



Rédacteur : Sylvain DESEAU, conseiller solaire photovoltaïque – Chambre d'Agriculture du Loiret

Nouveaux tarifs d'achat de l'électricité solaire photovoltaïque sur bâtiments : des atouts confirmés. Certains à relativiser

Version novembre 2021

Le nouvel arrêté tarifaire fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les centrales photovoltaïques implantées sur bâtiment, hangars et ombrières a été publié le 8 octobre dernier. La grande nouveauté est qu'il ouvre l'accès du guichet ouvert aux centrales de 100 à 500 kWc et facilite ainsi les projets sur grands bâtiments. L'autre bonne nouvelle est le tarif d'achat calé à 9.80 centimes d'euros par kWh sur cette tranche de puissance contre 9.47 pour la tranche inférieure¹. Un écart à relativiser compte tenu du plafonnement de la production maximum qui impactera inmanquablement les installations de la Région Centre Val de Loire et de contraintes financières propres aux installations les plus puissantes.

Une mise à jour de cet arrêté est d'ores et déjà programmée par le Ministère. Une note de la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) devrait également en faciliter l'interprétation. Nous ne manquerons pas de vous faire part de ces évolutions.

Comptez 5 à 5.3 m² de surface de panneaux pour 1 kWc de puissance installée. Soit 2 500 à 2 600 m² pour 500 kWc

Qu'est-ce que le guichet ouvert ?

Pour soutenir le développement des énergies renouvelables et atteindre les objectifs qu'elle s'est fixée, la France a mis en place depuis 2002, un principe d'obligation d'achat de l'électricité produite par les centrales solaires. Celui-ci est décliné en deux modes d'exploitation encadrés par un contrat de 20 ans :

- La vente de la totalité de la production,
- la vente de surplus : le producteur autoconsomme la production à hauteur de son besoin et injecte le surplus sur le réseau. Chaque kWh injecté est valorisé financièrement.

Pour les installations sur bâtiments, le tarif d'achat est fixé soit dans le cadre d'un « guichet ouvert », soit dans le cadre d'un appel d'offre.

¹ Sur la période du 09 octobre 2021 au 31 janvier 2022. Source Photovoltaïque.info

	Guichet ouvert	Appel d'offre
Principe	L'état fixe un tarif d'achat dit « réglementé ». Elle le révisé, le plus souvent à la baisse, tous les trimestres.	C'est le futur producteur qui propose un tarif d'achat à l'Etat. Il cale le montant de celui-ci de façon à ce que son projet soit rentable. Son offre est mise en concurrence à l'échelle nationale.
Atouts	Ce tarif est obtenu sur simple demande.	
Contraintes	Se limitait jusqu'alors, sur bâtiment, aux centrales de 100 kWc maximum.	Les régions du Nord sont désavantagées par rapport à celles du Sud, du fait d'un moindre ensoleillement. Ces dernières peuvent candidater avec des tarifs plus faibles.

Suite à la publication du nouvel arrêté, la démarche d'appel d'offre est maintenue pour les installations de plus de 500 kWc. Dans le domaine agricole, cela devrait concerner plus particulièrement les projets sur serres.

Les principales nouveautés de l'arrêté

Le point marquant de l'arrêté est l'ouverture du tarif réglementé aux centrales de 100 à 500 kWc. Cette nouvelle tranche fait l'objet de quelques règles spécifiques. Voici les principales à retenir :

- L'arrêté fixe à 1100 heures par an ², la quantité maximum d'électricité valorisée au tarif plein (9.80 centimes d'euros). Au-delà, les kWh seront achetés 4 centimes, non soumis à indexation. Pour les installations inférieures à 100 kWc, le seuil reste à 1600 h et le tarif, pour les kWh au-delà de cette limite, à 5 centimes, comme dans l'ancien arrêté.
- Les panneaux qui équipent la centrale doivent présenter un bilan carbone inférieur à 550 kg éq CO2/kWc. Ce niveau d'exigence ne fermera pas la porte aux panneaux d'origine asiatique mais pourra, en fonction des stocks disponibles, générer un phénomène de pénurie et accentuer l'inflation des prix de vente constatée actuellement.
- Pour les contrats de vente de surplus, les kWh injectés seront valorisés au même tarif que pour la vente en totalité soit 9.80 contre 6 centimes pour la tranche 9 à 100 ³. C'est un véritable atout mais qui doit être relativisé par l'annulation de la prime à l'investissement (uniquement pour la tranche 100-500) et la contrainte technique de puissance de sous tirage (voir § Nouveaux tarifs d'achat ci-dessous).

² Entendre 1 100 heures de production à la puissance maximum soit, par exemple, 220 000 kWh/an pour une centrale de 200 kWc.

³ Sur la période du 9 octobre 2021 au 31 janvier 2022.

- Le producteur s'engage, à la date de la demande de raccordement, à ne pas être une entreprise en difficulté financière.

Le nouvel arrêté intègre également des évolutions générales, qui s'appliquent à l'ensemble des tranches de puissance, de 0 à 500 kWc :

- Retour de la prime d'intégration au bâti, dénommée désormais « **prime d'intégration paysagère** » (Montant de la prime : voir § « Tarifs » ci-dessous). Elle s'adresse aux installations où les panneaux assurent la fonction d'étanchéité. Son champ d'action sera très restreint puisqu'elle vise exclusivement les montages type tuiles solaires, plus esthétiques mais très coûteux. Dans le domaine agricole, elle trouvera donc peu d'application, puisqu'incompatible avec les systèmes dit « intégré au bâti » utilisés traditionnellement type Mécosun, Easy Roof et encore moins la pose sur bac acier. Peut-être pourrait-elle être sollicitée pour des projets d'intégration de centrales sur des toitures de vieux bâtiments, visés par les contraintes des ABF.
- Les **primes et tarifs** obtenus dans le cadre du contrat d'achat **ne sont pas cumulables avec des subventions publiques** (locale, régionale, nationale ou EU). Celles obtenues pour le bâtiment n'entrent pas dans ce champ d'application. On pourra donc toujours bénéficier des aides types PCAE pour les bâtiments d'élevage.
- Le **délaï d'achèvement** de l'installation à compter de la date de demande complète de raccordement passe de 18 à 24 mois. Le délai complémentaire de deux mois en cas de retard sur les travaux de raccordement reste inchangé. En cas de dépassement de ces échéances, la durée du contrat est réduite de la durée du dépassement et non plus du triple de cette valeur.
- Le chèque de caution de 360 € (projet ≤ 36 kWc) ou 1 000 € (projet ≤ 100 kWc), demandé au moment du dépôt de la demande de raccordement au réseau, est supprimée.
- Les documents permettant d'identifier le propriétaire du bâtiment, hangar ou ombrière (copie du titre de propriété ...) ne seront plus à fournir systématiquement lors de la demande de raccordement. Mais EDF – OA pourra les réclamer pour établir le contrat.
- L'évolution des tarifs d'achat conserve un rythme trimestriel mais est décalé d'un mois par rapport aux trimestres civils. Le 1^{er} trimestre de l'année commencera donc au 1^{er} février au lieu du 1^{er} janvier. On aura ainsi connaissance des nouveaux tarifs dès le début de leur période d'application ce qui n'est pas le cas aujourd'hui.
- Il est désormais possible de passer d'un contrat de vente en totalité à vente de surplus et inversement. Le nombre de changements est limité à deux pendant la durée du contrat (20 ans) avec un intervalle de deux ans minimum entre deux modifications. Attention, cela peut entraîner une modification du raccordement au réseau.

Les nouveaux tarifs d'achat

Les nouveaux tarifs et conditions de l'arrêté s'appliquent sur les dossiers déposés depuis le 9 octobre. Ceux qui l'ont été avant, et pour lesquels la demande de raccordement complète n'est pas finalisée, peuvent être annulés et re-déposés pour bénéficier des nouvelles mesures.

En attendant la publication officielle de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), les tarifs affichés ci-dessous sont issus du site de référence photovoltaïque.info.

Contrat de vente en totalité

	Puissance (kWc)				
	<3	3 à 9	9 à 36	36 à 100	100 à 500
Tarifs d'achat (c€/kWh)	17.89	15.21	10.89	9.47	9.80

Ce sont ceux annoncés sur la période du 9 octobre au 31 janvier 2022. Ils pourraient être figés jusqu'au 31 mars 2022 et baisseraient ensuite de 1.25% à partir du 1^{er} avril puis 1.25% au 1^{er} juillet. A confirmer.

Calé à 9.8 centimes, le tarif de la tranche 100-500 est 3.5% plus élevé que celui de la tranche 36-100. Mais cet écart mérite d'être relativisé compte tenu du seuil des 1100 heures imposé à la tranche 100-500. (Voir notre simulation ci-dessous).

Si vous avez déjà déposé un dossier pour un projet 100 kWc et que vous souhaitez le revoir à la hausse, c'est possible si la convention de raccordement n'a pas été signée. La caution de 1 000 € versée au gestionnaire de réseau, via votre installateur, sera perdue.

Pour les projets supérieurs à 100 kWc déposés en appel d'offre, le retour en arrière sera par contre impossible, sauf si votre dossier n'a pas été retenu.

Contrat de vente de surplus

	Puissance (kWc)				
	<3	3 à 9	9 à 36	36 à 100	100 à 500
Tarif (c€/kWh)	10	10	6	6	9.80
Prime investissement (€/kWc)	380	290	160	80	0

En calant un tarif de valorisation du surplus au même niveau que celui de vente en totalité sur la tranche 100-500, a-t-on tout intérêt à raccorder systématiquement les centrales de cette puissance en vente de surplus ?

D'un point de vue économique, probablement. Si vous achetez vos kWh sur le réseau plus cher que 9.8 centimes d'euros⁴, charges variables incluses, mieux vaut autoconsommer ce qui peut l'être.

Mais, sur le plan technique, c'est plus compliqué. L'un des avantages de la vente de surplus est d'injecter les kWh sur la ligne EDF qui alimente votre site d'exploitation. Le coût du raccordement est moins élevé qu'en vente totale (création d'une deuxième ligne). De ce fait, il faut que la puissance d'injection soit inférieure à celle de sous tirage. Si ce n'est pas le cas et moyennant un surcoût de raccordement, la démarche est possible. Le calcul de rentabilité reste à faire.

Prime d'intégration paysagère

€/Wc	Jusqu'au 08/10/2022	De 10/2022 à 10/2023
<100 kWc	0.238	0.133
100 à 250 kWc	0.235	0.128
250 à 500 kWc	0.233	0.126

Cette prime sera plafonnée au niveau national en fonction des volumes raccordés.

Qu'est-ce que change la tranche 100-500 ...

- ... sur le coût du raccordement au réseau

Au-delà de 250 kVA, le raccordement de la centrale ne se fait plus sur le réseau basse tension mais sur le réseau moyenne tension (HTA/20 000 V). De ce fait, vous êtes propriétaire de votre transformateur. Vous devrez en assumer l'investissement (50 - 60 000 € pour un transformateur 630 kVA), qui ne bénéficie pas de la réfaction de 40%, puis les frais d'entretien et de vérifications réglementaires.

Au-delà de 300 kWc, retenez que le coût du raccordement au réseau s'envole et que, comme pour les installations inférieures à 250 kVA, l'estimation du montant reste au cas par cas.

Faites la différence entre les kWc et les kVA

- **kWc** : Somme de la puissance maximale théorique de tous les panneaux (*)
 - **kVA** : Puissance réelle injectée sur le réseau. Elle prend en compte les pertes dans l'installation (câble, onduleur, ...).
Exemple : 300 kWc sur le toit = 250 kVA au compteur
- (*) Puissance théorique car mesurée dans des conditions bien précises d'ensoleillement et de température.

- ... pour les installateurs : Pour réaliser une installation, les sociétés photovoltaïques et leurs sous traitants doivent justifier d'un niveau de qualification. Au-dessus de > 250 kVA, ceux-ci doivent disposer d'une qualification complémentaire type Qualif élec SP3 ou Qualibat 5912.

⁴ Si ce n'est pas le cas aujourd'hui, cela le sera sans doute demain, vu l'évolution du coût de l'électricité.

	0kWc	36kWc (env. 210m ²)	100kWc (env. 600m ²)	250kWc (env. 1500m ²)
Electricité	Qualifelec SP1 (0-36kVA)	Qualifelec SP2 (36 - 250kVA)		Qualifelec SP3 (250kVA et plus)
	QualiPV module Elec (0-36)	QualiPV module Elec (0-250)		
Bâtiment	QualiPV module Bât* (0-36)			
Les deux		Qualibat 5911 (0 - 250)		Qualibat 5912 (250 et plus)

en création
*éligibilité si associé à un QualiPV module Elec

Source : site internet GMPV (« les aides nationales pour le photovoltaïque »)

• ... sur les postes de charges de votre étude économique :

- L'assurance : L'augmentation de la puissance de la centrale ne modifiera pas la problématique des assureurs en terme de prévention. Le risque principal reste l'incendie notamment au niveau du local onduleur. Contacté à ce sujet, Groupama recommande, comme pour un 100 kWc, qu'il soit installé à l'extérieur du bâtiment et en soit séparé par un mur en parpaing ou à défaut écarté d'un mètre par rapport au bardage. Le montant de la prime est bien entendu adapté à la surface de la centrale.
- La taxe forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER) : elle est redevable sur les « centrales » supérieures à 100 kVA, que ce soit en vente totale ou vente de surplus. L'état entend par « centrale », l'ensemble des installations situées sur un même lieu, et, par puissance installée, celle égale au cumul de la puissance active maximale injectée au point de livraison et de la puissance auto-consommée, soit, la puissance active maximale (kVA) en sortie d'onduleurs (Source photovoltaïque.info). Depuis le 1^{er} janvier 2021, le montant de l'IFER est de 3.2 € /kVA/an.
- Les frais d'accès au réseau public (TURPE) : Appelés communément « frais de location de compteur », ils augmentent au-delà de 250 kVA. A noter que, pour toutes les tranches de puissance, leur montant a été revu à la baisse de façon conséquente en août dernier (moins 30%). Cette réduction s'applique également aux installations déjà en service.

En € HT/an	Vente totale	En vente de surplus
Puissance ≤36 kVA	33.6	22.32
36<Puissance ≤250 kVA	447.78	305.28
Puissance >250 kVA	737.76	610.44

- La provision pour le remplacement des onduleurs : talon d'achille de l'installation, l'onduleur a une espérance de vie de 12 à 15 ans. Il est judicieux de provisionner son remplacement ou de solliciter une extension de garantie auprès du fabricant.

Quel est l'impact du seuil de 1100 heures sur le tarif d'achat moyen du kWh ?

Si le seuil de 1600 heures des contrats inférieurs à 100 kWc n'affecte pas les installations de notre Région, celui de 1 100 écrêtera inévitablement la production des centrales supérieures à 100 kWc, orientées de façon optimale vers le Sud (voir tableau ci-contre).

Productible de référence Orléans (Source PVGIS) kWh/kWc ou heures			
Orientation	Pente de toit		
	10°/17%	17°/30%	35°/70%
Sud	1113	1158	1216
Est	1022	1013	973
Ouest	1018	1006	959

De ce fait, quel va être l'impact de la minoration sur le tarif d'achat moyen du kWh pendant la durée du contrat. Le tarif de 9.80 centimes peut-il devenir inférieur à celui de la tranche 36-100 ?

Pour faire le calcul, il faut prendre en compte le fait que la puissance de l'installation baisse progressivement chaque année alors que le seuil, lui, est calculé sur la puissance maximale initiale. Puis, pour estimer le montant du tarif d'achat moyen sur la durée du contrat, il faut intégrer le fait que son montant est indexé sur l'inflation. Il évolue donc, tous les ans, soit à la hausse (le plus souvent), soit à la baisse.

Pour notre simulation, nous avons retenu les paramètres suivants :

- Une centrale orientée plein Sud sur un toit incliné à 17° produit, à Orléans, environ 1150 kWh d'électricité par kWc de puissance installée.
- La perte de puissance annuelle des panneaux est estimée à 0.5% ce qui correspond à une garantie de production de 90% à 20 ans.
- Une re-valorisation annuelle du tarif d'achat de + 0.5%/an.

Résultats

	Puissance centrale (kWc)			
	100	125	300	500
Seuil de production au plein tarif (heures)	1600	1100		
Tarif d'achat 4 ^{ème} trimestre 2021 (c €/kWh)	9.47	9.80		
Tarif au-delà du plafond (c €/kWh)	5	4		
Quantité d'énergie plafonnée (kWh)	160 000	137 500	330 000	550 000
Nombre d'années concernées par le plafonnement	0	9 sur 20		
Tarif d'achat moyen sur 20 ans (c €/kWh)	9.93	10.2		

Pour les trois scénarios supérieurs à 100 kWc, l'impact du plafonnement est similaire. L'écrêtement a lieu 9 années sur 20 ans. L'écart de tarif moyen entre le 100 et le plus de 100, initialement de 3.5%, chute à 2.7%. Le tarif de la tranche 100-500 reste malgré tout supérieur.

En passant de 1 150 kWh à 1 200 kWh/kWc, c'est-à-dire, chez nous, le niveau de production des centrales orientées plein Sud et inclinée à 30-35°, l'effet du plafonnement est encore plus sévère. La

production est écrêtée 18 années sur 20 et l'écart entre les deux tarifs se réduit à 1% (10.03 contre 9.93). Il devient inférieur si vous dépassez la production de 1220 kWh.

Même constat si vous réduisez le taux de perte de puissance des panneaux à 0.3%/an au lieu de 0.5%, ce qui correspond aux références de certains installateurs. L'écrêtement se fait toutes les années du contrat. Le tarif moyen devient alors inférieur à la tranche 36-100 (9.92 contre 9.93).

Quelle rentabilité pour les projets de plus de 100 kWc ?

Dépasser le seuil des 100 kWc de quelques watts crêtes, grimper à 300 ou envisager 500, quelle stratégie retenir pour votre futur projet de centrale solaire ?

On rappellera à toute fins utiles que c'est l'activité agricole développée sous le bâtiment qui doit guider votre besoin en surface couverte et non la puissance de la centrale. Au regard de l'urbanisme, concevoir un bâtiment trop grand peut vous exposer à un refus de permis de construire.

Mais, lorsque les surfaces de toiture sont présentes, la question est légitime.

Vous trouverez ci-dessous quelques scénarios d'équipement, que nous avons comparé à la rentabilité d'une centrale traditionnelle de 100 kWc.

Attention, ces simulations sont indicatives. Elles prennent en compte des valeurs qui peuvent fluctuer au cas par cas, particulièrement pour le coût du raccordement au réseau. Une analyse personnalisée est indispensable.

① Scénario 125 kWc

Certains mono onduleurs montés actuellement sur les centrales 100 kWc sont bridés à 85 kVA. Ils pourraient convertir jusqu'à 110 kVA de puissance soit l'équivalent de 120-130 kWc sur le toit.

En installant 125 kWc et en bridant l'onduleur à 99.9 kVA, votre projet bénéficiera du tarif à 9.80 sans subir l'IFER.

Passer de 100 à 125 kWc sur un même toit

Pour augmenter la puissance maximale de votre projet, vous pouvez :

- Choisir des panneaux plus puissants : Hier de 370 Wc, leur puissance maxi tend désormais vers 400 Wc. Attention, leurs dimensions n'étant pas standardisées, pensez à comparer la puissance surfacique plutôt que la puissance unitaire.
- Valoriser les deux pans de la toiture : selon l'orientation de votre bâtiment, il peut être judicieux de valoriser les pans Est/Ouest, voir installer un complément de panneaux sur une face Nord. Retrouvez nos simulations dans ce domaine sur notre site internet .

Vous pourrez ainsi booster la rentabilité d'un projet initialement conçu pour un 100 kWc sur un bâtiment de 600 m².

② Scénario 2 : 300 kWc.

C'est sans doute celui que l'on va retrouver fréquemment d'une part pour ne pas subir le surcoût du raccordement au réseau, et d'autre part, parce que certains installateurs ne sont pas qualifiés pour réaliser des installations plus puissantes.

③ Scénario 3 : 500 kWc :

Au dessus de 300 kWc, il faudra sans doute éviter la tranche 300-400 dont la rentabilité sera mise à mal par le surcoût du raccordement. Il ne faut par contre pas s'interdire les projets de puissance supérieure dans la mesure où le besoin de surface couverte se justifie.

Simulation d'équipement contexte novembre 2021

Scénarios	Réf.	①	②	③
Puissance sur le toit	100 kWc	125 kWc	300 kWc	500 kWc
Puissance injectée (kVA)	85	99.9	250	485
Tarif d'achat (c €/kWh)	9.47	9.80		
Surface du champs solaire (m2)	500 à 530 m ²	625 à 700	1500 à 1600	2500 à 2650
Production prise en compte	1 100 kWh/kWc			
Investissement centrale solaire	75 000	100 000	240 000	400 000
Raccordement réseau	15 000	17 000	20 000	70 000
Somme investie (1)	90 000	117 000	260 000	470 000
Chiffre d'affaire vente d'électricité moyenne sur 20 ans €/an	10 415	13 472	32 332	53 887
Assurance €/an	600	750	1 500	2000
Maintenance €/an	500	650	1 000	1 500
Lavage panneaux €/an (2)	166	210	500	833
TURPE €/an	448	448	448	738
IFER €/an	0	0	800	1341
Provision remplacement onduleurs (€/an)	200	200	500	1 000
Gain financier sur 20 ans avant impôt (€)	63 246	86 615	237 512	371 248
Temps de retour sur investissement (an)	11	10.8	9.86	10.5
Rentabilité pour 1 € investi	0.70	0.74	0.91	0.79
Prix de revient du kWh photovoltaïque	6.9 c d'€	7 c d'€	6.5 c d'€	6.7 c d'€

(1) Hors bâtiment

(2) Périodicité : 3 ans

Bilan et contexte de fin d'année :

Le matériel solaire photovoltaïque n'échappe pas à la surenchère actuelle des prix : panneaux (+20 à 30%), câble, fixations, ... tout augmente. Le Wc, qui se négociait 65 centimes en début d'année, est aujourd'hui proposé à plus de 75 centimes. Et cela devrait encore augmenter. Sur la tranche 100-500, les panneaux subissent en plus, le surcoût du label bas carbone. Sur ce point, pensez à demander à votre installateur, le justificatif de ce classement (certificat d'évaluation carbone).

Seuls les installateurs ayant fait le choix de stocker de grande quantité de panneaux pourront assumer leur engagement sur les devis déjà signés. Mais une fois ce stock épuisé, leurs offres intégreront les hausses.

Le traditionnel projet de 100 kWc perd progressivement en intérêt. Il permettait à une époque d'autofinancer, sur 20 ans, la construction d'un bâtiment neuf. Ce n'est plus le cas dans le contexte actuel. C'est la raison pour laquelle, les tiers investisseurs (bâtiment dit « gratuits ») abandonnent leurs offres sur cette tranche de puissance et s'orientent désormais vers du 250-300 kWc, plus rentable.

Le 300 kWc représentent le meilleur compromis en termes de rentabilité pour un euro investi. Malgré tout, une centrale 500 kWc génère un gain financier avant impôt plus important. Dans une logique de baisse des tarifs d'achat, c'est le nombre de kWh vendus qui fait la rentabilité d'un projet. Si on ramène le gain au temps passé pour le suivi de l'installation, l'avantage reste aux gros projets.

Le réseau électrique se sature

Si la hausse des prix peut être un frein au développement de nouveaux projets, la saturation du réseau est une autre source d'inquiétude. Sur le département du Loiret, le poste source de Tivernon ne permet plus de nouveaux raccordements.

La révision du schéma de raccordement des énergies renouvelables est en cours mais les travaux d'augmentation de puissance ne seront pas effectifs avant plusieurs années.

Contact départemental : Sylvain DESEAU : 02 38 98 80 39 ou 06 86 40 98 16,
sylvain.deseau@loiret.chambagri.fr