



国家电力监管委员会

# 监管公告

2008年第5号  
(总第8号)

国家电力监管委员会办公厅

# 2007 年度电价执行情况监管报告

二〇〇八年九月

# 目 录

第一部分 电价水平基本情况.....	2
一、上网电价 .....	2
二、输配电价 .....	4
三、销售电价 .....	7
四、政府性基金和附加 .....	10
第二部分 节能减排电价政策执行情况.....	12
一、脱硫电价 .....	12
二、差别电价 .....	13
三、可再生能源电价附加 .....	15
四、降低小火电机组上网电价 .....	15
五、峰谷、丰枯电价 .....	16
第三部分 监管评述 .....	18
一、总体评述 .....	18
二、电价水平评述 .....	20
三、节能减排电价政策评述 .....	22
四、电价执行中存在的问题 .....	24
第四部分 监管要求 .....	30
一、加强监督检查，确保国家电价政策执行到位，对已查出 的问题要限期整改.....	30



二、加大对跨地区电能交易价格行为的监管，促进交易行为公正、公开、合理.....	30
三、监督脱硫设施按规定运行，督促各方认真贯彻实施脱硫电价政策.....	31
四、加强对电力企业价格成本结算等信息披露的监管.....	31
第五部分 监管建议 .....	32
一、继续推行和完善差别电价政策，将政策落到实处.....	32
二、进一步完善峰谷、丰枯电价政策，规范价格行为.....	32
三、完善脱硫电价政策，尽快研究出台脱硝电价政策.....	33
四、加快电价改革步伐，促进合理电价机制的形成.....	33

## 表索引

表 1	各区域发电企业平均上网电价统计表 .....	2
表 2	各省区市发电企业平均上网电价统计表 .....	3
表 3	电网企业平均输配电价（购销差价）统计表 .....	5
表 4	各省区市电网企业平均输配电价（购销差价）统计表 .....	6
表 5	各区域平均销售电价统计表 .....	7
表 6	各省区市平均销售电价和居民用电平均电价统计表 .....	9
表 7	各省区市政府性基金和附加平均水平统计表 .....	10
表 8	各区域脱硫电价统计表 .....	12
表 9	各行业差别电价统计表 .....	14

## 专栏索引

专栏 1	新建发电机组进入商业运行电价介绍 .....	4
专栏 2	跨地区电能交易价格政策介绍 .....	7
专栏 3	近几年国家电价调整情况介绍 .....	10
专栏 4	煤电价格联动政策介绍 .....	11
专栏 5	脱硫电价政策介绍 .....	13
专栏 6	差别电价政策介绍 .....	14
专栏 7	可再生能源电价政策介绍 .....	15
专栏 8	降低小火电机组上网电价政策介绍 .....	16
专栏 9	峰谷电价和丰枯电价政策介绍 .....	17



为全面反映 2007 年度电价执行情况，切实履行电价监管职能，规范价格行为，维护价格秩序，根据《电力监管条例》(国务院第 432 号令)、《电力监管报告编制发布规定》(电监会 23 号令)以及国家电监会关于信息公开、报送及披露等有关规定，国家电监会及派出机构开展了 2007 年度电价政策执行情况监督检查和电价信息汇总分析工作。2007 年四季度，国家电监会与国家发展改革委联合部署了全国电力价格专项检查，重点检查电力企业、地方政府及有关部门执行差别电价、脱硫电价、上网电价、销售电价等政策的情况。电力监管机构还组织力量对一些重点问题进行了检查核实。国家电网公司及其所属网、省公司、南方电网公司及其所属省公司、内蒙古电力有限责任公司，华能、大唐、华电、国电、中电投等五大发电集团公司以及其他中央发电企业和地方发电企业，共 500 多家电力企业按国家电监会要求报送了电价材料。2008 年上半年，针对电力企业反映的问题，国家电监会及派出机构再次组织力量进行了检查，并对问题逐一进行核查。在上述工作基础上，形成本报告。

由于西藏自治区尚未实行厂网分开，价格不具有可比性，因此本报告中未包括西藏的情况。2008 年电价调整及执行情况也未在本报告中体现，将在 2008 年度电价监管报告中反映。



## 第一部分 电价水平基本情况

2007年,国家未出台全国性电价调整政策,只对个别地方电价矛盾进行了疏导,同时,由于受2006年6月电价调整翘尾因素的影响、新增脱硫机组享受加价政策以及上网电量、销售电量结构变化等原因,与上年相比,电价水平略有上升,但总体平稳。

### 一、上网电价

2007年发电企业平均上网电价为336.28元/千千瓦时,比2006年增长1.74%。

从企业类型看,中央发电企业平均上网电价为329.28元/千千瓦时,比2006年增长2.39%,地方发电企业平均上网电价为352.05元/千千瓦时,比2006年增长0.82%。

从区域看,华东区域平均上网电价最高,为389.52元/千千瓦时,依次为南方、东北、华北、华中,西北最低,为245.01元/千千瓦时(见表1)。各省区市发电企业平均上网电价见表2。

表1 各区域发电企业平均上网电价统计表

单位:元/千千瓦时

项目 \ 区域	华北	东北	西北	华东	华中	南方
上网电价	320.98	323.20	245.01	389.52	313.06	368.18
增长额	-3.00	8.35	10.08	10.77	5.65	12.99
增长率(%)	-0.93	2.65	4.29	2.84	1.84	3.66



表2 各省区市发电企业平均上网电价统计表

单位：元/千千瓦时

省份	项目	平均上网电价	增长额	增长率 (%)
北京		379.24	9.48	2.56
天津		372.45	2.69	0.73
河北		345.33	8.79	2.61
山东		374.37	6.39	1.74
山西		284.47	10.18	3.71
内蒙古西部		262.76	6.73	2.63
辽宁		335.26	2.48	0.75
吉林		323.34	12.10	3.89
黑龙江		318.66	14.87	4.90
内蒙古东部		292.25	1.01	0.35
陕西		286.86	3.70	1.31
甘肃		237.03	4.92	2.12
宁夏		229.78	15.51	7.24
青海		187.46	13.73	7.90
新疆		241.87	10.22	4.41
上海		434.80	42.45	10.82
浙江		436.83	1.66	0.38
江苏		368.20	3.16	0.87
安徽		347.68	11.80	3.51
福建		365.05	4.39	1.22
湖北		297.80	0.08	0.03
湖南		352.48	-1.54	-0.44
河南		326.05	32.74	11.16
四川		290.25	0.99	0.34
江西		361.90	0.23	0.06
重庆		322.17	7.17	2.28
广东		461.63	12.79	2.85
广西		326.18	0.22	0.07
云南		243.17	7.72	3.28
贵州		262.15	11.99	4.79
海南		380.48	22.07	6.16

注：北京、天津上网电价增长额、增长率是与2006年京津唐上网电价相比较而言，河北上网电价增长额、增长率是与2006年河北南网上网电价相比较而言。



从机组类型看，风电机组平均上网电价较高，为 617.58 元/千千瓦时，依次为核电 436.23 元/千千瓦时、火电 346.33 元/千千瓦时，水电机组平均上网电价较低，为 244.04 元/千千瓦时。

从新建发电机组看，2007 年国家电监会有关新建发电机组进入商业运营管理办法出台后，全国共有 197 台新建发电机组并网，在进入商业运营前，平均电价为 229 元/千千瓦时。

### 专栏 1 新建发电机组进入商业运营电价政策介绍

2007 年 6 月，国家电监会印发了《新建发电机组进入商业运营管理办法（试行）》（办市场[2007]40 号），规定新建发电机组调试运营期间上网电价按照政府主管价格部门的规定执行；尚无规定的，由发电企业和电网企业按照不低于补偿发电机组变动成本的原则协商确定；经协商不能达成一致的，按管理权限报电力监管机构和当地政府有关部门协调裁定；也可按照所在电网前三年平均调试电量上网电价并考虑煤价变动等因素确定。

## 二、输配电价

从目前的执行情况看，输配电价有三种形式，一是各省级电网输配电价；二是省间电能交易输电价格；三是跨区域电能交易输电价格。

由于输配环节尚未独立定价，省级电网输配电价按照平均销售电价扣除平均购电价计算，即购销差价。2007 年，电网企业平均输配电价（含线损）为 160.12 元/千千瓦时，比



2006 年增长 3.95%，占销售电价比重 31.49%，扣除线损，平均输配电价为 138.17 元/千千瓦时，比 2006 年增长 2.91%，占销售电价比重 27.17%（见表 3）。各省区市电网企业平均输配电价见表 4。

表 3 电网企业平均输配电价（购销差价）统计表

单位：元/千千瓦时

项目 \ 单位	国家电网公司	南方电网公司	内蒙古电力公司	平均
输配电价 (含线损)	157.06	178.82	119.35	160.12
增长额	6.22	1.49	32.55	6.09
增长率 (%)	4.12	0.84	37.5	3.95
输配电价 (不含线损)	136.45	155.62	108.67	138.17
增长额	4.73	2.12	33.34	3.91
增长率 (%)	3.59	1.38	44.26	2.91

省间电能交易输电价格除少数线路，如云南、贵州送广东等有国家定价外，大多数由电网企业之间协商确定送电价格，然后由送端电网与发电企业之间确定购电价格，二者之间的差额为输电费用，即省间电能交易的输电价格。

跨区域电能交易输电价格目前主要有两种形式：一种是国家定价，如三峡、阳城、鲤鱼江等专项送出工程，东北和华北的联网线路等。另一种是电网企业间协商确定，如西北和华中、华北和华中等联网线路。



表4 各省区市电网企业平均输配电价（购销差价）统计表

单位：元/千千瓦时

省份	项目	输配电价 (不含线损)	输配电价 (含线损)	国家公布的2006 年输配电价标准	差值
北京		162.00	194.31	156.18	5.82
天津		136.40	161.26	156.18	-19.78
河北南网		97.19	117.95	95.28	1.91
山西		99.57	120.95	123.47	-23.90
山东		111.22	130.81	90.59	20.63
内蒙古西部		108.67	119.35	97.68	10.99
辽宁		153.44	176.19	151.05	2.39
吉林		135.92	160.16	136.24	-0.32
黑龙江		134.08	146.56	160.78	-26.70
陕西		113.70	131.99	123.80	-10.10
甘肃		111.81	126.41	129.22	-17.41
宁夏		122.36	136.57	130.83	-8.47
青海		96.81	103.94	108.75	-11.94
新疆		129.99	153.45	193.58	-63.59
上海		188.77	218.39	196.76	-7.99
江苏		130.00	176.48	160.75	-30.57
浙江		108.32	120.74	111.52	3.31
安徽		106.73	127.62	126.54	-19.81
福建		102.82	119.50	113.65	-10.83
湖北		145.78	171.03	154.25	-8.47
河南		75.90	93.72	82.70	-6.80
湖南		156.62	156.62	149.60	7.02
江西		126.87	149.07	126.29	0.58
四川		139.80	165.63	147.08	-7.28
重庆		149.53	166.91	173.80	-24.27
广东		193.39	225.52	180.93	12.46
广西		97.49	116.77	111.57	-14.08
云南		115.80	129.28	140.36	-24.56
贵州		86.59	94.84	95.01	-8.42
海南		207.24	242.56	215.44	-8.20

注：1、输配电价（不含线损）为电网企业上报数据，输配电价（含线损）为平均销售电价减去平均购电价。

2、国家公布的2006年输配电价标准为国家发改委(发改价格[2007]1521号)核定并公布的各省级电网输配电价标准（不含输配电损耗）。

3、差值为输配电价（不含线损）与国家公布的2006年输配电价标准的差额。



## 专栏2 跨地区电能交易价格政策介绍

2005年,国家发展改革委、国家电监会联合印发《关于促进跨地区电能交易的指导意见》(发改能源[2005]292号),对跨地区交易价格进行了明确。一是跨地区电能交易的受电价格由送电价格、输电价格和输电损耗构成。二是由国家明确送电价格、受电价格的,应遵照执行;其他交易的送电、受电价格,由送受双方协商确定。三是跨地区输电价格,由电网企业按照有关规定报国家有关部门核批后向交易主体公布。尚未明确输电价格的,可暂由输电方与送、受电方协商确定输电价格,并报国家有关部门备案。四是输电损耗率应经过国家电监会核准并公布。

2007年,国家电监会发布《跨区域输电价格审核暂行规定》(电监价财[2007]13号),对跨区域输电价格审核依据、内容、程序等做出了规定。

### 三、销售电价

2007年,电网企业平均销售电价为508.51元/千千瓦时(未含政府性基金和附加,下同),比2006年增长1.84%,平均购电价为348.39元/千千瓦时,比2006年增长0.89%。

从区域看,南方区域平均销售电价最高,为568.07元/千千瓦时,依次为华东、东北、华北、华中,西北最低,为368.36元/千千瓦时(见表5)。

表5 各区域平均销售电价统计表

单位:元/千千瓦时

项目 \ 区域	华北	东北	西北	华东	华中	南方
销售电价	457.87	479.22	368.36	557.75	442.31	568.07
增长额	1.90	-14.4	2.13	6.73	-22.46	2.19
增长率(%)	0.42	-2.92	0.58	1.22	-4.83	0.39



从分类销售电价看，商业电价最高，为 851.79 元/千千瓦时，依次为非居民照明用电 724.40 元/千千瓦时、非普工业用电 692.83 元/千千瓦时、大工业用电 514.18 元/千千瓦时、居民生活用电 470.88 元/千千瓦时、农业生产用电 401.80 元/千千瓦时，贫困县农排用电电价最低，为 177.52 元/千千瓦时。

从分省平均销售电价水平看，排在前 5 位的分别是：广东 701.32 元/千千瓦时、上海 656.71 元/千千瓦时、北京 624.34 元/千千瓦时、海南 615.37 元/千千瓦时、江苏 578.56 元/千千瓦时，排在后 5 位的分别是：甘肃 363.37 元/千千瓦时、贵州 355.98 元/千千瓦时、内蒙古西部 333.97 元/千千瓦时、内蒙古东部 316.65 元/千千瓦时、青海 293.08 元/千千瓦时（见表 6）。

从分省居民用电类别平均电价水平看，排在前 5 位的分别是：广东 606.60 元/千千瓦时、海南 577.55 元/千千瓦时、江西 548.66 元/千千瓦时、上海 522.71 元/千千瓦时、湖北 500.32 元/千千瓦时，排在后 5 位的分别是：内蒙古西部 385.59 元/千千瓦时、陕西 374.75 元/千千瓦时、山西 374 元/千千瓦时、青海 338.16 元/千千瓦时、江苏 336.79 元/千千瓦时（见表 6）。



表6 各省区市平均销售电价和居民用电平均电价统计表

单位：元/千千瓦时

省份	项目	平均销售电价	增长额	增长率(%)	居民用电平均电价	增长额	增长率(%)
北京		624.34	21.73	3.61	438.87	8.28	1.92
天津		543.24	17.64	3.36	450.07	41.50	10.16
河北北网		467.72	4.04	0.87	412.13	26.88	6.79
河北南网		458.50	17.57	3.99	427.91	27.19	6.79
山西		394.55	9.75	2.53	374.00	0.33	0.09
山东		504.51	26.06	5.45	460.06	14.34	3.22
内蒙古西部		333.97	5.32	1.62	385.59	15.12	4.08
辽宁		520.15	15.28	3.03	469.74	38.36	8.89
吉林		495.27	21.93	4.63	478.44	26.16	5.78
黑龙江		472.10	24.11	5.38	445.90	15.84	3.68
内蒙古东部		316.65	0.16	0.05	411.16	11.94	2.99
陕西		417.15	8.43	2.06	374.75	0.54	0.14
甘肃		363.37	10.42	2.95	457.03	7.94	1.77
宁夏		374.37	21.57	6.11	434.33	-3.03	-0.69
青海		293.08	21.46	7.90	338.16	-11.30	-3.23
新疆		395.65	-21.50	-5.15	485.04	19.51	4.19
上海		656.71	13.54	2.10	522.71	6.57	1.27
江苏		578.56	5.57	0.97	336.79	-7.19	-2.09
浙江		571.70	3.57	0.63	500.15	-1.99	-0.40
安徽		487.12	24.37	5.27	485.11	-2.17	-0.45
福建		482.58	-3.19	-0.66	421.06	2.15	0.51
湖北		511.64	11.51	2.30	500.32	32.13	6.86
河南		419.38	4.80	1.16	493.88	-1.62	-0.33
湖南		495.88	14.59	3.03	445.07	16.97	3.96
江西		504.38	4.69	0.94	548.66	-2.28	-0.41
四川		458.63	16.52	3.74	465.11	62.86	15.63
重庆		480.56	1.93	0.40	459.88	19.74	4.48
广东		701.32	4.27	0.61	606.60	-2.57	-0.42
广西		438.03	4.33	1.00	443.97	0.43	0.10
云南		365.80	1.35	0.37	422.20	31.38	8.03
贵州		355.98	16.97	5.01	405.99	3.52	0.87
海南		615.37	0.14	0.02	577.55	2.42	0.42

注：1、平均销售电价是指各省电网企业全口径销售电量的加权平均价格。

2、居民用电平均电价是指城乡居民用电量以及学校等国家政策允许执行居民用电电价的单位用电量的加权平均价格。

3、表中电价均未含政府性基金和附加。

4、由于历史原因和一些特殊因素的影响，平均销售电价水平和居民用电平均电价水平并不完全反映各地的经济发展水平和用户承受能力。



#### 四、政府性基金和附加

2007年,随销售电价征收的政府性基金和附加,全国平均水平为30.16元/千千瓦时(电网企业售电量口径平均值),比2006年增长2.72%,占销售电价的比重为5.6%。

政府性基金和附加主要有5种,即三峡工程建设基金、水库移民后期扶持基金、农网还贷资金、城市公用事业附加、可再生能源电价附加。各省区市政府性基金和附加平均水平见表7。

表7 各省区市政府性基金和附加平均水平统计表

单位:元/千千瓦时

省份	政府性基金和附加平均水平	省份	政府性基金和附加平均水平	省份	政府性基金和附加平均水平
北京	37.56	甘肃	7.70	河南	19.66
天津	35.66	宁夏	11.91	湖南	32.65
河北南网	15.96	青海	7.52	江西	17.41
山西	50.28	新疆	9.12	四川	27.86
山东	20.31	上海	50.73	重庆	41.96
内蒙古西部	20.66	江苏	28.00	广东	28.55
辽宁	18.95	浙江	25.42	广西	32.55
吉林	29.22	安徽	20.81	云南	19.33
黑龙江	10.25	福建	19.76	贵州	6.05
陕西	42.50	湖北	45.95	海南	27.10

#### 专栏3 近几年国家电价调整情况介绍

经国务院批准,2003—2006年,国家价格主管部门会同电监会先后4次对电价进行了调整。

1. 2003年12月,国家发展改革委发出通知,从2004年1月1日起燃煤机组上网电价每千瓦时提高0.7分(含税);销售电价,



除居民生活、农业生产、化肥生产用电价格外，每千瓦时统一提高 0.8 分（含税）；对高耗能企业，如电解铝、铜、氯碱等企业，凡未征收“2 分钱”农网还贷基金的一律恢复征收。

2、2004 年 6 月，国家发展改革委下发了关于进一步疏导电价矛盾，规范电价管理的通知，对电价进行了调整和规范。全国销售电价平均每千瓦时上调了 2.04 分。上网电价实现了“三统一”，即：统一制定并颁布各省新投产机组上网电价（标杆电价），对安装了脱硫设施的燃煤机组，每千瓦时加价 1.5 分；统一规范了计价利用小时；统一了超发电价。

3、2005 年 4 月，实行了第一次煤电价格联动，燃煤机组上网电价每千瓦时平均上调 1.78 分，销售电价每千瓦时平均提高 2.52 分，取消了超发电价并相应调整了各省燃煤机组的标杆电价。

4、2006 年 6 月，国家发展改革委再次调整上网电价和销售电价。一是实行了第二次煤电联动，将燃煤机组上网电价每千瓦时提高 1.174 分；二是将电网输配电价每千瓦时提高 0.2 分；三是筹措大中型水库移民后期扶持资金，每千瓦时提取专项基金 0.62 分；四是在销售电量中，每千瓦时加价 0.1 分，作为可再生能源电价附加；五是根据电煤价格上涨的情况，重新调整了各省的标杆电价。

#### 专栏 4 煤电价格联动政策介绍

为理顺煤电价格关系，促进煤炭、电力行业全面、协调、可持续发展，2004 年 12 月，经国务院批准，国家发展改革委同电监会印发了关于建立煤电价格联动机制的意见，提出以电煤综合出矿价格（车板价）为基础，实行煤电价格联动。原则上以不少于 6 个月为一个煤电价格联动周期，若周期内平均煤价比前一周期变化幅度达到或超过 5%，相应调整电价；如变化幅度不到 5%，由下一周期累计计算，直到累计变化幅度达到或超过 5%，进行电价调整。电力企业要消化 30% 的煤价上涨因素。燃煤电厂上网电价调整时，水电企业上网电价适当调整，其他发电企业上网电价不随煤价变化调整。



## 第二部分 节能减排电价政策执行情况

近年来，随着国家节能减排等重大方针政策的出台，有关部门相继出台了一系列有利于节能减排政策实施的电价政策。

### 一、脱硫电价

2007年，燃煤脱硫发电机组装机容量2.7亿千瓦，占燃煤发电机组装机容量的50%左右。执行脱硫加价电量9387.86亿千瓦时，占发电企业上网电量的41.2%。脱硫加价15元/千千瓦时，支付脱硫加价费用143.34亿元（见表8）。

表8 各区域脱硫电价统计表

单位：亿千瓦时，亿元

区域 项目	华北	东北	西北	华东	华中	南方	合计
执行脱硫 加价电量	2979.37	140.50	240.51	3076.87	1339.35	1611.26	9387.86
支付脱硫 加价费用	44.69	2.11	3.61	48.11	20.09	24.74	143.34



## 专栏 5 脱硫电价政策介绍

脱硫电价政策始于 2004 年。2007 年，国家发展改革委、国家环保总局联合印发了《燃煤发电机组脱硫电价及脱硫设施运行管理办法》(试行)(发改价格[2007]1176 号)，规定：新扩建燃煤机组必须同步建设脱硫设施，其上网电量执行燃煤机组脱硫上网电价；现有燃煤机组应按照有关规划要求进行脱硫改造，安装脱硫设施后，其上网电量执行在现行上网电价基础上每千瓦时加价 1.5 分钱的脱硫加价政策。同时提出了对脱硫设施投运率达不到规定标准的惩罚措施。

## 二、差别电价

初步统计，2007 年，全国有 2204 家高耗能企业执行差别电价，其中淘汰类 1769 家，限制类 435 家；征收差别电价的电量为 93.57 亿千瓦时，其中，淘汰类 41.56 亿千瓦时，限制类 52.01 亿千瓦时；共收取差别电价加价电费 6.52 亿元，其中，淘汰类 5.55 亿元，限制类 0.97 亿元。分行业差别电价执行情况见表 9。



表9 各行业差别电价统计表

单位：家，亿千瓦时，亿元

项目 行业	2007年底执行差别 电价企业数量	差别电价电量	差别电价增收
电解铝	4	3.846	0.038
铁合金	266	6.058	0.339
电石	83	16.755	0.194
烧碱	0	0	0
水泥	425	9.705	0.812
钢铁	1374	48.225	5.054
黄磷	22	8.647	0.066
锌冶炼	30	0.33	0.015

### 专栏6 差别电价政策介绍

2004年6月，国家在疏导全国电价矛盾的有关文件中首次提出：对电解铝、铁合金、电石、烧碱、水泥、钢铁等6个高耗能行业，区分淘汰类、限制类、允许和鼓励类企业试行差别电价政策。允许和鼓励类企业用电执行正常电价，限制类和淘汰类企业用电价格在正常电价的基础上每千瓦时提高2分钱的和5分钱。2006年9月，国务院办公厅转发国家发展改革委《关于完善差别电价政策的意见》（国办发[2006]77号），增加了黄磷、锌冶炼2个行业，将限制类和淘汰类加价标准在3年内逐步提高到每千瓦时5分与2角。同时要求各地禁止自行出台优惠电价措施，已出台的要立即停止执行。2007年9月，国家发展改革委、财政部、国家电监会印发《关于进一步贯彻落实差别电价政策有关问题的通知》（发改价格[2007]2655号），提出将执行差别电价增加的电费收入由上缴中央改为全额上缴地方国库，取消对高耗能企业的优惠电价政策。12月，国家发展改革委、国家电监会再次发文，公布取消电解铝等企业用电价格优惠的具体措施。



### 三、可再生能源电价附加

2007年,可再生能源电价附加征收标准为每千瓦时1厘(农业生产用电不征收),全国征收可再生能源电价附加18.76亿元。

#### 专栏7 可再生能源电价政策介绍

为促进可再生能源发展,国家颁布了《可再生能源法》、《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》(发改价格[2006]7号)、《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》(发改价格[2007]44号)等一系列法律法规,明确了可再生能源的有关电价政策。主要内容:一是明确了可再生能源发电项目上网电价的政策;二是明确了可再生能源发电项目接网费用的标准,以及公共可再生能源独立电力系统运行维护费用;三是确定可再生能源电价附加补贴项目构成;四是确定可再生能源电价补贴来源及标准;五是确定可再生能源电价附加和补贴全国调配平衡办法。

### 四、降低小火电机组上网电价

根据有关政策规定,2007年国家发展改革委对各地上报的降低小火电机组上网电价方案进行了逐一审核,分四批批复了全国统调小火电机组降价方案,共计294台、955万千瓦小火电机组的上网电价将分步降低至标杆电价水平。

2007年,国家电网公司执行降低小火电机组上网电价政策的上网电量86.88亿千瓦时,结算价格平均降低10.96元/千千瓦时,向高效率机组转让上网电量222.39亿千瓦时。南



方电网区域内，云南巡检司电厂提前关停，转让上网电量 2.5 亿千瓦时。

### 专栏 8 降低小火电机组上网电价政策介绍

按照国务院《关于加快关停小火电机组的若干意见》（国发[2007]2号）精神，国家发展改革委会同国家电监会出台了《关于降低小火电机组上网电价促进小火电机组关停工作的通知》（发改价格[2007]703号），主要内容：一是规范降低小火电上网电价的范围。二是明确降低小火电机组上网电价的具体要求。2004年及以后投产的小火电机组，其上网电价高于燃煤机组标杆上网电价的，一律降低到标杆上网电价水平；2004年以前投产的小火电机组，上网电价高于标杆电价，价差在 0.05 元/千瓦时以内的，分两年降低到标杆电价；价差为 0.05-0.1 元/千瓦时的，分三年降低到标杆电价；价差在 0.1 元/千瓦时以上的，分四年降低到标杆电价。三是鼓励小火电机组向高效率机组转让发电量指标，已转让发电量指标并确保关停的小火电机组不再降价。

## 五、峰谷、丰枯电价

2007年，全国除广西、贵州外，其他省区市均在销售侧实行了峰谷电价政策，其中河北、浙江、河南、湖南、江西、重庆等地还实行了尖峰电价政策；安徽、江苏、湖南、河南、四川等地在发电侧也实行了峰谷电价政策。据统计，2007年销售侧执行峰谷电价电量为 12882 亿千瓦时，占总销售电量



的 50%。其中，国家电网公司为 11186 亿千瓦时，占其销售电量的 56.45%，同比增加 1665 亿千瓦时，平均峰谷价差为 2.92 倍。

2007 年，全国有湖南、四川、重庆、辽宁、广西等 5 个省区市执行丰枯电价。据对湖南、四川、重庆、辽宁等 4 省的统计，全年销售侧执行丰枯电价电量为 926 亿千瓦，平均丰枯价差为 1.27 倍。

### 专栏 9 峰谷、丰枯电价政策介绍

为发挥价格杠杆调节作用，引导电力合理生产和消费，缓解电力紧张局面，加强电力需求侧管理，国家实施了峰谷、丰枯电价政策。峰谷电价是根据用户用电需求和电网负荷情况，将每天 24 小时划分为峰段、平段、谷段三个时段，对各时段分别制定不同电价水平，以鼓励用户削峰填谷，提高电力资源利用效率。在一些水能资源比较丰富的省份，执行丰枯电价，即根据来水情况分为丰水期、平水期、枯水期，不同时段制定不同电价水平，以提高水资源的利用，避免弃水浪费。



## 第三部分 监管评述

近年来，国家多次出台电价政策，疏导电价矛盾，加强对电力企业执行国家电价政策的监督检查，同时随着厂网分开的完成，厂网企业之间也加强了监督，因此各电力企业执行国家电价政策的法律意识不断加强。总体看，2007年各项电价政策执行良好，并取得了预期的效果，但在个别地方，一些企业仍存在违反国家电价政策的行为。

### 一、总体评述

#### （一）从电价改革和电价政策看

近年来，国家逐步推进电价改革，完善电价政策，调整电价水平，对促进电力发展、增加电力供应、抑制不合理电力需求、引导产业结构调整起到了积极作用。

一是改进和规范上网电价管理，统一制定各地新投产燃煤机组标杆上网电价，取消了超发电价。二是启动了煤电价格联动机制，2005年、2006年连续两年实施了煤电价格联动，缓解了煤电价格矛盾。三是对安装脱硫设施的燃煤发电机组实施脱硫电价政策，对减少二氧化硫排放起到了积极的作用。四是对高耗能企业实行差别电价政策，促进了产业结



构调整。五是实行峰谷、丰枯电价政策，引导用户削峰填谷、合理用电，缓解了高峰缺电局面。六是出台可再生能源价格政策，促进了可再生能源发展和资源合理利用。七是公布了各省输配电价标准，初步规范了电网企业输配电价行为。八是出台了《跨区域输电价格审核暂行办法》，初步建立了跨区域输电价格审核机制。此外，在浙江省对居民生活用电试行了阶梯式递进电价，鼓励和引导居民科学合理和节约用电。

### （二）从电价监督检查看

围绕着电价改革的不断深入以及各项电价政策的出台，电力监管机构和价格主管部门加大了对电价政策执行的监督检查力度，多次组织电价专项检查工作，加强对电力企业执行国家电价政策的监督检查，有力地保证了国家有关电价政策的贯彻实施，电价监督检查取得了明显成效，且正朝着制度化、规范化的方向发展。

### （三）从电力企业看

各电力企业高度重视电价工作，采取行之有效的措施，严格执行国家电价政策。

华能、华电等发电集团，一是定期对电价水平与结算情况进行汇总分析，掌握国家电价政策在本企业的落实情况。二是重视新机电价核定工作和脱硫电价的落实，确保及时执行国家定价水平。三是按要求向政府价格主管部门和电力监



管机构提供所需的数据，并配合开展电价监督检查。华电集团制定了公司内部价格管理办法，强化电价基础管理。

国家电网、南方电网公司等电网企业，一是加强对购售电合同的管理，按要求规范价格结算工作流程和新机并网工作。二是积极配合、主动接受政府价格主管部门和电力监管机构的监管，积极促进厂网和谐发展。三是加强电价、结算等信息公开，完善信息发布工作。国家电网公司把服务电力客户、服务发电企业等作为企业宗旨，坚持不断深化优质服务，提高优质服务水平，制定了系统内部的电价管理办法，严格价格管理，规范价格、结算行为。南方电网公司以“万家灯火、南网情深”为主题，开展公司系统优质服务年、价格诚信活动，规范电费电价管理工作。

## 二、电价水平评述

(一) 中央发电企业平均上网电价低于地方发电企业平均上网电价，但差距在缩小

由于历史原因，地方发电企业平均上网电价比中央发电企业平均上网电价明显偏高，但二者之间的差距在逐步缩小。从增长幅度看，2007年，中央发电企业平均上网电价比2006年增长2.39%，明显高于平均增长幅度，地方发电企业平均上网电价仅比2006年增长0.82%，大大低于平均增长幅度。从绝对值看，中央发电企业平均上网电价比地方发电企



业平均上网电价低 22.77 元/千千瓦时，幅度为 6.92%。而在 2006 年，二者之间的差距为 27.57 元/千千瓦时，幅度为 8.57%；2005 年差距为 45.63 元/千千瓦时，幅度为 14.9%；2004 年差距为 52.11 元/千千瓦时，幅度为 18.06%。

## （二）电价水平呈南高北低、东高西低的态势

从统计数据看，无论是上网电价还是销售电价，电价水平平均呈南高北低、东高西低的态势，与我国各地的发电燃料成本、装机分布情况、供求状况以及经济发展水平和承受能力基本一致。从上网电价水平看，华东区域最高，南方次之，销售电价水平则是南方最高，华东次之，二者相差不大，而排在其后的依次是东北、华北、华中、西北，排在最后的西北区域上网电价水平仅是华东的 62.9%，销售电价水平仅是南方的 64.8%，差距较大。

## （三）销售电价分类较多，且各类用户之间电价水平相差较大

2007 年销售电价种类还比较多，一般在 7 类左右，多的达 9 类。在一些分类下，还有小分类，如在大工业分类下，还有一些对高耗能企业、中小化肥等的小分类。而且从各类用户电价水平看，电价最高的商业电价为 851.79 元/千千瓦时，居中的居民电价为 470.88 元/千千瓦时，最低的贫困县农排电价为 177.52 元/千千瓦时，电价水平相差较大。居民电价只相当于商业电价的 55.28%，贫困县农排电价只相当于



商业电价的 21%。

(四) 输配电价仍未独立核定, 购销价差与国家公布输配电价相差较大

虽然国家近两年来在逐年公布各省级电网输配电价, 引导科学合理输配电价定价机制的形成, 但从实际执行情况看, 目前输配环节电价仍采用销售电价减去购电价的方式形成, 与国家发展改革委公布的各电网企业 2006 年输配电价标准 (尚未公布 2007 年标准) 相差较大 (见表 4)。据统计, 全国除西藏外的 30 个省 (区、市) 中, 有 21 个实际购销差价低于国家公布输配电价标准, 低得较多的有新疆、江苏、黑龙江、云南、重庆、山西; 有 9 个高于国家公布输配电价标准, 高得较多的有广东、内蒙古西部、山东。吉林、江西 2 省实际购销价差与国家公布输配电价标准大体相当。

### 三、节能减排电价政策评述

(一) 脱硫电价政策调动了发电企业安装脱硫设施的积极性, 有效减少了二氧化硫的排放

电力工业是二氧化硫排放的主要行业, 二氧化硫排放量超过全国排放总量的 50%。2004 年国家关于脱硫加价政策出台后, 基本满足了电厂补偿脱硫设施投资和运营成本的需要, 调动了电厂安装脱硫设施的积极性, 安装脱硫设施的装机容量在整个燃煤发电装机容量中的比重已从 2005 年的



14%上增加到 2007 年的 50%左右。因此，可以说现行脱硫加价政策对于确保完成“十一五”期间燃煤机组安装脱硫设施的任务，实现二氧化硫减排目标，起到了至关重要的作用。据统计，2007 年电力企业二氧化硫排放量 1227 万吨，比 2006 年减少 123 万吨左右，下降 9.1%，其中五大发电集团二氧化硫排放量下降了 13.2%。江苏、贵州等省实现发电企业脱硫设施在线监测系统与电力监管机构联网，加强了在线监测和监管，脱硫设施投运率大大提高。

（二）差别电价政策有效遏制高耗能企业的盲目发展，提高了能源利用效率

实行差别电价政策，是将价格政策与产业政策结合起来实施宏观调控的新尝试，实践证明，这项政策的实施遏制了高耗能行业盲目发展，对于促进结构调整和产业升级，提高能源利用效率，促进经济、环境与资源的协调发展都起到了积极作用。据不完全统计，差别电价政策实行几年来，先后有 2000 家左右的高耗能企业关停或转产，其中 70%以上为淘汰类企业。山西省 2007 年实行差别电价政策的企业 317 家，关停并转 423 家，全年共收取差别电价收入 2.95 亿元。

（三）可再生能源电价政策扶持力度大，作用明显

自可再生能源法及相关价格配套措施实施后，政策效应明显，促进了可再生能源的发展，可再生能源投资大幅增长，装机规模迅速增加。以风电为例，2007 年新增风电装机容量



331 万千瓦，占 2007 年全国新增装机容量的 3.6%，占 2007 年全球新增风电装机的 16.3%；风电装机容量在我国发电装机容量的比重大幅增长，从 2005 年的 0.25% 提高到 2007 年的 0.8%。随着风电的迅猛发展，风电设备国产化比率逐步提高，发电成本呈下降趋势，已初步形成良性循环态势。

（四）降低小火电机组上网电价政策鼓励向高效率机组转移电量，促进了小火电机组的关停

降低小火电机组上网电价，是国家采用经济手段，加快关停小火电机组，促进电力行业节能降耗，减少污染物排放的一项重要政策和有力手段，取得了很好的效果。据统计，国家电网公司范围内 2007 年小火电机组结算价格平均降低 10.96 元/千千瓦时，向高效率机组转让上网电量 222.39 亿千瓦时，对促进小火电机组的关停起到了积极的作用。2007 年全国共关停小火电机组 553 台，总装机容量 1438 万千瓦，超额完成了全年关停任务。

此外，销售侧峰谷、丰枯电价政策的实施，对于削峰填谷、调节需求，提高负荷率，调整用电结构以及减少弃水，减少资源浪费，提高水能利用效率等发挥了重要作用。

#### 四、电价执行中存在的问题

目前我国电力体制改革和电价改革还在进行中，各项改革措施还没有到位，因此在电价执行中还存在着一些由于电



价政策不完善，机制、体制不健全等产生的矛盾和问题，同时一些地方和企业也存在着违反国家电价政策的行为。

(一)违反国家电价政策的行为。2007年各级电力监管机构在监督检查中发现，一些电力企业存在着违反国家电价政策的行为，其中比较典型的有：

1、山西省山西国际电力集团吕梁离石电力公司对福利院用电未执行居民生活电价。山西省物价局《关于社会福利机构用电价格问题的函》(晋价商函[2006]101号)规定，对经民政部门批准设置的社会福利机构用电价格，统一执行居民生活电价，而吕梁离石电力公司却执行了居民生活和非普工业2种电价。

2、吉林省吉林供电公司未按规定收取城市公用事业附加费。吉林供电公司违反原国家计委《关于调整东北三省电网电价有关问题的通知》(计价格[2000]880号)规定，对非工业类别用电未收取城市公用事业附加费，对属于大工业用户的佳联铝业也没有收取城市公用事业附加费。

3、安徽省涡阳县供电公司存在超标准收取基本电费的现象。《供电营业规则》(原电力部1996年第8号令)规定：基本电费以月计算。按规定安徽省对中小化肥用电基本电费标准是每月每千伏安15元，而涡阳县供电公司按每天每千伏安0.5元计收，致使部分月份超标准收取了基本电费。

4、湖南省祁阳县电力公司以增值税政策执行难以到位



为由，变相降低发电企业上网电价。《财政部、国家税务总局关于调整农业产品增值税税率和若干项目征免增值税的通知》（财税字[1994]第004号）规定，县及县以下小水电企业按6%的征收率计算缴纳增值税，造成电网企业的进项抵扣减少并承担了相应的损失，在此情况下，祁阳县电力公司等电网经营企业为增加增值税进项抵扣额，采取转嫁负担的做法，要求执行6%增值税率的小水电企业按17%的税率开具增值税票，否则扣除其约11%的上网电费收入，变相降低小水电企业上网电价。

5、江西省宜春市供电公司、铜鼓县供电有限公司以发电企业存在违规网前供电行为为由，未执行批复上网电价。江西省发展改革委《关于理顺宜春市各县级电网销售电价规范电价管理有关问题的通知》（发改商价字[2004]1255号），批复铜鼓县发电公司下属6个水电站上网电价分别为240元/千千瓦时和210元/千千瓦时，宜春市供电公司、铜鼓县供电有限公司认为铜鼓县发电公司存在违规网前供电行为，因此在实际结算中未执行政府批复上网电价，而是按210元/千千瓦时和180元/千千瓦时执行，相差30元/千千瓦时。同时，铜鼓县发电公司存在未经许可进行网前供电和销售电价未经物价部门批准擅自结算行为。

6、广西壮族自治区北海市供电局存在收费不规范问题。北海市供电局以参照国家发展改革委《关于招标代理服务收



费有关问题的通知》》(发改办价格[2003]857号)为名,自立项目向中标单位收取中标服务费、中标费。

7、广东省广州市珠江电厂脱硫设施投运率未达到要求,仍享受了脱硫加价。《国家发展改革委、国家环保总局关于印发〈燃煤发电机组脱硫电价及脱硫设施运行管理办法〉(试行)》(发改价格[2007]1176号)规定,脱硫设施投运率在90%以上的,扣减停运时间所发电量的脱硫电价款。2007年下半年,珠江电厂脱硫设施投运率为91.13%,在部分时段脱硫设施未投运,所发电量却享受了脱硫加价。

(二)跨地区(跨省、跨区域)电能交易缺乏合理的价格机制,跨区域输电线路成本费用不清晰。一是跨地区电能交易价格机制不合理、不完善,在交易中存在上网电价偏低、电网收取费用偏高的问题;二是交易和价格缺乏公开透明的信息,发电企业对交易电量、送受电价以及电网收取的费用缺乏知情权、话语权;三是跨区域输电线路成本核算分摊办法不健全,成本费用不清晰,与电价监管要求不相适应。如华能集团公司2007年跨区域交易电量105.77亿千瓦时,平均结算电价241.29元/千千瓦时。大唐集团公司2007年共有10家公司参与了跨地区电能交易,交易电量115.12亿千瓦时,平均结算电价为255.80元/千千瓦时。

(三)脱硫电价执行不及时、不到位。一是脱硫设施环保验收时间较长,脱硫电价执行时间滞后;二是部分发电企



业脱硫设施投运率低，脱硫效率偏低；三是脱硫电价未能全部从销售端疏导出去，电网企业垫付了部分脱硫加价电费。如内蒙古上都电厂1、2号机组，脱硫设施于2006年8月投入商业运营，11月才通过内蒙古自治区环保局验收，相差3个月，自治区发展改革委批复脱硫电价从11月开始执行，电网企业从2007年4月才开始执行。

（四）峰谷、丰枯电价政策不尽完善、合理，执行中存在降低上网电价现象。从已在发电侧实行峰谷、丰枯电价的省份看，峰谷、丰枯电价政策均不同程度地降低了发电企业上网电价水平。2007年大唐湖南分公司因执行峰谷分时电价政策使实际结算均价降低13.52元/千千瓦时，电费收入减少3.17亿元。四川二滩水电开发有限责任公司电量分送四川、重庆等省市，四川省在发电侧实行了峰谷电价，而重庆市未实行。在实际执行中，由于二滩送重庆电量中峰段的比例较大，送四川电量中峰段比例较小，造成二滩实际结算电价比国家批复电价低。

（五）新建发电机组进入商业运营前上网电价仍存在不规范问题。2007年6月国家电监会对新建发电机组进入商业运营的条件和时间做了明确规定。但从具体执行情况看，试运营期间上网电价较低，不足以弥补变动成本，而且试运行时间普遍较长。

此外，个别地方政府及部门还存在着各种名目的优惠电



价行为。如广西大新县政府超越价格管理权限，对冶炼企业和电解金属锰企业用电免收基本电费，实质上是变相的电价优惠行为。还有一些地方政府部门在贯彻国家电价政策时打了折扣，如青海省发展改革委在落实 2005 年国家发展改革委调价政策时，未及时疏导龙羊峡水电站上网电价和销售电价，致使龙羊峡水电站上网电价比国家批复电价低 12.5 元/千千瓦时。



## 第四部分 监管要求

### 一、加强监督检查，确保国家电价政策执行到位，对已查出的问题要限期整改

各电力企业，要加强电价管理，严格执行国家电价政策，杜绝各种违反国家电价政策行为的发生。对已查出的电价违法违规问题，要迅速纠正、限期整改，并于 2008 年底向电力监管机构报告整改情况。电力监管机构要完善监督检查制度，形成监督检查的常态机制，加大对电力企业电价政策执行情况的监督检查力度，督促电力企业严格执行国家电价政策，维护市场主体和消费者的合法利益，确保国家电价政策执行到位。

### 二、加大对跨地区电能交易价格行为的监管，促进交易行为公正、公开、合理

电网企业要及时准确披露跨地区电能交易信息，如实公开交易电量、受电省落地价格、送电省电厂上网电价、各级电网收取的过网费等信息。电力监管机构要加强监管，建立和完善公开透明、利益合理分享、充分发挥市场作用的跨地区电能交易机制。推动建立清晰合理的跨区域输电线路成本



费用分摊机制和价格传导机制，为制定合理的跨区域输电价格奠定基础。

### **三、监督脱硫设施按规定运行，督促各方认真贯彻实施脱硫电价政策**

发电企业，要按规定安装烟气自动在线监测系统，并与有关监管部门和电网企业联网，实时传送监测数据，保证脱硫设施的正常运行，不得无故停运。电网企业要严格执行脱硫电价政策，按规定及时支付发电企业脱硫加价电费。电力监管机构要加强对电力企业脱硫设施运行情况和脱硫电价执行情况的监管，要积极创造条件，尽快实现电力监管机构与电力企业烟气自动在线监测系统的联网，督促电力企业按规定运行脱硫系统，提高脱硫系统的运行率。

### **四、加强对电力企业价格成本结算等信息披露的监管**

各电力企业要按照电力监管机构的要求，及时、准确上报各类信息，并定期披露。电力监管机构要根据《电力监管条例》及有关规定，加强对电力企业价格、成本、电费结算及相关信息披露的监管，对上述信息进行汇总分析并定期向社会披露，逐步解决监管机构与电力企业，发电企业与电网企业信息不对称问题，增加社会对电价信息的知情权，增加电价等信息的公开、透明、对称，维护市场主体的合法权益。



## 第五部分 监管建议

### 一、继续推行和完善差别电价政策，将政策落到实处

国家价格主管部门和电力监管机构要按照国务院有关文件的要求，继续推行和完善差别电价政策，将各项政策措施落到实处。各省级政府有关部门要按照 2007 年国家发展改革委、财政部和国家电监会联合发文要求，对本地区高耗能企业进行逐个甄别，并在当地主要媒体上向社会公告，要杜绝片面追求经济增长而放宽审核标准的行为。各地方政府要坚决执行国家差别电价政策，禁止出台各种名目的优惠电价措施，已经出台的要进一步清理和纠正。电力监管机构和价格主管部门要加强对各地执行差别电价政策的监督检查力度，确保差别电价政策落到实处。

### 二、进一步完善峰谷、丰枯电价政策，规范价格行为

国家政策规定，在实行峰谷、丰枯电价政策时，应保持电价总水平的稳定，建议有关部门进一步完善现行峰谷、丰枯电价政策，合理划分时段，科学确定峰谷、丰枯电价比，保持电价总水平的基本稳定，避免发电企业电价下降、利益受损现象的发生。在现阶段，鉴于改革不到位、政策不完善等问题的存在，不宜再扩大发电侧执行峰谷电价的范围。



### 三、完善脱硫电价政策，尽快研究出台脱硝电价政策

建议各省级价格主管部门按照国家有关政策的要求，对本省燃煤电厂使用煤炭的含硫情况进行调研，对燃煤电厂使用的煤炭平均含硫量大于 2% 或者低于 0.5% 的，要尽快研究提出单独制定脱硫加价标准的方案，报国务院价格主管部门审批。建议政府价格主管部门尽快研究脱硝价格政策，补偿发电企业由于安装和运行脱硝设备增加的成本支出。建议环保部门加大人员投入，按规定时间对电力企业脱硫设施进行竣工验收，避免因验收不及时，使发电企业不能享受到脱硫电价政策。

### 四、加快电价改革步伐，促进合理电价机制的形成

加快电力市场化改革进程，逐步理顺煤、电价格关系，着力推进上网电价由市场竞争形成；尽快建立独立的输配电价机制，加快制定出台电网输配电成本监管办法，形成有效的输配电成本约束机制。加快建立可操作性强的跨地区电能交易价格监管办法，完善价格形成机制，规范价格行为；积极推进销售电价改革，归并电价种类，合理调整各类别水平，尽快研究建立电力社会普遍服务政策，从根本上解决电价交叉补贴问题。逐步实行递进式电价政策，促进全社会合理用电、节能节电。建立合理的大用户直供输配电价，促进大用户与发电企业直接交易。



2007年电力执行情况监管报告