



Octobre 2024

# Modélisation de l'équilibre offre-demande – Présentation du simulateur Antares

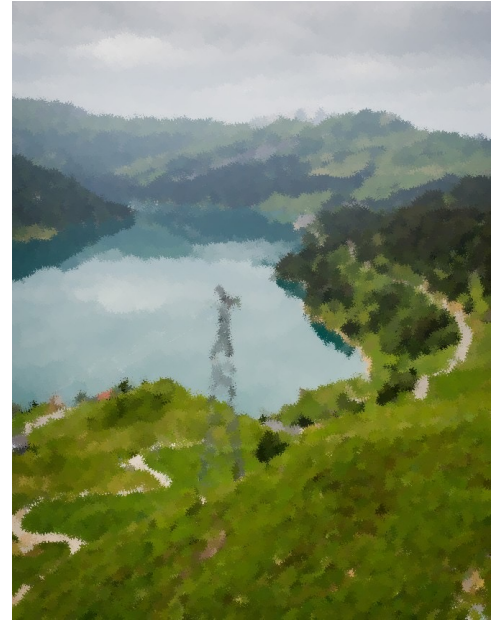
Jean-Marc JANIN  
[jean-marc.janin@rte-france.com](mailto:jean-marc.janin@rte-france.com)

[contact@antares-simulator.org](mailto:contact@antares-simulator.org)  
<https://antares-simulator.org>



# Sommaire

- 1.**  
**Introduction**  
**Qu'est-ce que l'équilibre offre-demande ?**
- 2.**  
**Comment simuler l'équilibre offre-demande ?**
- 3.**  
**Formulations mathématiques**
- 4.**  
**Exemple d'étude :**  
**Futurs Energétiques 2050**



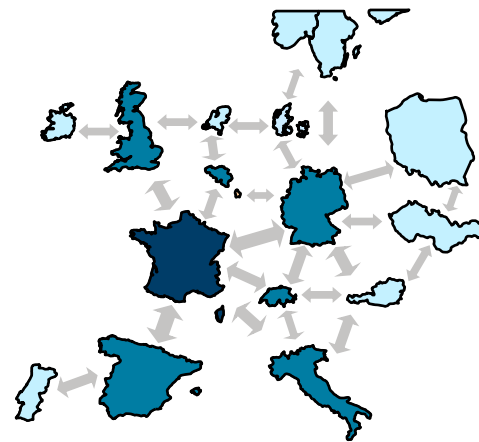


01

# Introduction



# L'équilibre production = consommation $\pm$ échanges



# Un équilibre impacté par de nombreux aléas

Aléas majoritairement climatiques



Demande thermosensible



Production éolienne



Production solaire



Hydraullicité  
(Fil de l'eau + apports aux lacs)



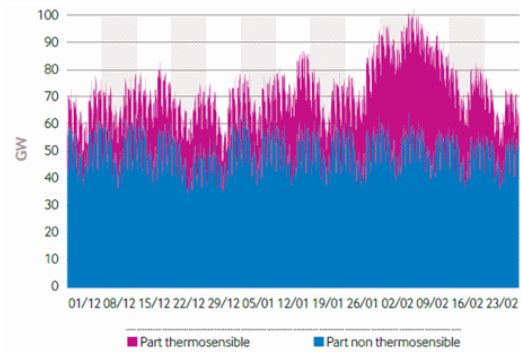
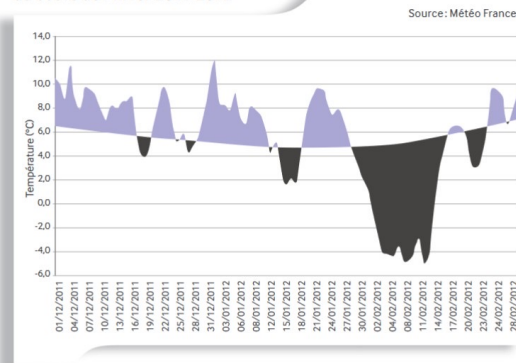
Disponibilité du parc de production



Disponibilité du réseau

Aléas majoritairement industriels

Évolution de la température en France au cours de l'hiver 2011-2012



Exemple 1: évolution de la consommation électrique pendant la vague de froid de Février 2012

# Un équilibre impacté par de nombreux aléas



Demande thermosensible



Production éolienne



Production solaire



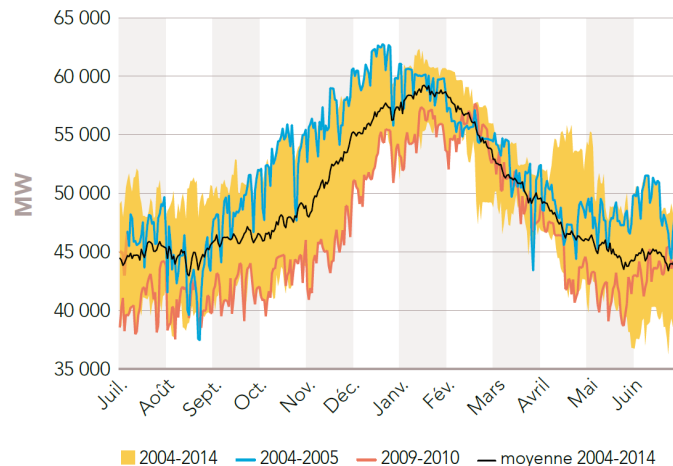
Hydraulicité (Fil de l'eau + apports aux lacs)



Disponibilité du parc de production

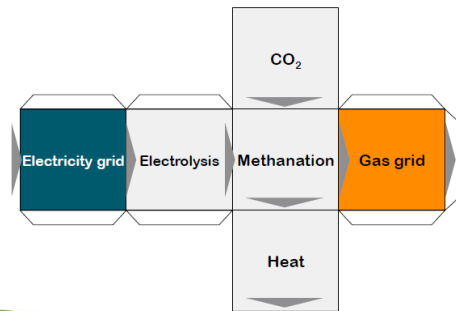
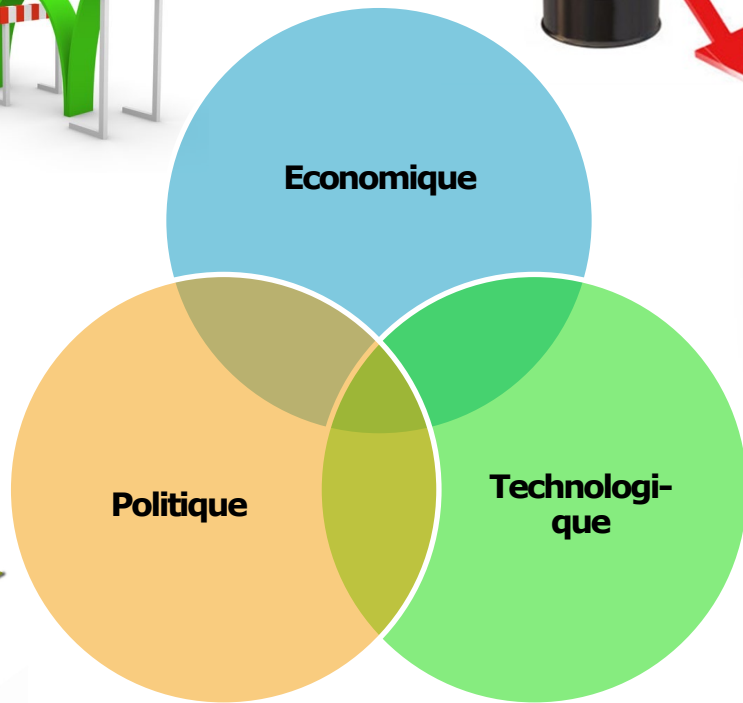


Disponibilité du réseau



*Exemple 2: Historiques de disponibilité du parc nucléaire français sur la période 2004-2014*

# A plus long terme, un contexte incertain



# Un besoin d'Anticiper l'évolution de l'équilibre entre offre et demande électrique

Alerter sur les risques pesant sur la **sécurité d'approvisionnement**

Anticiper les flux d'électricité européens dans les décennies à venir

Explorer l'impact sur les activités de RTE de **scénarios prospectifs en rupture**

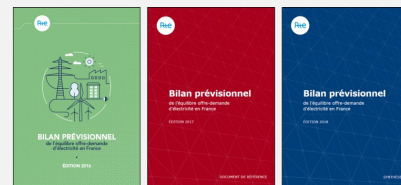
Eclairer le débat public sur la transition énergétique

Mesurer l'impact environnemental d'une politique énergétique

Analyser la **pertinence économique d'un projet d'interconnexion**

Un exemple d'étude, le **Bilan Prévisionnel**

- *Etudier le risque que le parc de production ne permette pas de satisfaire la demande sur un horizon de 1 à 5 ans*
- *Explorer les évolutions du système énergétique européen à l'horizon 2035*





# Ce que l'on veut mesurer



## Des indicateurs d'équilibre :

nombre d'heures de défaillance, probabilité de défaillance, énergie non-fournie, gaspillage, ...



## Des indicateurs réseaux :

flux d'énergies, volumes échangés, congestions, ...



## Des indicateurs sur la production :

volume d'énergie produite par filière, émissions de CO<sub>2</sub>, centrales sollicitées (qui produit ? Quand ?), ...



## Des indicateurs économiques :

coût d'exploitation, coût marginal de production à l'équilibre (prix de marché), valorisations, ...



02

# Comment simuler l'équilibre offre-demande ?

# Une première approche simple

## Un parc de production

(disponibilités et prix de marché pour une heure donnée)

**Nucléaire 1** : 900 MW, 14 €/MWh

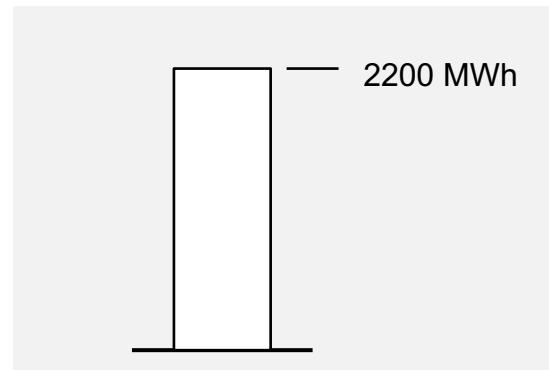
**Nucléaire 2** : 900 MW, 16 €/MWh

**CCG** : 300 MW, 45 €/MWh

**Hydraulique** : 300 MW, 48 €/MWh

**Eolien** : 300 MW, 0 €/MWh

## Une prévision de consommation



**CCG** : Cycle Combiné Gaz

# Une première approche simple

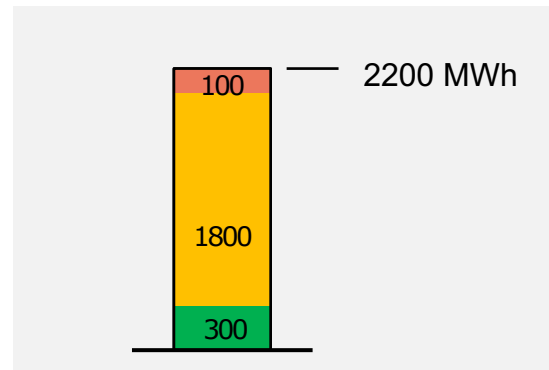
## Un parc de production

(disponibilités et prix de marché pour une heure donnée)

- Nucléaire 1** : 900 MW, 14 €/MWh
- Nucléaire 2** : 900 MW, 16 €/MWh
- CCG** : 300 MW, 45 €/MWh
- Hydraulique** : 300 MW, 48 €/MWh
- Eolien** : 300 MW, 0 €/MWh

**CCG** : Cycle Combiné Gaz

## Une prévision de consommation



Les moyens de production sont sollicités par ordre de prix croissant

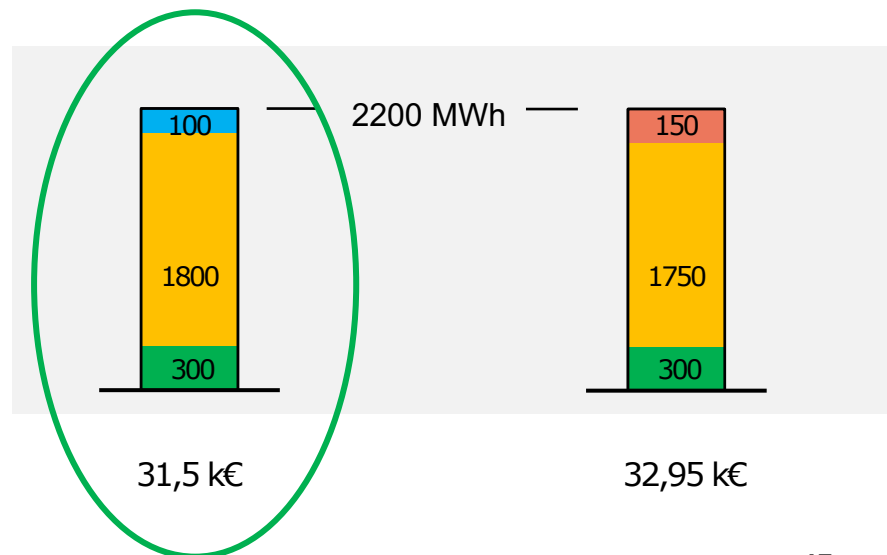
# Des contraintes techniques de fonctionnement

## Par exemple :

Une contrainte de Pmin (puissance minimale stable de fonctionnement)

	Pmin
 <b>Nucléaire 1</b> : 900 MW, 14 €/MWh	300 MW
 <b>Nucléaire 2</b> : 900 MW, 16 €/MWh	300 MW
 <b>CCG</b> : 300 MW, 45 €/MWh	150 MW
 <b>Hydraulique</b> : 300 MW, 48 €/MWh	0 MW
 <b>Eolien</b> : 300 MW, 0 €/MWh	0 MW

La solution la moins chère est celle retenue par le marché.



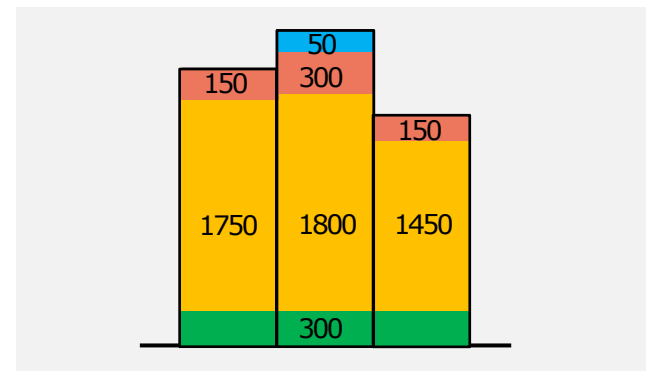
# Des contraintes techniques de fonctionnement

## Par exemple :

Une contrainte de temps minimum de fonctionnement

	Pmin	Dmin
<b>Nucléaire 1</b> : 900 MW, 14 €/MWh <b>Nucléaire 2</b> : 900 MW, 16 €/MWh	300 MW	24 h
<b>CCG</b> : 300 MW, 45 €/MWh	150 MW	3 h
<b>Hydraulique</b> : 300 MW, 48 €/MWh	0 MW	0 h
<b>Eolien</b> : 300 MW, 0 €/MWh	0 MW	0 h

2200 – 2450 – 1900 MWh



Les produits du marché permettent de prendre en compte ces contraintes techniques de fonctionnement

# Des contraintes de fonctionnement

## Exemples de contraintes techniques de fonctionnement couplant différents pas de temps:

- Puissance minimale stable
- Durée minimale de marche/d'arrêt
- Rampes
- Durée minimum de palier
  
- Respect de contraintes de stocks (hydraulique, démarrage, effacement)
  
- Cycles de stockage/turbinage



De nombreuses contraintes techniques (ou d'exploitation) complexifient la façon dont on construit – de façon optimal – l'empilement des moyens de production.

# Des zones de marchés couplées par des possibilités d'échanges d'énergie

## Zone 1

**Nucléaire 1** : 900 MW, 14 €/MWh  
**Nucléaire 2** : 900 MW, 16 €/MWh  
**CCG** : 300 MW, 45 €/MWh  
**Hydraulique** : 300 MW, 48 €/MWh

**Conso** : 1800 MWh

## Zone 2

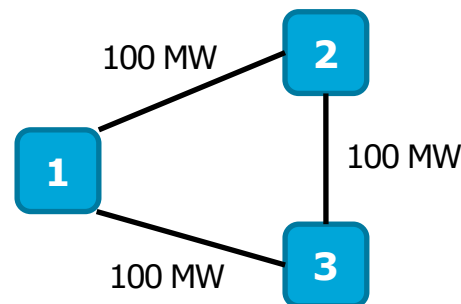
**Hydraulique** : 400 MW, 5 €/MWh  
**Charbon** : 400 MW, 35 €/MWh  
**TAC** : 200 MW, 100 €/MWh

**Conso** : 1000 MWh

## Zone 3

**Eolien** : 300 MW, 0 €/MWh

**Conso** : 350 MWh

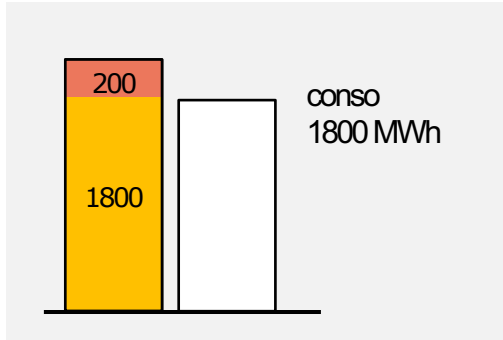


**TAC**: Turbine à Combustion

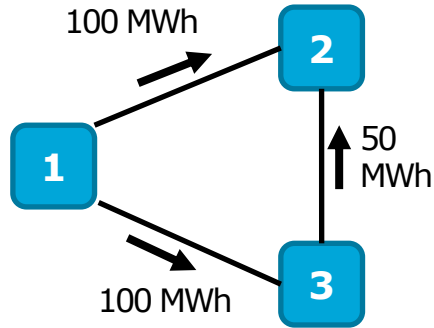


# Des zones de marchés couplées par des possibilités d'échanges d'énergie

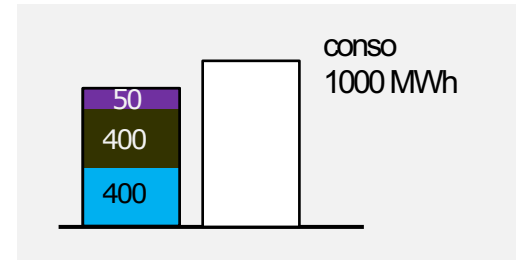
Zone 1



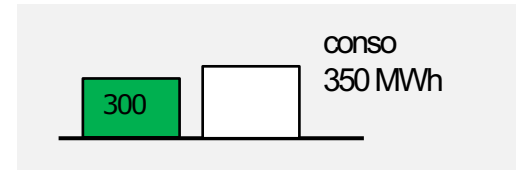
Coût total : 57 k€



Zone 2



Zone 3



# Des zones de marchés couplées par des possibilités d'échanges d'énergie

## En Europe :

**quelques zones de marché par pays** (*Norvège, Suède et Italie*)

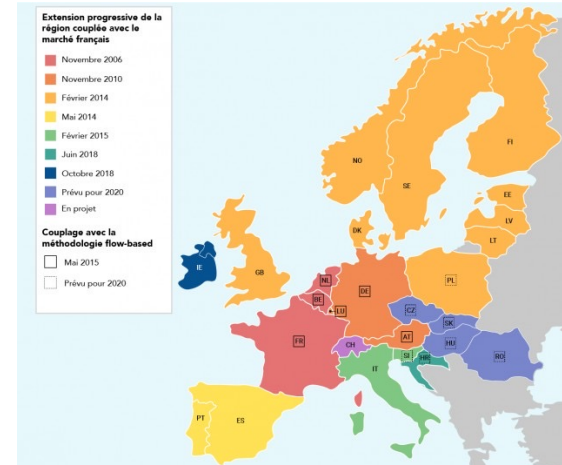
*Ou une zone de marché par pays (le reste)*

## Les capacités d'échanges sont déterminés

**De façon bilatéral** (approche NTC – Net Transfer Capacity)

*Ou conjointement au sein d'une région* (approche flow-based, région France – Belgique – Luxembourg – Allemagne – Pays-bas)

**Actuellement, couplage du marché sur :** Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, Estonie, Finlande, France, Italie, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Royaume-Uni, Slovénie et Suède.



# Les prix ?

## Que reflètent les prix proposés par les producteurs sur la bourse de l'énergie ?

Les coûts variables de production

- coûts de combustible
- coûts du CO<sup>2</sup>

La valeur d'usage d'énergies à stocks limités

*(ex: la valeur d'usage d'1m<sup>3</sup> d'eau correspond à l'espérance du gain que l'on peut réaliser en la turbinant dans le futur)*

Une (éventuelle) stratégie d'acteur

**Ils ne reflètent pas** les coûts fixes d'investissement et d'exploitation (personnel, maintenance) qui sont – aux échéances court-terme de la bourse – des coûts échoués

### Exemples

**Nucléaire 1** : 14 €/MWh

**Nucléaire 2** : 16 €/MWh

**CCG** : 45 €/MWh

**Hydraulique** : 48 €/MWh

**Hydraulique** : 5 €/MWh

**Charbon** : 35 €/MWh

**TAC** : 100 €/MWh

**Eolien** : 0 €/MWh

# La prise en compte des aléas

Quel est l'espérance (la moyenne) des coûts de production pour satisfaire la prévision de consommation suivante ?

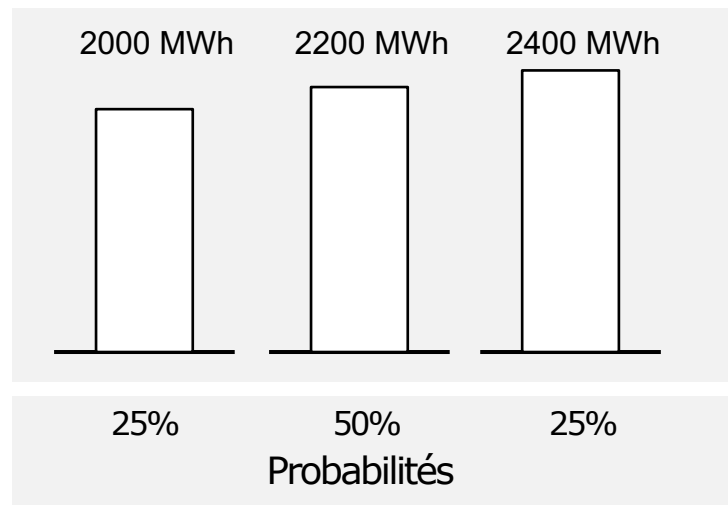
## Un parc de production

(disponibilités et prix de marché pour une heure donnée)

- Nucléaire 1** : 900 MW, 14 €/MWh
- Nucléaire 2** : 900 MW, 16 €/MWh
- CCG** : 300 MW, 45 €/MWh
- Hydraulique** : 300 MW, 48 €/MWh
- Eolien** : 300 MW, 0 €/MWh

## Scénarios de consommation

Pour un pas de temps



# La prise en compte des aléas

Quel est l'espérance (la moyenne) des coûts de production pour satisfaire la prévision de consommation suivante ?

## Un parc de production

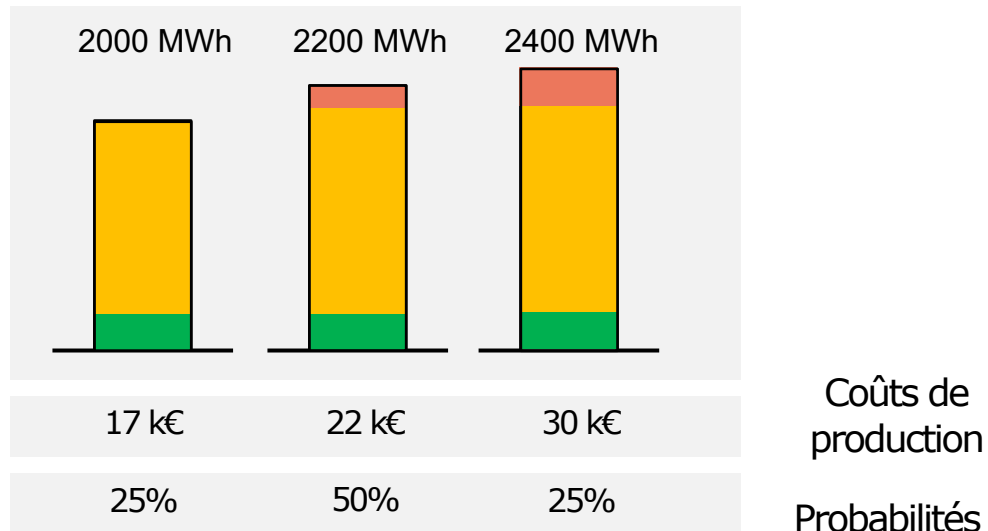
(disponibilités et prix de marché pour une heure donnée)

**Nucléaire 1** : 900 MW, 14 €/MWh  
**Nucléaire 2** : 900 MW, 16 €/MWh

**CCG** : 300 MW, 45 €/MWh

**Hydraulique** : 300 MW, 48 €/MWh

**Eolien** : 300 MW, 0 €/MWh



$$\text{Espérance des coûts} = 0,25 \cdot 17 + 0,5 \cdot 22 + 0,25 \cdot 30 = 22,75 \text{ k€}$$

# Une combinaison d'aléas

Quelle est la probabilité d'avoir de la défaillance (i.e. une part de la consommation non desservie) ?

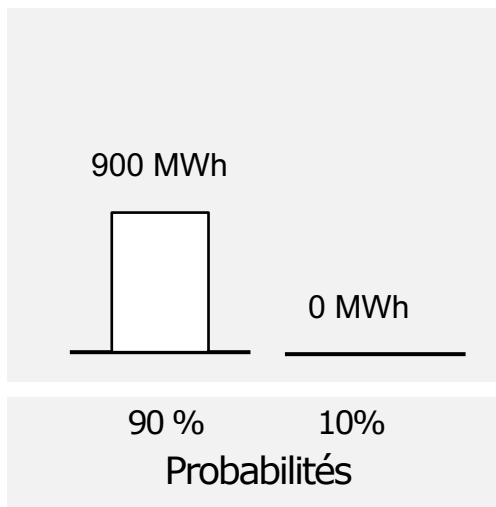
## Un parc de production

(disponibilités et prix de marché pour une heure donnée)

- Nucléaire 1** : 900 MW, 14 €/MWh
- Nucléaire 2** : 900 MW, 16 €/MWh
- CCG** : 300 MW, 45 €/MWh
- Hydraulique** : 300 MW, 48 €/MWh
- Eolien** : 300 MW, 0 €/MWh

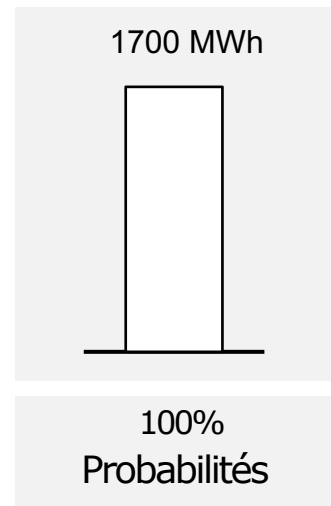
## Nucléaire 1 & Nucléaire 2

Distribution de disponibilité pour une tranche



## Scénarios de consommation

Pour un pas de temps



# Une combinaison d'aléas

Quelle est la probabilité d'avoir de la défaillance (i.e. une part de la consommation non desservie) ?

**Capacité nucléaire 1** 900 MW

**Capacité nucléaire 2** 900 MW

**Probabilité**  $90\% \times 90\% = 81\%$

0 MW 900 MW

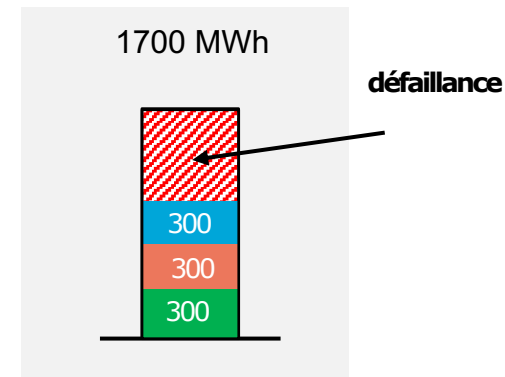
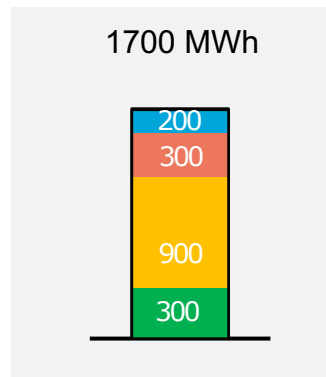
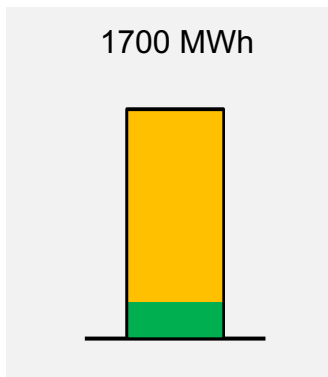
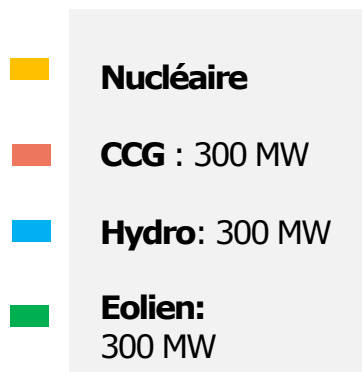
900 MW 0 MW

$2 \times 10\% \times 90\% = 18\%$

0 MW

0 MW

$10\% \times 10\% = 1\%$



# Et maintenant ?

En combinant réseau et contraintes de fonctionnement

Zone 1

Nucléaire 1 : 900 MW, 14 €/MWh  
 Nucléaire 2 : 900 MW, 16 €/MWh  
 CCG : 300 MW, 45 €/MWh  
 Hydraulique : 300 MW, 48 €/MWh

Conso : 1800 MWh

Zone 2

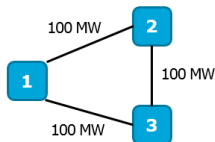
Hydraulique : 400 MW, 5 €/MWh  
 Charbon : 400 MW, 35 €/MWh  
 TAC : 200 MW, 100 €/MWh

Conso : 1000 MWh

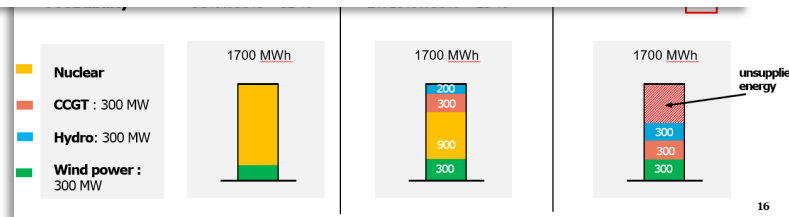
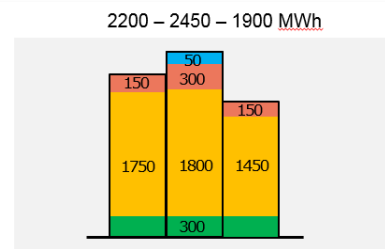
Zone 3

Eolien : 300 MW, 0 €/MWh

Conso : 350 MWh



	Pmin	Dmin
<ul style="list-style-type: none"> <li><span style="color: yellow;">■</span> Nucléaire 1 : 900 MW, 14 €/MWh</li> <li><span style="color: red;">■</span> Nucléaire 2 : 900 MW, 16 €/MWh</li> </ul>	300 MW	24 h
<ul style="list-style-type: none"> <li><span style="color: orange;">■</span> CCG : 300 MW, 45 €/MWh</li> </ul>	150 MW	3 h
<ul style="list-style-type: none"> <li><span style="color: blue;">■</span> Hydraulique : 300 MW, 48 €/MWh</li> </ul>	0 MW	0 h
<ul style="list-style-type: none"> <li><span style="color: green;">■</span> Eolien : 300 MW, 0 €/MWh</li> </ul>	0 MW	0 h



## Comment calculer l'empilement qui permet de répondre à la demande au moindre coût ?

- Sur un périmètre géographique large (l'Europe)
- Pour une période temporelle longue (au moins un an)
- Soumis à un ensemble d'aléas sur la consommation, les productions ENR intermittente, la disponibilité du parc, les apports hydrauliques ...





03

# Formulations mathématiques



# Une discipline phare pour la simulation de l'EOD :

## L'optimisation

Consiste à rechercher, sur un ensemble, un élément qui minimise ou maximise une fonction.

### Par exemple

Le problème suivant a pour **variable**  $x \in \mathbb{R}^n$

$$\begin{cases} \min_x c^T x \\ \sum_{i=1}^n x_i = l \\ 0 \leq x \leq \bar{p} \end{cases}$$

Et consiste à chercher la combinaison  $x^*$  de  $\mathbb{R}^n$  qui minimise  $c^T x$  et vérifie les deux **contraintes**  $\sum_{i=1}^n x_i = l$  et  $0 \leq x \leq \bar{p}$ , pour  $c \in \mathbb{R}^n$ ,  $\bar{p} \in \mathbb{R}^n$  et  $l \in \mathbb{R}$  donnés.

Il s'agit d'une forme très épurée du **problème de simulation de l'équilibre offre-demande** avec :

$c$  les coûts proportionnels de fonctionnement

$\bar{p}$  les capacités des moyens de production

$l$  la consommation

$x$  la production de chacun des moyens de production

# Un problème plus complet

**Fonction objectif:** *minimisation des coûts de production*

$$\min \sum_t \left[ \sum_g P_{g,t}^{th} c_{g,t}^{lin} + c_t^{uns} P_t^{uns} + c_t^{exc} P_t^{exc} \right]$$

**Contraintes:**

Equilibre entre productions et consommation

$$\sum_g P_{g,t}^{th} + \sum_h P_{h,t}^{hy} + p_t^{res} + P_t^{uns} = load_t + P_t^{exc}, \quad \forall t$$

Bornes sur la production thermique  $0 \leq P_{g,t}^{th} \leq p_g^{max}, \quad \forall g, t$

Bornes sur la production hydraulique  $p_h^{min} \leq P_{h,t}^{hy} \leq p_h^{max}, \quad \forall h, t$

Energie hydraulique hebdomadaire limitée par une contrainte de stock  $\sum_t P_{h,t}^{hy} \leq e_g, \quad \forall h$

Positivité des variables de défaillance et de sur-production  $P_t^{exc} \geq 0, P_t^{uns} \geq 0, \quad \forall t$

**Indices**

$t$	Pas de temps
$g$	Groupes thermiques
$h$	Groupes hydrauliques

**Variables**

$P_{g,t}^{th}$	Production des groupes thermiques
$P_{h,t}^{hy}$	Production des groupes hydrauliques
$P_t^{uns}$	Energie non fournie (unsupplied) et en excès
$P_t^{exc}$	

Il s'agit ici d'un problème de programmation linéaire continue

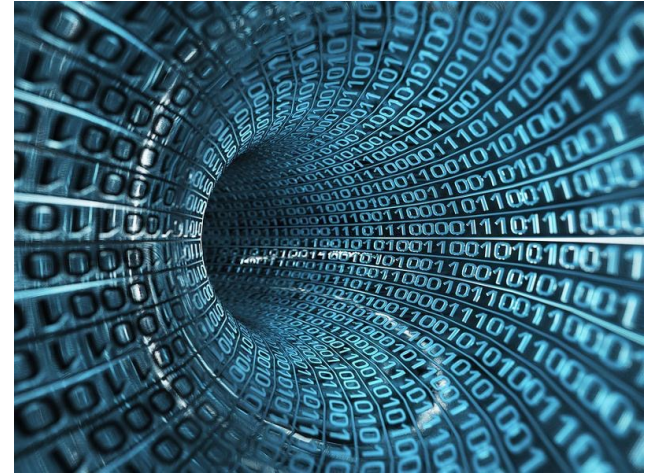
# Comment le résoudre ?

## Sur des cas concrets d'études

Les problèmes d'optimisation résolus sont de taille conséquente  
(ex. 100 zones, 1000 groupes de production, 168 pas de temps -> environ 200 000 variables).

## Les problèmes d'optimisation linéaire sont résolus par des méthodes numériques

L'optimisation linéaire a de nombreuses applications dans les secteurs industriels. Les méthodes de résolutions – implémentées dans de nombreux « solveurs » – sont bien maîtrisées et permettent de trouver l'optimum global de problèmes à plusieurs centaines de milliers de variable.



### **Programmation linéaire continue**

Algorithme du simplexe, méthode de points intérieurs

# Les sources de complexité en optimisation



## Les problèmes linéaires, mais de très (très) grande taille

L'optimisation pluriannuel des investissements (plusieurs 10aine de milliard de variables)

## 0 1 Les variables entières

Nécessaires à la description des contraintes techniques de fonctionnement.

*exemple : variable binaire décrivant l'état – en marche (1) ou à l'arrêt (0) d'un groupe de production*

- Complexifie significativement la résolution des problèmes d'optimisation
- Rend les temps de résolution très instables



## Les non-linéarités

Rendements des centrales thermique non linéaires

Rendement des groupes hydrauliques dépendant de la hauteur d'eau dans le lac

Description des lois physique de répartition des flux

- Rend la recherche de l'optimum global du problème compliqué/longue
- La plupart des méthodes de résolution se contente d'un optimum local

→ De nombreux travaux (notamment de R&D) sur la construction des modèles et leurs méthodes de résolution

# Focus sur les variables entières ou binaires des unités thermiques

## 0 1 Quelles sont ces variables ?

- Variables entières décrivant le **nombre d'unités en marche** d'un ensemble homogène de groupes de production (on appelle « cluster » cet ensemble),
- Variables entières décrivant le **nombre d'unités du cluster participant au réglage primaire**,
- Variables entières décrivant le **nombre d'unités du cluster participant au réglage secondaire**, ...

## Comment le nombre d'unités en marche impacte le problème EOD ?

- **A chaque démarrage d'unité on paye un coût de démarrage**  
=> Minimisant les démarrages, cela revient à payer les incréments du nombre d'unités en marche.
- **Une durée minimale (DMIN) est à respecter entre 2 changements d'état (démarrée ou arrêtée) d'une unité**  
=> Plusieurs formulations possibles de cette contrainte, sachant que la première unité qu'on peut arrêter c'est celle qu'on a démarré depuis plus longtemps
- **Une unité démarrée produit entre PMIN et PMAX**  
=> On note une discontinuité dans la plage autorisée de production d'une unité, celle-ci étant :  $\{0\} \cup [P_{MIN}, P_{MAX}]$

## Comment les autres variables impactent le pb EOD ?

- **Une unité qui participe au réglage primaire fournira une demi-bande RP de réglage**  
=> Cette unité est nécessairement démarrée  
=> La plage autorisée de production est :  $[P_{cMIN}, P_{cMAX}]$   
avec :  $P_{cMIN} = P_{MIN} + RP$  et  $P_{cMAX} = P_{MAX} - RP$
- **Une unité qui participe au réglage primaire et au réglage secondaire fournira 2 demi-bandes RP et RS de réglage**  
=> Cette unité est nécessairement démarrée  
=> La plage autorisée de production est :  $[P_{coMIN}, P_{coMAX}]$   
avec :  $P_{coMIN} = P_{MIN} + RP + RS$  et  $P_{coMAX} = P_{MAX} - RP + RS$



## Résolution du problème :

- **Résolution d'un Problème Linéaire en Nombres Entiers (PLNE ou MILP en anglais)**  
=> Méthode de type « branch and bound » permettant d'obtenir « l'optimum absolu »  
=> ...mais, temps de calcul incertain, surtout pour nos pbs qui présentent un optimum très plat (beaucoup de solutions proches de l'optimum)
- **Résolution en 2 étapes de 2 Problèmes Linéaires Continus**  
=> 1<sup>ère</sup> étape : pb relaxé, on accepte les fractions d'unités en marche  
=> projection des variables entières sur des valeurs entières  
=> 2<sup>ème</sup> étape : fixation des variables entières puis résolution du pb

# Structure d'information et décomposition temporelle du problème

## Qu'appelle-t-on structure d'information ?

- On appelle structure d'information la façon dont sont révélés les aléas au fur et à mesure de la résolution de chacun des problèmes
- Quand on résout un pb EOD, on se place en début de période sur laquelle on veut calculer nos différentes variables de décision
- Dans la réalité, la plage d'incertitude de chaque aléa vaut 0 à cet instant-là puis augmente avec le temps, on parle de « Cône d'incertitude »
- Pour chaque aléa, le « Cône d'incertitude » s'élargit plus ou moins vite en fonction de la prévisibilité de l'aléa

## Quelle structure d'information pour quelle méthode de résolution du problème EOD ?

2 grandes familles de résolution de problème existent :

- **Les méthodes « full » stochastiques :**  
On résout le plus souvent par Programmation Dynamique Stochastique (SDP en anglais) un unique pb avec recombinaison possible des aléas  
=> Cette méthode offre bcp de liberté sur les structures d'information  
=> ... mais on doit faire face à la malédiction de la dimension des aléas
- **Les méthodes Monte-Carlo (ANTARES) :**  
On construit des scénarios déterministes qu'on révèle et résout par plage  
=> On parle de pb multi-étapes avec des plages de résolution hebdo  
=> La structure d'information la plus simple alors est de révéler les aléas sur toute la semaine et rien au-delà, on parle de structure Hazard-Décision hebdomadaire (weekly HD)

## Quelles hypothèses sous-jacentes à la structure « weekly-HD » et quels problèmes génère-t-elle ?

### Hypothèses de la structure « weekly-HD » :

- On suppose une bonne prévisibilité des aléas à l'horizon de la semaine (assez réaliste pour les aléas climatiques, plus discutable pour les aléas industriels)
- On crée artificiellement des « sauts » hebdo de connaissance des aléas

### Problèmes associés :

- La discontinuité hebdo induite suppose une criticité plus faible du pb EOD lors des ruptures => On réalise ces ruptures hebdo le week-end à 0h
- On ne sait pas prendre en compte directement les contraintes qui couplent les semaines

## Quelles sont les contraintes qui couplent les semaines et comment les traiter ?

### Contraintes dynamiques à l'interface entre 2 semaines :

- Il s'agit par exemple de la contrainte de DMIN des unités thermiques.  
=> On peut faire « chevaucher » les plages de résolution ou introduire une « fausse cyclicité »

### Contraintes de stock Long Terme (LT) ou cibles saisonnières voir annuelles

- On parle de contrainte de stock LT lorsqu'un stock se vide ou se remplit en plusieurs semaines
- On parle de cibles saisonnières lorsqu'on gère un quota sur une longue période (tirage TEMPO sur l'hiver, quota d'émission sur l'année, ...)  
=> Des modèles auxiliaires construisent une politique de gestion du stock ou des cibles fournissant des quantités hebdomadaires ou des prix (Valeurs d'Usage) qui guident la résolution hebdomadaire



04

# Exemple d'application : Futurs Energétiques 2050



# La problématique générale de l'étude

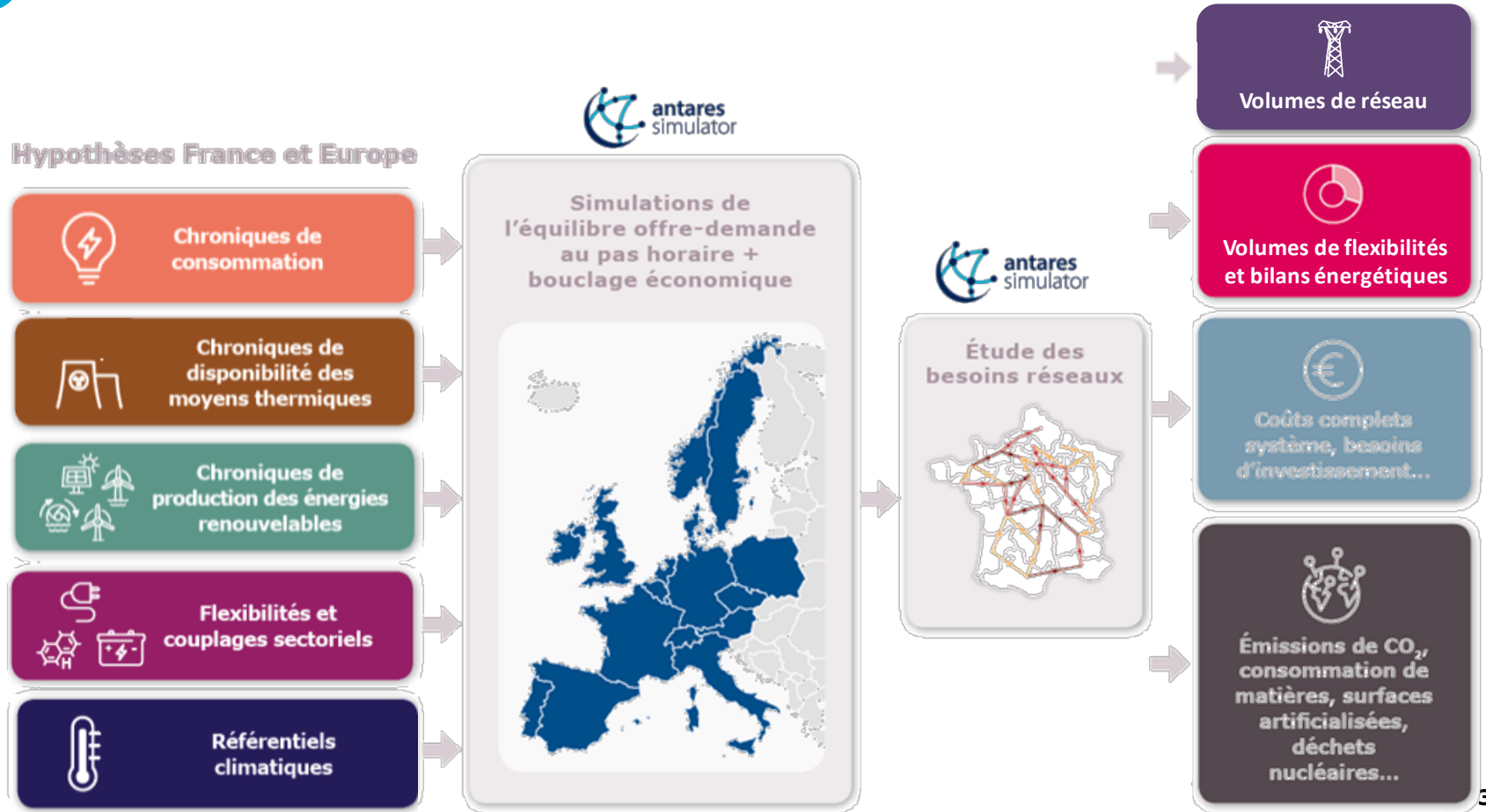
Les accords de Paris fixent à **2050** l'horizon de la **neutralité carbone**.

Les **Futurs énergétiques 2050** étudient à quoi pourrait ressembler le **système électrique français permettant d'atteindre la neutralité carbone** et la trajectoire pour y parvenir.

**L'étude propose plusieurs axes d'analyse :**

- Comment fonctionnerait le système électrique ?
- Combien coûtera-t-il ?
- Quel impact environnemental ?
- Quels sont les prérequis pour atteindre la neutralité carbone ?
- Quelles sont les options ? Les paris technologiques ?
- ...

# Modélisation du système énergétique



# Conclusions – quelques exemples d'enseignements

Ces enseignements sont le résultat de **différents scénarios de production et de consommation, confrontés au simulateur Antares** qui permet de quantifier les enjeux :

1. La consommation d'énergie va baisser mais celle d'électricité va augmenter pour se substituer aux énergies fossiles
2. Atteindre la neutralité carbone en 2050 est impossible sans un développement significatif des énergies renouvelables
3. Construire de nouveaux réacteurs nucléaires est pertinent du point de vue économique, a fortiori quand cela permet de conserver un parc d'une quarantaine de GW en 2050
4. Les moyens de pilotage dont le système a besoin pour garantir la sécurité d'approvisionnement sont très différents selon les scénarios.

Il existe un intérêt économique à :

- accroître le pilotage de la consommation,
- développer des interconnexions et le stockage hydraulique,
- installer des batteries pour accompagner le solaire.

Au-delà, le besoin de construire de nouvelles centrales thermiques assises sur des stocks de gaz décarbonés (dont l'hydrogène) est important si la relance du nucléaire est minimale et il devient massif – donc coûteux – si l'on tend vers 100% renouvelable

Pour aller plus loin : [Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 | RTE \(rte-france.com\)](#)