



暨南大学
JINAN UNIVERSITY

电价政策解读

汇报人：柯毅明

暨南大学国际能源学院副院长

日期：2025年10月31日



目 录

01

电价分类

Electricity price classification

02

电价改革发展历程

The development process of electricity price reform

03

电价构成及计算

Electricity price composition and calculation

04

国内外电价水平对比

Comparison of electricity price levels at home and abroad



1 电价分类

电价定义：是电能的价格，是电能价值的货币表现。

➤ 按生产流通环节分类：

- (1) 上网电价（发电厂的发电价格）
- (2) 输配价格（电网输电收取的价格）
- (3) 销售价格（用户用电支付的价格）

➤ 按用电类别分类：

- (1) 居民生活用电电价
- (2) 大工业用电电价
- (3) 一般工商业及其他用电电价
- (4) 农业生产用电电价

➤ 按用电电压等级分类：

- (1) 不满1kV
- (2) 1-10kV
- (3) 35-66kV以下
- (4) 66-220kV以下
- (5) 220kV及以上

➤ 按用电时间分类：

尖峰时段、高峰时段、平段、低谷时段、深谷时段

2 电价改革发展历程



暨南大学
JINAN UNIVERSITY

一、完全管制定价时期（1978-1985年）

❖ 核心是稳定电价、稳定供应

这个时期，我国电力工业发输配售电一体、装备差、可靠性低、缺电严重、发展资金不足。为确保宝贵的电力资源用到国民经济发展的“刀刃”上，电价政策在稳定总体价格水平基础上，持续推动结构性改革，促进提高电力使用效率：引入国际普遍采用的两部制电价，激励用户提高用电负荷率，扭转了用电效率过低局面；出台功率因数调整电费办法，促进无功就地补偿；推广具有分时功能的电表，试点峰谷电价、季节电价，促进削峰填谷。上世纪80年代，农村各家各户开始安装电表。

二、还本付息电价时期（1985~1997年）

❖ 核心是鼓励投资、保障需求

80年代中期起，我国经济高速发展，各地均出现了严重的“发展等电”问题。为调动各方办电积极性，特别是鼓励社会资本投入到电力行业，政府放松上网环节价格管制，引入“还本付息电价”，核定能够覆盖融资成本、保障协议利润的上网电价、销售电价。还本付息电价政策的实施，充分调动了社会力量办电积极性，地方自筹和利用外资筹集的电力建设资金占比显著提升，促进了电力工业快速发展，缓解了供求矛盾。1989年7月，南京供电局率先采用微机进行电费管理。

三、经营期电价时期（1997~2002年）

❖ 核心是避免价格过快上涨，扩大需求

1997年亚洲金融危机爆发，我国电力需求矛盾有所缓和，为调整电价政策提供了窗口期。上网电价方面，进一步突出投资主体的经营责任，将还本付息电价改为经营期电价，按经营期统筹考虑运营成本、税金与合理利润，既有利于引导投资，又抑制电价水平过快上涨。销售电价方面，实施了农电“两改一同价”改革，将农网经营成本在城乡用户中共同分摊，将之前农村普遍度电1元以上的价格降低到0.56元左右，极大提高了农村地区安全可靠经济用电水平，为后续村镇经济腾飞提供了电力保障。

四、标杆电价时期（2002~2014年）

❖ 核心是事前定价、鼓励清洁能源发展

2002年，国务院出台《电力体制改革方案》（国发[2002] 5号文），电力工业实现了全面的厂网分开、主辅分离。2005年，《电价改革办法》印发，燃煤机组上网电价形成机制由事后定价改为事前核定标杆电价，显著提升了投资效率。随后，标杆电价推广到风电、光伏、核电、生物质发电等领域，“一厂一价”历史终结。出台了征收可再生能源电价附加和上网电价退坡相结合的补贴制度，极大地促进了我国可再生能源的发展。

五、新一轮电力改革时期（2015年至今）

❖ 核心是促进绿色转型和降低用能成本

2015年，中共中央国务院下发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发9号文），确定了“三放开、一独立、三强化”的改革基本路径以及“**放开两头、管住中间**”的体制框架。一是形成了较完整的输配电价体系。先后印发跨区专项输电工程、区域电网、省级电网、地方电网和增量配电网的定价办法，构建了科学的独立输配电价制度体系，核定了各级电网输配电价水平，适用于所有类型的电力市场化交易。二是有序放开发用电价格，市场形成价格比例快速提升。推动上网、销售环节政府定价快速向市场定价转变，促进了电力资源配置。

2021年《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）**有序放开全部燃煤发电电量上网电价，通过市场交易形成**。推动工商业用户全部进入市场，取消目录销售电价，暂未入市的由电网企业代理购电。

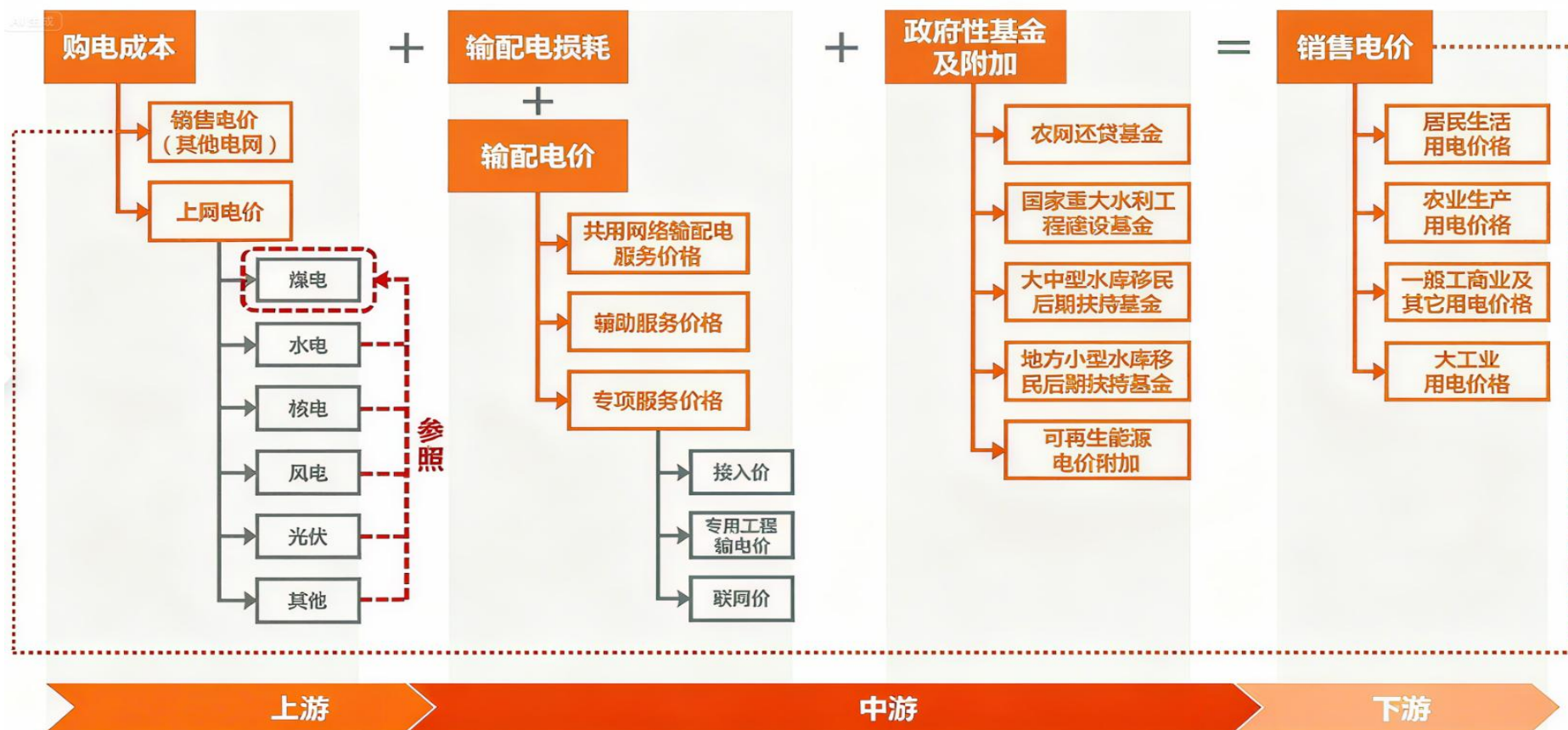
2023年《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）**建立煤电容量电价机制**。

2025年《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）**新能源上网电量全面进入市场**，电价改革向容量市场、辅助服务市场深化。

3.1 电价构成

电价，用户的用电价格，即用户侧的销售价格，由三部分构成：

- 1) 发电侧的上网电价（由电厂类型决定）
- 2) 输配电成本（由电网决定）
- 3) 政府性基金及附加（由政府决定）

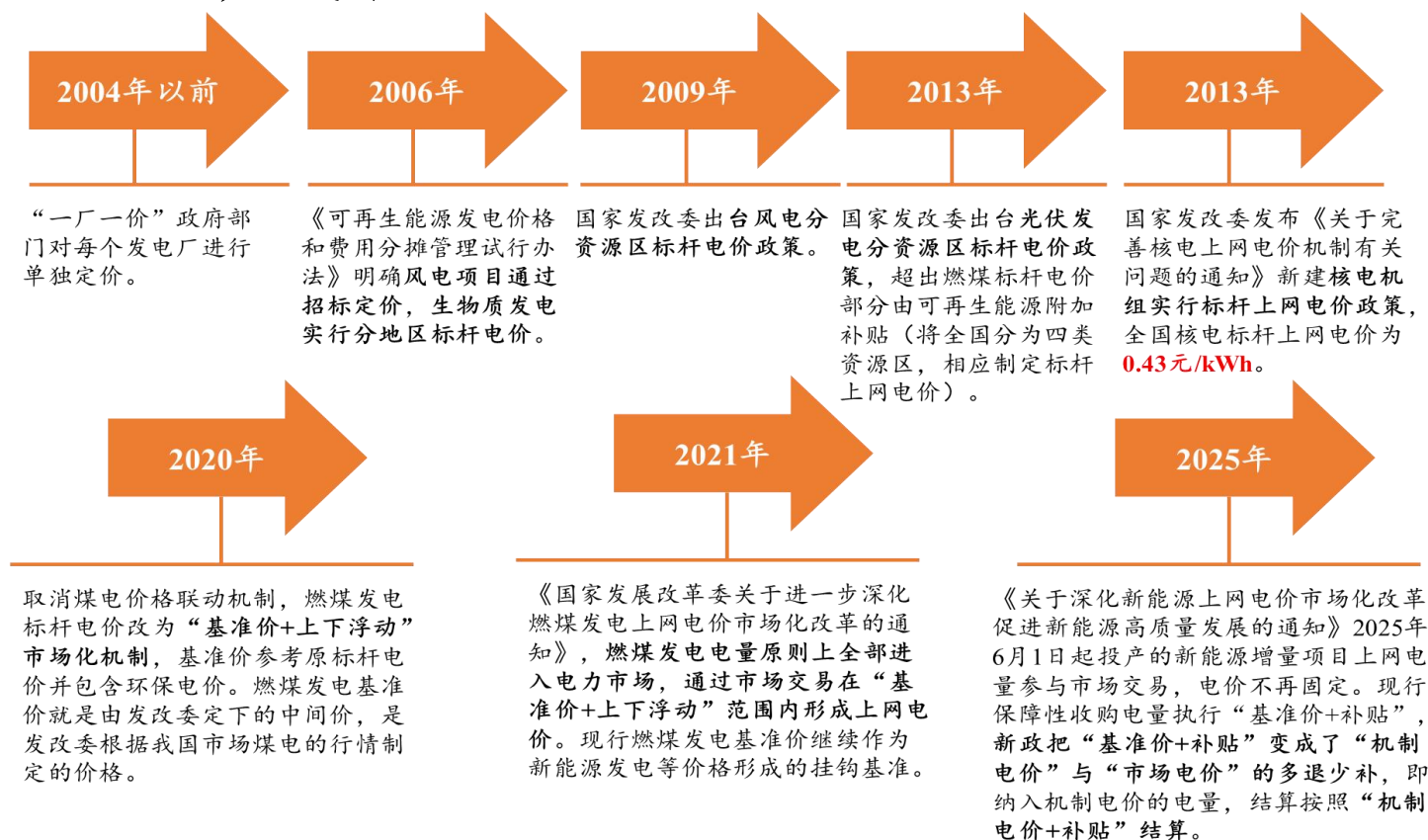




3.1 电价构成

(1) 上网电价

上网电价是电网购买发电企业的电力和电量，在发电企业接入主网架那一点的计量价格，主要用以补偿电能生产成本。



上网电价发展示意图



3.1 电价构成

(2) 输配电价

输配电价是输配电价是电网企业为用户提供电力输送和配电服务所收取的费用，主要用以回收电网成本，保障电网正常运行。

我国输配电价改革的基本思路是：

- 按“准许成本加合理收益”原则，分电压等级核定输配电价；
- 把输配电价与上网电价、销售电价在形成机制上分开。

2015年3月

新电力体制改革拉开序幕

2015年国家发改委颁布《关于推进输配电价改革的实施意见》，对试点地区的输配电价定价成本进行监审；非试点地区应以有效资产为基础，核算电网的准许收入和各电压等级的输配电价；分类推进交叉补贴改革。组织开展了**第一监管周期**省级电网、区域电网和跨省跨区专项工程**输配电定价成本监审**。

2015年6月-2018年

配套政策相继出台

2015~2018年，通过输配电价改革已建立起一套科学独立的输配电价定价机制，完成了26个省级电网5个区域电网输配电价20余条跨省跨区专项工程输配电价格的核定并落地实施。输配电定价及监管机制是本轮电改**建立“管住中间、放开两头”体制架构的基础和前提**。

2019-2022年

第二轮输配电价核价

2019年，国家发改委启动**第二轮输配电价成本监审和定价工作**。《省级电网输配电价定价办法》明确省级电网输配电价核定遵循“准许成本加合理收益”原则，细化分电压等级、分用户类别的定价方法，确立三年一周期的监管机制。

2023-2025年

第三监管周期省级电网输配电价

2023年，国家发展改革委印发的《省级电网输配电价定价办法》及有关规定，核定**第三监管周期各省级电网输配电价**，同时优化工商业电价结构。《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》助力新能源高效消纳与新型电力系统构建。

输配电价发展示意图



(3) 政府性基金及附加

政府性基金包括：农网还贷基金、重大水利工程基金、大型水库移民基金、可再生能源附加4项。
其中：可再生能源附加为全国统一1.9分/kWh；其他几项电价中的附加基金如下表所示。

区域	地区	工业企业结构调整专项资金征收标准 (分/kWh)	重大水利工程建设基金征收标准 (分/kWh)	大中型水利移民后期扶持基金标准 (分/kWh)	区域	地区	大中型水库移民后期资金征收标准 (分/kWh)	重大水利工程建设基金征收标准 (分/kWh)	大中型水利移民后期扶持基金标准 (分/kWh)
华北	北京	0.70	0.70	0.83	华中	湖北	1.26	0.00	0.83
	天津	0.82	0.70	0.83		湖南	0.56	0.38	0.83
	冀北	0.72	0.70	0.36		江西	1.15	0.55	0.83
	冀东	1.24	0.70	0.35		河南	1.50	1.13	0.83
	山东	0.97	0.70	0.32		四川	1.15	0.70	0.82
	山东	1.39	0.70	0.83		重庆	1.30	0.70	0.63
	蒙西	0.54	0.40	0.31	西北	陕西	1.68	0.40	0.83
西北	辽中	0.31	0.40	0.83		甘肃	0.83	0.40	0.55
	吉林	0.00	0.40	0.55		宁夏	0.25	0.40	0.21
	黑龙江	0.28	0.40	0.39		青海	0.00	0.40	0.19
	蒙东	0.00	0.40	0.31	南方	广东	0.00	0.40	0.28
南方	上海	1.12	1.39	0.83		广西	0.33	0.70	0.83
	江苏	0.88	1.49	0.83		云南	0.85	0.40	0.83
	浙江	0.88	1.44	0.83		贵州	0.20	0.40	0.50
	安徽	1.27	1.29	0.83		海南	1.17	0.40	0.63
	南方	0.86	0.70	0.83					

(图片来源：平安证券)

3.1 电价构成

(4) 销售电价

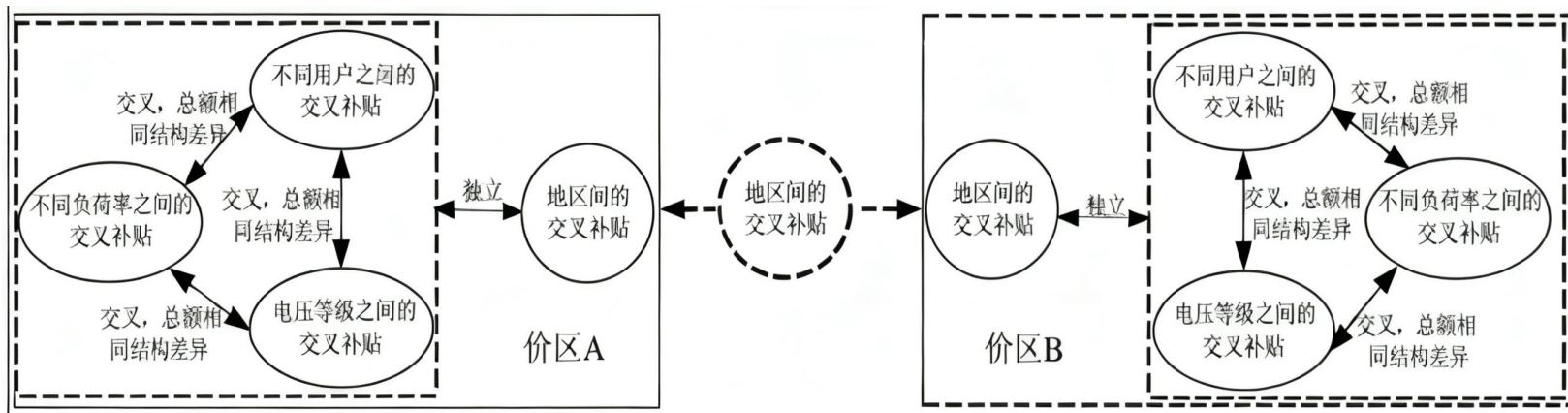
销售电价是指电网经营企业等对终端用户销售电能的价格。

销售电价=购电成本+输配电损耗+系统运行费用+输配电价+政府性基金

此外，销售电价在长期政府定价过程中，形成了较大金额的**电价交叉补贴**。

电价交叉补贴是在**不影响整体电价水平的前提下**，通过调整电价结构，使得各类别用户用电价格与实际供电成本发生偏离，达到一部分用户给予另一部分用户电价补贴的政策目标。目前，我国电价交叉补贴主要体现在：

- 工商业用户补贴居民、农业用户
- 城市补贴农村
- 高电压等级补贴低电压等级
- 地区间的交叉补贴



电价交叉补贴之间的关系图

3.1 电价构成

(4) 销售电价

销售电价的计价方式包括**单一制电度电价**和**两部制电价**两种方式。

单一制电价：是按照用户用电度数计算的电价，主要表现在居民生活电价、一般工商业及其它照明电价和农业生产电价。

$$R = \rho_{w.d} \cdot W_d$$

R --电费； $\rho_{w.d}$ --电价； W_d --用电量

- 特点：简单明了，易于理解，计量费用少。
- 适用对象：变压器在**315kVA**以下的用户。

两部制电价：由电力电价和电量电价两部分构成。基本电价是以客户受电容量（kVA）或客户最大需量（kW）计算的，与其实实际用电量无关；电度电价，在计算电度电费时以客户实际用电量计算电费的。

$$R = \rho_{p.d} P_d + \rho_{w.d} W_d$$

R -电费； $\rho_{p.d}$ -电力电价； P_d -有功容量；

$\rho_{w.d}$ -电价； W_d -用电量。

- 适用：变压器在315kVA及以上**大工业用户**

- 
- ✓ 用电容量在**100**千伏安及以下的，执行**单一制电价**；
 - ✓ **100**千伏安至**315**千伏安之间的，可选择执行**单一制或两部制电价**；
 - ✓ **315**千伏安及以上的，执行**两部制电价**，现执行单一制电价的**用户**可选择执行单一制电价或两部制电价。

3.1 电价构成

(4) 销售电价

广东电网有限责任公司关于2025年10月代理购电工商业用户价格的公告

广东省电网企业代理购电工商业用户电价表（珠三角五市）

（执行时间：2025年10月）

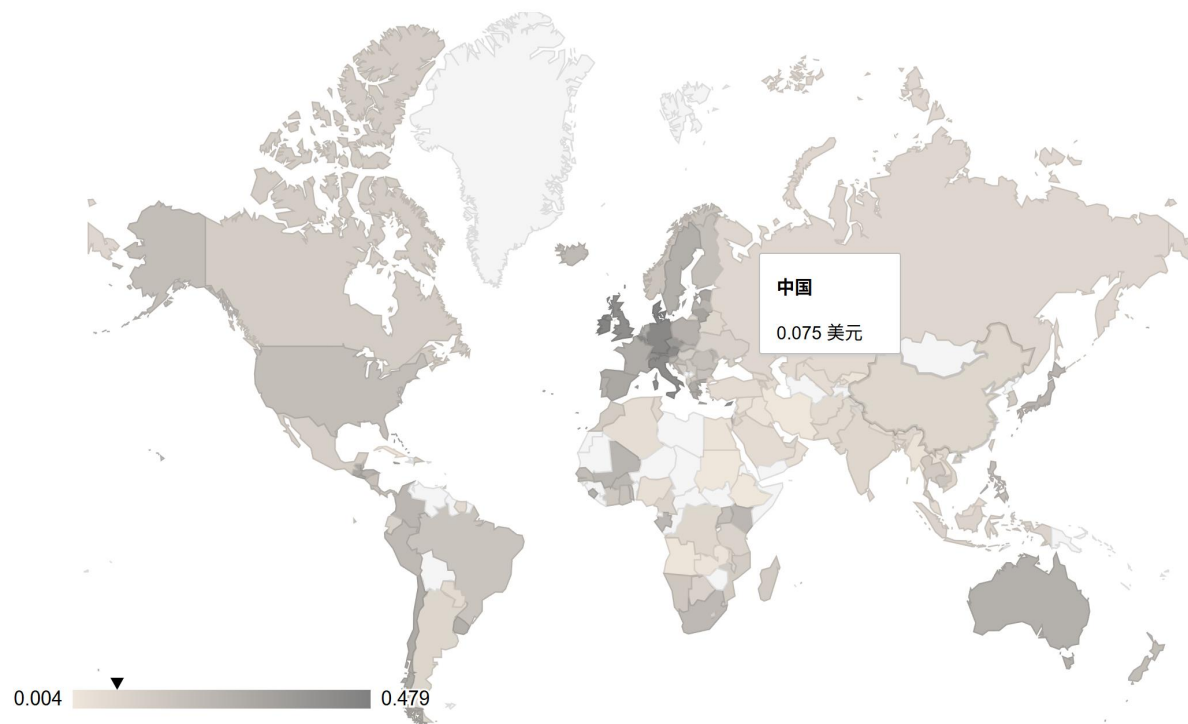
单位：分/千瓦时（含税）

用电分类		电压等级	电量电价	其中					分时电量电价（分/千瓦时）				容（需）量电价	
			（分/千瓦时）	代理购电价格	上网环节线损费用折价	电量输配电价	系统运行费用折价	政府性基金及附加	尖峰时段	高峰时段	平时段	低谷时段	最大需量	变压器容量
													（元/千瓦·月）	（元/千伏安·月）
工商业用电	单一制	不满1千伏	80.476875	49.10	1.51	22.40	4.70	2.766875	167.906875	134.876875	80.476875	32.296875	/	/
		1-10（20）千伏	78.016875	49.10	1.51	19.94	4.70	2.766875	162.686875	130.696875	78.016875	31.366875	/	/
		35-110千伏	73.786875	49.10	1.51	15.71	4.70	2.766875	153.696875	123.506875	73.786875	29.756875	/	/
	两部制	1-10（20）千伏	70.676875	49.10	1.51	12.60	4.70	2.766875	147.086875	118.216875	70.676875	28.576875	36.1	22.6
		35-110千伏	68.166875	49.10	1.51	10.09	4.70	2.766875	141.746875	113.946875	68.166875	27.616875	31	19.4
		220千伏及以上	65.396875	49.10	1.51	7.32	4.70	2.766875	135.856875	109.236875	65.396875	26.566875	26.1	16.3

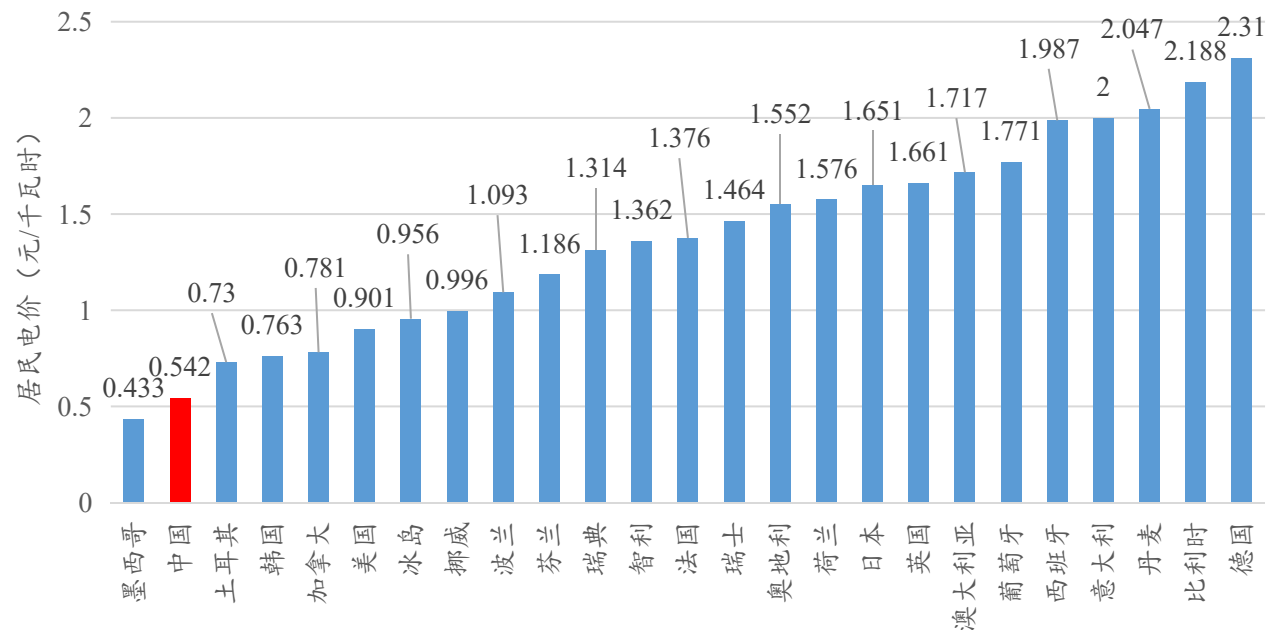
- ✓ 上表适用范围为广州、珠海、佛山、中山、东莞五市；
- ✓ 其中，**电量输配电价**(含政策性交叉补贴)；**系统运行费用折价**(包括箱助服务费用折价、抽水蓄能容量电费折价、煤电气电容量电费折价等)；**政府性基金及附加**包含重大水利工程建设基金0.196875分/千瓦时、水库移民后期扶持基金0.67分/千瓦时、以及可再生能源附加1.9分/千瓦时；
- ✓ 峰谷分时电价以代理购电用户电价(不含政府性基金及附加)为基础电价(平段电价)；
- ✓ **峰谷分时电价全省执行统一时段划分**，高峰时段为10-12点、14-19点；低谷时段为0-8点；其余时段为平段；峰平谷比价为1.7:1:0.38。
- ✓ **尖峰电价执行时间**为7月、8月和9月三个整月，以及其他月份中广州日最高气温达到35℃及以上的高温天，执行时段为每天11-12时、15-17时共三个小时，**尖峰电价**在峰段电价基础上上浮25%。

4.1 国际电价水平比较

(1) 居民电价



2025年9月最新居民电价地图 (USD/KWh)

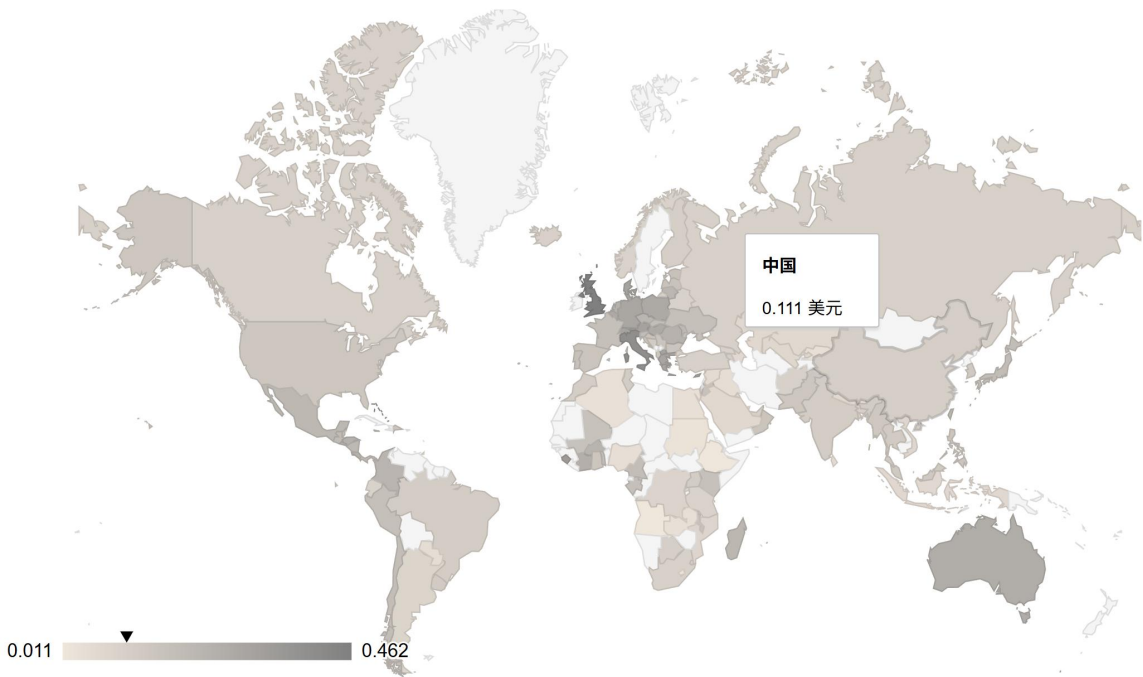


全球平均居民电价为0.161 美元/千瓦时，欧洲住宅电价最高，每千瓦时 0.23 美元；亚洲最低，为 0.08 美元；非洲(0.12)；大洋洲(0.22)；北美(0.14)和南美洲(0.19)介于两者之间。

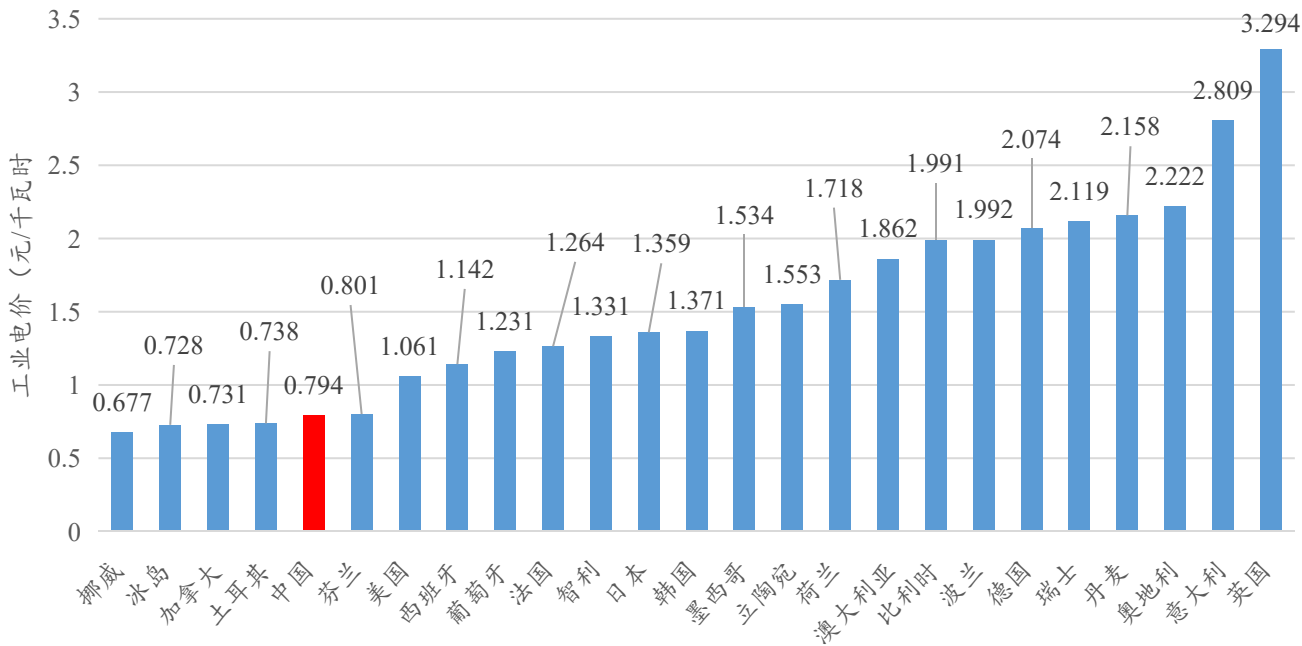
与可获得数据的25个经济合作与发展组织国家一起比较，我国居民电价约为0.542元/千瓦时，我国居民电价位列倒数第二位。

4.1 国际电价水平比较

(2) 工业电价



2025年9月最新工业电价地图 (USD/KWh)



全球平均工业电价为0.157美元/千瓦时，工业电价最高的是大洋洲，为每千瓦时 0.25 美元；最低的价格是非洲(0.12)和亚洲(0.11)；其他大洲：欧洲(0.20)、北美 (0.15)和南美洲(0.20)。

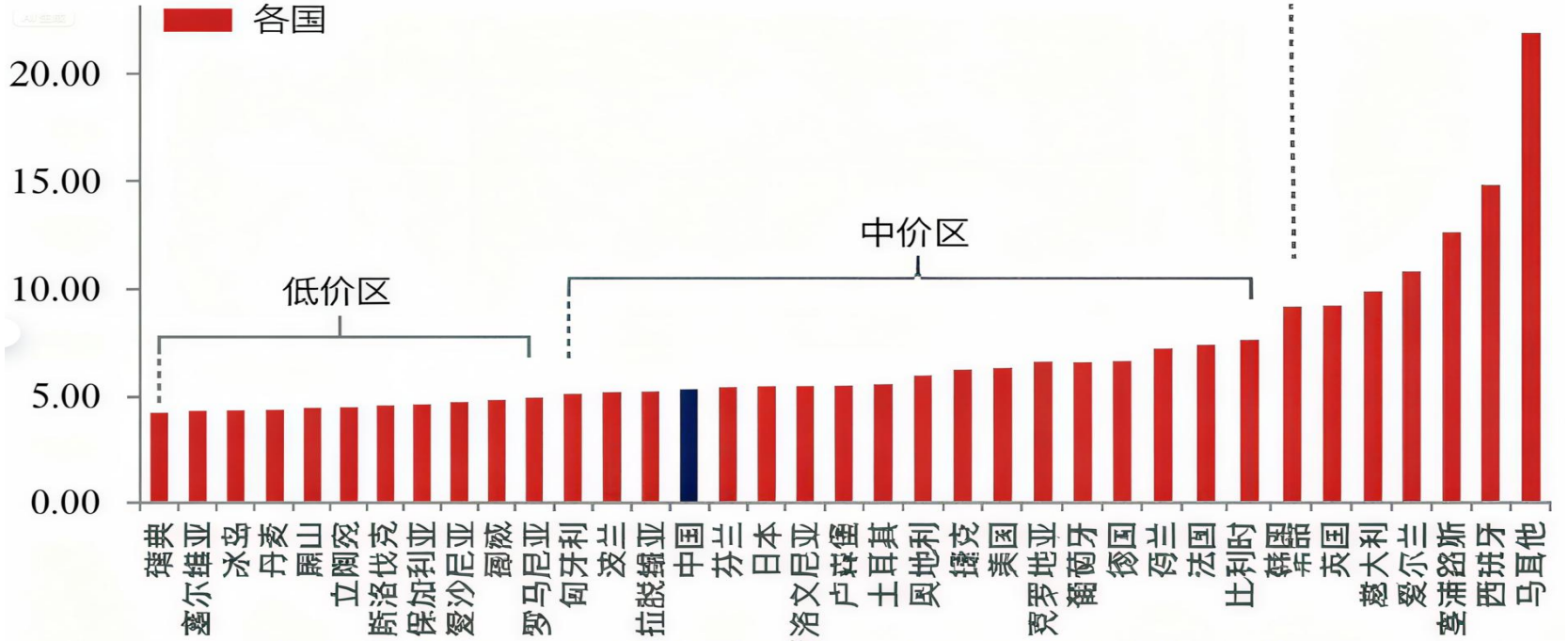
与可获得数据的25个经济合作与发展组织国家一起比较，我国工业电价约为0.794元/千瓦时，我国工业电价处于中低水平。

(数据来源：全球能源价格网)

4.1 国际电价水平比较

(3) 上网电价

从上网电价看，37个国家平均上网电价每千瓦时**6.8美分**（**0.476元/kWh**），分布区间为4.1美分（瑞典）~22.0美分（马耳他），相差5倍。其中，**高于8美分**的有西班牙（14.8美分）、意大利（10.0美分）、英国（9.3美分）等7个国家；**5~8美分**的有韩国（7.2美分）、法国（7.3美分）、德国（6.6美分）、美国（6.2美分）、**中国（5.3美分）**（**0.371元/Kwh**）等19个国家；**低于5美分**的有挪威（4.7美分）、丹麦（4.3美分）等11个国家。我国的上网电价处于**中等水平**，排在第23位。



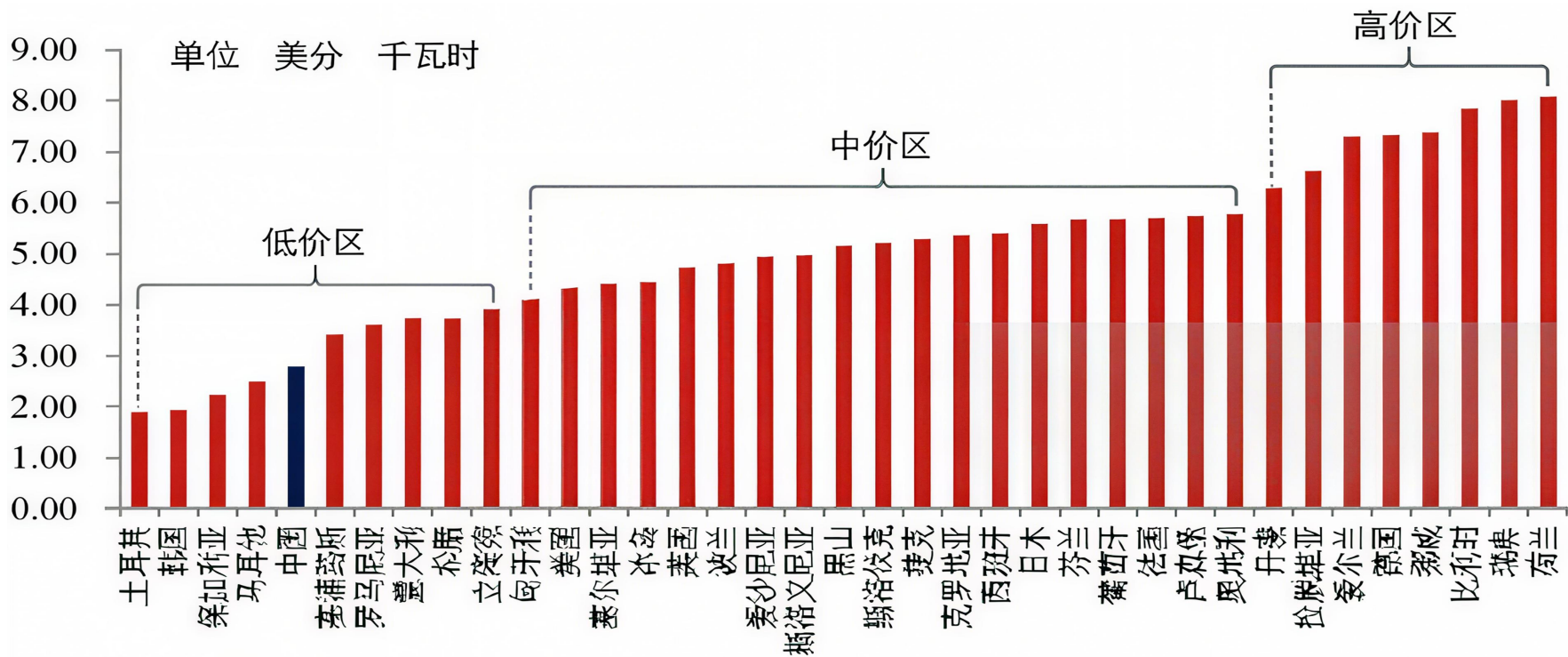
（数据来源：全球能源价格网）



4.1 国际电价水平比较

(4) 输配电电价

从输配电电价看，37个国家平均输配电价每千瓦时为5.0美分（0.35元/Kwh），分布区间为1.9美分（土耳其）～8.1美分（荷兰），相差4.3倍。其中，我国位列第33位，也就是倒数第5位，处于较低水平。

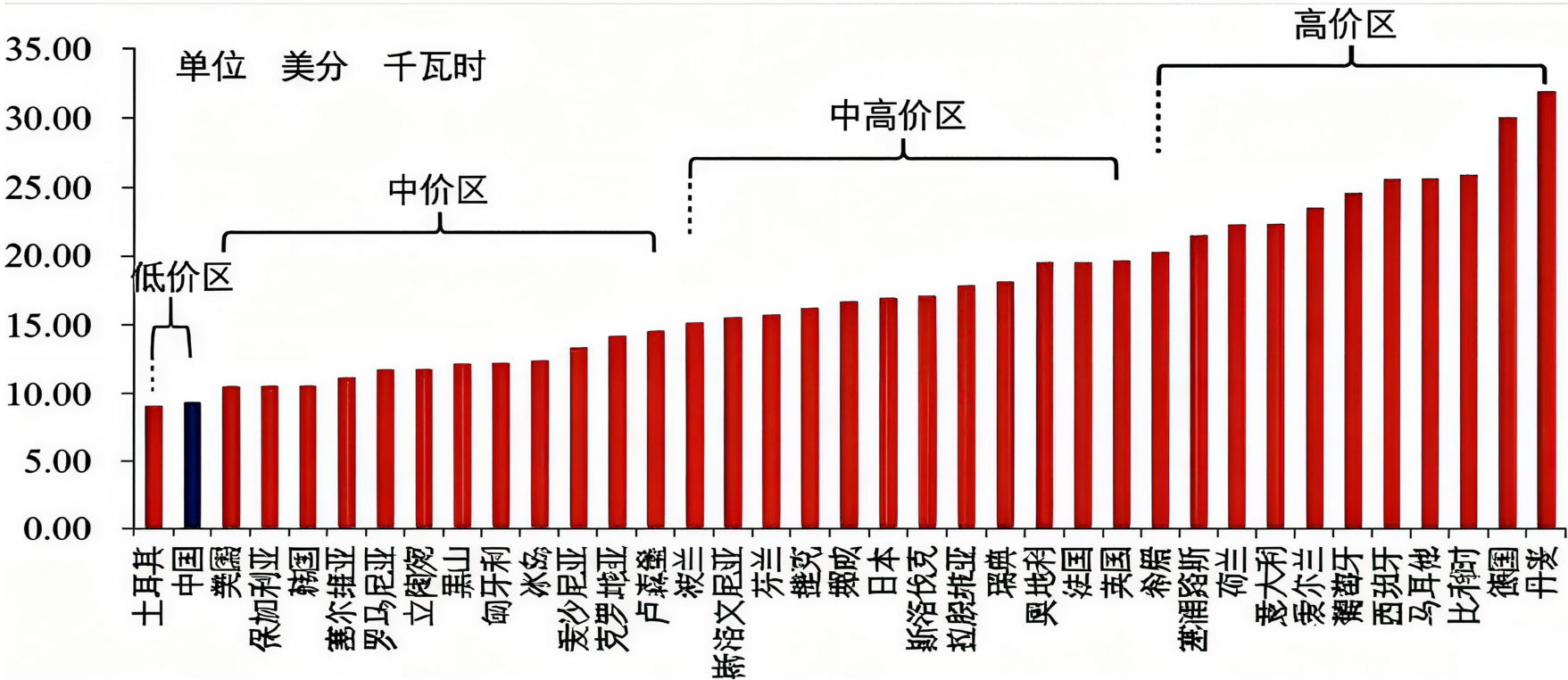


(数据来源：全球能源价格网)

4.1 国际电价水平比较

(5) 销售电价

销售电价就是到用户的电价，是消费者直接感受到的电价水平。37个国家平均销售电价为每千瓦时**17.5美分**（**1.225元/kWh**），分布区间为9.2美分（土耳其）~31.9美分（丹麦），相差3.5倍，按水平高低分为四个区间。我国的销售电价是**9.4美分**（**0.658元/kWh**），处于37个国家的倒数第二位。



（数据来源：全球能源价格网）

4.1 国际电价水平比较

综合情况



2025年第二季度以来世界平均电价 (USD/KWh)



2025年第二季度以来欧洲平均电价 (USD/KWh)

(数据来源: 全球能源价格网)

自 2025 年第二季度以来, 世界平均居民电价上涨 **2.63%**, 平均工业电价上涨 **1.31%**。



发达国家: 电价较高, 欧洲 (如德国、丹麦) 居民电价约0.30-0.40美元/千瓦时, 反映可再生能源补贴和碳成本; 美国约0.10-0.15美元/千瓦时, 受益于页岩气低价。

新兴市场: 工业电价较低 (中国、印度约0.05-0.10美元/千瓦时), 依赖煤电补贴, 但居民电价因政策调控差异大。

资源富集国: 如挪威 (水电为主, 约0.05美元/千瓦时)、沙特 (石油发电, 低至0.03美元/千瓦时)。

欠发达地区: 非洲部分国家 (如乍得) 电价超0.50美元/千瓦时, 因发电成本高、电网落后。

特殊案例: 日本 (LNG依赖, 电价超0.25美元/千瓦时); 澳大利亚 (煤电+可再生能源, 电价波动大)。

4.1 国际电价水平比较



影响因素分析

1

➤ 政策体制因素

- 交叉补贴机制：工业、商业用户补贴居民用户，形成内部价格转移
- 政府强力管控：国家发改委严格控制电价调整频率和幅度
- 民生保障导向：将低电价作为社会福利和民生保障手段

2

➤ 能源结构优势

- 煤炭主导地位：煤电占发电量约60%，煤炭价格相对稳定可控
- 规模经济效益：全球最大的电力系统带来显著的规模效应
- 全产业链优势：从煤炭开采到发电、输配的全链条控制能力

3

➤ 成本控制能力

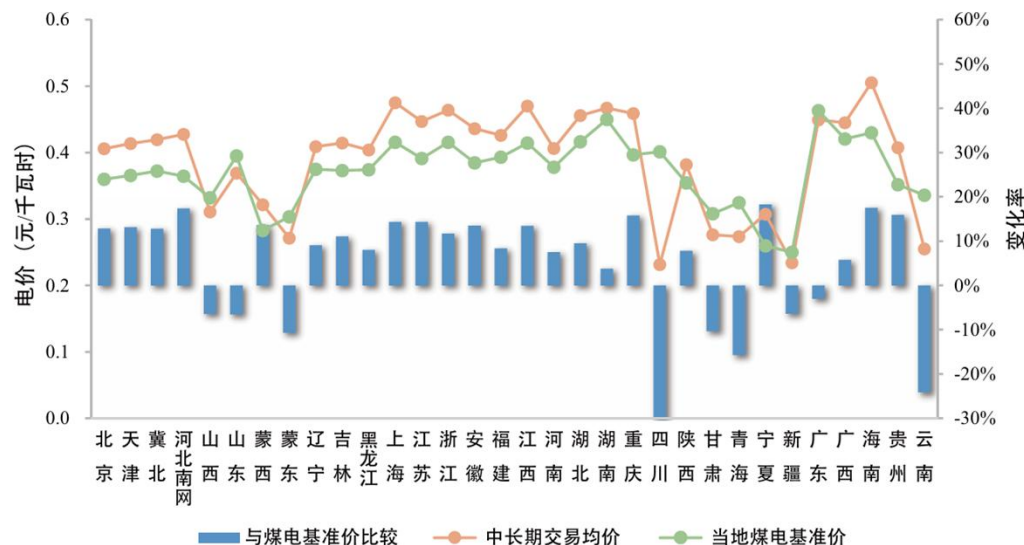
- 发电成本控制：煤电技术成熟，光伏、风电成本快速下降
- 电网成本优化：国有电网企业通过规模效应降低单位成本
- 投资效率提升：基础设施集中建设，边际成本递减

4

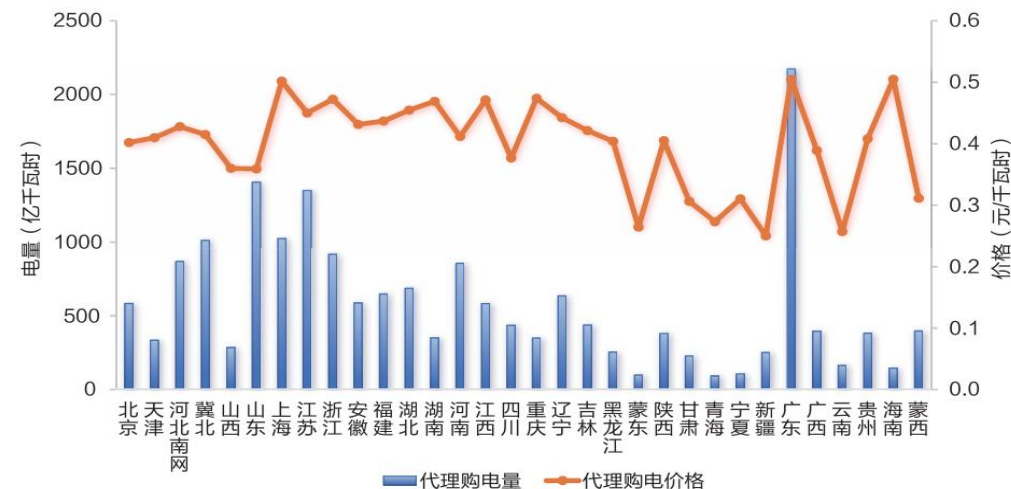
➤ 发展阶段特征

- 工业化进程中：制造业仍是经济支柱，需保持工业电价竞争力
- 城镇化加速期：低居民电价支持城镇化进程和民生改善
- 市场化过渡期：电力市场化改革稳步推进，避免价格剧烈波动

4.2 国内电价水平比较



2024年各地电力中长期交易均价

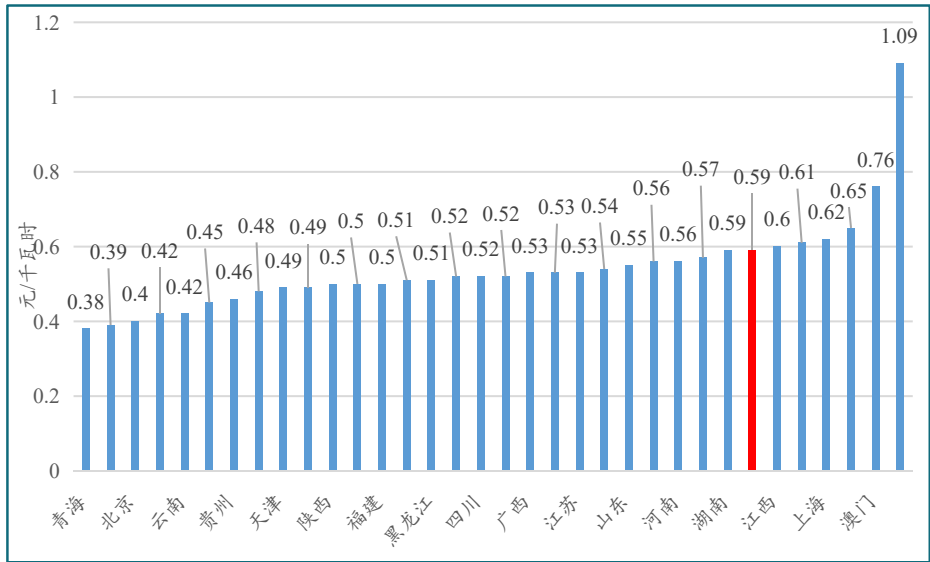


2024年各地电网代理购电量价情况

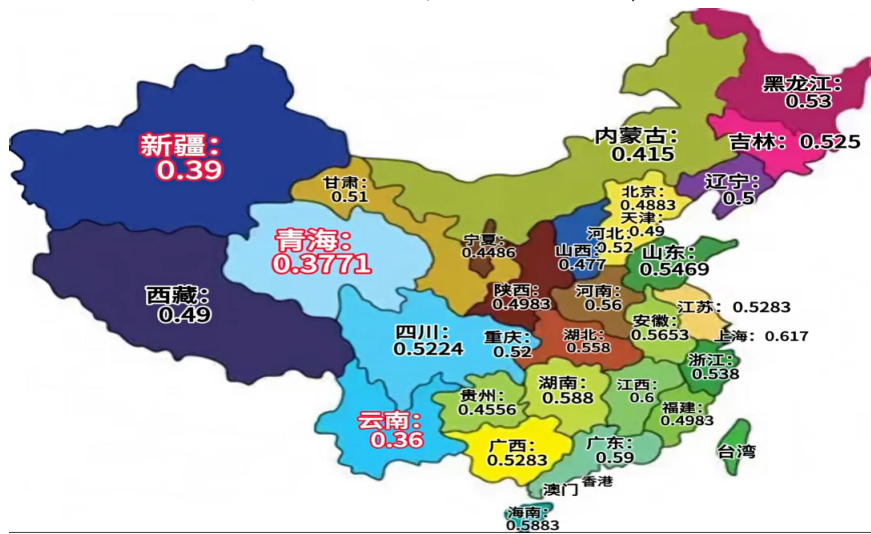
（数据来源：《2024年度中国电力市场发展报告》）

- 各地中长期交易价格差异明显。2024年，各地中长期交易均价在**0.231—0.505元/千瓦时之间**，较当地煤电基准价平均高出4.7%，其中23个省（区、市）/地区高于当地煤电基准价，9个省（区、市）/地区低于当地煤电基准价。
- 现货价格普遍低于中长期。2024年已转正式运行的山西、广东、山东、甘肃电力现货市场，日前市场**均价分别为0.314、0.347、0.316、0.249元/千瓦时**。
- 电网代理购电各地量价差异较大。2024年，全国电网代理购电量1.84万亿千瓦时，其中优先发电量0.88万亿千瓦时，市场化采购电量0.96万亿千瓦时；全国电网代理购电均价0.426元/千瓦时，**各地电网代理购电均价在0.250—0.505元/千瓦时之间**。

4.2 国内电价水平比较



全国各省居民用电价格排名



全国各省居民用电价格（元/千瓦时）

（数据来源：《2024 年度中国电力市场发展报告》）

区域	省市	尖峰	高峰	平时段	低谷	深谷	峰谷价差
华北	北京	1.02117	0.89171	0.64897	0.40623		0.61494
	冀北	1.04012	0.89776	0.60467	0.31158		0.72854
	河北南	1.07624	0.93691	0.65005	0.36319		0.71305
	山西	0.81847	0.71115	0.50991	0.32544		0.49304
	山东	1.02907	0.89867	0.59417	0.28977	0.20277	0.7393
	天津	1.18277	1.00497	0.70857	0.38847		0.7943
华中	江西	1.03605	0.94475	0.67082	0.3969	0.35124	0.68481
	湖北	1.0899	0.8661	0.6511	0.4098		0.6801
	河南	1.30061	1.10267	0.68837	0.37189		0.92872
	湖南	1.26741	1.07335	0.70949	0.34563		0.92178
	四川	0.87196	0.73326	0.47319	0.21313		0.65882
	重庆	1.37956	1.17125	0.78066	0.37706		1.00251
华东	上海	1.6207	1.3105	0.7591	0.3455		1.2752
	浙江	1.239	1.0325	0.6257	0.2378		1.0012
	江苏	1.1721	1.0182	0.6763	0.3985		0.7736
	安徽	1.3532	1.1499	0.6848	0.3438		1.0094
	福建	0.88329	0.80103	0.58417	0.34861		0.53468
东北	内蒙古东	0.82636	0.72612	0.52328	0.36816	0.33952	0.48683
	黑龙江		0.82796	0.62997	0.43197		0.39599
	吉林		0.92414	0.68723	0.45032		0.47382
	辽宁	0.9792	0.82055	0.60901	0.39748		0.58173
西北	宁夏		0.58885	0.41045	0.26785		0.321
	陕西-陕西电网	0.86633	0.79533	0.54683	0.29833		0.568
	陕西-榆林电网	0.84703	0.77603	0.52753	0.27903		0.568
	新疆		0.60275	0.44796	0.32059	0.32058	0.28216
	青海		0.56437	0.39211	0.21437		0.35
	甘肃		0.4553	0.43047	0.44544		0.00986
南网	广东-珠三角五市	1.43937	1.15697	0.69197	0.28007		1.1593
	广东-惠州	1.38317	1.11207	0.66557	0.26997		1.1132
	广东-江门	1.43117	1.15047	0.68817	0.27857		1.1526
	广东-东西两翼地区	1.25767	1.01167	0.60647	0.24757		1.0101
	广东-粤北山区	1.15367	0.92847	0.55757	0.22897		0.9247
	云南		0.53524	0.42508	0.31493		0.22031
	广西		0.81001	0.6229	0.43579		0.37422
	贵州		1.01796	0.64572	0.27348		0.74448
	海南		1.18797	0.74501	0.36533		0.82264
	澳门						

2025年8月份各地电价(10千伏两部制电价)
单位：元/kwh

➤ 居民用电价格：西南、西北部分省份电价较低；广东珠三角等区域电价较高，整体呈现出西部地区低，东部沿海部分地区高的格局。

➤ 工商业（10 千伏两部制）电价：不同区域、省市的尖峰、高峰、平时段、低谷、深谷电价及峰谷价差差异显著，华北、华东、华南等区域内不同省市也存在明显的时段电价和价差分化。



4.2 国内电价水平比较

影响因素分析

1

➤ 经济发展水平差异

• 经济发展水平是导致电价差异最直观的因素。

• 经济活动活跃，工业、商业和居民用电需求巨大且增长快，对电网的供电可靠性和负荷压力要求极高。为了满足用电需求，电网需要进行巨额投资，最终会体现在更高的输配电价中，从而推高销售电价。欠发达地区用电需求相对较小，电网建设和运营成本也较低。此外，支付能力与价格承受度发达地区的用户对电价的承受能力更强，在定价时，电价水平也相应更高。

2

➤ 地区资源禀赋差异

• 资源禀赋决定了电力的一次能源成本。

• 西北地区拥有丰富的煤炭、风能和水力资源，这些地区发电的燃料成本或资源成本极低；西南地区拥有巨大的水电资源，在丰水期电力供应充足，电价也非常有竞争力；山西、内蒙古作为传统煤炭大省，靠近燃料产地，坑口电站成本优势明显。而东南沿海地区自身能源资源匮乏，发电所需煤炭、天然气等燃料需要长途运输，成本高昂。

3

➤ 地区政策支持

• 政策是调节电价地域差异的“有形之手”。

• 政府通常通过提高工商业电价，来补贴居民和农业用电，维持后两者的低电价。在经济发达、工商业用电量大的地区，这种补贴能力更强，西部大开发、脱贫攻坚等国家战略，对中西部地区、偏远地区在经济和政策上有所倾斜。对于青海、甘肃等新能源大省的新能源扶持政策，丰富的低成本风电、光伏在市场上交易，也拉低了整体用电成本。

4

➤ 用电习惯

• 用电习惯主要通过影响电网的负荷特性和供电成本，间接影响电价政策的制定。

• 南方省份具有显著的夏季用电高峰，电网需要投资建设大量的调峰电源和配套设施，从而推高当地的整体电价水平；北方省份冬季采暖负荷大，但对电网的压力相对小于南方的夏季空调负荷。

感谢聆听！

