



ELECTRICITY PRICES

1973-1978

PRIX DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

1980



DE EUROPÆISKE FÆLLESSKABERS STATISTISKE KONTOR
STATISTISCHES AMT DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN
STATISTICAL OFFICE OF THE EUROPEAN COMMUNITIES
OFFICE STATISTIQUE DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES
ISTITUTO STATISTICO DELLE COMUNITÀ EUROPEE
BUREAU VOOR DE STATISTIEK DER EUROPESE GEMEENSCHAPPEN

Luxembourg-Kirchberg, Boîte postale 1907 — Tél. 43011 Télex: Comeur Lu 3423
1049 Bruxelles, Bâtiment Berlaymont, Rue de la Loi 200 (Bureau de liaison)— Tél. 735 80 40

Denne publikation kan fås gennem de salgssteder, som er nævnt på omslagets tredje side i dette hæfte.

Diese Veröffentlichung ist bei den auf der dritten Umschlagseite aufgeführten Vertriebsbüros erhältlich.

This publication is obtainable from the sales agents mentioned on the inside backcover.

Pour obtenir cette publication, prière de s'adresser aux bureaux de vente dont les adresses sont indiquées à la 3^e page de la couverture.

Per ottenere questa pubblicazione, si prega di rivolgersi agli uffici di vendita i cui indirizzi sono indicati nella 3^a pagina di copertina.

Deze publikatie is verkrijgbaar bij de verkoopkantoren waarvan de adressen op blz. 3 van het omslag vermeld zijn.

ELECTRICITY PRICES

1973-1978

PRIX DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Manuscript completed in December 1979
Manuscrit terminé en décembre 1979

This publication is also available in the following languages:
Cette publication est éditée aussi dans les versions suivantes:

DE/IT: ISBN 92-825-1632-6

Cataloguing data can be found at the end of this volume
Une fiche bibliographique figure à la fin de l'ouvrage

Reproduction of the contents of this publication is subject to acknowledgement of the source
La reproduction des données est subordonnée à l'indication de la source

Printed in Belgium 1980

ISBN 92-825-1633-4

Cat.: CA-28-79-196-2A-C

Contents

	Page
I. Introduction	5
II. Conditions and methods	7
1. Scope of the study	7
2. Locations	7
3. Standard consumers	8
4. Definition of prices recorded	10
III. Production and consumption of electricity	11
IV. Units of value	17
V. Electricity prices in the different countries	23
1. F.R. GERMANY	23
a) Organization	23
b) Regulations	24
c) Taxes	25
d) Household prices — tariffs	25
e) Household prices — analysis	26
f) Industrial prices — tariffs	28
g) Industrial prices — analysis	28
2. FRANCE	30
a) Organization	30
b) Regulations	30
c) Taxes	30
d) Household prices — tariffs	31
e) Household prices — analysis	32
f) Industrial prices — tariffs	33
g) Industrial prices — analysis	36
3. ITALY	38
a) Organization	38
b) Regulations	39
c) Taxes	39
d) Household prices — tariffs	40
e) Household prices — analysis	41
f) Industrial prices — tariffs	42
g) Industrial prices — analysis	44
4. NETHERLANDS	46
a) Organization	46
b) Regulations	47
c) Taxes	47
d) Household prices — tariffs	47

e) Household prices — analysis	48
f) Industrial prices — tariffs	49
g) Industrial prices — analysis	49
5. BELGIUM	51
a) Organization	51
b) Regulations	51
c) Taxes	52
d) Household prices — tariffs	52
e) Household prices — analysis	53
f) Industrial prices — tariffs	54
g) Industrial prices — analysis	55
6. LUXEMBOURG	57
a) Organization	57
b) Regulations	57
c) Taxes	57
d) Household prices — tariffs	58
e) Household prices — analysis	59
f) Industrial prices — tariffs	60
g) Industrial prices — analysis	61
7. UNITED KINGDOM	63
a) Organization	63
b) Regulations	64
c) Taxes	64
d) Household prices — tariffs	64
e) Household prices — analysis	65
f) Industrial prices — tariffs	66
g) Industrial prices — analysis	67
8. IRELAND	70
a) Organization	70
b) Regulations	70
c) Taxes	70
d) Household prices — tariffs	70
e) Household prices — analysis	71
f) Industrial prices — tariffs	72
g) Industrial prices — analysis	73
9. DENMARK	75
a) Organization	75
b) Regulations	75
c) Taxes	76
d) Household prices — tariffs	76
e) Household prices — analysis	77
f) Industrial prices — tariffs	78
g) Industrial prices — analysis	80
VI. Community comparison and conclusions	81

Statistical annex

Tables

1–27	Electricity prices for households and industry by location
28	PPS conversion tables and GDP price indices
29–34	Community comparison in PPS

Graphs

1–46	Electricity prices for households and industry by location
47–56	Community comparison in PPS

I. Introduction

As a further part of its efforts to collect and analyse consumer prices for energy in the Community, the Statistical Office of the European Communities is publishing for the first time a study on electricity prices, thus filling a gap in the statistical data made available to date in the energy sector.

The complexity of the tariff structures, which differ from one country to another, and the special procedures to be followed in the survey delayed the setting up and the monitoring of a harmonized survey ensuring a valid and meaningful comparison between statistical series compiled over a long period.

This study follows the same principles, uses the same general methods and covers the same cities as the studies on gas prices, which have already appeared in a number of publications. It is thus part of a wider statistical whole. Like the study on gas, it considers the situation mainly from the consumer's point of view and attempts to give as realistic a picture as possible by showing the prices which would actually be paid by the final consumer in specific locations and under conditions of supply which represent situations encountered frequently. The choice of the standard categories of consumers is based on the criterion of statistical representativeness in all the countries of the Community.

This publication does not merely present statistical results but gives as comprehensive a picture as possible in that it:

- shows the structure and organization of the electricity industry;
- presents a fairly extensive time series going back to the last energy crisis, thus making it possible to monitor price trends during an interesting period;
- outlines the tariff systems currently in force, showing the various components of prices and thus making it possible for readers to calculate alternative prices;
- reviews the range of taxes imposed on electricity sales;
- analyses the results from different angles: trends, differences from one region to another, tariff differentials, etc.;
- presents an international comparison of price levels in the Community based on a new and original approach.

A study of this type entailed long and difficult surveys, carried out by the Centre Interuniversitaire pour les études de la consommation privée (CIEC) in Brussels.

The definitions and basic concepts used in these surveys were coordinated by the Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Électrique (UNIPEDE), whom we wish to thank for the valuable help they willingly gave us in a spirit of full cooperation. A very considerable amount of work was carried out in each country by the electricity companies and the professional associations in an atmosphere of perfect understanding, which thus facilitated the desired harmonization of the survey at Community level. This was achieved as a direct result of their constructive and helpful cooperation. We should like to take this opportunity to thank all those who took part in this work.

This Community study thus represents a basis which is both historical and topical and which will be improved and updated each year.

II. Conditions and methods

1. SCOPE

The study covers the nine member countries of the European Community; results are presented in the following order: Federal Republic of Germany, France, Italy, Netherlands, Belgium, Grand Duchy of Luxembourg, United Kingdom, Ireland and Denmark.

The reference period is 1973-1978, i.e. six price surveys based on the situation at the beginning of each year.

As regards consumers, the study considers all types of customers supplied through the public distribution network with low, medium and high voltage electricity. In the interests of simplified presentation, consumers are subdivided into two groups, one for domestic and the other for industrial users. The survey does not cover major industrial consumers:

- (1) who themselves produce part of their electrical energy requirement;
- (2) who purchase electricity under special contract terms because of their exceptionally high power requirements and consumption demand.

These exceptions are mainly steelmaking and chemical enterprises, enterprises engaged in the production of aluminium and other metals by electrolysis, railways, etc.

These enterprises always consume over 10 million kWh annually. They are few in number, but nevertheless consume an appreciable part of the total electrical energy supplied.

2. LOCATIONS

In order to reflect as accurately as possible the real position of consumers, it seemed advisable to record prices at selected locations, i.e. towns and conurbations, rather than give average prices per country or per region.

The choice of location is decided by several criteria, viz. population, economic importance, different tariff districts, even geographical coverage of a country, harmonization with the locations used in statistics relating to the prices of other sources of energy, particularly gas.

In certain countries, the tariffs and therefore the prices are valid for a whole region. These cases are listed below.

28 locations were thus chosen to represent the Community:

Federal Republic of Germany:	Hamburg, Hanover, Dusseldorf, Frankfurt/Main, Stuttgart, Munich, Western Zone, Southern zone
France:	Lille, Paris, Marseilles, Lyons, Toulouse, Strasbourg
Italy:	Northern and Central Italy, Southern Italy and the islands

Netherlands:	Rotterdam (GEB) North Holland (PEN) North Brabant (PNEM)
Belgium:	the country as a whole (standard national tariff)
G.D. of Luxembourg:	Grand Duchy (CEGEDEL)
United Kingdom:	London, Glasgow, Leeds, Birmingham
Ireland:	Dublin
Denmark:	Copenhagen (KB), North Zealand (NESA)

3. STANDARD CONSUMERS

In order to stick to a consumer-based approach, it was decided not to quote average prices, by sub-divisions or categories, as these are always difficult to interpret. A pragmatic approach was thus adopted, taking the 'standard consumer' as a reference point:

- (1) representing current and therefore widespread patterns (modes of distribution);
- (2) corresponding to clear-cut consumption conditions which are interesting from the point of view of tariffs charged;
- (3) applying to all countries and throughout the reference period, which is the only way of guaranteeing comparability in space and in time.

The choice of standard consumers was based on a statistical analysis of the distribution of consumption and the number of subscribers. The standard consumers are defined by specific consumption patterns as shown below.

Domestic uses: (supply of low voltage)

Standard category consumer	Annual consumption		Approximate subscribed demand	Standard dwelling	
	Total	(of which night)			
	kWh		kWh		
Da	600	—	< 3	50 m ²	2 rooms+kitchen
Db	1 200	—	3-4	70 m ²	3 rooms+kitchen
Dc	3 500	(1 300)	4-9	90 m ²	4 rooms+kitchen
De	20 000	(15 000)	≥9	120 m ²	5 rooms+kitchen

As a guideline these standard consumers may be expected to possess the following household facilities and appliances:

Da Lighting, radio, television, refrigerator, small electrical appliances¹

Db as for Da + washing machine or dishwasher

Dc as for Db with washing machine *and* dishwasher + storage water heater

De 'all-electric' system with water heater and electrical central heating operating on a storage basis

The maximum subscribed demand is the maximum quarter-hourly offtake recorded in one year and expressed in kilowatts (kW). The annual load factor or the maximum subscribed demand time determines the regularity of consumer offtake of electrical energy from the grid during the year. The longer this time the more even the pattern of consumption during the 8 760 hours of the year. It indicates the number of hours in which the consumer can maintain his annual consumption level at a

¹ E.g.: vacuum cleaner, electric toaster, hair dryer, mixer, coffee grinder, etc.

Industrial uses (supply of medium or high voltage)

Standard category of consumer	Annual consumption	Maximum subscribed demand	Annual load factor
	kWh	kW	h
1a	30 000	30	1 000
1b	50 000	50	1 000
1c	160 000	100	1 600
1d	1 250 000	500	2 500
1e	2 000 000	500	4 000
1f	10 000 000	2 500	4 000

demand level permanently equal to maximum demand. Additional details are sometimes needed as regards the application of tariffs.

- In the case of tariffs based on the power used in half an hour, the maximum demand of the standard consumer is multiplied by a coefficient of 0.98.
- In the case of tariffs based on power expressed in kVA this adjustment is made by dividing the standard consumer's maximum demand in kW by the coefficient $\cos \varphi$: 0.90-0.95.
- In the case of tariffs based on integrated readings of power offtake taken in respect of time-units shorter than the year, the subscription charge has been multiplied by the following coefficients:

Table of power correction coefficients

Standard consumers	Annual load factor	Maximum monthly demand	Maximum two-monthly demand	Maximum three-monthly demand	Average of the three highest values for maximum monthly demand	Average of the two highest values for maximum monthly demand	Annual maximum demand (basic principle)
1a 1b	1 000 h	0.81	0.83	0.86	0.94	0.96	1
1c	1 600 h	0.83	0.85	0.88	0.95	0.97	1
1d	2 500 h	0.85	0.87	0.90	0.96	0.98	1
1e 1f	4 000 h	0.90	0.91	0.95	0.98	0.99	1

A harmonized table showing consumption during 'off-peak' periods has also been compiled in order to be able to calculate prices evenly when tariffs vary according to times of day (e.g. lower tariff during the night).

Table of consumption during off-peak periods

Standard consumers	Annual load factor	Annual consumption	Percentage of consumption charged at off-peak rates according to the average daily duration of off-peak periods					
	h	1 000 kWh	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	12 h
1a	1 000	30	0	0	0	0	0	0
1b	1 000	50	0	0	0	0	0	0
1c	1 600	160	7	8	10	12	14	16
1d	2 500	1 250	16	18	21	24	27	30
1e	4 000	2 000	22	25	29	33	37	41
1f	4 000	10 000	22	25	29	33	37	41

The percentage consumed during off-peak periods obviously depends on the load factor. The more evenly demand is distributed, the greater the consumption during off-peak periods, e.g. during the night.

The other special conditions encountered in certain tariff structures are outlined in the chapters devoted to tariffs in the sections by country, e.g. extra off-peak hours at weekends and on public holidays, or seasonal breakdown of consumption for which there is not a uniform classification for each country but the real condition relevant to each one.

4. DEFINITION OF PRICES RECORDED

The figures show the prices actually paid by consumers. These prices include the meter rental, the standing charges and the commodity rates. They do not include connection charges. The figures give the unit prices paid per kWh of electricity consumed. The unit price is obtained by dividing the total amount paid by the user for the standard annual consumption in question by the number of kWh consumed.

The prices are recorded and calculated according to the tariffs, conditions and rules in force at the beginning of each year. This means that any changes in the tariff structure during the year are not taken into account, i.e. no price weighting is applied to the year.

Tariffs which were applied only to a negligible number of users or not at all have been disregarded and, where several tariffs were possible, the tariff recorded is the one most favourable to the consumer.

In the case of a consumer having two separate meters (e.g. one for night tariff and one for daytime tariff), the price reflects total consumption.

No account has been taken of special tariff or supplementary arrangements which may exist for reactive power.

Three figures are shown in each case:

- the price net of tax
- the amount of tax
- the selling price (inclusive of all taxes).

The taxes included here are those levied directly on the sale of electricity to the consumer. Taxes levied upstream of this, e.g. direct company taxes or income tax, which obviously contribute to manufacturing costs, are not shown separately in this study. The sum total of the taxes shown here corresponds to value added tax, taxes on consumption, local taxes and duties levied at the time of sale.

In general, value added tax is deductible for supplies to commerce and industry.

The results for each country are given in national currency at current values, i.e. these are therefore nominal values. For the purposes of international comparison, it was necessary to use a representative common monetary unit which would create a minimum of distortion in both space and time. In this respect, the present study introduces a number of innovations which are outlined and explained below.

III. Production and consumption of electricity

The aim of this chapter is to summarize the main data on production and consumption of electricity in the Community, and provide a breakdown by country and main characteristics for the years covered.

The data is that of the energy balance sheets published (with definitions) in the Energy statistics yearbook 1973-77 (EUROSTAT 1979).

A first table (A) shows gross production of electricity, i.e. the total production of all producers, i.e. public services and industrial self-producers alike. A breakdown is made by sources of energy used to produce electricity:

- hydroelectric (natural source)
- nuclear
- solid fuels (coal, lignite, coke, etc.)
- liquid fuels (gas/diesel oil, fuel oil, etc.)
- gas (refinery gas, natural gas, coke-oven gas, blast furnace gas)
- other (e.g. household waste, industrial waste, geothermal)

Table B gives final consumption of electricity broken down into three main user groups:

- households (including agriculture)
- industry
- commerce, administration, etc. (excluding transport).

Although the dividing line between industry and other non-domestic consumers (small businesses, craft industry, commerce, etc.) is blurred, this table gives a fairly good general idea of the size of the main groups of users.

Final consumption by definition excludes the consumption of the energy sector, the power required for pumping and grid losses. The difference between the gross production tables and the final consumption table is therefore due to external trade, pumping, the energy sector and transmission and distribution losses.

To round off this information, some data on the structure of households have been collected in harmonized form in respect of the nine member countries of the Community. These data have a bearing on electricity consumption, in that they classify accommodation according to the number of rooms and the electrical facilities and appliances of domestic subscribers. These data are given in Table C on page 15.

It was not possible to collect homogeneous information on the structure of electricity consumption in industry. The little information available will be included, when considered relevant for the purposes of this study, in the individual country chapters.

TABLE A
Gross production of electricity
Breakdown by source

		Hydroelectric (without pumping)	Nuclear	Solid fuels	Liquid fuels	Gas	Others	TOTAL
EUR 9								
1973	GWh	104 408	58 819	400 105	321 991	133 442	7 313	1 026 078
	%	10.2	5.7	39.0	31.4	13.0	0.7	100
1975	GWh	122 005	83 973	379 159	264 962	166 446	8 691	1 025 236
	%	11.9	8.2	37.0	25.8	16.2	0.8	100
1977	GWh	149 223	113 100	446 893	251 523	159 523	8 781	1 129 043
	%	13.2	10.0	39.6	22.3	14.1	0.8	100
FR Germany								
1973	GWh	13 984	11 755	179 158	42 843	46 843	2 880	297 463
	%	4.7	4.0	60.2	14.4	15.7	1.0	100
1975	GWh	15 731	21 398	159 718	30 185	70 122	3 268	300 422
	%	5.2	7.1	53.2	10.0	23.3	1.1	100
1977	GWh	16 278	36 059	181 114	29 386	67 368	3 805	334 010
	%	4.9	10.8	54.2	8.8	20.2	1.1	100
France								
1973	GWh	48 119	14 741	29 477	72 523	16 999	521	182 380
	%	26.4	8.1	16.2	39.8	9.3	0.3	100
1975	GWh	60 592	18 318	32 446	56 078	17 922	440	185 796
	%	32.6	9.9	17.5	30.2	9.6	0.2	100
1977	GWh	76 807	17 986	51 663	48 448	14 982	469	210 355
	%	36.5	8.6	24.6	23.0	7.1	0.2	100
Italy								
1973	GWh	37 523	3 142	3 068	89 196	7 302	3 685	143 916
	%	26.1	2.2	2.1	62.0	5.1	2.6	100
1975	GWh	41 024	3 800	3 221	83 597	10 438	3 701	145 781
	%	28.1	2.6	2.2	57.3	7.2	2.5	100
1977	GWh	51 140	3 385	5 446	86 729	14 769	3 490	164 959
	%	31.0	2.0	3.3	52.6	9.0	2.1	100
Netherlands								
1973	GWh	—	1 108	1 550	6 488	43 481	—	52 627
	%	—	2.1	2.9	12.3	82.6	—	100
1975	GWh	—	3 335	442	3 494	45 870	1 118	54 259
	%	—	6.1	0.8	6.4	84.5	2.1	100
1977	GWh	—	3 710	4 648	4 363	44 697	867	58 285
	%	—	6.4	8.0	7.5	76.7	1.5	100

		Hydroelectric (without pumping)	Nuclear	Solid fuels	Liquid fuels	Gas	Others	TOTAL
Belgique								
1973	GWh	171	76	5 242	21 332	13 571	223	40 615
	%	0.4	0.2	12.9	52.5	33.4	0.5	100
1975	GWh	248	6 784	6 557	15 692	11 440	162	40 883
	%	0.6	16.6	16.0	38.4	28.0	0.4	100
1977	GWh	224	11 939	9 562	14 881	10 141	123	46 870
	%	0.5	25.5	20.4	31.7	21.6	0.3	100
GD. of Luxembourg								
1973	GWh	57	—	12	385	946	4	1 404
	%	4.0	—	0.9	27.4	67.4	0.3	100
1975	GWh	70	—	19	287	675	2	1 053
	%	6.6	—	1.8	27.3	64.1	0.2	100
1977	GWh	86	—	7	212	810	27	1 142
	%	7.5	—	0.6	18.6	70.9	2.4	100
United Kingdom								
1973	GWh	3 886	27 997	172 922	72 100	4 300	—	281 205
	%	1.4	10.0	61.5	25.6	1.5	—	100
1975	GWh	3 795	30 338	168 639	58 083	9 979	—	270 834
	%	1.4	11.2	62.3	21.4	3.7	—	100
1977	GWh	3 919	40 021	181 764	49 507	6 756	—	281 967
	%	1.4	14.2	64.5	17.6	2.4	—	100
Ireland								
1973	GWh	644	—	1 831	4 873	—	—	7 348
	%	8.8	—	24.9	66.3	—	—	100
1975	GWh	521	—	1 864	5 136	—	—	7 521
	%	6.9	—	24.8	68.3	—	—	100
1977	GWh	747	—	2 219	6 053	—	—	9 019
	%	8.3	—	24.6	67.1	—	—	100
Denmark								
1973	GWh	24	—	6 845	12 251	—	—	19 120
	%	0.1	—	35.8	64.1	—	—	100
1975	GWh	24	—	6 253	12 410	—	—	18 687
	%	0.1	—	33.5	66.4	—	—	100
1977	GWh	22	—	10 470	11 944	—	—	22 436
	%	0.1	—	46.7	53.2	—	—	100

TABLE B

Breakdown of final consumption of electricity

GWh (10⁴ kWh)

	EUR-9	Fr of Germany	France	Italy	Netherlands	Belgium	Luxembourg	United Kingdom	Ireland	Denmark
Households										
1972	217 250	55 667	26 610	23 648	10 010	6 125	196	86 723	2 541	5 740
1973	233 815	60 152	30 169	25 750	10 959	6 645	218	91 299	2 673	5 950
1974	244 694	68 834	33 043	27 332	11 242	7 255	250	92 626	2 712	6 400
1975	253 062	67 810	38 164	27 878	12 438	7 955	285	89 214	2 618	6 700
1976	262 559	72 112	43 109	30 074	13 511	8 770	320	85 117	2 846	6 700
1977	274 052	75 183	47 529	31 890	13 633	9 611	355	85 902	3 049	6 900
Industry										
1972	409 773	125 051	79 098	72 286	21 494	20 483	2 211	83 225	1 945	3 980
1973	444 163	137 012	84 813	77 289	22 712	22 469	2 365	91 269	2 237	3 997
1974	453 701	140 544	88 788	80 298	24 337	23 545	2 755	86 870	2 319	4 245
1975	423 583	128 112	82 024	76 455	22 933	20 201	2 360	84 902	2 256	4 340
1976	459 679	139 556	87 540	84 630	24 389	22 355	2 476	91 460	2 493	4 780
1977	467 821	139 713	89 544	86 721	26 455	22 754	2 397	92 117	2 738	5 382
Commerce, handicraft, administration, etc.										
1972	158 327	51 233	28 113	15 102	9 028	3 732	319	44 338	1 201	5 261
1973	172 543	55 463	31 535	16 374	9 776	4 319	351	47 892	1 240	5 593
1974	172 147	56 210	33 019	16 772	10 684	4 641	380	44 436	1 280	4 725
1975	182 170	58 118	35 555	17 592	11 398	5 185	427	47 531	1 269	5 100
1976	197 384	64 098	38 961	19 145	12 475	5 612	477	49 011	1 358	6 247
1977	208 118	68 673	41 629	19 991	11 464	5 927	517	51 774	1 463	6 680

TABLE C
Structure of households
(1974-1975)

	FR of Germany	France	Italy	Netherlands	Belgium	Luxembourg	United Kingdom	Ireland	Denmark
Total population (x 1 million)	61.97	52.13	55.55	14.00	9.74	0.35	56.02	3.05	5.02
Number of domestic electricity subscribers (x 1 million)	22.40	19.61	17.90	4.20	3.60	.	19.03	0.82	2.01
Number of dwellings (x 1 million)	21.03	20.32	18.04	4.36	3.62	0.11	19.30	0.74	1.90
of which (%):									
1 room ¹	2	7.6	3	1.5	4.5	3.5	6	8	7
2 rooms	8	16.5	17	8	11.5	10	10	15	18
3 rooms	24	26.8	27	17	24	21	23	30	27
4 rooms	32	25.3	29	38	28	21	30	21	25
5 rooms	18	13.9	14	22	17	18.5	23	15.5	12
≥ 6 rooms	16	9.9	10	13.5	15	26	8	10.5	11
Appliances (number of sets, per 100 subscribers)									
Television	101 ²	76	88	.	76	.	97	81	91
Refrigerator	92	83	92	.	82	.	81	70	98
(of which deep freezers)	(36)	(13)	(2)	(.)	(23)	(.)	(13)	(8)	(53)
Washing machine	84	58	70	.	87	.	70	54	49
Dishwasher	10	7	8	.	7	.	2	4	11
Drier	3	—	—	.	3.5	.	31.2	13	3
Water heater	46	20	37	21.5	20	.	66.4	39	6
Cooker	66	6	1.5	9.5	20	.	42	33	61
Heating or air conditioning	7	3	0.9 ³	0.3	0.9	.	12	6.1	1.5

¹ No kitchen.

² Some consumers have two sets.

³ Air conditioning.

IV. Units of value

Since 1973, there has been a period of monetary instability. National currencies have undergone fluctuations which have distorted both statistics expressed in currencies and international price comparisons. New solutions are required for this new problem and are of particular relevance to this survey of electricity prices.

Electricity prices were first calculated and presented in national currencies whose real value — or purchasing power — depreciates to a greater or lesser degree in the course of time because of the general trend towards inflation. These price measurement units are therefore not stable, in contrast to scientific quantitative units which have a fixed definition and a constant value. A kilowatt hour represented exactly the same amount of energy in 1973 as in 1978, whereas the Lira, for example, would not buy the same quantity of goods or energy in 1973 as in 1978. Consequently, the unit price of energy expressed in a national currency conceals an unstable ratio which is gradually eroded in the course of time. There is therefore a problem of comparability in time.

In addition, comparisons between countries of prices expressed in national currencies necessitate conversion into a common unit. There is no doubt that the usefulness of market exchange rates for this conversion is declining, resulting in a problem of comparison between countries.

A solution therefore has to be found to this dual problem in the form of a common unit which will permit comparisons of price levels with the minimum of distortion between countries and periods of time.

In theory a number of different units could be used:

- US dollar
- European Currency Unit (ECU)
- hour of work
- purchasing power unit.

US DOLLAR

Since 1973, it has no longer been possible to consider the US Dollar as a stable reference unit as its exchange rates with the major world currencies have been floating since that date. This would not be too serious if the Dollar were not shaken by rapid and violent fluctuations. The use of the Dollar at the market exchange rate leads to large distortions. The fluctuations of the European currencies are added to the Dollar's own fluctuations which are the result of financial, political, economic and even speculative phenomena outside Europe.

ECU

The European Currency Unit reduces the distortions mentioned above but does not eliminate them. In particular, the use of market rates to calculate the ECU produces fluctuations of the monetary parities which are influenced by international commercial transactions and capital movements. The latter have been particularly noticeable since 1973. The use of a unit influenced by international transactions therefore appears incompatible with the measurement of relative prices on internal markets. Calculations show that comparisons of price levels in ECUs give a picture very similar to that obtained using the Dollar.

HOUR OF WORK

The hour is a unit of time which has no intrinsic value. It must therefore be given an 'economic value' defined according to certain criteria. It is at this stage that the difficulties become apparent. From the outset, there are two conflicting viewpoints: an hour of work may be defined either as the average hourly labour cost or as the average hourly earnings of paid workers, sometimes with contradictory results. In both cases, the problems regarding scope and definition are difficult to solve in practice. Without entering into details which would be beyond the scope of this survey, it may be said that the definitions are not comparable because of the differences in the systems of remuneration, work organization, taxation, social security, etc.

The calculations rapidly become extremely complex and require a large volume of detailed statistics which are not always available. Moreover, the calculations cover only a proportion of wage and salary earners who are not representative of all the consumers aimed at in this survey.

To summarize, it may be said that a comparison of price levels expressed in hours of work is in fact equivalent to establishing a ratio between two different structures: the salary structure and the energy price structure (in this case, electricity prices). These two structures are independent in time and space and the ratio between them will therefore vary without any correlation. Thus one would not be measuring the relative price levels of energy, but the trend in the ratio between two independent structures.

PURCHASING POWER UNIT

The purchasing power unit is a unit of measurement of values which takes into account the relative purchasing power of the currencies of the countries being compared. Such a unit therefore eliminates under- and over-estimates of exchange rates on the international market and is based on the price levels of the countries concerned. It shows the purchasing capacity of each currency in relation to that of other currencies.

Although such a unit is not perfect, it produces minimum distortion in time and between countries. After careful study, this unit was adopted for the international comparison of electricity prices and will therefore be described in greater detail below.

PURCHASING POWER STANDARD (PPS)

The purchasing power parity is the ratio between two currencies which shows, for example, the number of BFRs equivalent to one DM. A Purchasing Power Standard was defined in order to facilitate comparison between countries and with the European Currency Unit.

It is defined as follows: The purchasing power parity rate between the Purchasing Power Standard and each national currency expresses the number of national currency units required to purchase in each country of the Community the same volume of goods and services as would be obtained with one Purchasing Power Standard in the Community. The PPS is fixed in such a way that the GDP of the European Community expressed in PPSs is identical to that expressed in European Currency Units (ECU). The PPS is therefore defined both:

- in terms of the basket of goods and services which formed the Community GDP for 1975 (economic definition);
- and in terms of the basket of currencies of the Member States fixed by decisions of the Commission and Council and calculated at the average exchange rates for 1975 (monetary definition).

The purchasing power of the PPS, defined using 1975 as the base year, varies from time to time according to the evolution of prices. The current PPS will therefore have a purchasing power equal to that of the PPS of 1975 divided by the GDP price index (base year 1975=100). There is therefore a relationship between the PPS and GDP and this is useful for economic analyses and especially for this study. It is possible to establish for any period under consideration the purchasing power parity rates between the currency of each Member State and the current PPS relating to the total flow of goods and services which constitute GDP. The parities have been calculated from the basic parities of some 1 000 goods and services, comprising 700 products included under the final consumption of households, 200 under gross fixed capital formation and 100 under collective consumption of general government. The conversion factors between national currencies and PPS for the years 1973 to 1978 inclusive, which are covered by this study are given in Table No 28 in the Annex.

PRICES IN 'CONSTANT' CURRENCY UNITS

The table of conversion factors discussed in the previous chapter gives the chronological price series in current PPSs.

These current PPSs are comparable spatially but still contain distortions in time because of inflation in the nine member countries of the Community. An adjustment or 'deflator' must be used in order to ensure the stability of the currency unit in time.

This deflator has the effect of compensating for monetary erosion. The deflator chosen is the implicit price index of gross domestic product (GDP). This index is consistent with the definition of the PPS unit and thereby offers a positive advantage.

1973 has been chosen as the base year for this survey. Using the GDP price index it is therefore possible to calculate a new chronological series expressed in the 'constant' currency units of a base year. The GDP price indices for each country in the Community are given in Table No 28 in the Annex.

The calculation is carried out as follows:

- (1) The current prices in national currency in the chronological series are divided by 100th of the GDP implicit price index for each year under consideration;
- (2) This deflated series is converted into PPSs using the conversion factor for the base year 1973.

In this way, one obtains a chronological price series in 'constant' PPSs using the base year 1973 and adjusted for inflation in each country.

CHRONOLOGICAL PRICE SERIES

On the basis of the description given above, the results of this survey of electricity prices in the Community are presented using three chronological series:

- (1) A series at current prices in the national currency of each country (Tables 1 to 27 in the Annex). This series allows regional comparisons within a country and comparisons in time at face value (apparent price).
- (2) A series in current PPSs (Tables 29, 30, 32 and 33 in the Annex) which allows international comparisons of price levels at a given date.
- (3) A series in 'constant' PPSs (tables 31 and 34), using the prices for the base year 1973, which allows comparisons both between countries and in time. It is with this series that it is possible to carry out a comparative analysis of price trends in Community countries.

COMPARISON BETWEEN THE UNITS PPS AND ECU

To conclude this section, electricity selling prices in the Community are compared in terms of Purchasing Power Standards (PPS) and European Currency Unit (ECU). In order to avoid having too many tables, two examples were chosen, one for household uses (standard category of consumer Db) and the other for industrial uses (standard category of consumer Ic). However, the results obtained apply to all the prices recorded in the study.

These examples bring out two special features in 1978:

- the spread of prices expressed in ECU is far greater than that of prices expressed in PPS;
- the ranking order of locations is not the same (changes of position for Copenhagen, London, Dublin and Milan).

In 1973, the spread of prices was more or less the same, irrespective of whether the PPS or the ECU was used.

The prices expressed in ECU are distorted by monetary fluctuations and the instability of the exchange market — both of which have become serious problems since 1973. It is acknowledged in particular that the market exchange rates overvalue the Danish and German currencies and undervalue the Italian lire and the pound sterling. This too is brought out by the ranking order of the locations on the basis of selling prices.

1978 Selling prices

PPS, ECU/100 kWh

Location	1 - Household uses standard consumer Db		2 - Industrial uses standard consumer Ic	
	PPS	ECU	PPS	ECU
Düsseldorf	8.27	9.46	7.08	8.11
Paris	7.36	7.59	4.81	4.96
Milan	4.30	3.34	5.45	4.23
Rotterdam	7.46	8.58	6.71	7.72
Brussels	9.55	11.21	7.30	8.57
Luxembourg	7.15	8.08	4.62	5.22
London	7.13	5.80	5.59	4.55
Dublin	6.56	5.40	6.48	5.33
Copenhagen	5.32	6.56	5.47	6.74

Order of selling prices 1978

Location	According to PPS		Location	According to ECU	
	Order	Percentage of the highest price		Order	Percentage of the highest price
1 - Household uses - standard consumer Db					
Brussels	1	100	Brussels	1	100
Düsseldorf	2	86.6	Düsseldorf	2	84.4
Rotterdam	3	78.1	Rotterdam	3	76.5
Paris	4	77.1	Luxembourg	4	72.1
Luxembourg	5	74.9	Paris	5	67.7
London	6	74.7	Copenhagen	6	58.5
Dublin	7	68.7	London	7	51.7
Copenhagen	8	55.7	Dublin	8	48.2
Milan	9	45.0	Milan	9	29.8
2 - Industrial uses - standard consumer Ic					
Brussels	1	100	Brussels	1	100
Düsseldorf	2	97	Düsseldorf	2	94.6
Rotterdam	3	92	Rotterdam	3	90
Dublin	4	89	Copenhagen	4	78.6
London	5	76.6	Dublin	5	62
Copenhagen	6	75	Luxembourg	6	61
Milan	7	74.6	Paris	7	58
Paris	8	66	London	8	53
Luxembourg	9	63.3	Milan	9	49

V. Electricity prices in the different countries

1. FEDERAL REPUBLIC OF GERMANY

(a) Organization

The production and distribution of electricity is carried out by a large number of enterprises operating, in accordance with legal obligations, under their own responsibility according to the principles of open competition and free enterprise. The 27.7 million customers are supplied by approximately 1000 enterprises, of which 674 supply over 99% of electricity delivered via the national grid. 322 enterprises have their own production plant and 35 of these account for 89% of gross electricity production by state-run power stations (269.3 TWh in 1977, 283.7 TWh in 1978). Many industrial enterprises help to meet the electricity requirement by transferring electricity into the national grid (20.4 TWh in 1977, 23 TWh in 1978). Moreover, these enterprises generate electricity for their own requirements. All in all, one-fifth of consumption is self-produced in the power stations of the industrial sector (60.6 TWh in 1977, 63 TWh in 1978) and the federal railways (5.4 TWh in 1977, 5.7 TWh in 1978).

The legal configuration of these enterprises is variable. There are judicially independent enterprises and judicially non-independent enterprises. The former include all types permitted under German law, particularly joint stock companies, limited liability companies, private companies or partnerships. The biggest are generally joint stock companies, while the smallest are often private companies or partnerships.

Broadly speaking, two-thirds of the capital of German electricity companies is held by public law bodies (central government, federal government, districts and municipalities). Wholly private enterprises do not account for a major share of power supply. A special feature is the high percentage of mixed economy enterprises in which private capital is juxtaposed with public law bodies.

99 mixed economy enterprises (<95% public capital, <75% private capital) provide 69% of electricity supplies;

438 public enterprises provide 28.2% of electricity supplies;

137 private enterprises provide 2.8% of electricity supplies.

Enterprises can be subdivided into three levels according to their supply function: local, regional and 'interconnected'. Certain enterprises occupy two or three of these levels at the same time.

Local enterprises are chiefly municipal undertakings which supply a municipality or a town with electricity and, very often, with gas and water; they receive their electricity from other enterprises. The biggest have their own power stations or are co-owners of power stations.

The regional enterprises—approximately 40 relatively large enterprises—supply vast predominantly rural areas. They cover over half the country directly, but supply a bare third of the population. They deliver over a quarter of total electricity. There are nine 'interconnected' type enterprises which, between them, have a large productive capacity and operate in close conjunction with one another at national and European levels via the very high voltage grid. As a rule, these supply other enterprises and a great many tariff and contract customers.

The eight enterprises observed during the survey rank among the 43 biggest and between them account for 53% of the country's total electricity supplies. This survey has examples of all three levels—Local, regional and 'interconnected'.

As supply costs, which serve as the basis for price formation, differ according to the proximity of primary energy sources, according to the percentage of energy sources used and according to the transmission pattern (density of population and consumption, type of consumer, topography, etc.), there are corresponding differences in electricity prices. Distributor companies usually apply electricity charges similar to those of their supplier companies.

(b) Regulations

(i) General

All enterprises in the Federal Republic of Germany are subject to state scrutiny through the respective Federal State (Bundeslander) intermediary bodies which control energy, prices and cartels.

Under the terms of the 'Law on the production of energy' of 13 December 1935 (RGB 1 – IS. 1451, BGBl. III 752-1), enterprises supplying electricity are bound to connect all applicants to the grid and to supply electricity in accordance with their general conditions and tariffs (connection and sales obligation). This law gives substantial powers to the bodies controlling energy, inter alia as regards the construction, modernization, enlargement or decommissioning of installations. Electricity prices are subject to state control contrary to almost all other commodities. This means that changes in the commodity rates and standing charges for households must first be approved; changes in the basic prices for agricultural, commercial, professional uses, etc., as well as price arrangements under special contracts must be declared.

The law prohibiting restrictions on competition (GWB), version 4 April 1974 (BGBl. III 703-1) empowers the bodies controlling cartels to challenge any prices and conditions introduced by the enterprises considered as an abuse of their dominant share of the market. Other laws which have a significant bearing on electricity are:

- the federal law on emissions and consequent regulations on pollution;
- law on nuclear energy;
- federal law on building and related regulations;
- laws on use of Community coal in electricity power stations (1st, 2nd and 3rd law of 1965, 1966 and 1974).

(ii) Households and other tariff-paying customers

The legal relationship between the distributors and households and all other customers who are subject to a low voltage tariff are set out in the 'General conditions governing distribution enterprises supplying electricity from the low voltage grid' and in the general tariffs. Both have been published. These conditions require the enterprises to supply electricity.

The general tariffs are based on the 'Regulation governing the general tariffs for the supply of electricity (Federal regulation on tariffs)' (BTO Elt) which came into force on 1 January 1974. This regulation does not apply to electricity supplied by virtue of special agreements at special prices, e.g. for storage heating, as these are governed by non-tariff contract arrangements.

(iii) Contract industrial consumers and others

The legal relationship between distributors and contract consumers is governed by individual delivery contracts negotiated by the parties concerned.

General provisions are usually drawn up separately in the form of conditions. In the case of contracts conforming to the usual pattern, particularly up to a certain demand which can still be catered for by using medium voltage (approximately 20 kV), standard contracts are offered with terms and price arrangements which are the same for each enterprise concerned. This does not mean that customers may not be offered a choice of two or three price formulas for these standard contracts. Such contracts are subject to the terms of the Law on the general conditions of commerce (AGB) of 9 December 1976 (BGBl. I 3317).

(c) Taxation

VAT on electricity supplies in Germany is levied at its normally high rate. Up until the end of 1977, this rate was 11%, rising to 12% as from 1 January 1978 and was calculated on the price exclusive of VAT. In the case of commercial and industrial consumers, this VAT is deductible.

Since 1 January 1975 a supplementary standing charge (Ausgleichsabgabe) has been levied in accordance with the Law guaranteeing the use of Community coal in electricity power stations (3rd law). This tax was levied throughout Germany at a rate of 3.24% up until 31 March 1976, then at 4.5% up to 31 December 1977. As from 1 January 1978, different rates applied according to region but the Federal average was still 4.5%. On 1 January 1979 this Federal average rose to 6.2%, with the regional differences being maintained. The supplementary charge which is subject to VAT, is transferred to the Federal authorities in full by the enterprises concerned.

(d) Household prices — tariffs

There is a uniform structure of general tariffs for low voltage supply. The pattern of the tariffs is determined by the Federal regulation on tariffs (BTO Elt), which came into force on 1 January 1974 and replaced the 1938 regulation. All enterprises distributing electricity accordingly offer their customers a choice of three tariffs:¹

- two basic tariffs with standing charges (I and II), with different commodity rates, the lower one corresponding to a higher standing charge;
- a tariff for low consumption;
- an off-peak tariff which is always combined with one of the previous tariffs.

Most customers are covered by one of the tariffs with standing charges. This consists of an annual standing charge and a price per kWh consumed. The standing charge comprises a connection charge and a charge for invoicing and meter reading. The connection charge, which usually accounts for the bulk of the standing charge, depends on the type of use: domestic, agricultural, commercial, professional and other. In the case of domestic uses, the number of rooms used or usable for accommodation is the yardstick (the annexes, i.e. corridor, bathroom, toilet, boxroom, are not counted; nor are rooms of less than 6 m²). In the case of rooms of over 30 m², the equivalent of an additional room is counted for each extra 30 m² or part thereof. An extra charge may be made above a given level of power, and also when heating or air-conditioning appliances are used, irrespective of their period of use. The use of such appliances is a function of climatic factors, unlike other domestic appliances, and they are switched on simultaneously by a large number of consumers (whence the danger of overloading the grid).

The invoicing and meter reading charges concern the meter and the costs incurred by the enterprise in invoicing and collecting; it depends on the type and the size of the meters.

When consumption is very low in relation to the size of the installation, the 'low consumption' tariff is advantageous. This tariff consists of a meter reading charge and a commodity rate which is higher

¹ Except for one enterprise which offers its domestic consumers a system of block tariffs.

than the tariff with standing charges in order to cover overheads. This tariff is seldom advantageous for households.

This off-peak tariff offers a price per kWh which is lower than tariff II with standing charge and it may be combined with the other tariffs. A separate meter is necessary to measure night consumption (off-peak hours). The duration of these off-peak periods depends on the load curves of the enterprises (at present 6-8 hours).

In addition to the basic system, enterprises usually offer special arrangements for heating and big storage water-heaters with prices per kWh even lower than those charged for off-peak electricity. These special rates are offered when capacity is released during off-peak hours, according to load curves and local conditions, so that electricity can be supplied without requiring additional investment in the installations. However, certain technical conditions have to be satisfied and there is therefore no obligation to supply in this case.

Example of tariffs valid in January 1978 (Hanover) — prices excluding taxes

Standard Consumer	Tariff	Monthly standing charge		Commodity rate DM/kWh	
		Connection charge	Meter reading invoicing charge		
Da	I	5.90 DM (3 rooms)	2.00 DM ¹	0.12	
Db	I	6.80 DM (4 rooms)	2.00 DM ¹	0.12	
Dc	I+ off-peak hours	7.70 DM (5 rooms)	4.00 DM ²	day 0.12 night 0.07	
De	II+ special contract	17.30 DM (6 rooms)	4.00 DM ² 5.00 DM ³	day 0.09 night 0.042 ⁴	

¹ Single meter.

² Two meters.

³ Additional charge for metering.

⁴ Special contract arrangements for storage heating.

(e) Household prices — analysis

The results are given in the tables and in graphs 1 to 4 in the annex.

Between 1973 and 1978 electricity prices for household use charged by the companies considered in the survey rose by 25 to 50%. The sharpest increases came in 1974 and 1975 in the wake of the oil crisis. Since the beginning of 1976, prices exclusive of taxes have remained stable in nearly all cases. However, in 1978 a rise in the supplementary standing charge and in the VAT rate led to a slight increase in selling prices. However, this increase amounted to no more than a few percent.

In half the locations* the highest rises affected small consumers. However, in the FR Germany, small consumers (Da) are only a small proportion of the total clientele.

The increases themselves varied from region to region, with resultant changes in the classification of the locations. Prices vary to such an extent that no one region can be said to be more expensive than another. This depends entirely on consumption and, consequently, on the tariff differential system. For instance, Hamburg was the least expensive location in 1973 for small consumers (Da,

* Hamburg, Hanover, Frankfurt and Stuttgart.

Db), but one of the most expensive for major consumers (Dc, De). Be that as it may, prices often tend to be higher in the south (Stuttgart, Munich, South zone) than in the rest of the country. Another fact is that prices in the least populated areas (South zone) are higher than in the highly urbanized areas (west zone), thus reflecting distribution costs.

More broadly speaking, there is a link between price levels and average consumption per subscriber. The lower this consumption in a given region, the higher the tariffs in that region. The fact is that average consumption per household may differ substantially from region to region (approximately 2 000 kWh/year in Munich and 4 000 in the west zone).

Regional price divergencies progressively widen as consumption increases. Between the most expensive and the least expensive locations surveyed in 1978, there is a 17% divergence in price for small consumers (Da, Db), for consumer category Dc a 23% divergence and for category De a 30% difference. However the latter case is due to electrical night storage heating for which the electricity is supplied at rates close to the cost of production. The 30% divergence noted between Hanover and the South zone is explained by the fact that Hanover is favoured by low-cost indigenous natural gas as an input to produce electricity whilst the South zone uses higher cost residual fuel oil as input. These regional price divergencies showed no sign of levelling off during the reference period.

Tariff differentials, in other words reducing the unit price by moving from a low consumption (600 kWh per day) to a high consumption (20 000 kWh of which 15 000 at night) resulted in a unit price reduction of 70-75% in 1978. This means that the price per kWh invoiced to a small consumer when applying the general tariffs is three times the price charged for storage central heating.

Summing up, the prices recorded in the Federal Republic of Germany cover a wide range according to location, type of consumer and period.

A tentative comparison can nevertheless be based on the price index for gross domestic product (GDP) and on average receipts.

	GDP price index	Average receipts ¹	Selling price (Düsseldorf)			
			Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100	100
1974	106.9	108	103.2	104.3	112.7	100
1975	114.1	120.3	131.3	127.5	133.6	118.9
1976	117.9	123.1	135.1	132.6	141.5	128.5
1977	112.1	123.4	136.7	134.2	143.2	135.5
1978	125.2		139.2	136.5	145.8	139.4

¹ Average receipts, inclusive of VAT, exclusive of the supplementary standing charge, for the Federal Republic of Germany as a whole.

The above table gives an example of selling prices in Düsseldorf. Calculations, however, were made for all the locations surveyed and the general conclusions drawn are the same.

Since 1974, selling prices of electricity have in all cases risen more than prices for goods and services in general (as represented by the GDP index). This means that electricity prices increased in real money terms between 1974 and 1978. This increase has not affected all consumers to the same degree because the price rises are often different for different consumer groups.

Average receipts have shown virtually the same trends as selling prices, i.e. sharp increase at the beginning of the reference period and more or less levelling off as from 1975. However, average receipts have risen less than selling prices. This lack of parallelism is caused by the growth in the average consumption of subscribers who benefit from tariff reductions.

(f) Industrial prices — tariffs

The structure of the price formula for medium and high voltage is fairly uniform in the Federal Republic of Germany. All enterprises offer a price formula with differentiated power charges and kWh prices for day and night. Some enterprises offer an additional formula for a low load factor involving no power charge. Most enterprises, however, offer a choice of a low load tariff or a high load tariff, sometimes in combination with the block tariff system. This gives medium voltage consumers in most regions a choice of two or three price formulas depending on their load factors.

(i) Formulas involving power charges

The parameter for calculating the power charge is as a rule the maximum subscribed power, usually based on an annual power consisting of the average of the two or three highest monthly power levels (actual power in kW or apparent power kVA). The power considered is usually measured on a quarter-hourly basis. Most formulas provide for a minimum charge which is payable according to the power available. Some price formulas provide for a rebate based on load factor.

Day and night commodity rates differ. The contract stipulates that the night rate operates from at least 10 p.m. to 6 a.m. Many enterprises, however, offer a longer night period, the duration of which is often longer in summer than in winter.

(ii) Block tariffs

These price formulas provide for a decreasing commodity rate depending on quantities and a rebate for a low load factor depending upon annual quarter-hourly maximum demand. For the same enterprise the contract stipulates night periods which are usually identical to those of the formulas which involve demand charges.

(g) Industrial prices — analysis

The results are given in the tables and in graphs 5 to 8 in the annex.

Only 5 of the 8 enterprises considered were able to give prices for standard consumers Ia and Ib. This was because the tariff applicable to these consumers is, in the case of some enterprises, based on parameters not outlined in the definitions (e.g. low voltage delivery).

This gives rise to difficulties in comparing one location with another and also with the other industrial consumers (Ic ... If). The prices given for Hamburg for the Ia, Ib categories in fact only cover a small proportion of the total clientele of these groups since the majority are supplied with low voltage electricity with a different tariff structure.

Furthermore, it is important to note that the prices indicated for Hamburg cover only tariffs without a reduction clause, according to the general definitions of the survey. In fact the majority of clients chose power reduction tariffs during peak-hours and are thereby rewarded with lower prices.

Electricity selling prices during the reference period were subject to increases which varied according to region and consumer. As in the case of households, this upward trend peaked in 1974-75. Prices exclusive of taxes remained stable between January 1976 and January 1978 in certain locations (Hanover, Frankfurt, Stuttgart, Munich, South zone), where increases in the selling prices were due exclusively to changes in the taxes levied. The rates of increase recorded between 1973 and 1978 varied from 25% to 67% according to location. Only a small fraction of these rises were due to a rise in VAT—which increased by 1% at the beginning of 1978. The relatively steep rise in prices noted for Hamburg derives from the fact that prices there were very low in 1973 which was the base year for the survey and for time-series comparison.

Since the increase in prices is very variable the classification of locations does not therefore remain stable. However, the prices recorded for Dusseldorf and the west zone are very close.

Regional price disparities appear important for small industrial consumers (Ia, Ib) but this is due to the fact that the electricity supply conditions and tariff structures are dissimilar (see earlier remarks). For larger industrial users—price disparity between different regions is slighter (e.g. in the order of 20-30% for categories Ic and Id in 1978). Between 1973 and 1978 consumption progressively increased and regional price disparities decreased.

For the biggest standard consumer (If), the price gap between the most expensive and the least expensive locations (Hamburg and Hanover) closes to a mere 9% in 1978.

These regional price divergencies are not due solely to the type of fuel used to fire power stations, but also to the structure of the clientele (a high average consumption per industrial subscriber, with a good load factor, means lower prices as in the case of the west zone, Hanover and Frankfurt), and also to tariff policy.

The differential tariff system allowed for significant variations in rates throughout the reference period. Moving up from an average consumption (Ic) to a big consumption (If) means a unit price reduction of between 37% and 47% according to the location. The apparent differentials obviously increase if one includes small consumers (Ia and Ib) in the calculation.

Despite these divergencies in prices and situations, a tentative comparison can be made between electricity selling prices, average receipts and GDP price indices.

	GDP price index	Average receipts ¹	Selling price (Düsseldorf)			
			Ic	Id	Ie	If
1973	100	100	100	100	100	100
1974	106.9	108	110.2	110.1	110.1	110.2
1975	114.1	124.6	124.4	124.4	126.1	130.0
1976	117.9	126.5	128.2	128.2	129.6	132.7
1977	122.1	128.6	133.1	133.1	134.7	138.1
1978	125.2		145.4	145.3	148.2	153.8

¹ Industrial users, inclusive of VAT, exclusive of the supplementary standing charge, for the Federal Republic of Germany as a whole.

The example given in the table refers to Düsseldorf selling prices, but calculations show comparable results and conclusions for all the other places considered.

Electricity selling prices since 1974 have risen a little more than goods and services as a whole as represented by the GDP price index.

Average receipts have on the whole risen slightly less than selling prices because of the growth in average consumption per subscriber (effect of the differential tariff system).

2. FRANCE

(a) Organization of the electricity industry

The production, transmission, distribution and sale of electricity were nationalized by a law of 8 April 1946, under which a national public cooperation, Electricité de France (EDF), was made responsible for the management of these activities. EDF does not have a total monopoly, the law providing for a number of exceptions with regard to both production and distribution. In the production sector, these exceptions apply, for example, to the industries which produce their own electricity and to the local authorities, provided that the electricity is not required for the public utility grid and an agreement is concluded with the EDF. Other exceptions are the power stations operated by the French Railways (SNCF), and the national coalmines. In the distribution sector, exceptions are the corporations set up by the local authorities (e.g. Strasbourg and Metz), semi-public companies with a majority public shareholding, and certain agricultural cooperatives. For example, the Strasbourg Electricity Company enjoys a certain measure of independence from the EDF, even though the latter holds 75% of the capital.

In 1975, the independent producers—primarily the coalmines—accounted for 16% of national production. On the other hand, the EDF's share of distribution is much higher, standing at 96% in 1975. Independent production is subject to precise regulations regarding transmission and sales. In actual fact, the independent producers' plants are practically all connected to the EDF grid, this being, moreover, in their own interest.

(b) Regulations

The legal basis outlined by the law of 1946 provides for financial autonomy and, therefore, technical and commercial independence for the EDF. The corporation has to meet all operating, capital and investment costs and is liable for tax, and its financial management is subject to the usual rules of industrial and commercial companies.

The EDF's relations with the government entered a new phase as a result of the proposals contained in the April 1967 report on public undertakings, known as the NORA Report. A special agreement, called the standard contract, was concluded between the EDF and the government on 23 December 1970.

The aim of this agreement was to improve the industrial and commercial management of the corporation by reducing the administrative burden, with a view to supplying French industry with power at a competitive price. The efficiency of the corporation's management was to be assessed by the overall productivity of the factors of production, the proportion of capital expenditure financed from own resources, and the financial return on invested capital.

In accordance with these aims, Electricité de France is free to put forward proposals for tariffs and price levels. However, the public authorities have a sort of right of veto on these proposals, since any change has to be put into effect by joint decree of the Ministries of Industry and Finance. In the event of differences between the corporation's commercial policy and national economic policy, the government takes precedence and may impose a price freeze.

(c) Taxation

Electricity supplies are subject to:

- value added tax (VAT), the rate during the period 1973-1978 being 17.6%. VAT is levied on all low, medium and high voltage supplies, on the basis of price exclusive of tax. In the case of industrial and commercial consumers, this VAT is deductible;

— specific local taxes: a municipal tax levied within statutory limits of between 0 and 8%, and a departmental tax levied within statutory limits of between 0 and 4%; these two taxes may be added together (Paris constitutes a special case with an exceptional rate of 13.2% for the municipal tax). They are assessed on the basis of the amount invoiced for kWh consumed, excluding standing charges. These taxes, which apply to low voltage supplies and consumption for lighting and heating of premises with high voltage supplies, are levied directly by the local authorities. The rates in the locations chosen for the survey are as follows:

Location	Municipal tax %	Department tax %	Total %
Lille	8	1	9
Paris	13.2	—	13.2
Marseilles	8	4	12
Lyons	8	—	8
Toulouse	8	2	10
Strasbourg	0	4	4

(d) Household prices — tariff structure

Standardization of the tariffs for low voltage supplies was begun in 1965 and resulted in the 'tarif universel' (standard tariff), which applies throughout the country to domestic users and farmers. This standard tariff offers several formulae based on the customer's power offtake. These are the 3 kW 'ménage', 6 kW 'confort', and 9 kW 'grand confort' tariffs, which comprise:

- a standing charge;
- a commodity rate per kWh, first block, a certain proportion of which is a fixed charge;
- a commodity rate per kWh, second block, which is very much lower and does not include a fixed charge.

For low consumption, there is a special tariff known as 'Tarif transitoire' for power consumption of up to 1 kVA.

In addition, there is the 'all-electric' tariff which has a two-tier structure. The fixed portion covers standing charges and there is no first block.

For customers using off-peak electricity (i.e. at night), there is an alternative 'double tarif'. This alternative comprises an increased standing charge and a reduced price per kWh for off-peak periods (8 hours at night), irrespective of consumption.

Example of the standard tariff (low voltage) — January 1978

Type of tariff	Subscribed power kVA	Charges, FF/month		Basic block kWh/month	Commodity rate, centimes/kWh		
		Single tariff	Double tariff		Basic block	Excess	Off-peak hours
'Transitoire'	1	1.25	—	12	51.61	39.13	—
'Ménage'	3	3.80	10.83	30	54.79	19.53	10.99
'Confort'	6	8.90	17.53	40	53.98	18.72	10.99
'Gd confort'	9	14.32	23.91	50	53.98	18.72	10.99
'All-electric'	18 ¹	75.40	91.70	—	18.42		10.99

¹ Other levels of demand may be chosen: 12, 24, 30 and 36 kVA.

In accordance with the definitions of the standard consumers, the following tariffs were used as the basis for the prices shown:

- Da 'Transitoire'
- Db 'ménage', single tariff
- Dc 'Confort', double tariff (with 1 300 kWh at night)
- De 'All-electric', 18 kVA, double tariff (with 15 000 kWh at night).

These tariff structures are not index-linked, but the basic charges are revised from time to time to take account of changes in the costs of producing and distributing low-voltage electricity.

In Strasbourg, the standard national tariff is applied to consumers Da, Db and Dc. Prices under the tariff applied to De (all-electric, level 2) are, however, slightly lower than those charged in the rest of the country.

(e) Household prices — analysis

The results are given in tables 9 to 11 and graphs 9 and 10 in the annexe. The prices before tax are standard for the whole country, with the exception of those for standard consumer De in Strasbourg. As taxes remained unchanged throughout the period under review, they did not affect the trends in prices which, as in all the countries, are moving upwards. These increases are greatest for those with the highest consumption. Between 1973 and 1978, prices for standard consumer De went up by 88%, compared with 48% for Da, thus offsetting the effect of tariff differentials. In 1973, Da paid more than three times the unit price invoiced to De, whereas in 1978 this ratio had fallen to less than 2.5. Tariff differentials based on the volume of consumption are still, however, fairly pronounced — a factor which favours electric heating in particular.

The regional differences in prices are due solely to the municipal and departmental taxes (with the exception of the all-electric tariff in Strasbourg). As a result, Paris is the most expensive and Strasbourg the cheapest of the cities chosen for the survey. The difference between them amounts to 7% for Da–Dc and 16% for De.

The substantial increases between 1973 and 1975 were due to soaring costs, especially for fuels. Prices were then frozen by law, with the result that there were no changes between 1975 and 1976. This freeze merely had the effect of deferring the upward trends in prices. When it was lifted, price increases were necessary in order to offset the losses incurred during this period. This fact explains the shape of the curves in graph 9, i.e. a pattern of steep rises and plateaux.

A comparison between selling prices, the price index of gross domestic product (GDP) and average receipts brings a number of interesting facts to light.

	GDP price index	Average receipts ¹	Selling price (TNU=standard national tariff)			
			Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100	100
1974	111.1	101.1	103.6	103.6	103.6	103.6
1975	125.8	121.0	122.1	126.8	131.5	141.3
1976	138.3	130.7	122.1	126.8	131.5	141.3
1977	150.5	128.4	139.0	141.7	155.8	176.4
1978	164.8		148.1	150.8	166.0	187.8

¹ EDF, household customers, low voltage.

This table shows that the prices paid by small consumers (Da and Db) are not rising at the same rate as prices for goods and services in general (as represented by the GDP index); in other words, these consumers paid, in constant money terms, comparatively less for their electricity than in 1973.

The prices paid by standard consumer Dc remained more or less in line with the GDP index; only in the case of the 'all-electric' consumers (De) could an increase in the price of electricity in both current and constant money terms be observed at the end of the period under review.

The EDF's average receipts per kWh do not run parallel with the trends. They show an increase of around 30% in five years, whereas the currency is depreciating by more than 10% a year and the tariffs went up by between 48 and 88% during the period under review. This disparity is due to the increase in the average consumption of household users (+37% between 1973 and 1977), who are paying less and less for each kWh bought owing to the sharp gradient of tariff differentials. Moreover, unlike the situation in the United Kingdom or Italy for example, these sharp differentials act as a spur to consumption. In 1977 there was even a drop in average receipts (10% in constant terms), which proves that the tariff increases did not make up for either the effect of differentials or monetary depreciation.

(f) Industrial prices — tariffs

Throughout the period under review, the EDF applied the 'tarif vert' (green tariff) to industrial consumers. This is a tariff system comprising four types of subscription or tariff which have the same two-tier structure, i.e. commodity rates and a fixed charge, which differ from region to region for supplies at very high and high voltage. The main features of this system are described below.

The tariff structure for the medium voltage supplies chosen for the survey is as follows:

(i) Commodity rates

These are the charge per kWh consumed, which varies according to the season and the time of day.

The year is divided into two seasons of six months, namely winter (October to March) and summer (April to September).

The day is divided as follows:

peak hours : from 6 a.m. to 10 p.m.
 off-peak hours : from 10 p.m. to 6 a.m. (i.e. 8 hours).

In addition, during the months of November, December, January and February there are two additional winter peak periods, namely from 7 to 9 a.m. and from 5 to 7 p.m.

Sundays are always counted as off-peak hours.

There are thus five tariff periods, with prices per kWh in the following decreasing order:

- 1: winter peak periods
- 2: winter peak hours
- 3: summer peak hours
- 4: winter off-peak hours (including Sundays)
- 5: summer off-peak hours (including Sundays).

In order to calculate the price paid by a given consumer, it is thus necessary to know the distribution of his consumption over these five tariff periods. The definition of the standard categories of consumers lays down the proportion of annual consumption to be invoiced at off-peak prices (see table in Section II). The figures for a standard daily off-peak period of 8 hours are as follows:

	Load factor	Percentage of consumption charged at 'night off-peak' rates
la lb	1 000 h	0%
lc	1 600 h	8%
ld	2 500 h	18%
le lf	4 000 h	25%

However, this table does not provide sufficient information. To this distribution laid down in the basic definitions for the survey must be added:

- 1 — the percentage of consumption during additional off-peak hours on Sundays (day off-peak hours);
- 2 — a breakdown into summer, winter, and winter peak periods.

The following table was applied on the basis of the statistics on the annual seasonal distribution of consumption in France.

Tariff periods	la lb 1 000 h	lc 1 600 h	ld 2 500 h	le lf 4 000 h
	%	%	%	%
1: winter peak periods	7	9.7	8.2	6.8
2: winter peak hours	48	41.6	36.4	31.4
3: summer peak hours	45	40.6	34.0	32.2
4: winter off-peak hours	—	4.4	11.2	14.6
5: summer off-peak hours	—	3.7	10.2	15.0
TOTAL	100	100	100	100
(4+5) Total off-peak hours	—	8.1	21.4	29.6
of which: Sundays	—	0.1	3.4	4.6

This breakdown is based on the load factor, i.e. the amount of time for which the power is used. As this increases, consumption becomes more evenly spread over time, the proportion of off-peak hours goes up and consumption on Sundays increases.

This breakdown shows in addition that consumption during the winter period (October to March inclusive) accounts for roughly 55% of total annual consumption.

(ii) Standing charge

This is an annual fixed charge based on the subscribed demand (equal to the annual maximum demand, according to the definitions of the survey).

This charge goes down as demand increases, as is shown by the block table below, which applies to the whole of the period under review:

Blocks of power demand in kW		Reduction in standing charge %	Weighting factor for standing charge
limits	size		
≤ 100	100	0	1
101 - 300	200	4	0.96
201 - 1 000	700	8	0.92
1 001 - 3 000	2 000	13	0.87
3 001 - 10 000	7 000	18	0.82
> 10 000	—	24	0.76

This reduction in the standing charge does not apply to the 'courtes utilisations' tariff (i.e. for short periods of use).

In this study, in order to simplify the calculations the maximum demand was taken to be constant during the five tariff periods.

(iii) *Types of subscription or tariffs*

The consumer has a choice of several tariffs, with different basic rates for the standing charge and for the prices per kWh in each of the tariff periods.

At present there are four tariffs in force, their advantages for the consumer depending on the load factor (length of time for which the power is used).

	Advantageous for	Corresponding standard category of consumer
1 - tariff for short periods of use	≤ 1 000 h	la lb
2 - general tariff	1 000 h - 3 500 h	lc ld
3 - auxiliary tariff	3 500 h - 5 500 h	le lf
4 - tariff for very long periods of use	> 5 500 h	—

For information, around 85% of consumers come under the general tariff.

(iv) *Tariff areas*

In principle, prices for medium-voltage supplies have been standardized since 1 April 1973. However, as in certain regions the difference between the previous prices and the standardized prices was too great to be absorbed during the three stages planned for standardization, the progressive alignment of the prices charged in these areas will not be completed until 1979. In 1978, 6 'Départements' in the hydro-electric areas still had differing prices.

The cities chosen for the survey were located in the following tariff areas:

Location	1973	1974	1975	1976	1977	1978
Lille	1	TNU	TNU	TNU	TNU	TNU
Paris	10	TNU	TNU	TNU	TNU	TNU
Marseille	7	G	G	G	TNU	TNU
Lyons	8	G	G	G	TNU	TNU
Toulouse	20	E	E	E	E	E
Strasbourg	.	TNU	TNU	TNU	TNU	TNU

TNU = standard national tariff
G = schedule G area
E = schedule E area
1...20 = no of tariff area in 1973

(v) *Supply voltage*

Up to 1 August 1973, the supply voltage was a factor used in determining basic prices (standing charge and commodity rates). There were three sets of price schedules for tariff voltages of 5, 15 and 30 kV, corresponding to the following physical supply voltages:

Tariff voltage	Physical supply voltage
5 kV	less than 10 kV
15 kV	over 10 but less than 30 kV
30 kV	over 30 but less than 45 kV

The price schedules for 15 kV, the voltage most widely used, were taken as the basis for the price calculations.

Since 1 August 1973 there has been a single price schedule for medium-voltage supplies.

(vi) *Updating of tariffs*

The tariff formulae are not index-linked. However, the basic prices (standing charge and unit price per kWh) are revised from time to time in the light of changes in electricity production and distribution costs. These revisions took place on the following dates: 1.8.1972, 1.8.1973, 2.3.1974, 1.7.1974, 1.1.1975, 1.8.1975*, 1.3.1976*, 1.4.1977.

(vii) *Example of tariffs*

The tariffs in force in January 1978 were as follows:

Standard national tariff

Standard category of consumer	Type of tariff	Standing charge FF/kW	Commodity rate ² centimes kWh				
			1	2	3	4	5
la lb	short periods of use	54.79	53.19	28.32	13.69	7.33	6.99
lc ld	general tariff	136.98 ¹	32.85	17.86	11.36	7.33	6.99
le lf	auxiliary tariff	214.03 ¹	22.57	15.38	10.07	7.25	6.90

¹ To be multiplied by the weighting factor shown in the table in b) above.

² 1, 2, 3, 4, 5 = the five tariff periods described in a) above.

(g) Industrial prices — analysis

The results are given in tables 12 and 13 and graphs 11, 12 and 13 in the annex. At the beginning of 1973 the country was divided into 20 tariff areas which had differing prices. Among the areas covered by the survey, the difference between those with the highest and lowest prices (Toulouse and Lille) was 12%.

In August 1973 the standard national tariff (TNU) was introduced, and the resulting price adjustments were structured in such a way as not only to cover increasing costs but also to bring the prices charged at that time in the different regions closer together.

As a result, the changes in prices varied from one area to another, the highest increases being in the areas with the lowest prices. In 1978 all the cities chosen for the survey, with the exception of Toulouse, came under the standard national tariff. However, the difference between the TNU and schedule E applicable in Toulouse had fallen to 1.9% at the beginning of 1978. The erosion of regional differences can be seen quite clearly in graphs 11 and 12. A policy of geographical standardization of prices, which is the dominant feature of the period under review, has thus been achieved.

* These two dates represent stages in the alignment of prices not yet standardized (see § d).

The following figures show the scale of the increases recorded between 1973 and 1978:

Standard category of consumer	la lb	lc	ld	le lf
% 1978/1973	65-80	69-85	71-86	73-87

It can be seen from these figures that the highest increases affect those with the highest consumption, the result being a slight reduction in tariff differentials. In Paris in 1978 (TNU) the reduction in unit price between the standard categories of consumers at the opposite ends of the scale (% lf/la) was 43%, compared with 46% in 1973.

Furthermore, the increases occur at irregular intervals, as is shown by the staircase shape of the curves in the graphs. This is explained by the course of events during the period considered: sharp jump in prices (+30-35%) in 1974 in the wake of the oil crisis, followed by a levelling off in 1975; average increase of 15.4% authorized by the government on 1 March 1976, followed by the price stabilization policy decided by the public authorities in September 1976; finally, authorization for an across-the-board increase of 6.5% in the public utilities' prices as from 1 April 1977. This trend reflects two conflicting influences: measures taken by the EDF in order to cover its costs and government measures to curb inflation.

In conclusion, a comparison is made between selling prices (TNU), average receipts and the price index of gross domestic product (GDP).

	GDP price index	Average receipts ⁽¹⁾	Selling price (TNU)				
			la lb	lc	ld	le	lf
1973	100	100	100	100	100	100	100
1974	111.1	113.0	104.5	105.5	104.3	103.3	103.2
1975	125.8	144.1	139.1	141.0	140.2	139.5	139.4
1976	138.3	162.8	139.1	141.0	140.2	139.5	139.4
1977	150.5	175.0	154.9	158.7	160.3	162.2	162.4
1978	164.8	.	165.0	169.0	170.8	172.7	172.9

¹ EDF, high voltage.

These figures show the freeze on prices in 1975 and at the beginning of 1976. In fact, only the standard national tariff (TNU) was frozen; increases were authorized in the other tariff areas in order to bring prices into line with the TNU.

These figures show also that the prices for small industrial customers (la lb) remain more or less in line with the GDP price index; in other words, the tariff increases merely offset monetary depreciation. For other industrial consumers prices are going up at a slightly faster rate than the GDP index, although there are no substantial differences. The average receipts for high-voltage supplies are increasing at a faster rate than both the GDP index and the selling prices recorded in the survey. This is due firstly to the effect of the sharper increases borne by the very large consumers not included in this survey, and secondly to the reduction in average consumption per industrial customer (-7% during the period under review).

Average consumption per high-voltage customer is still below 1 million kWh a year, i.e. less than the consumption of standard category of consumer ld.

3. ITALY

(a) Organization

In principle, the Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL) is the public service responsible for production, transmission, transformation and sale of electricity. It was founded in 1962.

The legislation which nationalized the electricity industry allowed for three exemptions:

- local municipal undertakings existing before 1962, numbering about 150;
- self-producers, consuming at least 70% of their own production;
- small producers (less than 15×10^6 kWh per year).

In practice, this legislation resulted in a production structure which ENEL dominates:

%	ENEL	Municipal undertakings	Self-producers
Conventional thermal production	78	2	20
Hydroelectric	74	9	17
Nuclear and geothermal production	100	—	—

Selling prices, determined by governmental authorities, are virtually the same for identical consumers throughout the country, the only exception being small industrial, commercial and agricultural consumption in the southern mainland and the islands. Standardization of prices and, therefore, loss of independence, had already been imposed in 1961, by a regulation of the CIP (see below).

In general, ENEL is responsible for the coordination of all activities of non-nationalized enterprises in the realm of electricity. This enables the company to ensure optimal use of the supply capacity of these undertakings.

At present, some 80% of national consumption is covered either by ENEL or by local distributing companies.

In turn, control and coordination of ENEL's activities are in the hands of three government bodies.

Primarily, the Comitato Interministeriale della Programmazione Economica (CIPE), has to approve ENEL's programmes and planning, and issues directives in all fields where ENEL is competent, particularly regarding tariff policy.

Secondly, the Minister of Industry is charged with control in general, and authorization policy—this concerns for instance concessions to local enterprises and self-producers—in particular. He also has the task, together with the Treasury, of approving the annual accounts.

Thirdly, the Comitato Interministeriale dei Prezzi (CIP) fixes the tariffs, formulates the terms and conditions of sale for electricity and also controls the application of the relevant regulations.

Another important body, the 'Cassa Conguaglio per il settore elettrico' was created in 1974, with the aim of spreading fairly the increasing cost of fuel over the different enterprises. The ratio between expensive thermal and cheap hydro-electric production differs from one distribution enterprise to another and accordingly an increase in tariffs without levelling out the costs would have the effect of overcompensating enterprises with mainly hydro-electric generation and harming the others. In practice, the effect of the compensation system is that the benefiting enterprises pay the excess into a central fund, which subsidizes the others.

(b) Regulations

As already mentioned, the CIPE is the body which sets out guidelines on pricing policy, and the CIP is responsible for detailed regulation of tariffs and conditions of supply.

Until mid-1974 the tariffs fixed in 1961 remained practically unaltered; then the CIPE had to change its tariff policy in order to deal with the steeply rising fuel prices and to alleviate their effect on the financial position of the Italian electricity industry.

The new CIPE directives were implemented by a series of regulations by the CIP, issued between July 1974 and January 1975.

Apart from the increase in the tariff level, the tariff incorporated, from then on, a new element: the thermal surcharge. This supplementary charge is administered by the 'Cassa Conguaglio' already mentioned and its level is fixed in the way described above.

In this inquiry the thermal surcharge was levied for the first time on the prices of 1 January 1975, with the exception of domestic consumers with a subscribed demand ≤ 1.5 kW. In 1975 consumers with a subscribed demand of 3 kW or less and an annual consumption of up to 1 800 kWh were also exempted. Since 1977 reduced rates for these consumers have been applied. The charge is set at three different rates, taking into account the different losses at low, medium and high voltage.

Soon afterwards, the adjustment of tariffs proved inadequate to cover the continuing increase in the cost of the service. Accordingly, in October 1976 the authorities decided to implement a further set of substantial tariff increases.

New rates were then fixed for the thermal surcharge to cover the rise in fuel costs and new tariffs were also fixed to cover the other costs. The change in the thermal surcharge which took place in several steps in October 1976, November 1976 and end 1977 managed to offset the rise in fuel costs but the increase in the fixed tariff in October 1976, could not completely underwrite the other costs. Consequently, ENEL recorded substantial deficits during the whole period considered, its accounts having been in balance during the first decade of its existence. To some extent the deficit was due to the compensation it had to pay to the electricity enterprises which had ceased their activities with nationalization.

Recently, the CIPE has been considering the founding of a special Fund in order to compensate for these deficits. Also it has now been decided to review tariffs annually, beginning in 1978.

In short, there is expected to be:

- an increase in working capital of 3 billion Lire which is to be paid between 1978 and 1981;
- an annual revision of electricity tariffs, the first directive applicable from the beginning of 1978. This will guarantee for ENEL a growth of sales revenue in the year under consideration of at least 16%.

Following this directive, the Interministry Price Committee decided, among other financial measures, to increase the price of electricity supply (including the thermal surcharge) by 16% for all consumers except to industrial and commercial consumers with a subscribed demand of up to 100 kW. For consumers using electricity for lighting other than for home use the increase in price is 22%. In September 1979 the thermal surcharge rate was increased once again and there was also a modification to the tariff structure although this has not yet altered the average tariff values applied to final consumers.

(c) Taxes

All electricity consumption is subject to an 'imposta erariale'. At the beginning of our study this was levied at two separate rates for domestic consumption, one for lighting, and one for other uses. At present, however, only a single rate is applied, i.e.

LIT 1.10 per kWh in Northern and Central Italy¹
and LIT 0.55 per kWh in the South and the Islands².

In addition, value added tax is applied to domestic sales to the prices inclusive of the 'imposta erariale' and remained at 6% throughout the whole of the period covered by this study.

For industrial consumption the 'imposta erariale' is different for lighting on the one hand and all other uses on the other.

The rate for lighting is

LIT 3.90 per kWh in the North and Central part
and LIT 1.90 per kWh in the rest of the country.

The tax on non-lighting consumption i.e. motive power, heating, etc., is in the form of a block tariff. In the North and Central parts of the country it is levied at the following rates:

LIT 0.50 per kWh for the first 6 000 kWh per month
LIT 0.40 per kWh for 6 001-200 000 kWh per month
LIT 0.30 per kWh for consumption over 200 000 kWh per month.

These rates are halved in the South and the Islands and have remained unchanged throughout the whole of the study period.

Apart from this, value added tax at 12% for the total bill, including the 'imposta erariale' was charged on all non-domestic consumption. In 1978 this was increased to 14%.

Certain types of consumption are exempt from the 'imposta erariale', e.g. electrochemical and electrometallurgical consumption, public lighting and traction.

(d) Household prices — tariffs

For domestic consumption a two part tariff is applied i.e. a standing charge and a price per kWh. There is also a supplementary payment for fuel cost: the thermal surcharge.

The peculiarity of this tariff is the steep increase of the standing charge with higher load and the increasing kWh charge with rising consumption. The latter is restricted to demand levels of up to 3 kW. The result of this is a unit price which is a function of consumption above a threshold of 1 800 kWh/year. The thermal surcharge is also lower for consumption levels up to a maximum 1 800 kWh per year. Tariffs and the thermal surcharge however are much higher for consumption levels which exceed the above threshold and for all customers with load factor greater than 3 kW. This enhances, therefore, the progressive nature of the price structure. Rates are uniform throughout the country and do not differ for lighting and other uses (from 1974 on).

There are no off-peak tariffs; the only time factor which is taken into account is a reduction of the standing charge for consumption during less than four months a year.

The progressive nature of the tariff system and the lack of off-peak tariffs have made electric central heating very expensive and rare.

Standard consumer De is almost non-existent and therefore no prices are given for De.

¹ The North and Central region covers Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Emilia-Romagna, Toscana, Umbria, Marche and a part of Lazio.

² The South and Islands region covers a part of Lazio, Abruzzi, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicily and Sardinia.

Example of the domestic tariff applicable on 1st January 1978:

Standard consumer	Subscribed demand	Tariff
1. Standing charge		
Da	≤ 1.5 kW	235 LIT per month
Db	≤ 3 kW	710 LIT per month
Dc	≤ 4.5 kW	2 430 LIT per month
—	≤ 6 kW	3 240 LIT per month
—	≤ 10 kW	5 400 LIT per month
2. kWh rates		
Da, Db	≤ 3 kW	{ 19.30 LIT/kWh for the first 150 kWh per month 27.95 LIT/kWh for the rest
Dc	> 3 kW	27.95 LIT/kWh
3 Thermal Surcharge		
Da, Db	≤ 3 kW	{ 6.10 LIT/kWh for the first 150 kWh per month 18.40 LIT/kWh for the rest
Dc	> 3 kW	18.40 LIT/kWh

(e) Household prices — analysis

The results are given in Table No 14 and illustrated on graphs No 14 and 15 in the annex.

The tariff system is standardized throughout the whole country. The differences in selling price between the North and Central region and the South and Islands region are caused solely by tax differences.

Small consumers Da and, since 1976, Db have been protected from the full effects of spiralling costs.

Until 1975 there was a separate (higher) charge for electricity used for lighting. Therefore to calculate prices it was necessary to decide how much electricity was used for lighting purposes. The following figures were used:

	kWh		
	Lighting	Other uses	Total
Da	120	480	600
Db	220	980	1 200
Dc	500	3 000	3 500

At the end of 1974 this lighting charge was discontinued and Da was exempted from the thermal surcharge, which was introduced at the same time.

This change in the tariff system and the introduction of the thermal surcharge led to very large price increases (+60%) for standard consumers Db and Dc between 1974 and 1975.

In 1975, however, measures were introduced to protect consumers with a subscribed demand of 3 kW or less and an annual consumption of up to 1 800 kWh. A lower price per kWh was introduced for such customers and they were exempted from the thermal surcharge.

These factors caused a small decrease in price for Da and a very large decrease for Db, and explains the strange shape of the Db curve in graph No 14.

In 1977 and 1978 this lower price per kWh was unchanged although rates were increased for consumers above 3 kW. Da and Db were no longer exempted from the thermal surcharge but paid a reduced rate (about one-third of the normal rate).

Standard-consumer Dc, however was left to bear the full brunt of spiralling costs within the electricity industry, suffering an increase of almost 30% between 1975 and 1976 and a further 30% between 1976 and 1978.

Throughout the whole of the period studied, prices for Dc increased by around 170% compared with overall increases of 23% and 35% for Da and Db respectively.

This makes Italy the only Community country with a progressive tariff system, i.e. the unit price increases as consumption increases above a threshold of 1 800 kWh per year. This discourages large consumption above this threshold and is one of the main reasons why electric central heating is rare in Italy.

Finally a comparison may be made between the selling prices, the price index of the Gross Domestic Product (GDP), and the average receipts of ENEL from domestic sales.

	Domestic uses average receipts	GDP Price index	Selling price (Milan)		
			Da	Db	Dc
1973	100	100	100	100	100
1974	.	118.3	100	100	100
1975	141.8	138.6	103.7	157.0	159.9
1976	136.8	163.9	95.9	105.7	205.6
1977	146.5	193.8	116.3	128.0	259.6
1978	.	216.1	122.5	134.6	267.3

From this table the effects of the government's policy to protect small consumers can be clearly seen.

Although prices for all consumers have increased in current terms, at constant currency Da and Db actually pay much less for their electricity than in 1973.

Prices for Dc, on the other hand, have increased by more than the whole of goods and services as represented by the GDP price index and are now more expensive in both current and constant terms.

Average receipts per customer have increased by less than the GDP price index and the difference is considerable given that domestic consumption in Italy, has increased by 22% during the same period.

(f) Industrial prices — tariffs

The maximum demand tariffs for non-domestic consumers consist of a tariff for lighting and a tariff for other uses. The two are metered separately.

Lighting of industrial, commercial and similar premises can be charged under two tariffs. The first has a standing charge irrespective of subscribed demand and a fixed kWh charge. The second lighting tariff applies only to demand exceeding 10 kW; the standing charge is invariable per kW of subscribed demand and the kWh charge has two rates, one for loads between 10 kW and 30 kW and the other for loads over 30 kW. A discount of 8% is applied to high voltage supplies.

Consumption for uses other than lighting is charged under a maximum demand tariff. This consists of a standing charge per kW (subscribed demand) and a price per kWh, both of which vary according to the load factor, see table.

Industrial consumers in the south and the islands, whose subscribed demand is 30 kW or less, benefit from a reduction of 25% on the standing charge and kWh price, until 1980, and in 1975 and 1976 were not subject to the thermal surcharge.

There is also a night tariff, but only for customers over 500 kW, the rates are the same as for customers with a load factor of 4000 hours or more. The night tariff applies to consumption from 10.00 p.m. to 06.00 a.m., from 01.00 p.m. to midnight on Saturday's and all day Sundays. Discounts are given for high voltage supply and for agriculture and commerce.

The thermal surcharge is paid also by non-domestic consumers. This charge is reduced for high voltage and for various types of consumer e.g. agricultural and other consumers up to 30 kW (see page 44).

Maximum demand is recorded monthly on a 15 minute basis, while customers subscribe an annual demand. However, the way in which subscribed demand determines the standing charge differs from customary practice.

In Italy customers are allowed to exceed contracted subscribed demand up to a certain variable tolerance level which depends on the actual subscribed demand. This can be seen as follows:

Subscribed demand	Tolerance levels over subscribed demand
- 30 kW	25% of subscribed demand
30 - 100 kW	20% (with minimum of 8 kW)
100 - 500 kW	15% (with minimum of 20 kW)
> 500 kW	10% (minimum of 75 kW excess and maximum of 500 kW)

For each kW drawn above subscribed demand, but within these tolerance limits, the user pays a unit standing charge on top of the ordinary tariff for the particular month concerned.

Moreover, beyond these tolerance levels, there are maximum allowed limits which are as follows:

Subscribed demand	Maximum excess allowed over subscribed demand
30 kW	60%
30 - 100 kW	50% (minimum of 18 kW)
100 - 500 kW	40% (minimum of 50 kW)
> 500 kW	25% (minimum 200 kW and maximum of 1250 kW)

All kW drawn in the range greater than the variable tolerance levels (see above) but below maximum excess allowed over subscribed demand are charged at a double tariff rate for the month concerned.

The minimum standing charge to pay is the one corresponding to subscribed demand, even if demand actually received during a given month is less than this. Customers, therefore, have an incentive to subscribe to a demand level which is lower than maximum demand required.

In addition to the variables chosen for standard consumers, the proportion of lighting in total consumption had to be decided. For Ia and Ib a proportion of 10% seemed to be representative. For other industrial consumers the percentage of lighting seemed too small to influence the average kWh price and so was ignored.

**Industrial tariffs for Italy 1978
(high voltage <50 kV)**

1 – Tariff structure for power uses ¹

	Subscribed demand	Lowest load factor <900 h	Low-load factor 900-1300 h	Normal load factor 1300-4000 h	High load factor ≥4000 h	Night-time supplies
Price per kWh LIT/kWh	kW					
	up to 10	27.23	} 20.19	} 13.25	—	—
	11 - 20	—			—	—
	21 - 100	—	—	—	—	
	101 - 500	—	—	12.93	—	—
	501 - 1000	—	—	12.37	10.07	10.07
	1001 - 3000	—	—	11.59	9.43	9.43
	3001 - 10000	—	—	10.72	8.56	8.56
	10001 - 25000	—	—	9.43	7.36	} 7.36
over 25000	—	—	7.91	5.98		
Standing charge	LIT/kW/month	216	759	1 518	2 277	381

¹ Increase of 8.7% for low voltage supplies.

2 – Thermal surcharge LIT/kWh

	Low voltage	High voltage	
		up to 50 kV	over 50 kV
Normal	18.40	16.45	15.75
Agriculture	7.40	6.65	6.35
Industrial and commercial up to 30 kW			
— South Italy and Islands	7.40	6.65	6.35
— North and Central Italy	12.90	11.55	11.55

3 – Lighting tariff ¹

	Tariff 1	Tariff 2
Standing charge	216 LIT/month	² 1086 LIT/kW - month
Price per kWh	51.01 LIT	{ 10 - 30 kW: 41.77 LIT > 30 kW: 37.44 LIT

¹ Increase of 8.7% for low voltage supplies.

² Subscribed demand.

(g) Industrial prices — analysis

The results are given in Table No 15 and illustrated on graphs No 16 and 17 in the annex.

It should be noted that prices are given for high voltage supply (up to 50 kV). Compared to these prices there is:

- a higher charge of 8.7% for low voltage supply;
- a discount of 2.2% for high voltage supply (50–100 kV);
- a discount of 4.3% for very high voltage supply (above 100 kV).

In order to determine prices from the Italian system of charges for subscribed demand, the actual subscribed demand taken as a basis for calculation was determined from a monthly pattern of the demand curve. The contracted subscribed demand differs from the maximum demand in order to minimize the price to be paid. This method of calculation, using tolerance levels, leads to approximately the same results as the correction factors given in the technical table in Chapter 2 for the case of maximum monthly subscribed demand.

It is noticeable that for standard consumers lb there is an incentive to subscribe a demand of 30 kW, although this is very low, in order to benefit from the reduced thermal surcharge.

For small industrial consumers, in the South and the Islands, with a subscribed demand of 30 kW or less (la and lb) there is a reduction of 25% in the standing charge and in the kWh rate. There is also a reduced thermal surcharge. This, together with the reduced 'imposta erariale' which is applicable to all industrial consumers, led to a difference in selling price between the two regions (North and Central region, South and Island region) of 35% in 1978 and 28% in 1973, for small consumers la and lb.

For all other industrial consumers the differences in selling price between the two regions is due only to tax differences.

Over the period studied, prices increased by between 97% and 209% in the North and Centre, and by between 88% and 213% in the South and the Islands.

The largest consumers suffered the largest increases, thus reducing tariff depression. (See graph No 17).

In the North and Centre the difference in unit price between la and lf was -52% in 1973 and -25% in 1978.

In the South and Islands a strange situation arises where, in 1978, la can receive electricity at almost the same price as lf, whose consumption is more than 300 times greater. In 1973 the difference in price between these two consumers was -40%.

Finally a comparison may be made between the selling prices and the Gross Domestic Product (GDP) price index.

	GDP price index	Selling prices (Milan)					
		la	lb	lc	ld	le	lf
1973	100	100	100	100	100	100	100
1974	118.3	100	100	100	100	100	100
1975	138.6	129.6	135.8	150	155.1	159.1	165.2
1976	163.9	143.3	148.1	184.4	196.7	205.7	219.4
1977	193.8	187.2	195.5	238.5	257.1	270.9	290.4
1978	216.1	197.2	205.7	252.0	272.7	288.1	309.4

The policy of protecting the small consumer can clearly be seen from this table. Prices for la and lb rose by less than the GDP price index, i.e. prices for these consumers in 1978 were relatively lower than in 1973.

On the other hand, the larger consumers suffered increases greater than the GDP price index, i.e. prices for lc to lf rose by more than the whole of goods and services, and are now more expensive in constant terms as well as current terms.

4. NETHERLANDS

(a) Organization

The present organization is largely the result of the structure of the past. At the beginning (1890's), electricity supply was in the hands of private enterprises at a municipal level. Later on it became evident that local authorities should have more control of electricity supply. About 1910, therefore virtually every important municipality began to establish its own electricity enterprise. The desire to supply the whole country with electricity made the provinces take part in the production and distribution of electricity.

Thus municipalities and provinces play a main role in the present organization structure. At the moment there are four pure production enterprises, twelve enterprises which produce and distribute electricity (8 provincial and 4 municipal) and seventy-five distribution enterprises (all municipal, except for one provincial). The twelve production and distribution enterprises cover about 75% of the total public supply. The sixteen production and production/distribution enterprises supply the 75 distribution enterprises with electricity.

Most production enterprises are limited companies, the shares of which are held by municipalities and provinces. Two production enterprises are owned by a province, one by a municipality and one enterprise has a legal form based on a special law.

The large municipal production enterprises are all situated in the west of the country. They represent about one quarter of the total production capacity. The remaining 75% being covered by provincial companies.

The necessity of mutual cooperation was recognized at an early stage, which, among other things, resulted in five organizations, in which electricity enterprises cooperate. These five organizations are located in Arnhem:

- Capacity-planning is the responsibility of the N.V. Samenwerkende Elektriciteits-Productiebedrijven (SEP), in which the production companies cooperate and in which the municipal and provincial shareholders act as a supervisory board. Furthermore this organization deals with the realization, the operation and the maintenance of the 380 kV-connection grid and coordinates the exchange of electrical energy with other countries.
- Technical, economic and organizational cooperation is embodied in the Vereniging van Directeuren van Elektriciteitsbedrijven in Nederland (VDEN).
- The N.V. tot Keuring van Elektrotechnische Materialen (N.V. KEMA) covers mainly research and development.
- The Vereniging van Exploitanten van Elektriciteitsbedrijven in Nederland (VEEN) covers the relations with Government and consumers.
- The N.V. Gemeenschappelijk Kernenergiecentrale Nederland (N.V. GKN) is an organization for the building and operation of the first nuclear power station in the Netherlands. (all SEP-members are also GKN-members.)

The influence of economies of scale, which became necessary from the financial and economic points of view, has led to a remarkable decrease in the number of electricity enterprises during the past years. In 1929 there were more than 550 enterprises, while in 1978 only 91 were left.

The prices charged by three of the largest companies were collected for this study. These companies were:

- (1) G.E.B. Rotterdam which is owned by the city of Rotterdam and also distributes gas and operates district heating schemes. It supplies around 4.5% of domestic consumption in the Netherlands and 12% of industrial consumption;
- (2) PEN which covers the province of North Holland except for Amsterdam. It supplies around 6.5% of domestic consumption and 5% of industrial consumption;
- (3) PNEM which operates in North Brabant, supplying 6.5% of total domestic consumption and 8.5% of industrial consumption.

(b) Regulations

The organizational structure is not based on any legal scheme. There are, however, for most provincial enterprises certain concession conditions concerning the distribution of electricity in their area. These conditions are mainly valid for the tariffs and given by the Ministry of Economic Affairs. For some municipal distribution enterprises certain provincial regulations are valid.

The production companies are still autonomous although the Government has quite strong influence over them. For example, the planning of new production capacity (embodied in the so-called Electricity Plan) needs the approval of the Government. On the other hand, the distribution companies have kept their independence. In principle every undertaking can decide individually which tariff structure it adopts and what the price level will be. However price rises need the approval of the Government (Ministry of Economic Affairs). Cooperation in the VDEN has led to a system of recommended tariffs with upper and lower limits in order to restrict price diversification.

(c) Taxes

Until 1st October 1976 value added tax at a rate of 16% of the price before VAT was charged on all sales of electricity. Since then the rate has been 18%. VAT is deductible for industrial and commercial customers.

Also a special levy of 3% for the construction of the prototype fast breeder reactor at Kalkar was charged from 1974 on. After widespread protest this special levy was withdrawn in 1977. VAT was charged on the price inclusive of this levy so that the taxes on electricity were as follows:

January	1973	1974	1975	1976	1977	1978
Nuclear levy	—	3%	3%	3%	—	—
VAT	16%	16%	16%	16%	18%	18%
Total	16%	19.5%	19.5%	19.5%	18%	18%

(d) Household prices — tariffs

Most large companies offer a two-part tariff comprising a fixed monthly charge and a charge per kWh consumed. With some companies the monthly charge and kWh rate are the same for all clients irrespective of consumption; other companies charge an increasing monthly charge and a decreasing kWh price with rising consumption.

Two large enterprises offer block tariffs. These tariffs comprise a fixed charge per month and two kWh blocks, of which the second is charged at a lower rate.

In addition to this all large undertakings offer a night tariff. Except for one company, this night tariff comprises a supplementary standing charge. Night kWh are charged at a lower price than day kWh and the night period lasts at least 8 hours. Some companies extend the night tariff to (part of) the weekend and a few hours of the day.

The night tariff is always combined with one of the above mentioned normal tariffs.

All large companies apply an automatic fuel cost adjustment.

Example for Rotterdam, 1st January 1978:

Standard consumer	Yearly standing charge		Day kWh charge	Night kWh charge	Fuel cost adjustment
	days	night			
Da, Db	HFL 55.44	—	9.6 c/kWh	—	6.0 c/kWh
Dc, De	HFL 55.44	HFL 15.00		3.4 c/kWh	

Changes in the fuel cost adjustment take place in steps of 0.1 c/kWh.

(e) Household prices — analysis

The results are given in Tables Nos 16 and 17 and illustrated on graphs No 18-21 in the annex. Between 1973 and 1978 the following increases were noted for domestic consumers

- Da 33– 60%
- Db 46– 72%
- Dc 58–107%
- De 85–145%

Therefore, as in most countries covered by the study the largest increases were for the larger consumers. This, in turn, affects tariff degression. In 1973 electricity supplied to Da was approximately 3 times as expensive as electricity supplied to De. By 1978 this factor was reduced to 2.

In 1973 the regional differences were more marked for the larger consumers (20%) than for the small consumers (3–6%). By 1978 these differences had increased for all consumers (17% for Da and Db, 30% for Dc and De). As each company involved in this study applies different tariffs these differences are not surprising. The main reason for the differences is that the type of fuel used to generate electricity varies from one company to another, some being more dependent on oil whose price rose dramatically over the period studied, others being supplied with cheaper gas or coal.

A comparison may be made between the selling prices of electricity, the Gross Domestic Product (GDP) price index and the average receipts for household sales.

	GDP index	Average receipts ¹	GEB Rotterdam selling price			
			Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100	100
1974	108.7		111.5	112.1	114.5	116.2
1975	121.1	140.2	123.9	125.0	133.2	139.0
1976	131.3	159.8	142.4	149.6	170.1	194.5
1977	141.0	170.1	154.5	164.3	192.0	228.0
1978	146.6	167.3	159.9	172.2	207.0	245.5

¹ For household sales in the whole country, taxes included.

For all consumers electricity prices rose by more than prices for the whole of goods and services in the Netherlands (as represented by the GDP price index). This is also true for PEN (Noord Holland) and for Dc and De for PNEM (Noord Brabant).

The increases in average receipts have been a little more moderate, suggesting an increase in average consumption which has, in fact, been the case.

(f) Industrial prices — tariffs

For small industrial consumers (maximum demand <40 kW) most companies apply the tariff recommended by VDEN which is similar to the domestic tariff. Unlike the domestic tariff, however, it is index-linked (see below) and has a supplementary standing charge based on installed load.

For customers with a maximum demand greater than 40 kW the tariff system recommended by VDEN is generally applied.

This is a three part tariff system, consisting of a fixed monthly charge, a standing charge, which is a function of the monthly maximum demand (quarter hourly) and a kWh charge. The last two are degressive according to the importance of the demand. Therefore if the consumer has a low load factor the standing charge is relatively low and the kWh charge is high, with high load factors the reverse applies.

In winter the standing charges/kW are about twice as high as in summer, although reductions are granted if the maximum demand is reduced during peak hours (16.00–18.00 hours). For the purposes of this study it was assumed that the maximum demand was the same in winter and summer and during peak periods, although in reality this is not always the case.

Customers may also choose an off peak tariff in which night consumption, during an 8 hour period, is metered separately and charged at a lower rate.

The tariffs are regularly adjusted to take account of changing costs by means of an indexing system.

The index is based on the interest payable on Government loans, a wages index, the number of people employed in the electricity industry and the price indices of final products and investment goods.

As well as being index-linked all kWh charges are subject to a fuel cost adjustment which is calculated monthly and reflects the changing costs of fuel supplied to power stations.

Although the tariff structure is well known, information on the rates applied by the various companies is restricted.

However it is possible to give an indication of how the prices for Rotterdam for January 1978 were reached:

Standard consumer	Total demand charges	kWh charges day	kWh charges night	Fuel cost adjustment ¹
la	HFL 1 576.80	} 9.6 c/kWh	} 3.00 c/kWh	} 5.95 c/kWh
lb	HFL 2 628.00			
lc	HFL 11 553.60	} 5.2 c/kWh		
ld	HFL 56 440	} 4.2 c/kWh		
le	HFL 57 600	} 3.8 c/kWh		
lf	HFL 249 600	} 3.65 c/kWh		

¹ There is a 5% discount for high voltage supplies.

(g) Industrial prices — analysis

The results are given in Tables Nos 18 and 19 and illustrated in graphs No 22-25 in the annex. The first thing which is noticed in the graphs is that prices charged by each company have developed independently in spite of the similarity in the tariff structure, which again reflects the differing degrees of dependance on various types of fuel.

However the general trend is still upwards with the largest increases for the largest consumers.

Increases	la	—	31% to 79%
1978/1973	lb	—	44% to 78%
	lc	—	51% to 101%
	ld	—	72% to 117%
	le	—	77% to 126%
	lf	—	79% to 138%

This had the effect of reducing tariff degression. In 1973 electricity supplied to la was 2–2.5 times more expensive than that supplied to lf, by 1978 this was reduced to 1.5–1.8.

The price changes have not been regular (see graphs No 22-24) with large increases after the 1973 crisis, followed by a levelling off from 1977 on. There have even been slight decreases in prices in 1978, affected by the reduction in the costs of all fuels at this time.

In 1973 the regional differences were larger for the small consumers than for the large consumers (48% for la, 16% for lf). For 1978 no such statement can be made; price differences between the companies bear no relation to the consumption of the standard consumers. However regional differences are important, with differences of more than 30% in some cases. This again reflects the differing tariff systems and fuel costs.

Finally, a comparison may be made between the selling prices of electricity to industry, the GDP price index and the average receipts from sales to industry.

	GDP price index	Average receipts ¹	Selling prices (Rotterdam GEB)					
			la	lb	lc	ld	le	lf
1973	100	100	100	100	100	100	100	100
1974	108.7		93.8	102.4	110.0	110.8	111.3	111.6
1975	121.1	149.2	104.6	114.2	124.7	125.8	124.9	127.4
1976	131.3	169.5	124.3	135.7	160.9	168.1	163.3	168.0
1977	141.0	186.4	135.4	147.8	171.9	189.0	197.3	203.3
1978	146.6	184.7	140.7	155.0	177.8	193.5	200.4	201.2

¹ Sales to industry, whole country, taxes included.

Increases in electricity prices for small consumers la have remained less than for goods and services as a whole, which means in terms of constant prices, electricity supplied to la in 1978 is cheaper than in 1973. This is not so for larger industrial consumers where prices have increased, in most cases, by much more than the GDP price index.

Average receipts increased significantly until 1977 for two main reasons:

- (1) large increases in the tariffs;
- (2) economic recession which caused a reduction in average consumption (especially in 1975 and 1977) of industrial consumers (reduced average consumption leads to an increase in average receipts because of tariff degression).

By contrast, in 1978 a reduction in average receipts is seen, for the opposite reasons, i.e.

- (1) stagnation or reduction in selling price;
- (2) increase in average consumption.

In spite of this, average receipts increased more than the GDP price index.

5. BELGIUM

(a) Organization

89% of electricity production is provided by private power stations, linked either to the distribution organizations or directly to industries, 2% by public undertakings belonging to urban or communal administrations, and 9% by industrial self-producers, principally the iron and steel and the chemical industries.

The public distribution is in the hands of:

- (1) the communal or intercommunal ('pure') authorities which supply 21.9% of the population;
- (2) the 'mixtes' intercommunals (78%) which are run jointly by commune representatives and private enterprise, the latter being charged with the management of the network; and
- (3) several concessionnaires who supply 0.1% of the population.

The whole is coordinated at national level, as if it were a single enterprise. This coordination is brought about by several distinct bodies, the most important of which are:

- 'La Société pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Energie Electrique' (CPTE) which runs the distribution centres;
- 'Le Pool des Calories et SYNATOM' which assures the supply to all power stations of fuel at a unified price;
- 'Le Comité de l'Equipement de l'Electricité' which is responsible for investments;
- 'La Fédération Professionnelle des Producteurs et Distributeurs d'Electricité de Belgique' (FPE) which is responsible for promoting the interests of its members and which brings together the professional associations and notably, the Union des Exploitations Electriques en Belgique (UEEB) of which all the private producers and distributors are members;
- 'Le Comité de Gestion des Entreprises d'Electricité' (CGEE) which is responsible for rationalizing the activities of the societies and their coordinated management. This organization is made up exclusively of the private production and distribution societies and has been given the power to deal with tariff questions.

Overall supervision is the responsibility of a 'Comité de Contrôle', and which is described in section (b) — regulations.

(b) Regulations

Under Belgian law, anyone is free to set themselves up as an electricity producer, whether they be private individuals or societies, communes, provinces or the State itself. The communes have a unique right to use the distribution grid up to 1 000 kW, a right which they may concede to other bodies.

The law allows private societies or individuals to participate in intercommunal associations. This has led to the creation of numerous mixed intercommunales in which the public authorities and the private sector are closely associated.

The whole is supervised by the 'Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz' which was created by the Electricity Agreement of 1955 and modified in 1964.

The supervisory committee is charged with the application of the agreement, i.e. extended rationalization of the electricity industry and to generate co-ordinated and unified management.

It is comprised of the following members with responsibilities for electricity:

- Fédération générale du travail de Belgique (FGTB) (this organization withdrew on 1/1/77)
- Confédération des syndicats chrétiens (CSC)
- Fédération des Entreprises de Belgique (FEB)
- Centrale Générale des Syndicats Libéraux de Belgique (CGSLB)

- Comité de Gestion des Entreprises d'Electricité (CGEE)
- INTERMIXT Group
- INTER-REGIES Group
- Government spokesmen and representatives of the Ministries concerned (Economic Affairs, etc...) who have the right of initiative and veto.

The committee examines the elements of the cost price, controls the profits; taking into account investments, and settles tariff policy. It works by making recommendations which are applied by the electricity enterprises and has brought about a unified tariff system on a national level.

(c) Taxes

Electricity sales are subject to value added tax. The rate was set at 14% of the price net of tax from 1973 to 1977 inclusive, and was increased to 16% in 1978. VAT is deductible in the case of industrial and commercial users.

(d) Household prices — tariffs

Until 1977 the tariff system applied to low voltage electricity did not change, and was made up mainly of the following two tariffs which have been used in this study:

- the 'tarif national automatique' (TNA)
 - a tariff with a price per kWh which varied according to three blocks of annual consumption (450 kWh/720 kWh/>720 kWh)
- the 'tarif usages exclusifs de nuit'
 - was made up of a fixed charge for the special meter and a single price per kWh. This tariff is applied to equipment which functions only at night (a 9 hour period), such as water-heating and night storage heating. It is therefore always a complementary tariff.

Moreover, there is a 'Time of day' tariff composed of an annual fixed charge coupled with a daily charge per kWh and a nightly charge per kWh.

All the unit cost of these tariffs varied according to an index—'l'index électrique basse tension' (IBT)—which reflected the changing cost of fossil fuels consumed, the cost of metals and also of salaries.

However, with the rapidly increasing oil and other fuel costs, it became necessary, in 1974, to modify the basic price before applying the index. As fuel costs continued to rise, prices became even more distorted and rebates were granted to all customers. A 50 BFR payment was made in the 4th quarter of 1975 followed by a rebate of 160 BFR during 1976 and 40 BFR at the beginning of 1977. These corrective payments were insufficient to prevent the introduction of a completely new tariff system in April 1977. The IBT index was replaced by two indices; N_C which reflects the cost of fossil and nuclear fuels and N_{DB} , which only partially takes into account the cost of salaries (other costs not being taken into account).

$$N_{DB} = 0.65 + 0.35 S/S_0$$

The new tariffs are made up as follows:

	Annual standing charge	Commodity rate per kWh
normal tariff	1 300 N_{DB} BFR	(1.896 N_{DB} +0.754 N_C) BFR
social tariff	200 N_{DB} BFR	(3.826 N_{DB} +0.754 N_C) BFR
time of day tariff	1 759 N_{DB} BFR	{ (Day (1.896 N_{DB} +0.754 N_C) BFR
night only tariff	459 N_{DB} BFR	{ (Night (0.800 N_{DB} +0.601 N_C) BFR
		(0.600 N_{DB} +0.601 N_C) BFR

On 1st January 1978 the values of these indices were

$$N_{DB} = 1.0454 \quad N_C = 1.0378$$

The social tariff is only advantageous to customers who consume less than 570 kWh/year. Given the classification of consumers used in this study only the following tariffs have been considered:

- before 1977, the TNA (Da, Db) and the TNA + night only tariff for consumer group (Dc, De);
- in 1978 the normal tariff (Da, Db) and the normal tariff and night tariffs for consumer group (Dc, De).

The tariffs referred to in this study are national tariffs. These were applied in all areas except some parts of Brussels, until 1977. When the new tariffs were introduced in April 1977 they were adopted by all the distribution companies, so that there now exists one tariff system for the whole of the country.

(e) Household prices — analysis

Electricity prices for domestic consumers are given in table No 20 and illustrated on graphs No 26+28 in the annex. These show a steady upward trend with a large increase for all standard consumers in 1975, reflecting the increase in fuel costs and general inflation. The 1976 and 1977 prices are somewhat lower than they might have been, because of the rebates mentioned in (d) above. The removal of all these rebates, the introduction of a new tariff system and an increase in the rate of VAT, in 1978, did not dramatically affect prices.

The price increases over the period studied varied from around 49% to 90% reflecting the Comité de Contrôle's policy of protecting the small and average consumer. In the period 1973–77 whilst the IBT index increased by 62%, the main price paid by consumer type Da and Db only increased by 50% whilst the increase in price noted for group De approached 90%.

Nevertheless, the prices paid by the latter were still relatively low (see industry) because of the high night consumption (75%).

Tariff degression decreased over the reference period.

In 1973 Da paid more than 3½ times as much per unit as De. In 1978 this was reduced to just under 3 times as much which is still quite a large difference.

A comparison may be made between the Gross Domestic Product (GDP) price index, the average receipts (low voltages) and the selling prices.

	GDP Price index	Average receipts	Selling price			
			Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100	100
1974	112.1	112.7	108.9	105.3	107.9	108.6
1975	126.2	133.0	136.0	132.3	143.9	161.0
1976	135.6	136.3	135.2	134.7	149.2	168.6
1977	144.9	140.5	145.4	144.6	159.8	180.0
1978	157.9	141.7	153.0	148.8	167.2	190.5

The effects of the oil crisis can be clearly seen in 1975 when electricity selling prices increased by more than prices of the whole of goods and services (base year 1973).

The rebate afforded to consumers in 1976 and 1977 kept prices for groups Da and Db in line with the GDP price index, although the large consumers suffered larger increases.

The situation in 1978 was that in constant terms prices for small consumers Da and Db were less than in 1973 whereas for Dc and De prices were greater.

The average receipts for low voltage consumers rose by less than selling prices, which suggests an increase in average consumption per customer. In fact, between 1973 and 1978 the average consumption of low voltage household customers increased from 1880 kWh/year to 2 732 kWh/year, i.e. +45%.

(f) Industrial prices — tariffs

The period 1973–1978 saw some changes in the industrial tariff system. Until March 1975 prices varied according to an overall index H which took into account the retail price index, the wholesale price index and the price of fossil fuels. This practically tripled during the oil crisis. An overall index was no longer fair, so the electricity companies decided to revise their tariff formulae. But this system was never applied as prices were frozen by government in April 1975 until the end of December in the same year. As far as electricity prices were concerned this freeze was lifted at the end of September and led to a 4.5% rebate being given to all customers charged under tariffs A and B. At the beginning of 1976 another law, known as 'redressement économique', forbade the linking of prices to the retail price index, necessitating the electricity enterprises to change the index system once again. From January 1976 until March 1977 the Comité de Contrôle continued its policy of granting rebates. This was because the introduction of nuclear production was expected to have a favourable effect on prices, and until the 'atomic calorie' could be incorporated in the new index system a rebate of 8 c/kWh was given to all clients charged under tariffs A and B.

Eventually on 1st April 1977 modified tariff formulae were brought fully into operation. These new tariffs incorporated not only the 8 c/kWh rebate but also a further rebate of 2 c/kWh, as well as introducing the 'atomic calorie' into the index system.

This new tariff system is made up as follows:

	tariff A (in BFR)	tariff B (in BFR)
standing charge kW	(242.9 N _{DH} C'R)	(6697 N _{DH} C'R)
day kWh charge	(1.411 N _{DH} C'+0.641 N _C)R	(0.276 N _{DH} +0.641 N _C)R
night kWh charge	(0.860 N _{DH} C'+0.553 N _C)	(0.081 N _{DH} +0.553 N _C)

C' is a coefficient which depends on the monthly maximum demand

0 – 99 kW — C' = 0.83 *	400 – 599 kW — C' = 0.705 *	1500 – 1999 kW — C' = 0.64
100 – 199 kW — C' = 0.79	600 – 799 kW — C' = 0.68	2000 – 2499 kW — C' = 0.63 *
200 – 299 kW — C' = 0.76	800 – 999 kW — C' = 0.665	≥ 2500 kW — C' = 0.62
300 – 399 kW — C' = 0.73	1000 – 1499 kW — C' = 0.65	

* — coefficients applicable to this study.

R is a coefficient whose value is a function of Cos γ. Since Cos γ = 0.9, R was taken to be 0.95.

N_C is the index of price changes and takes full account of changes in cost of fossil and nuclear fuels.

N_{DH} is the index which only partially reflects salaries in the gas and electricity industries (other elements of total costs are not indexed)

$$N_{DH} = 0.78 + 0.22 \frac{S}{S_0}$$

The values of these indices at the beginning of January 1978 were N_C = 1.0378 N_{DH} = 1.0285

The prices resulting from application of tariff A are limited to the values resulting from monthly usage of 140 hours of the demand. This limit came into effect for standard consumers la and lb.

Another standing charge is applicable if more than 15% of the total supply is used for lighting.

Moreover, a meter rental is payable, this was estimated to be about 1 centime per kWh.

Tariff A is applicable to consumers, with a maximum demand of up to 1000 kW independent of load factor and to consumers with a demand between 1000 and 4000 kW where annual load factor is less than 4000 hours.

Tariff B is applied starting from 1000 kW up to 4000 kW where load factor is greater than 4000 hours.

The tariffs used in the present study are as follows:

Standard consumers	Tariff
la, lb	Tariff A with limit
lc, ld, le	Tariff A without the limit
lf	Tariff B

(g) Industrial prices — analysis

Electricity prices for industrial consumers are given in Table No 21 and illustrated in graphs No 29 and 31 in the annex. Again the trend is upwards, with a sharp rise during 1974 marking the effect of the oil crisis and the general inflation of that time. This also shows up the insufficient indexing system then in use. The effects of the government controls on prices and the introduction of a new tariff system can be seen clearly in the prices from 1975 onwards. The modification of the tariff system again does not seem to have dramatically affected prices, although the inclusion of nuclear production in the indexing system has led to a smaller price increase in 1978 than would otherwise have been the case.

The increase in prices over the period studied varies from 84% to 92% which suggests that increases in costs have been applied across the board more or less evenly. The scattering which can be seen on graph No 29 is a natural effect of an indexing system; while the percentage increase is almost the same, the increase in francs is greater for the small industrial consumer than for the larger. It is accepted within the electricity distribution industry that the prices for high voltage are too high (c.f. households) and an effort is being made to find some means of reducing them.

Tariff degression has remained more or less constant. The reduction in unit price observed between the two extreme standard consumers (la and lf) remains around -45%. The relative effect of tariff degression recorded is a function of consumption, the percentage of night consumption, the maximum demand and the length of time it was required for.

The degression curve (graph No 31) is not regular for two reasons:

- The price ceiling for small consumers la and lb which gives the same price for both these consumers.
- The passing from tariff A to tariff B for the largest standard consumer.

A comparison may be made between the Gross Domestic Product (GDP) price index, the average receipts from sales to industry and the selling prices of electricity.

	GDP price index	Average receipts ¹	Selling price				
			la+lb	lc	ld	le	lf
1973	100	100	100	100	100	100	100
1974	112.1	132.6	109.5	109.0	107.4	106.6	110.2
1975	126.2	169.8	169.3	168.4	164.0	162.8	168.5
1976	135.6	171.4	174.1	173.4	166.9	165.3	167.6
1977	144.9	177.2	188.9	187.6	183.1	181.0	185.2
1978	157.9	177.6	196.8	194.9	188.2	186.8	189.8

¹ Public distribution, industry, without VAT.

Except for 1974 electricity prices rose by more than prices for the whole of goods and services (as represented by the GDP price index). Average receipts from sales to industry also increased by more than the GDP index.

However, the series of indices of average receipts must be treated with care because the public distribution system was changed in 1975 introducing a regrouping of producers, self producers and distributors. In order to ensure statistical consistency—the year 1975 has been recalculated following the old structure and the new structure.

	Index
1975 – old structure	182.1
1975 – new structure	169.8

In the old series—average receipts would probably be more consistent with selling price. The distortion observed in 1978 between sales price and receipts is due to the increase of VAT.

6. GRAND DUCHY OF LUXEMBOURG

(a) Organization of the electricity industry

The supply and distribution of electricity in the Grand Duchy of Luxembourg are shared more or less equally by two companies, namely SOTEL and CEGEDEL.

SOTEL serves the iron and steel industry, which consumed approximately 1 600 GWh in 1977. Approximately half of SOTEL's supplies comes from the electricity produced by the steel industry itself in thermal power stations fired by blast-furnace gas, natural gas and a small amount of fuel oil. The remainder is imported from Belgium.

SOTEL has its own service grid and does not supply electricity to the public. This is done by the CEGEDEL company, either directly or through public or private resale agencies, of which there are currently 15. Of the 1 533 GWh sold in 1977 by CEGEDEL, 50% were accounted for by industry (other than the iron and steel industry), 25% by direct sales to households, small craftsmen, farmers and shopkeepers, and the remaining 25% by resale agencies (the main one being the municipal authority of Luxembourg). These agencies supply mainly small consumers such as households, small craftsmen, shops and offices.

Approximately 95% of the electricity required for public distribution (CEGEDEL) is covered by imports from the FR of Germany (supplied by the RWE group) and the remaining 5% by local hydro-electric power stations and the treatment of refuse.

The considerable output of pumping power stations is connected to the RWE group's grid in Germany and operated by the 'Société électrique de l'Our'. These stations are powered by electricity imported from Germany and their output is intended to meet peak demand on the RWE-grid in that country.

(b) Structure of the company

From a legal point of view, CEGEDEL is a concessionary company governed by an agreement with the government. Its legal form is that of a joint stock company and its only resources for financing its capital expenditure are those peculiar to this type of company. There is a ceiling on dividends. The State holds 41% of the capital, and a government representative has a fairly wide-ranging right of veto.

The tariff system currently in force is the result of the agreement of 30 November 1964 between the government and CEGEDEL, signed for an initial period of five years and extended from year to year by tacit agreement. This agreement includes a revision clause, subject to three months' notice from either party, if a fundamental technical or economic change occurs in the production, transmission or distribution of electricity in relation to the situation at the time the agreement was signed. Up to now this revision clause has not been brought into operation.

The tariff structure is standardized throughout the Grand Duchy, except for the towns of Luxembourg and Esch-sur-Alzette, which are served by their own authorities. This study examines the CEGEDEL company's tariffs and prices for both domestic and industrial uses.

The Luxembourg municipal corporation did not take part in the survey.

(c) Taxation

Electricity sales are subject to value added tax at a standard rate of 5% of the price exclusive of tax for all consumers, which remained unchanged throughout the period under review. In the case of

industrial and commercial consumer, this VAT is deductible. No other taxes are levied on sales of electricity.

(d) Household prices — tariffs

The CEGEDEL company offers a range of tariffs for small consumers supplied at low voltage, the main ones for households being as follows:

- lighting, alternative A
- lighting, alternative B
- household
- night only.

In addition, there are other tariffs for agriculture, driving power, local authority public lighting, etc. Subscriptions to these tariffs are taken out for a financial year.

The tariffs are index-linked and are of the two- or three-tier type, as shown below.

Tariff	Meter rental LFR per month	Standing charge LFR per month	Commodity rate LFR per kWh
Lighting A	33	—	3.70×EB
Lighting B	33	42×EB×kW	2.45×EB
Household	33	[30+ 15(n- 1)]EB	0.9823×EB
Night only	63	—	0.52×EB

n=number of rooms for tariff purposes.
kW=capacity of the meter.

EB=low voltage index.

The 'lighting' tariffs benefit only very small consumers, i.e. up to approximately 200 kWh a year, and are therefore of no interest to this survey.

The 'household' tariff applies to domestic consumers, i.e. those who do not engage in business in their dwelling. It covers lighting, cooking and all other domestic uses.

The 'night only' tariff is in fact a supplementary tariff which is added to another tariff as required and covers appliances supplied by a special circuit, connected permanently without power points and using electricity only at night, i.e. between 10 p.m. and 6 a.m. The electricity used at night is measured by a special meter of the clock or counter type.

For the standard categories of consumers covered by this study, the household tariff is the most favourable. It is applied by itself to categories Da and Db and with a supplementary night tariff to categories Dc and De. These two tariffs are described in greater detail below.

The *household tariff* has a three-tier structure comprising:

- a fixed meter rental charge, which is not index-linked and remained unchanged throughout the period covered by the survey;
- an index-linked standing charge, proportional to size of the dwelling;
- a single, index-linked price per kWh.

The system of index-linking is based on the low-voltage index EB, as determined by the formula:

$$EB = 0.37 \frac{A}{A_0} + 0.52 \frac{I}{I_0} + 0.11$$

where A represents the concessionaire's electricity purchase price
I is the cost-of-living index.

The EB index is adjusted whenever I varies by 2.5 points up or down from the previous figure. The values of the EB index at the beginning of each year were as follows:

1973	—	1.262	1976	—	1.563
1974	—	1.321	1977	—	1.674
1975	—	1.451	1978	—	1.746

This index was the sole reason for any changes in electricity prices, since the tariff formula remained unchanged throughout the period under review. The monthly standing charge, proportional to the size of the dwelling, is calculated according to the number of rooms considered for tariff purposes, as follows:

30 Lfrs × EB for the first main room
15 Lfrs × EB for each additional main room.

The number of main rooms considered is limited to six. Irrespective of whether they contain electrical appliances, all rooms are counted except kitchens, halls, lobbies, bathrooms, toilets, corridors, staircases, boxrooms, cellars, attics, laundry rooms, linen rooms, garages, outhouses and servants' rooms.

The 'night only' tariff, which is used to supplement the household tariff for categories Dc and De, consists of a rental charge for the special meter (to be added to the charge for the ordinary meter) and an index-linked charge per kWh of power consumed by appliances operating solely at night.

(e) Household prices — analysis

The results are given in table 20 and graphs 27 and 28 in the annex.

As the tariff formula did not change throughout the period under review, the changes in prices are due solely to the low-voltage index EB. This means that the price increases appear uniform (30 to 36%) for all categories of consumers throughout this period. It also means little change in tariff differentials. In 1973, the standard category of consumer Da paid 3.3 times more per kWh than category De, as against 3.1 times more in 1978.

The system of index-linking ensured that consumers were spared harsh increases; the annual rate of increase never exceeded 10%.

The table below gives a comparison between selling prices, average receipts, low-voltage index and the price index of gross domestic product (GDP).

	GDP price index	Average receipts ¹	EB Index	Selling price			
				Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100	100	Op
1974	116.2	103.4	104.7	103.4	104.1	104	105.2
1975	118.6	112.4	115.0	111.6	113.1	111.9	114.4
1976	127.3	118.0	123.9	118.5	120.5	119.3	122.7
1977	135.0	122.5	132.6	126.0	128.3	126.1	130.9
1978	139.0		138.3	129.8	133.2	130.7	136.1

¹ Low voltage, including taxes.

This table shows a perfectly consistent overall picture. The prices paid by all categories of domestic consumers are increasing at a slower rate than the GDP price index, i.e. than those of goods and services in general, which means that in constant terms electricity is cheaper now than in 1973.

The low-voltage tariff index EB, too, is not keeping pace with the GDP price index due to the moderate increase in the purchase price of imported electricity during the period covered ('A' factor in the indexing formula). The increase in selling prices to the consumer is less than the rise in the EB tariff index, since the meter rental is not index-linked.

Finally, the average receipts of the company distributing the electricity show a smaller increase than selling prices, which would suggest that average consumption per customer is increasing. Consumers benefit from tariff differentials when their consumption goes up, thus reducing the unit price and, therefore, the average receipts.

(f) Industrial prices — tariffs

The tariffs offered to consumers of high-voltage electricity (mainly industry) are based on index-linked three-tier formula comprising:

- a fixed, non-index-linked charge for rental of meters and measuring appliances;
- an index-linked power charge based either on the maximum power or on a reduced power;
- an index-linked commodity rate, with different rates per kWh according to the tariff period and with the possibility of discounts for high consumption.

Two main tariffs are offered to industrial consumers:

- the general power-reduction tariff (EFP)
- the commutation tariff (MU).

Tariff	Annual power charge	Daytime and peak-period consumption (6 a.m.-10 p.m.)	Night-time consumption (10 p.m.-6 a.m.)	Meter rental
EFP	$1080 \times E_H$ LFR/kW of reduced power P_R	¹ $0.737 \times E_H$ LFR/kWh	$0.442 \times E_H$ LFR/kWh	{ 2220 LFR/year for Ia, Ib 2760 LFR/year for Ic 4440 LFR/year for Id, le 10500 LFR/year for If
MU	$480 \times E_H$ LFR/kW of annual maximum half-hourly power demand	$0.947 \times E_H$ LFR/kWh	$0.52 \times E_H$ LFR/kWh	

¹ With discount.

The system of index-linking is based on the *high-voltage index* E_H , which is calculated by the formula:

$$E_H = 0.69 \frac{A}{A_0} + 0.26 \frac{I}{I_0} + 0.05$$

where A = the concessionaire's electricity purchase price
 I = cost-of-living index.

The E_H index is adjusted whenever I varies by 2.5 points up or down from the previous figure.

The value of the E_H index at the beginning of each year was as follows:

1973	—	1.232	1976	—	1.495
1974	—	1.277	1977	—	1.587
1975	—	1.417	1978	—	1.642

Electricity prices varied according to this index only, the tariff formulae remaining unchanged throughout the period under review.

The *tariff periods* are defined as follows:

- peak period — period between 4 and 8 p.m. each day from 1st October to 31st March (these times may be changed but may not exceed the stipulated period of four hours a day);
- daytime — from 6 a.m. to 10 p.m. excluding peak hours
- night — from 10 p.m. to 6 a.m.

The *reduced power* (P_R) used in the EFP tariff is derived from the following readings and calculations:

- P_p — maximum half-hourly demand during peak hours;
- P_j — maximum half-hourly daytime demand outside peak periods;
- P_n — maximum half-hourly demand during the night.

If P_p and P_n < P_j (which happens in 99% of cases), then

$$P_R = P_p + 0.2(P_j - P_p).$$

If P_p > P_j and P_n, then P_R = P_p.

These formulae result in a price reduction based on the reduction of power during peak periods. Thus, for a power reduction of 100% (P_p = 0%) the power charge is divided by five.

On power consumed during the day and at peak periods, subscribers to the EFP tariff are allowed *discounts* on the volume of consumption as shown in the following table:

Daytime and peak-period consumption	Discount
1 - 500 000 kWh/year	0.0%
500 001 - 1 000 000 kWh/year	2.5%
1 000 001 - 1 500 000 kWh/year	5.0%
1 500 001 - 2 000 000 kWh/year	7.5%
> 2 000 000 kWh/year	10.0%

As a result of these tariffs, there is a *ceiling* on the annual average price per kWh. High-voltage consumers who take all their power from the grid cannot pay an annual price in excess of the price paid under the MU tariff, which itself has a maximum level of 1.080 × E_H LFR per kWh. The 'ceiling' prices exclusive of tax calculated on the basis of the high-voltage index E_H were as follows:

1973 — 2.218	1976 — 2.691
1974 — 2.299	1977 — 2.857
1975 — 2.551	1978 — 2.956

For small and medium-sized industrial consumers with a load factor of less than around 3 000 hours, the MU tariff is more favourable if there is no power reduction. In accordance with the general definitions of this study, the following tariffs were therefore used in calculating the prices shown in the time series:

- la, b, c, d — MU tariff
- le, f — EFP tariff.

In addition, by way of example, three price levels are given for January 1978 on the basis of the EFP tariff, representing respectively 0%, 50% and 100% power reduction during peak hours (see below).

(g) Industrial prices — analysis

The results are given in table 21 and illustrated by graphs 30 and 31 in the annex.

Throughout the period under review, industrial prices were affected by the E_H index only. As in the case of households, this is reflected in regular, uniform price increases for all industrial consumers (32–34%) between 1973 and 1978, and in stable tariff differentials.

	GDP price index	Average receipts ¹	E _H index	Selling prices					
				la	lb	lc	ld	le	lf
1973	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1974	116.2	105.0	103.7	103.7	103.7	103.8	103.6	104.2	103.5
1975	118.6	117.5	115.0	114.7	114.9	114.6	115.3	115.3	114.9
1976	127.3	121.3	121.3	120.4	120.7	120.9	121.9	121.2	121.1
1977	135.0	127.5	128.9	127.7	128.2	128.5	129.2	128.8	128.9
1978	139.0		133.3	131.9	132.4	132.9	133.6	133.9	133.3

¹ High voltage, including taxes

Comparison of selling prices with the price index of gross domestic product (GDP) again shows that electricity prices went up by less than those of goods and services in general and that, in constant terms, electricity is cheaper now than in 1973.

Secondly, the electricity distributor's average receipts showed a greater increase than selling prices between 1973 and 1976, which would suggest either a relative increase in the number of small industrial consumers or a less pronounced use of the various possibilities for reducing demand during peak hours. The selling prices given in the tables do not take into account the reduction clause of demand, but on the other hand average receipts do include it.

Finally, the table shows a close alignment between the E_H index and the trend in selling prices, due to the fact that the constant element of the tariff (meter rental) has little effect on unit prices.

It should be noted that the prices for industrial uses quoted for the Grand Duchy of Luxembourg for the period 1973 to 1978 are not truly representative of industrial consumers, even though they conform to the general definitions of the survey.

Almost all of these consumers are supplied under a contract with a reduction clause, i.e. they benefit by lower prices if they agree to reduce their demand during peak hours (see above), which allows, in turn, the distributor to reduce his average purchase price from the bulk supplier.

The table below gives an idea of the price reductions granted for power reduction during peak periods (January 1978).

Standard category of consumer	Price exclusive of tax LFR/kWh (power reduction rate)		
	0%	50%	100%
la	2.40	2.32	1.74
lb	2.37	2.30	1.61
lc	2.00	1.84	1.40
ld	1.74	1.53	1.25
le	1.50	1.33	1.15
lf	1.45	1.27	1.10

A power reduction rate of 50%, which is normal, gives unit price reductions of around 3% for small industrial consumers (la lb) and around 12% for the largest consumers (le lf). An extreme power reduction rate of 100%, which is more rare, gives unit price reductions of around 25–30%.

7. UNITED KINGDOM

(a) Organization

The Electricity Act of 1947 brought the supply industry of England, Wales and Southern Scotland, which then numbered 560 undertakings, under public ownership. Retail distribution of electricity was integrated into 14 Area Electricity Boards. Generation and main transmission, together with central co-ordination and policy direction, fell under the responsibility of the British Electricity Authority.

In 1957 reorganization took place. On the whole, the functions of the area boards remained unchanged, but generation and main transmission were taken over by the Central Electricity Generating Board, whereas the general policy of the supply industry was entrusted to the Electricity Council. The new bodies had authority over England and Wales.

The North of Scotland Hydro-Electric Board absorbed, in 1947, the distribution undertakings and became an 'all-purpose board'. The same happened with the South of Scotland in 1955. In 1965 it was decided that control of generation and the planning of future power stations should be on an all-Scotland basis. In Northern Ireland, the Northern Ireland Electricity Service has similar 'all purpose' responsibilities.

The Area Electricity Boards are subdivided into 'districts'. The Boards take their supplies from tapping points on the Generating Board's 400/275 kV transmission system and in some cases directly from power stations. They distribute at voltages varying from between 240 V (households and similar) and 33 kV (large scale industry). A limited number of supplies are given at higher voltages.

The Area Boards have an obligation to advance rural electrification; today some 98% or more of the country's farms and other rural premises are supplied. Each Board also functions as a retailer of electrical appliances.

The Central Electricity Generating Board (CEGB) owns and operates the power stations and main transmission lines; it is also responsible for planning and constructing new installations. The Board's territory is divided into five regions. Normally the CEGB does not sell directly to customers except for supplies to the railways, or when specifically authorized to do so by the Secretary of State for Energy. When selling to the Area Boards it applies the Bulk Supply Tariff (BST), which is revised and published annually. In the last few years rising fuel costs have been the chief cause of increase in the BST charges.

The Electricity Council advises the Secretary of State for Energy on matters concerning the supply industry and 'promotes and assists the maintenance and development of an efficient, co-ordinated and economical system of electricity supply'. Both the Area Boards and the CEGB are represented on it, together with independent members. In particular the Council acts in the fields of finance, demand forecasting and investment planning, tariff proposals, research and industrial relations. It is also the principal channel for consultation with outside bodies and organizations.

One of the bodies is the Select Committee of the House of Commons on Nationalized Industries which, among other tasks, investigated electricity tariff structures and pricing policies, reporting on this in 1976.

In Scotland and Northern Ireland the three Board's patterns of development and objectives are very much the same as those in England and Wales.

Except for the three all-purpose generating and distributing Boards in Scotland and Northern Ireland, the twelve Boards in England and Wales operate within an integrated supply system where there is no differentiation in power station costs between one Area Board and another.

Of the 15 Electricity Boards, the four taken in this inquiry¹ cover about 1/3 of the population and 1/3 of the electricity consumption in Great Britain.

¹ London (London Board), Glasgow (South Scotland), Birmingham (Midlands), Leeds (Yorkshire).

(b) Regulations

The Secretary of State for Energy has the power to give directives of a general nature and in the national interest, to the Electricity Council and to any of the Electricity Boards. In practice, such directives concern mainly prices and production structure.

The Price Commission, set up in 1973, but recently disbanded, also played an important role. The Boards' tariffs have been subject to clearance by this Commission, which administered the Price Code under the Government's Counter-Inflation Policy.

In an effort to combat inflation, prices, including electricity prices, were largely frozen between 1972 and 1974/75. This, together with rapidly rising fuel costs, led to large deficits in the electricity industry. The Government was obliged to subsidise electricity prices, by introducing the Statutory Corporations (Financial Provisions) Act 1974; similar legislation was enacted in 1975. However, price restraint ended that year and substantial tariff increases were approved by the Price Commission. These increases were sufficient not only to recover losses but also to make a profit of £ 207 million in 1976/77, after payment of interest and depreciation had been taken into account. Tariff revenues in that year were £ 3 873 million.

Government policy in the field of production is equally important. Governments have accepted the introduction of nuclear power and North Sea gas and oil and have given support, at the same time, to the coal industry. The result of this policy has been to impose restraints on the CEGB's choice of fuels.

Coal consumption by the electricity industry was supported particularly in 1973, when the Coal Industries Act made it possible to grant Government subsidies for burning coal, and in 1974, when the Government gave its support to a Coal Board 10-year investment programme.

(c) Taxes

None on electricity during the whole period.

(d) Household prices — tariffs

Until 1st April 1975 the normal domestic tariffs of most of the Area Boards were block tariffs. They comprised two or three blocks of fixed size, with declining rates, and no standing charge.

Several Boards then decided, with the support of the Government, to replace this tariff system by a standing-charge tariff comprising a fixed quarterly charge and a single kWh rate for all electricity consumed.

At December 1978, eleven Boards offered a standing-charge tariff and four Boards, including the Yorkshire and South of Scotland Electricity Boards, offer block tariffs.

As an alternative to these normal domestic tariffs, all Boards except Northern Ireland offer a time of day tariff—night consumption is then charged at a lower rate than day consumption, without the need for separate circuits. Apart from the two kWh charges, this type of tariff also has a standing charge.

In addition, off-peak tariffs are offered by nine Boards. They are available for water heating and space-heating only, for consumers already being supplied under the normal domestic tariff. Separate circuits and time switches are necessary. This type of tariff generally consists of a fixed charge and a single kWh charge.

Moreover, one Board, the London Electricity Board, also offers a tariff of two flat rates, of which the first is for lighting and the second for other purposes. In this case separate meters are required.

In May 1974, a fuel cost adjustment was introduced into all tariffs by the Boards in England and Wales. Originally this adjustment was lower for off-peak supplies, but this difference was ended in 1976.

For all Boards, a ceiling price per kWh for supplies under the domestic tariff is specified. In addition to this, seven Boards require a minimum charge per quarter to be paid. In London, the ceiling price for both general purpose and white meter rates is given by the flat rate for lighting. In fact such a ceiling only applies in the case of very low consumption (about 250 kWh per year).

Example of tariffs available in London in January 1978

Standard consumers	Tariff	Standing charge	Unit charge per kWh	Fuel cost adjustment (applicable to all tariffs) (low-voltage)
Da Db	General purpose rate	1.76 UKL/quarter+0.567 p for each of the first 195 kWh supplied per quarter	2.545 p	0.00046 p per kWh for each penny by which the fuel cost per tonne is more or less than UKL 20
Dc De	White meter rate	3.20 UKL/quarter+0.567 p for each of the first 195 kWh supplied during day time (7 h-23 h) per quarter	Day (7 h-23 h) 2.695 p Night (23 h-7 h) 1.14 p	
—	Flat rates	—	6.07 p for lighting 3.38 p for other purposes	

These domestic tariffs apply only to the private consumption of households. They do not apply where part of the supply is used for commercial purposes.

Apart from domestic tariffs, most Areas offer separate tariffs for farms. The farm tariffs can be either standing-charge or block tariffs.

Electricity, other than for domestic or agricultural use, is charged under the tariffs for industrial, commercial and miscellaneous purposes, described later.

(e) Household prices — analysis

The results are given in Tables no. 22 and 23 and are illustrated on graphs no. 32-35 in the annex.

In the United Kingdom there has been no policy of price equalization between Area Boards. Therefore price rises in any given Area Board reflect increased costs in that area.

However, certain comments common to all Areas may be made. Price rises have been greatest for the largest consumers since the heavy increases in fuel costs required unit rates to be substantially increased. This has resulted in a reduction in the use of electricity for heating purposes and a swing towards other forms of heating. Between 1973 and 1977 the average consumption per domestic consumer decreased by almost 11%.

Over the period studied, tariff degression has also decreased principally because tariff increases were concentrated more on to the unit rates. In 1973 the difference in unit price between Da and De was -73%, by 1978 this was reduced to around -63%.

Between 1973 and 1978 price increases were as follows:

Da 68 – 113%
 Db 96 – 130%
 Dc 116 – 155%
 De 138 – 207%

the largest increases being in Leeds and the smallest in Glasgow. London has remained the most expensive location throughout the period studied. Because of the different rates of increase the ranking of Areas according to price has changed over the period. Glasgow has become relatively cheap.

Regional differences i.e. the differences between the cheapest and most expensive of the four areas have increased over the reference period. In 1973 the difference was 11%–14% depending on the standard consumer. In 1978 this difference had increased to 20%–28%.

This illustrates how much costs can vary from one independent supply authority to another. Bearing in mind the different fuels used to generate electricity, varying efficiencies of power stations and the varying proportion of nuclear generation, it would be surprising if there were no price differences between areas. This is evidenced by the difference between prices in the independent South of Scotland Board and those of, for instance, London which functions within the integrated supply system in England and Wales.

To conclude, a comparison may be made between the selling price, the average receipts from domestic sales and the Gross Domestic Product (GDP) price index.

	Price index GDP ¹	Average receipts ¹	Selling price (London)			
			Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100	100
1974	115.4	119.5	103.5	104.4	104.4	106.6
1975	146.9	173.3	118.6	124.8	128.1	140.7
1976	168.8	222.6	147.9	164.3	178.5	212.8
1977	191.3	258.1	171.8	192.4	213.1	264.6
1978	206.6	286.9	195.7	217.8	239.6	293.8

¹ United Kingdom.

Except for the smallest consumers (Da), electricity prices for domestic use rose in the later years by more than prices for the whole of goods and services, as represented by the GDP price index.

Average consumption per customer is high in Great Britain (>4 000 kWh per year) but it is decreasing, which partly explains why average receipts are increasing by more than prices. An additional cause is the transition from a loss-making to profit-making financial situation.

The main reason for the price increases is the rise in fuel costs. Between the beginning of 1973 and the beginning of 1978 the average fuel cost per tonne increased by 368%. It is this average fuel cost per tonne which is used to calculate the fuel cost adjustment incorporated in the tariff since 1974.

The effect of the introduction of the fuel cost adjustment in 1974 can be clearly seen in the graphs.

(f) Industrial prices — tariffs

For industry, maximum demand tariffs are most common. Most Areas offer an annual maximum demand tariff but seasonal monthly maximum demand tariffs are gradually replacing them. These

Apart from maximum demand tariffs all Areas offer other tariffs for small commercial and industrial consumers, up to about 50 kW maximum demand. In nearly all Areas the tariffs are of the multiple block type and vary according to floor area, assessed demand, type of installed load and similar parameters. Only in two Areas are the sizes of the blocks fixed and can prices be indicated for consumer type la. Accordingly, the significance of these data should not be over-estimated.

A fuel cost adjustment was introduced in England and Wales to all block tariffs in 1974 but was discontinued after 1978. Finally, twelve Boards offer time of day tariffs and restricted hour tariffs up to about 50 kW for non-domestic consumers. Some of these tariffs are of the fixed block type.

Small industrial and commercial consumers are billed quarterly. Maximum demand tariffs are billed monthly and have been subject to fuel cost adjustment during the whole period under consideration. The fuel cost adjustment is at a different price level for high voltage and low voltage supply to reflect the different level of losses.

(g) Industrial prices — analysis

The results are given in Tables no. 24 and 25 and are illustrated on graphs no. 37–40 in the annex.

In some Areas, because the standing charges in the tariff for small consumers are based on the type and rating of equipment installed and not on a measured electrical parameter no prices are given in these Areas for standard consumer la.

In the London area lb and lc were charged under the tariff 5A and ld, le and lf under the high voltage maximum demand tariffs. The annual maximum demand tariffs are being phased out and already do not exist in some Areas e.g. Birmingham. Therefore in some cases the monthly maximum demand tariff was applied. In order to do this correctly a breakdown of monthly maximum demand was needed for standard consumers ld, le and lf. The Electricity Council provided a pattern of monthly maximum demand based on load research in Great Britain, and prices were calculated accordingly. As in every country of the Community the period 1973–1978 saw large increases in prices, with the largest increases for the largest consumers. The range of increases was as follows:

lb	98% – 121%
lc	115% – 160%
ld	130% – 172%
le	144% – 181%
lf	144% – 182%

The largest increases were for Glasgow which was the cheapest Area in 1973, and in spite of the large increases it remains one of the cheapest Areas. Leeds generally had the smallest increases which improved its position in the price league, leaving London the most expensive area for all standard consumers. The remarks on costs in paragraph (e) on domestic prices are equally valid for industrial prices.

Tariff degression has been reduced in all areas throughout the period studied. In 1973 degression (% differences in price between lb and lf) was around 50%. In 1978 this was reduced to 33–43%.

The regional differences decreased over the reference period, from 12–29% in 1973 to 8–18% in 1978, the biggest differences being for the smallest consumers.

Finally a comparison may be made between selling prices, the average receipts for industrial/commercial consumption to which these tariffs apply, and the Gross Domestic Product (GDP) price index.

	Price index GDP (UK)	Average receipts (UK)	Selling price (London)				
			lb	lc	ld	le	lf
1973	100	100	100	100	100	100	100
1974	115.4	131.8	103.2	104.2	105.5	107.1	107.4
1975	146.9	175.5	126.2	134.1	143.9	155.3	157.4
1976	168.8	206.0	144.4	158.2	175.9	194.7	197.9
1977	191.3	236.2	169.4	188.0	210.9	233.2	237.7
1978	206.6	259.5	198.0	218.9	245.1	268.4	276.2

The effect of government price restraint is clearly seen in 1974 when electricity price increases were much less than the increase in the GDP price index. However, once government restraint was lifted, electricity prices for all but the smallest consumers increased by more than the whole of goods and services as represented by the GDP price index. The average receipts increased by more than prices. This was caused partly by moving from a loss to a profit situation and partly by a reduction in average consumption which reached 10% between 1973 and 1975. A reduction in average consumption increases the average unit price paid because of the effects of tariff depression. By 1977 consumption had almost reached the 1973 level again.

8. IRELAND

(a) Organization

Soon after independence, in 1927, the Electricity Supply Board (ESB) was established by Government Order. Nationalization involved acquiring all the 160 existing electricity undertakings. Some years later (in 1929), the hydroelectric scheme on the river Shannon was completed.

Apart from operating the Shannon Scheme and selling its output the ESB was made responsible for control, co-ordination and improvement of supply, distribution and sale of electricity. This means in practice that the ESB operates a unified electrical system for the whole country, with a single authority in charge of the complete operation from generation to consumer service. Thus, it does not sell in bulk to other distributors of electricity.

(b) Regulations

The most important power given to the ESB is the right 'to fix rates of charge, so that revenue in any year balances all outgoings'. However, in recent years Government intervention limited tariff increases to less than the ESB had judged necessary, and a National Prices Commission was given the task of dealing with price changes.

The most important feature in pricing policy was the introduction, at the beginning of 1974, of a fuel cost variation component into household tariffs.

Originally ESB policy consisted mainly of stimulating demand so as to absorb the output of the Shannon Scheme. In later years other sources of supply, such as electricity generated by peat, was developed. Nevertheless, oil is now the most important fuel for power stations and dictates electricity prices, especially for industry.

(c) Taxes

Electricity prices were subject to value added tax during the first three years of the period under consideration. i.e. at a rate of 5.26% of the price before tax until August 1973 and 6.75% from then until June 1975. In that month value added tax was removed and has not subsequently been charged.

(d) Household prices — tariffs

Domestic consumers are charged on a two part tariff, of which the standing charge is variable depending on the number of chargeable rooms—or, in the case of rural consumers, on the floor area—and the kWh rate is constant.

All habitable rooms including kitchens are considered as chargeable rooms; excluded are bathrooms, toilets, garages, out-houses and rooms of less than 36 sq ft (3.34 m²).

In addition to this a reduced rate is applied to night space heating for consumption during a nine-hour night period. It is in block form, the first 5 000 kWh per two-monthly period being charged at a higher rate than the rest. Deliveries under this tariff are metered separately and controlled by time switch.

Tariffs for urban and rural customers are similar, the only difference being a room-based standing charge for urban households and a floor area charge for rural consumption. kWh charges are

identical. As the floor area standing charge is higher, rural domestic consumption turns out to be about 10 to 20% more expensive in houses without complete electric space heating (Da, Db, Dc). In 'all-electric' households (De) average prices are practically the same for urban and rural areas.

Very recently, an urban domestic time of day tariff has been introduced as an alternative to the normal two part tariff. The customer pays a standing charge and different kWh charges for day and night consumption. This tariff is not yet representative for domestic consumption.

Since 1st January 1974, a fuel cost variation has been included in household tariffs. This reflects changes in the basic cost of fuel to power stations, which has to be approved by the National Prices Commission.

Example of tariffs available in Dublin — January 1978

Standard consumers	No. of rooms	Standing charge per 2 month period	Normal kWh charges	Night heating kWh charges	Fuel cost variation
Da } Db } Dc } De } —	5 or less 6 or 7 8 or more	IRL 1.45 IRL 2.00 IRL 2.50	} 2.23 p/kWh	} first 5 000 kWh 1.10 p/kWh per two-monthly period remainder 1.05 p/kWh	} 0.464 p/kWh

(e) Household prices — analysis

The results are given in Table no. 17 and illustrated on graphs no. 35+36 in the annex. Over the period studied prices rose by 129%–211%, the largest increases being for the largest consumers. In spite of Government attempts to control prices by removing VAT and limiting price rises, these increases are among the highest in the Community. The tariff system itself does not encourage large consumption, except for off-peak space heating.

Tariff depression has been reduced; in 1973 Da paid three times more per kWh than De, in 1978 this factor was reduced to 2.2.

A comparison may be made between the selling prices of electricity and the Gross Domestic Product (GDP) price index.

	Price index GDP	Selling price			
		Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100
1974	107	123.3	126.1	133.4	145.3
1975	132.3	159.2	167.2	183.7	209.3
1976	157.6	180.8	190.6	208.6	234.8
1977	178.9	207.7	223.5	254.1	299.0
1978	193.3	228.8	246.1	273.9	311.4

In all cases electricity prices have increased faster than the whole of goods and services, as represented by the GDP price index. This has been caused by the increased cost of imported fuel-oil, still the principal fuel used to generate electricity, and the devaluation of the pound. Ireland has been hit more severely than Great Britain by these factors, as it does not have any indigenous supply of

oil, and the small amount of coal mined in Ireland is of poor quality. Even the production of electricity from peat is expensive as peat cutting is labour intensive and peat itself has a low calorific value. However, the generation of electricity from peat was introduced to cut unemployment in rural areas and to lessen dependence on imported fuels.

The long dry summers of 1975 and 1976 also cut hydroelectric production which led to an increase in consumption of fuel oils and this increased costs.

(f) Industrial prices — tariffs

The tariff which is normally applied to industrial consumers consists of five elements, four of which are applicable to the present study.

- A — Demand charges
- B — Basic charges
- C — Kilowatt hour charges
- D — Fuel cost variation
- E — Low power factor surcharge

with two rates for A, B and C according to the voltage supplied.

Low voltage — 220 and 380 volts

High voltage — 10 000, 38 000 or 110 000 volts.

Low voltage is supplied up to a maximum demand of 500 kW. Bills are based on two monthly meter readings.

(A) The demand charges are based on the two monthly chargeable maximum demand, i.e. the maximum demand in that two monthly period or 70% of the highest chargeable maximum demand in the preceding ten months, whichever is the greater. This minimum does not effect the standard consumers taken in this study (see the table of correction coefficients, in chapter II).

(B) The basic charges are based on two monthly maximum demand (minimum 12 kW) but may not be less than any of the basic charges in the preceding ten months (five billing periods). For the purposes of this study the basic charges were based on the annual maximum demand.

The kW metering is done on a 15 minute basis.

(C) The price per kWh depends on

- (1) the voltage
- (2) the time (night or day)
- (3) the consumption block, the limit of which is decided by the chargeable maximum demand.

The price applied during the nine-hour night period (at present from 11.00 p.m. to 8.00 a.m.) is uniform.

For day time consumption there are two consumption blocks, the limit between them is calculated as follows:

350 kWh per kW of chargeable maximum demand per two-monthly period (see A)

(D) Fuel cost variation is applied to the price per kWh and varies according to the cost of fuel to the power stations. The basic kWh prices are increased or reduced by 0.002 p per kWh for each 0.017 p (or 0.018 p in the case of high tension) by which the average price of fuel to the Board exceeds or falls short of 6.706 p per therm¹ (basic cost). This variation is calculated twice yearly and the basic cost is fixed by agreement with the National Prices Commission.

¹ 1 therm = 105 500 kJ (PCI).

(E) The low power factor surcharge is a charge for reactive energy, which is outside the scope of the study.

Example of tariffs available in Dublin — January 1978

		Low voltage	High voltage
(A)	Demand charges (Two monthly)	IRL 3.50 per kW	IRL 3.20 per kW
(B)	Basic charges (Two monthly)	IRL 1.20 per kW	IRL 1.00 per kW
(C)	<i>Kilowatt hour charges</i>		
	Day: first 350 kWh/kW/2 months excess	1.385 p/kWh	1.305 p/kWh
	Night:	1.365 p/kWh 1.050 p/kWh	1.285 p/kWh 1.000 p/kWh
(D)	Fuel cost variation	0.464 p/kWh	0.438 p/kWh

There is also an optimal maximum demand tariff (available for 38 000 and 110 000 V customers only) which has different prices in winter and summer.

(g) Industrial prices —analysis

The results are given in Table no. 19 and illustrated on graphs no. 40 and 41 in the annex.

As the tariff is based on a two monthly maximum demand it was necessary to apply correction coefficients to the given annual maximum demand (this compensates for the fact that the annual maximum demand is not reached every two monthly period).

The coefficient applied were as follows:

Standard consumer:	la	lb	lc	ld	le	If
coefficient:	0.83	0.83	0.85	0.87	0.91	0.91

The same pattern of high increases, ranging from 122% to 217%, is seen for industrial prices as for domestic prices, for the same reasons.

The tariff system does not encourage large consumption, except at night. If night consumption was not taken into account the tariff depression would be very little. Therefore the difference in unit price seen between la and If is due very largely to the high night consumption of standard consumer If. This difference has decreased between 1973, when it was -63%, and 1978 when it was only -48%.

This lack of real depression for volume is illustrated by le and If, who have identical prices from 1976 onwards, although If consumes five times as much electricity per year as le. This is because both have the same maximum demand correction coefficient, the same load factor and the same percentage of night consumption. The higher yearly consumption of If does not lead to lower prices.

A comparison may be made between the selling prices of electricity and the Gross Domestic Product (GDP) price index.

	GDP price index	Selling price index					
		la	lb	lc	ld	le	lf
1973	100	100	100	100	100	100	100
1974	107	122.3	121.9	127.3	136.4	141.3	146.5
1975	132.3	144.2	149.1	164.6	183.2	193.0	207.1
1976	157.6	172.3	178.2	193.1	208.5	216.8	237.4
1977	178.9	197.9	204.6	230.1	251.9	267.7	293.1
1978	193.3	222.8	230.5	253.5	275.3	289.5	317.0

For all standard consumers electricity prices have increased by more than the whole of goods and services (as represented by the GDP price index), for the same reasons as electricity prices for households.

9. DENMARK

(a) Organization

Electricity in Denmark is distributed by about 100 companies of varying size, owned mostly by the local administrations.

For reasons of scale, power stations are operated jointly by a number of distributing companies and interconnections have been established amongst themselves and with neighbouring countries, FR Germany, Norway, Sweden.

For example, NESAs (North East Sealand) has an 80% share in IFV which operates the two main power stations in North Sealand. Exchanges take place with the Copenhagen Lighting Department¹ and SEAS (South East Sealand Electr. Co.). However no-interconnection exists between West (Jutland and Fünen) and East (Sealand + other islands) across the Great Belt.

Power producing companies in Sealand and adjacent islands exchange current with Sweden, through a company Elkraft formerly Kraftimport. Co-ordination of future construction of large power plants has also been organized between producing companies on a countrywide basis.

For Copenhagen the prices given refer to the two distributing companies which are representative of the greater Copenhagen area: the Copenhagen Lighting Department⁽¹⁾ (electricity, gas and large scale city heating) which is part of the City Administration and supplies the city proper, and NESAs which supplies the greater part of the suburban municipalities and is owned by a number of them and the County of Copenhagen.

(b) Regulations

Under the 'Electricity Supply Act' of 1976, applicable from 1st January 1977, a number of regulations have been laid down, which enable the Minister of Commerce to control the operations of the power producers and to keep Parliament informed of all essential conditions relating to the national electricity supply.

The Act sets up a framework of measures for the power industry, which can be summarized as follows:

- an authorization is required for operating power plants; for nuclear plant the authorization confers exclusive rights;
- an Electricity Price Committee, to which changes in prices and conditions of sale are notified was created. Prices and conditions, which are not duly notified shall be invalid. Where the Committee finds that the prices or other conditions are unreasonable, include unnecessary expenses, or lead to an uneconomic use of energy contrary to the public interest it may issue an order to the effect that the prices or conditions have to be changed;
- The Minister of Commerce lays down the general rules for calculation of operational depreciation and allocations to re-investment funds. Furthermore the Minister of Commerce stipulates the rules of accounting and budgeting;
- The Minister has power to intervene in the choice of fuels and the level of stocks under particular conditions of supply.

¹ KB (Københavns Belysningsvæsen).

(c) Taxes

Value added tax stood at 15% of price before VAT until 3rd October 1977 when it was increased to 18%.

A special tax on electricity was introduced from 1st April 1977 and amounts to 2 øre/kWh excl. VAT. The maximum amount levied per consumer has been fixed at 100 000 DKR per annum.

(d) Household prices-tariffs

(i) KB (*Københavns Belysningsvæsen*)

Until 31st December 1977, KB offered a range of tariffs:

— a lighting tariff

— a power tariff

both until 1st October 1974 with a block tariff for unit price and from 1st October 1974 a single unit price.

— a residence tariff

— a commercial tariff

both consisting of a charge per room or m² and a single unit charge, independent of consumption.

— a night tariff

with a single unit charge

All tariffs included a meter charge and a fuel cost element applied over the period.

The night tariff was used in combination with the power tariff
the residence tariff or
the commercial tariff.

A new range of tariffs was introduced on 1st January 1978, of which the following are relevant to the survey:

— Domestic & Commercial

A normal tariff (up to 100 000 kWh per annum), including a fixed charge per meter and a single unit charge per kWh plus a fuel surcharge which reflects the cost of fuel used for generating electricity. This fuel surcharge is calculated monthly. A night tariff as before 1st January 1978, which can be combined with the normal tariff.

Prices ex VAT	normal	night	
standing charge	72 DKR	90 DKR	per year, per meter
unit charge ¹	22 øre	9 øre	per kWh
fuel surcharge on 1/1/78	11.3 øre	9.3 øre	per kWh

¹ Including 2 øre/kWh special electricity tax.

(ii) *NESA*

Throughout the whole of the survey period the following tariff was applied:

The C or Fælles (common) tariff

This is applicable to domestic consumers and industrial consumers Ia, Ib and Ic in the survey and consists of

- a variable standing charge
- a block tariff rate per kWh.

Rates applicable on 1st January 1978 are the following (excl. VAT):

Annual consumption kWh	Fixed charge DKR/Year	Unit rate ¹ øre/kWh
5 000 and below	150	26
5 000 - 10 000	200	25
10 000 - 15 000	300	24
over 15 000	450	23

¹ Includes 2 øre/kWh special electricity tax.

(e) Household prices — analysis

The results are given in Table no. 26 and illustrated on graphs no. 42 and 43 in the annex.

Differences in absolute levels and differing variations in prices between the two distributors (NESA & KB) over the period can be attributed to the following:

- wide difference in sales structure between the two companies, KB serving the centre and older parts of the city (commercial and small consumers) and NESA the more prosperous suburbs;
- difference in pricing policy between types of consumers, KB giving some protection to the small consumer at the expense of industry;
- very approximately NESA represents 60% of consumption in the urban area with 40% of the number of customers. Average yearly consumption in the domestic sector is of the order of 4 000 kWh for NESA against 1 200/1 700 for KB.

Prices for KB increased by between 98% and 145% between 1973 and 1978, with the largest consumers bearing the largest increases. For NESA the reverse is the case. Prices increased by 102%–176% with the smallest consumers bearing the largest increases.

NESA does not have an off peak or night tariff; but in spite of this the difference in price between standard consumers Da and De is considerable, and this difference has increased between 1973 and 1978. In 1973 the price for De was about 2/3 of the price for Da, in 1978 De was about 1/2 the price for Da.

On the other hand tariff degression for KB depends almost totally on the % night consumption. This tariff degression has decreased over the reference period. In 1973 De paid about 2/5 the unit price paid by Da. In 1978 this was reduced to about 1/2. The result is that in 1973 NESA prices were cheapest for all but the largest consumer De, whereas in 1978 KB prices were cheaper for Da and De and NESA prices were cheaper for Db and Dc.

Since the beginning of the seventies NESA had hoped to increase the standing charges in the tariff to a level corresponding to costs, but had been prevented from doing so by various price regulating laws. In 1976 and 1977, however, these increases were permitted and the standing charges now

meet the selling and accounting costs, including meter rental. For this reason a large divergence is seen in NESAs prices especially in 1978.

These adjustments in standing charges mainly affect the small consumers, increasing the range of prices as a function of volume and thus increasing tariff depression.

The slight decrease in NESAs selling prices at the beginning of 1977 is due to changes in the cost and selling situation in general at this time.

On the whole, the evolution of electricity prices in the Copenhagen region has the following characteristics:

- (1) very large increases during 1974 as a direct result of the energy crisis and the increase in the price of imported fuels on which the power stations are almost totally dependant (2/3 of electricity came from oil in 1975);
- (2) a levelling off of prices during 1976, a direct result of government intervention to calm the situation, and the substitution, where possible, of coal for oil to reduce costs;
- (3) new price increases at the beginning of 1978, mostly caused by the introduction of the special electricity tax and the increase in VAT.

Finally a comparison may be made between the Gross Domestic Product (GDP) price index and the selling prices.

	Price index GDP	Selling price (NESAs)			
		Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100
1974	110.4	107.9	109.3	110.4	111.7
1975	124.2	166.0	177.1	186.7	197.7
1976	134.9	208.9	210.5	211.8	215.2
1977	147.0	196.7	196.3	195.9	197.2
1978	161.7	276.6	243.7	215.4	202.6

The following comments are valid for both KB and NESAs. Over the period studied prices for all domestic consumers increased by more than the whole of goods and services, as represented by the GDP price index. The main reason for this is the increase in costs and in fuel in particular. Denmark has very little hydroelectricity, and relies very heavily on fuel-oil to produce electricity. It has therefore been severely hit by the increases in oil prices which occurred during the period 1973–1978.

(f) Industrial prices — tariffs

(i) KB (*Københavns Belysningsvæsen*)

Before 1/1/1978 the industrial tariff consisted of:

- a fixed charge per kVA of the maximum demand until 1/10/1974
- a peak load charge for certain hours in November, December and January
- a block tariff for the kWh charges.

A fuel cost surcharge was also applied. This surcharge is calculated monthly.

A new tariff for large industrial and other consumers was introduced on 1/1/78, the details of which are given below.

(ex. VAT)	High voltage	Low voltage
meter charge	360 DKR/year	180 DKR/year
load charge	145 DKR/year/kVA ¹	180 DKR/year/kVA ² minimum of 3600 DKR/year
unit charge ³ :		
1) 0 - 1 000 000 kWh/year	14.5 øre/kWh	16.5 øre/kWh
2) > 1 000 000 kWh/year	12.0 øre/kWh	13.0 øre/kWh
fuel surcharge on 1/1/78	10.8 øre/kWh	11.3 øre/kWh

¹ kVA, in this case, refers to the average of the two highest monthly maximum demands in a year (quarter hourly).

² kVA, in this case, refers to the annual maximum demand (quarter hourly).

³ The unit charge includes 2 øre/kWh special electricity tax.

(ii) NESAs

For industrial standard consumers Ia, Ib and Ic the C (or Fælles) tariff was applied throughout. For details see paragraph d).

For the other industrial standard consumers the B (or Saer) tariff and the B10 tariff were applied.

The rates applicable on 1/1/78 are as follows:

ex VAT	B(Saer) tariff (low voltage)	B10 tariff (high voltage)
meter charge	350 DKR/quarter	5 000 - 10 000 DKR/year depending on meter system
load charge	60 DKR/kW/quarter ¹	180 DKR/kVA/year ²
unit charge ³	16.3 øre/kWh	15.9 øre/kWh

¹ In this case kW refers to the maximum half-hourly demand per quarter.

² kVA here refers to the annual quarter hourly maximum demand.

³ The unit charge includes 2 øre/kWh special electricity tax.

Contrary to most countries the low voltage tariff (B or Saer tariff) was applied to standard consumers Id and Ie, as most of NESAs's customers in this category are supplied with low voltage (0.4 kV).

The B10 (high voltage 10 kV) tariff was applied to If.

For reasons of comparison KB prices for Id and Ie in table 27 in the annex were also calculated according to the low voltage tariff.

If the high voltage tariff had been applied, KB prices for Id and Ie in 1977 and 1978 would have been as follows (without tax).

	øre/kWh			
	1977		1978	
	H.V.	L.V.	H.V.	L.V.
Id	26.5	29.6	29.1	33.1
Ie	23.5	26.0	26.1	29.1

(g) Industrial prices — analysis

The results are given in Table no. 27 and illustrated on graphs no. 44–46 in the annex. Until the end of 1977 KB offered a commercial tariff consisting of a charge per m² and a single unit charge, as well as the industrial tariff. It would have been possible to apply this commercial tariff to the small industrial consumers la and lb. As, however, no surface areas were included in the definitions of standard consumers la and lb, the industrial tariff was used to calculate their prices, although this probably led to higher prices in certain cases.

A comparison between the two tariffs is possible for 1978, when the charge per m² of surface area was dropped from the new commercial tariff (see d)). The results are the following:

1978	Commercial (normal) tariff (ex. tax)	Industrial tariff (ex. tax)
la	31.5 øre/kWh	46.4 øre/kWh
lb	31.4 øre/kWh	46.2 øre/kWh

The normal tariff is about 30% cheaper.

Between 1973 and 1978 prices for KB customers increased by 66%–155% compared with 103%–148% for NESAs. In both cases the largest consumers bore the largest increases. KB's policy of protecting the small consumer is clearly seen, la and lb prices having increased by only 66% whereas prices for le and lf increased by more than twice that. The range of increases for NESAs was much smaller as NESAs pricing policy is based on costs with no special protection measures for small consumers.

On the whole prices for industrial consumers evolved between 1973 and 1978 in the same way as domestic prices, and for the same reasons.

In 1977 and 1978, NESAs C (or Fælles) tariff included repayments of amounts overcharged in the previous years, and for this reason prices before tax decrease to less than the 1975 price for la, lb and lc. This also accounts for the crossing of the lc and ld curves. In spite of larger increases for all NESAs customers except lf, KB prices remained more expensive throughout the period studied.

The tariff degression (i.e. the difference in price between la and lf) is much larger for KB than for NESAs.

In 1973 this difference was –64% for KB and only –30% for NESAs. The degression was reduced for both companies by 1978 when it was –44% for KB and –14% for NESAs. This last figure means that between a customer who consumes 30 000 kWh annually and another who consumes 10 million kWh, i.e. 330 times as much, there is only a small reduction in price (off peak consumption is not charged at cheaper rates). This does not encourage large consumption.

A comparison between the selling price of electricity to industrial consumers and the GDP price index leads to the same conclusions as for domestic consumers. In all cases the price of electricity increased by more than the price of the whole of goods and services in the country.

VI. Community comparison and conclusions

This study would be incomplete if no attempt was made to compare prices from one Community country to another and if no conclusions were drawn. The difficulties inherent in statistics expressed in national currencies in a period of monetary instability have already been outlined in Section IV (Units of value), in which the proposed solution—the use of Purchasing Power Standards (PPS) for these comparisons—was explained in detail. The readers attention is drawn to the difficulty of comparing international price levels. Possible interpretations and conclusions drawn should therefore be treated with caution.

Table 28 in the annex gives the conversion rates between national currencies and PPS and vice-versa for 1973 to 1978 inclusive.

The locations chosen for the Community comparison are the capital cities or the economically most representative cities, viz.:

Düsseldorf	Rotterdam	London
Paris	Brussels (= Belgium)	Dublin
Milan (= north and centre)	Luxembourg (CEGEDEL)	Copenhagen (KB)

The results are given in tables 29-34 in the annex, expressed first of all in current PPS, including and excluding taxes, and then in deflated PPS. In addition, they are illustrated by graphs 47-56. A number of comments may be made in the light of these results.

(a) The upward trend in prices is a general one

In current terms, selling prices increased throughout the period under review in all the countries and for all categories of consumers (except for the smallest in Italy). Although the rates of increase differ considerably from one country to another, the pattern is identical: a sharp jump between 1973 and 1975, followed by more moderate increases during the remainder of the period.

The reasons are the same:

- (1) soaring costs of the fuels consumed in power stations in the wake of the 1973 oil crisis;
- (2) general inflation which pushes up wages and other costs;
- (3) increase in taxes in some countries.

For household uses, the rates of increase are generally higher for the largest consumers, since small consumers are often protected for social reasons. The prices paid by standard consumers Da and Db went up by between 40 and 96% between 1973 and 1978 (except in Italy where there was a slight drop in current SPA terms), compared with increases of between 47 and 170% for De, depending on the location. These different rates of increase have the effect of reducing tariff differentials.

Prices for industrial uses went up by between 40 and 150% between 1973 and 1978, depending on the location and the category of consumer.

In several cases, the rates of increase are roughly the same for all consumers (Düsseldorf, Paris, Brussels and Luxembourg). Elsewhere, it is the largest industrial consumers who have to bear the highest increases, the effect of this being to reduce tariff differentials.

(b) The relative price levels from one country to another are not constant

Owing to the fact that the price increases do not occur either at the same time or at the same rate, the respective position of the various countries is changing constantly (see the criss-cross pattern of the curves in the graphs). The ranking order of the locations varies not only according to the year considered but also according to the category of consumer, on account of the tariff differential curves which have gradients with varying degrees of steepness. Accordingly, when the differentials are slight, the price levels for small consumers are relatively low and those for the largest consumers comparatively high. A definitive conclusion cannot therefore be drawn.

In the case of household uses it can be seen, however, that selling prices in Belgium remained the highest throughout the period under review. On the other hand, the selling prices to small consumers (Da and Db) were low in Copenhagen, Ireland and Italy; this reflects the policy of protecting small consumers which is followed in these countries. As far as industrial uses are concerned, it is interesting to note the low selling prices charged throughout the period under review and for all categories of consumers in France and the Grand Duchy of Luxembourg, whereas relatively high prices were the general rule in Belgium and the FR of Germany.

Italy is a special case: low prices for small industrial consumers and relatively higher prices for average and large consumers, as a result of much slighter tariff differentials than in the other countries.

From 1976 onwards, small industrial consumers (Ia, Ib, Ic) can be divided into two groups according to the level of selling prices, viz. at the top of the scale Belgium, FR of Germany, Ireland and the Netherlands, and at the bottom Luxembourg, France, Italy, Denmark and the United Kingdom.

There is a roughly similar division in the case of the largest category of industrial consumer (If), except that the lower group now comprises only three countries, namely Luxembourg, France and Denmark.

As the levels of selling prices are affected by taxes and fuel costs, these two factors will be examined at a later stage.

(c) The source of the electricity influences prices

It is tempting to try to analyse the influence of the source of electricity on price levels. In order to do this it is necessary to eliminate the effect of taxation, the analysis thus being based on prices exclusive of tax.

First of all, primary electricity (hydroelectric and geothermal) can be regarded as a low-cost source which should lead to moderate prices. This concerns both France and Italy, where primary electricity accounts for between a quarter and third of supplies. The prices exclusive of tax for industrial uses are probably the most suitable for an analysis of this type, since in these two countries industry consumes twice as much electricity as the household sector and, in addition, the industrial tariffs reflect production costs more closely. These prices in France were among the lowest in the Community throughout the period under review, and this position was consolidated in 1978. In Italy, prices for industry are equally cheap, especially for small consumers who constitute the majority of the customers. However, as the lira is a relatively weak currency, the prices are affected by the soaring costs of petroleum products, which are the fuel for between 50 and 60% of the electricity generated.

Ireland is equally dependent on petroleum products for electricity generation and, like Italy, suffers from a weak currency. These two factors help to make Irish industrial prices exclusive of tax among the highest in the Community. The use of peat as a fuel for power stations does not have any beneficial effect on prices either (see the section on Ireland).

In the Netherlands, three-quarters of electricity production is fuelled by home-produced natural gas, which is not affected by the exchange rate of the guilder. In 1973, before the oil crisis, prices in the Netherlands were overall about average for the Community. In 1975, directly after the crisis, prices there had become among the lowest in the Community. In 1978, however, natural gas prices were aligned on those of petroleum products, and the Netherlands are once again in a middle-ranking position.

In the other countries, electricity production is based on solid and liquid fuels, and the resulting prices are relatively high.

In Belgium, the development of nuclear power stations (25% of production in 1977) curbed the increase in prices, but they are still high by European standards. In Denmark, favourable electricity prices are obtained as a result of imports of Polish coal at a moderate cost. Finally, the prices of electricity for industrial uses in Luxembourg are cheap for the specific reasons outlined in Section V.

Overall, it may be concluded that:

- electricity prices exclusive of tax are affected directly or indirectly by the prices of oil and coal;
- hydroelectricity is an important factor in moderating the level of prices.

(d) Price trends depend on the tariff systems

Although the tariff systems do not affect the level of prices, they do have some influence on price trends. These tend to be more even over time when the tariffs include an index-linking formula. The most striking examples of this are Belgium and Luxembourg. On the other hand, non-index linked tariffs may lead to uneven price trends over time, with a succession of steep rises followed by a levelling off for a certain period. The most typical examples of this are France and Italy.

In addition, although not index-linked in the strict sense of the term, some tariffs include a weighting for the cost of the fuel burnt in power stations, thus giving rise to automatic changes in prices without the need to revise the basic tariffs. In some countries this weighting (also known as thermal surcharge) is applied on a monthly basis, which means that electricity selling prices react quickly to any change in fuel costs.

In other countries the tariffs are weighted on a quarterly or half-yearly basis, and the effects on prices are somewhat diminished and not as rapid.

The number of tariffs with fuel-cost weighting is increasing all the time, resulting in ever closer links between electricity prices and the prices of other sources of energy.

(e) The spread of prices for domestic uses is decreasing in the Community

Graphs 47 and 48 in the annex would seem to indicate a widening gap in prices for household uses. Although this is true in absolute terms, the relative differences in prices between the location at the opposite ends of the scale show a slightly downward trend:

	Da	Db	Dc	De
1973	+ 140%	+ 120%	+ 75%	+ 60%
1978 (including Italy)	+ 209%	+ 120%	+ 60%	+ 45%
1978 (excluding Italy)	+ 100%	+ 80%	+ 50%	+ 45%

The small consumer of category Da is an exception due to the particularly low price charged in Italy as a result of the progressive tariff system. Disregarding Italy, there was a distinct decrease in the spread of prices in the Community in 1978.

This spread is still considerable, however, i.e. a threefold difference in prices for the same category of consumer between locations at the opposite ends of the scale. The lower the level of consumption, the greater the spread.

This spread is greater than the regional price differences observed in the same country (e.g. +30% in the FR of Germany and the Netherlands).

(f) The spread of prices for industrial uses is widening in the Community

In contrast to the trend noted for household prices, the differences in prices of electricity for industrial uses are becoming wider in both relative and absolute terms. The only exception is the category of consumer lf, where the relative difference in prices between locations at the opposite ends of the scale fell from +58% in 1973 to +37% in 1978.

For the other industrial categories of consumers, the relative price differences for locations at the opposite ends of the scale are as follows:

	la	lb	lc	ld	le
1973	+38%	+27%	+28%	+33%	+41%
1978	+49%	+50%	+58%	+43%	+47%

Although the spread of prices is increasing, it is still not as great as that in prices for household uses. The spread in industrial prices from one region to another in the same country may be greater than that noted above from one country to another (up to +70% in the FR of Germany).

(g) Tariff differentials are becoming smaller

In general, tariff differentials, i.e. the reduction in unit price granted for increased consumption, fell between 1973 and 1978 for both household and industrial uses. However, in the case of household uses it must be pointed out that the apparent differentials are due in many cases not to the volume of consumption but to the application of off-peak and night tariffs. Disregarding these reduced tariffs, the differentials become very small since tariffs with different charges for blocks of consumption are being replaced more and more by single-price tariffs.

Similarly, the apparent tariff differentials for industrial prices shown in graph 52 do not depend solely on the volume of electricity consumed but also on the power, the proportion of night-time (and in some cases Sunday) consumption, the supply voltage and sometimes the load factor and rated capacity also.

However, there is a statistical correlation between these various factors. With certain exceptions, consumption, power and load factor, for example, increase at the same time.

For household consumers, the reduction in unit price between a consumption of 600 kWh a year (Da) and one of 20 000 kWh a year (75% at night) ranged from -50% to -73% in 1978, compared with -59% to -73% in 1973. Tariff differentials decreased in all the locations except Düsseldorf, where they remained unchanged. Special mention must be made of Italy, which has a distinctly progressive tariff (+80% in 1978 between Da and Dc), as illustrated quite clearly by the graph.

Furthermore, the differential gradients are slight in Copenhagen and Dublin—the places, together with Italy, where the smallest consumers are protected. On the other hand, the differential gradient is very sharp in Düsseldorf.

For industrial consumers, differentials decreased only very slightly or not at all in a number of cases (Düsseldorf, Paris, Brussels, Luxembourg). In the other locations, the reduction in differentials is more pronounced, the latter ranging from –52% to –64% in 1973, compared with –25% to –48% in 1978. The graph shows clearly the slight differential gradient in Italy. It is interesting to note that differentials for industrial uses are smaller than for household uses, sometimes significantly, despite the greater quantities involved.

(h) Government intervention affects prices

Owing to the generally high rates of inflation and soaring fuel costs during the period 1973-1978, the governments occasionally felt it necessary to intervene in order to keep price increases under control. The measures taken may take several forms.

In France, the United Kingdom and Denmark, for example, prices were more or less frozen for a certain time. This freeze merely deferred the inevitable increases and in a way made them harsher when the electricity companies recovered the losses sustained.

In Ireland, VAT was abolished on electricity sales, and Belgium sought to combat inflation by prohibiting the linking of electricity prices to the cost-of-living index.

Government policy can also influence the choice of fuels used to produce electricity. After the 1973/74 oil crisis, many countries felt it necessary to reduce their dependence on imported fuel oil, and investment was encouraged in power stations fired by coal, natural gas, peat or nuclear fuels (e.g. Ireland and FR of Germany). This obviously had an effect on prices.

It has already been shown that the largest consumers generally have to bear the highest increases. This is frequently the result of a deliberate policy of protecting small consumers, who are the least wealthy.

Finally, taxation affects prices, but it is such an important factor that it merits separate consideration.

(i) Taxation is a factor in the spread of prices

During the period under review, taxation affected prices in different ways, leading to increases in five countries, reductions in two¹ and no change in the others.

In 1978, the rates of taxation varied widely, ranging from 0 to 30% depending on the country; this led to considerable differences between prices exclusive of tax and selling prices inclusive of all taxes.

The bulk of taxation is made up by value added tax, which is generally deductible in the case of industrial and commercial consumers.

Deductibility does not mean exemption, but signifies that the VAT is non-cumulative. Each intermediary in the economic cycle pays VAT on all his outputs but may deduct from this the VAT already paid upstream on his inputs.

In some countries (FR of Germany, France, Italy, Denmark) other specific taxes are levied on electricity sales in addition to VAT (see sections on these countries).

¹ Variable movements in Italy.

Rates of taxation on electricity sales

		% of price without taxes							
Beginning of	FR of Germany	France	Italy ²	Netherlands	Belgium	Luxembourg	United Kingdom	Ireland	Denmark
Household uses									
1973	11	20-30 ²	8.4-11.2	16	14	5	—	5.26	15
1978	16.4-18 ¹	20-30 ²	7.1-9.9	18	16	5	—	—	22.8-29.2 ²
Industrial uses									
1973	11	17.6	13.6-16.5	16	14	5	—	5.26	15
1978	16.4-18 ¹	17.6	14.6-16.3	18	16	5	—	—	23.1-30.4 ²

¹ Variable depending on the location, see section on FR of Germany.

² Variable depending on the location, and the category of consumer, see sections on these countries.

The effect of taxation on selling prices can be seen by comparing tables 29 and 30 and tables 32 and 33.

The prices exclusive of tax show different characteristics from selling prices inclusive of all taxes:

- the increase in prices is more moderate;
- the geographical spread of prices is not as wide;
- the ranking of the various locations according to the level of prices is different.

This means that the countries where taxation on electricity sales is low or nil (Luxembourg, United Kingdom, Ireland) become comparatively more expensive in respect of prices exclusive of tax.

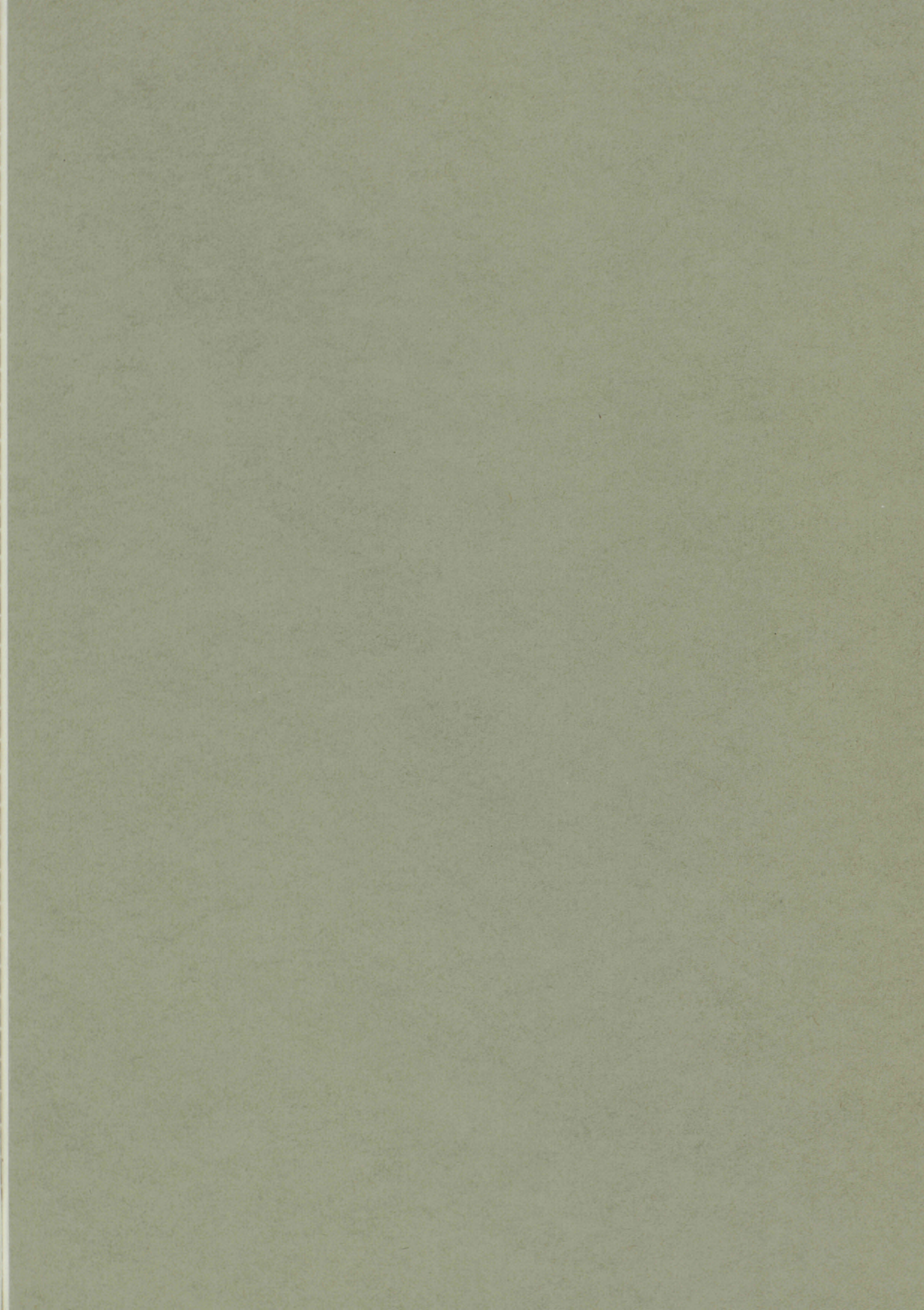
(j) Price trends in constant terms give a different picture

Tables 31 and 34 and graphs 53 and 56 in the annex give the series of selling prices in terms of deflated SPA, i.e. after eliminating the effects of monetary depreciation. This shows the trends in electricity prices compared with the prices of goods and services in general, taking 1973 as the base year.

On this basis, the increases in electricity prices are much smaller than in current terms. In some cases prices have even fallen in constant terms. This is the general situation in Luxembourg, where prices fell for all categories of consumers, despite the system of index-linking of tariffs. It is also true in the case of small household consumers in five countries out of nine, namely France, Italy, Belgium, Luxembourg and the United Kingdom. The smallest industrial consumers are in a similar situation in Italy, Rotterdam and Luxembourg. In the other cases, electricity prices went up in constant terms, which means that they outstripped the prices of goods and services in general.

A few examples will illustrate electricity price movements in constant terms:

		% 1978/1973					
Location	Standard categories of consumers						
	Household uses			Industrial uses			
	Da	Db	Dc	Ia	Ic	If	
Düsseldorf	+11	+17	+11	—	+16	+23	
Paris	-10	+ 1	+14	0	+ 5	+ 5	
Italy (north and centre)	-43	+24	—	- 9	+17	+43	
Rotterdam	+ 9	+41	+67	- 3	+21	+40	
Belgium	- 3	+ 6	+21	+24	+23	+21	
Luxembourg	- 7	- 6	- 2	- 5	- 4	- 4	
London	- 5	+17	+42	—	+ 6	+19	
Dublin	+18	+43	+62	+16	+32	+64	
Copenhagen	+23	+29	+52	+ 2	+17	+58	



Sommaire

	Page
I. Introduction	89
II. Conditions et méthodes	91
1. Champ couvert	91
2. Places choisies	91
3. Consommateurs types	92
4. Définition des prix relevés	94
III. Production et consommation d'énergie électrique	97
IV. Unités de valeur	103
V. Prix de l'énergie électrique dans les différents pays	109
1. RF D'ALLEMAGNE	109
a) Organisation	109
b) Cadre réglementaire	110
c) Fiscalité	111
d) Prix pour usages domestiques — tarification	111
e) Prix pour usages domestiques — analyse	112
f) Prix pour usages industriels — tarification	114
g) Prix pour usages industriels — analyse	114
2. FRANCE	117
a) Organisation	117
b) Cadre réglementaire	117
c) Fiscalité	117
d) Prix pour usages domestiques — tarification	118
e) Prix pour usages domestiques — analyse	119
f) Prix pour usages industriels — tarification	120
g) Prix pour usages industriels — analyse	123
3. ITALIE	126
a) Organisation	126
b) Cadre réglementaire	127
c) Fiscalité	128
d) Prix pour usages domestiques — tarification	128
e) Prix pour usages domestiques — analyse	129
f) Prix pour usages industriels — tarification	130
g) Prix pour usages industriels — analyse	132
4. PAYS-BAS	134
a) Organisation	134
b) Cadre réglementaire	135
c) Fiscalité	135
d) Prix pour usages domestiques — tarification	135
e) Prix pour usages domestiques — analyse	136
f) Prix pour usages industriels — tarification	137
g) Prix pour usages industriels — analyse	137

5. BELGIQUE	139
a) Organisation	139
b) Cadre réglementaire	139
c) Fiscalité	140
d) Prix pour usages domestiques — tarification	140
e) Prix pour usages domestiques — analyse	141
f) Prix pour usages industriels — tarification	142
g) Prix pour usages industriels — analyse	143
6. LUXEMBOURG	145
a) Organisation	145
b) Cadre réglementaire	145
c) Fiscalité	145
d) Prix pour usages domestiques — tarification	146
e) Prix pour usages domestiques — analyse	147
f) Prix pour usages industriels — tarification	148
g) Prix pour usages industriels — analyse	149
7. ROYAUME-UNI	151
a) Organisation	151
b) Cadre réglementaire	151
c) Fiscalité	152
d) Prix pour usages domestiques — tarification	152
e) Prix pour usages domestiques — analyse	153
f) Prix pour usages industriels — tarification	154
g) Prix pour usages industriels — analyse	156
8. IRLANDE	158
a) Organisation	158
b) Cadre réglementaire	158
c) Fiscalité	158
d) Prix pour usages domestiques — tarification	158
e) Prix pour usages domestiques — analyse	159
f) Prix pour usages industriels — tarification	160
g) Prix pour usages industriels — analyse	161
9. DANEMARK	162
a) Organisation	162
b) Cadre réglementaire	162
c) Fiscalité	162
d) Prix pour usages domestiques — tarification	163
e) Prix pour usages domestiques — analyse	164
f) Prix pour usages industriels — tarification	165
g) Prix pour usages industriels — analyse	166

VI. Comparaison communautaire et conclusions	169
---	------------

Annexe statistiques

Tableaux

1–27	Prix pour usages domestiques et industriels, par places
28	Table de conversion SPA et indices des prix PIB
29–34	Comparaison communautaire en SPA

Graphiques

1–46	Prix pour usages domestiques et industriels, par places
47–56	Comparaison communautaire en SPA

I. Introduction

Poursuivant son effort de collecte et d'analyse des prix à la consommation de l'énergie dans la Communauté, l'Office statistique des Communautés européennes publie pour la première fois une étude consacrée aux prix de l'énergie électrique, comblant ainsi une lacune dans les informations statistiques dispensées jusqu'à présent dans le domaine de l'énergie.

La complexité des tarifications, de nature et d'évolution différentes selon les pays, ainsi que les modalités particulières de l'inventaire à réaliser, avaient retardé la mise en place et le contrôle d'une enquête harmonisée garantissant une comparaison valable et significative de séries statistiques établies sur une longue période.

La présente étude suit les mêmes principes, utilise les mêmes méthodes générales et couvre les mêmes villes que dans les études sur les prix du gaz, qui ont déjà fait l'objet de plusieurs publications. Il s'agit donc d'un élément d'un ensemble statistique plus vaste. Comme celle du gaz, cette étude se place principalement dans l'optique du consommateur et tente de cerner la réalité en présentant les prix qui seraient effectivement payés par le consommateur final en des lieux précis, dans des conditions de fournitures qui correspondent à des situations rencontrées fréquemment. Le choix des consommateurs-types retenus repose sur le critère de la représentativité statistique dans l'ensemble des pays de la Communauté.

Il ne s'agit pas d'une simple présentation de résultats statistiques, mais d'un ouvrage aussi complet que possible qui :

- indique la structure et l'organisation de l'industrie électrique;
- donne une série chronologique assez longue depuis l'apparition de la dernière crise de l'énergie, permettant ainsi d'appréhender une période intéressante d'évolution des prix;
- expose les systèmes tarifaires en vigueur, afin de disposer des éléments de formation des prix et de donner ainsi la possibilité aux lecteurs de calculer des variantes aux prix indiqués;
- passe en revue la fiscalité appliquée aux ventes d'électricité;
- analyse les résultats sous différents aspects: évolution, dispersion régionale, dégressivité, etc.;
- présente une comparaison internationale des niveaux de prix dans la Communauté dans une approche nouvelle et originale.

Une telle étude a nécessité des enquêtes longues et difficiles, effectuées par l'intermédiaire du Centre interuniversitaire pour les études de la consommation privée (CIEC), à Bruxelles.

Les définitions et les concepts de base de ces enquêtes ont été coordonnées dans le cadre de l'Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique (UNIPED), que nous tenons à remercier de l'aide précieuse qu'elle a bien voulu nous apporter dans un esprit d'entière collaboration. Un travail très important a été réalisé au niveau national par les sociétés d'électricité et par les associations professionnelles dans un climat de parfaite compréhension, permettant l'harmonisation souhaitée de l'enquête sur le plan communautaire. Leur coopération constructive et obligeante a permis de réussir une telle entreprise.

Nous remercions ici tous ceux qui ont participé à cet effort.

Ainsi, cette étude communautaire constitue une base à la fois historique et actuelle, qui sera améliorée et mise à jour annuellement.

II. Conditions et méthodes

1. CHAMP COUVERT

La présente étude s'étend aux neuf pays membres des Communautés européennes, dont les résultats sont présentés dans l'ordre suivant: RF d'Allemagne, France, Italie, Pays-Bas, Belgique, Grand-Duché de Luxembourg, Royaume-Uni, Irlande et Danemark.

La période couverte s'étend de 1973 à 1978, soit six relevés de prix basés sur la situation en début de chaque année.

En ce qui concerne les consommateurs, l'étude vise l'ensemble de la clientèle approvisionnée par la distribution publique en basse, moyenne et haute tension. Pour simplifier la présentation, les consommateurs sont répartis en deux groupes appelés usages domestiques et usages industriels. Sont toutefois exclus de l'enquête les plus gros consommateurs industriels:

- 1) qui produisent eux-mêmes une partie de l'énergie électrique dont ils ont besoin (autoproducteurs);
- 2) qui achètent l'électricité sous un régime de contrat particulier en raison de leurs conditions exceptionnelles de demande en puissance et en consommation.

Ces exceptions visent surtout les grandes entreprises sidérurgiques et chimiques, la production d'aluminium et autres métaux par électrolyse, les réseaux ferrés, etc.

Ces entreprises présentent toujours une consommation supérieure à 10 000 000 kWh par an. Elles sont peu nombreuses, mais consomment une part sensible de l'énergie électrique distribuée.

2. PLACES CHOISIES

Plutôt que de présenter des moyennes de prix par pays ou par région, il a semblé préférable de noter les prix sur un certain nombre de places, c'est-à-dire de villes ou d'ensemble urbains, ceci dans le souci de s'approcher le plus possible de la situation réelle des consommateurs.

Le choix des places dépend de plusieurs critères: importance de la population, importance économique, zones tarifaires différentes, couverture géographique équilibrée d'un pays, harmonisation avec les places utilisées dans les statistiques de prix des autres sources d'énergie, notamment gaz.

Dans certains pays les tarifs et donc les prix valent pour toute une région. Ces cas sont signalés ci-après.

Ainsi, 28 places ont été sélectionnées dans la Communauté:

RF d'Allemagne:	Hambourg, Hanovre, Düsseldorf, Francfort/Main, Stuttgart, Munich, Zone Ouest, Zone Sud
France:	Lille, Paris, Marseille, Lyon, Toulouse, Strasbourg
Italie:	Nord et centre, Sud et îles

Pays-Bas :	Rotterdam (GEB) Nord-Hollande (PEN) Nord-Brabant (PNEM)
Belgique :	Belgique (tarif national unifié)
G-D Luxembourg :	Grand-Duché (CEGEDEL)
Royaume-Uni :	Londres, Glasgow, Leeds, Birmingham
Irlande :	Dublin
Danemark :	Copenhague (KB), Nord-Sélande (NESA)

3. CONSOMMATEURS-TYPES

Pour rester dans l'optique du consommateur, on a renoncé à exposer des prix moyens, par tranches ou catégories, qui sont difficiles à interpréter. Dans un esprit pragmatique, on a utilisé le système des «consommateurs-types», en quelque sorte des témoins, qui :

- 1) représentent des cas courants donc nombreux (mode de la distribution);
- 2) correspondent à des conditions de consommation bien définies et intéressantes du point de vue de l'application des tarifs;
- 3) s'appliquent à tous les pays et à toute la période, ce qui permet seul d'assurer une comparabilité dans l'espace et dans le temps.

Le choix des consommateurs-types a été guidé par des analyses statistiques sur la distribution des consommations et du nombre d'abonnés.

Les consommateurs-types sont définis par des conditions de consommation précises, tel qu'il est exposé ci-après.

Usages domestiques (alimentation en basse tension)

Type	Consommation annuelle		Puissance souscrite indicative	Logement-type
	Totale	(dont nuit)		
	kWh		kWh	
Da	600	—	< 3	50 m ² 2 pièces+cuisine
Db	1 200	—	3-4	70 m ² 3 pièces+cuisine
Dc	3 500	(1 300)	4-9	90 m ² 4 pièces+cuisine
De	20 000	(15 000)	≥9	120 m ² 5 pièces+cuisine

A titre indicatif, ces consommateurs-types correspondent aux équipements électroménagers suivants :

Da éclairage, radio, télévision, réfrigérateur, petit appareillage électrique (¹)

Db équipement Da + machine à laver ou lave-vaisselle

Dc équipement Db avec machine à laver *et* lave-vaisselle + chauffe-eau à accumulation

De équipement dit tout électrique avec chauffe-eau et chauffage électrique fonctionnant par accumulation

(¹) Par exemple : aspirateur, grille-pain, sèche-cheveux, mixeur, moulin à café, etc.

Usages industriels (alimentation en moyenne ou haute tension)

Type	Consommation annuelle	Puissance maximale appelée	Durée d'utilisation annuelle (modulation)
	kWh	kW	h
la	30 000	30	1 000
lb	50 000	50	1 000
lc	160 000	100	1 600
ld	1 250 000	500	2 500
le	2 000 000	500	4 000
lf	10 000 000	2 500	4 000

La puissance maximale appelée est la puissance maximale quart-horaire relevée dans une année et exprimée en kilowatt (kW).

La modulation annuelle ou durée d'utilisation de la puissance maximale appelée détermine la régularité avec laquelle l'énergie électrique est prélevée sur le réseau par le consommateur au cours de l'année. Plus cette durée est élevée, plus la consommation a tendance à s'étaler régulièrement au cours des 8 760 heures de l'année. Elle indique le nombre d'heures durant lequel le consommateur pourrait atteindre son niveau de consommation annuelle, sous une puissance égale en permanence à la puissance maximale appelée.

Dans certains cas, pour l'application des tarifs, quelques précisions supplémentaires sont nécessaires :

- en cas de tarif basé sur la puissance appelée demi-horaire, la puissance maximale du consommateur-type est multipliée par le coefficient 0,98;
- en cas de tarif basé sur une puissance mesurée en kVA, la correction est effectuée en divisant la puissance maximale appelée en kW du consommateur-type par le coefficient $\cos \varphi$: 0,90 à 0,95;
- au cas où la tarification est basée sur des relevés de puissance intégrés sur une période plus courte que l'année, le montant de la prime de puissance a été corrigé par application des coefficients multiplicateurs suivants :

Tableau de correction de la puissance

Consommateurs-types	Modulation annuelle	Puissance maximale appelée mensuelle	Puissance maximale appelée bimestrielle	Puissance maximale appelée trimestrielle	Moyenne des 3 puissances maximales appelées mensuelles les plus élevées	Moyenne des 2 puissances maximales appelées mensuelles les plus élevées	Puissance maximale appelée annuelle (définition de base)
la lb	1 000 h	0,81	0,83	0,86	0,94	0,96	1
lc	1 600 h	0,83	0,85	0,88	0,95	0,97	1
ld	2 500 h	0,85	0,87	0,90	0,96	0,98	1
le lf	4 000 h	0,90	0,91	0,95	0,98	0,99	1

Un tableau harmonisé de la consommation réalisée pendant les heures creuses a été également dressé, afin de pouvoir calculer les prix de manière uniforme en cas de tarifs différenciés en fonction des moments de la journée (prix plus bas pendant la nuit par exemple).

Tableau de la consommation en heures creuses

Consommateurs- types	Modulation annuelle h	Consommation annuelle 1 000 kWh	Part de la consommation (en %) facturée à des prix «heures creuses» suivant la durée moyenne quotidienne des heures creuses du tarif					
			7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	12 h
la	1 000	30	0	0	0	0	0	0
lb	1 000	50	0	0	0	0	0	0
lc	1 600	160	7	8	10	12	14	16
ld	2 500	1 250	16	18	21	24	27	30
le	4 000	2 000	22	25	29	33	37	41
lf	4 000	10 000	22	25	29	33	37	41

La part consommée pendant les heures creuses dépend évidemment de la modulation. Plus la consommation s'étale régulièrement dans le temps, plus la consommation pendant les heures creuses, par exemple la nuit, a tendance à augmenter.

Les autres conditions particulières rencontrées dans certains tarifs sont exposées dans les chapitres de chaque pays consacrés à la tarification. Il s'agit par exemple des heures creuses supplémentaires appliquées aux fins de semaine et aux jours fériés ou encore de la ventilation saisonnière de la consommation, pour lesquelles il n'a pas été retenu de schéma uniforme pour tous les pays, mais les conditions réelles propres à chacun d'eux.

4. DÉFINITION DES PRIX RELEVÉS

Les résultats indiquent les prix réellement payés par les consommateurs. Ces prix incluent la location du compteur, les primes fixes et les prix proportionnels. Ils ne concernent pas les frais de raccordement. Les résultats indiquent les prix unitaires, payés par kWh d'électricité consommée. Les prix unitaires résultent du quotient du prix total payé par l'utilisateur pour la consommation-type annuelle considérée, par le nombre de kWh consommés.

Les prix sont relevés et calculés suivant les tarifs, conditions et règles en vigueur au début de chaque année. Ainsi, lorsque des paramètres tarifaires changent en cours d'année, il n'en est pas tenu compte. Autrement dit, il n'est effectué aucun calcul de pondération de prix sur une année.

En cas de possibilité d'application de plusieurs tarifs et après élimination des tarifs qui n'étaient pas utilisés ou qui ne correspondent qu'à un nombre négligeable d'usagers, c'est le tarif le plus avantageux pour le consommateur qui a été pris en compte.

Lorsqu'un même usager dispose d'un compteur double (par exemple tarif de jour et tarif de nuit), le prix résulte de l'ensemble de sa consommation.

D'autre part, il n'a pas été tenu compte des formules tarifaires particulières et supplémentaires s'appliquant éventuellement à l'énergie électrique réactive.

Dans chaque cas, trois valeurs sont présentées :

- les prix hors taxes
- le montant des taxes
- le prix de vente (toutes taxes comprises).

Les taxes distinguées ici correspondent aux perceptions fiscales qui s'appliquent directement à l'électricité, au niveau de la vente au consommateur. Les taxes prélevées en amont comme les impôts directs sur les sociétés ou sur les salaires, qui font évidemment partie des coûts de production, ne sont pas isolées dans cette étude. Le montant des taxes qui apparaît ici correspond à

la taxe sur la valeur ajoutée, aux taxes de consommation, aux taxes locales et aux redevances parafiscales perçues au moment de la vente.

En général, la taxe sur la valeur ajoutée est déductible en cas de fournitures commerciales et industrielles.

Les résultats par pays sont exprimés en monnaie nationale courante. Il s'agit donc de valeurs nominales. Pour la comparaison internationale, il a fallu recourir à une unité monétaire commune, qui soit représentative et qui provoque le minimum de distorsion dans l'espace et dans le temps. Dans ce domaine, la présente étude introduit des innovations, qui sont exposées et expliquées ci-après.

III. Production et consommation d'énergie électrique

Le présent chapitre a pour but de présenter sous forme synthétique les principales données relatives à la production et à la consommation d'électricité dans la Communauté, avec ventilation par pays et par caractéristique principale, ceci pour les années couvertes par la présente étude. Ces données concordent avec les bilans d'énergie et les définitions, publiés dans l'annuaire des statistiques de l'énergie 1973-1977 (édition EUROSTAT 1979).

Un premier tableau A indique la production brute d'électricité de l'ensemble des producteurs, c'est-à-dire services publics et autoproducteurs industriels. Une ventilation est opérée suivant les sources d'énergie utilisées pour produire l'électricité :

- hydraulique (apports naturels)
- nucléaire
- combustibles solides (houille, lignite, coke, etc.)
- combustibles liquides (gas-oil, fuel-oils, etc.)
- gaz (gaz naturel, gaz de raffineries, gaz de cokerie, gaz de hauts fourneaux)
- autres (par exemple ordures ménagères, déchets industriels, géothermie)

Un tableau B indique la consommation finale d'électricité, avec une ventilation suivant trois principaux groupes d'usagers :

- les foyers domestiques (y compris l'agriculture)
- l'industrie
- le commerce, les administrations, etc. (sans les transports)

Bien que la limite entre industrie et autres consommateurs non domestiques (petite industrie, artisanat, commerce etc.) soit floue, ce tableau donne une idée générale suffisante de l'importance des principaux groupes d'usagers.

Par définition, la consommation finale exclut la consommation du secteur énergie, les besoins pour le pompage et les pertes sur les réseaux.

Ainsi, l'écart constaté entre les tableaux de production et le tableau de consommation finale provient du commerce extérieur, des transports, du pompage, du secteur énergie et des pertes de transport et de distribution.

Pour compléter ces renseignements, quelques données sur la structure des foyers domestiques ont été rassemblées de manière harmonisée pour les neuf pays membres de la Communauté. Ces données sont en corrélation avec la consommation d'électricité. Il s'agit de la répartition des logements en fonction du nombre des pièces et de l'équipement électroménager des abonnés domestiques à l'électricité. Ces données figurent sur le tableau C ci-après. Il n'a pas été possible de rassembler des informations homogènes relatives à la structure de la consommation d'électricité dans l'industrie. Les quelques indications disponibles seront mentionnées, selon leur intérêt pour l'étude, dans les chapitres relatifs à chaque pays.

TABLEAU A
Production brute d'énergie électrique
 Répartition par source

		Hydraulique (sans pompage)	Nucléaire	Combustibles solides	Combustibles liquides	Gaz	Autres	Total
EUR 9								
1973	GWh	104 408	58 819	400 105	321 991	133 442	7 313	1 026 078
	%	10,2	5,7	39,0	31,4	13,0	0,7	100
1975	GWh	122 005	83 973	379 159	264 962	166 446	8 691	1 025 236
	%	11,9	8,2	37,0	25,8	16,2	0,8	100
1977	GWh	149 223	113 100	446 893	251 523	159 523	8 781	1 129 043
	%	13,2	10,0	39,6	22,3	14,1	0,8	100
RF d'Allemagne								
1973	GWh	13 984	11 755	179 158	42 843	46 843	2 880	297 463
	%	4,7	4,0	60,2	14,4	15,7	1,0	100
1975	GWh	15 731	21 398	159 718	30 185	70 122	3 268	300 422
	%	5,2	7,1	53,2	10,0	23,3	1,1	100
1977	GWh	16 278	36 059	181 114	29 386	67 368	3 805	334 010
	%	4,9	10,8	54,2	8,8	20,2	1,1	100
France								
1973	GWh	48 119	14 741	29 477	72 523	16 999	521	182 380
	%	26,4	8,1	16,2	39,8	9,3	0,3	100
1975	GWh	60 592	18 318	32 446	56 078	17 922	440	185 796
	%	32,6	9,9	17,5	30,2	9,6	0,2	100
1977	GWh	76 807	17 986	51 663	48 448	14 982	469	210 355
	%	36,5	8,6	24,6	23,0	7,1	0,2	100
Italie								
1973	GWh	37 523	3 142	3 068	89 196	7 302	3 685	143 916
	%	26,1	2,2	2,1	62,0	5,1	2,6	100
1975	GWh	41 024	3 800	3 221	83 597	10 438	3 701	145 781
	%	28,1	2,6	2,2	57,3	7,2	2,5	100
1977	GWh	51 140	3 385	5 446	86 729	14 769	3 490	164 959
	%	31,0	2,0	3,3	52,6	9,0	2,1	100
Pays-Bas								
1973	GWh	—	1 108	1 550	6 488	43 481	—	52 627
	%	—	2,1	2,9	12,3	82,6	—	100
1975	GWh	—	3 335	442	3 494	45 870	1 118	54 259
	%	—	6,1	0,8	6,4	84,5	2,1	100
1977	GWh	—	3 710	4 648	4 363	44 697	867	58 285
	%	—	6,4	8,0	7,5	76,7	1,5	100

		Hydraulique (sans pompage)	Nucléaire	Combustibles solides	Combustibles liquides	Gaz	Autres	Total
Belgique								
1973	GWh	171	76	5 242	21 332	13 571	223	40 615
	%	0,4	0,2	12,9	52,5	33,4	0,5	100
1975	GWh	248	6 784	6 557	15 692	11 440	162	40 883
	%	0,6	16,6	16,0	38,4	28,0	0,4	100
1977	GWh	224	11 939	9 562	14 881	10 141	123	46 870
	%	0,5	25,5	20,4	31,7	21,6	0,3	100
G-D de Luxembourg								
1973	GWh	57	—	12	385	946	4	1 404
	%	4,0	—	0,9	27,4	67,4	0,3	100
1975	GWh	70	—	19	287	675	2	1 053
	%	6,6	—	1,8	27,3	64,1	0,2	100
1977	GWh	86	—	7	212	810	27	1 142
	%	7,5	—	0,6	18,6	70,9	2,4	100
Royaume-Uni								
1973	GWh	3 886	27 997	172 922	72 100	4 300	—	281 205
	%	1,4	10,0	61,5	25,6	1,5	—	100
1975	GWh	3 795	30 338	168 639	58 083	9 979	—	270 834
	%	1,4	11,2	62,3	21,4	3,7	—	100
1977	GWh	3 919	40 021	181 764	49 507	6 756	—	281 967
	%	1,4	14,2	64,5	17,6	2,4	—	100
Irlande								
1973	GWh	644	—	1 831	4 873	—	—	7 348
	%	8,8	—	24,9	66,3	—	—	100
1975	GWh	521	—	1 864	5 136	—	—	7 521
	%	6,9	—	24,8	68,3	—	—	100
1977	GWh	747	—	2 219	6 053	—	—	9 019
	%	8,3	—	24,6	67,1	—	—	100
Danemark								
1973	GWh	24	—	6 845	12 251	—	—	19 120
	%	0,1	—	35,8	64,1	—	—	100
1975	GWh	24	—	6 253	12 410	—	—	18 687
	%	0,1	—	33,5	66,4	—	—	100
1977	GWh	22	—	10 470	11 944	—	—	22 436
	%	0,1	—	46,7	53,2	—	—	100

TABLEAU B

Ventilation de la consommation finale de l'électricité

GWh (10⁶ kWh)

	EUR 9	RF d'Allemagne	France	Italie	Pays-Bas	Belgique	Luxembourg	Royaume- Uni	Irlande	Danemark
Foyers domestiques										
1972	217 250	55 667	26 610	23 648	10 010	6 125	196	86 723	2 541	5 740
1973	233 815	60 152	30 169	25 750	10 959	6 645	218	91 299	2 673	5 950
1974	244 694	68 834	33 043	27 332	11 242	7 255	250	92 626	2 712	6 400
1975	253 062	67 810	38 164	27 878	12 438	7 955	285	89 214	2 618	6 700
1976	262 559	72 112	43 109	30 074	13 511	8 770	320	85 117	2 846	6 700
1977	274 052	75 183	47 529	31 890	13 633	9 611	355	85 902	3 049	6 900
Industrie										
1972	409 773	125 051	79 098	72 286	21 494	20 483	2 211	83 225	1 945	3 980
1973	444 163	137 012	84 813	77 289	22 712	22 469	2 365	91 269	2 237	3 997
1974	453 701	140 544	88 788	80 298	24 337	23 545	2 755	86 870	2 319	4 245
1975	423 583	128 112	82 024	76 455	22 933	20 201	2 360	84 902	2 256	4 340
1976	459 679	139 556	87 540	84 630	24 389	22 355	2 476	91 460	2 493	4 780
1977	467 821	139 713	89 544	86 721	26 455	22 754	2 397	92 117	2 738	5 382
Commerce, artisanat, administrations, etc.										
1972	158 327	51 233	28 113	15 102	9 028	3 732	319	44 338	1 201	5 261
1973	172 543	55 463	31 535	16 374	9 776	4 319	351	47 892	1 240	5 593
1974	172 147	56 210	33 019	16 772	10 684	4 641	380	44 436	1 280	4 725
1975	182 170	58 118	35 555	17 592	11 398	5 185	427	47 531	1 269	5 100
1976	197 384	64 098	38 961	19 145	12 475	5 612	477	49 011	1 358	6 247
1977	208 118	68 673	41 629	19 991	11 464	5 927	517	51 774	1 463	6 680

TABLEAU C
Structure des foyers domestiques
(1974-1975)

	RF d'Allemagne	France	Italie	Pays- Bas	Belgique	Luxem- bourg	Royaume Uni	Irlande	Danemark
Population totale (millions)	61,97	52,13	55,55	14,00	9,74	0,35	56,02	3,05	5,02
Nombre d'abonnés domestiques à l'électricité (millions)	22,40	19,61	17,90	4,20	3,60		19,03	0,82	2,01
Nombre de logements (millions)	21,03	20,32	18,04	4,36	3,62	0,11	19,30	0,74	1,90
Dont (%): (1)									
1 pièce	2	7,6	3	1,5	4,5	3,5	6	8	7
2 pièces	8	16,5	17	8	11,5	10	10	15	18
3 pièces	24	26,8	27	17	24	21	23	30	27
4 pièces	32	25,3	29	38	28	21	30	21	25
5 pièces	18	13,9	14	22	17	18,5	23	15,5	12
≥ 6 pièces	16	9,9	10	13,5	15	26	8	10,5	11
Équipement (nombre d'appareils par 100 abonnés)									
Télévision	101 (2)	76	88	.	76	.	97	81	91
Réfrigérateur (dont congélateur)	92 (36)	83 (13)	92 (2)	.	82 (23)	.	81 (13)	70 (8)	98 (53)
Machine à laver	84	58	70	.	87	.	70	54	49
Lave-vaisselle	10	7	8	.	7	.	2	4	11
Séchoir	3	—	—	.	3,5	.	31,2	13	3
Chauffe-eau	46	20	37	21,5	20	.	66,4	39	6
Cuisinière	66	6	1,5	9,5	20	.	42	33	61
Chauffage ou climatisation	7	3	0,9 (3)	0,3	0,9	.	12	6,1	1,5

(1) Sans cuisine.

(2) Certains possèdent deux appareils.

(3) Climatisation.

IV. Unités de valeur

Depuis 1973, règne une période d'instabilité monétaire. Les monnaies nationales subissent des fluctuations préjudiciables aux statistiques exprimées en valeur et aux comparaisons internationales de prix. A ce nouveau problème, il faut trouver des solutions nouvelles. Ceci concerne évidemment la présente étude sur les prix de l'électricité.

Les prix de l'électricité ont d'abord été calculés et présentés en unités monétaires nationales. Il s'agit de monnaie courante, dont la valeur réelle — ou pouvoir d'achat — se déprécie plus ou moins au fil du temps, en raison de la tendance générale à l'inflation. Ces unités de mesure des prix ne sont donc pas stables, à l'inverse des unités quantitatives scientifiques, qui présentent une définition fixe et un contenu constant. Un kilowatt-heure représente exactement la même quantité d'énergie en 1973 et en 1978, alors qu'une lire par exemple ne permet pas de se procurer la même quantité de marchandise ou d'énergie en 1973 et en 1978. Le prix exprimé en monnaie nationale par unité d'énergie cache donc un rapport instable, qui se dégrade peu à peu dans le temps. Il s'agit donc d'un premier problème de comparabilité dans le temps.

De plus, la comparaison entre pays des prix exprimés en unités monétaires nationales nécessite une conversion en unité commune. Il est certain que les taux de change sont de moins en moins utilisables pour effectuer ces conversions et il en résulte un problème de comparaison dans l'espace.

Il faut donc trouver une solution à ce double problème, c'est-à-dire employer une unité commune qui permette les comparaisons de niveaux de prix, avec le minimum de déformation dans l'espace et dans le temps.

En théorie, plusieurs solutions sont envisageables :

- Dollar US
- unité de compte européenne (ECU)
- heure de travail
- unité de pouvoir d'achat

LE DOLLAR US

Depuis 1973, le Dollar US ne peut plus être considéré comme une unité de référence stable. En effet, depuis cette période les rapports entre le Dollar et les principales monnaies mondiales sont flottants. Ceci ne serait pas trop grave si le Dollar n'était pas agité de fluctuations aussi vives que brutales. L'utilisation du Dollar, avec conversion au taux du marché, constitue une solution qui aboutit à de fortes déformations. En effet, aux fluctuations des monnaies européennes, s'ajoutent les fluctuations propres du Dollar, qui dépendent de phénomènes extra-européens, de nature financière, politique, économique et même spéculative.

L'ECU

L'unité de compte européenne atténue les déformations mentionnées ci-dessus sans cependant les éliminer. Notamment, l'utilisation des taux du marché pour calculer l'ECU introduit des fluctuations de parités monétaires, qui sont influencées par les transactions commerciales internationales et par les mouvements de capitaux. Ces phénomènes sont surtout sensibles depuis 1973. Il existe donc une sorte de rupture entre une unité influencée par des transactions internationales et la mesure de prix relatifs aux marchés intérieurs. Un calcul montre que les comparaisons de niveaux de prix en ECU donnent une image très voisine de celle obtenue sur base du Dollar.

L'HEURE DE TRAVAIL

L'heure est une unité de mesure du temps qui n'a aucune valeur en soi. Il faut donc lui attribuer une «valeur économique» à définir en fonction de certains critères. C'est à ce stade que les difficultés s'avèrent sérieuses. Dès le départ, deux optiques opposées se présentent : l'heure de travail peut être définie soit comme le coût horaire moyen de la main-d'œuvre, soit comme le gain horaire moyen du travail salarié, avec des résultats parfois contradictoires. Dans les deux cas, les problèmes de champ d'application et de définition sont ardues dans la pratique. Sans entrer dans les détails, qui déborderaient le cadre de la présente étude, on peut dire que les définitions ne peuvent pas être comparables en raison des différences de systèmes de rémunérations, d'organisation du travail, de fiscalité, de sécurité sociale, etc.

Les calculs deviennent vite très complexes et exigent un appareil statistique volumineux et détaillé qui n'est pas toujours disponible. De plus, les calculs ne concernent qu'une partie des salariés, qui ne sont pas représentatifs de l'ensemble des consommateurs visés dans la présente étude.

Pour résumer, on peut dire qu'une comparaison de niveaux de prix exprimée en heures de travail revient en fait à dresser un rapport entre deux structures : la structure des salaires et la structure des prix de l'énergie (tarification d'électricité, dans le cas présent). Ces deux structures sont indépendantes dans le temps et dans l'espace, donc leur rapport va fluctuer sans corrélation. De cette manière, on ne mesure pas les niveaux relatifs de prix de l'énergie, mais l'évolution d'un rapport entre deux structures indépendantes.

L'UNITÉ DE POUVOIR D'ACHAT

Il s'agit d'une unité de mesure des valeurs qui tient compte des rapports de pouvoirs d'achat de la monnaie respective des pays à comparer. Une telle unité élimine donc sur et sous-évaluations des taux de change sur le marché international et se base sur les niveaux de prix des pays. Une telle unité enregistre les capacités d'achat de chaque monnaie comparativement aux autres.

Sans être parfaite, une telle unité de mesure aboutit au minimum de déformation dans le temps et dans l'espace. Après examen attentif, c'est cette solution qui a été adoptée pour la comparaison internationale des prix de l'électricité. Elle mérite donc un exposé plus détaillé, présenté ci-après.

LE STANDARD DE POUVOIR D'ACHAT (SPA)

La parité de pouvoir d'achat est le rapport entre deux monnaies, qui indique par exemple le nombre de BFR équivalant à un DM. Pour faciliter la comparaison entre pays et avec l'unité de compte européenne, on a défini un standard de pouvoir d'achat.

Sa définition est la suivante: La parité de pouvoir d'achat entre le standard de pouvoir d'achat et chaque monnaie nationale exprime le nombre d'unités de monnaie nationale nécessaire pour acheter dans chaque pays de la Communauté le même volume de biens et services qu'on obtient avec le SPA dans la Communauté. Le SPA est fixé de telle façon que le PIB de la Communauté européenne évalué en SPA soit identique au PIB évalué en unité de compte européenne (ECU). Le SPA est donc défini à la fois:

- en fonction du panier de biens et services constituant le PIB communautaire de l'année 1975 (définition économique);
- en fonction du panier de monnaies des États membres, qui a été fixé par des décisions de la Commission et du Conseil et qui est évalué aux taux de change moyens de l'année 1975 (définition monétaire).

Le pouvoir d'achat du SPA, défini sur l'année de base 1975, varie d'une période à l'autre en fonction de l'évolution des prix. Le SPA courant aura donc un pouvoir d'achat égal à celui du SPA de 1975 divisé par l'indice des prix du PIB, base 1975 = 100. Il existe donc une relation entre SPA et PIB, ce qui présente un avantage pour les analyses économiques et notamment pour la présente étude. On peut établir des taux de parité de pouvoir d'achat entre chaque monnaie des États membres et le SPA courant relatif à l'ensemble des flux de biens et services qui constituent le PIB et ceci pour chaque période considérée. Les parités ont été calculées à partir des parités élémentaires de quelque 1000 biens et services, soit 700 produits intervenant dans la consommation finale des ménages, 200 dans la formation brute de capital fixe et 100 dans la consommation collective des administrations publiques. Les facteurs de conversion entre monnaies nationales et SPA sont donnés dans le tableau n° 28 de l'annexe, pour les années 1973 jusqu'à 1978, qui intéressent la présente étude.

PRIX EN UNITÉS MONÉTAIRES «CONSTANTES»

Le tableau de facteurs de conversion, dont il est question dans le chapitre précédent, fournit des séries chronologiques de prix en SPA courants.

Ces SPA courants sont comparables dans l'espace, mais comportent encore des distorsions dans le temps, en raison de la tendance à l'inflation dans les 9 pays membres de la Communauté. Pour assurer la stabilité de l'unité monétaire dans le temps, il faut utiliser un correctif ou «déflateur».

Ce déflateur a pour effet de compenser l'érosion monétaire. Le déflateur qui a été choisi est l'indice implicite des prix du produit intérieur brut (PIB). Cet indice est cohérent avec la définition de l'unité SPA, ce qui présente un avantage indéniable.

Dans la présente étude, c'est l'année 1973 qui est choisie comme base. A l'aide de l'indice des prix du PIB, il est donc possible d'établir une nouvelle série chronologique exprimée en unités monétaires «constantes» d'une année de base. Les indices du PIB de chaque pays de la Communauté sont exposés dans le tableau n° 28 de l'annexe.

Le calcul est opéré de la manière suivante:

- 1) les prix de la série chronologique en monnaies nationales courantes sont divisés par le 100^e de l'indice implicite de prix du PIB de chacune des années considérées;
- 2) cette série déflatée est convertie en SPA avec le facteur de conversion de l'année de base 1973.

On obtient ainsi une série chronologique de prix en SPA «constants» sur base 1973, corrigés des effets de l'inflation générale dans chaque pays.

SÉRIES CHRONOLOGIQUES DE PRIX

D'après les explications précédentes, la présente étude fournit les résultats sur les prix de l'électricité dans la Communauté suivant trois séries chronologiques :

- 1) série en monnaie nationale courante de chaque pays (tableaux n^{os} 1 à 27 de l'annexe). Cette série permet des comparaisons régionales à l'intérieur d'un pays et des comparaisons dans le temps en valeur nominale (prix apparent);
- 2) série en SPA courants (tableaux n^{os} 29, 30, 32 et 33 de l'annexe), qui permet des comparaisons internationales de niveaux de prix à une même date;
- 3) série en SPA « constants », aux prix de l'année de base 1973, qui permet à la fois des comparaisons dans l'espace et dans le temps. C'est sur base de cette série qu'il est possible d'analyser l'évolution comparée des prix entre pays de la Communauté (tableaux n^{os} 31 et 34).

COMPARAISON ENTRE UNITÉS SPA ET ECU

Pour clore ce chapitre, une comparaison des résultats de prix de vente de l'électricité dans la Communauté peut être présentée entre standard de pouvoir d'achat (SPA) et unité de compte européenne (ECU). Afin d'éviter d'obtenir un nombre de tableaux trop élevé, deux exemples ont été choisis, l'un pour les usages domestiques (consommateur-type Db) et l'autre pour les usages industriels (consommateur-type Ic). Mais les résultats obtenus valent pour l'ensemble des prix relevés dans l'étude.

Ces exemples font ressortir deux particularités en 1978 :

- la dispersion des prix exprimés en ECU s'avère très supérieure à la dispersion des prix exprimés en SPA;
- l'ordre de classement des places n'est pas le même (déplacement pour Copenhague, Londres, Dublin et Milan).

En 1973, la dispersion des prix était à peu près la même, que l'on utilise le SPA ou l'ECU.

Ce sont les fluctuations monétaires et l'instabilité du marché des changes, phénomènes devenus graves depuis 1973, qui provoquent des distorsions sur les prix exprimés en ECU. Il est reconnu en particulier que les taux de change du marché surestiment les monnaies danoise et allemande et sous-estiment la Lire italienne et la Livre sterling. L'ordre de classement des places en fonction des prix fait aussi apparaître ce phénomène.

Prix de vente 1978

SPA, ECU / 100 kWh

Place	1 - Usages domestiques: consommateur-type Db		2 - Usages industriels: consommateur-type Ic	
	SPA	ECU	SPA	ECU
Düsseldorf	8,27	9,46	7,08	8,11
Paris	7,36	7,59	4,81	4,96
Milan	4,30	3,34	5,45	4,23
Rotterdam	7,46	8,58	6,71	7,72
Bruxelles	9,55	11,21	7,30	8,57
Luxembourg	7,15	8,08	4,62	5,22
Londres	7,13	5,80	5,59	4,55
Dublin	6,56	5,40	6,48	5,33
Copenhague	5,32	6,56	5,47	6,74

Classement des prix de vente 1978

Place	Selon SPA		Place	Selon ECU	
	Ordre	% du prix le plus haut		Ordre	% du prix le plus haut
1 - Usages domestiques: consommateur-type Db					
Bruxelles	1	100	Bruxelles	1	100
Düsseldorf	2	86,6	Düsseldorf	2	84,4
Rotterdam	3	78,1	Rotterdam	3	76,5
Paris	4	77,1	Luxembourg	4	72,1
Luxembourg	5	74,9	Paris	5	67,7
Londres	6	74,7	Copenhague	6	58,5
Dublin	7	68,7	Londres	7	51,7
Copenhague	8	55,7	Dublin	8	48,2
Milan	9	45,0	Milan	9	29,8
2 - Usages industriels: consommateur-type Ic					
Bruxelles	1	100	Bruxelles	1	100
Düsseldorf	2	97	Düsseldorf	2	94,6
Rotterdam	3	92	Rotterdam	3	90
Dublin	4	89	Copenhague	4	78,65
Londres	5	76,6	Dublin	5	62
Copenhague	6	75	Luxembourg	6	61
Milan	7	74,5	Paris	7	58
Paris	8	66	Londres	8	53
Luxembourg	9	63,3	Milan	9	49

V. Prix de l'énergie électrique dans les différents pays

1. RÉPUBLIQUE FÉDÉRALE D'ALLEMAGNE

a) Organisation

La production et la distribution d'électricité incombent à un grand nombre d'entreprises qui accomplissent leurs fonctions, dans le cadre des obligations légales, sous leur propre responsabilité, selon les principes de libre concurrence et de libre entreprise. Les quelque 27,7 millions de clients sont approvisionnés par environ 1 000 entreprises, parmi lesquelles 674 fournissent plus de 99% de l'électricité livrée par le réseau public. 322 entreprises possèdent leur propre installation de production et 35 d'entre elles contribuent pour 89% à la production brute d'électricité des centrales publiques (369,3 TWh en 1977, 283,7 TWh en 1978). Un grand nombre d'entreprises industrielles contribue à couvrir les besoins d'électricité par transfert dans le réseau public (20,4 TWh en 1977, 23 TWh en 1978). De plus, ces entreprises produisent de l'énergie électrique pour leurs propres besoins. Au total, un cinquième de la consommation est autoproduite dans des centrales de l'industrie (60,6 TWh en 1977, 64 TWh en 1978) et des chemins de fer fédéraux (5,4 TWh en 1977, 5,7 TWh en 1978).

L'organisation juridique des entreprises est variée. Il existe des entreprises juridiquement indépendantes et des exploitations juridiquement non indépendantes. Chez les entreprises indépendantes, se rencontrent tous les types possibles prévus par le droit allemand, en particulier sociétés par actions, sociétés à responsabilité limitée, sociétés en nom collectif ou en commandite. Les plus grosses entreprises sont surtout des sociétés par actions, tandis que les plus petites sont fréquemment des sociétés en nom collectif ou en commandite.

En gros, les deux tiers du capital des entreprises d'électricité sont détenus par des organes de droit public (État central, États fédéraux, arrondissements et communes). Les entreprises purement privées ne représentent pas une part importante de l'approvisionnement. Une caractéristique est la grande proportion des entreprises d'économie mixte, où le capital privé voisine avec les organes de droit public :

99 entreprises d'économie mixte (<95% capital public, <75% capital privé) fournissent 69% des livraisons d'électricité;

438 entreprises publiques fournissent 28,2% des livraisons d'électricité;

137 entreprises privées fournissent 2,8% des livraisons d'électricité.

Selon la tâche d'approvisionnement des entreprises, trois niveaux se distinguent = local, régional, interconnecté. Quelques entreprises opèrent sur 2 ou 3 de ces niveaux en même temps.

Les entreprises locales sont surtout des exploitations municipales, qui fournissent une commune ou une ville en énergie électrique, ainsi que très souvent en gaz et en eau et qui reçoivent l'électricité en provenance d'autres entreprises. Les plus importantes exploitent leurs propres centrales ou des centrales en copropriété.

Les entreprises du niveau régional — environ 40 assez grosses entreprises — fournissent de vastes régions à structure rurale dominante. Leurs territoires directs couvrent plus de la moitié du pays, avec à peine le tiers de la population. Elles concourent à plus d'un quart des livraisons totales d'électricité. Les entreprises au niveau «interconnexion» sont au nombre de neuf. Elles disposent d'une grande capacité de production et travaillent au niveau national et européen, via le réseau à très haute tension. Elles fournissent surtout les autres entreprises ainsi qu'un grand nombre de clients tarifés ou contractuels.

Les huit entreprises retenues dans l'enquête se classent parmi les 43 plus importantes et totalisent 53% de l'approvisionnement total du pays en électricité. Les trois niveaux — local, régional, interconnecté — y sont représentés.

Étant donné que les coûts d'approvisionnement, qui sont la base de la formation des prix, diffèrent selon la proximité des sources d'énergie primaire, selon la proportion des sources d'énergie utilisées et selon les conditions de la distribution (densité de population et de consommation, structure de la clientèle, conditions topographiques...), les prix de l'électricité divergent en conséquence. Les entreprises distributrices comptent d'habitude des prix d'électricité semblables à ceux des entreprises d'approvisionnement où elles se fournissent.

b) Cadre réglementaire

i) Généralités

Toutes les entreprises en RF d'Allemagne tombent sous la surveillance de l'État via les autorités de contrôle de l'énergie et de contrôle des prix, des États fédéraux (Bundesländer), en plus du contrôle des cartels.

Selon la «loi sur la promotion de l'économie énergétique» du 13 décembre 1935 (Energiewirtschaftsgesetz (BGBI – I S 1451, BGBI III 752-1) les entreprises d'approvisionnement d'électricité sont obligées de relier quiconque à leur réseau de distribution et de le fournir à leurs conditions et tarifs généraux (obligation de raccord et de vente). Cette loi confère de larges compétences aux autorités de contrôle de l'énergie, entre autres sur la construction, le renouvellement, l'agrandissement ou l'arrêt des installations. Les prix de l'énergie électrique tombent sous la surveillance étatique, contrairement aux prix de presque toutes les autres marchandises. Ainsi, les modifications de prix proportionnel des tarifs généraux et de prime fixe pour les foyers domestiques doivent être autorisées; les modifications de prix de base pour l'agriculture, le commerce, les usages professionnels, etc., de même que les dispositions relatives aux prix des contrats particuliers doivent être déclarées.

Selon la loi contre les restrictions à la concurrence (GWB) dans la version du 4 avril 1974 (BGBI III 703-1), les autorités de contrôle des cartels sont autorisées à s'opposer aux prix et stipulations des entreprises, considérés comme abus de position dominante sur le marché.

D'autres lois importantes pour l'électricité sont :

- loi fédérale de protection des immissions et règlements subséquents sur la pollution;
- loi nucléaire;
- loi fédérale sur les constructions et règlements subséquents;
- lois sur l'emploi de charbon communautaire dans les centrales électriques (1^{re}, 2^e et 3^e loi de 1965, 1966 et 1974).

ii) Foyers domestiques et autres clients tarifés

Les relations juridiques entre les distributeurs et les ménages et autres clients soumis à un tarif basse tension sont édictées dans les «Conditions générales des entreprises de distribution d'électricité pour l'approvisionnement en énergie électrique à partir du réseau basse tension» et dans les

tarifs généraux. Tous les deux sont publiés. Selon ces conditions, les entreprises ont obligation de fourniture.

La base de formation des tarifs généraux se trouve dans «l'ordonnance sur les tarifs généraux de fourniture d'électricité (ordonnance fédérale des tarifs)» BTO Elt, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 1974. Ne tombent pas sous le coup de cette ordonnance les fournitures par accords spéciaux à des prix particuliers, par exemple pour le chauffage par accumulation, qui sont des règlements contractuels hors tarif.

iii) *Clients contractuels industriels et autres*

Les relations juridiques entre distributeurs et clients contractuels se règlent par contrats de livraison individuels, conclus entre les parties.

Les dispositions générales sont le plus souvent libellées à part, à titre de conditions. Tant que ces contrats tombent sous des caractéristiques usuelles, en particulier jusqu'à une certaine puissance qui peut encore être assurée en moyenne tension (≤ 20 kV environ) sont proposés des «contrats-types», dont les termes et dispositions de prix sont les mêmes dans chacune des entreprises. Ceci n'exclut pas que les clients se voient offrir deux ou trois formules de prix au choix, dans le cadre de ces «contrats-types». Ceux-ci suivent les prescriptions de la loi sur les conditions générales du commerce (AGB), du 9 décembre 1976 (BGBI I 3317).

c) **Fiscalité**

En RF d'Allemagne la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) est prélevée, à son taux normal haut, sur les livraisons d'électricité. Jusqu'à fin 1977, ce taux était de 11%, porté à 12% à partir du 1^{er} janvier 1978, calculé sur le prix hors TVA. La TVA est déductible pour les clients commerciaux et industriels.

Depuis le 1^{er} janvier 1975, est comptée en plus une taxe compensatoire (Ausgleichsabgabe) selon la loi de préservation de l'emploi de charbon communautaire dans les centrales électriques (3^e loi). Son taux s'élève à 3,24% jusqu'au 31 mars 1976, puis 4,5% jusqu'au 31 décembre 1977, sur l'ensemble du territoire fédéral. A compter du 1^{er} janvier 1978, les taux diffèrent selon les régions, la moyenne fédérale restant à 4,5%. Au 1^{er} janvier 1979, cette moyenne fédérale a été portée à 6,2%, tout en maintenant les différences régionales. La taxe compensatoire, qui entre dans l'assiette de la TVA, est reversée intégralement par les entreprises aux autorités fédérales.

d) **Prix pour usages domestiques — tarification**

La structure des tarifs généraux basse tension est uniforme. Le schéma de ces tarifs est déterminé par l'ordonnance fédérale des tarifs (BTO Elt), entrée en vigueur au 1^{er} janvier 1974 et remplaçant l'ordonnance de 1938. En conséquence, toutes les entreprises distributrices d'électricité offrent à leurs clients trois tarifs au choix⁽¹⁾:

- deux tarifs à redevance fixe (I et II), avec des prix proportionnels différents, le plus bas correspondant à une prime fixe plus élevée;
- un tarif petits usages;
- un tarif d'heure creuse, qui n'est qu'un complément éventuel aux tarifs précédents.

La majorité des clients est fournie selon un des tarifs à redevance fixe. Il consiste en une prime fixe annuelle et en un prix par kWh consommé. La prime fixe se compose du prix de mise à disposition

⁽¹⁾ A l'exception d'une entreprise qui offre un tarif à tranches, à ses clients domestiques.

et du prix de comptage et de facturation. Le prix de mise à disposition, qui forme d'habitude la plus grosse part de la prime fixe, dépend des utilisations: domestiques, agricoles ou commerciales, professionnelles et autres. Pour les usages domestiques, le nombre de pièces habitées ou habitables sert de mesure (les annexes = couloir, bain, toilette, débarras, ne sont pas comptées, ni les pièces de moins de 6 m²). Pour les pièces de plus de 30 m², on compte une pièce supplémentaire par tranche indivisible de 30 m². Un supplément peut être compté au-delà d'une certaine puissance, de même lorsque des appareils de chauffage ou de climatisation sont utilisés, sans limitation d'emploi dans le temps. De tels appareils dépendent du climat, contrairement aux autres appareils ménagers, et sont déclenchés en même temps par de nombreux usagers (danger de surcharge).

Le prix de comptage et de facturation concerne le compteur et les frais de facturation et d'encaissement de l'entreprise; il dépend du type et de la taille des appareils de mesure.

Lorsque la consommation est très basse par rapport à la taille de l'installation, le tarif « petits usages » s'avère avantageux. Ce tarif comporte un prix de comptage et un prix proportionnel, lequel est plus haut que dans les tarifs à redevance fixe, pour couvrir les frais fixes. Les cas sont rares où ce tarif est avantageux pour les foyers domestiques.

Le tarif d'heure creuse, dont le prix du kWh est plus bas que le tarif à redevance fixe II, peut être choisi en complément aux autres tarifs. Un dispositif est nécessaire pour mesurer séparément la consommation pendant la nuit (heures creuses). La durée des heures creuses dépend des courbes de charge des entreprises (actuellement 6 à 8 heures).

En plus des tarifs généraux, les entreprises proposent en général des formules spéciales pour le chauffage et pour les gros chauffe-eau par accumulation, dont les prix au kWh se situent encore en dessous de ceux d'heure creuse. Ces formules spéciales sont proposées lorsque des capacités libres sont disponibles pendant les heures creuses, suivant les courbes de charge et les conditions locales, de sorte que l'approvisionnement soit possible sans investissement supplémentaire dans les installations. Ceci suppose certaines conditions techniques. Il n'existe donc pas d'obligation de vente dans ce cas.

Exemple de tarif valable en janvier 1978 (Hanovre) — prix hors taxe

Consommateur- type	Tarif	Prime fixe mensuelle		Prix proportionnel DM/kWh
		Prix de mise à disposition	Prix de comptage et de facturation	
Da	I	5,90 DM (3 pièces)	2,00 DM ⁽¹⁾	0,12
Db	I	6,80 DM (4 pièces)	2,00 DM ⁽¹⁾	0,12
Dc	I+ heure creuse	7,70 DM (5 pièces)	4,00 DM ⁽²⁾	jour 0,12 nuit 0,07
De	II+ contrat spécial	17,30 DM (6 pièces)	4,00 DM ⁽²⁾ 5,00 DM ⁽³⁾	jour 0,09 nuit 0,042 ⁽⁴⁾

⁽¹⁾ Compteur simple.

⁽²⁾ Compteur double.

⁽³⁾ Supplément pour comptage.

⁽⁴⁾ Contrat spécial pour chauffage par accumulation.

e) Prix pour usages domestiques — analyse

Les résultats figurent dans les tableaux et les graphiques n^{os} 1 à 4, en annexe.

Dans l'ensemble, entre 1973 et 1978 les prix de l'électricité pour usages domestiques ont augmenté de 25 à 50% pour les sociétés prises dans l'enquête. Les plus fortes hausses se sont produites

après la crise pétrolière, courant 1974 et 1975. Dans presque tous les cas, les prix hors taxe n'ont plus bougé depuis le début de 1976. Une modification de la taxe compensatoire et l'accroissement du taux de la TVA en 1978 ont cependant rehaussé légèrement les prix de vente. Cette hausse reste toutefois limitée à quelques pour-cent.

Sur la moitié des places ⁽¹⁾, les plus fortes hausses ont touché les petits consommateurs. Toutefois, il faut remarquer que les plus petits consommateurs (Da) représentent une faible part de la clientèle en RF d'Allemagne.

Les taux de hausse ont varié aussi selon les régions, de sorte que l'ordre de classement des places ne reste pas stable. Les prix varient d'une manière telle, qu'on ne peut pas dire qu'une région est plus chère qu'une autre. Ceci dépend de la consommation et donc de la dégressivité tarifaire. Par exemple, Hambourg était la place la moins chère en 1973 pour les petits consommateurs (Da, Db), mais parmi les plus chères pour les plus gros (Dc, De). On peut toutefois remarquer que souvent les prix tendent à être plus élevés dans le sud (Stuttgart, Munich, zone sud) que dans le reste du pays. On voit aussi que les prix des zones à moindre densité de population (zone sud) sont plus élevés que dans les zones fortement urbanisées (zone ouest), ceci traduisant les coûts de distribution. Sur un plan général, on peut observer une corrélation entre les niveaux de prix et la consommation moyenne par abonné. Plus cette dernière est basse dans une région, plus le niveau des prix des tarifs y est élevé. Or, la consommation moyenne par abonné domestique peut différer largement entre régions (environ 2000 kWh/an à Munich et 4000 dans la zone ouest).

Les écarts de prix régionaux s'élargissent au fur et à mesure que la consommation est plus importante. Entre la place la plus chère et la moins chère de la présente enquête, l'écart est de 17% pour les petits consommateurs (Da, Db), de 23% pour Dc et de 30% pour De, en 1978. Mais, dans ce dernier cas, il s'agit du chauffage électrique de nuit, pour lequel l'électricité est offerte à un prix voisin des coûts de production. L'écart de 30% relevé entre Hanovre et la zone sud s'explique alors par le coût très favorable du gaz naturel indigène utilisé à Hanovre pour produire l'électricité, contrastant avec le coût plus élevé du fuel-oil utilisé dans la zone sud. Ces écarts de prix régionaux ne tendent pas à s'amenuiser au cours de la période étudiée.

La dégressivité tarifaire, c'est-à-dire la réduction de prix unitaire lorsqu'on passe d'une petite consommation (600 kWh de jour) à une forte consommation (20 000 kWh dont 15 000 de nuit), atteint 70 à 75% en 1978. Ainsi, le prix du kWh facturé à un petit consommateur en application des tarifs généraux est le triple du prix offert pour le chauffage central par accumulation. Cette dégressivité tarifaire ne s'amenuise pas au cours de la période étudiée.

En résumé, les prix relevés en RF d'Allemagne présentent une grande dispersion selon le lieu, le consommateur et la période.

Malgré cette dispersion des prix de vente, une comparaison peut être tentée avec l'indice des prix du produit intérieur brut (PIB) et les recettes moyennes.

	Indice prix PIB	Recettes moyennes ⁽¹⁾	Prix de vente (Düsseldorf)			
			Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100	100
1974	106,9	108	103,2	104,3	112,7	100
1975	114,1	120,3	131,3	127,5	133,6	118,9
1976	117,9	123,1	135,1	132,6	141,5	128,5
1977	112,1	123,4	136,7	134,2	143,2	135,5
1978	125,2	.	139,2	136,5	145,8	139,4

⁽¹⁾ Recettes moyennes, avec TVA, sans taxe compensatoire, pour l'ensemble de la RF d'Allemagne.

⁽¹⁾ Hambourg, Hanovre, Francfort, Stuttgart.

Le tableau précédent donne l'exemple des prix de vente à Düsseldorf. Mais les calculs ont été effectués sur toutes les places enquêtées et les conclusions générales que l'on en tire sont les mêmes.

Dans tous les cas, depuis 1974, les prix de vente de l'électricité augmentent plus que les prix de l'ensemble des biens et services (représenté par l'indice du PIB). Ceci signifie que les prix de l'électricité ont augmenté en monnaie constante, entre 1974 et 1978. Cette augmentation ne touche pas tous les consommateurs de la même manière, car les hausses sont parfois différenciées.

Les recettes moyennes évoluent à peu près comme les prix de vente: forte hausse en début de période et quasi-stabilisation à partir de 1975. Cependant, les recettes moyennes augmentent dans une moindre mesure que les prix de vente. Ce manque de parallélisme est dû au développement des consommations moyennes des abonnés, qui bénéficient ainsi de la dégressivité tarifaire.

f) Prix pour usages industriels — tarification

La structure des formules de prix pour la moyenne et la haute tension est largement uniforme en RF d'Allemagne. Toutes les entreprises offrent une formule de prix avec prime de puissance et prix du kWh différenciée entre jour et nuit. Une partie des entreprises offre en plus une formule sans prime de puissance, pour faible durée d'utilisation. La majorité des entreprises propose le choix entre un tarif pour faibles utilisations et un tarif pour fortes utilisations, en partie à côté d'un tarif à tranches. Ainsi, dans la plupart des régions, les clients de la moyenne tension peuvent-ils choisir, au mieux de leur durée d'utilisation, entre deux ou trois formules de prix, pour conclure leurs contrats.

i) Formules à prime de puissance

Le paramètre de la prime de puissance est en principe la puissance maximale appelée. Le calcul se base en général sur une puissance annuelle, le plus souvent constituée de la moyenne des deux ou trois puissances mensuelles les plus élevées (puissance effective en kW ou apparente en kVA). La période d'intégration de la puissance considérée est en principe 15 minutes. La plupart des formules prévoient une prime minimale à payer, en fonction de la puissance disponible. Quelques formules de prix prévoient un rabais en fonction de la durée d'utilisation.

Les prix proportionnels sont différents de jour et de nuit. La durée contractuelle de nuit inclut au moins la période de 22 h à 6 h. Mais un grand nombre d'entreprises offre une période de nuit plus longue, dont la durée est souvent plus longue l'été que l'hiver.

ii) Formules à tranches

Ces formules de prix comprennent un prix proportionnel dégressif en fonction des quantités et un rabais sur la durée d'utilisation en fonction de la puissance maximale quart-horaire annuelle. Les périodes contractuelles de nuit sont en règle générale identiques à celles des formules à prime de puissance, pour la même entreprise.

g) Prix pour usages industriels — analyse

Les résultats figurent dans les tableaux et graphiques n^{os} 5 à 8, en annexe.

Seules cinq des huit entreprises enquêtées ont pu fournir des prix pour les consommateurs-types Ia et Ib. Ceci du fait que, pour quelques entreprises, le tarif applicable à ces consommateurs est basé sur des paramètres non prévus dans les définitions, par exemple livraison en basse tension.

Il en résulte des difficultés de comparaison entre les places et avec les autres consommateurs industriels (Ic...If).

Les prix donnés pour Hambourg dans ces cas (Ia,Ib) ne couvrent en fait qu'une petite partie de la clientèle, la majorité étant approvisionnée en basse tension, avec d'autres tarifs.

De plus, il faut signaler que les prix indiqués pour Hambourg concernent les tarifs sans effacement de puissance, conformément aux définitions générales de l'enquête. En réalité, la majorité des clients choisit des tarifs avec effacement de la puissance pendant les heures de pointe et bénéficient ainsi de prix plus bas.

Pendant la période considérée, les prix de vente de l'électricité subissent des hausses, d'intensité variable selon les régions et les consommateurs. Comme pour les foyers domestiques, la forte poussée de hausse se situe vers 1974-1975. Sur certaines places (Hanovre, Francfort, Stuttgart, Munich, zone sud) les prix hors taxe ne bougent plus entre janvier 1976 et janvier 1978; les modifications des prix de vente venant alors uniquement de l'accroissement des taxes fiscales. Les taux de hausse enregistrés entre 1973 et 1978 varient selon les places de 25 à 67%.

Une petite fraction de ces hausses vient de la TVA, dont le taux a augmenté de 1% début 1978.

Le taux de hausse relativement fort, observable à Hambourg, vient du fait que les prix y étaient bas en 1973, année de base de l'enquête et de la comparaison dans le temps.

Du fait des hausses très variables, l'ordre de classement des places ne reste pas stable. On remarque cependant que Düsseldorf et la zone ouest ont des prix très voisins.

Les écarts régionaux de prix paraissent importants pour les petits consommateurs industriels (Ia, Ib), du fait des conditions dissemblables de fourniture et de tarification de l'électricité (voir remarques plus haut). Pour les usagers industriels plus importants, les écarts de prix entre régions s'avèrent moindres, par exemple de 20 à 30% pour Ic et Id en 1978. Les écarts régionaux de prix s'atténuent au fur et à mesure que la consommation augmente et diminuent entre 1973 et 1978. Ainsi, pour le consommateur-type le plus important (If), la différence de prix entre la place la plus chère et la moins chère (Hambourg-Hanovre) se réduit à 9% seulement, en 1978.

Les différences de niveaux de prix entre régions ne s'expliquent pas seulement par les types de combustibles brûlés dans les centrales, mais aussi par la structure de la clientèle (une forte consommation moyenne par abonné industriel, avec une longue durée d'utilisation, permet des prix plus bas, comme c'est le cas pour la zone ouest, Hanovre et Francfort) et par la politique tarifaire.

La dégressivité tarifaire est accentuée et demeure stable au cours de la période étudiée. La réduction de prix unitaire lorsqu'on passe d'un consommateur moyen (Ic) à un gros (If) est de -37% à -47% suivant les places. La dégressivité apparente augmente évidemment si l'on inclut dans le calcul les petits consommateurs Ia et Ib.

Malgré la dispersion des prix et la diversité des situations, une comparaison peut être tentée entre prix de vente de l'électricité, recettes moyennes et indice de prix du produit intérieur brut (PIB).

	Indice prix PIB	Recettes moyennes ⁽¹⁾	Prix de vente (Düsseldorf)			
			Ic	Id	Ie	If
1973	100	100	100	100	100	100
1974	106,9	108	110,2	110,1	110,1	110,2
1975	114,1	124,6	124,4	124,4	126,1	130,0
1976	117,9	126,5	128,2	128,2	129,6	132,7
1977	122,1	128,6	133,1	133,1	134,7	138,1
1978	125,2	.	145,4	145,3	148,2	153,8

⁽¹⁾ Usagers industriels, avec TVA, sans taxe compensatoire, pour l'ensemble de la RF d'Allemagne.

Le tableau donne l'exemple des prix de vente à Düsseldorf, mais les calculs montrent des résultats et des conclusions semblables pour les autres places enquêtées.

Depuis 1974, les prix de vente de l'électricité augmentent un peu plus que l'ensemble des biens et services, représenté par l'indice de prix du PIB.

Dans l'ensemble, les recettes moyennes augmentent un peu moins que les prix de vente, en raison de l'accroissement de la consommation moyenne par abonné (effet de la dégressivité tarifaire).

2. FRANCE

a) Organisation de l'industrie électrique

La production, le transport, la distribution et les échanges d'électricité ont été nationalisés par une loi du 8 avril 1946, la gestion de ces secteurs ayant été confiée à un établissement public national: Électricité de France (EDF). Le monopole d'EDF n'est pas parfait et un nombre d'exceptions est prévu par la loi, aussi bien en matière de production que de distribution. En production, des exceptions sont prévues entre autres pour les industries autoproductrices d'électricité et les collectivités, à condition que l'utilité pour le service public ne soit pas nécessaire et qu'une convention soit conclue avec l'EDF. Sont exclues également les centrales des Chemins de fer (SNCF) et les houillères nationales. En matière de distribution sont exclues les régies constituées par les collectivités locales (par exemple: Strasbourg et Metz), les sociétés d'économie mixte à majorité publique et certaines coopératives agricoles. Ainsi, la société d'Électricité de Strasbourg jouit d'une certaine indépendance vis-à-vis de l'EDF, bien que celle-ci détienne 75% du capital.

En 1975, les producteurs autonomes — houillères en premier lieu — ont assuré 16% de la production nationale. La part d'EDF dans la distribution par contre est bien plus élevée, 96% en 1975. La production autonome est soumise à une réglementation précise quant à son transport et à la vente. En réalité, les installations des producteurs autonomes sont pratiquement toutes raccordées au réseau EDF, ce qui d'ailleurs est dans leur intérêt.

b) Cadre réglementaire

Le cadre juridique, tracé par la loi de 1946, comporte l'autonomie financière pour l'EDF et par conséquent, l'indépendance technique et commerciale. L'établissement doit faire face à toutes les charges d'exploitation, de capital et d'investissement et il est assujéti aux impôts et, pour sa gestion financière, il suit les règles en usage dans les sociétés industrielles et commerciales.

Une nouvelle étape dans les rapports d'EDF avec l'État a été franchie à la suite des propositions contenues dans le rapport sur les entreprises publiques d'avril 1967, appelé rapport Nora. Une convention spéciale, appelée contrat de programme, a été passée entre EDF et l'État le 23 décembre 1970.

Ce contrat tendait à améliorer la gestion industrielle et commerciale de l'établissement, en allégeant la tutelle administrative, en vue d'une mise à disposition de l'industrie française d'une énergie à prix compétitif. Les résultats de sa gestion devraient être appréciés par la productivité globale des facteurs de production, la part des ressources propres dans le financement des investissements et la rentabilité financière du capital investi.

En fonction de ces objectifs, Électricité de France dispose de l'initiative de proposer des tarifs et des niveaux de prix. Toutefois, les pouvoirs publics possèdent en quelque sorte un droit de veto sur ces propositions, puisque toute modification doit être promulguée par un arrêté des ministères de l'Industrie et des Finances. En cas de divergence entre la politique commerciale de l'entreprise et la politique économique nationale, le gouvernement prime et peut imposer un blocage des prix.

c) Fiscalité

Les fournitures d'énergie électrique sont soumises:

- à la taxe sur la valeur ajoutée (TVA), dont le taux est de 17,6% pendant la période 1973–1978. La TVA est perçue sur toutes les fournitures basse, moyenne et haute tension, sur base du prix hors taxe. La TVA est déductible pour les consommateurs industriels et commerciaux;

— à une fiscalité locale spécifique : taxe municipale perçue dans les limites légales de 0 à 8% et taxe départementale perçue dans les limites légales de 0 à 4%, les deux pouvant se cumuler (cas particulier de Paris avec un taux exceptionnel de 13,2% pour la taxe municipale). Leur assiette est constituée par le montant facturé pour les kWh consommés, à l'exclusion des primes et redevances fixes. Ces taxes, applicables aux fournitures en basse tension et aux consommations d'éclairage et de chauffage des locaux fournis en haute tension, sont perçues directement par les collectivités locales. Elles s'élèvent comme suit dans les localités retenues pour l'enquête.

Places	Taxe municipale %	Taxe départementale %	Total %
Lille	8	1	9
Paris	13,2	—	13,2
Marseille	8	4	12
Lyon	8	—	8
Toulouse	8	2	10
Strasbourg	0	4	4

d) Prix pour usages domestiques — tarification

L'unification générale des tarifs en basse tension fut entamée en 1965 et a donné lieu au «tarif universel», applicable sur l'ensemble du pays aux usagers domestiques et aux exploitants agricoles. Ce tarif universel offre plusieurs formules d'abonnement selon l'importance de la puissance reprise par le client. Ces formules sont les abonnements «ménage» 3 kW, «confort» 6 kW, «grand confort» 9 kW, qui comprennent :

- un terme fixe;
- un prix par kWh, première tranche, qui comprend une part des charges fixes;
- un prix par kWh, deuxième tranche, très inférieur, ne comprenant pas de charges fixes

Pour les petites fournitures, il existe un tarif particulier dit «Tarif transitoire» pour les puissances inférieures ou égales à 1 kVA.

En outre, il existe l'abonnement «tout électrique» qui a une structure binôme. Le terme fixe (redevance) couvre les charges fixes et il n'y a pas de première tranche.

Ces abonnements existent en variante «double tarif» pour les clients ayant une consommation en «heures creuses» (nuit). Cette variante comporte une redevance majorée et un prix réduit au kWh pour les périodes creuses (8 heures de nuit), quel que soit l'usage.

Exemple du tarif universel (basse tension) — janvier 1978

Formule d'abonnement	Puissance souscrite kVA	Redevances, FF/mois		Tranche de base kWh/mois	Prix d'énergie, centimes/kWh		
		Simple tarif	Double tarif		Tranche de base	Surplus	Heures creuses
Transitoire	1	1,25	—	12	51,61	39,13	—
Ménage	3	3,80	10,83	30	54,79	19,53	10,99
Confort	6	8,90	17,53	40	53,98	18,72	10,99
Gd confort	9	14,32	23,91	50	53,98	18,72	10,99
Tout électrique	18 ⁽¹⁾	75,40	91,70	—	18,42		10,99

(¹) D'autres puissances peuvent être choisies : 12, 24, 30 et 36 kVA.

En fonction des définitions des consommateurs-types, les tarifs suivants ont servi de base aux prix indiqués :

- Da Transitoire
- Db Ménage, simple tarif
- Dc Confort, double tarif (avec 1 300 kWh de nuit)
- De Tout électrique, 18 kVA, double tarif (avec 15 000 kWh de nuit).

Ces formules tarifaires ne comportent aucun paramètre d'indexation, mais les taxes de base sont révisées périodiquement pour tenir compte des modifications intervenues dans les coûts de production et de distribution de l'électricité en basse tension.

A Strasbourg, le tarif national unifié est appliqué aux cas Da, Db et Dc. Mais le tarif appliqué à De (tout électrique, niveau 2) aboutit à des prix un peu inférieurs à ceux pratiqués dans le reste du pays.

e) Prix pour usages domestiques — analyse

Les résultats figurent dans les tableaux n^{os} 9 à 11 et les graphiques 9 et 10, en annexe.

Les prix sont uniformes sur tout le pays, à l'exception du consommateur-type De à Strasbourg. Comme les taxes sont restées inchangées pendant toute la période étudiée, elles n'ont pas affecté les tendances de prix. Comme dans tous les pays, ces tendances sont à la hausse. Ces hausses sont d'autant plus fortes que la consommation est élevée. Les prix du consommateur-type De augmentent de 88% pendant la période 1973–1978, contre 48% pour Da. Ceci provoque une atténuation de la dégressivité tarifaire. En 1973, Da payait plus de trois fois le prix unitaire facturé à De, en 1978 ce rapport se réduisait à moins de 2,5. La dégressivité en fonction des quantités consommées demeure cependant accentuée, ce qui favorise notamment le chauffage électrique.

Les écarts régionaux de prix proviennent uniquement des taxes municipales et départementales (à l'exception du tarif tout électrique à Strasbourg). Il en résulte que Paris est la ville la plus chère parmi celles choisies pour l'enquête, Strasbourg étant la moins chère. La différence s'élève à 7% pour Da-Dc et 16% pour De.

Les hausses notables entre 1973 et 1975 sont dues à l'envolée des coûts, en particulier ceux des combustibles. Les prix furent alors gelés par voie légale, de sorte qu'aucun changement n'intervient entre 1975 et 1976. Ce gel n'eut pour effet que de remettre à plus tard les mouvements de hausse. Lors du déblocage des tarifs, des ajustements de prix vers le haut furent en effet nécessaires pour combler les déficits provoqués au cours de cette période. Ceci explique la forme des courbes sur le graphique 9, avec bonds et paliers.

Une comparaison entre prix de vente, indice de prix du produit intérieur brut (PIB) et recettes moyennes met en lumière quelques faits intéressants.

	Indice prix PIB	Recettes moyennes ⁽¹⁾	Prix de vente (TNU)			
			Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100	100
1974	111,1	101,1	103,6	103,6	103,6	103,6
1975	125,8	121,0	122,1	126,8	131,5	141,3
1976	138,3	130,7	122,1	126,8	131,5	141,3
1977	150,5	128,4	139,0	141,7	155,8	176,4
1978	164,8		148,1	150,8	166 0	187,8

⁽¹⁾ EDF, clients domestiques, basse tension.

On voit dans ce tableau que les prix des petits consommateurs (Da et Db) n'augmentent pas autant que les prix de l'ensemble des biens et services, représenté par l'indice du PIB, c'est-à-dire que ces consommateurs payent, en monnaie constante, comparativement moins qu'en 1973, pour leurs achats d'électricité.

Les prix du consommateur-type Dc restent plus ou moins en ligne avec l'indice du PIB et ce n'est qu'au niveau des consommations «tout électrique» (De) que l'on constate en fin de période un renchérissement de l'électricité tant en monnaie courante que constante.

Quant aux recettes moyennes par kWh, encaissées par EDF, elles ne suivent pas ces tendances en parallèle. Ces recettes montrent un gain de l'ordre de 30% en 5 ans, alors que la monnaie se déprécie de plus de 10% chaque année et que les tarifs augmentent de 48 à 88% au cours de la période étudiée. Un tel décrochement vient du développement des consommations moyennes des abonnés domestiques (+37% de 1973 à 1977), lesquels payent de moins en moins par kWh acheté, en raison de la forte pente de dégressivité des tarifs. C'est d'ailleurs cette forte dégressivité qui joue comme facteur d'encouragement à la consommation, contrairement à ce qui se passe par exemple au Royaume-Uni ou en Italie. On observe même un recul des recettes moyennes (de 10% en monnaie constante) en 1977, ce qui prouve que les hausses de tarif n'ont compensé ni l'effet de dégressivité, ni la dépréciation monétaire.

f) Prix pour usages industriels — tarification

Pendant toute la période étudiée, EDF a appliqué aux usagers industriels ce qui est appelé le «tarif vert». Il s'agit, en fait d'un système tarifaire comprenant quatre types d'abonnements ou tarifs, présentant une même structure binôme, avec des prix proportionnels et un terme fixe, lesquels sont différenciés suivant les régions pour les fournitures effectuées en très haute et haute tension.

Les principes en sont décrits ci-après.

En ce qui concerne les fournitures en moyenne tension retenues pour l'enquête, les tarifs ont la structure suivante :

i) Prix proportionnels

Il s'agit de la taxe à payer par kWh consommé. Cette taxe diffère suivant les saisons et les moments de la journée.

Deux saisons de 6 mois sont distinguées : hiver, d'octobre à mars ; été, d'avril à septembre.

Les moments de la journée sont fixés de la manière suivante :

heures pleines : de 6 h à 22 h

heures creuses : de 22 h à 6 h (soit 8 heures)

De plus, pendant les mois de novembre, décembre, janvier et février, existe une période supplémentaire de pointes d'hiver, de 7 h et 9 h et de 17 h à 19 h.

Les dimanches ne comprennent que des heures creuses.

Il en résulte cinq périodes tarifaires, dont les prix par kWh décroissent dans l'ordre suivant :

1 : pointes d'hiver

2 : heures pleines d'hiver

3 : heures pleines d'été

4 : heures creuses d'hiver (y compris dimanches)

5 : heures creuses d'été (y compris dimanches).

Pour calculer le prix payé par un consommateur donné, il est donc nécessaire de connaître la répartition de sa consommation entre ces 5 périodes tarifaires. La définition des consommateurs-

types prévoit la part de la consommation annuelle à facturer à des prix d'heures creuses (voir tableau technique du chapitre II). Pour une durée quotidienne tarifaire des heures creuses de 8 heures, on a :

	Modulation	Part de la consommation à facturer aux prix « heures creuses de nuit »
la lb	1 000 h	0%
lc	1 600 h	8%
ld	2 500 h	18%
le lf	4 000 h	25%

Toutefois, ce tableau ne suffit pas. A cette répartition prévue dans les définitions de base de l'enquête, il faut ajouter :

- 1 — la part de la consommation pendant les heures creuses supplémentaires des dimanches (heures creuses de jour);
- 2 — une ventilation entre été, hiver et pointes d'hiver.

Le schéma suivant a été appliqué en tenant compte des statistiques de répartition saisonnière moyenne des consommations en France.

(en %)

Périodes tarifaires	la lb 1 000 h	lc 1 600 h	ld 2 500 h	le lf 4 000 h
1: pointes d'hiver	7	9,7	8,2	6,8
2: heures pleines d'hiver	48	41,6	36,4	31,4
3: heures pleines d'été	45	40,6	34,0	32,2
4: heures creuses d'hiver	—	4,4	11,2	14,6
5: heures creuses d'été	—	3,7	10,2	15,0
Total	100	100	100	100
(4+5) Total heures creuses	—	8,1	21,4	29,6
dont dimanches	—	0,1	3,4	4,6

Cette répartition est fonction de la modulation, c'est-à-dire de la durée d'utilisation de la puissance. Plus cette durée d'utilisation est longue, plus la consommation s'étale régulièrement dans le temps, plus la part des heures creuses augmente et plus il y a de consommation pendant les dimanches.

Cette répartition montre de plus que la consommation pendant la période hivernale (octobre à mars inclus) représente en gros 55% de la consommation annuelle totale.

ii) Terme fixe

Il s'agit d'une prime fixe annuelle dont le montant est fonction de la puissance souscrite (égale à la puissance maximale annuelle, selon les définitions de l'enquête).

Le montant de cette prime décroît au fur et à mesure que la puissance augmente, selon le schéma par tranches ci-après, valable pour toute la période étudiée :

Tranches de puissance en kW		Réduction de la prime	Coefficient correcteur de la prime
Limites	Étendue		
≤ 100	100	0	1
101 - 300	200	4	0,96
301 - 1 000	700	8	0,92
1 001 - 3 000	2 000	13	0,87
3 001 - 10 000	7 000	18	0,82
> 10 000	—	24	0,76

Cette décroissance de la prime fixe ne s'applique pas au tarif «courtes utilisations».

Dans la présente étude, on a considéré que la puissance maximale était constante pendant les cinq périodes tarifaires, ce qui simplifie les calculs.

iii) Types d'abonnements ou tarifs

Le consommateur dispose d'un choix entre plusieurs tarifs, avec des taxes de base différentes pour la prime fixe de puissance et pour les prix du kWh des périodes tarifaires.

Quatre tarifs sont en vigueur, dont l'intérêt pour l'utilisateur dépend de la modulation (durée d'utilisation de la puissance).

	Avantageux pour	Consommateurs-types correspondants
1 - tarif courtes utilisations	≤ 1 000 h	la lb
2 - tarif général	1 000 h - 3 500 h	lc ld
3 - tarif d'appoint	3 500 h - 5 500 h	le lf
4 - tarif très longues utilisations	> 5 500 h	—

A titre d'information, le tarif général concerne environ 85% des usagers.

iv) Zones tarifaires

En moyenne tension, les prix sont en principe unifiés depuis le 1^{er} avril 1973. Toutefois, pour certaines régions, l'écart entre la situation antérieure et celle résultant des prix unifiés étant trop important pour être résorbé au cours des trois étapes prévues pour réaliser cette opération, l'alignement progressif des prix appliqués dans ces zones ne sera terminé qu'en 1979. En 1978, 6 départements des zones hydrauliques comportent encore des prix différents.

La répartition des villes choisies dans l'enquête entre ces différentes zones tarifaires a été la suivante:

Places	1973	1974	1975	1976	1977	1978
Lille	1	TNU	TNU	TNU	TNU	TNU
Paris	10	TNU	TNU	TNU	TNU	TNU
Marseille	7	G	G	G	TNU	TNU
Lyon	8	G	G	G	TNU	TNU
Toulouse	29	E	E	E	E	E
Strasbourg	.	TNU	TNU	TNU	TNU	TNU

TNU = tarif national unifié
G = zone de barème G
E = zone de barème E
1...20 = zones tarifaires de 1973

v) *Tension d'alimentation*

Jusqu'au 1^{er} août 1973, la tension d'alimentation intervenait dans le niveau des prix de base (prime fixe et prix proportionnels). Il existait trois jeux de barèmes pour les tensions tarifaires de 5, 15 et 30 kilovolts, correspondant comme suit aux tensions physiques d'alimentation :

Tension tarifaire	Tension physique d'alimentation
5 kV 15 kV 30 kV	inférieure à 10 kV de 10 à 30 kV exclu de 30 à 45 kV exclu

On a pris comme base des calculs de prix, les barèmes correspondant à 15 kV, cette tension étant la plus répandue.

Depuis le 1^{er} août 1973, il n'existe plus qu'un barème pour les fournitures en moyenne tension.

vi) *Mise à jour des tarifs*

Les formules tarifaires ne contiennent aucun paramètre d'indexation. Cependant, les prix de base des tarifs (prime fixe et prix unitaire du kWh) subissent des révisions périodiques, à la suite des modifications des coûts de production et de distribution de l'électricité. Ces révisions ont eu lieu aux dates ci-après : 1-8-1972, 1-8-1973, 2-3-1974, 1-7-1974, 1-1-1975, 1-8-1975⁽¹⁾, 1-3-1976⁽¹⁾, 1-4-1977.

vii) *Exemple de tarifs*

Les tarifs en vigueur en janvier 1978 se présentaient comme il suit :

Tarif national unifié

Con- somma- teur- type	Type de tarif	Prime fixe FF/kWh	Prix proportionnels ⁽²⁾ centimes/kWh				
			1	2	3	4	5
la lb	courtes utilisations	54,79	53,19	28,32	13,69	7,33	6,99
lc ld	tarif général	136,98 ⁽¹⁾	32,85	17,86	11,36	7,33	6,99
le lf	tarif d'appoint	214,03 ⁽¹⁾	22,57	15,38	10,07	7,33	6,90

⁽¹⁾ À multiplier par le coefficient correcteur du tableau du paragraphe b) ci-devant.
⁽²⁾ 1, 2, 3, 4, 5 = cinq périodes tarifaires, exposées dans le paragraphe a) ci-devant.

g) **Prix pour usages industriels — analyse**

Les résultats figurent sur les tableaux n^{os} 12 et 13 et les graphiques 11, 12 et 13, en annexe. Au début de 1973, le pays était divisé en 20 zones tarifaires, avec des prix différents. L'écart de prix entre zones extrêmes retenues dans l'enquête (Toulouse et Lille) atteignait 12%.

⁽¹⁾ Ces deux dates sont des étapes d'alignement des prix non encore unifiés (voir § d).

En août 1973 fut introduit le tarif national unifié (TNU) et les ajustements de prix qui s'ensuivent furent articulés de manière à non seulement couvrir les coûts croissants, mais aussi à rapprocher les prix pratiqués alors dans les différentes régions.

En conséquence, les modifications de prix variaient d'une zone à l'autre, les plus fortes hausses touchant les régions aux prix les plus bas. En 1978, toutes les villes choisies dans l'enquête tombaient sous le tarif national unifié, à l'exception de Toulouse. Mais l'écart entre TNU et barème E appliqué à Toulouse se réduisait à 1,9% au début de 1978. L'effacement des différences régionales est parfaitement visible sur les graphiques 11 et 12. Ainsi a été réalisée une politique de péréquation géographique des prix, qui est le trait dominant de cette période.

Les chiffres suivants indiquent les étendues de hausses relevés entre 1973 et 1978 :

Consommateur-type	la lb	lc	ld	le lf
% 1978/1973	65-80	69-85	71-86	73-87

On voit que les hausses s'avèrent d'autant plus vives que la consommation est élevée, ce qui a pour effet de réduire légèrement la dégressivité tarifaire. A Paris en 1978 (TNU) la réduction de prix unitaire entre les consommateurs-types extrêmes (% lf/la) est de -43%, contre -46% en 1973.

D'autre part, les hausses surviennent irrégulièrement dans le temps, comme le montrent les courbes des graphiques, en forme d'escalier. Les événements l'expliquent: vive poussée des prix (+30 à +35%) courant 1974 suite à la crise pétrolière, palier en 1975, hausse de 15,4% en moyenne autorisée par le gouvernement au 1^{er} mars 1976, politique de stabilisation des prix décidée par les pouvoirs publics en septembre 1976, enfin autorisation de hausse uniforme de 6,5% des prix des services publics avec effet au 1^{er} avril 1977. Cette évolution traduit deux influences contradictoires = action d'EDF en vue de suivre les coûts, action gouvernementale visant à freiner l'inflation.

Pour conclure, une comparaison est présentée entre prix de vente (TNU), recettes moyennes et indice de prix du produit intérieur brut (PIB).

	Indice prix PIB	Recettes moyennes ⁽¹⁾	Prix de vente (TNU)				
			la lb	lc	ld	le	lf
1973	100	100	100	100	100	100	100
1974	111,1	113,0	104,5	105,5	104,3	103,3	103,2
1975	125,8	144,1	139,1	141,0	140,2	139,5	139,4
1976	138,3	162,8	139,1	141,0	140,2	139,5	139,4
1977	150,5	175,0	154,9	158,7	160,3	162,2	162,4
1978	164,8	.	165,0	169,0	170,8	172,7	172,9

⁽¹⁾ EDF, haute tension.

Ces chiffres montrent le blocage des prix en 1975 et début 1976. En fait, seul le tarif national unifié (TNU) était bloqué; des hausses étaient autorisées dans les autres zones tarifaires pour amener les prix dans le sillage du TNU.

Ces chiffres montrent aussi que l'évolution des prix des petits usages industriels (la,lb) reste plus ou moins en ligne avec l'indice de prix du PIB, c'est-à-dire que les hausses de tarifs ne font que compenser la dépréciation monétaire. Pour les autres usagers industriels, les prix augmentent un peu plus que l'indice du PIB, sans aboutir toutefois à des divergences importantes. Les recettes moyennes en haute tension augmentent plus que l'indice du PIB et que les prix de vente relevés

dans l'enquête. Ce phénomène résulte 1) de l'effet des hausses plus vives subies par les très gros consommateurs non inclus dans cette enquête, 2) de la contraction des consommations moyennes par abonné industriel (-7% au cours de la période étudiée).

La consommation moyenne par abonné en haute tension reste en dessous de 1 million de kWh/an, soit en dessous du consommateur-type Id.

3. ITALIE

a) Organisation

En principe, l'ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica), fondé en 1962, est le service public responsable de la production, du transport, de la transformation et de la vente de l'électricité. La législation qui nationalisa l'industrie électrique autorisa trois exceptions :

- des entreprises municipales locales existant avant 1962, au nombre de 150 environ;
- des autoproducteurs, consommant au moins 70% de leur propre production;
- des petits producteurs (moins de 15×10^6 kWh/an).

En pratique, cette loi a conduit à une structure où l'ENEL domine :

%	ENEL	Entreprises municipales	Autoproducteurs
Production thermique classique	78	2	20
Production hydraulique	74	9	17
Production nucléaire et géothermique	100	—	—

Les prix de vente, déterminés par les autorités gouvernementales comme précisé ci-après, sont virtuellement les mêmes pour des consommateurs identiques dans tout le pays, à l'exception des petits consommateurs industriels, commerciaux et agricoles dans le sud et les îles. Pour être plus précis, l'uniformisation des prix avait déjà été imposée un an auparavant par un règlement du CIP (voir ci-après).

En général, l'ENEL est responsable de la coordination de toutes les activités des entreprises non nationalisées dans le domaine de l'électricité. Ceci permet l'utilisation optimale des capacités de ces entreprises.

Actuellement, quelque 80% de la consommation nationale sont couverts par l'ENEL et les compagnies locales de distribution.

A leur tour, le contrôle et la coordination des activités de l'ENEL reposent dans les mains de trois organes gouvernementaux :

1) Le Comité interministériel de la programmation économique (CIPE) doit approuver les programmes et les plans de l'ENEL et émettre des directives dans tous les domaines de compétence de l'ENEL, en particulier dans la politique tarifaire.

2) Le Ministre de l'industrie est chargé du contrôle en général et des autorisations en particulier, ceci concernant par exemple les concessions aux entreprises locales et aux autoproducteurs. Sa tâche est aussi d'approuver le bilan annuel, avec le Trésor.

3) Le Comité interministériel des prix (CIP) fixe les tarifs, formule les termes et conditions de vente et en contrôle l'application.

Un autre organe important, la «Cassa Conguaglio per il settore elettrico» a été créé en 1974, dans le but de répartir équitablement le coût croissant des combustibles entre les différentes entreprises. Le rapport entre l'électricité thermique (onéreuse) et hydraulique (bon marché) varie d'un distributeur à l'autre et donc toute hausse de tarif sans niveler les coûts bénéficierait aux entreprises hydro-électriques et affecterait les autres. En pratique, le système de compensation fonctionne de sorte que les entreprises bénéficiaires alimentent un fonds central, qui subventionne les autres.

b) Cadre réglementaire

Comme déjà mentionné, le CIPE est l'organe qui trace les lignes de la politique des prix et le CIP est responsable des règlements de détail et des conditions de fourniture.

Jusqu'à mi-1974, les tarifs établis en 1961 sont restés pratiquement inchangés; alors le CIPE a dû modifier sa politique tarifaire afin de faire face aux coûts croissants des combustibles et d'en amortir l'effet sur la situation financière de l'industrie électrique en Italie.

Les nouvelles directives du CIPE ont été mises en œuvre par une série de règlements du CIP, publiés entre juillet 1974 et janvier 1975.

A part la hausse du niveau des tarifs, ceux-ci comprirent un nouvel élément: la surtaxe thermique. Cette surtaxe est administrée par la «Cassa Congluaglio» déjà citée et son montant est fixé comme décrit plus haut.

Dans cette enquête, la surtaxe thermique apparaît pour la première fois dans les prix de janvier 1975, à l'exception des usagers domestiques ayant une puissance souscrite $\leq 1,5$ kW. En 1975, les usagers avec une puissance souscrite jusqu'à 3 kW et une consommation annuelle jusqu'à 1 800 kWh furent aussi exemptés.

A partir de 1977, des taux réduits sont appliqués à ces usagers. La surtaxe présente trois taux, prenant en compte les différentes pertes à basse, moyenne et haute tension.

Peu après, l'ajustement des tarifs se révéla inapte à couvrir la hausse continue des coûts du service. En conséquence, les autorités décidèrent, en octobre 1976, d'introduire un nouveau train de hausses tarifaires.

A cette fin, furent établis de nouveaux taux de surtaxe thermique pour compenser l'augmentation du coût des combustibles et de nouveaux tarifs pour compenser les autres coûts. Les modifications de la surtaxe thermique, intervenues à plusieurs reprises en octobre 1976, novembre 1976 et fin 1977, ont compensé les coûts des combustibles jusqu'à fin 1978, tandis que les hausses de tarifs fixées en octobre 1976 n'ont pas compensé complètement les autres coûts. L'ENEL enregistra donc des déficits substantiels pendant la période considérée, son bilan ayant été équilibré durant la première décennie de son existence. Pour une part, le déficit vient de la compensation qu'on a dû payer aux entreprises électriques ayant cessé leurs activités lors de la nationalisation.

Récemment, le CIPE a envisagé la création d'un fonds spécial pour compenser ces déficits. Il a aussi décidé de réviser les tarifs chaque année, à partir de 1978.

En bref, il est prévu:

- une augmentation du fonds de dotation de 3 000 milliards de Lires, à verser entre 1978 et 1981;
- une révision annuelle des tarifs d'électricité, avec un première directive applicable début 1978, de façon à garantir une croissance des entrées globales de l'ENEL de l'année considérée de 16% au moins.

Suite à cette directive, le Comité interministériel des prix a décidé, entre autres mesures financières, une hausse de 16% des prix de fourniture (y compris la surtaxe thermique) pour toutes les catégories d'usagers, à l'exception des fournitures à usages industriels et commerciaux jusqu'à 100 kW de puissance souscrite et de celles pour éclairage privé des locaux autres que pour habitation, pour lesquelles la hausse est de 22%. En septembre 1979, les taux de la surtaxe thermique ont été à nouveau augmentés et une modification de la structure tarifaire a été introduite, qui n'a toutefois pas altéré les valeurs moyennes des tarifs appliqués aux usagers.

c) Fiscalité

Toute consommation d'électricité est sujette à un impôt du Trésor (imposta erariale). Au début de cette enquête, existaient deux taux pour les usages domestiques, l'un pour l'éclairage et l'autre pour les autres emplois. Maintenant, les taux appliqués sont :

1,10 LIT par kWh pour le nord et le centre de l'Italie⁽¹⁾

0,55 LIT par kWh pour le sud et les îles⁽²⁾.

De plus, la taxe à la valeur ajoutée est perçue sur les ventes domestiques, sur le prix incluant l'impôt du Trésor, au taux de 6% pendant toute la période d'enquête.

Pour les usages industriels l'impôt du Trésor diffère entre éclairage et autres usages.

Le taux pour l'éclairage est :

3,90 LIT par kWh dans le nord et le centre

1,90 LIT par kWh dans le reste du pays.

L'impôt sur les emplois hors éclairage, par exemple motrice, chauffage etc., a la forme d'un tarif à tranches. Il est perçu aux taux suivants dans le nord et le centre :

0,50 LIT par kWh, première tranche de 6 000 kWh par mois

0,40 LIT par kWh, de 6 001 à 200 000 kWh par mois

0,30 LIT par kWh, au-dessus de 200 000 kWh par mois.

Ces taux sont réduits de moitié pour le sud et les îles. Ils sont restés constants pendant toute la période enquêtée.

En plus, la taxe sur la valeur ajoutée est perçue sur les consommations non domestiques au taux de 12% du prix y compris l'impôt du Trésor, porté à 14% en 1978.

Certains types de consommation sont exempts de l'impôt du Trésor, par exemple : électrochimie, électrometallurgie, éclairage public, traction.

d) Prix pour usages domestiques — tarification

Un tarif binôme est appliqué aux usages domestiques, avec prime fixe et prix par kWh. Il y a aussi le paiement supplémentaire de la surtaxe thermique.

L'originalité de ce tarif est le fort accroissement de la prime fixe avec la puissance et l'accroissement du prix du kWh avec le volume consommé, ce dernier cas limité aux puissances jusqu'à 3 kW. Il en résulte un prix unitaire qui croît en fonction de la consommation, à partir d'un niveau de 1 800 kWh par an. La surtaxe thermique aussi est plus basse pour les consommations jusqu'à 1 800 kWh par an. Tarifs et surtaxe thermique sont beaucoup plus élevés pour les consommations excédant cette limite et pour tous les abonnés avec plus de 3 kW. Ceci accentue encore le caractère progressif de la structure des prix.

Les taux sont uniformes dans tout le pays et ne diffèrent pas entre éclairage et autres usages (depuis 1974).

Il n'existe pas de tarif d'heures creuses; le seul facteur saisonnier pris en compte est une réduction de prime fixe pour les consommations pendant moins de 4 mois par an.

⁽¹⁾ Le nord et le centre comprennent : Piémont, Val d'Aoste, Lombardie, Trentin Haut-Adige, Vénétie, Frioul-Vénétie Julienne, Ligurie, Emilie-Romagne, Toscane, Ombrie, Marche et une partie du Latium.

⁽²⁾ Le sud et les îles comprennent : une partie du Latium, Abruzzes, Molise, Campanie, Pouilles, Basilicate, Calabre, Sicile et Sardaigne.

La nature progressive du système tarifaire et l'absence de tarif d'heures creuses rendent le chauffage électrique très onéreux et rarissime. Le consommateur-type De est presque inexistant et les prix n'en ont donc pas été donnés.

Consommateur-type	Puissance souscrite	Tarification
1. Prime fixe		
Da	< 1,5 kW	235 LIT par mois
Db	< 3 kW	710 LIT par mois
Dc	< 4,5 kW	2 430 LIT par mois
—	< 6 kW	3 240 LIT par mois
—	< 10 kW	5 400 LIT par mois
2. Prix proportionnel		
Da, Db	< 3 kW	{ 19,30 LIT/kWh tranche 150 kWh par mois 27,95 LIT/kWh solde
Dc	> 3 kW	27,95 LIT/kWh
3. Surtaxe thermique		
Da, Db	< 3 kW	{ 6,10 LIT/kWh tranche 150 kWh par mois 18,40 LIT/kWh solde
Dc	> 3 kW	18,40 LIT/kWh

e) Prix pour usages domestiques — analyse

Les résultats sont donnés dans le tableau n° 14, illustré des graphiques 14 et 15, en annexe.

Le système tarifaire étant uniforme dans tout le pays, les différences de prix entre nord et centre d'une part, sud et îles d'autre part, sont causées uniquement par la fiscalité.

Les petits usagers Da et, depuis 1976, Db ont été protégés du plein effet de l'essor des coûts.

Jusqu'en 1974, existait un tarif plus élevé pour l'éclairage. Pour calculer les prix, il a donc fallu déterminer la quantité d'électricité utilisée dans ce but. Les chiffres suivant ont été employés :

	kWh		
	Éclairage	Autres usages	Total
Da	120	480	600
Db	220	980	1 200
Dc	500	3 000	3 500

Fin 1974, cette exception fut abandonnée et Da fut exempt de la surtaxe thermique, nouvellement créée.

Cette modification de la tarification et l'introduction de la surtaxe thermique conduisirent à de fortes hausses (+60%) pour les consommateurs-types Db et Dc, entre 1974 et 1975.

Mais en 1975, des mesures furent prises pour protéger les usagers ayant une puissance souscrite < 3 kW et une consommation annuelle < 1 800 kWh. Ils bénéficièrent d'un prix plus bas au kWh et

d'une exemption de la surtaxe thermique. Ces facteurs causèrent un léger repli des prix pour Da, plus profond pour Db, et expliquent la forme étrange des courbes sur le graphique 14.

En 1977 et 1978, ces rabais persistent, bien que les taux soient augmentés pour les consommateurs ≤ 3 kW. Da et Db ne sont plus exempts de la surtaxe thermique, mais payent toutefois un taux réduit (1/3 du taux normal). Le consommateur-type Dc a subi le plein choc de l'essor des coûts dans l'industrie électrique, souffrant des hausses de près de 30% entre 1975 et 1976 et à nouveau 30% entre 1976 et 1978.

Sur l'ensemble de la période étudiée, les prix de Dc augmentent d'environ 170%, contre les hausses globales de 23 et 35% pour Da et Db respectivement.

Ainsi, l'Italie est le seul pays de la Communauté doté d'un système de tarif progressif, le prix unitaire augmentant en même temps que la consommation, à partir d'un niveau de 1 800 kWh par an. Ceci n'encourage guère la consommation au-delà de cette limite et explique pourquoi le chauffage central électrique reste exceptionnel en Italie.

Pour terminer, une comparaison peut être faite entre prix de vente, indice de prix du produit intérieur brut (PIB) et recettes moyennes de l'ENEL pour les ventes domestiques.

	Indice prix PIB	Recettes moyennes	Prix de vente (Milan)		
			Da	Db	Dc
1973	100	100	100	100	100
1974	118,3	.	100	100	100
1975	138,6	141,8	103,7	157,0	159,9
1976	163,9	136,8	95,9	105,7	205,6
1977	193,8	146,5	116,3	128,0	259,6
1978	216,1	.	122,5	134,6	267,3

Dans ce tableau, peuvent être clairement observés les effets de la politique gouvernementale de protection des petits usagers.

Bien que les prix de tous les consommateurs aient augmenté en termes courants, en monnaie constante Da et Db payent beaucoup moins pour leur électricité qu'en 1973. En revanche, les prix de Dc ont crû davantage que l'ensemble des biens et services, représenté par l'indice de prix du PIB, et se renchérissent à la fois en monnaie courante et constante.

Les recettes moyennes par abonné augmentent moins que l'indice de prix du PIB, de manière sensible, si l'on considère que la consommation domestique a augmenté en Italie de 22% durant la même période.

f) Prix pour usages industriels — tarification

Pour les consommateurs non domestiques, il s'agit de tarifs à puissance souscrite, distincts pour l'éclairage et les autres usages, avec comptage séparé.

L'éclairage des locaux industriels, commerciaux et similaires peut être facturé sous deux tarifs. Le premier présente une prime fixe indépendante de la puissance souscrite et un prix constant au kWh. Le second ne s'applique qu'aux puissances de 10 kW et plus; la prime fixe par kW étant invariable et le prix au kWh ayant deux taux, l'un pour les puissances de 10 à 30 kW, l'autre pour les puissances de plus de 30 kW. Un rabais de 8% est accordé aux fournitures en haute tension.

Les fournitures pour les usages autres que l'éclairage sont facturées selon un tarif à puissance souscrite. Il comprend une prime fixe par kW de puissance souscrite et un prix par kWh, tous deux variant en fonction de la modulation (voir tableau).

Tarifs industriels valables en Italie en 1978 (haute tension <50 kV)

1 – Barème de base pour usages de force motrice (1)

	Puissance souscrite	Modulation très basse <900 h	Modulation basse 900-1 300 h	Modulation normale 1 300-4 000 h	Modulation haute ≥ 4 000 h	Nuit
Prix par kWh LIT/kWh	kW ≤ 10 11 - 20 21 - 100 101 - 500 501 - 1 000 1 001 - 3 000 3 001 - 10 000 10 001 - 25 000 >25 000	27,23 — — — — — — — —	} 20,19 — — — — — — —	} 13,25 12,93 12,37 11,59 10,72 9,43 7,91	— — — 10,07 9,43 8,56 7,36 5,98	— — — 10,07 9,43 6,56 7,36 7,36
Prime fixe	LIT/kW/mois	216	759	1 518	2 277	381

(1) Augmenté de 8,7% pour basse tension.

2 – Surtaxe thermique LIT/kWh

	Basse tension	Haute tension	
		≤50 kV	>50 kV
Normal	18,40	16,45	15,75
Agriculture	7,40	6,65	6,35
Industrie et commerce <30 kW			
— Sud et îles	7,40	6,65	6,35
— Nord et centre	12,90	11,55	11,55

3 – Tarif éclairage (1)

	Tarif 1	Tarif 2
Prime fixe	216 LIT/mois	1 086 LIT/kW - mois
Prix par kWh	51,01 LIT	(2) { 10 - 30 kW: 41,77 LIT >30 kW: 37,44 LIT

(1) Augmenté de 8,7% pour basse tension.

(2) Puissance souscrite.

Les consommateurs industriels du sud et des îles, dont la puissance souscrite ne dépasse pas 30 kW, bénéficient d'un rabais de 25% sur la prime fixe et le prix du kWh, jusqu'en 1980 et étaient exemptés de la surtaxe thermique en 1975 et 1976.

Il existe aussi un tarif de nuit, pour les clients de plus de 500 kW, les taux étant les mêmes que pour une modulation de 4 000 h et plus. Le tarif de nuit s'applique aux fournitures de 22 h à 6 h, de 13 h à 24 h le samedi et à toutes les heures du dimanche.

Des rabais sont donnés pour haute tension et pour l'agriculture et le commerce.

La surtaxe thermique est payée aussi par les usagers non domestiques. Cette surtaxe est réduite pour la haute tension et pour certains types de consommateurs: agriculture, usagers jusqu'à 30 kW (voir tableau).

La puissance maximale appelée est enregistrée chaque mois, basée sur 15 minutes, tandis que les abonnés souscrivent une puissance annuelle. Toutefois, la façon dont la demande souscrite détermine la prime fixe diffère des pratiques habituelles. En Italie, les consommateurs peuvent excéder leur demande souscrite contractuelle jusqu'à des limites de tolérance variables en fonction des tranches de puissance souscrite, de la manière suivante:

- 25% de la puissance souscrite, jusqu'à 30 kW
- 20% (avec plancher de 8 kW) de 30 à 100 kW
- 15% (avec plancher de 20 kW) de 100 à 500 kW
- 10% (avec plancher de 75 kW et plafond de 500 kW) pour >500 kW.

Pour chaque kW prélevé au-delà de la puissance souscrite, mais dans les limites de la tolérance, l'utilisateur paie une prime fixe unitaire au tarif simple, pour le seul mois concerné.

Outre cette tolérance, une limite maximale permise est établie comme il suit:

- 60% d'excédent de la puissance souscrite, jusqu'à 30 kW
- 50% (avec plancher de 18 kW) de 30 à 100 kW
- 40% (avec plancher de 50 kW) de 100 à 500 kW
- 25% (avec plancher de 200 kW et plafond de 1250 kW) pour >500 kW.

Tout kW prélevé dans la limite maximale permise, mais au-delà de la première tolérance, est facturé à un tarif double, pour le seul mois concerné.

La prime minimale à payer correspond à celle de la puissance souscrite, même si la puissance réellement appelée au cours d'un mois donné lui est inférieure. Les consommateurs ont donc intérêt à souscrire une puissance plus basse que la puissance maximale appelée.

En plus des caractéristiques des consommateurs-types, la part de l'éclairage dans la consommation totale doit être déterminée. Pour la et lb, une proportion de 10% a semblé représentative. Pour les autres consommateurs industriels, la part de l'éclairage paraît trop mince pour influencer sur le prix unitaire par kWh et a donc été négligée.

g) Prix pour usages industriels — analyse

Les résultats sont donnés au tableau n° 15, illustré par les graphiques 16 et 17, en annexe.

On doit noter que tous les prix indiqués correspondent à la haute tension jusqu'à 50 kV.

Par rapport à ces prix, on applique:

- un relèvement de 8,7% pour la basse tension;
- un rabais de 2,2% pour la haute tension de 50 à 100 kV;
- un rabais de 4,3% pour la très haute tension au-dessus de 100 kV.

Pour déterminer les prix en fonction du système italien de facturation des puissances, la puissance prise comme base de calcul de la prime mensuelle est déterminée suivant un certain schéma mensuel. La puissance contractuelle souscrite diffère de la puissance maximale appelée et son niveau

est déterminé de façon à minimiser le prix à payer. Ce système de calcul, qui utilise les tolérances, aboutit à peu près aux mêmes résultats qu'en appliquant les facteurs de correction donnés dans le tableau technique du chapitre II, pour le cas d'une puissance maximale appelée mensuelle.

On remarque toutefois que le consommateur-type Ib a intérêt à souscrire une puissance de 30 kW, donc très basse, pour pouvoir bénéficier de la surtaxe thermique réduite.

Pour les petits consommateurs industriels dans le sud et les îles, avec une puissance souscrite <30 kW (Ia et Ib), existe une réduction de 25% de la prime fixe et du prix du kWh. La surtaxe thermique est aussi réduite. Ceci conjointement à un taux plus bas de l'impôt du Trésor conduit à une différence de prix de vente entre les deux régions (nord et centre, sud et îles) de 35% en 1978 et de 28% en 1973, pour les petits consommateurs Ia et Ib. Pour les autres usagers industriels, l'écart de prix de vente entre les deux régions découle uniquement de différences de taxes.

Au cours de la période étudiée, les prix augmentent de 97 à 209% dans le nord et le centre, de 88 à 213% dans le sud et les îles. Les plus gros consommateurs subissent les hausses les plus fortes, amenuisant ainsi la dégressivité tarifaire (voir graphique 17). Dans le nord et le centre, la réduction de prix unitaire entre Ia et If est de -52% en 1973 et -25% en 1978.

Dans le sud et les îles, une situation curieuse apparaît en 1978: Ia peut obtenir l'électricité à peu près au même prix que If, dont la consommation est plus de 300 fois supérieure.

En 1973, l'écart entre eux était de -40%.

Enfin, une comparaison peut être présentée entre prix de vente et indice de prix du produit intérieur brut (PIB):

	Indice de prix PIB	Prix de vente (Milan)					
		Ia	Ib	Ic	Id	Ie	If
1973	100	100	100	100	100	100	100
1974	118,3	100	100	100	100	100	100
1975	138,6	129,6	135,8	150	155,1	159,1	165,2
1976	163,9	143,3	148,1	184,4	196,7	205,7	219,4
1977	193,8	187,2	195,5	238,5	257,1	270,9	290,4
1978	216,1	197,2	205,7	252,0	272,7	288,1	309,4

La politique de protection des petits usagers transparait dans ce tableau. Les prix de Ia et Ib croissent moins que l'indice de prix du PIB, c'est-à-dire que ces consommateurs payent relativement moins en 1978 qu'en 1973.

En revanche, les plus gros consommateurs subissent des hausses supérieures à l'indice de prix du PIB, c'est-à-dire que pour eux les prix de l'électricité croissent plus que le prix de l'ensemble des biens et services et s'avèrent maintenant plus chers tant en monnaie courante que constante.

4. PAYS-BAS

a) Organisation

L'organisation actuelle résulte principalement de la situation durant le passé. Au début (en 1890) l'approvisionnement en électricité était entre les mains d'entreprises privées, au niveau municipal. Plus tard, il devint évident que les autorités locales exercent plus d'influence sur l'approvisionnement en électricité. Vers 1910, presque toutes les municipalités importantes commencèrent à établir leur propre entreprise d'électricité. Le désir d'étendre l'électrification à tout le pays entraîna les provinces à participer à la production et à la distribution.

Ainsi les municipalités et les provinces jouent un rôle important dans l'organisation actuelle. Actuellement existent quatre entreprises de production, douze qui produisent et distribuent (8 provinciales et 4 municipales) et soixante-quinze entreprises de distribution (toutes municipales, sauf une provinciale). Les douze entreprises de production-distribution couvrent environ 75% de l'approvisionnement public. Les seize entreprises productrices approvisionnent les 75 entreprises de distribution.

Beaucoup d'entreprises de production sont des sociétés par actions, détenues par les municipalités et les provinces. Deux appartiennent à une province, une est municipale et une a un statut légal spécial.

Toutes les grandes entreprises municipales de production sont situées dans l'ouest du pays. Elles représentent environ 1/4 de la capacité totale de production, les 3/4 restants relevant de compagnies provinciales.

La nécessité de coopération mutuelle fut reconnue très tôt, ce qui entraîna la création de cinq organisations, auxquelles les entreprises d'électricité adhèrent.

Ces cinq organisations siègent à Arnhem.

- La planification des capacités tombe sous la responsabilité de NV Samenwerkende Elektriciteits-Produktiebedrijven (SEP), avec participation des producteurs et où les actionnaires municipaux et provinciaux agissent comme un conseil d'administration. De plus, cette organisation s'occupe de la réalisation, de l'exploitation et de l'entretien du réseau de connexion de 380 kV et coordonne les échanges d'électricité avec l'étranger.
- La coopération technique, économique et structurelle relève de Vereniging van Directeuren van Elektriciteitsbedrijven in Nederland (VDEW).
- NV tot Keuring van Elektrotechnische Materialen (NV KEMA) couvre surtout la recherche et le développement.
- Vereniging van Exploitanten van Elektriciteitsbedrijven in Nederland (VEEN) s'occupe des relations avec le gouvernement et les usagers.
- NV Gemeenschappelijk Kernenergiecentrale Nederland (NV GKN) est un organisme chargé de construire et exploiter la première centrale nucléaire des Pays-Bas (tous les membres de SEP en font partie).

Les économies d'échelle, nécessaires du point de vue financier et économique, conduisirent à une réduction remarquable du nombre d'entreprises d'électricité, au cours des années passées. En 1929, existaient plus de 550 entreprises, tandis que 91 subsistent en 1978.

Les prix pratiqués par trois des plus grandes sociétés ont été relevés dans cette étude, à savoir :

- 1) GEB Rotterdam qui appartient à la ville de Rotterdam et qui s'occupe aussi de distribution de gaz et de chauffage urbain. Elle représente environ 4,5% de la consommation domestique et 12% de la consommation industrielle aux Pays-Bas.
- 2) PEN qui couvre la province de Nord-Hollande, sauf Amsterdam, et qui livre environ 6,5% de la consommation domestique et 5% de la consommation industrielle du pays.
- 3) PNEM qui opère dans le Nord-Brabant, avec 6,5% de la consommation domestique totale et 8,5% pour l'industrie.

b) Cadre réglementaire

La structure de l'industrie de l'électricité aux Pays-Bas n'est fondée sur aucun cadre légal. Cependant, existent des conditions de concession de distribution d'électricité pour la plupart des entreprises provinciales dans leur zone. Ces conditions visent surtout les tarifs et sont données par le Ministre des Affaires économiques. Dans quelques entreprises de distribution municipales, certains règlements provinciaux s'appliquent.

Les compagnies de production restent encore autonomes, bien que le gouvernement exerce une forte influence. Par exemple, la planification des nouvelles capacités de production (incorporée dans le Plan sur l'électricité) nécessite l'accord du gouvernement.

De leur côté, les compagnies de distribution ont gardé leur indépendance. En principe, chaque entreprise peut décider individuellement de la structure tarifaire et du niveau de prix qu'elle adopte. Toutefois, les hausses de prix requièrent l'approbation du gouvernement (Ministre des Affaires économiques). La coordination au sein de VDEN a conduit à un système de tarifs conseillés avec fourchettes, afin de réduire la diversité des prix.

c) Fiscalité

Depuis le 1^{er} octobre 1976, la taxe à la valeur ajoutée est prélevée au taux de 18% du prix hors TVA, contre 16% auparavant. La TVA est déductible pour les usages industriels et commerciaux. De plus, une redevance spéciale de 3% pour la construction du prototype de réacteur rapide à Kalkar a été prélevée à partir de 1974. Mais, à la suite de protestations générales, cette redevance fut retirée en 1977.

La redevance entrainait dans l'assiette de la TVA, de sorte que les taxes sur les ventes d'électricité se présentaient ainsi:

Janvier	1973	1974	1975	1976	1977	1978
Redevance spéciale	—	3%	3%	3%	—	—
TVA	16%	16%	16%	16%	18%	18%
Total	16%	19,5%	19,5%	19,5%	18%	18%

d) Prix pour usages domestiques — tarification

La plupart des grandes entreprises offrent un tarif binôme, comprenant une prime fixe mensuelle et un prix par kWh consommé. Dans certains cas, la prime mensuelle et le prix du kWh sont les mêmes pour tous les usagers quelle que soit la consommation; dans d'autres cas les entreprises facturent une prime mensuelle croissante et un prix du kWh décroissant en fonction de la consommation. Deux grandes entreprises offrent des tarifs à tranches, avec prime fixe mensuelle et deux tranches dégressives pour les prix par kWh. En outre, toutes les grandes entreprises ont un tarif de nuit, qui, à une exception près, comprend une prime fixe supplémentaire. Les prix des kWh de nuit, plus bas, sont appliqués pendant 8 heures au moins, avec parfois des extensions en fin de semaine et à certaines heures de la journée. Le tarif de nuit se combine toujours avec l'un des tarifs binômes de base.

Toutes les grandes entreprises appliquent un ajustement automatique au coût du combustible.

Exemple pour Rotterdam, au 1^{er} janvier 1978:

Consommateur-type	Prime fixe (par an)		Prix par kWh		Ajustement coût combustible
	Jour	Nuit	Jour	Nuit	
Da, Db	HFL 55,44	—	} 9,6 c/kWh	—	} 6,0 c/kWh
Dc, De	HFL 55,44	HFL 15,00		3,4 c/kWh	

L'ajustement au coût du combustible se fait par tranche de 0,1 c/kWh.

e) Prix pour usages domestiques — analyse

Les résultats figurent dans les tableaux n^{os} 16 et 17, illustrés par les graphiques 18–21, en annexe. Entre 1973 et 1978, les hausses ci-après sont notées:

Da 33– 60%
 Db 46– 72%
 Dc 58–107%
 De 85–145%

Comme dans la majorité des pays enquêtés, les plus fortes hausses touchent les plus gros consommateurs. Ceci affecte à son tour la dégressivité tarifaire. En 1973, les fournitures à Da étaient à peu près 3 fois plus chères qu'à De. En 1978, ce facteur se réduit à 2.

En 1973, les différences régionales étaient plus marquées pour les gros usagers (20%) que pour les petits (3 à 6%). En 1978, ces différences s'élargissent pour tous les usagers (17% pour Da et Db, environ 30% pour Dc et De). Vu que chaque entreprise impliquée dans cette étude applique ses propres tarifs, ces écarts ne surprennent pas. La raison principale en est le type de combustible brûlé dans les centrales, qui varie d'une entreprise à l'autre, certaines dépendant davantage du pétrole, dont les prix se sont envolés au cours de la période étudiée, d'autres étant approvisionnées en gaz ou en charbon moins onéreux.

Une comparaison peut être tentée entre prix de vente de l'électricité, indice de prix du produit intérieur brut (PIB) et recettes moyennes.

	Indice prix PIB	Recette moyenne ⁽¹⁾	Prix de vente, GEB Rotterdam			
			Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100	100
1974	108,7	.	111,5	112,1	114,5	116,2
1975	121,1	140,2	123,9	125,0	133,2	139,0
1976	131,3	159,8	142,4	149,6	170,1	194,5
1977	141,0	170,1	154,5	164,3	192,0	228,0
1978	146,6	167,3	159,9	172,2	207,0	245,5

⁽¹⁾ Usages domestiques, ensemble du pays, taxes comprises..

Pour tous les consommateurs, les prix de l'électricité croissent davantage que les prix de l'ensemble des biens et services aux Pays-Bas (représenté par l'indice de prix du PIB). Ceci vaut aussi pour PEN (Noord Holland) et pour PNEM (Noord Brabant), à l'exception de Da et Db. Les hausses des recettes moyennes s'avèrent un peu plus modérées, ce qui suppose un accroissement de la consommation moyenne par abonnée, ce qui est le cas.

f) Prix pour usages industriels — tarification

Pour les petits consommateurs industriels (puissance maximale <40 kW) la plupart des compagnies applique le tarif recommandé par VDEN, qui est semblable au tarif domestique. Toutefois, il est indexé (voir plus bas) et a une prime fixe supplémentaire basée sur la puissance installée.

Pour les usagers ayant une puissance maximale ≥ 40 kW, la tarification recommandée par VDEN est généralement appliquée. Il s'agit d'un tarif trinôme, avec une redevance mensuelle fixe, une prime de puissance — fonction de la puissance maximale mensuelle quart-horaire — et un prix par kWh. Les deux derniers éléments sont dégressifs, de sorte que si l'usager a une modulation faible, la prime de puissance est basse et le prix du kWh élevé et inversement. En hiver, les primes par kW sont le double de celles d'été, mais des rabais sont accordés en cas d'effacement de puissance pendant les pointes (16 h–18 h). Pour les besoins de cette étude, on a considéré une puissance maximale égale en hiver, en été et en période de pointe, bien que ce ne soit pas toujours le cas en réalité.

Les usagers peuvent aussi choisir un tarif d'heure creuse, dans lequel la consommation de nuit, pendant une période de 8 heures, est comptée séparément et facturée à un prix plus bas. Les tarifs sont ajustés régulièrement pour prendre en compte les modifications des coûts, au moyen d'une indexation.

L'indice est basé sur les intérêts des prêts de l'État, les salaires, les effectifs de l'industrie de l'électricité, les prix des produits finals et les biens d'investissement.

Outre cette indexation, tous les prix du kWh sont ajustés mensuellement aux variations des coûts des combustibles livrés aux centrales électriques.

Bien que la structure tarifaire soit bien connue, les taux appliqués par les compagnies sont confidentiels. Cependant, il est possible d'indiquer comment les prix de Rotterdam sont calculés pour janvier 1978:

Consommateur-type	Total des primes fixes annuelles	Prix du kWh		Ajustement coût combustible ⁽¹⁾
		Jour	Nuit	
la	HFL 1 576,80	} 9,6 c/kWh	} 3,00 c/kWh	} 5,95 c/kWh
lb	HFL 2 628,00			
lc	HFL 11 553,60	} 5,2 c/kWh		
ld	HFL 56 440	} 4,2 c/kWh		
le	HFL 57 600	} 3,8 c/kWh		
lf	HFL 249 600	} 3,65 c/kWh		

⁽¹⁾ Rabais de 5% pour fournitures en haute tension.

g) Prix pour usages industriels — analyse

Les résultats figurent dans les tableaux n^{os} 18 et 19, illustrés par les graphiques 22–25, en annexe. La première chose notable sur les graphiques est que les prix, facturés par chaque entreprise, se sont développés indépendamment, malgré la structure tarifaire similaire, ce qui reflète à nouveau l'influence des divers types de combustibles. Cependant, la tendance de base est à la hausse, d'autant plus forte que le consommateur est important.

Hausse 1978/1973 :	la	31 à 79%
	lb	44 à 78%
	lc	51 à 101%
	ld	72 à 117%
	le	77 à 126%
	lf	79 à 138%

Il en résulte une atténuation de la dégressivité tarifaire. En 1973, l'électricité fournie à la était 2 à 2,5 fois plus chère que pour lf; en 1978 ce rapport était réduit à 1,5-1,8.

L'évolution des prix dans le temps n'est pas régulière (graphiques 22-24), à de fortes hausses après la crise de 1973 succède une accalmie à partir de 1977. On constate même quelques baisses de prix en 1978, sous l'effet d'une réduction des coûts des combustibles dans les centrales à cette époque.

En 1973, les différences régionales étaient plus larges pour les petits consommateurs que pour les gros (48% pour la, 16% pour lf). En 1978, cette constatation n'est plus vraie; les différences de prix entre compagnies ne présentent plus de relation avec la taille des consommateurs-types. Les écarts entre régions sont cependant importants: différence de prix de plus de 30% pour un même consommateur-type. Ceci reflète les divergences de tarification et de coûts de combustibles.

Enfin, une comparaison peut être présentée entre prix de vente de l'électricité, indice de prix du produit intérieur brut (PIB) et recettes moyennes des ventes à l'industrie.

	Indice prix PIB	Recettes moyennes (*)	Prix de vente (GEB Rotterdam)					
			la	lb	lc	ld	le	lf
1973	100	100	100	100	100	100	100	100
1974	108,7	.	93,8	102,4	110,0	110,8	111,3	111,6
1975	121,1	149,2	104,6	114,2	124,7	125,8	124,9	127,4
1976	131,3	169,5	124,3	135,7	160,9	168,1	163,3	168,0
1977	141,0	186,4	135,4	147,8	171,9	189,0	197,3	203,3
1978	146,6	184,7	140,7	155,0	177,8	193,5	200,4	201,2

(*) Usages industriels, ensemble du pays, taxes comprises.

La hausse des prix de l'électricité des petits consommateurs (la) reste moindre que celle de l'ensemble des biens et services, ce qui signifie que l'électricité ainsi fournie est moins chère en 1978 qu'en 1973, en monnaie constante. Ceci n'est pas le cas pour les plus grands consommateurs industriels dont les prix augmentent en général plus que l'indice de prix du PIB.

Les recettes moyennes augmentent de façon vive jusqu'en 1977, pour deux raisons principales:

- 1) fortes hausses des tarifs;
- 2) récession économique qui contracte la consommation d'électricité (notamment en 1975 et en 1977) des clients industriels (toute réduction de la consommation moyenne des abonnés tend à accroître les recettes par kWh à cause de la dégressivité des tarifs).

En 1978, on constate au contraire une baisse de la recette moyenne, qui s'explique par les raisons inverses: stagnation ou baisse des prix de vente, reprise de la consommation d'électricité des clients industriels.

Malgré ce repli, les recettes augmentent plus que l'indice de prix du PIB.

5. BELGIQUE

a) Organisation

La production d'électricité est assurée à raison de 89% de l'ensemble par des centrales privées livrant soit à des organismes de distribution soit directement aux industries, pour 2% par des entreprises publiques appartenant à des administrations urbaines ou communales, enfin pour 9% par des autoproducteurs industriels relevant principalement de la sidérurgie et de la chimie.

La distribution publique est assurée par des régies communales ou des intercommunales dites «pures» qui alimentent 21,9% de la population, par des intercommunales dites «mixtes» (78%) qui sont gérées paritairement par des mandataires communaux et par des entreprises privées (ces dernières étant chargées de l'exploitation des réseaux), enfin par quelques concessionnaires qui alimentent 0,1% de la population.

L'ensemble est coordonné sur le plan national, comme s'il s'agissait d'une entreprise unique. La coordination est effectuée par plusieurs entités distinctes, parmi lesquelles on peut citer :

- la société pour la coordination de la production et du transport de l'énergie électrique (CPTE) qui gère notamment les postes de répartition;
- le Pool des calories et SYNATOM, qui assurent l'approvisionnement de toutes les centrales en combustibles à un prix unifié;
- le Comité de l'équipement de l'électricité qui s'occupe des investissements;
- la Fédération professionnelle des producteurs et distributeurs d'électricité de Belgique (FPE) qui a pour mission de promouvoir les intérêts des diverses activités et qui regroupe des associations professionnelles et notamment l'Union des exploitations électriques en Belgique (UEEB), à laquelle adhère la totalité des producteurs-distributeurs du secteur privé.

Enfin, pour assurer la rationalisation des activités et la gestion coordonnée des sociétés dans le sens de l'utilité publique, a été créé un comité de gestion des entreprises d'électricité (CGEE). C'est un organisme composé exclusivement des sociétés privées de production et de distribution d'électricité, auquel celles-ci ont transféré leurs pouvoirs, notamment en matière tarifaire.

La supervision de cet ensemble relève d'un «Comité de contrôle», dont il est question dans la partie «cadre réglementaire».

b) Cadre réglementaire

Au terme de la loi belge, tout producteur d'énergie électrique peut s'installer librement, que ce soit l'État, des provinces, des communes, des sociétés privées ou des particuliers. Pour la distribution, les communes jouissent jusqu'à 1000 kW du monopole d'utilisation de la voirie, droit qu'elles peuvent concéder.

Les dispositions légales autorisent les sociétés privées ou les particuliers à participer à des associations intercommunales. Ainsi ont été créées de nombreuses intercommunales mixtes, au sein desquelles les pouvoirs publics et le secteur privé sont étroitement associés.

L'ensemble est supervisé réglementairement par un Comité de contrôle de l'électricité et du gaz, créé dans le cadre de la convention sur l'électricité de 1955 et modifié en 1964.

Ce Comité de contrôle a pour mission de suivre l'application de la convention, dans le but de procéder à une rationalisation plus poussée du secteur et d'en promouvoir la gestion coordonnée et unifiée.

Il se compose des 4 organisations ci-après :

- la Fédération Générale du Travail de Belgique (FGTB); cette organisation s'est retirée le 1^{er} janvier 1977;

- la Confédération des Syndicats Chrétiens (CSC);
- la Centrale Générale des Syndicats Libéraux de Belgique (CGSLB)
- la Fédération des Entreprises de Belgique (FEB).

Quant aux secteurs soumis au contrôle du Comité, ils y sont représentés par leurs organismes centraux à savoir :

- le Comité de Gestion des Entreprises d'Electricité (CGEE);
- le Groupement Intermixt;
- le Groupement Interrégies.

Enfin, une délégation gouvernementale formée des représentants des ministères intéressés (Affaires économiques, Intérieur et Classes moyennes) y dispose d'un droit d'initiative et de veto.

Le Comité examine les éléments du prix de revient, contrôle la rentabilité compte tenu des investissements, arrête la politique tarifaire. Le Comité agit par voie de recommandations, lesquelles sont appliquées par les entreprises d'électricité. Il a notamment réalisé une unification des tarifications au niveau national.

c) Fiscalité

Les ventes d'électricité sont soumises à la taxe sur la valeur ajoutée (TVA). Son taux s'établissait à 14% du prix hors taxe de 1973 à 1977 inclus et fut porté à 16% en 1978. La TVA est déductible dans le cas d'usages industriels et commerciaux.

d) Prix pour usages domestiques — tarification

Jusqu'en avril 1977, le système tarifaire, appliqué à l'électricité basse tension, n'a pas varié et comprenait, entre autres, les deux tarifs suivants, qui ont été utilisés dans la présente enquête :

- le tarif national automatique (TNA) se composant d'une redevance et d'un prix du kWh variant selon trois tranches de consommation annuelle (450 kWh/720 kWh/solde)
- le tarif usages exclusifs de nuit se composant d'une redevance pour appareillage spécial de comptage et d'un prix uniforme par kWh. Ce tarif s'applique aux appareils ne pouvant fonctionner que pendant la nuit (9 h), comme le chauffe-eau et le chauffage à accumulation. Il est donc toujours complémentaire.

Existait en outre :

- un tarif bihoraire se composant d'une redevance annuelle, d'un prix de kWh de jour et d'un prix de kWh de nuit.

Tous les prix unitaires de ces tarifs variaient en fonction de l'« index électrique basse tension » (IBT), reflétant l'évolution du coût des combustibles fossiles consommés, du coût des métaux et de celui des salaires.

En raison du vif accroissement du coût des combustibles, l'indice IBT a provoqué des distorsions telles, que divers correctifs ont été introduits :

- modifications des prix de base en 1974, ristourne par abonné de 50 BFR au 4^e trimestre 1975, de 160 BFR en 1976 et de 40 BFR au 1^{er} trimestre 1977. Ces corrections ne sont avérées insuffisantes et l'on a abouti, en avril 1977, à une transformation totale de la tarification basse tension. Dans le domaine de l'indexation, l'indice IBT a été remplacé par deux indices :

N_c : qui tient totalement compte des variations du coût des combustibles fossiles et nucléaires;

N_{DB} : qui ne tient que *partiellement* compte des variations du *seul coût* des salaires (les autres éléments de coût n'étant pas indexés); il est égal à : $0,65 + 0,35 \frac{S}{S_0}$.

Les nouveaux tarifs se présentent comme suit:

	Prime fixe annuelle en BFR	Prix proportionnel en BFR/kWh
Tarif normal	1 300 N _{DB}	(1,896 N _{DB} + 0,754 N _C)
Tarif social	200 N _{DB}	(3,826 N _{DB} + 0,754 N _C)
Tarif bihoraire	1 759 N _{DB}	{ Jour (1,896 N _{DB} + 0,754 N _C) Nuit (0,800 N _{DB} + 0,601 N _C)
Tarif exclusif de nuit	459 N _{DB}	(0,600 N _{DB} + 0,601 N _C)

Au 1^{er} janvier 1978 les valeurs des indices étaient

$$N_{DB} = 1,0454 \quad N_C = 1,0378$$

Le tarif social n'est avantageux que pour les consommateurs de moins de 570 kWh/an. Vu les caractéristiques des consommateurs-types, l'enquête n'a utilisé que les tarifs suivants:

avant 1977 : le TNA (Da, Db)

le TNA + l'exclusif de nuit (Dc, De)

en 1978 : le tarif normal

le tarif normal + l'exclusif de nuit (Dc, De)

Jusqu'en 1977, ces tarifs étaient valables partout sauf dans quelques quartiers de Bruxelles. Les nouveaux tarifs, introduits en avril de la même année, ont été adoptés par tous les distributeurs de sorte qu'ils sont à présent «nationaux» au sens littéral du terme.

e) Prix pour usages domestiques — analyse

Les prix figurent sur le tableau n° 20 et les graphiques 26 et 28 en annexe. Ils montrent une tendance à la hausse avec une poussée en 1975 pour tous les consommateurs-types, reflétant l'évolution des coûts des combustibles et l'inflation. Les prix de 1976 et 1977 sont un peu plus bas qu'ils auraient dû être, à cause de ristournes dont question au point d). La suppression de toute ristourne, l'introduction d'un nouveau système tarifaire et la hausse du taux de la TVA en 1978, n'ont pas affecté les prix outre mesure.

Suite à la politique du Comité de contrôle en faveur des consommateurs petits et moyens, les augmentations de prix sur la période étudiée ont été très variables (de +49% à +90%). Alors que de 1973 à 1977 le coefficient d'indexation général IBT augmentait de 62%, les prix moyens des consommateurs Da et Db n'augmentaient que d'environ 50% alors que celui du consommateur De était majoré de près de 90%.

Néanmoins, le prix payé par ce dernier reste encore très bas (voir industrie), du fait de sa forte consommation de nuit (75%).

La dégressivité tarifaire s'atténue au cours de la période de référence. En 1973, Da payait 3,5 fois plus que De par kWh. En 1978, le rapport se réduit à 3 fois, ce qui est encore un large écart.

Une comparaison peut être présentée entre l'indice de prix du produit intérieur brut (PIB), les recettes moyennes (basse tension) et les prix de vente.

	Indice prix PIB	Recette moyenne	Prix de vente			
			Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100	100
1974	112,1	112,7	108,9	105,3	107,9	108,6
1975	126,2	133,0	136,0	132,3	143,9	161,0
1976	135,6	136,3	135,2	134,7	149,2	168,6
1977	144,9	140,5	145,4	144,6	159,8	180,0
1978	157,9	141,7	153,0	148,8	167,2	190,5

L'effet de la crise pétrolière est pleinement visible en 1975; les prix de vente de l'électricité augmentent davantage que les prix de l'ensemble des biens et services (base 1973). Les ristournes accordées aux consommateurs en 1976 et 1977 ont tenu les prix des consommateurs Da et Db en ligne avec l'indice de prix du PIB, alors que les consommateurs plus importants subissaient de plus fortes hausses. La situation de 1978 est telle que les prix des petits consommateurs Da et Db sont moindres que ceux de 1973 en monnaie constante, ce qui ne se produit pas pour Dc et De. La recette moyenne encaissée en basse tension croît moins que les prix de vente, ce qui suggère un développement des consommations moyennes par abonné. En effet, de 1973 à 1978 la consommation moyenne par abonné domestique basse tension est passée de 1980 à 2732 kWh/an soit + 45%.

f) Prix pour usages industriels — tarification

Le système tarifaire pour l'industrie a subi des changements pendant la période 1973-1978. Jusqu'en mars 1975, les prix variaient suivant un indice global H, qui tenait compte de l'indice des prix de détail, de l'indice des prix de gros et du coût des combustibles fossiles. Ce dernier ayant pratiquement triplé depuis la crise pétrolière, une indexation globale n'était plus équitable et les distributeurs d'électricité décidèrent de la modifier. Mais cette modification ne put être appliquée, le gouvernement ayant bloqué tous les prix dès avril 1975 et ce jusqu'à fin décembre de la même année. En électricité, le blocage fut levé fin septembre moyennant l'octroi d'une ristourne de 4,5% aux clients barémisés (tarifs A et B). Début 1976, une loi dite de «redressement économique» interdit toute liaison des prix à l'indice des prix de détail, obligeant les entreprises d'électricité à revoir à nouveau le système d'indexation. De janvier 1976 à mars 1977, le Comité de contrôle poursuit sa politique d'octroi de rabais, car il estimait que le développement de la production nucléaire avait un effet favorable sur les coûts. Ainsi, en attendant de pouvoir incorporer la «calorie nucléaire» dans l'indexation, un rabais de 8 c/kWh fut accordé aux clients des tarifs A et B. Enfin, le 1^{er} avril 1977, une nouvelle tarification entra en vigueur. Elle intégrait le rabais de 8 c, un rabais supplémentaire de 2 c, en même temps qu'elle introduisait la «calorie nucléaire» dans l'indexation.

Cette nouvelle tarification se présente comme suit:

	Tarif A	Tarif B
Terme fixe	242,9 N _{DH} C'R BFR/kW	6697 N _{DH} C'R BFR/kW
Prix proportionnel jour (15h)	(1,411 N _{DH} C'+0,641 N _C)R BFR/kWh	(0,276 N _{DH} +0,641 N _C)R BFR/kWh
Prix proportionnel nuit (9h)	(0,860 N _{DH} C'+0,553 N _C) BFR/kWh	(0,081 N _{DH} +0,553 N _C) BFR/kWh

C' est un coefficient qui dépend de la puissance maximale mensuelle

0 - 99 kW = 0,83 (1)	400 - 599 kW = 0,705 (1)	1 000 - 1 499 kW = 0,65
100 - 199 kW = 0,79	600 - 799 kW = 0,68	1 500 - 1 999 kW = 0,64
200 - 299 kW = 0,76	800 - 999 kW = 0,665	2 000 - 2 499 kW = 0,63 (1)
300 - 399 kW = 0,73		≥ 2 500 kW = 0,62

R est un coefficient dont la valeur varie en fonction du cos φ ; il a été pris égal à 0,95 (cos φ = 0,9)

N_C : indice de révision des prix qui tient totalement compte des variations du coût des combustibles fossiles et nucléaires;

N_{DH} : indice de révision des prix qui ne tient que *partiellement* compte des variations du *seul* coût des salaires (les autres

éléments de coût n'étant pas indexés); il est égal à : $0,78 + 0,22 \frac{S}{S_0}$

Les valeurs prises par ces indices début janvier 1978 sont: N_C = 1,0378 N_{DH} = 1,0285

(1) Coefficients applicables à la présente étude.

Les prix résultant de l'application du tarif A sont écrêtés aux valeurs résultant d'une utilisation mensuelle de 140 h de la puissance appelée. Ceci joue pour les consommateurs-types la et lb.

Une variante du terme fixe est appliquée si plus de 15% des fournitures totales sont utilisés pour l'éclairage.

De plus, une redevance est payée pour la *location des compteurs*. Elle a été estimée à 1 centime par kWh.

Le tarif A est applicable à la fois aux puissances ne dépassant pas 1000 kW, quelle que soit l'utilisation, et aux puissances comprises entre 1 000 et 4 000 kW dont l'utilisation globale annuelle est inférieure à 4 000 h. Le tarif B est applicable aux puissances comprises entre 1 000 et 4 000 kW, mais dont l'utilisation globale annuelle est supérieure à 4 000 h.

Les tarifs utilisés dans la présente étude sont :

Consommateur-types	Tarifs
la, lb	A avec écrêtement
lc, ld, le	A sans écrêtement
lf	B

g) Prix pour usages industriels — analyse

Les résultats figurent dans le tableau n° 21 et les graphiques 29 et 31, en annexe. La tendance est ici aussi à la hausse, avec un bond courant 1974, effet de la crise pétrolière et de l'inflation générale. Ceci montre aussi les insuffisances de l'indexation à cette époque. Les effets du contrôle des prix par le gouvernement et l'introduction de nouvelles tarifications sont visibles à partir de 1975.

La modification du système tarifaire ne semble pas avoir affecté les prix outre mesure, bien que l'inclusion de la production nucléaire dans l'indexation ait freiné les hausses en 1978.

Les hausses de prix pendant la période étudiée s'étagent de 84% à 92%, ce qui signifie que les augmentations de coûts ont été réparties de façon égale entre les consommateurs. La dispersion visible sur le graphique 29 résulte du système d'indexation; alors que les pourcentages de hausse sont presque les mêmes, la hausse en francs est plus forte pour les plus petits consommateurs industriels.

Les distributeurs d'électricité considèrent que les prix haute tension sont trop élevés (comparer aux usages domestiques) et des efforts sont déployés pour essayer de les réduire.

La dégressivité tarifaire est restée à peu près constante dans le temps. La réduction de prix unitaire observée entre les deux consommateurs-types extrêmes (la et lf) reste de l'ordre de - 45%. L'effet de dégressivité constaté ici est fonction de la consommation, de la part de consommation de nuit, de la puissance appelée et de la durée d'utilisation de cette puissance.

La courbe de dégressivité n'est pas régulière (graphique 31) pour deux raisons :

- égalité des prix unitaires des deux petits consommateurs-types (la,lb) à cause de l'écrêtement;
- passage du tarif A au tarif B au niveau du plus gros consommateur-type.

Une comparaison peut être tentée entre l'indice des prix du produit intérieur brut (PIB), les recettes moyennes des ventes à l'industrie et les prix de vente de l'électricité.

	Indice prix PIB	Recette moyenne (1)	Prix de vente				
			la, lb	lc	ld	le	lf
1973	100	100	100	100	100	100	100
1974	112,1	132,6	109,5	109,0	107,4	106,6	110,2
1975	126,2	169,8	169,3	168,4	164,0	162,8	168,5
1976	135,6	171,4	174,1	173,4	166,9	165,3	167,6
1977	144,9	177,2	188,9	187,6	183,1	181,0	185,2
1978	157,9	177,6	195,8	194,9	188,2	186,8	189,8

(1) Distribution publique, industrie, hors TVA.

Excepté en 1974, les prix de l'électricité montent plus que les prix de l'ensemble des biens et services (représenté par l'indice de prix du PIB). Les recettes moyennes des ventes à l'industrie augmentent aussi davantage que l'indice du PIB.

Cependant, la série d'indices des recettes moyennes doit être maniée avec prudence, car la structure de la distribution publique a subi des modifications en 1975, par suite d'un regroupement de producteurs, d'autoproduleurs et de distributeurs. Afin d'assurer un raccord statistique, l'année 1975 a été reconstituée selon l'ancienne et la nouvelle situation :

1975 ancienne structure 182,1
1975 nouvelle structure 169,8

Avec l'ancienne série, les recettes moyennes seraient probablement restées plus en harmonie avec les prix de vente. La distorsion observée en 1978 entre recettes et prix de vente vient de l'augmentation de la TVA.

6. GRAND-DUCHÉ DE LUXEMBOURG

a) Organisation de l'industrie électrique

L'approvisionnement et la distribution d'énergie électrique dans le grand-duché de Luxembourg se répartissent en parties à peu près égales entre deux sociétés: SOTEL et CEGEDEL.

La SOTEL dessert le secteur sidérurgique, qui a absorbé en 1977 environ 1600 GWh. L'approvisionnement de la SOTEL vient à peu près pour moitié de l'autoproduction dans des centrales thermiques appartenant à la sidérurgie et brûlant des gaz de hauts fourneaux, du gaz naturel et un peu de fuel-oil. Le complément est importé de Belgique.

La SOTEL possède son propre réseau de desserte et n'assure pas de distribution publique. Cette dernière est assurée par la Société CEGEDEL, soit directement, soit par l'intermédiaire de revendeurs, communes ou particuliers, au nombre de 15 actuellement. Sur les 1 533 GWh écoulés en 1977 par CEGEDEL, la moitié a été consommée par les industries (non sidérurgiques), le quart par des ventes directes aux foyers domestiques, artisans, agriculteurs, commerçants et le dernier quart par les revendeurs (dont le principal est la municipalité de Luxembourg). Les revendeurs approvisionnent surtout des petits consommateurs: foyers domestiques, artisanat, commerce et bureaux.

Les besoins en énergie électrique de la distribution publique (CEGEDEL) sont couverts pour environ 95% par des importations en provenance de RF d'Allemagne (fournitures du groupe RWE) et pour les 5% restants par des centrales hydro-électriques locales et par le traitement des ordures.

L'importante activité de pompage, assurée par la Société Électrique de l'Our, est connectée au réseau allemand du groupe RWE. Elle est actionnée par l'électricité importée de RF d'Allemagne et destinée à couvrir les points de demande du réseau allemand RWE.

b) Cadre institutionnel

Sur le plan juridique, CEGEDEL est une société concessionnaire régie par une convention avec le gouvernement. Elle a la forme d'une société anonyme et ne dispose que des moyens propres à ce genre de société pour financer ses investissements. Les dividendes sont plafonnés. L'État détient 41% du capital et un commissaire du gouvernement possède un droit de veto assez étendu.

Le système tarifaire actuellement en vigueur résulte de l'accord du 30 novembre 1964 entre le gouvernement et CEGEDEL, signé pour une durée initiale de 5 ans et prorogé d'année en année par tacite reconduction. Cet accord comporte une clause de révision, avec préavis de 3 mois de part et d'autre, si un changement fondamental technique ou économique intervient dans la production, le transport ou la distribution d'énergie électrique par rapport à la situation au moment de la signature de l'accord. A ce jour, cette clause de révision n'a pas encore joué.

La tarification est unifiée sur le territoire du Grand-Duché, à l'exception des villes de Luxembourg et d'Esch-sur-Alzette, desservies par leurs propres régies.

Dans la présente étude ce sont les tarifs et les prix de la société CEGEDEL qui sont pris en compte, tant pour les usages domestiques qu'industriels.

La régie municipale de Luxembourg n'a pas participé à l'enquête.

c) Fiscalité

Les ventes d'électricité sont soumises à la taxe sur la valeur ajoutée, dont le taux uniforme pour tous les usagers a été de 5% des prix hors taxe, pendant toute la période. La TVA est déductible pour les usagers industriels et commerçants. Aucune autre taxe n'est perçue sur la vente d'énergie électrique.

d) Prix pour usages domestiques — tarification

Pour les petits consommateurs, approvisionnés en basse tension, la Société CEGEDEL offre différents tarifs, dont les principaux, pour les foyers domestiques, sont :

- éclairage, variante A
- éclairage, variante B
- ménager
- exclusif de nuit.

En outre, existent d'autres tarifs pour l'agriculture, la force motrice, l'éclairage public des communes, etc.

Les abonnements à ces tarifs sont, en principe, souscrits pour un exercice annuel.

Il s'agit de tarifs binômes ou trinômes, à indexation, qui se présentent comme il suit.

Tarif	Location compteur LFR par mois	Prime d'abonnement LFR par mois	Prix d'énergie LFR par kWh
Éclairage A	33	—	3,70×EB
Éclairage B	33	42×EB×kW	2,45×EB
Ménager	33	[30+ 15(n- 1)EB]	0,9823×EB
Exclusif de nuit	63	—	0,52×EB

n = nombre de pièces tarifaires.
kW = puissance du compteur.

EB = indice basse tension

Les tarifs «éclairage» ne sont avantageux que pour les très petits consommateurs, jusqu'à 200 kWh par an environ, et n'intéressent donc pas la présente enquête.

Le tarif «ménager» s'applique aux abonnés domestiques, c'est-à-dire aux consommateurs qui n'exercent pas une profession dans leur habitation. Il vaut pour l'éclairage, la cuisson et tous les autres usages domestiques.

Le tarif «exclusif de nuit» joue en fait comme un tarif complémentaire, qui s'ajoute le cas échéant à un autre tarif et qui s'applique aux appareils alimentés par un circuit spécial, raccordés de façon fixe sans prise de courant et utilisant l'énergie électrique exclusivement la nuit, c'est-à-dire entre 22 h et 6 h. L'énergie de nuit est mesurée par un compteur spécial, à horloge ou à relais.

Pour les consommateurs-types retenus dans l'étude, c'est le tarif ménager qui est le plus avantageux. Il est appliqué seul pour les cas Da et Db et avec tarif complémentaire de nuit pour Dc et De. Ces deux tarifs sont décrits plus en détail ci-après.

Le *tarif ménager* suit une formule trinôme qui se compose :

- d'une redevance de location du compteur, fixe et non indexée, qui est restée constante pendant toute la période enquêtée;
- d'une prime d'abonnement indexée, proportionnelle à l'importance de l'habitation;
- d'un prix unique par kWh, indexé.

Le système d'indexation repose sur l'indice basse tension EB, défini par la formule :

$$E_B = 0,37 \frac{A}{A_0} + 0,52 \frac{I}{I_0} + 0,11$$

où A représente le prix d'achat de l'énergie électrique du concessionnaire
I est l'indice du coût de la vie.

La révision de l'indice EB a lieu en fonction de I, chaque fois que ce dernier indice varie de 2,5 points en plus ou en moins par rapport à la valeur antérieurement admise. Les valeurs prises par l'indice EB, au débit de chaque année, ont été les suivantes:

1973	1,262	1976	1,563
1974	1,321	1977	1,674
1975	1,451	1978	1,746

C'est cet indice seul qui a fait varier les prix de l'électricité, les formules tarifaires étant restées inchangées par ailleurs, pendant la période étudiée.

La prime mensuelle d'abonnement, proportionnelle à l'importance de l'habitation, est calculée selon le nombre de pièces tarifaires, de la manière ci-après:

30 LFR×EB pour la première pièce principale
15 LFR×EB par pièce principale supplémentaire.

Le nombre de pièces principales prises en compte est limité à 6. Toutes les pièces, pourvues ou non d'installation électrique, sont comptées sauf les cuisines, entrées, vestibules, salles de bain, toilettes, couloirs, escaliers, débarras, caves, greniers, buanderies, lingerie, garages, remises et chambres de domestiques.

Le *tarif exclusif de nuit*, qui est utilisé en complément au tarif ménager pour les consommateurs-types Dc et De, se compose d'une redevance de location du compteur spécial (à ajouter à la location du compteur simple) et d'un prix du kWh indexé, pour l'énergie consommée par les appareils fonctionnant exclusivement pendant la nuit.

e) Prix pour usages domestiques — analyse

Les résultats sont donnés dans le tableau n° 20 et les graphiques 27 et 28 de l'annexe.

Comme les formules tarifaires n'ont pas changé pendant toute la période étudiée, les mouvements de prix ne résultent que de l'indexation basse tension EB. Ainsi, les hausses de prix apparaissent uniformes (30 à 36%) pour tous les consommateurs pendant toute la période. Ceci signifie aussi peu de changement dans la dégressivité tarifaire. En 1973, le consommateur-type Da payait 3,3 fois plus que De par kWh, contre 3,1 fois plus en 1978. Le système d'indexation a épargné des hausses brutales aux consommateurs; les taux de hausse annuels sont toujours restés en deçà de 10%.

Une comparaison peut être présentée entre prix de vente, recettes moyennes, indice basse tension et indice de prix du produit intérieur brut (PIB).

	Indice prix PIB	Recette moyenne ⁽¹⁾	Indice EB	Prix de vente			
				Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100	100	100
1974	116,2	103,4	104,7	103,4	104,1	104	105,2
1975	118,6	112,4	115,0	111,6	113,1	111,9	114,4
1976	127,3	118,0	123,9	118,5	120,5	119,3	122,7
1977	135,0	122,5	132,6	126,0	128,3	126,1	130,9
1978	139,0		138,3	129,8	133,2	130,7	136,1

⁽¹⁾ Basse tension, taxes comprises.

L'ensemble est parfaitement cohérent. Les prix de tous les usagers domestiques s'accroissent moins que l'indice de prix du PIB, soit moins que l'ensemble des biens et services, ce qui signifie en monnaie constante que l'électricité se révèle moins chère maintenant qu'en 1973.

L'indice tarifaire basse tension EB de son côté évolue moins vite que l'indice de prix du PIB, en raison des hausses modérées du prix d'achat de l'énergie électrique importée au cours de la période

examinée (facteur A de la formule d'indexation). Les prix de vente à la consommation s'accroissent moins que l'indice tarifaire EB, à cause de la location du compteur non indexée.

Enfin, les recettes moyennes encaissées par le distributeur d'électricité croissent moins que les prix de vente, ce qui suppose que la consommation moyenne par abonné augmente. Les consommateurs bénéficient de la dégressivité tarifaire lorsque leur consommation croît, réduisant ainsi le prix unitaire et donc la recette moyenne.

f) Prix pour usages industriels — tarification

Les tarifs proposés aux abonnés alimentés en haute tension (principalement industrie) suivent des formules trinômes à indexation, qui se composent :

- d'une redevance fixe et non indexée pour location de compteurs et appareils de mesure;
- d'une prime de puissance indexée et basée soit sur la puissance maximale soit sur une puissance réduite;
- d'une prime de consommation indexée, avec des niveaux de prix par kWh différenciés selon des périodes tarifaires et avec application éventuelle de rabais pour volume de consommation.

Deux tarifs principaux sont proposés aux usagers industriels :

- le tarif général à effacement de puissance (EFP);
- le tarif d'écrêtement (MU).

Tarif	Prime annuelle de puissance	Consommation de jour et pointe (6 h-22 h)	Consommation de nuit (22 h-6 h)	Location des compteurs
EFP	$1080 \times E_H$ LFR/kW de puissance réduite P_R	(¹) $0,737 \times E_H$ LFR/kWh	$0,442 \times E_H$ LFR/kWh	} 2220 LFR/an pour la, lb 2760 LFR/an pour lc 4440 LFR/an pour ld, le 10500 LFR/an pour lf
MU	$480 \times E_H$ LFR/kW de puissance maximale demi-horaire appelée annuelle	$0,947 \times E_H$ LFR/kWh	$0,52 \times E_H$ LFR/kWh	

(¹) Avec application de rabais.

Le système d'indexation repose sur l'indice *haute tension* E_H , qui résulte de la formule :

$$E_H = 0.69 \frac{A}{A_0} + 0.26 \frac{I}{I_0} + 0.05$$

où A = prix d'achat de l'énergie électrique du concessionnaire;
I = indice du coût de la vie.

La révision de l'indice E_H est fonction de I et intervient chaque fois que ce dernier indice varie d'une tranche de 2,5 points en plus ou en moins par rapport à la valeur antérieurement admise.

La valeur de l'indice E_H , au début de chaque année, était de :

1973 - 1,232	1976 - 1,495
1974 - 1,277	1977 - 1,587
1975 - 1,417	1978 - 1,642

Les prix de l'électricité ont varié en fonction de cet indice seul, les formules tarifaires étant restées par ailleurs inchangées pendant toute la période étudiée.

Les *périodes tarifaires* sont délimitées ainsi :

pointe — période journalière comprise entre 16 h et 20 h, du 1^{er} octobre au 31 mars (cet horaire pouvant être modifié ou déplacé sans toutefois dépasser la durée journalière de quatre heures);

jour — entre 6 h et 22 h en dehors des heures de pointe;
 nuit — de 22 heures à 6 heures.

La *puissance réduite (PR)* du tarif EFP découle des relevés et calculs ci-après:

P_p — puissance maximale demi-horaire appelée pendant les heures de pointe;
 P_j — puissance maximale demi-horaire appelée de jour, en dehors des pointes;
 P_n — puissance maximale demi-horaire appelée pendant la nuit.

Si P_p et $P_n < P_j$ (ce qui arrive dans 99% des cas) $P_R = P_p + 0,2(P_j - P_p)$

Si $P_p > P_j$ et P_n $P_R = P_p$

Ces formules aboutissent à réduire les prix en fonction de l'effacement de puissance pendant les pointes. Ainsi, pour un effacement de 100% ($P_p = 0$) la prime de puissance est divisée par cinq.

Les abonnés au tarif EFP bénéficient sur l'énergie de jour et de pointe, des *rabais* pour volume de consommation, selon le tableau suivant:

Consommation de jour et de pointe	Rabais
1 - 500 000 kWh/an	0,0%
500 001 - 1 000 000 kWh/an	2,5%
1 000 001 - 1 500 000 kWh/an	5,0%
1 500 001 - 2 000 000 kWh/an	7,5%
> 2 000 000 kWh/an	10,0%

Un *plafond* existe en fait sur le prix moyen annuel du kWh, résultant de ces tarifs. En effet, les consommateurs haute tension, prenant toute leur énergie au réseau, ne peuvent pas payer un prix annuel qui dépasse celui résultant du tarif MU. Le niveau du tarif MU est lui-même plafonné à $1,80 \times E_H$ LFR par kWh. Compte tenu de l'évolution de l'indice haute tension E_H , les prix « plafonds » hors taxe s'établissent comme suit:

1973 - 2,218	1976 - 2,691
1974 - 2,299	1977 - 2,857
1975 - 2,551	1978 - 2,956

Pour les consommateurs industriels petits et moyens avec une durée d'utilisation de la puissance inférieure à 3 000 heures environ, le tarif MU s'avère le plus avantageux, s'il n'y a pas d'effacement de puissance. Dans la présente étude, conformément aux définitions générales, on a donc appliqué les tarifs ci-après pour calculer les prix de la série chronologique:

la, b, c, d — tarif MU
 le, f — tarif EFP

De plus, à titre d'exemple, trois niveaux de prix sont donnés pour janvier 1978 sur base du tarif EFP, avec respectivement 0%, 50% et 100% d'effacement de puissance pendant les heures de pointe.

g) Prix pour usages industriels — analyse

Les résultats sont donnés dans le tableau n° 21 et illustrés par les graphiques 30 et 31 en annexe. Pendant toute la période étudiée, les prix industriels n'ont été affectés que par l'indice EH. Comme pour les foyers domestiques, ceci se traduit par des accroissements de prix réguliers et uniformes

pour tous les consommateurs industriels (32-34%) entre 1973 et 1978 et par une stabilité de la dégressivité tarifaire.

	Indice prix PIB	Recette moyenne (1)	Indice EH	Prix de vente					
				la	lb	lc	ld	le	lf
1973	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1974	116,2	105,0	103,7	103,7	103,7	103,8	103,6	104,2	103,5
1975	118,6	117,5	115,0	114,7	114,9	114,6	115,3	115,3	114,9
1976	127,3	121,3	121,3	120,4	120,7	120,9	121,9	121,2	121,1
1977	135,0	127,5	128,8	127,7	128,2	128,5	129,2	128,8	128,9
1978	139,0	.	133,3	131,9	132,4	132,9	133,6	133,9	133,3

(1) Haute tension, taxes comprises.

La comparaison entre les prix de vente et l'indice de prix du produit intérieur brut (PIB) montre à nouveau que l'électricité a moins augmenté que l'ensemble des biens et services et que, en monnaie constante, l'électricité se révèle moins chère maintenant qu'en 1973.

D'autre part, les recettes moyennes encaissées par le distributeur d'électricité augmentent plus que les prix de vente entre 1973 et 1976, ce qui suppose soit une augmentation relative des petits consommateurs industriels, soit un usage moins prononcé des possibilités d'effacement en période de pointe. En effet, les prix de vente font abstraction de l'effacement de puissance dans les tableaux, alors que la recette moyenne l'inclut. Enfin, on remarque un parallélisme étroit entre l'indice EH et l'évolution des prix de vente, du fait que le terme constant des tarifs (location des compteurs) pèse peu sur les prix unitaires.

On doit noter que les prix pour usages industriels cités pour le grand-duché de Luxembourg de 1973 à 1978 ne sont pas exactement représentatifs des consommateurs industriels, bien qu'ils correspondent aux définitions générales de l'enquête.

En effet, ces consommateurs sont en général approvisionnés sous contrat avec clause d'effacement, c'est-à-dire qu'ils bénéficient de prix plus avantageux s'ils consentent à réduire leur puissance pendant les heures de pointe (voir ci-avant), ce qui permet à son tour au distributeur de réduire son prix d'achat moyen auprès de ses fournisseurs.

Le calcul ci-après donne une idée des réductions de prix consenties pour effacement de puissance pendant les pointes (janvier 1978):

Consommateur-type	Prix hors taxe LFR/kWh taux d'effacement de puissance		
	0%	50%	100%
la	2,40	2,32	1,74
lb	2,37	2,30	1,61
lc	2,00	1,84	1,40
ld	1,74	1,53	1,25
le	1,50	1,33	1,15
lf	1,45	1,27	1,10

Un taux d'effacement de 50%, qui est courant, procure des réductions de prix unitaire de l'ordre de 3% pour les petits consommateurs industriels (la,lb) et de 12% pour les plus gros (le,lf). Un taux d'effacement extrême de 100%, qui est plus rare, procure des réductions de prix unitaire de l'ordre de 25 à 30%.

7. ROYAUME-UNI

a) Organisation

Une loi de 1947 (Electricity Act) nationalisa l'industrie électrique d'Angleterre, de Galles et d'Écosse du Sud, qui comptait alors 560 entreprises. La distribution d'électricité fut intégrée dans 14 offices régionaux. La production, le transport, ainsi que la coordination centrale et la politique de direction tombèrent sous la responsabilité d'une régie (British Electricity Authority). Une réorganisation intervint en 1957. En gros, les fonctions des offices régionaux restèrent inchangées, mais la production et le transport furent repris par un office central (Central Electricity Generating Board), tandis que la politique générale d'approvisionnement était confiée au Conseil de l'électricité. Ces nouveaux organes avaient autorité sur Angleterre et Galles.

L'Office hydro-électrique d'Écosse du Nord absorba en 1947 les entreprises de distribution et devint un «office polyvalent». Il en fut de même en Écosse du Sud en 1955. On décida en 1965 que le contrôle de la production et la planification des futures centrales s'étendraient à toute l'Écosse. En Ulster, les services d'électricité d'Irlande du Nord ont les mêmes responsabilités polyvalentes.

Les offices régionaux se subdivisent en «districts». Les offices s'approvisionnent sur le réseau de transport 400/275 kV de l'office central (CEGB) et parfois directement aux centrales. Ils distribuent sous des tensions variant de 240 V (foyers domestiques etc.) à 33 kV (grande industrie). Les plus hautes tensions ne concernent qu'un nombre limité de cas. Les offices régionaux doivent développer l'électrification rurale et aujourd'hui plus de 98% des fermes et autres locaux ruraux sont approvisionnés. Chaque office est aussi revendeur d'appareillages électriques.

L'office central (CEGB) possède et exploite les centrales et les lignes de transport; il est aussi responsable de la planification et de la construction des nouvelles installations. Il est divisé en 5 régions. Normalement, il ne vend pas directement aux usagers, sauf pour la traction ferroviaire et sauf autorisation du Secrétaire d'État à l'énergie.

Un tarif de gros (BST), révisé et publié annuellement, est appliqué à la vente aux offices régionaux. Au cours des dernières années, les coûts des combustibles ont été la principale cause de hausse du tarif de gros.

Le Conseil de l'électricité (Electricity Council) conseille le Secrétaire d'État à l'énergie, en matière d'approvisionnement, et «développe et entretient un système de ressource en électricité efficient, coordonné et économique». Offices régionaux et CEGB y sont représentés, outre des membres indépendants. Le Conseil agit en particulier dans le domaine des finances, prévisions de la demande, investissements, propositions tarifaires, recherches et relations industrielles. Il est aussi le principal canal des consultations avec les organismes extérieurs. Un de ces organismes est le Comité de la Chambre des Communes pour les industries nationalisées, qui entre autres a enquêté et présenté un rapport en 1976 sur la structure des tarifs et la politique des prix de l'électricité.

En Écosse et Ulster, l'organisation des trois offices est similaire à celle d'Angleterre et Galles. A l'exception des trois offices polyvalents de production et de distribution d'Écosse et d'Ulster, les douze offices d'Angleterre et Galles opèrent dans un système intégré, sans différenciation de coût de production. Parmi les 15 offices régionaux, les 4 pris dans l'enquête ⁽¹⁾ couvrent environ le tiers de la population et de la consommation électrique de Grande-Bretagne.

b) Cadre réglementaire

Le Secrétaire d'État à l'énergie a le pouvoir de donner des directives de nature générale et d'intérêt national, au Conseil de l'électricité et aux offices. En pratique, ces directives concernent surtout les prix et la structure de production.

⁽¹⁾ Londres (Office de Londres); Glasgow (Écosse du Sud); Birmingham (Midlands); Leeds (Yorkshire).

La Commission des prix, établie en 1973, mais récemment démantelée, jouait un grand rôle. Les tarifs des offices étaient soumis à l'accord de cette Commission, qui administrait le Code des prix dans le cadre de la politique anti-inflation du gouvernement. Afin de combattre l'inflation, les prix, y compris ceux de l'électricité, ont été gelés entre 1972 et 1974/75. Avec l'essor des prix des combustibles, ceci mena à de larges déficits dans l'industrie de l'électricité. Le gouvernement fut obligé de la subventionner par le biais des «provisions financières» (loi de 1974), législation renouvelée en 1975. Toutefois, ces contraintes prirent fin cette année-là et de substantielles hausses de tarif furent approuvées par la Commission des prix.

Ces hausses suffirent non seulement à combler les pertes, mais créèrent un bénéfice de 207 millions de UKL en 1976/77, après intérêts et amortissements. Les recettes tarifaires s'étaient élevées à 3 873 millions de UKL.

La politique du gouvernement est aussi importante dans le domaine de la production. Le gouvernement a accepté l'apport du nucléaire, du gaz et du pétrole de la Mer du Nord, tout en aidant les charbonnages. Cette politique a conduit à une restriction du choix des combustibles par le CEGB. La consommation de houille par l'industrie de l'électricité a été favorisée surtout en 1973, lorsque la loi sur les houillères permit d'accorder des subsides pour brûler du charbon et, en 1974, lorsque le gouvernement appuya le programme décennal d'investissement des charbonnages.

c) Fiscalité

Néant sur l'électricité pendant toute la période.

d) Prix pour usages domestiques — tarification

Jusqu'au 1^{er} avril 1975, les tarifs domestiques normaux de la plupart des offices régionaux étaient des tarifs à tranches. Ils consistaient en 2 ou 3 tranches fixes et dégressives, sans prime fixe. Plusieurs offices décidèrent alors, avec l'appui du gouvernement, de remplacer ce système par des tarifs binômes comprenant une prime fixe trimestrielle et un prix unique du kWh.

En décembre 1978, onze offices régionaux offraient des tarifs binômes et quatre offices, y compris Yorkshire et Écosse, des tarifs à tranches. En alternative à ces tarifs normaux, tous les offices sauf l'Ulster offrent un tarif bihoraire: la consommation de nuit est facturée meilleur marché que celle de jour, sans circuits séparés. Outre ces deux prix, ce tarif comporte une prime fixe.

En plus, neuf offices offrent des tarifs d'heure creuse, applicables uniquement à l'eau chaude et au chauffage des locaux, en complément au tarif domestique normal. Des circuits séparés et des horloges sont nécessaires. Ce tarif comporte en général prime fixe et prix unique du kWh.

Enfin, l'office régional de Londres offre aussi un double tarif de base, l'un pour l'éclairage, l'autre pour les autres usages, avec deux compteurs distincts.

En mai 1974, un ajustement au coût du combustible fut introduit dans tous les tarifs, par les offices d'Angleterre et Galles. A l'origine, cet ajustement était plus bas pour les heures creuses, mais cette différence fut supprimée en 1976.

Dans tous les offices, un prix plafond par kWh est spécifié pour les tarifs domestiques. De plus, sept offices exigent un prix plancher par trimestre. A Londres, les prix plafonds sont donnés par le tarif de base éclairage. En fait, ce plafond ne s'applique qu'en cas de très faible consommation (environ 250 kWh/an).

Exemple de tarifs valables à Londres en janvier 1978

Consommateur-type	Tarif	Prime fixe	Prix proportionnel	Ajustement coût combustible (basse tension)
Da Db	Général	1,76 UKL/trim.+ 0,567 p pour chacun des 195 premiers kWh chaque trimestre	2,545 p/kWh	
Dc De	Compteur blanc	3,20 UKL/trim.+ 0,567 p pour chacun des 195 premiers kWh de jour (7 h-23 h) chaque trimestre	jour (7 h-23 h) 2,695 p/kWh nuit (23 h-7 h) 1,14 p par kWh	0,00046 p/kWh pour chaque penny d'écart de coût du combustible par rapport à 20 UKL
—	Base	—	6,07 p/kWh éclairage 3,38 p/kWh autres usages	

Ces tarifs domestiques ne s'appliquent qu'à la consommation privée des ménages. Ils ne s'appliquent pas lorsqu'une partie de la consommation est utilisée à des fins commerciales. En plus des tarifs domestiques, la plupart des offices offrent des tarifs agricoles, qui peuvent être soit binômes, soit à tranches.

L'électricité non domestique et non agricole est facturée selon les tarifs pour usages industriels, commerciaux et divers, décrits plus loin.

e) Prix pour usages domestiques — analyse

Les résultats figurent dans les tableaux n^{os} 22 et 23 et sur les graphiques 32-35, en annexe.

Au Royaume-Uni, il n'y a pas de politique de péréquation de prix entre régions. Donc, toute hausse locale reflète l'accroissement des coûts dans la région. Cependant, certains commentaires communs à toutes les régions peuvent être faits. Les hausses de prix sont plus fortes pour les plus gros consommateurs, car les forts accroissements du coût des combustibles ont exigé un relèvement substantiel des prix proportionnels. Il en est résulté une réduction des emplois thermiques et un report vers d'autres formes de chauffage. Entre 1973 et 1977, la consommation moyenne par abonné domestique a décliné de près de 11%.

Pendant la période étudiée, la dégressivité tarifaire a aussi décliné, surtout parce que les hausses tarifaires se sont concentrées sur les prix proportionnels. En 1973, l'écart de prix unitaire entre Da et De s'élevait à -73%, en 1978, il était de -61%.

De 1973 à 1978 les hausses de prix ont été :

Da	68 - 113%
Db	96 - 130%
Dc	116 - 155%
De	138 - 207%

les hausses les plus fortes étant enregistrées à Leeds et les plus faibles à Glasgow. Londres est resté la place la plus chère pendant toute la période. En raison des différences d'accroissement de prix, l'ordre des autres places ne reste pas stable. Glasgow devient comparativement moins cher.

Les écarts régionaux se creusent au cours de la période de référence. En 1973, l'écart entre les places extrêmes de l'enquête était de 11 à 14%, selon les consommateurs-types. En 1978, cet écart atteint 20 à 28%. Ceci montre combien les coûts peuvent varier entre les offices indépendants.

Connaissant la diversité des combustibles utilisés pour produire l'électricité, les différences dans les rendements et la proportion de la production nucléaire, il serait surprenant qu'il n'en résulte pas d'écarts dans les prix.

Ceci est mis en évidence par les écarts de prix entre l'office indépendant d'Écosse et celui de Londres par exemple, qui fonctionne dans le système intégré d'Angleterre et Galles.

Pour conclure, une comparaison peut être présentée entre prix de vente, recettes moyennes des ventes domestiques et indice de prix du produit intérieur brut (PIB):

	Indice prix PIB (¹)	Recettes moyennes (¹)	Prix de vente (Londres)			
			Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100	100
1974	115,4	119,5	103,5	104,4	104,8	106,6
1975	146,9	173,3	118,6	124,8	128,1	140,7
1976	168,8	222,6	147,9	164,3	178,5	212,8
1977	191,3	258,1	171,8	192,4	213,1	264,6
1978	206,6	286,9	195,7	217,8	239,6	293,8

(¹) Royaume-Uni.

A l'exception des petits consommateurs (Da), les prix de l'électricité à usages domestiques croissent au cours des dernières années davantage que les prix de l'ensemble des biens et services, représenté par l'indice du PIB.

La consommation moyenne par abonné est élevée en Grande Bretagne (>4 000 kWh/an), mais elle décroît, ce qui explique en partie pourquoi les recettes moyennes augmentent davantage que les prix. Une autre cause est le passage d'une situation financière déficitaire à une situation bénéficiaire.

Pour une large part, les coûts des combustibles sont responsables de la hausse des prix de vente. Entre début 1973 et début 1978, le coût moyen par tonne de combustible a augmenté de 368%. C'est ce coût moyen qui entre dans le calcul de l'ajustement incorporé aux tarifs depuis 1974. L'effet de cette incorporation est clairement visible sur les graphiques.

f) Prix pour usages industriels — tarification

Pour l'industrie, les tarifs de puissance maximale sont les plus communs. La plupart des régions offrent des tarifs annuels, mais des tarifs mensuels les remplacent graduellement. Les tarifs mensuels comportent une prime de puissance basse en été et haute en hiver, ce qui reflète les coûts de distribution. En général, ces tarifs sont bihoraires, avec des prix du kWh plus avantageux pendant la nuit. La prime de puissance mensuelle est basée sur la plus haute puissance maximale demi-horaire du mois. Mais, pour les tarifs annuels, c'est la puissance maximale de la période de douze mois échéant au mois du décompte.

En outre, toutes les régions offrent d'autres tarifs pour les petits consommateurs industriels et commerciaux, jusqu'à une puissance d'environ 50 kW. Presque partout, ces tarifs sont à tranches multiples, variables en fonction de la superficie, de la demande souscrite, de la puissance installée et autres paramètres similaires. Dans deux régions, les tranches sont fixes et les prix peuvent donc être donnés pour le consommateur-type la. Leur signification ne doit pas être surestimée.

Un ajustement au coût du combustible a été introduit en Angleterre et Galles dans tous les tarifs à tranches en 1974. Il a été abandonné après 1978.

Enfin, douze offices offrent des tarifs bihoraires et à heures limitées, pour les usages non domestiques, jusqu'à 50 kW environ. Certains de ces tarifs sont à tranches fixes.

Les tarifs des petits consommateurs industriels et commerciaux sont facturés par trimestre. Les tarifs de puissance maximale sont facturés mensuellement et sont ajustés au coût du combustible pendant toute la période considérée. Cet ajustement diffère entre haute et basse tension, pour refléter le niveau des pertes.

Exemple de tarifs valables à Londres — janvier 1978
(pour usages industriels, commerciaux et divers)

Tarif	Prime fixe	Prix p/kWh jour	Prix p/kWh nuit	Ajustement coût combustible p/kWh
Puissance installée	selon équipement minimum UKL 1,50 par trimestre	2,545 p/kWh	—	0,228
Bihoraire	selon équipement + UKL 1,44 par trimestre minimum UKL 2,35 par trimestre	2,695 (7 h-23 h)	1,14 (23 h- 7 h)	0,228
5A annuel	annuel UKL 5 par kW 0-20 kW UKL 14,50 par kW 21-200 kW UKL 14,00 par kW 201-500 kW UKL 13,50 par kW >500 kW	1,767 tranche 150 kWh/kW/mois 1,666 tranche 250 kWh/kW/mois 1,578 solde	—	0,228
6A annuel	Idem 5A	1,897 tranche 150 kWh/kW/mois 1,796 solde (7 h-23 h)	1,14 (23 h-7 h)	0,228
5M mensuel	<i>Prime de service</i> 22 p/mois/kVA capacité <i>Prime de puissance</i> avril-sept. 42 p/kW octobre 79 p/kW nov.+mars UKL 2,07 /kW déc.+févr. UKL 3,08 /kW janvier UKL 4,39 /kW	1,575	—	0,228
6M mensuel	Idem 5M	1,703 (7 h-24 h)	0,95 (24 h-7 h)	0,228
Tarif de puissance maximale (haute tension)	annuel UKL 14,50 par kW 0-20 kW UKL 14,00 par kW 21-200 kW UKL 13,50 par kW 201-500 kW UKL 13,00 par kW >500 kW	1,71 tranche 150 kWh/kW/mois 1,609 tranche 250 kWh/kW/mois 1,521 solde ——— ou ——— 1,84 tranche 150 kWh/kW/mois 1,739 solde (7 h-23 h)	— 1,083 (23 h-7 h)	0,213 0,213
Tarif de puissance maximale (haute tension)	<i>Prime de service</i> 17 p/kVA/mois <i>Prime de puissance</i> avril-sept. 42 p/kW octobre 79 p/kW nov.+mars UKL 2,02 /kW déc.+févr. UKL 3,00 /kW janvier UKL 4,25 /kW	1,518 ——— ou ——— 1,646 (7 h-24 h)	— 0,907 (24 h-7 h)	0,213 0,213

Dans les tarifs annuels les kW se réfèrent à la puissance maximale annuelle.
Dans les tarifs mensuels les kW se réfèrent à la puissance maximale mensuelle.

g) Prix pour usages industriels — analyse

Les résultats figurent dans les tableaux n^{os} 24 et 25 et sur les graphiques 37–40, en annexe.

Aucun prix n'est donné pour le consommateur-type la, dans les régions où le tarif applicable est basé sur le type et la capacité de l'équipement et non pas sur un paramètre électrique mesuré.

A Londres, le tarif 5 A a été appliqué à lb et lc et le tarif de puissance maximale haute tension à ld, le et lf. Les tarifs annuels de puissance maximale sont en cours d'extinction et ont déjà disparu dans quelques régions, par exemple Birmingham. Donc, il a fallu appliquer dans certains cas le tarif mensuel. Pour ce faire, il faut disposer des puissances maximales de chaque mois, pour les consommateurs-types ld, le et lf. Le Conseil de l'électricité a fourni un schéma de puissances mensuelles, basé sur les taux d'utilisation en Grande-Bretagne, et les prix en ont été dérivés.

Comme dans tous les pays de la Communauté, la période 1973–1978 voit des hausses de prix, d'autant plus fortes que la consommation est importante. Les taux de hausse sont :

lb	98 – 121%
lc	115 – 160%
ld	130 – 172%
le	144 – 181%
lf	144 – 182%

Les hausses les plus vives concernent Glasgow, qui était la région la meilleur marché en 1973 et qui le reste malgré tout. Leeds montre en général des hausses plus modérées, ce qui modifie son classement, laissant toutefois Londres comme région la plus chère pour tous les consommateurs-types.

Les remarques sur les coûts, sous le point e) ci-devant, valent aussi pour les prix industriels. La dégressivité tarifaire a décliné partout au cours de la période. En 1973, la dégressivité (% de différence de prix entre lb et lf) était de l'ordre de 50%, en 1978 elle se réduit à 33–43%.

Les écarts régionaux diminuent au cours de la période de 12–29% en 1973 à 8–18% en 1978, les plus grands écarts touchant les plus petits consommateurs.

Pour finir, une comparaison peut être présentée entre prix de vente, recettes moyennes des livraisons à l'industrie et au commerce, auxquelles ces tarifs s'appliquent, et indice des prix du produit intérieur brut (PIB).

	Indice prix PIB (1)	Recettes moyennes (1)	Prix de vente (Londres)				
			lb	lc	ld	le	lf
1973	100	100	100	100	100	100	100
1974	115,4	131,8	103,2	104,2	105,5	107,1	107,4
1975	146,9	175,5	126,2	134,1	143,9	155,3	157,4
1976	168,8	206,0	144,4	158,2	175,9	194,7	197,9
1977	191,3	236,2	169,4	188,0	210,9	233,2	237,7
1978	206,6	259,5	198,0	218,9	245,1	268,4	276,2

(1) Royaume-Uni.

L'effet restrictif du gouvernement est très visible en 1974, lorsque les prix de vente de l'électricité augmentent moins que l'indice des prix du PIB. Cependant, après la levée de la pression du gouvernement, les prix de l'électricité, à l'exception des plus petits consommateurs, augmentent plus que l'ensemble des biens et services, représenté par l'indice de prix du PIB.

Les recettes moyennes augmentent un peu plus que les prix. Ceci est dû en partie au passage d'une situation déficitaire à une situation bénéficiaire et en partie à la réduction de la consommation moyenne, de l'ordre de 10% entre 1973 et 1975. Toute réduction de la consommation moyenne accroît le prix unitaire payé, sous l'effet de la dégressivité des tarifs, mais, en 1977, la consommation avait rattrapé le niveau de 1973.

8. IRLANDE

a) Organisation

Peu après l'indépendance, en 1927, le Ministère de l'électricité (Electricity Supply Board-ESB) fut créé sur ordre du gouvernement. La nationalisation impliqua l'acquisition des 160 entreprises d'électricité existantes. Quelques années plus tard (en 1929), l'aménagement hydro-électrique du fleuve Shannon était achevé. Outre l'exploitation hydro-électrique du Shannon et la vente de sa production, ESB fut rendu responsable du contrôle, de la coordination et de l'amélioration des ressources, de la distribution et de la vente d'électricité. Ceci signifie en pratique que ESB gère un ensemble unifié pour tout le pays, avec une régie unique chargée de toutes les opérations depuis la production jusqu'au consommateur. Ainsi, n'existe aucune vente en gros à d'autres distributeurs d'électricité.

b) Cadre réglementaire

Le pouvoir le plus important donné à ESB est le droit «de fixer les tarifs, de manière que les recettes d'une année couvrent toutes les dépenses». Toutefois, ces dernières années, les interventions gouvernementales limitèrent les hausses de tarif en dessous de ce que ESB jugeait nécessaire et une Commission nationale des prix reçut la tâche de s'occuper des changements de prix.

Le trait dominant de la politique des prix fut l'introduction, début 1974, d'un ajustement au coût des combustibles, dans les tarifs domestiques.

A l'origine la politique d'ESB consiste surtout à stimuler la demande pour absorber la production du Shannon. Plus tard, d'autres ressources furent développées comme la production électrique à partir de la tourbe. Cependant, le pétrole est maintenant le combustible dominant des centrales et dicte les prix de l'électricité, spécialement pour l'industrie.

c) Fiscalité

Les prix de l'électricité ont été soumis à la taxe sur la valeur ajoutée pendant les trois premières années de la période considérée, aux taux de 5,26% du prix hors taxe jusqu'en août 1973 et de 6,75% ensuite et jusqu'à juin 1975. A cette date, la TVA a été supprimée et n'est donc plus perçue.

d) Prix pour usages domestiques — tarification

Les consommateurs domestiques sont soumis à un tarif binôme, dont la prime fixe dépend du nombre de pièces tarifaires (ou de la superficie pour les consommateurs ruraux) et dont le prix du kWh est constant. Les pièces à prendre en considération sont toutes les pièces de l'habitation, y compris la cuisine, mais à l'exclusion des salles de bains, toilettes, garages et annexes non habitables. Les pièces de moins de 3,34 m² (36 sq ft) ne sont pas comptées. De plus, un prix réduit est appliqué au chauffage de nuit pour les consommations pendant une période nocturne de 9 heures. C'est un tarif à tranches = les 5 000 premiers kWh consommés pendant une période de 2 mois étant facturés à un taux plus élevé que le surplus. Les livraisons sous ce tarif sont mesurées séparément et contrôlées par une horloge.

Les tarifs urbains et ruraux sont semblables, sauf que les premiers ont une prime fixe basée sur le nombre de pièces et les seconds sur la superficie. Le prix du kWh est identique. Comme la prime fixe par superficie est plus élevée, la consommation rurale domestique s'avère plus chère de 10 à 20% dans les maisons sans chauffage central électrique (DA,Db,Dc). Dans le cas des maisons «tout électrique» (De), les prix moyens sont pratiquement les mêmes dans les zones urbaines et rurales.

Tout récemment, un tarif domestique urbain bi-horaire a été introduit comme alternative au tarif binôme normal. L'abonné paye une prime fixe et des prix du kWh différenciés entre jour et nuit. Pour l'instant, ce tarif n'est pas encore représentatif.

Depuis le 1^{er} janvier 1974 un ajustement au coût du combustible a été introduit dans les tarifs domestiques. Il reflète les changements dans les coûts de base des combustibles brûlés dans les centrales, coûts de base approuvés par la Commission nationale des prix.

Exemple de tarifs valables à Dublin — janvier 1978

Consommateur-type	Nombre de pièces	Prime fixe bimestrielle	Prix du kWh binôme normal	Prix du kWh chauffage de nuit		Ajustement coût combustible
Da	} <5	} IRL 1,45	} 2,23 p/kWh	bimestriel		} 0,464 p/kWh
Db				0-5 000 kWh	1,10 p/kWh	
Dc	} 6-7	} IRL 2,00	}	solde		
De				1,05 p/kWh		
—	≥8	IRL 2,50				

e) Prix pour usages domestiques — analyse

Les résultats figurent dans le tableau n° 17 et sur les graphiques 35 et 36 de l'annexe. Pendant la période étudiée, les prix ont monté de 129 à 211%, les plus larges hausses touchant les plus gros consommateurs. Malgré les efforts du gouvernement pour maîtriser les prix, en supprimant la TVA et en limitant les hausses, ces augmentations sont parmi les plus hautes de la Communauté. Le système tarifaire lui-même n'encourage pas les fortes consommations, à l'exception du chauffage en heures creuses.

La dégressivité tarifaire a été réduite, en 1973, le consommateur Da payait 3 fois plus par kWh que De, en 1978 le rapport tombe à 2,2.

Une comparaison peut être tentée entre les prix de vente de l'électricité et l'indice de prix du produit intérieur brut (PIB).

	Indice prix PIB	Indice prix de vente			
		Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100
1974	107	123,3	126,1	133,4	145,3
1975	132,3	159,2	167,2	183,7	209,3
1976	157,6	180,8	190,6	208,6	234,8
1977	178,9	207,7	223,5	254,1	299,0
1978	193,3	228,8	246,1	273,9	311,4

Dans tous les cas, les prix de l'électricité ont augmenté plus vite que l'ensemble des biens et services, représenté par l'indice de prix du PIB. Ceci est dû aux coûts croissants du fuel-oil importé — le principal combustible employé pour produire l'électricité — et à la dévaluation de la Livre. L'Irlande a été frappée plus sévèrement que la Grande-Bretagne par ces facteurs, car elle ne possède pas de ressource indigène de pétrole et les faibles quantités de charbon extrait sont de basse qualité. Même la production d'électricité sur base de tourbe est onéreuse, l'extraction exigeant beaucoup de main-d'œuvre et le pouvoir calorifique étant faible. Cependant, la production d'électricité à partir de

tourbe fut introduite pour diminuer le chômage en zones rurales et atténuer la dépendance des combustibles importés. La longue sécheresse des étés 1975 et 1976 a réduit l'apport hydro-électrique. Ce qui a conduit à consommer plus de fuel-oils et à accroître les coûts.

f) Prix pour usages industriels — tarification

Le tarif normalement appliqué aux consommateurs industriels est un système polynôme à cinq éléments, dont 4 s'appliquent dans la présente enquête :

- A — prime fixe de puissance
- B — prime de base
- C — prix proportionnel
- D — ajustement au coût du combustible
- E — surtaxe de basse puissance

avec deux variantes selon la tension d'alimentation :

basse tension 220 et 380 volts

haute tension 10 000, 38 000 ou 110 000 volts.

L'alimentation en basse tension est fournie jusqu'à une puissance de 500 kW. La facturation est bimestrielle.

- (A) La prime fixe de puissance est calculée par kW de puissance maximale tarifaire bimestrielle. La puissance maximale tarifaire est égale à la puissance maximale appelée au cours d'une période de 2 mois, avec un minimum égal à 70% de la puissance bimestrielle appelée au cours des 10 mois précédents. Dans le cas des consommateurs-types de l'enquête, ce minimum ne joue pas (voir table technique de correction de la puissance, chapitre II).
- (B) La prime de base est calculée sur la puissance appelée bimestrielle avec un plancher de 12 kW. Par ailleurs, cette prime ne doit être inférieure à aucune des primes de base facturées au cours des 10 mois précédents (5 périodes de facturation bimestrielle). Ceci revient à facturer suivant la puissance maximale appelée annuelle, en application des définitions des consommateurs-types de l'enquête.

Ces deux primes fixes sont basées sur la puissance quart-horaire.

(C) Prix proportionnel

Le prix par kWh dépend d'une triple ventilation :

par tension d'alimentation

par période (jour et nuit)

par tranche de consommation, à limite variant en fonction de la puissance maximale tarifaire.

La nuit s'étend sur 9 heures (actuellement 23 h à 8 h).

Le prix de nuit est uniforme. Pour le jour, il existe deux tranches de consommation, dont la limite se calcule ainsi : 350 kWh par kW de puissance maximale tarifaire par période de deux mois (voir A).

- (D) Ajustement au coût du combustible. Il s'agit d'un ajustement appliqué au prix par kWh, variable en fonction de la fluctuation du coût du combustible brûlé dans les centrales, par rapport à un coût de base. Le prix du kWh est augmenté ou réduit de 0,002 P pour chaque tranche indivisible de 0,017 P pour la basse tension et de 0,018 P pour la haute tension, de différence de coût du combustible par rapport à 6,706 P par therm⁽¹⁾ (coût de base). Le calcul est effectué deux fois par an et le coût de base est fixé en accord avec la Commission nationale des prix.
- (E) Surtaxe de basse puissance
Il s'agit d'une surtaxe d'énergie réactive, qui reste hors du champ d'application de l'enquête.

⁽¹⁾ 1 therm = 105 500 kJ (PCI).

Exemple de tarif valable à Dublin — janvier 1978

		Basse tension	Haute tension
(A)	prime fixe de puissance	IRL 3,50/kW bimestriel	IRL 3,20/kW bimestriel
(B)	prime de base	IRL 1,20/kW bimestriel	IRL 1,00/kW bimestriel
(C)	<i>prix proportionnel</i> jour: 350 kWh × kW, bimensuel solde nuit:	1,385 p/kWh 1,365 p/kWh 1,050 p/kWh	1,305 p/kWh 1,285 p/kWh 1,000 p/kWh
(D)	ajustement au coût du combustible	0,464 p/kWh	0,438 p/kWh

Une variante de ce tarif est offerte en option pour les plus hautes tensions (38 000 et 110 000 volts) avec des prix différents pour l'hiver et l'été.

g) Prix pour usages industriels — analyse

Les résultats figurent dans le tableau n° 19 et sont illustrés par les graphiques 40 et 41, en annexe. Comme le tarif est basé sur la puissance maximale bimestrielle, il a été nécessaire d'appliquer des coefficients de correction pour compenser le fait que le maximum annuel n'est pas atteint dans chaque période de deux mois. Les coefficients appliqués sont les suivants:

consommateur-type:	la	lb	lc	ld	le	lf
coefficient:	0,83	0,83	0,85	0,87	0,91	0,91

Le même schéma de fortes hausses (de 122 à 217%) que dans les prix domestiques est observé dans les prix industriels, pour les mêmes raisons. Le système tarifaire n'encourage pas les fortes consommations, sauf pendant la nuit. Si l'on ne comptait pas de consommation nocturne, la dégressivité tarifaire serait minime.

L'écart de prix unitaire constaté entre la et lf découle largement de la forte consommation de nuit du consommateur-type lf. Cet écart s'est rétréci entre 1973 (-63%) et 1978 (seulement -48%). Cette absence de dégressivité réelle pour volume est illustrée par l'identité de prix entre le et lf depuis 1976, bien que lf consomme 5 fois plus d'électricité dans l'année que le. Mais les deux ont le même coefficient de correction de la puissance, la même modulation et la même part consommée de nuit. La plus forte consommation annuelle de lf ne procure aucun avantage de prix.

Une comparaison peut être tentée entre les prix de vente de l'électricité et l'indice de prix du produit intérieur brut (PIB).

	Indice prix PIB	Indice prix de vente					
		la	lb	lc	ld	le	lf
1973	100	100	100	100	100	100	100
1974	107	122,3	121,9	127,3	136,4	141,3	146,5
1975	132,3	144,2	149,1	164,6	183,2	193,0	207,1
1976	157,6	172,3	178,2	193,1	208,5	216,8	237,4
1977	178,9	197,9	204,6	230,1	251,9	267,7	293,1
1978	193,3	222,8	230,5	253,5	275,3	289,5	317,0

Pour tous les consommateurs-types, les prix de l'électricité ont augmenté plus que l'ensemble des biens et services, représenté par l'indice de prix du PIB, pour les mêmes raisons que les prix de l'électricité pour usages domestiques.

9. DANEMARK

a) Organisation

Au Danemark, l'électricité est distribuée par une centaine d'entreprises de taille variable, appartenant le plus souvent aux administrations locales. Pour des raisons d'échelle, les centrales sont cogérées par plusieurs entreprises de distribution et des interconnexions sont établies entre elles et avec les pays voisins: RF d'Allemagne, Norvège et Suède. Par exemple, NESA (Nord-Est Sélande) a une participation de 80% dans IFV qui exploite les deux principales centrales du nord de Sélande. Des échanges ont lieu avec la Régie d'éclairage de Copenhague⁽¹⁾ et avec SEAS (Cie d'électricité de Sud-Est Sélande). Cependant, aucune liaison n'existe entre l'ouest (Jutland et Fionie) et l'est (Sélande et autre îles), à travers le grand Belt.

Les entreprises de production à Sélande et dans les îles voisines échangent l'électricité avec la Suède, via la compagnie Elkraft, antérieurement Kraft-import. Une coordination des constructions futures de grandes centrales est organisée entre les entreprises productrices sur une base nationale.

Pour Copenhague, les prix indiqués se réfèrent aux deux entreprises de distribution qui couvrent la zone urbaine: la Régie d'éclairage de Copenhague⁽¹⁾ (électricité, gaz et chauffage urbain), qui fait partie de l'administration communale et approvisionne la ville elle-même, et NESA qui approvisionne la majorité des communes de banlieue et qui appartient à plusieurs d'entre elles et au district de Copenhague.

b) Cadre réglementaire

En application de «la loi d'approvisionnement électrique» de 1976, en vigueur au 1^{er} janvier 1977, des règlements ont été pris, qui autorisent le Ministre du commerce à contrôler les producteurs d'énergie et à informer le Parlement des conditions essentielles de l'approvisionnement national en électricité.

Cette loi dresse un cadre de mesures pour l'industrie de l'énergie, que l'on peut résumer ainsi:

- une autorisation est exigée pour exploiter des centrales; pour les centrales nucléaires l'autorisation confère des droits exclusifs;
- un comité des prix a été créé, auquel les modifications de prix et les conditions de vente sont notifiées. Les prix et conditions non notifiés ne sont pas valides. Si le comité trouve que les prix ou autres conditions sont déraisonnables, incluent des coûts superflus ou mènent à un usage anti-économique de l'énergie, contraire à l'intérêt public, il peut en ordonner la modification;
- le Ministre du commerce édicte les règles générales d'amortissement et d'allocation des fonds de réinvestissement et il stipule les règles comptables et budgétaires;
- le Ministre peut intervenir dans le choix des combustibles et le niveau des stocks, sous certaines conditions d'approvisionnement.

c) Fiscalité

La taxe sur la valeur ajoutée est levée au taux de 15% du prix hors taxe jusqu'au 3 octobre 1977, de 18% par la suite.

Une taxe spéciale sur l'électricité a été introduite le 1^{er} avril 1977, d'un montant de 2 øre par kWh avant TVA. Un plafond de 100 000 DKR par an et par consommateur a été fixé.

⁽¹⁾ KB (Københavns Belysningsvæsen).

d) Prix pour usages domestiques — tarification

i) KB (*Københavns Belysningsvæsen*)

Jusqu'au 31 décembre 1977, KB offrait une panoplie de tarifs :

- tarif éclairage
- tarif puissance

tous deux à tranches, jusqu'au 1^{er} octobre 1974, à prix unique par la suite,

- tarif résidentiel
- tarif commercial

tous deux composés d'une prime par pièce ou par m² et d'un prix proportionnel unique et indépendant de la consommation,

- tarif de nuit
avec un prix unique.

Tous les tarifs comprenaient une location du compteur et un élément pour coût du combustible, pendant toute la période.

Le tarif de nuit peut se combiner avec les tarifs puissance, résidentiel et commercial.

Une nouvelle série de tarifs a été introduite le 1^{er} janvier 1978, dont les suivants s'appliquent à l'enquête :

- Domestique et commercial :

un tarif normal (jusqu'à 100 000 kWh/an) incluant une prime fixe par compteur et un prix unique par kWh, plus une surtaxe calculée mensuellement et reflétant le coût du combustible utilisé pour produire l'électricité;

un tarif de nuit comme auparavant, qui peut être combiné au tarif normal.

Prix hors TVA	Normal	Nuit	
Prime fixe	72 DKR	90 DKR	par an par compteur
Prix proportionnel (1)	22 øre	9 øre	par kWh
Surtaxe combustibles (au 1.1.1978)	11,3 øre	9,3 øre	par kWh

(1) Y compris la taxe spéciale de 2 øre/kWh.

ii) NESÅ

Pendant toute la période enquêtée le tarif ci-après était valable :

tarif C ou Fælles (= tarif commun)

applicable aux foyers domestiques et aux consommateurs industriels Ia, Ib et Ic de la présente étude.

Il comprenait :

- une prime fixe variable par compteur
- un prix du kWh à tranches

Les taux hors TVA en vigueur en janvier 1978

Consommation annuelle kWh	Prime fixe DKR/an	Prix proportionnel øre/kWh (1)
< 5 000	150	26
5 000 - 10 000	200	25
10 000 - 15 000	300	24
> 15 000	450	23

(1) Y compris la taxe spéciale de 2 øre/kWh.

e) Prix pour usages domestiques — analyse

Les résultats sont donnés dans le tableau n° 26 et les graphiques 42 et 43 en annexe.

Les différences dans les niveaux absolus et dans les variations de prix des deux distributeurs (NESA et KB) s'expliquent ainsi :

- différence importante dans la structure des ventes, KB desservant les quartiers anciens du centre ville (commerces et petits abonnés), NESA les faubourgs plus prospères;
- différence dans la politique des prix entre types de consommateurs, KB protégeant les petits abonnés aux dépens de l'industrie;
- en gros NESA représente 60% de la consommation de la zone urbaine, avec 40% du nombre d'abonnés. La consommation annuelle moyenne par abonné domestique atteint environ 4 000 kWh pour NESA, contre 1 200 à 1 700 kWh pour KB.

Les prix de KB ont crû de 98 à 145% de 1973 à 1978, les plus gros consommateurs supportant les plus forts accroissements. Pour NESA, c'est l'inverse, les prix ont crû de 102 à 176%, les plus fortes hausses touchant les plus petits consommateurs.

Bien que NESA n'ait pas de tarif de nuit ou d'heure creuse, l'écart de prix entre consommateurs-types Da et De est considérable et s'élargit encore de 1973 à 1978. En 1973, le prix de De atteignait les 2/3 du prix de Da, en 1978 le rapport est de 1/2 environ.

De son côté, la dégressivité tarifaire de KB dépend presque totalement de la part consommée de nuit. Cette dégressivité a diminué pendant la période de référence. En 1973, De payait les 2/5 du prix unitaire payé par Da. En 1978, ce rapport se réduisait à 1/2 à peu près. Il en découle que les prix de NESA en 1973 étaient les plus bas à l'exception du plus grand consommateur (De), alors qu'en 1978 les prix de KB sont les plus bas pour Da et De et les prix de NESA meilleur marché pour Db et Dc.

Depuis le début des années 70, NESA souhaitait augmenter les primes fixes des tarifs à un niveau conforme aux coûts, mais les lois de contrôle des prix l'en empêchèrent. Toutefois, en 1975 et courant 1977, ces hausses furent autorisées et les primes fixes couvrent maintenant les coûts de location des compteurs et de distribution. Pour cette raison, une grande divergence apparaît dans les prix de NESA, surtout visible en 1978. Ce remaniement des primes fixes a touché principalement les petits consommateurs et a eu pour effet d'approfondir les écarts de prix en fonction du volume consommé et donc d'accentuer la dégressivité tarifaire.

La baisse passagère de prix de vente NESA, enregistrée début 1977, est due à des modifications des coûts et de la situation des ventes en général, à cette époque.

Dans l'ensemble, l'évolution des prix de vente de l'électricité dans la zone urbaine de Copenhague se caractérise par :

- 1) des hausses très vives courant 1974, contre-coup direct de la crise et de l'augmentation des prix des combustibles importés qui assurent la quasi-totalité des approvisionnements des centrales électriques (2/3 sur base fuel-oils en 1975);
- 2) un palier, courant 1976, effet de l'intervention gouvernementale visant à calmer la situation et action sur les coûts par substitution de charbon au fuel-oil;
- 3) une reprise des mouvements de hausse début 1978 surtout sous l'effet d'un alourdissement de la fiscalité.

Pour terminer, une comparaison peut être faite entre l'indice des prix du produit intérieur brut (PIB) et les prix de vente de l'électricité (voir tableau ci-après).

Les commentaires suivants valent aussi bien pour NESA que pour KB. Pendant la période étudiée, les prix pour tous les consommateurs domestiques ont crû plus que l'ensemble des biens et services, représenté par l'indice de prix du PIB. La raison principale en est la poussée des coûts, ceux des combustibles en particulier. Le Danemark n'a pour ainsi dire pas d'hydro-électricité et la production électrique repose surtout sur le fuel-oil. Il a donc été fortement frappé par les hausses de prix pétroliers pendant la période 1973-1978.

	Indice prix PIB	Prix de vente (NESA)			
		Da	Db	Dc	De
1973	100	100	100	100	100
1974	110,4	107	109,3	110,4	111,7
1975	124,2	166,0	177,1	186,7	197,7
1976	134,9	208,9	210,5	211,8	215,2
1977	147,0	196,7	196,3	195,9	197,2
1978	161,7	276,6	243,7	215,4	202,6

f) Prix pour usages industriels — tarification

i) KB (Københavns Belysningsvæsen)

Avant le 1^{er} janvier 1978, le tarif industriel se composait :

- d'une prime fixe par kVA de puissance maximale;
- d'une prime de puissance de pointe pour certaines heures en novembre, décembre et janvier (jusqu'au 1^{er} octobre 1974);
- d'un barème à tranches pour les prix par kWh;
- d'une surtaxe pour coût du combustible, calculée mensuellement.

Un nouveau tarif pour les gros consommateurs, industriels et autres, a été introduit au 1^{er} janvier 1978, dont les éléments sont :

Hors TVA	Haute tension	Basse tension
Location compteur	360 DKR/an	180 DKR/an
Prime de puissance	145 DKR/an/kVA ⁽¹⁾	180 DKR/an/kVA ⁽²⁾ minimum 3 600 DKR/an
Prix proportionnel ⁽³⁾ :		
0 - 1 000 000 kWh/an	14,5 øre/kWh	16,5 øre/kWh
> 1 000 000 kWh/an	12,0 øre/kWh	13,0 øre/kWh
Surtaxe combustible (au 1.1.1978)	10,8 øre/kWh	11,3 øre/kWh

⁽¹⁾ Dans ce cas, kVA se réfère à la moyenne des deux puissances maximales quart-heures mensuelles les plus élevées dans l'année.

⁽²⁾ Dans ce cas, kVA se réfère à la puissance maximale quart-heure annuelle.

⁽³⁾ Ce prix inclut les 2 øre/kWh de taxe spéciale.

ii) NESA

Pour les consommateurs-types la, lb et lc, le tarif commun C (Fælles) s'applique. Voir détails paragraphe d).

Pour les autres consommateurs-types industriels les tarifs B (SAER) et B 10 s'appliquent. Les conditions valables au 1^{er} janvier 1978 en sont (voir tableau ci-après).

Hors TVA	Tarif B (SAER) basse tension	Tarif B 10 haute tension
Location compteur	350 DKR/trimestre	5 000 - 10 000 DKR/an selon système de mesure
Prime de puissance	60 DKR/kW/trimestre ⁽¹⁾	180 DKR/kVA/an ⁽²⁾
Prix proportionnel ⁽³⁾	16,3 øre/kWh	15,9 øre/kWh

⁽¹⁾ Basé sur la puissance maximale demi-heure trimestrielle.

⁽²⁾ Basé sur la puissance maximale quart-heure annuelle.

⁽³⁾ Y compris 2 øre/kWh de taxe spéciale.

Contrairement à la plupart des pays, le tarif basse tension (B-SAER) est appliqué aux consommateurs-types Id et le, vu que les clients de NESAs de cette catégorie sont en général alimentés en basse tension (4 000 volts). Le tarif B10 (haute tension 10 000 volts) est appliqué à lf.

Pour des raisons de comparaison, les prix de KB pour Id et le, dans le tableau n° 27 en annexe, ont été calculés également selon le tarif basse tension.

Si le tarif haute tension avait été appliqué, les prix de KB pour Id et le s'établiraient comme il suit:

	<i>øre/kWh (hors taxe)</i>			
	1977		1978	
	Haute tension	Basse tension	Haute tension	Basse tension
Id	26,5	29,6	29,1	33,1
le	23,5	26,0	26,1	29,1

g) Prix pour usages industriels — analyse

Les résultats sont donnés dans le tableau n° 27 et les graphiques 44-46 en annexe.

Pour les petits usagers industriels la et lb de la ville de Copenhague (approvisionnés par KB) une possibilité de choix existait entre deux tarifs: commercial d'une part, industriel d'autre part. Comme jusqu'en 1977, le tarif commercial proposé par KB comportait un élément basé sur la superficie et qu'aucune indication de superficie n'était donnée dans les définitions de ces consommateurs-types de l'enquête, la série de prix (tableau n° 27) a été calculée sur base du tarif industriel. Il est probable que dans certains cas ce tarif industriel ait abouti à des prix plus élevés que le tarif commercial. Une comparaison des deux tarifs devient possible en 1978, par suite de l'abandon de l'élément lié à la superficie dans le nouveau tarif commercial (voir point d). Le résultat en est le suivant:

Consommateur type	Prix hors taxe, 1978 (KB)	
	Tarif commercial normal øre/kWh	Tarif industriel øre/kWh
la	31,5	46,4
lb	31,4	46,2

Le tarif normal est plus avantageux de l'ordre de 30%.

Entre 1973 et 1978, les prix ont augmenté:

de 66 à 155% pour KB

de 103 à 148% pour NESAs.

Pour les deux, les plus gros consommateurs ont subi les plus fortes hausses. La politique de protection des petits consommateurs menée par KB est visible: ils subissent un taux d'augmentation deux fois moindre que les plus gros (le, lf).

La dispersion des hausses de prix est moindre dans le cas de NESAs, car sa politique de prix se fonde sur les coûts, sans protection particulière des petits usagers.

Dans l'ensemble les prix pour usages industriels suivent la même évolution de 1973 à 1978 que les prix domestiques, pour les mêmes raisons.

En 1977 et 1978, le tarif C de NESAs a comporté des remboursements de trop perçu des années précédentes, de sorte que les prix hors taxe baissent et s'établissent souvent en dessous du niveau de 1975. Ces remboursements expliquent aussi le croisement des courbes de Ic et Id.

Malgré les hausses plus accentuées subies par les clients de NESAs, les prix de KB restent plus élevés pendant toute la période étudiée, pour les raisons déjà exposées.

La dégressivité tarifaire (diminution de prix entre Ia et If) s'avère plus large pour KB que pour NESAs. En 1973, l'écart était de -64% pour le premier et de -30% pour le second. La dégressivité a été atténuée, pour atteindre respectivement -44% et -14% en 1978. Ce dernier chiffre attire l'attention, il signifie qu'entre un usager qui consomme 30 000 kWh par an et un autre qui en consomme 10 millions, soit 330 fois plus, la réduction de prix unitaire accordée s'avère très faible (les heures creuses ne jouent pas dans les tarifs). Ceci n'encourage pas la consommation.

Une comparaison entre prix de vente de l'électricité pour usage industriel et indice de prix du PIB conduit aux mêmes conclusions que pour les foyers domestiques. Dans tous les cas, les prix de l'électricité croissent davantage que les prix de l'ensemble des biens et services.

VI. Comparaison communautaire et conclusions

Cette étude serait incomplète si l'on n'essayait pas de comparer les prix entre les pays de la Communauté et si l'on ne tirait pas de conclusions. Les difficultés inhérentes à une statistique exprimée en monnaies nationales dans une période d'instabilité monétaire ont déjà été exposées dans le chapitre IV (unités de valeur) et la solution proposée — l'emploi du standard de pouvoir d'achat (SPA) pour ces comparaisons — y a été expliquée en détail.

L'attention des lecteurs est à nouveau attirée sur les difficultés d'une comparaison internationale de niveaux de prix et sur le fait qu'il faut rester très prudent dans les interprétations et les conclusions que l'on peut en tirer.

Le tableau n° 28 de l'annexe donne les taux de conversion entre monnaies nationales et SPA et vice versa, pour les années 1973 à 1978 incluses.

Les places choisies pour la comparaison communautaire sont les capitales ou les villes les plus représentatives du point de vue économique :

Düsseldorf	Rotterdam	Londres
Paris	Bruxelles (= Belgique)	Dublin
Milan (= nord et centre)	Luxembourg (CEGEDEL)	Copenhague (KB)

Les résultats figurent dans les tableaux n°s 29 à 34 de l'annexe, exprimés d'abord en SPA courants, avec et sans taxes, puis en SPA déflatés. Ils sont aussi illustrés par les graphiques 47 à 56. Quelques commentaires peuvent être présentés, sur base de ces résultats.

a) La tendance à la hausse des prix est générale

Les prix de vente en monnaie courante croissent sur toute la période dans tous les pays et pour tous les consommateurs (à l'exception des plus petits en Italie). Bien que les taux de hausse diffèrent fortement d'un pays à l'autre, le schéma est identique: forte poussée entre 1973 et 1975, suivie d'accroissements plus modérés pendant le reste de la période.

Les raisons en sont les mêmes:

- 1) essor des coûts des combustibles brûlés dans les centrales électriques, suite à la crise pétrolière de 1973;
- 2) inflation générale qui renchérit salaires et autres coûts;
- 3) augmentation des taxes dans quelques pays.

Pour les usages domestiques, les taux de hausse sont généralement plus forts pour les plus gros consommateurs, les petits étant souvent protégés pour des raisons sociales. Les prix des consommateurs-types Da et Db croissent de 40% à 96% entre 1973 et 1978 (sauf en Italie où l'on constate une légère baisse en SPA courants); contre 47% à 170% pour De, selon les places. Ces accroissements différenciés réduisent la dégressivité tarifaire. Pour l'industrie, on enregistre des hausses de 40% à 150% entre 1973 et 1978, selon les places et les consommateurs-types.

Dans plusieurs cas, les taux d'accroissement sont à peu près les mêmes pour tous les consommateurs (Düsseldorf, Paris, Bruxelles et Luxembourg). Ailleurs, ce sont les plus gros consommateurs industriels qui subissent les plus fortes hausses, ce qui réduit la dégressivité tarifaire.

b) Les niveaux de prix relatifs entre pays ne sont pas constants

Parce que les hausses de prix ne se produisent ni en même temps, ni au même rythme, la position respective des pays change constamment (voir chassé-croisé des courbes sur les graphiques). L'ordre de classement des places diffère non seulement selon l'année considérée, mais aussi selon les consommateurs-types, à cause des courbes de dégressivité des tarifs, dont les pentes sont plus ou moins accentuées. Ainsi, lorsque la dégressivité est faible, les niveaux de prix des petits consommateurs sont relativement bas et ceux des plus gros consommateurs comparativement élevés. On ne peut donc pas tirer de conclusion définitive.

Pour les usages domestiques, on remarque cependant que les prix de vente en Belgique restent les plus élevés pendant toute la période étudiée. A l'opposé, les prix de vente aux petits consommateurs (Da et Db) s'avèrent bas à Copenhague, en Irlande et en Italie, ce qui reflète la politique de protection des petits usagers, suivie dans ces pays. En ce qui concerne les usages industriels, on remarque les bas prix de vente pratiqués pendant toute la période et pour tous les consommateurs-types en France et au grand-duché de Luxembourg; tandis que des prix relativement élevés sont pratiqués en général en Belgique et en RF d'Allemagne.

Le cas de l'Italie est particulier: bas prix pour les petits usagers industriels et prix relativement plus élevés pour les consommations moyennes et importantes, en raison d'une pente de dégressivité beaucoup plus faible que dans les autres pays.

A partir de 1976, pour les petits consommateurs industriels (Ia, Ib, Ic), deux groupes se distinguent suivant le niveau des prix de vente, au sommet: Belgique, RF d'Allemagne, Irlande et Pays-Bas, en bas: Luxembourg, France, Italie, Danemark et Royaume-Uni.

Pour le plus gros consommateur-type industriel (If) on observe aussi un clivage à peu près semblable: sauf que le groupe le plus bas ne comprend plus que trois pays: Luxembourg, France et Danemark.

Les niveaux de prix de vente sont influencés par les taxes et le coût des combustibles, il faut donc poursuivre l'analyse dans ce sens, ce qui est fait plus loin.

c) L'origine de l'électricité influence les prix

Il est tentant d'essayer d'analyser l'influence de l'origine de l'électricité sur les niveaux de prix. Pour ce faire, il faut éliminer l'influence fiscale et donc se baser sur les prix hors taxe.

Tout d'abord, l'électricité primaire (hydraulique et géothermique) peut être considérée comme une source à bas coût, qui devrait conduire à des prix modérés. Ceci concerne la France et l'Italie, où l'électricité primaire couvre entre le quart et le tiers de l'approvisionnement. Les prix hors taxe pour usages industriels sont probablement les plus aptes à un tel examen, car dans ces deux pays l'industrie consomme deux fois plus d'électricité que le secteur domestique et de plus les tarifs industriels sont plus proches des coûts de production. Or, ces prix en France se classent parmi les plus bas de la Communauté pendant toute la période étudiée et cette position se renforce en 1978. En Italie, les prix pour l'industrie se révèlent également bon marché, surtout pour les petits consommateurs, qui forment la majorité de la clientèle. Cependant, la Lire étant une monnaie relativement faible, les prix sont affectés par l'essor des coûts des produits pétroliers, lesquels assurent 50 à 60% de la production électrique.

L'Irlande dépend aussi fortement des produits pétroliers pour la production d'électricité et, comme l'Italie, souffre d'une monnaie faible. Ces deux facteurs contribuent à y rendre les prix industriels hors

taxe parmi les plus élevés de la Communauté. L'emploi de la tourbe comme combustible dans les centrales électriques n'a pas non plus d'effet bénéfique sur les prix (voir chapitre Irlande).

Aux Pays-Bas, les 3/4 de la production électrique reposent sur le gaz naturel indigène, qui n'est pas affecté par le cours du Florin. En 1973, avant la crise pétrolière, les Pays-Bas occupaient dans l'ensemble une position moyenne. En 1975, directement après la crise, les prix y étaient devenus parmi les plus bas de la Communauté. Mais en 1978, les prix du gaz naturel ont été alignés sur les prix pétroliers et les Pays-Bas occupent à nouveau une position moyenne.

Dans les autres pays, la production d'électricité dépend des combustibles solides et liquides et les prix de l'électricité, qui en résultent, sont relativement élevés.

En Belgique, le développement des centrales nucléaires (25% de la production en 1977) a freiné la hausse des prix, mais ceux-ci restent néanmoins à un haut niveau en Europe. Au Danemark, des prix d'électricité avantageux sont obtenus grâce aux importations de charbon polonais à un coût modéré. Enfin, les prix de l'électricité pour usages industriels à Luxembourg sont bon marché pour les raisons particulières exposées dans le chapitre V.

Dans l'ensemble, on peut conclure :

- que les prix hors taxe de l'électricité sont affectés directement ou indirectement par les prix pétroliers et charbonniers;
- que l'hydroélectricité est un facteur important de modération du niveau des prix.

d) L'évolution des prix dépend des systèmes tarifaires

Si les systèmes tarifaires n'influent pas sur le niveau des prix, ils exercent cependant une certaine influence sur leur évolution. On observe en effet une évolution des prix plus régulière dans le temps, lorsque les tarifs comportent une formule d'indexation. Les exemples les plus frappants en sont la Belgique et Luxembourg. A l'inverse, les tarifs non indexés peuvent aboutir à une évolution irrégulière des prix dans le temps, avec une succession de bonds et de paliers. Les exemples les plus typiques en sont la France et l'Italie.

De plus, sans être à proprement parler indexés, certains tarifs comportent un ajustement au coût des combustibles brûlés dans les centrales électriques, de sorte qu'il en résulte des variations automatiques de prix, sans avoir à réviser les bases tarifaires. Dans certains pays, cet ajustement (appelé aussi surtaxe thermique) s'applique mensuellement, d'où il s'ensuit que les prix de vente de l'électricité réagissent rapidement à tout changement dans les coûts des combustibles.

Dans d'autres pays, l'ajustement est trimestriel ou semestriel et les répercussions sur les prix en sont moins rapides et quelque peu atténuées.

Les tarifs avec ajustement aux coûts des combustibles sont de plus en plus nombreux, de sorte que prix de l'électricité et prix des autres sources d'énergie sont de plus en plus liés.

e) La dispersion des prix pour usages domestiques diminue dans la Communauté

En regardant les graphiques 47 et 48 en annexe, il semble que les prix pour usages domestiques divergent, ce qui est vrai en valeur absolue. Cependant, les différences relatives de prix entre les places extrêmes montrent plutôt une tendance à diminuer légèrement :

	Da	Db	Dc	De
1973	+ 140%	+ 120%	+ 75%	+ 60%
1978 (avec Italie)	+ 209%	+ 120%	+ 60%	+ 45%
1978 (sans Italie)	+ 100%	+ 80%	+ 50%	+ 45%

Le petit consommateur-type Da est une exception due au prix particulièrement bas pratiqué en Italie, du fait du système tarifaire progressif. Si l'on excepte l'Italie, on observe une nette réduction de la dispersion des prix dans la Communauté en 1978.

Cette dispersion reste néanmoins importante: écart de prix du simple au triple entre places extrêmes, pour un même consommateur-type. Cette dispersion est d'autant plus forte que la consommation est faible.

Cette dispersion est plus forte que les dispersions régionales de prix observées à l'intérieur d'un même pays (+30% par exemple en RF d'Allemagne et aux Pays-Bas).

f) La dispersion des prix pour usages industriels s'élargit dans la Communauté

Contrastant avec la tendance notée pour les prix domestiques, les prix de l'électricité pour usages industriels divergent tant en valeur relative qu'en valeur absolue. La seule exception en est le consommateur-type lf, dont l'écart relatif de prix entre places extrêmes passe de +58% en 1973 à +37% en 1978.

Pour les autres consommateurs-types industriels, les écarts relatifs de prix extrêmes sont les suivants:

	la	lb	lc	ld	le
1973	+38%	+27%	+28%	+33%	+41%
1978	+49%	+50%	+58%	+43%	+47%

La dispersion des prix, si elle s'accroît, reste cependant moindre que pour les usages domestiques. La dispersion régionale des prix industriels à l'intérieur d'un même pays peut être supérieure à celle observée ci-dessus entre pays (jusqu'à +70% en RF d'Allemagne).

g) La dégressivité s'atténue

La dégressivité tarifaire, c'est-à-dire la réduction de prix unitaire accordée lorsque la consommation croît, décline en général entre 1973 et 1978, tant pour les usages domestiques qu'industriels. Toutefois, pour les usages domestiques il faut signaler que la dégressivité apparente découle, dans de nombreux cas, non des quantités consommées, mais de l'application de tarifs d'heures creuses et de nuit. Si l'on fait abstraction de ces tarifs réduits, la dégressivité devient faible, car les tarifs à tranches dégressives sont de plus en plus remplacés par des tarifs à prix unique.

Similairement, pour les prix industriels, la dégressivité tarifaire apparente, visible sur le graphique 52, ne dépend pas seulement des quantités d'électricité consommées, mais aussi de la puissance, de la part de consommation nocturne (et parfois du dimanche), de la tension d'alimentation et quelquefois aussi de la modulation et de la capacité installée.

Toutefois, il existe une corrélation statistique entre ces divers éléments. Sauf exception, consommation, puissance et modulation par exemple croissent de pair.

Pour les consommateurs domestiques, la réduction de prix unitaire entre une consommation de 600 kWh/an (da) et une consommation de 20 000 kWh/an (dont les 3/4 pendant la nuit) s'étage de -50% à -73% en 1978 à comparer à -59% à -73% en 1973. La dégressivité a diminué partout sauf à Düsseldorf où elle n'a pas varié. Il faut noter le cas de l'Italie, qui frappe sur le graphique, avec un tarif nettement progressif (+80% en 1978 entre Da et Dc).

On observe par ailleurs les faibles pentes de dégressivité à Copenhague et à Dublin, les lieux (avec l'Italie) où les plus petits consommateurs sont protégés. A l'opposé, la pente de dégressivité est très aiguë à Düsseldorf.

En ce qui concerne les consommateurs industriels, dans quelques cas (Düsseldorf, Paris, Bruxelles, Luxembourg) la dégressivité n'a diminué que très peu ou pas du tout. Sur les autres places, la diminution de dégressivité est plus marquée, -52% à -64% en 1973, -25% à -48% en 1978. On remarque bien sur le graphique la faible pente de dégressivité en Italie. Il est intéressant de noter que la dégressivité dans l'industrie est moindre que pour les usages domestiques, parfois de façon significative, malgré les plus grandes quantités impliquées.

h) Les interventions gouvernementales affectent les prix

A cause des taux d'inflation généralement élevés et de l'essor des coûts des combustibles durant la période 1973-1978, les gouvernements se sont parfois sentis obligés d'intervenir afin de contenir les hausses de prix. Ces interventions peuvent prendre plusieurs formes.

Par exemple en France, au Royaume-Uni et au Danemark les prix ont été plus ou moins bloqués pour un temps. Ce blocage n'a fait que retarder les hausses et en un certain sens les a rendues plus brutales, lorsque les sociétés d'électricité ont récupéré les pertes occasionnées par le blocage des prix.

En Irlande, la TVA a été abolie sur les ventes d'électricité et en Belgique la liaison entre prix de l'électricité et indice du coût de la vie a été prohibée, dans le but de combattre l'inflation.

La politique gouvernementale peut aussi influencer le choix des combustibles employés pour produire l'électricité. Après la crise pétrolière de 1973/74, de nombreux pays sentirent qu'il était nécessaire d'amoinrir la dépendance vis-à-vis du fuel-oil importé et des investissements furent encouragés dans des centrales électriques sur base de charbon, gaz naturel, tourbe ou combustibles nucléaires (exemple Irlande et RF d'Allemagne). Il en résulte évidemment un effet sur les prix.

Des commentaires ont déjà mis en lumière le fait que les plus gros consommateurs subissent en général les plus fortes hausses. Ceci découle souvent d'une politique délibérée de protection des petits consommateurs, qui sont les moins riches.

Enfin, la fiscalité influe sur les prix, mais l'importance en est telle qu'il convient de traiter ce sujet dans un développement à part.

i) La fiscalité est un facteur de dispersion des prix

Pendant la période étudiée, la fiscalité a affecté les prix de manière divergente: en hausse dans cinq pays, en baisse dans deux pays⁽¹⁾, sans changement dans les autres.

En 1978, les taux d'impôts sont fort variables, de 0 à 30% selon les pays, ce qui provoque des différences notables entre prix hors taxe et prix de vente toutes taxes comprises.

Le gros de l'impôt est constitué par la taxe sur la valeur ajoutée, qui est en général déductible pour les consommateurs industriels et commerciaux.

⁽¹⁾ Mouvements variables en Italie.

Déductibilité ne signifie pas exemption, mais rappelle le caractère non cumulatif de la TVA. Chaque agent économique intermédiaire paie la TVA sur toutes ses sorties, mais peut en déduire la TVA déjà payée, sur ses entrées, par les agents économiques situés en amont.

Dans quelques pays (RF d'Allemagne, France, Italie, Danemark), en plus de la TVA, d'autres impôts, à caractère spécifique, sont perçus sur les ventes d'électricité (voir chapitres concernant ces pays).

Taux d'imposition sur les ventes d'électricité

% du prix hors taxe

Début	RF d'Allemagne	France	Italie (2)	Pays-Bas	Belgique	Luxembourg	Royaume-Uni	Irlande	Danemark
Usages domestiques									
1973	11	20-30 (2)	8,4-11,2	16	14	5	—	5,26	15
1978	16,4-18 (1)	20-30 (2)	7,1-9,9	18	16	5	—	—	22,8-29,2 (2)
Usages industriels									
1973	11	17,6	13,6-16,5	16	14	5	—	5,26	15
1978	16,4-18 (1)	17,6	14,6-16,3	18	16	5	—	—	23,1-30,4 (2)

(1) Variable suivant les places, voir chapitre RF d'Allemagne.

(2) Variable suivant les places et les consommateurs, voir chapitres relatifs à ces pays.

L'effet de la fiscalité sur les prix de vente peut être observé en comparant les tableaux n^{os} 29 et 30 d'une part, n^{os} 32 et 33 d'autre part.

Les prix hors taxe montrent des caractéristiques différentes des prix de vente toutes taxes comprises:

- la hausse des prix y est plus modérée;
- la dispersion géographique des prix y est plus étroite;
- le classement des places selon le niveau des prix est autre.

Ainsi, les pays à basse imposition ou à imposition nulle sur les ventes d'électricité (Luxembourg, Royaume-Uni, Irlande) deviennent comparativement plus chers pour les prix hors taxe.

j) L'évolution des prix en monnaie constante fournit une autre image

Les tableaux n^{os} 31 et 34 et les graphiques 53 et 56 en annexe donnent la série des prix de vente en SPA déflatés, soit après élimination de la dépréciation monétaire. Ceci montre comment les prix de l'électricité évoluent par rapport aux prix de l'ensemble des biens et services, en prenant 1973 comme année de base.

Sur cette base, les hausses de prix de l'électricité s'avèrent beaucoup moindres qu'en prix courants. Dans certains cas, on observe même des chutes de prix, en monnaie constante. Cette situation est systématique à Luxembourg, où les prix baissent pour tous les consommateurs-types, malgré le système d'indexation des tarifs. C'est également le cas des petits consommateurs domestiques dans cinq pays sur neuf: France, Italie, Belgique, Luxembourg et Royaume-Uni. Une situation semblable existe pour les plus petits consommateurs industriels, en Italie, à Rotterdam et à Luxembourg. Dans les autres cas, les prix de l'électricité ont augmenté en monnaie constante, ce qui signifie que les prix de l'électricité ont augmenté plus que les prix de l'ensemble des biens et services.

Quelques exemples illustrent les mouvements de prix de l'électricité en monnaie constante:

% 1978/1973

Places	Consommateurs-types					
	Usages domestiques			Usages industriels		
	Da	Db	Dc	Ia	Ic	If
Düsseldorf	+11	+17	+11	—	+16	+23
Paris	-10	+ 1	+14	0	+ 5	+ 5
Italie (nord et centre)	-43	+24	—	- 9	+17	+43
Rotterdam	+ 9	+41	+67	- 3	+21	+40
Belgique	- 3	+ 6	+21	+24	+23	+21
Luxembourg	- 7	- 6	- 2	- 5	- 4	- 4
Londres	- 5	+17	+42	—	+ 6	+19
Dublin	+18	+43	+62	+16	+32	+64
Copenhague	+23	+29	+52	+ 2	+17	+58

**STATISTICAL ANNEX
ANNEXE STATISTIQUE**

**Tables—Tableaux 1 – 34
Graphs—Graphiques 1 – 56**

NOTE:

In this multilingual publication, the continental practice is adopted of using a comma for decimal point.

Electricity prices for households

Prix d'électricité pour usages domestiques

1

BR DEUTSCHLAND

Pf/kWh

	January Janvier	HAMBURG			HANNOVER		
		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes
D _a 600 kWh	1973	20,35	2,02	18,33	22,87	2,27	20,60
	1974	20,35	2,02	18,33	22,87	2,27	20,60
	1975	26,74	3,41	23,33	30,71	3,91	26,80
	1976	30,56	3,89	26,67	31,86	4,06	27,80
	1977	30,93	4,26	26,67	32,25	4,45	27,80
	1978	31,30	4,73	26,67	32,44	4,64	27,80
D _b 1 200 kWh	1973	17,20	1,71	15,49	17,70	1,75	15,95
	1974	17,20	1,71	15,49	17,70	1,75	15,95
	1975	21,81	2,74	19,07	22,69	2,89	19,80
	1976	25,10	3,19	21,91	23,84	3,04	20,80
	1977	25,38	3,47	21,91	24,13	3,33	20,80
	1978	25,72	3,81	21,91	24,27	3,47	20,80
D _c 3 500 kWh ⁽¹⁾	1973	13,80	1,33	12,47	11,87	1,17	10,70
	1974	13,80	1,33	12,47	11,87	1,17	10,70
	1975	16,96	2,16	14,80	15,07	1,92	13,15
	1976	19,46	2,46	17,00	16,22	2,07	14,15
	1977	19,70	2,70	17,00	16,41	2,26	14,15
	1978	19,93	2,93	17,00	16,51	2,36	14,15
D _e 20 000 kWh ⁽²⁾	1973	6,77	0,67	6,10	6,23	0,62	5,61
	1974	6,77	0,67	6,10	6,23	0,62	5,61
	1975	8,86	1,13	7,73	7,71	0,98	6,73
	1976	9,45	1,20	8,25	8,00	1,02	6,98
	1977	9,57	1,32	8,25	8,10	1,12	6,98
	1978	9,68	1,43	8,25	8,15	1,17	6,98

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night
⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

⁽¹⁾ dont 1 300 kWh de nuit
⁽²⁾ dont 15 000 kWh de nuit

2

Electricity prices for households

Prix d'électricité pour usages domestiques

		BR DEUTSCHLAND			Pf/kWh			
		DÜSSELDORF			WESTLICHE GEBIETE			
January Janvier		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	
D _a	600 kWh	1973	24,09	2,39	21,70	24,09	2,39	21,70
		1974	24,86	2,46	22,40	24,42	2,42	22,00
		1975	31,63	4,03	27,60	28,19	3,59	24,60
		1976	32,55	4,15	28,40	29,11	3,71	25,40
		1977	32,94	4,54	28,40	29,46	4,06	25,40
		1978	33,53	5,13	28,40	29,98	4,58	25,40
D _b	1 200 kWh	1973	17,98	1,78	16,20	17,98	1,78	16,20
		1974	18,76	1,86	16,90	18,54	1,84	16,70
		1975	22,92	2,92	20,00	21,20	2,70	18,50
		1976	23,84	3,04	20,80	22,12	2,82	19,30
		1977	24,13	3,33	20,80	22,39	3,09	19,30
		1978	24,55	3,75	20,80	22,78	3,48	19,30
D _c	3 500 kWh ⁽¹⁾	1973	11,66	1,16	10,50	11,85	1,18	10,67
		1974	13,14	1,31	11,83	13,17	1,30	11,87
		1975	15,58	1,98	13,60	15,31	1,95	13,36
		1976	16,50	2,10	14,40	16,23	2,07	14,16
		1977	16,70	2,30	14,40	16,42	2,26	14,16
		1978	17,00	2,60	14,40	16,71	2,55	14,16
D _e	20 000 kWh ⁽²⁾	1973	6,45	0,64	5,81	6,27	0,62	5,65
		1974	6,45	0,63	5,82	6,67	0,66	6,01
		1975	7,67	0,98	6,69	8,03	1,03	7,00
		1976	8,29	1,06	7,23	8,26	1,06	7,20
		1977	8,74	1,21	7,53	8,36	1,16	7,20
		1978	8,99	1,37	7,62	8,95	1,37	7,58

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night
⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

⁽¹⁾ dont 1 300 kWh de nuit
⁽²⁾ dont 15 000 kWh de nuit

Electricity prices for households

3

Prix d'électricité pour usages domestiques

BR DEUTSCHLAND

Pf/kWh

	January Janvier	FRANKFURT			STUTTGART		
		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes
D _a 600 kWh	1973	21,53	2,13	19,40	23,53	2,33	21,20
	1974	25,31	2,51	22,80	25,75	2,55	23,20
	1975	28,76	3,66	25,10	29,57	3,77	25,80
	1976	32,32	4,12	28,20	34,38	4,38	30,00
	1977	32,71	4,51	28,20	34,80	4,80	30,00
	1978	32,88	4,68	28,20	34,94	4,94	30,00
D _b 1 200 kWh	1973	17,32	1,72	15,60	18,98	1,88	17,10
	1974	19,43	1,93	17,50	20,09	1,99	18,10
	1975	22,12	2,82	19,30	22,80	2,90	19,90
	1976	24,29	3,09	21,20	25,78	3,28	22,50
	1977	24,59	3,39	21,20	26,10	3,60	22,50
	1978	24,72	3,52	21,20	26,21	3,71	22,50
D _c 3 500 kWh ⁽¹⁾	1973	12,81	1,27	11,54	13,71	1,36	12,35
	1974	14,01	1,59	12,62	14,25	1,41	12,84
	1975	16,15	2,06	14,09	16,18	2,06	14,12
	1976	17,27	2,20	15,07	17,88	2,17	15,61
	1977	17,48	2,41	15,07	18,11	2,50	15,61
	1978	17,57	2,50	15,07	18,18	2,57	15,61
D _e 20 000 kWh ⁽²⁾	1973	6,24	0,61	5,63	6,60	0,65	5,95
	1974	6,46	0,64	5,82	6,83	0,67	6,16
	1975	7,85	1,00	6,85	7,69	0,88	6,71
	1976	8,19	1,04	7,15	8,47	1,08	7,39
	1977	8,29	1,14	7,15	8,57	1,18	7,39
	1978	8,33	1,18	7,15	8,61	1,22	7,39

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night
⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

⁽¹⁾ dont 1 300 kWh de nuit
⁽²⁾ dont 15 000 kWh de nuit

4

Electricity prices for households

Prix d'électricité pour usages domestiques

		BR DEUTSCHLAND			Pf/kWh			
		MÜNCHEN			SÜDLICHE GEBIETE			
January Janvier		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	
D _a	1973	25,50	2,80	22,70	26,20	2,60	23,60	
	1974	25,50	2,80	22,70	26,64	2,64	24,00	
	600 kWh	1975	31,28	3,98	27,30	32,43	4,13	28,30
	1976	33,58	4,28	29,30	34,26	4,36	29,90	
	1977	33,97	4,67	29,30	34,68	4,78	29,90	
	1978	34,10	4,80	29,30	34,79	4,89	29,90	
D _b	1973	19,65	1,95	17,70	20,31	2,01	18,30	
	1974	19,65	1,95	17,70	20,42	2,02	18,40	
	1 200 kWh	1975	24,24	3,09	21,15	24,87	3,17	21,70
	1976	25,96	3,31	22,65	26,36	3,36	23,00	
	1977	26,27	3,62	22,65	26,68	3,68	23,00	
	1978	26,36	3,71	22,65	26,76	3,76	23,00	
D _c	1973	14,20	1,41	12,79	14,79	1,47	13,32	
	1974	14,20	1,41	12,79	15,51	2,54	13,97	
	3 500 kWh ⁽¹⁾	1975	18,39	2,34	16,05	18,84	2,40	16,44
	1976	19,64	2,50	17,14	20,02	2,55	17,47	
	1977	19,88	2,74	17,14	20,26	2,79	17,47	
	1978	19,95	2,81	17,14	20,33	2,86	17,47	
D _e	1973	6,84	0,68	6,16	7,16	0,61	6,45	
	1974	6,84	0,68	6,16	7,36	0,72	6,64	
	20 000 kWh ⁽²⁾	1975	8,53	1,09	7,44	9,41	1,20	8,21
	1976	9,61	1,22	8,39	10,42	1,33	9,09	
	1977	9,73	1,34	8,39	10,54	1,45	9,09	
	1978	9,76	1,37	8,39	10,58	1,49	9,09	

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night
⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

⁽¹⁾ dont 1 300 kWh de nuit
⁽²⁾ dont 15 000 kWh de nuit

Electricity prices for industry

Prix d'électricité pour usages industriels

5

BR DEUTSCHLAND

Pf/kWh

	January Janvier	HAMBURG			HANNOVER		
		Selling price	Taxes	Price without tax	Selling price	Taxes	Price without tax
		Prix de vente		Prix hors taxes	Prix de vente		Prix hors taxes
I _a 30 000 kWh (30 kW, 1 000 h)	1973	23,38	2,32	21,06	20,76	2,06	18,70
	1974	24,66	2,44	22,22	20,76	2,06	18,70
	1975	29,46	3,75	25,71	24,94	3,18	21,76
	1976	35,92	4,58	31,34	26,71	3,40	23,31
	1977	37,71	5,20	32,51	27,04	3,73	23,31
	1978	39,23	5,80	33,43	27,20	3,89	23,31
I _b 50 000 kWh (50 kW, 1 000 h)	1973	23,38	2,32	21,06	20,76	2,06	18,70
	1974	24,66	2,44	22,22	20,76	2,06	18,70
	1975	29,46	3,75	25,71	24,94	3,18	21,76
	1976	35,92	4,58	31,34	26,71	3,40	23,31
	1977	37,71	5,20	32,51	27,04	3,73	23,31
	1978	39,23	5,80	33,43	27,20	3,89	23,31
I _c 160 000 kWh (100 kW, 1 600 h)	1973	16,13	1,60	14,53	15,72	1,56	14,16
	1974	17,03	1,69	15,34	15,72	1,56	14,16
	1975	20,32	2,58	17,74	18,91	2,41	16,50
	1976	24,74	3,15	21,59	20,24	2,58	17,66
	1977	25,99	3,59	22,40	20,48	2,82	17,66
	1978	27,04	4,01	23,03	20,61	2,95	17,66
I _d 1 250 000 kWh (500 kW, 2 500 h)	1973	11,63	1,15	10,48	12,31	1,22	11,09
	1974	12,28	1,22	11,06	12,31	1,22	11,09
	1975	14,66	1,86	12,80	14,81	1,89	12,92
	1976	17,79	2,26	15,53	15,85	2,02	13,83
	1977	18,68	2,57	16,11	16,04	2,21	13,83
	1978	19,43	2,87	16,56	16,14	2,31	13,83
I _e 2 000 000 kWh (500 kW, 4 000 h)	1973	9,19	0,91	8,28	10,03	0,99	9,04
	1974	9,70	0,96	8,74	10,03	0,99	9,04
	1975	11,59	1,48	10,11	12,08	1,54	10,54
	1976	14,03	1,79	12,24	12,93	1,65	11,28
	1977	14,72	2,03	12,69	13,08	1,80	11,28
	1978	15,32	2,27	13,05	13,16	1,88	11,28
I _f 10 000 000 kWh (2 500 kW, 4 000 h)	1973	8,48	0,84	7,64	9,96	0,99	8,97
	1974	8,95	0,89	8,06	9,96	0,99	8,97
	1975	10,68	1,36	9,32	11,98	1,53	10,45
	1976	13,00	1,66	11,34	12,81	1,63	11,18
	1977	13,64	1,88	11,76	12,97	1,79	11,18
	1978	14,19	2,10	12,09	13,05	1,87	11,18

6

Electricity prices for industry

Prix d'électricité pour usages industriels

		BR DEUTSCHLAND			Pf/kWh		
		DÜSSELDORF			WESTLICHE GEBIETE		
January Janvier		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes
I _a	1973	/	/	/	17,11	1,70	15,41
	1974	/	/	/	17,85	1,77	16,08
	1975	/	/	/	21,26	2,71	18,55
	1976	/	/	/	21,67	2,76	18,91
	1977	/	/	/	21,93	3,02	18,91
	1978	/	/	/	23,99	3,67	20,32
I _b	1973	/	/	/	16,55	1,64	14,91
	1974	/	/	/	17,26	1,71	15,55
	1975	/	/	/	20,56	2,62	17,94
	1976	/	/	/	20,96	2,67	18,29
	1977	/	/	/	21,22	2,93	18,29
	1978	/	/	/	23,21	3,55	19,66
I _c	1973	14,46	1,43	13,03	14,81	1,47	13,34
	1974	15,93	1,58	14,35	15,45	1,53	13,92
	1975	17,99	2,29	15,70	18,39	2,34	16,05
	1976	18,54	2,36	16,18	18,76	2,39	16,37
	1977	19,24	2,65	16,59	18,99	2,62	16,37
	1978	21,03	3,21	17,82	20,76	3,17	17,59
I _d	1973	11,43	1,13	10,30	11,74	1,16	10,58
	1974	12,59	1,25	11,34	12,25	1,21	11,04
	1975	14,22	1,81	12,41	14,59	1,86	12,73
	1976	14,65	1,87	12,78	14,87	1,89	12,98
	1977	15,21	2,10	13,11	15,06	2,08	12,98
	1978	16,61	2,54	14,07	16,47	2,52	13,95
I _e	1973	9,79	0,97	8,82	9,97	0,99	8,98
	1974	10,78	1,07	9,71	10,39	1,03	9,36
	1975	12,35	1,57	10,78	12,63	1,61	11,02
	1976	12,69	1,62	11,07	12,85	1,64	11,21
	1977	13,19	1,82	11,37	13,00	1,79	11,21
	1978	14,51	2,22	12,29	14,25	2,18	12,07
I _f	1973	8,66	0,86	7,80	9,21	0,91	8,30
	1974	9,52	0,94	8,58	9,60	0,95	8,65
	1975	11,26	1,43	9,83	11,61	1,48	10,13
	1976	11,49	1,46	10,03	11,81	1,50	10,31
	1977	11,96	1,65	10,31	11,96	1,65	10,31
	1978	13,32	2,04	11,28	13,10	2,00	11,10

Electricity prices for industry

7

Prix d'électricité pour usages industriels

BR DEUTSCHLAND

Pf/kWh

		FRANKFURT			STUTT GART		
		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes
I _a	1973	/	/	/	22,54	2,23	20,31
	1974	/	/	/	23,02	2,28	20,74
	30 000 kWh 1975	/	/	/	25,96	3,31	22,65
	(30 kW, 1 000 h) 1976	/	/	/	29,06	3,70	25,36
	1977	/	/	/	29,42	4,06	25,36
	1978	/	/	/	29,54	4,18	25,36
I _b	1973	/	/	/	22,54	2,23	20,31
	1974	/	/	/	23,02	2,28	20,74
	50 000 kWh 1975	/	/	/	25,96	3,31	22,65
	(50 kW, 1 000 h) 1976	/	/	/	29,06	3,70	25,36
	1977	/	/	/	29,42	4,06	25,36
	1978	/	/	/	29,54	4,18	25,36
I _c	1973	19,13	1,90	17,23	17,35	1,72	15,63
	1974	20,18	2,00	18,18	17,72	1,76	15,96
	160 000 kWh 1975	19,21	2,45	16,76	20,00	2,55	17,45
	(100 kW, 1 600 h) 1976	21,07	2,68	18,39	22,51	2,87	19,64
	1977	21,33	2,94	18,39	22,78	3,14	19,64
	1978	21,44	3,05	18,39	22,88	3,24	19,64
I _d	1973	12,91	1,28	11,63	13,62	1,35	12,27
	1974	13,63	1,35	12,28	13,92	1,38	12,54
	1 250 000 kWh 1975	15,18	1,93	13,25	15,69	2,00	13,69
	(500 kW, 2 500 h) 1976	16,66	2,12	14,54	17,76	2,26	15,50
	1977	16,87	2,33	14,54	17,98	2,48	15,50
	1978	16,95	2,41	14,54	18,05	2,55	15,50
I _e	1973	10,56	1,05	9,51	11,18	1,11	10,07
	1974	11,14	1,10	10,04	11,39	1,13	10,26
	2 000 000 kWh 1975	12,42	1,58	10,84	12,89	1,64	11,25
	(500 kW, 4 000 h) 1976	13,63	1,74	11,89	14,58	1,86	12,72
	1977	13,79	1,90	11,89	14,75	2,03	12,72
	1978	13,86	1,97	11,89	14,82	2,10	12,72
I _f	1973	10,10	1,00	9,10	10,47	1,04	9,43
	1974	10,66	1,06	9,60	10,67	1,06	9,61
	10 000 000 kWh 1975	11,87	1,51	10,36	12,06	1,54	10,52
	(2 500 kW, 4 000 h) 1976	13,03	1,66	11,37	13,61	1,73	11,88
	1977	13,19	1,82	11,37	13,78	1,90	11,88
	1978	13,26	1,89	11,37	13,84	1,96	11,88

8

Electricity prices for industry

Prix d'électricité pour usages industriels

		BR DEUTSCHLAND			Pf/kWh			
		MÜNCHEN			SÜDLICHE GEBIETE			
January Janvier		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	
I _a	1973	24,11	2,39	21,72				
	1974	24,11	2,39	21,72				
	30 000 kWh	1975	27,30	3,48				23,82
	(30 kW, 1 000 h)	1976	29,37	3,74				25,63
		1977	29,73	4,10				25,63
		1978	29,82	4,19				25,63
I _b	1973	24,11	2,39	21,72				
	1974	24,11	2,39	21,72				
	50 000 kWh	1975	27,30	3,48				23,82
	(50 kW, 1 000 h)	1976	29,37	3,74				25,63
		1977	29,73	4,10				25,63
		1978	29,82	4,19				25,63
I _c	1973	18,02	1,79	16,23	17,21	1,71	15,50	
	1974	18,02	1,79	16,23	17,21	1,71	15,50	
	160 000 kWh	1975	20,47	2,61	17,86	20,39	2,60	17,79
	(100 kW, 1 600 h)	1976	22,16	2,82	19,34	21,92	2,79	19,13
		1977	22,44	3,10	19,34	22,19	3,06	19,13
		1978	22,51	3,17	19,34	22,26	3,13	19,13
I _d	1973	14,20	1,41	12,79	13,36	1,32	12,04	
	1974	14,20	1,41	12,79	13,36	1,32	12,04	
	1 250 000 kWh	1975	16,21	2,06	14,15	16,04	2,04	14,00
	(500 kW, 2 500 h)	1976	17,68	2,25	15,43	17,40	2,22	15,18
		1977	17,91	2,48	15,43	17,61	2,43	15,18
		1978	17,95	2,52	15,43	17,66	2,48	15,18
I _e	1973	10,64	1,05	9,59	11,10	1,10	10,00	
	1974	10,64	1,05	9,59	11,10	1,10	10,00	
	2 000 000 kWh	1975	12,58	1,60	10,98	13,41	1,71	11,70
	(500 kW, 4 000 h)	1976	13,83	1,76	12,07	14,66	1,87	12,79
		1977	14,00	1,93	12,07	14,84	2,05	12,79
		1978	14,04	1,97	12,07	14,88	2,09	12,79
I _f	1973	10,37	1,03	9,34	10,25	1,02	9,23	
	1974	10,37	1,03	9,34	10,25	1,02	9,23	
	10 000 000 kWh	1975	12,30	1,57	10,73	12,49	1,59	10,90
	(2 500 kW, 4 000 h)	1976	13,54	1,72	11,82	13,74	1,75	11,99
		1977	13,71	1,89	11,82	13,91	1,92	11,99
		1978	13,75	1,93	11,82	13,95	1,96	11,99

Electricity prices for households

Prix d'électricité pour usages domestiques

9

FRANCE

centimes/kWh

	January Janvier	PARIS			LILLE		
		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes
D _a 600 kWh	1973	39,19	9,06	30,13	37,99	7,86	30,13
	1974	40,59	9,37	31,22	39,36	8,14	31,22
	1975	47,87	11,07	36,80	46,41	9,61	36,80
	1976	47,87	11,07	36,80	46,41	9,61	36,80
	1977	54,49	12,60	41,89	52,83	10,94	41,89
	1978	58,04	13,41	44,63	56,27	11,64	44,63
D _b 1 200 kWh	1973	29,07	6,62	22,45	28,22	5,77	22,45
	1974	30,09	6,86	23,23	29,21	5,98	23,23
	1975	36,87	8,42	28,45	35,78	7,33	28,45
	1976	36,87	8,42	28,45	35,78	7,33	28,45
	1977	41,18	9,34	31,84	39,99	8,15	31,84
	1978	43,85	9,94	33,91	42,59	8,68	33,91
D _c 3 500 kWh ⁽¹⁾	1973	20,56	4,49	16,07	20,03	3,96	16,07
	1974	21,31	4,66	16,65	20,76	4,11	16,65
	1975	27,04	5,96	21,08	26,33	5,25	21,08
	1976	27,04	5,96	21,08	26,33	5,25	21,08
	1977	32,04	6,97	25,07	31,23	6,16	25,07
	1978	34,12	7,43	26,69	33,25	6,56	26,69
D _e 20 000 kWh ⁽²⁾	1973	12,39	2,56	9,83	12,12	2,29	9,83
	1974	12,84	2,65	10,19	12,57	2,38	10,19
	1975	17,51	3,71	13,80	17,11	3,31	13,80
	1976	17,51	3,71	13,80	17,11	3,31	13,80
	1977	21,86	4,63	17,23	21,35	4,12	17,23
	1978	23,27	4,92	18,35	22,74	4,39	18,35

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night
⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

⁽¹⁾ dont 1 300 kWh de nuit
⁽²⁾ dont 15 000 kWh de nuit

10**Electricity prices for households****Prix d'électricité pour usages domestiques**

FRANCE

centimes/kWh

	January Janvier	LYON			MARSEILLE		
		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes
D _a 600 kWh	1973	37,71	7,58	30,13	38,84	8,71	30,13
	1974	39,06	7,94	31,22	40,24	9,02	31,22
	1975	46,06	9,26	36,80	47,45	10,65	36,80
	1976	46,06	9,26	36,80	47,45	10,65	36,80
	1977	52,43	10,54	41,89	54,01	12,12	41,89
	1978	55,85	11,22	44,63	57,53	12,90	44,63
D _u 1 200 kWh	1973	28,01	5,56	22,45	28,82	6,37	22,45
	1974	29,00	5,77	23,23	29,84	6,61	23,23
	1975	35,53	7,08	28,45	36,56	8,11	28,45
	1976	35,53	7,08	28,45	36,56	8,11	28,45
	1977	39,71	7,87	31,84	40,84	9,00	31,84
	1978	42,28	8,37	33,91	43,49	9,58	33,91
D _c 3 500 kWh ⁽¹⁾	1973	19,91	3,84	16,07	20,41	4,34	16,07
	1974	20,63	3,98	16,65	21,15	4,50	16,65
	1975	26,16	5,08	21,08	26,84	5,76	21,08
	1976	26,16	5,08	21,08	26,84	5,76	21,08
	1977	31,03	5,96	25,07	31,81	6,74	25,07
	1978	33,05	6,36	26,69	33,88	7,19	26,69
D _e 20 000 kWh ⁽²⁾	1973	12,06	2,23	9,83	12,31	2,48	9,83
	1974	12,50	2,31	10,19	12,77	2,58	10,19
	1975	17,01	3,21	13,80	17,40	3,60	13,80
	1976	17,01	3,21	13,80	17,40	3,60	13,80
	1977	21,23	4,00	17,23	21,71	4,48	17,23
	1978	22,61	4,26	18,35	23,12	4,77	18,35

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night
⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

⁽¹⁾ dont 1 300 kWh de nuit
⁽²⁾ dont 15 000 kWh de nuit

Electricity prices for households

11

Prix d'électricité pour usages domestiques

FRANCE

centimes/kWh

	January Janvier	TOULOUSE			STRASBOURG		
		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes
D_a 600 kWh	1973	38,28	8,15	30,13	36,57	6,44	30,13
	1974	39,65	8,43	31,22	37,89	6,67	31,22
	1975	46,76	9,96	36,80	44,67	7,87	36,80
	1976	46,76	9,96	36,80	44,67	7,87	36,80
	1977	53,22	11,33	41,89	50,84	8,95	41,89
	1978	56,69	12,06	44,63	54,17	9,54	44,63
D_b 1 200 kWh	1973	28,42	5,97	22,45	27,21	4,76	22,45
	1974	29,42	6,19	23,23	28,16	4,93	23,23
	1975	36,04	7,59	28,45	34,49	6,04	28,45
	1976	36,04	7,59	28,45	34,49	6,04	28,45
	1977	40,27	8,43	31,84	38,57	6,73	31,84
	1978	42,89	8,98	33,91	41,08	7,17	33,91
D_c 3 500 kWh ⁽¹⁾	1973	20,16	4,09	16,07	19,41	3,34	16,07
	1974	20,89	4,24	16,65	20,10	3,45	16,65
	1975	26,50	5,42	21,08	25,47	4,39	21,08
	1976	26,50	5,42	21,08	25,47	4,39	21,08
	1977	31,42	6,35	25,07	30,26	5,19	25,07
	1978	33,46	6,77	26,69	32,22	5,53	26,69
D_e 20 000 kWh ⁽²⁾	1973	12,19	2,36	9,83	10,71	1,82	8,89
	1974	12,63	2,44	10,19	11,11	1,88	9,23
	1975	17,20	3,40	13,80	15,36	2,63	12,73
	1976	17,20	3,40	13,80	15,36	2,63	12,73
	1977	21,47	4,24	17,23	19,07	3,27	15,80
	1978	22,86	4,51	18,35	20,31	3,48	16,83

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night

⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

⁽¹⁾ dont 1 300 kWh de nuit

⁽²⁾ dont 15 000 kWh de nuit

FRANCE

centimes/kWh

	January Janvier	PARIS, LILLE			LYON, MARSEILLE		
		Selling price	Taxes	Price without tax	Selling price	Taxes	Price without tax
		Prix de vente		Prix hors taxes	Prix de vente		Prix hors taxes
I _a 30 000 kWh (30 kW, 1 000 h)	1973	20,64 (a)	3,09 (a)	17,55 (a)	19,52 (c)	2,92 (c)	16,60 (c)
		20,78 (b)	3,11 (b)	17,67 (b)	19,56 (d)	2,93 (d)	16,63 (d)
	1974	21,56	3,23	18,33	20,83	3,12	17,71
	1975	28,71	4,30	24,41	28,00	4,19	23,81
	1976	28,71	4,80	24,41	28,47	4,26	24,21
	1977	31,98	4,79	27,19	31,98	4,79	27,19
	1978	34,06	5,10	28,96	34,06	5,10	28,96
I _b 50 000 kWh (50 kW, 1 000 h)	1973	20,64 (a)	3,09 (a)	17,55 (a)	19,52 (c)	2,92 (c)	16,60 (c)
		20,78 (b)	3,11 (b)	17,67 (b)	19,56 (d)	2,93 (d)	16,63 (d)
	1974	21,56	3,23	18,33	20,83	3,12	17,71
	1975	28,71	4,30	24,41	28,00	4,19	23,81
	1976	28,71	4,30	24,41	28,47	4,26	24,21
	1977	31,98	4,79	27,19	31,98	4,79	27,19
	1978	34,06	5,10	28,96	34,06	5,10	28,96
I _c 160 000 kWh (100 kW, 1 600 h)	1973	16,96 (a)	2,54 (a)	14,42 (a)	15,85 (c)	2,37 (c)	13,48 (c)
		17,03 (b)	2,55 (b)	14,48 (b)	15,86 (d)	2,37 (d)	13,49 (d)
	1974	17,89	2,68	15,21	16,77	2,51	14,26
	1975	23,91	3,58	20,33	22,97	3,44	19,53
	1976	23,91	3,58	20,33	23,52	3,52	20,00
	1977	26,91	4,03	22,88	26,91	4,03	22,88
	1978	28,66	4,29	24,37	28,66	4,29	24,37
I _d 1 250 000 kWh (500 kW, 2 500 h)	1973	13,64 (a)	2,04 (a)	11,60 (a)	12,87 (c)	1,93 (c)	10,94 (c)
		13,70 (b)	2,05 (b)	11,65 (b)	12,87 (d)	1,93 (d)	10,94 (d)
	1974	14,23	2,13	12,10	13,43	2,01	11,42
	1975	19,12	2,86	16,26	18,50	2,77	15,75
	1976	19,12	2,86	16,26	18,89	2,83	16,06
	1977	21,87	3,27	18,60	21,87	3,27	18,60
	1978	23,30	3,49	19,81	23,30	3,49	19,81
I _e 2 000 000 kWh (500 kW, 4 000 h)	1973	11,44 (a)	1,71 (a)	9,73 (a)	10,85 (c)	1,62 (c)	9,23 (c)
		11,47 (b)	1,72 (b)	9,75 (b)	10,84 (d)	1,62 (d)	9,22 (d)
	1974	11,82	1,77	10,05	11,34	1,70	9,64
	1975	15,96	2,39	13,57	15,57	2,33	13,24
	1976	15,96	2,39	13,57	15,82	2,37	13,45
	1977	18,55	2,78	15,77	18,55	2,78	15,77
	1978	19,76	2,96	16,80	19,76	2,96	16,80
I _f 10 000 000 kWh (2 500 kW, 4 000 h)	1973	11,22 (a)	1,68 (a)	9,54 (a)	10,64 (c)	1,59 (c)	9,05 (c)
		11,24 (b)	1,68 (b)	9,56 (b)	10,64 (d)	1,59 (d)	9,05 (d)
	1974	11,58	1,73	9,85	11,11	1,66	9,45
	1975	15,64	2,34	13,30	15,29	2,29	13,00
	1976	15,64	2,34	13,30	15,51	2,32	13,19
	1977	18,22	2,73	15,49	18,22	2,81	15,49
	1978	19,40	2,90	16,50	19,40	2,90	16,50

(a) Paris (b) Lille (c) Lyon (d) Marseille.

Electricity prices for industry

13

Prix d'électricité pour usages industriels

FRANCE

centimes/kWh

	January Janvier	TOULOUSE			STRASBOURG		
		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes
I _a 30 000 kWh (30 kW, 1 000 h)	1973	18,57	2,78	15,79	20,70	3,10	17,60
	1974	19,91	2,98	16,93	21,56	3,23	18,33
	1975	26,79	4,01	22,78	28,71	4,30	24,41
	1976	27,46	4,11	23,35	28,71	4,30	24,41
	1977	30,92	4,63	26,29	31,98	4,79	27,19
	1978	33,41	5,00	28,41	34,06	5,10	28,96
I _b 50 000 kWh (50 kW, 1 000 h)	1973	18,57	2,78	15,79	20,70	3,10	17,60
	1974	19,91	2,98	16,93	21,56	3,23	18,33
	1975	26,79	4,01	22,78	28,71	4,30	24,41
	1976	27,46	4,11	23,35	28,71	4,30	24,41
	1977	30,92	4,63	26,29	31,98	4,79	27,19
	1978	33,41	5,00	28,41	34,06	5,10	28,96
I _c 160 000 kWh (100 kW, 1 600 h)	1973	15,22	2,28	12,94	16,96	2,54	14,42
	1974	16,10	2,41	13,69	17,89	2,68	15,21
	1975	22,05	3,30	18,75	23,91	3,58	20,33
	1976	22,74	3,40	19,34	23,91	3,58	20,33
	1977	26,10	3,91	22,19	26,91	4,03	22,88
	1978	28,15	4,21	23,94	28,66	4,29	24,37
I _d 1 250 000 kWh (500 kW, 2 500 h)	1973	12,32	1,84	10,48	13,64	2,04	11,60
	1974	12,95	1,94	11,01	14,23	2,13	12,10
	1975	17,77	2,66	15,11	19,12	2,86	16,26
	1976	18,28	2,74	15,54	19,12	2,86	16,26
	1977	21,23	3,18	18,05	21,87	3,27	18,60
	1978	22,92	3,43	19,49	23,30	3,49	19,81
I _e 2 000 000 kWh (500 kW, 4 000 h)	1973	10,42	1,56	8,86	11,41	1,71	9,70
	1974	10,87	1,63	9,24	11,82	1,77	10,05
	1975	14,96	2,24	12,72	15,96	2,39	13,57
	1976	15,32	2,29	13,03	15,96	2,39	13,57
	1977	18,06	2,70	15,36	18,55	2,78	15,77
	1978	19,47	2,91	16,56	19,76	2,96	16,80
I _f 10 000 000 kWh (2 500 kW, 4 000 h)	1973	10,22	1,53	8,69	11,18	1,67	9,51
	1974	10,63	1,59	9,06	11,58	1,73	9,85
	1975	14,68	2,20	12,48	15,64	2,34	13,30
	1976	15,04	2,25	12,79	15,64	2,34	13,30
	1977	17,75	2,66	15,09	18,22	2,73	15,49
	1978	19,13	2,86	16,27	19,40	2,90	16,50

14

Electricity prices for households

Prix d'électricité pour usages domestiques

		ITALIA			LIT/kWh		
		SETTENTRIONALE E CENTRALE			MERIDIONALE E INSULARE		
January Janvier		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes
D _a 600 kWh	1973	26,99	2,71	24,28	26,35	2,07	24,28
	1974	26,99	2,71	24,28	26,35	2,07	24,28
	1975	27,99	2,69	25,30	27,40	2,10	25,30
	1976	25,87	2,57	23,30	25,28	1,98	23,30
	1977	31,38	2,88	28,50	30,79	2,29	28,50
	1978	33,07	2,97	30,10	32,49	2,39	30,10
D _b 1 200 kWh	1973	26,47	2,62	23,85	25,86	2,01	23,85
	1974	26,47	2,62	23,85	25,86	2,01	23,85
	1975	41,55	3,45	38,10	40,97	2,87	38,10
	1976	27,98	2,68	25,30	27,40	2,10	25,30
	1977	33,88	2,98	30,90	33,34	2,44	30,90
	1978	35,62	3,12	32,50	35,03	2,53	32,50
D _c 3 500 kWh ⁽¹⁾	1973	22,12	2,23	19,89	21,59	1,70	19,89
	1974	22,12	2,23	19,89	21,59	1,70	19,89
	1975	35,37	3,10	32,27	34,79	2,52	32,27
	1976	45,47	3,67	41,80	44,89	3,09	41,80
	1977	57,43	4,35	53,08	56,85	3,77	53,08
	1978	59,13	4,45	54,68	58,55	3,87	54,68
D _e 20 000 kWh ⁽²⁾	1973						
	1974						
	1975						
	1976						
	1977						
	1978						

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night
⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

⁽¹⁾ dont 1 300 kWh de nuit
⁽²⁾ dont 15 000 kWh de nuit

ITALIA

LIT/kWh

	January Janvier	SETTENTRIONALE E CENTRALE			MERIDIONALE E INSULARE		
		Selling price	Taxes	Price without tax	Selling price	Taxes	Price without tax
		Prix de vente		Prix hors taxes	Prix de vente		Prix hors taxes
I_a 30 000 kWh (30 kW, 1 000 h)	1973	25,02	3,52	21,50	19,54	2,51	17,03
	1974	25,02	3,52	21,50	19,54	2,51	17,03
	1975	32,42	4,32	28,10	23,76	2,96	20,80
	1976	35,85	4,70	31,15	24,44	3,03	21,41
	1977	46,84	5,86	40,98	34,38	4,10	30,28
	1978	49,83	6,90	42,43	36,64	4,91	31,73
I_b 50 000 kWh (50 kW, 1 000 h)	1973	24,35	3,45	20,90	19,03	2,45	16,58
	1974	24,35	3,45	20,90	19,03	2,45	16,58
	1975	33,06	4,38	28,68	24,24	3,01	21,23
	1976	36,07	4,70	31,37	24,92	3,09	21,83
	1977	47,60	5,94	41,66	34,94	4,16	30,78
	1978	50,10	6,99	43,11	37,21	4,98	32,23
I_c 160 000 kWh (100 kW, 1 600 h)	1973	17,91	2,36	15,55	17,67	2,12	15,55
	1974	17,91	2,36	15,55	17,67	2,12	15,55
	1975	26,87	3,32	23,55	26,62	3,07	23,55
	1976	33,02	3,98	29,04	32,77	3,73	29,04
	1977	42,72	5,02	37,70	42,47	4,77	37,70
	1978	45,14	5,99	39,15	44,88	5,73	39,15
I_d 1 250 000 kWh (500 kW, 2 500 h)	1973	15,04	2,02	13,02	14,81	1,79	13,02
	1974	15,04	2,02	13,02	14,81	1,79	13,02
	1975	23,32	2,90	20,42	23,09	2,67	20,42
	1976	29,59	3,58	26,01	29,36	3,35	26,01
	1977	38,67	4,55	34,12	38,45	4,33	34,12
	1978	41,02	5,45	35,57	40,79	5,22	35,57
I_e 2 000 000 kWh (500 kW, 4 000 h)	1973	13,41	1,84	11,57	13,19	1,62	11,57
	1974	13,41	1,84	11,57	13,19	1,62	11,57
	1975	21,33	2,69	18,64	21,10	2,46	18,64
	1976	27,59	3,36	24,23	27,36	3,13	24,23
	1977	36,33	4,30	32,03	36,10	4,07	32,03
	1978	38,63	5,15	33,48	38,40	4,92	33,48
I_f 10 000 000 kWh (2 500 kW, 4 000 h)	1973	11,92	1,60	10,32	11,74	1,42	10,32
	1974	11,92	1,60	10,32	11,74	1,42	10,32
	1975	19,69	2,43	17,26	19,51	2,25	17,26
	1976	26,15	3,13	23,02	25,96	2,94	23,02
	1977	34,61	4,03	30,58	34,40	3,82	30,58
	1978	36,88	4,85	32,03	36,70	4,67	32,03

16**Electricity prices for households****Prix d'électricité pour usages domestiques**

		NEDERLAND			cent / kWh			
		ROTTERDAM			NOORD-HOLLAND			
	January	Selling price	Taxes	Price without tax	Selling price	Taxes	Price without tax	
	Janvier	Prix de vente		Prix hors taxes	Prix de vente		Prix hors taxes	
D_a	600 kWh	1973	18,33	2,53	15,80	18,21	2,51	15,70
		1974	20,43	3,33	17,10	20,07	3,27	16,80
		1975	22,71	3,71	19,00	25,45	4,15	21,30
		1976	26,11	4,26	21,85	29,04	4,74	24,30
		1977	28,32	4,32	24,00	29,02	4,42	24,60
		1978	29,31	4,47	24,84	28,79	4,39	24,40
D_b	1 200 kWh	1973	13,86	1,91	11,95	14,73	2,03	12,70
		1974	15,54	2,54	13,00	16,49	2,69	13,80
		1975	17,32	2,83	14,50	21,27	3,47	17,80
		1976	20,73	3,38	17,35	24,86	4,06	20,80
		1977	22,77	3,47	19,30	24,90	3,80	21,10
		1978	23,86	3,64	20,22	24,66	3,76	20,90
D_c	3 500 kWh ⁽¹⁾	1973	8,73	1,20	7,53	10,49	1,45	9,04
		1974	10,00	1,63	8,37	12,22	1,99	10,23
		1975	11,63	1,90	9,73	16,31	2,66	13,65
		1976	14,85	2,42	12,43	19,60	3,20	16,40
		1977	16,76	2,56	14,20	19,79	3,02	16,77
		1978	18,07	2,76	15,31	19,55	2,98	16,57
D_e	20 000 kWh ⁽²⁾	1973	5,43	0,75	4,68	6,59	0,91	5,68
		1974	6,31	1,03	5,28	8,13	1,33	6,80
		1975	7,55	1,23	6,32	11,56	1,89	9,67
		1976	10,56	1,72	8,84	14,35	2,34	12,01
		1977	12,38	1,89	10,49	14,70	2,24	12,46
		1978	13,33	2,03	11,30	14,47	2,21	12,26

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night
⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

⁽¹⁾ dont 1 300 kWh de nuit
⁽²⁾ dont 15 000 kWh de nuit

Electricity prices for households

17

Prix d'électricité pour usages domestiques

		NEDERLAND cent / kWh			IRELAND p / kWh			
		NOORD-BRABANT			DUBLIN			
	January	Selling price	Taxes	Price without tax	Selling price	Taxes	Price without tax	
	Janvier	Prix de vente		Prix hors taxes	Prix de vente		Prix hors taxes	
D _a	600 kWh	1973	18,79	2,59	16,20	1,810	0,090	1,720
		1974	19,72	3,22	16,50	2,231	0,141	2,090
		1975	21,99	3,59	18,40	2,882	0,182	2,700
		1976	23,30	3,80	19,50	3,272	—	3,272
		1977	23,71	3,61	20,10	3,760	—	3,760
		1978	24,90	3,80	21,10	4,142	—	4,142
D _b	1 200 kWh	1973	14,38	1,98	12,40	1,389	0,069	1,320
		1974	15,18	2,48	12,70	1,751	0,111	1,640
		1975	17,45	2,85	14,60	2,322	0,147	2,175
		1976	18,76	3,06	15,70	2,647	—	2,647
		1977	19,23	2,93	16,30	3,105	—	3,105
		1978	21,00	3,20	17,80	3,419	—	3,419
D _c	3 500 kWh ⁽¹⁾	1973	9,45	1,30	8,15	0,921	0,046	0,875
		1974	10,10	1,65	8,45	1,229	0,078	1,151
		1975	12,37	2,02	10,35	1,692	0,107	1,585
		1976	13,68	2,23	11,45	1,921	—	1,921
		1977	14,22	2,17	12,05	2,340	—	2,340
		1978	14,92	2,28	12,64	2,523	—	2,523
D _e	20 000 kWh ⁽²⁾	1973	6,07	0,84	5,23	0,612	0,031	0,581
		1974	6,61	1,08	5,53	0,889	0,056	0,833
		1975	8,88	1,45	7,43	1,281	0,081	1,200
		1976	10,19	1,66	8,53	1,437	—	1,437
		1977	10,77	1,64	9,13	1,830	—	1,830
		1978	11,22	1,71	9,51	1,906	—	1,906

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night
⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

⁽¹⁾ dont 1 300 kWh de nuit
⁽²⁾ dont 15 000 kWh de nuit

		NEDERLAND						cent/kWh
		ROTTERDAM			NOORD-HOLLAND			
	January Janvier	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	
I _a	1973	17,31	2,39	14,92	11,66	1,61	10,05	
	1974	16,23	2,65	13,58	13,43	2,19	11,24	
	30 000 kWh	1975	18,10	2,95	15,15	16,22	2,65	13,57
	(30 kW, 1 000 h)	1976	21,51	3,51	18,00	20,78	3,39	17,39
	1977	23,43	3,57	19,86	21,05	3,21	17,84	
	1978	24,36	8,75	20,81	20,92	3,19	17,73	
I _b	1973	15,85	2,19	13,66	11,66	1,61	10,05	
	1974	16,23	2,65	13,58	13,37	2,18	11,19	
	50 000 kWh	1975	18,10	2,95	15,15	16,11	2,63	13,48
	(50 kW, 1 000 h)	1976	21,51	3,51	18,00	20,66	3,37	17,29
	1977	23,43	3,57	19,86	20,95	3,20	17,75	
	1978	24,56	3,75	20,81	20,80	3,17	17,63	
I _c	1973	12,08	1,67	10,41	9,99	1,38	8,61	
	1974	13,29	2,17	11,12	11,73	1,91	9,82	
	160 000 kWh	1975	15,06	2,46	12,60	15,33	2,50	12,83
	(100 kW, 1 600 h)	1976	19,44	3,17	16,27	19,97	3,26	16,71
	1977	20,76	3,17	17,59	20,26	3,09	17,17	
	1978	21,48	3,28	18,20	20,11	3,07	17,04	
I _d	1973	8,81	1,21	7,60	7,67	1,06	6,61	
	1974	9,76	1,59	8,17	9,27	1,51	7,76	
	1 250 000 kWh	1975	11,08	1,81	9,27	12,56	2,05	10,51
	(500 kW, 2 500 h)	1976	14,81	2,42	12,39	16,46	2,69	13,77
	1977	16,65	2,54	14,11	16,83	2,57	14,26	
	1978	17,05	2,60	14,45	16,61	2,53	14,08	
I _e	1973	7,32	1,01	6,31	6,53	0,90	5,63	
	1974	8,15	1,33	6,82	8,21	1,34	6,87	
	2 000 000 kWh	1975	9,14	1,49	7,65	11,13	1,82	9,31
	(500 kW, 4 000 h)	1976	11,95	1,95	10,00	14,58	2,38	12,20
	1977	14,44	2,20	12,24	14,99	2,29	12,70	
	1978	14,67	2,24	12,43	14,74	2,25	12,49	
I _f	1973	6,65	0,92	5,73	5,93	0,82	5,11	
	1974	7,42	1,21	6,21	7,58	1,24	6,34	
	10 000 000 kWh	1975	8,47	1,38	7,09	10,62	1,73	8,89
	(2 500 kW, 4 000 h)	1976	11,17	1,82	9,35	13,97	2,28	11,69
	1977	13,52	2,06	11,46	14,40	2,20	12,20	
	1978	13,38	2,04	11,34	14,12	2,15	11,97	

Electricity prices for industry

19

Prix d'électricité pour usages industriels

NEDERLAND

cent / kWh

IRELAND

p / kWh

	January Janvier	NOORD-BRABANT			DUBLIN (*)		
		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes
I _a 30 000 kWh (30 kW, 1 000 h)	1973	14,19	1,96	12,23	1,933	0,097	1,836
	1974	15,10	2,46	12,64	2,365	0,150	2,215
	1975	17,00	2,77	14,23	2,787	0,176	2,611
	1976	17,88	2,92	14,96	3,330	—	3,330
	1977	18,27	2,79	15,48	3,825	—	3,825
	1978	18,63	2,84	15,79	4,307	—	4,307
I _b 50 000 kWh (50 kW, 1 000 h)	1973	12,25	1,69	10,56	1,868	0,093	1,775
	1974	13,11	2,14	10,97	2,277	0,144	2,133
	1975	15,01	2,45	12,56	2,785	0,176	2,609
	1976	16,83	2,75	14,08	3,328	—	3,328
	1977	17,23	2,63	14,60	3,822	—	3,822
	1978	17,59	2,68	14,91	4,305	—	4,305
I _c 160 000 kWh (100 kW, 1 600 h)	1973	9,34	1,29	8,05	1,332	0,067	1,265
	1974	10,11	1,65	8,46	1,696	0,107	1,589
	1975	12,01	1,96	10,05	2,193	0,139	2,054
	1976	13,28	2,17	11,11	2,572	—	2,572
	1977	13,72	2,09	11,63	3,065	—	3,065
	1978	14,09	2,15	11,94	3,377	—	3,377
I _d 1 250 000 kWh (500 kW, 2 500 h)	1973	6,83	0,94	5,89	0,939	0,047	0,892
	1974	7,53	1,23	6,30	1,281	0,081	1,200
	1975	9,38	1,53	7,85	1,720	0,109	1,611
	1976	10,92	1,78	9,14	1,958	—	1,958
	1977	11,41	1,74	9,67	2,365	—	2,365
	1978	11,73	1,79	9,94	2,585	—	2,585
I _e 2 000 000 kWh (500 kW, 4 000 h)	1973	5,81	0,80	5,01	0,773	0,039	0,734
	1974	6,48	1,06	5,42	1,092	0,069	1,023
	1975	8,38	1,37	7,01	1,492	0,094	1,398
	1976	9,50	1,55	7,95	1,676	—	1,676
	1977	9,99	1,52	8,47	2,069	—	2,069
	1978	10,31	1,57	8,74	2,238	—	2,238
I _f 10 000 000 kWh (2 500 kW, 4 000 h)	1973	5,71	0,79	4,92	0,706	0,035	0,671
	1974	6,37	1,04	5,33	1,034	0,065	0,969
	1975	8,27	1,35	6,92	1,462	0,092	1,370
	1976	9,43	1,54	7,89	1,676	—	1,676
	1977	9,94	1,52	8,42	2,069	—	2,069
	1978	10,24	1,56	8,68	2,238	—	2,238

 (*) I_a, I_b, I_c: low voltage - basse tension.

20

Electricity prices for households

Prix d'électricité pour usages domestiques

		BELGIË/BELGIQUE			BFR/kWh	GR. D. DE LUXEMBOURG			LFR/kWh	
		BRUXELLES			LUXEMBOURG					
January		Selling price	Taxes	Price without tax	Selling price	Taxes	Price without tax			
Janvier		Prix de vente		Prix hors taxes	Prix de vente		Prix hors taxes			
D _a	600 kWh	1973	3,81	0,47	3,34	3,19	0,15	3,04		
		1974	4,15	0,51	3,64	3,30	0,15	3,15		
		1975	5,18	0,64	4,54	3,56	0,17	3,39		
		1976	5,15	0,63	4,52	3,78	0,18	3,60		
		1977	5,54	0,68	4,86	4,00	0,19	3,81		
		1978	5,83	0,80	5,03	4,15	0,20	3,95		
D _b	1 200 kWh	1973	3,03	0,37	2,66	2,44	0,11	2,33		
		1974	3,19	0,39	2,80	2,54	0,12	2,42		
		1975	4,01	0,49	3,52	2,76	0,13	2,63		
		1976	4,08	0,50	3,58	2,94	0,14	2,80		
		1977	4,38	0,54	3,84	3,13	0,15	2,98		
		1978	4,51	0,62	3,89	3,25	0,16	3,09		
D _c	3 500 kWh ⁽¹⁾	1973	1,89	0,23	1,66	1,76	0,08	1,68		
		1974	2,04	0,25	1,79	1,83	0,09	1,74		
		1975	2,72	0,33	2,39	1,97	0,09	1,88		
		1976	2,82	0,35	2,47	2,10	0,10	2,00		
		1977	3,02	0,37	2,65	2,22	0,10	2,12		
		1978	3,16	0,44	2,72	2,30	0,11	2,19		
D _e	20 000 kWh ⁽²⁾	1973	1,05	0,13	0,92	0,97	0,04	0,93		
		1974	1,14	0,14	1,00	1,02	0,05	0,97		
		1975	1,69	0,21	1,48	1,11	0,05	1,06		
		1976	1,77	0,22	1,55	1,19	0,05	1,14		
		1977	1,89	0,23	1,66	1,27	0,06	1,21		
		1978	2,00	0,28	1,72	1,32	0,06	1,26		

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night
⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

⁽¹⁾ dont 1 300 kWh de nuit
⁽²⁾ dont 15 000 kWh de nuit

Electricity prices for industry

21

Prix d'électricité pour usages industriels

BELGIË/BELGIQUE

BFR/kWh GR. D. DE LUXEMBOURG LFR/kWh

	January Janvier	BRUXELLES			LUXEMBOURG		
		Selling price	Taxes	Price without tax	Selling price	Taxes	Price without tax
		Prix de vente		Prix hors taxes	Prix de vente		Prix hors taxes
I _a 30 000 kWh (30 kW, 1 000 h)	1973	1,89	0,23	1,66	1,91	0,09	1,82
	1974	2,07	0,25	1,82	1,98	0,10	1,88
	1975	3,20	0,39	2,81	2,19	0,11	2,08
	1976	3,29	0,40	2,89	2,30	0,11	2,19
	1977	3,57	0,44	3,13	2,44	0,12	2,32
	1978	3,70	0,51	3,19	2,52	0,12	2,40
I _b 50 000 kWh (50 kW, 1 000 h)	1973	1,89	0,23	1,66	1,88	0,09	1,79
	1974	2,07	0,25	1,82	1,95	0,10	1,85
	1975	3,20	0,39	2,81	2,16	0,11	2,05
	1976	3,29	0,40	2,89	2,27	0,11	2,16
	1977	3,57	0,44	3,13	2,41	0,12	2,29
	1978	3,70	0,51	3,19	2,49	0,12	2,37
I _c 160 000 kWh (100 kW, 1 600 h)	1973	1,77	0,22	1,55	1,58	0,08	1,50
	1974	1,93	0,24	1,69	1,64	0,08	1,56
	1975	2,98	0,37	2,61	1,81	0,09	1,72
	1976	3,07	0,38	2,69	1,91	0,09	1,82
	1977	3,32	0,41	2,91	2,03	0,10	1,93
	1978	3,45	0,48	2,97	2,10	0,10	2,00
I _d 1 250 000 kWh (500 kW, 2 500 h)	1973	1,36	0,17	1,19	1,37	0,06	1,31
	1974	1,46	0,18	1,28	1,42	0,06	1,36
	1975	2,23	0,27	1,96	1,58	0,08	1,50
	1976	2,27	0,28	1,99	1,67	0,08	1,59
	1977	2,49	0,31	2,18	1,77	0,09	1,68
	1978	2,56	0,35	2,21	1,83	0,09	1,74
I _e 2 000 000 kWh (500 kW, 4 000 h)	1973	1,21	0,15	1,06	1,18	0,05	1,13
	1974	1,29	0,16	1,13	1,23	0,06	1,17
	1975	1,97	0,24	1,73	1,36	0,06	1,30
	1976	2,00	0,25	1,75	1,43	0,06	1,37
	1977	2,19	0,27	1,92	1,52	0,07	1,45
	1978	2,26	0,31	1,95	1,58	0,08	1,50
I _f 10 000 000 kWh (2 500 kW, 4 000 h)	1973	1,08	0,13	0,95	1,14	0,05	1,09
	1974	1,19	0,15	1,04	1,18	0,05	1,13
	1975	1,82	0,22	1,60	1,31	0,06	1,25
	1976	1,81	0,22	1,59	1,38	0,06	1,32
	1977	2,00	0,25	1,75	1,47	0,07	1,40
	1978	2,05	0,28	1,77	1,52	0,07	1,45

22**Electricity prices for households****Prix d'électricité pour usages domestiques**

UNITED KINGDOM

p/kWh

	January Janvier	LONDON			GLASGOW		
		Selling price	Taxes	Price without tax	Selling price	Taxes	Price without tax
		Prix de vente		Prix hors taxes	Prix de vente		Prix hors taxes
D_a 600 kWh	1973	2,280	—	2,280	2,207	—	2,207
	1974	2,360	—	2,360	2,373	—	2,373
	1975	2,705	—	2,705	2,653	—	2,653
	1976	3,373	—	3,373	2,902	—	2,902
	1977	3,918	—	3,918	3,423	—	3,423
	1978	4,462	—	4,462	3,717	—	3,717
D_b 1 200 kWh	1973	1,688	—	1,688	1,517	—	1,517
	1974	1,762	—	1,762	1,639	—	1,639
	1975	2,107	—	2,107	1,931	—	1,931
	1976	2,774	—	2,774	2,435	—	2,435
	1977	3,247	—	3,247	2,737	—	2,737
	1978	3,677	—	3,677	2,971	—	2,971
D_c 3 500 kWh ⁽¹⁾	1973	1,163	—	1,163	1,045	—	1,045
	1974	1,219	—	1,219	1,124	—	1,124
	1975	1,490	—	1,490	1,338	—	1,338
	1976	2,076	—	2,076	1,763	—	1,763
	1977	2,478	—	2,478	2,092	—	2,092
	1978	2,787	—	2,787	2,258	—	2,258
D_e 20 000 kWh ⁽²⁾	1973	0,610	—	0,610	0,591	—	0,591
	1974	0,650	—	0,650	0,635	—	0,635
	1975	0,858	—	0,858	0,811	—	0,811
	1976	1,298	—	1,298	1,100	—	1,100
	1977	1,614	—	1,614	1,315	—	1,315
	1978	1,792	—	1,792	1,406	—	1,406

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night
⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

⁽¹⁾ dont 1 300 kWh de nuit
⁽²⁾ dont 15 000 kWh de nuit

Electricity prices for households
Prix d'électricité pour usages domestiques

23

UNITED KINGDOM

p/kWh

	January Janvier	BIRMINGHAM			LEEDS		
		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes
D_a 600 kWh	1973	2,205	—	2,205	2,060	—	2,060
	1974	2,372	—	2,372	2,375	—	2,375
	1975	2,737	—	2,737	2,760	—	2,760
	1976	3,385	—	3,385	3,482	—	3,482
	1977	3,902	—	3,902	3,918	—	3,918
	1978	4,353	—	4,353	4,377	—	4,377
D_b 1 200 kWh	1973	1,523	—	1,523	1,507	—	1,507
	1974	1,647	—	1,647	1,622	—	1,622
	1975	2,012	—	2,012	2,003	—	2,003
	1976	2,662	—	2,662	2,723	—	2,723
	1977	3,096	—	3,096	3,099	—	3,099
	1978	3,460	—	3,460	3,467	—	3,467
D_c 3 500 kWh ⁽¹⁾	1973	1,074	—	1,074	1,018	—	1,018
	1974	1,154	—	1,154	1,094	—	1,094
	1975	1,443	—	1,443	1,397	—	1,397
	1976	2,006	—	2,006	1,997	—	1,997
	1977	2,346	—	2,346	2,284	—	2,284
	1978	2,602	—	2,602	2,594	—	2,594
D_e 20 000 kWh ⁽²⁾	1973	0,578	—	0,578	0,550	—	0,550
	1974	0,621	—	0,621	0,591	—	0,591
	1975	0,833	—	0,833	0,815	—	0,815
	1976	1,274	—	1,274	1,292	—	1,292
	1977	1,511	—	1,511	1,492	—	1,492
	1978	1,683	—	1,683	1,689	—	1,689

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night
⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

⁽¹⁾ dont 1 300 kWh de nuit
⁽²⁾ dont 15 000 kWh de nuit

		UNITED KINGDOM						p/kWh
		LONDON			GLASGOW			
	January Janvier	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	
I _a	1973	/	/	/	1,383	—	1,383	
	1974	/	/	/	1,487	—	1,487	
	30 000 kWh (*)	1975	/	/	1,808	—	1,808	
		1976	/	/	2,288	—	2,288	
	(30 kW, 1 000 h)	1977	/	/	2,764	—	2,764	
		1978	/	/	3,060	—	3,060	
I _b	1973	1,735	—	1,735	1,342	—	1,342	
	1974	1,790	—	1,790	1,444	—	1,444	
	50 000 kWh (*)	1975	2,190	—	2,190	1,744	1,744	
		1976	2,506	—	2,506	2,215	2,215	
	(50 kW, 1 000 h)	1977	2,939	—	2,939	2,680	2,680	
		1978	3,436	—	3,436	2,964	2,964	
I _c	1973	1,318	—	1,318	1,115	—	1,115	
	1974	1,374	—	1,374	1,205	—	1,205	
	160 000 kWh (*)	1975	1,768	—	1,768	1,492	1,492	
		1976	2,085	—	2,085	2,128	2,128	
	(100 kW, 1 600 h)	1977	2,478	—	2,478	2,494	2,494	
		1978	2,885	—	2,885	2,901	2,901	
I _d	1973	0,992	—	0,992	0,842	—	0,842	
	1974	1,047	—	1,047	0,912	—	0,912	
	1 250 000 kWh	1975	1,427	—	1,427	1,163	1,163	
		1976	1,745	—	1,745	1,634	1,634	
	(500 kW, 2 500 h)	1977	2,092	—	2,092	1,944	1,944	
		1978	2,431	—	2,431	2,288	2,288	
I _e	1973	0,804	—	0,804	0,719	—	0,719	
	1974	0,861	—	0,861	0,780	—	0,780	
	2 000 000 kWh	1975	1,249	—	1,249	1,030	1,030	
		1976	1,565	—	1,565	1,429	1,429	
	(500 kW, 4 000 h)	1977	1,875	—	1,875	1,702	1,702	
		1978	2,158	—	2,158	2,021	2,021	
I _f	1973	0,780	—	0,780	0,703	—	0,703	
	1974	0,838	—	0,838	0,762	—	0,762	
	10 000 000 kWh	1975	1,228	—	1,228	1,011	1,011	
		1976	1,544	—	1,544	1,401	1,401	
	(2 500 kW, 4 000 h)	1977	1,854	—	1,854	1,669	1,669	
		1978	2,154	—	2,154	1,985	1,985	

(*) low voltage basse tension.

UNITED KINGDOM

p/kWh

	January Janvier	BIRMINGHAM			LEEDS		
		Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes	Selling price Prix de vente	Taxes	Price without tax Prix hors taxes
I _a	1973	/	/	/	1,889	—	1,889
	1974	/	/	/	2,030	—	2,030
	30 000 kWh (*) 1975	/	/	/	2,411	—	2,411
	1976	/	/	/	3,131	—	3,131
	(30 kW, 1 000 h) 1977	/	/	/	3,538	—	3,538
	1978	/	/	/	3,926	—	3,926
I _b	1973	1,607	—	1,607	1,595	—	1,595
	1974	1,662	—	1,662	1,650	—	1,650
	50 000 kWh (*) 1975	2,147	—	2,147	2,033	—	2,033
	1976	2,699	—	2,699	2,397	—	2,397
	(50 kW, 1 000 h) 1977	3,163	—	3,163	2,768	—	2,768
	1978	3,483	—	3,483	3,270	—	3,270
I _c	1973	1,271	—	1,271	1,248	—	1,248
	1974	1,326	—	1,326	1,303	—	1,303
	160 000 kWh (*) 1975	1,780	—	1,780	1,685	—	1,685
	1976	2,157	—	2,157	2,011	—	2,011
	(100 kW, 1 600 h) 1977	2,540	—	2,540	2,331	—	2,331
	1978	2,850	—	2,850	2,684	—	2,684
I _d	1973	0,964	—	0,964	0,960	—	0,960
	1974	1,016	—	1,016	1,012	—	1,012
	1 250 000 kWh 1975	1,424	—	1,424	1,375	—	1,375
	1976	1,688	—	1,688	1,671	—	1,671
	(500 kW, 2 500 h) 1977	1,961	—	1,961	1,942	—	1,942
	1978	2,244	—	2,244	2,211	—	2,211
I _e	1973	0,805	—	0,805	0,809	—	0,809
	1974	0,857	—	0,857	0,861	—	0,861
	2 000 000 kWh 1975	1,250	—	1,250	1,232	—	1,232
	1976	1,484	—	1,484	1,526	—	1,526
	(500 kW, 4 000 h) 1977	1,736	—	1,736	1,749	—	1,749
	1978	2,006	—	2,006	1,971	—	1,971
I _f	1973	0,789	—	0,789	0,802	—	0,802
	1974	0,841	—	0,841	0,854	—	0,854
	10 000 000 kWh 1975	1,233	—	1,233	1,225	—	1,225
	1976	1,462	—	1,462	1,518	—	1,518
	(2 500 kW, 4 000 h) 1977	1,715	—	1,715	1,742	—	1,742
	1978	1,985	—	1,985	1,958	—	1,958

(*) low voltage / basse tension.

		DANMARK			Øre/kWh		
		KØBENHAVN			NORDSJÆLLAND		
	January	Selling price	Taxes	Price without tax	Selling price	Taxes	Price without tax
	Janvier	Prix de vente		Prix hors taxes	Prix de vente		Prix hors taxes
D _a	1973	26,9	3,5	23,4	21,76	2,84	18,92
	1974	30,2	3,9	26,3	23,48	3,06	20,42
	1975	43,7	5,7	38,0	36,13	4,71	31,42
	1976	43,5	5,7	37,8	45,46	5,93	39,53
	1977	45,2	5,9	39,3	42,81	5,58	37,23
	1978	53,5	10,2	43,3	60,18	11,18	49,00
D _b	1973	23,2	3,0	20,2	18,64	2,43	16,21
	1974	26,2	3,4	22,8	20,37	2,66	17,71
	1975	38,8	5,1	33,7	33,02	4,31	28,71
	1976	38,5	5,0	33,5	39,24	5,12	34,12
	1977	40,3	5,3	35,0	36,59	4,77	31,82
	1978	46,4	9,1	37,3	45,43	8,93	36,50
D _c	1973	18,3	2,4	15,9	16,59	2,16	14,43
	1974	20,5	2,7	17,8	18,32	2,39	15,93
	1975	31,6	4,1	27,5	30,97	4,04	26,93
	1976	31,4	4,1	27,3	35,14	4,58	30,56
	1977	32,8	4,3	28,5	32,50	4,24	28,26
	1978	38,2	7,8	30,4	35,74	7,45	28,29
D _e	1973	11,0	1,4	9,6	14,71	1,92	12,79
	1974	12,8	1,7	11,1	16,43	2,14	14,29
	1975	21,0	2,7	18,3	29,08	3,79	25,29
	1976	20,8	2,7	18,1	31,66	4,13	27,53
	1977	22,2	2,9	19,2	29,01	3,78	25,23
	1978	27,0	6,1	20,9	29,80	6,55	23,25

(1) of which 1 300 kWh at night

(2) of which 15 000 kWh at night

(1) dont 1 300 kWh de nuit

(2) dont 15 000 kWh de nuit

DANMARK

Øre/kWh

	January Janvier	KØBENHAVN			NORDSJÆLLAND			
		Selling price	Taxes	Price without tax	Selling price	Taxes	Price without tax	
		Prix de vente		Prix hors taxes	Prix de vente		Prix hors taxes	
I _a	1973	34,4	4,5	29,9	14,21	1,85	12,36	
	1974	38,3	5,0	33,3	15,94	2,08	13,86	
	30 000 kWh (*)	1975	50,5	6,6	43,9	28,59	3,73	24,86
	1976	50,3	6,6	43,7	30,96	4,04	26,92	
	(30 kW, 1 000 h)	1977	52,0	6,8	45,2	28,31	3,69	24,62
	1978	57,1	10,7	46,4	28,91	6,41	22,50	
I _b	1973	34,2	4,5	29,7	13,82	1,80	12,02	
	1974	38,1	5,0	33,1	15,55	2,03	13,52	
	50 000 kWh (*)	1975	50,4	6,6	43,8	28,20	3,68	24,52
	1976	50,1	6,5	43,6	30,39	3,98	26,43	
	(50 kW, 1 000 h)	1977	51,9	6,8	45,1	27,75	3,62	24,13
	1978	56,9	10,7	46,2	28,20	6,30	21,90	
I _c	1973	25,2	3,3	21,9	13,41	1,75	11,66	
	1974	28,2	3,7	24,5	15,13	1,97	13,16	
	160 000 kWh(*)	1975	40,1	5,2	34,9	27,78	3,62	24,16
	1976	39,9	5,2	34,7	29,82	3,89	25,93	
	(100 kW, 1 600 h)	1977	41,6	5,4	36,2	27,17	3,54	23,63
	1978	47,7	9,3	38,4	27,47	6,19	21,28	
I _d	1973	18,9	2,5	16,4	12,05	1,57	10,48	
	1974	21,3	2,8	18,5	13,77	1,80	11,97	
	1 250 000 kWh (*)	1975	32,5	4,2	28,3	26,40	3,44	22,96
	1976	32,3	4,2	28,1	27,60	3,60	24,00	
	(500 kW, 2 500 h)	1977	34,0	4,4	29,6	26,52	3,46	23,06
	1978	41,4	8,3	33,1	29,33	6,47	22,86	
I _e	1973	15,3	2,0	13,3	10,29	1,34	8,95	
	1974	17,4	2,3	15,1	12,01	1,57	10,44	
	2 000 000 kWh (*)	1975	28,4	3,7	24,7	22,93	2,99	19,94
	1976	28,2	3,7	24,5	24,13	3,15	20,98	
	(500 kW, 4 000 h)	1977	29,9	3,9	26,0	23,17	3,02	20,15
	1978	36,7	7,6	29,1	25,90	5,95	19,95	
I _f	1973	12,5	1,6	10,9	10,01	1,31	8,70	
	1974	14,4	1,9	12,5	11,72	1,53	10,19	
	10 000 000 kWh	1975	24,5	3,2	21,3	22,64	2,95	19,69
	1976	24,2	3,2	21,0	23,84	3,11	20,73	
	(2 500 kW, 4 000 h)	1977	24,7	3,2	21,5	22,20	2,90	19,30
	1978	31,9	6,9	25,0	24,78	5,78	19,00	

(*) low voltage / basse tension.

Conversion table for the purchasing power standard (PPS)

28

Table de conversion du standard de pouvoir d'achat (SPA)

		1973	1974	1975	1976	1977	1978
1 PPS • 1 SPA							
BR Deutschland	DM	3,87	3,66	3,42	3,24	3,10	2,97
France	FF	5,80	5,81	5,75	5,78	5,81	5,96
Italia	100 LIT	6,11	6,58	6,70	7,33	7,95	8,28
Nederland	HFL	3,51	3,42	3,36	3,34	3,29	3,20
Belgique	BFR	50,48	50,21	50,23	49,40	48,60	47,24
Luxembourg	LFR	49,34	47,91	47,81	48,23	47,22	45,45
United Kingdom	UKL	0,400	0,421	0,466	0,490	0,511	0,516
Ireland	IRL	0,412	0,422	0,458	0,491	0,516	0,521
Danmark	DKR	8,54	8,61	8,47	8,41	8,48	8,72

Conversion of national currencies to PPS • Conversion des monnaies nationales en SPA

BR Deutschland	1 DM =	0,2584	0,2732	0,2924	0,3086	0,3226	0,3367
France	1 FF =	0,1724	0,1721	0,1739	0,1730	0,1721	0,1678
Italia	100 LIT =	0,1637	0,1520	0,1493	0,1364	0,1258	0,1208
Nederland	1 HFL =	0,2849	0,2924	0,2976	0,2994	0,3040	0,3125
Belgique	1 BFR =	0,0198	0,0199	0,0199	0,0202	0,0206	0,0212
Luxembourg	1 LFR =	0,0203	0,0209	0,0209	0,0207	0,0212	0,0220
United Kingdom	1 UKL =	2,5000	2,3753	2,1459	2,0408	1,9569	1,9380
Ireland	1 IRL =	2,4272	2,3697	2,1834	2,0367	1,9380	1,9194
Danmark	1 DKR =	0,1171	0,1161	0,1181	0,1189	0,1179	0,1147

GDP price indices • Indices de prix du PIB

BR Deutschland	100	106,9	114,1	117,9	122,1	125,2
France	100	111,1	125,8	138,3	150,5	164,8
Italia	100	118,3	138,6	163,9	193,8	216,1
Nederland	100	108,7	121,1	131,3	141,0	146,6
Belgique	100	112,1	126,2	135,6	144,9	157,9
Luxembourg	100	116,2	118,6	127,3	135,0	139,0
United Kingdom	100	115,4	146,9	168,8	191,3	206,6
Ireland	100	107,0	132,3	157,6	178,9	193,3
Danmark	100	110,4	124,2	134,9	147,0	161,7

29

Electricity prices for households

Prix de l'électricité pour usages domestiques

Purchasing Power Standard/ 100 kWh

EUR 9

Selling price Prix de vente		Düsseldorf	Paris	Milano	Rotterdam	Bruxelles	
D _a	1973	6,22	6,76	4,42	5,22	7,55	
	1974	6,79	6,99	4,10	5,97	8,27	
	600 kWh	1975	9,25	8,33	4,18	6,76	10,31
	1976	10,05	8,28	3,53	7,82	10,43	
	1977	10,63	9,38	3,95	8,61	11,40	
	1978	11,29	9,74	3,99	9,16	12,34	
D _b	1973	4,65	5,01	4,35	3,95	6,00	
	1974	5,13	5,18	4,02	4,54	6,35	
	1 200 kWh	1975	6,70	6,41	6,20	5,15	7,98
	1976	7,36	6,38	3,82	6,21	8,26	
	1977	7,78	7,09	4,27	6,92	9,01	
	1978	8,27	7,36	4,30	7,46	9,55	
D _c	1973	3,01	3,54	3,62	2,49	3,74	
	1974	3,59	3,67	3,36	2,92	4,06	
	3 500 kWh ⁽¹⁾	1975	4,56	4,71	5,28	3,46	5,42
	1976	5,09	4,68	6,20	4,45	5,71	
	1977	5,39	5,51	7,22	5,09	6,21	
	1978	5,72	5,72	7,14	5,65	6,69	
D _e	1973	1,67	2,14		1,55	2,08	
	1974	1,76	2,21		1,85	2,27	
	20 000 kWh ⁽²⁾	1975	2,24	3,05		2,25	3,36
	1976	2,56	3,03		3,16	3,58	
	1977	2,82	3,76		3,76	3,89	
	1978	3,03	3,90		4,17	4,23	

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

Electricity prices for households

Prix de l'électricité pour usages domestiques

29

EUR 9

Standard de pouvoir d'achat/100 kWh

	Luxembourg	London	Dublin	København	Selling price Prix de vente		
	6,47 6,89 7,45 7,84 8,51 9,11	5,70 5,61 5,80 6,88 7,67 8,65	4,39 5,29 6,29 6,66 7,29 7,95	3,15 3,51 5,16 5,17 5,33 6,14	1973 1974 1975 1976 1977 1978	600 kWh	D _a
	4,95 5,30 5,77 6,10 6,65 7,15	4,22 4,19 4,52 5,66 6,35 7,13	3,37 4,15 5,07 5,39 6,02 6,56	2,72 3,04 4,58 4,58 4,75 5,32	1973 1974 1975 1976 1977 1978	1 200 kWh	D _b
	3,57 3,82 4,12 4,35 4,70 5,06	2,91 2,90 3,20 4,24 4,85 5,40	2,24 2,91 3,69 3,91 4,53 4,84	2,14 2,38 3,73 3,73 3,87 4,38	1973 1974 1975 1976 1977 1978	3 500 kWh ⁽¹⁾	D _c
	1,97 2,13 2,32 2,47 2,69 2,90	1,53 1,54 1,84 2,65 3,16 3,47	1,49 2,11 2,80 2,93 3,55 3,66	1,29 1,49 2,48 2,47 2,62 3,10	1973 1974 1975 1976 1977 1978	20 000 kWh ⁽²⁾	D _e

⁽¹⁾ dont 1 300 kWh de nuit
⁽²⁾ dont 15 000 kWh de nuit

30**Electricity prices for households****Prix de l'électricité pour usages domestiques**

Purchasing Power Standard/ 100 kWh

EUR 9

Price without taxes Prix hors taxes		Düsseldorf	Paris	Milano	Rotterdam	Bruxelles	
D_a	1973	5,61	5,19	3,97	4,50	6,62	
	1974	6,12	5,37	3,69	5,00	7,25	
	600 kWh	1975	8,07	6,40	3,78	5,65	9,04
	1976	8,77	6,37	3,18	6,54	9,15	
	1977	9,16	7,21	3,58	7,29	10,00	
	1978	9,56	7,49	3,64	7,79	10,65	
D_b	1973	4,19	3,87	3,90	3,40	5,27	
	1974	4,62	4,00	3,62	3,80	5,58	
	1 200 kWh	1975	5,85	4,95	5,69	4,32	7,01
	1976	6,42	4,92	3,45	5,19	7,25	
	1977	6,71	5,48	3,89	5,87	7,90	
	1978	7,00	5,69	3,93	6,32	8,23	
D_c	1973	2,71	2,77	3,26	2,15	3,29	
	1974	3,23	2,87	3,02	2,45	3,57	
	3 500 kWh ⁽¹⁾	1975	3,98	3,67	4,82	2,90	4,76
	1976	4,44	3,65	5,70	3,72	5,00	
	1977	4,65	4,31	6,68	4,32	5,45	
	1978	4,85	4,48	6,60	4,78	5,76	
D_e	1973	1,50	1,69		1,33	1,82	
	1974	1,59	1,75		1,54	1,99	
	20 000 kWh ⁽²⁾	1975	1,96	2,40		1,88	2,95
	1976	2,23	2,39		2,65	3,14	
	1977	2,43	2,97		3,19	3,42	
	1978	2,57	3,08		3,53	3,64	

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

Electricity prices for households

30

Prix de l'électricité pour usages domestiques

EUR 9

Standard de pouvoir d'achat/100 kWh

	Luxembourg	London	Dublin	København	Price without taxes Prix hors taxes	
	6,16	5,70	4,17	2,74	1973	D _a 600 kWh
	6,57	5,61	4,95	3,05	1974	
	7,09	5,80	5,90	4,49	1975	
	7,46	6,88	6,66	4,50	1976	
	8,07	7,67	7,29	4,62	1977	
	8,69	8,65	7,95	4,97	1978	
	4,72	4,22	3,20	2,37	1973	D _b 1 200 kWh
	5,05	4,19	3,89	2,65	1974	
	5,50	4,52	4,75	3,98	1975	
	5,81	5,66	5,39	3,98	1976	
	6,31	6,35	6,02	4,13	1977	
	6,80	7,13	6,56	4,28	1978	
	3,40	2,91	2,12	1,86	1973	D _c 3 500 kWh ⁽¹⁾
	3,63	2,90	2,73	2,07	1974	
	3,93	3,20	3,46	3,25	1975	
	4,15	4,24	3,91	3,25	1976	
	4,49	4,85	4,53	3,36	1977	
	4,82	5,40	4,84	3,49	1978	
	1,88	1,53	1,41	1,12	1973	D _e 20 000 kWh ⁽²⁾
	2,02	1,54	1,97	1,29	1974	
	2,22	1,84	2,62	2,16	1975	
	2,36	2,65	2,93	2,15	1976	
	2,56	3,16	3,55	2,26	1977	
	2,77	3,47	3,66	2,40	1978	

(¹) dont 1 300 kWh de nuit
(²) dont 15 000 kWh de nuit

31**Electricity prices for households****Prix de l'électricité pour usages domestiques**

Deflated Purchasing Power Standard / 100 kWh EUR 9

Selling price Prix de vente		Düsseldorf	Paris	Milano	Rotterdam	Bruxelles	
D _a	600 kWh	1973	6,22	6,76	4,42	5,22	7,55
		1974	6,01	6,30	3,73	5,35	7,33
		1975	7,16	6,56	3,30	5,34	8,12
		1976	7,13	5,97	2,58	5,67	7,53
		1977	6,97	6,24	2,65	5,72	7,57
		1978	6,92	6,07	2,50	5,70	7,31
D _b	1 200 kWh	1973	4,65	5,01	4,33	3,95	6,00
		1974	4,53	4,67	3,66	4,07	5,65
		1975	5,19	5,05	4,91	4,07	6,30
		1976	5,22	4,60	2,79	4,50	5,96
		1977	5,11	4,72	2,86	4,60	5,98
		1978	5,07	4,59	2,70	4,64	5,67
D _c	3 500 kWh ⁽¹⁾	1973	3,01	3,54	3,62	2,49	3,74
		1974	3,18	3,31	3,06	2,62	3,61
		1975	3,53	3,71	4,18	2,74	4,28
		1976	3,61	3,37	4,54	3,22	4,12
		1977	3,53	3,67	4,85	3,39	4,12
		1978	3,51	3,57	4,48	3,51	3,96
D _e	20 000 kWh ⁽²⁾	1973	1,67	2,14		1,55	2,08
		1974	1,56	1,99		1,65	2,02
		1975	1,74	2,40		1,77	2,65
		1976	1,82	2,18		2,29	2,60
		1977	1,85	2,50		2,50	2,58
		1978	1,86	2,43		2,59	2,52

⁽¹⁾ of which 1 300 kWh at night⁽²⁾ of which 15 000 kWh at night

Electricity prices for households

Prix de l'électricité pour usages domestiques

31

EUR 9 Standard de pouvoir d'achat déflaté/ 100 kWh

Luxembourg	London	Dublin	København	Selling price Prix de vente	
6,47	5,70	4,39	3,15	1973	D _a 600 kWh
5,76	5,13	5,07	3,20	1974	
6,08	4,60	5,29	4,12	1975	
6,02	5,00	5,05	3,78	1976	
6,04	5,13	5,10	3,60	1977	
6,04	5,40	5,19	3,87	1978	
4,95	4,23	3,37	2,72	1973	D _b 1 200 kWh
4,44	3,83	3,98	2,78	1974	
4,72	3,58	4,25	3,66	1975	
4,68	4,10	4,08	3,34	1976	
4,70	4,25	4,22	3,21	1977	
4,74	4,45	4,30	3,36	1978	
3,57	2,90	2,23	2,14	1973	D _c 3 500 kWh ⁽¹⁾
3,18	2,65	2,79	2,17	1974	
3,36	2,53	3,11	2,98	1975	
3,34	3,08	2,96	2,73	1976	
3,32	3,25	3,18	2,61	1977	
3,34	3,38	3,18	2,77	1978	
1,97	1,53	1,48	1,29	1973	D _e 20 000 kWh ⁽²⁾
1,78	1,40	2,01	1,36	1974	
1,91	1,45	2,35	1,98	1975	
1,88	1,93	2,21	1,81	1976	
1,91	2,10	2,48	1,77	1977	
1,93	2,18	2,40	1,96	1978	

(¹) dont 1 300 kWh de nuit
(²) dont 15 000 kWh de nuit

Purchasing Power Standard/ 100 kWh

EUR 9

Selling price Prix de vente		Düsseldorf	Paris	Milano	Rotterdam	Bruxelles
I _a	1973	/	3,56	4,09	4,93	3,74
	1974		3,71	3,80	4,75	4,12
	30 000 kWh 1975		4,99	4,84	5,39	6,37
	(30 kW, 1 000 h) 1976		4,97	4,89	6,44	6,66
	1977		5,50	5,89	7,12	7,35
	1978		5,71	5,96	7,68	7,83
I _b	1973	/	3,56	3,99	4,52	3,74
	1974		3,71	3,70	4,75	4,12
	50 000 kWh 1975		4,99	4,93	5,39	6,37
	(50 kW, 1 000 h) 1976		4,97	4,92	6,44	6,66
	1977		5,50	5,99	7,12	7,35
	1978		5,71	6,05	7,68	7,83
I _c	1973	3,74	2,92	2,93	3,44	3,51
	1974	4,35	3,08	2,72	3,89	3,84
	160 000 kWh 1975	5,26	4,16	4,01	4,48	5,93
	(100 kW, 1 600 h) 1976	5,72	4,14	4,50	5,82	6,21
	1977	6,21	4,63	5,38	6,31	6,83
	1978	7,08	4,81	5,45	6,71	7,30
I _d	1973	2,95	2,35	2,46	2,51	2,69
	1974	3,44	2,45	2,29	2,85	2,91
	1 250 000 kWh 1975	4,16	3,33	3,48	3,30	4,41
	(500 kW, 2 500 h) 1976	4,52	3,31	4,04	4,43	4,60
	1977	4,91	3,76	4,86	5,06	5,12
	1978	5,59	3,91	4,95	5,33	5,42
I _e	1973	2,53	1,97	2,19	2,09	2,40
	1974	2,95	2,03	2,04	2,38	2,57
	2 000 000 kWh 1975	3,61	2,78	3,18	2,72	3,92
	(500 kW, 4 000 h) 1976	3,92	2,76	3,76	3,58	4,05
	1977	4,25	3,19	4,57	4,39	4,51
	1978	4,89	3,32	4,67	4,58	4,78
I _f	1973	2,24	1,93	1,95	1,89	2,14
	1974	2,60	1,99	1,81	2,17	2,37
	10 000 000 kWh 1975	3,29	2,72	2,94	2,52	3,62
	(2 500 kW, 4 000 h) 1976	3,55	2,71	3,57	3,34	3,66
	1977	3,86	3,14	4,35	4,11	4,12
	1978	4,48	3,26	4,45	4,18	4,34

Electricity prices for industry

32

Prix de l'électricité pour usages industriels

EUR 9

Standard de pouvoir d'achat / 100 kWh

Luxembourg	London	Dublin	København	Selling price Prix de vente	
3,87 4,13 4,58 4,77 5,17 5,54		(*) 4,69 5,60 6,09 6,78 7,41 8,27	(*) 4,03 4,45 5,96 5,98 6,13 6,55	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _a 30 000 kWh (30 kW, 1 000 h)
3,81 4,07 4,52 4,71 5,10 5,48	(*) 4,34 4,25 4,70 5,11 5,75 6,66	(*) 4,53 5,40 6,08 6,78 7,41 8,26	(*) 4,00 4,43 5,95 5,96 6,12 6,53	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _b 50 000 kWh (50 kW, 1 000 h)
3,20 3,42 3,79 3,96 4,30 4,62	(*) 3,30 3,26 3,79 4,26 4,85 5,59	(*) 3,23 4,02 4,79 5,24 5,94 6,48	(*) 2,95 3,28 4,73 4,74 4,91 5,47	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _c 160 000 kWh (100 kW, 1 600 h)
2,78 2,96 3,30 3,46 3,75 4,03	2,48 2,49 3,06 3,56 4,09 4,71	2,28 3,04 3,76 3,99 4,58 4,96	(*) 2,21 2,47 3,84 3,84 4,01 4,75	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _d 1 250 000 kWh (500 kW, 2 500 h)
2,39 2,57 2,84 2,96 3,22 3,48	2,01 2,05 2,68 3,19 3,67 4,18	1,88 2,59 3,26 3,41 4,01 4,30	(*) 1,79 2,02 3,35 3,35 3,53 4,21	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _e 2 000 000 kWh (500 kW, 4 000 h)
2,31 2,46 2,74 2,86 3,11 3,34	1,95 1,99 2,64 3,15 3,63 4,17	1,71 2,45 3,19 3,41 4,01 4,30	1,46 1,67 2,89 2,88 2,91 3,66	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _f 10 000 000 kWh (2 500 kW, 4 000 h)

(*) low voltage/basse tension.

Purchasing Power Standard / 100 kWh

EUR 9

Price without taxes Prix hors taxes		Düsseldorf	Paris	Milano	Rotterdam	Bruxelles
I _a	1973	/	3,03	3,52	4,25	3,29
	1974		3,15	3,27	3,97	3,62
	30 000 kWh 1975		4,25	4,19	4,51	5,59
	1976		4,22	4,25	5,39	5,85
	(30 kW, 1 000 h) 1977		4,68	5,15	6,04	6,44
	1978		4,86	5,12	6,50	6,75
I _b	1973	/	3,03	3,42	3,89	3,29
	1974		3,15	3,18	3,97	3,62
	50 000 kWh 1975		4,25	4,28	4,15	5,59
	1976		4,22	4,28	5,39	5,85
	(50 kW, 1 000 h) 1977		4,68	5,24	6,04	6,44
	1978		4,86	5,21	6,50	6,75
I _c	1973	3,37	2,49	2,55	2,97	3,07
	1974	3,92	2,62	2,36	3,25	3,37
	160 000 kWh 1975	4,59	3,54	3,51	3,75	5,20
	1976	4,99	3,52	3,96	4,87	5,45
	(100 kW, 1 600 h) 1977	5,35	3,94	4,74	5,35	5,99
	1978	6,00	4,09	4,73	5,69	6,29
I _d	1973	2,66	2,00	2,13	2,17	2,36
	1974	3,10	2,08	1,98	2,39	2,55
	1 250 000 kWh 1975	3,63	2,83	3,05	2,76	3,90
	1976	3,94	2,81	3,55	3,71	4,03
	(500 kW, 2 500 h) 1977	4,23	3,20	4,29	4,29	4,49
	1978	4,74	3,32	4,30	4,52	4,68
I _e	1973	2,28	1,68	1,89	1,80	2,10
	1974	2,65	1,73	1,76	1,99	2,25
	2 000 000 kWh 1975	3,15	2,36	2,78	2,28	3,44
	1976	3,42	2,35	3,31	2,99	3,54
	(500 kW, 4 000 h) 1977	3,67	2,71	4,03	3,72	3,95
	1978	4,14	2,82	4,04	3,88	4,13
I _f	1973	2,02	1,64	1,69	1,63	1,88
	1974	2,34	1,70	1,57	1,82	2,07
	10 000 000 kWh 1975	2,87	2,31	2,58	2,11	3,19
	1976	3,10	2,30	3,14	2,80	3,22
	(2 500 kW, 4 000 h) 1977	3,33	2,67	3,85	3,48	3,60
	1978	3,80	2,77	3,87	3,54	3,75

Electricity prices for industry

33

Prix de l'électricité pour usages industriels

EUR 9

Standard de pouvoir d'achat/100 kWh

Luxembourg	London	Dublin	København	Price without taxes Prix hors taxes	
3,69 3,92 4,35 4,54 4,91 5,28		(*) 4,46 5,25 5,70 6,78 7,41 8,27	(*) 3,50 3,87 5,18 5,20 5,33 5,32	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _a 30 000 kWh (30 kW, 1 000 h)
3,63 3,86 4,29 4,48 4,85 5,21	(*) 4,34 4,25 4,70 5,11 5,75 6,66	(*) 4,31 5,05 5,70 6,78 7,41 8,26	(*) 3,48 3,84 5,17 5,18 5,32 5,30	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _b 50 000 kWh (50 kW, 1 000 h)
3,04 3,26 3,60 3,77 4,09 4,40	(*) 3,30 3,26 3,79 4,26 4,85 5,59	(*) 3,07 3,77 4,48 5,24 5,94 6,48	(*) 2,56 2,85 4,12 4,13 4,28 4,40	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _c 160 000 kWh (100 kW, 1 600 h)
2,66 2,84 3,14 3,30 3,56 3,83	2,48 2,49 3,06 3,56 4,09 4,71	2,17 2,84 3,52 3,99 4,58 4,96	(*) 1,92 2,15 3,34 3,34 3,49 3,80	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _d 1 250 000 kWh (500 kW, 2 500 h)
2,29 2,44 2,72 2,84 3,07 3,30	2,01 2,05 2,68 3,19 3,67 4,18	1,78 2,42 3,05 3,41 4,01 4,30	(*) 1,56 1,75 2,92 2,91 3,07 3,34	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _e 2 000 000 kWh (500 kW, 4 000 h)
2,21 2,36 2,61 2,74 2,96 3,19	1,95 1,99 2,64 3,15 3,63 4,17	1,63 2,30 2,99 3,41 4,01 4,30	1,28 1,45 2,51 2,50 2,54 2,87	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _f 10 000 000 kWh (2 500 kW, 4 000 h)

(*) low voltage/basse tension.

Deflated Purchasing Power Standard/ 100 kWh EUR 9

Selling price Prix de vente		Düsseldorf	Paris	Milano	Rotterdam	Bruxelles
I _a	1973	/	3,56	4,09	4,93	3,74
	1974		3,35	3,46	4,25	3,66
	30 000 kWh 1975		3,93	3,83	4,26	5,03
	1976		3,58	3,58	4,67	4,81
	(30 kW, 1 000 h) 1977		3,66	3,96	4,74	4,87
	1978		3,56	3,74	4,77	4,64
I _b	1973	/	3,56	3,99	4,52	3,74
	1974		3,35	3,37	4,25	3,66
	50 000 kWh 1975		3,93	3,90	4,26	5,03
	1976		3,58	3,60	4,67	4,81
	(50 kW, 1 000 h) 1977		3,66	4,02	4,74	4,87
	1978		3,56	3,79	4,77	4,64
I _c	1973	3,74	2,92	2,93	3,44	3,51
	1974	3,85	2,78	2,48	3,48	3,41
	160 000 kWh 1975	4,07	3,28	3,17	3,54	4,68
	1976	4,06	2,98	3,30	4,22	4,48
	(100 kW, 1 600 h) 1977	4,07	3,08	3,61	4,19	4,54
	1978	4,34	3,00	3,42	4,17	4,32
I _d	1973	2,95	2,35	2,46	2,51	2,69
	1974	3,04	2,21	2,08	2,56	2,58
	1 250 000 kWh 1975	3,22	2,62	2,75	2,61	3,51
	1976	3,21	2,38	2,95	3,21	3,31
	(500 kW, 2 500 h) 1977	3,22	2,51	3,27	3,36	3,41
	1978	3,43	2,44	3,11	3,31	3,21
I _e	1973	2,53	1,97	2,19	2,09	2,40
	1974	2,60	1,83	1,86	2,14	2,28
	2 000 000 kWh 1975	2,80	2,19	2,52	2,16	3,09
	1976	2,78	1,99	2,75	2,59	2,91
	(500 kW, 4 000 h) 1977	2,79	2,13	3,07	2,92	2,99
	1978	2,99	2,07	2,93	2,85	2,83
I _f	1973	2,24	1,93	1,95	1,89	2,14
	1974	2,30	1,80	1,65	1,95	2,10
	10 000 000 kWh 1975	2,55	2,14	2,33	1,99	2,85
	1976	2,52	1,95	2,61	2,42	2,63
	(2 500 kW, 4 000 h) 1977	2,53	2,09	2,92	2,73	2,73
	1978	2,75	2,03	2,79	2,65	2,58

Electricity prices for industry 34
Prix de l'électricité pour usages industriels

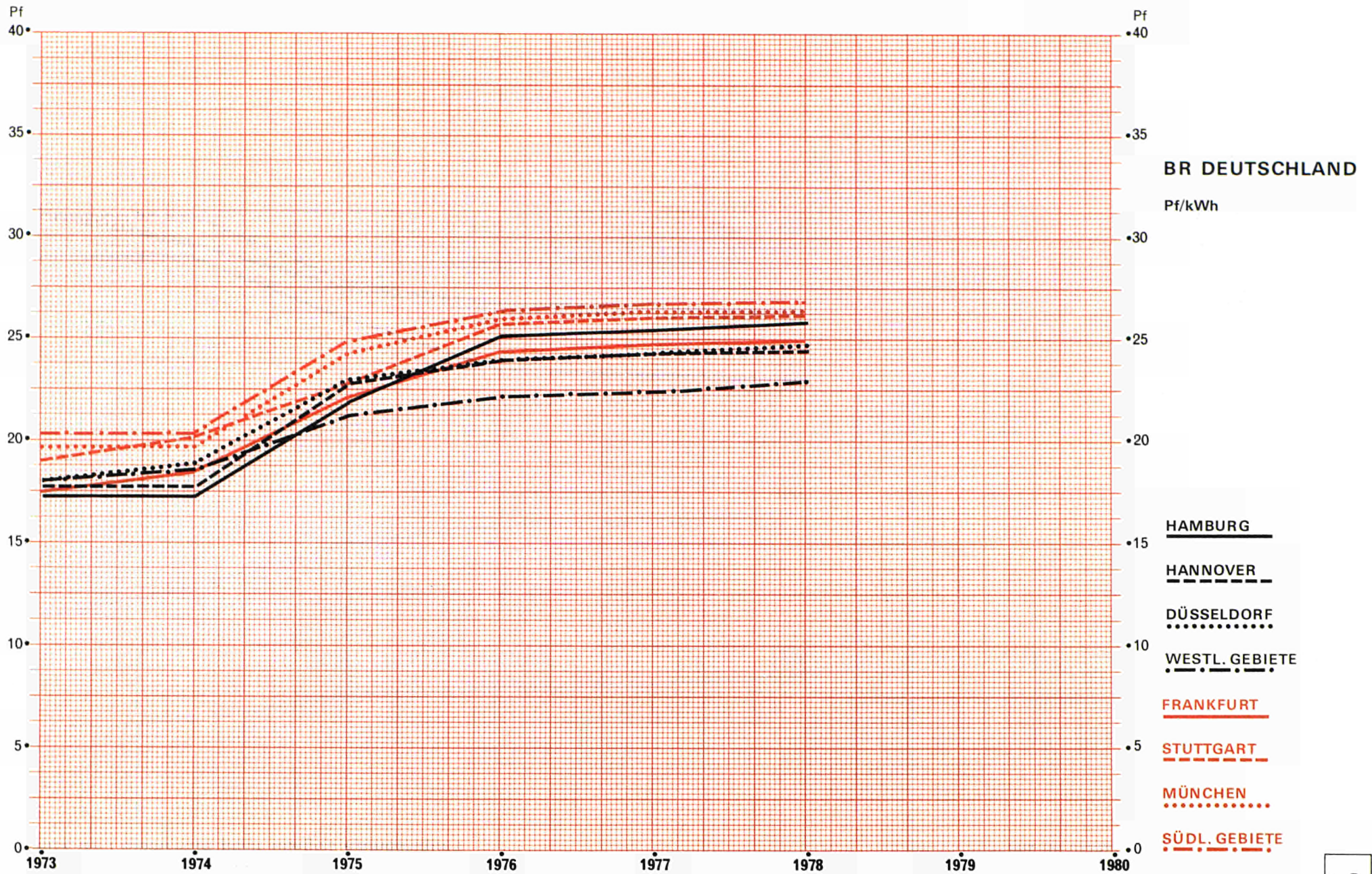
EUR 9 **Standard de pouvoir d'achat déflaté/ 100 kWh**

Luxembourg	London	Dublin	København	Selling price Prix de vente	
3,87 3,45 3,75 3,67 3,67 3,67	/	(*) 4,68 5,36 5,12 5,12 5,19 5,41	(*) 4,03 4,06 4,77 4,37 4,15 4,13	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _a 30 000 kWh (30 kW, 1 000 h)
3,81 3,24 3,69 3,61 3,63 3,63	(*) 4,35 3,88 3,73 3,70 3,85 4,15	(*) 4,54 5,17 5,12 5,12 5,19 5,41	(*) 4,00 4,04 4,75 4,34 4,13 4,12	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _b 50 000 kWh (50 kW, 1 000 h)
3,20 2,86 3,10 3,04 3,04 3,06	(*) 3,30 2,98 3,00 3,10 3,25 3,50	(*) 3,23 3,86 4,03 3,96 4,15 4,25	(*) 2,95 2,99 3,78 3,47 3,31 3,45	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _c 160 000 kWh (100 kW, 1 600 h)
2,78 2,47 2,70 2,66 2,66 2,68	2,48 2,28 2,43 2,58 2,73 2,95	2,28 2,91 3,16 3,01 3,20 3,25	(*) 2,21 2,26 3,07 2,80 2,70 3,00	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _d 1 250 000 kWh (500 kW, 2 500 h)
2,39 2,15 2,33 2,27 2,29 2,31	2,00 1,88 2,13 2,33 2,45 2,60	1,87 2,48 2,74 2,57 2,82 2,82	(*) 1,79 1,85 2,68 2,45 2,38 2,66	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _e 2 000 000 kWh (500 kW, 4 000 h)
2,31 2,07 2,23 2,19 2,21 2,21	1,95 1,83 2,10 2,28 2,43 2,60	1,72 2,35 2,69 2,57 2,82 2,82	1,46 1,52 2,31 2,10 1,97 2,31	1973 1974 1975 1976 1977 1978	I _f 10 000 000 kWh (2 500 kW, 4 000 h)

(*) low voltage/basse tension.

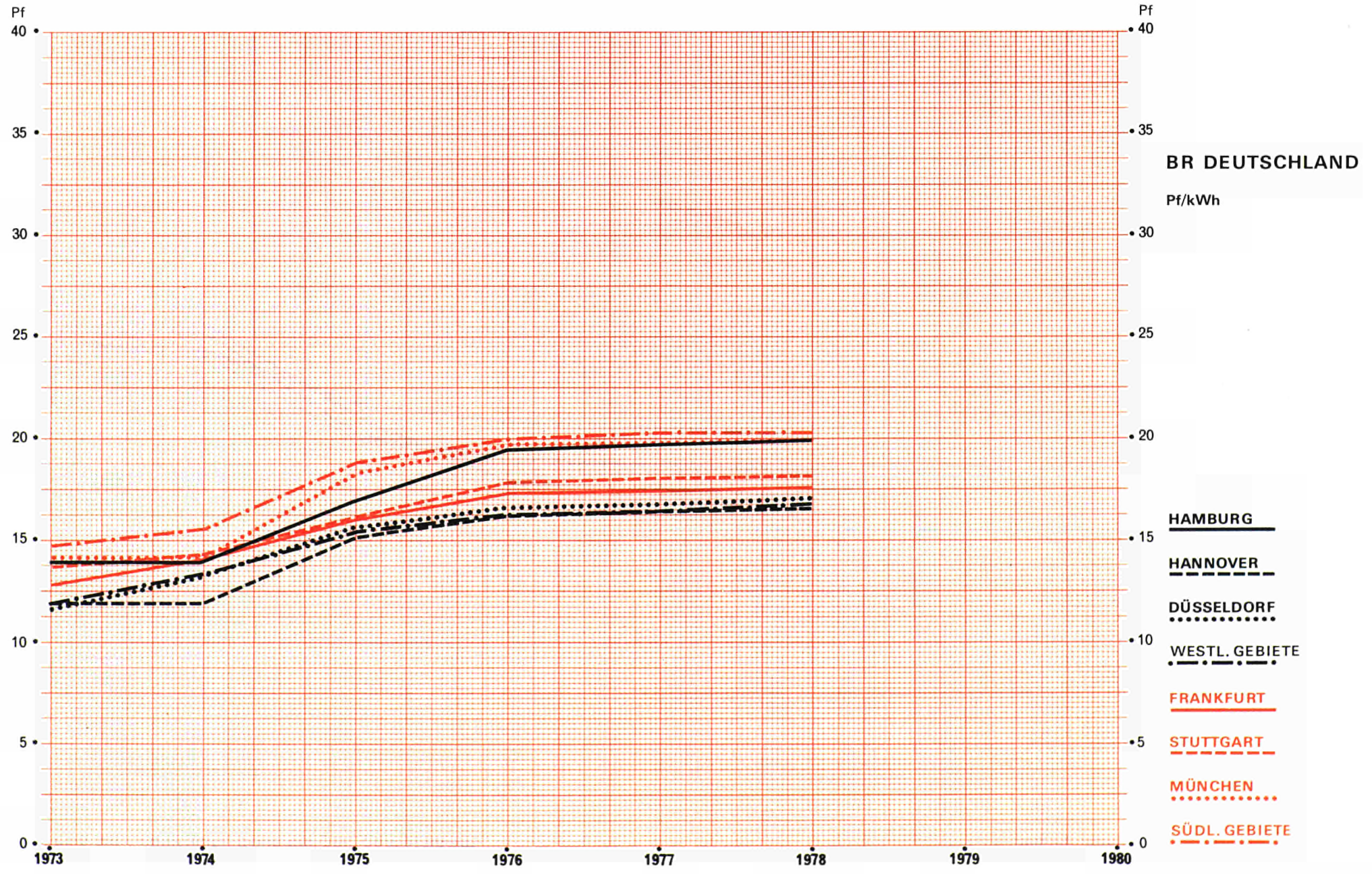
Electricity prices for households
 Prix de l'électricité pour usages domestiques

Db Selling price
 Prix de vente



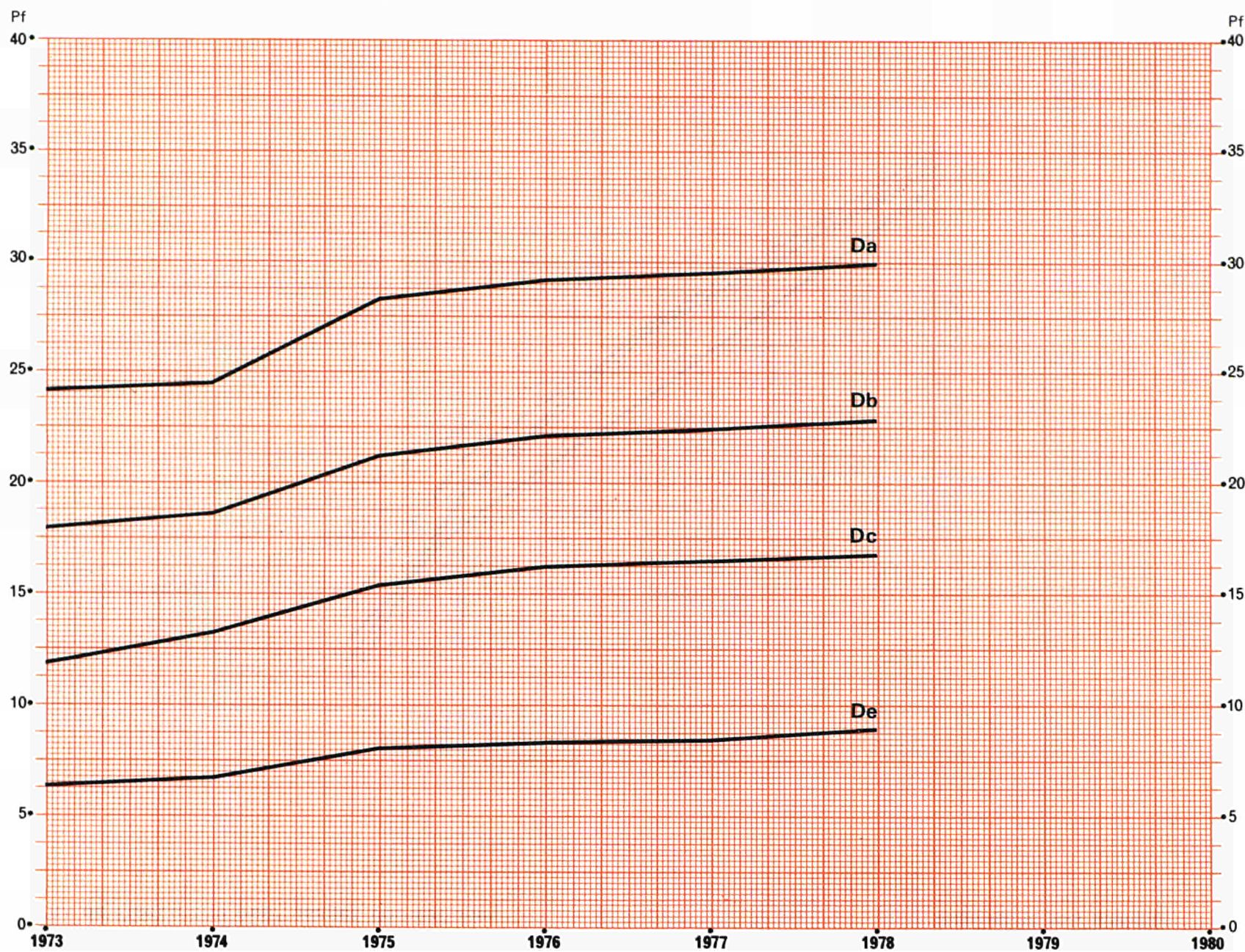
Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

Dc Selling price
Prix de vente



Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

Selling price
Prix de vente

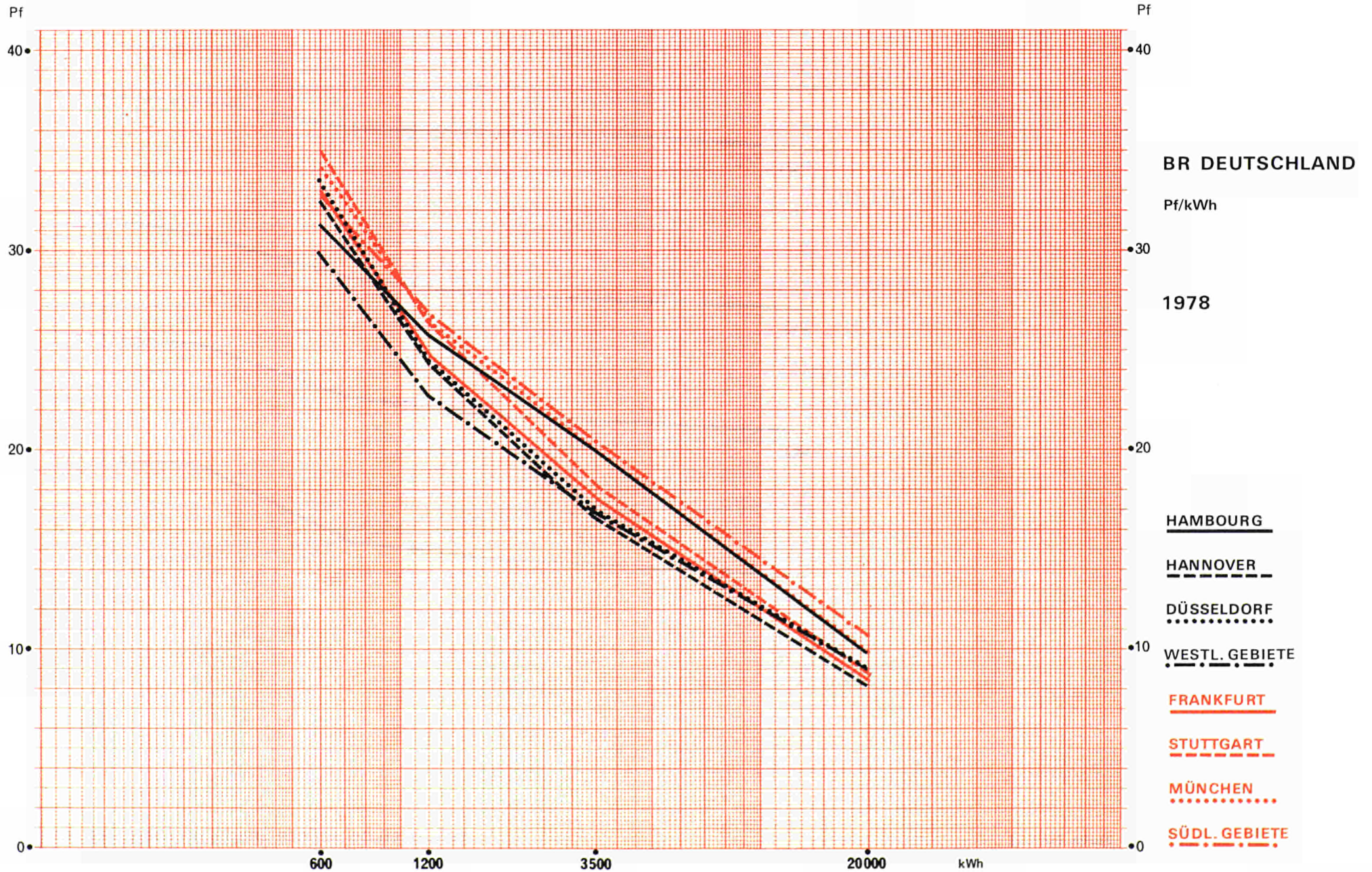


BR DEUTSCHLAND
WESTL. GEBIETE

Pf/kWh

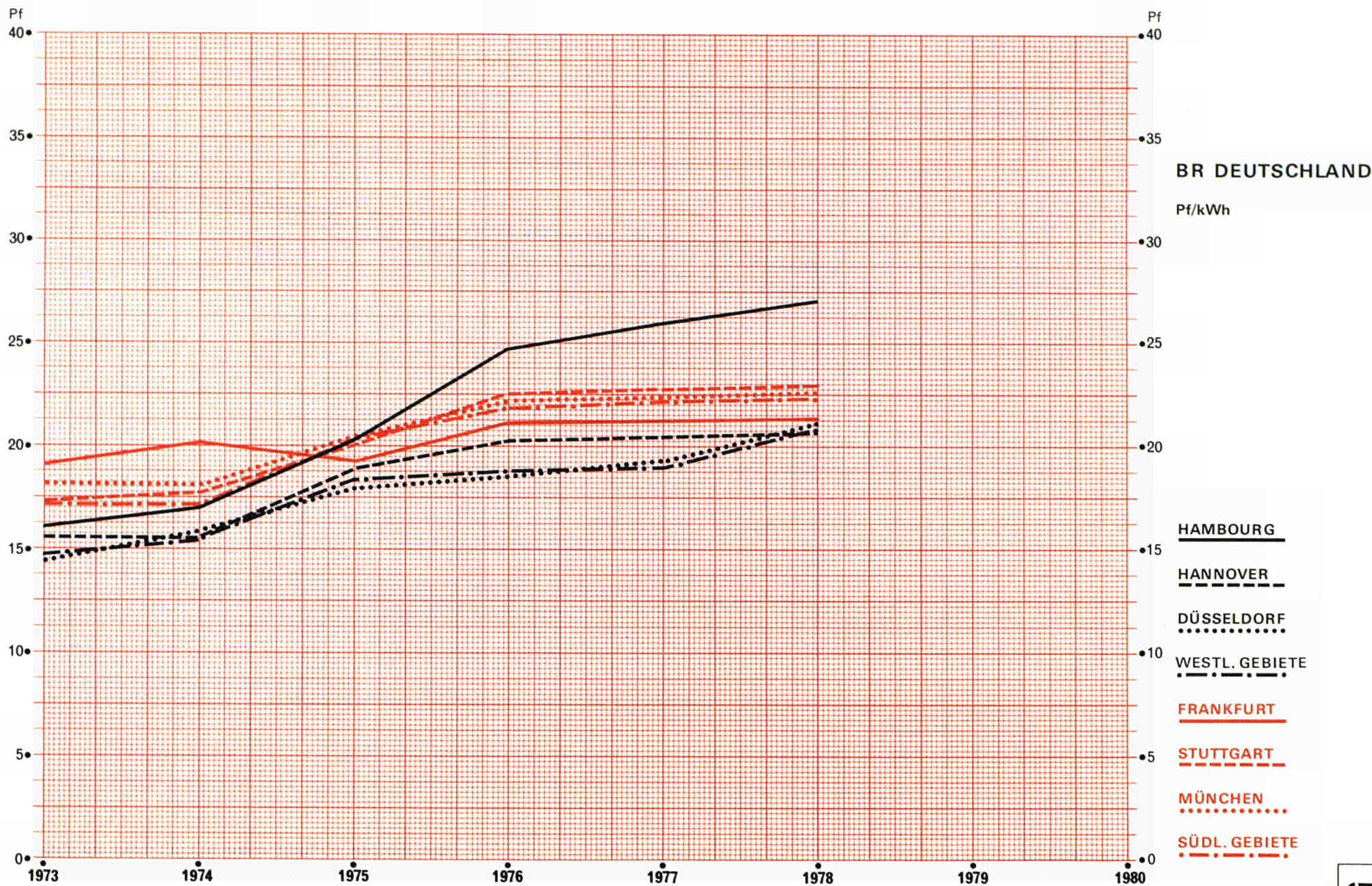
Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

Reduction according to quantity
Dégressivité pour quantités



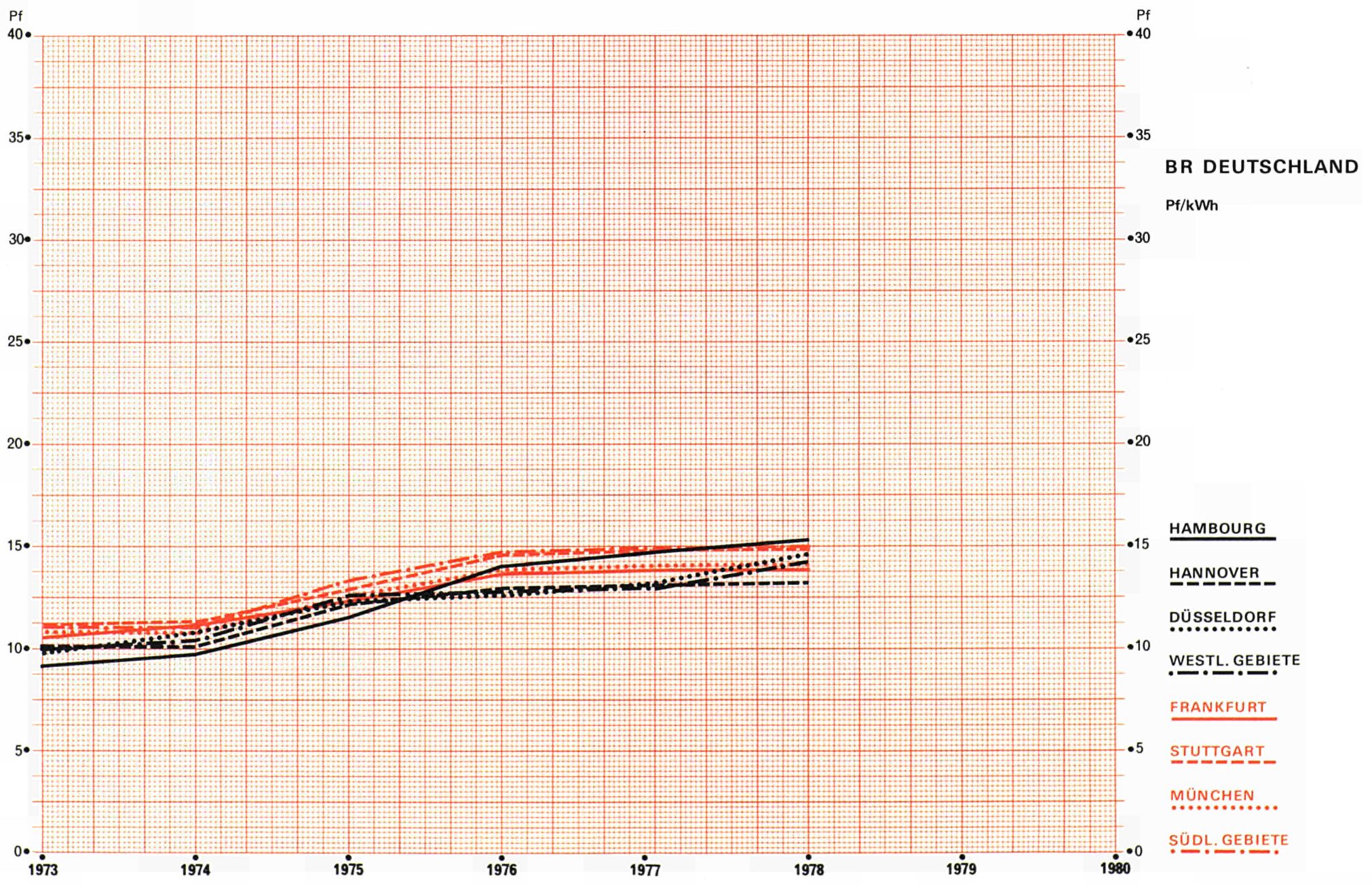
Electricity prices for industry
 Prix de l'électricité pour usages industriels

Ic Selling price
 Prix de vente



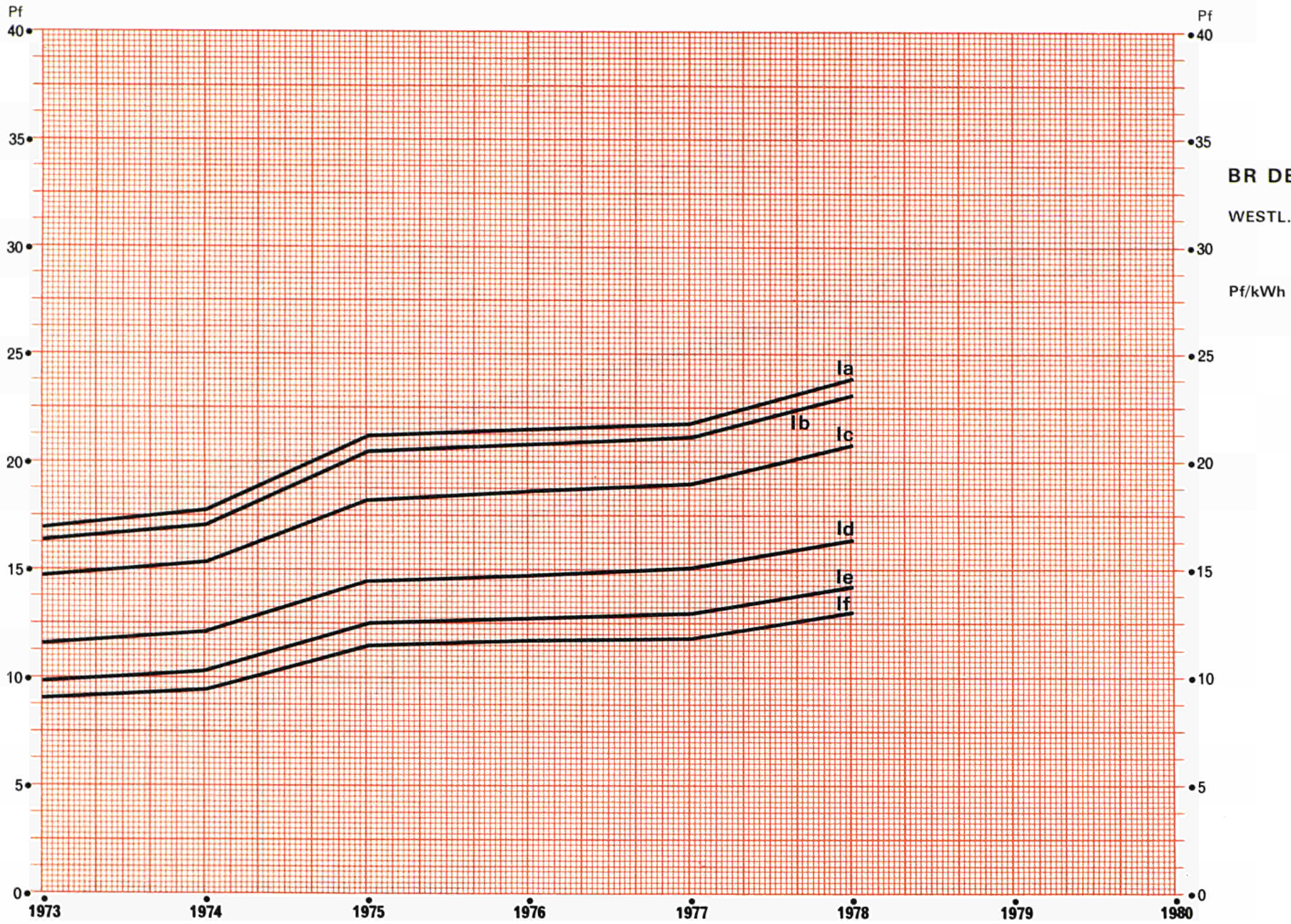
Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

le Selling price
Prix de vente



Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

Selling price
Prix de vente

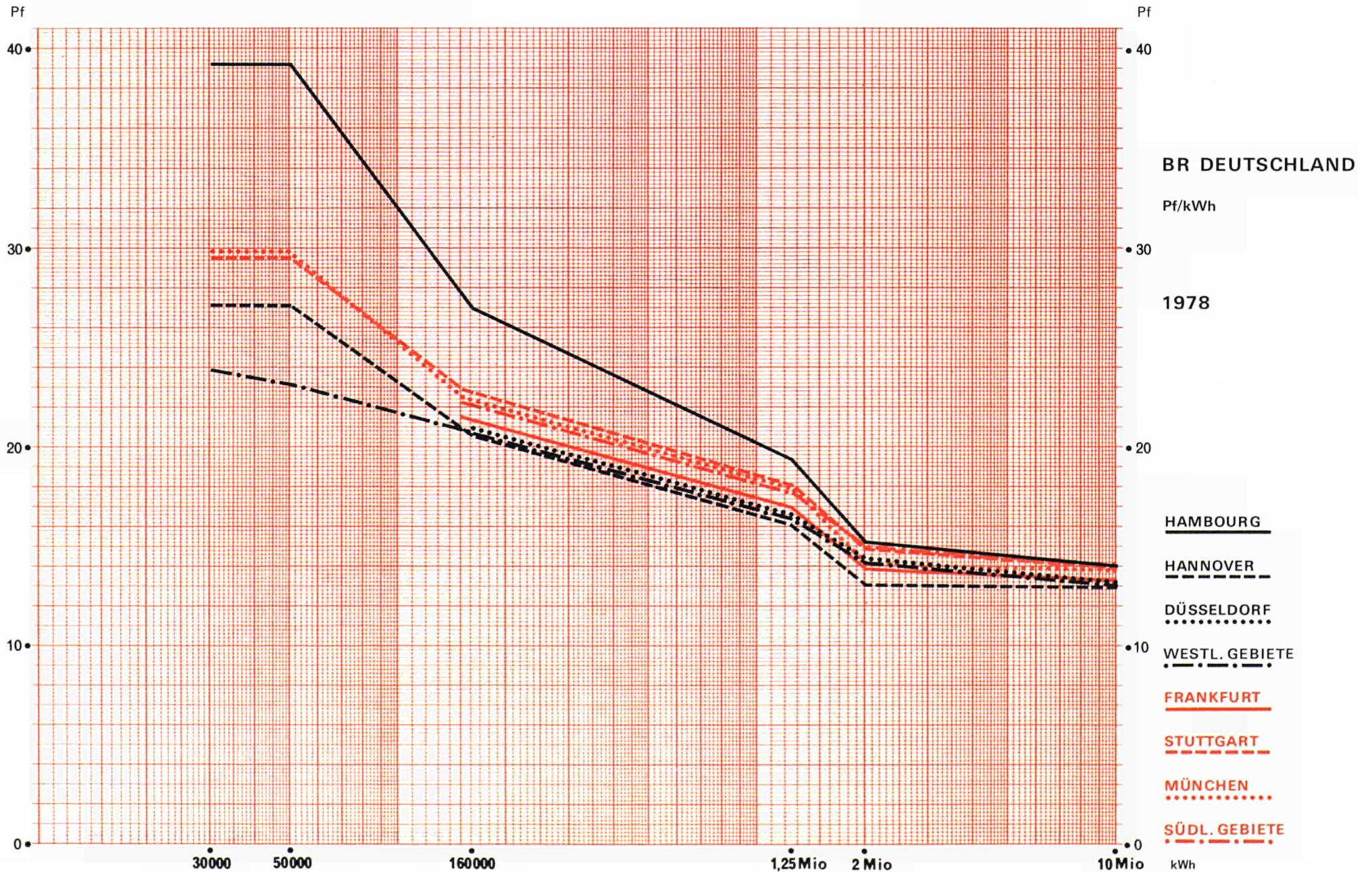


BR DEUTSCHLAND
WESTL. GEBIETE
Pf/kWh



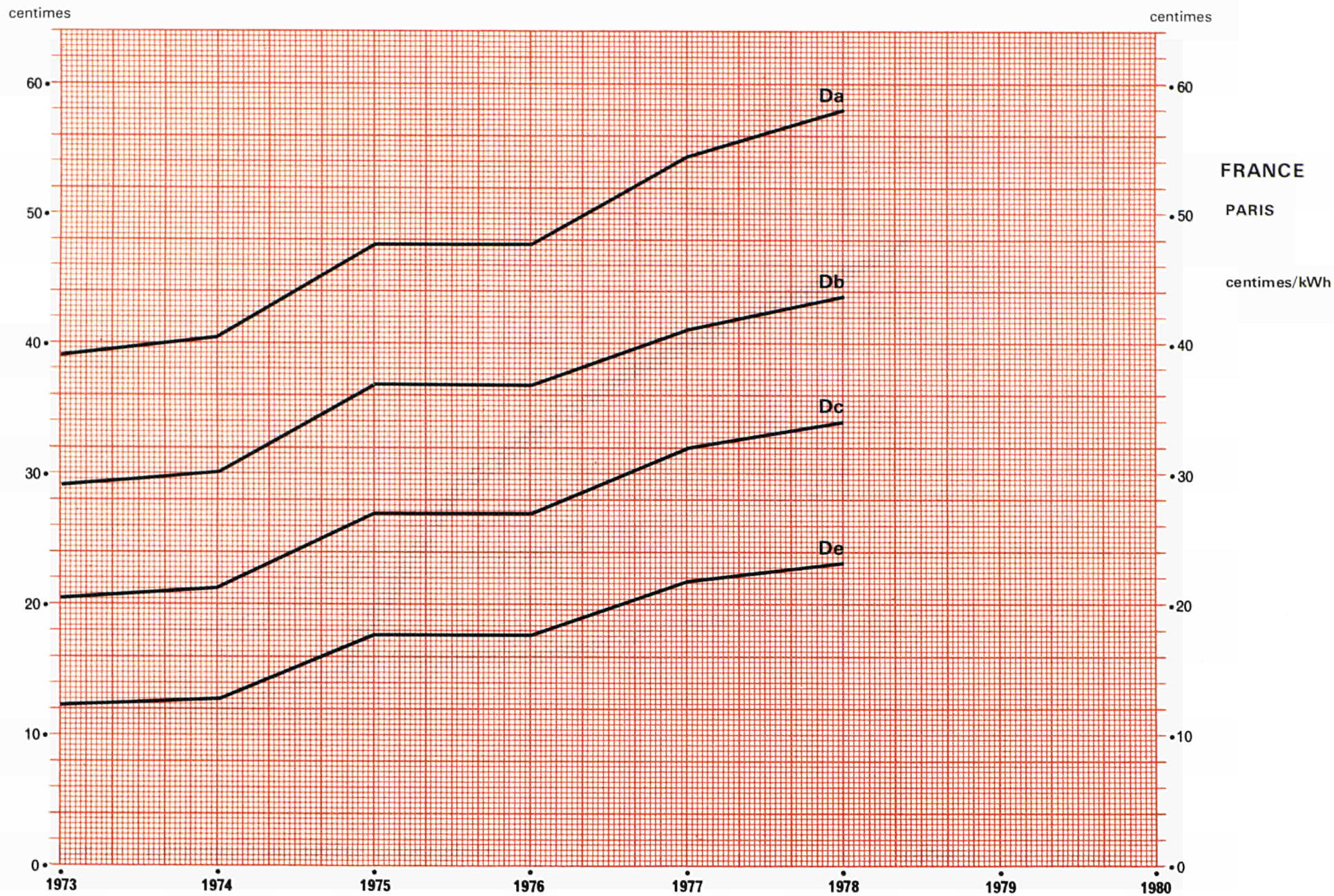
Electricity prices for industry Prix de l'électricité pour usages industriels

Reduction according to quantity
Dégressivité pour quantités



Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

Selling price
Prix de vente



Electricity prices for households Prix de l'électricité pour usages domestiques

Reduction according to quantity
Dégressivité pour quantités

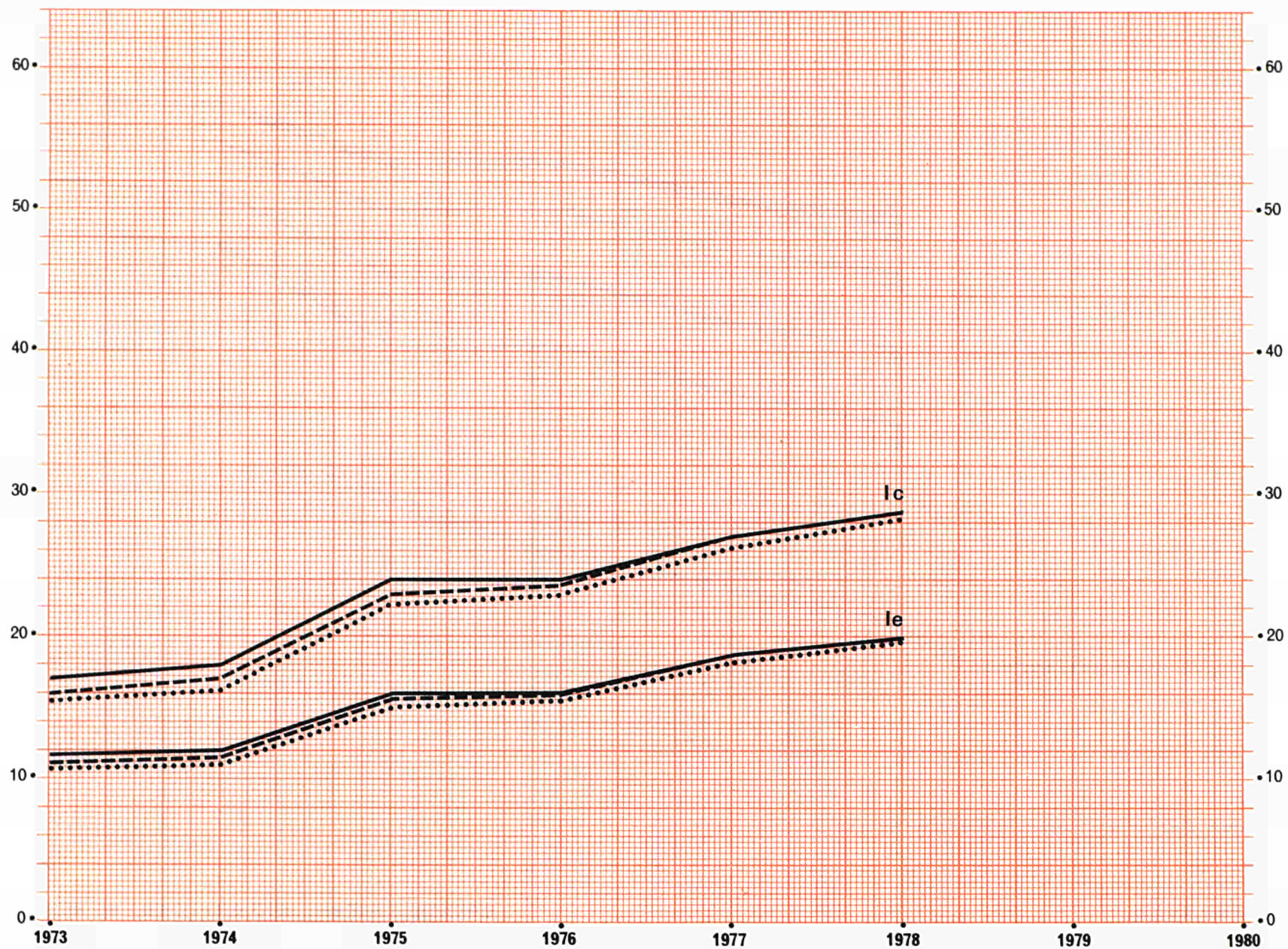


Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

Selling price
Prix de vente

centimes

centimes



FRANCE

centimes/kWh

PARIS, LILLE,
STRASBOURG

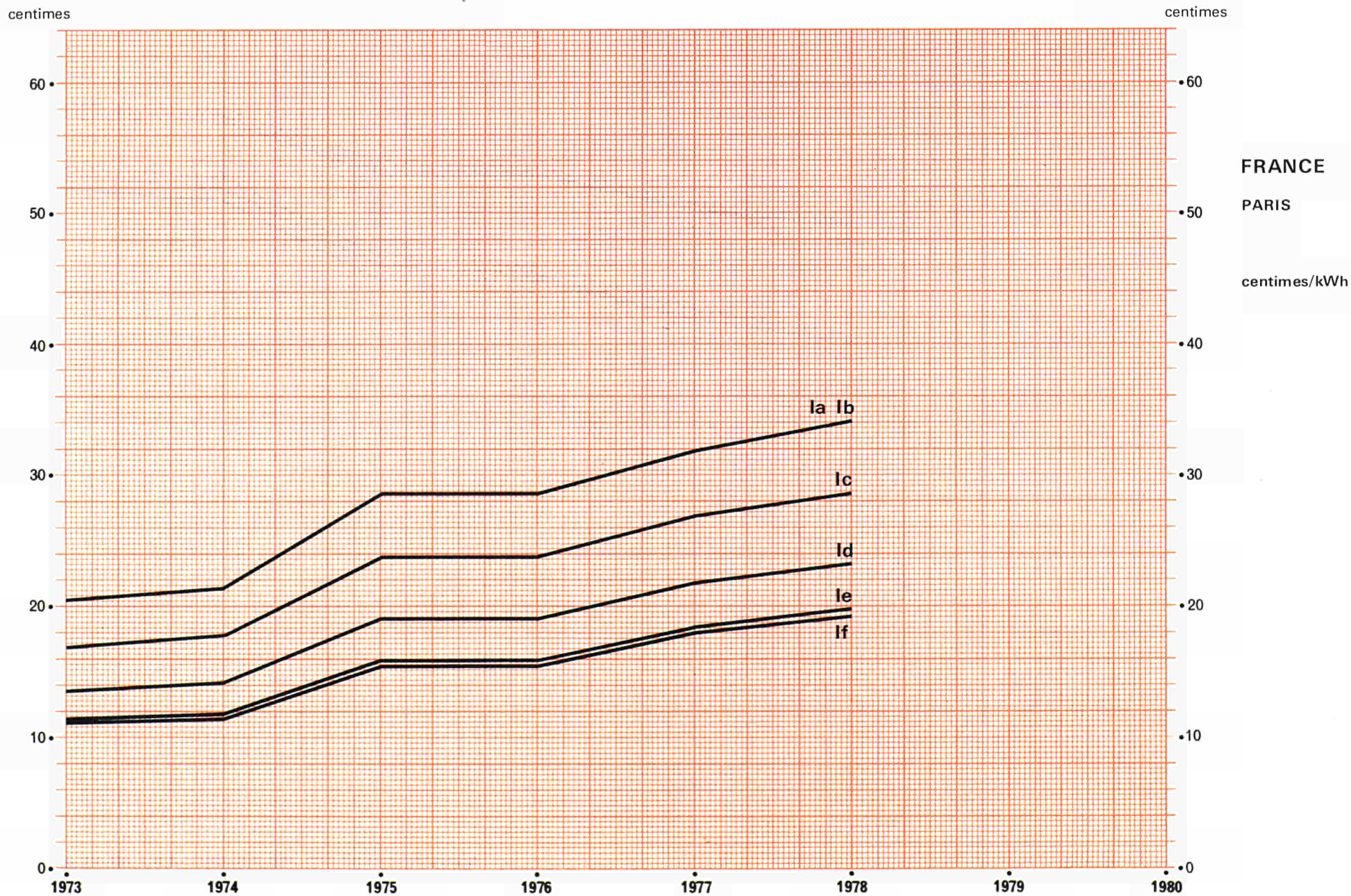
LYON MARSEILLE

TOULOUSE



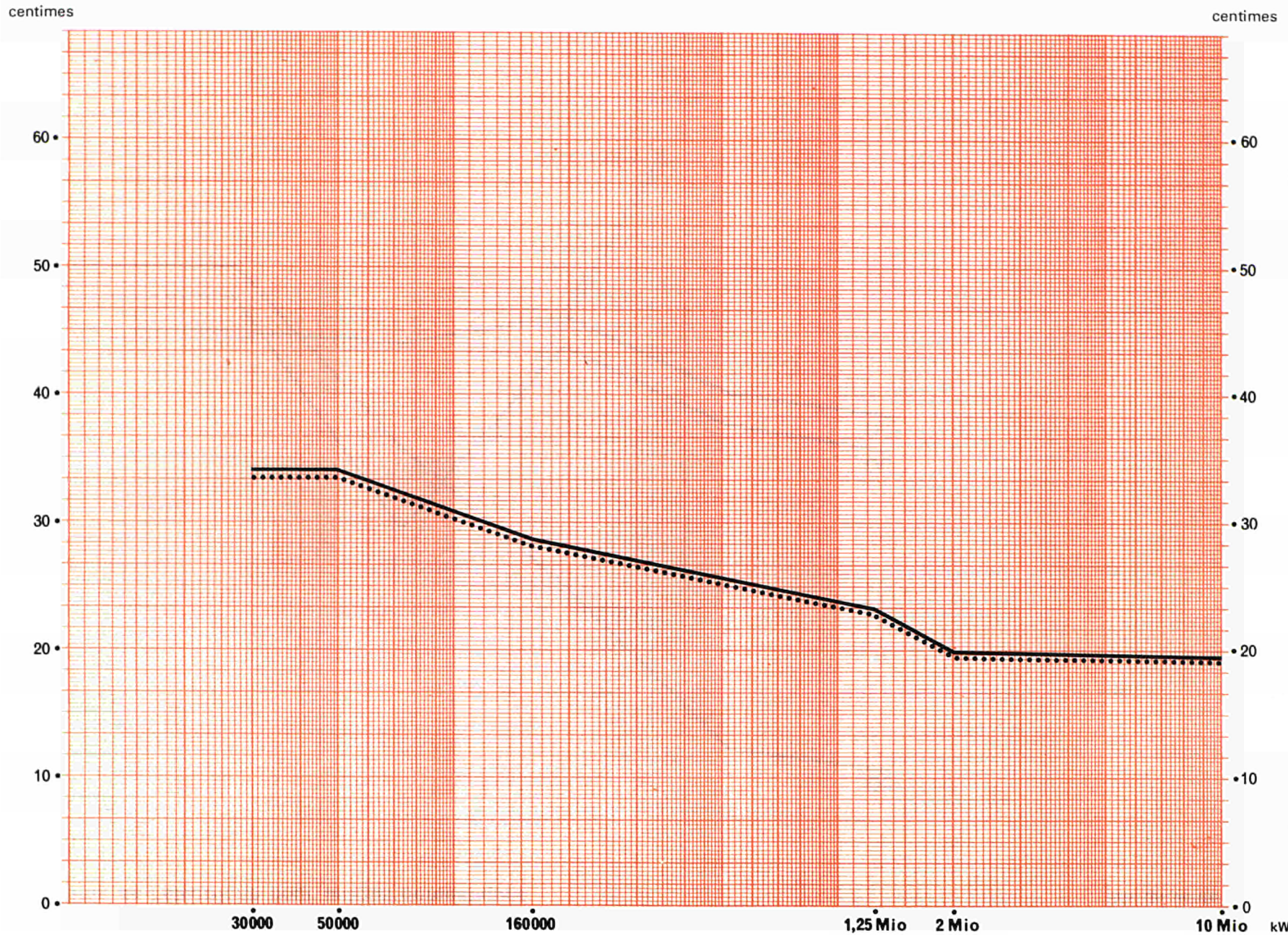
Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

Selling price
Prix de vente



Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

Reduction according to quantity
Dégressivité pour quantités



FRANCE

centimes/kWh

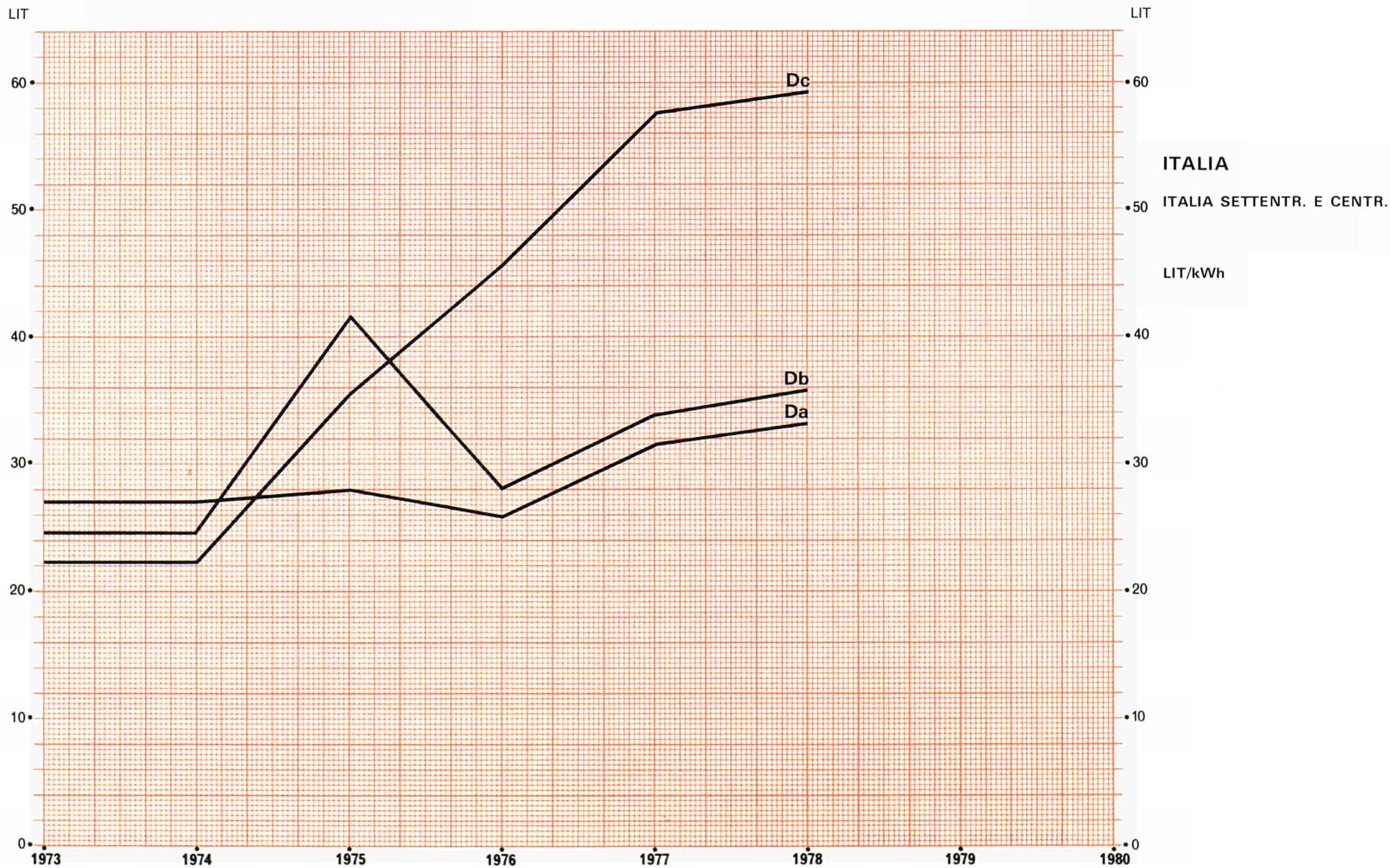
1978

PARIS, LILLE,
STRASBOURG,
LYON, MARSEILLE

TOULOUSE

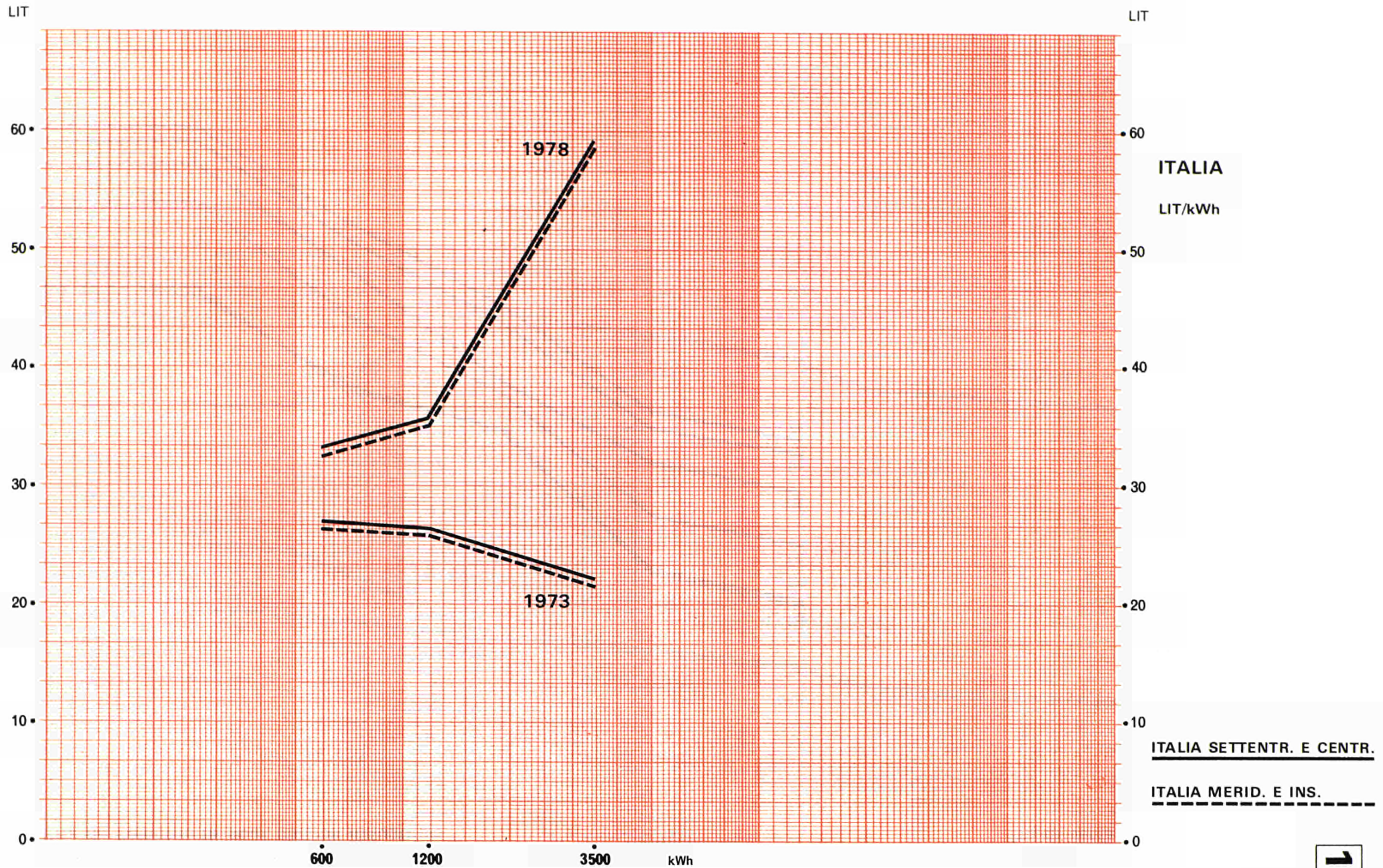
Electricity prices for households
 Prix de l'électricité pour usages domestiques

Selling price
 Prix de vente



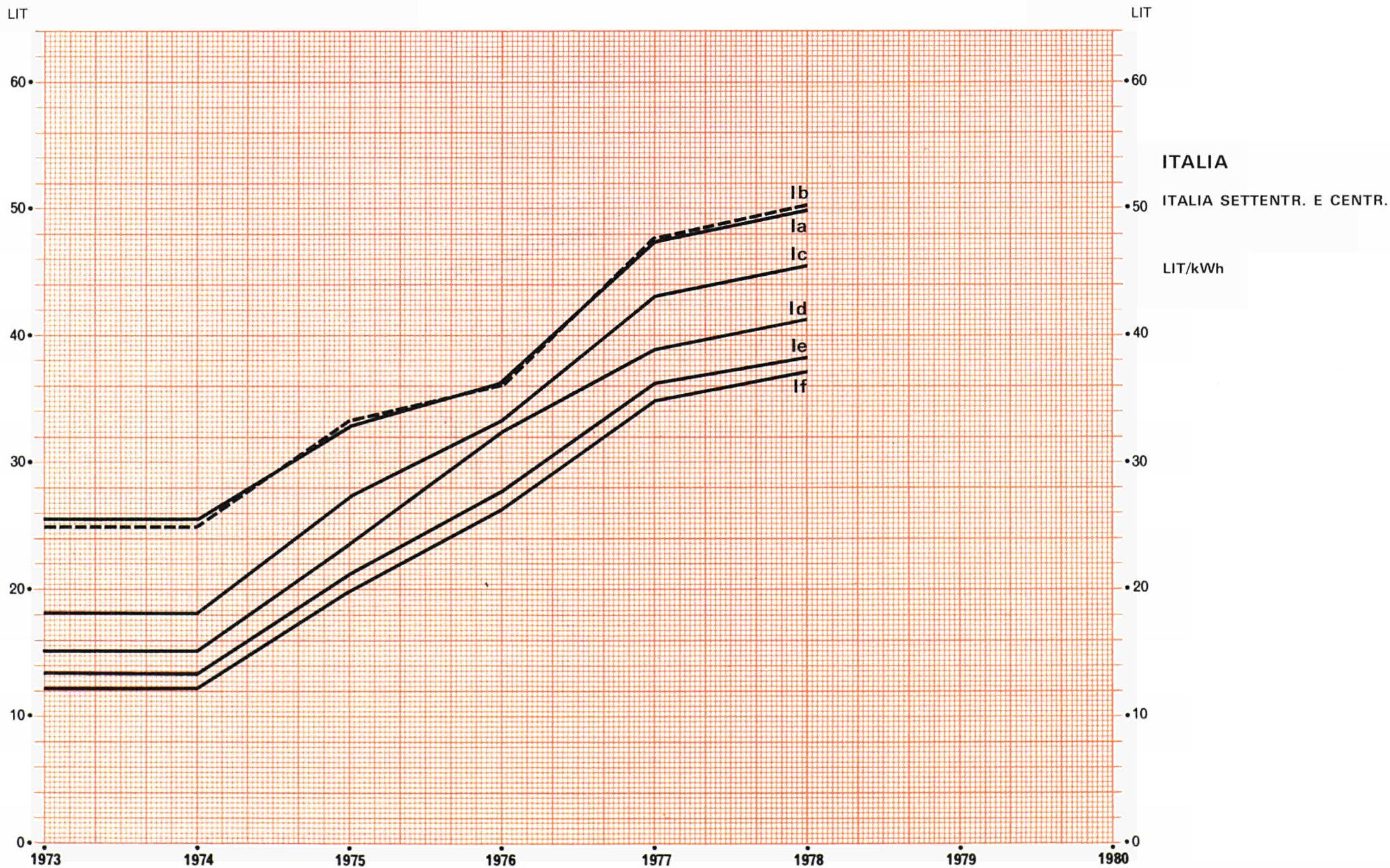
Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

Reduction according to quantity
Dégrossivité pour quantités



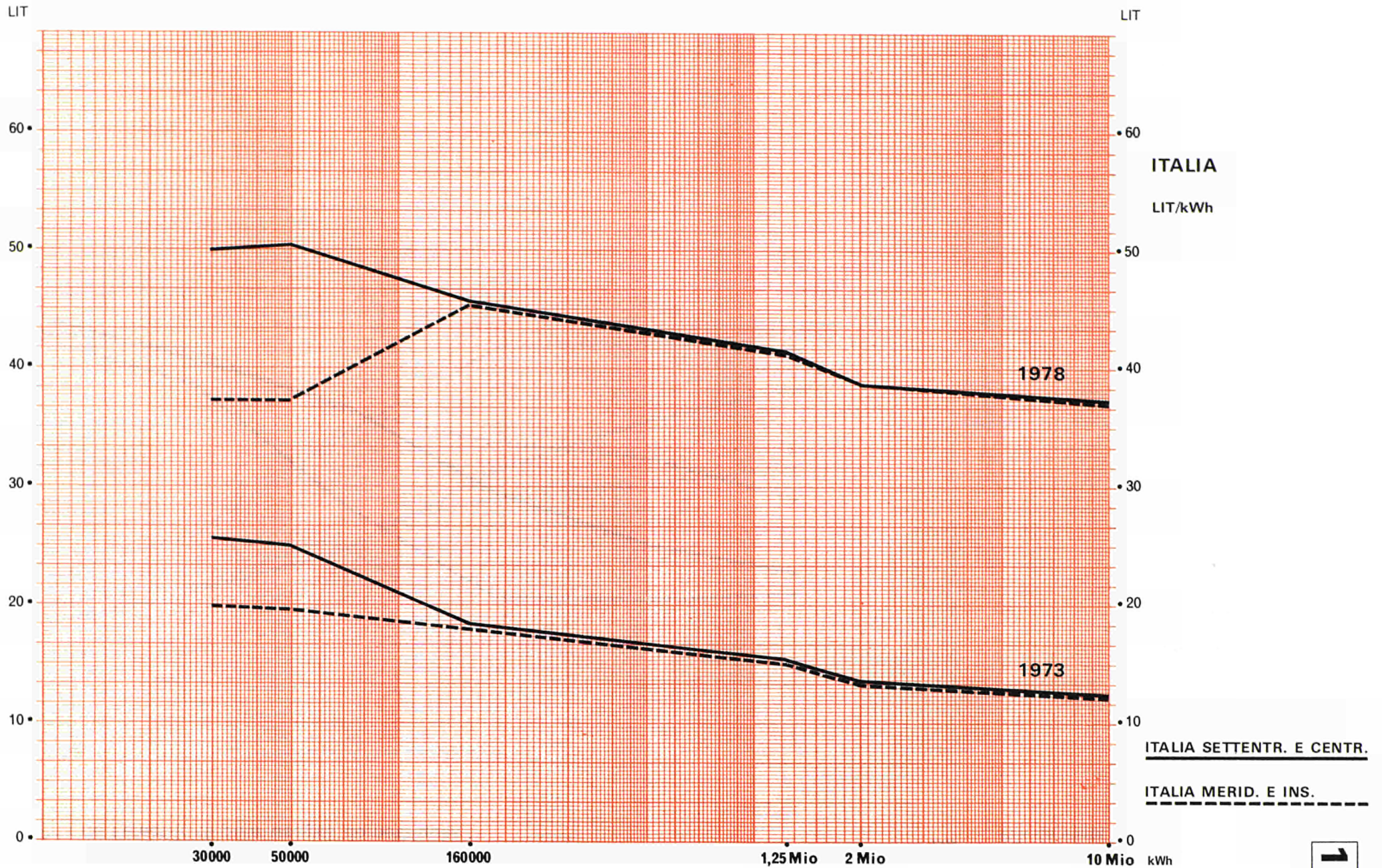
Electricity prices for industry
 Prix de l'électricité pour usages industriels

Selling price
 Prix de vente



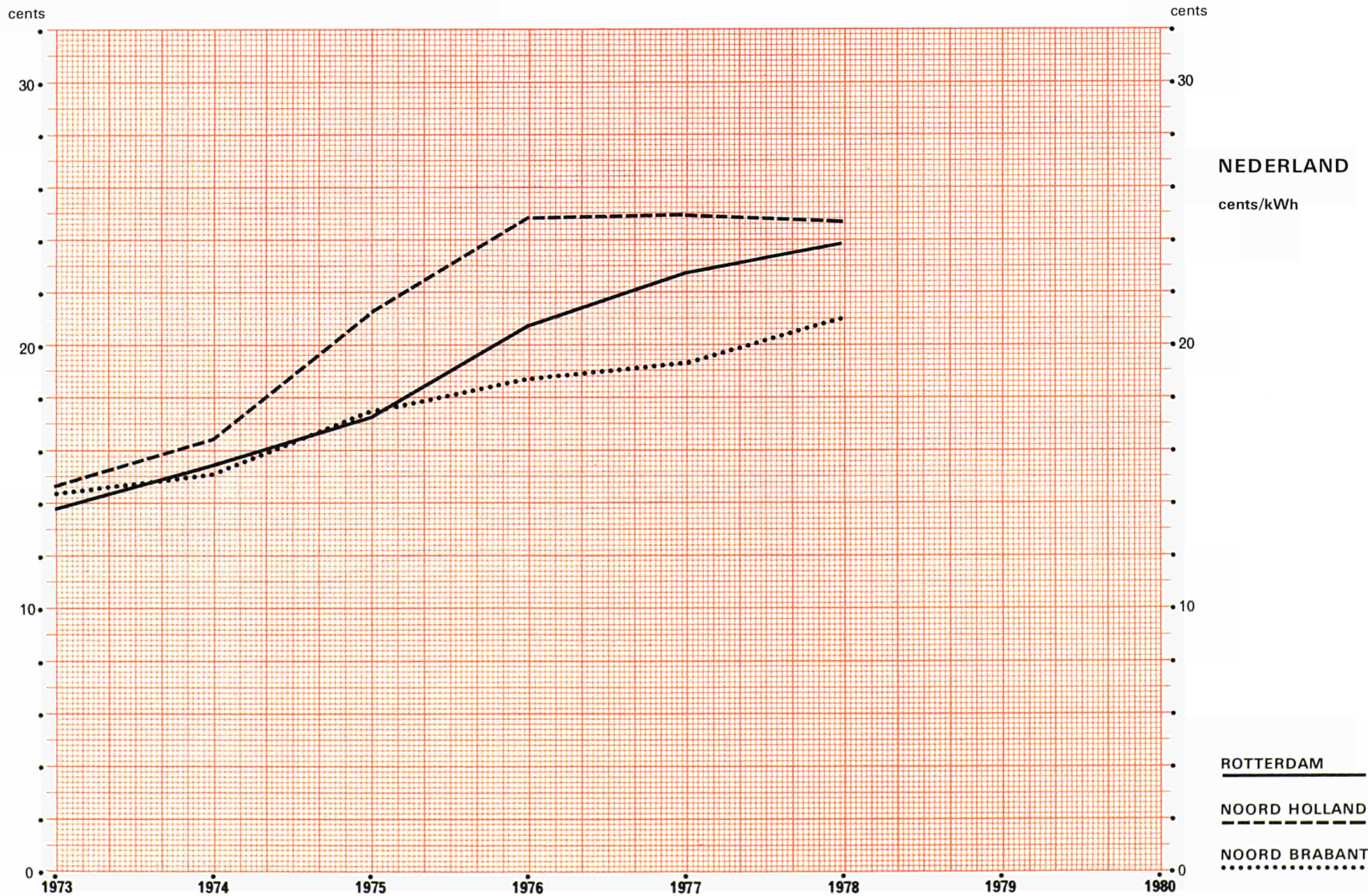
Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

Reduction according to quantity
Dégrossivité pour quantités



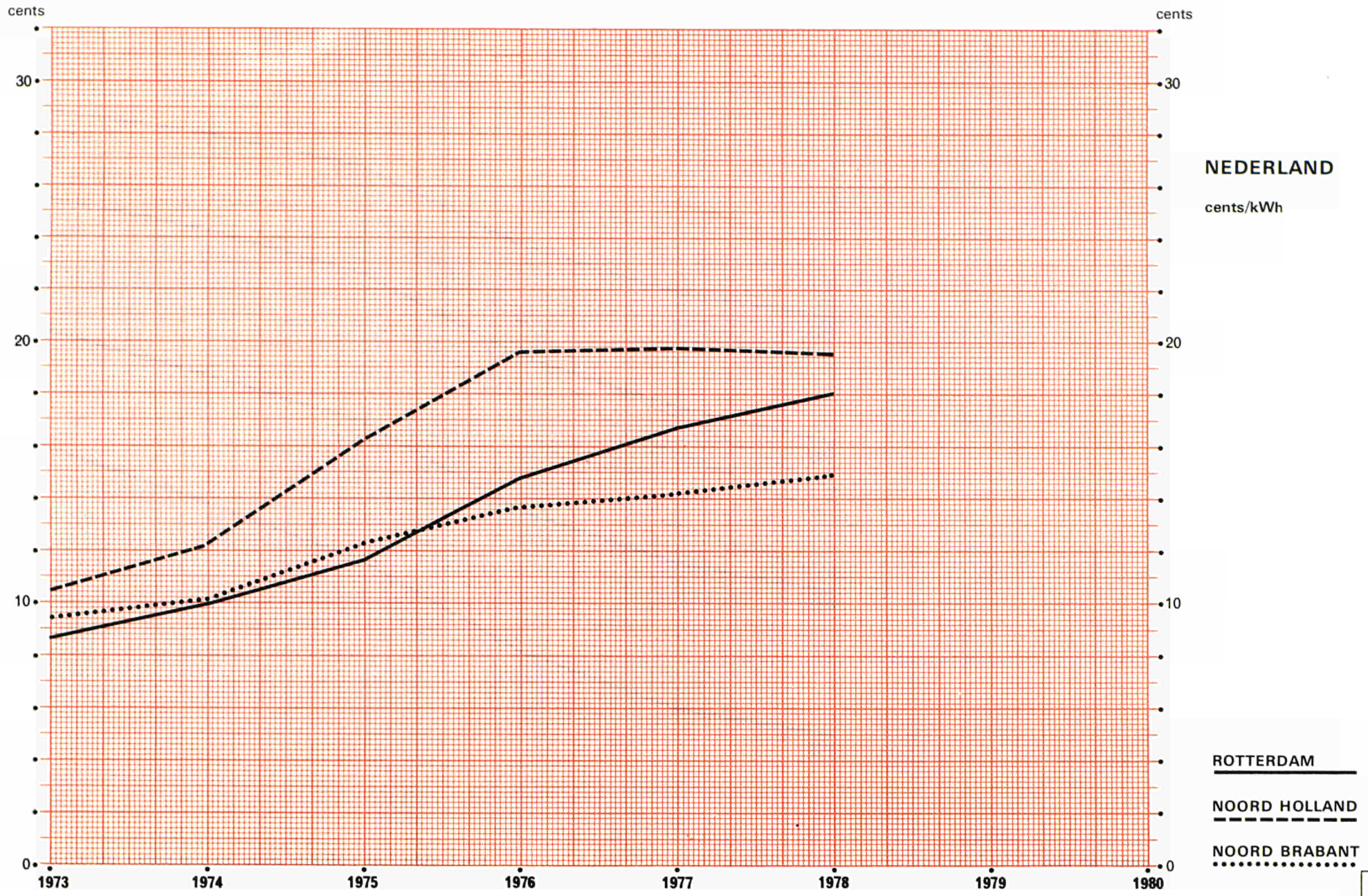
Electricity prices for households Prix de l'électricité pour usages domestiques

Db Selling price
Prix de vente



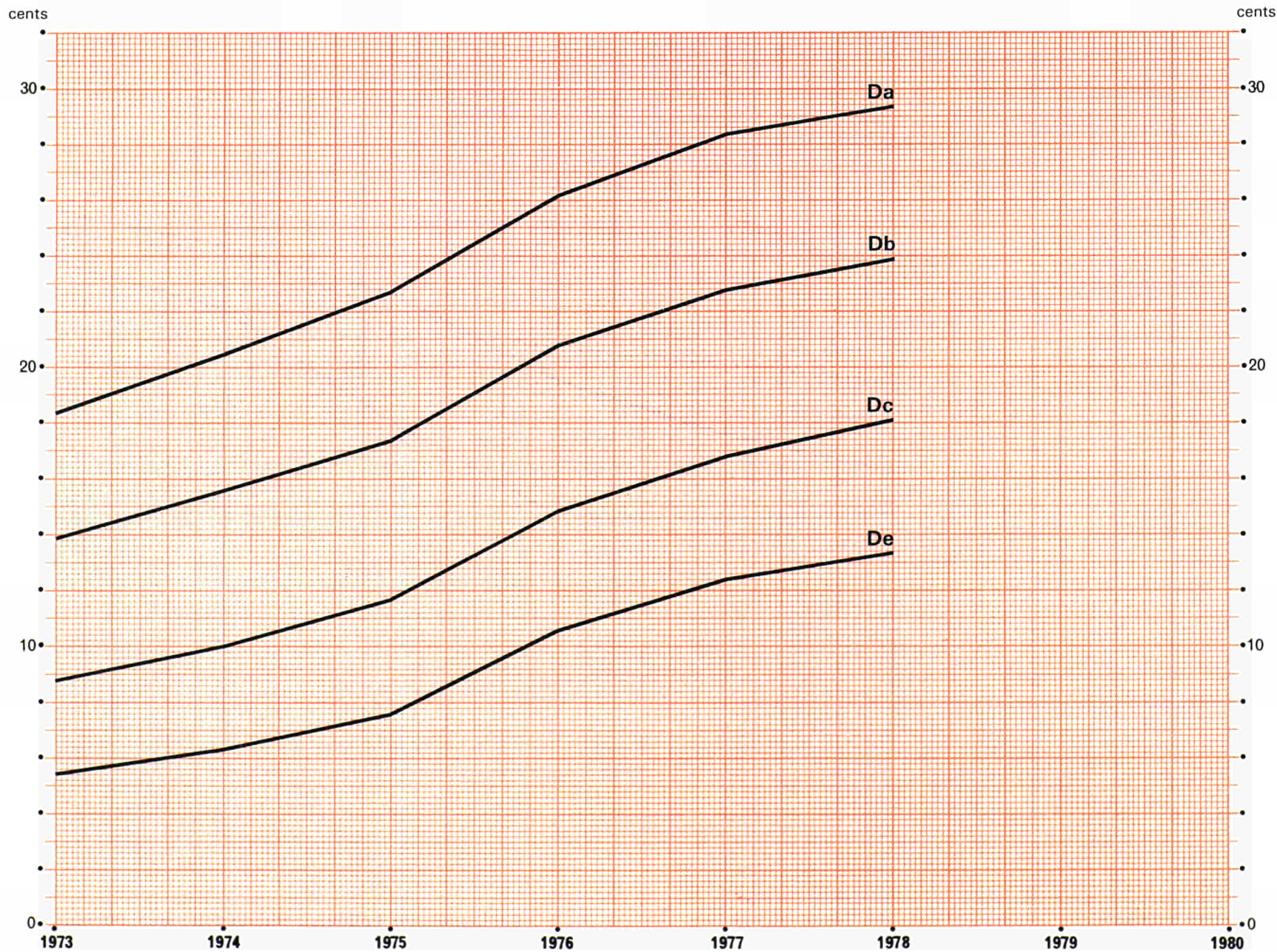
Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

Dc Selling price
Prix de vente



Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

Selling price
Prix de vente

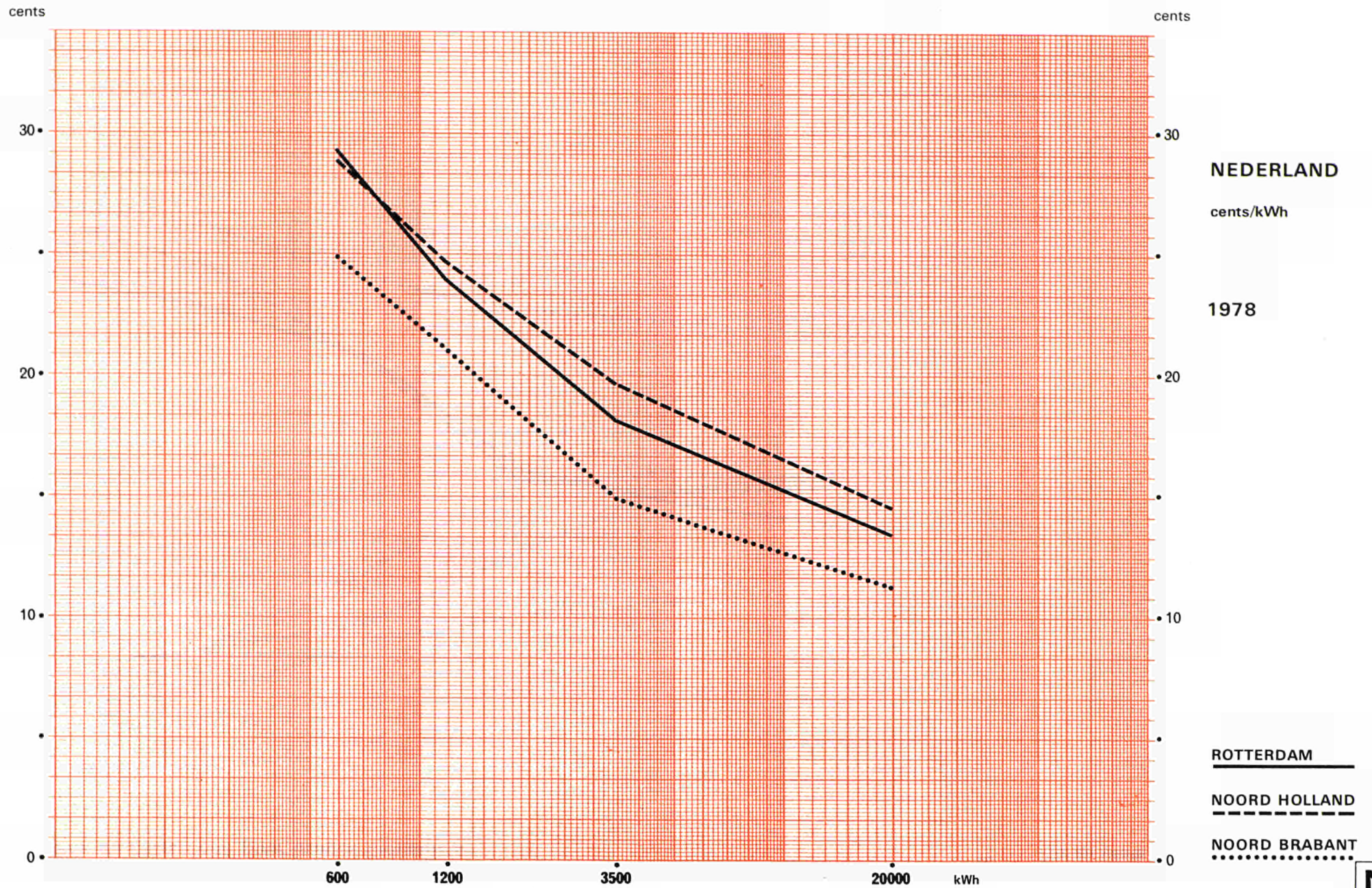


NEDERLAND
ROTTERDAM

cents/kWh

Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

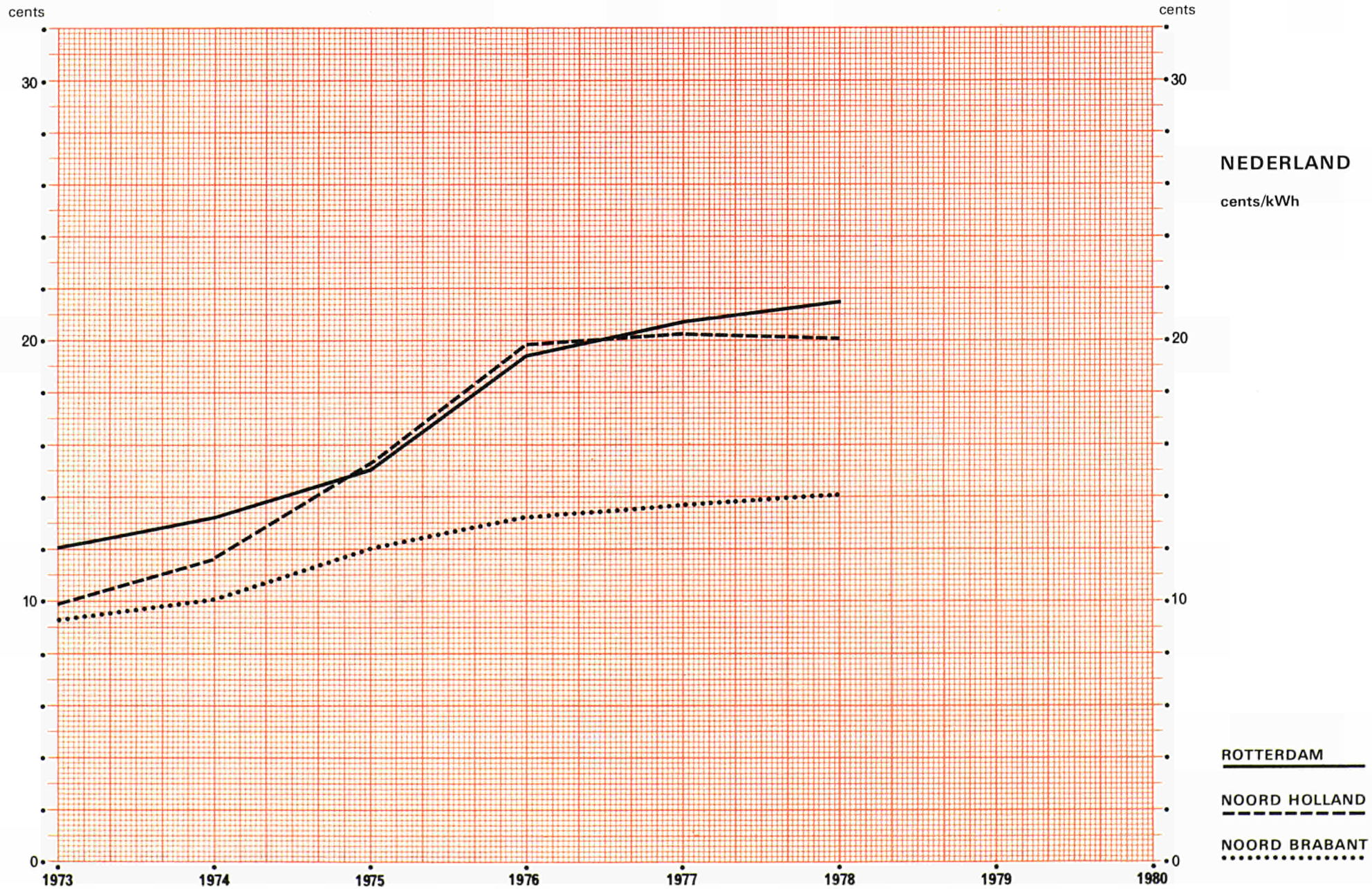
Reduction according to quantity
Dégressivité pour quantités



Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

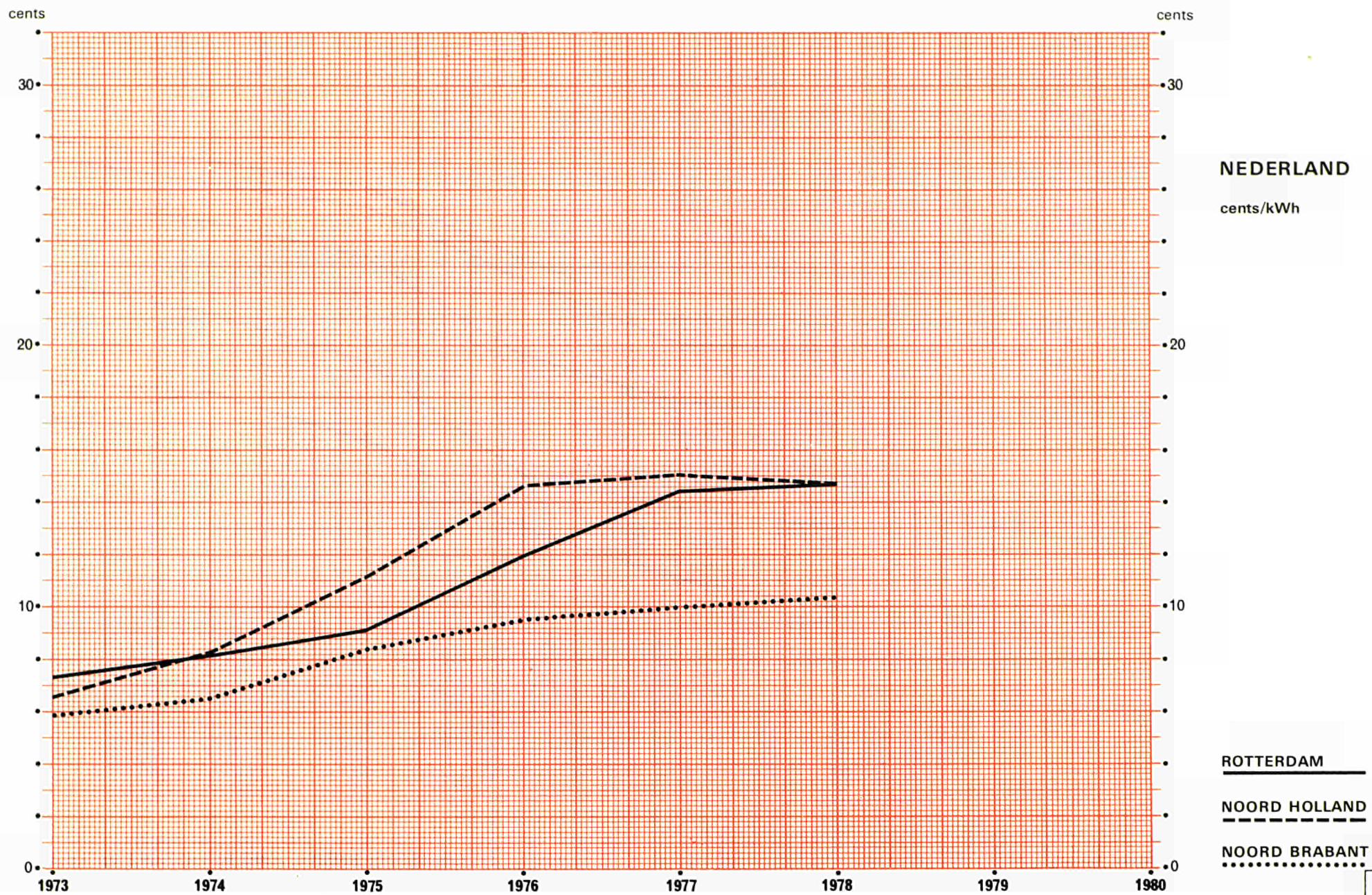
Ic

Selling price
Prix de vente



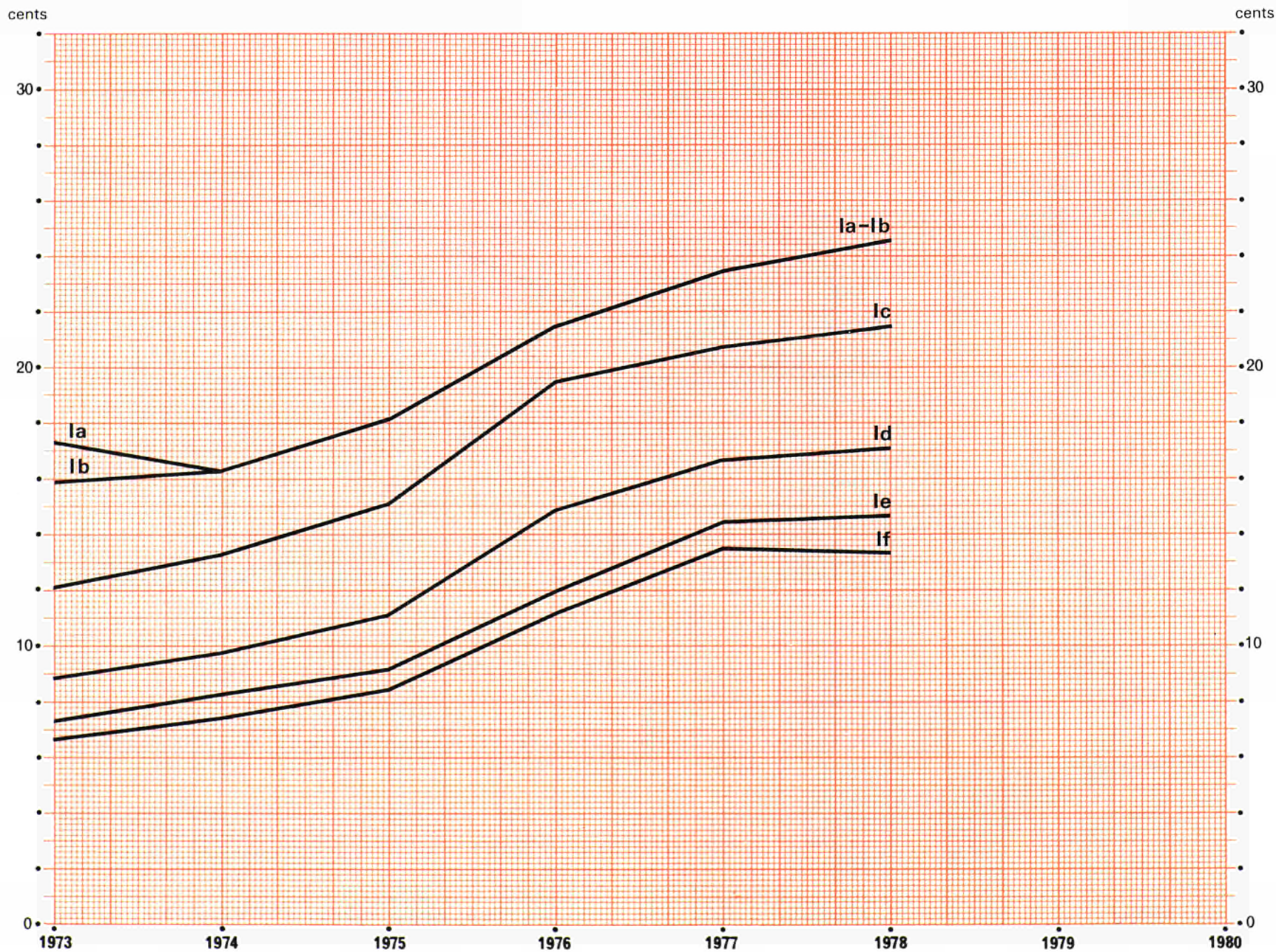
Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

le Selling price
Prix de vente



Electricity prices for industry
 Prix de l'électricité pour usages industriels

Selling price
 Prix de vente

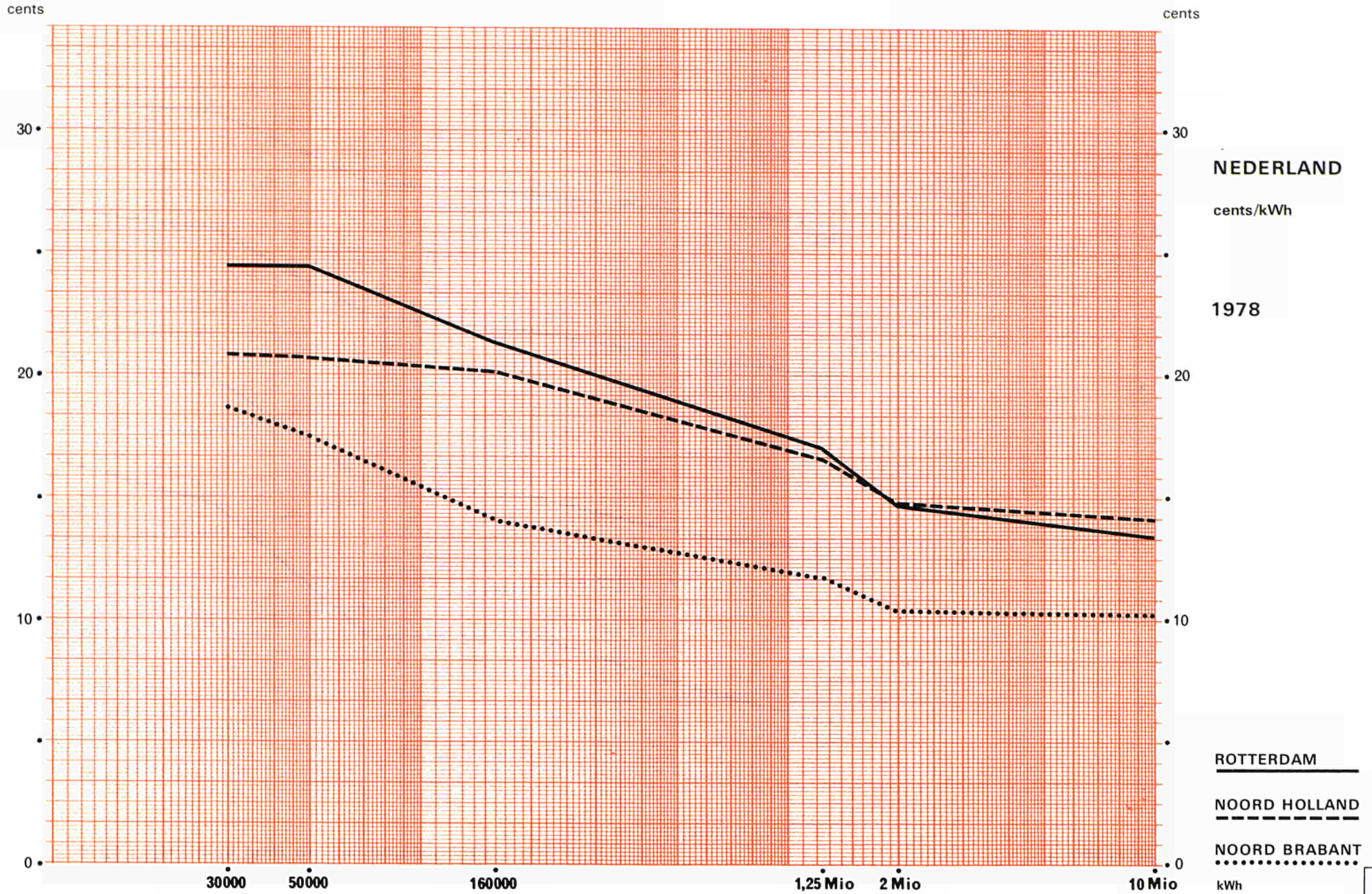


NEDERLAND
 ROTTERDAM

cents/kWh

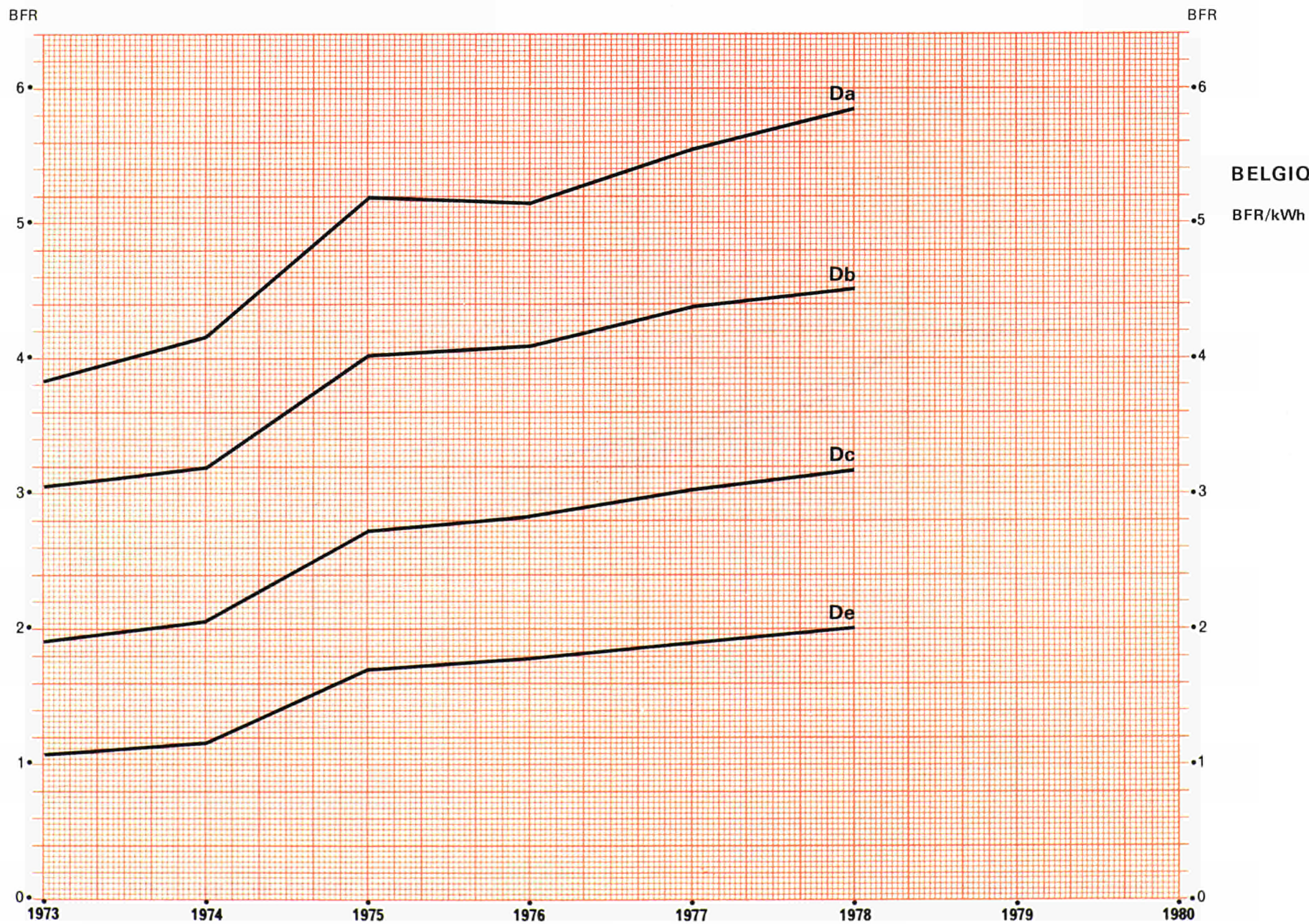
Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

Reduction according to quantity
Dégressivité pour quantités



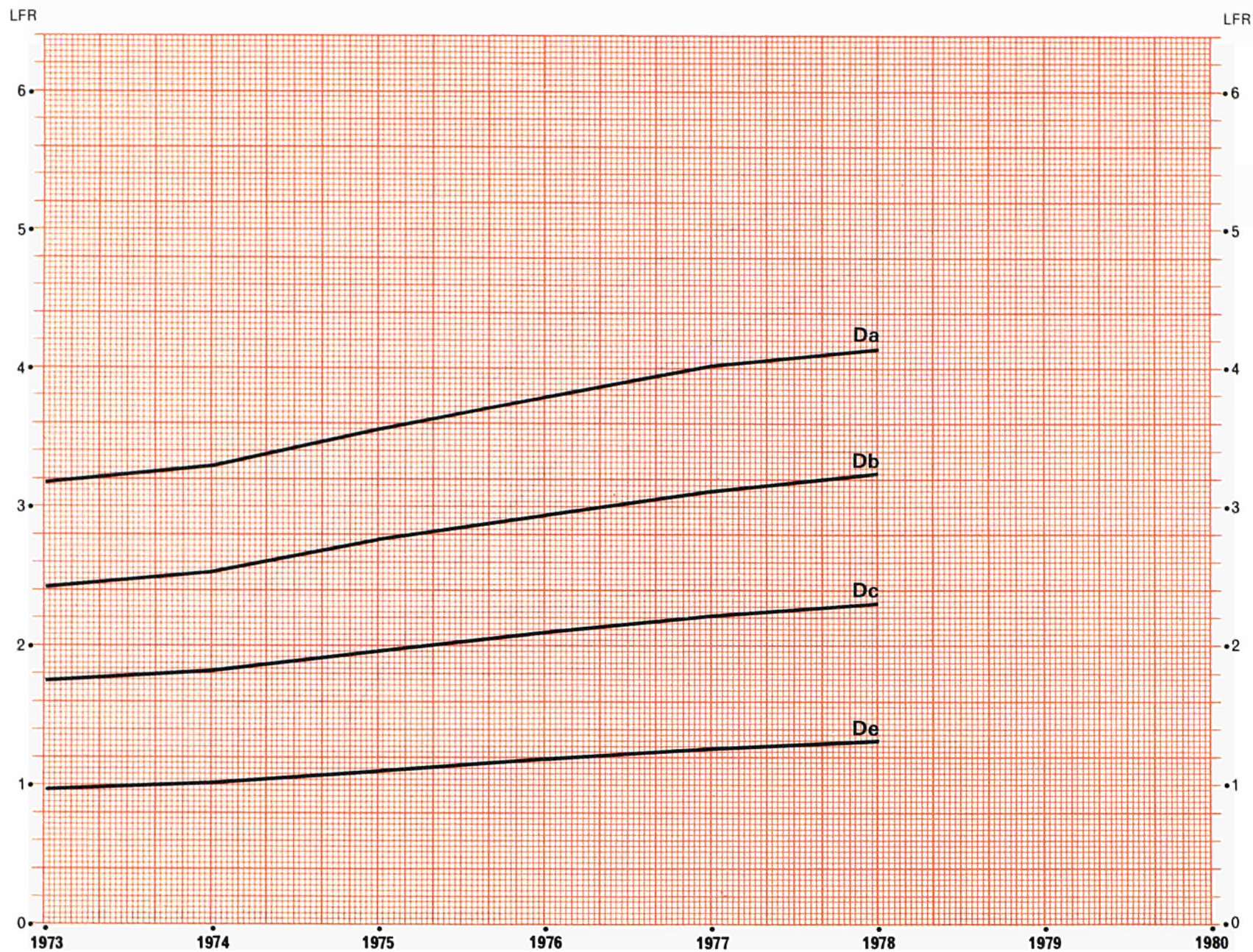
Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

Selling price
Prix de vente



Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

Selling price
Prix de vente



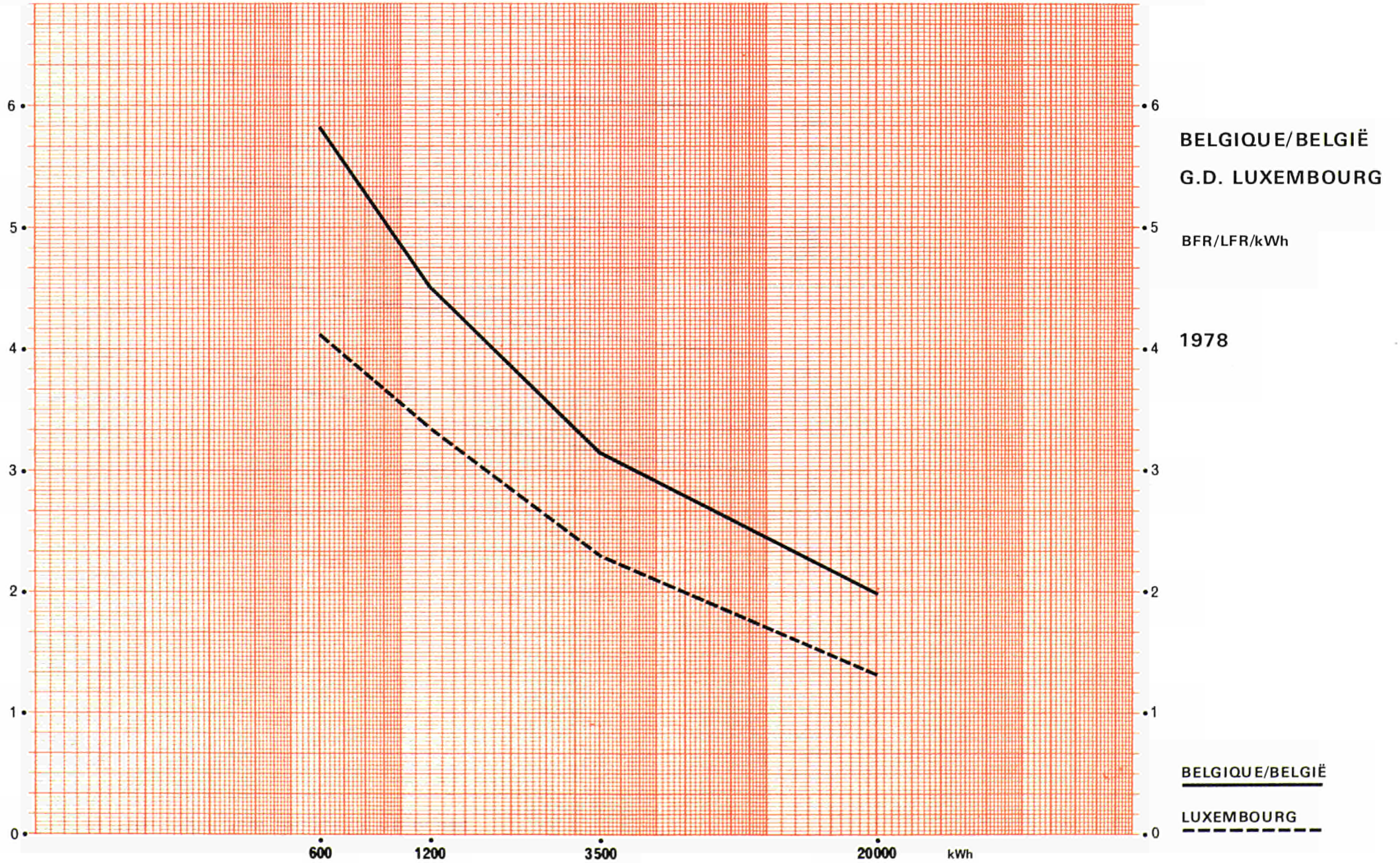
G.D. LUXEMBOURG

LFR/kWh

Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

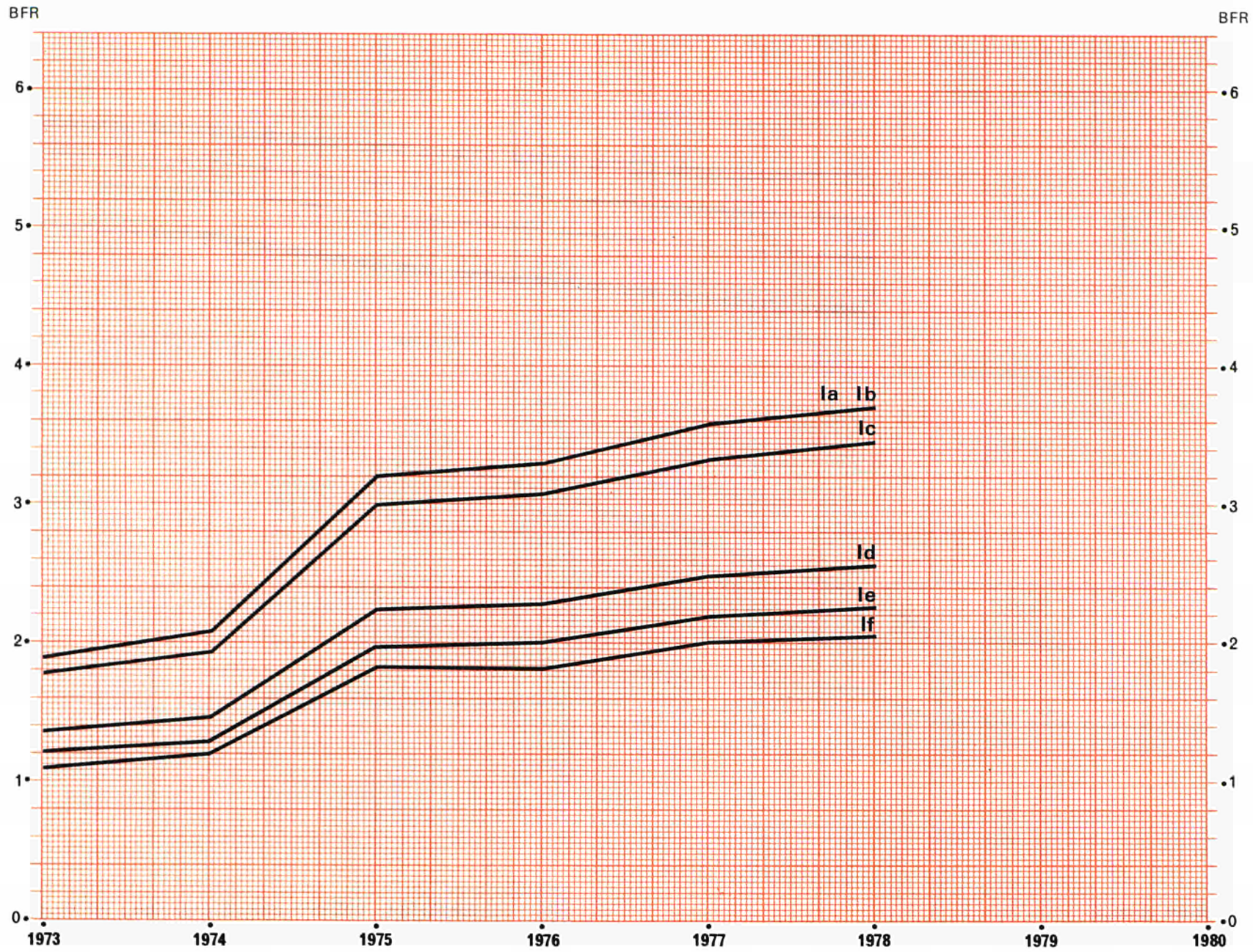
Reduction according to quantity
Dégressivité pour quantités

BFR/LFR BFR/LFR



Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

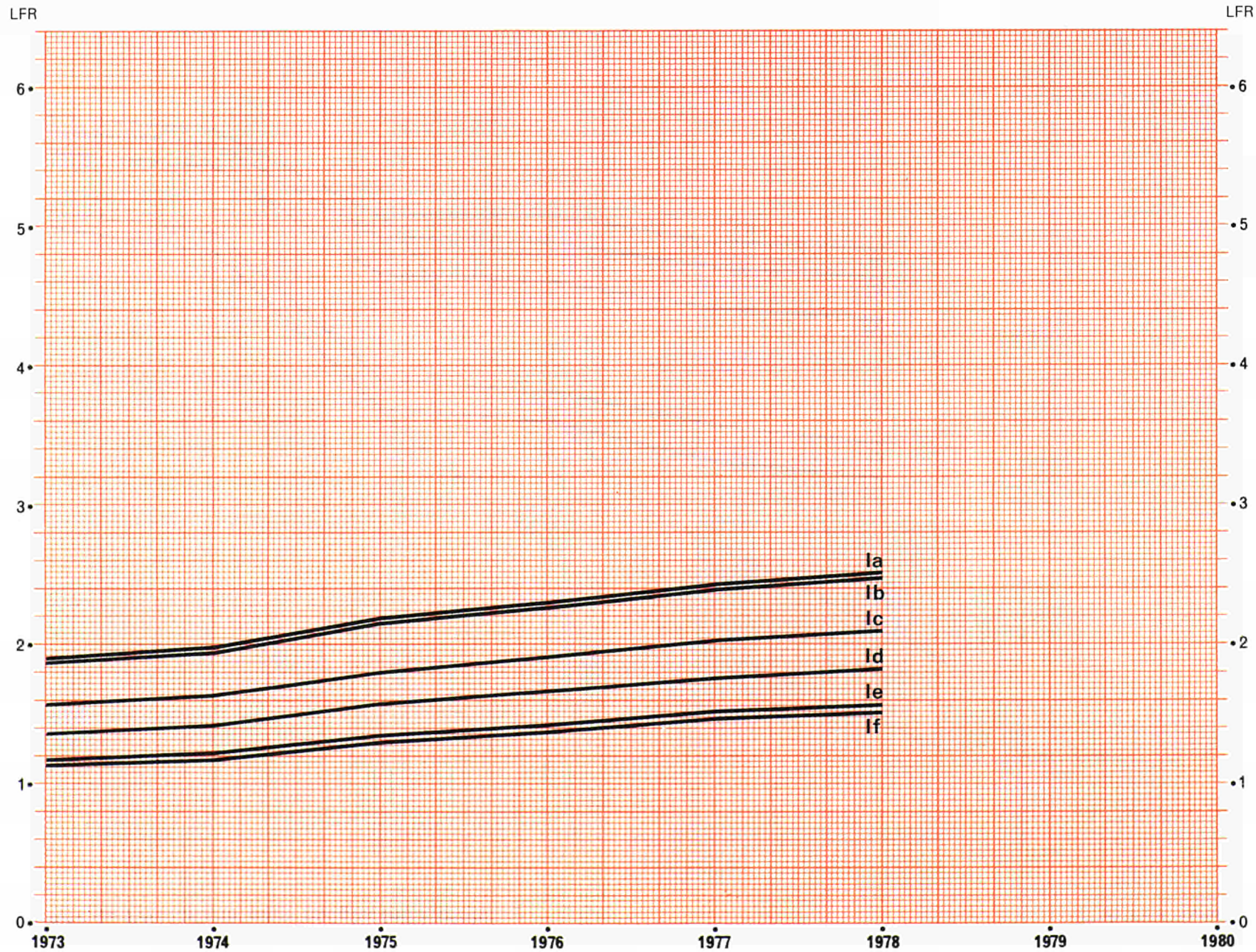
Selling price
Prix de vente



BELGIQUE/BELGIË
BFR/kWh

Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

Selling price
Prix de vente

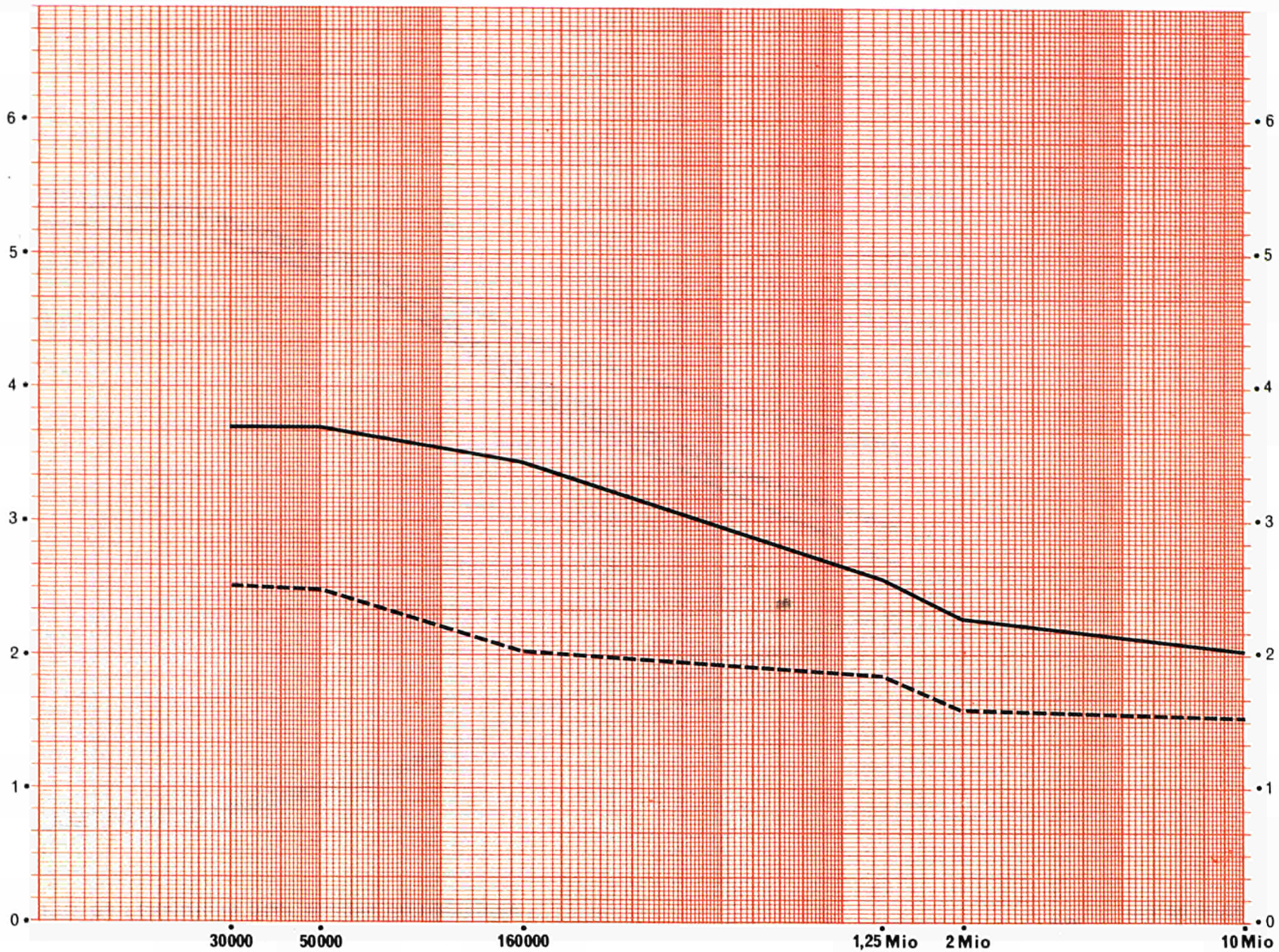


Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

Reduction according to quantity
Dégressivité pour quantités

BFR/LFR

BFR/LFR



BELGIQUE/BELGIË
G.D. LUXEMBOURG

BFR/LFR/kWh

1978

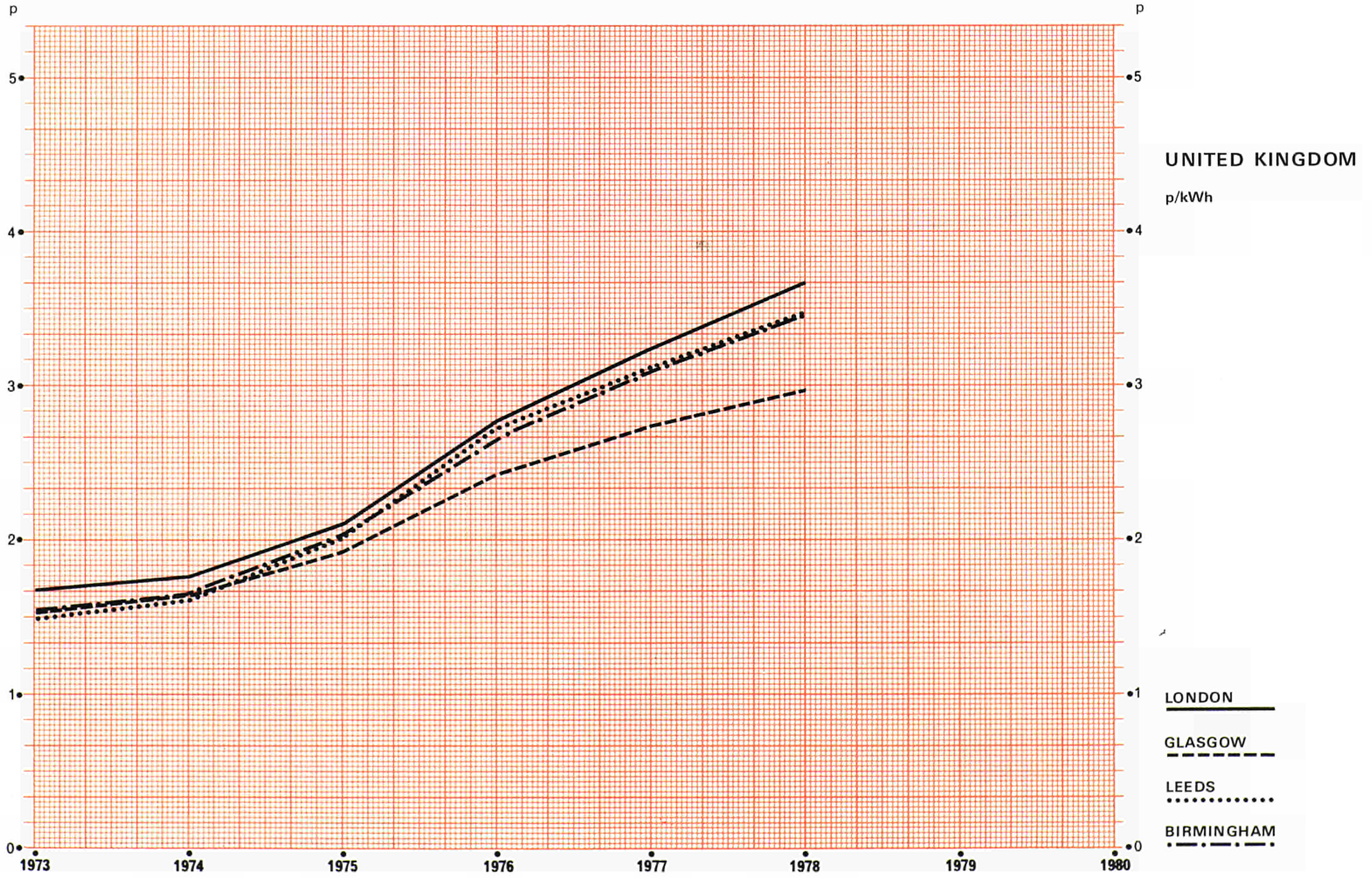
BELGIQUE/BELGIË

LUXEMBOURG

kWh

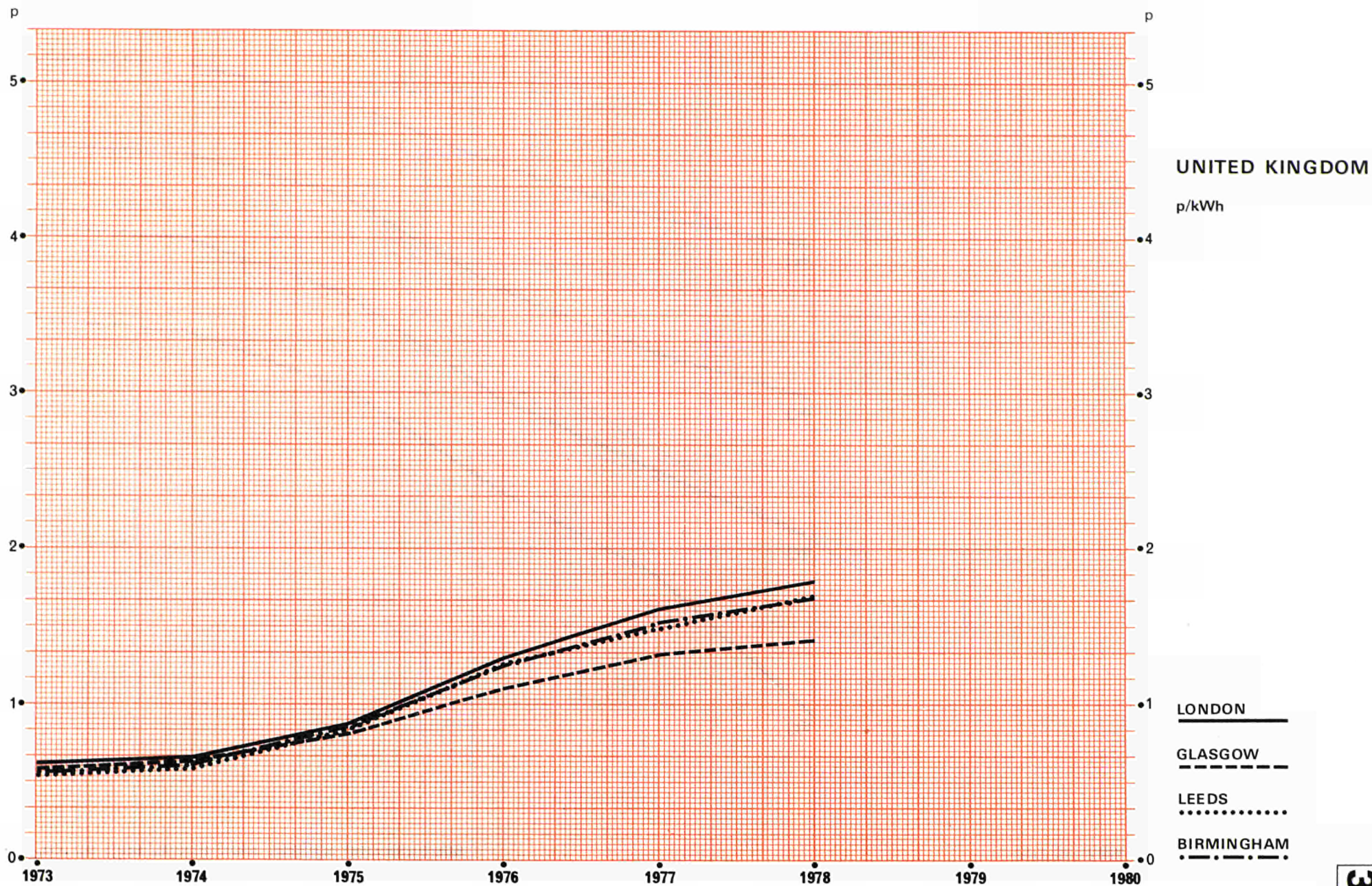
Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

Db Selling price
Prix de vente



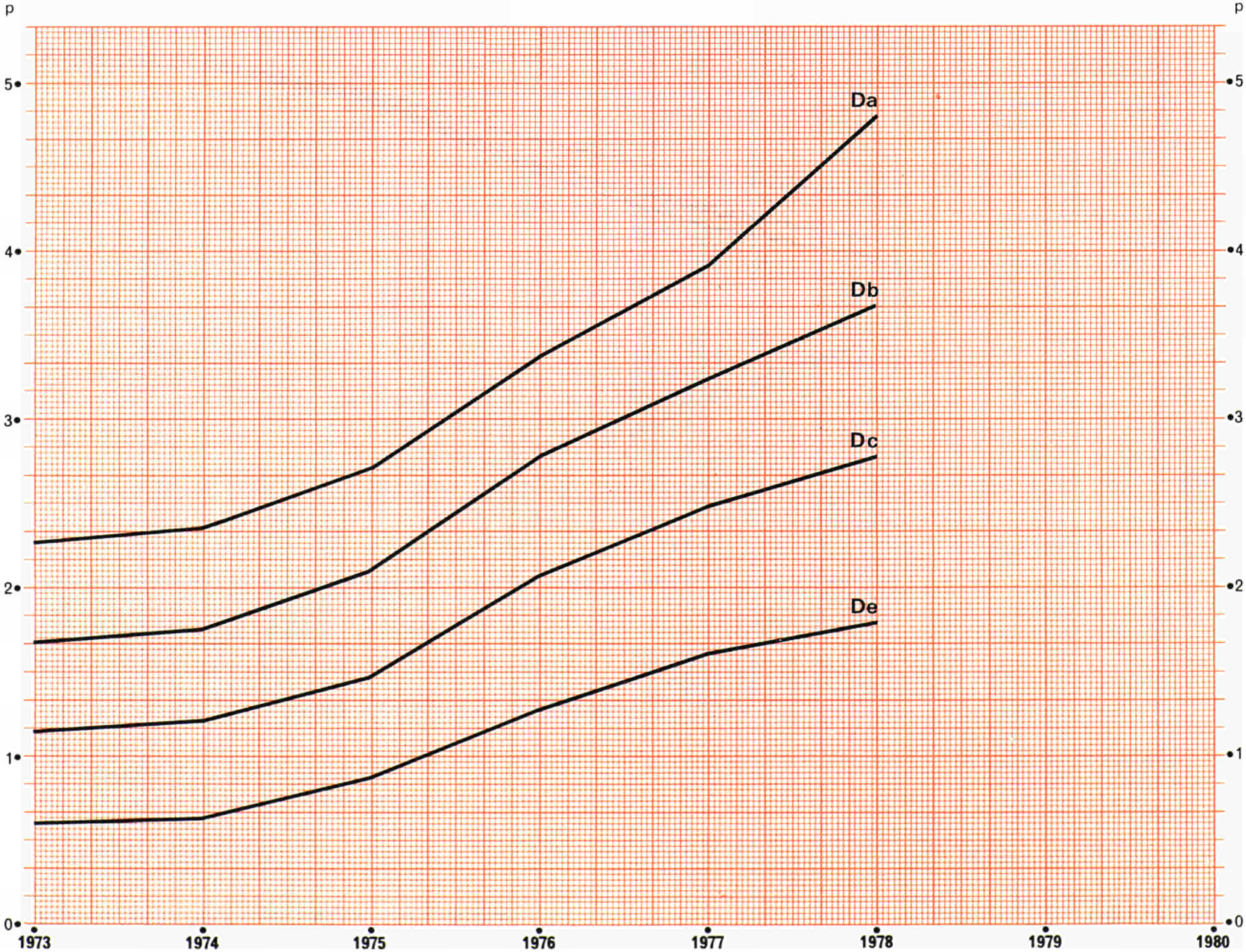
Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

De Selling price
Prix de vente



Electricity prices for households
 Prix de l'électricité pour usages domestiques

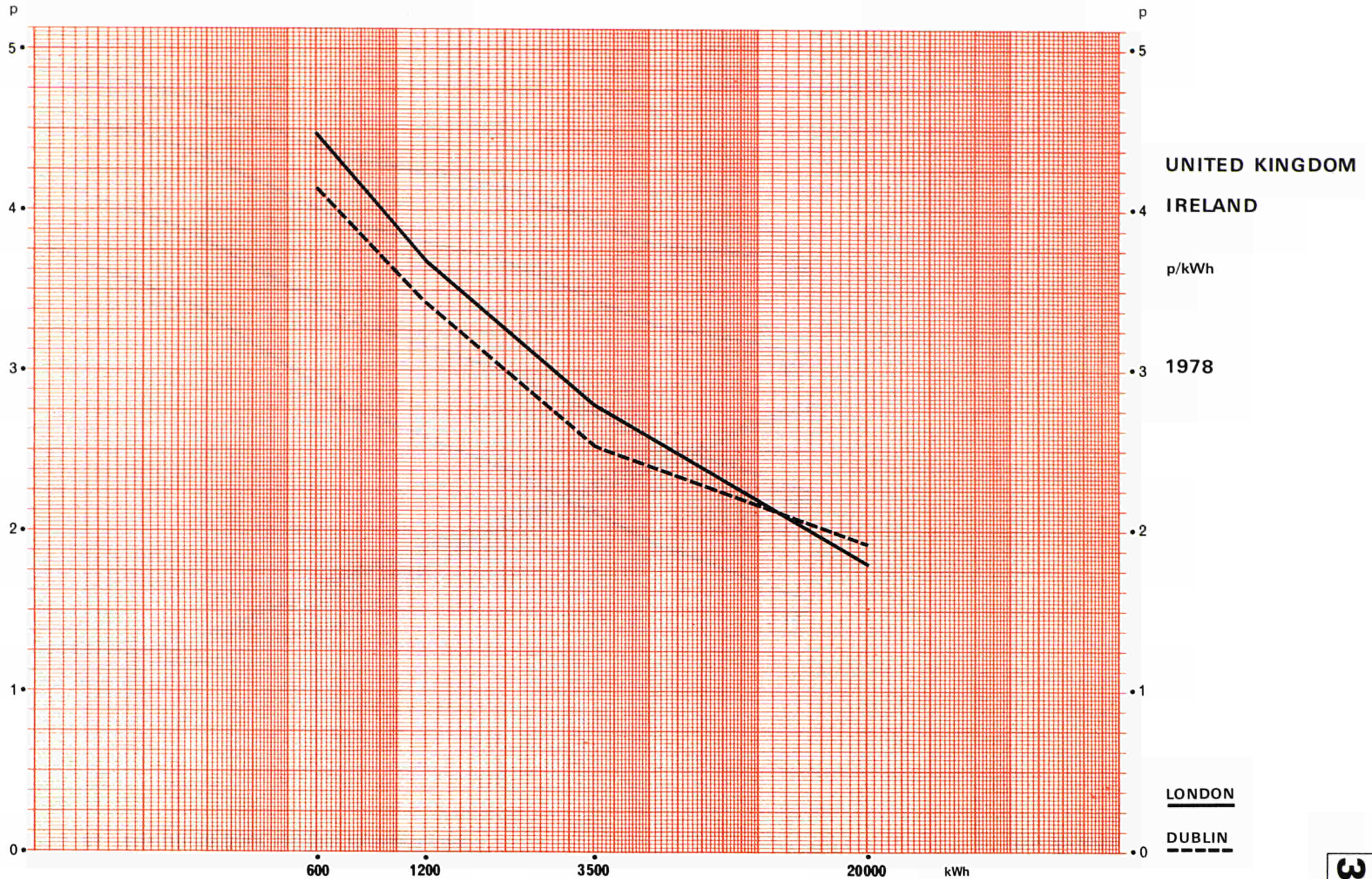
Selling price
 Prix de vente



UNITED KINGDOM
 LONDON
 p/kWh

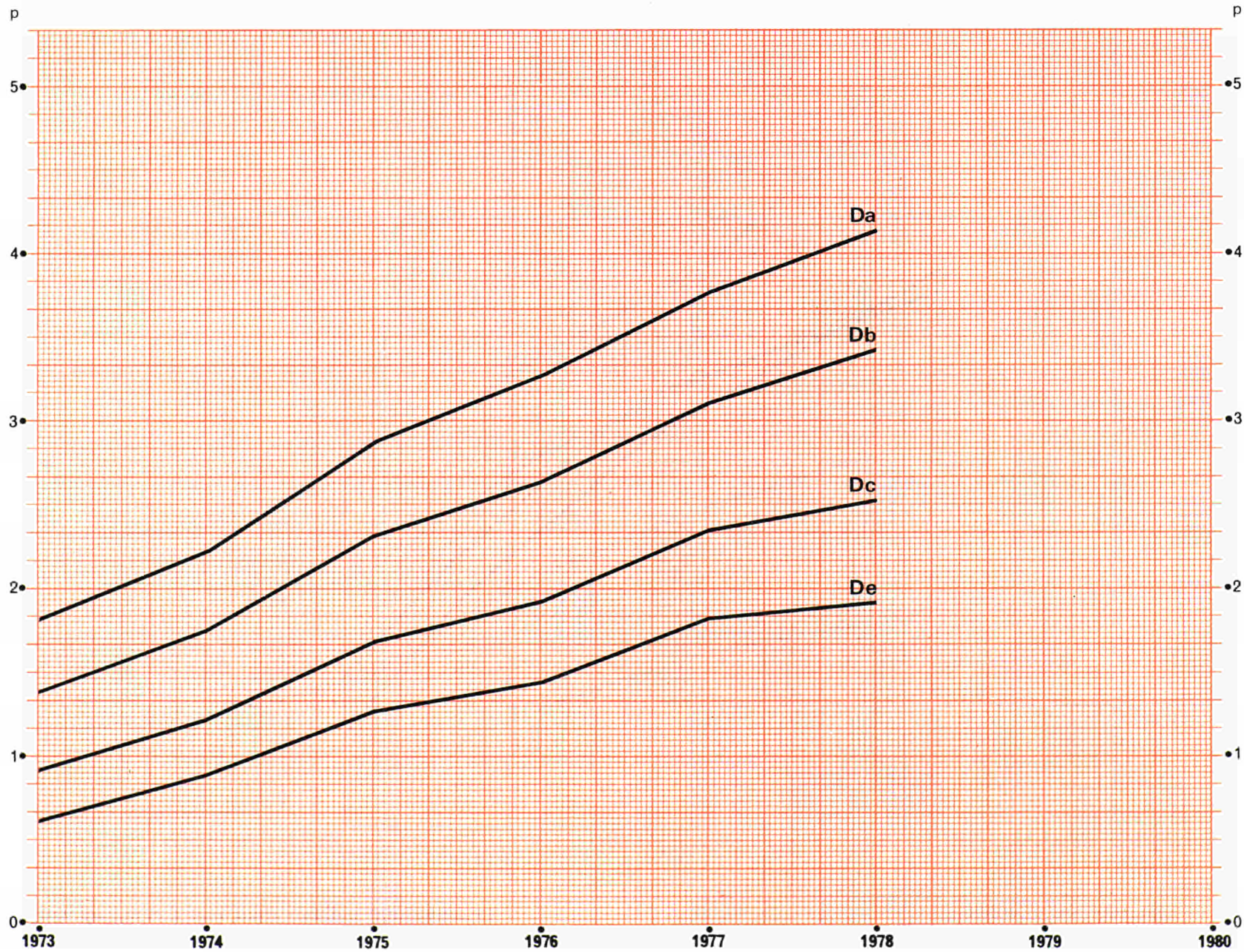
Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

Reduction according to quantity
Dégressivité pour quantités



Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

Selling price
Prix de vente



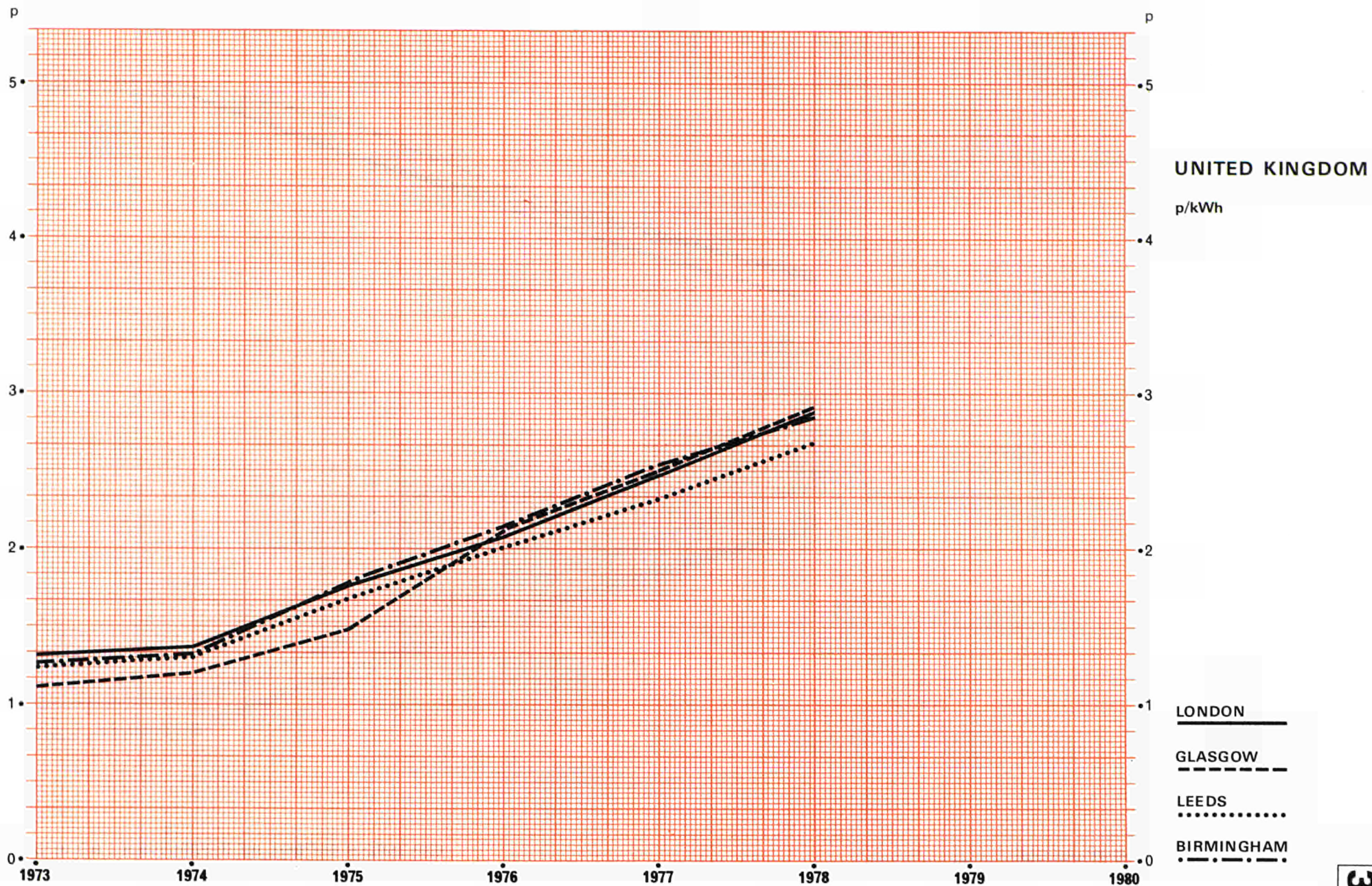
IRELAND

DUBLIN

p/kWh

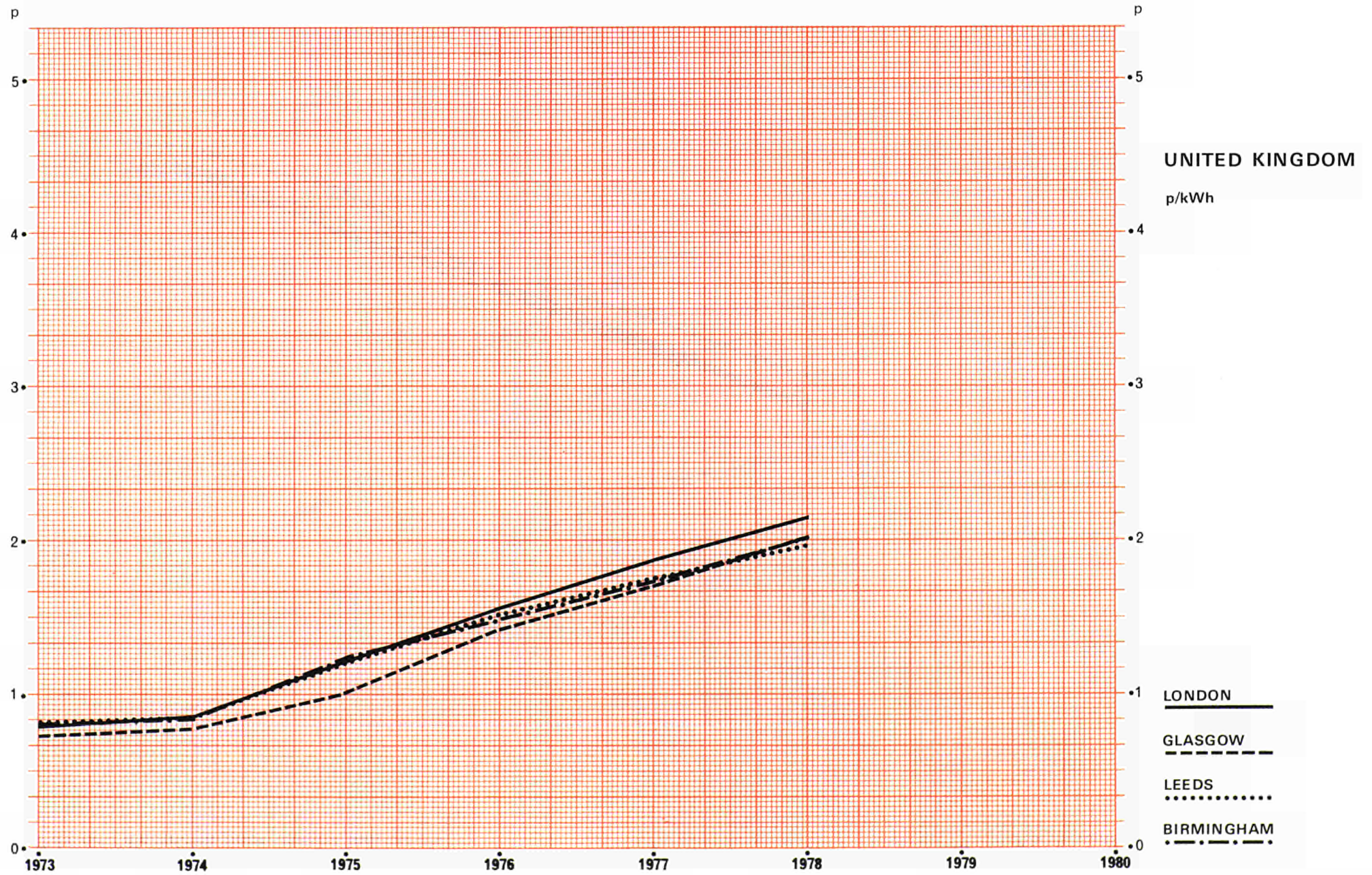
Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

Ic Selling price
Prix de vente



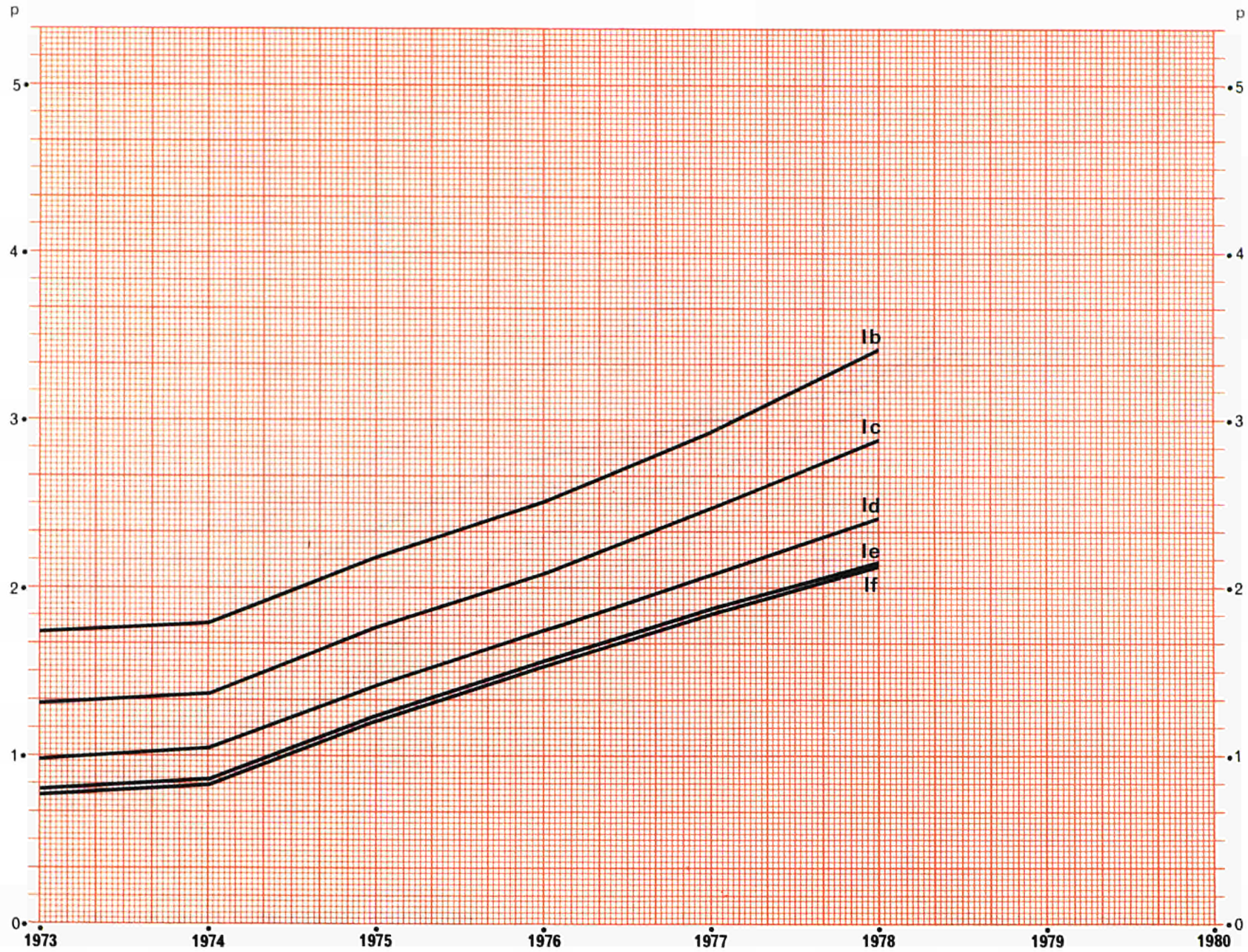
Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

le Selling price
Prix de vente



Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

Selling price
Prix de vente



UNITED KINGDOM
LONDON
p/kWh

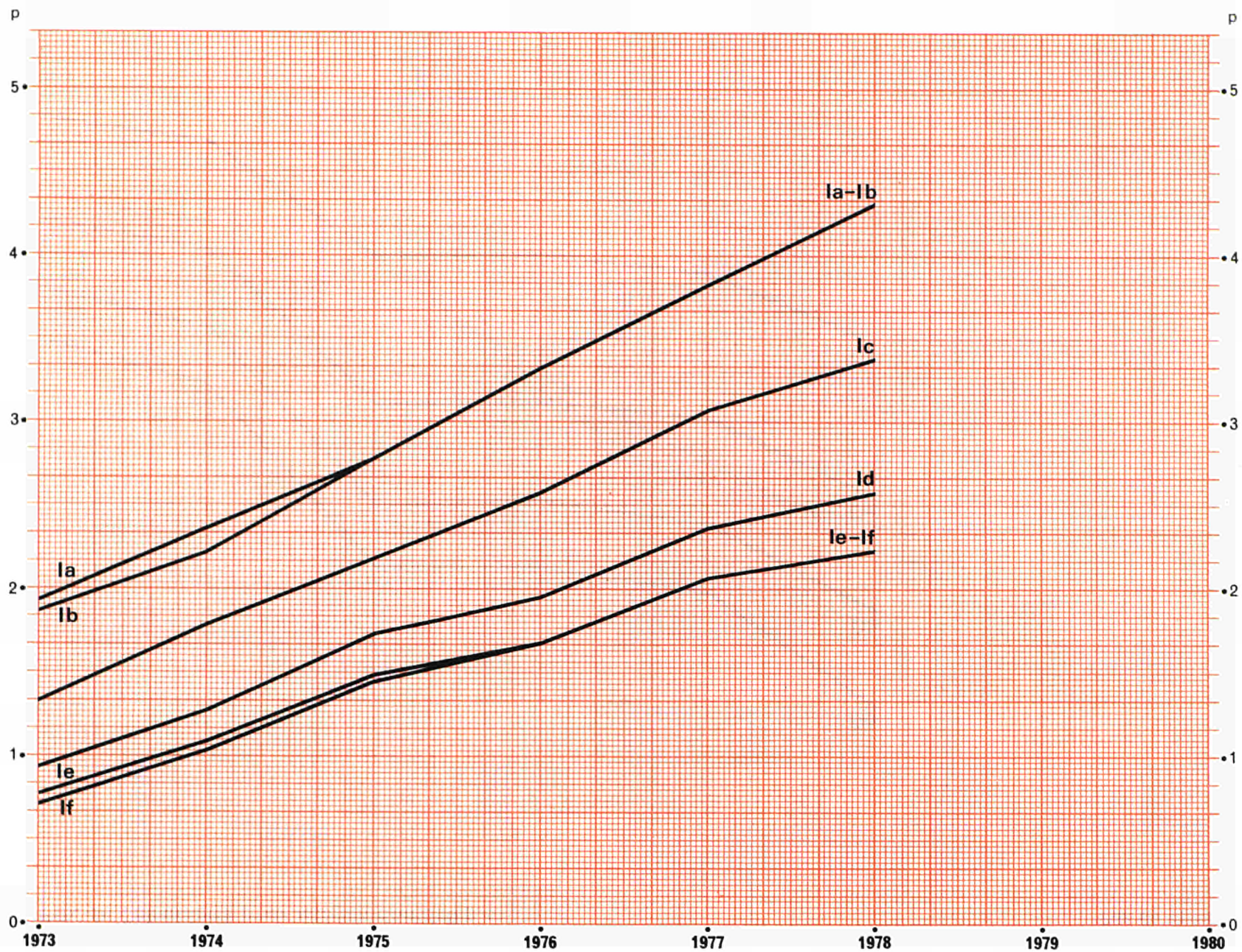
Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

Reduction according to quantity
Dégressivité pour quantités



Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

Selling price
Prix de vente



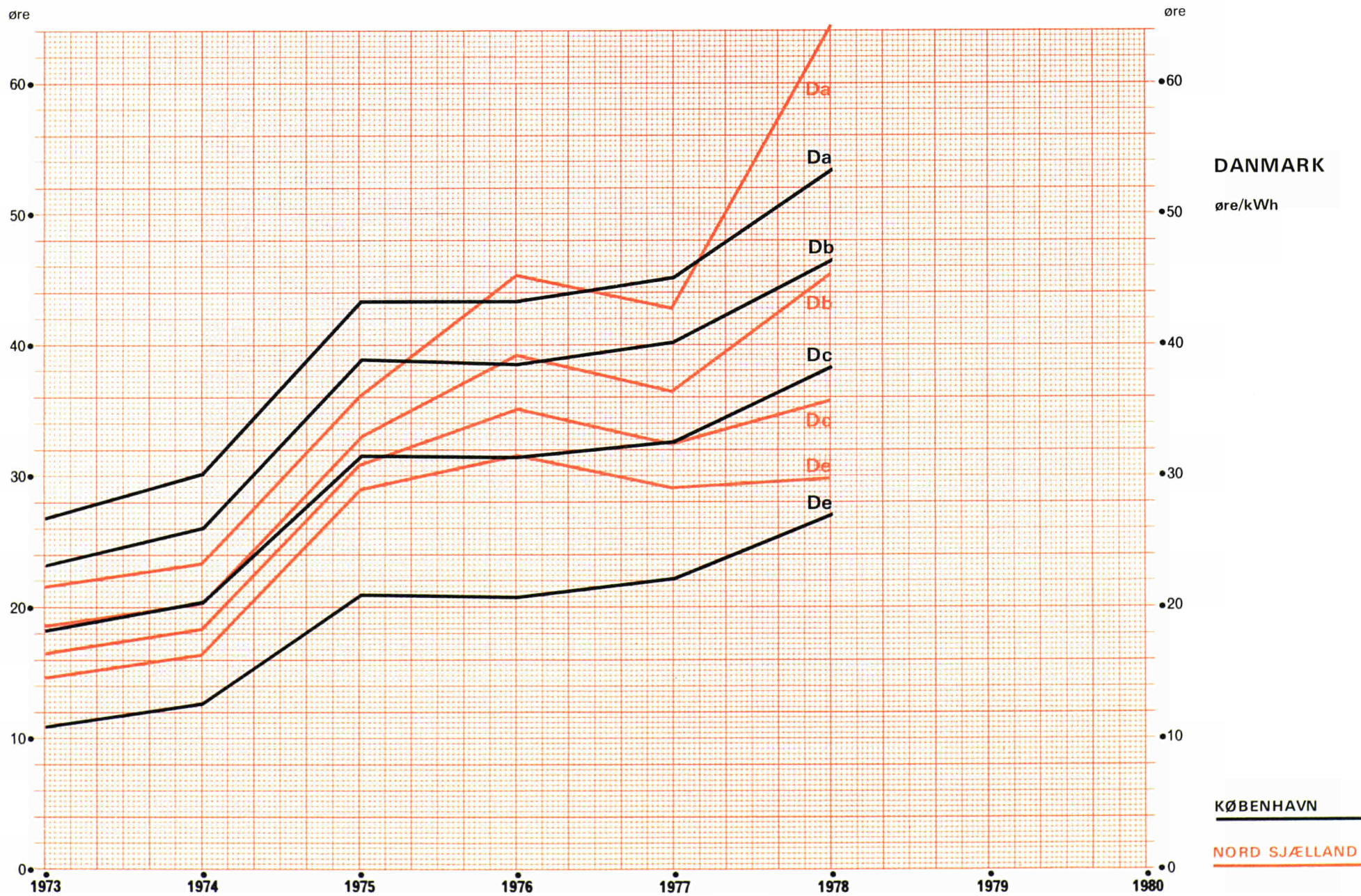
IRELAND

DUBLIN

p/kWh

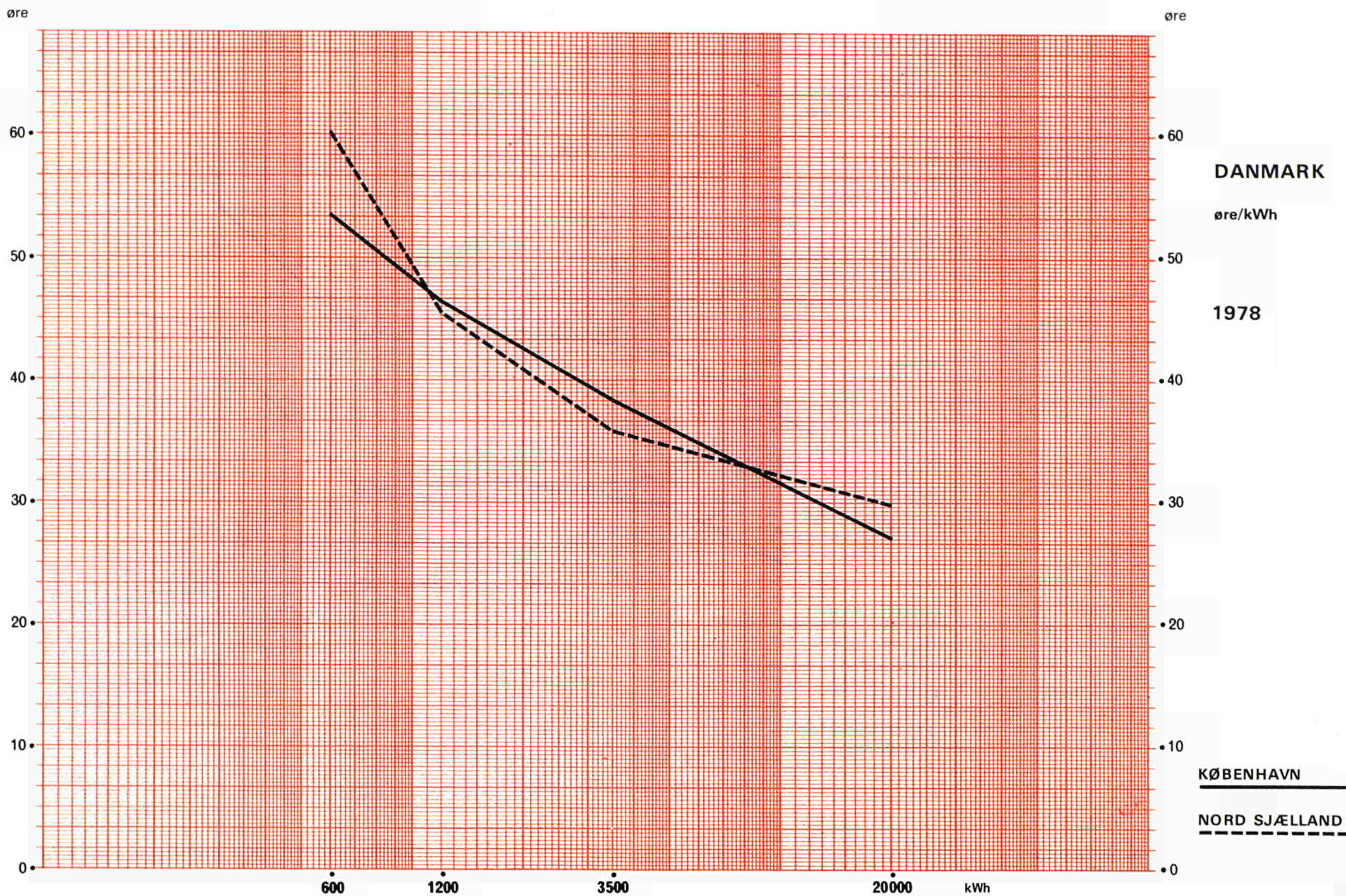
Electricity prices for households
 Prix de l'électricité pour usages domestiques

Selling price
 Prix de vente



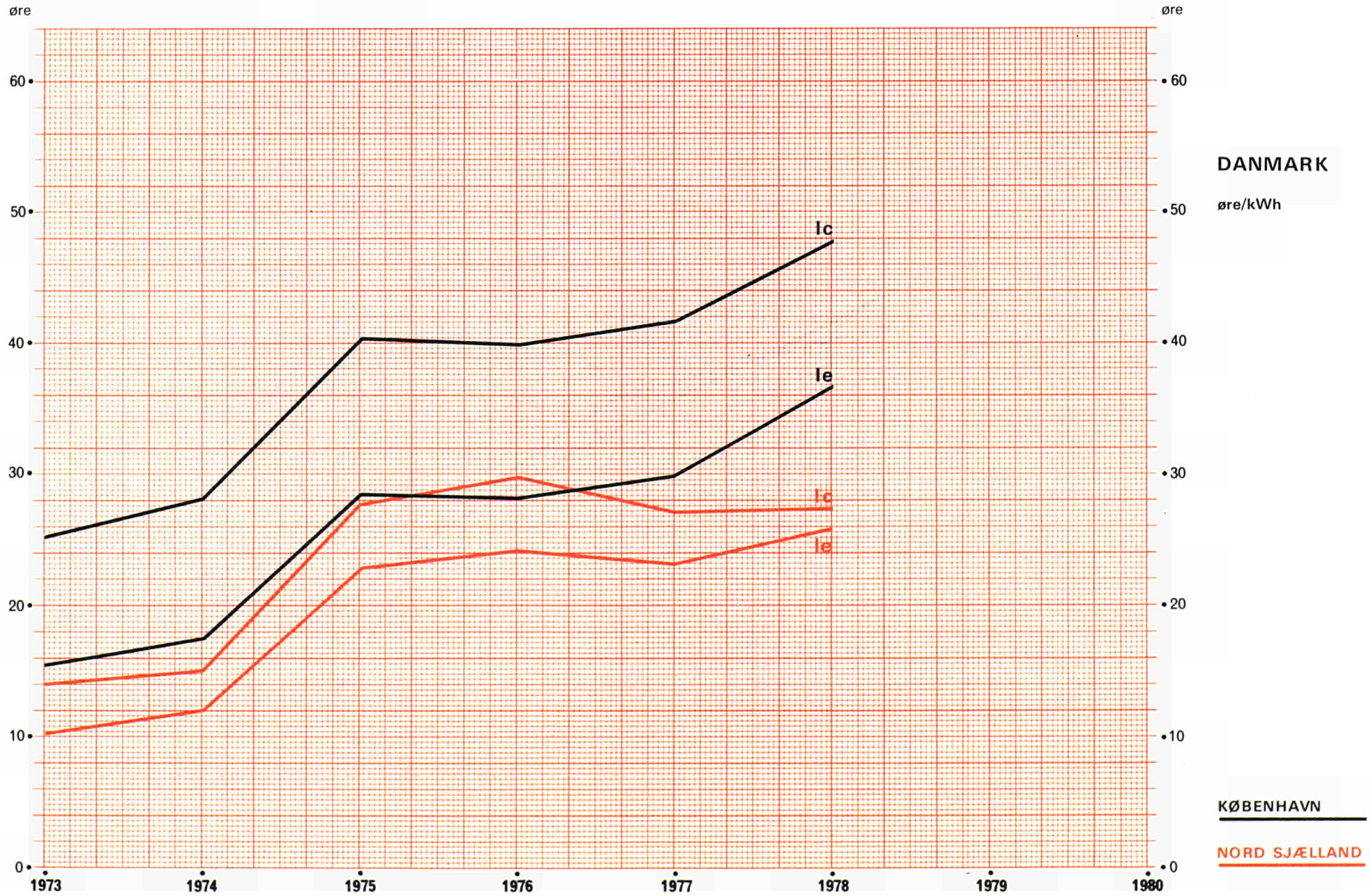
Electricity prices for households
Prix de l'électricité pour usages domestiques

Reduction according to quantity
Dégressivité pour quantités



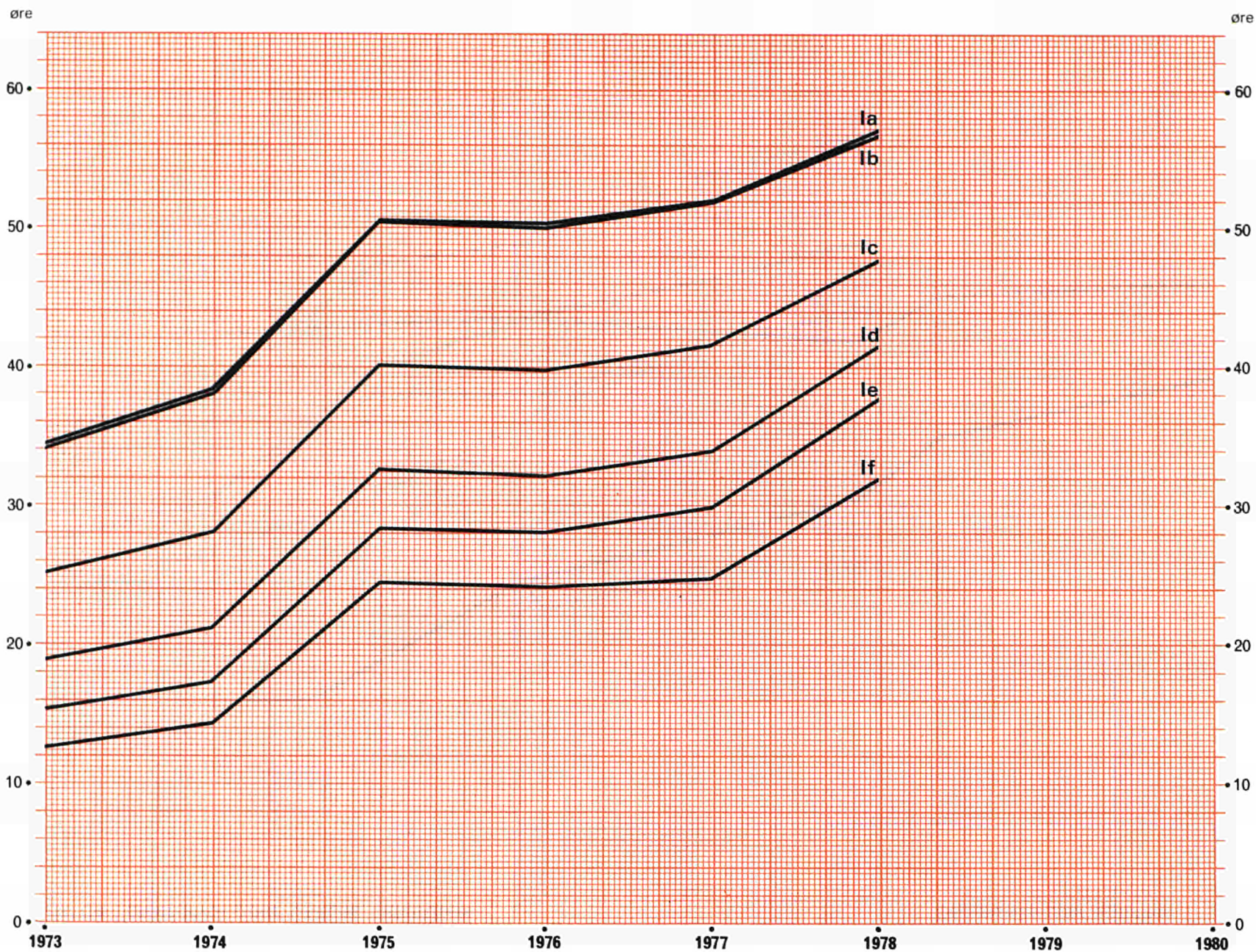
Electricity prices for industry
 Prix de l'électricité pour usages industriels

Selling price
 Prix de vente



Electricity prices for industry
Prix de l'électricité pour usages industriels

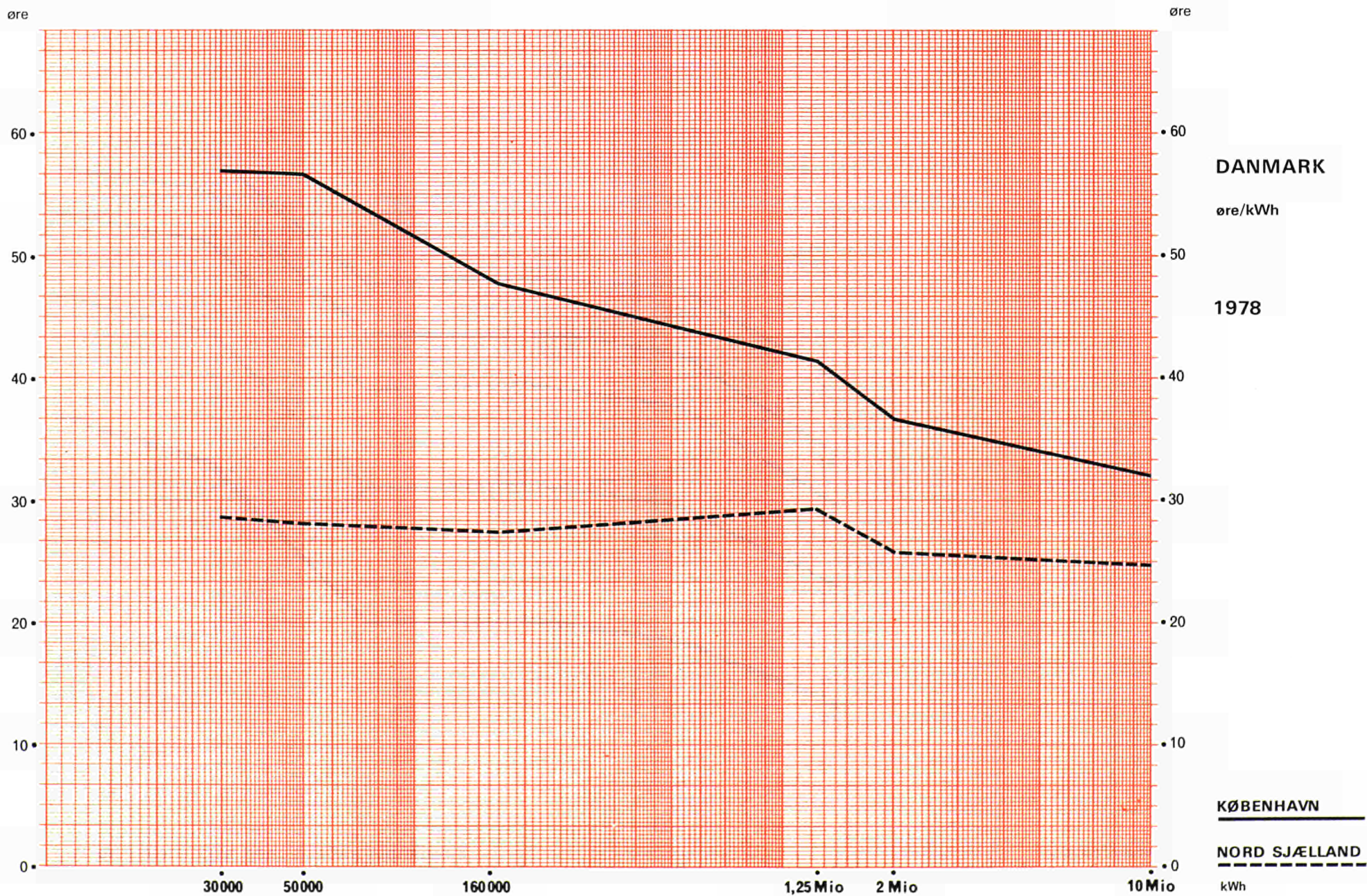
Selling price
Prix de vente



DANMARK
KØBENHAVN
øre/kWh

Electricity prices for industry
 Prix de l'électricité pour usages industriels

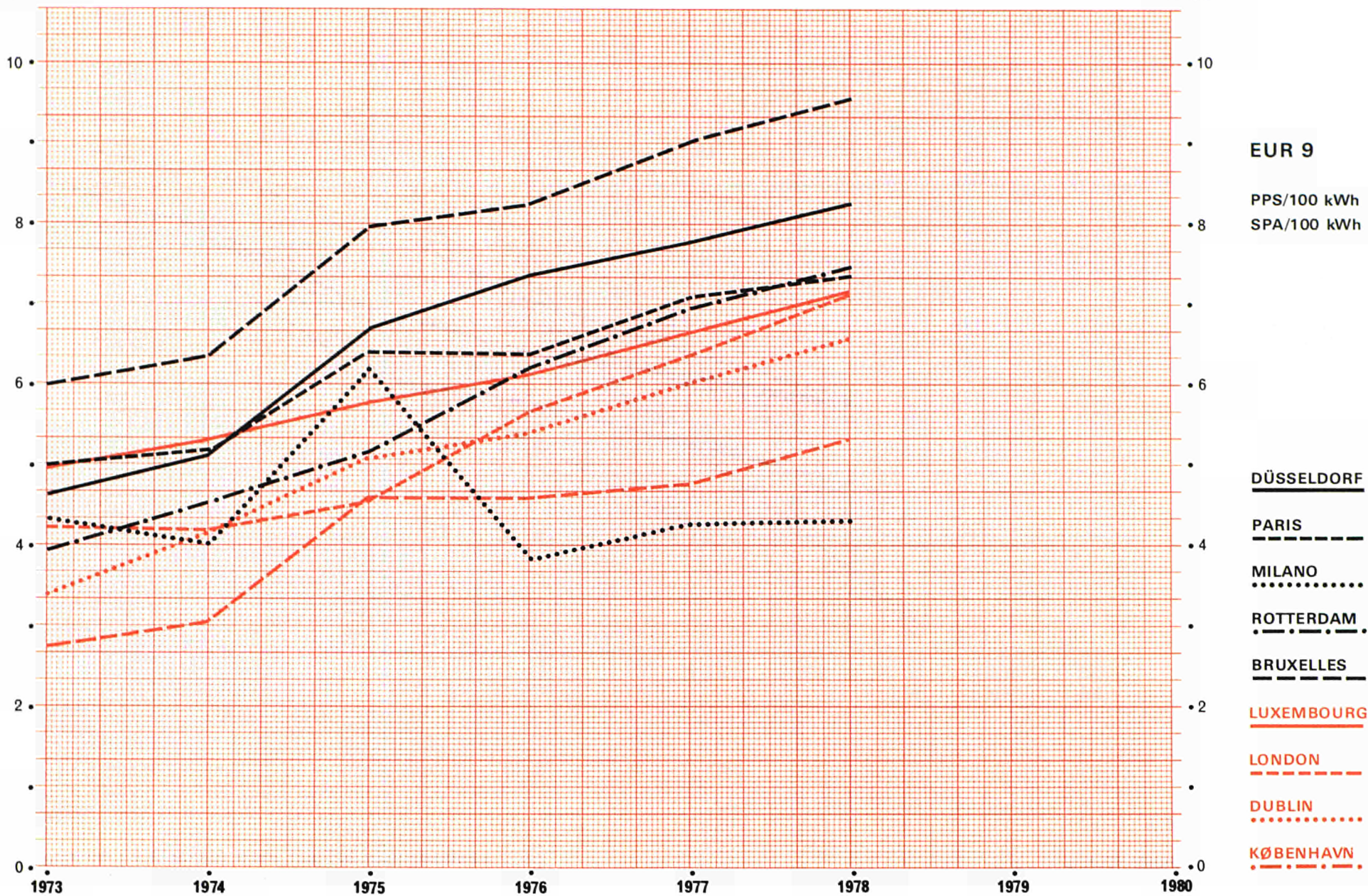
Reduction according to quantity
 Dégressivité pour quantités



Electricity prices for households
 Prix de l'électricité pour usages domestiques

Db Selling price
 Prix de vente

PPS/SPA PPS/SPA



Electricity prices for households
 Prix de l'électricité pour usages domestiques

Dc Selling price
 Prix de vente

PPS/SPA

PPS/SPA

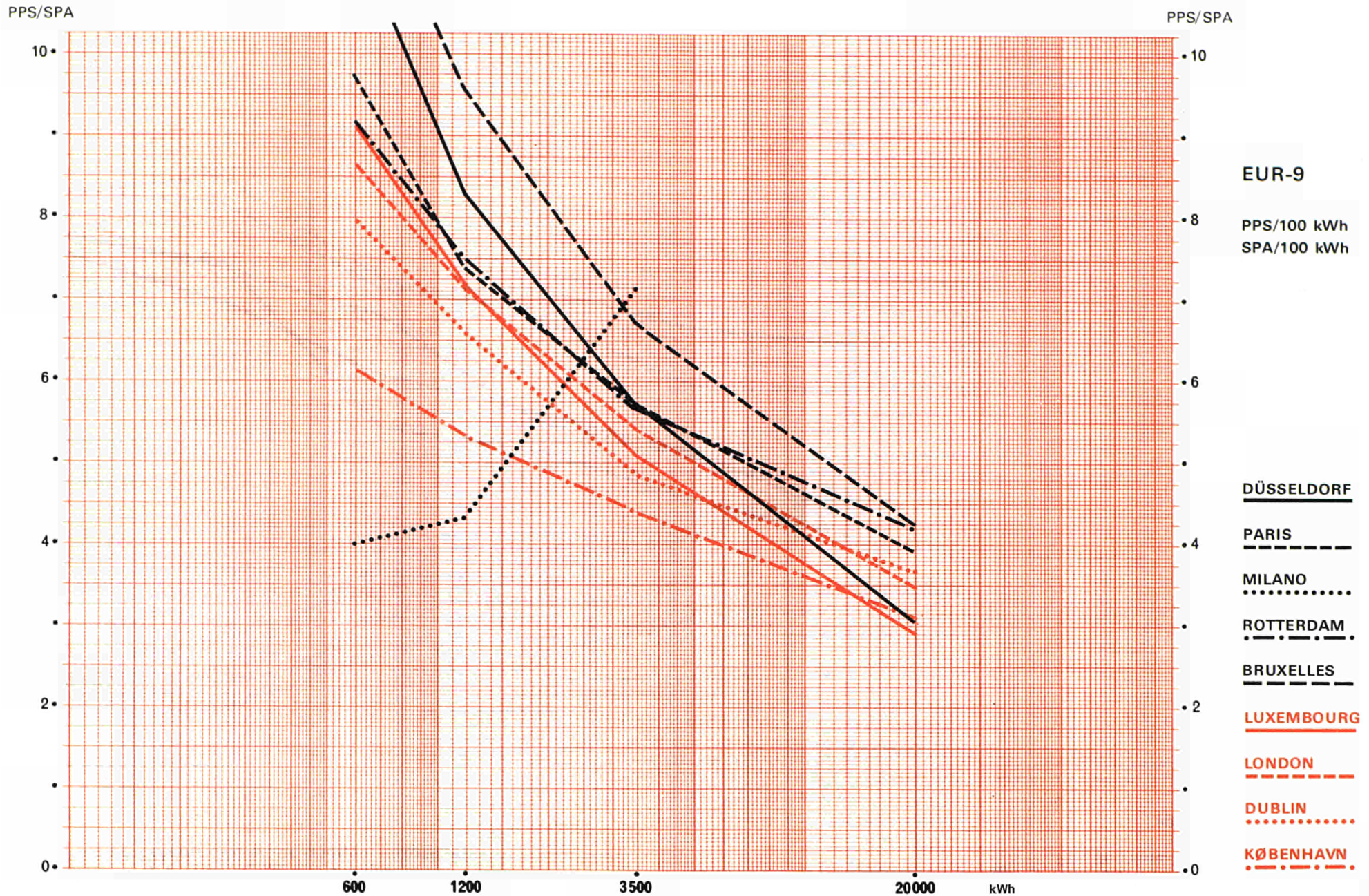


EUR 9
 PPS/100 kWh
 SPA/100 kWh

- DÜSSELDORF
- PARIS
- MILANO
- ROTTERDAM
- BRUXELLES
- LUXEMBOURG
- LONDON
- DUBLIN
- KØBENHAVN

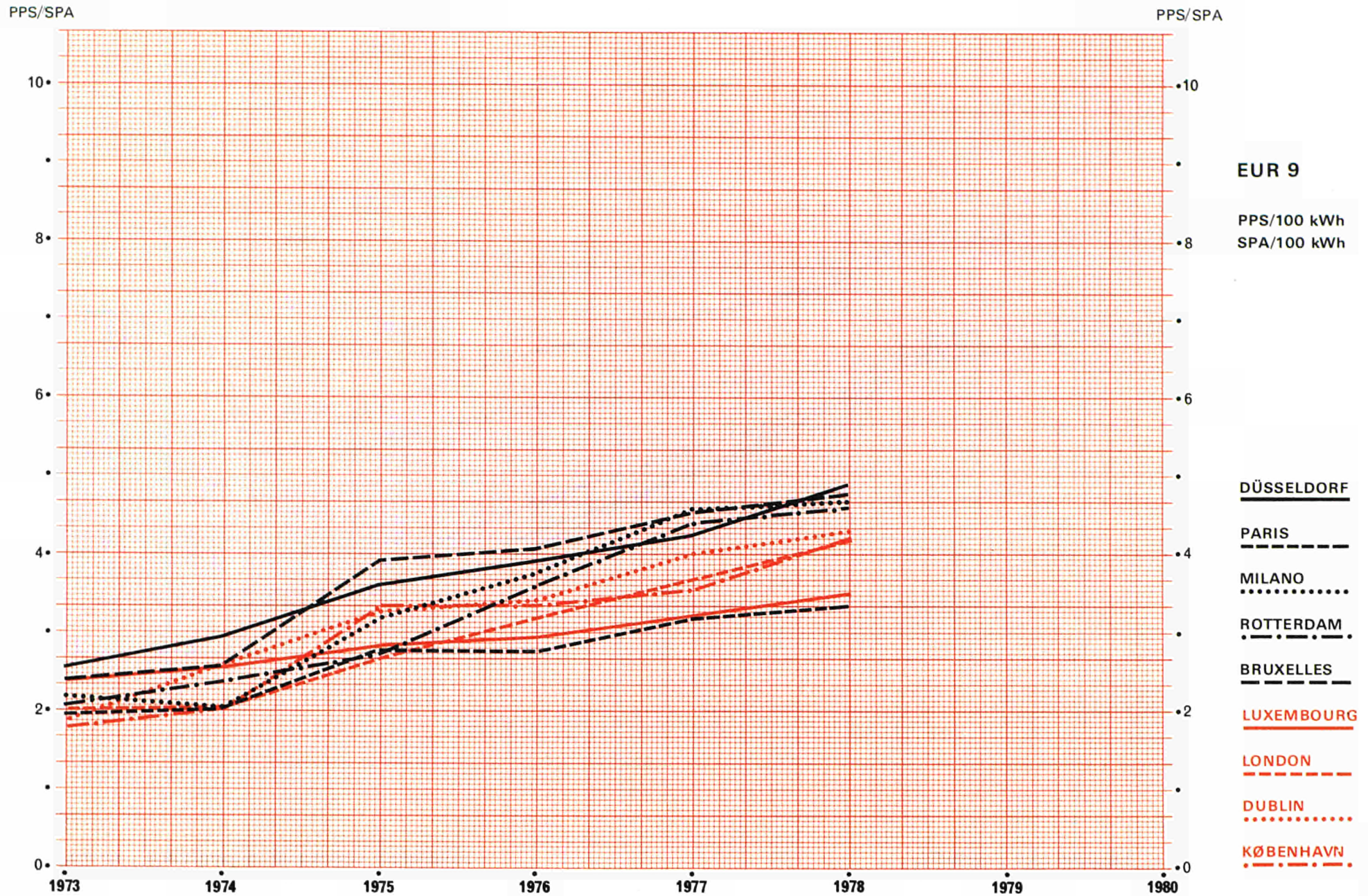
Electricity prices for households
 Prix de l'électricité pour usages domestiques

Reduction according to quantity
 Dégressivité pour quantités



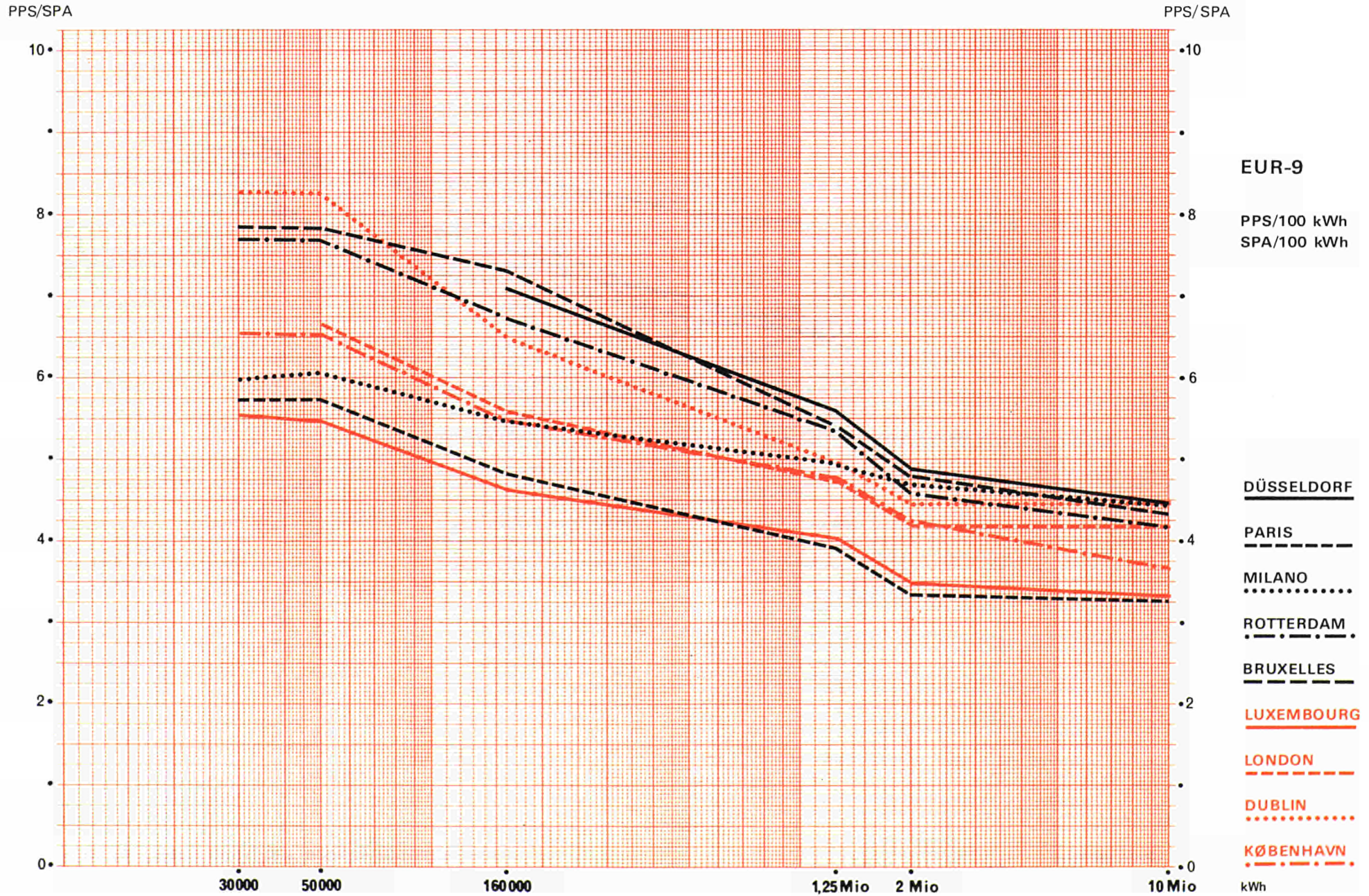
Electricity prices for industry
 Prix de l'électricité pour usages industriels

le Selling price
 Prix de vente



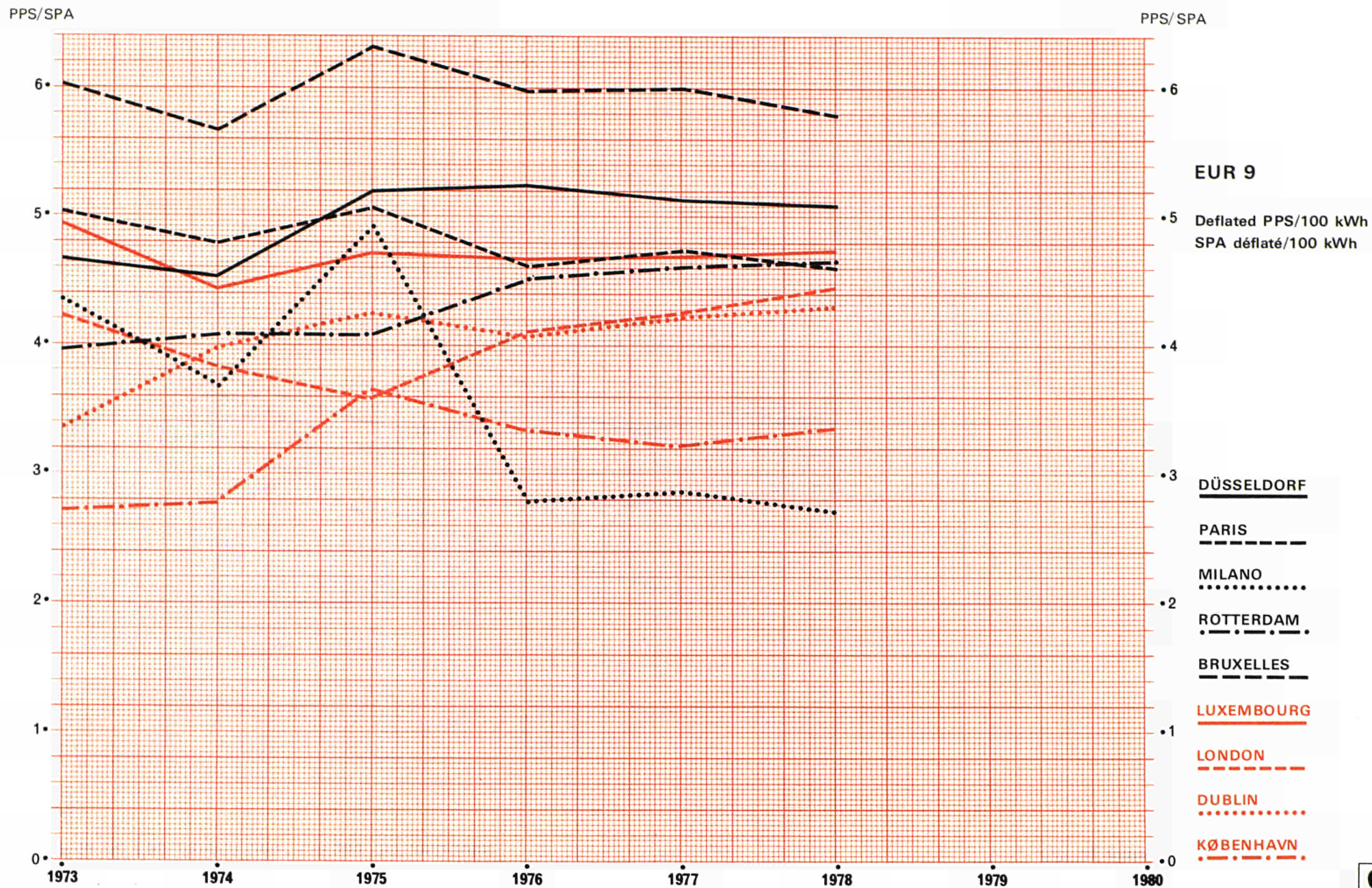
Electricity prices for industry
 Prix de l'électricité pour usages industriels

Reduction according to quantity
 Dégressivité pour quantités



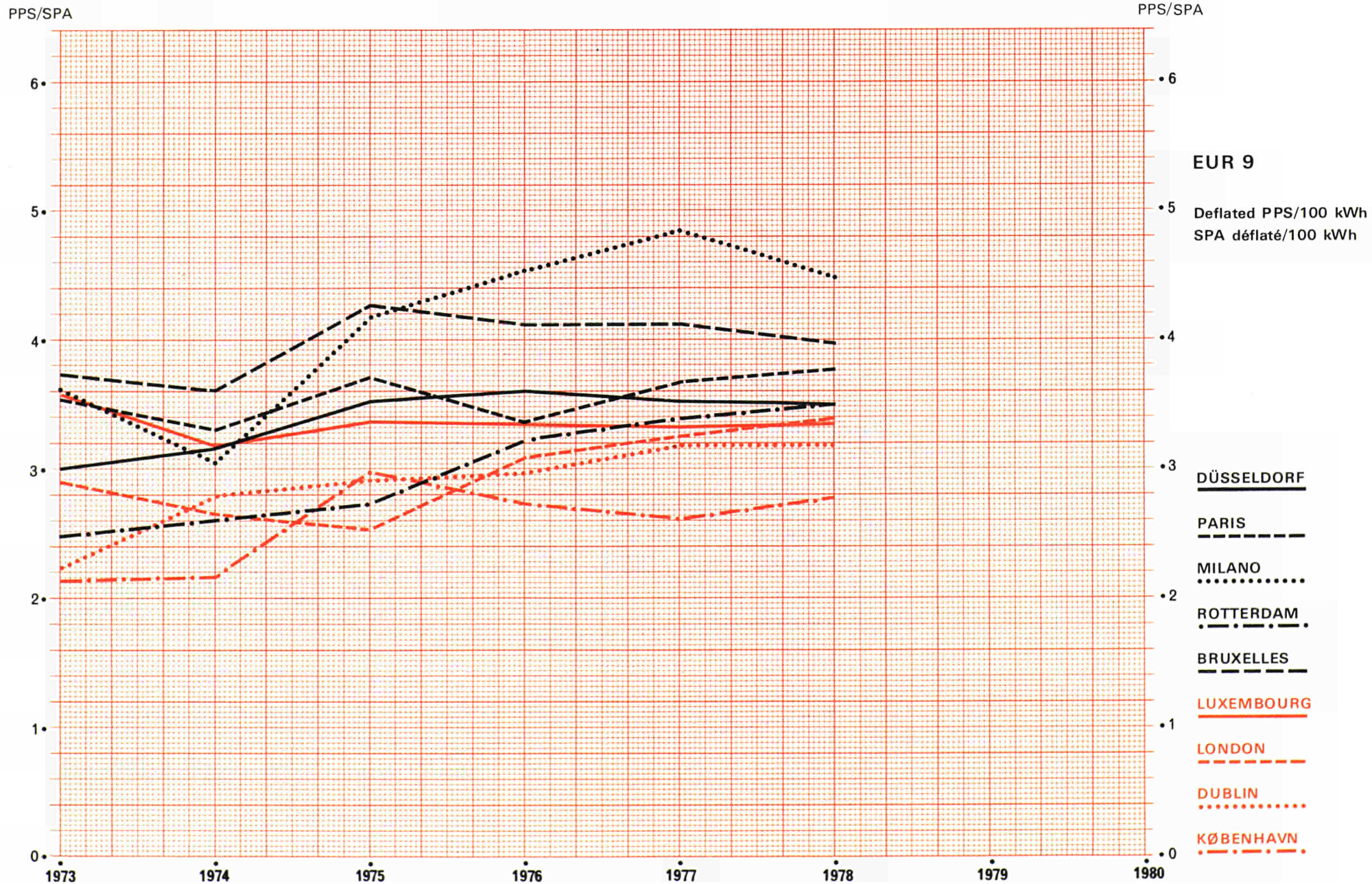
Electricity prices for households
 Prix de l'électricité pour usages domestiques

Db Selling price
 Prix de vente



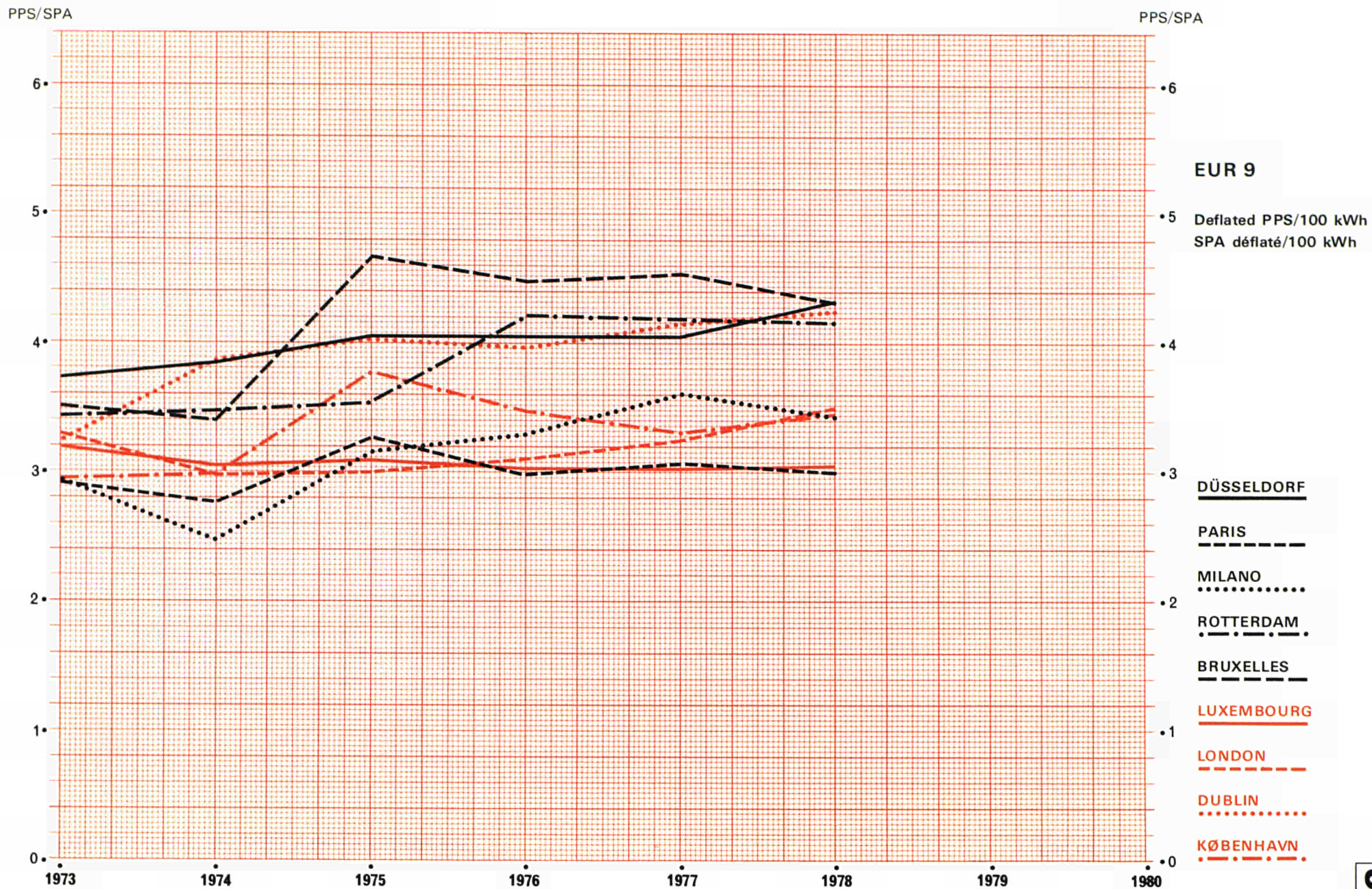
Electricity prices for households
 Prix de l'électricité pour usages domestiques

Dc Selling price
 Prix de vente



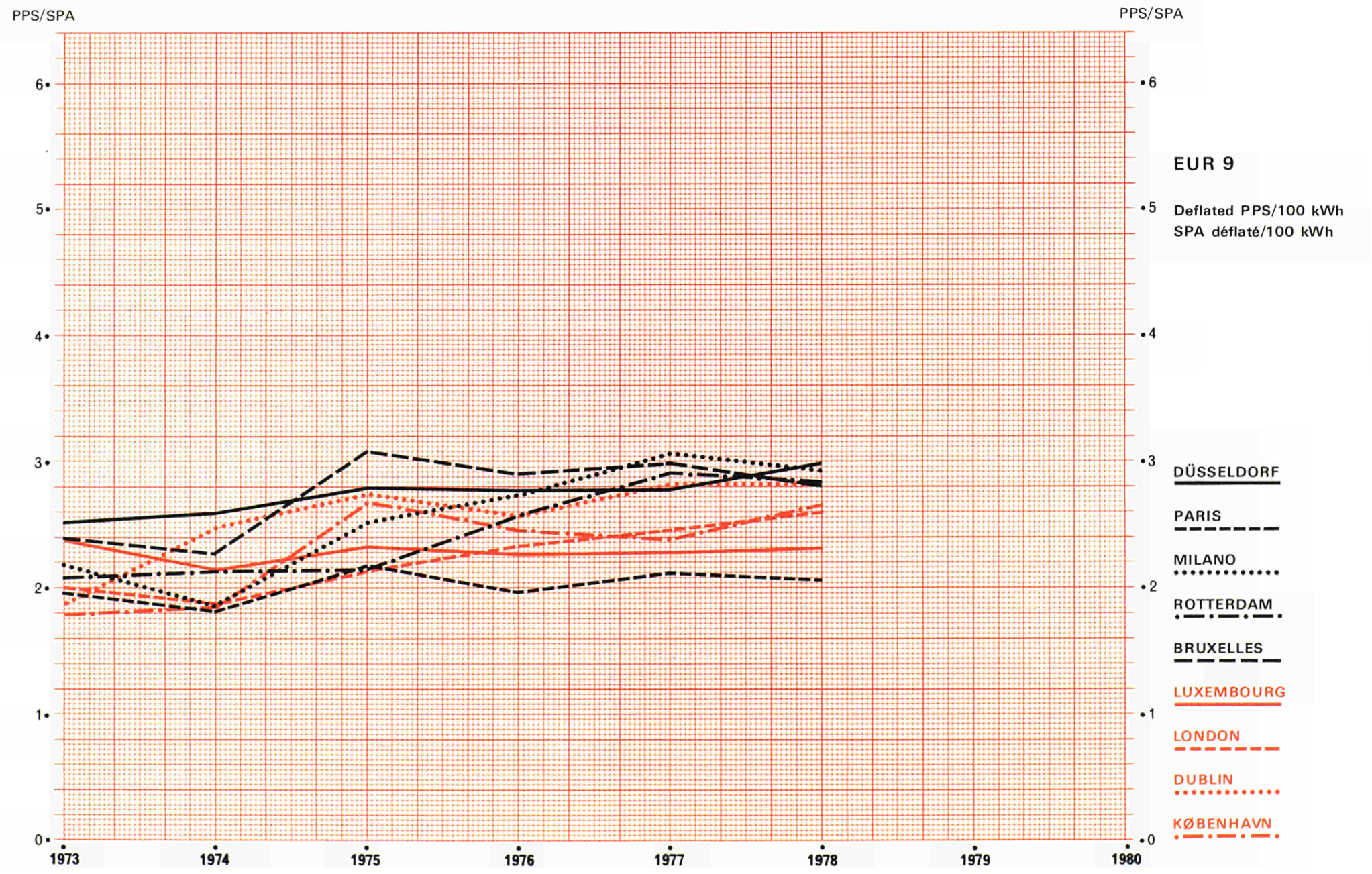
Electricity prices for industry
 Prix de l'électricité pour usages industriels

Ic Selling price
 Prix de vente



Electricity prices for industry Prix de l'électricité pour usages industriels

le Selling price
Prix de vente



Electricity prices 1973-1978
Prix de l'énergie électrique 1973-1978

Luxembourg: Office des publications officielles des Communautés européennes

1980 — 276 p. — 21,0 × 29,7 cm

Industry and services (blue series)
Industrie et services (série bleue)

EN/FR

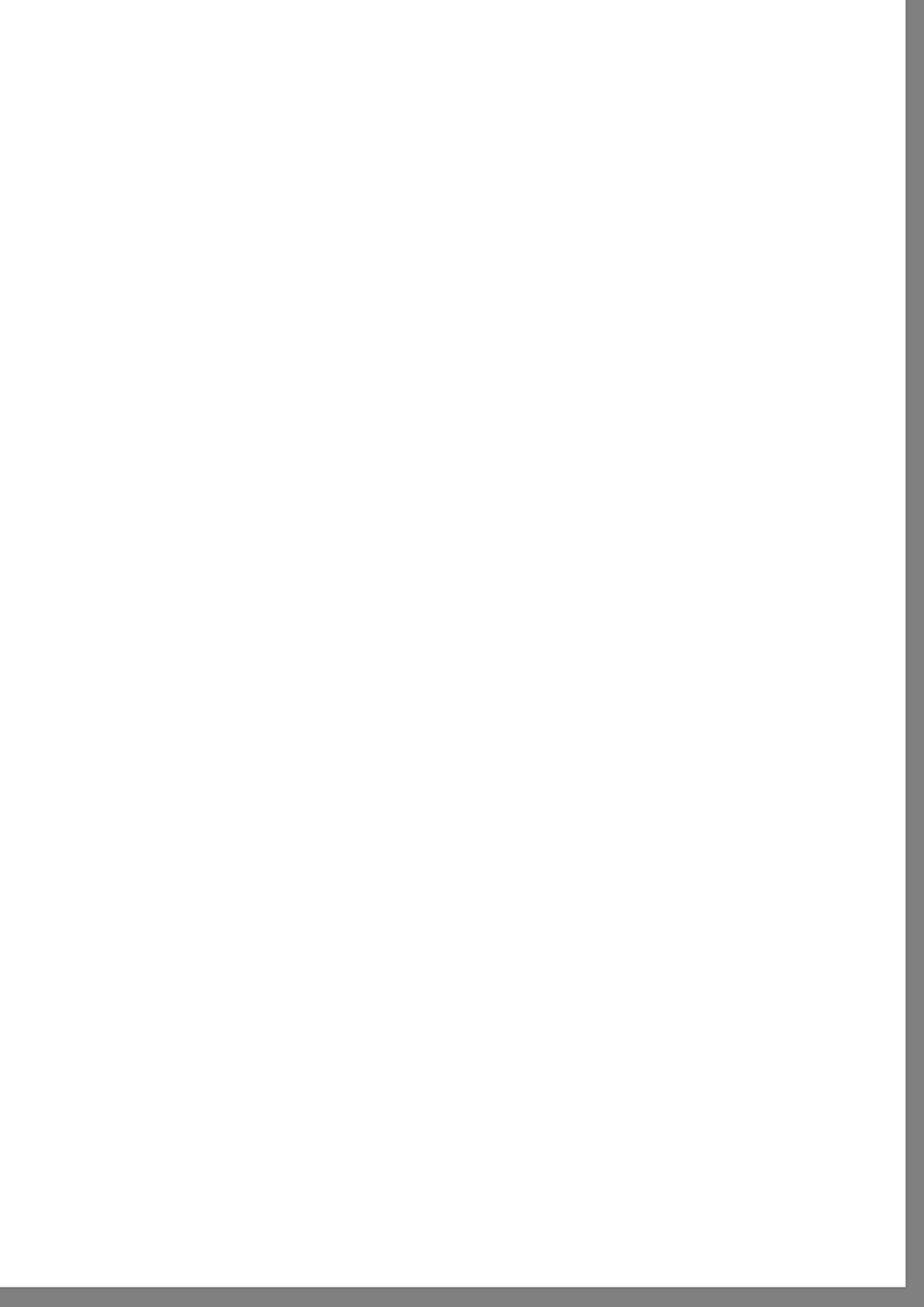
ISBN 92-825-1633-4

Cat.: CA-28-79-196-2A-C

BFR 700	DKR 134	DM 43	FF 101	LIT 20 200
HFL 47,60	UKL 11.30	IRL 11.60	USD 25.20	

This study gives the results of a harmonized inquiry into consumer prices of electrical energy for industrial and domestic use in the nine countries of the Community for the years 1973-1978. Three values are indicated in this publication (price without taxes, taxes and selling price) and there is a breakdown covering 28 locations. The results are presented in tabular form, illustrated with graphs and accompanied by a commentary for each country covering: production networks and the distribution of electrical energy, regulations, tariffs, taxes and a detailed analysis of prices. The study is concluded by an international comparison and economic analysis of the electricity industry.

L'étude donne les résultats de l'enquête harmonisée sur les prix à la consommation de l'énergie électrique auprès des usagers industriels et des usagers domestiques, pour la période 1973-1978 dans les neuf pays de la Communauté, avec ventilation sur 28 places et indication de trois valeurs (prix hors taxes, taxes, prix de vente). Les résultats sont présentés dans les tableaux, illustrés de graphiques et accompagnés de commentaires exposant, pour chaque pays, l'organisation de la production et de la distribution d'énergie électrique, le cadre réglementaire, la tarification, la fiscalité, l'analyse détaillée des prix. L'étude se termine par une comparaison internationale avec analyse de l'économie électrique dans son ensemble.



**Salgs- og abonnementskontorer · Vertriebsbüros · Sales Offices
Bureaux de vente · Uffici di vendita · Verkoopkantoren**

Belgique - België

Moniteur belge - Belgisch Staatsblad
Rue de Louvain 40 42
Leuvensestraat 40 42
1000 Bruxelles 1000 Brussel
Tél. 512 00 26
CCP 000-2005502 27
Postrekening 000-2005502-27

Sous dépôts - Agentschappen:

*Librairie européenne - Europese
Boekhandel*
Rue de la Loi 244 - Wetstraat 244
1040 Bruxelles 1040 Brussel

CREDOC

Rue de la Montagne 34 - Bte 11
Bergstraat 34 - Bus 11
1000 Bruxelles - 1000 Brussel

Danmark

J.H. Schultz - Boghandel
Møntergade 19
1116 København K
Tlf. (01) 14 11 95
Girokonto 200 1195

Underagentur

Europa Bøger
Gammel Torv 6
Postbox 137
1004 København K
Tlf. (01) 15 62 73

BR Deutschland

Verlag Bundesanzeiger
Breite Straße - Postfach 10 80 06
5000 Köln 1
Tel. (0221) 21 03 48
(Fernschreiber: Anzeiger Bonn
8 882 595)
Postscheckkonto 834 00 Köln

France

*Service de vente en France des publica-
tions des Communautés européennes*

Journal officiel
26, rue Desaix
75732 Paris Cedex 15
Tél. (1) 578 61 39 - CCP Paris 23-96

Service de documentation

D.E.P.P.
Maison de l'Europe
37, rue des Francs-Bourgeois
75004 Paris
Tél. 887 96 50

Ireland

Government Publications

Sales Office
G.P.O. Arcade
Dublin 1

or by post from

Stationery Office
Dublin 4
Tel. 78 96 44

Italia

Libreria dello Stato
Piazza G. Verdi 10
00198 Roma - Tel. (6) 8508
Telex 62008
CCP 387001

Agenzia

Via XX Settembre
(Palazzo Ministero del tesoro)
00187 Roma

**Grand-Duché
de Luxembourg**

*Office des publications officielles
des Communautés européennes*

5, rue du Commerce
Boîte postale 1003 - Luxembourg
Tél. 49 00 81 - CCP 19190-81
Compte courant bancaire:
BIL 8-109/6003/300

Nederland

Staatsdrukkerij- en uitgeverijbedrijf
Christoffel Plantijnstraat, 's-Gravenhage
Postbus 20014
2500EA 's-Gravenhage
Tel. (070) 78 99 11
Postgiro 42 53 00

United Kingdom

H.M. Stationery Office
P.O. Box 569
London SE1 9NH
Tel. (01) 928 69 77, ext. 365
National Giro Account 582-1002

United States of America

*European Community Information
Service*

2100 M Street, N.W.
Suite 707
Washington, D.C. 20 037
Tel. (202) 862 95 00

Schweiz - Suisse - Svizzera

Librairie Payot
6, rue Grenus
1211 Genève
Tél. 31 89 50
CCP 12-236 Genève

Sverige

Librairie C.E. Fritze
2, Fredsgatan
Stockholm 16
Postgiro 193, Bankgiro 73/4015

España

Libreria Mundi-Prensa
Castelló 37
Madrid 1
Tel. 275 46 55

Andre lande · Andere Länder · Other countries · Autres pays · Altri paesi · Andere landen

Kontoret for De europæiske Fællesskabers officielle Publikationer · Amt für amtliche Veröffentlichungen der Europäischen Gemeinschaften · Office for
Official Publications of the European Communities · Office des publications officielles des Communautés européennes · Ufficio delle pubblicazioni
ufficiali delle Comunità europee · Bureau voor officiële publikaties der Europese Gemeenschappen

Luxembourg 5, rue du Commerce Boîte postale 1003 Tél. 49 00 81 · CCP 19 190-81 Compte courant bancaire BIL 8-109/6003/300

BFR 700 DKR 134 DM 43 FF 101 LIT 20 200 HFL 47,60 UKL 11.30 IRL 11.60 USD 25.20



KONTORET FOR DE EUROPÆISKE FÆLLESSKABERS OFFICIELLE PUBLIKATIONER
AMT FÜR AMTLICHE VERÖFFENTLICHUNGEN DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN
OFFICE FOR OFFICIAL PUBLICATIONS OF THE EUROPEAN COMMUNITIES
OFFICE DES PUBLICATIONS OFFICIELLES DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES
UFFICIO DELLE PUBBLICAZIONI UFFICIALI DELLE COMUNITÀ EUROPEE
BUREAU VOOR OFFICIËLE PUBLIKATIES DER EUROPESE GEMEENSCHAPPEN

ISBN 92-825-1633-4

Boîte postale 1003 – Luxembourg

Cat.: CA-28-79-196-2A-C