

Elektrizitätspreise — Preissysteme 1999

Electricity prices — Price systems 1999

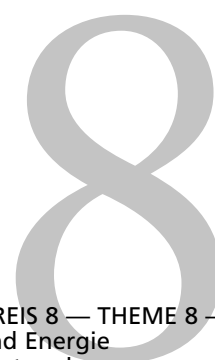
Prix de l'électricité — Systèmes de prix 1999



EUROPÄISCHE KOMMISSION
EUROPEAN COMMISSION
COMMISSION EUROPÉENNE



THEMENKREIS 8 — THEME 8 — THÈME 8
Umwelt und Energie
Environment and energy
Environnement et énergie



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>).

Bibliografische 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, 2000

ISBN 92-828-9952-7

© Europäische Gemeinschaften, 2000

© European Communities, 2000

© Communautés européennes, 2000

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	45
	INTRODUCTION	83
II.	PREISSYSTEME IN DEN 15 MITGLIEDSSTAATEN DER EUROPÄISCHEN UNION UND NORWEGEN	7
	PRICE SYSTEMS IN THE 15 MEMBER STATES OF THE EUROPEAN UNION AND NORWAY	47
	SYSTEMES DE PRIX DES 15 ETATS MEMBRES DE L'UNION EUROPEENNE ET LA NORVEGE	85

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 Januar 1999 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

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

BELGIEN

1. Struktur

Der Strom wird zu etwa 96 % von Elektrizitätsunternehmen (Electrabel und SPE) erzeugt und zu etwa 4 % von industriellen Eigenerzeugern. Electrabel ist ein privates und SPE ein öffentliches Unternehmen.

Die Verteilung unterliegt dem Gesetz vom 10. März 1925 über die Verteilung von elektrischer Energie, geändert durch ein regionales Dekret vom 19. November 1990 für die Region Wallonien und durch ein Dekret vom 22. Dezember 1999 für die Region Flandern.

2 % der gesamten elektrischen Energie werden von (8) Stadtwerken verteilt, etwa 18 % von (9) reinen Zweckverbänden und 80 % von (19) gemischten Zweckverbänden.

Für die Stromabnehmer, die keine zugelassenen Kunden sind und an eine Spannung von höchstens 15 kV angeschlossen sind, werden die Stromtarife für das ganze Land vom "Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz" empfohlen. Diese Empfehlungen sind Gegenstand einer Ministerialverordnung im belgischen Staatsblatt (Moniteur belge).

Im folgenden werden die Tarifstrukturen für die Hauptkundengruppen kurz beschrieben.

2. Niederspannungstarife

Der Unterschied zwischen den Tarifen für Haushalte und denen für Unternehmen verschwindet für alle neuen Kunden, d. h. für diejenigen, die ab 1. September 1999 einen neuen Anschluß oder eine Änderung der bereitgestellten Leistungen beantragt haben. Alle Tarife beinhalten eine zusätzliche Grundgebühr je kVA, sofern die Leistung über 10 kVA liegt.

Der "Normaltarif" (ohne obere Leistungsgrenze angewandt) beinhaltet eine jährliche Gebühr und einen Festpreis je kWh. Für Kunden, die weniger als 1500 kWh/Jahr abnehmen, gilt weiterhin ein günstigerer Tarif für "Kleinabnehmer". Dieser Tarif ist auch von neuen Kunden zu zahlen, sofern die Leistung unter 10 kVA liegt. Bei Abnahme von mehr als 365 kWh/Jahr wird ein Höchstpreis je kWh berechnet.

Für Kunden, die höchstens 6 kVA abnehmen, gilt ein Tarif für "Niedrigleistung". Dieser ist günstiger als der Normaltarif, sofern der jährliche Verbrauch höchstens 2500 kWh/Jahr beträgt.

Der "Zweifachtarif" beinhaltet eine jährliche Gebühr (höher als der Normaltarif), einen Tagespreis je kWh, der mit dem Normaltarif identisch ist, und einen ermäßigten Nachtpreis je kWh.

Der "Nachttarif" gilt für ständig an einen getrennten Stromkreis angeschlossene Geräte, die per Fernsteuerung täglich 9 Nachtstunden mit Spannung versorgt werden. Er beinhaltet eine jährliche Gebühr und einen Preis je kWh, der niedriger ist als der Nachtpreis des Zweifachtarifs.

Bestimmten Kundengruppen können "spezifische Sozialtarife" gewährt werden (ohne jährliche Gebühr des Normaltarifs).

Für Kunden mit einer Mindestleistung von 36 kVA gilt der Tarif "36 kVA", sofern der Normaltarif nicht günstiger ist (höhere Gebühr als beim Normaltarif, jedoch niedrigerer Preis je kWh).

3. Hochspannungstarife

Es gibt 4 Hochspannungstarife : A, B, C und Saisontarif mit Zeitzonen.

Tarif C gilt für Kunden, die mehr als 4 000 kW abnehmen, mit 15 kV sekundärseitig an eine große Umspannstation angeschlossen sind und ihren Anschluß selbst ausgeführt haben. Es gibt 3 Versionen : kurze, mittlere und lange Inanspruchnahme, alle jahreszeitlich gestaffelt. Beim Tarif für lange Inanspruchnahme besteht eine nicht saisonal gestaffelte Grundversion.

Tarif B wird bei Abnahme von mehr als 1 000 kW berechnet.

Tarif A gilt für Kunden, die eine Leistung von weniger als 1 000 kW abnehmen. Bei einer höheren Leistung wird für den entsprechenden Zeitraum (Kalenderjahr) automatisch der günstigste Tarif von A oder B berechnet.

Der Saisontarif mit Zeitzonen deckt den Anwendungsbereich der Tarife A und B. Er ist fakultativ und gilt gleichfalls für Zeiträume von 12 aufeinanderfolgenden Monaten. Er wird Kunden berechnet, die ihre Abnahme nach den unterschiedlichen Preisen dieses Tarifs ausrichten können.

Den Hochspannungskunden wird eine monatliche Grundgebühr je Versorgungsstelle berechnet, welche die Kosten für Zähler, Ablesen und Fakturierung deckt.

Tarif A ist nicht saisonal gestaffelt. Es gibt 2 Versionen, je nach der vorherrschenden Abnahme (Beleuchtung oder Kraftstrom). Dieser Tarif beinhaltet einen mit der viertelstündlich abgenommenen Maximalleistung verbundenen Preis, einen Energiepreis für Volllaststunden und für Schwachlaststunden. Für geringfügige Inanspruchnahme wird ein Höchstpreis festgesetzt.

Die Saisontarife mit Zeitzonen sowie die Tarife B und C für mittlere und lange Inanspruchnahme sind saisonal gestaffelt. Sie beinhalten einen Preis (nicht saisonal gestaffelt) für die während der letzten 12 Monate bereitgestellten Maximalleistung, einen mit der viertelstündlich abgenommenen Maximalleistung verbundenen Preis sowie einen saisonabhängigen Energiepreis für Volllaststunden und Schwachlaststunden.

Der Saisontarif mit Zeitzonen und der Tarif C für kurze Inanspruchnahme gelten zudem auch für Spitzenzeiten in den Wintermonaten; diese bestehen täglich 4 Stunden während der Volllastzeiten.

Die Volllastzeiten umfassen einen Zeitraum von täglich 15 Stunden von Montag bis Freitag, mit Ausnahme der gesetzlichen nationalen Feiertage. Die Schwachlaststunden bilden den Saldo.

Bei allen Hochspannungstarifen wird die Maximalleistung (kW) auf viertelstündlicher Basis gemessen.

Bei den Tarifen A, B und C wird die Blindenergie berechnet auf der Grundlage der verbrauchten Blindenergie, die 50 %, 50 % und 33 % der insgesamt verbrauchten Wirkenergie übersteigt.

Der Ergänzungstarif und der Tarif für Reserveversorgung, die Eigenerzeugern berechnet werden, sind saisonal gestaffelte Versionen der Tarife für gewöhnliche Kunden.

4. Preisanpassung

Die Leistungspreise, die jährlichen Grundgebühren und ein Teil der Energiepreise werden monatlich unter Verwendung des veröffentlichten Parameters NE angepaßt, der die Kostenveränderungen bei der Stromerzeugung ohne Brennstoffe widerspiegelt. Der restliche Preis je kWh wird angepaßt unter Verwendung des Parameters NC, der die Entwicklung der Kosten für die in Kraftwerken verbrannten Brennstoffe widerspiegelt.

5. Besteuerung

Die Energiesteuern beinhalten folgende Elemente :

- eine Energieabgabe;

- die Abgabe beträgt 0,055 BEF/kWh ohne MwSt für Niederspannungskunden, mit Ausnahme der Kunden, denen spezifische Sozialtarife gewährt werden;
- die MwSt von 21 %.

DÄNEMARK

1. Tarife

Es gibt keinen nationalen Standardtarif. Die 90 Versorgungsunternehmen haben alle ihre eigenen Tarife.

Am 1. Januar 1998 wurden Deregulierungsmaßnahmen eingeleitet und der Groß- und Einzelhandelsmarkt für Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 100 GWh geöffnet. Am 1. Januar 2000 trat ein neues umfassendes Elektrizitätsgesetz in Kraft, das den Strommarkt in den nächsten 3 Jahren schrittweise öffnen wird.

Seit dem 1. Januar 2000 werden die Tarife nach und nach an die neuen Verordnungen und den Wettbewerbsmarkt angepaßt. Die Endverbraucherpreise werden nun entsprechend den folgenden Kostenelementen festgesetzt :

- Energiepreis,
- Netzbenutzungsgebühr,
- Gebühr für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen (einschließlich erneuerbarer Energie und anderer vorrangiger Energiequellen).

Die Netzbenutzungsgebühr wird als Wertmarkentarif je kWh festgesetzt. Die Gebühr für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen ist von allen Kunden in West- und Ostdänemark in gleicher Höhe je kWh zu entrichten.

1.1 Haushalte

Bei den Tarifen der Elektrizitätsunternehmen gibt es einige Unterschiede. Normalerweise besteht der Haushaltstarif aus einer festen Jahresgebühr, die im voraus zu entrichten ist, und einem einzigen kWh-Tarif. Es gibt eine Sonderregelungen für Kleinverbraucher.

1.2 Gewerbliche Kunden

Die meisten Versorgungsunternehmen bieten Zeitzonentarife für größere Verbraucher (siehe unten). Im allgemeinen richten sich die dänischen Endverbrauchstarife nicht nach dem Endverbrauchssektor sondern nach dem kV-Netzanschluß und zum Teil nach dem Verbrauch.

Die Tarife für größere Verbraucher umfassen gewöhnlich einen Grundpreis und einen Energiepreis. Der Energiepreis kann entweder aus einem Pauschalsatz oder aus einem Zeitzonensatz bestehen, typischerweise mit drei Zeiträumen.

Alle Tarife werden veröffentlicht. Der Verband der dänischen Energieunternehmen erhebt und veröffentlicht die Tarife jährlich im März/April. Die meisten Tarife werden noch am 1. Januar jedes Jahres überarbeitet. Die neue Energieüberwachungsbehörde ("Regulator") wird alle Tarife in bezug auf Energie, Netz und gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen veröffentlichen.

Die meisten Kunden (einschließlich industrieller Kunden) werden auf der Grundlage veröffentlichter Tarife versorgt. Aufgrund des Wettbewerbsmarkts werden immer mehr Einzelverträge abgeschlossen. Über diese Verträge sind noch keine Statistiken verfügbar.

1.3 Steuern

Die Elektrizitätsbesteuerung besteht aus drei Hauptelementen :

1.3.1 Energiesteuer

Der Satz zum 1. Januar 1999 beträgt 48,1 Öre/kWh (53,6 Öre/kWh seit dem 1 Januar 2000) für die meisten Privatkunden. Darin enthalten ist eine "Verteilungsabgabe" von 4 Öre/kWh und eine Abgabe für Energieerhaltungsmaßnahmen von 0,6 Öre/kWh. Bei Kunden mit Elektroheizung, die mehr als 4 000 kWh pro Jahr verbrauchen, wird der Mehrverbrauch mit 41,60 Öre/kWh besteuert.

Kunden, die für MwSt-Zwecke registriert sind, wird der überwiegende Teil der Energiesteuer rückerstattet, bis auf 1 Öre/kWh "Verteilungsabgabe" und die Abgabe für Energieerhaltungsmaßnahmen in Höhe von 0,6 Öre/kWh. Die Steuern auf den Stromanteil für Raumheizung werden jedoch nicht rückerstattet.

1.3.2 CO₂-Steuer

Der Satz von 10 Öre/kWh ist von allen Kunden zu entrichten. Den meisten Kunden, die für MwSt-Zwecke registriert sind, kann diese Steuer unmittelbar rückerstattet werden. Einigen Kunden können, je nach Stromintensität und Verfahren, weitere Rückerstattungen gewährt werden. Für diesen Bericht wird eine CO₂-Steuer von 5 Öre/kWh zugrundegelegt.

Die frühere SO₂-Steuer von 1,3 Öre/kWh wird seit dem 1.1.2000 auf Brennstoffe erhoben, die zur Stromerzeugung verwendet werden.

1.3.3 MwSt

Der Satz von 25 % ist von allen Kunden zu entrichten. Er kann jedoch den mehrwertsteuerlich registrierten Unternehmen vollständig rückerstattet werden.

BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND

1. Industriestrompreis-Systeme

Die Rechtsbeziehungen zwischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen/Stromhändlern und Industriekunden regeln sich nach individuellen Stromlieferungsverträgen ("Sonderverträgen"), die die Vertragspartner miteinander vereinbaren.

Während bei den Preisen Unterschiede bestehen, ist die Struktur der Preisregelungen weitgehend einheitlich. Es werden Regelungen mit Leistungspreisen (DM/kW a) und Arbeitspreisen (Pf/kWh) angeboten, das heißt, zweigliedrige Arbeits- und Leistungspreisregelungen. Bei älteren Preisregelungen sind die Preise für den Verbrauch am Tag und in der Nacht unterschiedlich. Die Dauer der Zeitzonen richtet sich nach dem Verlauf der Gesamtlast. So ist die Schwachlastzeit (Nachtzeit) auch häufig im Sommer länger als im Winter. Teilweise gibt es auch saisonale Unterschiede.

2. Leistungspreisregelungen

Bezugsgröße des Leistungspreises ist die Jahresverrechnungsleistung (in kW oder kVA). Diese wird überwiegend aus dem Mittel der drei größten Monatshöchstleistungen gebildet. Möglich ist auch der Mittelwert aus den zwei größten Monatshöchstleistungen. Vereinzelt wird auch die Abrechnung nach der Jahreshöchstleistung vorgenommen, und in letzter Zeit werden verstärkt Monatsleistungspreisregelungen angeboten. Die Meßperiode für die Ermittlung der Höchstleistung beträgt in der Regel 15 Minuten. Die

meisten Preisregelungen sehen vor, daß eine Mindestleistung in Abhängigkeit von der vorgehaltenen Leistung zu bezahlen ist. Einige Unternehmen berechnen den Leistungspreis für eine vom Kunden fest bestellte (vertraglich vereinbarte) Leistung; wird diese überschritten, ist für die darüber hinausgehende Leistung ein höherer Leistungspreis zu bezahlen.

Zusätzlich zu den vorstehend beschriebenen Preisregelungen wird dem Kunden die Möglichkeit angeboten, durch Reduzierung der in Anspruch genommenen Leistung während bestimmter zu erwartender Starklastzeiten, ihre Strombezugskosten erheblich zu senken.

3. Zonenpreisregelungen

Diese Preisregelungen verzichten auf einen Leistungspreis und enthalten neben den mit steigendem Verbrauch fallenden Arbeitspreisen (verschiedene Mengenzonen) einen Benutzungsdauerrabatt in Abhängigkeit von der gemessenen Höchstleistung.

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) zugrundegelegt ist, wird hierbei für denjenigen Blindstromverbrauch, der über diesen Wert hinausgeht, ein Zuschlag berechnet.

5. Preisanpassung

Die Verträge enthalten zum Teil 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 bedarf keiner behördlichen Genehmigung.

6. Netznutzungsentgelte

Zuzüglich zu den Strompreisen sind die nach der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte für elektrische Energie ermittelten Netznutzungsentgelte an den Betreiber der Entnahmenetzes zu zahlen. Teilweise sind die Netznutzungsentgelte in den Strompreisen enthalten.

7. Konzessionsabgabe

Überschreitet der Durchschnittspreis des jeweiligen Kunden den Durchschnittserlös aus der Lieferung von Strom an alle Sondervertragskunden (für 1999 13,90 Pf/kWh), so darf die Zahlung einer Konzessionsabgabe vereinbart werden. Diese Abgabe darf maximal 0,22 Pf/kWh betragen. Die Konzessionsabgabe wird an die betroffene Gemeinde weitergegeben.

8. Besteuerung

Am 1. April 1999 wurde in Deutschland eine Stromsteuer eingeführt (2 Pf/kWh). Diese beträgt ab 1. Januar 2000 2,5 Pf/kWh. Für das produzierende Gewerbe gilt unter bestimmten Voraussetzungen ein ermäßigter Steuersatz (seit 15. Februar 2000 0,5 Pf/kWh, vorher 0,4 Pf/kWh) zuzüglich eines jährlichen Sockelbetrages von 800 DM, der an das zuständige Hauptzollamt abzuführen ist. Der deutsche Mehrwertsteuersatz, dem auch die Stromsteuer (inklusive Sockelbetrag) unterliegt, beträgt seit 1. April 1998 16 Prozent.

GRIECHENLAND

1. Rechtsrahmen

In Griechenland ist für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Elektrizität die PPC (Public Power Corporation) zuständig, die 1950 durch ein Gesetz gegründet wurde.

Die PPC hat den Rechtsstatus eines Privatunternehmens, dient jedoch öffentlichen Interessen.

Die Elektrizitätswirtschaft wird von verschiedenen staatlichen Verwaltungsstellen überwacht und koordiniert :

- Das Entwicklungsministerium genehmigt den Entwicklungsplan und die Investitionsprogramme von PPC.
- Das Wirtschaftsministerium genehmigt die PPC-Haushaltspläne usw.

98 % der Elektrizität des Landes werden von PPC geliefert. Die restlichen 2 % entfallen auf Eigenerzeuger, insbesondere industrielle Verbraucher, die ihren Eigenbedarf decken.

2. Tarifsysteem

Struktur und - im Prinzip – Preisniveau der angewandten Tarife sind im gesamten Staatsgebiet gleich.

Alle Tarife werden veröffentlicht; jeder Kunde kann aus den verfügbaren Tarifen denjenigen auswählen, der für seine Erfordernisse am besten geeignet ist.


Die Tarifbedingungen berücksichtigen folgendes :

- die Netzspannung: Niederspannung (220-380V), Mittelspannung (6,6, 15, 20, 22 kV), Hochspannung (150 kV);
- die Verwendung (Haushalte, Industrie, Landwirtschaft, Handel, allgemeine Verwendung);
- die vertraglich festgelegte Höchstabnahmemenge (kW), Nieder- und Mittelspannung (bis zu 10 MW) sowie Hochspannung (über 10 MW);
- die Verwendungszeit der vertraglichen Abnahmemenge.

3. Haushaltsverbraucher

Für Haushaltsverbraucher gibt es zwei Tarife :

- Der Tagestarif "G1" gilt für den gesamten Verbrauch während des Zeitraums von 24 Stunden. Es handelt sich um einen progressiven Tarif, der einen steigenden Verbrauch impliziert und somit einen niedrigeren Preis für Kleinverbraucher vorsieht. Er enthält eine zusätzliche progressive feste Gebühr für Einphasenverbraucher sowie für Dreiphasenverbraucher.
- Der Tages- und Nachttarif "G1N", der einen getrennten ermäßigten Nachtsatz umfasst, verbilligt den Strom während der Nachtstunden. Er wird hauptsächlich auf die Raumheizung (Wärmespeicher) angewandt.

 Verbrauch	Sommer Mai – Oktober	Winter November – April
	Tag	07.00-23.00
Nacht	23.00-07.00	23.00-07.00*

* Für bestimmte Großregionen (Attika, Saloniki, Volos, Patras) gibt es zwei alternative Niedrigpreiszeiten: 23.00-07.00 oder 02.00-08.00 & 15.30-17.30.

Für den Niederspannungsverbrauch wird eine Leistungspauschale berechnet, für den Tagesverbrauch ein progressiver Tarif.

4. Industrieverbraucher

Für industrielle Verbraucher gelten die drei folgenden Tarife :

4.1 Tarife für industrielle Niederspannungsverbraucher

- zweiteiliger Tarif mit fester Gebühr und Energiepauschale;
- zweiteiliger Tarif mit fester Gebühr und Energiepreis mit Zeitzonen;
- zweiteiliger Tarif mit fester Gebühr, Leistungspreis und Energiepauschale;

4.2 Tarife für industrielle Mittelspannungsverbraucher

- Der erste Tarif gilt für Verbraucher mit einem effektiven Lastfaktor von mehr als 47 %. Es handelt sich um einen zweiteiligen Tarif, der einen Kapazitätspreis und einen zweistufigen Energiepreis, je nach der maximalen monatlichen Stromabnahme, vorsieht.
- Der zweite Tarif gilt für Verbraucher mit einem effektiven Lastfaktor von weniger als 47 %. Der zweiteilige Tarif umfaßt einen Leistungspreis und eine Energiepauschale.

4.3 Tarif für industrielle Hochspannungsverbraucher

- Der Tarif gilt für Verbraucher, die unmittelbar an das 150-kV-Netz angeschlossen sind. Der zweiteilige Tarif umfaßt einen Leistungspreis und einen Energiepreis.
- Er stellt auch einen saisonalen Tarif mit Zeitzonen dar, da Energie- und Leistungspreis je nach dem Zeitraum des Stromverbrauchs abweichen (Hochlast-, Schwachlast- und Mittellaststunden).

SPANIEN

1. Versorgungstarife

Die Stromversorgungstarife finden seit dem 1. Januar 1998 Anwendung auf nicht qualifizierte Kunden bzw. qualifizierte Kunden, die von ihrem Status keinen Gebrauch machen.

Die Stromtarife werden als Höchstsätze festgelegt und gelten für alle Endverbraucher auf dem gesamten Hoheitsgebiet.

Die Tarife werden in jedem Geschäftsjahr angepaßt. Ist der Durchschnittspreis berechnet, wird er auf die verschiedenen Tarife umgelegt.

Die Tarifstruktur und die Anwendungsmodalitäten wurden 1983 festgelegt und in der Folge angepaßt. 1987 war das Tarifsysteem vollständig ausgestaltet. Später wurden noch kleinere Änderungen vorgenommen, um es zu verbessern und flexibler zu gestalten.

Die Tarifstruktur insgesamt gliedert sich in eine allgemeine Tarifordnung, die in Abhängigkeit von der Versorgungsspannung und der Nutzung der bestellten Leistung festgelegt wird und für sämtliche Abnehmer gilt, und Sondertarife für öffentliche Beleuchtung, Bewässerung, Transportsysteme, Verteilerunternehmen (nur für bereits vorhandene kleine Stromverteilungsunternehmen), Großverbraucher und private Haushalte 1.0 und 2.0, die entweder - wie es bei den vier ersten Sondertarifsektoren der Fall ist - in Abhängigkeit vom Energieverbrauch oder - im Falle der beiden letztgenannten - in Abhängigkeit von den Versorgungsbedingungen (hier ist die Nutzungsart Bestandteil des Tarifs) ausgehandelt werden.

Der Endpreis des Stromverbrauchs fußt auf einem zweigliedrigen Grundpreis, der einen Bereitstellungspreis (aufgrund der bestellten Leistung) und einen Verrechnungspreis (aufgrund des Verbrauchs) umfaßt. Hinzu kommen algebraische Zu- und Abschläge entsprechend den vier vorhandenen Tarifabwandlungen für Teilzeiten, Blindenergie, jahreszeitliche Netzbelastung und Unterbrechungen der Stromversorgung.

Auch Zählermiete und Steuern fließen in die Stromrechnung ein.

1.1 Tarifabwandlungen

Die Tarifabwandlungen für Teilzeiten bestehen aus Zu- oder Abschlägen in Pta in Abhängigkeit von der Nutzungsart und vom Grundpreis für einen durchschnittlichen Nutzungsgrad in der jeweiligen Verbrauchsgruppe. Es gibt fünf Teilzeiten, wobei der Kunde das Recht hat, die seinen Bedürfnissen am ehesten entsprechende Teilzeit zu wählen.

Die Tarifabwandlung für Blindenergie dient dazu, den Blindenergieverbrauch so gering wie möglich zu halten, indem der Leistungsfaktor ($\cos \varphi$) der Einheit angenähert wird. Sie basiert auf bestimmten prozentualen Zu- bzw. Abschlägen in Abhängigkeit vom Leistungsfaktor und findet auf den gesamten Grundpreis Anwendung. Sie variiert zwischen einem Abschlag von 4 % für $\cos \varphi = 1$ und einem Zuschlag von 47 % für $\cos \varphi = 0,5$. Die Kunden der Tarifklassen 1.0 und 2.0 sind hiervon nicht betroffen.

Die saisonale Tarifabwandlung trägt den jahreszeitlichen Schwankungen der Energiekosten aufgrund der unterschiedlichen Netzlast Rechnung und bezweckt eine Abflachung der Belastungskurve. Sie besteht aus einem Abschlag in Höhe von 10 % auf den Grundpreis für Verbräuche während der Monate mit schwacher Netzlast (Mai, Juni, August und September) und einem Zuschlag von 10 % während der Monate, in denen die Netzlast Spitzenwerte erreicht (Januar, Februar, November und Dezember).

Die Tarifabwandlung für die Unterbrechung der Stromversorgung erfordert eine Änderung der allgemeinen Vertragsbedingungen für die Stromlieferungen von Großabnehmern, für die die allgemeinen A.T.-Tarife gelten (bestellte Leistung in Spitzen- und Schwachlastzeiten ≥ 5 MW). Sie besteht darin, daß sich der Kunde gegen bestimmte Preisabschläge verpflichtet, seinen Bedarf fünf Jahre lang zu reduzieren und während der vom Versorgungsunternehmen bestimmten Zeiten eine vorab festgelegte Leistung (P_{\max}) nicht zu überschreiten.

2. Freier Strommarkt

Vom 1. Januar 1998 an wird die Stromversorgung aufgrund des *Ley del Sector Eléctrico* (Stromwirtschaftsgesetz) allmählich liberalisiert. Qualifizierte Kunden können die Stromlieferverträge jetzt frei aushandeln und haben freien Zugang zum Strommarkt. Dabei kann auch auf verschiedene, im Zuge der Entwicklung des Strommarkts neu entstehende Vertragsmodelle zurückgegriffen werden.

Die Ersteinstuung als „qualifizierter Kunde“ erfolgt laut Gesetz aufgrund des Jahresverbrauchs nach Abnahmestelle bzw. Installation. Es wurde ein Liberalisierungszeitplan aufgestellt, der 1998 anließ und zunächst einmal nur Verbraucher mit Abnahmemengen ab 15 GWh/Jahr und Eisenbahnbetreiber einschließlich Betreiber von U-Bahnen betraf. Die einzelnen Etappen des Plans sind Tabelle 4 zu

entnehmen. Innerhalb von zehn Jahren (2007) sollen sämtliche Abnehmer den Status "qualifizierter Kunde" erhalten.

Die Liberalisierung der Stromversorgung wird ermöglicht durch :

- den freien Zugang zu Stromdurchleitungs- und Verteilernetzen für qualifizierte Kunden, für den Stromdurchleitungsgebühren in Form von Zugangstarifen erhoben werden;
- die Einführung der Rechtsperson des Vermarkters; der Vermarkter wird im Gesetz als Rechtsperson definiert, die durch den Zugang zu Stromleitungs- und Verteilungsnetzen die Versorgung des Stromkunden sicherstellt, der die Voraussetzungen eines qualifizierten Kunden erfüllt.


Zwecks Erleichterung der Umstellung auf das Liberalisierungsmodell wird die allgemeine Tarifordnung beibehalten. Sie greift dort, wo der Kunde sich dafür entscheidet, nicht als qualifizierter Abnehmer aufzutreten und als solcher am freien Strommarkt teilzunehmen.

Der ursprüngliche Zeitplan für die Liberalisierung der Stromversorgung wurde nachträglich vorverlegt (s. nachstehende Tabelle).

3. Steuerliche Aspekte

Bis zum 31. Dezember 1997 wurde eine Einheitssteuer für den Stromverbrauch in Form der 16 %igen MWSt erhoben.

Am 1. Januar 1998 wurde die Stromversorgung mit einer Sondersteuer belegt, die an die Stelle der Gebühren tritt, die die Ausgleichsabgabe für Beihilfen zugunsten des Steinkohlenbergbaus umfaßten. Die Sondersteuer wird auf der Grundlage der Stromrechnung erhoben. Diese wird mit dem Koeffizienten 1,05113 multipliziert, wobei auf dem gesamten Hoheitsgebiet ein Kurskoeffizient von 4,864 % zur Anwendung kommt. Der Steuerbetrag unterliegt ebenfalls der MWSt.

 Liberalisierungszeitplan für Stromabnehmer	
01.01.1998	Abnahmemenge > 15 GWh/Jahr Eisenbahnbetreiber einschließlich U-Bahnbetreiber
01.01.1999	Abnahmemenge > 5 GWh/Jahr
01.04.1999	Abnahmemenge > 3 GWh/Jahr
01.07.1999	Abnahmemenge > 2 GWh/Jahr
01.10.1999	Abnahmemenge > 1 GWh/Jahr
01.01.2007	Alle Abnehmer

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 Tarifzeitzonen 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 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 Kilowattstundenpreise 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 existierende Abnehmer 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 Leistung beruhender Tarif berechnet, der sich aus einem zweimonatlichen maximalen Leistungspreis, einer Dienstleistungsgebühr, dem Kilowattstundenpreis zum Tages- bzw. Nachtтарif und einem Zuschlag für einen geringen Leistungsfaktor zusammensetzt.

Die maximalen Leistungspreise werden nicht im voraus geregelt. Allerdings wird die Dienstleistungsgebühr auf den jeweils höchsten Wert der tatsächlichen zweimonatlichen maximalen Leistung, der höchsten berechenbaren maximalen Leistung während eines beliebigen der fünf vorangegangenen zweimonatlichen Abrechnungszeiträume, auf 70 % der in der Liefervereinbarung festgelegten kWh-Gesamtkapazität des Kunden oder auf 70 % der höchsten seit Mai 1996 verzeichneten Leistung erhoben.

Die Leistungspreise 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. Leistungspreise sind in der Regel auf die Leistung in der Zeit zwischen 8.00 und 21.00 Uhr MEZ von Montag bis einschließlich Freitag begrenzt. Für Kunden, die der Energiebehörde (ESB) mitteilen, daß sie 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 maximalen Leistungspreise und Dienstleistungsgebühren werden für Abnahmen zwischen 500 kW 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 Minuten gemessen. Die berechenbare Leistung entspricht der zweimonatlichen maximalen Leistung oder 50 % der höchsten berechenbaren maximalen Leistung 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 maximalen Leistungstarife umfassen gesonderte Kilowattstundenpreise für den Tag und für die Nacht. Als Nacht zählt ein Zeitraum von neun Stunden (23.00 – 08.00 MEZ). Bei den kV-Tarifen im Bereich von 38 kV und 110 kV sind die Kilowattstundenpreise 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 Leistung im jeweiligen zweimonatlichen Abrechnungszeitraum zur Anwendung gebracht.

Die Leistungspreise 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 Zuschlag verlangt.

Bei unterbrechbaren Lasten kann bei einer Abnahme von über 250 kW ein Rabatt gewährt werden. Dies gilt jedoch auch wiederum nur für bereits existierende Abnehmer.

Kunden, die sich für ein „Energiesparprogramm“ anmelden, erhalten bei Lastreduzierungen, die auf Ersuchen des unabhängigen Systembetreibers erfolgen, eine Zahlung.

ITALIEN

1. Vorbemerkung

Tarifstruktur und Höhe der Strompreise sind seit 1961 für das gesamte italienische Staatsgebiet einheitlich festgelegt, wobei eine Differenzierung nach den Hauptmerkmalen der Stromversorgung erfolgt. Diese Hauptmerkmale sind: gelieferte Spannung, bestellte Leistung, Belastungsgrad und Verbrauchszeitraum. Ferner wird eine Untergliederung nach folgenden großen Verbraucherkategorien vorgenommen: öffentliche Beleuchtung, private Haushalte, nicht zu Wohnzwecken genutzten Räumlichkeiten (einschließlich Industrie und Gewerbe), Landwirtschaft usw.

Das italienische Tarifsysteem beruht auf dem zweigliedrigen Tarif, der sich aus einem „einfachen“ bzw. „tageszeitabhängigen“ Tarif in Form einer festen Gebühr je nach der bestellten Leistung (in ITL/kW, für private Verbraucher in ITL/Monat) zusammensetzt sowie einem verbrauchsabhängigen variablen Preis in ITL/kWh.

Die Elektrizitätswirtschaft steht unter der Aufsicht der Behörde für Elektrizität und Gas, die im November 1995 durch das Gesetz Nr. 481 eingerichtet wurde, aber erst seit dem 23. April 1997 voll funktionsfähig ist. Die Behörde ist unter anderem dafür zuständig, die Grundlage des Tarifsystems und die übrigen Bezugsparameter festzulegen sowie zu gewährleisten, daß die Tarifbedingungen transparent sind und auf vorher definierten Kriterien beruhen.

Am 30. Juni 1997 setzte die Behörde die erste Umstrukturierung des Tarifsystems in Kraft, deren Hauptmerkmale folgende sind:

1.1 Grundkonzept

Das neue System – für das weiterhin der Grundsatz landesweit einheitlicher Preise für jeden Verbrauchertyp gilt – zielt auf die Einführung von Mechanismen zur Steigerung des Produktivitätszuwachses in der Elektrizitätswirtschaft ab.

1.2 Struktur

Derzeitige Tarifbestandteile:

- Industrielle Kosten, bestehend aus :
 - fixe Kosten (Grund- bzw. Leistungspreis + Einheitspreis pro kWh = früherer Tarif)
 - variable Kosten : Teil B
- Gesamtabgaben, einschließlich :
 - Komponente A2 zur Deckung der Unkosten im Zusammenhang mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie in Italien;
 - Komponente A3 zur Schaffung von Anreizen für neue Verfahren der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (Verfügung Nr. 6/92 des interministeriellen Preisausschusses/CIP)
- Steuern
 - Zentralstaatliche Steuern,
 - Kommunale Steuern, die an die Gemeinden und Provinzen abgeführt werden,
 - zentralstaatlicher Steuerzuschlag,
 - Mehrwertsteuer (MwSt.).

1.4 Anpassung

Die nach dem 1.7.1997 eingeführte Preisanpassung trägt folgenden Kriterien Rechnung:

- Die auf die „fixen Kosten“ bezogene Tarifkomponente soll anhand der Methode der Preisdeckelung angepaßt werden (vermutlich alle 3-4 Jahre);
- die auf die „variablen Kosten“ bezogene Komponente „B“ wird alle zwei Monate angepaßt, sofern die mit dem Nettowirkungsgrad der Wärmeerzeugung gewichteten Preisschwankungen des zugrunde gelegten Brennstoffkorbs zumindest 2 % betragen.

2. Versorgung privater Haushalte

Stromlieferungen an private Haushalte dienen dazu, sämtliche Geräte in Räumlichkeiten mit elektrischem Strom zu speisen, die als Familien- oder Gemeinschaftsunterkunft benutzt werden (mit Ausnahme von Hotels, Schulen, Lehranstalten, Krankenhäusern und Gefängnissen). Diese Lieferungen beziehen sich auch auf die Versorgung von Haushalten in Gebäuden mit nur einer Wohnung.

Der Verbraucher kann Haushaltslieferungen ferner dafür nutzen, alle Arten von Geräten in Nebengebäuden von Wohngebäuden zu speisen, wie Büros, Laboratorien, Beratungsräume oder landwirtschaftlich genutzte Räumlichkeiten, sofern die Versorgung für die Wohn- und Nebengebäude an einer einzigen Anschlußstelle erfolgt und nicht über 15 kW liegt. Falls diese Bedingungen nicht erfüllt werden, dürfen mit den Haushaltslieferungen nur Geräte in Wohnräumen gespeist werden, während die Energie für alle übrigen Geräte als eine gesonderte Lieferung gemäß demselben Tarif und unter denselben Bedingungen wie für nicht zu Wohnzwecken genutzten Räumlichkeiten erfolgt.

Den Verbrauchern stehen je nach Bedarf folgende Leistungsblöcke in kW zur Verfügung: 1,5, 3, 6, 10 und anschließend Zuwächse von je 5 kW. Der Leistungsblock von 4,5 kW steht für Neukunden nicht mehr zur Verfügung, gilt aber nach wie vor für bestehende Lieferungen.

Bei einer bestellten Leistung bis 3 kW wird bei den Lieferungen danach unterschieden, ob sie für den Wohnsitz des Abnehmers bestimmt sind oder nicht.

Für Lieferungen an den Hauptwohnsitz der Haushaltsabnehmer bis 3 kW (sogenannter Sozialtarif) gelten Ermäßigungen für den festen Bestandteil des Tarifs, d. h. den monatlichen Leistungspreis und den Einheitspreis (bis zu 75 kWh monatlich; von 76 bis 150 und von 151 bis 225 kWh monatlich). Bei einem Verbrauch bis zu 150 kWh monatlich gelten ferner für die variablen Bestandteile des Tarifs Ermäßigungen. Für den darüber hinausgehenden Verbrauch wird derselbe Tarif berechnet wie für die übrigen Abnehmer (über 3 kW und nicht an den Hauptwohnsitz des Haushaltsabnehmers).

Gemäß der Verfügung Nr. 15/93 des CIP profitieren hiervon nur Abnehmer mit einer bestellten Leistung bis 1,5 kW und einem Verbrauch bis 150 kWh monatlich sowie Abnehmer mit einer bestellten Leistung von 1,5 kW bis 3 kW mit einem Verbrauch bis 220 kWh monatlich.

Beim Überschreiten der genannten Schwellen werden die Vergünstigungen für die betroffenen Abnehmer schrittweise zurückgeführt.

Dabei wurde folgender Mechanismus eingerichtet: Liegt der monatliche Verbrauch über den genannten Schwellen, wird der Verbrauch, auf den sich die ermäßigten Preise für die beiden ersten Blöcke beziehen, schrittweise um die über den obengenannten Grenzwerten liegende Anzahl von kWh reduziert. Für den über den Grenzwerten liegende Verbrauch wird der Höchstpreis des letzten Blocks in Rechnung gestellt; ferner wird für ihn eine Rückerstattung der Vergünstigungen bei der Grundgebühr gefordert.

Haushaltskunden mit einer Abnahme von 6 kW oder mehr können beantragen, daß alternativ zum normalen Tarif ein tageszeitabhängiger Tarif mit zwei Zeitzonen angewendet wird (siehe unten).

3. Tarife für die Stromversorgung von nicht zu wohnzwecken genutzten räumlichkeiten

Einfache zweigliedrige Tarife gelten für die Lieferung in Nieder- und Mittelspannung (bis 50 kV) und eine bestellte Leistung bis 400 kW.

Spezielle Tarife werden wahlweise für professionelle Einsatzzwecke in der Landwirtschaft angeboten, wie Bewässerung, Anwendung in landwirtschaftlichen Betrieben, saisonale Arbeiten und Lieferungen an Bodenverbesserungskonsortien. Die Tarife tragen den besonderen Abnahmezeiträumen (saisonale Nachtstunden) Rechnung sowie dem sozialen Erfordernis, die Landwirtschaft soweit wie möglich zu fördern.

Ferner gelten spezielle Tarife für Abnehmer mit einer bestellten Leistung über 100 kW, deren Verbrauch sich auf die Nachtstunden beschränkt (montags bis freitags von 22.00 Uhr bis 6.00 Uhr, samstags von 13.00 Uhr bis 24.00 Uhr und sonntags ganztägig bis 6.00 Uhr des darauffolgenden montags).

Alternativ zum normalen Tarif kann für die Lieferung von Niederspannung an Nichthaushaltskunden ein Tag-Nacht-Tarif beantragt werden, falls die bestellte Leistung 25 kW oder mehr beträgt und der Versorgung elektrischer Öfen in der Lebensmittelproduktion oder landwirtschaftlicher Betriebe dient. Für den Tag-Nacht-Tarif gelten folgende Zeiträume:

- «Starklaststunden», montags bis freitags von 7.00 Uhr bis 21.30 Uhr;
- «Schwachlaststunden», montags bis freitags von 24.00 Uhr bis 7.00 Uhr sowie ab 21.30 Uhr, an Samstagen, Sonntagen und Feiertagen ganztägig.

Die Abnehmer können unterschiedliche Leistungen in Starklaststunden (mindestens 25 kW) und in Schwachlaststunden (höher als die Starklastbereitstellung) vereinbaren.

Für außergewöhnliche Lieferungen gilt ein spezieller Tarif, bei dem lediglich eine feste Gebühr je kW pro Tag erhoben wird.

3. Tageszeitabhängige Tarife

Tageszeitabhängige Tarife umfassen - je nach der Tageszeit und Jahreszeit - unterschiedliche Preise. Sie gelten nicht für Lieferungen, die weniger als ein Jahr lang dauern, außergewöhnliche Lieferungen und Lieferungen, die zeitweilig für die Versorgung von Baustellen beantragt werden.

Als Jahreszeiten gelten :

- Winter von Januar bis März und von Oktober bis Dezember (sechs Monate).
- Sommer von April bis September (sechs Monate).

Als Tageszeiten gelten :

- Spitzenlaststunden (520 Stunden) montags bis freitags im Winter von 9.00 Uhr bis 11.00 Uhr und von 17.00 Uhr bis 19.00 Uhr für Lieferungen über 50 kV (für Lieferungen in einer niedrigeren Spannung werden die angegebenen Zeiten um eine halbe Stunde vorgezogen);
- Starklaststunden (1 812 Stunden) im Winter montags bis freitags von 6.30 Uhr bis 9.00 Uhr sowie von 11.00 Uhr bis 17.00 Uhr und von 19.00 Uhr bis 21.30 Uhr und im Sommer (außer im August) montags bis freitags von 8.30 Uhr bis 12.00 Uhr für Lieferungen über 50 kV (für Lieferungen in einer niedrigeren Spannung gelten im Winter folgende geänderte Zeiten: von 6.30 Uhr bis 8.30 Uhr, von 10.30 Uhr bis 16.30 Uhr und von 18.30 Uhr bis 21.30 Uhr);
- Mittellaststunden (1 253 Stunden) im Sommer (außer im August) montags bis freitags von 6.30 Uhr bis 8.30 Uhr und von 12.00 Uhr bis 21.30 Uhr;
- Schwachlaststunden (5 175 Stunden) montags bis freitags von 24.00 Uhr bis 6.30 Uhr und von 21.30 Uhr bis 24.00 Uhr, samstags und sonntags sowie im August ganztägig.

Bei den Tarifen wird unterschieden zwischen :

- Vier Spannungsebenen :
 - bis 50 kV,
 - über 50 bis 100 kV;
 - über 100 bis 200 kV;
 - über 200 kV (wurde mittlerweile abgeschafft und gilt nur noch für bereits bestehende Verträge).
- Vier Tarifstufen je nach Nutzungsgrad:
 - niedrig: bis 1 000 Stunden/Jahr,
 - mittel : von 1 000 bis 3 400 Stunden/Jahr,
 - hoch : von 3 400 bis 6 000 Stunden/Jahr,
 - sehr hoch : über 6 000 Stunden/Jahr.

4. Besteuerung von Stromlieferungen

Stromlieferungen unterliegen in Italien einer Besteuerung, die sich nach dem Verwendungszweck und der Kategorie der Abnehmer richtet.

4.1 Haushaltslieferungen

Zentralstaatliche Steuer in Höhe von 9,10 ITL/kWh, mit Ausnahme der beiden ersten Verbrauchsböcke (150 kWh/Monat) bei Lieferungen bis 3 kW an den Hauptwohnsitz der Abnehmer;

kommunale Steuer von 28 ITL/kWh, mit Ausnahme der beiden ersten Verbrauchsböcke (150 kWh/Monat) für Lieferungen bis 3 kW an den Hauptwohnsitz der Abnehmer;

zentralstaatlicher Steuerzuschlag von 8 ITL/kWh, mit Ausnahme der beiden ersten Verbrauchsblöcke (150 kWh/Monat) für Lieferungen 3 kW an den Hauptwohnsitz der Abnehmer.

Für Abnehmer am Hauptwohnsitz bis 3 kW, deren Verbrauch über 150 bzw. 220 kWh/Monat bei einer Leistung bis 1,5 bzw. 3 kW hinausgeht, wird der von der oben beschriebenen Besteuerung ausgenommene Verbrauchsbereich schrittweise bis zur vollständigen Rückführung um die Zahl der Kilowattstunden reduziert, die über die vorstehenden Grenzen hinaus verbraucht werden.

Zentralstaatlicher Steuerzuschlag von 11,50 ITL/kWh auf jeden Verbrauch an Zweitwohnsitzen (z. B. Ferienhäusern usw.).

Mehrwertsteuer (MwSt.) in Höhe von 10 % wird auf den gesamten Rechnungsbetrag einschließlich Steuern berechnet.

4.2 Lieferungen für Räumlichkeiten, die nicht zu Wohnzwecken benutzt werden

Derzeit werden folgende Steuern erhoben :

Zentralstaatliche Steuer :

- 4,10 ITL/kWh für den Verbrauch bis 200 000 kWh/Monat;
- 2,45 ITL/kWh für den darüber hinausgehenden monatlichen Verbrauch.

Von der zentralstaatlichen Steuer befreit ist der Stromverbrauch in Industriebetrieben zur Beheizung sowie zur Durchführung der industriellen Verfahren einschließlich solcher im Zusammenhang mit elektrochemischen Verfahren.

Kommunale Steuern in Höhe von 18 ITL/kWh (6,5 ITL/kWh werden an die Gemeinde und 11,5 ITL/kWh an die Provinz abgeführt) werden auf einen Verbrauch bis zu 200 000 kWh/Monat erhoben.

Zentralstaatlicher Steuerzuschlag :

- 7 ITL/kWh auf Lieferungen bis 30kW;
- 10,5 ITL/kWh auf Lieferungen von 31 bis 3 000 kW;
- 4 ITL/kWh auf Lieferungen über 3 000 kW.

Von dem zentralstaatlichen Steuerzuschlag befreit ist der Verbrauch für die öffentliche Beleuchtung, der Verbrauch, der der Erzeugung, Weiterleitung und Verteilung von Strom dient sowie der elektrische Zugbetrieb und die Elektrizität, die bei industriellen elektrochemischen und elektrometallurgischen Verfahren (einschließlich in der Eisenhüttenindustrie und in Gießereien) als Rohstoff verwendet wird.

Mehrwertsteuer (MwSt.) in Höhe von 10 % wird vom Bergbau, der graphischen Industrie, Verlagen und ähnlichen Industriezweigen erhoben, während der Mehrwertsteuersatz für andere Abnehmer bei 20 % liegt. Die MwSt. wird auf den gesamten Lieferbetrag (einschließlich Steuern) erhoben und ist für Abnehmer, bei denen es sich nicht um Endverbraucher handelt, rückerstattungsfähig.

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. Grundprinzip des Stromtarifsystems

Die Politik der Verteilerunternehmen ist darauf ausgerichtet, den Endverbrauchern elektrischen Strom zu den niedrigstmöglichen Tarifen anzubieten. Anhand des Anschaffungs- bzw. Herstellungspreises wird durch Gewinnzuschlag ausgehend von den Selbstkosten (Beschaffungspreis – Herstellungskosten + betriebsbedingter Aufwand + Nettogewinn = Verkaufstarif) der Endverbraucherertrag ermittelt. EnergieNed setzt in Absprache mit den Stromerzeugern die Abnahmepreise für die Verteilerunternehmen sowie die Höchstbeträge für die Endverbrauchererträge fest.

2. 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 Jahren (1997-2000) fixiert. Diese Tarife (LBT/RBT, d.h. der nationale bzw. regionale Grundtarif) decken im wesentlichen sämtliche Kosten für zentral erzeugten Strom ab. Nach 1997 ist daher für Preisänderungen bei den Stromerzeugungskosten ausschließlich die Kostenentwicklung bei der dezentralen Stromerzeugung maßgeblich.

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 Leistungen können bestellt werden :

- Grundleistung,
- Mittelleistung,
- Höchstleistung.

Die Unterscheidung erfolgt nach der Betriebszeit¹. 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 Höchstleistung 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.

Wirkleistungskategorien

- Höchstleistung: Belastung < 2 000 Stunden
- Mittelleistung: 2 000 < Belastung < 7 000 Stunden
- Grundleistung: Belastung > 7 000 Stunden

2.1 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 Höchstleistung 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 Satz für die Höchstleistung 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 Zeitzonenregelung drei unterschiedliche kWh-Sätze :

- der Standardtarif gilt an Werktagen von 7.00 Uhr bis 23.00 Uhr;
- an Wochenenden und Feiertagen von 7.00 Uhr bis 23.00 Uhr gilt der um 0,8 Cent/kWh ermäßigte Standardtarif;

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

- während der Nachtstunden von 23.00 Uhr bis 7.00 Uhr des darauffolgenden Tages gilt ein um 1,7 Cent/kWh ermäßigter Tarif.

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

2.2 Überschreiten der bestellten Leistung

Überschreitet die abgenommene Leistung die Summe aus vertraglich vereinbarter Grund-, Mittel- und Höchstleistung, 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.

2.3 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.

2.3.1 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.

2.3.2 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.

2.4 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 jährlich von der Verteilergesellschaft zu leistenden Ausgleichszahlung, berechnet nach der Gesamtnennleistung aller dezentralen außerhalb des Versorgungsnetzes in ihrem Versorgungsbereich betriebenen Anlagen, unabhängig von der Verwaltungs- 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.

2.5 Verbundnetzgebühren

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

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.

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.

2.6 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 Heizkraftwerken, Windkraftanlagen und Abfallverbrennungsanlagen produziert. Auf derartige Anlagen, die von privaten Betreibern oder Unternehmen – oftmals gemeinsam mit Verteilerunternehmen – 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 Interessengruppen der Eigenerzeuger fest. Dabei werden als Grundlage die Einsparungen herangezogen, die sich für die Verteilerunternehmen bei dem Bezug von Elektrizität ergeben.

3. Endverbrauchertarife

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

Man unterscheidet drei große Kategorien von Endverbrauchern :

- Kleinverbraucher,
- industrielle Verbraucher,
- industrielle Großverbraucher.

3.1 Kleinverbraucher

Dies sind Abnehmer mit einer maximalen Sicherungskapazität ihres Anschlusses von 3 x 80A und einer Abnahme 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 Ablesung abgedeckt;
- einen nach zwei 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 Stromverteilerunternehmen 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 25A zur Anwendung kommt. Er wird für die von Kleinverbrauchern mit größerer Abnahmemenge bereitgestellte Leistung eingehoben. Da der Lastverlauf bei Kleinverbrauchern nicht individuell gemessen wird, wird der Tarif nach der Sicherungskapazität des Anschlusses festgesetzt.

3.2 Industrielle Verbraucher

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 $\cos \phi = 0,85$ während der Normallastzeiten abgenommenen Blindleistung kann ein gesonderter Tarif berechnet werden.

3.3 Industrielle Großverbraucher

Dies sind Verbraucher mit einer voraussichtlichen Jahresabnahmemenge von mindestens 20 Millionen kWh bei einer Nutzungsdauer von mindestens 4 000 Stunden pro Anschlußstelle. Für an das Mittelspannungsnetz angeschlossene industrielle Großverbraucher gilt dieselbe Tarifregelung wie für industrielle Verbraucher, 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 Modelleistungstarife bezeichnet werden. Daneben steht noch der sogenannte "vertikale Tarif" zur Verfügung, der zwar anders aufgebaut ist, jedoch einige Tarifelemente enthält, die direkt vom Modelleistungstarif abgeleitet sind. Diese Tarife stehen für industrielle Großverbraucher mit Direktanschlüssen an eine Übergabestelle des Mittelspannungsnetzes oder eines Netzes mit höherer Spannung zur Verfügung.

4. Gesetzliche Regelungen

Gemäß den Bestimmungen des Elektrizitätsversorgungsgesetzes von 1989 müssen der nationale und der regionale Grundtarif und die Höchsttarife 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 ferner festgelegt, daß die Energieverteiler zur Zahlung der landesweit vereinbarten Tarife für die Weiterverteilung an die Eigenerzeuger verpflichtet sind. Diese Verpflichtung entfällt nur dann, wenn mit dem betreffenden Eigenerzeuger eine individuelle Preisvereinbarung getroffen wurde.

4.1 Neues Elektrizitätsversorgungsgesetz

Mit dem neuen Elektrizitätsversorgungsgesetz, das 1998 erlassen und bereits 1999 geändert wurde, 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. Somit dient das Gesetz auch der Umsetzung der Richtlinie Nr. 96/92 des Europäischen Parlaments vom 19. Dezember 1996, die einheitliche Gesetzesgrundlagen für einen EU-weiten Strombinnenmarkt betrifft. Das neue Gesetz wird auch einige Veränderungen im oben beschriebenen Tarifsysteem mit sich bringen; so soll in Zukunft insbesondere ein zweigliedriger Stromtarif, bestehend aus einem Versorgungstarif und einem Netzbenutzungstarif, eingeführt werden. Für Kunden, die ihren Stromlieferanten frei wählen können, entfällt der Versorgungstarif. Im Januar 2000 wird ein neues Tarifsysteem eingeführt, dem Preisobergrenzen zugrunde liegen; ferner werden die Netzbenutzungs- und Versorgungstarife der Aufsicht der Dte (niederländische Stromaufsichtsbehörde) unterstellt.

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

5. Steuern und Zusatzgebühren

Für die Endverbrauchertarife gilt der höhere Mehrwertsteuersatz (17,5 %). Die Verteilerunternehmen sind zum Aufschlag einer betragsmäßig nach oben hin limitierten Sonderabgabe auf den kWh-Preis zur Deckung der Kosten für die Umsetzung des Umweltaktionsplans berechtigt. Industrielle Großverbraucher 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.

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.

Wirkarbeitsentgelt: es gibt unterschiedliche Preisansätze für gelieferte Wirkarbeit im Sommer- und Winterhalbjahr. Von einigen EVU werden die Preisansätze auch tageszeirlich differenziert.

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

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 0,1 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 – vom Finanzamt vergütet.

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

3. Rechtlichen Rahmenbedingungen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft

Die Umsetzung der EU-Strombinnenmarkt-Richtlinie, die einen wettbewerbsorientierten Strommarkt vorsieht, erfolgt in Österreich durch das Elektrizitäts-wirtschafts-und-organisationsgesetz. Mit dem EIWOG entsteht eine grundlegende Neuordnung der Elektrizitätswirtschaft.

Mit dem Bundesverfassungsgesetz, mit dem die Eigentumsverhältnisse an den Unternehmen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft geregelt werden, ist das 2. Verstaatlichungsgesetz, das die Grundlage für die Organisation der österreichischen Elektrizitätswirtschaft darstellte, außer Kraft getreten.

Weiters bewirkte das EIWOG eine Änderung des Kartellgesetzes und des Preisgesetzes. Seit 19.2.1999 gilt das Kartellgesetz auch in Angelegenheiten des Elektrizitätswesens. Die Preise für die Lieferung von elektrischer Energie unterliegen nicht mehr dem Preisgesetz 1992, betroffene preisrechtliche Bestimmungen wurden in das EIWOG integriert.

Die wichtigsten Eckpunkte des EIWOG sind:

3.1 Die stufenweise Marktöffnung

Vom 19. Februar 1999 an sind Endverbraucher, deren Verbrauch (einschließlich Eigenerzeugung) im vorangegangenen Abrechnungsjahr 40 GWh überschritten hat, zugelassene Kunden, d. h. sie können ihren Stromversorger frei wählen. Im Jahr 2000 verringert sich der Verbrauch auf 20 GWh und 2003 (jeweils am 19. Februar) auf 9 GWh.

Neben den Endverbrauchern haben auch Netzbetreiber Marktzutrittsmöglichkeiten. Verteilnetzbetreiber, die auch Übertragungsnetzbetreiber sind, sind ab 19. Februar 1999 zugelassene Kunden. Die übrigen Verteilnetzbetreiber sind bei einer Endverbraucherabgabe des vorangegangenen Abrechnungsjahres von mehr als 40 GWh vom 19.2.2002 an, und bei mehr als 9 GWh vom 19.2.2003 an zugelassene Kunden. Unbeschadet dieser Regelung können die Verteilnetzbetreiber aber jedenfalls Lieferverträge unter den Bedingungen des Netzzuganges hinsichtlich der Strommengen Kunden innerhalb ihres eigenen Verteilnetzes abschließen.

Sofortigen Marktzutritt ab 19.2.1999 erhalten die sogenannten unabhängigen Erzeuger und Eigenerzeuger in folgender Art und Weise. Unabhängige Erzeuger können über Stromlieferungen aus Anlagen, die auf Basis Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas, geothermische Energie, Wind und Sonnenenergie betrieben werden, mit allen Kunden innerhalb und außerhalb des Bundesgebietes Lieferverträge abschließen sowie diese auch über Direktleitungen versorgen. Für Stromlieferungen aus sogenannten konventionellen Anlagen können nur mit zugelassenen Kunden derartige Verträge abgeschlossen werden.

Desweiteren haben unabhängige Erzeuger und Eigenerzeuger das Recht, ihre eigenen Betriebsstätten und Konzernunternehmen in der EU mit Strom zu versorgen.

3.2 Netzzugang

Der Netzzugang erfolgt durch ein "geregeltes Netzzugangssystem" (regulated Third Party Access, rTPA), Zugelassene Kunden (Endverbraucher und Netzbetreiber), unabhängige Erzeuger und Eigenerzeuger haben einen Rechtsanspruch, auf Grundlage von Allgemeinen Bedingungen und der Systemnutzungstarife die Benutzung des Netzes zu verlangen. Eine Verweigerung des Netzzuganges kann nur unter bestimmten Voraussetzungen erfolgen.

3.3 Preis- und tarifpolitische Grundsätze

Die Preise für die Lieferung von elektrischer Energie durch Betreiber von Verteilnetzen an Endverbraucher und die damit zusammenhängenden Nebenleistungen können als Höchst-, Mindest-, Festpreise oder als Preisband genehmigt werden. Die Festsetzung des Systemnutzungstarifes für den Zugang zu einem Verteilnetz erfolgt per Verordnung oder Bescheid als Festpreis.

3.4 Strom aus erneuerbaren Energien

Für Stromlieferungen auf Basis alternativer erneuerbarer Energien ist eine Abnahmeverpflichtung vorgesehen. Die Verteilnetzbetreiber müssen in steigendem Ausmaß Strom aus Anlagen beziehen, die auf Basis Biomasse, Biogas, Deponiegas- und Klärgas, geothermische Energie, Wind- und Sonnenenergie betrieben werden. Im Jahr 2005 soll ein Anteil von 3 Prozent dieser erneuerbaren Energieträger an der Stromabgabe für Letztverbraucher erreicht werden. Den Verteilnetzbetreibern ist ein allfälliger Mehraufwand gegenüber ihrer sonstigen Stromaufbringung mittels eines Zuschlags zum Systemnutzungstarif zu ersetzen.

3.5 Entflechtung der Geschäftsbereiche (Unbundling)

In das EIWOG wurden auch Regelungen über die Rechnungslegung, innere Organisation, Entflechtung und Transparenz der Buchführung von Elektrizitätsunternehmen aufgenommen. Bezüglich der organisatorischen Entflechtung haben demnach integrierte Elektrizitätsunternehmen zumindest die verwaltungsmäßigen Maßnahmen zu treffen, daß ihre Tätigkeit als Betreiber eines Übertragungsnetzes getrennt von der Erzeugungs- und Verteilungstätigkeit erfolgt.

4. Genehmigung der Preise

In Angelegenheiten der Preisbestimmung ist gemäß den Bestimmungen des EIWOG der Bundesminister für wirtschaftliche Angelegenheiten Preisbehörde. Der Bundesminister kann diese Zuständigkeit an die Landeshauptmänner delegieren. Die Preisfestsetzung für die Einlieferung von elektrischer Energie aus Anlagen, die auf Basis der erneuerbaren Energieträger fest oder flüssige heimische Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas, geothermische Energie, Wind- und Sonnenenergie betrieben werden, ist von dieser Kann-Bestimmung ausgenommen. Der Bundesminister hat in jedem Fall durch Verordnung die Landeshauptmänner beauftragt, die Mindestpreise für die Einlieferung dieser elektrischen Energie zu bestimmen.

Die Preise für die Lieferung von elektrischer Energie und die damit zusammenhängenden Nebenleistungen sowie die für den Netzzugang geltenden Systemnutzungstarife können vom Bundesminister für wirtschaftliche Angelegenheiten von Amts wegen oder auf Antrag bestimmt werden. Antragsberechtigt sind die betroffenen Unternehmen sowie die Wirtschaftskammer Österreich, die Präsidentenkonferenz der Landwirtschaftskammern Österreichs, die Bundesarbeitskammer oder der Österreichische Gewerkschaftsbund.

Vor jeder Preisbestimmung ist ein vorgelagertes Ermittlungsverfahren durchzuführen, in dem die Parteien zu hören und die Mitglieder des Elektrizitätsbeirates eine Stellungnahme abgeben können. Nach Abschluß des Ermittlungsverfahrens erfolgt eine Begutachtung sämtlicher Unterlagen durch den Elektrizitätsbeirat.

PORTUGAL

1. Allgemeine Beschreibung¹

Die portugiesische Stromwirtschaft (Sistema Eléctrico Nacional - SEN) wurde auf der Grundlage des 1997 revidierten Gesetzes von 1995 weitgehend umstrukturiert, um das Nebeneinander sowie einen moderaten Wettbewerb zwischen dem für die öffentliche Stromversorgung zuständigen regulierten und dem marktorientierten freien Strommarkt zu gewährleisten.

Neben dem regulierten und dem freien Strommarkt gibt es noch eine dritte, durch Sondergesetzgebung geregelte Versorgergruppe, die in zwei Untergruppen gegliedert ist: die HKW und Werke auf der Grundlage erneuerbarer Energien, einheimischer Brennstoffe oder Wasserkraft (in diesem Fall allerdings auf 10 MVA Nennleistung beschränkt).

Der für die öffentliche Stromversorgung zuständige regulierte Strommarkt (SEP) umfaßt die EDP-Gruppe sowie zwei private Stromerzeuger, deren Nennleistung etwa 8 % bzw. 13 % derjenigen der EDP-Kraftwerke entspricht.

Der regulierte Strommarkt ist gekennzeichnet durch: Planung der Stromerzeugung, Zuschlagserteilung gemäß öffentlicher Bauausschreibung und Betrieb neuer Kraftwerke sowie Regelung der beiden natürlichen Monopolbereiche Stromtransport und -vertrieb. Was die Stromerzeugung angeht, werden die Strompreise nicht unmittelbar geregelt, sondern in Stromabnahmeverträgen (Contratos de Aquisição de Energia) festgelegt.

Der freie Strommarkt (SENV) orientiert sich am Markt. Er besteht aus Erzeugern, Kunden und Verteilern. Die Verbindung zwischen den freien Erzeugern und ihren Kunden erfolgt über die Vertriebsnetze des SEP. Der Anschluß an das Netz ist gebührenpflichtig. Die Verlegung von Stromleitungen (freier Stromvertrieb) zwischen freien Erzeugern und Kunden ist möglich. Diese können jedoch nicht an das Netz des SEP angeschlossen werden.

1997 wurde in Portugal das Stromwirtschaftsregulierungsamt (Entidade Reguladora do Sector Eléctrico - ERSE) gegründet.

1998 übernahm das SEP die gesamte Transport- und Vertriebstätigkeit. Der Anteil des SEP an der Stromerzeugung wird auf rund 84 % des gesamten SEN geschätzt.

2. Tarife

Es ist gesetzlich vorgeschrieben, daß das Stromwirtschaftsregulierungsamt (ERSE) die Stromtarife ab 1999 jährlich festsetzt.

Die Endverbrauchertarife haben eine binome Struktur. Es gibt vier Grundtarifgruppen: Niederspannungstarife (BT), Mittelspannungstarife (MT), Hochspannungstarife (AT) und Tarife für ultrahohe Spannung (MAT).

Bei den Niederspannungstarifen wird für bestellte Leistungen unter 20,7 KVA über den einfachen Grundtarif hinaus wahlweise ein Zweistundentarif angeboten. In diesen Tarifgruppen entspricht die fakturierte Entnahme der vom Kunden bestellten Leistung, die zwischen 1,15 und 20,7 KVA liegen kann. Sie wird ab einer bestellten Leistung von 3,45 kVA in Staffeln von jeweils 3,45 KVA bereitgestellt.

Die Tarife BT>20,7 kVA, MT, AT und MAT sind stunden- und saisonweise aufgebaut. Es gibt drei verschiedene Stundenperioden (Spitzenlast, Vollast und Leerlast) und zwei Saisonperioden (Trocken- und Feuchtperiode). Innerhalb dieser Tarife haben die Verbraucher (mit Ausnahme des MAT) eine Option auf

¹ Die Inselregionen Madeira und Azoren werden in dieser Beschreibung ebensowenig wie das unter portugiesischer Verwaltung stehende Territorium Macau berücksichtigt

Kurz-, Mittel- und Langzeitentnahme. Ist die bestellte Leistung höher als 41,4 KVA, wird der gewogene Mittelwert zwischen bestellter und abgerufener Leistung der Fakturierung zugrundegelegt: (in einem Zeitraum von 15 Minuten anfallende Monatshöchstleistung).

Wer als Kunde die Möglichkeit hat, die Last in vom Versorgungsunternehmen definierten Zeitspannen um mindestens 4 MW zu senken, kann für den Abschalttarif optieren. Dieser besteht für den Stromversorger aus einer Preisermäßigung, die wertmäßig der Unterbrechungsleistung entspricht.

Blindstrom wird - und zwar lediglich für bestellte Leistungen über 41,4 KVA - berechnet, falls der Blindstromverbrauch außerhalb der Schwachlastzeiten in demselben Zeitraum 40 % des Werkenergieverbrauchs übersteigt. Eventuell können die Blindstromlieferungen an das Netz in den Schwachlastzeiten ebenfalls berechnet werden.

Als wichtigste Steuer, mit der die Stromrechnung belastet wird, ist die Mehrwertsteuer (IVA) zu nennen. Derzeit gilt ein Satz von 5 %.

Für die Überwachung der Stromanlagen durch die Generaldirektion Energie (Direcção-Geral de Energia) hat der Stromabnehmer monatlich noch eine geringfügige Abgabe in Höhe von 10.00 ESC (Privatkunden) bzw. 50.00 ESC (sonstige Abnehmer) zu entrichten.

FINNLAND

1. Akteure im Rahmen der Elektrizitätswirtschaft

1.1 Stromversorger

Die größten Stromversorger in Finnland sind Fortum Power and Heat Oy (früher Imatran Voima Oy), TXU Nordic Energy Oy (früher Teollisuuden Sähkömyynti Oy) und Vattenfall Oy. Sie beliefern Großabnehmer in der Industrie und die weiterverteilenden Unternehmen direkt mit Strom. Die Versorgung der Endverbraucher erfolgt hauptsächlich 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 die Elektrizitätswirtschaft auch für neue Akteure offen.

Darüber hinaus gehören mehrere große industrielle Endverbraucher und die lokalen und regionalen Elektrizitätsunternehmen dem „Nord Pool“ an, so daß sie einen Teil ihres Elektrizitätsbedarf von den nordischen Elektrizitätsmärkten beziehen können. Der Handel mit Elektrizität als eine Möglichkeit der Bedarfsdeckung nimmt an Bedeutung zu. Im Jahr 1999 belief sich das Volumen des Elektrizitätshandel der finnischen Akteure auf 10.4 TWh, d. h. 13 % des gesamten Strombedarfs des Landes.

1.2 Stromerzeuger

Derzeit gibt es in Finnland ca. 120 Stromerzeugungsunternehmen. Bei den ca. 400 Kraftwerken des Landes handelt es sich etwa zur Hälfte um Wasserkraftwerke. Die Produktion von Fortum Power and Heat deckt etwa 40 % des landesweiten Strombedarfs, weitere 40 % entfallen auf industrielle Stromerzeugerunternehmen und ca. 20 % auf kommunale und regionale Versorgungsunternehmen. Der noch verbleibende Energiebedarf wird durch Stromeinfuhren aus Rußland und Schweden gedeckt.

Ca. 32 % der gesamten Stromerzeugung wurden 1999 in Finnland durch Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt, 28 % durch Kernkraft, 16 % durch Wasserkraft und 9 % durch Kohle- und sonstige herkömmliche Kondensationsturbinenkraftwerke. Der Anteil der Windenergie lag bei 0,1 %. Die Nettostromeinfuhren stiegen auf 14 %.

1.3 Verbundnetzbetreiber

Aus historischen Gründen gab es bis September 1997 zwei miteinander verbundene Übertragungsnetze. Das größere der beiden Netze, IVO Voimansiirto (IVS), gehörte Imatran Voima Oy und machte 80% des gesamten landesweiten Netzes aus. Das andere Netz, Teollisuuden Voimansiirto (TVS), war Eigentum von Pohjolan Voima Oy (PVO). Die beiden Netze haben sich im September 1997 zu einem einzigen Netzünternehmen, Fingrid Plc, dem wichtigsten landesweiten Verbundnetz, zusammengeschlossen. Fingrid befindet sich im Besitz von Fortum Oy, Pohjolan Voima Oy, dem finnischen Staat und institutionellen Anlegern. Das landesweite Verbundnetz besteht zum größten Teil aus Leitungen von 400 kV, teilweise auch aus Leitungen von 220 kV oder 110 kV. Die Elektrizitätsmarktbehörde hat Fingrid die Lizenz erteilt, in Finnland ein Übertragungsnetz zu betreiben. Ferner gibt es in Finnland 13 gesonderte regionale Netzbetreiber. Netzteile bis 110 kV, die nicht dem landesweiten Verbundnetz angehören, bilden das regionale Netz.

In Finnland gibt es 106 Elektrizitätsversorgungsunternehmen, von denen einige auch Leitungen von 110 kV betreiben. Etwa zwei Drittel dieser Unternehmen befinden sich im Besitz der Kommunen, während die übrigen Industrieunternehmen oder Privatpersonen gehören. Einige Unternehmen haben ausländische Eigentümer. Jedes Versorgungsunternehmen besetzt eine operationelle Lizenz zur alleinigen Versorgung in einem bestimmten geographischen Gebiet. Für den Betrieb eines Netzes ist eine Netzlizenz der Elektrizitätsmarktbehörde notwendig.

In Finnland beruht der Netzzugang auf dem Grundsatz des geregelten Netzzugangs Dritter. Die Preisgestaltung der Übertragungsleistungen muß in Finnland auf dem sogenannten „Briefmarkensystem“ basieren. Diesem System zufolge hat ein an einer Stelle an das Netz angeschlossene Abnehmer nach Entrichtung der entsprechenden Gebühren an den betreffenden Netzbetreiber das Recht, von seiner Anschlußstelle aus auf das gesamte finnische Elektrizitätsnetz zuzugreifen und ohne Einschränkung von jeder Stelle im Land Elektrizität zu beziehen. Der Erzeuger kann anhand desselben Zahlungsprinzips Strom in das Netz einspeisen. Alle Netzbetreiber sind verpflichtet, das Netz instand zu halten und weiterzuentwickeln, die Entnahmestellen mit den Stromerzeugungsanlagen zu verbinden und Elektrizität zu übertragen.

1.4 Verbraucher

Seit November 1995 können alle Verbraucher mit einem Elektrizitätsbedarf über 500 kW ihre Stromlieferanten frei wählen. Seit Anfang 1997 steht die Möglichkeit der freien Wahl allen Stromverbrauchern zu, wobei die Verbraucher jedoch verpflichtet waren, Stundenzähler zu benutzen. Im Herbst 1998 kamen auch die kleinsten Verbraucher in den Genuß des freien Wettbewerbs: Stundenzähler sind für Verbraucher nicht mehr nötig, deren Hauptsicherung bis zu 3 x 63 A ausgelegt ist und deren Leistung maximal 45 Kilowatt beträgt.

Der Statistik von 1998 zufolge wurde für etwa ein Drittel der durch das Verteilernetz übertragenen Kilowattstunden Angebote eingeholt. Die geschätzte Zahl der Stromverbraucher, die den Lieferanten gewechselt haben, liegt bei etwa 35 000, d. h. fast jeder hundertste Stromverbraucher hat seit Inkrafttreten des Gesetzes über den Elektrizitätsmarkt den Lieferanten gewechselt. Großabnehmer haben dabei aktiver von den Vorteilen Gebrauch gemacht, die sich aus der Liberalisierung des Marktes ergeben, da es zuerst den Großabnehmern möglich war, ihren Strom zu fast 100 % unter Wettbewerbsbedingungen zu erwerben. Etwa 7 % des Stromverbrauchs der Kleinabnehmer wurde 1998 zu einem Wettbewerbspreis erworben, aber die meisten Abnehmer lassen sich von den zur Versorgung verpflichteten kommunalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu festgelegten Preisen beliefern.

1.5 Aufsicht

Die Elektrizitätsmarktbehörde überwacht in Zusammenarbeit mit den finnischen Wettbewerbsbehörden die Einhaltung der gesetzlichen Bestimmungen über die finnische Elektrizitätswirtschaft und die Tätigkeiten der Netzbetreiber.

Die Elektrizitätsmarktbehörde hat die Aufgabe,

- den gesunden und effizienten Wettbewerb auf dem Elektrizitätsmarkt zu fördern;
- Organisationen und Unternehmen Lizenzen für den Netzbetrieb zu erteilen;
- Baugenehmigungen für die Errichtung von Übertragungsleitungen im 110 kV-Spannungsbereich und darüber zu erteilen;
- sinnvolle und ordnungsgemäße Leistungsgrundsätze beim Stromnetzbetrieb sicherzustellen;
- die Preisgestaltung für die Übertragung, Verteilung und andere Netzleistungen zu beaufsichtigen;
- den effizienten Wettbewerb im Stromhandel zu fördern, indem auf die Bedingungen und Preise der Netzleistungen Einfluß genommen wird, die als wettbewerbsbeschränkend betrachtet werden;
- aktuelle Informationen über die Preise von Elektrizität und ihrer Verteilung zu erstellen und zu veröffentlichen.

2. Besteuerung von Elektrizität

Das finnische System zur Besteuerung von Elektrizität beruht auf dem Stromverbrauch. Das System weist zwei verschiedene Steuersätze auf. Industrielle Abnehmer und Gewächshäuser zahlen 2,575 p/kWh; für alle übrigen Verbraucher gilt der höhere Steuersatz von 4,175 p/kWh.

Seit August 1986 wird in Finnland auf Elektrizität Mehrwertsteuer erhoben. Derzeit liegt der Mehrwertsteuersatz bei 22 %; für industrielle Abnehmer ist die Mehrwertsteuer rückerstattungsfähig.

SCHWEDEN

1. Struktur der schwedischen Elektrizitätsversorgungsindustrie

Der jährliche Stromverbrauch in Schweden beträgt ca. 140 000 GWh. 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 GWh, 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 0,151 SEK/kWh, 1. Januar 1999. In einigen ländlichen Gegenden im nördlichsten Teil Schwedens beträgt diese Abgabe nur 0,095 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 bevorstehende Privatisierung des größten Teils der Unternehmen 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 Branche

Aus dem ehemaligen öffentlichen Stromversorger Central Electricity Generating Board (CEGB) gingen in England und Wales drei große Stromerzeugungsunternehmen hervor. Zwei der neuen Unternehmen - National Power und PowerGen – erzeugen Strom in erster Linie auf der Basis fossiler Brennstoffe. Diese beiden Unternehmen wurden im März 1991 privatisiert. Das dritte Unternehmen, das zunächst den Namen „Nuclear Electric“ erhielt und später in „British Energy“ umbenannt wurde, übernahm die vormals im Besitz der CEGB befindlichen Atomkraftwerke und war noch bis Sommer 1996 in öffentlichem Besitz. Die älteren Reaktoren vom Magnox-Typ gehören auch weiterhin zum öffentlichen Sektor. Ein viertes Nachfolgeunternehmen des CEGB „National Grid“ - ist für den Betrieb des Überlandnetzes, für die Kontrolle der Lastverteilung im System sowie für die „Interconnectors“ mit Frankreich und Schottland zuständig.

Seit der Umstrukturierung sind für die Stromverteilung über die lokalen Versorgungsnetze und die Versorgung kleinerer Verbraucher in England und Wales zwölf regionale Elektrizitätsgesellschaften (REC) zuständig. Diese traten zunächst an die Stelle der zwölf ehemaligen regionalen Strombehörden („area boards“) und versorgten unterschiedliche Gebiete in England und Wales. Im Dezember wurden alle zwölf

REC privatisiert. Diese zwölf regionalen Elektrizitätsgesellschaften waren gemeinsame Besitzer der National Grid Company, bevor diese im Dezember 1995 an die Londoner Börse ging. Die operative Unabhängigkeit von National Grid wird einerseits durch die Satzung des Unternehmens und andererseits durch ein spezielles Aktienpaket, das der Staat behalten hat, geschützt.

In Schottland gab es vor der Umstrukturierung der Elektrizitätswirtschaft 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 ihres jeweiligen geographischen Einzugsgebiets zuständig waren. Bei der Umstrukturierung wurden diese beiden Unternehmen durch ScottishPower bzw. Hydro-Electric ersetzt, die ebenfalls vertikal integriert waren. Dabei kam es zu einer gewissen Neuordnung der Stromerzeugungsanlagen der Vorgängerunternehmen. Dennoch ist jedes der beiden Unternehmen berechtigt, im Rahmen des konzessionsfreien Marktes über eine zweitrangige Konzession innerhalb des geographischen Einzugsgebietes des jeweils anderen Unternehmens und im Wettbewerb mit diesem tätig zu sein. Die Anlagen der SSEB zur Erzeugung von Atomstrom wurden einem neuen Unternehmen (Scottish Nuclear) zugewiesen; dieses fusionierte mit Nuclear Electric und bildet nun mit diesem British Energy. Im Rahmen eines noch bis 2005 geltenden Vertrages 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 Stromversorger 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 zuständig ist die Northern Ireland Electricity plc (NIE), deren Aktien im Juni 1993 an die Börse kamen. Für die nächste Zukunft wird die NIE der größte Stromversorger sein, obwohl sich bereits drei weitere Gesellschaften erfolgreich um eine Stromversorgungslizenz beworben haben und noch weitere folgen können.

1.2 Stromversorgung

Am 31. März 1990 wurde in England und Wales ein Großhandelsmarkt für Großabnehmer eingeführt. Dieser Großhandelsmarkt – unter der Bezeichnung „Pool“ bekannt - steht unter der Aufsicht der einzelnen Mitglieder und wird auf Tagesbasis von der National Grid Company (NGC) betrieben. Mitglieder des Pools sind National Power, PowerGen, Nuclear Electric und weitere Stromerzeugungsunternehmen – einschließlich der industriellen Erzeuger -, die schottischen Unternehmen und die Electricité de France, die bei der Erzeugung von Strom zum Verkauf an den Pool untereinander als Konkurrenten auftreten. Sie nennen für jedes Kraftwerk und für jede halbe Stunde des nächsten Tages die Preise, zu denen sie bereit sind, Strom an den Pool zu verkaufen. Die NGC erstellt dann aufgrund der gebotenen Preise einen Strombezugsplan nach Kraftwerken, in dem der voraussichtliche Bedarf, aber auch sonstige Einschränkungen, wie z.B. die Kapazität der Überlandleitungen, berücksichtigt werden.

Im Herbst 2000 soll der Strompool durch die New Electricity Trading Arrangements (NETA) abgelöst werden. Merkmale dieses Terminmarktes werden ein computergestützter kurzfristiger Stromaustausch, ein Ausgleichsmechanismus und ein Verrechnungsprozeß sein.

Die Stromversorger, die auch Mitglieder des Pools sind, kaufen den größten Teil ihres Strombedarfs im Pool und verkaufen den Strom weiter an die Endverbraucher. Neben den regionalen Elektrizitätsgesellschaften können auch andere Stromversorger - nach Einholung einer entsprechenden Konzession – die Verbraucher mit Strom beliefern. 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 ihres eigenen Einzugsgebietes beliefern. Seit Mai 1999 ist der Markt für den Wettbewerb voll geöffnet. Jede regionale Elektrizitätsgesellschaft ist verpflichtet, innerhalb des Geltungsbereichs der Lizenz jedes Objekt oder Grundstück, das um eine Lieferung ansucht, zu beliefern. Ausnahmen sind nur unter besonderen Umständen möglich.

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

In Nordirland wird sich der Wettbewerb um die Belieferung von Großabnehmern aufgrund von Systemzwängen erst nach und nach entwickeln. Zuständig für die Entwicklung dieses Wettbewerbs ist der Director General of Electricity Supply für Nordirland. Seine Überlegungen, wie dies am besten zu organisieren ist, befinden sich in einem fortgeschrittenen Stadium. Derzeit laufen mit Northern Ireland Electricity plc (NIE), mit den Stromerzeugern und anderen Interessenten enge Konsultationen zur Entwicklung des Wettbewerbs bei der Stromversorgung von Großabnehmern.

1.3 Regulierung der Branche

Alle Stromversorger in England, Wales und Schottland müssen - mit Ausnahme jener, die für eine Befreiung in Frage kommen - beim Director General of Electricity Supply, beim Handels- und Industrieminister bzw. beim Minister für Schottland eine Konzession beantragen. Seit der Privatisierung ist für die Erteilung der Konzessionen in den meisten Fällen der Director General zuständig, der auch sicherzustellen hat, daß die Konzessionsinhaber die in ihrer Konzession genannten Auflagen erfüllen.

Der Director General of Electricity Supply für Nordirland (DGESNI) ist für die Regulierung des Strommarktes in Nordirland auf Tagesbasis sowie für die Erteilung von Konzessionen für die Erzeugung, Übertragung und Stromversorgung verantwortlich.

1.4 Veränderungen in der Regulierung

Das Utilities Bill, das derzeit die parlamentarischen Beratungen durchläuft, wird für die Regulierung der Branche einige Änderungen bringen. Dazu gehören:

- eine neue Regulierungsbehörde - die Gas and Electricity Markets Authority. Die bisher getrennten Posten eines Director General of Electricity Supply und eines Director General of Gas Supply sind in den Händen von Callum McCarthy, der als Präsident auch der neuen Regulierungsbehörde vorstehen wird;
- einen neuen Gas and Electricity Consumers Council (Rat der Gas- und Stromverbraucher), der die nach Märkten getrennten Gremien ablösen soll;
- die Einführung der New Electricity Trading Arrangements;
- die Trennung von Lieferung und Verteilung als konzessionspflichtige Bereiche;
- eine Weisungsbefugnis der Regierung gegenüber der Behörde in sozialen und Umweltfragen.

2. Gestaltung der Strompreise

2.1 Kunden aus Industrie und Gewerbe

Zur Zeit können in England, Wales und Schottland alle industriellen und gewerblichen Abnehmer ihren Strom von einem Unternehmen ihrer Wahl beziehen. Die Kunden können in eine der drei Kategorien eingeordnet werden, nach denen die Art der Versorgung und damit die Preisgestaltung bestimmt wird.

- *Abnahme von Mengen über 10 MW :*

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

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

Die Kunden können zwischen der Belieferung zu einem veröffentlichten Tarif durch ihr örtliches Stromversorgungsunternehmen oder nach vertraglich zu vereinbarenden Bedingungen durch ein

beliebiges konzessioniertes Versorgungsunternehmen, einschließlich dem örtlichen Versorgungsunternehmen, wählen.

- *Abnahme von Mengen unter 100 kW :*

Die Kunden werden von einem Unternehmen ihrer Wahl beliefert, in der Regel zu einem veröffentlichten Tarif, aber auch, wenn dies vorgezogen wird, auf Vertragsbasis.

Bei Abschluß von Verträgen wird der Preis jeweils für den einzelnen Kunden festgesetzt, wobei in der Regel die maximale Abnahmemenge, der Verbrauch sowie die saisonale und tageszeitliche Mengenverteilung berücksichtigt werden. Manche Versorgungsunternehmen bieten industriellen Großabnehmern Optionen an, bei denen der Vertragspreis auf den „Pool-Preis“ bezogen ist. In diesen Fällen werden Aufschläge auf den „Pool-Preis“ erhoben, mit denen zum einen die Gebühren für die Übertragung über das NGC-Netz und zum zweiten die „Systembenutzungsgebühren“ gedeckt werden, die an das örtliche Versorgungsunternehmen für die Benutzung seines Verteilernetzes zu entrichten sind. Bei einigen Versorgungsunternehmen können die Kunden auch Belastungssteuerungsvereinbarungen aushandeln, wobei als Gegenleistung für eine Reduzierung der Last in Spitzenzeiten 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 den Strom von der Northern Ireland Electricity zu den veröffentlichten Tarifen oder von einem anderen konzessionierten Versorgungsunternehmen im Rahmen eines Vertrages beziehen.

Die Tarife schwanken zwischen den einzelnen Versorgungsunternehmen. Alle Tarife beinhalten eine Systembenutzungskomponente, durch die im allgemeinen die Kosten für die Bereitstellung und Instandhaltung des Verteilungssystems gedeckt werden. Sie enthalten darüber hinaus die Kosten für den Ankauf des Stromes, die Bereitstellung begleitender Dienstleistungen wie z.B. Abrechnungssysteme und einen angemessenen Gewinn. Wo dies angebracht ist, berücksichtigen die Tarife saisonale, monatliche oder tageszeitliche Kostenschwankungen. Einige der Kosten sind fix, andere in Abhängigkeit vom Verbrauch variabel. Die fixen Kosten sind in der Regel im Grundpreis und in den Bereitstellungsgebühren enthalten. Bei einigen Tarifen werden die Kosten pro gelieferter Einheit monatlich den Veränderungen bei den Kosten der zur Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffe angepaßt.

Generell werden industriellen und anderen Verbrauchern mit Ausnahme der privaten Haushalte folgende Tariftypen angeboten :

- *Vierteljahrestarife :*

Diese Tarife setzen sich im allgemeinen aus einem vierteljährlichen Grundpreis, einem Preis für den ersten Block der im jeweiligen Vierteljahr verbrauchten Einheiten und einem davon abweichenden Preis für die darüber hinaus verbrauchten Einheiten zusammen. Mitunter gibt es noch eine dritte, niedrigere Kategorie für nachts (oder außerhalb der Spitzenzeiten) verbrauchte Einheiten, wobei in diesen Fällen aber ein höherer Grundpreis angewendet wird. Diese Tarife finden für die Mehrzahl von Kleinverbrauchern (mit Ausnahme der privaten 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 mit monatlicher Abrechnung. 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 elektrischer Energie aus dem Niederspannungsnetz (unter 1.000 V, gewöhnlich 240 oder 415 V) und aus dem Hochspannungsnetz (über 1.000 V, gewöhnlich 11.000 V). Die meisten Tarife dieser Kategorie enthalten Abnahmegebühren, die von Monat zu Monat schwanken, im Winter höher sind und im Sommer oftmals ganz entfallen. Die Preise nach Einheiten sind häufig an die Kosten der für die Elektrizitätserzeugung verwendeten Brennstoffe gekoppelt

- *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 Maximalabnahmekosten, sondern auf unterschiedlichen Preisen pro Einheit beruht. Die höchsten Preise pro Einheit werden für den Verbrauch an Werktagen im Winter und die niedrigsten für den Verbrauch während der Nacht berechnet.

2.2 Private Haushalte

Private Haushalte können im allgemeinen zwischen verschiedenen Tarifen wählen. Die beiden verbreitetsten Tarife sind :

- *Standardtarif :*

Hier zahlen die Verbraucher einen vierteljährlichen Grundpreis und einen Verbrauchspreis pro verbrauchter Einheit.

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

Hier ist der Grundpreis in der Regel etwas höher als beim Standardtarif; dafür ist der Tarif für Nachtstrom niedriger.

Beim Standardtarif können im allgemeinen, beim Economy 7/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. Der Grundpreis ist in diesen Fällen in der Regel höher, da die Zählerkosten höher sind.

2.3 Strompreisregulierung

Der jeweilige Director General of Electricity Supply (DGES) hat sich sowohl in Großbritannien als auch in Nordirland davon zu überzeugen, daß etwaige von einem Unternehmen vorgeschlagene Preisänderungen bei Dienstleistungen, bei denen das Unternehmen eine marktbeherrschende Stellung hat, mit den Bedingungen der betreffenden Konzession übereinstimmen.

Diese in den Konzessionen enthaltenen Preisbeschränkungsformeln binden die maximal zulässigen Einnahmen während eines Jahres an die maximal zulässigen Einnahmen des Vorjahres und die prozentuale Veränderung im Verbraucherpreisindex (RPI): Inzwischen beschränken sich diese Preisbeschränkungen nur noch auf die ehemaligen regionalen Elektrizitätsgesellschaften in deren eigenem Versorgungsbereich.

In England und Wales gibt es keine Preisbeschränkungen bei der Stromerzeugung, da diese ohnehin der Konkurrenz unterliegt und Änderungen bei den Stromerzeugungskosten daher vollständig an die Abnehmer weitergegeben werden können.

Die Einnahmen eines öffentlichen Stromversorgungsunternehmens aus dessen Verteilungsgeschäft (pro verteilter Kilowattstunde) wird durch die Formel Verbraucherpreisindex RPI - X kontrolliert. Bei der jährlichen Festlegung der Preise muß der Konzessionsinhaber den maximal zulässigen Preis für das betreffende Jahr im voraus nennen. Eventuelle Abweichungen sind bei der Festlegung der Preise für das darauffolgende Jahr zu berücksichtigen. Eine Prüfung im August 1994 durch den Director General führte zu einem einmaligen Preisnachlaß für 1995/6 um 11 % bis 17 %. In der Folge hat die Behörde diese Bedingungen noch verschärft. Das Ergebnis war eine Senkung der Endverbraucherpreise um den durchschnittlichen Wert von RPI - 11½ % am 1. April 1996. Die jährlichen Preiserhöhungen wurden dann auf einen Wert RPI - 3 % beschränkt. Die neueste Überprüfung ergab Preissenkungen zwischen 4 % und 33 % im Jahr 2000/2001; danach ist ein X von 3 % vorgesehen.

Die Preisbeschränkungen beruhen inzwischen nicht mehr auf der Formel $RPI - X + Y$. Jetzt können Beschränkungen für jede einzelne Kostenkomponente vorgenommen werden. Damit hat das Versorgungsunternehmen die Möglichkeit, Bewegungen bei den Übertragungskosten, aber nicht bei den Liefer- und Erzeugungskosten, weiterzugeben. Es wird erwartet, daß die Preisbeschränkungen zwischen 1999/00 und 2000/01 zu einem Rückgang der Stromrechnungen um real 4,7 % führen werden. Für März 2002 ist die Abschaffung der Beschränkungen vorgesehen.

Auch die Gebühren für die Nutzung der Überlandleitungen der National Grid Company (NGC) werden über die Formel $RPI - X$ begrenzt. Von April 1993 bis März 1997 war X auf drei festgelegt. Die derzeitige Preisbegrenzung bleibt für 4 Jahre, beginnend mit April 1997, in Kraft. Die zulässigen Einnahmen von NGC werden im ersten Jahr real um 20 % und in jedem der nachfolgenden drei Jahre um 4 % pro Jahr sinken. Nach Schätzungen des Director General of Electricity Supply werden die privaten Haushalte durch die Neuregelung pro Jahr um ca. 4 £ weniger zahlen; die zulässigen Einnahmen der National Grid Company werden in diesen vier Jahren um annähernd 1 Mrd. £ zurückgehen.

Im Jahr 1992 hat die National Grid Company ihr zonenbezogenes Tarifsysteem einer Überprüfung unterzogen, um die Kosten, die die Kunden durch ihre Nutzung des Leitungsnetzes verursachen, besser widerzuspiegeln. Im November 1995 forderte der Director of Electricity Supply (DGES), für die Übertragungsverluste realere Kosten zu veranschlagen. Mit dem Ziel, klare Signale für die Standortauswahl für zukünftige Kraftwerke auszusenden, verlangte er, daß die Kosten für Übertragungsverluste von den Stromerzeugern und von den Kunden gleichermaßen zu tragen sind. Nach der derzeitigen Regelung werden die Kosten nach einem einheitlichen Muster - ohne Berücksichtigung der Entfernung zwischen Stromerzeugung und Endverbraucher - berechnet.

In Schottland, wo es eine vertikale Integration gibt, sind die Unternehmen Hydro-Electric und ScottishPower im Besitz kombinierter Konzessionen für Übertragung, Verteilung und öffentliche Versorgung. Die Einnahmen aus ihrem Verteilungsgeschäft (pro verteilter Kilowattstunde) werden durch die Formel $RPI - X$ begrenzt, wobei X -1% bzw. -2% beträgt. Für Einnahmen aus Übertragungsleistungen gilt mit $X = 1,5\%$ bzw. 1% ein ähnliches Verfahren. Die Kosten für die Stromerzeugung können linear mit der Inflation steigen (tatsächlich ist X auf Null festgelegt), jedoch wird die Formel $RPI - X$ zwischen 1994 und 1998 zunehmend stärker durch GBY beeinflusst.

Hinsichtlich der Versorgungsleistungen ist vorgeschlagen worden, eine Grundgebühr plus einer Gebühr pro Kunde und einen Preis pro gelieferter Einheit zu verrechnen, die allesamt durch die Formel $RPI - 2\%$ begrenzt werden. Hydro-Electric stimmte diesen Vorschlägen nicht zu, und die Angelegenheit wurde der Mergers and Monopolies Commission (Kartellbehörde) vorgelegt. Diese empfahl bestimmte Änderungen in der kombinierten Konzession von Hydro-Electric, die inzwischen vom Director General of Energy Supply vorgenommen worden sind.

In Nordirland werden die Tarife nach Rücksprache mit dem DGESNI auf der Basis einer Formel $RPI - X$ festgelegt, wobei die Gesamteinnahmen der NIE aus Übertragungs- und Verteilungsleistungen gedeckelt sind. Die Formel beinhaltet einen gewichteten Durchschnittswert aus zwei Komponenten: einer umsatzunabhängigen festen und einer umsatzabhängigen variablen Komponente. Insgesamt soll dies bei NIE die Anreize für einen effizienteren Umgang mit Energie stärken. Auch die Versorgungsleistungen von NIE werden durch eine Formel $RPI - X$ begrenzt.

Auch die Weitergabe der Stromerzeugungskosten durch die NIE an die Kunden ist auf eine Art und Weise geregelt, die der NIE einen Anreiz bietet, den Strom so günstig wie möglich einzukaufen.

NORWEGEN

1. Tarife

Die norwegischen Strompreise bestehen aus den beiden Komponenten:

- Energiepreis für Strom aus dem nationalen Übertragungsnetz,
- Netzmiete (Transportpreis) für die Verteilung von Strom aus dem nationalen Übertragungsnetz an die Verbraucher.

1.1 Energiepreis

Der Energiepreis für die Industrie enthält gewöhnlich keine festen Gebühren; es werden lediglich die verbrauchten kWh berechnet. Einige Versorgungsunternehmen erheben feste Gebühren für einen Verbrauch von weniger als 500 kWh. Der Kunde hat die Möglichkeit, Strom direkt beim lokalen Versorger zu kaufen, bei anderen Stromlieferanten, der "Nordic Power Exchange" (Spotmarkt, auf dem der Preis, je nach Angebot und Nachfrage, stündlich variieren kann) oder über einen Strommakler. Bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 500 000 kWh wird der Verbrauch stündlich gemessen. Für die meisten übrigen Kunden wird der Preis nach einem festgelegten jährlichen Verbrauchsprofil festgesetzt.

1.2 Netzmiete

Die Netzmiete besteht aus einer festen Gebühr, einer Kapazitätsgebühr und einem Preis pro verbrauchte kWh. Für Kunden mit einer maximalen Abnahme von weniger als 50 kW entfällt die Kapazitätsgebühr. Die Tarife sind jedoch in den einzelnen Versorgungsunternehmen unterschiedlich gestaltet. Der Verbraucher kann sich auch für unterbrechbare Netzdienstverträge entscheiden, die günstigere Preise bieten als die normalen Verträge.

2. Besteuerung

2.1 Steuer auf den Einsatz von elektrischer Energie

Im allgemeinen ist diese Steuer auf die zur Verwendung in Haushalten gelieferte elektrische Energie einschließlich der eingeführten zu entrichten. 1999 betrug der Steuersatz 0,0594 NOK/kWh. Die Steuer gilt nicht für die Industrie, Bergbaubetriebe oder Treibhäuser, die Finnmarkzone sowie bestimmte Gemeinden von Nord-Troms (Karlsøy, Kvænangen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjervøy, Støfjord).

2.2 Abgabe

Seit dem 1. Januar 1993 ist eine Abgabe auf Strom aus Wasserkraftwerken zu entrichten. Sie beträgt ein Fünfzehntel der Gesamtproduktion einer gegebenen Anlage im Zeitraum von 15 Jahren. Seit 1998 hat die norwegische Regierung beschlossen, keine auf der Gesamtproduktion beruhende Abgabe zu erheben. Die Energieerzeuger müssen stattdessen eine Bodenrente zahlen, da die Wasserkraft zu den natürlichen Ressourcen zählt. Der Betrag wird für jedes Wasserkraftwerk separat festgesetzt.

3. Allgemeine Beschreibung

1998 umfaßte die norwegische Elektrizitätswirtschaft 349 Unternehmen. 189 Unternehmen sind Stromerzeuger, 69 reine Produktionsunternehmen und 25 industrielle Erzeuger. Es gibt 89 Versorger, die Strom erzeugen und über ihr eigenes Verteilernetz direkt an die Endverbraucher liefern (vertikal integrierte Versorgungsunternehmen), 46 davon sind hochintegrierte Versorger. Hochintegrierte Versorgungsunternehmen erzeugen 20 % der gesamten Elektrizität, die sie an die Endverbraucher verkaufen, selbst. Es gibt 20 Großversorger, 87 weiterverteilende Unternehmen, 24 reine Netzbetreiber und 35 sonstige Unternehmen (Händler).

In der norwegischen Elektrizitätswirtschaft gibt es 98 private Unternehmen. Etwa 90 % der Produktionskapazität und etwa 93 % des Netzes befinden sich im öffentlichen Besitz. Statkraft (öffentliches Versorgungsunternehmen) besitzt nahezu 1/3 der norwegischen Produktionskapazität. Die Wasserkraft macht etwa 99 % der nationalen Produktionskapazität aus. 1999 betrug die Bruttostromerzeugung 123 000 GWh und der Bruttoverbrauch 121 000 GWh.

Das Energiegesetz von 1991 unterteilt den norwegischen Elektrizitätsmarkt in Wettbewerbs- und Monopoltätigkeiten. Da es unwirtschaftlich ist, daß zwei Lieferanten parallele Übertragungsleitungen betreiben, erhalten andere Stromversorger (sonstige Lieferanten) Zugang zu allen Verteilernetzen (Zugang für Dritte). Dadurch wird der Wettbewerb auf dem Verbrauchermarkt erhöht. Die Verbraucher können Strom daher vom Lieferanten ihrer Wahl kaufen. Falls sie Strom von einem fremden Lieferanten beziehen, zahlen sie ihm den Preis für die verbrauchten Mengen, während der lokale Netzbesitzer eine Gebühr für den Stromtransport erhält. Da es sich bei der Elektrizitätsverteilung um eine monopolistische Tätigkeit handelt, müssen die Verteilerunternehmen vom Staat kontrolliert und überwacht werden. Versorgungsunternehmen, die Elektrizität erzeugen, verkaufen und verteilen müssen getrennte Bücher über ihre Monopol- und Wettbewerbstätigkeiten führen. Für die Prüfung und Überwachung der Leistung der Verteilerunternehmen ist die norwegische Wasser- und Elektrizitätsbehörde (NVE) zuständig. Sie schlichtet Streitigkeiten in bezug auf die Abrechnungsverfahren bei den Tarifen der Elektrizitätsverteilungsstellen (Netzmiete) und gewährleistet eine angemessene Preisbildung bei den Verteilungsdiensten.


4. Preisbildungsmethode

Die Netzmiete ist in 5 verschiedene Netzstufen unterteilt; die in der Richtlinie 90/377/EWG festgelegten Verbrauchertypen werden diesen Stufen zugeordnet :

- Netzstufe 5: Weiterverteilung (> 1 kV) - Verbrauchertyp Ia-Ic;
- Netzstufe 4: lokale Transformation (> 1 kV) - Verbrauchertyp Id-Ie;
- Netzstufe 3: regionale Verteilung (1-20 kV) - Verbrauchertyp If;
- Netzstufe 2: regionale Transformation (1-20 kV) - Verbrauchertyp Ig;
- Netzstufe 1: regionale Übertragung (> 22 kV, 60 kV, 130 kV) - Verbrauchertyp Ih-Ii;
- Netzstufe 0: Übertragung und Transformation auf nationaler Ebene.

Einige Verbraucher beziehen Strom jedoch von einer anderen Netzstufe oder verfügen über ihr eigenes Netz. Für eine Reihe von Lieferanten werden die Stufen 4 und 5 als eine Stufe betrachtet.

Beispiel :

 Elektrizitätsabnahme	0-100 kW	100-300 kW	300-500 kW	>500 kW
Grundgebühr, NOK	1000	1000	1000	1000
Kapazitätsgebühr, NOK/kW/Jahr	369	304	262	213
Energiepreis, NOK/kWh	0,031	0,030	0,029	0,028


Für Verbraucher, die maximal 500 kW abnehmen, wird die durchschnittliche Kapazitätsgebühr wie folgt berechnet:

- *Kapazitätsgebühr:*

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

Der Durchschnittspreis für verbrauchte kWh wird in gleicher Weise berechnet.

Die Netzmiete wurde z. B. von 22 Versorgungsunternehmen erhoben. Die von Verbrauchern des Typs Id an gelegentliche Lieferanten zu entrichtende Netzmiete wurde wie folgt berechnet:

 Grundgebühr	Kapazitätsgebühr	Energiepreis (für verbrauchte Energie)
1000 NOK	369 NOK/kW/Jahr	0,031 NOK/kWh

- *Netzmiete:*

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

Der Gesamtpreis in Öre/kWh umfaßt die Netzmiete und den Energiepreis. Bei einem Energiepreis von 0,22 NOK/kWh beträgt der Gesamtpreis für den Verbraucher 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 January 1999, 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

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

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

BELGIUM

1. 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 Distribution of Electrical Energy Act of 10 March 1925, as amended by Regional Decree of 19 November 1990 for the Walloon Region and by Decree of 22 December 1999 for the Flemish Region.

Electricity is distributed as follows: 2% of total energy by municipal bodies (eight bodies), approximately 18% by single-sector (i.e. public or private) intermunicipal bodies (nine entities) and 80% by mixed public/private intermunicipal bodies (19 entities).

For those who are not eligible customers and those with voltage connections of 15 kV or below, electricity tariffs are recommended for the whole of the country by the Advisory Committee on Electricity and Gas. 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

Since 1 September 1999, there has been no difference between domestic and business tariffs for new customers i.e. those requesting a new connection or a change in the authorised maximum demand. All tariffs, both domestic and business, have an additional fixed payment per kVA if power requirements exceed 10 kVA.

The "normal" tariff (which has no upper limit for power requirements) comprises an annual standing charge and a single price per kWh. For customers using under 1 500 kWh per annum, a more favourable "small consumer" tariff is still applied, which is also applied to new customers whose power requirements are under 10 kVA. Below 365 kWh per annum, a maximum price per kWh is applied.

A "reduced power" tariff is applied to customers whose power requirements do not exceed 6 kVA. This tariff is better value than the normal tariff if annual consumption is 2 500 kWh per year or less.

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

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

A "36 kVA" tariff is applied to customers with minimum power requirements of 36 kVA provided that the normal tariff is not better value (higher standing charge than the normal tariff but lower price per kWh).

3. High-voltage tariffs

There are four 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 of 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, which depend on 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 off-peak times. There is a mechanism for fixing a ceiling on low-use prices.

The "seasonal time-of-day", B and C average- and long-use tariffs are seasonally adjusted; they include a (non-seasonally adjusted) payment which depends on the authorised maximum demand during the previous 12 months, a payment linked to the maximum offtake per quarter hour and an energy price for peak and off-peak times which depends on the season.

The "seasonal time-of-day" and C short-use tariffs also include peak periods during the winter months; these last four 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 off-peak 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 according to a published parameter, NE_t which reflects movements in operating costs excluding fuel. The remainder of the price per kWh is adapted according to parameter NC 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, which is BEF 0.055 per kWh excluding VAT for low-voltage customers other than those to whom specific social tariffs apply, and
- VAT at 21%.

DENMARK

1. Tariffs

There is no standard national tariff. 90 distribution utilities have each their own tariffs.

Since 1 January 1998 a partial deregulation has taken place, opening the whole sale market and the retail market for over 100 GWh customers. A new comprehensive electricity act opening the electricity market gradually over the next 3 years has come into force 1 January 2000.

Since 1 January 2000 tariffs are gradually being adapted to the new regulations and to competitive market. End-use prices are to be set according to separate cost elements:

- the energy price
- the price for using the grid
- payment for public service obligations (also including renewable energy and other energy with priority)

The price for using the grid is set according to a postage stamp tariff per kWh. Payment for public service obligations is the same per kWh for all customers in western and eastern Denmark respectively.

1.1 Domestic Households

There is some variation in tariffs between the electricity undertakings in Denmark. However, the normal form of domestic tariff is a fixed annual charge, payable in advance, and a single kWh rate. There are no special arrangements for low consumption households.

1.2 Industrial and Commercial Premises

Bigger consumers in most utilities are offered time of day tariffs (see below). In general Danish end-use tariffs are not dependent on the end-use sector, but on the kV-level of connection to grid and to some extent on the size of consumption.

The tariffs for bigger customers normally comprise of a standing charge, and an energy charge. The energy charge can have either a flat rate, or a time of day rate, typically having three periods.

All tariffs are published. The Association of Danish Energy Companies collects and publishes the tariffs annually every March/April. Most tariff revisions still occur on 1 January each year. A new Energy Supervisory Board ("Regulator") will publish all tariffs on energy, network and public service obligations.

Most customers in Denmark (including industrial customers) are supplied on published tariffs. As a consequence of the competitive market an increasing number of customers are billed according to individual contracts. Statistics on these contracts are not available yet.

1.3 Taxes

Electricity taxation consists of three main elements:

1.3.1 An energy tax

The rate as at 1 January 1999 is 48.1 øre/kWh (53.6 øre/kWh as from 1.1.2000) for most non-commercial customers. This includes a "distribution excise" of 4 øre per kWh and a payment earmarked for energy conservation measures of 0.6 øre per kWh. However, for those domestic customers with electric heating and using more than 4,000 kWh per year, the excess is taxed at a rate of 41.60 øre/kWh;

For VAT-registered customers the most of the energy tax is reimbursed, but for 1 øre per kWh of "distribution excise" and the 0.6 øre per kWh for energy conservation measures. However, there is no reimbursement on the share of electricity used for space-heating.

1.3.2 A tax on CO₂

The tax rate is at 10 øre/kWh and is paid by all customers. Most VAT-registered companies can immediately obtain a 50% refund of the tax payment. Some customers – depending on electricity intensiveness and type of process - are eligible for further refunds. This report assumes a CO₂ tax rate of 5 øre/kWh.

The past SO₂-tax of 1.3 øre/kWh is since 1.1.2000 levied on the fuel for electricity generation.

1.3.3 VAT

VAT is set at 25% and is payable by all customers. However, this is completely recoverable by VAT registered companies.

FEDERAL REPUBLIC OF GERMANY

1. Industrial electricity pricing system

Legal relations between electricity supply utilities/electricity brokers and industrial customers are based on individual electricity supply contracts ("special contracts") concluded by the parties involved.

Although there are differences in prices, the tariff structure is largely uniform. Dual tariffs incorporating both a demand rate (DEM/kW) and an energy rate (Pf/kWh) are offered. With the older tariffs, the prices for daytime and nighttime consumption are different. The length of the time zones depends on the pattern of overall demand. The off-peak period (night) is often longer in summer than in winter. There may also be seasonal differences.

2. Demand rates

The demand rate is based on the annual chargeable demand (in kW or kVa), which in most cases is calculated as the average demand during the three - or possibly two - months of peak demand. In a few cases, it is based on annual maximum demand, and recently monthly demand tariffs have become more common. Maximum demand is usually measured over periods of 15 minutes. Most tariffs charge a minimum demand rate depending on the quantity supplied. Some utilities calculate the demand price for a specific throughput ordered by the customer by contract, and if that demand is exceeded a higher rate is charged for the excess.

In addition, customers are offered a chance to cut costs considerably by reducing utilised demand during certain expected peak periods.

3. Zone tariffs

These tariffs do not include a demand rate but, in addition to energy rates that fall as consumption rises (different quantity zones), they offer a user discount based on the maximum demand measured.

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

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

6. Payment for use of the network

In addition to electricity prices, supply network user fees have to be paid to network operators under an agreement between associations of companies laying down criteria for fixing the fees. In some cases, the fees are included in electricity prices.

7. Licence fee

If the average electricity price for an individual customer exceeds the average proceeds from the supply of electricity to all special contract customers (for 1999, this was 13.90 Pf/kWh), payment of a licence fee of a maximum of 0.22 Pf/kWh may be agreed. This fee is passed on to the municipality concerned.

8. Taxation

On 1 April 1999, Germany brought in an electricity tax of 2 Pf/kWh, which has been 2.5 Pf/kWh since 1 January 2000. Under certain conditions, manufacturing industry pays a lower rate (since 15 February 2000, 0.5Pf/kWh, previously 0.4 Pf/kWh), plus an annual base amount of DEM 800 to the main customs office responsible in each case. In Germany, the value-added tax rate, also applicable to electricity tax (including the base amount), has been 16% since 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 private company, serving however the public interests.

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

- The Ministry of Development approves PPC's Development Plan and investment programs;
- 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% represent 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 (220-380V), 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. Residential Users

There are two tariffs in force for residential users:

- The daytime Tariff “G1” that holds for any consumption during the 24 hour period. This is a progressive Tariff, implying an increasing consumption, thus giving a lower price for low consumption households. It includes an additional progressive fixed charge for one phase as well as for three phase consumers.
- The day and night Tariff, “G1N”, which provides a separate reduced nightly rate, giving cheaper electricity during nightly hours. It is used mainly for space heating (heat collectors)

Consumption	Summer	Winter
	May – October	November – April
Day	07.00-23.00	07.00-23.00
Night	23.00-07.00	23.00-07.00*

* For certain large regions (Attica, Salonica, Volos, Patras) there are two alternative low priced hours, 23.00-07.00 or 02.00-08.00 & 15.30-17.30

Low voltage consumption is charged on the basis of a flat capacity rate, while daily consumption is charged, on the basis of a progressive tariff.

4. Industrial Users

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

4.1 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 2-part tariff, providing a fixed charge, a capacity charge and a flat energy rate;

4.2 Tariff for middle voltage industrial users

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

- The first tariff is provided for middle voltage industrial users with an effective load factor (i.e. 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 middle voltage industrial users with less effective load factor (i.e. less than 47%). The respective tariff is a 2-part tariff providing a capacity plus a flat-rate energy charge.

4.3 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 differentiated according to the period of electricity consumption, i.e. peak load hours, off-peak load hours and intermediate load hours.

SPAIN

1. Supply tariffs

Since 1 January 1998, the supply tariffs for electric power have applied to consumers without qualified status and to those with qualified status who do not exercise their rights as such.

Electricity tariffs are defined as single-rate maximum tariffs which apply to all final consumers across the entire national territory.

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

The structure consisting of the different tariffs and the conditions on which these apply was established in 1983 and adapted until 1987, when the system was implemented in its entirety. Subsequent minor changes have permitted the system to be improved and made 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, power factor, seasonality and interruptibility.

Electricity bills also include any charges for 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 troughs ≥ 5 MW). In that, in return for certain discounts, customers undertake, during a five years period, to reduce their demand and not to exceed a pre-established power (P_{\max}) during the periods when the supplier requests this.

2. Free market contracting

As of 1 January 1998, pursuant to the Law on the Electricity Sector, power supply is gradually being liberalised so that qualified consumers are free to enter into contracts by direct access to the market or subject to various forms of contract which will be developed as the market develops.

Pursuant to the Law, "qualified consumer" status is determined according to annual consumption by point of supply or plant. The timetable for liberalisation began in 1998 for consumers consuming more than 15 GWh/year and for rail transport operators, including metropolitan railways. The aim is for all consumers to achieve qualified status in various stages as summarised in table 4 over a period of ten years (2007). This liberalisation of electricity supply is 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 rôle of commercial supplier. The law defines commercial suppliers as legal persons with access to transport or distribution networks who sell electricity to qualified consumers.


To allow 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.

This timetable for liberalising supply has subsequently been brought forward as shown in the table below.

3. 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 replaces 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.

 Timetable for liberalising consumption	
01.01.1998	Consumers of > 15 GWh per annum Rail operators, including metropolitan railways
01.01.1999	Consumers of > 5 GWh per annum
01.04.1999	Consumers of > 3 GWh per annum
01.07.1999	Consumers of > 2 GWh per annum
01.10.1999	Consumers of > 1 GWh per annum
01.01.2007	All consumers

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 40 MW.

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 (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 a 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 (Electricity Supply Board) 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.

Customers who register for a « Powersave » scheme receive a payment for reductions in load when requested by the Independent System Operator.

ITALY

1. Introduction

Electricity tariffs are unified all over the national territory since 1961 both in structure and in price level. They are differentiated according to the main supply characteristics, that is: voltage levels, subscribed demand, load factor, consumption period and are structured by large consumer classes such as public lighting, domestic uses, uses in premises other than homes (also including industry and commerce), agricultural uses, etc.

The Italian rating system is based on the two-part tariff, « simple » or « time-of-day » formed by a fixed charge proportioned to the subscribed demand expressed in ITL/kW (for domestic consumers the fixed charge is expressed in lire per month), and a variable price, depending on the consumption, expressed in ITL/kWh.

The electricity sector is under the responsibility of the Authority for Electricity and Gas, set up by law n. 481 in November 1995, but full operative from April 23, 1997. Among other duties, the Authority is entrusted with the task of determining the tariff base and the other reference parameters, to guarantee tariff terms transparency and based on pre-defined criteria.

On June 30th, 1997, the Authority issued the first tariff system restructuration whose main features are the following:

1.1 Basic concept

The new system – under the persisting constraint of equal price overall the country for each consumer type – attempts to introduce mechanisms aimed to trigger the productivity increase in the industry.

1.2 Structure

The tariff components at present include:

- Industrial cost, formed by:
 - Fixed costs (standing or demand charge + unit price per kWh = former tariff)
 - Variable costs: part B
- Overall charges including:
 - A2 component aimed to recover the expenses incurred in the Italian nuclear phase-out;
 - A3 component providing incentives to the new generation processes from renewable and assimilated sources (CIP provision n. 6/92)
- Taxes
 - State tax
 - Local taxes destined to « Comuni » and to « Provincie »
 - State surtax
 - Value Added Tax (VAT)

1.4 Updating

The price updating established after 1.7.1997 follows these criteria:

- The tariff component related to « fixed costs » should be updated according to the « Price cap » method (probably every 3-4 years);
- The « B » component related to « variable costs » is updated every two months provided that the price variations of the reference fuel basket, weighted with the net efficiency of the thermal generation, are at least equal to 2%.

2. Domestic uses

Domestic supplies are destined to feed all the appliances for any demand, in premises used as family and community residence (excluding hotels, schools, colleges, hospitals and prisons). Said supplies also include household services in building with one dwelling.

The consumer can also use domestic supply to feed appliances for any type in premises annexed to homes such as offices, laboratories, consulting rooms, or for agricultural purposes, provided that the supply is given to a single delivery point for homes and the annex premises and does not exceed 15 kW. Should these conditions not be met, domestic supply is only allowed to feed appliances regarding those premises used at home, whereas for the other appliances the energy is delivered as a separate supply under the same tariff and condition as provided for uses in premises other than homes.

The following demand blocks, expressed in kW, are available to consumers according to their needs: 1.5; 3; 6; 10 and increments of 5 kW thereafter. The demand block of 4.5 kW is no longer available to new consumers but is still applied to existing supplies.

Supplies with subscribed demand up to 3 kW are differentiated depending on whether they are destined or not to the consumer's home.

For resident consumers up to 3 kW (the so-called social band) reduced values are applied to the fixed part of the tariff, i.e. the monthly demand charge and the unit prices (up to 75 kWh a month; from 76 to 150 and from 151 to 225 kWh a month). Also the variable tariff components are reduced for consumption up to 150 kWh a month. Further consumption is charged the same tariff as that applicable to the others (over 3 kW and not resident domestic clients).

According to CIP Provision n. 15/93, those facilities are fully enjoyed only by consumers subscribing up to 1.5 kW whose consumption is up to 150 kWh per month and by those consumers over 1.5 kW up to 3 kW with consumption up to 220 kWh per month.

Consumption exceeding the above mentioned limits gives rise to progressive reduction of the benefits for the concerned customers.

The mechanism set up is the following: if the monthly consumption exceeds the said limits, the consumption to which the reduced prices provided for the first two blocks apply, is progressively reduced, by the number of kWh as those exceeding the above mentioned limits starting from the first consumption block. The exceeding consumption is debited with the highest price of the last block and is also subject to the recovery of the fixed charge facilities.

Domestic supplies equal to or higher than 6 kW can ask, as an alternative to the normal tariff, the application of a two-rate time-of-day tariff later explained.

3. Tariffs for supplies to premises other than homes

Simple two-part tariffs apply to low and medium voltage supplies (up to 50 kV) and subscribed demand up to 400 kW.

Special tariffs are offered as an option to professional uses in agriculture such as: irrigation, applications in farms, seasonal works and supplies to Land-Clearing Consortium. The tariffs take into account the particular consumption periods (season night-hours) as well as the social requirements of encouraging as far as possible the agriculture.

Moreover, special tariffs are granted to the supplies with subscribed demand exceeding 100 kW whose consumption is limited to the night hours (from 10 p.m. to 6 a.m. from Monday to Friday, from 1 p.m. to 12 p.m. on Saturday, and all the Sunday hours up to 6 a.m. of the following Monday).

As an alternative to the normal tariff, a day-night tariff may be requested to feed low voltage non-domestic supplies, provided that the subscribed demand is equal to or higher than 25 kW and is requested to feed electric ovens for foodstuff production or for farm uses. Day-night tariff periods are the following:

- « high-load hours » from 7 a.m. to 9.30 p.m. from Monday to Friday;
- « low-load hours » from midnight to 7 a.m. and from 9.30 p.m. from Monday to Friday, any hour on Saturday and Sunday and the midweek holidays.

The customers can agree different demands in high-load hours (minimum 25 kW) and in low-load hours (higher than the subscription in high-load).

A special tariff is applied to extraordinary supplies only consisting of a fixed charge per kW a day.

4. Time-of-day tariffs

Time-of-day tariffs show prices differentiated according to hourly and seasonal consumption periods. They do not apply to supplies lasting less than one year, extraordinary or those requested for a temporary period to feed yards.

The seasonal periods are:

- Winter including January to March, and October to December (6 months)
- Summer including April to September (6 months)

The hourly periods are:

- Peak hours (520 hours) from 9 to 11 a.m. and from 5 to 7 p.m. from Monday to Friday in winter for supplies over 50 kV (for those fed at a lower voltage said schedule is anticipated by half an hour);
- High-load hours (1,812 hours) from 6.30 to 9 a.m., from 11 a.m. to 5 p.m. and from 7 to 9.30 p.m. from Monday to Friday in winter and from 8.30 a.m. to noon from Monday to Friday in summer (August excluded) for supplies over 50 kV (for those at lower voltage level, these times are modified in winter as follows: from 6.30 to 8.30 a.m., from 10.30 a.m. to 4.30 p.m. and from 6.30 to 9.30 p.m.);
- Medium-load hours (1,253 hours) from 6.30 to 8.30 a.m. and from noon to 9.30 p.m. from Monday to Friday in summer (August excluded);
- Low-load hours (5,175 hours) from midnight to 6.30 a. m. and from 9.30 p.m. to midnight from Monday to Friday, and any hour on Saturday and Sunday and in August.

Tariff values are differentiated according to:

- Four voltage levels:
 - Up to 50 kV
 - Over 50 up to 100 kV
 - Over 100 up to 200 kV
 - Over 200 kV (it has been abolished and continue to be only applied to the already existing contracts)
- Four tariff levels according to supply utilisation:
 - Low: convenient up to 1,000 hours/year
 - Medium: convenient from 1,000 to 3,400 hours/year
 - High: convenient from 3,400 to 6,000 hours/year
 - Very high: convenient over 6,000 hours/year

5. Taxation on electricity supplies

Electricity supplies in Italy are subject to taxation according to the utilisation and category of consumers.

5.1 Domestic uses

State tax of 9.10 ITL/kWh, excluding the first two consumption blocks (150 kWh a month) for supplies to resident consumers up to 3 kW;

Local tax of 28 ITL/kWh, excluding the first two consumption blocks (150 kWh a month) for supplies to resident consumers up to 3 kW;

State surtax of 8 ITL/kWh excluding the first two consumption blocks (150 kWh a month) for supplies to resident consumers up to 3 kW;

For resident consumers up to 3 kW who exceed the consumption of 150 or 220 kWh a month whether the demand is up to 1.5 or 3 kW respectively, the band of consumption excluded by the application of the taxes above, is progressively reduced by the number of kWh exceeding the above mentioned limits up to its exhaustion.

State surtax of 11.50 ITL/kWh to any consumption in the second houses (e.g. holiday houses, etc.).

Value Added Tax (VAT) equal to 10% is applied to the whole amount of the bill – taxes included.

5.2 Supplies to premises other than domestic

The following taxes are currently charged:

State tax:

- 4.10 ITL/kWh, applied to the consumption up to 200,000 kWh per month;
- 2.45 ITL/kWh, applied to the exceeding monthly consumption.

Exemptions from the State tax are provided for the electricity used in industrial factories, as heating, for the uses necessary to carry out the industrial processes, included those linked to electrochemical processes.

Local taxes of 18 ITL/kWh (6.5 ITL/kWh destined to Comuni and 11.5 ITL/kWh destined to Province) applied to consumption up to 200,000 kWh a month.

State surtax:

- 7 ITL/kWh to supplies up to 30kW;
- 10.5 ITL/kWh to supplies from 31 to 3,000 kW;
- 4 ITL/kWh to supplies over 3,000 kW.

Consumption destined to public lighting, and that one destined to the activity of generation, transportation and distribution of electricity, as well as electric traction and the electricity used as raw material in the industrial electrochemical and electrometallurgical processes, included iron and steel and foundry processing, are exempted from the application of the State surtax.

Value Added Tax (VAT) equal to 10% is applied to the extractive manufacturing, polygraphic, editorial and similar industries while other consumers are charged a rate of 20%. VAT is calculated on the whole amount of supply (taxes included) and is recoverable by non-ultimate consumers.

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. 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.

2. 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.

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 times¹. 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.

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

2.1 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:

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 kWh's 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.

2.2 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.

2.3 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.

2.3.1 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.

2.3.2 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.

2.4 Tariffs for operating reserve

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

- all kWh's 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.

2.5 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.

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.

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.

2.6 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.

3. Sale tariffs

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

Final consumer tariffs are broken down into three main categories:

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

3.1 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.

3.2 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 $\cos \varphi = 0.85$ during standard tariff hours.

3.3 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.

4. 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.

4.1 New Electricity Act

The new electricity act, approved in 1998 and already amended in 1999, 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 and Council 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. A new tariff system based on price caps will be introduced on January 2000, and the network and supply tariffs will come under the supervision of Dte (Dutch Electricity Regulatory service).

The law is based on a gradual transition to freedom of choice in suppliers for the different consumer categories: free consumers (upon the act's becoming effective), middle-category consumers (free from 2002 on) and small supplies consumers (free from 2004 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.

5. Taxes and surcharges

The final consumer tariffs are subject to the high VAT rate (17.5%). 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. Tariffs

The legal relationship between the electricity supply companies and industrial customers is determined by individual electricity supply agreements (separate contracts).

Although prices differ from one electricity supply company to another (in 1997 the prices charged by the various companies differed by approximately +/- 20% from the average price), medium-voltage tariffs are largely the same.

For each customer, a charge is calculated for the supply of electricity. This consists of the demand charge, the active energy charge, the reactive energy charge and the meter charge.

Demand charge: The chargeable demand is the measurement of the consumer's subscribed demand. This is usually calculated as the arithmetic mean of the three highest monthly maximum demands in an accounting year. The demand is calculated using a meter which produces a 15 minute demand value for the active energy supplied every 15 minutes.

Active energy charge: There are differences between the price estimates for the supply of active energy during the summer and winter semesters. Some electricity supply companies also vary their price estimates according to the time of day.

Reactive energy charge: Consumption of reactive energy is generally free of charge for up to 50% of the active energy supplied in the same month.

Meter charge: This covers the installation and maintenance of the meter.

2. Tax

A tax has been levied on the supply and consumption of electricity since 1 June 1996 (electricity tax). The tax is calculated on the basis of the amount of electricity in kWh supplied or consumed. The tax is levied at the rate of 0.1 ATS per kWh and is included in the calculation of VAT. Where the customer has paid energy taxes on electricity and gas which are more than 0.35% of the net value of output, the amount is reimbursed by the tax office minus a contribution payable by the customer of up to ATS 5 000.

The customer is also charged VAT at 20% of the amount invoiced.

3. Legal framework of the electricity sector in Austria

In Austria, the EU directive on the internal market in electricity, which provides for the creation of a competitive electricity market, has been implemented through the Electricity Sector and Organisation Act (*EIWOG*). This Act has brought about a fundamental reorganisation of the electricity sector.

The Austrian Federal Constitution, which regulates the legal position of Austrian electricity companies concerning property, has superseded the Second Law on Nationalisation, which established the principles of organisation of the Austrian electricity sector.

The *EIWOG* has also led to an amendment of the antitrust law and the law on prices. Since 19 February 1999, the antitrust law has also applied to matters concerning the electricity sector. Prices for the supply of electricity are no longer subject to the 1992 law on prices as the regulations on prices in this sector have been incorporated into the *EIWOG*.

The most important features of the *EIWOG* are:

3.1 Gradual opening up of the electricity market

Since 19 February 1999, end-users whose consumption (including any electricity they generate themselves) has exceeded 40 GWh during the previous accounting year have been classified as eligible customers, i.e. they are free to choose their electricity supplier. Since 19 February 2000, the consumption threshold for classification as an eligible customer has been 20 GWh; from 19 February 2003 it will be 9 GWh.

In addition to the end-users, system operators also have the possibility of entering the market. Distribution system operators who are also transmission system operators have been classified as eligible customers since 19 February 1999. From 19 February 2002, other distribution system operators with a consumption of more than 40 GWh during the previous accounting year will be classified as eligible customers; from 19 February 2003, this will apply to those with a consumption of more than 9 GWh. Notwithstanding this rule, distribution system operators may in any case conclude supply contracts with customers within their own distribution system under the conditions of access to the system.

Since 19 February 1999, independent producers and autoproducers have had immediate access to the market in the following ways. Independent producers may conclude supply contracts with all customers within and outside federal territory and supply them, via direct lines, with electricity generated in installations powered by biomass, biogas, landfill gas, sewage gas, geothermal energy, wind energy and solar energy. Where electricity is generated in conventional installations, supply contracts may only be concluded with eligible customers.

Independent producers and autoproducers are also entitled to supply their own premises and subsidiaries in the EU with electricity.

3.2 System access

Access to the system is obtained through regulated Third Party Access (rTPA). Eligible customers (end-users and system operators), independent producers and autoproducers are entitled to request to use the system on the basis of general conditions and the tariffs for using the system. Access to the system may be refused only in specific circumstances.

3.3 Policy principles relating to prices and tariffs

Prices for the supply of electricity and associated services by distribution system operators to end-users can be approved as maximum, minimum or set prices or as a price scale. The tariff for accessing a distribution system is established as a fixed price by way of an ordinance or ruling.

3.4 Electricity from renewable energy

End-users are obliged to obtain a proportion of their electricity from alternative renewable forms of energy. Distribution system operators are obliged to gradually increase the amount of electricity they obtain from installations powered by biomass, biogas, landfill gas, sewage gas, geothermal energy, wind energy and solar energy. By 2005, 3% of the electricity supplied to end-users should be generated through renewable forms of energy of this kind. Distribution system operators are to add an extra charge to the tariff for using the system if they incur any more expenses than usual in procuring the electricity.

3.5 Unbundling areas of responsibility

The EIWOG also includes rules on the rendering, internal organisation, unbundling and transparency of the accounts of electricity companies. In connection with the efforts to unbundle areas of responsibility, integrated electricity companies must at least take administrative steps to ensure that their activities as operators of transmission networks take place separately from the work involved in generating and distributing electricity.

4. Approval of prices

Under the provisions of the EIWOG, the Federal Minister of Economic Affairs is responsible for matters relating to price setting. The Federal Minister may delegate this responsibility to the premiers of the Austrian *Länder*. However, responsibility may not be delegated in this way for the setting of prices for the supply of electricity from installations powered by the following renewable energy sources: solid or liquid domestic biomass, biogas, landfill gas and sewage gas, geothermal energy, wind energy and solar energy. In each case, the Federal Minister has authorised the *Land* premiers, by way of an ordinance, to establish the minimum prices for the supply of electricity of this kind.

The Federal Minister of Economic Affairs may establish prices for the supply of electricity and related services and the tariffs for system access either *ex officio* or on application. Applications may be submitted by the companies concerned and by the Austrian Federal Economic Chamber, the Standing Committee of the Presidents of the Chambers of Agriculture, the Federal Chamber of Labour or the Austrian Trade Union Federation.

Before any price is set, investigative proceedings must be conducted during which the parties concerned must be heard and the members of the Advisory Committee on Electricity must have the opportunity to give an opinion. After the proceedings have been concluded, the Advisory Committee on Electricity examines all the relevant documents.

PORTUGAL

1. General Description¹

The laws governing the National Electricity System (SEN) were substantially restructured in 1995, and subsequently revised in 1997 to permit the coexistence of, and some competition between, the Tied System, which governs the public electricity supply service and the Unrestricted System, which is governed by market laws.

Alongside the tied and unrestricted systems there is a third group which is governed by specific regulations and comprises two sub-groups: co-generation stations and stations which use renewable resources, national fuels or hydroinstallations (limited in the latter case to 10 MVA installed capacity).

The Tied System (SEP) under which the public electricity supply is provided, covers the EDP group and two private producers with installed power corresponding to approximately 8 and 13% of the installed power in EDP plants.

The Tied System is characterised by planned production, competitive tendering for the construction and operation of new stations and explicit regulation of the natural monopoly areas: transport and distribution. Production prices are not directly regulated, but are established via Power Purchase Contracts.

The Unrestricted System (SENV) operates subject to market rules, and is not regulated. It covers producers, customers and distributors. Producers and unrestricted customers may connect via the SEP networks and have to pay for access to and use of these networks. They may, however, establish direct lines (unrestricted distribution) between producers and unrestricted customers, and these lines may not be physically linked to the SEP lines.

The Electricity Sector Regulatory Body (ERSE) was set up in Portugal in 1997.

In 1998, all transport and distribution activities were undertaken within the tied system (SEP), and this is estimated to have accounted for some 84% of the total production in the national electricity service.

2. Prices

Pursuant to the legislation in force, as of 1999, it falls to the Electricity Sector Regulatory Body (ERSE) to set tariffs and prices for electricity every year.

The tariffs for sales of electricity to final customers are in two parts, and make a distinction between four main groups: low (BT), medium (MT), high (AT) and very high (MAT) voltage.

In low-voltage supply, for contracted power under 20.7 kVA, in addition to a simple basic tariff, an optional bi-hourly tariff is offered. In these groups, the invoiced power is equal to that contracted by the customer, which can range from 1.15 to 20.7 kVA, in steps of 3.45 kVA up from a contracted power of 3.45 kVA.

The tariffs for BT>20.7 kVA, MT, AT and MAT have an hourly and seasonal structure, with three hourly periods (peak, high and low) and two seasonal periods (dry and wet). Within these tariffs (other than MAT), consumers have the option of short, medium or long use periods. For contracted power in excess of 41.4 kVA, the invoiced power is a weighted average of the contracted power and the power taken off (greater monthly power, integrated into a period of 15 minutes).

Customers with the option of reducing the load to at least 4 MW in periods defined by the distributor may opt for the interruptible tariff, which entails a rebate corresponding to the gain on interruptible power for the distributor.

¹ This description does not cover the island regions of Madeira and the Azores or the territory of Macao under Portuguese administration.

Reactive energy is billed - solely for contracted power in excess of 41.4 kVA - if the consumption of reactive energy outside low periods exceeds 40% of the active energy consumption in the same period. Supplies of reactive energy to the network in low periods may also be billed.

The main tax levied on electricity invoicing is VAT, currently at a rate of 5%.

Consumers pay a small monthly charge of PTE 10 for domestic use and of PTE 50 for non-domestic use, corresponding to the Directorate-General for Energy's charge for monitoring electrical equipment.

FINLAND

1. Industry players

1.1 Sellers

The biggest bulk sellers of electricity in Finland are Fortum Power and Heat Oy (formerly Imatran Voima Oy), TXU Nordic Energy Oy (formerly Teollisuuden Sähkömyynti Oy) and Vattenfall 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 also open to new players.

Several large-scale industrial end users and the local and regional electrical companies are also members of the Nord Pool so they are able to buy a share of their electricity procurement from the Nordic electricity markets. The importance of electricity exchanges as a possibility of electricity procurement is increasing. In 1999 the volume of the electricity trade of the Finnish parties amounted to 10.4 TWh accounting for 13 per cent of the country's total need for electricity.

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. Fortum Power and Heat 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.

Of the total electricity production in Finland in 1999, about 32 per cent was generated through combined heat and power (CHP) production, 28 per cent through nuclear power, 16 per cent through hydropower and 9 per cent through coal and other conventional condensing power. The proportion of wind power was 0.1 per cent. Net imports of electricity rose to 14 per cent.

1.3 Grid operators

For historic reasons, there were until September 1997 two interconnecting transmission networks. The larger of the two networks, IVO Voimansiirto (IVS) belonged to Imatran Voima Oy and consisted of 80% of the entire national grid. The remainder, Teollisuuden Voimansiirto (TVS), was owned by Pohjolan Voima Oy (PVO). The two networks have merged on September 1997 into a single network company, Fingrid Plc, the national main grid. Fortum Oy, Pohjolan Voima Oy, the Finnish State and institutional investors own Fingrid. Most of the national grid consists of 400 kV lines, while some parts of it are 220 kV or 110 kV. The Electricity Market Authority has granted a licence to Fingrid to operate as TSO (Transmission System Operator) in Finland. In Finland there are also 13 separate regional network companies. Network sections up to 110 kV not belonging to the national grid form the regional network.

There are 106 electricity distribution companies in Finland. Some of them have also 110 kV lines. About 2/3 of those companies are owned by the municipalities, with the remainder owned by industry and private individuals. Some utilities have foreign owners. Each distribution company has an operational license to distribute as a monopoly in a specific geographical area. A network license granted by the Electricity Market Authority is required for operating a network.

In Finland access to the network is based on a so-called regulated TPA-principle. The pricing of transmission services must in Finland be based on a so-called postal stamp tariff system. According to this system, a customer connected to the network at one point, after having paid the necessary fees to the network operator in question, has the right to use the entire Finnish electricity network from his connection point and to procure electricity from anywhere in the country without restriction. The producer can feed power into the network using the same payment principle. The obligation to maintain and develop the network, the obligation to connect points of use and electricity generation plants, coupled with the obligation to transmit electricity, concern all network operators.

1.4 Users

Since November 1995 all connections above 500 kW have been able to freely select their electricity suppliers. As of the beginning of 1997, all electricity users came within the scope of free competition, but the customers were obliged to use hourly metering. The real competition even for the smallest users of electricity was opened in the autumn 1998: hourly metering is no longer required with the users, whose main fuse is up to 3 x 63 A and whose power demand is maximum 45 kilowatts.

According to the statistics compiled in 1998, approx. one third of the kilowatt-hours transmitted on the distribution networks belong to the electric energy for which tenders have been invited. The estimated number of the electricity users who have changed supplier is approx. 35,000, in other words, almost every hundredth electricity user has changed his or her electricity supplier during the period the Electricity Market Act has been in force. Large-scale electricity users have been more actively making use of the benefits resulting from the liberalization of the market, because the largest groups of electricity users those were the first to come within the scope of free competition purchase nearly 100 per cent of their electricity on competitive terms. Of the electric energy consumed by small-scale customers in 1998, approx. 7 per cent was bought at a price that was based on competition, but most of the customers encompassed by the retailers' obligation to supply electric energy purchase their electricity at public prices from local electricity suppliers.

1.5 Supervision

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

The Electricity Market Authority has the following tasks:

- To promote healthy and efficient competition in the electricity market,
- To grant network licences to organizations and utilities engaged in network operations,
- To grant building permits for constructing power lines of 110 kV and higher voltages
- To secure reasonable and equitable service principles in electric network operations
- To supervise the pricing of transmission, distribution and other network services
- To promote efficient competition in the electricity trade, by intervening in the terms and prices of the network services that are considered to restrict competition
- To produce and publish real-time information on the pricing of both electric energy and its distribution

2. Electricity taxation

The electricity taxation system in Finland is based on the taxation on consumption of electricity. The system has two separate tax levels. Industrial customers and greenhouses pay 2,575 p/kWh while others pay a higher rate of 4,175 p/kWh.

Value Added Tax on electricity has been in effect in Finland since August 1986. The current rate is 22% and is recoverable by industrial customers.

SWEDEN

1. The structure of the Swedish electricity supply industry

The annual power consumption in Sweden is about 140 000 GWh. 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 GWh, 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, 0.151 SEK/kWh from 1 January 1999. Some rural areas up in the very northern part of Sweden, however, pay only 0.095 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 served 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 supply of electricity to all customers 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 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.

In the Autumn of 2000 the electricity Pool will be replaced by New Electricity Trading Arrangements (NETA). These new arrangements will consist of a forward market, screen-based short term power exchanges, a balancing mechanism and a settlements process.

Electricity suppliers, who are also pool members, buy most of their 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 users. 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. Full competition in supply came into effect in May 1999. 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

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.

1.4 Regulatory changes

The Utilities Bill, which is currently making its way through Parliament, will make a number of changes to the way the industry is regulated. These include:

- a new regulatory board – the Gas and Electricity Markets Authority. The present separate posts of Director General of Electricity Supply and Director General of Gas Supply are held by Callum McCarthy who will become the executive chairman of the new regulatory board ;
- a new Gas and Electricity Consumers Council to replace the separate bodies for consumers in each market ;
- the introduction of the new Electricity Trading Arrangements ;

- the Separation of supply and distribution as licensable activities
- powers for Government to provide social and environmental guidance to the Authority.

2. Pricing of electricity

2.1 Industrial and commercial customers

At present in England, Wales and Scotland, industrial and commercial customers can obtain their supply from a company of their choice. Customers 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 a company of their choice, 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 to larger industrial customers 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 a number of tariffs. The two most commons ones are:

- *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). These price controls now only apply to the former RECs when operating in their own public electricity supply area.

In England and Wales 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 supplier's 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 -11.5% on 1 April 1996 and annual increases were then limited to RPI - 3%. The latest review sets out reductions of between 4 and 33 per cent in 2000/01 to be followed by an X of 3% thereafter.

The price control on the supply of electricity is no longer based on an RPI - X + Y formula. The control is now based on allowances for each component of costs. These controls allow a supplier to pass on movements in transportation costs, but not supply and generation costs. On average the controls are expected to result in a real terms reduction of 4.7 per cent in bills between 1999/00 and 2000/01. It is intended that price controls will be removed in March 2002.

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 1999 the tax rate was 0.0594 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. From 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 1998 there were 349 companies in the Norwegian electricity supply industry. 189 companies are involved in power generation. There are 69 pure production companies and 25 industrial generators. There are 89 utilities that both product and supply power directly to the end user via their own distribution grid (vertically integrated utilities), 46 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 20 wholesale utilities, 87 retail utilities, 24 pure grid companies, and 35 other companies (traders).

There are 98 private companies in the Norwegian electricity supply industry. However about 90% of the production capacity is owned by the state, municipalities or countries, and about 93% 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 1999 total gross power production was 123 000 GWh and gross consumption was 121 000 GWh.

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 from 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 (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 NOK/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 en janvier 1999, 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

V	Volt
kV	Kilovolt (= 1 000 V)
A	Ampère
kVA	Kilovoltampère
kW	Kilowatt
h	Heure
kWh	Kilowattheure
GWh	Gigawattheure (10 ⁶ kWh)
MW	Mégawatt (10 ³ kilowatts)
MJ	Mégajoule
GJ	Gigajoule (10 ³ MJ)
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
BEF	Franc belge
DKK - øre	Couronne danoise - øre = 1/100 DKK
DEM - Pf	Mark allemand - Pf = 1/100 DEM
GRD	Drachme grecque
ESP	Peseta espagnole
FRF	Franc français
IEP	Livre irlandaise
ITL	Lire italienne
LUF	Franc luxembourgeois
NLG - cent	Florin néerlandais - cent = 1/100 NLG
ATS	Schilling autrichien
PTE	Escudo portugais
FIM - p	Mark finlandais - p = 1/100 FIM
SEK	Couronne suédoise
GBP	Livre sterling
NOK	Couronne norvégienne

BELGIQUE

1. Structure

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 et pour la Région flamande, par un décret du 22 décembre 1999.

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 personnes n'ayant pas la qualité de client éligible et lorsqu'elles sont raccordées 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

La différence entre les tarifs résidentiel et professionnel disparaît pour tous les nouveaux clients, c'est-à-dire ceux demandant à partir du 1er septembre 1999, un nouveau raccordement ou une modification de la puissance mise à disposition. Tous les tarifs, tant résidentiels que professionnels, ont un terme fixe complémentaire par kVA lorsque la puissance est supérieure à 10 kVA.

Le tarif "normal" (appliqué sans limite supérieure de puissance) 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, reste d'application; il est applicable aux nouveaux clients lorsque la puissance est inférieure à 10 kVA; en deçà de 365 kWh/an un prix maximum par kWh est appliqué.

Un tarif "puissance réduite" est appliqué aux clients dont la puissance ne dépasse pas 6 kVA; ce tarif est plus avantageux que le tarif normal lorsque la consommation annuelle est égale ou inférieure à 2500 kWh/an.

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.

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

Un tarif "36 kVA" est appliqué aux clients ayant une puissance minimale de 36 kVA pour autant que le tarif normal ne soit pas plus avantageux (redevance plus élevée que celle du tarif normal mais prix par kWh inférieur).

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 90 sociétés de distribution publiques a son propre tarif.

Le processus de déréglementation partielle, appliqué depuis le 1^{er} janvier 1998, a ouvert le marché de gros ainsi que le marché de détail des clients ayant une consommation supérieure à 100 GWh. Une nouvelle loi globale sur l'électricité ouvrant progressivement le marché de l'électricité au cours des trois prochaines années est entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2000.

Depuis le 1^{er} janvier 2000, la tarification est progressivement adaptée aux nouvelles réglementations et à la concurrence. Les prix à l'utilisateur final sont fixés en fonction d'éléments de coût distincts :

- prix de l'énergie;
- redevance pour l'utilisation du réseau;
- paiement au titre d'obligations de service public (comprenant également l'énergie renouvelable et d'autres énergies prioritaires).

La redevance pour l'utilisation du réseau est fixée au kWh en fonction d'un tarif timbre-poste. Le paiement au kWh au titre d'obligations de service public est identique pour l'ensemble des consommateurs à l'ouest ou à l'est du Danemark.

1.1 Ménages

Au Danemark, les entreprises productrices d'électricité ne pratiquent pas toutes la même tarification. Néanmoins, le tarif domestique normal consiste en une prime annuelle fixe, payable à l'avance, et en un tarif unique au kWh. Il n'existe pas d'accords pour les ménages consommant peu d'électricité.

1.2 Locaux industriels et commerciaux

La plupart des distributeurs proposent des tarifs en fonction de l'heure de la journée aux plus gros consommateurs (voir ci-dessous). En général, les tarifs appliqués à l'utilisateur final ne dépendent pas du secteur d'utilisation finale, mais du niveau de raccordement au réseau en kV et, dans une certaine mesure, de la consommation.

Le tarif auquel sont assujettis les gros consommateurs se compose, en règle générale, d'une prime fixe et d'une prime d'énergie. Cette prime d'énergie, sur trois périodes, peut comporter un prix forfaitaire ou un tarif en fonction de l'heure avec trois périodes pendant la journée.

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, pour la plupart, au premier janvier de chaque année. Un nouveau «Comité de contrôle de l'énergie» («Régulateur») publiera tous les tarifs relatifs à l'énergie, au réseau et aux obligations de service public.

Au Danemark, les consommateurs (y compris les consommateurs industriels) sont, pour la plupart, approvisionnés sur la base des tarifs publiés. À la suite de l'ouverture des marchés à la concurrence, les factures d'un nombre croissant de consommateurs sont établies sur la base de contrats individuels. Il n'existe à l'heure actuelle aucune statistique sur ce type de contrats.

1.3 Fiscalité

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

1.3.1 Taxe sur l'énergie

À compter du 1^{er} janvier 1999, le tarif est de 48,1 øre/kWh (53,6 øre/kWh depuis le 1.1.2000) pour la plupart des utilisateurs non commerciaux. Il comprend un «impôt sur la distribution» s'élevant à 4 øre/kWh et une redevance de 0,6 øre/kWh au titre de mesures de conservation de l'énergie. Pour les ménages ayant le chauffage électrique et consommant plus de 4 000 kWh par an, l'excédent est toutefois facturé à 41,60 øre/kWh.

Pour les consommateurs récupérant la TVA (à quelques exceptions près), la taxe versée est remboursée, à l'exception de 1 øre/kWh dû au titre d'«impôt sur la distribution» et d'une redevance de 0,6 øre/kWh au titre de mesures de conservation de l'énergie. Aucune récupération n'est toutefois possible lorsqu'il s'agit de l'électricité utilisée pour le chauffage des locaux.

1.3.2 Taxe sur le CO₂

Le tarif de l'élément taxe est fixé à 10 øre/kWh. Cette taxe est payée par tous les consommateurs. La plupart des clients récupérant la TVA s'en voit rembourser immédiatement 50 %. Un remboursement supplémentaire est possible et dépend de l'intensité de l'utilisation et du type de processus. Le présent rapport se base sur un tarif de la taxe sur le CO₂ de 5 øre/kWh.

À compter du 1^{er} janvier 2000, l'ancienne taxe sur le SO₂, de 1,3 øre/kWh, est prélevée sur le combustible nécessaire à la production d'électricité.

1.3.3 TVA

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

REPUBLIQUE FEDERALE D'ALLEMAGNE

1. Systèmes de prix du courant électrique à l'industrie

Les relations juridiques entre distributeurs/négociants et clientèle industrielle se règlent d'après les contrats individuels de livraison ("contrats spéciaux"), qui lient entre eux les partenaires.

S'il existe des différences de prix, la structure des tarifs est généralement identique. Sont proposés des tarifs au kilowatt (DEM/kW) et des tarifs au kilowattheure (Pf/kWh). Les anciens tarifs prévoient des prix différents pour le jour et la nuit. La durée des plages horaires varie suivant la demande globale. Ainsi, la période creuse (nuit) est souvent plus longue en été qu'en hiver. Il y a aussi parfois des différences suivant les saisons.

2. Tarifs

Le tarif de référence est basé sur la puissance de facturation annuelle (en kW ou en kVA). Elle s'obtient principalement en calculant la moyenne des trois plus fortes puissances de facturation mensuelle. Elle peut aussi s'obtenir à partir des deux plus fortes puissances de facturation mensuelle. Parfois, le calcul s'effectue d'après la plus forte puissance annuelle, et récemment, des tarifs mensuels sont également proposés. La période de mesure pour le calcul de la puissance maximale est généralement de 15 minutes. La plupart des tarifs prévoient une facturation minimale suivant la puissance demandée. Plusieurs entreprises calculent le tarif pour une puissance fixe commandée par le client (sur une base contractuelle); si cette puissance est dépassée, un tarif supérieur est appliqué à l'excédent de puissance.

3. Tarifs par zones

Ces tarifs n'utilisent pas le prix du kilowatt mais un prix en kilowattheure dégressif en fonction de l'augmentation de la consommation (différentes zones consommation) auquel s'applique un rabais en fonction de la puissance maximale mesurée.

4. Consommation de courant à vue

En général, les contrats de fourniture de courant prévoient au moins l'application d'un facteur de puissance $\cos \varphi = 0,9$ à la consommation d'électricité. Étant donné que les principaux contrats prévoient une puissance active (kW), une majoration sera appliquée aux consommateurs à vue dépassant cette valeur.

5. Révision des prix

Les contrats comportent partiellement des clauses de révision des prix du courant pendant la durée du contrat. Les valeurs de référence utilisées pour l'ajustement des prix peuvent être par exemple les prix du charbon ainsi que les salaires ou les traitements. L'application de ces clauses de révision des prix ne nécessite aucune autorisation officielle.

6. Taxes d'utilisation du réseau

Au prix du courant s'ajoutent des taxes d'utilisation du réseau à verser à l'exploitant du réseau calculées sur la base de conventions en matière de critères de calcul des taxes d'utilisation du réseau de l'énergie électrique. Ces taxes sont partiellement incluses dans les prix du courant.

7. Taxes de concession

Si le prix moyen du client est supérieur au prix moyen du courant livré à tous les clients bénéficiant d'un contrat spécial (pour 1999 13,90 Pf/kWh), une taxe de concession peut être convenue. Cette taxe peut s'élever au maximum à 0,22 Pf/kWh. Cette taxe est reversée à la collectivité locale du client.

8. Fiscalité

À compter du 1^{er} avril 1999, un impôt sur le courant de 2 Pf/kWh a été introduit en Allemagne. À compter du 1^{er} janvier 2000, il s'élève à 2,5 Pf/kWh. L'industrie bénéficie dans certaines conditions d'un taux d'imposition réduit (depuis le 15 février 2000 0,5 Pf/kWh, précédemment 0,4 Pf/kWh) auquel s'ajoute une soulte annuelle de 800 DM à verser aux douanes compétentes. Le taux de TVA allemand s'appliquant à l'impôt sur le courant (y compris la soulte) est de 16 % depuis le 1^{er} avril 1998.

GRECE

1. Cadre juridique

En Grèce, les activités de production, transmission et distribution d'électricité sont placées sur la responsabilité de la PPC (Public Power Corporation), légalement instituée en 1950.

La PPC est une entreprise ayant le statut juridique de société privée, placée toutefois au service des intérêts publics.

Les fonctions relatives au contrôle et à la coordination dans le secteur de l'électricité sont exercées par diverses administrations de l'État, ainsi :

- le ministère du Développement approuve le plan de développement et les programmes d'investissement de la PPC,
- le ministère de l'Économie nationale approuve les budgets du PPC, etc..

En Grèce, 98 % des approvisionnements du pays en électricité sont assurés par la PPC. Les 2 % restants représentent la production électrique des autoproducteurs, essentiellement les utilisateurs industriels, couvrant leurs propres besoins.

2. Le système tarifaire

La structure et – en principe – les niveaux tarifaires appliqués sont uniformes pour l'ensemble du territoire national.

Tous les tarifs sont publiés et chaque client peut choisir, à partir des tarifs disponibles, celui qui est le mieux adapté à la nature et au niveau de ses besoins en électricité.


Les conditions tarifaires tiennent compte :

- de la tension d'alimentation: basse (220-380V), moyenne (6.60–15–20–22 kV), haute (150 kV);
- de l'utilisation (usage domestique, industriel, agricole, commercial, général);
- du niveau de demande maximale contractée (kW), basse et moyenne tensions (jusqu'à 10 MW) et haute tension (au-delà de 10 MW);
- de la durée d'utilisation de la demande souscrite.

3. Usagers résidentiels

Il existe deux tarifs en vigueur pour les usagers résidentiels :

- le tarif jour "G1" valable pour toute consommation durant la période de 24 heures. Il s'agit d'un tarif progressif, impliquant une consommation croissante, accordant ainsi un tarif avantageux aux ménages à faible consommation. Ce tarif comporte une prime fixe progressive supplémentaire pour les consommateurs mono ainsi que triphasés;
- le tarif nuit et jour, "G1N", qui consiste en un tarif nocturne distinct réduit, fournissant une électricité meilleur marché durant les heures de la nuit. Il est utilisé principalement pour le chauffage de l'espace (collecteurs de chaleur).

 Consommation	Eté mai – octobre	Hiver novembre – avril
	Jour	07.00-23.00
Nuit	23.00-07.00	23.00-07.00*

* pour certaines grandes régions (Attique, Salonique, Volos, Patras), il existe deux tranches horaires à tarif réduit: 23.00-07.00 ou 02.00-08.00 & 15.30-17.30

La consommation basse tension est facturée sur la base d'un tarif simple, tandis que la consommation quotidienne est facturée sur la base d'un tarif progressif.

4. Usagers industriels

Trois types de tarif sont prévus pour les usagers industriels, à savoir :

4.1 Tarifs destinés aux usagers industriels basse tension

Trois tarifs sont prévus dans ce cas, à savoir :

- un tarif binôme, se composant d'une prime fixe et d'un élément relatif à l'énergie;
- un tarif binôme, se composant d'une prime fixe et d'un élément relatif à l'énergie et modulé suivant l'heure de la journée;
- un tarif binôme se composant d'une prime fixe, d'un élément lié à la puissance et d'un élément lié à l'énergie consommée.

4.2 Tarifs destinés aux usagers industriels moyenne tension

Il existe deux tarifs pour les usagers industriels moyenne tension :

- le premier tarif est prévu pour les usagers industriels moyenne tension ayant un facteur d'utilisation efficace (à savoir supérieur à 47 %). Ce tarif est un tarif binôme prévoyant un élément lié à la puissance ainsi qu'un élément relatif à l'énergie, et se rapport à la demande mensuelle maximale en électricité;
- le deuxième tarif est prévu pour les usagers industriels moyenne tension ayant un facteur d'utilisation moins efficace (à savoir, inférieur à 47 %). Ce tarif est un tarif binôme comprenant un élément relatif à la puissance et un élément relatif à l'énergie.

4.3 Tarif destiné aux usagers industriels haute tension

Ce tarif est prévu pour les consommateurs raccordés directement au réseau 150 Kv. Il s'agit d'un tarif binôme composé d'un élément relatif à la puissance et d'un élément relatif à l'énergie.

Il s'agit également d'un tarif à modulation journalière, étant donné que les éléments puissance et énergie sont différenciés suivant la période de la consommation électrique, à savoir heures de pointe, heures creuses et heures intermédiaires.

ESPAGNE

1. Tarifs de fourniture

Depuis le 1^{er} janvier 1998, les tarifs de fourniture d'énergie électrique s'appliquent aux consommateurs non qualifiés et aux consommateurs qualifiés qui n'exercent pas ce droit.

Les tarifs électriques sont des tarifs maximaux unifiés sur l'ensemble du territoire et s'appliquent à l'ensemble des consommateurs finals.

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 ≥ 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. Libre souscription sur le marché

À partir du 1^{er} janvier 1998, conformément à la loi dans le secteur de l'énergie, 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 dans la loi 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), en passant par diverses étapes résumées par le tableau 4.

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". 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 qualifiés dans la mesure où ils n'accèdent pas à la libre souscription de leur énergie.

Ultérieurement, ce calendrier de libéralisation a été avancé comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

3. 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^{er} 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.

 Calendrier de libéralisation des consommateurs	
01.01.1998	Consommateurs consommant > 15 GWh/an Propriétaires d'installations de transport par chemin de fer, y compris le métro
01.01.1999	Consommateurs consommant > 5 GWh/an
01.04.1999	Consommateurs consommant > 3 GWh/an
01.07.1999	Consommateurs consommant > 2 GWh/an
01.10.1999	Consommateurs consommant > 1 GWh/an
01.01.2007	Ensemble des consommateurs

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-saisonniers, 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-saisonniers.

L'énergie active est facturée distinctement, avec des prix distincts pour chacune des 5, 8, 6 ou 4 périodes tarifaires horo-saisonniers.

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 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 cinq 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 cinq 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 de puissance maximale 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. Aucune surtaxe n'est exigée si le facteur de puissance dépasse 0,95.

Un rabais est possible pour les puissances interruptibles supérieures à 250 kW, il est également réservé aux usagers existants.

Les clients qui s'inscrivent à un "programme d'économie d'énergie" reçoivent un paiement en cas de réduction de charge résultant d'une demande du gestionnaire de réseau indépendant.

ITALIE

1. Introduction

Sur le territoire national, les tarifs de l'électricité 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 : niveaux de tension, puissance souscrite, facteur de charge, période d'utilisation, et sont articulés par grandes catégories d'utilisation: éclairage public, usages domestiques, usages dans des locaux autres que les locaux d'habitation (y compris l'industrie et le commerce), usages agricoles, etc.

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 liras par kW (en liras par mois pour les usages domestiques) et un prix en fonction de l'énergie consommée, exprimé en liras par kWh.

L'autorité de réglementation dans le domaine de l'énergie électrique et du gaz a été instituée par la loi n° 481 de novembre 1995 mais elle n'est devenue pleinement opérationnelle qu'à partir du 23 avril 1997. L'autorité est notamment chargée de définir la base tarifaire et les autres paramètres de référence et de garantir des conditions tarifaires transparentes et basées sur des critères prédéfinis.

Le 30 juin 1997, l'autorité a publié la première restructuration du système tarifaire dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

1.1 Concept de base

Le nouveau système – soumis à la contrainte permanente de l'égalité des prix dans tout le pays pour chaque type d'utilisateur – vise à instaurer des mécanismes entraînant une augmentation de la productivité dans le secteur.

1.2 Structure

Les composantes tarifaires comprennent aujourd'hui :

- le coût industriel, formé par :
 - les coûts fixes (redevance fixe ou prime de puissance + prix unitaire par kWh = ancien tarif);
 - les coûts variables : partie B.

- les primes générales comprennent :
 - la composante A2 visant à recouvrir les dépenses entraînées par l'abandon progressif de l'énergie nucléaire par l'Italie;
 - la composante A3 qui favorise les nouveaux processus de production à partir de sources renouvelables et assimilées (disposition CIP n°6/92)

- Taxes :
 - taxe d'État
 - taxes locales destinées aux municipalités et aux provinces
 - taxe d'État additionnelle
 - taxe sur la valeur ajoutée (TVA)

1.3 Mise à jour

La mise à jour des prix appliquée après le 1^{er} juillet 1997 répond aux critères suivants :

- la composante tarifaire relative aux coûts fixes doit être mise à jour selon la méthode dite du prix plafond (probablement tous les 3 ou 4 ans);

- la composante B relative aux coûts variables est mise à jour tous les deux mois à condition que les variations de prix du panier de référence des combustibles, pondérées par rendement net de la production thermique, soient au moins égales à 2 %.

2. Usages domestiques

Les fournitures pour usage domestique ont pour but d'alimenter tous les équipements, quelle que soit la puissance, dans des locaux utilisés comme résidences par des familles et des collectivités (à l'exception des hôtels, écoles, universités, hôpitaux et prisons). Ces fournitures comprennent également les services domestiques dans les bâtiments d'une seule habitation.

Le consommateur peut également utiliser la fourniture pour usage domestique pour alimenter des équipements dans n'importe quel type de local annexé aux locaux d'habitation tels que bureau, laboratoire, salle de consultation, ou pour un usage agricole, à condition que la fourniture soit prévue au même point de distribution pour les locaux d'habitation et les locaux annexes et qu'elle ne dépasse pas 15 kW. Si ces conditions ne sont pas remplies, la fourniture pour usage domestique ne peut alimenter que les équipements relatifs aux locaux d'habitation tandis que pour les autres équipements, l'énergie est fournie de manière séparée au même tarif et aux mêmes conditions que ceux réservés aux usages dans des locaux autres que les locaux d'habitation.

Les utilisateurs peuvent disposer des tranches de puissance suivantes, exprimées en kW, selon leurs besoins: 1,5; 3; 6; 10 et ensuite par intervalles de 5 kW. Bien que la tranche de puissance de 4,5 kW ne soit plus disponible pour les nouveaux utilisateurs, elle s'applique encore aux fournitures existantes.

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.

Pour les utilisateurs résidents bénéficiant d'une puissance souscrite atteignant 3 kW (la "tranche sociale"), des réductions sont appliquées à la composante fixe du tarif, c'est-à-dire la prime de puissance mensuelle et les prix unitaires (jusqu'à 75 kWh/mois; de 76 à 150 et de 151 à 225 kWh/mois). Les composantes tarifaires variables sont également réduites lorsque la consommation atteint 150 kWh/mois. La partie de la consommation qui excède 150 kWh/mois est soumise aux prix prévus pour les autres utilisateurs (plus de 3 kW et non-résidents).

Selon la disposition CIP n° 15/93, ces réductions 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 kWh, et à ceux qui ont une puissance comprise entre 1,5 et 3 kW pour une consommation mensuelle de 220 kWh.

Au-delà de ces seuils, la réduction baisse progressivement pour les clients concernés.

Le mécanisme instauré est le suivant: quand la consommation mensuelle dépasse les limites indiquées, la consommation à laquelle s'applique le prix réduit pour les deux premières tranches est diminuée progressivement du nombre de kWh qui excèdent les chiffres précités à partir de la première tranche de consommation. La consommation excédentaire est facturée au prix le plus élevé de la dernière tranche et est aussi soumise à la récupération des facilités accordées sur la prime fixe.

Les utilisateurs dont les fournitures domestiques sont supérieures ou égales à 6 kW ont la faculté de demander, à la place des tarifs normaux, le tarif bihoraire expliqué ci-dessous.

3. Tarifs des fournitures dans des locaux autres que les locaux d'habitation

Les tarifs appliqués aux fournitures en basse et moyenne tensions (jusqu'à 50 kV) avec puissance souscrite supérieure à 400 kW sont du type binôme simple.

Des tarifs spéciaux sont proposés en option pour les usages professionnels dans le domaine agricole comme l'irrigation, les applications dans les exploitations agricoles, les travaux saisonniers et les fournitures aux coopératives d'amélioration foncière. Les tarifs tiennent compte des périodes particulières de consommation (heures nocturnes saisonnières) ainsi que de la nécessité sociale d'encourager au maximum l'agriculture.

En outre, des tarifs spéciaux sont accordés aux fournitures dont la puissance souscrite est supérieure à 100 kW et dont la consommation est limitée aux heures nocturnes (de 22 h à 6 h du lundi au vendredi, de 13 h à minuit le samedi et toute la journée du dimanche jusqu'à 6 h le lundi suivant).

Les utilisateurs qui disposent d'une puissance souscrite 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 à la place du tarif normal pour des fournitures non domestiques en basse tension. Les plages des tarifs bihoraires sont les suivantes:

- heures de haute charge, de 7 h à 21 h 30 du lundi au vendredi;
- heures creuses, de minuit à 7 h et de 21 h 30 à minuit du lundi au vendredi, toute la journée du samedi et du dimanche ainsi que les jours fériés en semaine.

Les clients peuvent souscrire des valeurs de puissance différentes durant les heures de haute charge (au minimum 25 kW) et durant les heures creuses (valeurs supérieures à la puissance souscrite durant la haute charge).

Un tarif spécial est appliqué aux fournitures extraordinaires et consiste uniquement en une prime fixe par kW/jour.

4. Tarifs multihoraires

Les tarifs multihoraires proposent des prix différents selon les périodes horaires et saisonnières de consommation. Ils ne s'appliquent pas aux fournitures d'une période de moins d'un an, aux fournitures extraordinaires ou à celles demandées pour une période limitée afin d'alimenter des chantiers.

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 les suivantes :

- heures de pointe (520 heures) de 9 h à 11 h et de 17 h à 19 h du lundi au vendredi en hiver pour les fournitures de plus de 50 kV (pour les tensions inférieures, l'horaire est avancé d'une demi-heure);
- heures de haute charge (1 812 heures) de 6 h 30 à 9 h, de 11 h à 17 h et de 19 h à 21 h 30 du lundi au vendredi en hiver et de 8 h 30 à midi du lundi au vendredi en été (sauf en août) pour les fournitures supérieures à 50 kV (pour les tensions inférieures, ces périodes sont modifiées en hiver comme suit: de 6 h 30 à 8 h 30, de 10 h 30 à 16 h 30 et de 18 h 30 à 21 h 30);
- heures de moyenne charge (1 253 heures) de 6 h 30 à 8 h 30 et de midi à 21 h 30 du lundi au vendredi en été (sauf en août);
- heures creuses (5 175 heures) de minuit à 6 h 30 et de 21 h 30 à minuit du lundi au vendredi, toute la journée du samedi et du dimanche et en août.

Les tarifs varient selon :

- quatre niveaux de tension :
 - jusqu'à 50 kV
 - de 50 à 100 kV
 - de 100 à 200 kV
 - plus de 200 kV (ce niveau a été supprimé et ne concerne plus que les contrats déjà en cours)
- quatre variantes tarifaires en fonction des niveaux d'utilisation de la fourniture :
 - basse : jusqu'à 1 000 heures/an
 - moyenne : de 1 000 à 3 400 heures/an
 - élevée : de 3 400 à 6 000 heures/an
 - très élevée : plus de 6 000 heures/an

5. Taxes applicables aux fournitures d'énergie électrique

En Italie, les fournitures d'énergie électrique sont taxées selon l'usage et le type d'utilisateur.

5.1 Usages domestiques

Taxe d'État de 9,10 ITL/kWh, à l'exclusion des deux premières tranches de consommation (150 kWh/mois) pour les fournitures aux utilisateurs résidents jusqu'à 3 kW.

Taxes locales de 28 ITL/kWh, à l'exclusion des deux premières tranches de consommation (150 kWh/mois) pour les fournitures aux utilisateurs résidents jusqu'à 3 kW.

Taxe d'État supplémentaire de 8 ITL/kWh, à l'exclusion des deux premières tranches de consommation (150 kWh/mois) pour les fournitures aux utilisateurs résidents jusqu'à 3 kW.

Lorsque la consommation mensuelle dépasse 150 kWh pour les utilisateurs jusqu'à 1,5 kW ou 220 kWh pour les utilisateurs jusqu'à 3 kW, le nombre de kWh exemptés est progressivement réduit jusqu'à épuisement des kWh au-delà des limites.

Taxe d'État supplémentaire de 11,50 ITL/kWh pour toute consommation dans les secondes résidences (résidences de vacances, etc.).

Taxe sur la valeur ajoutée (TVA) égale à 10 % et appliquée à l'entièreté de la facture – taxes incluses.

5.2 Fournitures aux locaux autres que les locaux d'habitation

Les taxes suivantes sont actuellement prélevées :

Taxe d'État

- 4,10 ITL/kWh jusqu'à 200 000 kWh/mois;
- 2,45 ITL/kWh au-dessus de 200 000 kWh/mois.

N'est pas assujettie à la taxe d'État l'énergie électrique utilisée dans les usines pour le chauffage, pour les processus industriels, y compris ceux liés aux processus électrochimiques.

Taxes locales de 18 ITL/kWh (6,5 ITL/kWh pour les municipalités et 11,5 ITL/kWh pour les provinces) jusqu'à 200 000 kWh/mois.

Taxe d'État additionnelle:

- 7 ITL/kWh jusqu'à 30kW;
- 10.5 ITL/kWh de 31 à 3 000 kW;
- 4 ITL/kWh au-dessus de 3 000 kW.

N'est pas assujettie à la taxe d'État additionnelle la consommation destinée à l'éclairage public et celle destinée à la production, au transport et à la distribution d'électricité, ainsi que la traction électrique et l'énergie électrique utilisée comme matière première dans les processus industriels électrochimiques et électrométallurgiques, y compris les activités sidérurgiques et les fonderies.

Taxe sur la valeur ajoutée (TVA) égale à 10 % et appliquée aux activités extractives et manufacturières, aux arts graphiques, à l'édition et aux activités similaires tandis que les autres utilisateurs sont assujettis à une taxe de 20 %. La TVA est calculée sur le montant total de la fourniture (taxes incluses) et est récupérable pour les utilisateurs intermédiaires.

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 P₁ du kWh pendant la période "pointe" et le "jour".
- Prix P_n du kWh pendant la "nuit", avec P_n < P₁.

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. Principe de base de la tarification

Les sociétés distributrices ont pour mission 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.

2. Tarifs d'achat

Depuis 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 RBT (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.

Le système repose sur 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⁽¹⁾. 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;

2.1 Tarification de la production centralisée

Les prix au kW et au kWh des différentes catégories de puissance appelée sont fixés de manière à ce 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 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.

2.2 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.

⁽¹⁾ La durée de fonctionnement se définit ici comme étant la quantité d'énergie (en kWh) divisée par la charge maximale enregistrée (en kW).

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.

2.3 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.

2.3.1 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.

2.3.2 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.

2.4 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.

2.5 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".

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".

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".

2.6 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.

3. 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.

Il existe 3 types de tarifs appliqués au consommateur final :

- petits consommateurs;
- consommateurs industriels;
- gros consommateurs industriels.

3.1 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 x 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.

3.2 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 $\cos \varphi = 0,85$ pendant les heures à tarif normal.

3.3 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.

4. 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.

4.1 Nouvelle loi sur l'électricité

La nouvelle loi sur l'électricité, adoptée en 1998 et déjà modifiée en 1999, a pour objet 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 œuvre la directive n° 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil, du 19 décembre 1996 concernant 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. Un nouveau système de tarification basé sur des prix-plafonds sera mis en place en janvier 2000 et les tarifs de réseau et de distribution passeront sous la responsabilité du Dte (service de contrôle de l'électricité).

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 2004).

Définition des différentes catégories de consommateurs :

- les consommateurs libres = consommateurs pour lesquels la puissance mise à disposition est au moins égale à 2MW;
- 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.

5. Taxes et majorations

Les tarifs appliqués au consommateur final sont assujettis au taux maximum de TVA (17,5 %). 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. Tarifs

Les liens juridiques entre les sociétés de distribution (EVU) et les clients industriels sont régis par des contrats individuels de fourniture d'électricité (contrats spéciaux) conclus entre les parties.

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 largement uniforme.

Le prix facturé au client pour la livraison d'énergie électrique se compose du prix du kilowatt, du prix de l'énergie active et réactive et de la location du compteur.

Prix du kilowatt : la puissance appelée par le client est mesurée par la puissance de tarification. Celle-ci est établie à partir de la moyenne arithmétique des trois puissances mensuelles maximales les plus élevées d'une année de facturation. La puissance est mesurée par un compteur : une valeur de puissance de quinze minutes est calculée à partir de l'énergie active fournie par période de quinze minutes.

Prix de l'énergie active: ce prix n'est pas le même en été et en hiver. Certaines EVU proposent également des tarifs différenciés selon la période (jour/nuit).

Prix de l'énergie réactive : l'utilisation d'énergie réactive est en général gratuite jusqu'à 50 % de la quantité d'énergie active fournie au cours du même mois.

Location du compteur : la facturation correspond à l'installation et à l'entretien du compteur.

2. Fiscalité

Une taxe sur la fourniture et la consommation d'énergie électrique (taxe sur l'électricité) est prélevée depuis le 1^{er} juin 1996. La quantité d'énergie électrique en kWh qui est livrée et consommée sert de base de calcul de la taxe. Le montant de la taxe est de 0.1 ATS/kWh et entre dans la base de calcul de la TVA. Si les taxes énergétiques versées sur l'électricité et le gaz naturel dépassent 0,35 % de la valeur de production nette, le montant (après déduction d'une franchise de 5 000 maximum) est remboursé par le service des contributions.

Par ailleurs, une TVA correspondant à 20 % du montant de la facture est imputée au client.

3. Cadre juridique du secteur de l'électricité en Autriche

La transposition de la directive sur le marché intérieur de l'électricité, qui considère que le marché de l'électricité doit devenir compétitif, s'effectue en Autriche par le biais de la loi sur l'organisation et le marché de l'électricité (EIWOG). Cette loi prévoit une réorganisation fondamentale du marché de l'électricité.

La deuxième loi de nationalisation, qui constituait la base de l'organisation du marché de l'électricité en Autriche, a été abrogée par la loi constitutionnelle fédérale qui règle les régimes de propriété des entreprises du secteur de l'électricité.

En outre, la EIWOG entraîne une modification de la loi antimonopole et de celle sur les prix. Depuis le 19 février 1999, la loi antimonopole est également valable dans le secteur de l'électricité. Les prix de fourniture d'énergie électrique ne sont plus soumis à la loi de 1992, des dispositions en matière de prix ayant été incluses dans la EIWOG.

Les points principaux de la EIWOG sont :

3.1 L'ouverture progressive du marché

Depuis le 19 février 1999, les consommateurs finals dont la consommation (y compris la production propre) a dépassé 40 GWh au cours de l'année de facturation précédente, sont éligibles, c'est-à-dire qu'ils peuvent choisir librement leur société distributrice. En 2000, la consommation est réduite à 20 GWh et en 2003 (à partir du 19 février dans chaque cas) à 9 GWh.

Outre les consommateurs finals, les gestionnaires de réseaux ont la possibilité d'accéder au marché. Les gestionnaires de réseaux de distribution, qui assurent également le transport, sont des clients éligibles depuis le 19 février 1999. Les autres gestionnaires de réseaux de distribution sont des clients éligibles s'ils payent une taxe à la consommation finale de l'année de facturation précédente de plus de 40 GWh à partir du 19.2.2002, et de plus de 9 GWh à partir du 19.2.2003. Nonobstant cette réglementation, les gestionnaires de réseaux de distribution peuvent conclure des contrats de livraison d'après les conditions d'accès au réseau en fonction des quantités d'électricité, avec des clients de leur propre réseau de distribution.

Les producteurs indépendants et les autoproducteurs ont obtenu, de la façon suivante, un accès immédiat au marché à partir du 19.2.1999: les producteurs indépendants peuvent conclure des contrats de livraison d'électricité à partir d'installations utilisant la biomasse, le biogaz, le gaz de décharge et d'égout, les sources géothermiques, éoliennes et solaires, avec tous les clients situés à l'intérieur ou à l'extérieur du territoire fédéral; ils peuvent également approvisionner ces clients par l'intermédiaire de conduites directes. En ce qui concerne les fournitures d'électricité à partir d'installations dites classiques, ce type de contrat ne peut être conclu qu'avec des clients éligibles.

Les producteurs indépendants et les autoproducteurs ont en outre le droit d'approvisionner en électricité leurs propres sites et entreprises membres du groupe situés dans l'UE.

3.2 Accès au réseau

L'accès au réseau s'effectue par le biais d'un "système d'accès réglementé au réseau" (regulated Third Party Access, rTPA). Les clients éligibles (consommateurs finals et gestionnaires de réseaux), les producteurs indépendants et les autoproducteurs peuvent prétendre utiliser le réseau sur la base de conditions générales et des barèmes d'utilisation. L'accès au réseau ne peut être refusé que dans des conditions particulières.

3.3 Bases de fixation des prix et des barèmes

Les prix de fourniture d'énergie électrique par les gestionnaires de réseaux de distribution au client final ainsi que les prestations connexes, peuvent être fixés en tant que prix plafond, prix minimum, prix fixes ou fourchette de prix. La fixation du barème d'utilisation pour l'accès à un réseau de distribution s'effectue par règlement ou avis (prix fixe).

3.4 Électricité fournie à partir d'énergies renouvelables

Une clause d'obligation d'achat est prévue pour les livraisons d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables. De plus en plus, les gestionnaires de réseaux de distribution sont tenus d'acheter de l'électricité provenant d'installations utilisant la biomasse, le biogaz, le gaz de décharge et d'égout, les sources géothermiques, éoliennes et solaires. En 2005, la part de ces sources d'énergies renouvelables dans la production d'électricité destinée aux consommateurs finals doit atteindre 3 %. Pour compenser le surcoût éventuel par rapport à leurs autres sources d'approvisionnement en courant, les gestionnaires de réseaux de distribution ont le droit de facturer un supplément à leurs clients.

3.5 Dissociation des secteurs économiques (Unbundling)

La EIWOG contient également des dispositions relatives à la présentation des comptes, l'organisation interne, la dissociation et la transparence de la comptabilité des entreprises d'électricité. En ce qui concerne la dissociation organisationnelle, les entreprises d'électricité intégrées doivent, au moins, adopter des mesures de gestion de manière à ce que leur activité de gestionnaire d'un réseau de transport soit séparée de l'activité de production et de distribution.

4. Autorisation des prix

En tant qu'autorité habilitée à établir des prix, le ministre fédéral des Affaires économiques peut fixer les prix conformément aux dispositions de la EIWOG. Le ministre fédéral peut déléguer cette compétence aux chefs de gouvernement des Länder mais la fixation des prix pour la livraison d'énergie électrique provenant d'installations utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la biomasse liquide locale, le biogaz, le gaz de décharge et d'égout, les sources d'énergie géothermiques, éoliennes et solaires est exclue. Dans chaque cas, le ministre fédéral autorise par un règlement les chefs de gouvernement des Länder à fixer les prix minimum pour la livraison de cette énergie électrique.

Les prix de la livraison d'énergie électrique, les prestations connexes ainsi que les barèmes d'accès au réseau peuvent être fixés, d'office ou à la demande, par le ministre fédéral des Affaires économiques. Les entreprises concernées ainsi que la Chambre économique d'Autriche, la Conférence des présidents des Chambres d'agriculture d'Autriche, la Chambre fédérale du travail ou la Confédération syndicale d'Autriche sont fondées à en faire la demande.

Avant chaque fixation de prix, une procédure d'enquête préliminaire est engagée au cours de laquelle les parties sont entendues et les membres du Comité consultatif peuvent émettre un avis. Ce comité examine tous les documents au terme de la procédure d'enquête.

PORTUGAL

1. Description générale⁽¹⁾

Le système électrique national (SEN) a été largement restructuré sur la base de la législation de 1995, modifiée en 1997, pour permettre la coexistence et une certaine concurrence entre le système sous régime public, responsable du service public de fourniture de l'électricité, et le système sous régime privé, régi par les lois du marché.

Outre les systèmes sous régimes public et privé, il existe un troisième groupe, réglementé par une législation spécifique, qui comporte deux sous-groupes : centrales de cogénération et centrales utilisant

(1) Les régions insulaires de Madère et des Açores et le territoire de Macao, sous administration portugaise, ne sont pas pris en considération dans la présente description

des ressources renouvelables, des combustibles nationaux ou des installations hydroélectriques (dans ce cas, ne dépassant pas 10 MVA de capacité installée).

Le système sous régime public (SEP), responsable du service public de fourniture de l'électricité, comprend le groupe EDP et deux producteurs privés dont la puissance installée correspond à environ 8 et 13 % de la puissance installée des centrales de l'EDP.

Le système sous régime public se caractérise par la planification de la production, l'adjudication par appel d'offres de la construction et de l'exploitation de nouvelles centrales et la réglementation explicite des domaines de monopole naturel – transport et distribution. En ce qui concerne la production, il n'existe pas de réglementation directe relative aux prix, qui sont établis par l'intermédiaire des contrats d'acquisition d'énergie.

Le système sous régime privé (SENV) fonctionne sur la base du marché, puisqu'il n'est pas réglementé. Il est constitué par des producteurs, des clients et des distributeurs. Les producteurs et les clients sous régime privé peuvent s'interconnecter par l'intermédiaire des réseaux du SEP, en payant pour l'accès à ces réseaux et leur utilisation. Ils peuvent cependant instaurer des lignes directes (distribution sous régime privé) entre les producteurs et les clients sous régime privé, mais ces lignes ne peuvent être physiquement connectées aux lignes du SEP.

Il a été créé en 1997 l'organisme régulateur du secteur électrique (ERSE).

En 1998, le SEP a assuré la totalité des activités de transport et de distribution; en ce qui concerne la production, on estime que le SEP assure près de 84 % du total du SEN.

2. Prix

Aux termes de la législation en vigueur, l'organisme régulateur du secteur électrique (ERSE) est responsable de la fixation des tarifs et prix de l'énergie électrique, avec une périodicité annuelle.

Les tarifs de vente de l'électricité aux clients finals ont une structure binôme, comportant quatre groupes principaux: tarifs basse tension (BT), moyenne tension (MT), haute tension (AT) et très haute tension (MAT).

En ce qui concerne la basse tension, il est offert, en plus du tarif simple de base, un tarif bi-horaire optionnel pour des puissances contractées inférieures à 20,7 kVA. Dans ces groupes, la puissance facturée est égale à la puissance contractée par le client, qui peut varier entre 1,15 et 20,7 kVA, avec des classes de 3,45 kVA à partir d'une puissance contractée de 3,45 kVA.

Les tarifs de BT > 20,7 kVA, MT, AT et MAT ont une structure horaire et saisonnière, avec trois périodes horaires (heures de pointe, périodes pleines et creuses) et deux périodes saisonnières (sèche et humide). Dans le cadre de ces tarifs (à l'exception de la MAT), les consommateurs disposent d'options de courte, moyenne ou longue utilisation. Pour les puissances contractées supérieures à 41,4 kVA, la puissance facturée est une moyenne pondérée de la puissance contractée et de la puissance reçue (plus grande puissance mensuelle, intégrée sur une période de 15 minutes).

Les clients ayant la possibilité de réduire la charge à au moins 4 MW dans les périodes définies par le distributeur pourront choisir le tarif interruptible, qui se traduit par une réduction correspondant à la valeur de la puissance interruptible pour le distributeur.

L'énergie réactive est facturée – uniquement pour des puissances contractées supérieures à 41,4 kVA – si la consommation d'énergie réactive en dehors de la période creuse dépasse 40 % de la consommation d'énergie active pendant la même période. Les fournitures d'énergie réactive au réseau pendant les heures creuses peuvent être aussi éventuellement facturées.

En matière fiscale, le principal impôt qui grève la facture d'électricité est la TVA, au taux en vigueur de 5 %.

Le consommateur paye également une petite taxe mensuelle de 10 escudos dans le cas des clients résidentiels, et de 50 escudos dans le cas des clients industriels, correspondant à la taxe de contrôle des installations électriques de la direction générale de l'énergie.

FINLANDE

1. Acteurs du secteur de l'électricité

1.1 Vendeurs

En Finlande, les plus gros vendeurs d'électricité sont *Fortum Power and Heat Oy* (anciennement *Imatran Voima Oy*), *TXU Nordic Energy Oy* (anciennement *Teollisuuden Sähkömyynti Oy*) et *Vattenfall 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 compagnies d'électricité locales et régionales. Ces acteurs sont actuellement au nombre d'une centaine en Finlande. Du fait de la déréglementation, aucune autorisation spéciale n'est nécessaire pour la vente d'électricité, si bien que le secteur de l'électricité est également ouvert à de nouveaux acteurs.

Plusieurs grands consommateurs finals industriels, de même que les compagnies d'électricité locales et régionales, sont, en outre, membres du pool nordique (*Nord Pool*) et peuvent donc acheter une partie de leurs approvisionnements électriques sur les marchés nordiques de l'électricité. Les échanges d'électricité voient leur importance s'accroître en tant que source possible d'approvisionnement électrique. En 1999, le volume des échanges d'électricité réalisés par les parties finlandaises s'élevait à 10,4 TWh, ce qui représentait 13 % des besoins totaux en électricité du pays.

1.2 Producteurs

On dénombre, 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. *Fortum Power and Heat* assure environ 40 % de la production d'électricité en Finlande. Une proportion à peu près équivalente revient à l'industrie et à ses entreprises de production électrique. La part des compagnies d'électricité locales et régionales est de l'ordre de 20 %. De plus, la Finlande importe de l'électricité de Russie et de Suède pour satisfaire le reste de ses besoins énergétiques.

En 1999, environ 32 % de la production totale d'électricité de la Finlande provenaient de la cogénération, 28 % des centrales nucléaires, 16 % des centrales hydrauliques et 9 % des centrales au charbon et des autres centrales à condensation classiques. La part de l'énergie éolienne était de 0,1 %. Les importations nettes d'électricité étaient en hausse et se montaient à 14 %.

1.3 Gestionnaires de réseau

Pour des raisons historiques, deux réseaux de transport interconnectés ont coexisté jusqu'en septembre 1997. Le plus grand des deux, *IVO Voimansiirto (IVS)*, appartenait à *Imatran Voima Oy* et couvrait 80 % de l'ensemble du réseau national. L'autre, *Teollisuuden Voimansiirto (TVS)*, était détenu par *Pohjojn Voima Oy (PVO)*. En septembre 1997, les deux réseaux ont fusionné en une société unique pour former *Fingrid Plc*, le réseau principal national, qui est la propriété de *Fortum Oy*, de *Pohjolan Voima Oy*, de l'État finlandais et d'investisseurs institutionnels. Le réseau national comprend majoritairement des lignes à 400 kV, mais, en partie, également des lignes à 220 kV ou 110 kV. L'autorité du marché de l'électricité a attribué à *Fingrid* une licence pour la gestion du réseau de transport finlandais. Par ailleurs, il existe, en Finlande, 13 gestionnaires de réseaux régionaux distincts. Les portions de réseau jusqu'à 110 kV, qui ne font pas partie du réseau national, constituent le réseau régional.

La Finlande compte 106 compagnies de distribution d'électricité, dont certaines ont aussi des lignes à 110 kV. Environ les 2/3 d'entre elles sont détenues par les municipalités, les autres par l'industrie et des particuliers. Certaines se trouvent entre des mains étrangères. Chaque compagnie de distribution est détentrice d'une licence d'exploitation qui lui donne le monopole de la distribution d'électricité dans une zone géographique déterminée. L'attribution d'une licence par l'autorité du marché de l'électricité est nécessaire pour exploiter un réseau.

En Finlande, l'accès au réseau repose sur le principe de l'ATR (accès de tiers au réseau) réglementé. Les prix des services de transport doivent être fixés selon le système tarifaire "du timbre-poste". D'après ce dernier, tout client raccordé au réseau à un point donné, peut, après paiement de la taxe requise au gestionnaire de réseau concerné, utiliser l'ensemble du réseau électrique finlandais depuis son point de raccordement pour se faire livrer de l'électricité en provenance de n'importe quelle région du pays, sans aucune restriction. Les producteurs peuvent alimenter le réseau sur la base du même principe de paiement. L'obligation d'entretenir et de développer le réseau, de connecter les lieux de consommation et les installations de production d'électricité, ainsi que d'assurer le transport de l'électricité incombe à tous les gestionnaires de réseau.

1.4 Consommateurs

Depuis novembre 1995, tous les points de raccordement de plus de 500 kW peuvent choisir librement leur fournisseur d'électricité. À partir du début de l'année 1997, la libre concurrence a été étendue à tous les consommateurs d'électricité, mais les clients étaient obligés d'utiliser un compteur horaire. L'ouverture réelle du marché à la concurrence, y compris pour les plus petits consommateurs, n'est intervenue qu'à l'automne 1998 : depuis cette date, l'utilisation d'un compteur horaire n'est plus exigée pour les consommateurs dont le coupe-circuit principal est conçu pour une intensité allant jusqu'à 3 x 63 A et dont la demande d'énergie est de 45 kilowatts au maximum.

Au vu des statistiques établies en 1998, environ un tiers des kilowattheures transportés sur les réseaux de distribution font partie de l'énergie électrique ayant donné lieu à des appels d'offres. Le nombre de consommateurs d'électricité ayant changé de fournisseur est estimé à quelque 35 000, ce qui revient à dire que près d'un consommateur sur cent a choisi un nouveau fournisseur depuis l'entrée en vigueur de la loi relative au marché de l'électricité. Les gros consommateurs ont plus activement mis à profit les avantages résultant de la libéralisation du marché, puisque cette catégorie d'utilisateurs, qui a été la première à bénéficier de la libre concurrence, achète près de 100 % de son électricité en faisant jouer la concurrence. Pour ce qui est des petits clients, environ 7 % de l'énergie électrique consommée en 1998 étaient achetés à un prix basé sur la concurrence, mais la majorité des clients auxquels les revendeurs d'électricité ont l'obligation de fournir du courant achètent leur électricité au tarif public auprès des fournisseurs locaux.

1.5 Autorités de surveillance

L'application de la législation régissant le marché finlandais de l'électricité et les activités des gestionnaires de réseau est surveillée par l'autorité du marché de l'électricité, en collaboration avec les services finlandais de la concurrence.

L'autorité du marché de l'électricité a pour mission :

- de promouvoir une concurrence saine et efficace sur le marché de l'électricité;
- d'attribuer des licences à des organisations et à des entreprises de service public en vue de l'exploitation de réseaux électriques;
- d'accorder des permis pour la construction de lignes électriques à 110 kV ou plus;
- de garantir la mise en œuvre de principes de service raisonnables et équitables dans le cadre de l'exploitation de réseaux électriques;
- de surveiller les prix du transport, de la distribution et des autres services de réseau;

- de contribuer à une concurrence efficace dans les échanges d'électricité, en intervenant sur les modalités et prix des services de réseau considérés comme restreignant de la concurrence;
- d'élaborer et de publier des informations en temps réel sur les prix de l'énergie électrique et de sa distribution.

2. Taxation de l'électricité

Le système finlandais de taxation de l'électricité est basé sur la consommation électrique. Il comporte deux niveaux d'imposition différents: les clients industriels et les serres paient une taxe de 2,575 p/kWh, tandis que les autres consommateurs acquittent un taux plus élevé de 4,175 p/kWh.

En Finlande, la taxe à la valeur ajoutée sur l'électricité est perçue depuis août 1986. Son taux actuel s'élève à 22 % et elle peut être récupérée par les clients industriels.

SUEDE

1. Structure de l'industrie suédoise de fourniture d'électricité

La consommation annuelle de la Suède est d'environ 140 000 GWh. 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 GWh, 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 ± 5 MWh/an;
- maison chauffée à l'électricité, consommation de ± 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 (0,151 SEK/kWh au 1er janvier 1999). Cependant, plusieurs régions rurales situées dans la partie la plus septentrionale de la Suède ne payent que 0,095 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 Écosse, 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 également 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'Écosse.

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 Écosse, 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 francisé. 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 Écosse, comme en Angleterre et au Pays de Galles, d'autres fournisseurs peuvent être en concurrence pour la fourniture d'électricité à tous les consommateurs.

En Irlande du Nord, l'électricité est produite par trois entreprises privées, à savoir NIGEN Ltd, Ballylumford Power Ltd et Coolkeeragh 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 Électricité 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 comme par exemple, les limites de la capacité de transport.

À l'automne 2000, le « Pool » électricité sera remplacé par New Electricity Trading Arrangements (NETA). Cette nouvelle réglementation prévoit un marché prospectif, des échanges d'énergie traités en temps réel par ordinateur, un mécanisme d'équilibre des demandes et une procédure de règlement.

Les distributeurs d'électricité, qui sont également membres du Pool, achètent la plus grande partie de leur électricité au Pool et la vendent aux utilisateurs finals. En plus des REC, d'autres distributeurs peuvent, après obtention d'une licence, fournir de l'électricité aux utilisateurs. En Angleterre et au 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 propre région. La concurrence est devenue totalement libre en mai 1999. Chaque REC est dans l'obligation de fournir tous les locaux de sa zone autorisée qui demandent un raccordement, sauf dans des conditions exceptionnelles.

Bien qu'il n'existe pas de mécanisme parfaitement équivalent au Pool en Écosse, les deux entreprises publiques (Hydro-Electric et ScottishPower) et des sociétés titulaires d'une seconde licence se trouvent en concurrence.

Du fait des contraintes du système, il est prévu une progression par étapes vers l'établissement de la concurrence sur le marché de 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 des gros consommateurs.

1.3 Réglementation

Toutes les sociétés fournissant de l'électricité en Angleterre, au Pays de Galles et en Écosse, 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'État au Commerce et à l'Industrie ou le secrétaire d'État 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 d'une 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.

1.4 Modifications des règlements

Le « Utilities Bill » (projet de loi sur le service public), actuellement examiné par le Parlement, entraînera un certain nombre de modifications de la façon dont l'industrie est réglementée. Parmi ces modifications, on peut citer:

- un nouveau conseil de réglementation – the Gas and Electricity Markets Authority. Les deux postes de directeur général d'Electricity Supply et de directeur général de Gas Supply sont actuellement occupés par Callum McCarthy qui deviendra directeur général du nouveau conseil de réglementation;
- un nouveau « Gas and Electricity Consumers Council » (conseil des consommateurs de gaz et d'électricité) remplacera les organismes séparés de chaque marché;
- l'introduction des nouveaux « Electricity Trading Arrangements » (nouvelles mesures concernant la vente d'électricité);
- la séparation de la fourniture et de la distribution en tant qu'activités soumises à autorisation;
- le gouvernement peut adresser à l' « Authority » des orientations concernant le domaine social et l'environnement.

2. Tarification de l'électricité

2.1 Consommateurs commerciaux et industriels

À l'heure actuelle en Angleterre, au Pays de Galles et en Écosse, les consommateurs commerciaux et industriels peuvent choisir leur distributeur. Les clients peuvent être classés dans l'une des trois catégories qui déterminent le type de fourniture et, partant, le mécanisme de fixation des prix.

- *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 le distributeur de leur choix, 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 aux grands consommateurs industriels 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 s'ils acceptent 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 tarifs 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: une prime fixe, une prime de disponibilité, une prime de puissance et un prix unitaire qui peut être appliqué à l'ensemble de la consommation ou comporter des tarifs 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 volts ou 415 volts) et pour l'alimentation haute tension (au-dessus de 1 000 V, généralement 11 000 volts). 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 plusieurs tarifs, les plus courants étant :

- *Le 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 cartes 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 « Electricity Supply » est tenu de vérifier que les modifications de tarifs 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 du pourcentage de l'indice des prix de détail (RPI). Désormais, ces contrôles de prix ne concernent que les anciennes REC opérant dans leur propre zone de fourniture d'électricité publique.

En Angleterre et au Pays de Galles, 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 répercutées 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 en 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^{er} avril 1996 et les hausses annuelles ont été limitées au RPI - 3 %. La dernière révision a pour but des réductions allant de 4 à 33 % en 2000/2001 puis d'un X de 3 % ensuite.

Le contrôle des prix de la fourniture d'électricité ne se base plus sur une formule RPI - X + Y mais sur des réductions de chaque composante des coûts. Ces contrôles autorisent un distributeur à répercuter les variations des coûts de transport mais pas ceux de fourniture et de production. En moyenne, ces contrôles devraient se traduire par une réduction, en termes réels, de 4,7 % des factures entre 1999/2000 et 2000/2001. Il est prévu que les contrôles de prix soient supprimés en mars 2002.

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 trois. 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 quatre 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 Écosse, 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 zéro), 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 1999, cette taxe est de 0,0594 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. Depuis 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 1998, l'industrie de fourniture de l'électricité norvégienne comptait 349 entreprises. 189 d'entre elles participaient à la production d'électricité. Il y avait 69 sociétés de production exclusivement et 25 producteurs industriels. 89 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 46 sont hautement intégrées. Les entreprises hautement intégrées vendent plus de 20 % de leur production totale aux utilisateurs finals. Il existe également 20 entreprises de gros, 87 entreprises de détail, 24 sociétés de réseau et 35 autres sociétés (négociants).

L'industrie norvégienne de la fourniture d'électricité compte également 98 sociétés privées. Néanmoins, environ 90 % de la capacité de production sont détenus par l'État, les villes ou les comtés, et environ 93 % du réseau sont publics. Statkraft (appartenant à l'État) détient presque 1/3 de la capacité de production norvégienne. 99 % environ de la capacité de production nationale est de type électricité hydraulique. En 1999, la production brute totale était de 123 000 GWh et la consommation brute de 121 000 GWh.

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. Étant 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 90/377/CEE sont ajustés à ces niveaux :

- Niveau réseau 5 : distribution locale (> 1 kV) - consommateur de référence la-lc;
- Niveau réseau 4 : transformation locale (> 1 kV) - consommateur de référence ld-le;
- Niveau réseau 3 : distribution régionale (1-20 kV) - consommateur de référence lf;
- Niveau réseau 2 : transformation régionale (1-20 kV) - consommateur de référence lg;
- Niveau réseau 1 : transport régional (> 22 kV, 60 kV, 130 kV) - consommateur de référence lh-li;
- 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)	1000	1000	1000	1000
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 ld a été calculé comme suit :

 Prime fixe	Prime de capacité	Prime d'énergie
1000 NOK	369 NOK/kW/an	0,031 NOK/kWh

- *Loyer réseau :*

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

Le prix total en NOK/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 Gemeinschaften - Kommission
European Communities - Commission
Communautés Européennes - Commission

Elektrizitätspreise - Preissysteme 1999
Electricity prices - Price systems 1999
Prix de l'électricité - Systèmes de prix 1999

Luxembourg : Office des Publications Officielles des Communautés Européennes
2000 - 122 p. - 21,0 x 29,7 cm

Themenkreis 8 : Umwelt und Energie / Reihe D : Studien und Forschungsergebnisse
Theme 8 : Environment and Energy / Series D : Studies and research
Thème 8 : Environnement et énergie / Série D : Etudes et recherche

DE/EN/FR

ISBN

Cat./Kat.:

Preis in Luxemburg (ohne MwSt.) / Price (excluding VAT) in Luxembourg / Prix au Luxembourg, TVA exclue:

EUROSTAT sammelt und veröffentlicht zahlreiche Informationen über Energiepreise in den Mitgliedstaaten. Das Ziel dieser Veröffentlichung ist eine möglichst erschöpfende Zusammenfassung der jüngsten Preissysteminformationen in der Europäischen Union gemäß der Richtlinie über die Transparenz der von 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 summarize, every two years, as succinctly as possible the information about the price systems in force in the European Union, according to the Directive on the transparency of gas 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 Etats 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. Les données concernant les prix figurent dans des publications spécialisées, les "Statistiques en bref" semestrielles et dans les "Prix de l'électricité" annuels.