

Onderwerp: Kosten energiedelen  
Datum: 27 March 2024

Contact: Marc Van den Bosch  
Telefoon: +32 2 500 85 85  
Mail: marc.vandenbosch@febeg.be

## INHOUDSTAFEL

|  |    |
|--|----|
| Management samenvatting  | 2  |
| Energieleveringen – gefaseerde bevoorrading om de risico’s te beperken | 2  |
| Portfoliorisico’s en kosten bij energiedelen                           | 5  |
| Duurder restprofiel  | 5  |
| Verhoogde onbalanskosten door grilliger restprofiel                    | 5  |
| Verhoogde volume risico’s  | 6  |
| Operationele kosten door energiedelen                                  | 6  |
| Overige bijkomende kosten door energiedelen                            | 8  |
| Kost Fereso  | 8  |
| Toenemend risico op wanbetalingen                                      | 9  |
| IT-kosten  | 9  |
| Besluit  | 10 |
| Samenvatting van de bijkomende kosten door energiedelen                | 11 |

## Management samenvatting

Energiedelen is een middel om het draagvlak bij de burgers voor de energietransitie te bevorderen. Bij energiedelen wordt de niet zelf gebruikte elektriciteit gedeeld met iemand anders (een buur, een familielid,...) of met jezelf. Energiedelen is echter geen middel om de totale kost van het systeem te doen dalen. Energiedelen heeft immers een impact op het restprofiel van de klant, verhoogt de complexiteit van de marktwerking en genereert bijkomende risico's en kosten bij diverse partijen waaronder de energieleveranciers.

Het is in het belang van alle partijen om de bijkomende kosten te beperken.

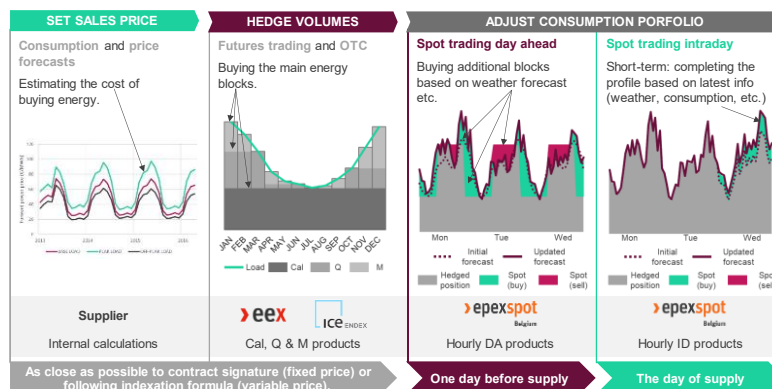
Een evenwichtige spreiding van de kosten en risico's over de betrokken partijen en een geharmoniseerde en geïntegreerde implementatie van energiedelen in de marktprocessen zijn cruciaal om het systeem transparant te maken, de klanten correct te informeren en om de bijkomende systeemkosten (i.e. kosten die geen verband houden met de productie of consumptie als zodanig, maar met de manier waarop het systeem de vermarkting tussen productie en consumptie organiseert) voor alle partijen te beperken.

## Energieleveringen – gefaseerde bevoorrading om de risico's te beperken

Onderstaande figuur geeft schematisch de werkwijze van een energieleverancier weer om de nodige volumes in te kopen voor zijn klanten en de risico's te beheeren. De energieleveranciers maken daarbij gebruik van aankopen op de termijnmarkt, dagmarkt en intraday markt. De finale onevenwichten worden in de balancering verrekend aan de onbalansprijs.

### Overview of the hedging process of a supplier

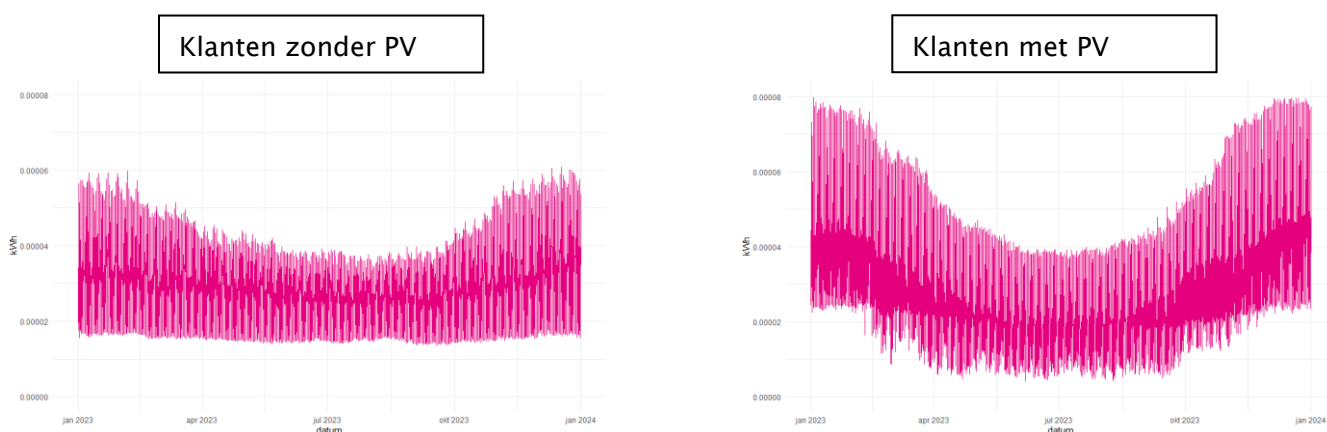
The hedging process can be broken down into 3 macro steps: setting the sales price, hedging (buying) volumes and adjusting the consumption portfolio. Each step is necessary to manage energy price risk.



SIOPartners / CONFIDENTIAL

2

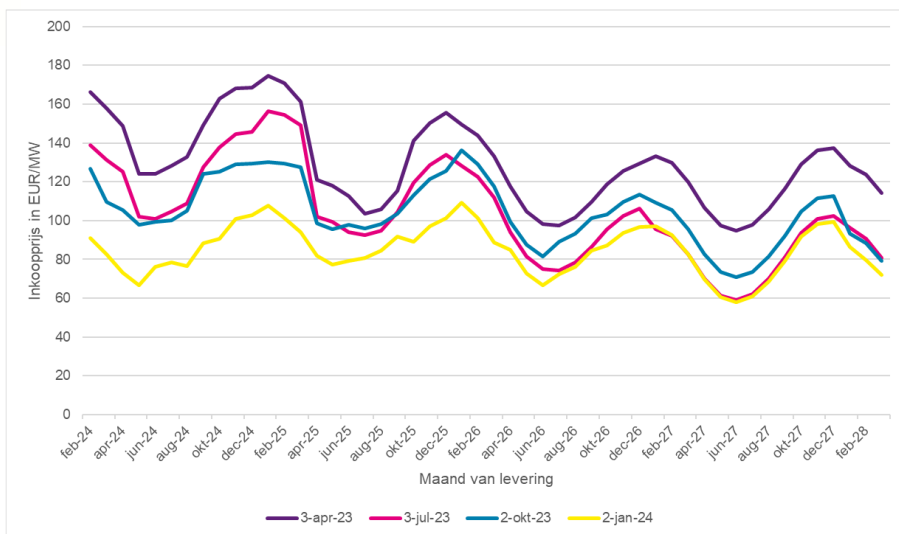
Klanten met eigen productie zoals PV panelen of energiedelers hebben een ander profiel, zijn minder voorspelbaar, en hun energie moet tegen een gemiddeld hogere kost per kWh geleverde energie aangekocht worden door de leverancier en dit door 2 effecten veroorzaakt door de al dan niet beschikbaarheid van zon- of windproductie: 1) seizoenseffect en 2) intra-day effect



In de eerste plaats is er het seizoenseffect. Zonnepaneelbezitters nemen relatief weinig elektriciteit af in de zomer in vergelijking met klanten zonder zonnepanelen. Ter illustratie van dit effect zijn hierboven 2 profielen opgenomen van klanten zonder en met PV panelen. Hieruit is duidelijk dat de klanten met PV panelen een veel groter verschil in afname hebben tussen de zomer en de winter.

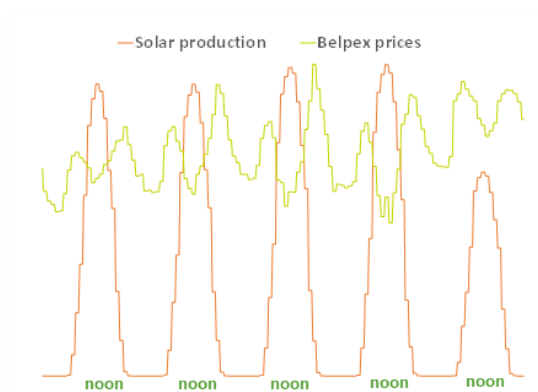
Het seizoenseffect kan ook goed geïllustreerd worden aan de hand van volgende grafiek ontleend aan ACM. De verschillende lijnen stellen de aankooprijzen van baseload elektriciteit voor op de eerste handelsdag van de maand en dit voor levering in maart 24 tem februari 28. Voor elke handelsdag/lijn is zichtbaar dat de inkooprijzen van elektriciteit voor de leverancier in de wintermaanden duurder is dan in de zomermaanden. Juist in de dure wintermaanden nemen zonnepaneelbezitters en energiedelers de meeste elektriciteit af, terwijl ze weinig afnemen en veel terugleveren in de zomermaanden wanneer de elektriciteit relatief goedkoop is.

Dit effect speelt zowel op de termijn markten als op de day ahead als de intraday markt.



Energiedelen vindt plaats op momenten dat er veel hernieuwbare energie (zon/wind) ter beschikking is en dat zijn dan ook de momenten dat de marktprijzen lager zijn. De waarde van de niet zelf verbruikte productie die gedeeld wordt, is dus logischerwijze veel lager dan de gemiddelde prijs die een consument moet betalen voor zijn afname. Immers, de contractprijs voor afname is een gewogen gemiddelde van goedkope en dure uurprijzen en laat de consument toe energie te verbruiken op elk moment, ongeacht het seizoen en onafhankelijk van de productiemix zoals de beschikbaarheid van zon- of windproductie.

Het effect binnen de dag zelf wordt geïllustreerd in onderstaande grafiek. Gedurende de uren met veel zon is de gemiddelde prijs lager dan tijdens de avond.



De grafiek toont de zonneproductie en Belpex prijzen gedurende 5 werkdagen in augustus '22. De afhankelijkheid tussen de zonneproductie en de DAH Belpex prijzen is duidelijk zichtbaar.

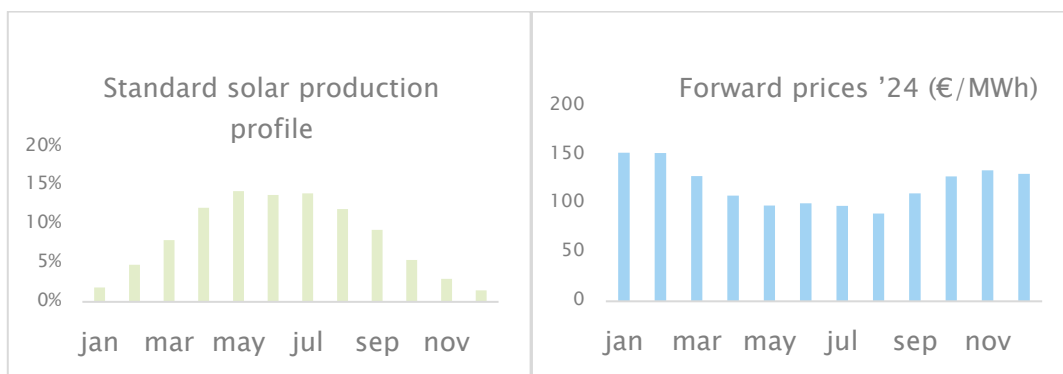
Dit voorbeeld illustreert dat:

- 1/ wanneer de zon schijnt er een daling is van de prijzen op de middag
- 2/ de daling lager is wanneer er minder zonneproductie is (dag 5)

## Portfoliorisico's en kosten bij energiedelen

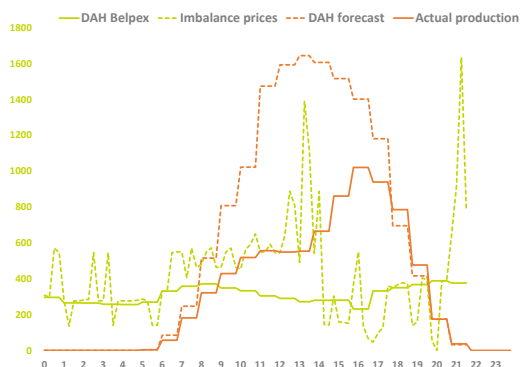
### Duurder restprofiel

Het resultaat van het gewijzigd restprofiel, de seizoens- en intra day schommelingen van de elektriciteitsprijs zorgen ervoor dat wanneer de consument aan energiedelen doet, het restprofiel dat door de leverancier moet geleverd worden, relatief duurder wordt. Deze afname vindt immers plaats wanneer er geen of nauwelijks zon of wind is. De gecontracteerde prijs van de klant die een gewogen gemiddelde is van goedkope en dure uurprijzen dekt geenszins de kost van dat duurder restprofiel.



### Verhoogde onbalanskosten door grilliger restprofiel

De productie van zon en/of wind is zeer moeilijk te voorspellen en daarom kunnen er belangrijke verschillen zijn tussen actuele productie en de voorspelling ervan de dagen voordien. De integratie van hernieuwbare energie zorgt dan ook vaak voor hogere onbalanskosten. Leveranciers houden hier rekening mee in hun prijszetting. Energiedelen legt daar echter nog een laag complexiteit bovenop want het restprofiel hangt niet alleen af van de aanwezigheid van zon/wind, maar ook van het gedrag van de energiedelers waarover soms geen informatie beschikbaar is omdat ze niet allemaal klant zijn bij dezelfde leverancier. Voor de leverancier stijgt daarom het onbalansrisico voor klanten die aan energiedelen doen.



De grafiek toont zowel de Day Ahead Belpex & onbalansprijzen als de Day Ahead voorspelde & actuele zonneproductie voor 27 juni '22.

Op die dag was de actuele zonneproductie minder dan wat was voorspeld, hetgeen dan moet teruggekocht worden aan onbalansprijzen die substantieel hoger zijn dan de Day Ahead Belpex prijs.

In Vlaanderen en Wallonië krijgt de leverancier/BRP bovendien nog steeds het bruto-volume gealloceerd via de marktprocessen. Dit betekent concreet dat de leverancier/BRP de onbalansfactuur betaald op het bruto-volume en deze kost niet kan recupereren aangezien hij bij energiedelen de energiecomponent (waarin de onbalanskost vervat zit) niet mag aanrekenen op het gedeeld volume.

|                              |            |          |            |
|------------------------------|------------|----------|------------|
|                              | Vlaanderen | Wallonië | Brussel    |
| Volumes in de marktprocessen | Bruto      | Bruto    | Restvolume |

### Verhoogde volume risico's

Voor een klant met vaste prijs contract worden de volumes op voorhand aangekocht om aan de afgesproken prijs te kunnen leveren. Als de klant zich ook via energiedelen kan bevoorraden en het restvolume is pas ex-post gekend, dan zal de leverancier teveel hebben aangekocht en deze volumes typisch moeten verkopen wanneer de marktprijzen laag zijn. Dit creëert bijkomende kosten en ondermijnt de hedging strategie van de leverancier.

Kortom, voor de leverancier zijn de bijkomende kosten gerelateerd aan energiedelen en veroorzaakt door het duurdere restprofiel, het verhoogd onbalansrisico en de verhoogde volume risico's niet gedekt via de gecontracteerde prijs voor afname die enkel kan toegepast worden op het restvolume.

Voor de eindafnemer zal dit uiteindelijk leiden tot een duurdere factuur voor het restvolume. Het gedeeld volume mag dan wel goedkoper zijn, de totale factuur zal dat alleen het geval zijn als het voordeel van het delen groter is dan de extra kosten die door het restprofiel moeten worden gedragen, wat moeilijk te realiseren is gezien de manier waarop het systeem is georganiseerd.

### Operationele kosten door energiedelen

Energiedelen is in Vlaanderen en Wallonië nog niet ingeregeld in de reguliere marktprocessen. Dit betekent dat de leveranciers nog steeds de bruto-volumes

doorkrijgen van de netbeheerders die worden gebruikt voor het automatisch facturatieproces.

De gedeelde volumes (geaggregeerd per maand en per 15') worden buiten de marktprocessen aangeleverd via een apart kanaal (SFTP) in aparte bestanden.

De restvolumes moeten door de energieleverancier berekend worden om een correctiefactuur te kunnen opmaken voor wat de energiecomponent betreft. Er dienen zowel correctiefacturen opgemaakt te worden voor de consument die zijn injectie deelt (deler) als voor de consument die het gedeeld volume ontvangt (ontvanger). Immers, de consument die zijn injectie deelt kreeg door het automatisch facturatieproces een vergoeding voor zijn bruto-injectie. Voor de energiedeler komt deze correctiefactuur neer op het terugvorderen van de injectievergoeding voor het volume dat hij heeft gedeeld met/verkocht aan de ontvanger.

Voor de ontvanger werd initieel de energiecomponent aangerekend op de bruto-afname. Hij zal via de correctiefactuur de energiecomponent recupereren voor het gedeeld volume. Het spreekt voor zich dat naargelang het contract van de klant (vast/variabel) de prijs per maand voor de energiecomponent kan variëren en dat de berekening van de correctiefactuur dan ook door facturatie-experten dient te gebeuren.

Hieronder is een illustratie van de correctie van de volumes en dit voor 1 kwartier van een dag.

|                       | Deler<br>EAN A | Ontvanger<br>EAN B |  |
|-----------------------|----------------|--------------------|--|
| Bruto-volume afname   | 2              | 3                  | Fysieke stroom op het net:<br>Bruto-volume via marktprocessen                                      |
| Bruto-volume injectie | 4              |                    |  |
| Gedeeld volume        | -3             | -3                 | Gedeeld volume per 15' via aparte bestanden (SFTP), max. ten belope van de afname van de ontvanger |
| Restvolume afname     | 2              | 0                  | Restvolume door leverancier te berekenen voor opmaak correctiefactuur energiedelen                 |
| Restvolume injectie   | 1              |                    |  |

De verwerking van de aangeleverde bestanden in het kader van energiedelen is zeer complex en vraagt veel tijd van specialisten om tot een correcte correctiefactuur te komen.

De bestanden worden niet alleen buiten de marktprocessen verstuurd, ze zijn bovendien bijzonder lastig om te verwerken door de volgende problemen:

- 1) Geaggregeerde waarden per maand zijn niet opgesplitst volgens de piek-/daluren. Dit is problematisch voor de facturatie van de energiecomponent als de klant een piek/dal configuratie heeft. Leveranciers moeten dus zelf de aggregatie doen per piek-/dal rekening houdende met de aansluiting en de plaats:
  - verschil tussen digitale meter en AMR op vlak van feestdagen
  - afwijkende piek/dal regime voor bepaalde gemeenten (6u-21u ipv 7u-22u)

- 2) Geaggregeerde waarden houden geen rekening met een indexopname in het kader van een afrekening. Leveranciers zijn verplicht de 15' waarden te gebruiken om tot dezelfde periode te komen als de afrekeningsperiode.

Het mag duidelijk zijn dat de administratieve verwerking van energiedelen op de factuur een huzarenstuk is zolang de gedeelde volumes niet geïntegreerd zijn in de reguliere marktprocessen. Dit wordt nog complexer, zo niet onmogelijk, met de overgang naar meer dynamische nettarieven met meer tijdspannes. Het huidige mechanisme is in dit opzicht absoluut niet future proof aangezien het technisch onverenigbaar is met het time-of-use principe.

In Brussel stelt de netbeheerder de restvolumes ter beschikking via de marktprocessen en hierdoor kan de leverancier onmiddellijk de volledige factuur opmaken op basis van het restvolume. Er is geen manuele interventie nodig.

Naast de kost gerelateerd aan de opmaak van de correctiefacturen die door facturatie experten dient te gebeuren, zijn er ook bijkomende operationele kosten gerelateerd aan de dienstverlening voor o.m. de activatie van energiedelen, het beantwoorden van klantvragen, communicatie, training, etc...

## Overige bijkomende kosten door energiedelen

In Vlaanderen en Wallonië zijn er naast de portfoliokosten en risico's, de operationele kosten ook nog bijkomende kosten om 2 redenen:

- 1) In de marktprocessen zijn de bruto-volumes gealloceerd aan de leverancier
- 2) De leverancier moet instaan voor de inning en de facturatie van alle netkosten (incl. ODV), accijnzen en heffingen en zelfs de certificatenverplichtingen, ook wat betreft het gedeeld volume.

### Kost Fereso

Energiedeling is neutraal voor de netbeheerder, maar niet voor de leveranciers. Klanten die hun energie delen, hebben niet noodzakelijk dezelfde leverancier voor hun restenergie. Leveranciers blijven gealloceerd op basis van de brutovolumes van hun klanten. Bijgevolg, de injectie-leverancier van de deler krijgt het bruto injectievolume gealloceerd en dient geen injectievergoeding te betalen aan de deler op het gedeeld volume, terwijl de afname-leverancier van de ontvanger de bruto-afname gealloceerd krijgt en dus betaalt voor het gedeeld volume terwijl hij deze niet mag aanrekenen aan de ontvanger. Om die reden wordt in Vlaanderen de overdracht van volumes tussen leveranciers achteraf financieel gereguleerd via een financiële reconciliatie van de energiedeling. Fereso heeft van de sector de opdracht gekregen om die financiële reconciliatie te organiseren en uit te voeren. Deelname van leveranciers aan dit proces is verplicht.



Een gelijkaardig proces wordt voorgesteld in Wallonië, maar de deelname is niet verplicht en momenteel is er geen vraag naar van de leveranciers.

Deze financiële reconciliatie is duur en niet neutraal voor de leveranciers :

- Een volledige reconciliatie is niet mogelijk omdat er altijd een verschil bestaat tussen de werkelijke energiekost en de gereguleerde kost in de reconciliatie.
- De kost van Fereso voor de administratieve ondersteuning van dit reconciliatieproces voor energiedelen, alsook de kost voor de kredietlijn bij de bank wordt gedragen door de energieleveranciers die klanten hebben die aan energiedelen doen.

In tegenstelling tot Vlaanderen (en Wallonië) is dit reconciliatieproces voor energiedelen niet nodig in Brussel gezien onmiddellijk de restvolumes aan de leverancier gealloceerd worden. Ook op deze manier voorkomt het in Brussel ingevoerde mechanisme extra systeemkosten.

### Toenemend risico op wanbetalingen

De energieleverancier is in Vlaanderen en Wallonië verantwoordelijk voor de inning en facturatie van alle netkosten (incl. ODV), accijnzen en heffingen en zelfs de certificatenverplichtingen, ook wat betreft het gedeeld volume. De leverancier draagt met andere woorden ook het financieel risico van de wanbetaling van alle elementen in de factuur zelfs op het gedeelte elektriciteit dat hij niet geleverd heeft. Het financieel risico dat de leverancier moet dragen voor deze componenten van de factuur zal hierdoor in verhouding aanzienlijk stijgen. De leverancier ziet immers zijn eigen aandeel in de factuur dalen.

### IT-kosten

Als energiedelen in de reguliere marktprocessen wordt ingeregeld en de leverancier blijft in Vlaanderen en Wallonië verantwoordelijk voor de inning en de facturatie van alle netkosten (incl. ODV), accijnzen en heffingen en zelfs de certificatenverplichtingen, ook wat betreft het gedeeld volume, dan zal dit een zware IT-implementatie vereisen omdat dan verschillende volumes gebruikt moeten worden in het automatisch facturatieproces nl. restvolume voor de energiecomponent en bruto volume voor de overige gereguleerde factuurcomponenten. Op vandaag ondersteunen de marktprocessen enkel de communicatie van één en hetzelfde volume voor alle factuurcomponenten, dus bruto (cfr. Vlaanderen en Wallonië) of restvolume (cfr Brussel).

## Besluit

Energiedelen **verlaagt de totale systeemkost niet**. Het verhoogt de complexiteit van de marktwerking en genereert extra kosten bij diverse partijen.

- a. Energiedelers: administratie facturatie, oprichting energiegemeenschap, ..
- b. Netbeheerders: IT- en operationele kosten
- c. Leveranciers en evenwichtsverantwoordelijken: profiel- en onbalanskosten, volume risico's, wanbetalingsrisico, IT- en operationele kosten

Energieleveranciers hebben de keuze om deze extra kosten aan te rekenen aan de veroorzaker van de kosten door middel van een vergoeding voor energiedelen of zij kunnen deze meerkost solidariseren over al hun klanten. We stellen vast dat momenteel de meerderheid van de energieleveranciers ervoor kiest om de kosten door te rekenen aan de gebruikers van het systeem door middel van een vergoeding energiedelen.

Als energiedelen mee het draagvlak voor de noodzakelijke energietransitie wil verhogen, dan moet er dringend werk gemaakt worden van een **evenwichtiger en goedkoper model voor energiedelen**.

In Vlaanderen en Wallonië is het model voor energiedelen niet evenwichtig. Nagenoeg alle kosten en risico's zijn ten laste van de restleverancier. Zo moet de restleverancier instaan voor de evenwichtsverantwoordelijkheid en ook de inning van alle factuurcomponenten (distributie, transport, heffingen, accijnzen, ..) en dit voor het volledige afgenomen volume, terwijl het eigen aandeel in de factuur beperkt is tot het restvolume. In extremis, kan de factuur louter bestaan uit de aanrekening van kosten voor andere partijen, zonder vergoeding en met het volledige wanbetalingsrisico.

In een evenwichtig model worden de **kosten en baten evenredig verspreid** en staat elke partij in voor de **evenwichtsverantwoordelijkheid** en de **inning van alle factuurcomponenten voor het eigen geleverd volume**. Dit brengt ook de nodige transparantie in de kost van elk geleverd volume (via leverancier of via energiedelen) en maakt het mogelijk voor de consument om objectief een vergelijking te maken. Het Brussels model kan een bron van inspiratie zijn.

Bovendien is het cruciaal dat het model voor energiedelen **geharmoniseerd** wordt over de regio's heen en dat de implementatie **volledig geïntegreerd** is in de reguliere marktprocessen (Atrias). Afhankelijk van het gekozen marktmodel voor energiedelen kan dit de IT- en operationele kosten beperken.

## Samenvatting van de bijkomende kosten door energiedelen

### 1. Portfolio risico's en kosten

- Profielkosten: energiedelen vindt plaats op momenten dat er veel hernieuwbare energie (zon/wind) ter beschikking is en dat zijn dan ook de momenten dat de marktprijzen lager zijn. Het profiel van de klant dat door de leverancier moet aangekocht worden voor zijn restvolume wordt hierdoor relatief duurder want dit verbruik vindt plaats wanneer er geen of nauwelijks zon of wind is. De gecontracteerde prijs van de klant die een gewogen gemiddelde is van goedkope en dure uurprijzen dekt geenszins de kost van dat **duurder restprofiel**.
- Onbalanskosten: De productie van zon en/of wind is zeer moeilijk te voorspellen en daarom kunnen er belangrijke verschillen zijn tussen actuele productie en de voorspelling de dagen voordien. Energiedelen legt daar nog een laag complexiteit bovenop want het restprofiel hangt niet alleen af van de aanwezigheid van zon/wind, maar ook van het gedrag van de deelnemers en het aandeel dat ze kunnen ontvangen in de gemeenschap volgens dynamische verdeelsleutels. Bovendien zitten niet alle deelnemers bij dezelfde leverancier en beschikken leveranciers niet over alle informatie.
- Volumerisico's: Voor een klant met vaste prijs contract worden de volumes op voorhand aangekocht om aan de afgesproken prijs te kunnen leveren. Als de klant ook via energiedelen kan kopen en het restvolume is pas ex-post gekend, dan zal de leverancier teveel hebben aangekocht en deze volumes typisch moeten verkopen wanneer de marktprijzen laag zijn.

### 2. Operationele kosten

- Operationele kost voor de **manuele verwerking van de bestanden** die buiten de marktprocessen worden aangeleverd en de manuele opmaak van de correctiefactuur. (**Vlaanderen en Wallonië**)
- Service kost voor de behandeling van klantvragen en versturen van de nodige communicatie in het complexere proces.

### 3. Overige kosten (Vlaanderen en Wallonië)

- Kost van het overdracht van energie tussen leveranciers (Wallonie en gedeeltelijk in Vlaanderen)
- Kost Fereso (Vlaanderen) voor de administratieve ondersteuning van het nieuwe reconciliatieproces voor energiedelen (incl. kost kredietlijn).
- Het wanbetalingsrisico voor de inning en facturatie van alle netkosten (incl. ODV), taksen en heffingen en zelfs de certificatenverplichtingen, ook wat betreft het

gedeeld volume. Het financieel risico dat de leverancier moet dragen voor deze componenten van de factuur zal hierdoor in verhouding aanzienlijk stijgen. De leverancier ziet immers zijn eigen aandeel in de factuur dalen.

- IT-kost voor de nodige aanpassing aan de systemen (commodity op restvolumes, gereguleerde componenten op bruto volumes)