

# REGULERINGSKOMMISSIE VOOR ENERGIE IN HET BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST

## Studie (BRUGEL-Studie-2023 I 003-45bis)

Kosten en baten bij energiegemeenschappen en  
elektriciteitsdelen

Opgemaakt op basis van artikel 9*quinquies* en artikel 30*bis*, §  
2 van de elektriciteitsordonnantie

3 oktober 2023

# Inhoudsopgave

1	Juridische grondslag .....	3
2	Inleiding.....	4
3	Kernresultaten.....	5
4	Conclusie .....	7
5	Bijlage .....	7

## I Juridische grondslag

Artikel 9quinquies van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (hierna de 'electriciteitsordonnantie') luidt het volgende:

*'De tariefstructuur zorgt voor evenwicht tussen de solidariteit van de dekking van de totale kosten van de netten en van de belastingen, de taksen, de toeslagen, de vergoedingen en bijdragen van alle aard en de voordelen van deelname aan een energiegemeenschap en het delen van elektriciteit, waarbij rekening wordt gehouden met de periodieke kosten-batenanalyse met betrekking tot energiegemeenschappen en het delen van elektriciteit. De tariefstructuur bevordert in het bijzonder het delen van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen dat rekening houdt met de structuur van het bestaande distributienet.'*

Ook specificiert artikel 30bis, §2, van de electriciteitsordonnantie, bij de opdrachten van BRUGEL, de volgende verplichtingen:

*'36° een periodieke kosten-batenanalyse uitvoeren met betrekking tot de energiegemeenschappen en het delen van elektriciteit. De eerste studie moet uiterlijk op 31 december 2023 op de website van Brugel worden gepubliceerd.'*

Deze studie heeft dus betrekking op die kosten-batenanalyse en voldoet aan de eisen van vornoemde artikelen.

Ze maakt ook deel uit van het werk om de tariefmethodologie 2025-2029 te ontwikkelen en de tariefstructuur vast te stellen die daarin zal worden voorgeschreven.

Ze werd onderworpen aan een openbare raadpleging gedurende een periode van 30 kalenderdagen vanaf 26 april 2023.

## 2 Inleiding

Om bovenvermelde wettelijke verplichtingen uit te voeren, heeft BRUGEL het adviesbureau Schwartz & Co de opdracht gegeven om de eerste versie<sup>1</sup> van deze kosten-batenanalyse uit te voeren voor elektriciteitsdelen en energiegemeenschappen. De kosten-batenanalyse van deze praktijken zal worden herhaald, afhankelijk van de evolutie in de uitbouw van energiegemeenschappen en elektriciteitsdelingsprojecten.

De feedback over de energiegemeenschappen en de elektriciteitsdeling is tot op heden beperkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (hierna 'BHG'), in de rest van België en in het buitenland. Sinds 2020 zijn er, dankzij het afwijkende kader dat is vastgesteld door de ordonnantie van 23 juli 2018<sup>2</sup>, zes proefprojecten voor energiedeling gelanceerd in het BHG. Verschillende van die projecten werden bevestigd in het kader van deze studie, evenals de Facilitator Energiedelen en Energiegemeenschappen van Leefmilieu Brussel.

De reacties die tijdens deze openbare raadpleging zijn ontvangen, zullen helpen om de ontwerpstudie af te ronden. De studie zal, zodra ze is afgerond, bijdragen aan de ontwikkeling door BRUGEL van de toekomstige tariefstructuur als onderdeel van de methodologie 2025-2029.

---

<sup>1</sup> Deze studie zal periodiek worden bijgewerkt, a priori vóór de ontwikkeling van elke tariefmethodologie.

<sup>2</sup> Op basis van dit wettelijke kader heeft BRUGEL een [beslissing](#) aangenomen dat de procedures en criteria vastlegt op grond waarvan dragers van projecten afwijkingen van de markt- en/of tariefregels kunnen aanvragen en krijgen. Aan dit kader van afwijking kwam een einde met de inwerkingtreding van de ordonnantie van 17 maart 2022 (gepubliceerd op 20 april 2022) tot wijziging van de elektriciteitsordonnantie, die met name tot doel had om de Europese richtlijnen om te zetten.

### 3 Kernresultaten

De kosten en baten van de energiegemeenschappen en de elektriciteitsdeling werden geanalyseerd voor de belangrijkste betrokken actoren, namelijk:

- de distributienetbeheerder (Sibelga);
- de consumenten, met enerzijds consumenten die deelnemen aan een energiedelingsproject en anderzijds consumenten die niet deelnemen aan een energiedelingsproject;
- de energieproducenten die deelnemen aan een energiedelingsproject en de elektriciteitsleveranciers die verantwoordelijk zijn voor de levering van de bijkomende volumes<sup>3</sup> elektriciteit aan de deelnemers van een energiedelingsproject
- de samenleving als geheel in drie dimensies: economisch, ecologisch en sociaal.

In de perimeter van de DNB werd een kwantitatieve kosten-batenanalyse uitgevoerd, met beperkingen door de zeer grote onzekerheden, waaronder met name:

- het ontwikkelingstraject van energiegemeenschappen en elektriciteitsdelingsprojecten;
- de kwantificering van voordelen.

Gezien de onzekerheid van het ontwikkelingstraject van energiedelingsprojecten, werd de kosten-batenanalyse uitgevoerd volgens 3 ontwikkelingsscenario's van energiedelingsprojecten over een periode van 20 jaar (2023-2042).

Die scenario's behandelen mogelijke en contrasterende ontwikkelingstrends als volgt:

- Scenario 1: zeer zwakke ontwikkeling (penetratiegraad van energiedeling gelijk aan 1% van de leveringspunten in het BHG);
- Scenario 2: mediane ontwikkeling (penetratiegraad van energiedeling gelijk aan 5% van de leveringspunten in het BHG);
- Scenario 3: significante ontwikkeling (penetratiegraad van energiedeling gelijk aan 20% van de leveringspunten in het BHG).

De kosten en baten van energiedelingsprojecten voor de DNB zijn geschat over de periode 2023-2042 voor elk van de scenario's:

- de kosten van de DNB omvatten de IT- en operationele uitgaven in verband met het beheer van de energiegemeenschappen en elektriciteitsdeling door de DNB, aangezien de DNB zijn IT-infrastructuur en -processen verder moet uitbouwen om te kunnen voldoen aan de behoefte aan massale verwerking, met name in de scenario's 2 en 3;
- er is slechts één kwantificeerbaar voordeel vastgesteld: het delen van hernieuwbare energie uit fotovoltaïsche installaties leidt effectief tot een lagere bijdrage aan de netpiek, waardoor de stijgende piekafname door nieuwe toepassingen (opladen van elektrische voertuigen, elektrificatie van verwarming) kan worden teruggedrongen, en investeringen in de versterking van het net door de distributienetbeheerder kunnen worden uitgesteld. De deelnemers aan een dergelijke energiedeling hebben er immers financieel belang bij

---

<sup>3</sup> Het bijkomend volume is de energie die door de commerciële leverancier aan elke gebruiker wordt geleverd bovenop het aan hem toegewezen lokaal volume. Het lokaal volume is de geconsumeerde energie afkomstig van de gedeelde productie.

om hun verbruik zo veel mogelijk te verschuiven naar de periode van maximale zonne-energie, typisch dus tussen 10.00 en 16.00 uur. De mate van verminderde bijdrage aan de piek (in gemiddelde kW per deelnemer) is nog een onzekere parameter, maar dat effect kon objectief worden beoordeeld door de belastingcurves van de afname door deelnemers aan een van de zes proefprojecten te analyseren. Bij elk scenario is dit voordeel voor de DNB geraamd door rekening te houden met 2 hypothesen van gemiddelde vermindering van de bijdrage aan de piek per deelnemer, die overeenstemmen met het typische gebruik van residentiële afnemers: - 0,5 kW en - 1 kW.

**Uit de kwantitatieve kosten-batenanalyse voor de DNB blijkt dat de kwantificeerbare baten groter zijn dan de kosten voor de DNB, zodra een kritische massa van leveringspunten wordt bereikt die deelnemen aan energiedeling, met een omslagpunt dat afhangt van de gemiddelde vermindering van de bijdrage aan de piek per deelnemer:**

- in scenario 1 (1% penetratiegraad) wordt deze kritische massa niet bereikt en moet de DNB over de periode 2023-2042 meer kosten dragen dan baten;
- scenario 2 vormt een kantelpunt voor de DNB: de baten overtreffen de kosten over de periode 2023-2042 als de werkelijke vermindering van de bijdrage aan de netpiek per projectdeelnemer 1 kW bedraagt (geschat op ongeveer 16 miljoen euro theoretische geactualiseerde nettowaarde in de periode 2023-2042). daar staat tegenover dat, bij een verlaging van de bijdrage aan de piek met 0,5 kW per deelnemer, de kosten de baten overtreffen (geschat op circa -8 miljoen euro aan theoretische geactualiseerde nettowaarde over de periode 2023-2042);
- in scenario 3 zijn de baten hoger dan de kosten over de periode 2023-2042, ongeacht of de vermindering van de bijdrage aan de piek 0,5kW/deelnemer bedraagt (geactualiseerde nettowaarde over de periode 2023-2042 geschat op ongeveer 0,7 miljoen euro) of 1kW/deelnemer (geactualiseerde nettowaarde over de periode 2023-2042 geschat op ongeveer 97 miljoen euro). Dat betekent ook dat de situatie nog positiever zou zijn voor de DNB bij een penetratiegraad van meer dan 20% voor energiedeling, en toont het belang aan om een zo breed mogelijke implementatie van energiedeling aan te moedigen.

Verder blijkt uit de kwalitatieve kosten-batenanalyse van energiedeling voor consumenten en leveranciers dat:

- de projectdeelnemers kunnen profiteren van een economisch voordeel als de prijs van gedeelde energie competitiever is dan die aangeboden door een leverancier;
- consumenten kunnen profiteren van een virtueuze cirkel door de herinvestering van winsten van de energiegemeenschap in haar eigen voordeel (energie renovatie, verbetering van EPB, enz.);
- leveranciers kunnen worden geconfronteerd met lagere leveringsvolumes en hogere onbalanskosten, maar met nieuwe mogelijkheden door de ontwikkeling van energiedeling.

De ontwikkeling van projecten voor elektriciteitsdeling en energiegemeenschappen levert ook veel maatschappelijke voordelen op:

- op milieugebied stimuleren deze projecten investeringen in nieuwe eenheden voor elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen en kunnen zij het

fotovoltaïsche potentieel van Brussel aanwenden. Energiedelingsprojecten zouden naar schatting de broeikasgasemissies in de periode 2023-2042 kunnen verminderen met een hoeveelheid van 138 tot 2.762 kt CO<sub>2</sub> (naargelang de scenario's en hypothesen van de studie);

- vanuit economisch oogpunt stimuleren deze projecten de evolutie van het consumptiegedrag van de deelnemers en ontwikkelen ze een rationeel energiegebruik. Ze maken het ook mogelijk om optimaal gebruik te maken van technologieën op lokaal niveau en om innovatie aan te moedigen;
- op sociaal vlak zijn energiedelingsprojecten een koolstofarme manier om brandstofarme te bestrijden, de meest kwetsbare sociale klassen te betrekken bij acties die bijdragen tot de energietransitie en de sociale banden op lokaal niveau te versterken.

## 4 Conclusie

Concluderend lijkt deze studie aan te tonen dat de kosten-batenvergelijking van energiedeling positief is voor de DNB, en dus ook voor de DNG's, zodra de penetratiegraad van energiedeling een voldoende hoog niveau bereikt, dat in de ontwerpstudie wordt geschat tussen 5% en 20%, naargelang van de gemaakte hypothesen over de gemiddelde bijdrage aan de piekvermindering per deelnemer van het deelsysteem<sup>4</sup>. Het lijkt daarom belangrijk om de ontwikkeling van energiegemeenschappen en elektriciteitsdeling te bevorderen om deze kritische massa te bereiken en te overstijgen. Energiedeling levert ook significante voordelen op voor zowel de consument als de samenleving.

## 5 Bijlage

Het volledige rapport van Schwartz & Co is hierna bijgevoegd.

\* \*

\*

---

<sup>4</sup> Deze percentages kunnen evolueren in de toekomstige iteraties van deze kosten-batenanalyse.



**Schwartz and Co**  
Strategy Consulting

**brugel** ● ●

**Définition des structures tarifaires (tariff design) applicables pour  
l'usage du réseau de distribution bruxellois d'électricité pour la  
période 2025-2029**

**Etude coûts-avantages relative aux communautés d'énergie et au partage  
d'énergie (module 2)**

**Rapport final**

10 avril 2023

Version 1.3

Préparé pour : BRUGEL

Préparé par : Schwartz and Co





# SOMMAIRE

<b>1. CONTEXTE ET OBJECTIF DU DOCUMENT.....</b>	<b>5</b>
<b>2. RESULTATS CLES.....</b>	<b>7</b>
<b>3. VUE D'ENSEMBLE DE L'EXISTANT.....</b>	<b>10</b>
3.1. Cadre général dans la région de Bruxelles-Capitale .....	10
3.2. Projets de partage d'énergie existants .....	14
3.3. Retour d'expérience international.....	17
<b>4. ANALYSE DES COUTS ET AVANTAGES.....</b>	<b>19</b>
4.1. Approche méthodologique .....	19
4.1.1. Périmètre de l'analyse .....	19
4.1.2. Détermination des trajectoires de développement des projets de partage d'énergie .....	20
4.2. Coûts et avantages pour le GRD .....	26
4.2.1. Coûts pour le GRD.....	26
4.2.1.1. Coûts d'investissement .....	26
4.2.1.1.1. Coûts d'investissement hardware IT.....	26
4.2.1.1.2. Coûts d'investissement liés au placement de compteur intelligent.....	26
4.2.1.2. Coûts opérationnels .....	28
4.2.1.2.1. Coûts opérationnels IT.....	28
4.2.1.2.2. Coûts opérationnels Business.....	29
4.2.2. Avantages pour le GRD .....	30
4.2.2.1. Identification des avantages pour le GRD .....	30
4.2.2.2. Estimation des bénéfices liés à la réduction de la pointe annuelle de puissance appelée par le réseau en aval de chaque poste MT / BT .....	32
4.2.3. Synthèse coûts-avantages pour le GRD .....	35
4.3. Coûts et avantages pour les consommateurs, producteurs et fournisseurs .....	42
4.4. Coûts et avantages pour la société .....	44
4.4.1. Coûts pour la société .....	44
4.4.2. Avantages pour la société .....	44
4.4.2.1. Avantages économiques.....	44
4.4.2.2. Avantages environnementaux.....	45
4.4.2.3. Avantages socio-environnementaux.....	46
4.5. Synthèse coûts-avantages et conclusion.....	47



## INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1. Projection de l'évolution du parc de bâtiments en RBC et du nombre de points de fourniture de Sibelga en 2042.....	21
Tableau 2. Nombre de projets de partage d'énergie mis en place en 2042.....	22
Tableau 3. Type de partage d'énergie pour chaque catégorie de projet. Hypothèses Schwartz and Co sur la base des éléments qualitatifs collectés auprès du facilitateur « Partage et Communautés d'énergie », Sibelga et de 3 communautés d'énergie.....	23
Tableau 4. Développement des projets de partage d'énergie pour le scénario 1 .....	24
Tableau 5. Développement des projets de partage d'énergie pour le scénario 2.....	25
Tableau 6. Développement des projets de partage d'énergie pour le scénario 3 .....	25
Tableau 7. Solde cumulé des cash-flow théoriques (VAN) sur la période 2023-2042.....	40
Tableau 8. Solde cumulé des cash-flow théoriques (VAN) sur la période 2023-2042 avec une variation des coûts opérationnels IT de + - 20 %.....	41
Tableau 9. Synthèse des coûts et avantages des projets de partage d'énergie pour les différents acteurs .....	47

## INDEX DES FIGURES

Figure 1. Nombre de CI à placer et coûts d'investissements associés pour les 3 scénarios .....	27
Figure 2. Evolution des coûts opérationnels IT entre 2019 et 2042. Données communiquées par Sibelga. ....	29
Figure 3. Evolution des coûts opérationnels Business entre 2019 et 2042 pour les 3 scénarios. Données communiquées par Sibelga.....	30
Figure 4. Bénéfices liés à la réduction de la pointe annuelle de puissance appelée par le réseau en aval de chaque poste MT / BT induite par les projets de partage d'énergie, avec une hypothèse de contribution à la réduction de la pointe comprise de 0,5 kW ou 1 kW.....	35
Figure 5. Profil de cash-flow actualisé du GRD (en € <sub>2022</sub> ) - scénario 1 et hypothèse d'une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 0,5 kW / participant, taux d'actualisation de 3 %....	36
Figure 6. Profil de cash-flow actualisé du GRD (en € <sub>2022</sub> ) - scénario 1 et hypothèse d'une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 1 kW / participant, taux d'actualisation de 3 %.....	36
Figure 7. Profil de cash- flow du GRD actualisé (en € <sub>2022</sub> ) - scénario 2 et hypothèse d'une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 0,5 kW / participant, taux d'actualisation de 3 %....	37
Figure 8. Profil de cash-flow actualisé du GRD (en € <sub>2022</sub> ) - scénario 2 et hypothèse d'une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 1 kW / participant, taux d'actualisation de 3 %.....	38
Figure 9. Profil de cash-flow actualisé du GRD (en € <sub>2022</sub> ) - scénario 3 et hypothèse d'une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 0,5 kW / participant, taux d'actualisation de 3 %....	39
Figure 10. Profil de cash-flow actualisé du GRD (en € <sub>2022</sub> ) - scénario 3 et hypothèse d'une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 1 kW / participant, taux d'actualisation de 3 %.....	39
Figure 11. Profil de cash-flow actualisé du GRD (en € <sub>2022</sub> ) - Variation des coûts opérationnels IT de -20 %.....	41



Figure 12. Profil de cash-flow actualisé du GRD (en €<sub>2022</sub>) - Variation des coûts opérationnels IT de +20 % .....42

Figure 13. Emissions de GES évitées par la mise en place des projets de partage d'énergie entre 2023 et 2042 pour les 3 scénarios .....46

## GLOSSAIRE

<b>BT</b>	Basse tension
<b>CEC</b>	Communauté d'énergie citoyenne
<b>CEL</b>	Communauté d'énergie locale
<b>CER</b>	Communauté d'énergie renouvelable
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dioxyde de carbone
<b>GES</b>	Gaz à effet de serre
<b>GRD</b>	Gestionnaire du réseau de distribution
<b>IPC</b>	Indice des prix à la consommation
<b>MT</b>	Moyenne tension
<b>PEB</b>	Performance énergétique du bâtiment
<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>RBC</b>	Région de Bruxelles-Capitale



## 1. Contexte et objectif du document

BRUGEL vise à développer pour la prochaine période de régulation (2025-2029) un cadre réglementaire permettant la fixation des tarifs par le GRD SIBELGA afin de couvrir de façon optimale les coûts utiles de celui-ci dans le cadre de l'exercice de ses missions légales et dans l'intérêt de la collectivité.

Dans le cadre de la préparation et de l'établissement des méthodologies tarifaires 2025-2029, BRUGEL est amenée à motiver la fixation de la structure tarifaire à appliquer pendant la période 2025-2029. Il est à noter que les méthodologies applicables à la période 2020-2024 ont apporté plusieurs modifications et simplifications aux grilles tarifaires applicables pour les utilisateurs du réseau de distribution. Cependant, les tarifs de distribution périodiques en application ne dépendent par exemple pas de l'usage qui est fait de l'énergie distribuée. Or, l'adoption de nouveaux usages électriques est susceptible de modifier et/ou d'accroître significativement la consommation d'électricité (ainsi que la pointe), singulièrement pour les utilisateurs basse tension. Pour BRUGEL, l'un des principaux enjeux actuels de la structure tarifaire est d'identifier la meilleure manière d'intégrer tous les utilisateurs du réseau de distribution à la transition énergétique en cours, via des tarifs adaptés et incitatifs.

C'est dans ce contexte que BRUGEL a lancé un marché et mandaté le cabinet Schwartz and Co pour une mission de conseil portant sur l'étude de l'impact (principalement économique, mais aussi social, environnemental...) de la mise en place de structure(s) tarifaire(s) différente(s) de ce qui est en application actuellement en Région bruxelloise. L'objectif est d'étudier et de définir la structure tarifaire à appliquer pendant la période 2025-2029 et de formuler des recommandations pour les périodes tarifaires suivantes.

Cette étude est divisée en trois modules :

- Le premier module concerne les « nouveaux usages ».
- Le deuxième module concerne une étude coûts-avantages relative aux communautés d'énergie et au partage d'énergie.
- Le troisième module concerne les usages dits « conventionnels ».

L'objectif du module 2 est donc de réaliser une étude visant l'évaluation coûts-avantages relative aux communautés d'énergie et au partage d'énergie pour le réseau de distribution et la société.

**Selon le cahier des charges de BRUGEL, cette étude répond aux exigences de l'article 16 3. E) de la directive marché commun<sup>1</sup> (relatif aux communautés d'énergie citoyennes) : « Aux fins du premier alinéa, point e), le partage d'électricité, lorsqu'il a lieu, se fait sans préjudice des redevances d'accès au réseau, tarifs et prélèvements applicables, conformément à une analyse coûts-avantages transparente des ressources énergétiques**

---

<sup>1</sup> Directive (UE) 2019/944 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE



**distribuées élaborée par l'autorité nationale compétente** ». L'ordonnance électricité <sup>2</sup> retranscrit ces exigences et précise que BRUGEL doit réaliser une évaluation coûts-avantages périodique relative aux communautés d'énergie et au partage d'électricité. Les résultats serviront de base à l'étude relative à la définition de la prochaine structure tarifaire pour la période 2025-2029.

Le présent document constitue le rapport final de cette étude.

---

<sup>2</sup> Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, art. 9 *quinquies* 22° et art. 30 *bis* §2 36°.



## 2. Résultats clés

Le retour d'expérience des communautés d'énergie et du partage d'énergie est à ce jour extrêmement limité que ce soit en RBC ou dans le reste de la Belgique et à l'international, ces dispositifs étant récents. Depuis 2020, 5 projets pilotes de partage d'énergie ont été mis en place en RBC, dans le cadre de communautés d'énergie ou de dispositifs assimilables à la définition actuelle des communautés d'énergie. Plusieurs de ces communautés d'énergie ont été interrogées dans le cadre de cette étude, ainsi que le facilitateur « Partage et Communautés d'énergie ».

Les coûts et avantages des communautés d'énergie et du partage d'énergie ont été analysés pour les principaux acteurs concernés, soit :

- le gestionnaire du réseau de distribution (Sibelga) ;
- les consommateurs, avec d'une part les consommateurs participant à un projet de partage d'énergie, et d'autre part les consommateurs ne participant pas à un projet de partage d'énergie ;
- les producteurs d'énergie participant à un projet de partage d'énergie, et les fournisseurs d'électricité responsables de la fourniture des volumes complémentaires d'électricité aux participants d'un projet de partage d'énergie ;
- la société dans son ensemble selon 3 dimensions : économique, environnementale et sociale.

Une analyse quantitative des coûts et bénéfices a été effectuée au périmètre du GRD, avec des limitations du fait des incertitudes très importantes notamment sur :

- la trajectoire de développement des communautés d'énergie et des projets de partage d'énergie ;
- la quantification des bénéfices.

Compte-tenu de l'incertitude de la trajectoire de développement des projets de partage d'énergie, l'analyse coûts-avantage a été réalisée selon 3 scénarios de développement des projets de partage d'énergie sur une période de 20 ans (2023-2042). Ces scénarios couvrent des tendances d'évolution possibles et contrastées, comme suit :

- Scénario 1 : développement très faible (taux de pénétration du partage d'énergie égal à 1 % des points de fourniture en RBC) ;
- Scénario 2 : développement médian (taux de pénétration du partage d'énergie égal à 5 % des points de fourniture en RBC) ;
- Scénario 3 : développement significatif (taux de pénétration du partage d'énergie égal à 20 % des points de fourniture en RBC).



Les coûts et bénéfices induits par les projets de partage d'énergie pour le GRD ont été estimés sur la période 2023-2042 pour chacun des scénarios. Les coûts du GRD comprennent les dépenses informatiques et opérationnelles relatives à la gestion des communautés d'énergie et du partage d'énergie par le GRD, le GRD devant industrialiser son infrastructure informatique et ses processus pour faire face à un besoin de traitement de masse notamment dans les scénarios 2 et 3. Un seul bénéfice quantifiable a été identifié : le partage d'énergie renouvelable provenant d'installations PV induit une réduction effective de la contribution à la pointe du réseau des participants au partage d'énergie, permettant de limiter la hausse de la pointe induite par les nouveaux usages (recharge des véhicules électriques, électrification du chauffage), donc de retarder des investissements de renforcement du réseau du GRD. Les participants à un tel partage d'énergie ont en effet un intérêt financier à déplacer au maximum leur consommation vers la période de production maximale solaire, c'est-à-dire typiquement entre 10h00 et 16h00. Le degré de réduction de la contribution à la pointe (en nombre de kW moyen par participant) est un paramètre encore incertain, mais cet effet a pu être objectivé par l'analyse des courbes de charge de prélèvement des participants à l'un des 5 projets pilotes. Pour chaque scénario, ce bénéfice pour le GRD a été estimé en prenant en compte 2 hypothèses de réduction moyenne de la contribution à la pointe par participant, qui sont cohérentes avec les usages typiques de la clientèle résidentielle : - 0,5 kW et - 1 kW.

**L'analyse quantitative des coûts et bénéfices pour le GRD montre que les bénéfices quantifiables dépassent les coûts pour le GRD, à partir du moment où l'on atteint une masse critique de points de fourniture participant à un partage d'énergie, avec un point de bascule qui dépend de la réduction moyenne de la contribution à la pointe par participant :**

- Dans le scénario 1 (1% de taux de pénétration), cette masse critique n'est pas atteinte et le GRD doit supporter des coûts plus importants que les bénéfices sur la période 2023-2042.
- Le scénario 2 représente un point de bascule pour le GRD : les bénéfices dépassent les coûts sur la période 2023-2042 dans le cas où la réduction effective de la contribution à la pointe du réseau par participant à un projet est de 1 kW (environ 16 M€<sub>2022</sub> de valeur actualisée nette théorique estimée sur la période 2023-2042). En revanche avec une réduction de la contribution à la pointe de 0,5 kW par participant, les coûts dépassent les bénéfices (environ -8 M€<sub>2022</sub> de valeur actualisée nette théorique estimée sur la période 2023-2042).
- Dans le scénario 3, les bénéfices dépassent les coûts sur la période 2023-2042, que la réduction de la contribution à la pointe soit de 0,5 kW/participant (environ 0,7 M€ valeur actualisée nette théorique estimée sur la période 2023-2042) ou de 1 kW/participant (environ 97 M€ valeur actualisée nette théorique estimée sur la période 2023-2042). Ceci signifie également que la situation serait encore plus positive pour le GRD avec des taux de pénétration du partage d'énergie supérieurs à 20 %, et montre l'intérêt d'inciter au déploiement le plus large possible du partage d'énergie.



Par ailleurs, l'évaluation qualitative des avantages et coûts du partage d'énergie pour les consommateurs et fournisseurs montre que :

- Les participants à un projet peuvent bénéficier d'un avantage économique si le prix de l'énergie partagé est plus compétitif que celui proposé par un fournisseur.
- Les consommateurs peuvent bénéficier d'un cercle vertueux résultant du réinvestissement des bénéfices de la communauté d'énergie au profit de la collectivité (rénovation énergétique, amélioration du PEB, etc.).
- Les fournisseurs peuvent être doublement impactés par une perte de part de marché et une augmentation des coûts d'équilibre.

Le développement des projets de partage d'énergie et des communautés d'énergie apporte aussi de nombreux avantages au niveau sociétal :

- Sur le plan environnemental, ces projets favorisent l'investissement dans de nouvelles unités de production d'électricité d'origine renouvelable et peuvent libérer le potentiel PV bruxellois. Nous estimons que la mise en place des projets de partage d'énergie permet d'éviter de 138 kt CO<sub>2</sub> à 2 762 kt CO<sub>2</sub> d'émissions de GES sur la période 2023-2042 (selon les scénarios et hypothèses de l'étude).
- D'un point de vue économique, ces projets favorisent l'évolution du comportement de consommation des participants et développent une utilisation rationnelle de l'énergie. Aussi, ils permettent d'exploiter au mieux les technologies à l'échelle locale et soutiennent le développement de l'innovation.
- Au niveau social, les projets de partage d'énergie constituent un instrument décarboné pour lutter contre la précarité énergétique, incluent les classes sociales plus précaires dans les actions contribuant à la transition énergétique et renforcent le lien social à l'échelle locale.

En conclusion, cette étude tend à montrer que l'équation coûts-avantages du partage d'énergie est positive pour le GRD, donc pour les URD, à partir du moment où le taux de pénétration du partage d'énergie atteint un niveau suffisant, que nous avons estimé dans la présente étude autour de 20 %, avec toutes les réserves qui s'imposent sur ce chiffre. Il apparaît donc important de favoriser le développement des communautés d'énergie et du partage d'énergie pour atteindre cette masse critique et la dépasser. Le partage d'énergie apporte également des avantages significatifs aux consommateurs ainsi qu'au niveau sociétal.

Ces résultats vont nourrir les travaux d'élaboration de la future structure tarifaire menés par BRUGEL.





### 3. Vue d'ensemble de l'existant

#### 3.1. Cadre général dans la région de Bruxelles-Capitale

La modification du 17 mars 2022 de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (ci-après « ordonnance électricité ») transpose la directive européenne 2019/944 et introduit les notions de communauté d'énergie et de partage d'énergie dans la région.

Le partage d'énergie est défini par l'ordonnance électricité comme la consommation partagée, totale ou partielle, sur une même période quart-horaire d'énergie produite par une unité de production raccordée au réseau (de transport régional ou de distribution), et injectée sur le réseau, par des clients actifs agissant conjointement ou des membres d'une communauté d'énergie raccordés au réseau. En pratique, il existe trois principaux types de partage d'énergie en RBC :

- L'échange de pair à pair (« one to one ») : il est réalisé entre deux clients dont un producteur d'énergie renouvelable qui résident en RBC ;
- Le partage dans un même bâtiment (aussi défini par « clients actifs agissant conjointement » à l'article 2, 56° de l'ordonnance électricité) : il est réalisé entre un ou plusieurs producteurs d'électricité d'origine renouvelable et des clients, tous situés dans le même bâtiment<sup>3</sup> ;
- Le partage au sein d'une communauté d'énergie : il est réalisé entre un ou des producteurs et plusieurs consommateurs qui sont situés en RBC. Il existe trois types de communautés d'énergie :
  - la communauté d'énergie citoyenne (CEC), pour laquelle la production d'électricité peut être d'origine renouvelable ou issue d'une cogénération au gaz naturel et la communauté doit être propriétaire de l'installation de production ;
  - la communauté d'énergie renouvelable (CER), pour laquelle la production d'électricité doit être d'origine renouvelable et la communauté doit être propriétaire de l'installation de production ;
  - la communauté d'énergie locale (CEL), pour laquelle la production d'électricité doit être d'origine renouvelable et la communauté doit être propriétaire ou un ou plusieurs de ses membres peuvent être propriétaires ou titulaires d'un droit d'usage sur les installations de production (elle admet des cas de tiers investisseurs).

---

<sup>3</sup> L'ordonnance électricité définit par « bâtiment » toute construction immobilière, non provisoire, couverte et fermée comportant au moins deux unités raccordées au réseau de distribution ou au réseau de transport régional et comportant une ou des parties communes (article 2, 56°)



## **Définition des types de partage de l'énergie selon l'ordonnance électricité :**

### ***Article 2.***

« 55° client actif : client final qui exerce une ou plusieurs des activités visées à l'article 13bis, à condition que ces activités ne constituent pas son activité commerciale ou professionnelle principale ;

56° clients actifs agissant conjointement : un groupe d'au moins deux clients actifs agissant de manière conjointe conformément au point 55° qui sont situés dans le même bâtiment ; pour l'application de la présente définition, on entend par « bâtiment » : toute construction immobilière, non provisoire, couverte et fermée comportant au moins deux unités raccordées au réseau de distribution ou au réseau de transport régional et comportant une ou des parties communes ;

57° communauté d'énergie : une communauté d'énergie citoyenne, une communauté d'énergie renouvelable ou une communauté d'énergie locale ;

58° communauté d'énergie citoyenne : personne morale qui exerce une ou plusieurs des activités visées à l'article 28ter et dont l'objectif principal est de procurer des bénéfices environnementaux, sociaux ou économiques tant à ses membres qu'au niveau du territoire où elle exerce ses activités, plutôt que de générer des profits financiers ;

59° communauté d'énergie renouvelable : personne morale, autonome, qui exerce une ou plusieurs des activités visées à l'article 28quinquies et dont l'objectif principal est de procurer des bénéfices environnementaux, sociaux ou économiques tant à ses membres qu'au niveau du territoire où elle exerce ses activités, plutôt que de générer des profits financiers ;

60° communauté d'énergie locale : personne morale, autonome, qui exerce une ou plusieurs des activités visées à l'article 28septies et dont l'objectif principal est de procurer des bénéfices environnementaux, sociaux ou économiques tant à ses membres qu'au niveau du territoire où elle exerce ses activités, plutôt que de générer des profits financiers ;

61° membre d'une communauté d'énergie : tout membre, actionnaire, associé, ou toute autre personne qui fait partie de cette communauté d'énergie conformément à ses statuts ou autres documents constitutifs équivalents ;

68° échange de pair à pair : échange d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables entre clients actifs sur la base d'un contrat contenant des conditions préétablies régissant l'exécution et le règlement automatiques de la transaction soit directement entre les clients actifs, soit par un intermédiaire »

### ***Article 28ter.***

§ 1er. La communauté d'énergie citoyenne peut produire, consommer, stocker ou fournir de l'électricité. Elle peut également participer à des services d'agrégation et fournir des services de flexibilité, des services énergétiques ou des services de recharge pour les véhicules électriques. § 2. La communauté d'énergie citoyenne peut organiser en son sein un partage de l'électricité produite par les installations de production dont la communauté a la propriété, y compris à des fins de recharge d'un véhicule électrique. Les points d'accès des membres de la communauté d'énergie citoyenne participant au partage de l'électricité sont chacun couverts par un contrat de fourniture auprès d'un titulaire d'une licence de fourniture. La communauté d'énergie citoyenne n'est pas soumise aux obligations à charge des fournisseurs pour l'électricité partagée en son sein.



§ 3. La communauté d'énergie citoyenne exerce ses activités dans le respect des conditions fixées par, ou en vertu, de la présente ordonnance.

**Article 28quinquies.**

§ 1er. La communauté d'énergie renouvelable peut produire, consommer, stocker ou fournir de l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables. Elle peut également participer à des services d'agrégation, fournir des services de flexibilité et des services énergétiques. § 2. La communauté d'énergie renouvelable peut organiser en son sein un partage de l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables produite par les installations de production dont la communauté a la propriété, y compris à des fins de recharge d'un véhicule électrique. Les points d'accès des membres de la communauté d'énergie renouvelable participant au partage de l'électricité sont chacun couverts par un contrat de fourniture auprès d'un titulaire d'une licence de fourniture. La communauté d'énergie renouvelable n'est pas soumise aux obligations à charge des fournisseurs pour l'électricité partagée en son sein. § 3. La communauté d'énergie renouvelable exerce ses activités dans le respect des conditions fixées par, ou en vertu, de la présente ordonnance.

**Article 28septies.**

§ 1er. La communauté d'énergie locale peut uniquement produire, consommer, stocker et partager, en son sein, de l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables. Seule la communauté d'énergie locale peut être propriétaire ou un ou plusieurs de ses membres peuvent être propriétaires ou titulaires d'un droit d'usage sur les installations de production que la communauté utilise pour partager de l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables. § 2. Les points d'accès des membres de la communauté d'énergie locale participant au partage de l'électricité sont chacun couverts par un contrat de fourniture auprès d'un titulaire d'une licence de fourniture. § 3. La communauté d'énergie locale n'est pas soumise aux obligations à charge des fournisseurs pour l'électricité partagée en son sein. § 4. Le Gouvernement peut préciser et compléter les conditions visées aux paragraphes 1er, 2 et 3 et en fixer les modalités. ».

Dans ce cadre, la facturation des participants à un projet de partage d'énergie en RBC est décomposée en deux factures distinctes :

- une facture pour les volume locaux consommés, soit pour la consommation issue du partage d'énergie, composée de deux parties :
  - une partie énergie, à un prix négocié entre le(s) producteur(s) et le participant(s) au projet ;
  - une partie utilisation du réseau ;
- une facture pour les volumes complémentaires de la part du fournisseur d'énergie.

Pour la période allant de septembre 2022 à décembre 2024, les tarifs d'utilisation du réseau applicables aux consommateurs pour les volumes d'énergie partagés<sup>4</sup> varient selon la puissance du

---

<sup>4</sup> Par ailleurs, le tarif non périodique relative au remplacement d'un compteur classique par un compteur intelligent est de 0 € (pris en charge par le GRD)



raccordement (inférieure ou égale à 56 kVA, supérieure à 56 kVA pour les clients BT, clients MT) et quatre sous-catégories :

- Type A : partage au sein d'un même bâtiment
  - Pour l'utilisation du réseau, les facteurs X (puissance mise à disposition), Y et Z (prélèvements en heures pleines et creuses) de la grille tarifaire sont nuls ;
  - Les projets sont aussi exemptés de la redevance de voirie ;
  - Aucun tarif de transport n'est appliqué pour cette configuration de projet ;
- Type B : partage sur le réseau en aval d'une même cabine MT/BT
  - Des tarifs avantageux d'utilisation du réseau sont mis en place pour cette configuration avec un facteur X nul (puissance mise à disposition), et des facteurs Y et Z (prélèvements en heures pleines et creuses) réduits de 50 % ;
  - Aucun tarif de transport n'est appliqué pour cette configuration de projet ;
- Type C : les participants sont alimentés par le même poste Elia mais pas par la même cabine MT/BT
  - Le facteur X est nul (puissance mise à disposition), mais les facteurs Y et Z ne font l'objet d'aucune réduction comparativement aux tarifs d'utilisation du réseau classique sans mesure de pointe ;
  - Aucun tarif de transport n'est appliqué pour cette configuration de projet ;
- Type D : les participants sont alimentés par différents postes Elia
  - Le facteur X est nul (puissance mise à disposition), mais les facteurs Y et Z ne font l'objet d'aucune réduction comparativement aux tarifs d'utilisation du réseau classique sans mesure de pointe ;
  - Le tarif de transport s'applique pour cette configuration de projet.

A noter que la structure tarifaire en vigueur dans la région de Bruxelles-Capitale définit un tarif d'injection nul. Ceci a pour effet d'inciter à la production d'électricité décentralisée. Au-delà du projet de partage mis en place (de pair à pair, clients actifs agissant conjointement, communautés d'énergie), la typologie du projet a un impact direct sur les coûts et avantages au niveau du réseau comme cela est détaillé en section 4.2.2. En cas de partage mixte, c'est-à-dire dans une situation où les participants ne relèvent pas du même type de partage (A, B, C ou D), le type de partage est actuellement déterminé par le(s) participant(s) qui se trouve(nt) dans la situation la moins locale (soit le type D, puis le type C, puis le type B, et le type A).

De plus, le législateur ne prévoit aucun dispositif pouvant permettre d'appliquer une taxe de manière différenciée pour le partage d'énergie (à l'exception de l'exemption de redevance de voirie pour les projets de type A tel que mentionné précédemment).



Il est également à noter que la Commission Européenne a proposé, le 14 mars 2023, un projet de directive modifiant les règlements (UE) 2019/943 et (UE) 2019/942 ainsi que les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944 afin d'améliorer l'organisation du marché de l'électricité de l'Union Européenne<sup>5</sup>, qui prévoit les dispositions suivantes concernant le partage d'énergie :

- Donner la possibilité d'effectuer un partage d'énergie entre plusieurs participants via un accord contractuel privé : il n'est donc plus nécessaire de constituer une entité juridique comme intermédiaire entre les participants.
- Donner le droit aux participants à un projet de partage d'énergie qui possèdent, ou louent, une installation de production de partager directement l'énergie renouvelable produite à partir de ces installations avec d'autres consommateurs. Cela signifie que l'obligation de propriété de l'installation de production d'électricité par une personne morale devient facultative : l'installation peut être financée par un tiers investisseur puis louée, ou bien les participants peuvent en avoir la propriété.
- Rendre obligatoire la mise en place d'une structure informatique permettant « la confrontation des données administratives avec l'énergie renouvelable autoproduite ou stockée aux fins du calcul de la composante énergétique de la facture d'énergie » par chacun des Etats membres.
- Introduire un cadre dérogatoire pour prendre en compte les consommateurs vulnérables et en situation de précarité énergétique.

L'adoption de ce projet de directive permettrait de lever des freins existants au développement des projets de partage d'énergie.

### **3.2. Projets de partage d'énergie existants**

Depuis 2020, 5 projets pilotes de partage d'énergie ont été mis en place en RBC. Les projets pilotes ont été mis en place dans un cadre dérogatoire en tant que projets innovants :

- Les quatre types de partage (A, B, C ou D) n'étaient pas applicables lors de cette phase dérogatoire ;
- Le placement des compteurs intelligents nécessaires pour ces projets est gratuit
- Aucun tarif n'est appliqué pour l'activité de mesure et comptage relative aux volumes locaux ;
- Pour le partage au sein d'un même bâtiment, la redevance de voirie est facturée directement par Sibelga au niveau des volumes locaux.

À partir des échanges menés avec BRUGEL, le facilitateur « Partage et Communautés d'énergie », et 3 communautés (Greenbizz.energy, Nos Bambins et Marius Renard) nous avons collecté les informations clefs relatives à chacun de ces projets pilotes, présentées ci-dessous :

- **Nos Bambins**

---

<sup>5</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023PC0148>



- Durée du projet : 2 ans, renouvelable 2 années supplémentaires (début en 2020)
- Puissance installée totale de l'installation donnant lieu à partage d'énergie : 49,17 kWc via quatre installations photovoltaïques
- Type et configuration du partage d'énergie : partage d'énergie assimilable à ce qui est défini dans cadre actuel comme une **communauté d'énergie locale** avec une configuration – à titre indicatif - de type B.
- Nombre de participants consommant de l'électricité partagée dans le cadre du projet : 14 participants au 1<sup>er</sup> juillet 2021
- Tarif de l'énergie partagée : l'objectif de la communauté est de proposer une réduction de 0,05 € / kWh par rapport à la moyenne du coût du kWh « all in » payé par chaque participant à son fournisseur et incluant les tarifs d'utilisation du réseau (tous les participants payent le même prix de l'énergie). Au 1<sup>er</sup> juin 2022, le prix de l'énergie est de 0,0576 € / kWh, auquel s'ajoute 0,011 € / kWh de coût de gestion
- Tarif réseau : au 1<sup>er</sup> juin 2022, Nos Bambins met en place un tarif réseau spécifique de 0,045656 € / kWh
- **Greenbizz.energy**
  - Durée du projet : 2 ans (début en 2021)
  - Puissance installée totale de l'installation donnant lieu à partage d'énergie : 240,5 kWc via une installation photovoltaïque
  - Type et configuration du partage d'énergie : partage d'énergie assimilable à ce qui est défini dans cadre actuel comme une **communauté d'énergie citoyenne** avec une **configuration – à titre indicatif - de type A**
  - Nombre de participants consommant de l'électricité partagée dans le cadre du projet : 11 participants à fin 2022
  - Tarif de l'énergie partagée : 0,07 € / kWh avec une révision annuelle prévue dans le contrat avec les participants (le prix n'a pas évolué depuis la mise en place du projet)
  - Tarif réseau : conforme au tarif d'utilisation de réseau de type B spécifié dans la grille tarifaire de SIBELGA dans le cadre dérogatoire, soit une réduction de 26 % sur le tarif d'utilisation du réseau
- **SunSud**
  - Durée du projet : 2 ans (début en 2021)
  - Puissance installée totale de l'installation donnant lieu à partage d'énergie : 38 kWc via deux installations photovoltaïques
  - Type et configuration du partage d'énergie : partage d'énergie assimilable à ce qui est défini dans cadre actuel comme une **communauté d'énergie** (catégorie non précisée) avec une **configuration – à titre indicatif - de type A** (suite à une



demande de dérogation car le bâtiment fait l'objet de 3 adresses postales avec 2 installations électriques distinctes, ce qui correspond en pratique à une configuration de type B)

- Nombre de participants consommant de l'électricité partagée dans le cadre du projet : 28 participants à fin 2022
- Tarif de l'énergie partagée : cette information n'a pas été partagée, mais l'objectif est de proposer un tarif plus avantageux que le tarif social
- Tarif réseau : conforme aux tarifs d'utilisation de réseau de type A spécifiés dans la grille tarifaire de SIBELGA dans le cadre dérogatoire, soit une réduction de 57 % sur le tarif d'utilisation du réseau

- **Marius Renard**

- Durée du projet : 2 ans (début en 2022)
- Puissance installée totale de l'installation donnant lieu à partage d'énergie : 199 kWc via une cogénération au gaz naturel
- Type et configuration du partage d'énergie : **communauté d'énergie citoyenne** avec une configuration de **type A**
- Nombre de participants consommant de l'électricité partagée dans le cadre du projet : 111 participants à fin 2022
- Tarif de l'énergie partagée : 0,25 € / kWh en journée (7h-22h) et 0,22 € / kWh la nuit (22h-7h), plus des frais de gestion de la PMO « ACP Marius Renard » de 0,03 € / kWh
- Tarif réseau : conforme aux tarifs d'utilisation de réseau de type A spécifiés dans la grille tarifaire de SIBELGA dans le cadre dérogatoire, soit une réduction de 57 % sur le tarif d'utilisation du réseau

- **ACP Longue Vue**

- Durée du projet : 2 ans (début en 2022)
- Puissance installée totale de l'installation donnant lieu à partage d'énergie : 16,08 kWc via quatre installations photovoltaïques
- Type et configuration du partage d'énergie : **communauté d'énergie renouvelable** avec une configuration de **type A**
- Nombre de participants consommant de l'électricité partagée dans le cadre du projet : 9 participants à fin 2022
- Tarif de l'énergie partagée : prix nul, énergie partagée à titre gratuit selon la convention établie



- Tarif réseau : conforme aux tarifs d'utilisation de réseau de type A spécifiés dans la grille tarifaire de SIBELGA dans le cadre dérogatoire, soit une réduction de 57 % sur le tarif d'utilisation du réseau

### 3.3. Retour d'expérience international

Suite à la mise en place de plusieurs projets pilotes en Europe, de premiers avis ont été formulés et ces derniers sont contrastés :

- En Wallonie, la CWaPE a conclu, suite à une analyse de quelques projets pilotes de communautés d'énergie renouvelables, qu'aucun gain n'a été identifié pour les réseaux et par conséquent aucun avantage tarifaire n'est prévu dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028<sup>6</sup>. A noter que les prestations spécifiques aux opérations de partage d'énergie ne peuvent pas faire l'objet de tarifs non-périodiques supplémentaires « afin de contribuer au développement des communautés d'énergie et des activités de partage ».
- En France, la Commission de Régulation de l'Énergie estime que les projets de communautés d'énergie peuvent présenter des avantages pour le système électrique. Pour cela, elle a fait évoluer pendant la période TURPE 5 (en vigueur de 2017 à 2021) les modalités de tarification de l'utilisation des réseaux les participants à des opérations d'autoconsommation collective. De plus, la CRE précise que les communautés d'énergie doivent « être vues comme des facilitateurs de déploiement des sources de production d'énergie renouvelable et comme des moyens d'accès aux marchés de l'électricité, et non comme des solutions alternatives aux réseaux publics »<sup>7</sup>.
- Au Luxembourg, le législateur a mis en place, à travers la loi du 3 février 2021 modifiant la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, des dispositions favorisant le développement du partage d'énergie, en exemptant l'énergie renouvelable partagée au sein d'un même bâtiment (appelée autoconsommation collective au Luxembourg), ainsi que l'énergie partagée au sein d'une communauté d'énergie renouvelable, de paiement de la composante proportionnelle à la consommation du tarif d'utilisation, sans préjudice de la possibilité pour le régulateur de prévoir dans la structure tarifaire un tarif rémunérant la puissance mise à disposition des participants au partage d'énergie. Cette loi prévoit également que le régulateur veille à ce que les tarifs permettent d'améliorer la participation du consommateur à l'efficacité du système, y compris à la gestion de la demande, à la production distribuée, à l'autoconsommation (individuelle et collective) et aux effacements de consommations, ces tarifs reflétant les économies de coût réalisées dans les réseaux et imputables aux mesures portant sur la gestion de la demande, aux mesures d'effacements de consommation, à la production distribuée et à

---

<sup>6</sup> Motivation du projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en région wallonne pour la période réglementaire 2024-2028, CWaPE (mai 2022)

<sup>7</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 juin 2018, Encyclopédie « Les communautés énergétiques locales » de la Commission de régulation de l'énergie





l'autoconsommation (individuelle et collective), notamment les économies résultant de l'abaissement du coût d'acheminement ou des investissements dans le réseau, et d'une amélioration de son exploitation. Les méthodes de fixation des tarifs doivent assurer que les tarifs d'utilisation du réseau en ce qui concerne l'électricité injectée dans le réseau et prélevée du réseau par des autoconsommateurs ne sont pas discriminatoires, sont établies de manière transparente et reflètent les coûts réels. À l'heure actuelle, l'exemption de paiement de la composante proportionnelle à l'énergie constitue un réel avantage pour le partage d'énergie renouvelable dans un même bâtiment et au sein d'une communauté d'énergie renouvelable, la part capacitaire du tarif d'utilisation du réseau étant faible (la part capacitaire est actuellement matérialisée par une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau BT dépendant de l'intensité par phase du point de prélèvement). Ces dispositions traduisent la volonté du législateur de favoriser le développement du partage d'énergie, sans que cela n'ait été motivé à notre connaissance par une étude coûts-avantages formalisée. Il est à noter que le régulateur luxembourgeois, l'ILR, prévoit pour le 1<sup>er</sup> janvier 2024 l'entrée en vigueur d'une nouvelle structure tarifaire BT comprenant une part capacitaire (dite redevance de souscription) dont le poids croîtra progressivement, qui sera appliquée à la puissance souscrite par l'URD, ainsi qu'un supplément hors souscription qui s'applique à tout prélèvement de puissance au-delà de la puissance souscrite.

L'étude d'ENGIE Impact « Energy Communities in the Clean Energy Package : Best Practices and Recommendations for Implementation »<sup>8</sup>, réalisée pour la Commission Européenne en 2021, met en avant plusieurs points d'attention sur l'élaboration des structures tarifaires applicables au partage d'énergie. En effet, l'étude précise que d'une part le développement des projets de partage d'énergie va augmenter la part d'unités de production décentralisées et donc modifier le parc de production. D'autre part, il est aussi précisé que, pour une unité de production décentralisée donnée, le fait que les volumes d'électricité soient partagés ou revendus sur le marché a en pratique le même impact sur le réseau électrique. ENGIE Impact souligne donc l'importance de mettre en place des tarifs selon les principes de non-discrimination et de réfectivité des coûts : les participants à des projets de partage d'énergie ne doivent pas être pénalisés ou avantagés de façon injustifiée. Dans le cas d'une tarification incitative injustifiée pour les participants à un projet de partage d'énergie, les URD ne participant pas à ces projets devraient supporter le surcoût associé. Pour cela, l'étude évoque la possibilité de mettre en place :

- un mécanisme de remboursement tarifaire *ex-post* pour réduire le risque d'incertitude autour des bénéfices potentiels apportés par le partage d'énergie (le remboursement n'a lieu que si le bénéfice est effectivement observé) ; des subventions claires et ciblées pour promouvoir le développement de nouveaux projets, plutôt qu'une modification de la structure tarifaire pouvant la détourner de ses principes fondamentaux.

Le Centre de recherche commun de la Commission Européenne a publié en 2020 le rapport « Energy communities: an overview of energy and social innovation »<sup>9</sup> qui présente les différents

---

<sup>8</sup> Lien pour accéder à l'étude : <https://data.europa.eu/doi/10.2833/51076>

<sup>9</sup> Lien pour accéder au rapport : <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119433>



avantages pouvant être apportés par les communautés d'énergie, et plus généralement le partage d'énergie :

- Les avantages sociaux ; les membres d'un projet de partage participent activement à la mise en place de projets de production d'électricité locale et renouvelable. Aussi, les projets de partage d'énergie permettent aux participants de mieux comprendre et connaître le système électrique ainsi que les enjeux climatiques. Le rapport montre aussi que les communautés d'énergie sont une source de cohésion sociale à l'échelle locale ;
- Les avantages environnementaux ; les projets de partage d'énergie favorisent l'acceptabilité sociale des projets de production d'électricité renouvelable. De plus, l'étude souligne que les projets de partage permettent d'accélérer le développement des capacités de production d'électricité renouvelable en incitant l'investissements dans ces unités de productions. Par ailleurs, il est aussi mentionné que les communautés d'énergie facilitent l'intégration de production décentralisée sur le réseau ;
- Avantages économiques :
  - Les participants à un projet de partage d'énergie peuvent bénéficier d'un prix de l'électricité avantageux si le prix des volumes locaux est inférieur au prix pratiqué par les fournisseurs ;
  - Pour le GRD, les projets de partage d'énergie peuvent réduire les pics de consommation localement entraînant donc une réduction, ou un décalage, des investissements réseaux. L'étude précise néanmoins le caractère incertain de cet avantage car, au-delà de ces bénéfices, le GRD peut supporter des coûts additionnels liés à la mise en place des projets.

## **4. Analyse des coûts et avantages**

### **4.1. Approche méthodologique**

#### **4.1.1. Périmètre de l'analyse**

Dans le cadre de cette étude, les coûts et avantages des communautés d'énergie et du partage d'énergie sont analysés pour les principaux acteurs concernés, soit :

- le gestionnaire du réseau de distribution (Sibelga) ;
- les consommateurs, avec d'une part les consommateurs participant à un projet de partage d'énergie, et d'autre part les consommateurs ne participant pas à un projet de partage d'énergie ;
- les producteurs d'énergie participant à un projet de partage d'énergie, et les fournisseurs d'électricité responsables de la fourniture des volumes complémentaires d'électricité aux participants d'un projet de partage d'énergie ;



- la société dans son ensemble selon 3 dimensions : économique, environnementale et sociale.

Une analyse quantitative des coûts et bénéfices estimés a pu être effectuée au périmètre du GRD, avec des limitations significatives du fait des incertitudes très importantes notamment sur :

- la trajectoire de développement des communautés d'énergie et des projets de partage d'énergie ;
- la quantification des bénéfices.

#### **4.1.2. Détermination des trajectoires de développement des projets de partage d'énergie**

##### **Contexte :**

L'analyse coûts-avantages des communautés d'énergie et du partage d'énergie au niveau du réseau de distribution d'électricité est réalisée en collaboration avec le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité de la RBC, SIBELGA. Etant donné la faible maturité des projets de partage d'énergie, le potentiel de développement est complexe à estimer et incertain. Afin d'établir les hypothèses formulées dans cette étude, nous avons menés des échanges avec le facilitateur « Partage et Communautés d'énergie », Sibelga et 3 communautés d'énergie. Puis, nous avons élaboré 3 scénarios de développement des projets de partage d'énergie pour réaliser l'analyse coûts-avantages relative au partage d'énergie et aux communautés d'énergie de manière quantitative sur une période de 20 ans (2023-2042).

Pour rappel, il s'agit de la première analyse coûts-avantages relative au partage d'énergie et aux communautés d'énergie réalisée en RBC. Brugel réalisera des actualisations périodiques de cette étude tel qu'indiqué dans le cadre défini par l'ordonnance électricité.

##### **Définition de la trajectoire de développement des projets de partage d'énergie jusqu'en 2042 :**

Les projets de partage d'énergie dans un même bâtiment, et les communautés d'énergie, vont se développer en incluant principalement des buildings et immeubles à appartements de la région de Bruxelles-Capitale, tandis que les projets de pair à pair vont principalement concerner les maisons individuelles.

Les statistiques cadastrales du parc de bâtiments bruxellois<sup>10</sup> présentent l'état du parc et les tendances de développement des buildings et immeubles à appartements, ainsi que des maisons individuelles :

- La RBC compte 39 289 buildings et immeubles à appartements en 2022, entre 1995 et 2022 la croissance annuelle moyenne de cette catégorie du parc de bâtiments est de 2,20 %. En extrapolant le nombre de buildings et immeubles à appartements jusqu'en 2042 selon ce

---

<sup>10</sup> Source : Statbel



taux d'évolution annuel moyen, nous estimons que la RBC comptera 60 747 buildings et immeubles à appartements en 2042.

- La RBC compte 126 135 maisons individuelles en 2022, entre 1995 et 2022 le taux de croissance annuel moyen de cette catégorie du parc de bâtiments est de -0,18 %. En extrapolant le nombre de maisons individuelles jusqu'en 2042 selon ce taux d'évolution annuel moyen, nous estimons que la RBC comptera 121 637 maisons individuelles en 2042.

De plus, Sibelga compte 676 000 points de fourniture d'électricité en 2022 et la croissance annuelle moyenne des points de fourniture d'électricité de Sibelga entre 2003<sup>11</sup> et 2022 est de 0,99 %<sup>12</sup>. En extrapolant le nombre de points de fourniture jusqu'en 2042 selon ce taux d'évolution annuel moyen, nous estimons que Sibelga aura la responsabilité de 822 705 points de fourniture en 2042.

Tableau 1. Projection de l'évolution du parc de bâtiments en RBC et du nombre de points de fourniture de Sibelga en 2042

	Nombre en 2022	Taux de croissance annuel moyen*	Projection en 2042 selon le taux de croissance annuel moyen
<b>Points de fourniture de Sibelga</b>	676 000	0,99 %	822 705
<b>Buildings et immeubles à appartement</b>	39 289	2,20 %	60 747
<b>Maisons individuelles</b>	126 135	-0,18 %	121 637

\*Taux calculé sur la période 2003-2022 pour le nombre de points de fournitures de Sibelga et sur la période 1995-2022 pour le nombre de buildings et immeubles à appartements, et de maisons individuelles.

Nous avons déterminé le nombre de projets de partage d'énergie selon les hypothèses suivantes :

- Une maison individuelle correspond à un point de fourniture unique ;
- Les projets de pair à pair concernent uniquement les maisons individuelles ;
- Les trajectoires de développement des projets de partage d'énergie sont linéaires (en raison de l'incertitude sur ces trajectoires de développement qui seront en pratique influencées par des facteurs exogènes).

Les taux de pénétration des projets de partage d'énergie en 2042 (mesurés en pourcentage des points de fourniture participants à un projet de partage d'énergie par rapport au nombre total de points de fourniture) sont les suivants pour chacun des trois scénarios qui couvrent différentes perspectives d'évolution de ces projets :

<sup>11</sup> Source : rapport annuel de Sibelga

<sup>12</sup> L'évolution du nombre de points de fourniture pourra être révisée lors de l'actualisation de l'étude selon les tendances qui seront alors observées (à la hausse comme à la baisse)



- 1 % pour le scénario 1 (soit 1216 projets et 8 227 points de fourniture), ce scénario correspond au cas où les projets de partage d'énergie se développent très peu au cours des prochaines années ;
- 5 % pour le scénario 2 (soit 6 078 projets et 41 135 points de fourniture), dans le cas où les projets de partage d'énergie se développent de façon plus importante ;
- 20 % pour le scénario 3 (soit 24 313 projets et 164 541 points de fourniture), ce qui correspond à un développement significatif des projets de partage d'énergie lors des 20 prochaines années.

Tableau 2. Nombre de projets de partage d'énergie mis en place en 2042

En 2042		Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Taux de pénétration		1%	5%	20%
Nombre de projets total		1 216	6 078	24 313
Nombre de points de fournitures total		8 227	41 135	164 541
Pair à pair	Nombre de projets	608	3 041	12 164
	Nombre de points de fourniture	1 216	6 082	24 327
Partage dans un même bâtiment, communautés d'énergie	Nombre de projets	607	3 037	12 149
	Nombre de points de fourniture	7 011	35 053	140 214

### **Répartition du nombre de projets par catégorie et type de partage d'énergie :**

Comme indiqué précédemment, l'hypothèse est prise que les projets de pair à pair concernent uniquement les maisons individuelles.

Les autres projets modélisés concernent des clients actifs agissant conjointement, des communautés d'énergie avec des unités de production uniquement renouvelables (communauté d'énergie renouvelable, communauté d'énergie locale, communauté d'énergie citoyenne avec des unités de production uniquement renouvelables) et des communautés d'énergie citoyennes avec une cogénération au gaz naturel. Nous avons ventilé, sur la base d'éléments quantitatifs, le nombre de projets pour chacune de ces catégories à partir des 501 demandes d'informations reçues par le facilitateur « Partage et Communautés d'énergie » entre mai et novembre 2022 (avec un pic de demandes enregistrés aux mois de septembre et octobre), comme suit :

- Les projets de partage d'énergie de clients actifs agissant conjointement sont l'objet d'un grand intérêt et représentent 74,3 % des demandes d'informations reçues (hors projets de pair à pair).
- La demande pour la mise en place de communautés d'énergie avec des moyens de production renouvelables est aujourd'hui plus faible, ce qui peut être expliqué par la complexité de mise en place de ces structures. Elles représentent 23,5 % des demandes d'information (hors projets de pair à pair).



- Enfin, les demandes d'information concernant les communautés d'énergie citoyennes avec une cogénération au gaz naturel sont les plus rares et représentent 2,1 % des demandes reçues (hors projets de pair à pair), ce qui reflète les évolutions réglementaires à venir (voir ci-après).

Ensuite, nous avons aussi qualitativement réparti le nombre de projets de partage d'énergie selon le type de partage mis en place à partir des données qualitatives collectées auprès du facilitateur « Partage et Communautés d'énergie », de Sibelga, et des 3 communautés d'énergie rencontrées, comme suit :

- Les projets de pair à pair sont essentiellement de type B.
- Les projets de clients actifs agissant conjointement ont lieu dans le même bâtiment et sont donc uniquement de type A.
- Les communautés d'énergie tendent à avoir un ancrage local fort et sont donc principalement de type B ou C.

Tableau 3. Type de partage d'énergie pour chaque catégorie de projet. Hypothèses Schwartz and Co sur la base des éléments qualitatifs collectés auprès du facilitateur « Partage et Communautés d'énergie », Sibelga et de 3 communautés d'énergie

Catégorie de projet de partage d'énergie		Répartition par type de partage (en %)
Echange de pair à pair	Type A	
	Type B	75,00%
	Type C	12,50%
	Type D	12,50%
Clients actifs agissant conjointement	Type A	100,00%
	Type B	
	Type C	
	Type D	
Communautés d'énergie (renouvelable et locale, citoyenne avec production 100 % renouvelable)	Type A	
	Type B	50,00%
	Type C	40,00%
	Type D	10,00%
Communautés d'énergie citoyenne (avec cogénération au gaz naturel)	Type A	
	Type B	50,00%
	Type C	40,00%
	Type D	10,00%

#### **Le cas des communautés d'énergie citoyenne avec une production non renouvelable**

La communauté d'énergie citoyenne présente la particularité d'admettre les cogénérations au gaz naturel comme moyen de production d'électricité. Ces communautés ont une contribution limitée à la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques en RBC dans la mesure où leur production d'électricité repose des installations à haut rendement énergétique fonctionnant au gaz naturel.



Au niveau sociétal, ces communautés peuvent apporter un avantage lorsque leurs bénéficiaires sont réinvestis pour la collectivité, créant ainsi un cercle vertueux.

Toutefois, et tel que l'indique Sibelga, une telle communauté présente potentiellement des avantages au niveau du réseau de distribution. Dans la mesure où le prix de l'énergie partagée est avantageux, il est possible que ce type de projet contribue à modifier les comportements en déplaçant des consommations d'électricité du pic du soir vers d'autres heures de la journée. Dans ce cas, un avantage potentiel est une contribution à la baisse de la pointe. Cet avantage est cependant loin d'être évident avec des prix de marché du gaz naturel actuels élevés et un impact écologique négatif significatif.

Par ailleurs, le gouvernement de la RBC met en place de nombreuses actions pour mettre fin à l'utilisation de combustibles fossiles utilisés pour le chauffage. Le Plan Air-Climat-Energie (PACE) prévoit l'interdiction du chauffage aux combustibles fossiles pour les bâtiments neufs ou faisant l'objet d'une rénovation lourde à partir de 2025 et la fin du chauffage au mazout pour tous les secteurs en 2035. Enfin, le projet de PACE prévoit de mettre fin au soutien à la production d'électricité à partir de cogénérations au gaz par les certificats verts à partir de 2025. Le développement des cogénérations au gaz naturel ne devrait donc pas se poursuivre et ces dernières semblent vouées à disparaître.

Nous avons reflété ces perspectives dans la modélisation des trajectoires de développement des projets de partage d'énergie relatifs à ce type de ces communautés (voir section suivante).

### **Trajectoires de développement par catégorie et type de partage d'énergie :**

Les trajectoires de développement des projets de partage d'énergie pour chacun des trois scénarios sont définies dans les tableaux suivants :

Tableau 4. Développement des projets de partage d'énergie pour le scénario 1

Catégorie		Nombre de projets en 2042	Nombre de points de fournitures concernés par les projets en 2042	Nombre de nouveaux projets par an	Nombre de points de nouveaux fournitures concernés par an
Echange de pair à pair	Type A	-	-	-	-
	Type B	456	912	23	46
	Type C	76	152	4	8
	Type D	76	152	4	8
Clients actifs agissant conjointement	Type A	452	5 211	23	261
	Type B	-	-	-	-
	Type C	-	-	-	-
	Type D	-	-	-	-
Communautés d'énergie (renouvelable et locale, citoyenne avec	Type A	-	-	-	-
	Type B	71	825	4	41
	Type C	57	660	3	33



production 100 % renouvelable)	Type D	14	165	1	8
Communautés d'énergie citoyenne (avec cogénération au gaz naturel)	Type A	-	-	-	-
	Type B	6	75	0	4
	Type C	5	60	0	3
	Type D	1	15	0	1
<b>Total</b>		<b>1 216</b>	<b>8 227</b>	<b>61</b>	<b>411</b>

Tableau 5. Développement des projets de partage d'énergie pour le scénario 2

Catégorie		Nombre de projets en 2042	Nombre de points de fournitures concernés par les projets en 2042	Nombre de nouveaux projets par an	Nombre de points de nouveaux fournitures concernés par an
Echange de pair à pair	Type A	-	-	-	-
	Type B	2 281	4 561	114	228
	Type C	380	760	19	38
	Type D	380	760	19	38
Clients actifs agissant conjointement	Type A	2 258	26 056	113	1 303
	Type B	-	-	-	-
	Type C	-	-	-	-
	Type D	-	-	-	-
Communautés d'énergie (renouvelable et locale, citoyenne avec production 100 % renouvelable)	Type A	-	-	-	-
	Type B	357	4 124	18	206
	Type C	286	3 299	14	165
	Type D	71	825	4	41
Communautés d'énergie citoyenne (avec cogénération au gaz naturel)	Type A	-	-	-	-
	Type B	32	375	2	19
	Type C	26	300	1	15
	Type D	6	75	0	4
<b>Total</b>		<b>6 078</b>	<b>41 135</b>	<b>304</b>	<b>2 057</b>

Tableau 6. Développement des projets de partage d'énergie pour le scénario 3

Catégorie		Nombre de projets en 2042	Nombre de points de fournitures concernés par les projets en 2042	Nombre de nouveaux projets par an	Nombre de points de nouveaux fournitures concernés par an
Echange de pair à pair	Type A	-	-	-	-
	Type B	9 123	18 245	456	912
	Type C	1 520	3 041	76	152
	Type D	1 520	3 041	76	152





<b>Clients actifs agissant conjointement</b>	Type A	9 031	104 223	452	5 211
	Type B	-	-	-	-
	Type C	-	-	-	-
	Type D	-	-	-	-
<b>Communautés d'énergie (renouvelable et locale, citoyenne avec production 100 % renouvelable)</b>	Type A	-	-	-	-
	Type B	1 429	16 496	71	825
	Type C	1 143	13 197	57	660
	Type D	286	3 299	14	165
<b>Communautés d'énergie citoyenne (avec cogénération au gaz naturel)</b>	Type A	-	-	-	-
	Type B	130	1 500	6	75
	Type C	104	1 200	5	60
	Type D	26	300	1	15
<b>Total</b>		<b>24 313</b>	<b>164 541</b>	<b>1 216</b>	<b>8 227</b>

## 4.2. Coûts et avantages pour le GRD

### 4.2.1. Coûts pour le GRD

#### 4.2.1.1. Coûts d'investissement

À partir des dossiers de demandes de financement des projets pilotes et des échanges avec Sibelga, nous avons identifié les postes de coûts d'investissements du GRD suivants relatifs au partage d'énergie :

- les coûts relatifs au hardware IT (pour rappel SIBELGA n'immobilise pas les coûts IT autres que les coûts de hardware) ;
- les investissements liés au placement des compteurs intelligents pour les participants à un projet de partage d'énergie.

##### 4.2.1.1.1. Coûts d'investissement hardware IT

Les 5 projets pilotes n'ont pas nécessité d'investissement IT hardware pour leur mise en place puis leur gestion. Les coûts historiques d'investissement IT hardware sont donc nuls en 2020, 2021 et 2022.

En outre, Sibelga a indiqué ne pas identifier de coût IT capitalisé sur la période 2023-2042 : aucun investissement hardware IT dédié au partage d'énergie n'est prévu. Les coûts d'investissement hardware IT sont donc nuls pour chacun des 3 scénarios.

##### 4.2.1.1.2. Coûts d'investissement liés au placement de compteur intelligent

Le nombre de compteurs intelligents à placer pour les projets de partage d'énergie sur la période 2023-2042 est déterminé à partir des hypothèses suivantes :

- Un point de fourniture correspond à un compteur ;

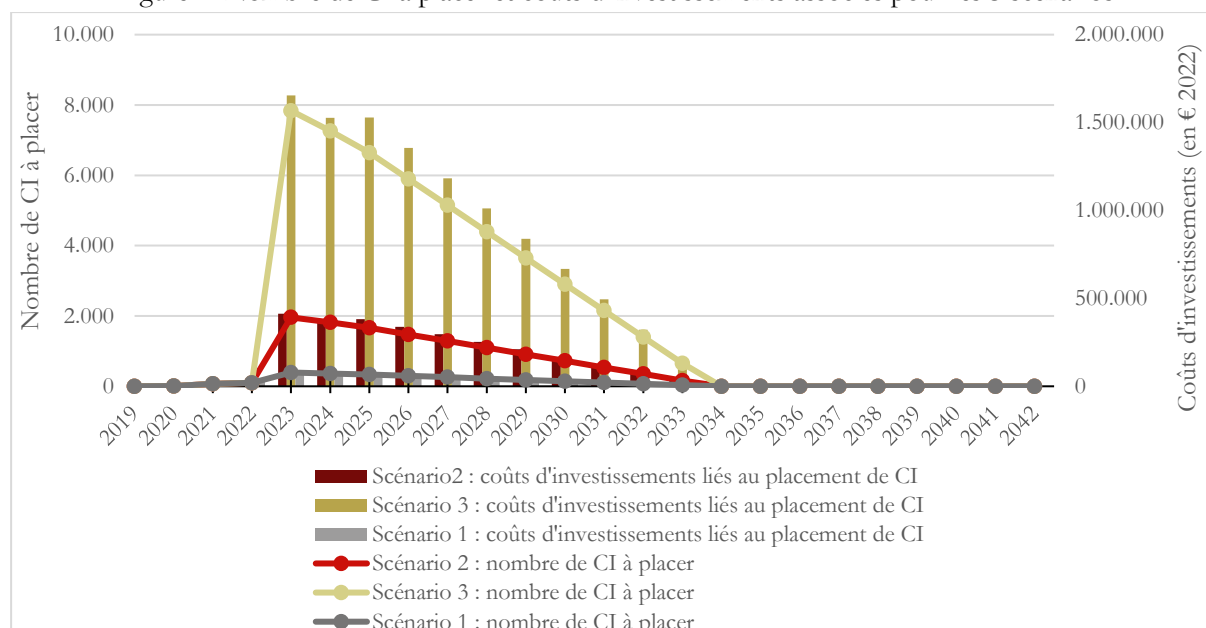


- Chaque participant à un projet de partage d'énergie doit disposer d'un compteur intelligent de nouvelle génération ;
- Le pourcentage de nouveaux participants à un projet de partage d'énergie disposant déjà d'un compteur intelligent est identique au pourcentage de compteurs intelligents déployés par Sibelga par rapport au parc total de compteurs pour chacune des années de la période 2023-2042 ;
- Nous faisons donc l'hypothèse qu'une partie des points de comptage des projets de partage d'énergie seront déjà équipés d'un compteur intelligent. En effet, l'ambition de Sibelga à terme est de remplacer tous les compteurs électromécaniques classiques par des compteurs intelligents avant début 2034. Les remplacements de compteurs effectués constituent une anticipation des coûts pour SIBELGA ;
- Tel qu'indiqué par Sibelga, le coût moyen unitaire de placement d'un compteur intelligent est de 275 €<sub>2022</sub> en 2019, 300 €<sub>2022</sub> en 2020, 297 €<sub>2022</sub> en 2021, 276 €<sub>2022</sub> en 2022 et de 230 €<sub>2022</sub> de 2023 à 2042<sup>13</sup>.

Sur la période d'étude (2019-2042) les coûts totaux d'investissement du GRD liés au placement de compteurs intelligents dans le cadre des projets de partage d'énergie est de :

- 584 561 €<sub>2022</sub>, soit 2 565 compteurs intelligents placés, pour le scénario 1 ;
- 2 731 348 €<sub>2022</sub>, soit 12 153 compteurs intelligents placés, pour le scénario 2 ;
- 10 781 798 €<sub>2022</sub>, soit 48 108 compteurs intelligents placés, pour le scénario 3.

Figure 1. Nombre de CI à placer et coûts d'investissements associés pour les 3 scénarios



<sup>13</sup> Indexation réalisée selon l'IPC, Bureau Fédéral du Plan



#### **4.2.1.2. Coûts opérationnels**

Les coûts opérationnels de Sibelga relatifs aux projets de partage d'énergie se décomposent en deux catégories :

- Les Coûts opérationnels IT (implémentation, licences, exploitation et maintenance IT) ;
- Les Coûts opérationnels Business (gestion quotidienne des partages d'énergie : création, accompagnement, facturation, etc.)

Sibelga doit faire évoluer son paysage applicatif pour automatiser la gestion des projets de partage d'énergie. Cette automatisation est nécessaire car la massification des projets de partage d'énergie n'est pas compatible avec les processus manuels actuellement en place. Cette évolution va nécessiter une mobilisation croissante de ressources IT, et donc des coûts associés.

Sibelga a fourni la meilleure estimation, disponible à date, de ces coûts pour chacun des scénarios. Sibelga prévoit une automatisation progressive de la gestion des projets de partage d'énergie entre 2023 et 2025, à partir de 2026 l'automatisation est considérée comme maximale. Le montant des coûts estimés est préliminaire et la solution IT structurelle définitive n'est pas encore définie. De nouvelles estimations seront réalisées ultérieurement par Sibelga, pouvant conduire à une révision (à la hausse comme à la baisse) de ces coûts.

##### **4.2.1.2.1. Coûts opérationnels IT**

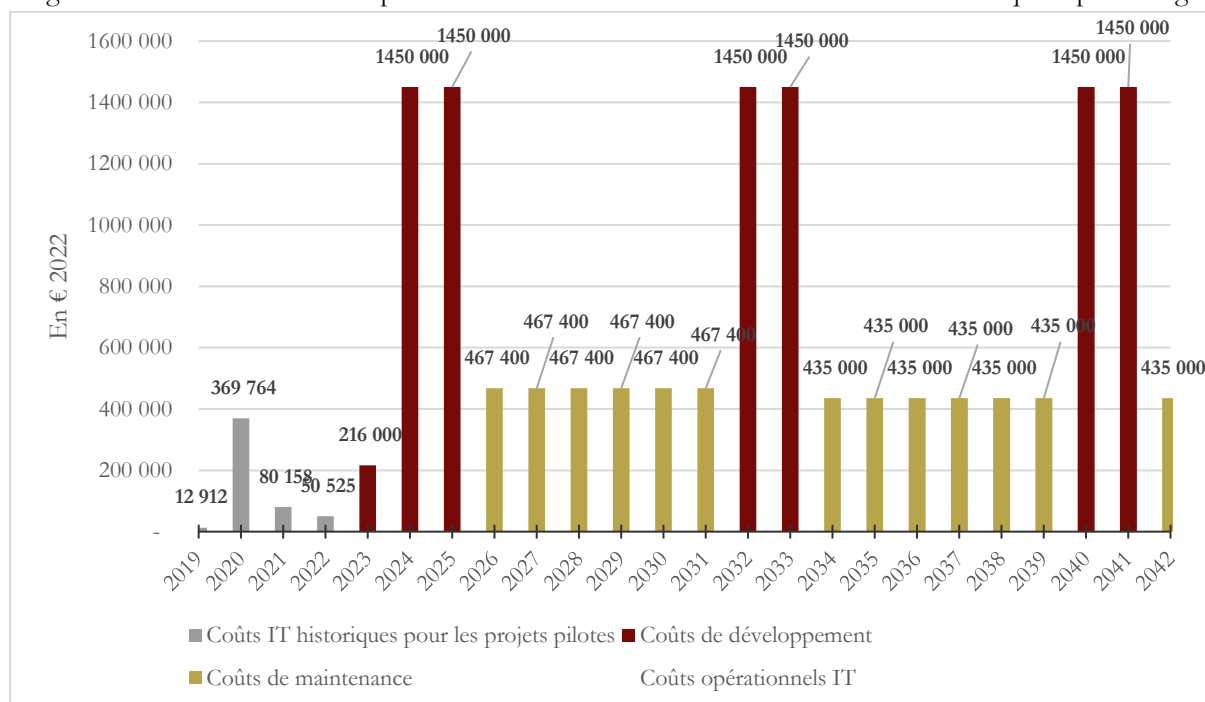
Les coûts opérationnels IT de Sibelga relatifs aux projets de partage d'énergie comprennent :

- Les coûts historiques pour les projets pilotes s'élevant à 12 912 €<sub>2022</sub> en 2019, 369 764 €<sub>2022</sub> en 2020, 80 158 €<sub>2022</sub> en 2021 et 50 525 €<sub>2022</sub> en 2022 ;
- Les coûts de développement IT nécessaires à l'automatisation des projets de partage d'énergie qui s'élèvent à 3 116 000 €<sub>2022</sub> répartis sur la période 2023-2025, et sont renouvelés tous les 8 ans à hauteur de 2 900 000 €<sub>2022</sub> sur une période de 2 ans ;
- Les coûts annuels de maintenance correspondant à 15 % des coûts de développement (467 400 €<sub>2022</sub> jusqu'en 2031, 435 000 €<sub>2022</sub> ensuite).

Ces coûts sont indépendants du nombre de projets mis en place et correspondent à la mise en place et la maintenance des outils IT. Il s'agit donc du même montant pour chacun des 3 scénarios.



Figure 2. Evolution des coûts opérationnels IT entre 2019 et 2042. Données communiquées par Sibelga.



Comme indiqué précédemment, le montant des coûts estimés par Sibelga est préliminaire et la solution IT structurelle définitive n'est pas encore définie. Nous avons donc réalisé une étude de sensibilité avec une variation de +/- 20 % des coûts opérationnels IT sur la période 2023-2042. Les résultats sont présentés en section 4.2.3.

#### 4.2.1.2.2. Coûts opérationnels Business

Les coûts opérationnels Business de Sibelga relatifs aux projets de partage d'énergie comprennent :

- Les coûts liés à la charge de travail (précommunauté, création d'une nouvelle communauté, gestion d'une communauté existante, etc.) ;
- Les coûts liés à la défaillance d'un projet de partage d'énergie calculés par Sibelga avec un taux de défaillance de 5 % des projets de partage d'énergie, des frais réseau par participant de 50 €<sub>2022</sub> / an en moyenne et 4 mois d'impayés non recouvrables par le GRD<sup>14</sup>.

L'automatisation progressive de la gestion des projets entre 2023 et 2025 engendre des coûts opérationnels Business très importants sur cette période compte-tenu des tâches manuelles à réaliser. En effet, ces coûts atteignent leur maximum en 2025 et s'élèvent à 696 020 €<sub>2022</sub> pour le scénario 1, 3 480 099 €<sub>2022</sub> pour le scénario 2, et 13 920 395 €<sub>2022</sub> pour le scénario 3.

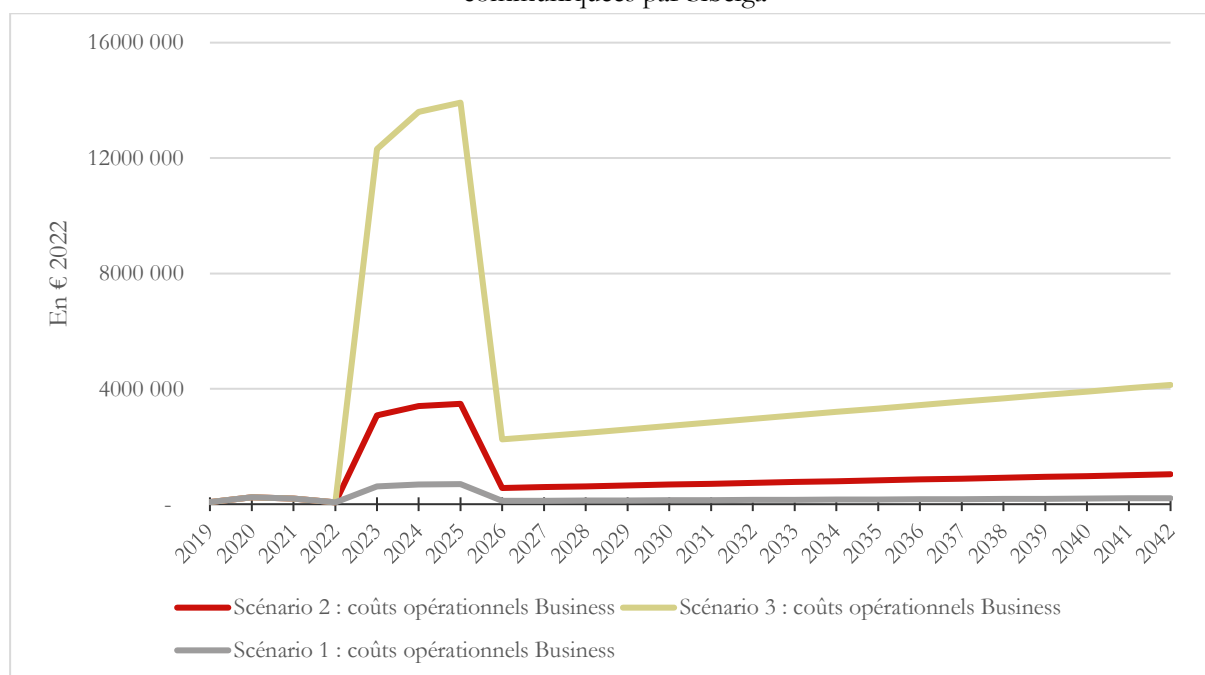
Bien que l'automatisation de la gestion des projets de partage d'énergie soit maximale à partir de 2026, certaines tâches manuelles résiduelles vont persister. Les coûts opérationnels Business du GRD dépendent directement du nombre de projets de partage d'énergie mis en place et du nombre de participants concernés :

<sup>14</sup> Cette hypothèse est conservatrice mais a un impact négligeable sur les coûts opérationnels Business totaux



- Les coûts opérationnels IT augmentent de 112 544 €<sub>2022</sub> en 2026 à 206 686 €<sub>2022</sub> pour le scénario 1 ;
- Les coûts opérationnels IT augmentent de 562 722 €<sub>2022</sub> en 2026 à 1 033 429 €<sub>2022</sub> pour le scénario 2 ;
- Les coûts opérationnels IT augmentent de 2 250 887 €<sub>2022</sub> en 2026 à 4 133 714 €<sub>2022</sub> pour le scénario 3.

Figure 3. Evolution des coûts opérationnels Business entre 2019 et 2042 pour les 3 scénarios. Données communiquées par Sibelga



## 4.2.2. Avantages pour le GRD

### 4.2.2.1. Identification des avantages pour le GRD

Les premiers retours recueillis par le facilitateur « Partage et Communautés d'énergie » auprès des participants aux projets de partage d'énergie indiquent que **le comportement de consommation des participants semble avoir évolué** (éléments non basés sur une analyse des courbes de charge avant et après partage d'énergie) : ils ont augmenté leur consommation en cours de journée et diminué leur consommation en soirée pour profiter d'un prix de l'énergie avantageux. Si l'énergie électrique est partagée à un prix moins élevé que le prix de l'énergie électrique acquise à travers un fournisseur, tarif d'utilisation inclus, on peut effectivement s'attendre à une modification du comportement de consommation des participants au partage d'énergie, qui pourraient augmenter leur consommation en cours de journée (e.g. production PV partagée maximale vers midi) et la baisser en soirée au moment de la pointe de charge du réseau.



Afin d'objectiver cette évaluation qualitative, nous avons analysé l'évolution des comportements de consommation des communautés d'énergie Greenbizz energy et Marius Renard, pour lesquels des données de comptage pré et post projet sont disponibles. Afin d'observer une éventuelle modification du comportement de consommation des participants au partage d'énergie, qui diminuerait leur contribution au moment de la pointe de charge du réseau) nous avons calculé leur pointe mensuelle et annuelle entre 19 h et 20 h, avant et après la mise en place du projet de partage d'énergie. L'objectif est de vérifier si la mise en place du projet a entraîné une baisse de la contribution des participants à la pointe du réseau de distribution et d'observer s'il existe une phase d'apprentissage avant l'adaptation des comportements de consommation. Les résultats sont les suivants :

- **La contribution à la pointe du réseau des membres de Greenbizz a diminué de 12 % entre les 12 premiers mois du projet et les 12 derniers mois pour lesquels les données sont disponibles.** Une évolution du comportement est notable entre les 12 premiers mois du partage d'énergie et les 12 derniers mois (pour lesquels les données sont disponibles), il semble donc y avoir une phase d'apprentissage avec une évolution progressive des comportements contribuant à une baisse de la pointe du réseau ;
- **L'analyse des données disponibles pour la communauté Marius Renard ne révèle aucune évolution notable du comportement de consommation des participants au projet.** La cogénération fonctionne en effet plus de 6000 heures par an, ce qui limite l'incitation à modifier son comportement. De plus, ce résultat est cohérent avec la très légère incitation tarifaire à consommer la nuit après 22h, et donc éventuellement à reporter une part de la consommation lors de la pointe du réseau.

**Ces observations tendent à confirmer que les configurations « locales » de type A (partage au sein d'un même bâtiment) et de type B (partage sur le réseau en aval d'une même cabine MT/BT) présentent un avantage pour le GRD, si, du fait de leur consommation d'énergie partagée, les participants à un projet de partage modifient leur pointe de puissance appelée et plus particulièrement permettent de diminuer la pointe annuelle de puissance appelée du réseau en aval de la cabine MT/BT par rapport à une situation alternative sans partage d'énergie.** En effet la pointe du réseau en aval de la cabine MT/BT peut augmenter du fait d'usages comme la recharge de VE et l'électrification du chauffage, mais elle augmenterait moins avec partage que sans partage.

Pour les configurations de type C (les participants sont alimentés par le même poste Elia mais pas par la même cabine MT/BT), il peut y avoir un avantage pour le réseau MT de Sibelga car le partage d'énergie dans cette configuration pourrait diminuer les flux d'électricité au niveau des câbles de départ du poste HT / MT. Cela signifie qu'il pourrait y avoir une baisse de la pointe en amont d'une cabine MT/BT mais en aval d'un poste Elia. En revanche, Les configurations de type D (les participants sont alimentés par différents postes Elia) n'apportent aucun avantage au gestionnaire du réseau de distribution.



Par ailleurs, l'étude AMORCE<sup>15</sup> mentionnée par Sibelga indique que la mise en place d'un projet de partage d'énergie et d'un actif de flexibilité peut apporter un **avantage au niveau de la gestion des fluctuations de tension au niveau du réseau**. En effet, le dispositif de stockage permet de stocker l'électricité produite dans le cadre du projet de partage et de maximiser le déplacement des charges, ce qui a pour conséquence de réduire les fluctuations de tension résultantes. Dans ce cas, la présence des actifs de flexibilité permet d'améliorer la gestion de la tension au niveau du réseau, mais cet effet est dû au stockage pas au partage d'énergie en lui-même. Toutefois, les premiers retours des communautés rencontrées (ex : Greenbizz.energy) estiment que le partage d'énergie incite à investir dans des dispositifs de stockage. Compte-tenu du développement très limité des dispositifs de stockage et du faible nombre de communautés rencontrées, il n'est pas aujourd'hui possible d'estimer le nombre d'installations de dispositifs de stockage engendré par un projet de partage d'énergie. Cependant, nous recommandons de suivre ce point avec attention lors de l'actualisation de l'étude coûts-avantages afin de quantifier cet avantage si ce dernier est confirmé. Aussi, bien que la production des volumes partagées soit locale, les projets de partage d'énergie n'entraînent pas une réduction effective du niveau de pertes.

**Les communautés d'énergie et le partage d'énergie permettent une meilleure intégration des énergies renouvelables au sein du système électrique car ils favorisent la synchronisation entre la production renouvelable et la consommation à une échelle locale et la maximisation du taux d'autoconsommation dans les configurations de type A (au sein d'un même bâtiment).**

### **Conclusion :**

Le seul avantage quantifiable (avec des limitations et incertitudes) de la mise en place de projets de partage d'énergie pour le GRD, tel que nous l'avons identifié, est une réduction de la pointe annuelle de puissance appelée par le réseau en aval des cabines MT/BT, toutes choses égales par ailleurs, pouvant induire un retardement (le cas échéant un évitement) des dépenses de renforcement du réseau (en particulier investissements de remplacement de transformateurs MT/BT, de câbles BT et de câbles MT). En pratique, cet effet se traduira par une minoration de la hausse de la pointe du réseau induite par les nouveaux usages de l'électricité (charge des véhicules électriques et électrification du chauffage), avec un effet positif ressenti au niveau des investissements dans le réseau de Sibelga à moyen terme lorsque le développement des nouveaux usages commencera à poser des problèmes de congestion.

#### **4.2.2.2. Estimation des bénéfices liés à la réduction de la pointe annuelle de puissance appelée par le réseau en aval de chaque poste MT / BT**

Afin de quantifier les bénéfices liés aux projets de partage d'énergie pour le gestionnaire du réseau de transport, nous avons estimé la réduction de la pointe annuelle de puissance appelée par le

---

<sup>15</sup> Analyse macro et micro-économique pour l'optimisation et la répliquabilité des communautés d'énergie, work package 2



réseau en aval de chaque poste MT / BT induite par ces projets en définissant une plage de réduction de la contribution à la pointe par participant à un projet de partage d'énergie.

Compte-tenu du retour d'expérience actuellement limité, la quantification de la réduction de la contribution à la pointe par participant est incertaine et a donc été réalisée sous couvert d'hypothèses. En effet, l'analyse des données de consommation des membres de la communauté Greenbizz.energy nous indique tout d'abord une contribution moyenne de réduction de la contribution à la pointe du réseau de 12 %. De plus, il est important de quantifier cette réduction au regard des différents usages pouvant être effectivement décalés de la pointe vers la journée (où la production solaire est maximale) par les URD ; soit principalement l'utilisation d'un lave-linge (puissance électrique d'environ 2500 W), d'un lave-vaisselle (puissance électrique d'environ 1500 W) ou de l'eau chaude sanitaire. A ces usages peuvent s'ajouter les nouveaux usages de l'électricité comme la recharge des VE et potentiellement l'électrification du chauffage. A partir de ces éléments et en supposant que les participants à des projets de partage d'énergie sont principalement (mais pas uniquement) des clients résidentiels, nous retenons comme hypothèse de chiffrage que la réduction de la contribution à la pointe d'un participant peut atteindre en moyenne environ 1 kW. Etant donné l'incertitude sur ce chiffre, nous avons estimé les bénéfices induits par les projets de partage d'énergie pour le GRD selon deux hypothèses :

- Une hypothèse haute, en fixant une réduction de la contribution à la pointe du réseau à 1 kW par participant à un projet de partage d'énergie ;
- Une hypothèse basse, en fixant une réduction de la contribution à la pointe du réseau à 0,5 kW par participant à un projet de partage d'énergie

Méthodologiquement, une fois l'hypothèse de contribution à la réduction de la pointe posée, les bénéfices associés correspondent normalement aux coûts d'investissements évités par le GRD chaque année grâce à cette contribution. Ces coûts d'investissement évités sont très complexes et incertains à évaluer par le GRD (dépendance de l'évolution globale de la pointe de Sibelga, qui dépend elle-même de multiples facteurs de développement des nouveaux usages, de la marge de sécurité sur le réseau de Sibelga à différents niveaux). Sibelga nous a indiqué ne pas être en mesure de chiffrer ces investissements évités et il a été convenu, en première approximation, de chiffrer les bénéfices de la réduction de la pointe induite par le partage d'énergie d'une année donnée en multipliant les coûts d'utilisation du réseau de l'année N par le ratio entre la réduction de pointe totale estimée induite par le partage d'énergie et la pointe synchrone totale du réseau. Il s'agit donc d'une approche simplificatrice qui suppose qu'il y a synchronisation entre contribution à la réduction de la pointe et investissements évités, et qui valorise le bénéfice sur la base des coûts d'investissements passés plutôt que sur les coûts d'investissements évités futurs. La prise en compte de l'ensemble des coûts d'utilisation du réseau pour l'évaluation de ce bénéfice constitue également une approche favorable au partage d'énergie (surpondération).

Ces éléments méthodologiques étant fixés, dans le cadre de la modélisation effectuée, la réduction de la pointe induite par le partage d'énergie est valorisée année par année en tant qu'avantage en l'appliquant aux coûts annuels estimés du réseau BT en 2021 où la pointe synchrone du réseau est de 746,3 MW et les coûts d'utilisation du réseau de distribution sont de 131 527 079 €<sub>2021</sub>, soit





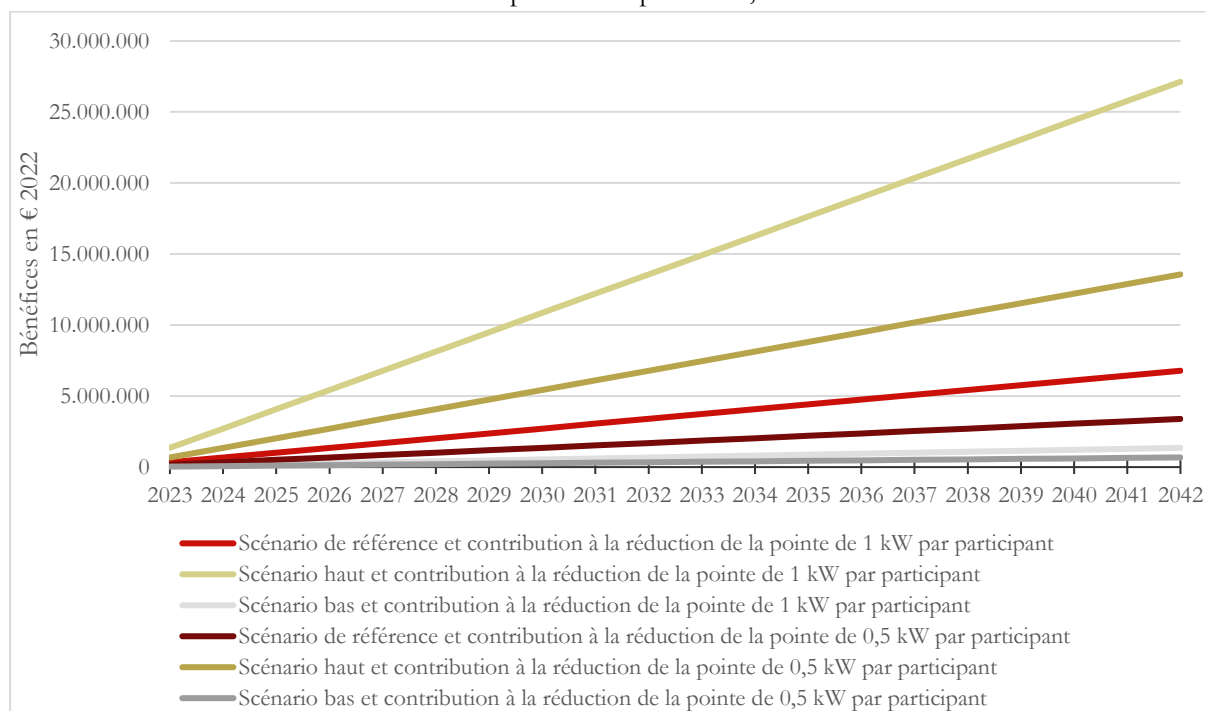
144 127 373 €<sub>2022</sub>. Le rapport des coûts du réseau sur la pointe synchrone nous permet d'obtenir une valorisation de 193,1 €<sub>2022</sub> / kW de capacité.

Les bénéfices pour le GRD estimés dans ce cadre sont les suivants :

- Pour le scénario 1 :
  - Avec une réduction de la contribution à la pointe de 1 kW par participant (soit 7 MW en 2042 pour l'ensemble des participants), les bénéfices cumulés du GRD sont de 14 241 538 €<sub>2022</sub> sur la période 2023-2042, soit une moyenne annuelle de 712 077 €<sub>2022</sub>.
  - Avec une réduction de la contribution à la pointe de 0,5 kW par participant (soit 3,5 MW en 2042 pour l'ensemble des participants), les bénéfices cumulés du GRD sont de 7 120 769 €<sub>2022</sub> sur la période 2023-2042, soit une moyenne annuelle de 356 038 €<sub>2022</sub>.
- Pour le scénario 2 :
  - Avec une réduction de la contribution à la pointe de 1 kW par participant (soit 35,1 MW en 2042 pour l'ensemble des participants), les bénéfices cumulés du GRD sont de 71 207 690 €<sub>2022</sub> sur la période 2023-2042, soit une moyenne annuelle de 3 560 385 €<sub>2022</sub>.
  - Avec une réduction de la contribution à la pointe de 0,5 kW par participant (soit 17,6 MW en 2042 pour l'ensemble des participants), les bénéfices cumulés du GRD sont de 35 603 845 €<sub>2022</sub> sur la période 2023-2042, soit une moyenne annuelle de 1 780 192 €<sub>2022</sub>.
- Pour le scénario 3 :
  - Avec une réduction de la contribution à la pointe de 1 kW par participant (soit 140,5 MW en 2042 pour l'ensemble des participants), les bénéfices cumulés du GRD sont de 284 830 760 €<sub>2022</sub> sur la période 2023-2042, soit une moyenne annuelle de 14 241 538 €<sub>2022</sub>.
  - Avec une réduction de la contribution à la pointe de 0,5 kW par participant (soit 70,2 MW en 2042 pour l'ensemble des participants), les bénéfices cumulés du GRD sont de 142 415 380 €<sub>2022</sub> sur la période 2023-2042, soit une moyenne annuelle de 7 120 769 €<sub>2022</sub>.



Figure 4. Bénéfices liés à la réduction de la pointe annuelle de puissance appelée par le réseau en aval de chaque poste MT / BT induite par les projets de partage d'énergie, avec une hypothèse de contribution à la réduction de la pointe comprise de 0,5 kW ou 1 kW



#### 4.2.3. Synthèse coûts-avantages pour le GRD

A partir des coûts et bénéfices quantifiés dans les sections précédentes, nous avons établi les profils de cash-flow théoriques du GRD correspondant à chacun des trois scénarios. Les résultats sont présentés en retenant un taux d'actualisation des coûts et bénéfices de 3,00 % pour le GRD (ce taux est un paramètre du modèle de calcul). Nous mentionnons bien l'aspect « théorique » de ces cash flows étant donnée la méthodologie appliquée pour l'évaluation des bénéfices telle décrite au paragraphe précédent. Il convient donc d'être prudent sur l'utilisation de ces chiffres, qui ne sont pas à prendre au pied de la lettre mais plutôt comme des ordres de grandeurs ou tendances selon les différents scénarios, et hypothèses de contribution à la réduction de la pointe du réseau.

##### Scénario 1 :

Les projets de partage d'énergie nécessitent des coûts opérationnels importants lors de la mise en place de l'automatisation entre 2023 et 2025, les coûts sont ensuite stables et augmentent tous les 8 ans pendant 2 ans (renouvellement des coûts de développement). Dans ce scénario, le solde cumulé du GRD sur la période 2023-2042 est négatif quel que soit l'hypothèse de réduction de la contribution à la baisse de la pointe :

- Avec une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 0,5 kW par participant, le cash-flow annuel du GRD est négatif sur toute la période, excepté en 2042. Sur la période 2023-2042, le solde cumulé du GRD (VAN) atteint -10,39 M€<sub>2022</sub> ;



- Avec une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 1 kW par participant, le cash-flow annuel du GRD est négatif jusqu'en 2034, puis en 2040 et 2041 (renouvellement des coûts de développement). Sur la période 2023-2042, le solde cumulé du GRD (VAN) est de -5,58M€<sub>2022</sub>.

Figure 5. Profil de cash-flow actualisé du GRD (en €<sub>2022</sub>) - scénario 1 et hypothèse d'une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 0,5 kW / participant, taux d'actualisation de 3 %

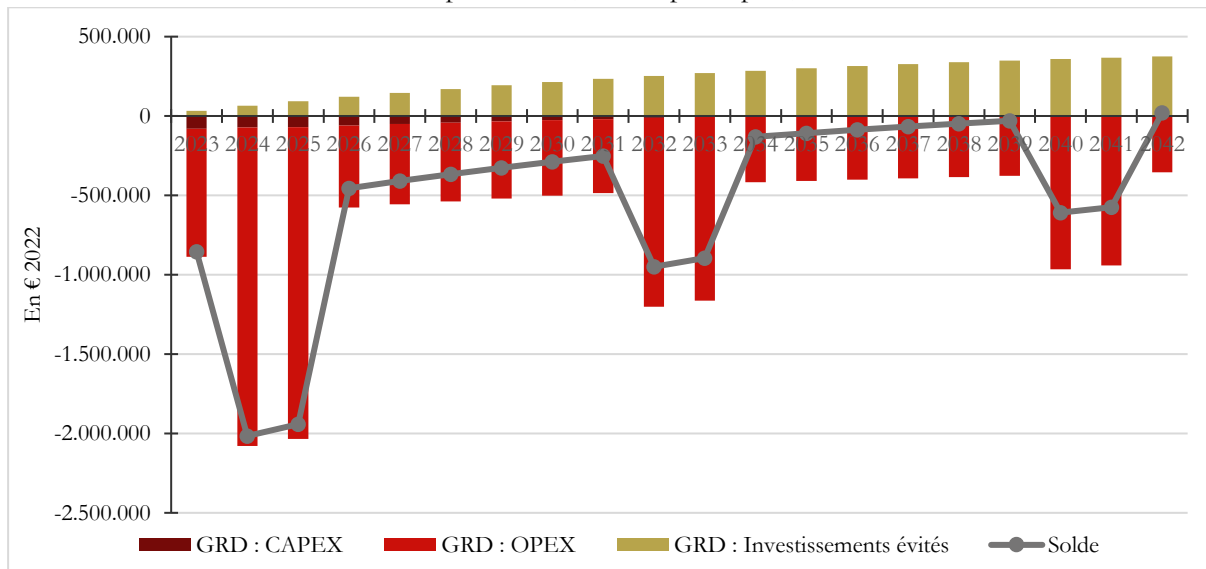
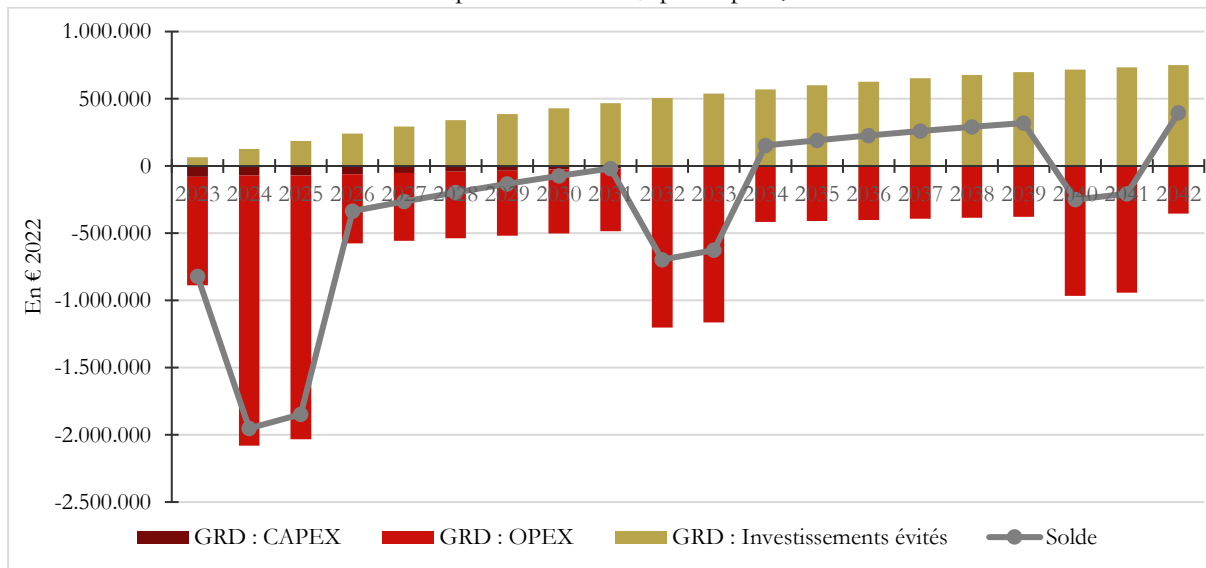


Figure 6. Profil de cash-flow actualisé du GRD (en €<sub>2022</sub>) - scénario 1 et hypothèse d'une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 1 kW / participant, taux d'actualisation de 3 %





## Scénario 2 :

Les projets de partage d'énergie nécessitent des coûts opérationnels très importants lors de la mise en place de l'automatisation entre 2023 et 2025, les coûts sont ensuite stables et augmentent tous les 8 ans pendant 2 ans (renouvellement des coûts de développement) :

- Avec une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 0,5 kW par participant, le cash-flow annuel théorique du GRD est négatif jusqu'en 2034 (à l'exception des années 2030 et 2031) puis devient positif avec l'augmentation des bénéfices directement corrélés au nombre de projets en place. Sur la période 2023-2042, le solde cumulé du GRD (VAN) est négatif et est de -8,05 M€<sub>2022</sub>.
- Avec une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 1 kW par participant, le cash-flow annuel du GRD est positif dès 2027. Sur la période 2023-2042, le solde cumulé du GRD (VAN) est positif et s'élève à 15,97 M€<sub>2022</sub>.

Figure 7. Profil de cash- flow du GRD actualisé (en €<sub>2022</sub>) - scénario 2 et hypothèse d'une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 0,5 kW / participant, taux d'actualisation de 3 %

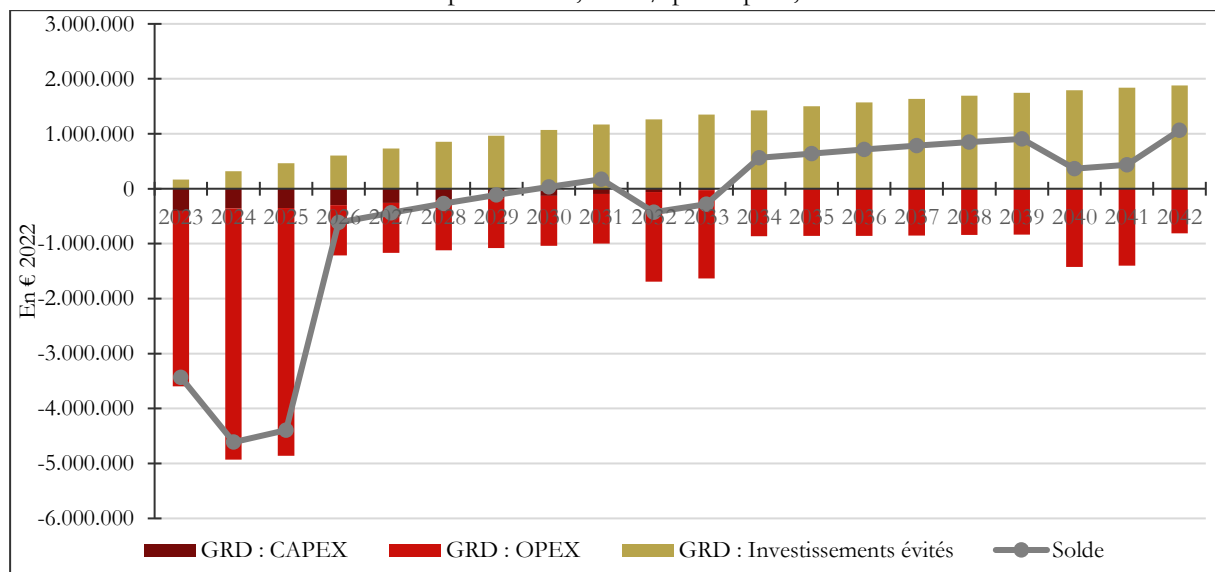
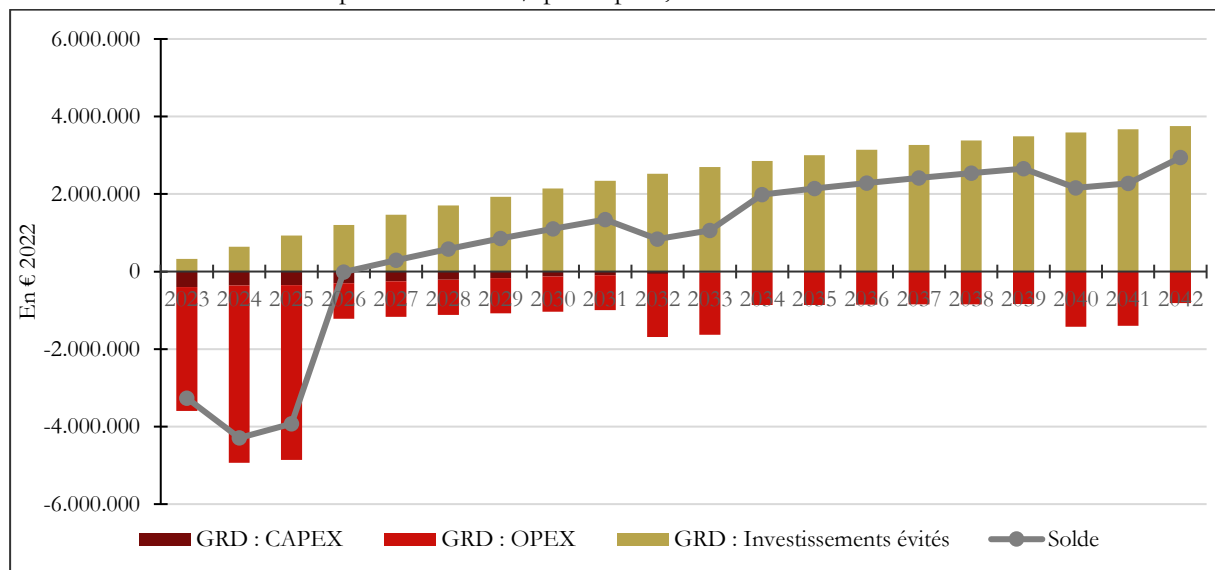




Figure 8. Profil de cash-flow actualisé du GRD (en €<sub>2022</sub>) - scénario 2 et hypothèse d'une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 1 kW / participant, taux d'actualisation de 3 %



### Scénario 3 :

Les projets de partage d'énergie nécessitent des coûts opérationnels très importants lors de la mise en place de l'automatisation entre 2023 et 2025 compte-tenu des opérations manuelles nécessaires, et dépendantes du nombre de projets en place lors de cette période. Les coûts sont ensuite stables et augmentent tous les 8 ans pendant 2 ans (renouvellement des coûts de développement). Le solde cumulé du GRD (VAN) sur la période 2023-2042 est positif selon les deux hypothèses de réduction de la contribution à la baisse de la pointe :

- Avec une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 0,5 kW par participant, le cash-flow annuel du GRD est positif dès 2028. Cependant, les coûts opérationnels supportés par le GRD entre 2023 et 2025 sont très élevés et impacte directement le solde cumulé sur 2023-2042 qui est faible mais positif : il s'élève à 0,69 M€<sub>2022</sub>.
- Avec une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 1 kW par participant, le cash-flow annuel du GRD est positif dès que l'automatisation est maximale (en 2026). Sur la période 2023-2042, le solde cumulé du GRD est positif et atteint à 96,77 M€<sub>2022</sub>.



Figure 9. Profil de cash-flow actualisé du GRD (en €<sub>2022</sub>) - scénario 3 et hypothèse d'une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 0,5 kW / participant, taux d'actualisation de 3 %

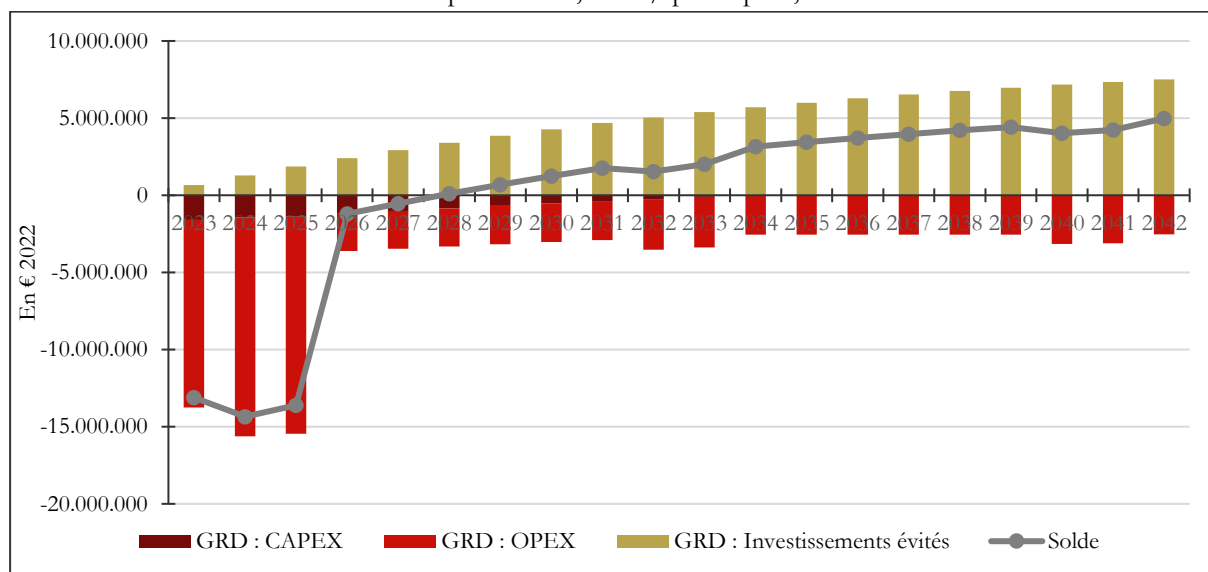
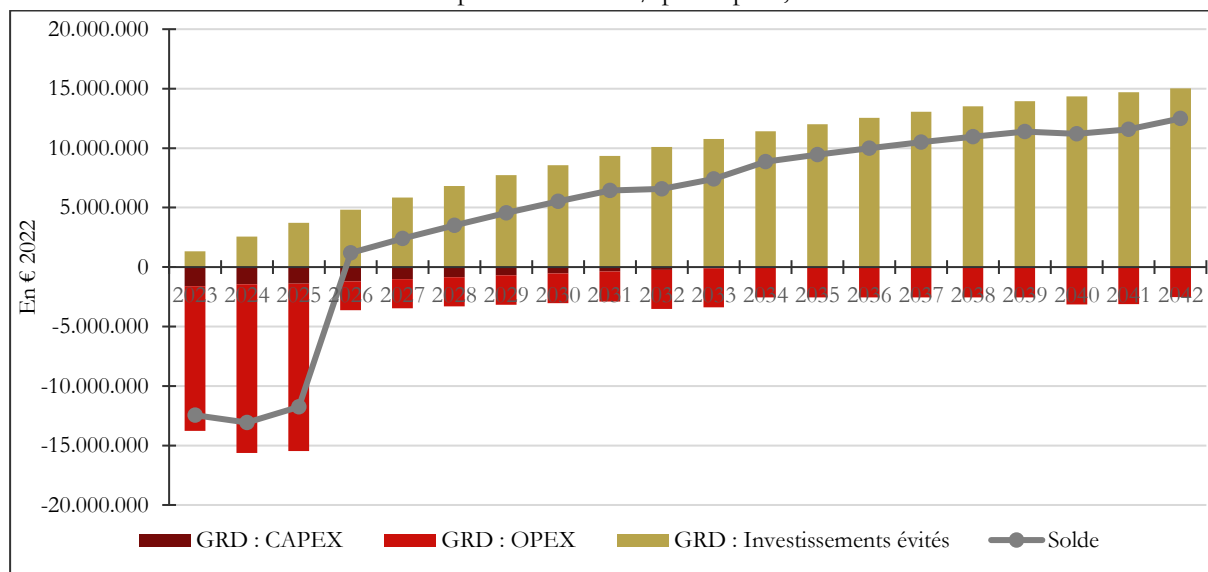


Figure 10. Profil de cash-flow actualisé du GRD (en €<sub>2022</sub>) - scénario 3 et hypothèse d'une réduction de la contribution à la baisse de la pointe de 1 kW / participant, taux d'actualisation de 3 %



### Conclusion :

Les résultats obtenus pour chaque scénario démontrent l'impact, sous couvert des hypothèses, retenues des projets de partage d'énergie pour le GRD :

- Si le développement des projets de partage d'énergie est faible (scénario 3), le solde cumulé des cash-flow théoriques du GRD est négatif quelle que soit l'hypothèse de réduction de la pointe retenue ;
- En revanche si les projets se développent selon le scénario 2, le solde cumulé des cash-flow théoriques du GRD est négatif avec une réduction de la pointe contenue à 0,5 kW /



participant mais devient positif si cette réduction est plus importante. Il s'agit donc d'un point de bascule où les projets de partage d'énergie apportent un bénéfice au GRD si l'évolution du comportement des participants est effective et significative ;

- Dans le cas d'un développement plus soutenu des projets de partage d'énergie (scénario 3), le solde cumulé des cash-flow théoriques du GRD est faible mais positif avec une hypothèse de réduction de la pointe de 0,5 kW par participant. Il s'agit donc d'un seuil, correspondant à une masse critique, à partir duquel le GRD tire des bénéfices des projets de partage d'énergie, qui seront d'autant plus élevés que :
  - La réduction de la pointe par participant est élevée ;
  - Le nombre de projets de partage d'énergie est haut, c'est-à-dire lorsque que le taux de pénétration des projets de partage d'énergie en 2042 est supérieur à 20 %.

Tableau 7. Solde cumulé des cash-flow théoriques (VAN) sur la période 2023-2042

En € <sub>2022</sub>	Solde cumulé (VAN) selon hypothèse de réduction de la pointe :	
	0,5 kW par participant	1 kW par participant
<b>Scénario 1</b>	- 10 385 838	- 5 581 824
<b>Scénario 2</b>	- 8 053 730	15 966 342
<b>Scénario 3</b>	691 678	96 771 966

### Analyse de sensibilité relative à l'évolution des coûts opérationnels IT :

Comme indiqué en section 4.2.1.2.1, nous avons réalisé une étude de sensibilité relative à l'évolution des coûts opérationnels IT étant donné que l'estimation réalisée par le GRD est encore préliminaire. Nous avons donc considéré une évolution de -20 % et de +20 % des coûts pour observer l'impact que cela représente pour le GRD.

Les résultats obtenus confirment les conclusions précédentes :

- Une réduction de 20 % des coûts opérationnels IT entraîne une augmentation du solde cumulé des cash-flow théoriques du GRD de 2 193 773 €<sub>2022</sub>, et une augmentation de 20 % de ces coûts correspond à une réduction du solde cumulé de la même somme (2 193 773 €<sub>2022</sub>) ;
- Les résultats obtenus avec une variation des coûts sont donc alignés avec les observations réalisées précédemment, excepté pour le scénario 3 :
  - Avec une hypothèse de réduction de la pointe de 0,5 kW et une augmentation de 20 % des coûts opérationnels IT, le solde cumulé des cash-flows du GRD devient négatif pour le scénario 3 ;
  - Ce résultat confirme qu'il s'agit d'un point de bascule important pour le GRD dans la mesure où, en cas de dépassement des coûts opérationnels IT, la masse critique de projets de partage d'énergie devra être un peu plus important pour que le GRD tire des bénéfices avec une réduction de la pointe limitée (à 0,5 kW / participant).



Tableau 8. Solde cumulé des cash-flow théoriques (VAN) sur la période 2023-2042 avec une variation des coûts opérationnels IT de + - 20 %

En € <sub>2022</sub>	Solde cumulé (VAN) selon hypothèse de réduction de la pointe :	
	0,5 kW par participant	0,5 kW par participant
<b>Scénario 1</b> <i>Variation de -20 % des coûts opérationnels IT</i>	- 8 192 065	- 3 388 051
<b>Scénario 1</b> <i>Variation de +20 % des coûts opérationnels IT</i>	- 12 579 611	- 7 775 597
<b>Scénario 2</b> <i>Variation de -20 % des coûts opérationnels IT</i>	- 5 859 957	18 160 115
<b>Scénario 2</b> <i>Variation de +20 % des coûts opérationnels IT</i>	- 10 247 503	13 772 569
<b>Scénario 3</b> <i>Variation de -20 % des coûts opérationnels IT</i>	2 885 451	98 965 739
<b>Scénario 3</b> <i>Variation de +20 % des coûts opérationnels IT</i>	- 1 502 095	94 578 193

Figure 11. Profil de cash-flow actualisé du GRD (en €<sub>2022</sub>) - Variation des coûts opérationnels IT de -20 %

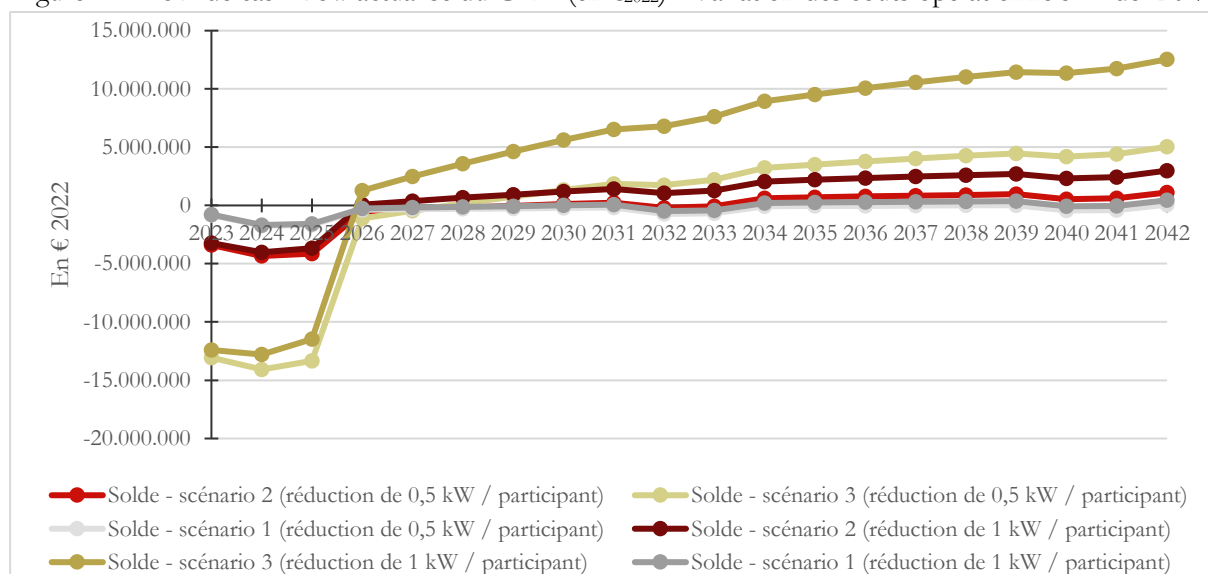
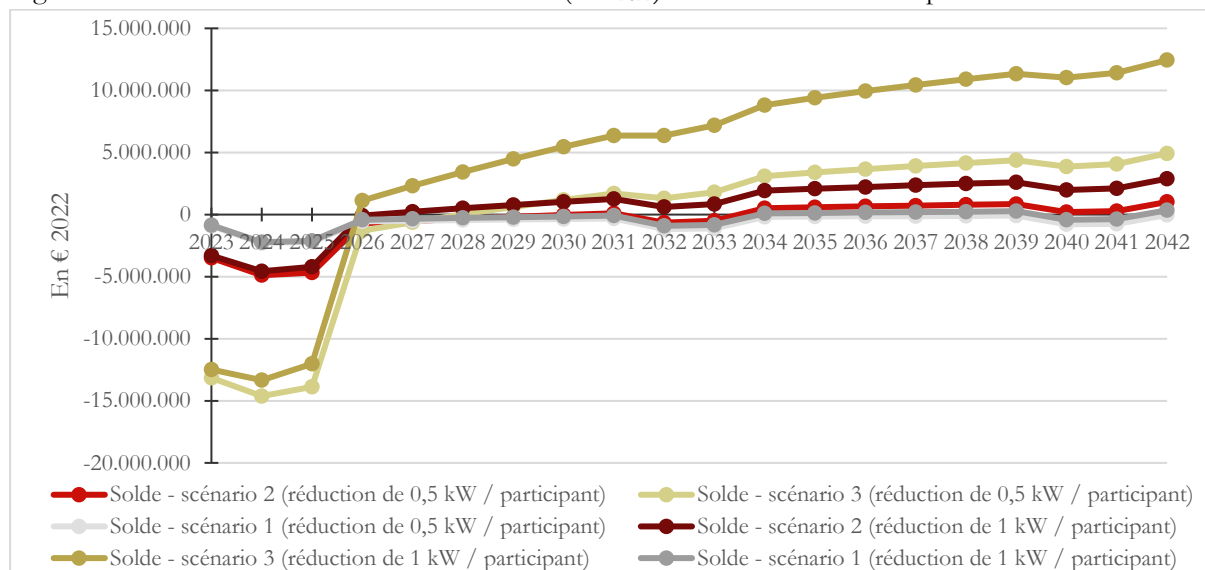






Figure 12. Profil de cash-flow actualisé du GRD (en €<sub>2022</sub>) - Variation des coûts opérationnels IT de +20 %



### 4.3. Coûts et avantages pour les consommateurs, producteurs et fournisseurs

#### Prix de l'énergie partagée :

Pour les participants à un projet de partage d'énergie, l'intérêt du partage d'énergie dépend de la compétitivité du prix global de l'énergie partagée (prix énergie, marge du producteur, frais d'utilisation de réseau) par rapport au prix proposé par un fournisseur (prix énergie y inclus le prix du marché, les coûts de commercialisation et la marge du fournisseur, frais d'utilisation de réseau). Le prix de l'énergie partagée correspond au LCOE<sup>16</sup> de l'unité de production (~80 € / MWh pour du solaire sur toiture en Belgique) auquel s'ajoute la marge appliquée par le producteur. Nous pouvons donc rencontrer 3 cas de figure :

$$1. \quad LCOE_{Installation \text{ du partage d'énergie}} + M_P + UR_p > \text{Prix énergie}_{fournisseur} + UR_s$$

Dans ce cas, le prix de l'électricité partagée entraîne un surcoût pour le consommateur.

$$2. \quad LCOE_{Installation \text{ du partage d'énergie}} + M_P + UR_p < \text{Prix énergie}_{fournisseur} + UR_s$$

Dans ce cas, le prix de l'électricité partagée est plus avantageux que le prix fournisseur et constitue un avantage pour le consommateur.

$$3. \quad LCOE_{Installation \text{ du partage d'énergie}} + M_P + UR_p = \text{Prix énergie}_{fournisseur} + UR_s$$

Avec  $M_p$ , la marge appliquée par le producteur pour les volumes d'électricité partagés,  $UR_p$ , les frais d'utilisation du réseau pour l'énergie partagée, et  $UR_s$ , les frais d'utilisation du réseau pour l'énergie achetée au fournisseur commercial.

<sup>16</sup> « Levelized cost of energy » : coût actualisé de l'énergie, modélisant le coût complet de production



Si le prix de l'électricité partagée est identique à celui pratiqué par le fournisseur, il n'y a pas de coût ou avantage économique pour le consommateur. Il peut cependant consommer une énergie locale et renouvelable sans surcoût. De plus, la marge appliquée par le producteur de l'énergie partagée est un moyen d'améliorer la rentabilité de l'installation de production.

### **Autres coûts / avantages pour les consommateurs :**

Les consommateurs sont aussi impactés par les coûts nets de bénéfices pour le GRD induits par les projets de partage d'énergie, ce qui dépend du scénario. En effet :

- Si les projets de partage d'énergie représentent un coût net négatif pour le GRD (coûts < bénéfices), les projets de partage permettent de diminuer les coûts du GRD, toutes choses égales par ailleurs, cette réduction de coût pouvant être répartie entre les URD participants aux projets de partage d'énergie, selon des modalités tarifaires qui ne sont pas traitées dans cette étude coûts-avantages (point traité dans le module 1 de l'étude).
- Si les projets de partage d'énergie représentent un coût net positif pour le GRD (coûts > bénéfices), les projets de partage constituent un coût additionnel net pour le GRD et il conviendra de déterminer comment affecter ce surcoût aux URD (point traité dans le module 1 de l'étude), en tenant compte des autres avantages du partage d'énergie pour le GRD qui n'ont pas pu être chiffrés ainsi que le cas échéant des autres avantages hors GRD, l'objectif étant au minimum de ne pas freiner le développement du partage d'énergie et des communautés.

Les projets de partage d'énergie confèrent aussi un autre avantage aux consommateurs dont le logement dispose d'unités de production d'énergie renouvelable : une meilleure performance énergétique du bâtiment via le certificat PEB. En effet, la présence de sources d'énergie renouvelable est un critère d'évaluation et les participants peuvent donc avoir un meilleur résultat au certificat PEB. En outre, les consommateurs concernés tirent un bénéfice des projets de partage d'énergie qui génèrent des bénéfices : ces derniers ont pour objectif de réinvestir pour la collectivité (dans l'isolation du bâtiment, l'efficacité énergétique, etc.) ce qui crée un cercle vertueux.

### **Le cas des fournisseurs d'électricité**

Les projets de partage d'énergie peuvent impacter les fournisseurs d'électricité :

- D'une part, leur volume de vente diminue puisque les consommateurs consomment des volumes partagés (baisse de part de marché). Ce point est toutefois à mettre en perspective avec l'essor des nouveaux usages de l'électricité qui offre l'opportunité aux fournisseurs d'augmenter leurs volumes de vente ;
- D'autre part, comme la courbe de charge à approvisionner d'un participant à un projet de partage d'énergie dépend directement de sa consommation des volumes partagés, elle dépend donc de la production photovoltaïque. Or la production d'électricité d'origine photovoltaïque est une production fatale et intermittente, ce qui se traduit par un profil d'approvisionnement plus volatile et plus complexe à prévoir. Cette volatilité entraîne un



risque volume additionnel pour le fournisseur, qui se traduit par des coûts de déséquilibre additionnels.

Les fournisseurs d'énergie peuvent donc être doublement impactés : par une perte de recettes sur les clients rejoignant un partage d'énergie et par une augmentation des coûts de déséquilibre sur ces clients. Cet impact est à nuancer en raison des opportunités qui s'offrent aux fournisseurs : les participants à un projet de partage d'énergie sont plus réceptifs à l'innovation et au développement de nouveaux services, les volumes de vente peuvent croître, etc.

## **4.4. Coûts et avantages pour la société**

### **4.4.1. Coûts pour la société**

Nous n'avons pas identifié de coût (économique, environnemental ou social) induit par les projets de partage d'énergie sur la société.

### **4.4.2. Avantages pour la société**

Si le retour d'expérience sur les projets de communauté d'énergie et de partage d'énergie est aujourd'hui trop limité pour évaluer quantitativement les bénéfices d'ordre sociétaux, les échanges que nous avons pu avoir à date avec différents acteurs (gestionnaire du réseau de distribution, facilitateur « Partage et Communautés d'énergie ») et nos analyses ont permis d'identifier des bénéfices économiques, environnementaux et sociaux pour les participants aux projets et, plus largement, la société.

#### **4.4.2.1. Avantages économiques**

Les premiers projets pilotes menés en RBC montrent qu'ils permettent aux participants d'obtenir une meilleure compréhension des systèmes énergétiques et peuvent favoriser l'évolution des comportements des consommateurs. L'évolution des comportements amène notamment les participants à un projet d'énergie à optimiser leur consommation d'énergie d'un point de vue économique en maximisant leur consommation de l'électricité produite dans le cadre du projet de partage d'énergie mais aussi en heures creuses pour les volumes complémentaires (selon les informations qualitatives communiquées par le facilitateur « Partage et Communautés d'énergie » qui cite des membres de partage d'énergie ayant mentionné cet effet dans leur propre cas). Au niveau de la société, cet apprentissage contribue à développer une utilisation rationnelle de l'énergie.

Le développement des projets de partage d'énergie permet de mieux exploiter les technologies de flexibilité ou de production à une échelle locale avec la mise en place de dispositifs de stockage stationnaire partagés, l'optimisation des cycles de charge de la batterie, la maximisation de l'autoconsommation locale et l'optimisation de l'exploitation du potentiel solaire. Enfin, le partage d'énergie peut aussi constituer une niche pour le développement de l'innovation, à travers de nouveaux services comme des logiciels de facturation dédiés ou d'autres outils d'optimisation.



#### 4.4.2.2. Avantages environnementaux

D'un point de vue environnemental, les communautés d'énergie et le partage d'énergie constituent un levier pour accélérer le rythme de développement des unités de production renouvelables, dans un contexte de prix élevés de l'électricité sur les marchés de gros et de détail, en permettant la réalisation d'installation PV qui n'auraient pas été développée sans la possibilité de partage d'énergie. Lors des échanges menés avec les communautés d'énergie, il a d'ailleurs été mentionné que les projets de partage d'énergie étaient un incitant à l'investissement dans des unités de production renouvelables (bien que les projets se soient montés autour d'installations existantes, de nouveaux investissements sont prévues dans le cadre de certains projets de partage d'énergie existants). Les communautés d'énergie et de partage peuvent donc contribuer à l'atteinte des objectifs régionaux en termes d'énergies renouvelable via une plus grande pénétration de la production d'électricité renouvelable, principalement photovoltaïque.

Nous avons estimé les émissions de GES évitées par la mise en place des projets de partage d'énergie selon les hypothèses suivantes :

- L'intensité carbone du mix électrique en Belgique est de 154 g CO<sub>2</sub> / kWh<sup>17</sup> et aucune émission n'est comptabilisée pour la production d'électricité à partir des unités PV installées dans le cadre d'un projet de partage d'énergie ;
- Le facteur de charge d'une unité de production photovoltaïque est de 9 %<sup>18</sup> ;
- La puissance installée moyenne par participant est de 4 kWc pour un participant à un projet de pair à pair (ce qui correspond à la puissance installée moyenne par EAN disposant d'au moins une unité de production PV avec une puissance installée total inférieure ou égale à 5 kVA raccordée en BT), 15 kWc pour un participant à un projet de partage d'énergie dans un même bâtiment ou d'une communauté d'énergie (ce qui correspond à la puissance installée moyenne par EAN disposant d'au moins une unité de production PV avec une puissance installée total supérieure à 5 kVA et inférieure ou égale à 30 kVA raccordée en BT). Ces valeurs sont par ailleurs cohérentes avec la puissance installée moyenne par participant aux projets pilotes (hors Marius Renard qui utilise une cogénération au gaz naturel).

Nous estimons les émissions évitées à :

- 138 kt CO<sub>2</sub> sur la période 2023-2042, soit 6,9 kt CO<sub>2</sub> par an en moyenne, pour le scénario 1 ;
- 690 kt CO<sub>2</sub> sur la période 2023-2042, soit 34,5 kt CO<sub>2</sub> par an en moyenne, pour le scénario 2 ;
- 2 762 kt CO<sub>2</sub> sur la période 2023-2042, soit 138 kt CO<sub>2</sub> par an en moyenne, pour le scénario 3.

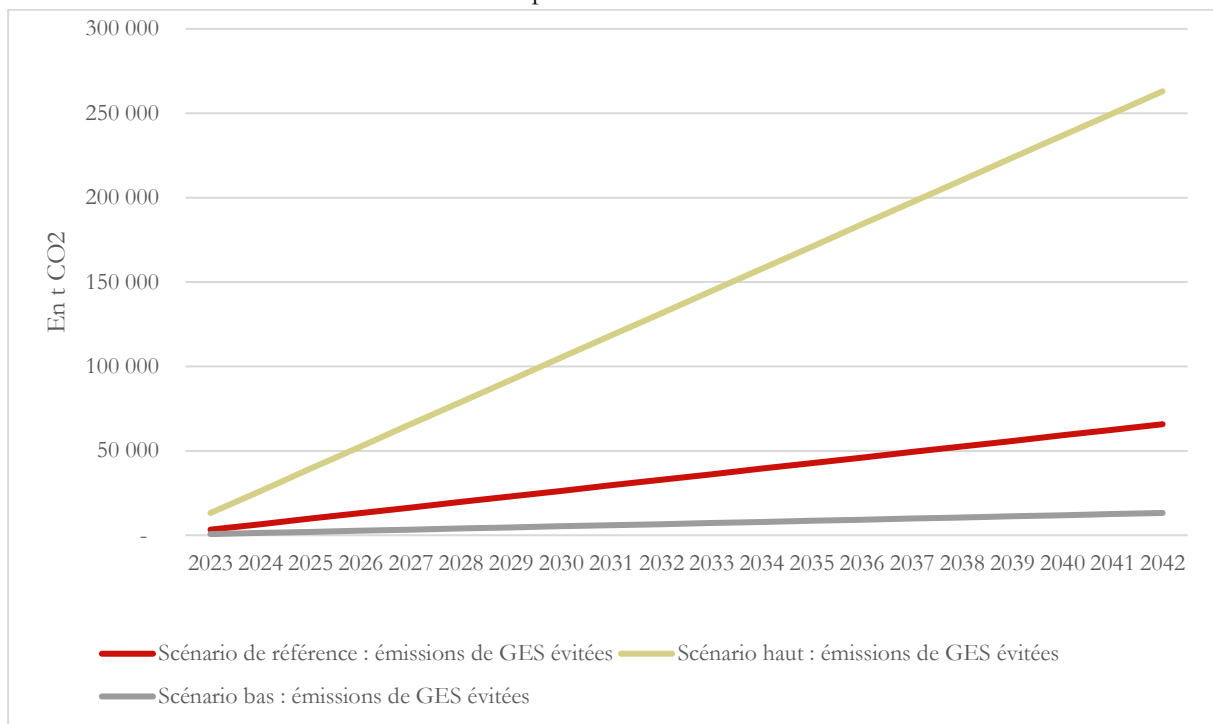
---

<sup>17</sup> Donnée 2021, Agence Européenne pour l'Environnement

<sup>18</sup> Donnée 2021, FEBEG



Figure 13. Emissions de GES évitées par la mise en place des projets de partage d'énergie entre 2023 et 2042 pour les 3 scénarios



#### 4.4.2.3. Avantages socio-environnementaux

Les communautés d'énergie et le partage d'énergie constituent un moyen décarboné de lutte contre la précarité énergétique. En effet, à l'instar du tarif social ces projets permettent d'accéder à un prix avantageux de l'énergie mais dans le cas du partage d'énergie cela permet d'éviter de favoriser le recours aux énergies fossiles.

La RBC se caractérise par l'importance de son parc immobilier locatif, la RBC comptant seulement 40 %<sup>19</sup> d'habitants propriétaires de leur logement. Les projets de partage d'énergie permettent à l'ensemble des locataires de consommer de l'électricité renouvelable et locale, en favorisant l'inclusion des classes sociales plus précaires dans les actions contribuant à la transition énergétique.

Enfin, les projets de partage d'énergie agissent comme de véritables catalyseurs de lien social. La mise en place de tels projets invite en effet les citoyens à se regrouper et collaborer au niveau local ce qui permet de créer, ou renforcer, le lien social à cette échelle. Les projets de partage d'énergie permettent de placer l'énergie au centre de ces liens via des projets concrets qui permettent aux citoyens de développer une nouvelle vision des biens communs et de se regrouper autour de projets innovants.

<sup>19</sup> Residential Market Overview Spring 2021, JLL



## 4.5. Synthèse coûts-avantages et conclusion

Tableau 9. Synthèse des coûts et avantages des projets de partage d'énergie pour les différents acteurs

	Gestionnaire du réseau de distribution	Consommateurs		Société
		Participants à un projet de partage d'énergie	Non-participants à un projet de partage d'énergie	
Coût(s)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts d'investissement liés aux compteurs intelligents</li> <li>Coûts opérationnels IT</li> <li>Coûts opérationnels Business</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prix de l'énergie partagée supérieur à une offre fournisseur (si le prix de marché est inférieur au prix de l'électricité partagée)</li> <li>Possibilité de supporter tout ou partie des coûts additionnels du GRD engendrés par le partage d'énergie (si applicable)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Possibilité de supporter une partie des coûts additionnels du GRD engendrés par le partage d'énergie (si applicable)</li> </ul>	
Avantage(s)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Réduction de la pointe annuelle de puissance appelée par le réseau en aval des cabines MT/BT se traduisant notamment par une réduction de l'augmentation de la pointe induite par les nouveaux usages</li> <li>Meilleure intégration des énergies renouvelables au sein du système électrique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prix de l'énergie avantageux (si le prix de marché est supérieur au prix l'électricité partagée)</li> <li>Possibilité de consommer de l'énergie locale et d'origine renouvelable</li> <li>Possibilité de bénéficier de tout ou partie des bénéfices du GRD engendrés par le partage d'énergie (si applicable)</li> <li>Amélioration du PEB du logement</li> <li>Sensibilisation accrue aux enjeux du réseau et adhésion possible à des projets innovants (smartcharging, flexibilité, etc.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Possibilité de bénéficier d'un des bénéfices du GRD engendrés par le partage d'énergie (si applicable)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Développement d'un usage rationnel de l'énergie</li> <li>Meilleure exploitation des technologies disponibles</li> <li>Contribution aux objectifs énergétiques de la RBC (accélération du développement de la production d'électricité renouvelable)</li> <li>Contribution aux objectifs climatiques nationaux (réduction des émissions de CO<sub>2</sub>)</li> <li>Moyen décarboné de lutte contre la précarité énergétique</li> <li>Promotion de l'inclusion de toutes les classes sociales contribuant aux objectifs énergétiques et climatiques</li> </ul>



En conclusion, cette étude tend à montrer que l'équation coûts-avantages du partage d'énergie est positive pour le GRD, donc pour les URD, à partir du moment où le taux de pénétration du partage d'énergie atteint un niveau suffisant, que nous avons estimé ici autour de 20 %, avec toutes les réserves qui s'imposent sur ce chiffre. Il apparaît donc important de favoriser le développement des communautés d'énergie et du partage d'énergie pour atteindre cette masse critique et la dépasser. Le partage d'énergie apporte également des avantages significatifs aux consommateurs ainsi qu'au niveau sociétal.

Ces résultats vont nourrir les travaux d'élaboration de la future structure tarifaire menés par BRUGEL.

Suite à la consultation publique, au tableau 4.5 peut être ajouter les éléments suivants pour les versions ultérieures :

- Les coûts de facilitation du GRD pour les activités de partages
- Pour les fournisseurs : les pertes de sourcing liées à l'effet volume ainsi que l'augmentation du recours au call center
- Les coûts/risques d'impayés au niveau des gestionnaires de communauté
- Economie réalisée par les différents membres des communautés d'énergie
- ...



Schwartz and Co Paris  
78 avenue Raymond Poincaré  
F-75116 Paris  
Tel : +33 (0)1 75 43 53 40  
Fax : +33 (0)1 75 43 53 49

Schwartz and Co Luxembourg  
3 Place d'Armes  
L-1136 Luxembourg  
Tel : +352 278 60 400  
Fax : +352 278 61 237

Schwartz and Co Lausanne  
Rue de Bourg, 30  
CH-1003 Lausanne  
Tel : +41 (0)21 588 15 24

Schwartz and Co Bruxelles  
Avenue Louise, 523  
B-1050 Bruxelles  
Tel : +32 2 669 07 13  
Fax : +32 2 627 47 37

Schwartz and Co Londres  
167-169 Great Portland Street  
5<sup>th</sup> Floor  
London W1W 5PF  
Tel : +44 (0)207 183 2742

[info@schwartz-and-co.com](mailto:info@schwartz-and-co.com)

[www.schwartz-and-co.com](http://www.schwartz-and-co.com)