Utilisation de l'analyse et de la classification statistique des courbes de charge de la clientèle pour la prévision de la demande d'électricité en énergie et en puissance

Autor(en): **Meslier, F. / Oger, P.**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **73 (1982)**

Heft 6

PDF erstellt am: **28.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-904945

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

une appréciation macroéconomique inférant des prévisions de charges en électricité cohérentes avec un scénario compatible d'évolution de l'offre et de la demande énergétique globale (fig. 5).

La structure de modèles mise en place montre le rôle joué par les acteurs

- le *macroéconomiste* général, extérieur à l'entreprise,
- le *microéconomiste*, interne à l'entreprise

qui inclut la présence d'un interlocuteur assurant l'*interface* traduisant en langage opérationnel de l'un les préoccupations de l'autre. Ce rôle est apparu essentiel à tous les niveaux.

Adresse des auteurs

A. Van Antro, directeur, Sociétés Réunies d'Energie du Bassin de l'Escaut, Mechelsesteenweg 271, B-2000 Anvers et *J. Federwisch*, Ingénieur en Chef, Tractionel, Rue de la Science 31, B-1040 Bruxelles.

Utilisation de l'analyse et de la classification statistique des courbes de charge de la clientèle pour la prévision de la demande d'électricité en énergie et en puissance

Par F. Meslier et P. Oger

Nach einer kurzen Erläuterung der Ursachen für das besondere Interesse, das heute sektorielle Prognosemethoden zur Bestimmung von Energie und Leistung finden, werden die erforderlichen Kriterien aufgezeigt, die an einen «prognosegeeigneten» Sektor zu stellen sind. Dies gibt einen Hinweis auf den Beitrag der laufenden Arbeiten der EdF zur Beurteilung und statistischen Einordnung der Belastungskurven der Strombezüger wie auch über die aufgetretenen Schwierigkeiten.

Anschliessend wird auf die wichtigsten Ergebnisse in bezug auf die untersuchten Lastverhältnisse und die Auswertungen im Rahmen der Anpassung der sektoriellen Prognosemethoden an die Erfordernisse eingegangen. Ein neues Modell zur Erfassung des Industrieverbrauches sowie der aktuelle Stand der Arbeiten zur Ermittlung der Verbrauchsentwicklung im Haushalt- und Dienstleistungssektor werden vorgestellt.

Après avoir brièvement rappelé les motifs qui donnent actuellement un grand intérêt aux méthodes sectorielles de prévision des besoins de consommation d'électricité, tant en énergie qu'en puissance, on tente de préciser quels sont les critères auxquels doit satisfaire un «bon» secteur. Ceci permet de bien définir quel est l'apport des divers travaux en cours à Electricité de France en matière d'analyse et de classification statistique des courbes de charge de la clientèle, mais aussi les difficultés d'ordre pratique auxquelles on se trouve confronté.

Ensuite sont décrits les principaux résultats actuellement obtenus en matière de connaissance des charges et l'utilisation qui en est faite dans le cadre des travaux de réaménagement des procédures de prévision sectorielle. On présente en particulier une nouvelle maquette d'ensemble de traitement des consommations industrielles et on précise l'état actuel des travaux en ce qui concerne les consommations domestiques et tertiaires.

1. Introduction

Dans la plupart des pays de l'Europe de l'Ouest, la prévision énergétique à moyen et long terme devient de plus en plus immergée dans un monde fait d'incertitudes, mais aussi de volontarismes. Dans de telles conditions, les méthodes de prévision ne peuvent plus se contenter, à ces horizons, d'hypothèses du type «toutes choses égales par ailleurs»: elles doivent impérativement relever du domaine des scénarios et, comme corollaire, être sectorielles et non globales. Donnons-en deux illustrations:

- l'incertitude nécessite de nombreuses analyses de sensibilité, mettant en jeu diverses hypothèses (on ose à peine parler de prévisions) de développement économique, de rythme de croissance des coûts des différents vecteurs énergétiques, de réussite des politiques d'économie d'énergie, ...
- le volontarisme nécessite en particulier l'exploration de nouveaux créneaux énergétiques: économies d'énergie, substitution entre formes d'énergie, développement de nouveaux usages, ...

Ces prévisions peuvent être faites, pour la majorité des vecteurs énergétiques, de manière assez globale, en énergies annuelles le plus souvent. En ce qui concerne l'électricité, de telles estimations, bien entendu nécessaires, ne sont pas suffisantes, de par la caractéristique bien connue de ce vecteur, son aspect très faiblement stockable. Il faut donc adjoindre à la prévision énergétique des prévisions par pas de temps très fin (par pas horaire le plus souvent), que nous appellerons par la suite prévisions de courbes de charge ou prévisions de puissances. L'utilisation d'une approche sectorielle sera là aussi nécessaire pour permettre une mesure aussi précise que possible de la déformation de la modulation horaire et saisonnière de la demande d'électricité, en fonction de divers scénarios se proposant de bien balayer l'ensemble des futurs possibles.

Cette nécessité d'une prévision à pas temporel fin, pour la demande d'énergie électrique, pose de très nombreuses difficultés opératoires que nous envisagerons en un premier paragraphe où, en cherchant à définir ce que devrait être un «bon» secteur, nous montrerons la nécessité d'avoir recours à d'importants moyens tant matériels qu'humains: campagnes de mesure auprès de la clientèle, analyse statistique et classification des résultats.

Dans le second paragraphe, après avoir brièvement rappelé l'état actuel des procédures de prévision sectorielle, nous envisagerons comment les progrès en matière de connaissance des charges vont progressivement s'intégrer dans la pratique de la prévision. Nous présenterons en particulier une nouvelle maquette de traitement des consommations industrielles, pour lesquelles nous disposons actuellement du plus d'informations. Nous ouvrirons ensuite quelques perspectives sur les traitements ultérieurs que nous pensons introduire pour les consommations tertiaires et domestiques.

2. Principes d'une bonne sectorisation, application et résultats

2.1 Qu'appelle-t-on «modèle sectoriel»?

Une courbe de charge est généralement la somme d'appels de puissance «élémentaires» qu'il s'agit de regrouper en un

certain nombre de sous-ensembles qui vont constituer les «secteurs».

Un modèle sectoriel sera tout naturellement défini par la liste des différents secteurs considérés, mais aussi par la connaissance fine (au niveau horaire en général) du comportement de chacun d'entre eux et par les moyens mis en œuvre à cette fin.

Cela peut évidemment s'appliquer à n'importe quel niveau d'agrégation des consommations élémentaires; on ne s'intéressera ici qu'à la courbe de charge nationale journalière tout au long de l'année (et spécialement pendant les périodes de pointe).

2.2 Qu'est-ce qu'un «bon» modèle sectoriel?

Quatre exigences s'imposent naturellement compte tenu du but poursuivi (prévision à moyen et long terme):

a) il doit être possible *d'estimer* correctement la courbe de charge de chacun des secteurs; c'est une question de qualité des données mais aussi *d'homogénéité* de ces secteurs;

b) il doit être possible de *prévoir* l'évolution de ces courbes de charge. C'est encore une question *d'homogénéité* mais aussi de *nature* des secteurs définis: il faut pouvoir prévoir leur évolution, c'est-à-dire l'évolution des variables qui les caractérisent. Cette idée va aussi dans le sens d'une certaine parcimonie dans le nombre de paramètres à prévoir;

c) les secteurs retenus doivent permettre une représentation fidèle des aléas affectant les consommations et les appels de puissance;

d) il doit être possible de *confronter a posteriori* les estimations fournies par le modèle à la réalité; à défaut on ne peut ni améliorer le «modèle» ni «rectifier» en connaissance de cause des prévisions erronées.

Nous avons présenté ces exigences dans ce qui nous semble être un ordre de priorité décroissante: les deux premières sont absolument nécessaires pour que le modèle fonctionne, les deux suivantes en garantissent la qualité. Cette notion de hiérarchie des critères apparaîtra par la suite essentielle, dans la mesure où ils sont, d'une certaine façon, contradictoires.

2.3 Comment constituer les secteurs?

Le plus simple semble de définir des secteurs «naturels»; pour la clientèle industrielle, les différents secteurs de l'activité économique; pour la clientèle domestique, les différents «usages» domestiques de l'électricité (chauffage électrique, appareils électro-ménagers, etc.).

Une telle définition, très commode (et même, en pratique, indispensable) sur le plan de la prévision (exigence b), conduit, malheureusement, à des secteurs qui ne sont pas homogènes quant à la forme de leurs courbes de charge (ce qui n'est pas conforme à l'exigence a).

Les travaux de connaissance des charges ont donc porté surtout sur la recherche de modes de constitution de groupes de clients (ou d'usages) homogènes sur le plan des courbes de charge (satisfaisant à l'exigence a, et aussi à l'exigence d): cela était possible grâce aux techniques de classification statistique. Nous parlerons alors de types de courbes de charge ou de classes de courbes de charge.

L'utilisation de ces résultats pour les besoins du prévisionniste (exigences b et c) nécessitera alors la mise en place de solutions de compromis.

2.3.1 Principe de la classification statistique

Un effort important a été effectué à EDF, ces dernières années, pour appliquer à l'étude des courbes de charge les possibilités les plus récentes offertes par l'analyse statistique des données: typologie, analyse de correspondance, classification automatique, ...

a) Constitution des classes (typologie des courbes de charge)

Il s'agit de «structurer» un ensemble de données en mettant en correspondance des individus et des caractéristiques de ces individus, pour dégager des «classes». Ces dernières sont constituées de manière à ce que:

– les classes soient les plus «différentes» possible les unes des autres vis-à-vis de l'ensemble des caractéristiques;

– chaque classe soit la plus «homogène» possible vis-à-vis de l'ensemble des caractéristiques.

Il existe plusieurs algorithmes qui résolvent ce problème. En raison de ses performances et du type de résultats qu'il fournit, l'algorithme utilisé pour classer les courbes de charge a été celui dit des «Nuées Dynamiques».

Les individus à regrouper sont les clients, les caractéristiques sur lesquelles ils sont comparés des mesures de puissances. Ici, ces puissances correspondront à une ou plusieurs courbes de charge journalières pour une année d'étude.

Les résultats fournis par l'algorithme sont les suivants:

– le nombre de classes et la liste des clients regroupés dans chacune d'elles,

– une mesure des «différences» entre les classes,

– le profil moyen des individus de chaque classe sur les différentes variables. Si l'on a «entré» en données la courbe de charge journalière de chaque client, on obtient ainsi la courbe de charge moyenne des clients pour chacune des classes,

– les variables sur lesquelles les classes se différencient le plus (les heures dans le cas de courbes de charge journalières).

b) Identification des classes: le problème de «l'affectation»

En général, on ne se contente pas de prendre acte des classes ainsi constituées et on essaie de «comprendre» la classification obtenue. Il s'agit essentiellement d'être capable de reconnaître la classe d'appartenance d'un individu quelconque, sans l'aide de l'algorithme de classification, mais en se fondant uniquement sur des caractéristiques facilement accessibles[1]) de cet individu.

L'identification des classes, c'est-à-dire la recherche des caractéristiques externes qui «discriminent» le mieux les classes de clients, est effectuée à l'aide de méthodes statistiques d'analyses des données: l'analyse des correspondances et l'analyse discriminante. Ces techniques permettent de répondre aux deux questions suivantes:

– les caractéristiques externes connues, permettent-elles de différencier les classes considérées?

– la seule connaissance de ces caractéristiques, permet-elle *d'affecter* un individu quelconque à une classe avec un risque d'erreur minimal?

[1]) Ces caractéristiques sont dites *externes*, par opposition aux caractéristiques qui ont servi à constituer les classes, qualifiées, quant à elles, d'*internes*.

2.3.2 Les données: des courbes de charges réellement observées

Pour être valides, les études de classification présentées ci-dessus doivent porter sur des courbes de charges *réelles* (c'est-à-dire effectivement mesurées chez les clients), en nombre suffisant pour être représentatives des appels de puissance des différents types de clientèle et de leurs évolutions au long de l'année. Ceci représente un grand volume de données, qui peuvent être obtenues de deux façons:

a) A partir d'enregistrements de puissances réalisés pour la facturation ou plus généralement pour l'exploitation des réseaux (par exemple, télémesures reçues par les dispatchings).

Les données utilisées pour les analyses de courbes de charge sont alors des sous-produits dont l'«extraction» de la chaîne principale de dépouillement et de traitement doit être systématique, c'est-à-dire, compte tenu du volume d'informations en cause, constituer une procédure informatique automatisée.

Ceci n'est évidemment justifié que pour les clients (ou ensemble de clients) dont l'importance, et le mode de tarification choisi, légitiment un enregistrement continu des puissances appelées.

b) A partir de résultats d'enregistrements de puissances appelées réalisées auprès d'un échantillon de clients représentatif de la clientèle considérée.

EDF organise régulièrement à cet effet des «Campagnes nationales de mesures», au cours desquelles les courbes de charge, de 500 à 1000 clients, «intégrées» sous la forme de *puissances moyennes 10 minutes,* sont enregistrées de façon continue sur de longues périodes (1 à 3 ans). Ces campagnes de mesures requièrent des moyens matériels importants (1000 enregistreurs magnétiques à cassettes, mini-ordinateur pour le dépouillement et le traitement des mesures) et nécessitent la participation sur le terrain d'un personnel nombreux, ne serait-ce que parce que l'exigence de représentativité statistique implique une grande dispersion et une grande diversité des points de mesures.

Depuis 1972, trois campagnes de mesures ont été menées auprès de la clientèle domestique d'EDF, et deux auprès de la clientèle «tertiaire» et industrielle (puissances souscrites inférieures à 1000 kVA).

De plus, pour suivre dorénavant de manière plus continue l'évolution des consommations domestiques, on a lancé en novembre 1980 une campagne de mesure des puissances appelées sur un échantillon de 900 clients domestiques (porté à 1200 ultérieurement). Chacun de ces clients restera trois ans dans l'échantillon, lequel sera par conséquent renouvelé par tiers tous les ans.

Il est important de souligner que les moyens techniques de saisie et d'enregistrement des puissances appelées (compteurs émetteurs d'impulsions + enregistreurs à cassettes) ont introduit jusqu'à maintenant une limitation déterminante dans la définition des secteurs: il n'est pas, actuellement, raisonnablement envisageable de mesurer et d'enregistrer sur grande échelle, des courbes de charge *d'usages* (par exemple, le chauffage de l'eau, les moyens de chauffage des locaux, les appareils électro-domestiques, ...) de l'énergie électrique, mais seulement des courbes de charge *de clients.*

Or, dans un très grand nombre de cas, il est assez facile de faire des prévisions à long terme sur le développement des usages, mais très délicat, sinon impossible, de les agréger pour constituer des prévisions en termes de «clients».

Cette contradiction d'origine purement «technique» entre deux exigences fondamentales d'une bonne sectorisation est pour l'instant la difficulté majeure à laquelle on se heurte dans la construction d'un «bon» modèle sectoriel.

2.3.3 Panorama des résultats actuels obtenus par classification

On envisagera successivement les différentes catégories de clientèles qui ont été analysées.

a) *Les clients industriels «importants»* (puissance souscrite supérieure à 1000 kVA)

On dispose de données issues de la facturation pour 600 clients. La figure 1 représente les différents profils types de courbes de charge obtenus pour le jour ouvrable d'hiver (des résultats semblables sont disponibles pour d'autres jours). On distingue:

– des usages plats, au poids énergétique prépondérant (50,2 %);

– des usages plus ou moins modulés (30,1 % comme poids énergétique), bien synthétisés par trois types, le plus important étant peu modulé;

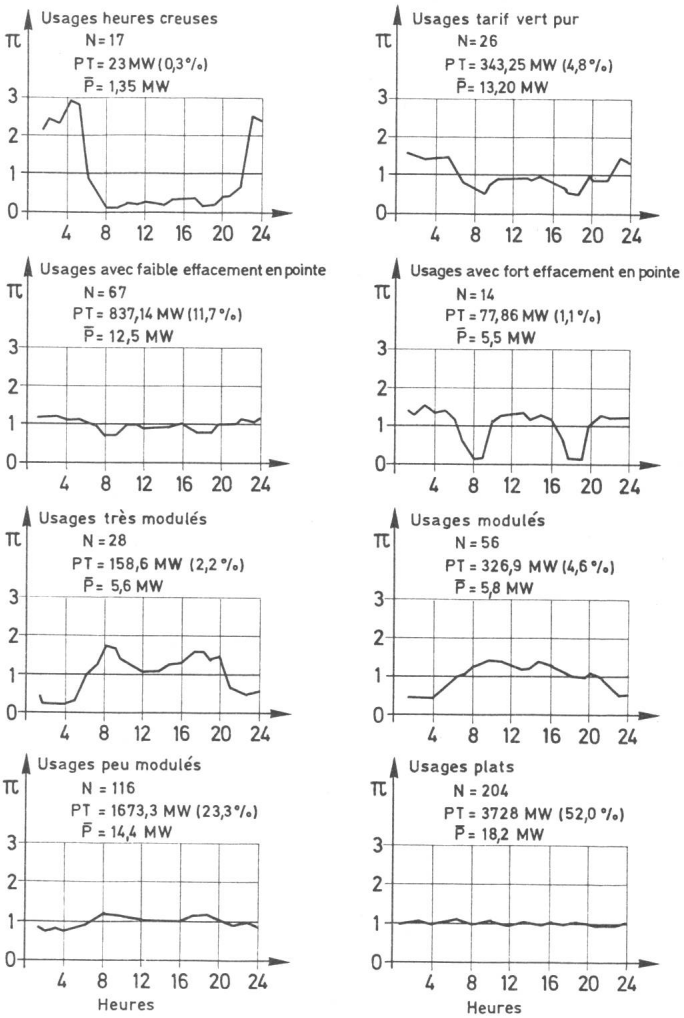

Fig. 1 Classification des clients industriels importants d'après la forme de leur courbe de charge du 3e mercredi de décembre 1977

N = 528 clients P totale = puissance moyenne totale = 7168,9 MW (100 %)

$\bar{P}$ client = puissance moyenne totale = 13,5 MW

π = Puissances réduites (rapportées à la puissance moyenne)

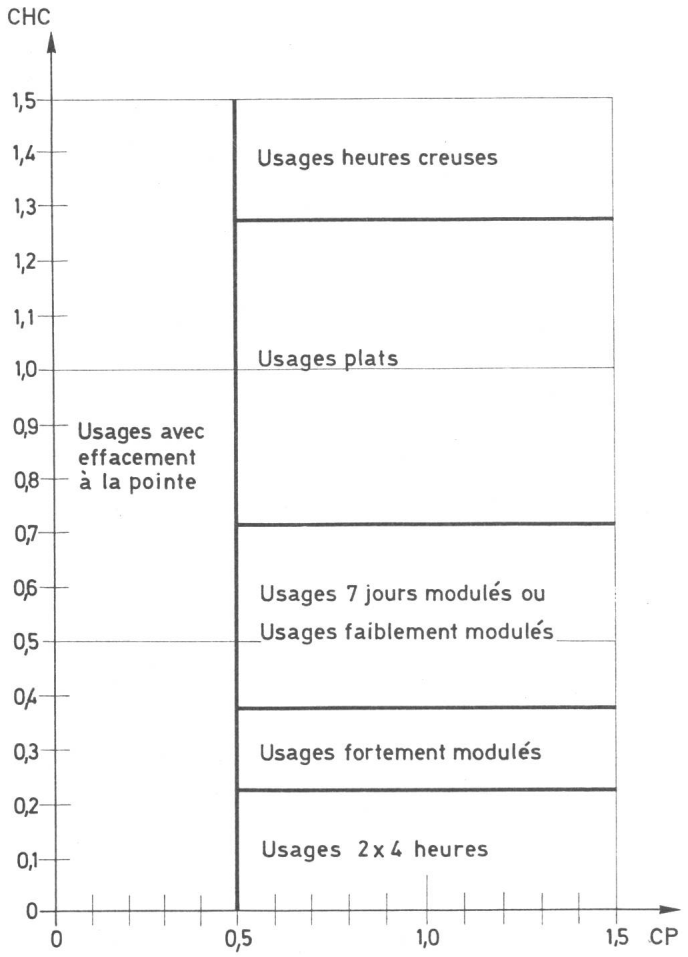

Fig. 2 Le modèle de charge pour la clientèle moyenne tension

CHC Rapport de la puissance moyenne mensuelle consommée en heures creuses sur la puissance moyenne mensuelle consommée en heures pleines

CP Rapport de la puissance moyenne mensuelle consommée en heures de pointe sur la puissance moyenne mensuelle consommée en heures pleines

– des usages sensibles au tarif (19,7 % comme poids énergétique total) dont les intitulés reflètent bien la nature. Remarquons que les usages à «faible effacement en pointe» sont les plus importants et que les usages «heures creuses» apparaissent comme tout à fait marginaux.

b) *Les clients industriels et tertiaires «moyens»* (puissance souscrite inférieure à 1000 kVA) *alimentés en moyenne tension*

Cette fois-ci, les données ne sont accessibles que par campagnes de mesure. On a retrouvé, avec parfois de légères nuances, certains profils trouvés précédemment. Par ailleurs, un nouveau type apparaît, le «2 fois 4 heures» et deux profils sont absents (faible effacement à la pointe et tarif vert).

En ce qui concerne les poids relatifs de ces différents types, la réponse ne peut être aussi aisée que précédemment, puisqu'on opère par sondage. Il est donc nécessaire d'interpréter ces différents types à l'aide de caractéristiques qui soient, elles, accessibles pour tous les clients. C'est l'objet de la mise au point d'un modèle de charge spécifique qui n'utilise, conformément à la règle définie sur la figure 2, que des énergies recueillies pour chaque client à des fins de facturation: en abscisse, le rapport CP de la puissance moyenne mensuelle consommée en heures de pointe sur la puissance moyenne mensuelle consommée en heures pleines; en ordonnées, le rapport CHC de la puissance moyenne mensuelle consommée en heures creuses sur la puissance moyenne mensuelle consommée en heures pleines.

Les poids relatifs des divers types de clients sont alors, pour décembre 1977: usages plats (30,1 %), usages 7 jours modulés (15,3 %), usages faiblement modulés (23,7 %), usages fortement modulés (11,3 %), usages 2 fois 4 heures (9,5 %), usages avec effacement à la pointe (5,7 %), usages heures creuses (4,3 %).

c) *Les clients professionnels et «petits» tertiaires*

Il s'agit là certainement de la pierre d'achoppement de la méthode de classification statistique des courbes de charge. Une première analyse, conduite sur un échantillon de 800 clients issu d'une campagne de mesures, a montré que son hétérogénéité était telle que les chances d'obtenir une classification cohérente seraient extrêmement faibles (sauf à constituer un nouvel échantillon d'une taille rédhibitoire sur le plan des moyens à mettre en œuvre).

Cette clientèle devra donc toujours être traitée «par différence» dans un modèle sectoriel d'utilisation pratique.

d) *Les clients domestiques*

Les analyses ont porté sur les courbes de charges d'un échantillon de 1200 clients domestiques (sans chauffage électrique principal), enregistrées, pendant un an, lors de campagnes nationales de mesures.

Les premières études ont montré qu'une classification de ces courbes de charge en 3 ou 4 classes était effectivement possible. En ce qui concerne l'identification des classes, il apparaît que la «meilleure» variable explicative externe est la consommation d'énergie annuelle des clients considérés.

Ce résultat n'est évidemment pas vraiment surprenant – la consommation annuelle n'est-elle pas justement la somme des puissances appelées que l'on cherche à «classifier». Mais, en ce qui concerne la construction d'un modèle sectoriel utilisable pour la prévision *à long terme,* il a le grave inconvénient de faire apparaître encore une fois les deux premières exigences définies ci-dessus (§ 2.2) comme contradictoires. En effet, dans un modèle de prévision de courbes de charge à long terme[1]), l'énergie consommée est généralement considérée comme une variable exogène, ce qui interdit de l'utiliser également comme variable structurelle: un tel modèle n'a pas réellement besoin d'une classification des courbes de charge, mais bien plutôt des *formes* (profils) de ces courbes de charge.

C'est pourquoi, nos efforts actuels portent sur la reprise de ces études de classification en mettant au premier plan des variables étroitement liées à la consommation annuelle mais «prévisibles» de façon exogène. On a déjà pu montrer que, dans ce cas, trois variables joueraient un rôle déterminant:

- le parc électro-ménager du ménage considéré,
- la taille de ce même ménage,
- son type d'habitat.

Les recherches conduites actuellement essaient d'établir une classification des courbes de charges des clients domestiques n'utilisant que des partitions de «l'espace à trois dimensions» définies par ces variables.

[1]) Il faut souligner que l'argument suivant n'est plus valable pour une prévision à court terme (1 à 2 ans) ce qui laisse un certain champ d'application aux premiers résultats obtenus.

3. La prévision sectorielle de la demande d'électricité en énergie et en puissance: principe, situation actuelle et perspectives d'évolution

3.1 Principe

On se place dorénavant dans l'optique de la prévision de la demande d'électricité pour une année n donnée. La prévision sectorielle est alors organisée en deux phases essentielles:

- une prévision d'énergies annuelles (et de taux de croissance) pour les différents secteurs considérés,
- une prévision de puissances horaires par secteur, déduites de la prévision énergétique précédente par une série de ventilations successives à l'aide de coefficients dits de modulation. On en déduit par sommation la prévision globale.

Le principe du «passage» des énergies aux puissances est le suivant:

$$P^{s}_{h,i,j,n} = \frac{W_{n^s}}{N_{n^s}} \, t^{s}_{i,n} \, k^{s}_{i,n} \, p^{s}_{i,j,n} \, \frac{\pi^{s}_{h,i,j,n}}{24}$$

où:

- s est un indice de secteur
- n est un indice d'année
- j est un indice de type de jour dans la semaine (les principaux sont: jour ouvrable, samedi, dimanche, lundi)
- i est un indice de semaine dans l'année
- h est un indice d'heure dans la journée
- W est une énergie annuelle
- N est un nombre de jours ouvrables équivalents annuel (ou encore le rapport de l'énergie annuelle à l'énergie du jour ouvrable moyen annuel)
- t est un taux de croissance hebdomadaire (déduit du taux de croissance annuel)
- k est un coefficient saisonnier, relatif au jour ouvrable moyen hebdomadaire
- p est un coefficient de pondération, représentant le rapport de l'énergie journalière d'un type de jour donné à celle du jour ouvrable
- π est une puissance réduite, ou encore le rapport de la puissance à une heure d'un type de jour donné à la puissance moyenne de la journée.

Certains de ces paramètres peuvent évoluer en fonction de variables externes autres que le simple indexage en h, i, j, n; ainsi, l'influence de la température (que nous noterons Θ), dont il est essentiel de bien prendre en compte le caractère aléatoire, conduira pour certains secteurs à considérer des fonctions du type $k(\Theta)$, $p(\Theta)$ et $\pi(\Theta)$.

3.2 Situation actuelle

Les méthodes sectorielles de prévision de consommation, tant en énergies qu'en puissances, ont été introduites à EDF dès le milieu des années 1960. Les évolutions ont, jusqu'à présent, surtout porté sur les prévisions des énergies annuelles et, dans le domaine des puissances, par l'introduction de secteurs pour différents usages de l'électricité pour lesquels des développements importants étaient attendus.

3.2.1 La prévision énergétique

Elle s'insère tout d'abord dans un cadre macro-économique cohérent, prévu et défini par les instances gouvernementales ad hoc; les principales hypothèses retenues ont trait:

- aux évolutions des prix des énergies,
- aux perspectives démographiques,
- aux évolutions des ressources et emplois des biens et services,
- aux actions volontaristes en matière énergétique: économies d'énergie, incitation à des substitutions entre vecteurs énergétiques etc.

La prévision de demande d'énergie électrique est alors effectuée pour trois grands ensembles de consommations:

- l'industrie où, à partir d'une approche très analytique au niveau des différentes activités, sont définies des prévisions pour une dizaine de branches;
- le tertiaire, où l'extrême variété des comportements rend difficile une approche très détaillée; la prévision est donc globale, guidée par l'évolution de la valeur ajoutée. Le chauffage et la climatisation des locaux font aussi l'objet de prévisions spécifiques;
- le domestique où, à partir d'une approche très analytique au niveau des usages, sont définies des prévisions pour le chauffage des locaux (direct, à accumulation, systèmes bi-énergie), le chauffage de l'eau, la climatisation et l'«électricité spécifique» (autres usages).

3.2.2 La prévision de puissance

Les différents secteurs retenus pour le passage des énergies aux puissances résultent d'une aggrégation des prévisions d'énergies. L'on considère:

- des usages: chauffage des locaux (direct, accumulation, systèmes bi-énergie), climatisation, chauffage de l'eau (à accumulation avec ou sans relais décaleurs[1]);
- deux secteurs pour les consommations industrielles (les plats et les modulés);
- un secteur «autres consommations» (domestique et tertiaire hors usages précédents).

Pour chacun de ces secteurs, sont définis les différents paramètres nécessaires à la ventilation des énergies en puissances.

3.2.3 Discussion sur les pratiques actuelles et esquisse des évolutions pour l'avenir

Nous remarquerons en premier lieu que le traitement des puissances est, dans l'ensemble, moins détaillé que celui des énergies; cette différence est bien entendu liée à ce que les données sectorielles sur les puissances sont moins abondantes que celles relatives aux énergies annuelles. Une première évolution fondamentale sera d'uniformiser la sectorisation aux deux niveaux. Ceci est en particulier vrai pour les consommations industrielles dont une nouvelle maquette d'ensemble sera développée plus loin.

En second lieu, l'accent est mis sur un certain nombre d'usages dont on attend un développement important à l'avenir. Cette orientation sera bien entendu conservée, aussi l'effort devra-t-il porter sur une meilleure connaissance a posteriori de certains usages déjà présents de manière significative, pour en mieux guider la prévision.

Enfin, le comportement du secteur «autres consommations» est actuellement estimé a posteriori par différence entre la consommation totale et les consommations des autres secteurs. Toute erreur sur ces derniers est donc reportée sur le terme de rebouclage et les évolutions dans ce domaine consisteront à caractériser de manière autonome ce secteur (ce qui conduira très probablement à l'éclater en plusieurs sous-ensembles).

[1]) Le chauffe-eau à accumulation classique est enclenché à pleine puissance dès le début des heures creuses, et s'arrête après reconstitution du stock d'eau chaude, en général avant la fin des heures creuses. Ceci a provoqué sur le réseau français un accroissement important des appels de puissance à 23 heures et 24 heures, qui demande à être maîtrisé pour l'avenir: c'est le but du chauffe-eau avec relais décaleur dont le fonctionnement est l'inverse du précédent: l'enclenchement se fait en sorte que la fin de période de chauffe coïncide avec la fin des heures creuses (voir figure 7).

Malgré les différentes voies d'amélioration proposées ci-dessus, les méthodes actuelles de prévision sectorielle apportent déjà une amélioration importante, par rapport à des méthodes d'extrapolation globale, de la qualité de la prévision à assez longue échéance, comme le montre la figure 3, où sont représentées: les prévisions de la forme de la courbe de charge du jour ouvrable moyen de Janvier 1980 effectuées fin 1975 par une méthode globale d'extrapolation et par une méthode sectorielle, ainsi que la réalisation (il s'agit exactement d'une réalisation corrigée des transferts de puissance dus à un décalage des heures de pointes du tarif, intervenu en 1979 et non prévu en 1975). Dans l'ensemble, la forme prévue par la méthode sectorielle est plus proche de la réalisation que la forme extrapolée et ceci est dû essentiellement à la prise en compte du développement des usages d'heures creuses (chauffage de l'eau et chauffage des locaux à accumulation) par la prévision sectorielle. Par contre, la prévision sectorielle pour 22 heures est très éloignée de la réalisation et l'analyse montre que ceci est dû à une mauvaise estimation de la forme du secteur «autres consommations».

3.3 Perspectives d'évolution

3.3.1 Nouvelle maquette de traitement des consommations industrielles

Ainsi que c'est indiqué plus haut, la première évolution consistera à adopter, pour traiter ce type de consommations, le même découpage sectoriel que pour la prévision des énergies annuelles. On distingue alors les secteurs suivants:

– «Biens Intermédiaires», qui correspondent aux industries de base (sidérurgie, ciment, verre, chimie de base, ...);
– «Biens d'Equipement», (biens d'équipement professionnels, ou ménagers, automobile);
– «Biens de Consommation» (parachimie, pharmacie, textile);
– «Industries Agricoles et Alimentaires»;
– «Bâtiment, Travaux Publics»;
– «Transports»;
– «Energie».

Ce découpage étant fixé, il est alors nécessaire de déterminer, pour chacun de ces secteurs, les trois familles de coefficients de modulation qui traduisent les évolutions de la consommation aux niveaux saisonnier, hebdomadaire et journalier:

– les variations saisonnières (coefficient k) sont déduites de l'analyse des consommations mensuelles de chaque secteur, que nous connaissons avec une bonne précision, à partir des énergies mensuelles des clients (collectées à des fins de facturation) et par la connaissance de l'activité de chaque client. Ces estimations mensuelles seront ensuite interpolées par pas hebdomadaire (figure 4);
– les variations hebdomadaires et journalières seront déduites des résultats de travaux de connaissance des charges.

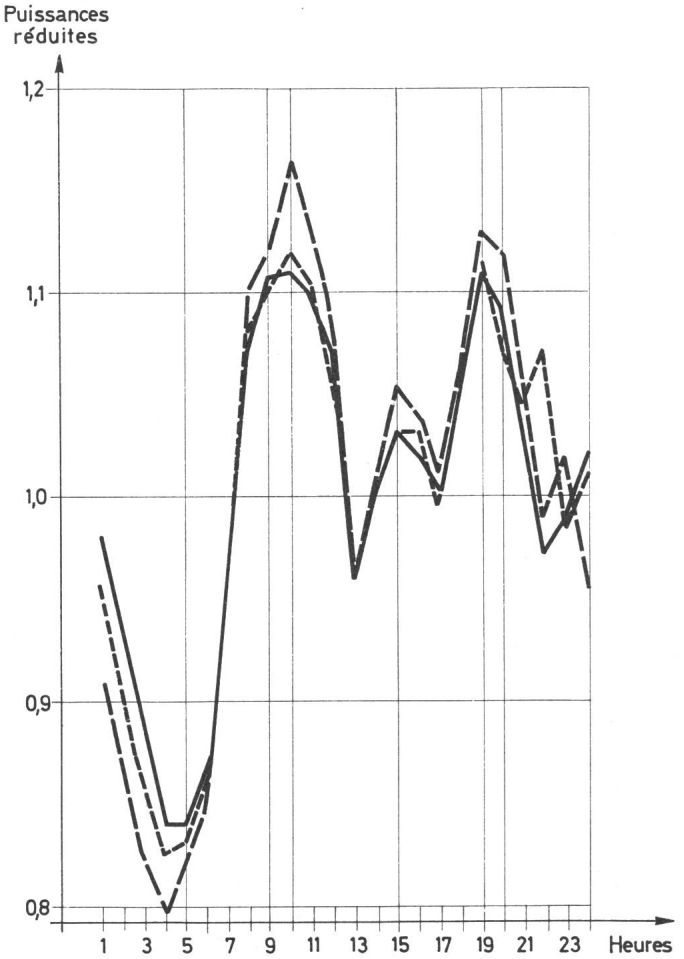

Fig. 3 Jour ouvrable de janvier 1980

——— Réalisation (estimation «ancien» tarif)
— — — Extrapolation (faite fin 1975)
- - - - - Prévision sectorielle (faite fin 1975)

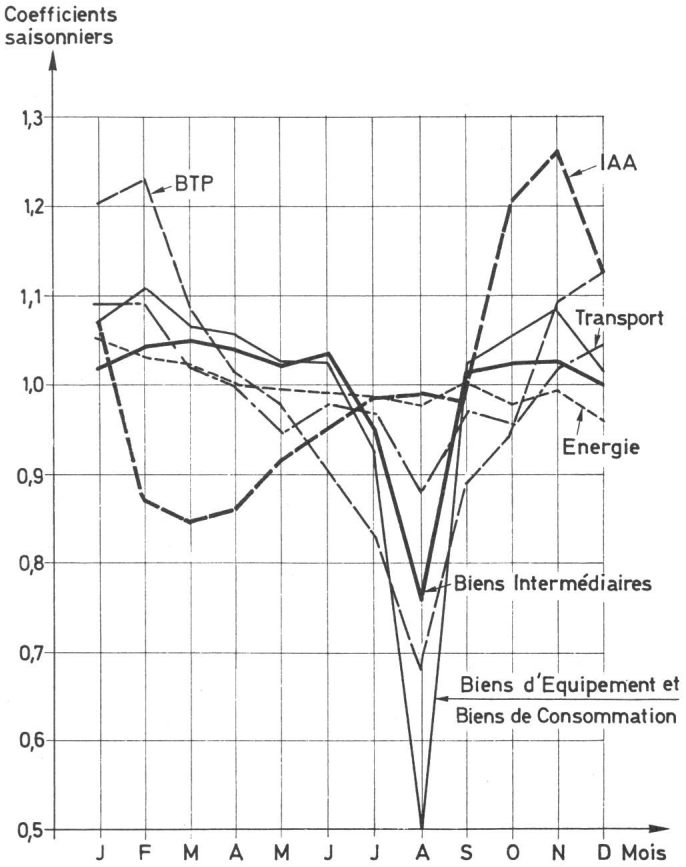

Fig. 4 Consommations mensuelles de divers secteurs

IAA Industries Agricoles et Alimentaires
BTP Bâtiments, Travaux Publics

Clefs de répartition Tableau I

Secteur \ Type de courbe de charge	Plate %	Peu modulée %	Très modulée %	Avec effacement à la pointe %	Sensible au tarif %
Biens Intermédiaires	45	29	7	12	7
Biens d'Equipement	3	54	42	0	1
Biens de Consommation	5	62	30	1	2
I. A. A.	3	63	20	11	3
B.T. P.	0	56	37	2	5
Transport	25	31	20	20	4
Energie	25	35	9	25	6
Total Industrie	23	40	23	9	5

On dispose ainsi, pour le mois de décembre pris à titre d'exemple, de 8 profils «gros clients» et de 7 profils «clients moyens», ainsi que de la liste et des énergies mensuelles des clients rattachés à chaque type. L'utilisation de ce matériau d'origine est alors organisée autour des idées suivantes:

– il est nécessaire, pour les besoins de la prévision, d'agréger les consommations de tous les clients, qu'ils soient gros ou moyens;

– il faut donc réunir les 8 + 7 = 15 profils, les simplifier éventuellement, tout en négligeant des profils peu significatifs sur le plan énergétique, ceci afin d'éviter une trop grande multiplication des paramètres;

– les différents secteurs contiennent en général plusieurs types de courbes de charge. Ceci sera pris en compte par la notion de «clef de répartition» qui donnera, pour chaque secteur, le poids énergétique des différents types;

– afin qu'il n'y ait pas de problème de continuité des courbes de charge entre jours successifs, les types retenus sont en fait des types hebdomadaires (la typologie reste faite sur le jour ouvrable, les autres jours étant pris en espérance mathématique conditionnelle).

Les résultats de la variante actuellement en cours d'élaboration se présentent ainsi:

– 5 types de courbes de charge sont retenus: «plats», «peu modulés», «très modulés», «effacement à la pointe» et «sensibles au tarif» (figure 5).

– les clefs de répartition (pour décembre 1977) de ces différentes formes de courbes de charge sont indiquées dans le tableau I (valeurs en %).

Cette modélisation des consommations industrielles apporte beaucoup de souplesse, tant pour le choix des secteurs, qui sont liés aux prévisions énergétiques, que pour le calcul des courbes de charge par l'intermédiaire de clefs de répartition. Pour les prévisions, il est en effet possible de «jouer» soit sur les clefs de répartition, soit sur les courbes de charge types, pour prendre en compte l'évolution des techniques, ou un changement de tarif. Comme exemple de l'intérêt que présentent ces clefs de répartition, on peut citer le changement de périodes tarifaires appliqué en novembre 1979, lors duquel les heures de pointes ont été retardées de deux heures le matin, et d'une heure, le soir: la simple modification des deux courbes de charge types influencées par le tarif (figure 6) antraîne une modification de la courbe de charge totale de l'industrie très voisine de ce qui a été observé sur la courbe de charge totale. Il appartiendra bien entendu aux analyses ultérieures (portant en particulier sur la clientèle MT) de déterminer le degré de validité de ce type de représentation de phénomènes.

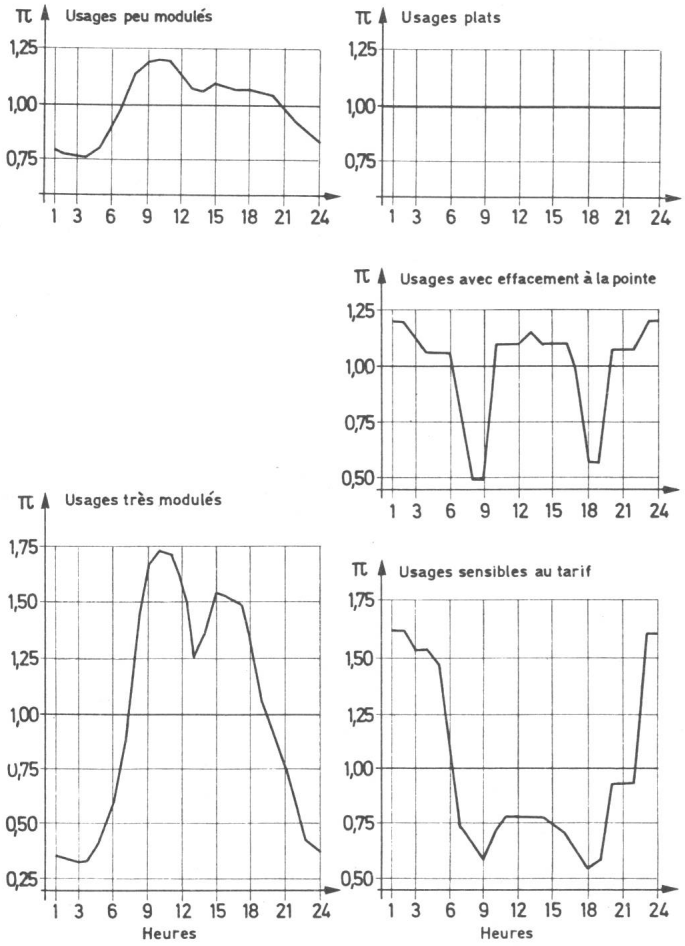

Fig. 5 Les formes de courbes de charge des clients industriels retenues pour le modèle sectoriel

π Puissances réduites (rapportées à la puissance moyenne)

3.3.2 Consommations domestiques et tertiaires

Dans ce domaine, on pense garder certains secteurs représentants des usages particuliers de l'électricité: chauffage des locaux et chauffage de l'eau. Dans un proche avenir, et grâce aux résultats issus des campagnes de mesure, il semble possible de pouvoir isoler les consommations domestiques (hors chauffage, bien entendu) des consommations tertiaires, la courbe de charge de ces dernières restant estimée a posteriori par diffé-

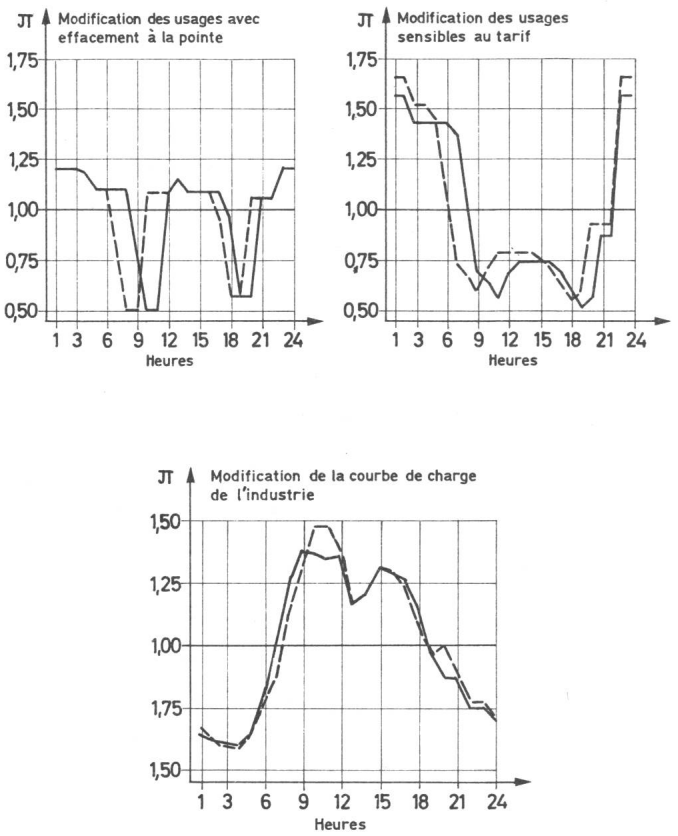

Fig. 6 Simulation sur la courbe de charge de l'industrie de la modification tarifaire de novembre 1979

——— Nouveau tarif

– – – – – Ancien tarif

π Puissances réduites (rapportées à la puissance moyenne)

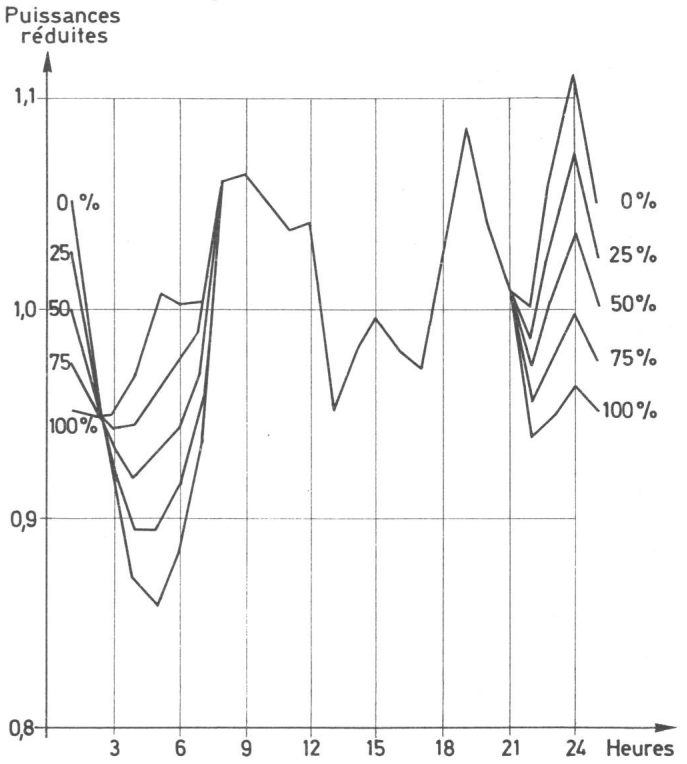

Fig. 7 Influence de la quantité de chauffe-eau avec relais décaleurs sur la courbe de charge du jour ouvrable moyen de 1991

rence entre la consommation totale et les consommations des autres secteurs (les campagnes de mesure pouvant donner cependant une information externe sur ce secteur différence, sous forme d'une estimation d'un profil moyen).

Cette représentation permet de déterminer facilement l'impact du développement d'un secteur sur la courbe de charge totale. Ainsi, il est possible de simuler très simplement, sur une courbe de charge à l'horizon 1990, l'influence de la part du chauffage de l'eau réalisé avec des chauffe-eau munis de relais décaleurs. La figure 7 montre les différentes courbes de charge réduites que l'on obtient si le parc de chauffe-eau est équipé à 0 %, 25 %, 50 %, 75 %, 100 % de relais décaleurs. On peut constater qu'une part comprise entre 25 % et 50 % conduit à une courbe de charge bien équilibrée.

4. Conclusion

Si l'intérêt des méthodes sectorielles de prévision de consommation n'est pas discutable, la mise en œuvre de «bons» outils s'avère être une tâche particulièrement longue et difficile en raison de la diversité des comportements des consommateurs d'électricité et par la nécessité de traitements temporels très détaillés.

Introduites dès le milieu des années 1960 à EDF, avec des moyens relativement simples, ces méthodes sont actuellement en train de faire un véritable bond en avant avec l'utilisation des résultats détaillés fournis par les travaux de connaissance des charges. On a présenté ici quelles sont les orientations et les premières réalisations qu'on envisage pour l'ensemble de cette question.

Adresse des auteurs

F. Meslier et *P. Oger*, Electricité de France, Service Etudes de Réseaux, 1, avenue du Général-de-Gaulle, B.P. 408, F-92141 Clamart.