

# Prévision des pertes électriques sur le réseau THT et HT français

Olivier QUIQUEMPOIX, RTE, Centre National d'Exploitation du Système  
Stéphane FLISCOUNAKIS, RTE, Département Méthodes et Appui  
Eric BOURGADE, RTE, Département Méthodes et Appui

## 1. Contexte et enjeux

RTE, gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité français, doit veiller à la compensation des pertes électriques résultant du transit sur son réseau. Conformément à la réglementation française, RTE est techniquement et financièrement responsable de l'équilibrage de cette énergie.

Le réseau haute et très haute tension comprend environ 100 000 km de circuits, qui couvrent les niveaux de tension de 380 kV à 63 kV. Au total, l'énergie dissipée, principalement sous l'effet des pertes Joule, représente donc un volume d'environ 13 TWh par an.

Compte tenu de l'importance du volume des pertes à compenser, RTE a choisi de procéder par appel d'offres pour acheter l'énergie de compensation des pertes auprès de fournisseurs européens. Ce choix permet d'être transparent, non discriminatoire et évite de perturber fortement le fonctionnement du mécanisme d'ajustement (permettant à RTE d'assurer l'équilibrage journalier et infra journalier entre la production et la consommation).

La compensation des pertes est un sujet à fort enjeu pour RTE, tant d'un point de vue technique que d'un point de vue économique. Techniquement, la difficulté vient de la nécessité de prévoir les pertes pour les acheter, donc aussi de les mesurer de façon assez précise pour pouvoir ultérieurement les prévoir. La qualité des mesures est donc fondamentale et il n'est pas facile de la garantir sur un grand nombre d'appareils dispersés sur l'ensemble du réseau. D'un point de vue économique, l'enjeu est là aussi très important principalement parce que :

- le volume à acheter étant important, les sommes en jeu peuvent atteindre plusieurs centaines de millions d'Euros par an ;
- tout écart entre l'énergie achetée et les pertes effectives aura un impact sur le mécanisme d'ajustement et devra faire l'objet d'un règlement financier dont le coût pour RTE est lié aux prix de marché court terme de l'énergie.

La stratégie de compensation des pertes par achat a été décidée peu après la création de RTE. Les premiers achats ont été réalisés début 2001, alors que le marché de l'électricité était encore en construction, que l'on ne disposait pas d'historiques suffisants sur les pertes dues au seul réseau de transport, que les méthodes de prévisions des pertes n'étaient pas encore établies, et qu'enfin on ne disposait que de peu de références sur le plan international.

Depuis 2001, d'importantes avancées ont été réalisées dans plusieurs domaines :

- déploiement et validation d'un système de mesure et de comptage performant,
- définition progressive d'une politique d'achat,
- construction et mise au point de méthodes de prévisions.

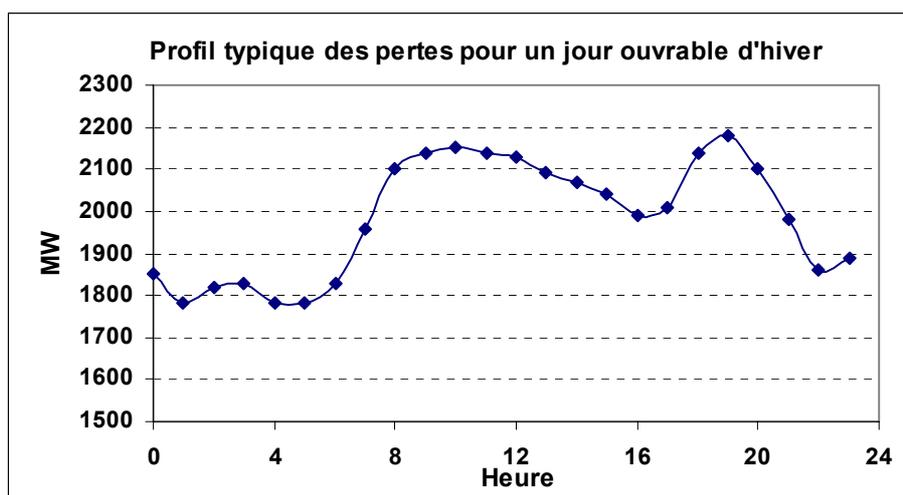
Les résultats de ces travaux ont permis des améliorations constantes et significatives. L'objet de cet article présente l'état de l'art actuel à RTE, en particulier pour ce qui touche aux méthodes de prévisions, utilisées ou à l'étude.

## 2. Comment RTE mesure les pertes et achète l'énergie nécessaire

### 2.1. Mesure des pertes

Lors de l'ouverture du marché français et de la création de RTE, gestionnaire indépendant du réseau de transport, il n'existait pas de compteurs aux interfaces du réseau de transport, en aval avec les réseaux de distribution, et en amont avec la totalité des groupes de production. Il a donc été nécessaire de mettre en place environ 5500 compteurs mesurant tension, courant et puissance, au pas 10 minutes. C'est ce système de comptage qui permet de calculer les pertes par différence entre les injections et les soutirages.

Par définition, les pertes à compenser comprennent les pertes de tous les éléments consommateurs d'énergie composant le réseau de transport (liaisons et postes de transformation), soit principalement les pertes par effet Joule (80% des pertes totales sont par effet Joule sur les liaisons) mais aussi les pertes par effet couronne, ainsi que les pertes des transformateurs et des auxiliaires des postes. La somme de ces pertes varie significativement dans l'année, entre des niveaux compris entre 800 et 2500 MW environ pour l'ensemble du réseau géré par RTE, avec des amplitudes à l'intérieur d'une même journée pouvant aller jusqu'à 500 MW.



Les mesures en provenance des compteurs (même si ces derniers sont télérelevables) ne sont pas connues en temps réel. Des premières estimations sont disponibles au bout d'une semaine et font ensuite l'objet de validations successives. Ce cycle de validation, rendu nécessaire par le grand nombre de points de mesures, peut conduire à des corrections rétro-actives durant plusieurs mois. Même si ces corrections restent marginales au regard de la mesure totale (en moyenne, 1000 TWh par an correspondant à 500 TWh d'injection et 500 TWh de soutirage, soit une puissance totale mesurée d'environ 115.000 MW), elles n'en représentent pas moins des volumes significatifs au regard de la précision que réclament de bonnes prévisions.

### 2.2. Modalités d'achat des pertes

RTE achète l'énergie aux acteurs du marché électrique (producteurs et traders européens), au moyen de consultations réservées aux acteurs dûment qualifiés. Les méthodes d'appel d'offres ont significativement évolué depuis 2001, pour tenir compte au mieux de l'évolution du marché.

A l'heure actuelle, RTE constitue progressivement, pour l'échelon long terme (annuel), un portefeuille de contrats regroupant des produits «forward» fermes, standards, permettant la couverture physique et financière de la majeure partie des besoins. A plus court terme, ce portefeuille de contrats est complété par l'achat d'options physiques, permettant l'ajustement à la courbe prévue. Deux jours avant la livraison, RTE exerce si besoin ces options physiques et définit auprès des fournisseurs les programmes

horaires de fourniture, charge aux fournisseurs de réaliser dans ces deux jours les opérations de marché correspondantes (production, importations, achats sur les bourses, nominations aux interconnexions, échanges d'énergie de gré à gré...).

### **3. Pourquoi, quand et comment prévoir les pertes**

#### **3.1. Un cycle de prévision adapté aux modalités d'achat**

Pour le long terme, RTE réalise régulièrement des prévisions annuelles de la courbe de charge des pertes, pour la détermination des besoins en couverture. Des prévisions à plus court terme, mensuelles et hebdomadaires, sont ensuite effectuées pour ajuster, voire compléter, le portefeuille préalablement constitué. Les dernières prévisions, journalières et menées en J-2, servent à définir les programmes de livraison des fournisseurs.

Ce cycle de prévision fait appel à des méthodes différentes, allant de la prévision statistique en espérance pour le long terme, à une prévision quasi déterministe pour le court terme. Pour autant, ces méthodes doivent être les plus cohérentes possibles, car le coût final d'achat sera d'autant plus faible que le portefeuille constitué à long terme sera le mieux adapté aux besoins de l'exploitation, connus seulement à très court terme.

#### **3.2. De quoi dépendent les pertes ?**

Nous l'avons vu précédemment, les pertes du réseau RTE comprennent les pertes par effet Joule, les pertes par effet couronne, et les pertes dans les postes de transformation. De quoi dépendent-elles ?

- les pertes par effet Joule sont fonction des résistances et des transits. Ces transits s'expliquent différemment selon les niveaux de tension :
  - sur les lignes THT (400, 225 et 150 kV), ils dépendent de la consommation, du plan de production, de la topologie du réseau (schémas des postes), et des échanges aux interconnexions. Plusieurs de ces éléments sont en partie corrélés entre eux, et varient avec les saisons, les heures de la journée... Globalement, ces transits dépendent surtout de la consommation en hiver, surtout du plan de production en été.
  - sur les lignes HT (90 et 63 kV), ils dépendent essentiellement de la consommation ;
- les pertes par effet couronne dépendent surtout des données constructives des lignes, de la tension et de l'hygrométrie. Elles sont assez volatiles et ne sont significatives que sur les lignes très haute tension ;
- les pertes dans les postes de transformation (pertes en charge et pertes à vide des transformateurs, consommation des auxiliaires) sont presque constantes.

#### **3.3. De quelles données et variables explicatives disposons nous ?**

Les méthodes de prévisions ont été développées puis ont évolué pour utiliser au mieux les données disponibles. En l'absence d'historiques de mesures, les premières évaluations de pertes, en forme et en énergie, ont été réalisées grâce à des calculs de réseau (Loadflow). Puis, avec l'arrivée d'historiques suffisamment longs et fiables, RTE a élaboré et perfectionné de façon progressive et continue des méthodes statistiques. Ces dernières méthodes ont un temps été utilisées à la fois pour le long terme et pour le court terme. Elles sont à l'heure actuelle réservées à la prévision long terme/moyen terme, car de nouvelles méthodes court terme prenant également en compte certains éléments topologiques du réseau ont fait leur apparition.

De façon générale, à moyen/long terme, l'extrapolation des variables explicatives des pertes par effet Joule (la topologie du réseau, le plan de production et la température) est difficile, l'aléa sur ces variables étant très fort. Les prévisions de pertes s'appuient donc sur des prévisions de consommations à condition normale de température et sur les dépendances saisonnières des transits à ces consommations. Dès lors, les méthodes statistiques sont les plus satisfaisantes et les plus robustes.

A court terme, soit d'une semaine à 2 jours avant le jour J, les prévisions de température, les éléments sur la topologie et le plan de production deviennent pertinents. A ces échéances, nous avons donc élaboré des méthodes spécifiques fondées sur l'analyse de ces variables explicatives.

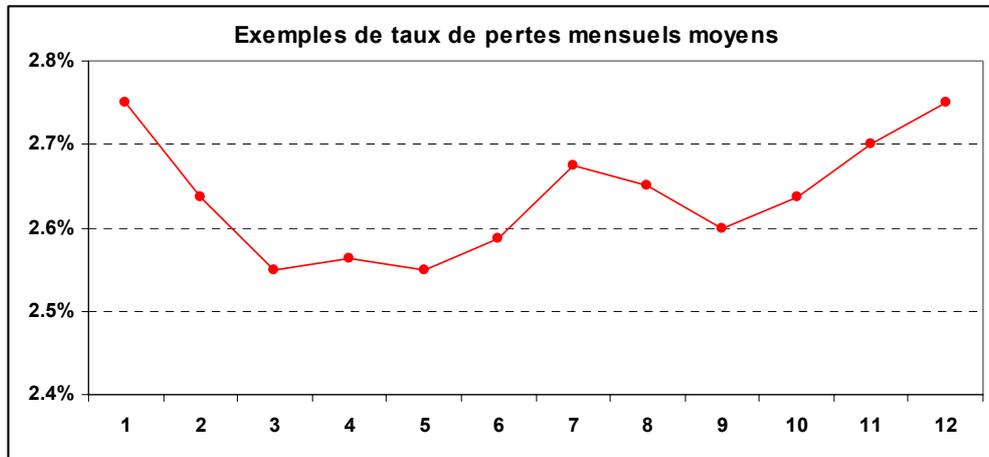
## 4. Les prévisions moyen et long termes

Les méthodes utilisées à ces échéances sont statistiques. Elles permettent d'établir des prévisions en espérance.

Les différents retours d'expérience montrent que ces méthodes statistiques permettent une assez bonne détermination de l'allure des courbes journalières, mais qu'elles estiment difficilement les volumes énergétiques. Elles prennent en effet en compte des événements passés parfois atypiques, sans les modéliser, tendant alors à les reproduire. De ce fait, elles sont complétées par un recalage des prévisions en énergie.

### 4.1. Définition des volumes de pertes

Chaque prévision commence par l'estimation des volumes mensuels et annuels de pertes pour recaler en énergie les courbes de charge journalières estimées par la suite. Nous analysons les réalisations (volumes et taux<sup>1</sup> mensuels de pertes), pour, compte tenu des particularités connues (plan de production atypique, échanges peu représentatifs, ou événement climatique exceptionnel), et à dire d'expert, proposer des volumes et des taux de pertes cibles mensuels. Ceci permet de prendre en compte certaines variables ou certains phénomènes explicatifs, même si ils ne peuvent pas l'être directement de manière statistique.



L'évolution de ces taux de pertes s'explique par celle de la consommation, des niveaux de transits, et de la distance moyenne entre les lieux de production et de consommation. Ces taux de pertes sont globalement plus élevés en hiver. Ils baissent en intersaison, pour remonter en été ; à cette période, l'éloignement plus important entre les lieux de consommation et de production et l'impact de la consignment de lignes contrebalancent largement la baisse de la consommation.

### 4.2. Détermination des formes journalières par moyennes mobiles

Les pertes du réseau RTE sont en moyenne relativement bien corrélées aux soutirages. Pour autant, une estimation par corrélation linéaire avec la consommation reproduit mal l'amplitude des pertes journalières, amplitude qui structure fortement l'évaluation des produits de marché à acheter pour constituer notre portefeuille. Aussi, nous avons abandonné les corrélations linéaires pour mieux évaluer ces amplitudes journalières.

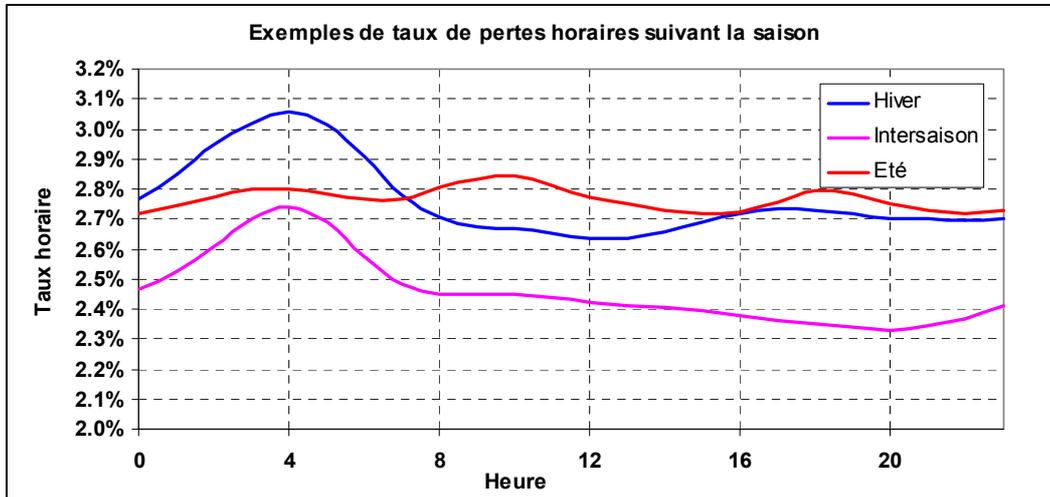
La méthode utilisée, inspirée des méthodes pour les prévisions de consommation ([4]), est de reprendre les taux constatés pour des jours équivalents des années précédentes, en essayant de gommer d'éventuelles valeurs atypiques. Ce processus a été systématisé en effectuant une moyenne mobile horaire sur les taux réalisés de l'année précédente. Il distingue chaque semaine les jours ouvrables, les week-ends et les jours fériés.

<sup>1</sup> Le taux de pertes est le rapport des pertes sur le soutirage (consommation hors pertes+ exports). Cette variable est une variable très utilisée à RTE pour les analyses des pertes.

Pour lisser de façon raisonnable, la moyenne mobile est faite dans 2 directions, d'abord sur 3 heures successives, puis sur plusieurs jours pour la même heure :

- ✓ Taux horaire lissé :  $\tau_{j,h} = 1/(2m+n) * (t_{j,h-m} + \dots + n * t_{j,h} + t_{j,h+m})$
- ✓ Taux de pertes moyen :  $T_{j_0,h} = 1/(2n+k) * (\tau_{j_0-n,h} + \dots + \tau_{j_0-1,h} + k * \tau_{j_0,h} + \tau_{j_0+1,h} \dots + \tau_{j_0+n,h})$

Cette méthode est utilisée depuis 2001. Voici un exemple pour un jour de chaque saison :



Ces taux de pertes journaliers varient significativement entre les saisons, mais aussi entre les mois d'une même saison.

#### 4.3. Détermination des formes journalières par analyse de covariance

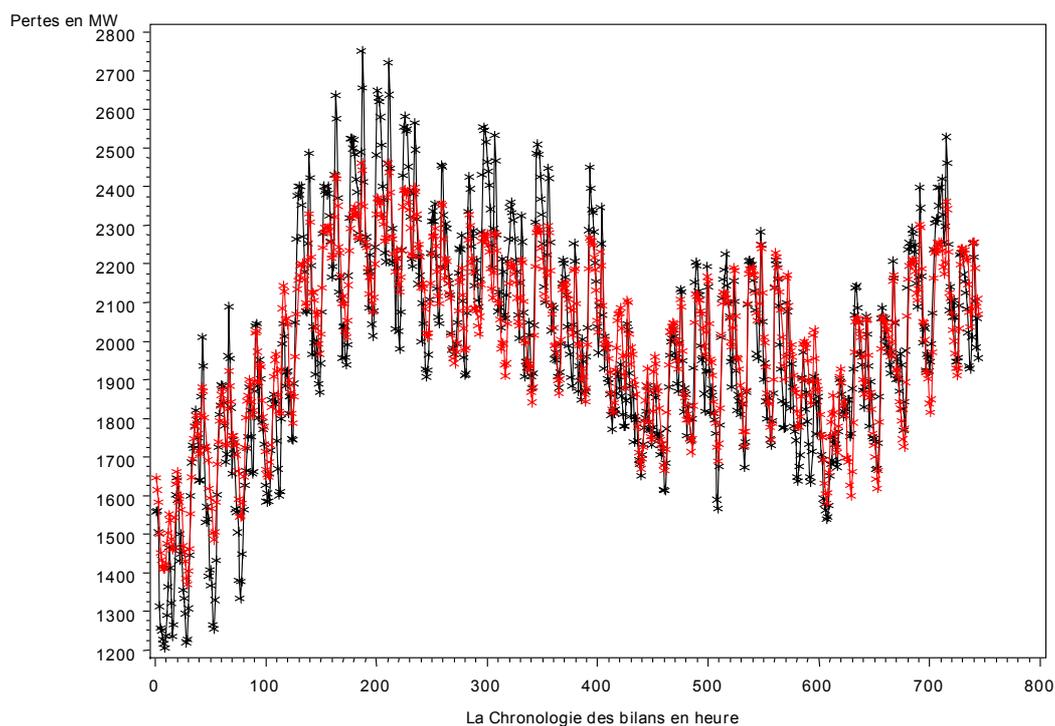
L'analyse statistique des taux de pertes montre leur forte dépendance à la température, au type de jour (ouvrable, week-end et fériés) et aux saisons. Nous avons tenu compte non seulement des effets de ces facteurs, mais aussi des interactions significatives entre ces derniers, pour conduire une analyse de la covariance des pertes électriques. Après investigation et essai de divers modèles, le modèle en cours d'étude aujourd'hui est fonction de la température, de la chronologie et de la consommation :

$$Pertes = \mu + \alpha_i * Temps + \lambda_i * (Temps)^2 + \beta_i * (Consommation)^2 + \varphi_i * Temperature + \varepsilon$$

Les paramètres de ce modèle ont été évalués sur les données de l'année 2002, puis le modèle a été testé sur les 3 premiers mois de 2003. Les premiers résultats sont satisfaisants. On trouve ci-dessous, pour un mois de l'hiver 2002-2003, un graphique représentant les pertes mesurées et les pertes prévues :

## Prevision de Pertes

Estimation sur un mois de l'hiver 2002-2003



(en rouge l'estimé, en noir le réalisé)

Comme toutes les méthodes statistiques à cet horizon, cette méthode approche relativement bien les formes en espérance, mais évalue de façon imparfaite les volumes de pertes. Des études complémentaires sont en cours avant de la mettre en œuvre de façon opérationnelle.

### 5. Les prévisions court terme

A partir de l'horizon hebdomadaire, nous disposons de données plus pertinentes sur les prévisions météorologiques, sur la consommation, sur les échanges, sur le plan de production et sur la topologie du réseau. Les méthodes peuvent alors être plus fines. Elles peuvent tirer profit du supplément d'information à notre disposition pour ces variables explicatives.

Jusqu'à récemment, les prévisions court terme étaient fondées sur des adaptations des méthodes long terme. Nous utilisons désormais une nouvelle méthode, dite par décomposition, basée sur des calculs de loadflow pour l'évaluation des pertes par effet Joule et sur des estimations pour les autres éléments constitutifs (paragraphe 5.1). Une autre méthode, dite par localisation de la production, prenant en compte de manière plus fine le plan de production, est actuellement en cours de validation (paragraphe 5.2).

#### 5.1. Méthode par décomposition

Différents travaux d'évaluation des pertes par niveaux de tension et d'identification des différents éléments contribuant aux pertes (ainsi que leurs variables explicatives), ont permis la mise au point de la démarche suivante :

- les pertes par effet Joule THT sont estimées grâce aux études de réseau (loadflow) menées en prévisionnel. Ces calculs sont menés en hebdomadaire sur la pointe et le creux de la semaine à venir et s'appuient sur des hypothèses de consommation, d'échanges, de plan de production et de topologie ;
- les pertes par effet Joule HT sont estimées par une corrélation linéaire à la consommation : le coefficient de corrélation est en effet très bon ( $R > 0.95$ ), et les autres paramètres peu influents ;
- les pertes par effet couronne (THT) dépendent de l'hygrométrie,

- Les pertes dans les postes sont décomposées en pertes en charge sur les transformateurs (fonction des pertes Effet Joules THT et HT), ainsi qu'en pertes par consommation des auxiliaires (fonction de la saison) et en pertes à vide (constantes).

$$Pertes = PertesEnChargeTHT(conso, planproduction, topologie, échanges) + PertesEnChargeHT(conso) + EffetCouronne(pluviométrie) + PertesAVide + ConsoAuxiliaires(saison)$$

Ainsi, nous déterminons le niveau de pertes sur plusieurs points de la semaine. Cette méthode ne peut cependant pas être généralisée à tous les points horaires (lourdeur du processus du calcul réseau et difficulté d'obtention de la totalité des données) : ceux-ci sont donc extrapolés en utilisant les formes journalières données par les prévisions long terme exposées au paragraphe 4. Les premières utilisations de cette méthode donnent des résultats satisfaisants, avec une meilleure anticipation des évolutions majeures des pertes d'une semaine sur l'autre.

## 5.2. Méthode par localisation des productions

La méthode proposée ici est en cours d'étude. Elle a pour but d'améliorer la méthode précédente en tenant compte du plan de production prévisionnel sans toutefois nécessiter l'acquisition d'un volume de données trop important. Les essais actuels sont menés pour l'estimation des pertes par effet Joule sur la THT et la HT (selon les résultats obtenus, l'application sera peut-être limitée à l'estimation sur la THT seulement).

Le calcul électrotechnique de l'écart entre production, consommation, importations et exportations, résultant des pertes électriques sur les ouvrages de transport ne peut pas en pratique être effectué sur la totalité du réseau THT/HT ou même sur le réseau THT seul. Cela supposerait que les inconnues phase et tension de chaque nœud du réseau considéré puissent être déterminées sur une suite d'états figés à une récurrence suffisamment forte (par exemple horaire). Il ne peut donc être envisagé un calcul nodal exact tel que :

$$pertes_t = \text{Partie Réelle} \sum_{n_1 \in N_t} I_{tn_1}^* \left( \sum_{n_2 \in N_t} R_{tn_1 n_2} I_{tn_2} \right)$$

basé sur la connaissance, à chaque pas de temps  $t$ , de la liste  $N_t$  des nœuds électriques, de l'injection de courant en chaque nœud ( $I_t$  : complexe) et de la matrice d'impédance  $Z_t$  ( $Z_t = R_t + j X_t = Y_t^{-1}$  où  $Y_t$  est la matrice d'admittance nodale reliant les tensions aux courants par  $I_t = Y_t V_t$ ).

Parmi les nombreuses approximations publiées dans la littérature, le modèle ci-dessous réalise le meilleur compromis entre précision et volume de données nécessaires (voir [1],[2]) :

$$pertes_t = \sum_{g_1 \in G_t} P_{tg_1} \left( \sum_{g_2 \in G_t} c_{g_1} c_{g_2} P_{tg_2} \right)$$

où  $G_t$  est la liste des groupes connectés,  $c_g$  est le « A-coefficient » du groupe  $g$  et  $P_{tg}$  la production active associée au pas de temps  $t$ . L'article [1] montre que les « A-coefficients » obtenus à partir de résultats de load flow, sont robustes aux changements affectant des réseaux type modèle IEEE, quand la topologie nodale est fixée. Cette propriété est à la base du modèle que nous proposons : les données d'entrée étant les mesures de comptage, le recours à l'estimation d'état est indispensable. Nous faisons l'hypothèse que les pertes THT/HT sont liées aux productions des principaux sites par :

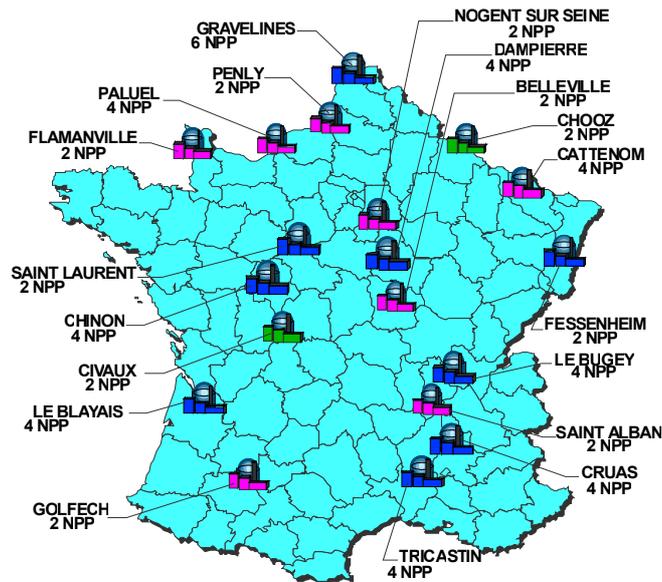
$$\sum_{liste\ de\ sites} coefficient_{site} production_{t,site} = \sqrt{pertes_t + bruit}$$

Ce modèle néglige la forte corrélation entre la topologie nodale du réseau de transport et les états d'enclenchements des groupes sur les sites de production. C'est pourquoi nous adoptons la règle suivante : si la production d'au moins un site est nulle au pas de temps  $t_1$  et non nulle au pas de temps  $t_2$ , les coefficients de sensibilité ne sont pas les mêmes pour les pas de temps  $t_1$  et  $t_2$ . L'application de cette règle sur l'année 2002 (analyse de 7057 situations) conduit à identifier 8 jeux de coefficients différents, le calcul de chaque jeu de coefficients est précédé par une phase de détection d'erreur (voir

article référencé en [3]). Quand une mesure erronée est décelée, elle est éliminée avant un nouveau calcul des coefficients par : 
$$\text{Min} \sum_t \left| \sum_{\text{site} \in \text{liste des sites}} \text{coefficient}_{\text{site}} \text{production}_{t,\text{site}} - \sqrt{\text{pertes}_t} \right|$$

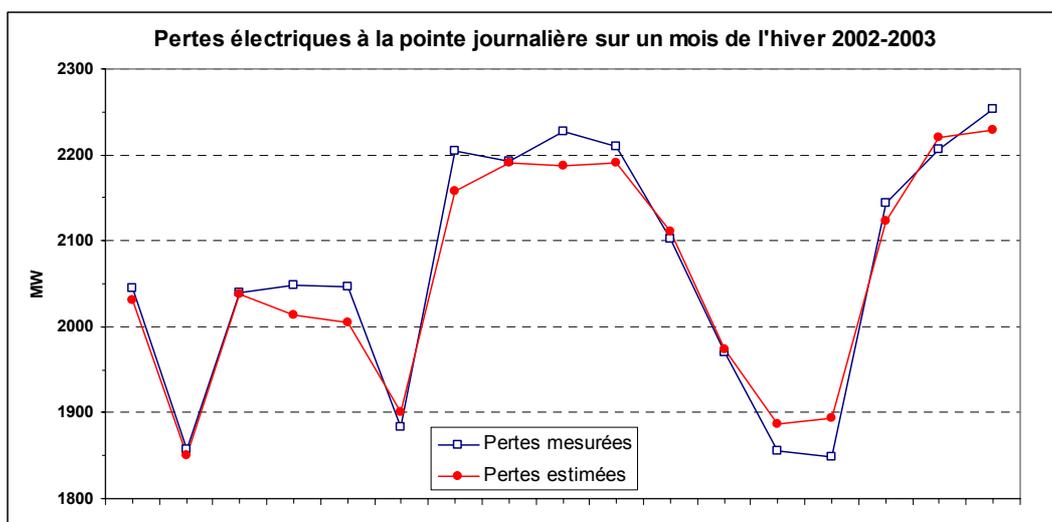
Nous avons identifié, sur l'année 2002, à partir des mesures provenant des compteurs de puissance du réseau, 22 coefficients de sensibilité : 19 correspondants à des sites de production thermique réels auxquels s'ajoutent :

- un site fictif représentant le reste des groupes thermiques,
- un site fictif représentant les groupes hydrauliques,
- un site fictif représentant les échanges avec le réseau européen



Dans la situation la plus fréquente, au moins un groupe est raccordé sur chacun des sites sélectionnés. Le jeu de coefficients déterminés sur 2002 est en cours de validation sur l'hiver 2003. Il apparaît que l'évolution des pertes dépend en majeure partie de la localisation des productions par rapport à la consommation mais qu'il est impossible de voir l'influence d'un groupe pris séparément.

Voici les mesures et estimations de pertes sur les pointes journalières hors période d'identification :



## 6. Perspectives et conclusion

Depuis trois ans, RTE a effectué des progrès significatifs sur la compréhension et sur les prévisions de pertes, avec des écarts entre les achats et les mesures désormais bien maîtrisés. Des progrès très importants ont également été faits dans la chaîne de mesures et dans la manière d'effectuer les achats sur le marché.

Tous ces éléments ont participé à l'amélioration de la performance technique de RTE, à la réduction des coûts d'achats des pertes contribuant à l'amélioration de la performance financière de l'entreprise, facteur indispensable de la satisfaction des acteurs du marché, clients du réseau de transport d'électricité.

RTE continue à travailler sur les méthodes de prévisions des pertes, en concentrant désormais plutôt ses efforts sur les prévisions court terme. En effet, pour le moyen/long terme, une meilleure connaissance des variables explicatives (et donc une meilleure prévision) par des calculs de réseau ne paraît pas accessible. La méthode de covariance, à l'étude aujourd'hui, doit, avant d'être opérationnelle, faire l'objet de calculs d'incertitudes sur les données utilisées, notamment celles de température. Si des axes de progrès nous semblent limités pour les estimations des pertes en espérance, des axes d'amélioration paraissent possibles en effectuant des travaux sur la quantification des aléas pour le dimensionnement du portefeuille.

Pour les prévisions court terme, les données disponibles sont encore insuffisamment exploitées. La méthode par décomposition constitue un premier pas significatif. Elle ne peut cependant pas être étendue à toutes les heures de la journée.

C'est pourquoi nous portons désormais nos efforts sur la méthode de localisation des productions, la prise en compte de l'influence des échanges avec les pays limitrophes étant certainement un facteur de progrès. En effet, l'incertitude, même à court terme, sur les transits d'interconnexion, borne aujourd'hui la précision de toute évaluation des pertes. Ces travaux présenteront deux difficultés supplémentaires: savoir prévoir les échanges commerciaux puis savoir les traduire physiquement comme point d'injection ou de soutirage sur les lignes d'interconnexion.

Vous pourrez trouver des informations complémentaires sur le site web de RTE [www.rte-France.com](http://www.rte-France.com). RTE s'attache en effet à publier le maximum d'informations possibles pour garantir la transparence tout en préservant la confidentialité des informations.

### BIBLIOGRAPHIE

- [1] A novel approach to computationnally efficient algorithms for transmission loss and line flow formulations J.Nanda L.L Lai J.T. Ma N. Rajkumar A.Nanda M. Prasad  
Electrical Power and Energy Systems 21 (1999) 555-56
- [2] Polynomial Loss Models For Economic Dispatch and Error Estimation A.Jiang and S.Ertem IEEE  
Transactions On Power Systems August 1995 Volume 10 Number 3
- [3] A Bad data Identification Methode For Linear Programming State Estimation A. Abur  
IEEE Transactions On Power Systems August 1990 Volume 5 Number 3
- [4] Methods of forecasting demand for electricity  
CE/SC 37 GT/WG 03.