

DELIBERATION N° 2023-316

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 octobre 2023 portant avis sur un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts et situées dans les zones non interconnectées

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL commissaires.

1. CONTEXTE ET SAISINE DE LA CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par courriel reçu le 27 mars 2023 d'un projet d'arrêté tarifaire, dit « AT S23 ZNI », visant à remplacer l'AT S17 ZNI et fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts et situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion, à Wallis et Futuna, à Saint-Pierre-et-Miquelon et dans certaines îles du Ponant non interconnectées au réseau métropolitain continental et habitées à l'année.

En octobre 2021, l'arrêté tarifaire dit « AT S21 Métropole »¹ a remplacé en métropole continentale l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017², dit « AT S17 Métropole » et a notamment étendu le périmètre du guichet ouvert aux installations de puissance installée comprise entre 100 et 500 kWc. Cet arrêté a ensuite fait l'objet de trois arrêtés modificatifs, publiés respectivement le 28 juillet 2022³, le 8 février 2023⁴ et le 4 juillet 2023⁵.

Le projet d'arrêté AT S23 ZNI transpose aux ZNI certaines évolutions apportées par l'arrêté AT S21 Métropole et ses arrêtés modificatifs. Des dispositions spécifiques aux ZNI sont également prévues.

¹ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

² Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

³ Arrêté du 28 juillet 2022 modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

⁴ Arrêté du 8 février 2023 modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

⁵ Arrêté du 4 juillet 2023 modifiant l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

La CRE a rendu un avis sur ce projet d'arrêté le 26 mai 2023⁶, en émettant un ensemble de recommandations :

- fixer les tarifs d'achat et les primes à l'investissement à des niveaux fondés sur les prix des dossiers déposés à la sixième et dernière période de l'appel d'offres photovoltaïque en ZNI⁷ (dit « AO 2019 PV ZNI », dépôt des offres en janvier 2023), portant sur des installations similaires ;
- introduire pour toutes les installations photovoltaïques de plus de 100 kWc souhaitant bénéficier d'un tarif d'achat en guichet ouvert, l'obligation que les panneaux occupent 80 % de la toiture ;
- rendre plus contraignantes les modalités de nouveau dépôt de demandes de raccordement (DCR) pour un même projet ;
- remplacer le dispositif de « choix du trimestre tarifaire » par un prolongement de l'application de l'indexation K jusqu'à 6 mois post-DCR ou, afin de couvrir le cas des projets se mettant en service rapidement, jusqu'à la date de mise en service ;
- modifier la définition de réseau principal ;
- mettre en cohérence les objectifs de puissance de l'arrêté (Nd et Ne) avec le rythme trimestriel de la dégressivité et prévoir la possibilité de réviser les objectifs trimestriels de puissance au fur et à mesure de la publication des PPE révisées ;
- fonder la dégressivité sur le volume de convention de raccordement signées, et rattraper les volumes non attribués d'un trimestre à l'autre sur la base des volumes de CDR recensées depuis le trimestre de parution de l'arrêté ;
- revoir les coefficients directeurs des pentes des courbes de dégressivité pour assurer une cohérence entre segments de puissance et territoires ;
- introduire un nouveau coefficient B_N de baisse normative des tarifs afin de tenir compte des évolutions économiques de la filière liées à l'apprentissage technologique ;
- fixer la référence de l'indexation K à début 2023, les données ayant permis le calcul des niveaux de soutien recommandés datant de cette période ;
- mettre à jour les niveaux de productible de références avec les dernières valeurs constatées pour des projets similaires.

La CRE a été saisie le 2 octobre 2023 d'un nouveau projet d'arrêté. Il intègre une partie des modifications recommandées par la CRE dans sa délibération du 26 mai 2023 et propose également une nouvelle grille tarifaire ainsi que des modifications du mécanisme de dégressivité tarifaire.

⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mai 2023 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts et situées dans les zones non interconnectées.

⁷ Appels d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire et situées dans les zones non interconnectées.

TABLE DES MATIERES

1. CONTEXTE ET SAISINE DE LA CRE 1

2. TARIFS ET PRIMES APPLICABLES POUR LE TRIMESTRE DE PARUTION DE L'ARRETE 4

2.1. CONTENU DU PROJET D'ARRETE4

2.2. ANALYSE DE LA CRE - TARIFS S'APPLIQUANT AU MODE DE VALORISATION « VENTE EN TOTALITE »5

2.3. ANALYSE DE LA CRE - PRIMES ET TARIFS D'ACHAT S'APPLIQUANT AU MODE DE VALORISATION « VENTE EN SURPLUS »7

2.4. POSSIBILITE D'UN CUMUL DES AIDES PUBLIQUES.....8

3. DEGRESSIVITE TARIFAIRE..... 8

3.1. CONTENU DU PROJET D'ARRETE8

3.2. ANALYSE DE LA CRE.....9

4. AUTRES DISPOSITIONS..... 10

AVIS DE LA CRE..... 12



2. TARIFS ET PRIMES APPLICABLES POUR LE TRIMESTRE DE PARUTION DE L'ARRETE

2.1. Contenu du projet d'arrêté

Le nouveau projet d'arrêté prévoit une mise à jour trimestrielle des niveaux de tarifs et primes par rapport aux niveaux de référence fixés pour le trimestre tarifaire d'entrée en vigueur de l'arrêté. Ces tarifs de référence initiaux, détaillés dans les tableaux ci-dessous, sont définis selon différents seuils de puissance : 3, 9, 36, 100 et 500 kWc (annexe 1 de l'arrêté).

En comparaison de la saisine de mars 2023, le nouveau projet d'arrêté propose, en comparaison de la saisine de mars 2023, des tarifs applicables :

- plus bas en Corse, en Martinique et à Mayotte ;
- relativement équivalents en Guadeloupe, Guyane et à Saint-Pierre-et-Miquelon ;
- plus élevés à la Réunion, à Wallis et Futuna et dans les Iles du Ponant.

En ce qui concerne les primes applicables, le projet d'arrêté propose, en comparaison de la saisine de mars 2023, des niveaux :

- plus bas en Corse, Martinique et à Mayotte ;
- plus élevés à Wallis et Futuna ;
- égaux dans les autres territoires.

<i>Tarifs d'achat pour la vente en totalité - €/MWh</i> (Saisine de mars 2023) Saisine d'octobre 2023					
Puissance (P+Q)]0 ; 3 kWc] (Td, D=1,76)]3 ; 9 kWc] (Td, D=1,49)]9 ; 36 kWc] (Td, D=1,15)]36 ; 100 kWc] (Td, D=1)]100 ; 500 kWc] (Te)
Corse	(305,7) / 292,9	(258,8) / 247,9	(199,8) / 191,4	(173,7) / 166,4	(167,2) / 160,0
Guadeloupe	(318,4) / 318,7	(269,5) / 269,8	(208,0) / 208,3	(180,9) / 181,1	(174,1) / 174,1
Guyane	(312,0) / 312,4	(264,2) / 264,5	(203,9) / 204,1	(177,3) / 177,5	(170,7) / 170,7
Martinique	(339,2) / 318,7	(287,1) / 269,8	(221,6) / 208,3	(192,7) / 181,1	(185,5) / 174,1
Mayotte	(380,2) / 356,9	(321,8) / 302,2	(248,4) / 233,2	(216,0) / 202,8	(207,9) / 195,0
La Réunion	(296,0) / 312,0	(250,6) / 264,2	(193,4) / 203,9	(168,2) / 177,3	(170,5) / 170,5
Wallis et Futuna	(380,2) / 407,6	(321,8) / 345,1	(248,4) / 266,3	(216,0) / 231,6	(207,9) / 222,7
Saint-Pierre-et-Miquelon	(380,2) / 380,5	(321,8) / 322,1	(248,4) / 248,6	(216,0) / 216,2	(207,9) / 207,9
Iles du Ponant	(296,0) / 312,0	(250,6) / 264,2	(193,4) / 203,9	(168,2) / 177,3	(170,5) / 170,5

Puissance (P+Q)	Prime à l'investissement pour la vente en surplus - €/kWc (Saisine de mars 2023) Saisine d'octobre 2023				Tarif d'achat de l'électricité injectée (en surplus) - €/MWh	
]0 ; 3 kWc]]3 ; 9 kWc]]9 ; 36 kWc]]36 ; 100 kWc]]0 ; 9 kWc]]9 ; 100 kWc]
	(P, D'=4,75)	(P, D'=3,63)	(P, D'=2)	(P, D'=1)	(Tf, D''=1,67)	(Tf, D''=1)
Corse	(650,8) 622,3	(497,3) 475,5	(274,0) 262,0	(137,0) 131,0	(171,0) 163,7	(102,4) 98,0
Guadeloupe	(674,5) 674,5	(515,5) 515,5	(284,0) 284,0	(142,0) 142,0	(178,0) 178,0	(106,6) 106,6
Guyane	(660,3) 660,3	(504,6) 504,6	(278,0) 278,0	(139,0) 139,0	(174,5) 174,5	(104,5) 104,5
Martinique	(717,3) 674,5	(548,1) 515,5	(302,0) 284,0	(151,0) 142,0	(189,7) 178,0	(113,6) 106,6
Mayotte	(807,5) 755,3	(617,1) 577,2	(340,0) 318,0	(170,0) 159,0	(212,4) 199,4	(127,2) 119,4
La Réunion	(660,3) 660,3	(504,6) 504,6	(278,0) 278,0	(139,0) 139,0	(174,3) 174,3	(104,4) 104,4
Wallis et Futuna	(807,5) 864,5	(617,1) 660,7	(340,0) 364,0	(170,0) 182,0	(212,4) 227,6	(127,2) 136,3
Saint-Pierre-et-Miquelon	(807,5) 807,5	(617,1) 617,1	(340,0) 340,0	(170,0) 170,0	(212,4) 212,4	(127,2) 127,2
Iles du Ponant	(660,3) 660,3	(504,6) 504,6	(278,0) 278,0	(139,0) 139,0	(174,3) 174,3	(104,4) 104,4

2.2. Analyse de la CRE - Tarifs s'appliquant au mode de valorisation « vente en totalité »

Niveau des tarifs pour la tranche 100-500 kWc

Dans sa délibération du 26 mai 2023, la CRE a recommandé de dimensionner les tarifs de la tranche 100-500 kWc sur la base des résultats de la 6^e et dernière période de candidature de l'AO 2019 PV ZNI (dépôt des candidatures en janvier 2023), portant sur des installations photovoltaïques sans dispositif de stockage (famille 2) de puissance comprise entre 100 kWc et 500 kWc. Sur la base des résultats de l'instruction de cette dernière période, la CRE estimait que les niveaux de tarifs d'obligation d'achat proposés dans le projet d'arrêté pour la vente en totalité étaient globalement trop élevés et pouvaient ainsi engendrer des surrentabilités pour les porteurs de projet.

Ainsi, la CRE a recommandé une nouvelle grille tarifaire, construite de la façon suivante :

- [Redacted]
- [Redacted]

Depuis, la filière a remonté des inquiétudes sur les niveaux de tarifs proposés dans la délibération de la CRE du 26 mai 2023. Elle estime que les dossiers déposés à la 6^e période ne reflètent pas les conditions économiques des projets car :

- la majorité des portefeuilles de projets n'auraient pas été déposée en prévision de la sortie de l'AT S23 ZNI ;
- les acteurs auraient présenté uniquement 1) les projets les plus compétitifs (fort ensoleillement, faible coût de raccordement, faible taux d'intérêt, etc.) ou 2) les projets anciens, en attente d'un cadre tarifaire depuis longtemps et qui risquaient d'être perdus, quitte à ce qu'ils soient développés à perte.





Ainsi, pour les territoires inclus dans le périmètre de l'appel d'offres, la CRE estime qu'il est nécessaire de ne pas excéder les niveaux de tarifs suivants, afin d'éviter des situations de surrentabilité :

Segment de puissance (P+Q)		100 – 500 kWc	
Territoires	Projet d'arrêté (€/MWh)	Sous-famille 2a 6eP AO 2019 PV ZNI - PMP des dossiers considérés pour le calcul	Tarifs maximum estimé
Corse	160,0		138,3
Guadeloupe	174,1		149,4
Guyane	170,7		158,0
Martinique	174,1		157,4⁸
Mayotte	195,0		169,8
La Réunion	170,5		153,6

Ces nouveaux niveaux de tarifs auraient permis de soutenir près de 80 % de la puissance des dossiers conformes déposés à la 6^e période de l'AO 2019 PV ZNI dans l'ensemble des territoires hors Martinique (cf. note de bas de page n° 10).

Pour les nouveaux territoires, non inclus dans le périmètre de l'AO 2019 PV ZNI :

- la CRE se félicite que le niveau de tarif proposé pour le tarif de Wallis et Futuna dans sa délibération du 26 mai 2023 ait été retenu ;
- en cohérence avec sa méthodologie de calcul des tarifs pour les territoires de Saint-Pierre-et-Miquelon et les Iles du Ponant, telle que décrite dans sa délibération du 26 mai 2023, la CRE calcule dans le tableau suivant les tarifs maximum dans ces territoires.

Segment de puissance		100 – 500 kWc	
Territoires	Projet d'arrêté (€/MWh)	Tarif maximum estimé CRE	
Wallis et Futuna	222,7	222,7	
Saint-Pierre-et-Miquelon	207,9	196,9	
Îles du Ponant	170,5	175,4	

Niveau des tarifs pour les tranches 0-3, 3-9, 9-36 et 36-100 kWc

Sur les segments 0-3, 3-9 kWc, et 9-36 kWc, les tarifs sont construits en appliquant les coefficients de pondération D au tarif du segment 36-100 kWc.

L'AT S23 ZNI prévoit des coefficients D plus élevés que ceux de l'AT S17 ZNI. La CRE accueille favorablement une meilleure prise en compte des effets d'échelle par le tarif, au regard du faible développement des petites installations observé sur la plupart des territoires. Les coefficients D sont néanmoins encore inférieurs à ceux de la métropole continentale. N'ayant pas identifié de raisons économiques qui le justifieraient, **la CRE réitère sa recommandation de les harmoniser avec ceux de l'AT S21 Métropole, tel que détaillé ci-dessous.**

⁸ Pour la Martinique, le PMP de l'échantillon de dossiers considérés ne permet pas, après analyse approfondie, d'atteindre un tarif pertinent du fait de l'absence d'une concurrence suffisante dans le cadre de la 6^e période sur ce territoire. Ainsi, le tarif recommandé par la CRE est celui de la Guadeloupe auquel est appliqué le surcoût moyen des projets, déposés à la 4^e et à la 6^e période de l'AO 2019 PV ZNI, développés par des porteurs de projets présents sur les deux territoires.



Segments de puissance (P+Q)	Coefficients de passage (D)		
	AT S17 ZNI	Projet d'arrêté	Recommandation CRE – (coefficients issus de l'AT S21 Métropole)
]0;3 kWc]	1,35	1,76	1,89
]3;9 kWc]	1,20	1,49	1,61
]9;36 kWc]	1,10	1,15	1,15
]36;100 kWc]	1,00	1,00	1,00

Grille tarifaire globale

Tarifs d'achat pour la vente en totalité (€/MWh) – Tarifs maximum estimés CRE					
Puissance (P+Q)]0 ;3 kWc] (D=1,89)]3 ;9 kWc] (D=1,61)]9 ;36 kWc] (D=1,15)]36 ;100 kWc] (D=1)]100 ;500 kWc]
Corse	271,8	231,6	165,4	143,8	138,3
Guadeloupe	293,7	250,2	178,7	155,4	149,4
Guyane	310,6	264,6	189,0	164,3	158,0
Martinique	309,4	263,6	188,3	163,7	157,4
Mayotte	333,8	284,3	203,1	176,6	169,8
La Réunion	301,9	257,2	183,7	159,7	153,6
Wallis et Futuna	437,7	372,9	266,3	231,6	222,7
Saint-Pierre-et-Miquelon	387,0	329,7	235,5	204,8	196,9
Îles du Ponant	344,8	293,7	209,8	182,4	175,4

La CRE réitère sa recommandation que les tarifs de référence proposés dans la présente délibération, s'ils sont retenus, soient mis à jour en appliquant l'indexation K entre la date de fin de période de candidature à la 6^e période de l'AO 2019 PV ZNI et la date de publication de l'arrêté, afin d'assurer une cohérence avec les évolutions économiques de la filière.

2.3. Analyse de la CRE - Primes et tarifs d'achat s'appliquant au mode de valorisation « vente en surplus »

S'agissant des niveaux de primes et des tarifs d'achat proposés, sur la base des plans d'affaires des dossiers déposés dans le cadre de la 6^e période de l'AO 2019 PV ZNI et considérés pour le calcul du tarif de la vente en totalité (cf. paragraphe précédent), la CRE estime qu'ils sont globalement insuffisants pour assurer un niveau de rentabilité équivalent entre vente en totalité et vente en surplus.

La CRE réitère sa recommandation de relever les niveaux de primes prévus et de baisser ceux des tarifs d'achat du surplus en visant, en moyenne et sur la base des hypothèses détaillées dans la délibération du 26 mai 2023, une rentabilité similaire entre vente en totalité et vente en surplus.



Ainsi la CRE estime, en cohérence avec la partie précédente, que les niveaux de soutien maximum suivant peuvent être considérés (mise à jour de la grille recommandée dans la délibération du 26 mai 2023 sur la base des tarifs de vente en totalité recommandés dans le paragraphe précédent) :

Niveau de soutien maximum	Primes (€/kWc)				Tarif de rachat de l'électricité injectée (en surplus) (€/MWh)	
	Territoires]0 ;3 kWc]]3 ;9 kWc]]9 ;36 kWc]]36 ;100 kWc]]0 ; 9 kWc]
Corse	1363,6	769,8	394,7	516,2	175	95
Guadeloupe	1681,2	970,7	807,2	621,0	185	65
Guyane	1884,5	1140,6	856,4	585,1	190	75
Martinique	1743,5	994,5	755,6	538,4	200	80
Mayotte	2467,1	1671,2	900,6	806,2	175	110
La Réunion	1743,3	1043,1	613,3	422,9	185	95
Wallis et Futuna	3476,0	2378,3	1252,0	330,3	230	150
Saint-Pierre-et-Miquelon	2356,7	1752,2	943,6	791,4	160	125
Îles du Ponant	1844,4	1239,9	601,8	343,5	185	125

La CRE rappelle que le taux d'autoconsommation et le coût sur facture évité par l'autoconsommation, facteurs dimensionnants de la rentabilité d'une installation en autoconsommation, dépendent de l'évolution non anticipable du coût de la fourniture en électricité. Cela peut donc engendrer des situations de surrentabilités potentiellement non négligeables.

Par ailleurs, les tarifs et primes proposées pour la vente en surplus devraient également être mis à jour en appliquant l'indexation K entre la date de fin de période de candidature à la 6^e période de l'AO 2019 PV ZNI et la date de publication de l'arrêté.

2.4. Possibilité d'un cumul des aides publiques

S'agissant de la possibilité pour une installation de puissance inférieure à 9 kWc, de cumuler les primes et tarifs du présent arrêté avec un autre soutien public financier, la CRE renouvelle son alerte, formulée dans sa délibération du 26 mai 2023, sur les effets potentiels de surrentabilité que ces dispositions pourraient engendrer.

3. DEGRESSIVITE TARIFAIRE

3.1. Contenu du projet d'arrêté

Le mécanisme de dégressivité a deux objectifs principaux :

- piloter le développement de la filière en cohérence avec les objectifs des Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) des territoires ;
- éviter la formation de « bulles » tarifaires.

Le projet d'arrêté prévoit des mécanismes de dégressivité distincts par territoire, et uniquement pour ceux possédant un réseau principal au sens de l'arrêté.

Les modifications du dispositif⁹ proposées dans le nouveau projet d'arrêté par rapport à sa précédente version sont énoncées ci-dessous.

⁹ Le dispositif est détaillé dans la délibération du 26 mai 2023.

Indicateur de suivi de l'atteinte des objectifs fixés

Le nouveau projet d'arrêté prévoit un mécanisme de dégressivité basé sur le volume de conventions de raccordement (CDR) signées pour le segment de puissance 100-500 kWc et pour les installations ayant choisi le mode de valorisation « vente en totalité » des segments 0-9 kWc et 9-100 kWc, plutôt que les demandes complètes de raccordement (DCR).

Révision des objectifs de puissance de l'arrêté et rattrapage des volumes cibles non attribués

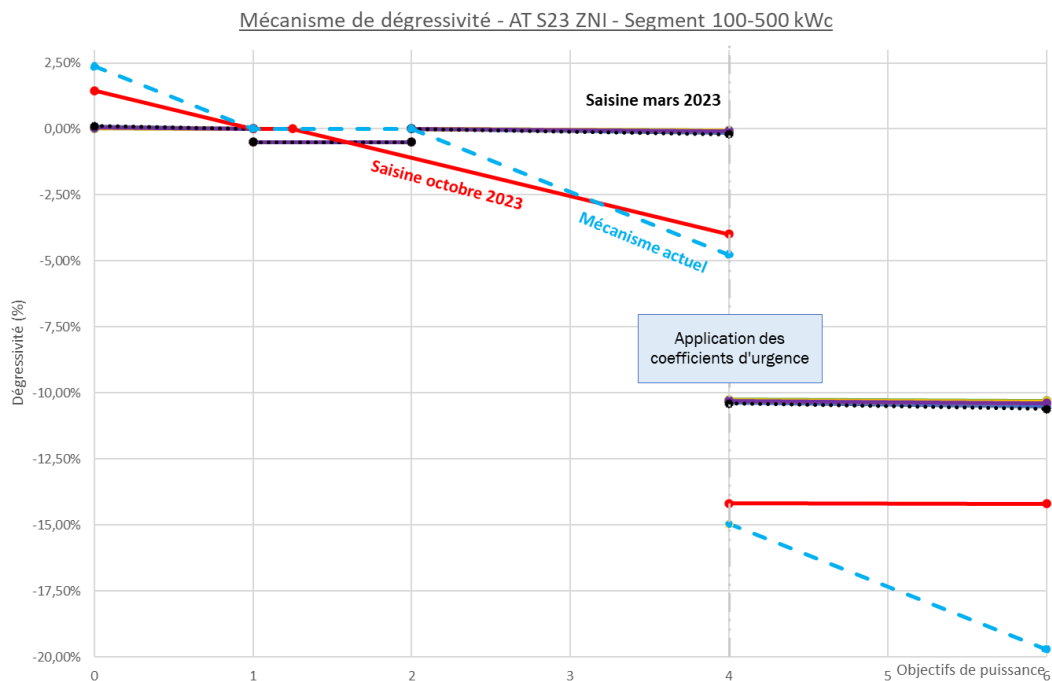
Les volumes cibles de l'arrêté (Nd et Ne), calculés sur une base semestrielle, ont été diminués d'un facteur deux pour bien prendre en compte le rythme trimestriel de la dégressivité, conformément à la recommandation de la CRE dans sa délibération du 26 mai 2023.

Par ailleurs, le nouveau projet d'arrêté prévoit un rattrapage (ou retranchement) des volumes non attribués (ou en surplus) d'un trimestre à l'autre sur la base des volumes de CDR signées/DCR recensées depuis le trimestre de parution du projet d'arrêté par rapport aux volumes cibles.

Pentes des courbes de dégressivité

Lorsque les volumes de CDR signées/DCR recensés cumulés sont conformes aux objectifs fixés par l'arrêté (i.e. compris entre 1 à 1,25 fois ces objectifs afin de tenir compte d'un taux de chute sur la mise en service effective des installations), l'arrêté ne prévoit pas d'évolution des tarifs et primes.

Lorsque la puissance cumulée des indicateurs de suivi sort de cet intervalle, les coefficients de dégressivité évoluent selon la courbe en rouge présentée dans le graphique ci-dessous¹⁰.



L'arrêté prévoit la même courbe de dégressivité sur les tranches 100-500 kWc et 0-100 kWc.

Le coefficient « d'urgence », égal à -10,2 % comme dans le précédent arrêté, est appliqué lorsque les volumes de CDR signées/DCR recensées cumulés excèdent quatre fois les objectifs trimestriels de puissance cumulés depuis la parution de l'arrêté pour le territoire et la gamme de puissance concernée.

3.2. Analyse de la CRE

Indicateur de suivi de l'atteinte des objectifs fixés

La CRE accueille favorablement la modification de l'indicateur de suivi de l'atteinte des objectifs de volumes fixés, conformément à ses recommandations en la matière, qui résultent notamment d'échanges avec la filière. Les CDR sont, en effet, plus représentatives de la dynamique de la filière puisque 1) elles sont temporellement plus proches des mises en service (MES) et 2) le taux de chute est moindre du fait notamment du paiement d'un acompte au moment de la signature de la CDR.

¹⁰ A des fins de comparaison, la courbe représentant le mécanisme de dégressivité actuel ne comprend pas la baisse normative de 1,25% par trimestre, qui est désormais portée par le coefficient B_N dans le nouveau projet d'arrêté.



Pour les installations de petits segments de puissance (≤ 36 kWc, i.e. majoritairement des installations résidentielles) en autoconsommation, les CDR ne sont cependant pas forcément un indicateur adapté. En effet, le gestionnaire de réseau (GR) n'en transmet pas systématiquement pour ces installations puisque, quand la puissance de l'installation est en adéquation avec la puissance de soutirage, il n'y a pas de travaux de raccordement à prévoir.

Révision des objectifs de puissance de l'arrêté et rattrapage des volumes cibles non attribués

La CRE accueille favorablement l'introduction d'un mécanisme de rattrapage des retards/avances accumulés sur la base des données historiques, la dynamique de développement étant sensible aux éléments exogènes (parution d'un nouveau cadre tarifaire, crise économique...). Il s'agit également d'une recommandation qu'elle avait formulée.

La CRE rappelle que, en l'absence de visibilité sur les objectifs de développement de la filière à l'horizon 2028 pour la plupart des territoires, il sera nécessaire de réviser les objectifs de l'arrêté et éventuellement la répartition entre les deux segments de puissance, dans le cas où les objectifs fixés initialement dans l'arrêté s'écarteraient du rythme nécessaire pour atteindre les futurs objectifs des PPE révisées.

Pentes des courbes de dégressivité

Le mécanisme de dégressivité prend la forme d'une courbe, notamment pour éviter les effets de seuil. Dans un objectif de cohérence et de meilleure lisibilité du mécanisme, la CRE avait recommandé d'adopter la même forme et le même niveau de dégressivité pour tous les segments de puissance et territoires.

Ainsi, la CRE accueille favorablement les nouvelles courbes de dégressivité proposées. Néanmoins, elle **estime suffisant de fixer le coefficient de dégressivité d'urgence à -5 % au lieu de -10,2%.**

S'agissant plus particulièrement de la dégressivité d'urgence, qui vise à éviter un éventuel emballement de la filière, elle s'applique, dans le projet d'arrêté, lorsque pour un trimestre la puissance de CDR/DCR cumulée excède 4 fois l'objectif cumulé fixé pour la gamme de puissance concernée (baisse immédiate du tarif de - 10,2 %).

Cependant, le suivi du rythme de développement des projets cumulé doit désormais permettre de traduire une tendance de long-terme, qui n'est pas l'objet de la dégressivité d'urgence, qui a vocation à prévenir un emballement rapide des volumes soutenus. Cela engendre une inertie qui est mal adaptée à la nature de ce mécanisme.

Par exemple, si pendant 2 ans les volumes soutenus à chaque trimestre sont égaux aux objectifs trimestriels fixés dans l'arrêté – le mécanisme de dégressivité n'entraînant donc pas d'évolution du tarif dans ces conditions – la dégressivité d'urgence ne se déclencherait au 9^e trimestre que si les volumes soutenus pendant ce trimestre dépassaient un volume équivalent à 28 fois le volume objectif fixé pour chaque trimestre. La CRE considère que la dégressivité d'urgence devrait s'appliquer avec une réactivité plus forte que celle constatée en appliquant les dispositions du présent arrêté.

Afin de corriger cet effet d'inertie qui limite la bonne application du coefficient d'urgence, la CRE recommande d'appliquer le coefficient d'urgence uniquement si les deux conditions suivantes sont remplies :

- le volume de CDR/DCR du trimestre civil i dépasse 4 fois les objectifs trimestriels fixés par l'arrêté ;
- le volume de CDR/DCR cumulé depuis la parution jusqu'au trimestre civil concerné dépasse le volume cumulé cible.

4. AUTRES DISPOSITIONS

La CRE se félicite que ses recommandations aient été suivies s'agissant :

- de la définition du réseau principal, visant à exclure du périmètre de l'arrêté les installations situées en dehors du littoral interconnecté de la Guyane, pour qu'elles puissent bénéficier d'un soutien adapté à leurs spécificités, établi au cas par cas, dans le cadre du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et selon les modalités définies dans la méthodologie de la CRE du 17 décembre 2020 ;
- de l'introduction d'un encadrement des redépôts multiples de DCR, qui peuvent 1) créer des effets d'aubaine, 2) retarder les mises en service et 3) entraîner un phénomène d'engorgement pour les gestionnaires de réseau. En revanche, la rédaction de l'article 4 n'est pas celle recommandée par la CRE : elle est basée uniquement sur un engagement sur l'honneur du porteur de projet de ne pas avoir effectué une DCR pour la même installation dans les 18 mois précédant la demande de DCR. **La CRE recommande de compléter cette nouvelle disposition par la disposition suivante : « Par dérogation aux dispositions du premier alinéa, le redépôt d'une demande de raccordement au réseau public de distribution pour une installation disposant d'une même autorisation d'urbanisme dans un délai de 12 mois à compter de la date de dépôt de la demande complète de raccordement initiale, n'aura aucune incidence sur la demande de contrat d'achat et le trimestre tarifaire applicable » ;**

- de l'introduction d'un coefficient normatif (B_N) de baisse visant à refléter la baisse tendancielle des coûts de la filière portée par l'apprentissage technologique. Le niveau de gain de productivité de -1%/an semble relativement cohérent au vu des scénarii de projection d'évolution des prix des composants des installations dont la CRE a pu prendre connaissance. En revanche, ce coefficient ne s'applique pas pour Wallis et Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles du Ponant. **La CRE n'identifie pas de raison d'exclure ces territoires du dispositif et recommande ainsi d'appliquer également le coefficient B_N aux tarifs prévus pour ces territoires ;**
- de la révision des productibles de référence par territoire utilisés dans le dispositif de contrôle de la puissance raccordée pour les petits réseaux (tarif nul dès lors que les objectifs de la PPE pour le réseau considéré sont atteints, ou en l'absence d'objectifs PPE, dès lors que la somme des productibles renouvelables et fatals en service et en file d'attente dépasse la production annuelle de référence du réseau). Seul le niveau de référence recommandé pour Wallis et Futuna n'a pas été repris : **la CRE recommande donc de corriger l'arrêté ;**
- la reprise d'évolutions récentes apportées à l'AT S21 Métropole (modification de définitions de l'arrêté, utilisation du pluriel pour désigner les propriétaires de bâtiment à l'article 5).

La CRE réitère certaines recommandations importantes déjà formulées dans ses précédentes délibérations :

- **remplacer le dispositif du choix du trimestre tarifaire par l'indexation K_N jusqu'à 6 mois après la DCR pour les installations de moins de 100 kWc** (actuellement prévue que pour les installations de la tranche 100-500 kWc). Pour les installations se mettant en service en moins de 6 mois, limiter l'indexation et l'appliquer entre la date de DCR et la date de mise en service ;
- **fixer les indices de référence de la formule d'indexation K_N au mois de parution de l'arrêté, avec en parallèle une adaptation des tarifs et primes pour prendre ne compte une indexation entre le mois de fin de période de candidature de la 6^e période de l'AO PPE2 PV ZNI (janvier 2023) et la parution de l'arrêté (ou, de façon équivalente, fixer les indices de référence à janvier 2023).**

D'autre part, afin d'appuyer les dispositions d'encadrement des redépôts multiples de DCR, la CRE recommande de renforcer la condition de nouveauté des installations, en accord avec le cadre actuel des appels d'offres, en modifiant le premier article du projet de nouvel arrêté. Ainsi, la CRE propose de préciser que : **« Seules sont éligibles les installations nouvelles, ce qui signifie qu'aucun des travaux liés au projet ne doit avoir été réalisé au moment du dépôt de la demande complète de raccordement. »**. Cette modification permettrait ainsi d'être en cohérence avec le projet d'arrêté modificatif de l'arrêté tarifaire métropole du 6 octobre 2021, dont la CRE a été saisie par courriel reçu le 6 octobre 2023.

Enfin, en cohérence avec sa délibération du 27 juillet 2023 portant décision relative à l'instruction des dossiers de candidature à la cinquième période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres agrivoltaïques, hangars, ombrières et ombrières agrivoltaïques de puissance supérieure à 500 kWc », **la CRE recommande de retirer, au sein de l'article 2 « Définitions », la mention suivante « utilisé pour abriter des animaux dans un lieu clos, y compris les abris de type « volière » »**.

AVIS DE LA CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie le 2 octobre 2023 par courriel par la ministre de la transition énergétique d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées dans les zones non interconnectées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion, à Wallis et Futuna, à Saint-Pierre et Miquelon et dans certaines îles du Ponant non interconnectées au réseau métropolitain continental et habitées à l'année.

La CRE avait rendu un avis sur un premier projet d'arrêté dans une délibération du 26 mai 2023, à la suite d'une saisine par courriel reçu le 27 mars 2023. Ce nouveau projet d'arrêté intègre une partie des modifications recommandées par la CRE dans sa délibération du 26 mai 2023 et propose également une nouvelle grille tarifaire ainsi que des modifications du mécanisme de dégressivité tarifaire.

S'agissant des tarifs d'achat, la CRE avait recommandé, dans sa première délibération de dimensionner les tarifs d'achat de la tranche 100-500 kWc sur la base de l'analyse des résultats de la 6^e et dernière période de candidature de l'AO 2019 PV ZNI.

La CRE maintient cette recommandation et demeure défavorable à la grille tarifaire proposée dans le projet d'arrêté. A la suite de nouveaux échanges avec la filière et d'analyses complémentaires, elle estime qu'il est nécessaire de ne pas excéder une majoration des prix moyens pondérés des dossiers analysés de 15 % pour la Corse et La Réunion, et de 20 % pour les autres territoires (au lieu des 10 % proposés dans sa délibération du 26 mai 2023). Les grilles tarifaires, pour la vente en totalité et la vente en surplus, qui découlent de l'application de ces nouvelles majorations sont détaillées dans la présente délibération (la CRE recommande également de considérer des coefficients de passage entre tranches de puissance cohérents avec ceux utilisés en métropole).

La CRE accueille favorablement les modifications apportées au mécanisme de dégressivité tarifaire, conformes à ses recommandations en la matière, en particulier la prise en compte des conventions de raccordement pour suivre les volumes développés quand cela est possible, et le mécanisme de rattrapage des volumes cibles non attribués. Elle rappelle que, en l'absence de visibilité sur les objectifs de développement de la filière à l'horizon 2028 pour la plupart des territoires, il pourra être nécessaire de réviser les objectifs de l'arrêté pour les aligner sur les futurs nouveaux objectifs. D'autre part, afin d'améliorer l'efficacité du dispositif, la CRE recommande :

- d'abaisser la valeur du coefficient de dégressivité d'urgence à -5% au lieu de -10,2% ;
- et d'appliquer le coefficient d'urgence lorsque 1) les volumes de CDR signées / DCR recensées du trimestre civil écoulé dépasse le quadruple des objectifs trimestriels fixés et 2) les volumes de CDR signées / DCR recensées cumulées depuis le premier trimestre civil complet encadré par l'arrêté dépasse les objectifs cumulés sur cette même période.

Par ailleurs la CRE formule plusieurs autres recommandations (paragraphe 4 de la présente délibération) concernant le projet d'arrêté tarifaire :

- rendre plus contraignantes les modalités de nouveau dépôt de demandes de raccordement (DCR) pour un même projet et renforcer la condition de nouveauté de l'installation;
- remplacer le dispositif de « choix du trimestre tarifaire » pour les installations de puissance inférieure ou égale à 100 kWc par un prolongement de l'application de l'indexation K jusqu'à 6 mois post-DCR ou, afin de couvrir le cas des projets se mettant en service rapidement, jusqu'à la date de mise en service ;
- mettre à jour le niveau des tarifs par application du coefficient K si la référence d'indexation est fixé à la parution de l'arrêté ou fixer la référence de l'indexation K à début 2023, les données ayant permis le calcul des niveaux de soutien recommandés datant de cette période ;
- appliquer également le coefficient B_N aux tarifs prévus pour Wallis et Futuna, Saint-Pierre et Miquelon et les îles du Ponant ;
- mettre à jour le niveau de productible de référence pour le territoire de Wallis et Futuna ;

12 octobre 2023

- retirer, au sein de l'article 2 « *Définitions* », la mention suivante « *utilisé pour abriter des animaux dans un lieu clos, y compris les abris de type « volière »* ».

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition énergétique, au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique ainsi qu'au ministre de l'intérieur et des outre-mer.

Délibéré à Paris, le 12 octobre 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON