



# ELEKTRIZITÄTSPREISE

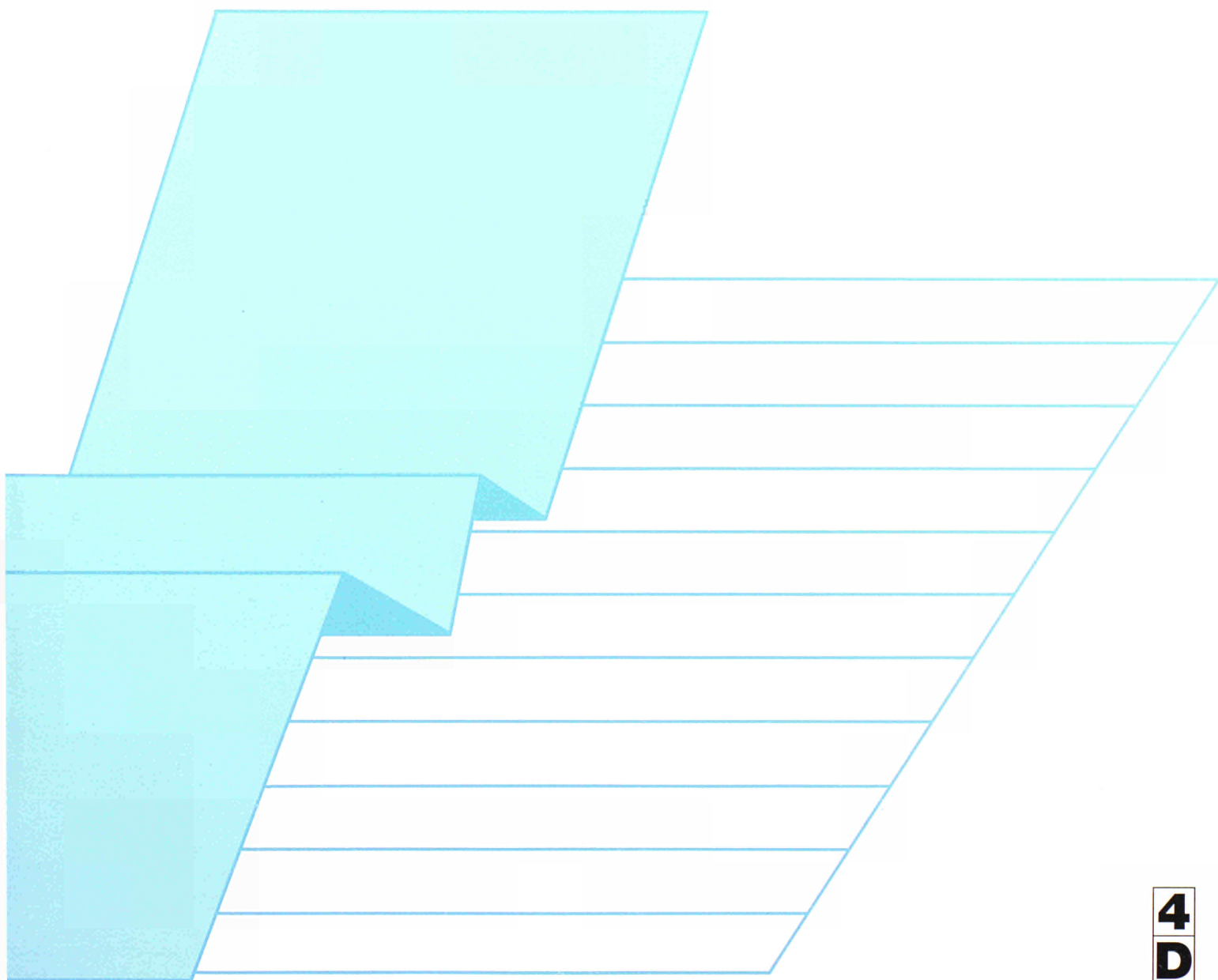
Preissysteme 1997

# ELECTRICITY PRICES

Price systems 1997

# PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Systemes de prix 1997





STATISTISCHES AMT DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN  
STATISTICAL OFFICE OF THE EUROPEAN COMMUNITIES  
OFFICE STATISTIQUE DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

L-2920 Luxembourg — Tél. (352) 43 01-1 — Télex COMEUR LU 3423  
Rue de la Loi 200, B-1049 Bruxelles — Tél. (32-2) 299 11 11

Eurostat hat die Aufgabe, den Informationsbedarf der Kommission und aller am Aufbau des Binnenmarktes Beteiligten mit Hilfe des europäischen statistischen Systems zu decken.

Um der Öffentlichkeit die große Menge an verfügbaren Daten zugänglich zu machen und Benutzern die Orientierung zu erleichtern, werden zwei Arten von Publikationen angeboten: Statistische Dokumente und Veröffentlichungen.

Statistische Dokumente sind für den Fachmann konzipiert und enthalten das ausführliche Datenmaterial: Bezugsdaten, bei denen die Konzepte allgemein bekannt, standardisiert und wissenschaftlich fundiert sind. Diese Daten werden in einer sehr tiefen Gliederung dargeboten. Die Statistischen Dokumente wenden sich an Fachleute, die in der Lage sind, selbständig die benötigten Daten aus der Fülle des dargebotenen Materials auszuwählen. Diese Daten sind in gedruckter Form und/oder auf Diskette, Magnetband, CD-ROM verfügbar. Statistische Dokumente unterscheiden sich auch optisch von anderen Veröffentlichungen durch den mit einer stilisierten Graphik versehenen weißen Einband.

Veröffentlichungen wenden sich an eine ganz bestimmte Zielgruppe, wie zum Beispiel an den Bildungsbereich oder an Entscheidungsträger in Politik und Verwaltung. Sie enthalten ausgewählte und auf die Bedürfnisse einer Zielgruppe abgestellte und kommentierte Informationen. Eurostat übernimmt hier also eine Art Beraterrolle.

Für einen breiteren Benutzerkreis gibt Eurostat Jahrbücher und periodische Veröffentlichungen heraus. Diese enthalten statistische Ergebnisse für eine erste Analyse sowie Hinweise auf weiteres Datenmaterial für vertiefende Untersuchungen. Diese Veröffentlichungen werden in gedruckter Form und in Datenbanken angeboten, die in Menütechnik zugänglich sind.

Um Benutzern die Datensuche zu erleichtern, hat Eurostat Themenkreise, d. h. eine Untergliederung nach Sachgebieten, eingeführt. Daneben sind sowohl die Statistischen Dokumente als auch die Veröffentlichungen in bestimmte Reihen, wie zum Beispiel „Jahrbücher“, „Konjunktur“, „Methoden“, untergliedert, um den Zugriff auf die statistischen Informationen zu erleichtern.

Y. Franchet  
Generaldirektor

It is Eurostat's responsibility to use the European statistical system to meet the requirements of the Commission and all parties involved in the development of the single market.

To ensure that the vast quantity of accessible data is made widely available, and to help each user make proper use of this information, Eurostat has set up two main categories of document: statistical documents and publications.

The statistical document is aimed at specialists and provides the most complete sets of data: reference data where the methodology is well-established, standardised, uniform and scientific. These data are presented in great detail. The statistical document is intended for experts who are capable of using their own means to seek out what they require. The information is provided on paper and/or on diskette, magnetic tape, CD-ROM. The white cover sheet bears a stylised motif which distinguishes the statistical document from other publications.

The publications proper tend to be compiled for a well-defined and targeted public, such as educational circles or political and administrative decision-makers. The information in these documents is selected, sorted and annotated to suit the target public. In this instance, therefore, Eurostat works in an advisory capacity.

Where the readership is wider and less well-defined, Eurostat provides the information required for an initial analysis, such as yearbooks and periodicals which contain data permitting more in-depth studies. These publications are available on paper or in videotext databases.

To help the user focus his research, Eurostat has created 'themes', i.e. subject classifications. The statistical documents and publications are listed by series: for example, yearbooks, short-term trends or methodology in order to facilitate access to the statistical data.

Y. Franchet  
Director-General

Pour établir, évaluer ou apprécier les différentes politiques communautaires, la Commission européenne a besoin d'informations.

Eurostat a pour mission, à travers le système statistique européen, de répondre aux besoins de la Commission et de l'ensemble des personnes impliquées dans le développement du marché unique.

Pour mettre à la disposition de tous l'importante quantité de données accessibles et faire en sorte que chacun puisse s'orienter correctement dans cet ensemble, deux grandes catégories de documents ont été créées: les documents statistiques et les publications.

Le document statistique s'adresse aux spécialistes. Il fournit les données les plus complètes: données de référence où la méthodologie est bien connue, standardisée, normalisée et scientifique. Ces données sont présentées à un niveau très détaillé. Le document statistique est destiné aux experts capables de rechercher, par leurs propres moyens, les données requises. Les informations sont alors disponibles sur papier et/ou sur disquette, bande magnétique, CD-ROM. La couverture blanche ornée d'un graphisme stylisé démarque le document statistique des autres publications.

Les publications proprement dites peuvent, être réalisées pour un public bien déterminé, ciblé, par exemple l'enseignement ou les décideurs politiques ou administratifs. Des informations sélectionnées, triées et commentées en fonction de ce public lui sont apportées. Eurostat joue, dès lors, le rôle de conseiller.

Dans le cas d'un public plus large, moins défini, Eurostat procure des éléments nécessaires à une première analyse, les annuaires et les périodiques, dans lesquels figurent les renseignements adéquats pour approfondir l'étude. Ces publications sont présentées sur papier ou dans des banques de données de type vidéotex.

Pour aider l'utilisateur à s'orienter dans ses recherches, Eurostat a créé les thèmes, c'est-à-dire une classification par sujet. Les documents statistiques et les publications sont répertoriés par série — par exemple, annuaire, conjoncture, méthodologie — afin de faciliter l'accès aux informations statistiques.

Y. Franchet  
Directeur général

# ELEKTRIZITÄTSPREISE

Preissysteme 1997

# ELECTRICITY PRICES

Price systems 1997

# PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Systemes de prix 1997

Themenkreis / Theme / Thème

Energie und Industrie / Energy and industry / Énergie et industrie

Reihe / Series / Série

Studien und Forschungsergebnisse / Studies and research / Études et recherche



Manuskript abgeschlossen im Juli 1998  
Manuscript completed in July 1998  
Manuscrit achevé en juillet 1998

Für alle Informationen über diese Veröffentlichung wenden Sie sich bitte an:  
For all information concerning this publication, please contact:  
Pour toute information concernant cette publication, veuillez vous adresser à:  
Eurostat, tél. (352) 43 01-32040

Zahlreiche weitere Informationen zur Europäischen Union sind verfügbar über Internet,  
Server Europa (<http://europa.eu.int>).  
A great deal of additional information on the European Union is available on the Internet.  
It can be accessed through the Europa server (<http://europa.eu.int>).  
De nombreuses autres informations sur l'Union européenne sont disponibles sur Internet  
via le serveur Europa (<http://europa.eu.int>).

Bibliographische Daten befinden sich am Ende der Veröffentlichung.  
Cataloguing data can be found at the end of this publication.  
Une fiche bibliographique figure à la fin de l'ouvrage.

Luxembourg: Office des publications officielles des Communautés européennes, 1998

ISBN 92-828-4670-9

© Europäische Gemeinschaften, 1998

© European Communities, 1998

© Communautés européennes, 1998

*Printed in Luxembourg*

GEDRUCKT AUF CHLORFREI GEBLEICHTEM PAPIER  
PRINTED ON WHITE CHLORINE-FREE PAPER  
IMPRIMÉ SUR PAPIER BLANCHI SANS CHLORE

## INHALT / CONTENTS / SOMMAIRE

|     |   |    |
|-----|---|----|
| I.  | EINLEITUNG  | 5  |
|     | INTRODUCTION  | 51 |
|     | INTRODUCTION  | 91 |
| II. | PREISSYSTEME IN DEN 15 MITGLIEDSSTAATEN<br>DER EUROPÄISCHEN UNION | 7  |
|     | PRICE SYSTEMS IN THE 15 MEMBER STATES<br>OF THE EUROPEAN UNION    | 53 |
|     | SYSTEMES DE PRIX DES 15 ETATS MEMBRES<br>DE L'UNION EUROPEENNE    | 93 |



## EINLEITUNG

Seit dem 1. Juli 1991 führt die Richtlinie 90/377/EWG vom 29. Juni 1990 ein gemeinschaftliches Verfahren zur Gewährleistung der Transparenz der vom industriellen Endverbraucher zu zahlenden Gas- und Strompreise ein.

Gemäß Artikel 1 Punkt 2 enthält diese Mitteilung eine Zusammenfassung der am 1. Januar 1995 geltenden Preissysteme und ergänzt die Informationen der halbjährlichen "Statistik Kurzgefasst" und der jährlichen "Elektrizitätspreise".

Die der Studie zugrundeliegende Erhebung wurde vom Statistischen Amt der Europäischen Gemeinschaften durchgeführt, wobei die Mitarbeit der Behörden, Institute und Versorgungsunternehmen, die mit dem Elektrizitätssektor zu tun haben, wesentlich zum Erfolg der Studie beitragen hat. Ihnen gilt unser besonderer Dank.

## ZEICHEN UND ABKÜRZUNGEN

|                   |  |
|-------------------|--|
| <b>V</b>          | Volt                                     |
| <b>kV</b>         | Kilovolt (= 1 000 V)                     |
| <b>A</b>          | Ampère                                   |
| <b>kVA</b>        | Kilovoltampère                           |
| <b>kW</b>         | Kilowatt                                 |
| <b>h</b>          | Stunde                                   |
| <b>kWh</b>        | Kilowattstunde                           |
| <b>Gwh</b>        | Gigawattstunde (10 <sup>6</sup> kWh)     |
| <b>MW</b>         | Megawatt (10 <sup>3</sup> Kilowatt)      |
| <b>MJ</b>         | Megajoule                                |
| <b>GJ</b>         | Gigajoule (10 <sup>3</sup> MJ)           |
| <b>Ho</b>         | oberer Heizwert                          |
| <b>Hu</b>         | unterer Heizwert                         |
|                   |  |
| <b>BEF</b>        | Belgischer Franc                         |
| <b>DKK - øre</b>  | Dänische Krone - øre = 1/100 DKK         |
| <b>DEM</b>        | Deutsche Mark                            |
| <b>GRD</b>        | Griechische Drachme                      |
| <b>ESP</b>        | Spanische Peseta                         |
| <b>FRF</b>        | Französischer Franc                      |
| <b>IEP</b>        | Irishes Pfund                            |
| <b>ITL</b>        | Italienische Lira                        |
| <b>LUF</b>        | Luxemburgischer Franc                    |
| <b>NLG - cent</b> | Holländischer Gulden - Cents = 1/100 NLG |
| <b>ATS</b>        | Österreichischer Schilling               |
| <b>PTE</b>        | Portugiesischer Escudo                   |
| <b>FIM - p</b>    | Finnische Markka - p = 1/100 FIM         |
| <b>SEK</b>        | Schwedische Krone                        |
| <b>GBP</b>        | Pfund Sterling                           |
| <b>NOK</b>        | Norwegische Krone                        |



# BELGIEN

## 1. Struktur der belgischen Elektrizitätswirtschaft

Die Stromerzeugung erfolgt zu ca. 96 % durch die Stromerzeuger Electrabel und SPE und zu ca. 4 % durch industrielle Eigenerzeuger. Bei Electrabel handelt es sich um ein privates, bei SPE um ein öffentliches Elektrizitätserzeugungsunternehmen.

Die Stromverteilung wird durch das Gesetz über die Elektrizitätsverteilung vom 10. März 1925, ergänzt durch die Regionalverordnung für Wallonien vom 19. November 1990, geregelt.

Die Versorgung wird zu 2 % der gesamten Abgabemenge durch 8 kommunale Versorgungsbetriebe, zu ca. 18 % durch 9 reine kommunale Verbundgesellschaften und zu 80 % durch 19 gemischte kommunale Verbundgesellschaften gewährleistet.

Für Verbraucher mit einem 15 kV-Anschluß oder darunter wird vom Kontrollausschuß für Elektrizität und Gas eine landesweite Tarifempfehlung abgegeben, welche in Form eines Ministererlasses im Belgischen Amtsblatt veröffentlicht wird.

Nachstehend die Tarifstrukturen für die wichtigsten Abnehmerkategorien.

## 2. Niederspannungstarife

### 2.1 Haushaltsabnehmer

Der Standardtarif (Normaltarif) setzt sich zusammen aus einem jährlichen Grundbetrag und einem einheitlichen kWh-Preis. Für Abnehmer mit einer jährlichen Abnahmemenge von weniger als 1500 kWh steht der günstigere 'Kleinabnehmerarif' zur Verfügung. Bei einer Abnahmemenge von unter 365 kWh im Jahr wird ein bestimmter kWh-Preis nicht überschritten.

Der Zweistundentarif beinhaltet einen jährlichen Grundbetrag (der etwas höher liegt als beim Standardtarif) und einen kWh-Preis, bei dem zwischen einem mit dem kWh-Preis des Standardtarifs identischen Tagzeittarif und einem günstigeren Nachtzeittarif unterschieden wird.

Der 'Nur-Nachtzeittarif' wird für Anlagen verrechnet, die ständig an einen separaten Stromkreis angeschlossen sind, welcher mittels Fernsteuerung täglich während 9 Nachtstunden mit Strom versorgt wird; er beinhaltet eine jährliche Grundgebühr und einen kWh-Preis, der etwas unter dem Nachtzeittarif des Zweistundentarifs liegt.

Für Abnehmer mit einer Anschlußleistung von mehr als 10 kVA wird ein einmaliger, nach der zur Verfügung gestellten Leistung gestaffelter Grundbetrag verrechnet.

Für gewisse Kategorien von Abnehmern gelten eigene Sozialtarife (Befreiung von dem im Standard- und im Zweistundentarif enthaltenen Grundbetrag).

### 2.1 Industrieabnehmer

Es stehen die gleichen Tarifgruppen wie für die Haushaltsabnehmer zur Verfügung (Standard-, Zweistunden- und Nur-Nachtzeittarif). Bei einer Anschlußleistung von mehr als 10 kVA wird ein jährlicher, nach der Höhe der zur Verfügung gestellten Leistung gestaffelter Grundbetrag verrechnet.

### 3. Hochspannungstarife

Es stehen 4 unterschiedliche Hochspannungstarife zur Verfügung : A, B, C, und ein jahres- und tageszeitabhängiger Tarif.

Tarif C gilt für Kunden mit einem 15 kV-Anschluß an eine große Umspannanlage und einer Wirkleistung von über 4.000 kW. Tarif C gibt es als saisonabhängigen Tarif in unterschiedlicher Höhe je nach der Nutzungsdauer (geringe, mittlere und hohe Nutzungsdauer), oder als für das ganze Jahr einheitlichen Grundtarif bei hoher Nutzungsdauer.

Tarif B gilt für Kunden mit einer Wirkleistung von mehr als 1000 kW.

Tarif A gilt für Kunden, die eine Leistung unter 1000 kW abnehmen. Bei einer höheren Wirkleistung kommt automatisch der jeweils günstigste saisonabhängig berechnete Tarif A oder B zur Anwendung.

Ein jahres- und tageszeitabhängiger Tarif steht sowohl für den Anwendungsbereich der Tarifgruppe A als auch für die Tarifgruppe B zur Verfügung. Er ist wahlweise anzuwenden und wird jeweils für einen Zeitraum von 12 aufeinanderfolgenden Monaten berechnet. Er ist insbesondere für Abnehmer gedacht, die die Möglichkeit haben, ihre Bezugsmenge nach Maßgabe der unterschiedlichen Tarifelemente zu variieren.

Hochspannungskunden wird ein fester monatlicher Meßpreis pro Netzanschlußpunkt für Schalt- und Zählereinrichtungen und Fakturierung in Rechnung gestellt.

Tarif A ist nicht saisonabhängig; er steht in 2 Kategorien zur Verfügung, wobei nach dem überwiegenden Zweck des Verbrauchs (Beleuchtung oder Elektroantrieb) unterschieden wird. Dieser Tarif enthält einen aufgrund der während Viertelstundenintervallen abgenommenen Höchstleistung ermittelten Leistungspreis und einen nach Stark- und Schwachlastzeiten unterschiedlichen Arbeitspreis. Bei sehr geringer Benutzungsdauer kommt ein Maximaltarif zur Anwendung.

Die jahres- und tageszeitabhängigen Tarife ebenso wie die Tarife B und C für mittlere und hohe Nutzungsdauer sind saisonabhängig; sie beinhalten einen (nicht saisonabhängigen) aufgrund der während der vergangenen 12 Monate vorgehaltenen Höchstleistung berechneten Leistungspreis, einen auf der Basis der während einer viertelstündigen Meßperiode abgenommenen Höchstleistung ermittelten Leistungspreis und einen saisonabhängigen, nach Spitzen- und Schwachlastzeiten unterschiedlichen Arbeitspreis.

Beim jahres- und tageszeitabhängigen und beim Tarif C mit geringer Benutzungsdauer sind zusätzlich eigene Hochtarifzeiten für den Zeitraum der höchsten Netzlast während der Winterzeit (4 Stunden pro Tag zur Spitzenlastzeit) vorgesehen.

Als Starklastzeit gilt ein Zeitraum von 15 Stunden pro Tag, von Montag bis Freitag, gesetzliche Feiertage ausgenommen; die restlichen Stunden werden als Schwachlastzeit berechnet.

Für sämtliche Hochspannungstarife beträgt die Meßperiode für die Ermittlung der Höchstleistung (kW) 15 Minuten.

Für die Tarife A, B, und C wird die Blindarbeit erst ab einem Mehrverbrauch von 50 % bzw. 50 % bzw. 33 % an Blindarbeit über der Wirkarbeit in Rechnung gestellt.

Für Sondervertragskunden mit Eigenerzeugungsanlagen stehen eigene Sondertarife für die Bereitstellung bei Minderversorgung oder bei Ausfällen zur Verfügung; diese sind saisonabhängig und werden in Anlehnung an die Tarife für die Abnehmer der übrigen Kategorien festgelegt.

## 4. Preisanpassung

Die Tarifelemente Leistungspreis, jährlicher Grundpreis und ein Teil der Arbeitspreise unterliegen einer monatlichen Anpassung, die aufgrund des jeweils veröffentlichten Parameters NE (berücksichtigt beim Nicht-Brennstoffanteil der Tarife die Entwicklung der Betriebskosten) vorgenommen wird. Der verbleibende Brennstoffanteil wird aufgrund des Parameters Nc (berücksichtigt die Preisentwicklung bei Brennstoffen, die in den Kraftwerken für die Erzeugung der Elektrizität verwendet werden) angepaßt.

## 5. Besteuerung

Die Energiesteuern setzen sich aus zwei Elementen zusammen :

- Einer Energieabgabe;
- Diese beträgt derzeit 0,055 BEF/kWh exkl. MwSt. für Niederspannungsabnehmer mit Ausnahme jener Kunden, die in den Genuß eigener Sozialtarife kommen;
- Der Mehrwertsteuer: der aktuelle Mehrwertsteuersatz liegt bei 21%.

# DÄNEMARK

## 1. Tarifsysteem

Es gibt keine nationalen Standardtarife. Alle 101 Versorgungsunternehmen verfügen über ihre eigenen Tarife.

Bei Großkunden (typischerweise mit einem Verbrauch von mehr als 100.000 kWh) erfolgt die Verrechnung nach einem tageszeitabhängigen zweigliedrigen Tarif, bestehend aus :

- einem Grundpreis und
- einem Arbeitspreis mit 3 Zeitzonen.

Bei kleineren Kunden wird üblicherweise ein zweigliedriger Pauschaltarif angewendet, der sich wie folgt zusammensetzt :

- aus einem Grundpreis und
- einem einheitlichen Arbeitspreis.

Einige der Versorgungsunternehmen verrechnen auch noch einen leistungsabhängigen bzw. von der Sicherungskapazität abhängigen Tarif als drittes Tarifelement. Eines der großen Versorgungsunternehmen verrechnet keinen Grundpreis.

Bei allen Versorgungsunternehmen ist die Höhe des Tarifs normalerweise abhängig vom Spannungswert, mit dem der Kunde angeschlossen ist. Die Tarifgestaltung basiert grundsätzlich auf dem Prinzip: Jeder Kunde zahlt die Kosten, die er im Netz verursacht.

Allgemein gilt, daß nach veröffentlichten Tarifen bezahlt wird. Nur wenige Industriekunden bezahlen gemäß eines Vertrags.

Die Tarife werden für den 1. Januar jedes Jahres festgelegt. Es können jedoch laufend, nach entsprechender Benachrichtigung des Strompreisausschusses, Tarifänderungen vorgenommen werden. Alle Tarife werden veröffentlicht. Die Vereinigung der dänischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen veröffentlicht die Tarife einmal jährlich im März/April. Die Festlegung der Preise erfolgt in

Übereinstimmung mit den Vorschriften des Elektrizitätsversorgungsgesetzes, in dem verlangt wird, daß die anfallenden Kosten abzudecken sind.

Es gibt keine Sondertarife für bestimmte Verbraucherkategorien.

## 2. Besteuerung

Auf Strom werden 4 Abgaben erhoben :

### 2.1 Energiesteuer

Am 1. Januar 1997 belief sich der normale Energiesteuersatz auf 40 øre/kWh. Für Haushalte mit elektrischer Heizung, die mehr als 4000 kWh pro Jahr verbrauchen, beträgt die Steuer auf den über diesem Volumen liegenden Verbrauch allerdings 36,50 øre/kWh.

Im Vergleich zum Vorjahr wurden die Steuersätze um 4 øre/kWh angehoben.

Laut der Ergänzung zum Energiesteuergesetz von 1993 soll die Energiesteuer bis 1998 jeden 1. Januar angehoben werden; sie soll sich dann auf 46 øre/kWh (bzw. 39,50 øre/kWh) belaufen.

Diese Steuer ist offiziell von allen Stromabnehmern zu zahlen. Doch wird die Steuer MwSt.-pflichtigen Zahlern, mit wenigen Ausnahmen, vollständig - außer für Strom, der zum Heizen von Räumen eingesetzt wird - zurückerstattet.

### 2.2 CO<sub>2</sub>-Steuer

Diese offiziell von allen Stromabnehmern zu zahlende Abgabe beläuft sich unverändert auf 10 øre/kWh. Den meisten mehrwertsteuerpflichtigen Unternehmen kann die gezahlte CO<sub>2</sub>-Steuer anteilig rückerstattet werden, wobei der Rückerstattungsanteil von der Art des Endverbrauchs abhängt. 1997 wurden bei Verwendung der Energie für "schwere Verarbeitungsprozesse" 90% und bei Verwendung für "leichte Verarbeitungsprozesse" 40 % refundiert, während für den Einsatz für Raumheizung keine Rückerstattung erfolgte. Unternehmen, die in Energiesparmaßnahmen investiert haben, erhalten eine weitere Rückerstattung vom Staat. In den Preisstatistiken geht man von einer durchschnittlichen Rückerstattung von 50 % aus.

### 2.3 SO<sub>2</sub>-Steuer

Diese Steuer beträgt für alle Verbraucher 0,90 øre/kWh.

### 2.4 MWSteuer

Der MwSt.-Satz beläuft sich unverändert auf 25 %; er ist offiziell von allen Stromabnehmern zu zahlen. MwSt.-pflichtigen Unternehmen wird die MwSt. jedoch vollständig zurückerstattet.

## 3. Zusätzliche Informationen

101 Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind jeweils zur Versorgung eines bestimmten geographischen Gebiets verpflichtet. Die Unternehmen eines bestimmten Gebietes sind gemeinsam Eigentümer des sich in ihrem Gebiet befindenden Erzeugerunternehmens. Sechs Erzeugerunternehmen westlich des Großen Belt haben sich zur Koordinierung ihrer Tätigkeit in der Dachorganisation ELSAM zusammengeschlossen. Zwei Erzeugerunternehmen östlich des Großen Belt kooperieren in ähnlicher Weise im Rahmen des Dachverbands ELKRAFT. Einige andere Erzeugerunternehmen sind keiner Dachorganisation angeschlossen.

Die Versorgungsgebiete westlich und östlich des Großen Belt sind nicht miteinander verbunden und weisen große Unterschiede im Hinblick auf die Zahl und die Größe der Unternehmen auf; dies gilt auch für den Grad der Urbanisierung.

Die Stromverteilung, einschließlich der Preisgestaltung, unterliegt dem Elektrizitätsversorgungsgesetz.

Jedes der Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist dafür verantwortlich, daß die Preise in Übereinstimmung mit dem Elektrizitätsversorgungsgesetz festgelegt werden. Alle Tarife und Verträge sind dem Elektrizitätspreisausschuß mitzuteilen. Das Ausschußsekretariat befindet sich bei der Wettbewerbsbehörde.

Im Mai 1996 wurde eine Gesetzesänderung verabschiedet, die die Einführung von verhandelten Fremdanschlüssen gemäß der IEM-Richtlinie regelt. Diese trat jedoch nicht vor Januar 1998 in Kraft. Derzeit ist eine umfassende Energieversorgungsreform in Arbeit, die ab dem Beginn 1999 die IEM-Richtlinie voll berücksichtigt.

## BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND

### 1. Industriestrompreis-System

Die Rechtsbeziehungen zwischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) und Industriekunden regeln sich nach individuellen Stromlieferungsverträgen ("Sonderverträgen"), die die Vertragspartner miteinander vereinbaren. Soweit diese Verträge Abnahmeverhältnisse bis zu einem bestimmten Leistungsbedarf betreffen, der noch mit Mittelspannung (etwa bis 20 kV) zur Verfügung gestellt werden kann, haben sich hierfür Standard-Verträge herausgebildet, für die Wortlaut und Preise bei den jeweiligen EVU gleich sind.

Während bei den Preisen von EVU zu EVU Unterschiede bestehen, ist die Struktur der Preisregelungen (Tarife) für Lieferungen in Mittelspannung weitgehend einheitlich. Die EVU bieten in der Regel Leistungspreisregelungen mit nach Tag und Nacht differenzierten Arbeitspreisen an. Das heißt, eine zweigliedrige Preisregelung (Arbeits- und Leistungspreis) mit Zeitzonen. Die Dauer der Zeitzonen (Tag/Nacht) richtet sich nach dem Verlauf der Gesamtlast im jeweiligen Versorgungsgebiet. So ist die Schwachlastzeit auch häufig im Sommer länger als im Winter. Von einigen EVU wird für besondere Versorgungsfälle eine Zeitzonenpreisregelung ohne Leistungspreis angeboten. Teilweise gibt es auch saisonale Unterschiede.

Die Mehrzahl der EVU stellt eine "flachere" und eine "steilere" Leistungspreisregelung zur Wahl, teilweise neben einer Zonenpreisregelung "flache" Regelungen haben relative niedrige Leistungspreise und relativ hohe Arbeitspreise. Bei "steilen" Regelungen ist es umgekehrt. Somit können in den meisten Versorgungsgebieten die mittelspannungsseitig versorgten Kunden bei Vertragsabschluß unter zwei oder mehr Preisregelungen, die für ihre Benutzungsdauer günstigste auswählen.

### 2. Leistungspreisregelungen

Bezugsgröße des Leistungspreises ist die Jahresverrechnungsleistung (in kW oder kVA). Diese wird überwiegend aus dem Mittelwert der drei größten Monatshöchstleistungen gebildet. Möglich ist auch der Mittelwert aus den zwei größten Monatshöchstleistungen. Vereinzelt wird auch die Abrechnung nach Monats- bzw. Jahreshöchstleistung vorgenommen. Die Meßperiode für die Ermittlung der Höchstleistung beträgt in der Regel 15 Minuten, vereinzelt 30 Minuten. Die meisten Preisregelungen sehen vor, daß ein Mindestleistungspreis in Abhängigkeit von der vorgehaltenen Leistung zu bezahlen ist.

Einige EVU berechnen den Leistungspreis für eine vom Kunden fest bestellte (vertraglich vereinbarte) Leistung; wird sie überschritten, ist für die darüber hinausgehende Leistung ein höherer Leistungspreis zu bezahlen.

Zusätzlich zu den vorstehend beschriebenen Preisregelungen bieten EVU ihren Kunden die Möglichkeit an, durch Reduzierung der in Anspruch genommenen Leistung während bestimmter, von den EVU erwarteten, Starklastzeiten ihre Strombezugskosten zu senken.

### **3. Zonenpreisregelungen**

Diese Preisregelungen verzichten auf einen Leistungspreis und enthalten neben den mit steigendem Verbrauch fallenden Arbeitspreisen (verschiedene Mengenzone) einen Benutzerrabatt in Abhängigkeit von der gemessenen Höchstleistung. Das Angebot an Zonenpreisregelungen ist rückläufig.

### **4. Blindstromverbrauch**

Die Stromlieferungsverträge sind in der Regel darauf abgestellt, daß die Elektrizität mindestens mit einem Leistungsfaktor  $\cos \varphi = 0,9$  abgenommen wird. Da bei den meisten Verträgen die Wirkleistung (kW) zugrunde gelegt ist, wird hierbei für denjenigen Blindstromverbrauch, der über diesen Wert hinausgeht, ein Zuschlag berechnet.

### **5. Preisanpassung**

Die Verträge enthalten Klauseln zur Anpassung der Strompreise im Laufe der Vertragsdauer. Als Bezugsgrößen für die Anpassung der Preise können z.B. Kohlepreise sowie Löhne oder Gehälter zur Anwendung kommen. Die Anwendung dieser Preisanpassungsklauseln in bedarf keiner behördlichen Genehmigung.

### **6. Besteuerung**

Der deutsche Mehrwertsteuersatz, der auch in der Elektrizitätsversorgung Anwendung findet, beträgt 15 Prozent. Ab dem 1. April 1998 16 Prozent.

## **GRIECHENLAND**

### **1. Rechtsgrundlage**

Für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Elektrizität ist in Griechenland die 1950 vom Staat gegründete PPC (Public Power Corporation) zuständig.

PPC ist ein Unternehmen privaten Rechts, das öffentliche Aufgaben wahrnimmt.

Für die Beaufsichtigung und Koordinierung der Elektrizitätswirtschaft sind verschiedene staatliche Stellen zuständig, u.a.:

- das Ministerium für Industrie, Energie und Technologie, die dem Entwicklungsplan und den Investitionsplänen des Unternehmens zustimmen muß und;
- das Wirtschaftsministerium, das u.a. den Haushaltsplänen von PPC zustimmen muß.

98 % der Stromerzeugung in Griechenland entfallen auf PPC. Die restlichen 2 % werden von Eigenerzeugern, hauptsächlich industriellen Verbrauchern, zur Deckung ihres Eigenbedarfs erzeugt.

## 2. Tarifsystem

In ganz Griechenland gilt eine einheitliche Tarifstruktur mit einem im Prinzip einheitlichen Preisniveau.

Alle Tarife werden veröffentlicht, und jeder Kunde kann je nach Art und Höhe seines Stromverbrauchs den für ihn günstigsten Tarif wählen.

Für die Tarife sind folgende Elemente maßgebend:

- Netzspannung: Niederspannung (220-380V), Mittelspannung (6,6 - 15 - 20 - 22 kV) und Hochspannung/150 kV);
- Zweck des Verbrauchs: (Haushaltsverbrauch, industrieller, landwirtschaftlicher, gewerblicher, allgemeiner Verbrauch);
- bestellte Leistung oder Höchstleistung (kW), Nieder- und Mittelspannung (bis 10 MW) und Hochspannung (über 10MW) ;
- Dauer der Inanspruchnahme der bestellten Leistung.

## 3. Industrielle Abnehmer

Für industrielle Abnehmer gibt es folgende drei Tarifarten:

### 3.1 Tarife für industrielle Niederspannungsabnehmer

Diese Abnehmer können zwischen drei Tarifen wählen:

- einem zweigliedrigen Tarif mit einer Grundgebühr und einem linearen Arbeitspreis;
- einem zweigliedrigen Tarif mit einer Grundgebühr und einem tageszeitabhängigen Arbeitspreis;
- einem dreigliedrigen Tarif mit einer Grundgebühr, einem Leistungspreis und einem linearen Arbeitspreis.

### 3.2 Tarife für industrielle Mittelspannungsabnehmer

Für industrielle Mittelspannungsabnehmer gibt es die folgenden Tarife:

- Der erste Tarif wird bei industriellen Mittelspannungsabnehmern mit einem Belastungsgrad von über 47 % angewandt. Hierbei handelt es sich um einen zweigliedrigen Tarif mit einem Leistungspreis und zwei verschiedenen Arbeitspreisen, die sich nach der monatlichen Höchstleistung richten;
- Der zweite Tarif wird bei industriellen Mittelspannungsabnehmern mit einem Belastungsgrad unter 47 % angewandt. Es handelt sich um einen zweigliedrigen Tarif mit einem Leistungspreis und einem linearen Arbeitspreis.

### 3.3 Tarif für industrielle Hochspannungsabnehmer

Bei diesem Tarif für Abnehmer, die direkt an das Hochspannungsnetz (150 kV) angeschlossen sind, handelt es sich um einen zweigliedrigen Tarif mit einem Leistungs- und einem Arbeitspreis;

Der Tarif ist jahres- und tageszeitabhängig, da je nach dem Zeitpunkt des Stromverbrauchs (Starklastzeiten, Schwachlastzeiten, Normallastzeiten) unterschiedliche Leistungs- und Arbeitspreise gelten.

## SPANIEN

### 1. Tarife

Der Stromtarif wird anhand von Höchstpreisen festgelegt, die auf dem gesamten Hoheitsgebiet einheitlich sind und bis zum 31. Dezember 1997 für sämtliche Endverbraucher galten.

Die Preise werden in jedem Haushaltsjahr aktualisiert, wobei die verschiedenen Einzeltarife nach Berechnung des Durchschnittstarifs festgelegt werden.

1983 wurde die Tarifstruktur für die verschiedenen Einzeltarife einschließlich der Anwendungsbedingungen festgelegt. In der Folge wurde die Struktur angepaßt, bis das Tarifsystem 1987 voll ausgebildet war. Später wurde es noch in einigen Punkten abgeändert, um es zu verbessern und flexibler zu gestalten.

Das allgemeine Tarifsystem gliedert sich in Standardtarife, die in Abhängigkeit von der Lieferspannung sowie der Ausnutzung der bestellten Leistung festgelegt werden und denen sämtliche Abnehmer unterworfen sind, sowie einige Sondertarife für Staatsbeleuchtung, Bewässerung, Elektroantrieb, Verteiler (lediglich bestehende Kleinverteiler), Großabnehmer und die Haushaltstarife 1.0 und 2.0, wobei die vier erstgenannten Verwendungsarten entweder an die Energieausnutzung oder aber an die Liefermerkmale gebunden sind, während die beiden letztgenannten bei der Preisgestaltung auch den Verbrauchstyp berücksichtigen.

Die Endpreise gehen von einem Grundrechnungsbetrag aus, der auf einem zweigliedrigen Tarif fußt. Dabei handelt es sich einesteils um eine feste Tarifkomponente, bei der die bestellte Abnahmemenge zugrunde gelegt wird, und andernteils um eine variable Tarifkomponente, die den tatsächlichen Verbrauch berücksichtigt. Um den Endpreis zu ermitteln, wird dieser Grundrechnungsbetrag aufgrund der vier bestehenden Ergänzungstarife für tageszeitliche Differenzierung, Blindarbeit, jahreszeitliche Differenzierung und Unterbrechbarkeit algebraisch um Zuschläge und Rabatte verändert.

In der Stromrechnung sind auch Beträge wie Zählermiete und Steuern enthalten.

#### 1.1 Ergänzungstarife

Der Ergänzungstarif für tageszeitliche Differenzierung wird aufgrund der Verbrauchsform und des Arbeitspreises für die durchschnittliche Nutzungsdauer in der entsprechenden Tarifstufe als Rabatt oder Zuschlag in Peseten festgelegt. Fünf tageszeitliche Differenzierungen sind möglich, wobei der Abnehmer das Recht hat, die seinem Bedarf am ehesten entsprechende Differenzierung zu wählen.

Der Ergänzungstarif für Blindarbeit dient der Reduzierung der Blindarbeit; dabei wird der Leistungsfaktor ( $\cos \varphi$ ) der Einheit angenähert. Er besteht aus bestimmten prozentuale Zuschlägen und Rabatten, die in Abhängigkeit vom Leistungsfaktor berechnet werden, und wird auf den gesamten Grundrechnungsbetrag angewendet. Er variiert zwischen einem Rabatt von 4 % pro  $\cos \varphi = 1$  und einem Zuschlag von 47 % für  $\cos \varphi = 0,5$ , findet aber auf Abnehmer der Tarifgruppen 1.0 und 2.0 keine Anwendung.

Der Ergänzungstarif für jahreszeitliche Differenzierung trägt den unterschiedlichen Energiekosten zu verschiedenen Jahreszeiten Rechnung und soll zur Abflachung der Belastungskurve des Tarifsystems beitragen. Für Verbräuche, die in die Schwachlastzeiten (Mai, Juni, August und September) fallen, ist ein Rabatt von 10 % des Arbeitspreises; für Hochlastzeiten (Januar, Februar, November und Dezember) ein Zuschlag von 10 % vorgesehen.

Der Ergänzungstarif für Unterbrechbarkeit macht folgende Änderung der allgemeinen Vertragsklauseln für den Leistungsbezug von Großabnehmern der Standardtarife Hochspannung. (Spitzen- und Hochlasttarife  $\geq 5$  MW) erforderlich : Der Abnehmer verpflichtet sich gegen Gewährung bestimmter Rabatte auf fünf Jahre hinaus, seine Leistungsentnahme in den vom Elektrizitätsunternehmen geforderten Zeiten zu reduzieren und die Vorgabeleistung ( $P_{\max}$ ) nicht zu überschreiten.



## 2. Besteuerung

Bis zum 31. Dezember 1997 unterlag der Strombezug lediglich der Mehrwertsteuer, wobei der entsprechende Satz 16 % betrug.

Seit dem 1. Januar 1998 gilt eine Stromsteuer, mit der die Aufwendungen für die subventionierten Tarife zugunsten der Kohlezechen abgedeckt werden sollten. Der Grundrechnungsbetrag erhöht sich um diese neue Energiesteuer, wobei er mit dem Koeffizienten 1,05113 multipliziert wird. Der daraus resultierende Satz von 4,864 % ist auf dem gesamten Hoheitsgebiet gültig. Auf den Gesamtbetrag wird zusätzlich noch Mehrwertsteuer erhoben.


## 3. Ergänzende Informationen

Die spanische Stromwirtschaft setzt sich aus rund 1000 Stromerzeugern und -verteilern zusammen. Auf eine kleine Gruppe, die sich in der UNESA zusammengeschlossen hat, entfällt über 97 % der marktbestimmten Energieerzeugung. Von diesen Unternehmen ist lediglich ein Drittel wirklich unabhängig. Im übrigen hat eine starke Unternehmenskonzentration stattgefunden, so daß die gesamte Stromwirtschaft nur noch von einer kleinen Zahl von Unternehmensgruppen beherrscht wird. Vor allem im Stromvertrieb gibt es jedoch noch eine Vielzahl kleinerer Unternehmen.

Dabei handelt es sich heute sämtlich um Privatunternehmen.

Das Ministerium für Industrie und Energie ist zuständig für die Preisgestaltung, die Sicherheit von Personen und Anlagen, die Beziehungen zu den Abnehmern und ganz allgemein für sämtliche Vorschriften und Regelungen im Bereich der Energiewirtschaft.

Die vorläufigen Angaben des Jahres 1997 über die Bruttoerzeugung von elektrischem Strom in Spanien (Halbinsel) lauten wie folgt :

|  eurostat | GWh     | %     |
|--|---------|-------|
| Wasserkraft  | 33 118  | 21.0  |
| Herkömmliche Wärmekraft  | 69 005  | 43.8  |
| Atomkraft  | 55 287  | 35.2  |
| Gesamterzeugung  | 157 410 | 100.0 |

Seit 1993 war der Energiesektor in Spanien einfuhrorientiert. Üblicherweise wurde Strom aus Frankreich importiert und nach Portugal und Andorra exportiert. Im letzten Jahr verkehrte sich der Gesamtsaldo jedoch in einen Exportüberschuß. Der Saldo belief sich 1997 auf 3 106 GWh.

Global gesehen beruht der Stromtarif auf einem System von Standardkosten und -einnahmen, die den seit 1988 geltenden "Marco Legal Estable" (fester gesetzlicher Rahmen) bilden. Nach diesem System schlug das Ministerium für Industrie und Energie nach Konsultation der nationalen Kommission für die Stromwirtschaft der Regierung eine Tarifierfassung für das jeweils zum 1. Januar beginnende Wirtschaftsjahr vor.


Sobald die Regierung bzw. der Ministerrat dem neuen Tarif zugestimmt hatte, legte das Ministerium die Höchstpreise für die verschiedenen Verbraucherkategorien fest und veröffentlichte sie im Amtsblatt (Boletín Oficial del Estado). Diese Preise galten landesweit einheitlich.

#### 4. Am 1.1.1998 in Kraft getretene Änderungen

Mit dem Gesetz 54/97 treten ab dem 1.1.1998 folgende Änderungen auf dem Energiesektor in Kraft :

- 4.1 Die Energieerzeugung folgt dem Grundsatz des freien Wettbewerbs; die Entgelte richten sich nach der Organisationsform des Großmarkts.
- Damit dieser Markt korrekt funktioniert, werden ein *Market Operator* und ein *System Operator* eingeführt, welche die Funktionen erfüllen, die eine effiziente Steuerung des Stromerzeugermarkts durch eine entsprechende Wirtschaftsführung erst möglich macht und gleichzeitig für die technische Verwaltung des Stromversorgungssystems zuständig sind.
  - Darüber hinaus wird den Eignern der Stromerzeugungsanlagen für einen Übergangszeitraum von 10 Jahren eine Kostenentschädigung für den Übergang zum freien Wettbewerb zugestanden; auf diese Weise soll verhindert werden, daß sie im Zuge der Anpassung an das neue System aus dem wirtschaftlichen und finanziellen Gleichgewicht geraten. Die den Betreibern entstehenden Kosten werden auf sämtliche Abnehmer umgelegt.
  - Eine Sonderregelung hinsichtlich der Stromerzeugung gilt für Anlagen der Spitzentechnologie, Anlagen, bei denen Abprodukte eingesetzt werden, sowie die mit erneuerbarer Energie arbeitenden Anlagen.
- 4.2 Der Strommarkt wird allmählich freigegeben, wobei qualifizierte Abnehmer die Möglichkeit haben, den Strompreis frei auszuhandeln; ihnen wird entweder ein direkter Marktzugang gewährt oder es werden vertragliche Abmachungen mit ihnen geschlossen, die sich im Zuge der Entwicklung der Märkte erst noch herauschälen müssen.
- Die Einstufung als "qualifizierter Abnehmer" wird aufgrund des jährlichen Verbrauchs der jeweiligen Abgabestelle bzw. Anlage zuerkannt. Zu diesem Zweck wird ein Liberalisierungszeitplan aufgestellt: Für Abnehmer mit über 15 GWh/Jahr liegenden Bezügen wird der Markt 1998 liberalisiert, worauf die Betreiber von Eisenbahn-Transportanlagen einschließlich Stadtbahnen folgen. In verschiedenen Etappen, die Tabelle 4 zu entnehmen sind, wird so in einem Zeitraum von 10 Jahren (2007) erreicht, daß sich sämtliche Abnehmer "qualifizieren".
  - Die Liberalisierung der Stromversorgung geht Hand in Hand mit :
    - freiem Zugang zum Transport- und Verteilungsnetz für qualifizierte Abnehmer; dieser wird über Gebühren für die Netzbenutzung gesteuert, die als Anschlußgebühren in Erscheinung treten.
    - der Einführung eines *Vermarkters*, dessen Tätigkeit im Zuge der wachsenden Wahlfreiheit allmählich ausgebaut werden soll.
    - der gesetzlichen Definition des Vermarkters als derjenigen Rechtsperson, die an das Transport- und Verteilungsnetz angeschlossen ist und dafür Sorge trägt, daß der Strom an sogenannte qualifizierte Abnehmer abgegeben wird.

Um den Prozeß der Anpassung an dieses Modell zu fördern, gelten für diese Abnehmer weiterhin kostendeckende Tarife; sie können diese Tarife auch künftig in Anspruch nehmen, falls sie dafür optieren, nicht als qualifizierte Abnehmer aufzutreten und somit darauf verzichten, ihre Bezugspreise frei auszuhandeln.

|  Zeitplan für die Liberalisierung des Absatzmarktes |   |
|--|---|
| 01.01.1998   | Abnehmer mit einem Verbrauch > 15 GWh/Jahr<br>Betreiber von Eisenbahn-Transportanlagen einschließlich Stadtbahnen |
| 01.01.2000   | Abnehmer mit einem Verbrauch > 9 GWh/Jahr   |
| 01.01.2002   | Abnehmer mit einem Verbrauch > 5 GWh/Jahr   |
| 01.01.2004   | Abnehmer mit einem Verbrauch > 1 GWh/Jahr   |
| 01.01.2007   | Sämtliche Abnehmer  |

4.3 Die Verwaltungsregelung für Transport- und Verteilung bleibt in Kraft; sie umfaßt auch die Stromvermarktung gegen Gebühr, um durch die Tatsache, daß lediglich ein einziges Netz vorhanden ist, bedingte marktbeherrschende Stellungen zu vermeiden, wobei der freie Netzzugang mit Hilfe von Benutzungsgebühren sichergestellt wird, die ein Entgelt für diese Art Tätigkeit darstellen. Auf diese Weise wird erreicht, daß Netzeigentum nicht in exklusive Netznutzung ausartet.

- Die Vertreter können als qualifizierte Abnehmer auftreten, die Strom kaufen und an die eigenen Tarifabnehmer weitergeben. Sie treten in diesem Zusammenhang entweder als Agenten auf, die zum jeweiligen Preis Zugang zum Strommarkt haben, oder sie greifen auf die Mechanismen zurück, die sich auf dem freien Markt für die Stromnotierungen herausbilden werden,
- Kleinvertreibern, die bisher Strom zum Tarif D bezogen und für die die Kostendeckungsregelung laut "Marco Legal y Estable" nicht galt, wird ebenfalls ein Übergangszeitraum von 10 Jahren eingeräumt, was ihnen die Umstellung auf das neue System erleichtern soll; während dieses Zeitraums können sie weiterhin als Tarifabnehmer auftreten.

4.4 Die Notwendigkeit, zwischen den gesetzlich geregelten Tätigkeiten Transport und Verteilung und den nicht gesetzlich geregelten Tätigkeiten Energieerzeugung und -vermarktung rechtlich zu trennen, ist erkannt. Dieser Erfordernis wird noch vor dem 31. Dezember des Jahres 2000 Rechnung getragen. In der Zwischenzeit wird eine buchungsmäßige Unterscheidung zwischen sämtlichen gesetzlich geregelten Tätigkeiten - Erzeugung, Transport, Verteilung und Vermarktung von Strom - vorgeschrieben.

- Als gesetzlich geregelte Tätigkeiten obliegen die Aufgaben des *System Operator* und des *Market Operator* unabhängigen Gesellschaften.

## FRANKREICH

Die Stromtarife sind zweigliedrig: Zum Leistungspreis für die vertraglich vereinbarte Leistung kommt ein je nach Saisontarif mit Zeitzonen unterschiedlicher Arbeitspreis für einen Jahresdurchschnitt von 8 760 Stunden.

Es gibt auch verschiedene Möglichkeiten für einen Lastausgleich in den Tarifzeiträumen. In diesem Fall wird die verringerte Leistung in Rechnung gestellt; diese wird aufgrund der in den Spitzenzeiten bestellten Leistung sowie etwaiger zusätzlicher Anschlußwerte in den übrigen Tarifzeiträumen berechnet, wobei ein

Reduzierungskoeffizient zugrunde gelegt wird. Aufgrund der Ausblendung von Leistung in einem oder mehreren Tarifzeiträumen vermindert sich die Stromrechnung für den Kunden.

Dennoch schließen die Bezugsverbräuche im Rahmen der Richtlinie vom 29. Juni 1990 keinen Lastausgleich bei der bestellten Leistung ein; zu ihrer Bewertung wird ebenfalls nur die Option Tarifgrundlage herangezogen.

## 1. Gelber Tarif

Allgemein gilt der gelbe Tarif für sämtliche Kunden mit einer vereinbarten Leistung von 36 bis 250 kVA, wobei zwei Optionen angeboten werden, einmal zu einem festen Termin (Basis) und einmal zu einem in Echtzeit bestimmten Termin (EJP), jeweils mit vier Tarifzeitzeonen und daher mit vier Preisen für die Kilowattstunde.

Die Bestellung der Leistung erfolgt anhand der Scheinleistung (kVA). Dabei wird natürlich der Leistungsfaktor des Anschlusses berücksichtigt; deshalb wird die Blindarbeit nicht getrennt in Rechnung gestellt. Dennoch haben die betroffenen Kunden ein Interesse daran, den Leistungsfaktor in vernünftigen Grenzen zu halten, um zu vermeiden, daß eine zu große Scheinleistung bestellt wird, die dann als Grundlage für die Berechnung des Leistungspreises dient.

## 2. Grüner Tarif

Allgemein gilt der grüne Tarif für Kunden mit einer vereinbarten Leistung von 250 kW oder mehr, der mit den Optionen fester Termin (Basis) oder in Echtzeit festgelegter Termin (EJP, Lastausgleich) angeboten wird.

Die Größe eines "grünen Kunden" bestimmt die Wahl der Teilkategorie: A5 oder A8 für 250 bis 10 000 kW und grün B von 10 bis 40 MW sowie grün C bei mehr als 40 MW.

Welcher Tarif angewandt wird (kurze Nutzung, mittlere Nutzung, oder sehr lange Nutzung), hängt von der Nutzungsdauer der bestellten Leistung ab.

Die Leistungsbestellung für die einzelnen jahres- und tageszeitabhängigen Tarifzonen erfolgt in Wirkleistung (kW).

Die Wirkarbeit wird getrennt mit unterschiedlichen Preisen für jede der 5, 8, 6 oder 4 jahres- und tageszeitabhängigen Tarifzonen in Rechnung gestellt.

Die Blindarbeit wird :

- während der Spitzenzeiten im Dezember, Januar und Februar sowie während der Hochtarifzeit im November, Dezember, Januar, Februar und März in Höhe von bis zu 40 % der verbrauchten Wirkenergie ( $\text{tg } \Phi = 0,4$ ) und
- während der Niedertarifzeit im November, Dezember, Januar, Februar und März sowie während der Monate April, Mai, Juni, Juli, August, September und Oktober uneingeschränkt gratis zur Verfügung gestellt.

Während der Beschränkungen unterliegenden Zeiträume wird die über  $\text{tg } \Phi = 0,4$  liegende verbrauchte Blindarbeit gemäß der gültigen Tarifstaffelung monatlich in Rechnung gestellt.

## 3. Blauer Tarif

Allgemein gilt der blaue Tarif für Kunden mit einer vereinbarten Leistung von 36 kVA oder weniger.

Dieser Tarif bietet mehrere Optionen, u. a. eine, zwei oder sechs Tarifperioden, die entweder feste Termine (Option Basis, Schwachlaststunden) oder kurzfristig "in Echtzeit" bestimmte Termine haben (Option EJP, tempo).

## IRLAND

### 1. Kleinabnehmer aus Gewerbe und Industrie

Der Standardtarif setzt sich aus einem Grundbetrag und zwei Kilowattstundenpreisen zusammen, wobei bei einem Verbrauch von über 8.000 kWh innerhalb eines Zweimonatszeitraums ein Preisnachlaß gewährt wird. Es gibt - wahlweise - einen Tag-/Nachtтарif mit höherem Grundbetrag und höherem Kilowattstundenpreis für am Tag entnommenen Strom, aber mit einem wesentlich reduzierten Nachtтарif. Beide Tarife enthalten einen Aufschlag für einen geringen Leistungsfaktor.

Als weitere Alternative stehen den Verbrauchern unterschiedliche kWh-Sätze für unterschiedliche Lasten, die jedoch separat verkabelt werden müssen, zur Verfügung. Zahlbar ist ein Grundbetrag; darüber hinaus werden unterschiedliche Preise für Beleuchtungszwecke, für bewegliche Vorgänge, für Kochen/Verfahrensheizung, Raumheizung und Wasserheizung berechnet. Dieser Tarif ist nur für bereits bestehende Benutzer anwendbar und kann von neuen Kunden nicht beansprucht werden.

### 2. Mittlere und Großabnehmer aus Gewerbe und Industrie

Diesem Kundenkreis wird in der Regel ein auf der maximalen Abnahme beruhender Tarif berechnet, der sich aus einer zweimonatlichen Maximalabnahmegebühr, einer Dienstleistungsgebühr, dem Kilowattstundenpreis zum Tages- bzw. Nachtтарif und einem Zuschlag für einen geringen Leistungsfaktor zusammensetzt.

Maximalabnahmegebühren sind nicht im voraus zu zahlen, obwohl eine Dienstleistungsgebühr zu zahlen ist, die auf den jeweils höchsten Wert des tatsächlichen zweimonatlichen maximalen Abnahmewertes, den höchsten berechenbaren maximalen Abnahmewert während eines beliebigen der fünf vorangegangenen zweimonatlichen Abrechnungszeiträume, auf 70 % der in der Liefervereinbarung festgelegten kVA-Gesamtkapazität des Kunden oder auf 70 % des höchsten seit Mai 1996 verzeichneten Abnahmewertes erhoben wird.

Die Abnahmegebühren im Niederspannungsbereich bleiben das ganze Jahr über unverändert, während sie im Mittel- und Hochspannungsbereich im Winter (November - Februar) höher liegen als während des restlichen Jahres. Abnahmegebühren sind in der Regel auf die Abnahme in der Zeit zwischen 08.00 und 21.00 Uhr MEZ von Montag bis einschließlich Freitag begrenzt. Für Kunden, die der Energiebehörde (ESB) mitteilen, ihre Abnahme während der winterlichen Spitzenzeiten einzuschränken, besteht aber die Möglichkeit, nur für die Abnahme während der Spitzenlastzeit zu zahlen, die dem betreffenden Abnehmer jeweils im Herbst mitgeteilt wird und die gegenwärtig zwischen 17.00 und 19.00 Uhr (Montag-Freitag) liegt.

Die Maximalabnahme- sowie Dienstleistungsgebühren werden für Abnahmen zwischen 500kW und 2.500 kW um 25 % und für die Abnahme im Bereich darüber um 50 % reduziert.

Die Abnahme wird in kW mit einer "Meßperiode" von 15 Min. gemessen. Die Abrechnungsleistung entspricht der zweimonatlichen maximalen Abnahme oder 50 % des höchsten berechenbaren Maximalabnahmewertes während eines beliebigen der fünf vorangegangenen zweimonatlichen Abrechnungszeiträume. Für Kunden, die der Energiebehörde ihre Absicht zu reduzierter Abnahme während der winterlichen Spitzenlastzeiten mitgeteilt haben, findet die 50 %-Klausel in den Abrechnungszeiträumen November/Dezember und Januar/Februar keine Anwendung.

Alle Maximalabnahmetarife enthalten getrennte Tages- und Nachtpreise. Als Nacht zählt ein Zeitraum von 9 Stunden (23.00 - 08.00 MEZ). Die kWh-Tarife im Bereich von 38 kV und 110 kV sind im Winter höher als im Sommer. Bei den "Tagespreisen" handelt es sich um eine Zonenpreisregelung. Der herabgesetzte Tagespreis wird nach den ersten 350 kWh/kW der zu berechnenden maximalen Abnahme im jeweiligen zweimonatlichen Abrechnungszeitraum zur Anwendung gebracht.

Die Abnahmegebühren werden für jede Spanne von 0,01 oder einen Teil davon, um die der durchschnittliche induktive Leistungsfaktor in dem betreffenden Abrechnungszeitraum unter 0,95 absinkt, um 2,5 % erhöht. Überschreitet der Leistungsfaktor den Wert 0,95, wird jedoch keine Abnahmegebühr verlangt.

Bei unterbrechbaren Lasten kann bei einer Abnahme von über 250 kW ein Rabatt gewährt werden. Dies gilt auch nur für bereits bestehende Benutzer.

## ITALIEN

### 1. Tarife

Tarifstruktur und Höhe der Strompreise sind seit 1961 für das gesamte italienische Staatsgebiet einheitlich festgelegt, wobei eine Differenzierung nach den Hauptmerkmalen der Stromlieferung erfolgt. Diese Hauptmerkmale sind : gelieferte Spannung, bereitgestellte Leistung, Nutzungsdauer und Zeitraum der Entnahme. Außerdem wird eine Untergliederung nach den folgenden großen Verbraucherkategorien vorgenommen : öffentliche Beleuchtung, Privathaushalte, nicht als Wohnraum genutzte Gebäude und Räume, landwirtschaftliche Betriebe und Wiederverkäufer.

Das italienische Tarifsysteem sieht aus zwei Komponenten - einem leistungsabhängigen festen Entgelt (in Lire/kW, für Privathaushalte in Lire/Monat) und einem verbrauchsabhängigen variablen Entgelt (in Lire/kWh) - zusammengesetzte Preise mit Eintarifmessung (linearer Tarif) oder Mehrtarifmessung (mehrere unterschiedliche Tarife) vor.

#### 1.1 Privathaushalte

Bei den Stromlieferungen mit einer bereitgestellten Leistung von bis zu 3 kW wird danach unterschieden, ob sie an den Hauptwohnsitz des Kunden oder einen anderen Ort erfolgt.

Die Stromlieferungen an den Hauptwohnsitz des Kunden sind in vier verbrauchsabhängige Stufen mit gestaffeltem Preis unterteilt : bis zu 75 kWh, von 76 bis 150 kWh, von 151 bis 225 kWh und über 225 kWh pro Monat. Nur bei Verbrauchswerten innerhalb der ersten drei Stufen werden Preisnachlässe gewährt; für den darüber hinausgehenden Verbrauch gelten die gleichen Preise wie für die übrigen Verbraucher (über 3 kW und nicht an den Hauptwohnsitz).

Zur Begrenzung des Kundenkreises, der in den Genuß eines Preisnachlasses kommt, wurde mit der Verfügung des Interministeriellen Preisausschusses (Comitato Interministeriale dei Prezzi - CIP) Nr. 15/93 ein Mechanismus zur schrittweisen Rückführung der Vergünstigungen bis auf Null eingeführt. Dadurch profitieren nur noch die Kunden mit 1,5 kW Leistungsabnahme und einem Verbrauch von maximal 150 kWh/Monat sowie die Kunden mit 1,5 bis 3 kW Leistungsabnahme und einem monatlichen Verbrauch von bis zu 220 kWh in vollem Umfang von diesen Vergünstigungen.

Beim Überschreiten der genannten Schwellen wird von der ersten Verbrauchsstufe an die Vergünstigung schrittweise zurückgeführt, d.h. der Teil des Verbrauchs, für den der günstigere Preis gilt, wird reduziert um die über den o.g. Grenzwerten liegenden kWh; für diese wird der volle Preis berechnet.

Die Kunden mit einer Leistungsabnahme  $\geq 6$  kW können alternativ zum normalen Tarif die Zweitarifmessung beantragen.

Für die übrigen Haushaltkunden gilt ein aus zwei Komponenten - einem monatlichen Festbetrag und einem pro kWh berechneten variablen Betrag - zusammengesetzter linearer Tarif.

## **1.2 Versorgung von nicht als wohnraum genutzten gebäuden und räumen mit niederspannung und mittelspannung bis 400 kW**

Hier finden aus zwei Komponenten zusammengesetzte lineare Tarife Anwendung.

Nach der 1994 durchgeführten Umstrukturierung erfolgten keine weiteren Änderungen der Tarifstruktur. Bei den Tarifen für Abnehmer von Niederspannung sind - je nach Nutzungsgrad (niedrig, mittel, hoch) - drei Tarifvarianten vorgesehen. Bei der Versorgung elektrischer Öfen in der Lebensmittelproduktion oder landwirtschaftlicher Betriebe mit einer Leistung  $\geq 25$  kW kann Zweitarifmessung beantragt werden. Hier ist die Möglichkeit vorgesehen, in Vollast- und Schwachlastzeiten mit unterschiedlicher Leistung zu arbeiten, allerdings darf sie in den Schwachlastzeiten nicht unter 25 kW liegen.

Wie bereits in der Vergangenheit sind außerdem besondere Tarife für Stromlieferungen bei Nacht mit bereitgestellter Leistung  $> 100$  kW vorgesehen.

## **1.3 Landwirtschaftstarife**

Für die Elektrizitätsversorgung landwirtschaftlicher Betriebe sowie von Meliorationsgenossenschaften sind spezielle Tarife vorgesehen, die den besonderen Abnahmezeiträumen dieses Kundenkreises Rechnung tragen.

## **1.4 Versorgung von nicht als wohnraum genutzten gebäuden und räumen mit mittelspannung (bis 50 kV) und bereitgestellter leistung $> 400$ kW sowie mit hochspannung ( $> 50$ kV) und bereitgestellter leistung $> 500$ kW**

Hier finden aus zwei Komponenten zusammengesetzte Tarife mit Mehrtarifmessung Anwendung, bei denen der Strompreis je nach Tages- und Jahreszeit der Entnahme variiert.

Die jahreszeitliche Unterteilung erfolgt in :

- Winter (6 Monate) : Januar - März und Oktober - Dezember;
- Sommer (6 Monate) : April - September.

Die Unterteilung nach Tageszeit ergibt :

- Spitzenzeiten (520 h),
- Hochlastzeiten (1812 h),
- Mittellastzeiten (1253 h),
- Schwachlastzeiten (5175 h).

Für jedes Spannungsniveau (bis 50 kV, über 50 kV bis 100 kV, über 100 kV bis 200 kV) werden - je nach Nutzungsgrad der Lieferung (gering, mittel, hoch und sehr hoch) - vier Tarifvarianten angeboten.

Die Kunden mit Mehrtarifmessung können in den unterschiedlichen Tarifzeiträumen unterschiedliche Leistungswerte in Anspruch nehmen, allerdings müssen diese von den Spitzenzeiten zu den Schwachlastzeiten hin steigen.

## **1.5 Leistungsüberwachung**

Das Leistungsentgelt bemißt sich nach der bereitgestellten elektrischen Leistung. Für eine eventuelle Mehrabnahme gelten die folgenden Regelungen :

- für Lieferungen bis zu 30 kW ist das Versorgungsunternehmen berechtigt, einen auf 110% der bereitgestellten Leistung eingestellten Begrenzer zu installieren;
- für alle anderen Lieferungen ist ein Gerät zur Aufzeichnung der abgenommenen Leistung installiert : bei Entnahmen, die den Wert der bereitgestellten Leistung überschreiten, werden (beschränkt auf den entsprechenden Monat) die folgenden Strafgeelder verhängt:
  - bei Überschreitungen um bis zu 25 % ein Strafgeelder in dreifacher Höhe des monatlichen Entgelts für die gemäß vertraglicher Vereinbarung bereitgestellte Leistung;
  - bei Überschreitungen um mehr als 25 % ein Strafgeelder in vierfacher Höhe des monatlichen Entgelts für die gemäß vertraglicher Vereinbarung bereitgestellte Leistung.

Wenn die Abnahme durch den Kunden den Wert der bereitgestellten Leistung systematisch um mehr als 25 % übersteigt, ist dieser gehalten, den Vertrag an seinen höheren Bedarf anzupassen.

## 1.6 Blindarbeit/Reaktive Energie

Der Augenblickswert des Leistungsfaktors darf bei maximaler entnommener Leistung nicht unter 0,9 liegen, und der durchschnittliche monatliche Leistungsfaktor nicht unter 0,7. Bei Kunden mit Mehrtarifmessung wird auf die in den Spitzenzeiten und den Hoch- und Mittellastzeiten (für jeden Zeitraum getrennt) gemessenen Werte der maximalen entnommenen Leistung Bezug genommen. Liegt der monatliche Durchschnittswert unter 0,7, so werden (nur bei Lieferungen mit einer Leistung > 6 kW) gestaffelte Strafgeelder verhängt, wenn die Blindarbeit quantitativ zwischen 50 % und 75 % bzw. über 75 % der entnommenen Wirkleistung liegt.

## 2. Preisregulierung

### 2.1 Regulierungsbehörde

Die Regulierungsbehörde für elektrische Energie und Gas wurde mit Gesetz Nr. 481 vom 14. November 1995 eingerichtet, das die Leistungen der öffentlichen Versorgungsbetriebe und den Wettbewerb zwischen ihnen regelt.

Dieses Gesetz ist von großer Bedeutung, weil es zum einen neue Bestimmungen für die Elektrizitätsversorgung enthält und zum anderen ein Hindernis für die Abtretung der staatlichen Beteiligungen an den in Aktiengesellschaften umgewandelten öffentlichen Unternehmen (z.B. ENEL) beseitigt.

Ziel des Gesetzes ist :

- die Förderung von Wettbewerb und Effizienz im Bereich der öffentlichen Versorgungsbetriebe;
- die Sicherstellung der erforderlichen Qualität der Versorgungsleistungen sowie deren wirtschaftliche Erbringung und Rentabilität;
- die Festlegung eines zuverlässigen und transparenten Tarfsystems, das auf klar definierten Kriterien basiert und die wirtschaftlichen Ziele der Versorgungsunternehmen mit den allgemeinen Zielsetzungen sozialer Natur, den Erfordernissen des Umweltschutzes und der Notwendigkeit einer effizienten Ressourcennutzung in Einklang bringt.

Die Regulierungsbehörde ist ein Kollegialorgan, das aus drei Mitgliedern besteht, von denen eines den Vorsitz innehat. Die Amtsdauer der Mitglieder beträgt sieben Jahre, eine Wiederbestellung ist nicht möglich. Strukturell ist die Behörde in die folgenden Bereiche und Dienstleistungsabteilungen untergliedert :



- Bereich Elektrizität;
- Bereich Gas;
- Bereich Verbraucher;
- Abteilung Verwaltung und Personal;
- Rechtsabteilung;
- Abteilung Dokumentation und Studien;
- Sonderbüro Außenbeziehungen und Beziehungen zu den Medien.

Der Behörde, die völlig autonom arbeitet und unabhängig urteilt und bewertet, wurden alle Aufgaben im Tarifbereich übertragen, die früher über den Interministeriellen Preisausschuß (Comitato Interministeriale dei Prezzi - CIP) von der Regierung bzw. in jüngster Zeit vom Industrieministerium wahrgenommen wurden, sowie weitere Tätigkeitsbereiche, die neben den Regulierungsaufgaben auch Vorschlags-, Beratungs-, Überwachungs- und Kontrollaufgaben umfassen.

Im Rahmen der Verfolgung der gesetzlichen Zielvorgaben hat die Behörde folgende Aufgaben:

- Festlegung eines zuverlässigen und transparenten Tarifsystems, das auf klar definierten Kriterien basiert;
- Festlegung und Anpassung des Grundtarifs, der Parameter und sonstigen Bezugselemente entsprechend der Marktentwicklung;
- Erarbeitung von Modalitäten, mit denen die eventuell im Interesse der Allgemeinheit getragenen Kosten wieder eingebracht werden können, um auf dem gesamten Staatsgebiet qualitativ hochwertige und effiziente Versorgungsleistungen sicherzustellen;
- Erlaß von Richtlinien, die sicherstellen, daß alle Sondergebühren und -abgaben getrennt ausgewiesen werden und die verschiedenen Tarifbestandteile klar zu erkennen sind;
- Prüfung der Übereinstimmung der Anträge auf Tarifierfassung mit den Bestimmungen;
- Förderung des Schutzes der Verbraucherinteressen unter Berücksichtigung der relevanten Bestimmungen des europäischen Gemeinschaftsrechts und der grundlegenden politischen Vorgaben der italienischen Regierung;
- Sicherstellung der größtmöglichen Verbreitung der Bedingungen für die Erbringung von Versorgungsleistungen;
- Bearbeitung von Reklamationen, Anträgen und Mitteilungen einzelner Kunden oder von Fachverbänden hinsichtlich der Qualität der Versorgungsleistungen und ihrer Preise und Beteiligung an Schlichtungs- bzw. Schiedsverfahren;
- Sicherstellung der Gleichbehandlung der Kunden.

Unter „Tarif“ sind nach Art.2, Absatz 17 des Gesetzes Nr. 481 vom 14.11.1995 die Höchstpreise der Versorgungsleistungen pro Einheit ohne Steuern zu verstehen.

Die Anpassung des auf die fixen Kosten bezogenen Tarifbestandteils erfolgt mit der Methode der Preisdeckelung auf der Grundlage :

- der von ISTAT ermittelten durchschnittlichen jährlichen Schwankungsrate der Verbraucherpreise für Arbeitnehmerhaushalte in den letzten zwölf Monaten;
- der angestrebten jährlichen Produktivitätswachstumsrate für einen Zeitraum von mindestens drei Jahren.

Bei einem Antrag auf Tarifierfassung sind die folgenden Punkte zu berücksichtigen :

- die Notwendigkeit, daß die Qualität der Versorgungsleistung den für einen Zeitraum von mindestens drei Jahren festgelegten Standards entspricht;
- die Kosten, die durch unvorhersehbare außergewöhnliche Ereignisse oder Änderungen des rechtlichen Rahmens bzw. der mit der Erbringung der allgemeinen Versorgungsleistungen verbundenen Verpflichtungen hervorgerufen werden;
- die im Interesse der Allgemeinheit getragenen Kosten (Qualität und Effizienz der Versorgungsleistung, Verwirklichung allgemeiner Zielsetzungen sozialer Natur bzw. des Umweltschutzes).

Der Anpassungsantrag ist durch die Versorgungsunternehmen bis zum 30. September jeden Jahres zu stellen.

Die Behörde prüft den Antrag innerhalb einer Frist von 45 Tagen. Der Antrag gilt als genehmigt, wenn die Behörde keine weiteren Klarstellungen oder vertiefenden Erläuterungen anfordert. Tut sie dies, so verlängert sich die Frist um 15 Tage.

Die neuen Tarife treten am 1. Januar des folgenden Jahres in Kraft.

Das Gesetz Nr. 481/1995 sieht für die Anpassung des auf die variablen Kosten bezogenen Tarifbestandteils vor :

- daß sie gemäß den von der Behörde festgelegten Kriterien und unter Bezugnahme sowohl auf Effizienzfaktoren als auch auf die Entwicklung des Marktpreises für einen Brennstoffkorb auf der Grundlage automatischer Berechnungsmechanismen erfolgt;
- daß sie von den Versorgungsunternehmen selbst vorgenommen wird, mit anschließender Überprüfung durch die Behörde.

Die Behörde hat mit Beschluß Nr. 70 vom 26. Juni 1997 bereits einen Mechanismus zur Deckung der variablen Kosten eingerichtet, der in groben Zügen folgendermaßen aussieht :

- bei der Elektrizitätserzeugung in Wärmekraftwerken wird - unabhängig vom eingesetzten Brennstoff - der gleiche Preis pro Einheit zuerkannt;
- die Festlegung der Höhe dieses Preises erfolgt auf der Grundlage eines speziellen Rohstoffkorbs und der vorab festgelegten Werte eines spezifischen Produktmix und spezifischen Verbrauchs;
- für Stromeinfuhren wird maximal der gleiche Preis zuerkannt wie bei der Elektrizitätserzeugung in Wärmekraftwerken;
- die Anpassung dieses Preises erfolgt durch die Behörde im Zweimonatsrhythmus.

Bis heute wurden bereits 4 Tarifierfassungen vorgenommen.

### **3. Die Struktur von ENEL**

Am 21. November 1996 hat sich ENEL, im Einklang mit den europäischen Zielsetzungen und den Vorgaben der italienischen Regierung für den Aufbau des Stromversorgungssektors, eine neue organisatorische Struktur gegeben, die zur Verbesserung von Qualität und Effizienz der Versorgungsleistungen beitragen soll. Im folgenden wird diese Struktur zusammenfassend dargestellt.

- Die Unternehmensleitung besteht aus dem Vorstandsvorsitzenden, dem stellvertretenden Vorstandsvorsitzenden, dem geschäftsführenden Verwaltungsratsmitglied, dem Generaldirektor und dem stellvertretenden Generaldirektor. Ihr unterstehen die drei neuen Geschäftsbereiche, die völlig eigenverantwortlich und weitgehend autonom für die Tätigkeitsbereiche Stromerzeugung, Stromübertragung und Stromverteilung zuständig sind.
- Der Geschäftsbereich Stromerzeugung hat die Aufgabe, „elektrische Leistung möglichst kostengünstig und unter Beachtung festgelegter Leistungskriterien zu erzeugen und zur Verfügung zu stellen“. Er ist in 10 „Direktionen Wärmekraftwerke“, 8 „Direktionen Wasserkraftwerke“ und 1 „Direktion geothermische Kraftwerke“ untergliedert.
- Der für den Stromtransport zuständige Geschäftsbereich Stromübertragung hat „eine im Hinblick auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems hervorragende Versorgungsleistung zu möglichst niedrigen Kosten“ sicherzustellen. Er ist in 8 „Direktionen Übertragung“ und 8 „Verteilungszentren“ untergliedert.
- Der Geschäftsbereich Stromverteilung hat „unter Beachtung der Charta der Dienstleistungen zum Zweck der Erhaltung seines Kundenkreises eine hervorragende Versorgungsleistung zu konkurrenzfähigen Preisen zu erbringen“. Er ist in 14 „Direktionen Verteilung“ und 147 „Zonen“ untergliedert.
- Die ENEL-übergreifende Zentralstruktur nimmt richtungsweisende Funktionen sowie Kontroll- und Konsolidierungsfunktionen wahr und untergliedert sich in die folgenden Bereiche :
  - technisches Sekretariat / Sekretariat institutionelle und internationale Beziehungen;
  - Gesellschafts- und Rechtssekretariat;
  - Außenbeziehungen;
  - Beziehungen zu Behörden;
  - Finanzen;
  - Verwaltung und Kontrolle;
  - Strategische Planung;
  - Personal, Organisation und Dienstleistungen;
  - Einkauf und Ausschreibungen;
  - Auditing.
- Die mit der Geschäftsführung betrauten Dienste tragen die volle Verantwortung für die wirtschaftlichen Ergebnisse; die Erlöse stammen aus den mit den Geschäftsbereichen bzw. der Zentralstruktur abgeschlossenen Verträgen über die Erbringung von Versorgungsleistungen sowie in einigen Fällen aus externen Aufträgen.

Die Arbeitsbereiche sind :

- Immobilien und Allgemeine Dienste mit der Aufgabe, das Sachanlagevermögen von ENEL zu verwalten und allgemeine Dienstleistungen zu erbringen; dieser Arbeitsbereich hat Beratung zu den im Besitz von ENEL befindlichen Immobilien zu leisten, die baulichen Strukturen des Versorgungssystems zu verwalten und Instandsetzungsmaßnahmen organisatorisch zu leiten;
- Anlagenbau mit der Aufgabe, Ingenieurleistungen zu erbringen und „schlüsselfertige“ Anlagen zu erstellen; dieser Arbeitsbereich ist zuständig für Planung und Bau von Anlagen für interne wie externe Auftraggeber sowie für die zugehörigen kaufmännischen Aktivitäten.
- Forschung und technische Dienste mit der Aufgabe, innovative Lösungen zu entwickeln, die zur Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens beitragen und die Umweltressourcen optimal nutzen; dieser Bereich ist zuständig für die Erarbeitung strategischer Forschungsprojekte und für die Erprobung neuer Techniken;

- Nukleare Aktivitäten mit der Aufgabe, den Rückbau der vier stillgelegten Kernkraftwerke durchzuführen, die Beteiligung am NERSA-Kraftwerk in Creys-Malville zu verwalten und nach Möglichkeit Rückbauaufträge für fremde Rechnung zu übernehmen; dieser Bereich ist zuständig für die Ausstattung der Anlagen mit passiven Überwachungssystemen, für die Entsorgung des Brennstoffs, den Abtransport der abgebrannten Brennelemente sowie die Vorbereitung des frischen Brennstoffs für den Einsatz.
- Telekommunikationsdienste mit der Aufgabe, Dienstleistungen für ENEL-interne Kunden zu erbringen und sich auf dem externen Markt um Aufträge zu bemühen; dieser Bereich ist zuständig für Planung, Projektierung, Bau und Betrieb des Netzes sowie für die Instandhaltung der Anlagen.
- EDV-Systeme mit der Aufgabe, alle ENEL-Aktivitäten im EDV-Bereich zu organisieren; dieser Arbeitsbereich ist zuständig für Planung, Entwicklung und Instandhaltung der EDV-Anlagen, für den Betrieb der EDV-Zentralen und für den Kunden-Support.

Am 25. November 1997 wurde die WIND Telecomunicazioni S.p.A. gegründet, an der ENEL mit einem Anteil von 51 % des Gesellschaftskapitals beteiligt ist und die Deutsche Telekom und France Telecom mit jeweils 24,5 %. ENEL stellt der neuen Gesellschaft, die stationäre und mobile Telefondienste anzubieten beabsichtigt, ihr Telefonnetz zur Verfügung, das bis Ende 1999 auf insgesamt 12.000 km ausgebaut wird.

### Steuerliche Behandlung von Stromlieferungen gemäss geltender Gesetzgebung

| Steuerart                                | Privathaushalte      |                    | Andere Verwendungszwecke  |                    |              | Eigenverbrauch von selbsterzeugern  |
|--|----------------------|--------------------|---|--------------------|--------------|---|
|  | Hauptwohnsitz        | Sonstiger Wohnsitz | bis 30 kW   | Von 31 bis 3000 kW | Über 3000 kW |   |
|  | Lire/kWh             |                    |   |                    |              |   |
| zentralstaatliche Steuern <sup>(1)</sup> | 9,10 <sup>(2)</sup>  | 9,10               | 4,10 bis 200 000 kWh/Monat<br>2,45 über 200 000 kWh/Monat   |                    |              | 1,10 bis 200 000 kWh/Monat <sup>(4)</sup><br>0,65 über 200 000 kWh/Monat <sup>(4)</sup> |
| Zusätzliche Steuern <sup>(3)</sup>       |                      |                    | 6,5 bis 200 000 kWh/Monat   |                    |              |   |
| - gemeindesteuer                         | 28,00 <sup>(2)</sup> | 28,00              | 11,5 bis 200 000 kWh/Monat  |                    |              |   |
| - Provinzsteuern                         | -                    | -                  |   |                    |              |   |
| - Zentralstaatliche Steuern              | 8,00 <sup>(2)</sup>  | 11,50              | 7,00  | 10,50              | 4,00         | 4,00  |
| MWSt.                                    | 10 %                 |                    | 10% für die allgemeinen Versorgungsleistungen an Privathaushalte; für verarbeitendes Gewerbe, Bergbau, graphische Industrie, Verlage u.ä.; für Gemeinschaftsräume und -unterkünfte (Schulen, Kasernen etc.), wenn die Lieferung nicht für gewerbliche Zwecke bestimmt ist.<br><br>19 % für für andere Aktivitäten |                    |              |   |

(1) für alle an den Wiederaufbauarbeiten im Valtellina beteiligten Unternehmen für die Dauer von 10 Jahren um die Hälfte reduziert (Gesetz Nr. 102 vom 2.5.1990, Art. 11, Absatz 6).

(2) ausgenommen die ersten 150 kWh/Monat bei Lieferungen bis 3 kW. Liegt der monatliche Verbrauch über der Schwelle von 150 kWh (bei Abnahme bis zu 1,5 kW) bzw. 220 kWh (bei Abnahme von 1,5 kW bis 3,0 kW), so werden die steuerfreien kWh schrittweise bis auf Null verringert, und zwar um die über den genannten Schwellenwerten liegenden kWh; diese werden den für die mit Hauptwohnsitz gemeldeten Verbraucher vorgesehenen Quoten zugeschlagen.

- (3) keine zusätzlichen Steuern werden für die bei elektrochemischen und elektrometallurgischen Verfahren (z.B. in der Eisenhüttenindustrie und in Gießereien) als Rohstoff verwendete Elektrizität erhoben (Gesetzeserlaß Nr. 250 vom 28.6.1995, umgewandelt in Gesetz Nr. 349 vom 8.8.1995).
- (4) auf den Eigenverbrauch von Industrie- und Hotelbetrieben anwendbare Sätze (Gesetz Nr. 507 vom 29.11.1995). Vom 24.2.95 bis 30.11.95 galten Einheitssätze von 4,10 L/kWh und 2,45 L/kWh (Gesetzeserlaß Nr. 109 vom 7.4.1995).

## LUXEMBURG

Mit Ausnahme des Bereichs der Eisen- und Stahlindustrie, die über ein eigenes Versorgungsnetz verfügt, für das die SOTEL zuständig ist, wird die Stromversorgung von der Gesellschaft CEGEDEL direkt oder über - derzeit 12 - Wiederverkäufer (Gemeinden oder Privatpersonen) gewährleistet.

Die derzeit gültige Tarifordnung ist das Ergebnis einer Vereinbarung zwischen der Regierung und CEGEDEL vom 2. August 1991, die für das gesamte Territorium Luxemburgs gilt, vorbehaltlich einiger kleinerer Sonderregelungen für die Städte Luxemburg und Esch-sur-Alzette.

Die Tarife hängen im wesentlichen von der Höhe der Lieferungsspannung ab. Für Mittelspannungsabnehmer sieht die Tarifordnung Preisnachlässe für Ausblendungen von Leistung während der Starklaststunden vor.

Die Meßperiode beträgt 30 Minuten.

Die einzelnen Preiselemente variieren jeweils proportional zum Niederspannungs-, Mittelspannungs- oder Hochspannungsindex. Diese Indizes berücksichtigen zu unterschiedlichen Teilen die Veränderungen der wichtigsten Elemente der für das Versorgungsunternehmen anfallenden Gestehungskosten für Elektrizität.

Die Meßpreise werden unabhängig von den Niederspannungs-, Mittelspannungs- und Hochspannungstarifen berechnet.

### **1. Lieferungen, die mehr als einige 10 kW betragen bis zu Leistungen, für die eine Spannung über 20 kV technisch nicht erforderlich ist: Zweigliedriger Zweifachtarif.**

- Grundpreis, abhängig von der während drei unterschiedlichen Tarifzeiträumen in Anspruch genommenen Leistung:
  - "Höchstlastzeit" : Zeitraum der stärksten Netzlast während der Winterzeit;
  - "Tagzeit" : von 6 Uhr bis 22 Uhr außerhalb der Höchstlastzeit;
  - "Nachtzeit" : von 22 Uhr bis 6 Uhr jeden Tag.
- Arbeitspreis  $P_1$  während der "Höchstlastzeit" und "Tagzeit",
- Arbeitspreis  $P_n$  während der "Nachtzeit" mit  $P_n < P_1$

### **2. Bedeutende Lieferungen, für die eine Spannung über 20 kV erforderlich ist.**

Für diese Lieferungen an Großabnehmer in 65 kV oder 220 kV liegen keine veröffentlichten Verträge vor.

## NIEDERLANDE

### 1. Tarifsystem

Der Gesamtelektrizitätsverbrauch in den Niederlanden beträgt etwa 80.000 GWh pro Jahr und wird praktisch zur Gänze durch die niederländischen Stromverteilergesellschaften gedeckt. Einige Abnehmer – vor allem aus dem industriellen Bereich – decken einen Teil ihres Strombedarfes selbst. Die Stromverteilergesellschaften kaufen die von ihnen abgegebene Elektrizität zu ca. 90 % bei den Stromerzeugergesellschaften ein. Ca. 10 % werden von Kunden mit Eigenerzeugungsanlagen (Industriebetrieben, Abfallaufbereitungsanlagen und Privatkunden) bezogen. Eine geringe Strommenge kann von den Verteilerunternehmen auch selbst produziert werden. Export und Import von Elektrizität fällt in den Zuständigkeitsbereich der Stromerzeuger.

### 2. Grundprinzip des Tarifsystems

Die Politik der Verteilerunternehmen ist darauf ausgerichtet, den Endverbrauchern elektrischen Strom zu den niedrigstmöglichen Tarifen anzubieten. Ausgehend vom Anschaffungs- bzw. Herstellungspreis wird durch Gewinnzuschlag ausgehend von den Selbstkosten (Beschaffungspreis – Herstellungskosten + betriebsbedingter Aufwand + Nettogewinn = Verkaufstarif) der Endverbrauchertarif ermittelt.

EnergieNed setzt in Absprache mit den Stromerzeugern die Abnahmepreise für die Verteilerunternehmen sowie die Höchstbeträge für die Endverbrauchertarife fest.

### 3. Einkaufstarife für Verteilerunternehmen

1997 wurde mit einer Umstrukturierung der von den Verteilerunternehmen zu bezahlenden Strompreise, der sogenannten "Tarife für die zentrale Erzeugung" begonnen. Zusätzlich haben die Verteilerunternehmen mit den Erzeugern ein Abkommen getroffen, das die Höhe der Kosten für die Stromaufbringung und, gekoppelt daran, die Höhe des kW- und des kWh-Preises für einen Zeitraum von vier Jahre (1997-2000) fixiert. Diese Tarife (LBT/RBT, d.h. der nationale bzw. regionale Grundtarif) decken im wesentlichen sämtliche Kosten für zentral erzeugten Strom ab. Ab 1997 ist daher für Preisänderungen bei den Stromerzeugungskosten ausschließlich die Kostenentwicklung bei der dezentralen Stromerzeugung maßgeblich.

### 4. Abnahmeverträge für verschiedene Wirkleistungen

Bei diesem System erfolgt eine Einteilung in Kategorien aufgrund der jeweiligen Wirkleistung. Jedes Verteilerunternehmen schließt mit dem betreffenden Erzeugerunternehmen für ein Jahr einen Abnahmevertrag für die erforderliche Wirkleistung. Drei Arten von Leistung können bestellt werden :

- Grundleistung;
- Mittelleistung;
- Spitzenleistung.

Die Unterscheidung erfolgt nach der Betriebszeit<sup>(1)</sup>. Die Grundleistung ist die Wirkleistung jener Ebene, die während mehr als 7000 Stunden im Jahr gemessen wurde. Die Mittelleistung ist die Leistung jener Ebene, die zwischen 7000 und 2000 Stunden im Jahr gemessen wurde, abzüglich der Grundleistung. Die Spitzenleistung ist die Leistung jener Ebene, die an weniger als 2000 Stunden pro Jahr abzüglich der Grund- und Mittelleistung abgenommen wird.

Die Verteilerunternehmen können frei entscheiden, zu welchen Zeiten innerhalb eines Jahres sie die verschiedenen Leistungsmengen der einzelnen Ebenen konsumieren.

<sup>(1)</sup> Unter Betriebszeit wird in diesem Zusammenhang der Quotient aus der verbrauchten Energie (in kWh) und der gemessenen Höchstlast (kW) verstanden

Wirkleistungskategorien :

- Spitzenleistung : Leistung < 2 000 Stunden
- Mittelleistung : 2 000 Stunden < Leistung < 7 000 Stunden
- Grundleistung : Leistung > 7 000 Stunden

## 5. Tarife für zentral erzeugte Elektrizität

Die kW- und kWh-Preise für die einzelnen Arten von Leistung sind so festgelegt, daß bei langen Betriebszeiten die Grundleistung, bei kurzen Betriebszeiten wiederum die Spitzenleistung im Schnitt am kostengünstigsten ist. Die Kosten für die Mittelleistung liegen dazwischen. Im Rahmen eines Leistungsabnahmevertrages wird die für die jeweilige Leistungsebene gewünschte Wirkleistung (in kW) im vorhinein genau angegeben. Die Wirkarbeit (kWh) muß nicht vertraglich bestellt werden.

Folgendes Tarifmodell kommt hier zur Anwendung :

Für die vertraglich vereinbarten Leistungsmengen wird unabhängig von der tatsächlichen Wirkleistung bezahlt. Der für die Grundleistung vereinbarte kWh-Tarif wird für die abgenommene Menge von 0 kWh bis zur Obergrenze der bestellten Grundleistung in Rechnung gestellt. Sobald die Grundleistung ausgeschöpft ist, kommt bis zu einer Leistungsmenge, mit der die Summe aus Grund- und Mittelleistung ausgeschöpft wird, der Mittelleistungs-kWh-Tarif zur Anwendung. Für die über dieses Volumen hinausgehende abgenommene Leistung wird der kWh-Satz für die Spitzenleistung verrechnet. Die kWh-Sätze beinhalten bereits die Brennstoffkosten. Diese – und damit auch die kWh-Tarife – können vierteljährlich neu angepaßt werden.

Für jeden Leistungsbereich gelten aufgrund einer nach Wochentagen und Tageszeiten gestaffelten Zeitonenregelung 3 unterschiedliche kWh-Sätze :

- der Standardtarif gilt an Werktagen zwischen 07:00 und 23:00;
- an Wochenenden und Feiertagen zwischen 07:00 und 23:00 gilt der um von 0,8 Cent/kWh ermäßigte Standardtarif;
- während der Nachtstunden zwischen 23:00 und 07:00 des darauffolgenden Tages gilt ein um 1,7 Cent/kWh ermäßigter Tarif.

Als Feiertage gelten in diesem Zusammenhang : Der 1.Jänner, Ostermontag, der Geburtstag der Königin, Christi Himmelfahrt, Pfingstmontag, der 25. und der 26.Dezember.

## 6. Überschreiten der bestellten Leistung

Überschreitet die abgenommene Leistung die Summe aus vertraglich vereinbarter Grund-, Mittel- und Spitzenleistung, so wird für die darüber hinausgehende Wirkarbeit ein Tarif von NLG 1,25/kWh angewendet. Die über die vertraglich vereinbarte Menge hinausgehende Leistung wird nicht gesondert verrechnet.

Die vertraglich vereinbarten Mengen in den einzelnen Leistungsebenen müssen weder voll ausgeschöpft werden, noch wird für eine die vertraglich vereinbarte Menge überschreitende Leistungsabnahme eine gesonderte Gebühr in Rechnung gestellt. S. dazu auch den Abschnitt "Kostenkalkulation".

## 7. Weitere Leistungskategorien

Neben den bereits erwähnten Arten von Leistung haben die Verteilerunternehmen die Möglichkeit, für Nebenstellen mit einer Nennleistung von über 25 MW zeitlich begrenzte Leistungsabnahmeverträge abzuschließen, um den durch geplante und ungeplante Ausfallszeiten bedingten zusätzlichen Bedarf zu

kompensieren. Man unterscheidet zwei Arten von zeitlich begrenzt vorgehaltener Leistung: Lastausgleich bei Störfällen und Lastausgleich bei Wartungsarbeiten. In beiden Fällen gelten bei Überschreiten der vertraglich vereinbarten Abnahmedauer im wesentlichen dieselben Bestimmungen wie bei den übrigen Leistungspreisregelungen.

### **7.1 Lastausgleich bei Wartungsarbeiten**

Die Verteilergesellschaft kann für Wartungsperioden eigene Abnahmeverträge abschließen. Es wird ein wöchentlicher Leistungspreis berechnet. Die Leistung muß mindestens für den Zeitraum von einer Woche bestellt werden. Die Verteilergesellschaften haben die Möglichkeit, unter folgenden Bedingungen im Rahmen gewisser Parameter für das jeweilige Kalenderjahr ein Lastausgleichsprogramm für die Wartung von bestimmten, näher zu definierenden Produktionseinheiten abzuschließen :

- Die Ausgleichsleistung kann nur für einen begrenzten Zeitraum bezogen werden.
- Auch ein Lastausgleich für einen Teil der Nennleistung der gewarteten Einheit ist möglich.
- Im September des vorhergehenden Jahres wird ein Zeitplan fixiert.
- Das Wartungsprogramm wird nach Absprache zwischen dem Betreiber, dem Verteilerunternehmen und SEP festgelegt. SEP kann bestimmen, während welcher Monate ein Lastausgleichs für Wartungsarbeiten möglich ist (in der Praxis von April bis Oktober).
- Die Verteilergesellschaft hat das Recht, im Laufe des Jahres den Zeitplan für die Wartung der einzelnen Anlagen innerhalb des Programmes zu variieren.

### **7.2 Lastausgleich bei Störfällen**

Um eventuelle unvorhergesehene Ausfälle von näher zu definierenden Produktionseinheiten zu kompensieren, können Verteilerunternehmen mit folgenden Auflagen Lastausgleichsverträge abschließen :

- Der Lastausgleich kann auch für einen Teil der Nennleistung vertraglich vereinbart werden.
- Der Tarif für die Ausgleichsleistung bei Störfällen gilt grundsätzlich für die maximale Benutzungsdauer. Die Ausgleichsleistung kann in 24-Stunden-Tranchen bis maximal 13 x 24 Stunden bestellt werden und kann zu jeder Tageszeit und unabhängig vom Lastbereich, in dem sich der Abnehmer zum Störungszeitpunkt gerade befindet, in Anspruch genommen werden.
- Sämtliche Störfälle sind der SEP unverzüglich zu melden. EnergieNed ist berechtigt, den tatsächlichen Einsatz der bei Störfällen abgenommenen Ausgleichsleistung zu überprüfen.

Neben den diversen Tarifen (produktartabhängige Preise, drei verschiedene Leistungspreise, Lastausgleich bei Wartungsarbeiten und bei Störfällen) gibt es auch Dienstleistungsgebühren, wie z.B. die zur Deckung der Übertragungskosten im nationalen Versorgungsnetz eingehobene Verbundgebühr. Erst vor kurzem eingeführt wurde eine neue Gebühr für Reservevorhaltung.

## **8. Gebühren für Reservevorhaltung**

Für Reservevorhaltung wird ein zweigliedriger Tarif verrechnet, bestehend aus :

- einem Tarif für den Gesamtbezug an zentral erzeugten kWh durch die Verteilergesellschaft - hier kommt ein kWh-Tarif zur Anwendung, und



- einer jährliche von der Verteilergesellschaft zu leistenden Ausgleichszahlung, berechnet nach der Gesamtnennleistung aller dezentralen außerhalb des Versorgungsnetzes in ihrem Versorgungsbereich betriebenen Anlagen, unabhängig von der Management- bzw. Eigentümerstruktur der betreffenden Produktionsanlage. Ausgenommen sind lediglich Anlagen, in denen Windkraft in Strom umgewandelt wird. Für Anlagen, die während eines Jahres erstmalig in Betrieb genommen oder endgültig stillgelegt werden, wird die fällige Abgabe aufgrund der tatsächlichen Betriebsdauer aliquot berechnet.

## 9. Verbundnetzgebühren

Zur Deckung der landesweiten Übertragungsgebühren wurde 1996 per Gesetz eine "Verbundnetzabgabe" eingeführt.

## 10. Bemessungsgrundlagen

Zur Deckung der Kosten für den Energiepolitikplan, Forschung und Entwicklung, Umweltschutz und sonstige Anliegen, werden die Kosten anteilig zu den Anteilen an der während des 2. Halbjahres 1993 und des ersten Halbjahres 1994 zu bezahlenden Gesamtlast, der sogenannten Istdurchflußmenge, berechnet.

## 11. Kostenkalkulation

Das neue Verrechnungssystem ist darauf aufgebaut, daß die durch die Zahlungen abgedeckten Fixkosten im vorhinein feststehen, was wiederum die Erstellung eines Kostenkalkulationsplanes erforderlich macht. Dabei wird folgendermaßen vorgegangen :

- im September des vorhergehenden Jahres werden die Tarife und Bemessungsgrundlagen auf der Basis der zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Daten über die Liefermengen festgelegt.
- Im November des vorhergehenden Jahres werden die endgültigen Preise, Tarife und Bemessungsgrundlagen für die Vorkalkulation festgelegt.
- Nach Ablauf des jeweiligen Rechnungsjahres wird errechnet, bis zu welcher Höhe die gesamten Fixkosten aus den Einnahmen aus abgegebener Energie, Leistung, Lastausgleichsleistung und den Dienstleistungsgebühren für Reservevorhaltung und Verbundabgaben gedeckt werden konnten. Der zwischen den vorkalkulierten Kosten und den tatsächlich gedeckten Fixkosten verbleibende Differenzbetrag wird abschließend mit den Verteilergesellschaften auf der Grundlage der Istdurchflußmenge abgerechnet.

## 12. Tarife für die Weiterverteilung

Nicht zuletzt aus ökologischen Überlegungen wird ein wachsender Anteil der in den Niederlanden erzeugten Elektrizität in nicht an das nationale Netz angeschlossenen Erzeugeranlagen, wie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Windkraftwerken und Abfallverbrennungsanlagen produziert. Auf derartige Anlagen, die von privaten Betreibern oder Unternehmen – oftmals gemeinsam mit energieverteilenden Unternehmen – betrieben werden, entfallen ca. 20 % der in den Niederlanden installierten Gesamtleistung. Ihre Rentabilität hängt von der Höhe der für die Einspeisung von Energie ins nationale Netz zu zahlenden Gebühr ab. EnergieNed setzt die Gebühren für die Weiterverteilung in Absprache mit den Interessensgruppen der Selbsterzeuger fest. Dabei werden als Grundlage die Einsparungen herangezogen, die sich für die Energieverteiler durch den verminderten Bezug an Elektrizität ergeben.

### 13. Endverbrauchertarife

Unter Berücksichtigung der Kostenentwicklung bei der Energieerzeugung und -verteilung werden jedes Jahr Höchsttarife für die Endverbraucher festgesetzt.

### 14. Struktur der Endverbrauchertarife

Man unterscheidet drei große Kategorien von Endverbrauchern :

- Kleinverbraucher;
- Industrieverbraucher;
- Besondere Industrieverbraucher;

#### 14.1 Kleinverbraucher

Dies sind Abnehmer mit einer maximalen Sicherungskapazität ihres Anschlusses von 3 x 80 A und einer Abnahme von bis zu ca. 100 000 kWh.

Der Tarif für diese Kategorie beinhaltet folgende Elemente :

- einen festen Meßpreis für einfache oder zweifache Tarifablesung; damit werden die Kosten für den Stromanschluß inklusive Gebühreneinhebung und Stromablesung abgedeckt.
- Einen nach 2 Zeitzonen gegliederten Arbeitspreis (Normallaststunden sowie Schwachlaststunden), der als separate Komponente den Brennstoffkostenanteil beinhaltet. Der reine kWh-Preis deckt die Kosten für die Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung abzüglich der Brennstoffkosten ab. Der Brennstoffkostenanteil am kWh-Preis wird aufgrund der für das Stromverteilungsunternehmen gemäß LBT/RBT (nationalem/regionalem Grundtarif) anfallenden Strombezugskosten ermittelt. Dazu kommen noch einige Preiskorrekturen, wie z.B. ein Aufschlag für Netz- und Umspannungsverluste.
- Einen differenzierten Leistungspreis, der jedoch erst ab einer Sicherungskapazität von mehr als 3 x 25 A zur Anwendung kommt. Er wird für die Kleinverbraucher mit größerer Abnahmemenge bereitgestellte Leistung eingehoben. Da der Lastverlauf bei Kleinverbrauchern nicht individuell gemessen wird, wird der Tarif nach der Sicherungskapazität des Anschlusses festgesetzt.

#### 14.2 Industrieverbraucher

Diese Verbraucher sind mit einer verfügbaren Anschlußleistung von mehr als 50 kVA oder einem Verbrauch von über 100 000 kWh pro Jahr an das Mittel- oder Niederspannungsnetz angeschlossen.

Der Tarif für diese Abnehmerkategorie setzt sich aus folgenden Elementen zusammen :

- Einem festen Meßpreis für einfache oder zweifache Messung; damit werden die Anschlußkosten gedeckt,  
  
Einem Leistungspreis, mit dem ein Teil der Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungskosten abgedeckt wird. Der Leistungspreis sieht eine Staffelung in Tarifgruppen nach der Betriebsdauer der Abnahme vor und setzt sich zusammen aus einem Preis für die gemessene Monatsspitzenlast, einem Preis für die bereitgestellte Leistung und einem Mengenrabatt,
- Einem kWh-Preis in unterschiedlicher Höhe für Normallastzeiten und Schwachlastzeiten. Mit dem kWh-Preis wird ein Teil der Stromerzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungskosten sowie der Brennstoffkosten abgedeckt. Die Brennstoffkosten richten sich nach dem vom Verteilerunternehmen gemäß LBT/RBT (nationalem/regionalem Grundpreis) zu bezahlenden Strombezugspreis. Dazu

kommt unter anderem noch ein je nach dem Standort der Energieversorgungsanlage und der bereitgestellten Netzspannung variabler Aufschlag für Netz- und Umspannungsverluste.

- Einem Tarif für die Blindleistung. Für die mit einem Leistungsfaktor von mehr als  $\cos \varphi = 0,85$  während der Normallastzeiten abgenommenen Blindleistung kann ein gesonderter Tarif berechnet werden.

### 14.3 Besondere Industrieverbraucher

Dies sind Verbraucher mit einer voraussichtlichen Jahresabnahmemenge von mindestens 20 Millionen kWh bei einer Nutzungsdauer von mindestens 4000 Stunden pro Anschlußstelle. Für an das Mittelspannungsnetz angeschlossene besondere Industrieverbraucher gilt dieselbe Tarifregelung wie für Industrieverbraucher, sofern mit dem betreffenden Abnehmer nicht ein Tarifsplitting vereinbart wurde. Das Tarifsplitting sieht eine zweigliedrige Tarifregelung mit getrennten Tarifelementen für die Stromerzeugungskosten auf der einen und die Stromverteilungskosten auf der anderen Seite vor. Es werden zwei verschiedene Arten von zweigliedrigen Tarifen angeboten, die jeweils ähnlich aufgebaut sind wie die neuen LBT/RBT (siehe oben unter 'Einkaufstarife für Verteilerunternehmen') und als Modellleistungstarife bezeichnet werden. Daneben steht noch der sogenannte 'vertikale Tarif' zur Verfügung, der zwar anders aufgebaut ist, jedoch einige Tarifelemente enthält, die direkt vom Modellleistungstarif abgeleitet sind. Diese Tarife stehen für besondere Industrieverbraucher mit Direktanschlüssen an eine Übergabestelle des Mittelspannungsnetzes oder eines Netzes mit höherer Spannung zur Verfügung.

## 15. Gesetzliche Regelungen

Gemäß den Bestimmungen des Elektrizitätsversorgungsgesetzes von 1989 müssen der nationale und der regionale Grundtarif und die Höchstarife für die Endverbraucher vom Wirtschaftsminister genehmigt werden. Die tatsächliche Höhe der in Rechnung gestellten Preise wird nicht anhand der einzelnen Tarifelemente, sondern anhand der Jahresgesamtrechnung eines Verbrauchers überprüft.

Im Gesetz ist weiters festgelegt, daß die Energieverteiler zur Zahlung der landesweit vereinbarten Tarife für die Weiterverteilung an die Selbsterzeuger verpflichtet sind. Diese Verpflichtung entfällt nur dann, wenn mit dem betreffenden Selbsterzeuger eine individuelle Preisvereinbarung getroffen wurde.

### 15.1 Neues Elektrizitätsversorgungsgesetz

Mit einem neuen Elektrizitätsversorgungsgesetz, welches voraussichtlich 1998 in Kraft treten wird, sollen die Grundlagen für eine zunehmende Liberalisierung auf dem Strommarkt bei gleichzeitiger Sicherstellung eines nachhaltigen, verlässlichen und effizienten Stromversorgungssystems durch die entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden. In diesem Sinne bereitet das Gesetz auch die Umsetzung der Richtlinie Nr. 96/92 der Europäischen Union vom 19. Dezember 1996 vor, in der das Europäische Parlament die Schaffung einheitlicher Gesetzesgrundlagen für einen EU-weiten Strombinnenmarkt empfiehlt. Das neue Gesetz wird auch einige Veränderungen im oben beschriebenen Tarifsysteem mit sich bringen; so soll in Zukunft beispielsweise ein zweigliedriger Stromtarif, bestehend aus einem Versorgungstarif und einem Netzbenutzungstarif, eingeführt werden. Für Kunden, die ihren Stromlieferanten frei wählen können, entfällt der Versorgungstarif. Die Netzbenutzungsgebühren sollen von einer neu zu schaffenden Stromaufsichtsbehörde überwacht werden.

Das Gesetz sieht einen stufenweisen Übergang zur freien Strombezugswahl für die einzelnen Verbraucherkategorien vor. So sollen die zugelassenen Kunden ab Inkrafttreten des Gesetzes, die mittelfristig zugelassenen Kunden ab dem Jahr 2002 und die Kleinverbraucher ab 2007 ihren Stromlieferanten frei wählen können.

Die Verbraucherkategorien werden folgendermaßen definiert :

- zugelassene Verbraucher = Verbraucher mit einer Wirkleistung von mindestens 2 MW,
- mittelfristig zugelassene Verbraucher = Verbraucher mit einer maximalen verfügbaren Anschlußleistung von mehr als 80 A und einer Wirkleistung von höchstens 2 MW,
- Kleinverbraucher = alle übrigen Verbraucher.

## 16. Steuern und Zusatzgebühren

Für die Endverbraucher tarife gilt der höhere Mehrwertsteuersatz. Die Verteilergesellschaften sind zum Aufschlag einer betragsmäßig nach oben hin limitierten Sonderabgabe auf den kWh-Preis zur Deckung der Kosten für die Umsetzung des Umweltschutzprogramms berechtigt. Besondere Industrieverbraucher sind von dieser Umweltabgabe befreit. Die gesetzlich vorgeschriebene Energieabgabe wird für die ersten 50.000 kWh des jährlichen Verbrauchs berechnet, wobei die ersten 800 kWh im Jahr steuerfrei sind.

# ÖSTERREICH

## 1. Tarife

Zwischen EVU und Industriekunden werden die Rechtsbeziehungen nach individuellen Stromlieferungsverträgen (Sonderverträgen) vereinbart.

Während bei den Preisen von EVU zu EVU Unterschiede bestehen (1997 differierten die Preise zwischen den einzelnen Unternehmen um etwa plus / minus 20 % vom Durchschnittswert), ist die Struktur der Tarife für Lieferungen im Mittelspannungsbereich weitgehend einheitlich.

Für die Versorgung mit elektrischer Energie wird dem Kunden ein Entgelt verrechnet, das sich aus dem Leistungsentgelt, Wirkarbeitsentgelt, Blindarbeitsentgelt und Meßentgelt zusammensetzt.

### 1.1 Leistungsentgelt

Als Maß für die vom Kunden in Anspruch genommene Leistung gilt die Verrechnungsleistung. Diese wird überwiegend aus dem arithmetischen Mittelwert der drei größten Monatshöchstleistungen eines Abrechnungsjahres errechnet. Die Leistungserfassung erfolgt dabei durch eine Meßeinrichtung, die aus der in jeweils 15 Minuten gelieferten Wirkarbeit einen 15-Minuten-Leistungswert bildet.

### 1.2 Wirkarbeitsentgelt

Es gibt unterschiedliche Preisansätze für gelieferte Wirkarbeit im Sommer- und Winterhalbjahr. Von einigen EVU werden die Preisansätze auch tageszeitlich differenziert.

### 1.3 Blindarbeitsentgelt

Die Inanspruchnahme von Blindarbeit ist in der Regel bis zu 50 % der Menge der im gleichen Monat gelieferten Wirkarbeit unentgeltlich.

### 1.4 Meßentgelt

Das Meßentgelt ist für die Beistellung und Instandhaltung der Meßeinrichtung.

## 2. Besteuerung

Seit 01.06.1996 wird eine Steuer auf die Lieferung und den Verbrauch elektrischer Energie eingehoben (Elektrizitätsabgabe). Als Steuerbemessungsgrundlage dient die gelieferte bzw. verbrauchte Menge elektrischer Energie in kWh. Die Höhe der Abgabe beträgt 0,10 ATS je kWh und geht in die Umsatzsteuerbemessungsgrundlage ein. Soweit die bezahlten Energieabgaben auf Elektrizität und Erdgas 0,35 % des Nettoproduktionswertes übersteigen, wird der Betrag unter Abzug eines Selbstbehaltes von höchstens 5 000 ATS vom Finanzamt vergütet.

Weiters wird dem Kunden Umsatzsteuer in Höhe von 20 % des Rechnungsbetrages angelastet.

## 3. Struktur der österreichischen Elektrizitätswirtschaft

Die Organisation der österreichischen Elektrizitätswirtschaft basiert auf dem zweiten Verstaatlichungsgesetz aus dem Jahre 1947. Danach obliegen die Stromerzeugung und Verteilung der Verbundgesellschaft, deren Sondergesellschaften, den neun Landesgesellschaften und den fünf landeshauptstädtischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU). Diese besorgen ca. 97% der öffentlichen Stromerzeugung in Österreich. Die restlichen 3 % verteilen sich auf ca. 260 zum Teil sehr kleine kommunale, genossenschaftliche und private EVU.

### 3.1 Landesgesellschaften

Den neun Landesgesellschaften obliegt es, die Allgemeinversorgung mit elektrischer Energie im Bereich der einzelnen Bundesländer durchzuführen, die Verbundwirtschaft im Landesgebiet zu besorgen und Energie mit benachbarten Gesellschaften auszutauschen. Der Anteil der Landesgesellschaften an der Stromerzeugung der EVU lag im Mittel der letzten zehn Jahre bei 35 %.

### 3.2 Sondergesellschaften

Die Hauptaufgabe der neun Sondergesellschaften ist der Bau und der Betrieb von Großkraftwerken, die im wesentlichen nicht zur Erfüllung der Aufgaben der Landesgesellschaften bestimmt sind. Die Sondergesellschaften hatten im Mittel der letzten zehn Jahre einen Anteil von etwa 59 % an der Stromerzeugung der EVU.

### 3.3 Verbundgesellschaft

Die Verbundgesellschaft hat unter anderem die Aufgabe, den gegenwärtigen und künftigen Strombedarf zu ermitteln sowie den Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf im Verbundnetz herbeizuführen. Zu diesem Zweck hat sie Verbundleitungen zu errichten und zu betreiben, sowie den Bau und Betrieb von Großkraftwerken durch die Sondergesellschaften zu veranlassen. Stromlieferungsverträge mit dem Ausland bedürfen ihrer Zustimmung.

### 3.4 Landeshauptstädtische und andere EVU

Der Anteil der landeshauptstädtischen, kommunalen, genossenschaftlichen und privaten EVU an der Stromerzeugung lag in den letzten zehn Jahren im Mittel bei 6 %.

Der Stromverbrauch, der im Rahmen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung gedeckt wird, teilt sich etwa im Verhältnis 1 : 1 zwischen Kunden, welche zu Allgemeinen Tarifen (TA) und Kunden, welche auf Basis von Sonderverträgen (SA) versorgt werden auf. Dabei wird von den neun Landesgesellschaften und fünf landeshauptstädtischen EVU unmittelbar etwa 86 % des Stromverbrauches abgegeben.

## 4. Genehmigung der Preise

Gemäß dem Preisgesetz 1992, BGBl. Nr. 145/1992, unterliegen unter anderem die Lieferung leitungsgebundener Energien sowie damit zusammenhängende Nebenleistungen der behördlichen Preisfestsetzung. Die Preisfestsetzung erfolgt sowohl für die Allgemeinen Tarife als auch für die Sondertarife (Industrietarife) und die Baukostenzuschüsse/Anschlußpreise. In Österreich sind somit alle typischen Sondertarife in das System der amtlichen Preisregelung miteinbezogen.

Der Bundesminister für wirtschaftliche Angelegenheiten (BMfWA) kann als Preisbehörde von Amts wegen oder auf Antrag der betroffenen Unternehmen einen volkswirtschaftlich gerechtfertigten Preis bestimmen. Zur Beratung des BMfWA ist eine Preiskommission eingerichtet, die den Antrag und die Unterlagen der Preisanträge begutachtet. Vor jeder Preisbestimmung ist ein Vorprüfungsverfahren durchzuführen, in dem das EVU und die Vertreter der Kammern zu hören sind. Die EVU sind im Rahmen dieses Vorprüfungsverfahrens zu Auskünften verpflichtet. Die Verfahren werden mit Bescheiden abgeschlossen, in denen die Höchstpreise für die neun Landesgesellschaften, die fünf landeshauptstädtischen EVU und die Verbundgesellschaft für die jeweiligen Verbraucherkategorien bestimmt werden (Vollverfahren).

Derzeit sind alle Preise bescheidmäßig genehmigte Preise ohne Indexierung und haben allgemein Gültigkeit für alle entsprechenden Abnehmer in den Versorgungsgebieten der betreffenden EVU.

Die Preise der übrigen regionalen EVU (kommunale, genossenschaftliche und private) sind den Preisen der Landesgesellschaft nachgebildet und werden in den jeweiligen Bundesländern durch Verordnung bestimmt.

Seit 11.12.1995 existiert ein Generalübereinkommen zwischen dem BMfWA als Preisbehörde und dem Verband der Elektrizitätswerke Österreichs über ein 'Strompreis-Aufsichtssystem', welches sowohl für die Konsumenten als auch für die Preisbehörde und die Elektrizitätswirtschaft Vorteile bringt.

Es besteht in einem vereinfachten Verfahren in dem auf der Basis eines fix akkordierten Kalkulationsschemas die EVUs ihre Kosten und ihre neuen Strompreise dem BMfWA bekanntgeben. Die Anträge werden um einen 'Rationalisierungsabschlag' gekürzt und dürfen im Falle einer Erhöhung 50 % des Verbraucherpreisindex nicht überschreiten. Werden die Kostenansätze im Wege einer 'informativen Aussprache' zwischen dem Minister und den Vertretern der Kammern akzeptiert, genehmigt der Minister die Preiserhöhung. Gelingt auch im Wege einer 'erweiterten Aussprache' keine Einigung, kann der Minister ein Vollverfahren einleiten.

# PORTUGAL

## 1. Allgemeine Beschreibung

Die Elektrizitätsgesellschaft Electricidade de Portugal SA (EDP) wurde 1994 umstrukturiert und es kam zur Gründung der Firmengruppe EDP, die sich aus den folgenden Unternehmen zusammensetzt:

- Electricidade de Portugal SA - Holdinggesellschaft;
- Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, SA - Stromerzeugung;
- Rede Eléctrica Nacional, SA - Leitungsnetz (Transport);
- Electricidade de Lisboa e Vale do Tejo SA - Stromverteilung;
- Electricidade de Sul SA - Stromverteilung;
- Electricidade de Centro SA - Stromverteilung;
- Electricidade do Norte SA - Stromverteilung.

Dazu gehören noch weitere Dienstleistungs- und Planungsunternehmen.

## 2. Preisgestaltungsmechanismen

Für 1997 wurden die Tarife noch zwischen EDP-Electricidade de Portugal SA und der Generaldirektion Wettbewerb und Preise in Absprache mit der Generaldirektion für Energie festgelegt.

In den vereinbarten Tarifen kommen die Ziele der Regierung im Hinblick auf die Geldwertstabilität und die Wettbewerbsfähigkeit der portugiesischen Volkswirtschaft zum Ausdruck, während zu den Zielen des EDP-Konzerns u. a. der effiziente Einsatz von Ressourcen sowie die solide finanzielle und wirtschaftliche Situation des Unternehmens gehören.

Für Abnehmer mit ähnlichen Verbrauchsstrukturen gelten landesweit einheitliche Tarife (Unternehmen auf den Azoren und Madeira wenden ihre eigenen Preisregelungen an).

Die Tarife unterscheiden sich je nach der Höhe der in Anspruch genommenen Leistung, der Spannung und der Zeit der Inanspruchnahme (Jahreszeit oder Tageszeit).

Die Tarife berücksichtigen die Struktur der Grenzkosten, die bei den Lieferungen an die verschiedenen Verbrauchergruppen entstehen. In der Praxis spiegeln die Verhandlungen zur Umlage der Kosten auf die Verbrauchergruppen auch die bereits erwähnten unterschiedlichen Ziele wider.

Die Quersubventionierung der Haushaltskunden durch industrielle Verbraucher wird schrittweise aufgehoben; darüber hinaus wurde die Staffelung zwischen Normallast- und Schwachlaststunden vergrößert, um deutlichere Signale an die Verbraucher zu schicken und um den industriellen Verbrauchern günstigere Schwachlasttarife zu bieten.

## 3. Kosten, Preise und Steuern

### 3.1 Struktur der Stromtarife

EDP sieht Tarife für vier Spannungsbereiche vor:

- Niederspannung bis 1 kV;
- Mittelspannung von 1 bis 45 kV;
- Hochspannung von 45 bis 110 kV;
- Sehr hohe Spannung über 110 kV.

Bei allen Tarifen (mit Ausnahme derjenigen für die öffentliche Beleuchtung) handelt es sich um zweigliedrige Tarife bestehend aus:

- einem Preiselement für die in Rechnung gestellte Leistung und
- einem Preiselement für den Verbrauch.

Den Abnehmern stehen in den verschiedenen Spannungsbereichen unterschiedliche Optionen zur Verfügung. Die Niederspannungsabnehmer werden je nach der bestellten Leistung in drei Kategorien unterteilt. Die Abnehmer, die eine Leistung zwischen 3,3 und 19,8 kVA bestellen, können zwischen einem einfachen nur einen Arbeitspreis enthaltenden Tarif und einem zweigliedrigen Tarif wählen, der einen Preis für die Normallaststunden und die Starklaststunden sowie einen anderen Preis für die Schwachlaststunden vorsieht. Daneben gibt es einen von der Jahreszeit abhängigen Tarif. Für die übrigen Niederspannungsabnehmer, die eine höhere Leistung als 19,8 kVA bestellen, steht eine größere Zahl von Tarifoptionen zur Verfügung, wobei für unterschiedliche in Stunden ausgedrückte Benutzungsspannen verschiedene von der in Rechnung gestellten Leistung abhängige Gebühren (Preise) erhoben werden.

Bei den Verbrauchsbereichen für mittlere und lange Benutzungsdauer erfolgt eine Unterteilung in Stark-, Normal- und Schwachlastzeiten.

Mittel- und Hochspannungsabnehmern stehen drei Tarifoptionen zur Verfügung, die auf einer kurzen, mittleren und langen Nutzungsdauer beruhen. Der Preis einer kWh hängt vom Zeitpunkt des Verbrauchs ab (Stark-, Normal oder Schwachlastzeit); ferner werden bei den Tarifen für mittlere und lange Nutzungsdauer im Sommer und Winter unterschiedliche Preise zugrunde gelegt.

Bei den Tarifen für sehr hohe Spannung ist ein einfacher Leistungspreis und keine Flexibilität im Hinblick auf die Benutzungsdauer vorgesehen. Bei den Arbeitspreisen erfolgt eine Unterteilung nach Stark-, Normal- und Schwachlastzeiten sowie nach Sommer und Winter.

Bei Verbrauchern, die eine höhere Leistung als 39,6 kVA bestellen, wird die Blindarbeit berechnet, wenn die außerhalb der Schwachlaststunden verbrauchte Blindarbeit mehr als 40 % der Wirkarbeit im gleichen Monatszeitraum beträgt.

Es stehen zwei Tarifzeiträume zur Verfügung. Bei dem ersten handelt es sich um einen täglichen Zyklus, der aus vier Starklaststunden, zehn Normallaststunden und zehn Schwachlaststunden besteht. Bei dem zweiten handelt es sich um einen wöchentlichen Zyklus.

### **3.2 Steuern**

Auf den gesamten Stromverbrauch in Portugal wird, wie bereits oben erwähnt, ein Mehrwertsteuersatz in Höhe von 5 % erhoben.

## **FINNLAND**

### **1. Industrierzeuger und –verbraucher**

#### **1.1 Stromversorger**

Die größten Stromversorger in Finnland sind Imatran Voima Oy, Teollisuuden Sähkönyhti Oy und Vattenfall Finland Oy. Sie beliefern Großabnehmer in der Industrie und die weiterverteilenden Unternehmen direkt mit Strom. Die Versorgung der Endverbraucher erfolgt größtenteils durch die kommunalen und regionalen Stromversorgungsunternehmen, von denen es derzeit in Finnland ca. 100 gibt. Nachdem infolge der Liberalisierung des Strommarktes Strom auch ohne besondere Genehmigung abgegeben werden darf, ist für die Zukunft mit einem verstärkten Wettbewerb zu rechnen.

#### **1.2 Stromerzeuger**

Derzeit gibt es in Finnland ca. 120 Stromerzeugungsunternehmen. Von den ca. 400 Kraftwerken des Landes sind ungefähr die Hälfte Wasserkraftwerke. Die Produktion von Imatran Voima Oy deckt etwa 40 % des landesweiten Strombedarfs, weitere 40 % entfallen auf Kraftwerke der Industrie, ca. 20 % auf kommunale und regionale Versorgungsbetriebe. Der noch verbleibende Energiebedarf wird durch Stromimporte aus Rußland und Schweden gedeckt.

#### **1.3 Verbundnetzbetreiber**

Ende 1997 schlossen sich Pohjan Voima Oy, Imatran Voima Oy und die öffentliche Hand zu einer staatlichen Verbundgesellschaft zusammen, die auch Eigentümer der Leitungsverbindungen zu den Nachbarländern Finnlands ist. Die Stromübertragung durch Teollisuuden Voimansiirto Oy und IVO Voimansiirto Oy soll ebenfalls in die staatliche Verbundgesellschaft eingegliedert werden. Die Stromversorgung und –verteilung im regionalen und kommunalen Bereich obliegt den Stromversorgungsbetrieben, welche über eine staatliche Genehmigung für den Netzbetrieb verfügen.



Die Abrechnung für die Stromübertragung erfolgt nach einem Punktesystem. Der Verbraucher kann seinen Strom ohne Einschränkung von jedem beliebigen Lieferanten im Land beziehen. Er bezahlt dafür lediglich eine Netzgebühr, die an seinem Anschlußpunkt an das Verbundnetz eingehoben wird und die Übertragungskosten innerhalb des gesamten Verbundnetzes abdeckt. Für die Einspeisung von Strom in das Verbundnetz durch die Stromerzeuger wird nach demselben Prinzip vorgegangen. Der Verbundnetzbetreiber trägt die Verantwortung für den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau des Netzes.

#### **1.4 Verbraucher**

Seit Anfang 1997 hat jeder Stromverbraucher die Möglichkeit, seinen Lieferanten frei zu wählen. Von den Industrieverbrauchern haben seither einige ihren Lieferanten gewechselt, während sich ein solcher Wechsel für die privaten Endverbraucher bisher kaum rechnet, da damit eine Investition von FIM 5.000 – 10.000 für die erforderliche neue Zähleranlage verbunden ist. Die Situation wird sich jedoch ab 1998 ändern, da ab diesem Zeitpunkt der Einbau einer neuen Zähleranlage beim Wechsel des Lieferanten wegfällt.

#### **1.5 Kontrolle**

Die Einhaltung der gesetzlichen Bestimmungen für die Regelung der finnischen Elektrizitätswirtschaft und der Tätigkeit der Netzbetreiber im Verbund wird durch die Strommarkt - Aufsichtsbehörde in Zusammenarbeit mit den finnischen Wettbewerbsbehörden überwacht.

Die Aufsichtsbehörde hat die Aufgabe,

- den Ausbau des Strommarktes zu fördern;
- Lizenzen für den Netzbetrieb und Baugenehmigungen für die Errichtung von Übertragungsleitungen im 110 kV-Spannungsbereich und darüber zu erteilen;
- die Einhaltung der an die Erteilung solcher Lizenzen und Baugenehmigungen geknüpften Auflagen zu überwachen;
- den Netzbetrieb zu überwachen und sicherzustellen, daß die Bestimmungen des Elektrizitätsversorgungsgesetzes eingehalten werden;
- anderen Behörden, Unternehmen und Verbrauchern Rechtsinformationen und –beratung in Angelegenheiten, die unter dieses Gesetz fallen, zu erteilen;
- die für die Marktaufsicht erforderlichen Daten zentral zu verwalten.

## **2. Einführung einer neuen Besteuerung von Elektrizität**

Das frühere, bis 1996 gültige Besteuerungssystem, bei dem die Besteuerung der einzelnen Stromquellen nach ihrem Kohlenstoffgehalt (und dementsprechenden potentiellen CO<sub>2</sub> –Ausstoß und Energiegehalt) erfolgte, wurde völlig umgestaltet.

Die Tatsache, daß in Finnland in erster Linie die Stromerzeugung, in den anderen nordeuropäischen Ländern jedoch vor allem der Stromverbrauch besteuert wurde, führte zu einer Wettbewerbsverzerrung auf dem nordeuropäischen Strommarkt. Der Wettbewerbsnachteil wurde durch eine für Stromimporte nach Finnland eingehobene Steuer in etwa der gleichen Höhe wie die durchschnittlich für die Stromerzeugung in Finnland eingehobenen Abgaben zum Teil kompensiert. Da eine derartige Importsteuer jedoch als nicht EU-konform angesehen wurde, mußte sie abgeschafft werden, was wiederum eine grundlegende Umgestaltung des gesamten Elektrizitätsbesteuerungssystems erforderlich

machte, da sich die finnischen Stromerzeuger ansonsten ihren Konkurrenten in den nordeuropäischen Nachbarländern gegenüber in einem beträchtlichen Wettbewerbsnachteil befunden hätten.

Diese Verzerrung wurde mit der Einführung der neuen Steuer ausgeschaltet, da nun in Finnland ebenso wie in den übrigen nordeuropäischen Ländern der Stromverbrauch als Basis für die Besteuerung herangezogen wird.

Das neue System unterscheidet zwischen zwei Steuerklassen. Industrieverbraucher, die über eine Meßanlage zur Messung des stündlichen Stromverbrauchs verfügen, bezahlen eine Elektrizitätsabgabe von 1,675 p/kWh; für alle übrigen Verbraucher gilt der höhere Steuersatz von 3,1 p/kWh.

## SCHWEDEN

### 1. Struktur der schwedischen Elektrizitätsversorgungsindustrie

Der jährliche Stromverbrauch in Schweden beträgt ca. 140 TWh. Etwa 7 Stromerzeugerunternehmen stellen dabei mehr als 90 % des Stroms her. Der größte Stromerzeuger ist Vattenfall AB, eine staatliche Gesellschaft, die etwa 50 % des Stroms produziert. Die anderen sind gemischtwirtschaftliche Unternehmen, an denen private Aktionäre, Kommunen und sogar einige ausländische Elektrizitätsgesellschaften beteiligt sind.

Es gibt ca. 250 Betreiber von Versorgungsnetzen und ca. 220 reine Stromversorgungsunternehmen. Laut dem neuen Elektrizitätsgesetz müssen die ursprünglichen Stromversorgungsunternehmen in Unternehmen, die für den Verkauf des Stromes zuständig sind, und andere, die das Versorgungsnetz betreiben, untergliedert werden, wobei jedes verpflichtet ist, eine bestimmte geographische Gegend zu versorgen. Die Verteilung von Strom ist gemäß dem Elektrizitätsgesetz durch Gebietskonzessionen geregelt. Mehr als die Hälfte dieser Versorgungsunternehmen gehören den Kommunen, auf deren Gebiet sie tätig sind. Einige andere gehören den Elektrizitätsunternehmen. Ein Drittel der gelieferten Energie, in TWh, wird von vertikal integrierten Unternehmen geliefert, d.h. von stromerzeugenden Unternehmen, die örtliche Versorgungsunternehmen aufgekauft haben, über die sie ihren Strom verkaufen.

### 2. Tarife, Preise und Abgaben

#### 2.1 Private Haushalte

Die verschiedenen Strombenutzergruppen zahlen unterschiedliche Strompreise. Private Haushalte werden hinsichtlich ihres Verbrauchs in drei Hauptgruppen unterteilt :

- Haushalte in Wohnungen, Stromverbrauch etwa 2,2 MWh/Jahr;
- Häuser, nicht elektrisch beheizt, Stromverbrauch etwa 5 MWh/Jahr;
- Häuser, elektrisch beheizt, Stromverbrauch etwa 20 MWh/Jahr.

Die Tarife, die diese Verbraucher zahlen, umfassen zwei Teile, wobei der eine Teil ein Entgelt für das Versorgungsnetz und der andere Teil den Arbeitspreis für den tatsächlichen Stromverbrauch darstellt.

Private Haushalte zahlen eine Stromabgabe in Höhe von 0,113 SEK/kWh, 1. Januar 1997. In einigen ländlichen Gegenden im nördlichsten Teil Schwedens beträgt diese Abgabe nur 0,058 SEK/kWh. Sie wird jährlich mit Hilfe eines an den Verbraucherpreisindex geknüpften Index angepaßt. Zusätzlich zu dieser Abgabe wird eine MwSt., MOMS genannt, in Höhe von 25 % erhoben.

## 2.2. Industrieverbraucher

Die schwedische Industrie zahlt für Strom weniger als die privaten Haushalte. Die Industrieverbraucher zahlen keine Stromabgabe und auch keine MOMS.

Die Industrieverbraucher werden in zwei Gruppen unterteilt :

- stromintensive Industrie, 20 MW, Stromverbrauch 140 GWh/Jahr;
- sonstige Industrie, mittlerer Verbrauch, 10 MW, Stromverbrauch 50 GWh/Jahr.

Diese beiden Gruppen zahlen unterschiedliche Strompreise, wobei die Tarife für die stromintensive Industrie am niedrigsten sind. Dies ist zum Teil darauf zurückzuführen, daß sie aufgrund ihres verhältnismäßig hohen Elektrizitätsverbrauchs bessere Tarife aushandeln können.

Zur Zeit zahlen Industrieverbraucher weder Stromabgaben noch MOMS. Zwischen 1990 und 1992 mußte die Industrie eine Stromabgabe zu einem geringeren Satz als die privaten Haushalte zahlen. Seit 1993 ist die Industrie von dieser Abgabe befreit.

# VEREINIGTES KÖNIGREICH

## 1. Elektrizitätswirtschaft

Im Hinblick auf die Privatisierung eines Großteils der Industrie wurde die Elektrizitätswirtschaft in England, Wales und Schottland am 31. März 1990 einer Umstrukturierung unterzogen. In Nordirland vollzog sich die Umstrukturierung zum 31. März 1992.

### 1.1 Struktur der Elektrizitätswirtschaft

Ausgehend vom ehemaligen öffentlichen Stromversorgungsunternehmen "Central Electricity Generating Board (CEGB)" wurden in England und Wales drei Hauptelektrizitätserzeugungsunternehmen gegründet. Zwei der neuen Unternehmen, National Power und PowerGen sind in erster Linie Erzeuger von Strom aus fossilen Brennstoffen. Diese beiden Unternehmen wurden im März 1991 privatisiert. Das dritte Unternehmen wurde als Nuclear Electric gegründet und entspricht der heutigen British Energy, die die vormals im Besitz der CEGB befindlichen Atomkraftwerke übernahm und bis zur Privatisierung im Sommer 1996 in öffentlichem Besitz verblieb. Die älteren Magnox Atomkraftwerke gehören auch weiterhin zum öffentlichen Sektor. Als viertes aus der CEGB hervorgegangenes Unternehmen ist National Grid zu erwähnen, das für den Betrieb des Überlandnetzes, für die Lastverteilung im System sowie für die Zusammenschaltungen mit Frankreich und Schottland zuständig ist.

Seit der Umstrukturierung sind 12 regionale Elektrizitätsgesellschaften (RECs) für die Stromverteilung über die lokalen Versorgungsnetze und die Versorgung kleinerer Verbraucher in England und Wales zuständig. Diese zwölf regionalen Elektrizitätsgesellschaften übernahmen die Geschäfte von den 12 ehemaligen regionalen Strombehörden und versorgen unterschiedliche Gebiete in England und Wales. Alle 12 regionalen Elektrizitätsgesellschaften wurden im Dezember 1990 privatisiert. Diese 12 regionalen Elektrizitätsgesellschaften waren gemeinsame Besitzer der National Grid Company, bevor deren Aktien im Dezember 1995 an der Londoner Börse eingeführt wurden. Geschützt wird die operative Unabhängigkeit des Unternehmens National Grid einerseits durch entsprechende Bestimmungen in seinen Statuten und andererseits durch eine besondere Beteiligung, die sich der Staat zurückbehalten hat.

In Schottland gab es vor der Umstrukturierung der Elektrizitätsversorgungsindustrie zwei öffentliche Unternehmen, das South of Scotland Electricity Board und das North of Scotland Hydro Electricity Board, die für die Erzeugung, für die Verteilung im Netz und für die Stromversorgung der einzelnen geographischen Gebiete zuständig waren. Anlässlich der Umstrukturierung wurden diese beiden Unternehmen durch ScottishPower bzw. Hydro-Electric ersetzt. Auch bei diesen Unternehmen kam es zu

einer vertikalen Integration. Die Erzeugungsanlagen der Vorgängerunternehmen wurden in gewisser Weise zugeteilt. Dennoch ist jedes der beiden Unternehmen berechtigt, im Rahmen des konzessionsfreien Marktes über eine zweitrangige Konzession innerhalb des geographischen Gebietes des jeweils anderen Unternehmens und im Wettbewerb mit dem jeweils anderen seine Tätigkeit zu entfalten. Die Anlagen zur Erzeugung von Atomstrom der SSEB wurden einem neuen Unternehmen (Scottish Nuclear) zugewiesen; dieses fusionierte mit Nuclear Electric und bildet nun mit diesem British Energy. Im Rahmen einer bis 2005 gültigen vertraglichen Regelung liefert SNL ihre gesamte Stromproduktion an ScottishPower und Hydro-Electric. Hydro-Electric und ScottishPower wurden im Juni 1991 privatisiert. Wie auch in England und Wales können andere Versorgungsunternehmen in Schottland im konzessionsfreien Markt konkurrieren.

In Nordirland gibt es drei private Stromerzeugungsunternehmen : NIGEN Ltd., Ballylumford Power Ltd. und Coolkeeragh Power Ltd. Für den Betrieb der Überlandleitungen, die Verteilung und die Stromversorgung verantwortlich ist die Northern Ireland Electricity plc (NIE), deren Aktien im Juni 1993 an die Börse kamen. Für die nächste Zukunft wird NIE das Hauptstromversorgungsunternehmen sein, obwohl sich bereits drei weitere Firmen erfolgreich um eine Stromversorgungslizenz beworben haben und noch weitere folgen können.

## 1.2 Stromversorgung

Am 31. März 1990 wurde ein Großhandelsmarkt für den Elektrizitätsvertrieb im Großen in England und Wales eingeführt. Dieser Großhandelsmarkt, der als Pool bezeichnet wird, steht unter der Aufsicht der einzelnen Mitglieder und wird auf Tagesbasis von der National Grid Company (NGC) betrieben. National Power, PowerGen, Nuclear Electric und weitere Stromerzeugungsunternehmen einschließlich der Stromkraftwerke der Industrie, der Schottischen Unternehmen und auch der Electricité de France, sind Mitglieder des Pools und konkurrieren miteinander bei der Erzeugung von Strom zum Verkauf an den Pool. Dies erfolgt durch "Bieten" eines Preises je nach Kraftwerk und für jede halbe Stunde des darauffolgenden Tages, an dem sie bereit sind, Strom an den Pool zu verkaufen. Die NGC erstellt daraufhin aufgrund der gebotenen Preise einen Stromlieferplan nach Kraftwerken, wobei der voraussichtliche Bedarf, aber auch sonstige Einschränkungen, wie z.B. die Kapazität der Überlandleitungen, berücksichtigt werden.

Stromversorgungsunternehmen, die auch Mitglieder des Pools sind, können Strom aus dem Pool kaufen und ihn an Endkunden weiterverkaufen. Zusätzlich zu den regionalen Elektrizitätsgesellschaften können auch andere Stromversorgungsunternehmen - nach Einholung einer entsprechenden Konzession - Strom an größere Verbraucher, d.h. solche mit einem Verbrauch von mehr als 100 kW, liefern. Zu den Inhabern einer derartigen Konzession zählen in England und Wales National Power, PowerGen, ScottishPower und Hydro-Electric sowie auch regionale Elektrizitätsgesellschaften, die Verbraucher außerhalb ihrer eigenen Region beliefern. Kleinere Verbraucher (einschließlich der Haushalte) können Strom nur von ihrer lokal zuständigen regionalen Elektrizitätsgesellschaft beziehen. Ab 1998 soll der vollkommen freie Wettbewerb bei der Versorgung eingeführt werden. Jede regionale Elektrizitätsgesellschaft ist dazu verpflichtet, innerhalb des Gebietes, für das sie die Zulassung besitzt, jedes Objekt oder Grundstück, das um Anschluß an die Stromversorgung ansucht, zu beliefern, wobei nur unter besonderen Umständen Ausnahmen möglich sind.

Obwohl in Schottland kein dem Pool äquivalenter Mechanismus existiert, konkurrieren die beiden Stromversorgungsunternehmen (Hydro-Electric und ScottishPower) sowie auch die Unternehmen mit einer zweitrangigen Konzession im konzessionsfreien Markt (0,1 MW) untereinander.

Aufgrund von Systemeinschränkungen wird sich der Wettbewerb im Großhandelsbereich in Nordirland erst phasenweise einstellen. Der für Nordirland zuständige Generaldirektor für Stromversorgung ist für die Entwicklung des Wettbewerbs im Großhandelsbereich verantwortlich, wobei sich Überlegungen, wie dies am besten durchzuführen ist, bereits in einem fortgeschrittenen Stadium befinden. Derzeit laufen mit Northern Ireland Electricity plc (NIE), mit den Stromerzeugungsunternehmen und mit anderen interessierten Parteien abschließende Beratungen über die Entwicklung des Wettbewerbs bei der Stromversorgung von Großabnehmern.

### 1.3 Lenkung der Industrie

Alle mit der Stromversorgung in England, Wales und Schottland befaßten Unternehmen müssen - mit Ausnahme jener, die für eine Befreiung in Frage kommen - vom Generaldirektor für Stromversorgung, vom Handels- und Industrieminister bzw. für Schottland vom betreffenden Minister eine Konzession anfordern. Es obliegt auch dem Generaldirektor, sicherzustellen, daß die Konzessionsinhaber die in den jeweiligen Konzessionen festgeschriebenen Bedingungen einhalten.

Der Generaldirektor für Elektrizitätsversorgung für Nordirland (DGESNI) ist auch für die tagtägliche Lenkung der Elektrizitätswirtschaft in Nordirland sowie für die Gewährung von Konzessionen für Erzeugung, Übertragung und Stromversorgung verantwortlich.

## 2. Gestaltung der Strompreise

### 2.1 Kunden aus Industrie und Handel

Zur Zeit können in England, Wales und Schottland alle industriellen und gewerblichen Abnehmer unabhängig von der Art ihres Unternehmens in eine der drei Kategorien eingeordnet werden, nach denen die Art der Versorgung und damit die Preisgestaltung bestimmt wird.

- *Abnahme über 10 MW :*

Die Kunden sind zum Abschluß eines Vertrags verpflichtet, wobei der Partner das örtliche Energieversorgungsunternehmen oder ein anderes lizenziertes Versorgungsunternehmen sein kann.

- *Abnahme über 100 kW bis maximal 10 MW :*

Die Kunden können zwischen der Belieferung durch ihr örtliches Energieversorgungsunternehmen nach den veröffentlichten Tarifen oder durch ein beliebiges lizenziertes Versorgungsunternehmen, einschließlich dem örtlichen Versorgungsunternehmen, nach vertraglich zu vereinbarenden Bedingungen wählen.

- *Abnahme unter 100 kW :*

Die Kunden werden durch ihr örtliches Versorgungsunternehmen, in der Regel nach einem veröffentlichten Tarif, versorgt; in Fällen, in denen es angemessener ist, werden sie jedoch vertraglich gebunden.

Bei Abschluß von Verträgen wird der Preis für jeden einzelnen Kunden festgesetzt, wobei in der Regel die maximale Abnahme, der Verbrauch und die saison- sowie tageszeitlich bedingte Abnahmeentwicklung berücksichtigt wird. Je nach Versorgungsunternehmen sind mitunter Optionen möglich, bei denen der vertraglich vereinbarte Preis von einem "Pool-Preis" abhängig ist. In solchen Fällen gibt es Aufschläge auf den "Pool-Preis", mit denen erstens die Gebühren für die Übertragung über das NGC-Netz und zweitens die "Systembenutzungsgebühren" bezahlt werden, die an das örtliche Versorgungsunternehmen für die Benutzung seines Verteilungsnetzes zu entrichten sind. Bei einigen Versorgungsunternehmen können die Kunden auch Belastungssteuerungsvereinbarungen aushandeln, wobei als Gegenleistung für eine Reduzierung der Last in Spitzenlastzeiten eine Preisminderung gewährt wird.

In Nordirland müssen Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 1 MW einen Versorgungsvertrag abschließen. Kunden mit einem geringeren Verbrauch können von der Northern Ireland Electricity bzw. gemäß vertraglicher Regelung von einem anderen konzessionierten Versorgungsunternehmen zu den veröffentlichten Tarifen mit Strom versorgt werden.

Die Tarife schwanken je nach Versorgungsunternehmen. Alle Tarife beinhalten eine Systembenutzungskomponente, durch die normalerweise die Kosten für die Bereitstellung und Wartung

des Verteilungssystems gedeckt werden. Sie enthalten auch die Kosten für den Kauf von Elektrizität, die Bereitstellung begleitender Dienstleistungen wie z.B. Abrechnungssysteme und ermöglichen einen angemessenen Gewinn. Wo dies angebracht ist, berücksichtigen die Tarife jahreszeitliche, monatliche oder tageszeitliche Kostenschwankungen. Somit sind einige der Kosten fix, während andere in Abhängigkeit vom Verbrauch veränderlich sind. Die fixen Kosten sind in der Regel in den Fest- und Bereitstellungsbeträgen enthalten. Bei einigen Tarifen werden die Kosten pro gelieferter Einheit monatlich den schwankenden Kosten für die Brennstoffe, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, angepaßt.

Generell werden industriellen und anderen Verbrauchern mit Ausnahme privater Haushalte die folgenden Tarifformen angeboten :

- *Vierteljährliche Tarife :*

Diese Tarife setzen sich im allgemeinen aus einem vierteljährlichen Festbetrag, einem Einheitenpreis für den ersten Block der jeweils im Quartal verbrauchten Einheiten und einem davon abweichenden Einheitenpreis für die nachfolgend verbrauchten Einheiten zusammen. Mitunter wird noch eine dritte, niedrigere Rate für nachts (oder außerhalb der Spitzenlastzeiten) verbrauchte Einheiten berechnet, wobei in diesen Fällen aber ein höherer Grundbetrag berechnet werden kann. Diese Tarife finden für die Mehrzahl von Kleinverbrauchern mit Ausnahme privater Haushalte Anwendung, die weniger als ca. 50 kVA bzw. 60 MWh pro Jahr verbrauchen. Die Abrechnung erfolgt vierteljährlich.

- *Maximalabnahmetarife :*

Diese Tarifform ist die gebräuchlichste für größere industrielle oder gewerbliche Kunden, bei denen monatlich abgerechnet wird. Die Tarifstruktur beinhaltet gewöhnlich vier Elemente: einen Grundpreis, einen Bereitstellungspreis, einen Leistungspreis und einen Einheitenpreis. Diese werden entweder für den gesamten Verbrauch erhoben, oder es werden unterschiedliche Preise für Tag und Nacht berechnet. In der Regel gibt es unterschiedliche Tarife für Lieferungen von Niederspannungsstrom (unter 1.000 Volt, gewöhnlich 240 oder 415 Volt) und Hochspannungsstrom (über 1.000 Volt, gewöhnlich 11.000 Volt). Die meisten Tarife dieser Kategorie enthalten Abnahmegebühren, die von Monat zu Monat schwanken, im Winter höher sind und im Sommer oftmals ganz entfallen. Die Einheitenpreise werden meist in Abhängigkeit von den Brennstoffkosten für die Elektrizitätserzeugung berechnet.

- *Tages- und jahreszeitabhängige Tarife :*

Diese Tarife werden von Kunden in Anspruch genommen, die ihren Verbrauch während der Spitzenlastzeiten einschränken können. Sie unterscheiden sich von den Maximalabnahmetarifen dadurch, daß die je nach Jahreszeit unterschiedliche Berechnung nicht auf Maximalabnahmegebühren, sondern auf verschiedenen Einheitenpreisen beruht. Die höchsten Einheitenpreise werden für den Verbrauch an Wochentagen im Winter und die niedrigsten für den Verbrauch während der Nacht berechnet.

## 2.2 Private Haushalte

Private Haushalte können im allgemeinen zwischen zwei Tarifen wählen :

- *Standardtarif :*

in dessen Rahmen die Verbraucher einen vierteljährlichen Grundpreis und einen Einheitspreis pro verbrauchter Einheit zahlen;

- *Economy 7/White-Meter-Tarif :*

wobei der Grundpreis im allgemeinen etwas höher ist als beim Standardtarif, jedoch ein niedrigerer Einheitspreis für die während der Nacht verbrauchten Einheiten geboten wird.

Beim Standardtarif können im allgemeinen, beim Economy/White-Meter-Tarif unter gewissen Voraussetzungen, Vorauszahlungen geleistet werden. Dabei können die Verbraucher den Strom durch den Einwurf von Münzen oder Marken bzw. das Einführen einer Karte in den Stromzähler im voraus zahlen. Die Grundgebühr ist in diesen Fällen im allgemeinen höher, da die Kosten für den Stromzähler höher sind.

## 2.3 Strompreiskontrolle

Der betreffende Generaldirektor für Stromversorgung (DGES) hat sich sowohl in Großbritannien als auch in Nordirland davon zu überzeugen, daß etwaige von Unternehmen vorgeschlagene Preisänderungen bei Dienstleistungen, die von marktbeherrschenden Unternehmen angeboten werden, mit den Bedingungen der betreffenden Konzession übereinstimmen.

Diese in den Konzessionen enthaltenen Preiskontrollformeln stellen eine Verbindung zwischen den maximal zulässigen Einnahmen während eines Jahres und den maximal zulässigen Einnahmen des Vorjahres sowie der Differenz in Prozent des Verbraucherpreisindex her.

In England und Wales enthalten die öffentlichen Stromversorgungskonzessionen der regionalen Elektrizitätsgesellschaften eigene Preiskontrollen für ihre Tätigkeiten im Bereich Stromverteilung und Stromversorgung. Die Stromerzeugung hingegen ist nicht mit einer Preiskontrolle behaftet, da diese ohnehin der Konkurrenz unterliegt und Änderungen bei den Stromerzeugungskosten daher vollständig an den Kunden weitergegeben werden.

Das Einkommen eines öffentlichen Stromversorgungsunternehmens aus dessen Verteilungstätigkeit wird, pro verteilter Kilowattstunde, durch die Formel Verbraucherpreisindex - X kontrolliert. Bei der jährlichen Festlegung der Preise muß der Konzessionsinhaber den maximal zulässigen Preis für das betreffende Jahr vorhersagen. Eventuell vorkommende Fehler müssen bei der Festlegung der Preise für das darauffolgende Jahr berücksichtigt werden. Eine Prüfung im August 1994 durch den Generaldirektor ergab einen einmaligen Preisnachlaß für 1995/6 von 11 % bis 17 %. In der Folge hat der Generaldirektor für Stromversorgung diese Kontrollen noch strenger überprüft und verschärft. Das Ergebnis war eine Straffung der Verteilungspreise um durchschnittlich den Verbraucherpreisindex minus 11½ % am 1. April 1996. Die jährlichen Preiserhöhungen werden in der Folge auf einen Wert entsprechend dem Verbraucherpreisindex minus 3 % beschränkt.

Bei der Stromversorgung beruht die Preiskontrolle auf der Formel Verbraucherpreisindex - X + Y, wobei X derzeit auf zwei festgelegt ist und Y die Weitergabe von nicht im Verantwortungsbereich der regionalen Elektrizitätsgesellschaften liegenden Kostensteigerungen bei Ankauf und Übertragung von Strom ermöglicht. Falls bei der Festlegung der Versorgungspreise Fehler hinsichtlich Konformität mit der Preiskontrolle auftreten, müssen diese anläßlich der nächstjährigen Preiskontrolle mittels eines Korrekturfaktors ausgeglichen werden.

Auch die Gebühren für die Nutzung der Überlandleitungen der National Grid Company (NGC) werden über die Formel Verbraucherpreisindex - X kontrolliert. Von April 1993 bis März 1997 war X auf drei festgelegt. Die derzeitige Preiskontrolle bleibt für 4 Jahre, beginnend mit April 1997, in Kraft. Die zulässigen Einnahmen von NGC werden im ersten Jahr um 20 % und in jedem der nachfolgenden 3 Jahre real um 4 % pro Jahr fallen. Nach Schätzungen des Generaldirektors der Stromversorgung werden Haushalte durch die neue Kontrolle pro Jahr um ca. 4 GBP weniger zahlen; die zulässigen Einnahmen der National Grid Company werden in diesen 4 Jahren um annähernd 1 Milliarde GBP sinken.

Im Jahr 1992 hat die National Grid Company eine Revision ihres zonenbezogenen Preissystems durchgeführt, um die Kosten, die die Kunden durch ihre Nutzung des Leitungsnetzes verursachen, besser wiederzuspiegeln. Im November 1995 verlangte der Generaldirektor der Stromversorgung Gebühren für Übertragungsverluste, um die damit verbundenen Kosten zu decken. Mit dem Ziel, klare Signale im Hinblick auf die Standortauswahl für zukünftige Kraftwerke auszusenden, stellte er aber auch ausdrücklich fest, daß die Unkosten für Übertragungsverluste anteilmäßig von den Stromerzeugungsunternehmen und von den Kunden zu tragen seien. Gemäß den gegenwärtigen

Vereinbarungen werden die Gebühren einheitlich, ohne Berücksichtigung der Entfernung zwischen Stromerzeugung und Endverbraucher, verrechnet.

In Schottland, wo es eine vertikale Integration gibt, sind die Unternehmen Hydro-Electric und ScottishPower im Besitz zusammengesetzter Konzessionen für Übertragung, Verteilung und öffentliche Versorgung. Die Einnahmen aus ihren Verteilungstätigkeiten pro verteilter Kilowattstunde werden durch die Formel Verbraucherpreisindex - X kontrolliert, wobei X -1 % bzw. -2 % beträgt. Für Einnahmen aus Übertragungstätigkeiten gilt eine ähnliche Kontrolle, wobei X auf 1,5 % bzw. 1 % festgelegt ist. Die Kosten für Stromerzeugung können linear mit der Inflation steigen (tatsächlich ist X auf Null festgelegt), jedoch wird die Formel Verbraucherpreisindex minus X von 1994 bis 1998 zunehmend stärker durch GBY beeinflusst.

Bezüglich der Versorgungstätigkeit wurde vorgeschlagen, einen Grundpreis plus einer Gebühr pro Kunde und einem Zuschuß pro gelieferter Einheit zu verrechnen, die allesamt durch die Formel Verbraucherpreisindex - 2 % kontrolliert werden. Hydro-Electric stimmte diesen Vorschlägen nicht zu, und die Angelegenheit wurde dem Ausschuß für Fusions- und Monopolkontrolle vorgelegt. Dieser Ausschuß empfahl bestimmte Änderungen im Bereich der zusammengesetzten Konzession von Hydro-Electric, die derzeit vom Generaldirektor für Stromversorgung durchgeführt werden.

In Nordirland werden die Tarife nach Rücksprache mit dem Generaldirektor für Stromversorgung für Nordirland von NIE gemäß der Formel Verbraucherpreisindex - X festgelegt, wobei die Gesamteinnahmen von NIE aus Übertragungs- und Verteilungstätigkeiten gedeckelt sind. Die Formel beinhaltet einen gewichteten Durchschnittswert aus zwei Komponenten : eine vom Umsatz unabhängige feste Komponente und eine von den Verkäufen abhängige variable Komponente. Insgesamt soll sich dies verstärkend auf die Anstrengungen von NIE zur Förderung der effizienten Nutzung der Energie auswirken. Auch die Versorgungstätigkeit von NIE wird durch die Formel Verbraucherpreisindex - X kontrolliert.

Auch die Möglichkeit für NIE, die Stromerzeugungskosten an die Kunden weiterzugeben, ist auf eine Art und Weise geregelt, daß NIE ein Anreiz geboten wird, den Strom so günstig wie möglich einzukaufen.

## NORWEGEN

### 1. Tarife

Die Preise in Norwegen enthalten zwei Komponenten:

- einen *Arbeitspreis* für den dem nationalen Verbundnetz entnommenen Strom und
- ein Entgelt für die Nutzung des Versorgungsnetzes (einen Übertragspreis) für die Verteilung des Stroms vom nationalen Versorgungsnetz zum Verbraucher.

#### 1.1 Arbeitspreis

Für die Industrie gibt es üblicherweise keinen festen Grundpreis, sondern nur einen Tarif für die verbrauchten kWh. Für Verbraucher mit einem Bedarf von weniger als 500 kWh verrechnen einige Versorgungsunternehmen fixe Preise. Der Verbraucher kann entweder direkt vom lokalen Detailstromversorger, von anderen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, vom Nordic Power Exchange (auf dem Spotmarkt, auf dem sich die Preise stündlich abhängig von Nachfrage und Angebot ändern) oder über einen Makler kaufen. Der Verbrauch von Stromabnehmern mit einem jährlichen Verbrauch über 500.000 kWh wird stündlich gemessen. Der Großteil der übrigen Verbraucher erhält eine Stromabrechnung gemäß einem im voraus definierten Jahresverbrauchsprofil.



## 1.2 Entgelt für die Nutzung des Versorgungsnetzes

Das Entgelt für die Nutzung des Versorgungsnetzes setzt sich zusammen aus einem Grundpreis, einer leistungsbezogenen Gebühr und einem Tarif für die verbrauchten kWh. Für Verbraucher, deren maximaler Strombedarf unter 50 kW liegt, wird keine leistungsbezogene Gebühr verrechnet. Jedoch gibt es bei den einzelnen Versorgungsunternehmen unterschiedlich gestaltete Tarife. Der Verbraucher hat auch die Möglichkeit, Verträge im Hinblick auf unterbrechbare Verbundnetzleistungen zu unterzeichnen; in diesem Fall erhält er für Verbundnetzleistungen niedrigere Preise als jene gemäß den Standardverträgen.

## 2. Besteuerung

### 2.1 Steuern auf die Verwendung von elektrischer Energie

Die allgemeine Regel lautet, daß auf elektrische Energie, die zur Verwendung geliefert wird bzw. zur Verwendung im Inland importiert wird, Steuern zu bezahlen sind. 1998 liegt der Steuersatz bei 0,0575 NOK/kWh. Von der Industrie, von Bergbauunternehmen oder von Betreibern von Gewächshäusern braucht diese Steuer nicht bezahlt zu werden. Auch im hohen Norden, in Finnmark County sowie in einigen Gemeinden von Nord-Troms (Karlsøy, Kvaenangen, Kafjord, Lyngen, Nordreisa, Skjervøy, Stofjord) entfällt diese Steuer.

### 2.2 Sondergebühr

Seit 1. Januar 1993 wird für elektrische Energie, die in Wasserkraftwerken erzeugt wird, eine Gebühr eingehoben. Als Bemessungsgrundlage gilt ein Fünftel der Gesamtproduktion in einem bestimmten Kraftwerk während eines Zeitraums von 15 Jahren. Für 1998 hat die norwegische Regierung entschieden, keine Sondergebühr basierend auf der Gesamtproduktion einzuheben. Stattdessen haben die Energieerzeuger eine Pacht zu entrichten, denn man geht von der Annahme aus, daß es sich bei der Wasserkraft um eine natürliche Ressource handelt. Diese Pachtgebühr wird für jedes Wasserkraftwerk separat festgelegt.

## 3. Allgemeine Beschreibung

1995 umfaßte die norwegische Elektrizitätswirtschaft 326 Stromversorgungsunternehmen. 215 Unternehmen befaßten sich zu diesem Zeitpunkt mit der Stromerzeugung. Es gibt 59 reine Erzeugungsunternehmen und 26 Industriekraftwerke. Es gibt 106 Stromversorgungsunternehmen, die sowohl in der Erzeugung tätig sind, als auch über ihr eigenes Verteilungsnetz Strom direkt an Endverbraucher liefern (vertikal integrierte Versorgungsunternehmen). 54 davon sind hochintegrierte Versorgungsunternehmen. Ein Versorgungsunternehmen wird als hochintegriert bezeichnet, wenn es mehr als 20 % seiner eigenen Produktion an Endverbraucher verkauft. Es gibt auch 25 Stromversorgungsunternehmen im Großhandelsbereich, 96 im Einzelhandelsbereich, 5 reine Betreiber von Leitungsnetzen sowie 10 weitere Unternehmen (Händler).

In der norwegischen Stromversorgungsindustrie sind 93 private Unternehmen tätig. 80% der Erzeugungskapazität sind jedoch im Besitz des Staates, der Gemeinden oder der Verwaltungsbezirke; beim Stromversorgungsnetz befinden sich mehr als 95 % in öffentlichem Besitz. Statkraft (Staatsversorgungsunternehmen) besitzt annähernd 1/3 der norwegischen Stromerzeugungskapazität. Annähernd 99 % der nationalen Produktion stammt aus Wasserkraftwerken. Im Jahre 1995 betrug die Gesamtbruttostromerzeugung 123 Twh, während der Nettoverbrauch bei 105 TWh lag.

Gemäß dem Energiegesetz von 1991 wird der norwegische Elektrizitätsmarkt in einen wettbewerbsbetonten und in einen monopolbasierten Sektor aufgeteilt. Da es wirtschaftlich nicht sinnvoll ist, daß zwei Versorgungsunternehmen parallele Transportleitungen betreiben, ist es nützlich, anderen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (anderen Versorgungsunternehmen) Zugang zu allen Verteilungsnetzen (Fremdzugang) zu gewähren. Dies erweitert darüber hinaus den Wettbewerb auf dem

Verbrauchermarkt. Folglich kann ein Stromverbraucher seinen Strom von einem beliebigen Versorgungsunternehmen beziehen. Verbraucher, die Strom von einem auswärtigen Versorgungsunternehmen kaufen, bezahlen dieses auswärtige Versorgungsunternehmen für die verbrauchte Energie und zahlen ihrem lokalen Netzinhaber ein Entgelt für den Transport des Stromes. Da die Verteilung der Elektrizität eine Monopoltätigkeit darstellt, müssen Verteilungsunternehmen von den Behörden kontrolliert und überwacht werden. Versorgungsunternehmen, die sowohl Strom erzeugen, vermarkten als auch verteilen, müssen für ihre Monopoltätigkeit und ihre wettbewerbsbetonte Tätigkeit jeweils eine getrennte Buchhaltung führen. Die norwegische Wasser- und Energiebehörde (NVE) ist für die Prüfung und Leistungsüberwachung der Verteilungsunternehmen verantwortlich. Die NVE schlichtet Streitfragen im Zusammenhang mit Vorgangsweisen bei der Buchhaltung über Stromverteilungsentgelte (Nutzungsentgelt) und stellt sicher, daß die Preisgestaltung für Verteilungsdienste angemessen ist.


#### 4. Methode zur Berechnung der Preise

Was die Entgelte für die Nutzung der Versorgungsnetze betrifft, so sind diese in 5 verschiedene Versorgungsnetzebenen untergliedert, wobei die verschiedenen Verbrauchertypen, die durch die Richtlinie 90/377/EWG festgelegt wurden, diesen Gruppen zugeteilt werden.

- Versorgungsnetzebene 5 : Einzelverteilung (> 1 kV) - Verbrauchertyp la-lc;
- Versorgungsnetzebene 4 : Örtliche Umspannung (> 1 kV) - Verbrauchertyp ld-le;
- Versorgungsnetzebene 3 : Regionale Verteilung (1-20 kV) - Verbrauchertyp f;
- Versorgungsnetzebene 2 : Regionale Umspannung (1-20 kV) - Verbrauchertyp g;
- Versorgungsnetzebene 1 : Regionale Übertragungsleitungen (> 22 kV, 60 kV, 130 kV) - Verbrauchertyp lh-li;
- Versorgungsnetzebene 0 : Nationales Versorgungsnetz und Umspannungsniveau.

Einige Verbraucher beziehen jedoch Strom aus unterschiedlichen Versorgungsebenen bzw. verfügen über ihr eigenes Versorgungsnetz. Für eine Reihe von Versorgungsunternehmen werden die Versorgungsnetzebenen 4 und 5 als eine Ebene betrachtet.

Ein Beispiel kann dies verdeutlichen :

|  Nachfrage | 0-100 kW | 100-300 kW | 300-500 kW | > 500 kW |
|---|----------|------------|------------|----------|
| Grundpreis, NOK   | 1 000    | 1 000      | 1 000      | 1 000    |
| leistungsbezogene Gebühr, NOK/kW/Jahr   | 369      | 304        | 262        | 213      |
| Arbeitspreis NOK/kWh  | 0,031    | 0,030      | 0,029      | 0,028    |


Für einen Verbraucher mit einer Höchstabnahme von 500 kW wird die durchschnittliche leistungsbezogene Gebühr wie folgt berechnet :

- *Leistungsbezogene Gebühr :*

$(100 \text{ kW} \times 369 \text{ NOK/kW/Jahr} + 200 \text{ kW} \times 304 \text{ NOK/kW/Jahr} + 200 \text{ kW} \times 262 \text{ NOK/kW/Jahr}) / 500 \text{ kW} = 300,2 \text{ NOK/kW/Jahr.}$

Der durchschnittliche Arbeitspreis pro verbrauchter kWh wird ebenso berechnet.

Beispielshalber wurde das Nutzungsentgelt für 22 Unternehmen erhoben. Das Nutzungsentgelt für Verbrauchertyp Ia wurde wie folgt berechnet :

|  Grundpreis | Leistungsbezogene Gebühr | Arbeitspreis<br>(für den verbrauchten Strom) |
|--|--------------------------|--|
| 1000 NOK   | 369 NOK/kW/Jahr          | 0,031 NOK/kWh                                |

- *Nutzungsentgelt für Versorgungsnetz:*

$1000 \text{ NOK} \times 100/50000 \text{ kWh} + 369 \text{ NOK/kW/Jahr} \times 100 \times 50 \text{ kW}/50000 \text{ kWh} + 0,031 \text{ NOK/kWh} = 0,42 \text{ NOK/kWh.}$

Der Endpreis in øre/kWh umfaßt ein Nutzungsentgelt und einen Arbeitspreis. Bei einem Arbeitspreis von 0,22 NOK/kWh beläuft sich der Endpreis auf 0,64 NOK/kWh.



## INTRODUCTION

Since 1 July 1991, the Council Directive 90/377/EEC laid down a Community procedure to improve the transparency of gas and electricity prices charged to industrial end-users.

In accordance with Article 1.2, this note sets out a summary of the prices systems in force on 1 January 1995, and is a complement to the informations published in the semestrial "Statistics in focus" and in the annual "Electricity prices".

The survey on which the study is based was conducted by the Statistical Office of the European Communities and would not have been possible without the cooperation of the Administrations, Institutes, Companies and Associations responsible for the electricity sector, to whom we express our sincere thanks.

## SYMBOLS AND ABBREVIATIONS

|            |                             |
|------------|-----------------------------|
| <b>V</b>   | Volt                        |
| <b>kV</b>  | Kilovolt (= 1 000 V)        |
| <b>A</b>   | Ampere                      |
| <b>kVA</b> | Kilovoltampere              |
| <b>kW</b>  | Kilowatt                    |
| <b>h</b>   | Hour                        |
| <b>kWh</b> | Kilowatthour                |
| <b>GWh</b> | Gigawatthour ( $10^6$ kWh)  |
| <b>MW</b>  | Megawatt ( $10^3$ kilowatt) |
| <b>MJ</b>  | Megajoule                   |
| <b>GJ</b>  | Gigajoule ( $10^3$ MJ)      |
| <b>GCV</b> | Gross calorific value       |
| <b>NCV</b> | Net calorific value         |

|                    |                                   |
|--------------------|-----------------------------------|
| <b>BEF</b>         | Belgian franc                     |
| <b>DKK - øre</b>   | Danish crown - øre = 1/100 DKK    |
| <b>DEM</b>         | German mark                       |
| <b>GRD</b>         | Greek Drachma                     |
| <b>ESP</b>         | Spanish Peseta                    |
| <b>FRF</b>         | French franc                      |
| <b>IEP</b>         | Irish pound                       |
| <b>ITL</b>         | Italian lira                      |
| <b>LUF</b>         | Luxembourg franc                  |
| <b>NLG - cents</b> | Dutch guilder - cents = 1/100 NLG |
| <b>ATS</b>         | Austrian Schilling                |
| <b>PTE</b>         | Portuguese Escudo                 |
| <b>FIM - p</b>     | Finnish markka - p = 1/100 FIM    |
| <b>SEK</b>         | Swedish crown                     |
| <b>GBP</b>         | Pound sterling                    |
| <b>NOK</b>         | Norwegian crown                   |

# BELGIUM

## 1. Market Structure

Approximately 96% of electricity is generated by electricity production companies (Electrabel and SPE) and approximately 4% by industrial autoproducers. Electrabel is a private-sector company; SPE is a public-sector company.

The distribution of electricity is governed by the Law of 10 March 1925 on the distribution of electrical energy, as amended, for the region of Wallonia, by a Regional Decree of 19 November 1990.

The distribution of electricity is carried out as follows: 2% of total energy is distributed by municipal bodies (8 bodies), approximately 18% is distributed by single-sector intermunicipal bodies (9 entities) and 80% is distributed by multi-sector intermunicipal bodies (19 entities).

Electricity tariffs are recommended for the whole country by the Advisory Committee on Electricity and Gas, for customers with voltage connections less than or equal to 15 kV. These recommendations are set out in a Ministerial Decree in the *Moniteur belge*.

A brief description of the tariff structures for the main categories of customer is set out below.

## 2. Low-voltage tariffs

### 2.1 Domestic customers

The (normal) basic tariff comprises an annual standing charge and a single price per kWh. For customers using less than 1 500 kWh per year, a more favourable "small consumer" tariff is applied; below 365 kWh per annum, a maximum price per kWh is applied.

The day/night tariff comprises an annual standing charge (higher than in the case of the normal tariff), a daytime price per kWh which is the same as the normal tariff, and a lower night-time price per kWh.

The "exclusively night" tariff applies to equipment which is permanently connected to a separate circuit which is activated remotely for nine night-time hours per day; the tariff includes an annual standing charge and a lower price per kWh than that of the day/night night-time rate.

For connections above 10 kVA a single standing charge is applied in relation to the power made available.

Certain special categories of customer are eligible for specific social tariffs (exemption from the annual standing charge in the normal or day/night tariff).

### 2.2 Business customers

The tariffs applied are the same as the (normal, day/night, exclusively night) domestic tariffs. For connections above 10 kVA, an annual standing charge is applied in relation to the power made available.

## 3. High-voltage tariffs

There are 4 high-voltage tariffs: A, B, C and "seasonal time-of-day".

Tariff C is applied to customers whose power requirements exceed 4 000 kW and who are responsible for providing their 15 kV secondary connection to a main transformer unit. Three versions are available: short, medium, and long use - all of which are seasonally adjusted. There is a basic non-seasonally adjusted version for the long-use tariff.

Tariff B is applied to offtakes greater than 1 000 kW.

Tariff A is applied to customers with an offtake below 1 000 kW; beyond that, the more favourable tariff in A or B is automatically applied for a calendar-year period.

The "seasonal time-of-day" rate applies to tariff rates A and B. This is an optional tariff which is also applied per period of 12 consecutive months. It is aimed at customers who are able to adapt their offtakes to the differential price signals under this tariff.

A fixed monthly standing charge per supply point is applied to high-voltage customers in order to cover metering, meter reading and invoicing costs.

Tariff A is not seasonally adjusted; there are two versions relating to the main offtakes (lighting or motive power). This tariff includes a payment linked to the maximum offtake per quarter hour, and an energy price for peak and offpeak times. There is a mechanism for fixing a ceiling on low use.

The "seasonal time-of-day", B average and C long-use tariffs are seasonally adjusted; they include a payment (non-seasonally adjusted) in relation to the maximum power made available during the previous 12 months, a payment linked to the maximum offtake per quarter hour and an energy price for peak and offpeak times in relation to the season.

The "seasonal time-of-day" and C short-use tariffs also include peak periods during the winter months; these last 4 hours per day during peak times.

Peak times cover a period of 15 hours per day from Monday to Friday, except for official national holidays. The remaining hours are offpeak times.

For all high voltage tariffs, maximum power (kW) is measured per quarter hour.

For tariffs A, B and C, reactive energy is invoiced on the basis of the reactive energy consumed in excess of 50%, 50% and 33% respectively of total active energy consumed.

Additional and stand-by tariffs applying to autoproducer customers are the seasonally-adjusted versions of the tariffs applied to ordinary customers.

#### **4. Price adaptation**

The power payments, the annual standing charges and some of the energy prices are adapted monthly in relation to a published parameter, NE which reflects movements in operating costs excluding fuel. The remainder of the price per kWh is adapted in relation to a parameter, N<sub>c</sub> which reflects the change in the cost of fuel consumed in the power stations.

#### **5. Taxation**

Energy taxes consist of two components:

- an energy contribution;
- the contribution is BEF 0.055 kWh excluding VAT for low-voltage, except for specific social tariffs;
- VAT: the VAT rate is 21%.



## DENMARK

### 1. Tariffs

There is no standard national tariff. The 101 distributing utilities have each their own tariffs.

Bigger customers (more than 100 000 kWh normally) are priced according to a time of day tariff with 2 elements:

- a standing charge;
- an energy charge with 3 periods.

Small customers normally are priced according to a flat rate tariff with 2 elements:

- a standing charge;
- a flat rate energy charge;

Some utilities have a capacity charge or a charge relating to the size of the fuse as a third element of the tariff. One of the major utilities has no standing charge.

The level of the tariff in each utility normally varies according to the voltage level at which the customer is connected to the grid. This reflects the basic principle of tarification: each customer pays for the costs he incurs on the system.

Payment according to published tariffs is the main rule. Only few - industrial - customers pay according to a contract.

Tariffs are fixed as of January 1st each year. Changes in tariffs, however, are allowed at any time upon notification at the Electricity Price Committee. All tariffs are published. The tariffs are collected by the Association of Danish Electric Utilities in a yearly report published in March/April.

Prices are set according to the rules of the Electricity Supply Act, which calls for coverage of necessary costs.

No consumer group enjoy special tariffs.

### 2. Taxation

Electricity taxation consists of 4 elements:

#### 2.1 An energy tax

The normal rate from 1 January 1997 is 40 øre/kWh. For households with electric heating, however, the rate of the amount consumed in excess of 4000 kWh per year is 36.50 øre/kWh. Compared to January 1996, the rates have been raised by 4 øre/kWh.

According to the amendment to the Energy Tax Act in 1993 the electricity tax will be raised as of 1 January every year up to 1998, when the rates will be 46 øre/kWh and 39.5 øre/kWh respectively.

The tax is formally paid by all consumers. However, for VAT-registered consumers- with few exceptions - the entire tax paid is reimbursed but for the electricity used for space heating.

## 2.2 A CO<sub>2</sub>-tax

The rate of the tax-element is unchanged 10 øre/kWh, formally paid by all consumers. Most VAT-registered consumers will get a share refunded. The share varies according to the type of end-use: in 1997 90% for "heavy processes", 40% for "light processes" but no refund for space heating. An additional refunding is possible depending on investments in energy-saving measures. In the price statistics an average 50% refunding is assumed.

## 2.3 A SO<sub>2</sub> tax

The tax is for all consumers 0.90 øre/kWh.

## 2.4 VAT

The rate of VAT is unchanged 25%, formally paid by all consumers. However, for VAT-registered consumers the entire VAT paid is refunded.

## 3. Additional information

101 distributing utilities each has an obligation to supply a specific geographical area. The distributing utilities of a certain area own as a partnership the generating utility of this area. 6 generating utilities West of Storebælt co-ordinate their activities in the umbrella organisation of ELSAM. 2 generating utilities East of Storebælt perform a similar co-ordination in ELKRAFT. Some generating companies are outside the umbrella organisations.

The supply area West and East of Storebælt are not interconnected and the number and sizes of utilities are very different in the two areas. The same goes for the degree of urbanisation.

Electricity distribution, including pricing, is regulated in the Electricity Supply Act.

Each utility is responsible for the price setting according to the rules of the Electricity Supply Act. The independent Electricity price Committee must be notified on all tariffs and contracts. The secretariat of the committee rests with the Competition Agency.

An amendment to the Electricity Supply Act introducing negotiated third party access according to the IEM-directive was passed in May 1996. The act, however, did not come into force until January 1998. A comprehensive energy reform is under way implementing the entire IEM-directive by beginning of 1999.

# FEDERAL REPUBLIC OF GERMANY

## 1. Industrial electricity pricing system

Legal relations between electricity supply utilities (ESUs) and industrial customers are based on individual electricity supply contracts ("special contracts") concluded by the parties involved. Up to a certain demand that can still be supplied with medium voltage (approximately up to 20 kV), the different ESUs have developed standard contracts with identical texts and tariffs.

Although there are differences in prices between ESUs, the tariff structure for medium-voltage supply is largely identical. All ESUs offer a capacity tariff with unit prices for day and night, i.e. a dual tariff with time zones. The length of the time-zones (day/night) depends on the pattern of maximum demand in a given supply area. Thus the off-peak period is frequently longer in the summer than in the winter. In special cases some ESUs offer a time-zone tariff with no demand rate. To some extent there are also seasonal price differences.

Most ESUs provide the option of a "flatter" and a "steeper" capacity tariff, sometimes in addition to a time-zone tariff. "Flat" tariffs have relatively low demand rates and relatively high unit rates, while the opposite applies in the case of "steep" tariffs. In most supply areas, therefore, when customers supplied with medium voltage conclude a contract, they can choose the most favourable tariff for their requirements from two or more different tariffs.

## 2. Demand tariffs

The demand rate is based on the annual chargeable demand (in kW or kVa), which is calculated mainly as the average of the demand in the two or three months with the highest demand. In some cases it is measured according to monthly or annual maximum demand. Demand is usually measured over periods of 15 minutes, sometimes 30 minutes. Most tariffs charge a minimum demand rate depending on the quantity supplied.

Some ESUs calculate the demand rate for a demand ordered by the customer and agreed by contract; if that demand is exceeded, a higher rate is charged for the excess.

Some ESUs offer their customers - in addition to the tariffs described above - the possibility of cutting their electricity costs by reducing utilised demand during certain peak periods anticipated by the ESUs.

## 3. Zone tariffs

These tariffs do not include a demand rate but, in addition to unit costs that fall as consumption rises (different quantity zones) contain a user's discount based on the maximum demand measured. The range of such tariffs on offer is on the decline.

## 4. Consumption of reactive current

Electricity supply contracts are normally based on the assumption that the electricity is delivered with a power factor of at least  $\cos \varphi = 0.9$ . Since the actual power (kW) is specified in most contracts, a supplement is calculated for any reactive current consumption that exceeds this value.

## 5. Price adjustment

The contracts contain clauses for adjusting electricity prices during their term. Coal prices and wages, for example, may be used as a basis for adjusting prices. No official authorisation is required for applying these price-adjustment clauses.

## 6. Taxation

The German VAT rate, which also applies to electricity sales, is 15% but is due to be increased to 16% with effect from 1 April 1998.

## GREECE

### 1. Legal Framework

The activities of generation, transmission and distribution of electricity in Greece are the responsibility of PPC (Public Power Corporation) set up by law in 1950.

PPC is an enterprise with the legal status of a private company, serving however the public interest.

Functions which relate to control and coordination in the electricity sector are dealt with by various State administrative bodies, as :

- The Ministry of Industry, Energy and Technology, approves PPC's Development Plan and investment programmes;
- The Ministry of National Economy, which approves PPC's budgets etc.

In Greece, 98% of the electricity supply to the country is provided by PPC. The remaining 2% represents generation of electricity by self-producers, mainly industrial users, covering their own needs.

### 2. The tariff system

The structure and - in principle - the price level of the tariffs applied are uniform for the whole of the national territory.

All tariffs are published and each customer can choose, from the available tariffs, the one which is best suited to the nature and level of his electricity requirements.

Tariff conditions take account of:

- the supply voltage : low (220-380 V), medium (6.6 - 15 - 20 - 22 kV), high (150 kV);
- the use (domestic, industrial, agricultural, commercial, general use);
- the level of contracted maximum demand (kW), low and medium voltage (up to 10 MW) and high voltage (above 10 MW);
- the utilization time of the subscribed demand.

### 3. Industrial users

Three types of tariffs are provided for industrial users, as follows:

#### 3.1 Tariffs for low voltage industrial users

Three tariffs are provided for this case i.e.:

- a 2-part tariff, including a fixed charge and a flat energy rate;
- a 2-part tariff, providing a fixed charge and a time-of-day energy charge;
- a 3-part tariff, providing a fixed charge, a capacity charge and a flat energy charge

### 3.2 Tariff for medium voltage industrial users

There are two tariffs for medium voltage industrial users as follows:

- The first tariff is provided for medium voltage industrial users with load factor above 47%. This tariff is a 2-part tariff, providing a capacity charge plus an energy 2-rate charge, relative to the maximum monthly demand for electricity;
- The second tariff is provided for medium voltage industrial users with a load factor less than 47%. The respective tariff, is a 2-part tariff providing a capacity plus a flat-rate energy charge.

### 3.3 Tariffs for high voltage industrial users

The respective tariff is provided for consumers directly to the 150 kV grid. It is a 2-part tariff providing a capacity charge, plus an energy charge.

It is also a seasonal time of day tariff, since energy and capacity charge differ according to the period of electricity consumption, i.e. peak load hours, off-peak load hours and intermediate load hours.

## SPAIN

### 1. Tariffs

Electricity tariffs are ceiling tariffs, are standardised across the national territory, and applied to all final consumers up to December 1997.

Prices are updated every year. Once the average tariff is calculated, it is distributed over the different tariffs.

The structure, in terms of the various tariffs and conditions, was set up in 1983 and adapted at several points until 1987, when the system came fully into force. Minor amendments have since been made with the aim of improving the system and making it more flexible,

The general tariff system is structured around certain general tariffs depending on the voltage supplied and the use made of the contracted power (which may apply to any type of user) and some specific tariffs for public lighting, irrigation, traction and distribution (solely applicable to existing small distributors), large subscribers and domestic tariffs 1.0 and 2.0. The first four depend on the use of power or the conditions of supply. The latter two include the form of consumption.

The final charge for electricity consumption has two components, depending on the power demand and the energy consumption. This basic charge is subject to supplements or discounts corresponding to the existing four tariff rates, a time factor, reactive power factor, seasonality and interruptibility.

Lastly, electricity bills include the cost of renting metering equipment and taxes.

#### 1.1 Further tariff components

The time component takes the form of a discount or supplement in pesetas depending on the form of consumption and the average power use on the corresponding scale. There are five different time periods, and consumers are entitled to choose whichever best suits their needs.

The reactive power component aims to minimise the consumption of reactive power by approximating the power factor ( $\cos \varphi$ ) to the unit. It is based on certain percentage supplements and discounts depending on the power factor, and is applied to the entire basic charge. It ranges from a 4% discount for  $\cos \varphi = 1$

to a 47% supplement for  $\cos \varphi = 0.5$ . This option is not available to subscribers covered by tariffs 1.0 and 2.0.

The seasonality component takes account of different power costs at different times of the year, and aims to level out the system load curve. It provides for a 10% discount on the energy tariff for power consumption in the low season (May, June, August and September) and a 10% supplement during the high season (January, February, November and December).

The interruptibility component changes the general conditions of contract for electricity for large subscribers in general high voltage tariffs (contracted power in peaks and off-peaks  $\geq 5$  MW) in that, in return for certain discounts, customers undertake to reduce their demand and not to exceed a pre-established power (Pmaxi) during the periods when the supplier requests this.

## 2. Tax

Until 31 December 1997, VAT, at 16%, was the sole tax on electricity.

As of 1 January 1998, a new special tax on electricity was levied, which replaced the charge included in the tariff for assistance to coal mining. The base for this new tax is the charge for electricity multiplied by a coefficient of 1.05113. The rate is 4.864%. This tax applies nationwide, and the amount thereof is also subject to VAT.


## 3. Further information

The Spanish electricity sector is made up of about 1 000 generating and distribution companies, but a very few of these, forming the UNESA group, account for over 97% of production for the market. Of these companies, only one-third are genuinely independent and there are currently strong trends towards mergers, for which reason almost all the sector is dominated by a few corporate groups operating in the midst of large numbers of small companies active largely at the distribution end.

Currently, these are all private concerns.

The Ministry of Industry and Energy is responsible for regulating the sector in terms of pricing, the security of personnel and plant, customer relations and all the standards and regulations concerning the electricity sector in general.

In 1997, the provisional figures for electricity production in mainland Spain were as follows:

|  | GWh     | %     |
|---|---------|-------|
| Hydroelectric stations  | 33 118  | 21.0  |
| Traditional thermal stations  | 69 005  | 43.8  |
| Nuclear thermal stations  | 55 287  | 35.2  |
| Total production  | 157 410 | 100.0 |

Spain has been a net importer since 1993. Power was usually imported from France, and exported to Portugal and Andorra. In 1997, however, Spain recorded an export surplus of 3 106 GWh.

Until 31.12.1997, the overall electricity tariff was established by applying a system of standard costs and returns constituting the so-called Stable Legal Framework, which has been in force since 1988. Under this system, the National Commission on the Electricity System submitted its report to the Ministry for Industry and Power, which then proposed tariff amendments to the government for the financial year beginning on 1 January every year.

Once the Cabinet has approved the new tariff, the Ministry lays down the maximum prices applicable to the various kinds of consumers and publishes these in the Official Bulletin. These are single prices for the entire nation.

#### **4. Prices as of 1.1.1998**

The following are the main changes introduced by Law No 54/97 on the Electricity Sector as of 01.01.1998:


4.1 Generation was organised on the principles of free-competition on the wholesale market.

- To ensure the correct operation of this market, the role of Market Operator and System Operator were created to assume the functions necessary for economic management with an eye to the effective development of the electricity production market and to guarantee the technical management of the electricity system, respectively;
- It is also recognised that the transition to the competitive system will entail costs for companies which own electricity generation plant over a maximum period of 10 years if they are to maintain their economic and financial equilibrium while adapting to the new system. The costs arising from this process are to be passed on to consumers;
- A special power generation system is being set up for highly efficient power plants and for those using waste and renewable resources or energy sources.

4.2 Power supply is gradually to be liberalised, so that qualified consumers are free to enter into contracts via direct access to the market or various forms of contract which will be set up as the market develops;

- "Qualified consumer" status is to be determined according to annual consumption by point of supply or plant, and the schedule for liberalisation will begin in 1998 for consumers of more than 15 GWh per annum and for rail transport operators, including metropolitan railways, so that all consumers can become qualified in four stages over ten years (2007);
- This liberalisation of electricity supply has been made possible by:
  - free access to transport and distribution networks for qualified consumers via the system of regulated transit tolls in the form of access tariffs;
  - creating the role of commercial supplier, which will gradually become more frequent as freedom of choice increases;
  - the law defines these as legal persons with access to transport or distribution networks who sell electricity to qualified consumers.

To cater for adjustment to this model, it is intended to maintain full tariffs for these consumers which they may opt for if they decide not to claim qualified operator status and thus pass up on the option of freely entering into contracts for their power supply.

|  Timetable for liberalisation of consumption |   |
|---|---|
| 01.01.1998  | Consumers of > 15 GWh per annum<br>Owners of rail transport facilities, including metropolitan railways |
| 01.01.2000  | Consumers of > 9 GWh per annum  |
| 01.01.2002  | Consumers of > 5 GWh per annum  |
| 01.01.2004  | Consumers of > 1 GWh per annum  |
| 01.01.2007  | All consumers   |

4.3 Transport and distribution activities will continue to be regulated, the latter including sales at tariff in order to avoid creating controlling positions because a single network exists, albeit with the difference that free access to the networks is to be permitted in return for the payment of tolls which will constitute the return on these activities. This is to ensure that ownership of the networks does not guarantee exclusive use of these;

- Distributors are considered as qualified customers who can acquire the power they supply to their customers under the tariff system on the power market, either as agents buying at the corresponding price or under whatever free contract mechanisms are set up;
- A 10-year transition period is also provided for small distributors, who had been subject to a D tariff on energy purchase and whose costs were not recognised under the Stable and Legal Framework, to enable these to adapt to the new system and to continue to claim the tariff terms during this period.

4.4 It is envisaged that regulated activities (transport and distribution) will be legally separated from unregulated activities (generation and sale) by 31 December 2000. Pending legal separation, separate accounts must be kept for each of the activities laid down by law (generation, transport, distribution and sale);

- The activities of System Operators and Market Operators must be pursued by independent companies.

## FRANCE

Electricity tariffs have a two-component structure comprising on the one hand a fixed charge based on the subscribed demand and, on the other, various energy prices which vary according to seasonal or time-of-day tariff periods for an average year of 8 760 hours.

There is also scope for modulating the subscribed demand within the tariff periods. In such cases, the demand actually invoiced is charged at a lower rate. This rate is calculated on the basis of the subscribed demand in peak periods plus any power supplements in the other tariff periods, to which a reduction coefficient is then applied. Customers can therefore reduce their bills by lowering their specified demand.

However, the reference quantities specified in the Directive of 29 June 1990 do not admit of any modulation of the subscribed demand; by the same token, only the basic tariff is used to calculate the reference consumption.



## 1. Yellow tariff

Generally speaking, the yellow tariff is intended for customers whose subscribed demand is between 36 and 250 kVA. The tariff comes with two options, fixed-date (basic) or EPJ (real-time), each with four tariff periods and four prices per kWh.

Subscribed demand is measured in terms of apparent power (kVA). Since it therefore takes account of installed capacity, there is no separate invoicing for reactive energy. It is, however, in the customer's own interest to keep his power factor within reasonable limits so as to avoid excessive subscribed demand for apparent power, the basis on which the standing charge is calculated.

## 2. Green tariff

The green tariff is intended for customers with a subscribed demand of 250 kW or above, and is offered with the fixed-date (basic) or real-time (EPJ, modulable) options.

The profile of a "green tariff" customer determines the choice of sub-category: A5 or A8 for between 250 and 10 000 kW, Green B for between 10 and 40 MW and Green C for more than 40MW.

The tariff applied depends on the duration of use of the subscribed demand (short use, average use or very long use).

Subscribed demand is measured in units of active power (kW) for each of the seasonal or time-of-day tariff periods.

Active energy is invoiced separately, with different prices for each of the 5, 8, 6 or 4 seasonal or time-of-day periods.

Reactive energy is supplied free of charge:

- up to the equivalent of 40% of the active energy consumed ( $\text{tg } \Phi = 0.4$ ) during peak hours in December, January and February and during high-load hours in November, December, January, February and March;
- without limit during off-peak hours in November, December, January, February and March and throughout all of April, May, June, July, August, September and October.

During periods in which restrictions apply, the reactive energy consumed in excess of  $\text{tg } \Phi = 0.4$  is invoiced monthly on the basis of current price lists.

## 3. Blue tariff

The blue tariff is intended for customers with a subscribed rating of 36 kVA or less.

A number of options are available, comprising one, two or six tariff periods, which are either fixed-date (basic option, off-peak) or for dates determined in "real time" with short advance notice (EJP option, tempo option).

## IRELAND

### 1. Small commercial and industrial premises

The standard tariff consists of a standing charge and two kWh rates, with reduced price for consumption in excess of 8 000 kWh per two-month. There is an optional day/night tariff with both a higher standing charge and a higher day kWh rate, but with a substantial reduction for usage at night. Both tariffs contain a surcharge for low power factor.

A further alternative is different kWh rates for different loads, which must be separately wired. A standing charge is payable and separate rates apply to lighting/motive power, cooking/process heating, space heating and water heating. This tariff is restricted to existing users and is not available to new customers.

### 2. Medium and large commercial and industrial premises

These customers are normally on maximum demand tariffs which comprise a two-monthly maximum demand charge, a service capacity charge, day and night kWh rates and a surcharge for low power factor.

Maximum demand charges are not subscribed in advance. However the service capacity charge is charged on the greatest of: the actual two-monthly maximum demand; the highest chargeable maximum demand in any of the five immediately preceding two-monthly bills; 70% of the total kVA capacity in the customer's supply agreement; or 70% of the highest demand recorded since May 1996.

Demand charges in the low voltage tariff are the same throughout the year, but in the medium and high voltage tariffs they are higher in the winter (November-February) than in the rest of the year. Demand charges are normally restricted to demands set up in the period 08.00-21.00 GMT, Monday-Friday inclusive. However, an option is available to customers who notify ESB of their intention to reduce their demand during winter peak hours. In this option customers only pay for demands during peak hours, which are notified to customers during the autumn of each year, and which are at present 17.00-19.00, Monday-Friday.

Maximum demand and service capacity charges are reduced by 25% for demands between 500 kW and 2 500 kW, and by 50% for demands in excess of 2 500 kW.

Demand is measured in kW with an "integration" period of 15 minutes. The chargeable demand is the actual two-monthly maximum demand or 50% of the highest chargeable maximum demand in any of the five immediately preceding two-monthly bills. For customers who notify ESB of their intention to reduced demand during winter peak hours the 50% clause does not apply in the November/December or January/February billing periods.

All the maximum demand tariffs have separate day and night kWh rates. The night is 9 hours (23.00-08.00 GMT). In addition the 38 kV and 110 kV tariffs have higher kWh rates in the winter than in the summer. Day kWh rates are in blocks. A reduced day rate applies after the first 350 kWh/kW of chargeable maximum demand in each two-monthly billing period.

Demand charges are increased by 2.5% for each 0.01 or part thereof by which the average lagging power factor in each billing period is less than 0.95. No surcharge is payable if the power factor exceeds 0.95.

A rebate is available for interruptible loads in excess of 250 kW - this is also restricted to existing users.

## ITALY

### 1. Tariffs

In 1961 both the structure and the price levels of electricity tariffs were standardised throughout the country. Prices differ depending on the main characteristics of the electricity supplied, i.e. transmission voltage, subscribed demand, period of use and period of offtake, and are broken down into main categories of use, viz. street lighting, domestic use, use in premises and places other than dwellings, agricultural use, and resale.

The Italian tariff system provides for simple dual-rate tariffs and time-of-day tariffs, with a fixed charge according to the subscribed demand expressed in Lire per kW (for domestic clients the fixed charge is expressed in Lire/month) and a price based on the energy consumed, expressed in Lire per kWh.

#### 1.1 Domestic uses

For subscribed demand up to 3 kW a distinction is made according to whether or not it is supplied to the consumer's dwelling.

Supply to dwellings is broken down into 4 consumption brackets at increasing rates: up to 75 kWh per month, 76 to 150, 151 to 225 and over 225. Only consumers in the first three brackets are entitled to reduced prices; the remainder are subject to the prices set for the rest of consumption (over 3 kW and non-residential).

In order to restrict the number of customers benefiting from the reduction, Order No 15/93 of the Inter-ministerial Price Board (CIP) laid down a system for the gradual withdrawal of the concessions until they reach zero. Under this system, the concessions are granted in full only to customers of 1.5 kW with a monthly consumption of up to 150 kWh and those from 1.5 to 3 kW with monthly consumption levels up to 220 kWh.

Beyond these thresholds there is a gradual reduction in the concessions, beginning with the first consumption bracket. In practice, when the limits are exceeded, the consumption considered at concessionary rates is reduced according to the kWh over the above-mentioned limits and the full price is applied.

Consumers whose subscribed demand is equal to or above 6 kW have the option of requesting dual-rate tariffs, instead of the standard tariffs.

For other domestic users, there is a simple two-part tariff, consisting of a fixed monthly amount and a variable price per kWh.

#### 1.2 Supply to places and premises other than dwellings in low voltage and medium voltage up to 400 kW

The tariffs applied are of a simple two-part kind.

No further structural changes have been made since the restructuring carried out in 1994.

There are three different tariffs for low voltage consumers according to use: low, medium or high. Consumers with subscribed demand equal to or over 25 kW for supplying electric ovens to produce food or for agricultural holdings may request a dual tariff. There is the possibility of a different subscribed demand between peak hours and off-peak hours on the condition, however, that consumption at off-peak times is no lower than 25 kW.

As in the past, there are also tariffs for supply limited to the night with a subscribed demand of over 100 kW and dual tariffs.

### 1.3 Agricultural tariffs

There are special tariffs for consumption by farmers and agricultural and land improvement cooperatives. These take account of the particular times when users draw on supplies.

### 1.4 Medium voltage (up to 50 kV) with a subscribed demand of over 400 kW and high voltage supplies (over 50 kV) with a subscribed demand of over 500 kW in places and premises other than dwellings

Two-part multiple tariffs are applied, with different prices according to the time of day and the season. The seasonal breakdown is:

- winter (six months) from January to March and October to December;
- summer (six months) from April to September.

The times of day are:

- peak periods (520 hours);
- high load periods (1812 hours);
- medium load periods (1253 hours);
- low load periods (off-peak) (5175 hours).

For each level of voltage (up to 50kV, from 50 to 100 and from 100 to 200) there are four different tariffs depending on the rate of use: low, medium, high or very high.

Users on a time-of-day tariff can have different subscribed demands for the various time-of-day periods, provided that they are in ascending order from the period of highest demand to that of the lowest (off-peak).

### 1.5 Demand regulation

The demand charge is commensurate with the subscribed demand. Any excess offtake is dealt with as follows:

- for consumption of up to 30 kW the distributor may install a limiter calibrated to 110% of the subscribed demand;
- for all other consumption a meter for consumption is installed. If offtake exceeds subscribed demand penalties are applied, but only for the months in which the excess is recorded, as follows:
  - equal to three times the monthly subscribed demand, for excess consumption of up to 25%;
  - equal to four times the monthly subscribed demand, for consumption exceeding 25%.

Users who regularly consume more than 25% of the subscribed demand must amend the contract to cover the increased consumption.

### 1.6 Reactive power

The ratio of the instantaneous power factor to the maximum offtake must be not less than 0.9 and the monthly average not less than 0.7. Where a time-of-day tariff is in operation, reference must be made to the maximum offtake at peak periods, and in the periods of high and medium demand separate measurements are taken. If the average monthly value is less, for supplies at a higher power than 6 kW only, penalties are applied progressively for the numerical quantities of reactive energy between 50% and 75% and to quantities exceeding 75% of the corresponding offtake of active energy.

## 2. Price regulations

### 2.1 Regulating authority

The authority for regulating electricity and gas was set up under Law No 481 of 14 November 1995, which contains the rules on competition and the regulation of public utilities.

This Law is of considerable importance because it lays down new rules on the administration of the electricity service and because it removes an obstacle to the process of dismantling state ownership of shares in public bodies that have become public limited companies, including the ENEL.

Objectives of the Law:

- To promote competition and efficiency in the public utilities;
- To ensure satisfactory quality levels in the public utilities in economic and profitable conditions;
- To set out a clear, transparent tariff system based on predefined criteria. The system should also bring the economic and financial objectives of the service provider into line with general objectives concerning social matters, environmental protection and the efficient use of resources.

The Regulatory Authority consists of three members who act collectively. One of them acts as President. Their term of office is for seven years and is not renewable. The Authority is divided into the following departments:

- electricity;
- gas;
- consumers;
- personnel and administration;
- legal matters;
- documentation and research;
- press and information office.

All the powers regarding tariffs that were previously in the hands of the Government through the Inter-ministerial Price Board (CIP) and more recently the Ministry of Industry have been transferred to the Authority, which is fully autonomous and exercises independent judgment. It is also invested with other powers of various kinds, such as regulatory functions, proposal-making, consultation, monitoring and control.

In accordance with the objectives laid down by the Law, the Authority has to:

- draw up a clear, transparent tariff system, based on predefined criteria;
- establish and update the tariff basis, the parameters and the other reference elements in relation to market trends;
- establish ways to recover any costs sustained in the general interest in order to ensure the quality and efficiency of the service and its satisfactory provision throughout Italy;
- issue directives to ensure that the various tariff components are identified, with any inappropriate taxes or charges kept separate;
- check the compliance of proposed tariff changes with the rules;
- promote the protection of consumer interests, taking into account Community rules and the general Government policy;
- ensure the greatest possible publicity of service conditions;

- deal with the complaints, requests and comments of individual consumers or associations regarding quality levels and tariffs through conciliation procedures and arbitration;
- ensure that consumers receive equal treatment.

According to Law No 481 of 14 November 1995 (Art.2 (17)), the term tariff is understood to mean the maximum unit prices of the service net of tax.

The tariff components concerning fixed costs are updated using the price-cap method on the basis of the following parameters:

- mid-year rate of change in consumer prices with reference to the previous twelve months for the households of manual and non-manual workers surveyed by ISTAT;
- changes in the annual rate of productivity predetermined for a period of at least three years.

In proposed tariff updating, account is taken of:

- recovering the quality of the service regarding predetermined standards for a period for at least three years;
- the costs incurred by unforeseen, extraordinary events, changes in standards or changes in the obligations regarding a universal service;
- costs incurred in the general interest (quality, efficiency, achievement of general objectives of a social or environmental nature).

Proposals for tariff updating are put forward by electricity operators by 30 September each year.

The Authority has forty-five days to examine the proposal, which is taken to be approved if the Authority does not ask for clarifications or further details. Otherwise, the deadline is extended by fifteen days.

The new tariffs enter into force on 1 January the following year.

Law No 481/1995 provides for the tariff elements relating to variable costs to be updated:

- on the basis of automatic calculation mechanisms according to criteria predefined by the Authority, which are related to efficiency factors and the development of the market costs of a basket of fuels.
- directly by the operators; the service is subject to a series of checks by the Authority.

By its Resolution No 70 of 26 June 1997, the Authority has already laid down a mechanism for covering variable costs. The main aspects of the mechanism are as follows:

- for electricity produced by thermal power stations, the same unit charge is applied irrespective of the fuels used;
- the unit charge is determined on the basis of a specific basket of raw materials at predetermined values of mixed production and specific consumption;
- for imports, the same charge set for production by thermal power stations is applied as a maximum;
- the charge is updated directly by the Authority every two months.

So far, four tariff adjustments have been made.

### 3. Structure of the ENEL

On 21 November 1996, in accordance with European guidelines and government provisions on the electricity sector, the ENEL adopted a new organisational structure with the aim of improving the quality and efficiency of the service. The new structure is summarised below.

- The Top Management consists of the President, the Vice-President, the Managing Director, the Director-General and the Vice Director-General. The three new divisions for Production, Transmission and Distribution, which operate entirely on their own responsibility and with a large degree of operational and administrative autonomy, report to this group.
- The Production Division, which is responsible for providing and producing electricity at the minimum cost, in accordance with the service parameters, is broken down into ten thermal power departments, eight hydro-electricity departments and one geo-thermal department.
- The Transmission Division, which is responsible for carriage and allocation, is to provide a high quality service in terms of the safety and reliability of the electricity service as a whole and to minimise the costs involved; it is broken down into eight transmission departments and eight allocation centres;
- The Distribution Division, which is to provide a high quality service in accordance with the Service Charter and objectives concerning the maintaining of customer loyalty, at competitive costs, is broken down into fourteen distribution departments and 147 zones;
- The Administrative Body, whose functions include directing, monitoring and consolidation, is subdivided into the following areas:
  - Technical secretariat and institutional and international relations;
  - Business and legal secretariat;
  - External relations;
  - Relations with authorities;
  - Finance;
  - Administration and monitoring;
  - Strategic planning;
  - Personnel, organisation and services;
  - Purchases and contracts;
  - Auditing.
- The technical and administrative service has full responsibility for the economic results; income is derived from contracts for the supply of services entered into with the Operating Divisions or the Administrative Body or, in some cases, by means of external procurement.

The services are as follows:

- Buildings and general services, which is responsible for managing the real estate and facilities of the ENEL and carrying out general services; it is responsible for consultancy operations concerning real estate, the administration of the ENEL's facilities and extraordinary maintenance work;
- Engineering and construction, which is responsible for providing engineering services and turnkey installations; it is responsible for designing and constructing plant on internal or external contracts and for related commercial activity;
- Research and technological services, which is to develop research and development activities regarding innovative solutions to contribute to the competitiveness of the business and allow

efficient use of environmental resources; it is responsible for carrying out research projects of a strategic nature and experimenting with new technologies.

- Nuclear activities, which is to decommission the four nuclear power plants that have been closed down, manage participation in the NERSA power plant at Creys-Malville and decommission plants for third parties; it will be responsible for the mothballing of plants, disposal of fuel, removal of waste and sale of fresh fuel;
- Telecommunications, which is to provide services for the internal ENEL customers and engage in business activities on the external market, is responsible for designing, developing, creating and running the network, and for plant maintenance;
- Computer systems, which is to manage all the ENEL's computer activities, is responsible for planning, developing and maintaining computer systems, managing data collection centres, and providing help for users.

On 25 November 1997, WIND Telecommunications SPA was set up, in which the ENEL has a 51% stake and Deutsche Telecom and France Telecom each have 24.5% stakes. The new company intends to offer fixed and mobile telephone services and will have the use of ENEL's own telephone network, which will be extended to 12 000 km by 1999.

#### Taxes on electricity supplies

| Type of tax                     | Domestic uses        |              | Other uses  |                   |                | Own-account production and consumption   |
|---------------------------------|----------------------|--------------|---|-------------------|----------------|--|
|                                 | Resident             | Non-resident | Up to 30 kW   | Up 31 to 3 000 kW | Above 3 000 kW |  |
|                                 | Lire/kWh             |              |   |                   |                |  |
| Standard <sup>(1)</sup>         | 9.10 <sup>(2)</sup>  | 9.10         | 4.10 up to 200 000 kWh/month<br>2.45 above 200 000 kWh/month  |                   |                | 1.10 up to 200 000 kWh/month <sup>(4)</sup><br>0.65 above 200 000 kWh/month <sup>(4)</sup> |
| Additional tax <sup>(3)</sup> : |                      |              |   |                   |                |  |
| - communal                      | 28.00 <sup>(2)</sup> | 28.00        | 6.5 up to 200 000 kWh/month   |                   |                |  |
| - provincial                    | -                    | -            | 11.5 up to 200 000 kWh/month  |                   |                |  |
| - standard                      | 8.00 <sup>(2)</sup>  | 11.50        | 7.00  | 10.50             | 4.00           | 4.00   |
| VAT                             | 10%                  |              | 10% for general services to dwellings: for industrial manufacturing, extractive, printing, publishing and allied activities; for places and premises intended for communal use (e.g. barracks, schools, etc.) provided supplies are not intended for business purposes.<br><br>19% for other activities |                   |                |  |

- (1) Reduced by half on all supplies to enterprises engaged in the reconstruction and renewal of the Valtellina area for a period of 10 years (Law No 102 of 2 May 1990, Article 11(6)).
- (2) Excluding the first 150 kWh/month for supplies of up to 3 kW. When monthly consumption exceeds the level of 150 kWh for consumption of up to 1.5 kW and 220 kWh for those succeeding 1.5 and up to 3.0 kW all the exempt kWh are progressively reduced by the number of kWh by which the limits are exceeded, and these are debited from the rates for residential users.
- (3) Electrical energy used as a basic raw material in industrial electro-chemical and electro-metallurgical processes and supplied at the tariff for maximum use is not subject to the additional tax (Decree Law No 250 of 28 June 1995, converted into Law No 349 of 8 August 1995).
- (4) Rates applicable to consumption on own account of industrial firms and hotels (Law No 507 of 29 November 1995). From 24 February 1995 to 30 November 1995, the rates were standardised at the levels of 4.10 Lire/kWh and 2.45 Lire/kWh (Decree Law No 109 of 7 April 1995).



## LUXEMBOURG

With the exception of the steel sector, which has its own network managed by SOTEL, the distribution of electrical energy is undertaken by the CEGEDEL company, either directly or via resellers (municipalities or individuals, currently numbering twelve).

The current tariffs, resulting from the agreement between the Government and CEGEDEL of 2 August 1991, are the same throughout the country, apart from a few minor differences affecting the cities of Luxembourg and Esch-sur Alzette.

In the main, the tariff conditions depend on the voltage at which electricity is supplied. For the medium-voltage sector, the tariffs encourage dispensing with power during peak hours.

The period of integration is 30 minutes.

All the elements of the tariffs vary in proportion to a special index for low, medium and high voltage. These economic indices reflect, to differing degrees, the variations in the main components of the cost price of electricity for the distributing company.

Flat-rate rental charges are made for metering independently of the tariff for the three types of voltage.

### **1. Supply exceeding some tens of kW up to levels not justifying, in technical terms, a voltage above 20 kV: bi-hourly two-part tariffs**

- Fixed rental as a function of demand in three distinct periods:
  - peak: hours of heavy loading during winter;
  - daytime: from 06.00 to 22.00 outside the peak hours;
  - night-time: from 22.00 to 06.00 every day;
- Price  $P_1$  per kWh during the peak and daytime period;
- Price  $P_n$  per kWh during the night-time with  $P_n < P_1$ .

### **2. Major supplies necessitating a voltage above 20 kV**

These supplies to major consumers using 65 or 220 kV are not covered by published contracts.

## NETHERLANDS

### **1. Electricity tariff structure**

Electricity consumption in the Netherlands totals some 80 000 GWh per year. The Dutch energy distribution companies cover virtually this entire demand for electricity. Part of the electricity consumers - mainly industrial users - cover their own electric power demand for some part. The energy distribution companies purchase about 90% of their total sales from the electricity generating companies. Some 10% is purchased from consumers with their own generating capacity: the industry, waste processing companies and private individuals. The energy distribution companies also manage some electricity generating capacity of their own. The generating sector is responsible for import and export of electric power.

## 2. Basic principle of electricity tariff system

The energy distribution companies' policy aims to provide electric power to final consumers at the lowest possible tariffs. This is based on the cost price, and the cost-plus principle (i.e. purchase value minus cost plus operating cost plus net profit equals sales tariff) leads to the final consumer tariffs. EnergieNed conducts negotiations with the generating sector about the purchase prices for the energy distribution companies and sets maximum final consumer tariffs.

## 3. Purchase tariffs

Starting in 1997, a restructuring of the electricity purchase tariffs for distribution companies, viz. "Central-production-tariffs", has taken effect. Moreover, the distribution companies have made an agreement with the generating sector on a cost level that will be effective for four years (1997-2000), with corresponding tariffs per kW and per kWh. These tariffs (also designated as LBT/RBT, national and regional base tariff, respectively) in principle cover both pooled and non-pooled central generating costs. After 1997 any change in the generating costs will therefore be determined exclusively by the cost development in decentralised electric power generating capacity.

## 4. Contracting different types of capacity

This system is based on a categorisation into different types of generating capacity. Each distribution company contracts for a year the required generating capacity with the generating company in question. Three different types of capacity can be contracted:

- base capacity,
- medium capacity,
- peak capacity.

The categorisation into types of generating capacity is based on operating times<sup>1</sup>. Base capacity is capacity with a load occurring over 7 000 hours per year. Medium capacity is capacity with a load occurring less than 7 000 hours but more than 2 000 hours per year, less base capacity. Finally, peak capacity is capacity with a load occurring less than 2 000 hours per year, less base and medium capacity. The distribution company is free to determine at what times within the year it uses the amounts of the different types of capacity.

Types of generating capacity:

- peak capacity: load < 2 000 hours,
- medium capacity: 2 000 < load < 7 000 hours,
- base capacity: load > 7 000 hours.

## 5. Central-production-tariffs

The prices per kW and per kWh of the different types of generating capacity are such that at long operating times base capacity gives the lowest cost throughout, while peak capacity gives the lowest cost at short operating times. In between these two is medium capacity. Contracting capacity means that a prior statement has to be given of the amount (in kW) of the different types of capacity to be contracted. The amount of energy (kWh) does not have to be contracted.

Settlement is made as follows:

---

<sup>1</sup> Operating time is here defined as the amount of energy (in kWh) divided by the maximum load that has occurred (kW)

The capacity deliveries are paid for in the amounts contractually agreed, irrespective of the actual loads. The kWh compensation for the base load applies to all kWhs used from 0 up to the contracted base capacity. The kWh rates of the medium capacity apply to energy used at capacities exceeding the contracted base capacity up to the sum of the contracted base and medium capacity. The compensation for peak capacity is applicable to energy used with capacities in excess of the sum of the contracted base, medium and peak capacity. Fuel costs are included in the kWh rates. Each quarter the fuel costs - and hence the kWh rates - can be adapted.

For each type of capacity, three kWh rates are applicable at different times during the week:

- on workdays from 07:00 to 23:00 the standard rate applies,
- during the weekend and on holidays from 07:00 to 23:00 an 0.8 cent/kWh discount on the standard rate applies,
- during night hours from 23:00 to 07:00 the following day, a discount of 1.7 cent/kWh applies.

The following holidays are applicable in this context: New Year's Day, Easter Monday, the Queen's Birthday, Ascension Day, Whit Monday, Christmas Day and Boxing Day.

## 6. Exceeding the contracted capacities

If the capacity used exceeds the sum of the contracted base, medium and peak capacities, a rate of NLG 1.25/kWh will be applied. The capacity used in excess does not have to be paid for.

There is no "take-or-pay" commitment for the contracted energy amounts at the different types of capacity. Nor is a surcharge due for any excess use. On this subject, see also the section on "costing".

## 7. Additional types of capacity

In addition to the types of capacity described above, the distribution company can contract temporary capacity for decentralised units with a nominal generating capacity exceeding 25 MW, to cover the additional demand due to scheduled and non-scheduled unavailability. There are two types of temporary capacity. Failure and overhaul capacity. For both types it is true that, in case the contracted duration is exceeded, the regulations governing the other types of capacity will in principle apply.

### 7.1 Overhaul capacity

The distribution company may contract capacity for the purpose of overhauls. A compensation per kW per week is applicable. The minimum period to be contracted is one week.

Within certain parameters, the distribution company may for a particular calendar year contract a programme of overhaul capacity for overhauls of generating units further to be specified. This is subject to the following provisions:

- overhaul capacity can be contracted within a limited period only,
- an overhaul capacity contract can also be concluded for part of the nominal capacity,
- the planning schedule will be determined in September of the preceding year,
- the overhaul programme will be determined in consultation between the operator, the distribution company and SEP. SEP will also state the months for which overhaul capacity can be contracted (in practice for the months of April through October),

- during the course of the year the distribution company may adapt the overhaul schedule of the different units within the programme.

## 7.2 Failure capacity

To compensate for non-scheduled failure of generating units to be further specified, the distribution company may contract failure capacity. This is subject to the following provisions:

- failure capacity may also be purchased for part of nominal capacity,
- the rate for failure capacity in principle applies to the maximum duration of use. Failure capacity can be contracted and called in parts of 24 hours each, up to a maximum of 13 x 24 hours. It is irrelevant at what time of day this is done or what the capacity level of the user in question or the distribution company is at that point in time,
- any failure shall be instantly reported to SEP EnergieNed may conduct an investigation of the actual nature of the use made of failure capacity.

Besides tariffs for the different product types, the three categories of capacity and failure and overhaul capacity, there are also tariffs for services. There is the interconnected network tariff to cover the national transmission cost. New is the introduction of the tariffs for operating reserve.

## 8. Tariffs for operating reserve

The cost related to the operating reserve function are covered by two tariffs. This concerns:

- all kWhs used by the distribution company from central production. A kWh tariff is applicable,
- also, the distribution company must pay an annual kW compensation for the nominal capacity of all decentralised units operating parallel to the network in its supply area, regardless of the management form or ownership of the capacity in question. Capacity based on wind energy is an exception. Upon first commissioning or definitive decommissioning during the course of the year, this amount can be adapted in proportion to the actual duration of operation.

## 9. Interconnected network tariffs

The settlement of the national transmission cost is done according to a regulation on "interconnected network cost allocation" introduced for this purpose in 1996.

## 10. Measures

To cover the costs of the policy plan, research and development, environment and any residual component, settlement must be made according to the shares in the national settlement load of the second half of 1993 and the first half of 1994, the so-called historical flow.

## 11. Costing

The new settlement structure is based on the principle that the sum of fixed costs covered by it is known beforehand. This necessitates costing, in which the following stages can be distinguished:

- in September of the preceding year prices, tariffs and measures are determined based on the information on supply volumes available at that moment,

- in November of the preceding year the definitive precalculation prices, tariffs and measures are determined,
- subsequent to the year in question, the total fixed cost coverage will be calculated that has been received through the use of energy, capacity, failure and overhaul capacity and the services of operating reserve and interconnected network. Then the balance of precalculation cost and actual fixed cost coverage will be settled with the distribution companies according to the historical flow.

## 12. Resupply tariffs

In view of the environmental benefits involved, an increasing amount of electric power is generated in the Netherlands by decentralised generation in combined heat and power plants, windmills and waste incineration furnaces. Decentralised capacity totals about 20% of the total installed capacity in the Netherlands and is operated by private individuals and businesses, frequently in collaboration with energy distribution companies. Profitability depends on the compensation paid for electricity supply to the public network. EnergieNed is conducting negotiations with the interest organisations of autoproducers concerning the resupply tariffs. This is based on the principle of the cost saved by the energy distribution companies on the purchase of electricity.

## 13. Sale tariffs

Based on the development of costs in the generating and distribution sectors, maximum final consumer tariffs are set each year.

## 14. Structure of sale tariffs

Final consumer tariffs are broken down into three main categories:

- small supplies consumption,
- industrial consumption,
- industrial bulk consumption.

### 14.1 Small supplies consumption

This tariff is applicable at a transmissivity up to 3 x 80A maximum and up to utilisation of approx. 100,000 kWh.

The tariff consists of:

- standing charges for single or double tariff metering; the standing charges serve to cover consumer cost, which includes the costs of collection and meter-reading,
- a kWh rate for standard tariff hours and low tariff hours, which includes the fuel component as a separate item. The kWh rate is a compensation covering the electricity generating, transmission and distribution costs, exclusive of fuel cost. The fuel cost per kWh are based upon the purchase cost for the distribution company according to the LBT/RBT (national/regional base tariff). A number of corrections are subsequently applied to this, the main correction being the surcharge for network and transformation losses,
- a differentiated capacity tariff becoming effective at a transmissivity exceeding 3 x 25A. The capacity tariff is a rate charged for capacity made available to larger small supplies consumers. As the load of small supplies consumers is not metered individually, the tariff is based on the transmissivity of the connection.

## 14.2 Industrial consumption

The industrial consumption tariff is charged to consumers connected to the medium or low voltage network at a consumption level exceeding 100,000 kWh per year, or capacity made available in excess of 50 kVA.

The tariff is made up of:

- standing charges for single or double tariff metering; the standing charges serve to cover consumer cost,
- a capacity compensation. The kW compensation covers part of the generating, transmission and distribution costs. The capacity compensation consists of: a categorisation into tariff classes (depending on the operating time of utilisation), a tariff for the maximum monthly load measured, a tariff for the capacity made available and a quantity discount,
- a kWh rate differentiated according to tariff class for standard tariff and low tariff hours. The kWh compensation serves to cover part of the electricity generating, transmission and distribution costs, including the fuel component. The fuel costs are based upon the purchase cost for the distribution company according to the LBT/RBT (national/regional base tariff). A number of corrections are subsequently applied to this, the main correction being the surcharge for network and transformation losses, the amount of which depends on the supply location and the supply voltage,
- a reactive current rate. A separate rate can be charged for reactive current utilisation exceeding an amount corresponding to a  $\cos \varphi$  of 0.85 during standard tariff hours.

## 14.3 Bulk industrial consumption

This category covers consumers with an anticipated electricity use per branch office of at least 20 million kWh per year and an operating time of at least 4 000 hours. A bulk industrial consumer connected to the medium voltage network is subject to the industrial consumer tariff, unless a split has been agreed. The split tariff consists of two components that are charged separately for generating and distribution costs, respectively. There are two different types of split tariffs; the split tariff has the same structure as the new LBT/RBT (see section on 'purchase tariffs') and is referred to as capacity type tariff. Moreover, the so-called 'vertical tariff' is applied. This tariff has a different structure, but it does include price components that derive directly from the 'capacity type tariff'. These tariffs can be used for bulk industrial consumers connected to the secondary side of a supply station of the medium voltage network, or to a higher voltage.

## 15. Legislation

Based on the 1989 Electricity Act, the Minister of Economic Affairs has to approve the LBT/RBT and the maximum final consumer tariffs. Verification of the actual tariffs is done based on a consumer's total annual bill rather than on the basis of the separate tariff components. It is also required by law that energy distribution companies must pay autoproducers the nationally agreed rates of resupply compensation. However, this is not obliged if an individual price arrangement has been made with the resupplying party.

### 15.1 New Electricity Act

A new electricity act, which is to take effect in 1998, aims to gradually provide greater freedom of choice in individual supply and demand on the electricity market, within a framework of regulations directed to reliable, sustainable and efficient operation of the electricity supply system. Hence, this act also serves to implement European Parliament Directive no. 96/92 of the European Union dated 19 December 1996 regarding common regulations for the internal electricity market. A result of this new act will be that a number of modifications will be made in the tariff structure described above; in particular, a distinction will

be made between the supply component and the network component of the electricity tariff. For the so-called free customers the supply tariffs are free. The network tariffs come under the supervision of the Electricity Supervision Department, which has yet to be instituted.

The law is based on a gradual transition to freedom of choice in suppliers for the different consumer categories: free consumers (upon the act<sup>s</sup> becoming effective), middle-category consumers (free from 2002 on) and small supplies consumers (free from 2007 on).

Definitions of consumer categories:

- free consumers: consumers with a capacity made available of at least 2 MW,
- middle category: consumers with a maximum total transmissivity exceeding 80A and a capacity made available of 2 MW maximum,
- small supplies consumers: all other consumers.

## 16. Taxes and surcharges

The final consumer tariffs are subject to the high VAT rate. The energy distribution companies are authorised to add a surcharge to the kWh rate, to cover the cost of the Environmental Action Plan. This surcharge is limited to a maximum. Bulk industrial consumers are exempted from the environmental surcharge. Regulatory energy tax is imposed on the first 50,000 kWh of annual consumption, except for the first 800 kWh per year, which are exempted from this tax.

# AUSTRIA

## 1. Pricing system

The legal relationship between an electricity company and its industrial customers varies according to the terms of their individual contracts.

Although the prices charged by different electricity companies vary (in 1997 there were variations of up to 20% above and below the average), tariff structures for supplies in the medium-voltage range are fairly uniform.

Electricity customers are charged a price which includes a demand rate, a price for active and reactive energy and a metering charge.

### 1.1 Demand rate

Invoicing is based on chargeable demand, which is usually calculated as the arithmetic mean of the three highest maximum monthly demands in the year. Demand is measured by a meter which calculates a quarter-hourly demand rate on the basis of the active energy supplied in quarter-hourly periods.

### 1.2 Active energy charge

The active energy rate differs for the summer and winter seasons. Some supply companies also have different peak and off-peak rates.

### 1.3 Reactive energy charge

Charges for reactive energy do not, as a rule, become payable until the consumption of reactive energy exceeds 50% of that of active energy in the same month.

### 1.4 Metering charge

This covers the provision and maintenance of meters.

## 2. Taxation

Since 1 June 1996 a tax, based on the electricity supplied/consumed in kWh, has been levied on the supply and consumption of electricity (electricity levy). This tax is calculated on the basis of the electrical energy supplied/consumed in kWh and is charged at the rate of ATS 0.1 per kWh. This amount is an element in the calculation basis for turnover tax. If the energy levy on electricity and gas consumption exceeds 0.35% of net production value, the tax authorities reimburse the amount less an own contribution of a maximum of ATS 5 000.

Customers are also charged turnover tax at a rate of 20% of the invoiced amount.

## 3. Structure of the Austrian electricity industry

The organisation of Austria's electricity industry is based on the 1947 Second Nationalisation Law, under which the generation and distribution of electricity are the responsibility of a National Electricity Company (Verbundgesellschaft), its nine "special companies" (Sondergesellschaft), nine provincial companies (Landesgesellschaft) and five companies operating in a number of provincial capitals (landeshauptstädtische Gesellschaft). They supply about 97% of the publicly generated electricity in Austria, the remaining 3% being produced by some 260 municipal, cooperative and private electricity companies, some of which are very small.

### 3.1 Provincial companies

These companies are responsible for supplying electrical energy for general and industrial consumption in their respective provinces (*Länder*) and exchanging energy with their sister companies in neighbouring provinces. Over the past ten years, the provincial companies have on average produced 35% of the electrical energy generated by the electricity companies.

### 3.2 Special companies

The main task of the special companies is to build and operate large-capacity power stations which are basically not intended to perform the tasks of the provincial companies. Over the past ten years, they have accounted on average for about 59% of all the electricity generated by the electricity companies.

### 3.3 National Electricity Company

One of the tasks of the National Electricity Company is to gauge present and future demand for electricity and to match output and demand. To this end, it is required to build and operate the grid network and to commission the special companies to build and operate large-capacity power stations. The National Electricity Company has to approve electricity supply contracts with foreign countries.



### 3.4 Provincial-capital and other electricity companies

The provincial-capital, municipal, cooperative and private electricity companies have accounted for an average of 6% of electricity production over the past ten years.

The electricity consumption covered by publicly generated electricity is roughly equally divided between customers supplied at general tariffs and those supplied under special contracts. About 86% of this consumption is directly supplied by the nine provincial companies and the five provincial-capital companies.

## 4. Approval of prices

In accordance with the 1992 Prices Law (Federal Gazette No 145/1992), tariffs for the supply of distributed energy and associated products and services are subject to official approval. Approval has to be obtained for general tariffs, special (industrial) tariffs and construction cost supplements/prices for mains connections, i.e. all the main types of special tariff are covered by official price controls.

The Federal Minister for Economic Affairs is empowered *ex officio* or at the request of a given company to determine an economically justifiable price. The Minister is assisted in this task by a Prices Commission, which considers requests in the light of supporting documents. Before any decision is taken, a hearing must be held, at which the requesting party and the representatives of the Chambers are able to submit their arguments. The electricity companies are obliged to provide such information as is required for the purpose of this hearing. At the end of the procedure, the Minister issues a decision setting out the maximum prices which the National Electricity Company, the nine provincial companies and the five companies operating in the provincial capitals may charge each category of consumer.

All electricity prices currently in force have been officially approved. They are not indexed and are valid for all customers in the area served by a given electricity company.

The prices charged by the other regional distributors (municipal, cooperative and private) are kept in line with those of the provincial companies by means of provincial government decrees.

Since 11 December 1995 there has been a general agreement between the Federal Ministry for Economic Affairs in its capacity as pricing authority and the Austrian Association of Power Stations on an "electricity price supervision system". This agreement has advantages both for consumers and for the pricing authority and the electricity industry.

It involves a simplified procedure in which the electricity companies notify the Ministry, on the basis of a fixed calculation plan, of their costs and their new electricity prices. The notified amounts are reduced by a "rationalisation deduction" and, in the event of a price increase, may not exceed 50% of the consumer price index. If the cost proposals are accepted in the course of an "information consultation" between the Minister and the representatives of the Chambers, the Minister approves the price increase. If, however, an "extended consultation" fails to produce agreement, the Minister may initiate full proceedings.

## PORTUGAL

### 1. General description

In 1994 Electricidade de Portugal S.A was restructured into the EDP Group, which comprises the following companies:

- Electricidade de Portugal S.A (Holding);
- Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade S.A. (Production);
- Rede Eléctrica Nacional S.A. (Transport);
- Electricidade de Lisboa e vale do Tejo S.A. (Distribution);

- Electricidade de Sul S.A. (Distribution);
- Electricidade de Centro S.A. (Distribution);
- Electricidade do Norte (Distribution).

Other service-providing and technical companies are also involved.

## 2. Price setting mechanisms

The tariffs for 1997 were drawn up by EDP-Electricidade de Portugal S.A. and the Directorate-General for Competition and Prices in agreement with the Directorate-General for Energy.

The tariffs agreed reflect the Portuguese government's objectives as regards inflation and industrial competitiveness, while the EDP Group's objectives include the efficient use of resources and the company's own economic and financial well-being.

Tariffs are uniform throughout the country for consumers with similar use patterns. There are separate companies on the Azores and on Madeira with their own tariffs.

Tariffs vary according to the level of demand, the voltage, and the period of use (seasonal or time-of-day). They also take account of the marginal costs of supplying different groups of consumers. The negotiations to apportion these costs among consumer groups reflect the various objectives set out above.

Subsidisation of domestic consumers by industrial consumers is gradually being phased out and the differential between peak and off-peak use sharpened, the purpose being to raise consumers' economic awareness and provide industrial consumers with favourable off-peak tariffs.

## 3. Costs, prices, and taxes

### 3.1 Electricity tariff structure

EDP offers four voltage-based tariff levels:

- low, for up to 1 kV;
- medium, from 1 to 45 kV;
- high, from 45 to 110 kV;
- very high, for above 110 kV.

All tariffs, with the exception of street lighting, are two-component tariffs comprising:

- a charge according to subscribed demand;
- a consumption charge.

Customers at different voltage levels have various options. Low-voltage customers are subdivided into three categories according to subscribed demand. Customers whose subscribed demand ranges from 3.3 kVA to 19.8 kVA can choose between a flat-rate tariff and a two-rate tariff comprising one price for high-load and peak periods and another for off-peak periods. A seasonal tariff is also available. For customers in the low voltage category using more than 19.8 kVA, there are more tariff options, with charges (or prices) linked to subscribed demand and varying for different levels of use expressed in hours.

Consumption for medium and long use is divided into peak, high-load and off-peak periods.

Medium- and high-voltage customers have three options for charges, based on the duration of use (short, medium and long). The charges per kWh differ for peak, high-load and off-peak periods, and the medium- and long-term use tariffs have different summer and winter rates.

Very high voltage tariffs are charged at a single rate linked to the subscribed demand and do not vary according to duration of use. The price per kWh depends on the seasonal and time-of-day tariff period.

For subscribed demand exceeding 39.6 kVA, reactive energy consumed outside off-peak hours is invoiced whenever it exceeds 40% of the active energy consumed during the same monthly period.

There are two price-related scales for charges. The first is a daily cycle made up of a four-hour peak load period, a ten-hour high-load period and a 10-hour off-peak period. The second is a weekly cycle.

### 3.2 Taxes

All electricity consumption in Portugal is subject to the 5% VAT mentioned above.

## FINLAND

### 1. Industry players

#### 1.1 Sellers

The biggest bulk sellers of electricity in Finland are Imatran Voima Oy, Teollisuuden Sähkömyynti Oy and Vattenfall Finland Oy. They sell electricity directly to large, business-to-business customers and electricity retailers. Electricity retail is carried out mainly by the local and regional electrical companies. There are currently about 100 of these players in Finland. In the aftermath of deregulation, no special permits are required to sell electricity, so the industry is open to new competition as well.

#### 1.2 Producers

There are approximately 120 firms producing electricity in Finland at the moment. There are about 400 power plants in the country about half of these are hydroelectric. Imatran Voima Oy produces about 40% of Finland's electricity. Industry and its electricity-producing firms have a share of approximately the same size. The share of the local and regional energy companies is about 20%. In addition, Finland imports electricity from Russia and Sweden to satisfy its remaining energy requirements.

#### 1.3 Grid operators

At the end of 1997 Pohjan Voima Oy, Imatran Voima Oy and the Finnish State established a national electricity grid operation which also owns the lines to the neighbouring countries of Finland. The electrical transmission operations of Teollisuuden Voimansiirto Oy and IVO Voimansiirto Oy will also be transferred to the national grid firm. Regional, local and distribution activities are the responsibility of the electrical utilities which are licensed to operate the grid by the State.

Electricity transmission is priced using a so-called delivery point tariff system. The user can procure electricity from anywhere in the country without restriction. The user pays one grid transmission fee at his grid point which covers the transmission costs for the use of the entire grid, without any additional fees. The producer can feed power into the network using the same payment principle. The grid operator is responsible for running, maintaining and developing the network.

## 1.4 Users

As of the beginning of 1997, all electricity users have been able to freely select their electricity suppliers. In the corporate sector some changes have been made, but so far changing suppliers in the household sector has generally not been cost-effective because changing requires a FIM 5,000 - 10,000 investment in new metering equipment. This will change in 1998 when changing suppliers will no longer require new equipment.

## 1.5 Supervision

The enforcement of legislation pertaining to Finnish electricity markets and the grid operators' operations are monitored by Electricity Market Authority in collaboration with the Finnish competition authorities.

The authority has the following tasks:

- to promote the development of the electricity market,
- to grant licences to network operators and construction permits for transmission lines of 110 kV or higher voltage,
- to monitor compliance with the conditions on which licences and permits are granted,
- to oversee the operation of networks and ensure that the provisions of the Electricity Market Act are complied with,
- to advise other authorities, companies and consumers in matters relating to the Act,
- to compile the data required for monitoring.

## 2. Renovation of electricity taxation

The old taxation system, which taxed sources of electricity based on their carbon content (and thereby their would-be level of CO<sub>2</sub> emissions and energy content) was in effect until the end of 1996, after which it was fully renewed.

The electricity taxation system in Finland burdened the production of electricity, whereas in the other Nordic countries mainly its consumption is subject to tax - a situation which caused imbalances in the Nordic power trade. The situation was patched to a degree by a Finnish electricity import tax, which more or less matched the average level of production taxes in Finland. Such a tax, however, might be against EC regulations, so it had to be abolished. Had that been done without a larger renovation of electricity taxation, the other Nordic countries would have had an unfair advantage when competing with Finnish power producers.

With the new tax, the situation has been rectified. Like the other Nordic countries, Finland now also bases its electricity taxation on consumption.

The new system has two separate tax levels. Industry, if it has sufficient equipment to measure its hourly usage of power, pays 1.675 p/kWh as electricity taxes while others pay a higher rate of 3.1 p/kWh.

## SWEDEN

### 1. The structure of the swedish electricity supply industry

The annual power consumption in Sweden is about 140 TWh. About 7 power producing companies account for more 90% of the power generated. The largest is Vattenfall AB, a state owned corporation accounting then for half of the power produced. The others have mixed ownership including private shareholders, municipalities, and also some foreign power companies.

There are about 250 network utilities, and about 220 trading utilities. According to the new Electricity Act, the operations of the original electricity distribution utilities must be broken up on company for electricity sale and another network operation each of which has an obligation to supply a specific geographical area. The distribution of electricity is controlled in the Electricity Act by area concessions. More than half of these distributors are owned by the municipality in which they operate. Some are owned by power companies. One third of the energy delivered, in TWh, comes from vertically integrated companies, i.e. power producing companies having bought local distributors through which they sell their power.

### 2. Tariffs, prices and taxes

#### 2.1 Residential customers

Different groups of electricity customers get different electricity prices. Residential customers are divided into three main categories in regards to consumption:

- flat/apartment household customer, electrical consumption approx. 2.2 MWh/year;
- house, not electrically heated, consumption approx. 5 MWh/year;
- house, electrically heated, consumption approx. 20MWh/year

The tariffs that these customers pay consist of two parts; one part which is the price of network and one part which is the price for the electricity energy.

Residential customers pay electricity tax, 0.113 SEK/kWh from 1. January 1997. Some rural areas up in the very northern part of Sweden, however, pay only 0.058 SEK/kWh. This tax will be revised annually by an index attached to the Retail Price Index. On top of that, the tariff is levied a value added tax called MOMS amounting to 25%.

#### 2.2 Industrial customers

The Swedish industry pays less for the electricity than the residential customers. The industrial customers do not pay electricity tax, nor do they pay the MOMS.

The industrial customers can be divided into two groups;

- electricity intensive industry, 20 MW, 140 GWh/year consumption;
- other industry, medium size, 10 MW, 50 GWh/year consumption.

These two groups pay different electricity prices of which the electricity intensive industries pay the lowest. This is partly due to the fact that they can negotiate better prices due to their comparatively large electrical consumption.

Industrial customers today, do not pay neither electricity tax nor MOMS. Between 1990 and 1992 the electricity tax that the industry payed was reduced compared to the tax that residential customers payed. In 1993 the industry was relieved of the electrical tax.

## UNITED KINGDOM

### 1. Electricity industry

The public electricity supply industry in England, Wales and Scotland was restructured on 31st March 1990 in preparation for the privatisation of the majority of the industry. In Northern Ireland, a restructuring took place at 31 March 1992.

#### 1.1 Structure of industry

In England and Wales three main generating companies were created out of the former public corporation, the Central Electricity Generating Board (CEGB). Two of the new companies, National Power and PowerGen, are primarily fossil-fuelled generators. These two companies were privatised in March 1991. The third company was Nuclear Electric, now renamed British Energy, which took over the nuclear power stations owned by the CEGB and remained within the public sector until it was privatised in the summer of 1996. The older Magnox nuclear power stations remain within the public sector. A fourth company, the National Grid, was also formed out of the CEGB, to operate the national transmission grid to control the despatch of power stations onto the system and operate the interconnections with France and Scotland.

Since the re-organisation, responsibility for the distribution of electricity over local networks and supply to smaller consumers in England and Wales lies with 12 regional electricity companies (RECs). These 12 RECs took over the business of the 12 former area boards, and serve different regions within England and Wales. All 12 RECs were privatised in December 1990. Together the RECs owned the National Grid Company prior to its flotation on the London Stock Exchange in December 1995. The National Grid's operational independence is protected by the company's Articles of Association and by the Special share in the National grid which Government has retained.

Prior to restructuring the electricity supply industry in Scotland there were two public corporations (the South of Scotland Electricity Board and the North of Scotland Hydro Electricity Board) which were responsible for generation, transmission distribution and supply of electricity within their geographical area. On restructuring, these were replaced by ScottishPower and Hydro-Electric. They too were vertically integrated. There was some reallocation of the predecessor companies' generation assets. Each is however free to compete via a second tier licence in the non-franchise market in the other's geographical area. The nuclear assets of SSEB were transferred to a new company (Scottish Nuclear) which, was merged with Nuclear Electric to form British Energy. Under a contract lasting until 2005, SNL provides all its electricity output to ScottishPower and Hydro-Electric. Hydro-Electric and ScottishPower were privatised in June 1991. As in England and Wales other suppliers can compete in the non-franchise market in Scotland.

Electricity in Northern Ireland is generated by three private companies; NIGEN Ltd, Ballylumford Power Ltd, and Coolkeeragh Power Ltd. Transmission, distribution and supply of electricity are the responsibility of Northern Ireland Electricity plc (NIE), which was floated on the Stock Exchange in June 1993. NIE will be the major supplier of electricity for the immediate future although three other companies have been successful in applying for a licence to supply customers and others may follow.

#### 1.2 Supply of electricity

A new wholesale market for the bulk trading of electricity in England and Wales was established on 31st March 1990. This is known as the Pool which is controlled by its members and operated on a day to day basis by the National Grid Company (NGC). National Power, PowerGen, Nuclear Electric and other generating companies, including industrial generators, the Scottish companies and Electricite de France, all of whom are members of the Pool, compete in the generation of electricity for sale into the Pool. They do this by 'bidding' the price, for each station, for each half hour period in the day ahead, at which they are prepared to sell electricity to the 'pool'. The NGC then schedules power stations according to the

prices bid, taking account of forecast demand and certain other constraints such as limits on transmission capacity.

Electricity suppliers, who are also pool members, buy electricity out of the pool and sell it on to final customers. In addition to the RECs, other suppliers may, after obtaining a licence, supply electricity to larger users i.e. those taking more than 100 kW. In England and Wales these licence holders include National Power, PowerGen, ScottishPower and Hydro-Electric, as well as RECs supplying consumers outside their own region. Smaller users (including the domestic sector) may only buy electricity from their local REC. Full competition in supply is to be introduced in 1998. Each REC is obliged, except in specified circumstances, to supply any premises within its authorised area requesting a supply.

Although there is no mechanism directly equivalent to the pool in Scotland the two public electricity suppliers (Hydro-Electric and ScottishPower) and companies holding a second tier licence compete in the non-franchise market (0.1 MW).

Due to system constraints there will be a phased progression towards wholesale competition in Northern Ireland. The Director General of Electricity Supply for NI is charged with responsibility for the development of wholesale competition and is at an advanced stage in considering how this might best be achieved. He is currently consulting closely with NIE, the generators and other interested parties on the development of competition in supply to larger consumers.

### 1.3 Regulation of the industry

All companies supplying electricity in England, Wales and Scotland, apart from those qualifying for exemptions, are required to obtain licences from either the Director General of Electricity Supply, the Secretary of State for Trade and Industry or the Secretary of State for Scotland. Since privatisation, the issue of licences has been delegated to the Director General in most cases. The Director General is also responsible for ensuring that licence holders abide by the conditions laid out in their licences.

The Director General of Electricity Supply for Northern Ireland (DGESNI) has responsibility for regulating the industry in Northern Ireland on a day-to-day basis and is responsible for granting licences for the generation, transmission and supply of electricity.

## 2. Pricing of electricity

### 2.1 Industrial and commercial customers

At present in England, Wales and Scotland, industrial and commercial customers, whatever the nature of their business, can be placed in one of three categories, which determine the type of supply and hence the pricing mechanism.

- *Demands over 10 MW:*

Customers are obliged to enter into contracts; this can be with either their local supply company or another licensed supplier.

- *Demands over 100 kW but not over 10 MW:*

Customers can choose either to be supplied according to a published tariff by their local supply company, or to be supplied under a contract by any licensed supplier, including their local supply company.

- *Demands of 100 kW and below:*

Customers are supplied by their local supply company, normally according to a published tariff, but under contract if that is more reasonable.

Where contracts are entered into, the price is determined for each individual customer and usually related to maximum demand, consumption and the seasonal and daily pattern of use. Depending on the supplier, options are sometimes available under which the contract price is related to the "pool" price. In such cases there will be additions to the "pool" price to cover firstly transmission charges over the NGC network and secondly "use of system" charges, which are paid to the local supply company for use of their distribution network. Customers of some supply companies can also negotiate Load Management terms whereby the price is lowered in return for an agreement to reduce load at peak periods.

Customers in Northern Ireland with a demand of over 1 MW are obliged to enter into a contract for supply. Customers below this limit can be charged according to published tariffs by Northern Ireland Electricity or under contract from another licensed supplier.

Tariffs vary according to the supply companies. The tariffs all include a "use of system" element, which generally recovers the costs of providing and maintaining the distribution system. They also allow for the costs of purchasing electricity, providing support services such as accounting systems and making a reasonable rate of return. Where appropriate tariffs reflect seasonal, monthly and time-of-day variations in costs. Some costs are fixed and some vary with consumption. Fixed costs are generally contained in standing charges and availability charges. Under some tariffs the unit cost is adjusted monthly for changes in the cost of fuel used for generation.

Generally the following types of tariff are offered to industrial and other non-domestic consumers:

- *Quarterly tariffs:*

These are generally made up of a quarterly standing charge, a unit rate for the first block of units consumed each quarter and a different unit rate for subsequent units consumed. There can also be a third, lower, unit rate for units consumed at night (or off-peak), in which case a higher standing charge is applicable. These tariffs apply to most small non-domestic premises taking less than about 50 kVA or 60 MWh a year. They are billed quarterly.

- *Maximum demand tariffs:*

This is the main type of tariff for larger industrial and commercial customers, who are billed each month. The tariff structure usually comprises four elements: a standing charge, an availability charge, a demand charge and a unit charge, which can be apply to all consumption or can be at different day and night rates. There are usually different tariffs for low voltage supplies (below 1 000 volts, normally 240 volts or 415 volts) and for high voltage supplies (above 1 000 volts, normally 11 000 volts). The majority of maximum demand tariffs feature demand charges which vary from month to month, are higher in the winter and often zero in summer. It is also common for the unit rates to be indexed to the cost of generating fuels.

- *Seasonal time-of-day tariffs:*

Such tariffs are used by customers who can minimise usage at peak times. These differ from the maximum demand tariffs in that seasonal differentiation is introduced by varying the unit rates rather than through maximum demand charges. The highest unit rates are applicable to winter weekday consumption and the lowest to units consumed at night.

## **2.2 Domestic consumers**

Domestic customers can usually choose between two tariffs:

- *Standard tariff:*

Under which customers are charged a quarterly standing charge and a unit rate applicable to all units consumed.



- *Economy 7/White Meter tariff:*

Where the standing charge is usually higher than for the standard tariff, but where there is a lower unit rate for units used a night.

Prepayment facilities are usually available on the standard tariff and sometimes also on the Economy 7/White Meter tariff. These allow consumers to pay in advance by the insertion of coins, tokens or cards into a meter. The standing charge is normally higher because of greater metering costs.

### 2.3 Regulation of electricity prices

In both Great Britain and Northern Ireland the respective Director General of Electricity Supply has to satisfy himself that any changes in the price of monopoly services proposed by a company are consistent with its licence conditions.

These price control formulae contained within the licences link maximum allowed revenues in one year to those allowed in the previous year and the percentage change in the Retail Prices Index (RPI).

In England and Wales the public electricity supply licences, which are held by the RECs, contain separate price controls on the business of distributing electricity and supplying electricity. There is no price control on generation, as this is subject to competition and changes in generation costs may therefore be passed on to the customer in full.

Income from a public electricity suppliers' distribution business, per kWh distributed, is controlled by an RPI - X formula. In setting charges each year the licensee has to predict the maximum that will be allowed in that year. Any error has to be taken into account in setting the following year's charges. Following a review in August 1994, by the Director General which resulted in a one off price reduction in 1995/6 of between 11% and 17%. The DGES has reviewed and tightened these controls further. As a result distribution prices were tightened by an average of RPI - 11½% on 1 April 1996 and annual increases will be limited to RPI - 3% thereafter.

The price control on the supply of electricity is based on an RPI - X + Y formula, where X is at present set to two and Y allows a passing through of increases in purchase and transmission costs outside the control of the REC. Errors in setting supply charges to comply with the price control are taken into account in the following year's price control via a correction factor.

Charges for use of the National Grid Company's transmission system are again controlled by an RPI - X formula. From April 1993 to March 1997 X was set to three. The current control will operate for 4 years from April 1997. NGC's allowed revenues will fall by 20% in the first year and by 4% per annum in real terms in each of the subsequent 3 years. The DGES estimated that the new control would mean a reduction in the domestic customers' bills of around 4 GBP per year, and would reduce NGC's allowed revenue by nearly 1 billion GBP over the 4 year period.

The National Grid Company amended its zonal system of charges in 1992 so as to reflect more closely the costs imposed by customers in their use of the network. In November 1995 the Director General of Electricity Supply (DGES) called for charges for transmission losses to more closely reflect the costs involved. However, he made it clear that Generators, as well as customers, should share the charge for transmission losses with the aim of sending clear signals about future siting of power stations. Under present arrangements charges are made on a uniform basis with no regard to the distance between generation and end user.

In Scotland, where there is vertical integration, Hydro-Electric and ScottishPower hold composite licences covering transmission, distribution and public supply. Income from their distribution businesses, per kWh distributed, is controlled by an RPI - X formula, where X is -1% and -2% respectively, Revenue from transmission activities is similarly controlled, with X set to 1.5% and 1%. For generation costs may

increase in line with inflation (effectively X is set to zero) but from 1994 to 1998 the RPI minus X formula is increasingly influenced by GBY.

For the supply business it has been proposed that there is a fixed component plus a charge per customer and an allowance per unit supplied, all of which are to be controlled by RPI - 2%. Hydro-Electric objected to these proposals and the matter was referred to the Mergers and Monopolies Commission Inquiry. The commission recommended certain modifications to Hydro-Electric's composite licence which have now been implemented by the DGES.

Tariffs in Northern Ireland are fixed by NIE after consultation with the DGESNI on an RPI - X formula, applying to a total revenue cap on the transmission and distribution business of NIE. The formula contains a weighted average of two components: a fixed component independent of the level of sales and a variable component which takes account of sales. The overall effect is to strengthen NIE's incentive to promote energy efficiency. The supply side of NIE's business is also regulated by an RPI - X formula.

The ability of NIE to pass through generation costs to customers is also regulated in a way which gives NIE an incentive to buy power as cheaply as possible.

## NORWAY

### 1. Tariffs

Electricity prices in Norway are split in two:

- energy price for the electricity referred to at the national transmission grid,
- grid rent (transport price) for the distribution of the electricity from the national transmission grid to the consumers.

#### 1.1 Energy price

The energy price usually consists of no fixed charges for industry except for the kWh consumed. Some utilities have fixed charges for consumption under 500 kWh. The consumer can either buy directly for the local retail utility, other electricity suppliers, from the Nordic Power Exchange (a spot market where the price vary from hour to hour depending on supply and demand) or through a power broker. Consumers with a yearly consumption above 500 000 kWh are metered every hour. Most other consumers are invoiced according to a predefined yearly consumption profile.

#### 1.2 Grid rent

The grid rent consist of a fixed charge, a capacity charge and a charge for the kWh consumed. For consumers with maximum power demand under 50 kW there is no capacity charge. However the tariffs are differently organised in each utility. Consumer can also choose interruptible grid service contracts, these being priced below regular grid service contracts.

### 2. Taxation

#### 2.1 Tax on use of electric power

The general rule is that tax is payable on electric power supplied for use or imported for domestic use. In 1998 the tax rate is 0.0575 NOK/kWh. This tax is not payable by industry, mining or hothouse operators. **Nor** is this tax payable in the far north, in Finnmark country and certain municipalities of Nord-Troms (**Karlsøy, Kvænangen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjervøy, Støfjord**).

## 2.2 Royalty

Since 1 January 1993 royalty has been payable on electricity generated in hydroelectric power plants. The tax base is one-fifteenth of aggregate production in a given plant in 15 years period. For 1998 the Norwegian government has decided not to collect a royalty base on aggregate production. Instead power producers will be subject to pay an economic rent based on the ground that hydroelectric power is a natural resource. This rent will be set individually for each hydroelectric power station.

## 3. General description

In 1995 there were 326 companies in the Norwegian electricity supply industry. 215 companies are involved in power generation. There are 59 pure production companies and 26 industrial generators. There are 106 utilities that both produce and supply power directly to the end user via their own distribution grid (vertically integrated utilities), 54 of these are high-integrated utilities. High-integrated utilities have more than 20% own production of their total power sales to end user. There are also 25 wholesale utilities, 96 retail utilities, 5 pure grid companies, and 10 other companies (traders).

There are 93 private companies in the Norwegian electricity supply industry. However more than 80% of the production capacity is owned by the state, municipalities or countries, and more than 95% of the grid system is publicly owned. Statkraft (state utility) owns almost 1/3 of the Norwegian production capacity. About 99% of national production capacity is hydroelectric power. In 1995 total gross power production was 123 TWh and net consumption was 105 TWh.

The Energy Law of 1991 divides the Norwegian electricity market into competitive and monopolistic activities. Since it is not economical to let two suppliers having parallel transmission lines, is it efficient to provide other electricity suppliers (other suppliers) with access to all distribution grids (third party access). This enlarges competition to the consumer market. Consequently, electricity consumers can buy electricity for whom supplier they wish. Consumers that buy electricity from an alien supplier, pay the alien supplier for used electricity and pay their local grid owner for carriage of electricity. Since distribution of electricity is a monopolistic activity, distribution utilities must be controlled and overlooked by the government. Utilities that both produce, trade and distributed electricity must keep separate accounts for their monopolistic and competitive activities. Norway's Water and Electricity Authority (NVE) is responsible for inspecting and controlling the performance of distribution utilities. The NVE settles disagreements regarding the accounting procedures of electricity distribution point-tariffs (grid rent) and ensures that pricing of distribution services are reasonable.

## 4. Method for compiling prices

The grid rent is divided into 5 different grid levels and the different reference consumers set by Directive 90/377/EEC are adjusted to these levels:

- Grid level 5: retail distribution (> 1 kV) - Reference consumer Ia-Ic;
- Grid level 4: local transformer (> 1 kV) - Reference consumer Id-Ie;
- Grid level 3: regional distribution (1-20 kV) - reference consumer If;
- Grid level 2: regional transformer (1-20 kV) - Reference consumer Ig;
- Grid level 1: regional transmission (> 22 kV, 60 kV, 130 kV) - reference consumer Ih-Ii;
- Grid level 0: National transmission and transformer level.

Some consumers will however receive power from a different grid level or have their own grid. For a number of supply companies, grid level 4 and 5 are regarded as one level.

An example:

| Power Demand                 | 0-100 kW | 100-300 kW | 300-500 kW | >500 kW |
|------------------------------|----------|------------|------------|---------|
| Fixed charge, NOK            | 1000     | 1000       | 1000       | 1000    |
| Capacity charge, NOK/kW/year | 369      | 304        | 262        | 213     |
| Energy charge, NOK/kWh       | 0.031    | 0.030      | 0.029      | 0,028   |

For a consumer with a maximum demand of 500 kW, the average capacity charge is calculated as follows:

- *Capacity charge:*

$(100 \text{ kW} \times 369 \text{ NOK/kW/year} + 200 \text{ kW} \times 304 \text{ NOK/kW/year} + 200 \text{ kW} \times 262 \text{ NOK/kW/year}) / 500 \text{ kW} = 300.2 \text{ NOK/kW/year.}$

The average charge for kWh consumed is calculated in the same way.

The grid rent was collected for example from 22 utilities. The grid rent for reference consumer Id for an occasional supply company was calculated as follows:

| Fixed charge | Capacity charge | Energy charge<br>(for energy consumed) |
|--------------|-----------------|--|
| 1000 NOK     | 369 NOK/kW/year | 0.031 NOK/kWh                          |

- *Grid rent:*

$1000 \text{ NOK} \times 100 / 50000 \text{ kWh} + 369 \text{ NOK/kW/year} \times 100 \times 50 \text{ kW} / 50000 \text{ kWh} + 0.031 \text{ NOK/kWh} = 0.42 \text{ NOK/kWh.}$

The total price in øre/kWh includes a grid rent and an energy price. With an energy price of 0.22 NOK/kWh the total price for the consumer is 0.64 NOK/kWh.

## INTRODUCTION

Depuis le 1er juillet 1991, la Directive 90/377/CEE du 29 juin 1990 instaure une procédure communautaire assurant la transparence de prix au consommateur final industriel du gaz et d'électricité.

Conformément à l'article 1.2 de cette Directive, cette publication présente un résumé des systèmes de prix en vigueur au 1er janvier 1995, et complète les informations publiées dans les "Statistiques en bref" semestrielles et les "Prix de l'électricité" annuels.

L'enquête qui est à la base de cette étude a été dirigée par l'Office Statistique des Communautés Européennes et n'aurait pas été possible sans la collaboration des Administrations, Instituts, Compagnies et Associations qui relèvent du secteur de l'électricité auxquels nous exprimons nos sincères remerciements.

## SIGNES ET ABREVIATIONS

|            |                                      |
|------------|--------------------------------------|
| <b>V</b>   | Volt                                 |
| <b>kV</b>  | Kilovolt (= 1 000 V)                 |
| <b>A</b>   | Ampère                               |
| <b>kVA</b> | Kilovoltampère                       |
| <b>kW</b>  | Kilowatt                             |
| <b>h</b>   | Heure                                |
| <b>kWh</b> | Kilowattheure                        |
| <b>GWh</b> | Gigawattheure (10 <sup>6</sup> kWh)  |
| <b>MW</b>  | Mégawatt (10 <sup>3</sup> kilowatts) |
| <b>MJ</b>  | Mégajoule                            |
| <b>GJ</b>  | Gigajoule (10 <sup>3</sup> MJ)       |
| <b>PCS</b> | Pouvoir calorifique supérieur        |
| <b>PCI</b> | Pouvoir calorifique inférieur        |

|                   |                                       |
|-------------------|---------------------------------------|
| <b>BEF</b>        | Franc belge                           |
| <b>DKK - øre</b>  | Couronne danoise - øre = 1/100 DKK    |
| <b>DEM</b>        | Mark allemand                         |
| <b>GRD</b>        | Drachme grecque                       |
| <b>ESP</b>        | Peseta espagnole                      |
| <b>FRF</b>        | Franc français                        |
| <b>IEP</b>        | Livre irlandaise                      |
| <b>ITL</b>        | Lire italienne                        |
| <b>LUF</b>        | Franc luxembourgeois                  |
| <b>NLG - cent</b> | Florin néerlandais - cent = 1/100 NLG |
| <b>ATS</b>        | Schilling autrichien                  |
| <b>PTE</b>        | Escudo portugais                      |
| <b>FIM - p</b>    | Mark finlandais - p = 1/100 FIM       |
| <b>SEK</b>        | Couronne suédoise                     |
| <b>GBP</b>        | Livre sterling                        |
| <b>NOK</b>        | Couronne norvégienne                  |

# BELGIQUE

## 1. Structure du marché

La production d'électricité est réalisée à concurrence d'environ 96 % par les sociétés de production d'électricité (Electrabel et SPE) et d'environ 4 % par des industriels autoproducteurs. Electrabel est une société privée et la SPE une société publique.

La distribution d'électricité est régie par la loi du 10 mars 1925 sur les distributions d'énergie électrique, modifiée, pour la Région Wallonne, par un décret régional du 19 novembre 1990.

La distribution d'électricité se fait par des régies communales (8 régies) pour 2 % du total de l'énergie distribuée, pour environ 18 % par le biais d'intercommunales pures (9 entités) et pour 80 % par des intercommunales mixtes (19 entités).

Les tarifs d'électricité sont recommandés, pour l'ensemble du pays, par le Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz, pour les clients raccordés à une tension inférieure ou égale à 15 kV. Ces recommandations font l'objet d'un Arrêté Ministériel au Moniteur belge.

Une brève description des structures tarifaires pour les principales catégories de clients est reprise ci-après.

## 2. Tarifs basse tension

### 2.1 Clients résidentiels

Le tarif de base (normal) comprend une redevance annuelle et un seul prix pour le kWh. Pour les clients de moins de 1500 kWh/an, un tarif "petites fournitures", plus favorable, est d'application; en deçà de 365 kWh/an un prix maximum par kWh est appliqué.

Le tarif bihoraire comporte une redevance annuelle (plus importante que dans le cas du tarif normal), un prix du kWh de jour identique au tarif normal et un prix du kWh de nuit moins élevé.

Le tarif "exclusif de nuit" est applicable à des appareils raccordés de manière permanente sur un circuit séparé qui est mis sous tension, par télécommande, 9 heures de nuit par jour; il comporte une redevance annuelle et un prix de kWh plus faible que celui du kWh de nuit du tarif bihoraire.

Pour le raccordement de plus de 10 kVA, une redevance unique, fonction de la puissance mise à disposition, est appliquée.

Certaines catégories objectives de clients peuvent bénéficier de tarifs sociaux spécifiques (exonération de la redevance annuelle du tarif normal ou bihoraire).

### 2.1 Clients professionnels

Les tarifs applicables sont identiques aux tarifs résidentiels (normal, bihoraire, exclusif nuit). Pour les raccordements de plus de 10 kVA, une redevance annuelle fonction de la puissance mise à disposition est appliquée.

### 3. Tarifs haute tension

Il existe 4 tarifs haute tension : A, B, C et horo-saisonnier.

Le tarif C s'applique aux clients dont la puissance dépasse 4 000 kW, raccordés en 15 kV au secondaire d'un grand poste de transformation et ayant pris en charge leur raccordement. Il existe trois versions : courte, moyenne, longue utilisation, toutes saisonnalisées. Une version de base, non saisonnalisée, existe pour le tarif longue utilisation.

Le tarif B s'applique aux prélèvements supérieurs à 1 000 kW.

Le tarif A est appliqué à la clientèle prélevant une puissance inférieure à 1 000 kW; au-delà, le tarif le plus favorable du A ou du B est appliqué automatiquement par période correspondant à l'année civile.

Le tarif horo-saisonnier couvre le domaine d'application des tarifs A et B. Il s'agit d'un tarif optionnel, également d'application par périodes de 12 mois consécutifs. Il s'adresse aux clients qui sont en mesure d'adapter leurs prélèvements aux signaux de prix différenciés que comporte ce tarif.

Une redevance fixe mensuelle par point de fourniture est appliquée aux clients HT pour couvrir les coûts de comptage, de relevé et de facturation.

Le tarif A n'est pas saisonnalisé; il existe en 2 versions fonction des prélèvements prépondérants (éclairage ou force motrice). Ce tarif comprend un terme lié à la puissance maximale 1/4 horaire prélevée, un prix d'énergie en heures pleines et en heures creuses. Un mécanisme de plafonnement du prix aux faibles utilisations existe.

Les tarifs horo-saisonniers, B et C moyenne et longue utilisation sont saisonnalisés; ils comportent un terme (non saisonnalisé) fonction de la puissance maximale mise à disposition durant les 12 derniers mois, un terme lié à la puissance maximale 1/4 horaire prélevée, ainsi qu'un prix d'énergie en heures pleines et en heures creuses fonction de la saison.

Le tarif horo-saisonnier et C courte utilisation comportent en outre des périodes de pointe durant les mois d'hiver; celles-ci durent 4 heures par jour au cours des heures pleines.

Les heures pleines couvrent une période de 15 heures par jour du lundi au vendredi, à l'exception des jours fériés légaux nationaux. Les heures creuses constituent le solde.

Pour tous les tarifs haute tension, la mesure de la puissance maximale (kW) s'effectue sur une base quart-horaire.

Pour les tarifs A, B et C l'énergie réactive est facturée sur base de l'énergie réactive consommée dépassant respectivement 50 %, 50 % et 33 % de l'énergie active totale consommée.

Les tarifs de complément et de secours s'appliquant aux clients autoproducteurs sont les versions tarifaires saisonnalisées des tarifs s'appliquant aux clients ordinaires.

### 4. Adaptation de prix

Les termes de puissance, les redevances fixes annuelles et une partie des prix de l'énergie sont adaptés mensuellement en fonction d'un paramètre publié NE qui reflète les mouvements des coûts d'exploitations hors combustibles. Le solde du prix du kWh est adapté en fonction du paramètre Nc qui reflète l'évolution du coût des combustibles brûlés dans les centrales.

### 5. Fiscalité

Les taxes sur l'énergie comportent deux éléments :



- une cotisation sur l'énergie;
- la cotisation est de 0,055 BEF/kWh hors TVA pour les clients basse tension, à l'exception des clients bénéficiant des tarifs sociaux spécifiques;
- la TVA : le taux de TVA est de 21 %.

## DANEMARK

### 1. Tarification

Il n'existe pas de tarification nationale type. Chacune des 101 sociétés de distribution publiques a son propre tarif.

En règle générale, les gros consommateurs (> 100 000 kWh) sont assujettis à un tarif en fonction de l'heure de la journée qui comprend deux éléments, à savoir :

- une prime fixe,
- une prime d'énergie, sur 3 périodes.

Les petits clients sont, eux, facturés sur la base d'un tarif forfaitaire, comprenant deux éléments :

- une prime fixe,
- un prix d'énergie forfaitaire.

Certains distributeurs font également intervenir comme troisième élément de tarification, une prime de capacité ou une prime qui est fonction de la taille du fusible. L'une des plus grandes entreprises de distribution n'a pas de prime fixe.

Chez les distributeurs, le niveau de prix varie en fonction du niveau de tension auquel le client est raccordé au réseau. Ce principe est à la base de la tarification : chaque client paie la facture de ce qu'il coûte au réseau.

En principe, les prix sont conformes au tarif publié. Rares sont les clients (des industriels) bénéficiant d'un contrat particulier négocié.

Les prix sont fixés au premier janvier de chaque année. Il est cependant possible de les modifier à tout moment sur notification au Comité des prix de l'électricité (Electricity Price Committee). Tous les tarifs sont publiés. L'Association des distributeurs danois d'électricité recueille et publie ces tarifs dans un rapport annuel en mars/avril.

Les prix sont fixés selon les dispositions de la Loi sur la fourniture d'électricité qui exige que les coûts nécessaires soient couverts.

Aucun groupe de consommateurs ne bénéficie de prix spéciaux.

### 2. Fiscalité

Les taxes sur l'électricité se composent de quatre éléments :

## 2.1 Taxe sur l'énergie

À compter du 1er janvier 1997, le tarif est de 40 øre/kWh. Pour les ménages ayant le chauffage électrique, le tarif est cependant ramené à 36,50 øre/kWh pour une consommation annuelle supérieure à 4 000 kWh. Par rapport à janvier 1996, le tarif a été augmenté de 4 øre/kWh.

Conformément à l'amendement de la loi relative à la taxe sur l'énergie de 1993, la taxe sur l'électricité sera majorée le 1er janvier de chaque année jusqu'en 1998. A cette date, le montant de la taxe sera alors respectivement de 46 øre/kWh et de 39,50 øre/kWh.

La taxe est payée par tous les consommateurs. Cependant, pour les consommateurs récupérant la TVA (à quelques exceptions près), la taxe versée est remboursée intégralement, sauf lorsqu'il s'agit de l'électricité utilisée pour le chauffage des locaux.

## 2.2 Taxe sur le CO<sub>2</sub>

Le tarif de l'élément taxe est inchangé à 10 øre/kWh. Cette taxe est payée par tous les consommateurs. La plupart des clients récupérant la TVA s'en voit rembourser une partie. Cette dernière varie en fonction du type d'usage final. Ainsi, en 1997, le remboursement était de 90 % pour les "processus lourds", de 40 % pour les "processus légers" et nul pour le chauffage. Un remboursement supplémentaire est possible et dépend des investissements effectués par les entreprises en faveur des économies d'énergie. Les statistiques des prix se basent sur un remboursement moyen de 50 %.

## 2.3 Taxe sur le SO<sub>2</sub>

Le montant de cette taxe est fixé à 0,90 øre/kWh pour tous les consommateurs.

## 2.4 TVA

Le taux de TVA est inchangé à 25 %. La TVA est payée par tous les consommateurs. Cependant, pour les consommateurs récupérant la TVA, la taxe payée est intégralement remboursée.

## 3. Informations complémentaires

Les 101 sociétés de distribution publiques ont chacune l'obligation de fournir une zone géographique déterminée. Les entreprises de distribution d'une région possèdent sous forme de partenariat les stations génératrices de leur région. A l'ouest du Storebælt, 6 sociétés génératrices coordonnent leurs activités dans le cadre de l'organisation ELSAM. A l'est du Storebælt, deux ont le même type de coordination au sein d'ELKRAFT. Certains producteurs ne font pas partie de ces organisations de regroupement.

Les zones de fourniture à l'ouest et à l'est du Storebælt ne sont pas interconnectées et le nombre et la taille des entreprises sont très différents dans les deux régions. Il en est de même pour le degré d'urbanisation.

La distribution de l'électricité, fixation des prix comprise, est définie par la loi relative à la fourniture d'électricité.

Chaque distributeur se doit de fixer ses prix selon la loi relative à la fourniture d'électricité. Le Comité indépendant des prix de l'électricité doit être informé de tous les prix et de tous les contrats. Le secrétariat de ce comité dépend du Bureau de la concurrence.

En mai 1996, la loi relative à la fourniture d'électricité a été modifiée pour introduire l'accès négocié à des tiers, conformément à la directive IEM. Cependant, la loi n'est pas entrée en vigueur avant janvier 1998.

Une vaste réforme de l'énergie est en cours afin de mettre en œuvre l'ensemble de la directive IEM avant le début de l'année 1999.

## REPUBLIQUE FEDERALE D'ALLEMAGNE

### 1. Système de prix de l'énergie électrique pour l'industrie

Les relations juridiques entre les sociétés distributrices d'électricité (SDE) et leurs clients industriels sont régies par des contrats individuels de fourniture d'énergie électrique dénommés "contrats particuliers" passés de commun accord entre les parties contractantes. Lorsque ces conventions ne dépassent pas un certain plafond de puissance absorbée pouvant être fournie en moyenne tension (jusqu'à environ 20 kV), la société distributrice concernée utilise des contrats-type dont le libellé et les tarifs sont identiques.

Alors que les prix varient d'une SDE à l'autre, la structure tarifaire est essentiellement la même pour les fournitures en moyenne tension : les SDE proposent en général une prime fixe assortie d'un élément proportionnel qui fait varier le prix de l'unité d'énergie en fonction de la période de la journée où elle est consommée (jour et nuit). Il s'agit donc d'un tarif binôme (prime fixe et élément proportionnel) comportant des plages horaires. La durée des plages horaires (jour/nuit) s'oriente d'après la courbe de charge totale de la zone desservie. Il arrive ainsi fréquemment que la période d'heures creuses soit plus longue en été qu'en hiver. Certains distributeurs proposent, dans des cas particuliers, un tarif par paliers sans prime fixe. On observe également des différences saisonnières des prix.

La plupart des SDE offrent le choix entre deux profils de prime fixe unitaire, à savoir un profil "plat" et un profil "ascendant", parfois en complément d'un tarif de plage horaire. Les profils "plats" prévoient des taxes fixes unitaires relativement basses contre des éléments proportionnels relativement élevés tandis que les profils "ascendants" se caractérisent par l'inverse. C'est ainsi que dans la plupart des zones desservies, les clients industriels alimentés en moyenne tension peuvent choisir, au moment de la signature du contrat, entre deux tarifs ou plus et opter pour le système qui leur est économiquement le plus favorable en fonction de leur durée d'utilisation.

### 2. Primes fixes unitaires

La grandeur de référence de la prime fixe unitaire est la puissance annuelle de facturation (en kW ou en kVA). Cette dernière est généralement obtenue à partir de la moyenne des trois plus grands pics de puissance mensuelle ou, parfois, des deux plus grands pics mensuels. Dans des cas isolés, le décompte s'effectue sur la base du pic de puissance mensuel ou annuel. Le pic de puissance est généralement mesuré sur une base quart-horaire (15 minutes) et parfois bi-horaire (30 minutes). La plupart des tarifs prévoient qu'une prime fixe unitaire minimale est due en fonction de la puissance maintenue en réserve.

Certaines sociétés de distribution calculent la prime fixe unitaire d'après la puissance effectivement souscrite par le client dans les conventions contractuelles: la taxe fixe est majorée en cas de dépassement de la puissance souscrite.

En plus des tarifs susmentionnés, des distributeurs proposent en outre à leurs clients la possibilité d'alléger leur facture d'électricité en réduisant la puissance appelée durant certaines plages horaires que les distributeurs considèrent comme critiques du point de vue de la charge (heures de pointe).

### 3. Tarifs par paliers

Ces tarifs renoncent à une prime fixe unitaire et prévoient, en dehors d'une diminution de l'élément proportionnel quand la consommation augmente (système des différents paliers), une réduction pour

l'utilisateur en fonction de la puissance maximale mesurée. L'offre en tarifs par paliers tend à s'amenuiser.

#### **4. Consommation de courant réactif**

Les contrats de fourniture d'énergie électrique stipulent généralement que le prix de la fourniture est calculé pour un facteur de puissance équivalent à  $\cos \varphi = 0,9$ . Etant donné que la plupart des contrats se basent sur la puissance effective (kW), la part de courant réactif qui dépasse cette valeur est facturée en supplément.

#### **5. Ajustement des prix**

Les contrats contiennent des clauses permettant d'ajuster les prix des fournitures d'électricité au cours de la durée du contrat. Les paramètres de référence en matière d'ajustement des prix peuvent être le prix du charbon et les salaires. L'utilisation de telles clauses ne nécessite aucune autorisation administrative.

#### **6. Fiscalité**

En Allemagne, le taux de TVA, qui s'applique aussi à la fourniture d'électricité, est passé de 15 % à 16 % le premier avril 1998.

## **GRECE**

### **1. Cadre légal**

En Grèce, les activités de production, de transport et de distribution de l'électricité sont placées sous la responsabilité de PPC (Public Power Corporation), créée en 1950.

PPC est une entreprise jouissant du statut juridique de droit privé, mais elle assure un service public.

Les fonctions relatives au contrôle et à la coordination dans le secteur de l'électricité sont du ressort de différentes administrations nationales, à savoir :

- le Ministère de l'Industrie, de l'Energie et de la Technologie approuve le plan de développement et les programmes d'investissement de l'entreprise;
- le Ministère de l'Economie Nationale, qui approuve les budgets de PPC etc.

En Grèce, 98 % de la production nationale d'électricité est fournie par PPC. Les 2 % restants correspondent à une auto-production, par des usagers industriels principalement, pour couvrir leurs propres besoins.

### **2. Le système de prix**

La structure et - en principe - le niveau des prix appliqués sont uniformes sur l'ensemble du territoire national.

Tous les tarifs sont publiés et le client peut choisir, parmi les tarifs proposés, celui qui convient le mieux à la nature et au niveau de ses besoins en électricité.

Les tarifs offerts tiennent compte des éléments suivants :

- tension de l'électricité fournie : basse (220-380 V), moyenne (6,6 - 15 - 20 - 22 kV), haute (150 kV);
- usage (domestique, industriel, agricole, commercial, général);
- niveau de la puissance souscrite ou de la puissance maximale appelée (kW), basse et moyenne tension (jusqu'à 10 MW) et haute tension (au-dessus de 10 MW).
- temps d'utilisation de la puissance souscrite.

### 3. Usages industriels

Trois types de tarifs sont offerts aux utilisateurs industriels, à savoir :

#### 3.1 Tarifs applicables aux consommateurs industriels d'électricité à basse tension

Trois tarifs leur sont offerts :

- un tarif formé de deux éléments : une prime fixe et un prix uniforme;
- un tarif à deux éléments formé d'une prime fixe et d'un prix variable en fonction de l'heure;
- un tarif formé de trois éléments : une prime fixe, une prime de puissance et un prix uniforme.

#### 3.2 Tarifs applicables aux consommateurs industriels d'électricité à moyenne tension

Deux tarifs leur sont applicables :

- le premier s'applique aux consommateurs industriels de courant à moyenne tension ayant un facteur de charge supérieur à 47 %. Ce tarif à deux éléments est formé d'une prime de puissance à laquelle s'ajoute un prix de l'énergie à deux taux selon la puissance maximale appelée mensuelle.
- le second tarif s'applique aux consommateurs industriels d'électricité à moyenne tension, ayant un facteur de charge inférieur à 47 %. Ce tarif est formé de deux éléments : une prime de puissance à laquelle s'ajoute un prix de l'énergie dont le taux est uniforme.

#### 3.2 Tarif applicable aux consommateurs industriels d'électricité à haute tension.

Ce tarif est appliqué aux consommateurs raccordés directement au réseau de 150 kV. Il s'agit d'un tarif à deux éléments formé d'une prime de puissance et d'un prix de l'énergie.

Il s'agit aussi d'un tarif modulé selon l'heure de la journée, le prix de l'énergie et la prime de puissance variant selon la période de consommation d'électricité, à savoir heures de pointe, heures creuses et heures intermédiaires.

## ESPAGNE

### 1. Tarification

Les tarifs électriques sont des tarifs maximaux unifiés sur l'ensemble du territoire national et s'appliquent à l'ensemble des consommateurs finals, jusqu'au 31 décembre 1997.

Les prix sont actualisés à chaque exercice. Une fois calculé le tarif moyen, on procède à sa répartition entre les divers tarifs.

La structure du système, constituée par les divers tarifs et leurs conditions d'application, a été instaurée en 1983 et a été adaptée jusqu'à l'implantation totale du système en 1987. Par la suite, de petites modifications ont permis d'améliorer le système et de le rendre plus flexible.

Le système tarifaire général s'ordonne autour de tarifs généraux en fonction de la tension de fourniture et de l'utilisation de la puissance souscrite, applicables à tous les consommateurs, et de tarifs spéciaux pour l'éclairage public, l'irrigation, la traction, les distributeurs (applicables uniquement à de petits distributeurs existants), les grands abonnés et les tarifs ménagers 1.0 et 2.0; les quatre premiers sont conditionnés soit par l'utilisation de l'énergie, soit par les caractéristiques de la fourniture, et les deux derniers incluent dans leur prix le type de consommation.

La formation du prix final de l'énergie électrique consommée repose sur une facturation de base binôme, dépendant de la puissance souscrite et de l'énergie consommée. On ajoute algébriquement à cette facturation de base les majorations et remises correspondant aux quatre compléments tarifaires: discrimination horaire, consommation d'énergie réactive, saisonnalisation et interruptibilité, et l'on obtient ainsi le prix final de l'énergie.

La facture d'électricité inclut le cas échéant le montant de la location des équipements de mesure et les impôts.

### 1.1 Compléments tarifaires

Le complément pour discrimination horaire est calculé comme une remise ou majoration en pesetas en fonction de la forme de consommation et de la taxe fixe d'utilisation moyenne de l'échelon correspondant. Il existe cinq types de discrimination horaire, et le consommateur a le droit de choisir celui qui est le mieux adapté à ses besoins.

Le complément pour consommation d'énergie réactive tente de minimiser la consommation d'énergie réactive en rapprochant le facteur de puissance ( $\cos \varphi$ ) de l'unité. Il est fondé sur des majorations et remises en pourcentage dépendant du facteur de puissance et s'applique sur la totalité de la facturation de base. Il varie entre une remise de 4 % pour  $\cos \varphi = 1$  et une majoration de 47 % pour  $\cos \varphi = 0,5$ . Il ne s'applique pas aux abonnés relevant des tarifs 1.0 et 2.0.

Le complément pour saisonnalisation prend en considération les différences de coûts de l'énergie en fonction de la saison de l'année et a pour objectif de lisser la courbe de charges sur système. On prévoit un décompte de 10 % de la prime fixe pour les consommations effectuées en basse saison (mai, juin, août et septembre) et une majoration de 10 % pendant la haute saison (janvier, février, novembre et décembre).

Le complément pour interruptibilité suppose une modification des conditions générales de souscription de l'énergie électrique pour les grands abonnés aux tarifs généraux de haute tension (puissance souscrite en période de pointe et période creuse  $\geq 5$  MW); il consiste en ce que le client, contre des remises déterminées sur sa facture, s'engage pendant cinq ans à réduire sa demande et à ne pas dépasser une puissance préétablie ( $P_{\max}$ ) pendant les périodes indiquées par son fournisseur.

## 2. Fiscalité

Jusqu'au 31 décembre 1997, le seul l'impôt sur l'électricité a été la TVA. Son taux est de 16 %.

À partir du 1<sup>er</sup> janvier 1998, il a été créé un nouvel impôt spécial sur l'électricité destiné à remplacer le montant des aides aux mines de charbon. La base de ce nouvel impôt est la facturation de l'énergie électrique multipliée par le coefficient 1,05113. Son taux est de 4,864 %. Il s'applique sur l'ensemble du territoire national. La TVA s'applique également au montant de cet impôt.


### 3. Informations complémentaires

Le secteur espagnol de l'électricité compte près de 1 000 entreprises de génération et de distribution. Un petit nombre, regroupé dans l'UNESA, assurent plus de 97 % de la production du marché. Seul un tiers de ces entreprises sont réellement indépendantes et, outre qu'il s'est produit d'importants mouvements de concentration des entreprises, ayant abouti à la domination de la quasi-totalité du secteur par un petit nombre de groupes, sans préjuger du maintien d'un grand nombre de petites entreprises, surtout spécialisées dans la distribution.

Toutes ces entreprises sont actuellement privées.

Le ministère de l'Industrie et de l'Énergie est responsable de la réglementation du secteur en ce qui concerne les prix, la sécurité des personnes et des installations, les relations avec les clients et, en général, l'ensemble des normes et règlements relatifs au secteur de l'électricité.

En 1997, les données provisoires relatives à la production brute d'énergie électrique en Espagne continentale sont les suivantes :

|  | GWh     | %     |
|---|---------|-------|
| Hydroélectrique   | 33 118  | 21,0  |
| Thermique classique   | 69 005  | 43,8  |
| Thermique nucléaire   | 55 287  | 35,2  |
| Production totale   | 157 410 | 100,0 |

Le solde des échanges de l'Espagne avec l'étranger était négatif depuis 1993. L'Espagne importe traditionnellement de l'énergie de France et en exporte au Portugal et en Andorre. Cependant, ce solde a été positif en 1997 et a atteint 3 106 GWh.

Le tarif électrique au niveau global a été déterminé jusqu'au 31.12.1997 par l'application d'un système de coûts et revenus standards, constituant le "Marco Legal Estable" (cadre légal fixe), en vigueur depuis 1988. Conformément à ce système, le ministère de l'Industrie et de l'Énergie, sur rapport préalable de la Commission nationale du système électrique, présente annuellement au gouvernement la proposition de modification de tarif pour l'exercice commençant le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année.

Lorsque le gouvernement a approuvé le nouveau tarif en Conseil des Ministres, le ministère susmentionné fixe les prix maximaux applicables aux divers types de consommateurs et les publie au Journal Officiel de l'État. Ces prix sont uniques sur l'ensemble du territoire national.

### 4. Changements à compter du 1.1.1998

Les principaux changements introduits par la loi 54/97 dans le secteur de l'électricité à compter du 1.1.1998 sont les suivants :

- 4.1 La génération est organisée sur la base du principe de libre concurrence et sa rétribution repose sur l'organisation du marché de gros.
  - Pour assurer le bon fonctionnement de ce marché, on a créé les fonctions d'opérateur du marché et d'opérateur du système, chargés respectivement de la gestion économique en vue d'un

Les prix sont actualisés à chaque exercice. Une fois calculé le tarif moyen, on procède à sa répartition entre les divers tarifs.

La structure du système, constituée par les divers tarifs et leurs conditions d'application, a été instaurée en 1983 et a été adaptée jusqu'à l'implantation totale du système en 1987. Par la suite, de petites modifications ont permis d'améliorer le système et de le rendre plus flexible.

Le système tarifaire général s'ordonne autour de tarifs généraux en fonction de la tension de fourniture et de l'utilisation de la puissance souscrite, applicables à tous les consommateurs, et de tarifs spéciaux pour l'éclairage public, l'irrigation, la traction, les distributeurs (applicables uniquement à de petits distributeurs existants), les grands abonnés et les tarifs ménagers 1.0 et 2.0; les quatre premiers sont conditionnés soit par l'utilisation de l'énergie, soit par les caractéristiques de la fourniture, et les deux derniers incluent dans leur prix le type de consommation.

La formation du prix final de l'énergie électrique consommée repose sur une facturation de base binôme, dépendant de la puissance souscrite et de l'énergie consommée. On ajoute algébriquement à cette facturation de base les majorations et remises correspondant aux quatre compléments tarifaires: discrimination horaire, consommation d'énergie réactive, saisonnalisation et interruptibilité, et l'on obtient ainsi le prix final de l'énergie.

La facture d'électricité inclut le cas échéant le montant de la location des équipements de mesure et les impôts.

### 1.1 Compléments tarifaires

Le complément pour discrimination horaire est calculé comme une remise ou majoration en pesetas en fonction de la forme de consommation et de la taxe fixe d'utilisation moyenne de l'échelon correspondant. Il existe cinq types de discrimination horaire, et le consommateur a le droit de choisir celui qui est le mieux adapté à ses besoins.

Le complément pour consommation d'énergie réactive tente de minimiser la consommation d'énergie réactive en rapprochant le facteur de puissance ( $\cos \varphi$ ) de l'unité. Il est fondé sur des majorations et remises en pourcentage dépendant du facteur de puissance et s'applique sur la totalité de la facturation de base. Il varie entre une remise de 4 % pour  $\cos \varphi = 1$  et une majoration de 47 % pour  $\cos \varphi = 0,5$ . Il ne s'applique pas aux abonnés relevant des tarifs 1.0 et 2.0.

Le complément pour saisonnalisation prend en considération les différences de coûts de l'énergie en fonction de la saison de l'année et a pour objectif de lisser la courbe de charges sur système. On prévoit un décompte de 10 % de la prime fixe pour les consommations effectuées en basse saison (mai, juin, août et septembre) et une majoration de 10 % pendant la haute saison (janvier, février, novembre et décembre).

Le complément pour interruptibilité suppose une modification des conditions générales de souscription de l'énergie électrique pour les grands abonnés aux tarifs généraux de haute tension (puissance souscrite en période de pointe et période creuse  $\geq 5$  MW); il consiste en ce que le client, contre des remises déterminées sur sa facture, s'engage pendant cinq ans à réduire sa demande et à ne pas dépasser une puissance préétablie ( $P_{\max}$ ) pendant les périodes indiquées par son fournisseur.

## 2. Fiscalité

Jusqu'au 31 décembre 1997, le seul l'impôt sur l'électricité a été la TVA. Son taux est de 16 %.

À partir du 1<sup>er</sup> janvier 1998, il a été créé un nouvel impôt spécial sur l'électricité destiné à remplacer le montant des aides aux mines de charbon. La base de ce nouvel impôt est la facturation de l'énergie électrique multipliée par le coefficient 1,05113. Son taux est de 4,864 %. Il s'applique sur l'ensemble du territoire national. La TVA s'applique également au montant de cet impôt.




### 3. Informations complémentaires

Le secteur espagnol de l'électricité compte près de 1 000 entreprises de génération et de distribution. Un petit nombre, regroupé dans l'UNESA, assurent plus de 97 % de la production du marché. Seul un tiers de ces entreprises sont réellement indépendantes et, outre qu'il s'est produit d'importants mouvements de concentration des entreprises, ayant abouti à la domination de la quasi-totalité du secteur par un petit nombre de groupes, sans préjuger du maintien d'un grand nombre de petites entreprises, surtout spécialisées dans la distribution.

Toutes ces entreprises sont actuellement privées.

Le ministère de l'Industrie et de l'Énergie est responsable de la réglementation du secteur en ce qui concerne les prix, la sécurité des personnes et des installations, les relations avec les clients et, en général, l'ensemble des normes et règlements relatifs au secteur de l'électricité.

En 1997, les données provisoires relatives à la production brute d'énergie électrique en Espagne continentale sont les suivantes :

|  | GWh     | %     |
|---|---------|-------|
| Hydroélectrique   | 33 118  | 21,0  |
| Thermique classique   | 69 005  | 43,8  |
| Thermique nucléaire   | 55 287  | 35,2  |
| Production totale   | 157 410 | 100.0 |

Le solde des échanges de l'Espagne avec l'étranger était négatif depuis 1993. L'Espagne importe traditionnellement de l'énergie de France et en exporte au Portugal et en Andorre. Cependant, ce solde a été positif en 1997 et a atteint 3 106 GWh.

Le tarif électrique au niveau global a été déterminé jusqu'au 31.12.1997 par l'application d'un système de coûts et revenus standards, constituant le "Marco Legal Estable" (cadre légal fixe), en vigueur depuis 1988. Conformément à ce système, le ministère de l'Industrie et de l'Énergie, sur rapport préalable de la Commission nationale du système électrique, présente annuellement au gouvernement la proposition de modification de tarif pour l'exercice commençant le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année.

Lorsque le gouvernement a approuvé le nouveau tarif en Conseil des Ministres, le ministère susmentionné fixe les prix maximaux applicables aux divers types de consommateurs et les publie au Journal Officiel de l'État. Ces prix sont uniques sur l'ensemble du territoire national.

### 4. Changements à compter du 1.1.1998


Les principaux changements introduits par la loi 54/97 dans le secteur de l'électricité à compter du 1.1.1998 sont les suivants :

- 4.1 La génération est organisée sur la base du principe de libre concurrence et sa rétribution repose sur l'organisation du marché de gros.
  - Pour assurer le bon fonctionnement de ce marché, on a créé les fonctions d'opérateur du marché et d'opérateur du système, chargés respectivement de la gestion économique en vue d'un

développement efficace du marché de production de l'électricité et du contrôle de la gestion technique du système électrique.

- On reconnaît de plus l'existence de coûts de transition au régime concurrentiel pour les sociétés possédant des installations de production d'énergie électrique, pendant une période maximale de dix ans permettant de préserver leur équilibre économique-financier durant leur période d'adaptation au nouveau système. Ces coûts seront répercutés sur l'ensemble des consommateurs.
  - Il est instauré un régime spécial de production d'électricité pour les installations ayant une grande efficacité énergétique, pour celles qui consomment des déchets et pour celles qui utilisent des ressources ou sources d'énergie renouvelables.
- 4.2 La fourniture d'énergie électrique est libéralisée graduellement, pour permettre aux consommateurs qualifiés la libre souscription de l'énergie, par leur accès direct au marché ou sous diverses formes contractuelles qui se développeront en fonction de l'évolution du marché.
- La considération de "consommateur qualifié" est déterminée par la consommation annuelle par point de fourniture ou par installation; le calendrier de libéralisation prévu commence en 1998 pour les consommateurs consommant plus de 15 GWh/an et pour les propriétaires d'installations de transport par chemin de fer, y compris le métro, l'ensemble des consommateurs devant être considérés comme qualifiés dans un délai de 10 ans (2007).
  - Cette libéralisation de la fourniture de l'énergie électrique est permise par :
    - le libre accès au réseau de transport et de "distribution" pour les consommateurs qualifiés par l'intermédiaire du système de péage de transit réglementé sous forme de tarifs d'accès;
    - la création de la fonction de "distributeur", qui se développera progressivement à mesure des progrès de la liberté de choix.
    - Conformément à la Loi, les "distributeurs" sont les personnes morales qui, ayant accès au réseau de transport et de distribution, ont pour rôle de vendre de l'énergie électrique aux consommateurs qualifiés.

Pour permettre l'adaptation à ce modèle, on prévoit de maintenir des tarifs intégraux pour ces consommateurs, dont ils pourront demeurer bénéficiaires s'ils décident de ne pas exercer leur condition de consommateurs qualifiés dans la mesure où ils n'accèdent pas à la libre souscription de leur énergie.

|  Calendrier de libéralisation de la consommation |  |
|---|--|
| 01.01.1998  | Consommateurs consommant > 15 GWh/an<br>Propriétaires d'installations de transport par chemin de fer, y compris le métro |
| 01.01.2000  | Consommateurs consommant > 9 GWh/an  |
| 01.01.2002  | Consommateurs consommant > 5 GWh/an  |
| 01.01.2004  | Consommateurs consommant > 1 GWh/an  |
| 01.01.2007  | Ensemble des consommateurs   |

- 4.3 La réglementation administrative des activités de transport et de distribution est maintenue; elle inclut la commercialisation au tarif, pour éviter les positions de domination dues à l'existence d'un réseau unique, mais à la différence que le libre accès au réseau est permis moyennant paiement de péages représentant la rétribution de ces activités. On garantit ainsi que la propriété des réseaux n'implique pas leur utilisation exclusive.
- Les distributeurs sont considérés comme des clients qualifiés et peuvent acquérir l'énergie qu'ils fournissent à leurs clients soumis au tarif, que ce soit sur le marché de l'électricité, en tant qu'agents accédant à celui-ci à son prix résultant, ou bien en vertu des mécanismes de libre souscription qui seront éventuellement adoptés.
  - Il est également instauré pour les petits distributeurs, auxquels s'applique un tarif D d'achat d'énergie, et qui ne sont pas soumis à la reconnaissance de coûts du Marco Legal Estable, une période transitoire de 10 ans leur permettant de s'adapter au nouveau système, pendant laquelle ils pourront demeurer soumis à un tarif.
- 4.4 On envisage d'imposer avant le 31 décembre 2000 la séparation juridique entre activités réglementées (transport et distribution) et non réglementées (génération et commercialisation). Tant que celle-ci ne sera pas effective, on exigera la séparation comptable entre chacune des activités établies par la loi : génération, transport, distribution et commercialisation.
- Les fonctions d'opérateur du système et d'opérateur du marché sont des activités réglementées qui doivent être exercées par des sociétés indépendantes.

## FRANCE

Les tarifs de l'électricité ont une structure binôme, avec d'une part une prime fixe en fonction de la puissance souscrite et d'autre part des prix de l'énergie différents selon les périodes tarifaires horo-saisonnnières, pour une année moyenne de 8 760 heures.

Il existe aussi plusieurs possibilités de moduler la puissance souscrite dans les périodes tarifaires. Dans ces cas, la puissance facturée est la puissance réduite; celle-ci est calculée à partir de la puissance souscrite en période de pointe et des éventuels suppléments de puissance dans les autres périodes tarifaires, affectés d'un coefficient réducteur. Les effacements de puissance dans une ou plusieurs périodes permettent donc aux clients de réduire leurs factures.

Toutefois, les consommations de référence retenues dans le cadre de la Directive du 29 juin 1990 sont considérées sans modulation de puissance souscrite; de même, seule l'option Base des tarifs est utilisée pour valoriser ces consommations de référence.

### 1. Tarif jaune

D'une manière générale, le Tarif Jaune est destiné à tous les clients souscrivant une puissance comprise entre 36 et 250 kVA. Il est proposé en deux options à date fixe (Base) ou EPJ en temps réel, avec chacune quatre périodes tarifaires, quatre prix de kWh.

Les souscriptions de puissance s'effectuent en puissance apparente (kVA). Elles tiennent donc compte du facteur de puissance de l'installation; de ce fait, il n'y a pas facturation séparée de l'énergie réactive. Néanmoins, la clientèle concernée a intérêt à maintenir son facteur de puissance dans des limites raisonnables, afin d'éviter une souscription trop importante de puissance apparente sur laquelle repose le calcul de la prime fixe.

## 2. Tarif vert

D'une manière générale, le Tarif Vert est destiné à tous les clients souscrivant une puissance égale ou supérieure à 250 kW, et est proposé selon les options dates fixes (Base) ou en temps réel (EPJ, Modulable).

La taille d'un client "Vert" détermine le choix de la sous-catégorie : A5 ou A8 de 250 à 10 000 kW et Vert B de 10 à 40 MW et Vert C au delà de 40 MW.

La version tarifaire appliquée (courtes utilisations, moyennes utilisations, ou très longues utilisations) dépend de la durée d'utilisation de la puissance souscrite.

Les souscriptions de puissance s'effectuent en puissance active (kW), pour chacune des périodes tarifaires horo-saisonnnières.

L'énergie active est facturée distinctement, avec des prix distincts pour chacune des 5, 8, 6 ou 4 périodes tarifaires horo-saisonnnières.

L'énergie réactive est fournie gratuitement :

- jusqu'à concurrence de 40 % de l'énergie active consommée ( $\text{tg } \Phi = 0,4$ ) pendant les heures de pointe en décembre, janvier et février et pendant les heures pleines en novembre, décembre, janvier, février et mars;
- sans limitation pendant les heures creuses en novembre, décembre, janvier, février et mars et pendant la totalité des mois d'avril, mai, juin, juillet, août, septembre et octobre.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive consommée au-delà de  $\text{tg } \Phi = 0,4$  est facturée mensuellement selon les barèmes de prix en vigueur.

## 3. Tarif bleu

D'une manière générale, le Tarif Bleu est destiné à tous les clients souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Ce tarif offre plusieurs options avec une, deux ou six périodes tarifaires, qui sont soit à dates fixes, (options Base, Heures Creuses) soit à dates déterminées en "temps réel" avec un préavis court (options EJP, tempo).

# IRLANDE

## 1. Locaux commerciaux et industriels de petite taille

Le tarif type comprend une prime fixe et deux prix pour le kWh, avec une réduction des prix pour une consommation supérieure à 8 000 kWh pour deux mois. Il existe un tarif optionnel jour/nuit, avec à la fois une prime fixe et un prix du kWh de jour plus élevé, mais avec une réduction importante en cas d'utilisation la nuit. Les deux tarifs comportent une surtaxe pour faible coefficient de puissance.

Il est par ailleurs possible d'avoir des prix du kWh différents pour des charges différentes, mais le câblage doit être distinct. Une prime fixe est due et les prix varient selon l'utilisation: électricité d'éclairage / d'entraînement, chauffage de procédé / de cuisine, chauffage de locaux / de l'eau. Ce tarif est réservé aux usagers existants et n'est pas accessible aux nouveaux abonnés.

## 2. Locaux commerciaux et industriels de moyenne et de grande taille

Les clients bénéficient normalement de tarifs basés sur la puissance maximale qui comprennent une prime de puissance maximale bimensuelle, une prime de capacité de service, des prix "nuit" et "jour" du kWh et une surtaxe pour faible coefficient de puissance.

Les primes de puissance maximale ne sont pas souscrites à l'avance. Cependant, la prime de capacité de service est payable en fonction du plus important des éléments suivants : la puissance maximale réelle bimensuelle, la puissance maximale facturable la plus élevée apparaissant sur l'une des 5 dernières factures bimensuelles, 70 % de la capacité totale en kVA mentionnée dans le contrat de fourniture du client ou 70 % de la demande de puissance la plus élevée enregistrée depuis mai 1996.

Les primes de puissance comprises dans le tarif basse tension sont les mêmes d'un bout à l'autre de l'année. Elles sont plus élevées dans les tarifs moyenne et haute tension en hiver (novembre - février) que le reste de l'année. Les primes de puissance sont normalement restreintes aux puissances atteintes au cours de la période 08h00-21h00 GMT, du lundi au vendredi compris. Toutefois, les clients qui informent l'ESB (Electricity Supply Board) de l'intention de réduire leur puissance au cours des heures de pointe d'hiver ont la possibilité de ne payer que pour la puissance correspondant aux heures de pointe, celles-ci étant notifiées aux clients chaque automne. Elles sont actuellement fixées entre 17h00 et 19h00, du lundi au vendredi.

Les primes de puissance maximale et de capacité de service sont réduites de 25 % pour une puissance comprise entre 500 kW et 2 500 kW et de 50 % pour les puissances supérieures à 2 500 kW.

La puissance est mesurée en kW avec une période "d'intégration" de 15 minutes. La puissance facturable est la puissance maximale réelle bimensuelle ou 50 % de la puissance maximale facturable la plus élevée apparaissant sur l'une des 5 factures bimensuelles précédentes. Pour les clients qui font connaître à l'ESB leur intention de réduire leur puissance au cours des heures de pointe d'hiver, la clause de 50 % ne s'applique pas pendant les périodes de facturation de novembre/décembre ou de janvier/février.

Tous les tarifs comportent des prix du kWh distincts selon qu'il s'agit du jour ou de la nuit. La nuit est de 9 heures (23h00-08h00 GMT). En outre, les tarifs de 38 kV et 110 kV ont un prix du kWh plus élevé en hiver qu'en été. Les tarifs "jour" du kWh sont à tranches. Un prix "jour réduit" s'applique après les 350 premiers kWh/kW de la puissance maximale facturable pour chacune des périodes de facturation bimensuelle.

Les primes de puissance sont augmentées de 2,5 % par centième d'unité ou par fraction de centième d'unité pour laquelle le facteur de puissance moyen au cours de chaque période de facturation est inférieur à 0,95. Aucun rabais n'est accordé si le facteur de puissance dépasse 0,95.

Un rabais est possible pour les puissances interruptibles supérieures à 250 kW.

## ITALIE

### 1. Tarifs

Sur le territoire national, les tarifs électriques sont unifiés depuis 1961 en ce qui concerne tant la structure des barèmes que le niveau des prix. Ces derniers se différencient en fonction des principales caractéristiques de la fourniture, c'est-à-dire : tension d'alimentation, puissance souscrite, durée d'utilisation et période de prélèvement, et sont articulés par grandes catégories d'utilisation : éclairage public, usages domestiques, usages dans des locaux et lieux autres que les locaux d'habitation, usages agricoles et revendeurs.

Le système tarifaire italien prévoit des tarifs de type binôme simple ou multihoraire, avec prime de puissance fixe proportionnelle à la puissance souscrite, exprimée en lires par kW (en lires/mois pour les usages domestiques) et un prix en fonction de l'énergie consommée, exprimé en lires par kWh.

### 1.1 Usages domestiques

Les fournitures dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 3 kW sont différenciées selon qu'elles sont effectuées au domicile de l'utilisateur ou pas.

Les fournitures qui sont réalisées au domicile du consommateur se subdivisent en quatre tranches de consommation dont les prix sont croissants : jusqu'à 75 kW, de 76 à 150 kW, de 151 à 225 kW et au-dessus de 225 kW par mois. Seules les consommations relevant des trois premières tranches bénéficient de prix réduits; la partie de la consommation qui excède 225 kW est soumise aux prix prévus pour les autres utilisateurs (plus de 3 kW et non-résidents).

Afin de limiter le nombre de clients qui profitent de cet avantage, la disposition n°15/93 du Comité ministériel des prix (CIP) a introduit un mécanisme de récupération graduelle des réductions, jusqu'à leur épuisement. Ainsi, celles-ci ne sont accordées intégralement qu'aux clients qui ont une puissance souscrite de 1.5 kW et dont la consommation mensuelle va jusqu'à 150 kW et à ceux qui ont une puissance comprise entre 1.5 et 3 kW pour une consommation mensuelle allant jusqu'à 220 kW.

Au-delà de ces seuils, la réduction baisse progressivement à partir de la première tranche de consommation. Dans la pratique, lorsque l'on dépasse les limites, la consommation à laquelle s'applique le prix réduit est diminuée du nombre de kW qui excèdent les chiffres précités et le prix plein est d'application.

Les consommateurs qui ont une puissance supérieure ou égale à 6 kW ont la faculté de demander, à la place des tarifs normaux, des tarifs bihoraires.

Pour les autres usagers domestiques, le tarif est de type binôme simple avec prime fixe mensuelle et prix au kWh.

### 1.2 Fournitures dans des locaux et lieux autres que les locaux d'habitation, en basse tension et en moyenne tension jusqu'à 400 kW

Les tarifs appliqués sont de type binôme simple.

Aucune nouvelle modification structurelle n'est intervenue après la restructuration de 1994.

Il existe trois types de tarifs pour les clients basse tension, selon l'utilisation (basse, moyenne ou élevée). Les consommateurs qui disposent d'une puissance supérieure ou égale à 25 kW, servant à alimenter des fours électriques destinés à la production d'aliments ou une entreprise agricole, peuvent demander l'application d'un tarif bihoraire. Il est prévu la possibilité d'une puissance souscrite différente suivant qu'il s'agit d'heures pleines ou d'heures creuses à la condition, toutefois, que pour les heures creuses la puissance souscrite ne soit pas inférieure à 25 kW.

Comme par le passé, en outre, des tarifs sont prévus pour des fournitures limitées aux périodes nocturnes, avec une puissance souscrite de plus de 100 kW.

### 1.3 Tarifs agricoles

Des tarifs spéciaux sont prévus pour les usages agricoles, pour les coopératives d'amélioration foncière: ces tarifs tiennent compte des périodes particulières de prélèvement des utilisateurs.

#### **1.4 Fourniture dans des locaux autres que les locaux d'habitation en moyenne tension (jusqu'à 50 kV) avec puissance souscrite supérieure à 400 kW et en haute tension (au-delà de 50 kV) avec puissance souscrite au-delà de 500 kW**

Les tarifs appliqués sont de type binôme multihoraire avec prix différenciés par tranches horaires et saisons de prélèvement.

Les périodes saisonnières sont les suivantes :

- hiver (six mois), de janvier à mars et d'octobre à décembre;
- été (six mois), d'avril à septembre.

Les plages horaires sont :

- heures de pointe (520 heures);
- heures de haute charge (1 812 heures);
- heures de moyenne charge (1 253 heures);
- heures creuses (5 175 heures).

Pour chaque niveau de tension (jusqu'à 50 kV, de 50 à 100 kV, de plus de 100 à 200 kV), il y a quatre variantes tarifaires en fonction des niveaux d'utilisation de la fourniture: basse, moyenne, élevée et très élevée.

Les consommateurs qui bénéficient de tarifs multihoraires peuvent souscrire des valeurs de puissance différentes pour les différentes tranches horaires, à condition toutefois que les puissances aillent croissant des heures de pointe vers les heures de plus basse charge (heures creuses).

#### **1.5 Contrôle de la puissance**

La prime de puissance est calculée en fonction de la puissance souscrite. L'éventuel appel en excès est réglementé comme suit :

- jusqu'à 30 kW, il est prévu pour le distributeur la possibilité d'installer un dispositif limitant la puissance à 110 % de la puissance souscrite;
- au-delà de 30 kW, un enregistreur de la puissance prélevée est installé : dans le cas de prélèvements supérieurs à la puissance souscrite, pour le seul mois pour lequel il y a eu dépassement, on applique les pénalités suivantes :
  - trois fois la prime mensuelle correspondant à la puissance souscrite par contrat, pour les prélèvements excédentaires ne dépassant pas 25 % de cette puissance souscrite,
  - quatre fois la prime mensuelle correspondant à la puissance souscrite par contrat, pour les prélèvements dépassant 25 % de cette puissance.

En cas de dépassement systématique de plus de 25 % de la puissance souscrite, l'utilisateur est tenu d'adapter son contrat en fonction de ses besoins accrus.

#### **1.6 Energie réactive**

La valeur du facteur de puissance instantané correspondant à la charge maximale prélevée ne doit pas être inférieure à 0,9; la valeur moyenne mensuelle ne doit pas être inférieure à 0,7. En cas d'utilisateurs à tarifs multihoraires, référence est faite à la charge maximale prélevée durant les heures de pointe et durant les heures de haute et moyenne charge, mesurée séparément au cours de chacune des tranches horaires sus-indiquées. Lorsque la valeur moyenne mensuelle est inférieure, on procède, pour les seules fournitures avec puissance supérieure à 6 kW, à la facturation de pénalités progressives pour les

quantités d'énergie réactive numériquement comprises entre 50 % et 75 % et pour celles qui excèdent 75 % du prélèvement correspondant d'énergie active.

## 2. Dispositions en matière de prix

### 2.1 Autorité de réglementation

L'autorité de réglementation dans le domaine de l'énergie électrique et du gaz a été instituée par la loi n°481 du 14 novembre 1995, qui contient les dispositions relatives à la concurrence et à l'organisation des services d'utilité publique.

Cette loi a une importance considérable, à la fois parce qu'elle établit de nouvelles règles pour la gestion du service de fourniture d'électricité et parce qu'elle supprime un obstacle au démarrage du processus de vente des participations actionnaires de l'État dans les organismes publics transformés en sociétés par actions, parmi lesquels figure l'Enel.

La loi vise :

- à garantir la promotion de la concurrence et de l'efficacité dans le secteur des services d'utilité publique;
- à assurer des niveaux de qualité appropriés dans ces mêmes services, dans des conditions de rentabilité;
- à définir un système tarifaire certain, transparent et basé sur des critères prédéfinis. Ce système doit en outre concilier les objectifs économiques et financiers des opérateurs avec les objectifs généraux à caractère social, de protection de l'environnement et d'utilisation efficace des ressources.

L'autorité de réglementation est un organe collégial composé de trois membres, dont un président. Leur mandat est de sept ans et n'est pas renouvelable. La structure de l'autorité comprend les secteurs et services suivants :

- le secteur de l'électricité;
- le secteur du gaz;
- le secteur des consommateurs;
- le service de l'administration et du personnel;
- le service législatif et juridique;
- le service de la documentation et des études;
- le bureau spécial chargé des relations extérieures et des rapports avec les médias.

L'autorité de réglementation, qui agit en totale autonomie et avec une indépendance de jugement et d'évaluation, a été investie en matière tarifaire de toutes les tâches qui étaient précédemment effectuées par le gouvernement à travers le Comité ministériel des prix (CIP) et, plus récemment, par le ministère de l'Industrie, ainsi que d'autres missions de nature diverse qui combinent des fonctions de réglementation, de proposition, de consultation ou de surveillance et de contrôle.

Afin de réaliser les objectifs fixés par la loi, l'autorité de réglementation devra :

- définir un système tarifaire certain, transparent et basé sur des critères prédéfinis;
- établir et mettre à jour le tarif de base, les paramètres et les autres éléments de référence, compte tenu de l'évolution du marché;
- déterminer les modalités de récupération des coûts éventuellement supportés dans l'intérêt général, dans le but d'assurer la qualité, l'efficacité du service et sa diffusion adéquate sur le territoire national;



- arrêter des orientations en vue d'assurer l'identification des différentes composantes tarifaires, en les séparant de toute taxe et de toute charge impropre;
- vérifier la conformité des propositions de mise à jour des tarifs;
- promouvoir la protection des intérêts des utilisateurs et des consommateurs, en tenant compte de la réglementation communautaire en la matière et des orientations de politique générale formulées par le gouvernement;
- assurer que les conditions des services bénéficient de la plus large publicité;
- évaluer les réclamations, les demandes et les notifications transmises par les consommateurs ou par leurs associations en ce qui concerne le respect du niveau de qualité et de prix, en intervenant dans des procédures de conciliation ou d'arbitrage entre les parties;
- garantir l'égalité de traitement des consommateurs.

Au sens de la loi n° 481 du 14 novembre 1995 (article 2, dix-septième alinéa), on entend par "tarif" le prix unitaire maximal du service, déduction faite des taxes.

La mise à jour de la composante tarifaire relative aux coûts fixes est effectuée, selon la méthode du prix plafond, sur la base des paramètres suivants :

- le taux de variation annuel moyen, relatif aux douze mois précédents, des prix à la consommation pour les familles d'ouvriers et d'employés, tel qu'il est établi par l'Istat;
- l'objectif de variation du taux annuel de productivité, fixé pour une période d'au moins trois ans.

La proposition de mise à jour des tarifs doit tenir compte :

- de l'amélioration de la qualité du service par rapport à des normes établies à l'avance, pour une période d'au moins trois ans;
- des coûts résultant d'événements imprévisibles et exceptionnels, de modifications du cadre réglementaire ou de l'évolution des obligations de service universel;
- des coûts supportés dans l'intérêt général (qualité, efficacité du service, réalisation d'objectifs généraux à caractère social ou de protection de l'environnement).

La proposition de mise à jour doit être présentée par les exploitants du secteur de l'électricité pour le 30 septembre de chaque année.

L'autorité de réglementation dispose de 45 jours pour vérifier la proposition, qui est réputée approuvée si cet organisme ne demande pas d'éclaircissements ou d'informations complémentaires. Dans le cas contraire, le délai est prolongé de 15 jours.

Les nouveaux tarifs entrent en vigueur à partir du 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivante.

La loi n°481 de 1995 prévoit que la mise à jour de la composante tarifaire relative aux coûts variables est effectuée :

- sur la base de mécanismes de calcul automatiques, selon des critères définis par l'autorité de réglementation, qui tiennent compte de facteurs d'efficacité et de l'évolution du prix du marché d'un panier de combustibles;

- directement par les exploitants, une vérification a posteriori étant réalisée par l'autorité de réglementation.

Dans sa délibération n°70 du 26 juin 1997, cette dernière a déjà déterminé un mécanisme pour la couverture du coût variable, dont les grandes lignes sont les suivantes :

- dans le cas de la production thermoélectrique, la redevance unitaire est la même indépendamment des combustibles utilisés;
- cette redevance est calculée à partir d'un panier de matières premières spécifique et de valeurs prédéterminées de la gamme de produits et de la consommation spécifique;
- en ce qui concerne les importations, la redevance maximale est la même que celle de la production thermique;
- la mise à jour de la redevance est effectuée directement par l'autorité de réglementation tous les deux mois.

A ce jour, quatre mises à jour des tarifs ont déjà été opérées.

### 3. Structure de l'ENEL

Le 21 novembre 1996, conformément aux orientations européennes et aux dispositions gouvernementales relatives à l'organisation du secteur de l'électricité, l'Enel s'est doté d'un nouveau cadre organisationnel en vue d'améliorer la qualité et l'efficacité de ses services. La nouvelle structure est décrite brièvement ci-après :

- la haute direction comprend le président, le vice-président, l'administrateur délégué, le directeur général et le directeur général adjoint. Sous son autorité, trois nouvelles divisions, qui sont entièrement responsables de leurs activités et disposent d'une large autonomie opérationnelle et de gestion, sont chargées respectivement de la production, de la transmission et de la distribution;
- la division "Production", qui aura pour tâche de "rendre disponible la puissance et la production d'énergie électrique au moindre coût, dans le respect de paramètres de service spécifiques", est composée de 10 directions "Production thermoélectrique", de 8 directions "Production hydroélectrique" et d'une direction "Production géothermique";
- la division "Transmission", qui est compétente dans le domaine du transport et de la répartition de l'électricité, devra "garantir l'excellence du service en termes de sécurité et de fiabilité du système électrique dans son ensemble, en minimisant les coûts correspondants". Elle s'articule en 8 directions "Transmission" et 8 centres de répartition;
- la division "Distribution", qui devra "fournir un service de très haute qualité à des coûts compétitifs, dans le respect de la charte des services et des objectifs de fidélisation de la clientèle", est constituée de 14 directions "Distribution" et de 147 "zones".
- La structure administrative, qui est chargée de l'orientation, du contrôle et de la consolidation, se subdivise comme suit :
  - secrétariat technique et relations institutionnelles et internationales;
  - secrétariat social et juridique;
  - relations extérieures;
  - rapports avec l'autorité de réglementation;
  - finance;
  - administration et contrôle;
  - planification stratégique;

- personnel, organisation et services;
  - achats et appels d'offres;
  - audit.
- Les services techniques et de gestion sont entièrement responsables de leurs performances économiques; les recettes proviendront des contrats de prestation de services conclus avec les divisions opérationnelles ou avec la structure administrative ou, dans certains cas, de commandes extérieures.

Ces services sont les suivants :

- "Immobilier et services généraux", qui devra gérer le patrimoine immobilier et privé de l'Enel et fournir les services généraux; il sera chargé des opérations de conseil en immobilier, de la gestion administrative des immeubles privé de l'Enel et des travaux d'entretien extraordinaire;
- "Ingénierie et bâtiment", qui devra fournir des services d'ingénierie et construire des installations "clés en main"; il sera responsable de la conception et de la réalisation d'installations, pour répondre à des commandes internes ou externes, et des activités commerciales y afférentes;
- "Recherche et services technologiques", qui devra effectuer des activités de recherche et de développement portant sur des solutions novatrices contribuant à la compétitivité de l'entreprise et permettant d'utiliser efficacement les ressources de l'environnement; il sera responsable de l'exécution des projets de recherche à caractère stratégique et de l'expérimentation de nouvelles technologies;
- "Activités nucléaires", qui devra assurer le déclassement des quatre centrales nucléaires mises à l'arrêt, gérer la participation à la centrale NERSA de Creys-Malville et effectuer des déclassements pour le compte de tiers; il sera responsable des activités de "mise sous cocon" des installations, de l'évacuation du combustible, de l'élimination des déchets et de la vente du combustible neuf;
- "Télécommunications", qui aura pour mission de fournir des services aux clients internes de l'Enel et de conclure des affaires sur le marché externe; il sera responsable de la conception, de la planification, de la réalisation et de l'exploitation du réseau, ainsi que de l'entretien des installations;
- "Systèmes informatiques", qui devra gérer toutes les activités de l'Enel dans le domaine informatique, sera responsable de la planification, du développement et de l'entretien des systèmes informatiques, de la gestion des centres de calcul et de l'assistance aux utilisateurs.

Le 25 novembre 1997, l'entreprise WIND Telecomunicazioni S.p.A. a été créée, dont l'Enel détient 51 % du capital social et les sociétés Deutsche Telekom et France Télécom 24,5 % chacune. L'Enel mettra son réseau téléphonique, qui s'étendra jusqu'à atteindre 12 000 km d'ici 1999, à la disposition de cette nouvelle société, qui se propose d'offrir des services de téléphonie fixe et mobile.

**Taxes applicables aux fournitures d'énergie électrique**

| Taxes                          | Usages domestiques   |              | Autres usages  |                  |                  | Consommation propre des entreprises autoproductrices  |
|--------------------------------|----------------------|--------------|--|------------------|------------------|---|
|                                | Résident             | Non-résident | Jusqu'à 30 kW  | De 31 à 3 000 kW | Plus de 3 000 kW |   |
|                                | Lires/kWh            |              |  |                  |                  |   |
| Fiscale <sup>(1)</sup>         | 9,10 <sup>(2)</sup>  | 9,10         | 4,10 jusqu'à 200 000 kWh/mois<br>2,45 au-dessus de 200 000 kWh/mois  |                  |                  | 1,10 jusqu'à 200 000 kWh/mois <sup>(4)</sup><br>0,65 au-dessus de 200 000 kWh/mois <sup>(4)</sup> |
| Additionnelle <sup>(3)</sup> : |                      |              |  |                  |                  |   |
| - communale                    | 28,00 <sup>(2)</sup> | 28,00        | 6,5 jusqu'à 200 000 kWh/mois   |                  |                  |   |
| - provinciale                  | -                    | -            | 11,5 jusqu'à 200 000 kWh/mois  |                  |                  |   |
| - fiscale                      | 8,00 <sup>(2)</sup>  | 11,50        | 7,00   | 10,50            | 4,00             | 4,00  |
| TVA                            | 10 %                 |              | 10 % pour les usages domestiques et pour les activités industrielles, manufacturières, extractives, arts graphiques, édition et similaire, ainsi que pour les locaux et lieux destinés à accueillir des collectivités (casernes, écoles, etc.) à condition que la fourniture ne soit pas destinée à l'exploitation d'une entreprise.<br><br>19 % pour les autres activités |                  |                  |   |

- (1) Taxe réduite de moitié pour toutes les fournitures aux entreprises travaillant à la reconstruction des territoires de la Valtellina pendant une durée de 10 ans (loi n° 102 du 2/5/1990, art. 11, sixième alinéa).
- (2) A l'exclusion des premiers 150 kWh/mois pour les fournitures jusqu'à 3 kW. Lorsque la consommation mensuelle dépasse 150 kWh pour les utilisateurs jusqu'à 1,5 kW et 220 kWh pour ceux entre 1,5 et 3,0 kW, le nombre de kWh exemptés est progressivement réduit jusqu'à épuisement des kWh au-delà des limites, avec facturation de ces kWh dans les tranches prévues pour l'utilisateur résident.
- (3) N'est pas assujettie aux taxes additionnelles l'énergie électrique utilisée comme matière première dans les processus industriels électrochimiques et électrométallurgiques, y compris les activités sidérurgiques et des fonderies (décret-loi n° 250 du 28/06/95 converti en loi n°349 du 08/08/95).
- (4) Taux applicables à la consommation propre des entreprises industrielles et hôtelières (loi n°507 du 29/11/95). Du 24/02/95 au 30/11/95, les taux ont été unifiés à 4,10 et 2,45 liras/kWh (décret-loi n°109 du 07/04/95).

## LUXEMBOURG

A l'exception du secteur sidérurgique qui possède son propre réseau et dont la desserte est prise en charge par SOTEL, la distribution d'énergie électrique est assurée par la Société CEGEDEL soit directement, soit par l'intermédiaire de revendeurs (communes ou particuliers, au nombre de 12 actuellement).

Les tarifs actuels, qui font l'objet de l'accord du 2 août 1991 entre le Gouvernement et CEGEDEL, sont unifiés sur toute l'étendue du territoire luxembourgeois, sous réserve de certaines différences d'importance mineure en ce qui concerne les villes de Luxembourg et d'Esch-sur-Alzette.

Les conditions tarifaires dépendent essentiellement du niveau de la tension de fourniture. En moyenne tension, les tarifs prévoient un encouragement à l'effacement de puissance au cours des heures de pointe.

La période d'intégration est de 30 minutes.

Tous les éléments des tarifs varient proportionnellement à un indice particulier pour la basse, la moyenne et la haute tension respectivement. Dans ces indices économiques électriques interviennent, en proportions différentes, les variations des principaux composants du coût de revient de l'énergie électrique pour la société distributrice.

Des redevances de compteurs sont perçues indépendamment du tarif en basse, en moyenne et en haute tension.

### **1. Fournitures excédant quelques dizaines de kW jusqu'à des puissances ne justifiant pas techniquement un niveau de tension supérieur à 20 kV : tarif binôme bi-horaire.**

- Redevance fixe fonction de la puissance appelée dans trois périodes tarifaires distinctes :
  - "pointe" : heures de grandes charges pendant la période hivernale;
  - "jour" : de 6 h à 22 h en dehors des heures de pointe;
  - "nuit" : de 22 h à 6 h tous les jours.
- Prix  $P_1$  du kWh pendant la période "pointe" et le "jour".
- Prix  $P_n$  du kWh pendant la "nuit", avec  $P_n < P_1$ .

### **2. Fournitures importantes nécessitant un niveau de tension supérieur à 20 kV.**

Ces fournitures destinées aux gros consommateurs alimentés en 65 ou 220 kV ne font pas l'objet de contrats publiés.

## **PAYS-BAS**

### **1. Structure des tarifs de l'électricité**

Aux Pays-Bas, la consommation totale d'électricité est de l'ordre de 80 000 GWh par an. Les sociétés néerlandaises distributrices d'électricité fournissent pratiquement la totalité de la puissance appelée. Une catégorie d'utilisateurs - essentiellement les utilisateurs industriels - assurent eux-mêmes une partie de leur fourniture énergétique. Les sociétés distributrices achètent aux entreprises productrices d'électricité près de 90 % de leurs ventes totales d'électricité, et 10 % environ à des usagers dotés de leur propre capacité de production, que ce soit des industriels, des entreprises de traitement des déchets ou des producteurs privés. Elles gèrent également une partie de la production d'électricité. Les importations et exportations d'électricité sont de la responsabilité du secteur de la production.

### **2. Principe de base de la tarification**

L'objectif des sociétés distributrices est de fournir l'électricité au consommateur final, au tarif le plus bas possible. Ce dernier est établi sur la base du prix coûtant auquel on ajoute un coefficient de majoration (c.-à-d. prix d'achat, moins frais, plus charges d'exploitation, plus bénéfices nets = tarif de vente), ce qui donne le barème de prix appliqué au consommateur final. EnergieNed négocie, avec le secteur de la production, les prix d'achat de l'électricité pour le compte des sociétés distributrices d'énergie électrique, et fixe les tarifs maximums pour les consommateurs finals.

### 3. Tarifs d'achat

À partir de 1997, une restructuration du tarif d'achat de l'électricité a permis de mettre en place un système de "tarifs de production centralisée" qu'utilisent les sociétés distributrices. Ces dernières ont par ailleurs signé avec les producteurs un accord sur 4 ans (1997-2000) établissant une tarification au kW et au kWh sur la base du prix coûtant. Ces tarifs, dénommés LBT (tarif de base national) et RTB (tarif de base régional), couvrent en principe les coûts de la production centralisée qu'elle soit mise en commun ou non. Depuis 1997, les variations des coûts de production ne dépendent donc plus que de l'évolution des coûts de la production électrique décentralisée.

### 4. Contrats de fourniture liés au niveau de puissance

Le système est régi par une distinction entre les différents types de puissances appelées. Chaque distributeur souscrit auprès d'un producteur donné, un contrat annuel pour la fourniture de la puissance électrique dont il a besoin. Le contrat de fourniture prévoit trois choix de puissance possibles, à savoir :

- une puissance de base;
- une puissance intermédiaire;
- une puissance de pointe.

Cette classification des puissances appelées, est basée sur la durée de fonctionnement<sup>(1)</sup>. La puissance de base est la puissance dont la charge dépasse 7 000 heures par an. La puissance intermédiaire correspond à une charge inférieure à 7 000 heures mais supérieure à 2 000 heures par an, donc inférieure à la puissance de base. Enfin, la puissance de pointe correspond à une charge inférieure à 2 000 heures par an, donc inférieure aux puissances intermédiaire et de base.

Chaque société distributrice détermine elle-même la ventilation des différentes quantités par type de puissance fournie, pour les différentes périodes d'utilisation dans l'année.

Types de puissance appelée :

- puissance de pointe : charge < 2 000 heures;
- puissance intermédiaire : 2 000 < charge < 7 000 heures;
- puissance de base : charge > 7 000 heures.

### 5. Tarification de la production centralisée

Les prix au kW et au kWh des différentes catégories de puissance appelée sont fixés de telle manière que la puissance de base soit constamment au coût le plus faible pour les durées de fonctionnement les plus longues, et que la puissance de pointe soit également au coût le plus faible, mais pour les durées de fonctionnement les plus courtes. Entre les deux, s'établit la puissance intermédiaire. La fourniture d'une puissance ayant fait l'objet d'un contrat implique un engagement préalable sur la quantité fournie (en kW) des différentes catégories de puissance souscrite. Les quantités d'énergie fournie (kWh) ne font pas l'objet d'un contrat.

Le décompte se fait comme suit :

Toute livraison d'une puissance électrique se règle sur la base des quantités souscrites par contrat, indépendamment de la charge effective. La prime au kWh, applicable à la charge de base, vaut pour tous les kWh consommés à partir de 0 et jusqu'à la puissance de base prévue dans le contrat. Les prix au kWh pour la puissance intermédiaire s'appliquent à toute consommation d'énergie dépassant le niveau contractuel de puissance de base et atteignant la somme des puissances de base et intermédiaire prévues dans le contrat. La prime au kWh pour la puissance de pointe s'applique à l'énergie consommée pour toute puissance souscrite supérieure à la somme des puissances de base, intermédiaire et de

---

(1) La durée de fonctionnement se définit ici comme étant la quantité d'énergie (en kWh) divisée par la charge maximale enregistrée (en kW).

pointe. Le coût des combustibles est inclus dans le prix au kWh. Il est possible de faire un réajustement de ce coût, et donc des prix au kWh, tous les trois mois.

Pour chaque catégorie de puissance, il existe trois prix différents au kWh qui correspondent à différentes périodes dans la semaine, à savoir :

- un prix contractuel normal, applicable les jours ouvrables, entre 7 h et 23 h;
- une remise de 0,8 cent/kWh sur le prix contractuel normal, applicable le week-end et les jours fériés, entre 7h et 23h;
- une remise de 1,7 cent/kWh sur le prix contractuel normal, applicable aux heures de nuit, entre 23h et 7h le lendemain matin.

Les jours fériés sont : le nouvel an, le lundi de Pâques, l'anniversaire de la reine, le jeudi de l'Ascension, le lundi de Pentecôte, le jour de Noël et le lendemain de Noël ("Boxing day").

## 6. Dépassement des puissances souscrites

Si la puissance consommée dépasse la somme des différentes puissances souscrites (de base, intermédiaire ou de pointe), on applique un tarif de 1,25 NLG/kWh. Au-dessus de ce plafond, tout excédent de consommation n'est plus décompté.

Il n'y a pas d'engagement du type "on ne paye que si on consomme" pour les quantités souscrites par catégorie de puissance, ni de majoration pour toute consommation en excédent. Sur ce point, voir également le chapitre "Calcul de coût".

## 7. Autres catégories de puissance

En plus des catégories décrites ci-dessus, la société distributrice peut passer un contrat pour la fourniture d'une puissance temporaire, auprès d'unités décentralisées dont la puissance nominale est supérieure à 25 MW, afin de répondre à une demande de consommation supplémentaire, pour des raisons d'indisponibilité programmée ou non. Il existe deux types de puissance temporaire : la puissance de coupure et la puissance de révision. Dans les deux cas, ce sont les clauses régissant les autres catégories de puissance qui, en principe, s'appliquent s'il y a dépassement de la période contractuelle.

### 7.1 Puissance de révision

La société distributrice a la possibilité de signer un contrat pour la fourniture d'une puissance appelée aux fins de révision. Il est prévu une prime au kW/semaine, la période contractuelle minimale étant d'une semaine. Sous réserve de prendre en compte certains paramètres, la société distributrice a la possibilité de signer un contrat de programmation sur une année civile donnée, correspondant à une puissance spécialement allouée à la révision de certaines unités de production qu'il faudra spécifier par la suite. Ce type de contrat est soumis aux conditions suivantes :

- la puissance de révision ne vaut que pour une période limitée;
- tout contrat visant la fourniture d'une puissance de révision peut également ne concerner qu'une partie de la puissance nominale;
- le calendrier du programme de révision doit être fixé au mois de septembre de l'année qui précède;
- le programme des révisions est fixé d'un commun accord entre l'exploitant, la société distributrice et la SEP; celle-ci doit également indiquer les mois pendant lesquels il est possible de souscrire une puissance de révision (en pratique, d'avril à octobre);

- la société distributrice a la possibilité d'adapter, en cours d'année, le planning de révision des différentes unités prévues au programme.

## 7.2 Puissance de coupure

Pour faire face aux interruptions non-programmées d'unités de production dont il faudra par la suite préciser la liste, la société distributrice peut souscrire un contrat prévoyant une puissance de coupure. Ce contrat est soumis aux conditions suivantes :

- la puissance de coupure souscrite peut ne concerner qu'une partie de la puissance nominale;
- le prix pratiqué correspond en principe à la durée maximale d'utilisation; il est possible de souscrire pour une puissance de coupure appelée par tranches de 24 heures, plafonnée à 13 x 24 heures. Ces dispositions valent quel que soit le moment de la journée, et indépendamment du niveau de puissance de l'utilisateur en question ou de la société distributrice en cause à ce moment-là;
- toute coupure doit être signalée instantanément à SEP. EnergieNed peut alors décider de procéder à une enquête sur l'affectation réelle de ladite puissance de coupure.

En plus des tarifs appliqués aux différents produits, notamment les trois catégories de puissance, la puissance de coupure et la puissance de révision, il existe des tarifs applicables aux services : un tarif pour l'interconnexion de réseaux couvrant les coûts de transport d'énergie au niveau national, et un nouveau tarif créé pour la réserve d'exploitation.

## 8. Tarifs applicables à la réserve d'exploitation

Le coût de la réserve d'exploitation est couvert par deux tarifs, à savoir :

- un tarif au kWh applicable à tous les kWh appelés par la société distributrice et fournis par les unités de production centralisée;
- une prime annuelle au kW versée par la société distributrice pour la puissance nominale de toutes les unités décentralisées opérant parallèlement au réseau dans la zone desservie, et indépendamment de leur forme de gestion ou de propriété. Les puissances d'origine éolienne font exception à la règle. Après une première mise en service ou arrêt définitif en cours d'année, le montant peut être modulé en fonction de la durée réelle d'exploitation.

## 9. Tarifs de réseau interconnecté

Le décompte des frais de transport d'énergie au niveau national se fait sur la base d'une réglementation en vigueur depuis 1996 qui prévoit "une indemnité pour frais de réseau interconnecté".

## 10. Mesures particulières

Afin de couvrir les coûts du plan stratégique, de la R & D, et ceux afférents à l'environnement ou à d'autres éléments, le décompte s'établit en fonction de la répartition de charge au niveau national du deuxième semestre 1993 et du premier semestre 1994; c'est ce que l'on appelle le "flux historique".

## 11. Calcul du coût

La nouvelle méthodologie applicable aux décomptes présuppose que le montant des dépenses fixes est connu d'avance. Pour calculer les coûts, on passe donc par les étapes suivantes :



- en septembre de l'année qui précède, les prix, les tarifs et les mesures sont déterminés d'après les informations sur les volumes de fourniture disponibles à ce moment-là;
- en novembre de l'année qui précède, les prix, les tarifs et les mesures sont définitivement fixés pour le calcul estimatif;
- l'année suivante, on calcule le montant total des dépenses fixes résultant de l'ensemble des opérations de consommation d'énergie, des différentes puissances contractuelles, y compris celles de coupure et de révision, ainsi que des services proposés en matière de réserve d'exploitation et de réseau interconnecté. On calcule ensuite avec la société distributrice, le différentiel de coût par rapport à la couverture réelle des coûts fixes, en fonction du "flux historique".

## 12. Tarif de redistribution

Pour des raisons de protection de l'environnement, une quantité de plus en plus grande d'énergie électrique est produite aux Pays-Bas, par des unités de production décentralisées, comprenant des installations mixtes de production thermique et électrique, des éoliennes et des stations d'incinération de déchets. Cette capacité décentralisée, qui représente environ 20 % de la puissance totale installée aux Pays-Bas, est exploitée par des entreprises et personnes privées, souvent en collaboration avec des sociétés distributrices d'électricité. Leur rentabilité dépend du tarif concédé pour la fourniture au réseau public. EnergieNed négocie avec les groupes d'intérêt des autoproducteurs, des tarifs de redistribution, en partant du principe que les sociétés distributrices réalisent des économies sur les coûts d'achat de l'électricité.

## 13. Tarifs de vente

Le tarif maximum de vente répercuté au consommateur final est fixé chaque année, en fonction de l'évolution des dépenses de production et de fourniture.

## 14. Structure de la tarification des ventes

Il existe 3 types de tarifs appliqués au consommateur final :

- petits consommateurs;
- consommateurs industriels;
- gros consommateurs industriels.

### 14.1 Petits consommateurs

Ce tarif s'applique à la fourniture d'un courant dont l'intensité n'excède pas 3 x 80 A, et pour un plafond de consommation de 100 000 kWh environ.

Ce tarif comprend :

- des primes fixes pour compteurs à simple ou double tarif, permettant de couvrir les frais de consommation, qui se décomposent en frais de collecte et de compteur;
- un prix au kWh pour les heures à tarif normal et pour les heures à tarif bas, incluant la composante "combustibles", en tant qu'élément séparé. Le prix au kWh est une prime couvrant les coûts de production, de transport et de distribution de l'énergie, hors coût des combustibles. Le coût des combustibles au kWh est calculé en fonction du prix d'achat de la société distributrice, sur la base des deux tarifs LBT (tarif national) et RBT (tarif régional). Certaines corrections peuvent ensuite y être apportées, la plus importante concernant les surcharges du réseau et les pertes de transformation;

- un tarif par puissance différenciée qui s'applique dès que l'intensité transmise dépasse  $3 \times 25$  A. Ce prix fixe unitaire est une prime perçue pour la puissance fournie à la majorité des petits consommateurs. La charge fournie aux petits consommateurs n'étant pas mesurée individuellement, ce tarif est basé sur le niveau de transmission.

#### 14.2 Consommation industrielle

Ce tarif s'applique aux consommateurs raccordés au réseau de moyenne et basse tension, pour un niveau de puissance appelée supérieur à 100 000 kWh, ou une puissance disponible dépassant 50 kVA.

Ce tarif se compose des éléments suivants :

- des primes fixes pour les compteurs à simple ou double tarif, permettant de couvrir les frais de consommation;
- une prime proportionnelle en fonction de la puissance : cette prime proportionnelle au kW couvre une partie des coûts de production, de transport et de distribution d'énergie. Elle comporte des classes tarifaires par catégorie (en fonction de la durée d'utilisation), une prime proportionnelle à la charge mensuelle maximale appelée, et une prime proportionnelle à la puissance rendue disponible, avec application d'une ristourne en fonction des quantités;
- un prix au kWh, en fonction des différentes classes tarifaires, et selon les heures: heures normales et heures creuses. Cette prime au kWh sert à couvrir une partie des coûts de production, de transport et de distribution électrique, en y incluant la composante "combustibles". Le coût des combustibles dépend du prix d'achat de la société distributrice, sur la base du LBT (tarif national) et du RBT (tarif régional). Certains rectificatifs peuvent ensuite y être apportés, le principal concernant les surcharges du réseau et les pertes de transformation, dont l'importance dépend des points de fourniture et de la tension de fourniture;
- un prix de courant réactif. Il peut être perçu un prix différent pour la consommation de courant réactif dépassant un montant correspondant à  $\cos \varphi$  de 0,85 pendant les heures à tarif normal.

#### 14.3 Gros consommateurs industriels

Cette catégorie concerne les consommateurs dont les besoins en électricité par branche d'activité sont censés atteindre 20 millions de kWh minimum par an, pour une durée de fonctionnement d'au moins 4 000 heures. Un gros consommateur industriel raccordé au réseau de fourniture en moyenne tension est assujéti au tarif "consommateurs industriels", sauf s'il a négocié un tarif différencié. Ce tarif comporte deux éléments perçus séparément qui correspondent aux coûts de production d'une part et aux coûts de distribution d'autre part. Il existe deux types de tarifs différenciés qui ont la même structure que les nouveaux LBT et RBT (voir paragraphe "Tarifs d'achat") et correspondent à un tarif de prix unitaire fixe. Il existe aussi un tarif de type "vertical", dont la structure est différente, mais qui ne comprend aucune composante découlant directement d'un tarif de type "prix unitaire fixe". Ces tarifs peuvent être utilisés pour les gros consommateurs industriels raccordés au poste secondaire d'un point de fourniture du réseau en moyenne ou haute tension.

### 15. Législation

En application de la loi sur l'électricité de 1989, le ministère des affaires économiques doit approuver les tarifs LBT et RBT, ainsi que les tarifs maximaux appliqués au consommateur final. La vérification du tarif réellement appliqué se fait sur la base d'une facture de consommation globale annuelle et non d'après les éléments séparés du tarif. La loi stipule également que les sociétés distributrices doivent verser aux autoproducteurs une indemnité compensatoire, ayant fait l'objet d'un accord au niveau national, pour toute redistribution. En cas d'accord particulier sur les prix conclu avec la partie chargée de la redistribution, cette indemnité n'est pas obligatoire.

## 15.1 Nouvelle loi sur l'électricité

La nouvelle loi sur l'électricité, qui doit entrer en vigueur en 1998, a pour objectif de donner progressivement une plus grande liberté de choix en matière de fourniture et de consommation sur le marché de l'électricité, dans le cadre d'une réglementation visant à garantir fiabilité, permanence et efficacité du système de fourniture. Cette loi permettra également de mettre en oeuvre la directive du Parlement européen n° 96/92, en date du 19 décembre 1996 qui concerne des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Cette nouvelle législation va entraîner un certain nombre de modifications de la structure des tarifs de l'électricité décrits plus haut, et notamment, une distinction entre la composante "fourniture" et la composante "réseau". Pour la clientèle dite "libre", les tarifs de fourniture sont libres. Les tarifs de réseau sont de la responsabilité du service de contrôle de l'électricité qui va être créé.

Cette loi instaure une transition progressive vers une liberté de choix des fournisseurs, pour les différentes catégories de clients: les consommateurs dits "libres" (à compter de la mise en application de la loi), les consommateurs moyens (libres à partir de 2002) et les petits consommateurs (libres à partir de 2007).

Définition des différentes catégories de consommateurs :

- les consommateurs libres = consommateurs pour lesquels la puissance mise à disposition est au moins égale à 2 MW.
- les consommateurs moyens = consommateurs pour lesquels l'intensité maximale transmise ne dépasse pas 80 A et la puissance mise à disposition est de 2 MW maximum.
- les petits consommateurs = tous les autres consommateurs.

## 16. Taxes et majorations

Les tarifs appliqués au consommateur final sont assujettis au taux maximum de TVA. Les sociétés de distribution électrique sont autorisées à majorer le prix du kWh dans une proportion leur permettant de couvrir le coût du plan d'action pour l'environnement. Cette majoration est plafonnée. Les gros consommateurs industriels sont exemptés du paiement de cette majoration au titre de l'environnement. Une taxe réglementaire sur l'énergie est perçue sur les premiers 50 000 kWh de la consommation annuelle, avec exemption pour les tout premiers 800 kWh par an.

# AUTRICHE

## 1. Tarification

Les liens juridiques entre les sociétés de distribution d'électricité (SDE) et leurs clients industriels sont régis par des contrats individuels de fourniture d'énergie électrique (contrats spéciaux).

Alors que les prix diffèrent d'un distributeur à l'autre (en 1997, cet écart atteignait environ 20 % de la valeur moyenne), le barème pour la distribution de courant moyenne tension est assez uniforme.

Le prix facturé au client pour la livraison d'énergie électrique se compose de la prime fixe unitaire, du prix de l'énergie active et réactive et de la location du compteur.

### 1.1 Prime fixe unitaire

L'unité servant de référence pour la puissance appelée par le client est la puissance de tarification. Cette dernière est principalement calculée à partir de la moyenne arithmétique des trois puissances mensuelles maximales d'une année de facturation. Un équipement de mesure relève la puissance et détermine une puissance par quart d'heure à partir de l'énergie active fournie pendant cette tranche de temps.

### 1.2 Prix de l'énergie active

Ce prix est différencié pour les semestres d'hiver et d'été. Certaines sociétés de distribution proposent en outre des tarifs variables selon la tranche horaire.

### 1.3 Prix de l'énergie réactive

La consommation d'énergie réactive est en principe gratuite si elle ne dépasse pas 50 % de la consommation d'énergie active pour le même mois.

### 1.4 Redevance de location du compteur

C'est le prix de la fourniture et de l'entretien de l'équipement de mesure.

## 2. Fiscalité

Depuis le premier juin 1996, une taxe est perçue sur la livraison et la consommation d'énergie électrique (taxe sur l'électricité). Cette taxe est fonction du nombre de kWh qui ont été fournis ou consommés. Son montant est de 0,10 ATS par kWh et entre dans l'assiette de la TVA. Si les taxes sur l'électricité et le gaz naturel qui ont été versées dépassent 0,35 % de la valeur nette de la production, le fisc les restitue après déduction d'une franchise de 5.000 ATS.

En outre, le client est redevable de la TVA qui représente 20 % du montant facturé.

## 3. Structure du secteur de l'électricité en Autriche

L'organisation du secteur de l'électricité en Autriche se fonde sur la deuxième loi de nationalisation de 1947 aux termes de laquelle la production et la distribution de l'électricité sont assurées par une société nationale (*Verbundgesellschaft*) et ses sociétés particulières (*Sondergesellschaft*), neuf sociétés régionales (*Landesgesellschaft*) et cinq sociétés urbaines (*Landeshauptstädtische Gesellschaft*). Ces sociétés assurent 97 % de la distribution publique d'électricité en Autriche, les 3 % restants se répartissant entre quelque 260 sociétés de distribution de très petite taille ayant une forme communale, coopérative ou privée.

### 3.1 Sociétés régionales

Les neuf sociétés régionales sont chargées de la distribution générale d'électricité dans les *Länder*, de représenter la société nationale au niveau du *Land* et d'échanger de l'énergie avec les sociétés voisines. Leur part dans la production d'électricité s'est montée en moyenne à 35 % au cours des dix dernières années.

### 3.2 Sociétés particulières

Les neuf sociétés particulières ont pour mission principale de construire et d'exploiter des centrales électriques de grande puissance qui, pour l'essentiel, ne sont pas destinées à remplir la mission des sociétés régionales. Au cours des dix dernières années, leur part dans la production d'électricité des distributeurs s'est montée en moyenne à 59 %.

### 3.3 Société nationale

Le rôle de la société nationale est, entre autres, d'établir la demande actuelle et future d'électricité et d'assurer l'équilibre entre la production et la demande dans le réseau national. À cet effet, elle installe et exploite le réseau national et décide de la construction et de l'exploitation de centrales électriques de grande puissance par les sociétés particulières. Tout contrat de livraison de courant à l'étranger est subordonné à son autorisation.

### 3.4 Sociétés urbaines et autres distributeurs

Les sociétés de distribution urbaines ainsi que les sociétés de distribution municipales, coopératives et privées ont représenté, en moyenne, 6 % de la production d'électricité au cours des dix dernières années. La consommation d'énergie électrique venant du réseau public se répartit également entre les clients auxquels s'appliquent les tarifs généraux et les clients ayant souscrit des contrats spéciaux. Les neuf sociétés régionales et les cinq sociétés urbaines fournissent directement 86 % environ de l'électricité consommée.

## 4. Autorisation des prix

En vertu de la loi sur la tarification de 1992 (BGBl 145/1992), les tarifs applicables à la fourniture d'énergie distribuée par conduites ainsi qu'aux prestations connexes sont fixés par les pouvoirs publics. Cela concerne aussi bien les tarifs généraux et les tarifs spéciaux (tarifs industrie) que la participation aux frais d'installation et de raccordement. En Autriche, tous les tarifs spéciaux sont intégrés dans le système de tarification officielle.

En tant qu'autorité habilitée à établir des prix, le ministre des Affaires économiques (Bundesminister für wirtschaftliche Angelegenheiten – BMfWA) peut fixer, d'office ou à la demande des entreprises concernées, un prix équitable sur le plan économique. Il est assisté à cette fin par une commission des prix qui examine les demandes. Une procédure d'examen préliminaire est engagée au cours de laquelle la société de distribution et les représentants des services concernés sont entendus. Dans le cadre de cette procédure d'examen préliminaire, les sociétés de distribution sont tenues de donner les renseignements demandés. Cette procédure est close par un avis qui fixe les prix plafonds pratiqués par les neuf sociétés régionales, les cinq sociétés urbaines et la société nationale pour les différentes catégories de clients (procédure complète).

Actuellement, tous les prix ont fait l'objet d'un avis d'autorisation et ne sont pas indexables. Ils s'appliquent à tous les clients des différentes zones de distribution des sociétés.

Les prix pratiqués par les autres sociétés de distribution au niveau régional (sociétés communales, coopératives et privées) sont calqués sur ceux des sociétés régionales et fixés par décret du *Land* compétent.

Depuis le 11 décembre 1995, une convention générale conclue entre le ministère des Affaires économiques – habilité à fixer les prix – et la fédération des centrales électriques d'Autriche (Verband der Elektrizitätswerke Österreichs) a instauré un système de surveillance des prix de l'électricité qui est autant dans l'intérêt des consommateurs que dans celui du ministère ou du secteur de l'électricité.

C'est une procédure simplifiée dans laquelle les sociétés de distribution communiquent leurs coûts et leurs nouveaux prix de l'électricité au ministère des Affaires économiques en s'appuyant sur un schéma de calcul fixe. Les prix demandés subissent un abattement de "rationalisation" et, s'il s'agit d'une augmentation, cette dernière ne doit pas dépasser 50 % de l'indice des prix à la consommation. Si, lors d'un entretien d'information entre le Ministre et les représentants des services concernés, les coûts présentés sont acceptés, le Ministre autorise alors l'augmentation de prix. Si aucun accord ne peut être trouvé même au cours d'un entretien élargi, le Ministre peut engager une procédure complète.

## PORTUGAL

### 1. Description générale

En 1994, l'entreprise Electricidade de Portugal SA a été restructurée donnant lieu au groupe EDP constitué par les entreprises suivantes :

- Electricidade de Portugal, SA - Holding;
- Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, SA - Production;
- Rede Eléctrica Nacional, SA - Transport;
- Electricidade de Lisboa e Vale do Tejo, SA - Distribution;
- Electricidade de Sul, SA - Distribution;
- Electricidade de Centro, SA - Distribution;
- Electricidade do Norte, SA - Distribution.

et d'autres entreprises de services et d'études techniques.

### 2. Mécanisme de fixation des prix

Les tarifs pour 1997 ont encore été élaborés entre EDP-Electricidade de Portugal, SA et la Direction Générale de la Concurrence et des Prix en accord avec la Direction Générale de l'Energie.

Les tarifs adoptés reflètent les objectifs du gouvernement en matière d'inflation et de compétitivité de l'industrie portugaise, alors que les objectifs du Groupe EDP comprennent une utilisation efficace des ressources et de la solidité économique et financière de l'entreprise.

Les tarifs sont uniformes dans le pays pour les consommateurs ayant les mêmes types d'utilisation (des entreprises séparées sur les îles des Açores et de Madère ont leurs propres tarifs).

Les tarifs varient en fonction du niveau de la demande, de la tension et de la période d'utilisation (répartition saisonnière ou journalière de l'utilisation).

Les tarifs tiennent compte de la structure des coûts marginaux des fournitures des différents groupes de consommateurs. En pratique, les négociations pour répartir les coûts parmi les groupes de consommateurs reflètent, également, les divers objectifs mentionnés ci-dessus.

Les subventions croisées des consommateurs domestiques par les consommateurs industriels sont progressivement éliminées, et la différenciation entre heures pleines et heures creuses a été approfondie pour améliorer les signaux économiques aux consommateurs et fournir aux industriels des tarifs "heures creuses" favorables.

### 3. Coûts, prix et taxes

#### 3.1 Structure des tarifs de l'électricité

EDP propose quatre niveaux de tension tarifaire :

- basse jusqu'à 1 kV;
- moyenne de 1 à 45 kV;
- haute de 45 à 110 kV;
- très haute : au-dessus de 110 kV.

Tous les tarifs, éclairage public excepté, sont composés de 2 parties :

- une prime liée à la puissance facturée;
- une prime liée à la consommation.

Les consommateurs à différents niveaux de tension ont plusieurs possibilités. Les consommateurs basse tension sont subdivisés en 3 catégories selon la puissance souscrite. Les consommateurs dont la puissance souscrite est de 3,3 à 19,8 kVA peuvent choisir un tarif simple avec un seul prix d'énergie ou un tarif bi-horaire qui a un prix pour les heures pleines et de pointe et un autre pour les heures creuses. Un tarif saisonnier est également disponible. Pour les consommateurs utilisant une puissance supérieure à 19,8 kVA dans la catégorie basse tension, il y a plus d'options tarifaires avec des primes (ou prix) liées à la puissance facturée, variant pour les niveaux d'utilisation exprimés en heures.

Les tranches de consommation pour les utilisations moyennes et longues sont divisées entre périodes de pointe, périodes pleines et périodes creuses.

Les consommateurs de moyenne et haute tension ont trois options tarifaires, basées sur la durée de l'utilisation : courte, moyenne et longue. Le prix du kWh varie avec la période horaire de la consommation (heures de pointe, heures pleines et heures creuses), et dans le cas des tarifs pour les moyennes et les longues utilisations, le prix varie aussi avec la période saisonnière (hiver et été).

Les tarifs à très haute tension ont un prix de puissance lié à la puissance facturée et pas de flexibilité liée à la durée d'utilisation. Le prix du kWh dépend de la période tarifaire horo-saisonnière de la consommation.

Dans le cas d'une puissance souscrite supérieure à 39,6 kVA, il y aura une facturation de la partie de l'énergie réactive consommée hors heures creuses, excédant 40 % de l'énergie active consommée pendant la même période mensuelle.

Deux barèmes liés aux prix sont disponibles. Le premier est un cycle journalier qui est constitué d'une période d'heures de pointe de 4 heures, d'une période d'heures pleines de 10 heures et d'une période d'heures creuses de 10 heures. La seconde est un cycle hebdomadaire.

#### 3.2 Taxes

Toutes les facturations de fourniture d'électricité au Portugal sont soumises aux 5 % de TVA mentionnés ci-dessus.

## FINLANDE

### 1. Les acteurs industriels

#### 1.1 Les vendeurs

En Finlande, les plus gros vendeurs d'électricité sont Imatran Voima Oy, Teollisuuden Sähkömyynti Oy et Vattenfall Finland Oy. Ces sociétés fournissent directement les gros clients industriels ainsi que les revendeurs d'électricité. La vente au détail de l'électricité est principalement assurée par des entreprises régionales et locales de distribution. Ces acteurs industriels sont actuellement une centaine en Finlande. Depuis la déréglementation, aucune autorisation spéciale n'est nécessaire pour la vente d'électricité, si bien que ce secteur est maintenant ouvert à la concurrence.

#### 1.2 Les producteurs

On compte, à l'heure actuelle, environ 120 sociétés productrices d'électricité en Finlande, et près de 400 centrales réparties sur tout le territoire, dont la moitié sont des centrales hydroélectriques. Imatran Voima Oy assure environ 40 % de la production d'électricité en Finlande, et une proportion à peu près équivalente vient de l'industrie et de ses entreprises de production électrique. La part d'énergie produite au niveau local et régional est de l'ordre de 20 %. Pour le reste, la Finlande importe de l'électricité de Suède et de Russie pour satisfaire le reste de ses besoins énergétiques.

#### 1.3 Les exploitants du réseau

Pohjan Voima Oy, Imatran Voima Oy et l'État finlandais ont créé, fin 1997, une structure nationale d'exploitation du réseau électrique qui est également propriétaire des lignes allant jusqu'aux pays limitrophes. Toutes les opérations de fourniture électrique de Teollisuuden Voimansiirto Oy et IVO Voimansiirto Oy, vont aussi être transférées à la société nationale exploitante du réseau. Toutes les opérations de distribution à l'échelon local et régional sont de la responsabilité des sociétés de services qui ont reçu des pouvoirs publics, le droit d'exploiter le réseau.

Les prix pratiqués en matière de distribution électrique s'établissent selon un système tarifaire dit "au point de fourniture". L'utilisateur peut se fournir en électricité sans aucune restriction, quel que soit son point de fourniture sur tout le territoire. L'utilisateur paye une taxe unique de raccordement au réseau à son point de fourniture qui couvre les coûts d'alimentation correspondants à la consommation d'électricité sur l'ensemble du réseau, sans aucune taxe supplémentaire. Le producteur peut alimenter le réseau en puissance, sur la base du même principe de paiement. L'exploitant du réseau est responsable de l'exploitation, de la maintenance et des extensions du réseau.

#### 1.4 Les usagers

À partir de 1997, tous les usagers peuvent choisir librement leur fournisseur d'électricité. Quelques changements sont intervenus au niveau des entreprises, mais pour l'instant, les ménages n'ont pas intérêt, sur le plan économique, à changer de fournisseur car cela les obligerait à investir dans l'achat d'un nouveau compteur (il en coûte de l'ordre de 5 000 à 10 000 FIM). Cette situation va évoluer en 1998, car le changement de compteur ne sera plus nécessaire.

#### 1.5 Les instances de contrôle

L'application de la législation régissant le marché finlandais de l'électricité et les différentes opérations d'exploitation du réseau est contrôlée par le "Comité du marché de l'électricité", en collaboration avec les services finlandais de la concurrence.



Cette instance a pour mission :

- de promouvoir le développement du marché de l'électricité;
- de concéder des licences d'exploitation du réseau et d'accorder des permis pour la construction de nouvelles lignes d'alimentation en 110 kV ou plus;
- de vérifier la conformité des licences et permis accordés;
- de superviser l'exploitation des réseaux, et de s'assurer que les dispositions de la loi sur le marché de l'électricité sont respectées;
- de conseiller d'autres instances, les entreprises et les usagers pour toutes les questions relevant de ladite loi;
- de rassembler toutes les informations nécessaires au contrôle.

## 2. Rénovation du système d'imposition

L'ancien système d'imposition sur les sources d'énergie en fonction de leur teneur en carbone (et donc de leur niveau supposé de rejet de CO<sub>2</sub>, et de teneur en énergie) a été appliqué jusqu'à la fin de 1996, après quoi il a été entièrement remanié.

En Finlande, c'était la production d'électricité qui était taxée, contrairement aux autres pays nordiques, où c'est en priorité la consommation qui est assujettie à l'impôt - situation occasionnant bien des déséquilibres dans les échanges commerciaux d'énergie avec ces pays. Pour compenser en partie cela, la Finlande avait créé une taxe prélevée sur les importations d'électricité qui équilibrait plus ou moins le niveau moyen d'imposition à la production en Finlande. Mais cette taxe qui pouvait être contraire aux règlements de l'Union européenne, a dû être supprimée. Sans une profonde rénovation du système de taxation de l'électricité, le prélèvement de cette taxe aurait donné aux autres pays nordiques un avantage certain dans une concurrence déloyale vis à vis des producteurs finlandais d'énergie.

Le nouveau système rétablit la situation et en Finlande, comme dans les autres pays nordiques, l'imposition s'opère désormais sur la consommation.

Ce nouveau système prévoit deux niveaux : d'une part les industriels qui, si leur installation permet de mesurer la consommation horaire, sont assujettis à une taxe de 1,675 p/kWh, et d'autre part tous les autres usagers, pour lesquels elle est de 3,1 p/kWh.

# SUEDE

## 1. Structure de l'industrie suédoise de fourniture d'électricité

La consommation annuelle de la Suède est d'environ 140 TWh. 7 sociétés de production d'électricité environ produisent plus de 90 % de l'électricité. La plus grande d'entre elles est Vattenfall AB, société détenue par l'Etat, qui représente à elle seule la moitié de l'électricité produite. Les autres sont des sociétés mixtes, détenues par des actionnaires privés, des municipalités et par des sociétés étrangères de production d'électricité.

Il existe environ 250 sociétés de réseaux et 220 sociétés de vente. Conformément à la nouvelle loi relative à l'électricité, les activités des premières entreprises de distribution d'électricité doivent être scindées et réparties entre une entreprise chargée de la vente de l'électricité et une autre chargée de l'exploitation du réseau, chacune ayant l'obligation d'alimenter une zone géographique déterminée. La distribution de l'électricité est contrôlée en application de la loi sur l'électricité par concessions de

districts. Plus de la moitié de ces distributeurs sont détenus par la municipalité dans laquelle ils opèrent. Un certain nombre d'entre eux sont la propriété de sociétés de production d'électricité. Un tiers de l'énergie fournie, en TWh, provient de sociétés intégrées verticalement, c'est-à-dire de sociétés de production d'électricité ayant acheté des distributeurs locaux par l'intermédiaire desquels elles vendent leur courant.

## **2. Tarifs, prix et taxes**

### **2.1 Consommateurs résidentiels**

On distingue différents groupes de consommateurs d'électricité bénéficiant de prix différents. Les consommateurs résidentiels se divisent en trois catégories principales suivant la consommation :

- ménage en appartement, consommation électrique de  $\pm 2,2$  MWh/an;
- maison non chauffée à l'électricité, consommation de  $\pm 5$  MWh/an;
- maison chauffée à l'électricité, consommation de  $\pm 20$  MWh/an.

Les tarifs que payent ces consommateurs sont constitués de deux éléments : le premier correspond au coût du service du réseau et l'autre, au prix de l'électricité.

Les consommateurs résidentiels payent la taxe sur l'électricité (0,113 SEK/kWh au 1er janvier 1997). Cependant, plusieurs régions rurales situées dans la partie la plus septentrionale de la Suède ne payent que 0,058 SEK/kWh. Cette taxe est révisée annuellement à l'aide d'un indice lié à l'indice des prix de détail. A ce tarif s'ajoute une taxe à la valeur ajoutée appelée MOMS de 25 %.

### **2.2 Consommateurs industriels**

L'industrie suédoise bénéficie de tarifs moins élevés que les consommateurs résidentiels. Les consommateurs industriels ne payent ni taxe sur l'électricité ni MOMS.

Les consommateurs industriels se répartissent en deux groupes :

- l'industrie à consommation intensive d'électricité, 20 MW, 140 GWh/consommation annuelle;
- autres industries, taille moyenne, 10 MW, 50 GWh/consommation annuelle.

Ces deux groupes payent des prix différents pour l'électricité, le premier groupe cité payant le moins. Ceci est en partie dû au fait qu'il peut négocier des prix plus avantageux en raison de sa consommation électrique comparativement plus élevée.

Aujourd'hui, les consommateurs industriels ne payent ni taxe sur l'électricité ni MOMS. Entre 1990 et 1992, la taxe sur l'électricité payée par l'industrie a été réduite comparée à la taxe payée par les consommateurs résidentiels. En 1993, l'industrie a été exonérée de la taxe sur l'électricité.

## **ROYAUME-UNI**

### **1. Industrie de l'électricité**

Le 31 mars 1990, l'industrie de fourniture d'électricité publique en Angleterre, au Pays de Galles et en Ecosse a été entièrement restructurée en vue de sa privatisation quasi totale. En Irlande du Nord, la restructuration a eu lieu le 31 mars 1992.

## 1.1 Structure de l'industrie

En Angleterre et au Pays de Galles, les trois principales sociétés de production d'électricité sont issues de l'ancienne entreprise publique Central Electricity Generating Board (CEGB). Deux d'entre elles, National Power et PowerGen, produisent de l'électricité à partir d'énergies fossiles. Toutes deux ont été privatisées en mars 1991. Nuclear Electric, la troisième de ces sociétés, s'appelle désormais British Energy. Elle a repris les centrales nucléaires précédemment détenues par la CEGB et n'a été privatisée qu'à l'été 1996. Les centrales nucléaires plus anciennes Magnox font toujours partie du secteur public. National Grid Company est une quatrième société issue de la CEGB, et a pour vocation d'exploiter le réseau national de distribution, de contrôler la répartition des centrales électriques sur le réseau et de réaliser les interconnexions avec la France et l'Ecosse.

Depuis cette réorganisation, la responsabilité de la distribution de l'électricité par les réseaux locaux et de la fourniture d'électricité aux petits consommateurs en Angleterre et au Pays de Galles incombe à 12 sociétés d'électricité régionales (REC). Ces 12 REC ont repris les activités des 12 anciens bureaux régionaux et desservent différentes régions en Angleterre et au Pays de Galles. En décembre 1990, les 12 REC ont été privatisées. Ensemble, les REC détenaient la National Grid Company avant son introduction à la bourse de Londres en décembre 1995. L'indépendance opérationnelle de la National Grid Company est protégée par les Articles d'Association de la société et par la participation qu'a conservée le gouvernement dans le capital de la société.

Avant la restructuration de l'industrie de fourniture de l'électricité en Ecosse, il existait deux entreprises publiques (South of Scotland Electricity Board [SSEB] et North of Scotland Hydro Electricity Board), qui étaient chargées de la production, du transport, de la distribution et de la fourniture d'électricité dans leur zone de couverture géographique. Avec la restructuration, elles ont été remplacées par les sociétés ScottishPower et Hydro-Electric, à intégration verticale. Les actifs de production des anciennes sociétés ont été en partie réattribués. Néanmoins, chaque société est libre de concurrencer l'autre sur sa zone géographique par l'intermédiaire d'une seconde licence sur le marché non franchisé. Les actifs nucléaires de la SSEB ont été transférés à une nouvelle société (Scottish Nuclear) qui a fusionné avec Nuclear Electric pour créer la British Energy. Aux termes d'un contrat valable jusqu'en 2005, la SNL fournit la totalité de sa production d'électricité à ScottishPower et à Hydro-Electric. Hydro-Electric et ScottishPower ont été privatisées en juin 1991. En Ecosse, comme en Angleterre et au Pays de Galles, d'autres fournisseurs ont le droit d'exercer sur le marché non franchisé.

En Irlande du Nord, l'électricité est produite par trois entreprises privées, à savoir NIGEN Ltd., Ballylumford Power Ltd et Collkeeragh Power Ltd. Le transport, la distribution et la fourniture d'électricité sont du ressort de la Northern Ireland Electricity plc (NIE), qui a été introduite en bourse en juin 1993. La NIE est appelée à devenir le principal distributeur d'électricité à court terme, bien que trois autres sociétés aient obtenu une réponse positive à leur demande de licence pour l'approvisionnement des consommateurs et que d'autres soient susceptibles de suivre.

## 1.2 Fourniture d'électricité

Le 31 mars 1990, un nouveau marché de gros pour le négoce en vrac de l'électricité a été créé en Angleterre et au Pays de Galles. Ce marché est connu sous le nom de "Pool". Il est contrôlé par ses membres et exploité au jour le jour par la National Grid Company (NGC). National Power, PowerGen, Nuclear Electric et d'autres sociétés de production, y compris des producteurs industriels, les entreprises écossaises et Electricité de France, toutes membres du Pool, sont en concurrence pour la production d'électricité vendue dans le Pool. La procédure consiste à faire des offres de prix par centrale et par période d'une demi-heure du jour suivant, offres auxquelles ces sociétés sont prêtes à vendre de l'électricité au Pool. La NGC planifie ensuite les centrales électriques en fonction des prix offerts, compte tenu de la demande prévue et d'un certain nombre de contraintes, par exemple les limites de la capacité de transport.

Les distributeurs d'électricité, qui sont également membres du Pool, achètent de l'électricité au Pool et la vendent aux utilisateurs finals. En plus des REC, d'autres distributeurs peuvent, après obtention d'une licence, fournir en électricité de gros consommateurs, (par exemple: plus de 100 kW). En Angleterre et

aux Pays de Galles, ces titulaires de licence sont notamment National Power, PowerGen, ScottishPower et Hydro-Electric, ainsi que des REC fournissant des consommateurs en dehors de leur zone de desserte locale. Les petits consommateurs (secteur domestique compris) ne peuvent s'approvisionner qu'auprès de la REC locale. En 1998, la concurrence devrait être entièrement libre. Chaque REC est dans l'obligation de fournir tous les locaux de sa zone autorisée qui demandent un raccordement, sauf dans des circonstances exceptionnelles.

Bien qu'il n'existe pas de mécanisme parfaitement équivalent au Pool en Ecosse, les deux entreprises publiques (Hydro-Electric et ScottishPower) et des sociétés titulaires d'une seconde licence se trouvent en concurrence sur le marché non franchisé (0,1 MW).

Du fait des contraintes du système, il est prévu une progression par étapes vers l'établissement de la concurrence sur le marché du gros en Irlande du Nord. Le Directeur général de l'Electricity Supply de l'Irlande du Nord est chargé de la mise en place d'une concurrence dans la distribution de gros et ses réflexions sur les méthodes à mettre en œuvre pour y parvenir progressent rapidement. Il entretient actuellement des contacts étroits avec la NIE, les producteurs et les autres parties intéressées par l'introduction de la concurrence dans l'approvisionnement à des gros consommateurs.

### 1.3 Réglementation

Toutes les sociétés fournissant de l'électricité en Angleterre, au Pays de Galles et en Ecosse, à l'exception de celles qui bénéficient d'une exemption, doivent obtenir une licence qui est délivrée soit par le Directeur général de l'Electricity Supply, le secrétaire d'Etat au Commerce et à l'Industrie ou le secrétaire d'Etat chargé des affaires écossaises. Depuis la privatisation, la question des licences a été déléguée au Directeur général dans la plupart des cas. Ce dernier est également chargé d'assurer que les titulaires de licence respectent bien les conditions stipulées dans leur licence.

Le Directeur général de l'Electricity Supply pour l'Irlande du Nord (DGESNI) est responsable de la réglementation au jour le jour de l'industrie en Irlande du Nord et de l'octroi de licences pour la production, le transport et la fourniture d'électricité.

## 2. Tarification de l'électricité

### 2.1 Consommateurs commerciaux et industriels

A l'heure actuelle en Angleterre, au Pays de Galles et en Ecosse, les consommateurs commerciaux et industriels, quelle que soit la nature de leurs activités, ressortent de l'une des trois catégories qui déterminent le type de fourniture et, partant, le mécanisme de fixation du prix de l'électricité.

- *Consommation supérieure à 10 MW :*

Les consommateurs sont dans l'obligation de conclure des contrats, soit avec leur distributeur local, soit avec tout autre distributeur autorisé.

- *Consommation comprise entre 100 kW et 10 MW :*

Les consommateurs ont la possibilité d'être fournis soit par le distributeur local selon un tarif publié soit aux termes d'un contrat passé avec n'importe quel distributeur autorisé, qui peut également être leur distributeur local.

- *Consommation inférieure ou égale à 100 kW :*

Les consommateurs sont fournis par leur distributeur local, le plus souvent selon un tarif publié, mais parfois dans le cadre d'un contrat si cela semble plus raisonnable.

Au moment de l'établissement du contrat, le prix est déterminé pour chaque client individuel et est généralement lié à la demande de puissance maximale, à la consommation ainsi qu'à la répartition saisonnière et journalière de l'utilisation. Selon le distributeur, il est parfois possible de prendre des options aux termes desquelles le prix du contrat est lié au prix du "pool". Dans ce cas, il y aura des suppléments au prix "pool", afin de couvrir tout d'abord les frais d'acheminement sur le réseau NGC (National Grid Company) et ensuite les frais "d'utilisation du réseau", qui sont payés au distributeur local pour l'utilisation de son réseau de distribution. Les clients de quelques distributeurs peuvent également négocier des conditions de "gestion de la charge", selon lesquelles le prix est abaissé en contrepartie de l'acceptation de réduire leur consommation pendant les périodes de pointe.

En Irlande du Nord, les consommateurs dont la demande de puissance dépasse 1 MW sont contraints de négocier un contrat de fourniture d'électricité. Les consommateurs dont la demande de puissance est inférieure à cette limite, bénéficient des tarifs publiés par la Northern Ireland Electricity ou de prix négociés dans le cadre d'un contrat avec un autre distributeur autorisé.

Les tarifs varient selon les distributeurs. Ils comprennent tous un élément "utilisation du réseau", qui récupère généralement les coûts de fourniture et d'entretien du réseau de distribution. Ils tiennent compte également des coûts d'achat de l'électricité, de la fourniture d'un support technique, tel que les systèmes comptables et la nécessité d'obtenir un taux de rendement raisonnable. Le cas échéant, les tarifs reflètent les variations saisonnières, mensuelles et journalières des coûts. Quelques coûts sont fixes et certains varient avec la consommation. Les coûts fixes sont généralement contenus dans les primes fixes et les primes de disponibilité. Avec certains tarifs, le coût de l'unité est corrigé mensuellement en fonction des variations du coût du combustible utilisé pour la production.

En règle générale, les types de tarif suivants sont offerts aux consommateurs industriels et aux consommateurs autres que les particuliers :

- *Tarifs trimestriels :*

Ils se composent généralement d'une prime fixe trimestrielle, d'un prix unitaire pour la première tranche d'unités consommées chaque trimestre et d'un prix unitaire différent pour les unités consommées au-delà de cette tranche. Il peut y avoir également un troisième prix unitaire plus bas pour les unités consommées la nuit (heures creuses), auquel cas la prime fixe est plus élevée. Ces tarifs s'appliquent à la plupart des petits locaux considérés comme non domestiques, consommant moins de 50 kVA ou 60 MWh par an. La facturation se fait sur une base trimestrielle.

- *Tarifs de pointe :*

C'est le principal type de tarifs appliqué aux gros clients de l'industrie et du commerce, qui sont facturés chaque mois. La structure du tarif comprend généralement quatre éléments : prime fixe, prime de disponibilité, prime de puissance et un prix unitaire pour l'énergie, qui peut être appliqué à l'ensemble de la consommation ou comporter des prix différents selon qu'il s'agit du jour ou de la nuit. Il y a généralement des tarifs différents pour l'alimentation basse tension (inférieure à 1 000 V, généralement 240 V ou 415 V) et pour l'alimentation haute tension (au-dessus de 1 000 V, généralement 11 000 V). Les tarifs de pointe comportent le plus souvent des primes de puissance qui varient d'un mois à l'autre, sont plus élevées en hiver et souvent nulles en été. Il est également courant que les prix unitaires soient indexés sur le coût des combustibles utilisés pour la production d'électricité.

- *Tarifs selon l'heure de la journée :*

Ces tarifs sont utilisés par des consommateurs qui peuvent réduire au minimum leur consommation aux heures de pointe. Ils diffèrent des tarifs de pointe du fait qu'ils introduisent une différenciation saisonnière sur les prix unitaires, et non pas sur les primes de puissance maximale. Les prix unitaires les plus élevés sont applicables à la consommation pendant les jours de la semaine l'hiver et les plus bas aux unités consommées la nuit.

## 2.2 Consommateurs domestiques

Les consommateurs domestiques peuvent généralement choisir entre les deux tarifs suivants :

- *Tarif normal* :

Les consommateurs paient une prime fixe trimestrielle et un taux unitaire applicable à toutes les unités consommées.

- *Tarif Economy 7/White Meter* :

Les consommateurs paient une prime fixe généralement plus élevée que dans le tarif normal, mais le prix unitaire des unités consommées la nuit est plus bas.

Des facilités de prépaiement sont généralement accordées sur le tarif normal et parfois aussi sur le tarif Economy 7/White Meter. Cela permet aux consommateurs de payer d'avance par insertion de pièces de monnaie, jetons ou carte dans un compteur. En règle générale, la prime fixe est plus élevée en raison de l'augmentation des frais de décompte.

## 2.3 Réglementation des prix de l'électricité

En Grande-Bretagne comme en Irlande du Nord, le Directeur général local de l' "Electricity Supply" est tenu de vérifier que les modifications de tarif des services en situation de monopole proposées par une société de distribution sont conformes à ses conditions de licence.

Les formules de contrôle des prix prévues dans les licences lient les recettes maximales autorisées de l'année et celles autorisées l'année précédente ainsi que la variation en pourcentage de l'Indice des prix de détail (RPI).

En Angleterre et au Pays de Galles, les licences de fourniture d'électricité publique, qui sont détenues par les REC, contiennent des contrôles de prix séparés pour l'activité de distribution et de fourniture d'électricité. La production, qui est du domaine de la libre concurrence, ne fait l'objet d'aucun contrôle de prix. Les modifications des coûts de production peuvent ainsi être intégralement répercutés sur les consommateurs.

Les revenus provenant de l'activité de distribution du distributeur public, par kWh, sont contrôlés par une formule RPI - X. Au moment de la fixation des primes annuelles, le licencié doit prévoir le maximum qui lui sera autorisé ladite année. Chaque erreur doit être prise en compte lors de l'établissement des primes de l'année suivante. À la suite d'une révision effectuée au mois d'août 1994 par le Directeur général, laquelle a abouti à une baisse des prix comprise entre 11 % et 17 % en 1995/1996, le DGES a révisé et renforcé ces contrôles. En conséquence, les prix de distribution ont été diminués du RPI moyen - 11,50 % le 1 avril 1996 et les hausses annuelles ont été limitées au RPI - 3 % par la suite.

Le contrôle des prix de la fourniture d'électricité se base sur une formule RPI - X + Y, où X est à l'heure actuelle égal à 2 et où Y permet de faire passer les augmentations des coûts d'achat et de transport en dehors du contrôle des REC. Tout manquement au respect du contrôle des prix lors de la fixation des primes de fourniture est pris en compte dans le contrôle des prix de l'année suivante par l'intermédiaire d'un facteur de correction.

Les primes au titre de l'utilisation du réseau de transport de la National Grid Company sont contrôlées elles aussi par une formule RPI - X. Entre avril 1993 et mars 1997, X était égal à 3. Le contrôle en vigueur aujourd'hui sera opérationnel pendant 4 ans à compter d'avril 1997. Les recettes autorisées de la NGC vont baisser de 20 % la première année et de 4 % par an en termes réels au cours des trois années suivantes. Le DGES estime que le nouveau contrôle doit se traduire par une baisse de 4 GBP environ par an de la facture des clients domestiques et par une réduction des recettes autorisées de la NGC d'environ 1 milliard de GBP sur cette période de 4 ans.

La National Grid Company a revu son système de primes par zone en 1992 de façon à tenir davantage compte des coûts d'utilisation du réseau par les clients. En Novembre 1995, le DGES a demandé que les primes pour pertes au cours du transport reflètent mieux les coûts induits. Cependant, il a clairement affirmé que les producteurs, comme les consommateurs, doivent partager les frais des pertes au cours du transport dans le but d'émettre un signal fort en matière de localisation des centrales électriques à l'avenir. Dans le cadre des accords actuels, les primes sont établies sur une base uniforme sans tenir compte de la distance entre le lieu de production et l'utilisateur final.

En Ecosse, où il existe une intégration verticale, Hydro-Electric et ScottishPower détiennent des licences mixtes couvrant le transport, la distribution et la fourniture publique. Les recettes provenant des activités de distribution (par kWh distribué) sont contrôlées par une formule RPI - X, où X est égal à -1 % et -2 % respectivement. Les recettes provenant du transport sont contrôlées de la même façon, X étant égal à 1,5 % et à 1 %. En ce qui concerne la production, les coûts peuvent augmenter parallèlement à l'inflation (c'est comme si X était égal à 0), mais entre 1994 et 1998, la formule RPI - X semble de plus en plus influencée par GBY.

Pour l'activité de fourniture, il a été proposé de recourir à un élément fixe auquel s'ajoutent une prime par consommateur et une tolérance par unité fournie, tous ces éléments devant être contrôlés par la formule RPI-2 %. Hydro-Electric a rejeté ces propositions et la question a été portée devant la commission d'enquête sur les fusions et les monopoles. La Commission a recommandé que certaines modifications soient apportées à la licence mixte de Hydro-Electric; elles sont désormais mises en œuvre par le DGES.

Les tarifs en Irlande du Nord sont fixés par la NIE après consultation du DGESNI sur la base d'une formule RPI - X, qui s'applique à la totalité des recettes provenant des activités de distribution et de transport de la NIE. Cette formule contient une moyenne pondérée de deux composantes : une composante fixe indépendante du niveau des ventes et une composante variable qui tient compte des ventes. Cela a pour effet de renforcer les mesures de la NIE visant à favoriser l'efficacité énergétique. La partie fourniture des activités de la NIE est également réglementée par une formule RPI - X.

La possibilité, pour la NIE de répercuter sur les consommateurs les coûts de production est également réglementée d'une manière qui lui permet de proposer des mesures favorisant l'achat de puissance au prix le plus bas possible.

## NORVEGE

### 1. Tarification

En Norvège, le prix de l'électricité comporte deux éléments :

- un prix de l'énergie, pour l'électricité du réseau national,
- un loyer réseau (prix de transport), pour l'acheminement de l'électricité du réseau national aux consommateurs.

#### 1.1 Prix de l'énergie

Le prix de l'énergie ne comporte aucune prime fixe pour l'industrie, sauf pour le kWh consommé. Certains locaux ont des primes fixes lorsque leur consommation est inférieure à 500 kWh. Le consommateur peut s'approvisionner directement auprès des distributeurs sur le marché local, auprès d'autres distributeurs, sur le Nordic Power Exchange (marché local où les prix varient d'une heure à l'autre en fonction de l'offre et de la demande) ou par l'intermédiaire d'un courtier. Pour les consommateurs qui ont une consommation annuelle supérieure à 500 000 kWh, cette consommation est enregistrée chaque heure. La majeure partie des consommateurs sont facturés en fonction d'un profil de consommation annuel prédéfini.

## 1.2 Loyer réseau

Le loyer réseau (prix de transport) comporte une prime fixe, une prime de capacité et une prime au kWh consommé. Les consommateurs dont la demande de puissance maximale est inférieure à 50 kW ne paient pas de prime de capacité. Cependant, la structure tarifaire varie selon les distributeurs. Les consommateurs ont la possibilité d'opter pour des contrats de service réseau interruptibles, dont les tarifs sont inférieurs à ceux des contrats de service réseau normaux.

## 2. Fiscalité

### 2.1 Taxe sur l'utilisation de l'énergie électrique

La règle générale veut que cette taxe soit payable sur la puissance électrique fournie ou importée pour usage domestique. En 1998, cette taxe est de 0,0575 NOK/kWh. L'industrie, les exploitants de mines et de serres ne sont pas astreints au paiement de cette taxe. Cette taxe n'est pas non plus perçue dans les territoires les plus septentrionaux, dans le comté de Finnmark ainsi que dans certaines municipalités des Nord-Troms (Karlsøy, Kvænangen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skervøy, Støfjord).

### 2.2 Redevance

Depuis le 1 janvier 1993, une redevance est due pour l'électricité produite dans les centrales hydroélectriques. L'assiette de cette redevance est de 1/15 de la production totale d'une centrale donnée sur une période de 15 ans. Pour l'année 1998, le gouvernement norvégien a décidé de ne pas percevoir cette redevance basée sur la production totale, mais de demander aux producteurs de verser un loyer économique car la puissance hydroélectrique est une ressource naturelle. Ce loyer doit être fixé individuellement pour chaque centrale hydroélectrique.

## 3. Description générale

En 1995, l'industrie de fourniture de l'électricité norvégienne comptait 326 entreprises. 215 d'entre elles participaient à la production d'électricité. Il y avait 59 sociétés de production exclusivement et 26 producteurs industriels. 106 sociétés étaient à la fois producteurs et distributeurs de puissance directement aux utilisateurs finals par l'intermédiaire de leur propre réseau de distribution (entreprises à intégration verticale), dont 54 sont hautement intégrées. Les entreprises hautement intégrées vendent plus de 20 % de leur production totale aux utilisateurs finals. Il existe également 25 entreprises de gros, 96 entreprises de détail, 5 sociétés de réseau et 10 autres sociétés (négociants).

L'industrie norvégienne de la fourniture d'électricité compte également 93 sociétés privées. Néanmoins, plus de 80 % de la capacité de production sont détenus par l'Etat, les villes ou les comtés, et plus de 95 % du réseau sont publics. Statkraft (appartenant à l'Etat) détient presque 1/3 de la capacité de production norvégienne. 99 % environ de la capacité de production nationale est de type électricité hydraulique. En 1995, la production brute totale était de 123 TWh et la consommation nette de 105 TWh.

La loi relative à l'énergie de 1991 divise le marché norvégien de l'électricité en deux activités, la première liée à un monopole, la seconde en libre concurrence. Etant donné qu'il n'est pas économiquement rentable que deux distributeurs d'électricité disposent chacun de leurs propres lignes, la solution consiste à offrir aux autres distributeurs la possibilité d'accéder directement à tous les réseaux (accès aux tiers). Cette approche permet d'accroître la concurrence sur le marché des consommateurs. De cette manière, les consommateurs peuvent acheter leur électricité auprès du fournisseur de leur choix. Les consommateurs qui achètent leur électricité auprès d'un autre distributeur versent à ce dernier le montant de leur consommation et paient au propriétaire du réseau local la facture d'acheminement de l'électricité. Le transport de l'électricité faisant l'objet d'un monopole, les entreprises de transport sont contrôlées par le gouvernement. Les sociétés qui, à la fois, produisent, commercialisent et distribuent l'électricité doivent tenir des comptabilités séparées pour leurs activités monopolistiques et concurrentielles. L'Administration de l'énergie et des ressources en eau norvégienne (NVE) est chargée de l'inspection et



du contrôle de la qualité de fonctionnement des sociétés de distribution. Cette administration règle les litiges relatifs aux procédures comptables des tarifs de distribution d'électricité (loyer réseau) et veille à ce que les prix des services de distribution soient raisonnables.


#### 4. Méthode de calcul des prix

Le loyer réseau est divisé en cinq niveaux et les différents consommateurs de référence définis par la Directive CEE/377/90 sont ajustés à ces niveaux :

- Niveau réseau 5 : Distribution locale (> 1 kV) - consommateur de référence Ia - Ic;
- Niveau réseau 4 : Transformation locale (> 1 kV) - consommateur de référence Id - Ie;
- Niveau réseau 3 : Distribution régionale (1-20 kV) - consommateur de référence If;
- Niveau réseau 2 : Transformation régionale (1-20 kV) - consommateur de référence Ig;
- Niveau réseau 1 : Transport régional (> 22 kV, 60 kV, 130 V) - consommateur de référence Ih - Ii;
- Niveau réseau 0 : Transport national et transformation

Certains consommateurs vont néanmoins recevoir de l'électricité depuis un niveau réseau différent ou avoir leur propre réseau. Pour un certain nombre de sociétés de distribution, les niveaux 4 et 5 sont considérés comme un seul et même niveau.

Exemple :

|  Puissance appelée | 0-100 kW | 100-300 kW | 300-500 kW | >500 kW |
|---|----------|------------|------------|---------|
| Prime fixe (NOK)  | 1 000    | 1 000      | 1 000      | 1 000   |
| Prime de capacité (NOK/kW/an)   | 369      | 304        | 262        | 213     |
| Prime d'énergie, NOK/kWh  | 0,031    | 0,030      | 0,029      | 0,028   |


Pour un consommateur dont la demande maximale est de 500 kW, la prime de capacité moyenne est calculée comme indiqué ci-après :

- *Prime de capacité :*

$(100 \text{ kW} \times 369 \text{ NOK/kW/an} + 200 \text{ kW} \times 304 \text{ NOK/kW/an} + 200 \text{ kW} \times 262 \text{ NOK/kW/an}) / 500 \text{ kW} = 300,2 \text{ NOK/kW/an}$ .

La prime moyenne par kWh consommé est calculée de la même façon.

Le loyer réseau de 22 sociétés, par exemple, a été collecté. Pour une société de fourniture occasionnelle, le loyer réseau du consommateur de référence Ia a été calculé comme suit :

|  Prime fixe | Prime de capacité | Prime d'énergie |
|--|-------------------|-----------------|
| 1 000 NOK  | 369 NOK/kW/an     | 0,031 NOK/kWh   |

- Loyer réseau :

$1\,000 \text{ NOK} \times 100/50\,000 \text{ kWh} + 369 \text{ NOK/kW/an} \times 100 \times 50 \text{ kW}/50\,000 \text{ kWh} + 0,031 \text{ NOK/kWh} = 0,42 \text{ NOK/kWh}$ .

Le prix total en øre/kWh inclut le loyer réseau et le prix de l'énergie. Avec un prix de l'énergie de 0,22 NOK/kWh, le prix total pour le consommateur est de 0,64 NOK/kWh.

Europäische Kommission  
European Commission  
Commission européenne

**ELEKTRIZITÄTSPREISE — Preissysteme 1997**  
**ELECTRICITY PRICES — Price systems 1997**  
**PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ — Systèmes de prix 1997**

Luxembourg: Office des publications officielles des Communautés européennes

1998 — 134 p. — 21 x 29,7 cm

Themenkreis 4: Energie und Industrie (blau)  
Reihe D: Studien und Forschungsergebnisse

Theme 4: Energy and industry (blue)  
Series D: Studies and research

Thème 4: Énergie et industrie (bleu)  
Série D: Études et recherche

ISBN 92-828-4670-9

Preis in Luxemburg (ohne MwSt.) • Price (excluding VAT) in Luxembourg •  
Prix au Luxembourg (TVA exclue):  
ECU 19

Eurostat sammelt und veröffentlicht zahlreiche Informationen über Energiepreise in den Mitgliedstaaten. Das Ziel dieser Veröffentlichung ist eine möglichst erschöpfende Zusammenfassung der jüngsten Preissysteme-Informationen in der Europäischen Union gemäß der Richtlinie über die Transparenz der vom industriellen Endverbraucher zu zahlenden Gas- und Strompreise. Aktuellere Preise kann man in den spezialisierten Veröffentlichungen finden, insbesondere der halbjährlich erscheinenden „Statistik kurzgefaßt“ und in der jährlichen Publikation „Elektrizitätspreise“.

Eurostat collects and publishes a wide range of information on energy prices in the Member States. The aim of this publication is to summarise, every two years, as succinctly as possible the information on the price systems in force in the European Union, according to the directive on the transparency of gas and electricity prices charged to the end-user. Data on prices can be found in specific publications, such as the semestrial 'Statistics in focus' and the annual 'Electricity prices' publication.

Eurostat recueille et publie de nombreuses informations sur les prix de l'énergie dans les États membres. Le but de cette publication est de rassembler tous les deux ans, de la manière la plus synthétique possible, des informations récentes sur les systèmes de prix en vigueur dans l'Union européenne, conformément à la directive sur la transparence des prix au consommateur final de gaz et d'électricité. Les données concernant les prix figurent dans des publications spécialisées, les «Statistiques en bref» semestrielles et les «Prix de l'électricité» annuels.

Preis in Luxemburg (ohne MwSt.) • Price (excluding VAT) in Luxembourg • Prix au Luxembourg (TVA exclue):

**ECU 19**



AMT FÜR AMTLICHE VERÖFFENTLICHUNGEN  
DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN

OFFICE FOR OFFICIAL PUBLICATIONS  
OF THE EUROPEAN COMMUNITIES

OFFICE DES PUBLICATIONS OFFICIELLES  
DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

L-2985 Luxembourg

ISBN 92-828-4670-9



9 789282 846704 >

