Délivrable D.2.2

ANALYSE DU CADRE JURIDIQUE DE LA FLEXIBILITÉ DE LA DEMANDE EN BELGIQUE ET DES OBSTACLES QUI POURRAIENT EN RÉSULTER POUR LE DÉPLOIEMENT DU PLEIN POTENTIEL DE CETTE FLEXIBILITÉ

Marie Beudels

Emmanuel Slautsky

Bruxelles, octobre 2026

TABLE DES MATIERES

1. Introduction 3
2. Le cadre juridique des communautés d'énergie 4
2.1. Les communautés d'énergie et la flexibilité de la demande en électricité 5
2.2. Le cadre juridique des communautés d'énergie : entre complexité institutionnelle et marge de manœuvre des régions 6
2.3. Conclusion : le cadre juridique comme levier et frein à la flexibilité de la demande des communautés d'énergie 8
3. Le cadre juridique de la tarification de l'électricité 9
3.1. La tarification de l'électricité et la flexibilité de la demande 9
3.2. Les tarifs de réseau : du recouvrement des coûts au pilotage des usages 10
3.3. Conclusion : la tarification comme levier et frein à la flexibilité de la demande 13
4. Soutenir les outils de la flexibilité : le cas des tarifs pour le partage d'énergie 14
5. Conclusion générale 16

RÉSUMÉ

S’appuyant sur les publications réalisées dans le cadre du projet DemandFlex, le présent rapport analyse le cadre juridique de la flexibilité de la demande en électricité en Belgique à partir de deux cas d’étude : les communautés d’énergie et la tarification de l’électricité. Il part du constat que la flexibilité de la demande n’est pas univoque : explicite ou implicite, elle peut viser l’équilibre du système, la gestion des congestions locales, la maîtrise de la pointe ou l’intégration des renouvelables, objectifs qui ne sont ni exclusifs ni nécessairement compatibles. L’analyse montre que les cadres juridiques examinés opèrent tantôt comme levier, tantôt comme frein pour cette flexibilité : les transpositions régionales relatives aux communautés d’énergie orientent ces structures vers l’une ou l’autre forme de flexibilité, tandis que les tarifs de réseau, sous l’effet de la montée en puissance du principe de réflectivité des coûts, sont passés d’un instrument de recouvrement des coûts à un outil de pilotage des comportements. Elle souligne enfin que le droit organise l’émission de signaux davantage qu’il n’en assure la réception, l’effectivité de ceux-ci dépendant de prémisses comportementales rarement vérifiées. L’obstacle principal au déploiement du potentiel de flexibilité, en particulier résidentiel, tient dès lors moins à l’absence d’instruments juridiques qu’au défaut d’articulation entre et de mise en cohérence de ces instruments par rapport aux besoins auxquels ils pourraient répondre.

1. INTRODUCTION

Tel qu'étudié dans le livrable D.1.1 du projet DemandFlex, la notion de flexibilité de la demande n'est pas univoque.[1] Celle-ci peut être explicite – c'est-à-dire vendue sur un marché organisé, comme un marché de gros ou de balancing – ou implicite – c'est-à-dire résultant d'un signal prix, auquel le consommateur reste libre de réagir ou non, de sorte que la réponse effective n'est ni garantie ni prévisible ; elle peut également viser à maintenir l'équilibre du système, à éviter de la congestion, à garder sous contrôle l'augmentation de la pointe système liée à l'électrification des usages et donc à retarder des besoins en investissements, ou à intégrer les énergies renouvelables dans le système, ces objectifs n'étant pas mutuellement exclusifs, mais pas non plus nécessairement compatibles. Ainsi une flexibilité activée sur un marché de balancing pour maintenir l'équilibre du système peut générer de la congestion locale et, à l'inverse, une flexibilité activée afin d'éviter une congestion locale peut générer un déséquilibre pour le système.

La flexibilité de la demande en électricité n'est donc pas unique, mais multiple, et tels sont aussi les instruments de flexibilité de la demande en électricité. Face à cette multiplicité d'instruments, il a été décidé de définir deux cas d'études pour le projet DemandFlex : les communautés d'énergie et la tarification de l'électricité. Ces deux cas d'étude ont été retenus, parce qu'ils constituent des leviers d'activation de la flexibilité des consommateurs raccordés en basse et moyenne tension. Or les usages résidentiels et le secteur du commerce et des services publics représentent environ un quart de la consommation finale d'électricité en Belgique, alors que ces consommateurs sont demeurés largement passifs, en raison notamment des coûts d'information et de compréhension du marché qu'ils supportent : ils constituent à ce titre l'un des principaux gisements de flexibilité inexploités.[2] Ce délivrable analyse donc le cadre juridique relatif aux communautés d'énergie (section 2) et à la tarification de l'électricité, en particulier les tarifs de réseau (section 3), et les obstacles à la flexibilité de la demande qui en résultent, en tenant compte des multiples objectifs que peuvent servir la flexibilité de la demande. Ces deux cas d'études se rencontrent par ailleurs sur la question des tarifs de réseau applicable au partage d'énergie (section 4). La conclusion générale revient enfin sur le caractère ambivalent des cadres juridiques analysés, à la fois leviers et freins, et sur ce que cette ambivalence révèle des obstacles au déploiement du plein potentiel de la flexibilité de la demande en Belgique (section 5). Ce livrable est basé sur les productions scientifiques réalisées dans le cadre du projet DemandFlex et annexées au présent rapport.

2. LE CADRE JURIDIQUE DES COMMUNAUTÉS D'ÉNERGIE

[1] Voy. D.1.1 « Identification of the legal, economic and technical aspects of the demand flexibility in Belgium ».

[2] Voy. D.1.2 « Definition of common case studies » pour une explication plus détaillée de ce choix.

Les communautés d'énergie sont des entités juridiques qui s'organisent autour de projets énergétiques et dont l'objectif principal n'est pas de générer des profits financiers, mais de fournir des avantages environnementaux, économiques et sociaux. Elles visent à permettre aux citoyens d'investir collectivement dans la production d'électricité, ainsi que d'en bénéficier directement via l'activité de partage d'énergie, qui s'apparente à de la vente d'électricité, mais qui s'organise en dehors d'une licence de fourniture. À partir de 2018, l'Union européenne a développé un cadre juridique pour les communautés d'énergie, afin à la fois d'améliorer l'acceptation citoyenne des énergies renouvelable et de faciliter l'adoption de nouveaux modes de consommation, auquel la flexibilité de la demande peut être assimilée. La présente section revient sur la qualification de la communauté d'énergie en tant qu'instrument de flexibilité de la demande en électricité (section 2.1). Elle présente ensuite le cadre juridique des communautés d'énergie en Belgique (section 2.2), avant de conclure sur le rôle ambivalent du cadre juridique des communautés d'énergie, comme levier et frein à la flexibilité de la demande (section 2.3).

2.1. Les communautés d'énergie et la flexibilité de la demande en électricité

Le droit européen prévoit deux formes de communautés d'énergie : la communauté d'énergie renouvelable et la communauté d'énergie citoyenne. La communauté d'énergie renouvelable, première initiative en la matière, a été instituée par la directive 2018/2001 sur les énergies renouvelables et ne peut, comme son nom l'indique, porter que sur des projets d'énergie renouvelable. La directive 2019/944 sur le marché intérieur de l'électricité a, par la suite, institué la communauté d'énergie citoyenne. Bien que cette dernière soit, à la différence de la communauté d'énergie renouvelable, neutre du point de vue technologique et qu'elle puisse dès lors produire de l'électricité à partir de sources non renouvelables, la communauté d'énergie citoyenne a, elle aussi, été envisagée comme s'inscrivant dans la dynamique de transition énergétique. Le législateur européen l'a en effet conçue comme un instrument destiné à « faciliter l'adoption de nouvelles technologies et de nouveaux modes de consommation, notamment les réseaux de distribution intelligents et la participation active de la demande ».[3] Les deux structures ont donc pour objectif d'être des instruments de la transition énergétique.

C'est à ce titre que les communautés d'énergie intéressent directement la flexibilité de la demande, et ce à deux niveaux. D'une part, les deux directives leur ouvrent expressément la flexibilité explicite : elles doivent être habilitées à accéder aux marchés de l'électricité directement ou par agrégation, et de manière non discriminatoire.[4] À ce titre, une communauté d'énergie pourrait vendre sa flexibilité explicite sur un marché organisé de l'électricité. La communauté peut au demeurant exercer elle-même l'activité d'agrégation. La communauté d'énergie citoyenne est d'ailleurs financièrement

[3] Directive 2019/944 sur le marché intérieur de l'électricité, cons. 43.
[4] Directive 2019/944 sur le marché intérieur de l'électricité, art. 16(3)(a), et directive 2018/2001 sur les énergies renouvelables, art. 22(2)(c).

responsable des déséquilibres qu'elle cause et doit à ce titre être responsable d'équilibre ou déléguer cette responsabilité,[5] de sorte qu'elle est non seulement autorisée à valoriser sa flexibilité, mais aussi exposée aux signaux qui la rendent nécessaire. Cette remarque doit néanmoins être nuancée. Si, au niveau fédéral, la loi électricité transpose en effet la responsabilité des communautés d'énergie citoyennes pour les déséquilibres,[6] le cadre régulatoire n'a pas été adapté à ce cas d'espèce et l'éventuelle délégation d'une telle responsabilité à un Balancing Responsible Party (BRP) ne semble pas vérifiée en pratique. Il pourrait également être considéré que cette exposition irait à l'encontre d'une vision de la communauté d'énergie comme visant surtout à permettre aux citoyens d'activement participer à la transition énergétique, auquel cas la responsabilité pour les déséquilibres constitue une lourde barrière technico-légale pour les citoyens. Il n'en reste pas moins que c'est une disposition que la directive prévoit.

D'autre part, l'activité de partage d'électricité au sein de la communauté incite à une flexibilité implicite. Le partage n'est possible que lorsque la consommation des membres coïncide temporellement avec la production des unités détenues par la communauté, ce qui encourage un déplacement des consommations en dehors de tout marché organisé. Au vu des contraintes technico-économiques de la flexibilité explicite – préqualification, taille minimale d'offre, coût de la responsabilité d'équilibre, etc. –, ce potentiel de flexibilité implicite est, à ce jour, celui que les communautés d'énergie mobilisent effectivement, l'accès aux marchés de flexibilité demeurant réduit.

Le partage constitue ainsi le principal vecteur de flexibilité implicite ouvert aux communautés d'énergie. Son attractivité dépend toutefois, d'abord, du cadre tarifaire applicable aux volumes partagés, qui sera examiné dans une section spécifique (section 3 *infra*). Il dépend aussi, ensuite, de la structuration juridique choisie pour ces communautés d'énergie. Dans la suite de la présente section, on s'intéresse à la façon dont les régions belges ont transposé le cadre européen applicable en la matière, étant entendu que ce cadre européen laisse d'importantes marges de manœuvre aux États membres en la matière.

2.2. Le cadre juridique des communautés d'énergie : entre complexité institutionnelle et marge de manœuvre des régions

Le cadre européen relatif aux communautés d'énergie a, en Belgique, été transposé pour l'essentiel par les régions. Ainsi que l'a relevé le délivrable D.2.1, l'autorité fédérale s'est bornée à reprendre les définitions européennes dans la loi électricité du 29 avril 1999 et à régler certains aspects de la participation des communautés aux marchés de l'électricité, tandis que le statut organique de ces structures relève des régions, la section

[5] Directive 2019/944 sur le marché intérieur de l'électricité, art. 16(3)(c).
[6] Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, art. 19*quinquies*.

de législation du Conseil d'État y voyant à tout le moins un aspect régional de l'énergie.[7] Le régime applicable aux communautés d'énergie illustre donc doublement les constats du délivrable précédent : la répartition des compétences y produit un panorama fragmenté, et les trois régions ont exercé différemment la marge d'appréciation que leur laissaient les directives.

La première contribution annexée à ce délivrable analyse ces transpositions au regard de l'objectif de participation citoyenne à la transition énergétique qui sous-tend la figure de la communauté d'énergie. Elle porte sur trois points sur lesquels la marge de manœuvre des autorités nationales était large ou sur lesquels les législateurs régionaux ont pris certaines libertés : (i) le critère de proximité conditionnant le contrôle des communautés d'énergie renouvelable, (ii) la procédure de reconnaissance des communautés d'énergie, et (iii) la condition de propriété des installations de production pour l'organisation du partage. Sur ces trois questions, les arbitrages régionaux ont divergé, avec des impacts variables sur la participation citoyenne. Transposés à la flexibilité explicite, les constants posés dans cette contribution peuvent se résumer comme suit.

Premièrement, l'interprétation extensive du critère de proximité autorisée par le cadre flamand et critiquée dans la contribution en ce qu'elle dilue la voix des citoyens directement concernés par les installations, pourrait en revanche être considérée comme favorable à la constitution de portefeuilles suffisamment étendus pour atteindre les seuils d'offre exigés sur les marchés de flexibilité. Symétriquement, une définition restrictive sert l'acceptabilité locale mais fragmente le gisement mobilisable. Les divergences régionales sur ce point produisent dès lors, d'une région à l'autre, des conditions inégales d'accès à la flexibilité explicite – sans que rien n'indique que cette conséquence ait été prise en considération.

Ce premier constat en matière de flexibilité explicite n'épuise cependant pas la question. C'est le deuxième point. En effet, le législateur wallon a subordonné l'activité de partage au sein d'une communauté d'énergie renouvelable à une condition de proximité entre les installations de production et les participants, que le Gouvernement a définie, sous réserve de deux exceptions, comme la coïncidence sur le territoire d'une même commune. Les travaux préparatoires indiquent que cette exigence visait à aligner le partage d'électricité sur la topologie et les besoins du réseau.[8] La Wallonie a ainsi implicitement assigné au partage une finalité spécifique : là où les directives y voient un instrument de participation et de valorisation de l'énergie produite en commun, le décret

[7] Voy. D.2.1 « Analyse juridique de la répartition des compétences dans le contexte de la flexibilité de la demande et des obligations de coopération pesant sur ces acteurs ».

[8] Projet de décret du Parlement wallon modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des directives 2019/944/UE du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et en vue d'adapter les principes relatifs à la méthodologie tarifaire, Exposé des motifs, *Doc.*, Parl. w., 2021- 2022, 871/1, pp. 35 et 36.

en fait également un dispositif de localisation des flux, destiné à limiter les sollicitations du réseau et, indirectement, les besoins de renforcement. Il sert ainsi une finalité de flexibilité implicite visant à éviter les problèmes de congestion locale. Les personnes situées hors du périmètre perdent en revanche tout intérêt à rejoindre la communauté, puisqu'elles ne pourront prendre part au partage. Une même mesure sert donc une finalité de gestion du réseau de distribution tout en desservant la valorisation de la flexibilité à l'échelle du système. Cette configuration illustre concrètement la concurrence entre finalités de flexibilité évoquée en introduction : une décision prise au regard des besoins d'un réseau régional produit des effets sur des besoins relevant d'un autre niveau.

2.3. Conclusion : le cadre juridique comme levier et frein à la flexibilité de la demande des communautés d'énergie

Le cadre européen fait des communautés d'énergie un levier potentiel de flexibilité de la demande, et ce pour les deux formes qu'elle peut prendre. Du côté explicite, elles sont autorisées à accéder aux marchés de l'électricité, directement ou par agrégation, peuvent fournir elles-mêmes des services d'agrégation, et la communauté d'énergie citoyenne est financièrement responsable des déséquilibres qu'elle cause, de sorte qu'elle est à la fois autorisée à valoriser sa flexibilité et exposée aux signaux qui la rendent nécessaire. Du côté implicite, l'activité de partage incite ses membres à faire coïncider leur consommation avec la production de la communauté.

Le cadre belge fonctionne, lui, tantôt comme levier, tantôt comme frein – et souvent comme les deux à la fois, selon la forme de flexibilité considérée. C'est le principal enseignement de cette section : les choix opérés par les législateurs régionaux ne sont pas favorables ou défavorables à la flexibilité en général, ils orientent les communautés d'énergie vers un type de flexibilité au détriment d'un autre. L'étendue territoriale reconnue aux communautés flamandes autorise la constitution de portefeuilles susceptibles d'atteindre les seuils exigés sur les marchés, mais dilue le lien entre le partage et le réseau qui le supporte. Le critère wallon de proximité applicable au partage produit l'effet inverse : il localise les flux et sert plutôt une finalité de gestion des congestions, au prix d'un gisement fragmenté à l'échelle du système. Aucun des deux n'est en soi un obstacle à la flexibilité ; chacun ferme ce que l'autre ouvre.

Cette configuration renvoie à la concurrence entre finalités de flexibilité exposée en introduction. Une flexibilité activée pour maintenir l'équilibre du système peut créer de la congestion locale, et une flexibilité activée pour résoudre une congestion peut déséquilibrer le système. Les cadres régionaux tranchent implicitement cet arbitrage, en orientant les communautés d'énergie vers l'un ou l'autre de ces besoins, alors même que la question du besoin de flexibilité auquel le dispositif doit répondre n'y est jamais posée en ces termes. Le décalage entre le niveau où l'arbitrage est effectué – régional, et par des dispositions organiques – et le niveau où ses effets se produisent pour partie – le système

électrique dans son ensemble – reflète la complexité institutionnelle relevée au livrable D.2.1.

3. Le cadre juridique de la tarification de l'électricité

Le deuxième cas d'étude identifié dans le cadre du projet DemandFlex porte sur la tarification de l'électricité, entendue au sens large comme le prix final payé par les consommateurs d'électricité. La présente section revient brièvement sur les différents éléments de la facture d'électricité – prix commodity, tarifs de réseaux et taxes et surcharges – et comment ils peuvent contribuer à la flexibilité de la demande en électricité (section 3.1). Le cadre juridique des tarifs de réseau électrique fait ensuite l'objet d'une attention plus soutenue (section 3.2). À ce sujet, on observe que la tarification constitue à nouveau à la fois un levier et un frein à la flexibilité, ce qui souligne encore une fois la pluralité des finalités de la flexibilité de la demande en électricité (section 3.3).

3.1. La tarification de l'électricité et la flexibilité de la demande

La facture d'électricité d'un client résidentiel se compose de trois grands blocs. Le premier est le prix de la commodité, établi par le fournisseur d'électricité et qui reflète, selon les modalités du contrat, les prix des marchés de gros. Le deuxième est constitué des tarifs de réseau, qui rémunèrent les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution pour les missions qui leur incombent et qui couvrent leurs coûts d'exploitation, d'entretien et d'investissement. Le troisième regroupe diverses taxes, redevances et surcharges, notamment destinées au financement des politiques publiques en matière d'énergie. En Belgique, chacun des blocs représente environ un tiers de la facture finale d'un client final résidentiel.

Ces composantes ne sont pas facturées séparément. En vertu de ce que l'on appelle la cascade tarifaire, le gestionnaire du réseau de transport facture ses tarifs au gestionnaire du réseau de distribution, qui facture les siens au fournisseur, lequel adresse au client final une facture unique comprenant l'ensemble de ces montants.[9] Le consommateur résidentiel ne perçoit donc pas trois prix distincts, mais un seul, agrégé.

Les deux premières composantes de la facture sont susceptibles d'émettre un signal auquel le consommateur peut répondre en déplaçant sa consommation, et donc de susciter une flexibilité implicite de la demande. Elles ne renvoient toutefois pas au même besoin.

Le prix de la commodité transmet, pour autant que le contrat de fourniture le prévoie, le signal des marchés de l'électricité. Ce signal se rapporte à l'équilibre entre l'offre et la demande à l'échelle du système, et son intérêt s'est accru avec le développement de la production renouvelable : la concentration de la production photovoltaïque en milieu de

[9] Voy. p. 329 de l'annexe 2 du présent livrable pour un examen de la cascade tarifaire.

journée déprime les prix aux heures d'ensoleillement, jusqu'à les rendre négatifs, tandis que la pointe de consommation du soir coïncide avec la disparition de cette production. Déplacer sa consommation vers les heures de prix bas est, pour le consommateur qui en supporte le risque, économiquement rationnel, et cette réponse contribue à l'équilibre du système, dont la responsabilité première repose sur les responsables d'équilibre (balancing responsible parties, ou BRP). Ce signal ne renseigne cependant pas sur l'état du réseau auquel le consommateur est raccordé : un prix de marché bas n'indique pas que le réseau local peut absorber une consommation supplémentaire.

Les tarifs de réseau peuvent, quant à eux, émettre un signal qui se rapporte à l'usage du réseau. Historiquement conçus comme l'instrument de recouvrement des coûts des gestionnaires de réseau, ils ont progressivement été mobilisés pour orienter les comportements de consommation, comme l'illustre la nouvelle structure tarifaire applicable depuis le 1er janvier 2026 aux utilisateurs résidentiels du réseau de distribution wallon, dont le tarif le plus bas s'applique désormais non seulement la nuit mais aussi entre 11 et 17 heures. L'objectif est ici d'inciter à consommer l'électricité d'origine solaire au moment où elle est abondante et où le réseau n'est pas exposé à un risque de congestion, ainsi que de contenir la croissance de la pointe induite par l'électrification des usages, et de différer par là les investissements de renforcement.[10]

Quant aux taxes, redevances et surcharges, elles sont fixées par le législateur et, pour l'essentiel, assises sur les volumes prélevés. Elles renchérissent donc uniformément la consommation, sans différenciation temporelle : elles produisent des effets sur le comportement des consommateurs, mais aucun effet incitatif au déplacement de la charge n'est ici recherché.

C'est sur la deuxième de ces composantes – les tarifs de réseau – que la prochaine section se concentre plus en détail. Ces tarifs de réseau sont établis par les autorités de régulation, au terme d'une procédure organisée par le droit européen et le droit belge, sur la base de méthodologies tarifaires soumises au contrôle juridictionnel. Ils constituent, autrement dit, la composante de la facture résultant le plus d'une décision publique, formalisée dans le droit, et non de l'état d'un marché ou d'un choix fiscal, et dont on observe qu'elle cherche désormais à induire de la flexibilité.

3.2. Les tarifs de réseau : du recouvrement des coûts au pilotage des usages

Le cadre juridique entourant les tarifs de réseau d'électricité a fait l'objet d'une recherche doctorale de l'autrice du présent rapport dans le cadre du projet DemandFlex. Cette recherche, annexée au présent livrable, analyse l'évolution de la régulation tarifaire en Belgique et en Europe depuis la libéralisation du milieu des années 1990, sous l'angle des interactions entre cette régulation et ce que la thèse conceptualise comme l'infrastructure électrique. Ce cadre théorique, emprunté aux *infrastructure studies*, n'est

[10] voy. §408 et suivants de de la thèse, annexée au présent livrable.

pas restitué ici. En revanche, l'un des résultats de la recherche doctorale intéresse directement le présent livrable : au cours des dernières années, les tarifs de réseau ont cessé d'être exclusivement conçus comme un instrument de recouvrement des coûts pour devenir progressivement un instrument destiné à orienter les comportements des utilisateurs du réseau.

Ce déplacement se lit notamment à travers l'articulation de deux principes de la régulation tarifaire. Le premier est le recouvrement des coûts : les tarifs doivent permettre au gestionnaire de réseau de couvrir l'ensemble des coûts nécessaires ou efficaces à l'exécution de ses missions légales et de percevoir une marge bénéficiaire raisonnable, sans lui permettre d'exploiter sa position monopolistique pour réaliser des profits excessifs. C'est ce principe que traduit l'article 18(1) du règlement 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité, aux termes duquel les redevances d'accès aux réseaux « reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable».[11] Le recouvrement des coûts détermine ainsi l'enveloppe de revenu à laquelle le gestionnaire a droit – le revenu autorisé – mais ne dit rien de la manière dont cette enveloppe doit être répartie.

C'est là l'objet du second principe, celui de la réflectivité des coûts, qui gouverne la répartition du revenu autorisé entre les utilisateurs du réseau et dans le temps. Il exige que les tarifs payés par un utilisateur se rapportent, dans la mesure du possible, aux coûts que celui-ci génère pour le réseau. Ce principe est resté longtemps implicite en droit belge et européen, opérant à travers les règles d'allocation des coûts et le choix des bases tarifaires plutôt que par une formulation explicite. La Cour des marchés avait ainsi estimé en 2015 qu'un tel principe n'était pas consacré par le droit ; elle l'a ensuite implicitement admis en 2018, en jugeant discriminatoire le fait qu'un *prosumer* ne paie des tarifs que sur sa consommation nette alors qu'il utilise le réseau pour l'ensemble des quantités prélevées.[12] Le règlement 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité lui a ensuite donné un fondement textuel clair, en prévoyant que les tarifs reflètent les coûts en tenant compte de l'utilisation du réseau par les utilisateurs, y compris les clients actifs.[13] Il ne s'agit pas pour autant d'individualiser l'ensemble des coûts de réseau ni de supprimer toute socialisation : la structure du réseau est telle que certains coûts ne peuvent être parfaitement individualisés et d'autres considérations que la réflectivité des coûts peuvent être légitimement prises en compte. Ce principe de réflectivité des coûts n'en devient désormais pas moins un élément central du cadre juridique applicable aux tarifs de réseau.

---

[11] Règlement 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité, art. 18(1).

[12] Cette jurisprudence est analysée aux paragraphes 232 et suivants de la thèse, annexée au présent livrable.

[13] Règlement 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité, art. 18(1) et 18(7). Cette reconnaissance explicite est étudiée aux paragraphes 341 et suivants de la thèse, annexée au présent livrable.

Notons qu’une ambiguïté sémantique existe en français entre les principes de réflectivité et de recouvrement des coûts, qui sont parfois présentés comme deux acceptions du principe de réflectivité des coûts. Or, ces deux principes ont un objet et une portée tout à fait différents.

Alors que la régulation tarifaire s’est historiquement centrée autour du principe de recouvrement des coûts, visant à éviter que les gestionnaires de réseau génèrent des rentes monopolistiques de leur activité, la thèse annexée au présent rapport souligne une montée en puissance du principe de réflectivité des coûts dans les méthodologies tarifaires étudiées. Cette montée en puissance est décisive pour la flexibilité de la demande. Tant que le tarif se rapporte aux coûts du gestionnaire, il demeure un instrument de détermination du montant d'une enveloppe : il détermine ce qui est payé, sans prétendre agir sur les comportements. Dès lors qu'il se rapporte aux coûts causés par l'utilisateur, il devient possible – et, dans une certaine mesure, juridiquement exigé – de différencier les tarifs selon la manière dont chacun sollicite le réseau. Le tarif cesse d'enregistrer une série de coûts nécessaires pour signaler à l'utilisateur le coût de son comportement, et l'inciter à le modifier.

Plus spécifiquement, cette montée en puissance du principe de réflectivité des coûts a eu lieu dans un contexte de transition énergétique, qui expose les réseaux à des contraintes nouvelles : congestions locales et problèmes de tension liés à la production photovoltaïque décentralisée, croissance de la pointe sous l'effet de l'électrification du chauffage et de la mobilité. La thèse montre que la réflectivité s'y est déplacée d'une lecture rétrospective – le tarif répartit des coûts déjà encourus – vers une lecture anticipative : le tarif valorise les coûts que l'utilisateur causerait en l'absence d'adaptation de son comportement, afin précisément de les prévenir. Le caractère ouvert du principe, qui impose que les tarifs reflètent les coûts sans préciser lesquels ni selon quelles méthodes de mesure ou quels horizons temporels, a rendu cette évolution possible sans modification des textes.

Les trois régions ont, sur cette base, entrepris de refondre les structures tarifaires applicables à la basse tension, selon des solutions distinctes. La Wallonie a privilégié une différenciation temporelle plus fine, dont la structure entrée en vigueur au 1er janvier 2026 constitue l'aboutissement. La Flandre a modifié la base tarifaire elle-même, en introduisant un terme capacitaire. Bruxelles a retenu une solution intermédiaire, dont la thèse relève qu'elle demeure la plus faible : la structure incitative n'y est applicable qu'aux utilisateurs qui la demandent, la structure par défaut continuant de reposer sur une différenciation jour/nuit ou sur un tarif forfaitaire. Or une structure tarifaire incitative peu adoptée ne peut produire l'effet comportemental attendu.

Cette simultanéité dans l’adoption de décisions tarifaire mettant l’accent sur la réflectivité des coûts n'est pas fortuite : elle traduit l'effet des contraintes infrastructurelles sur la régulation tarifaire. Elle n'est pas non plus propre à la

distribution : la méthodologie tarifaire applicable au gestionnaire du réseau de transport pour la période tarifaire 2028-2031 prévoit également la fin du régime d'exemption tarifaire applicable aux batteries ainsi que l'application d'un tarif pour l'utilisation du réseau aux producteurs.[14] Ces évolutions visent explicitement à faire contribuer aux coûts de réseau tous les utilisateurs qui les génèrent et donc à augmenter la réflectivité des coûts. Les régulateurs ont ainsi répondu, chacun dans leur ressort, à des contraintes de même nature. Ils ne les ont toutefois pas hiérarchisées de la même manière : par exemple là où les régulateurs bruxellois et flamand ont clairement priorisé les enjeux de capacité disponible, le régulateur wallon a également cherché à traiter l'intégration de la production solaire.

Néanmoins, alors que le tarif devient un instrument de pilotage des comportements, le contrôle juridictionnel de sa justification demeure ténu. La Cour des marchés n'aborde la réflectivité qu'indirectement, à travers la non-discrimination et la transparence, et se refuse à substituer son appréciation à celle du régulateur quant à la causalité des coûts ou aux méthodes d'allocation.[15] Le contrôle porte dès lors sur le caractère cohérent, non discriminatoire et suffisamment motivé de la justification avancée, dans les limites du large pouvoir d'appréciation des autorités de régulation, davantage que sur l'exactitude des prémisses de cette justification. Le contenu concret du principe s'élabore ainsi principalement dans la pratique régulatoire.

3.3. Conclusion : la tarification comme levier et frein à la flexibilité de la demande

La tarification de l'électricité constitue aujourd'hui l'un des principaux vecteurs d'incitation à la flexibilité de la demande résidentielle. Deux de ses composantes émettent un signal auquel le consommateur est susceptible de répondre en déplaçant sa consommation : le prix de la commodité, qui transmet celui des marchés de l'électricité aux clients disposant, par exemple, d'un contrat dynamique, et les tarifs de réseau, dont le signal se rapporte à l'usage du réseau. La troisième, constituée des taxes et surcharges, renchérit uniformément la consommation sans différenciation temporelle.

Cette section s'est concentrée sur les tarifs de réseau, qui ont fait l'objet, dans le cadre du projet, d'une recherche doctorale dont les résultats sont annexés au présent livrable. Les tarifs de réseau, conçus à l'origine comme le moyen d'assurer aux gestionnaires le recouvrement de leurs coûts, sont devenus, sous l'effet de la montée en puissance du principe de réflectivité des coûts, un instrument destiné à orienter les comportements de consommation. Les trois régions ont refondu leurs structures tarifaires en basse tension

[14] CREG, Décision (B)1109/13 du 25 juin 2026 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2028-2031. Sur l'exonération tarifaire pour les batteries applicable au niveau du réseau de transport, voy. §396 et suivants de de la thèse, annexée au présent livrable. Sur les tarifs d'injection au niveau du réseau de transport, voy. §363 et suivants de la thèse, annexée au présent livrable.

[15] Voy. pour une analyse de la justiciabilité du principe de réflectivité des coûts §355 et suivants de la thèse, annexée au présent livrable.

pour émettre des signaux temporels ou capacitaires, et la même dynamique se retrouve au niveau du réseau de transport. À cet égard, le cadre juridique entourant les tarifs de réseau, et notamment les principes à texture ouverte susceptible d'être interprétés différemment en fonction des contraintes réseau, a indiscutablement agi comme un levier.

Ce cadre juridique opère toutefois également comme un frein. Ainsi, un signal tarifaire ne produit d'effet que s'il s'applique : le caractère optionnel de certaines structures tarifaires, le contenu de la structure applicable par défaut ou le déploiement des compteurs communicants déterminent la portée réelle de l'incitation, indépendamment de la qualité de sa conception. Ensuite, la possibilité d'interpréter les principes tarifaires et de les prioriser différemment, offerte par le cadre juridique, a également permis aux régulateurs d'écarter parfois la réflectivité pour des raisons économiques ou sociales, ou pour soutenir des activités jugées souhaitables sans que le bénéfice pour le réseau soit établi (cf. section 4 ci-dessous).

Considérée dans son ensemble, la tarification soulève une difficulté supplémentaire. Les signaux émis par le prix de la commodité et par les tarifs de réseau ne renvoient pas au même besoin, et rien ne garantit qu'ils convergent : un prix de marché bas, résultant d'une production renouvelable abondante, peut inciter à consommer au moment même où le réseau de distribution local est exposé à un risque de congestion. Cette divergence n'est pas en soi un défaut de conception, puisqu'elle traduit la pluralité des besoins de flexibilité évoquée en introduction. Elle devient potentiellement problématique en ce que l'ampleur relative de ces signaux n'est pilotée par aucune autorité : le régulateur détermine la structure des tarifs de réseau sans maîtriser l'intensité du signal de marché qui s'y superpose, et les taxes et surcharges, assises sur les volumes prélevés, s'ajoutent aux deux sans qu'aucun effet incitatif ait été recherché. Ce risque est accentué par la cascade tarifaire. Le consommateur résidentiel ne reçoit pas trois signaux distincts, mais une facture unique dans laquelle ces composantes sont agrégées. Aucune norme ne détermine lequel de ces signaux doit l'emporter. La tarification de l'électricité est dès lors susceptible d'inciter à la flexibilité de la demande selon des logiques qui ne convergent pas nécessairement, et dont l'addition peut, le cas échéant, aboutir à un résultat nul.

4. Soutenir les outils de la flexibilité : le cas des tarifs pour le partage d'énergie

Les deux cas d'étude retenus dans le cadre du projet DemandFlex se rencontrent sur la question des tarifs de réseau applicables aux volumes d'électricité partagés. Le partage constitue en effet l'activité par laquelle les communautés d'énergie sont susceptibles de susciter une flexibilité implicite de la demande, mais il s'exerce à travers le réseau – actuellement uniquement de distribution – et donne lieu, à ce titre, à la perception de tarifs de réseau. La question s'est donc posée de savoir si, afin de favoriser le partage d'énergie, notamment au sein des communautés d'énergie, il ne fallait pas exonérer (partiellement) le partage du paiement des tarifs de réseau. C'est la solution retenue à

Bruxelles, qui est analysée dans la thèse de doctorat déjà évoquée, ainsi que dans une contribution relative aux tarifs de réseau en Région de Bruxelles-Capitale, toutes deux annexés au présent livrable.

Le partage repose sur un transfert virtuel : l'électricité produite en un point du réseau est injectée puis prélevée en un autre point, sans qu'il y ait autoconsommation derrière le compteur. L'opération fait donc usage du réseau et justifie en principe le paiement de tarifs de réseau. Or l'un des objectifs du partage est de permettre aux participants d'obtenir de l'électricité à un prix plus avantageux que celui offert par un fournisseur commercial, avantage que l'application des tarifs réduit d'autant. Plusieurs régulateurs belges ont, pour cette raison, introduit des avantages tarifaires pour les volumes partagés, le dispositif bruxellois étant le plus élaboré. Brugel distingue quatre catégories de partage selon la distance entre le point d'injection et le point de prélèvement – au sein d'un même immeuble, sous une même cabine basse tension, sous une même cabine haute tension, ou à travers différentes cabines haute tension – et module l'avantage en conséquence, de l'exonération complète des tarifs de distribution et de transport pour la première catégorie à l'absence de tout avantage pour la dernière.

La justification retenue est une justification de causalité des coûts, relevant du principe de réflectivité examiné à la section 3 : Brugel et Sibelga estiment que les deux premières catégories utilisent le réseau de distribution respectivement de façon négligeable et dans une moindre mesure, ce qui permet d'éviter des coûts pour ce réseau.[16] Le degré de l'avantage est ainsi indexé sur la proximité physique entre production et consommation, dont il est présumé qu'elle détermine le bénéfice pour le réseau.

Cette justification n'est admissible, au regard de la réflectivité des coûts, qu'à la condition que ce bénéfice se matérialise, c'est-à-dire si les participants déplacent effectivement leur consommation vers les heures de production. La thèse de doctorat souligne à ce titre que Brugel part du postulat que le partage mène à un déplacement de charge. À l'inverse, le régulateur wallon, la CWaPE a conclu que son expérience ne démontrait pas d'avantage clair en termes de déplacement de charge, et il a en conséquence refusé l'avantage tarifaire, hors les cas de partage au sein d'un même bâtiment. Deux régulateurs se prononcent donc différemment sur le fait générateur d'un même dispositif, et cette divergence porte précisément sur la prémisse dont dépend la validité de la différenciation tarifaire, au regard du principe de réflectivité des coûts.

Cette différence est d'autant plus significative que l'avantage bruxellois est acquis indépendamment du comportement du participant. Brugel l'a lui-même relevé dans le rapport de motivation accompagnant sa méthodologie tarifaire 2025-2029 : la différenciation repose sur l'usage de l'électricité et pourrait ainsi être jugée discriminatoire, dès lors que deux utilisateurs présentant la même courbe de

[16] Voy. p. 348 de l'annexe 2 du présent livrable pour une analyse de cette justification.

prélèvement acquittent des tarifs différents selon que l'un participe ou non à une opération de partage.[17] C'est ce qui a, dans la thèse de doctorat, mené à la conclusion que l'avantage tarifaire bruxellois pour le partage d'énergie relevait davantage d'une volonté de promouvoir les communautés d'énergie et le partage d'énergie, que d'une meilleure réflectivité des coûts.

Ce cas révèle ainsi une ambivalence dans la manière dont le cadre tarifaire est mobilisé pour soutenir la flexibilité de la demande. Les réformes des structures basse tension examinées à la section 3 y parviennent en renforçant la réflectivité des coûts : elles font supporter à l'utilisateur le coût de son comportement afin de l'inciter à le modifier. L'avantage accordé au partage procède du mouvement inverse : il accorde une réduction tarifaire indépendante du comportement, et diminue donc la réflectivité, afin de rendre attractif un dispositif dont on attend qu'il produise de la flexibilité. Un même objectif en termes de flexibilité se traduit ainsi par deux voies opposées au regard de la réflectivité des coûts, la première s'en réclamant, la seconde s'en écartant. Les enseignements tirés des expériences régionales méritent d'être pris en compte si l'activité de partage d'énergie devait se développer dans le champ des compétences fédérales.

5. Conclusion générale

Le présent rapport s'est intéressé au cadre juridique de la flexibilité de la demande en Belgique et à plusieurs obstacles susceptibles d'en résulter pour le déploiement de son plein potentiel à partir des deux cas d'étude retenus dans le cadre du projet DemandFlex – les communautés d'énergie et la tarification de l'électricité. Le rapport s'appuie sur les recherches menées par les membres du projet, annexées à ce livrable. En synthèse, trois constats peuvent être tirés de ces recherches.

Le premier constat porte sur la pluralité des formes de flexibilité de la demande, évoqué déjà en introduction et confirmée par les deux cas d'étude. Cette flexibilité peut être explicite ou implicite ; elle peut viser l'équilibre du système, la gestion des congestions locales, la maîtrise de la pointe ou l'intégration des renouvelables. Ces finalités ne sont ni mutuellement exclusives ni nécessairement compatibles.

Le deuxième constat est que les cadres examinés opèrent tantôt comme levier, tantôt comme frein pour la flexibilité, et souvent comme les deux à la fois. Le régime des communautés d'énergie leur ouvre l'accès aux marchés et l'activité d'agrégation. Pour être effectif, un tel droit suppose cependant que la communauté réunisse un portefeuille suffisant pour atteindre les seuils d'offre exigés sur ces marchés. Or, les arbitrages opérés par les législateurs au titre de la participation citoyenne orientent ces structures dans des directions favorisant des formes différentes de flexibilité. L'étendue territoriale reconnue en Flandre facilite ainsi la constitution de portefeuilles permettant une flexibilité explicite, par exemple sur les marchés d'équilibrage, là où le critère wallon de proximité sert la

[17] Voy. p. 328 de l'annexe 2 du présent livrable pour un examen de ce rapport.

gestion des congestions locales. La régulation tarifaire, de son côté, s'est muée en instrument de pilotage des comportements sous l'effet de la montée en puissance de la réflectivité des coûts, principe qui est toutefois parfois écarté lorsqu'il s'agit de promouvoir une activité jugée souhaitable. Le cas des tarifs applicables au partage illustre cette ambivalence : un même objectif de promotion de la flexibilité y est poursuivi par deux voies opposées au regard de la réflectivité des coûts.

Le troisième constat concerne l'effectivité des signaux. La flexibilité implicite repose sur un pari : celui que le destinataire du signal y réagira. Ce pari n'est nulle part vérifié. L'avantage tarifaire accordé au partage présume un déplacement de charge que les régulateurs belges apprécient différemment ; l'effet incitatif d'une structure tarifaire dépend de son caractère obligatoire ou optionnel, du contenu de la structure applicable par défaut et du déploiement des compteurs communicants ; et le signal du réseau se superpose, dans une facture unique, à celui des marchés de l'électricité, sans qu'aucune norme ne détermine lequel doit l'emporter. Le droit organise l'émission de signaux plus qu'il n'assure leur réception.

Ces trois constats se rejoignent sur un point : ce n'est pas tant l'absence d'instruments juridiques qui fait obstacle au déploiement de la flexibilité de la demande, en particulier résidentielle, que l'absence d'articulation suffisante entre ces instruments par rapport aux besoins auxquels ils pourraient répondre. Cette absence tient pour partie à la complexité institutionnelle relevée au livrable D.2.1 : certains arbitrages sont opérés au niveau régional, par des législateurs et des régulateurs distincts, alors que leurs effets se produisent à l'échelle d'un système électrique unique, en ce compris au niveau du réseau de transport, compétence de l'autorité fédérale. Elle tient aussi à ce que le contrôle juridictionnel de ces arbitrages porte sur la cohérence et la motivation des justifications avancées davantage que sur l'exactitude de leurs prémisses.

Ce livrable comporte enfin des limites qu'il convient d'assumer. Le choix de deux cas d'étude a conduit à laisser de côté des pans entiers du cadre juridique de la flexibilité – les conditions d'accès aux marchés, les règles établies en matière de transfert d'énergie, le statut des agrégateurs, la responsabilité d'équilibre des clients actifs. Au sein même du cas d'étude tarifaire, l'analyse s'est concentrée sur les tarifs de réseau, alors que le cadre juridique des contrats de fourniture, qui conditionne la transmission du signal de marché au consommateur résidentiel, mériterait un examen propre. Ces limites délimitent autant de prolongements possibles pour l'analyse juridique de la flexibilité de la demande en Belgique.

Annexes

1) Marie Beudels et Mathias Perl, « Les communautés d'énergie en Belgique : vecteur de participation citoyenne à la transition énergétique ? », *PubliAdmin*, 2025/1, pp. 111-120.
2) Marie Beudels, « Les tarifs de réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale. Retour sur dix ans de compétence tarifaire », *in* M. Beudels et L. De Brucker (dir.), *Energierecht in Brussel: quelles alternatives aux énergies fossiles ?*, Bruxelles, Larcier-Intersentia, 2024, pp. 325-352
3) Marie Beudels, « Regulating electricity network tariffs in the energy transition context. An investigation of the relationship between infrastructure and law", thèse défendue le 16 juin 2026.