

1er décembre 2017

Études liées à la durée de la fenêtre opérationnelle et au modèle de sureté

RTE – Com Square

Sommaire

1. Contexte et méthodologie
2. Ecarts de RE en fonction de l'échéance
3. Stratégies d'équilibrage proactives
4. Stratégie d'équilibrage réactive
5. Modèle de sûreté
6. Synthèse des résultats
7. Annexes

1

Contexte et méthodologie

Introduction

- **Deux moteurs principaux de changements dans l'équilibrage du système électrique :**



Harmonisation européenne des marchés de l'énergie



Intégration des nouvelles flexibilités en lien avec les objectifs de la transition énergétique

- **Trois objectifs** phares à l'échelle européenne :

Promouvoir les énergies renouvelables

Assurer la sécurité d'approvisionnement

Accroitre la concurrence

Feuille de route de l'équilibrage

- Pour préparer ces changements, RTE a souhaité publier une **feuille de route**

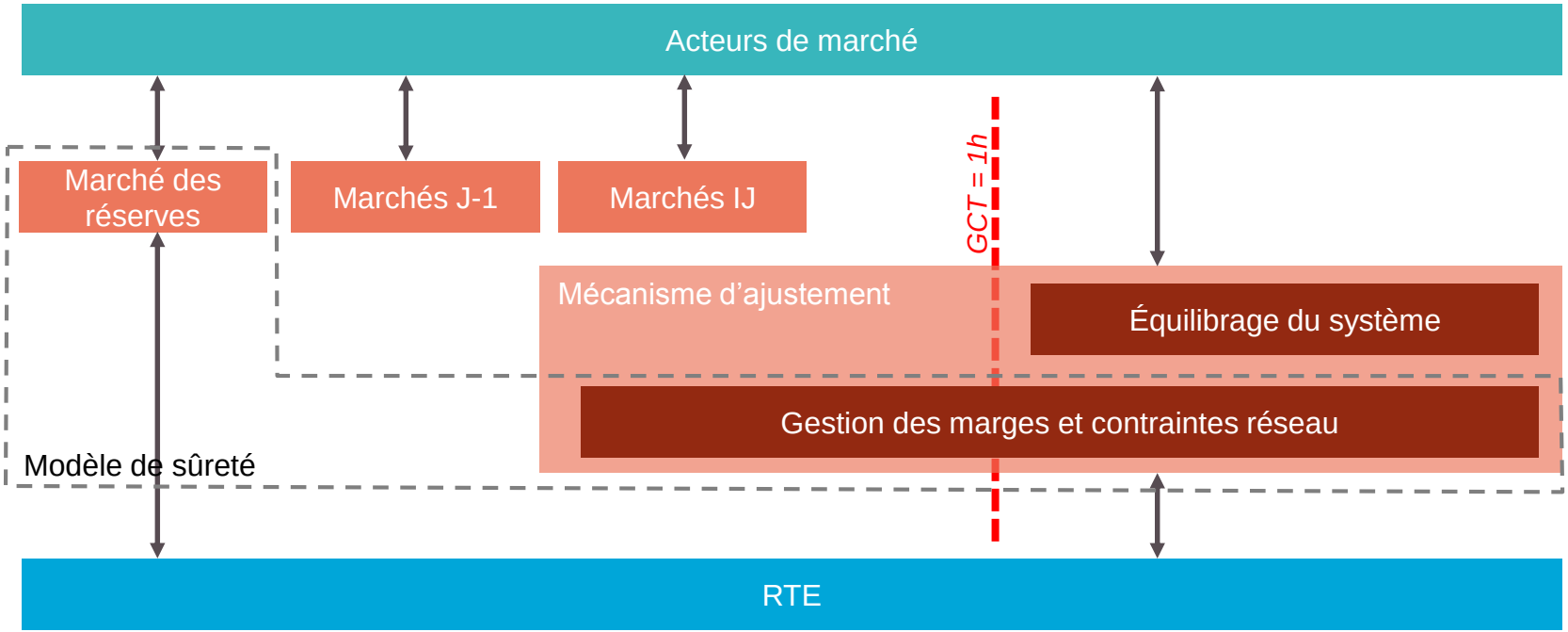
  Le livre vert, publié en juillet 2016, dresse un état des lieux de l'existant, présente les enjeux et propose des premières orientations d'évolution.

  La CRE a publié le 22 juin 2017 la délibération n°2017-155 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français.

  Suite à la publication du livre vert et en prenant en compte les orientations de la CRE, RTE mène des études quantitatives pour compléter et étayer les propositions.

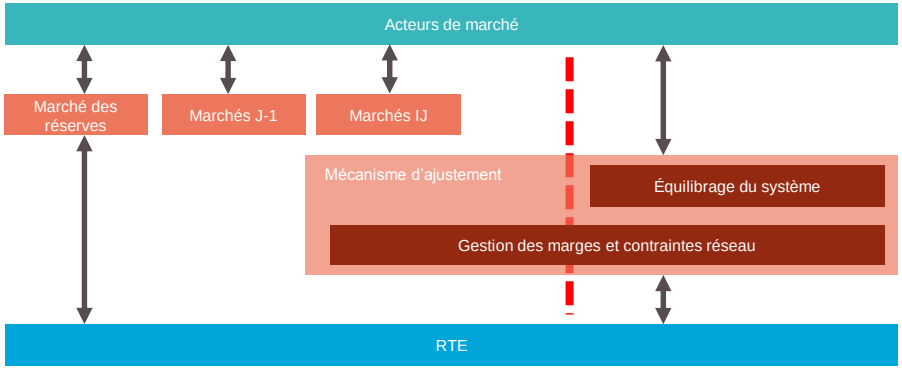
- Parmi les études économiques en cours, celles qui sont présentées aujourd'hui sont celles relatives à la durée de la fenêtre opérationnelle et au modèle de sureté de RTE.

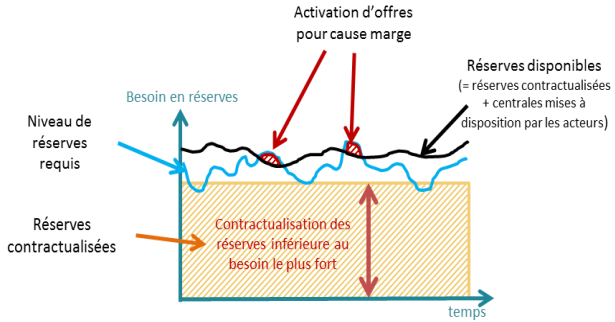
Description du fonctionnement actuel



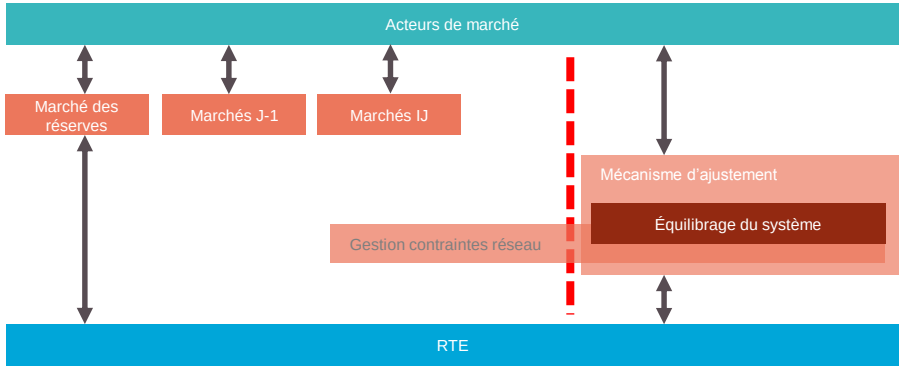
Deux modèles de sûreté

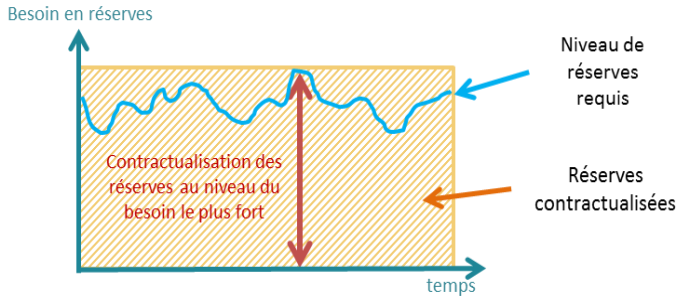
Marges



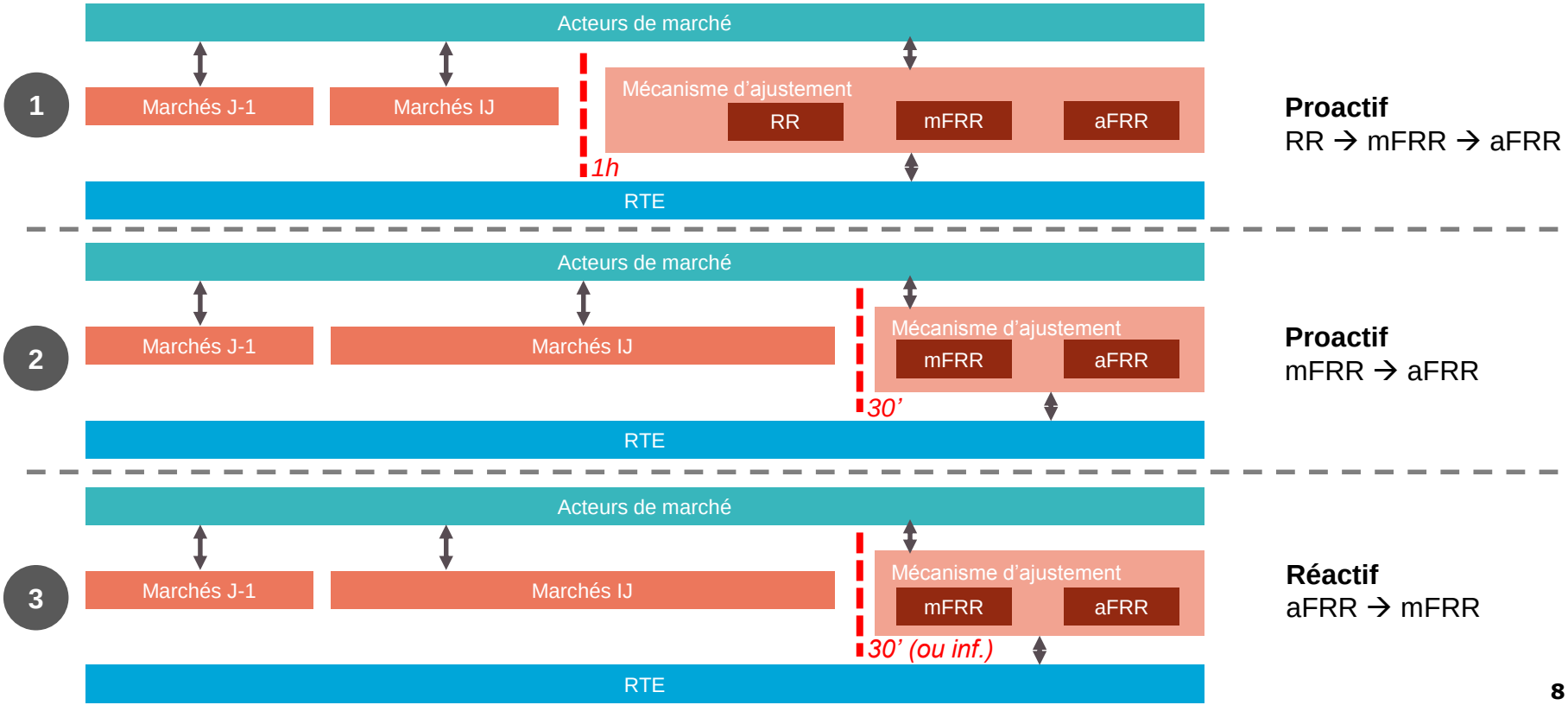


Réserves





Trois modèles d'équilibrage



Proactif
RR → mFRR → aFRR

Proactif
mFRR → aFRR

Réactif
aFRR → mFRR

Les quatre scénarios théoriques comparés

	Modèle Marges Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Réactif aFRR→ mFRR
Fonctionnement des marchés Equilibrage RE	Les acteurs peuvent équilibrer leurs positions jusqu'à **1 heure** avant le temps réel	Les acteurs peuvent équilibrer leurs positions jusqu'à **1 heure** avant le temps réel	Les acteurs peuvent équilibrer leurs positions jusqu'à **30 min** avant le temps réel	Les acteurs peuvent équilibrer leurs positions jusqu'à **30 min** avant le temps réel
Modèle de Sûreté	Marges	Réserves	Réserves	Réserves
Modèle d'équilibrage	Proactif RR→ mFRR→ aFRR	Proactif RR→ mFRR→ aFRR	Proactif mFRR→ aFRR	Réactif aFRR → mFRR
Réseau	Gestion intégrée EOD et réseau	Gestion intégrée EOD et réseau		

Quels effets économiques associés aux évolutions de modèles

L'effet du modèle de sûreté (passage du modèle « marges » à un modèle « réserves »):

- **Un volume de réserve plus important sur le système électrique**

  Le volume contractualisé par le GRT est plus important

  Le volume de réserve sur le système augmente du fait d'une non mutualisation des réserves (les réserves contractualisées par le GRT ne peuvent être utilisées par les RE)

- **La réduction potentielle des coûts d'ajustement**

  augmentation des offres disponibles à prix variable faible (la plus forte contractualisation conduit à retenir des capacités dont le prix variable est faible).

L'effet du modèle d'équilibrage (passage d'un modèle proactif à un modèle réactif):

- **Un surcoût de contractualisation des réserves**

  Le produit aFRR est plus exigent que le produit de mFRR. La capacité des groupes à fournir de l'aFRR est limitée, conduisant à mobiliser une part significative du parc, dont le nucléaire, engendrant des pertes d'opportunité importantes (surcoûts de programme).

- **Une potentielle baisse des coûts d'activation**

  L'aFRR étant placée sur des capacités dans le marché, coût d'activation est potentiellement plus faible

Quels effets économiques associés aux évolutions de modèles

- **L'effet de la durée de la fenêtre opérationnelle :**
  - **Une amélioration potentielle de la qualité d'équilibrage des RE**
    - à travers une amélioration de la qualité de prévision …

      Plus proches du temps réel, les prévisions (EnR, conso, etc.) peuvent être de meilleure qualité.
    - Et d'une augmentation de la liquidité sur le marché infra-journalier
  - **Des surcoûts d'équilibrage RTE, à travers la disparition des offres de RR**

    Les moyens dont les contraintes de fonctionnement ne sont pas compatibles avec la mFRR ne sont plus disponibles. L'équilibrage se fait sur un ensemble d'offres plus réduit.
  - **Des surcoûts de constitution des réserves des réserves**

    Le produit mFRR est plus exigent que le produit de RR. Le coût de constitution est plus élevé.

Impact des scénarios comparés

	Modèle Marges Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Réactif aFRR→ mFRR
Fonctionnement des marchés		Impact de la GCT sur l'équilibrage des RE en fonction de l'échéance		
Sûreté		Etude quantitative sur le modèle de sûreté		Etude du modèle d'équilibrage réactif
Equilibrage			Etude des stratégies d'équilibrage proactives	
Réseau			*Pas d'études quantitatives disponibles à ce stade*	

2

Écart des RE en fonction de l’échéance

Analyse des écarts historiques des RE

Objectif

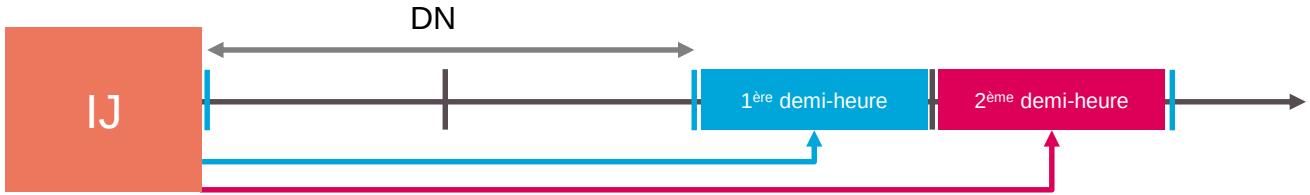
Estimer l'amélioration de l'équilibrage des responsables d'équilibre dans le cas d'une réduction de la fenêtre opérationnelle du GRT

Hypothèse

Si les RE sont en mesure d'améliorer leurs prévisions à l'approche du temps réel alors il devrait déjà être observé, dans le système actuel, que pour une heure donnée, l'équilibrage des RE sur la première demi-heure est meilleur que sur la seconde.

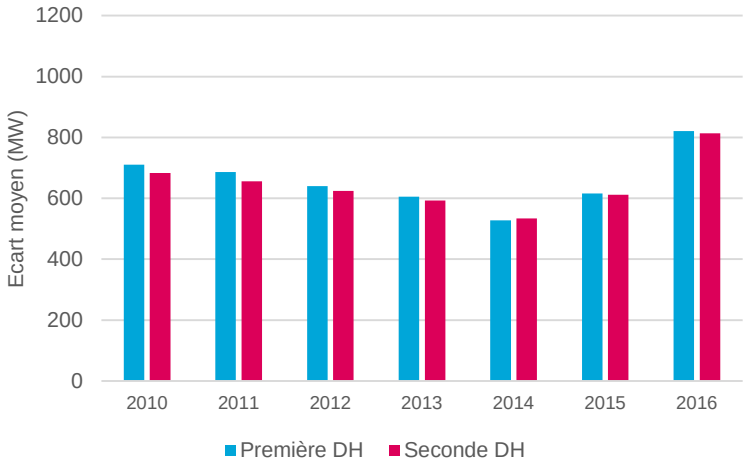
Méthode

A partir d'un historique des écarts de responsable d'équilibre, on compare les volumes d'écarts des RE entre les premières demi-heures et les deuxièmes demi-heures de chaque heure.

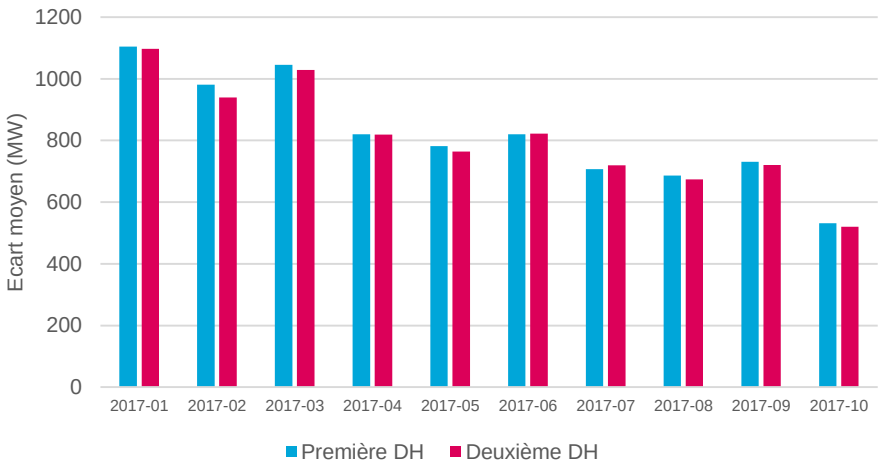


Analyse des écarts historiques des RE

Moyenne annuelle des écarts absolus cumulés des RE



Moyenne mensuelle des écarts absolus cumulés des RE



Les écarts de RE (en valeur absolue moyenne) entre la 1ère ½ heure et la 2nde ½ heure sont très proches. Ces analyses se confirment sur l'année 2017, même après le 1er avril 2017, date à partir de laquelle les RE ont la possibilité d'échanger des produits 30min sur le marché IJ continu d'EPEX

Cette étude montre que la réduction de la fenêtre opérationnelle ne se traduirait pas par une réduction des écarts de RE.

Impact des scénarios comparés

	Modèle Marges Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Réactif aFRR→ mFRR
Fonctionnement des marchés			*Non significatif*	*Non significatif*
Sûreté		▪ Suppression des appels pour cause marges ▪ Surcoût de constitution des réserves (augmentation du volume)	▪ Suppression des appels pour cause marges ▪ Surcoût de constitution des réserves (augmentation du volume et contractualisation de mFRR au lieu de RR)	▪ Suppression des appels pour cause marges ▪ Surcoût de constitution des réserves (aFRR) ▪ Suppression contractualisation RR
Equilibrage		▪ Baisse des couts lié à l'augmentation des offres contractualisées	▪ Baisse des couts lié à l'augmentation des offres contractualisées ▪ Surcout d'activation dû à la perte des offres de RR	▪ Baisse des couts d'activation lié à l'augmentation des offres contractualisées (et cout aFRR< mFRR)
Réseau				



3

Stratégies d’équilibrage proactives

Etude « stratégies d'équilibrage proactives »

Objectifs de l'étude « Stratégies d'équilibrage proactives»

→ Quantifier la différence de coûts pour la collectivité entre différentes stratégies d'équilibrage proactives

Gestion proactive de l'ajustement avec RR et mFRR	Gestion proactive de l'ajustement avec mFRR uniquement
▪ Recours fréquent aux **produits d'ajustement de longue durée de type RR** ▪ Ajuster en H-30' avec la vision H-30' et avec le risque de devoir contre-ajuster plus tard	▪ Recours aux **produits proches du temps réel de type mFRR** ▪ Ajuster au plus tard, sur une vision plus juste mais avec moins de flexibilités disponibles (les moyens à DMO 30' ne sont plus disponibles)

Stratégies proactives : RR+mFRR ou mFRR seule

Contexte : On se place à l'horizon des CMOL et des produits standards

- Une CMOL de produit **DMO 30'** (RR)
- Une CMOL de produit **DMO 15'** (mFRR)

Différentes stratégies d'équilibrage sont testées :

- Utilisation de mFRR+RR en proactif
- Utilisation de mFRR seule en proactif

Les stratégies sont comparées à **un équilibrage optimal omniscient :**

→ Qui est un minorant du coût total des différentes stratégies d'équilibrage

→ Le dispatch final est réalisé *a posteriori*

Hypothèses

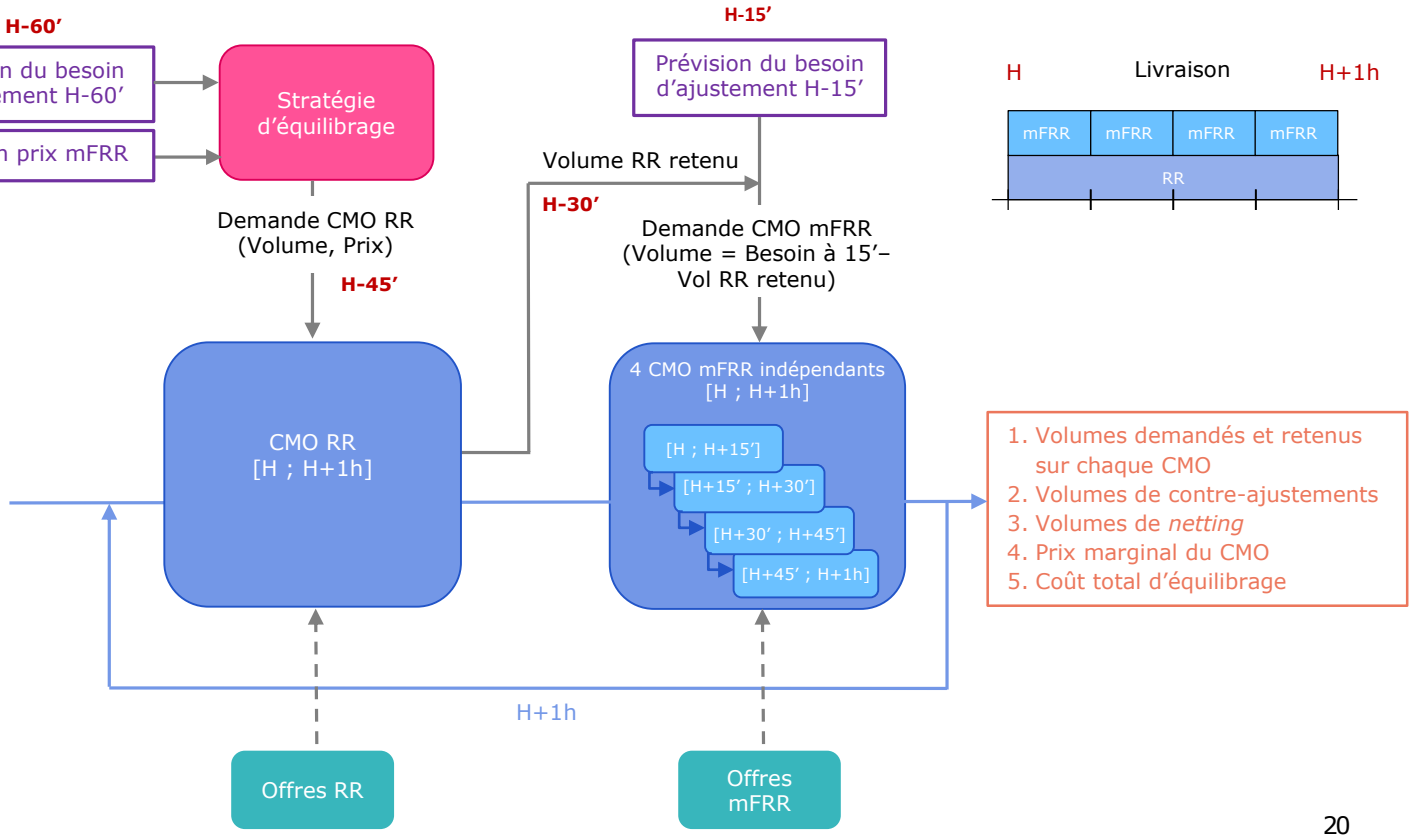
- Les déséquilibres des RE sont constants
- Le modèle de sûreté n'est pas modifié (modèle marges) : les écarts à résorber sont nettés des activations pour motif marge (et réseau)
- Les autres pays européens sont supposés garder la même stratégie qu'aujourd'hui
- Les données utilisées (offres d'ajustement, besoin d'ajustement, prévision de besoin) sont des données historiques de mai à décembre 2015
- Les données de prix utilisées ont été formulées dans un système *pay-as-bid* alors que les CMOL sont supposées être en *pay-as-cleared*

Modélisation des stratégies proactives

Modèle « *agent based* »

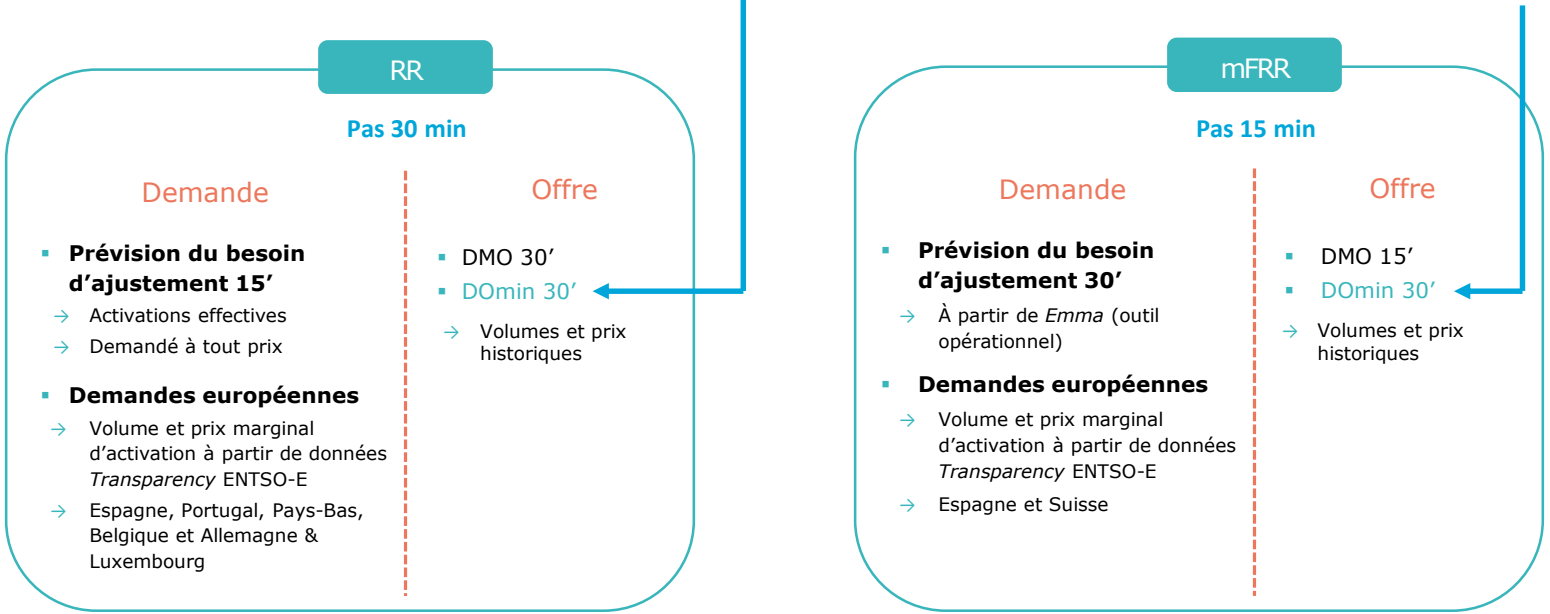
La simulation tient compte des informations imparfaitement connues par RTE au moment de la prise de décision

→ intègre les erreurs de RTE sur l'activation de RR (contre-ajustements)



Données d'entrée

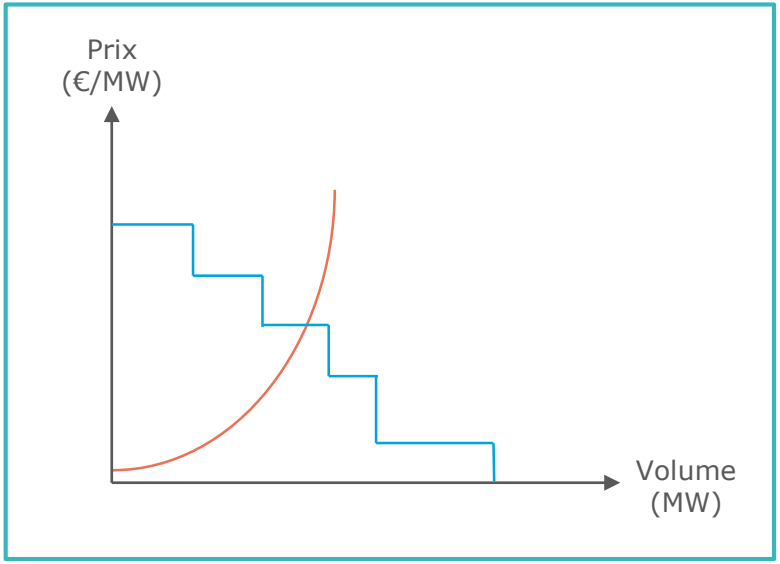
- **Demandes européennes :** uniquement pour simuler le *netting* (on suppose que les ATC sont infinies)
- **Offres de DOmin 30' :** un scénario de base et une variante
  - → Scénario de base français : les offres dont le DOmin est de 30 minutes sont dans la RR
  - → Variante « Système français flexibilisé » : les offres dont le DOmin est de 30 minutes (et le DMO ≤ 15 min) sont dans la mFRR



Pricing des besoins d'ajustement

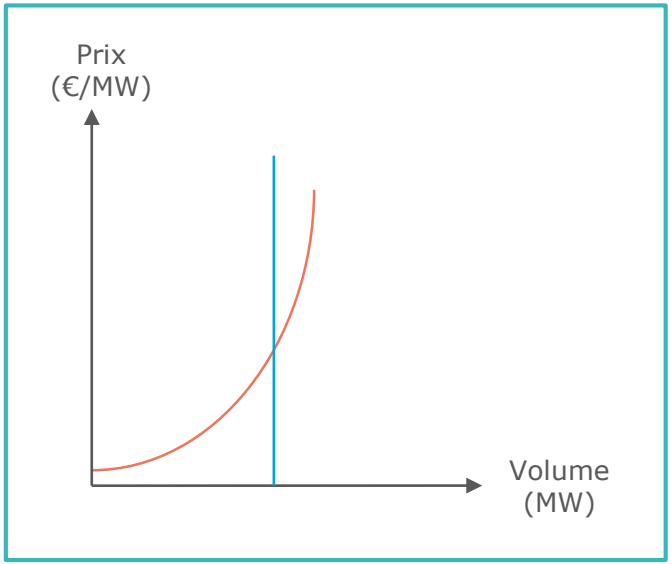
Une stratégie d'actions sur les CMOL RR et mFRR réflétant un arbitrage économique en avenir incertain

Besoin de RR



→ Courbe de demande qui reflète l'arbitrage entre produits de RR et de mFRR

Besoin de mFRR



→ Demande du besoin résiduel à tout prix

Légende

- Demande
- Offre

Volume de besoin RR

Prévisions de l'écart de bouclage

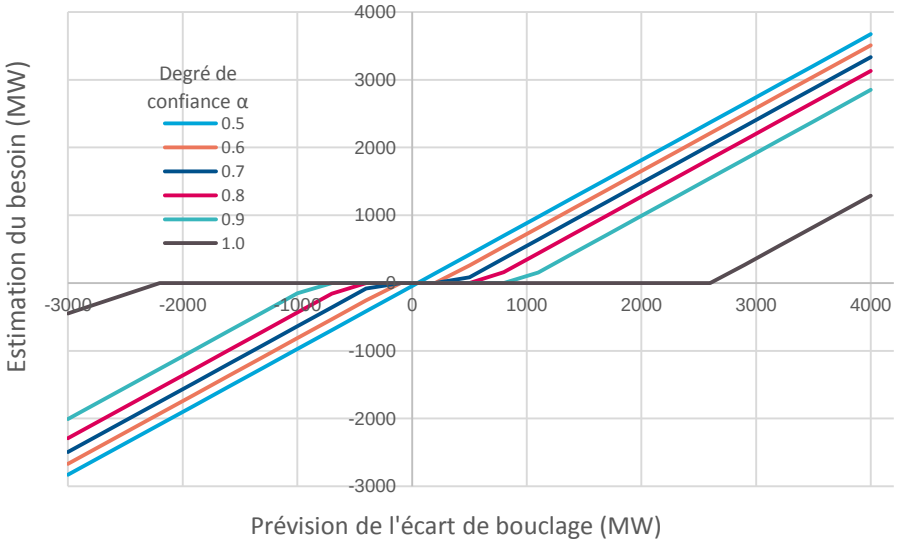
→ Issues de données RTE connues en H-60

Estimation du besoin

→ Retracer une expertise opérateur d'un point de vue statistique

→ À partir de la prévision d'écart de bouclage et l'écart effectif

→ Degré de confiance α = 0,5



Si $V_{Prévision\ de\ l'écart\ de\ bouclage} > 0$

On cherche $V_{Estimation\ du\ besoin}$ tel que :

- $P(V_{Estimation\ du\ besoin} < V_{Ecart\ effectif} | V_{Prévision\ écart\ de\ bouclage}) = \alpha$
- $V_{Estimation\ du\ besoin}$ de même signe que $V_{Prévision\ écart\ de\ bouclage}$ ou nul

Si $V_{Prévision\ de\ l'écart\ de\ bouclage} < 0$

On cherche $V_{Estimation\ du\ besoin}$ tel que

- $P(V_{Estimation\ du\ besoin} > V_{Ecart\ effectif} | V_{Prévision\ écart\ de\ bouclage}) = \alpha$
- $V_{Estimation\ du\ besoin}$ de même signe que $V_{Prévision\ écart\ de\ bouclage}$ ou nul

Principe du pricing du besoin de RR

Pricing du besoin de RR

→ Le prix max d'un besoin est défini en fonction du coût de l'alternative (utilisation de la mFRR)

$$Prix_{RR}(volume\ V) = \underbrace{Proba(réaliser\ volume\ V)}_{\alpha} \times Prix_{aju,mFRR}(volume\ V) + \underbrace{Proba(ne\ pas\ réaliser\ volume\ V)}_{1-\alpha} \times Prix_{contre\ aju\ mFRR}(volume\ V)$$

Estimation de la courbe de prix de mFRR

→ Estimer le coût d'attendre l'échéance de mFRR

→ Mise en œuvre d'une méthode recourant uniquement à des données connues à l'avance

- On supporse que le PMA historique reflète le prix de mFRR

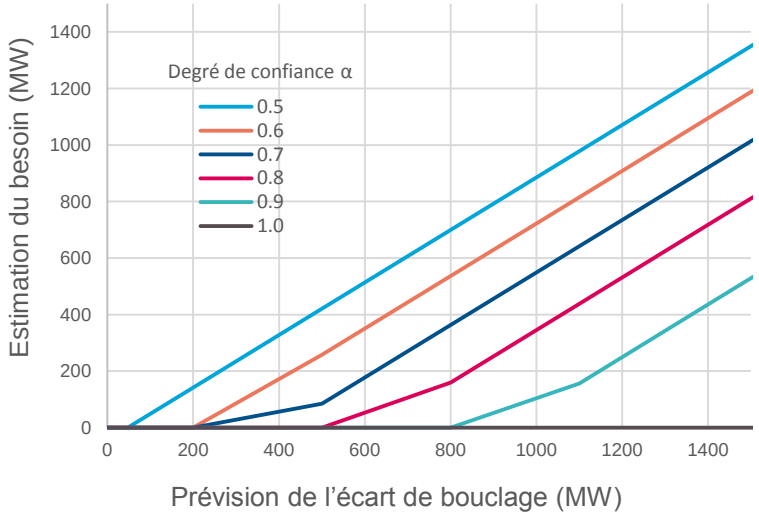
$$Prix_{aju,mFRR}(Volume) = [EPEX\ SPOT\ J-1] + Spread_{Hausse}(Volume)$$

$$Prix_{contre\ aju,mFRR}(Volume) = [EPEX\ SPOT\ J-1] + Spread_{Baisse}(Volume)$$

Volumes (MW)	*$Spread_{Baisse}$ (€/MWh)*	*$Spread_{Hausse}$ (€/MWh)*
0 – 500	-6,78	13,43
500 – 1000	-12,17	21,32
1000 – 1500	-14,7	33,22
1500 – 2000	-16,72	49,32
2000 - 2500	-19,9	57,53

Pricing du besoin de RR

Cas : besoin d'ajustement à la hausse



V1 $Prix_{aju,mFRR}(Volume\ V) \times 0{,}5 + Prix_{contre\ aju\ mFRR}(Volume\ V) \times 0{,}5$

V2 $Prix_{aju,mFRR}(Volume\ V) \times 0{,}6 + Prix_{contre\ aju\ mFRR}(Volume\ V) \times 0{,}4$

V3 $Prix_{aju,mFRR}(Volume\ V) \times 0{,}7 + Prix_{contre\ aju\ mFRR}(Volume\ V) \times 0{,}3$

V4 $Prix_{aju,mFRR}(Volume\ V) \times 0{,}8 + Prix_{contre\ aju\ mFRR}(Volume\ V) \times 0{,}2$

V5 $Prix_{aju,mFRR}(Volume\ V) \times 0{,}9 + Prix_{contre\ aju\ mFRR}(Volume\ V) \times 0{,}1$

Données de sortie

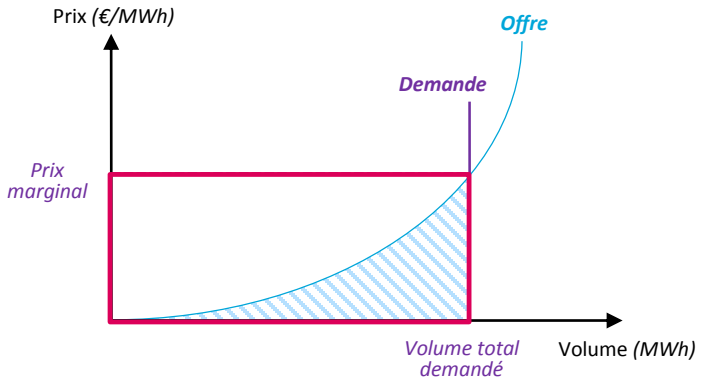
Données de sortie

- Volumes demandés et retenus sur chaque CMO
- Volumes de contre-ajustements
- Volumes de netting
- Prix marginal du CMO
- Coût total d'équilibrage

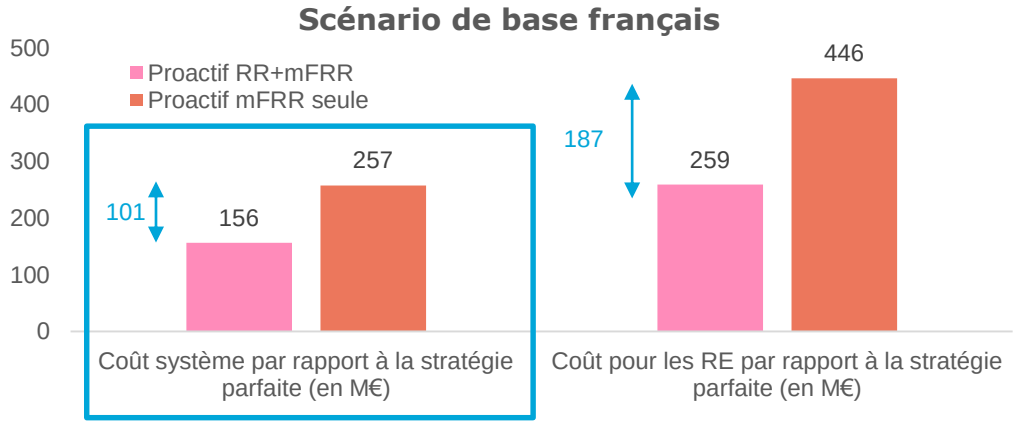
- **Les stratégies sont comparées sur la base de leurs coûts**
- **Hypothèses :**
  - → Rémunération des CMO au prix marginal
  - → **Coût pour les RE** *(pay-as-clear)* **vs coût système** (somme des prix d'offres retenues)

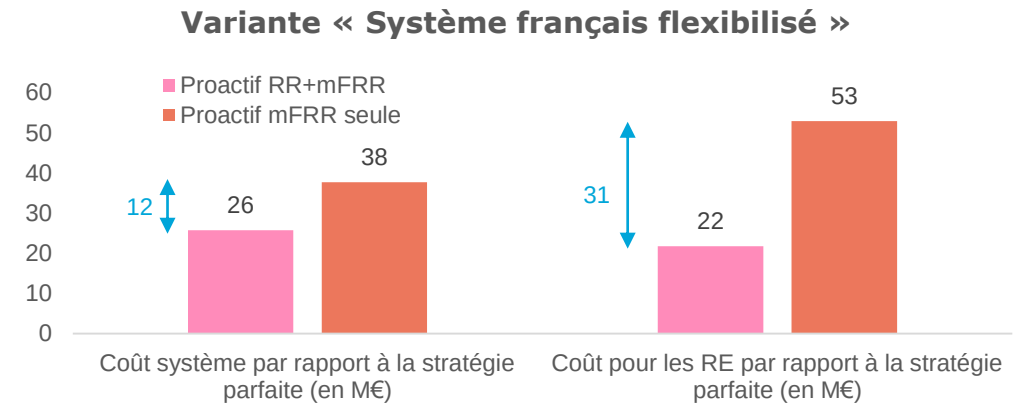
Le coût système :
$\sum P_{offres\ demandées} V_{offres\ demandées}$

Le coût pour les RE *(pay-as-cleared)* :
$P_{marginal} \sum V_{offres\ demandées}$



Résultats



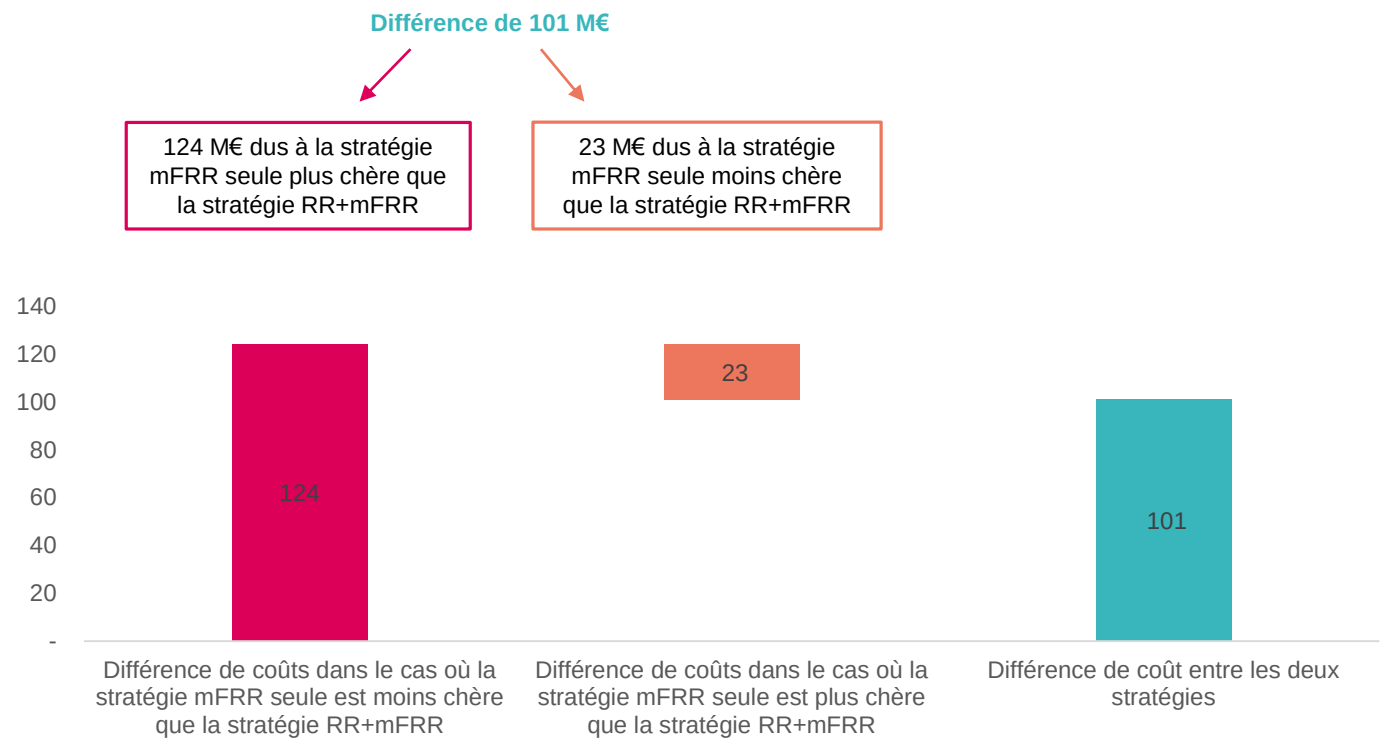


Pour le scénario de base et la variante, on obtient les **surcoûts à ne pas utiliser la RR**

Le surcoût système se situe entre 12 et 101 M€/an selon l'hypothèse de flexibilisation de certains moyens

Analyse de la différence de coût système

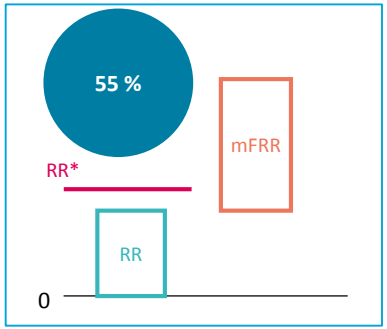
Scénario de base



Analyse qualitative de la stratégie étudiée par rapport au dispatch parfait

RR et mFRR de même sens (tendance hausse ou baisse)

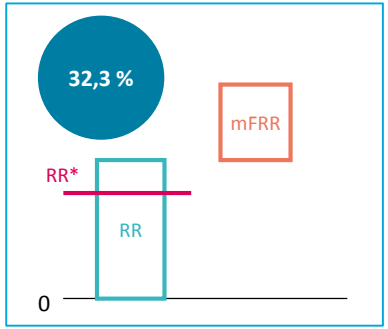
Trop peureux en prix



Stratégie parfaite

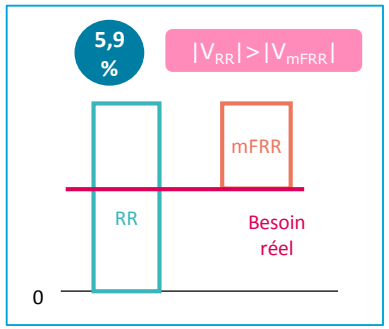


Trop agressif en prix

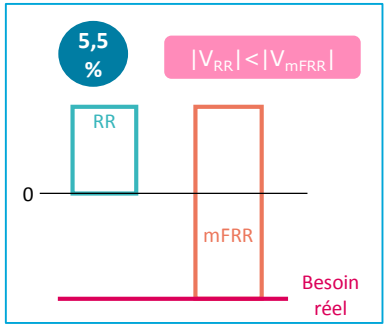


RR et mFRR de sens opposés

Trop agressif en volume



94,5 %



5,5 %

Impact des scénarios comparés

	Modèle Marges Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Réactif aFRR→ mFRR
Fonctionnement des marchés			▪ Amélioration potentielle de l'équilibrage des RE	▪ Amélioration potentielle de l'équilibrage des RE
Sûreté		▪ Suppression des appels pour cause marges ▪ Surcoût de constitution des réserves (augmentation du volume)	▪ Suppression des appels pour cause marges ▪ Surcoût de constitution des réserves (augmentation du volume et contractualisation de mFRR au lieu de RR)	▪ Suppression des appels pour cause marges ▪ Surcoût de constitution des réserves (aFRR) ▪ Suppression contractualisation RR
Equilibrage		▪ Baisse des couts lié à l'augmentation des offres contractualisées	▪ Baisse des couts lié à l'augmentation des offres contractualisées + 124 M€/an -23 M€/an	▪ Baisse des couts d'activation lié à l'augmentation des offres contractualisées (et cout aFRR< mFRR)
Réseau				



4

Stratégie d’équilibrage réactive

Etude de la stratégie réactive

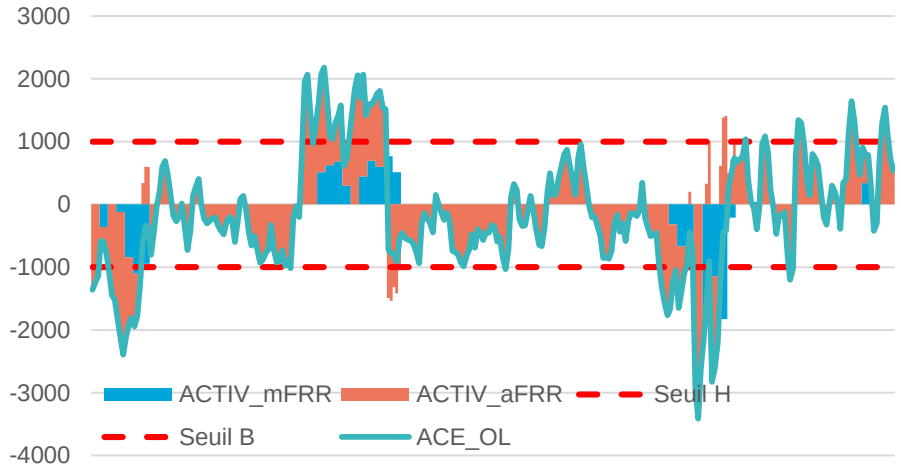
- **Stratégie réactive:**
  - Les écarts sont compensés par une activation de aFRR
  - Lorsque les écarts deviennent importants, une activation de mFRR est décidée pour le pas 15 minutes suivant

Hypothèses retenues

Analyse sur l'ACE Open Loop Historique (écart du système en prenant en compte l'écart de réglage, la réserve secondaire activée et des ajustements manuels) au pas 5 minutes

Période d'étude: année 2015

Activations d'aFRR et mFRR en stratégie réactive



Etude d'une stratégie réactive

Définition de la stratégie réactive

Critère d'activation afin de minimiser le dimensionnement d'aFRR:

- Lorsque l'ACE Open Loop dépasse un Seuil=1000 MW, activation de mFRR à hauteur de la différence entre l'ACE et le Seuil

Redimensionnement aFRR (99,975e centile du déséquilibre après utilisation de mFRR):

- Hausse: 2600 MW
- Baisse: 2900 MW

Surcout de contractualisation d'aFFR par rapport à la situation actuelle (aujourd'hui ~700 MW de aFRR) :

Valorisation à la perte d'opportunité du nucléaire : (Spot-cv) ~ 20 €/MW/h

-> Le surcout de contractualisation de l'aFRR dans une stratégie réactive pourrait être de l'ordre de 300 M€ (chiffre à affiner)

-> L'impact sur les coûts d'activation n'a pas été chiffré

Impact des scénarios comparés

	Modèle Marges Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Réactif aFRR→ mFRR
Fonctionnement des marchés			▪ Amélioration potentielle de l'équilibrage des RE	▪ Amélioration potentielle de l'équilibrage des RE
Sûreté		▪ Suppression des appels pour cause marges ▪ Surcoût de constitution des réserves (augmentation du volume)	▪ Suppression des appels pour cause marges ▪ Surcoût de constitution des réserves (augmentation du volume et contractualisation de mFRR au lieu de RR)	+ 300 M€/an - 2,5 M€/an
Equilibrage		▪ Baisse des couts lié à l'augmentation des offres contractualisées	▪ Baisse des couts lié à l'augmentation des offres contractualisées ▪ Surcout d'activation dû à la perte des offres de RR	*Non évalué à ce stade*
Réseau				



5

Modèle de sûreté

Étude sur le modèle de sûreté

- Étude réalisée par le cabinet *Microéconomix*

  (Suite de l'étude qualitative publiée en 2016)

- **Principe :**

  Comparaison du modèle de sureté « Marges » par rapport à un modèle alternatif (« Réserves ») appliqué en France

- Modélisation du fonctionnement du système électrique français en modèle « *agent based* »

Résultats :

→ Quantifier la différence de *social welfare* entre les modèles (différence entre les coûts de productions)

→ Évaluer les effets redistributifs (prix de marché, réserves)

Hypothèses

Pour les deux modèles :
- Il est considéré une fenêtre opérationnelle d'une heure
- Le système électrique simulé est le système électrique français

Pour le modèle alternatif :
- Il est maintenu une gestion proactive des déséquilibres
- Les réserves contractualisées pour dimensionner le système sont des produits de RR (DMO 30 min)
- Pour l'étude, le niveau de réserves est dimensionné sur le niveau de réserve allemand

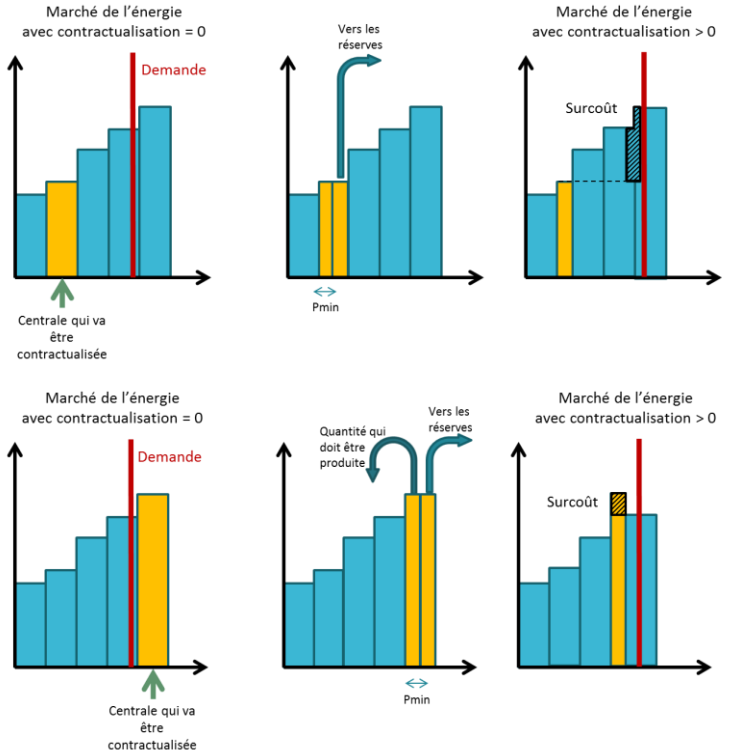
Pour le modèle marges:
- Il est simulé au plus proche du fonctionnement actuel français

Rappel : critères de comparaison

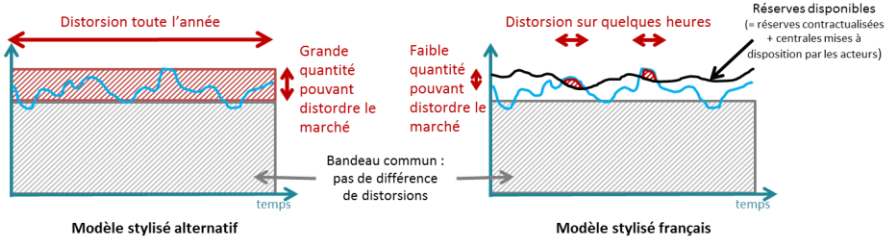
	Modèle stylisé français	Modèle stylisé alternatif
Différence clé 1 : **La définition du niveau de contractualisation des réserves et la façon dont le GRT gère les réserves et les marges**	Possibilité d'activation pour cause marge Obligation pour les acteurs de fournir la capacité disponible Niveau de contractualisation plus faible	Pas d'activation pour cause marge Pas d'obligation pour les acteurs de fournir la capacité disponible Niveau de contractualisation élevé
Différence clé 2 : **Le niveau de centralisation**	Modèle plus centralisé : • Rôle du GRT plus important • Contraintes moins fortes sur les RE	Modèle plus décentralisé : • Rôle du GRT moins important • Contraintes plus fortes sur les RE
Différence clé 3 : **La durée de contractualisation des réserves**	Contractualisation des réserves à plus long terme	Contractualisation des réserves à plus court terme

Rappel : effets sur les marchés de l'énergie

Effet d'une contractualisation sur les marchés



Impact sur les modèles



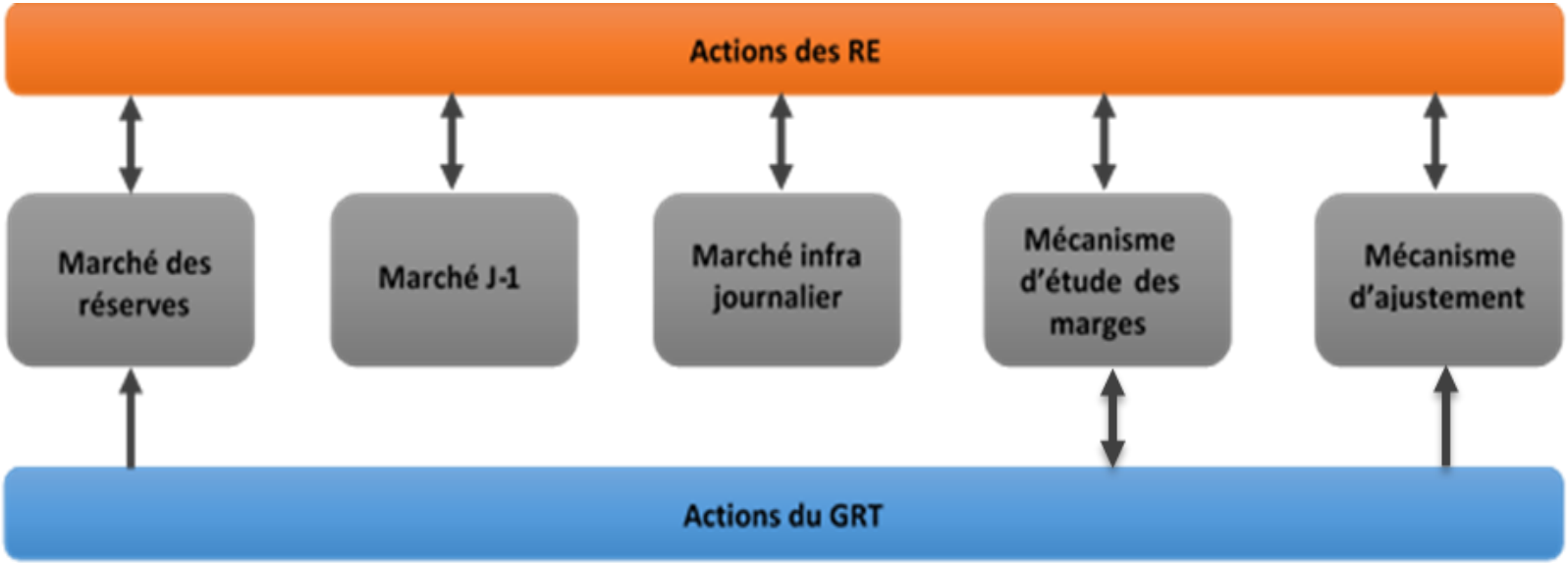
Rappel : effet sur les incitations

	Modèle alternatif		**Modèle français** *dans le cas avec activation pour cause marge*	
	Capacité flexible contractualisée	Capacité non flexible contractualisée	Capacité flexible	Centrale non flexible activée pour cause marge
Rémunération	A la réservation et à l'activation		INCERTAINE seulement si activation en temps réel	CERTAINE quel que soit l'état effectif du système (apparition réelle d'aléas ou non)

Rappel : comparaison qualitative

Critère économique comparé	Points positifs du modèle français par rapport au modèle alternatif	Points identiques entre le modèle français et le modèle alternatif	Points négatifs du modèle français par rapport au modèle alternatif
Critère 1 **Distorsions sur le marché de l'énergie et les surcoûts associés**	Plus faibles distorsions du marché de l'énergie, et donc surcoûts de production plus faibles, dans le modèle français	-	-
Critère 2 **Interactions entre modèle de sûreté, prix de règlements des écarts et gestion des marges**	Modèle français centralisé permettant de gérer plus efficacement les marges	Effets identiques des deux modèles sur les incitations pour les RE à contribuer à la marge (diminution des incitations)	-
Critère 3 **Effet sur la concurrence**	Modèle français plus robuste au pouvoir de marché	Mode de sélection des offres identique (basé sur un mécanisme de marché)	Modèle français n'assurant pas complétement la neutralité technologique entre les centrales flexibles et non flexibles
Critère 4 **Signaux d'investissement envoyés**	Signaux d'investissement globalement plus stables dans le modèle français via la contractualisation de long terme	-	Fortes incitations à l'investissement dans le modèle alternatif (plus de volume) et prime de risque plus faible (contractualisation court terme)

Modélisation du comportement des agents



Simulation de l'ensemble du fonctionnement

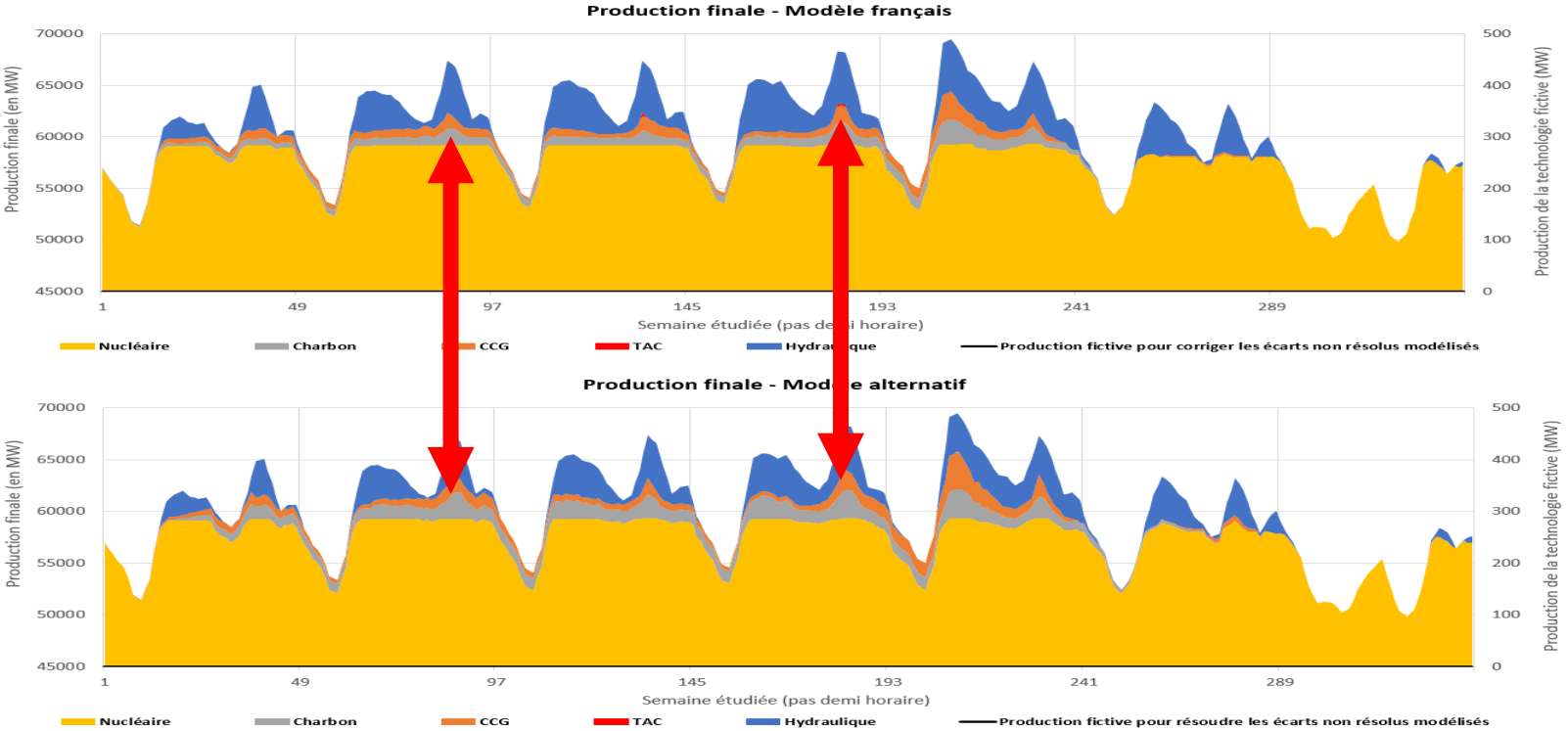
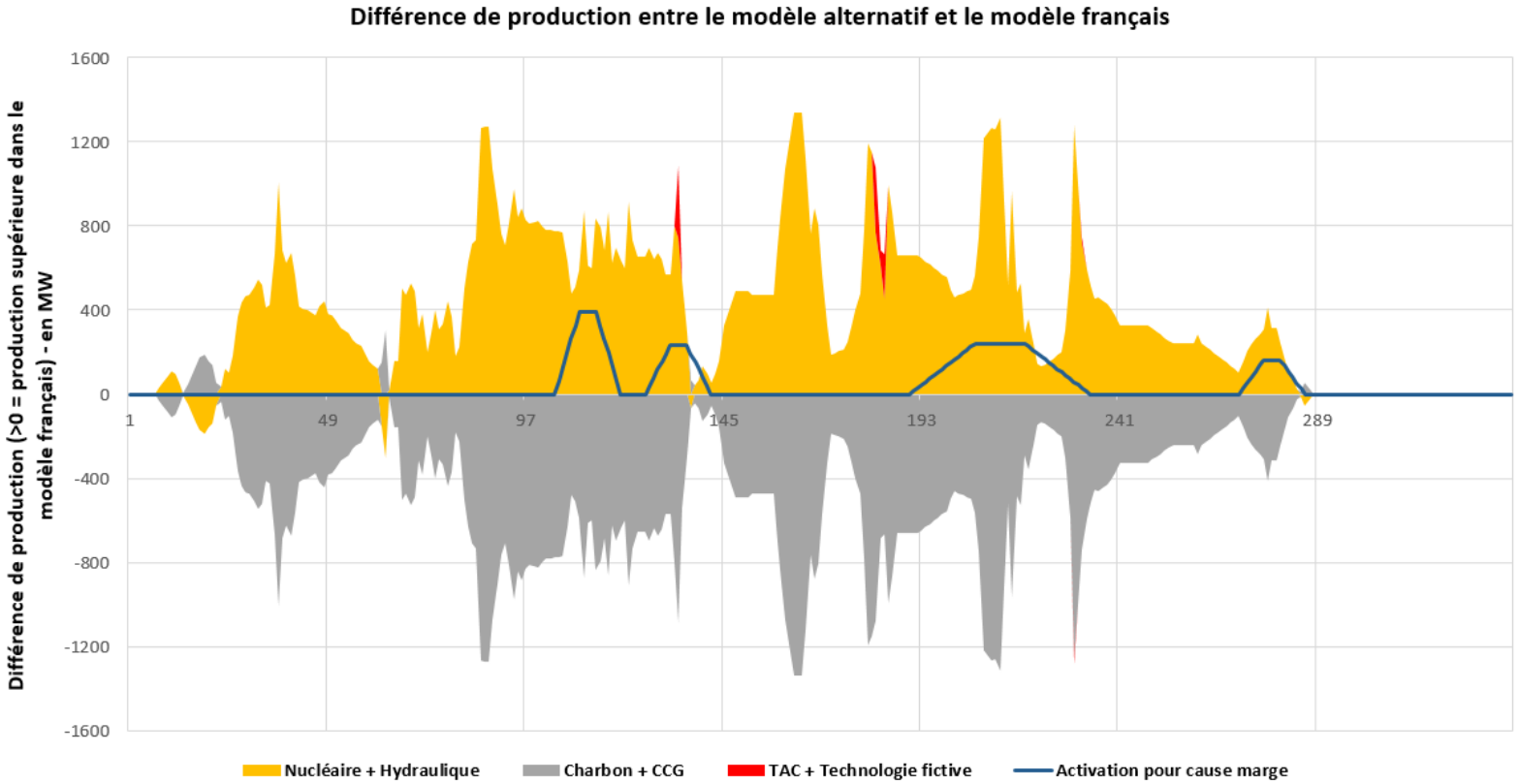


Figure 3 : Production finale pour une semaine de janvier étudiée

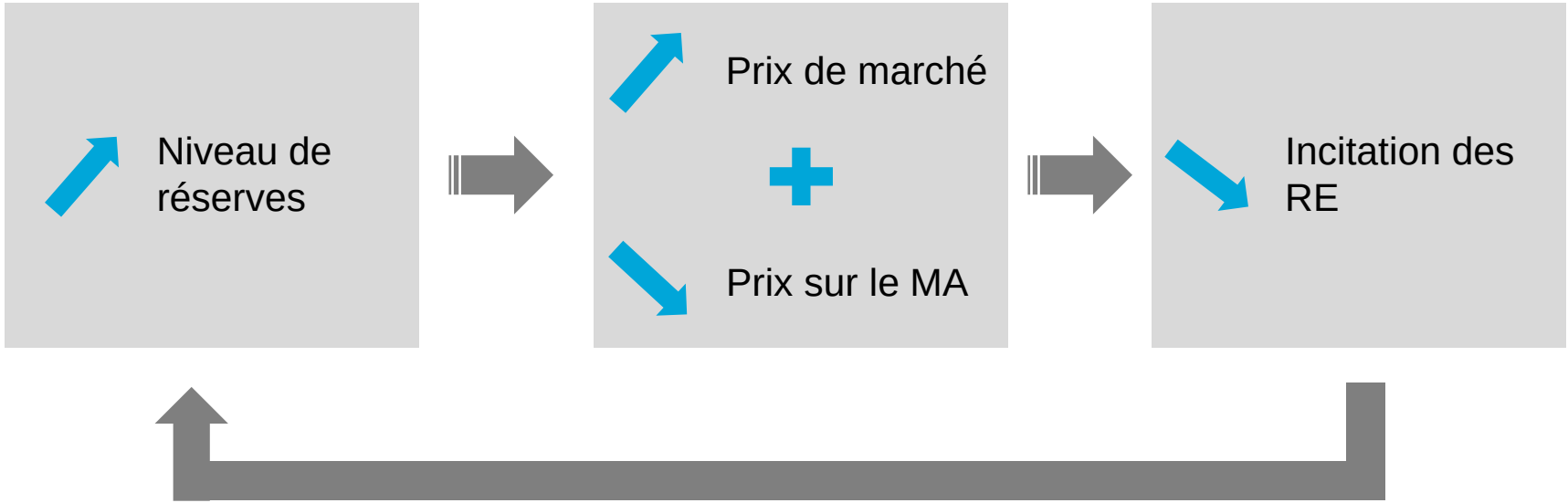
Simulation de l'ensemble du fonctionnement



Résultats

	Effet de la mise en place d'un modèle de sûreté réserves sur le système électrique français (par rapport aux résultats avec un modèle de sûreté marges)
Prix des réserves à la hausse	Hausse (dont la valeur dépend des estimations de prix J-1 des acteurs)
Prix des réserves à la baisse	Aucun effet
Prix J-1	Hausse (1€/MWh en moyenne sur les semaines simulées)
Prix des écarts lorsque le système est en écarts négatifs	Baisse du prix des écarts (moins d'incitations à être équilibré)
Prix des écarts lorsque le système est en écarts positifs	Aucun effet net
Coûts de production (et indirectement le surplus social)	Hausse des coûts de production (530 000 € en moyenne sur les 8 semaines étudiées **≈ 30 M€/an**)

Effet d’une hausse de contractualisation des réserves



Impact des scénarios comparés

	Modèle Marges Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Réactif aFRR→ mFRR
Fonctionnement des marchés			▪ Amélioration potentielle de l'équilibrage des RE	▪ Amélioration potentielle de l'équilibrage des RE
Sûreté		+ 30 M€ /an	+ 30 M€ /an + 2,5 à 15 M€/an	▪ Suppression des appels pour cause marges ▪ Surcoût de constitution des réserves (aFRR) ▪ Suppression contractualisation RR
Equilibrage			▪ Surcout d'activation dû à la perte des offres de RR	▪ Baisse des couts d'activation lié à l'augmentation des offres contractualisées (et cout aFRR< mFRR)
Réseau				

6

Synthèse des résultats

Impact des scénarios comparés

	Modèle Marges Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Réactif aFRR→ mFRR
Fonctionnement des marchés			*Non significatif*	*Non significatif*
Sûreté		+ 30 M€ /an	+ 30 M€ /an + 2,5 à 15 M€/an	+ 300 M€ / an - 2,5 M€/an
Equilibrage			+ 124 M€/an -23 M€/an	*Non évalué à ce stade*
Réseau			Pas d'études quantitatives disponibles à ce stade	

Synthèse des résultats

	Modèle Marges Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif RR→ mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Proactif mFRR→ aFRR	**Modèle Réserves** Equilibrage Réactif aFRR→ mFRR
Coût annuel pour le fonctionnement du système	*Scénario de référence*	**+ 30 M€/an**	**> + 145 M€/an** *+50M€/an si le système est flexibilisé*	**+ 300 M€/an** *Impact sur les coûts d'activation non évalué*

Le modèle actuel est le plus performant et pertinent économiquement parmi les scénarios d'évolution étudiés.



7

Annexes

Analyse des indisponibilités fortuites

Situation actuelle		Selon la demi-heure à laquelle le RE rencontre une indisponibilité, il subira des écarts sur les 2 ou 3 demi-heures consécutives à celle de l'aléa
48 guichets		Avec 48 guichets permet aux RE de subir un déséquilibre maximal sur les 2 demi-heures consécutives
DN 30min		La réduction du délai de neutralisation permet au RE de subir un écart uniquement sur la demi-heure consécutive à celle de l'aléa

Légende

- Ecarts induits pour le RE suite à indisponibilité sans possibilité d'action
- Guichet infrajournalier de redéclaration
- Aléa sur un moyen de production

Le raccourcissement de la fenêtre opérationnelle du GRT par la réduction du délai de neutralisation doit permettre aux RE, de se rééquilibrer plus rapidement sur les pas de temps consécutifs à une indisponibilité fortuite.

A partir d'un historique des indisponibilité fortuites, sur chaque seconde demi-heure consécutive à une indisponibilité, on valorise le volume d'indisponibilité à la différence entre le prix de règlement des écarts négatifs et le prix sur le marché infrajournalier.

Analyse des indisponibilités fortuites

Hypothèses et données utilisées

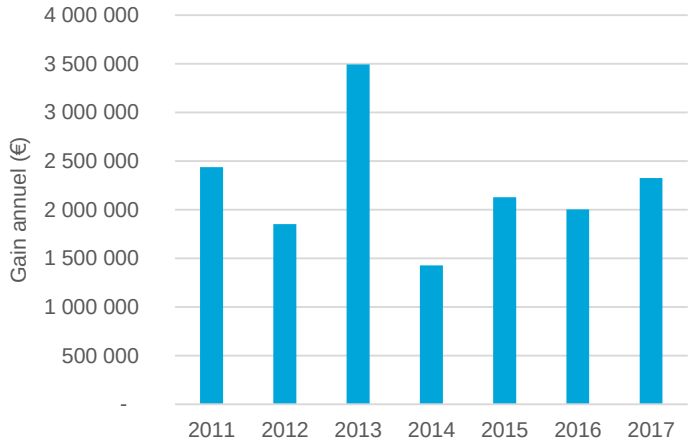
Indisponibilités fortuites déclarées et publiées sur le site client de RTE entre 2011 et 2017.

Prise en compte de la seconde demi-heure consécutive à la demi-heure de début d'indisponibilité

Volume : Puissance nominale – Puissance disponible restante

Prix infrajournalier : Index IJ EPEX
Prix de règlement des écarts négatifs de RTE

Gains pour les RE subissant les indisponibilités



La réduction du délai de neutralisation générerait un effet redistributif en faveur des RE subissant une indisponibilité fortuite, de l'ordre de 2M€/an, en leur permettant de se rééquilibrer plus rapidement sur le marché infrajournalier suite à une indisponibilité.