

RÉSULTAT

DE LA CONSULTATION PUBLIQUE DU 16 SEPTEMBRE AU 30 OCTOBRE 2022 PORTANT SUR LA MODIFICATION DE LA STRUCTURE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES À PARTIR DE L'ANNÉE 2024 POUR LE TERRITOIRE DU GRAND-DUCHÉ DE LUXEMBOURG

LUXEMBOURG, LE 2 MARS 2023

SECTEUR ÉLECTRICITÉ

Le règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, notamment en son article 18 paragraphe 2, requiert que les méthodes de tarification reflètent les coûts fixes des gestionnaires de réseau et incitent, tant à court qu'à long terme, à améliorer l'efficacité, y compris l'efficacité énergétique, à soutenir les investissements efficaces, à faciliter l'innovation dans l'intérêt des consommateurs dans des domaines tels que la numérisation, les services de flexibilité et l'interconnexion.

Le paragraphe 7 du même article réitère que les tarifs de distribution doivent refléter les coûts et précise que ceux-ci peuvent comporter des éléments liés à la capacité de connexion au réseau et qu'ils peuvent varier en fonction des profils de consommation ou de production des utilisateurs du réseau. En outre, lorsque l'infrastructure des systèmes intelligents de mesure est disponible, les autorités de régulation examinent la possibilité d'introduire la tarification différenciée en fonction de la période d'accès au réseau lors de l'établissement ou de l'approbation des tarifs de transport ou des tarifs de distribution ou de leurs méthodes conformément à l'article 59 de la directive (UE) 2019/944 et, le cas échéant, peuvent introduire la tarification différenciée en fonction de la période d'accès au réseau pour refléter l'utilisation du réseau, de manière transparente, rentable et prévisible pour le client final.

Conformément à l'article 20 de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, le régulateur fixe les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels ainsi que des services accessoires. Les modifications intervenues à ladite loi à travers la loi du 3 février 2021 précisent que le régulateur veille à ce que les tarifs permettent d'améliorer la participation du consommateur à l'efficacité du système, y compris à la gestion de la demande, à la production distribuée, à l'autoconsommation et aux effacements de consommations. Ces tarifs reflètent les économies de coût réalisées dans les réseaux et imputables aux mesures portant sur la gestion de la demande, aux mesures d'effacements de consommation, à la production distribuée et à l'autoconsommation, notamment les économies résultant de l'abaissement du coût d'acheminement ou des investissements dans le réseau, et d'une amélioration de son exploitation.

Dans cet esprit, l'Institut a organisé une consultation publique conformément à l'article 59 de la Loi du 16 septembre 2022 au 30 octobre 2022 portant sur les documents suivants :

- Évolution de la structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité
- Modification du Règlement E20/22/ILR du 26 mai 2020 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux
- Assessment of alternative models of distribution network charges

Dans ce cadre, l'institut a reçu la contribution de deux acteurs du marché.

A. Principes directeurs :

Une partie intéressée est d'avis que les coûts de réseaux ne doivent pas varier en fonction de tranches horaires.

L'Institut précise que le concept cible retenu ne requiert pas de segmentation temporelle des prix et des signaux, mais que celui-ci ne l'exclut pas pour autant.

Comme cela a été précisé à plusieurs reprises dans le cadre des travaux préparatoires, une telle segmentation temporelle ne semble pas indispensable a priori, mais la mise en œuvre du concept cible doit offrir une certaine flexibilité permettant aux gestionnaires de réseaux d'introduire, le cas échéant, une évolution de la structure tarifaire, par exemple en matière de segmentation temporelle des prix, ceci notamment pour inciter à déplacer la consommation vers des moments où le réseau est moins chargé.

Les GRD disposent donc de la faculté de proposer une sophistication de la structure tarifaire, toutes autres choses restant égales par ailleurs, en introduisant un dossier tarifaire selon les modalités et le calendrier prévus à cet effet.

Les propositions tarifaires des gestionnaires de réseaux seront évaluées au regard des principes directeurs compte tenu du contexte, des besoins et de la maturité du marché.

Ainsi, par rapport à la réflectivité des coûts, il s'agit de choisir une représentation correcte et transparente de la causalité des coûts qui se fonde sur une corrélation significative entre les comportements d'utilisation des réseaux et les coûts qui sont générés par ces comportements.

En plus de refléter les coûts, les tarifs doivent inciter à une utilisation rationnelle de l'énergie, à efficacité énergétique et, le cas échéant, procurer un avantage économique proportionnel aux bénéfices d'un comportement vertueux.

Les vertus économiques et systémiques d'un comportement actif des utilisateurs de réseaux devraient progressivement coïncider pour favoriser l'efficacité en matière de consommation d'énergie, tout en étant conscient des contraintes du réseau, à court et moyen terme.

Dès lors, si la réflectivité des coûts et la prise de conscience par les utilisateurs de réseaux de l'impact de leurs comportements nécessitent l'introduction d'une segmentation temporelle des coûts, l'Institut se doit de la considérer et, le cas échéant, d'approuver cette sophistication du concept cible.

Il convient toutefois de garder à l'esprit les principes directeurs associés à la faisabilité, en l'occurrence, la simplicité, la prévisibilité et la non-discrimination. La traduction concrète du concept doit accorder une importance particulière à l'efficacité et à la cohérence. Ainsi, les signaux de prix pour la tarification de l'utilisation des réseaux doivent rester compréhensibles, notamment compte tenu du niveau de maturité des utilisateurs ou des technologies.

Ceci postule en somme que la flexibilité accordée aux gestionnaires de réseaux doit toujours s'envisager par rapport à la juste proportionnalité entre coût, complexité et performance.

B. Évolution de la structure tarifaire préconisée à partir du 1er janvier 2024

Une partie intéressée partage l'avis selon lequel les frais de réseaux sont à porter en compte des utilisateurs qui prélèvent l'énergie du réseau. Elle est favorable à la suppression de la composante de disponibilité, mais souhaite que toute énergie autoconsommée soit traitée de la même manière.

C'est bien ce qui est prévu. Il est proposé de supprimer cette redevance étant donné que la nouvelle structure tarifaire permet de rémunérer la disponibilité du réseau au travers de la puissance de référence étant entendu que le volume d'électricité en dépassement par rapport à cette dernière entrainera une facturation complémentaire à due concurrence.

Dès lors que le mode autoconsommation est choisi, la puissance de référence doit s'envisager par rapport au prélèvement net du réseau de distribution.

Un acteur fait part de ses craintes quant à la date d'entrée en vigueur de la proposition, le délai pourrait ne pas être suffisant pour intégrer les changements dans les systèmes informatiques. Il serait important, selon eux, de prévoir la possibilité de reporter d'un an le début de la mise en œuvre en cas de difficultés justifiées et explicables.

Sous réserves d'une étude d'impact sur les systèmes et la communication de marché, les travaux préparatoires n'ont pas identifié de risque majeur quant au délai. Cette dimension reste cependant un point d'attention à surveiller.

La mise en application est conditionnée aux résultats des simulations en cours et sera décidée en temps utile. Il est également possible de limiter les modifications dans un premier temps à la basse tension.

Une partie intéressée se heurte à plusieurs difficultés :

Par les canaux usuels de l'interface client, il est difficile d'expliquer les concepts aux utilisateurs.

Le modèle tarifaire doit nécessairement avoir une vocation pédagogique. En effet, il permet de comprendre l'interaction entre les comportements des utilisateurs et les contraintes physiques et économiques du réseau. Il permet également, le cas échéant, d'inciter et d'encourager les comportements vertueux en prenant soin de ne pas devenir un frein à l'évolution des pratiques et des nouveaux usages.

Dans ces conditions tant au bénéfice des individus que de la collectivité, il est indispensable de prévoir une communication d'ordre générale, concertée entre les acteurs du marché et destinée au grand public.

En effet, pour réussir une transition énergétique à un coût acceptable pour la collectivité et réussir le défi climatique, il est nécessaire de promouvoir la compréhension par tous les acteurs, y compris les clients résidentiels, des concepts fondamentaux du modèle tarifaire et de l'implication concrète de la manière de consommer de chacun. Les réseaux d'énergie comme les réseaux routiers sont sujets à des goulots d'étranglement physiques dépendant des comportements individuels des utilisateurs et de leur simultanéité.

Il y a bien une différence entre l'utilisation simultanée de plusieurs appareils consommant de l'énergie et l'utilisation séquentielle des mêmes appareils. Et cette distinction devient de plus en plus importante à comprendre.

En plus de cette communication générique pour laquelle les acteurs seront appuyés par les autorités, le fournisseur dispose d'un canal de communication privilégié avec ses clients pour leur prodiguer conseils et réponses par rapport à des besoins spécifiques. Le cas échéant, les fournisseurs peuvent imaginer une offre

de service visant à libérer le client du pilotage de ses charges et de l'optimisation de sa puissance de référence, que ce soit par l'action directe ou l'envoi de message ciblés (app, sms, limiteur de puissance...).

Un fournisseur se voit dans une position difficile concernant le conseil au client : le bon niveau de puissance de référence dépend de beaucoup de facteurs.

Au vu du nombre de degrés de liberté dans la facturation, tout changement des tarifs et tout changement de comportement peut mener à un besoin de réévaluation. En pratique, l'envergure pour le fournisseur est considérable.

Nous comprenons qu'à ce stade, en l'absence de paramètres et de modalités d'application concrètes, il ne soit pas évident de mesurer l'ampleur des modifications à apporter aux systèmes actuels. En l'occurrence un modèle complexe, caractérisé par beaucoup de paramètres pourrait nécessiter des adaptations importantes sans pour autant être plus lisible pour les utilisateurs.

C'est précisément ce que nous souhaitons éviter. Toutes les réflexions ont été menées dans ce sens. C'est en outre la raison pour laquelle nous avons insisté systématiquement sur le respect des principes directeurs liés à la faisabilité, la simplicité, la prévisibilité lors des travaux préparatoires.

Il s'agit ici, en premier lieu, de se mettre d'accord sur les principes et les composantes tarifaires de base avant de discuter, le cas échéant, de l'opportunité ou non de les préciser, de les affiner.

Les spécifications et paramétrages finaux devront tenir compte des coûts d'implémentation et de la lisibilité pour les acteurs du marché. Il s'agit bien de limiter la complexité, et de ne pas aller au-delà de ce qui est pertinent pour la période considérée.

La proposition à court terme se fonde en l'occurrence sur un nombre réduit de degrés de liberté : un terme fixe annuel correspondant à l'abonnement pour le niveau de capacité choisi parmi un nombre restreint de niveaux de référence possibles, un terme proportionnel à l'énergie prélevée du réseau et un terme proportionnel au dépassement du niveau de puissance de référence.

Une option étant ouverte quant à l'introduction, ou non, d'une distinction temporelle des paramètres, sur proposition des gestionnaires de réseaux.

Toutes les parties intéressées mentionnent dans leur contribution les mêmes préoccupations par rapport à la compréhension qu'auront les clients des concepts et des nouveaux éléments de la facturation des coûts pour l'utilisation des réseaux de distribution. Un acteur craint également qu'il ne soit difficile de conseiller le client lorsqu'il s'agit de lui expliquer à quel niveau de puissance il doit être affecté. Une erreur d'appréciation pourrait entraîner des coûts supplémentaires inutiles pour le client. Dans ce sens, il serait plutôt judicieux que le client puisse faire calculer cette catégorisation via www.calculix.lu. Calculix aurait le grand avantage d'agir en tant qu'instance neutre.

Les observations formulées quant à la compréhension des clients et des acteurs ont été commentées dans les paragraphes précédents et restent d'application.

Pour ce qui concerne la possibilité de simuler les coûts de réseaux par rapport à différentes puissances de référence pour un profil d'utilisation donné, il y a en effet un intérêt à prévoir une application en ligne, que ce soit via Calculix ou une autre application spécifique.

Une partie intéressée déclare qu'il faut sans doute aussi s'attendre à des coûts supplémentaires, car les systèmes de facturation doivent être reprogrammés. Ces coûts ont un impact négatif sur le prix de l'électricité, ce qui n'est pas dans l'intérêt du client. Il peut également y avoir des effets d'échelle différents, ce qui peut avoir un impact négatif sur la compétitivité. C'est pourquoi il est très important que la mise en œuvre soit simple et génère peu d'efforts et de coûts.

Les observations formulées quant à l'efficacité et la facilité de mise en œuvre ont été commentées dans les paragraphes précédents et restent d'application.

Le caractère proportionné des coûts sera bien évidemment pris en compte comme critère au-delà des seuls aspects conceptuels.

Il est cependant important de relativiser les coûts d'adaptation des systèmes de facturation dont il est question. En effet, ceux-ci seront négligeables par rapport aux coûts qui peuvent être évités lorsque la nouvelle structure tarifaire sera comprise et induira des changements de comportement permettant de limiter, voire de reporter certains investissements dans les réseaux.

C. Évolution proposée : modèle moyenne tension

Un acteur n'a pas encore pu vraiment comprendre comment la réservation de puissance doit être gérée en moyenne tension. Nous estimons que la description n'est pas assez détaillée. Que se passe-t-il si quelqu'un libère des quantités de puissance pour quelqu'un d'autre et qu'il a quand même besoin de cette quantité de puissance ou qu'il l'utilise.

L'idée est de rendre plus « liquide » la réservation de capacité et de permettre aux utilisateurs d'optimiser leur souscription en fonction de leurs besoins réels d'une part, tout en offrant la possibilité aux GRD d'opérer une affectation plus fine des capacités disponibles d'autre part. Pour les utilisateurs de réseaux des niveaux de tension supérieurs, il s'agit de les inciter à adopter un profil de prélèvement le plus plat possible et se faisant, de réduire les pointes de prélèvement tant en fréquence qu'en amplitude.

L'objectif est bien de permettre de raccorder plus vite des utilisateurs de réseau dans l'attente d'un éventuel renforcement des réseaux et d'optimiser l'utilisation de l'infrastructure existante en jouant, lorsque c'est possible, sur le foisonnement des flux et la distinction entre puissance garantie et non garantie. La puissance souscrite étant garantie alors que les dépassements de souscription ne le seraient pas.

Ce modèle reste volontairement ouvert lorsqu'il s'agit de déterminer les paramètres principaux de la souscription, à savoir, l'horizon et la périodicité des souscriptions d'une part, et la segmentation temporelle des heures d'autre part.

Cette flexibilité accordée au gestionnaire de réseaux, doit leur permettre de proposer des paramètres qui sont pertinents pour les niveaux de tensions considérés dans leurs réseaux. En tout état de cause les propositions détaillées doivent être soumises à l'approbation de l'Institut selon le cadre défini à cet effet. Cette flexibilité n'est donc pas inconditionnelle.

Il sera bien sûr nécessaire pour les GRD de préciser ultérieurement les modalités pratiques et de les faire approuver par l'Institut, qu'il s'agisse de communication, de délais, de périodicité, de manière à figer les dimensions et paramètres pertinents pour la période considérée.

Pour rester pragmatique, la priorité sera accordée à la mise en œuvre de la nouvelle structure tarifaire pour la basse tension, en excluant dans un premier temps, toute évolution majeure pour ce qui concerne les autres niveaux de tension. Cette manière de procéder devrait ainsi laisser le temps nécessaire à la détermination des paramètres et des modalités d'application précises à mettre en œuvre dans un second temps, à l'occasion de l'adaptation de la structure tarifaire pour la moyenne et la haute tension.