



Rte

29 Avril 2021

# **Modélisation de l'impact du développement des ENR sur le réseau**

**Descente d'échelle spatiale des scénarios prospectifs nationaux**

Thomas Verderi, doctorant CIRED-RTE

# La déclinaison locale des scénarios nationaux de perspectives a des conséquences très importantes a minima pour la stratégie d'évolution du réseau

Les conséquences pour le réseau de transport dépendent de notre modèle de répartition de gisement EnR et de nos hypothèses sur les flexibilités locales

Les impacts locaux seront d'autant plus importants que les capacités à installer seront élevées

Le niveau de décentralisation peut avoir des fortes conséquences sur les courbes de charge et donc sur le dimensionnement du réseau

Les impacts seront hétérogènes : les postes de faible densité de population seront les plus impactés



# Contextualisation





# Des scénarios prospectifs définis à la maille nationale...

De nombreux scénarios étudient des évolutions plus ou moins marquées dans le système énergétique



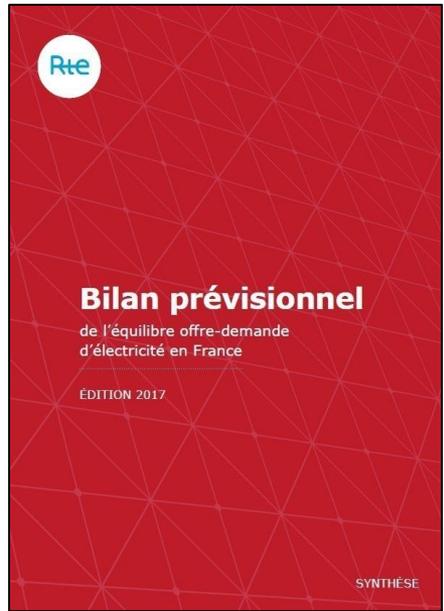
Is a 100% renewable European power system feasible by 2050?

William Zappa\*, Martin Junginger, Machteld van den Broek

*Copernicus Institute of Sustainable Development, Utrecht University, Princetonlaan 84, 3584 CB Utrecht, The Netherlands*

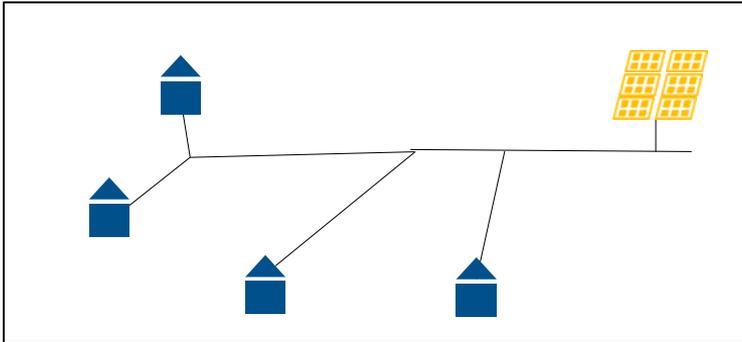
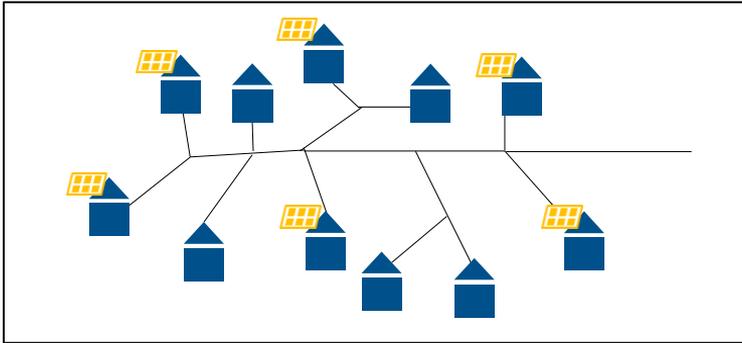
**HIGHLIGHTS**

- Seven scenarios for a 100% renewable European power system are modelled for 2050.
- A 100% renewable system could operate with the same level of adequacy as today.
- Mass mobilisation of Europe's solid biomass and biogas resources would be required.
- 90% more generation and 240% more transmission capacity would be needed than today.
- Costs would be ~530 Billion per year, 30% more than a system with nuclear or CCS.



# ... qui doivent être déclinés localement...

Deux déclinaisons possibles locales d'une même production EnR



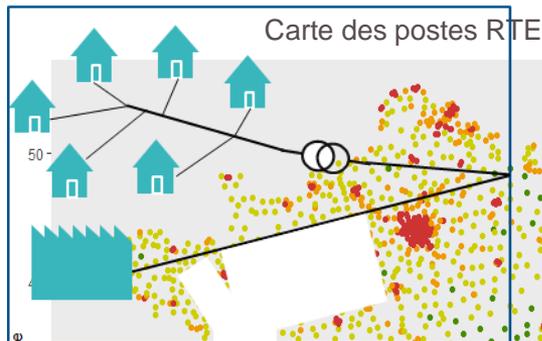
La **déclinaison locale** d'une **hypothèse nationale** peut se faire de **plusieurs manières**.

Ces **déclinaisons** auront des **impacts différents** sur :

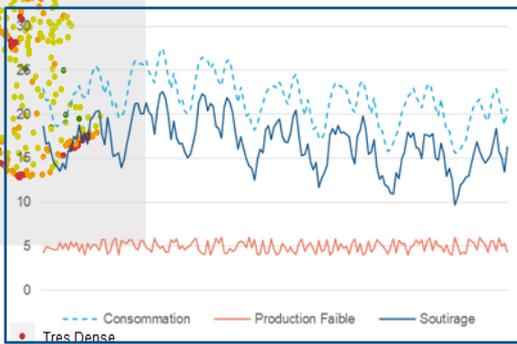
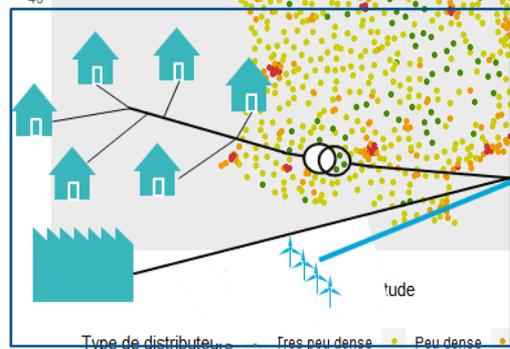
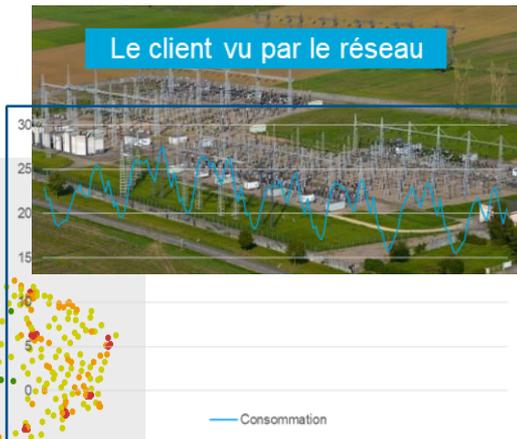
- Les flux
- Le dimensionnement
- L'accès aux flexibilités
- L'emprise au sol
- L'environnement
- ...

# ... à la maille des postes sources pour RTE

Le client réel



Le client vu par le réseau



Le poste source est **l'interface entre RTE et ses clients.**

Les clients peuvent être des distributeurs (Enedis ou ELD) ou des gros industriels.

Le poste source est un nœud du réseau HTB : la courbe de charge à ce poste est une information utile pour la conduite du réseau.

La déclinaison locale des hypothèses nationales va modifier en profondeur les formes des courbes de charges.

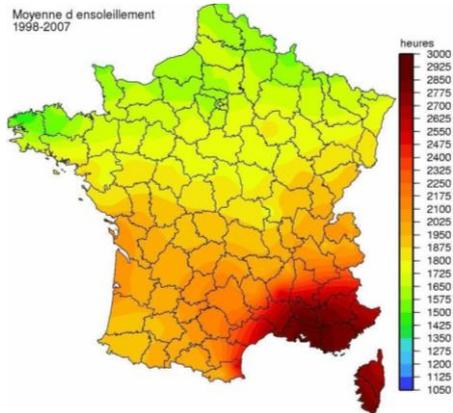


# Méthodologie





# Le cadre et les grands principes de nos travaux



Carte de l'ensoleillement moyen  
entre 1998 et 2007



Carte des zonages thermiques  
France de la RT 2012

On souhaite obtenir les **courbes de charge prospectives** des clients raccordés au réseau de RTE

Au total, on modélise environ **3400** courbes de charge des clients raccordés au réseau de RTE.

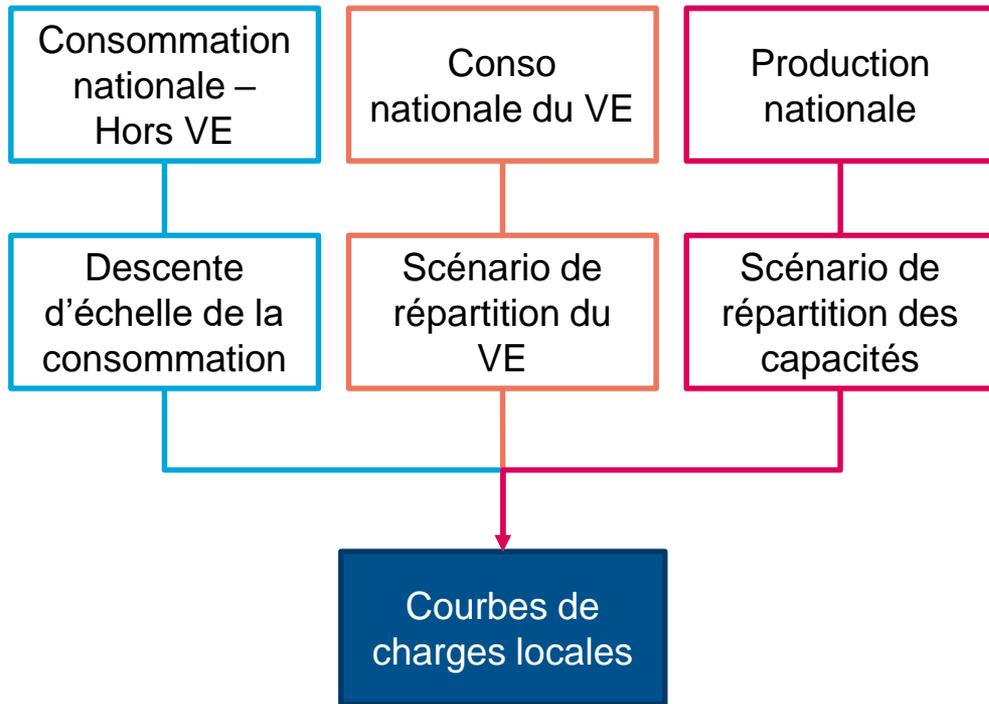
On souhaite disposer de ces courbes de charge à **une granularité horaire**.

**L'aléa climatique** est pris en compte en **travaillant** sur la réalisation de **11 années météorologiques simulées** et sur **26 zones géographiques**



# Déclinaison locale de chaque composante de la courbe de charge

Schéma de principe de la méthodologie

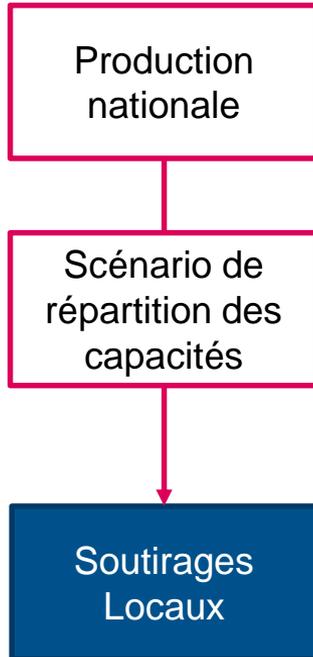


Le modèle de descente d'échelle se décompose en **trois briques élémentaires** :

La **consommation nationale hors VE** est répartie selon des **données historiques** de consommation.

La **consommation nationale du VE** et la **production nationale** sont réparties selon des **données techniques** et **socioéconomiques locales**.

# Application de la méthodologie pour étudier l'impact du développement des EnR



Nous allons notamment étudier l'impact de **deux paramètres** :

- **La capacité installée**
- **Le niveau de décentralisation** : quelle part des capacités solaires sont des PV toitures

Sur **plusieurs indicateurs caractéristiques des courbes de charges** :

- **L'énergie soutirée** par tous les postes par les postes de RTE
- **L'énergie injectée** par tous les postes sur le réseau de RTE
- La **puissance soutirée maximale** atteinte par tous les postes de RTE
- La **puissance injectée maximale** par tous les postes de RTE
- La **puissance « dimensionnante »** : le maximum absolu la courbe de charge



3

# Les impacts du solaire



**3.1**

## **Les impacts à la maille nationale**

# Comment évoluent l'énergie et la puissance, injectée et souscrite, en fonction des capacités EnR ?

## Hypothèses nationales



Les hypothèses de consommation sont fixées.

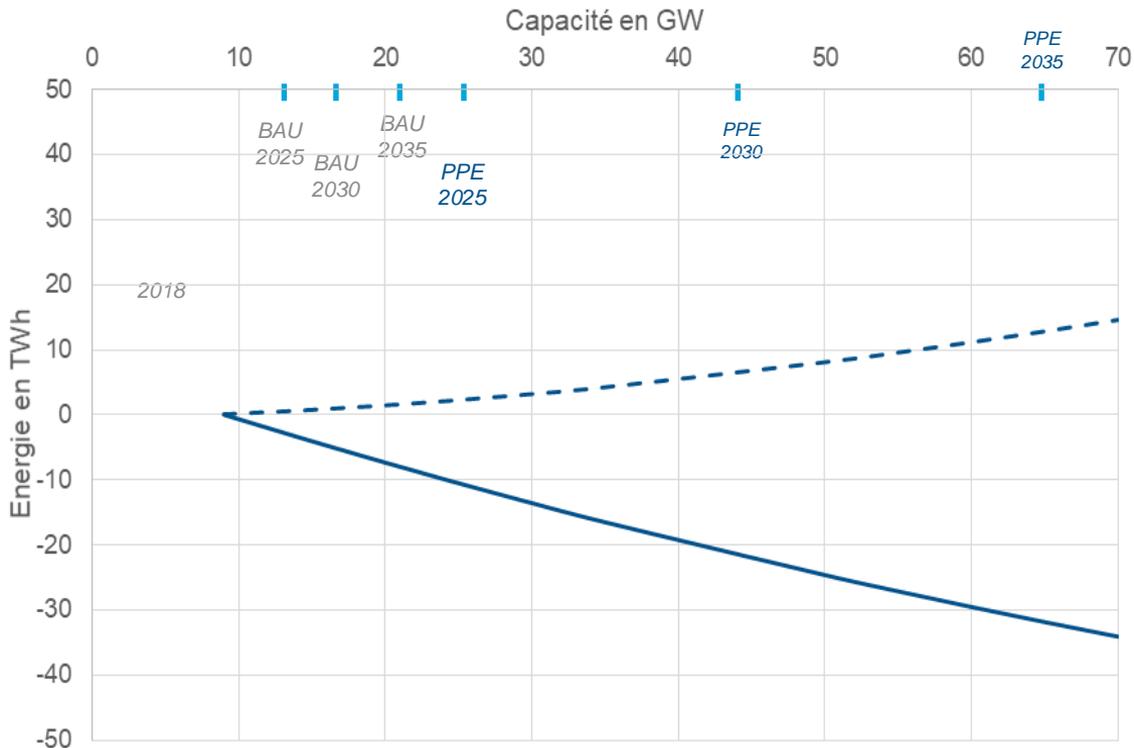
Pour étudier les effets des EnR terrestres sur les soutirages locaux, des variantes sur les capacités installées et leurs emplacements ont été effectuées.

Les scénarios PV sont différenciés selon la répartition des capacités :

Très centralisé :	100% Sol / 0% Toiture
Centralisé :	75% Sol / 25% Toiture
Mixte :	50% Sol / 50% Toiture
Décentralisé :	25% Sol / 75% Toiture
Très Décentralisé :	0% Sol / 100% Toiture

# L'augmentation des capacités solaires a des effets importants sur les énergies soutirées et injectées ...

Variation des énergies selon les capacités installées



L'accroissement des capacités a un effet marqué sur les énergies :

**+15 GW → 13 TWh produits entraînant :**  
 → -10 TWh soutirés  
 → +3 TWh injectés

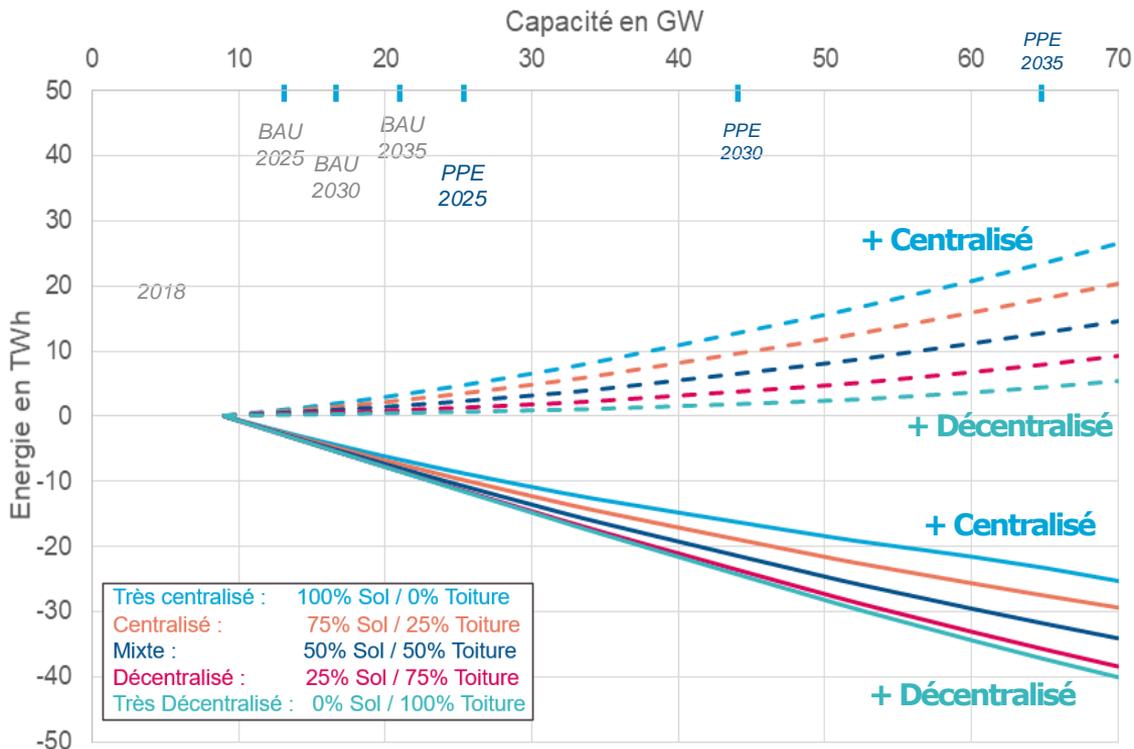
— Variation de l'énergie soutirée  
 - - - Variation de l'énergie injectée

Par rapport aux capacités solaires installées en 2018



# ... et le niveau de décentralisation en a d'autant plus que le niveau des capacités est élevé

Variation des énergies selon les capacités installées et leur répartition



— Variation de l'énergie soutirée  
 - - - Variation de l'énergie injectée

Par rapport aux capacités solaires installées en 2018

L'accroissement des capacités a un effet marqué sur les énergies :

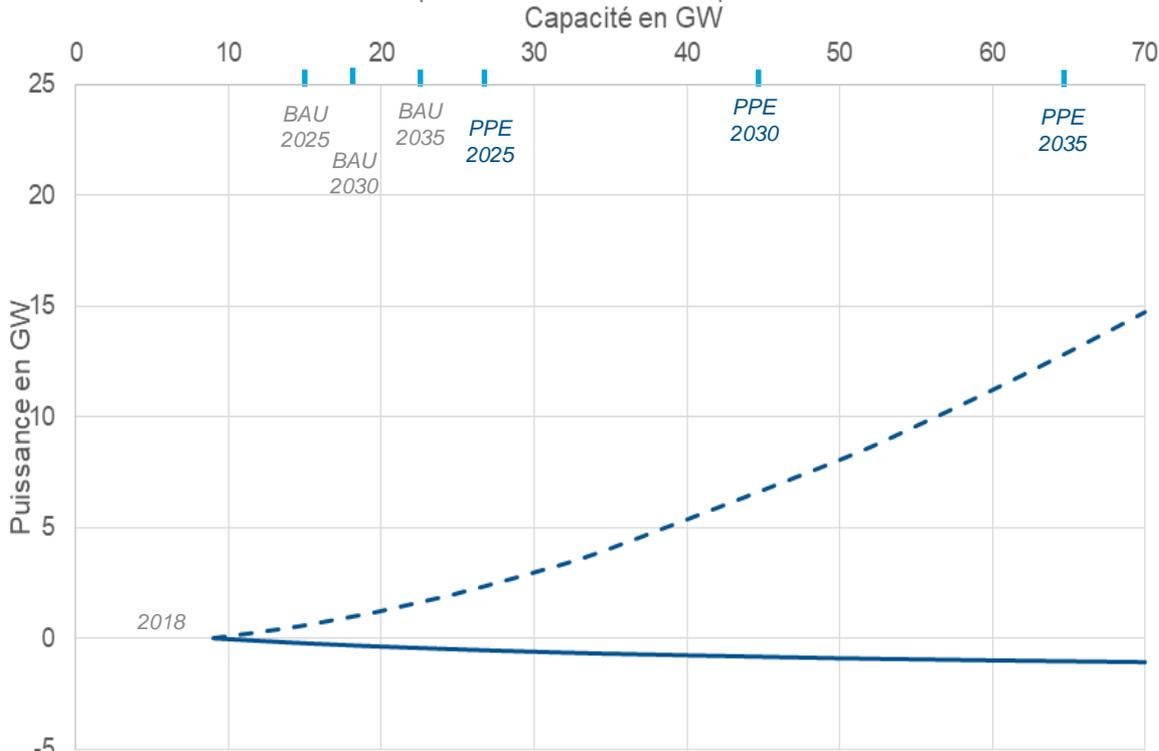
**+15 GW → 13 TWh produits entraînant :**  
 → -10 TWh soutirés  
 → +3 TWh injectés

Un effet **croissant** du niveau de **décentralisation** sur l'énergie soutirée :

**+10%** en PPE 2030 a 3 fois plus d'effet que **+10%** en BAU 2030

# L'augmentation des capacités solaires a des effets importants sur la puissance maximale injectée mais peu sur la puissance maximale soutirée ...

Variation des puissances selon les capacités installées



**L'accroissement** des capacités a un effet **marqué** sur la **puissance maximale injectée** mais pas sur la puissance maximale soutirée

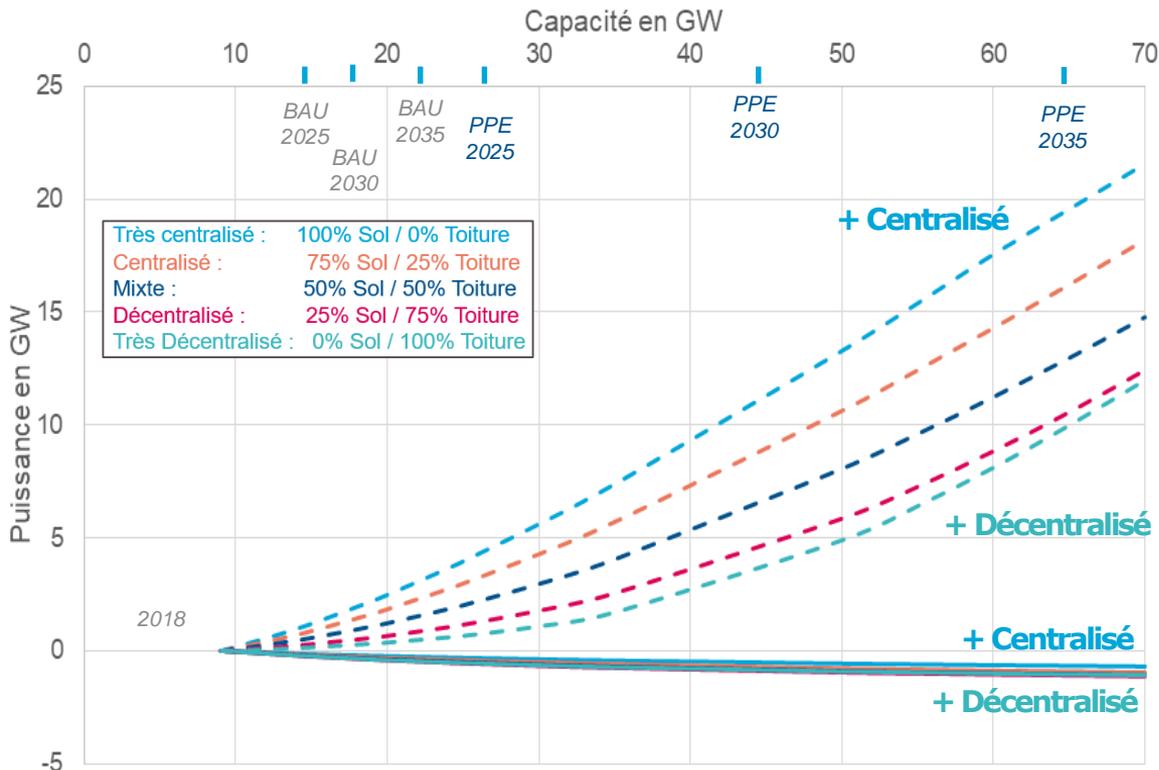
+15 GW → -0.3 GW de puissance maximale soutirée

— Variation de la puissance soutirée maximale  
- - - Variation de la puissance injectée maximale

} Par rapport aux capacités solaires installées en 2018

# ... et le niveau de décentralisation n'a des effets marqués que sur la puissance maximale injectée

Variation des puissances selon les capacités installées et leur répartition



**L'accroissement** des capacités a un effet **marqué** sur la **puissance maximale injectée** mais pas sur la puissance maximale soutirée

+15 GW → -0.3 GW de puissance maximale soutirée

**Les niveaux de décentralisation ont peu d'effet sur la puissance maximale soutirée, mais beaucoup sur la puissance maximale injectée.**

— Variation de la puissance soutirée maximale  
- - - Variation de la puissance injectée maximale

} Par rapport aux capacités solaires installées en 2018



# L'application de notre méthode a permis d'étudier les effets du développement des EnR dans un cadre donné

Les impacts locaux seront d'autant plus importants que les capacités à installer seront élevées

Le niveau de décentralisation peut avoir des fortes conséquences sur les courbes de charge et donc sur le dimensionnement du réseau

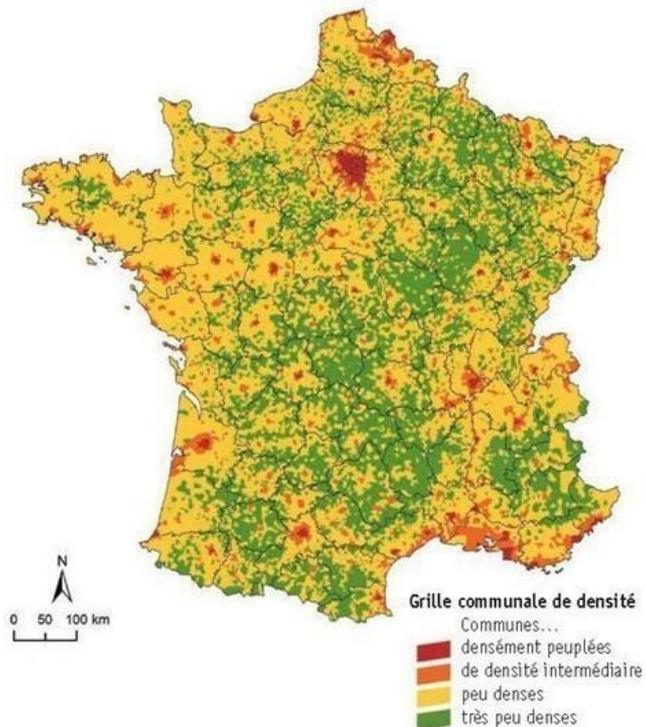


**3.2**

## **Les impacts à la maille locale**

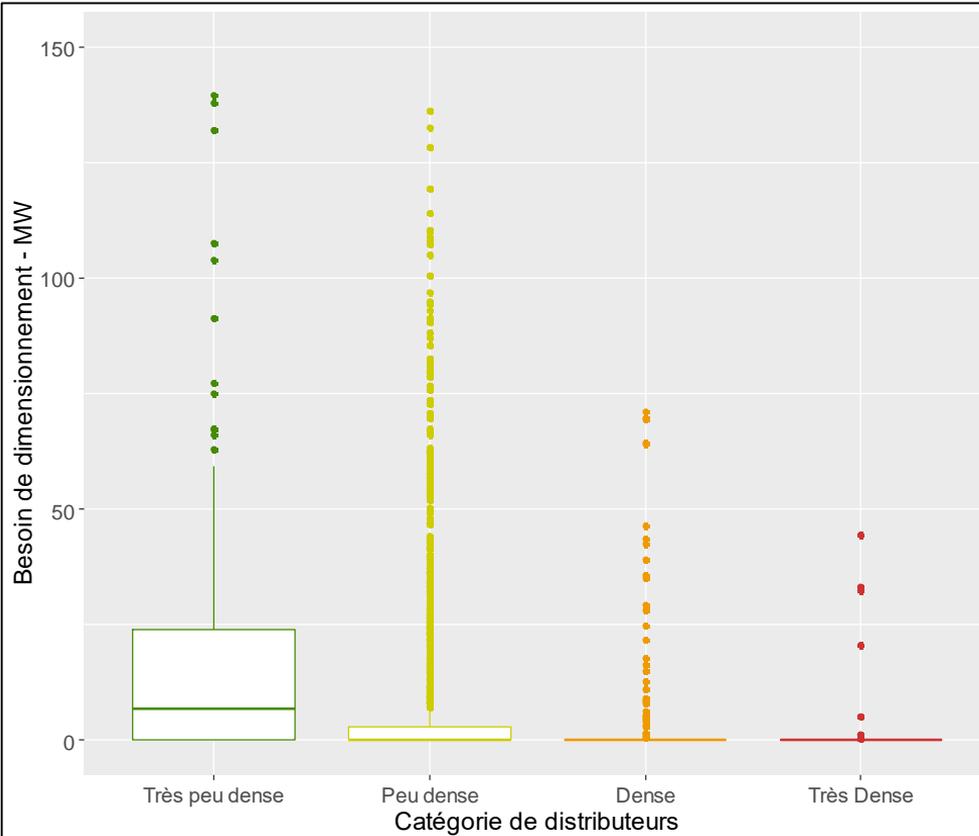
# Etude du scénario PPE mixte à horizon 2030 et interprétation des résultats via la grille communale de densité

Scénario de conso 455 TWh  
 5,8 millions de VE – 60% tarifaire  
 Scénario PPE 2030  
 Eolien 36GW, PV 47GW



# Les effets des EnR seront différenciés en fonction de la densité de population

Répartition du besoin de dimensionnement par type de poste -  
Répartition mixte PPE 2030



Les besoins de « renforcement » concernent principalement les postes à faible densité de population :

**70%** des postes **très peu denses**  
**30%** des postes **peu denses**

Plus de **10%** des postes devront être « renforcés » de plus de **10 MW** dont :

**40%** des postes **très peu denses**  
**20%** des postes **peu denses**  
**3%** des postes **denses**  
**1%** des postes **très denses**

La répartition hétérogène des EnR dans ces zones explique ce résultat.



# Conclusion



# La déclinaison locale des scénarios nationaux de perspectives a des conséquences très importantes a minima pour la stratégie d'évolution du réseau

Selon notre modèle de répartition de gisement EnR et nos hypothèses sur les flexibilités locales

Les impacts locaux seront d'autant plus importants que les capacités à installer seront élevées

Le niveau de décentralisation peut avoir des fortes conséquences sur les courbes de charge et donc sur le dimensionnement du réseau

Les impacts seront hétérogènes : les postes de faible densité de population seront les plus impactés



**Annexe**

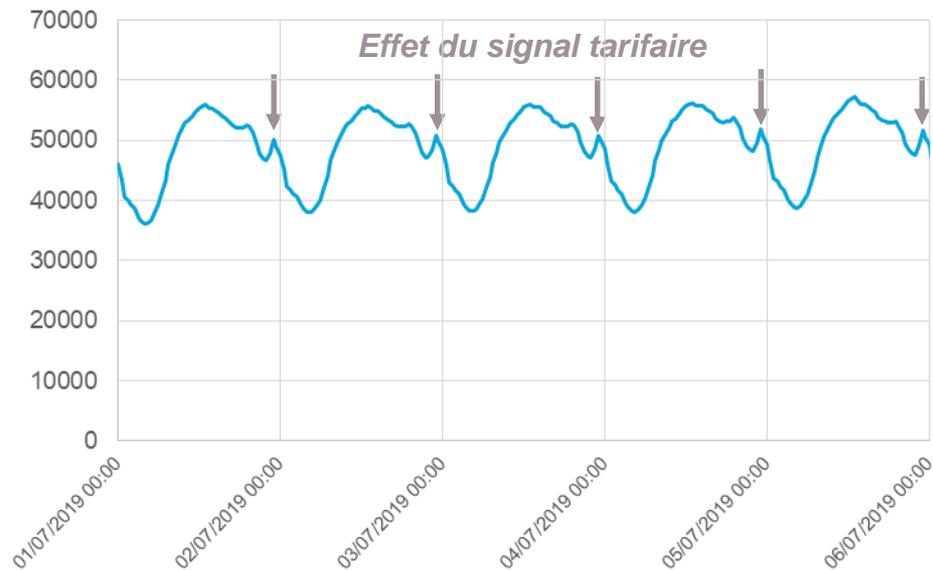




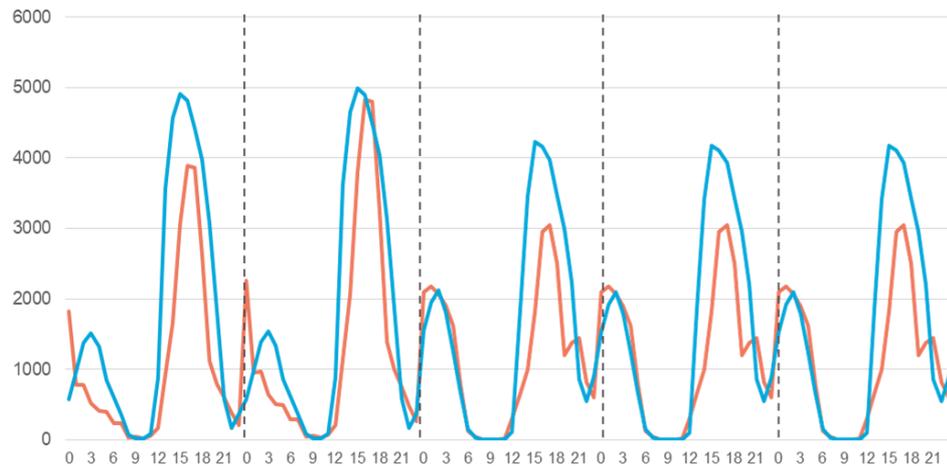
# Les consommations flexibles doivent être ajustées afin de prendre en compte les nouveaux signaux tarifaires

Les signaux tarifaires sont adaptés au fort développement PV. Les heures creuses sont replacées aux heures méridiennes qui correspondent aux pointes de production du solaire

Consommation nationale **historique** en juillet 2019



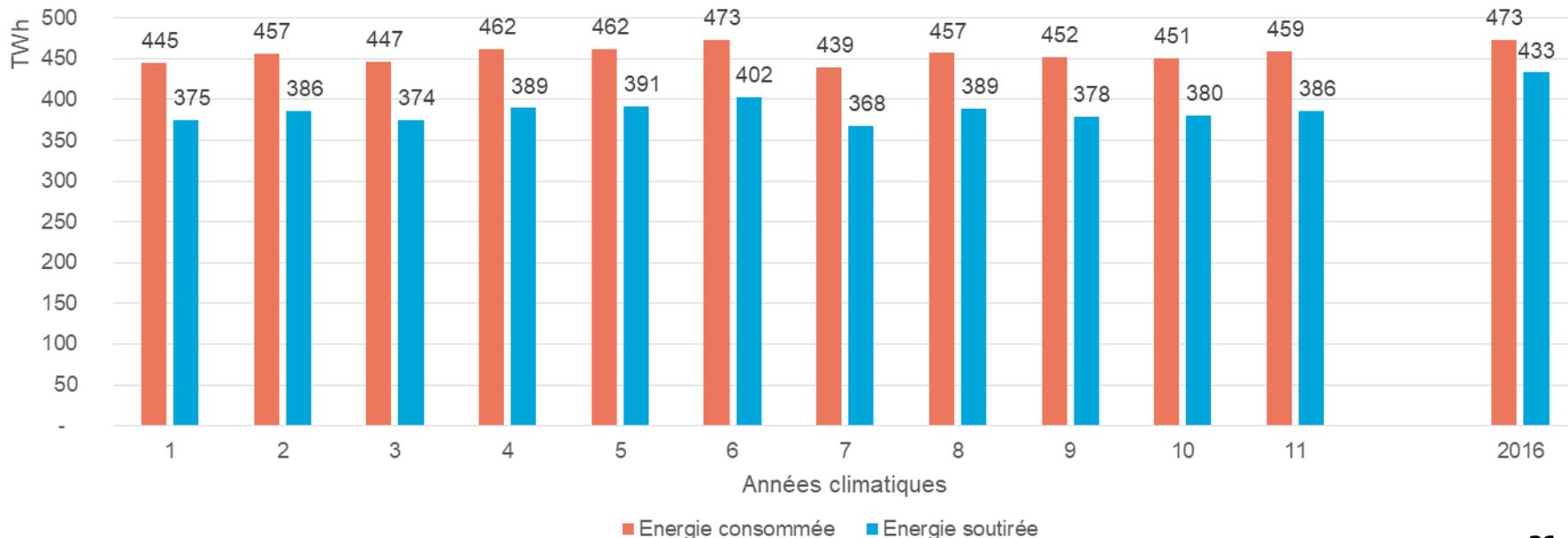
Consommation des véhicules électriques et eau chaude sanitaire **asservie en 2030**



# Prise en compte de l'année climatique

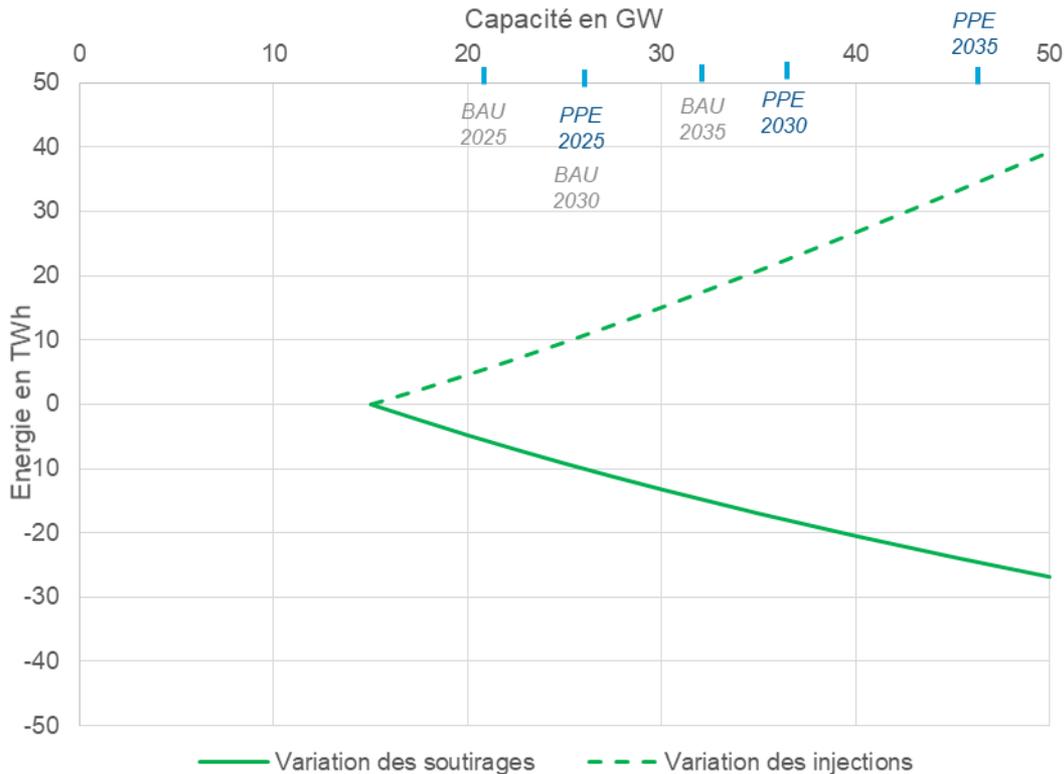
Un écart de 34 TWh entre l'année la plus haute et la plus basse contre 34 TWh pour la consommation

Un écart de 70TWh entre soutirage et consommation avec les capacités PPE 2030



# Impact de l'éolien : 15 GW en plus c'est 10 TWh soutirés en moins et 17 TWh injectés en plus

Evolution de l'énergie soutirée en fonction des capacités installées et de la décentralisation



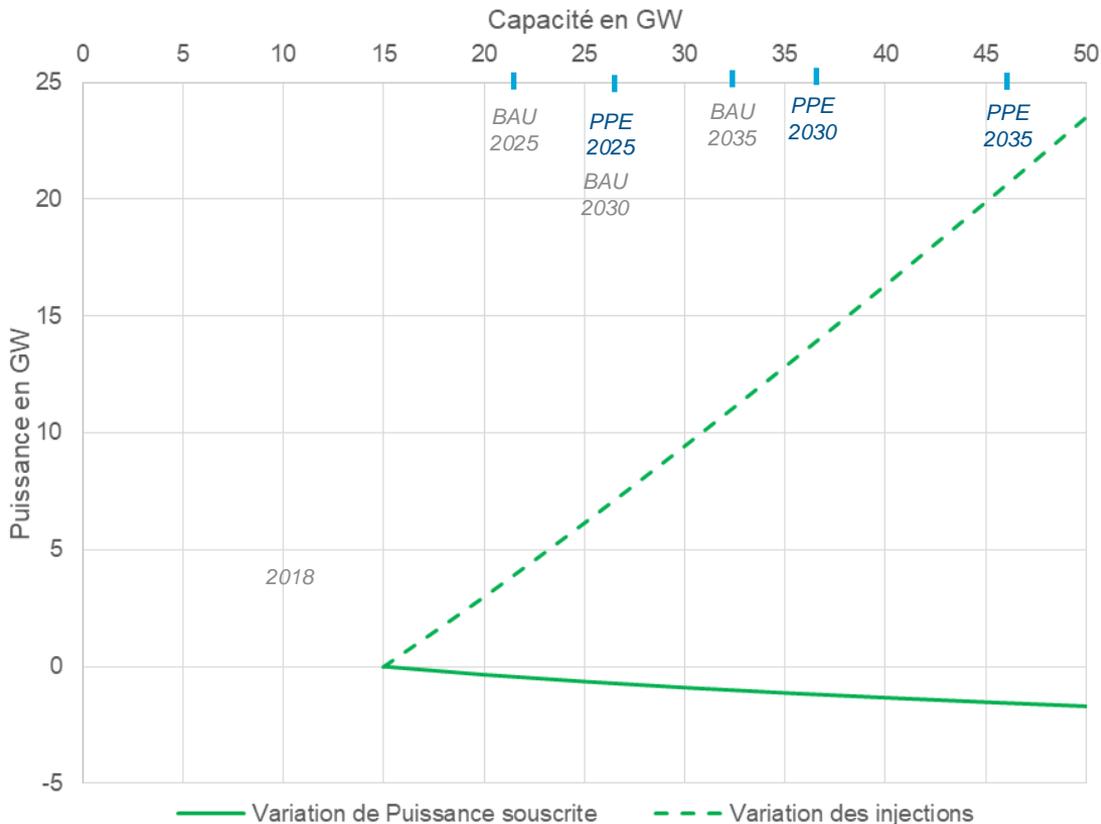
Bien que les facteurs de charges des énergies solaires et éoliennes soient différents, les effets sur l'énergie soutirée des deux énergies sont très similaires

**1 GW d'éolien a le même effet sur l'énergie soutirée qu'1 GW de PV dans une répartition mixte**



# Impact de l'éolien : 15 GW en plus c'est 0,7 GW de puissance souscrite en moins et 10 GW d'injection en plus

Evolution de la somme des puissances maximales locales



L'éolien a un impact légèrement plus marqué sur les puissances souscrites que le PV

**1 GW d'éolien a plus d'effet sur la puissance souscrite qu'1 GW de PV dans une répartition très décentralisée**

L'éolien a un impact plus marqué sur les injections locales que le PV

**1 GW d'éolien a plus d'effet sur les injections qu'1GW de PV dans une répartition très centralisée**