

Gilles Robert-Nicoud

Electricité : Power Purchase agreement (PPA) en droit de la concurrence et des marchés publics

Entre avantages et inconvénients du point de vue de la concurrence, les changements intervenus sur les marchés de l'électricité ces dernières années ont fait pencher la balance en faveur des contrats à long terme. Les effets anti-concurrentiels se sont réduits sur de nombreux marchés désormais matures. Par ailleurs, la décarbonation nécessite des investissements conséquents, qui peuvent être stimulés par des contrats à long terme. Enfin, la crise énergétique a révélé la nécessité de stratégies de couverture des risques pour les producteurs, les fournisseurs et les consommateurs, qui ont un intérêt commun à la contractualisation sur le long terme.

Catégories d'articles : Contributions

Domaines juridiques : Droit de l'énergie et de l'environnement

Proposition de citation : Gilles Robert-Nicoud, Electricité : Power Purchase agreement (PPA) en droit de la concurrence et des marchés publics, in : Jusletter 28 octobre 2024

Table des matières

1. Introduction
2. La politique de la Commission européenne en matière de contrats d'achat d'énergie sur le long terme
 - 2.1. Période antérieure à l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz
 - 2.2. Période postérieure à l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz
3. Les déficiences du marché de l'électricité en matière de signaux de prix sur le long terme
4. La crise énergétique 2021–2022
5. Réforme du modèle de marché européen
6. Le changement de contexte concurrentiel
 - 6.1. Les besoins d'investissement en vue de la décarbonation
 - 6.2. La concurrence
 - 6.3. Les règles prudentielles
 - 6.4. La sécurisation des risques d'achat
 - 6.5. Les objectifs de développement durable
7. En Suisse
 - 7.1. Les besoins d'investissement en vue de la décarbonation
 - 7.2. La concurrence
 - 7.3. Les règles prudentielles
 - 7.4. La sécurisation des risques d'achat
 - 7.5. Les objectifs de développement durable
8. Exemption par catégorie
9. Marchés publics
 - 9.1. Approvisionnement de base
 - 9.2. Achat d'électricité par des entités adjudicatrices
10. Conclusion

1. Introduction

[1] Depuis quelques années, la Commission européenne adopte une politique favorable aux contrats d'achat d'électricité sur le long terme, stimulée par le Pacte vert pour l'Europe et l'action européenne conjointe pour une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable (« communication REPowerEU »). Pour la Commission, les contrats d'achat doivent permettre le financement de projets dans le domaine des énergies renouvelables. Ils apportent également des avantages directs aux consommateurs finaux, notamment en offrant un prix de l'énergie compétitif et prévisible et en contribuant au programme de responsabilité sociale des entreprises de l'UE¹.

[2] Il s'agit désormais pour les Etats membres de rapidement supprimer tout obstacle administratif ou commercial injustifié pour accélérer l'adoption d'accords d'achat de long terme d'énergie renouvelable².

[3] L'intérêt récent de la Commission pour les contrats d'achat d'énergie à long terme tranche avec les réserves exprimées à l'égard de tels contrats par le passé. La présente contribution analyse les facteurs conduisant à ce changement et la mesure dans laquelle ils sont transposables en Suisse.

¹ Recommandation de la Commission du 18 mai 2022 relative à l'accélération des procédures d'octroi de permis pour les projets dans le domaine des énergies renouvelables et à la facilitation des accords d'achat d'électricité (JO L 25.05.2022).

² Directive (UE) 2018/2001 (art. 15 ch. 8) : Les Etats membres évaluent les barrières administratives et réglementaires aux contrats d'achat de long terme d'électricité renouvelable et suppriment les barrières injustifiées et ils facilitent le recours à de tels accords. Ils veillent à ce que ces contrats ne soient pas soumis à des procédures ou des frais discriminatoires ou disproportionnés.

2. La politique de la Commission européenne en matière de contrats d'achat d'énergie sur le long terme

2.1. Période antérieure à l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz

[4] Avant l'adoption des directives sur l'ouverture des marchés de l'électricité (1996) et du gaz (1998), le contexte était celui du monopole et de l'intégration verticale. La fourniture de services d'intérêt économique général permettait des restrictions à la concurrence dans une large mesure³. La tâche de déterminer si des restrictions étaient nécessaires aux services d'intérêt général était laissée à l'appréciation des juridictions des Etats membres⁴. La Commission s'est prononcée à quelques reprises sur la compatibilité de contrats d'achat d'énergie à long terme avec le droit de la concurrence.

[5] En 1991, la Commission a admis un contrat à long terme au nom de la sécurité des investissements alors même que l'accord restreignait la concurrence à plusieurs égards. La durée de l'accord a toutefois été réduite de 30 à 15 ans. Cette durée était jugée nécessaire pour permettre au producteur d'atteindre une pleine rentabilité et de devenir concurrentiel⁵. Trois cas de contrats à long terme qui ont occupé la Commission entre 1993 et 1996 méritent d'être évoqués. La première décision concernait la construction d'une nouvelle centrale thermique financée notamment par un contrat de vente exclusive de 28 ans. Dans le cadre des discussions avec les développeurs du projet, la Commission a souhaité réduire cette durée à 15 ans, ce qui est devenu le standard⁶. Aucune justification économique n'était toutefois donnée à cette durée maximale. Dans la deuxième décision, l'accord de vente exclusive concernant une nouvelle centrale à cycle combiné était de 25 ans. La Commission a ramené cette durée à 15 ans⁷. La troisième décision était liée au financement d'une nouvelle centrale à cycle combiné. La durée de l'accord de vente exclusive de 20 ans a encore une fois été abaissée à 15 ans⁸.

2.2. Période postérieure à l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz

[6] Après l'adoption des directives sectorielles, la Commission a fait une priorité de l'ouverture du marché. Les contrats à long terme étaient perçus par la Commission comme de possibles obstacles à la libéralisation du marché⁹. Dans son enquête sectorielle de 2007¹⁰, la Commission re-

³ IJsselcentrale, 91/50/EEC.

⁴ Arrêt du 19 mai 1993, Corbeau, C-320/91 ; Arrêt du 27 avril 1994, Commune d'Almelo, C-393/92.

⁵ Arrêt du 30 avril 1991 Scottish Nuclear, 91/329/CEE.

⁶ Electricidade de Portugal/projet de Pego, 93/C 265/03.

⁷ REN/Turbogás, 96/C 118/05.

⁸ Isab Energy, 96/C 138/03.

⁹ FABIEN ROQUES/GUILLAUME DUQUESNE, The return of long-term contracts for electricity, Implications for competition policy, publication Compass Lexecon, 28 février 2024 ; LEIGH HANCHER/GUILLAUME DEZOBRY/JEAN-MICHEL GLACHANT/EMMA MENEGATTI, Leveraging the energy transition : the role of long-term contracts, EUI, RSC, Research Project Report, 2024/05, Florence School of Regulation ; Adrien de Hauteclocque, Market building through antitrust, long-term contract regulation in UE electricity markets, Massachusetts 2013, pp. 27 ss ; PETER DUNCANSON CAMERON, Competition in energy markets, New York 2007, pp. 325 ss.

¹⁰ Rapport de la DG Concurrence sur l'enquête dans le secteur de l'énergie, SEC (2006) 1724, 10 janvier 2007.

levait au sujet du marché en amont (*upstream*)¹¹ que la prévalence de contrats de fourniture de longue durée entre producteurs de gaz et importateurs historiques entravait considérablement l'accès de nouveaux concurrents. De la même façon, les installations de production d'électricité se trouvaient en mains d'un petit nombre de fournisseurs traditionnels ou étaient indirectement contrôlés par ces derniers par l'intermédiaire de contrats d'achat d'électricité de longue durée, conclus avant la libéralisation, qui leur conféraient la maîtrise des marchés de gros (*wholesale*). Une liquidité du marché du gaz faible représentait une entrave à l'entrée sur les marchés du gaz comme sur celui de l'électricité. Quant au marché en aval (*downstream*), la durée des contrats de fourniture passés avec les clients industriels et les sociétés distributrices locales pouvait dissuader d'autres fournisseurs de pénétrer dans le marché.

[7] Les effets anticoncurrentiels identifiés par la Commission étaient ainsi liés à la réduction de la liquidité du marché de gros et à court terme (*Spot*) et à l'éviction potentielle des concurrents qui risquaient de ne pas atteindre la taille critique et de quitter le marché ou de ne pas entrer sur le marché s'ils n'avaient que peu de chances de succès¹². L'enquête de 2007 concluait que les contrats à long terme consolidaient la position dominante des opérateurs historiques et asséchaient la liquidité du marché à court terme, sans que les gains d'efficacité ne l'emportent clairement.

[8] Le rapport de la Commission montre que l'effet de verrouillage (*foreclosure effect*) – c'est-à-dire la difficulté pour les nouveaux fournisseurs d'entrer et de se développer sur le marché de la fourniture – était lié à une combinaison de trois facteurs :

- **La durée des contrats de fourniture** : plus les contrats sont longs, moins les fournisseurs alternatifs ont la possibilité de démarcher les consommateurs ;
- **Le caractère exclusif des contrats** : si les contrats de fourniture couvrent tous les besoins en électricité des consommateurs, ces derniers ne sont plus acquérables. Inversement, si seule une partie des besoins des consommateurs est couverte par les contrats de fourniture, d'autres fournisseurs peuvent soumettre des offres pour les volumes restants ;
- **L'effet de foisonnement des contrats** : l'effet cumulé des contrats de long terme sur un même marché peut assécher le marché des fournisseurs alternatifs.

[9] Durant ou à la suite de l'enquête sectorielle, la Commission a adopté un certain nombre de décisions visant les contrats à long terme de fournisseurs historiques. Dans l'affaire Distrigas¹³, sous l'angle d'un éventuel abus de position dominante, la Commission a jugé qu'un contrat à long terme conclu par le fournisseur historique de gaz en Belgique avec des clients industriels (marché *downstream*) avait pour effet de soustraire des parts de marché et d'empêcher l'entrée de nouveaux concurrents. Distrigas s'est engagée pour une durée de 4 ans à ne conclure aucun nouveau contrat de fourniture avec des revendeurs de gaz d'une durée supérieure à deux ans. La durée maximale des nouveaux contrats conclus avec d'autres gros acheteurs de gaz (clients industriels et producteurs d'électricité) était de 5 ans, sauf dans le cas des nouvelles centrales électriques

¹¹ Le secteur amont (*upstream*) correspond aux échanges d'électricité entre producteurs et fournisseurs ou acheteurs/détaillants, ainsi qu'aux activités de négoce d'électricité. En d'autres termes, il s'agit de transactions qui ne correspondent pas à une vente d'électricité à un consommateur final. Le secteur aval (*downstream*) concerne la relation entre les fournisseurs et les consommateurs finaux (c'est-à-dire le commerce de détail).

¹² JEAN-MICHEL GLACHANT, Adrien de Hauteclouque, Long-term energy supply contracts in European competition policy : fuzzy not crazy, EUI working papers, RSCAS 2009/06 ; CHLOÉ LE COQ ; Long-term supply contracts and collusion in the electricity market ; SSE/EFI Working Paper Series in Economics and Finance No. 552, 2004.

¹³ COMP/B-1/37966 du 11 octobre 2007 ; IP/07/1487 du 11 octobre 2007.

à gaz. Distrigas devait en outre veiller à ce que 70% en moyenne du gaz qu'elle s'était engagée contractuellement à fournir à ces clients soient remis sur le marché chaque année (en principe à l'expiration des contrats). Distrigas devait accorder aux clients ayant conclu des contrats de long terme le droit de résilier unilatéralement leur contrat, moyennant un préavis et sans indemnité.

[10] Dans l'affaire Gas Natural/Endesa¹⁴, le problème était une clause de « restriction d'usage » figurant dans un contrat de fourniture de gaz conclu pour une durée de plus de 20 ans entre la société gazière espagnole Gas Natural et la société électrique espagnole Endesa, qui empêchait Endesa d'utiliser le gaz à d'autres fins que la production d'électricité. La préoccupation de la Commission était d'éviter la prolongation d'un monopole de fait qui aurait empêché l'arrivée de concurrents. Parmi d'autres engagements, la durée du contrat a été réduite à 12 ans.

[11] Le cas EDF Trading/WINGAS¹⁵ portait sur une clause anticoncurrentielle dans deux contrats de fourniture de gaz conclus entre EDF Trading et la société de gaz allemande WINGAS, qui permettait à WINGAS de diminuer les volumes achetés à EDF Trading (« clause de réduction ») si cette dernière commençait à vendre du gaz à des concurrents de WINGAS dans certaines régions d'Allemagne. Les contrats avaient une durée de 10 ans prolongeable pour 5 ans. L'affaire a été clôturée après la modification de cette clause.

[12] En ce qui concerne le secteur de l'électricité, dans l'affaire EDF – Contrats à Long Terme France¹⁶, la Commission était parvenue à la conclusion provisoire qu'EDF pouvait détenir une position dominante sur le marché de la fourniture d'électricité aux grands clients industriels en France. EDF pouvait en avoir abusé i) d'une part, en concluant des contrats de fourniture qui, du fait du volume total couvert par l'ensemble de ces contrats, leur durée et leur nature, limitaient d'une façon significative les possibilités pour d'autres entreprises de conclure des contrats de fourniture d'électricité avec des grands clients industriels en France et, ii) d'autre part, en incluant dans ses contrats de fourniture avec des grands clients industriels des restrictions à la revente. Pour la Commission, ces pratiques auraient eu pour effet d'entraver l'entrée des fournisseurs alternatifs sur le marché français et de renforcer le manque de liquidité sur le marché du négoce, retardant ainsi la libéralisation effective du marché de l'électricité. La position de la Commission était fondée sur le fait que les contrats contenaient des clauses d'exclusivité. Le verrouillage du marché était d'autant plus dommageable que l'accès aux grands clients industriels était important pour les entrants voulant s'établir en France. L'affaire s'est conclue avec une série d'engagements de EDF pour une durée de 10 ans sur le marché des grands clients industriels. EDF s'est engagée à remettre régulièrement sur le marché des volumes de son portefeuille de grands comptes. EDF a également pris l'engagement de limiter la durée maximale des nouveaux contrats à 5 ans.

[13] Dans les affaires Distrigas et EDF, la durée des engagements des entreprises était limitée et liée à leurs parts de marché. La Commission montrait ainsi qu'elle ne s'opposait pas aux contrats à long terme sur le principe mais entendait les encadrer sur des marchés spécifiques, comme celui des clients industriels. Il n'existait pas de restrictions pour les autres groupes de consommateurs. De plus, dans l'affaire Distrigas, une exception a été faite pour les contrats de fourniture de gaz avec des producteurs d'électricité pour de nouvelles installations, dans le but de soutenir des

¹⁴ IP/00/297 du 27 mars 2000.

¹⁵ IP/02/1293 du 12 septembre 2002.

¹⁶ C 133/5 du 17 mars 2010.

investissements sur le long terme¹⁷. Ces décisions s'inscrivaient dans un contexte d'ouverture récente du marché avec un objectif de développement du marché de gros (*wholesale*).

3. Les déficiences du marché de l'électricité en matière de signaux de prix sur le long terme

[14] Traditionnellement, dans un marché monopolistique, les entreprises électriques étaient verticalement intégrées et occupaient toute la chaîne de valeur (production, transport, commerce, distribution et fourniture/vente au détail). Elles étaient ainsi en mesure de transférer les risques d'investissement sur les consommateurs finaux. La libéralisation du marché a nécessité l'introduction des marchés de gros de l'électricité. Le postulat économique théorique était que les agents se feraient concurrence sur les différents segments des marchés de gros et de détail, sur lesquels les prix suffiraient à assurer l'équilibre de court terme et l'équilibre de long terme¹⁸.

[15] Dans un marché ouvert, les producteurs ne sont rémunérés qu'en fonction de leur production et non pas de la capacité disponible (*energy only market*). Tant les producteurs que les fournisseurs d'électricité sont confrontés à des risques en termes de volumes (écarts entre les prévisions et la production/consommation réelle) et de prix (volatilité des prix du marché). Ils se couvrent contre ces risques en négociant l'électricité à l'avance, par des transactions de gré à gré (*over the counter* – OTC), sur les marchés à terme (*forward*) et par des produits financiers (*futures*). Or, les échanges d'électricité à terme se font pour l'essentiel sur un horizon de temps de maximum 3 ans. Au-delà, l'intérêt global des producteurs, des fournisseurs et des consommateurs à couvrir le risque de volatilité des prix diminue considérablement. Faute de demande, les signaux de prix à long terme permettant de stimuler les investissements sont insuffisants¹⁹. Néanmoins, la sécurisation des risques sur le long terme reste essentielle, surtout pour couvrir les investissements²⁰.

[16] Depuis la crise économique et financière de 2008, l'Europe a connu une contraction de la demande en électricité et une augmentation de la capacité de production de source renouvelable stimulée par des aides d'Etat. Il en est résulté une baisse des prix de gros de l'électricité à compter de 2012. De plus, avec le développement des énergies renouvelables intermittentes et à coût marginal nul (éolien, photovoltaïque), prioritaires sur le réseau, la demande d'électricité non-couverte par la production renouvelable (demande nette) décroît. Les centrales conventionnelles, surtout celles qui couvrent la demande de pointe, sont exposées à des problèmes de rentabilité. Au nom de la sécurité d'approvisionnement, la majorité des Etats membres a adopté des mécanismes de capacité ou des réserves stratégiques permettant de soutenir financièrement les centrales conventionnelles²¹. En 2015, la Commission a lancé une enquête sectorielle dans le domaine des aides d'Etat afin de mieux cerner la nécessité, la forme et l'incidence sur le marché des mécanismes de

¹⁷ La Commission motivait cette exception par le besoin de sécurité des investissements : « Ces accords font l'objet d'appréciations réalisées au cas par cas, compte tenu du fait que l'investissement peut ne pas se réaliser, en l'absence d'une plus grande prévisibilité des prix et éventuellement de garanties quant à une sécurité accrue de l'approvisionnement pour l'investisseur » (ch. 37).

¹⁸ ADRIEN DE HAUTECLOCQUE, op. cit., p. 28 ; KARSTEN NEUHOFF/LAURENS DE VRIES, *Insufficient incentives for investment in electricity generations*, Utilities Policy Volume 12, Issue 4, 2004.

¹⁹ ACER, *Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*, avril 2022

²⁰ ACER, *Policy Paper on the further development of the EU electricity forward market*, février 2023.

²¹ Pour un coût de EUR 7.4 milliards en 2023. Les centrales électriques à combustibles fossiles continuent de représenter la plus grande part des bénéficiaires (ACER, *Security of EU electricity supply*, octobre 2023).

capacité. Parmi les recommandations de la Commission, la conclusion de contrats à long terme était décrite comme un moyen de protéger les fournisseurs et les consommateurs contre la hausse des prix de gros. Cette couverture à long terme pouvait aussi contribuer à la sécurité des investissements et réduire le besoin de mécanismes de capacité²².

[17] Or, le bas niveau des prix *wholesale* (en particulier durant les années 2015 à 2017) n'a pas encouragé les fournisseurs et les consommateurs à se couvrir sur le long terme à des coûts plus élevés que les prix du marché. Ce bas niveau de prix a également favorisé l'entrée sur le marché de nouveaux acteurs dont certains ne présentaient pas de garanties de solvabilité suffisantes.

4. La crise énergétique 2021–2022

[18] Les prix de l'énergie ont commencé à flamber durant l'été 2021, alors que la demande d'énergie avait fortement rebondi après la fin des mesures sanitaires liées à l'épidémie de Covid-19. Cette hausse des prix s'est aggravée lorsque la Russie a commencé à réduire ses flux de gaz naturel vers l'Europe, en particulier après son invasion de l'Ukraine en février 2022.

[19] La crise énergétique 2021–2022 a révélé des lacunes en matière de couverture des risques de certains fournisseurs. Cette situation pouvait être due à un manque de gouvernance des risques mais également à des difficultés d'accès à des instruments de couverture. Les prix du marché avant la crise étant bas, faute de régulation, les fournisseurs n'avaient souvent pas d'incitation à la couverture des risques de volatilité des prix. Au plus fort de la crise, un certain nombre de fournisseurs ont fait faillite ou sont sortis du marché²³. La flambée des prix de l'énergie a nécessité des interventions publiques extrêmement coûteuses pour protéger les fournisseurs et les consommateurs alors que les Etats sortaient déjà endettés de la crise pandémique²⁴.

[20] La hausse conséquente des prix de gros a mécaniquement augmenté le niveau des garanties que doivent fournir les entreprises pour participer aux marchés boursiers. A nouveau, des mécanismes de sauvetage étatiques ont dû être mis en place dans l'urgence pour amener des liquidités à certaines entreprises²⁵. Cette crise a donc révélé des lacunes significatives du design de marché.

²² Rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité [SWD (2016) 385 final] COM (2016) 752 final, 30 novembre 2016.

²³ ACER, Energy Retail and Consumer Protection 2023 Market Monitoring Report, p. 77 ss ; House of Commons, Committee of Public Accounts Regulation of energy suppliers 25th Report of Session 2022–23, 31 octobre 2022, p. 9.

²⁴ Dans 41 pays membres et non membres de l'OCDE, le coût estimé des mesures de soutien (toutes confondues) à l'énergie est d'environ USD 400 milliards pour 2022 et 405 milliards pour 2023 (OCDE, Economic policy paper, aiming better : government support for households and firms during the energy crisis, juin 2023).

²⁵ Le gouvernement allemand a mis en place un instrument de financement de 100 milliards d'euros pour aider les entreprises du secteur de l'énergie connaissant des problèmes de liquidités dans leurs opérations de couverture. En Suisse, une grande entreprise énergétique a été contrainte de demander un crédit de 4 milliards de francs au Conseil fédéral en septembre 2022.

5. Réforme du modèle de marché européen

[21] La Commission européenne a présenté des propositions relatives à la réforme de l'organisation du marché de l'électricité de l'UE le 14 mars 2023²⁶. Les objectifs sont la protection de consommateurs, la stabilité des prix et de la compétitivité de l'économie européenne et le soutien aux investissements dans les nouveaux projets énergétiques.

[22] Pour la Commission, la crise énergétique a mis en évidence que l'organisation du marché de l'énergie sur le court terme pouvait détourner l'attention des objectifs plus vastes et à plus long terme. La répercussion des prix à court terme sur les factures des consommateurs a entraîné des chocs de prix, avec un triplement ou quadruplement des factures d'énergie de nombreux consommateurs, alors même que les coûts de l'énergie éolienne et solaire étaient en baisse ; l'exposition soudaine à la volatilité et à la hausse des prix a déclenché la faillite de certains fournisseurs ; de nombreuses entreprises industrielles dans les secteurs à forte intensité énergétique ont été contraintes de fermer. La Commission proposait par conséquent un ensemble de mesures visant à créer un tampon entre les marchés à court terme et les factures d'électricité des consommateurs, notamment en encourageant les contrats à plus long terme, à améliorer le fonctionnement des marchés à court terme afin de mieux intégrer les énergies renouvelables, à renforcer le rôle des solutions de flexibilité, à donner aux consommateurs les moyens d'agir et à les protéger.

[23] Cette réforme a été formellement adoptée le 13 juin 2024²⁷. La présente contribution s'intéresse spécifiquement aux contrats à long terme envisagés par le nouveau design du marché. La Commission considère les contrats à long terme comme l'une des solutions pour aider les consommateurs à se couvrir contre le risque de volatilité des prix et pour stimuler les investissements nécessaires à la transition vers une économie décarbonée. Pour la Commission, la capacité des Etats membres à amortir les prix à court terme par des contrats à plus long terme s'est révélée insuffisante. La réforme comprend un ensemble de mesures visant à encourager la conclusion de contrats sur le long terme avec des obligations prudentielles (principes de couverture des risques) pour les fournisseurs d'énergie.

[24] La Commission distingue deux types de contrats à long terme : les accords d'achat d'électricité (AAE) ou PPA²⁸ et les (bilateral) *Contracts for Difference* (CfD ou contrats d'écarts compensatoires bidirectionnels)²⁹. Le règlement définit le PPA comme 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. Les PPA sont conclus sur une base volontaire et sans intervention réglementaire dans la fixation des prix. Le règlement vise à instituer un marché européen des PPA organisé par exemple au travers d'une ou de plusieurs plateformes du marché à utiliser sur une base volontaire ou au travers de la mise en commun de la demande de PPA par agrégation³⁰. Le règlement renvoie spé-

²⁶ Proposition de réforme du marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne, modifiant notamment la directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et le règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

²⁷ Directive (UE) 2024/1711 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944, JO L, 2024/1711, 26 juin 2024 et règlement (UE) 2024/1747 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les règlements (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943, JO L, 2024/1747, 26 juin 2024.

²⁸ Dans cette contribution la dénomination de PPA est utilisée car plus usuelle.

²⁹ Les CfD ne sont pas examinés dans cette contribution.

³⁰ Art. 19^{bis} al. 2 du règlement (UE) 2024/1747.

cifiquement aux règles de concurrence de l'UE en matière de clauses contractuelles tels que les modalités de résiliation³¹.

[25] Dans la pratique, les PPA sont très divers et se prêtent mal à une standardisation³². Il existe des PPA on-site (au travers desquels une centrale est connectée à un site de consommation) ou off-site, des PPA physiques (par lesquels un volume d'énergie est vendu) ou financiers (les parties se répartissent les profits et risques de la commercialisation de l'énergie), etc. La constante est que les PPA sont conclus sur le long terme, souvent pour une période de 10 à 20 ans.

6. Le changement de contexte concurrentiel

[26] En 20 ans, les priorités politiques pour les marchés de l'électricité et du gaz ont évolué. Initialement, au début des années 2000, l'accent était mis sur le développement de la concurrence et la suppression des obstacles au commerce transfrontalier. Puis, dans les années 2010, les objectifs climatiques sont devenus prépondérants. Enfin, la crise énergétique 2021–2022 a révélé les insuffisances d'un marché axé sur le court terme, ce qui a conduit la Commission à une vaste réforme.

[27] Le droit européen ne prohibe pas les contrats de longue durée mais en limite les effets indésirables. Entre les avantages d'une sécurisation des risques de prix et de volumes sur le long terme (gains d'efficacité) et les possibles inconvénients concurrentiels (verrouillage du marché), la Commission procède à un test d'équilibre (*balancing test*)³³. Ce processus se déroule en deux étapes.

[28] Tout d'abord, la Commission évalue l'effet anticoncurrentiel potentiel du contrat à long terme. Pour ce faire, elle prend en compte principalement la position du fournisseur sur le marché, la part de la demande du client liée par le contrat, la durée du contrat et la part globale du marché couverte par le contrat³⁴. La position concurrentielle du fournisseur et celle de l'acheteur sont évaluées. Si l'une ou l'autre est trop forte, le contrat peut être considéré comme susceptible d'affecter la concurrence. En outre, si une part importante du marché est déjà couverte par un réseau parallèle de contrats à long terme, un nouveau contrat même de faible importance peut nuire à la concurrence.

[29] Ensuite, la Commission analyse les gains d'efficacité potentiels du contrat à long terme. Cette étape n'intervient que lorsque la Commission considère qu'un contrat à long terme, ou un portefeuille de contrats à long terme, aurait des effets anticoncurrentiels. Pour que de tels contrats soient autorisés, ils doivent améliorer l'efficacité économique, procurer une part équitable des avantages aux consommateurs finaux, être indispensables ou au moins proportionnés à la réalisation des gains d'efficacité et ne pas donner aux parties contractantes la possibilité d'éliminer la concurrence pour une partie substantielle des produits en cause (art. 101 paragraphe 3 TFUE³⁵). Si les gains d'efficacité ne semblent pas compenser clairement les effets anticoncurrentiels, un

³¹ Art. 19^{bis} al. 8 du règlement (UE) 2024/1747.

³² Eurelectric, Response paper, ACER consultation on PPA voluntary contract standardisation, juillet 2024.

³³ A moins de bénéficier d'une exemption par catégorie. Cf. ch. [8].

³⁴ Distrigas, Memo 06/197 du 16 mai 2006 ; IP/07/1487 du 11 octobre 2007.

³⁵ Traité sur le fonctionnement de l'UE.

contrat à long terme peut néanmoins être accepté si des mesures correctives satisfaisantes sont adoptées.

[30] Par rapport aux décisions de la Commission des années 2000, le contexte du marché de l'électricité a profondément changé. La pesée des intérêts entre les effets anticoncurrentiels des contrats à long terme et les gains d'efficacité doit prendre en compte ce changement de circonstances. Les changements principaux sont

- 1) les besoins d'investissement en vue de la décarbonation,
- 2) des marchés plus concurrentiels,
- 3) les nouvelles règles prudentielles,
- 4) la sécurisation des risques d'achat des consommateurs et
- 5) les objectifs de développement durable.

6.1. Les besoins d'investissement en vue de la décarbonation

[31] La Commission européenne ambitionne d'atteindre une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 57% en 2030 et la neutralité carbone en 2050 (Fit-for-55). Ces objectifs doivent être obtenus par l'électrification des usages de l'énergie et l'abandon des sources de production carbonées. La part minimum d'énergies renouvelables à atteindre dans la consommation énergétique de l'UE est d'au moins 42,5% à l'horizon 2030, ce qui équivaut à un quasi-doublement de la production actuelle d'énergies renouvelables dans l'UE³⁶. Les plans européens de décarbonation nécessiteront une augmentation inédite des investissements, à la fois pour décarboner le secteur de l'électricité et pour convertir à l'électricité un certain nombre de secteurs d'utilisation finale tels que l'industrie et les transports. Outre la production d'énergie propre, il faudra investir de manière significative dans le réseau électrique et dans des ressources flexibles telles que le stockage ou la gestion de la flexibilité.

[32] La Commission a développé les avantages potentiels des contrats à long terme en matière d'investissement dans des publications récentes. Dans ses lignes directrices sur les restrictions verticales de 2022³⁷, adoptées dans le prolongement du règlement d'exemption catégoriel n° 2022/720, la Commission explique comment les contrats à long terme peuvent encourager un producteur d'électricité à investir, alors qu'il ne le ferait peut-être pas s'il n'avait pas de revenus prévisibles³⁸.

³⁶ 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.

³⁷ JO C 248 30 juin 2022.

³⁸ Les obligations de non-concurrence peuvent également être utilisées pour résoudre un problème de renonciation aux investissements poursuivant des objectifs de durabilité. Ainsi, une telle renonciation pourrait survenir lorsqu'un fournisseur d'énergie faisant face à une demande accrue d'énergie renouvelable souhaite investir dans une centrale hydroélectrique ou un parc éolien. Le fournisseur ne sera disposé à prendre le risque d'un tel investissement à long terme que si un nombre suffisant d'acheteurs sont prêts à s'engager à acheter de l'énergie renouvelable sur une plus longue période. De tels accords verticaux avec des acheteurs peuvent être favorables à la concurrence, étant donné que l'obligation de non-concurrence à long terme peut être nécessaire pour que l'investissement soit réalisé ou pour qu'il le soit dans les proportions et dans les délais prévus. Par conséquent, ces obligations de non-concurrence peuvent remplir les conditions de l'article 101 paragraphe 3 du traité si l'investissement réalisé par le fournisseur ne peut être amorti que sur une longue durée, supérieure aux cinq années visées à l'article 5 paragraphe 1 point a), du règlement (UE) 2022/720.

[33] En 2022, la Commission européenne a publié une recommandation relative à l'accélération des procédures d'octroi de permis pour les projets dans le domaine des énergies renouvelables et à la facilitation des accords d'achat d'électricité³⁹. Le développement de projets dans le domaine des énergies renouvelables, partiellement ou totalement financés par des PPA, contribuera à accélérer l'adoption des énergies renouvelables. Les Etats membres devraient rapidement supprimer tout obstacle administratif ou commercial injustifié aux PPA d'énergie renouvelable, en particulier par les petites et moyennes entreprises.

[34] Cette nécessité d'investissement est d'une ampleur inégalée et la contribution des PPA est soulignée par la Commission. L'électrification des usages de l'énergie conduira à une augmentation significative de la demande et de la capacité installée, ce qui diffère du contexte de stabilité de la demande dans les cas des années 2000 examinés par la Commission.

6.2. La concurrence

[35] Les marchés de l'électricité sont devenus plus compétitifs dans de nombreux pays et intégrés au niveau régional. Les anciens opérateurs historiques sont désormais confrontés à la concurrence. Les interconnexions et des règles uniformes facilitent les échanges régionaux et internationaux. Les parts de marché des opérateurs historiques sont moindres. Certains consommateurs ou regroupements de consommateurs disposent d'une puissance d'achat, ce qui réduit encore la probabilité de clauses abusives dans les contrats à long terme. Même si la concurrence n'est pas encore parfaite, le contexte économique est différent de celui examiné par la Commission dans les années qui ont suivi l'ouverture du marché de l'électricité.

[36] De plus, les contrats à long terme peuvent déployer des effets positifs à long terme sur le bien-être social et contribuer à la construction du marché si les prix du marché à court terme sont volatils et si les contrats sont suffisamment longs et couvrent des volumes suffisants. Ils permettent l'arrivée de nouveaux entrants dans un marché qui peuvent investir directement dans des technologies à forte intensité en capital⁴⁰.

6.3. Les règles prudentielles

[37] Parmi les nombreux axes traités, la réforme du marché de l'électricité invite les Etats membres à renforcer le cadre de contrôle prudentiel des fournisseurs d'électricité. La directive prévoit notamment la possibilité d'encadrer les stratégies de couverture des fournisseurs⁴¹. Les Etats membres devront veiller à ce que les fournisseurs :

- (a) aient mis en place et en œuvre des stratégies de couverture appropriées pour limiter le risque généré par des évolutions dans la fourniture en gros d'électricité pour la viabilité économique de leurs contrats avec les clients, tout en maintenant la liquidité sur les marchés à court terme et les signaux de prix qui en émanent ;

³⁹ JO L 146 25 mai 2022.

⁴⁰ GLANCHANT/DE HAUTECLOQUE, op. cit., p. 4.

⁴¹ Art. 18^{bis} directive 2024/1711.

(b) prennent toutes les mesures raisonnables en vue de limiter le risque de défaillance de la fourniture.

[38] Les stratégies de couverture des fournisseurs peuvent inclure le recours à des PPA ou à d'autres instruments appropriés, tels que des *forward*. Lorsqu'il existe des marchés suffisamment développés pour des PPA permettant une concurrence effective, les Etats membres peuvent exiger qu'une part de l'exposition au risque des fournisseurs à l'évolution des prix de gros de l'électricité soit couverte au moyen de PPA de sources d'énergie renouvelable, sous réserve du respect du droit de la concurrence de l'UE. La réforme laisse aux Etats membres le soin de choisir les outils prudentiels qu'ils jugent les plus pertinents.

[39] Les PPA trouvent ainsi leur consécration en droit européen comme outil de couverture des risques à long terme. Les fournisseurs auront des obligations de *hedging* sur le long terme, auxquelles ils pourront satisfaire au travers de PPA. Les Etats membres pourront même prescrire le recours à des PPA de sources d'énergie renouvelable s'il existe un marché suffisamment liquide.

6.4. La sécurisation des risques d'achat

[40] Les producteurs et les fournisseurs ne sont pas les seuls à devoir couvrir les risques de volume et de prix. Les consommateurs, en particulier les électro-intensifs, doivent sécuriser leurs achats d'énergie sur le long terme. La crise énergétique 2021–2022 a servi de révélateur à cet égard pour de nombreuses entreprises. Certains grands consommateurs ont souhaité se rendre moins dépendant du marché en investissant directement dans des centrales de production sur le long terme. Il s'agit généralement de sources de production renouvelable qui permettent aux grands consommateurs de satisfaire à la fois aux critères de RSE et de *risk management*. Il existe une demande accrue des consommateurs de contrats à long terme, en particulier pour des énergies renouvelables⁴².

6.5. Les objectifs de développement durable

[41] En 2023, la Commission a adopté de nouvelles lignes directrices sur l'applicabilité de l'article 101 TFUE aux accords de coopération horizontale. Le nouveau chapitre 9 concerne les accords de durabilité, précisant que les règles applicables aux pratiques anticoncurrentielles ne font pas obstacle aux accords entre concurrents qui poursuivent un objectif de développement durable⁴³. La définition des accords de durabilité est large et fondée sur les objectifs de développement durable des Nations Unies. Les lignes directrices énumèrent divers exemples d'accords de durabilité qui ne relèvent généralement pas du champ d'application de l'article 101 paragraphe 1 TFUE et précisent la manière dont un accord de durabilité peut être exempté.

⁴² WBCSD Corporate Renewable Power Purchase Agreements : Scaling up globally report and the Innovation in Power Purchase Agreement Structures report, 2016.

⁴³ Communication de la Commission, approbation du contenu d'un projet de communication de la Commission, lignes directrices sur l'applicabilité de l'article 101 du traité sur le fonctionnement de l'UE aux accords de coopération horizontale (2022/C 164/01).

[42] Des accords de coopération peuvent, accessoirement à l'action politique, atténuer ou remédier à l'absence de prise en compte des externalités négatives sur l'environnement, par exemple dans les décisions individuelles de production et de consommation.

[43] Des contrats à long terme portant sur des énergies renouvelables qui pourraient avoir des effets anticoncurrentiels peuvent être justifiés aux conditions de l'exception prévue à l'article 101 paragraphe 3 TFUE⁴⁴.

7. En Suisse

7.1. Les besoins d'investissement en vue de la décarbonation

[44] En 2023, la consommation finale d'électricité en Suisse était de 56 TWh. Selon la Loi sur l'énergie révisée (LEne), la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, énergie hydraulique non comprise, doit atteindre au moins 35 TWh en 2035 et au moins 45 TWh en 2050 (contre 5.7 TWh en 2023). La production nette d'électricité d'origine hydraulique doit atteindre au moins 37.9 TWh en 2035 et au moins 39.2 TWh en 2050 (contre 37 TWh en moyenne actuellement). Les investissements et les besoins de financement sont donc conséquents. A ceux-ci s'ajoutent les coûts d'achat d'installations hydroélectriques au terme des concessions actuelles. Les contrats à long terme permettent de sécuriser de lourds investissements.

[45] La Suisse est pionnière dans les contrats à (très) long terme avec les sociétés de partenaires (*Partnerwerke*) des grandes centrales nucléaires ou hydroélectriques. Dans une société de partenaires, les actionnaires s'engagent à financer les coûts de production en contrepartie de droits de prélèvement sur la durée de l'autorisation ou de la concession (80 ans généralement). Ce modèle de contrats à long terme a fait ses preuves en Suisse en termes de financement et d'exploitation des grands aménagements.

7.2. La concurrence

[46] En l'état, le marché suisse de l'électricité se distingue par le fait que les consommateurs consommant moins de 100 MWh/année (par site de consommation) n'ont pas le choix de leur fournisseur et sont alimentés par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) (approvisionnement de base). Près de 34 TWh d'électricité sont livrés chaque année aux consommateurs de l'approvisionnement de base. La structure du « marché » de la fourniture est très hétérogène. La Suisse comptait 604 GRD actifs en 2022. Les 100 plus gros GRD fournissent environ 83% de l'énergie soutirée et 14 GRD seulement ont plus de 100'000 clients finaux. Le GRD moyen approvisionne à peine 1650 clients finaux (valeur médiane).

[47] 70% des GRD n'ont pas de production propre et 22% ont une production propre de maximum 10 GWh. 20 GRD (3%) ont une production propre supérieure à 100 GWh. Un tiers seulement de l'approvisionnement de base est assuré par la production propre des GRD⁴⁵. Le solde doit être acheté. Les GRD acquièrent majoritairement leur électricité dans le cadre de contrats « tout

⁴⁴ Cf. ch. [29].

⁴⁵ Seuls 12 GRD peuvent entièrement alimenter leurs consommateurs de l'approvisionnement de base par leur production propre.

compris » (*full supply*) ou par un approvisionnement structuré à un horizon d'un à 3 ans, sur le marché⁴⁶.

[48] Le marché suisse de l'électricité se caractérise par une structure oligopolistique des marchés de la production et du commerce⁴⁷. Pour la Commission de la concurrence (ComCo), il existe actuellement trois grands acteurs sur ces marchés. La ComCo juge que les barrières à l'entrée sont élevées en raison des possibilités limitées de construction de nouvelles grandes installations renouvelables, des coûts de production plus bas des installations existantes et des relations de long terme entre les grandes entreprises d'approvisionnement en électricité et les petits GRD communaux⁴⁸.

[49] En contraignant les GRD à conclure des PPA de source suisse et renouvelable⁴⁹, la Loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité révisée (LApEl) crée un marché spécifique OTC dont l'offre est concentrée entre les mains de quelques acteurs. Dans le projet d'ordonnance, le Conseil fédéral fixe la part minimale de ces PPA à 20% des besoins de l'approvisionnement de base hors production propre (soit 4,5 TWh) et la durée minimale des contrats à 3 ans⁵⁰. Le marché des PPA pour l'approvisionnement de base se réduira en fonction de l'augmentation de la production décentralisée que les GRD doivent reprendre dans leur zone de desserte.

[50] Dans sa prise de position sur la révision de la LApEl, la ComCo critique l'obligation de transfert de la production propre à l'approvisionnement de base⁵¹ et l'obligation de conclure des PPA de source renouvelable indigène dans la mesure où elles pourraient engendrer des distorsions supplémentaires de concurrence dans les marchés de la production, du commerce et de la fourniture. La ComCo est de l'avis que l'OFEN et le DETEC n'ont pas suffisamment analysé si l'offre d'énergie électrique renouvelable indigène pour une durée minimale de 3 ans est suffisamment garantie et le marché assez liquide.

[51] Les remarques de la ComCo sont compréhensibles mais il faut souligner que ces obligations à charge des GRD ne changent rien à la structure du marché déjà existante. Précisément, en raison de la concentration élevée sur le marché, le droit de la concurrence aura un effet disciplinant en termes d'offre. Cette offre nouvelle de contrats à long terme de source renouvelable indigène peut avoir des effets positifs du point de vue de la concurrence en ouvrant les contrats à long terme à tous les GRD. Ceux-ci pourront participer plus aisément à des investissements (ex. retour de concessions hydrauliques) avec une meilleure allocation des risques⁵².

[52] Les obligations imposées aux GRD de contractualiser sur le long terme ne sont possibles qu'aussi longtemps que la consommation reste stable. Si l'ouverture intégrale du marché est actée dans le cadre d'un accord sur l'électricité avec l'UE, les GRD seront exposés à une baisse de leur clientèle et un risque de sur-couverture. Il peut même y avoir un effet multiplicateur si les prix

⁴⁶ Rapport d'activité ElCom 2023.

⁴⁷ Rapport annuel ComCo 2023, p. 12.

⁴⁸ ComCo, prise de position sur la modification de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité du 27 mai 2024, ch. 17.

⁴⁹ Cf. ch. [54].

⁵⁰ Les GRD peuvent toutefois conclure plus de PPA que la part minimale prescrite par le Conseil fédéral, ce qui augmentera le volume du marché.

⁵¹ Cf. ch. [53].

⁵² Dans la mesure où l'ElCom ne reconnaît pas comme imputables dans les tarifs de l'approvisionnement de base les coûts d'achat de participations dans des ouvrages hydroélectriques, les PPA peuvent servir à structurer des investissements après l'échéance des concessions hydrauliques.

du marché chutent et qu'un GRD, en raison des contrats à long terme conclus, ne parvient pas à reproduire les prix *wholesale*. En ce cas, ses clients pourront opter pour des offres de concurrents basées sur les prix de marché. L'incertitude sur l'ouverture totale du marché n'incitera donc pas les GRD à se couvrir sur le long terme au-delà des minima prescrits par le droit fédéral.

7.3. Les règles prudentielles

[53] Le Parlement fédéral partage les préoccupations de la Commission européenne en matière de couverture des risques d'approvisionnement et de contractualisation sur le long terme. Alors que cette question n'était pas évoquée dans le projet du Conseil fédéral, les Chambres fédérales ont ajouté des règles prudentielles dans la LApEl révisée. Les GRD devront tout d'abord séparer comptablement les portefeuilles de l'approvisionnement de base et du marché libre. Ils devront ensuite affecter à l'approvisionnement de base une part minimale de leur production propre élargie⁵³ au prix de revient. Le projet d'ordonnance fixe cette part minimale à 50%⁵⁴. Il faut relever que si la production propre élargie peut inclure des sources renouvelables ou non, suisses ou étrangères, l'obligation d'affecter un certain volume ne porte que sur les sources renouvelables et indigènes.

[54] A moins de disposer de production propre, les GRD devront couvrir au moins une partie de la consommation de l'approvisionnement de base par de l'énergie renouvelable et provenant d'installations sises en Suisse⁵⁵. Les GRD pourront soit augmenter leur production propre⁵⁶ soit conclure des PPA d'énergie renouvelable indigène d'une durée d'au moins 3 ans⁵⁷.

[55] Ces prescriptions servent un double but : couvrir les besoins de l'approvisionnement de base à moyen et à long terme et assurer aux producteurs suisses d'énergie renouvelable un débouché commercial au travers de l'approvisionnement de base. Il s'agit de faire des PPA une nouvelle source de revenus sûre et prévisible en dehors du soutien de l'Etat. La part de 20% est proposée par le Conseil fédéral car la disponibilité actuelle de tels contrats en Suisse est assurée dans ces limites au moins⁵⁸.

[56] Si l'affectation obligatoire de volumes d'énergie de source renouvelable et indigène constitue une composante des nouvelles règles prudentielles des GRD, ce n'est pas la seule. Les GRD devront en sus acheter l'électricité nécessaire selon des stratégies qui les prémunissent le mieux possible contre les fluctuations de prix du marché⁵⁹. Si des contrats d'achat sont conclus pour assurer la quantité d'électricité requise, leur conclusion doit être échelonnée dans le temps. Le

⁵³ Production d'électricité à partir d'installations propres et qui provient de prélèvements reposant sur des participations ; est également incluse, l'électricité découlant de l'obligation de reprise au sens de l'art. 15 de la Loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne) (art. 4 al. 1 let c^{bis} LApEl).

⁵⁴ Une part minimale inférieure est admise pour autant que la production propre élargie représente au moins 80% de l'électricité vendue dans l'approvisionnement de base. Les fournisseurs de l'approvisionnement de base ayant une production propre importante bénéficient donc d'une certaine marge de manœuvre (art. 4a al. 1 projet OApEl).

⁵⁵ Le projet d'ordonnance fixe cette part minimale à 20% (art. 4a al. 3 projet OApEl).

⁵⁶ Ce qui peut se produire sans intervention du GRD si des installations de production décentralisée sont construites dans sa zone de desserte dont il reprend l'énergie produite conformément à l'art. 15 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne).

⁵⁷ Art. 4a al. 3 projet OApEl.

⁵⁸ Pour le Conseil fédéral, la part des PPA ne devrait pas dépasser 4,5 TWh (cf. DETEC. Rapport explicatif sur le projet OApEl mis en consultation, 21 février 2024, p. 2).

⁵⁹ Art. 6 al. 5^{bis} let. a LApEl.

projet d'ordonnance prévoit que le portefeuille doit être hedgé au minimum à 75% en N+1, à 50% en N+2 et à 25% en N+3⁶⁰. La quantité à couvrir se base sur la quantité moyenne des trois exercices précédents. L'électricité nécessaire à l'approvisionnement de base doit donc désormais obligatoirement faire l'objet d'achats structurés destinés à atténuer les fluctuations de prix. Les GRD pourront bien entendu aller au-delà de ces exigences minimales.

[57] A la volatilité des prix de l'énergie s'ajoute celui des garanties d'origine. La LApEl révisée prescrit un produit électrique standard par défaut pour l'approvisionnement de base qui devra être marqué par des garanties d'origine de source renouvelable et indigène⁶¹. A l'inverse des PPA, les GRD n'auront pas à acquérir de l'énergie mais des garanties d'origine⁶². Le projet d'ordonnance fixe le volume à acquérir à 75% de l'électricité livrée à l'approvisionnement de base au minimum⁶³. Les GRD qui n'ont pas suffisamment de production propre (et de garanties d'origine associées) devront acheter le solde.

[58] Or, le prix de garanties d'origine renouvelable suisse pourrait augmenter considérablement en hiver dès 2027 en raison de la trimestrialisation⁶⁴ (au lieu de l'annualisation) des garanties⁶⁵. Les GRD pourront également couvrir ce risque au travers de PPA portant sur des ouvrages renouvelables indigènes. En concluant de tels PPA, les GRD couvrent un double risque de prix de l'énergie et des garanties d'origine.

7.4. La sécurisation des risques d'achat

[59] Les consommateurs suisses n'ont pas été épargnés par les hausses de prix dues à la crise énergétique 2021–2022. Les consommateurs de l'approvisionnement de base ont été plus ou moins affectés selon que leur GRD disposait de production propre ou de contrats à long terme avantageux et/ou qu'il renonçait à reporter entièrement l'augmentation des coûts d'achat.

[60] Tout comme au sein de l'UE, la crise énergétique a permis une prise de conscience des grands consommateurs qui sont plus demandeurs de contrats à long terme que par le passé⁶⁶.

7.5. Les objectifs de développement durable

[61] Les accords en matière de concurrence ne sont pas autorisés lorsqu'ils entravent considérablement la concurrence et qu'ils ne peuvent être justifiés par des motifs d'efficacité économique ou s'ils éliminent la concurrence. Ainsi, d'éventuels effets nocifs sur la concurrence peuvent, dans des cas concrets, être compensés par des effets positifs au sens d'une hausse de l'efficacité économique. Le droit suisse de la concurrence ne connaît pas d'exception générale pour des accords

⁶⁰ Art. 4c al. 4 projet OApEl.

⁶¹ Art. 6 al. 2^{bis} LApEl.

⁶² Rapport explicatif sur le projet OApEl mis en consultation, 21 février 2024, p. 20.

⁶³ Art. 4b projet OApEl.

⁶⁴ Pour l'électricité fournie au cours d'un trimestre civil, seules les garanties d'origine établies pendant le trimestre concerné pour la production d'électricité pourront être utilisées.

⁶⁵ Ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité.

⁶⁶ Axpo, Geschäftsbericht 2022/23, p. 15 ; Alpiq, Annual Report 2023, p. 23 ; Wood Mackenzie Ltd, Welcome to the new PPA market paradigm PPA pricing in 2024 and beyond : a shift from pre-crisis benchmarks, avril 2024.

en matière de concurrence avec des répercussions écologiques positives. L'art. 5 al. 2 LCart⁶⁷ énumère toutefois les motifs d'efficacité, parmi lesquels l'exploitation plus rationnelle des ressources. A certaines conditions, des considérations environnementales peuvent être considérées comme des motifs d'efficacité⁶⁸.

8. Exemption par catégorie

[62] L'article 101 paragraphe 1 TFUE interdit les accords qui peuvent affecter le commerce entre les pays de l'UE et qui empêchent, restreignent ou faussent la concurrence. Toutefois, les accords qui produisent des avantages suffisants pour compenser leurs effets anticoncurrentiels sont exemptés de cette interdiction (art. 101 paragraphe 3 TFUE). Les lignes directrices sur les restrictions verticales du 30 juin 2022⁶⁹ énoncent les principes d'évaluation des accords verticaux et des pratiques concertées en vertu de l'article 101 TFUE et du règlement (UE) 2022/720 du 10 mai 2022 d'exemption par catégorie verticale.

[63] Les PPA sont des accords verticaux⁷⁰ qui peuvent restreindre la concurrence sur les marchés *upstream* et *downstream* notamment s'ils sont conclus à titre exclusif et sur une longue période. Une obligation de fourniture exclusive est assimilée à une obligation de non-concurrence si elle impose à l'acheteur d'acquiescer auprès du fournisseur plus de 80% de ses achats annuels. Le règlement (UE) 2022/720 du 10 mai 2022 d'exemption par catégorie verticale définit une sphère de sécurité (*safe harbor*) pour les accords verticaux lorsque la part de marché détenue par chaque entreprise partie à l'accord sur le marché en cause ne dépasse pas 30% et que les accords verticaux ne contiennent pas certaines restrictions graves de concurrence. De plus, une obligation de fourniture exclusive d'une durée inférieure à 5 ans bénéficie de l'exemption automatique. Le problème est que cette durée quinquennale n'est pas suffisante pour stimuler des investissements à forte intensité capitalistique. De plus, la limite en termes de parts de marché n'exempte pas nécessairement les opérateurs historiques qui ont pourtant un rôle important à jouer dans la transition énergétique.

[64] Un accord de longue durée peut être justifié par l'amortissement des investissements. Dans les lignes directrices de 2022, la Commission expose comment les contrats à long terme pourraient inciter un producteur d'électricité à investir, alors qu'il ne le ferait peut-être pas sans prévisibilité des revenus⁷¹.

⁶⁷ Loi fédérale sur les cartels et autres restrictions à la concurrence.

⁶⁸ PATRICK KRAUSKOPF/YAHYA MAHMOOD, La durabilité comme motif d'efficacité dans un droit des cartels « vert », *PerspectivE*, 30 janvier 2024.

⁶⁹ JO C 248 du 30 juin 2022, pp. 1–85.

⁷⁰ Un accord vertical est celui conclu entre au moins deux entreprises intervenant à différents niveaux de la chaîne de production ou de distribution, qui prévoit des obligations d'achat, de vente, ou de revente de biens ou services.

⁷¹ Les obligations de non-concurrence peuvent également être utilisées pour résoudre un problème de renonciation aux investissements poursuivant des objectifs de durabilité. Ainsi, une telle renonciation pourrait survenir lorsqu'un fournisseur d'énergie faisant face à une demande accrue d'énergie renouvelable souhaite investir dans une centrale hydroélectrique ou un parc éolien. Le fournisseur ne sera disposé à prendre le risque d'un tel investissement à long terme que si un nombre suffisant d'acheteurs sont prêts à s'engager à acheter de l'énergie renouvelable sur une plus longue période. De tels accords verticaux avec des acheteurs peuvent être favorables à la concurrence, étant donné que l'obligation de non-concurrence à long terme peut être nécessaire pour que l'investissement soit réalisé ou pour qu'il le soit dans les proportions et dans les délais prévus. Par conséquent, ces obligations de non-concurrence peuvent remplir les conditions de l'article 101, paragraphe 3, du traité si l'investissement réalisé par

[65] Un accord qui ne bénéficie pas de l'exemption au titre du règlement et dont le caractère anticoncurrentiel est établi peut encore bénéficier d'une exemption au cas par cas, si l'entreprise, sur laquelle repose la charge de la preuve, démontre que les conditions cumulatives de l'article 101 paragraphe 3 TFUE sont remplies.

[66] En Suisse, la Commission de la concurrence part du principe qu'un accord vertical en matière de concurrence a généralement pour effet d'améliorer la production ou la distribution, dans la mesure où aucune des entreprises concernées ne détient une part de marché supérieure à 30% sur le marché pertinent et qu'il ne s'agit pas d'un accord en matière de concurrence grave d'un point de vue qualitatif ou en principe notable⁷². Au titre de motifs d'efficacité économique, la CommVert ne mentionne toutefois pas la protection des investissements (hormis ceux spécifiques à une relation contractuelle).

9. Marchés publics

9.1. Approvisionnement de base

[67] La conclusion de PPA par des GRD pour les besoins de l'approvisionnement de base peut soulever des questions en droit des marchés publics⁷³. On peut s'interroger sur le libre choix du GRD de recourir à un PPA plutôt qu'à un contrat de vente classique en bourse ou OTC. Une autre difficulté est que le PPA implique généralement la conclusion d'un contrat qui excède la durée maximale des contrats de fourniture qui est de 5 ans, sauf exception (dans les cas dûment motivés, une durée plus longue peut être prévue)⁷⁴. Des contrats d'une durée supérieure à 5 ans sont acceptables en particulier lorsqu'une plus longue durée et ainsi une restriction modérée de l'accès au marché se justifient par des considérations économiques, telles que la nécessité de protéger les investissements. Il s'agit d'examiner au cas par cas si une durée contractuelle supérieure à 5 ans et les restrictions de la concurrence qu'elle implique durant cette période sont légitimes⁷⁵.

[68] En premier lieu, il convient de souligner que la révision de la LApEl a soustrait les achats d'électricité au champ d'application du droit des marchés publics. Les GRD doivent néanmoins garantir une procédure transparente et non-discriminatoire⁷⁶. Cette exclusion est une proposition de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national du 21 août 2023 qui n'a pas été débattue aux Chambres fédérales. Il ressort néanmoins des travaux parlementaires une intention d'augmenter progressivement la part des PPA pour permettre aux producteurs d'investir sur le long terme et de développer la production en dépendant moins du soutien étatique⁷⁷. Cette exclusion est plutôt heureuse puisque les PPA qui ne sont pas standardisés, nécessitent d'intenses négociations et sont souvent liés à des coûts de production

le fournisseur ne peut être amorti que sur une longue durée, supérieure aux cinq années visées à l'article 5, paragraphe 1, point a), du règlement (UE) 2022/720 (cf. Communication accords verticaux 2022, ch. 316).

⁷² Communication sur les accords verticaux – CommVert du 12 décembre 2022.

⁷³ Sur la question de l'assujettissement des GRD au droit des marchés publics pour l'approvisionnement de base cf. Recommandation ComCo concernant l'application du droit des marchés publics et de la loi fédérale sur le marché intérieur à l'acquisition d'électricité (621-00004) du 22 mars 2021.

⁷⁴ Art. 15 al. 4 LMP et art. 15 al. 4 AIMP 2019.

⁷⁵ Message Loi fédérale sur les marchés publics (FF 2017 1765) et Message-type AIMP 2019 ad. art 15 al. 4.

⁷⁶ Art. 6 al. 5^{bis} let. c LApEl.

⁷⁷ ROGER NORDMANN, BO 2023 N 1501.

spécifiques. Le cadre des marchés publics s'accorde mal avec cet instrument de couverture. Cette exclusion a permis également d'éviter une insécurité sur la durée maximale des PPA.

[69] Ensuite, la conclusion de PPA pour une durée minimale, sans doute de 3 ans, sera une obligation des GRD découlant du droit sectoriel. Le Conseil fédéral indique dans le Rapport explicatif à l'appui du projet d'ordonnance qu'en dessous d'une durée de 3 ans une telle obligation n'aurait guère de sens. On peut ajouter qu'une obligation d'une durée inférieure à 3 ans n'apporterait pas d'amélioration à la situation actuelle. Tout l'intérêt des PPA est de combler un vide en matière de produits de couverture sur le long terme, du côté de l'offre et de la demande. Les PPA doivent ainsi permettre, sinon de couvrir le cycle d'investissement, du moins d'en sécuriser une partie. C'est pourquoi une exception à la durée usuelle maximale de 5 ans peut être justifiée en l'absence de marché de base (bourse) suffisant et de besoin de couverture des risques sur le long terme.

9.2. Achat d'électricité par des entités adjudicatrices

[70] L'achat d'électricité est objectivement soumis, comme marché public de fournitures, aux accords internationaux sur les marchés publics, au droit interne des marchés publics et à l'art. 5 LMI⁷⁸. Dès lors que les autorités cantonales ou communales, les unités administratives centrales ou décentralisées et les entités privées agissant en tant qu'organes assumant des tâches publiques sont en mesure d'acheter du courant pour leurs propres besoins sur le marché libre, elles sont considérées comme des entités adjudicatrices et sont donc tenues d'initier un appel d'offres public si la valeur-seuil pertinente est atteinte et si aucune exception reconnue par la loi n'entre en ligne de compte.

[71] Le droit des marchés publics ne s'applique toutefois pas aux adjudicateurs qui ne disposent pas d'un droit d'accès au réseau en vertu de la LApEl. Ainsi, les sites de consommation des entités adjudicatrices dont la consommation est inférieure à 100 MWh/an sont fournis par les GRD, aux conditions de l'approvisionnement de base⁷⁹.

[72] En principe, le contrat d'achat d'électricité par une entité adjudicatrice ne peut pas être conçu de manière à exclure excessivement longtemps les autres fournisseurs du marché. Par conséquent, les prestations contractuelles devraient faire l'objet d'une nouvelle procédure d'adjudication à la fin de l'échéance du contrat, mais au plus tard après 48 mois. Du point de vue du droit des marchés publics, la conclusion de contrats de durée indéterminée doit rester l'exception⁸⁰.

[73] La recommandation de la ComCo du 22 mars 2021 précède la crise énergétique 2021–2022 qui a exposé des collectivités publiques à des hausses de prix et affecté l'utilisation économique des fonds publics que le droit des marchés publics vise à garantir⁸¹. Certaines collectivités ont dû limiter leurs prestations d'intérêt public. Cette situation pourrait amener des entités adjudicatrices à se rendre moins dépendantes des prix du marché en investissant dans des installations

⁷⁸ Loi fédérale sur le marché intérieur.

⁷⁹ Recommandation ComCo concernant l'application du droit des marchés publics et de la loi fédérale sur le marché intérieur à l'acquisition d'électricité (621-00004) du 22 mars 2021.

⁸⁰ Recommandation ComCo du 22 mars 2021, ch. 43.

⁸¹ Motion 22.4062 Christian Dandrès, Hausse des prix de l'électricité pour les collectivités et le service publics. Pour un retour au marché régulé, 29 septembre 2022 ; Sénat français, rapport d'information fait au nom de la délégation aux collectivités territoriales et à la décentralisation sur la hausse du coût des énergies et son impact pour les collectivités territoriales, 27 juillet 2022.

de production ou en concluant des contrats de long terme. Une exception à la durée usuelle maximale de 5 ans pourrait se justifier eu égard à la volatilité des prix de l'électricité.

10. Conclusion

[74] Les changements sur les marchés de l'électricité donnent aux contrats à long terme plus d'avantages que d'inconvénients en matière de concurrence. Les investissements massifs en vue de la décarbonation de l'économie font appel à toutes les ressources disponibles, y compris celles du secteur privé. Les PPA comme instrument de sécurisation des investissements peuvent contribuer à réduire le besoin de fonds publics.

[75] La crise énergétique 2021–2022 aura achevé de convaincre au sujet de la nécessité de couverture des risques sur le long terme. Le nombre de PPA conclus a augmenté de façon conséquente dans l'UE comme en Suisse. L'accès aux PPA reste toutefois restreint en raison de la complexité, de l'absence de standardisation et du manque de garanties financières de certains acheteurs, en particulier des PME.

[76] La Suisse est absente du couplage des marchés européens faute d'accord sur l'électricité avec l'UE. Le marché suisse de l'électricité, même si largement influencé par les prix européens, reste dominé par quelques grandes entreprises. L'obligation des GRD d'acquérir certains volumes d'énergie électrique de source renouvelable et indigène induit potentiellement la création d'un nouveau marché. Ce marché, s'il est suffisamment liquide, permettra aux GRD et aux grands consommateurs de diversifier leur approvisionnement, de protéger les producteurs et les consommateurs contre la volatilité des prix et de stimuler les investissements dans la production renouvelable indigène.

GILLES ROBERT-NICOUD, avocat associé de l'Etude MCE Avocats.