

# Fiches scénarios

Etude d'intégration des EnR sur  
le réseau électrique de Tahiti

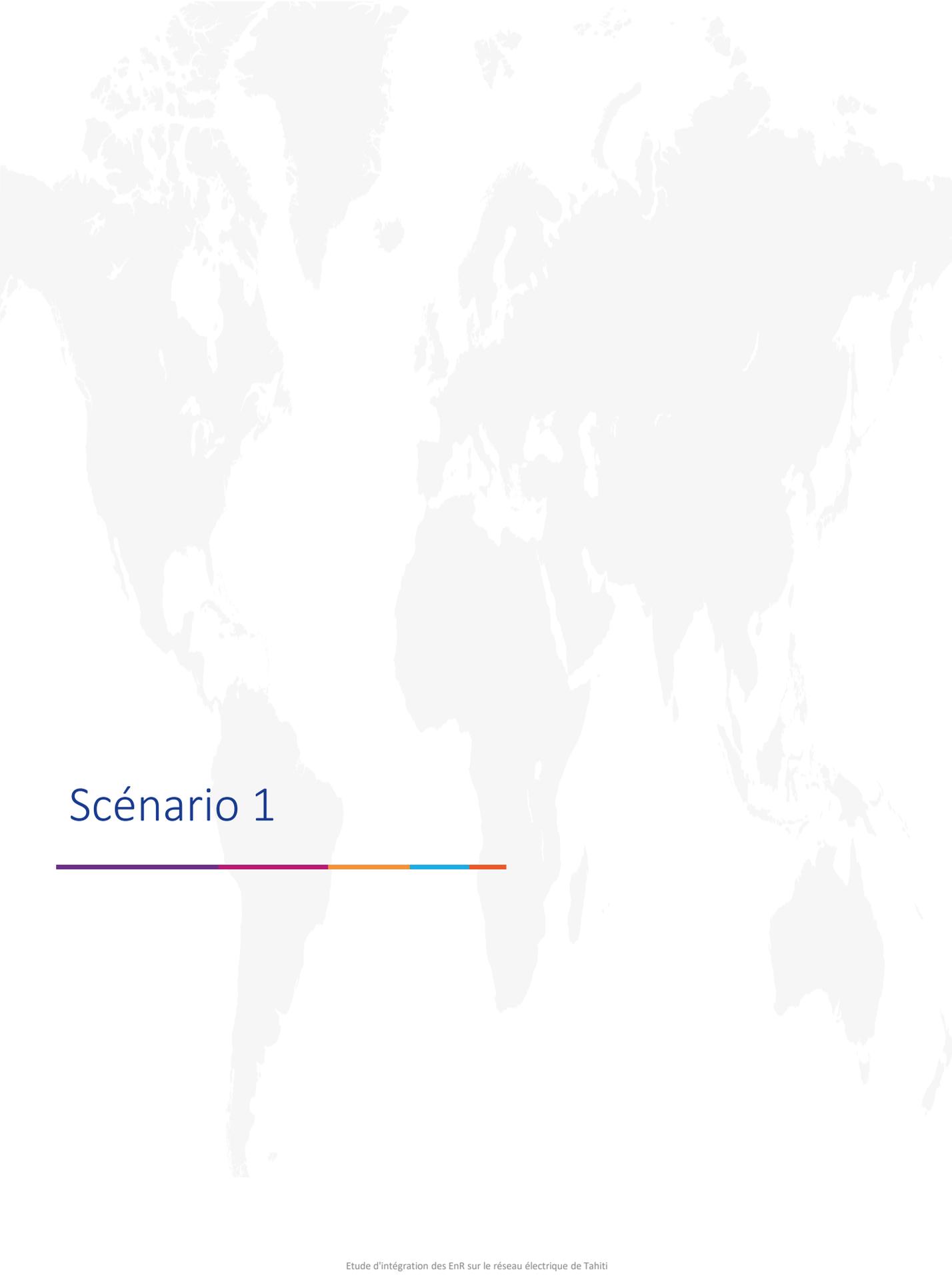
 **Artelys**  
SOLUTIONS EN OPTIMISATION



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

SERVICE DES ENERGIES

Avril 2020



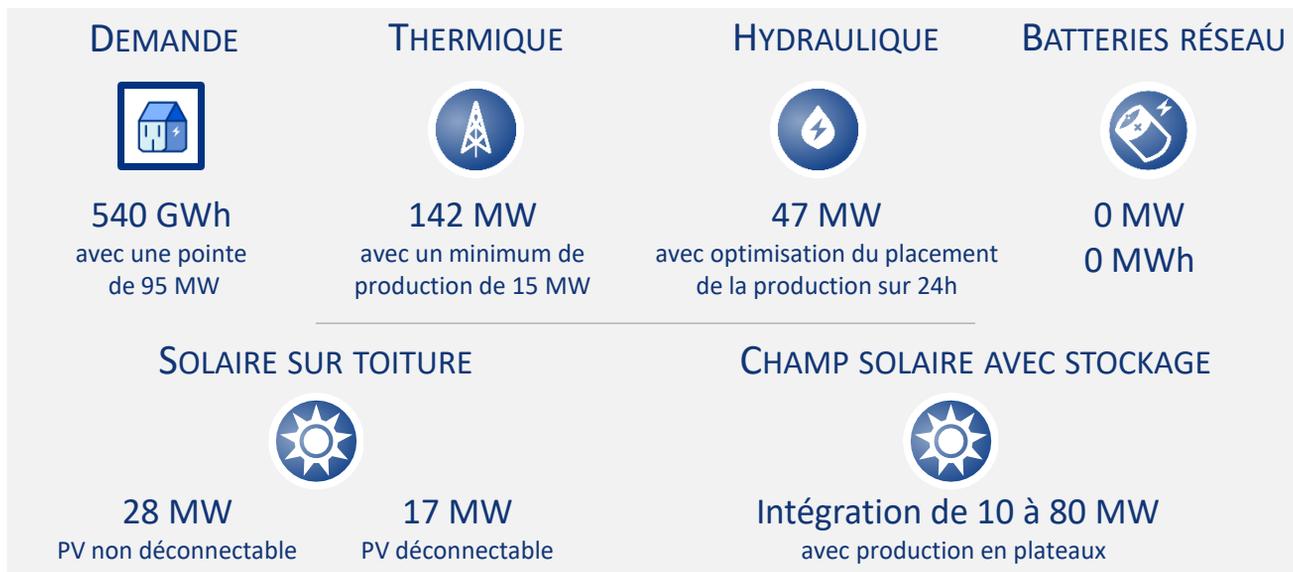
# Scénario 1

---

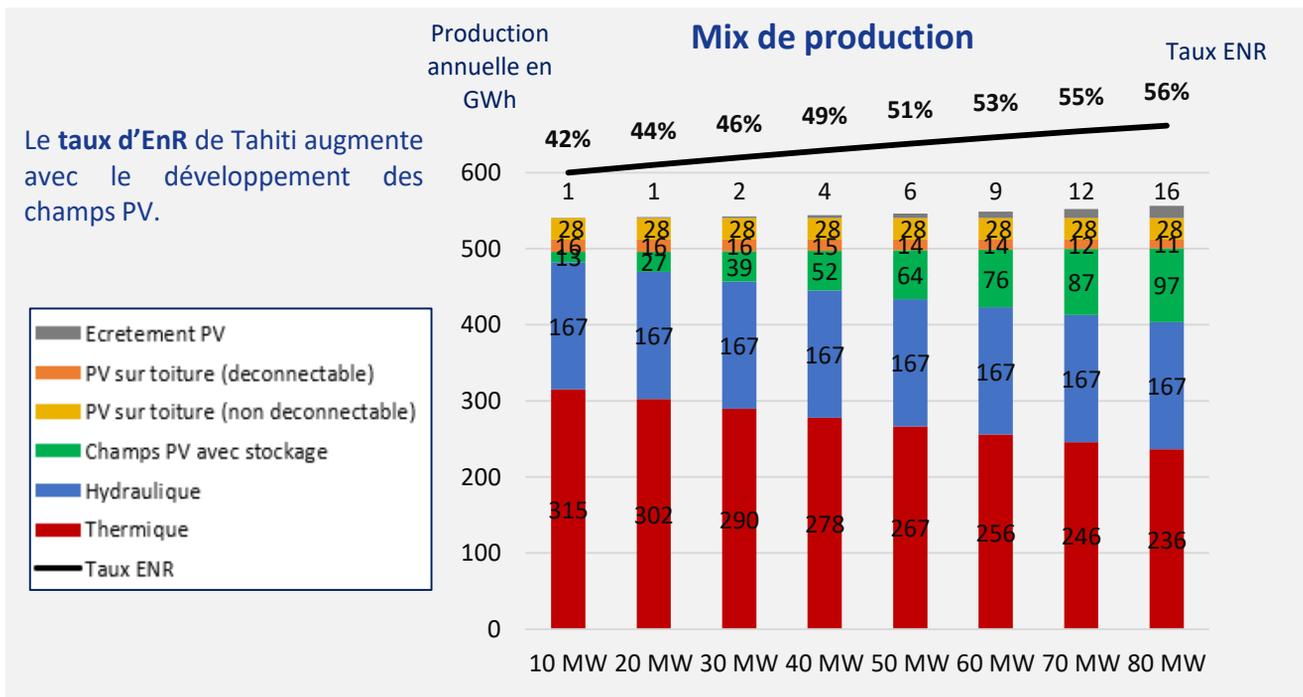
## OBJECTIF DU SCÉNARIO

Étudier l'intégration de champs solaires avec stockage dans un système basé sur des capacités thermique et hydroélectrique identiques à aujourd'hui et une capacité supérieure de solaire en toiture (45 MW). La stabilité du système est assurée par un minimum de production thermique (15 MW).

## HYPOTHÈSES DE MIX



## MIX DE PRODUCTION



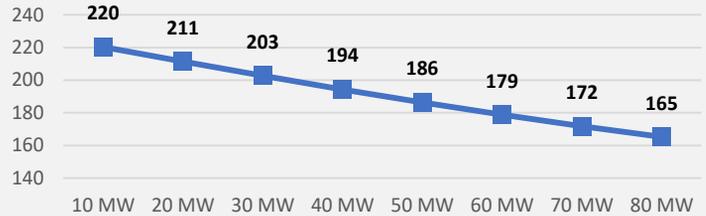
## EMISSIONS DE CO<sub>2</sub>

Les émissions de CO<sub>2</sub> diminuent de 25% entre la variante 10 MW et 80 MW.

À titre de comparaison, les émissions de Tahiti pour l'année 2018 s'élevaient à 233 kt CO<sub>2</sub>.

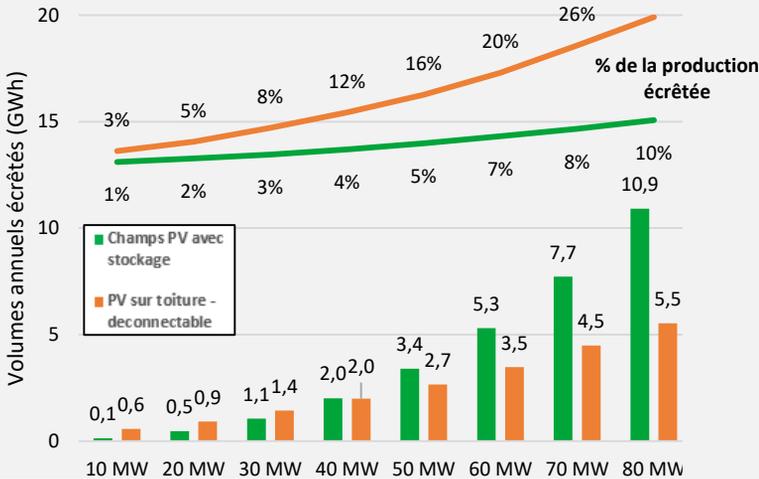
Emissions en kt CO<sub>2</sub>/an

### Emissions annuelles du système électrique (liées à la combustion d'énergies fossiles)



## DÉCONNEXION DES CENTRALES PV

### Ecrêtements annuels du PV

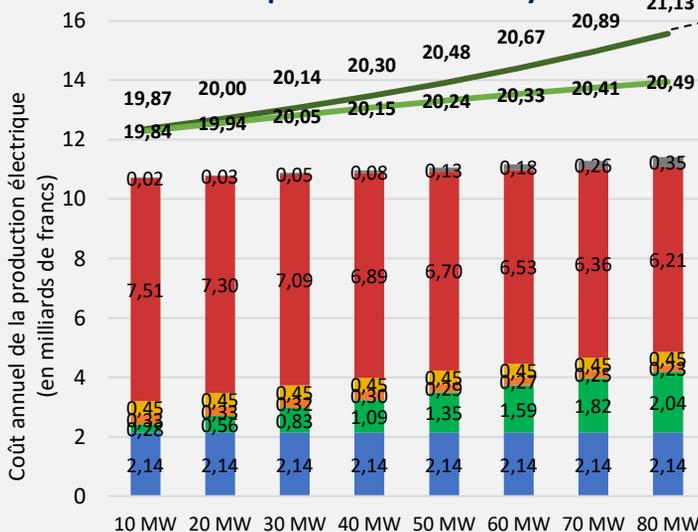


### Nombres d'heures de déconnexion

Variante	Déconnexion totale / partielle (heures)		Coût de l'énergie écartée (millions XPF)	
	Champ PV	PV toiture	Champs PV	PV toiture
10 MW	10 / 80	90 / 210	3	12
20 MW	20 / 160	170 / 300	10	20
30 MW	20 / 230	270 / 420	22	30
40 MW	30 / 320	380 / 530	42	42
50 MW	50 / 440	510 / 680	71	56
60 MW	60 / 560	630 / 870	111	73
70 MW	70 / 720	800 / 1040	162	94
80 MW	70 / 900	990 / 1250	229	116

## COÛTS SYSTÈMES\*

### Coûts par actif et coût moyen



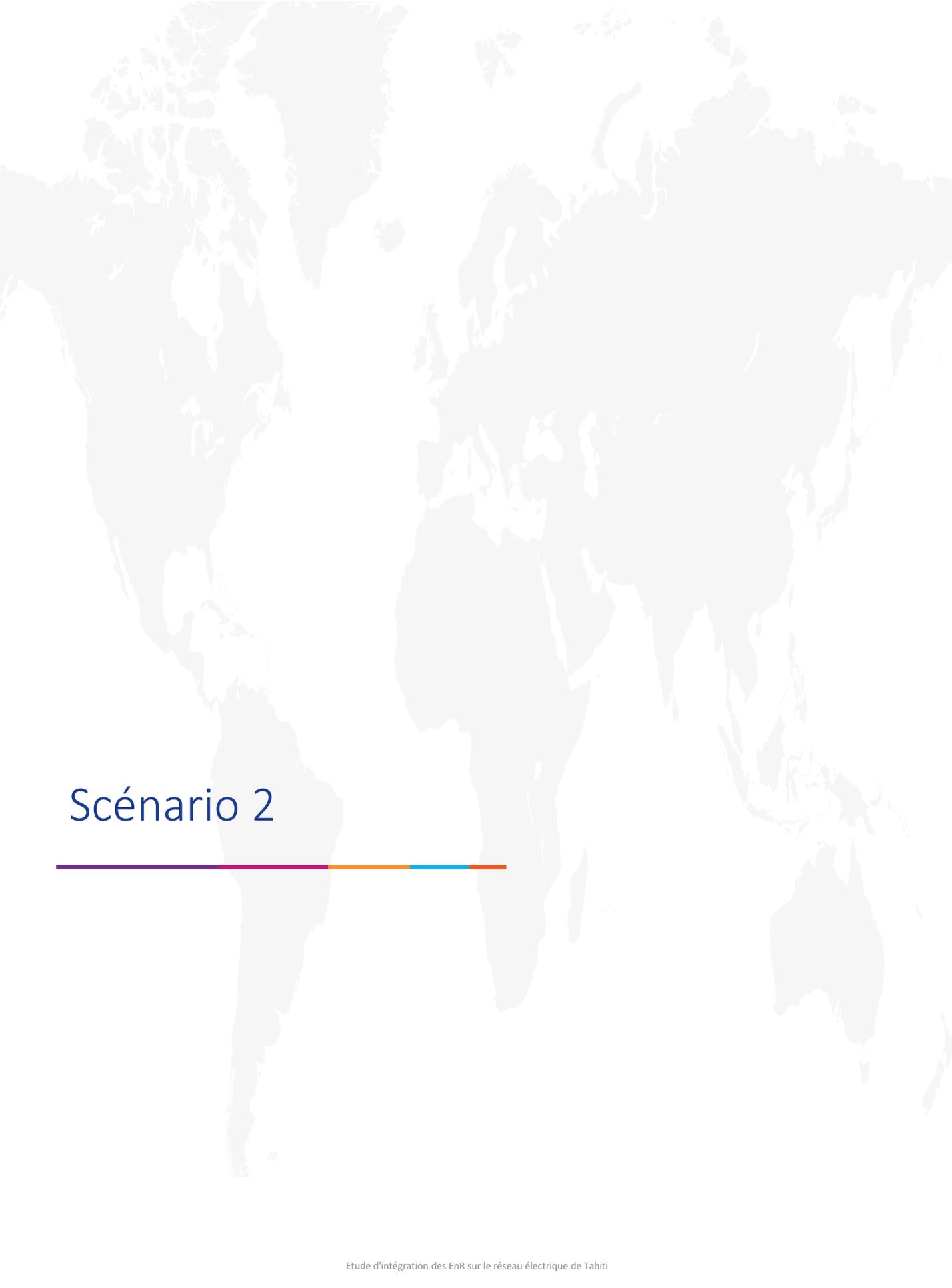
Coût moyen (en XPF/kWh) avec rémunération de l'écrêtement

sans rémunération de l'écrêtement

L'augmentation de la part de champs PV dans le mix électrique augmente le **coût moyen du kWh**. À titre de comparaison, le coût moyen en 2018 est de **19,75 XPF/kWh**.

- Hydraulique (12,81 XPF/kWh)
- Champs PV avec stockage (21 XPF/kWh)
- PV sur toiture - déconnectable (15,98 / 35 / 40 XPF/kWh)
- PV sur toiture - non déconnectable (15,98 XPF/kWh)
- Thermique (coût variable : 16,54 XPF/kWh)
- Ecrêtement PV

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



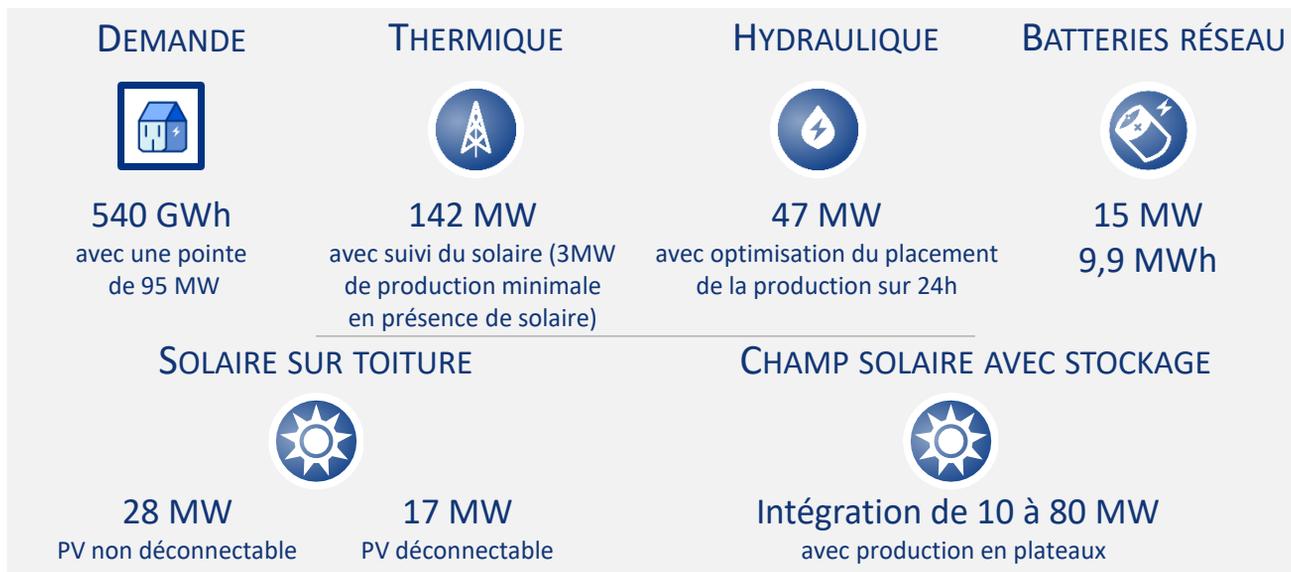
# Scénario 2

---

### OBJECTIF DU SCÉNARIO

Étudier l'intégration de champs solaires avec stockage dans un système basé sur des capacités thermique et hydroélectrique identiques à aujourd'hui et une capacité supérieure de solaire en toiture (45 MW). La stabilité du système est assurée par le régulateur de production et par un minimum de production thermique réduit grâce à un nouvel outil thermique (3 MW en présence de production solaire, 0 sinon).

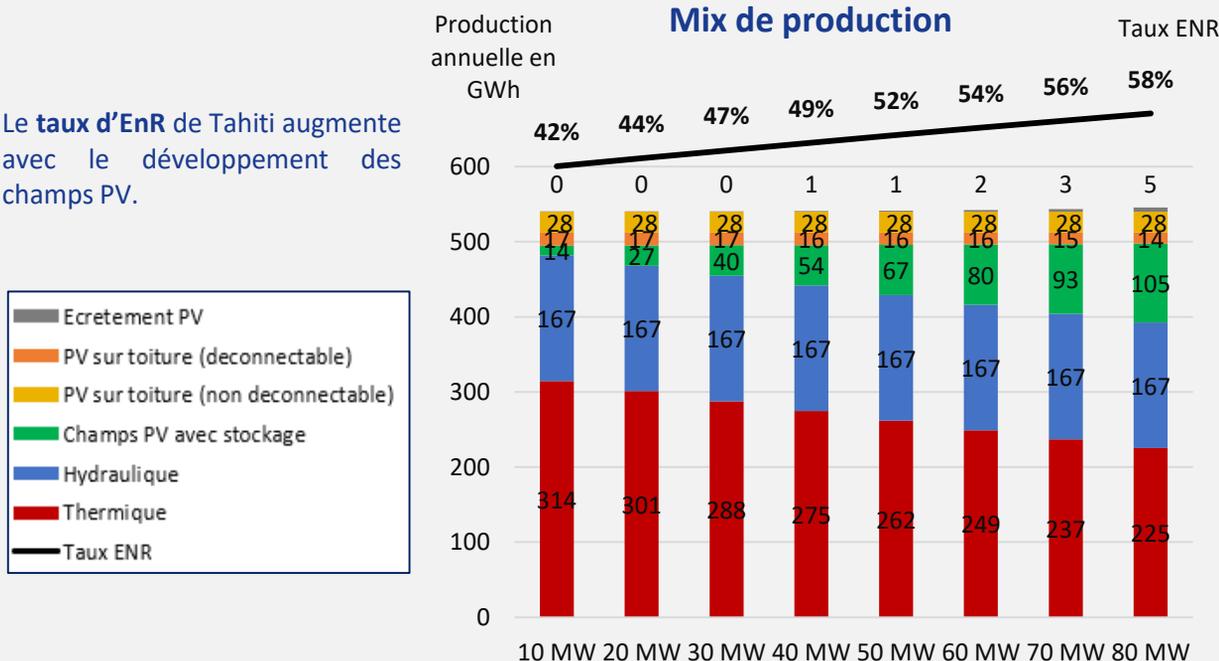
### HYPOTHÈSES DE MIX



### MIX DE PRODUCTION

Le **taux d'EnR** de Tahiti augmente avec le développement des champs PV.

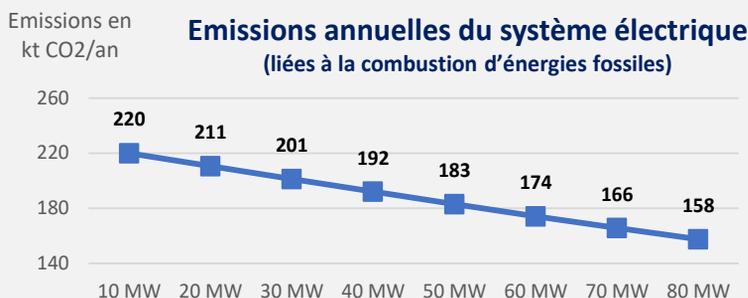
#### Mix de production



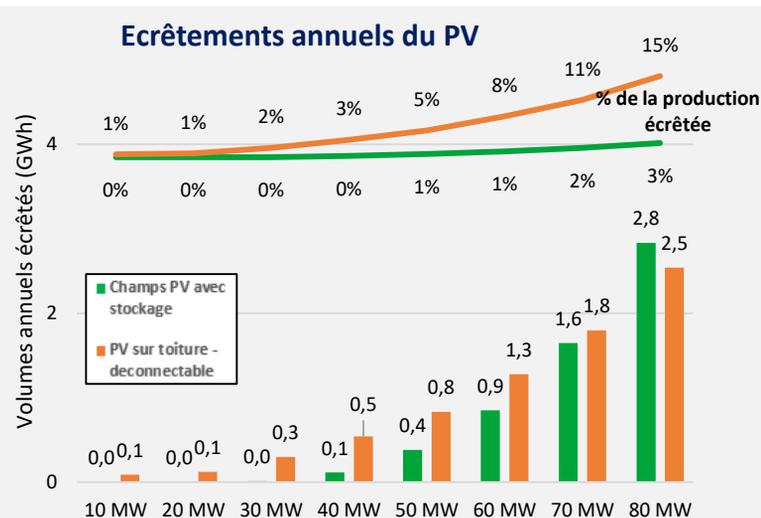
## EMISSIONS DE CO<sub>2</sub>

Les émissions de CO<sub>2</sub> diminuent de **28%** entre la variante 10 MW et 80 MW.

À titre de comparaison, les émissions de Tahiti pour l'année 2018 s'élevaient à **233 kt CO<sub>2</sub>**.



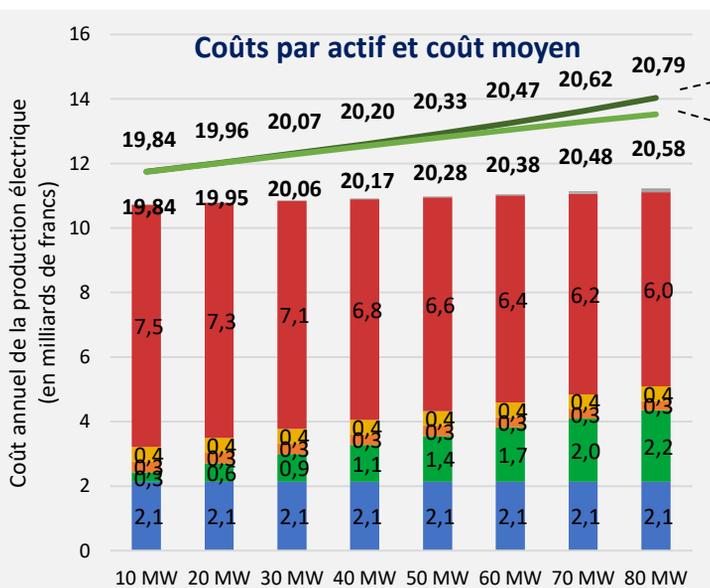
## DÉCONNEXION DES CENTRALES PV



## Nombres d'heures de déconnexion

Variante	Déconnexion totale / partielle (heures)		Coût de l'énergie écartée (millions XPF)	
	Champ PV	PV toiture	Champs PV	PV toiture
10 MW	0 / 0	0 / 50	0	2
20 MW	0 / 0	10 / 80	0	3
30 MW	0 / 10	20 / 130	0	7
40 MW	0 / 40	50 / 180	2	12
50 MW	0 / 90	110 / 250	8	18
60 MW	0 / 150	170 / 340	18	28
70 MW	0 / 240	250 / 450	35	39
80 MW	0 / 340	370 / 600	60	54

## COÛTS SYSTÈMES\*



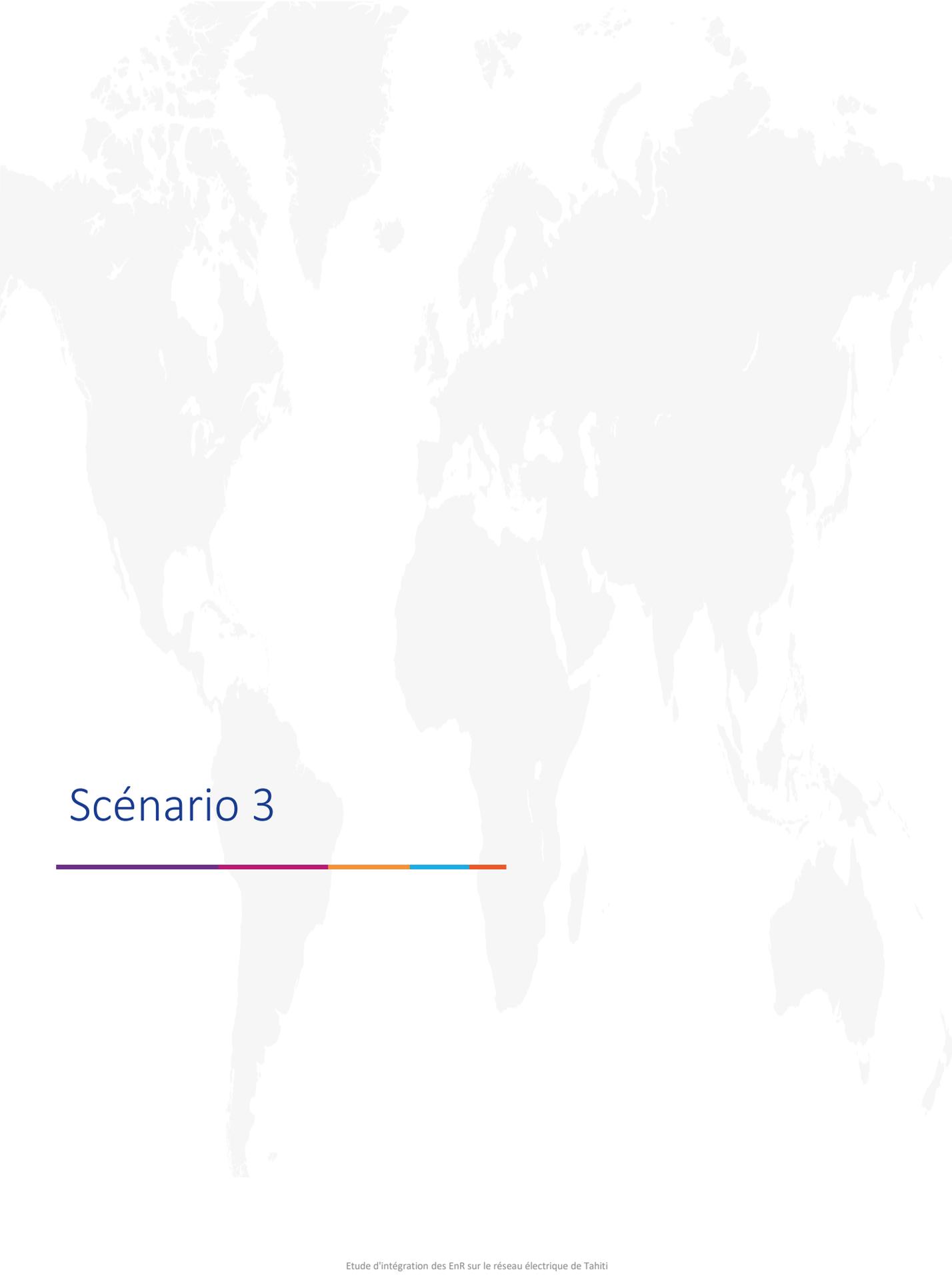
Coût moyen (en XPF/kWh)  
avec rémunération de l'écrêtement

sans rémunération de l'écrêtement

L'augmentation de la part de champs PV dans le mix électrique augmente le **coût moyen du kWh**. À titre de comparaison, le coût moyen en 2018 est de **19,75 XPF/kWh**.

- Hydraulique (historique : 12,81 XPF/kWh; nouveaux projets : 24 XPF/kWh)
- Champs PV avec stockage (21 XPF/kWh)
- PV sur toiture - déconnectable (15,98 / 35 / 40 XPF/kWh)
- PV sur toiture - non déconnectable (15,98 XPF/kWh)
- Thermique (coût variable : 16,54 XPF/kWh)
- Ecrêtement PV

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



# Scénario 3

---

## OBJECTIF DU SCÉNARIO

Étudier l'intégration de champs solaires avec stockage dans un système où les installations hydroélectriques actuelles ont été optimisées (+ 2 MW par-rapport à aujourd'hui) et où la capacité de solaire en toiture est supérieure (45 MW). La stabilité du système est assurée par le régulateur de production et par un minimum de production thermique réduit grâce à un nouvel outil thermique (3 MW en présence de production solaire, 0 sinon).

## HYPOTHÈSES DE MIX

### DEMANDE



540 GWh

avec une pointe de 95 MW

### THERMIQUE



142 MW

avec suivi du solaire (3MW de production minimale en présence de solaire)

### HYDRAULIQUE



49 MW

avec optimisation du placement de la production sur 24h

### BATTERIES RÉSEAU



15 MW

9,9 MWh

### SOLAIRE SUR TOITURE



28 MW

PV non déconnectable

17 MW

PV déconnectable

### CHAMP SOLAIRE AVEC STOCKAGE

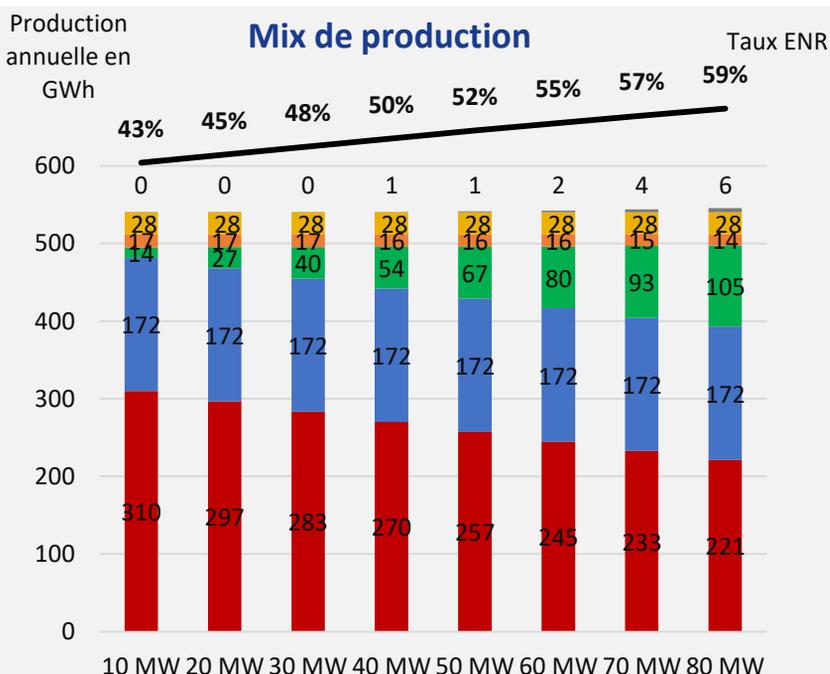
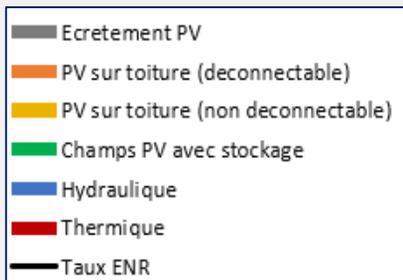


Intégration de 10 à 80 MW

avec production en plateaux

## MIX DE PRODUCTION

Le **taux d'EnR** de Tahiti augmente avec le développement des champs PV.



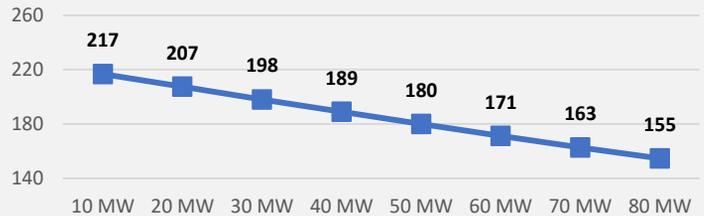
## EMISSIONS DE CO<sub>2</sub>

Les émissions de CO<sub>2</sub> diminuent de **29%** entre la variante 10 MW et 80 MW.

À titre de comparaison, les émissions de Tahiti pour l'année 2018 s'élevaient à **233 kt CO<sub>2</sub>**.

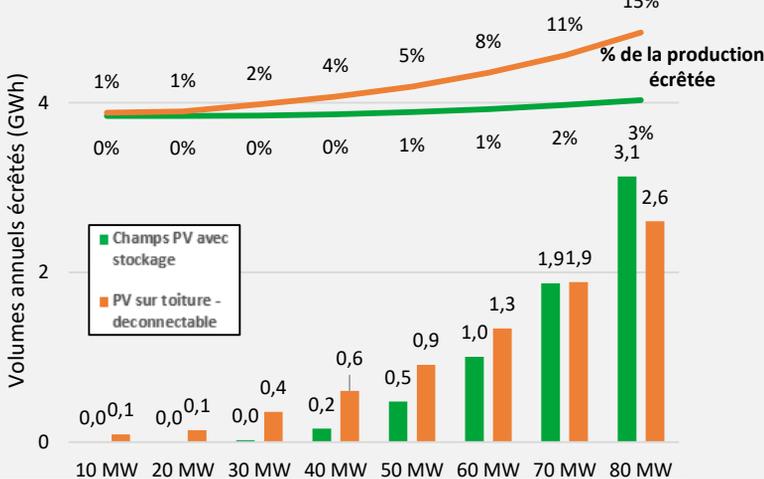
Emissions en kt CO<sub>2</sub>/an

### Emissions annuelles du système électrique (liées à la combustion d'énergies fossiles)



## DÉCONNEXION DES CENTRALES PV

### Ecrêtements annuels du PV

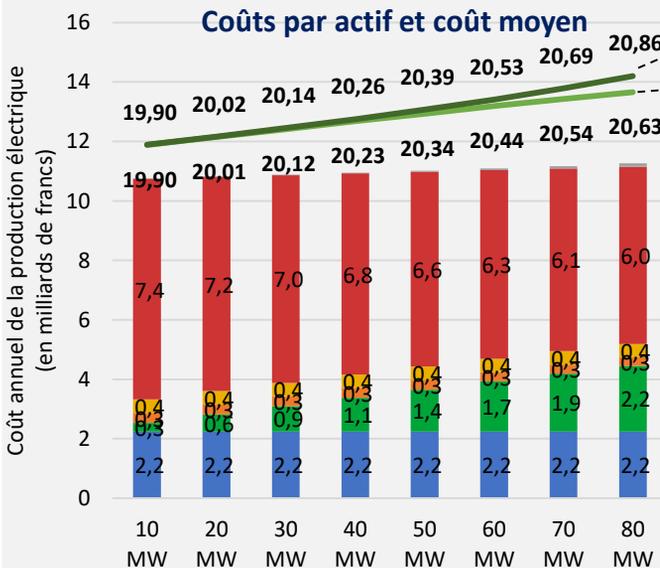


### Nombres d'heures de déconnexion

Variante	Déconnexion totale / partielle (heures)		Coût de l'énergie écartée (millions XPF)	
	Champ PV	PV toiture	Champs PV	PV toiture
10 MW	0 / 0	10 / 60	0	2
20 MW	0 / 0	10 / 80	0	3
30 MW	0 / 20	30 / 140	0	8
40 MW	0 / 50	60 / 190	3	13
50 MW	0 / 110	120 / 270	10	20
60 MW	0 / 170	190 / 350	21	29
70 MW	0 / 250	270 / 470	39	40
80 MW	0 / 360	390 / 620	66	56

## COÛTS SYSTÈMES\*

### Coûts par actif et coût moyen



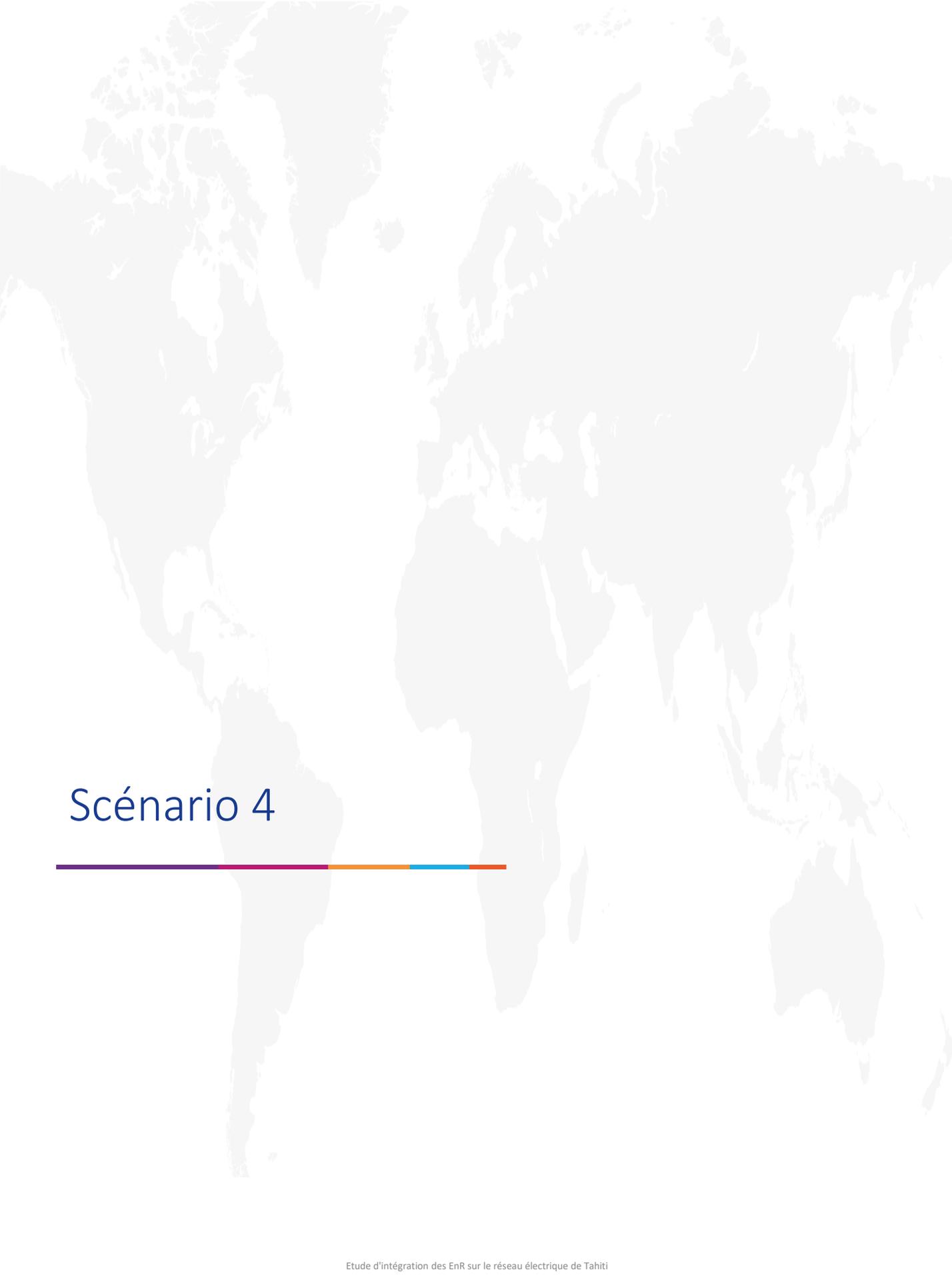
Coût moyen (en XPF/kWh) avec rémunération de l'écrêtement

sans rémunération de l'écrêtement

L'augmentation de la part de champs PV dans le mix électrique augmente le **coût moyen du kWh**. À titre de comparaison, le coût moyen en 2018 est de **19,75 XPF/kWh**.

- Hydraulique (historique : 12,81 XPF/kWh; nouveaux projets : 24 XPF/kWh)
- Champs PV avec stockage (21 XPF/kWh)
- PV sur toiture - déconnectable (15,98 / 35 / 40 XPF/kWh)
- PV sur toiture - non déconnectable (15,98 XPF/kWh)
- Thermique (coût variable : 16,54 XPF/kWh)
- Ecrêtement PV

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



# Scénario 4

---

## OBJECTIF DU SCÉNARIO

Étudier l'intégration de champs solaires avec stockage dans un système où les installations hydroélectriques actuelles ont été optimisées et de nouveaux projets hydroélectriques réalisés (+ 13 MW au total par-rapport à aujourd'hui) et où la capacité de solaire en toiture est supérieure (45 MW). La stabilité du système est assurée par le régulateur de production et par un minimum de production thermique réduit grâce à un nouvel outil thermique (3 MW en présence de production solaire, 0 sinon).

## HYPOTHÈSES DE MIX

### DEMANDE



540 GWh  
avec une pointe  
de 95 MW

### THERMIQUE



142 MW  
avec suivi du solaire (3MW  
de production minimale  
en présence de solaire)

### HYDRAULIQUE



60 MW  
avec optimisation du placement  
de la production sur 24h

### BATTERIES RÉSEAU



15 MW  
9,9 MWh

### SOLAIRE SUR TOITURE



28 MW  
PV non déconnectable

### CHAMP SOLAIRE AVEC STOCKAGE

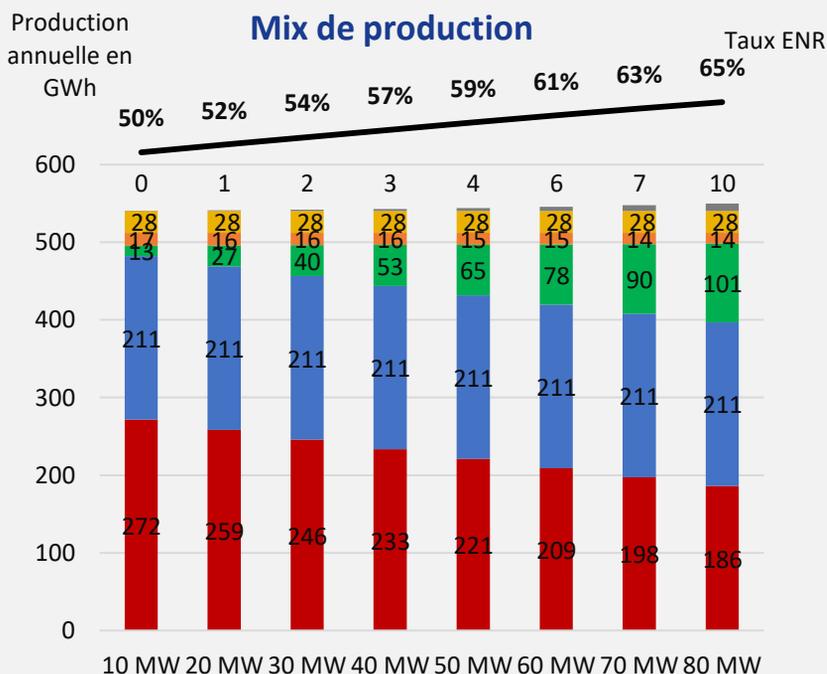
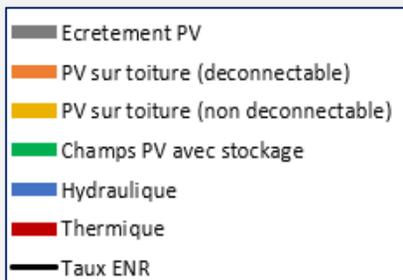


17 MW  
PV déconnectable

Intégration de 10 à 80 MW  
avec production en plateaux

## MIX DE PRODUCTION

Le **taux d'EnR** de Tahiti augmente avec le développement des champs PV.



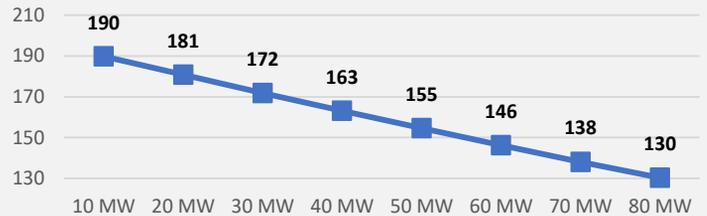
## EMISSIONS DE CO<sub>2</sub>

Les émissions de CO<sub>2</sub> diminuent de **31%** entre la variante 10 MW et 80 MW.

À titre de comparaison, les émissions de Tahiti pour l'année 2018 s'élevaient à **233 kt CO<sub>2</sub>**.

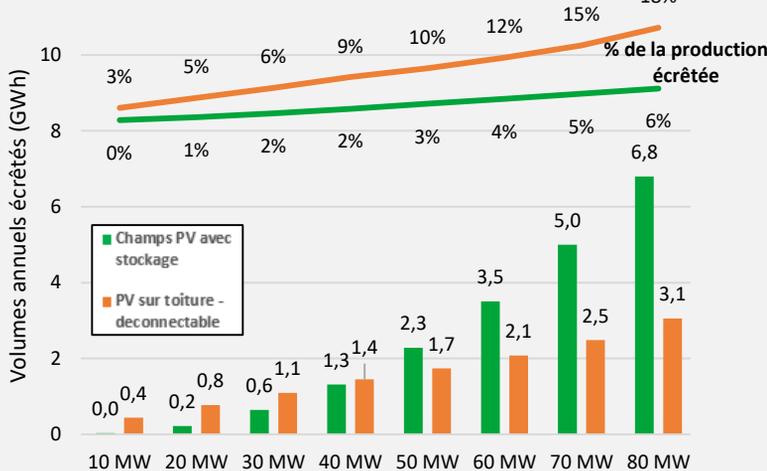
Emissions en kt CO<sub>2</sub>/an

### Emissions annuelles du système électrique (liées à la combustion d'énergies fossiles)



## DÉCONNEXION DES CENTRALES PV

### Ecrêtements annuels du PV

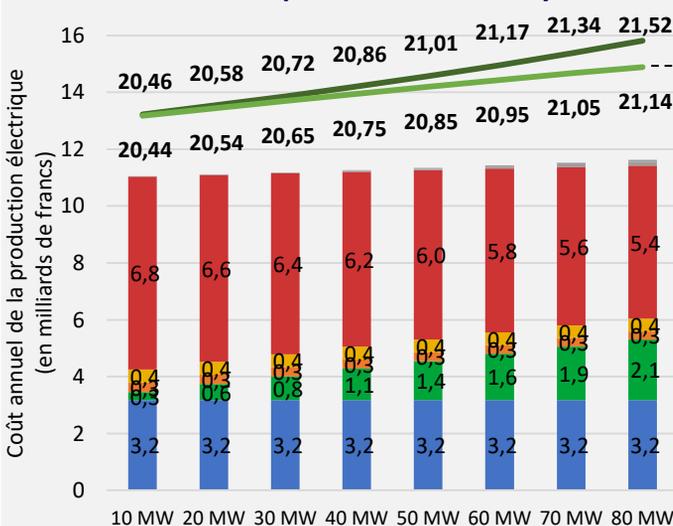


### Nombres d'heures de déconnexion

Variante	Déconnexion totale / partielle (heures)		Coût de l'énergie écartée (millions XPF)	
	Champ PV	PV toiture	Champs PV	PV toiture
10 MW	0 / 30	50 / 180	1	10
20 MW	0 / 90	130 / 250	5	16
30 MW	0 / 170	200 / 330	13	23
40 MW	0 / 240	280 / 410	28	30
50 MW	0 / 330	360 / 470	48	36
60 MW	0 / 400	430 / 550	74	43
70 MW	0 / 460	500 / 630	105	52
80 MW	10 / 530	600 / 770	143	64

## COÛTS SYSTÈMES\*

### Coûts par actif et coût moyen



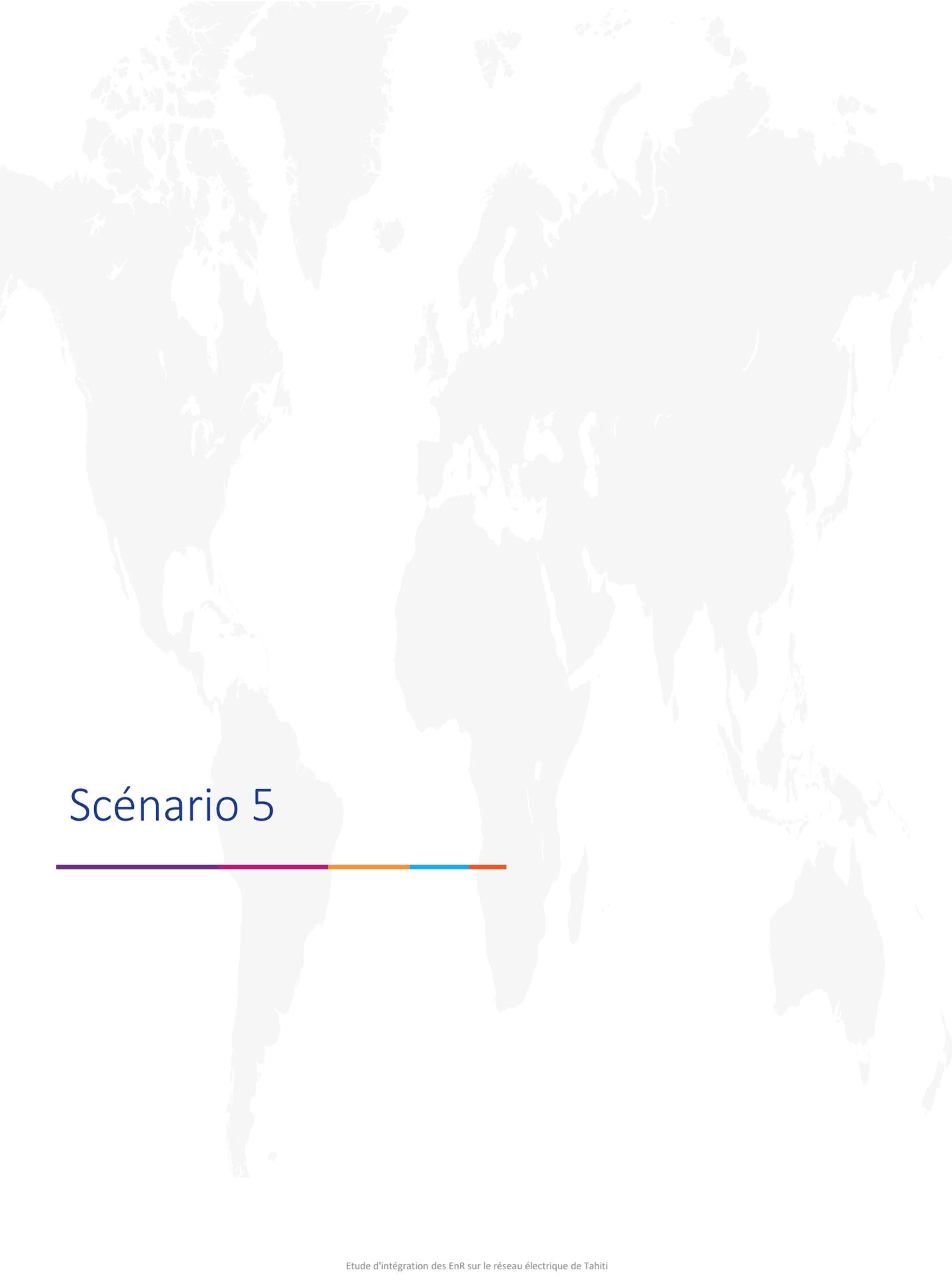
Coût moyen (en XPF/kWh) avec rémunération de l'écrêtement

sans rémunération de l'écrêtement

L'augmentation de la part de champs PV dans le mix électrique augmente le **coût moyen du kWh**. À titre de comparaison, le coût moyen en 2018 est de **19,75 XPF/kWh**.

- Hydraulique (historique : 12,81 XPF/kWh; nouveaux projets : 24 XPF/kWh)
- Champs PV avec stockage (21 XPF/kWh)
- PV sur toiture - déconnectable (15,98 / 35 / 40 XPF/kWh)
- PV sur toiture - non déconnectable (15,98 XPF/kWh)
- Thermique (coût variable : 16,54 XPF/kWh)
- Ecrêtement PV

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



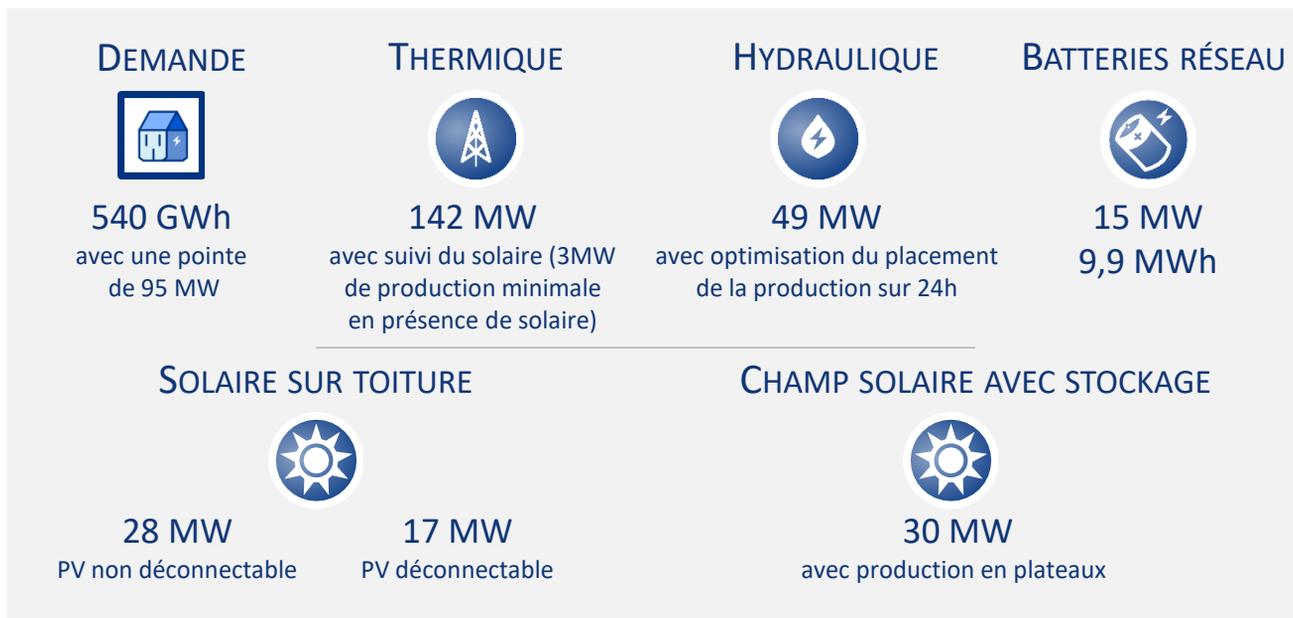
# Scénario 5

---

## OBJECTIF DU SCÉNARIO

Dimensionner le mix électrique de Tahiti en optimisant les capacités solaires et les batteries centralisées afin d'atteindre 75% d'EnR, dans un système où les installations hydroélectriques actuelles ont été optimisées (+ 2 MW au total par-rapport à aujourd'hui) et où la capacité de solaire en toiture est supérieure (45 MW). La stabilité du système est assurée par le régulateur de production et par un minimum de production thermique réduit grâce à un nouvel outil thermique (3 MW en présence de production solaire, 0 sinon)

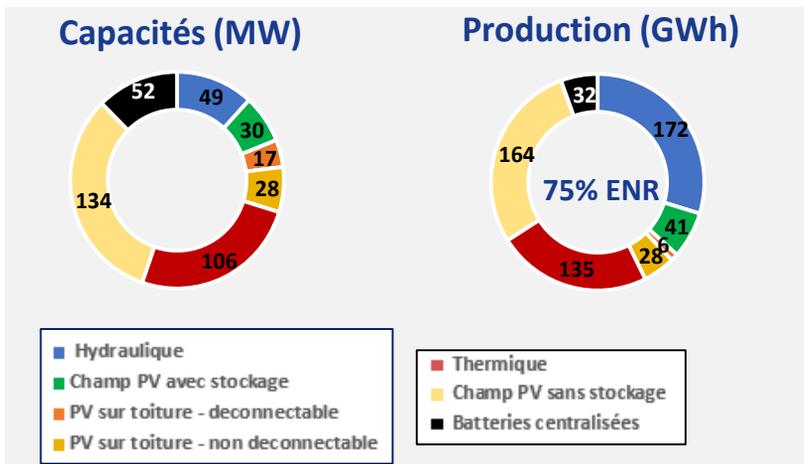
## HYPOTHÈSES DE CAPACITÉS INSTALLÉES



## HYPOTHÈSES DE DIMENSIONNEMENT DU MIX



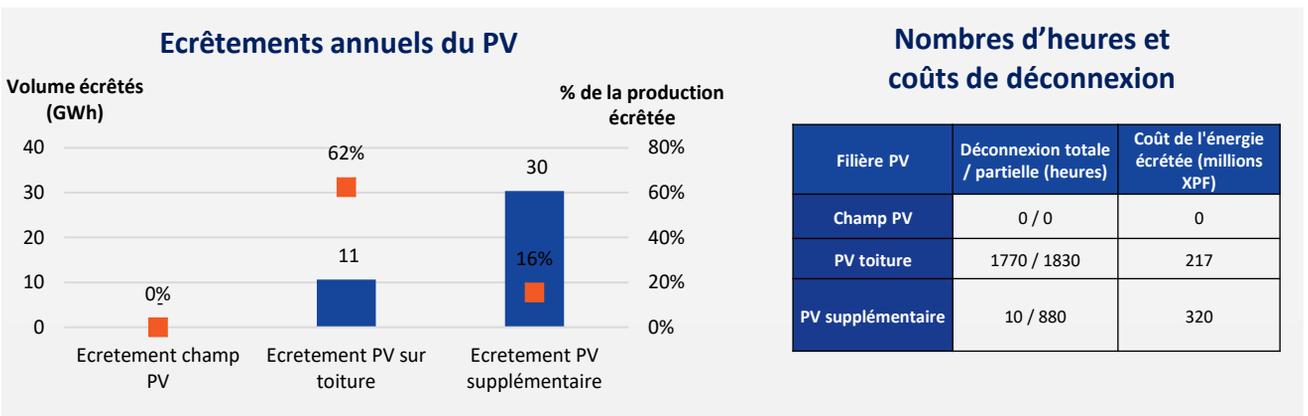
## MIX DE CAPACITÉS ET DE PRODUCTION



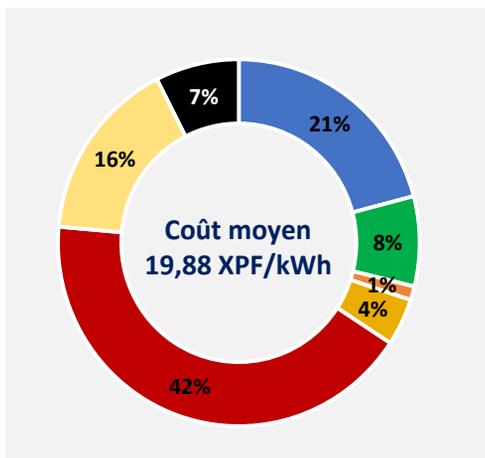
Le dimensionnement du système électrique conduit à une capacité solaire de **209 MW** (dont **134 MW de PV supplémentaire**) et une capacité de batteries de **52 MW** (et **104 MWh**).

Les émissions de CO2 s'élèvent à **94 kt CO2**. À titre de comparaison, les émissions de Tahiti pour l'année 2018 s'élevaient à **233 kt CO2**.

## DÉCONNEXION DES CENTRALES PV



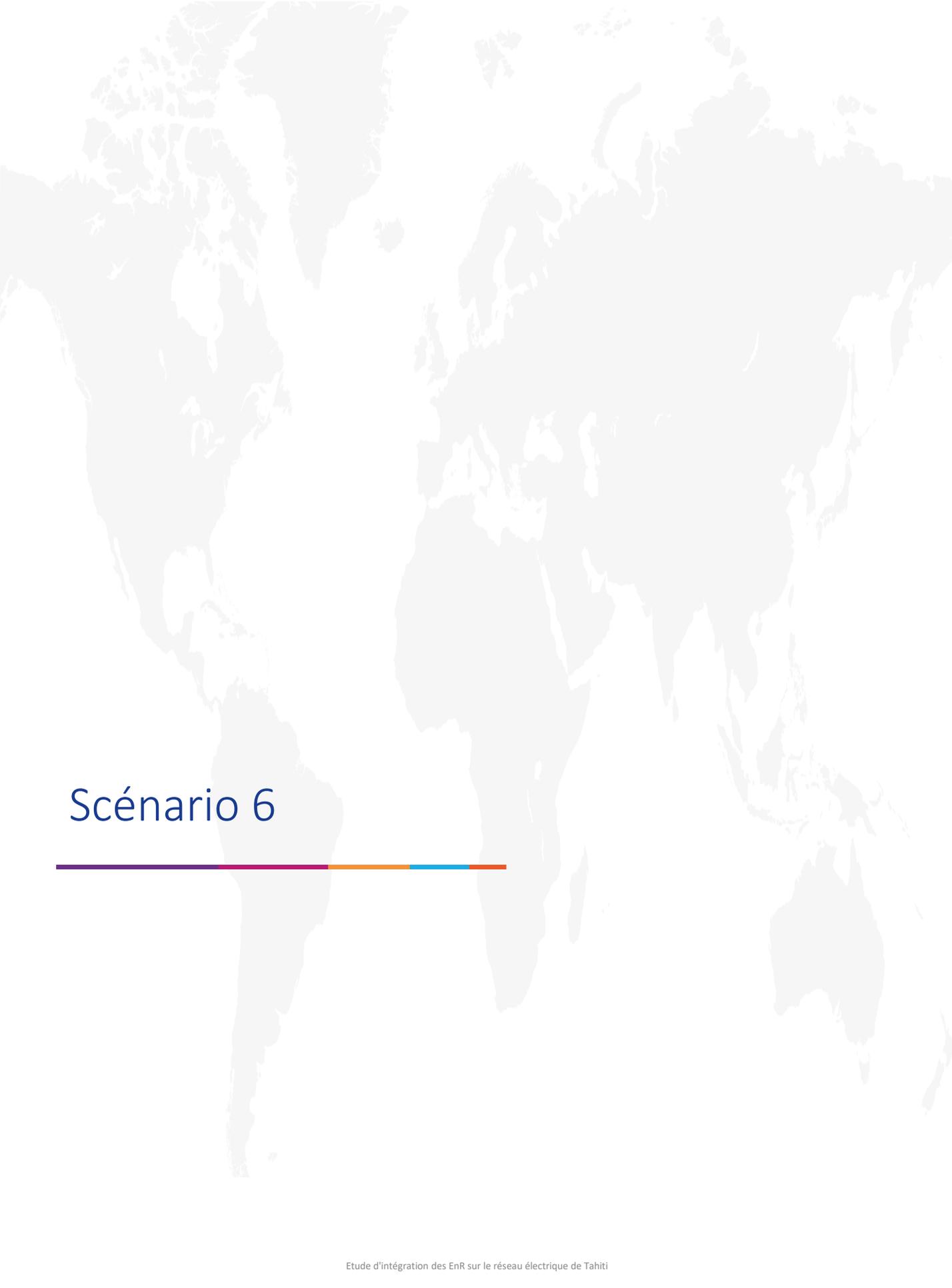
## COÛTS SYSTÈMES\*



L'annuité de coût d'investissement (coût d'investissement annualisé + dépenses d'exploitation) des technologies dont le dimensionnement est optimisé est de **800 millions XPF/an** pour les batteries et **2,05 milliards XPF/an** pour le PV supplémentaire installé.

- Hydraulique (12,81 XPF/kWh; nouveaux projets : 24 XPF/kWh)
- Champ PV avec stockage (21 XPF/kWh)
- PV sur toiture - deconnectable (15,98 / 35 / 40 XPF/kWh)
- PV sur toiture - non deconnectable (15,98 XPF/kWh)
- Thermique (coût variable : 16,54 XPF/kWh, basé sur un prix du fioul moyen de 55 XPF/litre)
- Champ PV sans stockage (coût d'investissement annualisé + dépenses d'exploitation : 15 300 XPF/kWh/an)
- Batteries centralisées (coût d'investissement annualisé + dépenses d'exploitation : 15 500 XPF/kWh/an)

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



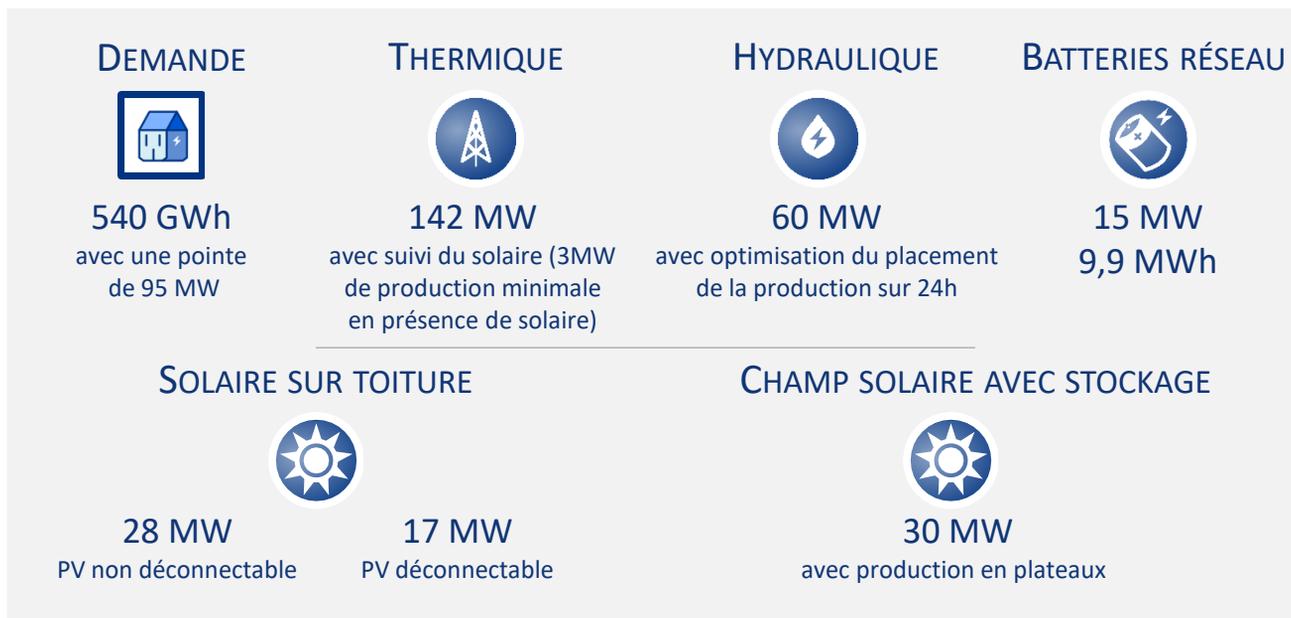
# Scénario 6

---

## OBJECTIF DU SCÉNARIO

Dimensionner le mix électrique de Tahiti en optimisant les capacités solaires et les batteries centralisées afin d'atteindre 75% d'EnR, dans un système où les installations hydroélectriques actuelles ont été optimisées et de nouveaux projets hydroélectriques réalisés (+ 13 MW au total par-rapport à aujourd'hui) et où la capacité de solaire en toiture est supérieure (45 MW). La stabilité du système est assurée par le régulateur de production et par un minimum de production thermique réduit grâce à un nouvel outil thermique (3 MW en présence de production solaire, 0 sinon)

## HYPOTHÈSES DE CAPACITÉS INSTALLÉES

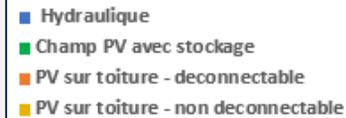
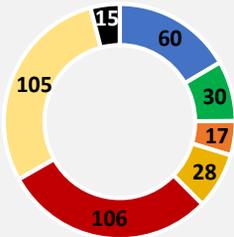


## HYPOTHÈSES DE DIMENSIONNEMENT DU MIX

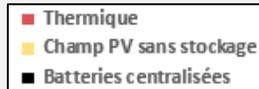
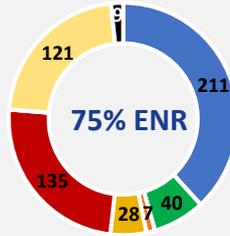


## MIX DE CAPACITÉS ET DE PRODUCTION

Capacités (MW)



Production (GWh)

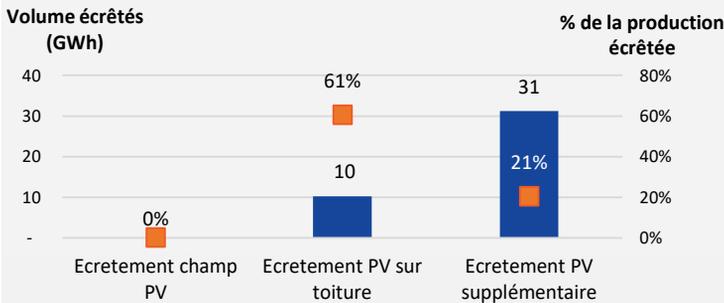


Le dimensionnement du système électrique conduit à une capacité solaire de **180 MW** (dont **105 MW de PV supplémentaire**) et une capacité de batteries de **15 MW** (et **30 MWh**).

Les émissions de CO2 s'élèvent à **94 kt CO2**. À titre de comparaison, les émissions de Tahiti pour l'année 2018 s'élevaient à **233 kt CO2**.

## DÉCONNEXION DES CENTRALES PV

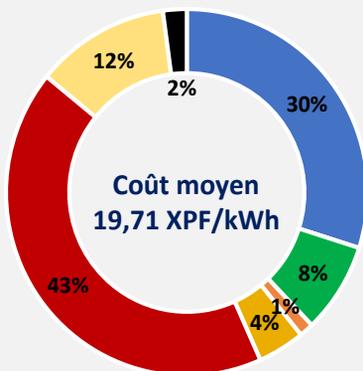
Ecrêtements annuels du PV



Nombres d'heures et coûts de déconnexion

Filière PV	Déconnexion totale / partielle (heures)	Coût de l'énergie écartée (millions XPF)
Champ PV	0 / 20	2
PV toiture	1730 / 1880	211
PV supplémentaire	0 / 880	330

## COÛTS SYSTÈMES\*



L'annuité de coût d'investissement (coût d'investissement annualisé + dépenses d'exploitation) des technologies dont le dimensionnement est optimisé est de **230 millions XPF/an** pour les batteries et **1,60 milliards XPF/an** pour le PV supplémentaire installé.

