

Financiële Reconciliatie in de Belgische Energiemarkt

Inleiding – doel van deze paper

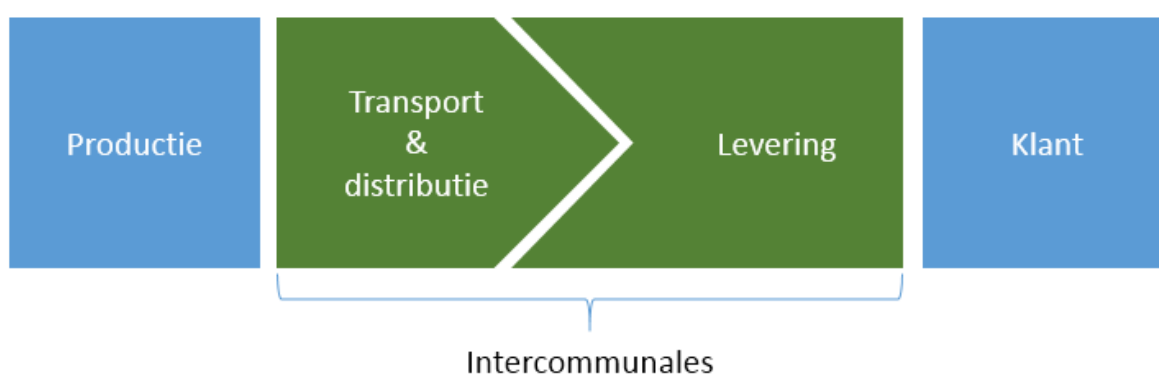
Deze paper heeft tot doel de context te schetsen van de settlement processen in de Belgische, vrijgemaakte energiemarkt. In het tweede deel wordt er verder ingegaan op de rol die FeReSO hierin speelt, evenals de praktische problemen en oplossingen.

Ondanks het feit dat de gas- en elektriciteitsmarkten hun eigen specifieke kenmerken hebben, zijn de belangrijkste principes in dit document analoog voor beide markten.

1. Situatie vóór marktopening

In de gebonden markt leverden de intercommunales de energie aan de klanten die op hun grondgebied gevestigd waren. De intercommunale had een langetermijncontract met de producenten (toen Electrabel of SPE) en transporteerde elektriciteit tot aan het injectiepunt in het distributienet. De intercommunales factureerden hun klanten onafhankelijk van de producent op basis van de meteropnames. De producent factureerde de intercommunale op basis van metingen ter hoogte van het injectiepunt. Er bestond geen interactie tussen beide facturatiestromen. Voor aardgas nam Distrigas voorafgaand aan de marktopening de rol van transporteur en aankoper op zich. Er was dus geen nood aan het inrichten van een ingewikkeld systeem dat gegevens uitwisselde tussen de verschillende partijen, rekening houdende met verschillende leveranciers.

Figuur 1: De gegevensstroom in de gebonden elektriciteitsmarkt



2. Opening van de energiemarkt – Partijen

Europa heeft bepaald dat er op haar grondgebied vrij verkeer van goederen en diensten moet zijn, dus ook van energie. Voor alle energiekanten in de vrijgemaakte markt wordt de elektriciteits- en aardgasvoorziening onderverdeeld in twee diensten: distributie en levering. De markt voor de levering van elektriciteit en aardgas is vrijgemaakt, maar niet die voor de distributie.

Voor België zijn de data van de vrijmaking van de energiemarkt verschillend ingevuld door de regio's. In Vlaanderen kan de afnemer sinds 1 juli 2003 energie kopen bij een leverancier naar keuze. Die leverancier zal uitsluitend energie en aanverwante diensten 'verkopen'. Voor Brussel en Wallonië is de energiemarkt volledig vrijgemaakt sinds 1 januari 2007.

In de geliberaliseerde markt staan de intercommunales in voor de distributie, onder de titel van **distributienetbeheerder (DNB)**. Bijgevolg is de DNB verantwoordelijk voor specifieke opdrachten van het netbeheer, zoals netaanleg, onderhoud, vervoer, aansluitingen, verzwaringen van de meters, het verhelpen aan stroompannes en gasreuk, enz. alsook de meteropnames.

De DNB houdt het toegangsregister bij, dat weergeeft welk toegangspunt (het punt waarop de energie bij de klant binnenkomt) door welke leverancier wordt bevoorrad. Dit toegangsregister wordt o.a. gebruikt om de meterstanden door te geven aan de betreffende leverancier, zodat deze de klant het juiste verbruik kan aanrekenen. Dezelfde informatie dient als basis om aan de producenten of de bevrachters voor aardgas door te geven wat hun leveranciers hebben afgenomen, zodat zij aan de leverancier de juiste hoeveelheid energie kunnen factureren.

De **energieleveranciers** verkopen elektriciteit en/of aardgas die zij bij de producenten aankopen of zelf produceren. Ze verzorgen ook de dienstverlening bij de verkoop van energie naar de klant. Door het feit dat er verschillende leveranciers op de markt aanwezig zijn, beschikt de transportnetbeheerder (TNB) niet langer automatisch over alle informatie om het evenwicht op het transportnet te garanderen.

Een andere rol (die nieuw is voor de vrijgemaakte energiemarkt), is dus deze van **evenwichtsverantwoordelijke (BRP – Balance Responsible Party)**. De evenwichtsverantwoordelijke heeft als taak het verbruik en de productie van energie - met andere woorden de vraag en het aanbod van zijn klantenportefeuille - in evenwicht te houden. Elke leverancier kan vrij kiezen het evenwicht zelf te verzekeren of een derde aan te duiden.

Elke evenwichtsverantwoordelijke dient het verbruik voor de volgende dag te voorspellen en dit vervolgens te communiceren aan de Transportnetbeheerder (TNB) hoeveel elektriciteit moet worden getransporteerd (en dit op kwartierbasis voor elektriciteit of op uurbasis voor aardgas). De transmissienetbeheerder vervoert elektriciteit tot aan de distributienetten van de distributienetbeheerders (via nationale leidingen met grote capaciteit). De Transportnetbeheerder voor elektriciteit is Elia.

Voor aardgas is Fluxys de beheerder van het transportnet. De **bevrachter** (de Balance Responsible Party voor aardgas) heeft gelijkaardige taken als de evenwichtsverantwoordelijke voor elektriciteit.

Meer informatie over de rollen en verantwoordelijkheden van de bevrachter kan men terugvinden op de website van Fluxys (www.fluxys.be).

De evenwichtsverantwoordelijke verzamelt alle elementen om de vooruitzichten voor de volgende dag samen te stellen: enerzijds de vraag (dat is de hoeveelheid energie die de klanten zullen afnemen) en anderzijds het aanbod (dat is de hoeveelheid energie die werd gekocht op de beurs of bij een producent/bevrachter of wordt ingevoerd). Die vooruitzichten of '**nominaties**' deelt hij mee aan de transportnetbeheerder die nu de verwachte belasting van het net kent.

Kloppen de voorspellingen niet met de realiteit, dan past de transmissienetbeheerder het productieprogramma aan op kwartierbasis. Elia beschikt hiervoor over eigen reserves bij de producenten.

De kosten om het evenwicht te herstellen rekent de transportnetbeheerder door aan die evenwichtsverantwoordelijke(n) die niet juist 'nomineerde(n)'. Voor elektriciteit rekent Elia de BRP's af voor eventuele onevenwichten. Voor aardgas is het Fluxys die de BRPs afrekent voor eventuele onevenwichten.

Om zo goed mogelijk te kunnen inschatten wat het verbruik zal zijn, dienen de leveranciers op regelmatige basis feedback te krijgen van de distributienetbeheerders om te zien of ze juist voorspeld hebben of niet. Dit weten de leveranciers aan de hand van de allocatie- en reconciliatiegegevens die ze van de Distributienetbeheerder (DNB) op regelmatige (maandelijke) basis ontvangen.

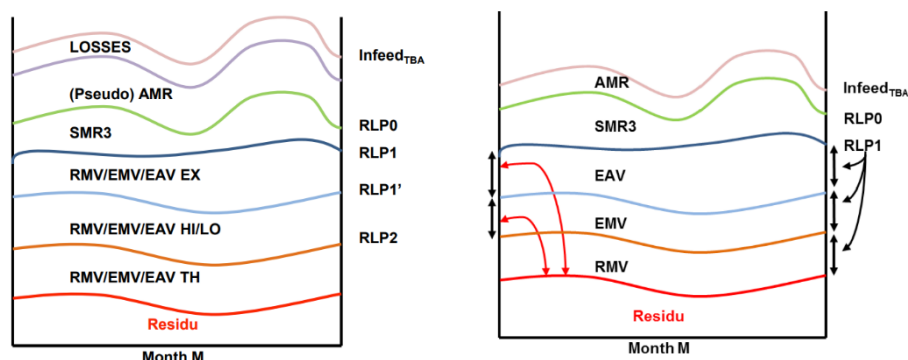
3. Settlement processen

3.1. *Allocatie*

De **allocatie** is een proces waarbij per kwartier¹ de netinvoeding op DNB-niveau wordt verdeeld over de evenwichtsverantwoordelijken op basis van enerzijds de gemeten verbruiken voor aansluitingen met een kwartiermeting, en anderzijds van schattingen voor de aansluitingen waarvoor **Reële LastProfielen (RLPs)** toegepast worden.

¹ Op uurbasis voor gas.

Figuur 2: Het allocatieproces voor respectievelijk elektriciteit en aardgas (bron: Atrias)²



Het te alloceren **Infeed** volume per DNB wordt berekend op basis van de totale Infeed afkomstig van de Transportnetbeheerder en de uitwisselingen met andere DNBs, maar er wordt tevens rekening gehouden met de lokale producties van bijvoorbeeld klanten met zonnepanelen. Eenmaal bovenstaande gegevens ter beschikking zijn, kan er gestart worden met de allocatieberekening per toegangspunt. Opmerking: voor aardgas verloopt het allocatieproces gelijkaardig als voor elektriciteit, er is dan echter wel geen sprake van netverliezen en in mindere mate van lokale productie (biogas).

Om het verbruiksgedrag van de jaar- en maandgemeten klanten te kunnen inschatten heeft men RLPs (Real Load Profiles) ontwikkeld die een geschat verbruiksprofiel weergeven (per kwartier of per uur voor aardgas). Aan deze RLPs worden schattingen gekoppeld, **standaard jaarverbruik of standaard maandverbruiken**. Deze worden bepaald door de DNBs op basis van historische verbruiken. Deze estimaties variëren per afnemer, aangezien het historisch verbruik van elke afnemer verschillend is.

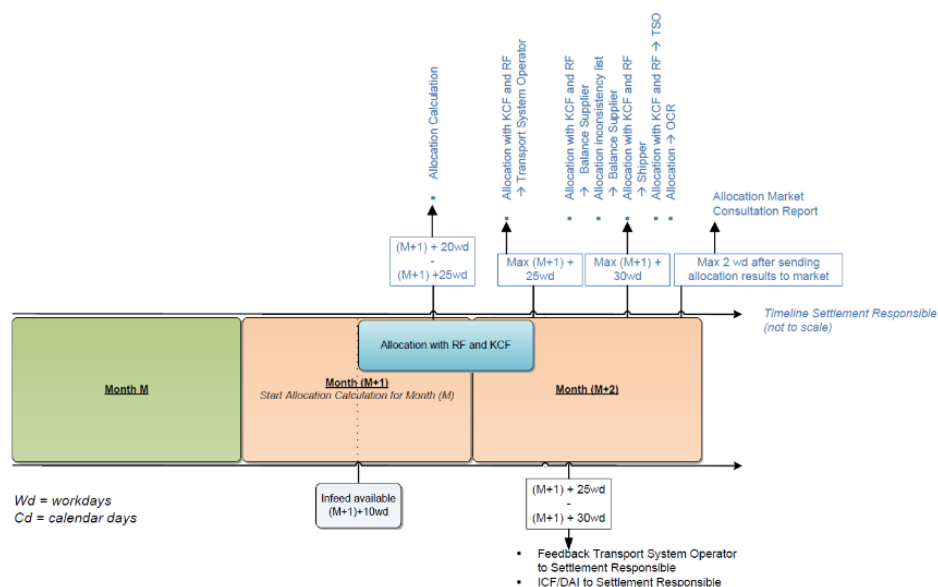
Het **residu** vertegenwoordigt de energie die per kwart(uur) niet in rekening gebracht wordt via de RLPs, maar die geregistreerd wordt via de telegelezen meters of de verliezen op een distributienet. Het bevat hoofdzakelijk de onnauwkeurigheden van de RLPs (die geen rekening kunnen houden met de uitzonderlijke gedragingen van netgebruikers aan wie RLPs toegewezen zijn) en de onnauwkeurigheid van de bepaling van het netverlies. Het residu wordt vervolgens verdeeld over de geëstimeerde RLPs om zo tot een sluiting van de infeed te komen.

De allocatie wordt voor elke maand M berekend in **M+2**. Op dat moment zijn de RLP-gegevens gevalideerd, zijn de maandelijkse opnamen uitgevoerd en is een deel van de jaarlijkse opnames eveneens beschikbaar in die periode. Toch zullen de beschikbare gemeten waarden voor geprofileerde

² EMV: 'Estimated Monthly Volume' of standaardmaandverbruik, zijnde de schatting van een volume voor één maand voor toegangspunten die niet per kalendermaand gemeten worden. RMV: 'Real Monthly Volume', gemeten per kalendermaand zonder volumecorrectie achteraf. EAV: 'Estimated Annual Volume' of standaardjaarverbruik, zijnde inschatting van het volume voor een jaar, verdeeld in een volume per maand op basis van verbruiksprofielen. AMR: 'Automatic Meter Reads' die gelezen worden per interval (15-60'). SMR3: 'Smart Metering Method 3' met metingen per interval (15-60'). Real Load Profile curve (RLP0): de Infeed minus de AMR volumes per kwartier of per uur. Real Load Profile 1 (RLP1) wordt bepaald door de slimme meters met meetregime 3 af te trekken van de RLP0 curve. TH: total hours; EX: exclusief nacht; HI/LO: piek/dal.

klanten niet direct in aanmerking genomen worden in het allocatieproces. In het allocatieproces worden alleen geschatte waarden (met hulp van het standaard maandverbruik en standaard jaarverbruik) gebruikt t.g.v. het residu-mechanisme.

Figuur 3: tijdslijn voor de allocatie (bron: Atrias³)



Bovenstaande figuur illustreert dat de marktpartijen de definitieve maandelijkse allocatiegegevens van de maand M ontvangen uiterlijk op (M+1)+30 werkdagen. In principe is de allocatie uniek en wordt deze niet gecorrigeerd. Er kan evenwel een re-run op vraag van de marktpartijen worden uitgevoerd waarbij de allocatiegegevens worden herberekend (bvb. Ingeval van inconsistenties in de waarden). Vanaf de eerste werkdag van de 6e maand na de gealloceerde maand (M) zullen de allocatieresultaten van de maand M als definitief beschouwd worden (hetzij in M+6). Dit geldt zowel voor elektriciteit als voor aardgas.

3

<https://api.atrias.be/roots/download/Actual%2FUMIG%2F20231216%20Market%20Model%20UMIG%206.6.2.0%2F01%20Market%20Processes%2F02%20Business%20Requirements%2FUMIG%20-%20BR%20-%20SE%20-%2002%20-%20Allocation%20Process%20Gas%20v6.5.1.3.1.pdf?subscription-key=086361ae1bbf4e2e8a4fa9804cae087a> voor aardgas en

<https://api.atrias.be/roots/download/Actual%2FUMIG%2F20231216%20Market%20Model%20UMIG%206.6.2.0%2F01%20Market%20Processes%2F02%20Business%20Requirements%2FUMIG%20-%20BR%20-%20SE%20-%2002%20-%20Allocation%20Process%20Electricity%20v6.5.2.1.pdf?subscription-key=086361ae1bbf4e2e8a4fa9804cae087a> voor elektriciteit

Figuur 4: illustratie van de tijdslijn voor de allocatie voor aardgas en elektriciteit voor allocatiemaand januari 2023

PERIOD	Allocation	
	Initial (market party)	Final (market party)
202301	202303	202307
202302	202304	202308
202303	202305	202309
202304	202306	202310
202305	202307	202311
202306	202308	202312
202307	202309	202401
202308	202310	202402
202309	202311	202403
202310	202312	202404
202311	202401	202405
202312	202402	202406

Voor de verbruiksperiode 2023 is de allocatie dus definitief per 1 juli 2023.

De allocatie wordt aangewend voor het “**balance settlement**”, m.a.w. het aanrekenen van de respectievelijke onbalansen (het verschil tussen de nominatie en de allocatie) door de transportnetbeheerder aan de evenwichtsverantwoordelijken.

De evenwichtsverantwoordelijken zullen hun kosten verdelen over (en eventueel doorrekenen aan) hun leveranciers. Vandaar dat het allocatieproces ook uitgevoerd wordt voor de leveranciers.

3.2. Reconciliatie

Reconciliatie is een proces dat aansluit op het allocatieproces. De bedoeling is dat het door middel van allocatie aan de leverancier aangerekende verbruik vergeleken wordt met het werkelijke verbruik. Dit gebeurt aan de hand van de vaststelling van de **meterstanden** bij de eindafnemer (in regel één keer per jaar). Dit verschil zal verrekend worden om het aantal kWh definitief en correct te verdelen over de leveranciers.

Reconciliatie is (uitsluitend) een **volumecorrectie** per leverancier die berekend wordt over de periode van één maand.

Door het reconciliatieproces krijgen de leveranciers uiteindelijk die hoeveelheden toegerekend die opgenomen zijn op de tellers bij hun eindafnemers. Deze hoeveelheden, samen met de berekende netverliezen (voor elektriciteit), moeten (in geval er geen fraude, ontbrekende gegevens e.d. zijn) gelijk zijn aan de netto-infeed. Als er toch een verschil is, wordt dit verschil aangeduid als de **restterm**.

Bij reconciliatie splitst de verrekening zich enerzijds toe op het vereffenen en corrigeren van de hoeveelheden die eerst volgens de geschatte reële lastprofielen en werkelijke metingen toegerekend zijn aan de evenwichtsverantwoordelijken door de distributienetbeheerders (en dus ook bekend zijn voor de leveranciers) en anderzijds op de werkelijk gemeten hoeveelheden die geleverd zijn aan de netgebruikers van de diverse leveranciers.

De **restterm** komt overeen met het verschil (op maandbasis) tussen de geïnjecteerde energie en de in reconciliatie toegerekende energie. Deze restterm bevat hoofdzakelijk dezelfde termen als het residu, maar werd aangepast door de correcte volumes en de verdeling van het volume tussen de betrokken marktpartijen op de markt. Aangezien het resttermvolume toegerekend wordt aan de distributienetbeheerders zijn deze ook betrokken partij in de reconciliatie.

De timing van het reconciliatieproces verschilt sterk ten opzichte van de allocatie. Waar allocatie éénmalig berekend wordt (in de maand volgend op de consumptiemaand), loopt het (finale) reconciliatieproces pas na 36 maanden. Dan pas zijn alle indexen ter beschikking. Er zullen tussentijds wel voorlopige reconciliatievolumes berekend worden.

4. Reconciliatievolumes: van regionale projecten naar een federaal proces

De marktpartijen hebben onderling afgesproken om eenzelfde model te implementeren voor de volumeberekeningen van de reconciliatie over de 3 regio's heen. Atrias, een gezamenlijk initiatief van de Belgische distributienetbeheerders, ondersteunt de ontwikkeling van de vrije Belgische energiemarkt op distributieniveau en fungeert als de centrale hub in de informatievoorziening.

De modaliteiten van het nieuwe volumeproces zijn omschreven in een MIG document⁴, goedgekeurd door de marktpartijen en de betrokken regulator(en).

Figuur 5: tijdslijn voor de reconciliatie (bron: Atrias)

May-13 Month to reconcile	Jun-13	Jul-13	Aug-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dec-13	Jan-14	Feb-14	Mar-14	Apr-14	May-14	Jun-14	Jul-14	Aug-14	Sep-14	Oct-14	Nov-14	Dec-14	Jan-15	Feb-15	Mar-15	Apr-15	May-15	Jun-15	Jul-15	Aug-15	Sep-15	Oct-15	Nov-15	Dec-15	Jan-16	Feb-16	Mar-16	Apr-16	May-16	Jun-16							
M	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9	+10	+11	+12	+13	+14	+15	+16	+17	+18	+19	+20	+21	+22	+23	+24	+25	+26	+27	+28	+29	+30	+31	+32	+33	+34	+35	+36	+37							
Run #							1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16											17					18						
Run name							Serie of runs X between R and X+R															X+R																		Y+R	Z+R			
Aggregated Runs							Aggregated															Aggregated																					Agr.	Agr.
Runs per SDP																																							SDP	SDP				
Financial runs																							"Intermediate run" for May-13																"Final run" for May-13					

Bovenstaande voorbeeldtabel geeft illustratief voor de maand mei 2013 een overzicht van de geaggregeerde runs, van de runs per toegangspunten en van de twee runs die gevolgd worden door

⁴<https://api.atrias.be/roots/download/Actual%2FUMIG%2F20231216%20Market%20Model%20UMIG%206.6.2.0%2F01%20Market%20Processes%2F02%20Business%20Requirements%2FUMIG%20-%20BR%20-%20SE%20-%2002%20-%20Reconciliation%20Process%20v6.6.2.0.pdf?subscription-key=086361ae1bbf4e2e8a4fa9804cae087a>

een financieel settlement en het moment waarop deze plaatsvinden. Zoals blijkt uit de tabel vindt de tussentijdse financiële reconciliatie (X-run) plaats in M+22 en de finale reconciliatie (Z-run) in M+37. De marktpartijen ontvangen dus meermaals de reconciliatiegegevens alvorens deze als definitief wordt beschouwd en financieel wordt afgehandeld. Zo wordt elke verbruiksmaand 16 keer gereconcilieerd voor interim (X), éénmaal voor quasi definitief (Y) en éénmaal definitief (Z).

Figuur 6: illustratie van de tijdslijn voor de reconciliatie voor aardgas en elektriciteit voor de allocatieperiode 2023

Period	Reconciliation	
	Interim (X1)	Final (Z)
202301	202410	202602
202302	202411	202603
202303	202412	202604
202304	202501	202605
202305	202502	202606
202306	202503	202607
202307	202504	202608
202308	202505	202609
202309	202506	202610
202310	202507	202611
202311	202508	202612
202312	202509	202701

Voor de verbruiksperiode januari 2023 is de reconciliatie dus definitief per januari 2027.

5. Financiële reconciliatie

6.1 Contractueel kader

De marktpartijen hebben in een gezamenlijk initiatief zelf een contractueel kader uitgewerkt voor de financiële reconciliatie (bekrachtigd door de regionale regulatoren in de technische reglementen). Deze aspecten worden gestipuleerd in de: *'Overeenkomst financiële reconciliatie voor gas en elektriciteit'* (intussen verlengd tot en met het volumejaar 2026), (hierna Overeenkomst). Op vandaag zijn reeds meer dan 100 marktpartijen (zowel distributienetbeheerders als (sociale) leveranciers) toegetreden tot deze Overeenkomst.

Deze Overeenkomst voorziet in de oprichting van een Beheercomité (waaraan alle ondertekenaars van het contract mogen deelnemen) met het oog op het succesvol uitvoeren en beheren van het financiële reconciliatieproces. Dit Beheercomité beslist altijd bij meerderheid van de uitgebrachte aanwezige of geldig vertegenwoordigde stemmen en wordt voorgezeten door een vertegenwoordiger van FeReSO. De rollen en verantwoordelijkheden van het Beheercomité zijn expliciet beschreven in de

Overeenkomst. De beslissingen van het Beheercomité worden voorbereid door de onderliggende werkgroepen (WG).

- ‘WG Process’: het uitwerken en optimaliseren van het clearing en settlement proces, inclusief de berichtenuitwisseling en de principes van risico-pooling;
- ‘WG Price’: het ontwikkelen van de tariefstructuren van de maandelijkse reconciliatieprijzen voor gas en elektriciteit;
- ‘WG Legal’: het uitwerken van het multilaterale contract tussen de marktpartijen dat de modaliteiten van het financiële settlement in contractuele verplichtingen vastlegt.

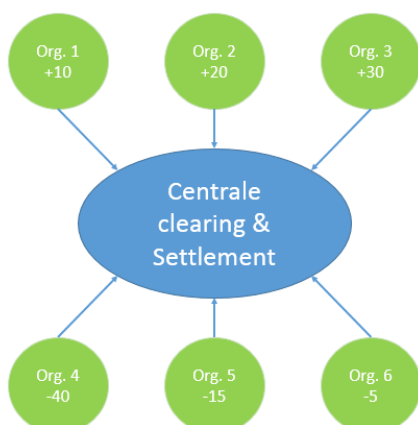
6.2 Multilateraal proces

Reconciliatie is een multilateraal proces, dat zich tussen alle partijen gezamenlijk afspeelt en niet is terugg te brengen tot bilaterale verhoudingen. Het volgende (fictieve) voorbeeld toont het multilaterale karakter aan van de reconciliatie:

Organisatie	Positie		Organisatie	Positie
1	10	→	?	←
2	20	→	?	←
3	30	→	?	←
Totaal	60		Totaal	-60

Zoals blijkt uit de bovenstaande voorstelling, is de totale stroom van inkomende en uitgaande betalingen op marktniveau gelijk aan nul, maar is het onmogelijk de individuele debet- en creditposities terug te brengen tot bilaterale relaties. Door gebruik te maken van een centrale partij is het mogelijk om zowel op totaal- als individueel niveau de clearing en settlement uit te voeren. Dit wordt geïllustreerd in figuur 7.

Figuur 7: Multilateraal karakter van de reconciliatie



De markt heeft dus gekozen voor een financieel reconciliatie model uitgevoerd door centrale facilitatoren (zie infra). Hierbij is het belangrijk een overzichtelijk en relatief eenvoudig settlement proces te hebben, waarbij het marktrisico centraal en solidair gedragen wordt door alle deelnemers aan het reconciliatieproces en dit volgens een vooraf overeengekomen verdeelsleutel.

6. Rollen en verantwoordelijkheden van de centrale facilitatoren in uitvoering van de financiële reconciliatie

Het reconciliatieproces voorziet dat een aantal facilitatoren, zoals hieronder beschreven, diensten zullen verlenen aan de markt met het oog op de sluiting van de financiële posities. De rollen en verantwoordelijkheden zijn vastgelegd in de Overeenkomst. De aansprakelijkheid van de facilitatoren is beperkt; zij vormen geen legale tegenpartij in het settlement proces. Zij verzekeren de confidentialiteit van de uitgewisselde informatie en de correcte uitvoering van het settlement proces.

7.1. RCO: Aggregatie- en berekeningsagent

Synergrid vervult als 'Reconciliatie Consolidatie Organisme' (RCO) de rol van facilitator voor de aggregatie en communicatie voor de distributienetbeheerders (volumes). Zij heeft deze taak vervolgens (operationeel) uitbesteed aan Fluvius. Het RCO fungeert ook als uniek aanspreekpunt voor FeReSO in haar rol als Administratief Orgaan m.b.t. het opleveren van de maandelijkse reconciliatievolumes.

7.2 AO: Centrale settlement facilitator

FeReSO, 'FEBEG Reconciliation and Settlement Organisation', is als administratief orgaan (AO) aangesteld voor de praktische afwikkeling van de Financiële Reconciliaties. FeReSO voert haar bevoegdheden uit binnen het kader van de regels en toepassingsmodaliteiten bepaald in de Overeenkomst.

Als centrale settlement facilitator verzorgt FeReSO dus het operationele luik van de financiële settlement, zoals bepaald in de Overeenkomst. FeReSO is verantwoordelijk voor de berekening van de zogenaamde 'Reconciliatietransacties'. Verder factureert zij de debiteuren, controleert zij de betalingen en informeert zij de crediteuren. Tenslotte voert de facilitator de betalingen uit naar de crediteuren in het proces.

Het proces voorziet in een financiële reconciliatie op kwartaalbasis en een maandelijkse berekening en publicatie van de reconciliatieprijzen.

Alle financiële kosten en lasten, van welke aard ook, dienen door het AO begroot te worden volgens het principe "kostendekkend". Deze worden jaarlijks op voorhand ter goedkeuring voorgelegd aan het Beheercomité (dat deze kosten vervolgens pro rata toewijst aan de betrokken marktpartijen op basis van het aantal transacties die de respectievelijke partijen aanbelangen).