



Federatie van de elektriciteits- en gasnetbeheerders in België
Fédération des gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique

Visienota:

Meerdere contracten voor afname en injectie per toegangspunt

Inhoud

1	Inleiding	3
2	Definities	5
3	Management samenvatting.....	7
4	Referentie usecase	9
5	Klantinstallatie	10
5.1	Seriële versus parallelle configuratie	10
5.2	Submetering	12
5.3	Rol en verantwoordelijkheden.....	13
6	Marktmodel voor de leveringsmarkt	14
6.1	Concepten	14
6.2	Metering.....	17
6.2.1	<i>Berekende meters.....</i>	<i>17</i>
6.2.2	<i>Validatie, schatting en rectificatie van submetergegevens</i>	<i>18</i>
6.2.3	<i>Niet-communiserende submeters.....</i>	<i>18</i>
6.2.4	<i>Marktvolumes</i>	<i>18</i>
6.3	Structuring	22
6.3.1	<i>Start van een nieuw leveringscontract op een AMHP.....</i>	<i>22</i>
6.3.2	<i>Bijkomende informatie voor preswitching.....</i>	<i>23</i>
6.3.3	<i>Klant- en/of leverancierswissels</i>	<i>24</i>
6.3.4	<i>Wijzigingen in de catalogus, stamgegevens en/of diensten</i>	<i>24</i>
6.3.5	<i>Einde van een actief leveringscontract op een AMHP.....</i>	<i>24</i>
6.4	Settlement	25
6.4.1	<i>Optimalisatie van de zelfconsumptie.....</i>	<i>25</i>
6.4.2	<i>Marktcommunicatie.....</i>	<i>26</i>
6.5	Billing	27
6.5.1	<i>Volumegebaseerde tariefcomponenten</i>	<i>28</i>
6.5.2	<i>Piekgebaseerde tariefcomponenten.....</i>	<i>28</i>
6.5.3	<i>Metervergoeding.....</i>	<i>29</i>
6.6	Energiedelen.....	30
7	Andere markten	32
7.1	Flexibiliteit	32
7.2	Gegevenstoegang	34
7.2.1	<i>Toegang tot metergegevens.....</i>	<i>34</i>
7.2.2	<i>Toegang tot marktgegevens.....</i>	<i>34</i>
8	Andere impact.....	35
8.1	Wetgeving.....	35
8.2	Contracten en procedures	36
8.3	IT-systemen	37
8.4	Rapportering.....	37
9	Marktintroductie	39
10	Toekomstige uitbreidingen.....	40
11	Regionale terminologie	40
12	Voorbeelden.....	41
12.1	Toegangspuntconfiguratie.....	41
12.2	Volumeberekeningen	44

1 Inleiding

In deze nota beschrijven de distributienetbeheerders (DNB's) die actief zijn binnen Synergrid hun gemeenschappelijke visie op de manier waarop meerdere contracten op één toegangspunt kunnen ondersteund worden in de leveringsmarkt. Hiervoor wordt een systeem voorgesteld om bijkomende dienstverleningspunten (Service Delivery Points) – voor afname en/of injectie – te koppelen aan één enkel toegangspunt.

Deze visienota geeft daarmee invulling aan de vereiste van artikel 4.1.2 van het Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit¹, die Fluvius oplegt om een dergelijk systeem voor te stellen na consultatie van de stakeholders. Zoals voorgeschreven voorziet het voorstel in volgende functionaliteit:

- Het werken met een submeter voor de meting van het aparte volume, en de verwerking van deze gegevens voor allocatie, reconciliatie en facturatie;
- Een verdeling van de verantwoordelijkheden tussen de verschillende partijen actief op een toegangspunt;
- Een integratie met de systemen voor flexibiliteit en energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom;
- Een systeem om elke partij tijdige en volledige informatie te bezorgen voor het uitoefenen van zijn taken op het toegangspunt.

We beklemtonen dat dit uitgebreide marktmodel nog steeds van toepassing is binnen het geografische bereik van één enkel toegangspunt en geen invloed heeft op de definitie en de regels van een toegangspunt. De Europese EMD-richtlijn bepaalt dat een nationale wetgever kan beslissen om afzonderlijke toegangspunten voor afzonderlijke contracten toe te staan of op te leggen. In dat geval zullen deze toegangspunten onafhankelijk van elkaar bestaan zonder elkaar te beïnvloeden. Het in dit document beschreven marktmodel kan in dat geval worden toegepast voor elk toegangspunt. Merk op dat de bestaande procedures voor het afhandelen van meerdere contracten kunnen blijven bestaan, ook na de introductie van het uitgebreide marktmodel, waardoor de keuzemogelijkheden van de markt geleidelijk zullen toenemen.

De stakeholderconsultatie werd georganiseerd via de Synergrid Product Design Group (PDG) Multiple Supply Contracts for Adjustable Appliances (MSC4AA)². Zes vergaderingen van de PDG gingen vooraf aan de opstelling van het ontwerpdocument en een laatste vergadering werd gewijd aan de presentatie en bespreking hiervan. Alle presentaties en verslagen zijn beschikbaar op de website van Synergrid. De verslagen bevatten een overzicht van de commentaren van de stakeholders en de manier waarop de DNB's deze hebben verwerkt in de visienota.

Het document is ingedeeld volgens de stappen die nodig zijn om afzonderlijke volumes te vermarkten. Hoofdstuk 4 introduceert de use case die als uitgangspunt heeft gediend om de visie vorm te geven. Hoofdstuk 5 beschrijft de klantinstallatie die nodig is om meerdere contracten per toegangspunt mogelijk te maken, inclusief het gebruik van submeters. Hoofdstuk 6 vertaalt de fysieke configuratie naar het marktmodel en geeft toelichting over de gevolgen voor de

¹ Technisch Reglement voor Distributie Elektriciteit (TRDE)

² [Regelbare toepassingen \(synergrid.be\)](https://www.synergrid.be/nl/regelbare-toepassingen)

verschillende marktprocessen (metering, structuring, settlement en billing) en de integratie met energiedelen en peer-to-peer verkoop. Hoofdstuk 7 behandelt de impact op andere markten, zoals de integratie met flexibiliteit en datatoegang. Hoofdstuk 8 bundelt andere mogelijke impact, waaronder de wetswijzigingen die nodig zijn of kunnen worden overwogen om het voorgestelde marktmodel beter te ondersteunen. Hoofdstuk 9 beschrijft voorstellen om de nieuwe functionaliteit in de markt te introduceren, onder voorbehoud van verdere besprekingen binnen de verschillende UMIG-domeinclusters om een haalbaar implementatieplan op te stellen dat is afgestemd op de maatschappelijke voordelen van de voorgestelde wijzigingen. Hoofdstuk 10 bevat één aspect dat voor eventuele latere uitbreiding werd gelaten. In hoofdstuk 11 worden de belangrijkste concepten in de visienota vertaald naar regionale begrippen. Hoofdstuk 12 ten slotte bevat enkele aanvullende rekenvoorbeelden.

2 Definities

Deze visienota introduceert nieuwe marktconcepten en differentieert de taken en verantwoordelijkheden van de verschillende marktactoren. Tabel 1 geeft een overzicht van de nieuwe terminologie en afkortingen die hierbij gebruikt worden.

Tabel 1 - Definities

Term	Afkorting	Definitie
Additionele Distributienetgebruiker (Additional Distribution Grid User)	ADGU	De Distributienetgebruiker van elk ander Dienstverleningspunt dan het Primaire Dienstverleningspunt (=Additionele Dienstverleningspunten)
Additioneel Markttoegangspunt (Additional Market Headpoint)	AMHP	Elke ander MHP dan het MHP met de basis afname en injectie van het toegangspunt.
Additioneel Dienstverleningspunt (Additional Service Delivery Point)	ASDP	Elk Dienstverleningspunt in de leveringsmarkt behalve het Primaire Dienstverleningspunt.
Additionele leverancier (Additional Supplier)	ASUP	De Leverancier van elk ander Dienstverleningspunt dan het Primaire Dienstverleningspunt
Automatic Meter Reading	AMR	Meter die kwartierwaarden registreert en op afstand uitleesbaar is. Vooral gebruikt bij aansluitingen op middenspanning.
Bruto Energievolume (Gross Commodity Volume)	GCV	Het door een (sub)meter gemeten volume of, indien niet alle verbruik afzonderlijk is gemeten, berekend op basis van de hoofdmeter en de submeters.
Centraal Markt Systeem	CMS	IT systeem dat de marktprocessen ondersteunt voor de energieleveringsmarkt in België.
Dienstverleningspunt voor flexibiliteit (Service Delivery Point Flexibility)	SDP-F	Dienstverleningspunt waarop een flexibiliteitscontract kan worden afgesloten.
Dienstverleningspunt (voor levering) (Service Delivery Point Supply)	SDP(-S)	Dienstverleningspunt waarop een energieleveringscontract kan worden afgesloten.
Distributienetbeheerder	DNB	
Distributienetgebruiker (Distribution Grid User)	DGU	
Elektrisch Voertuig	EV	
Energievolume na Energiedelen (Commodity Volume after Energy Sharing)	CVaES	Het Bruto Energievolume (al dan niet Geoptimaliseerd) verminderd met het volume dat wordt geleverd of ontvangen via het delen of verkopen van energie.
European Article Number – Global Service Relation Number	EAN GSRN	Uniek identificatienummer dat wordt toegekend aan een (markt)toegangspunt.
Fotovoltaïsche installatie (Photovoltaic)	PV	Productie-installatie gebaseerd op zonne-energie.

Geoptimaliseerd Bruto Energievolume (Optimized Gross Commodity Volume)	OGCV	Het Bruto Energievolume verminderd met de hoeveelheid zelfverbruik die aan het Markttoegangspunt wordt toegewezen.
Gereguleerde Meter (Regulated Meter)	RM	Meter die eigendom is van de DNB, maar die geïnstalleerd en onderhouden wordt door een derde partij waarmee een overeenkomst werd gesloten. De end-to-end verantwoordelijkheid voor de gegevens en de verwerking ervan (inclusief dispatching) blijft bij de DNB.
Hoofddistributienetgebruiker (Main Distribution Grid User)	MDGU	De Primaire Distributienetgebruiker van het Primaire Markttoegangspunt
(Markt-)Toegangspunt (Market Headpoint)	(M)HP	De kleinste eenheid die aan een specifieke dienst op de leveringsmarkt kan worden gekoppeld. Ze correspondeert met een deel van de installatie van het toegangspunt.
Multiple Supply Contracts for Adjustable Appliances	MSC4AA	Synergrid Product Design Group waarbinnen het stakeholderoverleg over de visienota werd georganiseerd.
Primaire Distributienetgebruiker (Primary Distribution Grid User)	PDGU	De Distributienetgebruiker van het Primaire Dienstverleningspunt.
Primair Markttoegangspunt (Primary Market Headpoint)	PMHP	Het Markttoegangspunt met de basis afname en injectie van het toegangspunt.
Primaire leverancier (Primary Supplier)	PSUP	De Leverancier van de Hoofddistributienetgebruiker.
Private Meter	PM	Submeter die geïnstalleerd en beheerd wordt door derde partijen en waarvoor de DNB geen rol speelt. De gemeten volumes worden niet verwerkt in de gereguleerde marktprocessen.
Regelbare Toepassing	RT	Een installatie in het netwerk van de klant die afzonderlijk kan worden beheerd en vermarkt.
Semi-gereguleerde Meter (Semi-Regulated Meter)	SRM	Submeter – in eigendom van, geïnstalleerd en onderhouden door een derde partij – die beantwoordt aan de specificaties, normen en SLA van de DNB, zodanig dat meetgegevens kunnen worden geregistreerd. De DNB is verantwoordelijk voor de correcte verwerking van de gegevens in de marktprocessen (inclusief dispatching), maar niet voor de gegevens zelf.
Service Level Agreement	SLA	Overeenkomst met betrekking tot de kwaliteit van dienstverlening (bijvoorbeeld het aanleveren van data) met bepaalde karakteristieken op het vlak van volledigheid, juistheid en tijdigheid.
Technical Master Data	TMD	Stamgegevens met betrekking tot een Headpoint of SDP.
Technisch Reglement voor Distributie Elektriciteit	TRDE	Vlaamse regelgeving met betrekking tot de distributie van elektriciteit.
Volledig Gereguleerde Meter (Fully Regulated Meter)	FRM	Meter in eigendom van en geïnstalleerd en onderhouden door de DNB die E2E-verantwoordelijkheid heeft voor de gegevens en de verwerking ervan (inclusief dispatching).

3 Management samenvatting

In deze nota stellen de DNB's die deel uitmaken van Synergrid hun visie voor op het systeem ter ondersteuning van meerdere contracten afname en injectie op één toegangspunt door een uitbreiding van het huidige marktmodel.

Het uitgebreide marktmodel bouwt voort op het bestaande Headpoint/Service Delivery Point (HP/SDP) concept. Waar een HP momenteel een één-op-één relatie heeft met een toegangspunt, ondersteunt het uitgebreide model meerdere HP's per toegangspunt, elk met maximaal twee SDP's (één voor afname en één voor injectie). Elk SDP kan een verschillende distributienetgebruiker en leverancier (contract) hebben. Elke leverancier, met inbegrip van die van de additionele SDP's, moet een toegangcontract hebben ondertekend met de DNB.

Additionele leveringscontracten moeten afzonderlijk worden gemeten met een DNB-meter (gereguleerd of volledig gereguleerd) of een meter van een derde partij die voldoet aan de door de DNB gepubliceerde normen of specificaties (semi-gereguleerd), die kunnen afhangen van regionale wetgeving. Voor (volledig) gereguleerde meters heeft een seriële configuratie (submeter) de voorkeur, maar een parallelle configuratie (bijkomende hoofdmeter) kan ook worden ondersteund. Voor semi-gereguleerde meters is enkel een seriële configuratie toegestaan. In ieder geval blijft de seriële configuratie beperkt tot één niveau van submeters.

Alle meters die worden gebruikt voor een toegangspunt met meerdere contracten afname en injectie moeten continu gemeten worden (15' waarden beschikbaar en gebruikt in de marktprocessen). Voor submeters van derde partijen is de verantwoordelijkheid van de DNB beperkt tot de verwerking van de submetergegevens overeenkomstig de desbetreffende marktprocessen, en zullen specifieke, minder strenge regels worden ontwikkeld voor de validatie, schatting en rectificatie van deze gegevens.

Voor de meeste structuringprocessen worden additionele HP's onafhankelijk van elkaar behandeld. De belangrijkste uitzondering zijn 'End of Supply' scenario's (drop, einde contract) die enkel voor het primaire HP een overstap naar een niet-commerciële leverancier inhouden. Een 'End of Supply' scenario toegepast op een additioneel HP haalt dit uit de markt. De volumes ervan worden samengevoegd onder het primaire HP.

In eerste instantie zullen de volumes die aan elk additioneel HP worden toegekend uitsluitend gebaseerd zijn op de meting op de desbetreffende submeter. Dit betekent dat lokale productie die niet door deze submeter gemeten wordt maar die de site van de klant niet verlaat (zelfverbruik) geen invloed heeft op het volume dat wordt toegewezen aan het additionele leveringscontract. Indien dit wettelijk verplicht zou worden of indien er een aanzienlijke marktvraag is, laat het voorgestelde marktmodel echter toe om het zelfverbruik aan één of meer additionele HP's toe te wijzen.

De totale netvergoeding die aan een klant wordt aangerekend is gebaseerd op de fysieke energiestromen van afname en injectie (volumes en/of pieken) die worden gemeten op het niveau van het toegangspunt. Er kunnen extra kosten in rekening worden gebracht voor het verzamelen en verwerken van de submetergegevens. Ervan uitgaande dat een vergoeding voor onbetaalde netvergoedingen aan de primaire leverancier door de regulatoren niet als een exogene kost wordt beschouwd zal de totale netvergoeding verdeeld worden over en geïnd worden door alle leveranciers die actief zijn op het toegangspunt volgens een standaard (nog te bepalen) algoritme.

Op termijn zal een klant per SDP (leveringscontract) kunnen deelnemen aan één overeenkomst

voor energiedelen of peer-to-peerverkoop. Om de complexiteit te beperken en de markt transparanter te maken, stellen wij voor om de definitie van energiedelen en peer-to-peerverkoop af te stemmen op de wijze waarop meerdere leveringscontracten in de markt geïntroduceerd worden.

Flexibiliteit wordt aangeboden op een dienstverleningspunt voor flexibiliteit (SDP-Flex), dat al dan niet kan samenvallen met een SDP in de leveringsmarkt. Het effect van meerdere leveringscontracten op de levering van flexibiliteit zal dus beperkt zijn. De belangrijkste impact situeert zich bij de verdeling van de volumes voor energieoverdracht (Transfer of Energy) in het geval van toegangspunten met meerdere leveringscontracten en één SDP-Flex op toegangspuntniveau.

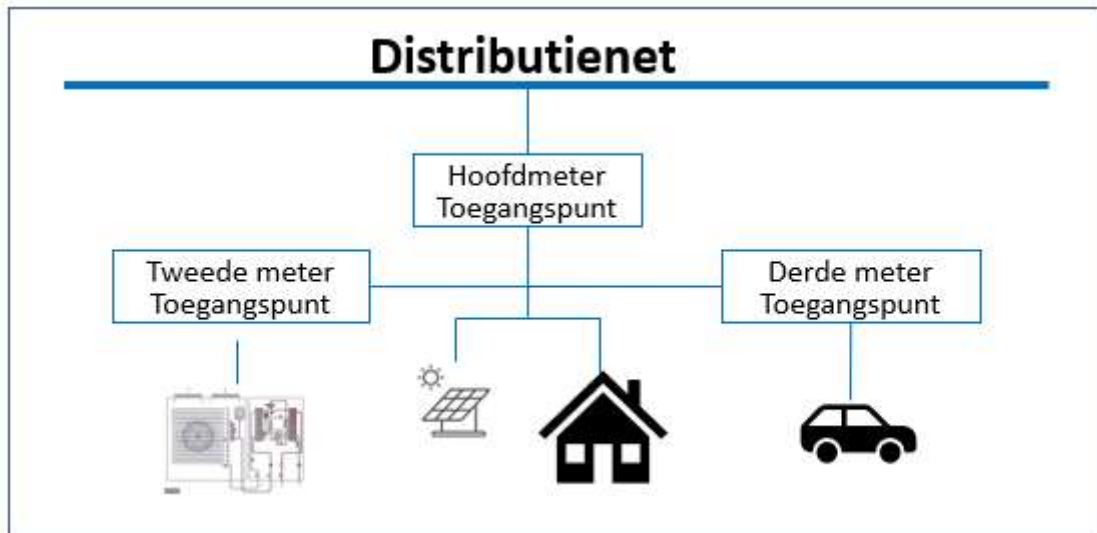
Toegang tot de gegevens³ van de hoofdmeter of een submeter wordt beheerd door de hoofddistributienetgebruiker. Toegang tot de gevalideerde gegevens die in marktprocessen worden gebruikt is indirect beschikbaar via de leverancier en wordt beheerd door de distributienetgebruiker die voor het desbetreffende SDP is geregistreerd.

Het in dit document voorgestelde uitgebreide marktmodel heeft gevolgen voor de bestaande wetgeving, contracten, procedures en processen en IT-systemen van alle marktpartijen. Wij stellen daarom een stapsgewijze implementatie voor waarbij in de prioriteitstelling rekening wordt gehouden met wettelijke verplichtingen en marktbehoeften op korte termijn en waarbij steeds een evenwicht wordt gezocht met de maatschappelijke kosten en baten.

³ Overeenkomstig artikel 4.1.22/5 van het Vlaamse Energiedecreet

4 Referentie usecase

De visie in deze nota is gebaseerd op algemeen aanvaarde usecases waarvoor een aanzienlijke marktinteresse wordt verwacht. Op basis van de input van stakeholders beschouwen wij het op Figuur 1 afgebeelde scenario als een te verwachten usecase op middellange termijn voor een breed segment van de residentiële markt.



Figuur 1 – Verwachte usecase op middellange termijn als basis voor visieontwikkeling en voorbeelden

Figuur 1 toont een (klant)aansluiting met één woning, aangesloten op het laagspanningsdistributienet (LS). Twee regelbare toepassingen worden los van de basisbelasting (verlichting, koken, ...) van de woning vermarkt. Enerzijds is er een elektrisch voertuig (EV) dat niet alleen een andere leverancier heeft maar ook een andere Distributienetgebruiker (DGU), bijvoorbeeld de leasingmaatschappij. Anderzijds heeft een warmtepomp een apart heat-as-a-service contract dat energie maar ook andere diensten omvat zoals onderhoud, configuratie en sturing, ... De woning produceert een deel van haar energie lokaal met PV-panelen en beschikt over een batterij om de energie-uitwisseling met het distributienet te optimaliseren.

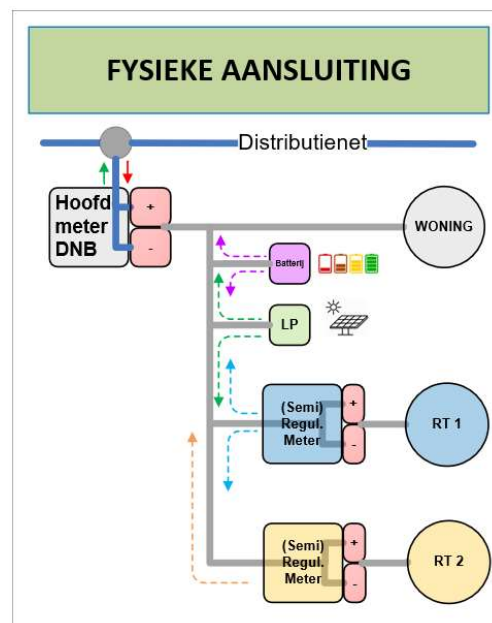
Op korte termijn, zo blijkt uit de feedback tijdens de stakeholderconsultatie, moeten wij ons concentreren op de ondersteuning van een afzonderlijk contract voor een EV met een andere netgebruiker, liefst zonder dat een extra meter nodig is naast de meter die al in de laadinfrastructuur aanwezig is, op voorwaarde dat deze voldoet aan de wettelijke verplichtingen voor de leveringsmarkt. Op langere termijn zouden wij, afhankelijk van de marktbehoeften en de wettelijke verplichtingen, die per regio kunnen verschillen, afzonderlijke contracten voor EV en warmtepomp met verschillende netgebruikers moeten kunnen ondersteunen, en de mogelijkheid bieden om de lokaal geproduceerde energie toe te wijzen aan de contracten voor EV en warmtepomp.

Het feit dat de visie is ontwikkeld en geïllustreerd op basis van deze concrete usecase belet niet dat zij breder toepasbaar kan zijn op andere, complexere usecases en op niet-residentiële gevallen met toegangspunten op het middenspanningsnet. Eventuele conceptuele beperkingen op dit vlak worden expliciet gemotiveerd in het document.

5 Klantinstallatie

Voor elke apart (in de energiemarkt⁴) vermarkte installatie moet een **bijkomende meter** worden geplaatst. Deze bijkomende meter kan een (volledig) gereguleerde meter zijn (van de DNB) of - voor zover toegestaan door de regionale wet- of regelgeving - een semi-gereguleerde meter (van een derde partij) die voldoet aan normen of specificaties die de vereiste metereigenschappen bepalen (functionaliteit, nauwkeurigheid, ...). Deze normen of specificaties kunnen wettelijke bepalingen zijn of een marktvereenkomst.

Figuur 2 visualiseert de klantinstallatie die beantwoordt aan de referentie usecase. Deze bevat een hoofdmeter die is aangesloten op het distributienet. Dit kan een digitale meter zijn of een Automatic Meter Reading (AMR) toestel. Het EV en de warmtepomp worden afzonderlijk gemeten door middel van een (volledig) gereguleerde of semi-gereguleerde submeter. De basisafname, PV-productie en batterij worden in dit voorbeeld⁵ niet afzonderlijk gemeten. De desbetreffende volumes worden verkregen door de metingen van de submeters af te trekken van die van de hoofdmeter. De volumeberekening wordt verder beschreven in hoofdstuk 6.2.



Figuur 2 – Klantinstallatie die beantwoordt aan de referentie usecase.

5.1 Seriële versus parallele configuratie

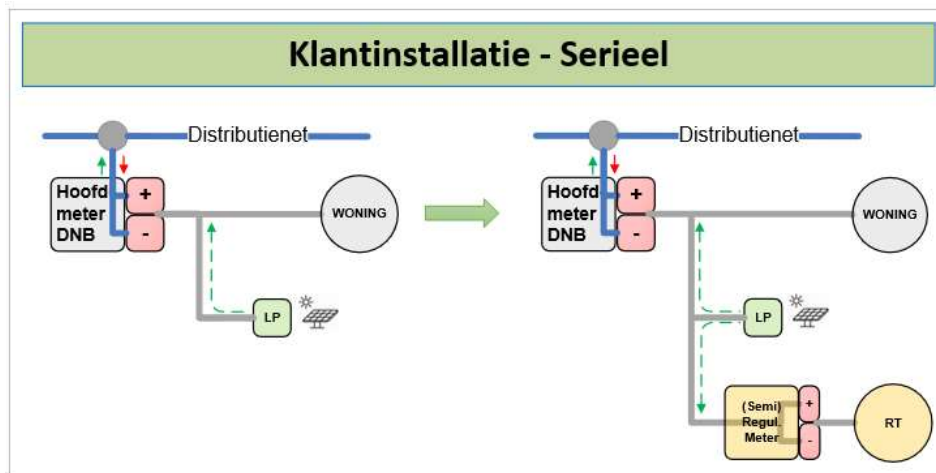
De klantinstallatie van de referentie usecase heeft een **seriële configuratie**. Figuur 3 toont een vereenvoudigde vorm. De seriële configuratie krijgt de voorkeur omdat:

- Dit een **generieke oplossing** biedt voor situaties met (volledig) gereguleerde en semi-gereguleerde submeters. Aangezien meters van derde partijen niet rechtstreeks op het distributienet mogen worden aangesloten biedt enkel de seriële configuratie in beide gevallen een oplossing. Hoe meer uniformiteit in de configuraties, hoe lager de beheerskosten, zowel technisch als in het ontwerpproces.

⁴ Particuliere metingen en contractuele bilaterale overeenkomsten worden volledig overgelaten aan de commerciële markt en vallen buiten het bestek van deze visienota.

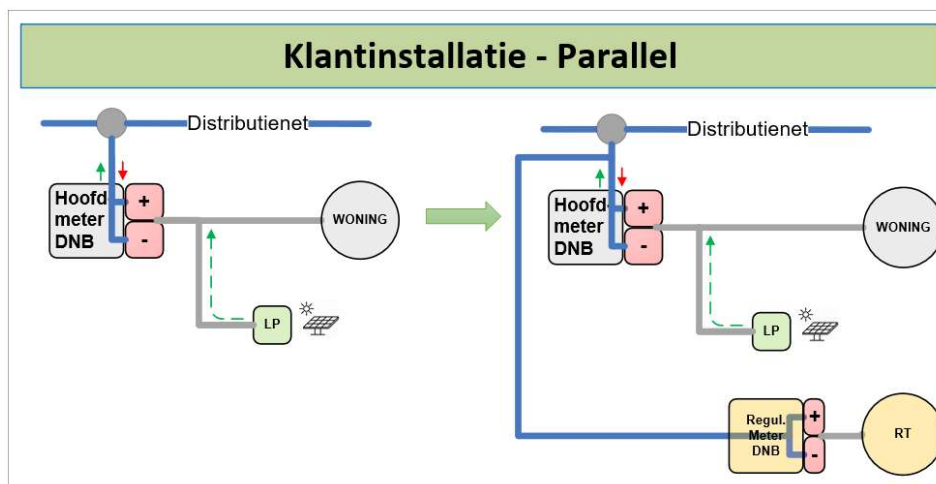
⁵ Dit is geen beperking van het model; als de batterij een aparte (sub)meter zou hebben dan zou zij apart vermarkt kunnen worden, naar analogie met het EV en de warmtepomp.

- Dit een **directe meting** oplevert van de energiestromen die met het distributienet worden uitgewisseld. Het voorziet in een onbetwistbare referentiewaarde voor de netvergoeding en voor de hoeveelheid lokaal geproduceerde energie die daadwerkelijk ter plaatse wordt verbruikt, zonder over het distributienet te gaan.



Figuur 3 – Seriële configuratie van de klantinstallatie

Hoewel een seriële configuratie de voorkeur geniet, denken wij dat ook een **parallele configuratie** mogelijk moet blijven. Figuur 4 toont dat in die situatie, de meter die het EV meet, rechtstreeks is aangesloten op het distributienet. Een (volledig) gereguleerde meter is bijgevolg dan ook vereist.



Figuur 4 – Parallele configuratie van de klantinstallatie

De parallelle configuratie was in het verleden vaak de aangewezen keuze. Met het oog op compatibiliteit en om fysieke vervanging van de in het verleden uitgevoerde installaties te vermijden, stellen wij voor om beide configuraties toe te laten, tenzij de klant uitdrukkelijk om twee hoofdmeters vraagt (en voor zover de regionale regelgeving dit toestaat).

Voor zover de keuze tussen een seriële of parallelle configuratie afhangt van de DNB, zijn wij van oordeel dat de DGU geen negatieve gevolgen mag ondervinden van de gekozen fysieke configuratie van zijn netaansluiting. Behalve in gevallen waarin een andere aanpak gerechtvaardigd zou zijn, zullen wij daarom beide configuraties behandelen als een seriële configuratie, door voor de parallelle configuratie een virtuele hoofdmeter te berekenen die per interval van 15' de door elke hoofdmeter gemeten afname en injectie bij elkaar optelt.

5.2 Submetering

De referentie usecase in Figuur 1 vereist twee submeters die rechtstreeks op de hoofdmeter zijn aangesloten. Tabel 2 toont de verschillende submeteropties.

Submeter	FRM	RM	SRM	PM
Eigendom	DNB	DNB	3de partij	3de partij
Installatie & onderhoud	DNB	3de partij (certificatie)	3de partij	3de partij
Dataketting meetgegevens	DNB	DNB (Koppeling hoofdmeter)	DNB (deels)	3de partij
Normen, Specificaties en SLA's (Aansluiting, Slim laden, gegevens, tijdige levering, ...)	JA	JA	JA ⁶	NEE
DNB verantwoordelijkheid gegevens:				
Captatie	JA	JA	NEE	NEE
Kwaliteit	JA	JA	NEE	NEE
Verwerking (berekening, validatie, schatting, levering)	JA	JA	JA ⁷	NEE

Tabel 2 - Submeteropties

Volledig gereguleerde (FRM) en gereguleerde (RM) submeters zijn eigendom van en worden beheerd door de DNB. Het verschil tussen beide is dat de installatie en het beheer van een gereguleerde meter kan gebeuren door een (gecertificeerde) derde partij. De DNB is verantwoordelijk voor alle aspecten van de gegevensverwerking, waaronder captatie, kwaliteit en verwerking in de verschillende marktprocessen.

Semi-gereguleerde (SRM) submeters zijn eigendom van, en worden geïnstalleerd en onderhouden door een derde partij. Zij moeten beantwoorden aan bepaalde normen, specificaties en SLA's. De DNB is slechts ten dele betrokken bij de dataketting van de meetgegevens, maar die moeten wel beschikbaar zijn in de backend systemen van de DNB voor gebruik in de marktprocessen. De DNB kan bijgevolg niet de volledige verantwoordelijkheid voor alle aspecten van de gegevensverwerking op zich nemen. Hij zal de in de marktprocessen beschreven verwerking toepassen op de ontvangen gegevens maar is voor de volledigheid en de kwaliteit ervan afhankelijk van hetgeen de derde partij aanlevert. De precieze verantwoordelijkheid van de DNB in geval van semi-gereguleerde submetering zal nader worden omschreven in het Synergrid-voorschrift C8/02. Het gebruik van semi-gereguleerde submeters in de marktprocessen zal (door de verrekening met de hoofdmeter) in ieder geval gevolgen hebben voor de netgebruiker en de leverancier van het primaire contract.

Private (PM) submeters kunnen niet gebruikt worden voor gereguleerde marktprocessen. Ze

⁶ De normen kunnen verschillen van deze van een (volledig) gereguleerde submeter

⁷ De processen voor validatie, raming en rectificatie kunnen minder streng zijn dan die van een (volledig) gereguleerde submeter.

kunnen evenwel nuttig zijn om aanvullende diensten in de woning te ondersteunen, zonder dat de DNB daarin een rol of verantwoordelijkheid heeft.

Hoewel de referentie usecase slechts 2 submeters bevat kan het model uitgebreid worden naar hogere aantallen. Het datamodel en de daarmee gepaard gaande berekeningslogica blijven immers vergelijkbaar. Hogere aantallen meters en meer afzonderlijk vermarkte toepassingen achter één toegangspunt geven echter aanleiding tot meer SDP's en DGU's en verhogen de complexiteit voor marktpartijen om de bijbehorende volumes te voorspellen en te berekenen. Hoewel we geen structurele beperking van het aantal submeters in de systemen willen invoeren, pleiten we er toch voor om in eerste instantie het aantal afzonderlijk vermarkte toepassingen (en dus het aantal submeters) te beperken tot maximaal 6 of eventueel een lagere limiet, vastgesteld in de regionale wetgeving. Mettertijd kan dit aantal verhoogd worden en/of kan een onderscheid gemaakt worden tussen LS- en MS-afnemers. We verkiezen echter om eenvoudig te beginnen en ervaring op te doen alvorens complexere configuraties te ondersteunen.

We zullen één niveau van submeters ondersteunen. Dit betekent dat elke submeter rechtstreeks op de hoofdmeter moet worden aangesloten, zoals dat ook geldt voor de submeterconfiguratie die geldt voor deelname aan flexibiliteitsproducten. Dit voorkomt iteratieve berekeningen voor het bepalen van de volumes en het uitvoeren van rectificaties voor elke RT (ASDP) en vermindert de kans op inconsistenties in de apart vermarkte volumes. Merk op dat in geval van parallelle configuratie geen submeters toegelaten zijn achter de hoofdmeter die de RT meet.

5.3 Rol en verantwoordelijkheden

We zijn van mening dat er één verantwoordelijke moet zijn voor de gehele klantinstallatie en dat deze partij de DGU moet zijn die houder is van het contract voor de basisafname. Wij zullen dit de Hoofddistributienetgebruiker (MDGU) noemen, zoals we verder zullen toelichten in hoofdstuk 6.1.

De MDGU wordt verondersteld gemachtigd te zijn om:

- de klantinstallatie te beheren, bv. door een bijkomende meetinrichting bij de DNB of een derde partij aan te vragen of te verwijderen en de (de-)installatie ervan goed te keuren. Het verwijderen van een submeter of de registratie ervan bij de DNB zal het/de bijhorende contract(en) beëindigen;
- de installatie achter de submeter zélf te vermarkten of een andere DGU toestemming te geven om dit te doen;
- toegang tot gegevens te verlenen, zoals beschreven in hoofdstuk 7.2.1.

De MDGU is het enige aanspreekpunt (Single Point of Contact of SPOC) voor alle technische interventies van de DNB. Alle ADGU moeten echter de aansluitingsreglementering naleven.

De rol en verantwoordelijkheden van de DNB en de derde partij die een SRM levert, worden besproken in hoofdstuk 5.2. De integratie van een SRM in de bestaande marktprocessen vereist dat de derde partij zijn meters installeert en onderhoudt, en de DNB tijdig alle relevante stamgegevens bezorgt, overeenkomstig de toepasselijke Technische Reglementen en marktovereenkomsten. De MDGU of zijn vertegenwoordiger (bv. de derde partij) moeten de submeter dan ook registreren bij de DNB. De DNB kan eisen dat hierbij ook het type applicatie wordt vermeld dat gemeten wordt. Bovendien moet de DNB de correcte installatie kunnen verifiëren en/of auditeren.

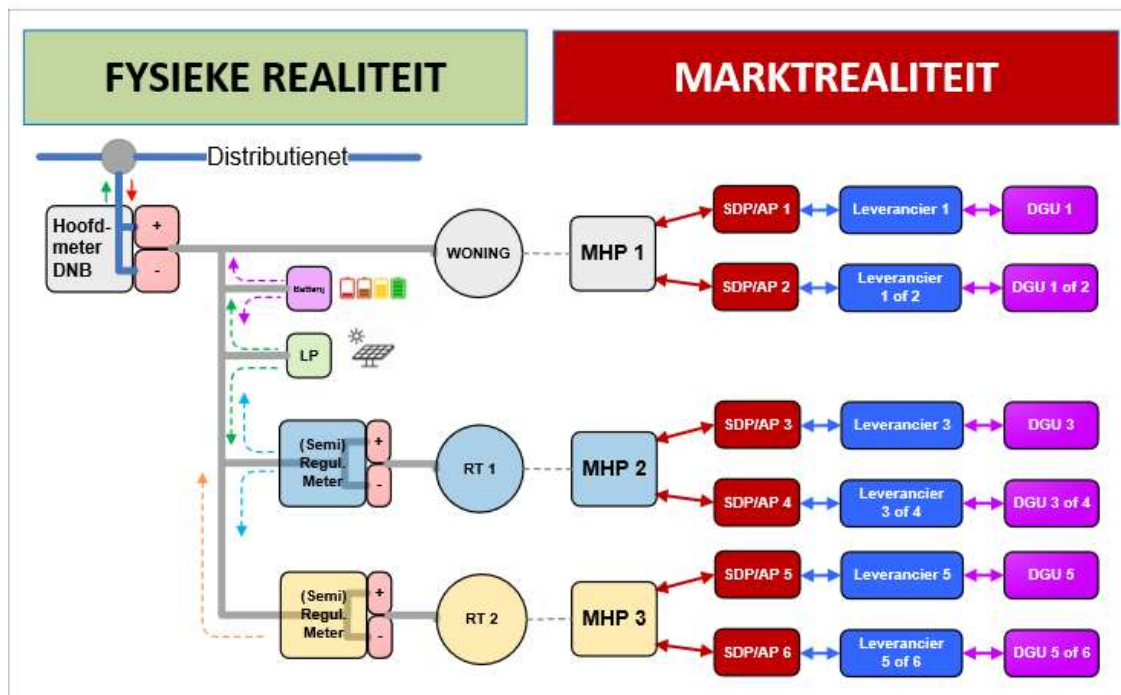
Alle submeters en relevante stamgegevens moeten worden geregistreerd in de backend IT-systemen van de DNB. De impact van deze integratie wordt beschreven in hoofdstuk 8.3.

6 Marktmodel voor de leveringsmarkt

6.1 Concepten

Het model voor de leveringsmarkt vertaalt de fysieke realiteit van de klantinstallatie en de marktkeuzes in een marktrepresentatie die wordt gedeeld met de betrokken marktpartijen.

Figuur 5 toont de marktrepresentatie van de referentie usecase met een seriële configuratie. Zoals beschreven in hoofdstuk 5.1 kan een parallelle configuratie in het model behandeld worden als een seriële configuratie door de invoering van een virtuele hoofdmeter. Het in dit hoofdstuk besproken marktmodel is dan ook generiek voor beide types fysieke configuratie.



Figuur 5 – Marktrepresentatie van de klantinstallatie en marktkeuzes

Zonder apart vermarkte toepassingen is er een 1-op-1 relatie tussen het toegangspunt en het (markt-)toegangspunt (MHP)⁸. Ze hebben allebei dezelfde ID (EAN-GSRN) waardoor de installatie en de hieraan verbonden energiestromen in hun totaliteit vermarkt kunnen worden. Daarom wordt er vaak naar het toegangspunt verwezen als (markt-)toegangspunt en omgekeerd.

- Elk **markttoegangspunt** (MHP) kan maximaal twee dienstverleningspunten (SDP's) hebben, één voor afname en één voor injectie (of verbruik/productie met een productiemeter). Het SDP is het niveau waarop (leverings)contracten worden afgesloten en is gekoppeld aan één leverancier en één DGU. Elke leverancier moet een toegangscontract met de DNB ondertekenen. Op dit moment, waarop het marktmodel nog geen meerdere afnamecontracten per toegangspunt⁹ ondersteunt, zijn er dus maximaal twee leveranciers per toegangspunt mogelijk, één voor afname en één voor injectie.

⁸ Hoofdstuk 11 geeft een overzicht van de regionale terminologie voor de belangrijkste concepten die in dit document worden besproken

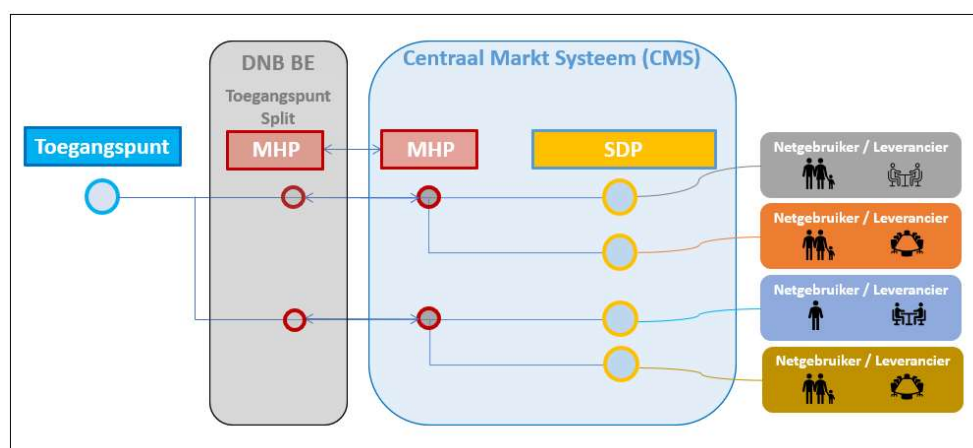
⁹ Een apart leveringscontract voor een EV wordt op dit moment ondersteund door een apart toegangspunt voor het EV

- Elk **dienstverleningspunt** (SDP) kan een afzonderlijke DGU (de contractant) hebben. De primaire DGU is de houder van het afnamecontract van het MHP. De houder van het contract op een afzonderlijk SDP voor injectie wordt secundaire DGU genoemd.

In de toekomst zal het mogelijk zijn het toegangspunt op te splitsen in verschillende MHP's. Elk additioneel MHP (AMHP) komt overeen met een apart gemeten installatie die vermarkt kan worden volgens de bestaande processen en procedures. Elk MHP dat via het Centraal Marktsysteem (CMS) aan de markt wordt aangeboden, moet daarbij een verwijzing krijgen naar het toegangspunt waar het deel van uitmaakt.

Het uitgebreide marktmodel bouwt dan ook voort op het bestaande HP/SDP model en ondersteunt meerdere MHP's per toegangspunt, elk met een identieke structuur als het huidige MHP en elk met maximaal twee SDP's, één per energierichting. De DNB's zullen in hun backend systemen de toewijzing van een unieke ID (EAN-GSRN) aan elk bijkomend MHP en de koppeling van het PMHP en alle AMHP's met het toegangspunt verzekeren. Dit geldt zowel voor meetinrichtingen die geïnstalleerd en beheerd worden door de DNB als door derde partijen. De vrije leverancierskeuze op elk SDP van elk individueel MHP blijft gehandhaafd.

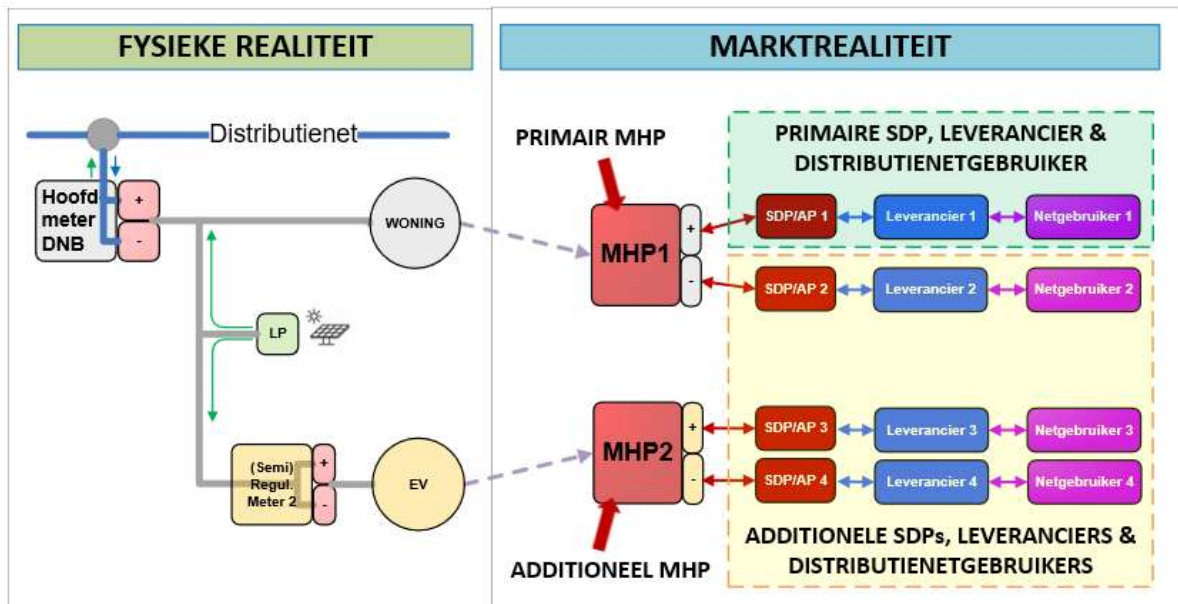
Figuur 6 vat het uitgebreide marktmodel samen. Een toegangspunt kan in de DNB-backend worden opgesplitst in meerdere MHP's. Elk MHP kan maximaal twee SDP's hebben, elk met een andere DGU/leverancier-combinatie.



Figuur 6 – Samenvatting van het uitgebreide marktmodel

Figuur 7 illustreert de terminologie die zal gebruikt worden om te verwijzen naar de concepten van het uitgebreide marktmodel:

- Het MHP met de basisafname en -injectie wordt het **Primair Markttoegangspunt** (PMHP) genoemd. De meetgegevens voor het PMHP worden bepaald op basis van de hoofdmeter en alle submeters (zie hoofdstuk 6.2). Elk ander MHP noemen we een **additioneel MHP** (AMHP) en wordt afzonderlijk gemeten.
- Het SDP afname van het PMHP wordt het **primaire SDP** (PSDP) genoemd, elk ander SDP is een **additioneel SDP** (ASDP).
- De leverancier van het PSDP is de **primaire leverancier** (PSUP). Andere leveranciers worden **additionele leveranciers** (ASUP) genoemd. De DGU van het PSDP is de **hoofddistributienetgebruiker** (MDGU), naar andere DGU's wordt verwezen als **additionele distributienetgebruikers** (ADGU).



Figuur 7 – Terminologie gebruikt in het uitgebreide marktmodel

6.2 Metering

6.2.1 Berekende meters

Berekende meters zijn noodzakelijk in twee gevallen:

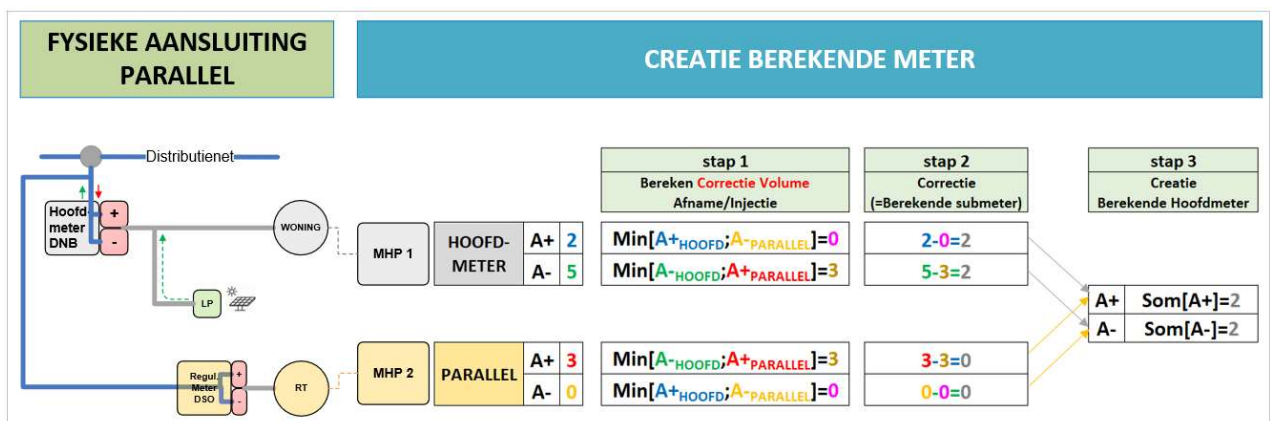
- Wanneer in de klantinstallatie tenminste één submeter voor een afzonderlijk vermarkt volume aanwezig is, is een **berekende submeter** nodig om voor het PMHP het niet-gemeten deel van het verbruik en/of de productie weer te geven.
- In geval van een parallelle configuratie is een **berekende hoofdmeter** nodig om de met het distributienet uitgewisselde energie weer te geven. Deze hoofdmeter zal bijvoorbeeld gebruikt worden om de netvergoeding voor het toegangspunt te berekenen.

Alle meterberekeningen worden uitgevoerd op kwartiergegevens. Om dit te verzekeren en om in de marktprocessen precieze gegevens te gebruiken, stellen we voor om voor elk SDP achter een toegangspunt met meerdere MHP's het gemeten gebruiksprofiel te gebruiken in de marktprocessen (Smart Meter Regime 3 in geval van een digitale meter). Het proces begint met het omzetten van de gemeten index van elke submeter in een kwartiervolume.

De **berekende submeter** voor het PMHP wordt bepaald door de kwartiervolumes (voor afname en injectie) van elke submeter af te trekken van de overeenkomstige kwartiervolumes gemeten door de hoofdmeter. Het resultaat kan bij aanwezigheid van lokale productie achter de hoofdmeter desgevallend negatief zijn. Hoofdstuk 6.2.4 beschrijft de manier waarop deze negatieve waarden in de berekening van de marktvolumes verwerkt worden.

De **berekende hoofdmeter** voor een parallelle configuratie van de klantinstallatie wordt bepaald door de overeenkomstige kwartiervolumes (voor afname en injectie) van de meters die rechtstreeks op het distributienet zijn aangesloten op te tellen. Hierbij kan het nodig zijn om een veronderstelling te maken over de gelijktijdigheid van de lokale productie en consumptie achter beide meters. Indien één of meer meters zowel afname als injectie meten in hetzelfde kwartier is het niet mogelijk om met zekerheid te weten in hoeverre de injectie samenvalt met de afname die gemeten wordt door de andere meter(s). We nemen daarom aan dat afname en injectie maximaal gelijktijdig zijn binnen het kwartier. Deze aanname vermijdt een onnodige toename van de marktvolumes (allocatie).

Figuur 8 illustreert dit met een voorbeeld. Veronderstel dat de ene meter een afname van 2 en een injectie van 5 meet. De andere meter meet een afname van 3.



Figuur 8 – Voorbeeld van veronderstelde gelijktijdigheid bij een berekende hoofdmeter

We gaan ervan uit dat de injectie van de eerste meter maximaal samenvalt met de afname van de tweede meter zodat de berekende hoofdmeter een afname van 2 en een injectie van 2 oplevert. Merk op dat de afname en injectie van de berekende hoofdmeter niet worden gecompenseerd binnen het interval van 15'.

Alle meterberekeningen worden uitgevoerd door de DNB en het resultaat wordt meegedeeld aan de betrokken marktpartijen.

6.2.2 Validatie, schatting en rectificatie van submetergegevens

De DNB zal vooraf gedefinieerde, maar nog op te maken, validatie- en schattingsregels toepassen op submetergegevens. De regels kunnen afhangen van het type van de installatie, indien dit bekend is bij de DNB. Als er gegevens van submeters van derde partijen ontbreken zal de DNB de verantwoordelijke partij hiervan informeren en de van toepassing zijnde validatie- en schattingsregels hanteren.

De DNB zal ook de timing en de regels voor de behandeling van rectificaties van submetergegevens bepalen. De regels en procedures voor de rectificatie van submetergegevens (van derden) kunnen minder strikt zijn dan die voor (volledig) gereguleerde submeters.

6.2.3 Niet-communicerende submeters

Net als hoofdmeters kunnen submeters te maken krijgen met communicatieproblemen waardoor de vereiste meetgegevens niet tijdig kunnen worden uitgelezen. De DNB bepaalt de termijn waarbinnen submetergegevens mogen worden geschat en gebruikt in de marktprocessen. Na deze termijn wordt de submeter niet-communicerend en het bijbehorende AMHP gedeactiveerd, waardoor ook het actieve leveringscontract stopt (zie hoofdstuk 6.3.5).

6.2.4 Marktvolumes

De marktvolumes hebben betrekking op de energiestromen die worden uitgewisseld tussen het distributienet en de klantinstallatie en de allocatie van deze energiestromen aan de SDP's achter elk toegangspunt.

We onderscheiden de volgende volumetypes die, afhankelijk van de gekozen diensten en klantkeuzes, op de markt relevant kunnen zijn:

- Bruto Energievolume
- Geoptimaliseerd Bruto Energievolume
- Energievolume na Energiedelen
- Netvergoedingsvolume

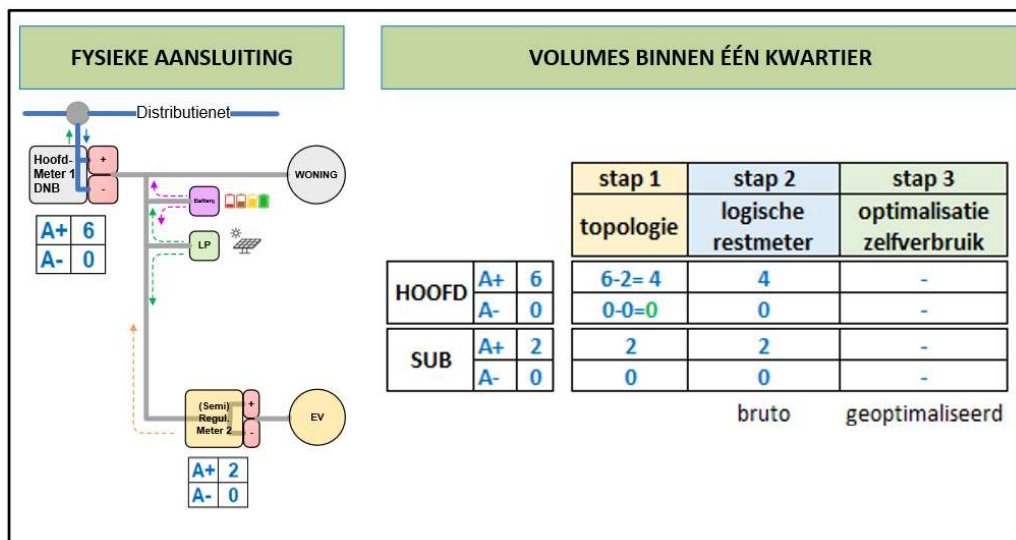
Hoofdstuk 12.2 illustreert de volumeberekeningen in verschillende scenario's aan de hand van een aantal concrete voorbeelden.

6.2.4.1 Bruto Energievolume

Het Bruto Energievolume (*Gross Commodity Volume* of GCV) is het volume 'zoals gelezen door de meter'. Elk AMHP wordt afzonderlijk gemeten. Enkel de PMHP-volumes moeten worden berekend, waardoor een berekende submeter ontstaat, zoals uitgelegd in hoofdstuk 6.2.1.

De **standaard basisprocedure** wijst een GCV toe aan elk afzonderlijk SDP. Figuur 9 geeft een

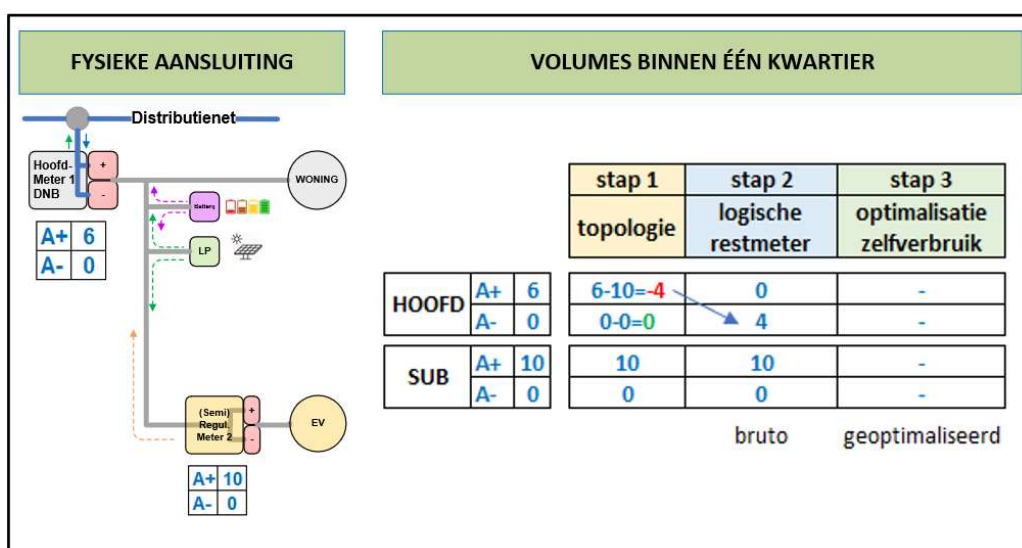
voorbeeld voor één enkel kwartier. Een afname van 6 wordt gemeten op de hoofdmeter en een afname van 2 op de submeter. De aftelsom levert een GCV van 4 op voor het PMHP.



Figuur 9 – Berekening Bruto Energievolume voorbeeld 1

Bij aanwezigheid van lokale productie op het toegangspunt of indien een installatie energie kan 'ontladen' achter de hoofdmeter is het mogelijk dat de aftrekking van submeter volumes van de hoofdmeter resulteert in negatieve waarden. Dit wijst op de (minimale) hoeveelheid lokaal geproduceerde energie die door de afzonderlijk gemeten installaties wordt verbruikt, zonder dat deze over de hoofdmeter gaat. Deze negatieve waarden worden op de berekende submeter geregistreerd als positieve waarden voor de omgekeerde energierichting (negatieve afname=injectie, en omgekeerd).

Hierdoor kan er 'virtuele' afname en/of injectie ontstaan bij de berekening van GCV's. De afname gemeten door de submeter zal deels afkomstig zijn van het distributienet en deels van de eigen productie/ontlaadactiviteit van de netgebruiker. De submeter kan dit onderscheid echter niet maken en het AMHP kan een volume ontvangen dat hoger is dan de op de hoofdmeter gemeten afname. Om coherent te zijn met de fysieke energiestromen op het distributienet moet het PMHP daarom een 'virtuele' injectie toegewezen krijgen, die overeenstemt met de hoeveelheid lokaal geproduceerde energie die onmiddellijk door de regelbare toepassingen wordt verbruikt.



Figuur 10 – Berekening Bruto Energievolume voorbeeld 2

Figuur 10 toont een voorbeeld waar een afname van 6 wordt gemeten op de hoofdmeter en een afname van 10 op de submeter. Het EV verbruikt dus een volume van 4 van de lokaal geproduceerde energie. Dit volume wordt als 'virtuele' injectie aan het PMHP toegewezen.

De GCV's zijn de basis voor alle verdere volumeberekeningen. De DNB voert deze berekening uit voor alle SDP's achter toegangspunten met één of meer submeters.

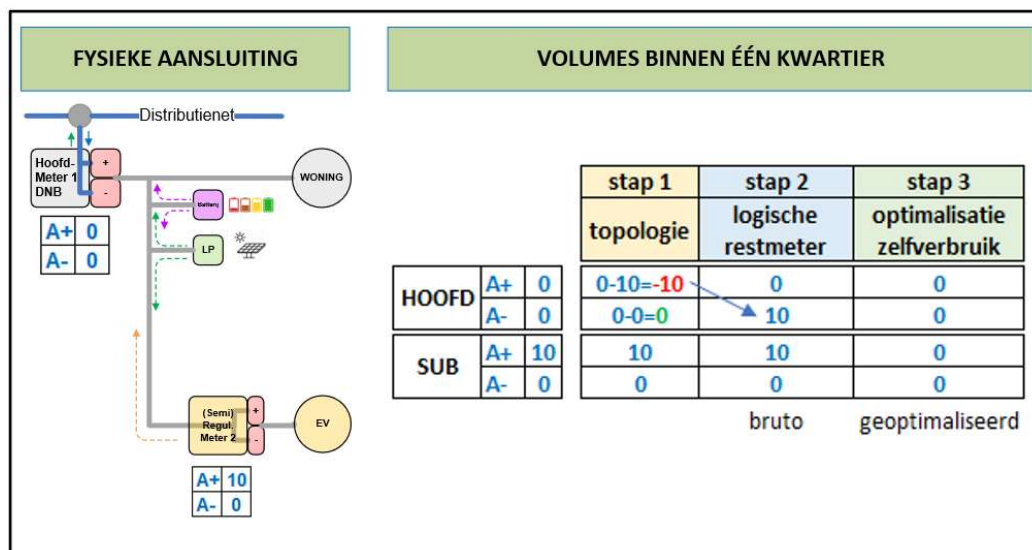
6.2.4.2 Geoptimaliseerd Bruto Energievolume

Aangezien we de verbinding tussen de hoofdmeter en de submeter beschouwen als onderdeel van de klantinstallatie kan de lokaal geproduceerde energie die ter plaatse wordt verbruikt, zonder de locatie van de afnemer te verlaten, wettelijk beschouwd worden als zelfverbruik, en zou deze dus niet onderworpen mogen zijn aan enig tarief of vergoeding.

Artikel 21 van de Richtlijn Hernieuwbare Energie bepaalt dat zelfverbruikers met betrekking tot hun zelfgeproduceerde elektriciteit uit hernieuwbare bronnen die ter plaatse blijft, niet mogen worden onderworpen aan discriminerende of disproportionele procedures, noch aan enige heffing of vergoeding.

Daarom kan het nodig zijn om het Geoptimaliseerde Bruto Energievolume (*Optimized Gross Commodity Volume* of OGCV) te berekenen dat wordt gedefinieerd als het GCV verminderd met het deel van het zelfverbruik dat aan het MHP kan worden toegewezen. De som van de OGCV's van alle MHP's achter een toegangspunt zal steeds gelijk zijn aan de volumes gemeten door de hoofdmeter.

Figuur 11 illustreert het principe aan de hand van een voorbeeld. Op de hoofdmeter wordt geen afname gemeten, maar voor het EV wordt een afname van 10 gemeten. De afname van het EV is bijgevolg volledig afkomstig van de lokale productie. In de berekening van het GCV leidt dit tot een 'virtuele' injectie van 10. Bij de optimalisatie wordt dit volume toegewezen aan het AMHP, wat een OGCV van 0 geeft voor het EV.



Figuur 11 – Voorbeeld van de berekening van het Geoptimaliseerd Bruto Energievolume

OGCV berekeningen vereisen toegang tot de kwartierwaarden van de hoofdmeter en alle submeters. Zij moeten dan ook door de DNB, als neutrale marktfacilitator, worden berekend.

Om de complexiteit te beperken zal de klant niet kunnen kiezen hoe de DNB het zelfverbruik aan de

AMHP's toewijst. Wanneer de berekening van het OGCV ondersteund wordt, zal het gebeuren met een standaardalgoritme dat op marktniveau werd overeengekomen.

Het gebruik van OGCV in settlement wordt besproken worden in hoofdstuk 6.4.1.

6.2.4.3 Energievolume na Energiedelen

Het Energievolume na Energiedelen (*Commodity Volume after Energy Sharing* of CVaES) is het toe te wijzen volume (GCV of OGCV, al naar gelang) verminderd met het volume dat geleverd of ontvangen is als gevolg van energiedelen of peer-to-peerverkoop.

Het CVaES is het energievolume dat door de leverancier aan de DGU wordt gefactureerd. De impact van meerdere leveringscontracten per toegangspunt op energie delen en verkopen wordt verder besproken in hoofdstuk 6.6.

6.2.4.4 Netvergoedingsvolume

Het Netvergoedingsvolume (*Gridfee Volume* of GFV) betreft het energievolume dat wordt gebruikt voor de aanrekening van het distributienettarief. Het gebruik van de verschillende marktvolumes bij facturatie zal besproken worden in hoofdstuk 6.5.

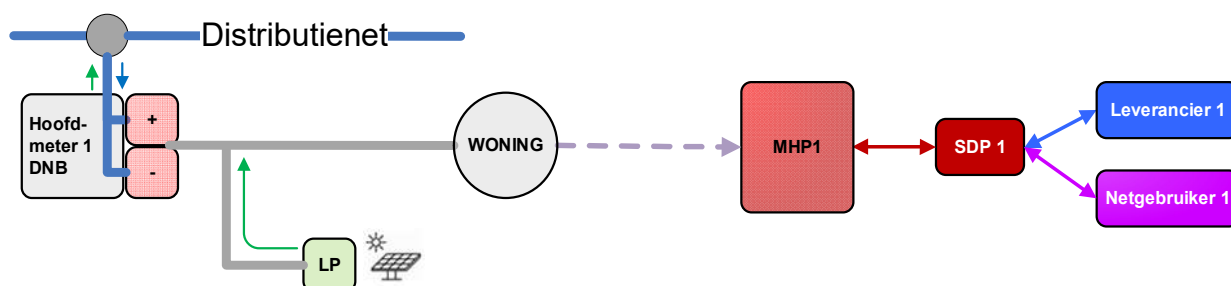
6.3 Structuring

Dit hoofdstuk beschrijft de gevolgen van meerdere leveringscontracten per toegangspunt voor het structuring domein. Dit omvat:

1. Start van een nieuw leveringscontract op een AMHP
2. Bijkomende informatie voor preswitching
3. Klant- en/of leverancierswissels
4. Wijzigingen in de catalogus, stamgegevens en/of diensten
5. Einde van een actief leveringscontract op een AMHP

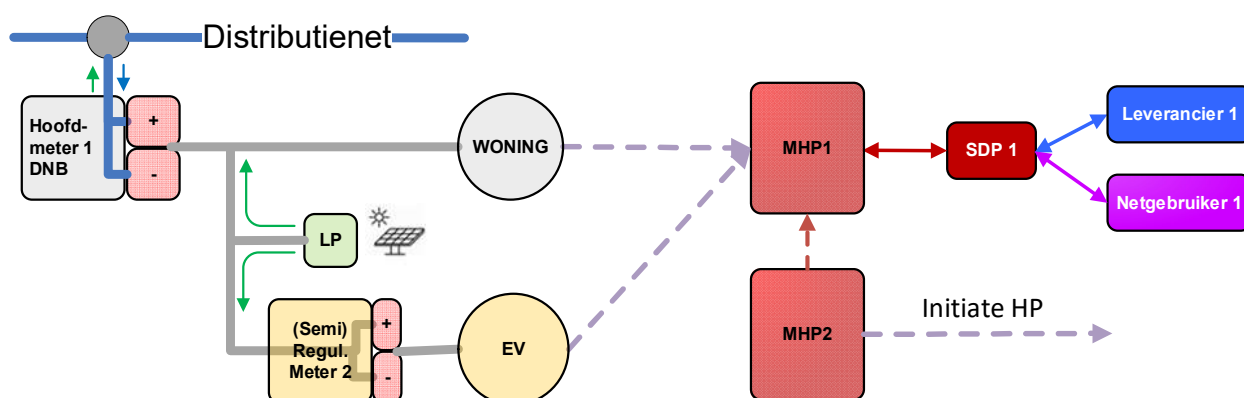
6.3.1 Start van een nieuw leveringscontract op een AMHP

Figuur 12 toont de beginsituatie vóór de start van een nieuw leveringscontract voor een AMHP. Voor de eenvoud wordt gestart vanuit een situatie met enkel een PMHP. Dezelfde procedure is echter ook van toepassing wanneer een ander AMHP na het eerste wordt toegevoegd.



Figuur 12 – Beginsituatie voor de start van een nieuw leveringscontract voor een AMHP

In een **eerste stap**, weergegeven in Figuur 13, wordt een aparte meter voor de regelbare toepassing geïnstalleerd en/of geregistreerd bij de DNB en wordt een nieuw (inactief) MHP aangemaakt.



Figuur 13 - Creatie van een nieuw AMHP

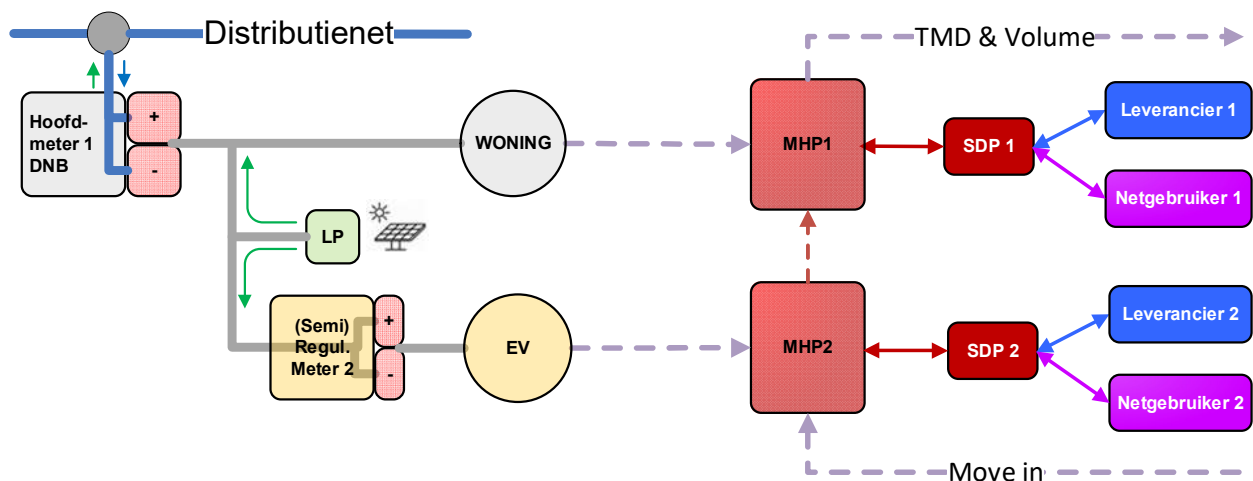
De MDGU vraagt een AMHP aan bij de DNB. Na het doorlopen van de (gestandaardiseerde) procedure voor het aanvragen van een bijkomende meetinrichting volgens één van de in hoofdstuk 4 beschreven configuraties, zal de DNB:

- de bijkomende hoofdmeter of (volledig) gereguleerde submeter installeren en activeren of de semi-gereguleerde submeter registreren,
- de bijkomende meter koppelen aan het bestaande PMHP,
- het AMHP aanmaken via het 'initiate headpoint' scenario en zijn markt-ID (EAN-GSRN) en de nodige Technische Master Data (TMD) kenbaar maken aan het CMS.

Het markt-ID van het nieuwe AMHP wordt ook meegedeeld aan de MDGU. Het is zijn verantwoordelijkheid om:

- een contract met een leverancier aan te gaan voor het AMHP, of
- de EAN-code van het AMHP mee te delen aan een ADGU die het kan gebruiken om een contract af te sluiten met een leverancier

In een **tweede stap**, weergegeven in Figuur 14, stuurt de gekozen leverancier een standaard UMIG "Move In"-bericht om het AMHP te activeren.



Figuur 14 – Begin nieuw leveringscontract op een BMHP

Als gevolg hiervan, en mits er een contract bestaat op het PMHP, zal de DNB de submeter linken aan het AMHP, de berekeningen starten op het PMHP en de aangepaste TMD- en meetgegevens voor het PMHP doorgeven. Het AMHP kan worden verwerkt volgens de bestaande 'Move In'-procedure.

Wat de marktservice betreft, blijft het PMHP ongewijzigd door de activering van een AMHP, terwijl het AMHP de door de ADGU gekozen of door de regelgeving opgelegde marktservice zal krijgen.

6.3.2 Bijkomende informatie voor preswitching

Alle bestaande preswitching-informatie voor een MHP is van toepassing op een AMHP. Om de link tussen het PMHP en de AMHP's te bewaren is bijkomende preswitching-informatie nodig:

- Een aanwijzing of het een PMHP of een AMHP betreft,
- Voor een AMHP: de EAN-code van het PMHP,
- Voor het PMHP: een lijst van de EAN-codes van de bijbehorende AMHP's.

6.3.3 Klant- en/of leverancierswissels

Klant-, leverancier- en gecombineerde wissels op een SDP van een AMHP worden behandeld volgens de bestaande marktprocessen, los van het PMHP. Dit betekent dat de MDGU, wanneer hij verhuist, er voor moet zorgen dat de vereiste wissels worden uitgevoerd voor alle SDP's van de AMHP's. De DNB kan de MDGU contacteren om hem te wijzen op de vereiste acties voor de AMHP's.

6.3.4 Wijzigingen in de catalogus, stamgegevens en/of diensten

Alle bestaande processen en procedures zijn eveneens van toepassing op AMHP's, hoewel de beschikbare opties in de service catalogus voor een AMHP verschillend kunnen zijn.

6.3.5 Einde van een actief leveringscontract op een AMHP

Einde-leveringsscenario's (*End of Supply* of EoS) zullen verschillend behandeld worden voor PMHP's en AMHP's.

Een EoS scenario voor een **AMHP** zal geen switch naar de sociale leverancier of een fysieke afsluiting van de aansluiting veroorzaken om de volgende redenen:

- toegang wordt verleend, ingetrokken of beperkt op het niveau van het toegangspunt,
- prepayment¹⁰ en stroombeperking zijn enkel mogelijk op de hoofdmeter,
- het is niet steeds mogelijk om een meter of een submeter van de DNB of een derde partij fysiek te deactiveren.

In plaats daarvan zal de 'deactivering' van het AMHP aanleiding geven tot een 'Move out'-scenario (inclusief de communicatie van meetgegevens en de facturering van de klant). De submeter wordt opnieuw gelinkt aan het PMHP. De leverancier van het PMHP wordt geïnformeerd en ontvangt een update van de TMD- en meetgegevens via het CMS. Het AMHP wordt 'inactief' en de PSUP wordt verantwoordelijk voor het verbruik ervan.

Een EoS scenario voor een **PMHP** heeft gevolgen voor zowel het PMHP als voor alle bijbehorende AMHP's. Het gedrag van elk type MHP is samengevat in Tabel 3.

	PMHP	AMHP
Zonder deactivering (geen fysieke afsluiting)	Switch naar niet-commerciële leverancier	Samengevoegd met het PHMP alvorens de wissel naar de niet-commerciële leverancier. Het volledige toegangspunt wisselt (in de default service). Als de ADGU verschilt van de MDGU kan er een bilaterale overeenkomst tussen beide nodig zijn.
Met deactivering (fysieke afsluiting)	Gedeactiveerd	Automatisch gedeactiveerd (ongeacht of het een seriële of parallelle meetconfiguratie betreft)

Tabel 3 –EoS scenario voor een PMHP

¹⁰ In Vlaanderen en Wallonië

6.4 Settlement

De settlement-processen maken gebruik van de GCV's en/of OGCV's die werden gedefinieerd in hoofdstuk 6.2.4.1 en 6.2.4.2.

6.4.1 Optimalisatie van de zelfconsumptie

Er zijn drie mogelijke opties voor de energievolumes die gebruikt worden in de settlement-processen:

- Algemeen gebruik van GCV
- Algemeen gebruik van OGCV
- Een keuze toelaten per MHP tussen het gebruik van GCV of OGCV (bijvoorbeeld een keuze om alle MHP te optimaliseren behalve dat van het EV zoals beschreven in hoofdstuk 9). In dat geval wordt eerst een GCV berekend voor alle MHP's, waarna de zelfconsumptie wordt verdeeld tussen de MHP's die kiezen voor optimalisatie.

Tabel 4 vat de belangrijkste aspecten samen die bij de evaluatie van elke optie in aanmerking dienen te worden genomen. Ze zijn bedoeld als voorbeeld om de berekeningsopties te relateren aan potentiële marktconcepten, zonder een uitspraak te doen over de commerciële waarde of haalbaarheid ervan.

GCV	OGCV	GCV en OGCV
Marktbehoefte		
<p>Kan geschikt zijn voor aparte contracten met verschillende DGU's (leasingbedrijf betaalt voor EV)</p> <p>Kan geschikt zijn voor "as-a-service"-contracten met een all-in prijs, los van het energieverbruik</p>	<p>Kan geschikt zijn voor aparte contracten met dezelfde of verwante DGU's (partner sluit een apart contract voor warmtepomp)</p> <p>Kan geschikt zijn voor "as-a-service"-contracten met een prijs die afhangt van het energieverbruik</p>	<p>Kan een combinatie van beide types contracten ondersteunen</p>
Impact op de marktpartijen		
Noodzaak om de voorspelbaarheid en de forecast voor PSUP en ASUP te evalueren		
Andere gevolgen		
<p>Virtuele injectie is mogelijk voor sommige contracten</p> <p>Kan verplichtingen gebaseerd op gerapporteerde allocatievolumes beïnvloeden (hoger totaal afnamevolume)</p> <p>Volumes voor energiedelen moeten beperkt worden¹¹</p>	<p>Zelfde volumes voor netvergoeding en energiecomponent</p> <p>OGCV kan gebruikt worden voor energiedelen¹¹</p>	<p>Virtuele injectie is mogelijk voor sommige contracten</p> <p>Kan verplichtingen gebaseerd op gerapporteerde allocatievolumes beïnvloeden (hoger totaal afnamevolume)</p>

Tabel 4 – Opties voor optimalisatie van de zelfconsumptie

¹¹ Volgens de huidige Vlaamse wetgeving die energiedelen beperkt tot wat er in het distributienet wordt geïnjecteerd en van het distributienet wordt afgenomen

De keuze tussen deze opties hangt sterk af van (de interpretatie van) de wettelijke context, die kan verschillen per regio, en van de marktevolutie. We beschouwen daarom de ondersteuning van het gebruik van GCV als eerste prioriteit. De implementatie van de andere opties zal overwogen worden in functie van de wettelijke context en de marktbehoeften. Dit zal ook blijken uit onze visie op de invoering van het nieuwe marktmodel (hoofdstuk 8).

6.4.2 Marktcommunicatie

Marktberichten zullen één enkel energievolume bevatten voor elk SDP. Afhankelijk van de ondersteunde functionaliteit en de klantkeuze kan dit het GCV of OGCV zijn. Indien het SDP deelneemt aan energiedelen of -verkopen, kan mogelijk een extra CVaES gecommuniceerd worden.

6.5 Billing

Voor de facturatie van het nettatarief stellen de DNB's twee basisprincipes voorop:

- **Optimalisatie nettatarief:** tenzij de klant expliciet om een apart toegangspunt voor zijn installatie vraagt (ervan uitgaande dat de van toepassing zijnde wet- en regelgeving dit toelaat), moet het nettatarief gebaseerd zijn op de energiestromen op het aansluitingspunt (gemeten door de (berekende) hoofdmeter).
- **Verdeling nettatarief:** de principes van de marktcascade en van één factuur per leverancier kunnen best behouden blijven. Om een “level playing field” te handhaven tussen alle betrokken leveranciers, en in de veronderstelling dat een compensatie voor het risico van onbetaalde nettarieven aan de primaire leverancier door de regulatoren niet als een exogene kost wordt beschouwd, voorzien we in een verdeling van het nettatarief over alle leveranciers die actief zijn op een toegangspunt.

De verdeling van de netvergoeding heeft een aantal voordelen in vergelijking met de facturatie van de totale netvergoeding aan de Primaire leverancier:

- Elke leverancier en DGU draagt op billijke wijze bij tot de netvergoeding en het inningsrisico wordt gespreid.
- Elke ADGU behoudt een incentive voor rationeel netgebruik (piekbeheer) en globale optimalisatie op het niveau van het toegangspunt wordt aangemoedigd.
- Een uniforme benadering van alle leveranciers biedt maximale transparantie voor de DGU.
- Bijkomende complexiteit in EoS scenario's wordt vermeden (bijvoorbeeld als het nettatarief wel betaald zou worden maar de energielevering niet)

In wat volgt werken wij verder uit hoe deze principes toegepast kunnen worden in het geval van meerdere leveringscontracten per toegangspunt.

Figuur 15 geeft een schematisch overzicht van de mogelijke componenten van de netvergoeding:

- **Volumecomponent:** deel van het tarief dat proportioneel is met de actieve energie (afname of injectie) die wordt uitgewisseld met het distributienet.
- **Piekcomponent:** deel van het tarief dat proportioneel is met het gemeten maximum kwartiervermogen gedurende een bepaalde periode (bv. een maand).
- **Reactieve component:** deel van het tarief dat proportioneel is met de reactieve energie (afname of injectie) die wordt uitgewisseld met het distributienet.
- **Capaciteitscomponent:** deel van het tarief gebaseerd op de fysiek geïnstalleerde of genomineerde contractuele capaciteit van de aansluiting op het distributienet (enkel van toepassing in Brussel voor toegangspunten met een vermogen onder 56 kVA).
- **Metervergoeding:** deel van het tarief gebaseerd op de kost voor het verzamelen en verwerken van de metergegevens.



* Transport kost & taxen (regional & federal): momenteel beschouwd als volume componenten

** statisch contractueel/geïnstalleerd vermogen (kVA); momenteel enkel van toepassing in Brussel

Figuur 15 – Overzicht van verschillende componenten van de distributienetvergoeding

In de volgende hoofdstukken beschrijven we hoe de optimalisatie en de verdeling van de netvergoeding de verschillende tariefcomponenten zullen beïnvloeden. Conform de bestaande marktprocessen zal de berekening van de netvergoeding in het CMS gebeuren op basis van de door de DNB verstrekte meetgegevens (tijdreeksen, pieken en "billing relevante volumes") zonder onderscheid tussen punten met (volledig) gereguleerde of semi-gereguleerde meters. De vergoeding voor de energiecomponent (gebaseerd op meetgegevens van de DNB) wordt in de backend systemen van de leveranciers toegevoegd aan de netvergoeding (gebaseerd op het UTIL FEE-bericht van de DNB) en als één factuur aan de betrokken DGU bezorgd.

6.5.1 Volumegebaseerde tariefcomponenten

Zoals toegelicht in hoofdstuk 6.2.4.2, is de som van de OGCV gelijk aan de fysieke energievolumes gemeten door de hoofdmeter. Voor alle volumegebaseerde tariefcomponenten geldt daarom dat het gebruik van OGCV voor alle SDP's van het toegangspunt leidt tot zowel de optimalisatie als de verdeling van de netvergoeding.

In een tussenfase, en afhankelijk van de regionale wet- en regelgeving, kan het aanvaardbaar zijn om de berekening van volumegebaseerde componenten van de netvergoeding te baseren op het GCV. Dit zorgt wél voor de verdeling maar niet voor de optimalisatie van de netvergoeding.

De transmissienetvergoeding, belastingen en heffingen zijn alle gebaseerd op het energievolume en kunnen op dezelfde manier worden behandeld als distributienetvolumes. Voor de reactieve component stellen wij voor om een soortgelijke (nog vast te stellen) regel te bepalen om het volume over de verschillende contracten te verdelen.

6.5.2 Piekgebaseerde tariefcomponenten

Voor piekgebaseerde tariefcomponenten wordt de netvergoeding geoptimaliseerd wanneer de piek wordt afgelezen van of berekend op de hoofdmeter. Zoals uiteengezet in hoofdstuk 6.2.1 is bij een parallelle meterconfiguratie de piek van de berekende hoofdmeter 'zo optimaal mogelijk'.

De verdeling van tariefcomponenten op basis van verbruikspieken vereist een extra regel of algoritme. Vermits de som van het OGCV van alle SDP's van een toegangspunt gelijk is aan de tijdreeks gemeten op de hoofdmeter lijkt het OGCV een geschikte keuze om ieders bijdrage aan de piek te bepalen. Net als bij de netvergoedingsvolumes zou het GCV gebruikt kunnen worden tot de OGCV's beschikbaar zijn.

Verschiede verdeelsleutels zouden toegepast kunnen worden om het aandeel van elk SDP in de piek van het toegangspunt te bepalen. Hieronder worden enkele opties geïllustreerd. We stellen voor om de eerste optie te gebruiken bij de initiële implementatie.

We beschouwen een periode van één uur met kwartiervolumes op respectievelijk de hoofd- en de submeter en toegewezen kwartiervolumes per SDP voor een toegangspunt met enkel afname:

Hoofdmeter	5	3	4	2
Submeter	1	2	3	2

PMHP – SDP1	4	1	1	0
AMHP – SDP2	1	2	3	2

De piek is gelijk aan 20 (een volume van 5, gedeeld door ¼ uur).

Een eerste optie zou zijn om aan elk SDP een aandeel toe te kennen overeenkomstig zijn meetwaarde in hetzelfde kwartier als de gemeten piek.

PMHP – SDP1	4	1	1	0
AMHP – SDP2	1	2	3	2
Hoofdmeter	5	3	4	2

Piek SDP1= **16** (4/5 van 5 gedeeld door ¼)

Piek SDP2= **4** (1/5 van 5 gedeeld door ¼)

Als alternatief zou aan elk SDP een aandeel kunnen worden toegewezen overeenkomstig zijn hoogste meetwaarde over de gehele verbruiksperiode.

PMHP – SDP1	4	1	1	0
AMHP – SDP2	1	2	3	2
Hoofdmeter	5	3	4	2

Piek SDP1= **11,43** (4/7 van 5 gedeeld door ¼)

Piek SDP2= **8,57** (3/7 van 5 gedeeld door ¼)

Merk op dat in beide gevallen de som van de verbruikspieken van alle SDP's gelijk is aan 20. We gaan ervan uit dat de uiteindelijke keuze hieromtrent gemaakt zal worden in de door de regulator vastgelegde tariefmethodologie.

Een specifieke situatie kan zich voordoen wanneer één of meer, maar niet alle DGU's op een toegangspunt recht hebben op het sociaal tarief, dat geen piekcomponent bevat. Dit heeft echter geen invloed op de berekening van de netvergoeding en de facturatiepiek op de voorschot- of netvergoedingsfactuur die naar de leverancier wordt gestuurd.

6.5.3 Metervergoeding

Voor de metervergoeding kan overwogen worden om een tarief te bepalen voor elke bijkomende submeter, om de extra kosten voor meting en facturatie te dekken.

6.6 Energiedelen

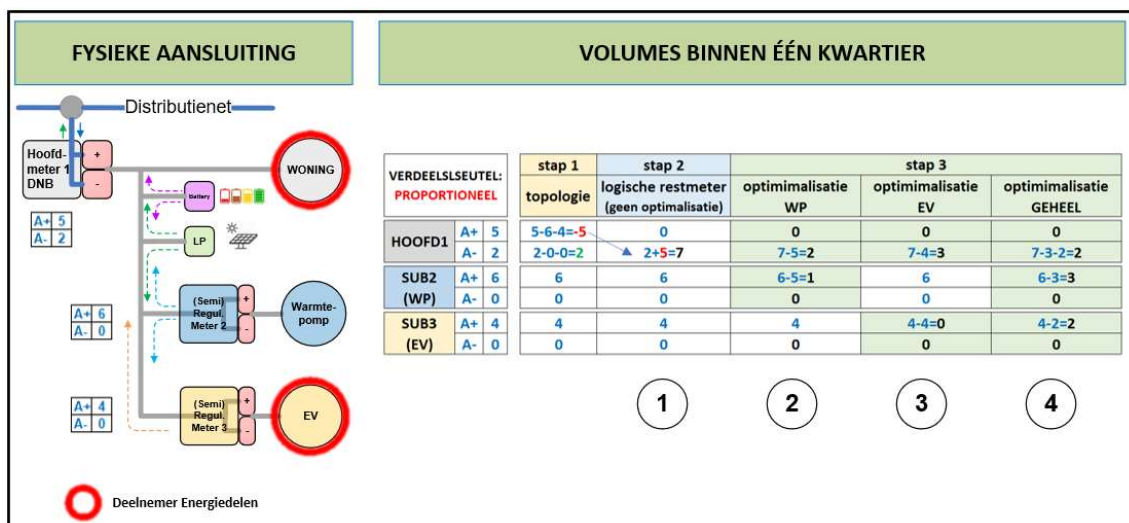
Energiedelen en peer-to-peerverkoop van hernieuwbare energie zijn nieuwe concepten die werden geïntroduceerd door het Clean Energy Package, de Richtlijn Hernieuwbare Energie en de Richtlijn voor de Elektriciteitsmarkt. Ze worden hier besproken in functie van hun compatibiliteit en integratie met de visie op meerdere contracten per toegangspunt en verder uitgewerkt in de Synergrid Product Design Group Energiedelen.

Energiedelen en peer-to-peerverkoop zijn in essentie een aanvulling op de leveringsmarkt, die een collectieve investering in productie en de vermarkting van uitgewisselde volumes toelaten waardoor de energiecomponent van de factuur wordt verminderd. In die zin zou het logisch zijn om energiedelen of verkopen toe te laten op het contractuele niveau, dus per SDP. De introductie van meerdere contracten per toegangspunt verhoogt het aantal SDP's in de markt en dus de granulariteit waarmee energie kan gedeeld of verkocht worden door actieve netgebruikers.

De huidige Vlaamse wetgeving beperkt de hoeveelheid energie die via energiedelen of -verkopen kan worden uitgewisseld tot zowel de injectie van de aanbieder of verkoper als de afname van de ontvanger of koper. Zowel injectie als afname slaan op de energie die feitelijk wordt uitgewisseld met het distributienet. Dit maakt het voor de actieve netgebruiker natuurlijk minder duidelijk welk volume daadwerkelijk op de markt zou kunnen worden gedeeld of verkocht, vooral wanneer GCV's worden gebruikt voor de energievolumes. In het voorbeeld van Figuur 10 zou dit betekenen dat de ADGU van het EV een volume van 6 kan ontvangen in plaats van het volume 10 dat gemeten werd op de submeter van het EV.

Een mogelijke oplossing zou zijn om in de toekomst de berekening van het volume voor energiedelen te baseren op de OGCV's. Dat is complexer en minder transparant maar het is in lijn met de huidige Vlaamse wetgeving. Het kan wel suboptimaal zijn wanneer er meerdere AMHP's zijn die elk een deel van de lokaal geproduceerde energie verbruiken. Figuur 16 toont een voorbeeld met een EV en een warmtepomp, waarin alle mogelijke optimalisatiecombinaties zijn opgenomen.

- ① PDGU kan een volume delen van 2, ADGU kan een volume van 4 ontvangen
- ② PDGU kan een volume delen van 2, ADGU kan een volume van 4 ontvangen
- ③ PDGU kan een volume delen van 3, ADGU hoeft geen volume te ontvangen
- ④ PDGU kan een volume delen van 2, ADGU kan zijn toegewezen volume van 2 ontvangen



Figuur 16 – Voorbeeld van suboptimale energiedeling met OGCV

Merk op dat de hoeveelheid energie die gedeeld of ontvangen kan worden verschilt per geval en erg afhankelijk is van de keuzes van de andere partijen die actief zijn op het toegangspunt.

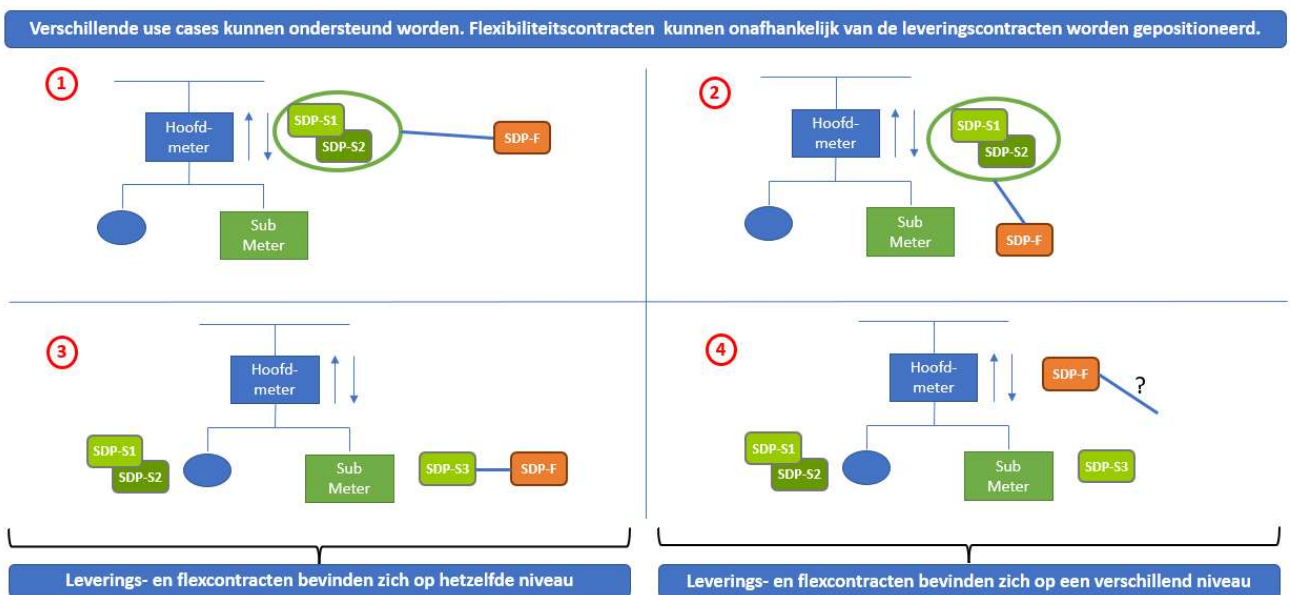
Het zou eenvoudiger en transparanter zijn wanneer een actieve netgebruiker, naargelang het geval, zijn GCV of OGCV zou kunnen verkopen of delen. Dit zou wel een wijziging in de definitie van energiedelen in de Vlaamse wetgeving vereisen. Vanwege de 'virtuele injectie' die in deze situatie kan optreden, zou het gebruik van GCV bovendien leiden tot een toename van de hoeveelheid energie die kan worden gedeeld.

7 Andere markten

7.1 Flexibiliteit

Flexibiliteit wordt in dit document besproken in functie van de compatibiliteit en integratie met de visie op meerdere contracten per toegangspunt en verder uitgewerkt in de Synergrid Product Design Group Flexibiliteit. De opties die in dit hoofdstuk besproken worden zijn conceptueel mogelijk met de voorgestelde uitbreiding van het marktmodel maar verdere analyse is nodig om hun relevantie voor de markt te bepalen.

Flexibiliteit wordt aangeboden op een Dienstverleningspunt voor flexibiliteit (SDP-F). Een SDP-F hoeft niet samen te vallen met een SDP in de leveringsmarkt (SDP-S) Het kan bestaan op elk punt met een meetinstallatie die voldoet aan de vereisten van het/de beoogde flexibiliteitsproduct(en).



Figuur 17 – Interactie tussen flexibiliteit en leveringsmarkt

Figuur 17 toont de verschillende opties:

- ① het SDP-S en SDP-F vallen samen op het niveau van de hoofdmeter. Dit bestaat vandaag al, bijvoorbeeld wanneer flexibiliteit op het niveau van het toegangspunt wordt aangeboden voor mFRR en er geen AMHP's zijn.
- ② het SDP-F bevindt zich op de submeter, achter een SDP-S. Ook dit bestaat vandaag al, bijvoorbeeld wanneer flexibiliteit op niveau van een individuele installatie wordt aangeboden voor FCR of aFRR en er geen AMHP's zijn.
- ③ het SDP-F bevindt zich op een submeter en valt samen met een SDP-S. Dit is een nieuwe situatie die kan ontstaan bij de introductie van een apart leveringscontract, maar die geen invloed heeft op de flexibiliteit. De flexibiliteits- en leveringsmarkt zullen dezelfde (submeter-) gegevens gebruiken (behalve voor FCR en aFRR die 4"-gegevens vereisen).
- ④ het SDP-F bevindt zich op de hoofdmeter, terwijl alle SDP-S's zich bevinden op een (berekende) submeter. Dit is een nieuwe situatie die zou kunnen ontstaan wanneer de klant zijn flexibiliteit aanbiedt in het kader van een congestieproduct (waardoor de SDP-F waarschijnlijk zal samenvallen met het koppelpunt met het net) en tegelijkertijd meerdere

leveringscontracten heeft voor zijn toegangspunt. In dit geval is een algoritme nodig om potentiële ToE-volumes toe te wijzen aan de respectievelijke BRP's. Om de complexiteit te beperken stellen we voor dat dit geen individuele keuze van de klant zou zijn, maar een standaard algoritme voor de hele markt.

In alle gevallen worden de flexibiliteitsberekeningen uitgevoerd met de brutovolumes gemeten op het SDP-F, dus zonder rekening te houden met de optimalisatie van zelfconsumptie (OGCV) of het delen of verkopen van energie (CVaES).

7.2 Gegevenstoegang

Dit hoofdstuk beschrijft de impact van meerdere leveringscontracten op de toegang van derde partijen tot informatieve meetgegevens. Aangezien de toegang tot deze gegevens beheerd wordt door de klant is het de klant die zijn toestemming moet geven om deze met derde partijen te delen. In wat volgt maken we een onderscheid tussen toegang tot metergegevens en tot marktgegevens.

7.2.1 Toegang tot metergegevens

Metergegevens kunnen rechtstreeks van één meter worden afgelezen of via een eenvoudige conversie worden verkregen (bv. omzetting van een index naar een volume). Ze kunnen ongevalideerd zijn.

We zijn van mening dat de MDGU verantwoordelijk moet zijn voor het beheer en de goedkeuring van de toegang van derde partijen tot alle metergegevens van het toegangspunt (zowel van de hoofdmeter als van submeters). Dit standpunt wordt ondersteund door de volgende argumenten:

- De MDGU moet de submeter registreren bij de DNB of de registratie ervan door een derde partij goedkeuren. De submeter moet fysiek met de hoofdmeter verbonden zijn, waarvoor toestemming van de MDGU nodig is. We beschouwen daarom de MDGU als de 'beheerder' van de klantinstallatie, die zowel de hoofdmeter als de submeter(s) omvat.
- In de praktijk zal er steeds een impliciete of expliciete overeenkomst zijn tussen de MDGU en de ADGU om bijkomende leveringscontracten mogelijk te maken. Het risico op ongewenste verspreiding van persoonsgegevens is hierdoor uiterst beperkt.
- Een beter alternatief dan de MDGU om alle (hoofd- en sub-)metergegevens te beheren lijkt niet voorhanden. De partij die initieel de aansluiting heeft aangevraagd is er mogelijk niet meer, de houder van een contract op een AMHP kan niet steeds aan één submeter worden gekoppeld en toestemming eisen van alle partijen die gebruik maken van een toegangspunt leidt tot verwarring en is moeilijk te beheren.
- De submetergegevens kunnen gebruikt worden in meerdere markten (levering, flexibiliteit, data, ...) met verschillende contractuele partijen. Het zou onhaalbaar en verwarrend zijn om toestemming te moeten verkrijgen van elke partij die de submeter gebruikt.

Behoudens wettelijke verplichting, verleent de DNB derde partijen slechts toegang tot gegevens van (volledig) gereguleerde (hoofd- of sub-)meters, aangezien dit de enige meters zijn waarvoor de DNB de primaire gegevensbron is. Voor semi-gereguleerde submetergegevens is de derde partij die de gegevens verstrekt de primaire gegevensbron en moet zij de toegang tot de gegevens beheren.

7.2.2 Toegang tot marktgegevens

Marktgegevens zijn gegevens die gebruikt worden in marktprocessen zoals allocatie, reconciliatie en billing. Ze hebben een bepaalde validatiestatus, bijvoorbeeld 'V3 voor informatie' of 'V3 voor billing'. Ze zijn niet noodzakelijk gekoppeld aan één meter, maar aan een SDP in de markt. Marktgegevens zijn beschikbaar via de marktberichten en kunnen via de leverancier worden verkregen. De partij die de gegevens verschafft is verantwoordelijk voor het beheer en de goedkeuring van toegang door derde partijen.

8 Andere impact

De voorgestelde visie kan niet van vandaag op morgen worden verwezenlijkt. Het zal aanpassingen vragen van het wettelijk en regelgevend kader, de contracten en procedures met de marktactoren en de IT-systemen die de marktwerking en de rapportering ondersteunen.

Dit hoofdstuk geeft een high level overzicht van de nodige aanpassingen die tot nu toe zijn geïdentificeerd. In het volgende hoofdstuk beschrijven we onze visie op de manier waarop de nieuwe functionaliteit in de markt zou moeten gezet worden.

8.1 Wetgeving

De analyse van de impact op de wetgeving is beperkt tot het niveau van het Energiedecreet.

Een eerste geïdentificeerde impact heeft betrekking op de **terminologie**. Het Energiedecreet kent momenteel geen aparte term om te verwijzen naar het contractniveau op de markt ('Allocatiepunt' wordt alleen gebruikt in de context van flexibiliteit). Het lijkt erop dat 'Toegangspunt', afhankelijk van de context, zowel naar het fysieke niveau (aansluiting) als naar het marktniveau (contract) kan verwijzen. Het TRDE kent daarentegen zowel 'Toegangspunt' als 'Allocatiepunt', waarbij het eerste fysiek (de aansluiting) en het tweede op marktniveau moet worden geïnterpreteerd. In de UMIG-documentatie ten slotte worden 'Headpoint' en 'Service Delivery Point' gebruikt, die beide op marktniveau moeten worden geïnterpreteerd. Dit betekent dat, terwijl er in het verleden een één-op-één relatie bestond tussen 'Toegangspunt' en 'Headpoint', dit nu niet langer het geval is. Om iedere verwarring te voorkomen, lijkt het aangewezen de terminologie op elkaar af te stemmen en 'Toegangspunt' te gebruiken in alle gevallen waarin wettelijke of regelgevende voorschriften naar het fysieke niveau verwijzen en 'Allocatiepunt' wanneer naar het contractniveau wordt verwezen.

Ook de term 'Titularis van het Toegangspunt' wordt zeer zelden gebruikt en de omschrijving ervan lijkt sterk op die van een 'Netgebruiker'. Wij denken dan ook dat de 'Titularis van het Toegangspunt' beter moet worden onderscheiden van een 'Netgebruiker'. De eerste zou kunnen gebruikt worden om te verwijzen naar de MDGU die de verantwoordelijkheid voor het gehele toegangspunt op zich neemt, terwijl de tweede kan verwijzen naar de houder van het leveringscontract.

Een belangrijke veronderstelling in het in dit document beschreven uitgebreide marktmodel is de fysieke interpretatie van **afname en injectie**. Onze interpretatie van de wettelijke definitie is dat afname en injectie zich bevinden op het niveau van de hoofdmeter van het toegangspunt, die de totale energiestromen van (=afname) en naar (=injectie) het distributienet meet. De fysieke verbinding (de kabel) tussen de hoofdmeter en de submeter maakt dus geen deel uit van het distributienet.

Afname en injectie worden gebruikt om te bepalen welk energievolume beschikbaar is voor energiedelen of peer-to-peerverkoop en dus welk volume als zelfconsumptie kan worden beschouwd. Zoals uitgelegd in hoofdstuk 6.6 bemoeilijkt dit de integratie van meerdere leveringscontracten met energiedelen aanzienlijk. Het is ook onduidelijk of het ondersteunen van het OGCV een wettelijke vereiste is of enkel een markt vraag. De wetgever in elke regio zou moeten verduidelijken of:

- Het mogelijk moet zijn om vrije leverancierskeuze en het recht op zelfverbruik op één SDP te combineren (wat neerkomt op een verplicht gebruik van OGCV in de markt).

- Het toegestaan is om het OGCV te delen of te verkopen in plaats van de afname en injectie gemeten door de hoofdmeter.

Ten slotte vereist de ondersteuning van meerdere leveringscontracten per toegangspunt toegang tot en verwerking van **submetergegevens**. De wettelijke bepalingen die van toepassing zijn op meters en meting moeten worden herzien voor submeters, bijvoorbeeld met betrekking tot de rol en de verantwoordelijkheden van de DNB voor submeters en submetergegevens en de mate waarin gerelateerde activiteiten moeten worden uitgevoerd door eigen personeel van de DNB.

8.2 Contracten en procedures

Toegangscontract

Om toegang te krijgen tot het distributienet moet iedere toegangshouder de laatst goedgekeurde versie van het toegangscontract ondertekenen. Het toegangscontract bepaalt de wederzijdse rechten en plichten van de toegangshouder en de DNB, de aansprakelijkheden en betalingsvoorwaarden en de financiële waarborgen. Het bevat ook regelingen voor de vergoeding van schade door langdurige stroomuitval en laattijdige, onjuiste of ontbrekende meetgegevens.

Gezien in onze visie de leverancier op een AMHP een deel van het nettatarief zal innen (zie hoofdstuk 6.5), en om een 'level playing field' op de leveringsmarkt te behouden, denken we dat alle leveranciers die actief zijn op een SDP het toegangscontract met de DNB moeten ondertekenen.

De financiële waarborgen, voorwaarden en verplichtingen zijn dezelfde voor toegangshouders op een PMHP of een AMHP. Het kan echter nodig zijn om de bedragen en de drempelwaarden voor de aansprakelijkheden tegenover de toegangshouders aan te passen aan het toegenomen aantal contracten op de markt.

De SLA en de forfaitaire vergoeding voor ontbrekende of laattijdige gegevens en rectificaties moeten worden herzien om rekening te houden met submeters en submetergegevens, zeker wanneer de submetergegevens van een derde partij afkomstig zijn.

Aansluitingscontract en -reglement

Het aansluitingscontract (voor DGU's op middenspanning) en -reglement (voor DGU's op laagspanning) beschrijven de rol en verantwoordelijkheden van de DGU en de DNB wat betreft de aansluiting. Het huidige contract is reeds van toepassing op alle partijen die gebruik maken van het toegangspunt, maar de rol van de MDGU zou nog verder verduidelijkt moeten worden.

In het aansluitingscontract en -reglement wordt verder verwezen naar de meetinfrastructuur. Dit deel moet worden uitgebreid met bepalingen voor de installatie en de werking van submeters.

Waar het aansluitingscontract en -reglement verwijzen naar het contractniveau (leveringsmarkt), moet tenslotte het begrip 'dienstverleningspunt' worden ingevoerd om de vereisten voor zowel primaire als additionele leveringscontracten te beschrijven.

Datatoegangscontract

In Vlaanderen is de toegang tot gegevens van derde partijen zoals Energy Service Companies (ESCO's) onderworpen aan de ondertekening van een datatoegangscontract met de DNB. Het datatoegangscontract beschrijft de specifieke voorwaarden voor geautomatiseerde toegang tot (informatieve) gegevens.

Zoals beschreven in hoofdstuk 7.2.1 kan de DNB toegang verschaffen tot gegevens van (volledig)

gereguleerde meters. Wanneer dit submeters omvat, moet het datatoegangscontract wellicht uitgebreid worden met aanvullende diensten en/of aangepaste SLA's voor informatieve toegang tot submetergegevens.

Protocol voor energiedelen en peer-to-peer verkoop

In Vlaanderen beschrijft het protocol voor energiedelen en peer-to-peerverkoop van energie hoe de communicatie verloopt tussen de DNB, de toegangshouders en de deelnemers (of hun vertegenwoordigers). Het huidige protocol beschrijft energiedelen op het niveau van het toegangspunt, met de mogelijkheid om deel te nemen met afname, injectie of beide. Op korte termijn volstaat dit.

Op langere termijn zal het protocol moeten worden aangepast om energiedelen en peer-to-peerverkoop op het niveau van het SDP toe te laten. Het zal ook het volume moeten beschrijven dat een deelnemer kan delen, verkopen of ontvangen. Deze volumes zullen afhangen van het wettelijk kader en van de keuze om al dan niet gebruik te maken van OGCV in de markt. Zoals uiteengezet in hoofdstuk 6.6 stellen wij voor om de definitie van energiedelen zodanig te wijzigen dat het delen of ontvangen van het volume dat aan een leveringsmarktcontract is toegewezen, mogelijk wordt.

8.3 IT-systemen

De functionaliteiten die we in deze visienota beschrijven zullen belangrijke aanpassingen vereisen aan de IT-systemen die de marktwerking ondersteunen:

- Het datamodel moet verschillende AMHP's per toegangspunt kunnen bevatten.
- PMHP en AMHP moeten voor de meeste marktprocessen zo veel mogelijk onafhankelijk behandeld worden, maar tegelijkertijd dient de fysieke afhankelijkheid van het toegangspunt bijgehouden te worden voor de verwerking van EoS scenario's en de optimalisatie van het nettatarief. Elk MHP moet daarom een verwijzing naar het bijbehorende toegangspunt bevatten.
- De berekeningslogica moet de verdeling van het nettatarief en de verschillende opties voor de berekening van het energievolume ondersteunen. Dit vereist een link tussen de MHP's die samen geoptimaliseerd moeten worden.

Een andere belangrijke impact vloeit voort uit de integratie van submeters van derde partijen. Dit vereist een uitbreiding van de meetinfrastructuur van de DNB om de nodige gegevens van derde partijen te capteren.

De implementatie moet stapsgewijs gebeuren, rekening houdend met de maatschappelijke kosten-batenafweging voor de nieuwe functionaliteit.

8.4 Rapportering

We gaan uit van het basisprincipe dat alle rapportering met betrekking tot de fysieke netwerkconfiguratie gebaseerd wordt op toegangspunten en dat alle marktrapportering gebaseerd is op dienstverleningspunten, aangezien deze laatsten het niveau zijn waarop leveringscontracten worden afgesloten en markt volumes worden toegewezen.

Een bijkomende complexiteit doet zich voor wanneer de marktrapportering betrekking heeft op allocatievolumes en niet alle energievolumes achter één toegangspunt geoptimaliseerd zijn. Een voorbeeld is de rapportering van (afname-)volumes om de certificatenverplichtingen voor

leveranciers in Vlaanderen te bepalen. In dat geval kunnen de gealloceerde (afname-)volumes hoger zijn in vergelijking met een situatie met één leveringscontract voor het gehele toegangspunt, vergelijkbaar met het effect van de allocatie van productie en consumptie (in plaats van afname en injectie) in MIG6. Het verschil doet zich voor in kwartieren waarin een deel van de lokale productie wordt verbruikt door een afzonderlijk vermarkte installatie (zoals een EV). Om coherent te zijn met de door de hoofdmeter gemeten volumes moet aan het PMHP een 'virtueel injectievolume' worden toegewezen om het aan het AMHP toegewezen GCV in evenwicht te brengen.

Het GCV zal groter zijn dan de door de hoofdmeter gemeten afname, waardoor de volumes waarop de certificaatverplichtingen worden bepaald, toenemen.

Wij stellen voor de gerapporteerde volumes hiervoor niet te corrigeren, maar de één-op-één relatie met de in de markt gealloceerde volumes te handhaven. De impact zal in eerste instantie verwaarloosbaar zijn en kan, wanneer dat niet langer zo is, op een andere manier worden gecorrigeerd. Voor de certificatenverplichtingen volstaat het om de coëfficiënt G in de rekenformule aan te passen.

9 Marktintroductie

De voorgestelde visie vraagt om ingrijpende wijzigingen in het wettelijk en regelgevend kader, de marktprocessen en de ondersteunende IT-systemen, de klantinstallatie en de commerciële strategie van de marktactoren. We geven daarom niet enkel een langetermijnvisie, maar ook een aanpak waarmee deze nieuwe functionaliteit op de markt gebracht kan worden.

Merk op dat vooraleer met de uitvoering kan worden begonnen, de verschillende marktdomeinen (measure, structuring, rectificatie, settlement en billing) de nodige berichten en het datamodel verder moeten definiëren. Daarom is het in dit stadium niet mogelijk om een timing te geven voor de implementatie. Wel kunnen we een overzicht geven van de te verwachten werkzaamheden.

We starten vanuit de huidige oplossing voor een klant met een apart vermarkte regelbare toepassing, bijvoorbeeld zijn EV. Vandaag betekent dit:

- De installatie van een tweede hoofdmeter (parallele configuratie)
- De creatie van een afzonderlijk toegangspunt (en MHP) voor het EV. Het toegangspunt en het MHP hebben een 1-op-1-relatie
- Het gebruik van GCV zowel voor het energievolume als voor de netvergoeding. De (asynchrone) piek van elke hoofdmeter wordt gebruikt als basis voor de piekcomponent

Vanuit dit startpunt kunnen we geleidelijk meer optimalisatie in het proces brengen. Tabel 5 geeft een overzicht van de verschillende optimalisatie opties met hun respectievelijke kenmerken.

	Géén optimalisatie	Grid fee optimalisatie	Grid fee & energievolume optimalisatie		
			Volledige optimalisatie	Alles geoptimaliseerd uitgezonderd EV	Optimalisatie keuze
Vermarkte energievolumes	Bruto	Bruto	Geoptimaliseerd Bruto	Bruto en Geoptimaliseerd Bruto	Bruto en/of Geoptimaliseerd Bruto
Virtuele injection/afname	Ja	Ja	Neen	Ja	Mogelijk, afhankelijk van keuze netgebruiker
Grid fee	Afhankelijk van het aantal contracten	Totale grid fee onafhankelijk van het aantal contracten	Totale grid fee onafhankelijk van het aantal contracten	Totale grid fee onafhankelijk van het aantal contracten	Totale grid fee onafhankelijk van het aantal contracten
Koppeling MHPs aan:	<ul style="list-style-type: none"> • Toegangspunt vanwege: <ul style="list-style-type: none"> - EoS 	<ul style="list-style-type: none"> • Toegangspunt vanwege: <ul style="list-style-type: none"> - EoS - Grid fee 	<ul style="list-style-type: none"> • Toegangspunt vanwege: <ul style="list-style-type: none"> - EoS - Grid fee - Energievolume 	<ul style="list-style-type: none"> • Toegangspunt vanwege: <ul style="list-style-type: none"> - EoS - Grid fee • Optimalisatiegroep vanwege: <ul style="list-style-type: none"> - Energievolume 	<ul style="list-style-type: none"> • Toegangspunt vanwege: <ul style="list-style-type: none"> - EoS - Grid fee • Optimalisatiegroep vanwege: <ul style="list-style-type: none"> - Energievolume

EoS=End of Supply

Tabel 5 – Overzichtstabel van de stappen van de marktintroductie

We stellen de volgende stappen voor om de nieuwe functionaliteit op de markt te brengen:

- **STAP 1: Invoering van seriële submetering (DNB), (de)activering van het bijbehorende AMHP** en correcte afhandeling van **EoS scenario's** (eerste kolom van Tabel 5)
- **STAP 2: Optimalisatie van het nettarief** (tweede kolom van Tabel 5)
- **STAP 3: Optimalisatie van de zelfconsumptie** (mits dit beantwoordt aan een brede marktbehoefte en vereist wordt door de toepasselijke regionale wet- en regelgeving) (één van de laatste drie kolommen van Tabel 5)

De ondersteuning van submeters van derde partijen staat los van de fasering, aangezien dit een veel ruimer toepassingsgebied heeft (bijvoorbeeld ook voor flexibiliteit) en parallel kan worden aangepakt. Zodra de gegevens van submeters van derde partijen beschikbaar worden voor de DNB zullen zij automatisch worden gebruikt in de nieuwe processen.

10 Toekomstige uitbreidingen

Het werken met mobiele assets en het onderscheid tussen publiek en particulier laden voor elektromobiliteit kunnen een toekomstige uitbreiding zijn.

11 Regionale terminologie

Er worden in dit document soms Engelse termen gebruikt om te verwijzen naar de verschillende concepten in het marktmodel. Tabel 6 geeft een overzicht van de equivalente termen die in de gewestelijke wetgeving worden gebruikt.

	Vlaanderen	Brussel	Wallonië
Connection Point	Aansluitingspunt (TRDE, Art. 1.1.2, 4°)	Point de raccordement (RTDE, Art.2 §2, 64°)	Point de raccordement (RTDE, Art.2 §2, 42°)
Access Point	Toegangspunt (Decreet, Art. 1.1.3, 122°)	Point d'accès Meetpunt (RTDE, Art.2 §2, 59°)	Point d'accès (RTDE, Art. I.2, 37)
Metering Point	Meetpunt (TRDE, Art. 1.1.2, 65 °)	Meetpunt (RTDE, Art.2 §2, 62°)	Meetpunt (RTDE, Art. I.2, 40)
Service Delivery Point	Dienstverleningspunt (Datadienstenpunt of Allocatiepunt) (TRDE, Art. 1.1.2, 31°, 26°, 15°)	Point de Prestation de Service (SDP) (RTDE, Art.2 §2, 59°bis)	Point de service (SDP) (RTDE, Art.I.2 43)

Tabel 6 – Regionale terminologie

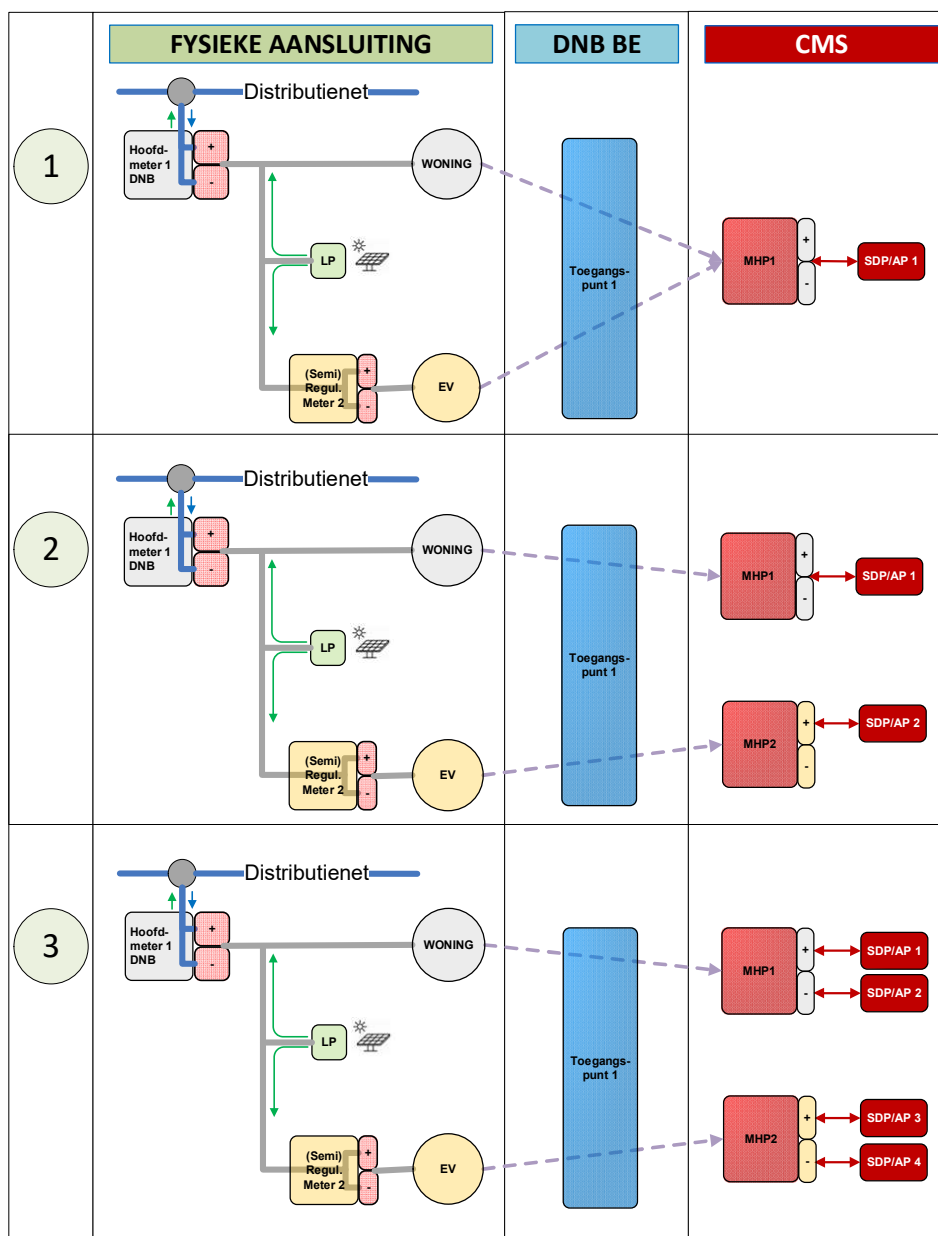
12 Voorbeelden

12.1 Toegangspuntconfiguratie

Zoals toegelicht in hoofdstuk 6.1 wordt het huidige MHP gebruikt als bouwsteen om het marktmodel uit te breiden naar meerdere leveringscontracten per toegangspunt. In deze bijlage geven we bijkomende voorbeelden van toegangspuntconfiguraties die ondersteund kunnen worden in het voorgestelde marktmodel.

Figuur 18 geeft enkele voorbeelden met één AMHP:

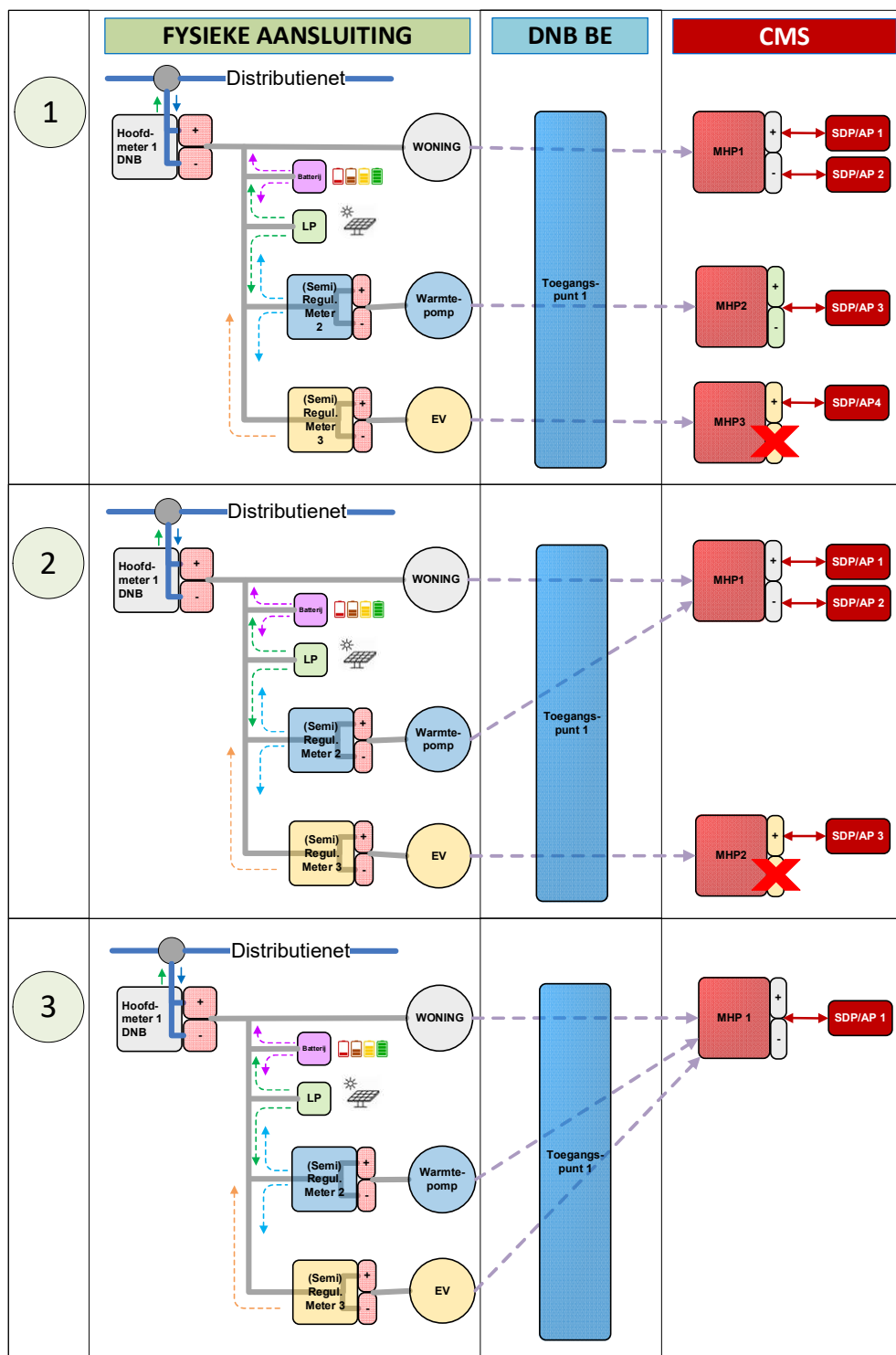
- ① Het gehele toegangspunt heeft één enkel leveringscontract
- ② Er is een AMHP voor het EV, met enkel afname
- ③ Er is een AMHP voor het EV, met afzonderlijke contracten voor afname en “injectie” (Vehicle-to-Grid)



Figuur 18 –Toegangspuntconfiguraties met één AMHP

Figuur 19 geeft voorbeelden met twee AMHP's:

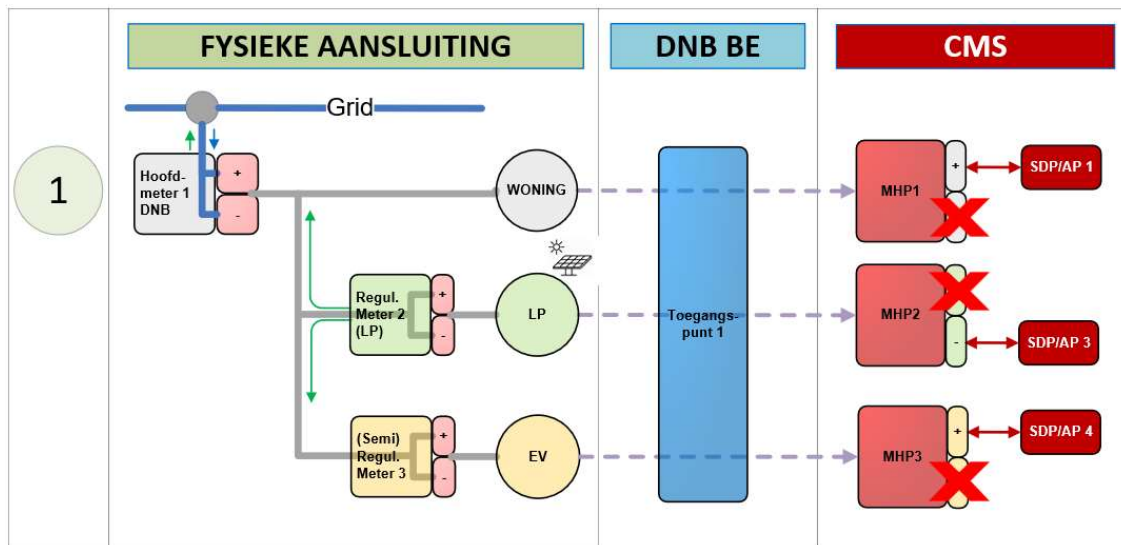
- ① De DGU heeft een PMHP voor zijn woning, een AMHP voor zijn warmtepomp terwijl zijn werkgever een AMHP heeft voor het EV
- ② Omdat er zich een drop scenario voordoet op het AMHP (warmtepomp) van de DGU, vindt een move out plaats en wordt meter 2 opnieuw samengevoegd met het PMHP.
- ③ Omdat de DGU ook door zijn Primaire Leverancier wordt gedropt, kantelt het hele toegangspunt naar de sociale leverancier.



Figuur 19 – Toegangspuntconfiguratie met twee AMHP's

Figuur 20 geeft een voorbeeld met een apart AMHP voor de lokale productie:

- ① De lokale productie-installatie wordt apart vermarkt met behulp van een AMHP met enkel injectie, het EV heeft een apart leveringscontract (afname).

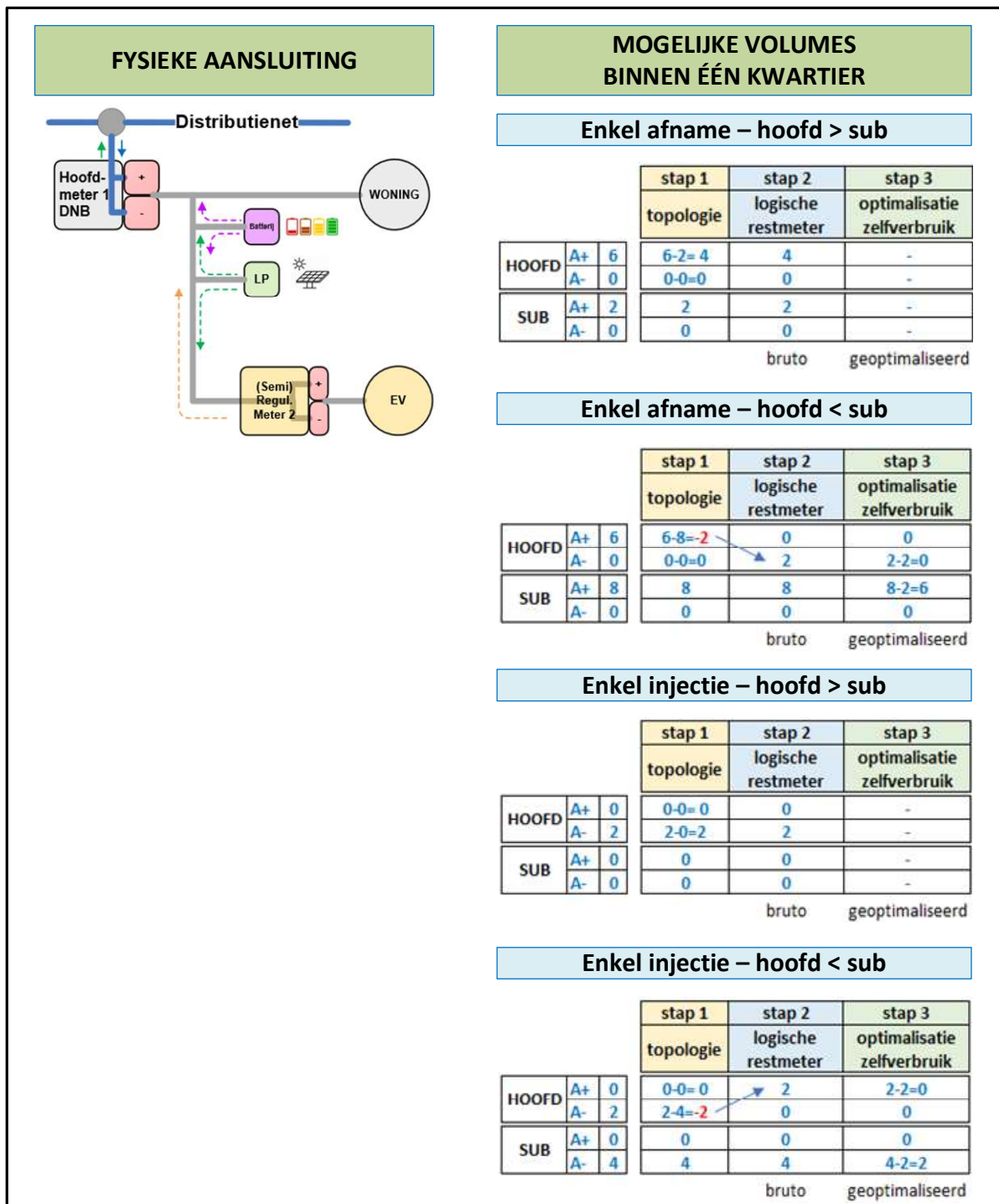


Figuur 20 – Toegangspuntconfiguratie met apart AMHP voor lokale productie

12.2 Volumeberekeningen

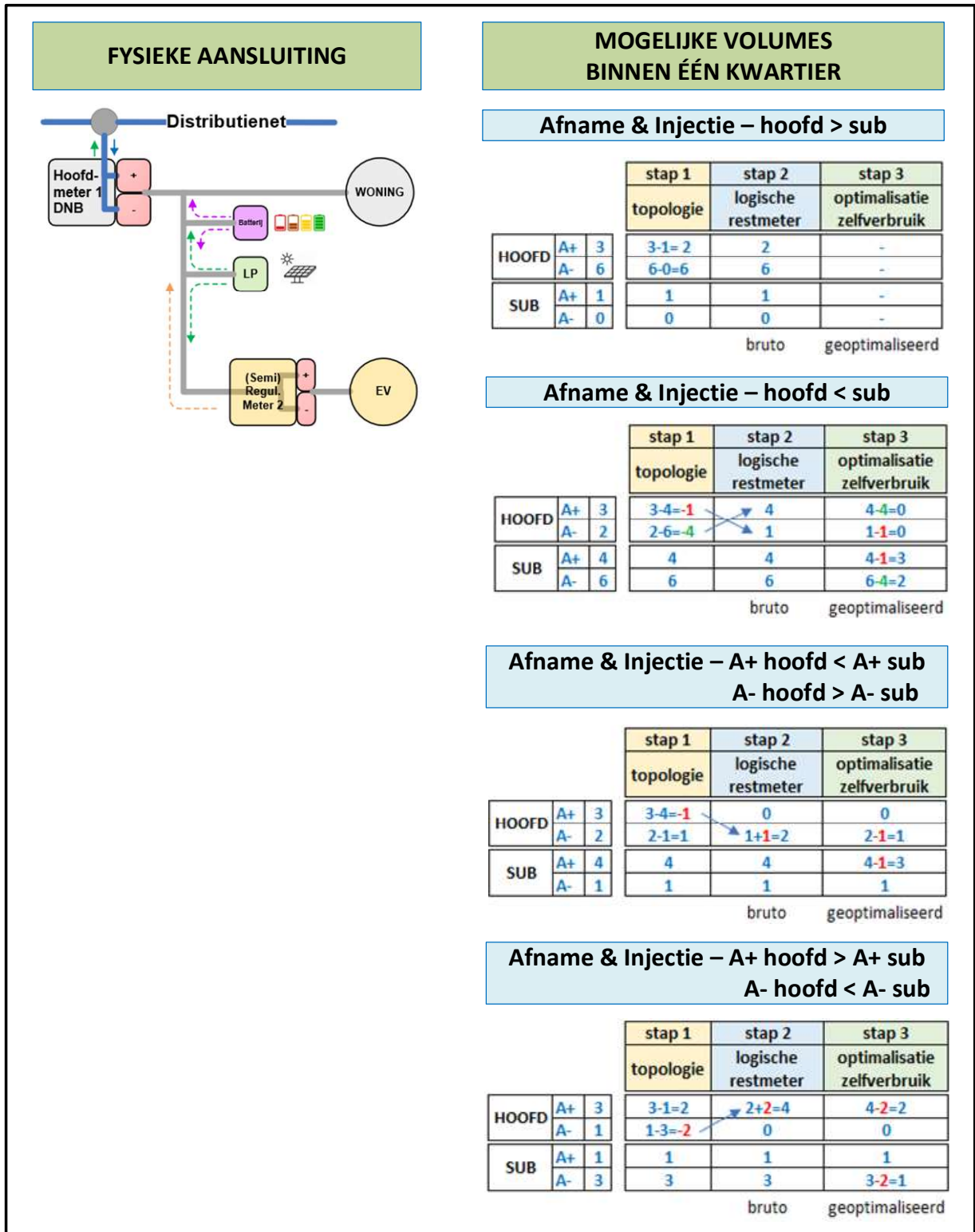
Hoofdstuk 6.2.4 introduceert de verschillende volumes die relevant zijn voor de markt. Deze bijlage geeft meer voorbeelden van de impact van de keuze tussen GCV en OGCV in verschillende situaties die zich op de markt kunnen voordoen. Deze voorbeelden tonen aan dat in alle situaties dezelfde berekeningsmethode kan gebruikt worden.

Figuur 21 geeft voorbeelden waarbij in één kwartier slechts in één richting een van nul verschillend volume gemeten wordt, hetzij in het afnameregister, hetzij in het injectieregister.



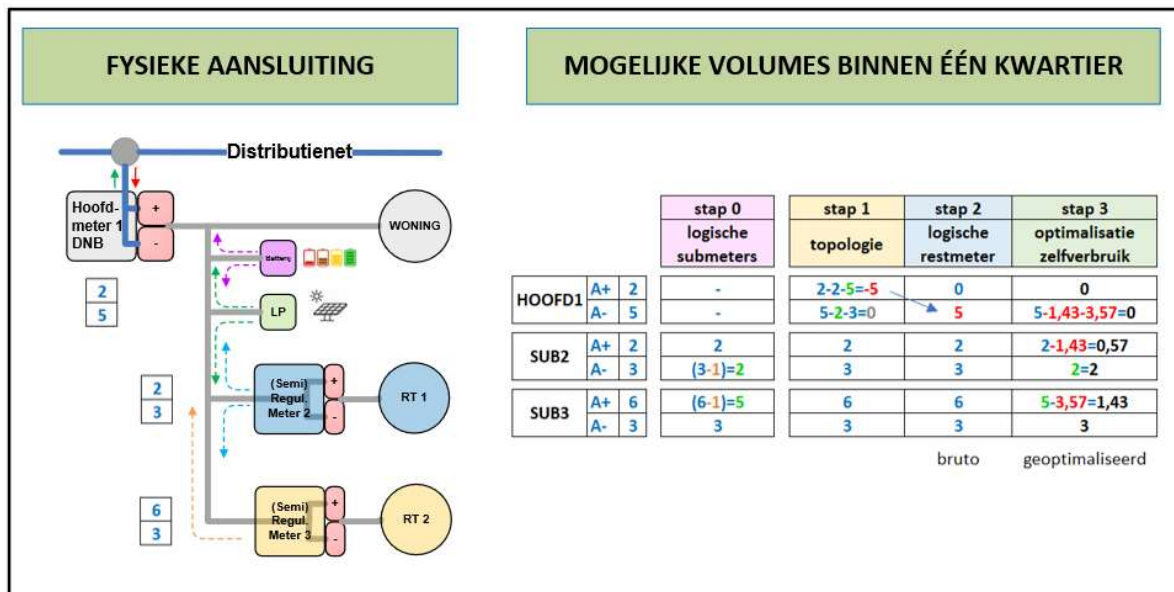
Figuur 21 - Voorbeeld van extra marktvolume met enkel afname of injectie op beide meters

Figuur 22 toont voorbeelden waarbij in één kwartier in beide richtingen een van nul verschillend energievolume wordt gemeten, zowel in het afnameregister als in het injectieregister.



Figuur 22 - Voorbeeld van extra marktvolume met afname en injectie op beide meters

Figuur 23 toont een configuratie met twee submeters. De berekeningslogica in het geval van meerdere submeters is identiek aan die beschreven in sectie 6.2.4. (waarbij de configuratie slechts één submeter bevat) maar vereist één voorbereidende berekeningsstap om de minimale lokale energiestroom tussen de submeters te bepalen (stap 0).



Figuur 23 - Voorbeeld van extra marktvolume met afname en injectie op beide meters

De minimale lokale energiestroom wordt bepaald door het injectievolume (A-) van de hoofdmeter af te trekken van de som van de injectievolumes van alle submeters. Het resulterende volume kan vervolgens toegewezen worden aan de submeters. In het voorbeeld gebeurt dit op basis van een "prioriteitsregel" (de lokale energiestroom wordt afgetrokken van de injectie van de eerste submeter). Een alternatieve benadering zou kunnen zijn om een "proportionele" verdeling over alle submeters te gebruiken. Samengevat:

- Minimale lokale energiestroom = $3_{\text{SUB2}} + 3_{\text{SUB3}} - 5_{\text{HOOFD1}} = 1$
- Volgens het prioriteitsprincipe wordt 1 (productie) van het eerste AMHP toegekend aan het tweede AMHP (door het in mindering te brengen van de afname)

De vervolgstappen (1, 2 en 3) zijn identiek als in de voorgaande voorbeelden. Merk hierbij op dat in stap 1 en 2 enkel de berekeningen voor het PMHP geïmpacteerd zijn door de volumeberekening uit stap 0.

In stap 3 wordt, om de geoptimaliseerde bruto volumes te berekenen, het zelfverbruik proportioneel toegekend aan elk AMHP. Bij wijze van alternatief zou ook hier een prioriteitsregel gehanteerd kunnen worden om het zelfverbruik toe kennen.

- **SUB2:** $2/(2+5) * 5 = 1,43$
- **SUB3:** $5/(2+5) * 5 = 3,57$

Zoals vermeld in paragraaf 6.2.4.2 stellen we voor om voor de toewijzing van het zelfverbruik in stap 3 een vast, op marktniveau afgesproken, algoritme te gebruiken. Hetzelfde geldt voor de toewijzing van de minimale lokale energiestroom in stap 0.