

Sujet : Coûts du partage d'énergie  
Date : 27 mars 2024

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

## TABLE DES MATIÈRES

Executive Summary	2
Fourniture d'énergie – Approvisionnement progressif pour limiter les risques	2
Risques et coûts lié au portefeuille client dans le cadre du partage d'énergie	5
Profil résiduel plus onéreux	5
Augmentation des coûts de déséquilibre en raison d'un profil résiduel plus irrégulier	5
Risques liés à l'augmentation du volume	6
Coûts opérationnels liés au partage de l'énergie	7
Autres coûts accessoires liés aux partage d'énergie	8
Coût au sein de Fereso	9
Augmentation du risque de défaut de paiement	9
Coûts informatiques	9
Conclusions	
Résumé des coûts supplémentaires liés au partage d'énergie	12

## Executive summary

Le partage d'énergie est potentiellement un bon moyen de stimuler le soutien public envers la transition énergétique. Avec le partage d'énergie, l'électricité que l'on autoconsomme pas est partagée avec quelqu'un d'autre (un voisin, un membre de la famille, ...) ou avec soi-même. Cependant, le partage d'énergie n'est pas un moyen de réduire le coût global du système. En effet, le partage d'énergie a un impact sur le profil résiduel du client, augmente la complexité des processus de marché et génère des risques et des coûts supplémentaires auprès des différentes parties prenantes, y compris les fournisseurs d'énergie.

Il est dans l'intérêt de toutes les parties de réduire ces coûts additionnels.

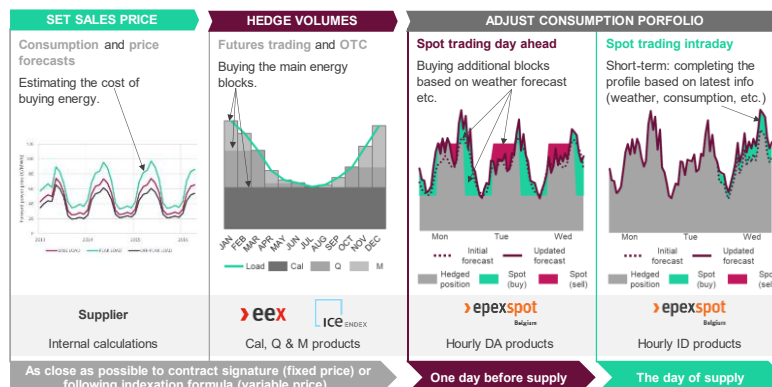
Une répartition équilibrée des coûts et des risques entre les parties concernées et une mise en œuvre harmonisée et intégrée du partage d'énergie dans les processus de marché sont essentielles pour rendre le système transparent, informer correctement les clients et réduire les coûts supplémentaires du système pour toutes les parties (on parle ici des coûts qui ne sont pas liés à la production ou à la consommation en tant que telles, mais à la manière dont le système organise la commercialisation entre la production (chez le prosumer) et la consommation chez le bénéficiaire du partage d'énergie).

## Fourniture d'énergie – approvisionnement progressif pour limiter les risques

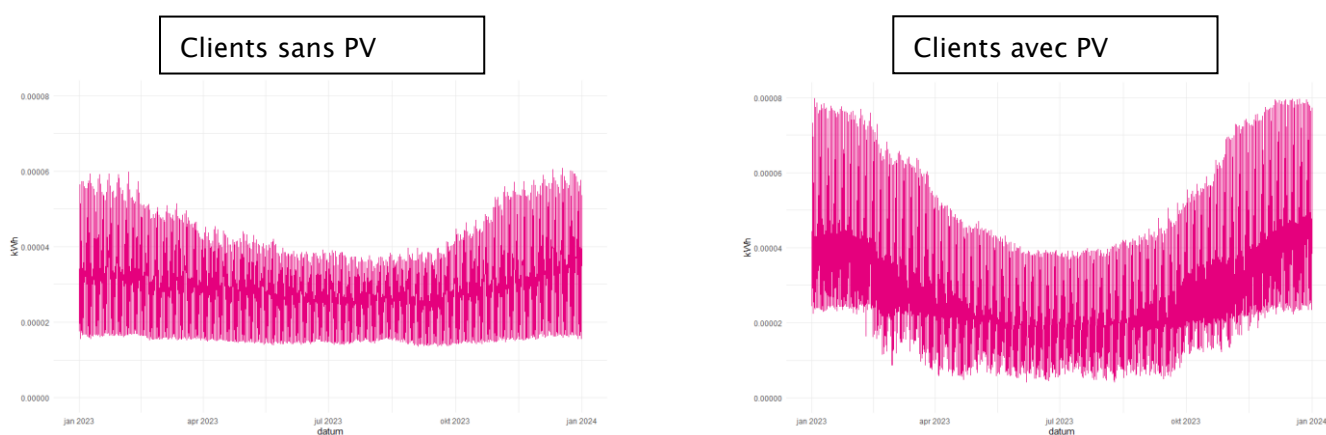
La figure ci-dessous montre schématiquement comment un fournisseur d'énergie s'y prend pour acheter les volumes nécessaires à l'approvisionnement de ses clients et gérer les risques. Pour ce faire, les fournisseurs d'énergie procèdent à des achats sur le marché à terme, le marché journalier et le marché intra-journalier. Les déséquilibres finaux sont réglés via le système d'équilibrage au prix de marché du déséquilibre.

### 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.



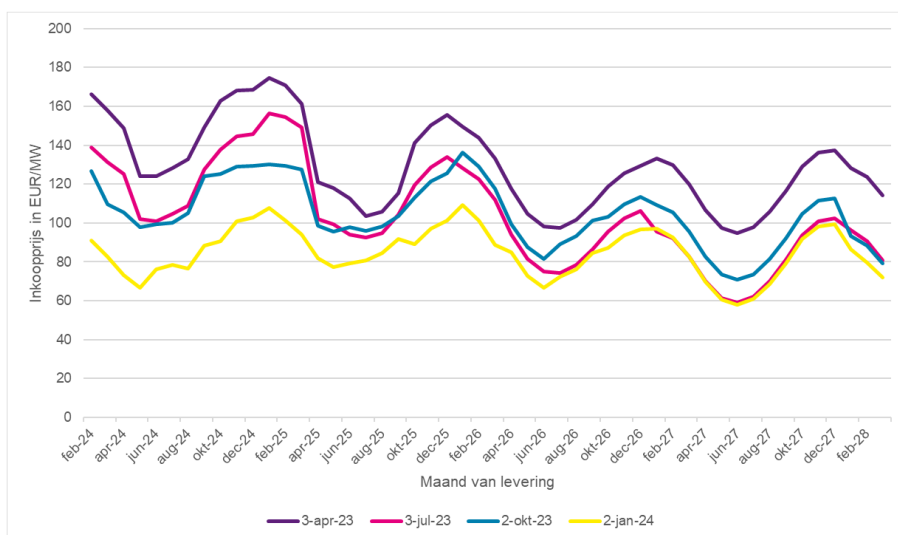
Les clients qui disposent de leur propre production, comme les panneaux photovoltaïques ou les 'partageurs d'énergie', ont un profil différent, sont moins prévisibles et leur énergie doit être achetée par le fournisseur à un coût moyen plus élevé par kWh d'énergie fournie, et ce pour deux raisons liées à la disponibilité ou à l'indisponibilité de la production solaire ou éolienne : 1) l'effet saisonnier et 2) l'effet intra-journalier.



Tout d'abord, il y a l'effet saisonnier. Les propriétaires de panneaux solaires consomment relativement peu d'électricité en été par rapport aux clients sans panneaux solaires. Pour illustrer cet effet, deux profils de clients avec et sans panneaux photovoltaïques sont illustrés ci-dessus. Il en ressort clairement que les clients équipés de panneaux photovoltaïques présentent une différence de consommation beaucoup plus importante entre l'été et l'hiver.

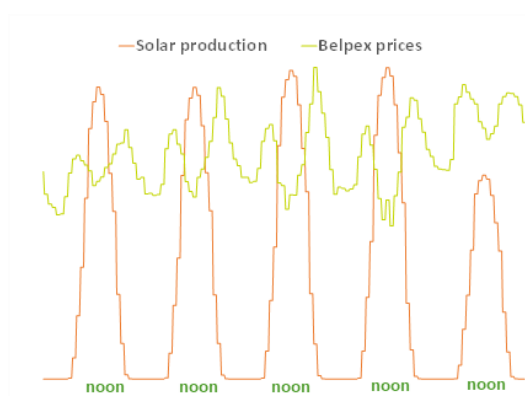
L'effet saisonnier peut également être bien illustré par le graphique suivant emprunté à **ACM**. Les différentes lignes représentent le prix d'achat de l'électricité de base le premier jour de négociation du mois et ce, pour une livraison du 24 mars au 28 février. Pour chaque jour de négociation/ligne, on constate que le prix d'achat de l'électricité est plus cher pour le fournisseur pendant les mois d'hiver que pendant les mois d'été. C'est précisément pendant les mois d'hiver, où l'électricité est chère, que les propriétaires de panneaux solaires et les 'partageurs d'énergie' consomment le plus d'électricité, alors qu'ils en achètent peu et en restituent beaucoup pendant les mois d'été, au moment où l'électricité est relativement bon marché.

Cet effet joue sur les marchés à terme ainsi que sur les marchés journalier (day-ahead) et intrajournaliers (intraday).



Le partage de l'énergie a lieu à des moments où une grande quantité d'énergie renouvelable (solaire/éolienne) est disponible et où les prix du marché sont donc plus bas. La valeur de la production non autoconsommée qui est partagée est donc logiquement beaucoup plus faible que le prix moyen qu'un consommateur doit payer pour son prélèvement. Après tout, le prix contractuel du prélèvement est une moyenne pondérée des prix horaires bon marché et onéreux et permet aux consommateurs de consommer de l'énergie à tout moment, quelle que soit la saison et quel que soit le mix de production tel que la disponibilité de la production solaire ou éolienne.

L'effet journalier lui-même elle-même est illustré dans le graphique ci-dessous. Pendant les heures de fort ensoleillement, le prix moyen est inférieur à celui de la soirée.



Le graphique montre la production solaire et les prix Belpex pour 5 jours ouvrables en août 22. La dépendance entre la production solaire et les prix DAH (day-ahead) Belpex est clairement visible.

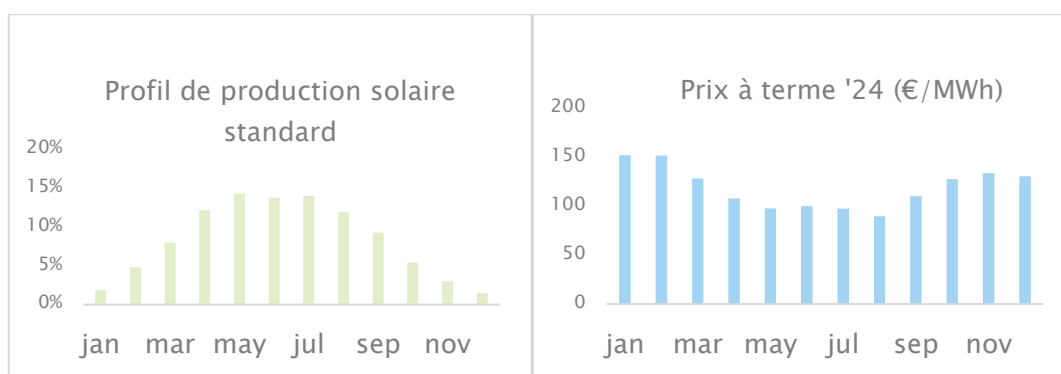
Cet exemple l'illustre :

- 1/ lorsque le soleil brille, les prix baissent à midi
- 2/ la baisse est plus faible lorsque la production solaire est moins importante le dernier jour de ce graphique).

## Risques et coûts lié au portefeuille client dans le cadre du partage d'énergie

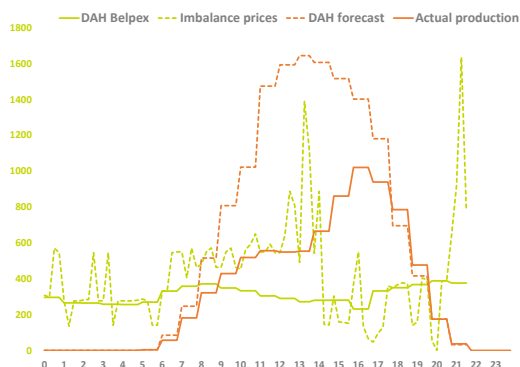
### Profil résiduel plus coûteux

Le résultat du profil résiduel modifié, les fluctuations saisonnières et intrajournalières du prix de l'électricité signifient que lorsque les consommateurs partagent l'énergie, le profil résiduel à fournir par le fournisseur devient relativement plus onéreux. En effet, ce prélèvement a lieu lorsqu'il n'y a pas ou peu de soleil ou de vent. Le prix contractuel du client, qui est une moyenne pondérée des prix horaires bon marché et chers, ne couvre en aucun cas le coût de ce profil résiduel plus cher.



### Augmentation des coûts de déséquilibre en raison d'un profil résiduel plus irrégulier

La production solaire et/ou éolienne est très difficile à prévoir et il peut donc y avoir des différences significatives entre la production réelle et sa prévision quelques jours auparavant. Par conséquent, l'intégration de l'énergie renouvelable entraîne dès lors souvent des coûts de déséquilibre plus élevés. Les fournisseurs en tiennent compte dans leur tarification. Cependant, le partage d'énergie ajoute un niveau de complexité supplémentaire, car le profil résiduel dépend non seulement de la présence du soleil ou du vent, mais aussi du comportement des 'partageurs d'énergie', sur lesquels on ne dispose parfois d'aucune information parce qu'ils ne sont pas tous clients auprès du même fournisseur. En conséquence le risque de déséquilibre augmente donc chez les fournisseurs pour leurs clients qui partagent l'énergie.



Le graphique montre tant les prix du Belpex que le déséquilibre du jour précédent et les prévisions et la production solaire réelle du jour précédent pour le 27 juin 22.

Ce jour-là, la production solaire réelle a été inférieure aux prévisions, et cette production absente doit alors être rachetée par le fournisseur pour couvrir les besoins de ses clients à des prix de déséquilibre nettement plus élevés que le prix Day Ahead Belpex.

En outre, en Flandre et en Wallonie, le fournisseur/le responsable d'équilibre (BRP) reçoit toujours le volume brut alloué par le biais des processus de marché. Concrètement, cela signifie que le fournisseur/BRP paie la facture de déséquilibre sur le volume brut et ne peut pas récupérer ce coût car, dans le cas du partage de l'énergie, il n'est pas autorisé à facturer la composante énergie (qui comprend le coût du déséquilibre) sur le volume partagé.

	Flandre	Bruxelles	Wallonie
Volumes impliqués dans le processus de marché	BRUTS	RÉSIDUELS	BRUTS

### Risques liés à l'augmentation du volume

Dans le cas d'un contrat à prix fixe, les volumes sont achetés à l'avance pour être livrés au prix convenu. Si le client peut également s'approvisionner par le biais du partage d'énergie et que le volume résiduel n'est connu qu'à posteriori, le fournisseur aura acheté trop de volumes et devra généralement les vendre lorsque les prix du marché sont bas. Cela engendre des coûts supplémentaires et compromet la stratégie de couverture (hedging) du fournisseur.

En bref, pour le fournisseur, les coûts supplémentaires liés au partage d'énergie et engendrés par le profil résiduel plus cher, le risque de déséquilibre accru et les risques de volume accrus ne sont pas couverts par le prix de fourniture contractuel qui ne peut être appliqué qu'au volume résiduel.

Pour le client final, cela résultera en fin de compte en une facture plus élevée pour le volume résiduel. Si le volume partagé peut être moins cher, la facture totale ne le sera que si l'avantage du partage est supérieur au coût supplémentaire à supporter par le profil résiduel, ce qui est difficile à réaliser compte tenu de la manière dont le système est organisé.

## Coûts opérationnels dus au partage de l'énergie

Le partage de l'énergie n'est pas encore intégré dans les processus de marché réguliers (Atrias) en Flandre et en Wallonie. Cela signifie que les fournisseurs reçoivent encore des volumes bruts de la part des gestionnaires de réseau, volumes qui sont ensuite utilisés pour le processus de facturation automatique.

Les volumes partagés (agrégés par mois et par quart d'heures) sont livrés en dehors des processus de marché par un canal distinct (SFTP), et via des fichiers séparés.

Les volumes résiduels doivent être calculés par le fournisseur d'énergie afin d'établir une facture rectificative en ce qui concerne la composante énergétique.

Des factures correctives doivent être établies tant pour le consommateur qui partage son injection (partageur) que pour le consommateur qui reçoit le volume partagé (destinataire). En effet, le 'prosumer' qui partage son injection a reçu une compensation pour son injection brute par le biais de la facturation automatique. Pour le 'partageur d'énergie', cette facture rectificative revient à récupérer la rétribution de l'injection pour le volume qu'il a partagé/vendu avec/au bénéficiaire.

Pour le destinataire, la composante énergétique a été initialement facturée sur la consommation brute. Il récupérera la composante énergétique pour le volume partagé via la facture rectificative.

Il va sans dire qu'en fonction du type de contrat du client (fixe/variable), le prix mensuel de la composante énergétique peut varier et que, par conséquent, le calcul de la facture rectificative doit être effectué par des experts en facturation.

Voici une illustration de la correction des volumes, ce pour 1 quart d'heure d'une journée.

	Partageur EAN A	Destinataire EAN B	
Volume brut prélèvement Volume brut injection	2 4	3	Flux physique sur le réseau : Volume brut par le biais des processus de marché.
Volume partagé	-3	-3	Volume partagé par 15' via des fichiers séparés (SFTP), max. dans la limite de la consommation du destinataire
Volume résiduel prélèvement Volume résiduel injection	2 1	0	Volume résiduel à calculer par le fournisseur pour la génération des parties d'énergie de la facture de correction.

Le traitement des fichiers fournis dans le cadre du partage de l'énergie est très complexe et nécessite beaucoup de temps et de travail de la part des spécialistes pour obtenir à une facture correcte.

Non seulement les fichiers sont envoyés en dehors des processus de marché, mais ils sont également extrêmement difficiles à traiter en raison des problèmes suivants :

- 1) Les valeurs agrégées par mois ne sont pas ventilées en fonction des heures de pointe et de creux de consommation. Cela pose un problème pour la facturation de la composante énergétique lorsque le client a une configuration heures pleines/heures creuses. Les fournisseurs doivent donc procéder à leur propre agrégation par heure de pointe et par heure creuse en tenant compte de la connexion et de la localisation :
  - différence entre le compteur numérique et AMR en termes de jours fériés
  - régime heures pleines/heures creuses différent pour certaines communes (6h–21h au lieu de 7h–22h)
- 2) Les valeurs agrégées ne tiennent pas compte d'un relevé d'index dans le cadre d'une facture de décompte. Les fournisseurs sont tenus d'utiliser les valeurs 15' (quart-horaires) pour arriver à la même période que la période de décompte.

Il est clair que le traitement administratif du partage de l'énergie sur la facture est un travail de titan tant que les volumes partagés ne sont pas intégrés dans les processus normaux du marché. Cela devient encore plus complexe, voire impossible, avec la transition vers des tarifs de réseau plus dynamiques avec davantage de plages horaires. Le mécanisme actuel n'est certainement pas à l'épreuve du temps à cet égard, car il est techniquement incompatible avec le principe du time-of-use (ToU).

À Bruxelles, Sibelga, le gestionnaire de réseau met à disposition les volumes résiduels par le biais des processus de marché, ce qui permet au fournisseur de facturer immédiatement et intégralement sur la base du volume résiduel. Aucune intervention manuelle n'est nécessaire.

Outre le coût lié à l'élaboration des factures de correction, qui doit être effectué par des experts en facturation, il existe également des coûts opérationnels supplémentaires liés aux prestations de service, par exemple pour l'activation du partage énergétique, la réponse aux questions des clients, la communication, la formation, etc.

## Autres coûts supplémentaires liés au partage d'énergie

En Flandre et en Wallonie, outre les coûts et les risques liés au portefeuille client, les coûts opérationnels constituent des coûts supplémentaires pour deux raisons :

- 1) Dans les processus de marché, les volumes bruts sont alloués au fournisseur
- 2) Le fournisseur doit être responsable de la collecte et de la facturation de tous les frais de réseau (y compris les OSP), des droits d'accise et des taxes, et même des obligations liées aux certificats vert, y compris pour le volume partagé.



## Coût Fereso ('FEBEG Reconciliation and Settlement Organisation)

Le partage d'énergie est neutre pour le gestionnaire de réseau, mais pas pour les fournisseurs. Les clients qui partagent leur énergie n'ont pas nécessairement le même fournisseur pour leur énergie résiduelle. Les fournisseurs restent alloués sur la base des volumes bruts de leurs clients. Par conséquent, le fournisseur d'injection du partageur se voit attribuer le volume d'injection brut et ne doit pas payer de frais d'injection au partageur sur le volume partagé, tandis que le fournisseur de prélèvement du bénéficiaire se voit attribuer le volume d'enlèvement brut et paie donc pour le volume partagé tout en n'étant pas autorisé à le facturer au bénéficiaire. C'est pourquoi, en Flandre, le transfert de volumes entre fournisseurs est régleménté financièrement a posteriori par le biais d'une réconciliation financière du partage de l'énergie. FeReSo a été chargé par le secteur d'organiser et de mettre en œuvre cette réconciliation financière. La participation des fournisseurs à ce processus est obligatoire.

Un processus similaire est proposé en Wallonie, mais la participation n'est pas obligatoire, et il n'y a actuellement aucune demande de la part des fournisseurs.

Cette réconciliation financière est coûteuse et elle n'est pas neutre pour les fournisseurs :

- Une réconciliation complète n'est pas possible car il y a toujours une différence entre le coût réel de l'énergie et le coût régulé au sein de la réconciliation.
- Le coût du soutien administratif apporté par FeReSo lors de ce processus de réconciliation du partage d'énergie, ainsi que le coût de la ligne de crédit avec la banque (pour le préfinancement), sont supportés par les fournisseurs d'énergie qui ont des clients bénéficiant du partage d'énergie.

Contrairement à la Flandre (et à la Wallonie), ce processus de réconciliation pour le partage d'énergie n'est pas nécessaire à Bruxelles puisque les volumes résiduels sont immédiatement attribués au fournisseur. De cette manière également, le mécanisme introduit à Bruxelles permet d'éviter des coûts systémiques supplémentaires.

## Augmentation du risque de défaut de paiement

En Flandre et en Wallonie, le fournisseur d'énergie est responsable de la collecte et de la facturation de tous les coûts du réseau (y compris les OSP), des droits d'accises et des taxes & prélèvements, et même des obligations de certificats verts, y compris pour les volumes partagés. En d'autres termes, le fournisseur supporte également le risque financier de non-paiement de tous les éléments de la facture, même pour la partie de l'électricité qu'il n'a pas livrée. Le risque financier supporté par le fournisseur pour ces éléments de la facture augmentera donc proportionnellement de manière significative. Mécaniquement, le fournisseur verra sa propre part de la facture diminuer en fonction des volumes d'énergie partagés.

## Coûts informatiques

Si le partage de l'énergie est, in fine, intégré dans les processus de marché réguliers – et que le fournisseur reste responsable en Flandre et en Wallonie de la collecte et de la facturation

de tous les coûts de réseau (y compris les OSP), des droits d'accises des taxes & prélèvements et même des obligations de certificats verts, également en ce qui concerne le volume partagé – cela nécessitera une implémentation informatique lourde parce que différents volumes doivent alors être utilisés dans le processus de facturation automatique, à savoir le volume résiduel pour la composante énergie et le volume brut pour les autres composantes régularisées de la facture. Aujourd'hui, les processus de marché ne prennent en charge que la communication d'un seul et même volume pour toutes les composantes de la facturation, à savoir le volume brut (en Flandre et en Wallonie) ou le volume résiduel (à Bruxelles).

## Conclusions

Le partage de l'énergie **ne réduit pas le coût total du système**. Il accroît la complexité des opérations de marché et génère des coûts supplémentaires pour les différentes parties.

- a. Partage de l'énergie : administration, facturation, création d'une communauté énergétique, ...
- b. Gestionnaires de réseau : coûts informatiques et opérationnels
- c. Fournisseurs et gestionnaires d'équilibre : coûts de profil et de déséquilibre, risques de volume, risques de défauts de paiement, coûts informatiques et opérationnels.

Les fournisseurs d'énergie ont le choix d'une part d'imputer ce coût supplémentaire à celui qui en est la cause via une redevance de partage de l'énergie ou d'autre part de le solidariser avec l'ensemble de leurs clients. Nous constatons qu'à l'heure actuelle, la majorité des fournisseurs d'énergie choisissent de répercuter les coûts sur les utilisateurs du système par le biais d'une redevance de partage de l'énergie.

Si le partage de l'énergie doit contribuer à stimuler le soutien à la transition énergétique que nous appelons de nos vœux, il est urgent de mettre en place un **modèle de partage d'énergie plus équilibré et moins coûteux**.

En Flandre et en Wallonie, le modèle de partage de l'énergie est fortement déséquilibré aux dépens des fournisseurs et BRP. Pratiquement tous les coûts et risques sont supportés par le fournisseur résiduel. Par exemple, le fournisseur résiduel est responsable de l'équilibrage et de la collecte de tous les éléments de facturation (distribution, transport, taxes, accises, etc.) pour l'ensemble du volume acheté, alors que sa propre part de la facture est limitée au volume résiduel. En fin de compte, la facture peut simplement consister à imputer des coûts à d'autres parties, sans compensation et avec un risque de défaut de paiement pour le total.

Dans un modèle équilibré, les **coûts et les bénéfices** sont **répartis de manière équitable** et chaque partie est responsable de l'**équilibrage** et de la **collecte de tous les éléments de facturation pour son propre volume livré**. Cela apporte également la transparence nécessaire dans le coût de chaque volume fourni (par le fournisseur ou par les 'partageurs d'énergie'). Cela permet aux consommateurs d'effectuer une comparaison objective. Le modèle bruxellois peut être une source d'inspiration.

En outre, il est essentiel que le modèle de partage d'énergie soit **harmonisé entre les régions** et que sa mise en œuvre soit **pleinement intégrée dans les** processus de marché normalisés (Atrias). Selon le modèle de marché de partage d'énergie choisi, cela peut réduire fortement les coûts informatiques et opérationnels.

## Résumé des coûts supplémentaires du partage d'énergie

### 1. Risques et coûts du portefeuille

- Coûts du profil : le partage d'énergie a lieu à des moments où il y a beaucoup d'énergie renouvelable (soleil/vent) disponible et ce sont donc les moments où les prix du marché sont les plus bas. Cela rend le profil du client qui doit être acheté par le fournisseur pour son volume résiduel relativement plus cher car cette consommation résiduelle prend place lorsqu'il n'y a pas ou peu de soleil ou de vent. Le prix contractuel du client, qui est une moyenne pondérée des prix horaires bon marché et chers. Il ne couvre en aucun cas le coût de ce **profil résiduel plus onéreux**.
- Coûts de déséquilibre : La production solaire et/ou éolienne est très difficile à prévoir/anticiper avec exactitude. Il peut donc y avoir des différences significatives entre la production réelle et les prévisions des jours précédents. Le partage d'énergie ajoute encore à la complexité de la situation, car le profil résiduel dépend non seulement de la présence de soleil ou de vent, mais aussi du comportement des participants et de la part qu'ils peuvent recevoir dans la communauté en fonction de clés de répartition dynamiques. En outre, tous les participants ne sont pas clients auprès du même fournisseur. Les fournisseurs impliqués ne disposent ainsi pas de toutes les informations utiles.
- Risques liés aux volumes : Dans le cas d'un contrat à prix fixe, les volumes sont achetés à l'avance pour être livrés au prix contractuellement convenu. Si le client peut également acheter de l'énergie via le partage d'énergie et que le volume résiduel n'est connu qu'à posteriori, le fournisseur aura acheté trop de volumes et devra généralement les vendre lorsque les prix du marché sont bas.

### 2. Frais de fonctionnement

- Coût opérationnel pour le **traitement manuel des fichiers** livrés en dehors des processus de marché et le formatage manuel de la facture de correction. (**Flandre et Wallonie**)
- Coût du service pour le traitement des demandes des clients et pour l'envoi des communications nécessaires dans le cadre de processus plus complexes.

### 3. Autres coûts (Flandre et Wallonie)

- Coût du transfert d'énergie entre fournisseurs (Wallonie et partiellement en Flandre)
- Coût Fereso (Flandre) pour le soutien administratif au nouveau processus de réconciliation pour le partage d'énergie (y compris le coût de la ligne de crédit).

- Le risque défaut de paiement pour la collecte et la facturation de tous les coûts de réseau (y compris les OSP), les taxes & redevances et même les obligations de certificats verts, y compris en termes de volumes partagés. Le risque financier supporté par le fournisseur pour ces composantes de la facture augmentera proportionnellement de manière significative. En effet, le fournisseur verra sa propre part de la facture diminuer.
- Coût informatique (ICT) pour l'ajustement indispensable des systèmes ICT (la facturation de la commodité sur base sur les volumes résiduels, celles des composantes régulées sur base des volumes bruts).