



PV POTENTIEELSTUDIE

Het potentieel van zonnestroom in de gebouwde omgeving van Nederland

PBL – Planbureau voor de Leefomgeving & DNV GL

Rapport nr.: 14-1932

Datum: Augustus 2014



Projectnaam: PV Potentieelstudie DNV GL - Energy
Rapport titel: Het potentieel van zonnestroom in de gebouwde KEMA Nederland B.V.
omgeving van Nederland Postbus 9035
Partners: PBL – Planbureau voor de Leefomgeving & DNV GL 6800 ET ARNHEM
Contactpersoon: Jasper Lemmens
Datum: Augustus 2014
Project nr.: 74105497 Tel: +31 26 356 9111
Unit: MPD/NET KvK 09080262
Rapport nr.: 14-1932
Op verzoek van: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
Met dank aan: De auteurs hebben dankbaar gebruik gemaakt van
het commentaar van Wil Kling (TU/e) en Wim Sinke
(Director TKI Solar Energy) op de conceptversie

Auteurs DNV GL:	Auteurs PBL:
Jasper Lemmens	Ruud van den Wijngaart
Jos van der Burgt	Bas van Bommel
Theo Bosma	Robert Koelemeijer

BELANGRIJKE MEDEDELING EN DISCLAIMER

Dit document is auteursrechtelijk beschermd en mag niet aan derden beschikbaar worden gesteld zonder uitdrukkelijke schriftelijke toestemming van de DNV GL entiteit die dit document heeft opgesteld ("DNV GL"). Dit document is uitsluitend bedoeld voor het gebruik door de klant zoals aangegeven op de voorpagina van dit document ("de Klant") en wie met DNV GL een schriftelijke overeenkomst is aangegaan. Indien en voor zover de wet dat toelaat, is noch DNV GL noch enige groepsmaatschappij ("de Groep") verantwoordelijk op grond van een contract, onrechtmatige daad, nalatigheid daarbij inbegrepen, of op enige andere wijze, jegens derden (daarvan uitgezonderd de Klant). Geen van de Groep deel uitmakende entiteit is aansprakelijk voor enig verlies of schade hoe dan ook geleden als gevolg van enig handelen, nalaten of verzuim (ontstaan door onachtzaamheid of anderszins) door DNV GL, de Groep of diens medewerkers, onderaannemers dan wel agenten. De inhoud van dit document vormt één geheel met de aannames en voorbehouden die daarin zijn opgenomen dan wel in hetzelfde verband anderszins zijn gecommuniceerd. Dit document bevat mogelijk technische detailinformatie die uitsluitend bedoeld is voor personen met de relevante expertise.

Dit document is samengesteld op basis van informatie beschikbaar ten tijde van het opstellen ervan. Het is niet uitgesloten dat dergelijke informatie daarna verandert of is veranderd. Behalve indien en voor zover een opdracht tot het verifiëren van informatie en gegevens uitdrukkelijk met de Klant is overeengekomen, is DNV GL op geen enkele wijze verantwoordelijk in verband met onjuiste informatie of gegevens die zij van haar Klant of een derde heeft ontvangen, dan wel voor de gevolgen van dergelijke onjuiste informatie of gegevens, die al dan niet in dit document is opgenomen of waarnaar in dit document wordt verwezen.



Inhoud

SAMENVATTING.....	1	
1	INTRODUCTIE	3
2	HET POTENTIEEL VAN ZONNESTROOM IN DE GEBOUWDE OMGEVING.....	4
2.1	Inleiding	4
2.2	Uitgangspunten en methode	4
2.3	Landelijk potentieel op daken in de gebouwde omgeving	7
2.4	Verhouding productie en vraag	7
2.5	Potentieel en vraag van provincies	11
2.6	Discussie	12
3	ZONNESTROOM IN HET ELEKTRICITEITSNET	13
3.1	700 MWp in 2014	14
3.2	4 GWp in 2020	16
3.3	20 GWp in 2030	18
3.4	Volledig PV potentieel – 150 GWp	26
4	CONCLUSIES.....	33
5	REFERENTIES.....	35

Appendix A

SAMENVATTING

Het Nationaal Actieplan Zonnestroom (NAZ) heeft een doelstelling van 4 GWp zonnestroom in 2020 in Nederland geformuleerd. Een dergelijke omvang van fotovoltaïsch(PV)-vermogen is ook verondersteld in de doorrekening door PBL en ECN van het SER-Energieakkoord (ECN/PBL, 2013).

Deze 4 GWp is echter een tussenliggende doelstelling. Voor de toekomst van zonnestroom in Nederland is het belangrijk een goed onderbouwde inschatting te hebben van het potentieel. Dit is zowel van belang voor korte- als langetermijnbeslissingen. Om te weten hoe groot dat potentieel is, hebben DNV GL en PBL een onderzoek gedaan naar het potentieel voor de opwekking van zonnestroom op de daken van woningen en utiliteitsgebouwen in Nederland. Twee vragen stonden hierbij centraal. Ten eerste: hoe groot is het theoretische plaatsingspotentieel van zonnestroom (zon-PV) in de gebouwde omgeving? Ten tweede: in hoeverre is dit inpasbaar in het elektriciteitsnet? De belangrijkste resultaten van het onderzoek worden hieronder samengevat.

PV-potentieel op daken

Het eerste deel van de studie richt zich op het plaatsingspotentieel van zon-PV in de gebouwde omgeving. Daartoe is het beschikbare dakoppervlak van woningen en utiliteitsbedrijven om zonnepanelen te installeren bepaald voor heel Nederland. Ook is nagegaan in welke gebieden de teruglevering van zonnestroom tot een te grote belasting van het distributienet kan leiden.

Alle daken van woningen en utiliteitsgebouwen bij elkaar in Nederland hebben een oppervlak van ongeveer 600 km². Indien rekening wordt gehouden met obstakels en hellingen van daken, is ruim 400 km² dakoppervlak theoretisch beschikbaar voor het plaatsen van zonnepanelen. Als dit oppervlak volledig zou worden benut, zou gebaseerd op het huidige rendement, hierop 66 GWp PV-vermogen kunnen worden geïnstalleerd. Het opgestelde PV-vermogen kan jaarlijks 50 TWh elektriciteit opwekken, wat ongeveer gelijk is aan de jaarlijkse elektriciteitsvraag van deze gebouwen.

Hoewel voor heel Nederland op jaarbasis de elektriciteitsproductie van 66 GWp zon-PV ongeveer gelijk is aan de elektriciteitsvraag van de gebouwde omgeving, zijn er regionale en lokale verschillen tussen de geproduceerde en gevraagde elektriciteit. Van belang is een mogelijke onbalans in de tijd tussen productie van zonnestroom en stroomvraag, zowel binnen een etmaal (veel PV-productie overdag, geen productie 's nachts, maar ook kortstondige PV-variaties door wolken) als op langere tijdschalen zoals seizoenen (veel PV-productie in de zomer, weinig productie maar een hogere consumptie in de winter). Deze vormen van onbalans vragen om verschillende oplossingen om een efficiënt gebruik van een grote hoeveelheid zonnestroom mogelijk te maken.

Bij een verdere doorgroei van het zon-PV vermogen zullen onder andere problemen ontstaan in de distributienetten. Deze zijn tot nu toe zodanig gedimensioneerd dat ze toereikend zijn om te voldoen aan de maximale elektriciteitsvraag (die in Noord-West Europa in het algemeen optreedt op winterdagen). Bij een verdere doorgroei van zon-PV zal op lokaal niveau de terugleverpiek (vraag minus productie) echter groter kunnen worden dan de vraagpiek, en daarmee bepalend worden voor de dimensionering van de netten. Uit het onderzoek blijkt dat bij een opgesteld zon-PV vermogen van 66 GWp de zomerse PV-terugleverpiek in vrijwel alle gebieden groter is dan de winterse vraagpiek (uurgemiddelden), terwijl de netten gedimensioneerd zijn voor de vraagpiek. In 90% van de gebieden is de terugleverpiek zelfs een factor 3 tot 20 hoger. Dit geeft aan dat er nagenoeg overal in het net dan capaciteitsproblemen zullen optreden.

Netinpassing van het PV-potentieel

Het tweede deel van de potentieelstudie gaat verder in op de consequenties voor de elektriciteitsnetten van de inpassing van steeds grotere hoeveelheden zonnestroom in het elektriciteitsnet. Hierbij is

gekeken naar de netbelasting c.q. de benodigde netcapaciteit van het laagspanningsnet. Dit is gedaan in vier verschillende stappen: de huidige situatie in 2014 met een PV-vermogen van 0,7 GWp, een toekomstige situatie waarbij de NAZ-doelstelling met 4 GWp in 2020 zou worden gerealiseerd en een geïnstalleerd PV-vermogen van 20 GWp in 2030 volgens het groeiscenario van het Topconsortium Kennis en Innovatie Solar Energy. Om te onderzoeken wat de mogelijke consequenties zijn van nog meer zonnestroom, is als gedachtenexperiment de situatie beschouwd dat er in Nederland even veel zonnestroom wordt opgewekt als er elektriciteit wordt geconsumeerd. Dat zou neerkomen op een geïnstalleerd vermogen van ca. 150 GWp.

Netinpassing van 4 GWp PV is zonder netaanpassingen mogelijk, indien de PV gelijkmatig verspreid in Nederland wordt geïnstalleerd en dus gelijkmatig wordt verdeeld over het laagspanningsnet. Echter, bij een lokale concentratie van PV in bepaalde wijken zullen wel aanpassingen (netverzwaringen) noodzakelijk zijn.

Tussen 4 GWp en 20 GWp is er een omslagpunt waarbij maatregelen nodig zijn, omdat de netbelasting door de maximale PV-teruglevering groter is dan die door de maximale consumptie. De huidige netten kunnen de belasting van de zonnestroom die terug in het net wordt geleverd dan namelijk niet meer aan. Bij een gelijkmatige verdeling van de zonnestroominstallaties over de gebouwde omgeving ligt het omslagpunt bij 16 GWp.

Bij een opgesteld PV-vermogen groter dan 16 GWp is er een belangrijke maatregel om te voorkomen dat het laagspanningsnet uitgebreid moet worden: dit betreft de mogelijkheid om de productie op zonnige uren af te toppen. Dat wil zeggen dat er tijdelijk minder zonnestroom wordt geproduceerd dan in potentie mogelijk is. Bij een tijdelijke productiebeperking ('curtailment') tot maximaal 70% (dat wil zeggen dat 30% van de productie wordt afgetopt op momenten met een productiepiek) vindt een energieverlies plaats van slechts 2 tot 3% op jaarbasis. Het energieverlies op jaarbasis is relatief gering aangezien de tijdelijke productiebeperking niet zo vaak voorkomt (slechts enkele uren op zonnige zomerdagen). Het opgestelde vermogen in Nederland zou dan 27 GWp kunnen worden (indien het PV-vermogen gelijkmatig verdeeld is over het laagspanningsnet) zonder extra investeringen in netverzwaring.

Een andere belangrijke maatregel die kan worden toegepast om de noodzaak van netverzwaringen te verminderen, is het toepassen van vraagsturing. Door vraagsturing worden elektrische apparaten aan- en uitgezet op momenten dat er veel respectievelijk weinig aanbod is van hernieuwbare elektriciteit (wind en zon). De mogelijkheid van vraagsturing kan toenemen als grootschalig gebruik wordt gemaakt van warmtepompen en elektrische voertuigen, hetgeen goed past in een transitie scenario naar een koolstofarme energiesysteem. In dat geval is nog eens 8 GWp aan extra PV-vermogen bij te plaatsen zonder aanpassing van het distributienet. Daarnaast kan lokaal elektriciteitsopslag (b.v. batterijen bij elk PV-systeem) worden ingezet om 's middags de zonnestroom op te slaan en deze 's avonds of 's nachts weer vrij te geven.

Voor al deze maatregelen is ontwikkeling van technologie én regelgeving nodig, bijvoorbeeld door curtailment mogelijk te maken of zelfs verplicht te stellen bij de (terug)levering van zonnestroom aan het elektriciteitsnet, of bijvoorbeeld door vraagsturing te faciliteren.

De doorrekening van het theoretische opgestelde PV-vermogen van 150 GWp leidt tot de volgende inzichten. Het inpassen van 150 GWp aan zonne-energie in Nederland is alleen mogelijk als er op grote schaal ingrijpende maatregelen worden genomen waarmee momenteel nog geen ervaring is opgedaan. Voorbeelden zijn het in grote mate gebruik van curtailment, netverzwaring, vraagsturing en elektriciteitsopslag. Een curtailment van 75% zou een derving van 35 tot 40% aan elektriciteitsopbrengst betekenen. Daarnaast zou seizoensopslag (waterstofopslag, warmte in aquifers, power-to-gas of andere vormen van grootschalige opslag) nodig zijn om grote vermogens van hernieuwbare elektriciteitsproductie te kunnen inpassen in het elektriciteitssysteem.

1 INTRODUCTIE

Het Nationaal Actieplan Zonnestroom (NAZ), opgesteld door diverse bedrijven en instellingen onder leiding van DNV GL, heeft in 2011 de doelstelling van 4 GWp zonnestroom in 2020 in Nederland geformuleerd. Een dergelijke omvang van zon-PV vermogen is ook verondersteld in de doorrekening van PBL en ECN van het SER-Energieakkoord (ECN/PBL, 2013). Eén van de barrières voor een verdere doorgroei die in het NAZ is benoemd, betreft het beperkte bewustzijn bij beleidsmakers en publiek van het potentieel van zonnestroom in Nederland in de gebouwde omgeving. Wanneer duidelijk is wat de omvang van het potentieel is en welke gevolgen de PV-productie op het elektriciteitsnet heeft, kunnen energiebedrijven en beleidsmakers maatregelen nemen om hierop te anticiperen. Om te weten hoe groot dat potentieel is, hebben DNV GL en PBL een onderzoek gedaan naar het potentieel voor de opwekking van zonnestroom op de daken van woningen en utiliteitsgebouwen in Nederland.

Het PBL heeft eerder onderzocht wat de mogelijkheden van energiebesparing en decentrale energieopwekking zijn om de woningvoorraad in 2050 voor 100% klimaatneutraal te maken (PBL, 2014). De hoofdconclusie van deze studie was: met energiebesparing kan de CO₂-uitstoot gerelateerd aan de warmtevraag van bestaande woningen met 50 tot 80% verminderen in 2050 ten opzichte van 1990. De CO₂-uitstoot die gerelateerd is aan de warmtevraag van woningen kan verder worden teruggedrongen door inzet van warmtenetten en groen gas. Om de elektriciteitsvraag van de woningvoorraad klimaatneutraal te maken met zonnepanelen, zou een oppervlak van 200 tot 300 km² nodig zijn. Dit oppervlak komt overeen met ruim de helft van het dakoppervlak van de woningvoorraad uitgaande van een gunstige ontwikkeling van de energie-efficiëntie van zonnepanelen en een gunstige oriëntatie van de panelen op de zon (180 kWh/m²). In dat rapport is niet gekeken naar beperkingen voor zonnepanelen als gevolg van obstakels (schoorstenen, dakramen, dakkapellen, liftkokers) of een slechte oriëntatie op de zon. Ook zijn de gevolgen van zo'n hoeveelheid zonnestroom voor het elektriciteitsnet en de balanceringsvraag en aanbod in de tijd in dat rapport buiten beschouwing gebleven. Al deze factoren kunnen een serieuze beperking opleveren voor de grootschalige inzet van zonnepanelen.

In het voorliggende rapport worden de bovengenoemde punten geadresseerd. In het eerste deel wordt een nauwkeurigere inschatting gemaakt van het beschikbare dakoppervlak voor zonnepanelen waarbij wel rekening wordt gehouden met obstakels en de oriëntatie op de zon. Naast woningen worden ook gebouwen van de utiliteitssector meegenomen.

In het tweede gedeelte wordt de inpassing van een grote hoeveelheid zonnestroom in het Nederlandse elektriciteitsnet behandeld. Effecten die optreden bij grote hoeveelheden zonnestroom zijn dat er in het distributienetwerk per saldo elektriciteit geproduceerd wordt in plaats van verbruikt, er ontstaan extra elektriciteitsstromen in het hoogspanningsnetwerk en het heeft een effect op de netwerkstabiliteit in de vorm van frequentie en spanningsniveaus (IEEE, 2013). Het net kan in kleinere of grotere gebieden overbelast raken of de netspanning kan lokaal buiten de vereiste waarden komen. En omdat de zonnestroom (overdag) voor het grootste deel niet gelijktijdig met de piek in de elektriciteitsvraag ('s ochtends en 's avonds) wordt geproduceerd, moet voor die stroom een andere bestemming gevonden worden. Ook zal er een onbalans tussen de seizoenen optreden: in de zomer is de PV-productie hoog en de elektriciteitsconsumptie relatief laag, in de winter is de PV-productie laag en de consumptie hoog. De inpasbaarheid van het fluctuerende aanbod kan daardoor een groot probleem worden. Dit alles vraagt om nieuwe oplossingen zoals slimme netten, opslagsystemen en sturing van de momenten waarop elektriciteit wordt gevraagd (demand response). Deze oplossingen hangen ook samen met de verdere elektrificatie van bijvoorbeeld verwarming en vervoer. Op al deze aspecten wordt in het tweede gedeelte ingegaan.

2 HET POTENTIEEL VAN ZONNESTROOM IN DE GEBOUWDE OMGEVING

2.1 Inleiding

In de klimaatvriendelijke scenario's is een belangrijke rol weggelegd voor schone elektriciteitsproductie met zonnepanelen. In Nederland - dat dichtbevolkt is en waar de ruimte schaars is - ligt het als eerste voor de hand om de daken van gebouwen hiervoor te benutten. De eerste vraag van dit hoofdstuk (paragraaf 2.3) is daarom: wat is de potentiële capaciteit voor PV op de Nederlandse daken van de gebouwde omgeving? Vervolgens is onderzocht in hoeverre deze zonnepanelen ten aanzien van elektriciteit bijdragen aan de klimaat- of energieneutraliteit van gebieden (paragraaf 2.4.1). Daarvoor is de verhouding tussen de jaarlijkse elektriciteitsproductie door zonnepanelen en het elektriciteitsverbruik van de gebouwen in elektriciteitsdistributiegebieden bepaald. De elektriciteitsproductie van de zonnepanelen vindt daarbij niet altijd gelijktijdig plaats met het elektriciteitsverbruik in het gebouw waardoor de zonnestroom niet direct lokaal kan worden benut en dus moet worden ingevoerd in het distributienet van de elektriciteitsvoorziening. Het is dan de vraag of de capaciteit van de distributienetten voldoende groot is om de zonnestroom door te voeren. Bij grote hoeveelheden zon-PV zullen de distributienetten mogelijk moeten worden verzaamd. Verder moeten er oplossingen gevonden worden voor de ongelijktijdigheid van PV-productie en elektriciteitsconsumptie. Als indicatie voor deze problemen onderzoeken we de verhouding tussen de maximale uurlijkse terugleverbelasting ten opzichte van de maximale uurlijkse vraagbelasting van het distributienet (paragraaf 2.4.2). Indien de terugleverbelasting (veel en vaak) groter is dan de vraagbelasting, moet het net verzaamd worden of moeten andere maatregelen worden genomen. Tevens is onderzocht hoe het potentieel van de elektriciteitsproductie en de elektriciteitsvraag is verdeeld over de provincies (paragraaf 2.5). Het hoofdstuk sluit af met een schets van het potentieel van zon-PV buiten de gebouwde omgeving (paragraaf 2.6). Hieronder worden eerst de uitgangspunten en methode van het onderzoek uiteengezet (paragraaf 2.2).

De potentiële hoeveelheid zonnestroom wordt in dit hoofdstuk vergeleken met de huidige en toekomstige elektriciteitsbehoefte waarvan we hier een schatting geven. Het elektriciteitsverbruik in Nederland bedraagt momenteel jaarlijks ongeveer 430 PJ (120 TWh in 2012) (CBS, 2014). De komende decennia kan het elektriciteitsverbruik dalen door energie-efficiëntie van elektrische apparaten maar ook stijgen door een toename van het gebruik van elektrische apparaten. In klimaatvriendelijke scenario's zal het gebruik van aardgas voor verwarming, warm water en koken afnemen en (deels) worden vervangen door elektriciteit voor elektrische warmtepompen en elektrisch koken. Ook kunnen auto's met verbrandingsmotoren die rijden op benzine en diesel worden vervangen door elektrische auto's. Het saldo van afname en toename is afhankelijk van de volumeontwikkelingen (b.v. van elektrische auto's), het energie- en klimaatbeleid en de technologieën die uiteindelijk doorzetten. Volgens recente studies naar een schone economie kan het elektriciteitsverbruik – onder invloed van enerzijds efficiëntieverbetering van apparaten en anderzijds elektrificatie van verwarming en verkeer en vervoer per saldo – in 2050 een factor 1 tot 1,5 maal zo groot worden als in 2010 (PBL, 2011; EC, 2014).

2.2 Uitgangspunten en methode

Het ruimtelijk potentieel van zonnepanelen op woningen en utiliteitsgebouwen is doorgerekend met het Vesta-model. Dit is een ruimtelijk energiemodel voor de gebouwde omgeving waarmee gebouw- en gebiedsmaatregelen kunnen worden doorgerekend. Voor woningen maakt het model gebruik van het databestand Geomarktprofiel. Het Geomarktprofiel registreert de bestaande woningen in dominante woningtypen en bouwjaren op 6-posities postcodeniveau (4 cijfers en 2 letters). Dit postcodeniveau omvat gemiddeld circa 15 woningen, en komt vaak overeen met een straat of een deel van een straat. Op dit niveau zijn de woningen vaak van hetzelfde type en in dezelfde periode gebouwd. Voor de

utiliteitsgebouwen maakt Vesta gebruik van het LISA-bestand. Hierin staan adres, aantal werknemers en bedrijfsactiviteit (SBI-code) voor de utiliteitsbedrijven. Op basis van het aantal werknemers en de bedrijfsactiviteit wordt per locatie (bedrijf) het vloeroppervlak en het horizontale dakoppervlak op basis van een zogenaamde 'stapelfactor' afgeleid.

Het Vesta model kan het energiegebruik en de elektriciteitsproductie met zonnepanelen van de bestaande woningen en utiliteitsbedrijven in heel Nederland op 6-positie postcode-niveau doorrekenen. Voor woningen wordt de elektriciteitsproductie van zonnepanelen bepaald door het beschikbaar dakoppervlak dat door (Vreugdenhil, 2014) per woningtype is ingeschat en hieronder wordt toegelicht. Voor de utiliteit wordt het beschikbare dakoppervlak bepaald op basis van het horizontale dakoppervlak dat in Vesta per bedrijf wordt berekend. Het Vesta-model is uitgebreid beschreven in (Folkert et al, 2012) en (Leguijt et al, 2012).

Uitgangspunten voor deze studie zijn de karakteristieken van het zonnepaneel (tabel 1), het beschikbare dakoppervlak van woningen (tabel 2) en van utiliteitsbedrijven (tabel 3). De gemiddelde instralingscorrectie bedraagt 81% en is berekend door rekening te houden met helling en oriëntatie van alle daken. Gecorrigeerd voor de gemiddelde instralingscorrectie komt de gemiddelde opbrengst op 770 kWh/kWp en 123 kWh/m². Dit is lager dan die van het huidig geïnstalleerde arsenaal aan zonnepanelen (Van Sark, 2014), omdat gemiddeld over alle daken de hellingen en oriëntatie minder gunstig zijn voor de opbrengst van zonnepanelen dan het huidige geïnstalleerde arsenaal.

Tabel 1 Huidige energetische karakteristieken zonnepaneel (Vreugdenhil, 2014)

	Zonder instralingscorrectie	Met instralingscorrectie
Piekvermogen zonnepaneel per oppervlakte-eenheid	160 Wp/m ²	160 Wp/m ²
Gemiddelde opbrengst per jaar per piekvermogen	950 kWh/kWp	770 kWh/kWp
Gemiddelde opbrengst per jaar per oppervlakte-eenheid	152 kWh/m ²	123 kWh/m ²

Het gemiddeld dakoppervlak van woningen dat beschikbaar is om te bedekken met zonnepanelen verschilt per woningtype en bouwjaar-klasse (tabel 2). Dit is gebaseerd op de studie van (Vreugdenhil, 2014)¹ die voor de gemeente Utrecht en omgeving met behulp van het Object Hoogtebestand Nederland het horizontale en beschikbare dakoppervlak van gebouwen heeft geanalyseerd. Omdat daken vaak niet horizontaal lopen is het dakoppervlak veelal groter dan het horizontale oppervlak. Tevens is rekening gehouden met dakranden en obstakels. In verband met wervelwinden mogen er dicht bij de dakranden geen zonnepanelen liggen. Hiervoor is een veiligheidsmarge aangehouden van 20 cm. Obstakels zoals schoorstenen, dakkapellen en liftkokers belemmeren de plaatsing van zonnepanelen. Om de oppervlakte van de obstakels te schatten is gebruik gemaakt van de gemodelleerde obstakelindicatiemethode (Vreugdenhil, 2014). Gekozen is om uit te gaan van de gecorrigeerde obstakelindicatie gemiddeld over alle daken (derde tabel, p.99; Vreugdenhil, 2014). Dit levert mogelijk een overschatting van het oppervlak aan obstakels, omdat ook dakdelen die geen obstakel zijn maar een helling hebben die afwijkt van de meest voorkomende helling worden beschouwd als obstakel.

¹ Gebruik is gemaakt van het pandoppervlak in 2^{de} tabel op pagina 102, dakoppervlak in 2^{de} tabel op pagina 97, dakrandoppervlak in 2^{de} tabel op pagina 98 en obstakeloppervlak in 3^{de} tabel op pagina 99.

Tabel 2 Gemiddeld beschikbaar dakoppervlak exclusief dakrand en obstakels per woningtype en bouwjaarklasse

Gem. Beschikbaar Dak Opp. per huishouden (m ²)		Bouwjaar (vanaf)												Gem. per woningtype	
		1600	1800	1900	1920	1940	1960	1970	1980	1990	1995	2000	2010		Onbekend
Woningtype	Onbekend	96,9	109,9	31,8	41,7	26,0	23,7	76,8	33,8	14,7	26,5	34,4	19,2	48,7	33,5
	Vrijstaand	79,7	80,6	54,1	56,5	58,0	47,9	85,3	50,7	71,6	64,6	60,2	24,5	47,7	61,7
	TweeOnderEenKap	45,0	66,5	32,2	45,1	39,6	41,7	50,7	44,7	45,7	58,5	46,1	58,1	66,5	45,8
	Rijtjeshuis	36,5	27,7	29,1	30,3	32,1	32,1	38,5	33,2	33,9	35,8	36,3	21,3	30,5	32,5
	FlatTot4	29,1	18,8	24,6	20,4	17,5	15,6	22,2	16,6	18,7	19,9	20,8	17,9	22,1	18,5
	Flat4		24,6	24,3	13,3	13,5	10,6	6,6	15,6	12,6	16,3	22,7	26,1	35,3	13,9
	EtageWoning	25,6	27,6	24,2	22,8	23,1	26,1	22,8	19,3	12,9	17,6	21,4	12,8	26,9	23,1
	Appartement	22,2	27,7	23,4	22,8	45,0	20,7	19,5	16,2	19,3	29,1	26,6	6,2	30,5	24,8
	Herenhuis	48,2	36,1	32,2	33,5	37,6	40,7	38,7	26,5	24,7	33,2	16,3	34,6	35,7	34,0
	BejaardenWoning	71,3	33,2	33,1	31,0	22,9	15,8	36,9	23,3	22,2	31,5	11,3	33,5	29,1	29,8
	Boerderij	21,8	191,2	177,7	97,2	76,2	88,1	87,4	50,0	122,8	78,3	138,0	78,2		114,5
	StudentenWoning	40,6	50,6	32,5	30,5	9,2	3,2	3,6	13,2	125,7	20,8	34,4		25,7	27,5
	Divers	39,0	40,4	27,2	30,6	22,8	22,4	30,4	27,0	35,8	39,5	48,3	20,4	25,7	29,8
	Gem. per bouwjaar		47,8	36,4	30,1	31,1	30,4	30,6	41,0	32,3	35,8	38,0	36,7	20,4	31,6

Het beschikbare dakoppervlak van de utiliteit wordt geschat door eerst het horizontale dakoppervlak per bedrijf te bepalen. Dit is afgeleid uit het LISA-bestand. Omdat ook bij de utiliteitsbouw de daken niet altijd horizontaal lopen is het dakoppervlak veelal groter dan het horizontale oppervlak. Daarom wordt vervolgens gecorrigeerd voor de verhouding tussen het werkelijke dakoppervlak en het horizontale dakoppervlak. Evenals bij de woningen wordt er ook gecorrigeerd voor dakranden en obstakels. De gehanteerde correcties zijn gemiddelden over over alle utiliteitsdaken in de studie van (Vreugdenhil, 2014), zie tabel 3.

Tabel 3 Kentallen dakoppervlak zonnepanelen utiliteit (Vreugdenhil, 2014)²

Verhouding tussen dak- en horizontale oppervlak	111%
Aandeel dakrandoppervlak	4%
Obstakeloppervlak	36%

Beperkingen en onzekerheden

Het onderzoek beperkt zich tot de bestaande gebouwvoorraad. Hierbij wordt geen sloop verondersteld. Echter bij nieuw- en verbouw kan rekening worden gehouden met het plaatsen van zonnepanelen waardoor het beschikbare oppervlak van zonnepanelen groter wordt.

Voor de energie-efficiëntie van de zonnepanelen (piekvermogen per m² in tabel 1) is uitgegaan van de gangbare huidige zonnepanelen met 16% efficiency. Geschat wordt dat de energie-efficiëntie in de toekomst kan verdubbelen. Verder geldt dat de huidige gemiddelde energie-opbrengst in tabel 1 geldig is voor standaard weersomstandigheden in Nederland zoals temperatuur en zonne-instraling. De instralingscorrectie in tabel 1 is gewogen gemiddeld over alle daken in Nederland en geeft de variatie weer ten aanzien van de helling en orientatie (Vreugdenhil, 2014). In werkelijkheid varieert de instralingscorrectie afhankelijk van de helling en de orientatie tussen de 30 en 100%. Voor vrijwel alle hellingen op de zuidkant is 81% een onderschatting en voor hellingen groter dan 20 graden op de noordkant is het een overschatting. Bij de bepaling van het dakoppervlak zijn de dakranden als veiligheidsmarge gesteld op 20 cm in verband met werfelwinden. In werkelijkheid zijn sommige dakranden zoals goten groter. Daar staat tegenover dat ook dakranden zijn berekend tussen

² Voor de utiliteit is gebruik gemaakt van het pandoppervlak in 5^{de} tabel op pagina 95, dakoppervlak in 2^{de} tabel op pagina 93, dakrandoppervlak in 2^{de} tabel op pagina 94 en obstakeloppervlak in 3^{de} tabel op pagina 94.

aangrenzende woningen terwijl juist daar de zonnepanelen tegen elkaar mogen liggen. De onzekerheid van obstakels is hierboven al besproken.

Bij het schatten van het potentieel is geen rekening gehouden met:

- schaduwwerking van bomen, omliggende bebouwing en hoogtes van het gebouw zelf zoals schoorstenen en zijmuren
- dakramen en glazen daken
- andere functies en bestemmingen: groene daken, terrassen, zonnecollectoren voor warm water en ventilatoren voor koeling en warmtepompen.

Verder is verondersteld dat het berekende oppervlak volledig benut kan worden, en er geen oppervlak verloren gaat omdat het zonnepaneel niet zodanig gedimensioneerd is dat het niet inpasbaar is. Impliciet wordt er dus vanuit gegaan dat er zonnepanelen zijn die klein genoeg zijn om ook kleine oppervlakken te bedekken. Hierbij kan worden gedacht aan dakpannen met ingebouwde zonnecellen. De resultaten zijn op te vatten als technisch ruimtelijk potentieel. De kosten, het maatschappelijk draagvlak en cultuur-historische aspecten van het aanzicht bij bijvoorbeeld monumentale panden en rieten daken zijn niet beschouwd.

2.3 Landelijk potentieel op daken in de gebouwde omgeving

Uitgaande van bovenstaande veronderstellingen, komt het potentieel van zonnepanelen van de daken van bestaande woningen en utiliteitsgebouwen zoals berekend met het Vesta model³ uit op 184 PJ (50 TWh). Dit is (toevalligerwijs) gelijk aan de elektriciteitsvraag van deze gebouwen. Bij de woningen is het potentieel 30% groter dan de vraag terwijl bij de utiliteit het potentieel 28% kleiner is dan de vraag. De oppervlakte van de daken van woningen en utiliteitsgebouwen is - horizontaal gemeten - ongeveer 600 km². Indien rekening wordt gehouden met dakranden, hellingen en obstakels dan is de beschikbare oppervlakte waarop zonnepanelen kunnen worden geïnstalleerd in ruim 400 km².

Tabel 4 Potentieel van de jaarlijkse elektriciteitsproductie van zonnepanelen en elektriciteitsvraag van de gebouwde omgeving

	Totaal	Wonen	Utiliteit
PV-vermogen	66 GWp	41 GWp	25 GWp
PV-productie	184 PJ	115 PJ	69 PJ
Vraag	184 PJ	88 PJ	96 PJ
Overschot/tekort	0 PJ	27 PJ	-27 PJ

2.4 Verhouding productie en vraag

De verhouding tussen productie van zonnestroom en elektriciteitsvraag van de gebouwde omgeving is op twee manieren onderzocht. In de eerste plaats is gekeken naar deze verhouding op jaarbasis, om te onderzoeken of zonnepanelen kunnen bijdragen aan de klimaat- of energieneutraliteit van gebieden, ten aanzien van elektriciteit. In de tweede plaats is gekeken naar deze verhouding op uurbasis, om te onderzoeken of er problemen kunnen ontstaan met de teruglevering van de geproduceerde stroom via de netten.

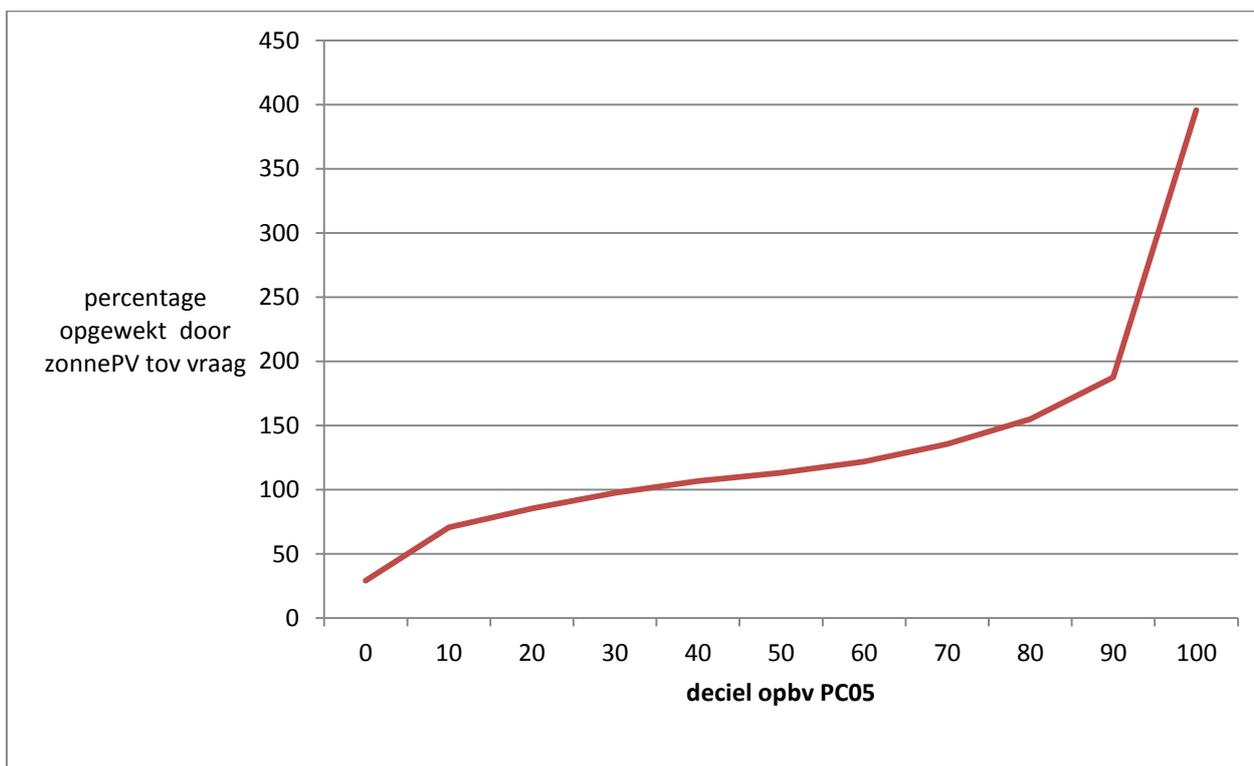
³ Het Vesta model maakt onderscheid tussen bestaande en nieuwe gebouwen. Voor de bestaande woningen en utiliteitsgebouwen wordt gebruik gemaakt van de gegevensbestanden Geomarktprofiel en Lisa waarin gebouwen tot 2008 zijn opgenomen.

2.4.1 Analyse van regionale energieneutraliteit m.b.t. elektriciteit

Energieneutrale gebieden zijn een lange termijn doel van het SER-Energieakkoord. In dat licht is onderzocht in hoeverre de jaarlijkse productie van zonnestroom in wijken (PC05-niveau) overeenkomt met de jaarlijkse elektriciteitsvraag (= consumptie) van de wijk. De verhouding tussen de jaarlijkse productie van zonnestroom en de elektriciteitsvraag noemen we de jaarlijkse productie-vraag ratio.

De jaarlijkse productie-vraag ratio is bepaald op positie 5 postcodeniveau (PC05 – 4 cijfers en de eerste letter) en opgedeeld in 10 gelijke delen (decielen) weergegeven in figuur 1. Hieruit blijkt dat de jaarlijkse productie-vraag ratio in alle gebieden tussen de 30% en de 400% ligt. In 30% van de PC05 gebieden ligt de jaarlijkse productie-vraag ratio beneden de 100%, wat een netto-jaarconsumptie betekent. Dat betekent dat het overige en grootste deel (namelijk 70%) van de gebieden, beschouwd over een jaar, een netto-productie kent. Het overgrote deel, dat wil zeggen 90%, van de PC05 gebieden heeft een jaarlijkse productie-vraag ratio kleiner dan (afgerond) 200%.

Figuur 1 Jaarlijkse productie-vraag ratio (= jaarlijks opgewekte hoeveelheid zonnestroom door opgesteld vermogen van 66 GWp ten opzichte van elektriciteitsvraag van woningen en utiliteitsbedrijven) in PC05 gebieden in Nederland, uitgedrukt in percentage en opgedeeld in 10 gelijke delen (decielen).



In sommige wijken zijn woon- en utiliteitsfuncties ruimtelijk gescheiden, waardoor de jaarlijkse productie-ratio binnen de wijk een sterke variatie kan hebben. Om hier een indicatie van te krijgen zijn figuren van de jaarlijkse productie-ratio van wonen en utiliteit afzonderlijk gegeven in bijlage A.

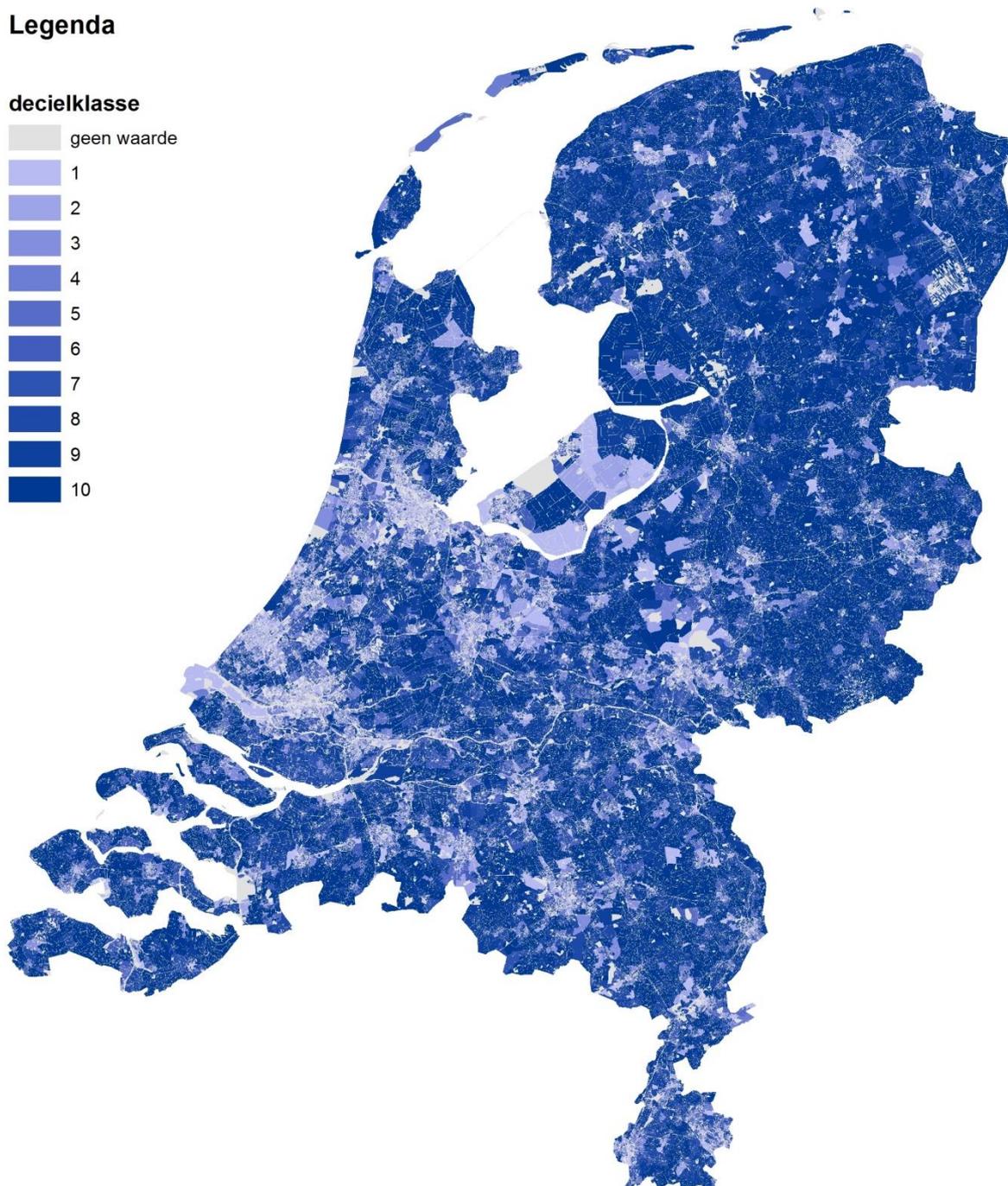
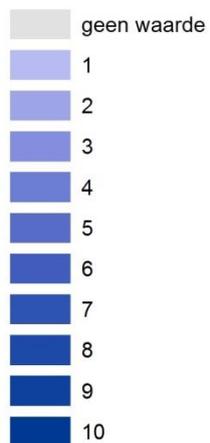
Daarnaast kan de jaarlijkse productie-vraag ratio sterker (of minder sterk) uiteenlopen indien kleinere gebieden dan PC05 worden beschouwd. Ook hiervan wordt een indicatie gegeven in bijlage A met daarin een figuur van de decielen van positie 6 postcodegebieden (4 cijfers en 2 letters - PC06) van heel Nederland.

In figuur 2 is te zien dat een hoge jaarlijkse productie-vraag ratio meestal voorkomt in landelijk gebied zoals Zuidelijk Flevoland. De grote steden worden gekenmerkt door een relatief lage jaarlijkse productie-vraag ratio. In het landelijk gebied kan zonnestroom dus het meest bijdragen aan de energie- en klimaatneutraliteit van gebieden.

Figuur 2 Ruimtelijke verdeling van de jaarlijkse productie-vraag ratio (= jaarlijks opgewekte hoeveelheid zonnestroom door opgesteld vermogen van 66 GWp ten opzichte van elektriciteitsvraag van woningen en utiliteitsbedrijven) in PC05 gebieden in Nederland.

Legenda

decieelklasse

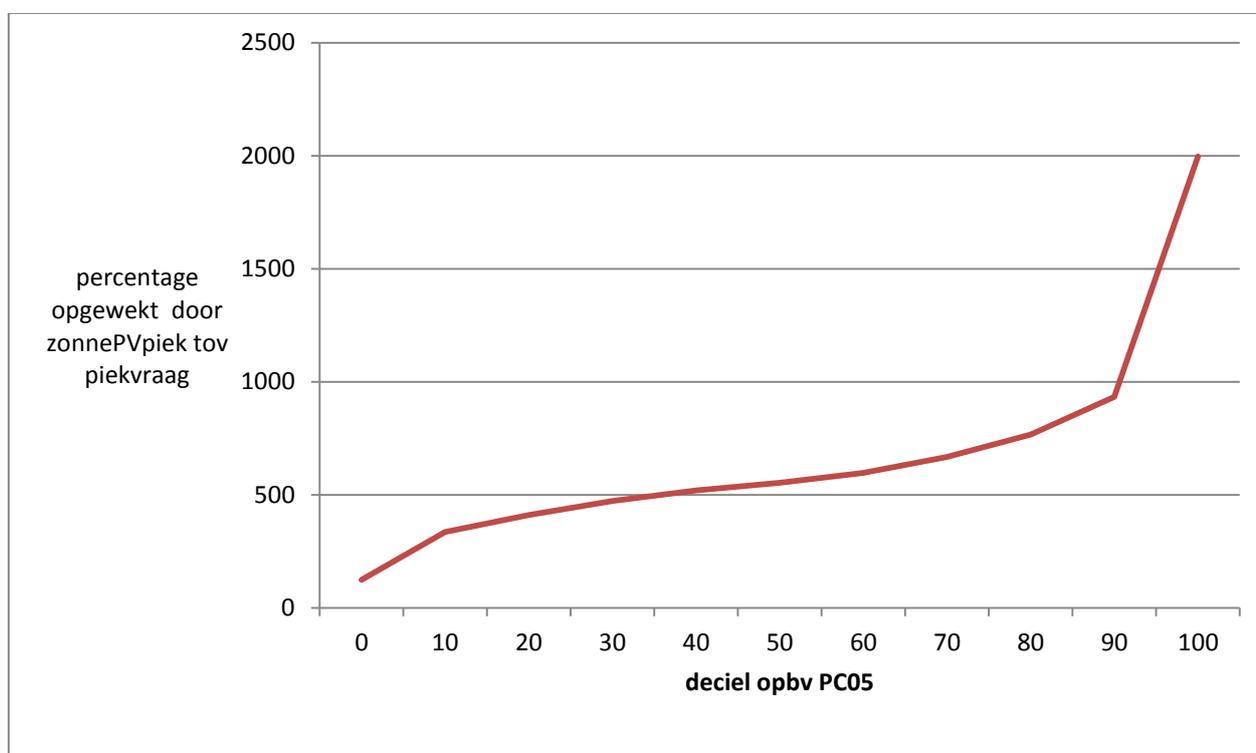


2.4.2 Analyse van de belasting van netwerken

Om te onderzoeken of de distributienetten van de elektriciteitsvoorziening in een regio zwaar genoeg zijn om de lokaal geproduceerde zonnestroom terug te voeden is de maximale uurlijkse teruglevering door zon-PV aan het net onderzocht. Indien de terugleverbelasting (veel en vaak) groter is dan de vraagbelasting moet het net verzaamd worden of kunnen andere maatregelen worden genomen (zie hoofdstuk 3). De maximale uurlijkse terugleverbelasting wordt berekend als het verschil tussen de maximale zonnestroomproductie en de minimale elektriciteitsvraag overdag in de zomer. De maximale uurlijkse vraagbelasting treedt op op een winterdag. Hierbij is gebruik gemaakt van kentallen die zijn afgeleid van vier 'Meekswijk' modelwijken.

Onderzocht is de maximale uurlijkse terugleverbelasting ten opzichte van de maximale uurlijkse vraagbelasting van het distributienet. Deze verhouding noemen we de maximale uurlijkse teruglever-vraagbelasting ratio. De maximale uurlijkse teruglever-vraagbelasting ratio is bepaald op positie 5 postcodeniveau (PC05) en in decielen weergegeven in figuur 3. Voor alle PC05 gebieden ligt de maximale uurlijkse teruglever-vraagbelasting ratio tussen de 124% en de 2000%. Dit betekent dat, bij een opgesteld PV-vermogen van 66 GWp in Nederland, in alle PC05 gebieden de maximale uurlijkse terugleverbelasting groter is dan de maximale uurlijkse vraagbelasting. Het overgrote deel, dat wil zeggen 90%, van de PC05 gebieden heeft een maximale uurlijkse teruglever-vraagbelasting ratio kleiner dan 1000%.

Figuur 3 Maximale terugleverbelasting ('zonnePVpiek': verschil tussen maximale productie en minimale vraag in de zomer) ten opzichte van de maximale vraagbelasting in de winter (piekvraag) voor woningen en utiliteitsbedrijven in PC05 gebieden in Nederland



Uit deze analyse blijkt dat de terugleverpiek tot een factor 20 hoger kan zijn dan de vraagpiek, terwijl de netten gedimensioneerd zijn voor de vraagpiek (met een overdimensionering van minder dan een factor 2). In 90% van de PC05 gebieden is de terugleverpiek meer dan een factor 3 hoger. Dit geeft aan dat er overal in het net capaciteitsproblemen zullen optreden. Deze problematiek wordt verder uitgewerkt in hoofdstuk 3.

2.5 Potentieel en vraag van provincies

In deze paragraaf wordt onderzocht hoe het potentieel van de elektriciteitsproductie en de elektriciteitsvraag zijn verdeeld over de provincies.

Provincies met het grootste potentieel en de grootste vraag zijn Noord-Brabant, Gelderland en Noord- en Zuid-Holland, omdat zij de grootste woningvoorraad en de meeste utiliteitsgebouwen hebben (door een combinatie van een groot landoppervlak en een hoge bevolkingsdichtheid).

Drenthe, Friesland, Overijssel en Zeeland hebben de grootste productie-vraag ratio. Dit wordt veroorzaakt door het grote aandeel boerderijen en vrijstaande woningen die een groot dakoppervlak hebben. Omgekeerd hebben Noord-Holland, Utrecht en Zuid-Holland de laagste productie-vraag ratio. Opvallend is Flevoland als de middenmoter waar het potentieel evengroot is als de elektriciteitsvraag. De reden is dat, hoewel het hier een agrarisch gebied betreft, er weinig boerderijen zijn ten opzichte van de dorpen en steden met relatief veel rijwoningen en meergezinswoningen.

	Productie (PJ)	Vraag (PJ)	Productie- vraag ratio (%)
Drenthe	6	5	121%
Flevoland	4	4	100%
Friesland	8	6	116%
Gelderland	23	21	108%
Groningen	7	6	107%
Limburg	13	12	110%
Noord-Brabant	29	26	108%
Noord-Holland	29	33	88%
Overijssel	13	12	112%
Utrecht	14	15	92%
Zeeland	4	4	114%
Zuid-Holland	35	40	89%
Eindtotaal	184	184	100%

2.6 Discussie

De resultaten van het Vesta model laten zien wat het potentieel op daken in de gebouwde omgeving van woningen en utiliteiten is. Deze resultaten zijn gebaseerd op verschillende aannames en bevatten een duidelijk omkaderde dataset. Deze paragraaf behandelt enkele discussiepunten over de aannames en over de dataset.

De analyse van het PV-potentieel in de gebouwde omgeving laat zien dat een opgesteld vermogen van 66 GWp bereikt kan worden. Het aangenomen PV-rendement is daarbij 16%. Dit komt overeen met een jaarlijkse productie van 50 TWh aan elektriciteit (onder de aanname van 770 kWh per kWp).

Scenariostudies van IEA (2010) laten zien dat het rendement van PV-technologie al jaren stijgt en dat deze trend zich waarschijnlijk doorzet. Efficiënties van 30 tot 40% zijn niet onrealistisch. In dat geval zou het potentieel voor zonnestroom navenant groter zijn, en 130 GWp bedragen. Aan de andere kant is schaduw op daken van bijvoorbeeld bomen en andere gebouwen niet meegenomen in deze studie.

Naast de gebouwde omgeving is er onder andere door Vreugdenhil onderzoek gedaan naar het potentieel op infrastructuur (wegen en spoor), veldopstellingen en zonnestroom op water (Vreugdenhil, 2014). Deze zijn niet verwerkt in de hierboven besproken resultaten voor de gebouwde omgeving. In hoeverre deze locaties gerealiseerd kunnen worden en maatschappelijk acceptabel zijn, is in deze studie niet nagegaan. Om toch enig gevoel te geven voor het potentieel: 15% bedekking van graslanden komt overeen met een potentieel van 75 GWp en een bedekking van 35% van het IJsselmeer en Markermeer levert in potentie ook 75 GWp aan piekvermogen. De technische plaatsingsmogelijkheden zijn divers en overtreffen in theorie op jaarbasis de Nederlandse elektriciteitsvraag. Voor het maximaal technisch potentieel wordt als gedachtenexperiment in deze studie in het vervolg uitgegaan van 150 GWp aangezien dit ruwweg voldoende is om te voorzien in de huidige Nederlandse elektriciteitsvraag (de elektriciteitsvraag van alle sectoren was in 2012 gelijk aan 431 PJ, d.w.z. 120 TWh (CBS, 2014)).

3 ZONNESTROOM IN HET ELEKTRICITEITSNET

Het aandeel zonne-energie in de Nederlandse energiehuishouding zal in de toekomst waarschijnlijk toenemen. Dit hoofdstuk behandelt een aantal mijlpalen waar Nederland nu en in de toekomst mee te maken kan krijgen. Zo wordt de huidige situatie bekeken met 0,7 GWp zonnestroom in het begin van 2014, maar worden ook situaties met 4 GWp, 20 GWp en als gedachtenexperiment een extreme situatie met 150 GWp (totale potentieel op daken en een gedeelte op infrastructuur en vrije veld) geanalyseerd met behulp van simulaties. Deze analyses geven een idee van wanneer en hoe er problemen kunnen ontstaan in het elektriciteitsnet als er (extreem) veel zonne-energie geïnstalleerd wordt en hoe die problemen voorkomen kunnen worden. In de analyses is onder andere gebruik gemaakt van het DNV GL Profielmodel (CE Delft & KEMA, 2012)⁴. Hierin kunnen scenario's worden gedefinieerd met verschillende hoeveelheden zonne-energie. Het model rekent het Nederlandse elektriciteitssysteem door op hoofdlijnen met onder andere de elektriciteitsvraag voor verschillende netvlakken⁵ en verbruikers, de duurzame energieproductie, de centrale energieopwekking en in- en export. Het model maakt gebruik van gelijktijdige belasting- en opwekprofielen. Per uur kan de vermogensbalans voor Nederland geanalyseerd worden waarbij extremen, met bijvoorbeeld het maximum aan zonne-energieproductie, uitgelicht kunnen worden. Ook is het mogelijk de jaarlijkse energiebalans te analyseren.

Het profielmodel is speciaal door DNV GL ontwikkeld om inzicht te krijgen in de effecten van nieuwe elektriciteitstechnologieën zoals zon-PV, wind, warmtepompen, elektrisch vervoer, airconditioning en micro-warmtekrachtkoppeling (WKK) op de elektriciteitsnetten en de behoefte aan centrale elektriciteitsopwekking. Voor de penetratie van deze technologieën kunnen verschillende scenario's worden ingevoerd die op uurbasis voor een jaar worden doorgerekend. Daarbij wordt gebruik gemaakt van meteorologische referentie-data⁶ en gemiddelde belastingprofielen.

Het profielmodel rekent de belasting op netten door op basis van een vereenvoudigd netmodel dat bestaat uit een laagspanningsnet, een middenspanningsnet en een hoogspanningsnet. Het model rekent de hele Nederlandse situatie door en daarmee de totale belasting op deze netten. Het is echter ook mogelijk om voor een specifieke wijk met afwijkende penetraties van nieuwe energietechnologieën de netbelasting door te rekenen. Er worden echter geen loadflowberekeningen⁷ uitgevoerd. Het gaat om de gemiddelde, gelijktijdige belasting voor het totale net. Voor ieder uur wordt berekend wat de netbelasting is. De maximale belasting in een jaar is een maat voor de benodigde netcapaciteit. De methodiek houdt ook rekening met de normale belastingprofielen en de opwekprofielen van decentrale warmtekracht. In deze methodiek wordt decentrale warmtekracht als vast opwekpatroon meegenomen. De balans van de belasting op alle netvlakken, de decentrale opwekking en de netverliezen moet geleverd worden door centrale opwekking. Voor ieder uur is berekend hoeveel centrale opwekcapaciteit nodig is en daarmee hoeveel er maximaal voor een gegeven scenario in het gegeven jaar nodig is.

Het model biedt de mogelijkheid om opslag in te zetten om pieken in de netbelasting (bijvoorbeeld ten gevolge van een hoge penetratie van zon-PV) te vereffenen. Een soortgelijk mechanisme kan worden ingezet om het effect van vraagsturing (demand response) door te rekenen voor een scenario. Door vraagsturing worden elektrische apparaten aan- en uitgezet op momenten dat er veel respectievelijk weinig aanbod is van hernieuwbare elektriciteit (wind en zon).

⁴ Het Profielmodel is ontwikkeld door DNV GL en onder andere gebruikt in studies (2012-2014) in samenwerking met CE Delft voor Netbeheer Nederland en het ministerie van Economische Zaken.

⁵ Een netvlak is het samenstel van deelnetten op een bepaald spanningsniveau. We beschouwen 3 netvlakken: het hoog-, midden- en laagspanningsnetvlak. NB. Het laagspanningsnetvlak is niet een aaneengesloten laagspanningsnet, omdat niet alle laagspanningsdeelnetten aan elkaar verbonden zijn. In het Profielmodel worden alle laagspanningsdeelnetten samengenomen tot één laagspanningsnetvlak.

⁶ Er wordt gebruik gemaakt van het verkorte referentiejaar voor buitencondities (VRJ), dit geeft voor 4 seizoenen van 14 dagen van 24 uur een gemiddeld Nederlands jaar weer. Dit referentiejaar is gebaseerd op een NEN-norm en verder toegelicht in een ISSO-publicatie: 'Verkort Referentiejaar voor buitencondities', NEN 5060, 1987 (deze norm is in 2009 ingetrokken), resp. ISSO publicatie 12, 1986.

⁷ In een loadflowberekening wordt de nettopologie gesimuleerd en worden alle spanningen en stromen in het net (en daarmee de exacte netbelasting) berekend.



Een belangrijke parameter voor de hoogte van de netbelasting is de mate van balancering van opwekking en consumptie in één netvlak. Neem bijvoorbeeld een woning met zon-PV. Een deel van de opwekking wordt gebalanceerd met de consumptie van de woning. Dit betekent dus netto minder netbelasting. Hoe die balancering landelijk gemiddeld uitwerkt, is nog onontgonnen terrein. In deze methodiek zijn hier aannames voor gedaan gebaseerd op beschikbare CBS-data. De invloed van deze aannames, met name voor wat betreft de netbelasting, kan groot zijn.

Voor een meer gedetailleerde analyse op wijkniveau is gebruik gemaakt van netmodellen en loadflow-berekeningen om de netbelasting te analyseren. Op basis van de profielen van consumptie en PV-productie op wijkniveau is de maximale netbelasting uitgerekend. Deze is maatgevend voor de dimensionering van het wijknet. Bij een grote hoeveelheid PV in de wijk zal de terugleverpiek groter zijn dan de consumptiepiek en dus leidend worden in de netdimensionering. Voor de wijkanalyse is gebruik gemaakt van een modelwijk, gedoopt de 'Meekswijk'.

Voor de impact van PV in het laagspanningsnet is uitsluitend gekeken naar de netbelasting c.q. de benodigde netcapaciteit. Voor de dimensionering van het net speelt ook de spanningskwaliteit een rol: de netspanning dient tussen vastgestelde waarden te liggen. Spanningsproblemen treden vaak bij een lagere belasting op dan capaciteitsproblemen, maar zijn complexer om te analyseren. Daarom zijn de spanningsproblemen in deze analyse niet meegenomen.

Een andere problematiek, die raakvlakken heeft met loadflowanalyse, is de stabiliteit van het elektriciteitssysteem. In het systeem dient op elk moment een balans te zijn tussen opwekking en consumptie. Er moet enige vorm van flexibiliteit beschikbaar zijn om deze balans te waarborgen, b.v. snel regelbaar reserveopwekvermogen of opslag. Vraagstukken over kortdurende fluctuaties, tekorten/overschotten op de langere termijn en import/export (onze burens hebben waarschijnlijk tegelijkertijd dezelfde problemen) worden in deze studie niet geanalyseerd.

3.1 700 MWp in 2014

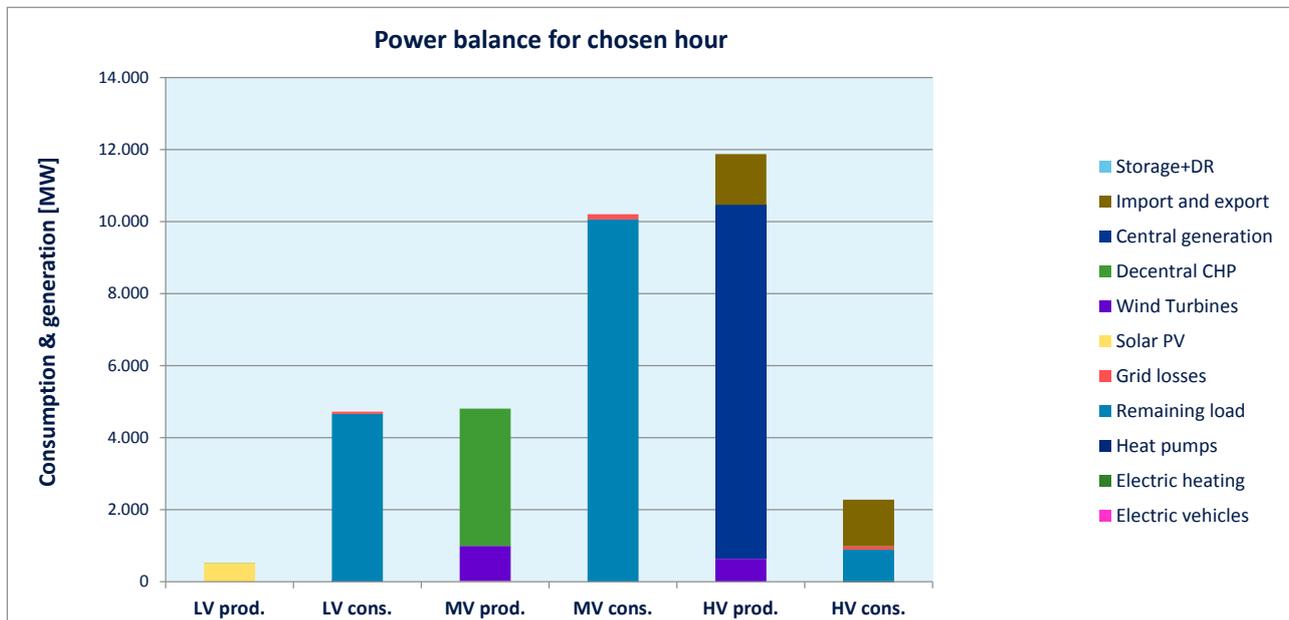
2014 is het jaar waarin het opgestelde PV-vermogen 700 MWp zal overschrijden. Een dergelijke opwekcapaciteit vormt geen probleem voor het huidige Nederlandse elektriciteitsnet, ook gelet op de redelijk homogene geografische verdeling van PV-systemen. Figuur 4 laat zien hoe anno 2014 op het zonnigste uur van het jaar de vermogensbalans in heel Nederland eruit ziet. Met het huidige opgestelde PV-vermogen is de zonnestroomproductie op een zonnig uur dus gemakkelijk te verwerken in het laagspanningsnet (LV). Op dit piek uur wordt er iets meer dan 500 MW aan zonnestroom geproduceerd. Dit vermogen ligt lager dan het opgestelde piekvermogen, omdat in het model rekening wordt gehouden met helling, oriëntatie, temperatuur en zoninstraling per uur, die lager is dan de standaard testconditie van 1000 Watt per vierkante meter.

De 700 MWp is relatief klein ten opzichte van de elektriciteitsvraag (consumptie) en ten opzichte van de som van overige elektriciteitsopwekkers (meer dan 30 GW), zoals centrale opwekking, windenergie en warmtekrachtkoppeling (WKK⁸) in Nederland.

In het getoonde uur komt zowel import als export van elektriciteit voor. Dit komt onder andere doordat sommige verbindingen met het buitenland elektriciteit importeren terwijl andere verbindingen elektriciteit exporteren.

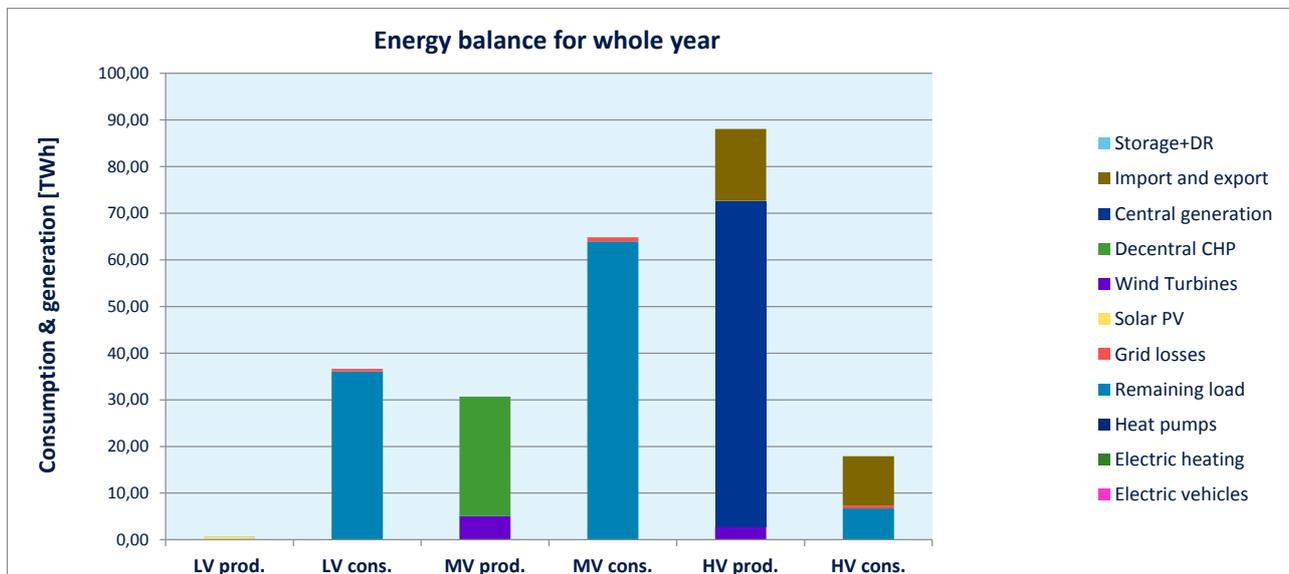
⁸ WKK is veelal decentrale opwekking, in het profielmodel 100% decentraal. WKK heeft grotendeels een vast profiel in verband met de vereiste warmteproductie (zgn. *must-run* opwekking). In het model heeft alle WKK een vast profiel, maar in werkelijkheid is een klein deel flexibel (regelbaar; m.n. tuinders die flexibel op de elektriciteitsprijs reageren). Deze vorm van flexibiliteit is niet eenvoudig te modelleren en daarom vooralsnog niet geïmplementeerd in het profielmodel.

Figuur 4 De vermogensbalans in Nederland in het uur met de hoogste PV-productie voor een opgesteld vermogen van 700 MWp in Nederland



Figuur 5 laat zien dat in de jaarlijkse energiebalans zonne-energie zeer beperkt bijdraagt aan de Nederlandse elektriciteitsvoorziening in 2014. Met het huidige opgestelde PV-vermogen wordt ongeveer 600 GWh aan elektriciteit opgewekt per jaar. Dit is ongeveer 0,5% van het jaarlijkse elektriciteitsverbruik van bijna 120 TWh.

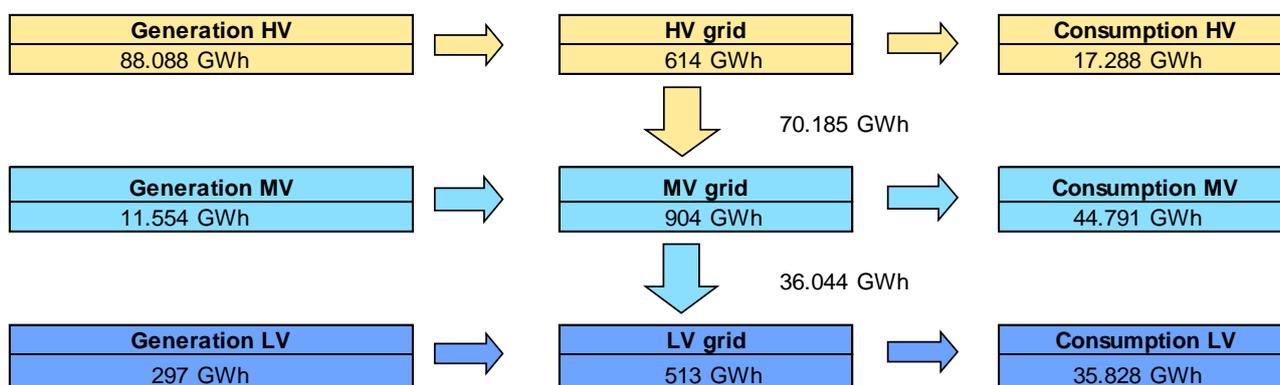
Figuur 5 De jaarlijkse energiebalans in Nederland voor een opgesteld PV-vermogen van 700 MWp in Nederland



Het profielmodel van DNV GL laat ook zien dat het elektriciteitsnet op dit moment op een karakteristieke manier met gecentraliseerde elektriciteitsproductie werkt. Momenteel wordt het grootste gedeelte van de opgewekte elektriciteit ingevoerd op het hoogspanningsnet (High Voltage, HV) en via het middenspanningsnet (MV) naar het laagspanningsnet (LV) getransporteerd waar de elektriciteit verbruikt wordt. Ook vindt (industriële) verbruik plaats op midden- en hoogspanningniveau. De decentrale opwekking (momenteel vooral WKK) zit vooral op de middenspanning en voor een klein deel op het

laagspanningsnet. Figuur 6 laat zien dat per jaar 36 TWh van het middenspanningsnet naar het laagspanningsnet getransporteerd wordt. Naar mate er meer PV in het laagspanningsnet geïnstalleerd wordt, zal dit getal afnemen of zelfs negatief worden. Het getal is negatief indien per saldo elektriciteit van het laagspanningsnet (LV) naar het middenspanningsnet (MV) stroomt (en evenzo van middenspanning naar hoogspanning (HV)). Het is belangrijk te benadrukken dat het gaat om netto-productie en consumptie: een deel van de productie en consumptie balanceert uit voor ze op het net komen en vormen zo geen netbelasting⁹.

Figuur 6 Overzicht van de elektrische energiestromen in het Nederlandse net in 2014. De hoofdrichting van de elektriciteit is van hoogspanning (HV) via middenspanning (MV) naar het laagspanningsnet (LV). De getallen in de middelste blokjes zijn de elektriciteitsverliezen in het betreffende netvlak.



3.2 4 GWp in 2020

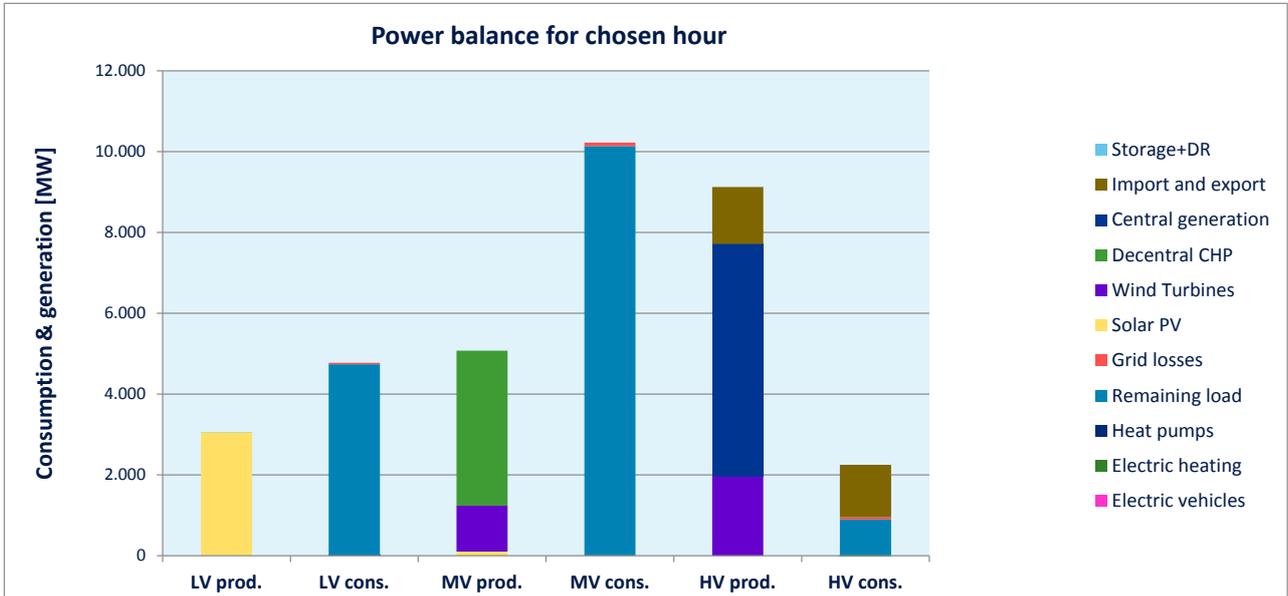
De volgende toekomstige mijlpaal die geanalyseerd is, is de doelstelling van 4 GWp in 2020 van het Nationaal Actieplan Zonnestroom. Ook op de meest zonnige dag van het jaar zal dan de vermogensvraag in het laagspanningsnet gesommeerd over heel Nederland groter zijn dan het geleverde vermogen van 4 GWp zonnestroom, zie figuur 7 (alle PV is aangesloten op het laagspanningsnet). Ook in deze situatie ligt het geleverde vermogen lager dan het opgestelde piekvermogen, omdat in het model rekening wordt gehouden met helling, oriëntatie, temperatuur en zoninstraling per uur. Ook in deze situatie zijn de conventionele vormen van elektriciteitsproductie nog verreweg dominant. Verder is het aandeel windenergie groter dan het aandeel zon-PV. In deze simulatie is 3 GW aan windvermogen op zee opgesteld (aan het HV-net) en 2 GW aan windvermogen op land (aan het MV-net).

In het jaaroverzicht van de elektriciteitsbalans (figuur 8) begint zonnestroom een kleine zichtbare rol te spelen, maar ook bij 4 GWp aan opgesteld PV-vermogen is van een kentering in het elektriciteitssysteem nog geen sprake. Met jaarlijks 3,5 TWh aan zonne-energie zou zon-PV dan voor bijna 3% bijdragen aan de Nederlandse elektriciteitsbehoefte van 120 TWh. Een opgesteld PV-vermogen van 4 GWp kan zonder aanvullende netinvesteringen geacomodeerd worden in het net.

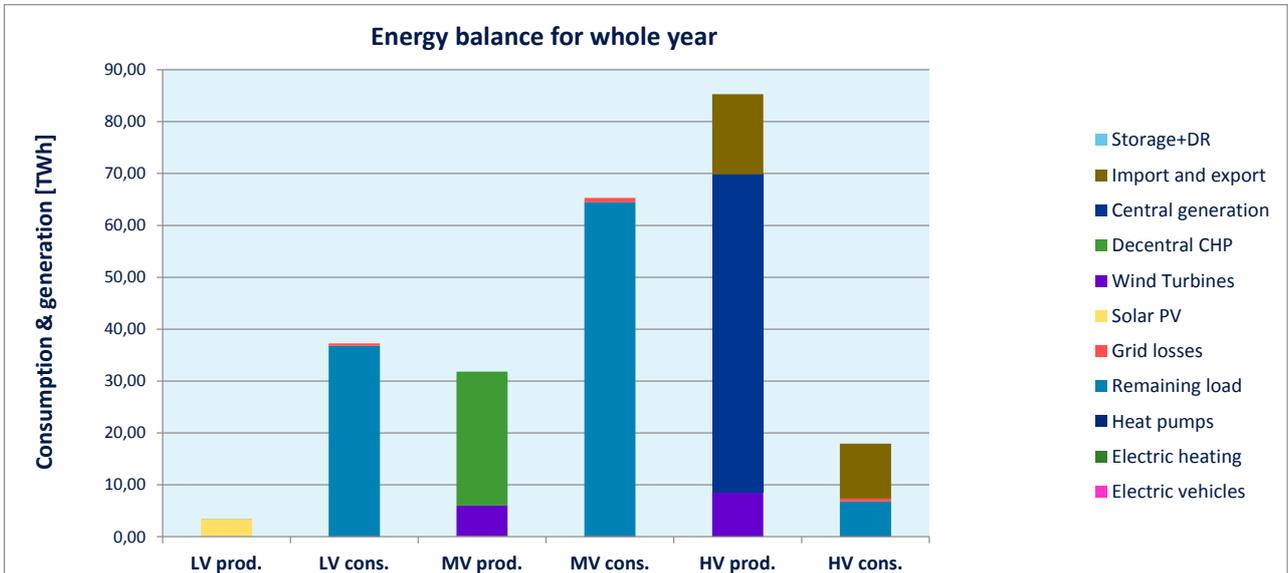
Geconcludeerd kan worden dat netinpassing van 4 GWp PV zonder netaanpassingen mogelijk is, indien de PV evenredig verdeeld is over het laagspanningsnet. Echter, indien bijvoorbeeld nieuwe wijken ontwikkeld worden met een maximaal dakoppervlak aan PV, treedt concentratie van PV op, waardoor lokaal in die wijken wel aanpassingen (netverzwaringen) noodzakelijk zijn. Verder kunnen incidenteel in lokale netsituaties problemen met de spanningskwaliteit optreden, die per geval opgelost zullen moeten worden.

⁹ Dit geldt met name voor het middenspanningsnet: In figuur 5 zien we ca. 30 TWh opgewekt en ca. 64 TWh geconsumeerd op MV-niveau. Hiervan komt ca. 19 TWh voor rekening van industriële opwek die gelijktijdig geconsumeerd wordt, zodat de energiestromen van figuur 6 in het MV-net gereduceerd zijn tot 11,5 TWh opwek en 45 TWh consumptie.

Figuur 7 De vermogensbalans in Nederland in het uur met de hoogste PV-productie voor een opgesteld vermogen van 4 GWp in Nederland



Figuur 8 De jaarlijkse energiebalans in Nederland voor een opgesteld PV-vermogen van 4 GWp in Nederland

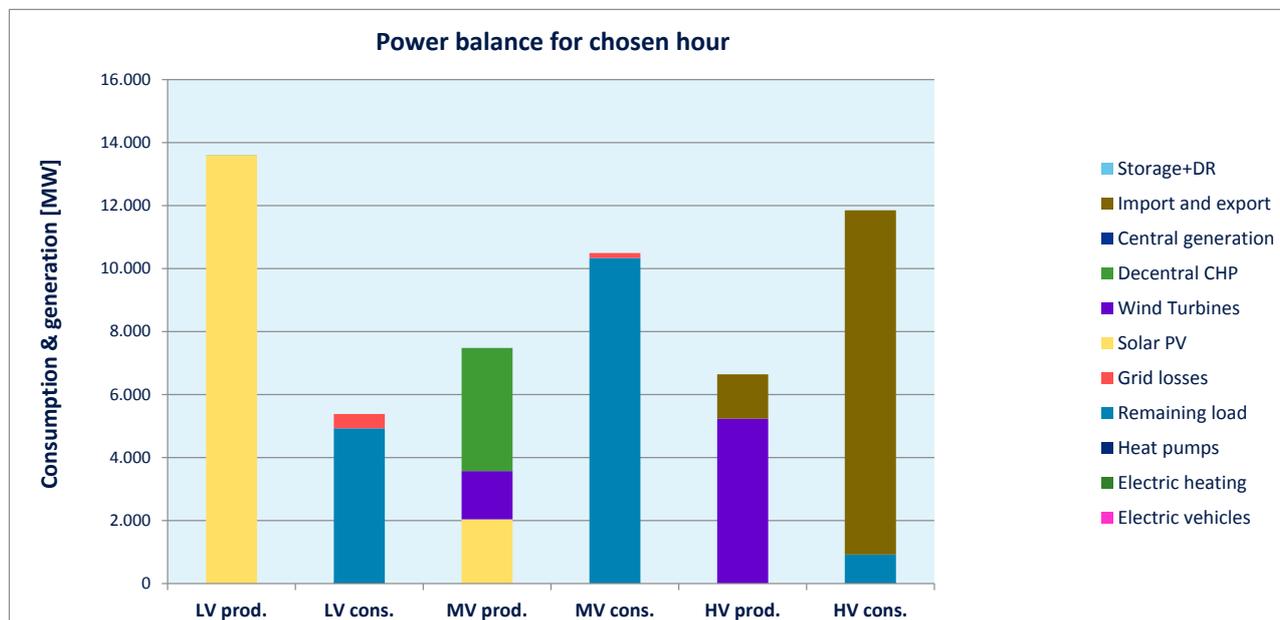


3.3 20 GWp in 2030

3.3.1 Analyse op nationaal niveau

Groei-scenario's van de TKI Solar Energy laten zien dat het denkbaar is dat in 2030 20 GWp geïnstalleerd PV-vermogen wordt bereikt. In het model is er voor gekozen om dit vermogen te verdelen over het laagspanningsnet en enkele grote zonnepanelen op het middenspanningsnet. Op laagspanningsniveau is het PV-vermogen in het piek uur circa 2,5 keer groter dan de consumptie (figuur 9). Dit uur is dan ook het uur van de maximale netbelasting in het laagspanningsnet (productie minus consumptie). Waar nu het uur met maximale netbelasting bepaald wordt door het uur met de grootste vraag, wordt dat bij 20 GWp zon-PV vermogen bepaald door het uur met de maximale productie. Dit gaat gepaard met relatief hoge technische netverliezen (grid losses), aangezien die belasting van de kabels hoog is. Een ander aspect is het tijdelijke karakter van elektriciteitsproductie: als de elektriciteit niet wordt opgeslagen zal het instantaan gebruikt moeten worden. In de figuur is de productie door PV systemen groter dan de consumptie op laagspanningsniveau. De overtollige elektriciteit wordt in het model geëxporteerd via het hoogspanningsnet wat weergegeven wordt in de kolom van 'HV cons.' In deze modelberekening is verondersteld dat er voldoende interconnectiecapaciteit beschikbaar is om deze in- en exportstromen te accommoderen. Het opgestelde windvermogen in deze simulatie is 6 GW op zee (aan het HV-net) en 3 GW op land (aan het MV-net).

Figuur 9 De vermogensbalans in Nederland in het uur met de hoogste PV-productie voor een opgesteld vermogen van 20 GWp in Nederland. In het model is dit ook het uur met de hoogste netbelasting (LV)



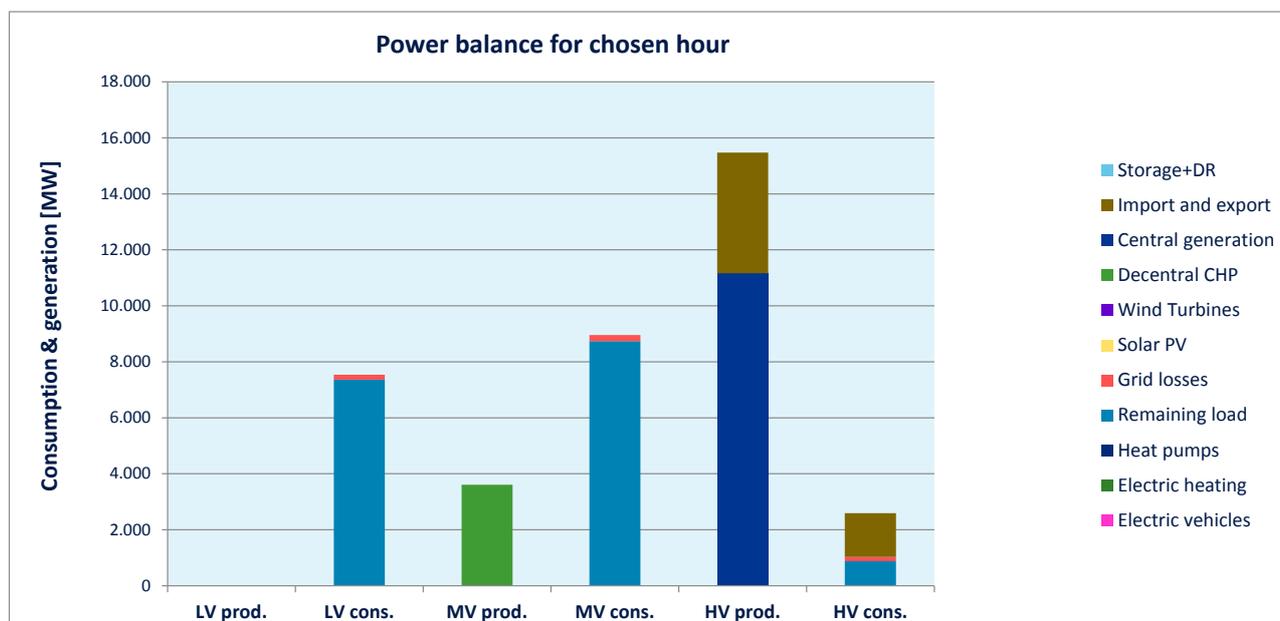
Het komt enkele keren in het jaar voor dat het piekvermogen van de zonnestroomproductie gehaald wordt. Bij een PV-vermogen van 20 GWp is op deze momenten het vermogen aan zonne-energie zo hoog, dat er spannings- en frequentieproblemen op verschillende plaatsen in het elektriciteitsnet ontstaan. Ook ontstaan relatief grote netverliezen en zal in het elektriciteitsnet op sommige plaatsen de terugleverpiek groter zijn dan de capaciteit van transformatoren en kabels. Dit geeft aan dat het huidige netwerk niet overal klaar is voor een situatie met 20 GWp zon-PV vermogen. Daarbij komt dat export naar de buurlanden niet vanzelfsprekend is, omdat zij waarschijnlijk dezelfde problemen ondervinden.

Er zijn maatregelen in ontwikkeling, zoals productiebeperking ('curtailment', het afschakelen of terugregelen van zonnepanelen), elektriciteitsopslag in allerlei vormen, en vraagsturing met o.a. elektrische voertuigen en warmtepompen, die de inpassing van grote hoeveelheden zonnestroom mogelijk maken.

Er zijn in het jaar ook momenten waarop de productie van zonnestroom minimaal is. Deze situatie is weergegeven in figuur 10, waar het uur wordt weergegeven waar de centrale opwekcapaciteit maximaal benodigd is. Deze figuur benadrukt dat in een elektriciteitssysteem met veel zonne-energie er ook voldoende reservevermogen moet zijn om aan de elektriciteitsvraag te voldoen in het geval dat er geen zonne-energie beschikbaar is. In dit geval gaat het om 11 GW centraal opwekvermogen in het hoogspanningsnet (HV) en ruim 4 GW aan importvermogen. Dit centrale opwekvermogen zal echter minder vaak nodig zijn dan in de huidige situatie, waardoor het economische plaatje van de centrale opwekeenheden sterk verandert.

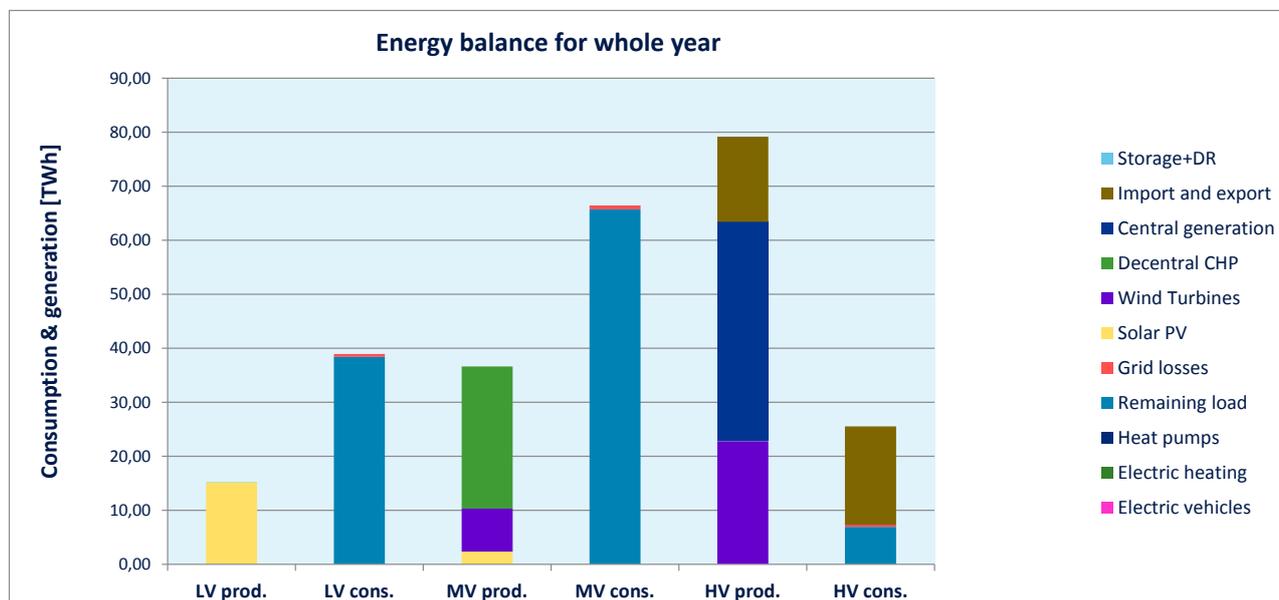
Er is niet alleen reservevermogen nodig als er te weinig PV-opwekking is (figuur 10), maar ook als er erg veel PV-opwekking is (figuur 9). Er is namelijk altijd primair regelvermogen (draaiende reserve) benodigd, dat kan bijspringen als er een plotselinge belastingsverandering is (b.v. bij uitval van een grote opwekeenheid). Deze draaiende reserve wordt in het huidige systeem geleverd door de centrales. Als deze uit staan (figuur 9), zullen andere opwekkers deze rol moeten overnemen, zoals decentrale WKK-eenheden en mogelijk ook windparken en PV-systemen. Maar ook vraagsturing en opslag kunnen hierin een bijdrage leveren. Dit alles vraagt niet alleen technische aanpassingen, maar ook andere regelgeving (curtailment van wind en PV zou b.v. verplicht gesteld kunnen worden).

Figuur 10 De vermogensbalans in Nederland in het uur met de laagste PV-productie (met een opgesteld vermogen van 20 GWp in Nederland). Deze situatie valt samen met de laagste windproductie (het waait niet). In dit geval is het benodigde centrale opwekvermogen maximaal



De jaarlijkse elektriciteitsproductie die door 20 GWp PV (in het LV en het MV-net) geproduceerd wordt, is ongeveer 17,5 TWh en beslaat ruim 13% van de totale elektriciteitsvraag, zie figuur 11.

Figuur 11 De jaarlijkse energiebalans in Nederland voor een opgesteld PV-vermogen van 20 GWp in Nederland. Met 20 GWp wordt ongeveer 13% van de elektriciteit met zonne-energie opgewekt



3.3.2 Inpassing in het net tot 20 GWp PV

Het is belangrijk om te constateren dat de netproblemen die zich zullen voordoen allereerst gerelateerd zijn aan het (piek)vermogen (kW, MW, GW) van zonne-energie en niet aan de hoeveelheid opgewekte elektriciteit (kWh, MWh, GWh, TWh) op jaarbasis. De simulaties met het profielmodel van DNV GL laten zien dat er tussen 4 GWp en 20 GWp PV-vermogen een omslagpunt is waarop het huidige laagspanningsnet niet zonder aanpassingen in het net, de markt of de consumptie in staat is om het PV-vermogen te verwerken.

3.3.2.1 Omslagpunt

Voor de netinpassing zijn simulaties verricht over de implicaties van de toename van PV voor het laag- en middenspanningsnet. De elektriciteitsvraag neemt daarbij vanaf 2014 met ongeveer 15% toe tot 2030. Hierbij zijn modelwoonwijken gesimuleerd met verschillende hoeveelheden PV. Er zijn 4 typen modelwijken beschouwd: een grotere en een kleinere stadswijk en een grotere en een kleinere rurale woonwijk. In de stadswijken ligt een 400 V laagspanningsnet met een totale kabellengte van 3,5 km en in de rurale woonwijken een 400 V laagspanningsnet met een kabellengte van 7 km. De algemene uitkomsten staan in onderstaande tabel. Voor opschaling van de resultaten naar geheel Nederland is gerekend met 38000 modelwijken, waarvan 2/5 stadswijken en 3/5 rurale wijken.

In tabel 5 is te zien dat bij 10 GWp (op landelijke niveau, laagspanningsnet) de PV-terugleverpiek (op een zomerdag) gelijk is aan de consumptiepiek (op een winterdag). Vanaf deze PV-penetratiegraad wordt het geïnstalleerde zon-PV-vermogen dus de leidende factor voor de dimensionering van het laagspanningsnet. Hierbij is wel aangenomen dat de PV homogeen over identieke modelwijken in Nederland verdeeld is.

De extra kosten van het laagspanningsnet nemen ruwweg lineair toe met het extra benodigde vermogen door het net (zie ook Figuur 23 op pagina 32). Bijvoorbeeld: de extra netinvestering voor 20 GWp zon-PV is 10-20% ten opzichte van die voor 10 GWp. Deze benadering geldt bij verzwaring van bestaande

netten aan het einde van de economische levensduur¹⁰. Indien er veel netuitbreiding in de vorm van nieuwbouw nodig is, zullen de netkosten hoger zijn dan de hier genoemde getallen (zie ook ECN (2013)). Bijvoorbeeld, als er geen vervanging van transformatoren en kabels uit de standaardreeks¹¹ mogelijk is, moet het net in aantallen transformatoren en kilometers kabel vergroot worden. Het laatste betekent een forse kostentoeename, die in ieder geval optreedt boven 50 GWp PV-vermogen (zie de volgende paragraaf).

Tabel 5 Impact van PV-systemen op de belasting van het laagspanningsnet: scenarioanalyse met landelijke productie, productie in modelwijk en landelijke netwerkkosten

Landelijke PV-productiepiek en teruglevering				
Scenario	Realisatie	NAZ	Indicatief opgesteld vermogen	TKI Solar Energy
Jaar	2014	2020	2025	2030
PV in Nederland	0,7 GWp	4 GWp	10 GWp	20 GWp
LV vraagpiek (winterdag)	7 GW	7 GW	8 GW	8 GW
Minimale LV consumptie, zomer overdag	1,7 GW	1,9 GW	2 GW	2 GW
Maximale LV teruglevering, zomer overdag	0	2,1 GW	8 GW	18 GW
PV-productie en investeringskosten van een Modelwijk (stad, groot)				
PV in de wijk	32 kWp	180 kWp	450 kWp	900 kWp
Max consumptie (winterdag)	350 kW	400 kW	400 kW	400 kW
Max teruglevering, zomer overdag	0	80	350 kW	800 kW
Netinfra bepaald door	Consumptie	Consumptie	Consumptie	Teruglevering
Modelwijk transformator	400 kW	630 kW	630 kW	1000 kW
Kosten van één modelwijk	150 kEUR	170 kEUR	170 kEUR	190 kEUR
Investeringskosten¹² van laag- en middenspanningsnet in Nederland				
LV net totaal: 2/5 stad, 3/5 ruraal	7,5 mld EUR	8 mld EUR	8,5 mld EUR	9 mld EUR
MV net (ongeveer de helft in km's en kosten)	3,5 mld EUR	4 mld EUR	4,5 mld EUR	4,5 mld EUR
Totaal LV+MV net	11 mld EUR	12 mld EUR	13 mld EUR	14 mld EUR

De netwerkkosten kunnen afgezet worden tegen de kosten om een bepaald vermogen aan PV te installeren. Een ruwe schatting van 1 euro per W_p geïnstalleerd vermogen leidt bijvoorbeeld tot totale

¹⁰ De kosten van de netverzwaring vormen slechts een klein deel van de vervangingskosten bij einde levensduur, die vooral bepaald worden door de graafkosten (arbeidskosten); verder is een kabel of transformator met de dubbele capaciteit minder dan dubbel zo duur.

¹¹ Bijvoorbeeld: de grootste standaard-transformator is 2500 kVA.

¹² De getallen voor 2014 geven de éénmalige investeringskosten van het huidige net weer. De getallen na 2014 geven de huidige waarde plus toekomstige investeringen weer.

PV-systeemkosten van 20 miljard euro bij 20 GWp. Het betreft eenmalige investerings- en installatiekosten van de zonnepanelen en de PV-inverters. De bijbehorende kosten van netuitbreiding (LV+MV) zijn circa 3 miljard euro bovenop de 11 miljard euro die al in de grond ligt (zie tabel 5: totale netkosten zijn 14 miljard bij 20 GWp). De investeringskosten van PV-systemen zijn dus een factor 7 hoger dan de netaanpassingen.

Hierboven wordt aangegeven dat het omslagpunt bij 10 GWp ligt, omdat boven deze waarde de PV-terugleverpiek groter is dan de consumptiepiek, waardoor de netdimensionering bepaald wordt door deze PV-terugleverpiek. Echter, de getallen in bovenstaande tabel kunnen nog verder genuanceerd worden om de inpassing van PV in het huidige net te optimaliseren:

1. Bij 10 GWp in Nederland (terugleverpiek op landelijk niveau in LV-net gelijk aan vraagpiek in de winter) is het opgestelde PV-vermogen in de modelwijk gelijk aan 450 kWp en de terugleverpiek in de modelwijk ca. 350 kW t.o.v. een winterse consumptiepiek van 400 kW. Deze terugleverpiek en daarmee het opgestelde PV kan dus nog een klein beetje opgerekt worden: de terugleverpiek is gelijk aan de consumptiepiek bij een opgesteld vermogen van 500 kWp in de modelwijk. Als we dit opschalen naar landelijk niveau is er 11 GWp opgesteld.
2. Gemiddeld wordt de distributietransformator (wijktrafo) 160% overgedimensioneerd t.o.v. de verwachte consumptiepiek¹³, d.w.z. een transformator van 630 kVA zal in een wijk met een verwachte piek van 400 kW geplaatst worden. Echter, de gelijktijdigheid van zon-PV is bijna 1, dus een terugleverpiek hoger dan de berekende zomerse piek zal nooit optreden. Daarom is de overdimensionering van de trafo voor de PV-terugleverpiek niet nodig. Bij een trafo van 630 kVA kan de terugleverpiek dus 630 kW zijn. Het opgestelde PV-vermogen in deze wijk kan dan 730 kW zijn (aangenomen dat de minimale consumptie van de wijk in de zomer 100 kW is)¹⁴. Als dit opgeschaald wordt naar landelijk niveau is er 16 GWp opgesteld in het bestaande net mogelijk.
3. Bij een curtailment van 30% (dit geeft slechts 2-3% energieverlies op jaarbasis) kan er 43% meer vermogen worden geïnstalleerd. Dat resulteert in 1040 kWp in de modelwijk of 23 GWp in Nederland.
4. Aangezien de terugleverpiek zelden voorkomt en dan gedurende een beperkt aantal uren, kan er gebruik gemaakt worden van de tijdelijke overbelastbaarheid van de distributietrafo, in de orde van 120% voor enkele uren. Het opgestelde PV-vermogen in de modelwoonwijk wordt daarmee $1040 \times 120\% \text{ kWp} = 1250 \text{ kWp}$ of 27 GWp in Nederland.
5. Door de invoering van vraagsturing (demand response of DR), met name met warmtepompen en elektrisch vervoer (EV), kan het PV-vermogen in de woonwijken nog verder opgevoerd worden. Voor de LV-netbelasting heeft hierbij uitsluitend het vermogensverschil tussen de terugleverpiek en de trafobelastbaarheid c.q. trafocapaciteit gecompenseerd te worden.
6. Als laatste kan ook nog elektriciteitsopslag worden toegevoegd, hetzij als huisgebonden, hetzij als wijkgebonden systeem. Ook hierbij heeft uitsluitend het vermogensverschil tussen de terugleverpiek en de trafobelastbaarheid gecompenseerd te worden. Als door DR of opslag 1 kW per huis gecompenseerd kan worden, kan een aanvullende 8 GWp aan PV geïnstalleerd worden (met een geschatte 8 miljoen huizen in NL). Een algemeen gebruikt batterijvermogen bij een

¹³ De verwachte consumptiepiek wordt uitgerekend met behulp van een gegeven (on)gelijktijdigheidsfactor. Rekening houdend met incidentele gelijktijdige pieken en met de consumptiegroei, wordt een overdimensionering gekozen.

¹⁴ Er is wel een probleem als alle consumptie wegvalt en de PV opwek overblijft. De trafo ziet dan een overbelasting van $730/630 = 116\%$.

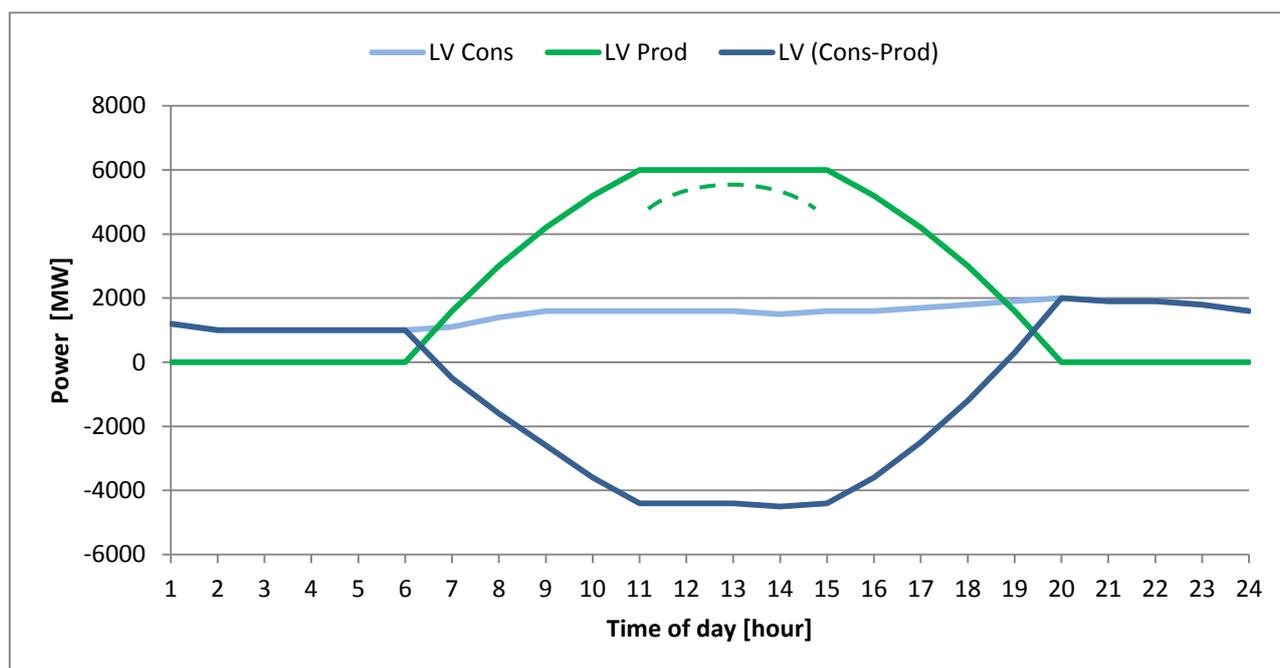
thuis-PV-systeem is 5 kW. Hiermee zou dan 40 GWp extra PV in het laagspanningsnet gecompenseerd kunnen worden.

- Als het benodigde vermogen van de opslag gerelateerd wordt aan het opgestelde PV-vermogen, is er voor 100 GWp opgesteld PV-vermogen een hoeveelheid van $(100-27)*0,7$ GW aan opslag nodig (factor 0,7 als gevolg van 30% curtailment en 27 GWp is inpasbaar in het laagspanningsnet) om het overschot aan PV in het laagspanningsnet te compenseren, dat is 50 GW opslagvermogen.

3.3.2.2 Maatregelen

Een effectieve maatregel voor het PV-vermogensoverschot is het aftoppen van de zonne-energie op het moment dat het productievermogen te hoog is. Dit heet in het Engels 'curtailment', oftewel productiebeperking. Een curtailment van 10% betekent dat het vermogen van zonne-energie gelimiteerd wordt op 90% van het piekvermogen. Beneden deze curtailment-waarde is de elektriciteitsproductie normaal. Zie figuur 12, waar 10% curtailment is toegepast voor een situatie met ongeveer 6,7 GWp. De groene lijn 'LV Prod' geeft de productie van zonne-energie weer op de meest zonnige dag in het jaar.

Figuur 12 Voorbeeld van curtailment van PV-productie op een zonnige zomerdag. Curtailment of productiebeperking is een beperking in het piekvermogen van een PV-installatie. LV Cons = consumptie op LV-niveau; LV Prod = PV-productie op LV-niveau



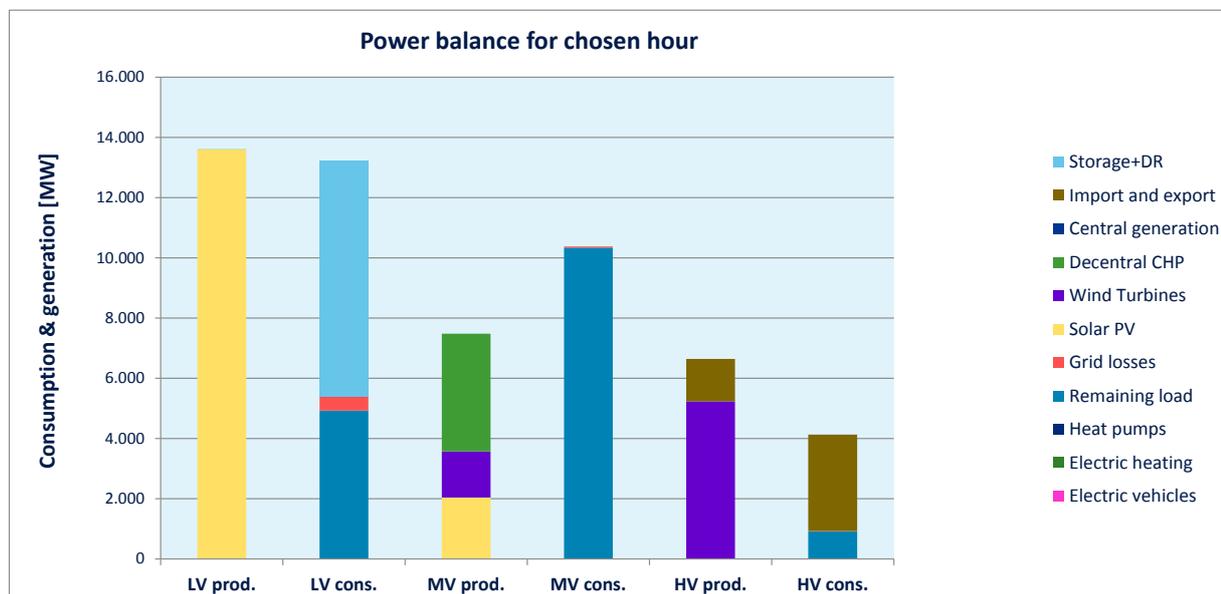
Als in het geval van 20 GWp 10% curtailment (aftopping van de PV-vermogenspiek) wordt toegepast, betekent dat niet dat er ook 10% minder elektriciteit opgewekt wordt. Er wordt zelfs minder dan 0,2% aan elektriciteitsproductie ingeleverd, omdat de vermogenspiek (en dus ook de aftopping daarvan) zelden voorkomt. Voor 20 GWp is 10% curtailment echter niet voldoende om netproblemen te voorkomen. Een relevant omslagpunt is de waarde van de curtailment waarbij de PV-terugleverpiek even groot is als de consumptiepiek. Uit de modelberekeningen volgt dat dit punt wordt bereikt als de curtailment iets groter is dan 30%. Het PV-productieverlies is dan ongeveer 2-3% op jaarbasis. Het omslagpunt is geen absoluut gegeven omdat het elektriciteitsnet om betrouwbaarheidsredenen gebouwd

is om hogere pieken op te vangen dan de consumptiepiek, zoals besproken in de vorige paragraaf. Ook de lokale verdeling van zonne-energiesystemen speelt een rol bij de netinpassing. Eerder in dit hoofdstuk is beschreven welke maatregelen genomen kunnen worden om de inpassing van PV in het huidige elektriciteitsnet te optimaliseren.

Elektriciteitsopslag kan een oplossing bieden voor de dag-nacht energie-onbalans. Als er bijvoorbeeld bij ieder PV-systeem een evengroot vermogen aan elektrische opslag geïnstalleerd wordt, waarbij voor iedere 5 kWp 2 kWh aan opslagcapaciteit geïnstalleerd wordt, kan lokale elektriciteitsopslag netproblemen voorkomen volgens het profielmodel, omdat zelfs in extreme gevallen de zonnestroom geabsorbeerd kan worden, zie figuur 13. Zolang als de kosten van zonnestroom en opslagsystemen blijven dalen, komt er een moment dat deze combinatie kan concurreren met de netstroom. Deze solar-plus-batterij netpariteit is in de Verenigde Staten op sommige plekken al bereikt en wint daar aan terrein (Rocky Mountain Institute, 2014).

De jaarlijkse energiebalans bij 20 GWp geeft aan dat de hoeveelheid zonne-energie op jaarbasis niet direct tot problemen leidt (figuur 11). De PV-productie is namelijk een stuk kleiner dan de vraag. Wel kan er in de zomermaanden meer PV-elektriciteit geproduceerd worden dan er geconsumeerd wordt en in de winter minder, er is dus een energie-onbalans tussen de seizoenen. (Het verschil tussen zomer- en winterpiekvermogen is ongeveer een factor 10, het verschil tussen de dagproductie van zomer en winter is ongeveer een factor 20.) Zonder seizoensopslag¹⁵ zal in de winter door andere energiebronnen voorzien moeten worden in de resterende vraag.

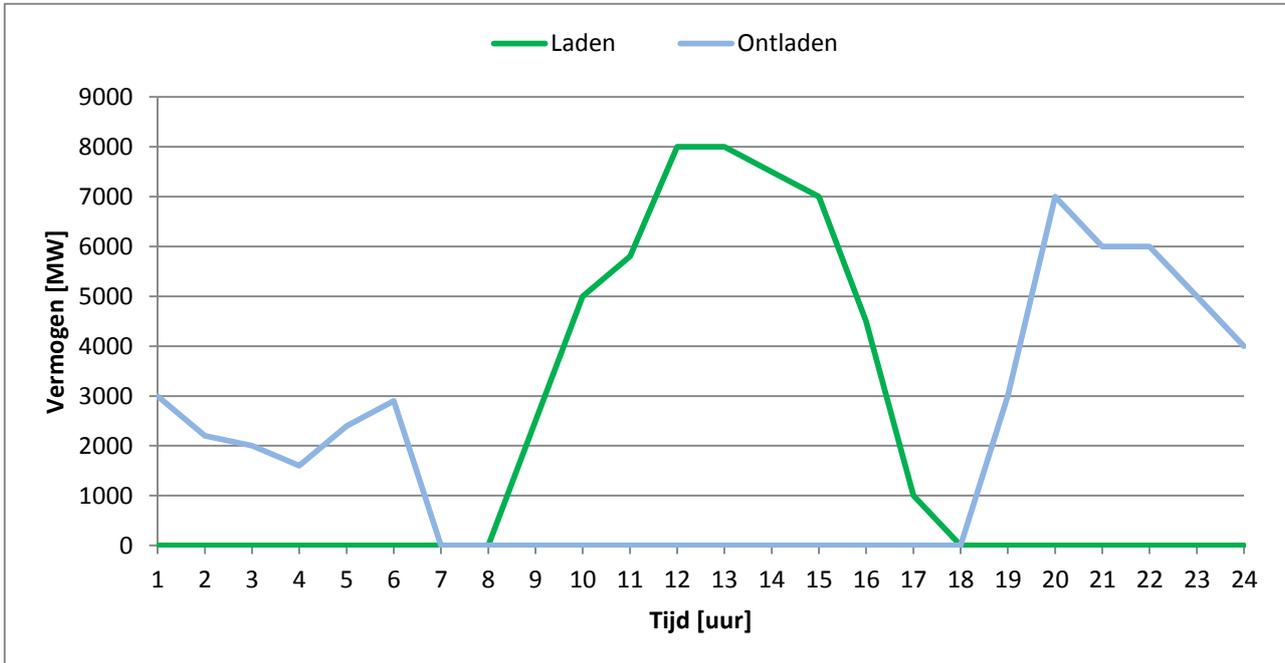
Figuur 13 De vermogensbalans in Nederland in het uur met de hoogste PV-productie voor een opgesteld PV-vermogen van 20 GWp in Nederland en 10 MW aan opslag op LV-niveau. De opslagsystemen worden ter compensatie van de PV-productiepiek opgeladen (LV cons.), waardoor productie en vraag op laagspanningsniveau in balans zijn



Typische curves die in het laagspanningsnet verwacht kunnen worden bij toepassing van opslagsystemen worden weergegeven in figuur 14. Overdag wordt het opslagsysteem opgeladen en 's avonds en 's nachts wordt het opslagsysteem ontladen.

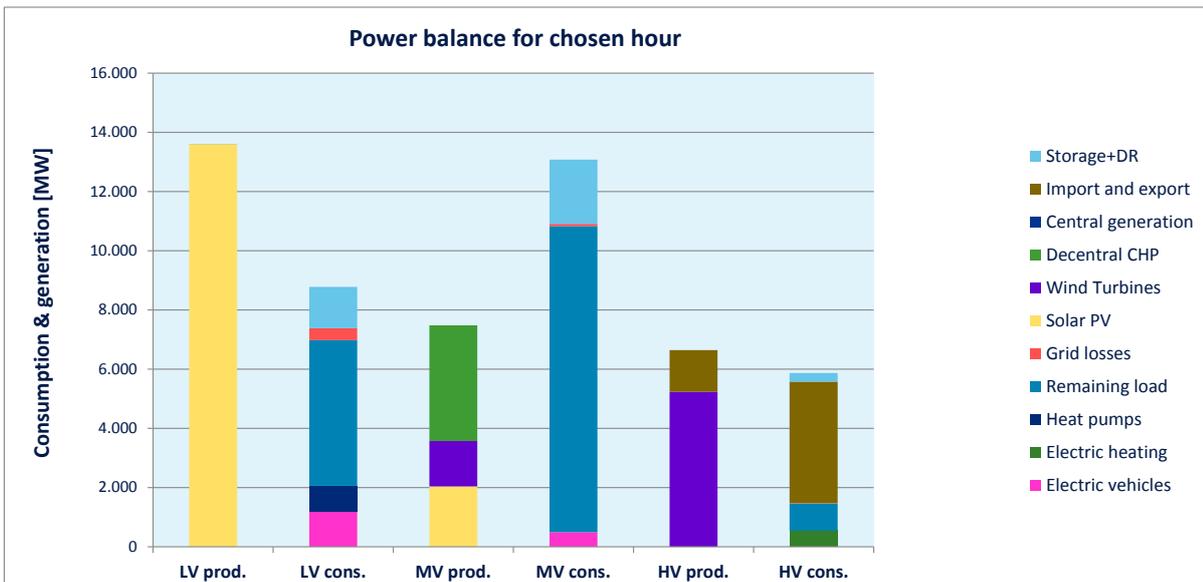
¹⁵ Seizoensopslag kan bijvoorbeeld in de vorm van waterstofopslag, het energie-eiland of warmte in aquifers. Dit is in deze studie niet nader uitgewerkt.

Figuur 14 Laad- en ontladprofiel van de opslagsystemen bij toepassing in het laagspanningsnet voor een dag met veel zoninstraling. Tussen 8:00u en 18:00u worden de opslagsystemen opgeladen en de opgeslagen energie wordt 's nachts gebruikt (Ontladen)

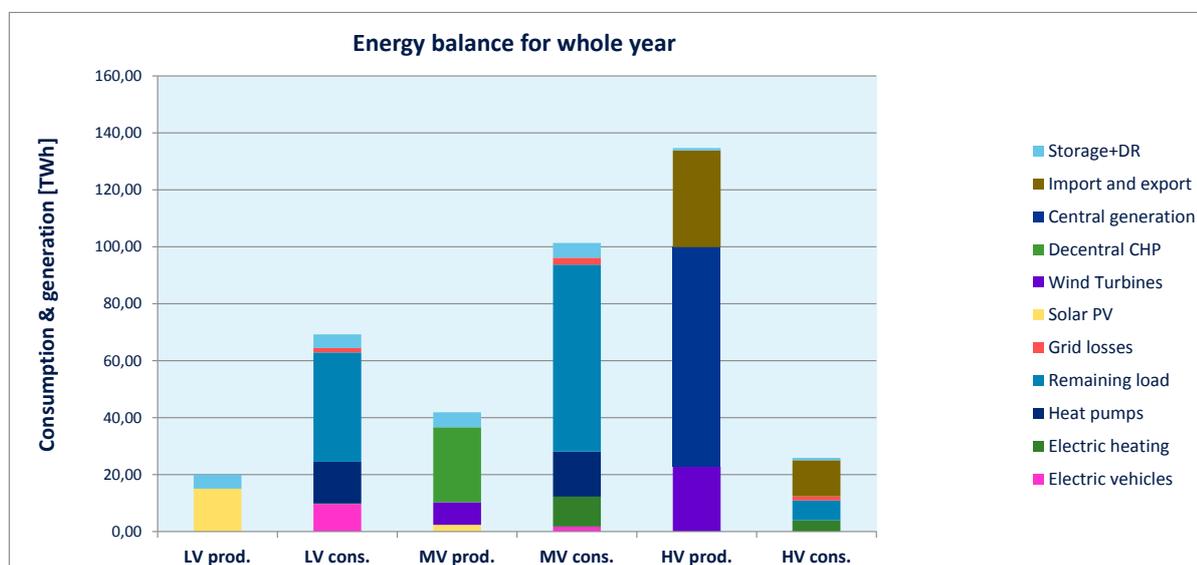


Andere maatregelen zoals vraagsturing, elektrisch vervoer, warmtepompen en elektrische verwarming voegen een stuk extra vraag toe, maar dragen apart niet voldoende bij om de vermogensonbalans weg te nemen. Zonder curtailment is het lastig om de lokale vermogensbalans te handhaven. Invoering van elektrische auto's, warmtepompen en elektrische verwarming leiden tot een grotere energievraag in het lokale elektriciteitsnet waarbij de jaarlijkse energieonbalans toeneemt. Zie figuur 15.

Figuur 15 De vermogensbalans in Nederland in het uur met de hoogste PV-productie voor een opgesteld PV-vermogen van 20 GWp in Nederland, met een combinatie van demand response (20%), elektrische voertuigen (50%), warmtepompen (45%) en elektrische verwarming (55%)



Figuur 16 De jaarlijkse energiebalans in Nederland voor een opgesteld PV-vermogen van 20 GWp in Nederland, met een combinatie van demand response (20%), elektrische voertuigen (50%), warmtepompen (45%) en elektrische verwarming (55%)



Uit bovenstaande analyse kan geconcludeerd worden dat inpassing van 20 GWp goed mogelijk is indien gekozen wordt voor curtailment. Het verdient daarom aanbeveling om PV-curtailment mee te nemen in de ontwikkeling van toekomstige regelgeving om voorbereid te zijn op een dergelijk groot aandeel PV. In Duitsland is dergelijke regelgeving al ingevoerd, wat betekent dat omvormers van zon-PV installaties, opgesteld vanaf 2012, door de netbeheerder op afstand in capaciteit gereduceerd moeten kunnen worden (Deutsche Bank, 2012). Tevens moeten Duitse PV-systemen kleiner dan 30 kWp sinds 2013 standaard een vermogensbeperking tot 70% van het geïnstalleerde PV vermogen bevatten (IEEE, 2013).

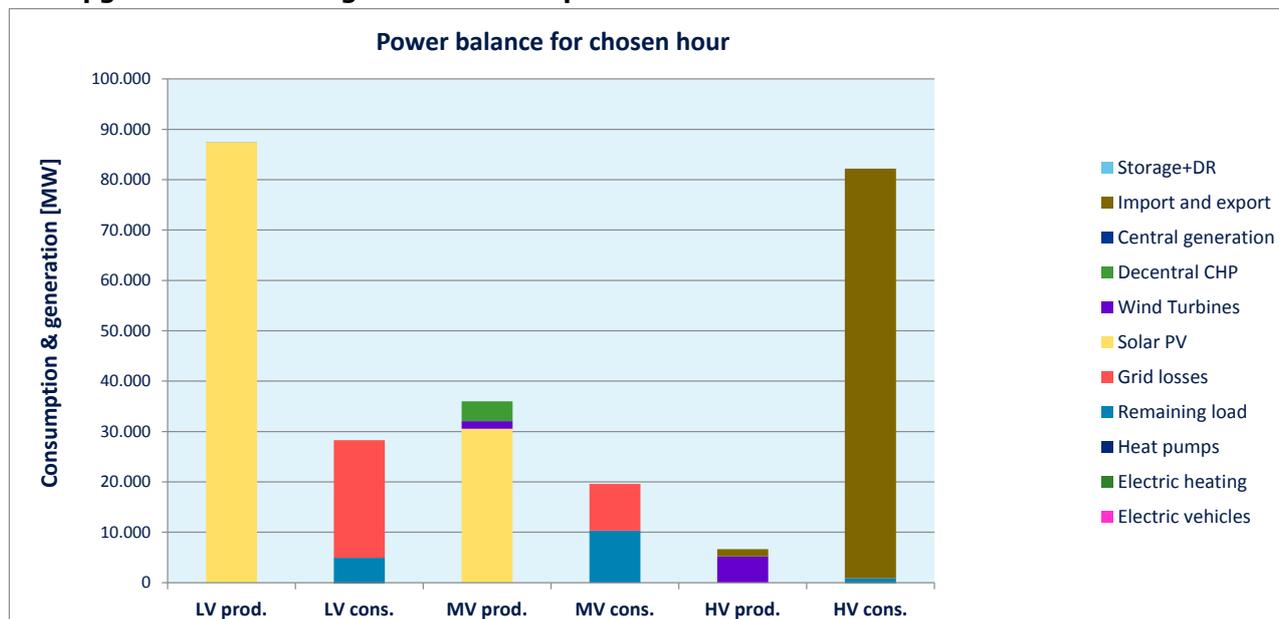
3.4 Volledig PV potentieel – 150 GWp

Bij een geïnstalleerd PV-vermogen van 150 GWp (ongeveer een kwart op MV en driekwart op LV-niveau) is de vermogensbalans op meer momenten in het jaar verstoord dan bij 20 GWp. Op die momenten kan in het laagspanningsnet een piek van bijna 90 GW ontstaan, zie figuur 17. Dat is het moment dat voor zowel het laagspanningsnet als het middenspanningsnet de maximale belasting optreedt. Deze situatie is echter onrealistisch omdat het elektriciteitsnet niet op deze piek berekend is. De netverliezen zijn erg groot, het laag- en middenspanningsnet zijn overbelast en volgens het profielmodel is er bijna volledige export van de zonne-energie, terwijl onze buurlanden hetzelfde probleem zullen ondervinden.

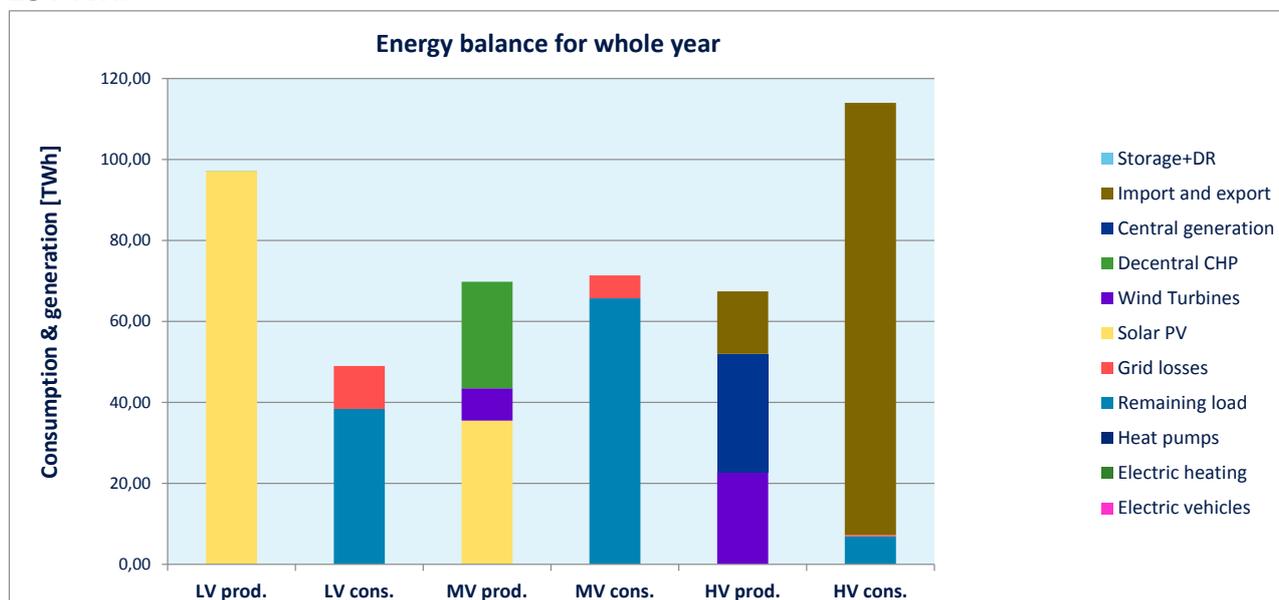
Qua jaarlijkse elektriciteitsproductie en consumptie zou 150 GWp in theorie kunnen voorzien in een toekomstige Nederlandse behoefte van ongeveer 130 TWh¹⁶. Figuur 18 laat zien dat er in dat geval ook andere energiebronnen aangewend worden (o.a. wind en WKK, maar ook conventionele centrales) en dat de overproductie geëxporteerd wordt. In de praktijk zal deze situatie met veel export niet voorkomen, omdat de buurlanden dezelfde problemen zullen hebben. Indien in Nederland 150 GWp aan PV geïnstalleerd zou zijn, zullen de PV-overschotten dus zowel op uurbasis als op jaar-/seizoensbasis in Nederland geabsorbeerd moeten worden (liefst decentraal c.q. lokaal).

¹⁶ De huidige vraag (2014) is ca. 120 TWh, de toekomstige vraag (2050) ca. 130 TWh (gematigde groei).

Figuur 17 De vermogensbalans in Nederland in het uur met de hoogste PV-productie voor een opgesteld PV-vermogen van 150 GWp in Nederland



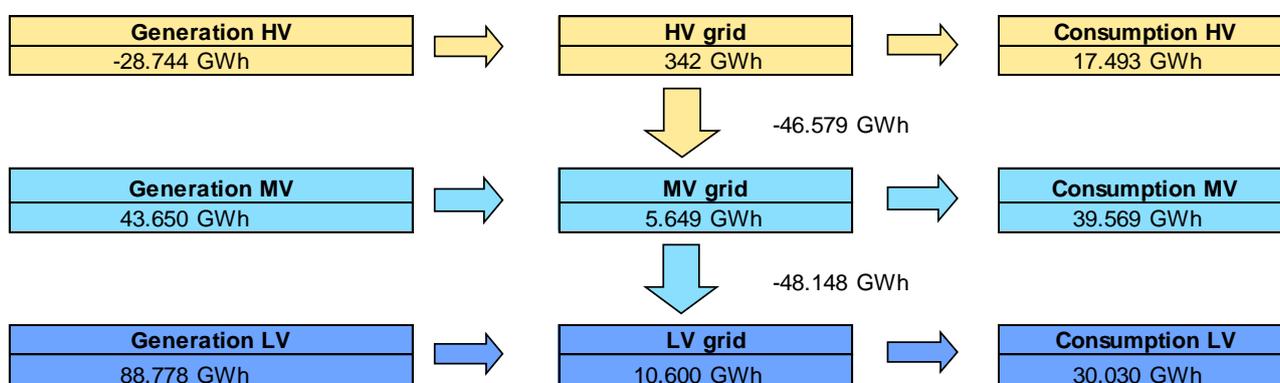
Figuur 18 De jaarlijkse energiebalans in Nederland voor een opgesteld PV-vermogen van 150 GWp in Nederland. De jaarlijkse PV-productie is 133 TWh en de totale productie is 234 TWh



In figuur 18 is te zien dat de PV-productie op LV-niveau bijna 100 TWh is en de export op HV-niveau eveneens ongeveer 100 TWh. Dit komt door de seizoenseffecten van PV-opwek en van de consumptie: als de PV-opwek het hoogst is, is de consumptie vaak het laagst, waardoor geëxporteerd moet worden. Andersom, als de consumptie het hoogst is, is de PV-opwek het laagst en moeten naast CHP en wind ook de centrale fossiele opwekkers ingezet worden. Deze seizoensonbalans is moeilijk op te lossen, kandidaat hiervoor is grootschalige opslag, b.v. compressed air (CAES), het energie-eiland, of power-to-gas, ieder met zijn eigen voor- en nadelen.

Figuur 19 toont de jaarlijkse netto-elektrische-energiestromen over de drie netvlakken in Nederland. Deze figuur laat zien dat in dit geval het grootste deel van de opwekking plaatsvindt in het laagspanningsnet en dat er per jaar 48 TWh van het laagspanningsnet naar het middenspanningsnet getransporteerd wordt en 47 TWh van het MV-net naar het HV-net. Dit is dus in tegengestelde richting ten opzichte van de huidige situatie (Figuur 6, blz. 16). Hier wordt nogmaals benadrukt dat het gaat om netto-productie en consumptie: een deel van de productie en consumptie balanceert uit voor ze op het net komen en vormen zo geen netbelasting¹⁷.

Figuur 19 Overzicht van de elektrische energiestromen in het Nederlandse net bij een opgesteld PV-vermogen van 150 GWp in Nederland. In dit geval is de hoofdrichting van de elektriciteit van het laagspanningsnet via middenspanning naar het hoogspanningsnet. Een negatieve 'Generation HV' geeft aan dat er een netto-export van elektrische energie is (d.w.z. meer HV-consumptie en export dan HV-opwekking en import)



3.4.1 Maatregelen

De vermogensonbalans bij 150 GWp is niet zomaar op te lossen met curtailment. Zelfs als er in een hypothetische situatie 75% curtailment toegepast zou worden, wat 35 tot 40% minder elektriciteitsopbrengst zou betekenen¹⁸, ontstaan er nog piekvermogens in het laagspanningsnet van meer dan 20 GW die moeilijk te verwerken zijn op lokaal niveau, zie figuur 20. Maatregelen zoals demand response met warmtepompen, elektrische voertuigen en elektrische verwarming zorgen er bij 50% penetratiegraad¹⁹ niet voldoende voor dat de piek-productievermogens van zonnestroom geabsorbeerd worden. Wel zorgen deze maatregelen voor een betere jaarlijkse energiebalans in het laagspanningsnet, zie figuur 21. Om grote hoeveelheden vermogen te kunnen absorberen in (bijvoorbeeld) een uur kan lokale elektriciteitsopslag dienen. Als alle laagspanningsaansluitingen voorzien zouden worden van een opslagsysteem van 5 kW dan zou dat voldoende zijn om de piekproductie van 150 GWp met 75% curtailment op te vangen, zie figuur 22. De aanwezige opslagcapaciteit zorgt er nu echter voor dat de 'consumptiepiek' groter is dan de PV-productiepiek, wat niet realistisch is. Dit heeft te maken met het vereenvoudigde regelprincipe in het profielmodel, waarbij de opslagsystemen allemaal opgeladen worden als de stroom goedkoop is (bij veel PV-productie).

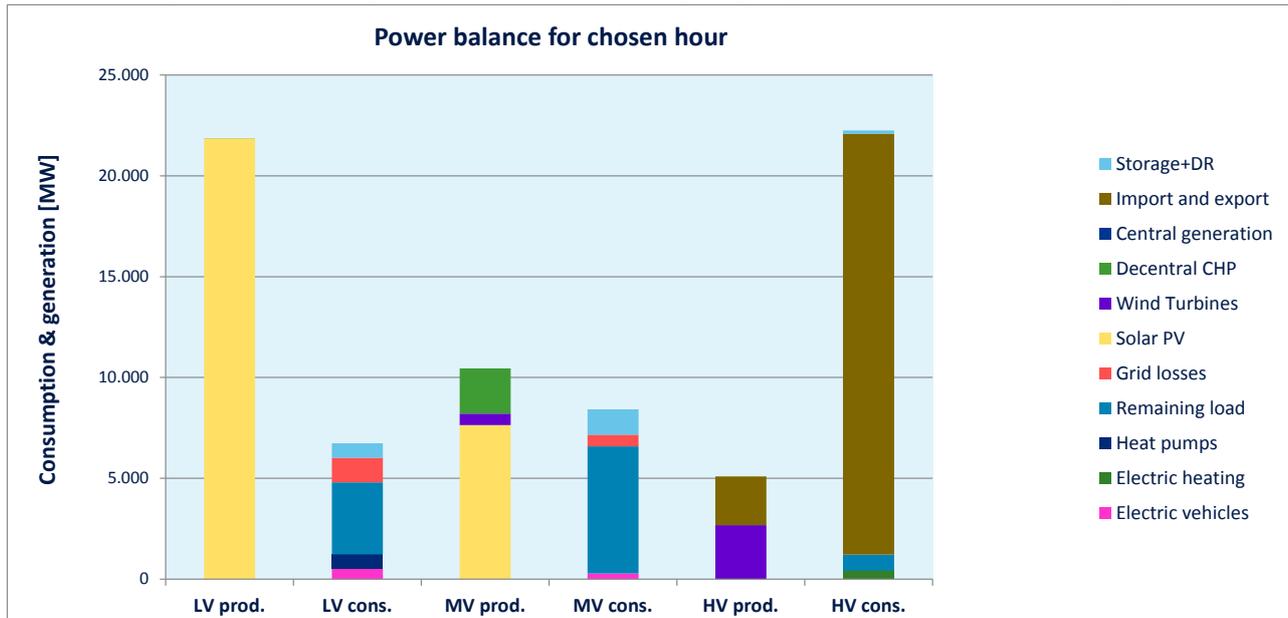
¹⁷ In het LV-net wordt 96 TWh opgewekt (figuur 14), waarvan 7 TWh door zelfconsumptie niet in het net komt, de netto-LV-opwek is dus 89 TWh (figuur 15). De bruto-LV-consumptie is 37 TWh en de netto-LV-consumptie is 30 TWh. Op MV-niveau is het industriële eigenverbruik gelijk aan 26 TWh, zoals blijkt uit de verschillen tussen de bruto en netto waarden. Op HV-niveau blijkt een groot deel van de netto-consumptie (figuur 16) rechtstreeks uit het buitenland te worden ingekocht (niet zichtbaar als consumptie in figuur ZZZ, maar als import), en is het saldo van centrale HV-opwekking, import en export negatief (-29 TWh in figuur 17).

¹⁸ 35 tot 40% opbrengstreductie betekent een verhoging van de opwekkosten per kWh van 50 tot 70%.

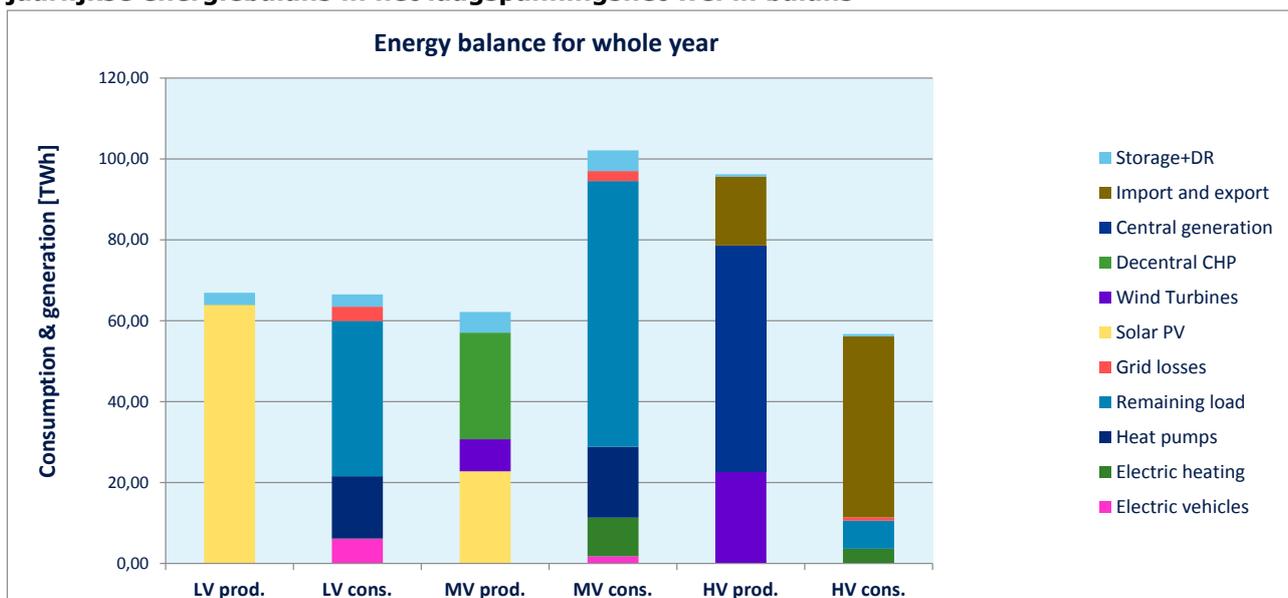
¹⁹ Dit betekent de helft van alle verwarmingsinstallaties in gebouwen en van het personenautopark in Nederland.

Om grote vermogens van niet-regelbare hernieuwbare elektriciteitsproductie te kunnen inpassen in het volledige elektriciteitssysteem is ontwikkeling van seizoensopslag (waterstofopslag, warmte in aquifers of andere vormen van grootschalige opslag) nodig. Elektriciteitsopslag kan dan niet alleen worden toegepast in het laagspanningsnetwerk, maar ook in het midden- en hoogspanningsnetwerk. Deze vormen van opslag zijn in dit onderzoek echter niet meegenomen.

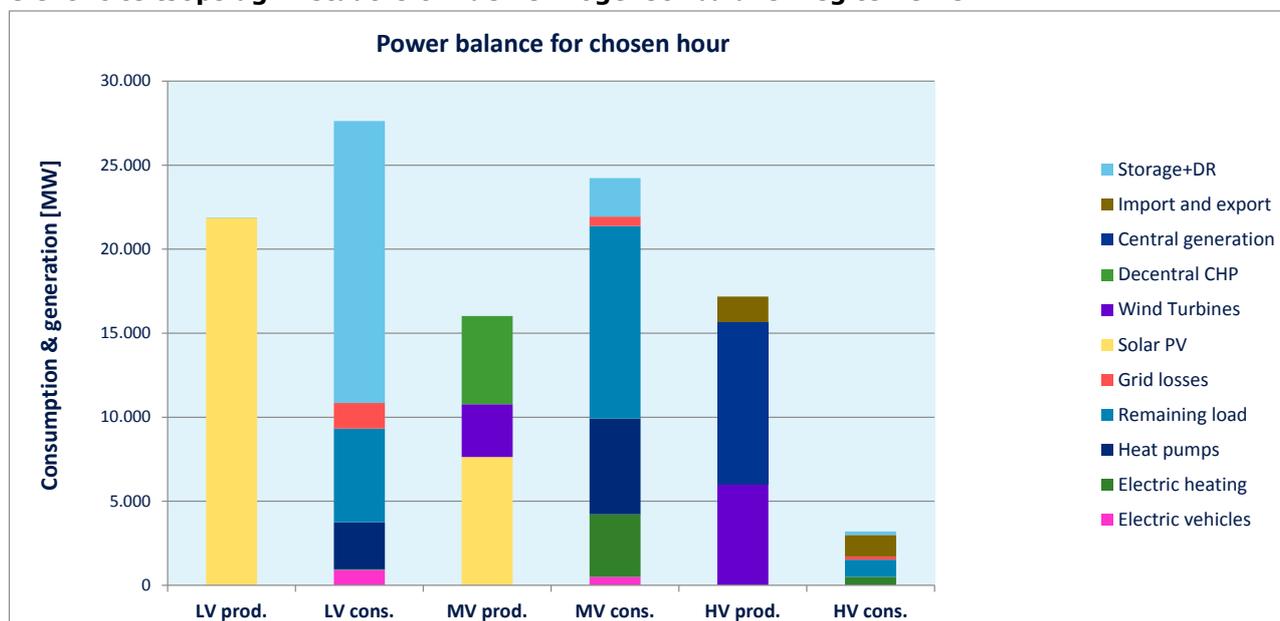
Figuur 20 De vermogensbalans in Nederland in het uur met de hoogste PV-productie voor een opgesteld PV-vermogen van 150 GWp met 75% curtailment in Nederland, met 20% demand response en 50% penetratie van warmtepompen, elektrische verwarming en EV's



Figuur 21 De jaarlijkse energiebalans in Nederland voor een opgesteld PV-vermogen van 150 GWp met 75% curtailment in Nederland, met 20% demand response en 50% penetratie van warmtepompen, elektrische verwarming en EV's. In dit hypothetische geval is de jaarlijkse energiebalans in het laagspanningsnet wel in balans



Figuur 22 De vermogensbalans in Nederland in het uur met de hoogste PV-productie voor een opgesteld PV-vermogen van 150 GWp met 75% curtailment in Nederland, met een opslagvermogen van 5 kW per laagspanningsaansluiting. Het profielmodel laat zien dat elektriciteitsopslag in staat is om de vermogensonbalans weg te nemen



3.4.2 Consequenties voor het laagspanningsnet

Bij de PV-penetratie van 150 GWp (scenario: 100% zonnestroom. Dat wil zeggen de productie aan zonnestroom is gelijk aan de huidige elektriciteitsvraag in Nederland) is uitgegaan van 50 GWp op MV en 100 GWp op LV-niveau. In deze paragraaf is de situatie met 100 GWp op LV-niveau doorgerekend, zonder curtailment, en tevens die van 50 GWp (als tussenstap tussen deze en de vorige paragraaf). Voor de modelwijken zijn de loadflowberekeningen uitgevoerd en zijn de vereiste netuitbreidingen c.q. netverzwaringen geanalyseerd. De consumptie is gelijk genomen aan die van de situatie met 20 GWp en extra belastingen als EV, elektrische warmtepompen en opslag zijn niet meegenomen in deze analyse. De resultaten van de loadflowanalyse staan in onderstaande tabel. Dit is dezelfde tabel als die van pagina 21, met daaraan toegevoegd de resultaten van 50 en 100 GWp. Voor opschaling van de resultaten van één modelwijk naar geheel Nederland is een aantal van 38000 modelwijken benodigd (2/5 stadswijken en 3/5 rurale wijken).

In tabel 6 is te zien dat bij 50 en 100 GWp de PV-terugleverpiek (in de zomerdag) veel groter is dan de consumptiepiek (in de winterdag). Ook bij 20 GWp is de terugleverpiek al groter dan de consumptiepiek (namelijk ongeveer het dubbele). Waar in het conventionele netontwerp gerekend wordt met een LV-netbelasting van ongeveer 1 kW per huis (gegeven door de huisconsumptie van verlichting en apparatuur), moet in geval van veel PV gerekend worden met ca. 5 kW (voor 50 GWp in NL) of 11 kW (voor 100 GWp) per huis. Dit vraagt om een geheel nieuwe methode van netontwerp, omdat door de onzekerheid in PV-penetratie niet meer eenvoudig met een worst-case situatie (met de hoogste verwachte belasting) gerekend kan worden. Door toevoeging van o.a. warmtepompen en elektrische voertuigen wordt het netontwerpproces nog complexer. Deze nieuw vereiste aanpak, ook wel aangeduid als dynamisch netontwerp, staat nog in de kinderschoenen.

Zoals eerder aangegeven, nemen de kosten van het laagspanningsnet ruwweg lineair toe met het benodigde vermogen door het net, zie figuur 23. Bijvoorbeeld: de extra netinvestering voor 50 GWp zon-

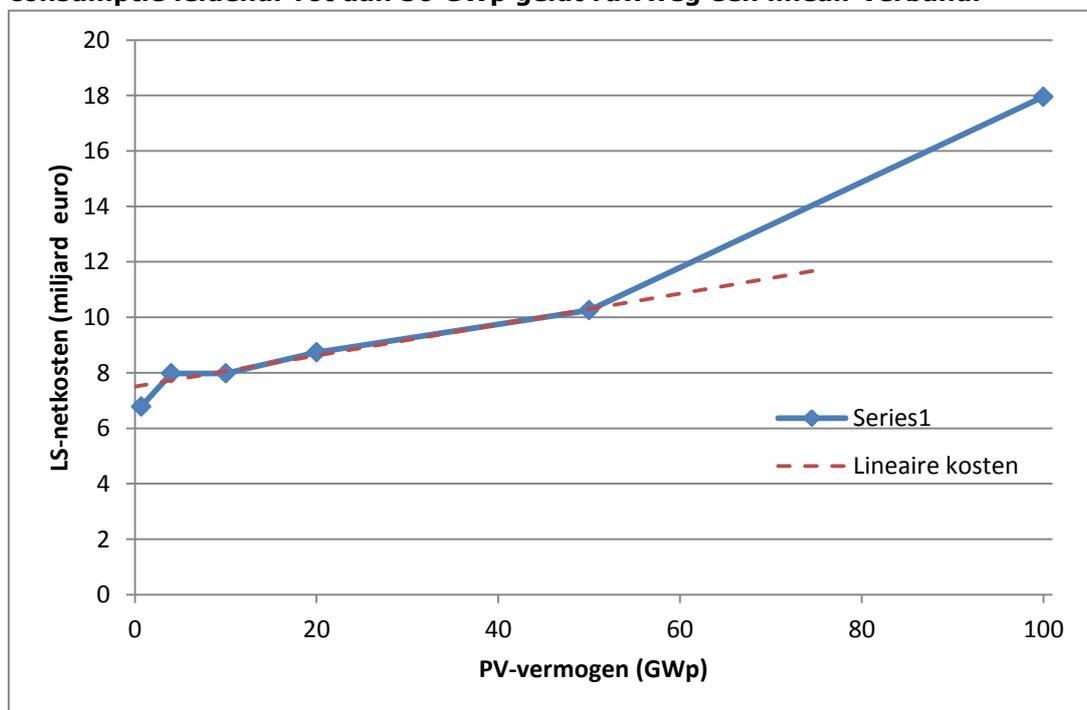
PV is 10-20% ten opzichte van die voor 20 GWp. Echter, boven 50 GWp worden de netinvesteringen wel fors hoger, doordat geen grotere transformatoren en kabels meer gekozen kunnen worden (die zijn niet verkrijgbaar in de standaardreeks), maar het LV-net in aantallen transformatoren en kilometers kabel uitgebreid moet worden (geen netverzwaring maar netuitbreiding c.q. nieuwbouw). Het laatste betekent een forse kostentoeename, die optreedt boven 50 GWp PV-vermogen. De netwerkkosten kunnen afgezet worden tegen de kosten om een bepaald vermogen aan PV te installeren. Een ruwe schatting van 1 euro per W_p geïnstalleerd vermogen leidt bijvoorbeeld tot totale PV-systeemkosten van 50 miljard euro bij 50 GWp. Het betreft eenmalige investerings- en installatiekosten van de zonnepanelen en de PV-inverters. De bijbehorende kosten van netuitbreiding (LV+MV) zijn circa 4 miljard euro bovenop de 11 miljard euro die al in de grond ligt (zie tabel 6: totale netkosten zijn 15 miljard bij 50 GWp). De investeringskosten van PV-systemen zijn dus een factor 10 hoger dan de netaanpassingen die nodig zijn als er geen curtailment wordt toegepast.

Tabel 6 Impact van PV-systemen op de belasting van het laagspanningsnet: scenario-analyse met productie en teruglevering t.o.v. consumptie op landelijke niveau en in de modelwijk en berekening van de netkosten

Landelijke PV-productiepiek en teruglevering						
Scenario	Realisatie	NAZ	Indicatief opgesteld vermogen	TKI Solar Energy	Indicatief opgesteld vermogen	100% zonne-stroom
Jaar	2014	2020	2025	2030	2050	2050
PV in Nederland	0,7 GWp	4 GWp	10 GWp	20 GWp	50 GWp	150 GWp, waarvan 100 GWp op LV
LV vraagpiek (winterdag)	7 GW	7 GW	8 GW	8 GW	8 GW	8 GW
Minimale LV consumptie, zomer overdag	1,7 GW	1,9 GW	2 GW	2 GW	2 GW	2 GW
Maximale LV teruglevering, zomer overdag	0	2,1 GW	8 GW	18 GW	48 GW	98 GW
PV-productie en investeringskosten van een Modelwijk (stad, groot)						
PV in de wijk	32 kWp	180 kWp	450 kWp	900 kWp	2250 kWp	4500 kWp
Max consumptie (winterdag)	350 kW	400 kW	400 kW	400 kW	400 kW	400 kW
Max teruglevering, zomer overdag	0	80	350 kW	800 kW	2150 kW	4400 kW
Netinfra bepaald door	Consumptie			Teruglevering		
Modelwijk transformator	400 kW	630 kW	630 kW	1000 kW	2500 kW	2x 2500 kW
Kosten van één modelwijk	150 KEUR	170 KEUR	170 KEUR	190 KEUR	230 KEUR	400 KEUR

Investeringskosten van laag- en middenspanningsnet in Nederland						
LV net totaal: (2/5 stad, 3/5 ruraal)	7,5 mld EUR	8 mld EUR	8,5 mld EUR	9 mld EUR	10 mld EUR	18 mld EUR
MV net (ongeveer de helft in kilometers en kosten)	3,5 mld EUR	4 mld EUR	4,5 mld EUR	4,5 mld EUR	5 mld EUR	9 mld EUR
Totaal LV+MV net	11 mld EUR	12 mld EUR	13 mld EUR	14 mld EUR	15 mld EUR	27 mld EUR

Figuur 23 Investeringskosten (eenmalig) van het laagspanningsnet als functie van de penetratiegraad van PV in Nederland zonder curtailment. Tot aan 10 GWp is niet PV, maar de consumptie leidend. Tot aan 50 GWp geldt ruwweg een lineair verband.



Uit bovenstaande analyse blijkt dat inpassing van een PV-vermogen van 50 of 100 GWp in Nederland zonder curtailment flinke netaanpassingen vraagt. Overigens lijken de uitbreidingskosten tot 50 GWp mee te vallen. Als evenals in het profielmodel wordt uitgegaan van aan curtailment van 75% (bij 100 GWp), wordt de PV-productiepiek in het laagspanningsnet gelijk aan 22 GW. Dit is ongeveer gelijk aan de waarde van de vorige paragraaf. Deze hoeveelheid PV zou in het Nederlandse net kunnen worden ingepast met een combinatie van maatregelen, waaronder beperkte netverzwaringen, demand response met elektrisch vervoer en warmtepompen en opslagsystemen.

4 CONCLUSIES

PV-potentieel in de gebouwde omgeving

In het eerste deel van de studie is het potentieel van PV-zonne-energie in de gebouwde omgeving in Nederland onderzocht. Allereerst is het beschikbare dakoppervlak voor zonnepanelen onderzocht waarbij rekening is gehouden met obstakels, helling en oriëntatie van de daken. De oppervlakte aan zonnepanelen op daken wordt ingeschat op ruim 400 km². Naast woningen zijn ook gebouwen van de utiliteitssector meegenomen. Het technisch potentieel van de elektriciteitsproductie door zonnepanelen op de daken van woningen en utiliteitsgebouwen wordt geschat op circa 180 PJ (50 TWh) per jaar, wat met de huidige stand der techniek overeenkomt met een opgesteld PV-vermogen van 66 GWp. Deze jaarlijkse elektriciteitsproductie is even groot als de jaarlijkse elektriciteitsvraag van de gebouwen. Bij de woningen is de jaarproductie circa 30% groter dan de vraag terwijl dit bij de utiliteit juist omgekeerd is (daar is de productie circa 30% kleiner dan de vraag). De genoemde getallen gelden onder de aannames van een PV-rendement van 16%, een paneelopbrengst van 123 kWh/m²/jaar en een gemiddelde jaaropbrengst van 770 kWh/kWp (waarin verschillen in helling en oriëntatie verdisconteerd zijn).

De balans bij 66 GWp tussen de jaarlijkse productie en consumptie geldt voor Nederland als geheel, maar regionaal en lokaal bestaat er onbalans. Deze onbalans verschilt per provincie en ook lokaal binnen elke provincie. Relatief dunbevolkte provincies, met veel beschikbaar dakoppervlak per inwoner, zoals Groningen, Drenthe, Friesland, Overijssel en Zeeland, hebben een potentiële PV-productie die ca. 20% groter is dan de consumptie en in de dichtbevolkte provincies Noord en Zuid-Holland en Utrecht (minder dakoppervlak per inwoner) is de productie ongeveer 10% lager dan de consumptie.

De jaarlijkse energiebalans wordt verder verstoord door een seizoensgebonden onbalans (veel PV-productie in de zomer, weinig productie maar een hogere consumptie in de winter), een dagelijkse onbalans (dag versus nacht) en een momentane onbalans (vermogensonbalans tussen opwekking en consumptie). Al deze vormen van onbalans vragen om verschillende oplossingen voor het zinvolle gebruik van de PV-energie. De vermogensonbalans is maatgevend voor de dimensionering van het Nederlandse elektriciteitsnet.

Als eerste benadering voor de momentane onbalans (vermogensonbalans) is de uurlijkse onbalans geanalyseerd voor alle wijken (PC05-postcodegebieden) met woningen en utiliteiten in Nederland. De uurlijkse onbalans uit zich in een vraagpiek (consumptiepiek, geen PV) op winterdagen en een PV-terugleverpiek (veel PV, weinig vraag) op de zomerdagen. Uit deze analyse blijkt dat bij 66 GWp de PV-terugleverpiek tot een factor 20 hoger kan zijn dan de vraagpiek, terwijl de netten gedimensioneerd zijn voor de vraagpiek (met een overdimensionering van minder dan een factor 2). In alle PC05 gebieden is de terugleverpiek groter dan de vraagpiek. In 90% van de PC05 gebieden is de terugleverpiek meer dan een factor 3 hoger. Dit geeft aan dat er overal in het net capaciteitsproblemen zullen optreden.

Netinpassing van het PV-potentieel

In het tweede deel van deze studie zijn de gevolgen voor de netinpassing van 700 MWp, 4 GWp, 20 GWp en 150 GWp aan opgesteld PV-zonvermogen in het elektriciteitsnet onderzocht.

Netinpassing van 4 GWp PV is zonder netaanpassingen mogelijk, indien de PV evenredig verdeeld is over het laagspanningsnet. Echter, bij een lokale concentratie van PV zullen in bepaalde wijken wel aanpassingen (netverzwaringen) noodzakelijk zijn. Ook kunnen incidenteel in lokale netsituaties problemen met de spanningskwaliteit optreden, die per geval opgelost zullen moeten worden.



Tussen 4 GWp en 20 GWp is er een omslagpunt waarbij maatregelen nodig zijn, omdat de netbelasting door de maximale PV-teruglevering groter is dan die door de maximale consumptie. De problemen die zich voordoen hebben meer te maken met een instantane onbalans (vermogensonbalans) dan met een energie-onbalans op jaarbasis. Op basis van het huidige elektriciteitsnet kan er vrijwel zonder maatregelen tot 16 GWp geïnstalleerd worden indien de zonnestroominstallaties homogeen over de gebouwde omgeving van Nederland verdeeld worden.

Er zijn maatregelen mogelijk die meer dan 16 GWp aan opgesteld PV-piekvermogen toestaan zonder dat het laagspanningselecriciteitsnet uitgebreid hoeft te worden. Een belangrijke maatregel is productiebeperking ('curtailment'), dat bij 30% aftopping tot een energieverlies leidt van 2 tot 3% op jaarbasis. Het opgestelde piekvermogen in Nederland zou dan 27 GWp kunnen worden. Het toepassen van demand response met warmtepompen en elektrische voertuigen maakt tot 8 GWp aan extra PV-vermogen mogelijk. Voor al deze maatregelen is ontwikkeling van technologie én regelgeving nodig, bijvoorbeeld door – vanaf 16 GWp - curtailment verplicht te stellen bij de (terug)levering van zonnestroom aan het elektriciteitsnet. Als er voor elke kWp van een PV-systeem een opslagsysteem van 0,7 kW wordt opgesteld, is tot wel 100 GWp aan PV-capaciteit in het laagspanningsnet mogelijk.

Voor de stabiliteit van het gehele net is altijd primair regelvermogen (draaiende reserve) benodigd, dat kan bijspringen als er een plotselinge belastingsverandering is (b.v. bij uitval van een grote opwekeenheid). Deze draaiende reserve wordt in het huidige systeem geleverd door de centrales. Als deze uitstaan bij veel PV-opwekking, zullen andere opwekkers deze rol moeten overnemen, zoals decentrale WKK-eenheden en mogelijk ook windparken en PV-systemen²⁰. Maar ook vraagsturing en opslag kunnen hierin een bijdrage leveren. Dit alles vraagt niet alleen technische aanpassingen, maar ook andere regelgeving.

De doorrekening van het theoretische PV-potentieel van 150 GWp leidt tot de volgende inzichten. In potentie zou een opgesteld PV-vermogen van 150 GWp de gehele jaarlijkse elektriciteitsvraag van Nederland kunnen produceren (exclusief opslag- en conversieverliezen). Het inpassen van 150 GWp aan zonne-energie in Nederland is echter alleen mogelijk als er in grote mate gebruik gemaakt wordt van curtailment, netverzwaring, vraagsturing en elektriciteitsopslagsystemen die dicht bij de PV-systemen opgesteld staan. Een curtailment van 75% zou een derving van 35 tot 40% aan elektriciteitsopbrengst betekenen. Daarnaast zijn er nog andere energiebronnen nodig zoals bijvoorbeeld gecentraliseerde opwekking, warmte-krachtkoppeling en windenergie om in de elektriciteitsbehoefte van Nederland te voorzien. Tevens zou seizoensopslag zoals waterstofopslag, warmte in aquifers, power-to-gas of andere vormen van grootschalige opslag kunnen bijdragen aan het inpassen van grote vermogens van hernieuwbare elektriciteitsproductie in het elektriciteitssysteem. Met de benodigde omvang van deze vormen van grootschalige opslag is momenteel echter nog geen ervaring opgedaan.

²⁰ De omvormers van de windmolens en de PV-systemen kunnen functioneren als een virtuele draaiende reserve.

5 REFERENTIES

CBS (2014), Statline, Elektriciteitsbalans; aanbod en verbruik, Den Haag: CBS.

CE Delft & KEMA (2012), Maatschappelijke kosten en baten van Intelligente Netten. Delft: CE Delft.

Deutsche Bank (2012), The German Feed-In Tariff: Recent Policy Changes, Deutsche Bank, September 2012, https://www.db.com/cr/en/docs/German_FIT_Update_2012.pdf.

IEA (2010), Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy: International Energy Agency.

IEEE (2013), Time in the Sun – The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid: IEEE Power & Energy Magazine.

EC (2011), European Commission, Commission Staff Working Paper, Impact Assessment, Accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Energy Roadmap 2050. Brussels, XXX SEC(2011) 1565 Part 2/2.

ECN (2013), Notitie 'Kosten van het inpassen van grote hoeveelheden zon en wind in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening', Nieuwenhout, F.D.J. Petten, 8 mei 2013.

ECN/PBL (2013), Het Energieakkoord: wat gaat het betekenen? ISBN 978-94-91506-43-7. Petten: ECN en Den Haag: PBL.

Leguijt, Cor (2012) et al, Functioneel ontwerp Vesta, Delft: CE Delft.

PBL (2011), Naar een schone economie in 2050: routes verkend. Hoe Nederland klimaatneutraal kan worden. Den Haag: PBL.

PBL (2012), Vesta Ruimtelijk energiemodel voor de gebouwde omgeving, Data en methoden, Den Haag: PBL.

PBL (2014a), Op weg naar een klimaatneutrale woningvoorraad in 2050. Beleidsstudie, Den Haag: PBL.

PBL (2014b), Op weg naar een klimaatneutrale woningvoorraad in 2050. Achtergronden en uitgebreide resultaten, Den Haag: PBL.

Rocky Mountain Institute (2014), The Economics Of Grid Defection. When and where distributed solar generation plus storage competes with traditional utility service. Boulder USA: Rocky Mountain Institute, Homer Energy & Cohnreznick Think Energy.

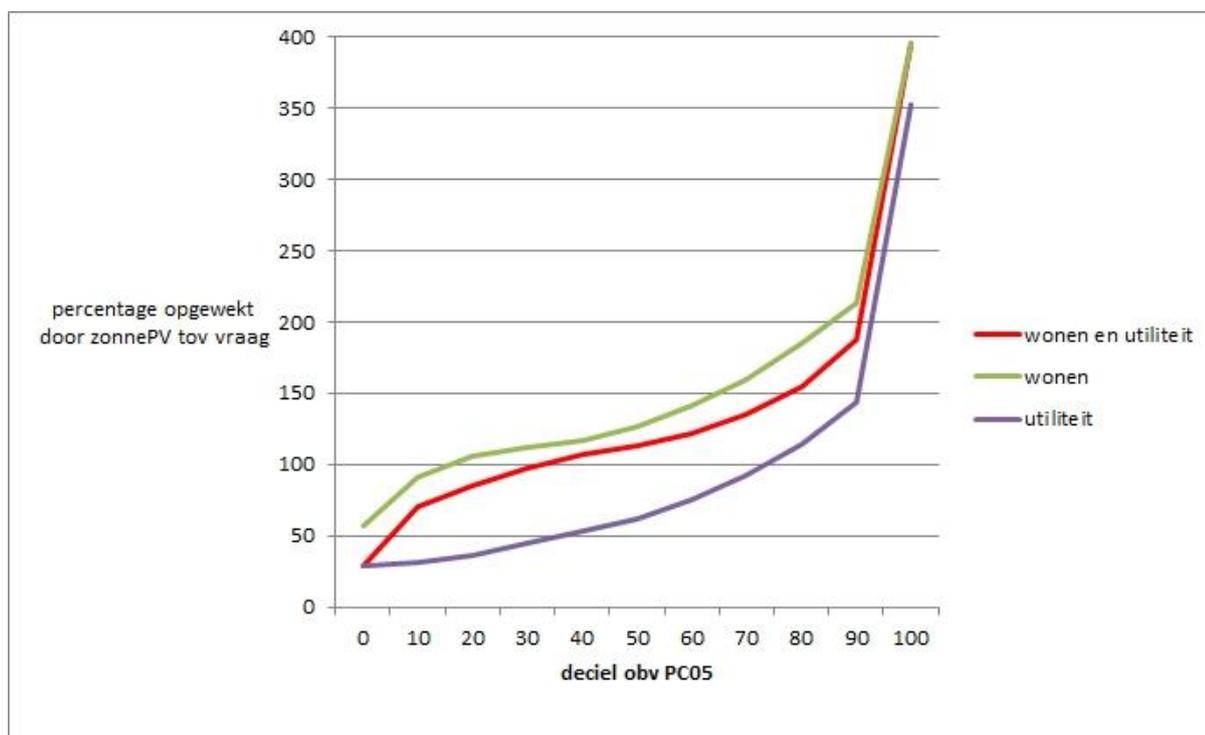
Van Sark, Wilfried van (2014), Opbrengst van zonnestroomsystemen in Nederland, Utrecht: Universiteit Utrecht.

Vreugdenhil, Corné (2014), Een studie naar het potentieel van PV in Nederland, Wageningen: WUR.

APPENDIX A

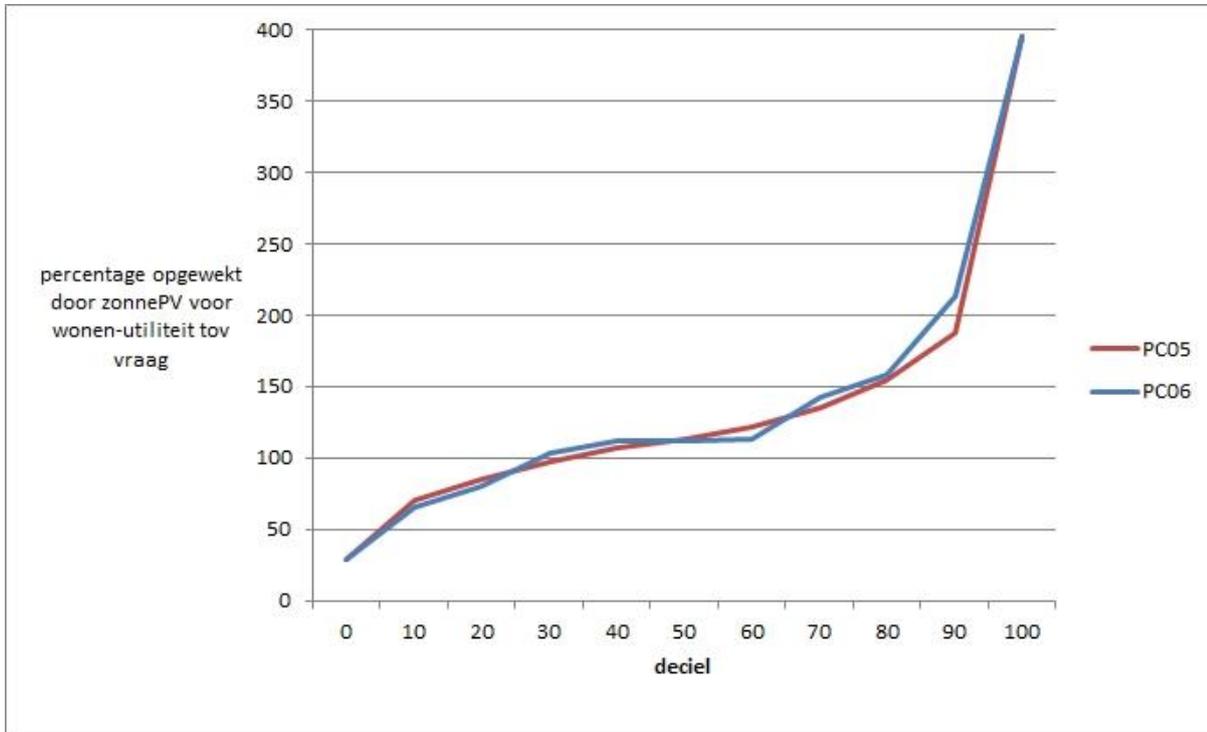
In sommige wijken zijn woon- en utiliteitsfuncties ruimtelijk gescheiden waardoor de jaarlijkse productie-ratio binnen de wijk een sterkere variatie kan hebben dan de figuur van het totaal van wonen en utiliteit in de hoofdtekst (Figuur 1, pagina 8). Om een indicatie te krijgen van de spreiding zijn de afzonderlijke grafen van de jaarlijkse productie-ratio van wonen en utiliteit toegevoegd in de figuur met het totaal van wonen en utiliteit.

Figuur A-1 Jaarlijkse productie-vraag ratio van het potentieel van zonnepanelen ten opzichte van de elektriciteitsvraag van apparaten voor woningen en utiliteit afzonderlijk en gezamenlijk (totaal) in PC05 gebieden in Nederland



Daarnaast kan de jaarlijkse productie-vraag ratio sterker (of minder sterk) uiteenlopen indien kleinere gebieden dan PC05 worden beschouwd. Hiervan wordt een indicatie gegeven door positie 6 (4 cijfers en 2 letters) postcode (PC06) gebieden te vergelijken met de PC05 gebieden in figuur A-2. In de figuur is te zien dat de (decielen van de) jaarlijkse productie-vraag ratio van PC05 en PC06 gebieden over heel Nederland nauwelijks verschillen.

Figuur A-2 Jaarlijkse productie-vraag ratio van het potentieel van zonnepanelen van woningen en utiliteit ten opzichte van de elektriciteitsvraag van apparaten en in PC05 en PC06 gebieden in Nederland





ABOUT DNV GL

Driven by our purpose of safeguarding life, property and the environment, DNV GL enables organizations to advance the safety and sustainability of their business. We provide classification and technical assurance along with software and independent expert advisory services to the maritime, oil and gas, and energy industries. We also provide certification services to customers across a wide range of industries. Operating in more than 100 countries, our 16,000 professionals are dedicated to helping our customers make the world safer, smarter and greener.

ABOUT PBL

PBL Netherlands Environmental Assessment Agency is the national institute for strategic policy analysis in the field of environment, nature and spatial planning. We contribute to improving the quality of political and administrative decision-making by conducting outlook studies, analyses and evaluations in which an integrated approach is considered paramount. Policy relevance is the prime concern in all our studies. We conduct solicited and unsolicited research that is both independent and always scientifically sound.