opkomst van energieopslag op gebouwniveau heeft twee belangrijke oorzaken. Ten eerste de aanpassing van de salderingsregeling, ten tweede de teruglevering van zelf-opgewekte stroom aan het elektriciteitsnet. De huidige salderingsregeling zorgt er voor dat iedereen zelf-opgewekte stroom aan het elektriciteitsnet kan leveren en op een later moment weer kan onttrekken, zonder dat daar financiële consequenties aan verbonden zijn. Deze regeling gaat veranderen in de toekomst, waardoor het uitwisselen van zelf-opgewekte stroom met het elektriciteitsnet niet langer zonder financiële gevolgen voor de gebruiker kan plaatsvinden. Daarnaast kan teruglevering van zelf-opgewekte zonnestroom zorgen voor enorme pieken in het elektriciteitsnet en daarmee tot grote problemen voor de netbeheerder zorgen. Energieopslag wordt aantrekkelijk, omdat stroomuitwisseling met het elektriciteitsnet overbodig wordt en het daarmee een oplossing kan bieden voor beide problemen.

Bovengenoemde punten zijn voor Merosch dan ook de belangrijkste redenen om na te gaan denken over energieopslag. Een bijkomende reden is dat Merosch recent een nieuw pand heeft aangekocht dat zeer duurzaam is gerenoveerd. In dit nieuwe pand willen ze wellicht ook een energieopslagsysteem realiseren, waarvoor de onderzoeksresultaten van de afstudeeropdracht erg interessant zijn.

1.2 Probleemstelling

Er is geen ondersteunend, gevalideerd middel aanwezig waarmee kan worden bepaald wat het optimale accusysteem is voor een NOM-utiliteitsgebouw, gebaseerd op de elektriciteitsstromen van het gebouw en de financiële kaders voor afrekening van elektriciteit. Daarom heeft Merosch op dit moment onvoldoende kennis en middelen om energieopslag op gebouwniveau te kunnen integreren in ontwerpen en onderzoeken.

1.3 Doelstelling

Het doel van het onderzoek is om een gevalideerd middel (rekenmodel) te ontwikkelen waarmee het optimale accusysteem voor een NOM-utiliteitsgebouw kan worden bepaald, op basis van de elektriciteitsstromen van het gebouw en de financiële kaders voor afrekening van elektriciteit. De integratie van energieopslag in onderzoeken en ontwerpen moet hierdoor worden versimpeld.

1.4 Afbakening

De afbakening van de opdracht heeft vooral te maken met het type projecten waar het beoogde rekenmodel in eerste instantie voor bedoeld is.

Onderwerp	Binnen beschouwing	Buiten beschouwing	Toelichting
Bouwtype	Utiliteitsbouw	Woningbouw	Utiliteitsbouw is de grootste doelgroep van Merosch
Gebruiksfuncties	Scholen, kantoren	Overig	Binnen utiliteitsbouw zijn scholen en kantoren de grootste doelgroep van Merosch
Energieprestatie	Nul-op-de-meter	Overig	Grote doelgroep van Merosch (Schokker, 2018)
Energieopwekking	Gebouwen met pv-opwekking	Gebouwen zonder pv-opwekking of combinatie van opwekkingsbronnen	Pv-opwekking komt het meest voor bij NOM-utiliteitsbouw. Andere opwekkingsbronnen hebben ook andere productieprofielen en dat heeft invloed op de berekeningen.
Vormen van energieopslag	Elektrochemische opslag (accusystemen)	Mechanische opslag, thermische opslag en chemische opslag	Elektrochemische opslag is het meest gangbaar om toe te passen op gebouwniveau (van de Vegte, van Melzen, & van der Spek, Nationaal actieplan energieopslag, 2016).

1.5 Hoofd- en deelvragen

Aansluitend op de probleem- en doelstelling zijn hoofd- en deelvragen geformuleerd.

Hoofdvraag:

Hoe kan een optimaal accusysteem worden bepaald voor een NOM-utiliteitsgebouw, op basis van elektriciteitsstromen van het gebouw en de financiële kaders voor afrekening van elektriciteit?

Deelvragen:

1. Welke aspecten zijn van invloed op de bepaling van het optimale accusysteem en waar liggen hun onderlinge relaties?
2. Hoe kan de grootte van elektriciteitsstromen tussen pv-systeem, gebruiker, accusysteem en elektriciteitsnet over de loop van een dag worden bepaald?
3. Welke accusystemen zijn toepasbaar in NOM-utiliteitsbouw en welke technische en financiële eigenschappen hebben die systemen?
4. Welke financiële kaders gelden er voor de afrekening van elektriciteit over de levensduur van het elektriciteitssysteem?
5. Hoe kan de optimalisatie worden gevalideerd?

2 Modelopzet

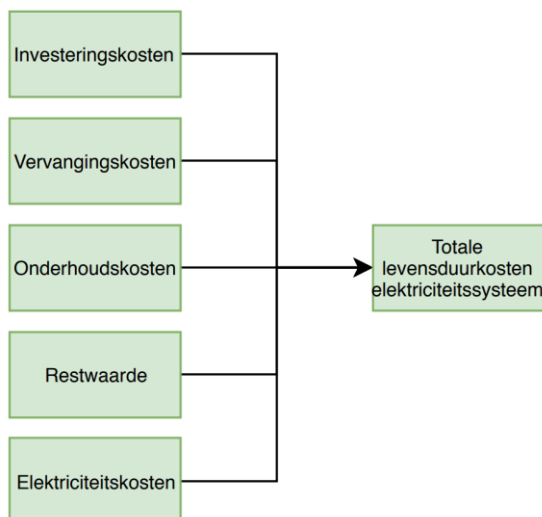
In dit hoofdstuk wordt de opzet van de accu-designer beschreven. Er wordt inzichtelijk gemaakt welke aspecten van invloed zijn op de bepaling van het optimale accusysteem voor een NOM-utiliteitsgebouw en waar hun onderlinge relaties liggen. Hiermee wordt duidelijk welke gegevens en tussenstappen de accu-designer nodig heeft om het optimale accusysteem te kunnen bepalen. De basis hiervoor is het programma van eisen voor de accu-designer (zie bijlage 1).

2.1 Beschrijving modelaspecten en onderlinge relaties

De accu-designer moet gebruikt kunnen worden om het optimale accusysteem te kunnen bepalen. Dit is dan ook het functioneel nut van het model. Het optimale accusysteem is door de opdrachtgever gedefinieerd als het accusysteem, dat leidt tot de laagste levensduurkosten van het elektriciteitssysteem. In het geval van een NOM-utiliteitsgebouw zijn er vijf deelaspecten van directe invloed op de totale levensduurkosten van het elektriciteitssysteem. Allereerst zijn er de kosten voor uitwisseling van elektriciteit met het elektriciteitsnet. Kortweg kunnen zij elektriciteitskosten worden genoemd. De overige vier kostenposten die een directe invloed hebben op de totale levensduurkosten van het elektriciteitssysteem zijn de investeringskosten, vervangingskosten, onderhoudskosten en restwaarde van de fysieke componenten, namelijk het pv-systeem, het accusysteem en de elektriciteitsaansluiting.

Vertaling naar het rekenmodel:

De belangrijkste uitvoergegevens van de accu-designer zijn de levensduurkosten van het elektriciteitssysteem, omdat hiermee het optimale accusysteem wordt bepaald. De levensduurkosten van het elektriciteitssysteem worden berekend als de som van elektriciteitskosten, investeringskosten, vervangingskosten, onderhoudskosten en restwaarde over de levensduur van het elektriciteitssysteem. Naar wens van de opdrachtgever wordt voor het elektriciteitssysteem een levensduur van 25 jaar gehanteerd, omdat dit overeenkomt met de levensduur van een pv-systeem. Op deze manier kan de accu-designer de totale levensduurkosten van het elektriciteitssysteem berekenen over de levensduur van een het bijbehorende pv-systeem.



Figuur 1: Schematische weergave levensduurkosten en deelaspecten.

2.1.1 Elektriciteitskosten

De elektriciteitskosten zijn essentieel voor het bepalen van de levensduurkosten van het elektriciteitssysteem. In elektriciteitskosten wordt onderscheid gemaakt tussen de jaarlijkse kosten voor de elektriciteitsaansluiting, de kosten voor elektriciteitslevering en de opbrengsten uit teruglevering.

Jaarlijkse kosten elektriciteitsaansluiting

De jaarlijkse kosten voor de elektriciteitsaansluiting verschillen per netbeheerder en zijn afhankelijk van meerdere kostencomponenten (zie bijlage 4).

Vertaling naar het rekenmodel:

De jaarlijkse kosten voor de elektriciteitsaansluiting zijn door de verschillende kostenposten erg variabel. In de accu-designer kunnen deze kosten automatisch worden berekend. Hierbij wordt gebruik gemaakt van de tarieven van Stedin, omdat deze verantwoordelijk is voor het netbeheer in de regio van Merosch (de casus). Daarnaast is er gekozen om een vrije invoer voor dit onderdeel te maken. Zo kan de gebruiker zelf het jaarlijkse bedrag voor de elektriciteitsaansluiting invoeren. Dit bedrag gemakkelijk worden gevonden via de website van de netbeheerder. Op deze manier wordt een accuraat en up-to-date getal gebruikt.

Kosten voor elektriciteitslevering en opbrengsten uit teruglevering van elektriciteit

De kosten voor elektriciteitslevering hangen af van hoeveelheid benodigde elektriciteit in combinatie met de prijs die per eenheid elektriciteit wordt betaald. De opbrengsten uit teruglevering van elektriciteit zijn afhankelijk van de hoeveelheid teruggeleverde elektriciteit in combinatie met de prijs die per eenheid elektriciteit wordt ontvangen.

Hoeveelheden elektriciteit:

Door elektriciteitsverbruik en elektriciteitsproductie van het gebouw over de loop van de dag met elkaar te vergelijken, kan de grootte van het elektriciteitstekort en het elektriciteitsoverschot op bepaalde momenten van de dag worden bepaald. Afhankelijk van het elektriciteitsoverschot of elektriciteitstekort kan worden bepaald hoeveel elektriciteit naar het accusysteem gaat en hoeveel elektriciteit aan het accusysteem wordt onttrokken. De hoeveelheid elektriciteit die het accusysteem kan opslaan en leveren, is ook afhankelijk van capaciteit, vermogen, rendement en ontladingsdiepte van het accusysteem (EnergySage, 2018). Als laatste stap kan worden bepaald hoeveel resterende elektriciteit nodig is vanuit het elektriciteitsnet, of hoeveel elektriciteit kan worden teruggeleverd aan het elektriciteitsnet.

Vertaling naar het rekenmodel:

De drie belangrijkste parameters om de hoeveelheid benodigde of voor teruglevering beschikbare elektriciteit te kunnen bepalen zijn zoals beschreven elektriciteitsverbruik, elektriciteitsproductie en elektriciteitsopslag over de loop van de dag.

Het elektriciteitsverbruik over de loop van de dag wordt in de accu-designer bepaald aan de hand van een gebruiksprofiel in combinatie met de grootte van het vloeroppervlak. Voor het berekenen van de elektriciteitsopbrengst wordt gebruik gemaakt van de methodiek van het ISSO-handboek voor zonne-energie in combinatie met de instalingsgegevens volgens de NEN 5050 en een instalingsdiagram. De elektriciteitsopslag over de loop van de dag wordt bepaald aan de hand van het elektriciteitstekort of elektriciteitsoverschot in combinatie met de technische eigenschappen van het accusysteem. De technische eigenschappen van diverse accusystemen worden ondergebracht in de ingebouwde database van de accu-designer.

Prijzen voor elektriciteit:

De prijs per eenheid benodigde of teruggeleverde elektriciteit hangt af van de elektriciteitsprijs. Hierin geldt een onderscheid tussen de elektriciteitsprijs voor levering en teruglevering.

Deze prijs hangt ook af van toekomstige, financiële ontwikkelingen, omdat een optimaal accusysteem over een levensduur van 25 jaar wordt bepaald. In het bijzonder zijn er twee relevante ontwikkelingen, namelijk:

- Ontwikkelingen in hoogte van de elektriciteitsprijs;
- Ontwikkelingen in de salderingsregeling.

Vertaling naar het rekenmodel:

De prijzen voor de levering en teruglevering van elektriciteit zijn als statische invoer verwerkt in de accu-designer. Afhankelijk van het ingevoerde energieverbruik, wordt de bijbehorende staffel van energiebelasting toegepast. Om toekomstige, financiële ontwikkelingen te ondervangen zijn een aantal scenario's voor de afrekening van elektriciteit ontwikkeld. De scenario's bevatten ontwikkelingen in de hoogte van elektriciteitsprijzen en ontwikkelingen subsidieregelingen. De gebruiker kan zelf een scenario kiezen om te gebruiken voor de berekening. Zo ontstaat er gebruiksgemak en flexibiliteit.

2.1.2 Investeringskosten

De investeringskosten zijn essentieel voor het bepalen van de levensduurkosten van het elektriciteitssysteem. De investeringskosten kunnen worden onderverdeeld in verschillende kostenposten, namelijk de investeringskosten van het pv-systeem, investeringskosten van het accusysteem en investeringskosten van de elektriciteitsaansluiting.

Investeringskosten pv-systeem

De investeringskosten voor een pv-systeem worden beïnvloed door de prijs voor de pv-modules, omvormers, bekabeling, montagesysteem en installatie.

Vertaling naar het rekenmodel:

In het rekenmodel zijn twee opties ingebouwd voor het bepalen van de investeringskosten van het pv-systeem. De eerste optie geeft een indicatie van de kosten aan de hand van het geïnstalleerd vermogen en de gemiddelde prijs per wattpiek. Bij de tweede optie kunnen de investeringskosten van het pv-systeem handmatig worden ingevoerd. De tweede optie geeft meer nauwkeurigheid indien de investeringskosten reeds bekend zijn door bijvoorbeeld opgevraagde offertes.

Investeringskosten accusysteem

Voor een accusysteem zijn de investeringskosten afhankelijk van de accu, omvormer, meter en installatie.

Vertaling naar het rekenmodel:

Investeringskosten voor verschillende accusystemen zijn in de accu-designer ondergebracht in een database. Hierdoor is het rekenmodel in staat om meerdere accusystemen tegelijk door te rekenen.

Investeringskosten elektriciteitsaansluiting

De investeringskosten voor de elektriciteitsaansluiting zijn de eenmalige kosten voor de aanleg van de elektriciteitsaansluiting door de netbeheerder. De tarieven verschillen per netbeheerder en zijn daarnaast afhankelijk van de te installeren capaciteit (Liander, 2018). Ook zijn ze afhankelijk van het type operatie, voor een compleet nieuwe elektriciteitsaansluiting zijn de kosten namelijk hoger dan bij wijzigen van een bestaande elektriciteitsaansluiting (Stedin, 2018).

Vertaling naar het rekenmodel:

De eenmalige kosten voor de elektriciteitsaansluiting zijn, net als de jaarlijkse kosten voor de elektriciteitsaansluiting, zeer variabel. In de accu-designer kunnen deze kosten automatisch worden berekend, waarbij wordt uitgegaan van de tarieven van Stedin. Ook is er een vrije invoer aanwezig in de accu-designer, waar de gebruiker zelf het eenmalige investeringsbedrag voor de elektriciteitsaansluiting kan invoeren. Op deze manier wordt een accuraat en up-to-date getal gebruikt, waar de accu-designer verder mee kan rekenen.

2.1.3 Vervangingskosten

De vervangingskosten hebben directe invloed op de levensduurkosten van het elektriciteitssysteem. De vervangingskosten kunnen worden onderverdeeld in verschillende kostenposten, namelijk de vervangingskosten van het pv-systeem en de vervangingskosten van het accusysteem.

Vervangingskosten pv-systeem

Over de tijdsperiode van 25 jaar brengt een pv-systeem vervangingskosten met zich mee. Dit gaat niet over de pv-panelen, want die gaan gemiddeld 25 jaar mee (Essent, 2018). Wel moet de omvormer in veel gevallen vervangen worden na een bepaalde periode, afhankelijk van het type. Een stringomvormer heeft een gemiddelde levensduur van 10 jaar, omvormers met optimizers hebben een gemiddelde levensduur van 17,5 jaar en micro-omvormers hebben een gemiddelde levensduur van 25 jaar (Solar Value, 2018). De vervangingskosten voor het pv-systeem zijn daarmee volledig afhankelijk van de omvormer.

Vertaling naar het rekenmodel:

In de accu-designer is een optie ingebouwd voor het bepalen van de vervangingskosten van het pv-systeem. Zoals beschreven, moet in 25 jaar alleen de omvormer wellicht worden vervangen, afhankelijk van het type omvormer. De kosten van de omvormer zijn vaak ongeveer 20% van de investering (Offerte Adviseur, 2018). Daarom kunnen de vervangingskosten voor het pv-systeem worden berekend door een percentage van de investeringskosten van het pv-systeem in rekening te brengen.

Vervangingskosten accusysteem

De vervangingskosten van het accusysteem bestaan uit de vervangingskosten voor de accu-omvormer en de accu. De levensduur van een zowel accu als accu-omvormer ligt rond de 10 jaar, ervan uitgaande dat de accu 1 keer per dag geladen en ontladen wordt (Clean Energy Council, 2018). Het accusysteem moet als geheel dus eens in de 10 jaar worden vervangen.

Vertaling naar het rekenmodel:

In de accu-designer worden de vervangingskosten berekend aan de hand van de investeringskosten van een accusysteem, vermenigvuldigd met de kostendaling van het accu-systeem na een bepaald aantal jaar.

2.1.4 Onderhoudskosten

Onderhoudskosten zijn van invloed op levensduurkosten van het elektriciteitssysteem. De onderhoudskosten zijn opgesplitst in onderhoudskosten voor het pv-systeem en voor het accusysteem.

Onderhoudskosten pv-systeem

Pv-systemen zijn nagenoeg onderhoudsvrij, maar er kunnen soms toch onderhoudskosten aanwezig zijn. Er kan namelijk worden gekozen voor het laten uitvoeren van een periodieke reinigingsbeurt van het pv-systeem. Een ander aspect van onderhoudskosten kan bestaan uit inspectiekosten. Verder wordt soms de keuze gemaakt voor periodieke, technische inspecties (Tenten Solar, 2018).

Vertaling naar het rekenmodel:

De onderhoudskosten van het pv-systeem worden bepaald door een percentage van de investering in rekening te brengen.

Onderhoudskosten accusysteem

Accusystemen kunnen onderhoudskosten met zich mee brengen, wanneer wordt gekozen voor een periodieke, technische inspectie (Clean Energy Council, 2018).

Vertaling naar het rekenmodel:

De onderhoudskosten van het accusysteem worden bepaald door een percentage van de investering in rekening te brengen.

2.1.5 Restwaarde

De restwaarde heeft invloed op de totale levensduurkosten van het elektriciteitssysteem. Restwaarde kan worden onderverdeeld in de restwaarde van het pv-systeem en de restwaarde van het accusysteem.

Restwaarde pv-systeem

De restwaarde van een pv-systeem is afhankelijk van zijn investeringskosten, levensduur en leeftijd. Aangezien in 25 jaar tijd alleen de omvormer vervangen hoeft te worden, geldt dat de restwaarde voor het pv-systeem volledig afhankelijk is van de restwaarde van de omvormer.

Vertaling naar rekenmodel:

De restwaarde van een pv-systeem is alleen afhankelijk van de restwaarde van de omvormer. De restwaarde van de omvormer wordt berekend aan de hand van zijn investeringskosten, levensduur, leeftijd en verwachte kostendaling per jaar. Hiermee kan namelijk de afschrijving per jaar worden berekend en daarmee hoeveel het pv-systeem nog waard is na 25 jaar.

Restwaarde accusysteem

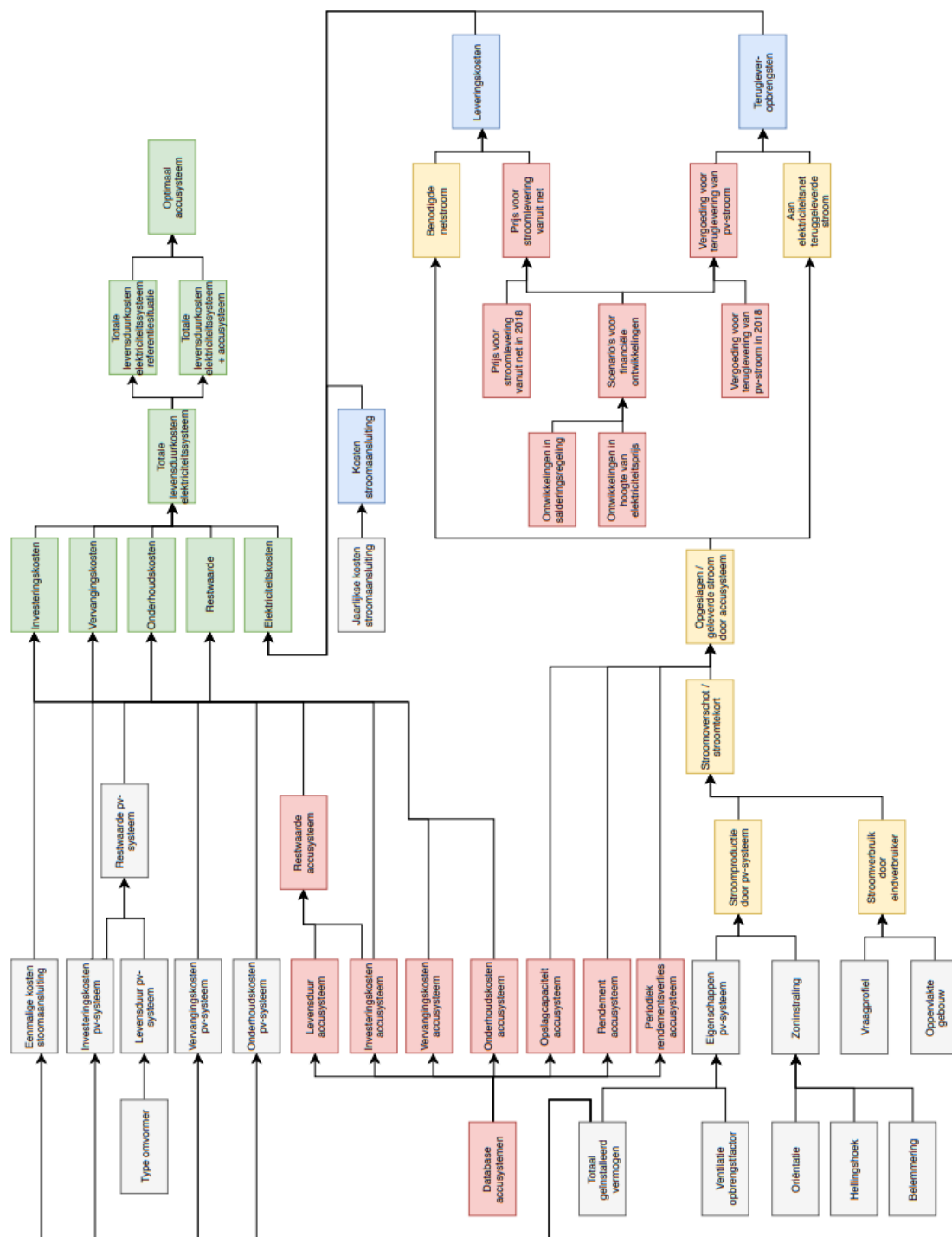
De restwaarde van een accusysteem is afhankelijk van zijn investeringskosten, levensduur en leeftijd.

Vertaling naar rekenmodel:

De restwaarde van een accusysteem wordt in berekend aan de hand van zijn investeringskosten, levensduur, leeftijd en verwachte kostendaling per jaar. Hiermee kan de afschrijving per jaar worden berekend en daarmee hoeveel het accusysteem nog waard is na 25 jaar.

2.2 Conceptualisatie van model

Wanneer alle beschreven aspecten en relaties in een blokschema worden verwerkt, ontstaat een conceptualisatie van het rekenmodel. De conceptualisatie is hieronder weergegeven. De witte blokken zijn vrije invoergegevens (d.w.z. aanpasbaar door de gebruiker), de rode blokken zijn statische invoergegevens (d.w.z. niet aanpasbaar door de gebruiker), de gele blokken zijn gerelateerd aan elektriciteitsstromen, de blauwe blokken zijn gerelateerd aan geldstromen en de groene blokken zijn uitvoergegevens.



Figuur 2: Modelconceptualisatie.

3 Modelling elektriciteitsstromen

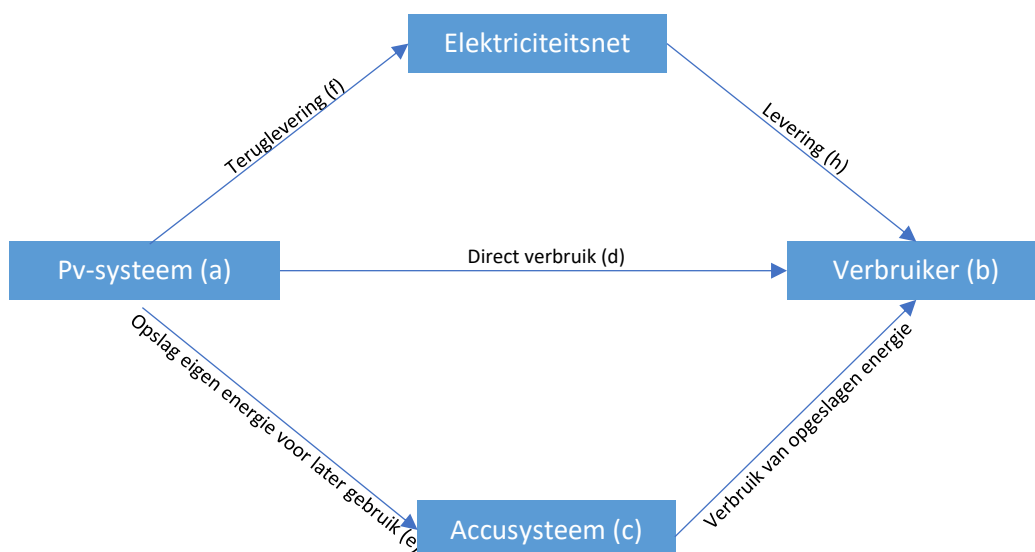
Dit hoofdstuk biedt richtlijnen voor de manier waarop de grootte van elektriciteitsstromen tussen pv-systeem, verbruiker, accusysteem en elektriciteitsnet over de loop van een dag kan worden bepaald. Dit leidt tot een methode die in de accu-designer wordt gebruikt voor het bepalen van deze elektriciteitsstromen op uurbasis.

Het rekenen op uurbasis minder nauwkeurig is dan rekenen per half uur, kwartier of per vijf minuten, omdat met name de zoninstraling in korte tijd sterk kan veranderen en dit invloed heeft op de overige energiestromen. Toch is er gekozen om op uurbasis te rekenen, omdat data voor kleinere tijdsintervallen in beperkte mate beschikbaar is. Zo is klimaatdata alleen op uur- en dagbasis bekend.

Om de grootte van elektriciteitsstromen tussen pv-systeem, verbruiker, opslagsysteem en elektriciteitsnet te bepalen, wordt deze elektriciteitsstromen allereerst nader toegelicht. In overleg met de opdrachtgever is bepaald dat de accu-designer verschillende stromen op uurbasis moet kunnen berekenen, namelijk:

- Hoeveelheid opgewekte elektriciteit door pv-systeem [kWh];
- Hoeveelheid verbruikte elektriciteit door verbruiker [kWh];
- Acculading van het accusysteem [kWh];
- Hoeveelheid direct verbruikte pv-stroom door eindverbruiker [kWh];
- Hoeveelheid opgeslagen pv-stroom in accusysteem [kWh];
- Hoeveelheid teruggeleverde pv-stroom aan elektriciteitsnet [kWh];
- Hoeveelheid verbruikte stroom uit opslag door eindverbruiker [kWh];
- Hoeveelheid geleverde netstroom aan eindverbruiker [kWh];

Schematisch ziet dat er als volgt uit:



Figuur 3: Elektriciteitsstromen binnen beschouwing.

3.1 Modelling elektriciteitsverbruiksprofiel

Wanneer elektriciteitsverbruik op uurbasis wordt bepaald, ontstaat een elektriciteitsverbruiksprofiel. Het elektriciteitsverbruik op uurbasis wordt bepaald door berekeningen die samengesteld zijn uit kengetallen en gegevens uit normen. In dit hoofdstuk worden deze berekening beschreven. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen verwarming, koeling, warm tapwater, ventilatie, verlichting en apparatuur.

3.1.1 Verwarming

Als verwarmingstoestel wordt uitgegaan van een warmtepomp, omdat deze in nagenoeg alle NOM-utiliteitsgebouwen wordt toegepast. Om het elektriciteitsverbruik voor verwarming ($E_{\text{verwarming}}$) te bepalen, dient het opnamevermogen van de warmtepomp te worden vermenigvuldigd met het aantal draaiuren.

$$E_{\text{verwarming}} [\text{kWh}] = P_{\text{opname}} [\text{kW}] * t [\text{uur}]$$

Aangezien het elektriciteitsverbruiksprofiel op uurbasis zal worden gegeneerd, geldt $t=1$. Om het opnamevermogen (P_{opname}) van de warmtepomp te berekenen zijn afgiftevermogen en rendement van de warmtepomp benodigd.

$$P_{\text{opname}} [\text{kW}] = P_{\text{afgifte}} [\text{kW}] / \text{COP} [-]$$

Door substitutie ontstaat een gecombineerde formule. Hieruit blijkt dat de parameters afgiftevermogen (P_{afgifte}), rendement (COP) en tijd (t) zijn van invloed zijn op het elektriciteitsverbruik voor verwarming. Het afgiftevermogen dient hierin gelijk te zijn aan de warmtebehoefte van het gebouw.

$$E_{\text{verwarming}} [\text{kWh}] = (P_{\text{afgifte}} [\text{kW}] / \text{COP} [-]) * t [\text{u}]$$

Berekening van het afgiftevermogen op uurbasis

Zoals blijkt uit bovenstaande formules, is het afgiftevermogen nodig om het elektriciteitsverbruik te bepalen. Hierbij is het van belang om te beseffen dat een warmtepomp niet altijd op zijn maximale afgiftevermogen draait, maar evenredig varieert met de warmtevraag van het gebouw die afhankelijk is van de weersomstandigheden. Om op uurbasis de koppeling te maken tussen afgiftevermogen en weersomstandigheden, worden gewogen graaduren gebruikt.

Het aantal graaduren (Σh) wordt gedefinieerd als het temperatuurverschil tussen de basistemperatuur (buitentemperatuur waarbij warmtepomp aan/uit gaat) en de buitentemperatuur tijdens een bepaald uur. Bij een buitentemperatuur hoger of gelijk aan de basistemperatuur, is het aantal graaduren altijd gelijk aan nul (NEN, 2008). De buitentemperaturen op uurbasis over een jaar, zijn in het rekenmodel verwerkt door overname uit het referentieklimaatjaar van de NEN 5060. De formule voor graaduren is:

$$\Sigma h [-] = T_{\text{basis}} [^{\circ}\text{C}] - T_{\text{buiten}} [^{\circ}\text{C}]$$

Gewogen graaduren zijn naast de buitentemperatuur ook nog afhankelijk van een seizoensafhankelijke weegfactor, zoals weergegeven in Tabel 1. Deze weegfactor dient om de invloed van wisselingen in seizoensafhankelijke weersomstandigheden op de berekening te minimaliseren. Door deze weegfactor te vermenigvuldigen met het aantal graaduren, ontstaat het aantal gewogen graaduren (MinderGas, 2018).

Tabel 1: Seizoensafhankelijke weegfactoren voor gewogen graaduren. Overgenomen van (MinderGas, 2018).

Seizoen	Weegfactor
April t/m september	0,8
Maart en oktober	1,0
November t/m februari	1,1

Voor het berekenen van gewogen graaddagen geldt de formule:

$$gw. \Sigma h [-] = (T_{basis} [^{\circ}C] - T_{buiten} [^{\circ}C]) * weegfactor [-]$$

Om het afgiftevermogen van de warmtepomp voor elk uur te berekenen, wordt aangenomen dat de warmtepomp op vollast draait bij 23 gewogen graaduren en uit staat bij 0 gewogen graaduren, uitgaande van een ontwerptemperatuur van -10 °C en basistemperatuur van 13 °C. Wanneer de buitentemperatuur ergens tussen de referentietemperaturen ligt, bijvoorbeeld 2 °C, wordt het vermogen van de warmtepomp bepaald door interpolatie tussen deze waarden. Hoewel een basistemperatuur van 13 °C is representatief voor de meeste NOM-utiliteitsgebouwen, kan deze door de gebruiker worden aangepast. Dit is bijvoorbeeld wenselijk bij een gebouw met extreem hoge isolatiewaarden. De berekening van het afgiftevermogen zal hierop worden aangepast.

Dit leidt tot de volgende formule voor de berekening van het afgiftevermogen per uur.

$$P_{afgifte} [kW] = gw. \Sigma h [-] / (T_{basis} [^{\circ}C] - T_{ontwerp} [^{\circ}C]) * P_{afgifte_max} [kW]$$

In deze formule geldt dat het maximale afgiftevermogen ($P_{afgifte_max}$) gelijk dient te zijn aan de warmtebehoefte van een gebouw bij een ontwerptemperatuur van -10 °C. Om dit te berekenen kan gebruik worden gemaakt van een kengetal en de gebruiksoppervlakte. In de accu-designer zijn daarom vrije invoervelden gemaakt waar de gebruiker de warmtebehoefte bij -10 °C [W/m^2] en het gebruiksoppervlak van het gebouw [m^2] in kan voeren. Het resultaat is de totale warmtebehoefte van het gebouw bij een ontwerptemperatuur van -10 °C, die gelijk is aan het maximale afgiftevermogen van de warmtepomp. Indien het maximale afgiftevermogen van de warmtepomp al bekend is, kan dit ook rechtstreeks door de gebruiker worden ingevoerd. De formule voor het maximale afgiftevermogen van de warmtepomp is:

$$P_{afgifte_max} [kW] = P_{behoefte_totaal} [kW] = Q_{behoefte_m2} [W] * Ag [m^2] / 1000$$

Aan de hand van het maximale afgiftevermogen van de warmtepomp, in combinatie met de gebruikte referentietemperaturen en het aantal graaduren op een bepaalde tijd, kan het afgiftevermogen dus per uur worden berekend.

Berekening van het opnamevermogen op uurbasis

Met behulp van het rendement van de warmtepomp, dat wordt ingevoerd door de gebruiker, kan het opgenomen vermogen nu ook voor elk uur worden bepaald volgens de onderstaande formule.

$$P_{opname} [kW] = P_{afgifte} [kW] / COP [-]$$

Voorbeeldberekening verwarming

In een gebouw staat een warmtepomp met een afgiftevermogen van 20 kW en een door de fabrikant gespecificeerde COP van 4,5. De basistemperatuur is door de gebruiker ingesteld op 13 °C. Op 3 januari om 11:00 uur is het 4,3 °C. Dit betekent dat er sprake is van $13 - 4,3 = 8,7$ graaduren. Aangezien voor januari een weegfactor geldt van 1,1, is het aantal gewogen graaduren $8,7 * 1,1 = 9,57$. Voor het afgiftevermogen geldt: $9,57 / 23 * 20 = 8,32$ kW. Voor het opnamevermogen geldt: $8,32 / 4,5 = 1,85$ kW. Omdat het elektriciteitsverbruik over een uur wordt berekend, is het elektriciteitsverbruik: $1,85 * 1 = 1,85$ kWh.

Gegevensinvoer in accu-designer

Naar aanleiding van de benodigde berekeningen is besloten dat de volgende invoerparameters door de gebruiker kunnen worden ingevoerd in de accu-designer:

- Maximaal afgiftevermogen warmtepomp voor verwarming:
 - Warmtebehoefte bij een ontwerptemperatuur van -10 °C [W/m²];
 - Gebruiksoppervlakte van het gebouw [m²];
- Basistemperatuur verwarming [°C] (standaard 13 °C);
- Ontwerptemperatuur verwarming [°C] (standaard -10 °C);
- Rendement warmtepomp verwarming [COP].

Met bovenstaande invoerparameters in combinatie met de referentieklimaatgegevens uit de NEN 5060 en methode voor gewogen graaduren, kan het elektriciteitsverbruik van de warmtepomp voor elk uur van het jaar worden berekend, waardoor een elektriciteitsverbruiksprofiel voor verwarming.

3.1.2 Koeling

Voor koeling kan het elektriciteitsverbruiksprofiel op bijna dezelfde manier worden berekend als voor verwarming. Ook hier wordt uitgegaan van een warmtepomp. Om herhaling te voorkomen, worden hieronder slechts de verschillen benoemd in de berekening.

Verschillen in berekening van het afgiftevermogen op uurbasis

Er worden koeluren (Σk) gehanteerd in plaats van graaduren, maar het principe is hetzelfde. Het aantal koeluren is het temperatuurverschil tussen de basistemperatuur (buitentemperatuur waarbij warmtepomp aan/uit gaat) en de buitentemperatuur tijdens een bepaald uur. Alleen is het aantal koeluren nul bij een buitentemperatuur lager of gelijk aan de basistemperatuur, in tegenstelling tot graaduren. De formule voor koeluren is dan ook exact omgedraaid ten opzichte van de formule voor graaduren:

$$\Sigma k [-] = T_{\text{buiten}} [^{\circ}\text{C}] - T_{\text{basis}} [^{\circ}\text{C}]$$

Om het afgiftevermogen van de warmtepomp in koelbedrijf voor elk uur te berekenen, wordt aangenomen dat de warmtepomp op vollast draait bij 14 koeluren en uit staat bij 0 koeluren, uitgaande van een ontwerptemperatuur van 28 °C en basistemperatuur van 14 °C. Voor koeling is het niet wenselijk om een seizoen afhankelijke weegfactor toe te passen. Wanneer de buitentemperatuur ergens tussen de referentietemperaturen ligt, bijvoorbeeld 20 °C, wordt het vermogen van de warmtepomp bepaald door interpolatie tussen deze waarden. Ook hier kan de basistemperatuur door de gebruiker worden aangepast. Dit kan wenselijk zijn bij een gebouw met extreem hoge isolatiewaarden. De berekening voor het afgiftevermogen zal hierop worden aangepast.

Voor het afgiftevermogen geldt:

$$P_{\text{afgifte}} [\text{kW}] = \sum k [-] / (T_{\text{ontwerp}} [^{\circ}\text{C}] - T_{\text{basis}} [^{\circ}\text{C}]) * P_{\text{afgifte_max}} [\text{kW}]$$

In deze formule geldt dat het maximale afgiftevermogen ($P_{\text{afgifte_max}}$) gelijk dient te zijn aan de warmtelast van een gebouw bij een ontwerptemperatuur van 28 °C. Om dit te berekenen kan gebruik worden gemaakt van een kengetal en de gebruiksoppervlakte. In de accu-designer zijn daarom vrije invoervelden gemaakt waar de gebruiker de warmtelast bij 28 °C [W/m^2] en het gebruiksoppervlak van het gebouw [m^2] in kan voeren. Het resultaat is de totale warmtelast van het gebouw bij een ontwerptemperatuur van 28 °C, die gelijk is aan het maximale afgiftevermogen van de warmtepomp in koelbedrijf. Indien het maximale afgiftevermogen van de warmtepomp in koelbedrijf al bekend is, kan dit ook rechtstreeks door de gebruiker worden ingevoerd. De formule voor het maximale afgiftevermogen van de warmtepomp is:

$$P_{\text{afgifte_max}} [\text{kW}] = P_{\text{last_totaal}} [\text{kW}] = Q_{\text{last_m2}} [\text{W}] * A_g [\text{m}^2] / 1000$$

Aan de hand van het maximale afgiftevermogen van de warmtepomp, in combinatie met de gebruikte referentietemperaturen en het aantal koeluren op een bepaalde tijd, kan het afgiftevermogen per uur worden berekend. Vervolgens kan het opnamevermogen en elektriciteitsverbruik volgens dezelfde formules als voor verwarming worden berekend.

Voorbeeldberekening koeling

In een gebouw staat een warmtepomp met een afgiftevermogen van 20 kW en een COP voor koeling van 25. De basistemperatuur is door de gebruiker ingesteld op 14 °C. Op 15 augustus om 15:00 uur is het 20,4 °C. Dit betekent dat er sprake is van 20,4 - 14 = 6,4 koeluren. Voor het afgiftevermogen geldt: 6,4 / 14 * 20 = 9,14 kW. Voor het opnamevermogen geldt: 9,14 / 25 = 0,37 kW. Omdat het elektriciteitsverbruik over een uur wordt berekend, is het elektriciteitsverbruik: 0,37 * 1 = 0,37 kWh.

Gegevensinvoer in accu-designer

Naar aanleiding van de benodigde berekeningen is besloten dat de volgende invoerparameters door de gebruiker kunnen worden ingevoerd in de accu-designer:

- Maximaal afgiftevermogen warmtepomp voor koeling:
 - Warmtelast bij een ontwerptemperatuur van 28 °C [W/m^2];
 - Gebruiksoppervlakte van het gebouw [m^2];
- Basistemperatuur koeling [$^{\circ}\text{C}$] (standaard 13 °C);
- Ontwerptemperatuur koeling [$^{\circ}\text{C}$] (standaard 28 °C);
- Rendement warmtepomp koeling [COP].

Met bovenstaande invoerparameters in combinatie met de referentieklimaatgegevens uit de NEN 5060 en methode voor gewogen graaduren, kan het elektriciteitsverbruik van de warmtepomp voor elk uur van het jaar worden berekend, waardoor een elektriciteitsverbruiksprofiel voor koeling ontstaat.

3.1.3 Warm tapwater

Het elektriciteitsverbruiksprofiel voor warm tapwater wordt berekend op basis van de warmtebehoefte voor warm tapwater in combinatie met het opwekkingsrendement, afgifterendement en distributierendement. De volgende formule geldt voor het elektriciteitsverbruik ten behoeve van warm tapwater per uur:

$$E_{\text{tapwater}} [\text{kWh}] = Q_{\text{behoefte_uur}} [\text{kWh}] / (\eta_{\text{opwek}} [\%] * \eta_{\text{afgifte}} [\%] * \eta_{\text{distributie}} [\%])$$

Het elektriciteitsverbruik voor warm tapwater wordt in de accu-designer berekend tijdens alle uren van een jaar die vallen binnen de gebruikstijden van het gebouw. Zo ontstaat een verbruiksprofiel voor een heel jaar op uurbasis.

Warmtebehoefte warm tapwater

Het elektriciteitsverbruik voor warm tapwater wordt berekend aan de hand van de warmtebehoefte voor warm tapwater. Hierbij wordt gebruik gemaakt van een kengetal gericht op de gebruiksfuncties kantoor en onderwijs, zoals weergegeven in tabel 2.

Tabel 2: Warmtebehoefte warm tapwater. Gebaseerd op (ISSO, 2013).

Gebruiksfunctie	Warmtebehoefte Q_w [MJ/m ² /jaar]	Warmtebehoefte Q_w [kWh/m ² /jaar]
Kantoorfunctie	5	1,39
Onderwijsfunctie	5	1,39

Door het kengetal uit de tabel te vermenigvuldigen met de gebruiksoppervlakte van het gebouw, wordt de totale warmtebehoefte per jaar berekend. De bijbehorende formule is:

$$Q_{\text{behoefte_jaar}} [\text{kWh}] = Q_{\text{behoefte_jaar_m2}} [\text{kWh}] * A_g [\text{m}^2]$$

Aangezien de kengetallen voor warm tapwater per jaar zijn gegeven, moeten zij worden omgerekend naar waarden per uur om tot een elektriciteitsverbruiksprofiel op uurbasis te komen. In praktijk zal het de warmtebehoefte van warm tapwater het ene uur hoger zijn dan het andere, afhankelijk van wanneer de personen in het gebouw warm water nodig hebben. Een goede voorspelling van het verbruik blijkt lastig. In een kantoor en bij hoger onderwijs zijn de verbruikstijden namelijk zeer onvoorspelbaar. Voor de accu-designer aangenomen dat het verbruik van warm tapwater per uur constant is. Wel wordt er rekening gehouden met de gebruikstijden van het gebouw. Dit leidt tot de volgende formule:

$$Q_{\text{behoefte_uur}} [\text{kWh}] = Q_{\text{behoefte_jaar}} [\text{kWh}] / (t_{\text{gebruik}} [\text{u}] * t_{\text{gebruik}} [\text{d}])$$

Voorbeeldberekening warmtapwater

Een gebouw van 1000 m² maakt gebruik van elektroboilers met een opwekkingsrendement van 0,75. Het afgifterendement en distributierendement zijn beide gelijk aan 1. De gebruikstijden liggen tussen 8:00uur en 18:00uur en het gebouw is elke dag van het jaar bezet. Voor de warmtebehoefte per jaar geldt: 1,39 * 1000 = 1390 kWh. Voor de warmtebehoefte per uur geldt: 1390 / (10 * 365) = 0,38 kW. Voor het elektriciteitsverbruik per uur geldt: 0,38 / (0,75 * 1 * 1) = 0,51 kWh.

Gegevensinvoer in accu-designer

Naar aanleiding van de benodigde berekeningen is besloten dat de volgende invoerparameters door de gebruiker kunnen worden ingevoerd in de accu-designer:

- Warmtebehoefte ten behoeve van warm tapwater [kWh/m²/jaar] (standaard 1,39 kWh/m²/jaar volgens ISSO);
- Gebruiksoppervlakte van het gebouw [m²];
- Gebruikstijden gebouw [u tot u];
- Vrije dagen / vakanties [d tot d];
- Opwekkingsrendement [%];
- Afgifterendement [%];
- Distributierendement [%].

Met bovenstaande invoerparameters kan het elektriciteitsverbruik voor warm tapwater voor elk uur van het jaar worden berekend volgens de genoemde formules, waardoor een elektriciteitsverbruiksprofiel voor warm tapwater ontstaat.

3.1.4 Ventilatie

Het elektriciteitsverbruik voor ventilatie wordt berekend op basis van het vermogen van de ventilatoren. CO₂-sturing wordt vaak toegepast bij NOM-utiliteitsgebouwen, waarvoor een besparingsfactor is ingebouwd in het model.

Voor het elektriciteitsverbruik per uur geldt onderstaande formule. Hierbij geldt altijd t=1, omdat het elektriciteitsverbruik over een jaar op uurbasis wordt berekend.

$$E_{\text{ventilatie}} [\text{kWh}] = P_{\text{ventilatoren}} [\text{kW}] * \text{CO}_2\text{-factor} [-] * t [\text{u}]$$

Het elektriciteitsverbruik voor ventilatie wordt in de accu-designer berekend tijdens alle uren van een jaar die vallen binnen de gebruikstijden van het gebouw. Zo ontstaat een verbruiksprofiel voor een heel jaar op uurbasis.

Vermogen ventilatoren

Voor het berekenen van het vermogen van de ventilatoren ($P_{\text{ventilatoren}}$), is het ventilatiedebiet nodig in combinatie met het totale druk verschil tussen toe- en afvoer van ventilatielucht en het rendement van het ventilatiesysteem. Deze gegevens kunnen middels een andere, reeds bestaande tool van Merosch worden gevonden. Indien het maximale afgiftevermogen van de warmtepomp al bekend is, kan dit ook rechtstreeks door de gebruiker worden ingevoerd. Voor het berekenen van het ventilatorvermogen wordt in de accu-designer de volgende formule gehanteerd:

$$P_{\text{ventilatoren}} [\text{kW}] = q_v [\text{m}^3/\text{s}] * \Delta p_{\text{toe- en afvoer}} [\text{Pa}] * \eta_{\text{ventilatoren + motor}} [\%] / 1000$$

CO₂-factor

Door het toepassen van CO₂-sturing op het ventilatiesysteem, hoeven de ventilatoren niet continu op een hoge stand te draaien en ontstaat er een besparing op het elektriciteitsverbruik. Omdat de besparing afhankelijk is van de variaties in bezetting en activiteit, is de gebruiker van de accu-designer zelf vrij om een factor in te vullen.

Voorbeeldberekening ventilatie

Een gebouw heeft een ventilatiesysteem met een ventilatiedebiet van 3600 m³/u en een drukverschil van 1100 Pa. Het rendement van de ventilatoren en motor bij elkaar is 65%. Verder is in het gebouw CO₂-sturing op de afvoerlucht toegepast, wat zorgt voor 5% energiebesparing op de ventilatie. Voor het vermogen van de ventilatoren geldt: $(3600/3600) * 1100 * 0,65 / 1000 = 0,715$ kW. Voor het elektriciteitsverbruik van de ventilatie per uur geldt: $0,715 * 0,95 * 1 = 0,68$ kWh/

Gegevensinvoer in accu-designer

Naar aanleiding van de benodigde berekeningen is besloten dat de volgende invoerparameters door de gebruiker kunnen worden ingevoerd in de accu-designer:

- Vermogen ventilatoren [kW];
 - Luchtbehandelingsdebiet [m³/u];
 - Drukverschil tussen toe en afvoer [Pa];
 - Rendement motor + ventilatoren [%];
- Besparingsfactor CO₂-sturing [-];
- Gebruikstijden gebouw [u tot u];
- Vrije dagen / vakanties [d tot d].

Met bovenstaande invoerparameters kan het elektriciteitsverbruik voor ventilatie voor elk uur van het jaar worden berekend volgens de genoemde formules, waardoor een elektriciteitsverbruiksprofiel voor warm ventilatie ontstaat.

3.1.5 Verlichting

Het elektriciteitsverbruik voor verlichting wordt berekend op basis van het vermogen van de verlichting. Aangezien in NOM-utiliteitsgebouwen vaak tijdschakelingen worden toegepast, is aangenomen dat de verlichting alleen aan staat tijdens de gebruikstijden van het gebouw. Ook daglichtregelingen worden vaak toegepast. Er is dan ook een besparingsfactor (DL-factor) voor daglichtregeling ingebouwd in het model.

Voor het elektriciteitsverbruik per uur geldt onderstaande formule. Hierbij geldt altijd t=1, omdat het elektriciteitsverbruik over een jaar op uurbasis wordt berekend.

$$E_{\text{verlichting}} [\text{kWh}] = P_{\text{verlichting}} [\text{kW}] * \text{DL-factor} [-] * t [\text{u}]$$

Dit elektriciteitsverbruik wordt in de accu-designer alleen berekend tijdens de gebruikstijden van het gebouw.

Vermogen verlichting

Voor het berekenen van totale vermogen voor verlichting wordt het verlichtingsvermogen per vierkante meter vermenigvuldigd met de oppervlakte van het gebouw.

Hiervoor geldt onderstaande formule:

$$P_{\text{verlichting}} [\text{kW}] = P_{\text{verlichting_m2}} [\text{W}] / 1000 * A_g [\text{m}^2]$$

Besparingsfactor daglichtregeling

Door het toepassen van een daglichtregeling ontstaat een besparing in het verbruik van verlichtingsenergie. De besparing varieert tussen de 25% en 40%, afhankelijk van de gebouwsituatie en het regelsysteem dat is toegepast (Agentschap NL, 2011). Dit resulteert in een DL-factor tussen de 0,6 en 0,75. Dit komt in de buurt van de waarde van 0,8 die in de NEN 7120 wordt gehanteerd (NEN, 2012). Vanwege de mogelijke variaties in de besparingsfactor, is de gebruiker van de accu-designer zelf vrij om een factor in te vullen.

Voorbeeldberekening verlichting

Een gebouw heeft een verlichtingssysteem met een vermogen van 10 W/m² en een oppervlakte van 1750 m². Er is een daglichtregeling aanwezig die zorgt voor een geschatte energiebesparing van 30%. Voor het totale vermogen van de verlichting geldt: 10 / 1000 * 1750 = 17,5 kW. Voor het elektriciteitsverbruik van de verlichting per uur geldt: 17,5 * 0,7 = 12,25 kWh.

Gegevensinvoer in accu-designer

Naar aanleiding van de benodigde berekeningen is besloten dat de volgende invoerparameters door de gebruiker kunnen worden ingevoerd in de accu-designer:

- Vermogen verlichting per m² [W];
- Gebruiksoppervlakte [m²];
- Besparingsfactor daglichtregeling [-];
- Gebruikstijden gebouw [u tot u];
- Vrije dagen / vakanties [d tot d].

Met bovenstaande invoerparameters kan het elektriciteitsverbruik van verlichting voor elk uur van het jaar worden berekend volgens de genoemde formules, waardoor een elektriciteitsverbruiksprofiel voor verlichting ontstaat.

3.1.6 Apparatuur

Het elektriciteitsverbruik voor apparatuur (niet-gebouwgebonden) wordt berekend op basis van het vermogen van apparatuur. Er is aangenomen dat apparatuur alleen aan staat tijdens de gebruikstijden van het gebouw.

Voor het elektriciteitsverbruik per uur geldt onderstaande formule. Hierbij geldt altijd t=1, omdat het elektriciteitsverbruik over een jaar op uurbasis wordt berekend.

$$E_{\text{apparatuur}} [\text{kWh}] = P_{\text{apparatuur}} [\text{kW}] * t [\text{u}]$$

Dit elektriciteitsverbruik wordt in de accu-designer alleen berekend tijdens de gebruikstijden van het gebouw.

Vermogen apparatuur

Voor het berekenen van het totale vermogen van de apparatuur wordt het vermogen van de apparatuur per vierkante meter vermenigvuldigd met de gebouwoppervlakte. Hiervoor geldt onderstaande formule:

$$P_{\text{apparatuur}} [\text{kW}] = P_{\text{apparatuur_m2}} [\text{W}] / 1000 * A_g [\text{m}^2]$$

Voorbeeldberekening apparatuur

Voor een gebouw is het vermogen van de apparatuur 11 W/m^2 . De gebruiksoppervlakte bedraagt 1300 m^2 . Voor het totale vermogen van de apparatuur geldt: $11 / 1000 * 1300 = 14,3 \text{ kW}$. Voor het elektriciteitsverbruik van de apparatuur per uur geldt: $14,3 * 1 = 14,3 \text{ kWh}$.

Gegevensinvoer in accu-designer

Naar aanleiding van de benodigde berekeningen is besloten dat de volgende invoerparameters door de gebruiker kunnen worden ingevoerd in de accu-designer:

- Vermogen apparatuur per m^2 [kW];
- Gebruiksoppervlakte [m^2];
- Gebruikstijden gebouw [u tot u];
- Vrije dagen / vakanties [d tot d].

Met bovenstaande invoerparameters kan het elektriciteitsverbruik van de apparatuur voor elk uur van het jaar worden berekend volgens de genoemde formules, waardoor een elektriciteitsverbruiksprofiel voor apparatuur ontstaat.

3.1.7 Gecombineerd

Het gecombineerde elektriciteitsverbruiksprofiel is van groot belang voor de accu-designer, omdat op basis hiervan ook andere elektriciteitsstromen kunnen worden berekend. Het gecombineerde elektriciteitsverbruiksprofiel is een opsomming van de elektriciteitsverbruiksprofielen voor koeling, warm tapwater, ventilatie, verlichting en apparatuur.

Het elektriciteitsverbruik kan op uurbasis worden berekend aan de hand van onderstaande formule.

$$E_{\text{verbruik}} [\text{kWh}] = E_{\text{verwarming}} + E_{\text{koeling}} + E_{\text{tapwater}} + E_{\text{ventilatie}} + E_{\text{verlichting}} + E_{\text{apparatuur}}$$

Door het elektriciteitsverbruik voor elk uur van het jaar te berekenen, ontstaat een elektriciteitsverbruiksprofiel, welke is weergegeven in de accu-designer. In de accu-designer is dit weergegeven in de vorm van een lange tabel, met daarin het elektriciteitsverbruik voor elk uur van het jaar. Daarnaast is ook een grafiek in de accu-designer ingebouwd.

3.2 Modelling elektriciteitsopwekkingsprofiel

Wanneer elektriciteitsopbrengst door het pv-systeem op uurbasis wordt bepaald, ontstaat een elektriciteitsopwekkingsprofiel. Voor het berekenen van de elektriciteitsopbrengst wordt gebruik gemaakt van de methodiek van het ISSO-handboek voor zonne-energie in combinatie met de instralingsgegevens volgens de NEN 5050 en een instralingsdiagram. In dit hoofdstuk wordt de berekening beschreven.

De jaarlijkse elektriciteitsopbrengst van een pv-systeem is afhankelijk van de performance ratio (PR), jaarlijkse instraling in het vlak van de pv-panelen (H_i) en het vermogen van de formules onder standaard testcondities (P_{STC}). Hierbij geldt de volgende formule (ISSO, 2012):

$$E_{opwek_jaar} [kWh/jaar] = PR [-] * H_i [kWh/m^2/jaar] * (P_{STC} [W] / 1000)$$

Aangezien het rekenmodel de elektriciteitsopbrengst op uurbasis berekend, is deze formule vertaald naar een formule voor de elektriciteitsopbrengst per uur.

$$E_{opwek} [kWh/uur] = PR [-] * H_i [kWh/m^2/uur] * (P_{STC} [W] / 1000)$$

Voor bovenstaande formule zijn instralingsgegevens per uur benodigd, welke in het referentieklimaatjaar van de NEN 5050 kunnen worden gevonden. De instralingsgegevens uit de NEN 5050 zijn dan ook in de accu-designer verwerkt voor de berekening van de elektriciteitsopbrengst.

Door de elektriciteitsopbrengst voor elk uur van het jaar te berekenen, ontstaat een elektriciteitsopwekkingsprofiel, welke is weergegeven in de accu-designer. In de accu-designer is dit weergegeven in de vorm van een lange tabel, met daarin de elektriciteitsopwekking voor elk uur van het jaar. Daarnaast is ook een grafiek in de accu-designer ingebouwd.

3.2.1 Vermogen

Het vermogen onder standaard testcondities (P_{STC}) is het vermogen van de pv-panelen zoals gemeten onder internationaal vastgestelde laboratoriumcondities (IEC, 2016). Voor het berekenen van het vermogen van het pv-systeem is het product van het vermogen per paneel (P_{STC_paneel}) en het aantal panelen ($n_{panelen}$).

$$P_{STC} = P_{STC_paneel} * n_{panelen}$$

3.2.2 Performance ratio

De performanceratio geeft de verhouding weer tussen de prestatie van een zonne-energiesysteem onder optimale laboratorium condities en de werkelijk gemeten prestaties (JansZon, 2018). De performance ratio is afhankelijk van de verliezen op systeemniveau, bestaand uit: reflectie- en spectrale verliezen, temperatuurverliezen, lage-instralingsverliezen, kabelverliezen, mismatchverliezen, omvormerverliezen en trackingverliezen. In tabel 3 worden de verliezen en hun typische waarde toegelicht (ISSO, 2012).

Tabel 3: Systeemverliezen pv-systeem. Gebaseerd op (ISSO, 2012).

Type systeemverlies	Toelichting	Typische waarde	Beïnvloedbaar?
Reflectie- en spectraal	Reflectieverlies door niet-loodrechte instraling. Spectraal verlies door type lichtspectrum in de praktijk	3,5%	Nee (nauwelijks)
Temperatuur	Rendement wordt lager bij opwarming van pv-panelen	0 - 5,5%	Ja, afhankelijk van pv-celtechniek en vrije opstelling vs. dakintegratie
Lage-instraling	Rendement wordt lager bij lage instraling	2 - 3,25%	Ja, afhankelijk van pv-celtechniek
Kabel	Ohmse verliezen bij kabeltransport	1%	Nee (nauwelijks)
Mismatch	Verliezen door lager MPP-vermogen van het array dan de SOM van MPP-vermogens van het hele array	1,5%	Nee
Omvormer	Verliezen in omvormer bij omzettingen AC-DC	95%	Ja, afhankelijk van omvormerrendement
Tracking	Trackingverliezen van omvormer in volgen van het MPP als gevolg van het zoekalgoritme van de omvormer en wisselingen in instraling, temperatuur	1%	Nee

Zoals blijkt uit tabel 3 kunnen sommige systeemverliezen worden beïnvloed en andere systeemverliezen niet. De systeemverliezen die niet kunnen worden beïnvloed hebben een vastgestelde waarde (zie tabel 3). In het rekenmodel kunnen deze waarden niet door de gebruiker worden aangepast.

De systeemverliezen die wel beïnvloedbaar zijn blijken afhankelijk van de toegepaste pv-celtechniek, het omvormerrendement en het bouwtype (vrije opstelling of in het dak geïntegreerd). Voor deze drie aspecten bevat de accu-designer dan ook een vrije invoer voor de gebruiker. Voor de omvormerverliezen dient de gebruiker zelf een omvormerrendement in te voeren. Voor celtechniek kan worden geselecteerd uit de opties kristallijn, amorf en CIS. Als bouwtype kan gekozen worden voor dakgeïntegreerd of vrije opstelling. Op basis van de gekozen celtechniek en het gekozen bouwtype wordt de waarde van temperatuurverliezen en lage-instralingsverliezen bepaald zoals weergegeven in tabel 4.

Tabel 4: Rekenwaarden temperatuur en lage-instralingsverliezen. Gebaseerd op (ISSO, 2012).

Type systeemverlies	Bouwtype	Kristallijn-cel	Amorf-cel	CIS-cel
Temperatuurverliezen	Dakgeïntegreerd	5,50%	2,75%	4,00%
	Vrije opstelling	0,50%	0,00%	0,25%
Lage-instralingsverliezen		3,25%	2,00%	2,00%

Uit de som van de systeemverliezen kan de performance ratio worden berekend.

$$PR = 1 - \Sigma \text{systeemverliezen}$$

3.2.3 Instraling

De instraling in het vlak van de pv-panelen wordt berekend door de maximale instraling loodrecht op een ideaal vlak ($H_{\max}$) te vermenigvuldigen met de tiltcorrectiefactor (TCF) voor de afwijkende oriëntatie en hellingshoek en de beschaduwingsfactor voor verliezen als gevolg van schaduw (ISSO, 2012).

$$H_i \text{ [kWh/m}^2\text{/uur]} = H_{\max} \text{ [kWh/m}^2\text{/uur]} * \text{TCF [\%]} * \text{SF [\%]}$$

Maximale instraling

De instralingsgegevens van de NEN 5060 zijn gemeten op het horizontale vlak. In de praktijk worden pv-panelen bijna altijd onder een hellingshoek geplaatst. Bij een optimale hellingshoek van 36 graden en direct op het zuiden gericht is de instralingsenergie 1,15 keer hoger dan horizontaal (JansZon, 2018). Hierbij is de instraling maximaal ($H_{\max}$). Dit wordt als startpunt gebruikt om de werkelijke instraling te berekenen. In de accu-designer wordt de maximale instraling dan ook berekend door de globale instralingswaarde op het horizontaal vlak (GG) per uur, zoals gegeven in NEN 5060, te vermenigvuldigen met 1,15.

$$H_{\max} \text{ [kWh/m}^2\text{/uur]} = \text{GG [kWh/m}^2\text{/uur]} * 1,15$$

Tiltcorrectiefactor

De tiltcorrectiefactor is een verliesfactor die wordt gebruikt om de maximale instralingswaarde ($H_{\max}$) te corrigeren op basis van oriëntatie en hellingshoek. Om deze factor te bepalen wordt gebruik gemaakt van een instralingsdiagram dat geldt voor de gemiddelde situatie in Nederland, namelijk de tabel van Hespul (zie bijlage 2). De tiltcorrectiefactor (TCF) kan hieruit worden afgelezen (ISSO, 2012).

Wel moet worden opgemerkt dat de tabel van Hespul is gebaseerd op de tiltcorrectiefactor per jaar niet honderd procent nauwkeurig op uurbasis, omdat de stand van de zon gedurende het jaar veranderd. Het biedt echter wel een indicatie en voor het rekenmodel is dit, mede in verband met de tijd, acceptabel.

Het instralingsdiagram is overgenomen in het rekenmodel. Ook zijn er vrije invoervelden gemaakt voor oriëntatie en hellingshoek. Op basis van door de ingevoerde waarden voor oriëntatie en hellingshoek selecteert het rekenmodel automatisch de bijbehorende tiltcorrectiefactor in het instralingsdiagram.

Beschaduwingsfactor

De beschaduwingsfactor (SF) is een verliesfactor die wordt gebruikt om de maximale instralingswaarde $H_{\max}$ te corrigeren voor schaduwverliezen op het pv-systeem. Over het algemeen zijn schaduwverliezen complex te bepalen. Dit wordt dan ook meestal met specifieke software gedaan (ISSO, 2012).

Vanwege deze complexiteit, is er in de accu-designer voor gekozen om een vrij invoer veld voor de beschaduwingsfactor te maken. Hier kan de gebruiker dus zijn eigen beschaduwingsfactor invoeren.

3.3 Modelling energiestromen accu en elektriciteitsnet

Aan de hand van het elektriciteitsverbruik en -opwekking op uurbasis, kan per uur de lading en ontlading van de accu worden berekend. In de accu-designer wordt uitgegaan van een systeemconfiguratie die het eigen verbruik maximaliseert. Dit betekent dat bij hogere opwekking dan verbruik, de accu eerst helemaal vol wordt geladen tot zijn maximale opslagcapaciteit, voordat elektriciteit aan het net wordt teruggeleverd. Bij lagere opwekking dan het verbruik, wordt de accu ontladen totdat hij leeg is, voordat elektriciteit vanuit het net wordt geleverd. Er is aangenomen dat er geen sprake is van vraagsturing (Quoilin, 2016). Het rekenmodel is hier dan ook niet voor ontwikkeld, maar kan in de toekomst wel worden ingepast.

De in rekening genomen verliezen zijn het accurendement (cycluserendement) en het omvormerrendement (batterij/hybride-omvormer). Aangezien de elektriciteitsstromen op uurbasis worden berekend ($t=1$), is de elektrische energie (E) gelijk aan het vermogen (P).

Het maximale ontladingsvermogen is het vermogen waarmee de batterij kan ontladen. Dit wordt berekend volgens:

$$E_{\max, \text{ont}} = P_{\max, \text{ont}} = \min (P_{\max, \text{bat}} ; \text{SOC}_{t-1} * \eta_{\text{accu}})$$

Het maximale laadvermogen is het vermogen waarmee de batterij kan laden. Dit wordt berekend volgens:

$$E_{\max, \text{lad}} = P_{\max, \text{lad}} = \min (P_{\max, \text{bat}} ; \text{CAP}_{\text{accu}} - \text{SOC}_{t-1})$$

Het werkelijke ontladingsvermogen wordt berekend door de elektriciteitsopwekking uit het pv-systeem te vergelijken met het verbruik:

$$E_{\text{ont}} = P_{\text{ont}} = \min (P_{\max, \text{ont}} ; \max (0; (P_{\text{verbruik}} - P_{\text{opwek}}) / \eta_{\text{omvormer}}))$$

Het werkelijke laadvermogen wordt op eenzelfde manier berekend:

$$E_{\text{lad}} = P_{\text{lad}} = \min (P_{\max, \text{lad}} ; \max (0; P_{\text{opwek}} - P_{\text{verbruik}} / \eta_{\text{omvormer}}))$$

Het laadniveau van de accu wordt dan als volgt berekend (Quoilin, 2016):

$$\text{SOC}_t = \text{SOC}_{t-1} + P_{\text{lad}} - P_{\text{ont}} / \eta_{\text{accu}}$$

Wanneer de accu niet verder geladen of ontladen kan worden, wordt het resterende tekort of overschot met het net uitgewisseld. Dit resulteert in onderstaande formule voor berekening van de elektriciteitsuitwisseling met het net. Bij een negatieve uitkomst wordt er elektriciteit vanuit het net geleverd, bij een positieve uitkomst wordt er elektriciteit aan het net teruggeleverd.

$$E_{\text{net}} = E_{\text{opwek}} - E_{\text{vebruik}} + E_{\text{ont}} * \eta_{\text{omvormer}} - E_{\text{lad}} / \eta_{\text{omvormer}}$$

4 Overzicht accusystemen

In dit hoofdstuk worden een aantal belangrijke technische aspecten van accusystemen beschreven. Vervolgens wordt een marktoverzicht gegeven van beschikbare accusystemen en hun technische en financiële specificaties. Op basis hiervan worden typische waarden beschreven die gebruikt kunnen worden voor het rekenmodel.

4.1 Beschrijving technische specificaties

Een aantal belangrijke technische aspecten van accusystemen worden beschreven.

Accutechnologie

Elektriciteit kan met behulp van verschillende technologieën worden opgeslagen. De belangrijkste technologieën voor opslag in accu's zijn lithium-ion-, lood-zuur-, hoge-temperatuur- en flow-accu's (Magnor, 2016). Voor kleinere utiliteitsgebouwen (o.a. veel scholen en kantoren) met maximalisatie van eigen elektriciteitsverbruik en sturing op basis van flexibele energieprijzen als belangrijkste doelen, zijn lithium-ion accu's en lood-zuur accu's technisch gezien het meest geschikt.

Lood-zuur accu's zijn vele jaren gebruikt voor deze toepassing. Echter wordt de markt de laatste jaren gedomineerd door lithium-ion accu's, dankzij hun betere prestaties. In Duitsland was het marktaandeel van lithium-ion accu's in de eerste helft van 2017 dan ook 97%. Lithium-ion accu's bieden veel voordelen ten opzichte van lood-zuur accu's, waaronder een hogere levensduur, minder onderhoud, geen gassen, eenvoudigere installatie, hogere efficiëntie en lagere levensduurkosten (IRENA, 2017).

Vertaling naar het rekenmodel:

Vanwege het grote marktaandeel van lithium-ion accu's, richt de accu-designer zich op deze technologie. Dit uit zich door in het rekenmodel toelichtingsvelden te maken waarbij typische rekenwaarden voor lithium-ion accu's worden gegeven (bijv. typische levensduur is ...).

Accutechnologie – subcategorieën

Binnen de lithium-ion accutechnologie kan ook nog onderscheid worden gemaakt in een aantal subcategorieën, op basis van de materiaalcombinaties (chemie) die worden toegepast. De materiaalcombinatie van een accu heeft namelijk invloed op de prestaties van een accu op verschillende gebieden (Op den Brouw, 2012). Een kwalitatieve analyse van een aantal veel toegepaste materiaalcombinaties is weergegeven in bijlage 2, inclusief voor- en nadelen per technologie (zie bijlage 3).

Vertaling naar het rekenmodel:

De kwalitatieve analyse wordt bijgevoegd in een tabblad van het rekenmodel, zodat de gebruiker inzicht krijgt in de sterke en zwakke punten van de verschillende materiaalcombinaties voor lithium-ion accu's.

DC-gekoppelde systemen en AC-gekoppelde systemen

Bij een DC-gekoppeld systeem worden de accu's aan dezelfde kant van de pv-omvormer geïnstalleerd als de pv-panelen. Dat betekent dat de accu's direct worden opladen met de gelijkstroom van de pv-panelen en dat de gelijkstroom pas naar AC wordt geconverteerd wanneer daar vraag naar is (BRE en RECC, 2016). De volgende componenten zijn aanwezig: accu, dc-dc-omvormer voor pv, dc-dc-omvormer voor accu met ingebouwde laadregelaar en accu-/pv-omvormer. Soms zijn deze componenten echter samengevoegd tot één unit: de hybride-omvormer (Clean Energy Reviews, 2017).

Voordelen DC-gekoppeld accusysteem ten opzichte van AC-gekoppeld accusysteem:

- Hogere efficiëntie laden-/ ontladen van accu (tot ca. 99%);
- Lagere installatiekosten bij kleine pv-systemen (<3 kWp);
- Te gebruiken als off-grid-systeem of on-grid-systeem met noodstroomvoorziening;

Nadelen DC-gekoppeld accusysteem ten opzichte van AC-gekoppeld accusysteem:

- Complexere installatie en hogere installatiekosten bij systemen boven 3 kW;
- Niet geschikt in combinatie met micro-omvormers;
- Minder productcompatibiliteit (Clean Energy Reviews, 2017);
- Niet alle systemen kunnen bi-directioneel laden (zowel naar net als vanuit net).

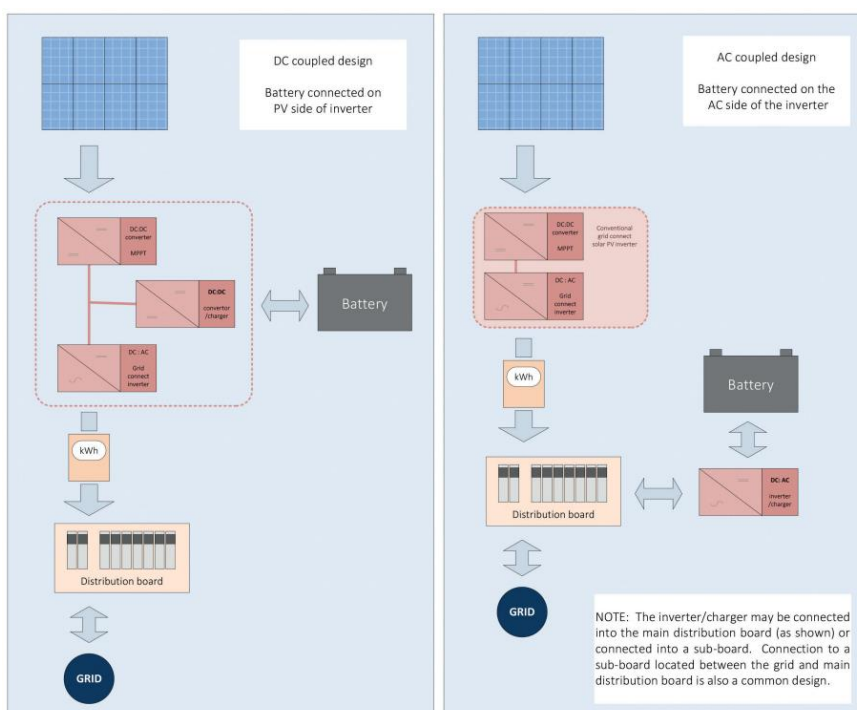
In een AC-gekoppeld systeem worden de accu's geïnstalleerd aan de kant van het elektriciteitsnet, waar de gelijkstroom uit de pv-panelen al door de pv-omvormer is omgezet naar wisselstroom. Een aparte accu-omvormer zet vervolgens de wisselstroom om naar gelijkstroom, voor het laden van elektriciteit in de accu. Wanneer de accu wordt ontladen, zet dezelfde accu-omvormer deze elektriciteit weer om in wisselstroom (BRE en RECC, 2016). De volgende componenten zijn aanwezig: accu, pv-omvormer en accu-omvormer met ingebouwde laadregelaar.

Voordelen AC-gekoppeld accusysteem ten opzichte van DC-gekoppeld accusysteem:

- Makkelijke toevoeging van nieuw accu-systeem aan een reeds bestaand pv-systeem, omdat de pv-omvormer behouden kan blijven;
- Lagere installatiekosten bij systemen boven 3 kW;
- Kan worden gebruikt in combinatie met meerdere stringomvormers of micro-omvormers;
- In AC-gecouplede systemen kunnen AC- en DC-koppelingen worden gecombineerd;

Nadelen AC-gekoppeld accusysteem ten opzichte van DC-gekoppeld accusysteem:

- Lager rendement voor het laden-/ontladen van accu (ca. 92%);
- Goede pv-omvormers kunnen duur zijn voor kleinere systemen (Clean Energy Reviews, 2017).



Figuur 4: Schematische weergave DC-koppeling en AC-koppeling van accu (IET Standards, 2015).

Vertaling naar rekenmodel:

Aangezien AC-koppeling veel voordelen biedt ten opzichte van AC-koppeling en de meeste producten op dit moment werken met AC-koppeling, is het rekenmodel gebaseerd op AC-gekoppelde systemen. Bovendien vindt de opdrachtgever bi-directioneel laden belangrijk, wat meestal niet mogelijk is met DC-koppeling. Er is aangenomen dat het accusysteem bestaat uit twee componenten, namelijk accu en accu-omvormer (met ingebouwde laadregelaar). Ook zijn de berekeningen in de accu-designer gebaseerd op AC-koppeling.

Accucapaciteit en maximale ontladingsdiepte

De capaciteit van een accu staat voor de hoeveelheid elektriciteit die de accu kan opslaan, gemeten in Kilowattuur (kWh) (EnergySage, 2018). Veel accu's moeten als gevolg van hun chemische eigenschappen altijd een deel van hun lading behouden. Wanneer een accu te veel wordt ontladen, wordt de levensduur van de accu korter. De ontladingsdiepte refereert naar het benutte deel van de accucapaciteit, uitgedrukt in een percentage van de volledige accucapaciteit. (IRENA, 2015). Fabrikanten specificeren de maximale ontladingsdiepte voor een optimale prestatie en behoud van de accu. Voor bijvoorbeeld een 10 kWh accu zou een maximale ontladingsdiepte van 90% betekenen dat maximaal 9 kWh van de accucapaciteit zou moeten worden benut (bruikbare accucapaciteit), voordat de accu opnieuw wordt geladen. In het algemeen leidt een grotere ontladingsdiepte tot een grotere bruikbare capaciteit (EnergySage, 2018).

Vertaling naar rekenmodel:

De accucapaciteit en de maximale ontladingsdiepte kunnen in de accu-designer door de gebruiker worden ingevoerd. Op basis hiervan wordt de bruikbare accucapaciteit berekend. Om het gebruiksgemak te verhogen worden in de accu-designer typische waarden (zie hoofdstuk 3.4) gegeven voor capaciteit en maximale ontladingsdiepte in een toelichtingsveld, gebaseerd op het marktonderzoek van hoofdstuk 3.2.

Nominale spanning

De nominale spanning is de gespecificeerde spanning van de accu, gemeten in Volt (V) (EPRI & DOE, 2013).

Vertaling naar rekenmodel:

De nominale spanning is niet van directe invloed op de berekeningen en kan daarom ook niet worden ingevoerd als input voor de berekeningen. Wel in een apart tabblad duidelijk gemaakt dat de nominale spanning van een accu van invloed is op de keuze voor een accu-omvormer (zie ook kop 'compatibiliteit').

Nominaal vermogen

Het nominaal vermogen van een accu is het vermogen waarmee de accu geladen of ontladen kan worden. Aan de hand van het nominaal vermogen kan worden bepaald hoeveel elektriciteit de batterij kan leveren of kan opslaan op een bepaald moment (EnergySage, 2018). Het nominaal vermogen is gespecificeerd voor de accu zelf, maar om te bepalen hoeveel de accu werkelijk geladen of ontladen kan worden moet ook worden gekeken naar het nominaal vermogen van de accu-omvormer. Een accu kan namelijk niet meer vermogen opnemen dan dat hij ontvangt vanuit de accu-omvormer. De eenheid voor nominaal vermogen is kilowatt (kW) (AEE Solar, 2018).

Vertaling naar rekenmodel:

In de accu-designer is het nominaal vermogen van de accu uitgesplitst in nominaal laadvermogen en nominaal ontladvermogen. Bij de invoer van het nominaal vermogen wordt een typische E/P ratio gepresenteerd in een toelichtingsveld, zodat de gebruiker kan controleren of de verhouding tussen capaciteit en nominaal vermogen logisch is (zie ook kop 'E/P ratio'). Op basis van het nominale vermogen van de accu (laden en ontladen) en het nominale vermogen van de omvormer, wordt het werkelijke laad- en ontladingsvermogen van het accusysteem bepaald.

E/P ratio

De E/P ratio staat voor energie-vermogen ratio. Het is de relatie tussen de accucapaciteit (energie) en het nominale vermogen van de accu. De eenheid voor de E/P ratio is kWh/kW (IRENA, 2017).

Vertaling naar het rekenmodel:

De E/P ratio hoeft niet door de gebruiker te worden ingevoerd. Wel wordt er bij de invoer van het nominaal vermogen wordt een typische E/P ratio gepresenteerd in een toelichtingsveld, zodat de gebruiker kan controleren of de verhouding tussen capaciteit en nominaal vermogen logisch is.

Cyclusrendement

Het cyclusrendement staat voor de hoeveelheid elektriciteit die uit een accu kan worden ontladen als percentage van de elektriciteit die in de accu werd geladen. Er wordt gekeken naar de verliezen die optreden in een laadcyclus, ofwel tijdens één keer laden en ontladen. Als een accu bijvoorbeeld met 5 kWh wordt geladen en er kan hieruit 4 kWh worden ontladen, dan is het cyclusrendement van de accu 80% (EnergySage, 2018).

Vertaling naar rekenmodel:

Het cyclusrendement kan door de gebruiker worden ingevoerd. Om het gebruiksgemak te verhogen worden in de accu-designer typische waarden (zie hoofdstuk 3.4) voor het cyclusrendement gegeven in een toelichtingsveld, gebaseerd op het marktonderzoek van hoofdstuk 3.2.

Accu-omvormerrendement

Het accu-omvormerrendement staat voor het percentage elektriciteit dat behouden blijft tijdens de omzetting van gelijkstroom naar wisselstroom of wisselstroom naar gelijkstroom. Als een accu-omvormer bijvoorbeeld 10 kWh gelijkstroom omzet naar 9,5 kWh wisselstroom, dan is het accu-omvormerrendement 95%. (PVPMC, 2018).

Vertaling naar rekenmodel:

Het accu-omvormerrendement kan door de gebruiker worden ingevoerd. Om het gebruiksgemak te verhogen worden typische waarden (zie hoofdstuk 3.4) voor het accu-omvormerrendement gegeven in een toelichtingsveld, gebaseerd op het marktonderzoek van hoofdstuk 3.2.

Compatibiliteit

Een willekeurige omvormer kan niet zomaar worden aangesloten op elke accu. De nominale spanning van de accu moet in het spanningsbereik van de omvormer liggen om goed te kunnen werken (Renogy, 2018). Ook moeten de twee componenten moeten met elkaar kunnen communiceren. Fabrikanten specificeren welke accu's en omvormers samen kunnen werken (Clean Energy Reviews, 2018).

Vertaling naar het rekenmodel:

Compatibiliteit tussen accu en omvormer is belangrijk aspect. In de accudatabase wordt daarom aangegeven welke accu's kunnen worden gecombineerd met welke omvormers.

Levensduur en garantie

De levensduur van een accu wordt vaak uitgedrukt in de hoeveelheid laadcycli die een accu kan maken voordat zijn prestaties aanzienlijk verslechteren. Soms wordt de levensduur uitgedrukt in het aantal jaren dat de accu kan worden gebruikt voordat zijn prestaties aanzienlijk verslechteren.

De levensduur wordt gespecificeerd voor een specifieke ontladingsdiepte en temperatuur. Een accu die 60-80% van zijn originele capaciteit kan leveren, kan worden gezien als een accu die het einde van zijn levensduur heeft bereikt (IRENA, 2015).

Fabrikanten geven normaal gesproken een garantie op een bepaalde hoeveelheid cycli en/of jaren die de accu kan maken waarin hij minimaal een vooraf gespecificeerd niveau van zijn capaciteit behoudt. Dit heet capaciteitsgarantie. Een accu kan bijvoorbeeld een garantie hebben van 5000 laadcycli of 10 jaar waarin hij 70% van zijn originele capaciteit behoudt. Dat betekent dat een accu niet meer dan 30% van zijn capaciteit mag verliezen tijdens deze levensduur (EnergySage, 2018).

Vertaling naar het rekenmodel:

In de accu-designer kan de capaciteitsgarantie van het accusysteem worden ingevoerd. Om het gebruiksgemak te verhogen worden in de accu-designer typische waarden (zie hoofdstuk 3.4) voor capaciteitsgarantie van het accu-systeem gegeven in een toelichtingsveld, gebaseerd op het marktonderzoek van hoofdstuk 3.2.

De capaciteitsgarantie wordt gebruikt als levensduur van het accusysteem en dient om te bepalen na hoeveel jaar het accusysteem moet worden vervangen. Ook dient de ingevoerde capaciteitsgarantie om het rendementsverlies per jaar te berekenen, waarbij wordt uitgegaan dat de accu een lineair rendementsverlies heeft (Battery University, 2017). Bij een accu met een capaciteit van bijvoorbeeld 50 kWh en een capaciteitsgarantie van 70% na 10 jaar wordt dus gerekend met een lineair rendementsverlies van 1,5 kWh per jaar.

Prijs

De prijs van een accusysteem is de prijs die de eindverbruiker moet bepalen voor de aanschaf en installatie van een accusysteem, bestaande uit accu, accu-omvormer, benodigde randapparatuur en installatie. Deze prijs wordt doorgaans uitgedrukt in euro's per kilowattuur bruikbare opslagcapaciteit [€/kWh].

Vertaling naar het rekenmodel:

De prijs van een accusysteem kan door de gebruiker worden ingevoerd. Om het gebruiksgemak te verhogen worden typische waarden (zie hoofdstuk 3.4) voor de prijs gegeven in een toelichtingsveld, gebaseerd op het marktonderzoek van hoofdstuk 3.2.

4.2 Marktoverzicht technisch

Op basis van marktonderzoek is een aantal accu's en omvormers geselecteerd. Hun technische specificaties zijn gepresenteerd in tabellen. Dit vormt de basis voor de accu-database in van het rekenmodel. De accu-database dient om de gebruiker te informeren over de beschikbare accusystemen en daarnaast vormt de database de basis voor de typische invoerwaarden die in de toelichtingsvelden worden vermeld.

In de tabellen zijn alleen accu's en accu-omvormers verwerkt die relevant zijn voor de doelgroep van de opdrachtgever, namelijk kantoren en scholen met maximalisatie van eigen elektriciteitsverbruik en sturing op basis van flexibele energieprijzen als belangrijkste doelen. De selectie voldoet daarom aan de volgende eisen:

- Accutechnologie is lithium-ion;
- Capaciteit tussen de 20 – 200 kWh kan worden bereikt (typische waarde voor scholen en kantoren met maximalisatie van eigen elektriciteitsverbruik en sturing op basis van flexibele energieprijzen als belangrijkste doelen (IRENA, 2017));
- Geschikt voor AC-koppeling en bi-directioneel laden;
- Geschikt voor 3-fase aansluiting.

Technische specificaties accu-omvormers

Tabel 5: Vergelijking technische specificaties accu-omvormers. Gebaseerd op (SMA, 2017) (SMA, 2017) (ATEPS, 2018) (Kostal, 2017) (GoodWe, 2017).

Merknaam omvormer	SMA Sunny Island 8.0 H	SMA Sunny Boy Storage 6.0	ATEPS converter	Kostal Piko	GoodWe GW5000S-BP
Nominaal vermogen [kW]	6,0	6,0	10,0	10,0	5,0
Rendement [%]	95,8	97,5	n.b.	96,5	95,5
Spanningsrange accu [V]	41 – 63	100 – 550	n.b.	153 – 500	n.b. (48 V nominaal)
Productgarantie [jaar]	10	10	n.b.	5 (10/15/20 jaar tegen extra betaling)	5 (10 jaar tegen betaling)
Koppeling AC/DC	AC	AC	Beide	AC	AC
Bi-directioneel laden	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

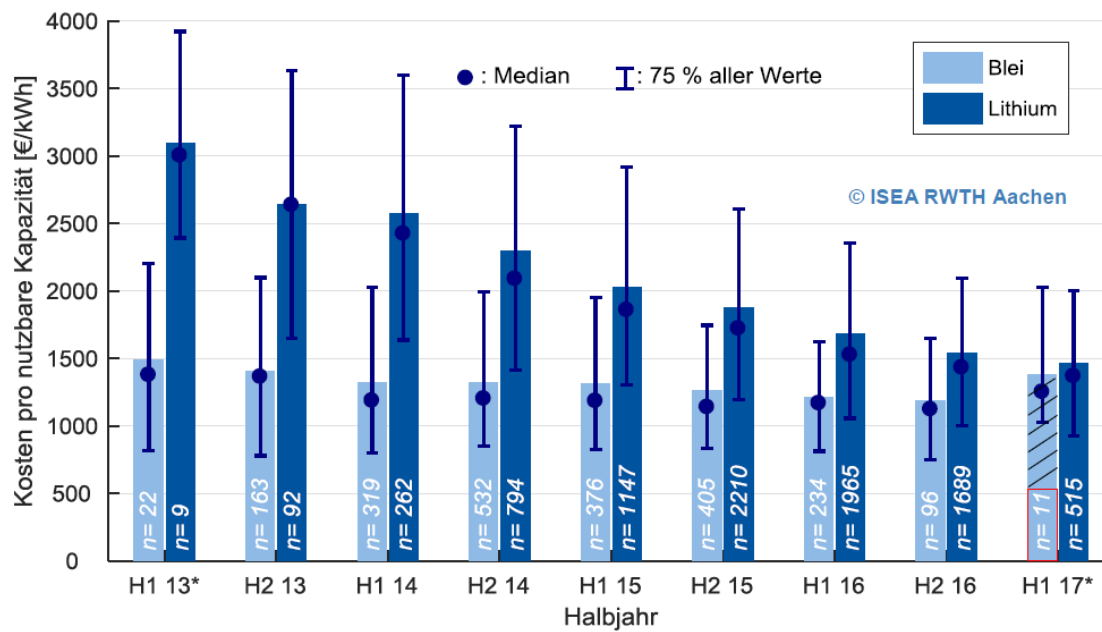
Technische specificities accu's

Tabel 6: Vergelijking technische specificaties accu's. Gebaseerd op (ATEPS, 2018) (Tesla, 2017) (AXITEC, 2017) (Sonnen, 2017) (BYD, 2017) (BYD, 2017).

Merksnaam accu	ATEPS Module	Tesla Powerwall	AXITEC AXIstorage Li 9S	Sonnen Sonnen-batteriePro	BYD B-Box LV	BYD B-Box HV
Technologie	Li-ion	Li-ion	Li-ion	Li-ion	Li-ion	Li-ion
Technologie subcategorie	NMC	NMC	NMC	LFP	LFP	LFP
Max. installeerbare capaciteit meerdere modules [kWh]	1102,5	145	1224	-	81,92	57,6
Capaciteit [kWh]	2,5	14	8,5	-	2,56	1,28
Ontladingdiepte [%]	-	100	80	-	100	100
Bruikbare capaciteit [kWh]	-	13,5	6,8	48	2,56	1,28
Nominale spanning [V] (In serieschakeling afhankelijk van aantal modules)	48,0	50,0	54,0	-	51,2	256 -460 per kast (51,2 per module)
Nominaal laadvermogen [kW]	2,5	5	6,5	9,9	2,56	1,28
Nominaal ontlaadvermogen [kW]	2,5	5	8,3	9,9	2,56	1,28
E/P ratio [kWh/kW]	1,0	2,7	0,92	4,85	1,0	1,0
Cycluserendement %	-	90	97	96 bat 98 inv	95,3	95,3
Levensduur [cycli]	-	∞ in garantieter mijn	6600	10000	6000	6000
Capaciteitsgarantie	-	10 jaar – 70%	10 jaar – 80%	10 jaar – 70%	10 jaar – 60%	10 jaar – 60%
Koppeling AC/DC	Beide	AC	Beide	AC	Beide	Beide
Bi-directioneel laden	n.b.	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Type opbouw	Rack	Staand/wand	Stapels	Staand/wand	Racks	Racks
Omvormer-compatibiliteit	-ATEPS converter	n.v.t.	-SMA Sunny Island	n.v.t.	-SMA Sunny Island -GoodWe BPS	-SMA Sunny Boy Storage -Kostal Piko Ba
Opmerkingen		-Nog geen 3-fase mogelijk (komt binnenkort) -Accu + DC-AC inverter in één module		-Accu + DC-AC inverter in één module		

4.3 Marktoverzicht financieel

Volgens een Duits monitoringssysteem van de technische hogeschool in Aachen bedragen de kosten voor stationaire accusystemen in de eerste helft van 2017 gemiddeld ca. €1470/kWh bruikbare accucapaciteit. De mediaan is hierbij ca. €1375/kWh en de kostenspreiding voor driekwart van de accusystemen ligt tussen de ca. €940/kWh en ca. €2000/kWh. Deze prijs is inclusief accu, accu-omvormer, randapparatuur en het Duitse btw-tarief van 19%. Installatiekosten zijn niet meegenomen (ISEA/RWTH, 2017).



Figuur 5: Ontwikkeling Duitse accu-systeem prijs van mei 2013 tot april 2017 (ISEA/RWTH, 2017).

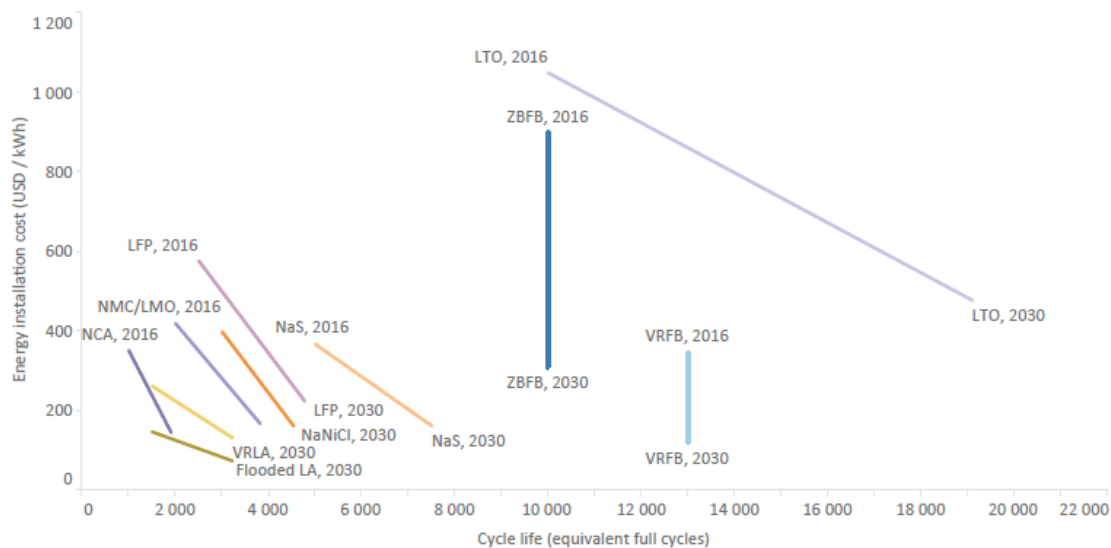
Door aanpassing naar het Nederlandse btw-tarief van 21%, ontstaan de Nederlandse prijzen zoals weergegeven in tabel 7.

Tabel 7: Nederlandse accu-systeem prijs in de eerste helft 2017. Gebaseerd op (ISEA/RWTH, 2017).

Prijs	Prijs [€/kWh] exclusief 21% btw (afgerond op een veelvoud van vijf)	Prijs [€/kWh] inclusief 21% btw (afgerond op een veelvoud van vijf)
Gemiddelde	€1235 / kWh	€1495 / kWh
Mediaan	€1155 / kWh	€1400 / kWh
Spreiding	€790 / kWh	€2035 / kWh

De verwachtingen zijn dat de prijzen voor lithium-ion accusystemen de komende jaren nog zullen blijven dalen. Volgens het internationaal agentschap voor hernieuwbare energie dalen de prijzen van lithium-ion accu's tussen 2016 en 2030 met 60% (IRENA, 2017). De prijzen van accusystemen zullen hiermee ook dalen, maar niet evenredig met de prijzen van accu's. Dit komt doordat accusystemen uit meer componenten staan dan alleen een accu (McLaren, et al., 2016).

Figuur 6 geeft inzicht in de verwachte prijsontwikkeling van verschillende accutechnologieën tussen 2016 en 2030. De weergegeven technologieën zijn: lithium nikkel kobalt oxide (NCA), lithium nikkel mangaan kobalt oxide (NMC), lithium mangaan oxide (LMO), lithium ijzerfosfaat (LFP), lithium titaanoxide (LTO), natrium nikkel chloride (NaNiCl), klep-gereguleerd loodzuur (VRLA), nat loodzuur (Flooded LA), Natrium zwavel (NaS), zink-bromide redox-flow (ZBFB), vanadium redox-flow batterij (VRFB).



Figuur 6: Verwachte prijsontwikkeling van accutechnologieën tussen 2016 en 2030 (IRENA, 2017).

4.4 Rekenwaarden model

Op basis van de onderzoeksresultaten uit hoofdstuk 3.1 t/m 3.3 zijn de volgende rekenwaarden voor het rekenmodel vastgesteld.

Tabel 8: Typische rekenwaarden accu's.

Kenmerk	Type invoer	Typische waarde
Capaciteit	Niet in te voeren	20 – 200 kWh
Maximale ontladingsdiepte	Niet in te voeren	80 – 100%
Bruikbare capaciteit	Vrije invoer	20 – 200 kWh
Nominale spanning accusysteem	Niet in te voeren	40 – 550 V
Nominaal laadvermogen	Vrije invoer	Capaciteit / typische E/P ratio
Nominaal ontladvermogen	Vrije invoer	Capaciteit / typische E/P ratio
E/P ratio	Niet in te voeren	Ca. 1,0 (range 0,9 – 5,0)
Cycluserendement	Vrije invoer	90 – 95%
Capaciteitsgarantie	Vrije invoer	60 – 80% na 10 jaar

Tabel 9: Typische rekenwaarden accu-omvormers.

Kenmerk	Type invoer	Typische waarde
Nominaal vermogen	Vrije invoer	40 – 550 V
Rendement	Vrije invoer	95 – 98 %
Levensduur (productgarantie)	Vrije invoer	10 jaar (range 5 – 20 jaar)

Tabel 10: Typische rekenwaarden prijs accusystemen.

Kenmerk	Type invoer	Typische waarde
Prijs accusysteem (excl. btw)	Vrije invoer	€1235/kWh (eerste helft 2017)
Prijs accustysteem (incl. btw)	Vrije invoer	€1495/kWh (eerste helft 2017)
Installatiekosten	Vrije invoer	n.b.

5 Financiële kaders

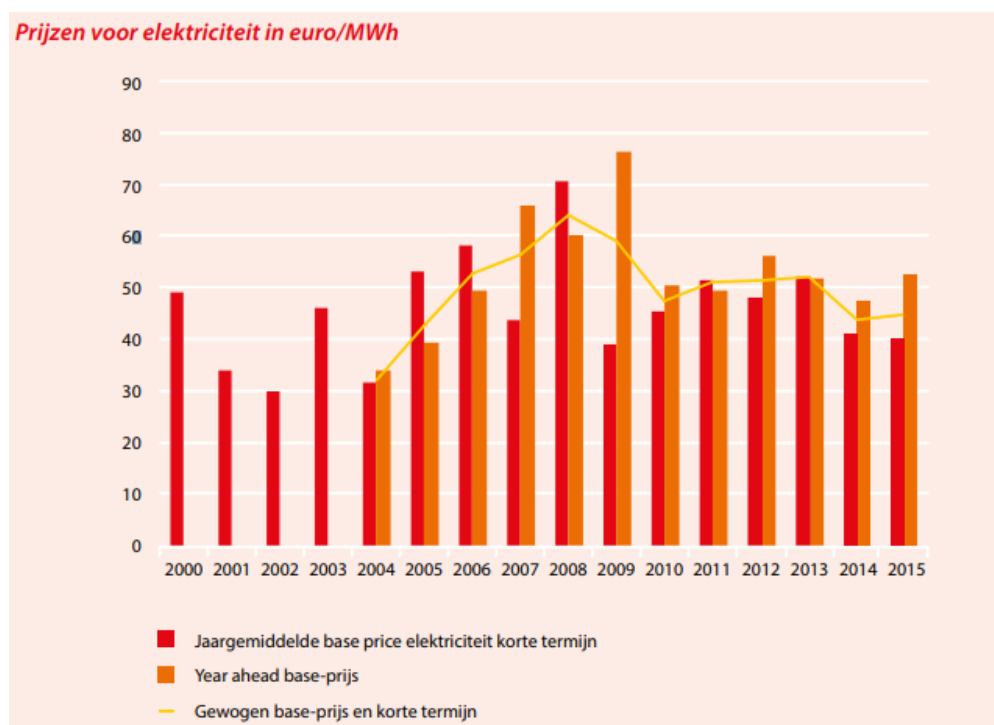
In dit hoofdstuk wordt inzicht gegeven in de financiële kaders die gelden voor de afrekening van elektriciteit. Eerst volgt een analyse van de elektriciteitsprijs en wordt een drietal toekomstscenario's gepresenteerd voor de elektriciteitsprijs. Vervolgens worden de salderingsregeling en SDE+ regeling en hun gevolgen voor het rekenmodel inzichtelijk gemaakt. Ten slotte volgt een analyse van de prijzen van pv-systemen en elektriciteitsaansluitingen, met hun implicaties voor de accu-designer.

5.1 Elektriciteitsprijzen

De elektriciteitsprijs die de consument betaalt is uit drie onderdelen opgebouwd, namelijk: levering, netbeheer en belastingen. Dit hoofdstuk bevat een analyse van de prijzen per component. Zie bijlage 4 voor een toelichting op de verschillende componenten. Op basis van deze analyse zijn er voor het model drie toekomstscenario's ontwikkeld en gepresenteerd aan het eind van dit hoofdstuk.

Levering – variabele leveringskosten

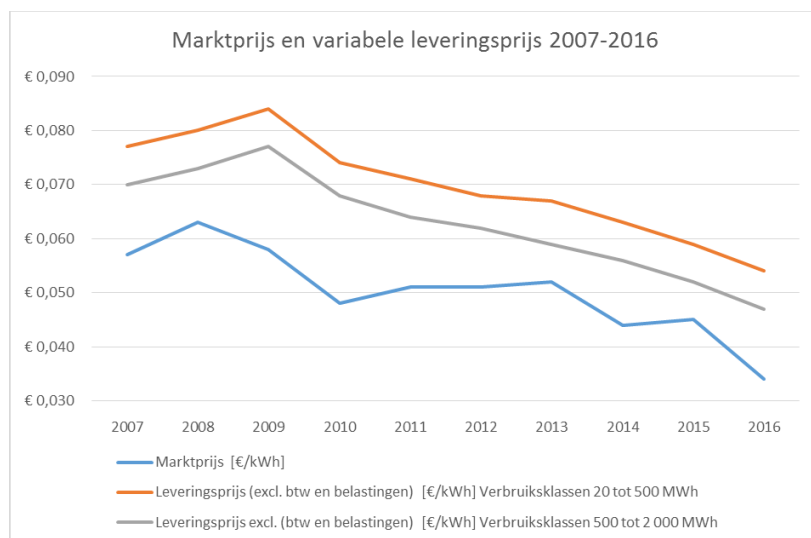
De leverancier koopt elektriciteit in op de groothandelsmarkt. Dit kan via markten voor de korte termijn (APX day-ahead en intraday) en via markten voor de lange termijn van bijvoorbeeld een jaar (ENDEX) (van de Vegte, van Melzen, & van der Spek, Nationaal actieplan energieopslag, 2016). In figuur 7 zijn de jaargemiddelde marktprijzen gegeven in euro/MWh, als gewogen gemiddelde van de korte en lange termijnmarkten.



Figuur 7: Marktprijzen elektriciteit in euro/MWh (ECN; Energie-Nederland; Netbeheer Nederland, 2016).

In de grafiek is te zien dat de marktprijs tot 2008 redelijk constant is gestegen tot €0,063/kWh, waarna er een daling op gang kwam tot €0,048/kWh in 2010. Tussen 2010 en 2013 is de marktprijs vrij constant rond de €0,05/kWh gebleven en vervolgens gedaald tot €0,046/kWh in 2015. Tevens is bekend dat de marktprijs in 2016 gedaald is tot €0,034/kWh (ECN, 2017).

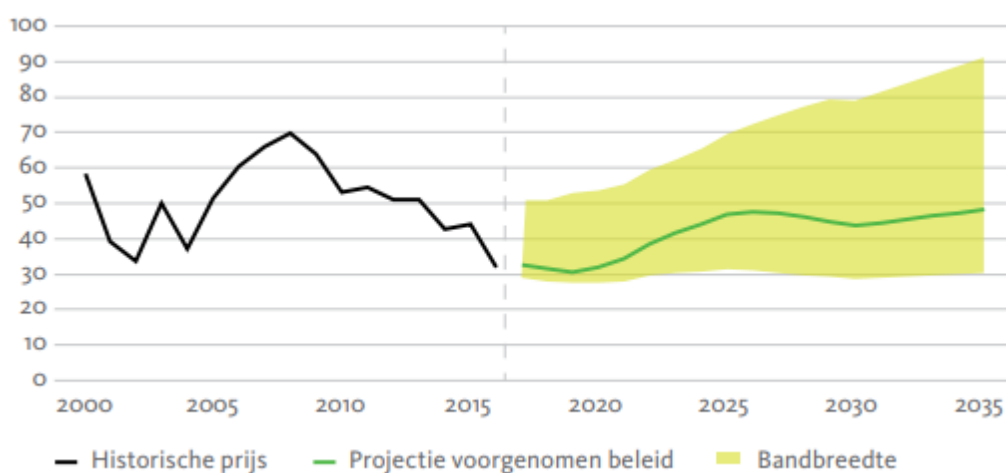
De variabele leveringskosten (de prijs die de consument aan de energieleverancier betaalt, excl. belastingen), is gerelateerd aan de marktprijs, omdat het inkopen van elektriciteit op basis van de marktprijs de grootste kostenpost vormt voor energieleveranciers. De variabele leveringskosten zijn wel hoger dan de marktprijs, als gevolg van bedrijfskosten, winstmarges en extra kosten voor peaktarieven voor de energieleveranciers (Staats, Intended adjustments in net metering: threat or opportunity?, 2015). Onderstaande grafiek geeft de relatie tussen variabele leveringskosten en marktprijs weer. De variabele leveringskosten zijn hierbij gebaseerd op de meest voorkomende verbruiksklassen van kantoren en scholen. De marktprijs is niet helemaal evenredig met de variabele leveringsprijs van de energieleveranciers, maar er is wel een duidelijke relatie zichtbaar.



Figuur 8: Marktprijs en variabele leveringskosten 2007-2016. Gebaseerd op (ECN; Energie-Nederland; Netbeheer Nederland, 2016); (CBS, 2018).

In de toekomstvoorspellingen van marktprijzen zitten veel onzekerheden. De beste indicator voor de toekomstige Nederlandse marktprijzen is de Nationale Energieverkenning van ECN (Bontenbal, 2018).

Aangezien de toekomstige prijzen van kolen, gas en CO₂ onzeker zijn, maar wel direct doorwerken in de marktprijzen voor elektriciteit, heeft ECN drie verschillende marktprijsscenario's ontwikkeld. De marktprijsscenario's worden weergegeven in figuur 9. Er is een scenario voorgenomen beleid (groene lijn), een scenario gebaseerd op een laag prijsniveau van kolen, gas en CO₂ (ondergrens bandbreedte) en een scenario gebaseerd op een hoog prijsniveau van kolen, gas en CO₂ (bovengrens bandbreedte).



Figuur 9: Marktprijsscenario's elektriciteit in €/MWh (ECN, 2017).

In tabel 11 wordt voor elk marktprijsscenario de gemiddelde prijsstijging per jaar over de periode van 2016 t/m 2035 weergegeven.

Tabel 11: Gemiddelde prijsstijging per jaar 2016-2035. Gebaseerd op (ECN, 2017).

Marktprijsscenario	Gemiddelde prijsstijging per jaar 2017-2035
Laag prijsniveau	-0,66%
Voorgenomen beleid	1,83%
Hoog prijsniveau	5,32%

Vertaling naar het rekenmodel:

De percentages uit tabel 11 worden meegenomen in de financiële scenario's voor het rekenmodel, zoals benoemd verder in dit hoofdstuk.

Levering – vaste leveringskosten

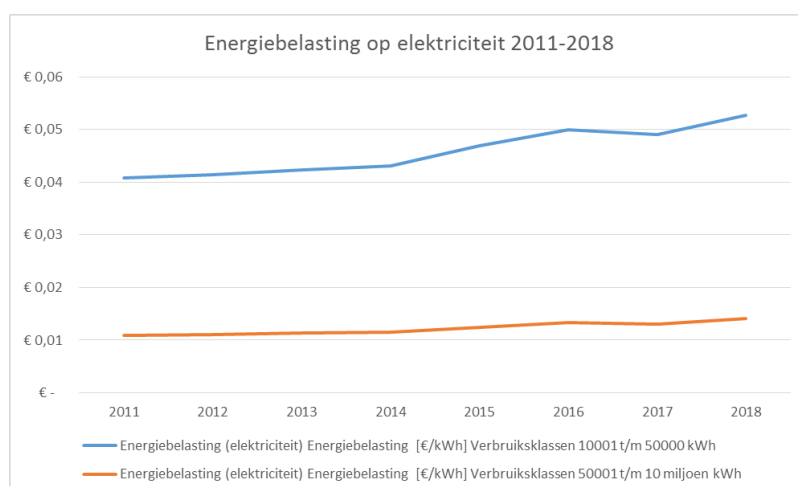
De energieleverancier brengt naast variabele leveringskosten, ook altijd een vast bedrag in rekening voor de levering van elektriciteit. Deze kosten zijn onafhankelijk van het verbruik en kunnen sterk verschillen per netbeheerder.

Vertaling naar het rekenmodel

De vaste leveringskosten voor elektriciteit worden achterwege gelaten in het rekenmodel vanwege de verschillen per energieleverancier. Bovendien is het rekenmodel in eerste instantie bedoeld voor het vergelijken van verschillende systeemvarianten. De factor vaste leveringskosten zou geen verschil maken in een vergelijking, omdat deze niet systeemafhankelijk is en dus in elke variant dezelfde waarde zou hebben.

Belastingen – energiebelasting en belastingvermindering

De hoogte van de energiebelasting op elektriciteit is afhankelijk van de verbruiksklasse van de consument. De verschillende belastingtarieven worden ook wel staffels genoemd (Nudge, 2018). De ontwikkelingen in energiebelasting op elektriciteit, zijn voor 2011 t/m 2018 weergegeven in Figuur 10. De meest voor de hand liggende staffels voor kantoren en scholen worden getoond.



Figuur 10: Energiebelasting op elektriciteit 2011-2018. Gebaseerd op (Belastingdienst, 2018).

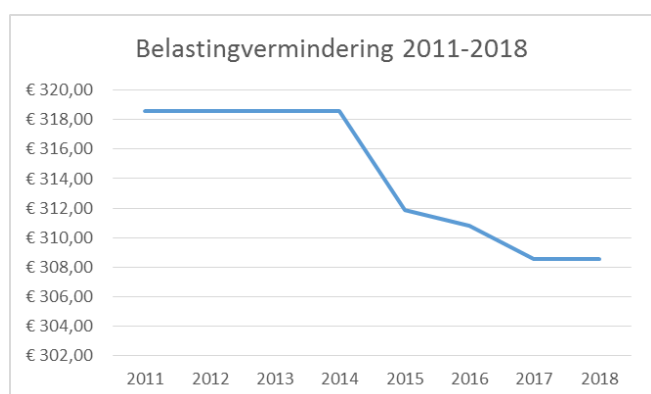
Naar aanleiding van twee interviews met experts in de energiesector, blijkt dat de toekomst van de energiebelasting op elektriciteit discutabel is. Volgens Maarten Staats gaat deze de komende jaren verder omhoog, omdat duurzame energie dan interessanter wordt voor investeerders (Staats, 2018). Henri Bontenbal verwacht dat de energiebelasting op elektriciteit slechts toeneemt met de inflatiecorrectie.

Hij verwacht niet dat de energiebelasting op elektriciteit zo sterk blijft stijgen als de afgelopen jaren, aangezien de elektriciteitsprijs nu de CO₂-prijs al sterk reflecteert (Bontenbal, 2018).

Vertaling naar het rekenmodel:

Naar aanleiding van de bovengenoemde expertvisies zijn twee scenario's voor de energiebelasting op elektriciteit verwerkt in de accu-designer. In het eerste scenario wordt uitgegaan van extrapolatie van de gemiddelde jaarlijkse stijging van energiebelasting op elektriciteit in de periode van 2011 t/m 2018. Deze is ongeveer 3,7% per jaar. In het tweede scenario wordt uitgegaan van een stijging van energiebelasting op elektriciteit die gelijk is aan de gemiddelde jaarlijkse inflatie in de periode van 2011 t/m 2018, welke ongeveer 1,5% bedraagt. Zie de scenario's verder in dit hoofdstuk.

De belastingvermindering op de energiebelasting is een jaarlijks bedrag (Nudge, 2018). De onderstaande grafiek geeft de ontwikkeling in hoogte van deze belastingvermindering weer voor de afgelopen jaren.



Figuur 11: Belastingvermindering 2011-2018. Gebaseerd op (Belastingdienst, 2018).

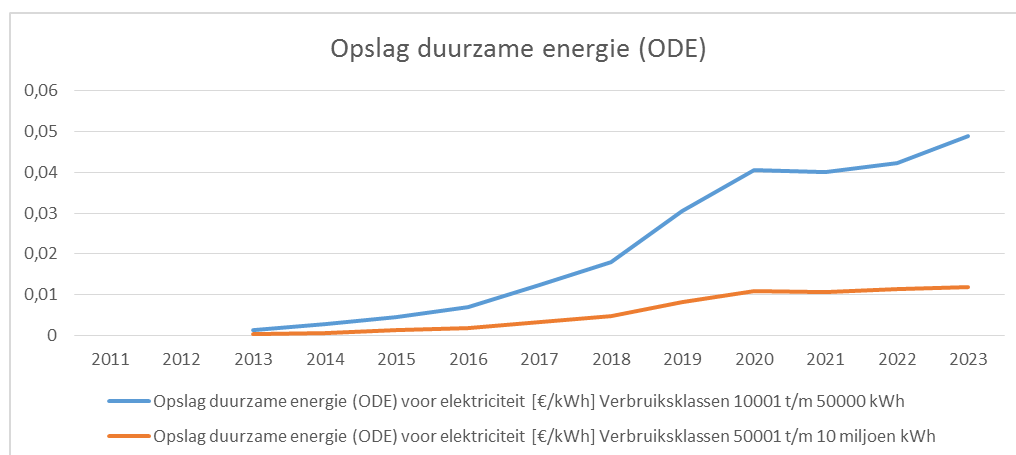
De toekomst van de belastingvermindering op elektriciteit is vrij onvoorspelbaar en sterk afhankelijk van politieke beslissingen. Dit blijkt vanuit het besluit in het regeerakkoord van de huidige regering, dat stelt dat de belastingvermindering op elektriciteit te verlagen naar €257 (VVD; CDA; D66; Christenunie, 2017). Dit is een grote verandering vergeleken met 2011-2018, zoals kan worden afgeleid uit figuur 11.

Vertaling naar het rekenmodel:

De belastingvermindering voor de energiebelasting op elektriciteit wordt achterwege gelaten in het rekenmodel vanwege de grote onvoorspelbaarheid. Bovendien is het rekenmodel in eerste instantie bedoeld voor het vergelijken van verschillende systeemvarianten. De factor belastingvermindering zou geen verschil maken in een vergelijking, omdat deze niet systeemafhankelijk is en dus in elke variant dezelfde waarde zou hebben.

Belastingen – Heffing ‘Opslag Duurzame Energie’ (ODE)

De heffing ‘Opslag Duurzame Energie’ (ODE) is in 2013 ingevoerd voor het financieren van duurzame energieopwekking. De hoogte van de heffing is afhankelijk van de verbruiksklasse van de consument (Nudge, 2018). De ontwikkelingen in de hoogte van de ODE-heffing van 2013 t/m 2018, zijn weergegeven in Figuur 12. De meest voor de hand liggende staffels voor kantoren en scholen worden getoond. In de toekomst blijft de hoogte van de ODE-heffing zeker stijgen, aldus Maarten Staats (Staats, Interview financiële scenario's, 2018). Dit wordt bevestigd door een nota uit de Tweede Kamer, die de hoogte van het ODE-tarief t/m 2023 bevat (Tweede Kamer, 2016). De hoogte van de ODE-heffing volgens deze nota zijn voor 2019 t/m 2023 vastgesteld en ook weergegeven in figuur 12.



Figuur 12: ODE-heffing 2013-2023. Gebaseerd op (Belastingdienst, 2018) en (Tweede Kamer, 2016).

In tabel 12 wordt de gemiddelde stijging van de ODE-heffing over de periode van 2013 t/m 2018 weergegeven voor de meest voor de hand liggende verbruiksklassen (staffels) voor kantoren en scholen.

Tabel 12: Gemiddelde stijging ODE-heffing 2013 t/m 2023. Gebaseerd op (Belastingdienst, 2018) en (Tweede Kamer, 2016).

Verbruiksklasse	Gemiddelde stijging ODE-heffing per jaar 2013 t/m 2023
10000 t/m 50000 kWh	42,6%
50001 t/m 10 miljoen kWh	40,4%

Vertaling naar het rekenmodel:

De gemiddelde percentages uit tabel 12 zijn extreem hoog. Wanneer deze percentages over de hele levensduur van het elektriciteitssysteem (25 jaar) gehanteerd zouden worden, zouden de elektriciteitsprijzen onwaarschijnlijk hoog worden. Het is dan ook niet aannemelijk dat het ODE-tarief over een periode van 25 jaar blijft stijgen met dit extreem hoge percentage. Zo zou het bijvoorbeeld ook kunnen dat het ODE-tarief nu snel stijgt, maar na een aantal jaar stagneert.

Er is nog niet bekend hoe snel de stijging van het ODE-tarief plaats gaat vinden, mede doordat dit tarief per jaar wordt vastgesteld. In de scenario's is aangenomen dat het ODE-tarief met 4% per jaar stijgt. Zie de scenario's verder in dit hoofdstuk.

Belastingen – Belasting toegevoegde waarde (btw)

Het Nederlandse btw-tarief van 21% is van toepassing op de meeste producten en diensten, waaronder ook elektriciteit. Het is aannemelijk dat het btw-tarief van 21% de komende jaren stand houdt, aangezien het vorige btw-tarief van 19% ook twaalf jaar van toepassing is geweest (van 2001 tot 2012) (De Zaak, 2011).

Vertaling naar het rekenmodel:

Voor het rekenmodel wordt het btw-tarief van 21% aangehouden in de financiële scenario's. Wel wordt deze aanpasbaar gemaakt voor de gebruiker, zodat kan worden ingespeeld op eventuele wijzigingen in de toekomst.

Scenario's elektriciteitsprijzen

De ontwikkelingen in marktprijs, leveringsprijs, energiebelasting, ODE-heffing en btw zijn verwerkt in drie scenario's voor de elektriciteitsprijs waar in de accu-designer mee gerekend wordt. De scenario's worden weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 13: Scenario's elektriciteitsprijzen.

Scenario	Gemiddelde jaarlijkse stijging leveringsprijs	Gemiddelde jaarlijkse stijging energiebelasting	Gemiddelde jaarlijkse stijging ODE-heffing	Gemiddelde jaarlijkse stijging elektriciteitsprijs verbruiksklasse 10001 t/m 50000 kWh	Gemiddelde jaarlijkse stijging elektriciteitsprijs verbruiksklasse 50001 t/m 10 miljoen kWh	Totaal gemiddelde jaarlijkse stijging elektriciteitsprijs	Totaal afgerond
Laag	1,83%	1,5%	3%	2,08%	1,97%	2,03%	2%
Midden	1,83%	3,7%	3%	3,00%	2,51%	2,75%	3%
Hoog	5,32%	3,7%	3%	4,08%	4,69%	4,39%	4%

Uitgangspunten voor de scenario's:

- De scenario's zijn gebaseerd op de onderzoeksresultaten in dit hoofdstuk en tot stand gekomen door het hanteren van onderstaande uitgangspunten.
- De stijgingspercentages zijn berekend op basis van de tijdsperiode van 2020 t/m 2044.
- In het scenario 'laag' is de stijging van de leveringsprijs gebaseerd op het voorgenomen beleid van de overheid. De stijging van de energiebelasting is hierbij gelijk aan de gemiddelde inflatie van 2011 t/m 2018. Er wordt niet verwacht dat de energiebelasting harder stijgt dan de inflatie, omdat de energiebelasting op elektriciteit de CO₂-prijs al sterk reflecteert. Dit resulteert in een gemiddelde jaarlijkse stijging van de elektriciteitsprijs van 2%.
- Het scenario 'midden' hanteert dezelfde stijging in leveringsprijs, maar bevat een hogere stijging van de energiebelasting op elektriciteit door de gemiddelde jaarlijkse stijging van 2011 t/m 2018 te extrapoleren. Dit resulteert in een gemiddelde jaarlijkse stijging van de elektriciteitsprijs van 3%.
- Het scenario 'hoog' is gebaseerd op een hoge leveringsprijs van elektriciteit, uitgaande van een relatief hoog prijsniveau van kolen, gas en CO₂. Hierbij wordt tevens een hoge stijging van de energiebelasting verwacht door de gemiddelde jaarlijkse stijging van 2011 t/m 2018 te extrapoleren. Dit resulteert in een gemiddelde jaarlijkse stijging van de elektriciteitsprijs van 4%.
- De gemiddelde jaarlijkse stijging van de ODE-heffing is in alle scenario's aangenomen op 3%.
- Het btw-tarief is in alle scenario's constant, namelijk 21%.

5.2 Subsidieregelingen

De salderingsregeling en de SDE+ zijn twee belangrijke subsidieregelingen in de afrekening van pv-stroom. Dit hoofdstuk bevat een analyse van beide regelingen voor de inbouw in het rekenmodel.

Salderingsregeling

De salderingsregeling is bedoeld voor kleinverbruikers en leidt ertoe dat zelfopgewekte aan het net teruggeleverde pv-stroom verrekend mag worden verrekend met van het net afgenomen elektriciteit. Dit betekent dat alleen over het netto gesaldeerde verbruik (afgenomen stroom minus teruggeleverde stroom) leveringskosten, energiebelasting en btw wordt betaald.

Uit het regeerakkoord van het huidige kabinet blijkt dat de salderingsregeling in 2020 wordt omgevormd in een nieuwe regeling (VVD; CDA; D66; Christenunie, 2017). Het is hoogst waarschijnlijk dat de nieuwe regeling een terugleversubsidie wordt, aangezien de overheid en marktpartijen ongeveer in dezelfde richting denken. Dit blijkt uit het regeerakkoord van het huidige kabinet (VVD; CDA; D66; Christenunie, 2017), doorrekening van het beleidspakket door het CPB (CPB, 2017), een sectorvoorstel voor een nieuw salderingsmodel (NVDE, 2017) en een kamerbrief over de toekomst van de salderingsregeling, (Kamp, H.G.J., 2017).

De precieze invulling van de regeling zal nog moeten blijken. Voor de hoogte van de terugleversubsidie per kilowattuur zijn nog geen details bekend. In een studie van ECN zijn echter wel aannames gedaan voor de hoogte van de terugleversubsidie op basis van een terugverdientijd van 6/7 jaar (ECN, 2017). De terugleversubsidie zal namelijk zo worden ingericht dat de terugverdientijd van een investeerder rond de 7 jaar ligt (Kamp, H.G.J., 2017). Doordat pv-systemen steeds goedkoper worden, kan de terugleversubsidie elk jaar worden verlaagd. ECN is daarbij uitgekomen op de volgende getallen:

Tabel 14: Hoogte terugleversubsidie op basis van aannames in ECN studie. Aangepast overgenomen van (ECN, 2017).

Jaar	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Terugleversubsidie [€/kWh]	0,12	0,11	0,10	0,10	0,09	0,08	0,07	0,05	0,04	0,03	0,02

¹: Daarna geleidelijk afnemend tot 0,00 €/kWh in 2035

Vertaling naar het rekenmodel:

In de accu-designer wordt vanaf 2020 gerekend met een terugleversubsidie waarvan de hoogte overeenkomt met de waarden in tabel 14. Naast de terugleversubsidie wordt ook de leveringsprijs voor verkoop van zelf-opgewekte elektriciteit in rekening gebracht.

SDE+- regeling

De SDE+-regeling is bedoeld voor grootverbruikers met een minimaal opgesteld zon-pv vermogen van 15 kilowattpiek. De SDE+ vergoedt het verschil tussen de kostprijs van hernieuwbare energie en de marktwaarde van de geleverde energie (het zogenaamde correctiebedrag).

Vertaling naar het rekenmodel:

Aangezien de hoogte van de SDE+-regeling jaarlijks wordt vastgesteld en lastig kan worden bepaald over een periode van 25 jaar, is een vrij invoerveld gemaakt waar de gebruiker zelf subsidiebedrag kan invoeren in €/kWh. Dit wordt meegenomen over de gehele levensduur van het pv-systeem.

5.3 Prijzen pv-systemen

Volgens stichting monitoring zonnestroom, bedragen de investeringskosten voor de combinatie van pv-panelen en omvormer in februari 2016 gemiddeld 1,10 €/Wp voor een plat dak en 1,17 €/Wp voor een schuin dak. De installatiekosten zijn hierbij een gemiddelde 0,20 €/Wp. In deze bedragen wordt uitgegaan van pv-systemen tussen de 25 en 500 kWp, welke in veel gevallen goed aansluiten bij de elektriciteitsvraag van utiliteitsgebouwen als kantoren en scholen. Verder brengt het monitoringssysteem ook in zicht dat de prijsdaling van pv-systemen zich al enige jaren voortzet, maar percentueel gezien wel afneemt.

Vertaling naar het rekenmodel:

In het rekenmodel wordt ervan uitgegaan dat de investeringskosten van een pv-systeem gemiddeld 1,25 €/Wp bedragen. Dit bedrag is tot stand gekomen door de gemiddelde systeemkosten van februari 2016 te extrapoleren voor 4 jaar (tot 2020) uitgaande van een daling van de systeemprijs van 2% per jaar, waarbij is aangenomen dat de installatiekosten 0,20 €/Wp blijven. De gebruiker van de accu-designer is echter vrij om van de aangenomen 1,25 €/Wp af te wijken.

5.4 Prijzen elektriciteitsaansluiting

De prijs die wordt betaald voor de elektriciteitsaansluiting is opgebouwd uit verschillende componenten, waarbij verschil kan worden gemaakt tussen een klein- en grootverbruiks aansluiting.

Voor kleinverbruikers geldt:

Tabel 15: Tarieven elektriciteitsaansluiting kleinverbruik. Aangepast overgenomen van (Stedin, 2018).

Elektriciteitsaansluiting	Eenmalige aansluitvergoeding	Periodieke aansluitvergoeding	Capaciteitstarief	Transport-vergoeding vastrecht	Meterhuur
3 x 25 A	€ 983,93	€ 18,94	€ 130,88	€ 18,00	€ 28,01
3 x 35 A	€ 1.369,09	€ 31,07	€ 654,40	€ 18,00	€ 28,01
3 x 50 A	€ 1.369,09	€ 31,07	€ 981,60	€ 18,00	€ 28,01
3 x 63 A	€ 1.369,09	€ 31,07	€ 1.308,80	€ 18,00	€ 28,01
3 x 80 A	€ 1.507,80	€ 31,07	€ 1.636,00	€ 18,00	€ 28,01

Voor grootverbruikers geldt:

Tabel 16: Tarieven elektriciteitsaansluiting grootverbruik. Aangepast overgenomen van (Stedin, 2018).

Elektriciteits-aansluiting	Eenmalige aansluit-vergoeding	Periodieke aansluit-vergoeding	Transport-vergoeding vastrecht	Contract transport-vermogen per kW	Max. afgenomen vermogen per kW	Getransporteerde kWh's
3 x 125 A	€ 4.115,15	€ 73,71	€ 441,00	€ 188,68	€ 99,11	€ 67,78
175 kVA	€ 5.210,93	€ 73,71	€ 441,00	€ 188,68	€ 99,11	€ 67,78
630 kVA	€ 36.009,10	€ 674,86	€ 441,00	€ 102,79	€ 99,11	€ 67,78
1000 kVA	€ 37.202,49	€ 674,86	€ 441,00	€ 102,79	€ 99,11	€ 67,78
1750 kVA	€ 45.677,73	€ 674,86	€ 441,00	€ 102,79	€ 99,11	€ 67,78

Vertaling naar het rekenmodel:

In het rekenmodel zijn bovenstaande tabellen overgenomen en gecorrigeerd naar het verwachte tarief voor 2020, door een inflatie van 1,5% per jaar door te rekenen. Op basis van de elektriciteitsaansluiting die door de gebruiker wordt gekozen voor de referentiesituatie, wordt door de accu-designer automatisch berekend wat de periodieke kosten zijn van de elektriciteitsaansluiting in de referentiesituatie. Op basis van de uitkomsten van de energieberekening in de nieuwe situatie, kijkt de accu-designer automatisch of de aansluiting kan worden verlicht door bijvoorbeeld de toepassing van een accu. Bij grootverbruikers wordt in deze berekening ook rekening gehouden met het maximaal afgenomen vermogen en de getransporteerde hoeveelheid energie.

6 Casus en gevoeligheidsanalyse

In dit hoofdstuk wordt het rekenmodel toegepast op een casus, het kantoorpand van Merosch. Eerst worden de invoerparameters ingesteld op waarden die passen bij de situatie en worden de rekenresultaten gepresenteerd. Vervolgens wordt een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd op de casus om parameters te identificeren die veel invloed hebben op de rendabiliteit van een accusysteem in deze specifieke situatie. Als laatste worden een aantal scenario's gepresenteerd met financiële omstandigheden die minimaal nodig zijn om de business-case van een accusysteem in het kantoorpand van Merosch interessant te maken.

6.1 Basiscasus

6.1.1 Parameterinstellingen

De parameters voor de casus zijn zo goed mogelijk afgestemd op de werkelijkheid en worden hieronder weergegeven:

Verbruik

Gebruikstijden: 8:00 tot 18:00 uur m.u.v. weekends.

Verwarming: 14 kW vermogen, aan bij $T_{\text{buiten}} < 13^\circ$, COP 4,87.

Koeling: 8 kW vermogen, aan bij $T_{\text{buiten}} > 13^\circ$, COP 25.

Warm tapwater: Opwekkingsrendement 75%, distributierendement 100%, afgifterendement 100%.

Ventilatie: 0,3 kW vermogen.

Verlichting: 8 W/m², besparingsfactor regeling 0,65.

Apparatuur: 6 W/m².

Opwekking

Pv-panelen: 18300 kWp monokristallijn.

Bouwintegratie: Dakgeïntegreerd (op-dak).

Oriëntatie t.o.v. zuid: -35° (ZW).

Hellingshoek t.o.v. horizontaal: 30° .

Schaduwverlies: 0,00%.

Rendement pv-omvormer: 98%.

Opslag (alleen van toepassing in fictieve, nieuwe situatie)

Accu: 10 kWh capaciteit

Accu-omvormer: 10 kW nominaal laad- en ontladvermogen

Cyclusrendement: 95%

Omvormerrendement: 98%

Financiële kaders

Pv-systeem: €18.848,50 investering, pv-omvormer 16% met levensduur van 15 jaar.

Accu-systeem: 1235 €/kWh investering, levensduur 10 jaar, verwachte kostendaling per jaar 5%.

Elektriciteitsprijs: €0,05 jaar 0 (kale leveringsprijs), prijsscenario midden.

Subsidie beschikbaar: Ja, terugleversubsidie vanaf 2020.

Inflatie: 1,50%.

Discontovoet: 5%.

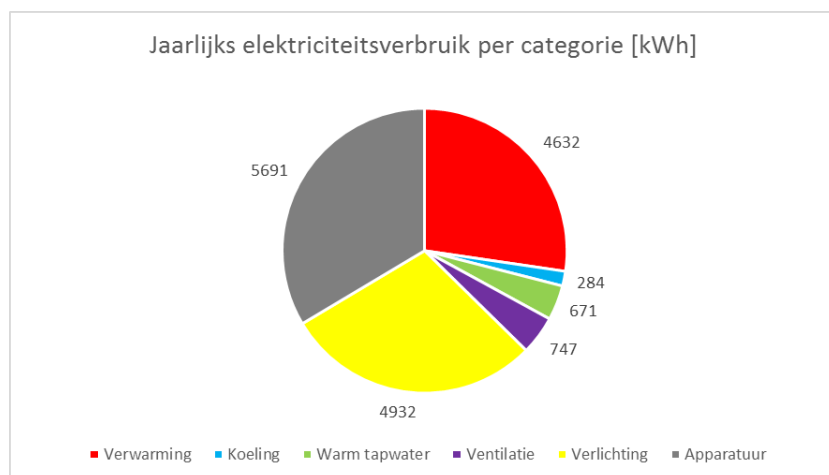
6.1.2 Resultaten

De figuren in deze paragraaf zijn overgenomen uit het dashboard van de accu-designer en geven de resultaten weer voor de casus.

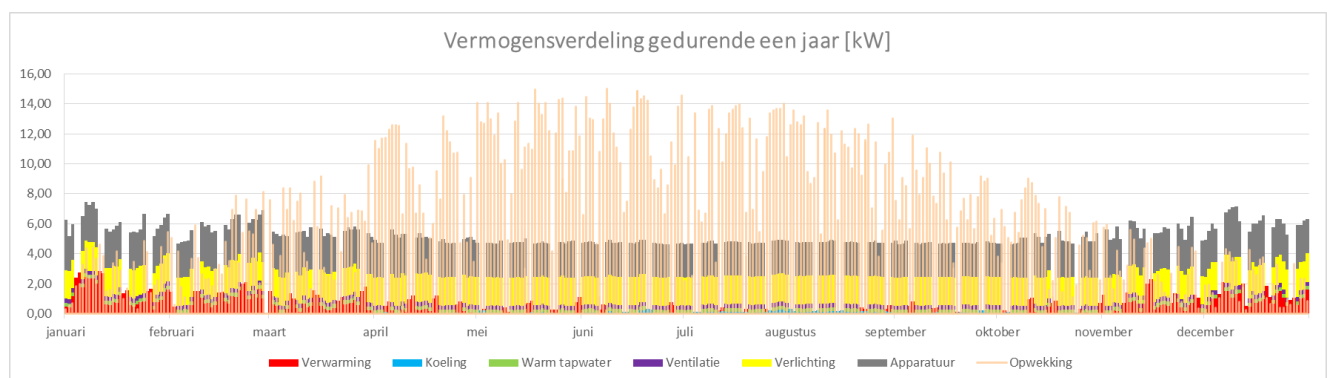
	Referentiesituatie	Ingevoerde situatie
Verbruikte elektriciteit per jaar	16956 kWh	16956 kWh
Opgewekte elektriciteit per jaar	17200 kWh	17200 kWh
Opgeslagen elektriciteit per jaar	0 kWh	1359 kWh
Eigen verbruik	47,1%	55,1%
Autarkiegraad	47,7%	55,9%
Investeringskosten	€ 18.848,50	€ 31.198,50
Elektriciteitskosten jaar 1	€ 447,83	€ 427,35
Elektriciteitskosten jaar 24	€ 3.094,15	€ 2.702,50

Levensduurkosten berekenen over hoeveel jaar?	25	
Levensduurkosten (NCW)	€ 40.752,02	€ 55.451,97

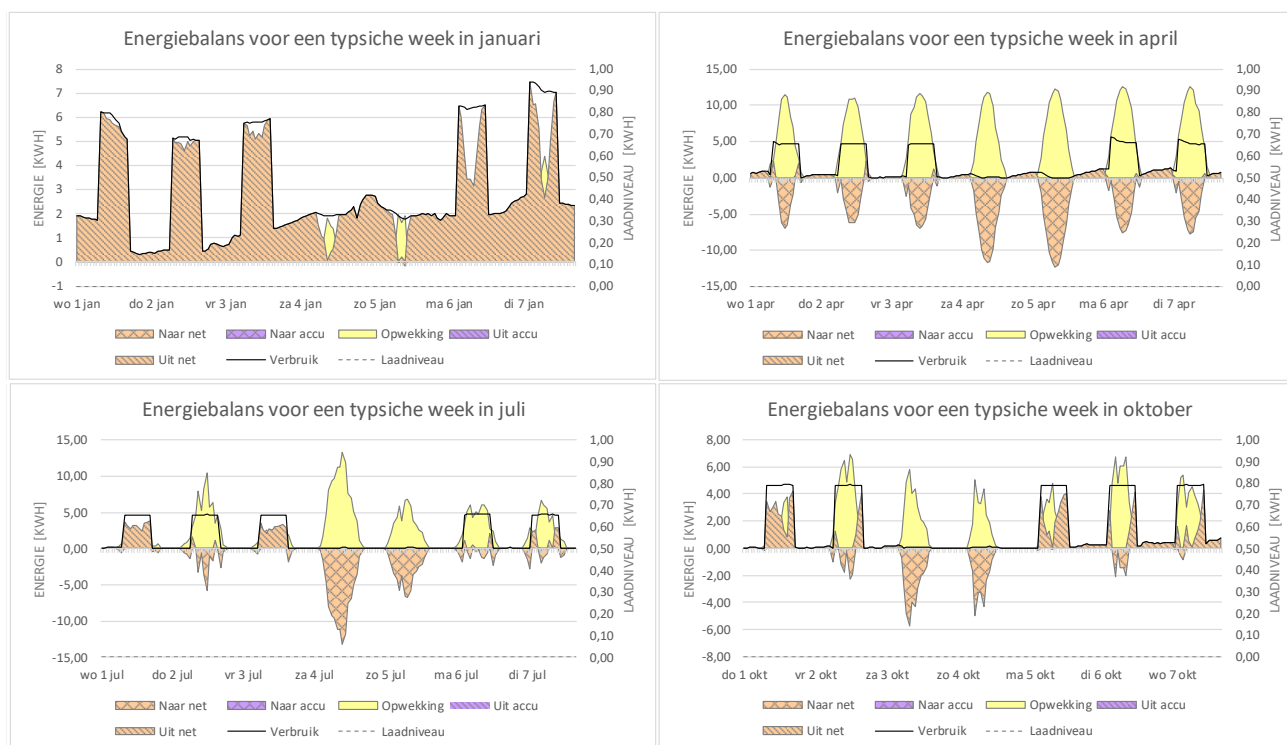
Figuur 13: Resultaten casus - hoofdlijnen



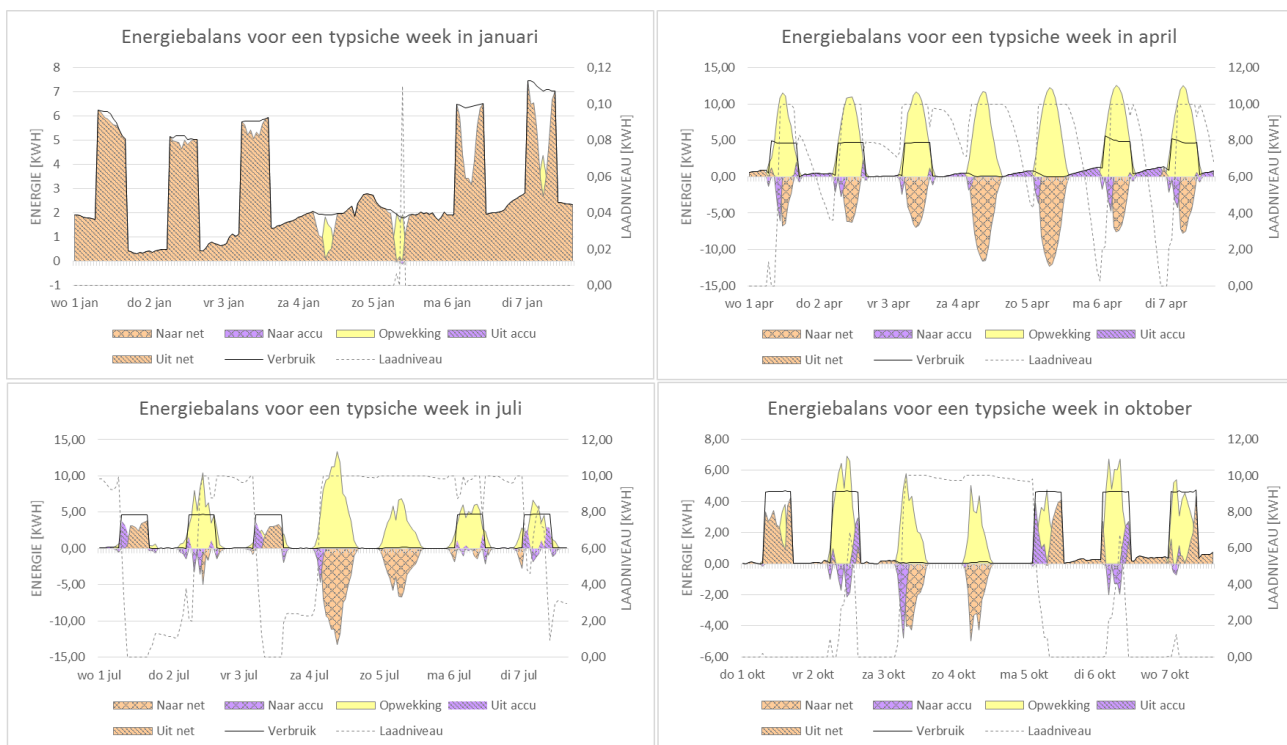
Figuur 14: Resultaten casus – jaarlijks elektriciteitsverbruik per categorie.



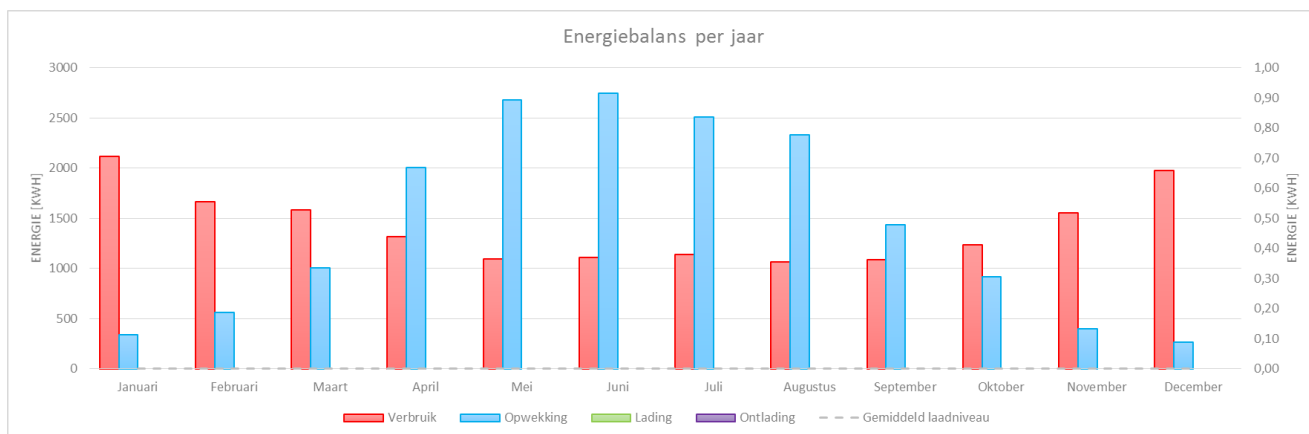
Figuur 15: Resultaat casus – vermogensverdeling gedurende een jaar.



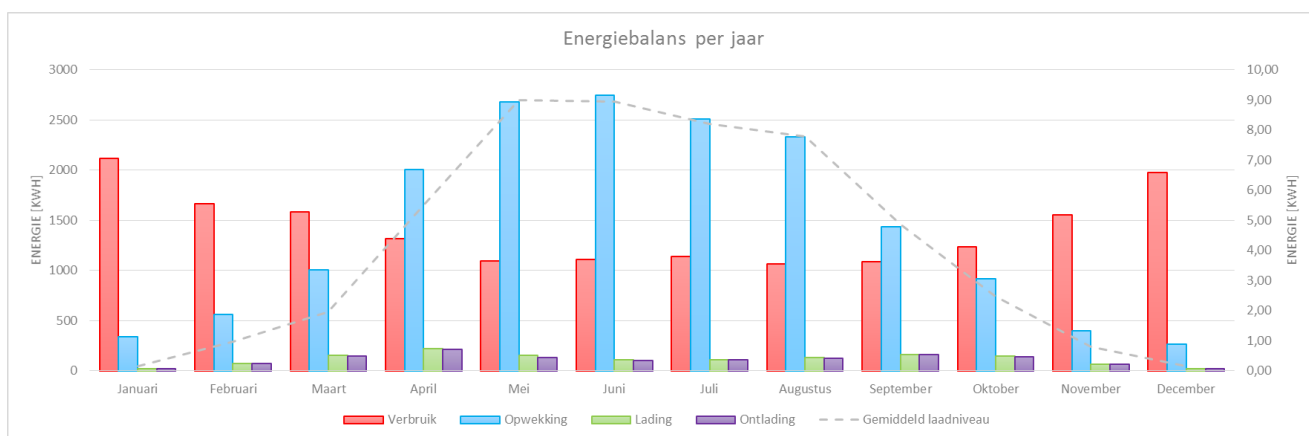
Figuur 16: Resultaat casus - energiebalansen voor vier weken in verschillende seizoenen in referentiesituatie.



Figuur 17: Resultaat casus - energiebalansen voor vier weken in verschillende seizoenen in nieuwe situatie (met accusysteem).



Figuur 18: Resultaat casus - energiebalans per jaar in referentiesituatie.



Figuur 19: Resultaat casus: energiebalans per jaar in nieuwe situatie (met accusysteem).

6.2 Gevoeligheidsanalyse

In de gevoeligheidsanalyse zijn de rekenparameters met betrekking tot de accu aangepast ten opzichte van de basiscasus. Het doel hiervan is om het effect te bepalen van verschillende parameters op de rendabiliteit van een accusysteem. Hierbij wordt telkens de gevoeligheid van één waarde geanalyseerd. Overige parameters blijven gelijk.

6.2.1 Accucapaciteit en vermogen accu-omvormer

De toevoeging van een accusysteem beïnvloedt zowel de energiehuishouding als de financiën. Er zijn berekeningen uitgevoerd met verschillende groottes van accucapaciteit en bijbehorende omvormervermogens om het effect op de rekenresultaten te analyseren.

Tabel 17: Gevoeligheid accucapaciteit

Accucapaciteit [kWh] en vermogen [kW]	Eigen verbruik [%]	Autarkie -graad [%]	Investerings kosten [€]	Levensduur- kosten (NCW) 25 jaar [€]	Verschil levensduur- kosten 25 jaar t.o.v. basiscasus referentie [€]	Verschil levensduur- kosten 25 jaar t.o.v. basiscasus referentie [%]
0,0 (referentiesituatie)	47,1	47,7	18.848,50	40.752,02	-	-
5,0	52,8	53,6	25.023,50	47.526,65	+6.774,63	17%
10,0 (nieuwe situatie)	55,1	55,9	31.198,50	55.451,97	+14.699,95	36%
15,0	56,4	57,2	37.373,50	63.646,85	+22.894,83	+56%
20,0	57,2	58,0	43.548,50	71.967,79	+31.215,77	+77%

Uit tabel 17 kan worden opgemaakt dat de capaciteit van een accusysteem grote invloed heeft op de totale levensduurkosten. Er is te zien dat geen enkele accucapaciteit leidt tot verlaging van de totale levensduurkosten. Er geldt: groter de accu, hoe hoger de levensduurkosten. Verder valt op dat naarmate de accucapaciteit en vermogen hoger wordt, het effect op het eigen verbruik en de autarkiegraad steeds kleiner wordt. De eerste paar kWh capaciteit beïnvloeden eigen verbruik en autarkiegraad het sterkst.

Voor deze casus is het logisch te verklaren dat een accu met welke capaciteit dan ook, niet leidt tot lagere levensduurkosten ten opzichte van de referentiesituatie. Een accusysteem van 10 kWh leidt in deze casus namelijk slechts tot 8% verhoging van het eigen verbruik, waardoor het accusysteem beperkt effect heeft en de kosten niet opwegen tegen de elektriciteitskostenbesparing die het met zich meebrengt.

De beperkte verhoging van het eigen verbruik wordt hoogstwaarschijnlijk veroorzaakt doordat de gebruikstijden van het kantoorpand zeer sterk overeen met de periodes waarin er veel zoninstraling is en er veel elektriciteit wordt opgewekt. Dit zien is goed te zien in figuur 16 en 17.

6.2.2 Investeringskosten accusysteem

De investeringskosten zijn vanaf €1235 in stappen van €200 verlaagd om het effect op de totale levensduurkosten van het elektriciteitssysteem te bepalen.

Tabel 18: Gevoeligheid investeringskosten accusysteem

Prijs accusysteem [€/kWh]	Levensduurkosten (NCW) 25 jaar in referentiesituatie [€]	Levensduurkosten (NCW) 25 jaar in nieuwe situatie (10 kWh accu) [€]	Verschil levensduurkosten 25 jaar t.o.v. basiscasus referentie [€]	Verschil levensduurkosten 25 jaar t.o.v. basiscasus met accu [%]
1235 (basiscasus)	40.752,02	55.451,97	+14.699,95	+36
1035	40.752,02	52.671,63	+11.919,61	+29
835	40.752,02	49.891,30	+9.139,28	+22
635	40.752,02	47.110,96	+6.358,94	+16
435	40.752,02	44.330,62	+3.578,6	+9
235	40.752,02	41.550,28	+798,26	+2
35	40.752,02	38.769,94	-1982,02	-5

Uit tabel 18 blijkt dat de levensduurkosten sterk worden beïnvloed door de investeringskosten van een accusysteem. Voor de casus blijkt dat de levensduurkosten in de nieuwe situatie pas lager worden bij investeringskosten voor een accusysteem van circa €178/kWh en lager.

Dit is te verklaren door een beperkte verhoging (8%) van het eigen verbruik. Hierdoor brengt het accusysteem een beperkte elektriciteitskostenbesparing met zich mee en zijn er zeer lage investeringskosten benodigd zijn om nog tot een rendabele business-case te leiden.

6.2.3 Scenario's elektriciteitsprijs

In het model zijn drie scenario's ingebouwd voor de elektriciteitsprijs, welke zijn doorgerekend om het effect op de totale levensduurkosten van het elektriciteitssysteem te bepalen.

Tabel 19: Gevoeligheid elektriciteitsprijs

Prijsscenario	Levensduurkosten (NCW) 25 jaar in referentiesituatie [€]	Levensduurkosten (NCW) 25 jaar in nieuwe situatie [€]	Verschil levensduurkosten 25 jaar nieuwe situatie t.o.v. referentie [€]	Verschil levensduurkosten 25 jaar nieuwe situatie t.o.v. referentie [€]
Laag 2% stijging p.j. (leveringsprijs 1,83% stijging, energiebelasting 1,50% stijging, ODE 3% stijging per jaar)	36.510,19	51.812,43	+15.302,24	+42
Midden (basiscasus) 3% stijging p.j. (leveringsprijs 1,83% stijging, energiebelasting 3,70% stijging, ODE 3% stijging per jaar)	40.752,02	55.451,97	+14.699,95	+36
Hoog 4% stijging p.j. (leveringsprijs 5,32% stijging, energiebelasting 3,70% stijging, ODE 3% stijging per jaar)	40.656,77	55.404,32	+14.747,55	+36

Uit tabel 19 blijkt dat het verschil in levensduurkosten bij verschillende prijsscenario's vrij klein is. Dit is te verklaren doordat er in de casus ook vrij weinig elektriciteitskosten worden bespaard.

Verder blijkt dat de prijsscenario 'midden' en 'hoog' het beste uitpakken voor de business-case van een accusysteem, omdat de meerkosten t.o.v. de referentiesituatie hier het laagst zijn. Dit is een verwacht resultaat, omdat de prijsscenario's 'midden' en 'hoog' rekenen met een relatief hoge jaarlijkse stijging van de energiebelasting (3,7%). Het verschil tussen de inkoopkosten (waar belastingen over worden betaald) en de opbrengsten uit teruglevering (waar geen belastingen over worden betaald) wordt hierdoor steeds groter waardoor het accusysteem na verloop van tijd meer financieel besparingspotentieel krijgt.

6.2.4 Levensduur accusysteem

Als een accusysteem een langere levensduur zou hebben, zijn er minder tot geen vervangingskosten en kunnen de totale levensduurkosten lager uitkomen. Om de invloed van de levensduur van het accusysteem op de levensduurkosten van het elektriciteitssysteem te testen, zijn er verschillende lengtes voor de levensduur van een accusysteem doorgerekend.

Tabel 20: Gevoeligheid levensduur accusysteem

Levensduur accusysteem [jaar]	Levensduurkosten (NCW) 25 jaar in referentiesituatie [€]	Levensduurkosten (NCW) 25 jaar in nieuwe situatie (10 kWh accu) [€]	Verschil levensduurkosten 25 jaar t.o.v. basiscasus referentie [€]	Verschil levensduurkosten 25 jaar t.o.v. basiscasus referentie [%]
5	40.752,02	65.709,92	+24.957,90	+61
10 (casus)	40.752,02	55.451,97	+14.669,95	+36
15	40.752,02	52.329,23	+11.577,21	+28
20	40.752,02	50.875,71	+10.123,69	+25
25	40.752,02	50.045,29	+9.293,27	+23

Tabel 20 laat zien dat de levensduur van een accusysteem een grote invloed heeft op de levensduurkosten van het elektriciteitssysteem (25 jaar). Vanzelfsprekend komt dit doordat het accusysteem minder vaak hoeft te worden vervangen over de periode van 25 jaar.

6.2.5 Terugleversubsidie

In de basiscasus is rekening gehouden met een terugleversubsidie. Door het berekenen van de totale levensduurkosten met en zonder terugleversubsidie, wordt de invloed van de terugleversubsidie op de rendabiliteit van accusystemen duidelijk.

Tabel 21: Gevoeligheid terugleversubsidie

Terugleversubsidie [Ja/Nee]	Levensduurkosten (NCW) 25 jaar in referentiesituatie [€]	Levensduurkosten (NCW) 25 jaar in nieuwe situatie (10 kWh accu) [€]	Verschil levensduurkosten 25 jaar t.o.v. basiscasus referentie [€]	Verschil levensduurkosten 25 jaar t.o.v. basiscasus referentie [%]
Ja	40.752,02	55.451,97	+14.699,95	+36
Nee	46.885,51	60.665,81	+13.770,30	+29

Uit tabel 21 blijkt dat de meerkosten van een accusysteem lager worden t.o.v. de referentiesituatie, wanneer de salderingsregeling volledig wordt afgeschaft en er ook geen terugleversubsidie voor in de plaats komt.

Dit is logisch te verklaren. De toepassing van een terugleversubsidie verhoogt namelijk de opbrengsten uit teruglevering van elektriciteit, terwijl de inkoopkosten gelijk blijven. Het verschil tussen inkoopkosten en opbrengsten uit teruglevering wordt relatief klein, waardoor het financieel besparingspotentieel van een accu beperkt blijft. Een accu is juist interessanter wanneer er geen terugleversubsidie zou worden toegepast, omdat het verschil tussen kosten en opbrengsten van elektriciteit dan groter wordt.

6.3 Financiële scenario's voor een rendabel accusysteem

In dit hoofdstuk worden een aantal scenario's gepresenteerd met de financiële omstandigheden die minimaal nodig zijn om de business-case van een accusysteem in het kantoorpand van Merosch interessant te maken. Het uitgangspunt is hierbij de basiscasus - nieuwe situatie (inclusief 10 kWh accu).

Scenario 1: Lagere investeringskosten voor accusystemen

Benodigde omstandigheden:

- Verlaging van de investeringskosten van accusystemen naar circa €178/kWh of lager (verlaging van 86% t.o.v. 2017).

Scenario 2: Langere levensduur en lagere investeringskosten voor accusystemen

Benodigde omstandigheden:

- Verhoging levensduur accu naar 20 jaar;
- Verlaging van de investeringskosten van accusystemen naar circa €242/kWh of lager (verlaging van 80% t.o.v. 2017).

Scenario 3: Afschaffing subsidieregeling en lagere investeringskosten voor accusystemen

Benodigde omstandigheden:

- Afschaffing van subsidieregelingen (geen terugleversubsidie of andere vervanging van de salderingsregeling).
- Verlaging van de investeringskosten van accusystemen naar circa €244/kWh of lager (verlaging van 80% t.o.v. 2017).

Scenario 4: Afschaffing subsidieregeling, langere levensduur en lagere investeringskosten voor accusystemen

Benodigde omstandigheden:

- Afschaffing van subsidieregelingen (geen terugleversubsidie of andere vervanging van de salderingsregeling).
- Verhoging levensduur accu naar 20 jaar;
- Verlaging van de investeringskosten van accusystemen naar circa €333/kWh of lager (verlaging van 73% t.o.v. 2017).

7 Conclusies

Dit hoofdstuk bevat de antwoorden op de deelvragen en vervolgens de hoofdvraag.

7.1 De bepalende aspecten voor een optimaal accusysteem en hun onderlinge relaties

De eerste deelvraag was: *Welke aspecten zijn van invloed op de bepaling van het optimale accusysteem en waar liggen hun onderlinge relaties?*

Het optimale accusysteem wordt bepaald als het accusysteem dat leidt tot de laagste levensduurkosten van het elektriciteitssysteem over een periode van 25 jaar. Het optimale accusysteem wordt daarom beïnvloed door investeringskosten, vervangingskosten, onderhoudskosten, restwaarde en elektriciteitskosten.

Hierin zijn de elektriciteitskosten afhankelijk van de periodieke kosten voor elektriciteitsaansluiting en van de hoeveelheid afgenomen en teruggeleverde elektriciteit, uitgedrukt in euro's. Door toepassing van een accusysteem kunnen deze kosten worden verlaagd. De drie belangrijkste parameters om de hoeveelheid netafname en teruglevering berekenen zijn elektriciteitsverbruik, -productie en -opslag per tijdseenheid. De per eenheid elektriciteit verrekende tarieven worden beïnvloed door de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs en subsidieregelingen over een periode van 25 jaar.

De investeringskosten worden beïnvloed door de investeringskosten voor het pv-systeem, het accusysteem en de elektriciteitsaansluiting. De vervangingskosten en onderhoudskosten worden beïnvloed door de vervangingskosten en onderhoudskosten voor het pv-systeem en het accusysteem. De restwaarde wordt beïnvloed door de investeringskosten, levensduur en leeftijd van het accusysteem.

7.2 Methode voor het berekenen van elektriciteitsstromen

De tweede deelvraag was: *Hoe kan de grootte van elektriciteitsstromen tussen pv-systeem, verbruiker, accusysteem en elektriciteitsnet over de loop van een dag worden bepaald?*

Als middel kan een rekenmodel worden gebruikt. Een verbruiksprofiel, een opwekkingsprofiel en een model van het accusysteem liggen ten grondslag aan de berekening voor elk van deze elektriciteitsstromen.

Door verbruiks- en opwekkingsprofielen te combineren wordt per tijdseenheid de grootte van het elektriciteitsoverschot of -tekort duidelijk. Op basis hiervan kan door middel van algoritmes in het accusysteem-model worden berekend hoeveel de accu wordt geladen en ontladen. Accucapaciteit, cycluserendement en accu-omvormerrendement zijn essentiële parameters. Wanneer de accu niet verder geladen of ontladen kan worden, wordt het resterende tekort of overschot met het net uitgewisseld.

Het verbruiksprofiel kan door het rekenmodel worden gegenereerd door het berekenen van het elektriciteitsverbruik op uurbasis voor verwarming, koeling, warm tapwater, ventilatie, verlichting en apparatuur. Dit is mogelijk aan de hand van een referentieklimaatjaar gecombineerd met data en kengetallen uit diverse normen en publicaties.

Het opwekkingsprofiel kan door het rekenmodel worden gegenereerd aan de hand van de ISSO-handboek voor zonne-energie in combinatie met de installingsgegevens op uurbasis volgens de NEN 5050 en een installingsdiagram.

7.3 Toepasbare accusystemen in NOM-utiliteitsbouw en hun eigenschappen

De derde deelvraag was: *Welke accusystemen zijn toepasbaar in NOM-utiliteitsbouw en welke technische en financiële eigenschappen hebben die systemen?*

Op dit moment hebben de best toepasbare accusystemen de volgende eigenschappen:

Technisch:

- Accutechnologie: lithium-ion;
- Capaciteit: tussen de 20 – 200 kWh kan worden bereikt;
- AC-gekoppeld en geschikt voor bi-directioneel laden;
- Geschikt voor 3-fase aansluiting.

Financieel:

- Systeemprijs: Gemiddeld €1470/kWh bruikbare capaciteit met en de kostenspreiding voor driekwart van de accusystemen ligt tussen de ca. €940/kWh en ca. €2000/kWh;
- Een verwacht prijsdalingspotentieel van 60% over een periode van 15 jaar.

De producten die momenteel op de markt beschikbaar zijn en deze eigenschappen bezitten, worden ontwikkeld door de bedrijven ATEPS, Tesla, AXITEC, Sonnen, BYD, SMA, Kostal en GoodWe.

7.4 Financiële kaders voor afrekening van elektriciteit

De vierde deelvraag was: *Welke financiële kaders gelden er voor de afrekening van elektriciteit over de levensduur van het elektriciteitssysteem?*

Geldende financiële kaders zijn de elektriciteitsprijs, de salderingsregeling, de SDE+ regeling en de kosten voor de elektriciteitsaansluiting.

De verwachting is dat de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs in de buurt komt van een van onderstaande scenario's, waarin de percentages staan voor de verwachte jaarlijkse stijging.

- Scenario laag: leveringsprijs 1,83%, energiebelasting 1,5%, ODE-heffing 3%, totaal 2%;
- Scenario midden: leveringsprijs 1,83%, energiebelasting 3,7%, ODE-heffing 3%, totaal 3%;
- Scenario hoog: leveringsprijs 5,32%, energiebelasting 3,7%, ODE-heffing 3%, totaal 4%.

De salderingsregeling wordt in 2020 omgevormd in een nieuwe regeling, hoogstwaarschijnlijk een terugleversubsidie. De hoogte van het bedrag is gebaseerd op een constante terugverdientijd van 7 jaar. Door de prijsdaling van pv-systemen kan de terugleversubsidie jaarlijks worden afgebouwd. Het is aannemelijk dat de terugleversubsidie in 2020 €0,12 bedraagt en afneemt tot €0,00/kWh in 2035.

De toekomst van de SDE+ regeling is lastig te voorspellen, omdat de hoogte van de tarieven jaarlijks wordt vastgesteld.

De kostenopbouw van de kleinverbruiksaansluiting verschilt sterk van een groot verbruiksaansluiting. Het is aannemelijk dat de prijzen van de elektriciteitsaansluiting jaarlijks stijgen met de inflatie.

7.5 Validatie van de optimalisatie

De vijfde en laatste deelvraag was: *Hoe kan de optimalisatie worden gevalideerd?*

De optimalisatie van het accusysteem kan worden gevalideerd door te onderzoeken onder welke financiële omstandigheden een accusysteem financieel rendabel is, met de casus van Merosch als uitgangspunt in het rekenmodel.

Er zijn vier financiële scenario's ontwikkeld met de voorwaarden waarin een accusysteem rendabel kan worden. Hieruit is gebleken dat de investeringskosten van accusystemen in elk van de scenario's omlaag moeten. Dit is dan ook de parameter verreweg die verreweg de meeste invloed heeft op de rendabiliteit van accusystemen.

Wanneer alleen de investeringskosten verlaagd zouden worden, zou een accusysteem rendabel zijn bij investeringskosten van circa €178/kWh bruikbare capaciteit of lager, (een verlaging van 86% ten opzichte van 2017).

Wanneer de levensduur van een accusysteem van 10 jaar naar 20 jaar verlengd zou kunnen worden, zouden de investeringskosten naar circa €242/kWh bruikbare capaciteit of lager moeten gaan voor een rendabel accusysteem (verlaging van 77% ten opzichte van 2017)

Wanneer de salderingsregeling volledig zou worden afgeschaft en er niks voor in de plaats komt, zouden de investeringskosten van accusystemen naar circa €244/kWh bruikbare capaciteit kunnen gaan om te komen tot een rendabel accusysteem (verlaging van 80% t.o.v. 2017).

Wanneer de levensduur van een accusysteem van 10 jaar naar 20 jaar verlengd zou kunnen worden en tevens de salderingsregeling volledig zou worden afgeschaft, dan zou een accusysteem rendabel zijn bij investeringskosten van circa €333/kWh bruikbare capaciteit of lager.

7.6 De hoofdvraag

De hoofdvraag was: *Hoe kan een optimaal accusysteem worden bepaald voor een NOM-utiliteitsgebouw, op basis van elektriciteitsstromen van het gebouw en de financiële kaders voor afrekening van elektriciteit?*

Een rekenmodel biedt deze mogelijkheid. Door in het rekenmodel te zoeken naar de accusysteemparemeters, waarbij de levensduurkosten van het elektriciteitssysteem zo laag mogelijk zijn over een periode van 25 jaar, wordt het optimale accusysteem gevonden.

Hierbij moet het rekenmodel aan de volgende sleutelvoorwaarden voldoen:

- Het bevat een aanpasbaar verbruiksprofiel en opwekkingsprofiel op uurbasis en een accusysteem-model om te rekenen aan de hoeveelheid netafname en teruglevering per uur;
- De algoritmen voor het laden en ontladen van de accu zijn gebaseerd op een AC-gekoppeld systeem en gaan uit van een configuratie voor maximalisering van het eigen verbruik;
- De stijging van de elektriciteitsprijs ligt tussen circa 2% en 4%, waarbij onderscheid wordt gemaakt in de stijging van de leveringsprijs en van de energiebelasting;
- Er wordt bij kleinverbruikers gerekend met een terugleversubsidie ter vervanging van de salderingsregeling met een hoogte van €0,12/kWh in 2020 en geleidelijk afnemend tot 0,00 €/kWh in 2020;
- Bij grootverbruikers kan optioneel worden gerekend met een optionele SDE+ subsidie.

Er is gebleken dat accusystemen op dit moment niet rendabel zijn in nul-op-de-meter kantoren en scholen, omdat de elektriciteitskostenbesparing niet opweegt tegen de kosten die een accusysteem met zich mee brengt.

De relatief lage elektriciteitskostenbesparing wordt grotendeels veroorzaakt doordat een accusysteem het eigen verbruik van een kantoor of school slechts in beperkte mate verhoogd. In een situatie zonder accusysteem is het eigen verbruik namelijk ook al vrij hoog, doordat de tijden van elektriciteitsopwekking en elektriciteitsverbruik sterk overeenkomen.

Het gevolg is dat een rendabele business-case alleen nog haalbaar is, wanneer de kosten voor een accusysteem ook zeer laag zijn. Op dit moment zijn deze kosten veel te hoog. De verreweg meest bepalende factor is hierin de investering voor een accusysteem. Er is gebleken dat een accusysteem pas rendabel zou zijn bij investeringskosten van circa €178/kWh bruikbare capaciteit of lager, uitgaande van de situatie van Merosch een 10 kWh accusysteem. Dit betekent een kostendaling van 86% ten opzichte van de gemiddelde investeringskosten van accusystemen in 2017.

8 Bibliografie

- AEE Solar. (2018). *Battery-based inverters*. Opgeroepen op april 4, 2018, van AEE Solar: <http://aeesolar.com/design/battery-based-inverters/>
- Agentschap NL. (2011). *Slim licht werkt beter in kantoorgebouwen*. Utrecht: Agentschap NL.
- ATEPS. (2018). *Kleine en Medium Opslag Systemen*. Helmond, Nederland: Ateps.
- ATEPS. (2018). *Onze projecten*. Opgeroepen op april 6, 2018, van ATEPS: <http://ateps.com/nl/>
- AXITEC. (2017). *AXIstorage Li 9S Datasheet*. Böblingen, Duitsland: AXITEC.
- Battery University. (2017, augustus 16). *BU-802: What Causes Capacity Loss?* Opgehaald van Battery University: http://batteryuniversity.com/learn/article/capacity_loss
- Belastingdienst. (2018). *Tabellen tarieven milieubelastingen*. Opgeroepen op april 4, 2018, van Belastingdienst: https://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige_belastingen/belastingen_op_milieugrondslag/tarieven_milieubelastingen/tabellen_tarieven_milieubelastingen?projectid=6750bae7-383b-4c97-bc7a-802790bd1110
- Bontenbal, H. (2018, april 18). Interview financiële scenario's. (S. Korpershoek, Interviewer)
- BRE en RECC. (2016). *Batteries and Solar Power: Guidance for domestic and small commercial consumers*. Cornwall, Verenigd Koninkrijk: BRE.
- BYD. (2017). *B-Box HV Datasheet*. Shenzhen, China: BYD.
- BYD. (2017). *B-Box LV Datasheet*. Shenzhen, China: BYD.
- CBS. (2018, maart 30). *Aardgas en elektriciteit, gemiddelde prijzen van eindverbruikers*. Opgehaald van Centraal Bureau voor de Statistiek: <http://statline.cbs.nl/StatWeb/publication/?VW=T&DM=SLNL&PA=81309NED&D1=0-1,3,5,7-8,11,15&D2=0&D3=a&D4=a&HD=121114-1344&HDR=G1,G2,T&STB=G3>
- Clean Energy Council. (2018). *Guide to installing a household battery system*. Melbourne, Australia. Opgehaald van Clean .
- Clean Energy Reviews. (2017, November 15). *Solar Battery System Types - AC Vs DC Coupled*. Opgehaald van Clean Energy Reviews: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/ac-coupling-vs-dc-coupling-solar-battery-storage>
- Clean Energy Reviews. (2018, Januari 3). *Best solar inverters 2018*. Opgehaald van Clean Energy Reviews: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/best-grid-connect-solar-inverters-sma-fronius-solaredge-abb>
- CPB. (2017). *Analyse economische en budgettaire effecten van financiële bijlage van het regeerakkoord*. Den Haag: CPB.
- De Zaak. (2011, oktober 24). *Het btw-tarief: een historisch overzicht*. Opgehaald van De Zaak: <https://www.dezaak.nl/751/het-btw-tarief-historisch-overzicht.htm>
- ECN. (2017). *De salderingsregeling: Effecten van een aantal hervormingsopties*. Petten, Nederland: ECN.
- ECN. (2017). *Nationale Energieverkenning 2017*. Amsterdam/Petten, Nederland: ECN.
- ECN; Energie-Nederland; Netbeheer Nederland. (2016). *Energietrends 2016*. ECN; Energie-Nederland; Netbeheer Nederland.
- EnergySage. (2018). *How to choose the best battery for a solar panel system*. Opgeroepen op 2 19, 2018, van EnergySage: <https://www.energysage.com/solar/solar-energy-storage/what-are-the-best-batteries-for-solar-panels/>
- EPRI, & DOE. (2013). *2013 Electricity Storage Handbook in collaboration with NRECA*. Albuquerque, New Mexico, Verenigde Staten/Livermore, California, Verenigde Staten: Sandia national laboratories.
- Essent. (2018). *De levensduur van zonnepanelen*. Opgeroepen op februari 27, 2018, van Essent: <https://www.essent.nl/content/particulier/kennisbank/zonnepanelen/levensduur-zonnepanelen.html>

- GoodWe. (2017). *SBP Series*. Suzhou, China: GoodWe.
- IEC. (2016). *IEC-60904-3 - Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data*. Genève, Zwitserland: International Electrotechnical Commission.
- IET Standards. (2015). *Code of Practice for Grid Connected Solar Photovoltaic Systems*. Stevenage, Verenigd Koninkrijk: IET Standards.
- IRENA. (2015). *Battery storage for renewables: market status and technology outlook*. Abu Dhabi, Verenigde Arabische Emiraten: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, , Abu Dhabi. Abu Dhabi, Verenigde Arabische Emiraten: International Renewable Energy Agency.
- ISEA/RWTH. (2017). *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0: Jahresbericht 2017*. Aachen, Duitsland: RWTH.
- ISSO. (2012). *ISSO Handboek Zonne-energie*. Rotterdam: Stichting ISSO.
- ISSO. (2013). *ISSO-publicatie 55: Leidingwaterinstallaties voor woon- en utiliteitsgebouwen*. Rotterdam: Stichting ISSO.
- JansZon. (2018). *Informatie over zonne-energiesystemen*. Opgehaald van JansZon: <http://www.janszon.nl/informatiezonneenergiesystemen/>
- Kamp, H.G.J. (2017, juli 12). Kamerbrief: vervolg salderingsregeling. Den Haag, Nederland: Ministerie van Economische Zaken.
- Kostal. (2017). *Data sheet Piko BA system*. Freiburg i. Br., Duitsland: Kostal.
- Liander. (2018). *Tarieven 2018 voor mkb*. Opgeroepen op februari 21, 2018, van Liander: <https://www.liander.nl/consument/aansluitingen/tarieven2018>
- Magnor, D. (2016). *Stationary Battery Storage Systems*. Aachen, Duitsland: RWTH Aachen University.
- McLaren, J., Gagnon, P., Anderson, K., Elgqvist, E., Fu, R., & Remo, T. (2016). *Battery Energy Storage Market: Commercial Scale, Lithium-ion Projects in the U.S*. Golden, Colorado, Verenigde Staten: NREL.
- MinderGas. (2018). *Over graaddagen*. Opgeroepen op maart 26, 2018, van MinderGas: https://www.mindergas.nl/degree_days_calculation/explanation
- NEN. (2008). *NEN 5060 (nl): Hygrothermische eigenschappen van gebouwen*. Delft: Nederlands Normalisatie-Instituut.
- NEN. (2012). *NEN 7120+C2 (nl): Energieprestatie van gebouwen - Bepalingsmethode*. Delft: Nederlands Normalisatie-Instituut.
- Nudge. (2018). *Hoe is de energieprijs opgebouwd?* Opgeroepen op februari 20, 2018, van Nudge: <https://www.nudge.nl/projects/buurtten-met-energie/#project-home>
- NVDE. (2017). *Sectorvoorstel voor een toekomstbestendig salderingsmodel*. Utrecht, Nederland: NVDE.
- Offerte Adviseur. (2018). *Kosten omvormer zonnepanelen*. Opgeroepen op februari 28, 2018, van Offerte Adviseur: <https://www.offerteadviseur.nl/categorie/energie/zonnepanelen/kosten-omvormer/>
- Op den Brouw, P. (2012). *Lithium-ion batterijtechnologie voor elektrische auto's in Japan*. Utrecht, Nederland: Agentschap NL.
- PVPMC. (2018). *CEC Inverter test protocol*. Opgeroepen op maart 30, 2018, van PV performance modelling collaborative: <https://pvpmc.sandia.gov/>
- Quoilin, S. (2016). Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: Statistical analysis and economic assessment. *Applied Energy*, 58-67.
- Renogy. (2018). *Batteries and inverters*. Opgeroepen op april 9, 2018, van Renogy.
- RVO. (2018). *Wettelijke - gecertificeerde begrippen gebouwen*. Opgeroepen op februari 14, 2018, van Rijksdienst voor ondernemend Nederland: <https://www.rvo.nl/over-rvonl>

- Schokker, M. (2018, Augustus 31). *Gemeentes let op: energieambitie lager dan NOM is DOM*. Opgehaald van Merosch: <https://www.merosch.nl/publicaties/blogs/gemeentes-let-op-energieambitie-lager-dan-nom-is-dom>
- SMA. (2017). *Sunny Boy Storage 3.7 / 5.0 / 6.0*. Hessen, Duitsland: SMA.
- SMA. (2017). *Sunny Island 4.4M / 6.0H / 8.0H*. Hessen, Duitsland: SMA.
- Solar Value. (2018). *Omvormers*. Opgeroepen op februari 27, 2018, van Solar Value: <http://www.solarvalue.nl/producten/omvormers/>
- Sonnen. (2017). *Technische Daten sonnenBatterie pro 2.0*. Wildpoldsried, Duitsland: Sonnen.
- Staats, M. (2015). *Intended adjustments in net metering: threat or opportunity?* Bodegraven: Merosch.
- Staats, M. (2018, april 16). Interview financiële scenario's. (S. Korpershoek, Interviewer)
- Stedin. (2018). *De aansluiting*. Opgeroepen op februari 21, 2018, van Stedin: <https://www.stedin.net/aansluiting>
- Stedin. (2018). *Elektriciteit tarieven 2018: aansluiting en transport voor grootverbruikers*. Rotterdam: Stedin.
- Stedin. (2018). *Elektriciteit tarieven 2018: aansluiting en transport voor kleinverbruikers*. Rotterdam, Nederland: Stedin.
- Tenten Solar. (2018). *Onderhoud zonnepanelen*. Opgeroepen op februari 21, 2018, van Tenten Solar: <https://www.tentensolar.nl/semi-overheid/dossiers/item/onderhoud-zonnepanelen.html>
- Tenten Solar. (2018). *Zonnepanelen rendement berekenen*. Opgeroepen op maart 27, 2018, van Tenten Solar: <https://www.tentensolar.nl/semi-overheid/dossiers/item/zonnepanelen-rendement-berekenen.html>
- Tesla. (2017). *Powerwall 2 AC Datasheet*. Palo Alto, Californië, Verenigde Staten: Tesla.
- Tweede Kamer. (2016). *34 497 nr. 6: Wijziging van de Wet opslag duurzame energie*. Den Haag: Tweede Kamer der Staten-Generaal.
- van de Vegte, H., van Melzen, M., & van der Spek, H. (2016). *Nationaal actieplan energieopslag*. Zoetermeer, Nederland: Energy Storage NL.
- van de Vegte, H., van Melzen, M., & van der Spek, H. (2016). *Nationaal actieplan energieopslag*. Zoetermeer: Energy Storage NL.
- VVD; CDA; D66; Christenunie. (2017). *Vertrouwen in de toekomst: regeerakkoord 2017-2021*. Den Haag.
- Zonnekoning. (2017, augustus 21). *Zonnepanelen prijs, kosten en opbrengst*. Opgehaald van Zonnekoning: <https://www.zonnekoning.nl/zonnepanelen-prijs/>

9 Bijlagen

- Bijlage 1: Programma van eisen voor de accu-designer;
- Bijlage 2: Tabel van Hespul;
- Bijlage 3: Kwalitatieve analyse lithium-ion materiaalcombinaties;
- Bijlage 4: Toelichting opbouw elektriciteitsprijzen;
- Bijlage 3: Transcripties van interviews.

9.1 Bijlage 1: Programma van eisen voor de accu-designer

Het programma van eisen is voortgekomen uit overlegsessies met de opdrachtgever. Het bevat de eisen voor de accudesigner op gebied van uitvoer, invoer, berekeningsmethoden en gebruiksvriendelijkheid.

UITVOERGEGEVENS

De uitvoergegevens van de accu-designer komen voort uit de invoergegevens en zijn bruikbaar om het optimale accusysteem voor een NOM-utiliteitsgebouw te bepalen. Hierbij wordt voldaan aan de volgende eisen:

1. De levensduurkosten van het elektriciteitssysteem [€] worden weergegeven voor minimaal vier varianten, namelijk:
 - a. Een variant waarbij geen accusysteem wordt toegepast, genaamd de referentiesituatie.
 - b. Drie varianten waarbij in elke variant een ander accusysteem wordt toegepast.
2. Voor het elektriciteitssysteem wordt een levensduur van 25 jaar gehanteerd.
3. Het optimale accusysteem wordt bepaald als het accusysteem dat leidt tot de laagste levensduurkosten van het elektriciteitssysteem.
4. Het optimale accusysteem wordt weergegeven, waarbij inzicht wordt gegeven in:
 - a. De levensduurkosten van alleen het optimale accusysteem [€]
 - b. De terugverdientijd van het optimale accusysteem [jaar]
5. De volgende aspecten zijn in de accu-designer belangrijke uitvoergegevens. Zij hebben directe invloed op de levensduurkosten van het elektriciteitssysteem en daarmee op de bepaling van het optimale accusysteem:
 - a. Elektriciteitskosten van het gebouw
 - b. Investeringskosten van de benodigde fysieke componenten van het elektriciteitssysteem
 - c. Vervangingskosten van de benodigde fysieke componenten van het elektriciteitssysteem
 - d. Onderhoudskosten van de benodigde fysieke componenten van het elektriciteitssysteem
 - e. Restwaarde van de benodigde fysieke componenten van het elektriciteitssysteem

VRIJE INVOERGEGEVENS

De vrije invoergegevens van de accu-designer bestaan uit de projectafhankelijke eigenschappen van het betreffende NOM-utiliteitsgebouw, welke niet aanpasbaar zijn door de gebruiker. De statische invoergegevens vormen samen met de invoergegevens de basis voor de berekeningen. Hierbij wordt voldaan aan de volgende eisen:

1. Het elektriciteitsverbruik kan worden ingevoerd [kWh] of worden bepaald aan de hand van in te voeren parameters, te weten:
 - a. Vloeroppervlak [m^2]
 - b. Gebruiksfunctie met daaraan gekoppeld een energievraagprofiel
2. De elektriciteitsproductie kan worden ingevoerd [kWh] of worden bepaald aan de hand van in te voeren parameters, te weten:
 - a. Vermogen pv-systeem [Wp/m^2]
 - b. Oppervlakte pv-systeem [m^2]
 - c. Ventilatie opbrengstfactor
 - d. Oriëntatie
 - e. Hellingshoek [$^\circ$]
 - f. Belemmering
 - g. Curtailment [%]
3. Kosten voor de elektriciteitsaansluiting kunnen worden ingevoerd, bestaande uit:
 - a. Eenmalige kosten [€]
 - b. Periodieke kosten [€/jaar]

4. Kosten van het pv-systeem, inclusief pv-modules, omvormers, kabels, montagesysteem en montage, kunnen worden ingevoerd, bestaande uit:
 - a. Investeringskosten [€]
 - b. Vervangingskosten [€ of % van investering]
 - c. Onderhoudskosten [€ of % van investering]
 - d. Opbrengsten uit restwaarde [% van de investering]

STATISCHE INVOERGEGEVENS

De statische invoergegevens van het gevalideerd rekenmodel bestaan uit de kaders van waaruit het moet kunnen opereren, welke niet aanpasbaar zijn door de gebruiker. De statische invoergegevens vormen samen met de vrije invoergegevens de basis voor de berekeningen. Hierbij wordt voldaan aan de volgende eisen:

1. Een database met accusystemen is als statische invoer verwerkt in de accu-designer, minimaal bestaande uit de volgende eigenschappen per accusysteem:
 - a. Opslagcapaciteit [kWh]
 - b. Rendement [%]
 - c. Rendementsverlies [% per jaar]
 - d. Investeringskosten [€]
 - e. Vervangingskosten [€ of % van investering]
 - f. Onderhoudskosten [€ of % van investering]
 - g. Levensduur [jaar]
 - h. Opbrengsten uit restwaarde [% van de investering]
2. Elektriteitsprijzen zijn als statische invoer verwerkt in de accu-designer, waarbij de prijzen worden beïnvloed een specifieke staffel voor energiebelasting afhankelijk van het ingevoerde elektriciteitsverbruik [€/kWh]
3. Toekomstige, financiële ontwikkelingen in afrekening van elektriciteit als gevolg van regelgeving en marktwerking, zijn als statische invoer verwerkt in de accu-designer rekenmodel, bestaande uit ontwikkelingen in:
 - a. Hoogte van de elektriciteitsprijs [€/kWh]
 - b. De salderingsregeling
 - c. Flexibele, tijdsafhankelijke elektriciteitsprijzen

BEREKENINGSMETHODEN

De berekeningsmethoden in de accu-designer zorgen ervoor dat invoergegevens kunnen worden omgezet naar uitvoergegevens, waarbij wordt voldaan aan de volgende eisen:

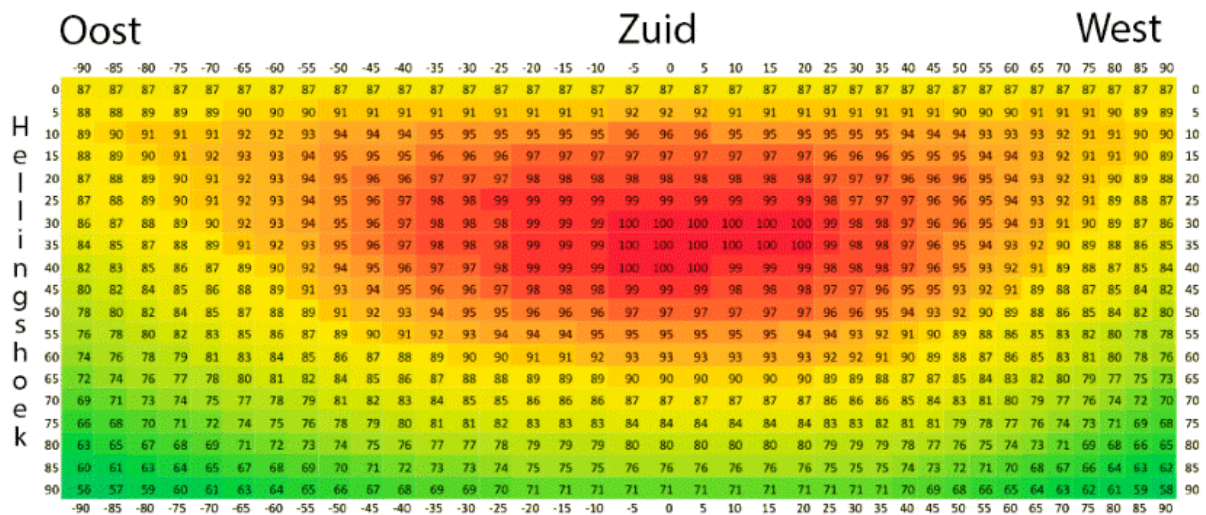
1. Het verloop van elektriciteitsstromen tussen pv-systeem, elektriciteitsnet, gebruiker en opslagsysteem over de loop van een dag vormt samen met de financiële kaders en scenario's de basis voor de berekening van energiekosten [kWh/dag]
2. Elektriciteitsverbruik kan worden berekend aan de hand de parameters vloeroppervlak en gebruiksfunctie (met daaraan gekoppeld een energievraagprofiel)
3. Elektriciteitsproductie van het pv-systeem kan worden berekend volgens de formule uit de NEN 7120 hoofdstuk 20.3.2.1

GEBRUIKSVRIENDELIJKHEID

De gebruiksvriendelijkheid van de accu-designer is belangrijk, waarbij een prettige en efficiënte manier van werken centraal staat. Hierbij wordt voldaan aan de volgende eisen:

1. De lay-out en terminologie sluiten aan bij de doelgroep waar de accu-designer voor bedoeld is, namelijk de medewerkers van Merosch
2. Er is een compacte handleiding waarin wordt weergegeven hoe de accu-designer in praktijk kan worden gebruikt
3. De accu-designer moet in de toekomst eenvoudig door gebruikers kunnen worden aangepast en uitgebreid, zodat deze up-to-date blijft en daarmee ook bruikbaar is voor toekomstige advisering

9.2 Bijlage 2: Tabel van Hespul



Figuur 20: Instralingsdiagram: tabel van Hespul (Tenten Solar, 2018).

9.3 Bijlage 3: Kwalitatieve analyse lithium-ion materiaalcombinaties

Materiaal	Lithium nikkel mangaan kobalt oxide	Lithium mangaan oxide	Lithium nikkel kobalt aluminium	Lithium ijzerfosfaat	Lithium titaandioxide
Korte naam	NMC	LMO	NCA	LFP	LTO
Veiligheid	3 uit 4	3 uit 4	2 uit 4	4 uit 4	4 uit 4
Vermogensdichtheid	3 uit 4	3 uit 4	4 uit 4	3 uit 4	3 uit 4
Energiedichtheid	4 uit 4	3 uit 4	4 uit 4	2 uit 4	2 uit 4
Kostenvoordeel	3 uit 4	3 uit 4	2 uit 4	3 uit 4	1 uit 4
Levensduur	3 uit 4	2 uit 4	4 uit 4	4 uit 4	4 uit 4
Systeemprestaties	2 uit 4	2 uit 4	2 uit 4	4 uit 4	4 uit 4
Voordelen	-Goede combinatie van eigenschappen -Inzetbaar voor veel energie of veel vermogen -Thermisch stabiel -Kan omgaan met hoge voltages	-Lage kosten door veel mangaan -Zeer goed bij hoge vermogens -Thermisch zeer stabiel	-Zeer goede energieprestaties en goede vermogensprestaties -Lange levensduur in cycli -Lange levensduur in jaren.	-Zeer goede thermische stabiliteit -Zeer hoge levensduur in cycli -Zeer goed bij hoge vermogens -Lage kosten	-Zeer goede thermische stabiliteit -Lange levensduur in cycli -Hoog ontladingsvermogen
Nadelen	-Problemen met patent in sommige landen (niet in Nederland (ATEPS, 2018))	-Levensduur in cycli is onvoldoende voor sommige toepassingen -Lage energieprestaties	-Matige thermische stabiliteit in geladen toestand (lagere veiligheid) -Capaciteit gaat snel achteruit bij 40-70 °C	-Lagere energie-dichtheid door lagere cel-spanning	-Hoge kosten van titaan -Lagere energie-dichtheid door lagere cel-spanning

Tabel 22: Vergelijking van lithium-ion accutechnologieën incl. voor- en nadelen. Aangepast overgenomen van (IRENA, 2017).

9.4 Bijlage 4: Toelichting elektriciteitsprijzen

Levering

Het onderdeel levering bestaat uit variabele leveringskosten en vaste leveringskosten.

- Variabele leveringskosten: Deze kosten zijn afhankelijk van de hoeveelheid verbruikte elektriciteit. Dit is het bedrag dat de consument betaald voor elke kilowattuur elektriciteit die hij uit het net haalt;
- Vaste leveringskosten: Deze kosten zijn onafhankelijk van het verbruik. Dit is een vast bedrag dat de consument betaalt voor overige kosten van de energieleverancier, bijvoorbeeld administratiekosten. De energieleverancier is vrij om de hoogte zelf te bepalen.

Netbeheer

De netbeheerkosten zijn de kosten die de energieleverancier namens de netbeheerder in rekening brengt bij de consument. De maximale tarieven worden vastgesteld door de Autoriteit Consument en Markt. De netbeheerkosten zijn opgebouwd uit de volgende posten:

- Aansluitkostenvergoeding: kosten voor de instandhouding van de aansluiting. Deze kosten verschillen per netbeheerder;
- Vastrecht: een vast bedrag voor het gebruik van het elektriciteitsnet;
- Meterkosten: de kosten voor het beheer en onderhoud van de meter;
- Systeemdiententarium: een vast bedrag voor de instandhouding van het hoogspanningsnet;
- Capaciteitstarief: een vast bedrag dat afhankelijk is van de capaciteit van de elektriciteitsaansluiting, waarbij de kosten per netbeheerder verschillen.

Belastingen

Er zijn drie soorten belastingen die de consument betaald aan de energieleverancier, die deze vervolgens afdraagt aan de overheid. De eerste twee belastingen zijn afhankelijk van het elektriciteitsverbruik:

- Energiebelasting: een overheidsheffing op het verbruik van energie om te zorgen dat het energieverbruik wordt teruggedrongen;
- Heffing 'Opslag Duurzame Energie': een overheidsheffing om de productie van duurzame energie in Nederland te stimuleren. Met deze heffing wordt de subsidieregeling SDE+ (Stimulering Duurzame Energieproductie) bekostigd;
- Btw (belasting toegevoegde waarde): een belasting die over de elektriciteitsrekening inclusief belastingen wordt betaald.

Er is ook een belastingvermindering op energiebelasting beschikbaar, die van toepassing is op iedereen met een elektriciteitsaansluiting voor een verblijfsfunctie. Deze korting kan door de energieleverancier worden verrekend in de jaarafrekening of in het maandelijkse termijnbedrag (Nudge, 2018).

9.5 Bijlage 5: Transcripties van interviews over financiële scenario's

Interview 1

Transcriptiemethode: samenvattend

16 april 2018

Naam	Maarten Staats
Achtergrond	WO Energy Science
Bedrijf	Ecofys
Functie	Consultant Urban Energy
Werkzaamheden	Onderzoek en advies in projecten gerelateerd aan stedelijke energieopgaven.

Salderingsregeling

Sven:

Wat zijn de voor- en nadelen van de terugleversubsidie ten opzichte van de salderingsregeling?

Maarten:

Voordelen:

- Eigen verbruik is niet langer limiterend voor wat financieel interessant is om op te wekken. Met een terugleversubsidie wordt het vaker financieel optimaal om het beschikbare oppervlak optimaal te benutten.
- Een terugleversubsidie biedt de mogelijkheid om te diversifiëren naar tijd. Dat zal uiteindelijk nodig zijn, aangezien nu met de salderingsregeling wordt gedaan alsof elektriciteit die midden op een zomerdag is opgewekt dezelfde waarde heeft als elektriciteit die op een donkere winterdag is opgewekt. Dat is natuurlijk feitelijk niet zo. Om daar toch diversificatie in aan te brengen moet ooit van de salderingsregeling worden afgestapt.

Nadeel:

- De salderingsregeling is voor veel mensen eenvoudig te begrijpen, omdat ze hun teruggeleverde elektriciteit mogen wegstrepen tegen hun geleverde elektriciteit. Door het invoeren van een terugleversubsidie, wordt het systeem wellicht iets lastiger te begrijpen.

Sven:

In mijn rekenmodel probeer ik ook getallen te koppelen aan de terugleversubsidie. Als er een terugleversubsidie komt, waar alles nu op wijst, dan is dat waarschijnlijk een financieel afbouwende regeling voor de overheid omdat pv steeds goedkoper wordt. In een studie van ECN wordt uitgegaan van een terugleversubsidie van 12 cent terugleversubsidie in 2020 en 2 cent in 2030, daarna geleidelijk afnemend tot 0 cent in 2035. Denk je dat dit een realistische aanname is?

Maarten:

Lastige vraag, maar ik denk van wel. De ECN heeft deze getallen gebaseerd op een terugverdiëntijd van ongeveer 7 jaar. Ik verwacht dat de overheid dit ook zal baseren op een terugverdiëntijd van ongeveer 7 jaar.

SDE+ regeling

Sven:

Hoe zou de SDE+-regeling in een rekenmodel kunnen worden ingebouwd? Is het verstandig om hier een scenario voor te schetsen of kan ik de gebruiker beter een vast tarief per kilowattuur laten invoeren?

Maarten:

Deze twee hoeven elkaar niet uit te sluiten. Ik denk dat het op basis van een scenario kan worden berekend, tenzij de gebruiker zelf een waarde invoert. Volgens mij is dat een mooie oplossing.

Rendabiliteit van accusystemen

Sven:

Een van de voorlopige uitkomsten van mijn onderzoek is dat de business-case voor accusystemen in de utiliteitsbouw (kantoren en scholen) op dit moment nog niet interessant is. Dit komt onder andere doordat het eigen verbruik van pv-stroom in deze toepassing al vrij hoog is, waardoor een accu weinig invloed heeft op het eigen verbruik. Op welke manieren denk jij dat de business case voor accusystemen alsnog interessant kan worden in de utiliteitsbouw?

Maarten: Ik denk dat je het accusysteem niet alleen op het prijsverschil voor levering en teruglevering niet gaat terugverdienen. Je kan het accusysteem bijvoorbeeld om op de capaciteit en daarmee kosten van elektriciteitsaansluiting te besparen of bijvoorbeeld om in netdienst te voorzien met het accusysteem.

Sven:

Kun je een voorbeeld noemen van een netdienst?

Maarten:

Een voorbeeld is het platform Crowdnett van Eneco, waarin ze aan consumenten vragen om 30% van de Tesla Powerwall te mogen gebruiken voor netbalancing, in ruil voor een vergoeding van €250 per jaar volgens mij. Dit soort systemen zijn aantrekkelijk, omdat 30% capaciteit afstaan voor netdiensten in veel gevallen waarschijnlijk veel gunstiger kan zijn dan gebruik voor opslag van eigen zonne-energie.

Sven:

Je had het net ook even over de elektriciteitsaansluiting. Is het zo dat je door toepassing van een accu een kleinere elektriciteitsaansluiting kan hebben?

Maarten:

In principe wel. Wanneer er veel pieken in het energieverbruik te zien zijn en een accu gebruikt wordt als buffer op deze piekmomenten, dan worden grote pieken uit het net voorkomen waardoor kan worden bespaard op de elektriciteitsaansluiting.

Sven:

Zijn er verder nog alternatieven om de business-case voor accu-systemen interessanter te maken?

Maarten:

Slim laden van een elektrische auto zou ook een oplossing zijn.

Sven:

Geldt dat ook niet voor slimme aansturing van andere verbruiksapparatuur, zoals een warmtepomp?

Maarten:

Ja dat klopt, dat zou met een warmtepomp ook kunnen.

Elektriciteitsprijzen

Sven:

De marktprijzen voor elektriciteit zijn de afgelopen jaren vooral aan het dalen geweest. Volgens de ECN energieverkenning gaan de marktprijzen voor elektriciteit na 2020 weer stijgen. Denk jij daar hetzelfde over of heb je andere verwachtingen?

Maarten:

De voorspelling van de marktprijzen voor elektriciteit is altijd een beetje koffiedik kijken. Ik denk wel dat de aanbestedingen in offshore windparken een goede indicator zijn, waarbij ze eigenlijk allemaal uitgaan van een stijgende elektriciteitsprijs in de toekomst. Als de prijzen niet omhoog zouden gaan zouden deze windparken ook niet rendabel zijn. Hier zitten behoorlijk wat investeringen achter, dus daar is wel goed over nagedacht.

Daarnaast denk ik dat een dalende elektriciteitsprijs niet haalbaar is in het systeem. Dit komt doordat alle duurzame energie gesubsidieerd zal moeten worden, want een lagere elektriciteitsprijs betekent ook meer subsidie. Daarbij zijn de kolencentrales die back-up moeten leveren, dan ook niet meer rendabel. Er is dus een soort minimumgrens: als de centrales stoppen wordt het aanbod minder en gaat de prijs weer omhoog. Daarom verwacht ik dat de elektriciteitsprijs weer een stukje omhoog gaat.

Een andere reden voor het stijgen is dat er steeds meer flexibiliteit nodig is in het systeem en dat is duurder. Daar willen flexibiliteitsleveranciers betaald voor krijgen wat zich vertaalt in hogere elektriciteitsprijzen.

Sven:

Hoe hebben duurzame energiebronnen op de marktprijzen?

Maarten: Bij meer duurzame energiebronnen zijn er grotere pieken in productie op de momenten dat zij kunnen produceren. De fossiele centrales staan tegelijkertijd het grootste gedeelte van het jaar stand-by, waardoor zij minder tijd hebben om terugverdiend te worden. Dat leidt tot hogere prijzen in uren dat er geen duurzame energie is om toch nog terugverdiend te kunnen worden. Daarnaast leiden grote productiepieken tot lage prijzen op bepaalde momenten waardoor niemand meer wil aanbieden, waarna de prijs weer heel hoog wordt doordat een aantal fossiele centrales eruit gaan. Dus er is minder aanbod in de tijd dat er weinig duurzame energie is met hogere prijzen.

Sven:

Als ik het goed begrijp zijn duurzame energiebronnen op zichzelf niet duurder, maar de combinatie van duurzame energiebronnen en fossiele centrales maakt het totaalplaatje duur. Correct?

Maarten:

Ja, inderdaad. Doordat er meer duurzame bronnen komen ontstaan er op bepaalde momenten hele lage marktprijzen voor elektriciteit op bepaalde momenten met veel aanbod. Daardoor worden fossiele centrales over het gehele jaar genomen duurder en een gedeelte van de centrales zal dan ook uit werking gaan daardoor. Een ander gedeelte zal dus in de rest van de tijd een hogere elektriciteitsprijs moeten vragen om rendabel te blijven.

Sven:

Welke scenario's zijn er voor de elektriciteitsprijzen denkbaar volgens jou?

Maarten:

Een ondergrens-scenario zou het prijsniveau waarop we nu zitten kunnen zijn. Een ander scenario zou een stijging kunnen zijn gebaseerd op de prijstrends die wordt gebruikt bij de ontwikkeling van offshore-windparken, want die stoppen veel geld in deze voorspellingen.

Een derde scenario zou gebaseerd kunnen zijn op de prijs van gascentrales in combinatie met duurzame energie, aangezien kolencentrales vanaf 2030 verdwijnen.

Belastingen

Sven:

De energiebelasting op elektriciteit is de laatste jaren omhoog gegaan. Verwacht je dat deze trend zich doorzet de komende jaren?

Maarten:

Ja, de trend zal zijn dat de energiebelasting op elektriciteit omhoog gaan over de lange termijn, omdat het hierdoor interessanter wordt om zelf duurzame energie op te wekken. Tegelijkertijd denk ik dat het ook goed zou kunnen dat de energiebelasting op elektriciteit binnenkort een stukje omlaag gaat en dat de energiebelasting op gas omhoog gaat, om elektrificatie te stimuleren en gasverbruik te demotiveren. Over de lange termijn zullen beiden stijgen, waarbij energiebelasting op gas harder stijgt dan energiebelasting op elektriciteit.

Sven:

Is dit niet oneerlijk ten opzichte van de mensen die niet genoeg geld hebben om te investeren in duurzame energie?

Maarten:

Er is nog geen goed antwoord op de vraag over deze lastenverdeling. Wel wordt er steeds meer gekeken naar financiële constructies waarbij de consument een vast termijnbedrag betaald aan een investeerder. Een voorbeeld hiervan is het leasen van pv. Toch blijft het lastig, omdat een investeerder mogelijk geen contract wil afsluiten met iemand die weinig geld heeft.

Sven:

Zou een teruggavepost, bijvoorbeeld een energietoeslag een oplossing zijn?

Maarten:

Inkomensongelijkheid en energiebelasting kunnen beter uit elkaar worden gehouden. Anders zouden mensen die gecompenseerd zouden op basis van hun energiegebruik alsnog geen stimulans hebben om hun energieverbruik te verminderen. De groep met lagere inkomens kan beter op andere gebieden worden gecompenseerd, door bijvoorbeeld verhoging van uitkeringen of huurtoeslag, maar in elk geval lost van de energiebelasting.

Sven:

De opslag duurzame energie is de laatste jaren ook omhoog gegaan. Verwacht je dat dit zo blijft de komende jaren?

Maarten:

Daarvan weten we zeker dat hij vrij constant blijft stijgen, omdat deze direct gerelateerd is aan de SDE+ subsidie en er elk jaar weer meer geld aan SDE+ subsidies wordt uitgegeven.

Sven:

Wat is het voordeel van flexibele elektriciteitstarieven voor de consument?

Maarten:

Dat je als consument gemotiveerd wordt om energie te gebruiken als dat goedkoop aanwezig is, namelijk op de momenten dat er veel wind en zon is. Wanneer dat buiten deze momenten gebeurt, zal er altijd weer een fossiele centrale harder moeten gaan draaien. Dit is zeker het geval wanneer het aandeel duurzame energie straks omhoog gaat. Door verhoging van dit eigen verbruik, wordt ook zoveel mogelijk opslag voorkomen, wat ook weer energie, geld en materialen scheelt.

Sven:

Zijn er al veel ontwikkelingen te zien die uitwijzen dat flexibele elektriciteitstarieven binnenkort al werkelijkheid gaan worden voor de consument?

Maarten:

Nee, die indruk heb ik niet. Bovendien is het sowieso nodig dat (bijna) iedereen eerst een slimme meter heeft, omdat beleid altijd voor iedereen gelijk moet zijn. Er zijn volgens mij al wel energieleveranciers die flexibele elektriciteitstarieven berekenen voor de consument, maar dit is alleen op de leveringsprijs en eigenlijk is dit alleen een administratief dingetje. Officieel gezien mag het volgens mij ook nog niet, maar de bedrijven die dit wel doen gaan hier administratief slim mee om door een relatief hoog basistarief te rekenen en een korting te geven op basis van hoe slim de consument omgaat met het verbruik.

Sven:

Heb je een idee over hoe je een flexibel energietarief zou kunnen integreren in een rekenmodel?

Maarten:

Hiervoor moet je een verbruiksprofiel hebben en een prijsprofiel. De verbruiksprofielen heb je al zei je. Voor de prijsprofielen zou je de marktprijzen van de APX kunnen gebruiken als indicator.

Interview 2

Transcriptiemethode: samenvattend

18 april 2018

Naam	Henri Bontenbal
Achtergrond	WO Natuurkunde
Bedrijf	Stedin – afdeling strategie & innovatie
Functie	Senior consultant strategie & innovatie
Werkzaamheden	- Corporate strategie van Stedin als bedrijf - Strategie bepalen in energietransitie

Salderingsregeling

Sven:

De kans is groot dat de salderingsregeling in 2020 wordt vervangen door een terugleversubsidie gebaseerd op een terugverdiëntijd van zeven jaar. Wat is jullie visie als netbeheerder op deze ontwikkeling?

Henri:

Als netbeheerder kijken we vanuit maatschappelijk belang. Als dit maatschappelijk gezien een goede ontwikkeling is, dan moeten we dit doorzetten, ook als dit betekent dat wij dan extra investeringen moeten doen. Een belangrijke vraag is wel waar de kosten terecht komen. Daarom kijken we bij dit soort vraagstukken ook altijd of de kosten en baten eerlijk verdeeld worden.

Ik heb zelf in de commissie gezeten die de nieuwe regeling heeft bedacht, waarbij ik ook moet vermelden dat dit voor misschien wel 90% uit mijn koker is gekomen. Ik vind dat er moet voorkomen dat de overheid gaat over-subsidiëren, maar tegelijkertijd moet de markt voor zonnepanelen wel aan de gang gehouden worden. Ik ben van mening dat de regeling wel iets versoerd zou moeten worden, maar wel zodanig dat er een goede business-case blijft voor iedereen die investeert in zonnepanelen en waarbij recht wordt gedaan aan alle mensen die al hebben geïnvesteerd.

Het belang van de netbeheerder hierin gaat niet zozeer over de hoogte van de tarieven, die mede bepalend is voor de stimulans voor investering, maar het gaat ons vooral om de uitvoerbaarheid van de regeling en hoe kan het bemeten worden. Het liefst zouden we bij iedereen een slimme meter zien, maar we vinden dat dit niet verplicht zou moeten worden omdat sommige mensen hier bezwaar tegen hebben in verband met privacy-issues. We denken wel dat een meter met een dubbelwerk (levering en teruglevering) verplicht zou moeten worden, omdat dit nodig is voor een terugleversubsidie-regeling. Dit brengen wij dan ook in tijdens discussies.

Sven:

Hebben jullie er dan geen belang bij dat de terugleversubsidie-regeling zo sober mogelijk wordt, wat zorgt voor een kleinere investeringsstimulans en daarmee minder problemen op het net?

Henri:

Nee absoluut niet, dan zouden we de hele energietransitie wel af kunnen remmen. Wij zijn een maatschappelijk bedrijf wat dienstbaar moet zijn aan dit soort ontwikkelingen, zolang wij het ook eerlijk vergoed krijgen door verwerking in tarieven.

Sven:

Er wordt over gesproken dat de regeling zodanig wordt gemaakt dat de terugverdientijd voor investeerders rond de zeven jaar blijft. Denk je dat het inderdaad deze kan op gaat?

Henri:

Ik denk het wel ja. Het zou mij niet verbazen als ze de hoogte van de tarieven in het begin zodanig maken dat het ongeveer gelijk ligt met wat consumenten nu krijgen en dat ze daarna het tarief langzaam afbouwen met als uitgangspunt een terugverdientijd tussen de vijf en zeven jaar. Politiek is er ook helemaal niet veel draagvlak om deze regeling te killen, dus mijn verwachting is dat het netjes wordt overgebouwd over een langere periode gebaseerd op de marktontwikkelingen van zon-pv.

Sven:

Stel dat de terugleversubsidie inderdaad zodanig wordt ingericht dat de terugverdientijd voor consumenten rond de zeven jaar blijft, verwacht je dan minder installatie van zonnepanelen?

Henri:

Dat is moeilijk aan te geven, maar ik verwacht niet dat er een rem op komt. Sterker nog, ik denk dat we de groei van zonnepanelen alleen maar verder gaan zien versnellen. Als we naar 2017 is er een recordaantal neergelegd en alweer veel meer dan in 2016. Door de massale nieuwbouw met strengere energieprestatie-eisen zijn er ook meer zonnepanelen gekomen.

Rendabiliteit van accusystemen

Sven:

Kan energieopslag in accu's op gebouwniveau iets voor jullie als netbeheerder betekenen?

Henri:

Dit kan zowel iets gunstigs als iets ongunstigs voor ons betekenen, maar over het algemeen zien we accusystemen wel als een positieve ontwikkeling die nodig is voor een duurzaam energiesysteem.

Ongunstig:

- De accu kan piekbelastingen van de consument verlagen, waardoor de capaciteit van de elektriciteitsaansluiting van de consument kleiner kan worden. De consument gaat hierdoor minder betalen, terwijl de benodigde infrastructuur fysiek gewoon blijft liggen. Voor ons is dit financieel nadelig.

Gunstig:

- Accusystemen kunnen ervoor zorgen dat pieken die we normaal niet aan zouden kunnen, dat we die nu wel aankunnen.

Sven:

Welke business-cases zijn er denkbaar voor een accusysteem?

Henri:

Sowieso is deze situatie afhankelijk, maar ik denk dat deze vaak wel uit meerdere componenten bestaat. De mogelijkheden zijn:

- Capaciteit van elektriciteitsaansluiting verkleinen door toepassen van een accusysteem. Nu is een accu vaak nog te duur om de business-case op enkel deze manier rond te krijgen;
- Slim inkopen en verkopen van elektriciteit op basis van flexibele elektriciteitsprijzen (voor leveringsprijzen dit mag wettelijk al);
- Door het aanbieden van netdiensten voor bijvoorbeeld de Tennet onbalansmarkt (primaire en secundaire reserve). Een voorbeeld hiervan is Crowdnett van Eneco;
- Verhoging van het eigen verbruik en hierdoor winst behalen op basis van verschil van prijsverschillen in levering- en teruglevering.

Elektriciteitsprijzen

Sven:

Zorgt de stijgende energiebelasting zorgt voor meer inkomensongelijkheid? Aangezien mensen die mensen niet in eigen opwekking kunnen investeren ook meer energiebelasting gaan betalen.

Henri:

Er moet geen verschil worden gemaakt binnen inkomens in de energiebelasting. Mocht de overheid dit oneerlijk vinden, dan moet er met andere algemene middelen een oplossing gezocht worden. Om het transparant te houden moeten we voorkomen dat in de energiebelasting allerlei dingen versleuteld gaan worden voor bijvoorbeeld verschillen in inkomen. Verlaag dan bijvoorbeeld de inkomensbelastingen.

Sven:

De marktprijs van elektriciteit is de laatste jaren flink gedaald. Denk je dat deze trend de komende jaren blijft bestaan?

Henri:

Dit is de moeilijkste vraag. Er zitten veel onzekerheden in. Het beste wat we hebben is de Nationale Energieverkenning van ECN, die zegt dat de elektriciteitsprijzen na 2020 weer gaan stijgen.

Ik kan er wel een aantal dingen over zeggen. Door de toename van duurzame energiebronnen en sluiting van kolencentrales gaat de marktprijs voor elektriciteit stijgen, maar het is heel lastig te voorspellen. Ik denk in ieder gevallen dat de prijzen veel volatieler gaan worden, waardoor de markt voor flexibiliteit en handelen op basis van slim omgaan met flexibiliteit alleen maar groter wordt. Daarnaast denk ik ook dat het sluiten van kolencentrales zorgt dat de gascentrales meer moeten opvangen. Gascentrales zijn nog duurder dus ik denk dat het wel aannemelijk is dat de elektriciteitsprijzen weer gaan stijgen.

Een belangrijke reden voor de grote onzekerheid is ook dat de overheid zich enorm veel bemoeit met de energiemarkt bemoeit. De beslissingen die de overheid maakt zijn lastig te voorspellen. Degenen die marktprijzen het beste zouden moeten kunnen voorspellen zijn de projectontwikkelaars van windparken op zee, zoals Vattenfall/Nuon. Aangezien hier enorm veel geld in om gaat (zonder subsidie) moeten zijn heel goed weten hoe ze denken dat marktprijzen zich gaan ontwikkelen.

Sven:

Wat denk je dat er de komende jaren gaat gebeuren met de energiebelasting op elektriciteit?

Henri:

Ik denk dat we al een beetje op de maximale waarde zitten. Op dit moment reflecteren de energiebelastingen namelijk de CO₂-prijs al vrij sterk. Ik vind het aannemelijk dat een switch als verlaging op belasting van elektriciteit en verhoging op belasting van aardgas nog weleens toegepast zouden kunnen worden. Het zou me ook niet verbazen als dat al in de eerst volgende miljoenennota zal zitten. Aan de andere kant is het denk ik ook niet eerlijk om de energiebelasting op gas alsmaar te laten stijgen, met het oog op de mensen in bijvoorbeeld de sociale huurwoningen. Een oplossing hiervoor zijn zou om ervoor te zorgen dat woningcorporaties massaal gaan inzetten op verduurzaming van de sociale huurwoningen.

Sven:

Denk je dat de energiebelasting op elektriciteit nog wel met de inflatiecorrectie omhoog gaat?

Henri:

Ja dat denk ik wel, maar het zou me niet verbazen als er een switch komt tussen belasting op elektriciteit en belasting op gas.

Sven:

Denk je dat de energiebelasting ook een variabel onderdeel moet worden van flexibele elektriciteitsprijzen?

Henri:

Lastig, maar ik denk dat de overheid dat niet moet doen. Een reden om het wel te doen zou kunnen zijn om een antwoord te geven op de toenemende vraag naar elektriciteit, maar volgens mij moet dit niet worden versleuteld in de energiebelasting. Bovendien wordt de uitvoerbaarheid waarschijnlijk ook lastig. Wat wordt dan de heffingsgrond? Enkel heffen per kilowattuur dan niet langer dus moet het wat anders worden of een combinatie van per kilowattuur en iets anders. Als minister moet men dan real-time gaan monitoren wat iedereen doet. Dat is denk ik een no-go area.

Wel zou overwogen kunnen worden om het te verwerken in de netwerktarieven. Als we iets met de capaciteit zouden willen doen, moet dit verwerkt worden in de capaciteitstarieven.