

Évolution des règles en recotemp

CAM du 19 mars 2010

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Rappel du contexte

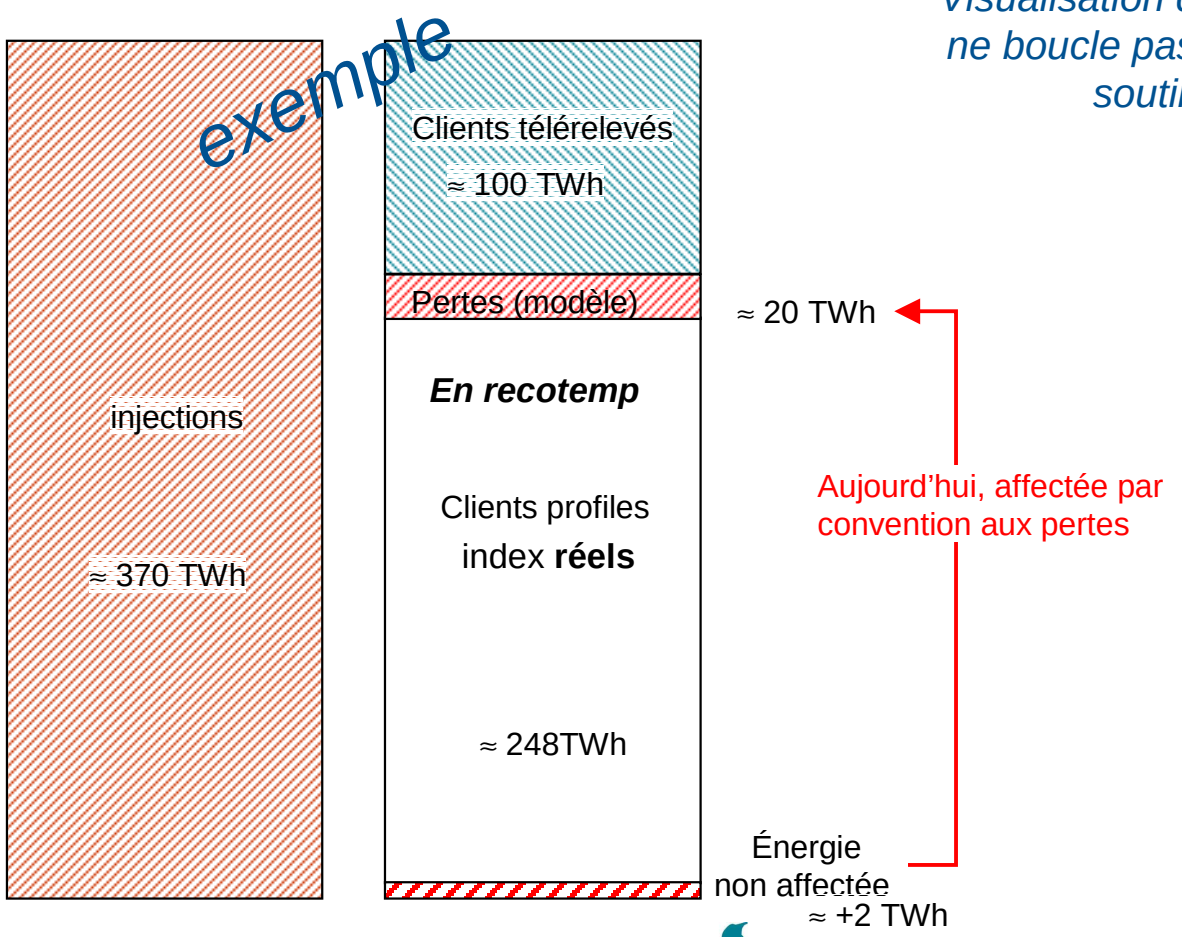
Dans sa délibération du 1er octobre 2009, la CRE

- a rejeté le projet de règles transitoires de suspension de la facturation RT4 au motif que cela pourrait engendrer un surcoût pour ERDF eu égard au taux de rémunération qui serait utilisé pour indemniser les acteurs

- « appuie la demande d'ERDF d'engager une concertation sur les modalités de ce processus, afin d'analyser sa fiabilité et de définir d'éventuelles pistes d'amélioration, qui pourraient aller jusqu'à une modification substantielle des règles applicables. Dans ce cas, cette concertation devra aboutir dans des délais permettant la mise en oeuvre des nouvelles règles au plus tard au 1er juillet 2010 »

Les différents Bilans du Mécanisme d'Ajustement
cas de l' « ENA » positive

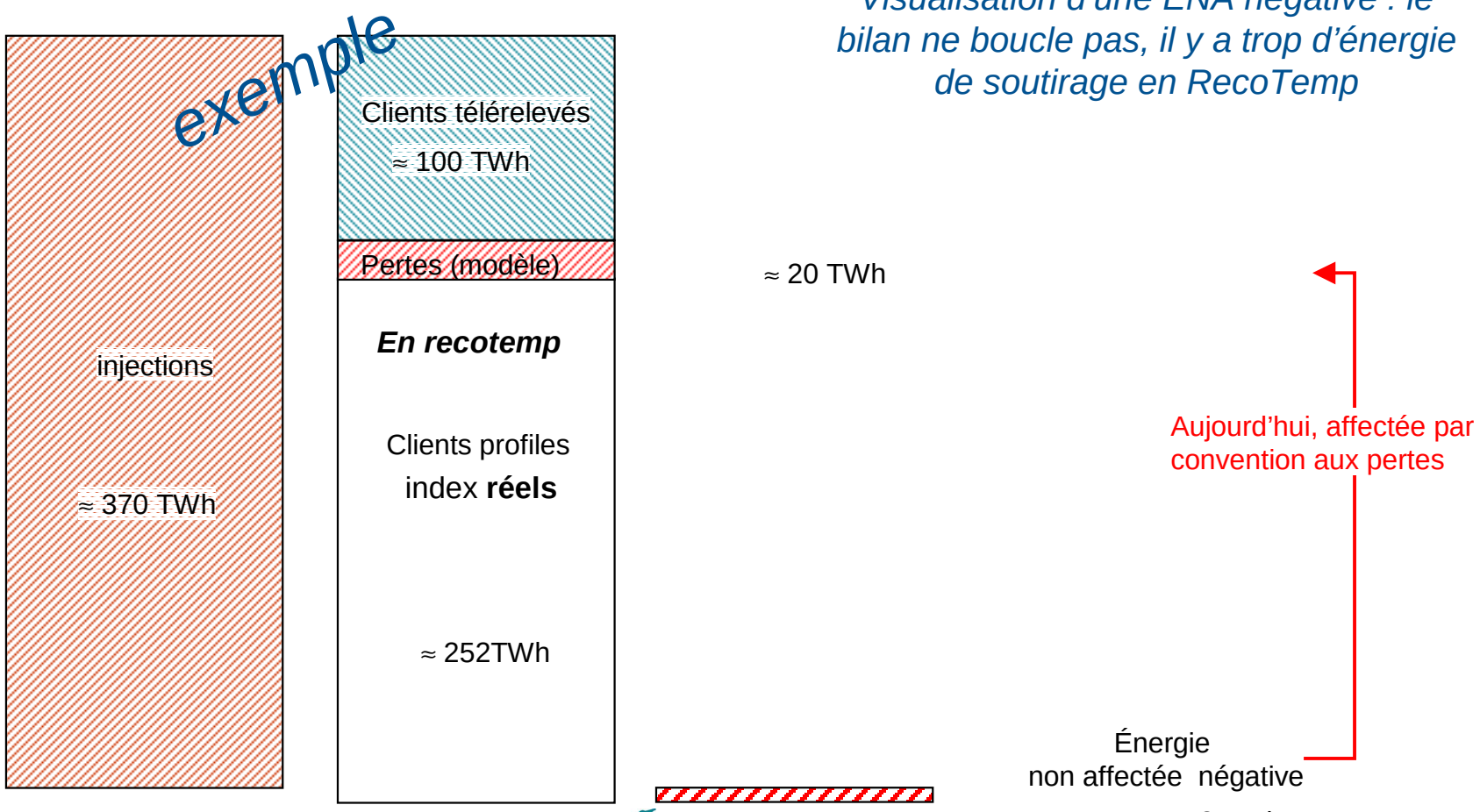
Visualisation d'une ENA positive : le bilan ne boucle pas, il manque de l'énergie de soutirage en RecoTemp



ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Les différents Bilans du Mécanisme d'Ajustement
cas de l' « ENA » négative

Visualisation d'une ENA négative : le bilan ne boucle pas, il y a trop d'énergie de soutirage en RecoTemp



Représentativité physique du système

Évolution annuelle de l'Énergie Non Affectée

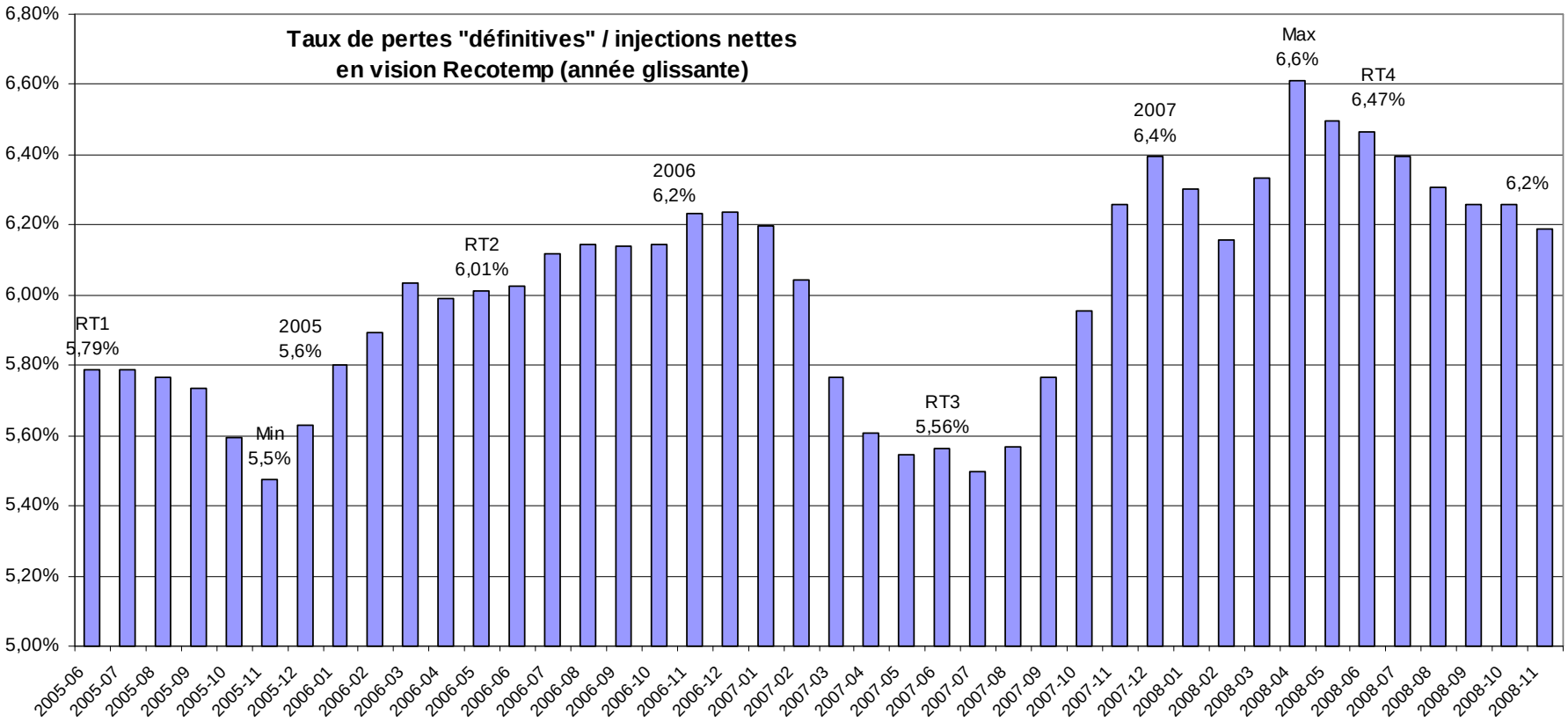
L'énergie non affectée représente par convention le complément d'achat de pertes par rapport au modèle de perte en vigueur

Période de comptabilisation de l'énergie		*Énergie non affectée*		*Taux de perte*	
		Modèle de perte 2004	*Modèle de perte actualisé*	*Sur injections brutes*	*Sur injections nettes*
RT1	Juillet 2004 à juin 2005	**1,65 TWh**	1,65 TWh	5,7%	**5,8%**
RT2	Juillet 2005 à juin 2006	**2,27 TWh**	2,27 TWh	5,9%	**6,0%**
RT3	Juillet 2006 à juin 2007	**1,21 TWh**	0,64 TWh	5,5%	**5,6%**
RT4	Juillet 2007 à juin 2008	**4,05 TWh**	2,92 TWh	6,4%	**6,5%**

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Représentativité physique du système

Évolution des résultats RecoTemp – année glissante

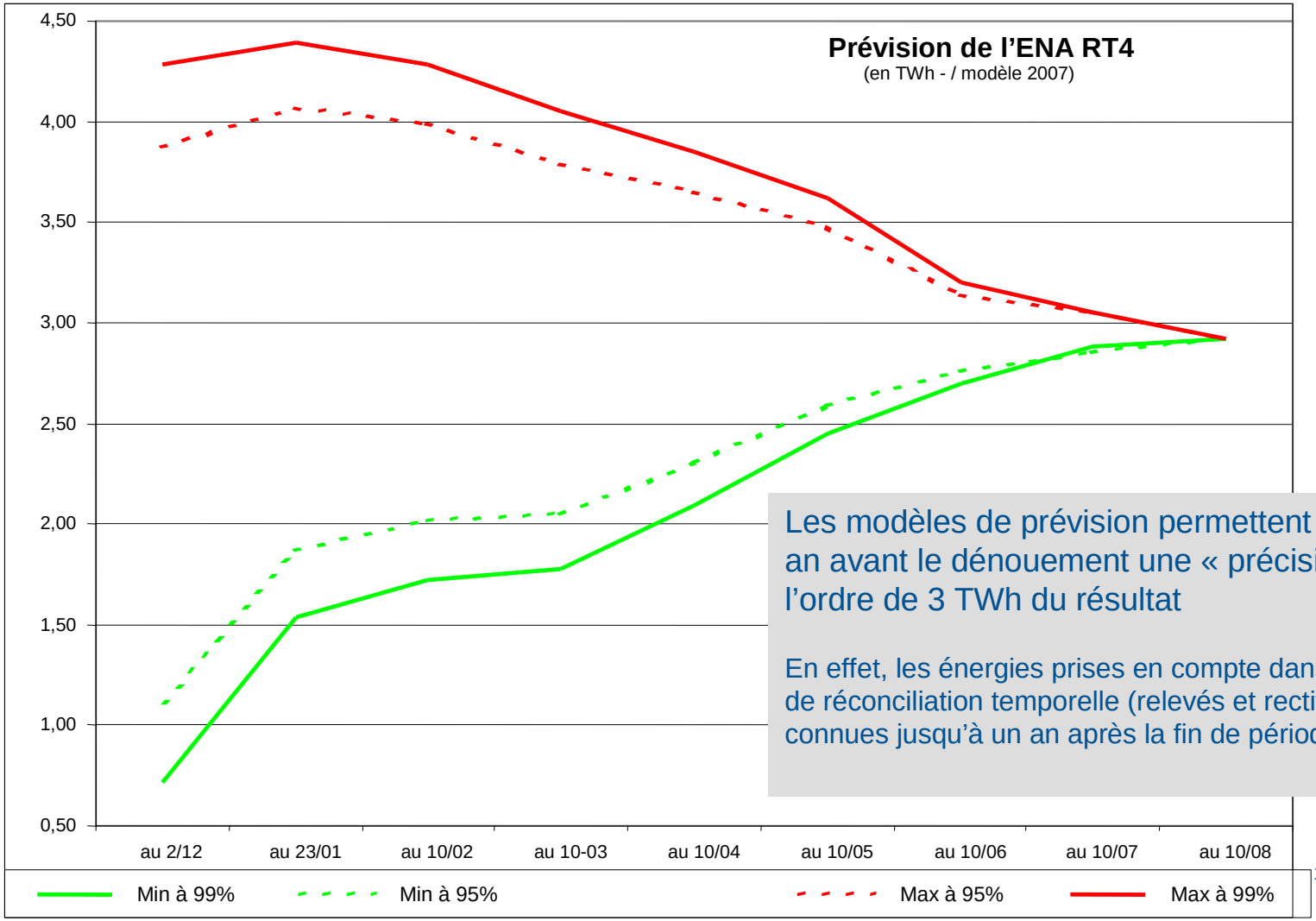


Source : Dpt Recoflux. Données métiers traitées :homogènes à un taux de pertes défintives (Recotemp) / injections nettes

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Prévisibilité du système

Une incompatibilité structurelle avec le cycle de gestion



Les modèles de prévision permettent d'obtenir un an avant le dénouement une « précision » de l'ordre de 3 TWh du résultat

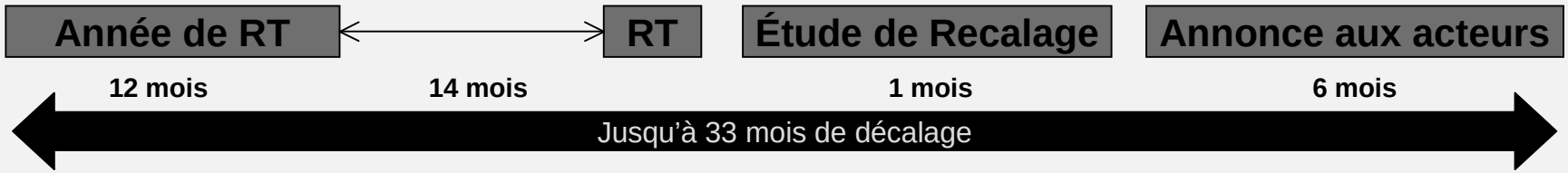
En effet, les énergies prises en compte dans le processus de réconciliation temporelle (relevés et rectifications) sont connues jusqu'à un an après la fin de période considérée

Temporalité des mécanismes

L'ajustement du modèle de profilage est effectué sans effet rétroactif sur la base des résultats des panels. L'ajustement est soumis à l'approbation des acteurs. Les profils ont été peu modifiés depuis 2004 (il faut rappeler que 3 à 4 années d'observation sont nécessaires à la création d'un profil et à l'ajustement des gradients)

Le modèle de pertes connaît une boucle de rétroaction de 3 ans, qui est incompatible avec les évolutions du contexte.

Un recalage des pertes en décalage avec les évolutions des consommations



Présence d'une boucle de rétroaction du modèle de pertes de l'ordre de 3 ans

- Risque d'être en inadéquation avec les consommations A+3
- Ratio des parts BT/HTA en évolution…

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Constat après quatre années de fonctionnement

La Réconciliation Temporelle provoque des règlements financiers importants et non prévisibles entre les GRD (au titre du RE des pertes) et les autres Responsables d'Équilibre

L'analyse du système actuel montre

- La nécessité d'un recalage du modèle – en regard des 4 premières RecoTemp
  - Par apprentissage au fur et à mesure des RecoTemp, ERDF approche un niveau statistiquement moyen des pertes. Nouvelle réactualisation au 1er juillet 2010.
- Une convergence vers un modèle centré des règlements
  - Les flux financiers iront des GRD vers les RE ou inversement
- Que les flux restent imprévisibles
  - Causes d'incertitudes diffuses
  - Évolution continue du contexte
- Que ces flux financiers ne représentent pas la meilleure vision du bilan électrique
- Une temporalité des mécanismes et des modèles de prévision associés incompatible avec le cycle de gestion de l'Entreprise

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Un contexte en évolution constante…

L'évolution continue du contexte rend difficile une analyse comparative des résultats des réconciliations temporelles.

A titre d'exemples sur la période 2004-2009 :

- Ouverture des marchés avec la mise en place de règles de gestion spécifique (changement de fournisseur, mise en service…) et impact de la réorganisation des mailles sur le délai de prise en compte des données
- Mise en place de TURPE 2 et le comptage du refoulement
- Augmentation de la production décentralisée
- Ajustements successifs des modèles de pertes
- Évolution des profils associée au tarif jaune et les adaptations des règles de reconstitution des flux en 2006 (double processus), 2008 (RAF) et 2009 ….

Si l'on peut considérer que l'impact de ces évolutions sur les incertitudes du système pourra être maîtrisé à terme, les évolutions à venir laissent prévoir des difficultés supplémentaires

- Horo-saisonnalité des tarifs dans les TURPE 3 puis 4
- Évolutions réglementaires (Loi NOME…)
- Expérimentation Linky
- Ajustement des profils et gradients
- Développement de l'ajustement , de l'effacement et des offres de MDE
- Développement de la production décentralisée
- Programme d'investissements réseau

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Conclusions ERDF

Les travaux de simulation sur les modèle de pertes et de profilage et l'analyse des causes d'incertitudes permettent d'affirmer que

- les incertitudes de prorata profilis (« cut off ») existent et sont du premier ordre dans la variabilité de l'Énergie non affectée
- une amélioration significative de la situation ne peut pas être obtenue en modifiant seulement les paramètres des modèles
- le niveau et la variabilité observés sur le résultat de la réconciliation temporelle proviennent principalement de
  - erreur intrinsèque à toute démarche de modélisation
  - délais nécessaires à la mise à jour des modèles de pertes et de profilage
  - évolution continue du contexte
  - complexité du système

En conséquence, nous proposons dans l'attente du déploiement de Linky de revisiter les règles de fonctionnement du marché, afin de les simplifier et de réduire le risque de variabilité porté par l'ensemble des acteurs .

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Un dénouement plus rapide et une répartition des incertitudes entre les acteurs

Le scénario que souhaite proposer ERDF poursuit les objectifs suivants :

- Mettre en place d'un processus plus convergent (énergie et financier)
- Réduire la temporalité des dénouements financiers du processus
- Mutualiser le risque financier en fin de recotemp (risque inverse)
- Simplifier le système (Recotemp ne semble exister qu'en France)

Sous un ensemble de contraintes

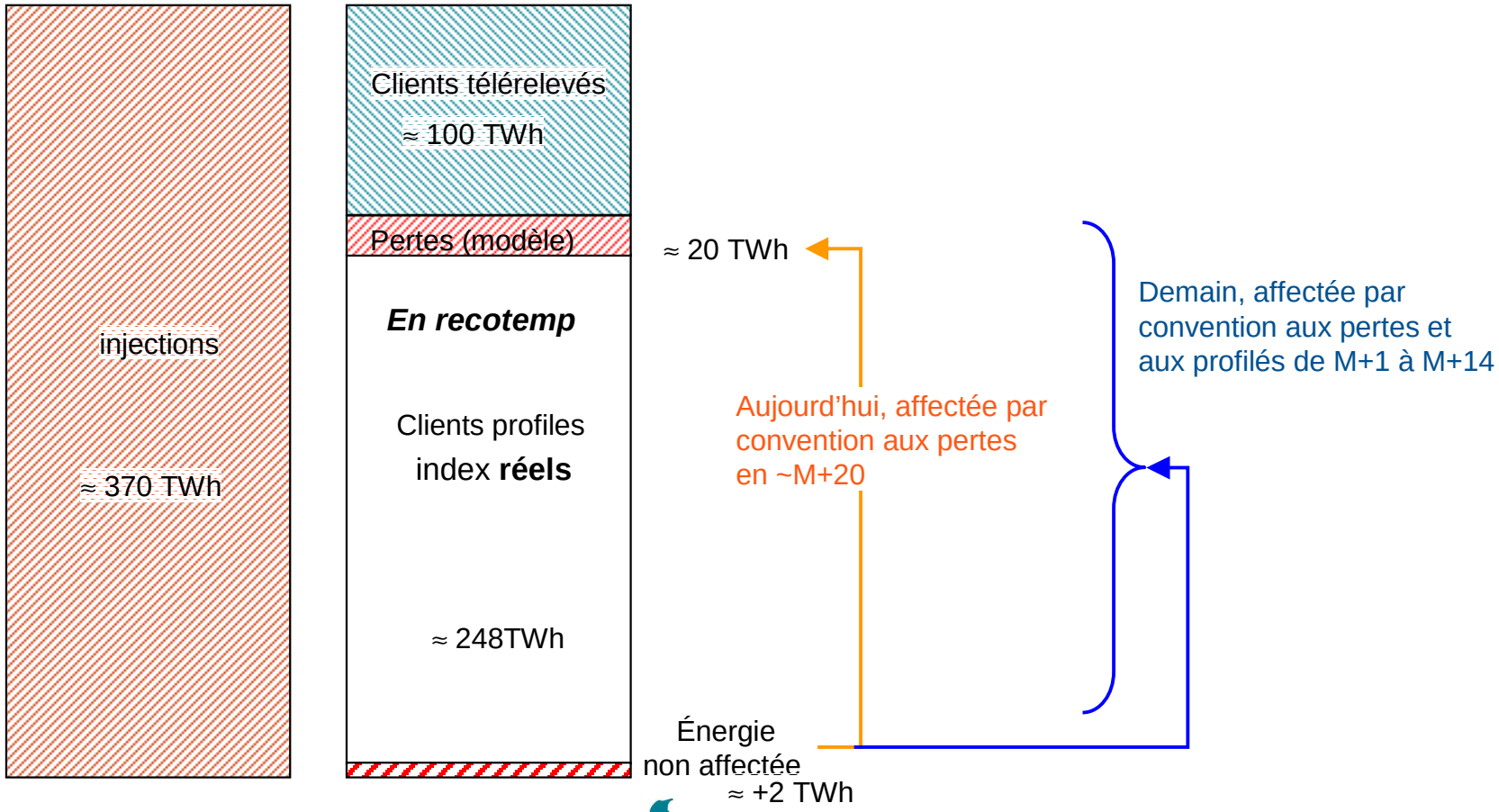
- Refléter au mieux le bilan électrique
- S'assurer que le nouveau système ne dégrade pas la conservation des énergies et sa valorisation
- Avoir un système non discriminant
- Conserver un moyen de recalage de la formule des pertes pour garantir l'équité du système

Ce scénario est à comparer à un scénario conservatoire qui consisterait

- Augmenter de façon conservatoire le niveau du modèle de perte pour inverser la tendance actuelle
  - Des flux financiers des Responsables d'Équilibre vers le RE des pertes en réconciliation temporelle (énergie au prix spot)
- Ne pas se protéger d'un système oscillant de plusieurs TWh entre chaque recotemp.

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Affectation de l'ENA : proposition d'ERDF
cf. réunion proposée le 25 mars.



ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

ERDF propose d'adapter les mécanismes comme suit

- Les pertes du réseau distribution sont intégrées dans le terme de bouclage de la reconstitution des flux composé à ce jour uniquement des consommations des sites profilées

- Le mécanisme actuel de réconciliation temporelle est remplacé par un re-jeu de reconstitution des flux ainsi modifié, 14 mois après le premier bilan, en prenant en compte l'ensemble des consommations mesurées dans l'intervalle

- Une réconciliation temporelle est conservée en vue du calage régulier du modèle de pertes sur plusieurs années afin d'assurer la conservation des énergies entre RE pertes et RE profilés.

Les mécanismes sont simplifiés et le dénouement est plus rapide puisqu'il n'y a plus de bilan annuel de reconstitution des flux mais uniquement des bilans hebdomadaires actualisés en M+14

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Des conséquences sur les Responsables d'équilibre

Conséquences en reconstitution des flux :

- Les RE devront intégrer la modification de l'amplitude du coefficient de calage dans leurs algorithmes de prévision du coefficient de calage national

- L'amplitude des variations du coefficient de calage est de l'ordre de 0,5%

Conséquences en réconciliation temporelle :

- L'énergie non affectée est répartie entre les acteurs au prorata des énergies et non plus en fonction du niveau des pertes du modèle des pertes (volume ENA faible par rapport au volume du sourcing)

- Les coûts financiers actuellement supportés en RT sont répartis sur l'ensemble des acteurs y compris ERDF au prorata des énergies

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE