



La sortie des contrats de soutien aux énergies renouvelables en France : aperçu et comparaison avec la législation allemande

Le 13 juin 2023

Auteurs :

Laurent Brault • laurent.brault@sterr-koelln.com

Hans Messmer • hans.messmer@sterr-koelln.com

Dr. Karlheinz Rabenschlag • karlheinz.rabenschlag@sterr-koelln.com

Contact :

Lucie Lochon, chargée de mission éolien • lucie.lochon.extern@bmwk.bund.de

Soutenu par :



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Soutenu par :



Liberté
Égalité
Fraternité



Résumé

Suite à la très forte hausse des prix sur le marché de l'électricité, particulièrement depuis le dernier trimestre 2021, les exploitants d'installations d'énergies renouvelables (installations EnR) qui bénéficient d'un soutien en France sont en droit de se demander si la résiliation des contrats en vigueur permet la vente de l'énergie produite à des conditions tarifaires plus intéressantes. Contrairement à l'Allemagne, les modèles de soutien français n'offrent pas une grande flexibilité pour passer à d'autres types de commercialisation.

En France, par ailleurs, les installations EnR bénéficiant d'un soutien génèrent des recettes très importantes pour l'État sur les périodes où les prix de l'électricité sont élevés, que ce soit dans le cadre d'un contrat avec tarif d'achat fixe ou d'un contrat de complément de rémunération.

Au cours de l'année 2022, du fait de l'évolution du marché, un très grand nombre d'exploitants d'anciennes installations EnR ont mis fin aux contrats de soutien conclus avec EDF Obligation d'achat (EDF OA) et sont passés à d'autres formes de commercialisation, notamment à des contrats d'achat d'électricité de gré à gré (*Power Purchase Agreements*, PPA). Le gouvernement français et le législateur ont réagi à cette situation par une série de mesures qui rendent la résiliation d'un contrat d'achat plus difficile pour les exploitants d'installations EnR. En outre, du fait des restrictions ou des prélèvements introduits en réaction aux « rentes inframarginales » réalisées par les producteurs d'électricité en France aussi, sur la base du règlement de l'Union européenne (UE) sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie, le cadre réglementaire pour les exploitants d'installations EnR a été considérablement modifié (cf. les « mesures pour freiner la hausse des prix de l'électricité » [*Strompreisbremse*]).



Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par un expert externe pour l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). Cette contribution est diffusée via la plateforme proposée par l'OFATE. Les points de vue énoncés dans la note représentent exclusivement ceux de l'auteur. La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.

Remarques sur les auteurs et la publication

St-Kölln & Partner est une société de conseil de taille moyenne qui se spécialise depuis 25 ans dans le conseil juridique, économique et fiscal touchant le développement et la réalisation de projets dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique ; St-Kölln & Partner conseille notamment ses clients en Allemagne, en Autriche et en Suisse pour le développement, le financement, l'acquisition et de la vente de projets EnR en France. La société a été créée en 1978. À l'heure actuelle, elle emploie environ 35 personnes au total et dispose de trois bureaux : Fribourg-en-Brisgau, Paris (depuis 2005) et Berlin (depuis 2009).

La présente publication a été rédigée par Karlheinz Rabenschlag (avocat, Berlin), Laurent Brault (avocat au Barreau de Paris) et Hans Messmer (avocat et avocat au Barreau de Paris).



Contenu

Résumé	2
Disclaimer	3
Remarques sur les auteurs et la publication	3
I. Introduction	5
II. Prérequis juridiques pour la sortie de contrat en France	6
II.1 Caractère définitif de la sortie – pas de suspension temporaire	7
II.2 Obligation d’indemnisation par l’exploitant	7
II.2.1 Contrats sans obligation d’indemnisation	8
II.2.2 Contrats avec obligation d’indemnisation : principe de l’indemnisation	9
II.2.3 Calcul des indemnités	9
III. Premières réactions sur le marché et contraintes juridiques lors de la sortie d’un tarif de soutien	11
III.1 Pertes de recettes pour l’État français – Prévisions de la CRE	11
III.2 Mesures correctives	12
III.2.1 Suppression du plafond de remboursement en cas de complément de rémunération négatif pour les nouveaux contrats de complément de rémunération	12
III.2.2 Suppression rétroactive du plafonnement des compléments de rémunération négatifs pour les anciens contrats de complément de rémunération	13
III.2.3 Suppression de la comptabilisation des compléments de rémunération négatifs dans le calcul de l’indemnité de résiliation	14
III.3 Mesures basées sur le règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 – limitation des recettes issues du marché	16



I. Introduction

En France comme en Allemagne, le soutien aux installations de production d'énergies renouvelables (installations EnR) a reposé dès le début sur la conception selon laquelle la construction et l'exploitation d'installations EnR ne peuvent être rentables pour l'exploitant que lorsque celui-ci reçoit une rémunération pour l'électricité produite qui, dans l'ensemble, est plus ou moins supérieure au prix du marché, et ce, en se basant sur une durée d'exploitation réaliste. Parallèlement à l'objectif essentiel d'une augmentation de la part des énergies renouvelables dans la quantité totale d'électricité produite, il s'agissait alors également d'accélérer la mise sur le marché des différentes technologies de production à partir d'énergies renouvelables et de faire baisser les coûts de la production d'électricité issue d'installations EnR ; à moyen et long terme, on visait de cette manière à réduire la dépendance de la branche des aides publiques.

Le mécanisme de soutien avec tarif d'obligation d'achat (*Feed-In-Tariff, FIT*) illustre bien cette situation : pendant la période de soutien, ce mécanisme permet à l'électricité produite par une installation EnR d'être injectée dans le réseau contre une rémunération fixe – un modèle utilisé dans un premier temps à l'exclusion de tout autre. En fonction du tarif convenu, la période de soutien (c'est-à-dire la durée du contrat) est de 15 ou 20 ans. Selon le tarif, le montant de la rémunération aussi est différent : alors que, avec les premiers contrats de soutien au photovoltaïque, les rémunérations versées dépassaient parfois 300 €/MWh, avec les derniers tarifs s'appuyant encore sur le mécanisme d'obligation d'achat, ces rémunérations étaient de 82 €/MWh pour les parcs éoliens terrestres. Par ailleurs, le mécanisme de commercialisation directe introduit en France en 2016, et aujourd'hui prédominant, dans le cadre duquel l'exploitant de l'installation EnR vend l'électricité produite aux conditions du marché et reçoit uniquement la différence avec le tarif de soutien garanti en vertu du mécanisme de soutien respectif – le « tarif de référence » –, par le biais d'un complément de rémunération versé par l'État ou par EDF Obligation d'achat (EDF OA), repose lui aussi sur l'hypothèse que le niveau des prix sur le marché de l'électricité est inférieur aux contrats de soutien sur la majeure partie de la durée du soutien¹.

En France, toutefois, la possibilité que le prix du marché dépasse, ne serait-ce que temporairement, le montant du tarif de soutien est déjà prise en compte dans les contrats de complément de rémunération par le mécanisme du complément de rémunération négatif (remboursement). Concrètement, cela signifie qu'un exploitant d'installation EnR qui, sur une période comptable donnée, réalise des recettes plus élevées (prix du marché) que le tarif de référence garanti par le contrat de complément de rémunération grâce à la commercialisation directe de l'électricité produite, doit reverser la différence (« rente inframarginale ») à EDF OA comme complément de rémunération négatif ([III.2a](#)).

L'article [21a](#) de la loi sur les énergies renouvelables (*Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG*, en allemand) en vigueur en Allemagne stipule que l'exploitant d'une installation EnR peut vendre l'électricité produite sans recours à une aide financière, par le biais de la commercialisation directe. Dans l'esprit de la loi, toute autre commercialisation directe est considérée comme une quatrième forme de commercialisation, parallèlement à la commercialisation directe avec soutien par complément de rémunération et au recours à un tarif d'achat ou à un contrat d'autoconsommation collective (*Mieters-tromzuschlag*).

Jusqu'à présent, aucun complément de rémunération négatif devant être reversé au gestionnaire de réseau n'est prévu par la loi EEG. Par conséquent, les rentes inframarginales peuvent être conservées en totalité par l'exploitant de l'installation EnR².

En ce qui concerne la demande ou le niveau de prix sur le marché de l'électricité, en France comme en Allemagne, on s'est fondé sur des conditions stables dans l'ensemble, et non sur des augmentations de prix massives. Si, à titre d'exemple, on

¹ Pour une présentation détaillée de ces deux mécanismes de soutien essentiels et de leur fonctionnement, voir : OFATE 2020, *Fördermechanismen für erneuerbare Energien in Frankreich* [Mécanismes de soutien pour les énergies renouvelables en France] ([lien vers le document](#), en allemand).

² Les conséquences de la [loi sur les mesures pour freiner la hausse des prix de l'électricité](#) (*Strompreisbremsegesetz, StromPBG*) (en allemand), adoptée par le Bundestag et le Bundesrat le 16 décembre 2022, ne seront pas abordées ici.



compare les tarifs d'obligation d'achat versés pour les installations photovoltaïques au sol jusqu'à la fin des années 2000 avec le niveau du marché en vigueur à la date du lancement des tarifs correspondants, on s'aperçoit aisément qu'on ne pouvait certainement pas s'attendre sérieusement à un scénario où les prix du marché seraient supérieurs aux contrats de soutien sur une période dépassant le court terme. Par conséquent, l'hypothèse d'une résiliation anticipée d'un contrat de soutien par l'exploitant de l'installation était vue comme un scénario exceptionnel, n'ayant pas un grand poids d'un point de vue concret. Depuis, les coûts de production de l'électricité des nouvelles installations EnR ont baissé de manière importante ; avant le début de la crise du Covid-19, ils s'étaient déjà fortement rapprochés du niveau de prix sur les marchés de l'électricité.

L'évolution des prix de l'électricité depuis la deuxième moitié de l'année 2021 a eu pour conséquence que, désormais, il n'est plus possible, de tabler sur des prix de marché très inférieurs au niveau des contrats de soutien aux EnR à moyen et long terme. En quelques mois, donc, pour les exploitants des installations EnR, la sortie du contrat de soutien est passée d'un scénario très théorique à une option pouvant tout à fait être envisagée sérieusement d'un point de vue économique – ce, en tenant toujours compte des données concrètes.

À partir de la première moitié de l'année 2022, ce constat a eu pour conséquence qu'un nombre important d'exploitants d'installations EnR anciennes qui bénéficiaient d'un tarif d'obligation d'achat ont mis fin au contrat conclu avec EDF OA. Dans sa délibération du 13 juillet 2022, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) évalue à 1,3 GW la capacité totale des installations EnR ayant ainsi renoncé aux contrats de soutien³. D'après les estimations de la CRE, cette capacité s'élevait déjà à 3,7 GW⁴ fin septembre 2022, ce qui représente des pertes de recettes prévisionnelles d'un montant approximatif de 6 à 7 milliards d'euros devant être supportées en 2023 par l'État français.

Or, ce vaste mouvement de sortie des contrats de soutien s'est vu freiné, d'une part, par des mesures prises par le gouvernement français, et d'autre part, également du fait des dispositions adoptées en France conformément au règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie⁵.

La présente note de synthèse a pour objectif premier de présenter les conditions et les effets juridiques d'une sortie de contrat pour les exploitants d'installations EnR en France à la lumière des conditions contractuelles en vigueur à l'origine, tout en effectuant également une comparaison succincte avec la législation respective en Allemagne (II). Les contraintes mises en place depuis la fin de l'année 2021 par le législateur ou dans le cadre des arrêtés tarifaires, visant à endiguer la sortie des contrats de soutien par les exploitants, seront ensuite examinés (III).

II. Prérequis juridiques pour la sortie de contrat en France

Comme cela a été présenté en introduction, à l'époque où les conditions tarifaires relatives aux contrats avec obligation d'achat ont été arrêtées, la possibilité d'une résiliation par l'exploitant ne s'est vue attribuer qu'une importance secondaire du fait de l'environnement du marché de l'époque. Manifestement, on a considéré alors qu'il ne serait pratiquement jamais dans l'intérêt d'un exploitant de résilier de façon anticipée un contrat et qu'une réglementation détaillée de ce point n'était donc pas particulièrement nécessaire.

Par conséquent, la résiliation par l'exploitant n'est exclue dans aucun des contrats de soutien ayant une pertinence pratique pour les parcs éoliens terrestres ou les installations photovoltaïques. Toutefois, il n'est pas possible de résilier l'un de ces contrats d'obligation d'achat (II.1) de n'importe quelle façon. Avant le passage global des contrats d'obligation d'achat aux contrats de complément de rémunération, la possibilité d'une résiliation par l'exploitant a été rendue plus compliquée en pratique par l'introduction d'une indemnité de résiliation (II.2).

³ CRE 2022, Délibération n° 2022-202 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023 ([lien](#)).

⁴ CRE 2022, Délibération n° 2022-272 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023 ([lien](#)).

⁵ Règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie ([lien](#)).



II.1 Caractère définitif de la sortie – pas de suspension temporaire

Au titre de la loi EEG, en Allemagne, l'exploitant d'une installation EnR a tout à fait la possibilité de renoncer, définitivement ou temporairement, à recevoir le complément de rémunération ou le tarif d'achat, et de vendre au contraire l'électricité produite par l'installation EnR de manière directe (art. [21a](#) EEG, en allemand). Ce scénario recouvre également la possibilité de la vente partielle de l'électricité produite, par exemple pour moitié avec le modèle du complément de rémunération et le reste par commercialisation directe. En outre, avec cette forme de commercialisation aussi, l'exploitant dispose d'un droit prioritaire au soutirage, au transport et à la distribution, ainsi que d'un droit aux tarifs d'utilisation du réseau évités, en vertu du [décret sur les tarifs d'utilisation des réseaux](#) (*Stromnetzentgeltverordnung*, StromNEV, en allemand). Les exigences attachées au passage à d'autres formes de commercialisation sont définies aux articles [21b](#) et [21c](#) de la loi EEG 2023 (en allemand) ; ces exigences ne représentent pas des obstacles insurmontables pour l'exploitant.

Il existe sur ce point une différence essentielle avec les contrats français de soutien aux EnR : en France, aucune contrainte d'ordre juridique ne s'oppose à une résiliation par l'exploitant – à l'exception des conditions purement formelles concernant la forme et le délai de la résiliation. Il n'est toutefois pas possible de suspendre le contrat d'achat ou le contrat de complément de rémunération, même temporairement. Alternier entre différentes formes de commercialisation n'est pas possible non plus. En cas de résiliation, en France, l'installation EnR perd donc définitivement la possibilité de recourir au complément de rémunération ou au tarif d'achat. Pour une telle installation, compte tenu des conditions applicables, conclure un nouveau contrat d'achat ou un contrat de complément de rémunération est également exclu, par exemple si l'installation est retenue dans le cadre d'une participation à une procédure d'appel d'offres ; de fait, une telle participation n'est permise qu'à de nouvelles installations EnR⁶.

La disposition temporaire introduite en août 2022 pour les installations ayant participé à un appel d'offres⁷ et, fin décembre 2022, pour les parcs éoliens terrestres avec un contrat de complément de rémunération en vertu de l'arrêté tarifaire « CR17⁸ », qui repousse de 18 mois la date de prise d'effet du contrat de complément de rémunération, de même que la possibilité de la commercialisation directe de l'électricité offerte aux exploitants des installations EnR, jusqu'ici seulement très limitée⁹, ne changent rien à cet état de fait dans le fond. Une fois que le contrat de complément de rémunération a pris effet, sa résiliation par l'exploitant entraîne irrévocablement et définitivement la perte du tarif de soutien.

Dans tous les cas, pour l'exploitant, la résiliation du contrat d'achat ou du contrat de complément de rémunération représente donc une décision qui a une grande portée en termes économiques. Dans le cas d'installations financées par des capitaux empruntés, par ailleurs, il faut prendre en compte le fait que la durée du financement est ajustée à la durée du contrat d'achat ou du contrat de complément de rémunération. Lorsque l'emprunt est en cours de remboursement, le contrat doit être résilié en concertation avec la banque responsable du financement.

II.2 Obligation d'indemnisation par l'exploitant

Une autre différence importante avec la loi EEG réside dans le fait que, dans tous les cas, les contrats de soutien récents (pour les installations photovoltaïques à compter de 2011, pour les parcs éoliens terrestres à compter de 2014) prévoient tous une obligation d'indemnisation par l'exploitant dans le cas d'une résiliation par ce dernier ; pour différents types d'anciens contrats de soutien, par contre (cf. tableau 1), l'exploitant peut résilier le contrat sans devoir verser d'indemnités. La loi EEG ne comprend aucune disposition comparable concernant une indemnisation ; en Allemagne, non seulement l'exploitant peut passer alternativement et à volonté d'une forme de commercialisation à une autre, mais il peut également renoncer à titre définitif au tarif de soutien, sans qu'il soit tenu pour autant de verser des indemnités ou un paiement compensatoire.

⁶ Les conditions spéciales s'appliquant au *repowering* d'une installation EnR ne seront pas abordées ici.

⁷ Cahier des charges modifié du 30 août 2022 pour les appels d'offres pour l'éolien terrestre ([lien](#)).

⁸ On trouvera la version actuelle de l'arrêté ici : Arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum ([lien](#)).

⁹ À savoir uniquement pendant la phase de test de l'installation EnR limitée à trois mois.



On trouvera une présentation des contrats français, avec et sans obligation d'indemnisation, dans le tableau ci-dessous.

	Tarif	Indemnisation en cas de résiliation par le producteur	Durée du contrat (années)
Éolien terrestre	E06 (1)	N	10+5 (2)
	E08 (1)	N	10+5 (2)
	E14 (1)	O	10+5 (2)
	E16 (1)	O	10+5 (2)
	E17	O	20
	FET 17 (Appel d'offres PPE1) (1)	O	20
	FET 21 (Appel d'offres PPE2)	O	20
Installations PV au sol	S01 (1) (3)	O	20
	S06 (1) (3)	N	20
	S10 (1) (3)	N	20
	S11 (1) (3)	O	20
	FSE16 CR (Appel d'offres PPE1) (1)	O	20
	FSE17 CR (Appel d'offres PPE1) (1)	O	20
	Appel d'offres PPE2	O	20
Installations PV sur bâtiments	S01 (1) (3)	O	20
	S06 (1) (3)	N	20
	S10 (1) (3)	N	20
	S11 (1) (3)	O	20
	FV16 B CR (4)	O	20
	S17 (5)	O	20
	S21 (6)	O	20
Installations hydroélectriques (liste non exhaustive)	H01 (3)	O	20
	H07 (3)	N	20
	H16 (7)	O	20
	H16 (OA) (7)	O	20
	H16 (CR) (8)	O	20
	FH16 (OA) (8)	O	20
	FH16 (CR) (8)	O	20

(1) : Tarif désormais terminé

(2) : Tarif de soutien « plein » pendant 10 ans, ensuite réduction dégressive

(3) : Installations d'une puissance maximale de 12 MWc

(4) : Installations d'une puissance comprise entre 500 kWc et 8 MWc

(5) : Installations d'une puissance maximale de 100 kWc

(6) : Installations d'une puissance maximale de 500 kWc

(7) : Installations d'une puissance inférieure à 500 kWc

(8) : Installations d'une puissance maximale ou supérieure à 500 kWc

Tableau 1 : Contrats avec et sans obligation d'indemnisation en cas de résiliation par l'exploitant (vue d'ensemble)

II.2.1 Contrats sans obligation d'indemnisation

Comme on peut le voir sur le tableau 1, la plupart des anciens contrats de soutien ne prévoient pas d'obligation d'indemnisation pour l'exploitant. D'un point de vue pratique et relativement aux capacités de production concernées, ce sont avant tout les contrats E06 et E08 pour les parcs éoliens terrestres, ainsi que les contrats S06 et S10 pour les installations photovoltaïques au sol qui doivent être considérés. De la même manière, aucune indemnisation n'est prévue par les conditions du contrat de soutien H07 pour les centrales hydroélectriques en cas de résiliation par l'exploitant.



Par contre, les contrats de soutien les plus anciens présentés ici pour les installations photovoltaïques au sol et sur toiture prévoient déjà une obligation d'indemnisation ; c'est également le cas des contrats pour les centrales hydroélectriques. Toutefois, cette obligation a disparu des contrats établis ultérieurement ; elle a été réintégrée aux conditions de soutien à compter de 2011 pour les installations photovoltaïques au sol, et à compter de 2014 pour les parcs éoliens terrestres.

Pour l'exploitant, la question de l'obligation d'indemnisation revêt une importance considérable. Si aucune indemnité de résiliation n'est due, le seul point devant être examiné pour évaluer l'opportunité d'une résiliation du contrat est de savoir si d'autres formes de commercialisation sont envisageables (PPA par exemple), permettant le remboursement d'emprunts qui n'auraient pas encore été remboursés en totalité.

II.2.2 Contrats avec obligation d'indemnisation : principe de l'indemnisation

Pour la plupart des contrats de soutien recensés ici, en particulier pour les contrats des parcs éoliens terrestres ainsi que des installations photovoltaïques au sol et des grandes installations photovoltaïques en toiture, les conditions de soutien prévoient toutefois une obligation d'indemnisation en cas de résiliation par l'exploitant. Dans le principe, cette résiliation est prévue par l'article R.314-9 du code de l'énergie français. En vertu du deuxième paragraphe de l'article, l'obligation de verser des indemnités ne s'applique pas si l'exploitant demande la résiliation de son contrat à la suite d'un arrêt définitif de son installation indépendant de sa volonté, sous réserve qu'il respecte les prescriptions relatives à la mise à l'arrêt définitif ou au démantèlement de son installation. En pratique, ce cas ne devrait toutefois se produire que rarement ; parmi les scénarios envisageables, on peut mentionner une mise à l'arrêt de l'installation EnR en raison d'un dommage irréparable ou d'impacts environnementaux constatés après la mise en service.

Aucune justification relative à cette obligation d'indemnisation n'apparaît dans les textes, ni dans le code de l'énergie ni dans les différents arrêtés tarifaires, pas plus que dans les conditions générales des contrats d'achat ou de complément de rémunération. Dans le droit administratif français, les subventions sont toujours attribuées sous réserve que leur bénéficiaire respecte les obligations spécifiques lui incombant ; ces obligations peuvent être légales, pouvant être fixées dans la décision d'octroi des subventions, faire l'objet d'une convention signée avec le bénéficiaire, ou encore découler « implicitement mais nécessairement de l'objet même de la subvention¹⁰ ».

Dans les faits, les dispositions relatives au montant de l'indemnité de résiliation dans les contrats d'achat ou de complément de rémunération considérés ici (II.2) sont rédigées de telle sorte que, d'un point de vue économique, ces indemnités correspondent au montant de l'aide que l'exploitant a effectivement reçu avant la fin anticipée du contrat. La détermination ou le calcul du montant des indemnités est fonction du type de contrat : contrat d'achat ou contrat de complément de rémunération.

II.2.3 Calcul des indemnités

Les conditions générales des contrats de soutien comportent des formules mathématiques détaillées permettant de calculer l'indemnité de résiliation, dont les différences s'expliquent par le fonctionnement respectif des deux mécanismes de soutien.

Contrats de soutien avec un tarif d'achat fixe (FIT)

Avec un contrat d'achat, les indemnités dues par l'exploitant en cas de résiliation anticipée sont définies à l'article R.314-9, paragraphe 1, 2^e tiret du code de l'énergie comme « les sommes actualisées perçues et versées au titre de l'obligation d'achat depuis la date de prise d'effet du contrat jusqu'à sa résiliation, dans la limite des surcoûts mentionnés au 1^o de l'art. L.121-7 ». Ces sommes représentent une part essentielle des coûts supportés par EDF OA dans le cadre de sa mission d'intérêt public et qui doivent lui être remboursées par l'État (charges de service public de l'énergie). Dit plus simplement, il s'agit de la différence entre les frais supportés par EDF (dans le cas d'un contrat d'obligation d'achat, c'est donc le tarif

¹⁰ Cf. par exemple la [décision](#) du Conseil d'État du 5 juillet 2010, n° 308615.

d'achat versé à l'exploitant) et les dépenses évitées par EDF OA du fait du contrat. Concrètement, les « dépenses évitées » correspondent au montant qu'EDF OA aurait payé sur le marché de l'électricité pour acheter la quantité d'électricité injectée par l'exploitant.

À titre d'exemple, on trouvera ci-dessous la formule définie dans les conditions générales du contrat de soutien photovoltaïque S11, utilisée pour le calcul des indemnités :

$$I = \sum_{M=1}^{M_f} (M_{A_f,M} - Q_{A_f,M} \times P_{M_{A_f}}) + \sum_{A=A_0}^{A_f-1} \left[\left(\sum_{M=M_0}^{12} M_{A,M} - Q_{A,M} \times P_{M_A} \right) - (Nb_{Capa} \times P_{ref\ capa})_A \right] \times \prod_{i=A}^{A_f-1} (1 + \varepsilon_i)$$

Les définitions suivantes s'appliquent :

- I : montant de l'indemnité de résiliation ;
- D_o ou D'_o : date de prise d'effet du contrat ;
- A_o : année de la date D_o ou D'_o ;
- A_f : année de résiliation du contrat ;
- M_o : 1, sauf en année 1, où M_o est le mois de la date D_o ou D'_o ;
- M_f : mois de résiliation du contrat ;
- M_{A,M} : montant versé par l'acheteur (donc EDF OA) au titre du mois M de l'année A ;
- Q_{A,M} : quantité d'électricité (en MWh) facturée à l'acheteur par l'exploitant au titre du mois M de l'année A ;
- P_{M_{A,M}} : coût moyen annuel (exprimé en €/MWh) évité par l'acheteur (EDF OA) publié par la CRE dans sa délibération relative aux coûts supportés par l'État dans le cadre de sa mission d'intérêt public, par le biais d'EDF OA, constaté pour le mois M de l'année A, utilisé pour le calcul du coût évité des contrats d'achat hors ZNI (zone non interconnectée). Si cette référence n'est pas encore disponible, elle est remplacée par le coût évité moyen annuel des charges prévisionnelles.
- (Nb_{Capa} × P_{ref capa})_A : montant de la valorisation des garanties de capacités au titre de l'année A.
- ε_i : taux annuel d'actualisation pour l'année i, égal à la moyenne arithmétique sur l'année civile des TME (taux moyen des emprunts d'État) majoré de 95 points de base.

Contrats de soutien avec complément de rémunération

Avec les tarifs de soutien avec complément de rémunération, les indemnités dues par l'exploitant en cas de résiliation anticipée sont définies à l'art. R.314-9, paragraphe 1, 1^{er} tiret du code de l'énergie comme « les sommes actualisées perçues et versées au titre du complément de rémunération depuis la date de prise d'effet du contrat jusqu'à sa résiliation ».

À titre d'exemple, on trouvera ci-dessous la formule définie dans les conditions générales des contrats de soutien E16 et E17 (parcs éoliens terrestres), utilisée pour le calcul des indemnités :

$$I = (F_N - G_N) + \sum_{A=A_0}^{N-1} (F_A - G_A) \times \prod_{i=A}^{N-1} (1 + \varepsilon_i)$$

Les définitions suivantes s'appliquent :

- I : montant de l'indemnité de résiliation ;
- N : année de résiliation ;
- F_N : somme des montants versés à l'exploitant au cours de l'année N ;
- G_N : somme des montants versés (= négatifs) par l'exploitant au cours de l'année N ;
- F_A : somme des montants versés à l'exploitant au cours de l'année A ;



- G_A : somme des montants versés (= négatifs) par l'exploitant au cours de l'année A ;
- A_0 : année de la prise d'effet du contrat ;
- ε_i : taux annuel d'actualisation pour l'année i, égal à la moyenne arithmétique sur l'année civile des TME (taux moyen des emprunts d'État) majoré de 95 points de base.

III. Premières réactions sur le marché et contraintes juridiques lors de la sortie d'un tarif de soutien

Comme cela a été présenté plus haut, à partir de fin 2021/début 2022, un nombre croissant d'exploitants ont résilié les contrats de soutien conclus pour leurs installations suite à l'évolution des prix de l'électricité sur le marché Spot. Ce sont principalement des installations EnR anciennes qui sont concernées, dont les contrats ne prévoient pas encore une indemnisation en cas de résiliation anticipée et ne présentent qu'une durée résiduelle limitée ; il s'agit donc de tarifs de soutien reposant sur le mécanisme avec tarif d'achat fixe (cf. à ce sujet le tableau 1).

Pourtant, la question d'une sortie anticipée du tarif de soutien se pose au moins dans le principe aussi pour des installations avec contrat de complément de rémunération relativement récentes pour autant que l'indemnité de résiliation prévue par le contrat ne représente pas pour l'exploitant de l'installation un obstacle concret d'un point de vue économique. Pour ces installations, toutefois, la durée résiduelle du contrat est en général beaucoup plus longue. Par conséquent, pour l'exploitant, une sortie du tarif de soutien s'accompagne d'un risque beaucoup plus difficilement calculable.

S'il s'étendait à une part importante des contrats de soutien, le mouvement de sortie se profilant ainsi aurait des conséquences financières massives pour l'État français. Cet aspect sera présenté brièvement dans la suite (III.1), avant de passer à l'examen des différentes mesures prises en réaction à cette évolution (III.2). Dans la conclusion, la situation actuelle qui résulte notamment des dispositions introduites en vue de la limitation des prix de l'électricité suite au règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 sera abordée (III.3).

III.1 Pertes de recettes pour l'État français – Prévisions de la CRE

Les conséquences économiques pour l'exploitant de la résiliation anticipée d'un contrat de soutien ont déjà été abordées plus haut (cf. II.1 et II.2). Cependant, une telle résiliation anticipée a un impact financier important pour l'État français aussi, qui résulte du fonctionnement des mécanismes de soutien concernés.

Comme cela a été exposé précédemment, les deux mécanismes de soutien reposent sur l'hypothèse que le tarif de soutien respectif (tarif d'achat fixe ou tarif de référence garanti par un complément de rémunération) est supérieur au prix qu'un exploitant pourrait obtenir sur le marché de l'électricité par la vente de l'énergie produite par son installation EnR, et ce, sur la durée totale du soutien. Si cette hypothèse n'est pas ou n'est plus valide, le soutien s'inverse en quelque sorte : sur les contrats avec tarif d'achat fixe, EDF OA peut acheter l'électricité produite par l'installation EnR à un prix inférieur au prix de marché et la revendre avec un bénéfice. Dans le cas d'un contrat de complément de rémunération, l'exploitant doit reverser le gain supplémentaire dépassant le tarif de référence sous la forme d'un complément de rémunération négatif (remboursement).

Comme ni une suspension temporaire du tarif de soutien ni l'alternance entre différentes formes de commercialisation – comme cela est permis par la loi EEG – ne sont autorisées pour ces deux types de contrats, l'exploitant ne peut éviter cette conséquence que par une résiliation définitive.

Les incitations reversées de cette manière à EDF OA entraînent à leur tour une réduction des coûts supportés par cette dernière dans le cadre de sa mission d'intérêt public et qui doivent lui être remboursés par l'État (dits charges de service public de l'énergie). Ces coûts peuvent alors prendre une valeur négative ; au lieu de présenter des dépenses sous forme



d'incitations, ce sont des revenus qui, en définitive, sont générés pour l'État – des revenus qui n'étaient pas prévus en tant que tels dans le budget national.

Il peut s'agir ici de montants considérables. Dans la délibération de la CRE du 13 juillet 2022, citée précédemment, les revenus générés de cette manière pour le budget national sont estimés à un montant de 8,6 milliards d'euros au total pour les années 2022 et 2023, les parcs éoliens terrestres étant responsables de la part la plus importante de cette somme, avec 7,6 milliards d'euros. D'après l'estimation mise à jour de la CRE datant du 3 novembre 2022, un montant total de 30,9 milliards d'euros est désormais avancé pour les années 2022 et 2023, les parcs éoliens terrestres représentant à eux seuls 21,7 milliards d'euros. Or, les estimations de la CRE établissaient il y a un an que, dans le secteur de l'énergie, les incitations publiques s'élèveraient à 8,8 milliards d'euros au total pour 2022 uniquement, dont 58 % pour le soutien aux installations photovoltaïques et aux parcs éoliens terrestres sur le territoire français¹¹.

Dans sa délibération du 3 novembre 2022, la CRE chiffre déjà la perte de recettes pour le budget national du fait de la résiliation anticipée de contrats de soutien effectuée avant fin septembre 2022 entre 6 et 7 milliards d'euros.

III.2 Mesures correctives

Le gouvernement français a réagi en plusieurs étapes à cette évolution de la situation du marché.

III.2.1 Suppression du plafond de remboursement en cas de complément de rémunération négatif pour les nouveaux contrats de complément de rémunération

La première mesure prise par le gouvernement français concernait la limitation de l'obligation de remboursement découlant du complément de rémunération négatif. Comme cela a déjà été exposé au point I., les exploitants dont les installations bénéficient d'un soutien par le biais d'un contrat de complément de rémunération sont tenus de reverser les gains supplémentaires ou les rentes inframarginales réalisés lorsque, sur une période comptable donnée, le prix de marché moyen versé à l'exploitant dans le cadre du contrat de commercialisation directe conclu est supérieur au tarif de soutien (complément de rémunération négatif).

Pour les contrats de complément de rémunération conclus dans le cadre des arrêtés tarifaires à guichet ouvert, tels que l'arrêté tarifaire « CR17 » proposés pour certains parcs éoliens terrestres¹², une limitation importante s'appliquait à l'origine : au titre de l'art. R.314-49 du code de l'énergie français, cette obligation de remboursement était plafonnée, son montant ne pouvant dépasser celui de l'aide totale reçue par l'exploitant sous la forme de compléments de rémunération positifs à la date de décompte respective.

Par ailleurs, pour les compléments de rémunération négatifs (remboursements), des dispositions différentes s'appliquaient¹³. Dans la mesure où les conditions générales du contrat applicables prévoyaient un report des remboursements¹⁴, l'exploitant ne devait pas reverser directement à EDF le montant correspondant, mais émettre un avoir en faveur d'EDF. Si des compléments de rémunération positifs apparaissaient à une date ultérieure, ceux-ci étaient d'abord décomptés de l'avoir encore ouvert avant que l'exploitant puisse de nouveau avoir droit à un versement. Si, au contraire, les conditions générales du contrat applicables ne prévoyaient pas le report des remboursements, aucun avoir n'était émis. Les gains supplémentaires par rapport au tarif de référence qui en résultent reviennent alors définitivement à l'exploitant.

La règle du plafonnement a été supprimée de l'art. R.314-49 du code de l'énergie français par l'art. 2, II., 9° du [décret](#) n° 2021-1691 du 17 décembre 2021. Les conditions générales des contrats de complément de rémunération conclus dans le cadre

¹¹ CRE 2022, Délibération n° 2021-230 ([lien](#)).

¹² On trouvera [ici](#) la version en vigueur de l'arrêté.

¹³ Un tableau avec les dispositions en vigueur en fonction de chaque tarif pour le traitement des compléments de rémunération négatifs (« non plafonnées », « plafonnées avec report » ou « plafonnées sans report ») a été publié sur le [site d'EDF OA](#).

¹⁴ Comme pour le tarif de soutien à l'éolien terrestre au titre de l'arrêté « CR17 » mentionné précédemment.



des arrêtés tarifaires à partir 19 décembre 2021 ont été ajustées de façon corrélative. Cependant, le 5 février 2023, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), qui est rattachée au ministère de la Transition énergétique, a adressé une note¹⁵ à EDF OA en vue de la mise en œuvre des dispositions prises à l'art. 38 de la loi de finances rectificative pour 2022 (LFR 2022), en vertu desquelles le plafonnement doit également s'appliquer aux contrats qui ont été signés avant l'entrée en vigueur du décret mais ont toutefois pris effet après celle-ci. Cela a pour conséquence que l'exploitant d'une installation EnR concernée est tenu de reverser de façon illimitée les compléments de rémunération négatifs, et ce, non uniquement à hauteur des montants totaux perçus depuis le début du contrat sous forme de compléments de rémunération positifs, comme c'était le cas auparavant.

En termes économiques, cela se traduit par le fait que l'ensemble des rentes inframarginales découlant d'un prix de marché supérieur au tarif de référence du contrat de complément de rémunération respectif peuvent être prélevées de façon illimitée par EDF OA.

Pour les installations EnR retenues dans le cadre des premières périodes d'appels d'offres « CRE4 », les cahiers des charges et les conditions générales du contrat applicables prévoyaient également un plafonnement identique à la disposition de l'art. R.314-49 du code de l'énergie français, lequel, toutefois, avait déjà été supprimé lors des périodes d'appels d'offres suivantes.

III.2.2 Suppression rétroactive du plafonnement des compléments de rémunération négatifs pour les anciens contrats de complément de rémunération

Au cours d'une deuxième étape, le plafonnement des compléments de rémunération négatifs (remboursements) a également été abrogé par le gouvernement français pour tous les contrats de complément de rémunération ayant pris effet avant le 19 décembre 2021.

Cette mesure a d'abord fait l'objet d'une note adressée par la DGEC à EDF OA au printemps 2022. À ce titre, EDF OA devait suspendre le plafonnement pour toutes les installations bénéficiant d'un soutien dans le cadre d'un contrat de complément de rémunération, au moins pour la période d'avril à décembre 2022.

Une base juridique pour la suspension du plafonnement a été établie par l'art. 38 de la loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022¹⁶ ; cette nouvelle disposition s'applique de façon rétroactive à compter du 1^{er} janvier 2022 sans limitation dans le temps. Elle distingue entre les rentes inframarginales objectivement prévisibles pour l'exploitant d'une installation EnR lors de la conclusion du contrat de complément de rémunération, c'est-à-dire sur la base des modèles de prix de l'électricité considérés comme étant réalistes à la date considérée, et les rentes inframarginales reposant sur une évolution du marché objectivement non prévisible lors de la conclusion du contrat. Tandis que, pour les premières, le montant du remboursement par l'exploitant doit être limité aux compléments de rémunération positifs déjà perçus, comme auparavant, les deuxièmes sont considérées comme des bénéficiaires exceptionnels¹⁷ injustifiés d'un point de vue économique et doivent être reversées en totalité par l'exploitant.

La détermination de la valeur limite à partir de laquelle l'évolution du prix de marché ne peut plus être considérée comme étant objectivement prévisible au sens de cette disposition revêt ici une importance décisive. Un « prix seuil » a été introduit par l'art. 38 section 2, 1^o LFR, dont le montant concret a toutefois été fixé ultérieurement par un arrêté conjoint des ministres de l'Énergie et du Budget. Ce prix seuil a été fixé par l'arrêté du 28 décembre 2022¹⁸ ; il est égal à 44,78 €/MWh pour l'année 2022 et augmentera chaque année pour atteindre 66,55 €/MWh en 2042.

¹⁵ On trouvera cette note [ici](#).

¹⁶ Voir : [Loi](#) n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022.

¹⁷ Le terme « effet d'aubaine » est fréquemment utilisé dans les délibérations de la CRE (littéralement « coup de chance, manne » ; « *Mitnahmeeffekt* » en allemand).

¹⁸ On trouvera l'arrêté « prix seuil » [ici](#).



Année	Prix seuil (€/MWh)	Année	Prix seuil (€/MWh)
2022	44,78	2033	55,68
2023	45,68	2034	56,80
2024	45,59	2035	57,93
2025	47,53	2036	59,09
2026	48,48	2037	60,27
2027	49,45	2038	61,48
2028	50,43	2039	62,71
2029	51,44	2040	63,96
2030	52,47	2041	65,24
2031	53,52	2042	66,55
2032	54,59		

Tableau 2 : Détermination des prix seuils pertinents au titre de l'art. 38 parag. 2 1^o LFR 2022

On constate toutefois que les tarifs de référence pour les contrats de complément de rémunération éoliens et photovoltaïques, qui sont concernés en premier lieu, sont pratiquement toujours supérieurs à 60 €/MWh ; à titre d'exemple le tarif de référence pour des parcs éoliens terrestres bénéficiant d'un soutien en vertu de l'arrêté tarifaire « CR17 » est situé entre 72 et 74 €/MWh. Or, pour autant que le « prix seuil » se situe en-dessous du tarif de référence, et en vertu de l'art. 38 parag. 2 1^o LFR 2022, le plafonnement du remboursement par l'exploitant du fait de compléments de rémunération négatifs est supprimé pour la totalité de la « rente inframarginale » et non uniquement pour une partie de celle-ci.

Autrement dit, et jusqu'à nouvel ordre, la distinction opérée par le législateur entre rente inframarginale « prévisible » et rente inframarginale « non prévisible » n'a plus aucun effet : l'exploitant est tenu de reverser en totalité les rentes marginales à EDF OA. Nous avons donc renoncé à présenter dans le détail le fonctionnement de ce plafonnement différencié.

D'un point de vue pratique, la suppression rétroactive du plafonnement entraînera potentiellement des rappels très élevés de la part d'EDF OA ; ces rappels concernent des compléments de rémunération négatifs que l'exploitant ne devait pas reverser au titre du plafonnement en vigueur à la date du décompte, mais qui seront désormais exigibles de façon rétroactive. EDF OA a annoncé qu'un « avoir de rattrapage » relatif à ces compléments de rémunération négatifs doit être émis d'ici à fin avril 2023. Cet avoir de rattrapage devra être réglé à EDF OA fin mai 2023¹⁹.

Enfin, il faut mentionner ici que des unions professionnelles (France Énergie Éolienne, le Syndicat des énergies renouvelables) et de nombreux exploitants d'installations ont engagé un recours devant le Conseil d'État, la plus haute juridiction de l'ordre administratif en France, dans le but de faire annuler l'arrêté du 28 décembre 2022 (« arrêté prix seuil »). Dans le cadre de cette procédure, la compatibilité de l'arrêté avec la Constitution française, d'une part, et avec le droit européen d'autre part, est également remise en question. Cette procédure entraînera probablement la soumission de questions préjudicielles au Conseil constitutionnel et à la Cour de justice de l'Union européenne.

III.2.3 Suppression de la comptabilisation des compléments de rémunération négatifs dans le calcul de l'indemnité de résiliation

Une autre modification introduite par l'art. 38 LFR 2022 concerne la comptabilisation des montants reversés à EDF OA par l'exploitant, en tant que compléments de rémunération négatifs, dans le calcul de l'indemnité due en cas de résiliation anticipée du contrat.

Comme cela a été exposé au point [II.2](#), en cas de résiliation anticipée d'un contrat de complément de rémunération, l'exploitant doit verser une indemnité correspondant au montant du soutien qui a été versé jusqu'à cette résiliation sous la forme de complément de rémunération. Les montants reversés par l'exploitant à EDF OA en tant que compléments de rémunération négatifs sont déduits. L'indemnité correspond donc au montant du soutien net perçu pour l'installation EnR.

¹⁹ On trouvera une présentation détaillée de la procédure dans le matériel d'un *webinaire* organisé par EDF OA le 8 mars 2023. Ces documents peuvent être consultés [ici](#).



Au titre de l'art. 38 parag. 2, 2^o, b), dernière phrase LFR 2022, les rentes inframarginales devant être reversées en tant que compléments de rémunération négatifs ne seront désormais plus comptabilisées dans le calcul de l'indemnité de résiliation, pour autant que les conditions pour la suppression du plafonnement sont remplies, et ce, de façon également rétroactive à compter du 1^{er} janvier 2022. Par conséquent, contrairement à ce qui était le cas avec la disposition précédemment en vigueur, l'indemnité de résiliation n'est plus réduite même si l'exploitant, suite à une forte hausse des prix de marché et à la suppression du plafonnement relatif aux compléments de rémunération négatifs, a éventuellement déjà reversé à EDF OA plusieurs fois le soutien qu'il a perçu pendant les périodes avec prix de marché inférieurs au tarif de référence.

Le calcul ci-dessous vise à illustrer l'effet combiné des modifications apportées par l'art. 38 LFR 2022, en prenant l'exemple d'un parc éolien fictif avec contrat de complément de rémunération CR17 (mise en service de l'installation ou prise d'effet du contrat au 1^{er} janvier 2020 ; la limitation des recettes par la loi de finances 2023 n'est pas encore prise en compte ici).

Année	Production annuelle (MWh)	Tarif de référence T ₀ (€/MWh)	Moyenne du prix du marché (année) (€/MWh)	Moyenne du complément de rémunération (année) (€/MWh)	Montant total du complément de rémunération (année)	Montant cumulé des compléments de rémunération	Revenu total du producteur (prix de marché + complément de rémunération)	Indemnité de résiliation
2020	30 000	72	50	22	660 000,00 €	660.000,00 €	2 160 000,00 €	660 000,00 €
2021	30 000	72	60	12	360 000,00 €	1 020 000,00 €	2 160 000,00 €	1 020 000,00 €
2022	30 000	72	80	-8	-240 000,00 €	780 000,00 €	2 160 000,00 €	780 000,00 €
2023	30 000	72	120	-48	-780 000,00 €	0,00 €	2 820 000,00 €	0,00 €

Tableau 3a : Compléments de rémunération négatifs et indemnité de résiliation en l'état actuel du droit

Année	Production annuelle (MWh)	Tarif de référence T ₀ (€/MWh)	Moyenne du prix du marché (année) (€/MWh)	Moyenne du complément de rémunération (année) (€/MWh)	Montant total du complément de rémunération (année)	Montant cumulé des compléments de rémunération	Revenu total du producteur (prix de marché + complément de rémunération)	Indemnité de résiliation
2020	30 000	72	50	22	660 000,00 €	660 000,00 €	2 160 000,00 €	660 000,00 €
2021	30 000	72	60	12	360 000,00 €	1 020 000,00 €	2 160 000,00 €	1 020 000,00 €
2022	30 000	72	80	-8	-240 000,00 €	780 000,00 €	2 160 000,00 €	1 020 000,00 €
2023	30 000	72	120	-48	-1 440 000,00 €	-660 000,00 €	2 160 000,00 €	1 020 000,00 €

Tableau 3b : Compléments de rémunération négatifs et indemnité de résiliation suite aux modifications par l'art. 38 LFR 2022

L'art. 38 LFR 2022 s'applique expressément uniquement aux contrats de complément de rémunération qui prévoient une limitation des montants devant être reversés par l'exploitant en tant que compléments de rémunération négatifs. Comme cela a déjà été exposé au point III.2, ce plafonnement a toutefois déjà été supprimé avant l'entrée en vigueur de l'art. 38 LFR 2022 pour différents types de contrats de complément de rémunération. Selon les termes de la loi, dans le cas de ces contrats, les montants reversés par l'exploitant en tant que compléments de rémunération négatifs doivent par conséquent être comptabilisés dans le calcul de l'indemnité de résiliation comme auparavant.

La note de la DGEC du 8 février 2023 évoquée précédemment et adressée à EDF OA, pour la mise en œuvre des dispositions²⁰ prises à l'art. 38 LFR 2022 (point 5.d) a fait temporairement naître un doute en ce qui concerne la non-comptabilisation des compléments de rémunération négatifs pour le calcul de l'indemnité de résiliation pour les contrats de complément de rémunération concernés par l'art. 38 LFR 2022. Depuis, EDF OA a fait savoir qu'elle ne partageait pas ces doutes²¹. Dans tous les cas, jusqu'à nouvel ordre, EDF OA ne comptabilisera donc pas compléments de rémunération négatifs versés à EDF OA par l'exploitant pour calculer l'indemnité de résiliation par l'exploitant.

²⁰ Cf. le point III 1. b) ci-dessus et la note de bas de page 15.

²¹ Cf. les documents mentionnés précédemment (note de bas de page 19), associés au *webinaire* organisé par EDF OA du 8 mars 2023, en particulier la FAQ (section « Résiliations/échéance naturelle »).



Il reste également à voir comment les questions découlant du caractère rétroactif de cette disposition peuvent être résolues. Toutefois, la très grande majorité des résiliations par l'exploitant enregistrées par EDF OA depuis le début de l'année 2022 ne devraient concerner que des contrats avec des tarifs anciens (c'est-à-dire avec tarif d'achat fixe et la possibilité d'une résiliation sans indemnité due par l'exploitant), et n'ayant encore qu'une durée résiduelle limitée. Dans la pratique, les rappels par EDF OA suite à un nouveau calcul de l'indemnité de résiliation, en application de l'art. 38 LFR 2022, ne devraient donc jouer qu'un rôle négligeable.

III.3 Mesures basées sur le règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 – limitation des recettes issues du marché

- Le dispositif ne concerne que les installations de production d'électricité situées sur le territoire métropolitain (donc hors départements et régions d'outre-mer et collectivités d'outre-mer).
- Certains types d'installations sont exclues du dispositif (en fonction de la technologie et de la puissance nominale) ; ces exceptions ne concernent cependant ni les parcs éoliens terrestres ni les installations photovoltaïques sur toiture et au sol.
- La contribution correspond à 90 % des recettes au-dessus du plafond.
- Le dispositif ne concerne pas les recettes des installations ayant conclu un contrat d'achat ou un contrat de complément de rémunération au titre de l'art. L.121-7 du code de l'énergie français.
- Cette exception s'applique également expressément aux recettes générées entre la mise en service (technique) d'une installation EnR et la prise d'effet du tarif de soutien, pour autant que cette prorogation de la prise d'effet du tarif de soutien ait été autorisée.
- Le seuil forfaitaire au-delà duquel l'installation doit reverser 90 % de ses recettes sous la forme d'une contribution est indiqué au IV., D., 1. de l'art. 54 de la loi de finances 2023 (LDF 2023) ; il est défini en fonction du type et de la taille ou de la capacité de production de l'installation. Pour les parcs éoliens et les installations photovoltaïques, le seuil forfaitaire s'élève à 100 €/MWh ; pour l'hydroélectricité, il se situe entre 80 €/MWh et 140 €/MWh, suivant la puissance nominale de l'installation.
- Important : la contribution concerne les recettes générées à partir du 1^{er} juillet 2022. Le prélèvement est donc effectué de façon rétroactive pour toute la première moitié de l'année 2022. Cette application rétroactive des « mesures pour freiner la hausse des prix de l'électricité » n'est pas prévue par le règlement (UE) du Conseil 2022/1854.
- La contribution est actuellement limitée à la période imposable s'achevant au 31 décembre 2023 ; toutefois, en fonction de l'évolution des prix de marché, une prolongation du dispositif au-delà de la fin de l'année n'est pas exclue.

Les exploitants d'installations qui ont déjà résilié leur tarif de soutien l'année précédente doivent donc s'attendre à devoir éventuellement reverser la majeure partie des recettes qui seront perçues suite à la résiliation.