



Praktische gids voor het implementeren van PV-batterijsystemen

Mei 2015

Praktische gids voor het implementeren van PV-batterijsystemen

Inhoudsopgave

1	Inleiding	4
2	Opbouw en technologie	5
2.1	Algemene opbouw	5
2.1.1	Netgekoppeld systeem	5
2.1.2	Eilandsysteem	5
2.1.3	AC-inkoppeling model 1	6
2.1.4	AC-inkoppeling model 2	7
2.1.5	DC-inkoppeling	7
2.2	Net-interactieve omvormer	8
2.2.1	Algemeen	8
2.2.2	Werking	9
2.3	Batterijen	11
2.3.1	Types batterijen	11
2.3.2	Eigenschappen van batterijen	12
2.3.3	Batterijmonitor- of managementsysteem (BMS)	16
2.4	PV-omvormer	17
3	Dimensionering	19
3.1	Algemeenheden	19
3.2	PV-installatie	20
3.2.1	Algemeen dimensioneringscriterium	20
3.2.2	Dimensionering van PV met batterijopslag	21
3.2.3	Van opbrengst naar vermogen	21
3.2.4	Keuze van de PV-omvormer	23
3.3	Batterijen	23
3.3.1	Dimensioneren van een nieuwe installatie	23
3.3.2	Dimensioneren met variabele PV	24
3.3.3	Vermogen van de batterijbank	25

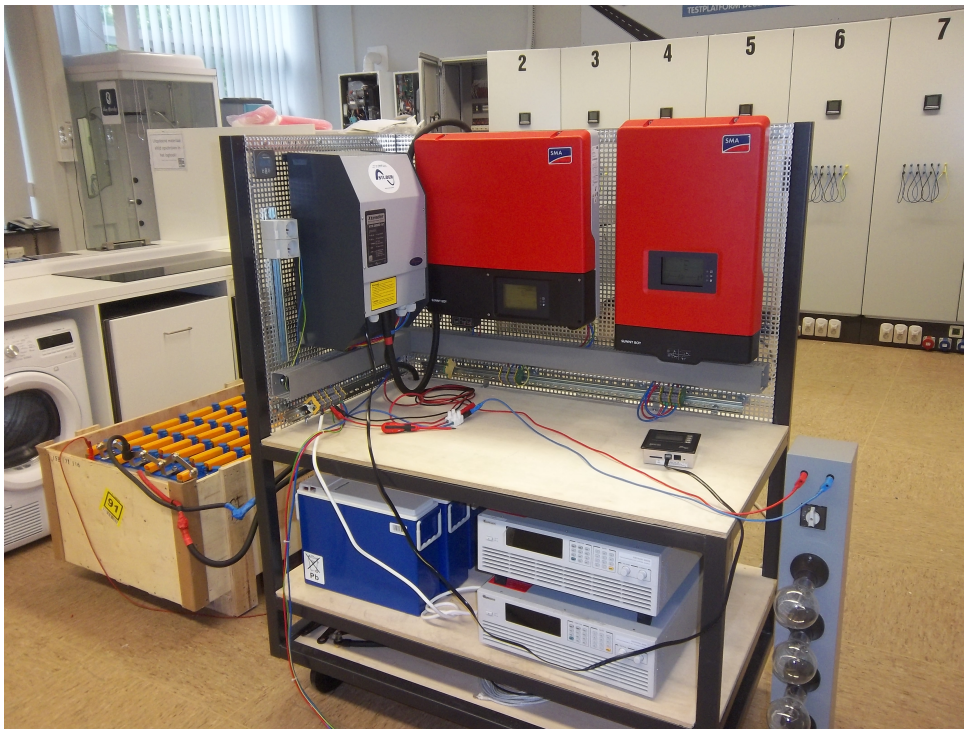
3.3.4	Keuze van het type batterij	25
3.3.5	Omrekenen naar werkelijke batterij	26
3.3.6	Autonomie met PV-batterijsystemen	27
3.4	Net-interactieve omvormer	28
3.5	Uitgewerkte voorbeelden	30
3.5.1	Voorbeeld 1: optimaal systeem	30
3.5.2	Voorbeeld 2: Uitbreiding bestaand PV-systeem	32
4	Normering en veiligheid	36
4.1	Voorschriften C10/11	36
4.1.1	Inleiding	36
4.1.2	Problematiek aansluiting op distributienetfeeder	36
4.1.3	Scheidingssysteem en beveiligingen	38
4.2	Persoonsbeveiliging en aarding	40
4.2.1	TT-netstructuur	40
4.2.2	TN-netstructuur	41
4.2.3	Aarding en beschermingsgeleider	43
4.3	Overstroombeveiliging	45
5	Installatie en opstart	47
5.1	Aansluiting op type net	47
5.1.1	Éénfasige aansluiting	47
5.1.2	Meerfasige of driefasige aansluiting	47
5.2	Installatieschema en beveiligingsinrichtingen	48
5.3	Stappenplan montage systeem	51
5.4	Instellingen	53
5.4.1	Netinstellingen	54
5.4.2	Instellingen Charger en batterijbank	55
5.4.3	PV-omvormer instellingen	56
6	Economische analyse	58
6.1	Inleiding	58
6.2	Prosumententarief	58
6.3	Terugverdientijd	59
7	Besluit	62

1 Inleiding

De diepgaande integratie van hernieuwbare energiebronnen stelt het hedendaagse elektriciteitsnet voor een grote technische uitdaging. Het distributienet werd oorspronkelijk niet voorzien voor dergelijke hoge mate van injectie ten gevolge van PV-panelen. Daarnaast blijkt recentelijk ook de continuïteit van de Belgische stroomlevering niet gegarandeerd. Om tegemoet te komen aan deze problematiek brengen leveranciers nu zogenaamde net-interactieve omvormers op de markt. Deze omvormers kunnen het teveel aan elektriciteit afkomstig van PV-panelen opslaan in batterijen om deze energie op een later tijdstip te gebruiken. Hiermee stijgt de zelfconsumptie van PV-installatie en daalt de dubbelzijdige belasting op het net. Bovendien kan tijdens een stroomuitval ook het systeem in eiland werken waardoor de huishoudinstallatie of toch een deel ervan kan blijven gevoed worden.

Vanuit Universiteit Gent, Onderzoeksgroep Lemcko werd een IWT TETRA project uitgevoerd met als titel 'Decongestie van het Distributienet door Decentrale Opslag', kortweg D³O. In het project werd onderzoek gevoerd naar de mogelijkheden van hybride PV-systemen binnen residentiële installaties. Deze net-interactieve systemen zijn in tegenstelling tot de standaard netgekoppelde installaties nog geen alledaagse technologie waardoor er nog veel vragen zijn omtrent de opbouw, installatie en werking van deze systemen. Deze tekst is het resultaat van bevindingen en bekomen informatie uit het project en dient als praktische begeleiding voor het dimensioneren en implementeren van een PV-opslagsysteem.

Fig. 1 toont de praktische testopstelling voor PV-batterijsystemen. Deze werd geïntegreerd in het testveld 'Decentrale Productie' van onderzoeksgroep Lemcko, Universiteit Gent. Meer informatie over deze testomgeving is terug te vinden op de website van Lemcko (www.lemcko.be/nl/testveld-decentrale-productie).



Figuur 1: Opstelling PV-batterijsystemen in testomgeving decentrale productie, Lemcko

2 Opbouw en technologie

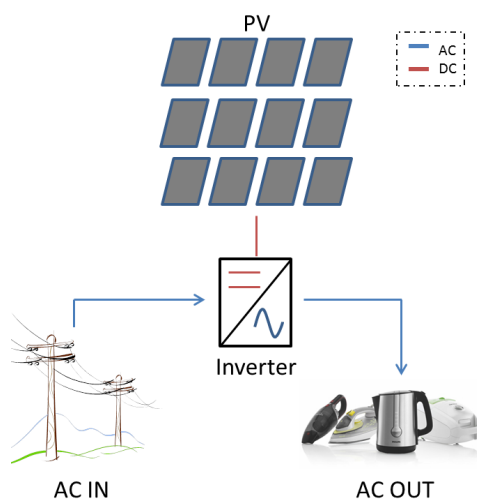
Alvorens een installatie te dimensioneren en op te starten, moet worden ingegaan op de opbouw van een net-interactief systeem, de werking van het geheel en de verschillende componenten onderling. Net-interactieve systemen zijn een kruising tussen een netgekoppelde en een off-grid installatie die de voordelen van beiden combineren.

2.1 Algemene opbouw

Hieronder zijn de meest gangbare topologieën terug te vinden om een net-interactief systeem op te bouwen. In eerste instantie worden de klassieke PV-installatie en de installatie in eiland besproken. Deze worden gecombineerd tot een net-interactief systeem. Dit gebeurt hoofdzakelijk op drie verschillende manieren die vervolgens aan bod komen.

2.1.1 Netgekoppeld systeem

Netgekoppelde systemen zijn zoals de naam doet vermoeden systemen die aan het distributienet zijn aangesloten. Een particulier kan zonder aanvraag een decentrale productie-eenheid plaatsen van maximaal 10kVA. Zo kan het verbruik van de woning geheel of gedeeltelijk opgevangen worden door de PV-installatie. Het voordeel van een netgekoppeld systeem is dat het distributienet kan gebruikt worden om zowel het overschot van de opgewekte PV-energie terug in het distributienet te injecteren als, bij een tekort aan elektriciteit, stroom van het distributienet te onttrekken. Deze installatie schakelt echter wel af als de voeding van het distributienet wegvalt. Dit kan het geval zijn bij een fout op het net of bij een geplande afschakeling. Fig. 2 toont de opbouw van een dergelijke installatie.

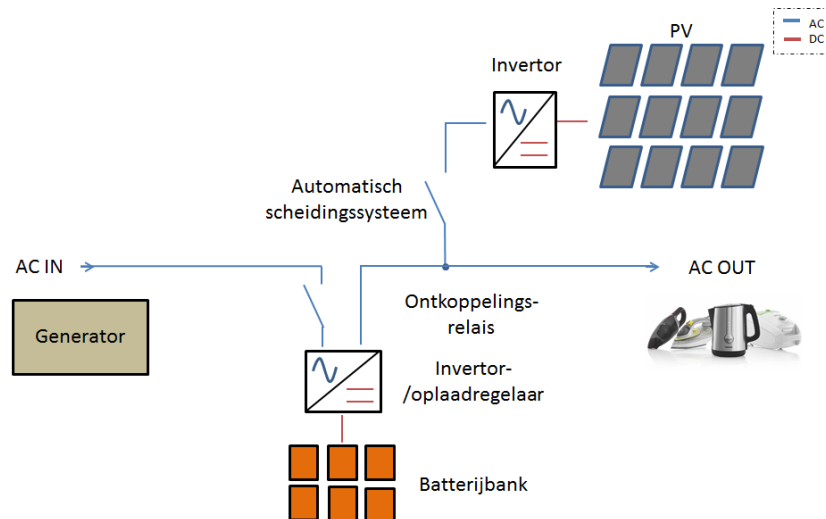


Figuur 2: Opbouw van een netgekoppeld systeem

2.1.2 Eilandsysteem

Bij eilandsystemen wordt een eigen lokaal net gecreëerd met behulp van de inverter. Hiermee kan de belasting gevoed worden. Dit systeem werkt volledig onafhankelijk van het distributienet. Dergelijke systemen worden meestal toegepast voor gebieden waar geen elektriciteitsvoorziening is (boten, afgelegen locaties, ...). De opbouw van een dergelijk systeem is afgebeeld in Fig. 3.

Indien dergelijke systemen uitgevoerd worden met een PV-installatie, dan is de energiebevoorrading niet gegarandeerd gezien de beperkte beschikbaarheid van zonne-energie. Daarom worden deze systemen meestal uitgerust met batterijen om de overschot aan zonne-energie die overdag wordt geproduceerd op te slaan en deze op een later tijdstip te verbruiken. Voor dergelijke off-grid systemen moet echter meestal een grote opslagcapaciteit voorzien worden zodat zij ten allen tijde genoeg energievoorraad beschikbaar hebben om dagen met minder PV-productie



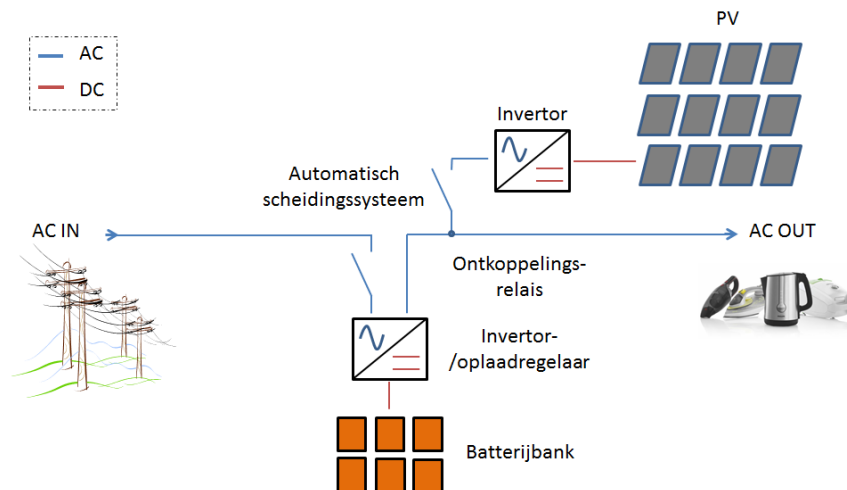
Figuur 3: Opbouw van een eilandsysteem

te overbruggen. Om de capaciteit en dus de kostprijs van de batterijbank niet de hoogte in te jagen, wordt een eilandsysteem vaak uitgebreid met een autonome stroomgroep.

2.1.3 AC-inkoppeling model 1

Een PV-opslagsysteem kan worden uitgevoerd door ofwel een AC-, ofwel een DC-inkoppeling. Bij de AC-inkoppeling wordt de inverter/oplaadregelaar aan de AC-kant gekoppeld met een standaard PV-omvormer. De batterij wordt aangesloten op de DC-bus van de inverter/oplaadregelaar. Deze zal dan de energiestromen beheren. Er zijn nu echter twee mogelijkheden om deze AC-inkoppeling praktisch uit te voeren.

In een eerste model wordt de PV-omvormer aan de uitgang van net-interactieve omvormer geplaatst, aan dezelfde kant waarop de belasting is aangesloten. Dit is weergegeven in Fig. 4.



Figuur 4: Opbouw van een net-interactief PV-systeem met AC-inkoppeling, model 1

Het DC-vermogen die door de zonnepanelen wordt opgewekt, wordt naar AC-vermogen omgezet door een PV-inverter die samen met de belasting is aangesloten op de AC-uitgang van de net-interactieve omvormer. De AC-ingang van deze omvormer wordt op het distributienet aangesloten. Het voordeel van deze AC-inkoppeling is dat de energie van de PV-installatie direct kan gebruikt worden voor het voeden van de belasting. Dit zal resulteren in een hoog rendement op momenten dat er geen opslag moet gebeuren ($\pm 95\%$). Bij onvoldoende PV-stroom levert de net-interactieve omvormer aanvullende stroom uit de batterijbank of het elektriciteitsnet (rendement $\pm 65\%$). In geval van een overschot aan PV-stroom wordt dit gebruikt om de batterijen te laden of om deze aan het net terug

te leveren.

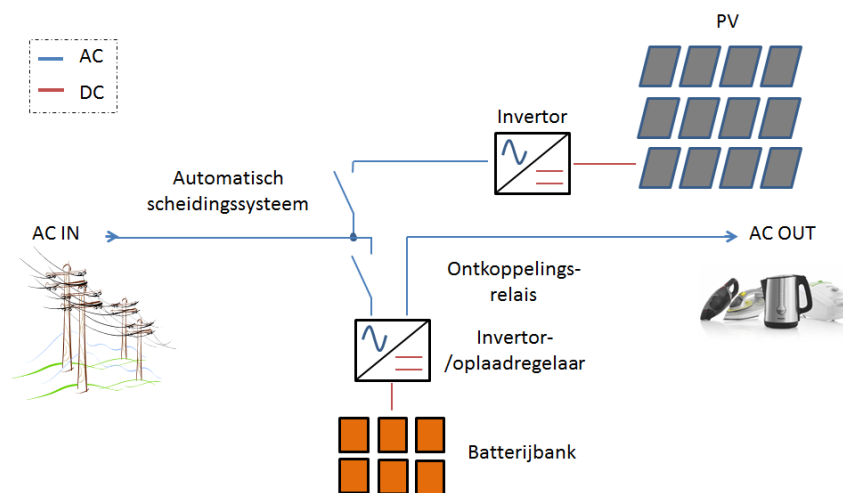
Bij een algemene stroomuitval ontkoppelt de installatie zich van het distributienet en werkt deze verder als autonoom systeem. De net-interactieve omvormer creëert dan een eigen net waarop de PV-invertor kan synchroniseren.

Dit systeem heeft als voordeel dat het kan geïmplementeerd worden in een bestaande PV-installatie. Bovendien blijft de PV-installatie in eilandwerking gewoon stroom leveren, dus geen productieverlies. Gezien de PV-omvormer is aangesloten op de AC-uitgang moet er wel op gelet worden dat het vermogen van de net-interactieve omvormer minstens gelijk is aan dat van de PV-omvormer.

Afhankelijk van het type net-interactieve omvormer wordt het mogelijk gemaakt om al dan niet in het distributienet terug te injecteren. Er moet ook standaard een ontkoppelingsrelais voorzien worden die injectie onmogelijk maakt op momenten dat het distributienet afwezig is. Hierover volgt verder in deze praktische gids meer (zie Hoofdstuk 4).

2.1.4 AC-inkoppeling model 2

In het tweede model met AC-inkoppeling wordt de PV-omvormer aan de ingang van de net-interactieve omvormer geplaatst, zoals afgebeeld in Fig. 5.



Figuur 5: Opbouw van een net-interactief PV-systeem met AC-inkoppeling, model 2

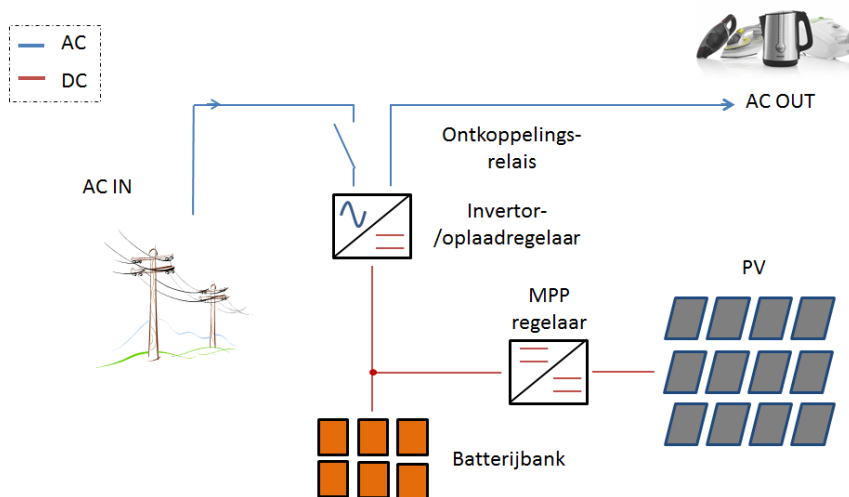
Het vermogen van de PV-omvormer wordt via de net-interactieve omvormer aan de belasting geleverd. Bij onvoldoende PV-vermogen wordt het aanvullend vermogen uit de batterijen of het elektriciteitsnet gehaald. Bij een overschot worden de batterijen eerst opgeladen. Wanneer deze volledig geladen is, injecteert de PV-invertor het overschot aan stroom in het net.

Omdat de PV-omvormer nu aan de netzijde wordt geplaatst zal in geval van een onderbreking de interne beveiliging de omvormer uitschakelen. De net-interactieve omvormer zal echter wel nog stroom leveren aan de belasting met behulp van de batterijbank. Het geschatte rendement van deze configuratie is hetzelfde als bij het eerste AC-model.

Ook dit model kan eenvoudig geïmplementeerd worden in een bestaande PV-installatie. Daarnaast heeft dit systeem tegenover het vorig model dat het nominaal PV-vermogen onafhankelijk kan gekozen worden van het vermogen van de net-interactieve omvormer. De net-interactieve omvormer wordt bijgevolg gedimensioneerd op de belasting die hij moet voeden. Het nadeel van dit model is dat de PV-omvormer uitschakelt bij een stroomonderbreking wat leidt tot productieverlies.

2.1.5 DC-inkoppeling

In tegenstelling tot de twee AC-modellen wordt bij deze opstelling geen gebruik gemaakt van een klassieke PV-omvormer. De PV-panelen worden aangesloten op de DC-bus waarop ook de batterijen zijn geconnecteerd.



Figuur 6: Opbouw van een net-interactief PV-systeem met DC-inkoppeling

In deze configuratie wordt de zonne-energie gebruikt om de batterijen op te laden. De koppeling met de batterijbank gebeurt echter niet rechtstreeks, maar via een MPP-regelaar. Deze regelt de zonnepanelen naar het meest efficiënte punt en biedt bovendien aan de uitgang de juiste DC-busspanning. De opgeslagen energie wordt gebruikt door de net-interactieve omvormer om de verbruikers te voeden of bij een overschot dit terug in het distributienet te injecteren.

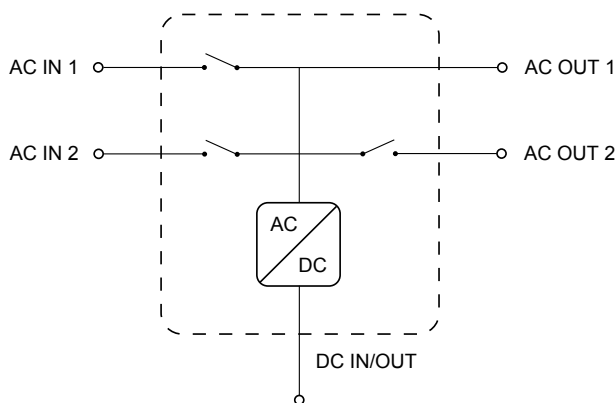
In het geval van een stroomonderbreking zal het systeem van het net afgeschakeld worden en verder werken als een eilandsysteem. Om bij stroomuitval injectie in het net te vermijden moet ook hier een ontkoppelingsrelais toegevoegd worden.

Dit systeem biedt de meest efficiënte oplossing indien het merendeel van de geproduceerde energie opgeslagen moet worden in batterijen (rendement $\pm 70\%$). Tevens is dit het meest eenvoudig en robuust systeem met de laagste kostprijs. Tegenover de AC-systemen heeft deze configuratie het nadeel dat een bestaande klassieke PV-installatie niet eenvoudig kan uitgebreid worden. Ook moet het vermogen van de net-interactieve omvormer aangepast zijn aan het nominaal vermogen van de PV-panelen.

2.2 Net-interactieve omvormer

2.2.1 Algemeen

Het meest essentiële onderdeel van een PV-opslagsysteem is de net-interactieve omvormer. Deze vormt het centrale besturingsorgaan en regelt de energiestromen. Er zijn verschillende types net-interactieve omvormers verkrijgbaar in verschillende vermogensklassen. Een vereenvoudigd schema is weergegeven in Fig. 7.



Figuur 7: Vereenvoudigd schema van een net-interactieve omvormer

Een net-interactieve omvormer heeft minimaal een AC in- en uitgang. Aan de ingang wordt meestal het net gekoppeld. Bij bepaalde types is het ook mogelijk om een generator te koppelen aan een extra AC-ingang. Aan de AC-uitgang wordt de last aangesloten en bij AC-inkoppeling model 1 ook de PV-omvormer. Afhankelijk van het nominaal vermogen van de omvormer wordt de stroom beperkt. Vaak is er ook een tweede AC-uitgang, hierop kunnen de niet-kritische apparaten gekoppeld worden. Wanneer een overbelasting dreigt, zal deze uitgang worden afgeschakeld. Zo is de overbelasting vermeden en blijven de kritische toestellen die aangesloten zijn op de eerste AC-uitgang wel nog werken. Verder is er ook nog het DC in- of uitgangskanaal, hierop worden de batterijen aangesloten en in geval van DC-inkoppeling ook de MPP-regelaar.

In Fig. 8 worden een drietal net-interactieve omvormers afgebeeld van verschillende merken.



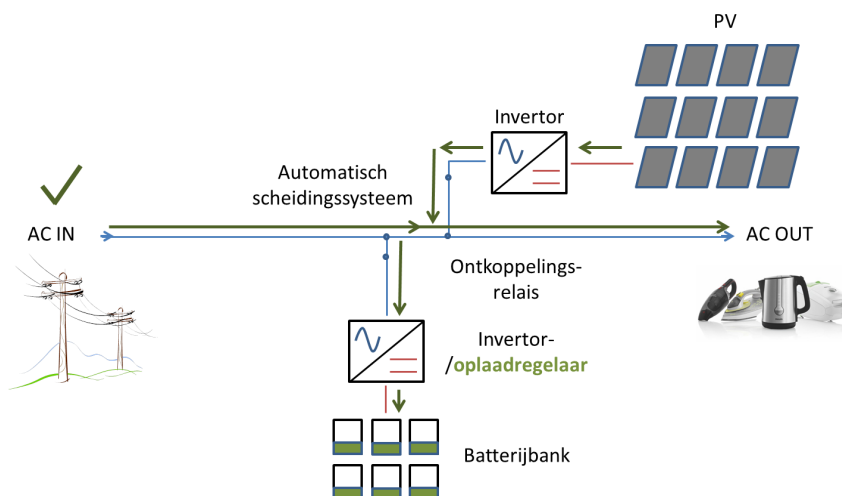
Figuur 8: Verschillende soorten net-interactieve omvormers (van l.n.r. *Studer Xtender*, *Victron Energy Quattro* en *SMA Sunny Island*)

2.2.2 Werking

In het volgende wordt voor verschillende situaties gekeken hoe de net-interactieve omvormer de energiestromen beheert. Voor de eenvoud wordt dit enkel besproken voor een AC-inkoppeling, met name model 1. Het concept is echter gelijkaardig voor de andere systemen.

Distributienet aanwezig, PV-installatie wekt voldoende energie op om de belasting te voeden

In deze situatie is het distributienet aanwezig met de spanning en frequentie binnen aanvaardbare grenzen. De net-interactieve omvormer zal zien dat het PV-systeem meer energie produceert dan benodigd door de belastingen. Dit overschot aan energie zal gebruikt worden om de batterijen op te laden. Alle energie die niet geabsorbeerd is door de batterijen (doordat deze reeds volledig opgeladen zijn of opgeladen worden met de maximum oplaadstroom) zal geïnjecteerd worden in het distributienet. Fig. 9 schetst de verschillende mogelijke energiestromen.



Figuur 9: Energiestromen wanneer het net aanwezig is

Distributienet aanwezig, PV-installatie wekt onvoldoende energie op om de belasting te voeden

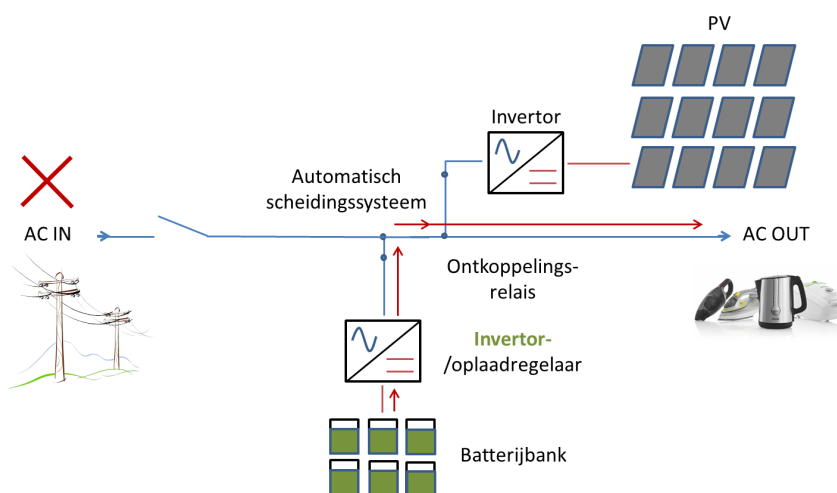
Beperkte tekorten zullen uit het distributienet gehaald worden omdat de batterijen meestal gebruikt worden om in de avond en nacht te ontladen (batterijen zijn vaak zo gedimensioneerd). Als de beperkte tekorten continu uit de batterijen zouden gehaald worden, zou er heel wat meer energiewisseling ontstaan waardoor de batterijen veel meer op- en ontladen, wat nadelig zal zijn voor de levensduur van de batterijbank. Meestal zullen de batterijen enkel bijspringen bij grote tekorten of in de avond/nacht. Als er geen energie in de batterijen beschikbaar is, zal de energie uit het distributienet gehaald worden. Hiervoor wordt verwezen naar de vorige Fig. 9. De energiestroom zal ook afkomstig zijn vanuit de PV-installatie en het distributienet of eventueel uit de batterijen.

PV-installatie wekt geen energie op, nacht

Na de opstart zal de net-interactieve omvormer het systeem enkele dagen opvolgen en daarna zijn interne klok synchroniseren met het dag/nacht ritme. Gedurende de nacht zal die zich loskoppelen van het net. Alle energie die benodigd is, zal vanuit de batterijen geleverd worden zoals weergegeven op Fig. 10. Het net zal ontkoppeld blijven tot één van onderstaande situaties zich voordoen.

- De batterij is ontladen tot op een kritisch punt. De net-interactieve omvormer zal opnieuw connecteren met het distributienet en in stand-by modus overgaan. In deze situatie wordt de belasting gevoed vanuit het distributienet, de batterijen worden echter niet 's nachts opgeladen.
- Er vloeit laadstroom in de batterij. De batterijen zijn niet gezakt tot op het kritische punt, een nieuwe dag is aangebroken en de PV-installatie levert terug energie. Er wordt terug gekoppeld met het distributienet.

Bovenstaande situaties zijn merkfafhankelijk en kunnen afwijken naargelang de gebruikte controlestrategie van de hybride omvormer.

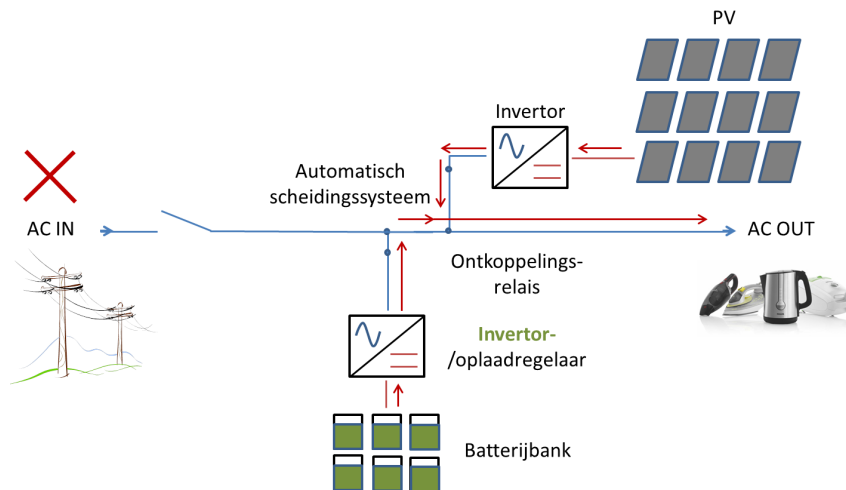


Figuur 10: Energiestromen gedurende de nacht

Onderbreking van het distributienet

Wanneer er een onderbreking van het distributienet optreedt ten gevolge van een fout of een geplande afschakeling, zal de net-interactieve omvormer beginnen werken in eiland en dus het bestaande distributienet vervangen. Nu moet het volledige systeem geïsoleerd worden van het publieke net zodat er bij werken geen gevaarlijke situaties kunnen ontstaan. In deze situatie zullen de lasten gevoed worden vanuit de batterijen. Als de PV-installatie geïnstalleerd werd aan AC-OUT wordt het ook mogelijk om de lasten te voeden met de PV-installatie. Dit alles wordt gevisualiseerd in Fig. 11. Als de PV-installatie echter aan de AC-IN werd aangesloten, zal deze ontkoppeld worden door het inwendig automatisch scheidingsysteem van de PV-omvormer.

Als de batterijen volledig opgeladen zijn en de opbrengst groter is dan de gevraagde energie, dan zal een hogere frequentie worden uitgestuurd zodat de PV-omvormer het geleverde vermogen zal beperken.



Figuur 11: Energiestromen bij een onderbreking van het net

2.3 Batterijen

Er zijn verschillende types opslag mogelijk, maar batterijbanken komen het meest in aanmerking voor een residentieel PV-opslagsysteem. Een aantal types worden hier besproken en ook de kenmerkende eigenschappen van batterijen komen in deze paragraaf aan bod.

2.3.1 Types batterijen

Uit de brede waaier van batterijtypes op de markt, komen er een aantal in aanmerking voor opslag van PV-energie. Deze worden hieronder opgesomd met kort wat specifieke kenmerken ervan.

Loodzuur

Dit is de oudste en meest bekende type batterij die omwille van de kostprijs nog altijd het meest gebruikt wordt. De elektroden zijn vervaardigd uit lood en loodoxide en worden ondergedompeld in een elektrolyt bestaande uit een mengsel van zwavelzuur en gedestilleerd water. De loodzuur batterijen kunnen ingedeeld worden in twee categorieën: **Valve Regulated Lead Acid (VRLA)** en **Flooded Lead Acid (FLA)** batterijen. Tijdens het opladen van de FLA-batterij moet het niveau van het elektrolyt steeds boven de elektroden liggen om schade aan de cel te vermijden. Dit vergt het regelmatig aanvullen van de cellen met gedestilleerd water omdat het elektrolyt tijdens de chemische reactie ontsnapt als gas. Gezien de explosiviteit van dit gas dringt de bijkomende noodzaak van goede ventilatie zich op.

De VRLA-batterijen werden ontwikkeld om de nood aan toevoeging van gedestilleerd water te elimineren en ervoor te zorgen dat de loodzuurcel in elke positie kan gebruikt worden. Het specifieke proces nihileert in grote mate het waterverlies. Het reële proces is niet 100% efficiënt waardoor de overschot aan zuurstof en waterstof geventileerd moet worden. VRLA-batterijen kunnen na verloop van tijd dus ook droog te komen staan. Binnen de VRLA-batterij wordt er op basis van het transportmedium nog onderscheid gemaakt tussen **gel- en AGM (Absorbent Glass Mat) VRLA** batterijen.

Als de condities van de ruimte waar de batterij wordt geplaatst zich lenen tot het plaatsen van FLA batterijen is dit de beste optie. Is dit niet zo dan kan er gesteld worden dat in de meeste gevallen dient gekozen te worden voor gel-VRLA batterijen. Afhankelijk van de toepassing kan er echter ook voor AGM VRLA batterijen gekozen worden. Het is duidelijk dat er geen ultiem lood-zuur batterij type is en dat de uitbatingsvoorwaarden het type loodzuur batterij dicteren.

Lithium-ijzerfosfaat (LFP)

Commercieel beschikbaar sedert 2006 en is een batterijtype geëvolueerd uit de klassieke lithium-ion batterij. De LFP batterij heeft een lage energiedichtheid en scoort goed op veiligheid, levensduur en vermogendichtheid. Dit maakt de LFP batterij uitstekend geschikt voor elektrische voertuigen, elektrisch gereedschap en als residentiële opslag. Een nadeel aan deze batterij is de hogere kostprijs ten opzichte van loodzuur.

Nikkel-metaalhydride (NiMH)

Deze batterijen werden ontwikkeld in de jaren 80 met de eerste toepassing in ruimtevaart omwille van hun hoge energiedichtheid en lange levensduur. Net zoals de VRLA batterij is de NiMH batterij een nagenoeg volledig afgesloten batterij en vergt bijgevolg weinig onderhoud. Nadelen aan dit batterijtype zijn de hoge kostprijs en de grote zelfontlading, waardoor de tijd tussen twee ontladingen moet beperkt worden.

Nikkel-ijzer (NiFe)

Deze batterij werd door Edison uitgevonden in 1901 en wordt daarom nog vaak de 'Edison batterij' genoemd. Deze is goed bestand tegen zowel het overladen en diep ontladen, als de batterij eerst diep ontladen wordt en daarna in bewaring wordt geplaatst, is deze batterij daartegen bestand en zal dit geen schade aan de batterij aanrichten. Het is een vrij robuust type batterij dus. Hoewel dit type reeds sinds lange tijd bestaat is er nog maar weinig onderzoek over gevoerd. Zo zou de levensduur erg lang zijn, maar dit is nog niet bewezen. Toch blijken de eerste toepassingen als residentiële opslag veelbelovend.

2.3.2 Eigenschappen van batterijen

Batterijen vormen een essentieel onderdeel van het PV-opslagsysteem, daarom is het belangrijk om de eigenschappen ervan goed te begrijpen. Hoewel batterijen zeer complex zijn, worden hier toch enkele van de belangrijkste eigenschappen gegeven waarmee best rekening wordt gehouden bij het kiezen en dimensioneren van de batterijbank.

Batterijcapaciteit

De batterijcapaciteit is een maat voor de totale hoeveelheid energie die kan opgeslagen worden in de batterij en wordt uitgedrukt in ampère-uur [Ah]. Deze kan ook worden uitgedrukt in watt-uur [Wh] mits omrekenen van de juiste batterijspanning. Aangezien de batterijcapaciteit onderhevig is aan externe invloeden zoals temperatuur, en ontladestroom wordt deze gegeven onder standaardcondities.

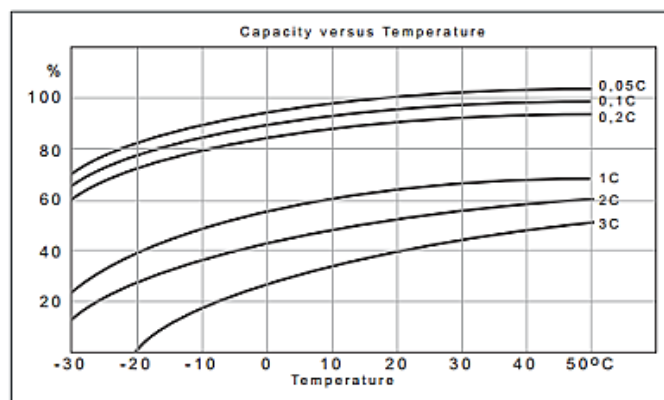
Belangrijk is de **Charge rate** of **C-rate**. Dit is de snelheid waarmee een batterij wordt ontladen en is relatief ten opzichte van de maximale capaciteit van de batterij. Ontladen met een constante stroom aan 1C zal na een uur de batterij van 100 naar 0% brengen. Voor een batterij met een capaciteit van 10Ah betekent 1C ontladen aan 10A, na een uur is de batterij volledig leeg. 2C betekent voor dezelfde batterij ontladen met het dubbele van de stroom, dus 20A. In ideale omstandigheden zal de batterij dan volledig leeg zijn na een halfuur, maar in realiteit zullen door de inwendige weerstand verliezen optreden waardoor de werkelijke capaciteit lager zal zijn dan 100%. Omgekeerd zal bij het ontladen aan 0,5C de werkelijke capaciteit iets hoger zijn dan 100%. Fabrikanten van loodzuur batterijen definiëren vaak een capaciteit van 100% bij 0,05C, dus ontladen over 20 uur.

De standaardtemperatuur wordt gedefinieerd op 20°C. Bij lagere temperaturen zal de capaciteit van de batterij dalen. Zo daalt de capaciteit van een standaard loodzuur batterij bij -20°C tot 50% van de oorspronkelijke capaciteit.

Voor een AGM batterij wordt in Fig. 12 het effect van de laadstroom en de temperatuur weergegeven.

De **State Of Charge (SOC)** is een maat voor de hoeveelheid energie die een batterij op dat moment bezit en geeft procentueel de verhouding tussen actuele capaciteit en de maximale capaciteit van de batterij. Omdat het niet mogelijk is deze direct te meten wordt ze indirect verkregen via klemspanning, integratie van laad/ontlaadstroom of via andere specifieke kenmerken van de batterij.

Depth Of Discharge (DOD)



Figuur 12: Het effect van ontladstroom en temperatuur op de capaciteit van een AGM batterij

Deze veel gebruikte parameter geeft procentueel aan hoeveel van de maximale capaciteit van de batterij reeds verbruikt is. De DOD is bijgevolg gelinkt aan de SOC als $DOD = 100\% - SOC$. Wanneer een batterij volledig wordt ontladen tot een DOD van 100%, dan zal de levensduur sterk achteruit gaan. Er moet dus een evenwicht worden gevonden tussen een voldoende hoge bruikbare capaciteit en een lange levensduur.

De optimale DOD is echter afhankelijk van het batterijtype. In Tabel 1 worden enkele richtwaarden van de maximale DOD weergegeven in functie van het batterijtype. In de praktijk komt het er dus op neer dat een klassieke loodzuur FLA batterij met een capaciteit van 200Ah een bruikbare capaciteit van 100Ah heeft.

Tabel 1: Maximale Depth Of Discharge (DOD) van verschillende batterijtypes

Batterijtype	DOD [%]
FLA	50
AGM	40
Gel	70
LFP	80
NiMH	60
NiFe	80

Batterijspanning

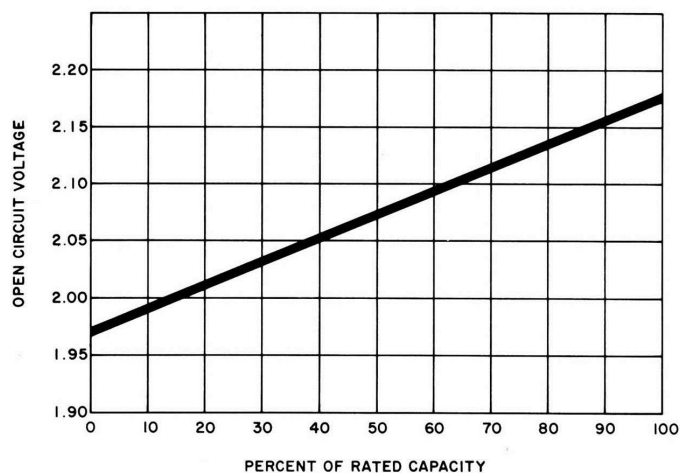
De **nominale spanning** is de spanning die weergegeven wordt op de kenplaat van de batterijen. Een batterijbank is opgebouwd uit meerdere cellen, waarbij de nominale celspanning afhankelijk is van het batterijtype. Zo is de nominale celspanning van bijvoorbeeld een loodzuur batterij 2V, van een lithiumbatterij is dit 3,6V. Door het combineren van meerdere cellen in serie kunnen grotere spanningen worden verkregen. Op die manier kan de spanning van de batterijbank worden afgestemd op de DC ingangsspanning van de net-interactieve omvormer.

De werkelijke spanning van de batterij varieert echter rond deze nominale waarde afhankelijk van de SOC. De **openkringspanning** (*Open Circuit Voltage (OCV)*) geeft aan wat huidige spanning is. Het is de klemspanning van de batterij in rust. Na het gebruik van de batterij moet een tijd gewacht worden vooraleer de batterij volledig gestabiliseerd is om deze te meten. Dit kan tot 24 uur duren [ref 2]. De relatie tussen SOC van de batterij en de openkringspanning is weergegeven in Fig. 13. In dit geval is het verband lineair, maar dit varieert naargelang het type.

De **geslotenkringspanning** (*Closed Circuit Voltage (CCV)*) is de klemspanning tijdens het laden of ontladen van de batterij. Wanneer er stroom vloeit door de batterij, zal er een spanningsval ontstaan over de interne weerstand. Hierdoor varieert deze spanning mee met de stroom.

De **Cut-off spanning** is de minimaal toegelaten spanning. Het is de klemspanning bij een volledig ontladen batterij. Het ontladen van de batterij beneden de cut-off spanning resulteert vaak in schade aan de batterij.

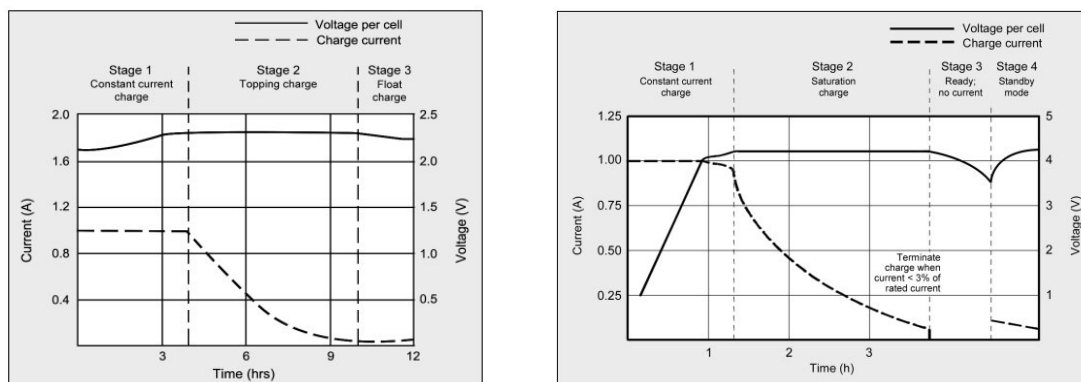
Wanneer een batterij moet worden opgeladen, is het belangrijk om de juiste spanning aan te leggen. Dit gebeurt in



Figuur 13: State Of Charge (SOC) in functie van Open Circuit Voltage (OCV) voor een AGM-batterij

een aantal fases en is voor een loodzuur en een lithium-ion batterij afgebeeld in Fig. 14. Het laden van een loodzuur batterij gebeurt over het algemeen in drie stappen zoals ook weergegeven in Fig. 14, links. In een eerste fase wordt er geladen met een constante stroom. Dit wordt ook wel de bulkfase genoemd omdat in deze stap het grootste deel van de batterij geladen wordt, tot ongeveer 70 à 80%. De spanning stijgt en van zodra de absorptiespanning is bereikt, gaat de lader over in absorptiefase. Hier wordt geladen met een constante spanning en de stroom daalt. Wanneer de batterij bijna volledig opgeladen is, wordt de derde fase ingezet, namelijk de druppelfase (engels: *float charge*). Door het aanleggen van een lagere maar ook constante spanning wordt de zelfontlading van de batterij gecompenseerd. Deze laadkarakteristiek wordt ook wel de IUoU-karakteristiek genoemd.

De laadcyclus van een lithium-ion batterij (Fig. 14, rechts) is voor de eerste en tweede fase gelijkaardig aan die van de loodzuur batterij, alleen met andere spanningswaarden en een nauwere tolerantie. Bovendien moet er op gelet worden dat de aangelegde spanning niet te hoog wordt, omdat zeker voor Li-ion overladen nefast kan zijn. De druppelfase bij Li-ion is afwezig, er wordt enkel wat bijgeladen wanneer de spanning onder een bepaald punt gaat.



Figuur 14: Laadkarakteristieken van een loodzuur batterij (links) en een lithium-ion batterij (rechts)

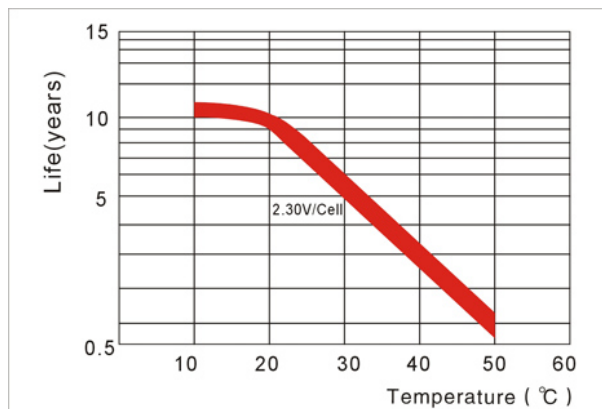
Om de levensduur van de batterijbank te garanderen moeten de parameters voor de laadcyclus ingesteld worden in de net-interactieve omvormer. Hierop wordt verder ingegaan in Hoofdstuk 5.

Levensduur

Een belangrijke batterijparameter is de levensduur. Omwille van de hoge kostprijs van een batterijsysteem wordt verwacht van batterijen dat ze een voldoende lang meegaan. De levensduur van een batterij valt echter moeilijk te voorspellen gezien deze afhangt van hoe ze gebruikt wordt.

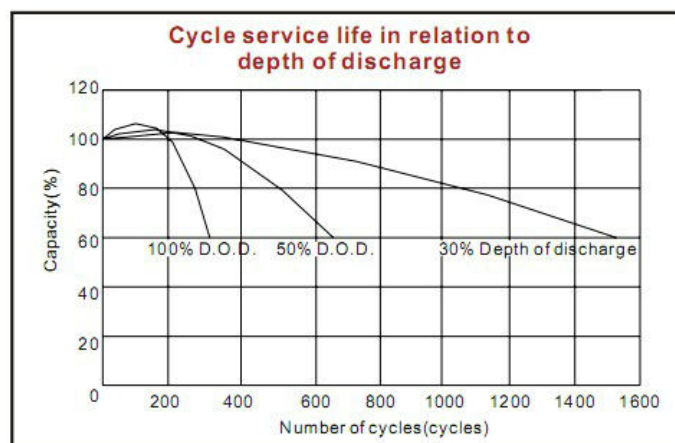
Bij een batterij spreekt men gewoonlijk van een kalender levensduur en een levensduur in aantal cycli. De kalender levensduur is de tijd waarin een batterij onbruikbaar wordt, onafhankelijk van het gebruik van de batterij. Deze

wordt onder andere beïnvloed door de omgevingstemperatuur zoals te zien in Fig. 15. De levensduur daalt drastisch bij een hogere omgevingstemperatuur. Als vuistregel kan gesteld worden dat de levensduur halveert per 10°C hoger dan 25°C.



Figuur 15: Levensduur in functie van de omgevingstemperatuur voor een lithium-ion batterij

Daarnaast heeft een batterij ook een cyclische levensduur. Dit wordt gegeven als het aantal cycli dat een batterij kan doorlopen tot de capaciteit gedaald is naar 80%. Een cyclus wordt gedefinieerd als een volledige ontlading gevolgd door een volledige oplading. De gegeven cyclische levensduur is slechts een richtwaarde en zal sterk afhangen van de DOD die wordt opgelegd. Een typische karakteristiek voor een AGM batterij is terug te vinden in Fig. 16. Hoe lager de DOD, hoe meer cycli er kunnen behaald worden en dus hoe hoger de levensduur.



Figuur 16: Capaciteit in functie van het aantal cycli en de DOD voor een AGM batterij

Het mag duidelijk zijn dat het optimaliseren van de levensduur een complexe oefening is en bovendien van verschillende invloedsparameters afhankelijk is.

Samenvattende tabel

In onderstaande Tabel 2 worden samengevat enkele richtwaarden meegegeven voor de belangrijkste parameters van enkele courante types batterijen.

Voor het Nikkelijzertype (NiFe) zijn tot op heden nog enkele zaken onduidelijk met betrekking tot de levensduur, vandaar konden deze niet volledig kon worden opgenomen.

Tabel 2: Richtwaarden van parameters voor de meest courante batterijtypes

Batterijtype	Vermogen-dichtheid [W/l]	Energie-dichtheid [Wh/l]	Kost [€/kWh/c]	Levensduur [cycli]	Gewicht [kg/l]	DOD [%]
FLA	85	60	0,1	1100	2	50
AGM	110	100	0,44	450	2	40
Gel	90	80	0,4	900	2	70
LFP	427	280	0,3	2000	2,34	80
NiMH	218	200	0,45	1000	2,75	60
NiFe	77	30	582/?	?	1,3	80

2.3.3 Batterijmonitor- of managementsysteem (BMS)

Uit het voorgaande mag reeds duidelijk zijn dat een batterij een complex systeem is. Om de batterij optimaal te benutten kan een batterijmonitor- of managementsysteem (BMS) toegevoegd worden aan de installatie. BMS'en zijn er in verschillende uitvoeringen, maar in essentie komt het erop neer dat deze de levensduur van de batterij zal optimaliseren en schade zal voorkomen. Al naargelang de complexiteit van de BMS kan deze verschillende functionaliteiten vervullen, de belangrijkste zijn de volgende [ref 5]:

- **Metten van de spanning:** De spanning vertelt veel over de toestand van een batterij. Sommige BMS'en kunnen dit zelfs tot op afzonderlijk celniveau gaan bepalen.
- **Controle van de laadcyclus:** De BMS zal de batterij opladen volgens de gepaste laadcurve. Dit zal niet gebeuren door de BMS vanuit fig. 17, deze zal enkel de waarden aflezen en hiermee kan ook de laadcyclus opgemeten worden. Meestal zit er ook een BMS in hybride omvormer die ervoor kan zorgen dat de batterijbank correct wordt opgeladen. Hierbij kan de extra batterijmonitor vanuit fig. 17 handig zijn om snel de correcte waarden af te lezen zonder de hybride omvormer uit te moeten lezen.
- **Bepaling van de SOC:** In veel toepassingen is het wenselijk om kennis te hebben over de actuele SOC. Een BMS kan hiervan een accurate inschatting maken.
- **Celbalancering:** Bij een batterijbank samengesteld uit meerdere cellen in serie of parallel zullen kleine onderlinge verschillen aanwezig zijn waardoor sommige cellen meer belast worden dan andere. Dit effect kan worden gecompenseerd door de bepaalde types BMS'en.
- **Communicatie:** Al naargelang het type BMS bevat deze een zekere vorm van communicatie met andere apparatuur.

Al naargelang de BMS niet, respectievelijk wel actief participeert aan de stroomregeling, kan worden gesproken over een batterijmonitor- of een batterijmanagementsysteem.

In Fig. 17 wordt een voorbeeld van een batterijmonitor afgebeeld. De monitor (Fig. 17, links) berekent de energie-uitwisseling met de batterij en op die manier wordt de SOC bepaald. Dit wordt gedaan door integratie van de stroom over een shunt-weerstand (Fig. 17, rechts).



Figuur 17: Voorbeeld van een batterijmonitor (links) en de shunt-weerstand waarover gemeten wordt (rechts)

Daarnaast zijn ook meer complexere uitvoeringen verkrijgbaar waarbij een module geplaatst wordt op elke afzonderlijke cel. Die wordt dan optimaal gebalanceerd ten opzichte van de rest. Er zijn ook uitvoeringen verkrijgbaar waarbij de batterij in één behuizing wordt geplaatst met een BMS en communicatie-interface. Dit worden ook wel slimme batterijen genoemd.

2.4 PV-omvormer

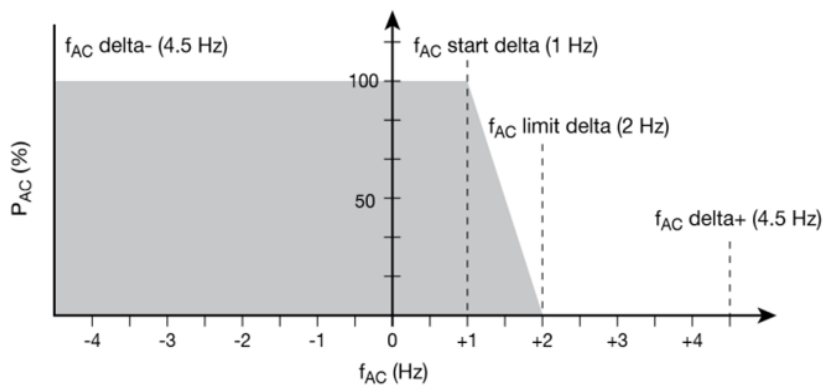
Een essentieel onderdeel van het PV-systeem is de PV-omvormer. PV-panelen wekken een gelijkspanning en -stroom (DC) op. Het distributienet is echter gebaseerd op wisselspanning en dus moet de PV-energie worden omgezet naar wisselspanning en -stroom (AC). Dit gebeurt door de PV-omvormer of ook wel inverter genoemd. Een tweede functie van de inverter is het optimaliseren van de zonne-opbrengst. Afhankelijk van de temperatuur en de installatie op de panelen, zal er een spannings- en stroominstelling zijn waarbij het meest vermogen kan geleverd worden. Via *maximum power point tracking* (MPPT of MPP-regeling) wordt gestreefd om telkens op dit optimaal punt te werken.

Ook bij een net-interactieve installatie is een PV-opslagsysteem van groot belang. Afhankelijk van de opbouw van de installatie (zie 2.1) gelden bepaalde voorwaarden aan dit toestel. Voor een opbouw met AC-inkoppeling kan een standaard PV-omvormer gebruikt worden die ook in netgekoppelde situaties voldoet. De inverter regelt de panelen tot hun optimaal werkpunt en wordt gekoppeld op 230VAC.

Als de inverter wordt aangesloten op de uitgang (aan lastzijde) van de net-interactieve omvormer (AC-model 1), dan mag het nominaal vermogen van deze inverter niet hoger zijn dan het nominaal vermogen van de net-interactieve omvormer. In geval van een stroomonderbreking kan de PV-omvormer blijven werken en de last of de batterijen voeden. Wanneer in eiland de batterijen volledig zijn opgeladen en de energievraag lager is dan de productie zal het vermogen van de PV-omvormer moeten beperkt worden. PV-omvormers moeten zo ingesteld worden dat zij het geleverde vermogen lineair doen dalen met een hogere frequentie (zie Fig. 18). De net-interactieve omvormer beheert de energiestromen en zal de frequentie aanpassen naargelang de vermogenvraag. Op die manier worden de energiestromen gebalanceerd. Het opstarten van een dergelijk systeem vraagt wel enig instelwerk, hierop wordt verder ingegaan in Hoofdstuk 5.

Een andere mogelijkheid is om de inverter te koppelen aan de AC-IN (aan netzijde) van de net-interactieve omvormer (AC-model 2). Bijgevolg kan het vermogen van de inverter onafhankelijk gekozen worden van het net-interactief systeem. hier is de frequentieregeling niet meer van toepassing gezien de PV-omvormer uitschakelt bij een stroomonderbreking. Enkele voorbeelden van PV-omvormers van verschillende fabrikanten zijn weergegeven in Fig. 19.

De PV-omvormer kan ook gekoppeld worden aan de DC-aansluiting van de net-interactieve omvormer, dit is DC-inkoppeling. De basisfunctionaliteit van een klassieke inverter, namelijk het vormen van een AC-sigitaal, vervalt hierdoor. Hoewel de batterijen en de PV-panelen beiden op DC functioneren, kunnen deze in geen geval rechtstreeks gekoppeld worden. Een DC/DC-omvormer staat in voor de MPP-regeling zodat de panelen hun maximaal vermogen kunnen leveren. Daarnaast wordt aan de uitgang ervan een stabiele gelijkspanning gecreëerd voor een



Figuur 18: Vermogensturing in functie van de frequentie voor een PV-omvormer



Figuur 19: Verschillende soorten PV-omvormers (van l.n.r. ABB, SMA, Danfoss)

goede koppeling met de DC-bus. Ook hier mag het nominaal vermogen van de PV-installatie ten hoogste gelijk zijn aan het vermogen van de net-interactieve omvormer. In geval van een overschot aan PV-energie zal de DC/DC-omvormer het vermogen beperken. In Fig. 20 worden enkele voorbeelden weergegeven van DC/DC PV-omvormers van verschillende fabrikanten, in catalogussen worden deze toestellen ook wel omschreven als charge controllers.



Figuur 20: Verschillende soorten DC/DC PV-omvormers (van l.n.r. MorningStar, Studer, Victron Energy)

3 Dimensionering

Het dimensioneren van een volledig PV-opslagsysteem is niet zo voor de hand liggend. De complexiteit van het gehele systeem is immers groter dan bij een klassieke PV-installatie en alle onderdelen moeten correct afgestemd worden op elkaar. Bovendien worden ook wat nieuwe technologieën gebruikt die tot op heden minder gekend zijn. In dit hoofdstuk wordt getracht op een eenvoudige wijze stap voor stap een installatie te dimensioneren.

3.1 Algemeenheden

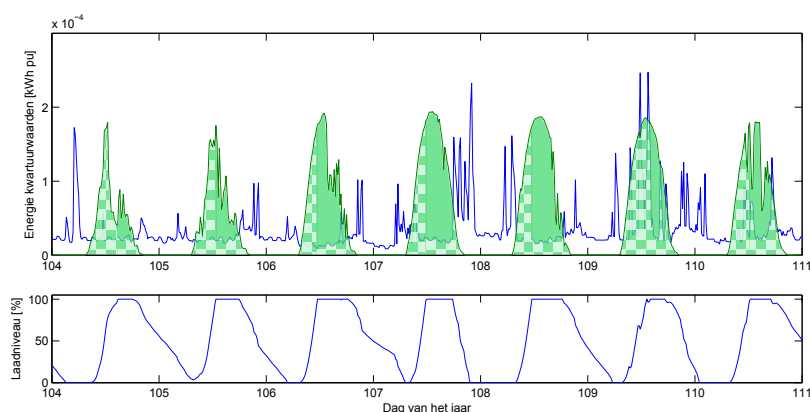
Wanneer PV-opslagsystemen moeten geëvalueerd worden, dan stelt de vraag zich wat het voordeel is van zelfgeconsumeerde elektriciteit ten opzichte van elektriciteit aankopen vanuit het distributienet. Voor de eindklant is dit en de grotere onafhankelijkheid bij netstoringen de drijfveer om een dergelijk systeem te plaatsen, naast eventueel nog ideologische en/of persoonlijke redenen. Om het kostenvoordeel in rekening te brengen, worden hier twee gangbare begrippen voorgesteld.

Zelfconsumptie Z_c

De zelfconsumptieverhouding Z_c staat voor het aandeel van de opgewekte zonne-energie dat ogenblikkelijk verbruikt wordt in het eigen huishouden. Ze wordt uitgedrukt door de verhouding van de eigen verbruikte PV-energie op de totale opgewekte energie afkomstig van de zonnepanelen.

Voor een klassieke PV-installatie is het zo dat de eigen verbruikte energie enkel en alleen bepaald wordt door de PV-energie die ogenblikkelijk de gevraagde last voedt. Veronderstel dat een opslagsysteem onder de vorm van batterijen wordt geïntegreerd in een bestaande installatie. Dan is de eigen verbruikte energie de som van de PV-energie die gebruikt wordt om de last te voeden en de PV-energie om de batterijen te laden. Het mag duidelijk zijn dat de zelf verbruikte PV-energie en hiermee ook de zelfconsumptieverhouding stijgt wanneer opslag wordt geïntegreerd.

Dit effect wordt geïllustreerd in Fig. 21. De blauwe lijn stelt het verbruik voor van een woning en de groene lijn de PV-opbrengst. De onderste grafiek stelt het laadniveau van een batterijbank met een opslagcapaciteit van 1,5kWh per MWh voor. Van zodra de batterij volledig opgeladen is, zal de energie geïnjecteerd worden in het net. Omgekeerd zal er energie onttrokken worden wanneer het laadniveau nul wordt. De zelfconsumptie wordt geïllustreerd door de verhouding van het groene gearceerde deel op het groen gekleurde deel.



Figuur 21: Verhogen van de zelfconsumptie door middel van opslag

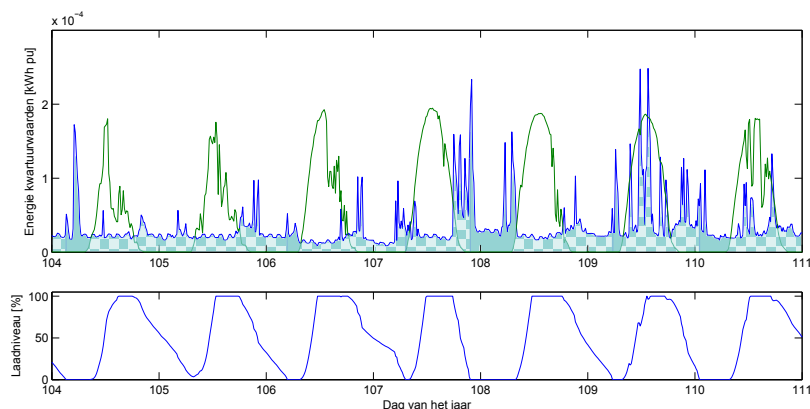
Zelfvoorziening Z_v

De zelfvoorzieningsverhouding Z_v staat voor het aandeel van de gevraagde energie die je ogenblikkelijk zelf kan voorzien. Het is de verhouding van de gevraagde energie die zelf geproduceerd werd op de totaal gevraagde energie.

Voor de klassieke installatie is het zo dat de eigen geproduceerde energie gelijk is aan de PV-energie die ogenblikkelijk de gevraagde last voedt en dus nog gelijk is aan de eigen verbruikte energie. Indien opslag wordt geïntegreerd

in de PV-installatie klopt het voorgaande niet meer en moet de energie afkomstig van het ontladen van de batterijen in rekening worden gebracht. Hierdoor zal naast de zelfconsumptie ook de zelfvoorziening stijgen na het integreren van een opslagsysteem.

De zelfvoorziening kan geïllustreerd worden in Fig. 22 voor dezelfde woning. Deze wordt gegeven door de verhouding van het blauw gearceerde deel op het blauw gekleurde deel.



Figuur 22: Verhogen van de zelfvoorziening door middel van opslag

Zelfconsumptie of zelfvoorziening?

In geval van een dubbele tarifiering kan de zelfconsumptieverhouding gezien worden als de waarde van de gegenereerde zonne-energie en dus het economisch rendement van de PV-installatie. Hoe hoger deze zelfconsumptie, des te groter het economisch rendement. Daar waar de zelfconsumptie een maat is voor de waarde van een gegenereerde kilowattuur, staat de zelfvoorziening voor de waarde van een betaalde kilowattuur. Hoe hoger de zelfvoorzieningsgraad, hoe meer er kan bespaard worden in energiekosten.

De vraag stelt zich echter welke opslagcapaciteit moet voorzien worden die enerzijds een voldoende verhoging van deze parameters met zich meebrengt en anderzijds naar kosten toe verantwoord is. Om deze vraag te beantwoorden werd een dimensioneringsmethode ontwikkeld die dit evenwicht tracht te bereiken. In wat volgt wordt elk onderdeel van de installatie berekend.

3.2 PV-installatie

3.2.1 Algemeen dimensioneringscriterium

Wanneer een volledig PV-opslagsysteem moet worden berekend, moet in eerste instantie het vermogen van PV-installatie worden bepaald. In een klassieke residentiële installatie met terugdraaiende teller is het zo dat een optimale dimensionering wordt gegeven door een jaarlijkse opbrengst die gelijk is aan de jaarlijkse vraag. Hierbij is de kost voor elektriciteit gelijk aan nul en is het economisch rendement van de PV-installatie het grootst.

Dit is een louter theoretische streefwaarde, in een reële installatie zal de opbrengst nooit exact gelijk zijn aan de vraag. Ten eerste verschilt het totaal verbruik van jaar tot jaar door variabel gebruik en allerlei verschillende externe factoren. Er moet zo goed mogelijk worden ingeschat wat het gemiddeld jaarverbruik is. Ter informatie, volgens de VREG bedraagt het gemiddeld verbruik van een doorsnee gezin (twee ouders, één kind) 3500kWh. Ook de opbrengst van de PV-panelen verschilt van jaar tot jaar, hierbij is het veranderlijke weer de grootste oorzaak. Daarnaast speelt ook de veroudering van de installatie en de bevuiling van de panelen een rol. Dit alles maakt het moeilijk om aan bovenstaand dimensioneringscriterium te voldoen. In de praktijk wordt de PV-installatie vaak wat overgedimensioneerd, indien mogelijk natuurlijk.

Er moet bovendien rekening gehouden worden met eventuele toekomstige veranderingen in elektrisch verbruik van het gezin, dit zijn onder andere:

- Gezinsuitbreiding

- Aankoop van elektrische wagen of overstap naar elektrische verwarming zal het verbruik doen stijgen
- Vervangen van oude door nieuwe efficiëntere toestellen zal het verbruik doen dalen

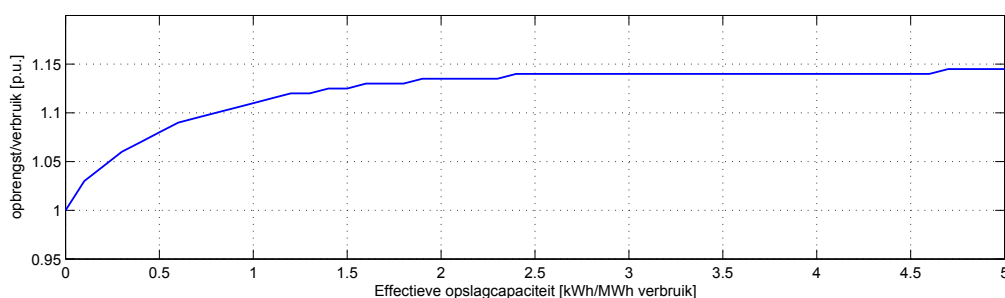
Daarnaast gelden ook beperkingen aan het PV-vermogen dat kan geïnstalleerd worden:

- Beperking van het maximaal aantal panelen door dakoppervlakte
- Maximaal wettelijk PV-vermogen van 5kW éénfasig en 10kW driefasig
- Beschikbaar budget

3.2.2 Dimensionering van PV met batterijopslag

Voor een klassieke installatie wordt dus een PV-installatie gekozen met een jaaropbrengst gelijk aan het jaarlijks verbruik. Indien een PV-opslagsysteem wordt geplaatst, dan geldt dit criterium enkel wanneer de omzettingsverliezen in de net-interactieve omvormer en de batterijen worden verwaarloosd. In de praktijk ligt het systeemrendement rond de 80%, wat wil zeggen dat slechts 80% van de energie opgeslagen in de batterijen terug nuttig kan gebruikt worden. Het gevolg hiervan is dat het totaal energieverbruik stijgt naarmate er meer energie-uitwisseling is met de batterijen.

In Fig. 23 wordt de verhouding van de optimale PV-opbrengst op het verbruik (p.u.) weergegeven in functie van de geïnstalleerde effectieve batterijcapaciteit (in kWh t.o.v. jaarlijks verbruik). Wanneer geen batterijen aanwezig zijn is deze uiteraard 1 p.u. Voor een effectieve capaciteit van bijvoorbeeld 1kWh/MWh wordt best een PV-installatie geplaatst van 1,11 p.u., ofwel een opbrengst die 11% hoger is dan het gemiddeld jaarlijks verbruik.



Figuur 23: Optimale PV-opbrengst in functie van de geïnstalleerde batterijcapaciteit

Het is ook mogelijk om een bestaande PV-installatie uit te breiden naar een PV-opslagsysteem. Hier ligt de jaaropbrengst dus al vast en zullen de batterijen en de net-interactieve omvormer hierop moeten aangepast worden.

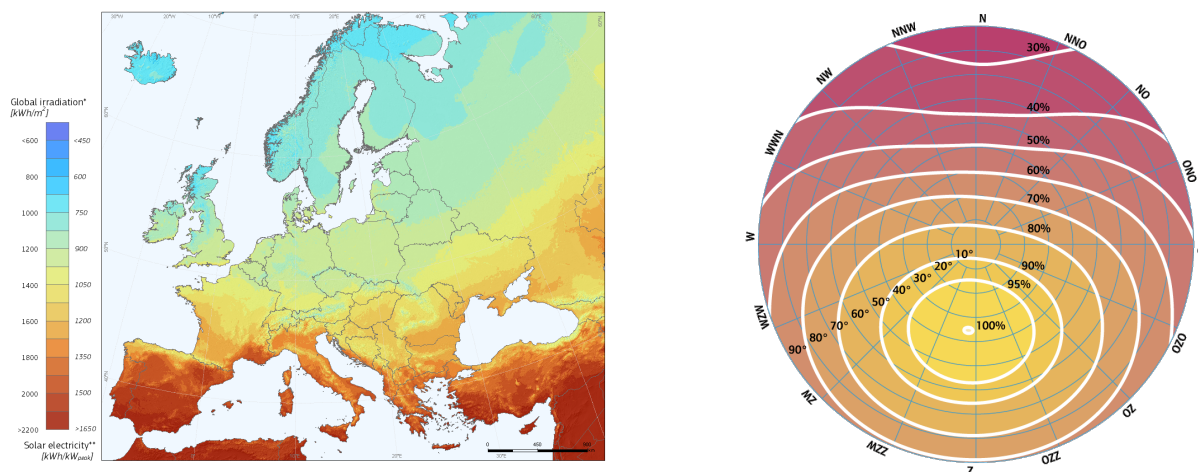
3.2.3 Van opbrengst naar vermogen

In het dimensioneringscriterium voor PV wordt uitgegaan van een jaaropbrengst die gelijk is aan het jaarlijks verbruik. Wanneer dit verbruik gekend is, zal een PV-installatie ontworpen worden met een zeker vermogen die benaderend deze opbrengst genereert. Er is dus een overgang van een gewenste opbrengst naar een te installeren vermogen.

Het vermogen van een PV-installatie wordt uitgedrukt in wattpiek, W_p . Naargelang de zonne-instraling levert een zonnepaneel meer of minder vermogen. Het piekvermogen is het elektrisch uitgangsvermogen onder ideale omstandigheden. Een standaard zonnepaneel met een normale efficiëntie (15%) en een afmeting van 165x100cm heeft een piekvermogen van 250Wp. Voor de exacte specificaties van het zonnepaneel wordt best gekeken naar de gegevens van de leveranciers.

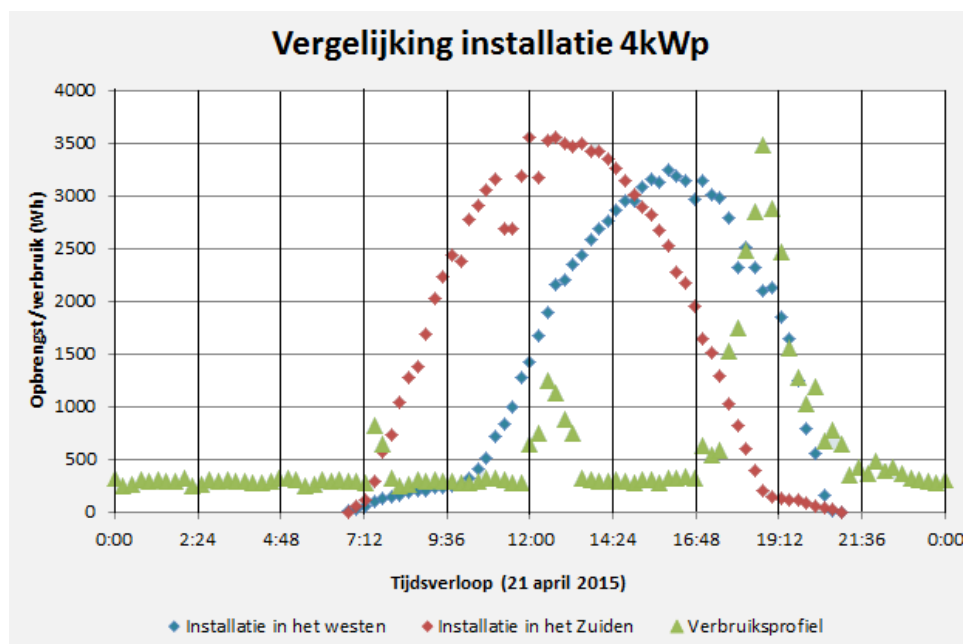
De opbrengst is de hoeveelheid elektrische energie die een zonne-installatie levert over een zekere periode, bijvoorbeeld een jaar. Deze wordt gegeven in kilowattuur, kWh, en is dus afhankelijk van heel wat externe factoren. Afhankelijk van de gemiddelde zonne-instraling of irradiatie op een bepaalde locatie zal een paneel een hogere of

lagere opbrengst leveren. De irradiatie varieert over het aardoppervlak, zoals weergegeven in Fig. 24, links. Ook de oriëntatie van de panelen is belangrijk. De optimale oriëntatie voor België is een hellingsgraad van 35° en naar het zuiden gericht.



Figuur 24: Irradiatie in Europa (links) en invloed van oriëntatie op de opbrengst (rechts)

Toch nog een belangrijke opmerking die hierbij moet gemaakt worden is dat de optimale oriëntatie van de PV-installatie niet gelijk loopt met een hogere zelfconsumptie. Zo kan een hogere zelfconsumptie bereikt worden door de PV-installatie in het westen te plaatsen zodat het piekverbruik bij thuiskomst van de eigenaar beter kan opgevangen worden door de eigen PV-installatie. In Fig. 25 wordt dit fenomeen nog even aangetoond voor een werkelijk dagprofiel van een installatie die zuidelijk gericht is en een installatie die westelijk opgesteld staat.



Figuur 25: Invloed op eigen verbruik door oriëntatie van de PV-installatie

In het bepalen van de opbrengst in functie van het vermogen spelen verder ook nog het type panelen, het rendement, de plaatsingswijze en onderhoud ervan een rol. Daarnaast beïnvloedt het vermogen van de PV-omvormer eveneens de opbrengst. Om een inschatting te kunnen maken van de opbrengst kan de website van PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) geraadpleegd worden (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>). Hierop is een applicatie te vinden die met behulp van een aantal in te voeren parameters de gemiddelde jaaropbrengst van een PV-installatie berekend.

Een richtwaarde voor de jaaropbrengst van een Belgische installatie ligt in de praktijk rond de 900kWh/kWp.

3.2.4 Keuze van de PV-omvormer

Eenmaal het piekvermogen van de panelen gekend is, moet enkel nog een gepaste PV-omvormer gekozen worden. In hoofdzaak komt het erop neer om een omvormer met het juiste nominaal vermogen te voorzien. Er zijn omvormers verkrijgbaar in verschillende vermogensklassen, echter zal het vermogen zelden exact gelijk zijn aan het piekvermogen van de panelen. In Vlaanderen zal door het wisselvallige weer en andere niet-optimale condities het paneel maar weinig dit piekvermogen leveren. Daarom wordt vaak geadviseerd om een omvormer te kiezen met een lager ingangsvermogen dan het totaal vermogen van de panelen. Dit wordt ook wel onderdimensioneren genoemd.

Bij onderdimensioneren zal de omvormer het uitgaand vermogen beperken tot zijn nominaal vermogen, wat kan leiden tot productieverlies op zonnige dagen. Daarentegen werkt de omvormer wel vaker op vol vermogen, waardoor de efficiëntie beter is. Hierdoor kan een ondergedimensioneerde omvormer toch een grotere opbrengst leveren. Een algemene richtlijn is een onderdimensionering van 90%. Indien de oriëntatie van de panelen niet optimaal is, kan dit gerust nog kleiner gekozen worden.

Een aandachtspunt is de compatibiliteit van de omvormer met de panelen. Hiervoor wordt doorverwezen naar de informatie van de leverancier van zonnepanelen en omvormer. Afhankelijk van de inkoppeling (AC of DC) is de PV-omvormer een DC/AC- of een DC/DC-converter.

3.3 Batterijen

De opslagcapaciteit van de batterijbank is een essentiële parameter in het dimensioneren van een PV-opslagsysteem. Dit bepaalt immers grotendeels in welke mate de zonne-energie kan opgeslagen worden en de belasting kan gevoed worden. Volledige onafhankelijkheid met batterijen is zeer moeilijk te bekomen en bovendien onbetaalbaar. Daarom wordt getracht een evenwicht te vinden waarbij het distributienet zo weinig mogelijk belast wordt en dit toch betaalbaar blijft.

De methode die hier voorgesteld wordt, werd ontwikkeld op basis van meetdata van verschillende residentiële installaties en zal dus een gemiddelde waarde geven van de te voorziene opslagcapaciteit. Er zijn twee mogelijkheden, namelijk:

- Een volledig nieuwe installatie. Hier kan de dimensionering van de PV-panelen optimaal worden ingesteld volgens de belasting en bijgevolg ook de capaciteit optimaal bepaald worden.
- Uitbreiding van een bestaande PV-installatie. Wanneer de PV-opbrengst vast ligt, zal hiervoor een andere capaciteitswaarde bekomen worden. Hieronder vallen ook de installaties die beperkt worden in opbrengst door factoren opgesomd onder het vorig punt 3.2.

Belangrijk om op te merken is dat de waarde voor opslagcapaciteit wordt gegeven in kWh ten opzichte van het gemiddeld jaarlijks verbruik in MWh. Bovendien wordt in eerste instantie de effectieve bruikbare capaciteit berekend los van batterijtechnische parameters zoals de DOD. Al naargelang het type batterij wordt dit dan omgerekend naar werkelijke batterijcapaciteit.

3.3.1 Dimensioneren van een nieuwe installatie

Bij een nieuwe installatie kan zowel de batterijgrootte als het vermogen van PV-installatie optimaal bepaald worden. De voorwaarde voor een goede dimensionering is een evenwicht vinden tussen zelfconsumptie en zelfvoorziening. Als randvoorwaarde wordt dus gesteld dat $Z_c = Z_v$. Er werd een studie uitgevoerd op 25 werkelijke woningen en de richtwaarden in Tabel 2 gelden voor de opslagcapaciteit, de PV-opbrengst en de te bereiken Z_c , Z_v . De dimensionering is hier bijgevolg enkel afhankelijk van het jaarlijks verbruik.

Samengevat volstaat dus een batterijcapaciteit van ongeveer 1kWh/MWh en een PV-installatie van 1,11 p.u.

Tabel 3: Richtwaarden voor de optimale opslagcapaciteit, jaaropbrengst van de PV-installatie en zelfconsumptie en zelfvoorziening (Z_c , Z_v)

Opslagcapaciteit	0,98 kWh/MWh
Opbrengst	1,11 p.u.
Z_c , Z_v	55 %

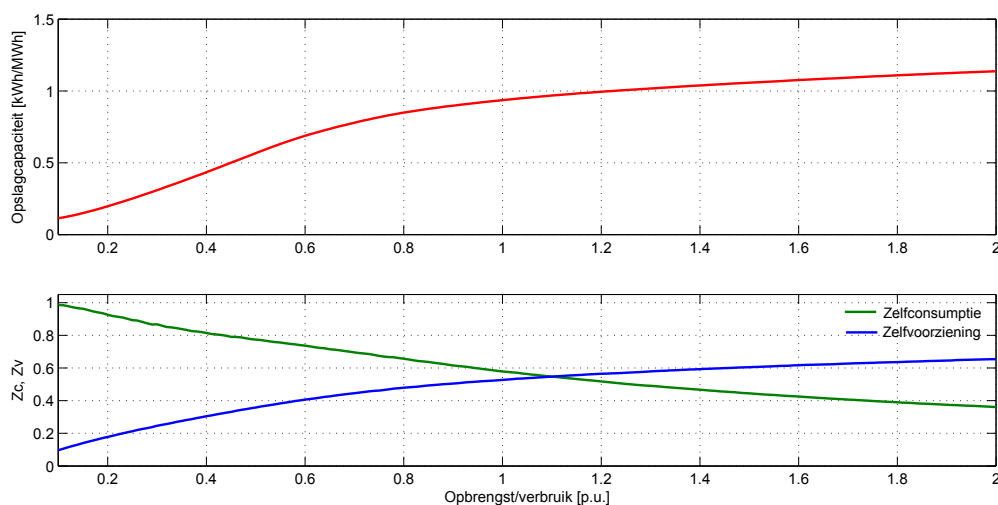
Voorbeeld:

Voor een woning met een gemiddeld verbruik van bijvoorbeeld 4,5MWh zou dus een batterijbank van 4,5kWh bruikbare capaciteit moeten volstaan. De PV-opbrengst wordt het best gedimensioneerd op $4,5 \times 1,11 \approx 5$ MWh.

3.3.2 Dimensioneren met variabele PV

Wanneer de opbrengst van PV-installatie reeds vastligt of om één of andere reden beperkt wordt, dan is niet alleen het verbruik, maar ook de opbrengst een variabele parameter. Er moet gestreefd worden naar een optimale benutting van de batterijen. Zo heeft het bijvoorbeeld geen zin om te investeren in een grote batterijbank die maar zelden volledig opgeladen wordt.

Ook hier werd op basis van meetdata van 25 reële woningen een methode ontwikkeld die de optimale batterijcapaciteit inschat. Deze is nu functie van de opbrengst van de PV-installatie zoals afgebeeld in Fig. 26. Voor een gegeven PV-opbrengst kan bovendien ook de zelfconsumptie- en zelfvoorzieningsverhouding afgelezen worden uit de grafiek. Merk op dat deze nu niet meer dezelfde zijn.



Figuur 26: Optimale opslagcapaciteit (boven) en Z_c , Z_v in functie van de PV-opbrengst

Uit de grafiek volgt dat de curves van Z_c en Z_v elkaar snijden bij 55% en een PV-opbrengst van 1,11 p.u. De capaciteit hier is ongeveer 1kWh/MWh, wat dus dezelfde richtwaarden geeft als bij een nieuwe PV-installatie (zie vorig punt 3.3.1).

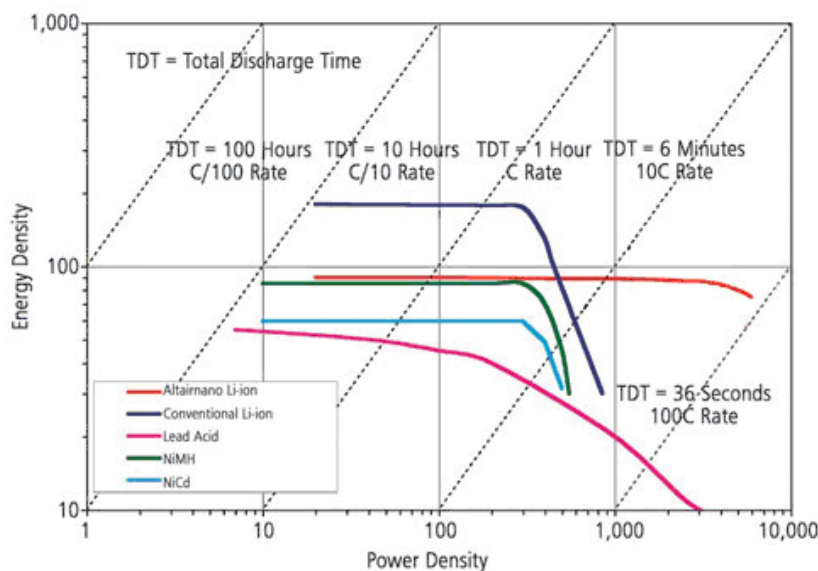
Voorbeeld:

Veronderstel een woning met een gemiddeld verbruik van bijvoorbeeld 4,5MWh en een PV-opbrengst van 2,7MWh ofwel $2,7 / 4,5 = 0,6$ p.u. Uit de grafiek volgt dat de optimale capaciteit ongeveer 0,65kWh/MWh bedraagt, wat dus neerkomt op een bruikbare batterijcapaciteit van $0,65 \times 4,5 \approx 2,9$ kWh. Hiervoor is $Z_c \approx 70\%$ en $Z_v \approx 40\%$.

3.3.3 Vermogen van de batterijbank

Naast een zekere capaciteit moet een batterij ook een bepaald vermogen kunnen leveren. Dit vermogen is nodig om ogenblikkelijk de gevraagde belasting te voeden. Voor een gegeven batterijspanning zal er dus een zekere stroom gevraagd worden van de batterij, volgens de relatie $P = U \times I$.

Onder punt 2.3.2 werd besproken dat de C-rate een grote invloed heeft op de batterijcapaciteit. Zo zal bij ontladen met een grote stroom slechts een bepaald percentage van de nominale capaciteit beschikbaar zijn (zie Fig. 12). De relatie tussen energie- en vermogendichtheid kan worden weergegeven in een Ragone plot. Dit is weergegeven voor verschillende batterijtypes in Fig. 27.



Figuur 27: Ragone plot voor verschillende batterijtypes

De diagonale lijnen geven de ontladingsnelheid of C-rate weer. Bij een C-rate van bijvoorbeeld 1C is er enkel wat capaciteitsverlies bij loodzuur types. Wanneer dit verder opgedreven wordt, boeten uiteindelijk alle types in aan capaciteit. Het is dus best om de batterij te gebruiken in het gebied waar de capaciteit min of meer constant blijft. Merk op dat dit gemiddelde grafieken zijn, binnen een bepaald batterijtype kan dit nog sterk variëren. Meer info kan opgevraagd worden bij de leverancier.

Batterijen moeten dus in staat zijn om voldoende vermogen te leveren, maar hiervoor moet natuurlijk het vermogen van de toepassing gekend zijn. De meeste woningen hebben een aansluiting van 40A, wat dus neerkomt op een maximaal vermogen van ongeveer 9kW. In realiteit wordt dit echter zelden bereikt. Het vermogen van het PV-batterijstelsel dimensioneren op deze waarde is dan ook niet aan te raden. De installateur moet dus trachten in te schatten wat het gevraagde vermogen zal zijn door een analyse van de aan te sluiten apparaten binnen de residentiële installatie.

3.3.4 Keuze van het type batterij

Er zijn heel wat verschillende types batterijen op de markt. De voornaamste die in aanmerking komen voor opslag van PV-energie werden reeds opgesomd onder punt 2.3.1. Het is echter onmogelijk om één bepaald type als best te beschouwen, afhankelijk van externe factoren en persoonlijke voorkeuren leent de ene batterij zich beter voor de toepassing dan de andere. Volgende keuzeparameters moeten helpen om de beslissing te nemen:

- Een belangrijke eis is een **levensduur** van de batterij. Dit wordt uitgedrukt in aantal een bepaald aantal cycli afhankelijk van het gebruik van de batterijbank. LFP-batterijen halen meestal een groot aantal cycli, bij de loodzuur types is dit heel wat minder.
- De **kostprijs** van de batterijbank zal een doorslaggevende factor zijn. Indien enkel de aankoopprijs wordt bekeken, dan zijn de loodzuur types, en zeker FLA, de goedkoopste. LFP-batterijen zijn duurder in aanschaf,

maar gerekend met de levensduur komen deze toch in de buurt van loodzuur.

- In bepaalde gevallen kan de **ruimte** waar de batterijen geplaatst worden een beperkende factor zijn. In dit geval is onder andere de energiedichtheid (Ah/L) van belang. Hier scoren LFP en NiMH het best. Daarnaast kan ook het gebrek aan ventilatie van de ruimte een rol spelen, voor loodzuur en zeker FLA is dit het geval.
- **Duurzaamheid en milieu-impact** spelen ook mee in de keuze naar het geschikte type. NiFe- en acquionbatterijen zijn nog vollop in ontwikkeling, maar nu reeds blijken zij de meest milieuvriendelijke types. Loodzuur batterijen bevatten zware metalen en ook de milieu-impact van lithiumbatterijen staat ter sprake.
- **Onderhoud** van de batterijen komt hoofdzakelijk neer op het aanvullen van gedestilleerd water en dit is zo voor FLA- en NiFe-batterijen. LFP en gel VRLA types zijn gebruiksvriendelijker.
- Niet elk type batterij kan op elk type net-interactieve omvormer gekoppeld worden. Hiervoor is vooral het spanningsbereik bepalend en de **compatibiliteit** moet nagegaan worden uit de informatie van de leverancier.

Een handig hulpmiddel bij de keuze van het batterijtype is de tool die ontwikkeld werd in het TETRA D³O-project. Naar gelang persoonlijke voorkeur bij bovenstaande keuzeparameters worden verschillende types gerangschikt. Fig. 28 toont een screenshot van de keuzetool die is terug te vinden op <http://www.lemcko.be/d3o/tool.html>.

The screenshot shows an online tool for selecting a battery type. It consists of six sliders for different parameters, each with a scale from 0 to 10. The sliders are: Milieu impact (0 = onbelangrijk, 10 = zo weinig mogelijk), Benodigd onderhoud (0 = onbelangrijk, 10 = zo weinig mogelijk), Gewicht (0 = onbelangrijk, 10 = zo licht mogelijk), Volume batterijbank (0 = onbelangrijk, 10 = zo klein mogelijk), Levensduur (0 = onbelangrijk, 10 = zo lang mogelijk), and Kost (0 = onbelangrijk, 10 = zo goedkoop mogelijk). Below the sliders is a section titled 'Selectie Batterij' with a list of battery types: LFP, Aquion, Pb-FLA, NiMH, Pb-Gel, and Pb-AGM. At the bottom of the list, there is a note: 'NiFe (Wegens te weinig informatie kon dit type niet opgenomen worden in de batterijtool)'.

Figuur 28: Online tool voor keuze van het geschikte batterijtype (www.lemcko.be)

3.3.5 Omrekenen naar werkelijke batterij

Bij het dimensioneren van batterijcapaciteit wordt gerekend met een bruikbare capaciteit in kWh. Er moet dan een bepaald type batterijbank worden samengesteld die deze capaciteit kan voorzien. Eerst en vooral moet er rekening worden gehouden met de Depth of Discharge (DOD). Zoals vermeld onder punt 2.3.2 zal de levensduur van de batterij sterk variëren met de maximale diepte van ontladen. Dit verschilt bovendien met het type van de batterij en de maximale DOD werd reeds meegegeven in Tabel 1.

De capaciteit van batterijen wordt uitgedrukt in Ah terwijl de uitkomst van dimensionering hier gegeven wordt in Wh. De omrekening gebeurt aan de hand van de batterijspanning van de omvormer U_b als volgt:

$$Cap.[Ah] = \frac{Cap.[Wh]}{U_b} \quad (1)$$

Voorbeeld:

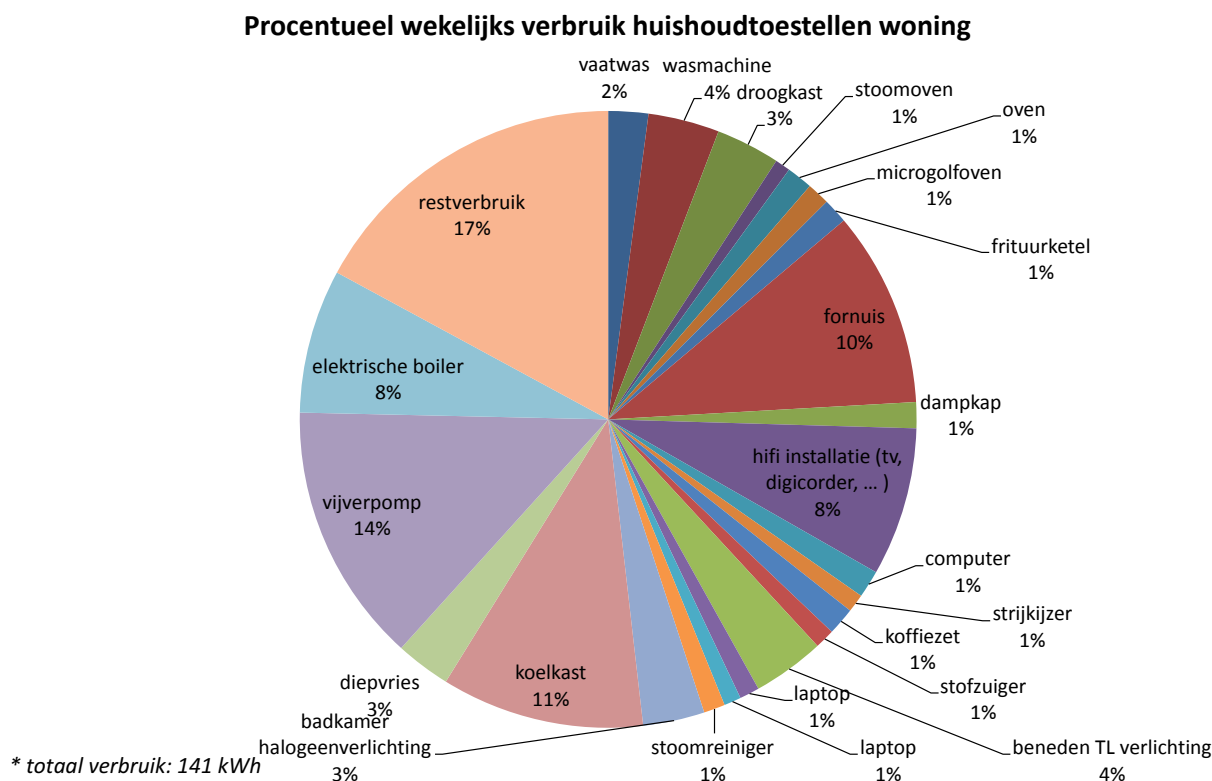
Voor een residentiële installatie moet een bruikbare opslagcapaciteit voorzien worden van 4kWh. Indien gekozen wordt voor een standaard FLA-batterij met een DOD van 50%, dan bedraagt de werkelijke batterijcapaciteit 8kWh. De DC ingangsspanning van de omvormer is 24V, de benodigde capaciteit in Ah is dus $8000/24 \approx 330\text{Ah}$.

3.3.6 Autonomie met PV-batterijsystemen

Hoewel het D³O-project zich meer richt naar zelfconsumptie van zonne-energie bieden PV-batterijsystemen nog het bijkomende voordeel dat zij elektrische voeding kunnen voorzien tijdens een stroomonderbreking. De aanpak voor het dimensioneren als back-up verschilt echter van deze voor dimensionering naar optimale zelfconsumptie, zoals hierboven beschreven. In essentie komt het ook hier neer op het inschatten van de benodigde capaciteit en het benodigd vermogen.

Indien het systeem als back-up moet dienen tijdens een stroomonderbreking, dan wordt best eerst een inventaris gemaakt van de elektrische apparaten in de woning met hun vermogen en de gemiddelde werkingstijd. Het is aan de gebruiker om de keuze te maken of alle apparaten van stroom moeten voorzien worden of slechts een gedeelte daarvan. In de meeste gevallen wordt enkel het noodzakelijk verbruik voorzien van een continue voeding. Daarnaast moet ook de gewenste duur van de autonomie in rekening gebracht worden om zo de opslagcapaciteit te kunnen bepalen.

In Fig. 29 wordt voor een woning de energieverdeling van de elektrische toestellen weergegeven voor een week, procentueel ten opzichte van het totale verbruik voor die week. Op basis van een dergelijke verdeling kan een inschatting gemaakt worden van de benodigde energievraag voor een dag. Een andere mogelijkheid is het opdelen van deze verbruikers in noodzakelijk en niet-noodzakelijk verbruik, capaciteit wordt vervolgens enkel berekend voor noodzakelijke verbruikers. De elektrische installatie in de woning moet hier echter wel op voorzien zijn.



Figuur 29: Energieverdeling voor een week van verschillende huishoudtoestellen voor een residentiële installatie

Naast de te voorziene energiecapaciteit moet ook een zekere vermogensvraag kunnen worden geleverd. Voor de batterijen is dit meestal geen probleem, de net-interactieve omvormer daarentegen is kritischer. Daarom wordt met

bovenstaand voorbeeld verder ingegaan onder volgend punt 3.4. Ook wordt dit voorbeeld aangehaald in punt 3.5 waar een volledige oefening wordt uitgewerkt.

In een studie van het D³O-project werd de autonomie nagegaan voor 25 verschillende woningen bij een stroomonderbreking van 3 uur, gelegen tussen 17u en 20u. De studie toonde aan dat de gemiddelde benodigde energie tijdens een stroomonderbreking voor 310 dagen van het jaar lager is dan 0,8kWh per MWh jaarlijks verbruik. Hierbij werd op geen enkele manier rekening gehouden met het beperken van elektrisch verbruik en het uitstellen van niet-noodzakelijke verbruikers tijdens een onderbreking. Een batterij van 1kWh/MWh bruikbare capaciteit zou dus in de meeste gevallen moeten volstaan.

3.4 Net-interactieve omvormer

Er bestaan heel wat types net-interactieve omvormers, elk met specifieke functionaliteiten. Het komt erop neer om voor de gewenste toepassing de geschikte omvormer te vinden. Hieronder worden enkele belangrijke functionaliteiten opgesomd waarmee rekening moet worden gehouden.

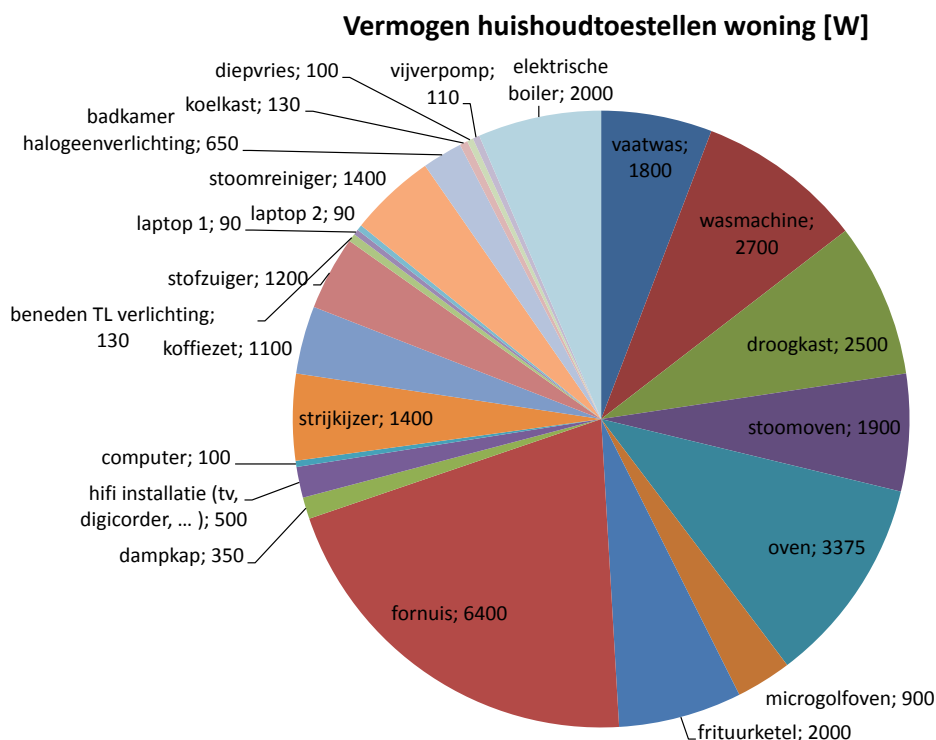
- De **DC-spanning** van de omvormer bedraagt 12, 24 of 48V en moet afgestemd zijn op de spanning van de batterijbank. Het is aangeraden om een zo hoog mogelijke DC-spanning te kiezen omwille van de kleinere DC-rimpel en de hogere kwaliteit van de AC-uitgangsspanning. Bovendien is dan ook de DC-stroom lager.
- Indien een generator of andere AC-voedingsbron bijkomend (naast de verbinding met het distributienet) moet worden gekoppeld op de installatie, dan moet de net-interactieve omvormer uitgerust zijn met een **bijkomend AC-ingangskanaal**. Sommige omvormers bezitten bovendien een extra relais die de generator automatisch kan doen opstarten.
- De omvormer kan bovendien voorzien zijn van een **tweede AC-uitgangskanaal**. Hier kan dan de opsplitsing gemaakt worden tussen kritische en niet-kritische verbruikers. Wanneer het verbruik te hoog wordt zal de AC-uitgang met de niet-kritische lasten worden afgekoppeld.
- Men moet aandachtig zijn dat de **netaansluiting** correct is. Voor België bedraagt de netspanning 230V bij een frequentie van 50Hz.

Het correct inschatten van het nominaal vermogen van de net-interactieve omvormer zal cruciaal zijn bij het dimensioneren van een PV-batterijsysteem. In de praktijk wordt hiervoor het gevraagde vermogen van de woning bestudeerd. Net zoals in Fig. 29 de energieverdeling in kaart werd gebracht voor de dimensionering van de capaciteit wordt in Fig. 30 de inventaris van het nominaal vermogen opgesteld.

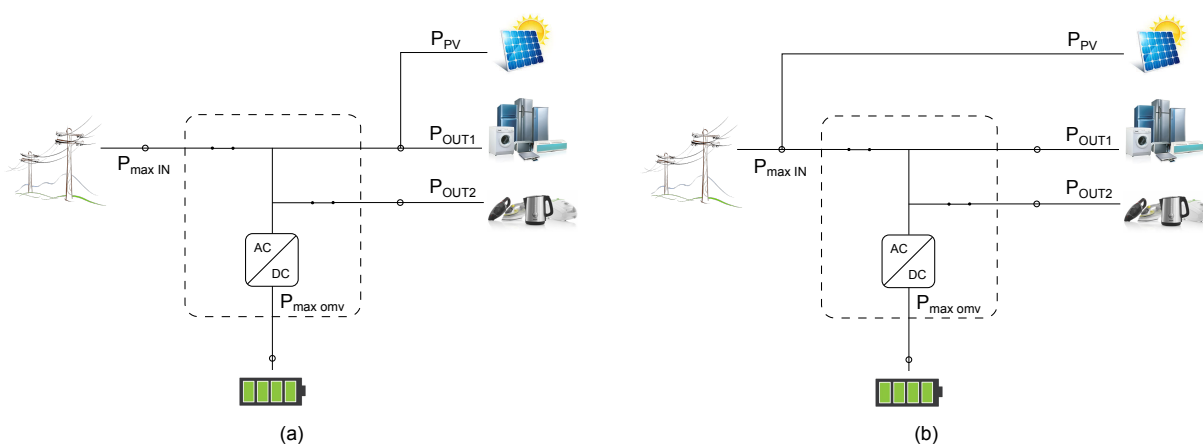
Let wel, de vermogens weergegeven in Fig. 30 zijn piekvermogens. Dit vermogen moet meestal niet gedurende de volledige werkingstijd worden geleverd, dit is eigen aan de werking van het toestel zoals bijvoorbeeld de cyclische werking van de koelkast. Daarnaast zijn ook veel toestellen regelbaar in vermogen, zoals bijvoorbeeld een elektrisch fornuis waarbij zelden alle kookplaten tegelijkertijd op het maximum worden gebruikt. De net-interactieve omvormer berekenen op de som van de piekvermogens zou dus een zware overdimensionering zijn. Er moet worden ingeschat wat het nominaal gebruiksvermogen is en de net-interactieve omvormer moet dit kunnen leveren. Deze omvormers bestaan in verschillende vermogenklassen. Een voorbeeld hiervan werd uitgewerkt onder punt 3.5.

Naar aansluiting zijn er twee mogelijkheden en deze hebben elk een beperking naar vermogen toe. In Fig. 31 wordt de net-interactieve omvormer afgebeeld. Deze heeft twee vermogensbeperkingen, namelijk het maximaal ingangsvermogen $P_{\max \text{ in}}$ en het vermogen van de omvormer $P_{\max \text{ omv}}$. Er zijn nu twee mogelijkheden om de klassieke PV-invertor te koppelen aan de net-interactieve omvormer:

- De PV-invertor wordt aan de uitgang dus aan lastzijde geplaatst (Fig. 31, a). Er moet aan de voorwaarden $P_{\max \text{ in}} \geq P_{\text{out1}} + P_{\text{out2}}$ en $P_{\max \text{ omv}} \geq P_{\text{PV}}$ voldaan zijn.
- De PV-invertor wordt aan de ingang dus aan netzijde geplaatst (Fig. 31, b). Er moet enkel aan de voorwaarde $P_{\max \text{ in}} \geq P_{\text{out1}} + P_{\text{out2}}$ voldaan zijn.



Figuur 30: Vermogenverdeling in Watt van verschillende huishoudtoestellen voor een residentiële installatie



Figuur 31: Mogelijkheden voor koppeling van PV-omvormer op net-interactieve omvormer; aan belastingszijde (a) en netzijde (b)

Meestal is het maximaal ingangsvermogen $P_{\max \text{ in}}$ heel wat groter dan het vermogen van de omvormer $P_{\max \text{ omv}}$. Indien het gevraagde vermogen nog te groot is, kunnen grotere verbruikers worden aangesloten aan de netzijde. Een deel van het gevraagde vermogen wordt dan afgeleid.

Volgens Synergrid document C10/11 mogen decentrale productiebronnen tot een vermogen van 10kVA zonder meer gekoppeld worden met het distributienet. Hoger dan dit vermogen moet worden aangevraagd en hiervoor gelden bijkomende voorwaarden. Omvormers met een vermogen lager dan 5kVA mogen éénfasig worden aangesloten, indien het vermogen groter is, moet dit meerfasig worden aangesloten. Driefasige net-interactieve omvormers op die schaal zijn niet commercieel verkrijgbaar, de driefasenaansluiting wordt gerealiseerd door drie éénfasige omvormers te voorzien op elke fase.

3.5 Uitgewerkte voorbeelden

3.5.1 Voorbeeld 1: optimaal systeem

In dit eerste voorbeeld wordt een residentiële installatie uitgerust met een volledig nieuw PV-opslagsysteem. Zoals verder zal volgen gelden er geen beperkingen waardoor zowel het PV-vermogen als de batterijcapaciteit optimaal kan gedimensioneerd worden.

Stap 1: In kaart brengen van de woning en de elektrische installatie

Enkele kenmerkende gegevens van de voorbeeldwoning worden gegeven in Tabel 4.

Tabel 4: Kerngegevens voorbeeldwoning 1

Gemiddeld jaarlijks verbruik	3,6MWh
Aansluitvermogen	40A éénfasig
Gunstig dakoppervlakte	37m ²
Oriëntatie dak	ZZO
Hellingsgraad dak	30°

Er wordt ook een inventaris opgesteld van het merendeel van de huishoudtoestellen, aangevuld met metingen van een gemiddelde week in het tussenseizoen (eind maart) en omgerekend naar dagbasis. Deze metingen zijn niet noodzakelijk, maar geven een beeld van de benodigde energie voor elk toestel. Tabel 5 toont de resultaten van de metingen en het vermogen van de grootste verbruikers in de voorbeeldwoning.

Tabel 5: Gemiddelde energie- en vermogenvraag van verbruikers voorbeeldwoning 1

Toestel	Energievraag [Wh]	Duur [h]	Piekvermogen [W]	Te verwachten vermogen [W]
Oven	530	0,75	2000	1600
Microgolfoven	450	0,2	1100	900
Frituurketel	1860	1	2000	1800
Fornuis	1200	0,5	6600	2500
Dampkap	90	0,5	190	150
Koelkast	450	24	90	90
Diepvries	780	24	70	70
Wasmachine	780	0,75	2400	2400
Droogkast	3720	0,75	3000	3000
Strijkijzer	1360	0,5	2400	2000
Stofzuiger	880	0,5	1800	1500
TV, radio, modem,...	1020	4	310	310
Koffiezet	110	0,2	950	950
Computer, laptop	590	4	190	190
Verlichting	1120	5	300	200
Totaal	14940	24	24110	17660

Wanneer naar de som van de piekvermogens gekeken wordt, dan is dit zeer hoog. De verschillende toestellen zullen weliswaar nooit op hetzelfde moment werkzaam zijn, er zal een zekere spreiding zitten op het totaal vermogen. Daarnaast zullen vele toestellen zelden op hun piekvermogen werken, maar aan een bepaald percentage van dit vermogen. Een voorbeeld hiervan is de kookplaat. Om die reden werd in Tabel 5 een extra kolom toegevoegd met het te verwachten vermogen.

Stap 2: Bepalen van de opslagcapaciteit

Indien al de toestellen uit Tabel 5 gebruikt worden, zal het verbruik voor die dag dus iets minder zijn dan 15kWh. Natuurlijk zal dit zelden tot nooit het geval zijn, niet alle toestellen worden elke dag gebruikt. Het jaarlijks verbruik van de woning van 3,6MWh geeft een gemiddeld dagelijks verbruik van een kleine 10kWh. Een batterij met 10kWh bruikbare capaciteit zal echter niet zo efficiënt worden gebruikt. In de winter wordt een grote batterij niet optimaal opgeladen en in de zomer wordt deze niet voldoende ontladen. Ook zal een deel van deze energie

ogenblikkelijk worden geleverd door de PV-installatie, voor een 1-op-1 verhouding PV-opbrengst/verbruik is dit zo'n 30%.

In de praktijk wordt best een lagere capaciteit voorzien. Uit het projectonderzoek blijkt 1kWh/MWh een goede inschatting (zie Tabel 3).

$$Cap. = 1\text{kWh/MWh} \times 3,6\text{MWh} = 3,6\text{kWh} \quad (2)$$

Stap 3: Kiezen van de batterijen

Er moet een batterij van 3,6kWh bruikbare capaciteit voorzien worden. Afhankelijk van het gekozen type zal een bepaalde maximale ontladingsdiepte (DOD) in rekening worden gebracht. Deze is terug te vinden in Tabel 1. Indien voor Lithium-ijzer (LFP) met een DOD van 80% wordt gekozen, dan is de werkelijke batterijcapaciteit in kWh

$$Cap_{\text{werk.}} = \frac{3,6\text{kWh}}{80} \times 100 = 4,5\text{kWh} \quad (3)$$

Capaciteit van batterijen wordt meestal in Ah gegeven, bovenstaande moet dus nog omgerekend worden. De omvormer werkt op een DC-spanning van 48V (zie verder). De werkelijke capaciteit in Ah is dus

$$Cap_{\text{Ah}} = \frac{4,5\text{kWh}}{48} \times 1000 = 94\text{Ah} \quad (4)$$

In de praktijk kan eenvoudig een pakket worden samengesteld met 100Ah aan LFP-batterijen op 48V.

Stap 4: Bepalen van het PV-vermogen

Zoals aangehaald in punt 3.2 wordt het best een PV-installatie gekozen met een jaaropbrengst die gelijk is aan de jaarlijks gevraagde energie. Batterijen hebben echter een bepaald rendement, waardoor energie verloren gaat bij de omzetting. Om dit te compenseren wordt het PV-vermogen best wat hoger gedimensioneerd. Onderzoek wees uit dat bij een capaciteit van 1kWh de jaaropbrengst aan PV het best 11% hoger is dan het jaarlijks verbruik.

Bijgevolg wordt best gemikt op een jaaropbrengst van

$$E_{\text{PV}} = 3,6\text{MWh} \times 1,11 = 4\text{MWh} \quad (5)$$

Uiteraard is het onmogelijk om exact een PV-opbrengst 4MWh te bekommen, het vermogen van panelen en omvormer moet worden ingeschat om deze waarde zo goed mogelijk te benaderen. Uit Fig. 24, links, volgt dat de gemiddelde opbrengst voor een optimaal georiënteerde installatie in Vlaanderen ongeveer 950kWh/kWp is. Gegeven de ZZO-oriëntatie en de hellingshoek van 30° volgt uit Fig. 24, rechts, dat de correctiefactor 0,95 bedraagt. Dit levert volgend piekvermogen:

$$P_{\text{PV}} = \frac{4\text{MWh}}{950\text{kWh} \times 0,95} \times 1000 = 4,4\text{kWp} \quad (6)$$

Om het gewenste vermogen van 4,4kWp te halen, worden 18 panelen gebruikt van 250Wp. Het totale PV-vermogen bedraagt dan 4,5kWp. De oppervlakte van 1 paneel bedraagt 1,6m², dus een totale oppervlakte van 28,8m².

Ter controle wordt de opbrengst van een 4,5kWp installatie nagegaan via de calculatietool op de website van PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>). De te verwachten jaaropbrengst voor de installatie bedraagt 4070kWh, wat dus een goede benadering is.

Een onderdimensionering van de PV-omvormer van 90% ten opzichte van de panelen geeft 4kVA nominaal vermogen.

Stap 5: Bepalen van het vermogen van de net-interactieve omvormer

Tabel 6: Gegevens net-interactieve omvormer

DC-spanning	48V
Max. uitgaand vermogen inverter	4kVA
Max. doorvoerstrom	50A
AC-ingangskanalen	1
AC-uitgangskanalen	1

Er wordt een net-interactieve omvormer gekozen met volgende karakteristieken zoals weergegeven in Tabel 6.

De PV-inverter wordt geplaatst aan de AC-uitgang. Er is aan volgende voorwaarden voldaan:

- $P_{\max \text{ omv}} \geq P_{\text{PV}}$: het vermogen van beide omvormers bedraagt 4kVA.
- $P_{\max \text{ in}} \geq P_{\text{out}}$: de aansluiting van de woning bedraagt 40A en de maximale doorvoerstrom van de net-interactieve omvormer is 50A. De net-interactieve omvormer legt dus geen beperking op aan het oorspronkelijke vermogen wanneer het net wordt doorgeschakeld.

volgens Tabel 5 bedraagt de som van de maximale vermogens van de elektrische apparaten 24,11kW. Zoals reeds aangehaald wordt dit vermogen nooit bereikt en de aansluiting van de woning laat dit ook niet toe (40A éénfasig = 9,2kW).

Wanneer het net niet aanwezig is werkt de net-interactieve omvormer in eiland. Het uitgaand AC-vermogen is dan beperkt tot 4kVA. Hoewel deze kortstondig (gedurende enkele minuten) meer kan leveren, geldt hier wel degelijk een beperking van het vermogen tot 4kVA. De gebruiker moet in dergelijke situaties spaarzamer omspringen met energie.

Stap 6: Wat is de zelfconsumptie, zelfvoorziening?

De te verwachten zelfconsumptieverhouding Z_c op jaarbasis bedraagt 55%, volgens Tabel 3. Dit is het aandeel van de opgewekte PV-energie die ogenblikkelijk in de eigen woning geconsumeerd wordt.

Aangezien de jaarlijkse PV-opbrengst de totale energievraag (inclusief het rendementsverlies van de batterijen) dekt, is de zelfvoorzieningsverhouding Z_v gelijk aan de zelfconsumptieverhouding. 55% van de energievraag kan dus ogenblikkelijk worden geleverd door het PV-opslagsysteem.

Samenvattende tabel

De uitkomst van dit voorbeeld kan worden samengevat in Tabel 7.

Tabel 7: Samenvatting resultaten voorbeeldwoning 1

Jaarlijks verbruik	3,6MWh
Vermogen PV-panelen	4,5kWp
Vermogen PV-omvormer	4,5kVA
Geschatte jaaropbrengst	4,07MWh
Type batterijen	LFP
Capaciteit batterijen	100Ah
Vermogen net-interactieve omvormer	4kVA
Geschatte zelfconsumptie	55%
Geschatte zelfvoorziening	55%

3.5.2 Voorbeeld 2: Uitbreiding bestaand PV-systeem

Het vorige voorbeeld geeft een mooi beeld van de grootte-orde van een PV-opslagsysteem, maar is enkel mogelijk indien de PV-installatie nog moet worden gedimensioneerd. In vele gevallen zal een bestaande installatie worden uitgebreid met een opslagsysteem, hier is de jaarlijkse PV-opbrengst dus een gegeven waarde. Daarnaast gelden

ook soms fysieke beperkingen, zelfs bij nieuwe installaties, waardoor de optimale installatie niet kan geplaatst worden, zoals een beperking in dakoppervlakte. In het volgend voorbeeld wordt een bestaande PV-installatie uitgebreid met een net-interactieve omvormer en batterijbank.

Stap 1: In kaart brengen van de woning en de elektrische installatie

De kenmerkende gegevens van de tweede voorbeeldwoning worden gegeven in Tabel 8. De gegevens van deze woning werden onder punt 3.3.6 en 3.4 gebruikt om de verdeling van de energie en het vermogen aan te tonen.

Tabel 8: Kerngegevens voorbeeldwoning 2

Gemiddeld jaarlijks verbruik	7,3MWh
Aansluitvermogen	32A, 3x400V+N
Vermogen PV-panelen	4,75kWp
Vermogen PV-omvormer	4,6kW
Gemiddelde jaaropbrengst	4,1MWh

Ook hier werden ter informatie het merendeel van de huishoudtoestellen opgelijst en opgemeten (zie Tabel 9).

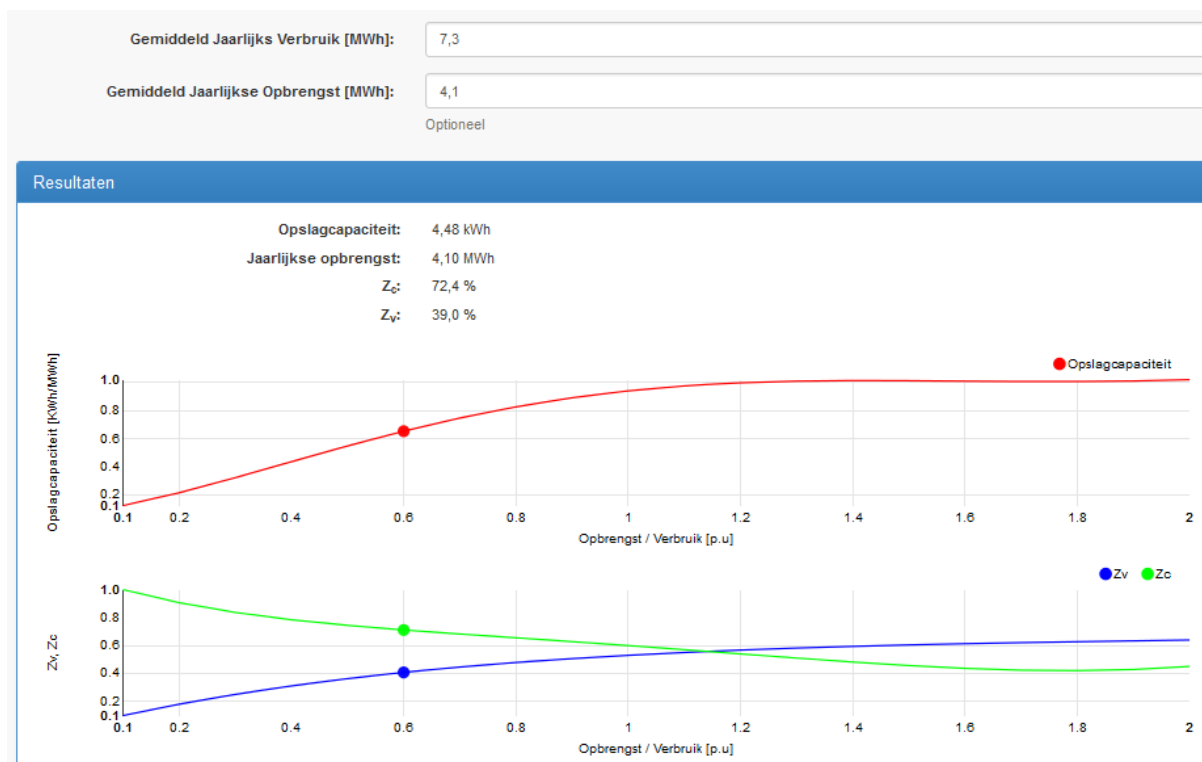
Tabel 9: Gemiddelde energie- en vermogenvraag van verbruikers voorbeeldwoning 2

Toestel	Energievraag [Wh]	Duur [h]	Piekvermogen [W]	Te verwachten vermogen [W]
Vaatwas	1180	2,66	1800	1800
Wasmachine	5260	1	2700	2700
Droogkast	4730	1,5	2500	2500
Oven	3850	0,66	3375	3000
Stoomoven	2250	1	1900	1700
Microgolfoven	500	0,5	900	750
Frituurketel	1850	0,75	2000	1800
Fornuis	2410	0,75	6400	2400
Dampkap	320	0,75	350	300
Koelkast	2140	24	130	130
Diepvries	580	24	100	100
TV, radio, modem,...	1830	4	500	450
Computer	290	3	100	100
Strijkijzer	1340	2,5	1400	1200
Koffiezet	170	0,25	1100	1100
Stofzuiger	1460	1,5	1200	1000
Verlichting	1410	4	500	350
Laptop	210	5	90	90
Stoomreiniger	1580	1,5	1400	1000
Vijverpomp	2740	24	110	110
Boiler	1520	24	2000	2000
Totaal	37620	24	30555	24580

Stap 2: Bepalen van de opslagcapaciteit

Met een jaarverbruik van 7300kWh bedraagt het dagelijks gemiddelde 20kWh, dus ook hier heel wat lager dan het verbruik van alle toestellen samen (37,6kWh). Het grote verschil met het vorige voorbeeld is dat de PV-installatie nu niet meer is afgestemd op een 1-op-1 verhouding opbrengst/verbruik, waardoor de richtwaarden uit Tabel 3 niet meer gelden. Door de kleinere PV-installatie kan de batterij onvoldoende worden opgeladen en bovendien wordt een groter aandeel van de opgewekte PV-energie zelf verbruikt. Daarom zal de batterij relatief kleiner worden gekozen, volgens de curve in Fig. 26.

Met een opbrengst van 4,1MWh en een verbruik van 7,3MWh volgt dat de verhouding opbrengst/verbruik ongeveer 0,56 is. Aflezen op de curve uit Fig. 26 geeft een waarde van ongeveer 0,6 à 0,65kWh/MWh. Gerekend met het jaarlijks verbruik is dit zo'n 4,4kWh. Aflezen van deze figuur is echter wat onnauwkeurig, daarom werd de online applicatie die helpt bij het kiezen van de batterijen verder uitgebreid. Ingeven van het jaarlijks verbruik en de jaarlijkse opbrengst (in MWh) geeft de correcte opslagcapaciteit (zie Fig. 32).



Figuur 32: Dimensioneren van batterijcapaciteit voor voorbeeldwoning 2 volgens dimensioneringstool op <http://www.lemcko.be/d3o/tool.html>

Uit Fig. 32 volgt dat best 4,48, afgerond 4,5kWh bruikbare capaciteit wordt voorzien.

Stap 3: Kiezen van de batterijen

Er moet een batterij van 4,5kWh gekozen worden. De keuze valt op een klassieke loodzuur FLA-batterij met een DOD van 50% (Tabel 1). De werkelijke batterijcapaciteit in kWh is

$$Cap_{\text{werk.}} = \frac{4,5\text{kWh}}{50} \times 100 = 9\text{kWh} \quad (7)$$

De net-interactieve omvormer werkt op een DC-spanning van 24V (zie verder). De werkelijke capaciteit in Ah is dus

$$Cap_{\text{Ah}} = \frac{9\text{kWh}}{24} \times 1000 = 375\text{Ah} \quad (8)$$

Na wat onderzoekwerk wordt een pakket samengesteld bestaande uit 4 FLA-batterijen van 370Ah op 6V. Deze worden in serie geplaatst om zo de gewenste spanning van 24V te halen. Omdat ze in serie geplaatst worden, blijft de totale capaciteit 370Ah.

Stap 4: Bepalen van het PV-vermogen

De PV-installatie is reeds aanwezig en hoeft dus niet bepaald te worden. Het vermogen ervan werd reeds meegegeven in Tabel 8.

Stap 5: Bepalen van het vermogen van de net-interactieve omvormer

Er wordt een net-interactieve omvormer gekozen met volgende karakteristieken zoals weergegeven in Tabel 10.

De PV-invertor wordt geplaatst aan de AC-uitgang. Er is aan volgende voorwaarden voldaan:

- $P_{\text{max omv}} \geq P_{\text{PV}}$: het vermogen van de PV-omvormer bedraagt 4,6kVA en is dus lager dan het vermogen

Tabel 10: Gegevens net-interactieve omvormer

DC-spanning	24V
Max. uitgaand vermogen inverter	5kVA
Max. doorvoerstroom	100A
AC-ingangskanalen	2
AC-uitgangskanalen	2

van de net-interactieve omvormer.

- $P_{\max \text{ in}} \geq P_{\text{out}}$: de aansluiting van de woning bedraagt 32A en de maximale doorvoerstroom van de net-interactieve omvormer is 100A. De net-interactieve omvormer legt dus geen beperking op aan het oorspronkelijke vermogen wanneer het net wordt doorgeschakeld.

De woning heeft een driefasige aansluiting, de verbruikers zijn verdeeld over de drie fasen. Het totale vermogen driefasig is 22,1kW, per fase is dit 7,4kW. De net-interactieve omvormer wordt aangesloten op één fase, de verbruikers worden best (indien mogelijk) wat heringedeeld. Kritische verbruikers worden samen met de PV-installatie op de uitgang van de net-interactieve omvormer gekoppeld, andere verbruikers worden verdeeld over de andere fasen.

Omwille van de relatief kleine PV-installatie ten opzichte van het verbruik werd voor een lagere opslagcapaciteit gekozen. Het gevolg is dat wanneer het elektriciteitsnet niet aanwezig is, er ook minder energie beschikbaar is. Er werd gekozen voor een omvormer met tweede uitgangskanaal, wanneer de energie onder een bepaald niveau zakt, worden enkel nog de meest kritische verbruikers van stroom voorzien.

Stap 6: Wat is de zelfconsumptie, zelfvoorziening?

De te verwachten zelfconsumptieverhouding Z_c op jaarbasis wordt bepaald aan de hand van de grafiek in Fig. 26. Daarnaast kan deze ook online berekend worden aan de hand van de tool. De screenshot in Fig. 32 toont aan dat $Z_c = 72,4\%$. Dit is heel wat hoger dan in het eerste voorbeeld. Omdat de PV-installatie kleiner is, kan ook er ook een groter aandeel van de opgewekte energie zelf verbruikt worden.

De zelfvoorzieningsverhouding Z_v bedraagt 39%. Dit is een stuk lager omdat de PV-opbrengst lager is dan het verbruik, waardoor ook een kleiner aandeel van dit verbruik afkomstig is van de PV-installatie.

Samenvattende tabel

De uitkomst van dit voorbeeld kan worden samengevat in Tabel 11.

Tabel 11: Samenvatting resultaten voorbeeldwoning 2

Jaarlijks verbruik	7,3MWh
Vermogen PV-panelen	4,75kWp
Vermogen PV-omvormer	4,6kVA
Gemiddelde jaaropbrengst	4,1MWh
Type batterijen	FLA
Capaciteit batterijen	370Ah
Vermogen net-interactieve omvormer	5kVA
Geschatte zelfconsumptie	72,4%
Geschatte zelfvoorziening	39%

4 Normering en veiligheid

Normering en veiligheid zijn 2 belangrijke peilers voor net-interactieve omvormersystemen, vooral omdat er heel wat onduidelijkheid heerst omtrent deze topics de dag van vandaag. Doorheen deze bundel zal getracht worden om een zo correct mogelijk overzicht te geven van de regels die bestaan.

Voor de klassieke netgekoppelde PV-omvormer zijn de voorschriften relatief eenduidig. Hier wordt gesteld dat, vanaf er zich een probleem voordoet op het elektriciteitsnet (panne,...) moet de PV-installatie losgekoppeld worden van het distributienet. Dit om te vermijden dat delen van het net ongewenst onder spanning komen te staan. Wanneer het distributienet terug beschikbaar is, kan de installatie terug gekoppeld worden en kan men terug beginnen produceren. De wetten liggen hier eenduidig vast in de Synergrid voorschriften C10/11 ('Specifieke technische voorschriften voor decentrale productie-installaties die in parallel werken met het distributienet').

Bij net-interactieve systemen is het echter wel mogelijk om, als het distributienet wegvalt door een fout, te injecteren met de PV-installatie. De ont koppeling van het net wordt gegarandeerd door een extra ont koppelingsrelais mee op te nemen in de installatie. Daarnaast moet de installatie ook nog altijd aan de voorschriften van de Synergrid C10/11 voldoen omdat netkoppeling bij deze systemen ook nog altijd mogelijk is. Een eerste algemene conclusie is dat zowel de netgekoppelde als de net-interactieve systemen moeten voldoen aan de voorschriften van Synergrid C10/11.

Hieronder wordt eerst een overzicht gegeven van de belangrijkste aspecten vanuit C10/11, bij onduidelijkheden moet het C10/11 gehanteerd worden. Dit document is gratis beschikbaar op de site van het Synergrid. Meestal verwijzen ze in het document ook naar voorschriften vanuit het AREI of andere Synergrid voorschriften. Hieronder wordt duiding gebracht omtrent de verschillende normen. Daarnaast wordt in een tweede deel dieper ingegaan over de begrippen persoonsbeveiliging en aarding met betrekking tot net-interactieve batterijsystemen.

4.1 Voorschriften C10/11

4.1.1 Inleiding

De voorschriften van Synergrid C10/11 zijn van toepassing voor elke decentrale productie-installatie die in parallel met het openbaar laagspannings- of middenspanningsdistributienet werkt (onafhankelijk van de duur van de koppeling). De C10/11 behandelt dus de specifieke voorschriften van de distributienetbeheerder (DNB). Naast de C10/11 moet er ook nog rekening gehouden worden met de voorschriften behandeld in het AREI en de gewestelijke voorschriften.

De decentrale productie-installaties moeten te allen tijde gemeld worden bij de distributienetbeheerder. Voor grote installaties ($> 10\text{kVA}$) moet er een schriftelijke toestemming zijn van de DNB. Ook voor net-interactieve omvormersystemen raden we aan om contact op te nemen met de DNB bij de installatie. De integratie van deze systemen is nog nieuw in het net en vandaar wordt een samenwerking met de DNB aangeraden. Bij contactopname met de DNB is het noodzakelijk om deze de specificaties van het toestel, technische informatie, conceptschema's en dergelijke mee op te sturen zodat het systeem correct kan aangesloten worden.

4.1.2 Problematiek aansluiting op distributienetfeeder

Aansluitwijze

Omtrent het aantal fasen waarop moet aangesloten worden, zegt Synergrid het volgende:

- Als de installatie groter is dan 5kVA moet de installatie standaard over meerdere fasen worden aangesloten. Hierbij dient ook rekening te worden gehouden dat het onevenwicht tussen de fasen beperkt moet blijven tot maximaal 20A .
- Als de installatie kleiner is dan 5kVA mag deze ofwel éénfasig of driefasig aangesloten worden.

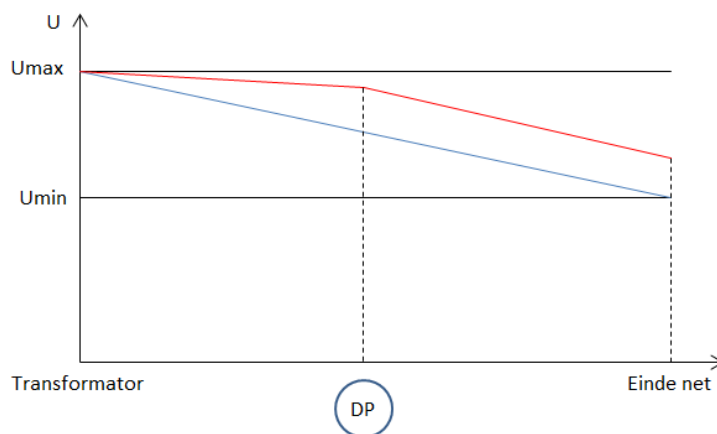
Figuur 33 toont een aantal mogelijke combinaties die al dan niet toegelaten worden om te installeren op het distributienet.

Fase 1 (kVA)	Fase 2 (kVA)	Fase 3 (kVA)	Installatie toegelaten?
2,5	3	2	Ja, onbalans is lager dan 20A per fase
1	2	6	Nee, onbalans tussen de fasen is te hoog
0	0	5	Ja, onbalans is lager dan 20A per fase
5	5	5	Nee, installatie is hoger dan 10 kVA
4	4	0	Ja, onbalans is lager dan 20A per fase
0	7	0	Nee, onbalans tussen de fasen is te hoog
4	2	4	Ja, onbalans is lager dan 20A per fase

Figuur 33: Voorbeelden meerfasig aansluiten

Spanningsplan

In laagspanningsnetten zonder decentrale productie-eenheden is de energiebron uniek en gebeurt de energieverdracht in één richting, namelijk van de bron naar de verbruikers. De hoogste spanningswaarde wordt verkregen bij de bron en daalt naarmate de afstand toeneemt. Door de integratie van decentrale productie-eenheden kan de spanning ook op andere plaatsen in de feeder gaan stijgen (afhankelijk van de locatie) en kunnen de spanningslimieten overschreden worden. Hoe verder de injectie in het distributienet, hoe hoger de spanningsstijging omwille van de hogere impedantie.



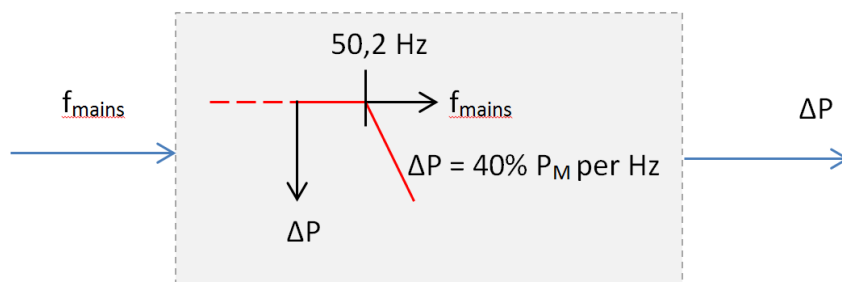
Figuur 34: Spanningsproblematiek

Met net-interactieve systemen kan de spanningsproblematiek deels opgelost worden. Daar waar vroeger met decentrale energiebronnen enkel rechtstreekse afname of injectie op de feeder mogelijk was, kan nu ook energie opgeslagen worden in een lokale batterijbank. Daardoor kunnen bepaalde congestieproblematieken in feeders verminderd of zelf volledig opgelost worden.

Frequentieregeling

Om te vermijden dat een situatie van frequentie-instabiliteit op het nationale net erger wordt (kan leiden tot een black-out), moet een decentrale productie-installatie in staat zijn om zijn geïnjecteerd actief vermogen te wijzigen in functie van de netfrequentie. Frequentieregeling kan zowel voorkomen in netgekoppelde- als in off-grid situaties en wordt opgelegd door het Synergrid.

Wanneer de frequentie hoger is dan de nominale frequentie (50Hz), dan moet de gedecentraliseerde productie-installatie zijn geïnjecteerd actief vermogen aanpassen. Voor frequenties tussen de 50,2 en 51,5Hz moet de decentrale productie-installatie ogenblikkelijk het geproduceerde actieve vermogen P_M moduleren met een gradiënt van 40% per Hz. De waarde P_M wordt vastgelegd op het moment dat de frequentie de waarde van 50,2Hz overschrijdt. Bijgevolg zal de decentrale productie-installatie binnen het bereik van 50,2 tot 51,5Hz voortdurend zijn geïnjecteerd vermogen verminderen of verhogen volgens de frequentie karakteristiek die in Fig. 35 wordt gevisualiseerd. In het volgend punt wordt een voorbeeld uitgewerkt zodat dit principe correct begrepen wordt.



Figuur 35: Frequentieregeling volgens C10/11

Bij $50,2\text{Hz} \leq f_{\text{mains}} \leq 51,5\text{Hz}$ geldt:

- Als $P_{A,\text{max}} \leq (P_M - \Delta P)$, dan $P = P_{A,\text{max}}$
- Als $P_{A,\text{max}} \geq (P_M - \Delta P)$, dan $P = P_M - \Delta P$

Waarbij:

f_{mains}	De netfrequentie
P_M	Geproduceerd actief vermogen op het ogenblik dat de netfrequentie 50,2Hz overschrijdt
$P_{A,\text{max}}$	Maximale vermogen dat de decentrale productie-installatie op dat moment zou kunnen injecteren
ΔP	Reductie in actief vermogen, gelijk aan $0,4 \times P_M \times (f_{\text{mains}} - 50,2)$

Voorbeeld:

Veronderstel een PV-omvormer met een nominaal vermogen van 5kVA. Op het moment dat de frequentie 50,2Hz overschrijdt, bedroeg het geleverde vermogen $P_M = 3\text{kVA}$ en de netfrequentie f_{mains} op dit ogenblik is 51Hz. De reductie in actief vermogen is momenteel $\Delta P = 0,4 \times 3 \times (51 - 50,2) = 0,96\text{kVA}$. Hierdoor is op dat moment het maximaal te injecteren vermogen $P = 3 - 0,96 = 2,04\text{kVA}$. Indien de PV-installatie 5 minuten later (terwijl de frequentie nog altijd hoger is dan 50,2Hz) in staat zou zijn om 4kVA te leveren (= $P_{A,\text{max}}$), dan wordt dit nog steeds gelimiteerd tot 2,04kVA (terug berekenen aan de hand van bovenstaande formules). Een vermogen van $P_{A,\text{max}} = 1,5\text{kVA}$ daarentegen kan wel volledig geleverd worden.

Er zijn geen beperkingen als de netfrequentie tussen 47,5Hz en 50,2Hz varieert, behalve na een ontkoppeling. Als de netfrequentie echter buiten de 47,5Hz en 51,5Hz banden gaat, moet er een ogenblikkelijke loskoppeling gebeuren van het distributienet. De decentrale productie-installatie mag slechts opnieuw connecteren met het net indien de frequentie gedurende minstens 60 seconden binnen het bereik van 47,5 Hz en 50,05 Hz blijft.

4.1.3 Scheidingssysteem en beveiligingen

Zoals eerder vermeld moet de mogelijkheid er zijn om bij een uitval van het net (werkzaamheden, panne,...) de decentrale productie-eenheid los te koppelen van het distributienet. Voor klassieke netgekoppelde PV-systemen is er in de inverter een automatisch scheidingssysteem voorzien (conform de bepalingen van DIN V VDE V0126-1-12), zodat er geen externe ontkoppelingsbeveiliging moet voorzien worden. Opgelet, de netgekoppelde omvormer moet opgenomen zijn in de lijst met conforme uitrustingen van het Synergrid (C10/26).

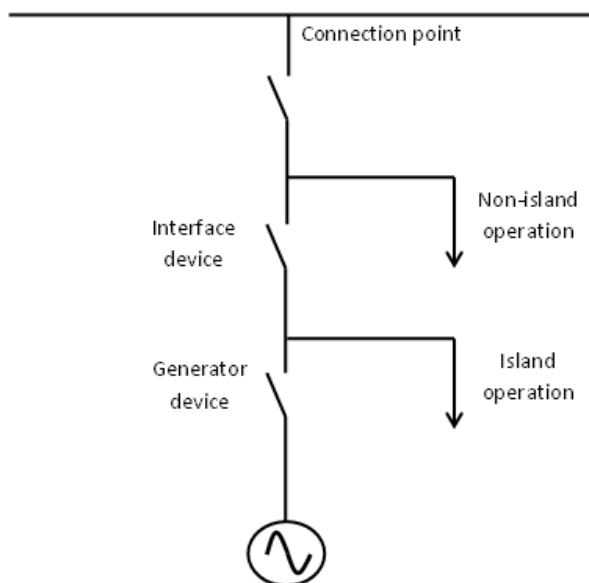
De meeste hybride omvormers hebben ook een automatisch scheidingssysteem dat kan worden ingesteld in het toestel, maar dit scheidingssysteem is niet opgenomen in de lijst C10/26 (enkel SMA Sunny Island is op heden opgenomen). Daarom wordt een extra ontkoppelingsrelais vereist in de opstelling (ook opgelegd vanuit het AREI, art 235.01 C1 en d). De ontkoppelingsrelais' die erkend zijn en gebruikt kunnen worden voor bij deze hybride omvormers staan in het Synergrid-document C10/21 (lijst van ontkoppelingsrelais' erkend door Synergrid voor de toepassing van het voorschrift C10/11). Fabrikanten van dergelijke relais' kunnen een aanvraag indien bij Synergrid om hun relais te laten opnemen in deze lijst.

Als de installateur een type ontkoppelingsrelais heeft die nog niet opgenomen is in de C10/21, moet de installateur contact opnemen via CE10@synergrid.be. Daar zullen ze u verder helpen met de vereisten om de ontkoppelingsrelais op te laten nemen in de lijst. Daarvoor moet een erkenningsprocedure uitgevoerd worden (studie + dossier + testen relais + goedkeuring CE10).

Artikel 235 van het AREI zegt dat voor autonome éénfasige PV-bronnen met een nominaal vermogen $\leq 5\text{kW}$ een automatisch scheidingsstelsel moet worden voorzien dat voldoet aan volgende voorwaarden:

1. Bestaan uit twee in serie geplaatste elementen die ieder de ontkoppeling van de stroombaan met het distributienet bewerkstelligen. Één van de elementen verzekert een fysieke scheiding door middel van een alpolige automatische lastscheidingschakelaar, het 2^{de} element mag een elektronisch schakelsysteem zijn.
2. Verzekeren dat een galvanische scheiding tot stand komt:
 - Binnen de 0,2s wanneer de spanning aan de klemmen van de autonome bron kleiner is dan 80% van de nominale netspanning.
 - De spanning aan de klemmen van de autonome bron groter is dan 106% van de nominale netspanning.
 - De frequentieafwijking groter is dan 0,2Hz. Binnen een tijd niet groter dan 5s wanneer de voeding van het net wordt afgeschakeld of wegvalt.

Het Synergrid beschrijft een algemeen schema waaraan moet voldaan worden, afhankelijk van welk type installatie de klant wil laten installeren (al dan niet in eiland). Dit schema wordt weergegeven in figuur 36. De componenten vanuit het schema worden kort nog even uitgelegd.



Figuur 36: Principeschema scheidingsstelsel volgens C10/11

Algemeen beveiligingstoestel

Het algemeen beveiligingstoestel is aanwezig bij elke aansluiting op het distributienet. Dit is een mechanisme voor automatische onderbreking van de fasen in geval van een interne fout die een overschrijding van bepaalde stroomsterkte gedurende een gegeven tijdsduur als gevolg heeft. De waarden van de stroom en vertraging worden opgegeven door de DNB.

Ontkoppelingsbeveiliging

De ontkoppelingsbeveiliging wordt geactiveerd als het distributienet waarop de gedecentraliseerde producent is aangesloten niet langer onder spanning staat of abnormale spannings- of frequentiewaarden vertoont. Deze beveiliging moet verplicht volgende functies vervullen:

- **Minimum/maximum frequentie:** Een ogenblikkelijke en automatische uitschakeling zodra de frequentie buiten de grenswaarden treedt. De minimumgrenswaarde ligt vast op 47,5Hz en de maximumgrenswaarde bedraagt 51,5Hz. Enkel de DNB kan afwijkende frequentie-instellingen opleggen indien dit om veiligheidsredenen gerechtvaardigd is.
- **Maximum spanning:** Een ogenblikkelijke en automatische uitschakeling zodra de spanning de opgelegde grenswaarde overschrijdt. Deze waarde wordt bepaald door de DNB en ligt in principe op 110% van de nominale spanning.
- **Hoogste minimumspanning:** Een vertraagde uitschakeling (tot 1,5s) bij een spanningsdaling onder de grenswaarde die ingesteld wordt tussen 50 en 85% van de nominale spanning. De netbeheerder bepaalt de in te stellen vertragingstijd en de grenswaarde.
- **Laagste minimumspanning:** Een ogenblikkelijke en automatische uitschakeling zodra de spanning daalt onder de grenswaarde die ingesteld wordt tussen 25 en 50% van de nominale spanning.
- **Uitschakeling in het geval van een eilandwerking waarbij een deel van het distributienet betrokken is:** deze functie wordt geacht vervuld te zijn indien één van volgende functies geïmplementeerd worden:
 - **Vectorsprong dQ:** (ogenblikkelijke of vertraagde) uitschakeling bij de detectie van een vectorsprong die de drempelwaarde van 7° overschrijdt. Deze functie kan uitgeschakeld worden wanneer alle spanningen op de aansluiting lager zijn dan 80% om ongewenste uitschakelingen tegen te gaan.
 - **df/dt:** (Ogenblikkelijke of vertraagde) uitschakeling bij detectie van een frequentieverloop van 1Hz/s. Om ongewenste uitschakelingen te vermijden mag een vertragingstijd ingesteld worden van 0,1s en mag bovendien deze functie uitgeschakeld worden voor frequentievariëaties kleiner dan 0,2Hz.

In tabel 12 worden bij wijze van voorbeeld de instellingen voor netbeheerder Infracx meegegeven.

Tabel 12: Instellingen ontkoppelingsbeveiliging (Infracx)

Functie	Instelling	Tijd
$f >$	51,5Hz	0,2s
$f <$	47,5Hz	0,2s
$U >>$	$1,15 \times U_n$	0s
$U >$	$1,1 \times U_n$	1s
$U <$	$0,7 \times U_n$	1s
$U <<$	$0,25 \times U_n$	0s
$U_0 >$	25V	1s
dQ	7°	0,1s
df/dt	$1,15 \times U_n$	0,1s

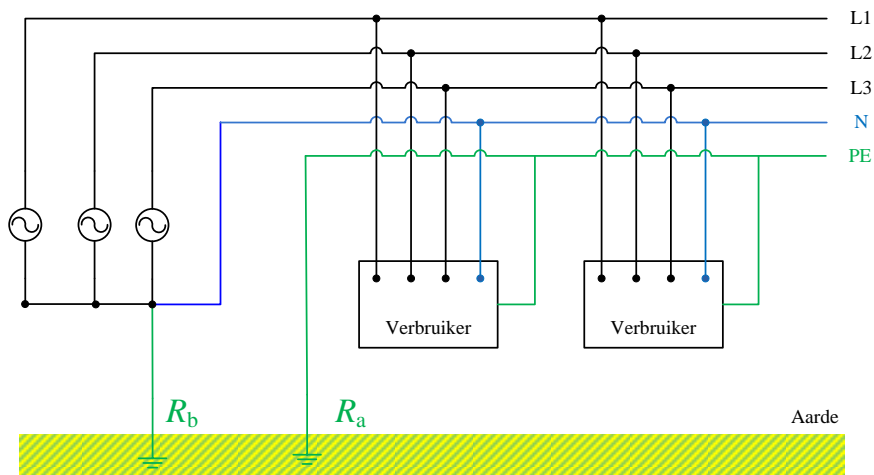
4.2 Persoonsbeveiliging en aarding

Wanneer een net-interactieve omvormer de taak van het distributienet (tijdelijk) overneemt, dan moet natuurlijk ook de persoonsbeveiliging ten allen tijde gegarandeerd zijn. Afhankelijk van het type net (= netstructuur) zal de omvormer op een bepaalde manier moeten geaard en beveiligd worden. In dit gedeelte worden de twee meest voorkomende netstructuren besproken, dit zijn het TT- en het TN-net. De meeste net-interactieve omvormers zijn toestellen van veiligheidsklasse I en dus geschikt voor het aansluiten op een TT, TN-S of TNC-S. Deze toestellen moeten dus voorzien worden van een ononderbroken aarding ter beveiliging.

4.2.1 TT-netstructuur

Bij de TT-netstructuur zijn de bron en de massa's van de verbruikers afzonderlijk van elkaar geaard (zie Fig. 37). Afhankelijk van de configuratie van de voedingstransformator (ster of driehoek) zal het nulpunt, respectievelijk een fase van de transformator via een metallisch geleider met de aarde verbonden worden. De massa's van de

elektrische installatie zijn verbonden met aardverbindingen die elektrisch gescheiden zijn van de aardverbinding van het verdeelnet. De massa's kunnen afzonderlijk geaard zijn of ze kunnen een gemeenschappelijke aarding hebben met behulp van een equipotentiaalverbinding.



Figuur 37: Algemene opbouw TT-net

Indien bij een verbruiker een fout ontstaat tussen een fase en vreemd geleidend deel zal deze laatste onder spanning komen te staan. Dit is een gevaarlijke situatie en de kring moet worden uitgeschakeld. Er zal zich een foutstroom sluiten door de aarde. Deze zal te klein zijn om de onderbreking van de overstroombeveiliging te activeren, een differentieelbeveiliging kan de fout wel detecteren en de kring veilig onderbreken.

Residentiële installaties worden bijna altijd als TT-netstructuur uitgebaat. Wanneer een net-interactieve omvormer in een residentiële omgeving wordt geplaatst, dan moet deze ook aan de eisen van een TT-net voldoen. Zo moet de omvormer geaard zijn via de aardingsklem van de woning. Er zijn twee toestanden waarin de omvormer zich kan bevinden, namelijk gekoppeld aan het net en in eiland. Beide situaties worden geïllustreerd in Fig. 38.

Wanneer de omvormer netgekoppeld is, wordt de AC-uitgang doorverbonden met de AC-ingang, contactor K1 is dan gesloten. In een TT-net moet de foutstroom een gesloten pad via de aarde vormen. Contactor K2 moet dus open staan, want anders vloeit de stroom bij een isolatiefout via de nulgeleider terug naar de bron. Er is voldaan aan persoonsbeveiliging door de differentieelbeveiliging geplaatst net na de hoofdautoomaat, dus aan de AC-IN-zijde.

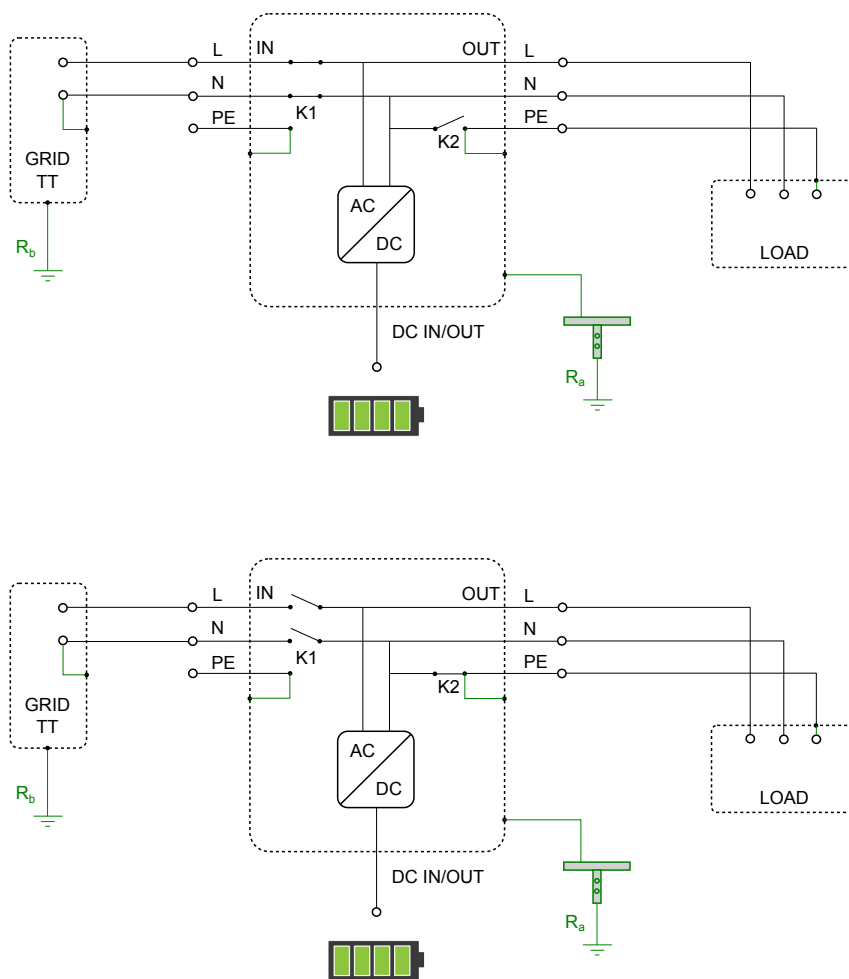
Wanneer het distributienet niet aanwezig is, dan opent contactor K1 zich om volledig losgekoppeld te zijn van het net. Op dat moment is de net-interactieve omvormer de bron die de verbruikers voedt. De nulgeleider wordt verbonden met de aardingsgeleider door K2 te sluiten en zo wordt een TN-net gevormd. Indien zich nu een isolatiefout voordoet, zal deze zich gedragen als een kortsluiting en de interne beveiliging van de omvormer zal de kring onderbreken. Sommige fabrikanten raden echter aan om een extra differentieel te voorzien op de AC-uitgang.

4.2.2 TN-netstructuur

Bij de TN-netstructuur zijn de massa's van de verbruikers geaard via de aarding van de voedingstransformator. Het TN-net kent drie uitvoeringsvormen, namelijk:

- TN-S: De functies van nulgeleider en beschermingsgeleider worden verzekerd door afzonderlijke geleiders.
- TN-C: De functies van nulgeleider en beschermingsgeleider worden verzekerd door één geleider (PEN-geleider).
- TN-C-S: Een combinatie van zowel TN-S als TN-C.

In de praktijk wordt meestal het TN-C-S-net toegepast, dit is afgebeeld in Fig. 39. Er moet altijd eerst vertrokken worden van een TN-C-net, daarna pas mag de PEN-geleider ontdubbeld worden en kan het TN-S-net gevormd worden. Het is ten strengste verboden om na opsplitsing van de PEN-geleider deze terug samen te voegen. Op het



Figuur 38: Principeschema persoonsbeveiliging in een TT-net met net-interactieve omvormer gekoppeld aan het net (boven) en in eiland (onder)

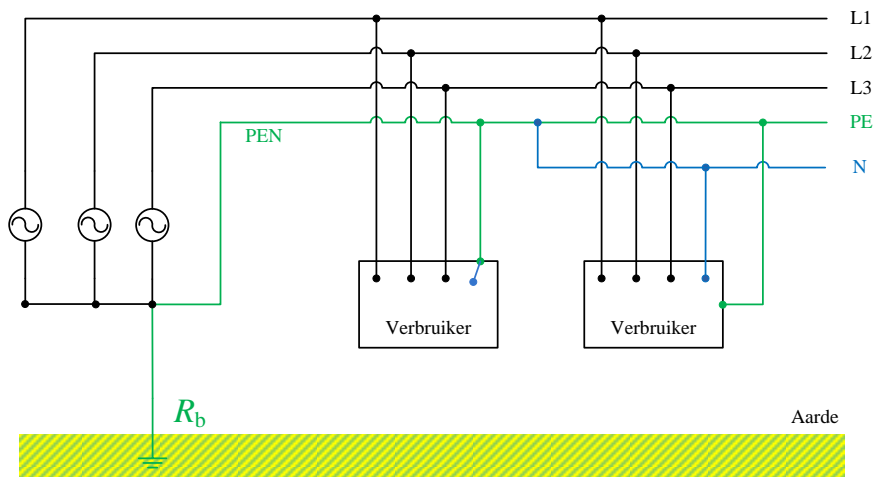
TN-C-gedeelte mogen geen éénfasige verbruikers worden aangesloten. Net-interactieve omvormers zijn meestal éénfasig en dus moeten zij op het TN-S-gedeelte aangesloten worden. Ook de configuratie waarbij drie éénfasige net-interactieve omvormers worden gebruikt om een driefasig systeem te bekomen moet in TN-S.

Wanneer een vreemd geleidend deel door contact met een fase onder spanning komt te staan, moet dit worden gedetecteerd en verwijderd door een beveiligingstoestel. De foutstroom kan zich sluiten door metalen geleiders en kan dus aanzien worden als een kortsluiting. De automaat of zekering zal de kring onderbreken.

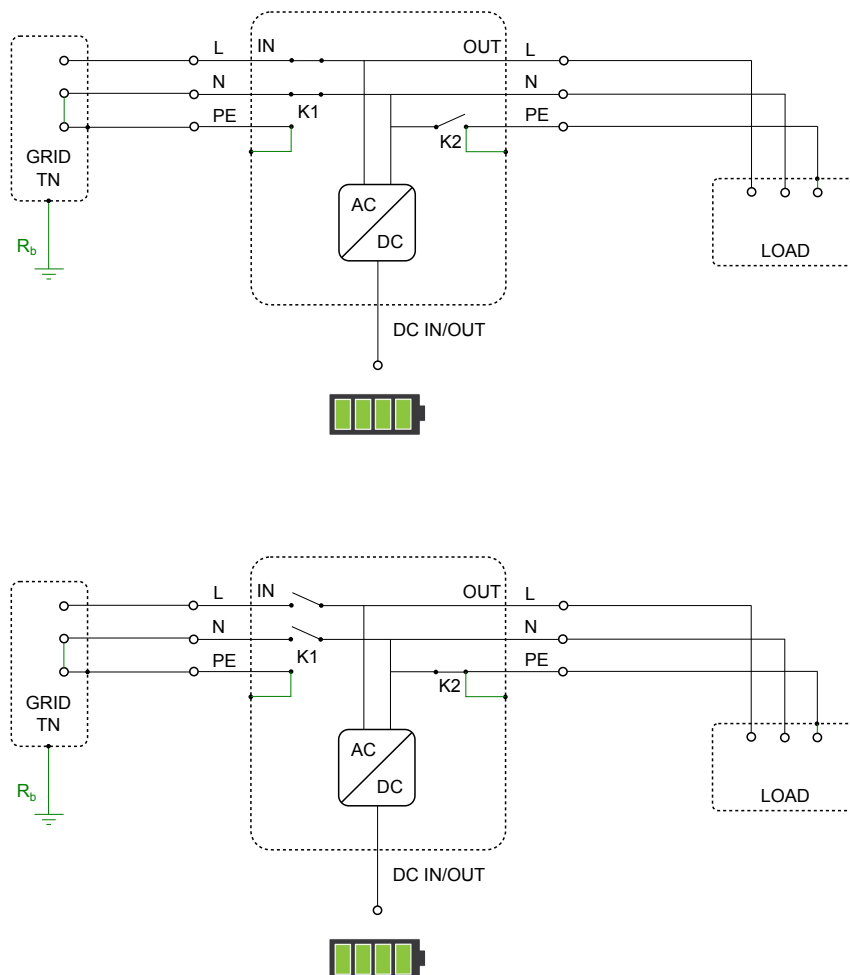
TN-netten worden heel vaak gebruikt binnen industriële en fabrieksomgevingen. Ook hier kan een net-interactieve omvormer geïntegreerd worden in de elektrische installatie. Persoonsbeveiliging moet gegarandeerd worden zowel netgekoppeld als in eiland. Beide situaties zijn weergegeven in Fig. 40.

Contactoor K1 is gesloten wanneer het net aanwezig is en zo zijn de verbruikers gevoed. De omvormer is geaard via de geaarde geleider van het distributienet en verbindt ook de massa's van de verbruikers met de aarding van de voeding. De nulgeleider is intern niet verbonden met de aarde, K2 staat open. Wanneer zich een isolatiefout voordoet bij een verbruiker, zal deze via de beschermingsgeleider terug naar de bron vloeien. De foutstroom zal groot zijn en zal worden onderbroken door de beveiligingen van het oorspronkelijke net.

In eiland zal K1 openen en K2 dicht gaan. De omvormer is nu de voedingsbron en dus worden de nulgeleider en beschermingsgeleider verbonden. Bij het optreden van een isolatiefout zal de stroom zich sluiten via de beschermingsgeleider, de interne beveiliging van de omvormer zal de kring veilig onderbreken. Ook hier wordt aangeraden de adviezen van de fabrikant te volgen. De aarding van de omvormer blijft verbonden met de fysieke aarding van de voedingsbron en blijft daarom ook voldoen aan de voorwaarden voor de aardingsweerstand in een TN-net.



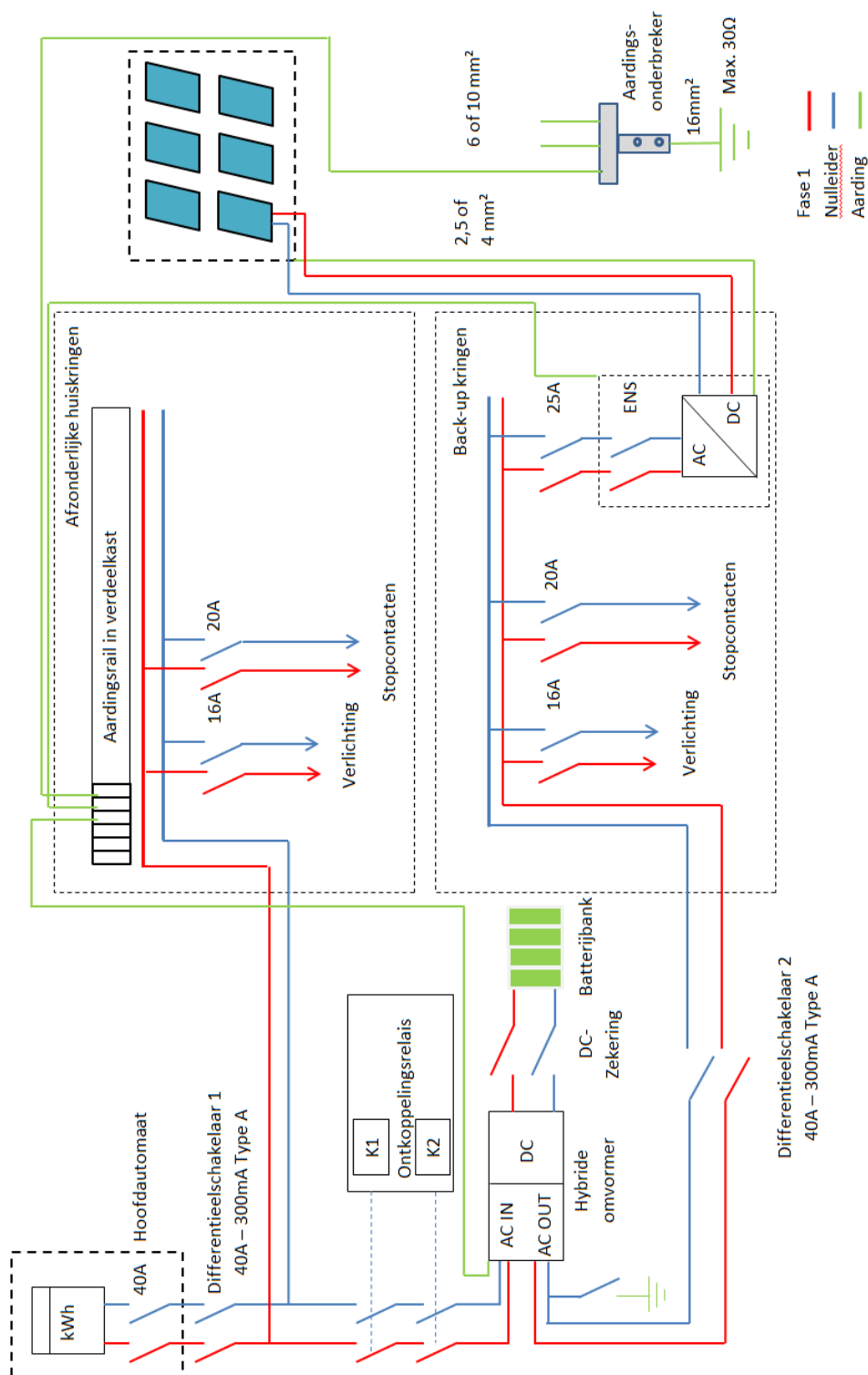
Figuur 39: Algemene opbouw TN-C-S-net



Figuur 40: Principeschema persoonsbeveiliging in een TN-net met net-interactieve omvormer gekoppeld aan het net (boven) en in eiland (onder)

4.2.3 Aarding en beschermingsgeleider

In Fig. 41 wordt een volledige installatie weergegeven zoals deze kan aangesloten worden in residentiële omgevingen met alle beschermings- en aardgeleiders. Zoals eerder vermeld is de tweede differentieelschakelaar aan de AC-uitgang niet noodzakelijk.



Figuur 41: Aardingsschema

Alle aardingselementen vanuit Figuur 41 worden hieronder nog even besproken met de correct te hanteren diameters.

1. **Hoofdbeschermingsgeleider:** deze heeft een sectie van 6 of 10mm^2 , afhankelijk van de sectie van de voedingskabel
2. **Beschermingsgeleider:**

- Als deze uitkomt in een stopcontact : $2,5\text{mm}^2$
 - Als deze uitkomt in een verlichtingskring: $1,5\text{mm}^2$
3. **Hoofdequipotentiaalverbinding:** deze wordt verbonden met de aardingsklem en met gas- of waterleidingen of andere vaste genaakbare metalen delen van de constructie van het gebouw
 4. **Bijkomende equipotentiaalverbinding:** voor het metalen frame van de PV-installatie moet een bijkomende equipotentiaalverbinding voorzien worden. De doorsnede van deze kabel is $2,5$ (indien mechanisch beschermd) of 4mm^2 (indien niet mechanisch beschermd).

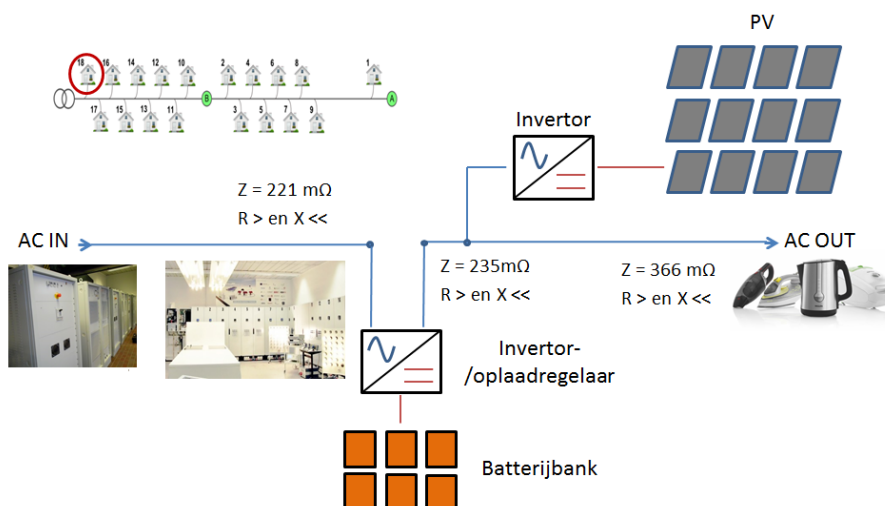
De DC-kring van de zonnepanelen wordt meestal niet rechtstreeks geaard. De meeste invertoren hebben een galvanische scheiding (transformator) tussen de zonnepanelen en het net. Transformatorloze invertoren mogen enkel gebruikt worden met dubbel geïsoleerde klasse II zonnecellen.

Toestellen op zeer lage veiligheidsspanning moeten niet voorzien worden van een aarding, dus in principe is het niet noodzakelijk om een batterijbank met voldoende lage spanning te aarden. Batterijen worden in een droge ruimte geplaatst en daarom wordt BB1-klasse verondersteld. Voor een DC zonder rimpel bedraagt de spanningswaarde voor zeer lage veiligheidsspanning 60V (zie art. 32 in het AREI).

Het is verboden om de nulgeleider van de generator te aarden. Deze mag enkel geaard worden als er een galvanische scheiding is verzekerd tussen de generator en het distributienet.

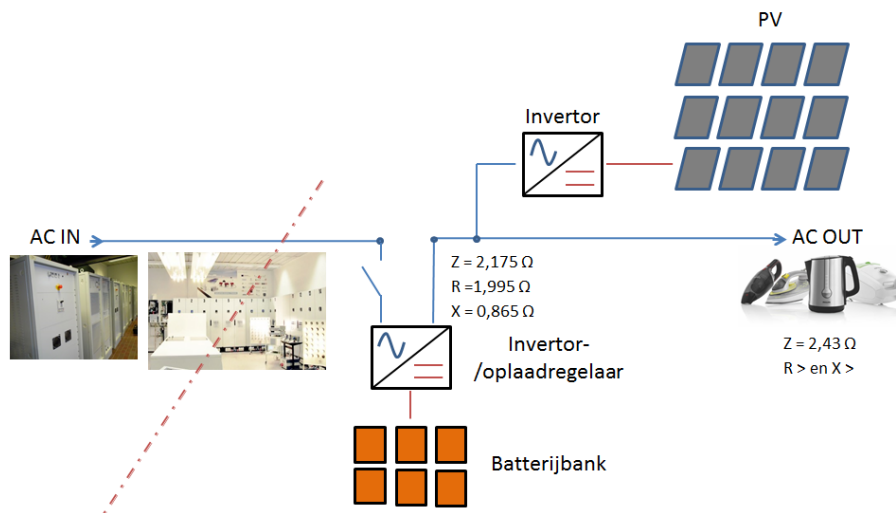
4.3 Overstroombeveiliging

In netgekoppelde situatie is de totale impedantie laag en deze wordt vooral gekenmerkt door de hoge ohmse component die aanwezig is door het karakter van het laagspanningsnet. De gemeten impedantie voor een woning aangesloten aan het begin van de LS-lijn kan terug gevonden worden in Fig. 42. De impedantie is laag en dus is de kortsluitstroom hoog. Klassieke beveiligingen zoals zekeringen en automaten zijn berekend op dergelijke kortsluitstromen en kunnen deze tijdig en veilig onderbreken.



Figuur 42: Impedantie voor een woning gekoppeld aan het distributienet

Als het systeem echter losgekoppeld wordt van het distributienet zal de impedantie van het systeem veel hoger zijn, zoals aangeduid in Fig. 43. Hierdoor zal de kortsluitstroom heel wat lager zijn. Dit betekent dat normale automaten deze kortsluiting niet zullen detecteren en dus ook niet direct reageren. De kortsluiting wordt echter wel gezien door net-interactieve inverter als 'overload', waardoor deze afschakelt en in fout gaat. Afhankelijk van het type zal de omvormer één of meerdere malen opnieuw proberen in te schakelen.



Figuur 43: Impedantie in eilandnetten

5 Installatie en opstart

5.1 Aansluiting op type net

5.1.1 Éénfasige aansluiting

Dit is de meest gekozen installatie voor huishoudinstallaties. Hier kunnen één of meerdere net-interactieve omvormers geïmplementeerd worden op één fase, zolang de limieten van de C10/11 te allen tijde gerespecteerd worden. Het individueel vermogen van elke éénfasige verbinding moet dus minder dan 5kVA zijn. Als het vermogen groter is dan 5kVA moet men standaard over meerdere fasen aansluiten met de voorwaarde dat het onevenwicht tussen de fasen niet meer dan 20A bedraagt.

Belangrijk bij parallelkoppeling van meerdere toestellen op dezelfde fase, is dat de toestellen van hetzelfde type, vermogen en spanning zijn.

Bij AC-inkoppeling model 2, dit is de PV-omvormer aan netzijde, moet er op gelet worden dat deze geplaatst wordt op dezelfde fase als de net-interactieve omvormer. Indien niet, dan wordt stroom onttrokken en geïnjecteerd op een verschillende fase wat zorgt voor een extra belasting op het net. Voor AC-inkoppeling model 1 zijn beide automatisch op dezelfde fase aangesloten.

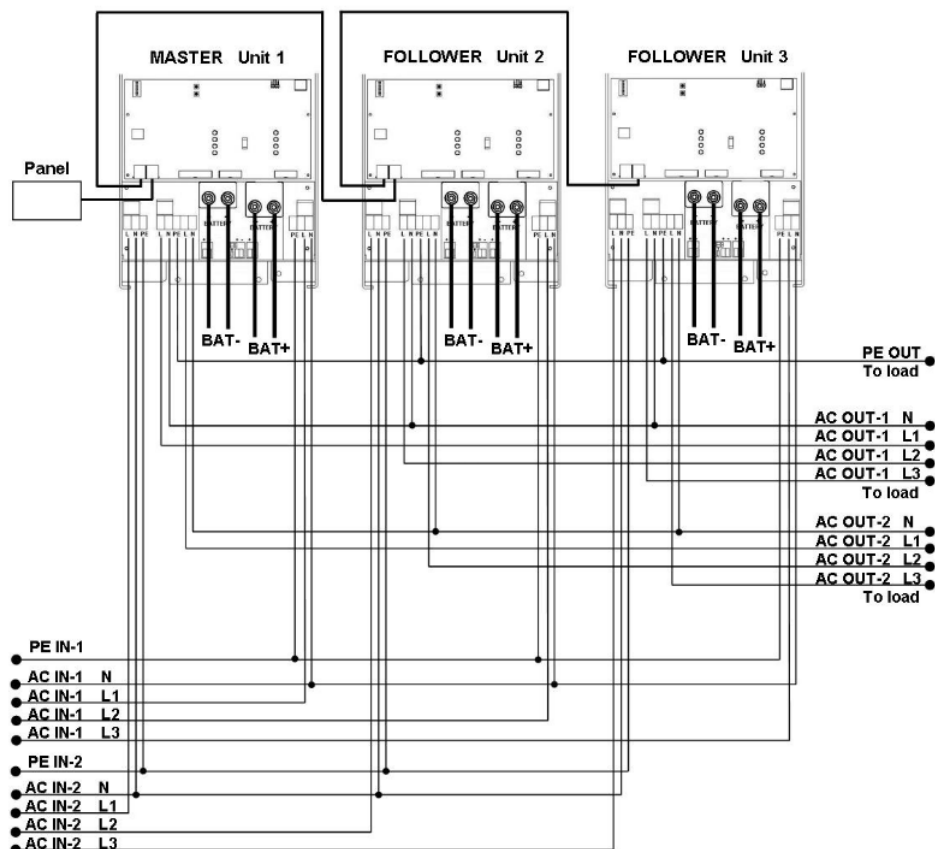
Bij éénfasige aansluiting is het belangrijk om te weten welk type net er voorhanden is, als dit handelt over een enkelfasige aansluiting is er geen probleem, als dit echter handelt over een driefasig net (vb. 3 x 230V) dan moet er toch enige aandacht worden geïnvesteerd in hoe de installatie moet worden aangesloten.

5.1.2 Meerfasige of driefasige aansluiting

Het is mogelijk om meerfasige of driefasige net-interactieve systemen op te bouwen voor hogere vermogens bij de klant. Dit gebeurt echter meestal wel door meerdere éénfasige omvormers met elkaar te combineren. Één van de drie omvormers zal dan de master zijn en de andere zullen zich gedragen als slaves. Als de keuze kan gemaakt worden tussen meerfasig of driefasig, dan opteert de gebruiker best voor het driefasig systeem, zodat de onbalans in de installatie beperkt blijft.

Het is bij de meeste omvormers enkel van belang om dezelfde spanning te nemen, dus het type en het vermogen mag verschillen van elkaar onderling. Opgelet, dit kan anders zijn afhankelijk van het merk van omvormer die gebruikt wordt, controleer dit in de gebruikershandleiding van de desbetreffende omvormer alvorens aan te sluiten! Zo kunnen dus systemen gecombineerd worden afhankelijk van de toepassing in de woning om een optimale benutting te behalen (vb. als er zware éénfasige lasten op fase 1 geconnecteerd zijn, . . .). Belangrijk is ook dat op alle invertoren dezelfde software geïnstalleerd wordt.

In Fig. 44 wordt een type voorbeeldschema getoond van een driefasige aansluiting.



Figuur 44: Driefasige aansluiting

Bij een meerfasige installatie, met vb. 2 invertoren gekoppeld op een driefasig net moet men terug aandachtig zijn over de mogelijkheden van de toestellen. In Fig. 45 kan opgemerkt worden dat in inverter mode het beschikbaar vermogen tussen fase 1 en 3 maximaal 66% zal zijn van het nominaal vermogen van de net-interactieve omvormer. Opgelet, in de instellingen moeten de beide omvormers ingesteld worden met 120° onderlinge faseverschuiving.

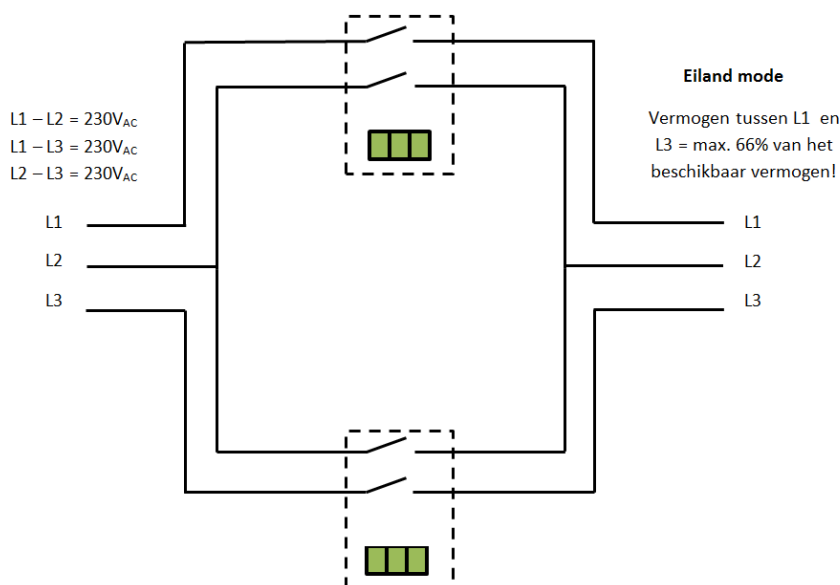
5.2 Installatieschema en beveiligingsinrichtingen

De verschillende types net-interactieve systemen zijn al grondig aan bod gekomen in Hoofdstuk 2. In dit hoofdstuk wordt dieper ingegaan op hoe de installatie van deze systemen moet worden aangevat. Standaard wordt uitgegaan van een installatie met een PV-omvormer aan de AC-uitgang van de net-interactieve omvormer (AC-1 model), omdat dit het meest voorkomende systeem zal zijn. Mochten er verschillen zijn in aansluitwijze ten opzichte van de andere systemen, dan zal dit ook in de tekst aangehaald worden.

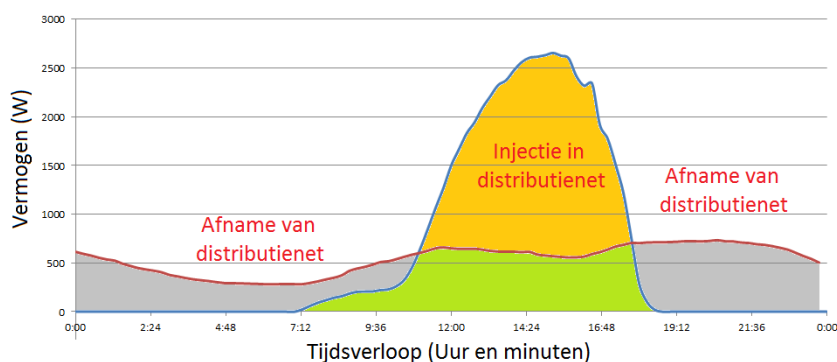
Uit Fig. 46 kan een voorbeeld gezien worden van een volledige huishoudinstallatie. De aansluiting van alle componenten benodigd bij de installatie zullen nu stap voor stap besproken worden. Het aardingssysteem wordt achterwege gelaten, dit kwam reeds uitvoerig aan bod in Hoofdstuk 4, Normering en veiligheid.

kilowattuurmeter

Een eerste belangrijk punt die hier even wordt aangehaald is het type kWh-meter die moet gehanteerd worden bij net-interactieve batterijsystemen. De meeste prosumenten met een klassieke PV-installatie hebben een terugdraaiende teller. Als er verbruikt wordt, dan telt deze op en bij injectie draait deze terug. Indien op jaarbasis evenveel elektriciteit opgewekt als verbruikt wordt, dan moet de klant dus niets betalen. Door niet-gelijktijdigheid van productie en verbruik (zie Fig. 47) wordt het distributienet echter wel ogenblikkelijk bidirectioneel gebruikt, wat leidt tot een zware belasting van het net. Om hieraan tegemoet te komen werd onlangs het prosumententarief ingevoerd, meer informatie hierover volgt in Hoofdstuk 6.



Figuur 45: Meerfasige installatie



Figuur 47: Dagprofiel 15 maart 2015

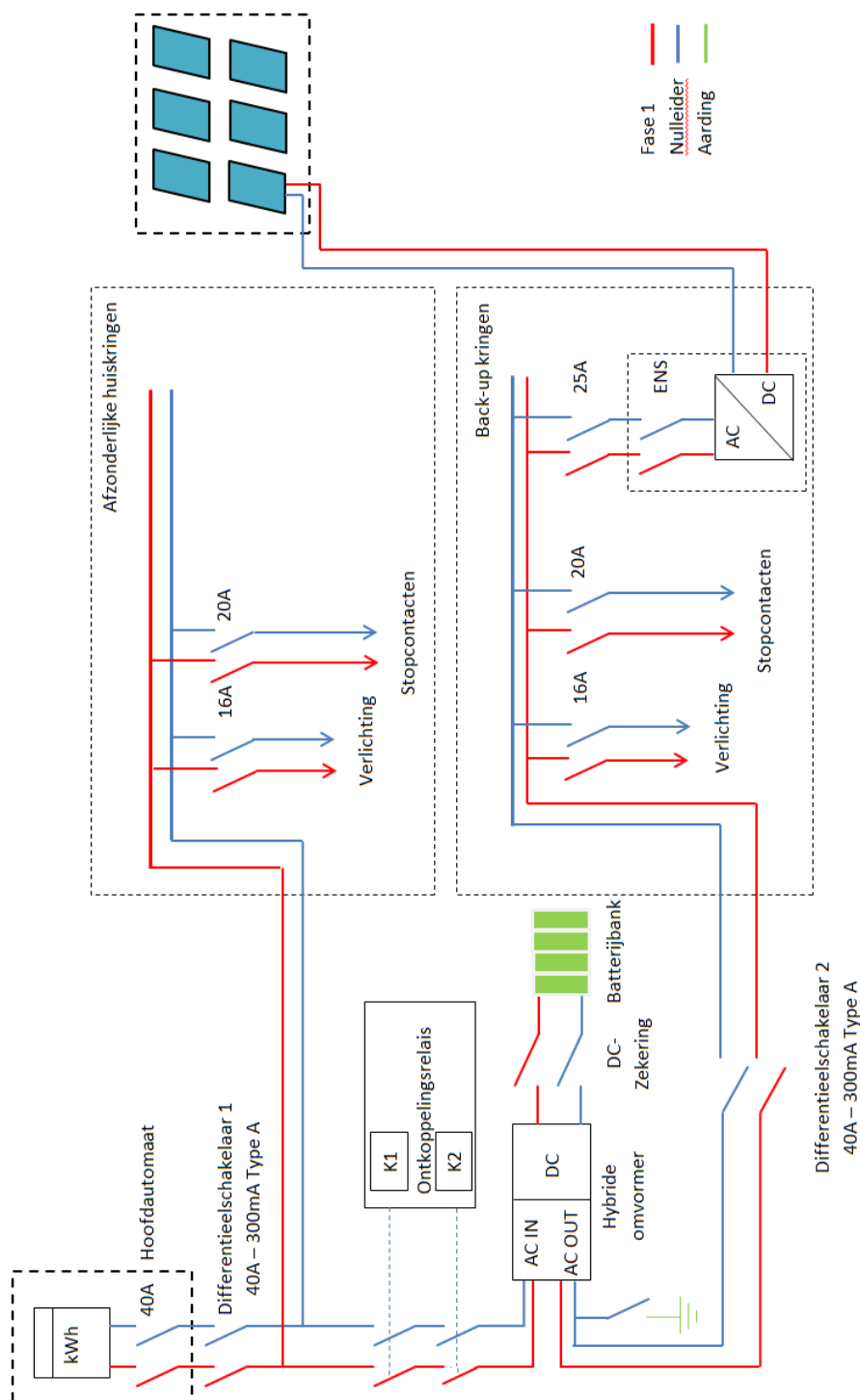
Het probleem met dit tarifieringssysteem is dat het geen rekening houdt met de mate van zelfconsumptie, waardoor PV-eigenaars niet gemotiveerd worden om te investeren in batterijsystemen. Om een correct beeld te krijgen van de mate van zelfconsumptie is een energiemeter nodig die verbruik en productie op elk moment registreert. Dit moet in de toekomst mogelijk worden aan de hand van slimme meters. Zo krijgt de klant een correcte afrekening op basis zijn verbruiks- en injectieprofiel. Er is echter nog heel wat onduidelijkheid omtrent de planning voor integratie van dergelijke meters.

Differentieelschakelaar

In huishoudelijke installaties is een differentieel van type A verplicht. Een type A differentieelautomaat waarborgt uitschakeling van sinusoidale wisselstromen of gelijkgerichte stromen. Dit mag zowel een afzonderlijke, in de kring van de PV-installatie, als de algemene verliesstroomschakelaar aan de ingang van de elektrische installatie zijn indien deze laatste van het type A is.

Er moet een algemene differentieel voorzien worden aan het begin van de installatie (zoals in alle andere huishoudinstallaties). Hier kan nog een bijkomende differentieelschakelaar aan de uitgang van het net-interactief systeem geplaatst worden, afhankelijk van de aanbevelingen van de fabrikant. Beide differentieelschakelaars zijn van het type A - 300mA.

Ontkoppelingsrelais



Figuur 46: Algemeen schema opstelling

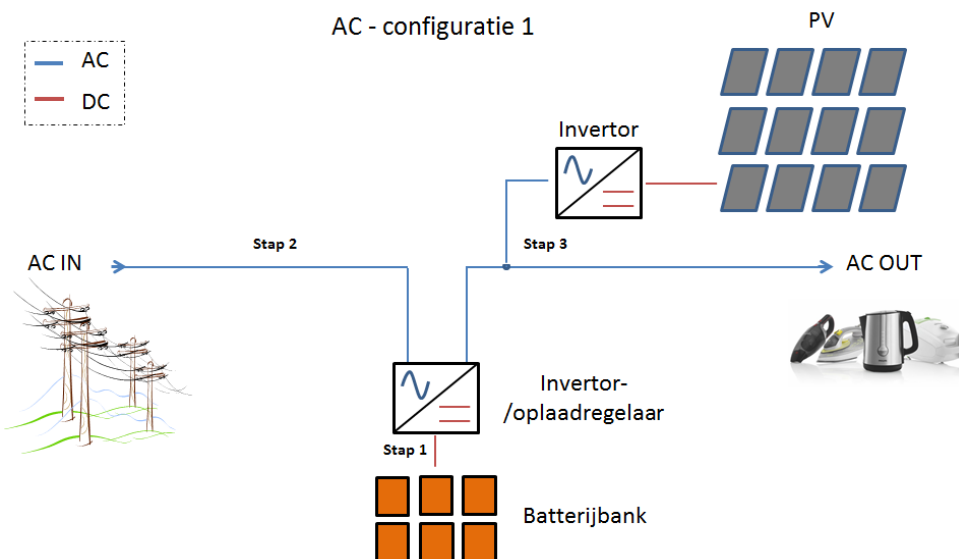
Het ontkoppingsrelais is voorlopig nog steeds verplicht bij installatie omdat de transfer switch die inwendig in de net-interactieve omvormers aanwezig is niet gekeurd is, en dus ook niet opgenomen is in de synergridlijst C10/26. Het relais dient door een erkend labo te worden ingesteld, uitgetest en verzegeld. Dit kan meestal via de netbeheerder gebeuren.

De instellingen van de interne transfer switch kunnen gelijk ingesteld worden als de waarden van de externe ontkoppingsrelais die dus als extra beveiliging optreedt als de interne transfer switch niet in werking zou treden en dus om te voldoen aan de eisen gesteld uit het AREI artikel 235 c en d (zie Hoofdstuk 4 Veiligheid).

5.3 Stappenplan montage systeem

In dit gedeelte wordt een stappenplan voorgesteld om een volledig PV-batterijsysteem correct op te bouwen. Dit stappenplan behandelt enkele algemene zaken en is merkonafhankelijk, voor een specifieke opbouw wordt verwezen naar de handleiding van het betreffende toestel.

Fig. 48 toont de opbouw van het AC-1 systeem in drie stappen. Deze worden verder toegelicht. Het wordt aangeraden bij elke stap te controleren of alles correct is aangesloten.



Figuur 48: AC1 Configuratie

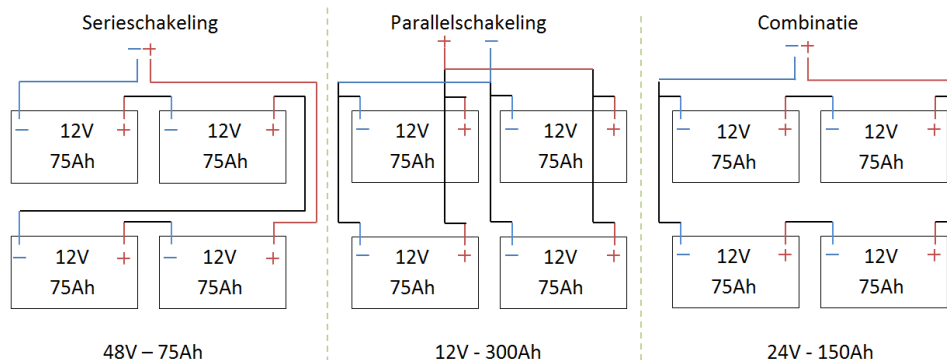
Stap 1: Verbind de batterijbank met de DC-klemmen van de net-interactieve omvormer.

- Meet de openklemspanning van de batterijen voor installatie. Als er kort na de installatie iets misloopt kan dit als argument gebruikt worden dat de batterijbank zelf correct was gemonteerd. Als er een goede BMS geïnstalleerd wordt, moet de openklemspanning tussen de batterijen onderling ongeveer gelijk blijven. Deze openklemspanning is ook nodig als garantiebewijs.
- De spanningsspreiding tussen de verschillende batterijen mag niet groter zijn dan 0,15V. De batterijspanning van vier 12V AGM-batterijen bedraagt bijvoorbeeld:
 - cel 1 = 12,79V
 - cel 2 = 12,80V
 - cel 3 = 12,74V
 - cel 4 = 12,78V

De spanningsspreiding is voldoende klein, dus de cellen kunnen geconnecteerd worden. Stel dat de spanningsspreiding te groot is, dan moeten de cellen onderling eerst opgeladen worden om aan de voorwaarde van voldoende lage spanningsspreiding te voldoen.

- Zorg ervoor dat er voldoende afstand is tussen de batterijen om de luchtcirculatie te bevorderen (afhankelijk van het type batterijen). Voorzie eveneens ook efficiënte koeling van de batterijbank indien vereist. Want een sterke temperatuurverhoging kan de levensduur van u batterij sterk doen dalen
- Maak geen verbinding met de inverter vooraleer alle stringverbindingen van de batterijen zijn gemaakt. De batterijen bevatten een grote hoeveelheid opgeslagen energie, dit kan schade veroorzaken door een energie-ontlading.

- Opgelet, zorg er steeds voor dat de spanning van de batterijbank even groot is als de specificaties meegegeven op de net-interactieve omvormer (12, 24 of 48V). Het principe van serie en parallel schakelen van batterijen wordt in Fig. 49 verduidelijkt.



Figuur 49: Serie of parallelschakeling

- Zorg er voor dat de + en - klem van de batterijbank en de net-interactieve omvormer gerespecteerd worden, anders kan er kortsluiting ontstaan in de batterijbank! Verwijder bij het demonteren van de accu altijd eerst de klem aan de negatieve pool als deze gekoppeld is aan de rack van de batterijbank. Als eerst de positieve klem losgedraaid wordt en een niet geïsoleerd metaal deel (zoals een sleutel) raakt de rack van de batterijbank, dan veroorzaakt dit kortsluiting.
- Bij het DC-model wordt de batterijbank geconnecteerd aan zowel de net-interactieve omvormers als aan de DC/DC charger afkomstig van de PV installatie.
- Meestal wordt op de batterijcel een C-waarde meegegeven, vb. C20-waarde is 100Ah. Deze waarde staat voor de beloofde capaciteit die wordt geleverd onder bepaalde omstandigheden. Een batterijbank van 100Ah wordt dan ontladen met 5A (= 100/5) gedurende 20 uur. Naast de C20-waarde worden ook de C2, C5 en C10-waarde veelvuldig gebruikt. Hoe zwaarder de batterijbank ontladen wordt, hoe sneller de totale leverbare stroomvoorraad daalt.
- Voor batterijbanken monteert u best altijd een trage zekering. Zodanig dat als er een korte hevige stroom onttrokken wordt uit de batterijbank (door omschakeling van netgekoppeld naar eilandmodus), de zekeringen niet direct kapot zijn.
- In Fig. 50 wordt ook nog even een handige tabel meegegeven hoe de kabeldiameter tussen de batterijbank en de omvormer kan worden gedimensioneerd. Kies de correcte diameter, als de stroom ergens tussen 2 waarden in zit, kies er dan voor om de hoogste diameter te nemen. Probeer de kabel tussen de batterij en de hybride omvormer ook zo kort mogelijk te nemen! Naast de tabel kan men ook gebruik maken van een handige stelregel: vermogen delen door spanning = stroom. $\text{Stroom}/3 = \text{diameter in mm}$ voor een DC-kabel van max. 5 meter (totale lengte van zowel de kabel van de positieve als van de negatieve zijde).

Kabelsectie [mm ²]	I _{max} bij L(+) en L(-) tot 5 meter	I _{max} bij L(+) en L(-) tot 10 meter	I _{max} bij L(+) en L(-) tot 15 meter	I _{max} bij L(+) en L(-) tot 20 meter
0.75	2.3	1.1	0.8	0.6
1.5	4.5	2.3	1.5	1.1
2.5	7.5	3.8	2.5	1.9
4	12	6	4	3
6	18	9	6	5
10	30	15	10	8
16	48	24	26	12
25	75	38	25	19
35	105	53	35	26
50	150	75	50	38
70	210	105	70	53
95	285	143	95	71
120	360	180	120	90

Figuur 50: Kabeldiameter dimensioneren voor de batterijbank

Stap 2: Verbind het distributienet en/of de generator met de ingang van de net-interactieve omvormer.

Afhankelijk van de type bron die u aan de ingang van het systeem bevestigd moeten andere instelparameters opgevolgd worden.

- Indien gewerkt wordt met het net, dan zal de frequentie en spanning aan de ingang van het systeem stabiel zijn en maar in kleine mate gaan variëren. Het systeem zal enkel ontkoppelen bij een grote fout op het distributienet.
- Als er een generator wordt aangesloten aan het systeem, dan kan de variatie van spanning en frequentie aan de ingang meer variëren en kan het dus zijn dat het systeem veelvoudig overgaat van generatorwerking naar eilandwerking en omgekeerd. Hierbij moeten bepaalde parameters vanuit de omvormer minder gevoelig geplaatst worden zodanig dat deze niet bij de minste verandering van netspanning of frequentie gaat omschakelen in eilandwerking. Hou er dus rekening mee dat als er een generator wordt aangesloten er grotere variaties mogelijk zijn aan de ingang van het systeem, zeker bij sterk variërende belastingen (hoge belasting is momentane daling van frequentie en spanning).

Stap 3: Verbind zowel de PV-omvormer als de belasting (kritieke lasten/de volledige woning,...) aan de uitgang van de net-interactieve omvormer.

Opgelet, zorg ervoor dat de PV-omvormer correct gedimensioneerd is ten opzichte van de net-interactieve omvormer, dus dat het vermogen van deze eerste even groot of kleiner is dan dat van de laatste. Als u de PV-omvormer groter zou kiezen bestaat het gevaar dat als u in omvormer mode zit (losgekoppeld van het distributienet) en maximaal injecteert, er kortstondig een injectiestroom van vol vermogen naar de batterijen zal vloeien. De frequentie van de PV-omvormer zal pas na een kleine intervaltijd worden verhoogd. Bij systemen die niet correct gedimensioneerd zijn kan dit problemen met zich meebrengen.

Als u een ander systeem zou kiezen zoals vb. PV-omvormer aan de ingang van de net-interactieve omvormer (AC-2 model), dan is de dimensionering van geen belang. De PV-installatie zal bij een stroomonderbreking wel geen stroom kunnen leveren.

Demonteren van de installatie

Bij demontage van het systeem moeten net de omgekeerde stappen doorlopen worden, dus de energiebronnen en lasten disconnecteren en daarna de batterijbank loskoppelen.

5.4 Instellingen

Voor een correcte werking van het PV-batterijsysteem moeten na installatie enkele belangrijke instellingen gebeuren. In dit gedeelte wordt gepoogd een zo volledig mogelijk inzicht te geven in de parameters die zeker in acht moeten genomen worden voor men de installatie in gebruik wil nemen.

De installateur zal bij de meeste software-instellingen voldoende toegang krijgen tot de nodige parameters, een goede kennis van de functionaliteit van deze parameters is echter essentieel. Daarnaast is het ook belangrijk dat er na de installatie overgeschakeld wordt op een lager niveau van toegang, zodat de gebruikers deze instellingen niet zelf kunnen veranderen of de verantwoordelijkheid op hun dragen als ze deze instellingen toch willen gaan veranderen.

5.4.1 Netinstellingen

- Een eerste vereiste die moet gekend zijn, is de stroom die mag onttrokken worden vanuit het distributienet of vanuit de generator. Hierbij moet rekening worden gehouden met de stroom benodigd voor de belasting aan de uitgang van het systeem (zowel kritieke als niet kritieke lasten) en tevens ook de mogelijkheid om de batterijbank al dan niet op te laden vanuit het distributienet (voor onderhoud van de batterijen, ...).
- Opgelet bij het aansluiten van stroomgroepen bij uitbreiding van woningen! Het AREI vermeldt in artikel 270: 'elke laagspanningsinstallatie, zelfs deze gevoed via een privé-installatie, moet voor de ingebruikname gekeurd worden volgens de voorschriften van het AREI'. Stroomgroepen mogen nooit in parallel staan met het net teneinde de terugvoeding naar het net te vermijden, tenzij een vergrendelbare veiligheidsonderbreking wordt voorzien die permanent toegankelijk is voor de distributienetbeheerder op dezelfde wijze als de teller. Deze moet ook in kennis gesteld worden van deze uitzonderlijke handelswijze.
- Frequentie wordt standaard ingesteld op 50Hz. Spanning wordt op 230V gehouden, deze spanning kan (binnen bepaalde grenzen) gewijzigd worden indien vereist. Als deze 2 parameters voldoen, dan kan de omvormer in feite connecteren met het distributienet.
- Daarnaast bezitten de meeste net-interactieve omvormers ook een interne transfer switch die kan ingesteld worden op welke onder- of overspanning er moet afgeschakeld worden. Deze instellingen kunnen bijvoorbeeld overgenomen worden van de instellingen van de ontkoppelingsrelais die voor de omvormer geïnstalleerd wordt. Als het niet mogelijk wordt gemaakt om in het distributienet te injecteren, dan kunnen voor deze transfer switch instellingen gemaakt worden volgens de EN50160 norm - 'Spanningskarakteristieken in publieke distributie systemen' - zodat bij het overschrijden van de limieten van deze norm het systeem wordt losgekoppeld van het net en de huishoudinstallatie ten allen tijde veilig en correct blijft functioneren. Zo kan men vb. kiezen om over te schakelen naar inverter mode als de netspanning een waarde aanneemt die hoger is dan 253V. Deze situatie kan voorkomen als er teveel PV op de feeder is geïnstalleerd. Door u installatie af te schakelen en in eilandmode verder te werken, blijven u huishoudtoestellen werkzaam binnen veilige spanningenlimieten en zal eveneens de eigen PV-installatie niet afschakelen door een te hoge netspanning.
- De net-interactieve omvormers hebben meestal ook een instelling waarmee ze kunnen bepalen of ze al dan niet mogen terugsturen in het distributienet. Als deze parameter aan- of afgevinkt staat, zal de installatie al dan niet kunnen injecteren in het net. Zelfs met deze instelling afgevinkt is het voorlopig nog steeds vereist om een ontkoppelingsrelais te plaatsen (er kan een sluipstroom terug in het net vloeien) als de hybride omvormer in serie met het distributienet wordt geïnstalleerd.
- Om kortsluitingen in het eilandsysteem te beveiligen moet ervoor geopteerd worden om de tijdsinstellingen van overload te beperken indien men deze instellingen kan wijzigen. Zo wordt er voorkomen dat er voor een langere tijd een kortsluitstroom kan vloeien in het eilandnet. Doordat de kortsluiting in eiland veel lager zal gelegen zijn door de hogere totale impedantie is het mogelijk dat de beveiligingen daar niet op zullen reageren. Echter zijn al metingen uitgevoerd op net-interactieve omvormers onder kortsluiting en binnen de 30 perioden was het systeem afgeschakeld (0,6seconden).
- Daarnaast bezitten de omvormers (Studer en Victron) een UPS-functie, die afhankelijk van de netkwaliteit anders kan ingesteld worden. Normaal kunnen deze omvormers omschakelen van netkoppeling naar eilandwerking binnen een tijdsframe kleiner dan 20ms, dit betekent dus dat de meeste huishoudtoestellen perfect zullen verder werken binnen deze tijdspanne en geen last zullen ondervinden van de omschakeling (enkel kleine flikkering bij lampen). Als de uitgangsspanning te instabiel of vervormd is (vb. generator in plaats van distributienet aangesloten) moeten de limieten van omschakeling minder gevoelig ingesteld worden zodanig dat in dergelijke systemen niet continue wisselwerking ontstaat tussen connectie met het net en inverterwerking.

5.4.2 Instellingen Charger en batterijbank

Zoals eerder reeds aangehaald in Hoofdstuk 2 is het van groot belang om een batterijbank correct op te laden. Een batterijbank verkeerd opladen kan de levensduur van deze bank serieus benadelen. In de meeste net-interactieve omvormers is er een optimalisatie (BMS) aanwezig om de batterijbank correct op te laden en ook grenzen op te leggen voor de oplaadstroom. Deze parameters worden verkregen uit de infofiche van de batterijbank of via de batterijleverancier.

De meeste omvormers maken gebruik van de IUoU-laadkarakteristiek (zie Fig. 51) om de batterijbank zo optimaal mogelijk op te laden. Afhankelijk van de spanning en het type batterijbank (loodzuur, AGM, ...) zal die karakteristiek veranderen van instelwaarden. Hieronder wordt een opsomming gegeven van de verschillende laadstadiums die een batterijbank kan ondergaan volgens de IUoU-laadkarakteristiek. Kennis hiervan is noodzakelijk om de omvormer correct te kunnen instellen.

- **Boost fase (I):** De eerste fase van de laadkarakteristiek is de boost fase. De lader begint de batterijbank te laden met een constante stroom, veelal in de grootteorde van 10 tot 20% van de beschikbare capaciteit (de C20-capaciteitswaarde). Hoe lager de laadstroom, hoe hoger de efficiëntie van het laden zal zijn. De verhouding tussen de laadstroomsterkte en de laadtijd is geen recht evenredige verhouding. Stel dat er een batterijbank voorhanden is van 400Ah, dan ligt de oplaadstroom hier (opgelet met de limieten van de omvormer) tussen de 40 en 80A. Echter kan deze waarde afwijken afhankelijk van wat de fabrikant meegeeft van informatie.
- **Absorptiefase (U):** Wanneer de spanning in de boost fase een bepaalde waarde bereikt, schakelt de lader over en wordt er nu voor een bepaalde periode (afhankelijk van de instellingen in de omvormer) een constante spanning behouden bij een dalende stroom. In deze fase worden de laatste procenten actief materiaal die nog niet geladen zijn ook omgezet. Na het beëindigen van deze fase is de laadtoestand van de batterijbank dan ook 100%. Bij bepaalde types laders is het mogelijk dat dit proces wordt overgeslagen, omdat dit nogal een energie-intensief proces is. De batterijbank is al voor 90% opgeladen uit de boost fase, die enkele extra procenten oplading kunnen soms enkele uren in beslag nemen. Vandaar dat sommige laders die fase maar eens om de zoveel tijd uitvoeren.
- **Floatfase (oU):** Nadat de volledige cyclus is voltooid, schakelt de lader over op een lagere spanning, ook wel de floatfase of druppellading genoemd. Deze fase vangt gedurende een langere periode de zelfontlading van de batterij op. De batterij kan zonder problemen voor een langere periode aan deze lader aangesloten blijven.

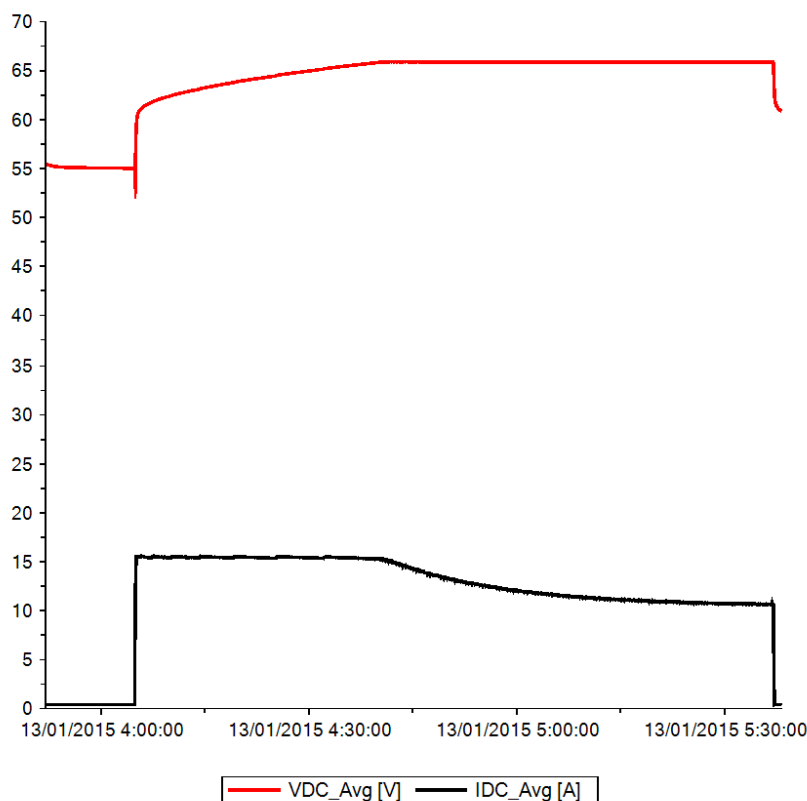
In Fig. 51 is een werkelijk opgemeten IUoU-karakteristiek weergegeven waarin de bovenstaande beschreven fasen ook duidelijk kunnen in terug gevonden worden.

In de eerste fase wordt de batterijbank vanaf een bepaald moment opgeladen, hier zal meteen een maximum stroom (16A) worden uitgestuurd voor een bepaalde duur, in dit geval 35 minuten want de batterijbank was niet volledig ontladen. De maximum stroom wordt uitgestuurd tot de spanning een bepaalde grenswaarde bereikt, in dit geval is dit 65,8V (NiFe-batterijbank). Daarna zal de stroom dalen en de spanning constant blijven (absorption fase). Na een bepaalde tijd is de batterijbank 100% opgeladen en daalt de spanning naar de float fase.

De spanningen die men hierbij moet hanteren, worden verkregen via de fabrikant, zodat de batterijbank optimaal kan worden benut en de levensduur zoveel mogelijk verlengd/geoptimaliseerd wordt. In veel gevallen worden de waarden niet exact meegegeven door de fabrikant, hierbij kan men aannames maken als het om gekende types batterijbanken handelt (vb. loodzuur,...).

Eenmaal per maand wordt ook een egalisatielading uitgevoerd, dit garandeert de levensduur en de capaciteit van de batterijbank als de batterij te sterk ontladen is geweest of als de batterij herhaaldelijk onvoldoende geladen wordt. Deze lading volgt na een normale lading. Dit proces wordt uitgevoerd door een constante stroom met een lage waarde uit te sturen. Bepaalde types batterijen zoals AGM batterijen vereisen geen egalisatielading.

Een belangrijk aandachtspunt is het opladen van de batterijen. Een veel voorkomende vraag is hoe de batterijen worden opgeladen, is dit met de netstroom of met de stroom afkomstig van PV-installaties? Het antwoord hierop is niet eenduidig en de verschillende opties worden hieronder besproken. Standaard zouden de batterijen opgeladen worden vanuit het net. Dit is natuurlijk inefficiënt want men moet de volle prijs betalen voor elektriciteit om de batterijen te laden en deze later met een lager rendement ($\pm 80\%$) terug te gebruiken in de huishoudinstallatie.



Figuur 51: IUoU - karakteristiek

- AC model 1:** Hier wordt de PV-installatie geïnstalleerd aan de ingang van het systeem. Dit betekent dat er dus geen controle is of de stroom nu afkomstig is vanuit het PV-systeem of vanuit het net om de batterijbank op te laden. Er zou dus een externe stroommeting uitgevoerd moeten worden om ervoor te zorgen dat de batterijbank enkel kan opgeladen worden met de netgekoppelde installatie en niet met het distributienet (zie hieronder). Voor bepaalde types net-interactieve omvormers kan een extra meetmodule aangeschaft worden die de PV-stroom opmeet en communiceert met de omvormer. Dit moet dan wel correct worden ingesteld.
- AC model 2:** Als de PV-installatie geïnstalleerd wordt aan de uitgang van de hybride omvormer is er bij sommige omvormers een intern scada-systeem voorzien waar men kan kiezen om de batterijen op te laden enkel met PV-energie. Bij andere systemen moet men zelf terug een extern scada systeem waarbij via stroommetingen mogelijk wordt gemaakt om enkel op te laden met de PV-installatie.
- DC model:** Hier wordt de PV-installatie verbonden met de batterijen via een DC/DC-converter. In deze mode worden de batterijen in eerste instantie opgeladen met PV-energie. Als de PV-energie te weinig aanwezig is kan men ervoor kiezen om de stroom aan de ingang van de hybride omvormer zodanig te beperken dat deze enkel de lasten aan de uitgang voedt en de batterijen niet verder zal opladen. Zo wordt een systeem verkregen waarbij men de batterijen zo goed mogelijk oplaadt met PV-energie zonder een extra scada-systeem. Daarnaast is de aankoop prijs van dit systeem goedkoper dan de AC-inkoppelingssystemen. Meestal wordt geopteerd voor AC-inkoppelingssystemen omdat mensen een uitbreiding wensen op hun al eerder geïnstalleerde PV-installatie.

5.4.3 PV-omvormer instellingen

De meeste klassieke PV-omvormers hebben een automatisch scheidingssysteem inwendig in de omvormer, waardoor deze niet in staat is om over te schakelen naar eilandmodus. De fabrikant van de omvormer dient een erkend certificaat voor te leggen waaruit blijkt dat het automatisch scheidingssysteem is ingesteld volgens de bepalingen van het AREI en de DIN VDE V0126-1-1 norm. Vandaar is voor deze omvormer geen extra ontkoppelingsrelais vereist in tegenstelling tot de hybride omvormer.

Eerst en vooral moet onderzocht worden welk type PV-omvormer er aan het systeem geschakeld wordt. Is het een ouder type omvormer en wil de klant een uitbreiding, dan is de kans groot dat er moet nagegaan worden of de PV-omvormer in kwestie een update van de firmware kan ondergaan. Is het een volledig nieuwe installatie, dan zal de PV-omvormer normaal de correct aan te passen parameters al beschikbaar hebben.

Om de parameters aan te vragen moet bijvoorbeeld bij de SMA omvormers (merendeel van de netgekoppelde installaties) een persoonlijke grid guard code aangevraagd worden. Via die code kan men dan firmware updates uitvoeren.

De netgekoppelde omvormer moet ingesteld zijn volgens de veiligheidseisen van het Synergrid C10/11. Het is mogelijk dat bepaalde net-interactieve systemen niet werken met deze instelling. Om te controleren of er bepaalde parameters zijn waardoor het systeem niet wil koppelen kan men de PV-omvormer in Off-grid50 mode plaatsen, waardoor meerdere parameters (vb. impedantie) ruimer gekozen worden. Als de PV-omvormer nu wel koppelt, moet een oplossing gezocht in de verschillen van parameters tussen de Off-grid50 parameter en de C10/11 parameter zodat de omvormer toch kan koppelen volgens de C10/11 landspecifieke norm.

6 Economische analyse

6.1 Inleiding

Door gebruik te maken van net-interactieve omvormersystemen kan het distributienet in een bepaalde mate ontlast worden, dit afhankelijk van de grootte van het opslagsysteem. Dergelijke systemen kunnen ervoor zorgen dat aanpassingen en dus kosten aan bepaalde distributiefeders niet meer noodzakelijk zijn. Daarnaast wordt door het invoeren van een tarificatiesystemen voor prosumenten met PV-installaties het systeem financieel minder interessant omdat een bijkomend bedrag moet worden betaald. Eveneens is het mogelijk dat, in geval van een fout op het distributienet, de eigenaar van een net-interactief systeem hier geen hinder zal van ondervinden, mits zijn systeem zowel netgekoppeld als in eiland kan functioneren. Een net-interactief systeem zou dus een win-win situatie kunnen betekenen voor zowel de distributienetbeheerder als voor de eigenaar van een PV-batterijsysteem.

Er werd beslist om een prosumentarief aan te rekenen voor alle PV-eigenaars. Op dit moment dragen PV-eigenaars niet evenredig bij aan het gebruik van het net (zowel afname als injectie) en daarvoor wordt een extra forfaitaire vergoeding gevraagd. Uit verschillende studies is gebleken dat bij klassieke PV-systemen met een 1-op-1-verhouding opbrengst en verbruik het net voor ongeveer 70% van de tijd gebruikt wordt voor injectie of afname van energie. Dus amper 30% van de PV-opbrengst wordt direct in het eigen huishouden opgebruikt. Die 30% kan verhoogd worden door 'demand side management', locatie van de PV-installatie en/of het installeren van een net-interactief opslagsysteem.

Hoe hoger het percentage van elektriciteit die zelf verbruikt wordt (= zelfconsumptieverhouding), hoe minder het distributienet zal gebruikt worden voor de uitwisseling van elektriciteit. Dit zou dus betekenen dat er minder kosten zouden moeten aangerekend worden aan de PV-eigenaar, omdat de energie die zelf gemaakt wordt ook grotendeels zelf benut wordt en niet meer uitgewisseld wordt met het net.

6.2 Prosumentarief

In het prosumentarief, zoals voorgesteld door de VREG, wordt het vermogen van de omvormer in de installatie vermenigvuldigd met het bedrag van het netgebied van de installatie. Zo zal er een ander bedrag aangerekend worden voor klanten die bijvoorbeeld aangesloten zijn bij Infrac West in vergelijking met klanten die aangesloten zijn bij Gaselwest. In Fig. 52 staat een overzicht van de tarieven voor de verschillende gebieden.

Aanvullend capaciteitstarief voor prosumenten met terugdraaiende teller (per kW)	Inclusief 6% btw (gezinnen)	Inclusief 21% btw (bedrijven)
	LAAGSPANNING	LAAGSPANNING
Imea	68,83	78,57
Imewo	77,48	88,44
Intergem	75,12	85,75
Iveka	73,46	83,85
Iverlek	78,30	89,38
Sibelgas	86,78	99,06
Infrac West	87,40	99,76
Inter-Energa	87,15	99,49
Iveg	84,97	96,99
PBE	85,51	97,61
Gaselwest	93,14	106,32
Ores Voeren	109,94	125,50

Figuur 52: Capaciteitsbijdrage prosumentarief

Voorbeeld:

Veronderstel een installatie van 4kWp PV-panelen ($16 \times 250\text{Wp}$) met een 4kW omvormer. Voor iemand wonende in het netgebied van Gaselwest zal er jaarlijks een extra tarief aangerekend worden van 4×89 euro (volgens eerste prosumentarief van 2015, in figuur 52 wordt reeds het nieuwe prosumentarief weergegeven) = 356 euro. Dit is een bedrag die jaarlijks moet betaald worden voor de compensatie van het gebruik van het distributienet. Voor aanslagjaar 2015 is het bedrag maar 178 euro omdat de tarieven pas in voege zijn van 1 juli 2015.

Het probleem met dit tarifieringssysteem is dat het forfaitair is en geen rekening houdt met de mate van zelfconsumptie van de installatie. Iemand die investeert in een PV-opslagsysteem en op die manier een hogere zelfconsumptie bereikt, wordt daar volgens dit systeem niet voor beloond.

In de toekomst zullen zowel voor prosumenten met netgekoppelde PV-installaties als voor klanten met net-interactieve systemen slimme meters worden ingevoerd. Bij deze meters kan zowel de injectie als de afname bepaald worden en pas dan kan een systeem op de markt gebracht worden waar het economisch verhaal ook klopt met de realiteit. Slimme meters worden voorlopig enkel nog maar in proefprojecten toegepast (Eandis - Leest en Hombeek, Infrac, ...), wanneer zij hun intrede doen is echter nog een groot vraagteken.

Een andere mogelijkheid is het plaatsen van een extra meter, zo kan men een inzicht krijgen in het werkelijk gebruik (injectie of afname) van de prosument. Dan wordt net als bij grote installaties ($> 10\text{kWp}$) een verschillende prijs voor afname en injectie gerekend, waardoor de prosument gestimuleerd wordt om de opgewekte PV-energie ogenblikkelijk zelf te gebruiken.

6.3 Terugverdientijd

Wanneer geïnvesteerd wordt in een PV-opslagsysteem, dan kan de logische vraag gesteld worden op welke termijn dit kan terugverdiend worden. In een volgend voorbeeld wordt hier getracht een antwoord op te vinden.

De kost van een standaard PV-installatie die 5000 kWh op jaarbasis opbrengt, wordt geschat op 6675 euro. De kost voor een net-interactief systeem daarentegen bedraagt ongeveer 12675 euro. Er wordt gekozen voor een batterijbank van 10kWh, type AGM loodzuur, dus 5kWh effectieve benutting, en een 5kW net-interactieve omvormer. Daarnaast wordt ook nog steeds een deel van de energie geïnjecteerd in het distributienet waardoor een extra ontkoppelingsrelais verplicht is.

Het verschil tussen beide bedraagt dus ± 6000 euro, voor die prijs kunnen mensen enerzijds minder afhankelijk zijn van het distributienet en als er een stroomuitval is en blijft de energievoorziening gegarandeerd.

Wanneer de terugverdientijd berekend wordt, dan moet dit vergeleken worden met de levensduur van de verschillende componenten. De levensduur van de PV-panelen bedraagt ongeveer 20 jaar. De omvormer daarentegen heeft meestal een levensduur van 10 à 15 jaar. De batterijbank als laatste component kan een levensduur behalen van 10 jaar als deze correct wordt gebruikt. De batterijbank zal echter de zwakke schakel vormen in het systeem, als deze niet correct wordt op- of ontladen zal de levensduur ervan beduidend lager liggen. Ook is er veel afhankelijk van het type batterijen die gekozen wordt.

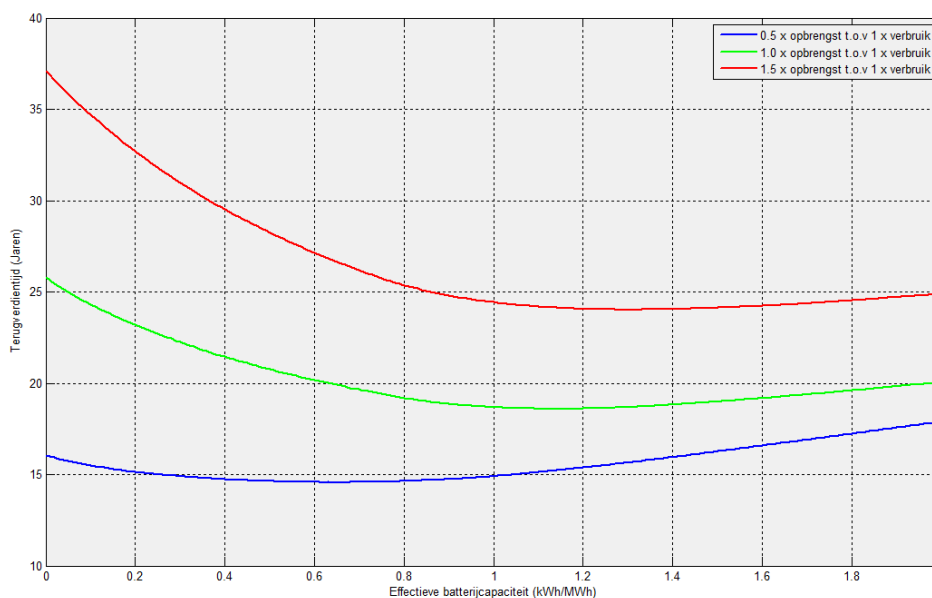
Er zijn nu drie verschillende mogelijkheden:

- **Woning zonder PV:** De kost van elektriciteit ligt de dag van vandaag op ongeveer 22,64 eurocent. Voor een particuliere afnemer van 5000kWh bedraagt zijn jaarlijkse bijdrage 1132 euro in geval van geen PV-installatie.
- **Klassieke PV-installatie:** Een prosument met een PV-opbrengst gelijk aan de jaarlijkse vraag zal niets moeten betalen voor de kost van de elektriciteit. Deze prosument zal echter vanaf 2015 een extra forfaitair bedrag moeten bijdragen van 445 euro. Dit betekent dat de netto winst in plaats van 1132 euro maar 687 euro zal bedragen. Grofweg gerekend en verondersteld dat er geen degradatie zit op de opbrengst van de PV-installatie bekomen wordt de terugverdientijd ongeveer 10 jaar.
- **Net-interactief PV-systeem:** Als dezelfde prosument een net-interactieve PV-installatie wil plaatsen met 5kWh effectieve batterijopslag (10kWh werkelijk gezien loodzuur AGM batterijen maar voor 50 procent

mogen ontladen worden), betaalt die persoon 12675 euro. Ook hier is de jaarlijkse uitgespaarde kost 687 euro (bij terugdraaiende teller, prosumant met batterijopslag heeft hierbij geen voordeel) dus wordt een terugverdientijd behaald van $\pm 18,5$ jaar. Opgelet, de batterijbank heeft in het beste geval een levensduur van 10 jaar. Dit betekent dat na 10 jaar een nieuwe batterijbank moet aangekocht worden ten bedrage van 2000 euro waardoor de terugverdientijd van deze installatie stijgt tot 21 jaar. Gezien de levensduur van de PV-panelen en de omvormer is dit een onaanvaardbare terugverdientijd.

Natuurlijk wordt verwacht dat de aankooprij van elektriciteit de komende jaren sterk zal toenemen, wat positief zou zijn voor de terugverdientijd van de installatie van de prosumant. Daarnaast zal ook de prijs van batterijen en PV-systemen verder dalen in de toekomst, wat ervoor kan zorgen dat deze installaties sneller worden terugverdient. Als er eenmaal een verplichting komt voor het invoeren van een slimme meter zodat gebruikers evenredig moeten betalen voor het gebruik van het net, dan wordt verwacht dat deze systemen wel degelijk financieel voordelig kunnen zijn.

In Fig. 53 wordt de terugverdientijd van een net-interactieve installatie berekend via de methode met **dubbel tarifiering**, dus dat men effectief betaald voor wat men in het net injecteert en er terug van afneemt. Dit voor zowel een variabele grootte van batterijbank evenals een variabele PV-opbrengst. Er wordt gerekend met effectieve batterijcapaciteit, dus onafhankelijk van het type van de batterijen. Voor AGM-batterijen met een DOD van 50% betekent een effectieve capaciteit van 1kWh dus 2kWh werkelijk.

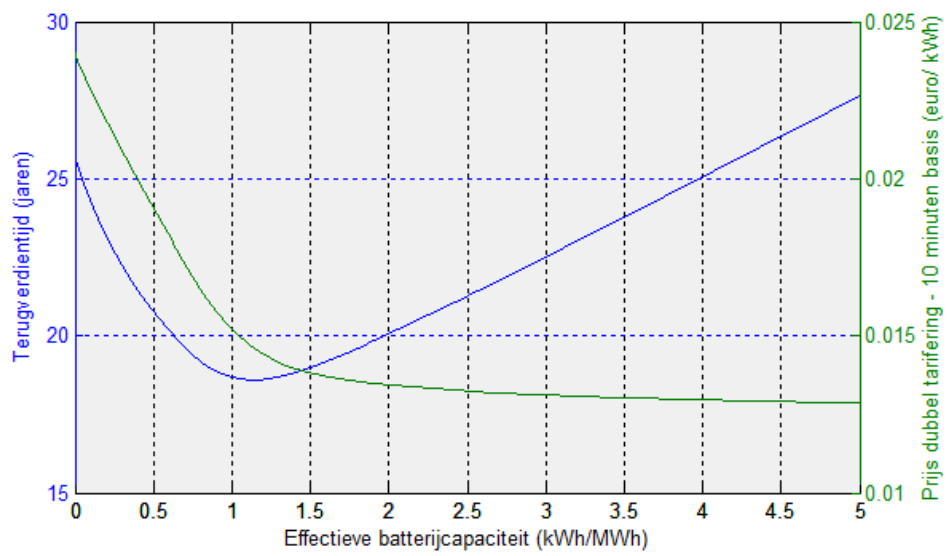


Figuur 53: Terugverdientijd met variabele grootte van batterijbank en PV

Uit Fig. 53 blijkt dat het optimum van batterijcapaciteit voor een 1-op-1-verhouding opbrengst/verbruik gelegen is tussen de 1 en 1,2kWh per MWh jaarlijks verbruik. Als een variatie wordt uitgevoerd van de opbrengst ten opzichte van het verbruik heeft dit ook een invloed op de terugverdientijd.

- Voor een PV-installatie met een opbrengst kleiner dan het jaarlijks verbruik (Fig. 53, blauwe lijn) ligt de investeringskost lager en stijgt de zelfconsumptie van de installatie. Dit zal er dus voor zorgen dat de terugverdientijd lager ligt, desondanks een jaarlijkse winst die lager zal gelegen zijn in vergelijking met een 1-op-1-verhouding.
- Een grotere PV-installatie (Fig. 53, rode lijn), heeft een hogere investeringskost en de zelfconsumptie stijgt maar matig in vergelijking met een gelijke opbrengst/verbruikverhouding. Dus overdimensioneren van een PV-installatie biedt qua terugverdientijd geen goede oplossing.

In Fig. 54 wordt de terugverdientijd en de prijs bij dubbele tarifiering uitgezet in functie van de geïnstalleerde batterijcapaciteit. Er kan besloten worden dat de terugverdientijd sterk daalt in het begin (grote stijging van de zelfconsumptie en relatief lage aankooprij van de batterijbank). Zodra de zelfconsumptie niet meer veel toeneemt bij een grotere batterijbank zal de terugverdientijd ook sterk toenemen.



Figuur 54: Prijs dubbel tarifiering en terugverdientijd

7 Besluit

Met dit document wordt een overzicht gegeven van **hedendaagse net-interactieve systemen** en de dimensionering en installatie ervan. Dit dossier is echter geenszins volledig en bevat geen merkspecifieke eigenschappen van omvormers, batterijen, ... Daarom wordt steeds aangeraden de informatie en richtlijnen van de fabrikant door te nemen. Desalniettemin kan deze praktische gids dienen als algemene gids bij de keuze en installatie van PV-batterijsystemen. De tekst is gebaseerd op resultaten bekomen uit het TETRA D³O-project. Gezien dit project zich enkel richt tot huishoudelijke installaties zijn de bevindingen **enkel geldig voor residentiële toepassingen**.

De praktische gids behandelt net-interactieve PV-batterijsystemen, dit zijn PV-installaties die met behulp van opslag zowel netgekoppeld als in eiland kunnen werken. De net-interactieve omvormer regelt de energiestromen. Er zijn **drie mogelijke opstellingen**, elk met hun voor- en nadelen. Op het gebied van efficiëntie krijgt het **DC-model** de voorkeur. Bij uitbreiding van een bestaande PV-installatie kan de klassieke PV-omvormer behouden blijven en zijn er **twee AC-modellen** mogelijk. Wanneer de PV-omvormer aan de uitgang van de net-interactieve wordt gekoppeld is het PV-vermogen beperkt, maar blijft deze werken in eiland. Bij koppeling aan de ingang is het vermogen onbeperkt, maar schakelt deze af bij een uitval van het net. Wat betreft de omvormer zelf bestaan er ook verschillende types, deze onderscheiden zich meestal in vermogen en aantal in- of uitgangskanalen.

Batterijen vormen een cruciaal onderdeel binnen de installatie. Er zijn heel wat types die sterk verschillend zijn. Loodzuur is de meest gekende technologie en ook de kostprijs is relatief laag ten opzichte van andere types. Het grootste nadeel ervan is de korte levensduur. Lithium-ion batterijen zijn sterk in opmars, ze zijn duurder, maar scoren goed op verschillende vlakken. Andere types zoals nikkel-ijzer en nikkel-metaalhydride zijn minder courant verkrijgbaar, maar kennen ook positieve eigenschappen. De belangrijkste kenmerkende eigenschappen van batterijen hangen sterk af van het gebruik ervan en de omgeving. Zo zal de bruikbare capaciteit dalen voor een grotere ontladestroom en lagere omgevingstemperatuur. De levensduur hangt dan weer sterk af van de maximale DOD en is voor elk type verschillend.

Wanneer een PV-batterijsysteem moet worden gedimensioneerd, dan wordt gestreefd naar **een sterke mate van zelfconsumptie en zelfvoorziening**. Deze parameters bepalen immers het economisch rendement van de PV-installatie, respectievelijk de besparing in energiekosten. Een correcte dimensionering komt dan ook neer op een goed evenwicht tussen beide. De meest optimale PV-installatie heeft een **jaarlijkse opbrengst die 11% hoger ligt dan het verbruik**. Hiervoor wordt dan best een batterij gekozen met een **bruikbare capaciteit van 1kWh per MWh verbruik**. Indien de PV-installatie reeds eerder geïnstalleerd werd of indien er een beperking is op het PV-vermogen, dan varieert ook de bruikbare batterijcapaciteit.

Binnen het TETRA D³O-project werd een **online tool** ontwikkeld die als hulpmiddel kan dienen bij het dimensioneren van PV-batterijsystemen. Mits het ingeven van enkele basis parameters kan snel een inschatting gemaakt worden van de benodigde batterijcapaciteit en eventueel het vermogen van de PV-installatie. Daarnaast kan door persoonlijke voorkeur het juiste type batterijen gekozen worden. De tool is terug te vinden op de website van Lemcko, www.lemcko.be/d3o/index.html.

Een PV-batterijsysteem dat geplaatst wordt binnen een residentiële installatie en gekoppeld wordt aan het distributienet, moet natuurlijk ook voldoen aan de juiste **normering**. Voor decentrale productie-installaties zijn vooral de voorschriften van **Synergriid document C10/11** van belang. Het belangrijkste aandachtspunt hierbij is het bijkomend ontkoppelingrelais dat de fysieke scheiding voorziet wanneer de netspanning bepaalde grenzen overschrijdt.

In eiland moet de installatie ook een **correcte beveiliging** voorzien in geval van foutstromen. De net-interactieve omvormer is intern beveiligd tegen kortsluiting en overbelasting. Wanneer zich een fout naar aarde voordoet zal de omvormer dit zien als een kortsluiting waardoor in principe de interne beveiliging wordt aangesproken. Bepaalde fabrikanten raden echter sterk aan om een extra differentieel te plaatsen aan de uitgang, dit moet zeker nagegaan en gerespecteerd worden.

Deze praktische gids biedt een **algemeen stappenplan** voor de installatie en opstart van net-interactieve systemen. Hierin wordt de koppeling met de batterijbank besproken alsook de aansluiting van AC-in- en AC-uitgangskanalen met respect voor de juiste kabeldiameters. Daarna moeten de **instellingen** van de net-interactieve omvormer worden overlopen en correct worden ingesteld.

In een laatste onderdeel van deze gids werd een **economische analyse** gemaakt. Het is duidelijk dat het recentelijk ingevoerde **prosumentarief** te beperkt is en er tot op heden geen financiële stimulans is tot het plaatsen van een PV-opslagsysteem. Ook het ontbreken van een geavanceerde (slimme) meter speelt hier een rol in. In de toekomst

wordt verwacht dat er financiële tegemoetkomingen zullen zijn voor PV-eigenaars die investeren in een hogere zelfconsumptie van de opgewekte elektriciteit. Wanneer de aangepaste tarifiering er zal komen en onder welk vorm is momenteel echter nog onduidelijk.