Artelys | OPTIMIZATION SOLUTIONS

MINISTERE
DE LA MODERNISATION
DE L'ADMINISTRATION,
en charge de l'énergie
et du numérique

SERVICE DES ENERGIES

Etude d'intégration des énergies renouvelables sur le réseau électrique de Tahiti

Présentation détaillée de l'étude

Avril 2020

Table des matières

1. Abréviations et Définitions (p.3)
2. Introduction (p.4)
3. Scénarios du système électrique de Tahiti (p.6)
4. Méthodologie (p.8)
5. Résultats (p.20)
6. Conclusion (p.40)

Abréviations et Définitions

Abréviations

Abréviation	Définition
CAPEX	Coût d'investissement (Capital expenditure)
EnR	Energies Renouvelables
kW (MW)	Kilowatt (Megawatt)
kWh (MWh et GWh)	Kilowatt-heure (Megawatt-heure et Gigawatt-heure)
OPEX	Coût opérationnel fixe (Operationial expenditure)
PV	Photovoltaïque
tCO_2	Tonne de CO_2
XPF	Franc Pacifique

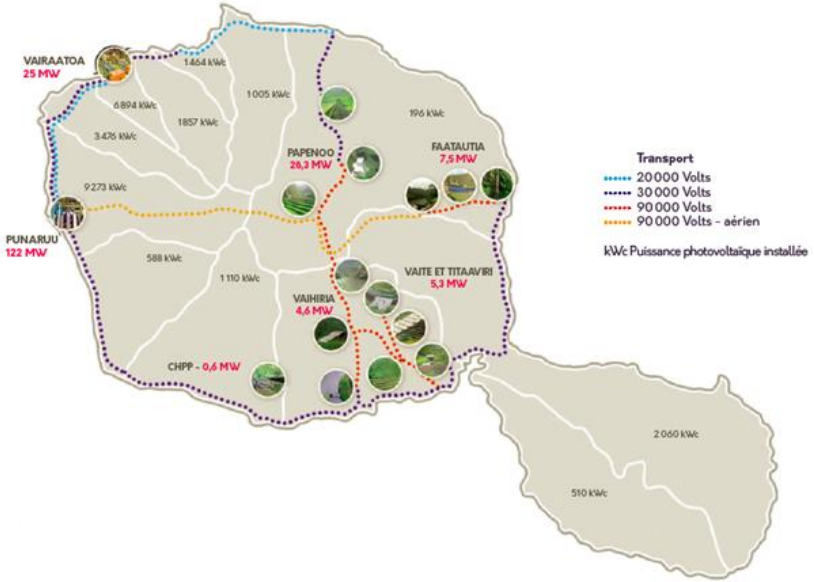
Définitions

Concept	Définition
Courbe monotone	La monotone est une représentation graphique d'une chronique temporelle, où les ordonnées sont classées par ordre décroissant. Ainsi la courbe donne le nombre d'heures où la valeur en ordonnée se réalise. Dans cette étude, la monotone de demande d'électricité et de déconnexion de centrale PV sont utilisées.

Introduction

Contexte et objectifs

- Dans un contexte de transition énergétique, Tahiti s'est fixé un objectif de 75% d'EnR dans le mix électrique à l'horizon 2030.
- Pour atteindre cet objectif, l'île peut compter sur de forts potentiels EnR :
  - Le mix électrique comporte en 2018 37% d'énergie renouvelable (hydroélectricité et photovoltaïque)
  - Des projets solaires (champs solaires principalement ou PV sur toiture) et hydroélectriques (nouveaux projets ou optimisation de l'existant) pourraient être développés.
- Dans ce cadre, le Service des énergies à missionné Artelys pour l'assister dans l'étude de l'intégration des EnR dans le mix électrique à l'horizon 2030.
- En particulier, il s'agit de quantifier l'effet de l'accroissement des capacités renouvelables, notamment solaires, sur le plan technique (impact sur l'équilibre offre-demande et sur le niveau d'écrêtement de production) et sur le plan économique.



Réseau de transport et parc de production d'électricité à Tahiti
(source : Service des énergies)

Introduction

Approche

- L'étude repose sur 6 scénarios possibles du développement du mix électrique de Tahiti à l'horizon 2030, différenciés par leurs capacités solaire, hydro-électriques et par la manière dont la stabilité est assurée (intégration ou non d'un régulateur de production).

- Le système électrique est simulé pour chacun des scénarios avec l'outil de modélisation Artelys Crystal Super Grid, et un ensemble d'indicateurs sont évalués pour comprendre l'effet de chacune des mesures.

- En particulier, les scénarios sont analysés et comparés sur des critères techniques (mix de production, comportement des différents filières, écrêtement, émissions de CO_2, etc.) et économiques (facture énergétique, coût de l'électricité, coût de l'écrêtement, etc.).

Description des scénarios

L'étude repose sur l'analyse de 6 scenarios d'évolution du mix électrique de Tahiti à l'horizon 2030.

Les hypothèses structurantes des quatre premiers scénarios sont données ci-dessous:

- Le scénario 1 est celui qui se rapproche le plus du système actuel :
  - Les capacités thermiques et hydrauliques sont identiques à aujourd'hui
  - La capacité de solaire sur toiture est de 45 MW, dont 17 MW de capacités déconnectables du réseau.
  - La stabilité du système est assuré par un minimum de production thermique (15 MW).
- Le scénario 2 suppose un mix identique au scénario 1 dans lequel un régulateur de production et un nouvel outil de production thermique sont introduits pour assurer la stabilité, permettant de réduire le minimum de production thermique (3 MW en présence de production solaire, 0 sinon).
- Le scénario 3 suppose un système similaire au scénario 2, où les installations hydroélectriques actuelles ont été optimisées (+ 2 MW par rapport à aujourd'hui).
- Le scénario 4 suppose un système similaire au scénario 2, où les installations hydroélectriques actuelles ont été optimisées et de nouveaux projets hydroélectriques réalisés (+ 13 MW au total par rapport à aujourd'hui).

Chacun des 4 premiers scénarios est décliné en 8 variantes, dans lesquelles la puissance installée de PV avec stockage (champs solaires) s'échelonne de 10 MW à 80 MW.

Dans les deux derniers scénarios, l'évolution d'une partie du mix de capacité est scénarisée, tandis que le développement des champs solaires sans stockage et des batteries centralisées est optimisé de manière à atteindre l'objectif de 75% d'EnR dans le mix de production.

- Le scénario 5 suppose un système identique au scénario 3, plus une optimisation des investissements en champs solaires et batteries.
- Le scénario 6 suppose un système identique au scénario 4, plus une optimisation des investissements en champs solaires et batteries.
- La capacité solaire sur toiture est aussi fixée à 45 MW dans ces deux scénarios, et la puissance PV avec stockage à 30 MW.

Ces deux scénarios font l'objet d'une variante chacun, dans lesquelles la capacité PV avec stockage atteint 60 MW.

Tableau récapitulatif des scénarios

Les hypothèses du mix de capacités installées pour les 6 scénarios sont récapitulées dans le tableau suivant :

		Simulation du système électrique				Dimensionnement du mix pour atteindre l'objectif EnR	
Hypothèse du mix électrique		Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5	Scénario 6
Demande électrique		540 GWh (avec une pointe de 95 MW)					
Production hydroélectrique		47 MW		49 MW	60 MW	49 MW	60 MW
Production thermique	Capacité installée	142 MW					
	Minimum de production	15 MW (assuré par 2 groupes de la Punaruu)	3 MW lorsqu'il y a de la production PV et 0 MW sinon, assuré par un groupe rapide				
Production PV	PV toiture non-déconnectable	28 MW					
	PV toiture déconnectable	17 MW					
	Champs PV avec stockage	8 variantes de 10 à 80 MW, avec profil de production en plateaux.				30 MW, avec production en plateaux (et variante 60 MW)	
Actifs ajoutés (scénarios 5-6)	Champs PV sans stockage					Optimisation de capacités	
	Batteries centralisées					Optimisation de capacités	

Méthodologie

- Artelys Crystal Super Grid (p.9)
- Modélisation du système électrique (p.10)
- Données utilisées (p.16)

Artelys Crystal Super Grid

Le système électrique est simulé avec l'outil de modélisation des système énergétiques Artelys Crystal SuperGrid, qui simule un équilibre-offre demande prenant en compte les caractéristiques techniques des moyens de production.

L'outil a été configuré pour intégrer des règles de gestion spécifique au système électrique de Tahiti.

Paramètre d'entrée

- Capacités installées
- Catalogue d'investissements potentiels avec caractéristiques et coûts associés
- Caractéristiques technico-économiques des capacités de production d'électricité, des technologies de stockage, etc.
- Eléments de scénarisation (objectif EnR, etc.)

Calculs

Simulation de l'équilibre offre-demande et/ou optimisation des investissements pour atteindre l'objectif EnR

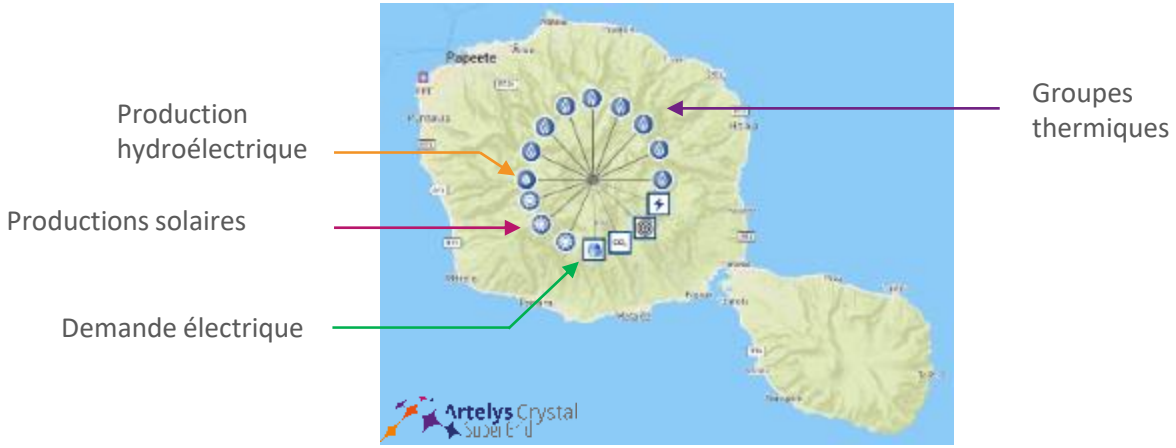
Résultats

- Investissements en moyens de production d'électricité
- Gestion opérationnelle de chacun des moyens de production, consommation ou stockage (ici, au pas de temps 10min)
- Écrêtements de production
- Emissions de CO_2

Modélisation - Hypothèses principales

Le système électrique de Tahiti a été modélisé de la façon suivante :

- Simulation du système à l'horizon 2030 sur une année complète au pas de temps 10 min
- La demande d'électricité est modélisée par une chronique temporelle à la granularité 10 min, les moyens de production devant couvrir cette demande à chaque pas de temps.
- La production est représentée technologie par technologie en respectant leurs spécificités et contraintes :
  - Chaque groupe thermique est modélisé séparément. La modélisation intègre explicitement les contraintes liées aux arrêts et démarrages de chaque groupe : on représente séparément leurs états de fonctionnement ON et OFF et leurs contraintes associées (minimum de production, gradients, heures de production)
  - Les centrales hydrauliques sont agrégées dans la simulation. Le placement de la production hydroélectrique est optimisé au sein de la journée, en intégrant des minimum et maximum de production.
  - Les centrales solaires PV (PV sur toiture non-déconnectable, PV sur toiture déconnectable, champs PV avec stockage, puis champs PV sans stockage dans les scénario 5 et 6) sont modélisées indépendamment, par un profil de production spécifique prenant en compte les caractéristiques propres de chaque type de solaire PV.
- L'écrêtement (ou inversement le placement) de la production de chaque moyen de production suit le barème de placement en vigueur sur l'île, en considérant les contraintes de chaque actif.



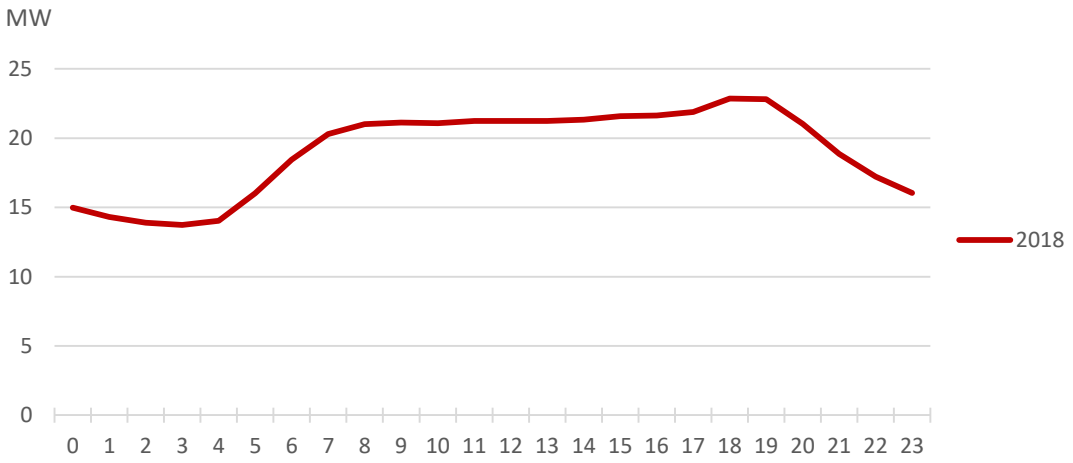
Vue de la modélisation du système électrique de Tahiti dans le logiciel Artelys Crystal Super Grid.

Modélisation – Production

Production hydroélectrique

La capacité installée hydroélectrique varie en fonction des scénarios, mais la modélisation reste identique pour chacun d'entre eux :

- La centrale a la possibilité de réguler sa production journalière, à partir d'un volume journalier d'énergie à produire et d'une puissance maximale journalière, afin de favoriser le placement du PV en journée en laissant la possibilité de déplacer de la production hydroélectrique le jour vers d'autres moments de la journée (soirée, nuit).
- Un minimum de production est imposé pour certaines périodes, correspondantes à un risque de débordement des bassins.
- Un gradient maximal pour la montée en charge et la descente est déterminé empiriquement à partir des données sur la production historique.
- Les puissances minimales et maximales de la centrale, ainsi que les gradients de production sont revus à la hausse lorsque la capacité de la centrale augmente avec l'installation de nouveaux projets.



Profil journalier moyen de la production hydroélectrique historique

Modélisation – Production (2)

Production thermique

Les groupes thermiques du système électrique de Tahiti (142 MW au total) sont modélisés un à un en prenant en compte les contraintes suivantes :

- **Disponibilité :** 1 groupe Pielstick et 1 groupe Wartsila de la Punaruu, et 1 groupe Pielstick de Vairaatoa sont supposés indisponibles toute l'année. Les autres groupes sont supposés disponibles à 100% toute l'année.
- **Dynamique de production** : Les groupes thermiques ont un minimum de production lorsqu'ils sont en état de fonctionnement. De plus, des durées minimales de fonctionnement et d'arrêt sont prise en compte.
- **Gradients de production :** Des gradients maximaux de production à la hausse et à la baisse sont prise en compte dans le modèle.

De plus, un minimum de production sur l'ensemble du parc thermique est considéré dans la modélisation, afin d'assurer la stabilité du système (cf. slide sur la description des scénarios).

Production solaire sur toiture

Les centrales PV sur toiture sont décomposées en une partie déconnectable (17 MW) et une partie non-déconnectable (28 MW) :

- Les centrales PV non-déconnectables ont une production imposée : elles ne peuvent pas être écrêtées.
- Les centrales PV déconnectables peuvent être déconnectées à tout instant, en respectant les contraintes suivantes :
  - La déconnexion s'effectue centrale par centrale, en respectant un ordre de découplage : selon le prix de rachat de l'électricité (de la plus chère à la moins chère) puis en appliquant la règle « Last In First Out ».
  - S'il y a un besoin d'écrêtement, alors l'intégralité de la puissance unitaire de chaque centrale nécessaire est coupée (pas d'écrêtage possible de la puissance unitaire d'une centrale), jusqu'à rétablir l'équilibre offre-demande.
  - Chaque centrale peut être reconnectée en cours de journée.

Modélisation – Production (3)

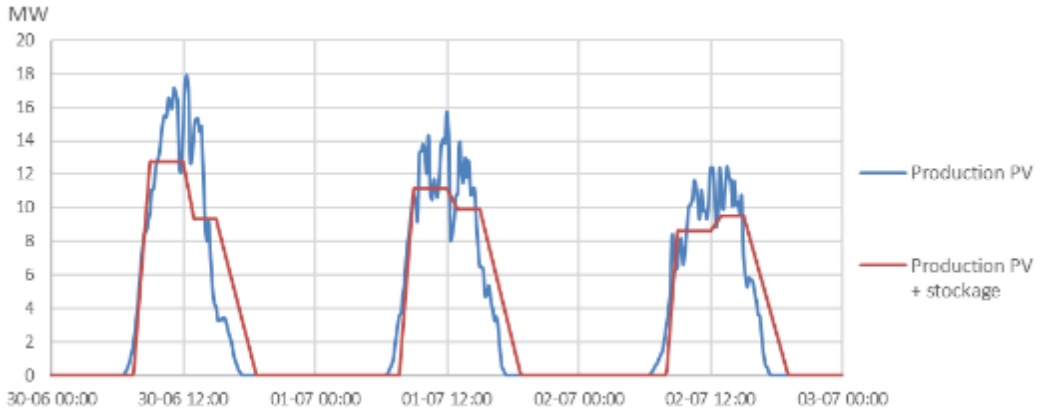
Production solaire avec stockage

Les champs PV avec stockage ont une capacité variable en fonction des variantes et des scénarios (cf. slide sur la description des scénarios) :

- La production de ces installations peut être écrêtée si les conditions technico-économiques du système électrique le demandent. Le modèle détermine a tout instant la quantité exacte de production écrêtée.

Le profil de production en plateaux des champs PV avec stockage est crée à partir du profil de production des centrales solaires sur toiture (afin de garder une corrélation temporelle entre les deux types de PV) et en se basant sur les règles suivantes :

- Production constante sur les horaires 8h-12h le matin et 13h-16h l'après-midi en saison chaude (du 1er octobre au 31 mars inclus), et sur les horaires 9h-12h et 13h-15h en saison fraîche (du 1er avril au 30 septembre inclus).
- Le volume produit par le champ PV le matin est entièrement utilisé le matin (que la production soit injectée sur le réseau ou écrêtée), de même l'après-midi. Il n'y a pas de glissement de la production théorique du matin vers l'après-midi et vice-versa.
- Les montées et descentes de puissance se font à gradient constant, en respectant un gradient maximum de ± 0,5% $P_{installée}$/min.
- Les horaires de début et de fin de production en saison chaude (respectivement en saison fraîche) ont lieu entre 6h et 7h et entre 17h et 18h (respectivement entre 7h et 8h et entre 16h et 17h).



Exemple de construction du profil de production des champs PV avec stockage

Modélisation – Scénarios 5 et 6

Optimisation des investissements dans les scénarios 5 et 6

Dans les scénarios 5 et 6, une partie des capacités du mix installé est optimisée (capacité solaire supplémentaire et batteries centralisées) afin de respecter un objectif EnR de 75%. Ce changement de modélisation par rapport aux scénarios 1 à 4 implique les briques de modélisation suivantes:

- Contrainte sur la production EnR : Le modèle prend explicitement en compte une contrainte qui permet d'assurer une production des énergies renouvelables (centrales hydroélectrique et solaire) au minimum égale à 75% de la demande d'électricité.
- Optimisation du parc électrique : Le modèle permet d'optimiser le dimensionnement des champs PV sans stockage (en puissance) et des batteries centralisées (en puissance de soutirage et en capacité de stockage). A partir d'un coût d'investissement dans ces deux technologies, l'optimum économique est déterminé afin de respecter la contrainte sur l'objectif EnR du mix électrique de Tahiti.
- Production solaire de champs supplémentaires sans stockage :
  - Les champs PV supplémentaires ont une production qui peut être écrêtée à tout instant, similairement à la production des champs PV avec stockage.
- Batteries centralisées
  - Les batteries sont capables de consommer de l'électricité depuis le réseau, de la stocker puis de la restituer au réseau lorsque l'équilibre offre-demande le sollicite. Un rendement du cycle soutirage-stockage-injection est pris en compte et fixé à 85%.
  - Plusieurs batteries sont modélisées avec des durées de décharge différentes. La durée de décharge est le ratio entre le volume d'énergie déstockable et la puissance de la batterie. Des durées de 1h et de 2h sont utilisés dans le modèle.

Modélisation – Scénarios 5 et 6 (2)

Optimisation des investissements dans les scénarios 5 et 6

Afin de modéliser à la fois le dimensionnement du mix de capacités électriques et le comportement du système électrique, les scénarios 5 et 6 sont modélisés en deux passes :

Dans une **première passe**, on optimise les capacités de production (PV et stockages) du parc électrique sous contrainte de l'objectif EnR :

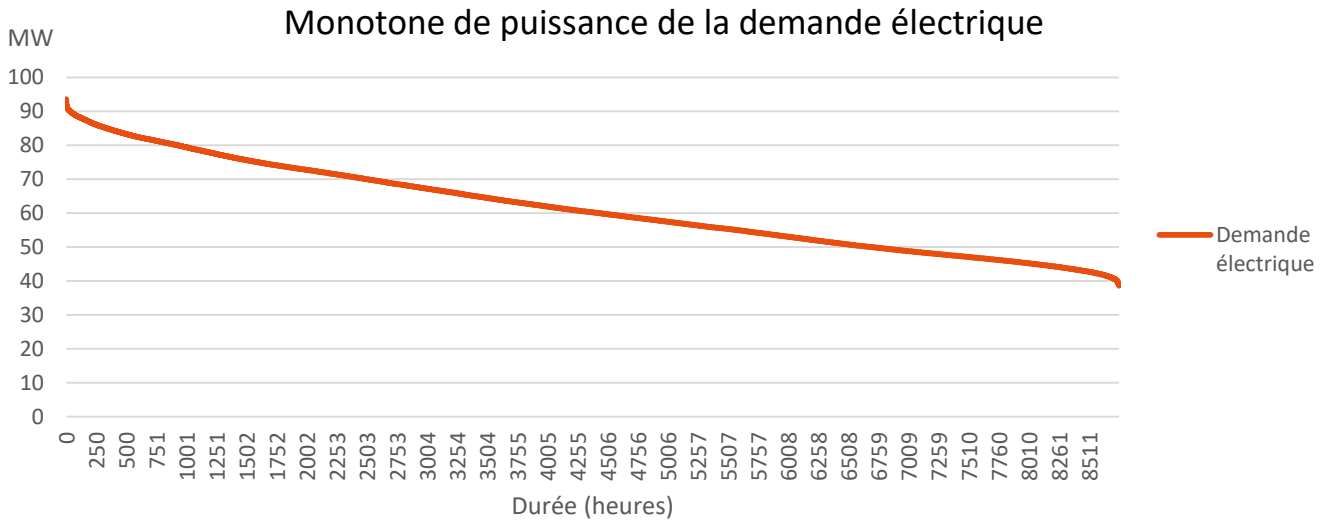
- Les groupes thermiques sont modélisées en mode « filière »
  - Les groupes ne possèdent pas de minimum de production (sauf pour le groupe de Vairaatoa où la réserve thermique est assurée) ni de contrainte sur les durées de démarrage / d'arrêt.
  - Les gradients sont pris en compte
- Plusieurs actifs sont ajoutés au modèle dont les capacités sont optimisées
  - Un actif représentant des centrales solaires PV sans stockage (profil de production basé sur la production historique 2018 avec un facteur de charge de 1450 heures équivalentes pleine puissance)
  - Deux actifs représentant des batteries, capable de stocker l'électricité depuis le réseau et de l'injecter, avec des temps de décharge différents (1h et 2h). Le rendement est supposé de 85% sur un cycle.
- L'optimisation de capacités est faite du point de vue de la collectivité en minimisant les coûts d'investissements (pour les nouveaux actifs) et les coûts de gestion du système (pour les actifs déjà en place et les nouveaux actifs, le facteur déterminant étant le coût lié à la production thermique).

Dans une **deuxième passe**, le parc de capacités résultant de la première passe est introduit dans le modèle utilisé dans les scénarios 1 à 4, permettant de reproduire le comportement des groupes thermiques et des centrales PV déconnectables, et de calculer les indicateurs similaires aux scénarios 1 à 4.

Données utilisées - Demande

Pour construire la chronique temporelle de la consommation électrique de l'île, la méthode suivante a été appliquée :

- La demande électrique est supposé identique pour tous les scénarios et atteint un volume annuel de 540 GWh, similaire à la demande électrique actuelle. Cette demande correspond à la consommation électrique plus les pertes dans les réseaux de transport et de distribution.
- Ce volume est distribué selon le profil de consommation électrique de 2018.
- La pointe de la demande s'établit à 93,6 GW, et la monotone montre que les puissance appelées s'établissent dans une gamme de 40 à 90 GW sans plateau apparent.



Données utilisées – Moyens de production

En plus des capacités du mix électrique scénarisées dans les six cas d'étude, les caractéristiques des moyens de production reposent essentiellement sur les données historiques de 2018, de manière à maintenir une corrélation temporelle entre demande électrique et production variable (solaire, hydro) :

- Les capacités solaires ont un profil de production équivalent à celui de la production historique de 2018, en le redimensionnant avec un facteur de charge annuelle spécifique à chaque type de production solaire (1000 heures équivalent pleine puissance pour la production PV sur toiture, 1350h pour les champs PV avec stockage et 1450h pour la production PV supplémentaire dans les scénarios 5 et 6).
- Les différents paramètres de la production hydroélectrique (énergie quotidienne, production maximale, gradients, et périodes de risque de débordement) sont déterminés à partir de l'historique de production 2018, et sont revus à la hausse lorsque la capacité de la centrale augmente avec l'installation de nouveaux projets.
- Les caractéristiques de la production thermique (minimum de production des groupes thermiques, durées minimales de fonctionnement/arrêt et gradients) sont inchangées par rapport aux valeurs actuelles.

Les principales données utilisées pour la construction du parc de production électrique sont récapitulées dans le tableau suivant :

Hypothèse principales	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5	Scénario 6
Production hydroélectrique	167 GWh (47 MW)		171,5 GWh (49 MW)	210,5 GWh (60 MW)	171,5 GWh (49 MW)	210,5 GWh (60 MW)
Production thermique	Minimum de production de 15 MW (assuré par 2 groupes de la Punaruu)	Minimum de production de 3 MW lorsqu'il y a de la production PV et 0 MW sinon, assuré par un groupe rapide				
Production PV (déconnectable ou non)	28 MW de non-déconnectable (28 GWh) et 17 MW de déconnectable (17 GWh)					
Production PV avec stockage	8 variantes de 10 à 80 MW, avec profil de production en plateaux.				30 MW, avec production en plateaux. (et variante 60 MW)	

Données utilisées - Options d'investissements

Dans le cadre des scénarios 5 et 6, les coûts d'investissements suivants ont été utilisés :

Technologies	CAPEX	OPEX	Durée de vie	Source/Commentaire
Centrale solaire PV	126 500 XPF/kW (1060 €/kW)	2900 XPF/kW/an	25 ans	Diminution du coût de 29% entre 2015 et 2030 donnée par le JRC[1], appliqué à un coût de 1250 €/kW, en supposant une installation du PV en 2025. Ces hypothèses de coûts ainsi que les hypothèses sur le facteur de charge du solaire PV (1450 heures équivalent pleine puissance) conduisent à un tarif de **10,5 XPF/kWh.**
Batteries	12 880 XPF/kW + 36 450 XPF/kWh (108 €/kW + 305 €/kWh)	600 XPF/kW/an + 900 XPF/kWh/an (5€/kW/an + 7,5 €/kWh/an)	10 ans	Diminution du coût entre 2019 et 2030 donnée par le bilan prévisionnel de RTE, appliqué à un CAPEX de 14 430 XPF/kW et de 58 590 XPF/kWh (moyenne sur les projets de batteries à Tahiti en 2019). Coûts similaires à ceux données par l'étude PEPS4[2] (hypothèse de coût 2035 pour un site isolé).

Pour obtenir des CAPEX annualisés, un taux d'actualisation de 8,5% a été appliqué (avec r le taux d'actualisation, N la durée de vie et $q = \frac{1}{1+r}$) :

$$Annuité = Coût_{investissement} \frac{r}{1 - q^N}$$

Le coût d'investissement total (indicateur économique utilisé dans les résultats de l'étude), égal aux dépenses d'investissement initial plus aux dépenses d'exploitation sur la durée de vie, est déterminé avec la formule suivante :

$$Coût_{investissement\ total} = CAPEX * puissance + \sum_{année\ a=1}^{N} \frac{OPEX}{(1+i)^a}$$

[1] JRC : JRC et E. Commission, « Cost development of low carbon energy technologies ». https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC109894/cost_development_of_low_carbon_energy_technologies_v2.2_final_online.pdf

[2] PEPS4 : ATEE, « Etude PEPS4 sur le potentiel national du stockage d'électricité et du power-to-gas ». https://atee.fr/system/files/2020-02/peps4-rapport-d-etude-v9.pdf

Données utilisées – Coûts de production*

Une fois la gestion du système déterminée dans l'outil Artelys Crystal Super Grid, les coûts de production du système électrique sont calculés avec les hypothèses suivantes :

Filière	Méthode pour calculer le coût de la filière
Hydro	Calculé à partir d'un coût complet par kWh de 12,81 XPF/kWh pour l'hydraulique historique (167 GWh) et de 24 XPF/kWh pour les nouvelles installations.
PV toiture – non déconnectable	Calculé à partir d'un coût complet de 15,98 XPF/kWh
PV toiture - déconnectable	Calculé à partir d'un coût complet différent en fonction du tarif d'achat (15,98 ; 35 et 40 XPF/kWh). Le calcul est réalisé avec / sans rémunération de la part écrêtée/déconnectée.
PV avec stockage	Calculé à partir d'un coût complet de 21 XPF/kWh Le calcul est réalisé avec / sans rémunération de la part écrêtée/déconnectée.
Thermique	Calculé avec une partie fixe (coût d'investissement et d'opération fixe) de 2 296 millions XPF/an et une partie variable dépendant de la production (16,54 XPF/kWh). Ces coûts reposent sur les chiffres historiques permettant d'obtenir un coût complet de 23,33 XPF/kWh. Le coût variable est basé sur un prix de facturation du fioul à EDT moyen de 55 XPF/litre.
PV supplémentaire	Calculé en multipliant la capacité optimisée par le coût d'investissement annualisé par MW (comprenant les dépenses d'investissement (CAPEX) et les dépenses d'exploitation (OPEX))
Batteries centralisées	Calculé en multipliant les dimensions du stockage optimisé par les coûts annuels d'investissements par MW et MWh (comprenant les dépenses d'investissement (CAPEX) et les dépenses d'exploitation (OPEX))

Les coûts annuels de production ont ensuite été ramenés au kWh de consommation:

$$\text{Coût de production } (XPF/kWh) = \frac{\text{Coût hydro/thermique/PV toiture/PV stockage (hors écrêtement)} + \text{Invest. PV supplémentaire/batteries } [XPF]}{\text{Demande électrique annuelle } [kWh]}$$

* Les coûts présentés ne correspondent qu'aux coûts de revient de la production d'électricité de Tahiti

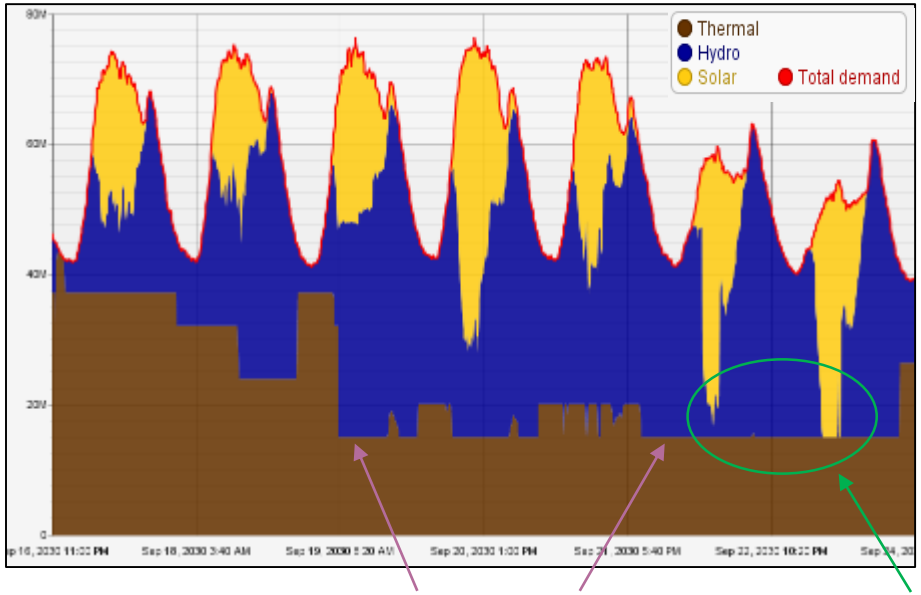
Résultats

- Résultats des scénarios 1 à 4 (p.21)
- Résultats des scénarios 5 et 6 (p.32)

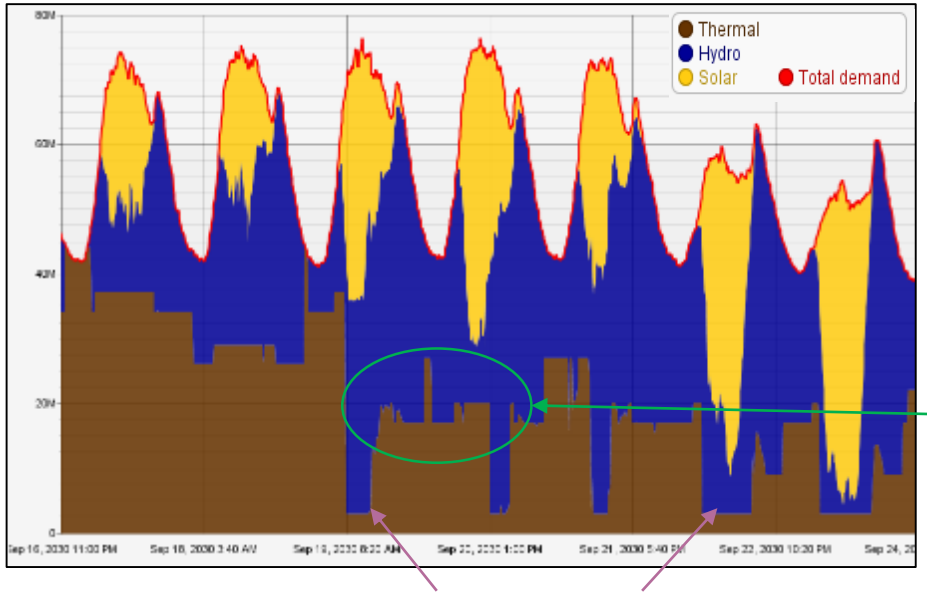
Résultats scénarios 1 à 4 – Equilibre offre-demande

Les démarrages de groupes thermiques sont très visibles sur l'équilibre offre demande. A titre d'illustration, on présente ci-dessous les productions cumulées au pas de temps 10 minutes, pour une semaine représentative (16-24 septembre), pour les scénarios 1 et 2.

Scénario 1 – PV + Stockage = 50 MW



Scénario 2 – PV + Stockage = 50 MW



Démarrage de groupe pour la nuit

Minimum de production = 15 MW

Situation d'écrêtement du solaire

Minimum de production = 3 MW

Les arrêts/démarrages des différents groupes thermiques se produisent en début et en fin de journée pour laisser la place à la production solaire

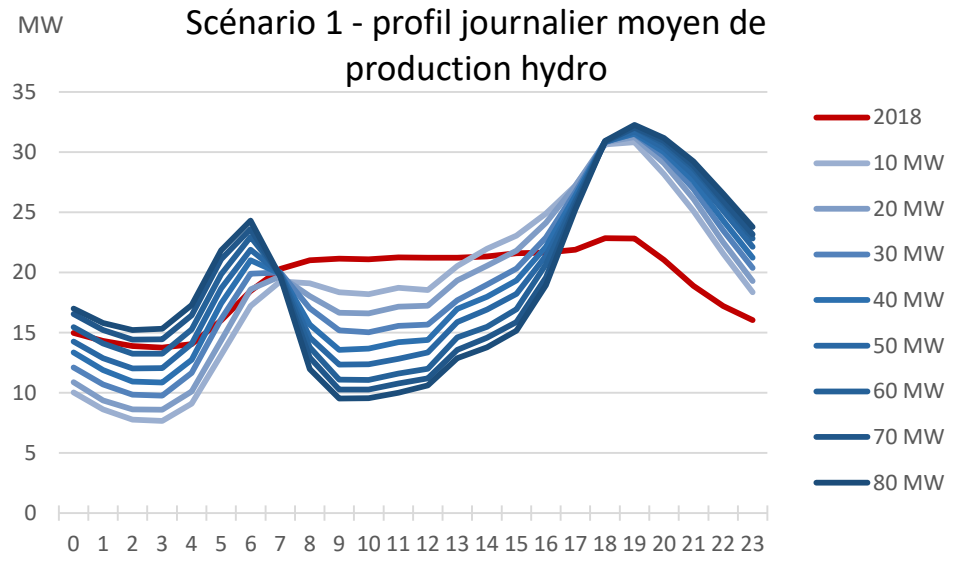
La production solaire peut se retrouver écrêtée lorsque les autres centrales sont forcées à produire (minimum de production ou volume de production hydro à répartir sur la journée)

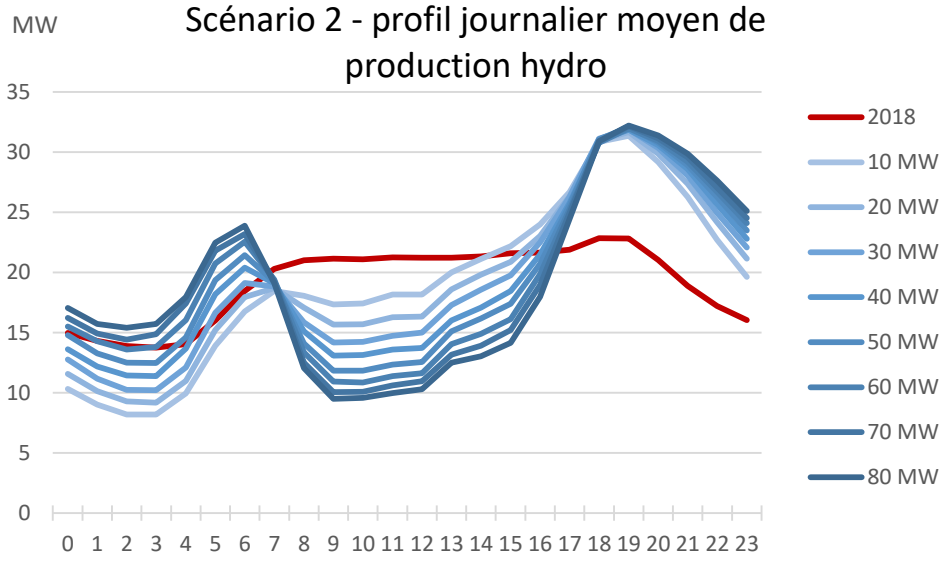
Résultats scénarios 1 à 4 : comportement de l'hydro

Le placement de la production hydroélectrique permet de favoriser l'intégration de la production solaire.

Par rapport au profil de production moyen historique (cf. la courbe rouge sur les figures ci-dessous), l'optimisation de la production journalière déplace de la production en journée vers des périodes sans production solaire (tôt le matin, soirée, nuit).

Ce déplacement d'énergie augmente avec la capacité des champs PV avec stockage (cf. la comparaison entres les courbes bleues), afin d'intégrer la production solaire dans le mix de Tahiti.





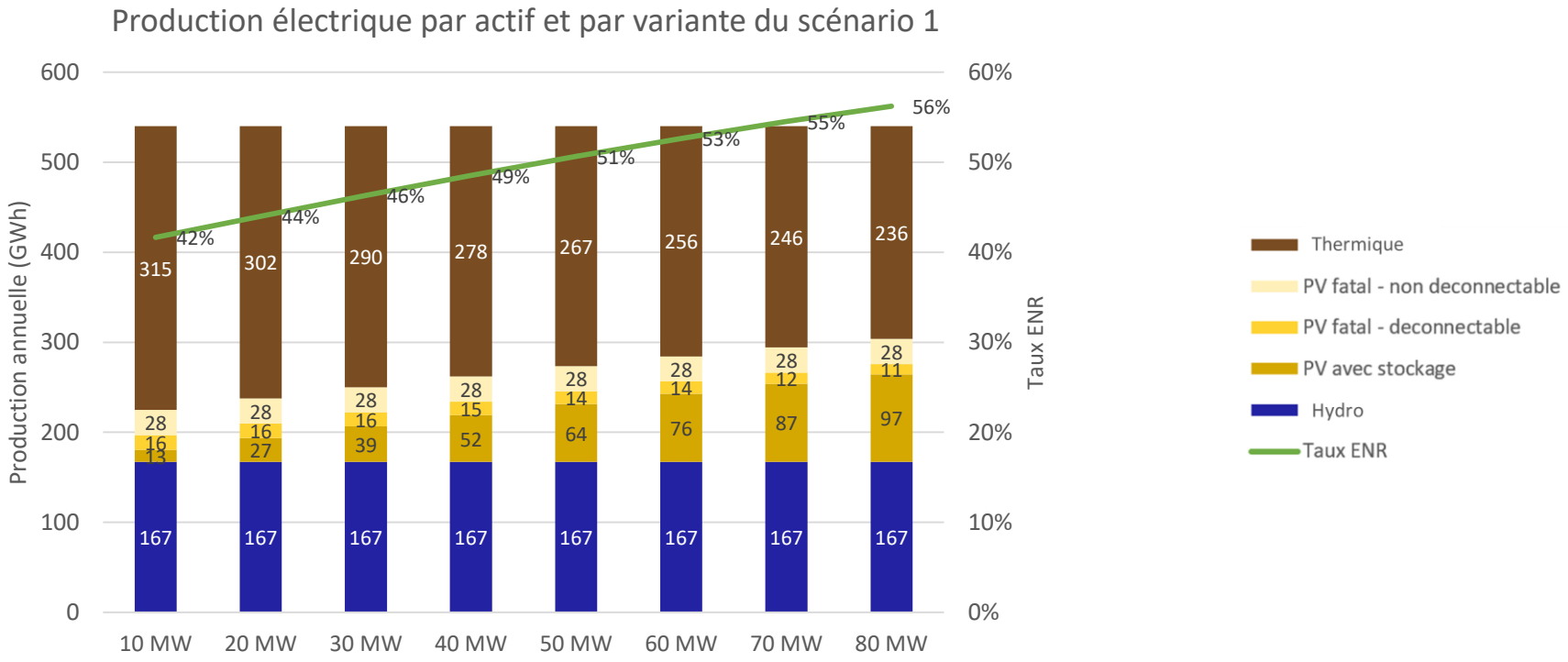
L'introduction du régulateur de production ne modifie pas structurellement le profil de production hydro car celui-ci est déterminée principalement par l'équilibre entre la production solaire et la demande électrique.

Résultats scénarios 1 à 4 – Mix de production et taux EnR

L'installation croissante de PV avec stockage permet de diminuer d'abord la contribution du thermique dans le mix de production (augmentant donc le taux ENR) puis remplace de la production du PV fatal déconnectable.

En effet, la production de PV fatal déconnectable injectée sur le réseau diminue à mesure qu'on intègre du PV avec stockage. Son écrêtement atteint **6 GWh** pour la variante 80 MW, soit plus d'un tiers de sa production potentielle (17 GWh).

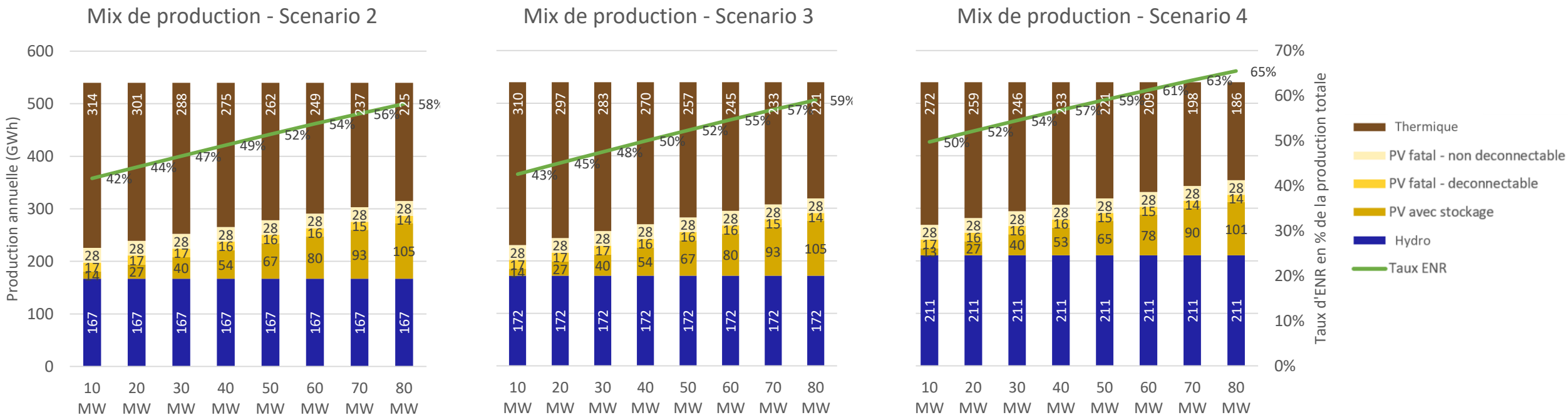
La production d'hydro est constante et au niveau attendu (167 GWh).



Résultats scénarios 1 à 4 – Mix de production et taux EnR (2)

Dans les scénarios 2, 3 et 4, le taux EnR peut atteindre des valeurs plus hautes grâce à la modification de la contrainte sur la production minimale thermique principalement. Comme pour le scénario 1, c'est principalement la contribution des actifs thermiques qui diminue au profit de la production PV avec stockage. Le PV déconnectable se trouve écrêté **jusqu'à 3 GWh** pour la variante à 80 MW.

- Le taux d'ENR varie entre 42% et 58% pour le scénario 2.
- Il atteint 65% pour le Scénario 4 et la variante la plus ambitieuse à 80 MW de PV stockage installé.



Résultats scénarios 1 à 4 – Ecrêtements de production

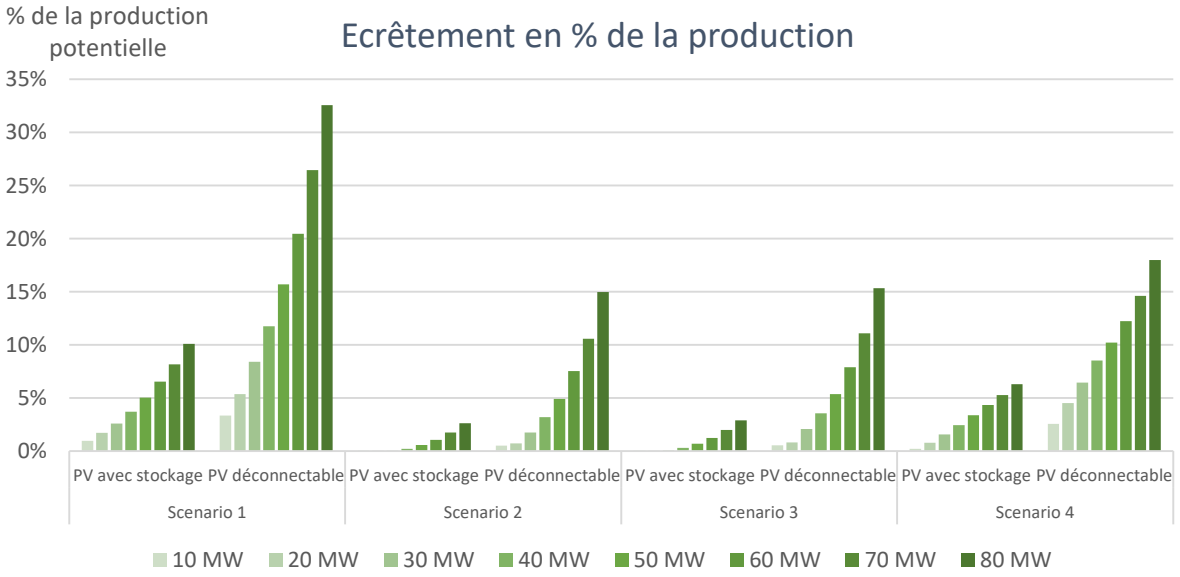
Comme attendu, plus la part de solaire augmente dans le mix, plus il y a de l'écrêtement de production (ou déconnexions)

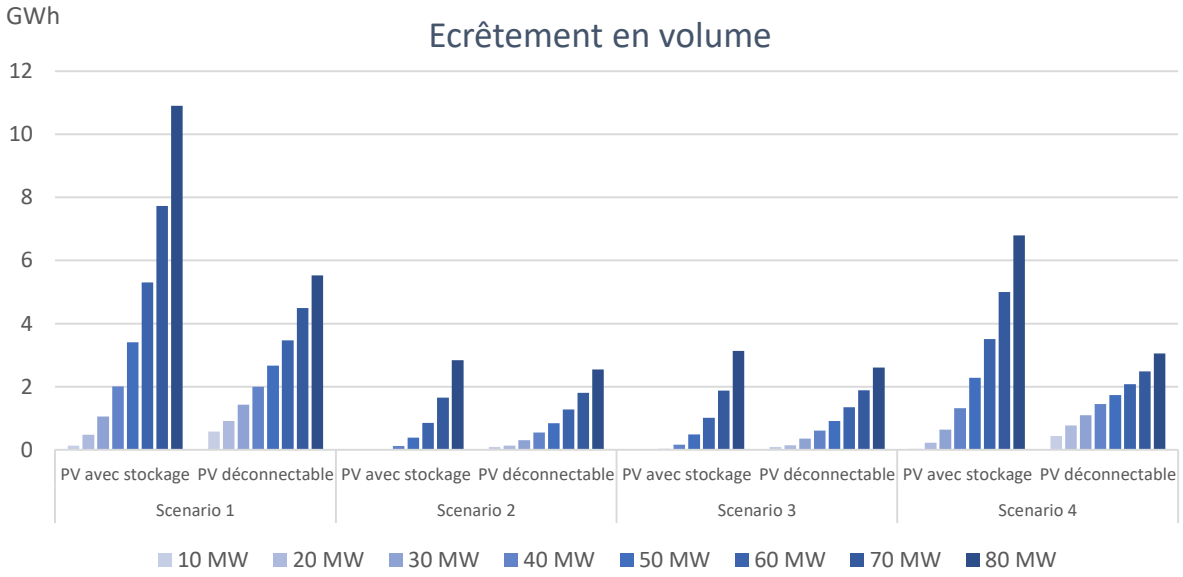
L'écrêtement se produit principalement sur le solaire PV déconnectable (plus de 30% de la production est déconnectée dans le pire des scénarios), le PV avec stockage étant impacté plus faiblement (10% dans le pire des scénarios) mais avec des volumes d'énergie écrêtés plus important :

- Cet écrêtement augmente plus rapidement que la capacité : on écrête proportionnellement plus quand les capacités solaires sont élevées
- L'introduction du « régulateur de production » permet de diminuer significativement l'écrêtement.
- De même, l'augmentation de la production hydroélectrique fait augmenter les déconnections.

Dans le cadre des scénarios 2 et 3 (avec un faible minimum de production thermique et une filière hydroélectrique similaire à l'actuelle ou proche), peu de production PV est écrêtée, notamment lorsque la capacité solaire est faible :

- L' écrêtement est inférieur à 3% pour le PV déconnectable et presque nul pour le PV avec stockage pour les variantes inférieures à 40 MW

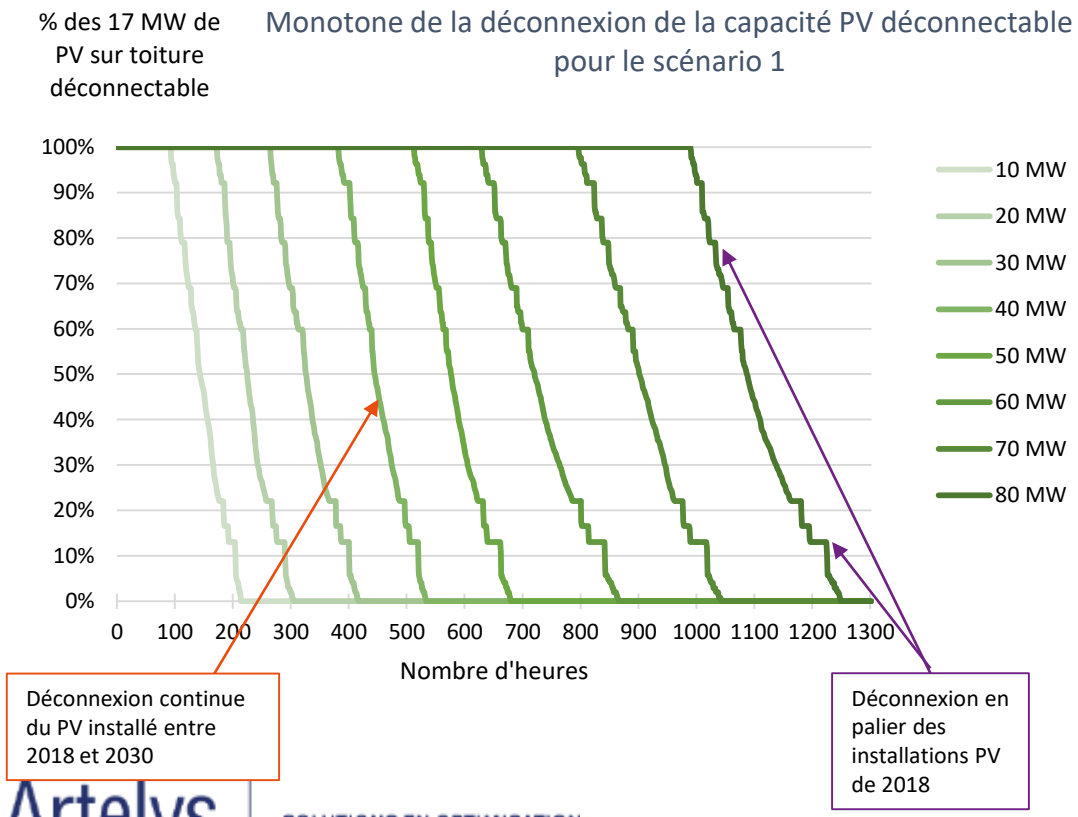


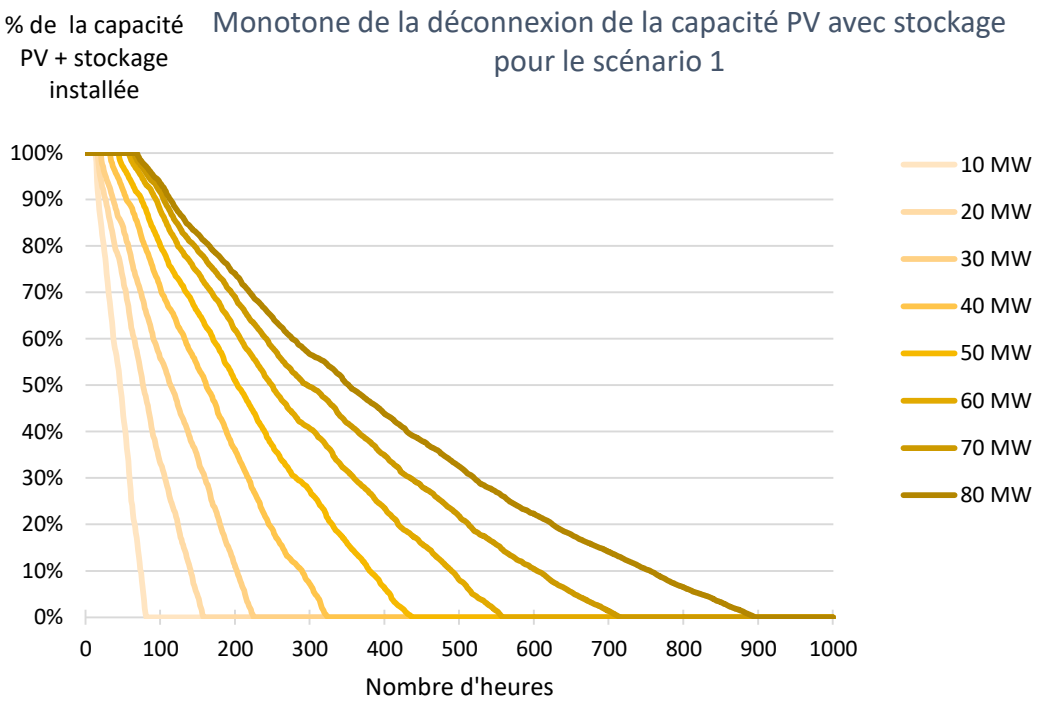


Résultats scénarios 1 à 4 – Ecrêtements de production (2)

Dans le scénario 1, le solaire PV déconnectable est déconnecté partiellement* un grand nombre d'heures dans l'année (de 200h à 1250h selon les variantes, sur un nombre d'heures de production de 4400h), en respectant les paliers de déconnexion**. La capacité PV déconnectable est complètement déconnectée jusqu'à 1000h dans l'année pour la variante 80MW.

Le solaire PV avec stockage est aussi déconnecté partiellement pendant beaucoup d'heures (de 100h jusqu'à 900h dans l'année). Cependant la monotone de déconnexion est très étalée : on ne déconnecte l'ensemble de la capacité PV avec stockage que quelques heures dans l'année (de 0h à 80h selon les variantes)





*On considère qu'il y a « déconnection partielle » dès qu'une partie de la capacité est déconnectée.

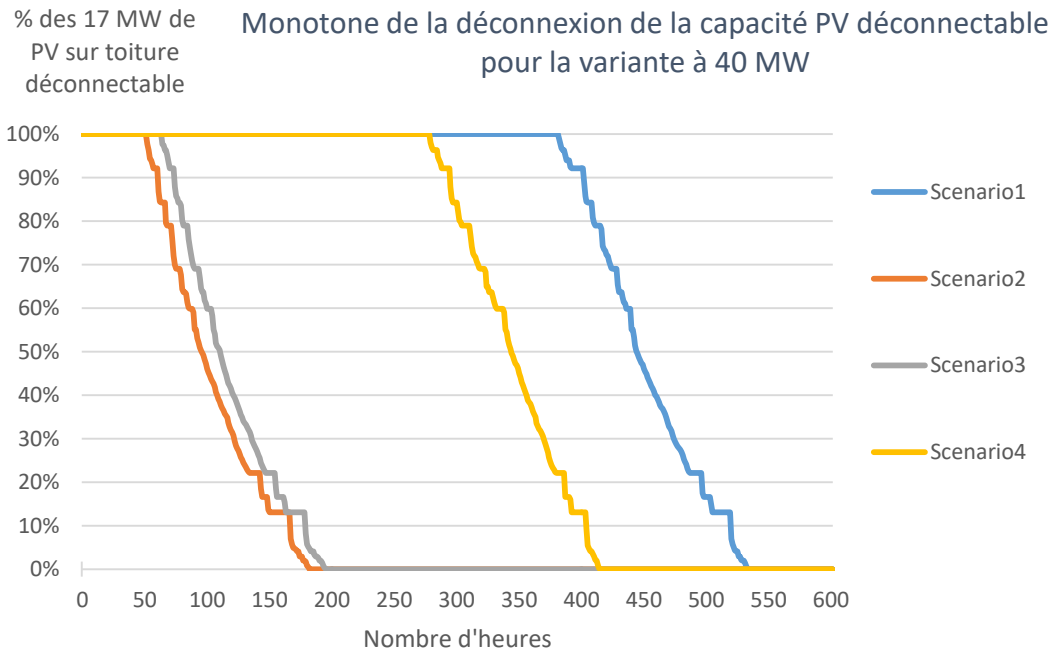
** Le PV déconnectable est déconnecté centrale par centrale selon le prix de rachat de l'électricité (de la plus chère à la moins chère) puis en appliquant la règle « Last In First Out ».

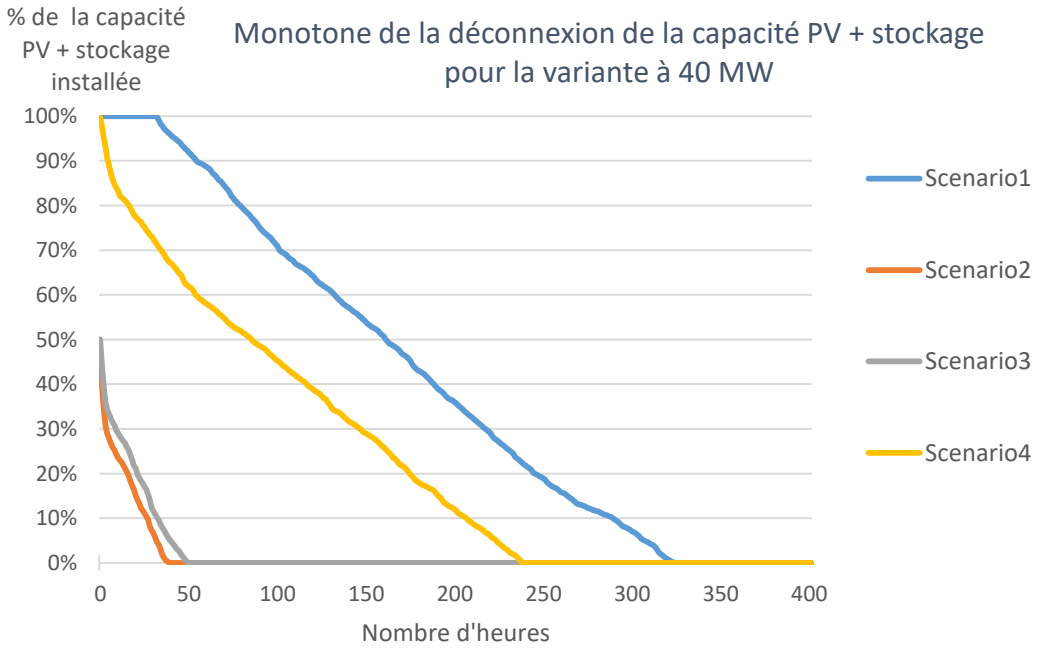
Résultats scénarios 1 à 4 – Ecrêtements de production (3)

La modification du minimum de production thermique a un fort impact sur le nombre d'heures où les installations PV déconnectables ou PV avec stockage sont déconnectées (passage de scénario 1 à 2-3).

L'augmentation de la pénétration de la production hydro dans le mix électrique de Tahiti augmente les déconnexions des deux ensembles de centrales solaires déconnectables, malgré la pilotabilité de la production hydro (passage des scénarios 2-3 au scénario 4). Par exemple, pour la variante 40 MW :

- 180h de déconnexion partielle* pour le PV déconnectable dans le scénario 3 contre 410h dans le scénario 4
- 50h de déconnexion partielle pour le PV avec stockage dans le scénario 3 contre 240h dans le scénario 4



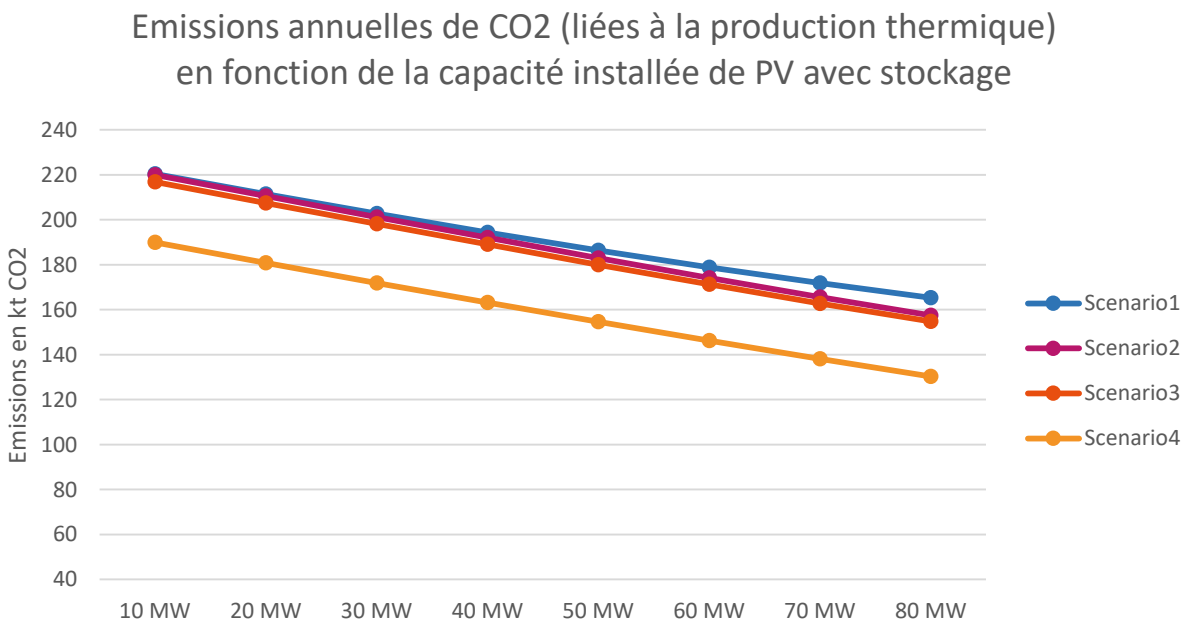


*On considère qu'il y a « déconnection partielle » dès qu'une partie de la capacité est déconnectée.

Résultats scénarios 1 à 4 – Emissions de CO2

L'installation de PV avec stockage permet de faire baisser les émissions de CO2 liées à la production électrique, presque proportionnellement à la capacité solaire installée. La variante 80 MW du scénario 1 permet une **diminution des émissions de 25%** par rapport à la variante 10 MW du même scénario.

À nouveau, le scénario 4 se démarque de par son niveau d'hydro supérieur aux autres scénarios.



Hypothèses : Le calcul réalisé repose sur le contenu CO2 historique d'un kWh électrique produit à Tahiti : 435 gCO2/kWh. A partir des productions historiques (années 2017 et 2018), on en déduit qu'un kWh de production thermique émet **700 grammes de CO2**.

Résultats scénarios 1 à 4 – Coûts de production*

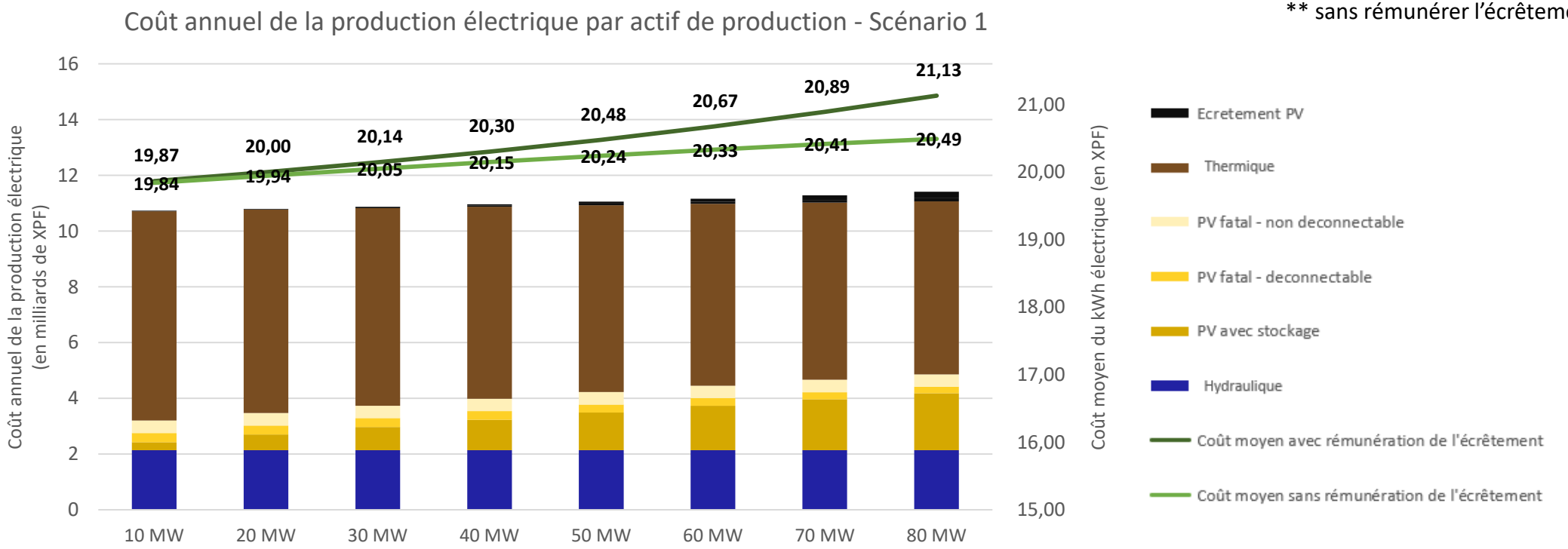
Le coût annuel de production pour le scénario 1 reste relativement stable (**10,7 à 11,1 milliards de francs**) selon les variantes et sans rémunération des kWh écrêtés. Il atteint 11,4 milliards de francs si la production écrêtée est rémunérée.

L'installation de 80 MW de PV avec stockage coûte annuellement 3,3%** de plus en comparaison avec le scénario 10 MW.

Le **coût** annuel du système pour un MW supplémentaire de PV avec stockage installé est de 5 millions de francs**.

Le coût moyen d'un kWh varie de 19,8 à 20,5 XPF** pour le scénario avec le plus de PV installé **; l'installation de PV avec stockage fait donc augmenter les coûts de production.** À titre de comparaison, le coût moyen en 2018 est de **19,75 XPF/kWh**.

** sans rémunérer l'écrêtement



Artelys | SOLUTIONS EN OPTIMISATION

* Les coûts présentés ne correspondent qu'aux coûts de revient de la production d'électricité de Tahiti

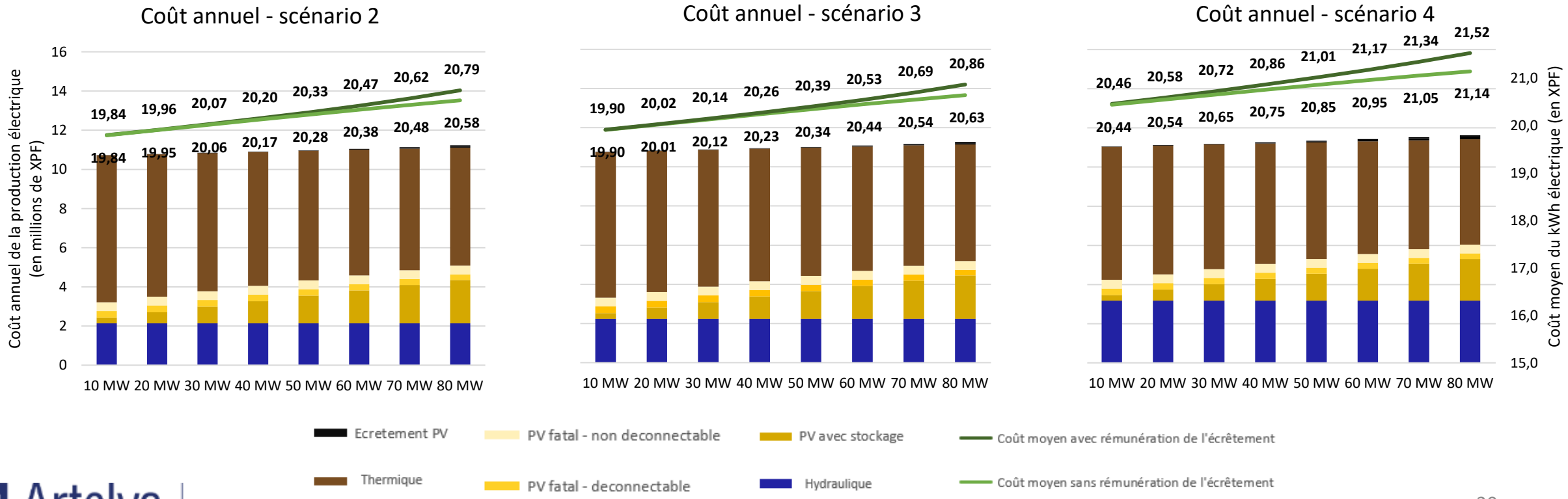
Résultats scénarios 1 à 4 – Coûts de production* (2)

Les scénarios 2 et 3 ont des coûts légèrement en baisse par rapport au scénario 1 :

- **-1,6 %** sur les coûts annuels (en prenant en compte l'écrêtement) du scénario 2 par rapport au scénario 1 dans la variante avec le plus de solaire (variante 80 MW), et **-1,2 %** pour le scénario 3 par rapport au scénario 1
- L'introduction du régulateur de production (scénario 2) et l'optimisation des installations hydroélectriques actuelles (scénario 3) a un faible impact sur les coûts du système

En revanche, le scénario 4 présente un coût plus élevé en raison de l'intégration de nouvelles capacités de production hydraulique.

- Le coût de revient des nouveaux projets hydroélectriques est évalué près de 2 fois plus cher que l'hydraulique historique (24 XPF/kWh contre 12,81 XPF/kWh historiquement)
- Le variante la plus chère (80 MW) revient à 11,6 milliards XPF en prenant en compte la rémunération de l'écrêtement, ce qui représente un coût moyen de 21,52 XPF/kWh.
- Ce scénario a un surcoût de **2,2 %** à **3,0 %** par rapport au scénario 1 sur l'ensemble des variantes, et de **3,1 %** à **3,5 %** par rapport au scénario 2.



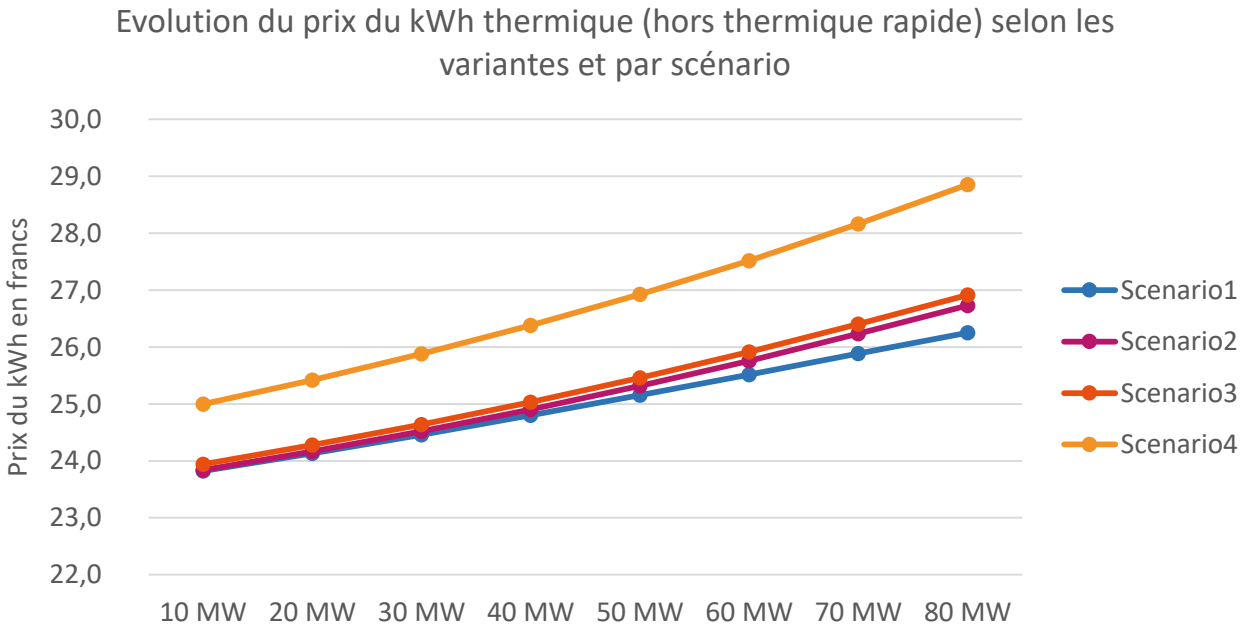
Artelys | SOLUTIONS EN OPTIMISATION

* Les coûts présentés ne correspondent qu'aux coûts de revient de la production d'électricité de Tahiti

Résultats scénarios 1 à 4 – Coûts du thermique

Le coût du kWh thermique augmente avec la baisse de production thermique et donc lorsque la pénétration EnR augmente. En effet, les coûts fixes sont ramenés à une quantité plus faible de production:

- Le scénario 4 est celui qui sollicite le moins les actifs thermiques, le coût est donc plus élevé que dans les autres scénarios
  - + 1 XPF/kWh à + 2 XPF/kWh selon les variantes.
- Pour un même scénario, le coût thermique augmente avec l'installation de PV avec stockage



Résultats scénarios 5 et 6 : Mix de capacités

Afin d'atteindre l'objectif de 75% d'EnR dans le mix électrique de Tahiti, l'optimisation de capacités conduit aux résultats suivants pour les scénarios 5 et 6 :

Technologie	Scénario 5	Scénario 6
PV sans stockage	45 MW	45 MW
PV avec stockage	30 MW	30 MW
PV sans stockage supplémentaire (optimisé)	**134 MW**	**105 MW**
Batteries 1h (optimisé)	**0 MW**	**0 MW**
Batteries 2h (optimisé)	**52 MW, 104 MWh**	**15 MW, 30 MWh**

On installe 134 MW de PV supplémentaire dans le scénario 5 et 105 dans le scénario 6. Cet ordre de grandeur n'est pas surprenant:

- Si on considère un taux de croissance constant du taux EnR par rapport aux capacité PV (en utilisant les variantes du scénario 3 et en ignorant l'effacement), on obtient une capacité PV de 150 MW, à comparer aux 164 MW obtenus pour le scénario 5
- De la même façon pour le scénario 4, on obtiendrait 125 MW, l'optimisation donnant 135MW.

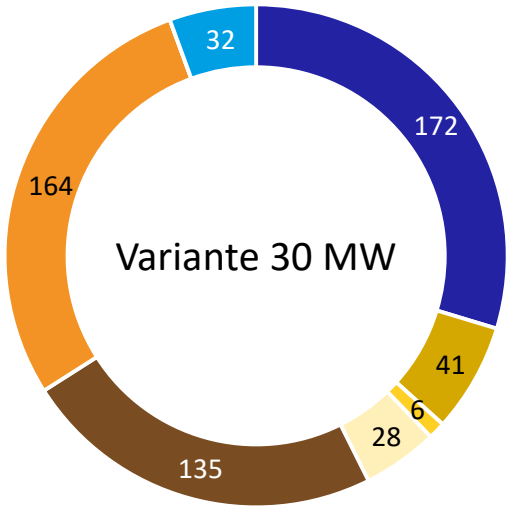
En ce qui concerne les batteries:

- Beaucoup de batteries sont installées dans le scénario 5 (environ la moitié de la capacité solaire) mais significativement moins dans le scénarios 6. La production hydro supérieure facilite l'intégration du PV avec une capacité inférieure de batteries.
- Les batteries 1h ne sont pas installées: les régimes de production PV sont plus favorables aux batteries 2h.

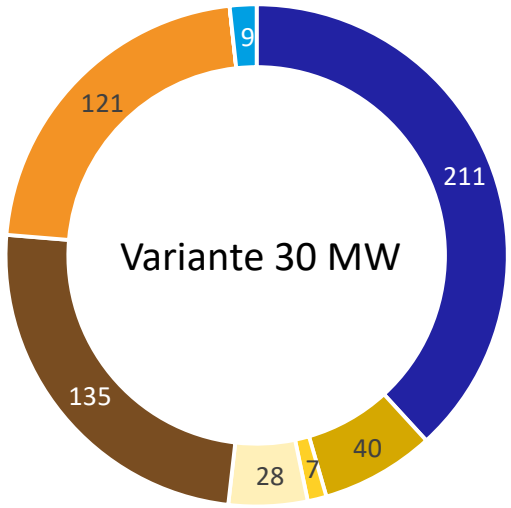
Résultats scénarios 5 et 6 : Mix de production

- Les mix de productions obtenus sont les suivants:
  - La production thermique a été substituée par de la production PV via majoritairement les actifs de PV supplémentaire installés.
  - Pour un même scénario, l'intégration de PV avec stockage permet de moins solliciter les batteries.
  - Avec une contribution de l'hydro plus élevé, le scénario 6 atteint un mix 75% ENR en ne sollicitant que très peu ses batteries (9 GWh, alors que 32 GWh d'énergies sont déplacées dans le scénario5)

Production électrique par actif - Scénario 5

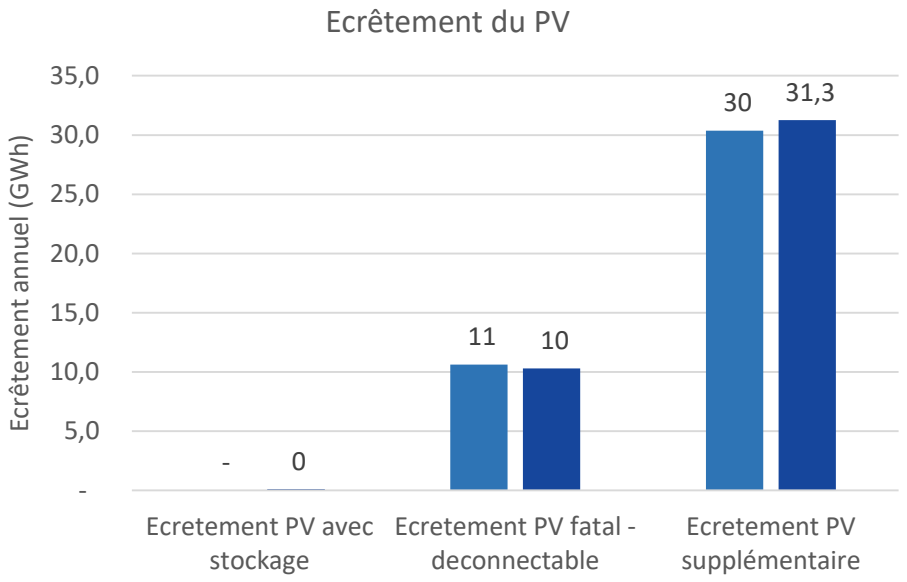


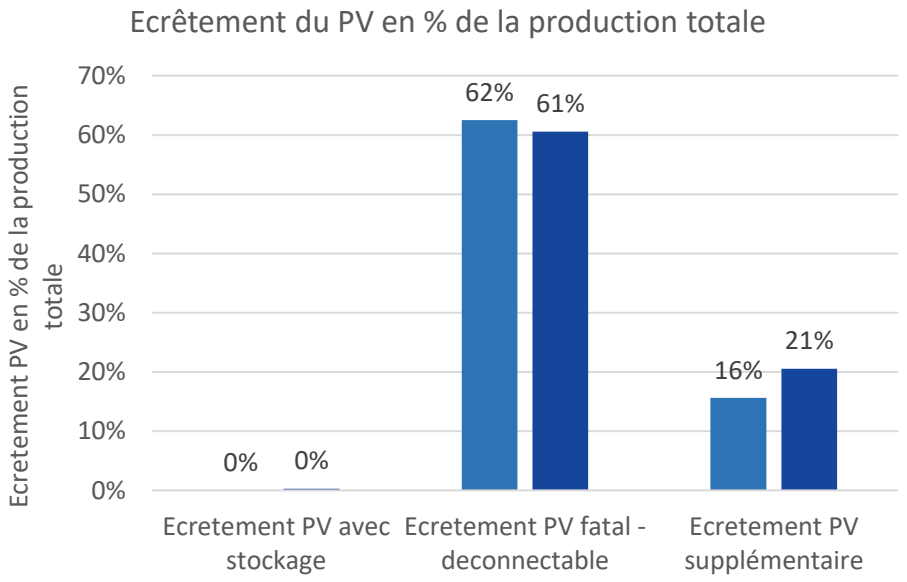
Production électrique par actif - Scénario 6



Résultats scénarios 5 et 6 : Ecrêtements

- L'écrêtement de la production PV s'élève à environ 40 GWh pour les 2 scénarios (ce qui correspond à 7% de la demande électrique de l'île)
- Le PV sur toiture déconnectable est la filière la plus impactée (en % de la production) suite à l'installation de PV supplémentaire, car déconnectés en priorité : on écrête jusqu'à 10 GWh sur une production potentielle de 17 GWh.
- Le PV supplémentaire installé est aussi fortement écrêté : 30 GWh d'écrêtement annuels, soit 16% de la production potentielle de cet actif dans le scénario 5 et 21% dans le scénario 6.



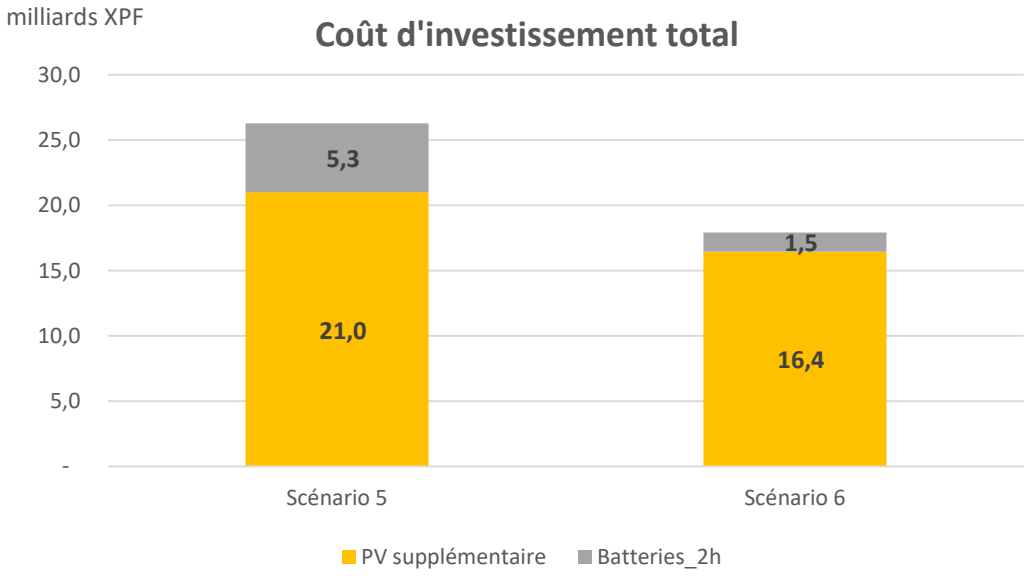


Scenario5 Scenario6

Résultats scénarios 5 et 6 : Coût d'investissement total

En termes de coûts, les nouveaux investissement représentent environ 17,9 à 26,2 milliards de francs en fonction du scénario.

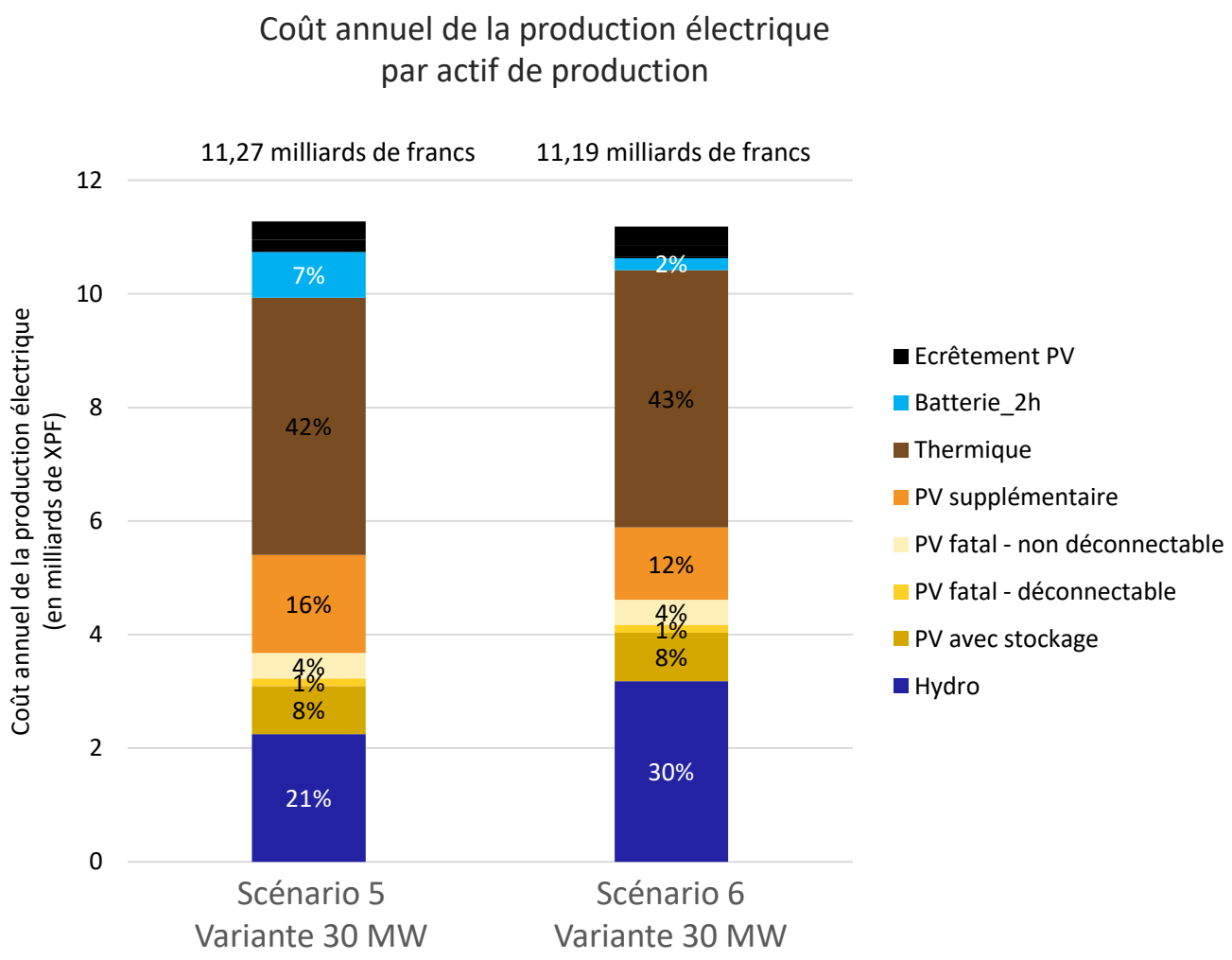
- Pour atteindre l'objectif de 75% d'EnR, le coût d'investissement nécessaire est de **21,0 milliards** de francs pour la capacité PV et de **5,3 milliards** de batteries pour le scénario 5.
- Pour le scénarios 6, cet investissement est de **16,4 milliards** de francs pour la capacité PV et de **1,5 milliards** pour les batteries.



Le coût d'investissement total intègre les dépenses d'investissement initial et les dépenses d'exploitation sur la durée de vie :

$$Coût_{investissement} = CAPEX * puissance + \sum_{année\ a=1}^{N} \frac{OPEX}{(1+i)^a}$$

Résultats scénarios 5 et 6 : Coûts de production*



- Le thermique représente encore une part importante des coûts
  - 42-43% des coûts hors écrêtement pour 25% de la production
- La rémunération de l'écrêtement coûte un demi milliard de francs pour chacun des scénarios.
- Le coût moyen du kWh (sans rémunérer l'écrêtement) est de :
  - 19,88 XPF pour le scénario 5
  - 19,71 XPF pour le scénario 6
- Les scénarios 5 et 6 présentent des coûts globaux légèrement inférieurs aux scénarios 1 à 4 alors même qu'ils permettent d'atteindre un mix ENR de 75%.

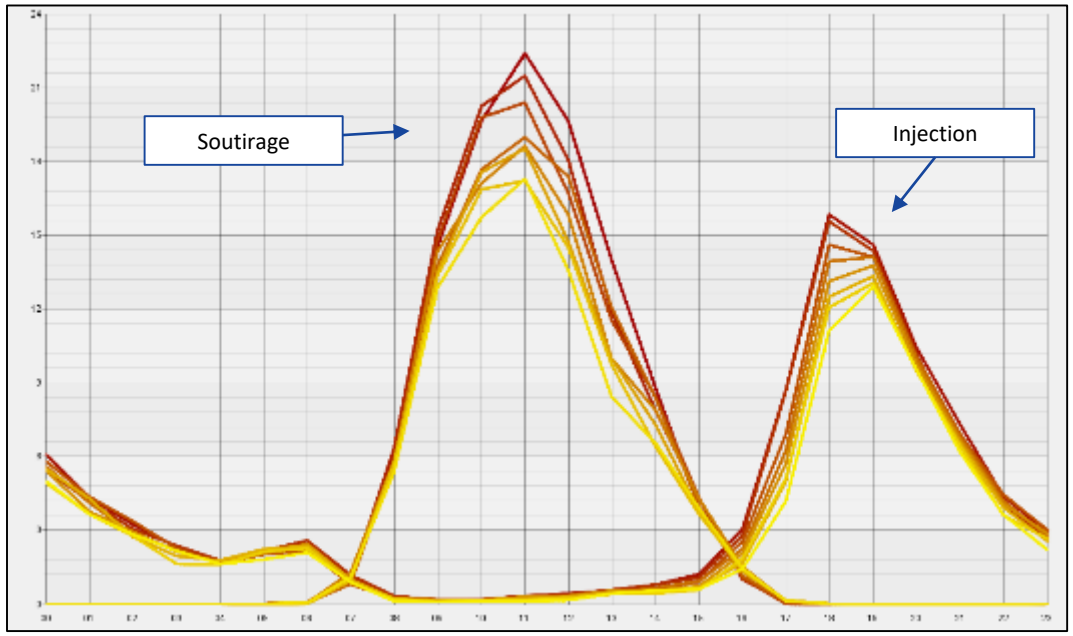
Les % représentent la répartition des coûts hors écrêtement selon la filière de production

* Les coûts présentés ne correspondent qu'aux coûts de revient de la production d'électricité de Tahiti

Résultats scénarios 5 et 6 : Comportement des batteries

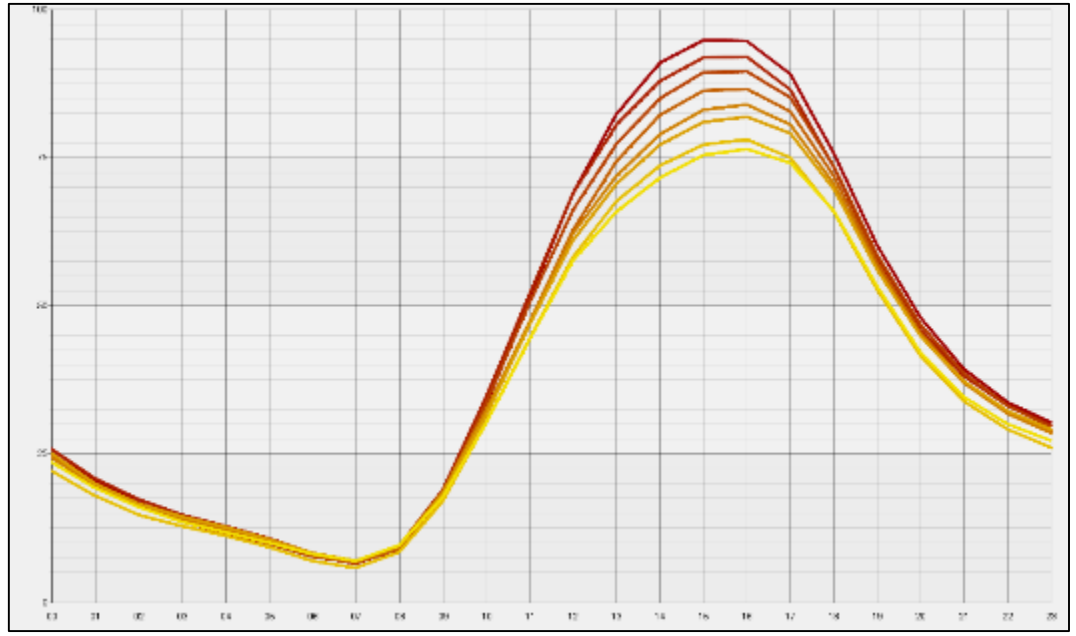
- Pour atteindre l'objectif EnR, il est nécessaire de déplacer de la production, entre une période de surproduction PV et une période de besoin de production.
- La demande nette de production PV ayant une pointe sur la période 18h-20h, le comportement principal de la batterie est de déplacer de la production PV de la journée sur cette période.
  - Les batteries réalisent l'équivalent de 300 cycles de charge/décharge dans le scénario 5, et 320 cycles dans le scénario 6.
  - Le volume moyen journalier déplacé est de 90 MWh dans le scénario 5 variante 30 MW et de 25 MWh dans le scénario 6.
  - La seconde utilisation des batteries est de produire pendant la nuit, et ainsi d'éviter de la production thermique.

Soutirage et injection d'électricité sur le réseau par les batteries dans le scénario 5 (profil journalier moyen)



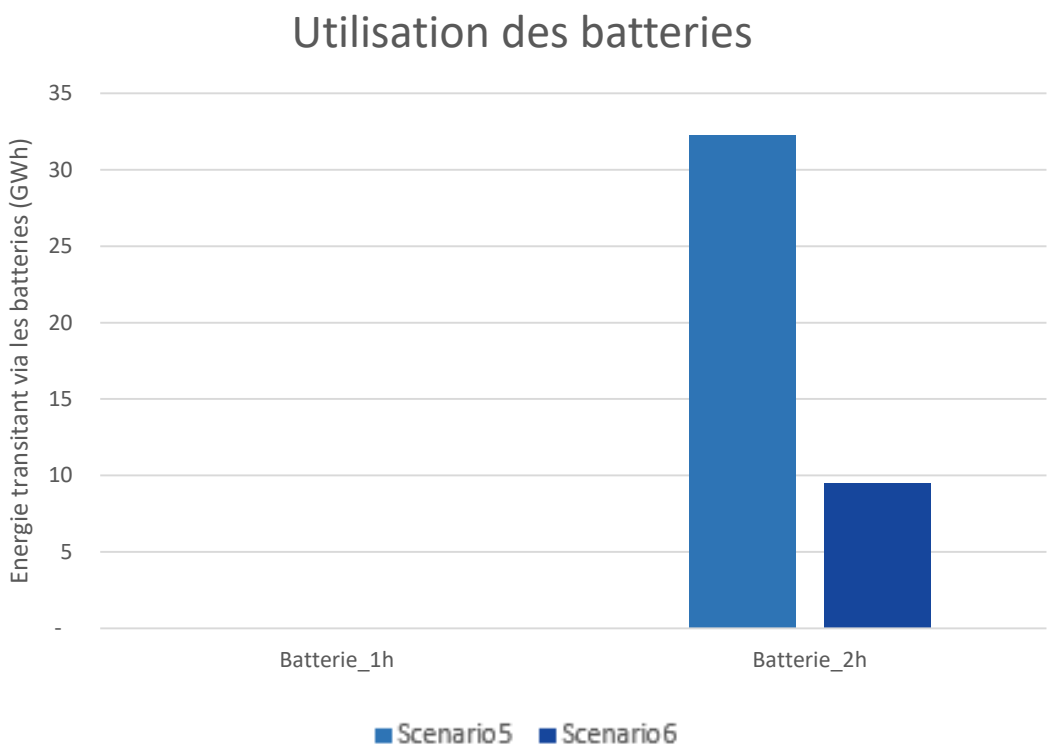
Légende
- 10 MW
- 20 MW
- 30 MW
- 40 MW
- 50 MW
- 60 MW
- 70 MW
- 80 MW

Stockage d'électricité dans les batteries dans le scénario 5 (profil journalier moyen)



Résultats scénarios 5 et 6 : Autres indicateurs

- **Emissions de CO2 : 94 ktCO2/an pour les 2 scénarios** (de 180 à 205 ktCO2/an pour les autres scénarios)
- **Production totale :** la production totale augmente du fait de l'utilisation de batteries:
  - Les batteries ont un rendement de 85% sur un cycle
  - Avec **6 GWh** de pertes des batteries dans le scénario 5, la production totale s'élève à 546 GWh dans le scénario 5. Dans le scénario 6, celle-ci s'élève à 542 GWh (**2 GWh** de pertes seulement).

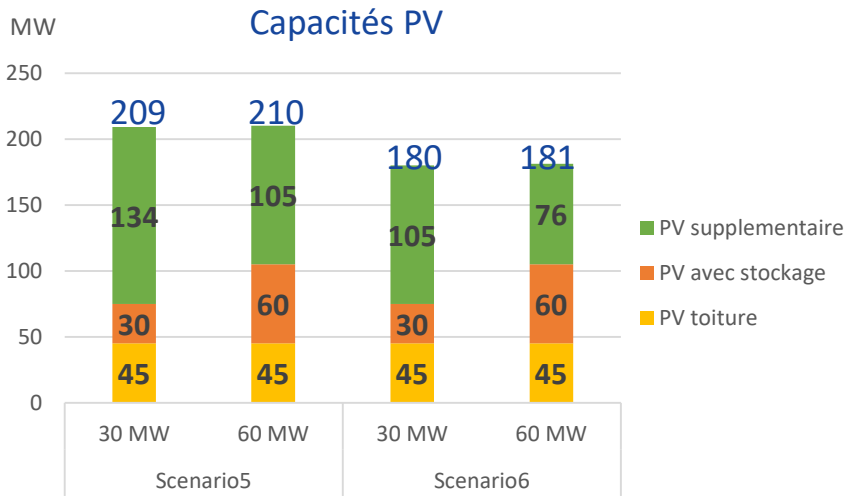


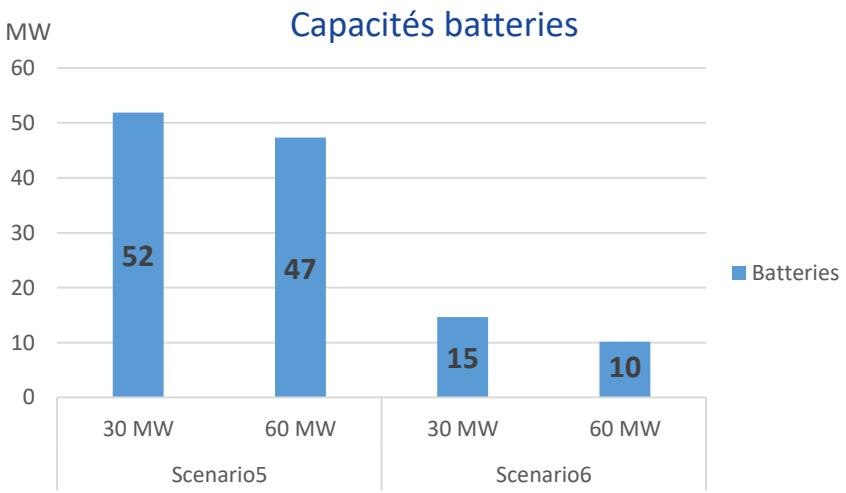
Résultats scénarios 5 et 6 : Variante 60 MW

Dans le cadre de la variante 60 MW, l'atteinte des objectifs EnR conduit aux mix de capacités suivants :

- **105 MW** de PV supplémentaire sont installés dans le scénario 5 (134 MW dans la variante 30 MW), et **76 MW** dans le scénario 6 (105 MW dans la variante 30 MW)
- La capacité solaire totale est quasi-constante entre les variantes 30 et 60 MW, atteignant **210 MW** dans le scénario 5 et **181 MW** dans le scénario 6

- **47 MW** de batteries sont nécessaires pour déplacer l'énergie produite dans le scénario 5 (52 MW dans la variante 30 MW), et **10 MW** dans le scénario 6 (15 MW dans la variante 30 MW)
- Les batteries installées ont toutes un temps de décharge de **2h**





La variante 60 MW ne conduit pas un écrêtement supplémentaire de la production PV :

- **40 GWh** sont écrêtées dans le scénario 5 (41 dans la variante 30 MW), et **41 GWh** dans le scénario 6 (42 dans la variante 30 MW)
- L'écrêtement du PV sur toiture déconnectable est le même entre chaque variante (10 GWh)
- Alors que son écrêtement est nul dans la variante 30 MW, le PV avec stockage se voit écrêté dans la variante 60 MW (**0,02 GWh** dans le scénario 5 et **2,2 GWh** dans le scénario 6)

Conclusion

Messages principaux

Le développement combiné de l'hydroélectricité et du photovoltaïque est nécessaire pour atteindre l'objectif du Pays de 75% d'EnR dans la production électrique. Il s'accompagne d'une augmentation du coût de production de l'électricité par rapport à aujourd'hui.

- A mesure que les capacités de production EnR augmentent, le phénomène de cannibalisation de la production solaire s'accélère. La demande sur le réseau ne permet pas d'écouler complètement la production forçant des déconnexions des producteurs PV. Des mesures favorisant l'écoulement de la production (développement des batteries, flexibilisation de la demande, etc.), par définition limité et compliqué sur un réseau non-interconnecté comme celui de Tahiti, sont donc à favoriser.
- L'ajout de stockage (batteries ou réservoirs pour l'hydroélectricité), l'augmentation des pertes de production EnR et le surcoût de production des fermes PV avec stockage, en comparaison notamment de la production thermique qu'elles remplacent (coût variable de la production thermique de l'ordre de 16,5 XPF/kWh , tarifs des projets EnR supérieurs à 20 XPF/kWh), renchérissent le coût de production.

L'introduction du régulateur de production facilite l'écoulement de la production EnR.

- La mise en place du régulateur de production Putu Uira, associé à un nouvel outil thermique permettant de réduire le minimum de production thermique, apporte de la souplesse au système et permet d'intégrer de la production EnR supplémentaire, qui serait écrêtée sinon.

Le développement du photovoltaïque (avec et sans stockage) permet d'augmenter le taux EnR mais, sans mesures facilitant son intégration, il s'accompagne de déconnexions importantes.

- Dans des conditions similaires à aujourd'hui pour assurer la stabilité du système (scenario 1), l'introduction de solaire avec et sans stockage permet d'augmenter significativement le taux d'EnR dans le mix électrique (jusqu'à 56% avec 45 MW de PV sur toiture et 80 MW de fermes PV avec stockage), mais elle s'accompagne d'un écrêtement de production PV important (jusqu'à 16 GWh soit 10% de la production PV totale) malgré le stockage déployé et une optimisation de la production hydroélectrique pour permettre d'intégrer au mieux la production solaire.

Le développement de nouveaux projets hydroélectriques est souhaitable pour tendre vers l'objectif du Pays de 75% d'EnR dans la production électrique

- L'optimisation des ouvrages actuels mais surtout la réalisation de nouveaux projets permettrait d'accroître substantiellement le taux EnR de l'île. Par ailleurs, la production hydroélectrique est complémentaire à celle du PV, sa flexibilité lui permettant de déplacer en partie sa production hors des périodes de production solaire.

L'évolution des coûts du solaire et du stockage d'ici 2030 pourrait jouer en faveur des EnR et permettre de s'affranchir des risques liés à l'évolution des prix et taxes sur les combustibles.

- Si les baisses des coûts attendues d'ici 2030 pour le solaire et pour les batteries viennent à se réaliser, l'atteinte de l'objectif EnR pourrait se faire avec une augmentation moindre du coût pour le système. Un mix avec plus de solaire et plus de besoins de stockage (centralisé ou non) permettrait de réduire les besoins de production thermique, dont les coûts futurs sont difficiles à prévoir, dépendant de nombreuses variables (prix du combustible, taxes sur les combustibles et/ou sur les émissions de polluants).