

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

PROJET d'AVIS d'initiative (BRUGEL-AVIS-20220531-345)

relatif à :

- l'intégration au réseau des bornes de recharge pour véhicules électriques

et

- l'accès, la participation et le développement des services de flexibilité sur le réseau de distribution basse tension de la Région de Bruxelles-Capitale

Etabli sur base de l'article 30bis de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

31/05/2022

**VERSION pour CONSULTATION PUBLIQUE
du 13 juin au 15 juillet 2022**

Table des matières

0	Liste des abréviations.....	3
1	Synthèse	4
2	Base légale et méthode.....	9
3	Enjeux et objectifs.....	10
4	Principes directeurs.....	12
5	Intégration au réseau des bornes de recharge pour véhicules électriques.....	15
5.1	Raccordement des bornes hors voirie	15
5.1.1	Déclaration de la présence d'une borne de recharge	15
5.1.2	Standardisation des schémas de raccordement des bornes	16
5.1.3	Installations de recharge situées en aval des raccordements	17
5.1.4	Refus de la demande de raccordement	18
5.2	Gestion des services de recharge sur le point d'accès	18
5.2.1	Activation des services liés à la borne (recharge et flexibilité)	18
5.2.2	Gestion des consentements des URD pour l'activation des services de recharge.....	20
5.3	Gestion des congestions	21
5.3.1	Réactions des URD aux signaux tarifaires.....	21
5.3.2	Communication du GRD sur l'état du réseau.....	21
5.3.3	Actions curatives du GRD via la limitation de la capacité de la borne	22
5.4	Mécanisme d'indemnisation par le GRD	23
6	Intégration de la flexibilité dans l'Asset Management.....	23
7	Mise en œuvre des réseaux intelligents.....	25
8	Accès aux marchés	26
8.1	Mesures de simplification des procédures d'accès	26
8.2	Mesures de soutien tarifaires.....	27
8.3	Mesures de protection des consommateurs.....	28
9	Coordination entre acteurs.....	29
9.1	Coordination entre gestionnaires de réseau	29
9.2	Coordination entre gestionnaires de réseau et acteurs.....	30
9.3	Concertations entre régulateurs et acteurs du marché.....	30
10	Annexes : Etudes commanditées par BRUGEL sur le marché de la flexibilité.....	31
10.1	Étude VITO : Analyse du cadre relatif au marché de la flexibilité	31
10.2	Étude Deplasse & Associés : Définition d'un mécanisme d'indemnisation par le GRD.....	31

0 Liste des abréviations

AM	- Asset Management
BRP	- Balancing Responsible Party (responsable d'équilibre)
CE	- Commission Européenne
DA	- Day-Ahead
FORBEG	- Forum des régulateurs belges de l'électricité et de gaz
FRP	- Flexibility requesting party (demandeur de services de flexibilité)
FSP	- Flexibility Service Provider (fournisseur de services de flexibilité)
GRD	- Gestionnaire du réseau de distribution
GRT	- Gestionnaire du réseau de transport
GRTR	- Gestionnaire du réseau de transport régional
ID	- Intraday
kVA	- kilovoltampère
kW	- kilowatt
MIG	- Message Implementation Guide
MW	- mégawatt
RT	- Règlement technique
RTRD	- Règlement Technique pour le Réseau de Distribution
RTRTR	- Règlement Technique pour le Réseau de Transport Régional
URD	- Utilisateur du réseau de distribution

I Synthèse

Un des objectifs stratégiques de BRUGEL est d'« accélérer la transition vers une société bas carbone, notamment par la promotion des énergies renouvelables et la gestion efficace des flux ». En outre, BRUGEL veille, dans le cadre de ses compétences, à rendre la transition énergétique inclusive à tous, et ce quel que soit le profil du consommateur

Conformément à ces objectifs, BRUGEL propose, dans ce projet d'avis, un ensemble de réformes pour d'une part permettre une intégration au réseau judicieuse des nouvelles charges électriques - principalement les bornes pour véhicules électriques - et d'autre part débloquer, voire faciliter, l'accès des Utilisateurs du Réseau de Distribution (ci-dessous « URD ») au marché de la flexibilité par des mesures de soutien tarifaires, après des évaluations juridiques et économiques préalables et par la levée des barrières identifiées. Ce projet d'avis a été d'abord soumis à une consultation restreinte avec plusieurs acteurs avant d'être proposé pour une consultation publique.

Dans sa réflexion, BRUGEL a d'abord identifié les usages qui peuvent être problématiques à moyen terme. Il s'agit, dans un premier temps, de la recharge des véhicules électriques et dans un second temps de l'électrification des appareils de chauffage.

Pour apporter des réponses adéquates aux problématiques identifiées, BRUGEL préconise, dans un premier temps, d'agir particulièrement à ces deux niveaux :

- **Au niveau du développement des réseaux** : BRUGEL estime que la réussite de la transition énergétique doit passer par le développement des réseaux intelligents capables de mettre en œuvre de nouveaux paradigmes dans la gestion des flux, avec une réactivité adaptée aux exigences et à la dynamique du marché d'électricité ;
- **Au niveau du marché** : BRUGEL estime essentiel à la réussite de la transition énergétique de permettre au plus grand nombre d'URD, notamment par la levée des barrières et par la mise en œuvre d'incitants judicieux et efficaces, de contribuer à la stabilité du système électrique et au développement des nouveaux services énergétiques.

Dans un esprit d'anticipation et dans le respect du principe de précaution, BRUGEL préconise **une régulation anticipée, proportionnée, ciblée et progressive pour faire face aux nouveaux défis**. A cette fin, BRUGEL propose de mettre en œuvre un ensemble d'instruments réglementaires et tarifaires paramétrables et adaptatifs en fonction de l'évolution des contraintes sur les réseaux de distribution et de transport régional.

Plus concrètement, BRUGEL propose dans ce projet d'avis les réformes suivantes :

I. Mise en œuvre des réseaux intelligents

Pour garantir l'intégration au réseau électrique des nouveaux usages et plus particulièrement les bornes de recharge, BRUGEL propose d'inscrire dans le RTRD et dans le Règlement Technique pour le Réseau de Transport Régional (RTRTR) de nouvelles dispositions précisant les droits et obligations dans le chef des gestionnaires de réseau particulièrement pour ce qui concerne leurs politiques d'Asset Management (AM) et le développement du « SmartGrid » (voir tableau ci-dessous). En outre, BRUGEL propose d'examiner dans le cadre de la nouvelle méthodologie tarifaire 2025-2029 des mécanismes incitatifs pour la réalisation des

investissements de « SmartGrid » et la participation du GRD aux projets pilotes et études en recherche et développement.

2. Intégration au réseau des bornes de recharge pour véhicules électriques

Pour intégrer de manière judicieuse et harmonisée les bornes de recharge pour véhicules électriques, BRUGEL propose d'intégrer dans le Règlement Technique pour le Réseau de Distribution (RTRD), une obligation dans le chef du Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) d'établir une prescription technique spécifique détaillant les modalités et les schémas de raccordement de ces bornes (voir tableau ci-dessous). BRUGEL propose aussi la mise en œuvre de nouveaux instruments réglementaires comme l'étude de détail, afin de permettre aux URD de mieux ajuster leur demande en capacité avec leurs besoins réels pour leurs bornes de recharge. BRUGEL propose également que le GRD puisse, selon des conditions objectives, transparentes et non-discriminatoires, exercer son droit de limiter la capacité mise à disposition sur un circuit dédié à la borne de recharge. Pour inciter le GRD à respecter ces conditions, BRUGEL propose l'établissement d'un mécanisme d'indemnisation aux profits des URD concernés. Un tel mécanisme nécessite, selon les nouvelles dispositions de l'ordonnance électricité¹, une décision du Gouvernement.

3. Intégration de la flexibilité dans l'Asset Management

Il s'agit de faire évoluer la politique d'Asset Management actuelle, basée essentiellement sur le concept « *fit and forget* », pour y intégrer l'avènement des nouvelles charges électriques, ainsi que d'envisager et privilégier des investissements en intelligence ou le recours aux services de flexibilité.

4. Accès au marché

Pour compléter le cadre réglementaire, BRUGEL émet un ensemble de recommandations et d'orientations permettant la participation effective des URD aux nouveaux services de flexibilité. A cette fin, BRUGEL propose d'examiner dans le cadre de la nouvelle méthodologie tarifaire 2025-2029 l'implémentation des nouveaux tarifs pour ces nouveaux usages. En outre, BRUGEL estime qu'il serait utile d'envisager, sur une période transitoire et de manière dégressive, des mesures de soutien de type tarifaire, en proposant des réductions des tarifs pour les services favorisant la transition énergétique et contribuant à la stabilité du système électrique pour le bénéfice de tous les URD. Ces propositions seront préalablement évaluées sur le plan de leur faisabilité légale et économique et soumis à des consultations publiques dans le cadre de la préparation de la nouvelle méthodologie tarifaire.

En ce qui concerne les mesures d'accompagnement des clients vulnérables, BRUGEL appelle chaque entité compétente pour ce qui la concerne, à un travail de segmentation conceptuelle des clients vulnérables en tenant compte entre autres du taux de précarité, des fractures numériques et énergétiques. BRUGEL préconise de les segmenter par catégories pour mieux les cibler par des mesures concrètes comme la mise à disposition des données détaillées informatives, éventuellement via des applications web ou des dispositifs de rapatriement de

¹ L'article 32duosexies prévoit que « En cas de décision du gestionnaire de réseau refusant ou limitant la puissance délivrée pour la recharge d'un véhicule électrique ou refusant ou limitant la puissance réinjectée lors de la décharge d'un véhicule électrique en violation des conditions définies dans le règlement technique, le dommage causé par cette décision au client final fait l'objet d'une indemnisation par le gestionnaire de réseau, selon les modalités fixées par le Gouvernement, après avis de Bruge »

données, de leur assurer un contact physique disponible pour les aider à choisir leurs contrats ou les services et équipements de flexibilité. Pour protéger les clients finals, particulièrement les clients vulnérables, et les prémunir contre les produits énergétiques à risque, BRUGEL préconise la mise en place, par les acteurs commerciaux, d'un questionnaire afin d'identifier l'aversion au risque des (candidats) clients souscrivant aux produits, similaire à la pratique mise en œuvre dans le secteur bancaire.

5. Coordination entre acteurs

Compte tenu des interactions de plus en plus importantes et à tous les niveaux de la chaîne de valeur du marché de l'énergie, BRUGEL estime essentiel d'établir un cadre transparent de coordination :

- En ce qui concerne la coordination entre le GRD et le GRTR, BRUGEL estime qu'ils doivent mener des études conjointes, portant sur des scénarii réalistes d'intégration des véhicules électriques et des dispositifs de chauffage électrique. Dans cette perspective, ils ont l'obligation d'échanger les informations pertinentes relatives à ces nouveaux usages et d'adapter leur politique d'Asset Management pour tenir compte de ces usages et de leur potentiel de flexibilité. En outre, le GRD et le GRT doivent s'efforcer de mettre en œuvre des mécanismes permettant de faciliter les échanges de données au sein du marché et de limiter les pratiques des acteurs commerciaux opportunistes et néfastes (*gaming*) au système électrique.
- En ce qui concerne la collaboration entre d'une part, les gestionnaires de réseau (GRD et GRT) et d'autre part, les acteurs commerciaux (fournisseurs et agrégateurs), BRUGEL estime qu'il est essentiel d'évoluer vers une harmonisation des pratiques, en termes d'échanges de données et des préqualifications des produits et des installations des URD, entre les trois Régions. BRUGEL estime qu'une telle collaboration devrait aussi viser une harmonisation des structures tarifaires pour permettre une cohérence dans la tarification des URD (cas de la pointe appelée par exemple) ;
- En ce qui concerne les concertations entre les régulateurs et les acteurs du marché (GRD, GRT, fournisseurs, agrégateurs, associations de défense des clients), BRUGEL estime, compte tenu des couplages des marchés de détails et de gros, que FORBEG sera appelé à jouer un rôle de plus en plus central dans les échanges entre les régulateurs et les acteurs du marché. Pour lui permettre de jouer pleinement ce rôle, BRUGEL estime qu'il y a lieu de doter FORBEG des moyens nécessaires, y compris d'envisager un statut formel, dans le respect du cadre légal régional et fédéral.

Ci-dessous une synthèse de l'essentiel des actions visant l'intégration des véhicules électriques et l'accès au marché de la flexibilité pour les clients raccordés en distribution :

Synthèse des actions visant l'intégration des bornes pour véhicules électriques et l'accès au marché de la flexibilité			
	ACTEUR	ACTION	TIMING
Gestion du réseau	GRD	Établir une feuille de route SmartGrid	Avant 1/1/2024
	GRD/GRTR	Adapter la politique d'Asset Management pour intégrer les services de flexibilité et le raccordement des nouveaux usages Coordination des politiques d'investissements et de gestion des activations des services de flexibilité	Après l'entrée en vigueur du nouveau RT
	BRUGEL	Etablir un mécanisme d'incitation tarifaire pour la mise en œuvre du SmartGrid	Avant 1/1/2025
Déclaration de la borne et les niches visées à l'article 26octies §2 de l'ordonnance électricité	URD	Déclarer, sous peine de payer les factures de déplacements du GRD, la présence d'une borne de recharge/véhicule électrique ou tout autre cas de figure visé par l'article 26octies §2	Après l'entrée en vigueur du nouveau RT
	GRD	Etablir les moyens de collecte et d'enregistrements des informations relatives à la borne	
Raccordement des bornes	GRD	Etablir une prescription spécifique au raccordement des bornes	Avant 1/1/2024
Rapportage vers BRUGEL	GRD	Etablir un rapportage périodique sur la gestion des bornes	Après l'entrée en vigueur du nouveau RT
Nouveaux tarifs	BRUGEL	Etablir des tarifs périodiques et non-périodiques dans le cadre de la nouvelle méthodologie tarifaire	Avant 1/1/2025
Gestion des consentements	Acteur commercial	Recueillir le consentement des clients pour la communication de leurs données de comptage lors de la demande d'activation d'un service disponible sur le point d'accès	Après l'entrée en vigueur du nouveau RT
	GRD	Contrôler si les demandes introduites par l'acteur commercial ont reçues le consentement des clients concernés.	Après l'entrée en vigueur du nouveau RT

Mécanisme d'indemnisation pour limitation d'accès	BRUGEL	Etablir les modalités de limitation par le GRD de l'accès au réseau	Après l'entrée en vigueur du nouveau RT
Mécanisme d'indemnisation pour limitation d'accès	Gouvernement	Etablir un régime d'indemnisation	Après l'entrée en vigueur de l'arrêté
Gestion d'accès	GRD	Etablir les processus de marché pour la gestion multi-service et multi-acteurs sur un point d'accès	Avant 1/1/2024
Gestion d'accès	BRUGEL	Pas de préqualification des installations des URD (P<56kVA) pour la participation aux services de flexibilité (mais le GRD doit être informé de l'appartenance des URD à des niches indiquées dans l'article 26octies de l'ordonnance électricité).	Après l'entrée en vigueur du nouveau RT
Mesures tarifaires	BRUGEL	Etablir des tarifs périodiques et non-périodiques pour soutenir la transition énergétique dans le cadre de la nouvelle méthodologie tarifaire	Avant 1/1/2025
Mesures de protection des consommateurs	Autorités et opérateurs compétents	Examen des mesures économiques et sociales particulièrement pour les clients vulnérables	/

2 Base légale et méthode

L'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale prévoit, en son article 30bis, §2 que :

« ... BRUGEL est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part.

BRUGEL est chargée des missions suivantes : [...]

2° d'initiative ou à la demande du Ministre ou du Gouvernement, **effectuer des recherches et des études ou donner des avis**, relatifs au marché de l'électricité et du gaz; [...]

4° **faire des propositions d'adaptation des règlements techniques** au Gouvernement, dans les limites et aux conditions prévues à l'article 9ter et exercer un contrôle sur leur application; [...]

22° **faciliter l'accès, la participation et le développement des services de flexibilité** ;

23° **veiller à l'application correcte**, par le gestionnaire du réseau de distribution et les fournisseurs, **des tarifs** pour la distribution d'électricité et de gaz **qu'elle a approuvés** conformément aux dispositions de la section IIquater de la présente ordonnance et du chapitre IIIbis de l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale ». (Nous surlignons).

Au regard de ce qui précède, BRUGEL propose dans le présent document des réformes réglementaires et tarifaires :

- d'une part, pour **l'intégration au réseau des bornes de recharge pour véhicules électriques**, et
- d'autre part, pour faciliter **l'accès, la participation et le développement des services de flexibilité** pour les utilisateurs du réseau électrique bruxellois.

Le présent document sera soumis à consultation publique de mi-juin à mi-juillet 2022. Préalablement à cette consultation publique, BRUGEL a soumis, aux principaux acteurs du marché, un projet de réformes afin de recueillir leurs avis sur la pertinence, la cohérence, la complétude et la faisabilité des instruments proposés compte tenu des contraintes du marché et des enjeux visés. Le présent document tient compte de remarques et suggestions formulées par ces acteurs.

A la suite de la consultation publique, BRUGEL rédigera son avis définitif puis lancera les processus formels nécessaires pour implémenter les réformes retenues dans les règlements techniques et dans la méthodologie tarifaire.

3 Enjeux et objectifs

Le contexte du marché d'électricité évolue, ces derniers temps, à un rythme croissant, sous l'impulsion des actions des autorités européennes, belges et régionales afin d'atteindre leur objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050².

Toutefois, les réseaux électriques, conçus avec des paradigmes d'avant la transition énergétique, ne sont plus en adéquation avec les solutions pour atteindre les objectifs de 2050. Ces solutions concernent aussi bien la sortie des énergies fossiles par la production d'énergie renouvelable, par la mobilité verte ainsi que par l'électrification des appareils de chauffage.

La mise en œuvre de ces solutions présente d'importants défis pour le marché d'électricité et pour le système électrique dans son ensemble, dont notamment :

- **Côté demande (consommation) :**

Les prévisions actuellement disponibles concernant les nouveaux usages (principalement, les véhicules électriques, les batteries stationnaires, les pompes à chaleur et le chauffage électrique) montrent qu'en Région de Bruxelles-Capitale nous faisons face à deux défis majeurs :

- **Pour les véhicules électriques :** les gestionnaires de réseaux ont évalué la surcharge, en appel de puissance, sur le réseau de distribution de 5 à 15% d'ici 2030³ ;
- **Pour le chauffage électrique :** l'impact sur la consommation est estimé à +5% d'ici à 2030⁴. Dans un scénario maximaliste de sortie totale du gaz naturel d'ici 2050 et le transfert total de la consommation vers l'électricité, l'impact de consommation atteindrait +200%. En outre, l'impact sur la pointe synchrone sur le réseau⁵ serait de +500%, ce qui est également, si pas plus préoccupant que l'augmentation de la consommation.

Tenant compte de ces contraintes, il y a lieu de prévoir, en plus des mesures d'efficacité énergétique, une régulation judicieuse de ces nouveaux usages et plus particulièrement les bornes de recharge pour véhicules électriques, pour garantir leur intégration à moindre coûts au réseau électrique.

² <https://www.europarl.europa.eu/news/fr/press-room/2021/0621/PR06627/loi-climat-accord-sur-la-neutralite-climatique-d-ici-2050-confirme>

Stratégie à long terme de la Belgique: <https://climat.be/politique-climatique/belge/nationale/strategie-a-long-terme>

Plan Energie-climat (PNEC) de la Région de Bruxelles-Capitale: <https://environnement.brussels/thematiques/batiment-et-energie/bilan-energetique-et-action-de-la-region/plan-energie-climat-pnec>

³ Etude de SYNERGRID et Baringa (2019): Future impact of EVs on the Belgian electricity network: <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=20914#>

⁴ Voir étude Deplasse et associés en annexe du présent document

⁵ Ces estimations ne tiennent évidemment pas en compte des mesures d'efficacité énergétique, d'isolation des bâtiments... mais ces considérations ne changeront pas fondamentalement la problématique de transfert de charges vers le réseau électrique.

- **Côté offre (production) :**

Il s'agit plus particulièrement de la fermeture de certaines tranches nucléaires prévues pour 2025, la réalisation de la 2^{ème} phase de l'éolien offshore pour atteindre une capacité de 4.4 GW en 2028 et 6 GW en 2032 et la multiplication des productions décentralisées. Dans ce contexte, ELIA estimait en 2021 des besoins en capacité supplémentaires de 3.6 GW d'ici à 2025⁶ pour soutenir cette évolution et garantir l'équilibre et la stabilité du réseau électrique. En effet, l'intermittence des assets de production éolienne engendrera des fluctuations de puissance importantes sur le réseau.

En outre, le fonctionnement du marché d'électricité est intimement lié à la stabilité, dans les temps longs et courts⁷, du système électrique à tous les niveaux de tension. Au niveau de la zone de réglage, les responsables d'équilibre seront de plus en plus confrontés aux incertitudes des productions intermittentes et aux biais grandissants entre les nominations et les échanges réels sur le réseau. Cette problématique va impacter par effet de cascade les fournisseurs, ce qui aggraverait leurs difficultés déjà éprouvées par les tensions mondiales sur le marché de l'énergie.

Face à ces risques sur le système électrique et sur le fonctionnement du marché, il y a lieu d'agir **dès maintenant** et particulièrement à ces deux niveaux :

- **Au niveau du marché :** l'idée est de permettre au plus grand nombre de contribuer à la stabilité et à la durabilité du système électrique, au bénéfice de tous. A cette fin, des réformes structurelles doivent être menées pour faciliter l'accès au marché, aux acteurs et aux clients finals, par la levée des barrières et par la mise en œuvre des incitants judicieux et efficaces.

Dans ce contexte, le marché de flexibilité, actuellement ouvert aux seuls clients et acteurs disposant d'un grand potentiel, devrait être accessible aux URD raccordés sur la basse tension afin de mobiliser les énormes ressources disponibles et de saisir les potentialités économiques attendues ;

- **Au niveau du développement des réseaux :** il s'agit de la nécessité de transformer le réseau électrique en réseau intelligent « *SmartGrid* » par des réformes structurelles sur la base de nouveaux paradigmes. Cette transformation doit viser toutes les composantes du réseau (Data, Opérations et Assets) pour faciliter les échanges au sein du marché et les rendre à moindre coûts, sans biais et sans délais.

Pour apporter sa contribution à la réussite de la transition énergétique, BRUGEL a cherché à identifier les réformes qu'il convient de conduire⁸. Ces réformes réglementaires et tarifaires proposées dans le présent document visent à amorcer les transformations essentielles pour permettre au système électrique de s'inscrire dans l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. Elles visent particulièrement les URD raccordés au niveau basse tension. Il s'agit principalement de préciser les orientations de BRUGEL pour le raccordement des bornes de recharge, d'inciter les gestionnaires de réseau à adopter de nouveaux paradigmes, dans la planification de leur réseau en adéquation avec les défis de la transition énergétique et de favoriser l'accès et la participation des URD aux services de flexibilité.

⁶ Étude sur l'adéquation et la flexibilité en Belgique 2022 – 2032 d'Elia (2021): <https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/adequacy/adequacy-studies>

⁷ Il s'agit pour :

- Le temps long : la problématique d'adequacy (insuffisance de production à long terme) pour l'équilibre global et de la problématique de capacité (insuffisance d'investissements de capacité) pour les réseaux de distribution
- Pour le temps court : la problématique de balancing (déséquilibres résiduels au niveau de la zone de réglage) pour l'équilibre global et de la problématique de congestion pour les réseaux de distribution.

⁸ BRUGEL a commandité plusieurs études – annexées au présent avis

4 Principes directeurs

Dans le cadre de sa réflexion sur l'encadrement du marché de la flexibilité, BRUGEL a adopté 5 principes directeurs pour guider ses actions, dans le cadre de ses compétences tarifaires, réglementaires et de conseils, pour faciliter l'accès, la participation et le développement des services de flexibilité. Chacun de ces principes oriente les réformes de BRUGEL vers un objectif clair, réalisable et utile pour la transition énergétique :

Principe 1 : l'accès des clients BT au marché de flexibilité doit être débloqué et facilité

L'accès au marché de flexibilité s'effectue à deux niveaux : côté demande des services de flexibilité (les produits des marchés *Day-Ahead* et *Intraday*, balancing, réserves stratégiques, mécanisme de rémunération de capacité, marché local de flexibilité aux bénéfices des gestionnaires de réseau) et côté offre des services de flexibilité des clients.

Côté demande des services, BRUGEL n'est compétente que pour le marché local de flexibilité mais compte contribuer, notamment lors des échanges au sein de FORBEG, à la définition des mesures de facilitation d'accès par la réduction des exigences et la levée des barrières à l'entrée.

Côté offre des services, les conditions d'accès au réseau sont essentiellement du ressort des autorités régionales. Dans ce cadre, BRUGEL plaide pour une approche conjointe avec les autres Régions et le Fédéral pour définir en bonne intelligence les modalités d'échange d'information entre acteurs, notamment via un nouveau « *MIG flexibilité* »⁹.

Compte tenu des compétences qui lui sont conférées, les mesures que BRUGEL peut adopter sont de deux natures :

- *Les mesures de simplification des procédures d'accès* : il s'agit essentiellement d'éviter de mettre des barrières non-justifiées qui empêcheraient les clients de participer aux différents marchés.
- *Les mesures tarifaires pour les clients* : ces mesures visent à créer une dynamique et un accompagnement judicieux pour la mise en œuvre du marché de la flexibilité.

Principe 2 : la transition énergétique doit être inclusive

Pour rendre la transition énergétique inclusive, il y a lieu de réexaminer certains principes basés notamment sur les constats qu'actuellement :

- Les utilisateurs avec un profil de charge plat financent en partie les coûts des utilisateurs de la pointe ;
- Les gros consommateurs financent en partie les coûts des petits consommateurs.

⁹ Manuel technique décrivant les modalités d'échanges d'information entre les gestionnaires de données (GRD) et les acteurs commerciaux (fournisseurs et agrégateurs).

En outre, il y a lieu d'examiner dans le cadre du nouveau contexte (introduction progressive des nouveaux usages et des compteurs intelligents) des potentiels impacts :

- *En termes de discrimination en sein d'un même segment d'utilisateurs, selon que ces derniers soient équipés ou non de compteurs intelligents* : les clients avec un grand potentiel de flexibilité peuvent bénéficier des tarifs dynamiques (au niveau du *commodity*) adaptés à leur profil alors que les consommateurs à faible potentiel peuvent subir des prix élevés dus à leurs difficultés d'accès aux nouveaux services ou pour moduler leurs consommations quand les tarifs sont plus élevés ;
- *En termes de potentielles subsidiations croisées entre différents segments d'utilisateurs* (ex : les usagers de la recharge de véhicules électriques en maison unifamiliale Vs. en immeuble de logements) ;
- *En termes de subsidiations croisées entre différents types de nouveaux usages et entre les nouveaux usages et les usages classiques de l'électricité* ;

Plus particulièrement, une attention spécifique doit être portée, par chaque entité compétence qui la concerne, aux clients vulnérables par la mise en œuvre des mesures socio-économiques comme :

- Les prestations de suivi de consommation, la prévention du risque de surendettement, voire la mise à disposition d'équipements domotiques à des tarifs avantageux ;
- Un service d'accueil pour offrir un contact physique avec le client.

Principe 3 : la réponse, par les investissements de capacité, aux contraintes du système électrique bruxellois doit être raisonnable

Sur la base d'une analyse du système électrique bruxellois, les principaux atouts et contraintes dans le contexte de la transition énergétique ont été identifiés (voir les études annexées au présent document). Il en ressort que le système électrique bruxellois serait capable d'intégrer, notamment via des concepts nouveaux comme les communautés d'énergie, le potentiel de production décentralisée bruxellois. **Pour ce qui concerne le potentiel d'intégration de véhicules électriques et l'électrification du chauffage, les contraintes ne seraient pas soutenables avec les règles de renforcement actuelles « fit and forget¹⁰ »** des réseaux de distribution et du transport régional. Ces règles doivent être adaptées sur la base de critères objectifs, transparents et non-discriminatoires et viser particulièrement les nouveaux usages. Ces règles de renforcement devront aboutir à fixer les limites d'une « **capacité raisonnable** » qu'il faut garantir par des investissements de capacité (câbles et transformateurs). Ces règles doivent être associées à l'obligation dans le chef des gestionnaires d'investir dans les réseaux intelligents pour optimiser la capacité disponible par une gestion dynamique des flux.

¹⁰ Dans la philosophie « fit and forget », les investissements sont déterminés par les estimations de l'évolution, sur plusieurs années, de la pointe générée par la demande indépendamment de sa durée et de sa fréquence de survenance.

Principe 4 : la régulation doit être anticipative, ciblée et mise en œuvre progressivement

Compte tenu des délais nécessaires pour la mise en œuvre des réformes réglementaires et tarifaires et du besoin d'accompagner le démarrage du marché de la flexibilité en basse tension et son évolution vers sa maturité, il y a lieu d'introduire, de manière anticipative, un ensemble d'instruments réglementaires et tarifaires. Ceux-ci seraient « **adaptatifs** », pour être en lien avec les évolutions du marché en fonction de la maturité des problématiques visées. Ils seront essentiels pour permettre la participation active des clients au marché de flexibilité (implicite et explicite)¹¹. Il s'agit, entre autres, de nouvelles prescriptions techniques pour le raccordement des bornes de recharge, des nouveaux tarifs (par exemple les tarifs capacitaires périodiques et non-périodiques), etc. Ces instruments tarifaires pourraient être activés progressivement en fonction des besoins selon le type de client ou les usages en ciblant d'abord les véhicules électriques par exemple.

Principe 5 : les gestionnaires de réseau doivent être responsabilisés et incités

Pour garantir la mise en œuvre effective des réseaux intelligents et des nouvelles règles de renforcement des réseaux de distribution et de transport régional, il y a lieu, pour ce qui concerne le GRD, de prévoir dans la nouvelle méthodologie tarifaire (ou éventuellement en adaptant celle qui est en vigueur) un mécanisme incitatif pour la réalisation de la roadmap « *SmartGrid* » pour la distribution. En outre, il y a lieu aussi de mettre en œuvre des dispositions réglementaires afin d'établir une responsabilité objective des gestionnaires de réseau (GRD et GRTR), notamment via des amendes administratives pour non-respect de ces dispositions.

¹¹ La flexibilité implicite est sollicitée, à travers des signaux prix du marché, sans garantie de réponse;
La flexibilité explicite est contractée explicitement et sollicitée avec obligation de résultat aux signaux ad-hoc ou automatique (produits d'ELIA)

5 Intégration au réseau des bornes de recharge pour véhicules électriques

En ce qui concerne l'électrification des usages, compte tenu des ambitions régionales pour la sortie des véhicules à énergies fossiles, la priorité est à ce stade essentiellement portée sur la définition des règles harmonisées pour le raccordement des bornes de recharge, en et hors voirie, afin d'éviter de voir se développer des recharges anarchiques à Bruxelles¹².

Dans cette section, nous proposons un encadrement spécifique aux bornes de recharge hors voirie car les dispositions en place ou en préparation pour les bornes ouvertes au public sur les voiries nous semblent suffisamment complètes à ce stade de la réflexion.

5.1 Raccordement des bornes hors voirie

Le risque de voir se développer des raccordements « sauvages » des véhicules électriques est particulièrement présent dans les espaces privés et plus particulièrement dans les immeubles résidentiels et professionnels. En effet, en l'absence de réglementation claire sur les modes et les conditions de raccordement, les URD seront tentés de recharger leurs véhicules de manière anarchique en générant des risques de sécurité pour eux et pour les autres URD. Il y a donc lieu de prévoir rapidement un cadre réglementaire pour établir les droits et devoirs de chacun, y compris du GRD.

5.1.1 Déclaration de la présence d'une borne de recharge

Compte tenu des contraintes apportées au réseau par les véhicules électriques, il y a lieu de prévoir dans le RTRD les dispositions suivantes :

- L'URD a l'obligation de déclarer au GRD le raccordement d'un ou plusieurs véhicules électriques à son point d'accès. En cas de manquements à cette obligation, le GRD peut facturer ses déplacements lors de ses tentatives de placement de compteur intelligent. En effet, sans cette déclaration, le GRD ne sera pas informé des nouvelles demandes de capacité liées aux véhicules électriques et par conséquent, ne pourra pas les intégrer dans sa politique d'investissements. Une telle situation peut générer des congestions et des limitations graves d'accès au réseau pour les URD de bonne foi. En outre, l'URD fautif peut perdre les avantages tarifaires et les indemnités éventuelles en cas de limitation de l'accès. Par ailleurs, il y a lieu d'étendre cette obligation à toutes les niches visées par une installation obligatoire et systématique d'un compteur intelligent dans l'article 26octies §2 de l'ordonnance électricité ;
- Le GRD doit intégrer les données techniques (nombre, puissance,...) des bornes dans le registre d'accès et dans le processus de preswitching MIG6. Cette obligation s'applique aussi à toutes les niches indiquées dans l'article 26octies §2 de l'ordonnance électricité ;

¹² La presse évoque déjà la présence de cas de raccordement sauvage à Bruxelles : <https://www.dhnet.be/regions/bruxelles/bruxelles-mobilite/la-recharge-sauvage-de-voitures-electriques-en-hausse-a-bruxelles-il-est-interdit-de-tirer-un-fil-sur-le-trottoir-rappelle-van-den-brandt-625e6a6d8ad582648b5dae> (page consultée le 16 mai 2022)

- Le GRD a l'obligation de mettre en œuvre les moyens de collecte d'informations, notamment via une application sur le site web du GRD et, une fois informé, procède à l'installation d'un compteur intelligent conformément à l'article 26octies §2 de l'ordonnance électricité ;
- À la demande de l'URD, le GRD met en œuvre un comptage séparé pour la borne de recharge selon la prescription prévue au paragraphe 5.1.2 de ce projet d'avis. L'URD choisit un régime de comptage compatible avec son contrat commercial de la recharge. En outre, le GRD peut relever, dans le respect de la réglementation en la matière, la courbe de charge pour ses propres besoins notamment pour le pilotage des flux d'électricité sur son réseau et pour résoudre les situations de congestion, en permettant d'identifier les sources de prélèvement ou d'injection à l'origine de ces congestions et, le cas échéant, en intervenant de façon ciblée sur les sources identifiées.
- Le GRD a l'obligation d'établir un rapportage spécifique à la gestion du raccordement et de l'accès des bornes de recharge au réseau électrique. Ce rapportage peut être intégré au rapport sur la qualité des services du GRD. BRUGEL établit le canevas pour ce rapportage.

Par ailleurs, compte tenu de l'introduction à des rythmes de plus en plus importants des nouvelles charges sur le réseau de distribution, il y a lieu de lister en annexe du RTRD, les informations techniques utiles que le GRD peut requérir auprès des URD relatives à ces installations qui peuvent exercer une influence non négligeable sur le réseau de distribution.

5.1.2 Standardisation des schémas de raccordement des bornes

Etant donné le besoin d'offrir au marché des solutions de raccordement non-discriminatoires et suffisamment variées pour favoriser les opportunités raisonnables de valorisation des services de marché au sein du même point d'accès, le GRD a l'obligation d'établir, **pour le 1^{er} janvier 2024** au plus tard, une prescription technique spécifique à l'accès et au raccordement des infrastructures de recharge des véhicules électriques sur ou en aval du réseau de distribution. Ce travail d'encadrement du raccordement des bornes est déjà entamé par SYNERGRID qui a proposé un projet de prescription pour discussion au sein de FORBEG. BRUGEL soutient cette initiative, qui vise à harmoniser les schémas de raccordement au niveau belge, et propose la prise en compte dans ladite prescription des exigences minimales suivantes :

- La puissance minimale garantie de raccordement d'une borne de recharge est de 4kVA. L'URD peut demander une puissance plus importante selon les tarifs qui seront approuvés par le régulateur. Si le GRD estime que le raccordement doit être renforcé, un tarif de renforcement pourrait être appliqué ;
- Les schémas de raccordement doivent s'appuyer sur l'état de l'art en la matière et être suffisamment variés pour tenir compte des configurations les plus probables dans un contexte urbain comme celui de Bruxelles ;
- Les schémas de raccordement imposés dans la prescription ne doivent pas interdire « *by design* » des opportunités économiques d'agrégation des services marché (par exemple, production locale avec prélèvement pour la recharge) ;

- BRUGEL approuve la proposition de prescription du GRD et ses modifications après consultation publique organisée par ce dernier selon la procédure d'approbation fixée dans le Règlement technique réformé ;
- La prescription peut être modifiée, à l'initiative du GRD ou de BRUGEL. Le GRD est tenu de motiver ses propositions de modification de cette prescription, notamment sur la base des résultats de projets pilotes ou des études pertinentes qui tiennent compte des impacts de la recharge des véhicules électriques sur la stabilité du réseau et la sécurité d'alimentation des URD.

Par ailleurs, en cas de retard dans la soumission du projet de prescription pour approbation, une sanction administrative pourrait être appliquée par BRUGEL.

5.1.3 Installations de recharge situées en aval des raccordements

Il s'agit des situations actuellement gérées par des réseaux privés, des sites professionnels multiutilisateurs et des immeubles avec parkings qui peuvent accueillir un réseau de bornes de recharge pour véhicules électriques. En effet, l'avant-projet d'ordonnance électromobilité a apporté, par ses dispositions de l'article 12, une dérogation à l'interdiction de créer de nouveaux réseaux privés imposée par l'ordonnance électricité dans son article 7 § 7.

Compte tenu de la nature différenciée de l'usage principal (résidentiel et non-résidentiel) des structures qui peuvent accueillir un réseau de bornes de recharge, le GRD doit établir dans la prescription mentionnée au paragraphe 5.1.2, les conditions et les schémas de raccordement des bornes dans le respect des considérations ci-dessous, qui seront intégrées dans le RTRD :

- Distinguer les points de recharge raccordés en aval d'un point de raccordement :
 - à usage non-résidentiel : cas de réseaux multiutilisateurs, immeubles de bureaux avec parkings, centres commerciaux...;
 - à usage résidentiel : logements individuels et collectifs avec garage ou parkings.
- Pour les logements collectifs, la prescription doit établir, outre les exigences de sécurité selon les normes en vigueur :
 - Les règles de fixation du nombre de bornes maximum autorisées, sans renforcement du réseau, dans le parking de l'immeuble notamment en tenant compte de la capacité du raccordement collectif de l'immeuble et de la disponibilité de la capacité en amont sur la cabine réseau concernée ;
 - La capacité maximale de raccordement autorisée sur les communs de l'immeuble pour ne pas empiéter sur la capacité disponible pour les appartements sur le raccordement collectif de l'immeuble. Un dispositif permettant de contrôler la puissance cumulée appelée par les bornes doit être prévu ;
 - Les schémas de raccordement et de comptage pour les bornes permettant, le cas échéant, à chaque utilisateur de la borne (résident de l'immeuble ou locataire de la place de parking) d'être alimenté, pour ce qui concerne la recharge, par le fournisseur de son choix ;

- Pour les sites et immeubles avec parking professionnel, la prescription doit établir les conditions de raccordement directement au réseau ou via un réseau privé dont :
 - o Les schémas de raccordement et de comptage pour les bornes appartenant au gérant du site ou de l'immeuble professionnels.

En outre, dans tous les cas, la prescription précitée doit indiquer les options de raccordement au réseau pour un tiers investisseur qui souhaite exploiter les bornes de recharge. Ce tiers investisseur doit pouvoir contracter avec un fournisseur de son choix ;

Par ailleurs, le RTRD doit définir :

- o Les conditions et la procédure d'agrément des réseaux privés accueillant les bornes de recharge pour véhicules électriques ;
- o Les droits et devoirs du gestionnaire du réseau privé vis-à-vis du GRD et de l'exploitant tiers.

5.1.4 Refus de la demande de raccordement

L'ordonnance électricité précise dans son article 7, §3, que :

« Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut refuser l'accès au réseau que s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire (...). La décision de refus est motivée et repose sur des critères objectifs et techniquement et économiquement fondés.

Lorsque la décision de refus concerne le raccordement d'un point de recharge, en raison de la non-disponibilité de la capacité nécessaire, les informations pertinentes sur les mesures nécessaires pour renforcer le réseau et sur les mesures alternatives sont fournies au tiers qui a sollicité le raccordement s'il en fait la demande. » (Nous surlignons).

Le GRD doit préciser, dans la prescription visée par le paragraphe 5.1.2 ci-dessus, les modalités et les mesures alternatives permettant la réalisation effective du raccordement du point de recharge. Le GRD doit en outre rapporter à BRUGEL les cas de refus, les motivations et les solutions envisagées ou mises en œuvre en concertation avec les URD concernés.

5.2 Gestion des services de recharge sur le point d'accès

5.2.1 Activation des services liés à la borne (recharge et flexibilité)

Pour réussir l'intégration au réseau des bornes de rechargement, au même titre que les autres charges électriques (production, chauffage, batteries stationnaires), il y a lieu d'autoriser l'activation de plusieurs services de marché au sein du même point d'accès au réseau. En outre, les URD devraient aussi disposer de la possibilité de contracter ces services auprès de plusieurs acteurs commerciaux pour tirer avantage de la concurrence et obtenir les meilleurs prix. Actuellement, les points d'accès sont configurés, via la plateforme ATRIAS et son code d'échange de données MIG6, pour permettre seulement la valorisation des prélèvements et des injections par au maximum deux acteurs distincts. En effet, actuellement, il n'est pas possible d'avoir deux contrats de prélèvement (par exemple, un pour

le véhicule électrique et un autre pour les autres consommations de l'installation située derrière le même point d'accès).

Par conséquent, pour permettre **l'enregistrement de plusieurs acteurs sur un même point d'accès**, le GRD doit, **pour le 1^{er} janvier 2024 au plus tard**, mettre en œuvre en concertation avec les différents acteurs des processus du marché décrivant les relations, les droits et devoirs des acteurs impliqués sur le point d'accès.

Ces processus doivent au moins tenir compte des considérations suivantes :

- L'établissement dans le registre d'accès d'un point d'accès multi-services avec comme unité de switch au sein du marché un **point de service** qui peut se situer physiquement sur le compteur de tête ou derrière le compteur de tête (sous-compteur) :
 - o On distingue deux types :
 - **Point de service « marché »** : point auquel on peut associer un « détenteur d'accès service marché » et un URD pour le service concerné. Les services peuvent être :
 - La borne de recharge ;
 - Le prélèvement et l'injection, ou alternés ;
 - La production locale ;
 - Le service de flexibilité explicite ;
 - Le partage d'énergie.
- L'établissement d'un **détenteur d'accès principal** sur le point d'accès : c'est le titulaire du « point de service marché prélèvement » situé sur le compteur de tête. L'activation ou la désactivation du point de service sur lequel il y a un détenteur d'accès principal entraîne l'activation ou la désactivation des autres points de service.
- L'établissement d'un **URD principal** sur le point d'accès : c'est l'URD qui a signé un contrat de fourniture avec le détenteur d'accès principal pour les prélèvements enregistrés sur le compteur de tête. Donc il doit être possible d'enregistrer un URD distinct de l'URD principal sur le point de service marché de la borne de recharge.

5.2.2 Gestion des consentements des URD pour l'activation des services de recharge

Jusqu'à maintenant, l'activation des services énergétiques dans la plateforme informatique du GRD (CMS/ATRIAS actuellement) est toujours réalisée par la partie commerciale à la demande des clients. Il serait donc logique de recueillir le consentement des clients pour la communication de leurs données de comptage lors de la demande d'activation d'un service disponible sur le point d'accès. Le GRD doit toutefois contrôler si toutes les demandes introduites par l'acteur commercial ont reçues le consentement des clients concernés.

S'agissant du traitement des données de comptage issues des compteurs intelligents, l'ordonnance électricité précise dans l'article 26 octies :

« (...) § 4. Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut collecter des données à caractère personnel à distance qu'après avoir obtenu le consentement de l'utilisateur du réseau de distribution identifié sur le point d'accès. Cette obligation s'impose également lorsqu'un nouvel utilisateur du réseau de distribution est identifié sur un point d'accès, indépendamment du choix effectué par l'utilisateur du réseau de distribution précédemment identifié sur le point d'accès. Le gestionnaire du réseau de distribution veille à ce que l'utilisateur du réseau de distribution puisse donner son consentement d'une manière aisée.

(...)

L'utilisateur du réseau de distribution **active la fonction communicante** de son compteur intelligent pour pouvoir exercer les activités suivantes : **recharge d'un véhicule électrique**, participation à des services de flexibilité ou d'agrégation, partage d'électricité, achat d'électricité par un échange de pair à pair ou toute activité susceptible de générer l'injection d'électricité sur le réseau de distribution ». (Nous surlignons).

L'ordonnance fait ainsi et à juste titre le lien entre l'exercice de l'activité de recharge et le besoin d'activer la fonction communicante du compteur intelligent. Il y a lieu donc d'intégrer dans le RTRD les dispositions suivantes :

- L'acteur commercial enregistré sur le point de service de recharge doit informer préalablement l'URD de façon claire et compréhensible de la nécessité d'activer la fonction communicante de son compteur ainsi que la nature des données de comptage requises. Lors du placement du compteur, le GRD a aussi l'obligation d'informer l'URD des fonctionnalités activables de son compteur et de la nécessité de la communication de certaines données pour contracter certains services du marché ;
- Le fournisseur de service énergétique qui active auprès du GRD un service énergétique requérant la mise à disposition d'un certain type de données de comptage est réputé avoir reçu l'accord de l'utilisateur du réseau de distribution pour la fourniture dudit service énergétique ainsi que pour la transmission des données de comptage requises. Le GRD doit être en mesure de réaliser les contrôles nécessaires permettant de dissuader les demandes d'accès introduites sans le consentement des clients concernés ;
- Le GRD doit donner accès notamment directement via son site web aux URD de vérifier les services activés sur son point d'accès ainsi que l'acteur commercial qui en a fait la demande et les données de comptage communiquées. Le cas échéant, l'URD introduit auprès du GRD une demande d'invalidation de la demande s'il estime que l'acteur commercial a usurpé de son droit. Le GRD rapporte périodiquement à BRUGEL sur les incidents constatés en lien avec la gestion des demandes des URD.

5.3 Gestion des congestions

La gestion des congestions sur le réseau de distribution peut intervenir à plusieurs niveaux et à des temps différents. En effet, dans le contexte de la transition énergétique, le GRD sera confronté à certaines situations de congestion. Il s'agit principalement de :

- Congestions prévisibles jusqu'à Y-1 liées aux difficultés du GRD d'investir dans la capacité pour des raisons d'encombrement ou d'impétrants ;
- Congestions prévisibles jusqu'à J-1 liées à la météo comme la présence combinée du froid, temps gris et pas de vent ou à cause d'une production intermittente importante – vents forts et soleil dégagé sur le pays ;
- Congestions infra-journalières imprévisibles dans les cas où le GRD serait dans l'impossibilité de prévoir leurs moments et la localisation de leur survenance.

Face à ces congestions, le GRD peut chercher les réponses adéquates via les investissements dans le cuivre et dans l'intelligence pour optimiser la capacité disponible via des incitants tarifaires afin de réduire les appels de puissance des URD, ou en contractant des services de flexibilité via des appels de marché.

5.3.1 Réactions des URD aux signaux tarifaires

Pour optimiser les investissements et l'utilisation de la capacité disponible du réseau électrique, il y a lieu de mettre en œuvre des instruments tarifaires incitatifs pour réduire l'appel de puissance par les URD et réduire les risques de congestions sur le réseau. Ces instruments peuvent s'appuyer sur des tarifs statiques par seuils de capacité disponible sur le raccordement ou dynamiques par la mesure de la pointe mensuelle appelée par les installations de l'URD. C'est dans cette optique que BRUGEL compte, dans le cadre de la réforme de la méthodologie tarifaire actuelle, analyser les meilleurs instruments tarifaires (mesure de pointe, time-of-use...) et les mieux adaptés au contexte bruxellois. La pertinence de ces instruments sera analysée au regard de leur capacité à générer un comportement vertueux des URD et des coûts de mises en œuvre pour le GRD.

5.3.2 Communication du GRD sur l'état du réseau

En plus des moyens développés ci-dessus, le GRD doit déployer des outils lui permettant d'informer le marché sur l'état de son réseau et les risques de congestions en tenant compte des considérations suivantes :

- Les modalités de ces informations doivent être élaborées en concertation avec les acteurs du marché : la fréquence et la granularité (géographique et temporelle) des échanges doivent tenir compte des besoins du marché et de la capacité (technique et financière) du GRD à offrir ce service ;

- Le GRD doit mettre en œuvre un projet pilote, en collaboration éventuelle avec les autres gestionnaires du réseau et acteurs du marché, pour tester la faisabilité technique et opérationnelle des mécanismes de communication et de transmission des informations actualisées au marché (exemple de concept souvent citée dans la littérature : *traffic lights*) ;
- La mise à disposition du marché des informations actualisées sur l'état du réseau n'octroie pas au GRD un droit absolu de limiter la capacité disponible ; Le RTRD doit définir les conditions et les modalités d'indemnisation, par le GRD, de l'URD impacté (voir paragraphes 5.4 ci-dessous) ;

5.3.3 Actions curatives du GRD via la limitation de la capacité de la borne

Lorsque les moyens développés ci-dessus n'ont pas pu empêcher la survenance d'une congestion, le GRD doit procéder à la limitation de la capacité des bornes de rechargement conformément aux dispositions de l'ordonnance électricité.

En effet, l'article 9^{ter} de cette ordonnance consacre pour le GRD le droit de limiter les bornes de rechargement sous certaines conditions définies dans le RTRD :

« (...) Les règlements techniques (...) définissent notamment (...) 20° les conditions dans lesquelles le gestionnaire de réseau peut, sur la base de critères techniques objectifs, transparents et non discriminatoires, piloter la recharge d'un véhicule électrique raccordé à son réseau, limiter ou refuser la puissance délivrée pour la recharge d'un véhicule électrique raccordé à son réseau, limiter ou refuser la puissance réinjectée lors de la décharge d'un véhicule électrique raccordé à son réseau, pour une durée déterminée afin de garantir la sécurité du réseau de transport régional ou du réseau de distribution. ».

Dans ce cadre et afin de garantir l'intégration de ces bornes dans le respect de la sécurité du réseau de distribution, BRUGEL propose de nouvelles dispositions dans le RTRD pour encadrer le droit du GRD de limiter la puissance mise à disposition de l'URD :

- L'URD dispose, en situation normale du réseau, de la pleine capacité de son raccordement ou de la puissance mise à disposition selon les conditions tarifaires approuvées par le régulateur¹³;
- Le GRD peut limiter, sans compensation, la capacité disponible sur une borne de recharge afin d'éviter une congestion sur le réseau de distribution. La limitation ne peut s'opérer que sur les capacités allouées aux véhicules électriques et ne doit pas empiéter sur la puissance minimale de raccordement à 4kVA par borne de recharge. En effet, une limitation sans compensation à un niveau de puissance inférieur à 4kVA n'est pas permise ;
- La limitation peut s'opérer à distance ou localement en cas de problèmes de communication. L'URD a l'obligation de faciliter l'accès par le GRD à son installation et entreprendre toutes les actions nécessaires, en ce compris, s'il y a lieu, l'interruption de l'alimentation en électricité conformément à l'article 7 §5 de l'ordonnance électricité ;
- L'intervention du GRD doit être proportionnée et circonscrite à la prévention de congestions avérées ou imminentes. Sauf pour des situations dûment motivées par le GRD, l'intervention doit

¹³ Dans le cadre de l'examen de la future méthodologie tarifaire (2025-2029), BRUGEL compte analyser la faisabilité technique et économique de plusieurs tarifs contribuant à la réussite de la transition énergétique.

être limitée pour maximum deux périodes de (xx) heures par jour. Le GRD doit prévoir un moyen de communiquer ces informations aux URD et aux acteurs concernés. Les modalités pratiques de ces opérations doivent être formalisées dans la prescription citée précédemment (voir paragraphe 5.1.2 du présent document) ;

- Le retour au régime normal doit être organisé dès que le risque de congestion s'est éloigné. Le GRD doit pouvoir apporter la preuve de congestions avérées ou imminentes, en précisant les plages de temps, notamment par des mesures instantanées de flux d'énergie en lien avec les capacités des composants de son réseau impliqués dans les congestions.

5.4 Mécanisme d'indemnisation par le GRD

L'ordonnance électricité prévoit des dispositions relatives à l'indemnisation des URD en cas de non-respect par le GRD des modalités de limitation, BRUGEL recommande au Gouvernement d'instaurer un mécanisme d'indemnisation des URD lorsque le GRD ne respecte pas les modalités présentées au paragraphe 5.3.3 ci-dessus.

En outre, le mécanisme vise à inciter le GRD à investir dans l'intelligence du réseau afin d'améliorer l'observabilité end-to-end du réseau, d'anticiper les congestions et d'éviter les limitations problématiques.

BRUGEL recommande de définir le mécanisme comme suit :

- La limitation doit résulter d'une action directe du GRD sur la borne de recharge ;
- Ce mécanisme est sans préjudices des réparations et indemnités « coupures longues » éventuelles (régime actuel d'indemnisation) ;
- Une indemnisation inférieure à (X)euros n'est pas due (montant à déterminer) ;
- L'indemnisation vise à réparer, à un tarif régulé, un dommage correspondant, au moins, à l'énergie non-consommée pendant la durée de limitation ;
- L'indemnisation due serait égale au nombre de kW réduits x nbr d'heures de limitation x (X) €.

6 Intégration de la flexibilité dans l'Asset Management

La politique d'Asset Management actuelle est essentiellement basée sur le concept « *fit and forget* », une prise de risques minimaliste notamment via une politique de remplacement volontariste, et une rationalité économique opportuniste axée sur la problématique des impétrants.

Comme le réseau de distribution n'est pas une simple plaque de cuivre avec une capacité d'accueil illimitée des productions, des charges flexibles ou des nouveaux usages, il y a lieu d'établir des moyens d'utilisation rationnelle des capacités du réseau. Ceci peut s'effectuer au niveau des politiques d'Asset Management des gestionnaires (GRD et GRTR) par la révision des règles de renforcement des réseaux. Ces règles devraient viser un optimum sociétal global et ne pas se limiter au seul optimum économique et opérationnel des gestionnaires de réseau.

Dans cet esprit, BRUGEL compte inscrire dans les projets de RTRD et RTRTR les obligations suivantes dans le chef du GRD et du GRTR chacun pour ce qui le concerne :

- Les gestionnaires doivent adapter leurs règles de renforcements du réseau électrique qui tiennent compte des nouvelles charges électriques ;
- Les politiques d'Asset Management des gestionnaires doivent soutenir la transition énergétique par des investissements de capacité et d'intelligence. Les gestionnaires doivent toujours envisager et privilégier des investissements d'intelligence ou le recours aux services de flexibilité au lieu d'investissements dans le cuivre pour remédier aux problèmes de congestion ou pour garantir une recharge synchrone pour les véhicules électriques avec une puissance de 4kVA ; En même temps, la méthodologie tarifaire doit veiller, par des instruments appropriés, à ce que le GRD ne surinvestisse pas dans le cuivre pour remplir ses obligations ;
- Le GRD doit tenir un cadastre à jour des éléments de son réseau pour distinguer les assets faibles, moyens et forts de point de vue capacité et vétusté afin de déterminer les réserves de capacité up et down de son réseau ;
- Le GRD doit implémenter des modèles d'estimation fiables des besoins en capacité des nouveaux usages, particulièrement pour les bornes de recharge ;
- Le GRD doit rapporter, lors de la remise de son rapport sur la qualité des services, avec des indicateurs pertinents la gestion des bornes de rechargement.

Il y a lieu d'inciter le GRD à développer des outils nécessaires lui permettant d'activer des services auxiliaires ou de capacité fournis par les URD. La politique d'Asset Management du GRD doit donc intégrer à termes l'acquisition des services de flexibilité pour la gestion des congestions ou les services auxiliaires comme le réglage de tension conformément aux prescrits de l'ordonnance électricité qui impose, dans son article 7, au GRD de « *prévoir, lors de la planification du développement du réseau de distribution, les mesures et l'acquisition de services nécessaires à l'amélioration de l'efficacité de la gestion et du développement du réseau de distribution et permettant de réduire, avec un bon rapport coût-efficacité, la nécessité de moderniser ou de remplacer des capacités électriques. L'acquisition de ces services, y compris des services de flexibilité, est faite selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, à moins que Brugel n'ait établi que l'acquisition de ces services ne peut se faire dans un bon rapport coût-efficacité ou risque d'entraîner de graves distorsions du marché ou une congestion plus importante* ». (Nous surlignons)

Dans cette perspective, BRUGEL compte inscrire dans le RTRD les dispositions suivantes :

- Le GRD doit mettre en œuvre les moyens d'observation (voir paragraphe 7 du présent document) suffisants pour mieux cibler ses besoins en services de flexibilité lui permettant de réaliser des gains par rapport à un investissement classique ;
- Le GRD doit avoir la priorité par rapport aux autres acteurs demandeurs de la flexibilité pour l'accès, via des appels d'offre, aux ressources de flexibilité pour gérer ses congestions ou pour déferer ses investissements de capacité. En effet, selon l'endroit de la survenance de la congestion sur son réseau, le GRD peut rencontrer des difficultés importantes de mobiliser les ressources de flexibilité (marché très local et peu liquide), alors que les autres acteurs devraient avoir plus de choix pour répondre à leurs besoins par la possibilité de mobiliser les ressources sur toute la Belgique. Le concours d'intérêts est donc clairement en défaveur du GRD. Pour BRUGEL, la logique physique veut que les contraintes locales soient prioritaires sur les contraintes globales.

7 Mise en œuvre des réseaux intelligents

Le GRD est appelé à mettre en œuvre **une feuille de route** ambitieuse pour la transformation de son réseau en réseau intelligent. Cette feuille de route doit être déclinée en plan d'action réaliste, effectif et dans un horizon de temps compatible avec les défis attendus en Région de Bruxelles-Capitale.

L'objectif poursuivi est de permettre au GRD de jouer pleinement son rôle de facilitateur du marché en permettant de réaliser les transactions commerciales à moindre coûts, sans biais et sans délais.

Les fonctionnalités minimales à obtenir doivent permettre :

- **L'observabilité du réseau en end-to-end** : cette fonctionnalité peut se faire via un monitoring judicieux des réseaux MT et BT. Le déploiement des moyens d'observation peut être opportuniste et progressif avec des solutions éprouvées et testées par d'autres GRD pionniers;
- **L'identification des points d'accès dans le réseau** : il s'agit de la capacité de déterminer les liens entre les points d'accès et les éléments du réseau. Cette fonctionnalité est indispensable pour évaluer la capacité disponible, de gérer les flux et d'objectiver les actes posés à distance sur un point d'accès ;
- **La possibilité de poser des actes de contrôle-commande à distance** : cette fonctionnalité devrait permettre au GRD de gérer les flux de manière dynamique et de poser tous les actes lui permettant de moduler la puissance mise à disposition chez les URD ;
- **La communication au marché des informations objectives et fiables sur l'état du réseau** : la granularité et la fréquence de communication de ces données doivent être compatible avec les exigences du marché.

Tenant compte de ces impératifs, BRUGEL compte inscrire dans le RTRD, les dispositions suivantes :

- Le GRD a l'obligation de réaliser **avant le 1^e janvier 2024** une feuille de route « *SmartGrid* » avec un plan d'action et un calendrier de mise en œuvre compatible avec l'essor des véhicules électriques et l'électrification du chauffage. Cette feuille de route doit traduire des changements de paradigmes dans la gestion du réseau.
- La feuille de route est approuvée par BRUGEL après consultation publique ;
- La feuille de route est mise en œuvre via un mécanisme incitatif (exemple : bonus/malus) à déterminer dans la nouvelle méthodologie tarifaire, en lien avec les investissements, la participation du GRD à des études et projets pilotes, et selon des business plan soumis par le GRD et approuvés par BRUGEL ;
- Le GRD doit rapporter avec des indicateurs pertinents ses investissements de capacité et d'intelligence « *SmartGrid* » : un nouveau canevas des plans de développement permettant de faire la distinction entre les investissements dans le cuivre, de « *SmartGrid* » et les acquisitions des services de flexibilité sera établi par BRUGEL en concertation avec le GRD.

Par ailleurs, en cas de retard dans l'élaboration de cette feuille de route, une sanction administrative pourrait être appliquée par BRUGEL.

En outre, le GRD/GRTR doit, chacun pour ce qui le concerne :

- respecter ses engagements en matière d'investissements de capacité (dans le cuivre et dans l'intelligence) et leurs délais de réalisation. Le gestionnaire doit motiver le cas échéant l'impossibilité de répondre à ces engagements,
- estimer correctement les besoins en capacité des nouveaux usages (cas de faute manifeste est prise en compte),

8 Accès aux marchés

La mise en œuvre des 5 principes directeurs de BRUGEL (voir chapitre 54) passe par la définition d'un ensemble d'actions en faveur des clients finals et des acteurs du marché pour leur permettre de jouer pleinement leur rôle et de saisir les opportunités économiques qui accompagnent la transition énergétique. Dans cet esprit, BRUGEL estime qu'il est indispensable de mettre en œuvre trois types de mesure pour faciliter l'accès aux marchés pour les clients et les nouveaux acteurs (agrégateurs). Il s'agit des :

- Mesures de simplification des procédures d'accès ;
- Mesures de soutien tarifaires ;
- Mesures de protection des consommateurs.

Ci-dessous les mesures préconisées pour chacune de ces trois catégories.

8.1 Mesures de simplification des procédures d'accès

Il s'agit particulièrement de procédures de préqualification et des études préalables aux raccordements des nouveaux usages. BRUGEL préconise de :

- Standardiser les procédures de préqualification des URD qui disposent d'une capacité de raccordement supérieure ou égale à 56kVA ;
- Instaurer un régime simplifié pour les URD qui disposent d'une capacité de raccordement inférieure à 56kVA : le GRD doit seulement être informé de l'appartenance de ces URD aux niches indiquées dans l'article 26^{octies} de l'ordonnance électricité. Une préqualification par pool de clients pour tous types de produits peut être envisagée par le GRD. Dans ce cas, c'est le fournisseur de services de flexibilité qui demande l'étude de détails et qui répond des risques induits par un pilotage de pool de clients. Dans cette optique, il y a lieu de mettre en œuvre un projet pilote pour analyser les différentes situations susceptibles de se présenter et implémenter les méthodes les plus appropriées ;
- Instaurer une étude de détail payante¹⁴ pour les demandes de capacité supplémentaire à 4kVA pour les bornes de recharge : les analyses qui seront effectuées dans le cadre de ces études de détail doivent s'appuyer sur des critères transparents, objectifs, standardisés et harmonisés ;
- Alléger les exigences administratives d'octroi et de suivi des licences de fourniture de services d'agrégation et de fourniture de services de flexibilité ;
- Permettre des « Switches » rapides (en moins de 24h à partir de 2026) d'acteurs (agrégateur ou fournisseur) et sans surcoûts : le GRD a l'obligation de prévoir des scénarii compatibles avec ces exigences dans les MIG (fourniture et flexibilité) ;
- Permettre l'enregistrement de plusieurs acteurs sur un point d'accès : le GRD a l'obligation d'adapter le registre d'accès pour permettre aux URD de contracter plus d'un contrat commercial avec différents acteurs sur leur point d'accès (voir paragraphe 5.2.1 du présent document).

¹⁴ Sous réserve des conclusions des analyses qui seront effectuées dans le cadre de la nouvelle méthodologie tarifaire.

8.2 Mesures de soutien tarifaires

Dans l'esprit de la nouvelle ordonnance, BRUGEL doit tenir particulièrement en compte du besoin d'assurer un équilibre entre la solidarité de la couverture des coûts et les incitants permettant la participation active des clients, notamment via les partages d'énergie, à l'optimisation des investissements du réseau.

Il s'agit d'implémenter deux types de mesures de soutien tarifaires :

- **Les mesures transitoires et dégressives :**

Il s'agit, entre autres, d'établir :

- Des tarifs préférentiels pour les opérations à distance (index mensuels, ouverture/fermeture compteur, changement de capacité disponible) ;
- Des tarifs préférentiels pour les données informatives détaillées (hors facturation) (demandées avant de conclure des contrats dynamiques) ;
- Des tarifs préférentiels pour les moyens de rapatriement des données du port PI (frais de communication et coût du dongle). Dans ce cadre, BRUGEL encourage le GRD dans ses actions visant le développement d'une plateforme de transmission de données NRT (Near Real Time) ainsi qu'un dongle standard pour permettre la communication des données NRT du port PI du compteur intelligent vers cette plateforme. Les données NRT pourront ainsi être transmises aux acteurs de marché et aux clients eux-mêmes à couts raisonnables. Ceci permettra aux acteurs de marché de développer des services (pas uniquement limités à la flexibilité) à valeur ajoutée pour les utilisateurs de réseau et d'éviter le « *vendor lock-in* » et permettre à un client d'adhérer à plusieurs services en même temps ;

Préalablement à la mise en œuvre de ces mesures, BRUGEL compte réaliser une estimation chiffrée pour déterminer le niveau de soutien et la durée de sa dégressivité. Une analyse de faisabilité juridique sera également menée.

- **Les tarifs des nouveaux usages en lien avec la transition :**

BRUGEL compte réaliser une étude spécifique pour évaluer l'opportunité d'introduire des tarifs spécifiques pour les nouveaux usages (batteries pour véhicules électriques, batteries stationnaires, ...) afin de soutenir la transition énergétique. Il s'agit, entre autres, des tarifs suivants :

- Tarif de raccordement flexible pour la production et la consommation ;
- Tarif de renforcement du réseau pour les demandes de capacités supérieures aux capacités physiques disponibles sur les raccordements ;
- Tarif de capacité mise à disposition (périodiques et non-périodiques) ;
- Tarif de réservation de capacité pour les nouveaux projets ou rénovations importantes ;
- Tarif de mise à disposition des données informatives ;
- Tarif des opérations à distance sur les compteurs intelligents.

8.3 Mesures de protection des consommateurs

Avant toute chose, notons que vu le contexte compliqué dû à la crise énergétique, la confiance du client dans le marché a tendance à s'effriter. Il est dès lors important de tenter d'augmenter l'adhésion et la confiance des consommateurs dans le marché. Dès lors, une transition énergétique inclusive, qui permet à tous les consommateurs, de bénéficier des opportunités qui l'accompagnent, doit d'une part, être accompagnée d'une information pour tout public et d'autre part, être encadrée de balises afin d'éviter tout effet négatif pour les clients les plus vulnérables. Elle devrait s'effectuer le plus harmonieusement possible et dans le respect des spécificités de chacun.

BRUGEL suggère, après évaluation des coûts associés et des adaptations légales éventuelles, les actions listées ci-dessous. Comme la majorité de ces actions ne relèvent pas de la compétence directe du régulateur, ce sont des suggestions formulées par BRUGEL à l'attention des autorités ou opérateurs compétents, pour lesquelles BRUGEL se tient par ailleurs à disposition pour alimenter les réflexions.

- Etude de segmentation conceptuelle des clients vulnérables, en tenant compte entre autres du taux de précarité, des fractures numériques et énergétiques. Cette étude devrait être menée en concertation avec les acteurs sociaux concernés ;
- Identification et mise en place de mesures adaptées à chaque segment identifié dans le point précédent, pour un meilleur ciblage ;
- Mise à disposition des données détaillées sous forme compréhensible relatives aux services de flexibilité en instituant une obligation de service public dans le chef des GRD et des acteurs commerciaux. BRUGEL plaide pour des mesures harmonisées entre les trois Régions ;
- Mise à disposition au tarif réduit d'outils de suivi de la consommation notamment via une application dédiée développée par le GRD pour ces clients ou via un « In-home display », notamment en collaboration avec les sociétés de logements sociaux ou publics ;
- Mise à disposition par le GRD d'un service d'accueil client (contact physique) pour informer les clients sur les nouveaux services et les applications associées. Une collaboration avec les CPAS serait judicieuse, comme c'est le cas pour d'autres mesures sociales ;
- Continuer la réflexion entamée par la Fondation Roi Baudouin afin d'adapter le tarif social pour le rendre inclusif en termes d'intérêt pour les clients concernés à participer aux services de flexibilité. En effet, la formule actuelle « all-in » avec maximum deux tranches horaires ne procure aucun intérêt à participer à des produits-services dynamiques ;
- Encadrer de manière stricte les exigences en termes d'information et de transparence des offres proposées par les acteurs commerciaux ;
- Evaluer l'opportunité de permettre à des offres commerciales de prévoir de passer du tarif variable au tarif dynamique dans un même contrat, avec une attention particulière à prévoir des balises pour les clients vulnérables ;
- Envisager un questionnaire de profil de risque préalable à la conclusion de contrat de flexibilité : la logique du profil de risque est similaire à celle d'usage dans le secteur bancaire et peut être applicable à tout client, vulnérable ou non. Contrairement au secteur financier où seuls les investisseurs en placements à risque sont invités à répondre au questionnaire, de plus en plus de clients dans le secteur de l'énergie seront confrontés à la volatilité des prix et des risques associés. Outre le ciblage du risque, le questionnaire aura également comme objet d'informer en toute transparence, le client sur les services et modèles proposés par l'acteur commercial.

Par ailleurs, comme le prévoit l'Ordonnance électricité dans son article 30 bis, BRUGEL développera son comparateur BRUSIM pour y intégrer les contrats de fourniture à tarification dynamique.

9 Coordination entre acteurs

Le système électrique est composé d'une longue chaîne de valeur autrefois très compartimentée : productions centralisées, marchés de gros, balancing, transport, distribution, réseaux privés, installations utilisateurs. Avec la transition énergétique, des interactions de plus en plus fortes se forment entre ces différentes composantes du système électrique et un transfert progressif de responsabilité de la stabilité du système est en train de s'effectuer de la production centralisée vers les segments suivants de la chaîne de valeur et tend à impliquer davantage le client final. Le nouveau concept d'ELIA¹⁵ pour le futur modèle de marché est l'illustration de ces changements.

Ces évolutions nécessitent des échanges de données, au sein du marché, avec des granularités et des fréquences de communication de plus en plus élevées. Ceci implique le besoin de coordination entre d'une part les GRD et le GRT, entre les gestionnaires de réseau et les acteurs commerciaux et entre les régulateurs, organisés au sein de FORBEG, et les différents acteurs du marché.

9.1 Coordination entre gestionnaires de réseau

Les opérateurs, chacun pour ce qui le concerne, agissent dans le cadre de leurs missions légales dans un secteur caractérisé par des interactions de plus en plus fortes avec des acteurs dont les intérêts sont de plus en plus concurrents. Une coordination réussie doit donc s'appuyer sur une vision intégrée et harmonisée des gestionnaires de réseau qui favorise des synergies et la réalisation d'un optimum technico-économique global qui ne correspond pas forcément à l'optimum recherché par chaque acteur de manière individuelle.

Dans cette optique, BRUGEL estime que :

- Le GRD et le GRTR doivent mener une étude selon des scénarii réalistes d'intégration des nouveaux usages, compte tenu des réserves limitées en capacité sur les réseaux MT et HT ;
- Le GRD et le GRTR ont l'obligation d'échanger les données relatives aux nouveaux usages ;
- Le GRD et le gestionnaire du réseau de transport fédéral doivent collaborer pour lutter contre le gaming des acteurs commerciaux qui seraient tentés de valoriser des services pour résoudre des problèmes de congestion sciemment provoqués sur le réseau.

¹⁵<https://www.elia.be/fr/users-group/groupe-de-travail-system-operation-et-european-market-design/2021/029-3th-roundtable-consumer-centric-market-design>

9.2 Coordination entre gestionnaires de réseau et acteurs

Dans le cadre des efforts d'harmonisation des pratiques entre les Régions, BRUGEL estime que :

- Les gestionnaires de réseau ont l'obligation de créer en concertation et en collaboration avec les différents acteurs un forum de marché pour le cas échéant, l'harmonisation et la standardisation des produits de flexibilité pour les URD y compris pour les définitions des « *baselines* » ;
- Les gestionnaires de réseau ont l'obligation de veiller en concertation avec les acteurs commerciaux à adopter des procédures équitables, proportionnelles et transparentes pour la gestion des activations des services de flexibilité et pour la standardisation et la simplification des procédures de préqualification des installations des clients raccordés à leurs réseaux.

Dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement du marché, BRUGEL compte réaliser des audits périodiques et spécifiques sur le rôle des gestionnaires de réseau comme facilitateur du marché de la flexibilité.

9.3 Concertations entre régulateurs et acteurs du marché

Compte tenu des couplages des marchés de détails et de gros et l'opportunité de faciliter des conditions de marché harmonisées parmi les trois régions, BRUGEL estime qu'il y a lieu de réfléchir aux solutions de doter FORBEG des moyens nécessaires, y compris d'envisager un statut formel, pour jouer un rôle de plus en plus central dans les échanges entre les régulateurs et les acteurs du marché.

I0 Annexes : Etudes commanditées par BRUGEL sur le marché de la flexibilité

I0.1 Étude VITO : Analyse du cadre relatif au marché de la flexibilité

Cette étude visait l'examen du cadre légal, réglementaire et régulateur du marché de la flexibilité, pour identifier :

- les barrières réglementaires (réglementaires et tarifaires) au développement du marché de la flexibilité ;
- les mesures réglementaires opportunes et nécessaires (réglementaires et tarifaires) pour le développement du marché de la flexibilité ;
- les mesures d'accompagnement pour favoriser la participation des clients au marché de la flexibilité.

I0.2 Étude Deplasse & Associés : Définition d'un mécanisme d'indemnisation par le GRD

Cette étude visait la définition d'un mécanisme d'indemnisation en cas de limitation ou d'interruption d'un service de flexibilité par le gestionnaire de réseau en violation des modalités préalablement définies. Il s'agit d'identifier :

- des modalités et conditions objectives, transparentes et non-discriminatoires pour l'encadrement du droit du gestionnaire de réseau à limiter ou interrompre l'activation d'un service de flexibilité par le client ;
- un régime d'indemnisation par le gestionnaire de réseaux aux parties impactées lorsqu'il ne respecte pas les modalités citées ci-dessus.

* *

*