Réseau de transport d'électricité

Mécanisme de capacité

GT du 25 avril 2013

Sommaire

01. Études sur l'obligation en capacité des fournisseurs

02. Études sur la certification et PP2

03. Mise à disposition d'un outil de modélisation de l'EOD évolutif

0. Démarche

RTE a mené des études sur le mécanisme de capacité sur la base de données historiques. Les données utilisées pour ces études sont publiques et disponibles sur le site client de RTE

Études sur la Puissance de référence et l'Obligation en capacité des fournisseurs

1.1 Estimation de la Puissance de référence globale et influence des paramètres

1.2 Puissance de référence globale et date de réalisation de la vague de froid

1.3 Heures PP1 et Année de livraison

Études sur la Certification des capacités

2.1 Estimation du volume total de MW disponibles en fonction du PP2 retenu

2.2 Certification par filière et répartition

2.3 Puissance disponible, variabilité et influencement

2.4 Certification des effacements et PP2

2.5 Certification d'une capacité et fortuit

Réseau de transport d'électricité

1

ÉTUDES SUR L'OBLIGATION EN CAPACITÉ DES FOURNISSEURS

1.1 Puissance de référence sur la base du réalisé Méthodologie

Données utilisées

- Consommations réalisées du site client ramenées au pas horaire
- Température France construite, méthodologie RTE

Méthode calcul Puissance de Référence

Avec un gradient unique

$$P_{réf} = Moyenne_{h \in PP1}\ (Conso(h)) + Gradient \times \left(T°_{ext_{ref}} - Moyenne_{h \in PP1}\ (T°(h))\right)$$

Avec un gradient annuel et horaire

$$P_{réf} = Moyenne_{h \in PP1}\ \left(Conso(h) + Gradient(h) \times (T°_{ext_{ref}} - T°(h))\right)$$

Hypothèses

- Hivers (A/A+1) 2006 à 2011
- T° extrême de référence : -5°C
- PP1 : de 50h à 1000h
- Plages horaires : variable

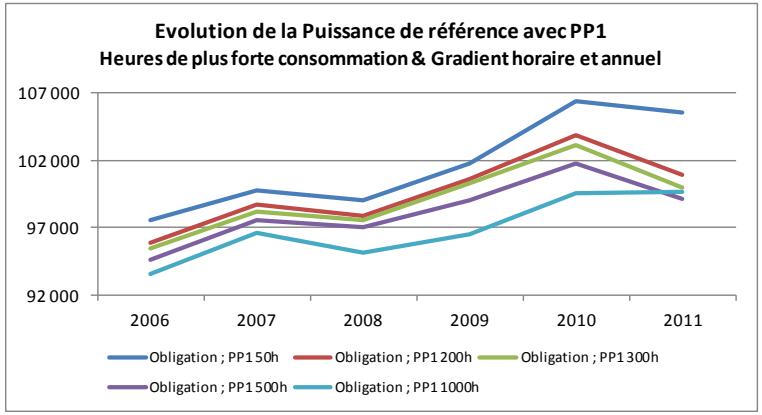
Niveau de la Puissance de référence France pour chaque année et fonction des hypothèses

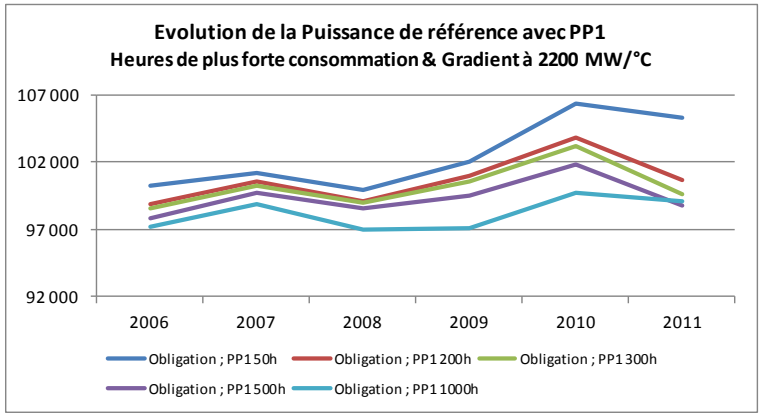
Différentes plages d'heures PP1 ont été testées : toutes heures et JO & [7h;20h]

L'utilisation d'un gradient fixe unique ou d'un gradient annuel et horaire a été étudiée

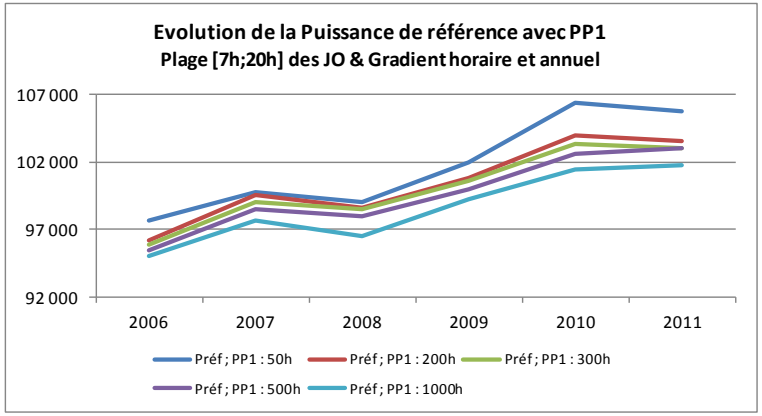
1.1 Puissance de référence sur la base du réalisé Période de sélection des heures PP1

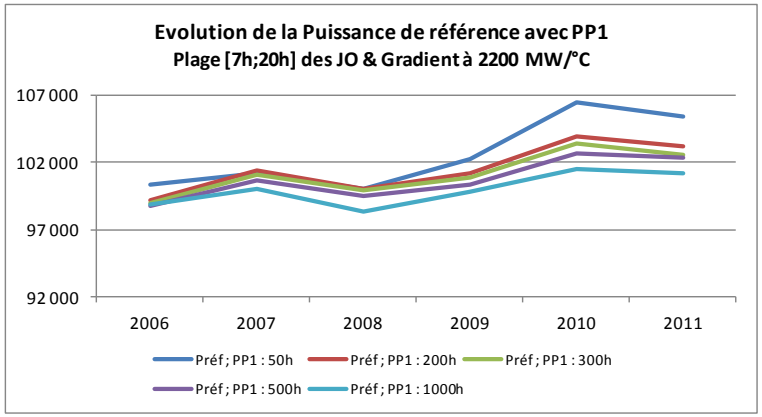
Toutes heures





Jours Ouvrés et Plage [7h ; 20h]

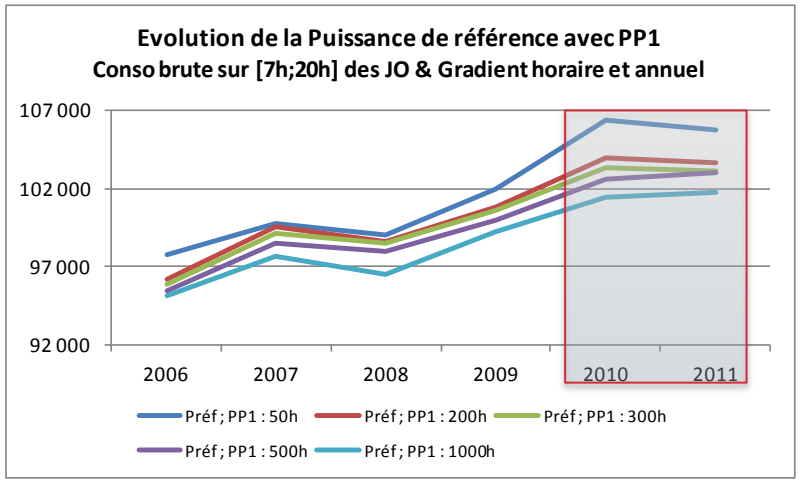


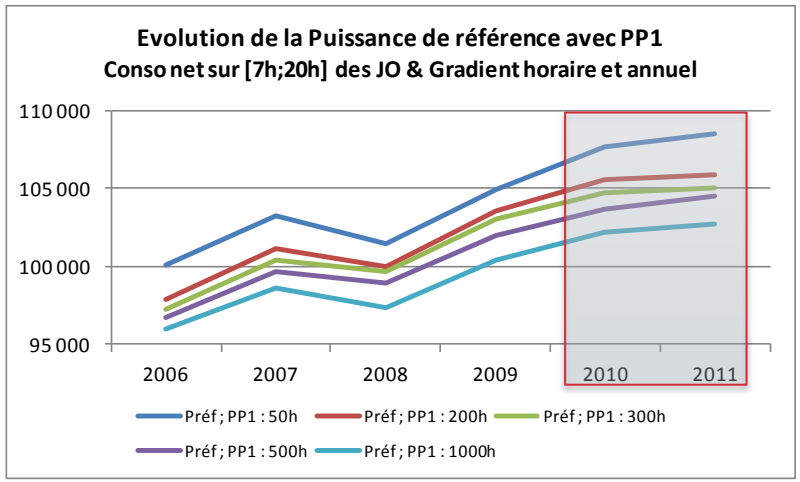


Avec une plage encadrante correspondant aux Jours Ouvrés sur les heures [7h;20h], cohérente avec le paysage de défaillance, la Puissance de référence calculée sur les 200h est aussi prévisible qu'une Puissance de référence calculée sur tous les points de l'hiver

Réseau de transport d'électricité

1.1 Puissance de référence sur la base du réalisé Correction des actions de MDP activées

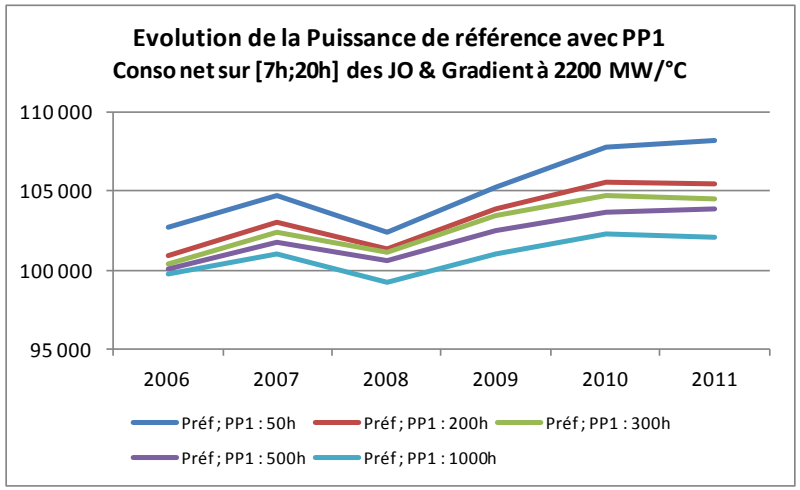


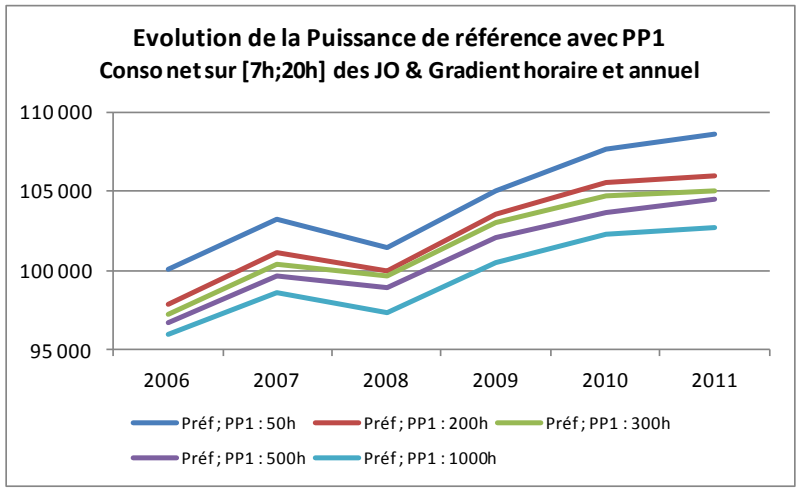


- Nécessité que les fournisseurs informent de leurs actions de maîtrise de la consommation à la pointe activées pour que l'évolution de la puissance de référence soit cohérente avec l'évolution de la consommation
  A la pointe de l'hiver 2012, 15 et 16 décembre, pas d'EJP total tiré

➔ *Cela renvoie directement au registre dont dispose le décret à l'Art. 18.II*

1.1 Puissance de référence sur la base du réalisé Évolution annuelle avec différents PP1



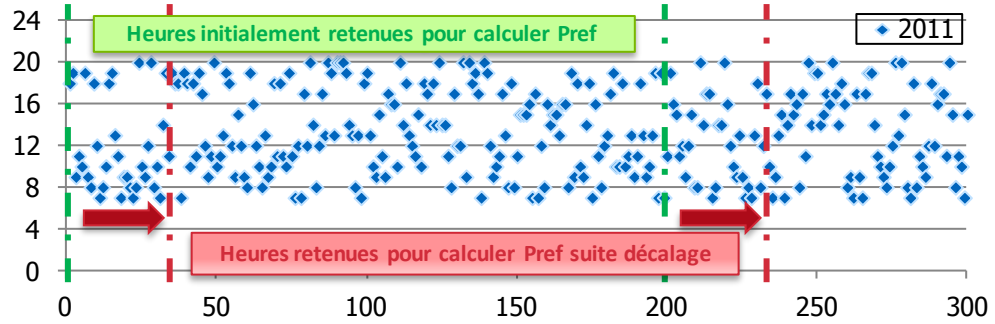


- L'évolution de la Puissance de référence est cohérente et prévisible, sa détermination sur un grand nombre d'heures n'apporte aucune plus-value
- Le choix d'une PP1 longue (1000h) entraine une Préf qui ne reflète plus le niveau de la pointe électrique
- La définition des paramètres de l'obligation devra se faire en cohérence avec le nombre d'heures PP1 (différence de niveau de Préf)

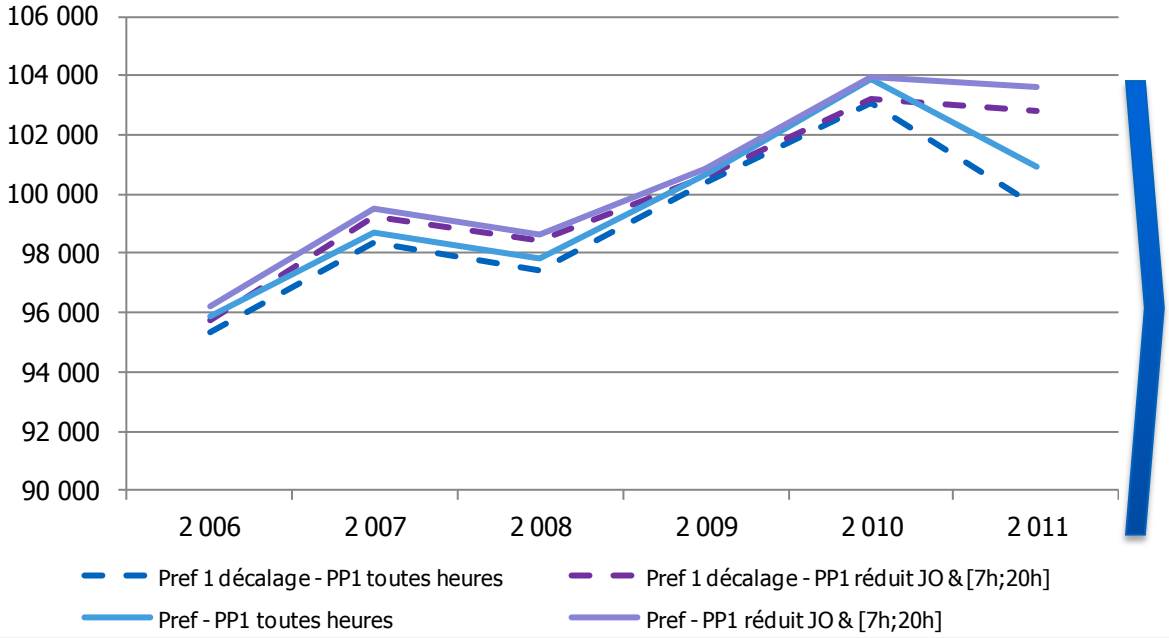
1.2 Puissance de référence sur la base du réalisé
Sensibilité et période de sélection des heures PP1

Un décalage de 30h est introduit dans les heures retenues PP1
(on retient 31 à 230ème heure en lien et place des 1ère à 200ème heure.)

➔permet de mesurer la sensibilité de l'obligation à la réalisation des heures PP1



Analyse de sensibilité de la puissance de référence avec PP1 : 200h et Gradient horaire



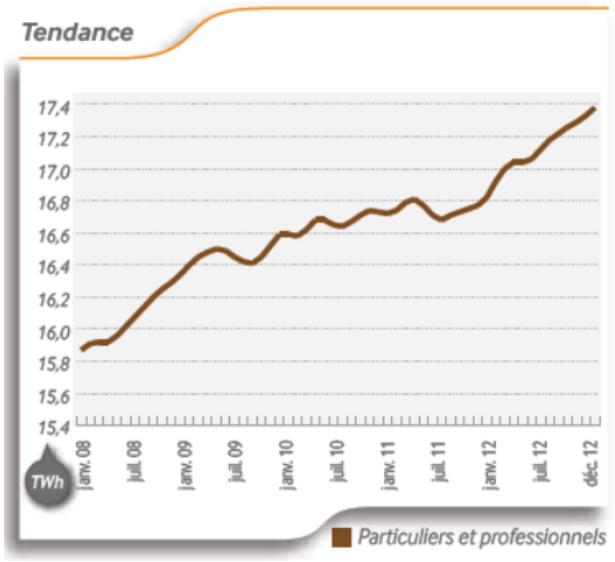
Le volume de l'obligation totale est très peu sensible à la date de réalisation de l'aléa climatique
(écart moyen : 500MW ; écart max : 800MW)

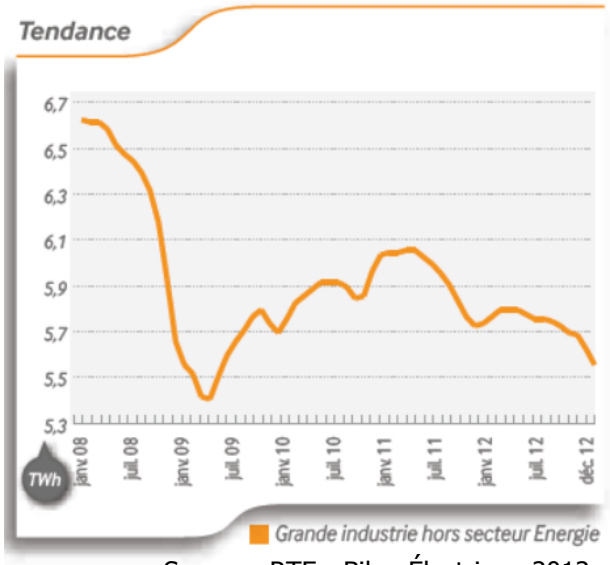
Ce type d'écart est très inférieur à l'écart du niveau d'obligation d'une année sur l'autre

Les méthodes étudiées conduisent plutôt à un majorant de l'écart (pas de signalement)

1.3 Année de livraison et évolution de la consommation

La consommation, corrigée de la saisonnalité et des aléas climatiques et calendaires, évolue au cours de l'année





Source : RTE - Bilan Électrique 2012

Le choix d'une année civile comme année de livraison nécessite un traitement adéquat de l'évolution structurelle de la consommation

Pour un même niveau de risque (même température et même effet saisonnier), le besoin en capacités diffère entre janvier et décembre d'une même année civile du fait de l'évolution structurelle de la consommation

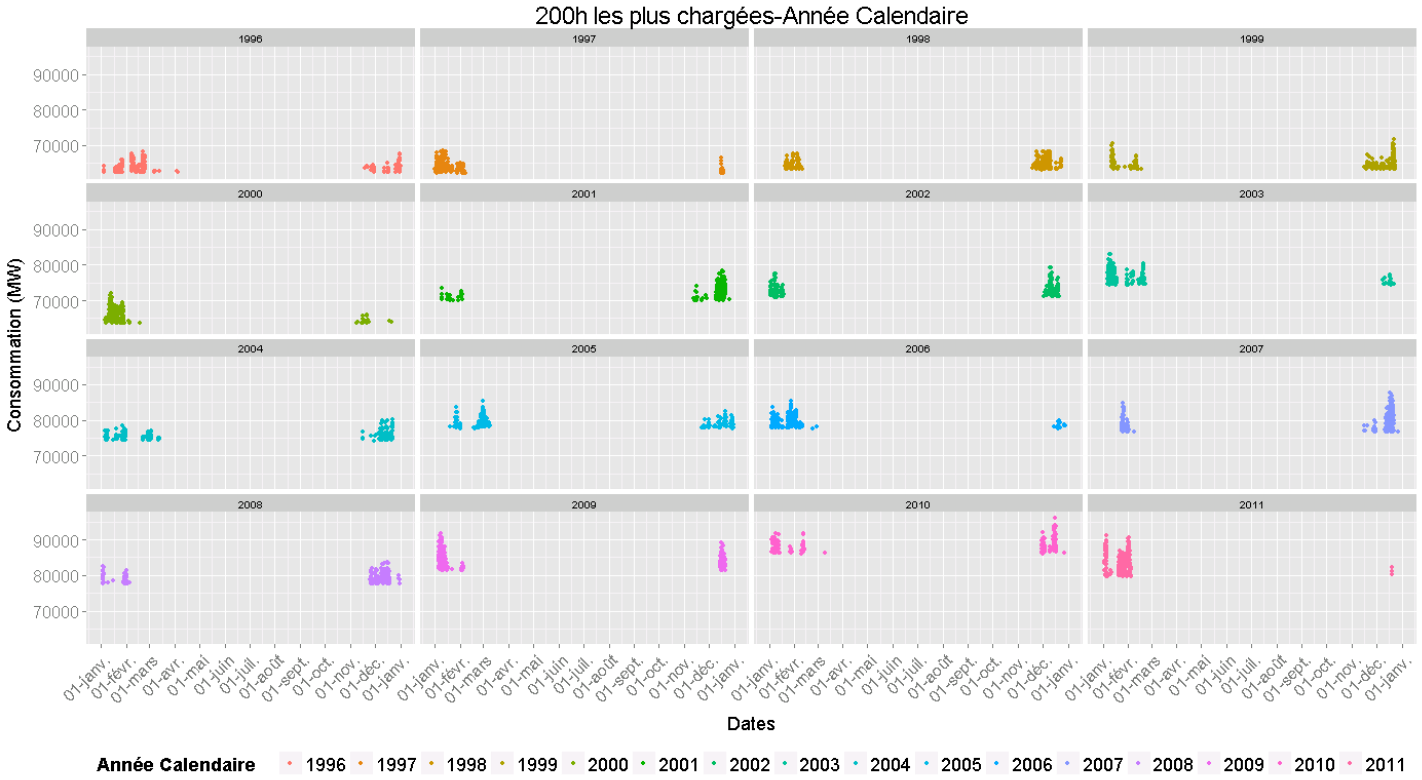
Réseau de transport d'électricité

1.3 Répartition des 200h les plus chargées Année à cheval A/A+1 (1er Nov. – 31 Mars)



Mois	Moyenne
janv	47%
févr	20%
mars	4%
avr	0%
mai	0%
juin	0%
juil	0%
août	0%
sept	0%
oct	0%
nov	3%
déc	26%

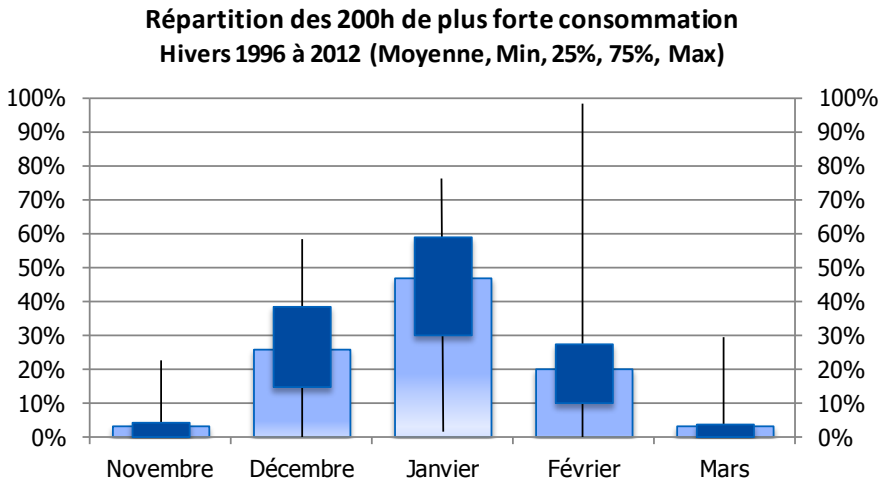
1.3 Répartition des 200h les plus chargées Année calendaire

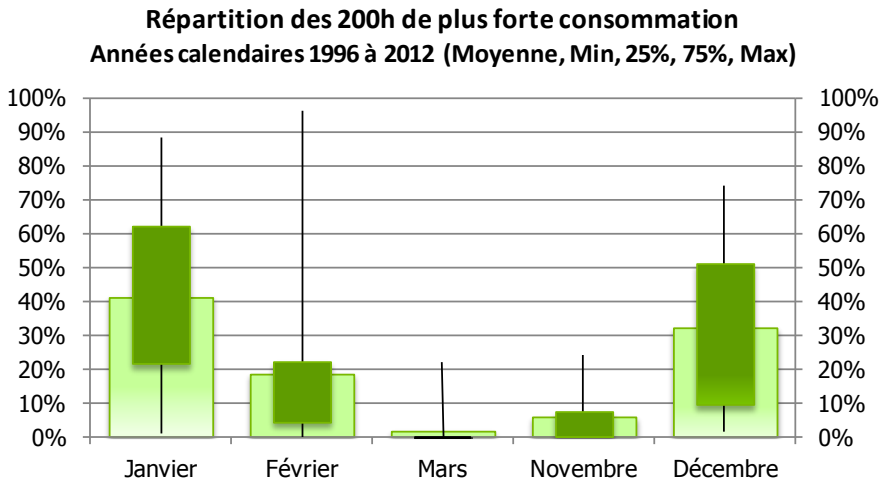


Mois	Moyenne
janv	41%
févr	19%
mars	2%
avr	0%
mai	0%
juin	0%
juil	0%
août	0%
sept	0%
oct	0%
nov	6%
déc	32%

1.1 Comparaison répartition 200h année à cheval et année calendaire

Comparaison de la répartition des heures de plus forte consommation





- Le choix d'une année calendaire renforce les poids des mois de novembre et décembre comparativement à une année à cheval
- La variabilité est plus importante avec une année calendaire (max mensuel plus important et écart entre [25% ; 75%] plus important)

2

MÉTHODOLOGIE POUR PP2 & CERTIFICATION

2.0 Quelle approche retenir pour définir PP2 ?

Approche temporelle	**Approche consommation**
Période hivernale pondérée par les probabilités de défaillance	Heures de plus fortes consommation réalisées
$\Sigma_{M\in\{Hiver\ (Nov\text{-}Mars)\}} Prob_{défaillance}(M)$ x PMD.Moyenne(M)	PMD.Moyenne(X h les plus chargées de l'hiver)

Etudes sur l'historique à partir des données RTE

Années	Hiver 2006 à 2011
Hypothèses	-Si la capacité offre sur le MA, PMD = Pmax indiqué dans l'offre. -Sinon PMD = Réalisé

<u>Résultats</u> ➔ Garanties en MW certifiés

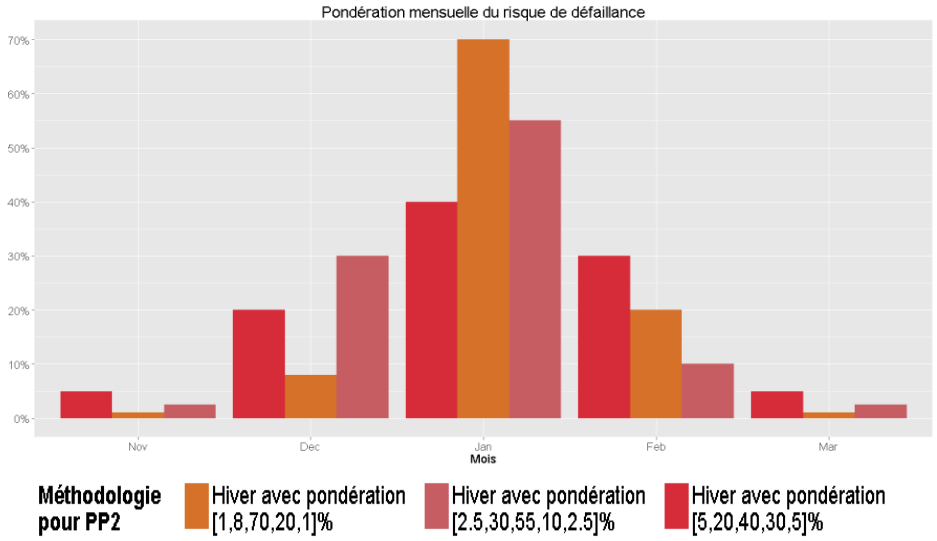
2.0 Quelle approche retenir pour définir PP2 ?

Approche temporelle

Approche consommation

Plusieurs PP2 ont été testé

Hiver A/A+1
du 1er Novembre A au 31 Mars A+1
avec pondération mensuelle



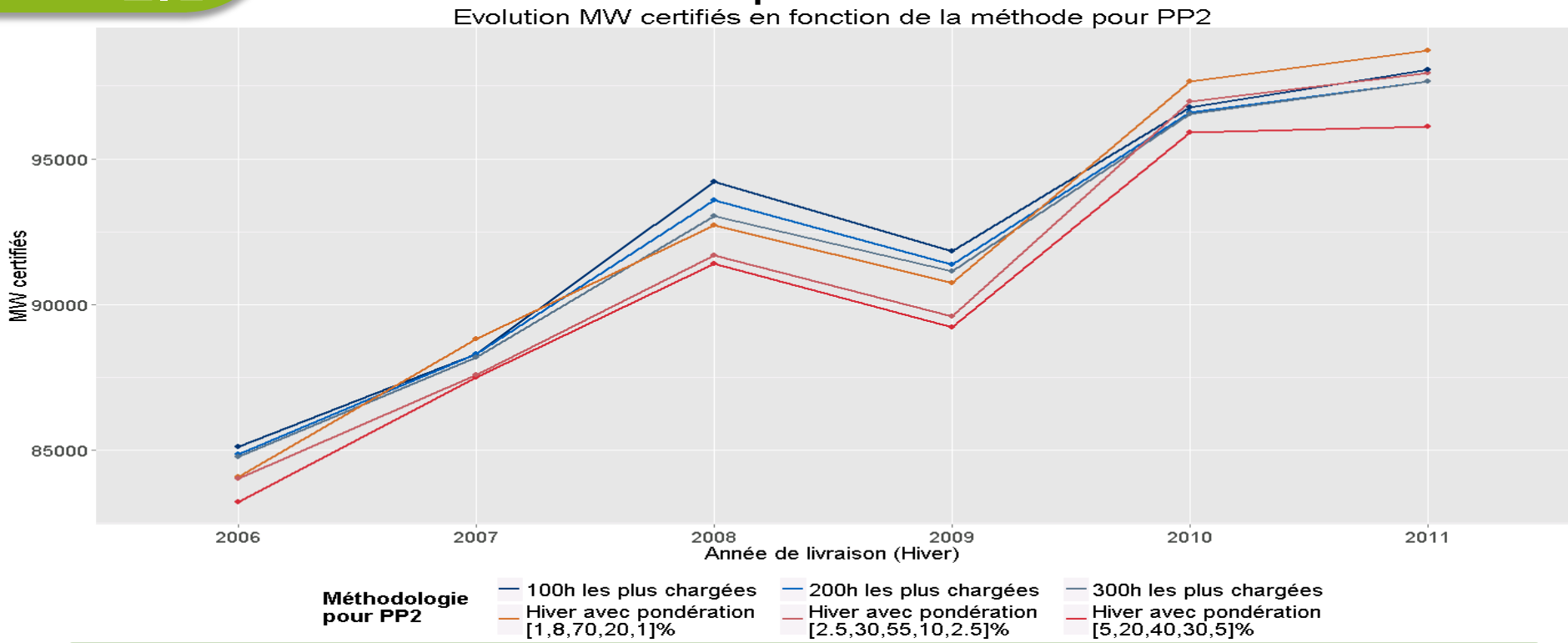
X h les plus chargées

100h | 200h | 300h

Type	#	Méthode PP2
Consommation	1	100h les plus chargées
Consommation	2	200h les plus chargées
Consommation	3	300h les plus chargées
Temporelle	1	Hiver avec pondération [1,8,70,20,1]%
Temporelle	2	Hiver avec pondération [2.5,30,55,10,2.5]%
Temporelle	3	Hiver avec pondération [5,20,40,30,5]%

Réseau de transport d'électricité

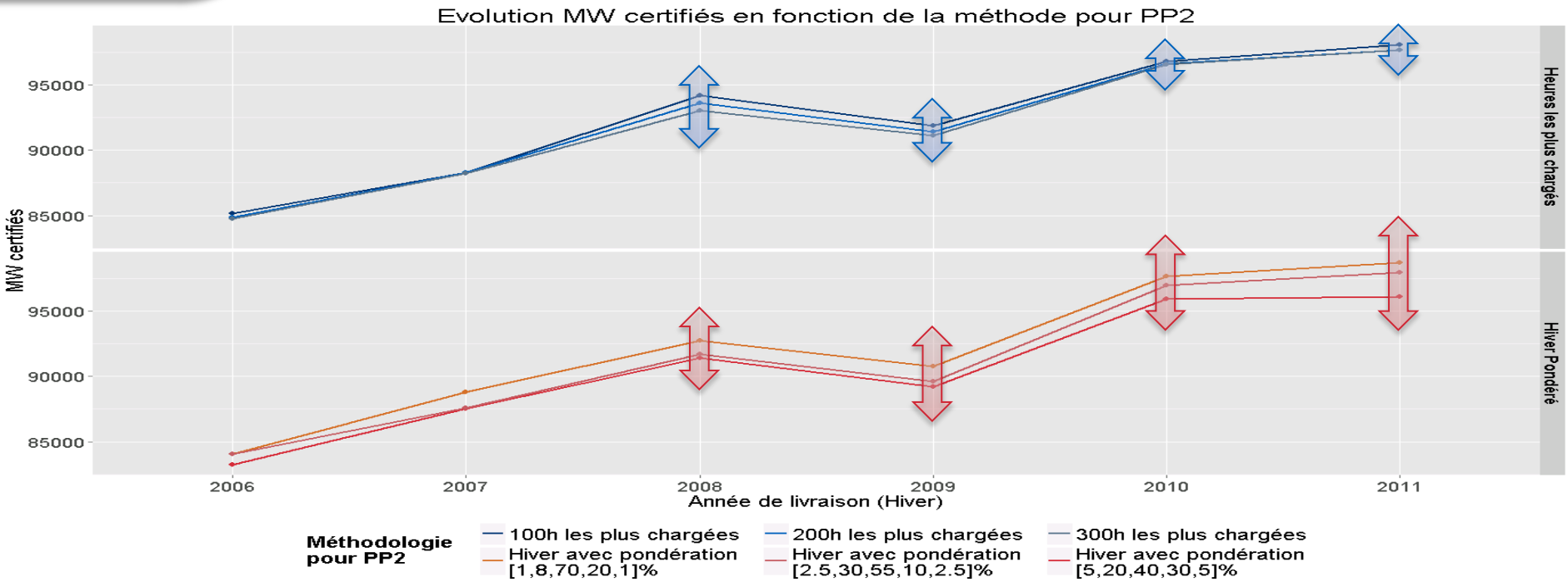
2.1 Certification du parc



Les approches temporelle et consommation sont toutes aussi stables dans le temps

Type	#	Méthode PP2	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consommation	1	100h les plus chargées	85124	88301	94204	91841	96763	98059
Consommation	2	200h les plus chargées	84865	88291	93574	91372	96580	97667
Consommation	3	300h les plus chargées	84753	88197	93048	91128	96542	97657
Temporelle	1	Hiver avec pondération [1,8,70,20,1]%	83228	87494	91406	89217	95915	96118
Temporelle	2	Hiver avec pondération [2.5,30,55,10,2.5]%	84073	88820	92720	90740	97665	98711
Temporelle	3	Hiver avec pondération [5,20,40,30,5]%	84029	87572	91693	89600	96975	97932

2.1 Certification du parc



Max ECART entre méthodes de même approche	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consommation	371	105	1156	713	221	402
Temporelle	845	1326	1314	1523	1751	2593

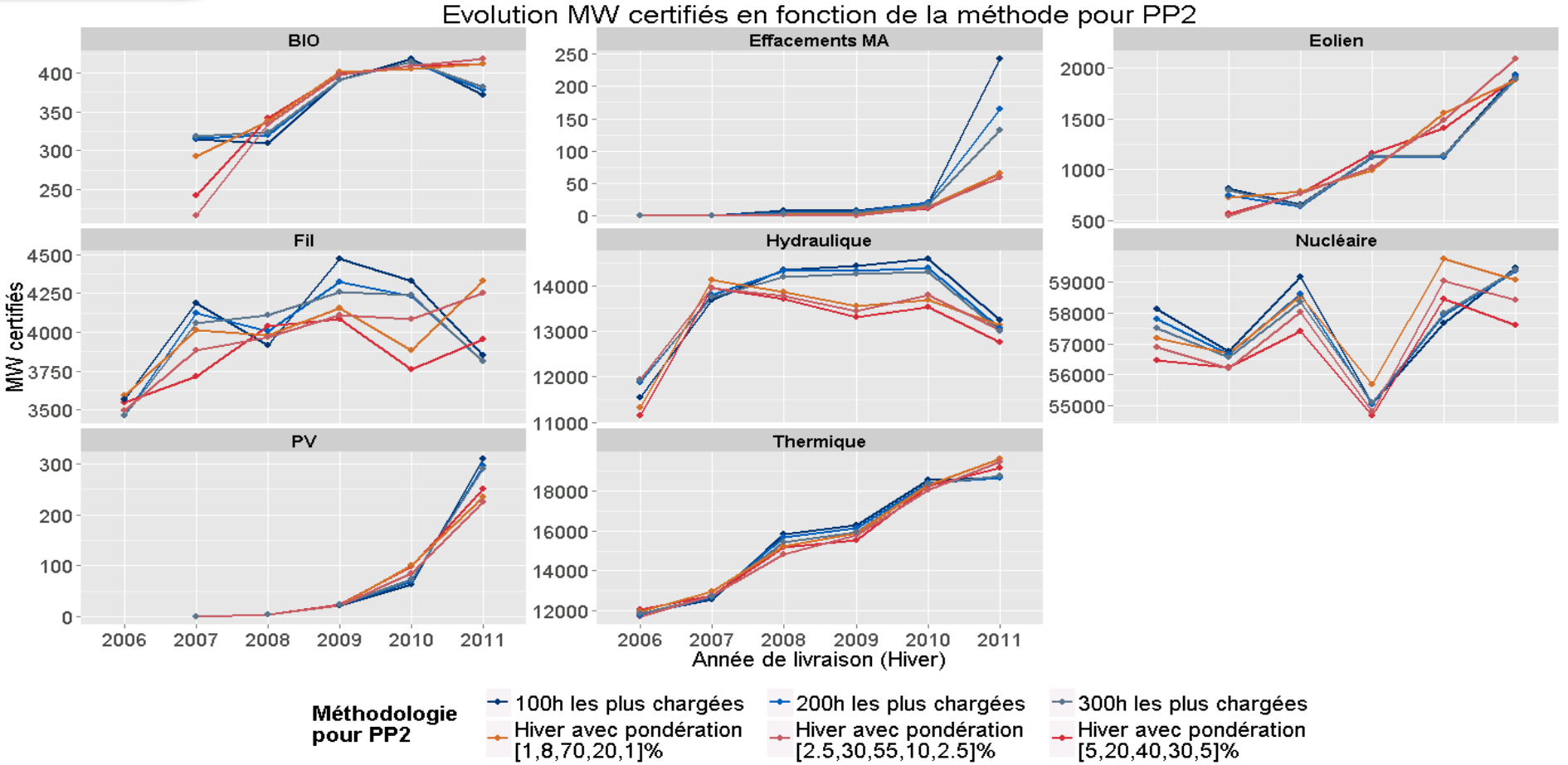
Le choix de la pondération impacte fortement les approches temporelles.

Le choix du nombre d'heure impacte faiblement la certification dans les approches consommation.

Or, ces coefficients sont **déterminés par un modèle**.
Des écarts au niveau de ce modèle engendreront des impacts très fort sur le volume de garantie
➔ **Eventuelle instabilité dans la méthode**

Ici, pour 100h, 200h & 300h, le niveau du **montant de garanties varie peu** en comparaison de la méthode temporelle
➔ **Stabilité dans la méthode**

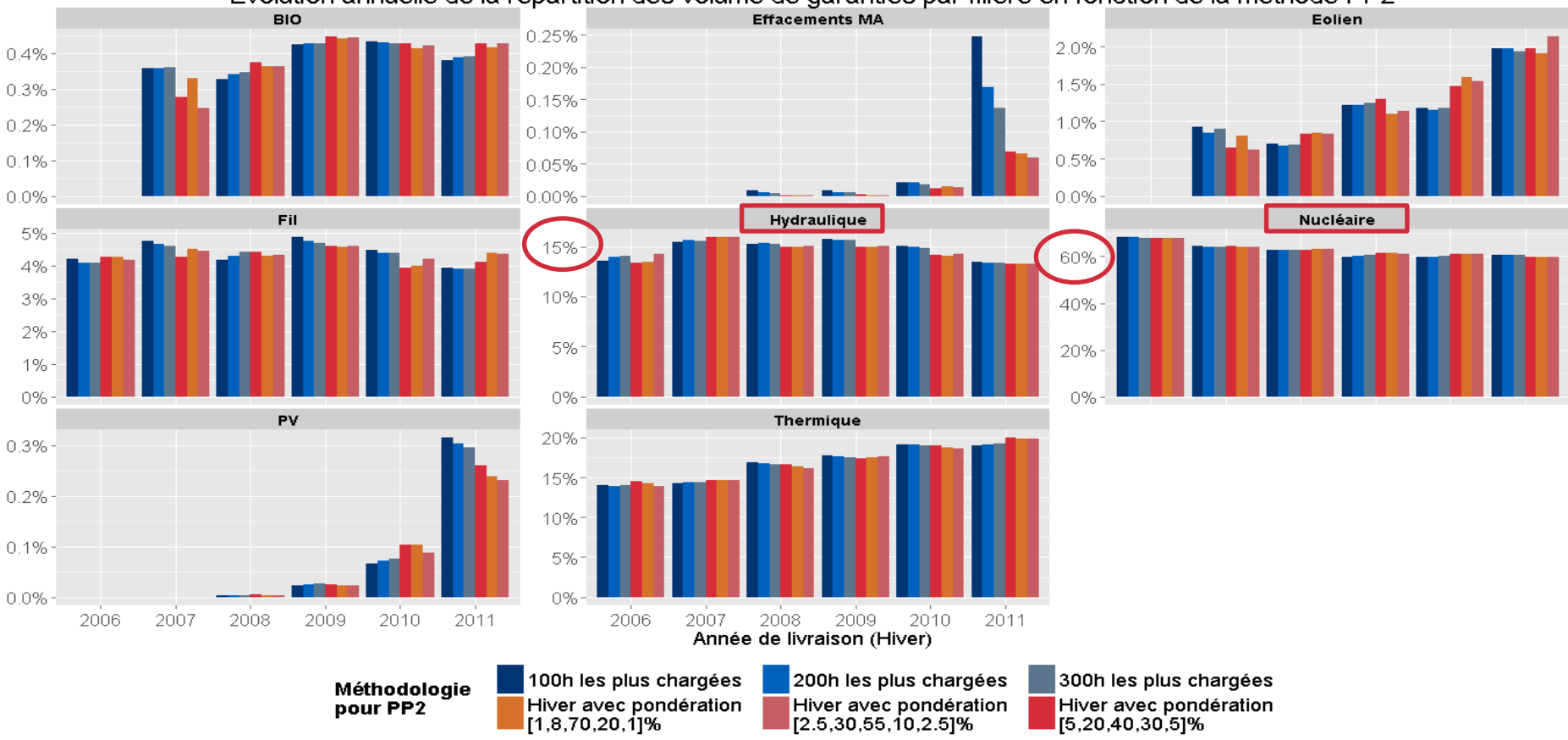
2.2 Certification par filière



L'approche temporelle et l'approche consommation ont une variabilité similaire d'une année sur l'autre

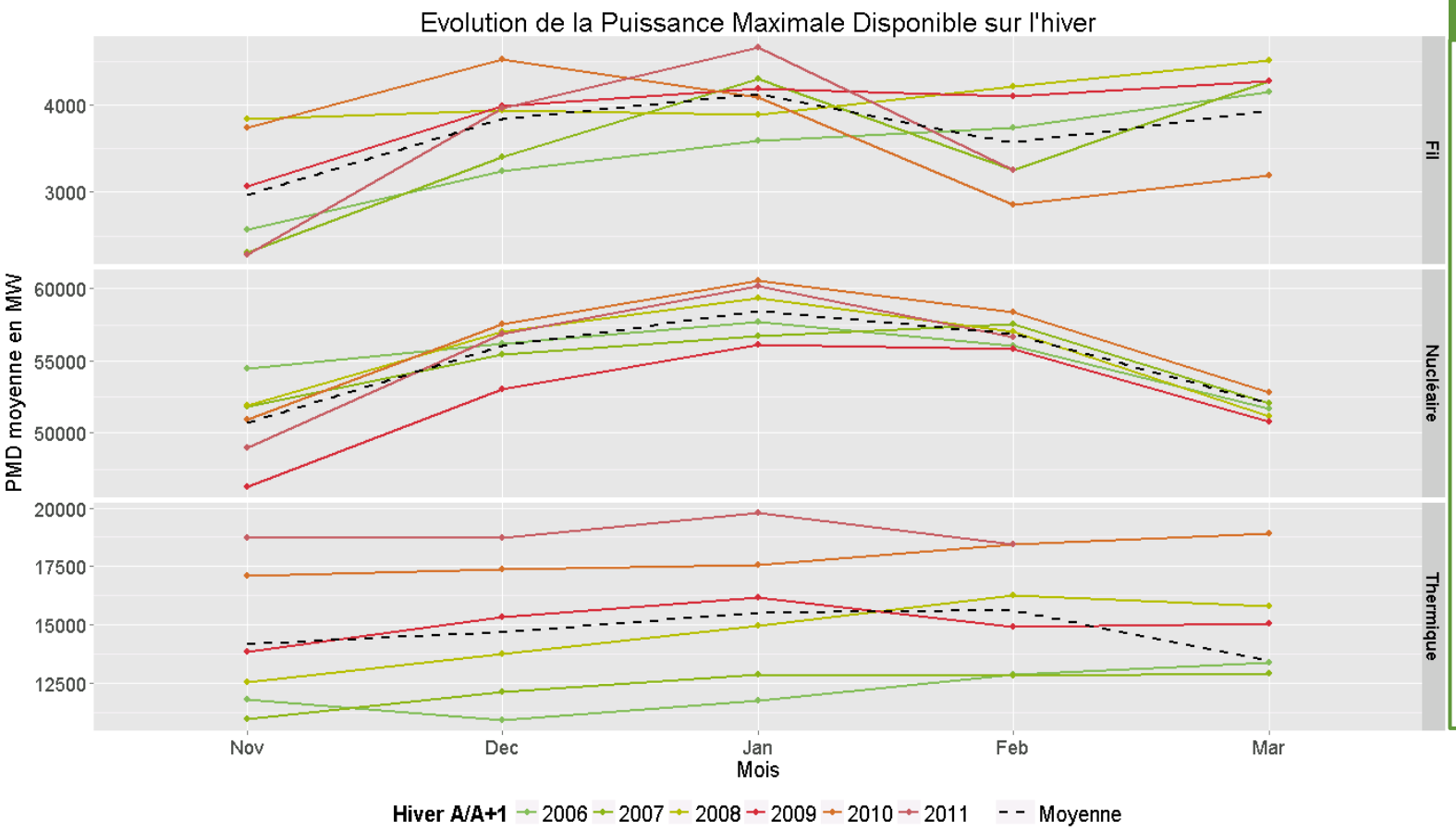
2.2 Répartition des certificats

Evolution annuelle de la répartition des volume de garanties par filière en fonction de la méthode PP2



Quelle que soit la méthode retenue pour PP2, le nucléaire et l'hydraulique récupèrent 75% des certificats chaque année.

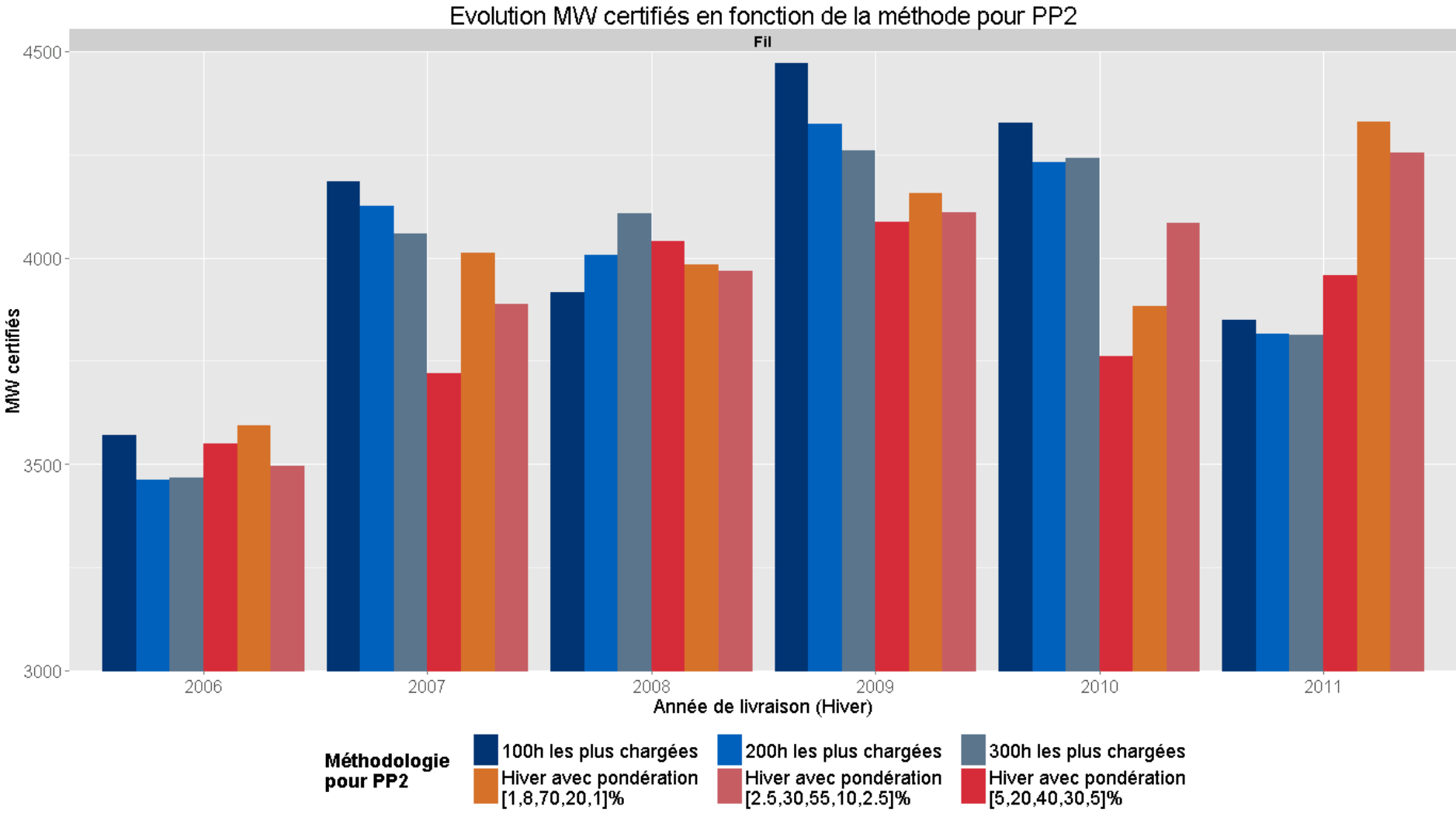
2.3 Evolution de la PMD moyenne mensuelle par filière



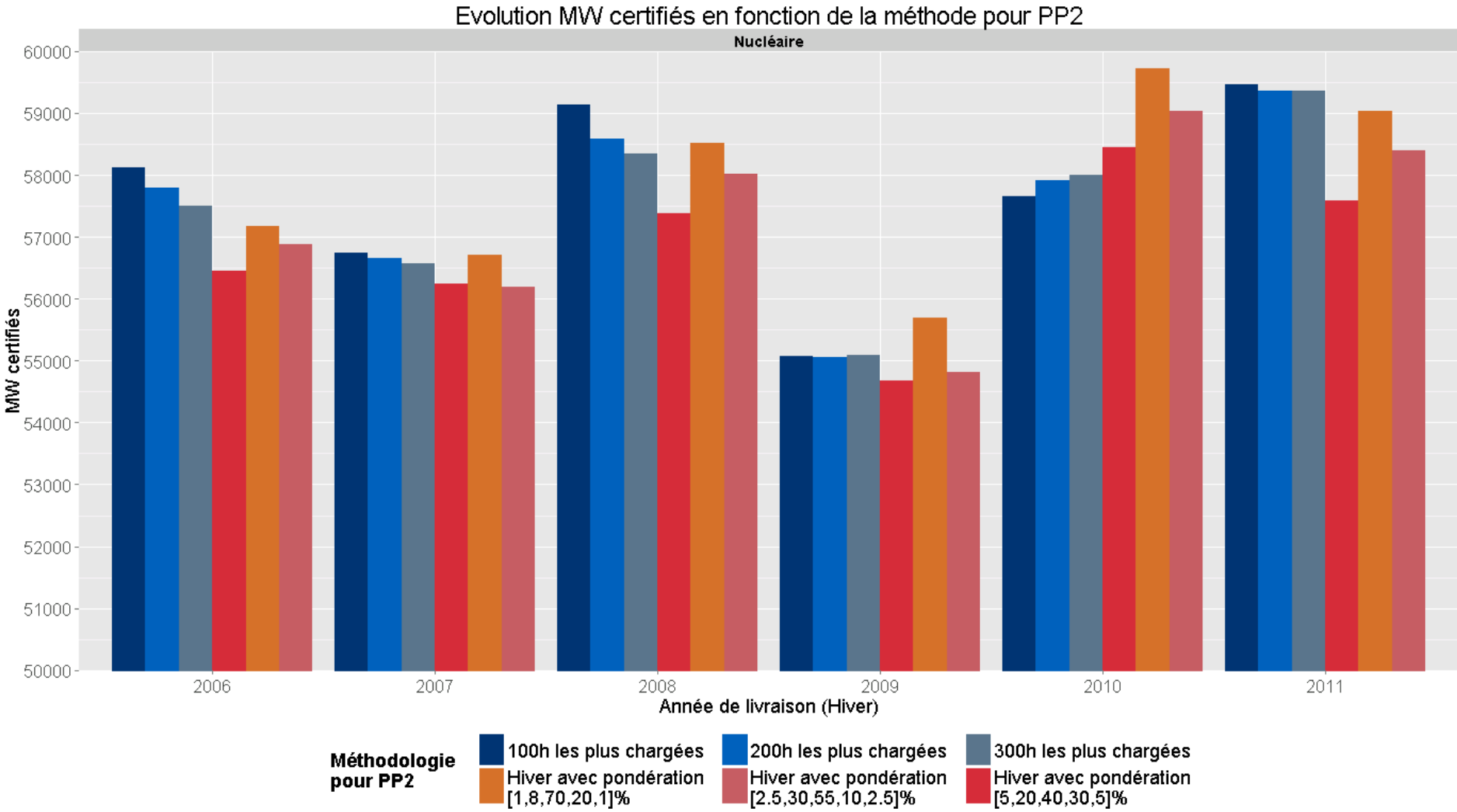
ΔPMD{Jan-Nov/Mar}
Entre 1 et 2 GW
~10 GW
Entre 1 et 3 GW

➔ Le choix de la pondération, notamment pour les mois en extrémité de l'hiver (Nov. & Mars.), est très impactant en MW certifiés en particulier pour le nucléaire

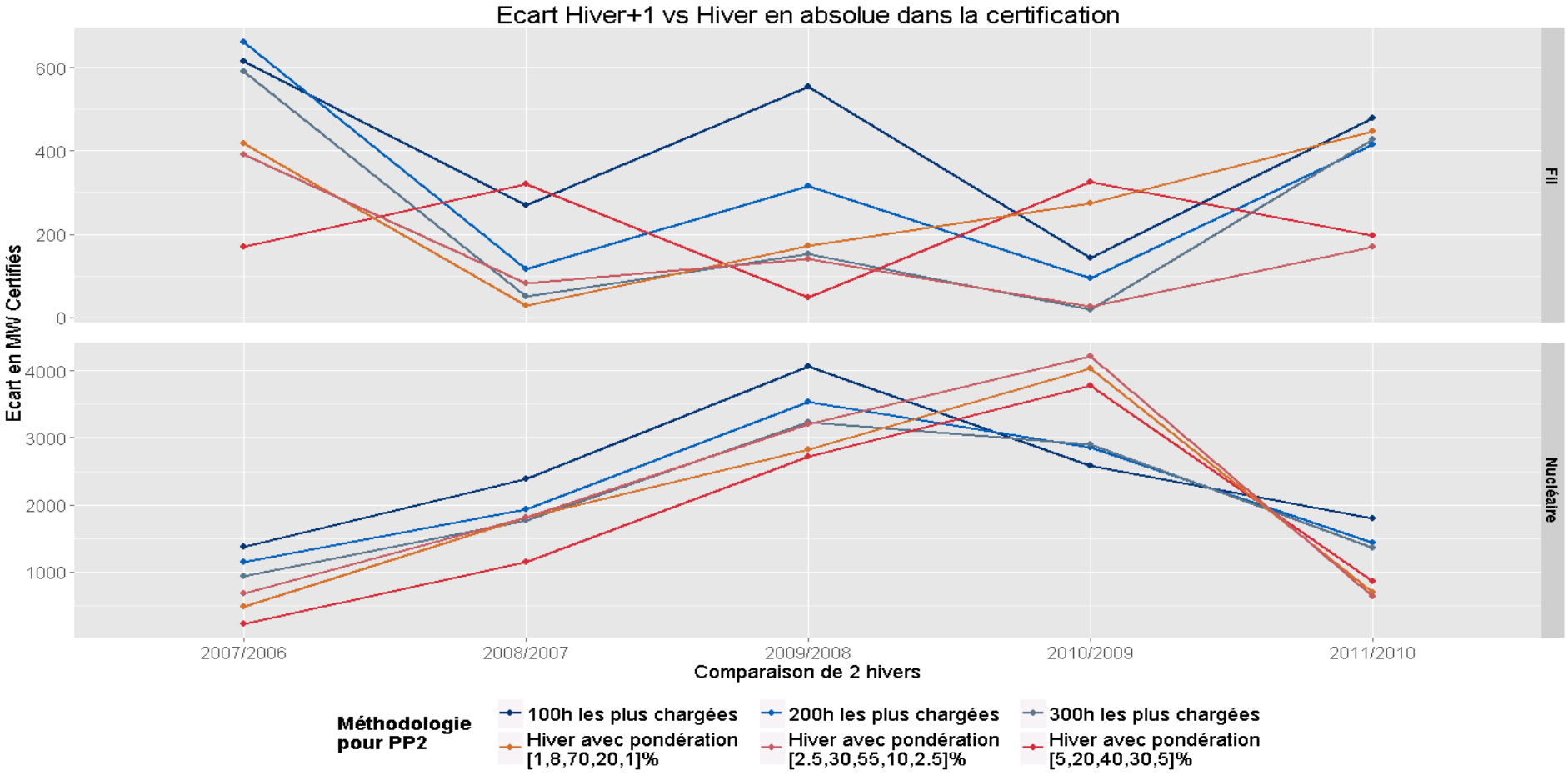
2.3 Certification du Fil de l'eau



2.3 Certification du Nucléaire



2.3 Comparaison des écarts annuels



Les variations en nombre de certificats entre 2 hivers sont plus importantes sur le nucléaire (~2GW) que sur le fil de l'eau (~0,3GW)

Réseau de transport d'électricité

2.4 2 méthodologies pour les effacements

Appels d'offre au titre de l'article 7 de la loi NOME

Disponibilité sur les jours de sollicitations sur une plage 6h-20h

Sollicitations des contrats issus des AO de l'article 7 de la loi NOME											
2011	24/01/2011	03/02/2011	04/04/2011	12/10/2011	17/10/2011						
	02/11/2011	03/11/2011	07/11/2011	14/11/2011	22/11/2011	25/11/2011	07/12/2011	09/12/2011			
2012	16/01/2012	03/02/2012	06/02/2012	07/02/2012	08/02/2012	09/02/2012					
	12/04/2012	10/05/2012	11/05/2012	16/05/2012	21/05/2012	22/05/2012	23/05/2012	24/05/2012	25/05/2012	29/05/2012	06/12/2012

Hiver 2011

Les sollicitations pour l'AO sont basées sur des critères autres que la consommation ce qui explique le faible nombre de jours sollicités pendant l'hiver.

Effacements offerts sur le MA

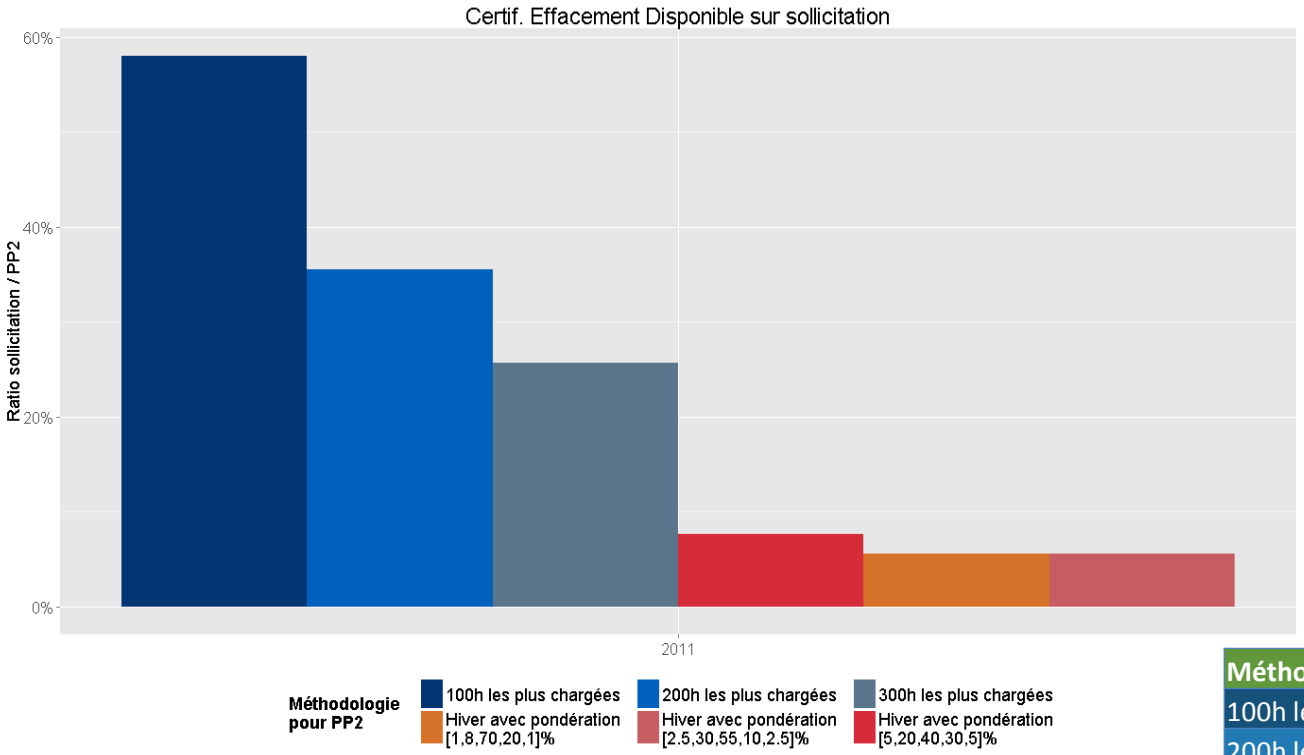
Disponibilité si la capacité a fait une offre sur le MA
PMD = Volume offert sur le MA

Historique depuis 2007 avec un volume fortement croissant

Contient les effacements au titre de l'AO

Réseau de transport d'électricité

2.4 Impact pour les effacements Approche Sollicitation AO



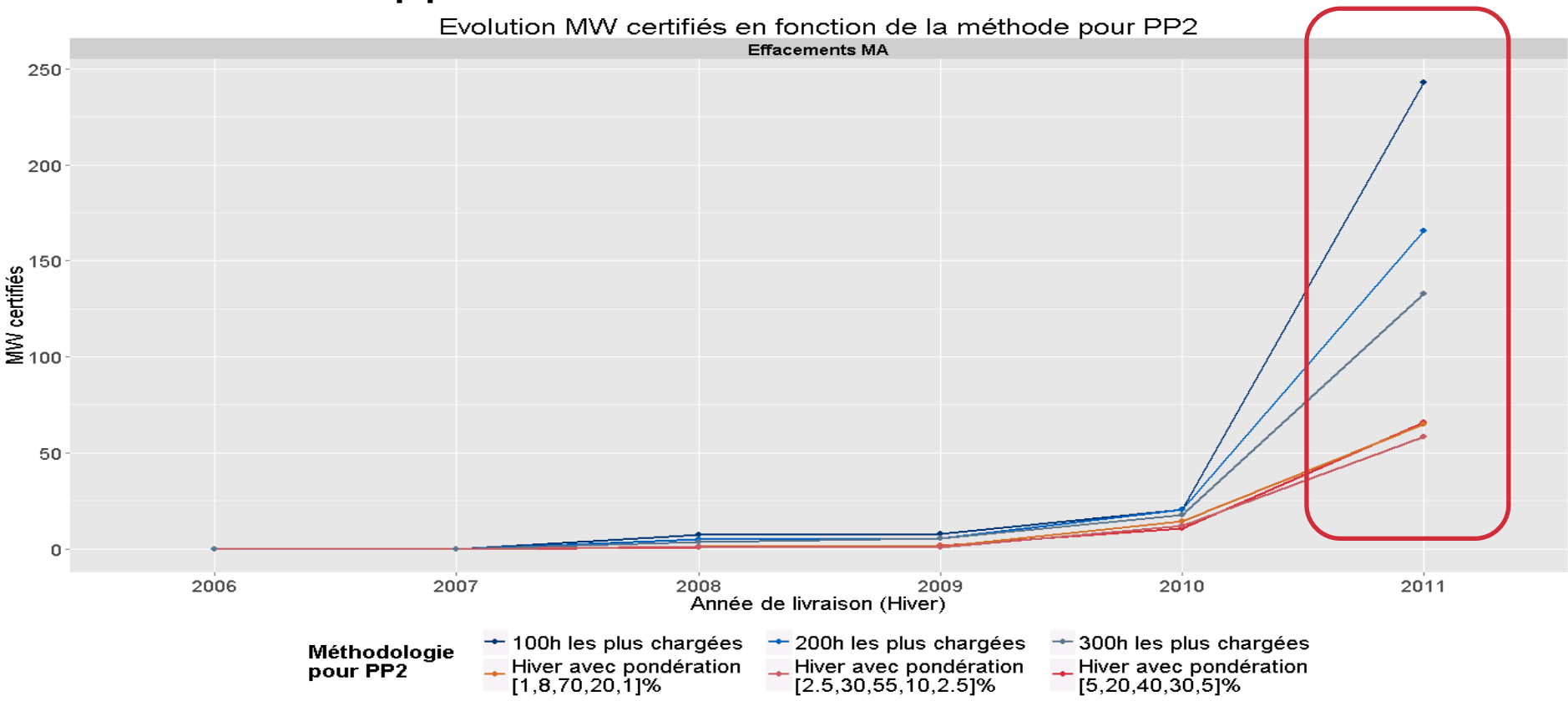
L'approche temporelle impacte très fortement à la baisse la certification des effacements.

L'approche consommation alloue un nombre de certificats en cohérence avec la contribution réelle des capacités.

Méthode PP2	2011
100h les plus chargés	58,00%
200h les plus chargés	35,50%
300h les plus chargés	25,67%
Hiver avec pondération [1,8,70,20,1]%	5,61%
Hiver avec pondération [2.5,30,55,10,2.5]%	5,62%
Hiver avec pondération [5,20,40,30,5]%	7,67%

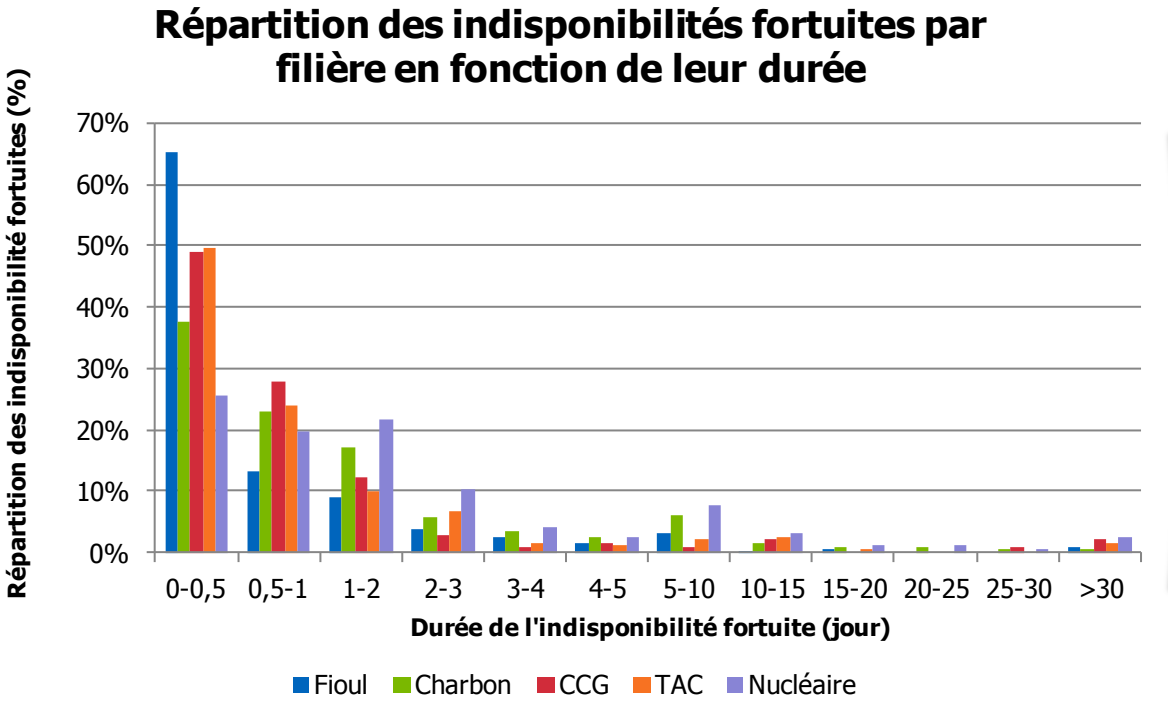
Si ces effacements étaient déclenchés sur les heures de plus forte consommation, il permettrait de couvrir 280h (20 sollicitation pendant [6h-20h]) sur les jours les plus chargées.
Dans ce cas, leur contribution sur un PP2 de 200h serait proche de 100%

2.4 Impact pour les effacements Approche MA



L'approche temporelle sous estime fortement la contribution des effacements. L'approche consommation alloue un nombre de certificats en cohérence avec leur contribution réelle.

2.5 Certification d'une capacité
Prise en compte du fortuit

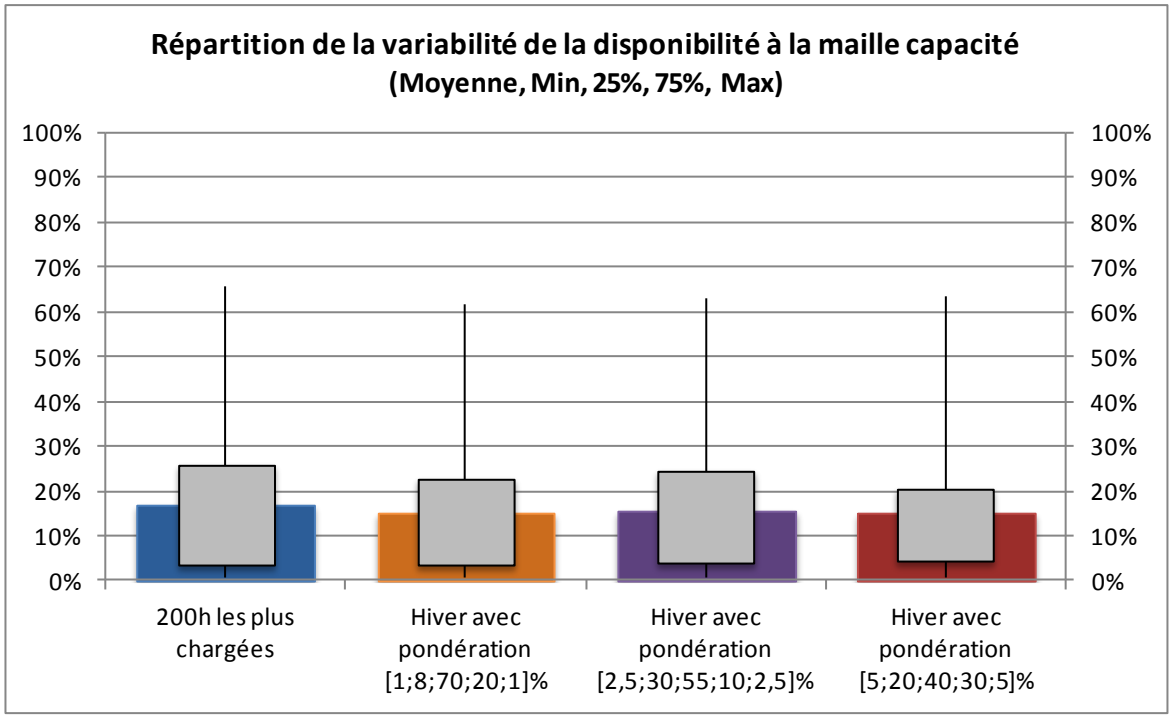


- Quelle que soit la filière, plus de 80% des indisponibilités fortuites ont une durée inférieure à 3 jours.
- La durée moyenne d'indisponibilité fortuite varie entre 2 et 4 jours selon la filière

- Une durée de 200 heures, qui se répartit sur 30 à 40 jours, est cohérente avec un foisonnement lié à une indisponibilité fortuite normale
- Les indisponibilités fortuites longues (>30 jours) entrainent une baisse équivalente de la disponibilité quelle que soit l'approche notamment avec une pondération forte (>50%) localisée sur un seul mois.

2.5 Certification d'une capacité
Variabilité de la certification selon PP2

- La variabilité de la disponibilité annuelle a été estimée individuellement, capacité par capacité, pour les différentes modalités de PP2



- Le risque pour une capacité individuelle (variabilité de sa disponibilité) est le même pour un PP2 temporel que pour un PP2 correspondant aux 200h de plus forte consommation

3

MISE À DISPOSITION D'UN OUTIL DE MODÉLISATION DE L'EQUILIBRE OFFRE DEMANDE ÉVOLUTIF

Introduction

Outil d'équilibre offre demande simplifié en open source

Utilise un solveur public Coin

Paramétrable sur le parc et les caractéristiques du parc

Données d'entrées et modélisations des aléas sont changeable

RTE propose de mettre à disposition de tous les participants à la concertation un outil simplifié de simulation de l'EOD en vue d'aider à la détermination des paramètres obligation et certification. Cet outil n'est pas un outil utilisé en interne par RTE. Il a été développé spécifiquement pour la concertation Mécanisme de capacité. Cet outil est un prototype, limité -> il est open source. RTE invite tous les participants qui le souhaitent à l'enrichir, à mettre de nouveaux moyens, nouvelles contraintes, enrichir les scénarios.
RTE propose une exercice de transparence à tous – les choix techniques doivent pouvoir être discutés/challengés dans le cadre de la concertation

3.1. Présentation des deux modules

Modéliser l'équilibre offre-demande représente un problème d'optimisation complexe en raison de la gestion des moyens de stock.
Un problème d'optimisation stochastique

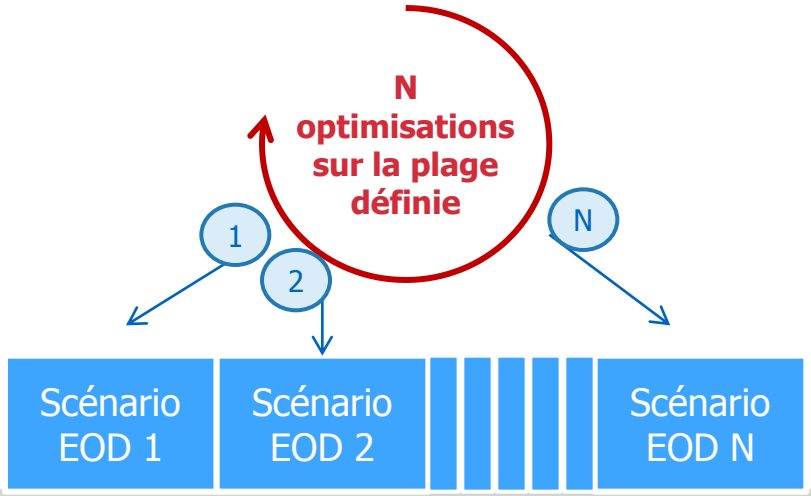
1 Module d'optimisation global	2 Module d'optimisation avancé
Pour chaque scénario, placement optimal sur l'hiver entier	Pour chaque scénario, placement optimal annuel avec optimisation des moyens à un pas hebdomadaire (avenir incertain)
Coûts des moyens thermiques	Coûts de moyens thermiques
Placement optimal l'hydraulique en intégrant les contraintes de stock	Pour l'hydraulique, modélisation d'une stratégie (Grille des valeurs de l'eau de l'hydraulique calculée avec une programmation dynamique stochastique simple)
Pas de contrainte de flexibilité	Contraintes dynamiques fines, Contraintes de flexibilité
Tirage d'un grand nombre de scénario de consommation	Rejeu sur un scénario à la fois
Modélisation simplifiée du parc (pas de contraintes dynamiques) avec vision optimiste du futur pour chaque scénario : les résultats sur la défaillance sont un « minorant » de l'état réel du parc modélisé	Modélisation de la problématique de gestion de stock grâce à la matrice des valeurs de l'eau : modifiable. Permet de comparer chaque scénario optimisation / simulation Plus complexe mais compte davantage de la gestion d système

3.1. Présentation des deux modules

Modéliser l'équilibre offre-demande représente un problème d'optimisation complexe en raison de la gestion des moyens de stock.

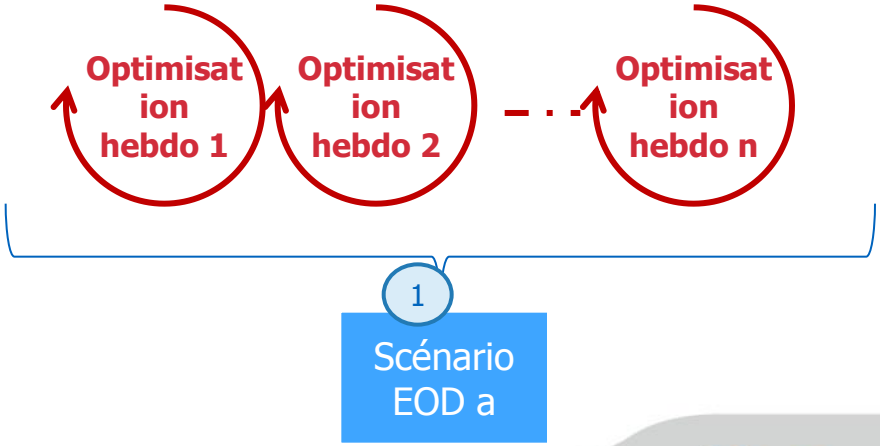
1 Module d'optimisation global

Scénarios de consommations	Parc de référence		
	couts	stocks	Puissance installée



2 Module d'optimisation avancé

Scénarios de consommation	Parc de référence		
	couts	stocks	Puissance installée



3.1. Présentation des deux modules

1 Module d'optimisation global: principe et entrées

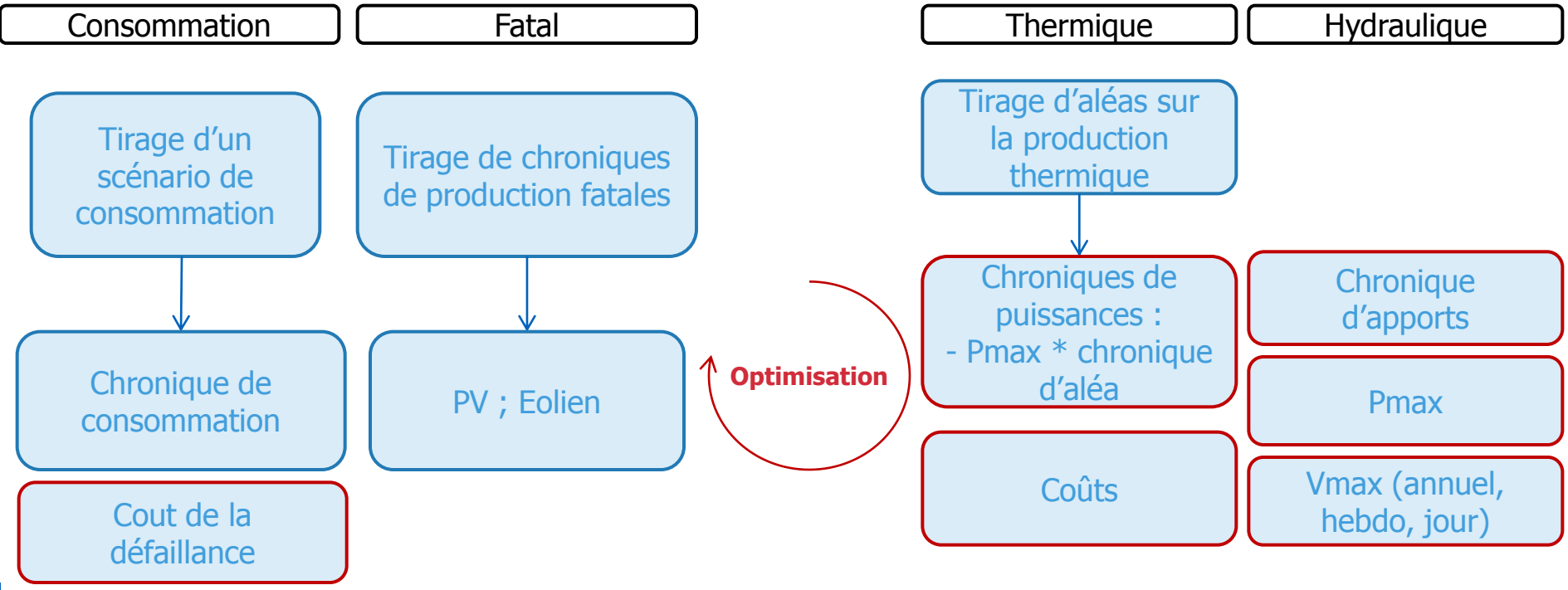
Consommation	Scénarios de consommations			
Parc de référence	Thermique	Fatale	Hydraulique	Effacement
	-Nucléaire; - CCGT ; - Charbon - TAC	-PV ; -Eolien ; - Fil de l'eau	- Hydraulique annuel -Hydraulique hebdomadaire -Hydraulique journalier -Hydraulique avec pompage	-Effacement
Contraintes	- Pmax ; - Coût (€/MW)	- Pmax	- Pmax ; -Apport en énergie sur l'année ; -Volume initial ; -Volume max.	- Pmax -Vmax d'activation

2 Module avancé : principes et entrées

Scénarios de consommations				
Thermique	Fatale	Hydraulique	Effacement	
-Nucléaire; - CCGT ; - Charbon - TAC	-PV ; -Eolien ; - Fil de l'eau	- Hydraulique annuel -Hydraulique hebdomadaire -Hydraulique journalier -Hydraulique avec pompage	-Effacement	
- Pmax ; - Coût (€/MW)	- Pmax	- Pmax -Apport en énergie sur l'année -Volume initial -Volume max -Grille des valeurs de l'eau hebdomadaire	- Pmax -Volume d'activation	

3.2. Module 1

1 Module global: principe de fonctionnement



Optimisation sur une plage donnée en fonction des couts et des volumes d'apports et de stock de l'hydraulique

Chronique de consommation

Chroniques de production du fatal

Chroniques de production du thermique

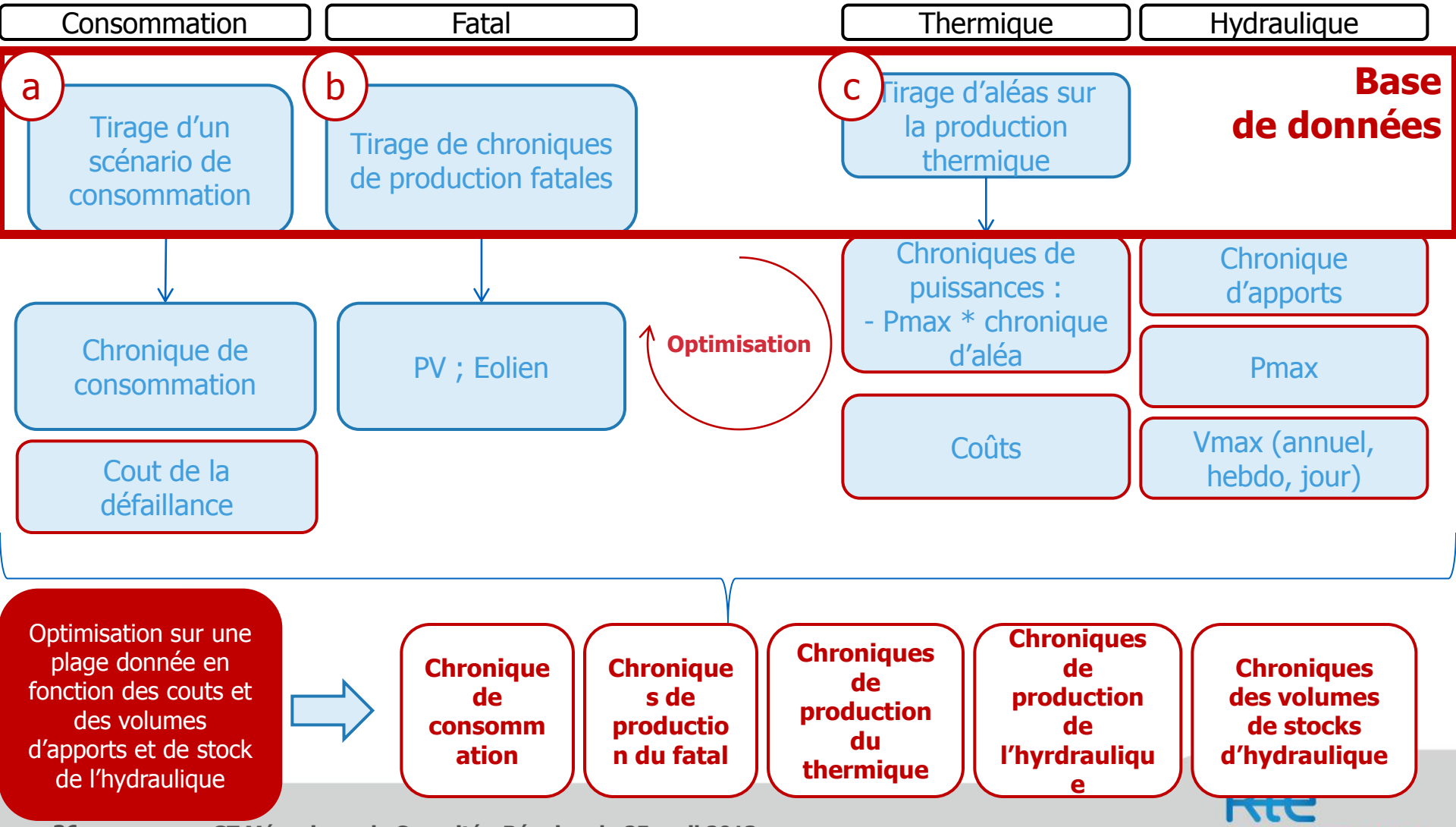
Chroniques de production de l'hyrdraulique

Chroniques des volumes de stocks d'hydraulique

Réseau de transport d'électricité

3.2. Module 1

1 Module global : base de données



Optimisation sur une plage donnée en fonction des couts et des volumes d'apports et de stock de l'hydraulique

- **Chronique de consommation**
- **Chroniques de production du fatal**
- **Chroniques de production du thermique**
- **Chroniques de production de l'hyrdraulique**
- **Chroniques des volumes de stocks d'hydraulique**

3.2. Module 1

1 Module global : un exemple de base de données

a

- Consommation
- 100 scénarios de consommation

b

- Chronique de production du fatal
- 4 chroniques de production/puissance installée pour l'eolien
- 4 chroniques de production/puissance installée pour le pv

c

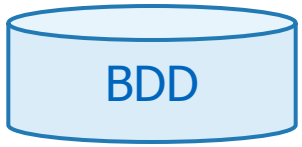
- Alea de disponibilité du thermique
- 100 chroniques de disponibilité pour les CCGT
- 100*3 chroniques de disponibilité pour le nucléaire
- 100 chroniques de disponibilité pour le charbon
- 100 chroniques de disponibilité pour les TAC

?

- Chroniques d'apport sur l'hydraulique
- Modélisé au sein de l'outil
- Différentes chroniques peuvent être utilisées en entrée (jusqu'à 4 différentes)
- Choix d'utiliser des chroniques « plates» dans un premier temps

En base de données : un ensemble de chroniques normées qui ne dépendent pas de la puissance installée

3.2. Module 1 : utilisation



1

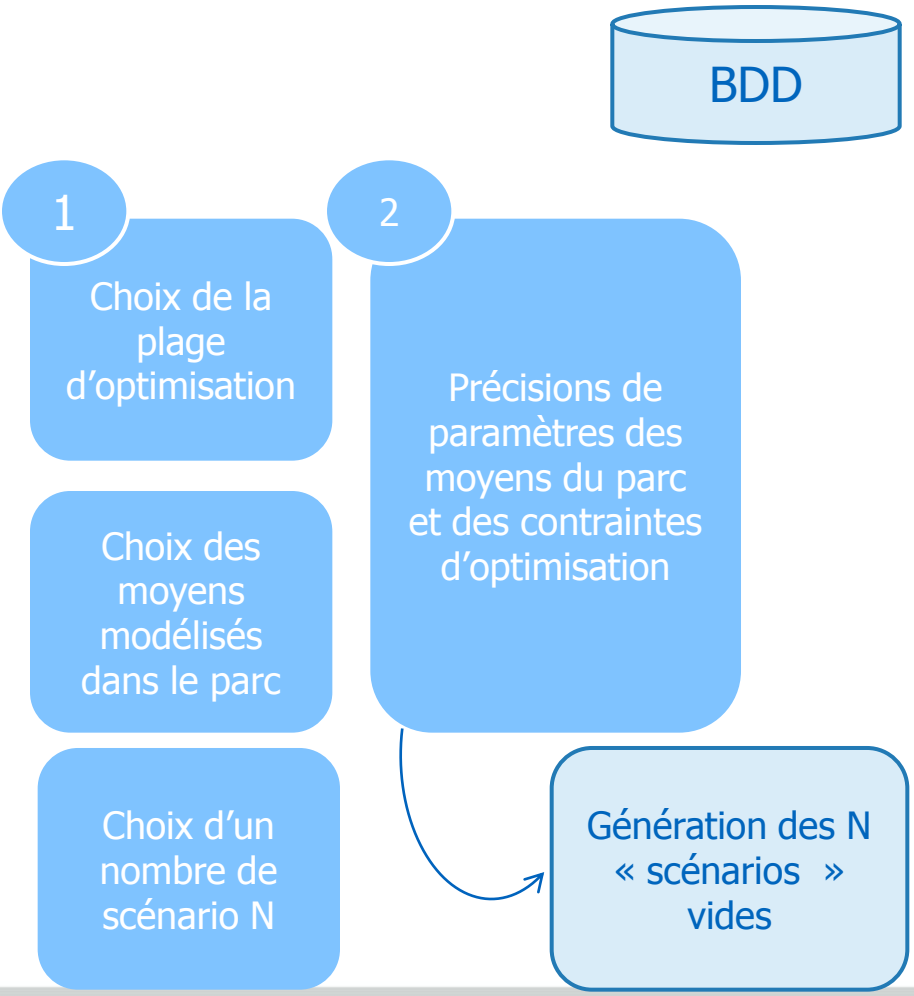
Choix de la plage d'optimisation

Choix des moyens modélisés dans le parc

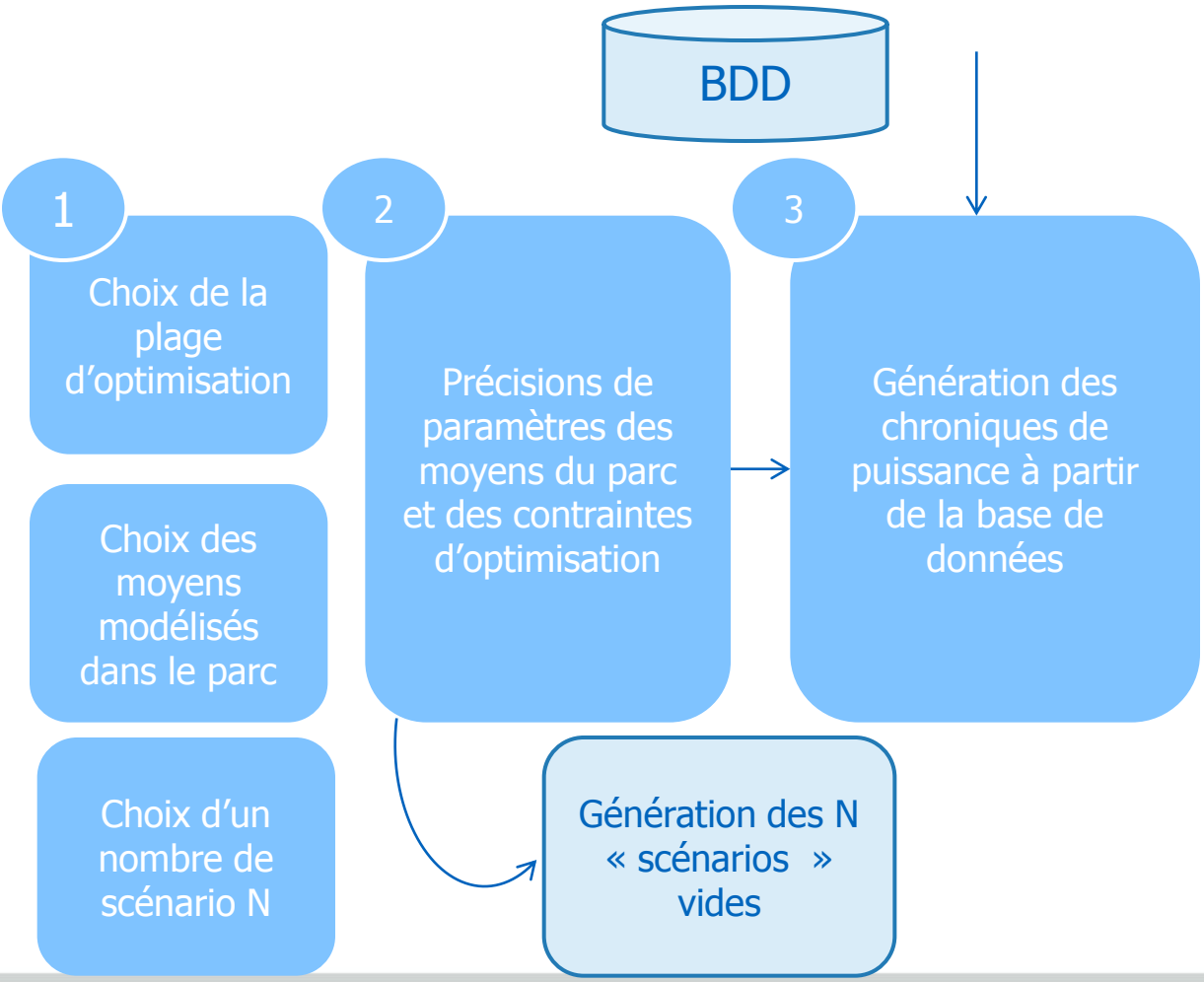
Choix d'un nombre de scénario N

Réseau de transport d'électricité

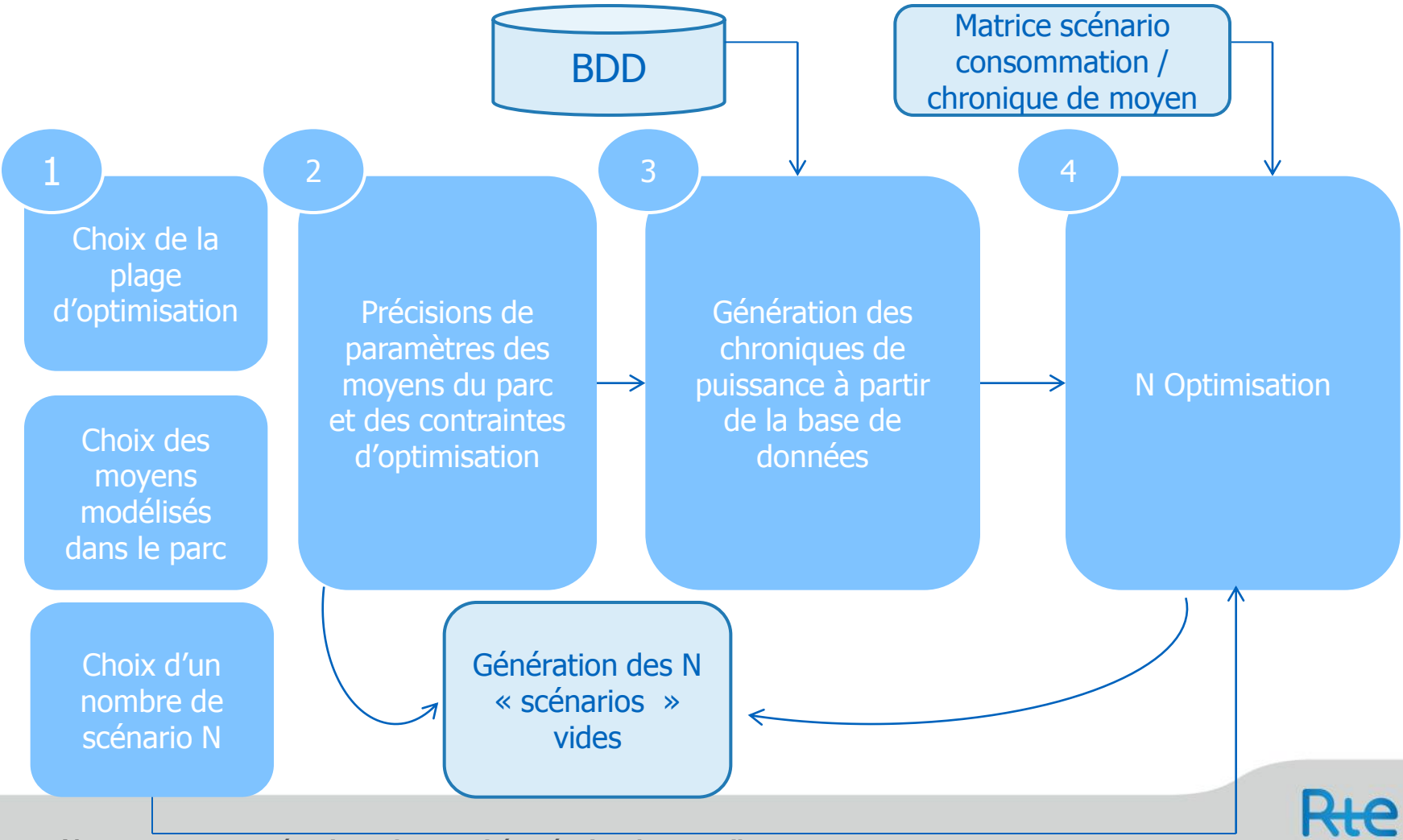
3.2. Module 1 : utilisation



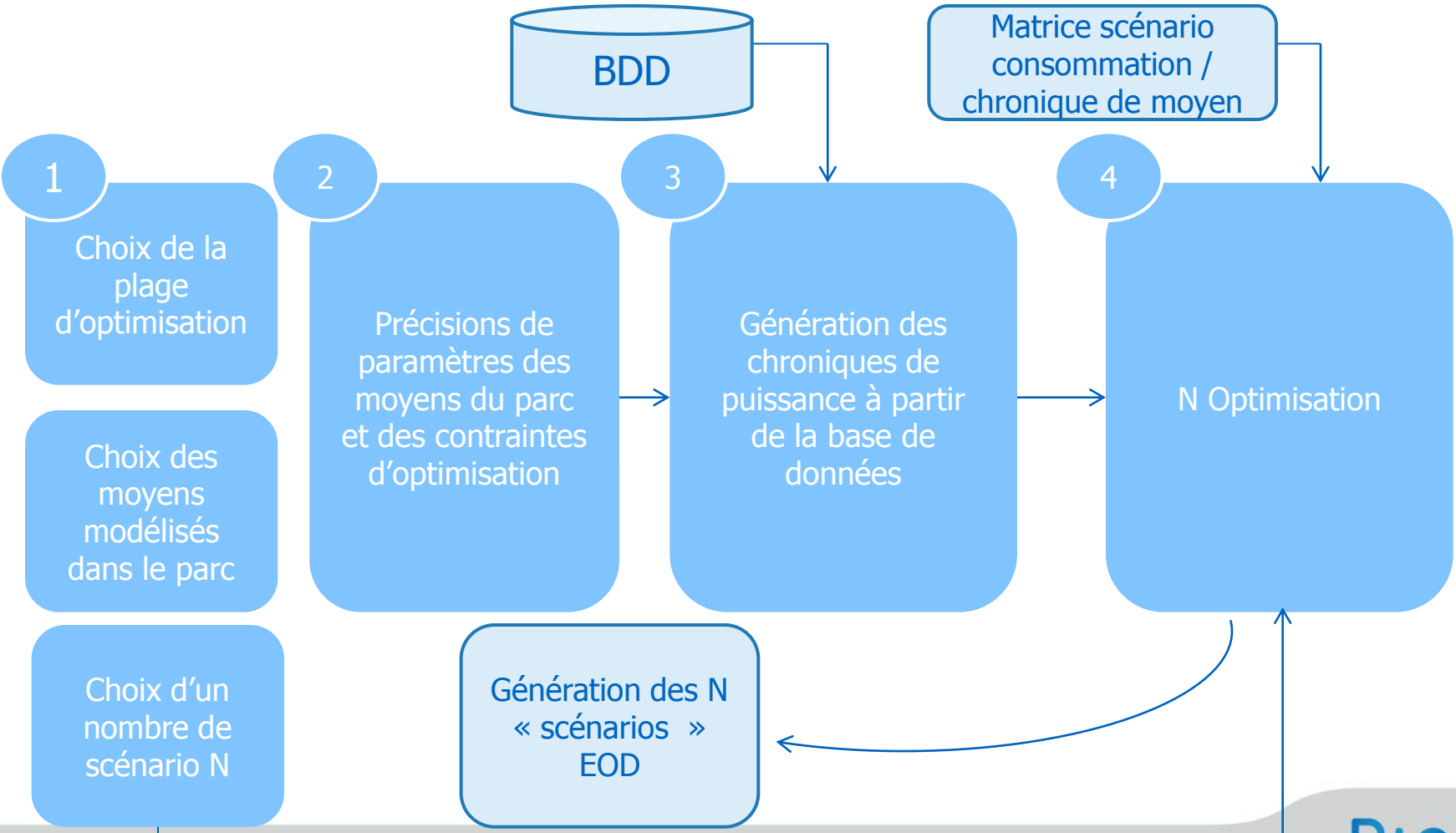
3.2. Module 1 : utilisation



3.2. Module 1 : utilisation

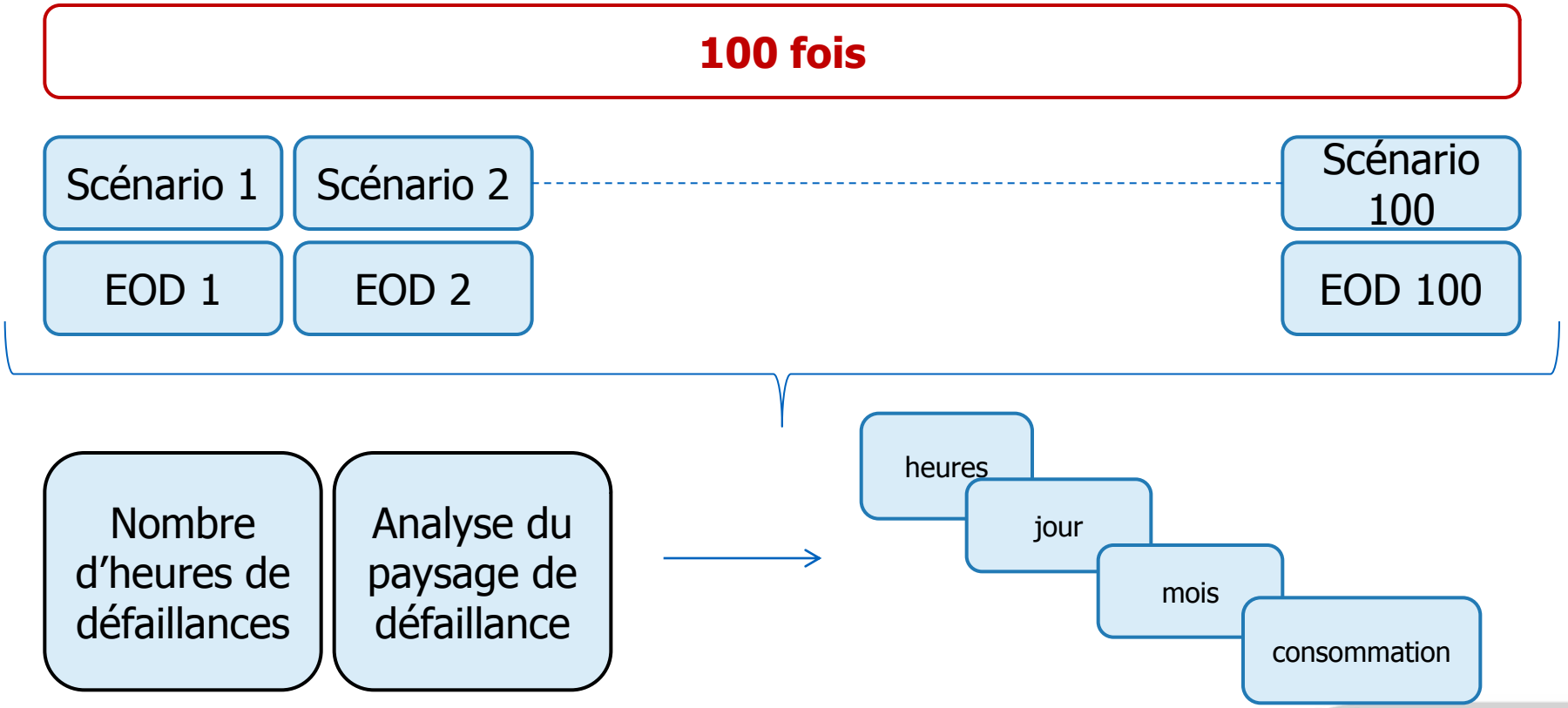


3.2. Module 1 : utilisation



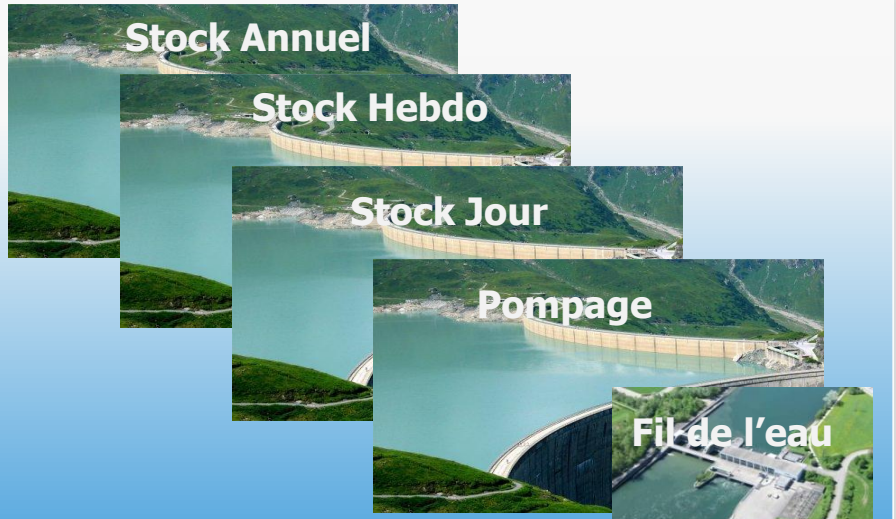
3.2. Module 1 : utilisation

1 Outil d'optimisation global : sorties de l'outil

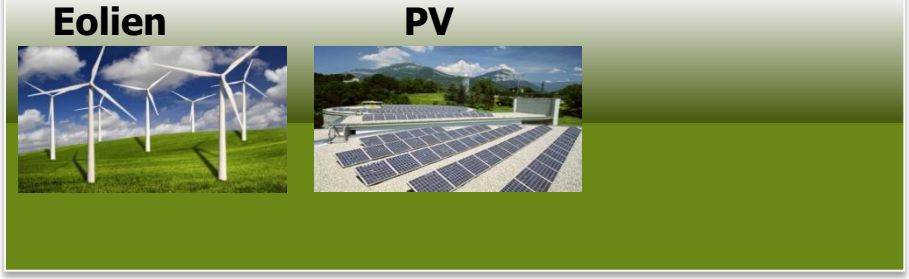


3.3. Module 1 : exemple d'utilisation sur un cas référence

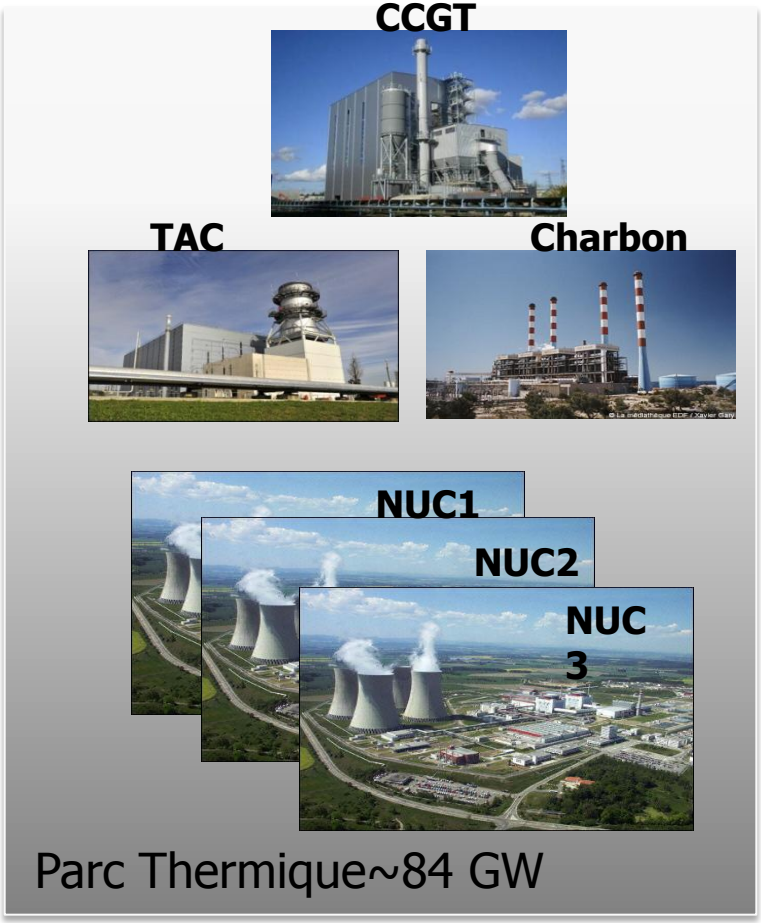
1 Outil d'optimisation global : Quelques résultats sur le paysage de défaillance d'un cas référence



Parc hydraulique ~25 GW



Parc fatal~ 9 GW



Parc Thermique~84 GW

3.1 Module 1 : exemple d'utilisation sur un cas référence

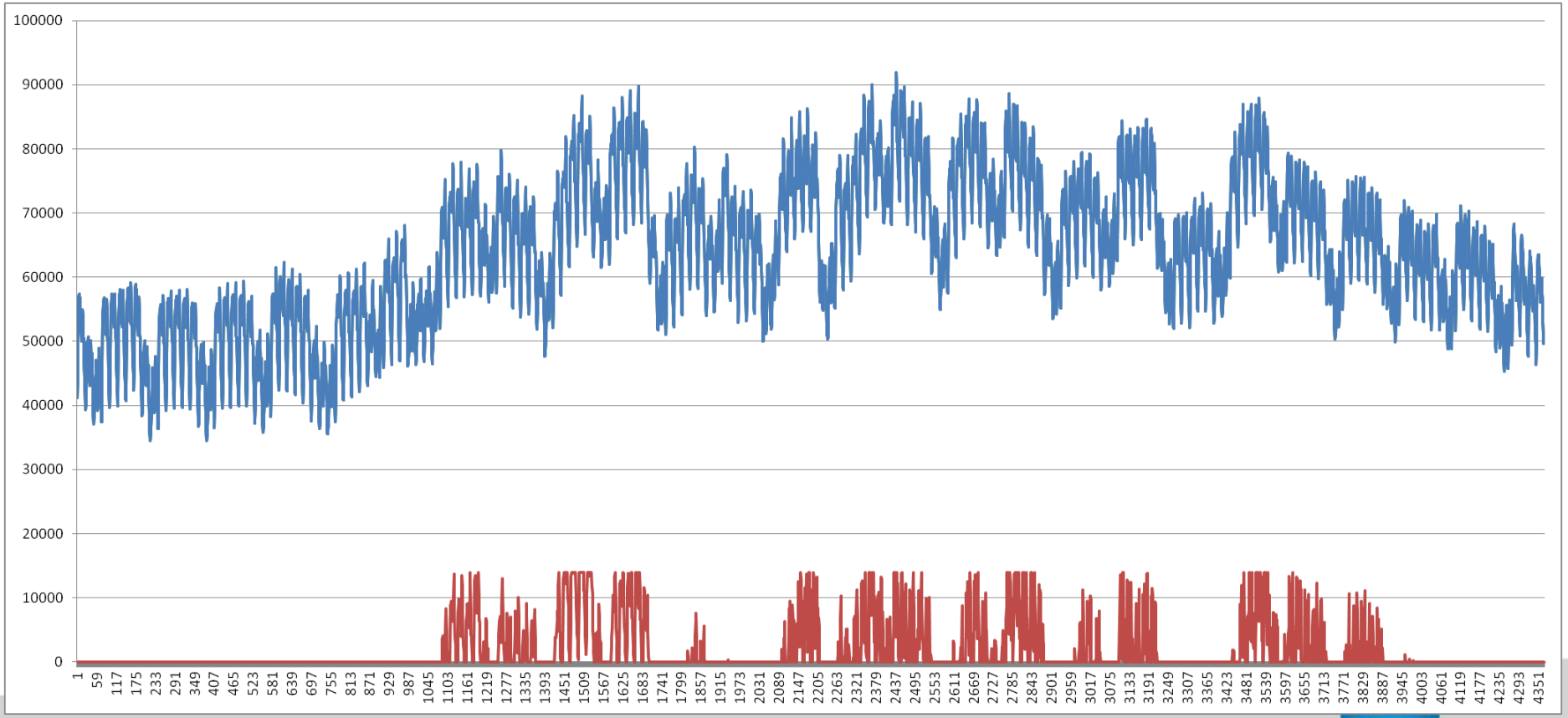
Le parc modélisé est un parc fictif. Ce n'est pas le parc France. Les résultats présentés avec ce cas de référence ne préjugent en rien l'implémentation finale des paramètres du mécanisme de capacité.

Les résultats numériques sont purement illustratifs.

3.3. Module 1 : exemple d'utilisation sur un cas référence

1 Outil d'optimisation global : Quelques résultats sur le paysage de défaillance d'un cas référence

Illustration de la gestion « optimale » de l'hydraulique dans le module 1 :
Moyen annuel

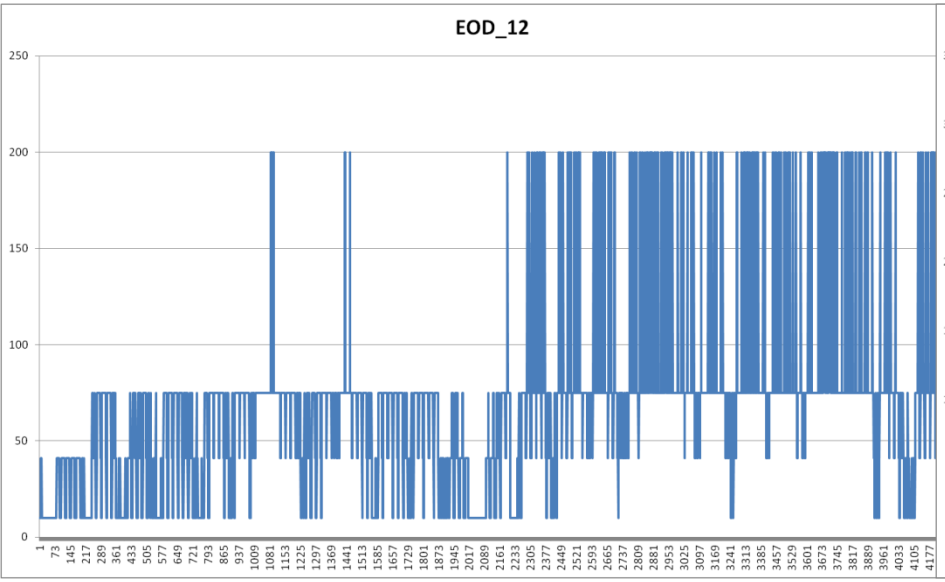


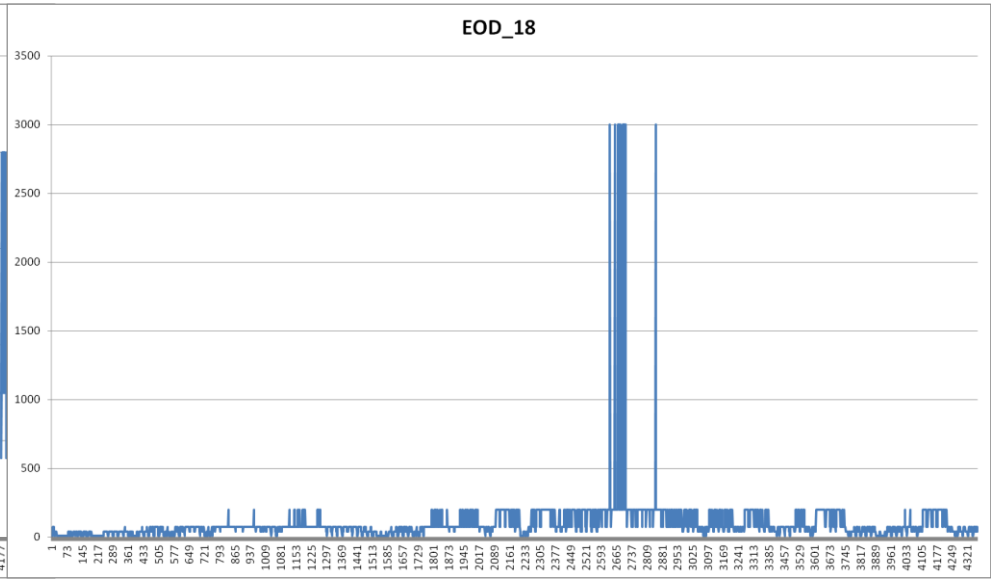
Réseau de transport d'électricité

3.3. Module 1 : exemple d'utilisation sur un cas référence

① Outil d'optimisation global : Quelques résultats sur le paysage de défaillance d'un cas référence

Illustration du cout marginal d'un scénario non défaillant et défaillant



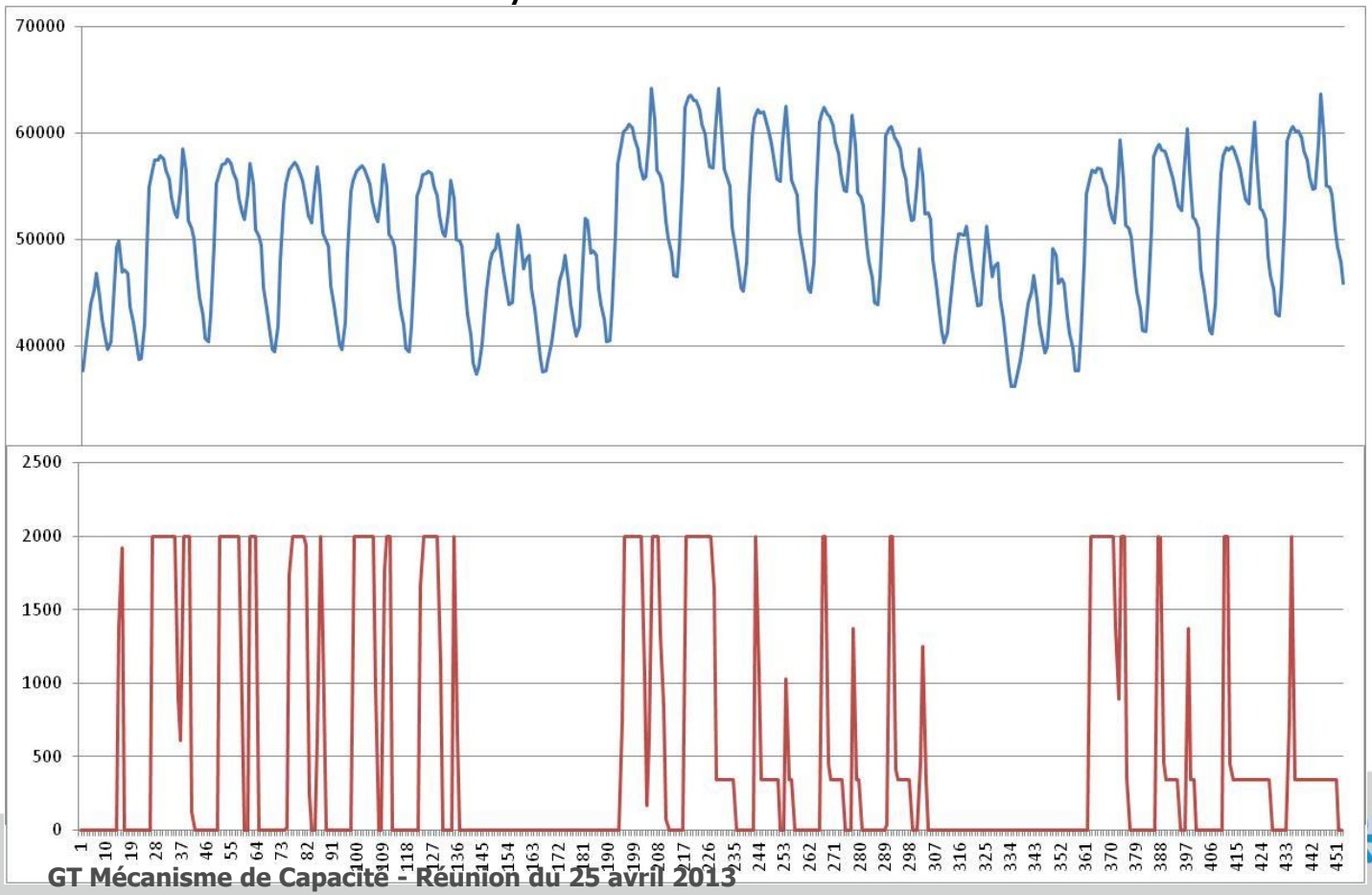


Chroniques des couts marginaux par scénario

3.3. Exemple d'utilisation sur un cas référence

1 Outil d'optimisation global : Quelques résultats sur le paysage de défaillance d'un cas référence

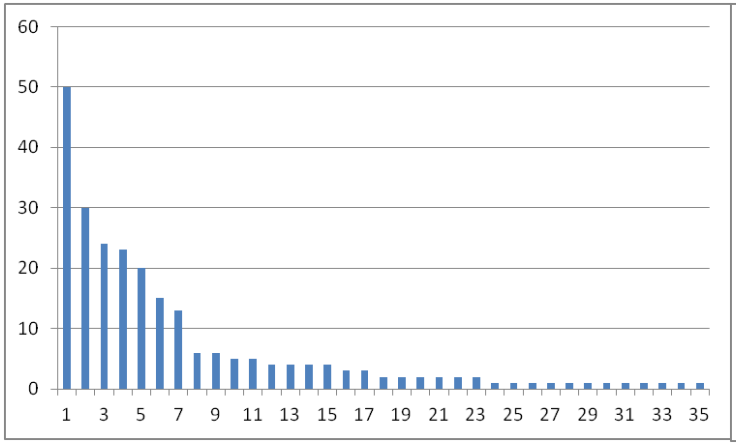
Illustration de la gestion « optimale » de l'hydraulique dans le module 1 :
Moyen hebdomadaire



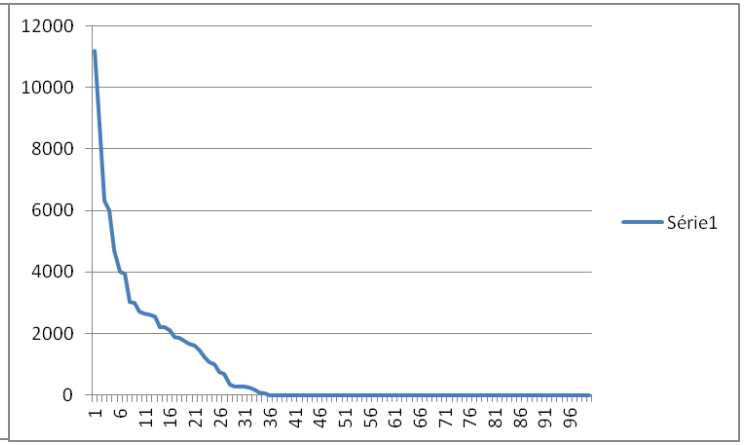
3.3. Exemple d'utilisation sur un cas référence

① Outil d'optimisation global : Quelques résultats sur le paysage de défaillance d'un cas référence

Heures de défaillance par scénario défaillant



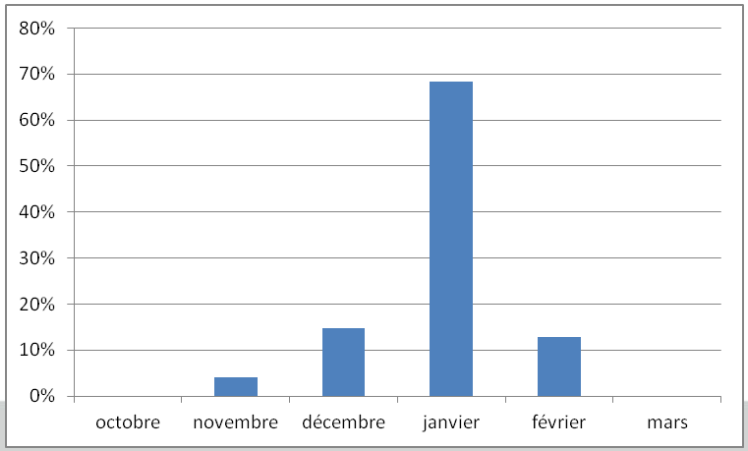
Profondeur de la défaillance



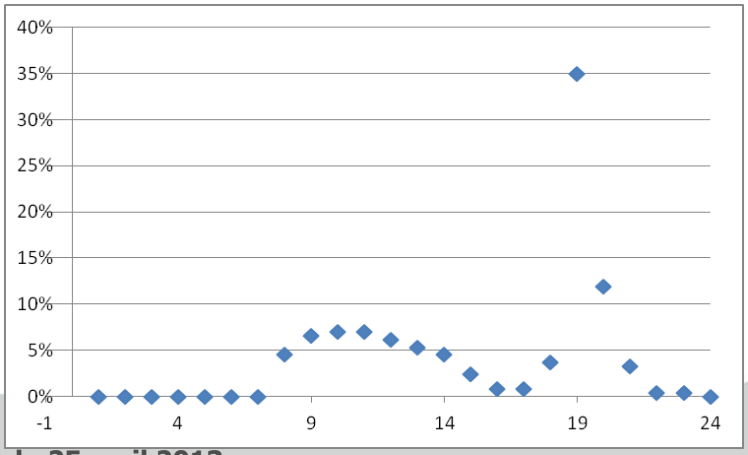
100 scénarios

35 scénarios défaillants

Répartition mensuelle de la défaillance



Répartition pas horaire de la défaillance



2.43 h de défaillance en espérance

Réseau de transport d'électricité

3.4. Autres utilisations des résultats de l'outil

① Outil d'optimisation global : utilisation

Tester différentes « méthodes de certification »

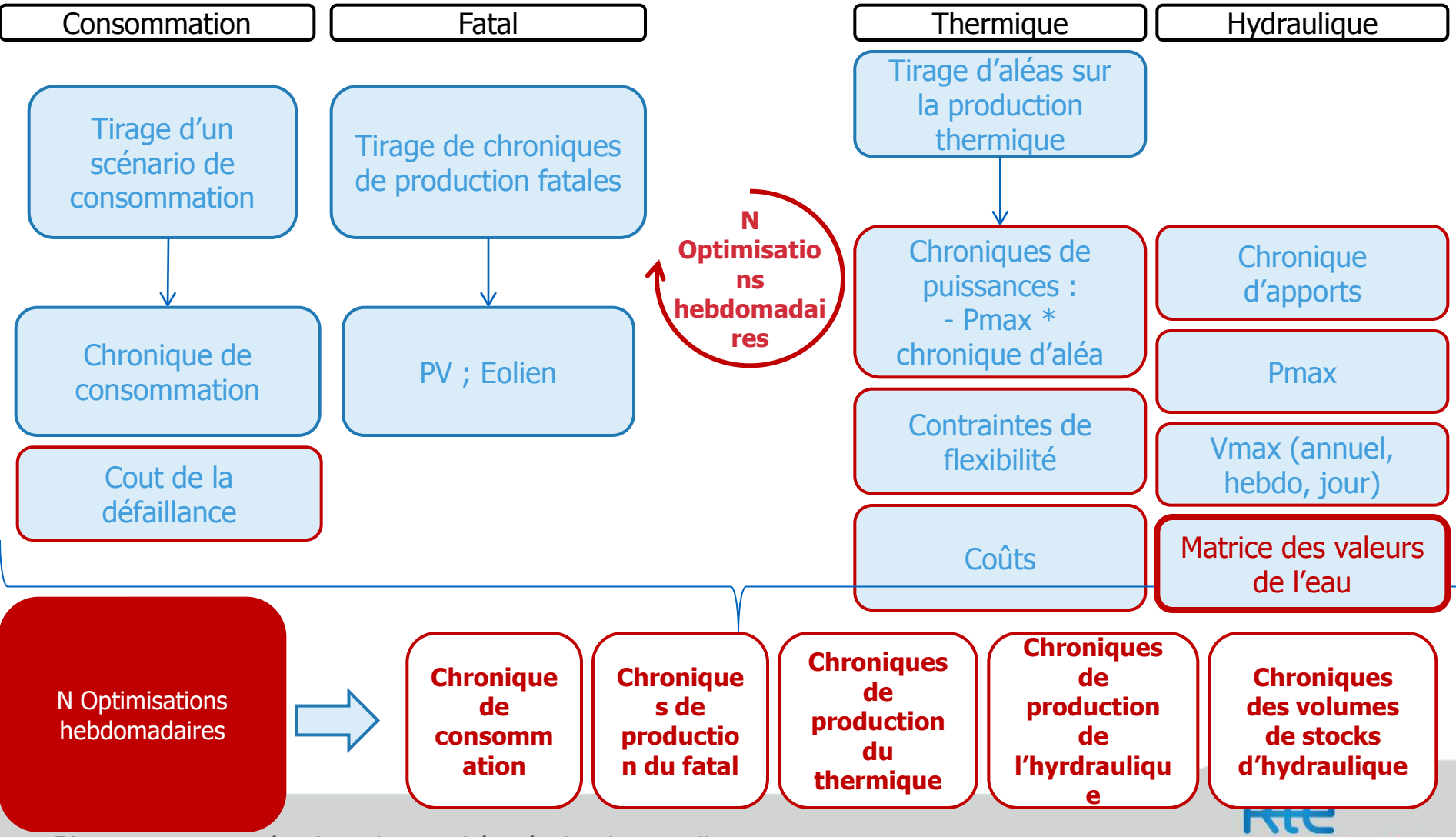
Approche marginale | Approche incrémentale | Production de moyens

Tester la contribution à la réduction du risque de défaillance

Observer l'influence comparée de moyens ….

3.5. Module 2 : principes

2 Module avancé : principes



3.5. Module 2 : principes

2 Module avancé : principes

Consommation | Fatal | Thermique | Hydraulique

Tirage d'aléas sur la production mique

ques de ances : nax * ue d'aléa

Chronique d'apports

Pmax

intes de ibilité

Vmax (annuel, hebdo, jour)

Matrice des valeurs de l'eau

Chroniques de production de l'hyrdrauliqu e

Chroniques des volumes de stocks d'hydraulique

La matrice des valeurs de l'eau est une option pour représenter une stratégie de gestion des stocks d'hydraulique ou effacement.

La valeur de l'eau est prise en compte dans l'optimisation pour les placement de l'ensemble des moyens.

Le stock d'hydraulique n'est plus placé uniquement pour minimiser les couts d'utilisation du thermiques car ses coûts en fonction du temps et du volume de stock sont pris en compte ce qui complexifie la résolution du problème d'optimisation.

Solution proposée : programmation dynamique stochastique simple pour obtenir une matrice à un pas hebdomaire, stock unitaire « pas trop fin ».

Optimisations hebdomaires pour chaque scénario

Réseau de transport d'électricité

3.6. Module 2 : méthode proposée pour les valeurs de l'eau

2 Module avancé : principes pour obtenir une matrice de valeurs de l'eau

1 Matrices des valeurs de Bellman à partir des couts marginaux des scénarios

$$Val(S,t) = \frac{\sum_{i=1}^{n} MIN\left[Val(S,t+1); Val(S-1,t+1) - PMA_i(t)\right]}{n}$$

• PMAi(t) désigne le coût marginal à l'instant t du scénario i.

• S(t) désigne le stock restant à l'instant t.

• Val(S,t) désigne la valeur du stock S à l'instant t. La valeur du stock en fin de période T vaut 0. Le déclenchement d'un turbinage permet de réaliser un gain. Ce gain dépend du cout marginal. Par convention, on considère que ce gain vaut PMA(t).

2 Matrice des valeurs de l'eau en différenciant la matrice de Bellman par rapport au pas de stock

$$Seuil(S,t) = \frac{\partial Val(S,t)}{\partial S}$$

$$\Rightarrow Seuil(S,t) \approx Val(S,t) - Val(S-1,t)$$

• A un instant donné, la valeur de l'eau la dérivée de la valeur de Bellman (VAL(S,t)) en fonction du stock.

• Seuil(S,t) désigne la valeur de l'eau d' un stock S à l'instant t.

→Choisir un pas de stock ;

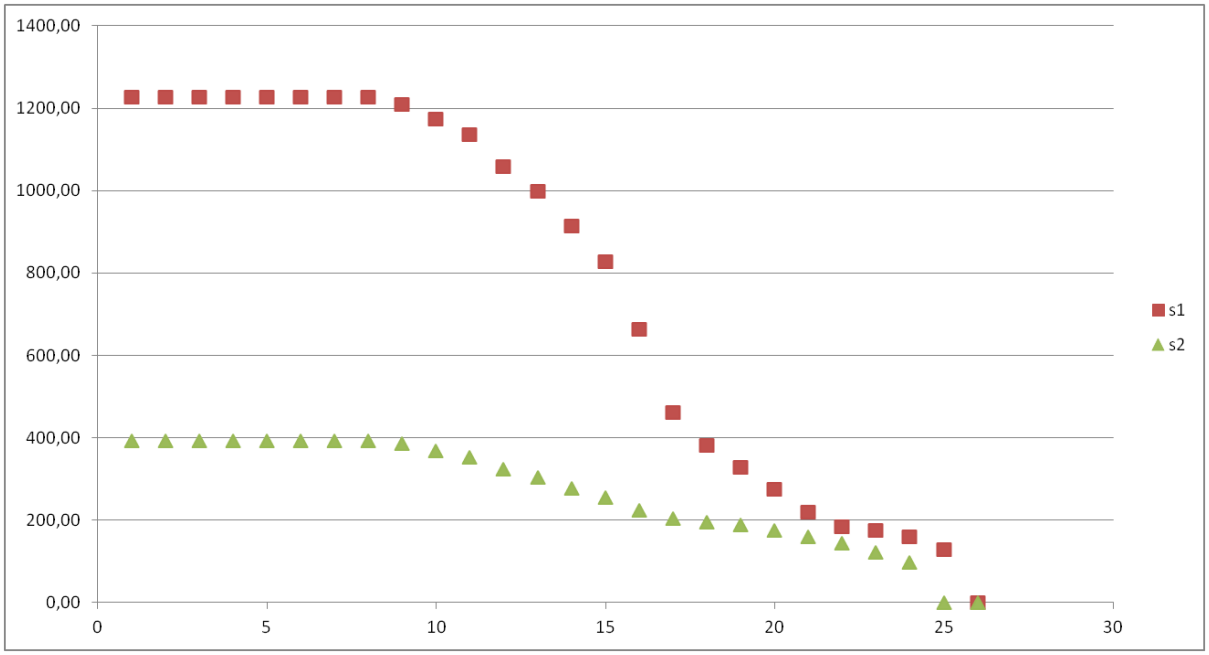
→ Choisir un pas de temps

3.6. Module 2 : méthode proposée pour les valeurs de l'eau

2 Module avancé : principes pour obtenir une matrice de valeurs de l'eau

Exemple obtenu :

2 Matrices des valeurs de Bellman à partir des couts marginaux des scénarios



Exemple d'évolution des valeurs de l'eau en fonction de deux volumes de stocks différents

S1<<S2

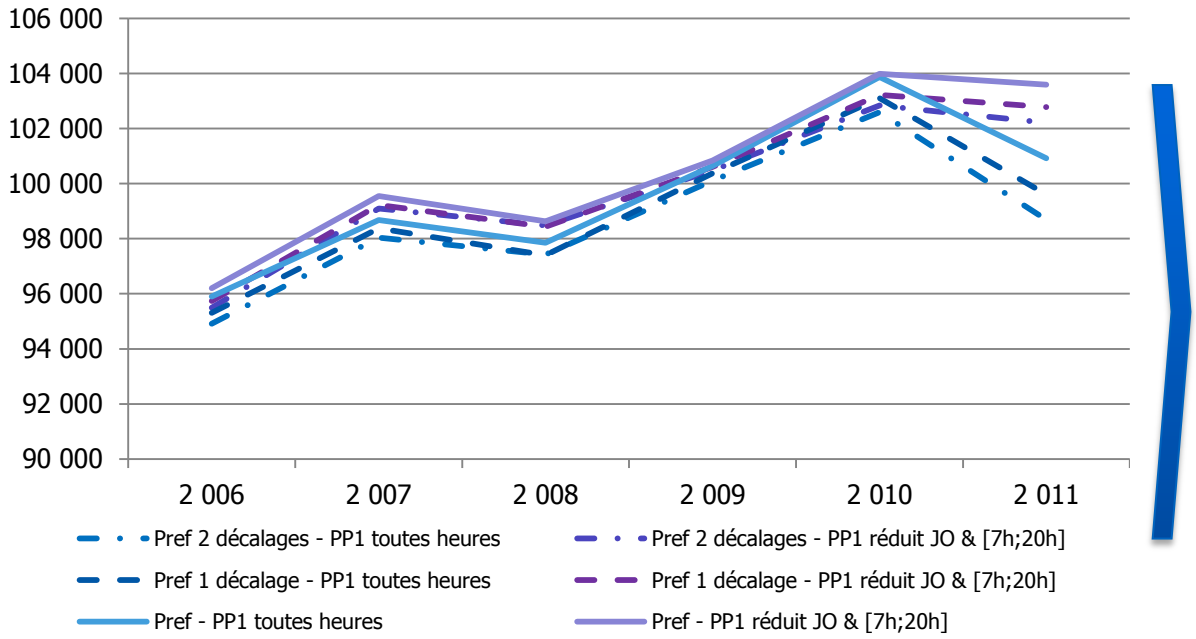
Inflexion en janvier

ANNEXES

1.2 Puissance de référence sur la base du réalisé
Sensibilité et période de sélection des heures PP1

Un deuxième décalage de 30h est introduit dans les heures retenues PP1
(on retient 61 à 260ème heure en lien et place des 1ère à 200ème heure.)

Analyse de sensibilité de la puissance de référence avec PP1 : 200h et Gradient horaire



La faible sensibilité de l'obligation totale à la date de réalisation de l'aléa est confirmée.

Un deuxième décalage ne modifie que très faiblement la Puissance de référence résultante