Journal officiel
de l'Union européenne

FR
Série L

2024/1747

26.6.2024

RÈGLEMENT (UE) 2024/1747 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL

du 13 juin 2024

modifiant les règlements (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

LE PARLEMENT EUROPÉEN ET LE CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, et notamment son article 194, paragraphe 2,

vu la proposition de la Commission européenne,

après transmission du projet d'acte législatif aux parlements nationaux,

vu l'avis du Comité économique et social européen ([1]),

vu l'avis du Comité des régions ([2]),

statuant conformément à la procédure législative ordinaire ([3]),

considérant ce qui suit:

(1) Depuis septembre 2021, les marchés de l'électricité affichent des prix très élevés et une forte volatilité. Comme l'a indiqué l'Agence de l'Union européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) dans son évaluation finale de l'organisation du marché de gros de l'électricité dans l'UE d'avril 2022, cette situation est principalement due au prix élevé du gaz, qui est utilisé comme combustible pour produire de l'électricité.

(2) L'escalade de la guerre d'agression menée par la Russie contre l'Ukraine, partie contractante au traité instituant la Communauté de l'énergie ([4]), ainsi que les sanctions internationales y afférentes depuis février 2022 ont entraîné une crise gazière, perturbé les marchés mondiaux de l'énergie, exacerbé le problème des prix élevés du gaz et eu d'importantes répercussions sur les prix de l'électricité. La guerre d'agression menée par la Russie contre l'Ukraine a également suscité des incertitudes quant à l'approvisionnement en autres matières premières, telles que la houille et le pétrole brut, utilisées par les centrales électriques. Cette incertitude a entraîné une nouvelle augmentation importante de la volatilité des prix de l'électricité. La disponibilité réduite de plusieurs réacteurs nucléaires et la faible production d'hydroélectricité ont encore amplifié la hausse des prix de l'électricité.

(3) Pour répondre à cette situation, dans sa communication du 13 octobre 2021 intitulée «Lutte contre la hausse des prix de l'énergie: une panoplie d'instruments d'action et de soutien», la Commission a proposé une panoplie de mesures pouvant être utilisées par l'Union et ses États membres pour faire face aux effets immédiats des prix élevés de l'énergie sur les clients résidentiels et les entreprises, notamment des aides au revenu, des réductions fiscales et des mesures d'économies d'énergie et de stockage d'énergie, et pour accroître la résilience aux chocs futurs sur les prix. Dans sa communication du 8 mars 2022 intitulée «REPowerEU: Action européenne conjointe pour une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable», la Commission expose une série de mesures supplémentaires visant à renforcer la panoplie d'instruments et à répondre à la hausse des prix de l'énergie. Le 23 mars 2022, la Commission a également instauré un encadrement temporaire des aides d'État afin d'autoriser l'octroi de certaines subventions destinées à atténuer les effets des prix élevés de l'énergie.

(4) Dans sa communication du 18 mai 2022, la Commission a présenté son «Plan REPowerEU», qui a introduit des mesures supplémentaires axées sur les économies d'énergie, la diversification des approvisionnements énergétiques, un objectif d'efficacité énergétique revu à la hausse et le déploiement accéléré des énergies renouvelables, dans le but de réduire la dépendance de l'Union à l'égard des combustibles fossiles russes, y compris une proposition visant à porter l'objectif de l'Union en matière de consommation finale brute d'énergies renouvelables à 45 % à l'horizon 2030. En outre, dans sa communication du 18 mai 2022 intitulée «Interventions sur le marché de l'énergie à court

([1]) JO C 293 du 18.8.2023, p. 112.
([2]) JO C, C/2023/253, 26.10.2023, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2023/253/oj.
([3]) Position du Parlement européen du 11 avril 2024 (non encore parue au Journal officiel) et décision du Conseil du 21 mai 2024.
([4]) JO L 198 du 22.7.2006, p. 18.

terme et améliorations à long terme de l'organisation du marché de l'électricité — ligne de conduite», en plus d'exposer des mesures à court terme supplémentaires destinées à faire face aux prix élevés de l'énergie, la Commission a recensé des domaines dans lesquels l'organisation du marché de l'électricité pourrait être améliorée et a annoncé l'intention d'évaluer ces domaines en vue de modifier le cadre législatif.

(5) Afin de répondre d'urgence à la crise des prix de l'énergie ainsi qu'aux préoccupations en matière de sécurité et de lutter contre les hausses de prix pour les citoyens, l'Union a adopté plusieurs actes juridiques, dont le règlement (UE) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil ([5]), qui établit un régime solide de stockage du gaz, ainsi que le règlement (UE) 2022/1369 du Conseil ([6]), qui prévoit des mesures efficaces de réduction de la demande de gaz et d'électricité, le règlement (UE) 2022/1854 du Conseil ([7]), qui établit des régimes de limitation des prix pour éviter les bénéfices exceptionnels sur les marchés du gaz comme de l'électricité, et le règlement (UE) 2022/2577 du Conseil ([8]), qui établit des mesures visant à accélérer les procédures d'octroi de permis pour les installations d'énergie renouvelable.

(6) Un marché de l'énergie bien intégré, s'appuyant sur les règlements (UE) 2018/1999 ([9]), (UE) 2019/942 ([10]) et (UE) 2019/943 ([11]) du Parlement européen et du Conseil et les directives (UE) 2018/2001 ([12]), (UE) 2018/2002 ([13]) et (UE) 2019/944 ([14]) du Parlement européen et du Conseil, qui, ensemble, sont communément appelés le «paquet "Une énergie propre pour tous les Européens"» (ci-après dénommé «paquet "énergie propre"»), adopté en 2018 et 2019, permet à l'Union de tirer parti des avantages économiques d'un marché unique de l'énergie en toutes circonstances, en assurant la sécurité de l'approvisionnement et en soutenant le processus de décarbonation afin d'atteindre l'objectif de neutralité climatique de l'Union. L'interconnectivité transfrontière assure également un fonctionnement plus sûr, plus fiable et plus efficace des systèmes électriques, ainsi qu'une meilleure résilience face aux chocs de prix à court terme.

(7) Le renforcement du marché intérieur de l'énergie et la réalisation des objectifs en matière de transition climatique et énergétique nécessitent une modernisation substantielle du réseau électrique de l'Union, afin que celui-ci puisse accueillir une forte augmentation des capacités de production à partir d'énergies renouvelables, associée à une variabilité des volumes de production en fonction des conditions météorologiques et à l'évolution des schémas de flux d'électricité dans l'ensemble de l'Union et puisse répondre à de nouvelles demandes telles que les véhicules électriques et les pompes à chaleur. Les investissements dans les réseaux, à l'intérieur et au-delà des frontières, sont essentiels au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, y compris à la sécurité de l'approvisionnement. De tels investissements sont nécessaires pour intégrer les énergies renouvelables et la demande dans un contexte où la production et la demande sont plus éloignées que par le passé et, à terme, pour atteindre les objectifs de l'Union en matière de climat et d'énergie. Par conséquent, toute réforme du marché de l'électricité de l'Union devrait contribuer à un réseau d'électricité européen plus intégré, pour faire en sorte que chaque État membre atteigne un niveau d'interconnectivité électrique conforme à l'objectif d'au moins 15 % d'interconnexion électrique d'ici à 2030, conformément à l'article 4, point d) 1), du règlement (UE) 2018/1999, que cette capacité d'interconnexion soit utilisée autant que possible pour les échanges transfrontières et que le réseau électrique et les infrastructures de connectivité de l'Union, par exemple les projets d'intérêt commun de l'Union établis en vertu du règlement (UE) 2022/869 du Parlement européen et du Conseil ([15]), soient mis en place ou modernisés. Une connectivité adéquate

([5]) Règlement (UE) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022 modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) nº 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz (JO L 173 du 30.6.2022, p. 17).
([6]) Règlement (UE) 2022/1369 du Conseil du 5 août 2022 relatif à des mesures coordonnées de réduction de la demande de gaz (JO L 206 du 8.8.2022, p. 1).
([7]) Règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie (JO L 261 I du 7.10.2022, p. 1).
([8]) Règlement (UE) 2022/2577 du Conseil du 22 décembre 2022 établissant un cadre en vue d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables (JO L 335 du 29.12.2022, p. 36).
([9]) Règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat, modifiant les règlements (CE) nº 663/2009 et (CE) nº 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE et 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil, les directives 2009/119/CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le règlement (UE) nº 525/2013 du Parlement européen et du Conseil (JO L 328 du 21.12.2018, p. 1).
([10]) Règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (JO L 158 du 14.6.2019, p. 22).
([11]) Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (JO L 158 du 14.6.2019, p. 54).
([12]) Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (JO L 328 du 21.12.2018, p. 82).
([13]) Directive (UE) 2018/2002 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 modifiant la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique (JO L 328 du 21.12.2018, p. 210).
([14]) Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (JO L 158 du 14.6.2019, p. 125).
([15]) Règlement (UE) 2022/869 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2022 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, modifiant les règlements (CE) nº 715/2009, (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 et les directives 2009/73/CE et (UE) 2019/944, et abrogeant le règlement (UE) nº 347/2013 (JO L 152 du 3.6.2022, p. 45).

devrait être fournie à l'ensemble des citoyens et des entreprises de l'Union, étant donné que cela pourrait leur offrir d'importantes possibilités de participer à la transition énergétique et à la transformation numérique de l'Union. Il convient d'accorder une attention particulière aux régions ultrapériphériques visées à l'article 349 du traité sur le fonctionnement de l'Union, dans lequel leurs contraintes particulières sont reconnues et qui prévoit l'adoption de mesures spécifiques à leur égard.

(8) L'organisation actuelle du marché de l'électricité a, entre autres, contribué à l'émergence de produits, services et mesures nouveaux et innovants sur les marchés de détail de l'électricité, soutenant l'efficacité énergétique et le recours aux énergies renouvelables et élargissant l'éventail de choix pour aider les consommateurs à réduire leurs factures d'énergie, y compris grâce à des installations de production à petite échelle et à des services émergents assurant une participation active de la demande. Il est essentiel, pour les futurs marchés de l'électricité et systèmes électriques de l'Union, de tirer parti de la numérisation du système énergétique et d'exploiter son potentiel, par exemple en matière de participation active des consommateurs. Dans le même temps, il est nécessaire de respecter les choix des consommateurs et de leur permettre de bénéficier d'une diversité d'offres contractuelles, ainsi que de protéger les clients résidentiels contre des prix élevés pendant une crise énergétique. L'intégration du système énergétique doit s'entendre comme visant la planification et le fonctionnement du système énergétique dans son ensemble, englobant de multiples vecteurs énergétiques, infrastructures et secteurs de consommation, par la création de liens plus étroits entre eux, en synergie les uns avec les autres et grâce à la numérisation, dans le but de fournir une énergie sûre, abordable, fiable et durable.

(9) Dans le cadre de la crise énergétique, l'organisation actuelle du marché de l'électricité a révélé un certain nombre de lacunes et de conséquences inattendues liées à l'incidence du niveau élevé et de la volatilité des prix des combustibles fossiles sur les marchés de l'électricité à court terme, qui exposent les ménages et les entreprises à des flambées des prix, et aux effets qui en découlent, sur leurs factures d'électricité.

(10) Un déploiement plus rapide des énergies renouvelables et de technologies propres et flexibles constitue le moyen le plus durable et le plus efficace au regard des coûts de réduire structurellement la demande de combustibles fossiles pour la production d'électricité et de permettre la consommation directe d'électricité grâce à l'électrification de la demande d'énergie et à l'intégration du système énergétique. En raison de leurs faibles coûts d'exploitation, les sources renouvelables peuvent avoir une incidence positive sur les prix de l'électricité dans l'ensemble de l'Union et réduire la consommation de combustibles fossiles.

(11) Les modifications apportées à l'organisation du marché de l'électricité devraient faire en sorte que les avantages découlant du déploiement croissant de l'électricité renouvelable, et de la transition énergétique dans son ensemble, profitent aux consommateurs, y compris les plus vulnérables, et, en fin de compte, les protègent des crises énergétiques et permettent d'éviter que davantage de clients résidentiels ne soient pris au piège de la précarité énergétique. Ces modifications devraient atténuer l'incidence des prix élevés des combustibles fossiles, notamment du gaz, sur les prix de l'électricité, afin de permettre aux clients résidentiels et aux entreprises de profiter à plus long terme des avantages d'une énergie abordable et sûre provenant de sources durables, renouvelables et à faibles émissions de carbone, ainsi que du rôle de solutions économes en énergie dans la réduction des coûts énergétiques globaux, ce qui pourrait réduire la nécessité de développer le réseau électrique et les capacités de production.

(12) La réforme de l'organisation du marché de l'électricité vise à parvenir à des prix de l'électricité abordables et compétitifs pour tous les consommateurs. Ainsi, cette réforme devrait profiter non seulement aux clients résidentiels, mais également à la compétitivité des industries de l'Union, en facilitant les investissements dans les technologies propres dont elles ont besoin pour réussir leur transition vers le «zéro net». La transition énergétique dans l'Union doit reposer sur des bases solides en matière de production de technologies propres. Cette réforme soutiendra l'électrification de l'industrie à un coût abordable ainsi que la position de l'Union en tant qu'acteur mondial de premier plan en matière de recherche et d'innovation dans le domaine des technologies énergétiques propres.

(13) Des marchés à court terme performants et efficaces constituent un outil essentiel pour l'intégration de sources d'énergie renouvelables et de flexibilité sur le marché de l'électricité et permettent l'intégration du système énergétique d'une manière efficace au regard des coûts.

(14) Les marchés infrajournaliers sont particulièrement importants pour l'intégration au moindre coût, dans le système électrique, de sources d'énergie renouvelables variables, étant donné qu'ils offrent la possibilité aux acteurs du marché de négocier les pénuries ou les excédents d'électricité dans des délais plus proches du moment de livraison. Étant donné que les producteurs d'énergie renouvelable variable ne sont en mesure d'estimer précisément leur production qu'à l'approche du moment de livraison, il est primordial qu'ils maximisent les possibilités d'échange grâce à l'accès à un marché liquide dans des délais aussi proches que possible du moment de livraison de l'électricité. L'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones devrait donc être raccourcie et fixée à une échéance plus proche du temps réel, afin de maximiser les possibilités offertes aux acteurs du marché de négocier les pénuries et les excédents d'électricité et de contribuer à une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelables variables dans le système électrique. Lorsque cette modification crée des risques en matière de sécurité de l'approvisionnement, et pour permettre une transition efficace au regard des coûts vers une heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones raccourcie, les gestionnaires de réseau de transport devraient avoir la possibilité de demander une dérogation, sur la base d'une analyse d'impact et sous réserve de l'approbation de l'autorité de régulation concernée,

afin d'obtenir une prolongation du calendrier de mise en œuvre. Cette demande devrait comprendre un plan d'action comportant des étapes concrètes en vue de la mise en œuvre de la nouvelle heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones.

(15) Il est donc important que les marchés infrajournaliers s'adaptent à la participation de technologies d'énergie renouvelables variables, telles que l'énergie solaire et l'énergie éolienne, ainsi qu'à la participation active de la demande et au stockage d'énergie. La liquidité des marchés infrajournaliers devrait se voir améliorée par le partage des carnets d'ordres entre les opérateurs de marché au sein d'une zone de dépôt des offres, y compris lorsque les capacités d'échange entre zones sont fixées à zéro ou après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier. Afin de veiller à ce que les carnets d'ordres soient partagés entre les opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO) aux échéances du couplage des marchés journaliers et infrajournaliers, les NEMO devraient soumettre tous les ordres de produits journaliers et infrajournaliers et de produits présentant les mêmes caractéristiques au couplage unique journalier et infrajournalier et ne devraient pas organiser les échanges de produits journaliers ou infrajournaliers, ou de produits présentant les mêmes caractéristiques, en dehors du couplage unique journalier et infrajournalier. Afin de parer au risque inhérent de discrimination dans les échanges de produits journaliers et infrajournaliers au sein et en dehors du couplage unique journalier et infrajournalier, ainsi qu'au drainage de liquidités qui en résulterait sur les marchés couplés de l'électricité de l'Union, cette obligation devrait s'appliquer aux NEMO, aux entreprises qui exercent directement ou indirectement un contrôle sur un NEMO et aux entreprises qui sont directement ou indirectement contrôlées par un NEMO. Pour améliorer la transparence sur les marchés, les acteurs du marché devraient fournir, le cas échéant, des informations par unité de production, sans préjudice de la présentation d'offres conformément au cadre applicable dans chaque État membre.

(16) De plus, les marchés de l'électricité à court terme devraient assurer la participation des petits fournisseurs de services de flexibilité en abaissant le volume minimal de l'offre.

(17) Pour assurer l'intégration efficace de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables variables et réduire le besoin de production d'électricité à partir de combustibles fossiles dans des situations de crise des prix de l'électricité au niveau régional ou à l'échelle de l'Union, les États membres devraient avoir la possibilité de demander aux gestionnaires de réseau de proposer l'acquisition d'un produit d'écrêtement des pointes permettant un renforcement de la participation active de la demande afin de contribuer à diminuer la consommation d'électricité. La proposition de produit d'écrêtement des pointes devrait être évaluée par l'autorité de régulation concernée en vue de parvenir à une réduction de la demande d'électricité et à une réduction de l'incidence sur le prix de gros de l'électricité pendant les heures de pointe. Étant donné que le produit d'écrêtement des pointes a pour objectif de réduire et déplacer la consommation d'électricité et afin d'éviter une augmentation des émissions de gaz à effet de serre, l'activation du produit d'écrêtement des pointes ne devrait pas impliquer de démarrer la production d'électricité d'origine fossile derrière le point de mesure. Le produit d'écrêtement des pointes étant conçu pour n'être utilisé que dans des situations limitées de crise des prix de l'électricité au niveau régional ou à l'échelle de l'Union, son acquisition peut avoir lieu jusqu'à une semaine avant le déploiement de capacités supplémentaires de participation active de la demande. Les gestionnaires de réseau devraient être en mesure d'activer le produit d'écrêtement des pointes avant ou jusqu'à la fermeture du marché journalier. Il devrait également être possible de faire en sorte que le produit d'écrêtement des pointes soit activé de manière automatique, sur la base d'un prix prédéfini de l'électricité. Pour vérifier les volumes de réduction de la consommation d'électricité, le gestionnaire de réseau devrait recourir à une valeur de référence reflétant la consommation d'électricité escomptée sans l'activation du produit d'écrêtement des pointes et il devrait, après consultation des acteurs du marché, définir une méthode de référence. Cette méthode devrait être approuvée par l'autorité de régulation concernée. L'ACER devrait évaluer l'incidence de l'utilisation de produits d'écrêtement des pointes sur le marché de l'électricité de l'Union, en tenant compte de la nécessité, pour les produits d'écrêtement des pointes, de ne pas fausser indûment le fonctionnement des marchés de l'électricité et de ne pas entraîner une réorientation de la participation active de la demande vers des produits d'écrêtement des pointes, et devrait pouvoir adresser aux autorités de régulation des recommandations dont celles-ci tiendront compte dans leur évaluation au niveau national. Par ailleurs, l'ACER devrait évaluer l'incidence du développement de produits d'écrêtement des pointes sur le marché de l'électricité de l'Union dans des conditions normales. Sur la base de cette évaluation, la Commission devrait pouvoir, s'il y a lieu, présenter une proposition législative visant à modifier le règlement (UE) 2019/943 en vue d'introduire des produits d'écrêtement des pointes en dehors des situations de crise des prix de l'électricité.

(18) Les consommateurs sont progressivement équipés de compteurs intelligents afin de pouvoir participer activement aux marchés de l'électricité et pour offrir de la flexibilité. Toutefois, dans un certain nombre d'États membres, le déploiement des systèmes intelligents de mesure est encore lent, de sorte qu'il est impératif que les États membres améliorent les conditions d'installation des systèmes intelligents de mesure, dans le but de parvenir à une couverture complète dès que possible. Cependant, les gestionnaires de réseaux de transport, les gestionnaires de réseaux de distribution et les acteurs du marché concernés, y compris les agrégateurs indépendants, devraient, sous réserve du consentement du client final, pouvoir utiliser les données provenant d'appareils de mesure dédiés, conformément aux articles 23 et 24 de la directive (UE) 2019/944 et aux autres dispositions pertinentes du droit de l'Union, y compris le droit en matière de protection des données et de la vie privée, en particulier le règlement (UE) 2016/679 du Parlement européen et du Conseil ([16]). En outre, uniquement dans les cas où des systèmes intelligents de mesure

([16]) Règlement (UE) 2016/679 du Parlement européen et du Conseil du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données à caractère personnel et à la libre circulation de ces données, et abrogeant la directive 95/46/CE (règlement général sur la protection des données) (JO L 119 du 4.5.2016, p. 1).

n'ont pas encore été installés et dans les cas où les systèmes intelligents de mesure n'offrent pas un niveau satisfaisant de granularité des données, les gestionnaires de réseaux de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution devraient, sous réserve du consentement du client final, utiliser les données provenant d'appareils de mesure dédiés à des fins d'observabilité et de règlement des services de flexibilité, tels que la participation active de la demande et le stockage d'énergie. Le fait de permettre l'utilisation de données provenant d'appareils de mesure dédiés à des fins d'observabilité et de règlement devrait faciliter la participation active des clients finals au marché et le développement de leur participation à la demande. L'utilisation de données provenant de ces appareils de mesure dédiés devrait respecter des exigences relatives à la qualité des données.

(19) Le présent règlement établit une base juridique pour le traitement des données à caractère personnel conformément au règlement (UE) 2016/679. Les États membres devraient veiller au respect de l'ensemble des principes et obligations concernant le traitement des données à caractère personnel énoncés dans le règlement (UE) 2016/679, y compris en matière de minimisation des données. Lorsque l'objectif du présent règlement peut être atteint sans le traitement de données à caractère personnel, les responsables du traitement devraient s'appuyer sur des données anonymisées et agrégées.

(20) Les consommateurs et les fournisseurs ont besoin de marchés à terme efficaces et performants pour couvrir leur exposition aux prix à long terme et réduire la dépendance à l'égard des prix à court terme. Afin que les clients du secteur de l'énergie de toute l'Union soient en mesure de tirer pleinement parti des avantages de marchés de l'électricité intégrés et de la concurrence dans l'ensemble de l'Union, la Commission devrait évaluer l'incidence d'éventuelles mesures visant à améliorer le fonctionnement des marchés à terme de l'électricité de l'Union, telles que la fréquence d'allocation, l'échéance et la nature des droits de transport à long terme, les moyens de renforcer le marché secondaire et l'éventuelle introduction de plateformes virtuelles régionales.

(21) La partie de l'évaluation consacrée à l'éventuelle introduction de plateformes virtuelles régionales devrait notamment porter sur les répercussions concernant les accords intergouvernementaux préexistants liés à la propriété transfrontière conjointe de centrales électriques. Si elles sont introduites, les plateformes virtuelles régionales refléteraient le prix agrégé de plusieurs zones de dépôt des offres et fourniraient un prix de référence, lequel devrait être utilisé par les opérateurs de marché pour proposer des produits de couverture à terme. À cet égard, les plateformes virtuelles régionales ne devraient pas s'entendre comme des entités qui organisent ou exécutent des transactions. En fournissant un indice de prix de référence, les plateformes virtuelles régionales permettraient la mise en commun des liquidités et offriraient des possibilités de couverture supplémentaires aux acteurs du marché. Afin d'assurer des conditions uniformes d'exécution du présent règlement, il convient de conférer des compétences d'exécution à la Commission pour préciser davantage, lorsque cela est nécessaire, les mesures et outils relatifs à l'organisation du marché à terme de l'électricité de l'Union, y compris en ce qui concerne l'introduction de plateformes virtuelles régionales. Ces compétences devraient être exercées conformément au règlement (UE) nº 182/2011 du Parlement européen et du Conseil ([17]).

(22) Afin d'accroître les possibilités de couverture offertes aux acteurs du marché, il convient d'élargir le rôle de la plateforme d'allocation unique établie conformément au règlement (UE) 2016/1719 de la Commission ([18]). La plateforme d'allocation unique devrait agir en tant qu'entité permettant de bénéficier de l'allocation et de faciliter l'échange de droits financiers de transport à long terme pour le compte des gestionnaires de réseau de transport entre les différentes zones de dépôt des offres et, le cas échéant, les plateformes virtuelles régionales.

(23) Les tarifs de réseau devraient inciter les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution à recourir à des services de flexibilité en continuant à développer des solutions innovantes pour optimiser le réseau existant et à acquérir des services de flexibilité, notamment la participation active de la demande ou le stockage d'énergie. À cette fin, les tarifs de réseau devraient être conçus de manière à tenir compte des dépenses opérationnelles et en capital des gestionnaires de réseau, ou d'une combinaison efficace des deux, afin que les gestionnaires de réseau puissent exploiter le système électrique d'une manière efficace au regard des coûts. L'exigence d'une tarification reflétant les coûts ne devrait pas limiter la possibilité de redistribuer les coûts efficacement lorsque des redevances de réseau variables selon le lieu et le temps sont appliquées. Cela contribuerait en outre à intégrer les énergies produites à partir de sources renouvelables au moindre coût pour le système électrique et permettrait aux clients finals d'estimer leurs solutions de flexibilité. Les autorités de régulation joueront un rôle central pour ce qui est de veiller à ce que des investissements suffisants soient consacrés au développement, à l'extension et au renforcement nécessaires du réseau. Les autorités de régulation devraient promouvoir l'acceptation par le public et le recours aux investissements anticipatifs, en encourageant l'accélération du développement du réseau pour répondre au déploiement accéléré de la production d'énergie renouvelable, y compris, le cas échéant, dans des zones d'accélération des énergies renouvelables désignées, et à la demande d'électrification intelligente.

(24) Les sources d'énergie renouvelables en mer, telles que l'énergie éolienne en mer, l'énergie océanique et le photovoltaïque flottant, joueront un rôle important pour ce qui est de construire un système électrique reposant en grande partie sur des sources d'énergie renouvelables et d'assurer la neutralité climatique d'ici à 2050. Il existe

([17]) Règlement (UE) nº 182/2011 du Parlement européen et du Conseil du 16 février 2011 établissant les règles et principes généraux relatifs aux modalités de contrôle par les États membres de l'exercice des compétences d'exécution par la Commission (JO L 55 du 28.2.2011, p. 13).

([18]) Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme (JO L 259 du 27.9.2016, p. 42).

toutefois des obstacles importants à leur déploiement efficace et à plus grande échelle, qui empêchent le développement massif nécessaire pour atteindre ces objectifs. D'autres technologies en mer pourraient être confrontées à des obstacles semblables à l'avenir. Afin de réduire le risque d'investissement pour les promoteurs de projets en mer, des instruments tels que des accords d'achat d'électricité (AAE) ou des contrats sur différence bidirectionnels pourraient être utilisés pour faciliter le développement de projets en mer. Pour les projets hybrides en mer liés à plusieurs marchés dans une zone de dépôt des offres en mer, il existe un risque supplémentaire associé à la situation topographique unique en ce qui concerne l'accès au marché. Pour réduire les risques associés à de tels projets, les gestionnaires de réseau de transport devraient procéder à une indemnisation lorsque, selon les résultats validés du calcul de la capacité, ils n'ont pas mis à disposition la capacité convenue dans les conventions de raccordement sur l'interconnexion, n'ont pas mis à disposition la capacité sur les éléments critiques de réseau conformément aux règles de calcul de la capacité établies à l'article 16, paragraphe 8, du règlement (UE) 2019/943, ou les deux. Les gestionnaires de réseau de transport ne devraient payer aucune indemnisation si, selon les résultats validés du calcul de la capacité, ils ont mis à disposition la capacité sur l'interconnexion en respectant ou en dépassant les exigences prévues dans les conventions de raccordement ainsi que la capacité sur les éléments critiques de réseau conformément aux règles établies à l'article 16, paragraphe 8, du règlement (UE) 2019/943. Dans les conventions de raccordement respectives avec les exploitants de centrales de production d'électricité renouvelable en mer, les gestionnaires de réseau de transport devraient s'efforcer de fournir la capacité totale convenue de manière ferme, et non flexible, et conformément au cadre relatif aux conventions de raccordement établi dans la directive (UE) 2019/944. Les États membres devraient être informés suffisamment à l'avance des conventions de raccordement. L'indemnisation devrait être payée si les capacités de transport disponibles sont réduites au point que la totalité de la production d'électricité que la centrale de production d'électricité renouvelable en mer aurait autrement pu exporter ne peut être livrée sur les marchés environnants, ou lorsque, bien que l'exportation soit possible, une baisse correspondante des prix est enregistrée dans la zone de dépôt des offres en mer en raison de réductions de capacité, par rapport à une situation sans réduction de capacité, ou les deux. L'indemnisation devrait être payée au moyen des recettes tirées de la congestion. Elle devrait s'appliquer lorsqu'un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport n'ont pas mis une capacité suffisante à disposition pour exporter la capacité de production d'électricité sur leur interconnexion respective jusqu'à concurrence de la capacité convenue dans la convention de raccordement, et devrait être versée par ce ou ces gestionnaires de réseau de transport. Dans un souci d'équité régionale, si la capacité insuffisante est due au fait que d'autres gestionnaires de réseau de transport n'ont pas mis à disposition la capacité sur leurs éléments critiques de réseau, conformément aux règles de calcul de la capacité établies à l'article 16, paragraphe 8, du règlement (UE) 2019/943, les coûts d'indemnisation devraient être répartis proportionnellement entre ces gestionnaires de réseau de transport conformément au principe du pollueur-payeur. En outre, toute indemnisation non couverte par cette répartition proportionnelle peut être divisée entre les parties concernées dans les États membres participant au projet hybride en mer dans le cadre de leurs accords de partage des coûts. Cette indemnisation ne devrait pas donner lieu à une surcompensation et est destinée à équilibrer la baisse des recettes des exploitants de centrales de production d'électricité renouvelable en mer en raison d'un accès réduit aux marchés interconnectés. Elle devrait être liée uniquement à la capacité de production disponible sur le marché, laquelle peut varier en fonction des conditions météorologiques et exclut les opérations d'arrêt et de maintenance du projet en mer. L'indemnisation en cas d'accès insuffisant au réseau de transport ne devrait pas être interprétée comme constituant un appel prioritaire et devrait être conformes aux principes de non-discrimination et de maximisation des capacités d'échange en vertu de l'article 16, paragraphe 4, du règlement (UE) 2019/943. En outre, il ne devrait pas y avoir de double indemnisation pour le même risque couvert en vertu de cette disposition, par exemple si le risque est déjà couvert en vertu d'un contrat sur différence ou d'un autre régime d'aide pertinent. Les modalités concernant ce mécanisme d'indemnisation et la méthode de mise en œuvre à définir, y compris les conditions dans lesquelles la mesure peut expirer, telles que l'existence d'une demande suffisante dans la zone de dépôt des offres en mer, par exemple un grand électrolyseur, ou d'un accès direct à un nombre suffisant de marchés pour que le risque disparaisse, doivent être précisées plus avant dans un acte d'exécution, y compris, le cas échéant, par des modifications du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission ([19]).

(25) Sur le marché de gros journalier, les centrales électriques dont les coûts marginaux sont plus faibles sont appelées en premier, mais le prix reçu par tous les acteurs du marché est fixé par la dernière centrale électrique nécessaire pour couvrir la demande, qui est la centrale électrique dont les coûts marginaux sont les plus élevés, au moment de la compensation des marchés. Dans ce contexte, la crise énergétique a montré qu'une flambée des prix du gaz et de la houille peut donner lieu à des hausses exceptionnelles et durables des prix auxquels les installations de production d'électricité au gaz et au charbon soumettent des offres sur le marché de gros journalier. Cela a entraîné des prix exceptionnellement élevés sur le marché journalier dans l'ensemble de l'Union, car les installations de production d'électricité au gaz et au charbon nécessaires pour répondre à la demande d'électricité sont souvent les centrales dont les coûts marginaux sont les plus élevés.

(26) Compte tenu du rôle joué par le prix sur le marché journalier, qui sert de référence pour le prix sur d'autres marchés de gros de l'électricité, et du fait que tous les acteurs du marché reçoivent le prix d'équilibre, les technologies dont les coûts marginaux sont beaucoup moins élevés ont régulièrement enregistré des recettes élevées.

([19]) Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (JO L 197 du 25.7.2015, p. 24).

(27) Pour atteindre les objectifs de décarbonation de l'Union et les objectifs énoncés dans le plan REPowerEU en vue de parvenir à une plus grande indépendance énergétique, l'Union doit accélérer le déploiement des énergies renouvelables à un rythme beaucoup plus rapide. Compte tenu des besoins d'investissement nécessaires pour atteindre lesdits objectifs, le marché devrait veiller à l'établissement d'un signal de prix à long terme.

(28) Dans ce cadre, les États membres devraient s'efforcer de créer des conditions de marché propices à des instruments à long terme fondés sur le marché, tels que les AAE. Les AAE sont des accords d'achat bilatéraux entre producteurs et acheteurs d'électricité qui sont conclus sur une base volontaire et sont fondés sur les conditions de prix du marché sans intervention réglementaire dans la fixation des prix. Les AAE assurent la stabilité des prix à long terme pour le client et offrent la sécurité nécessaire pour que le producteur prenne la décision d'investir. Néanmoins, seuls quelques d'États membres disposent de marchés actifs en matière d'AAE et les acheteurs se limitent généralement aux grandes entreprises, y compris parce que les AAE sont confrontés à un ensemble d'obstacles, en particulier la difficulté de couvrir le risque de défaut de paiement de l'acheteur dans le cadre de ces accords à long terme. Les États membres devraient tenir compte de la nécessité de créer un marché des AAE dynamique lorsqu'ils définissent les politiques visant à atteindre les objectifs de décarbonation énergétique fixés dans leurs plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat. Lorsqu'ils conçoivent des mesures ayant une incidence directe sur les AAE, les États membres devraient respecter les attentes légitimes éventuelles et tenir compte de l'effet de ces mesures sur les AAE existants et futurs.

(29) Conformément à la directive (UE) 2018/2001, les États membres doivent évaluer les barrières administratives et réglementaires aux accords d'achat de long terme d'électricité renouvelable, éliminer les barrières injustifiées ainsi que les procédures ou les frais discriminatoires ou disproportionnés, et encourager le recours à de tels accords. En outre, les États membres doivent décrire les politiques et mesures destinées à faciliter le recours aux accords d'achat d'électricité renouvelable dans leurs plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat. Sans préjudice de cette obligation de rendre compte du contexte réglementaire influant sur le marché des AAE, les États membres devraient veiller à ce que les instruments permettant de réduire les risques financiers liés au non-respect par l'acheteur de ses obligations de paiement à long terme dans le cadre des AAE soient accessibles aux clients qui sont confrontés à des obstacles pour entrer sur le marché des AAE et ne connaissent pas de difficultés financières. Les États membres devraient pouvoir décider d'instaurer un régime de garantie aux prix du marché lorsque les garanties privées ne sont pas accessibles ou le sont de manière insuffisante. Lorsqu'un État membre met en place un tel régime de garantie, il devrait inclure des dispositions visant à éviter de réduire la liquidité sur les marchés de l'électricité, par exemple en recourant à des accords financiers d'achat d'électricité. Les États membres pourraient décider de faciliter l'agrégation de la demande d'AAE émanant de clients qui, individuellement, se heurtent à des barrières à l'entrée sur le marché des AAE, mais ils devraient pouvoir, collectivement, proposer aux producteurs une offre attrayante en matière d'AAE. Les États membres ne devraient pas soutenir les AAE pour l'achat d'électricité produite à partir de combustibles fossiles. Les États membres devraient pouvoir se limiter à soutenir uniquement les régimes de garantie qui soutiennent la nouvelle production d'énergie renouvelable, conformément à leurs politiques de décarbonation, en particulier lorsque le marché des accords d'achat d'électricité renouvelable n'est pas suffisamment développé. Si l'approche par défaut doit être l'absence de discrimination entre les consommateurs, les États membres pourraient décider de réserver ces instruments à certaines catégories de consommateurs, en appliquant des critères objectifs et non discriminatoires. Dans ce cadre, les États membres devraient assurer une coordination appropriée, y compris avec les facilités fournies au niveau de l'Union, par exemple par la Banque européenne d'investissement (BEI).

(30) Les États membres disposent de plusieurs instruments pour soutenir le développement du marché des AAE lors de la conception et de l'attribution d'aides publiques. Le fait de permettre aux promoteurs de projets d'énergie renouvelable participant à un appel d'offres public de réserver une partie de la production pour la vente au moyen d'un AAE contribuerait à l'implantation et à la croissance du marché des AAE. En outre, dans le cadre de l'évaluation de ces offres, les États membres devraient s'efforcer d'appliquer des critères visant à encourager l'accès au marché des AAE pour les acteurs confrontés à des obstacles pour entrer sur ce marché, tels que les petites et moyennes entreprises, en privilégiant les soumissionnaires qui présentent un AAE signé ou qui s'engagent à signer un AAE pour une partie de la production du projet auprès d'un ou de plusieurs acheteurs potentiels éprouvant des difficultés à accéder au marché des AAE.

(31) Afin de contribuer à la transparence et au développement des marchés des AAE à l'échelle de l'Union et des États membres, l'ACER devrait publier une évaluation annuelle de ces marchés, évaluer la nécessité d'élaborer et de publier des modèles d'AAE volontaires et les développer effectivement si l'évaluation conclut à l'existence d'un tel besoin.

(32) Les États membres devraient accorder une attention particulière aux AAE transfrontières et supprimer les entraves injustifiées qui les concernent spécifiquement, en permettant aux consommateurs des États membres dont la capacité est limitée d'accéder à l'électricité produite dans d'autres régions sans discrimination.

(33) Lorsque, sur la base de l'évaluation pertinente, la Commission conclut que les États membres ont besoin d'un soutien pour supprimer les obstacles sur les marchés des AAE, elle devrait être en mesure d'élaborer des orientations spécifiques. Ces orientations devraient être axées principalement sur la suppression des obstacles à l'expansion des marchés des AAE, y compris les AAE transfrontières. Ces obstacles peuvent prendre de nombreuses formes, allant des obstacles réglementaires, en particulier des procédures ou des frais disproportionnés ou discriminatoires, au rôle des garanties d'origine ou au traitement des AAE dans l'accès des acheteurs potentiels aux solutions de financement.

(34) Le règlement (UE) 2018/1999 prévoit l'utilisation du mécanisme de financement des énergies renouvelables de l'Union en tant qu'outil permettant de faciliter la réalisation de l'objectif spécifique contraignant de l'Union pour les énergies renouvelables pour 2030. Conformément à la directive (UE) 2018/2001 modifiée par la directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil ([20]), les États membres s'efforcent collectivement de porter à 45 % la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de l'Union en 2030, en sus de l'objectif contraignant de l'Union de 42,5 %. Par conséquent, la Commission devrait évaluer si des mesures prises à l'échelon de l'Union pourraient contribuer à la réalisation de la part supplémentaire de 2,5 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de l'Union, en complément des mesures nationales. Dans ce contexte, la Commission devrait analyser la possibilité d'utiliser le mécanisme de financement des énergies renouvelables de l'Union pour organiser des mises aux enchères d'énergies renouvelables au niveau de l'Union, dans le respect du cadre réglementaire applicable.

(35) Lorsque les États membres décident de soutenir par des régimes de soutien direct des prix des investissements financés par des fonds publics dans de nouvelles installations de production d'électricité bas carbone à partir de combustibles non fossiles afin d'atteindre les objectifs de décarbonation de l'Union, ces régimes devraient être structurés en tant que contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets de manière à inclure, outre une garantie de recettes, une limitation à la hausse des recettes qu'ils tirent du marché grâce aux actifs de production concernés. Alors que l'obligation prévue par le présent règlement ne devrait s'appliquer qu'au soutien aux investissements dans de nouvelles installations de production d'électricité, les États membres devraient pouvoir décider d'accorder des régimes d'aide sous la forme de contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets également dans le cas de nouveaux investissements destinés à rééquiper de manière substantielle les installations de production d'électricité existantes, à augmenter sensiblement la capacité ou à prolonger la durée de vie desdites installations.

(36) Afin de garantir la sécurité juridique et la prévisibilité, l'obligation de structurer les régimes de soutien direct au moyen de contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets devrait s'appliquer uniquement aux contrats relevant de régimes de soutien direct des prix pour des investissements dans de nouvelles installations de production d'électricité conclus le 17 juillet 2027 ou après cette date. Pour les centrales de production d'électricité à partir de sources renouvelables en mer raccordées à des projets hybrides en mer liés à deux zones de dépôt des offres ou plus, cette période transitoire devrait être de cinq ans, en raison de la complexité de tels projets.

(37) Les acteurs du marché devraient participer à titre volontaire aux régimes de soutien direct des prix sous la forme de contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets.

(38) L'obligation de recourir à des contrats sur différence bidirectionnels ou à des mécanismes équivalents ayant les mêmes effets est sans préjudice de l'article 6, paragraphe 1, de la directive (UE) 2018/2001.

(39) Bien que la directive (UE) 2024/1711 du Parlement européen et du Conseil ([21]) modifie l'article 4, paragraphe 3, deuxième alinéa, de la directive (UE) 2018/2001, les autres dispositions dudit article 4 de cette dernière, qui définissent les principes régissant la conception des régimes d'aide en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, restent applicables.

(40) Les contrats sur différence bidirectionnels ou des mécanismes équivalents ayant les mêmes effets permettraient de s'assurer que les recettes des producteurs qui découlent de nouveaux investissements dans la production d'électricité bénéficiant d'un soutien public deviennent plus indépendantes de la volatilité des prix de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles, qui fixe généralement le prix sur le marché journalier.

(41) Les principes régissant la conception établis par le présent règlement devraient s'appliquer aux régimes de soutien direct des prix sous la forme de contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets. Lors de l'évaluation de ces contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets au regard des règles en matière d'aides d'État, la Commission devrait vérifier la conformité de ces

([20]) Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil (JO L, 2023/2413, 31.10.2023, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj).

([21]) Directive (UE) 2024/1711 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union (JO L, 2024/1711, 26.6.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1711/oj).

contrats ou régimes au droit de l'Union qui est intrinsèquement lié aux règles en matière d'aides d'État, telles que les principes de conception des contrats sur différence bidirectionnels ou des mécanismes équivalents ayant les mêmes effets établis dans le présent règlement. Ces contrats sur différence bidirectionnels ou mécanismes équivalents ayant les mêmes effets devraient être conçus de manière à préserver les incitations destinées à ce que l'installation de production d'électricité fonctionne et participe efficacement sur les marchés de l'électricité, et en particulier à ce qu'elle reflète les conditions du marché. Dans son évaluation, la Commission devrait veiller à ce que la conception des contrats sur différence bidirectionnels ou des mécanismes équivalents ayant les mêmes effets n'entraîne pas de distorsions indues de la concurrence et des échanges sur le marché intérieur. La Commission devrait notamment veiller à ce que la distribution des recettes aux entreprises ne fausse pas les conditions de concurrence équitable sur le marché intérieur, en particulier lorsqu'aucune procédure de mise en concurrence ne peut être appliquée. Les contrats sur différence bidirectionnels ou les mécanismes équivalents ayant les mêmes effets pourraient varier dans leur durée et inclure, entre autres, des contrats sur différence fondés sur les injections par rapport à un ou plusieurs prix d'exercice, un prix plancher ou des contrats sur différence fondés sur la capacité ou des critères de référence. L'obligation de recourir à des contrats sur différence bidirectionnels ou des mécanismes équivalents ayant les mêmes effets ne s'applique pas aux régimes d'aide qui ne sont pas directement liés à la production d'électricité, tels que ceux portant sur le stockage d'énergie, et qui ne passent pas par le soutien direct des prix, tels que les aides à l'investissement sous la forme de subventions initiales, de mesures fiscales ou de certificats verts. Pour inciter les contreparties à s'acquitter de leurs obligations contractuelles, les contrats d'écart compensatoire bidirectionnels ou les mécanismes équivalents ayant les mêmes effets devraient comprendre des clauses de pénalité applicables en cas de résiliation anticipée unilatérale et indue du contrat.

(42) Toutefois, dans la mesure où la limitation consistant à établir des régimes de soutien direct des prix sous la forme de contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets restreint les types de régimes que les États membres sont en mesure d'adopter en ce qui concerne les sources d'énergie renouvelables, elle devrait être circonscrite aux technologies bas carbone, n'utilisant pas de combustibles fossiles, dont les coûts d'exploitation sont faibles et stables, ainsi qu'aux technologies qui n'offrent généralement pas de flexibilité au système électrique, tout en excluant les technologies qui en sont aux premiers stades de leur déploiement sur le marché. Cela est nécessaire pour s'assurer que la viabilité économique des technologies de production dont les coûts marginaux sont élevés n'est pas compromise et pour maintenir l'incitation associée aux technologies susceptibles d'offrir une flexibilité au système électrique et de permettre de présenter des offres sur le marché de l'électricité en fonction de leurs coûts d'opportunité. En outre, la limitation consistant à établir des régimes de soutien direct des prix sous la forme de contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets ne devrait pas s'appliquer aux technologies émergentes pour lesquelles d'autres types de régimes de soutien direct des prix peuvent être mieux à même d'encourager leur adoption. La limitation devrait être sans préjudice de l'éventuelle exemption applicable aux petites installations d'énergie renouvelable et aux projets de démonstration en vertu de la directive (UE) 2018/2001 et devrait tenir compte des spécificités des communautés d'énergie renouvelable conformément à ladite directive. Compte tenu de la nécessité d'offrir une sécurité réglementaire aux producteurs, l'obligation faite aux États membres d'appliquer des régimes de soutien direct des prix à la production d'électricité sous forme de contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets ne devrait s'appliquer qu'aux investissements entrepris dans de nouvelles installations de production d'électricité utilisant des sources mentionnées dans le présent considérant.

(43) Grâce à la limitation à la hausse des recettes tirées du marché, les régimes de soutien direct des prix sous forme de contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets devraient constituer une source supplémentaire de revenus pour les États membres pendant les périodes où les prix de l'énergie sont élevés. Afin d'atténuer davantage l'incidence de la hausse des prix de l'électricité sur les factures d'énergie des consommateurs, les États membres devraient veiller à ce que toutes recettes perçues auprès des producteurs soumis à des régimes de soutien direct des prix sous la forme de contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets, ou l'équivalent en valeur financière de ces recettes, soient répercutées sur les clients finals, y compris les clients résidentiels, les petites et moyennes entreprises et les entreprises à forte intensité énergétique. Lorsqu'ils distribuent les recettes aux clients résidentiels, les États membres devraient en particulier être en mesure de favoriser les clients vulnérables et les clients touchés par la précarité énergétique. Compte tenu des avantages plus larges pour les clients du secteur de l'électricité résultant des investissements dans les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique et le déploiement des énergies à faible intensité de carbone, les États membres devraient également avoir la possibilité d'utiliser les recettes tirées des contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets, ou l'équivalent en valeur financière de ces recettes, pour financer des investissements visant à réduire les coûts de l'électricité pour les clients finals, et pour des activités économiques spécifiques, telles que des investissements dans le développement du réseau de distribution, les sources d'énergie renouvelables et les infrastructures de recharge pour véhicules électriques. Les États membres devraient également avoir la possibilité d'utiliser ces recettes, ou l'équivalent en valeur financière de ces recettes, pour financer les coûts des régimes de soutien direct des prix. La redistribution des recettes devrait se faire de manière que les clients demeurent dans une certaine mesure exposés au signal des prix, pour qu'ils réduisent leur consommation lorsque les prix sont élevés ou la déplacent vers des périodes où les prix sont plus bas, qui correspondent généralement à des périodes où la part de sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité est plus élevée. En particulier, les États membres devraient pouvoir tenir compte de la consommation pendant les heures creuses afin de maintenir les incitations à la flexibilité. Les États membres devraient veiller à ce que l'homogénéité des conditions de concurrence et la concurrence entre les différents fournisseurs ne soient pas affectées par la redistribution de recettes aux consommateurs finals d'électricité. Ces principes ne devraient pas être obligatoires pour les recettes générées par des contrats relevant de régimes de soutien direct des prix conclus avant la date d'application de l'obligation de

recourir à des contrats sur différence bidirectionnels ou à des mécanismes équivalents ayant les mêmes effets. Les États membres ont la possibilité de distribuer les recettes tirées des contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets sans que cette distribution ne constitue une régulation des prix de détail au titre de l'article 5 de la directive (UE) 2019/944.

(44) En outre, les États membres devraient veiller à ce que les régimes de soutien direct des prix ou les mécanismes équivalents ayant les mêmes effets, quelle que soit leur forme, ne compromettent pas le bon fonctionnement, le caractère concurrentiel et la liquidité des marchés de l'électricité, en continuant à inciter les producteurs à réagir aux signaux du marché, y compris en arrêtant la production lorsque les prix de l'électricité sont inférieurs à leurs coûts d'exploitation, et les clients finals à réduire leur consommation lorsque les prix de l'électricité sont élevés. Les États membres devraient veiller à ce que les régimes d'aide ne constituent pas un obstacle au développement de contrats commerciaux tels que les AAE.

(45) Par conséquent, les contrats sur différence bidirectionnels ou les mécanismes équivalents ayant les mêmes effets et les AAE jouent un rôle complémentaire pour soutenir la transition énergétique et faire bénéficier les consommateurs des avantages des énergies renouvelables et des énergies à faible intensité de carbone. Sous réserve des exigences instaurées par le présent règlement, les États membres devraient être libres de décider des instruments qu'ils utilisent pour atteindre leurs objectifs de décarbonation. Grâce aux AAE, les investisseurs privés contribuent au déploiement d'énergies renouvelables et d'énergies à faible intensité de carbone supplémentaires tout en fixant des prix de l'électricité bas et stables à long terme. De même, grâce aux contrats sur différence bidirectionnels ou aux mécanismes équivalents ayant les mêmes effets, les entités publiques peuvent atteindre le même objectif pour le compte des consommateurs. Ces deux instruments sont nécessaires pour atteindre les objectifs de décarbonation de l'Union grâce au déploiement d'énergies renouvelables et d'énergies à faible intensité de carbone, tout en mettant en avant les avantages d'une production d'électricité à faible coût pour les consommateurs.

(46) Le déploiement accéléré des sources d'énergie renouvelables nécessite une disponibilité croissante de solutions de flexibilité visant à assurer leur intégration au réseau et à permettre au système électrique et au réseau de s'adapter aux fluctuations de la production et de la consommation d'électricité au cours de périodes différentes. Afin d'encourager la flexibilité d'origine non fossile, l'autorité de régulation ou une autre autorité ou entité désignée par un État membre devrait évaluer périodiquement le besoin de flexibilité à l'échelon national du système électrique sur la base des données fournies par les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution et d'une méthodologie commune européenne qui a fait l'objet d'une consultation publique et d'une approbation par l'ACER. L'évaluation des besoins de flexibilité du système électrique devrait tenir compte de tous les investissements existants et programmés, y compris les actifs existants qui ne sont pas encore connectés au réseau, en ce qui concerne les sources de flexibilité telles que la production d'électricité flexible, les interconnexions, la participation active de la demande, le stockage d'énergie ou la production de carburants renouvelables, en raison de la nécessité de décarboner le système énergétique. L'ACER devrait évaluer périodiquement les rapports nationaux et élaborer un rapport à l'échelon de l'Union contenant des recommandations sur les questions ayant une incidence transfrontière. Sur la base du rapport national sur les besoins de flexibilité, les États membres devraient définir un objectif national indicatif de flexibilité d'origine non fossile, y compris pour ce qui est de la participation active respective spécifique aussi bien de la demande que du stockage d'énergie à la réalisation de cet objectif, qui devrait également être pris en considération dans leurs plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat conformément au règlement (UE) 2018/1999. À la lumière de ces plans, la Commission devrait être en mesure d'élaborer une stratégie de l'Union en matière de flexibilité, en mettant particulièrement l'accent sur la participation active de la demande et le stockage de l'énergie, qui est cohérent avec les objectifs de l'Union à l'horizon 2030 en matière d'énergie et de climat et à l'objectif de neutralité climatique à l'horizon 2050. La Commission devrait pouvoir accompagner cette stratégie de l'Union d'une proposition législative.

(47) Pour atteindre l'objectif national indicatif de flexibilité d'origine non fossile, y compris la participation active respective de la demande et du stockage d'énergie, et lorsque les besoins en matière de flexibilité ne sont satisfaits ni par la suppression des obstacles présents sur le marché ni par les investissements existants, les États membres devraient pouvoir appliquer des régimes d'aide à la flexibilité d'origine non fossile consistant en des paiements afférents à la capacité disponible de flexibilité d'origine non fossile. En outre, les États membres qui appliquent déjà un mécanisme de capacité devraient envisager de promouvoir la participation de la flexibilité non fossile, telle que la participation active de la demande et le stockage de l'énergie, en redéfinissant certains critères ou certaines caractéristiques sans préjudice de l'application de l'article 22 du règlement (UE) 2019/943. Les États membres qui appliquent déjà un mécanisme de capacité devraient également pouvoir appliquer des régimes d'aide à la flexibilité non fossile si ces régimes sont nécessaires pour atteindre l'objectif national indicatif en matière de flexibilité non fossile, en particulier tout en adaptant leurs mécanismes de capacité afin de promouvoir davantage la participation de la flexibilité non fossile, par exemple la participation active de la demande et le stockage d'énergie. Ces régimes devraient couvrir les nouveaux investissements dans la flexibilité non fossile, y compris les investissements dans les actifs existants, notamment ceux visant à développer davantage la flexibilité de la participation active de la demande.

(48) Pour appuyer les objectifs de protection de l'environnement, la limite d'émission de CO_2 fixée à l'article 22, paragraphe 4, du règlement (UE) 2019/943 devrait être considérée comme une limite supérieure. Les États membres pourraient alors établir des normes de performance technique et des limites en matière d'émission de CO_2 limitant la participation aux mécanismes de capacité aux technologies flexibles exemptes de combustible fossile, en pleine

conformité avec la communication de la Commission du 18 février 2022 sur les lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie, qui encouragent les États membres à introduire des critères écologiques dans les mécanismes de capacité.

(49) Étant donné que des mécanismes de capacité non coordonnés peuvent avoir une incidence significative sur le marché intérieur de l'électricité, le paquet «énergie propre» a introduit un cadre global visant à mieux évaluer les besoins et à améliorer la conception des mécanismes de capacité. Sans préjudice de la nécessité de limiter les distorsions de la concurrence et des échanges dans le marché intérieur, les mécanismes de capacité, associés à un cadre réglementaire approprié, peuvent jouer un rôle important pour assurer l'adéquation des ressources, en particulier pendant la transition vers un système sans carbone et pour les systèmes énergétiques qui ne sont pas suffisamment interconnectés. Par conséquent, bien que les mécanismes de capacité ne doivent plus être considérés comme des mesures de dernier recours, leur nécessité et leur conception devraient faire l'objet d'une évaluation périodique compte tenu de l'évolution du cadre réglementaire et de la situation du marché. Toutefois, la procédure d'adoption des mécanismes de capacité s'est révélée complexe. Au plus tard le 17 janvier 2025, la Commission devrait présenter un rapport détaillé évaluant les éventuelles possibilités de rationalisation et de simplification du processus d'application d'un mécanisme de capacité, en vue également de faire en sorte que les difficultés d'adéquation puissent être traitées par les États membres en temps utile, tout en prévoyant le contrôle nécessaire pour prévenir tout préjudice pour le marché intérieur. Dans ce contexte, la Commission devrait demander à l'ACER de modifier la méthode d'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne conformément à la procédure applicable, le cas échéant. Après consultation des États membres, la Commission devrait présenter des propositions en vue de simplifier, le cas échéant, le processus d'évaluation des mécanismes de capacité au plus tard le 17 avril 2025.

(50) Le raccordement au réseau des nouvelles installations de production et de demande, en particulier les installations utilisant des sources d'énergie renouvelables, est souvent confronté à des retards dans les procédures de raccordement au réseau. L'une des raisons de ces retards est le manque de capacité de réseau disponible à l'endroit choisi par l'investisseur, ce qui nécessite d'étendre ou de renforcer le réseau pour connecter les installations au système en toute sécurité. Une nouvelle obligation imposant aux gestionnaires de réseau électrique, au niveau tant du transport que de la distribution, de publier des informations sur la capacité de réseau disponible pour de nouveaux raccordements dans leurs zones d'exploitation, et d'en assurer la mise à jour, faciliterait l'accès des investisseurs aux informations relatives à la capacité disponible au sein du réseau, ce qui accélérerait la prise de décision et, partant, le déploiement nécessaire des énergies renouvelables. Ces informations devraient être mises à jour régulièrement, et au moins chaque mois, par les gestionnaires de réseau de transport. Les gestionnaires de réseau de transport devraient également publier les critères utilisés pour déterminer les capacités de réseau disponibles, par exemple la participation active de la demande et les capacités de production existantes, les hypothèses retenues pour évaluer la possibilité d'une intégration plus poussée d'utilisateurs du réseau supplémentaires, les informations pertinentes sur les éventuels délestages de la production d'énergie et les prévisions concernant le développement du réseau à cet égard.

(51) En outre, pour résoudre le problème de la longueur des délais de réponse aux demandes de raccordement au réseau, les gestionnaires de réseau de transport devraient fournir aux utilisateurs du réseau des informations claires et transparentes sur l'état et le traitement de leurs demandes de raccordement. Les gestionnaires de réseau de transport devraient fournir ces informations dans un délai de trois mois à compter de la présentation de la demande et les mettre à jour régulièrement, au moins une fois par trimestre.

(52) L'Estonie, la Lettonie et la Lituanie n'étant pas encore synchronisées avec le système électrique de l'Union, elles sont confrontées à des difficultés très spécifiques dans le cadre de l'organisation des marchés d'équilibrage et de l'acquisition de services auxiliaires fondée sur le marché. Si des progrès vers la synchronisation sont en cours, l'une des conditions préalables essentielles à la stabilité du fonctionnement synchrone du système est la disponibilité de réserves suffisantes de capacités d'équilibrage pour réguler la fréquence. Toutefois, étant tributaires de la zone synchrone russe pour la gestion de la fréquence, les États baltes n'étaient pas encore en mesure de mettre en place un marché d'équilibrage opérationnel propre. La guerre d'agression menée par la Russie contre l'Ukraine a considérablement accru le risque pour la sécurité de l'approvisionnement résultant de l'absence de marchés d'équilibrage propres. Par conséquent, les exigences de l'article 6, paragraphes 9, 10 et 11, du règlement (UE) 2019/943 et de l'article 41, paragraphe 2, du règlement (UE) 2017/2195 ([22]) de la Commission, qui sont conçues pour s'appliquer aux marchés d'équilibrage existants, ne reflètent pas encore la situation en Estonie, en Lettonie et en Lituanie, notamment parce que le développement du marché d'équilibrage nécessite du temps et de nouveaux investissements dans les capacités d'équilibrage. L'Estonie, la Lettonie et la Lituanie devraient dès lors, par dérogation auxdites exigences, être autorisées à conclure des contrats financiers à plus long terme pour acquérir des capacités d'équilibrage pendant une période transitoire.

(53) Les périodes transitoires convenues pour l'Estonie, la Lettonie et la Lituanie devraient disparaître progressivement dès que possible après la synchronisation et être mises à profit pour développer les instruments de marché appropriés offrant des réserves d'équilibrage à court terme et d'autres services auxiliaires indispensables, et devraient être limitées au temps nécessaire à ce processus.

([22]) Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (JO L 312 du 28.11.2017, p. 6).

(54) Il est prévu de synchroniser les États baltes avec la zone synchrone de l'Europe continentale par une ligne double reliant la Pologne et la Lituanie. Lors de la synchronisation, la capacité de cette ligne devra être réservée, dans une large mesure, de manière à disposer de marges de fiabilité en cas d'indisponibilité imprévue du système baltique et d'écarts involontaires en résultant. Les gestionnaires de réseau de transport devraient continuer à offrir une capacité maximale pour les échanges transfrontières, dans le respect des limites de la sécurité d'exploitation et en tenant compte des aléas éventuels dans les systèmes polonais et lituanien, y compris ceux résultant d'indisponibilités des lignes à haute tension à courant continu ou d'une déconnexion des États baltes de la zone synchrone de l'Europe continentale. La situation spécifique de cette interconnexion devrait être prise en considération pour le calcul de la capacité totale et des aléas conformément à l'article 16, paragraphe 8, du règlement (UE) 2019/943.

(55) Les mécanismes de capacité devraient être ouverts à la participation de toutes les ressources capables d'assurer les performances techniques requises, y compris éventuellement des centrales électriques au gaz, pour autant que ces dernières respectent la limite d'émissions fixée à l'article 22, paragraphe 4, du règlement (UE) 2019/943, ainsi que tout seuil d'émission national ou tout autre critère environnemental objectif que les États membres souhaiteraient appliquer pour accélérer l'abandon progressif des combustibles fossiles.

(56) Pour contribuer à la réalisation des objectifs de protection de l'environnement, l'article 22, paragraphe 4, du règlement (UE) 2019/943 fixe des exigences concernant les limites d'émissions de CO_2 pour les mécanismes de capacité. Toutefois, au cours de leur transition vers un système sans carbone et au lendemain de la crise énergétique, les États membres qui appliquent des mécanismes de capacité approuvés avant le 4 juillet 2019 devraient pouvoir déroger exceptionnellement, et en tant que mécanisme de dernier recours, à cette limite d'émissions de CO_2 pendant une durée limitée. Une telle dérogation devrait toutefois être limitée aux capacités de production existantes dont la production commerciale a débuté avant le 4 juillet 2019, c'est-à-dire avant la date d'entrée en vigueur du règlement (UE) 2019/943. Une demande de dérogation devrait être accompagnée d'un rapport de l'État membre concerné évaluant l'incidence de la dérogation sur les émissions de gaz à effet de serre et la transition énergétique. Un tel rapport devrait également contenir un plan prévoyant des étapes pour mettre progressivement fin à la participation de capacités de production qui ne respectent pas les limites d'émissions de CO_2 aux mécanismes de capacité. Lors de l'octroi d'une dérogation, les États membres devraient être autorisés à organiser des procédures de passation de marché qui devront tout de même satisfaire à toutes les exigences énoncées au chapitre IV du règlement (UE) 2019/943, à l'exception de celles qui concernent les limites d'émissions de CO_2. Les capacités de production qui ne respectent pas les limites d'émissions de CO_2 ne devraient pas être acquises pour une durée supérieure à un an ni pour une période de livraison dépassant la durée de la dérogation. La procédure de passation de marché supplémentaire ouverte à la participation de capacités de production ne respectant pas les limites d'émissions de CO_2 devrait être précédée d'une procédure de passation de marché visant à maximiser la participation de capacités respectant les limites d'émissions de CO_2, y compris en laissant les prix des capacités augmenter pour atteindre un niveau suffisant pour encourager les investissements dans ces capacités.

(57) La Commission devrait réexaminer le présent règlement afin de garantir la résilience de l'organisation du marché de l'électricité en temps de crise ainsi que sa capacité à soutenir les objectifs de décarbonation de l'Union, à renforcer encore l'intégration du marché et à promouvoir les investissements nécessaires dans les infrastructures ainsi que le développement d'un marché des AAE. Sur la base de ce réexamen, la Commission devrait soumettre un rapport complet au Parlement européen et au Conseil, accompagné, le cas échéant, d'une proposition législative. Dans ce rapport, la Commission devrait évaluer, en particulier, l'efficacité de la structure et du fonctionnement actuels des marchés de l'électricité à court terme, ainsi que leurs éventuels manques d'efficacité et les éventuels outils et solutions à appliquer dans des situations de crise ou d'urgence, ainsi que l'adéquation du cadre juridique et financier de l'Union en ce qui concerne les réseaux de distribution. Ledit rapport devrait également porter sur la capacité à atteindre les objectifs de l'Union en matière d'énergies renouvelables et concernant le marché intérieur de l'énergie, ainsi que sur la possibilité de mettre en place une ou plusieurs plateformes de marché de l'Union pour les AAE et leur viabilité.

(58) Dans la mesure où l'une quelconque des mesures prévues dans le présent règlement constitue une aide d'État, les dispositions relatives à ces mesures sont sans préjudice de l'application des articles 107 et 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. La Commission est compétente pour apprécier la compatibilité d'une aide d'État avec le marché intérieur.

(59) Les mesures prévues dans le présent règlement sont sans préjudice de l'application des règlements (UE) 2016/1011 ([23]) et (UE) n° 648/2012 du Parlement européen et du Conseil ([24]) et de la directive 2014/65/UE du Parlement européen et du Conseil ([25]).

([23]) Règlement (UE) 2016/1011 du Parlement européen et du Conseil du 8 juin 2016 concernant les indices utilisés comme indices de référence dans le cadre d'instruments et de contrats financiers ou pour mesurer la performance de fonds d'investissement et modifiant les directives 2008/48/CE et 2014/17/UE et le règlement (UE) n° 596/2014 (JO L 171 du 29.6.2016, p. 1).

([24]) Règlement (UE) n° 648/2012 du Parlement européen et du Conseil du 4 juillet 2012 sur les produits dérivés de gré à gré, les contreparties centrales et les référentiels centraux (JO L 201 du 27.7.2012, p. 1).

([25]) Directive 2014/65/UE du Parlement européen et du Conseil du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant la directive 2002/92/CE et la directive 2011/61/UE (JO L 173 du 12.6.2014, p. 349).

(60) Il convient donc de modifier les règlements (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 en conséquence.

(61) Étant donné que l'objectif du présent règlement, à savoir améliorer l'organisation du marché intégré de l'électricité, en particulier pour prévenir une augmentation indue des prix de l'électricité, ne peut pas être atteint de manière suffisante par les États membres, mais peut l'être mieux au niveau de l'Union, celle-ci peut prendre des mesures, conformément au principe de subsidiarité consacré à l'article 5 du traité sur l'Union européenne. Conformément au principe de proportionnalité énoncé audit article, le présent règlement n'excède pas ce qui est nécessaire pour atteindre cet objectif,

ONT ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

Article premier

Modifications du règlement (UE) 2019/942

Le règlement (UE) 2019/942 est modifié comme suit:

1) L'article 2 est modifié comme suit:

a) le point suivant est inséré:

«a bis) émet des avis et des recommandations destinés à la plateforme d'allocation unique établie conformément au règlement (UE) 2016/1719 de la Commission (*);

(*) Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme (JO L 259 du 27.9.2016, p. 42).»;

b) le point d) est remplacé par le texte suivant:

«d) prend des décisions individuelles concernant la fourniture d'informations conformément à l'article 3, paragraphe 2, à l'article 7, paragraphe 2, point b), et à l'article 8, point c); concernant l'approbation des méthodes et des modalités et conditions conformément à l'article 4, paragraphe 4, et à l'article 5, paragraphes 2, 3 et 4; concernant le réexamen des zones de dépôt des offres visé à l'article 5, paragraphe 7; concernant les questions techniques visées à l'article 6, paragraphe 1; concernant l'arbitrage entre régulateurs conformément à l'article 6, paragraphe 10; concernant les centres de coordination régionaux visés à l'article 7, paragraphe 2, point a); concernant l'approbation et la modification des méthodes et des calculs et des spécifications techniques telles que visées à l'article 9, paragraphe 1; concernant l'approbation et la modification des méthodes telles que visées à l'article 9, paragraphe 3; concernant les dérogations visées à l'article 10; concernant les infrastructures visées à l'article 11, point d); concernant l'intégrité et la transparence des marchés de gros en vertu de l'article 12; et concernant l'approbation et la modification de la proposition conjointe du REGRT pour l'électricité et de l'entité des GRD de l'Union concernant le type de données, le format ainsi que la méthode relative à l'analyse à fournir en ce qui concerne les besoins de flexibilité conformément à l'article 5, paragraphe 9.».

2) À l'article 3, paragraphe 2, l'alinéa suivant est ajouté:

«Le présent paragraphe s'applique également à la plateforme d'allocation unique établie conformément au règlement (UE) 2016/1719.».

3) À l'article 4, le paragraphe suivant est ajouté:

«9. Les paragraphes 6, 7 et 8 du présent article s'appliquent également à la plateforme d'allocation unique établie conformément au règlement (UE) 2016/1719.».

4) L'article 5 est modifié comme suit:

a) au paragraphe 8, l'alinéa suivant est ajouté:

«L'ACER surveille la plateforme d'allocation unique établie conformément au règlement (UE) 2016/1719.»;

b) le paragraphe suivant est ajouté:

«9. L'ACER approuve et modifie, s'il y a lieu, la proposition conjointe du REGRT pour l'électricité et de l'entité des GRD de l'Union en ce qui concerne le type de données et le format, ainsi que la méthode relative à l'analyse à fournir en ce qui concerne les besoins de flexibilité conformément à l'article 19 *sexies*, paragraphe 6, du règlement (UE) 2019/943.».

5) À l'article 6, le paragraphe 9 est remplacé par le texte suivant:

«9. L'ACER soumet des avis à l'autorité de régulation concernée et à la Commission conformément à l'article 8, paragraphe 1, point b) et à l'article 16, paragraphe 3, du règlement (UE) 2019/943.».

6) L'article 15 est modifié comme suit:

a) au paragraphe 4, l'alinéa suivant est ajouté:

«L'ACER émet un rapport sur l'incidence de l'utilisation de produits d'écrêtement des pointes sur le marché de l'électricité de l'Union en période de crise à la suite de l'évaluation en vertu de l'article 7 *bis*, paragraphe 7, du règlement (UE) 2019/943 et un rapport sur l'incidence du développement des produits d'écrêtement des pointes sur le marché de l'électricité de l'Union dans des conditions normales de marché à la suite de l'évaluation en vertu de l'article 7 *bis*, paragraphe 8, dudit règlement.»;

b) le paragraphe suivant est ajouté:

«5. L'ACER émet un rapport conformément à l'article 19 *sexies*, paragraphe 7, du règlement (UE) 2019/943 analysant les rapports nationaux sur les besoins de flexibilité estimés et formulant des recommandations sur les questions d'importance transfrontière concernant les conclusions des autorités de régulation ou d'une autre autorité ou entité désignée par un État membre.».

Article 2

Modifications du règlement (UE) 2019/943

Le règlement (UE) 2019/943 est modifié comme suit:

1) L'article 1er est modifié comme suit:

a) les points a) et b) sont remplacés par le texte suivant:

«a) fixer les bases d'une réalisation efficace des objectifs de l'union de l'énergie et de l'objectif de neutralité climatique de l'Union d'ici à 2050 au plus tard, notamment, du cadre d'action en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030, en rendant possible la production de signaux de marché encourageant l'efficacité, une plus grande part d'énergie renouvelables, la sécurité d'approvisionnement, la flexibilité, l'intégration du système grâce à de multiples vecteurs énergétiques, la durabilité, la décarbonation et l'innovation;

b) établir les principes fondamentaux à la base de marchés de l'électricité performants et intégrés, qui permettent d'assurer un accès non discriminatoire au marché à tous les fournisseurs de ressources et à tous les clients du secteur de l'électricité, qui favorisent le développement de marchés à terme de l'électricité permettant aux fournisseurs et aux consommateurs de se prémunir ou de se protéger contre le risque de volatilité future des prix de l'électricité, qui rendent autonomes et protègent les consommateurs, qui assurent la compétitivité sur le marché mondial, qui accroissent la sécurité d'approvisionnement et la flexibilité grâce à la participation active de la demande, au stockage de l'énergie et à d'autres solutions de flexibilité d'origine non fossile, qui assurent l'efficacité énergétique, qui facilitent l'agrégation de la demande et de l'offre décentralisées, et qui permettent l'intégration du marché et l'intégration sectorielle ainsi que la rémunération en fonction du marché de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables;»;

b) les points suivants sont ajoutés:

«e) soutenir les investissement à long terme dans la production d'énergie renouvelable, la flexibilité et les réseaux afin de permettre aux consommateurs de rendre leurs factures énergétiques abordables et moins dépendantes des fluctuations de prix sur le marché à court terme de l'électricité, en particulier des prix des combustibles fossiles à moyen et long terme;

f) établir un cadre pour l'adoption de mesures visant à faire face aux crises des prix de l'électricité.».

2) L'article 2 est modifié comme suit:

a) le point 22) est remplacé par le texte suivant:

«22) "mécanisme de capacité", une mesure, autre que les mesures afférentes aux services auxiliaires ou à la gestion des congestions, qui vise à obtenir le niveau nécessaire d'adéquation des ressources en rémunérant les ressources pour leur disponibilité;»;

b) les points suivants sont ajoutés:

«72) “heure de pointe”, une heure à laquelle, sur la base des prévisions des gestionnaires de réseau de transport et, le cas échéant, des NEMO, il est attendu que la consommation brute d'électricité, la consommation brute d'électricité produite à partir de sources autres que des sources renouvelables ou le prix de gros journalier de l'électricité soit la plus élevée ou le plus élevé, compte tenu des échanges entre zones;

73) “écrêtement des pointes”, la capacité des acteurs du marché de réduire la consommation d'électricité provenant du réseau aux heures de pointe à la demande du gestionnaire de réseau;

74) “produit d'écrêtement des pointes”, un produit axé sur le marché au moyen duquel les acteurs du marché peuvent réaliser l'écrêtement des pointes pour les gestionnaires de réseau;

75) “plateforme virtuelle régionale”, une région non physique couvrant plus d'une zone de dépôt des offres, pour laquelle un prix de référence est fixé sur la base d'une méthode;

76) “contrat sur différence bidirectionnel”, un contrat entre l'exploitant d'une installation de production d'électricité et une contrepartie, habituellement une entité publique, qui permet de garantir une rémunération minimale et de limiter les rémunérations excessives;

77) “accord d'achat d'électricité” ou “AAE”, un contrat par lequel une personne physique ou morale s'engage à acheter de l'électricité à un producteur d'électricité, sur la base du marché;

78) “appareil de mesure dédié”, un dispositif lié ou intégré à un actif qui fournit des services de participation active de la demande ou de flexibilité sur le marché de l'électricité ou aux gestionnaires de réseau;

79) “flexibilité”, la capacité d'un système électrique à s'adapter à la variabilité des modes de production et de consommation et à la disponibilité du réseau, selon les échéances pertinentes du marché.».

3) L'article 7 est modifié comme suit:

a) le paragraphe 1 est remplacé par le texte suivant:

«1. Les gestionnaires de réseau de transport et les NEMO organisent conjointement la gestion des marchés journaliers et des marchés infrajournaliers intégrés conformément au règlement (UE) 2015/1222. Les gestionnaires de réseau de transport et les NEMO coopèrent au niveau de l'Union ou, si cela est plus approprié, au niveau régional afin de maximiser l'efficacité et l'efficience des échanges d'électricité sur les marchés journaliers et les marchés infrajournaliers de l'Union. L'obligation de coopérer est sans préjudice de l'application du droit de l'Union en matière de concurrence. Dans le cadre de leurs fonctions relatives aux échanges d'électricité, les gestionnaires de réseau de transport et les NEMO font l'objet d'une surveillance réglementaire par les autorités de régulation en vertu de l'article 59 de la directive (UE) 2019/944 et par l'ACER en vertu des articles 4 et 8 du règlement (UE) 2019/942 et sont soumis à des obligations de transparence et de surveillance efficace contre les manipulations de marché établies dans les dispositions pertinentes du règlement (UE) nº 1227/2011.»;

b) le paragraphe 2 est modifié comme suit:

i) le point c) est remplacé par le texte suivant:

«c) maximisent les possibilités offertes à tous les acteurs du marché de participer aux échanges entre zones et au sein d'une zone, de manière non discriminatoire et aussi proche que possible du temps réel entre toutes les zones de dépôt des offres et au sein de ces zones;

c bis) sont organisés de manière à assurer le partage des liquidités entre tous les NEMO, à tout moment, tant pour les échanges entre zones que pour les échanges au sein des zones. En ce qui concerne le marché journalier, à partir d'une heure avant l'heure de fermeture du guichet et jusqu'au dernier moment où les échanges journaliers sont autorisés, les NEMO soumettent tous les ordres de produits journaliers et de produits présentant les mêmes caractéristiques au couplage unique journalier, d'une part, et n'organisent pas d'échanges de produits journaliers ou de produits présentant les mêmes caractéristiques en dehors du couplage unique journalier, d'autre part. Pour le marché infrajournalier, à partir de l'heure d'ouverture du guichet unique de couplage infrajournalier et jusqu'au dernier moment où les échanges infrajournaliers sont autorisés dans une zone de dépôt des offres donnée, les NEMO soumettent tous les ordres de produits infrajournaliers et de produits présentant les mêmes caractéristiques au couplage unique infrajournalier, d'une part, et n'organisent pas d'échanges de produits infrajournaliers ou de produits présentant les mêmes caractéristiques en dehors du couplage infrajournalier, d'autre part. Ces obligations s'appliquent aux NEMO, aux entreprises qui exercent un contrôle direct ou indirect sur un NEMO ainsi qu'aux entreprises qui sont contrôlées directement ou indirectement par un NEMO;»;

ii) le point f) est remplacé par le texte suivant:

«f) sont transparents et, le cas échéant, fournissent des informations par unité de production, tout en respectant la confidentialité des informations commercialement sensibles et en garantissant l'anonymat des échanges;».

4) Les articles suivants sont insérés:

«Article 7 bis

Produit d'écrêtement des pointes

1. Lorsqu'une crise des prix de l'électricité au niveau régional ou à l'échelle de l'Union est déclarée conformément à l'article 66 *bis* de la directive (UE) 2019/944, les États membres peuvent demander aux gestionnaires de réseau de proposer l'acquisition de produits d'écrêtement des pointes afin de pouvoir réduire la demande d'électricité aux heures de pointe. Cette acquisition est limitée à la durée fixée dans la décision d'exécution adoptée en vertu de l'article 66 *bis*, paragraphe 1, de la directive (UE) 2019/944.

2. Lorsqu'une demande est présentée en vertu du paragraphe 1, les gestionnaires de réseau, après consultation des parties prenantes, soumettent pour approbation à l'autorité de régulation de l'État membre concerné une proposition définissant le dimensionnement du produit d'écrêtement des pointes et les conditions de son acquisition et de son activation.

3. L'autorité de régulation concernée évalue la proposition relative à un produit d'écrêtement des pointes visée au paragraphe 2 en ce qui concerne la réalisation d'une réduction de la demande d'électricité et l'incidence sur le prix de gros de l'électricité pendant les heures de pointe. Cette évaluation tient compte de la nécessité, pour le produit d'écrêtement des pointes, de ne pas fausser indûment le fonctionnement des marchés de l'électricité et de ne pas réorienter les services de participation active de la demande vers les produits d'écrêtement des pointes. Sur la base de cette évaluation, l'autorité de régulation peut demander au gestionnaire de réseau de modifier sa proposition.

4. La proposition de produit d'écrêtement des pointes visée au paragraphe 2 respecte les exigences suivantes:

a) le dimensionnement du produit d'écrêtement des pointes:

i) repose sur une analyse de la nécessité d'un service supplémentaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement sans mettre en péril la stabilité du réseau, de son incidence sur le marché ainsi que des coûts et avantages escomptés;

ii) tient compte des prévisions relatives à la demande, à l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables et à d'autres sources de flexibilité dans le réseau, telles que le stockage d'énergie, ainsi que de l'incidence sur les prix de gros de l'appel évité; et

iii) est limité de manière à ce que les coûts prévus ne dépassent pas les bénéfices escomptés du produit d'écrêtement des pointes;

b) l'acquisition d'un produit d'écrêtement des pointes s'appuie sur des critères objectifs, transparents, fondés sur le marché et non discriminatoires, se limite à la participation active de la demande et n'empêche pas les actifs participants d'accéder à d'autres marchés;

c) l'acquisition du produit d'écrêtement des pointes s'opère par mise en concurrence, qui peut être continue, le produit qui satisfait aux critères techniques et environnementaux prédéfinis pour le coût le plus bas étant retenu, et permet la participation effective des consommateurs, directement ou par agrégation;

d) la taille minimale de l'offre n'est pas supérieure à 100 kW, y compris par agrégation;

e) les contrats relatifs à un produit d'écrêtement des pointes ne sont pas conclus plus d'une semaine avant son activation;

f) l'activation du produit d'écrêtement des pointes ne réduit pas la capacité d'échange entre zones;

g) l'activation du produit d'écrêtement des pointes a lieu avant et jusqu'à l'échéance du marché journalier et peut être effectuée sur la base d'un prix prédéfini de l'électricité;

h) l'activation du produit d'écrêtement des pointes ne doit pas impliquer de démarrer la production d'électricité d'origine fossile derrière le point de mesure, afin d'éviter l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre.

5. La réduction réelle de la consommation résultant de l'activation d'un produit d'écrêtement des pointes est mesurée par rapport à une valeur de référence, qui reflète la consommation d'électricité escomptée sans l'activation du produit. Lorsqu'un gestionnaire de réseau achète un produit d'écrêtement des pointes, il définit une méthode de référence, après consultation des acteurs du marché, il tient compte, le cas échéant, de l'acte d'exécution adopté en conformité avec l'article 59, paragraphe 1, point e), et il soumet ladite méthode à l'autorité de régulation concernée pour approbation.

6. L'autorité de régulation concernée approuve la proposition des gestionnaires de réseau souhaitant acquérir un produit d'écrêtement des pointes, ainsi que la méthode de référence soumise conformément aux paragraphes 2 et 5, ou demande aux gestionnaires de réseau de modifier la proposition ou la méthode de référence lorsque ladite proposition ou ladite méthode ne satisfait pas aux exigences énoncées aux paragraphes 2, 4 et 5.

7. Au plus tard six mois après la fin d'une crise des prix de l'électricité à l'échelle régionale ou à l'échelle de l'Union visée au paragraphe 1, l'ACER, après consultation des parties prenantes, évalue l'incidence de l'utilisation de produits d'écrêtement des pointes sur le marché de l'électricité de l'Union. Cette évaluation tient compte de la nécessité, pour les produits d'écrêtement des pointes, de ne pas fausser indûment le fonctionnement des marchés de l'électricité et de ne pas réorienter les services de participation active de la demande vers les produits d'écrêtement des pointes. L'ACER peut émettre des recommandations dont les autorités de régulation tiennent compte dans leur évaluation conformément au paragraphe 3.

8. Au plus tard le 30 juin 2025, l'ACER, après consultation des parties prenantes, évalue l'incidence du développement de produits d'écrêtement des pointes sur le marché de l'électricité de l'Union dans des conditions de marché normales. Cette évaluation tient compte de la nécessité, pour les produits d'écrêtement des pointes, de ne pas fausser indûment le fonctionnement des marchés de l'électricité et de ne pas réorienter les services de participation active de la demande vers les produits d'écrêtement des pointes. Sur la base de cette évaluation, la Commission peut présenter une proposition législative visant à modifier le présent règlement afin d'introduire les produits d'écrêtement des pointes en dehors des situations de crise des prix de l'électricité à l'échelle régionale ou à l'échelle de l'Union.

Article 7 ter

Appareil de mesure dédié

1. Sans préjudice de l'article 19 de la directive (UE) 2019/944, les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution et les acteurs du marché concernés, y compris les agrégateurs indépendants, peuvent, sous réserve du consentement du client final, utiliser les données provenant d'appareils de mesure dédiés pour assurer l'observabilité et le règlement des services de participation active de la demande et des services de flexibilité, y compris le stockage d'énergie.

Aux fins du présent article, l'utilisation de données provenant d'appareils de mesure dédiés est conforme aux articles 23 et 24 de la directive (UE) 2019/944 et aux autres dispositions pertinentes du droit de l'Union, y compris le droit en matière de protection des données et de la vie privée, en particulier le règlement (UE) 2016/679 du Parlement européen et du Conseil (*). Lorsque ces données sont utilisées à des fins de recherche, les informations sont agrégées et anonymisées.

2. Lorsqu'un client final ne dispose pas d'un compteur intelligent ou lorsque le compteur intelligent d'un client final ne permet pas d'obtenir les données nécessaires pour fournir des services de participation active de la demande ou des services de flexibilité, y compris par l'intermédiaire d'un agrégateur indépendant, les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution acceptent les données provenant d'un appareil de mesure dédié, le cas échéant, pour le règlement des services de participation active de la demande et des services de flexibilité, y compris le stockage d'énergie, et n'opèrent aucune discrimination à l'encontre de ce client final lorsqu'ils acquièrent des services de flexibilité. Cette obligation s'applique sous réserve du respect des règles et exigences établies par les États membres conformément au paragraphe 3.

3. Les États membres établissent les règles et les exigences relatives à un processus de validation des données provenant d'appareils de mesure dédiés afin de vérifier et de garantir la qualité et la cohérence des données pertinentes, ainsi que l'interopérabilité, conformément aux articles 23 et 24 de la directive (UE) 2019/944 et aux autres dispositions pertinentes du droit de l'Union.

(*) Règlement (UE) 2016/679 du Parlement européen et du Conseil du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données à caractère personnel et à la libre circulation de ces données, et abrogeant la directive 95/46/CE (règlement général sur la protection des données) (JO L 119 du 4.5.2016, p. 1).».

5) L'article 8 est modifié comme suit:

a) le paragraphe 1 est remplacé par le texte suivant:

«1. Les NEMO autorisent les acteurs du marché à échanger de l'énergie à une échéance aussi proche que possible du temps réel, et au moins jusqu'à l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones. À partir du 1er janvier 2026, l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones n'intervient pas plus de 30 minutes avant le temps réel.

1 bis. L'autorité de régulation concernée peut, à la demande du gestionnaire de réseau de transport, accorder une dérogation à l'exigence énoncée au paragraphe 1 jusqu'au 1er janvier 2029. Le gestionnaire de réseau de transport soumet la demande à l'autorité de régulation concernée. Ladite demande inclut:

a) une analyse d'impact, tenant compte des retours d'information des NEMO et acteurs du marché concernés, démontrant l'incidence négative d'une telle mesure sur la sécurité de l'approvisionnement dans le système électrique national, sur l'efficacité au regard des coûts, y compris en ce qui concerne les plateformes d'équilibrage existantes conformément au règlement (UE) 2017/2195, sur l'intégration des énergies renouvelables et sur les émissions de gaz à effet de serre; et

b) un plan d'action visant à raccourcir l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones à 30 minutes avant le temps réel, au plus tard le 1er janvier 2029.

1 ter. L'autorité de régulation peut, à la demande du gestionnaire de réseau de transport concerné, accorder une dérogation supplémentaire à l'exigence énoncée au paragraphe 1 pour une durée maximale de deux ans et demi à compter de la date d'expiration du délai visé au paragraphe 1 *bis*. Le gestionnaire de réseau de transport concerné soumet la demande à l'autorité de régulation concernée, au REGRT pour l'électricité et à l'ACER au plus tard le 30 juin 2028. Ladite demande inclut:

a) une nouvelle analyse d'impact, tenant compte des retours d'information des acteurs du marché et des NEMO, justifiant la nécessité d'une dérogation supplémentaire fondée sur les risques pour la sécurité d'approvisionnement du système électrique national, l'efficacité au regard des coûts, l'intégration des énergies renouvelables, et des émissions de gaz à effet de serre; et

b) un plan d'action révisé visant à raccourcir l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones à 30 minutes avant le temps réel, au plus tard à la date pour laquelle une extension est demandée et au plus tard à la date demandée pour la dérogation.

L'ACER émet un avis concernant l'incidence transfrontière d'une dérogation supplémentaire dans un délai de six mois à compter de la réception d'une demande de dérogation. L'autorité de régulation concernée tient compte de cet avis avant de statuer sur une demande de dérogation supplémentaire.

1 quater. Au plus tard le 1er décembre 2027, la Commission, après consultation des NEMO, du REGRT pour l'électricité, de l'ACER et des parties prenantes concernées, présente au Parlement européen et au Conseil un rapport évaluant l'incidence de la mise en œuvre de la réduction de l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones établie au titre du présent article, les coûts et avantages, la faisabilité et les solutions pratiques permettant de réduire encore l'heure de fermeture afin d'autoriser les acteurs du marché à échanger de l'énergie à une échéance aussi proche que possible du temps réel. Le rapport envisage les incidences sur la sécurité du système électrique, l'efficacité au regard des coûts, les avantages pour l'intégration des énergies renouvelables et la réduction des émissions de gaz à effet de serre.»;

b) le paragraphe 3 est remplacé par le texte suivant:

«3. Les NEMO fournissent, pour les échanges sur les marchés journaliers et les marchés infrajournaliers, des produits suffisamment limités en volume, avec des offres minimales de 100 kW ou moins, afin de permettre la participation effective de la participation active de la demande, le stockage d'énergie et la production d'énergie renouvelable à petite échelle, y compris la participation par les clients, directement ainsi que par agrégation.».

6) L'article 9 est remplacé par le texte suivant:

«Article 9

Marchés à terme

1. Conformément au règlement (UE) 2016/1719, les gestionnaires de réseau de transport délivrent des droits de transport à long terme ou mettent en place des mesures équivalentes pour permettre aux acteurs du marché, y compris aux propriétaires d'installations de production d'électricité utilisant des énergies renouvelables, de couvrir les risques de prix, à moins qu'une évaluation du marché à terme sur les frontières des zones de dépôt des offres effectuée par les autorités de régulation démontre l'existence de possibilités de couverture suffisantes dans les zones de dépôt des offres concernées.

2. Les droits de transport à long terme sont alloués, sur une base régulière, de manière transparente, sur la base du marché et sans discrimination, via une plateforme d'allocation unique. La fréquence d'allocation et les échéances des capacités d'échange entre zones à long terme contribuent au bon fonctionnement des marchés à terme de l'Union.

3. L'organisation des marchés à terme de l'Union comprend les outils nécessaires pour améliorer la capacité des acteurs du marché à couvrir les risques de prix sur le marché intérieur de l'électricité.

4. Au plus tard le 17 janvier 2026, la Commission, après consultation des parties prenantes concernées, analyse l'impact des mesures envisageables pour atteindre l'objectif visé au paragraphe 3. Cette analyse d'impact porte, entre autres, sur les aspects suivants:

a) les éventuelles modifications de la fréquence d'allocation des droits de transport à long terme;

b) les éventuelles modifications des échéances des droits de transport à long terme, en particulier les échéances prolongées jusqu'à trois ans au moins;

c) les éventuelles modifications de la nature des droits de transport à long terme;

d) les moyens de renforcer le marché secondaire; et

e) l'introduction éventuelle de plateformes virtuelles régionales pour les marchés à terme.

5. En ce qui concerne les plateformes virtuelles régionales pour les marchés à terme, l'analyse d'impact réalisée conformément au paragraphe 4 porte sur les aspects suivants:

a) la portée géographique adéquate des plateformes virtuelles régionales, y compris les zones de dépôt des offres qui constitueraient ces plateformes, et les situations spécifiques des zones de dépôt des offres appartenant à deux plateformes virtuelles ou plus, en vue de maximiser la corrélation entre les prix de référence et les prix des zones de dépôt des offres constituant les plateformes virtuelles régionales;

b) le niveau d'interconnectivité électrique des États membres, en particulier des États membres en deçà des objectifs d'interconnexion électrique pour 2020 et 2030 fixés à l'article 4, point d) 1), du règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil (*);

c) la méthode de calcul des prix de référence pour les plateformes virtuelles régionales pour les marchés à terme, en vue de maximiser la corrélation entre le prix de référence et les prix des zones de dépôt des offres constituant une plateforme virtuelle régionale;

d) la possibilité pour les zones de dépôt des offres de faire partie de plus d'une plateforme virtuelle régionale;

e) les moyens de maximiser les débouchés pour les produits de couverture qui font référence aux plateformes virtuelles régionales pour le marché à terme, ainsi que pour les droits de transport à long terme des zones de dépôt des offres vers les plateformes virtuelles régionales;

f) les moyens d'assurer que la plateforme d'allocation unique visée au paragraphe 2 propose l'allocation et facilite l'échange de droits de transport à long terme;

g) les implications des accords intergouvernementaux préexistants et des droits qui en découlent.

6. Sur la base des résultats de l'analyse d'impact visée au paragraphe 4 du présent article, la Commission adopte, au plus tard le 17 juillet 2026, un acte d'exécution précisant les mesures et les outils permettant d'atteindre les objectifs visés au paragraphe 3 du présent article et les caractéristiques exactes desdits mesures et outils. Cet acte d'exécution est adopté en conformité avec la procédure d'examen visée à l'article 67, paragraphe 2.

7. La plateforme d'allocation unique établie conformément au règlement (UE) 2016/1719 agit en tant qu'entité permettant de bénéficier de l'allocation et de faciliter l'échange de droits de transport à long terme pour le compte des gestionnaires de réseau de transport. Elle présente l'une des formes juridiques énoncées à l'annexe II de la directive (UE) 2017/1132 du Parlement européen et du Conseil (**).

8. Lorsqu'une autorité de régulation compétente estime que les possibilités de couverture sont insuffisantes pour les acteurs du marché, elle peut, après avoir consulté les autorités compétentes désignées en vertu de l'article 67 de la directive 2014/65/UE du Parlement européen et du Conseil (***) lorsque les marchés à terme concernent des instruments financiers au sens de l'article 4, paragraphe 1, point 15), de ladite directive, exiger des bourses de l'électricité ou des gestionnaires de réseau de transport qu'ils mettent en œuvre des mesures supplémentaires, telles que des activités de tenue de marché, pour améliorer la liquidité du marché à terme.

9. Sous réserve du respect du droit de l'Union en matière de concurrence ainsi que des règlements (UE) nº 648/2012 (****) et (UE) nº 600/2014 (*****) du Parlement européen et du Conseil et de la directive 2014/65/UE, les opérateurs du marché peuvent concevoir des produits de couverture à terme, y compris des produits de couverture à long terme, afin de fournir aux acteurs du marché, notamment aux propriétaires d'installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables, des possibilités appropriées de couverture contre les risques financiers engendrés par les fluctuations des prix. Les États membres n'exigent pas que de telles opérations de couverture puissent être limitées aux transactions au sein d'un État membre ou d'une zone de dépôt des offres.

(*) Règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat modifiant les règlements (CE) nº 663/2009 et (CE) nº 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE et 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil, les directives 2009/119/CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le règlement (UE) nº 525/2013 du Parlement européen et du Conseil (JO L 328 du 21.12.2018, p. 1).

(**) Directive (UE) 2017/1132 du Parlement européen et du Conseil du 14 juin 2017 relative à certains aspects du droit des sociétés (JO L 169 du 30.6.2017, p. 46).

(***) Directive 2014/65/UE du Parlement européen et du Conseil du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant la directive 2002/92/CE et la directive 2011/61/UE (JO L 173 du 12.6.2014, p. 349).

(****) Règlement (UE) nº 648/2012 du Parlement européen et du Conseil du 4 juillet 2012 sur les produits dérivés de gré à gré, les contreparties centrales et les référentiels centraux (JO L 201 du 27.7.2012, p. 1).

(*****) Règlement (UE) nº 600/2014 du Parlement européen et du Conseil du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant le règlement (UE) nº 648/2012 (JO L 173 du 12.6.2014, p. 84).».

7) L'article 18 est modifié comme suit:

a) Les paragraphes 2 et 3 sont remplacés par le texte suivant:

«2. Les méthodes de tarification:

a) reflètent les coûts fixes des gestionnaires de réseau de transport et des gestionnaires de réseau de distribution et prennent en considération les dépenses en capital et opérationnelles, pour inciter de manière appropriée les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution des incitations appropriées à court et à long terme, y compris au moyen d'investissements anticipatifs, en vue d'améliorer l'efficacité, y compris l'efficacité énergétique;

b) favorisent l'intégration du marché, l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité d'approvisionnement;

c) encouragent le recours aux services de flexibilité et permettent l'utilisation de raccordements flexibles;

d) promeuvent des investissements efficace et en temps utile, y compris en ce qui concerne des solutions pour optimiser le réseau existant;

e) facilitent le stockage d'énergie, la participation active de la demande et les activités de recherche connexes;

f) contribuent à atteindre les objectifs fixés dans les plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat, limitent les incidences sur l'environnement et promeuvent l'acceptation par le public; et

g) facilitent l'innovation dans l'intérêt des consommateurs dans des domaines tels que la numérisation, les services de flexibilité et l'interconnexion, en particulier pour développer les infrastructures nécessaires pour atteindre l'objectif minimum de 15 % d'interconnexion électrique d'ici à 2030 fixé à l'article 4, point d) 1), du règlement (UE) 2018/1999.

3. Le cas échéant, le niveau des tarifs appliqués aux producteurs ou aux consommateurs finals, ou aux deux, intègre des signaux de localisation des investissements au niveau de l'Union, tels que des incitations à travers la structure tarifaire afin de réduire les coûts du redispatching et du renforcement du réseau électrique, et prend en considération les pertes de réseau et la congestion causées, ainsi que les coûts d'investissement relatifs aux infrastructures.»;

b) le paragraphe 8 est remplacé par le texte suivant:

«8. Les méthodes de tarification du transport et de la distribution prévoient des mesures pour inciter les gestionnaires de réseaux de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution à l'exploitation et au développement les plus rentables de leurs réseaux, notamment au moyen de la passation de marchés de services. À cette fin, les autorités de régulation reconnaissent les coûts correspondants comme admissibles, y compris les coûts liés à l'investissement anticipatif, les incluent dans les tarifs de transport et de distribution et elles introduisent, le cas échéant, des objectifs de performance afin d'inciter les gestionnaires de réseaux de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution à augmenter l'efficacité générale du système dans leurs réseaux, notamment au moyen de l'efficacité énergétique, du recours aux services de flexibilité, du déploiement de réseaux électriques intelligents et de la mise en place de systèmes intelligents de mesure.»;

c) le paragraphe 9 est modifié comme suit:

i) le point f) est remplacé par le texte suivant:

«f) les méthodes, à déterminer après consultation des parties prenantes concernées, mises en œuvre pour garantir la transparence dans la fixation et la structure des tarifs, y compris l'investissement anticipatif, qui sont conformes aux objectifs énergétiques nationaux et de l'Union pertinents, et en tenant compte des zones d'accélération définies conformément à la directive (UE) 2018/2001;»;

ii) le point suivant est ajouté:

«i) les mesures d'incitation en faveur d'investissements efficients dans les réseaux, y compris en ce qui concerne les ressources apportant de la flexibilité et les conventions de raccordement flexible.».

8) À l'article 19, le paragraphe 2 est remplacé par le texte suivant:

«2. Les objectifs suivants sont prioritaires en ce qui concerne l'allocation de recettes résultant de l'allocation de la capacité d'échange entre zones:

a) garantir la disponibilité réelle des capacités allouées, y compris la compensation de fermeté;

b) maintenir ou accroître les capacités d'échange entre zones via l'optimisation de l'utilisation des interconnexions existantes au moyen d'actions correctives coordonnées, le cas échéant, ou couvrir les coûts résultant d'investissements dans le réseau qui sont pertinents pour réduire la congestion des interconnexions; ou

c) indemniser les exploitants de centrales de production d'électricité renouvelable en mer situées dans une zone de dépôt des offres en mer, directement connectés à deux ou plusieurs zones de dépôt des offres, dans le cas où l'accès aux marchés interconnectés a été réduit de manière telle que l'exploitant de la centrale de production d'électricité renouvelable en mer n'a pas pu exporter sa capacité de production d'électricité vers le marché et que, le cas échéant, il en résulte une baisse correspondante des prix dans la zone de dépôt des offres en mer, par rapport à une situation sans réduction de capacité.

L'indemnisation visée au premier alinéa, point c), s'applique lorsque, selon les résultats validés du calcul de la capacité, un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport n'ont pas mis à disposition la capacité convenue dans les conventions de raccordement sur l'interconnexion, n'ont pas mis à disposition la capacité sur les éléments critiques de réseau conformément aux règles de calcul de la capacité établies à l'article 16, paragraphe 8, ou les deux. Les gestionnaires de réseau de transport responsables de la réduction de l'accès aux marchés interconnectés sont chargés d'indemniser les exploitants d'installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables en mer. Sur une base annuelle, cette indemnisation ne dépasse pas le revenu total de congestion généré sur les interconnexions entre les zones de dépôt des offres concernées.».

9) Le chapitre suivant est inséré:

«CHAPITRE III *bis*

INCITATIONS À L'INVESTISSEMENT PARTICULIÈRES POUR ATTEINDRE LES OBJECTIFS DE DÉCARBONISATION DE L'UNION

Article 19 bis

Accords d'achat d'électricité

1. Sans préjudice de la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion des sources d'énergie renouvelables, les États membres encouragent le recours aux AAE, y compris en supprimant les barrières injustifiées et les procédures ou frais discriminatoires ou disproportionnés, en vue d'assurer la prévisibilité des prix et d'atteindre les objectifs fixés dans leurs plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat en ce qui concerne la dimension "décarbonisation" mentionnée à l'article 4, point a), du règlement (UE) 2018/1999, y compris en qui concerne les énergies renouvelables, tout en préservant la compétitivité et la liquidité des marchés de l'électricité et les échanges transfrontières.

2. Lorsqu'elle procède au réexamen du présent règlement conformément à l'article 69, paragraphe 2, la Commission, après consultation des parties prenantes concernées, évalue le potentiel et la viabilité d'une ou de plusieurs plateformes du marché de l'Union pour les AAE, à utiliser sur une base volontaire, y compris l'interaction de ces plateformes potentielles avec d'autres plateformes existantes du marché de l'électricité et la mise en commun de la demande d'AAE par agrégation.

3. Les États membres veillent, de manière coordonnée, à ce que des instruments tels que les régimes de garantie aux prix du marché, destinés à réduire les risques financiers liés au défaut de paiement de l'acquéreur dans le cadre des AAE soient en place et accessibles aux clients qui rencontrent des obstacles pour entrer sur le marché des AAE et qui ne connaissent pas de difficultés financières. Ces instruments peuvent inclure, entre autres, des régimes de garantie aux prix du marché soutenus par l'État, des garanties privées ou des structures mutualisant la demande d'AAE, conformément au droit applicable de l'Union. À cette fin, les États membres devraient assurer une coordination appropriée, y compris avec les structures pertinentes au niveau de l'Union. Les États membres peuvent déterminer les catégories de clients visées par ces instruments, en appliquant des critères non discriminatoires entre les différentes catégories de clients et au sein de chaque catégorie.

4. Sans préjudice des articles 107 et 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, si un régime de garantie pour les AAE est soutenu par l'État membre, il comporte des dispositions destinées à préserver la liquidité des marchés de l'électricité et ne soutient pas l'achat de la production à partir de combustibles fossiles. Les États membres peuvent décider de limiter ces régimes de garantie au soutien exclusif de l'achat d'électricité à partir de la nouvelle production d'énergie renouvelable, conformément aux politiques de décarbonisation des États membres, y compris en particulier lorsque le marché des accords d'achat d'électricité renouvelable, au sens de l'article 2, point 17), de la directive (UE) 2018/2001, n'est pas suffisamment développé.

5. Les régimes d'aide en faveur de l'électricité produite à partir de sources renouvelables autorisent la participation de projets qui réservent une partie de l'électricité à la vente par un AAE renouvelable ou par d'autres modalités fondées sur le marché, à condition que cette participation ne nuise pas à la concurrence sur le marché, notamment lorsque les deux parties à cet AAE sont contrôlées par la même entité.

6. Dans le cadre de la conception des régimes d'aide visés au paragraphe 5, les États membres s'efforcent d'appliquer des critères d'évaluation pour encourager les soumissionnaires à faciliter l'accès des clients qui rencontrent des obstacles pour entrer sur le marché des AAE, à condition que cela ne nuise pas à la concurrence sur le marché.

7. Les AAE précisent la zone de dépôt des offres où aura lieu la livraison ainsi que l'entité chargée d'obtenir des droits de transport entre zones, en cas de changement de zone de dépôt des offres en application de l'article 14.

8. Les AAE précisent les modalités et conditions auxquelles les clients et producteurs peuvent se retirer des AAE, par exemple les frais de sortie et les délais de préavis applicables, conformément au droit de la concurrence de l'Union.

9. Lorsqu'ils conçoivent des mesures ayant une incidence directe sur les AAE, les États membres respectent les attentes légitimes éventuelles et tiennent compte de l'effet de ces mesures sur les AAE existants et futurs.

10. Le 31 janvier 2026 au plus tard et tous les deux ans par la suite, la Commission évalue si des obstacles persistent et si les marchés des AAE sont suffisamment transparents. La Commission peut élaborer des orientations spécifiques sur la suppression des obstacles sur les marchés des AAE, y compris en matière de procédures ou de frais disproportionnés ou discriminatoires.

Article 19 ter

Modèles volontaires pour les AAE et suivi des AAE

1. L'ACER publie une évaluation annuelle du marché des AAE au niveau de l'Union et des États membres dans le cadre de son rapport annuel publié en vertu de l'article 15, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/942.

2. Au plus tard le 17 octobre 2024, l'ACER évalue, en étroite coordination avec les institutions et parties prenantes concernées, la nécessité d'élaborer et de publier des modèles d'AAE volontaires, adaptés aux besoins des différentes catégories de contreparties.

Lorsque l'évaluation conclut à la nécessité d'élaborer et de publier de tels modèles volontaires, l'ACER, conjointement avec les NEMO, et après consultation des parties prenantes concernées, élabore de tels modèles, en tenant compte des éléments suivants:

a) l'utilisation de ces modèles de contrat est à la discrétion des parties contractantes;

b) entre autres, les modèles de contrat:

i) proposent diverses durées contractuelles;

ii) fournissent une variété de formules de prix;

iii) prennent en considération le profil de charge de l'acquéreur et le profil de production du producteur.

Article 19 quater

Mesures prises au niveau de l'Union pour contribuer à la réalisation de la part supplémentaire d'énergie produite à partir de sources renouvelables

La Commission évalue si des mesures prises au niveau de l'Union peuvent contribuer à la réalisation de l'effort collectif des États membres visant à atteindre la part supplémentaire de 2,5 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de l'Union en 2030 en vertu de la directive (UE) 2018/2001, en complément des mesures nationales. La Commission analyse la possibilité d'utiliser le mécanisme de financement des énergies renouvelables de l'Union établi conformément à l'article 33 du règlement (UE) 2018/1999, pour organiser des mises aux enchères d'énergies renouvelables au niveau de l'Union, dans le respect du cadre réglementaire applicable.

Article 19 quinquies

Régimes de soutien direct des prix sous la forme de contrats sur différence bidirectionnels pour les investissements

1. Les régimes de soutien direct des prix pour les investissements dans de nouvelles installations de production d'électricité pour produire de l'électricité à partir des sources énumérées au paragraphe 4 prennent la forme de contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets.

Le premier alinéa s'applique aux contrats relevant de régimes de soutien direct des prix pour les investissements dans la nouvelle production d'électricité conclus le 17 juillet 2027 ou après cette date, ou, dans le cas des centrales de production d'électricité renouvelable en mer raccordées à des projets hybrides en mer eux-mêmes liés à deux zones de dépôt des offres ou davantage, le 17 juillet 2029 ou après cette date.

Les acteurs du marché participent à titre volontaire aux régimes de soutien direct des prix sous la forme de contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets.

2. Tous les régimes de soutien direct des prix sous la forme de contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets sont conçus de manière:

a) à préserver les incitations destinées à ce que l'installation de production d'électricité fonctionne et participe efficacement aux marchés de l'électricité, en particulier de manière à refléter les conditions du marché;

b) à prévenir tout effet de distorsion du régime de soutien sur les décisions d'exploitation, d'appel et de maintenance de l'installation de production d'électricité ou sur le comportement des soumissionnaires sur les marchés journalier, infrajournalier, des services auxiliaires et d'équilibrage;

c) à faire en sorte que le niveau de protection d'une rémunération minimale et le niveau de la limite haute des rémunérations excessives soient alignés sur le coût du nouvel investissement et les recettes du marché afin de garantir la viabilité économique à long terme de l'installation de production d'électricité tout en évitant toute surcompensation;

d) à éviter les distorsions injustifiées de la concurrence et des échanges sur le marché intérieur, notamment en déterminant les montants de rémunération par une procédure de mise en concurrence ouverte claire, transparente et non discriminatoire; lorsqu'une telle procédure de mise en concurrence ne peut être menée, les contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets, et les prix d'exercice applicables, sont conçus de manière à garantir que la distribution des recettes aux entreprises ne crée pas de distorsions indues de la concurrence et des échanges sur le marché intérieur;

e) à éviter les distorsions de la concurrence et des échanges sur le marché intérieur résultant de la distribution des recettes aux entreprises;

f) à inclure des clauses de pénalité applicables en cas de résiliation indue, unilatérale et anticipée du contrat.

3. Lors de l'évaluation des contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets au titre des articles 107 et 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, la Commission veille au respect des principes de conception visés au paragraphe 2.

4. Le paragraphe 1 s'applique aux investissements dans une nouvelle production d'électricité à partir des sources suivantes:

a) énergie éolienne;

b) énergie solaire;

c) énergie géothermique;

d) hydroélectricité sans réservoir;

e) énergie nucléaire.

5. Toutes recettes, ou tout équivalent en valeur financière de ces recettes, issues de régimes de soutien direct des prix sous la forme de contrats sur différence bidirectionnels et de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets visés au paragraphe 1 sont distribuées aux clients finals.

Nonobstant le premier alinéa, les recettes, ou l'équivalent en valeur financière de ces recettes, peuvent également être utilisées pour financer les coûts des régimes de soutien direct des prix ou les investissements visant à réduire les coûts de l'électricité pour les clients finals.

La distribution des recettes aux clients finals est conçue de manière à maintenir les mesures d'incitation à réduire leur consommation ou à la déplacer vers des périodes où les prix de l'électricité sont bas, et à ne pas nuire à la concurrence entre les fournisseurs d'électricité.

6. Conformément à l'article 4, paragraphe 3, troisième alinéa, de la directive (UE) 2018/2001, les États membres peuvent exempter les petites installations d'énergie renouvelable et les projets de démonstration de l'obligation prévue au paragraphe 1 du présent article.

Article 19 sexies

Évaluation des besoins de flexibilité

1. Au plus tard un an après l'approbation par l'ACER de la méthode conformément au paragraphe 6, et tous les deux ans par la suite, l'autorité de régulation, ou une autre autorité ou entité désignée par un État membre, adopte un rapport sur les besoins de flexibilité estimés pour une période couvrant au moins les 5 à 10 prochaines années au niveau national, eu égard à la nécessité, de manière efficace au regard des coûts, d'assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement et de décarboner le système électrique, en tenant compte de l'intégration de sources d'énergie renouvelables intermittentes et des différents secteurs, ainsi que de la nature interconnectée du marché de l'électricité, y compris les objectifs d'interconnexion et la disponibilité potentielle de la flexibilité transfrontière.

Le rapport visé au premier alinéa:

a) est cohérent avec l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne et les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale effectuées au titre des articles 23 et 24;

b) est fondé sur les données et analyses fournies par les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution de chaque État membre, conformément au paragraphe 3, et applique la méthode commune prévue au paragraphe 4 et, lorsque cela est dûment justifié, a recours à des données et analyses supplémentaires.

Lorsque l'État membre a désigné un gestionnaire de réseau de transport ou une autre entité aux fins d'adopter le rapport visé au premier alinéa, l'autorité de régulation approuve ou modifie ledit rapport.

2. Au minimum, le rapport visé au paragraphe 1:

a) évalue les différents types de besoins de flexibilité, au moins sur une base saisonnière, quotidienne et horaire, pour intégrer dans le réseau électrique de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, notamment en ce qui concerne les différentes hypothèses concernant les prix sur le marché de l'électricité, la production et la demande;

b) examine le potentiel des ressources de flexibilité d'origine non fossile, telles que la participation active de la demande et le stockage de l'énergie, y compris l'agrégation et l'interconnexion, pour répondre à ces besoins de flexibilité, tant au niveau du transport qu'au niveau de la distribution;

c) évalue les obstacles à la flexibilité sur le marché et propose des mesures d'atténuation et d'incitation pertinentes, y compris la suppression des obstacles réglementaires et de possibles améliorations des marchés et des services ou produits d'exploitation du réseau;

d) évalue la contribution de la numérisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité; et

e) tient compte des sources de flexibilité, qui devraient être disponibles dans d'autres États membres.

3. Les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution de chaque État membre fournissent à l'autorité de régulation ou à une autre autorité ou entité désignée au titre du paragraphe 1, les données et analyses qui sont nécessaires à l'élaboration du rapport visé au paragraphe 1. Lorsque cela est dûment justifié, l'autorité de régulation ou une autre autorité ou entité désignée au titre du paragraphe 1 peut demander aux gestionnaires de réseau de transport et aux gestionnaires de réseau de distribution concernés d'apporter des contributions supplémentaires au rapport, en plus des exigences visées au paragraphe 4. Les gestionnaires de réseau de transport d'électricité et les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité concernés coordonnent, avec les gestionnaires de réseau de gaz naturel et les gestionnaires de système d'hydrogène, la collecte des informations pertinentes nécessaires aux fins du présent article.

4. Le REGRT pour l'électricité et l'entité des GRD de l'Union coordonnent les travaux des gestionnaires de réseau de transport et des gestionnaires de réseau de distribution en ce qui concerne les données et analyses à fournir conformément au paragraphe 3. En particulier, ils:

a) définissent le type et le format de données que les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution doivent fournir aux autorités de régulation ou à une autre autorité ou entité désignée au titre du paragraphe 1;

b) élaborent une méthode pour l'analyse, par les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution, des besoins de flexibilité, en tenant compte au minimum:

   i) de toutes les sources de flexibilité disponibles de manière efficace au regard des coûts pour les différentes échéances, y compris dans d'autres États membres;

   ii) de l'investissement prévu dans l'interconnexion et la flexibilité au niveau du transport et de la distribution; et

   iii) de la nécessité de décarboner le réseau électrique afin d'atteindreles objectifs de l'Union pour 2030 en matière d'énergie et de climat, tels qu'ils sont définis à l'article 2, point 11), du règlement (UE) 2018/1999, et son objectif de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixé à l'article 2 du règlement (UE) 2021/1119, conformément à l'accord de Paris adopté au titre de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (*).

La méthode visée au point b) du premier alinéa comporte des critères directeurs sur la façon d'évaluer la capacité des différentes sources de flexibilité à couvrir les besoins en matière de flexibilité.

5. Le REGRT pour l'électricité et l'entité des GRD de l'Union coopèrent étroitement en ce qui concerne la coordination des gestionnaires de réseau de transport et des gestionnaires de réseau de distribution pour ce qui est de la fourniture de données et d'analyses conformément au paragraphe 4.

6. Au plus tard le 17 avril 2025, le REGRT pour l'électricité et l'entité des GRD de l'Union soumettent conjointement à l'ACER une proposition concernant le type de données et le format à soumettre à une autorité de régulation ou à une autre autorité ou entité désignée en vertu du paragraphe 1, ainsi que la méthode pour l'analyse des besoins de flexibilité visée au paragraphe 4. Dans les trois mois à compter de la réception de la proposition, l'ACER approuve la proposition ou la modifie. Dans ce dernier cas, l'ACER consulte le groupe de coordination pour l'électricité, le REGRT pour l'électricité et l'entité des GRD de l'Union avant d'adopter les modifications. Une fois adoptée, la proposition est publiée sur le site internet de l'ACER.

7. L'autorité de régulation ou une autre autorité ou entité désignée au paragraphe 1, présente les rapports visés au paragraphe 1 à la Commission et l'ACER et les publie. Dans les douze mois à compter de la réception des rapports, l'ACER publie un rapport qui analyse ces derniers et formule des recommandations sur les questions ayant une dimension transfrontière en lien avec les conclusions de l'autorité de régulation ou d'une autre autorité ou entité désignée au titre du paragraphe 1, y compris des recommandations sur la suppression des barrières à l'entrée de ressources de flexibilité d'origine non fossile.

Parmi les questions ayant une dimension transfrontière, l'ACER évalue:

a) comment mieux intégrer l'analyse des besoins de flexibilité visée au paragraphe 1 du présent article avec la méthode d'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne conformément à l'article 23, ainsi que la méthode relative au plan de développement décennal du réseau dans l'ensemble de l'Union, en veillant à la cohérence entre ces éléments;

b) les besoins de flexibilité estimés du système électrique au niveau de l'Union et son potentiel économiquement disponible projeté pour la période des 5 à 10 prochaines années, en tenant compte des rapports nationaux;

c) la possible introduction de mesures supplémentaires pour libérer le potentiel de flexibilité dans le cadre des marchés de l'électricité et de l'exploitation du système.

Les résultats de l'analyse visée au deuxième alinéa, point a), peuvent être pris en compte dans les révisions ultérieures des méthodes visées audit point, conformément aux actes juridiques pertinents de l'Union.

Le conseil scientifique consultatif européen sur le changement climatique peut, de sa propre initiative, formuler des recommandations à l'ACER sur la manière d'assurer le respect des objectifs de l'Union pour 2030 en matière d'énergie et de climat et de son objectif de neutralité climatique à l'horizon 2050.

8. Le REGRT pour l'électricité met à jour le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union pour y inclure les résultats des rapports nationaux sur les besoins de flexibilité visées au paragraphe 1. Ces rapports sont pris en considération par les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution dans leurs plans de développement du réseau.

Article 19 septies

Objectif national indicatif pour la flexibilité non fossile

Au plus tard six mois après la présentation du rapport en vertu de l'article 19 *sexies*, paragraphe 1, du présent règlement, chaque État membre définit, sur la base de ce rapport, un objectif national indicatif pour la flexibilité non fossile, y compris les contributions spécifiques respectives de la participation active de la demande et du stockage d'énergie à cet objectif. Les États membres peuvent atteindre cet objectif en réalisant le potentiel identifié de flexibilité non fossile, par la suppression des obstacles au marché qui ont été identifiés ou le recours aux régimes d'aide à la flexibilité non fossile visés à l'article 19 *octies* du présent règlement. Cet objectif national indicatif, y compris les contributions spécifiques respectives à cet objectif de la participation active de la demande et du stockage d'énergie, ainsi que les mesures pour y parvenir sont également pris en compte dans les plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat des États membres en ce qui concerne la dimension "marché intérieur de l'énergie", conformément aux articles 3, 4 et 7 du règlement (UE) 2018/1999, et dans leurs rapports d'avancement intégrés, conformément à l'article 17 dudit règlement. Les États membres peuvent définir des objectifs nationaux indicatifs provisoires jusqu'à l'adoption du rapport conformément à l'article 19 *sexies*, paragraphe 1, du présent règlement.

À la suite de l'évaluation réalisée conformément à l'article 9 du règlement (UE) 2018/1999, la Commission, après avoir reçu l'objectif indicatif national défini et communiqué par les États membres conformément au paragraphe 1 du présent article, présente au Parlement européen et au Conseil un rapport dans lequel elle évalue les rapports nationaux.

Sur la base des conclusions du rapport établi à partir des premières informations communiquées par les États membres, la Commission peut élaborer une stratégie de l'Union en matière de flexibilité, mettant particulièrement l'accent sur la participation active de la demande et le stockage d'énergie, pour faciliter leur déploiement, et qui est cohérent aux objectifs de l'Union pour 2030 en matière d'énergie et de climat et de l'objectif de neutralité climatique à l'horizon 2050. Cette stratégie de l'Union en matière de flexibilité peut s'accompagner, s'il y a lieu, d'une proposition législative.

Article 19 octies

Régimes d'aide à la flexibilité non fossile

1. Lorsque les investissements dans la flexibilité non fossile sont insuffisants pour atteindre l'objectif national indicatif ou, le cas échéant, les objectifs nationaux indicatifs provisoires définis conformément à l'article 19 *septies*, les États membres peuvent appliquer des régimes d'aide à la flexibilité non fossile consistant en des paiements pour la capacité disponible de la flexibilité non fossile, sans préjudice des articles 12 et 13. Les États membres qui appliquent un mécanisme de capacité envisagent de procéder aux adaptations nécessaires en matière de conception des mécanismes de capacité afin de promouvoir la participation de la flexibilité d'origine non fossile, tels que la participation active de la demande et le stockage d'énergie, sans préjudice de la possibilité pour ces États membres d'utiliser les régimes d'aide à la flexibilité non fossile visés au présent paragraphe.

2. La possibilité pour les États membres d'appliquer des mesures d'aide à la flexibilité non fossile en vertu du paragraphe 1 du présent article n'empêche pas les États membres d'atteindre leurs objectifs nationaux indicatifs définis en vertu de l'article 19 *septies*; par d'autres moyens.

Article 19 nonies

Principes de conception des régimes d'aide à la flexibilité non fossile

Les régimes d'aide à la flexibilité d'origine non fossile appliqués par les États membres conformément à l'article 19 *octies*, paragraphe 1:

a) n'excèdent pas ce qui est nécessaire pour atteindre de manière efficace au regard des coûts l'objectif national indicatif ou, le cas échéant, l'objectif national indicatif provisoire, définis conformément à l'article 19 *septies*;

b) sont limités aux nouveaux investissements dans les ressources de flexibilité d'origine non fossile telles que la participation active de la demande et le stockage de l'énergie;

c) s'efforcent de tenir compte des critères géographiques pour veiller à ce que les investissements dans de nouvelles capacités soient effectués aux meilleurs endroits;

d) n'impliquent pas de démarrer la production d'électricité d'origine fossile derrière le point de mesure;

e) sélectionnent les fournisseurs de capacité au moyen d'une procédure ouverte, transparente, concurrentielle, volontaire, non discriminatoire et efficace au regard des coûts;

f) doivent empêcher les perturbations du bon fonctionnement des marchés de l'électricité, notamment en préservant les mesures d'incitation à une exploitation efficace et les signaux de prix, ainsi que l'exposition à des variations de prix et au risque de marché;

g) constituent une incitation à l'intégration au marché de l'électricité, d'une manière fondée sur le marché et réagissant à ses signaux, tout en évitant les distorsions inutiles sur les marchés de l'électricité et en tenant compte des éventuels coûts d'intégration au réseau ainsi que de la congestion et de la stabilité du réseau;

h) fixent un niveau minimal de participation aux marchés de l'électricité pour l'énergie activée, qui tient compte des particularités techniques de l'actif offrant la flexibilité;

i) appliquent des sanctions appropriées aux fournisseurs de capacité qui ne respectent pas le niveau minimal de participation aux marchés de l'électricité visé au point h) ou qui ne suivent pas les mesures d'incitation à une exploitation efficace et les signaux de prix visés au point f);

j) promeuvent l'ouverture à la participation transfrontière des ressources capables de fournir les performances techniques requises, lorsqu'une analyse coûts-avantages s'avère positive.

(*) JO L 282 du 19.10.2016, p. 4.».

10) L'article 21 est modifié comme suit:

a) le paragraphe 1 est remplacé par le texte suivant:

«1. Les États membres peuvent, tout en appliquant les mesures visées à l'article 20, paragraphe 3, du présent règlement, conformément aux articles 107, 108 et 109 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, introduire des mécanismes de capacité.»;

b) le paragraphe 7 est supprimé;

c) le paragraphe 8 est remplacé par le texte suivant:

«8. Les mécanismes de capacité sont approuvés par la Commission pour une durée maximale de dix ans. Le montant des capacités engagées est réduit sur la base des plans de mise en œuvre visés à l'article 20, paragraphe 3. Les États membres continuent à appliquer le plan de mise en œuvre après l'introduction du mécanisme de capacité.».

11) À l'article 22, paragraphe 1, le point a) est supprimé.

12) À l'article 37, paragraphe 1, le point a) est remplacé par le texte suivant:

«a) la réalisation du calcul coordonné des capacités, conformément aux méthodes mises au point en vertu de la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité à terme établie par le règlement (UE) 2016/1719, de la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion établie par le règlement (UE) 2015/1222 et de la ligne directrice sur l'équilibrage du réseau électrique, établie par le règlement (UE) 2017/2195.».

13) À l'article 50, le paragraphe suivant est inséré:

«4 bis. Les gestionnaires de réseau de transport publient, de manière claire et transparente, des informations sur la capacité disponible pour de nouveaux raccordements dans leurs zones d'exploitation, avec une granularité spatiale élevée, dans le respect de la sécurité publique et de la confidentialité des données, y compris la capacité faisant l'objet d'une demande de raccordement et la possibilité d'un raccordement flexible dans les zones saturées. La publication contient des informations sur les critères utilisés pour calculer la capacité disponible pour les nouveaux raccordements. Les gestionnaires de réseau de transport mettent ces informations à jour régulièrement, au moins une fois par mois.

Les gestionnaires de réseau de transport fournissent, de manière transparente, aux utilisateurs du réseau des informations claires sur l'état et le traitement de leurs demandes de raccordement, y compris, le cas échéant, des informations relatives aux conventions de raccordement flexible. Ils fournissent ces informations dans un délai de trois mois à compter de la présentation de la demande. Lorsque le raccordement demandé n'est ni accordé ni définitivement refusé, les gestionnaires de réseau de transport mettent à jour ces informations régulièrement, au moins une fois par trimestre.».

14) À l'article 57, le paragraphe suivant est ajouté:

«3. Les gestionnaires de réseau de distribution et les gestionnaires de réseau de transport coopèrent ensemble pour publier, de manière cohérente, des informations cohérentes sur la capacité disponible pour de nouveaux raccordements dans leurs zones d'exploitation respectives, qui offrent une visibilité suffisamment détaillée aux développeurs de nouveaux projets énergétiques et aux autres utilisateurs potentiels du réseau.».

15) L'article 59 est modifié comme suit:

a) au paragraphe 1, le point b) est remplacé par le texte suivant:

«b) règles d'allocation de capacité et de gestion de la congestion conformément aux articles 7 à 10, 13 à 17, 19 et 35 à 37 du présent règlement et à l'article 6 de la directive (UE) 2019/944, y compris les règles sur les méthodes et processus de calcul de la capacité journalière, infrajournalière et à terme, les modèles de réseau, la configuration de la zone de dépôt des offres, le redispatching et l'échange de contrepartie, les algorithmes de négociation, le couplage unique journalier et infrajournalier, les différentes options de gouvernance, la fermeté de la capacité d'échange entre zones allouées, la répartition des recettes tirées de la congestion, les détails et les caractéristiques spécifiques des outils visés à l'article 9, paragraphe 3, du présent règlement, par référence aux éléments spécifiés aux paragraphes 4 et 5 dudit article, l'allocation et la facilitation de l'échange de droits financiers de transport à long terme par la plateforme d'allocation unique, ainsi que la fréquence, l'échéance et la nature spécifique de tels droits de transport à long terme, la couverture des risques liés aux droits de transport entre zones, les procédures de nomination et le recouvrement des coûts de l'allocation de capacité et de la gestion de la congestion, et la méthode d'indemnisation des exploitants de centrales de production d'électricité renouvelable en mer en cas de réductions de capacité;»;

b) au paragraphe 2, le point a) est remplacé par le texte suivant:

«a) règles de raccordement au réseau, y compris des règles sur le raccordement des installations de consommation raccordées à un réseau de transport, des installations de distribution et des réseaux de distribution raccordés à un réseau de transport, le raccordement des unités de consommation utilisées pour la participation active de la demande, les exigences applicables au raccordement au réseau des producteurs et des autres utilisateurs du réseau, les exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension, les exigences applicables au raccordement au réseau des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et des stations de conversion de courant continu haute tension à l'extrémité isolée et les procédures de notification opérationnelle applicables au raccordement au réseau;».

16) À l'article 64, les paragraphes suivants sont insérés:

«2 bis. Par dérogation à l'article 6, paragraphes 9, 10 et 11, l'Estonie, la Lettonie et la Lituanie peuvent conclure des contrats financiers de capacités d'équilibrage jusqu'à cinq ans avant le début de la fourniture de la capacité d'équilibrage. De tels contrats ne peuvent pas durer au-delà de huit ans après que l'Estonie, la Lettonie et la Lituanie ont rejoint la zone synchrone d'Europe continentale.

Les autorités de régulation de l'Estonie, de la Lettonie et de la Lituanie peuvent autoriser leurs gestionnaires de réseau de transport à allouer la capacité d'échange entre zones dans le cadre d'un processus fondé sur le marché, tel qu'il est fixé à l'article 41 du règlement (UE) 2017/2195, sans limitation de volume, jusqu'à six mois après le jour où le processus d'allocation conjointement optimisé est pleinement mis en œuvre et opérationnel conformément à l'article 38, paragraphe 3, dudit règlement.

2 ter. Par dérogation à l'article 22, paragraphe 4, point b), les États membres peuvent demander qu'une capacité de production dont la production commerciale a débuté avant le 4 juillet 2019 et qui émet plus de 550 g de CO_2 issu de carburant fossile par kWh d'électricité et plus de 350 kg de CO_2 issu de carburant fossile en moyenne par an et par kWe installé soit soumise au respect des articles 107 et 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne et, exceptionnellement, soit engagée ou reçoivent des paiements ou des engagements pour des paiements futurs après le 1er juillet 2025 dans le cadre d'un mécanisme de capacité approuvé par la Commission avant le 4 juillet 2019.

2 quater. La Commission évalue l'incidence de la demande visée au paragraphe 2 *ter* en termes d'émissions de gaz à effet de serre. La Commission peut accorder la dérogation après avoir évalué le rapport visé au paragraphe 2 *quinquies*, à condition que les conditions suivantes soient remplies:

a) l'État membre a mené, le 4 juillet 2019 ou après cette date, une procédure de mise en concurrence des offres conformément à l'article 22 et pendant une période de fourniture postérieure au 1er juillet 2025, qui vise à maximiser la participation des fournisseurs de capacité qui satisfont aux exigences de l'article 22, paragraphe 4;

b) le volume de la capacité proposé dans la procédure de mise en concurrence des offres, visée au point a) du présent paragraphe, n'est pas suffisant pour traiter la difficulté d'adéquation constatée en vertu de l'article 20, paragraphe 1, pendant la période de fourniture couverte par ladite procédure;

c) la capacité de production qui émet plus de 550 g de CO_2 issu de carburant fossile par kWh d'électricité est engagée ou reçoit des paiements ou des engagements pour des paiements futurs pendant une période ne dépassant pas un an, et pendant une période de fourniture qui ne dépasse pas la durée de la dérogation, et est acquise dans le cadre d'une procédure de passation de marché supplémentaire qui satisfait à toutes les exigences de l'article 22, à l'exception de celles énoncées au paragraphe 4, point b), dudit article, et uniquement pour les volumes de capacités nécessaires pour répondre à la difficulté d'adéquation visée au point b) du présent paragraphe.

La dérogation prévue au présent paragraphe peut être appliquée jusqu'au 31 décembre 2028, à condition que les conditions qui y sont énoncées soient respectées pendant toute la durée de la dérogation.

2 quinquies. La demande de dérogation visée au paragraphe 2 *ter* est accompagnée d'un rapport de l'État membre qui comprend:

a) une évaluation de l'incidence de la dérogation en termes d'émissions de gaz à effet de serre, ainsi que sur la transition vers les énergies renouvelables, une plus grande souplesse, le stockage d'énergie, la mobilité électrique et la participation active de la demande;

b) un plan prévoyant des étapes pour mettre progressivement fin à la participation de capacités de production, visées au paragraphe 2 *ter*, aux mécanismes de capacité d'ici à la date d'expiration de la dérogation, y compris un plan pour acquérir les capacités de remplacement nécessaires conformément à la trajectoire nationale indicative concernant la part globale des énergies renouvelables et une évaluation des obstacles à l'investissement qui sont à l'origine de l'insuffisance des offres dans le cadre de la procédure de mise en concurrence de celles-ci, visée au paragraphe 2 *quater*, point a).».

17) L'article 69 est modifié comme suit:

a) le paragraphe 2 est remplacé par le texte suivant:

«2. Au plus tard le 30 juin 2026, la Commission réexamine le présent règlement et soumet un rapport exhaustif au Parlement européen et au Conseil sur la base de ce réexamen, accompagné d'une proposition législative, le cas échéant.

Dans son rapport, la Commission évalue entre autres:

a) l'efficacité de la structure et du fonctionnement actuel des marchés de l'électricité à court terme, y compris dans des situations de crise ou d'urgence, et, plus généralement, les éventuels manques d'efficacité du marché intérieur de l'électricité et les différentes options pour l'introduction d'éventuels outils et solutions à appliquer dans des situations de crise ou d'urgence, compte tenu de l'expérience acquise au niveau international et de l'évolution et des nouveaux développements du marché intérieur de l'électricité;

b) l'aptitude du cadre juridique et financier actuel de l'Union concernant les réseaux de distribution à réaliser les objectifs de l'Union en matière d'énergies renouvelables et de marché intérieur de l'énergie;

c) conformément à l'article 19 *bis*, le potentiel et la viabilité de la création d'une ou de plusieurs plateformes de marché de l'Union pour les AAE, à utiliser sur une base volontaire, y compris l'interaction de ces plateformes potentielles avec d'autres plateformes existantes du marché de l'électricité et la mise en commun de la demande d'AAE par agrégation.»;

b) le paragraphe suivant est ajouté:

«43. Au plus tard le 17 janvier 2025, la Commission soumet au Parlement européen et au Conseil un rapport détaillé évaluant les possibilités de rationalisation et de simplification du processus d'application d'un mécanisme de capacité en vertu du chapitre IV, afin de faire en sorte que les difficultés d'adéquation puissent être traitées par les États membres en temps utile. Dans ce contexte, la Commission demande à l'ACER de modifier la méthode d'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne visée à l'article 23 conformément aux articles 23 et 27, selon qu'il convient.

Au plus tard le 17 avril 2025, la Commission, après concertation avec les États membres, soumet des propositions en vue de rationaliser et de simplifier le processus d'évaluation des mécanismes de capacité, le cas échéant.».

18) L'article suivant est inséré:

«*Article 69 bis*

Interaction avec les actes juridiques financiers de l'Union

Le présent règlement est sans préjudice de l'application des règlements (UE) nº 648/2012 et (UE) nº 600/2014 et de la directive 2014/65/UE, en ce qui concerne les activités des acteurs du marché ou des opérateurs de marché faisant intervenir des instruments financiers tels que définis à l'article 4, paragraphe 1, point 15), de la directive 2014/65/UE.».

19) À l'annexe I, le point 1.2 est remplacé par le texte suivant:

«1.2. Le calcul coordonné des capacités est effectué pour toutes les échéances d'allocation.».

Article 3

Entrée en vigueur

Le présent règlement entre en vigueur le vingtième jour suivant celui de sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne*.

Le présent règlement est obligatoire dans tous ses éléments et directement applicable dans tout État membre.

Fait à Bruxelles, le 13 juin 2024.

Par le Parlement européen	*Par le Conseil*
La présidente	*La présidente*
R. METSOLA	H. LAHBIB