

## **Réponse d'Enerplan à la DGEC suite au GT Stockage du 13 octobre 2025**

Vous trouverez dans cette note les retours et propositions d'Enerplan suite à la réunion du 13 octobre 2025 :

- 1) Les freins identifiés concernant le couplage PV+stockage
- 2) Les propositions de modalités d'un nouvel AO PV simple et PV hybride (PV+stockage), et ses avantages pour diminuer le montant de la CSPE

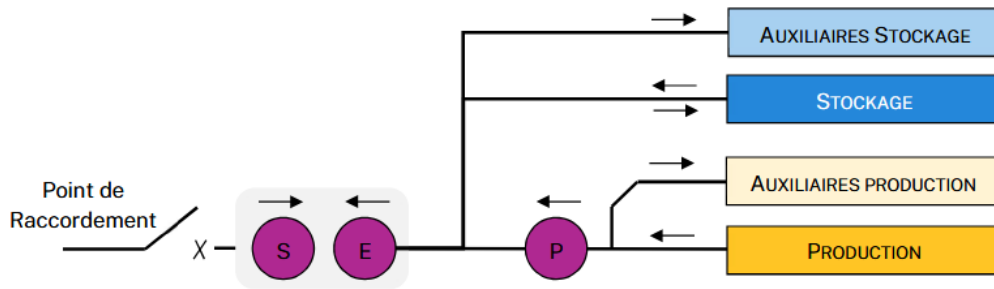
Nos propositions de modalités sont les suivantes :

- Un AO commun pour toutes les grandes installations PV au sol (simples et hybrides)
- Introduction d'un nouveau M0' pour l'ensemble des AO des grandes installations au sol
- Mise en place d'une franchise d'heures négatives journalière basée sur une configuration de projet PV hybride avec une batterie 25% / 2 heures
- Abaissement du prix plafond pour éviter que ces nouvelles modalités ne renchérisent les prix des AOs, assurant ainsi une baisse de la CSPE

Enerplan se tient à la disposition de la DGEC pour continuer les discussions et détailler toute ou partie des éléments donnés ci-dessous.

1) Les freins qui existent aujourd'hui dans les cahiers des charges concernant le couplage EnR + stockage

- De façon générale, il y a besoin de clarté dans les procédures de raccordement pour les installations hybrides, à la fois pour les nouveaux sites et pour les ajouts de stockage sur des sites PV existants.
- Enerplan rappelle la contrainte imposée par l'article 24 de l'arrêté du 9 juin 2020 : la somme des puissances PV et de stockage doit être inférieure au seuil de 17MW qui permet un raccordement HTA ( $P_{inst} = (P_{PV} + P_{stockage}) \leq 17MW$ ). Enerplan soutient qu'il faut permettre un bridage dynamique au-delà de la limite des 17MW et revoir la règle de calcul de la puissance installée. La puissance définie pour le raccordement du domaine de tension doit au contraire pouvoir soustraire la puissance du stockage de la puissance PV ( $P_{inst} = (P_{PV} - P_{stockage}) \leq 17MW$ ). Enerplan rappelle qu'une installation hybride au sol (PV + stockage) a besoin d'une capacité de raccordement moindre compte tenu du stockage qui peut permettre de lisser la production. Cela se traduit par une économie de raccordement importante pour la compétitivité de ces projets.
- Enerplan demande également à ce **l'interdiction de produire** en cas de prix négatifs passe à **une interdiction d'injecter**, tel que cela a été écrit dans l'Appel d'Offres Simplifié. Ce changement, qui n'aura pas d'impact sur le système électrique durant ces heures de prix négatifs, permettra d'ouvrir la possibilité de charger une batterie avec la production PV pendant les heures négatives, production actuellement perdue avec la règle actuelle.
- Enerplan alerte également sur la nécessité d'obtenir pour les projets hybrides des capacités de soutirage sur le réseau auprès d'Enedis ; il faudra trouver le moyen de faciliter ce processus pour tirer le meilleur parti des batteries
- La contrainte de régulation de tension actuellement imposées par le gestionnaire de réseau aux installations de stockage est basée sur les contraintes appliquées aux consommateurs. Etant donné les aptitudes des installations de stockage en terme de régulation de tension, il est plus approprié d'appliquer les mêmes contraintes techniques (pour la régulation de tension ou autres) que celles appliquées aux producteurs.



## 2) Propositions de nouvelles modalités d'AO pour toutes les grandes installations PV, simples et hybrides (PV + stockage)

Voici les options présentées par la DGEC lors de la réunion du 13 octobre 2025 :

Option 1	Option 2	Option 2 bis
CR versé sur le compteur P sur les heures de prix positifs	CR versé sur le net E-S avec E-S < P-rendement de la batterie (éventuels effets de bord à instruire : en voyez-vous?)	
M0 filière (éolien ou PV)	M0 filière (éolien ou PV)	M0 stockage spécifique (normatif sur certaines heures par exemple ou basé sur les heures réelles de la batterie)
Condition de versement de la prime prix négatifs évaluée sur le compteur E Franchise prix négatifs 300h ou 400h		

### Modalités d'AO incitatives au PV+stockage :

Pour les grandes installations au sol, afin d'avoir une incitation suffisante pour installer du stockage tout en réduisant les CSPE et en restant simple et bancable. Enerplan propose que soit étudié un AO commun pour toutes les grandes installations PV simples et hybrides avec les modalités suivantes :

- Introduction d'un M0' supérieur au M0 actuel
- Mise en place d'une franchise d'heures négatives journalières
- Abaissement du prix plafond

**Définition d'un M'0 spécifique :  $M'_0 = M_0 + \Delta_{M_0}$**

La définition d'un M0' supérieur au M0 pour refléter des prix capturés plus importants avec des installations hybrides est une solution qui permet d'envoyer un signal clair et lisible sur la baisse des CSPE apportée par les installations hybrides. Ainsi, nous proposons d'introduire un nouveau prix de référence marché M0' pour l'ensemble des grandes installations PV (simples et hybrides).

Nos premiers travaux nous conduisent à proposer pour  $\Delta_{M_0}$  le montant fixe de 7€/MWh :

$$M'_0 = M_0 + 7\text{€/MWh}$$

Ce montant de 7 €/MWh correspond à notre estimation de valeur nette marginale capturée par une grande installation PV hybride (valeur marginale capturée – coût du stockage), sur une base d'un stockage 25%/2heures.

Le raisonnement qui a permis d'obtenir cette estimation est détaillé ci-dessous :

Pour estimer cette valeur, nous avons pris l'exemple d'une installation PV de 10 MW, produisant annuellement 10 GWh. Cette installation est couplée avec une partie stockage dont la puissance est de 25% celle de la partie PV, soit 2,5MW, avec une durée de décharge de 2 heures.

Si l'on se base sur des résultats récents, les appels d'offres MACSE en Italie, qui ont vus l'attribution de 10 GWh de stockage standalone à 14k€/MWh/an, on peut donc estimer que le coût de l'installation de stockage pour ce site hybride est égal à  $14 \times 5 = 70\text{k€/MWh/an}$ . Cela revient donc, pour une production de 10GWh/an, à estimer que le coût de la batterie  $C_b$  est de l'ordre de 7€/MWh.

Ainsi, une installation hybride, pour compenser le surcoût induit par l'installation de stockage, doit vendre sa production à un prix capté ( $M_h$ ) supérieur de 7€/MWh par rapport à celui d'une installation hybride ( $M$ ).

$$M_h \geq M + C_b \text{ soit } M_h \geq M + 7\text{€/MWh}$$

Nous sommes bien conscients des différences de coût entre les très grands projets de stockage italiens en standalone et les projets hybrides visés par l'AO, qui pourraient amener à revoir le coût de la batterie  $C_b$ , mais nous estimons que le volume et la date de l'AO MACSE permettent d'aboutir à une valeur cohérente du coût de la batterie pour ces premiers travaux.

Nous avons également estimé que le revenu marginal brut capturé par une installation PV hybride de 10 MW associée à une batterie de 5 MWh (2,5 MW x 2 heures) par rapport à une installation PV simple de 10 MW serait de l'ordre de 15€/MWh.

Ainsi, le revenu net marginal serait de 15 €/MWh (revenu brut marginal) – 7 €/MWh (coût de la batterie) = 8€/MWh, proposition pour calculer  $\Delta_{M_0} = 7 \text{ €/MWh}$  avec une marge d'erreur de 1 €/MWh.

Nous avons également estimé l'impact de ces dispositions sur le tarif de référence P demandé par un candidat à l'AO :

Le revenu simplifié sous CR, par MWh, est :  $R = P + M - M'_0$

a) Pour une installation PV seule :

$$\text{Si } M'_0 = M_0 + 7\text{€/MWh}, \text{ alors } R = P' + M - (M_0 + 7\text{€/MWh})$$

Ce qui signifie que pour une installation PV seule qui candidaterait à l'AO hybride et qui souhaite avoir un revenu équivalent, le tarif de référence demandé serait  $P' = P + 7\text{€/MWh}$ . C'est pour cela que nous proposons en parallèle de baisser le Prix Plafond à par exemple  $P_f = 80\text{ €/MWh}$ , pour contenir une simple augmentation de Prix proposé à l'AO pour les projets PV simples.

b) Pour une installation hybride :

$$\text{Le revenu sera } R = P'h + Mh - (M_0 + 7\text{€/MWh}) \text{ donc le tarif de référence demandé est } P'h = P' + Cb - (M - Mh) = P' + Cb - G$$

Or, nous estimons une espérance de gain  $G$  à  $15\text{€/MWh}$  pour une installation hybride par rapport à une installation PV de même puissance.

$$\text{Donc, avec l'estimation de } Cb \text{ calculée plus haut, on a } P'h = P'(\text{€/MWh}) + 7 - 15 = P' - 8\text{€/MWh}$$

$$P'h = P - 1$$

Pour conclure, si l'on compare les CSPE pour la même production d'une installation PV classique (CR) et d'une installation hybride via cet AO (CRh), on a :

$$CRh = P'h - M'_0 = (P - 1) - (M_0 + 7)$$

$$\underline{CRh = CR - 8\text{ €/MWh}}$$

Ainsi, **les installations qui candidateraient à cet appel d'offres réduiraient la CSPE pour ces projets d'au moins  $7\text{ €/MWh}$  ( $\Delta_{M_0}$ )**, et même de  $8\text{€/MWh}$  pour les projets hybrides (toutes choses égales par ailleurs), que ce soit pour des projets hybrides ou simples ; les projets hybrides pouvant même être dans ce cadre plus compétitifs de l'ordre de  $8\text{ €/MWh}$  par rapport aux projets PV simples.

#### **Traitement des heures à prix négatifs :**

Nous considérons qu'augmenter simplement la franchise d'heures à prix négatifs (à 300 ou 400 heures) ne suffit pas pour introduire une incitation efficace pour ajouter du stockage, et ne prennent pas assez en compte les conditions opérationnelles du stockage qui sont journalières :

- Il paraît hasardeux de fixer un seuil étant donné le manque de visibilité sur l'évolution du phénomène de prix négatifs dans le futur. En 2025, cela signifie par exemple qu'à partir du 13 juin 2025, 300 heures de prix négatifs en heures

solaires ayant été constatées, l'incitation à stocker en cas de prix négatifs serait inopérante.

- De plus, une augmentation de la franchise annuelle ne prend pas en compte le fait que lors d'un épisode de prix négatifs les heures à prix négatifs sont en grande majorité consécutives avec une moyenne à 5 heures en 2024 durant les jours avec survenance de prix négatifs. La plupart des installations de stockage sont aujourd'hui dimensionnée pour des durées de décharges de 2 heures, parfois 4 heures. Une franchise sur la base d'un volume annuel serait donc une incitation difficile à évaluer et l'installation de stockage serait sous-dimensionnée pour une majeure partie des jours durant lesquels il y a survenance de prix négatifs.

**L'introduction d'une franchise par jour paraît plus appropriée et permet de mieux prendre en compte la durée de charge/décharge d'une batterie.** Cette franchise journalière devrait pouvoir permettre de dimensionner une configuration minimale de batterie, par exemple avec une puissance 25% de la partie PV et 2 heures de durée de décharge. L'introduction d'une franchise journalière de 2 heures incite alors à stocker pendant au moins deux heures par jour quelle que soit le jour de l'année.

Avec cette franchise journalière, l'incitation à écrêter le haut de la cloche solaire est maintenue même si les deux heures de franchise sont déjà écoulées, puisque la condition de versement de la prime pour prix négatifs sera portée sur la non-injection dans le réseau.

L'introduction d'une franchise d'heures de prix négatives journalières conduira nécessairement à dépasser les 15h de la franchise actuelle. Cette modalité contribuera donc également à réduire les CSPE.

Nous manquons de temps pour préciser cette franchise journalière, mais si le principe vous convient, nous reviendrons avec une proposition détaillée dans les prochaines semaines.

### **Abaissement du prix plafond**

Afin de permettre la mise en concurrence d'installations hybrides et d'installations PV seul compétitives, une solution peut être de réduire le prix plafond à une valeur qui empêche des projets non hybrides ou pas assez compétitif de candidater. Par exemple, un seuil à 80€/MWh, avec les modalités de M0' décrites ci-dessus et l'augmentation de la franchise d'heures à prix négatifs, serait suffisamment incitatif pour que seul des projets PV hybrides ou PV simples très compétitifs soient candidats.

### **Participation au services systèmes :**

Ces modalités permettent également à la batterie de soutirer sur le réseau et de participer aux services systèmes. Nous rappelons qu'afin d'être compétitif, les revenus de la batterie doivent être diversifiés, entre report de charge et services systèmes, arbitrage... Une modélisation de la répartition des revenus d'une batterie selon différentes configurations est décrite en complément (partie III).

**Format d'intégration dans les appels d'offres :**

Nous estimons qu'un appel d'offres commun pour toutes les grandes installations PV avec les modalités décrites ci-dessus, les installations hybrides étant en concurrence avec des installations standards, est suffisamment incitatif à mettre en place du stockage colocalisé, avec des prix qui devraient être plus compétitifs et une CSPE réduite.

**Conclusion :**

Enerplan appelle ainsi au déploiement d'**installations photovoltaïques avec stockage** qui s'intègrent pleinement dans le système électrique, en permettant d'**optimiser le raccordement**, de **réduire la charge des prix négatifs ou bas**, et de **contribuer à la stabilité du réseau électrique**.

Un appel d'offres unique pour toutes les grandes installations PV avec des modalités suffisamment simples et incitatives pour proposer des installations hybrides paraît être une solution pour accompagner le développement de ces installations tout en réduisant la CSPE pour l'état.

---

En complément, Enerplan souhaite également partager des éléments qui ont fait l'objet d'échanges avec la CRE au cours des mois de mai/juin :

- I - Comparaison des solutions de gestion des prix négatifs dans nos pays voisins (Allemagne, Italie).
- II - Délais entraînés par l'hybridation d'un projet d'installation photovoltaïque, dans le cas où un appel d'offre spécifique serait annoncé.
- III - Modélisation de différentes configurations de stockage pour un site hybride, distinguant l'impact sur le raccordement, et la répartition des revenus de la batterie sur la durée de vie de l'installation.

Ces travaux permettent de confirmer les trois raisons principales qui doivent inciter à favoriser le développement d'installations hybrides PV + stockage :

- 1/ L'optimisation des coûts de raccordement, à la fois pour les producteurs (réduction de la puissance de raccordement), et pour les gestionnaires de réseaux (moins de renforcement réseau nécessaire).
- 2/ Contribuer à réduire les CSPE et atténuer le phénomène de prix négatifs, avec la possibilité de produire sans injecter sur le réseau.
- 3/ Contribuer à la stabilité du réseau avec les Services Systèmes.

## **Compléments :**

### I – Comparaison de la gestion des prix négatifs et des appels d’offres pour le stockage ou PV + stockage dans les pays voisins :

#### ➤ Cas de l’Allemagne :

Il existe en Allemagne deux appels d’offre pour les installations photovoltaïque :

- AO EEG : installation soutenant uniquement le PV, pour 20 ans prolongeables en cas de prix négatifs (détails ci-dessous).
- AO Inno (Innovationausschreibung) : installation neutre bi-technologie, en général les lauréats sont des centrales PV + batterie, avec une batterie de puissance garantie égale à 25% de celle du parc PV, de durée de décharge de 2h en fin de vie, fixée à 20 ans.

Le tableau ci-dessous résume les évolutions de réglementations au cours des dernières années. Les règles de gestion des prix négatifs varient en fonction de la date d’attribution et de la date de mise en service. Avant 2016, toutes les heures à prix négatifs étaient compensées. Entre 2016 et le 25 février 2025, les heures à prix négatifs étaient compensées uniquement sous un certain seuil d’heures consécutives. Dans le détail, avant 2020, les six premières heures à prix négatifs d’une journée étaient compensées, mais pas celles au-delà de six heures. Ce seuil s’est réduit à quatre heures entre 2021 et 2022 puis trois heures entre 2023 et le 25 février 2025. À partir de 2021, les heures non compensées sont compatibles pour prolonger la durée du contrat. Par exemple, pour un projet mis en service en 2022, en cas d’épisode de six heures de prix négatifs, quatre heures sont compensées et le contrat est prolongée de deux heures.

Pour les projets **mis en service** depuis le 25 février 2025, le seuil de compensation est porté à zéro, et ce même s’ils ont été attribués avant cette date. Toutes les heures à prix négatifs prolongent le contrat à due proportion.

Dans le cas de l’AO Inno, il n’y a ni compensation des heures à prix négatifs, ni prolongation du contrat, contrairement à ce que l’on pensait jusqu’ici. Cependant, il est autorisé de produire pour stocker pendant les heures à prix négatifs et d’injecter hors de ces heures. Il est également autorisé de fournir des services systèmes aFFR positive avec le stockage. De plus, il est actuellement interdit de soutirer de l’énergie sur le réseau pour alimenter la batterie. Cependant, cette disposition est en cours de modification : un texte législatif a déjà été voté en ce sens et attend une validation de la commission européenne. Cette disposition permettra de réaliser tous les services systèmes et d’apporter des revenus supplémentaires aux producteurs, permettant ainsi

de réduire les prix proposés aux appels d'offre. Enfin, dans le cadre de cet AO Inno, les batteries ne paient pas le cout d'utilisation du réseau (TURPE).

Période de mise en service	Date d'attribution (AO EEG)	Seuil prix négatif appliqué	Base légale	Prolongation via §51a possible ?	Effet Solarspitzen-Gesetz*
<b>Avant 2016</b>	Avant 2016	Pas de règle, compensation totale	EEG §51 (version 2012 ou antérieur)		Pas concerné
<b>2016 – 2020</b>	2016-2020	6h consécutives (au dessus de 6h consécutives, pas de compensation)	EEG §51 (version 2014/2017)	NON	Aucun impact, règles figées à l'attribution
<b>2021 – 2022</b>	2021 – 2022	4h consécutives	EEG §51 (version 2021) + §51a		Aucun impact, règle à l'attribution conservée
<b>2023 – 24 (mis en service &lt; 25/02/25)</b>	2023 – 2024	3h en 2024	EEG §51 (v 2023) + §51a	OUI	Aucun impact, projets sous ancien EEG
<b>≥ 25 février 2025</b>	Attribués avant cette date mais mis en service après ou attribués après cette date	Pas de compensation	EEG §51 modifié + Solarspitzen-Gesetz	(détails en slide Solarspitzen-Gesetz)	Oui, effet rétroactif : nouvelles règles s'appliquent à la mise en service, même si l'appel d'offre est antérieur
<b>AO Inno</b>	Depuis 2020	Pas de compensation	InnAusV §9	NON	Inchangé, régime toujours strict

\*La loi Solarspitzen-Gesetz (loi du pic solaire) a pour effet une forme de rétroactivité : c'est la date de mise en service et non la date d'attribution qui compte pour les règles de gestion pour prix négatifs. À noter que les anciennes installations peuvent basculer volontairement vers une non-compensation des heures négatives et être compensés en échange d'une prime de +0,6 ct/kWh.

De plus, il y a dans les appels d'offre allemands la possibilité de pouvoir sortir du contrat de CFD de façon temporaire et d'y revenir par la suite. Ainsi, un producteur allemand peut, au choix et chaque mois, choisir de bénéficier du tarif de l'appel d'offre ou de vendre sa production sur le marché. Cette optionalité est régulièrement utilisée par les exploitants, notamment en hiver. Le prix du CFD est considéré comme une rémunération plancher, permettant de capturer plus de valeur pour les actifs et d'être ainsi plus compétitif sur le prix du CFD proposé aux appels d'offre.

L'exemple de l'Allemagne apporte des exemples d'incitation à déployer ce type d'installations, via la non-compensation des heures négatives et un appel d'offre spécifique. L'augmentation des prix proposés aux appels d'offre est aujourd'hui limitée et devrait diminuer une fois que l'autorisation de soutirage des stockages sera promulguée.

➤ Cas de l'Italie :

Il existe actuellement un appel d'offre photovoltaïque en Italie : l'AO PV DM FER I, pour un contrat d'une durée de 20 ans.

Le traitement des heures à prix négatifs est différent en fonction de la durée de l'épisode : sous six heures consécutives de prix négatifs, les heures sont compensées et il n'y a pas de prolongation du contrat. Si l'épisode de prix négatifs dépasse les six heures, la compensation est nulle et le contrat est prolongé de la durée de l'épisode.

Terna, le gestionnaire de réseau italien, a organisé en 2025 un appel d'offres MACSE à destination des installations de stockage standalone. 10 GWh de capacité de stockage dans le Sud de l'Italie ont été attribuées (100% du besoin requis), avec un prix moyen d'attribution à 13k€/MWh/an. Le prix plafond était fixé à 37k€/MWh/an. Les installations de stockage s'engagent à opérer l'équivalent d'un cycle de charge/décharge par jour durant 15 ans, pour répondre aux contraintes du système électrique.

Nous rappelons qu'en Italie, il n'y a pas de TURPE payé pour soutirer ou injecter avec les batteries, ce qui fait qu'usuellement les sites de stockage et les sites de production PV sont séparés car il n'y a pas d'avantage économique à injecter directement la production PV dans le stockage sur le même site.

II – Calendrier d'hybridation d'un actif photovoltaïques :

Nous considérons ici que le développeur a initié un projet d'installations photovoltaïque uniquement, et a déjà obtenu son permis de construire (PC).

En partant d'un projet photovoltaïque ayant déjà obtenu ses autorisations et sa proposition de raccordement, **le délai moyen nécessaire pour transformer ce projet en projet hybride et adapter l'ensemble des autorisations est de 12 mois.**

L'hybridation se fait en 3 étapes principales :

- 1) Réalisation d'un design hybride – optimisation du ratio d'hybridation et taille des batteries (MW/MWh) ;
- 2) Réalisation d'une reprise d'études dans le cadre de la Proposition Technique et Financière qui permettra de confirmer la possibilité d'augmenter la puissance en soutirage, de diminuer la puissance de raccordement en injection et de confirmer que ces changements ne remettent pas en question la position en file d'attente ;
- 3) Obtention d'un permis de construire modificatif suite à l'inclusion, dans le périmètre clôturé du parc PV, des batteries et postes de conversion associés

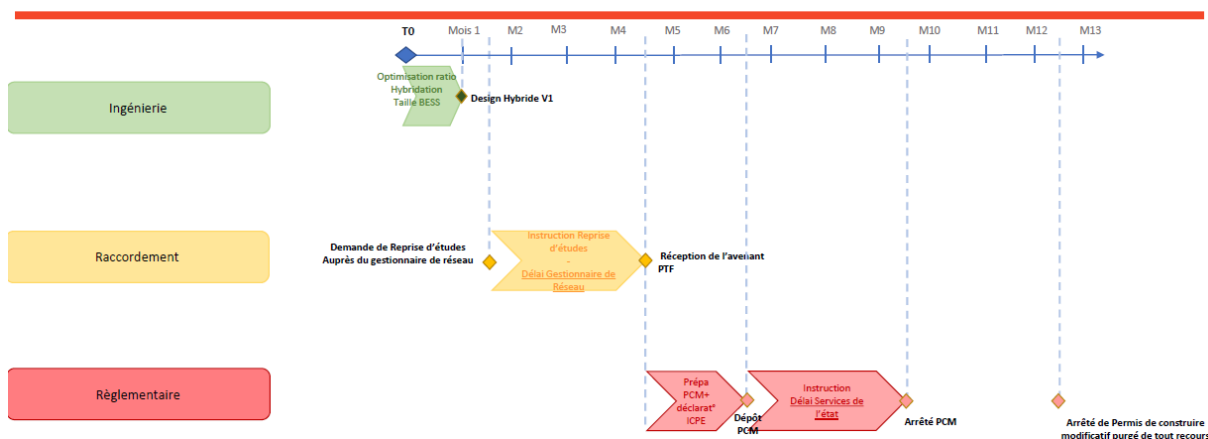
Nous estimons qu'une fois que le gestionnaire de réseau confirme la possibilité d'hybrider et que le permis de construire modificatif est déposé, dans les 6 premiers mois du processus d'hybridation, les chances d'aboutir sont supérieures à 80% :

(i) Les batteries sont des équipements ICPE mais qui relèvent du régime déclaratif – une simple déclaration en ligne est suffisante ;

(ii) Les batteries et les postes de conversions associés sont des locaux techniques qui induisent des surfaces plancher supplémentaires mais la réduction potentielle des postes de livraison et les tailles des autres locaux pouvant être optimisées.

Le schéma ci-dessous résume ces éléments :

Hybridation d'un actif PV – Calendrier associé – 12 mois



Par conséquent, **nous estimons qu'il faut au moins six mois entre l'annonce de l'appel d'offre spécifique et la date limite de dépôts des offres.** Ce délai doit permettre aux développeurs qui ont des projets d'installations photovoltaïques de les hybrider en vue de répondre à un appel d'offre spécifique aux projets PV + stockage.

À noter : une des limitations dans la phase de demande de raccordement (cf infra) peut se manifester dans la disponibilité de la capacité de soutirage. Une centrale PV seule a un besoin quasi-nul en soutirage, ce n'est pas le cas d'une centrale hybride si l'on souhaite que la batterie puisse soutirer et rendre des services au réseau et au marché.

### III – Configurations et revenus d'une installation photovoltaïque avec stockage :

Pour une même installation photovoltaïque de type centrale au sol >10MW, trois configurations hybrides ont été modélisée :

- a) BESS avec une puissance de 25% de celle du parc PV AC, de durée de décharge 2h (exemple : pour un parc PV de 20MWac, la BESS est de 5MWac/10MWh)
- b) BESS avec une puissance de 25% de celle du parc PV AC, de durée de décharge 4h (exemple : pour un parc PV de 20MWac, la BESS est de 5MWac/20MWh)
- c) BESS avec une puissance de 50% de celle du parc PV AC, de durée de décharge 2h (exemple : pour un parc PV de 20MWac, la BESS est de 10MWac/20MWh)

Concernant l'optimisation du raccordement, cela dépend de la puissance de la batterie. Pour les configurations a) et b), le besoin de puissance d'injection dans le réseau est réduit de 25% de la puissance du parc PV (soit 5MWac dans l'exemple). Pour la configuration c), c'est 50% de réduction de besoin de puissance d'injection (soit 10MWac). Ainsi, plus la puissance de la batterie est importante, plus des investissements réseau liés à la puissance d'injection peuvent être évités. Cependant, on constate en **pratique une contrainte sur la disponibilité de capacité de soutirage** de la batterie. Ainsi, les limitations de puissance en soutirage de la batterie font que la configuration c) est plus difficile à développer sur le réseau.

L'évaluation des revenus a été réalisée sur 20 ans avec deux scénarios de prix de marché de gros et de marché de services systèmes : le premier avec un scénario P50 ou « base case », et le second avec un scénario plus conservateur dit « mid-low » (intermédiaire entre le scénario de base et le scénario bas).

Dans les revenus services systèmes (SSy), sont compris les participations aux réserves primaires et secondaires (FCR, aFFR) et au mécanisme de capacité.

Les autres revenus considérés sont celui du décalage de production (load shifting) et de l'arbitrage. **L'interdiction d'injecter (au lieu de l'interdiction de produire) en cas de prix négatifs permettrait de manière plus vertueuse de produire pendant les heures de prix négatifs et de charger la batterie, puis d'injecter aux heures de prix positifs et plus chers.**

Nous notons enfin que les conditions de marchés sont variables et que par conséquent les revenus des batteries sont potentiellement plus volatiles que les revenus PV, et donc les investissements liés à la batterie sont aussi plus onéreux à financer.

Dans les tableaux ci-dessous, le revenu additionnel correspond au gain d'une installation hybride par rapport à une installation PV seule : par exemple, pour un site PV

seul de revenu 70€/MWh, l'ajout d'une batterie de configuration a) (2h -25%) conduit à un revenu de l'installation PV+stockage de 87€/MW (dans le scénario P50).

Le revenu additionnel SSy correspond au revenu supplémentaire apportée uniquement par les services systèmes, hors décalage de production et arbitrage, sur une durée de 20 ans.

<b>Scénario P50 ou « base case »</b>	<b>a) 2h - 25%</b>	<b>b) 4h - 25%</b>	<b>c) 2h - 50%</b>
BESS revenu additionnel	24,3%	30,7%	46,7%
BESS SSy revenu additionnel	18,6%	21,0%	37,1%

<b>Scénario dit « mid-low »</b>	<b>a) 2h - 25%</b>	<b>b) 4h - 25%</b>	<b>c) 2h - 50%</b>
BESS revenu additionnel	18,9%	25,6%	35,1%
BESS SSy revenu additionnel	10,3%	12,3%	20,3%

Le tableau suivant reprend ces éléments en affichant la part de revenus supplémentaires apportés par les services systèmes et ceux apportés par le décalage de production et l'arbitrage.

Dans ce second scénario, la part de la marge brute des services systèmes baisse en pourcentage du revenu PV plus que le revenu de la batterie baisse au total : il s'agit d'un transfert entre revenus SSy et revenus d'arbitrage / load shifting.

<b>Scénario P50 ou « base case »</b>	<b>a) 2h - 25%</b>	<b>b) 4h - 25%</b>	<b>c) 2h - 50%</b>
Part ARB / load shifting	23%	32%	21%
Part SSy	77%	68%	79%

<b>Scénario dit « mid-low »</b>	<b>a) 2h - 25%</b>	<b>b) 4h - 25%</b>	<b>c) 2h - 50%</b>
Part ARB / load shifting	46%	52%	42%
Part SSy	54%	48%	58%

Plusieurs conclusions sont apportées par cette modélisation :

- La colocalisation PV et stockage sur un même site n'obère pas la capacité de la batterie à participer aux services systèmes.
- Plus la taille de la part stockage est importante (en énergie ou en puissance), plus le CAPEX et les revenus du site liés au stockage augmentent.

Pour chacun des configurations, la viabilité des trois intérêts majeurs des installations hybrides est confirmée :

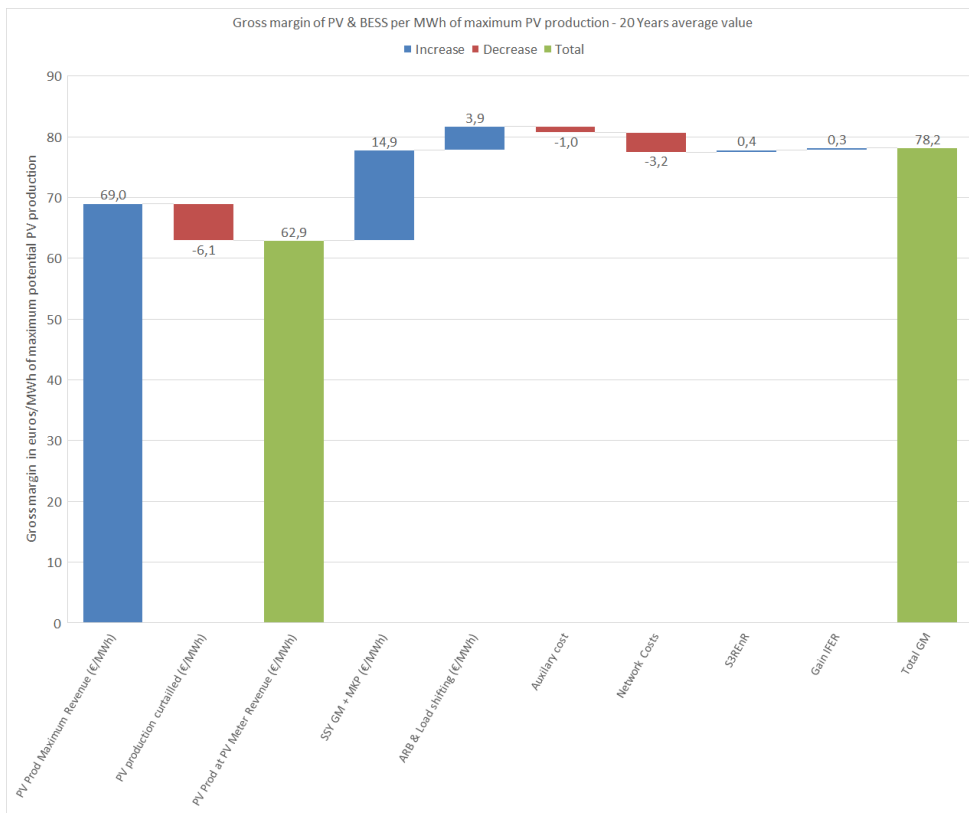
- 1/ Pour stocker l'électricité produite pendant les heures négatives (plutôt que de perdre cette énergie) ou à prix bas, et injecter lorsque les prix sont plus élevés
- 2/ Proposer des services systèmes et de flexibilité aux réseaux (réserve primaire, secondaire, capacité)
- 3/ Réduire les investissements de raccordement, et maximiser l'énergie injectée par unité (MW) de réseau, ce qui devrait réduire de 25 à 50% les investissements de raccordement à production solaire égale.

Annexe : Scénarios de revenus futurs des différentes configurations PV + BESS :

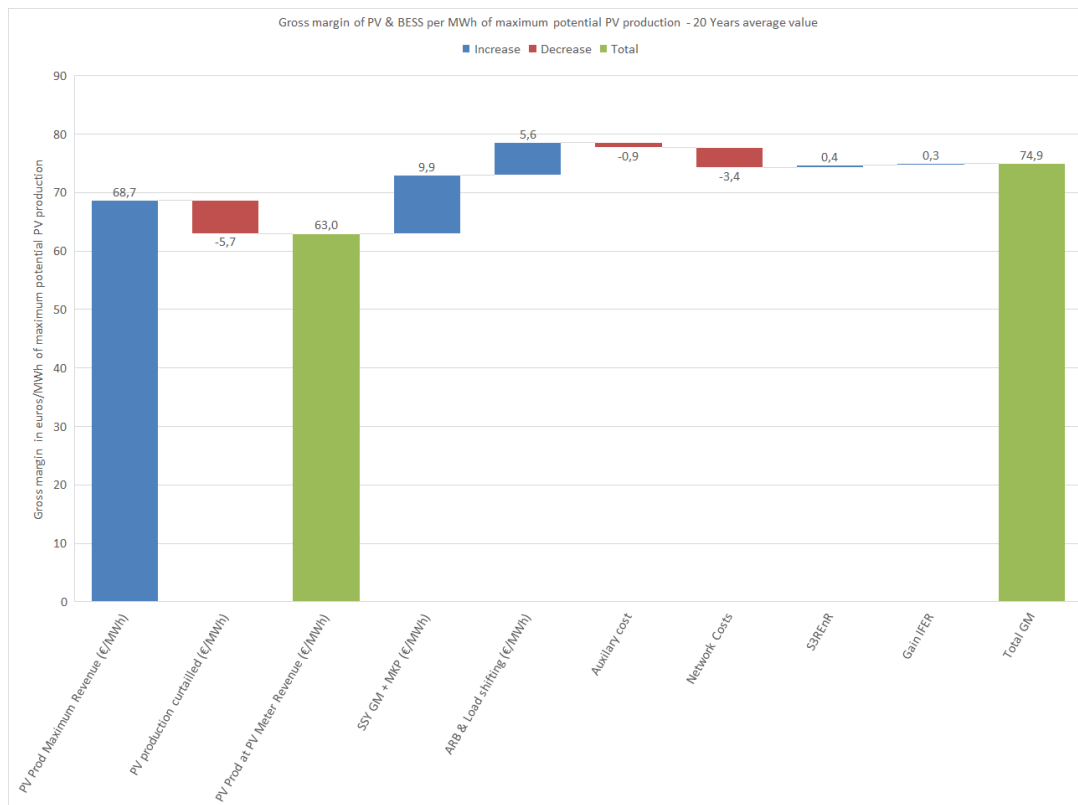
Hypothèses :

- Le prix de l'appel d'offre pris en référence est de 70€/MWh. Les revenus sont calculés sur la base du revenu max théorique potentiel du PV. Ainsi, si les prix PV sont inférieurs au prix de 70 €/MWh, c'est du fait de la réduction de puissance à l'injection et d'un effet d'écrêtement de production par rapport au potentiel théorique. Nous n'incluons pas d'impact de compensation des heures de prix négatifs dans ce schéma. L'impact négatif visible entre la première et la troisième colonne est donc la perte de revenu concernant les heures potentielles de production PV, durant des périodes de prix négatifs, pour lesquelles la production est écrêtée car non déplacée par load shifting ;
- Les revenus et marges brutes ne sont pas ajustés avec l'inflation (valeur 2024), ni réactualisés (pas d'effet WACC). Les revenus et marges brutes calculés sont donc des moyennes arithmétiques sur la période de 20 ans ;
- Les coûts OPEX de maintenance de la batterie ne sont pas pris en compte dans l'analyse. Les coûts de consommation auxiliaires et les coûts d'utilisation du réseau sont pris en compte. Le rendement moyen du cyclage de la batterie (round trip efficiency) est pris égal à 85% sur la durée des 20 ans ;
- Ces évaluations sont faites hors coûts CAPEX de la batterie et du PV, ni des coûts de raccordement.

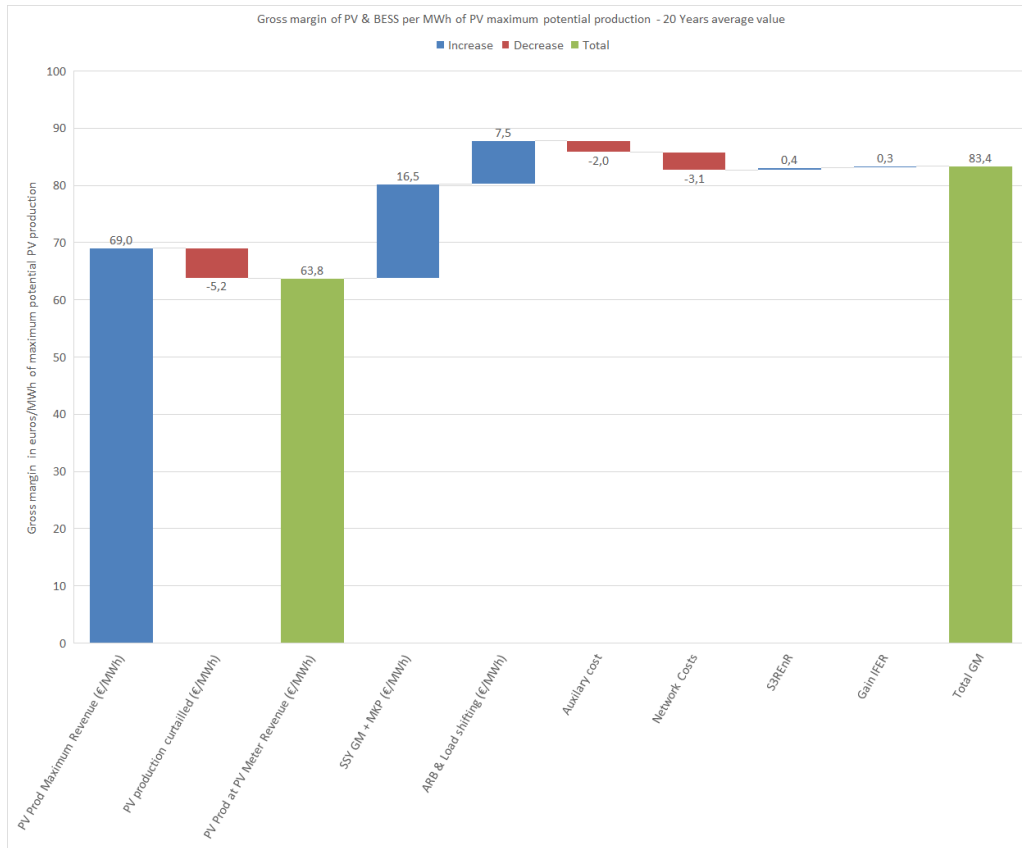
a) BESS 2h – 25% P\_PV AC: GM moyenne sur 20 ans. Scénario prix dit « Base Case » ou P50



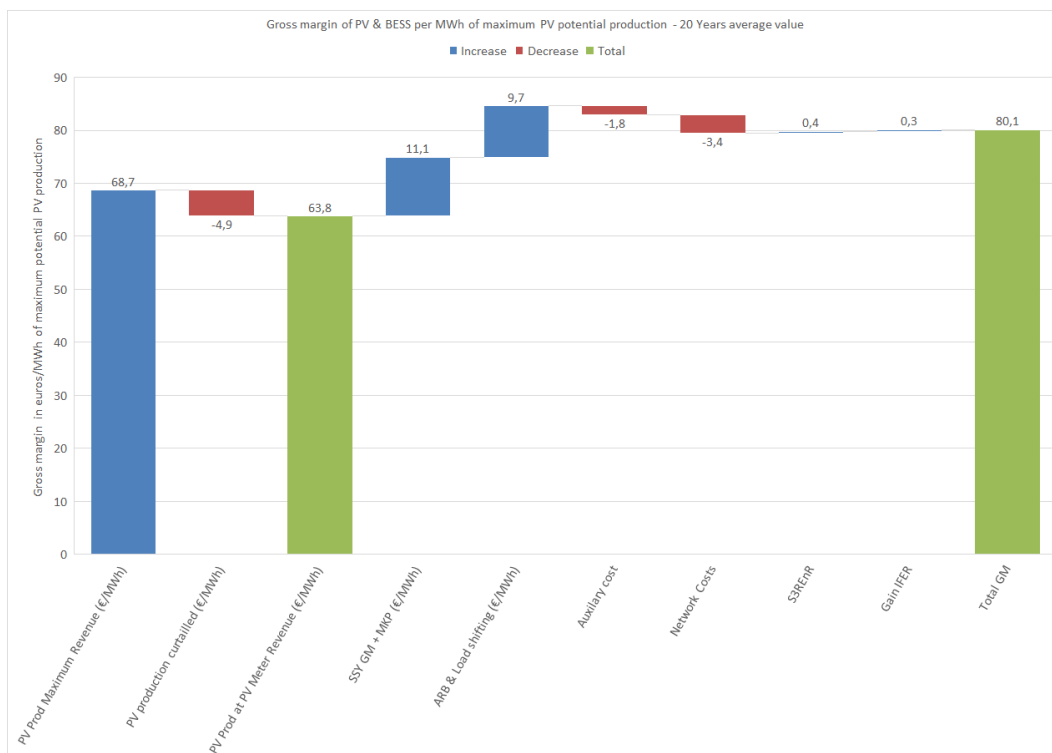
a') BESS 2h – 25% P\_PV AC: GM moyenne sur 20 ans. Scénario prix dit « Mid-low Case »



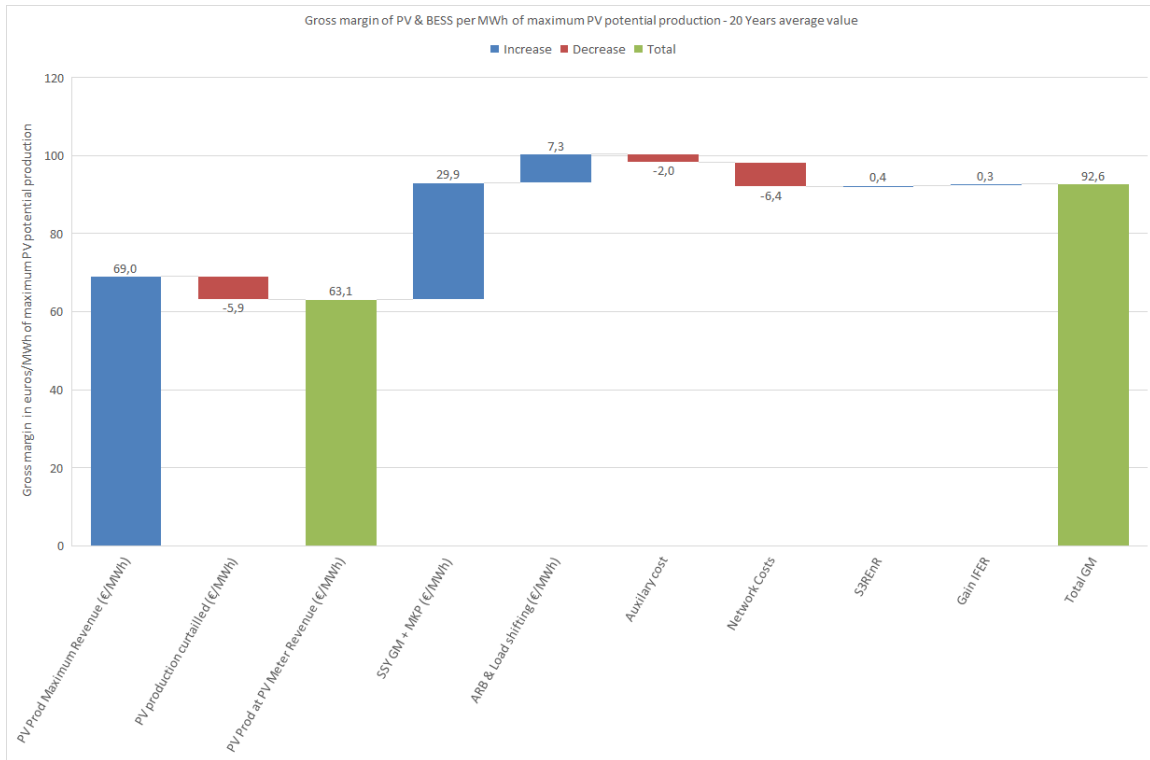
b) **BESS 4h – 25% P\_PV AC: GM moyenne sur 20 ans. Scénario prix dit « Base Case » ou P50**



b') **BESS 4h – 25% P\_PV AC: GM moyenne sur 20 ans. Scénario prix dit « Mid-low Case »**



c) BESS 2h – 50% P\_PV AC: GM moyenne sur 20 ans. Scénario prix dit « Base Case » ou P5



c') BESS 2h – 50% P\_PV AC: GM moyenne sur 20 ans. Scénario prix dit « Mid-low Case »

