



RAP®

睿博能源智库

中国上网电价机制改革研究

作者

胡军峰&南珂，长策智库

2016年2月



RAP®

睿博能源智库

CHANGCE

长策智库



The Regulatory Assistance Project (RAP)® • 睿博能源智库

中国 • 欧盟 • 美国 • 印度

Beijing, China • Berlin, Germany • Brussels, Belgium • Montpelier, Vermont USA • New Delhi, India

北京市朝阳区建国门外大街19号国际大厦2504室 • phone: +86-10-85262241

CITIC Building, Room 2504 • No 19 Jianguomenwai Dajie • Beijing 100004 • phone: +86-10-85262241

www.raponline.org

内容摘要

近年来,随着我国经济发展,能源消费不断增加,2014 年全国能源消费总量达到 42.60 亿吨标准煤。这一方面保障了我国经济发展和人民生活水平的提高,另一方面也带来巨大的污染物排放,对环境和人民身体健康的破坏日益严重。2014 年,我国二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘等三项污染物排放总量分别为 1974 万吨、2078 万吨、1741 万吨,都居世界首位,二氧化碳排放也位居世界首位。因此节能减排将是我国近一段时间以来的工作重点,是推进经济结构调整,转变经济发展方式,实现又好又快发展的必由之路。

电力行业是能源消费和污染物排放的大户。2014 年电力行业用煤为 12.5 亿吨标煤,占全国煤炭消费的将近 55%,同时二氧化硫排放 620 万吨,占全国 31.4%,氮氧化物排放 620 万吨,占全国 29.8%,烟粉尘 98 万吨,占全国 5.6%,二氧化碳排放也大体占 43%左右。电力行业是全国节能减排工作的重点。

电力行业为节能减排也做出了巨大努力,并取得了很大的进步。2005 年电力行业供电煤耗为 370 克/千瓦时,到 2014 年就下降到 318 克/千瓦时,仅此一项就节约标煤将近 2.2 亿吨。同时电力行业也积极开展污染物排放控制工作,截至到 2014 年,脱硫装机容量占全国装机的 91.5%,脱硝装机容量占全国装机的 80%,除尘设备则几乎所有燃煤电厂都已安装,另外也在积极研究二氧化碳 CCS 技术在电力行业的应用。同时也在大力发展非化石能源发电,减少对化石能源发电的利用。

当然电力行业节能减排工作仍有很多问题,包括电力行业不同电厂的能效水平存在巨大差别,但是高能效机组和低能效机组利用小时相近,没有区别对待;风电和光伏建设迅速,但是其利用状况堪忧,已在部分地区出现大面积弃风弃光的现象,抵消了可再生能源发展的效果;电力行业盈利水平波动过大,导致对投资预期不确定,电力企业纷纷跨行业投资,影响了电力行业的稳定发展。

这些问题的出现最根本的原因在现行上网电价机制不合理。现行上网电价机制为单一电量标杆电价,所有煤电机组都执行统一的电量电价水平,这将导致谁电量多谁的盈利空间就大,因此没有哪家企业愿意降低自己的机组利用小时。另外风电光伏等可再生能源发电的波动特性要求火电企业压低利用小时并提供调峰等辅助服务,但这些都增加了火电企

业的成本，在现行电价机制下很难得到补偿，从而出现弃风弃光等现象。同时煤炭价格是市场定价，上网电价是政府管制定价，也导致火电企业盈利水平波动，不利于电力行业的长期可持续发展。

本课题将深入研究上网电价机制如何进行改革，从而实现电力行业高效机组的更充分利用，以及弃风弃光等现象的减少，为可再生能源的真正发展，电力行业的节能减排做出贡献。

本报告构建了上网电价机制效益成本评价仿真模型，主要对不同的上网电价机制的效益成本进行对比分析。仿真模型的构建方法是以全国电力系统发电结构为框架基础，按照发电类型分解电力系统为火电、水电、核电、风电和太阳能光伏等五类电源，并以成本的计算结果为参照，提出适合中国的上网电价机制，并针对电价机制改革提出相应的对策建议。经过测算，发现在四种上网电价机制中，火电机组两部制电价机制下电力成本最低。不同上网电价机制电力成本如图 1 所示。

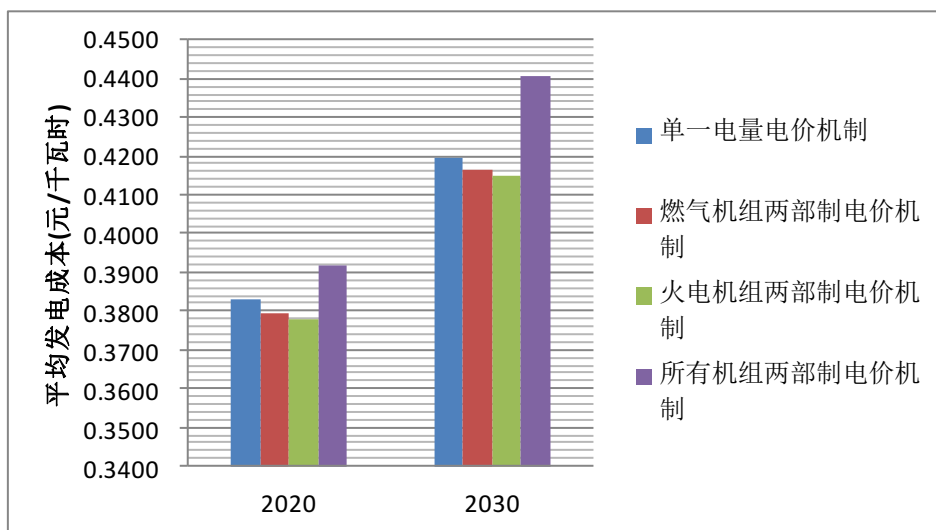


图 1 不同电价机制下平均发电成本（元/千瓦时）

经过分析，本报告得到的主要结论包括：

- （1）火电机组两部制电价机制下电力成本最低，是合适的发电上网电价机制。
- （2）两部制电价机制有利于协调各方利益，促进我国电力行业向可再生能源、燃气机组和大容量机组投资。
- （3）两部制电价机制可以促进弃风弃光等现象的改善。
- （4）可再生能源应仍然实行单一电量上网电价机制。

在上述结论的基础之上，本报告提出以下政策建议，以逐步改革上网电价机制，引入竞争环节，实现通过市场竞争形成价格。本报告的主要政策建议为：

（1）应该尽快实行电价市场化改革。

（2）对火电实行两部制电价改革。首先对气电实行两部制电价改革，然后对煤电实行两部制电价改革。

（3）可再生能源仍然实行单一电量固定电价机制。

（4）为保证可再生能源上网，需配套施行可再生能源配额机制。

目 录

内容摘要.....	i
一 导论.....	1
1.1 研究背景及意义.....	1
1.2 研究目标.....	2
1.3 研究步骤.....	2
1.4 报告结构.....	3
二 中国上网电价机制现状及其问题.....	5
2.1 中国电力行业发展趋势.....	5
2.2 中国上网电价机制历史与现状.....	9
2.3 中国上网电价机制利益相关方.....	19
2.4 中国现行上网电价机制存在的问题.....	21
三 中国上网电价机制分析.....	23
3.1 方法论.....	23
3.2 研究步骤.....	23
3.3 基本参数及假设.....	28
3.3.1 电力需求预测.....	28
3.3.2 发电机组可能开发规模.....	29
3.3.3 发电机组退运规模.....	31
3.3.4 负荷年波动曲线.....	31
3.3.5 风电出力年波动曲线.....	31
3.3.6 光伏出力年波动曲线.....	32
3.3.7 水电出力年波动曲线.....	33
3.3.8 月度内波动系数.....	33
3.3.9 火电机组成本.....	34
3.4 上网电价机制结果分析.....	35
3.4.1 上网电价机制说明.....	35
3.4.2 单一电量电价机制.....	35
3.4.3 燃气机组两部制电价机制.....	40
3.4.4 火电机组两部制电价机制.....	45
3.4.5 所有机组两部制电价机制.....	50
3.5 上网电价机制对比分析.....	52
四 中国上网电价机制影响分析.....	57
4.1 单一电量电价机制的影响.....	57
4.2 燃气机组两部制电价机制的影响.....	57
4.3 火电机组两部制电价机制的影响.....	58
4.4 所有机组两部制电价机制的影响.....	58
五 中国上网电价机制设计.....	60
5.1 电力交易机制设计.....	60
5.2 可再生能源固定上网电价机制.....	61

5.3 火电两部制电价机制	61
六、结论及政策建议	63
6.1 主要结论	63
6.2 政策建议	64
参考文献	67
附件 1 各省(区、市)统调脱硫燃煤机组标杆电价	69
附件 2 600MW 火电燃煤机组成本构成	71
附件 3 核电机组成本构成	72
附件 4 风电机组成本构成	73
附件 5 光伏机组成本构成	74
附件 6 水电机组成本构成	75

1. 导论

1.1 研究背景及意义

近年来，随着我国经济发展，能源消费不断增加，2014 年全国能源消费总量达到 42.60 亿吨标准煤。这一方面保障了我国经济发展和人民生活水平的提高，另一方面也带来巨大的污染物排放，对环境和人民身体健康的破坏日益严重。2014 年，我国二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘等三项污染物排放总量分别为 1974 万吨、2078 万吨、1741 万吨，都居世界首位，二氧化碳排放也位居世界首位。因此节能减排将是我国近一段时间以来的工作重点，是推进经济结构调整，转变经济发展方式，实现又好又快发展的必由之路。

电力行业是能源消费和污染物排放的大户。2014 年电力行业用煤为 12.5 亿吨标煤，占全国煤炭消费的将近 55%，同时二氧化硫排放 620 万吨，占全国 31.4%，氮氧化物排放 620 万吨，占全国 29.8%，烟粉尘 98 万吨，占全国 5.6%，二氧化碳排放也大体占 43% 左右。电力行业是全国节能减排工作的重点。

电力行业为节能减排也做出了巨大努力，并取得了很大的进步。2005 年电力行业供电煤耗为 370 克/千瓦时，到 2013 年就下降到 318 克/千瓦时，仅此一项就节约标煤将近 2.2 亿吨。同时电力行业也积极开展污染物排放控制工作，截至到 2014 年，脱硫装机容量占全国装机的 91.5%，脱硝装机容量占全国装机的 80%，除尘设备则几乎所有燃煤电厂都已安装，另外也在积极研究二氧化碳 CCS 技术在电力行业的应用。同时也在大力发展非化石能源发电，减少对化石能源发电的利用。

当然电力行业节能减排工作仍有很多问题，包括电力行业不同电厂的能效水平存在巨大差别，但是高能效机组和低能效机组利用小时相近，没有区别对待；风电和光伏建设迅速，但是其利用状况堪忧，已在部分地区出现大面积弃风弃光的现象，抵消了可再生能源发展的效果；电力行业盈利水平波动过大，导致对投资预期不确定，电力企业纷纷跨行业投资，影响了电力行业的稳定发展。

产生这些问题最根本的原因在现行上网电价机制不合理。现行上网电价机制为单一电量标杆电价，所有煤电机组都执行统一的电量电价水平，这将导致谁电量多谁的盈利空间就大，因此没有哪家企业愿意降低自己的机组利用小时。另外风电光伏等可再生能源发电的波动特性要求火电企业压低利用小时并提供调峰等辅助服务，但这些都会增加了火电企业的成本，在现行电价机制下很难得到补偿，从而出现弃风弃光等现象。同时

煤炭价格是市场定价，上网电价是政府管制定价，也导致火电企业盈利水平波动，不利于电力行业的长期可持续发展。

1.2 研究目标

本报告研究目标包括三个：

- 1、上网电价应该采取什么机制更合理；
- 2、上网电价机制改革对不同利益主体的影响如何；
- 3、上网电价机制应该如何改革。

1.3 研究步骤

本课题将首先深入分析现行上网电价机制存在的问题，在这些问题的基础上分析为解决这些问题需要对上网电价机制采取哪些改革措施，然后构建效益成本仿真模型分析这些改革措施对电力行业成本、弃风等的影响，最后分析相应的机制改革对不同利益主体的影响，得到为使改革顺利进行需要采取的配套措施。

（1）分析目前上网电价机制导致的问题。

目前中国上网电价机制为标杆单一电量电价机制，这种机制将激励火电企业尽可能多发电，导致高效机组不能得到充分利用，同时可再生能源等的发展要求火电降低自身出力，主要为可再生能源提供调峰等辅助服务，这就不可避免的出现矛盾。在火电出力无法减少的情况下，弃风弃光等现象只能不断严重。另外由于所有火电企业都不愿意提供调峰等辅助服务，只能大家平均提供，也导致辅助服务提供没有实现优化，成本相对过高。本课题将采用实地调研、专家访谈等方法深入分析现有上网电价机制带来的问题。

（2）定性分析为解决相应问题所需要的电价机制改革措施。

为解决火电高效机组利用不充分，弃风弃光以及成本不优化等问题，需要对上网电价机制进行改革，从而可以实现火电高效机组更充分利用，以及火电企业自动降低自身出力，并为风电等可再生能源提供充足的，成本最优的辅助服务。这就需要允许上网电价可以随着出力的变化而变化，同时可能还需要将固定成本回收和利用小时数分开。本课题将对现有存在的问题以及如何解决进行定性分析，为未来电价机制改革提供思路。

(3) 构建效益成本仿真模型分析不同上网电价机制对电力行业的影响。

不同的上网电价机制改革对电力行业的影响存在不同。本课题将构建中国电力行业效益成本仿真模型，首先将机制保持不变作为基准情景，然后分析上网电价机制改为只有燃气机组实行两部制电价方式，火电机组实行两部制电价方式，所有机组实行两部制电价方式对电力行业的影响，时间节点分别为2014年，2020年以及2030年。

表 1-1 上网电价机制改革情景

序号	内容
情景 1	单一电量电价机制保持不变
情景 2	燃气机组两部制电价机制
情景 3	火电机组两部制电价机制
情景 4	所有机组两部制电价机制

(4) 分析不同上网电价机制改革对不同利益主体的影响。

不同的上网电价机制改革对不同利益主体的影响是不一样的。例如单一电量电价竞价机制可能对可再生能源不利，而两部制电价则对可再生能源就是有利的。本课题将深入分析在不同的上网电价机制改革方式下不同利益主体受影响的程度。

(5) 分析上网电价机制改革合理的路径和相应的配套措施。

在不同上网电价机制改革方式对比的基础上，找出最适合的上网电价机制改革路径，并结合不同利益主体受影响的程度，分析对于利益受损方利益如何得到补偿的配套机制，减少上网电价机制改革的阻力。

1.4 报告结构

报告通过调研、文献查询、专家讨论以及构建效益成本仿真模型等方式，对上网电价的经济原理和运行机制进行了研究。首先对上网电价的历史、现状和政策机制，以对比的方式，做了归纳介绍。然后，针对电力系统供需平衡的特点，仿真模拟了电力交易在不同的价格体系下的成本效益状况。最后得到增加电力交易市场活力，提高系统产出效益的上网电价机制建议。研究内容主要由以下部分组成：

二、中国上网电价政策历史与现状

三、中国上网电价机制分析

四、中国上网电价机制影响分析

五、中国上网电价机制设计

六、结论及政策建议

2. 中国上网电价机制现状及其问题

2.1 中国电力行业发展趋势

2014 年，全国电力供需总体平衡，迎峰度夏安全稳定。全社会用电量增速全年同比增长 3.8%；电力消费需求增速创 1998 年以来新低；三次产业和居民生活用电量增速全面回落，第三产业用电量增速明显领先于其他产业，其中信息业用电持续保持旺盛势头；四大重点用电行业增速均比上年回落，设备制造业用电保持较快增长，产业结构优化调整效果显现。电力供应能力充足，电源结构进一步优化，水电新增装机容量大幅增加，并网太阳能发电迅猛增长，火电装机比重降至 70% 以下。全国发电设备利用小时 4286 小时，为 1978 年以来的年度最低水平，同比降低 235 小时。

截至 2014 年底全国全口径装机容量为 13.6 亿千瓦，位居世界首位。其中，非化石能源发电 4.5 亿千瓦，占全国总发电装机比重达到 33.3%。全年全国全口径发电量 5.55 万亿千瓦时，同比增长 3.6%。

1) 火电

2014 年，火电完成投资 952 亿元，同比下降 6.3%，延续了“十一五”以来的逐年下降趋势，占电源投资比重降至 26.1%；新增装机 4729 万千瓦，同比增加 554 万千瓦，2014 年底全国火电装机容量 9.2 亿千瓦，同比增长 5.9%，其中煤电 8.3 亿千瓦，同比增长 5.0%；气电 5567 万千瓦，同比增长 29.2%。2014 年，全国全口径火电发电量 4.17 万亿千瓦时，同比下降 0.7%，全年火电设备利用小时 4706 小时，同比下降 314 小时。全年火电机组供电标准煤耗降至 318 克/千瓦时，比上年降低 3 克/千瓦时，煤电机组供电标准煤耗继续居世界先进水平。

2) 水电

2014 年，全国水电新增装机容量达到 2185 万千瓦，同比减少 911 万千瓦。截至 2014 年底，全国全口径水电装机容量 3.0 亿千瓦（其中抽水蓄能 2183 万千瓦），同比增长 7.9%；全年全国全口径水电发电量 1.07 万亿千瓦时，同比增长 19.7%；全年水电设备利用小时 3653 小时，为 1996 年以来的年度次高值（最高值为 2005 年的 3664 小时），同比提高 293 小时。

3) 核电

中国核电从 80 年代初自行设计、建造第一座 30 万千瓦秦山核电站起，目前已建成浙江秦山、广东大亚湾和江苏田湾三个核电基地，截至 2014 年底，共有 22 台机组相继投入商业运行，总装机容量约 1988 万千瓦。

图 2-1 中国核电分布图



(来源：综合整理，截至2013年8月底)

中国正在建设的核电机组有 25 台，装机容量为 2590 万千瓦，在建核电规模居世界第一。分别是辽宁红沿河核电站 3\4 号机组、福建宁德核电站 3\4 号机组、福建福清核电站 2\3\4 号机组，广东阳江核电站 2\3\4\5 号机组、浙江方家山核电站 2 号机组、浙江三门核电站 1\2 号机组、山东海阳核电站 1\2 号机组、广东台山核电站 1\2 号机组、海南昌江核电站 1\2 号机组、广西防城港核电站 1\2 号机组、田湾核电站 3\4 号机组、石岛湾核电站 1 号机组。2014 年，全国核电发电量 1262 亿千瓦时，同比增长 13.2%，核电设备利用小时 7489 小时、同比降低 385 小时。

4) 风电

2014 年，风电完成投资 993 亿元，同比增长 52.8%；并网风电新增装机容量 2072 万千瓦，同比增加 585 万千瓦。截至 2014 年底，全国并网风电装机容量 9581 万千瓦，同比增长 25.6%，全年并网风电发电量 1563 亿千瓦时，同比增长 12.2%。全年风电设备

利用小时达到 1905 小时，比上年降低 120 小时。由于风力发电受资源影响较大，我国各区域风力资源不同，因此各区域风力发电装机容量存在较大区别，具体如下表所示。结果显示，华北风电装机容量和发电量最多，其次是西北和东北，其它区域则较少，基本可以忽略不计。就利用小时而言，各区域相差不大，其中华东区域风电利用小时最多，其次是华中和华北。可见，我国风电主要分布在西北、华北和东北，南方则相对要少。

表 2-1 2014 年我国各区域风电状况

区域	装机容量 (万 KW)	装机容量比 重 (%)	2014 年发电 量 (亿 KWh)	发电量比 重 (%)	年利用小时 (小时)
东北	1470.07	15.25%	226.86	14.79%	1675
华北	4052.7	42.05%	689.94	44.98%	1929
西北	2392.2	24.82%	338.04	22.04%	1851
华中	265.75	2.76%	37.74	2.46%	1969
华东	653.41	6.78%	123.23	8.03%	2131
南方	802.96	8.33%	118.05	7.70%	1967
合计	9637.09	100%	1533.86	100.00%	1893

注：数据来源于中国国家能源局，与中国电力企业联合会数据稍有差异。

为了实现 2020 年底可再生能源在一次能源消费中占 15% 的目标，中国风力发电仍将大规模发展。鉴于我国风能资源分布状况，未来我国风电发展也主要集中在华北、东北和西北地区。按照国家风电发展规划，哈密、酒泉、河北、吉林、江苏沿海、蒙东、蒙西、山东八个千万千瓦风电基地将于 2020 年建成，总装机规模将达到 12900 万千瓦，预计占据全国风电总装机容量 80% 左右。具体规划如下表所示。

表 2-2 全国八大风电基地装机容量规划（万 KW）

地区	2015 年规划风电装机容量	2020 年规划风电装机容量
新疆哈密风电基地	900	1700
甘肃酒泉风电基地	1300	1500
河北风电基地	1000	1600
江苏沿海风电基地	600	1000
吉林风电基地	800	1500
蒙东风电基地	700	1300
蒙西风电基地	1300	3830
山东风电基地	600	1500
全国	10000	15894

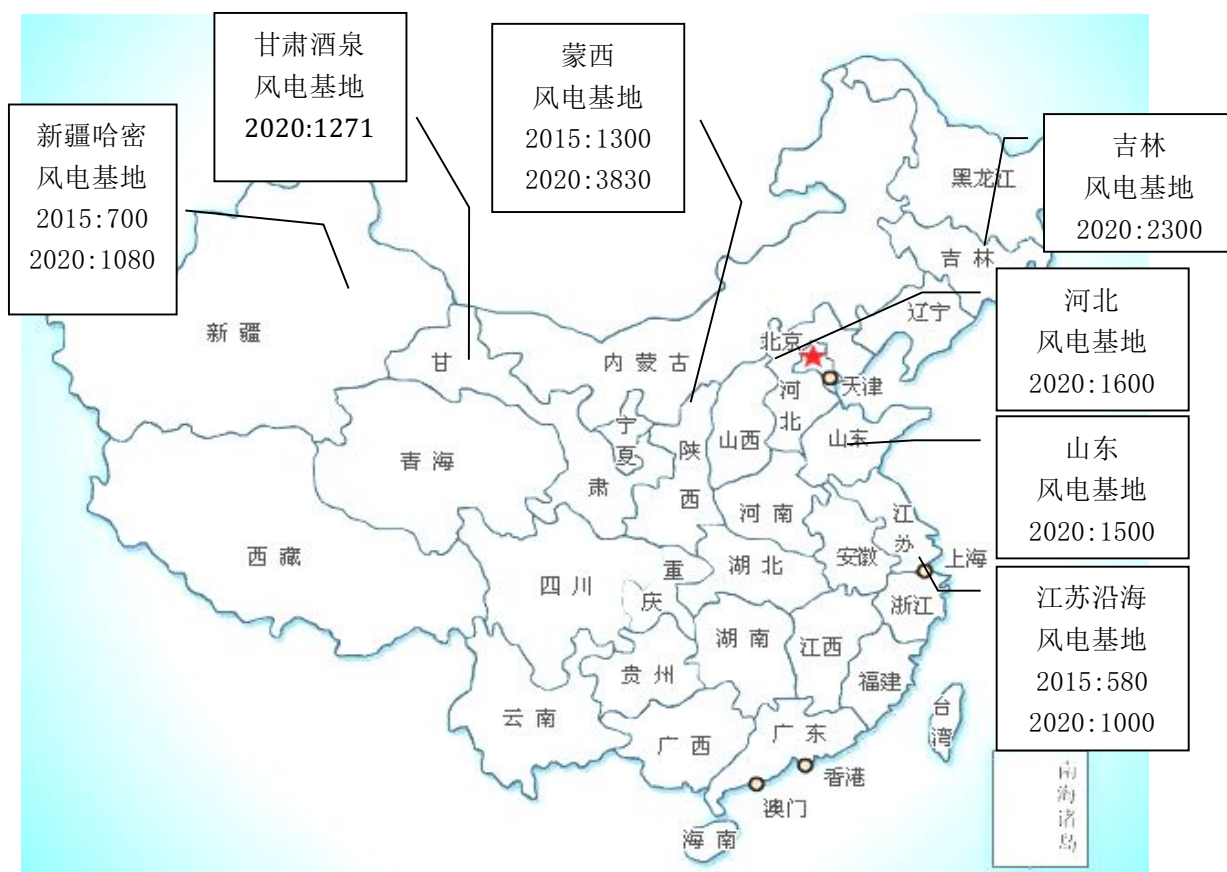


图 2-2 我国 2020 年八大风电基地规划（万 KW）

5) 太阳能

我国太阳能资源十分丰富，适宜太阳能发电的国土面积和建筑物受光面积也很大，青藏高原、黄土高原、冀北高原、内蒙古高原等太阳能资源丰富地区占到陆地国土面积的三分之二，具有大规模开发利用太阳能的资源潜力。东北地区、河南、湖北和江西等中部地区，以及河北、山东、江苏等东部沿海地区太阳能资源比较丰富，可供太阳能利用的建筑物面积很大。在四川、重庆、贵州、安徽、湖南等太阳能资源总体一般的区域，也有许多局部地区适宜开发利用太阳能。

2014 年，国务院及各部门出台了一系列扶持国内太阳能发电产业发展政策，极大地促进了我国太阳能发电发展。全年共新增并网太阳能发电装机 1173 万千瓦，与去年基本持平，截至 2014 年底我国并网太阳能发电装机容量达到 2652 万千瓦，同比增长 67.0%。全年并网太阳能发电量为 231 亿千瓦时，同比增长 170.8%。到 2020 年，光伏装机达到 1 亿千瓦左右。

2.2 中国上网电价机制历史与现状

中国上网电价仍然实行政府定价方式，基本所有的发电上网电价都采用单一电量电价方式，但不同的发电方式上网电价水平存在不同，其中水电最低，其次是煤电，核电，气电，生物质发电，风电和太阳能光伏等上网电价则相对较高。

2.2.1 燃煤电价

1985 年国家出台《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定》，改变了原来的单一制改为多家办电的形式。

1987 年颁发《关于多种电价实施办法的通知》，形成了指导电价、指令电价共存的，复杂的电价体系。

1993 年-2002 年，改革电力燃运加价办法，将燃运加价标准并入目录电价;全面推行峰谷电价办法;全面试行新电新价，适当调整电价水平。

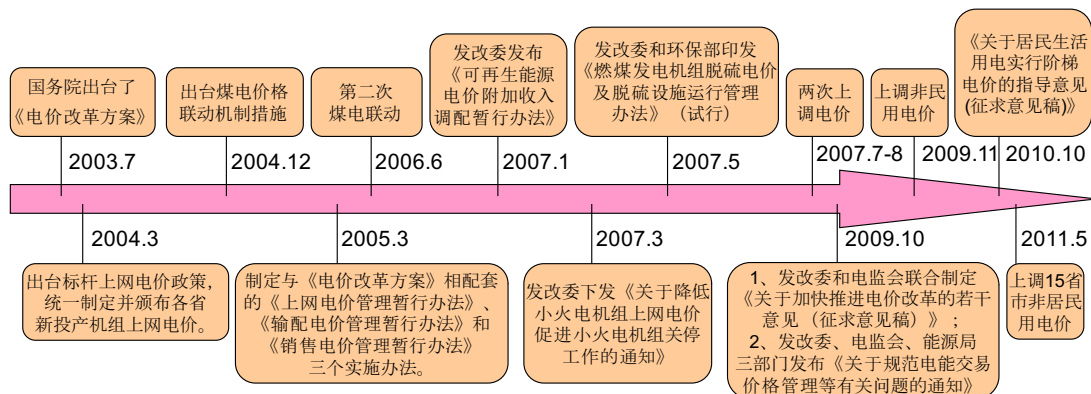
1996 年颁布的《电力法》对电价作出了专门规定。

1997 年后采用经营期平均上网电价。

2001 年，原国家计委下发计价格[2001]701 号文件，将正在执行的三段式还本付息电价改为按发电项目经营期核定平均上网电价，新建电厂按经营期平均上网电价核定。

2002 年，《国务院关于印发电力体制改革方案的通知》（国发〔2002〕5 号）、《国务院办公厅关于印发电价改革方案的通知》（国办发〔2003〕62 号），逐渐形成发电、输配、售电的三环节电价。独立发电集团与电网之间形成上网电价，电网与最终用户之间形成销售电价。

2004 年开始，国家发展改革委出台了标杆上网电价和脱硫加价政策，首次公布了各地的燃煤机组发电统一的上网电价水平，对燃煤机组标杆电价区分为脱硫机组标杆电价和未脱硫机组标杆电价，并在以后年度根据发电企业燃煤成本的变化进行了适当调整。规定脱硫电厂上网电价每千瓦时提高 1.5 分钱。



2004 年 12 月 15 日，国家发展和改革委员会会同国家电力监管委员会颁布了《关于建立煤电价格联动机制意见通知》（发改价格〔2004〕2909 号），并于 2005 年和 2006 年两次启动煤电联运政策。原因在于，我国发电机组中约 70%为燃煤机组，发电成本中燃料成本占 70%左右，煤价变化对火电上网电价影响较大。

煤电价格联动机制规定上网电价与煤炭价格联动，销售电价与上网电价联动。

2004 年提高火电煤炭 0.7 分钱。

2005 年提高销售电价 2.52 分钱，其中火电上网电价提高 1.8 分钱。

2006 年提高销售电价 2.49 分钱，其中火电上网电价提高 0.88 分钱。

2008 年第一轮提高销售电价 2.61 分钱，其中火电上网电价提高 1.7 分钱。

2008 年第二轮销售电价不提高，其中火电上网电价提高 2 分钱。

煤电价格联动机制也存在一些问题：

第一，终端销售电价、上网电价与煤电价格之间的联动机制运行不畅，不能够按时、足额的疏导煤电矛盾。2008 年 8 月 20 日，国家甚至单边调整上网电价，销售电价不作调整，电力行业承担了上游成本增加的压力，严重制约了电力行业的可持续发展。

第二，联动政策在机制上可能会造成轮番涨价的结果。正是由于发现了这个问题，所以从 2006 年开始，国家停止执行煤电联动政策。

2005 年 5 月 1 日，国家发展改革委关于印发电价改革实施办法的通知（附：《上网电价管理暂行办法》、《输配电价管理暂行办法》、《销售电价管理暂行办法》）。

2007 年 7 月 1 日，《燃煤发电机组脱硫电价及脱硫设施运行管理办法(试行)》主要确认，燃煤机组脱硫标杆上网电价:自 2004 年起，国家发展改革委对各省(区、市)电网统一调度范围的新投产燃煤机组不再单独审批电价，而是事先制定并公布统一的上网电价，称为燃煤机组标杆上网电价。其中，安装脱硫设施的燃煤机组上网电价比未安装脱硫设施的机组每千瓦时高出 1.5 分钱。

电厂使用的煤炭平均含硫量大于 2%或者低于 0.5%的省（区、市），脱硫加价标准可单独制定，具体标准由省级价格主管部门提出方案，报国家发展改革委审批。

标杆电价政策实行初期，曾经区分不同单机容量制定标杆电价。考虑标杆电价政策本身就包括引导发电企业选择高效率机组的功能，因此，目前标杆电价不再考虑单机容量的差异，分省对所有新建燃煤机组执行统一标杆电价。

标杆电价是根据分省平均发电成本计算得出来，计算过程中必然要对未来的参数进行假设，如发电利用小时等。影响火电机组上网电价的因素主要有煤价、单位造价、年发电利用小时数、机组固定成本、长期贷款利率、折旧率、自有资金比例和还贷年限等，这些因素对标杆电价的影响的程度是不同的。

2008 年 7 月，国家发展改革委发出电价调整通知，分别发布《国家发展改革委关于调整华北电网电价的通知》（发改价格[2008]1677 号），《国家发展改革委关于调整东北电网电价的通知》（发改价格[2008]1678 号），《国家发展改革委关于调整西北电网电价的通知》（发改价格[2008]1679 号），《国家发展改革委关于调整华东电网电价的通知》（发改价格[2008]1680 号），《国家发展改革委关于调整华中电网电价的通知》（发改价格[2008]1681 号），《国家发展改革委关于调整南方电网电价的通知》（发改价格[2008]1682 号）。

2009 年 11 月，国家发展改革委发出电价调整通知，分别发布《国家发展改革委关于调整华北电网电价的通知》（发改价格[2009]2919 号），《国家发展改革委关于调整东北电网电价的通知》（发改价格[2009]2920 号），《国家发展改革委关于调整西北电网电价的通知》（发改价格[2009]2921 号），《国家发展改革委关于调整华东电网电价的通知》（发改价格[2009]2924 号），《国家发展改革委关于调整华中电网电价的通知》（发改价格[2009]2925 号），《国家发展改革委关于调整南方电网电价的通知》（发改价格[2009]2926 号）。

2011 年 12 月，国家发展改革委发出电价调整通知，分别发布《国家发展改革委关于调整南方电网电价的通知》（发改价格[2011]2618 号），《国家发展改革委关于调整华北电网电价的通知》（发改价格[2011]2619 号），《国家发展改革委关于调整东北电网电价的通知》（发改价格[2011]2620 号），《国家发展改革委关于调整西北电网电价的通知》（发改价格[2011]2621 号），《国家发展改革委关于调整华东电网电价的通知》（发改价格[2011]2622 号），《国家发展改革委关于调整华中电网电价的通知》（发改价格[2011]2623 号）。

2013 年 9 月，《国家发展改革委关于调整发电企业上网电价有关事项的通知》（发改价格[2013]1942 号），《关于调整可再生能源电价附加标准与环保电价有关事项的通知》（发改价格[2013]1651 号），对脱硝达标并经环保部门验收合格的燃煤发电企业，上网电价每千瓦时提高 1 分钱；对采用新技术进行除尘、烟尘排放浓度低于 $30\text{mg}/\text{m}^3$ （重点地区低于 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ），并经环保部门验收合格的燃煤发电企业，上网电价每千瓦时提高

0.2 分钱。

2014 年 8 月 20 日,《国家发展改革委关于进一步疏导环保电价矛盾的通知》(发改价格〔2014〕1908 号),进一步降低燃煤机组上网电价,降价部分用于支付环保电价。

2015 年 12 月 2 日,《国家发展改革委关于燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》(发改价格〔2015〕2835 号),对经所在地省级环保部门验收合格并符合超低限值要求(即在基准含氧量 6%条件下,烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 $10\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、 $35\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、 $50\text{mg}/\text{Nm}^3$)的燃煤发电企业给予适当的上网电价支持。其中,对 2016 年 1 月 1 日以前已经并网运行的现役机组,对其统购上网电量加价每千瓦时 1 分钱(含税);对 2016 年 1 月 1 日之后并网运行的新建机组,对其统购上网电量加价每千瓦时 0.5 分钱(含税)。

2015 年 12 月 27 日,《国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》(发改价格〔2015〕3105 号),全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时下调约 3 分钱,支持燃煤电厂超低排放改造和可再生能源发展,将居民生活和农业生产以外其他用电征收的可再生能源电价附加征收标准,提高到每千瓦时 1.9 分钱。

2015 年 12 月 31 日,《国家发展改革委关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》(发改价格〔2015〕3169 号),对煤电价格实行区间联动。以 5000 大卡/千克代表规格品电煤价格为标准,当周期内电煤价格与基准煤价相比波动不超过每吨 30 元(含)的,成本变化由发电企业自行消纳,不启动联动机制。当周期内电煤价格与基准煤价相比波动超过每吨 30 元的,对超过部分实施分档累退联动,即当煤价波动超过每吨 30 元且不超过 60 元(含)的部分,联动系数为 1;煤价波动超过每吨 60 元且不超过 100 元(含)的部分,联动系数为 0.9;煤价波动超过每吨 100 元且不超过 150 元(含)的部分,联动系数为 0.8;煤价波动超过每吨 150 元的部分不再联动。按此测算后的上网电价调整水平不足每千瓦时 0.2 分钱的,当年不实施联动机制,调价金额并入下一周期累计计算。按煤电价格联动机制调整的上网电价和销售电价于每年 1 月 1 日实施。

2.2.2 水电电价

水电上网电价政策呈现多样化格局,水电上网电价根据情况分别按经营期上网电价、标杆上网电价和根据受电市场平均上网电价倒推三种方法确定。

2001 年 4 月,原国家计委出台了《关于规范电价管理有关问题的通知》(计价格〔2001〕701 号),通知规定,上网电价由按发电项目还贷需要核定还贷期还本付息电价改为按发

电项目经营期核定平均上网电价。已有发电企业已按还贷期核定上网电价的，也统一改为按剩余经营期核定平均上网电价。

2004 年国家发展和改革委员会《关于疏导华北、南方、华中、华东、东北、西北电价矛盾有关问题的通知》（发改价格〔2004〕1036、1037、1038、1039、1124、1125 号）对于水电较丰富的地区，核定了水电标杆电价。

其中，湖南 315 元/千千瓦时，四川 280 元/千千瓦时，广西、陕西 260 元/千千瓦时，云南、贵州 215 元/千千瓦时，甘肃、宁夏、青海 227 元/千千瓦时。2005 年和 2006 年煤电联动时，相关省区对水电标杆电价进行了相应调整。

但是，由于不同水电站开发成本差异大、调节能力不同以及水电税率差异等原因，统一水电标杆电价政策难以满足水电定价要求，因此，国家之后的电价调整中逐步取消了各地水电标杆电价政策（2009 年 11 月 20 日调价取消青海等）。

目前只有三峡水电站是依据受电地区市场情况倒推确定上网电价的电站。国务院批准的三峡电能定价机制（计基础〔2001〕2668 号）为：在实行“竞价上网”之前，三峡上网电价分别为各省市的平均上网电价减去国家核定的输电电价，并随受电省市平均电价水平的变化而浮动；在实行“竞价上网”之后，三峡电力按国家分配的方向和数量，参与各地电力市场的竞争，实行由市场供需关系形成电价。

2014 年 1 月 11 日，《国家发展改革委关于完善水电上网电价形成机制的通知》（发改价格【2014】61 号），各省（区、市）水电标杆上网电价以本省省级电网企业平均购电价格为基础，统筹考虑电力市场供求变化趋势和水电开发成本制定。水电比重较大的省（区、市），可在水电标杆上网电价基础上，根据水电站在电力系统中的作用，实行丰枯分时电价或者分类标杆电价。

2.2.3 核电电价

我国核电上网电价采用了三种测算方法，还本付息电价测算方法、经营期电价测算方法和本-利测算方法。

本-利浮动电价模式是广东大亚湾核电站电价借鉴了国外公用事业的定价模式而采用的特殊电价机制，其上网电价是一个不确定值，由合营双方协商平衡后确定。

大亚湾核电站内外销电价与当地火电价格相比均具备一定的价格优势。其中外销电价按照合营合同规定采用“成本+利润”的方式确定，2003 年以来基本在 6-6.6 美分/千瓦时之间。内销电价由国家确定，2004 年-2006 年，内销电价为 0.414 元/千瓦时；2007

年后内销电价为 0.42 元/千瓦时。这种定价机制十分特殊，2009 年已经不再采用，主要采用的是经营期电价方法。

表 2-3 核电电价水平（元/千瓦时）

	核电电价	核电上网电价
广东	平均	0.415
	大亚湾	0.414
	岭澳	0.429
浙江	平均	0.426
	秦山一期	0.42
	秦山二期	0.393
	秦山三期	0.464

2013 年 7 月，国家发改委《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格[2013]1130 号），将核电上网电价由个别定价改为对新建核电机组实行标杆上网电价政策，核定全国核电标杆电价为每千瓦时 0.43 元。核电标杆电价保持相对稳定，今后将根据核电技术进步、成本变化、电力市场供需状况等对核电标杆电价定期评估并适时调整。

2.2.4 风电电价

2003 年，国家发展改革委办公厅关于开展全国大型风电场建设前期工作的通知(发改办能源[2003]408 号)。

2003 年，国家发展改革委关于印发风电特许权项目前期工作管理办法及有关技术规定的通知(发改能源[2003]1403 号)。

2003 年到 2005 年，是风电电价的“双轨制”阶段，招标和审批电价并存，这个阶段与前一阶段的分界点是首期特许权招标。2003 年国家发展和改革委员会组织了第一期全国风电特许权项目招标，将竞争机制引入风电场开发，以市场化方式确定风电上网电价。而在省（区）项目审批范围内的项目，仍采用的是审批电价的方式，出现招标电价和审批电价并存的局面。

2005 年 3 月，颁布《可再生能源法》对可再生能源的电价管理原则做出了规定。

2006 年，国家发改委会同国家电监会制定《可再生能源发电价格和费用分摊管理暂行办法》（2006）7 号文件，提出了“风力发电项目的上网电价实行政府指导价，电价标

准由国务院电价主管部门按照招标形成的电价确定”。根据该文件，部分省（区、市），如内蒙古、吉林、甘肃、福建等，组织了若干省级风电特许权项目的招标，并以中标电价为参考，确定省内其他风电场项目的核准电价。

风电场装机容量在 50MW 以下，以省内核准的形式确定上网电价。各地核准的电价也差别较大，但一般采取当地脱硫燃煤电厂上网电价加上不超过 0.25 元/千瓦时的电网补贴。

2009 年 7 月，国家发展和改革委员会发布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改电价〔2009〕1906 号），对风力发电上网电价政策进行了完善。文件规定，全国按风能资源状况和工程建设条件分为四类风能资源区，相应设定风电标杆上网电价。将全国分为四类风能资源区，风电标杆电价水平分别为每千瓦时 0.51 元、0.54 元、0.58 元和 0.61 元。

表 2-4 全国风力发电标杆上网电价表

资源区	标杆上网电价 (元/千瓦时)	各资源区所包括的地区
一类风能资源区	0.51	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外的其他地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市
二类风能资源区	0.54	河北省张家口市、承德市；内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市；甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市；
三类风能资源区	0.58	吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区；甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其他地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市其他地区；宁夏回族自治区；
四类风能资源区	0.61	除一、二、三类资源区以外的其他地区

2014 年 6 月，国家发改委发布《关于海上风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2014〕1216 号），规定 2017 年以前（不含 2017 年）投运的近海风电项目上网电价为每千瓦时 0.85 元（含税，下同），潮间带风电项目上网电价为每千瓦时 0.75 元。

2015 年 12 月 22 日，《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政

策的通知》（发改价格[2015]3044号），实行陆上风电、光伏发电（光伏电站，下同）上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策。

表 2-5 2016 和 2018 年全国风力发电标杆上网电价表

资源区	标杆上网电价 (元/千瓦时)	各资源区所包括的地区
一类风能资源区	0.47 0.44	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外的其他地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市
二类风能资源区	0.50 0.47	河北省张家口市、承德市；内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市；甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市；
三类风能资源区	0.54 0.51	吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区；甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其他地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市其他地区；宁夏回族自治区；
四类风能资源区	0.60 0.58	除一、二、三类资源区以外的其他地区

注：上面价格为 2016 年水平，下面价格为 2018 年水平。

与电价相关的，是可再生能源电价附加标准。2006 年 6 月开征 1 厘 / 千瓦时，征收范围为除农业生产以外的电量，2008 年 7 月提高到 2 厘/千瓦时，2009 年 11 月提高到 4 厘钱，2011 年 12 月提高到 8 厘/千瓦时，2013 年 9 月，提高到 1.5 分钱（西藏、新疆除外），2016 年 1 月提高到 1.9 分钱。

表 2-6 中国可再生能源附加标准

完善相关政策	提高筹资标准
*2006 年 1 月，《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》 *2007 年 1 月，《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》 *2011 年 11 月，《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》 *2012 年 3 月，《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》 *2012 年 12 月，《可再生能源电价附加有关会计处理规定》	*2006 年 1 月，明确提取标准为 0.001 元/千瓦时 *2008 年 7 月，将提取标准提高到 0.002 元/千瓦时 *2009 年 11 月，将提取标准提高到 0.004 元/千瓦时 *2012 年 1 月，将提取标准提高到 0.008 元/千瓦时 *2013 年 10 月，将提取标准提高到 0.015 元/千瓦时 2016 年 1 月，将提取标准提高到 0.019 元/千瓦时

2.2.5 光伏电价

2008 年核定内蒙古鄂尔多斯和上海崇明太阳能光伏电站上网电价每千瓦时 4 元。2009 年甘肃光热项目，招标价格为 1.09 元/千瓦时，2010 年国家相继批复 13 个光热项目，招标价格从 0.72-0.99 元/千瓦时。

2011 年 7 月，国家发展改革委印发《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594 号），规定，除西藏地区外，2011 年 7 月 1 日及以后核准或 2011 年 12 月 31 日之后建成投产的太阳能光伏发电项目，标杆上网电价为 1 元/千瓦时。西藏地区太阳能光伏发电项目标杆上网电价统一为 1.15 元/千瓦时。

2013 年 7 月，《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24 号）。

2013 年 9 月，《国家发展改革委关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638 号），将全国分为三类太阳能资源区，相应制定光伏电站标杆上网电价。光伏电站标杆上网电价高出当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫等环保电价）的部分，通过可再生能源发展基金予以补贴。对分布式光伏发电实行按照全电量补贴的政策，电价补贴标准为每千瓦时 0.42 元（含税）。

表 2-7 中国光伏上网电价

光伏上网电价表（单位：元 / 千瓦时（含税））		
资源区	光伏电站标杆上网电价	各资源区所包括的地区
I 类资源区	0.9	宁夏，青海海西，甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌，新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依，内蒙古除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区
II 类资源区	0.95	北京，天津，黑龙江，吉林，辽宁，四川，云南，内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔，河北承德、张家口、唐山、秦皇岛，山西大同、朔州、忻州，陕西榆林、延安，青海、甘肃、新疆除 I 类外其他地区
III 类资源区	1	除 I 类、II 类资源区以外的其他地区

注：西藏自治区光伏电站标杆电价另行制定。

2016年开始中国光伏上网电价又继续下调，具体如下表所示。

表 2-8 2016 年中国光伏上网电价

光伏上网电价表 （单位：元 / 千瓦时（含税））		
资源区	光伏电站标杆上网电价	各资源区所包括的地区
I 类资源区	0.80	宁夏，青海海西，甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌，新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依，内蒙古除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区
II 类资源区	0.88	北京，天津，黑龙江，吉林，辽宁，四川，云南，内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔，河北承德、张家口、唐山、秦皇岛，山西大同、朔州、忻州，陕西榆林、延安，青海、甘肃、新疆除 I 类外其他地区
III 类资源区	0.98	除 I 类、II 类资源区以外的其他地区

注：西藏自治区光伏电站标杆电价另行制定。

2.2.6 生物质发电电价

2006 年，国家发改委会同国家电监会制定《可再生能源发电价格和费用分摊管理暂行办法》（2006）7 号文件。

生物质发电项目上网电价实行政府定价，由国务院电价主管部门分地区制定标杆电价，电价标准由各省，自治区，直辖市 2005 年脱硫燃煤机组标杆上网电价加补贴电价组成。补贴电价标准为 0.25 元/千瓦时。发电项目自投产之日起，15 年内享受补贴电价；运行满 15 年后，取消补贴电价。

通过招标确定投资人的生物质发电项目，按中标确定的价格执行，但不得高于生物质标杆电价。2007 年开始，又对秸秆直燃项目给予了每千瓦时 0.1 元的临时电价补贴。

为了鼓励技术进步，试行办法还明确“自 2010 年起，每年新批准和核准建设的发电项目的补贴电价比上一年新批准和核准建设项目的补贴电价递减 2%”。

2010 年 7 月，《国家发展改革委关于完善农林生物质发电价格政策的通知》（发改价格[2010]1579 号），统一执行标杆上网电价每千瓦时 0.75 元（含税）。

2.2.7 垃圾发电电价

2012 年 4 月，国家发展改革委《关于完善垃圾焚烧发电价格政策的通知》（发改价

格[2012]801号),按入厂垃圾处理量折算成上网电量进行结算,每吨生活垃圾折算上网电量暂定为280千瓦时,并执行全国统一垃圾发电标杆电价每千瓦时0.65元(含税);其余上网电量执行当地同类燃煤发电机组上网电价。

2.3 中国上网电价机制利益相关方

中国上网电价利益相关方可以从电力系统上下、内外、左右各方面来描述。

2.3.1 政府

政府在上网电价机制中的利益关系,体现着电力系统的从上到下的、既有宏观管理,又有微观调控的双重身份,可以追溯到行业历史渊源,对于电力价格错综复杂的利益关系,具有决定因素。

(1) 中央部委:管理、控制与统筹安排

主要表现在:电力企业的投资权、定价权被发改委投资司和价格司掌控着;生产要素的跨省、跨区域流动也有着方方面面的限制;电力资源的配置很大程度上通过行政审批来实现,而不是靠市场机制。政府的制度建设职能、监管职能,与现行的落后管理体制,产生冲突,电厂间的竞争加剧,但是民生并没有从其中得到电价的收益。

近年来,随着省内电源与电网项目的审批权由中央下放至地方,而电价管理权限仍然集中在中央(主要是发改委价格司),将导致电价问题成为议题中心,并导致地方政府的事权与责权不对等。同时,由于电价调整涉及面广,决策程序较多,管理权限过于集中在中央,也可能出现不能及时反映市场价格和投资成本变化的情况。

(2) 地方政府:

地方政府的竞争主要表现在投资、融资、发电规模和效益上的竞争。宏观调控手段的失调,导致行业监管不力,具体到电力系统,一方面引发出弃风、弃光等负面效果,另一方面,环境污染治理仍有漏洞。

(3) 利益相关方的未来改革方向,要通过有效的程序调整,推进电价机制改革,解决市场要素畅通流动问题。

主要措施,以加快电力系统各环节价格机制改革,加强监管为主,破除政府过度干预,改革政府行政配置资源体制,建立完善的电力市场。转变传统的价格监管方式,由过去制定价格为主转为制定规则为主,进一步完善上网、输配、销售电价管理办法,加强对地方的指导与协调,发挥好省级价格主管部门的作用,增强电价管理的灵活性,更

好地服务经济发展。

2.3.2 电厂

电厂主要通过上网电价获取收益，因此上网电价机制改革主要影响方就是电厂。不同的上网电价机制对不同类型的电厂影响存在巨大差异，这也是本课题研究的重点。电厂包括火电厂、水电厂、核电厂以及新能源电厂等，其中火电厂和新能源电厂是受上网电价机制改革影响最深的利益方，其他类型电厂受影响相对较小。另外不同类型电厂之间和同类型电厂内部也相互存在着竞争和合作，也需要通过上网电价机制改革进行协调。

（1）火电厂

- a. 燃煤电厂；
- b. 燃气电厂；
- c. 燃煤电厂与燃气电厂之间的合作与竞争；
- d. 燃煤、燃气电厂内部不同容量发电机组之间的纵横联合。

（2）新能源电厂

- a. 风电场；
- b. 太阳能电场；
- c. 新能源电力与传统火电厂的合作与竞争。

（3）利益相关方的未来改革方向，通过引入合理的上网电价机制，赋予电厂在市場中的操作能力，解决企业自主经营、自负盈亏的问题，以及不同类型电厂之间如何合理合作和竞争的问题。

2.3.3 电网

电网公司在电力系统中，是左边电厂和右边用户的联接通道。

电网公司在上网电价机制中的利益关系和推动作用，有其历史原因。2002年，我国的电力体制改革打破了原国家电力公司集发、输、配、售为一体的格局，电力体制实现厂网分离。但是，电网公司仍然垂直运营、高度集中。发电侧的多家电厂基本形成合作与竞争的状态，但是，输配分开却没有实行，电价改革停滞不前。电网公司统购统销的经营模式没有调动起企业发展的积极性，也剥夺了消费者的自由选择权。

在报告中，上网电价机制中涉及电网公司的部分未做深入分析，主要原因在于，现行的输配电价机制并未独立，发供电计划、电力交易以及交易平台全部掌握在电网公司

手中。电网公司的利益分析，避免不了对这些核心要素的理论描述和数学模拟，但是，本报告篇幅主要限于上网电价改革方案分析，无法，也不可能涵盖如此广泛和具体的问题。因此，电网公司的利益相关仅仅做基本介绍，未来有条件的情况下，可以单独进行分析。

2.4 中国现行上网电价机制存在的问题

2.4.1 电力交易及价格机制不合理

（1）电量生产仍受计划控制

电力交易流量主要以计划电量为主，由供需双方协商或者依据交易平台竞争成交的电量很低，电力供需平衡没有实施节能发电调度，仍采用年度发电量计划管理，导致可再生能源发电机组让位于火电机组。

国家有可再生资源利用政策，但是在电力交易中，无法强制供用电双方形成可以促进可再生能源发展的管理机制，以至于出现弃风、弃光困境。

通过计划价格方式推动电力交易，当计划与实际供需产生较大偏差时，由于市场调整机制不健全，影响电力资源配置效率，增加系统用电成本，与市场实际需求不符。

（2）价格形成机制不合理

目前，中国的上网电价由政府审核并批准，价格与电量相匹配，其原理基于单一电量电价。即用单一的单位价格包含了发电方所有成本和期望利润，发电方的固定成本和变动成本没有界定，统一体现在一部制电价中。其后果，虽然计量简单，一方面难以协调市场参与者之间的行为，无法反映市场各方的需求，也不符合经济效益原则。而一部制容量电价，采取了另一个极端原则，即无论发电方的运营状况和用户的需求如何，都可以保证电力企业收回成本。这并不利于体现多用电多付费的市场原则。

2.4.2 价格杠杆无法起到调节供需的作用

（1）价格传导方法不规范

现有电价的传导方法有明显缺陷，上网固定价格对于市场信息不敏感，在系统产生变化时，无法通过价格体系，把系统风险和收益分散出去。电力系统有不可预测的波动性，通过交易价格的管理行为，体现到市场中，对于意外的负荷变化，增加经济上的惩罚或者奖励制度，降低系统不平衡风险。

对于市场的弹性变化，可以通过上网定价的灵活管理，来约束发电侧，也可以通过增加市场透明度，提高电价中的竞争因素，让需求侧参与到电力系统的平衡中来，通过市场的竞争提高市场和系统的运行效率。

（2）价格杠杆的激励机制不明显

中国目前上网价格则采用成本计算，按照实际发生成本，分摊到发电量中，既不包括时间费用的概念，也不包括需求端的效益程度。从一定程度上，无法体现资源优化、市场配置的调控机制。

现行体系中，缺少灵活的、有市场元素的电价杠杆推动系统各方积极参与到电力运行和调度中来。送端上网电价执行固化的政府定价，交易空间被各省标杆电价的差异空间限定，发电主体和购电主体失去了根据供需形势自由商定价格的权利，难以反映市场供求关系，不能发挥价格的调节作用。作为发电的供应方，在电力需求旺盛时段，无法根据市场方，做出有效反应，以促进电力消费，并保证成本回收。

2.4.3 配套政策不完善

（1）局部性的市场机制政策无法打破目前的计划体制格局

当前以发电计划电量为基础的电力运行管理模式，电力系统内各类不同的发电资源，特别是火电机组因风电发电数量的增加而带来的利益冲突，无法通过合理的政策制度安排得到疏导，已有的相关政策因为各利益方的不妥协，而无法得到具体实施。

（2）系统运行协调政策无法体现竞争因素

电力交易主要在计划指标的分配上出现竞争，真正市场化的电力资源间的竞争几乎没有，当前的成本效益核算不是市场行为的结果，绝大多数由标杆电价和电量分配之决定。

（3）可再生能源的气候优势与电价政策不一致

可再生能源的节能减排、控制气候变化的制度安排与发展规划不匹配。对于传统电力企业，除了环保的脱硫、脱销和除尘开始逐渐实施，但是，大气污染控制方面，可再生能源的优势没有落实，排放的控制无法对电力交易产生影响。

3. 中国上网电价机制分析

3.1 方法论

本课题将首先深入分析现行上网电价机制存在的问题，在这些问题的基础上分析为解决这些问题需要对上网电价机制采取哪些改革措施，然后构建仿真模型分析这些改革措施对电力行业系统成本的影响，最后测算在实施不同政策条件下，分析相应的机制改革对不同利益主体的影响，得到为使改革顺利进行需要采取的配套措施以及实施步骤。

具体来说，本课题将分析在 2020 年和 2030 年负荷波动和可再生能源接网的情况下，对常规能源和可再生能源机组进行优化组合，分析在不同上网电价机制下各自的具体表现，以实现最低成本和最优排放的常规能源和可再生能源发电机组组合情况，从而得到最合适的上网电价机制，并通过上网电价机制改革对不同利益主体的影响分析如何对上网电价机制进行改革。

3.2 研究步骤

（1）在电力需求预测的基础上得到 2020 年和 2030 年的年小时负荷波动曲线

由于要计算常规能源发电调峰的固定成本和变动成本合计在一起的总成本情况，因此需要考虑常规能源发电在一年内出力波动的状况。为了得到常规能源发电一年出力波动状况，首先得到负荷年波动曲线。本课题将在电力需求预测基础上预测 2020 年和 2030 年负荷年波动曲线，示意图如 3-1 所示。一般而言，夏季负荷水平较高，冬季负荷水平较低，同时一天内在白天负荷水平较高，在晚上负荷水平较低。

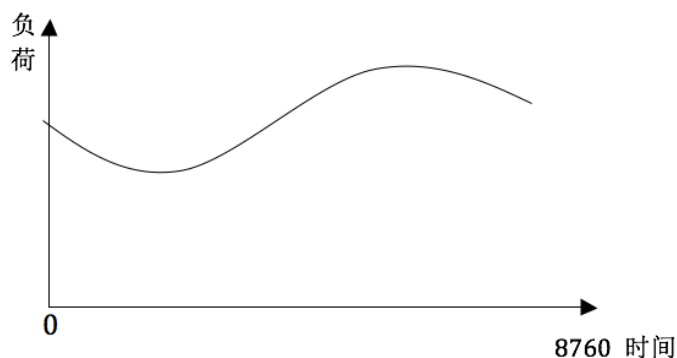


图 3-1 负荷波动示意图

（2）得到 2020 年和 2030 年的年小时风电出力波动曲线

风电作为重要的可再生能源，其出力具有随机性，间歇性和不可调峰性等特点，

因此需要作为“负”负荷加入负荷波动状况。因此需要得到风电年出力波动曲线。风电出力波动曲线示意图如 3-2 所示。一般而言，我国风电出力波动特点与负荷波动正好相反，风电在夏季出力较低，冬季出力较高，同时在一日内风电的出力也存在白天出力水平较低，晚上出力水平较高的特点。

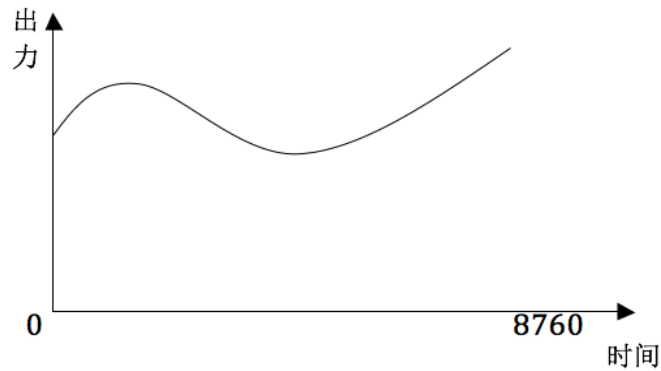


图 3-2 风电出力波动示意图

（3）得到 2020 年和 2030 年的年小时光伏出力波动曲线

光伏出力和水电出力具有典型不同。光伏出力基本和光照时间有关，基本上而言，夏季光照时间较长，冬季光照时间较短，同时光伏发电波动性更为明显，白天光照充足则会满发，但是晚上则全部停发。示意图如图 3-3 所示。

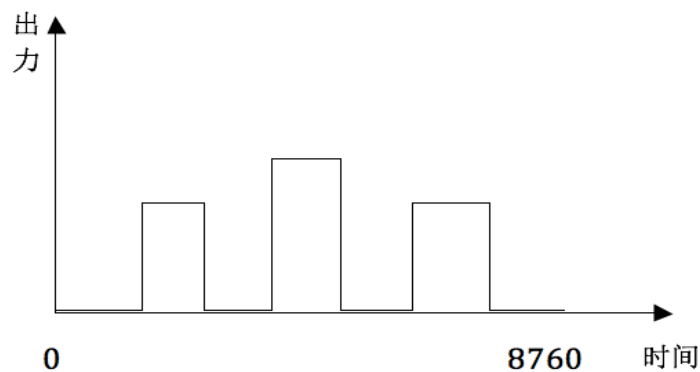


图 3-3 光伏出力波动示意图

（4）得到 2020 年和 2030 年的年小时水电出力波动曲线

在我国水电装机中，径流式水电所占比重较大，调节性能好的水电所占比重小，大型水利枢纽电站受灌溉、航运、防洪等综合利用影响，调峰能力受到一定制约。因此水电的调峰能力也受到一定程度的限制，也可以近似作为“负”负荷计入负荷波动状况中。水电的出力状况和负荷比较类似，一般夏季来水较多，出力较大，冬季来水较少，

出力较小。白天和晚上的区别则较小。水电出力波动的示意图如图 3-4 所示。

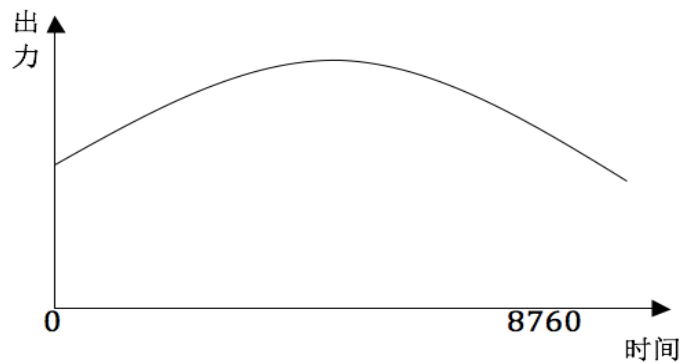


图 3-4 水电出力波动示意图

（5）得到 2020 年和 2030 年的年小时“净”负荷波动曲线

除了风电和水电以外，核电出于安全性和经济性考虑一般保持平稳出力，也不参与调峰。因此为了得到常规能源发电出力调峰波动状况，需要将负荷波动扣除风电、水电和核电同期出力，得到“净”负荷波动状况。示意图如 3-5 所示。

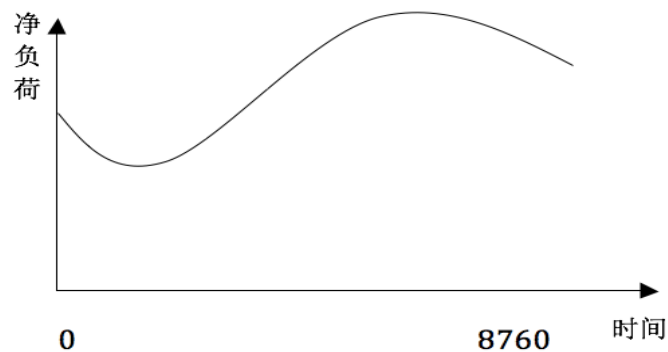


图 3-5 “净”负荷波动示意图

（6）根据“净”负荷持续曲线得到发电机组总成本

常规能源发电机组主要为“净”负荷的波动性服务，因此需要跟着“净”负荷波动而上下调整，本报告暂不考虑爬坡率等对机组发电成本的影响，因此可以根据负荷持续曲线得到需要机组提供的发电量以及成本程度。将“净”负荷按照高低顺序排列可以得到“净”负荷持续曲线，示意图如图 3-6 所示。

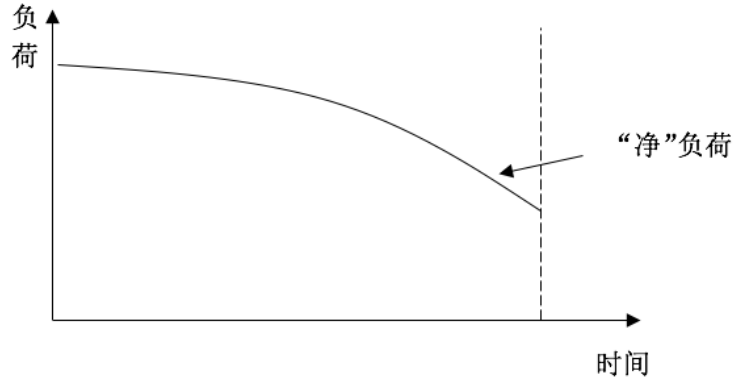


图 3-6 “净”负荷持续曲线示意图

机组总成本由固定成本和变动成本两部分构成。

根据“净”负荷持续曲线可以得到所需的机组总成本为： $TC_{NL} = TFC_{NL} + TCV_{NL}$ ，

其中：

(i) 固定成本： $TFC_{NL} = (AIC \times f + OFC) \times K_{NL}$ ， f 为固定投资年回收分摊系数（ $f = \frac{r(1+r)^t}{(1+r)^t - 1}$ ，其中 r 为投资回报率，为 t 投资回报期，单位是年）， OFC 表示年单位固定运行成本， K_{NL} 为煤电机组装机容量；

(ii) 变动成本： $TCV_{NL} = \sum_{i=1}^{8760} (P \times R(\eta_i) + OVC) \times \frac{DL_i}{1 - GR(\eta_i)}$ ， P 为燃料价格， $R(\eta_i)$ 为单位发电燃料消耗，它随着机组负荷率 η 的变化而变动， $R = R(\eta_i)$ ， OVC 表示其它变动成本， DL_i 为机组出力，根据“净”负荷持续曲线得到。由于机组出力为供电出力，所以需要除以 $(1 - \text{厂用电率})$ 得到发电出力。 GR 为厂用电率， GR 也随着机组负荷率 η 的变化而变动，

$GR = GR(\eta_i)$ 。

（7）对不同上网电价机制下不同的机组成本情况进行对比，得到最优上网电价机制。

常规能源发电包括煤电机组和天然气机组。天然气机组具有固定资产投资较低，爬坡迅速，调节方便等优点，但由于使用天然气作为发电原料，变动成本相对较高。因此发电机组既不能都是煤电机组，也不能都是天然气机组，需要组合才能达到最优水平。

目前天然气机组主要有两种技术类型。一种是 CT 机组，即天然气燃气机组，这种机组只有燃气发电机组，所以投资成本较低，但是能耗较高，另一种是 CCGT 机组，即天然气燃气-蒸汽联合循环发电机组，这种机组包括燃气发电和水蒸汽发电联合循环机组，投资成本较高，但能源利用效率较高，能耗较低。

为了知道什么情况下利用哪种发电机组成本最低，首先需要建立机组成本组合优化模型，该模型示意图如图 3-7 所示。横轴表示利用小时，纵轴表示单位机组总成本，单位机组总成本=单位固定成本+单位变动成本*运行小时。

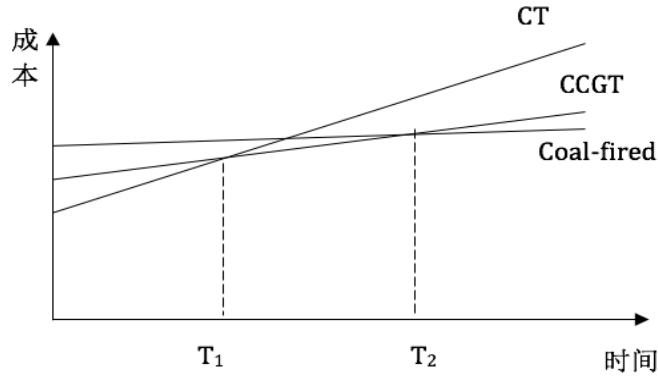


图 3-7 机组成本组合优化示意图

结果显示，在 0 到 T_1 时间段内利用 CT 机组最经济，在 T_1 到 T_2 时间段内利用 CCGT 机组最经济，在 T_2 时间段以上则利用煤电机组最经济。

在机组成本组合优化的基础上，进一步利用“净”负荷持续曲线得到在成本最优情况下天然气发电机组和煤电机组的最优装机容量和电量。具体得到过程如图 3-8 所示。

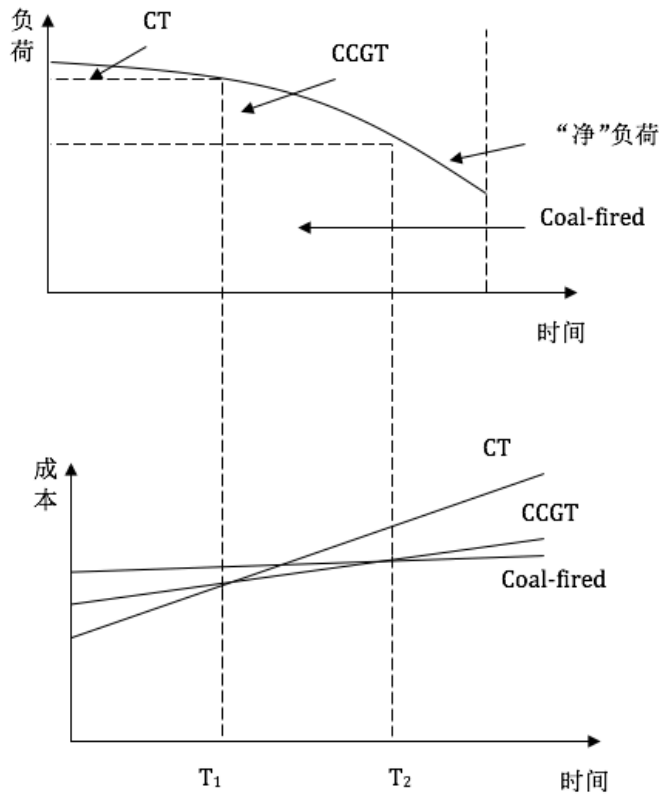


图 3-8 机组最优组合示意图

常规机组最优组合的得到过程为首先根据机组成本优化模型得到不同机组的最优利用时段，然后根据“净”负荷持续曲线确定在最优时段内不同发电机组的装机容量和利用程度，从而得到各自的电量水平。例如根据图所示结果，CT 机组应该是在最尖峰时刻被调用，其装机容量为尖峰负荷与 T_1 时间所确定装机容量之间的差值，电量为“净”负荷持续曲线与 T_1 时间所确定水平线之间的面积；CCGT 机组应该其次被调用，其装机容量为 T_1 时间所确定装机容量与 T_2 时间所确定装机容量之间的差值，电量为“净”负荷持续曲线与 T_1 时间所确定水平线和 T_2 时间所确定水平线之间的面积；煤电机组则应该最后被调用，即负责基荷调用，其装机容量为 T_2 时间所确定装机容量，电量为“净”负荷持续曲线与 T_2 时间所确定水平线和横轴之间的面积。

天然气的成本构成与煤电机组类似，也包括固定成本和变动成本。但是不同发电上网电价机制下可能会带来不同的结果，比如都实行一部制电量电价，则有可能导致煤电机组优势过大，天然气机组没有办法得到最优的电量安排，两部制电价则相对更优一些。所以通过不同发电上网电价机制下机组总成本的比较，可得到最优上网电价机制。

(8) 通过上网电价机制对不同利益主体的影响，分析上网电价机制如何改革最为合适。

针对电力交易价格机制的不同情景，假设各个类型发电方为不同利益主体类型，从成本的角度，在保障电力系统平衡的基础上，实现个体成本最低，整体收益最优。因此，不同的电力交易机制，将会对各种利益主体产生影响，例如，单一电量价格制度为满负荷火电机组利益最大化提供保障；而两部制容量电价和电量电价，则有利于新能源和燃气电厂，特别是小容量燃气电厂，可以因而收回高额资本投入。

3.3 基本参数及假设

本课题中的所有参数及假设除了特殊说明的以外，都来源于文献[16]和文献[17]（如果有重复，以文献[16]为主）。

3.3.1 电力需求预测

2014 年全社会用电量为 55233 亿千瓦时，随着经济不断发展和城镇化率的不断提升，我国未来电力需求还会不断增加。电力需求预测分为三种情景，分别是高电力需求情景，中电力需求情景以及低电力需求情景。2020 年和 2030 年各电力需求情景的具体

电力需求水平如表 3-1 所示。

表 3-1 电力需求情景（万亿 KWh）

电力需求情景	高	中	低
2020 年	8.3	8	7.7
2030 年	11.4	10.5	9.6

3.3.2 发电机组可能开发规模

截止到 2014 年底电力行业各发电机组已有装机容量规模如表 3-2 所示。

表 3-2 电力行业 2014 年装机容量规模

发电技术	已有装机容量(万 KW)
水电	28006
煤电	83000
核电	1988
风电	9581
太阳能光伏	2652
燃气机组	5567

根据资源调查的情况，我国可再生能源可利用程度还是非常高的。根据 2003 年水力资源复查结果，全国水力资源技术可开发装机容量 5.42 亿千瓦，经济可开发装机容量约 4 亿千瓦。核资源我国较为贫乏，目前我国已探明的核原料大约可供 2500 万千瓦核电站运行 40 年，因此核原料将主要靠从国外进口，根据国际原子能机构动力堆信息系统（PRIS）、世界核协会 2008 年的统计，目前全世界核资源储量为 157.6 万吨，如果按照 1 千克铀的能量相当于 2800 标准吨煤进行折算，可供 474 亿千瓦核电站运行 40 年，而现有全世界核电站装机容量仅有 3.74 亿千瓦，因此核能发电的利用还是非常有前景的，如果从国外进口核原料很容易，则核能发电基本不受限制。风能资源也非常丰富，根据国家气象局的资料，中国离地 10 米高的风能资源总储量约 32.26 亿千瓦，其中可开发和利用的陆地上风能储量有 2.53 亿千瓦，50 米高度的风能资源比 10 米高度多一倍，为 5 亿多千瓦；近海可开发和利用的风能储量有 7.5 亿千瓦。太阳能资源更是丰富，据测算，我国太阳能总辐射量在 120-280 瓦/平方米之间，2/3 的国土面积年日照小时数在 2200 小时以上，年太阳能辐射总量大于每平方米 5000 兆焦耳（相当于 170 千克标准煤），因此太阳能发电基本没有资源限制。可再生能源根据资源决定的可开发规模如表 3-3 所示。

表 3-3 可再生能源可开发规模（万 KW）

发电技术	可开发装机容量
水电	54200
核电	不受限制
风电	50000
太阳能光伏	不受限制

但是水能发电的开发还要考虑到移民、环保等问题，核电发电一方面原料需要从国外进口，另一方面也需要考虑核电站选址，核废料处理等问题，风能发电和太阳能发电则受到自然条件的约束，发电具有间歇性、不确定性和不可调峰性，对电网安全影响很大，因此受到接入电网的限制。最终根据现有技术条件和资源条件，在没有重大技术变化的情况下，各种发电技术在 2013-2030 年比较容易实现的开发规模如表 3-4 所示。

表 3-4 电力行业可能开发规模(万 KW)

年份	水电	风电	太阳能光伏发电
2020 年	34993	19756	10000
2030 年	46858	35362	25000

由于电力行业新投产装机一般在下半年，所以设新投产装机容量的 1/3 为有效装机容量。同时可再生能源的利用小时数相对较低。根据文献[16]，可知水电平均年利用小时为 3500 小时，风电平均年利用小时为 2000 小时，太阳能光伏平均年利用小时为 1500 小时。

核电建设周期较长，根据核电发展规划，2020 年为 6000 万千瓦，2030 年 2 亿千瓦。同时其利用小时相对较高，本课题设定 7800 小时。

燃气发电也是相对清洁的能源。2008 年 8 月，国土资源部公布第三次全国油气资源评价结果。我国天然气远景资源量 55.89 万亿立方米，地质资源量 35.03 万亿立方米，可采资源量 22.03 万亿立方米。2008 年生产 776 亿立方米，2000-2008 年均增长 20.6%，消费 807 亿立方米，2000-2008 年均增长 15.8%，其中 2008 年燃气发电占 10%。根据专家分析，2020 年天然气可消费量为 4000 亿立方米左右，2030 年天然气可消费量为 6500 亿立方米左右。如果天然气用于发电的比例保持不变，则燃气发电可发电量 2020 年 2000 亿千瓦时，2030 年 3250 亿千瓦时。

3.3.3 发电机组退运规模

每年煤电发电机组退运规模大体在 1000 万千瓦左右。

3.3.4 负荷年波动曲线

限于数据限制，只能搜集到中国负荷各月的平均水平，除以年平均水平就得到负荷和风电出力各月的波动状况。中国各月的负荷的相对波动如图 3-9 所示。结果显示，中国负荷在夏季最高，春冬季最低。

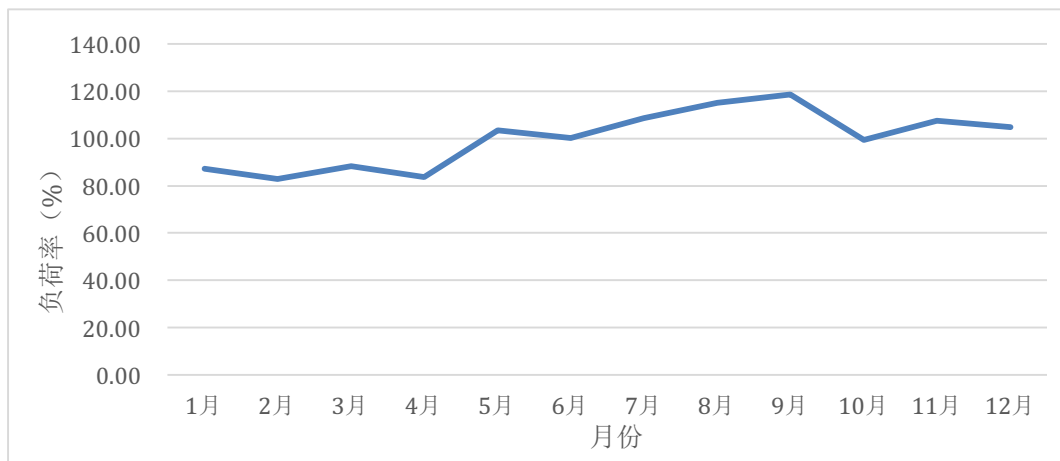


图 3-9 中国电力负荷波动状况

3.3.5 风电出力年波动曲线

风电出力最多的为 12 月份，出力最低的为 7 月份，与负荷正好相反。风电出力的波动如图 3-10 所示。

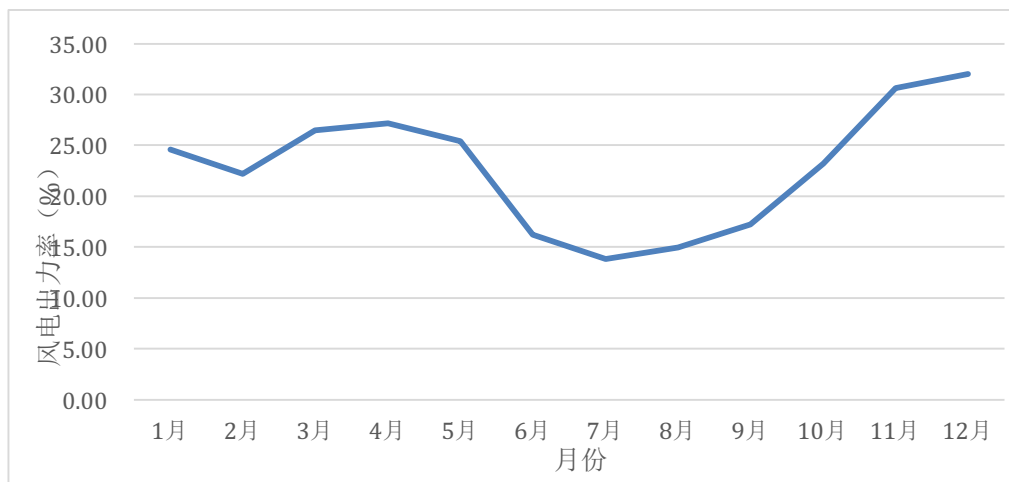


图 3-10 中国风电出力负荷率波动状况

3.3.6 光伏出力年波动曲线

太阳能电站出力与全年日照时间长短正相关，随着太阳运动呈现逐渐增长和下降的趋势。一般在冬季当日照时间最短时，例如冬至日，发电出力最低，从1月起，发电量逐步升高，到每年6月夏至，日照时间最长时，达到年出力最高峰，之后逐步下降。

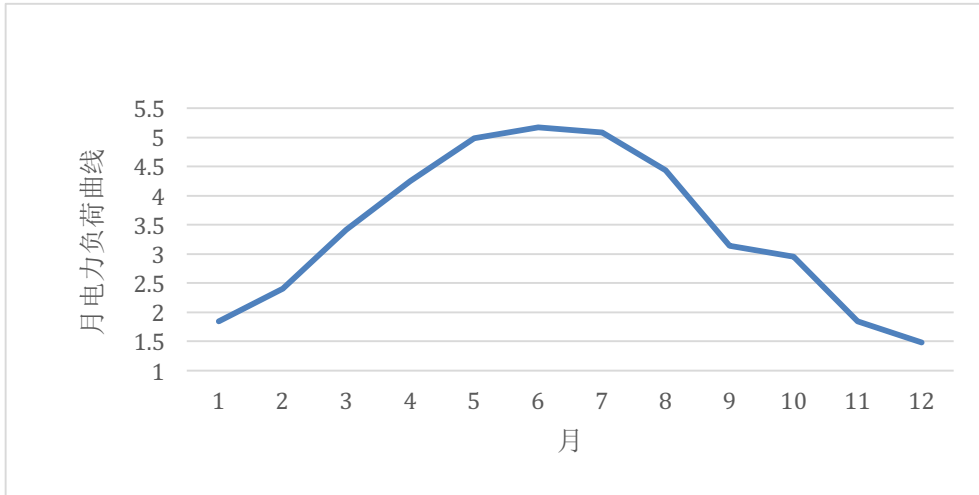


图 3-11 中国光伏出力负荷率波动状况

太阳能电站发电出力具有昼夜间歇性，随机波动和明显周期性的特点。太阳能电站仅在白天时间有出力状态，发电时间在上午7点到下午20时左右。在晴天，曲线形状类似正弦半波，当天气状况不佳时，出力减小。每天下午2点到3点达到出力最大值。每日实际出力峰值小于装机标称容量峰值。

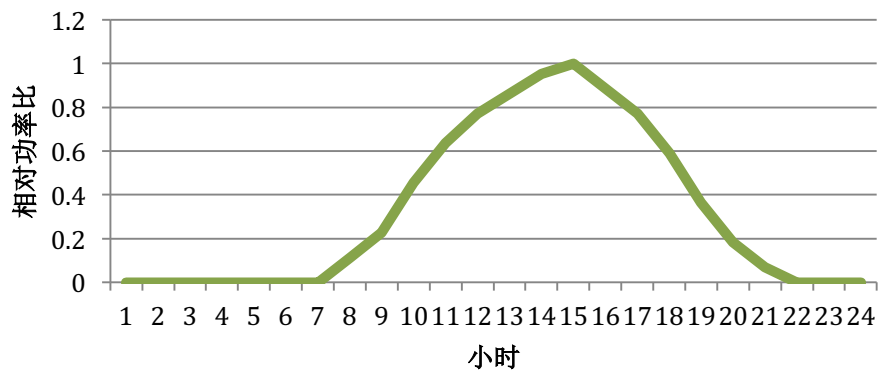


图 3-12 光伏典型日出力曲线

3.3.7 水电出力年波动曲线

水电出力特性呈现为较为典型的钟型分布，其中出力最多的月份为 8 月份，最小的月份为 1 月份。水电出力负荷率的波动如图 3-13 所示。

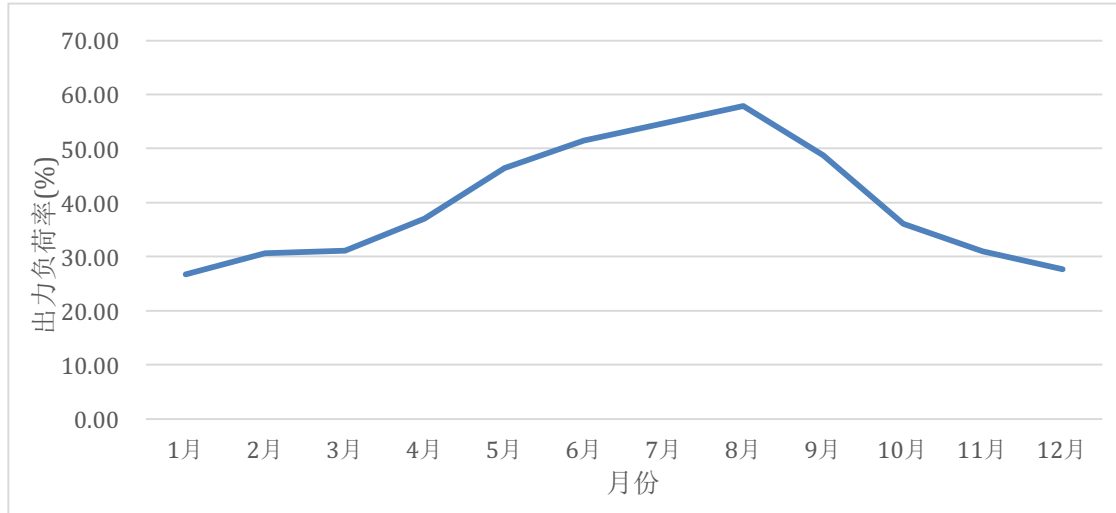


图 3-13 中国水电出力负荷率波动状况

3.3.8 月度内波动系数

由于负荷、风电出力和水电出力的年波动曲线为一年内各月的平均水平，所以还需进一步得到负荷、风电出力和水电出力在各个月度内的波动状况。这种波动状况没有办法搜集到数据，所以采用专家访谈、文献估计等方式得到。

首先对负荷的月度内波动状况进行分析，根据文献[21]，可以得到国家电网月不均衡系数大体在 0.9 左右，日负荷曲线波动峰值则在 1.2 左右，因此负荷的月度内波动系数大体在 1.33 左右。由于文献[21]的数据为 2000-2006 年的数据，到 2015 年和 2020 年波动状况应该会有一定程度的增加。本课题设定 2020 年负荷的月度内波动系数为 1.4。即在每个月的尖峰负荷/平均负荷=1.4。

同样类似的图 3-14 显示了夏季和冬季的风电日出力的波动。取自于吉林某风电场 2010 年的实际调研数据。夏季包括 5, 6, 7, 8, 9, 10 月份，冬季包括 11, 12, 1, 2, 3, 4 月份。结果显示，风电出力和负荷出力高峰时刻存在区别，风电出力白天处于最低，而晚上处于最高。

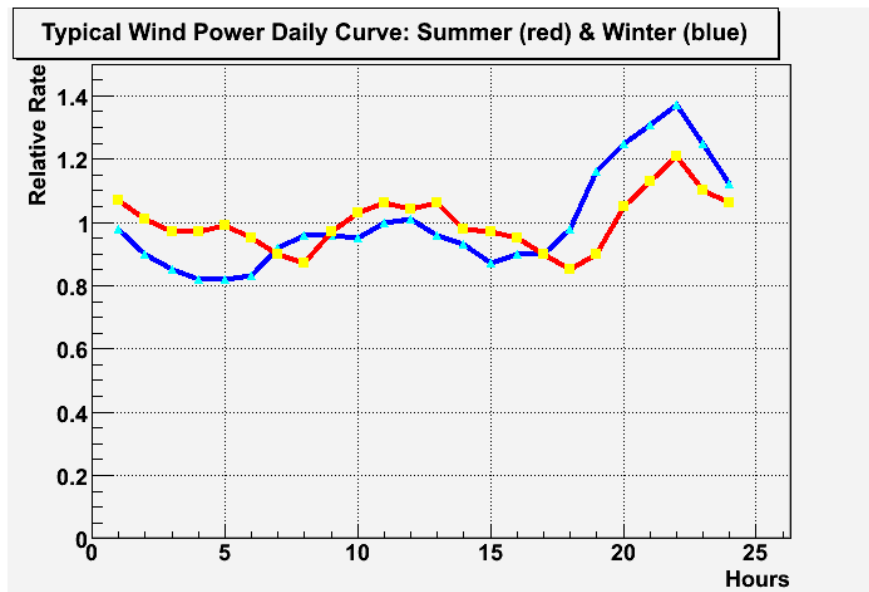


图 3-14 中国典型风电出力日负荷曲线

由于在负荷高峰期时风电的出力处于低谷，我们设定风电在尖峰负荷时的月度内波动系数为 0.9。

光伏的出力波动性特别大，在负荷高峰期时光伏的出力也基本处于低谷，我们设定风电在尖峰负荷时的月度内波动系数为 0.5。

水电的波动则与负荷波动时刻相吻合，尖峰负荷时一般来水量也较多，可以调用更多的水电出力。本课题设定水电在尖峰负荷时的月度内波动系数为 1.5。

3.3.9 火电机组成本

本课题设定采用火电机组进行负荷跟踪，火电机组包括天然气发电机组和煤电机组。天然气发电 CT 机组采用 50MW 机组作为代表，天然气 CCGT 机组采用 300MW 机组作为代表，煤电机组则采用 300MW 亚临界机组和 600MW 超临界机组作为代表。成本中涉及的基本假设包括：

- 1、贴现率为 8%；
- 2、设备年限设定为 25 年；
- 3、煤炭价格为 800 元/标准吨；
- 4、天然气价格为 1.9 元/立方米；
- 5、不考虑燃煤机组启停成本；
- 6、600MW 燃煤电厂负荷率与单位供电煤耗的关系。
 - a) 50 %负荷率，单位供电煤耗 327 克/kWh 左右；

- b) 100 %负荷率，单位供电煤耗 300 克/kWh 左右；
- c) 单位煤耗与负荷率基本为线性关系。

具体成本参数参见附录。

3.4 上网电价机制结果分析

3.4.1 上网电价机制说明

根据不同火电发电机组的特性及其成本，一般而言，天然气 CT 机组承担最尖峰负荷的波动需求，然后是天然气 CCGT 机组，承担稍小负荷的波动需求，最后是燃煤发电机组，承担更小负荷波动以及基荷需求。

但是在不同的价格机制下，三种火电机组承担负荷的情形可能会发生变化。很显然，不同的价格机制下按照成本最小调用机组所产生的效果也会不同。本课题将讨论四种价格机制，分别是单一电量电价机制，燃气机组两部制电价机制，火电机组两部制电价机制以及所有机组两部制电价机制。

单一电量电价机制指事先确定天然气 CT 机组，天然气 CCGT 机组以及煤电机组的平均电价，然后电网公司按照固定的平均电价调度各种发电机组。

燃气机组两部制电价机制是仅针对燃气发电机组采用容量电价+电量电价的两部制电价，其他类型发电机组则采用单一电量电价的方式。

火电机组两部制电价机制是指天然气 CT 机组，天然气 CCGT 机组以及煤电机组都采用容量电价+电量电价的两部制电价，其他类型电源则仍然实行单一电量电价机制。

所有机组两部制电价机制是指不仅火电机组，也包括其它类型机组都采用容量电价+电量电价的两部制电价机制。

3.4.2 单一电量电价机制

在单一电量电价机制下，很显然煤电机组成本最低，电价也相应较低，而天然气 CT 机组和天然气 CCGT 机组成本较高，电价也相应较高，在这种电价机制下，煤电机组会被优先调度，发电公司肯定会优先发展煤电机组，天然气机组会被排在后面，同时由于单一电量电价在确定的时候往往需要和机组利用小时数相联系。为了降低电价水平，机组利用小时数可能会被人为过度增加，但实际中往往无法达到该利用小时数，在这方面天然气机组相比煤电机组也处于更为不利的地位。单一电量电价机制产生的结果如下

表所示。

表 3-5 单一电量电价机制结果

电力需求	项目	2020 年	2030 年
高	煤电装机容量(亿千瓦)	11.89	15.22
	煤电电量(万亿千瓦时)	6.16	7.34
	煤电利用小时(小时)	5176.24	4826.50
	煤电新增机组投资(亿元/年)	3457.23	1589.94
	年发电总成本(亿元)	31678.47	47080.74
	年发电平均成本(元/千瓦时)	0.3817	0.4130
	单位煤耗(克/千瓦时)	302.77	294.79
	煤炭消耗(亿吨)	18.64	21.65
	CO2 排放(亿吨)	52.24	60.58
中	煤电装机容量(亿千瓦)	11.32	13.51
	煤电电量(万亿千瓦时)	5.86	6.44
	煤电利用小时(小时)	5171.11	4769.46
	煤电新增机组投资(亿元/年)	3109.12	1172.82
	年发电总成本(亿元)	30650.45	44066.97
	年发电平均成本(元/千瓦时)	0.3831	0.4197
	单位煤耗(克/千瓦时)	302.80	295.12
	煤炭消耗(亿吨)	17.73	19.02
	CO2 排放(亿吨)	49.73	53.29
低	煤电装机容量(亿千瓦)	10.76	11.81
	煤电电量(万亿千瓦时)	5.56	5.54
	煤电利用小时(小时)	5165.43	4695.95
	煤电新增机组投资(亿元/年)	2761.01	752.02
	年发电总成本(亿元)	29622.43	41052.67
	年发电平均成本(元/千瓦时)	0.3847	0.4276
	单位煤耗(克/千瓦时)	302.83	295.55
	煤炭消耗(亿吨)	16.83	16.39
	CO2 排放(亿吨)	47.22	46.00

结果显示，单一电量电价机制导致煤电机组装机容量 2020 年达到 11.32 亿千瓦左右，2030 年达到 13.51 亿千瓦左右。具体如下图所示。

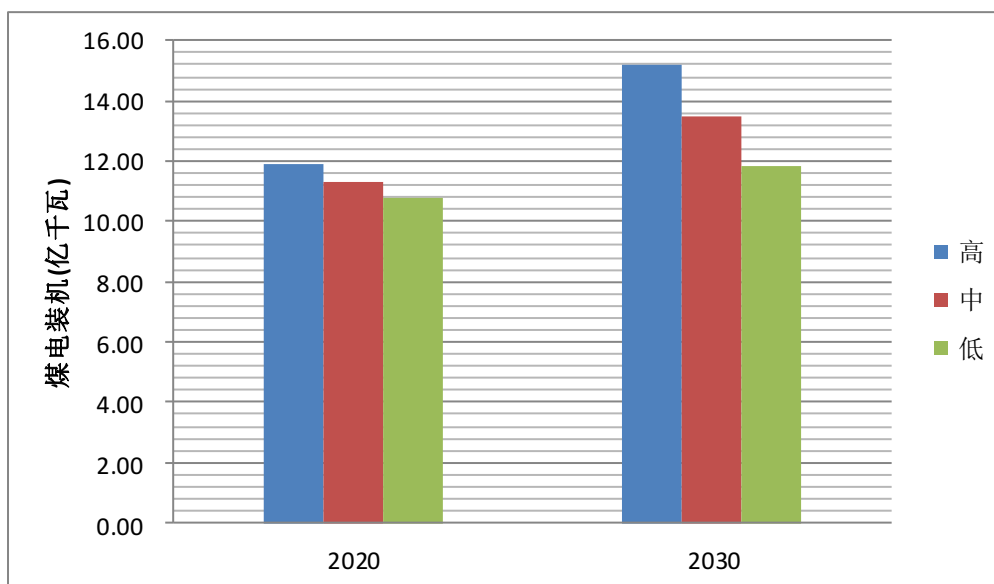


图 3-15 单一电量电价机制下煤电装机容量（亿千瓦）

同时煤电电量在 2020 年为 5.86 万亿千瓦时左右，2030 年为 6.44 万亿千瓦时左右。具体如下图所示。

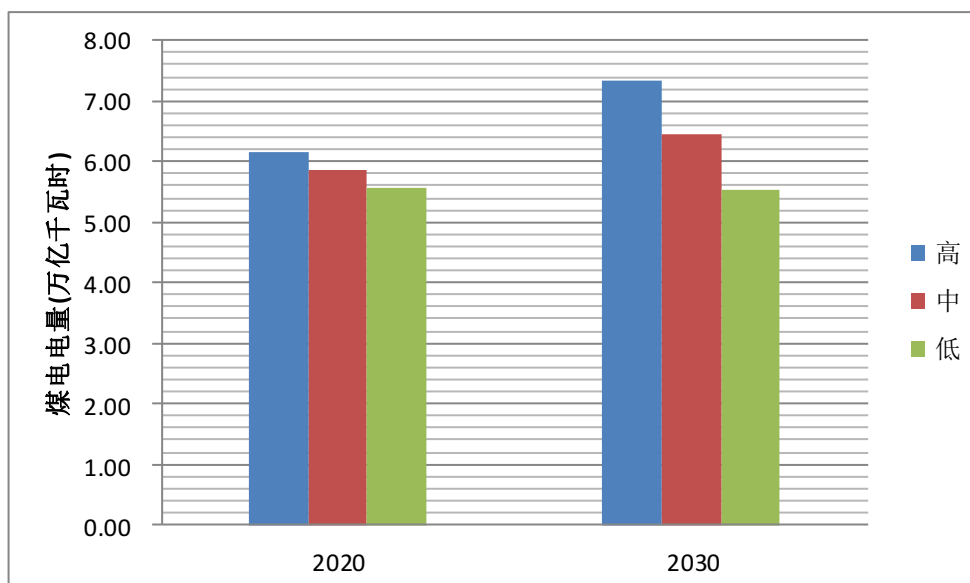


图 3-16 单一电量电价机制下煤电发电量（万亿千瓦时）

煤电利用小时 2020 年为 5171.11 小时左右，2030 年为 4769.46 小时左右。具体如下图所示。

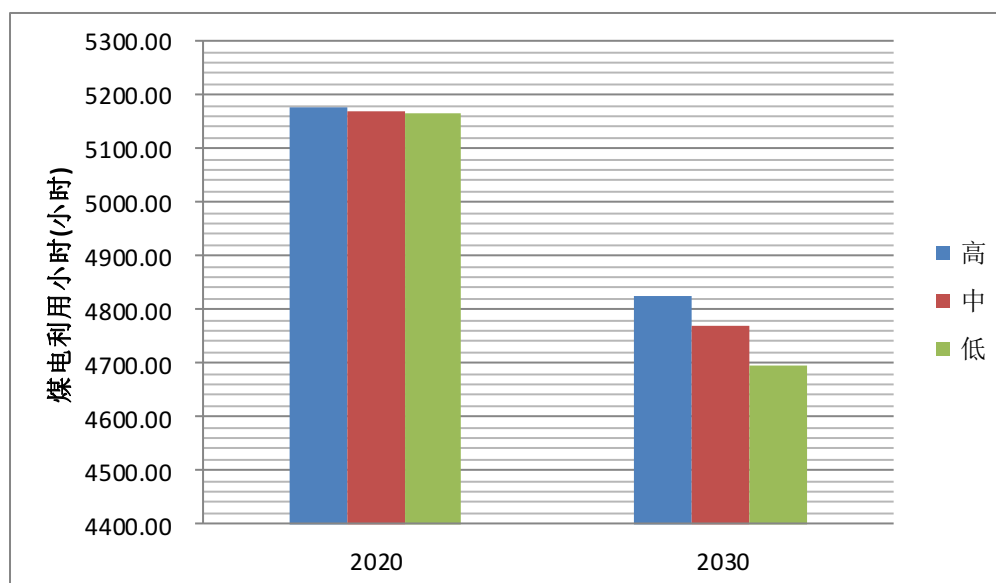


图 3-17 单一电量电价机制下煤电利用小时（小时）

火电新增机组投资 2020 年前年均投资为 3109.12 亿元左右，2030 年前年均投资为 1172.82 亿元左右。具体如下图所示。

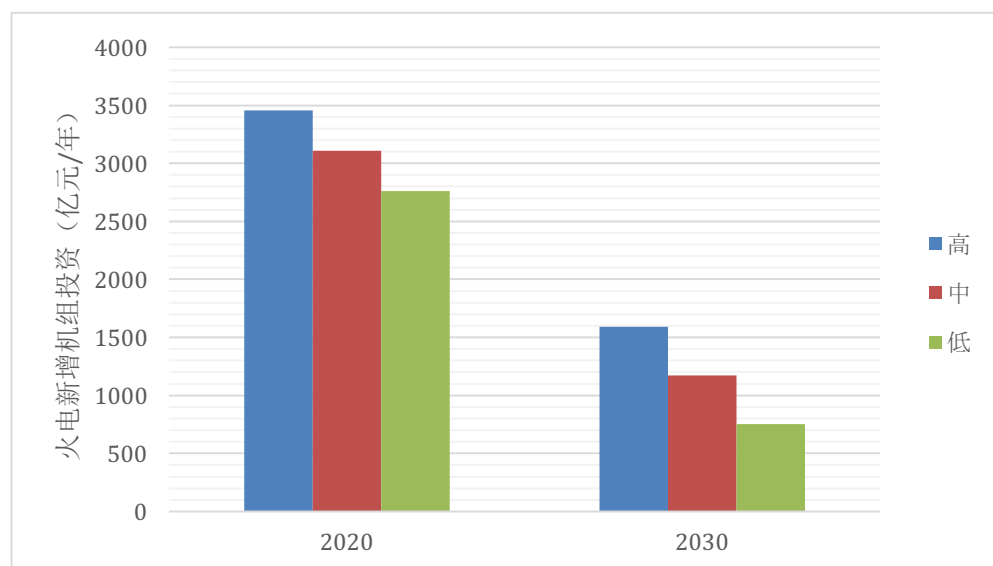


图 3-18 单一电量电价机制下火电年均投资（亿元/年）

年发电平均成本 2020 年为 0.3831 元/千瓦时左右，2030 年为 0.4197 元/千瓦时左右。具体如下图所示。

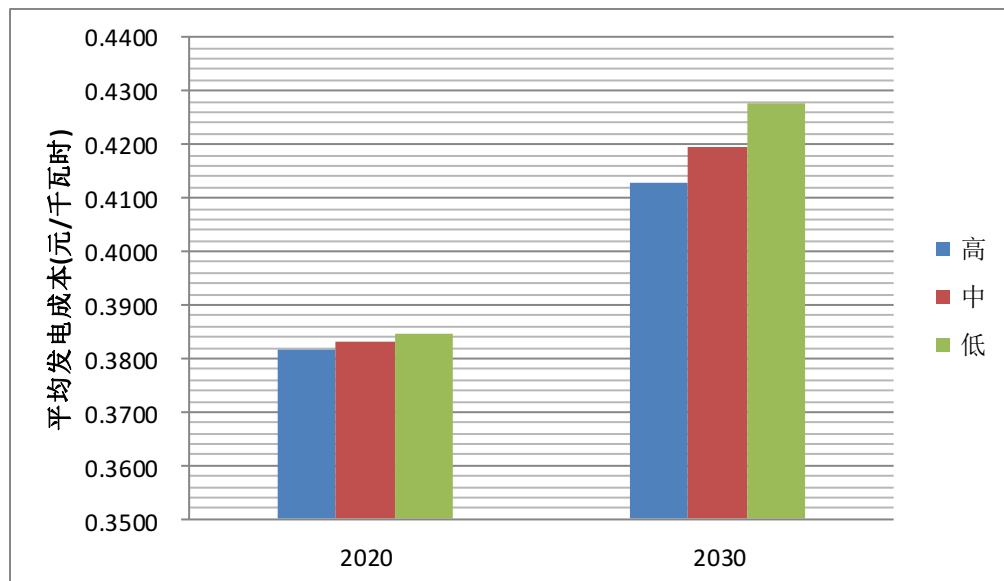


图 3-19 单一电量电价机制下年平均发电成本（元/千瓦时）

电力行业煤炭消耗 2020 年为 17.73 亿标准吨左右，2030 年为 19.02 亿标准吨左右。具体如下图所示。

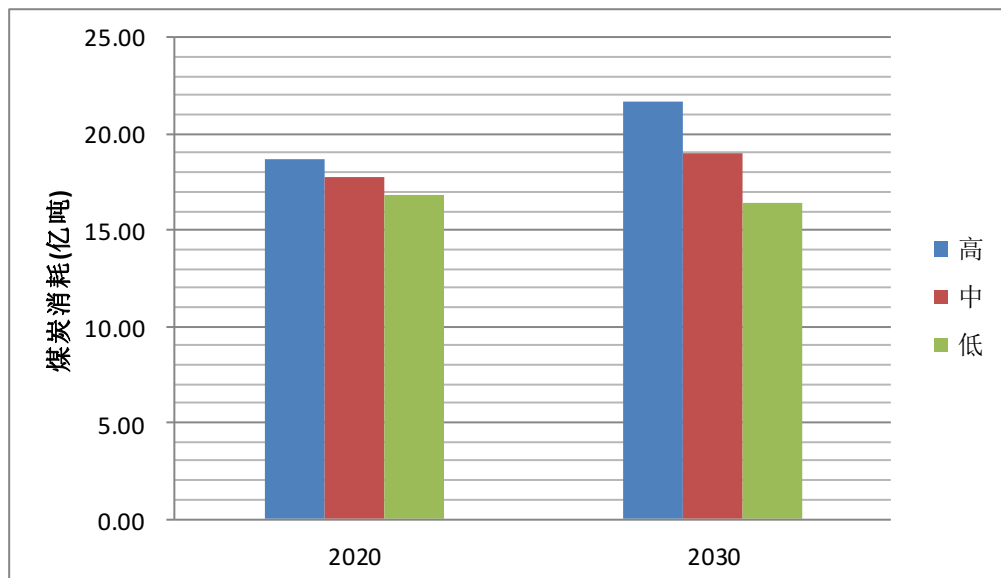


图 3-20 单一电量电价机制下煤炭消耗（亿吨）

电力行业 CO₂ 排放 2020 年为 49.73 亿吨左右，2030 年为 53.29 亿吨左右。具体如下图所示。

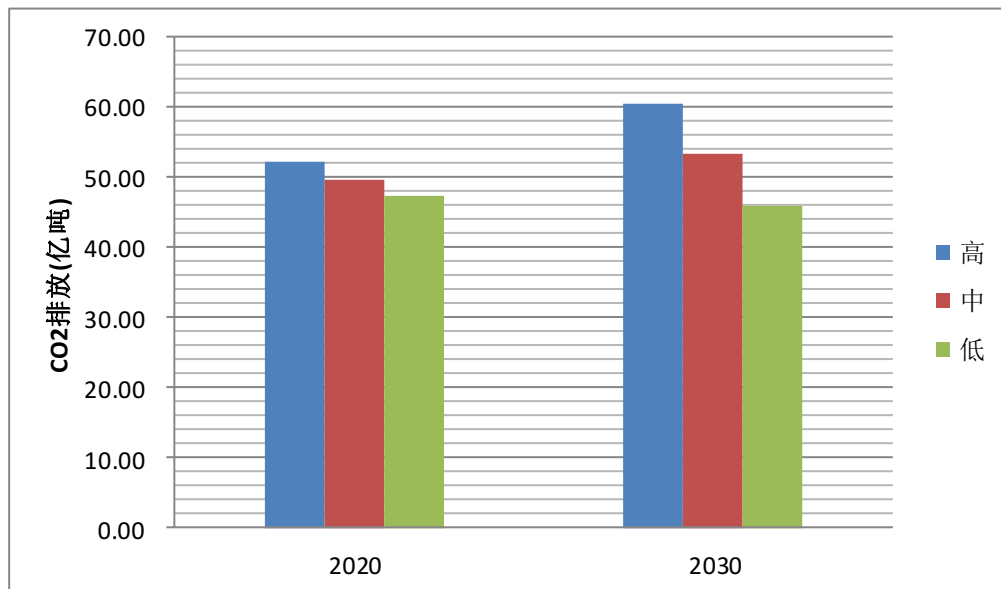


图 3-21 单一电量电价机制下 CO₂ 排放（亿吨）

3.4.3 燃气机组两部制电价机制

对燃气机组实行两部制电价，煤电机组仍然保持单一电量电价机制不变，可以说促进了燃气机组调峰的利用，充分实现了由燃气机组承担调峰功能，煤电机组承担部分腰荷以及基荷的作用，降低了电力系统投资需求以及电价水平。但是燃气机组两部制电价机制也有部分可能导致一些系统扭曲，比如燃气机组的电量电价如果低于煤电机组电价，则会导致先调用天然气 CCGT 机组，然后调用煤电机组，最后调用天然气 CT 机组。这一方面扭曲了火电机组承担调峰任务的顺序，增大了电力系统成本，另一方面也会扭曲火电投资需求，和所有火电机组都实行两部制电价机制相比，由于煤电机组仍然实行单一电量电价机制，在确定投资时会较多倾向于煤电机组，而导致天然气机组投资相应有所减少。当然如果天然气价格相对较高，天然气 CCGT 机组的电量电价也会随之提高，这时候火电机组的调峰顺序就不会发生扭曲。同时煤电机组仍然实行单一电量电价机制会导致其利用小时数较多时其盈利水平过高，带来电力系统成本较高的问题，当然和所有机组都实行单一电量电价机制相比，系统成本已经有所改善。燃气机组两部制电价机制产生的结果如表所示。

表 3-6 燃气机组两部制电价机制结果

电力需求	项目	2020 年	2030 年
高	火电装机容量(亿千瓦)	12.32	15.65
	煤电装机容量(亿千瓦)	11.13	13.96
	火电电量(万亿千瓦时)	6.31	7.50
	煤电电量(万亿千瓦时)	6.27	7.44
	火电利用小时(小时)	5117.63	4789.97
	煤电利用小时(小时)	5637.40	5331.71
	火电新增机组投资(亿元/年)	3403.40	1581.98
	煤电新增机组投资(亿元/年)	2992.83	1406.67
	年发电总成本(亿元)	31373.79	46741.59
	年发电平均成本(元/千瓦时)	0.3780	0.4100
	单位煤耗(克/千瓦时)	300.13	291.87
	煤炭消耗(亿吨)	18.82	21.72
	CO2 排放(亿吨)	52.89	60.99
中	火电装机容量(亿千瓦)	11.76	13.94
	煤电装机容量(亿千瓦)	10.60	12.35
	火电电量(万亿千瓦时)	6.01	6.60
	煤电电量(万亿千瓦时)	5.97	6.54
	火电利用小时(小时)	5109.85	4730.23
	煤电利用小时(小时)	5633.69	5301.20
	火电新增机组投资(亿元/年)	3057.50	1154.13
	煤电新增机组投资(亿元/年)	2663.76	1009.12
	年发电总成本(亿元)	30348.73	43738.11
	年发电平均成本(元/千瓦时)	0.3794	0.4166
	单位煤耗(克/千瓦时)	300.12	292.04
	煤炭消耗(亿吨)	17.92	19.11
	CO2 排放(亿吨)	50.40	53.76
低	火电装机容量(亿千瓦)	11.19	12.24
	煤电装机容量(亿千瓦)	10.06	10.75
	火电电量(万亿千瓦时)	5.71	5.70
	煤电电量(万亿千瓦时)	5.67	5.65
	火电利用小时(小时)	5101.28	4653.84
	煤电利用小时(小时)	5630.32	5256.24
	火电新增机组投资(亿元/年)	2711.59	730.45
	煤电新增机组投资(亿元/年)	2334.64	619.48
	年发电总成本(亿元)	29323.73	40735.48
	年发电平均成本(元/千瓦时)	0.3808	0.4243
	单位煤耗(克/千瓦时)	300.09	292.30
	煤炭消耗(亿吨)	17.02	16.51
	CO2 排放(亿吨)	47.90	46.54

结果显示,燃气机组两部制电价机制导致煤电机组装机容量 2020 年达到 10.60 亿千瓦左右, 2030 年达到 12.35 亿千瓦左右。具体如下图所示。

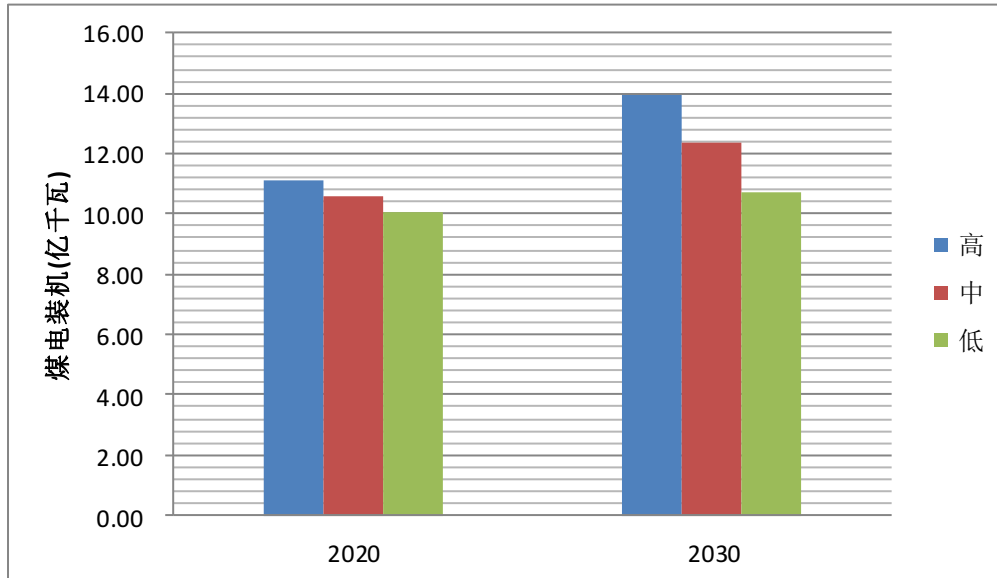


图 3-22 燃气机组两部制电价机制下煤电装机容量（亿千瓦）

同时煤电电量在 2020 年为 5.97 万亿千瓦时左右, 2030 年为 6.54 万亿千瓦时左右。具体如下图所示。

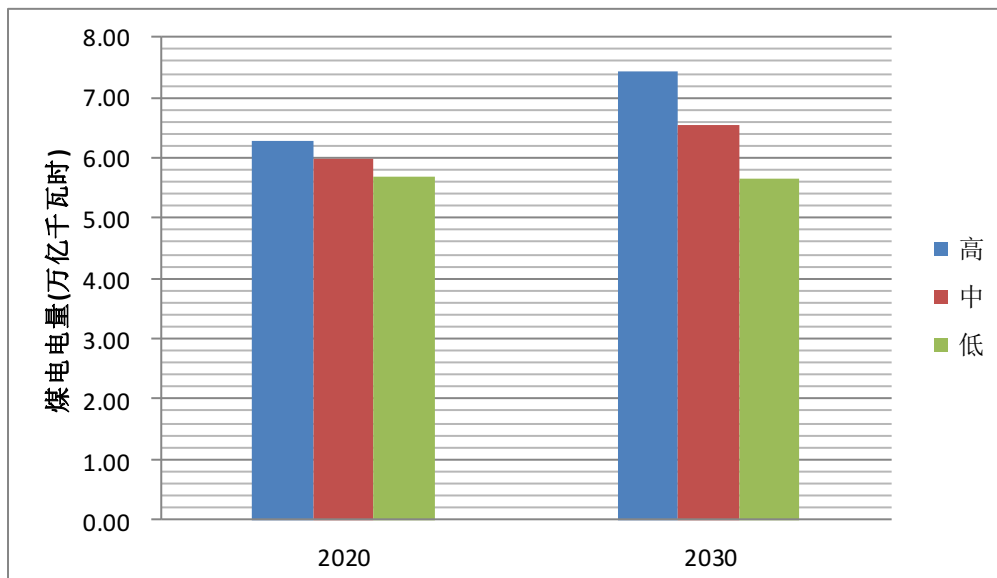


图 3-23 燃气机组两部制电价机制下煤电发电量（万亿千瓦时）

煤电利用小时 2020 年为 5633.69 小时左右，2030 年为 5301.20 小时左右。具体如下图所示。

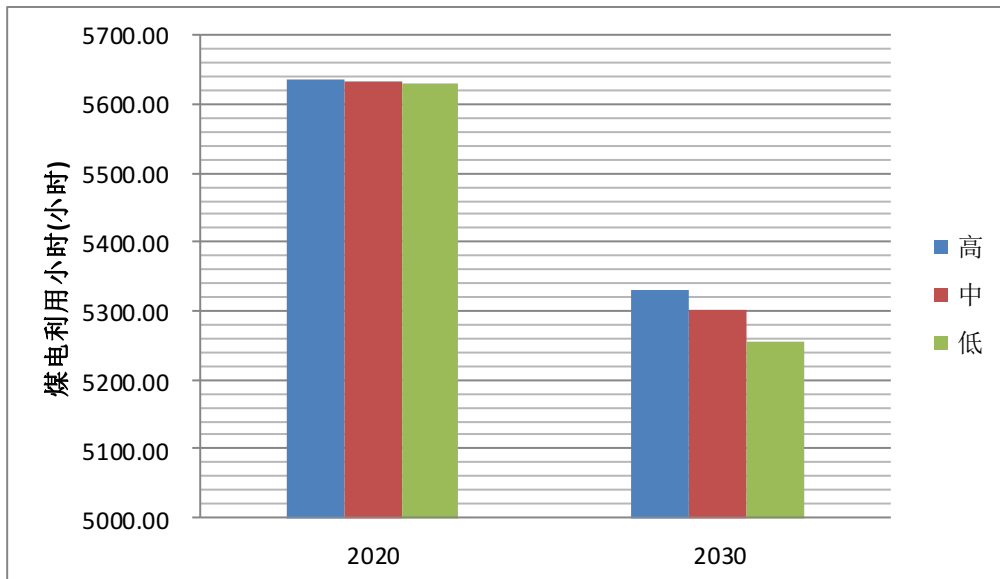


图 3-24 燃气机组两部制电价机制下煤电利用小时（小时）

火电新增机组投资 2020 年前年均投资为 3057.50 亿元左右，2030 年前年均投资为 1154.13 亿元左右。具体如下图所示。

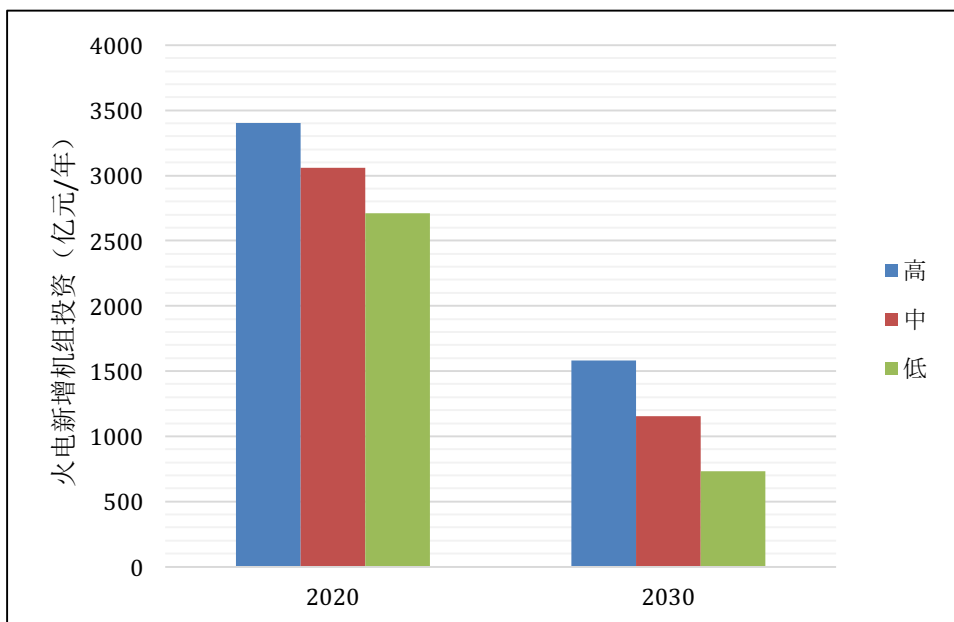


图 3-25 燃气机组两部制电价机制下火电年均投资（亿元/年）

年发电平均成本 2020 年为 0.3794 元/千瓦时左右, 2030 年为 0.4166 元/千瓦时左右。具体如下图所示。

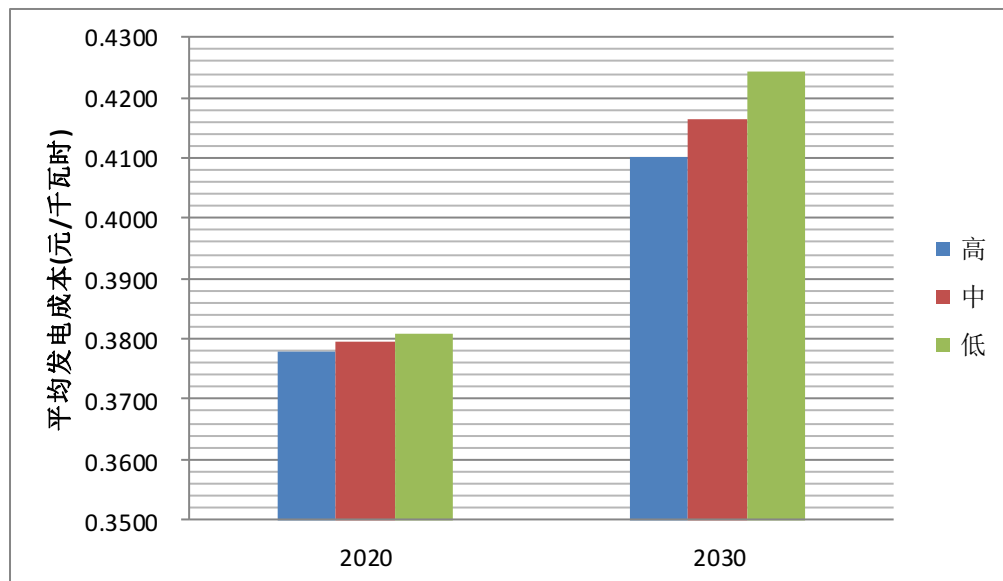


图 3-26 燃气机组两部制电价机制下年平均发电成本（元/千瓦时）

电力行业煤炭消耗 2020 年为 17.92 亿标准吨左右, 2030 年为 19.11 亿标准吨左右。具体如下图所示。

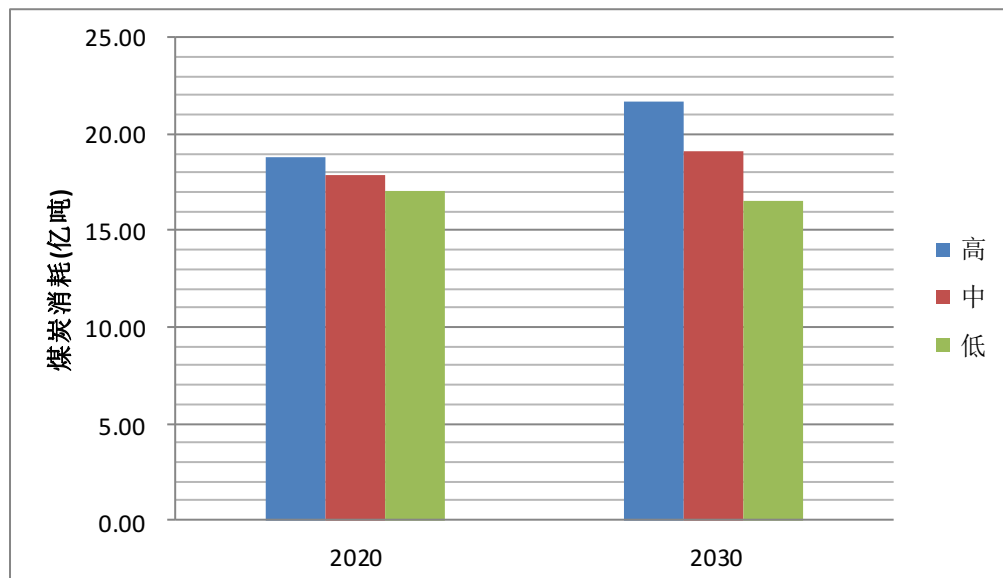


图 3-27 燃气机组两部制电价机制下煤炭消耗（亿吨）

电力行业 CO₂ 排放 2020 年为 50.40 亿吨左右，2030 年为 53.76 亿吨左右。具体如下图所示。

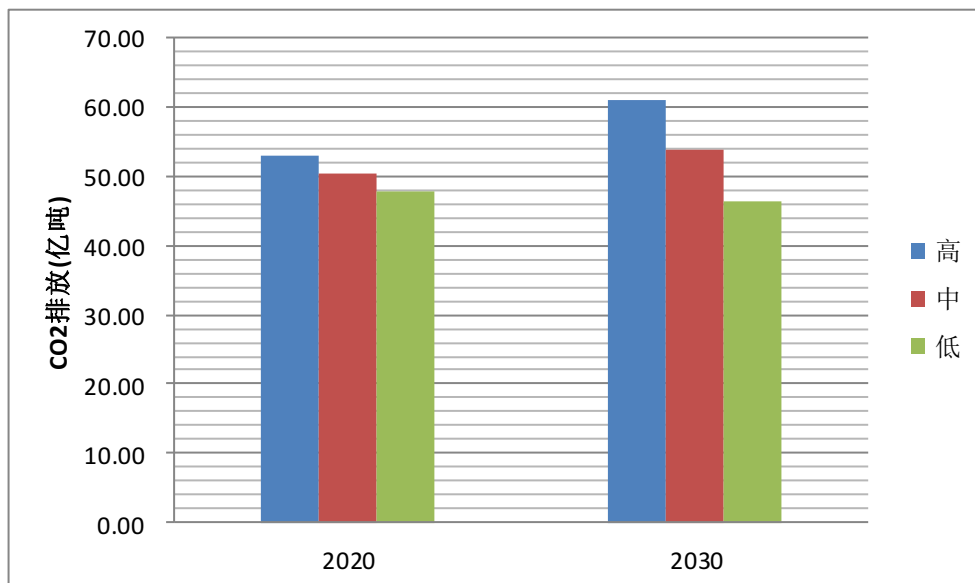


图 3-28 燃气机组两部制电价机制下 CO₂ 排放（亿吨）

3.4.4 火电机组两部制电价机制

在火电机组实行两部制电价的机制下，煤电的电量电价相应最低，其次是天然气 CCGT 机组，最后是天然气 CT 机组，相应的调用顺序为煤电机组，天然气 CCGT 机组和天然气 CT 机组，调峰顺序不会发生扭曲。

同时这种机制除了不会导致调用顺序的扭曲外，还对发电机组的容量成本进行补偿，不会存在对哪一类机组补偿不足或者补偿过度的情形，是相对合适的上网电价机制。

但是这种机制就要求对发电机组装机容量进行很好的预测和控制，能够根据负荷最优要求对发电机组装机容量组合提前进行判断，并要求发电商按照确定的装机容量组合进行投资，从而保证最优的发电机组装机容量组合。火电机组两部制电价机制产生的结果如表所示。

表 3-7 火电机组两部制电价机制结果

电力需求	项目	2020 年	2030 年
高	火电装机容量(亿千瓦)	12.32	15.65
	煤电装机容量(亿千瓦)	10.38	12.89
	火电电量(万亿千瓦时)	6.31	7.50
	煤电电量(万亿千瓦时)	6.27	7.44
	火电利用小时(小时)	5117.63	4789.97
	煤电利用小时(小时)	6039.25	5770.35
	火电新增机组投资(亿元/年)	3267.31	1557.04
	煤电新增机组投资(亿元/年)	2527.92	1285.95
	年发电总成本(亿元)	31230.65	46556.43
	年发电平均成本(元/千瓦时)	0.3763	0.4084
	单位煤耗(克/千瓦时)	297.77	289.32
	煤炭消耗(亿吨)	18.66	21.52
	CO2 排放(亿吨)	51.86	59.86
中	火电装机容量(亿千瓦)	11.76	13.94
	煤电装机容量(亿千瓦)	9.89	11.44
	火电电量(万亿千瓦时)	6.01	6.60
	煤电电量(万亿千瓦时)	5.97	6.54
	火电利用小时(小时)	5109.85	4730.23
	煤电利用小时(小时)	6031.89	5717.03
	火电新增机组投资(亿元/年)	2931.23	1135.84
	煤电新增机组投资(亿元/年)	2232.40	937.75
	年发电总成本(亿元)	30215.75	43582.72
	年发电平均成本(元/千瓦时)	0.3777	0.4151
	单位煤耗(克/千瓦时)	297.81	289.63
	煤炭消耗(亿吨)	17.77	18.95
	CO2 排放(亿吨)	49.40	52.71
低	火电装机容量(亿千瓦)	11.19	12.24
	煤电装机容量(亿千瓦)	9.41	10.01
	火电电量(万亿千瓦时)	5.71	5.70
	煤电电量(万亿千瓦时)	5.67	5.65
	火电利用小时(小时)	5101.28	4653.84
	煤电利用小时(小时)	6023.79	5642.29
	火电新增机组投资(亿元/年)	2595.12	707.74
	煤电新增机组投资(亿元/年)	1936.80	586.31
	年发电总成本(亿元)	29200.94	40610.09
	年发电平均成本(元/千瓦时)	0.3792	0.4230
	单位煤耗(克/千瓦时)	297.86	290.07
	煤炭消耗(亿吨)	16.89	16.38
	CO2 排放(亿吨)	46.94	45.57

结果显示，火电机组两部制电价机制导致煤电装机容量 2020 年达到 9.89 亿千瓦左右，2030 年达到 11.44 亿千瓦左右。具体如下图所示。

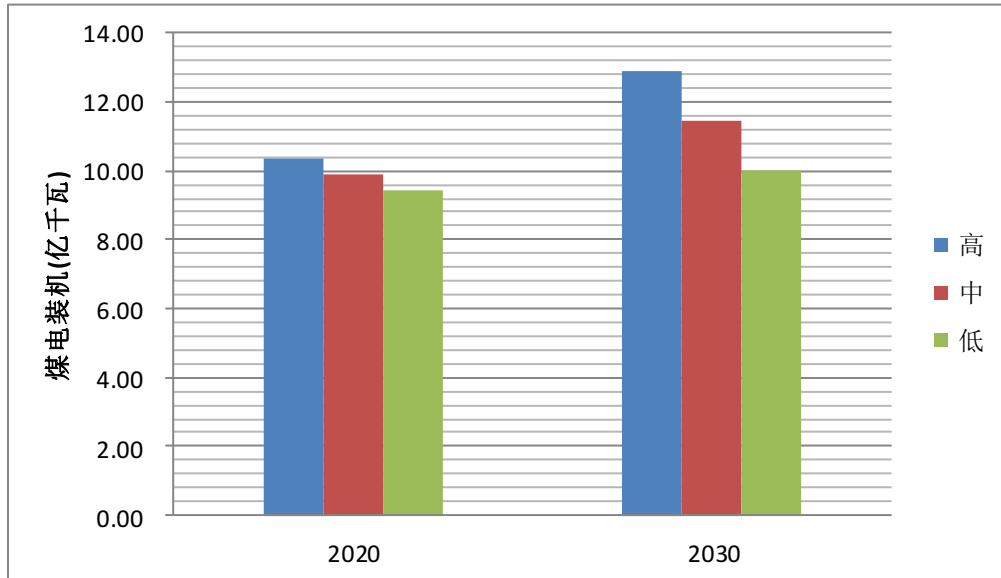


图 3-29 火电机组两部制电价机制下煤电装机容量（亿千瓦）

同时煤电电量在 2020 年为 5.97 万亿千瓦时左右，2030 年为 6.54 万亿千瓦时左右。具体如下图所示。

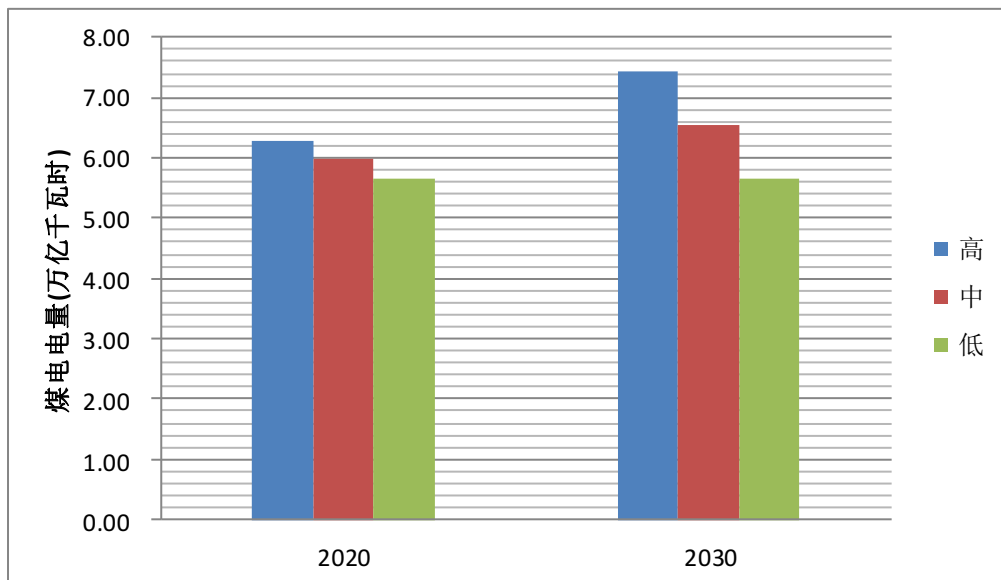


图 3-30 火电机组两部制电价机制下煤电发电量（万亿千瓦时）

煤电利用小时 2020 年为 6031.89 小时左右，2030 年为 5717.03 小时左右。具体如下图所示。

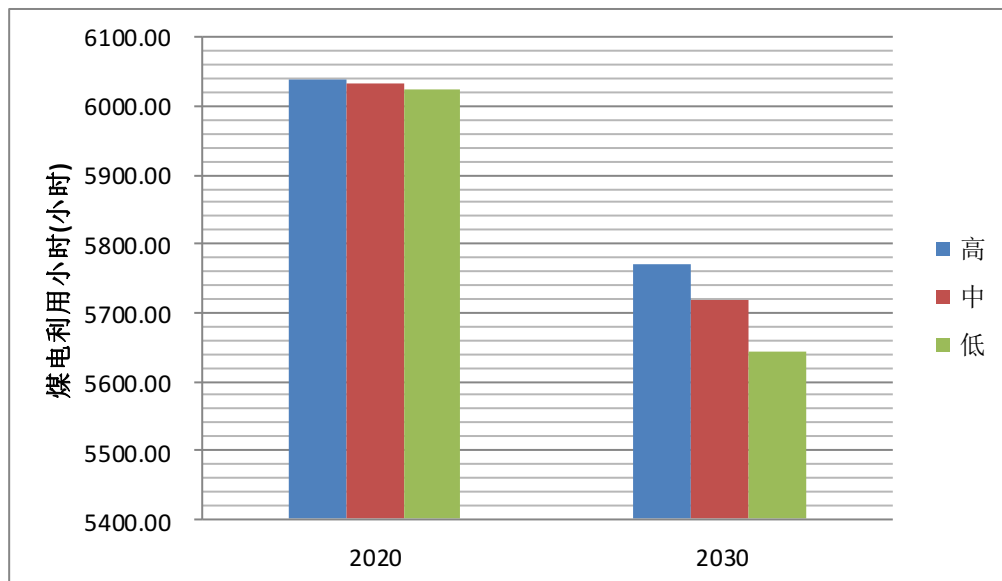


图 3-31 火电机组两部制电价机制下煤电利用小时（小时）

火电新增机组投资 2020 年前年均投资为 2931.23 亿元左右，2030 年前年均投资为 1135.84 亿元左右。具体如下图所示。

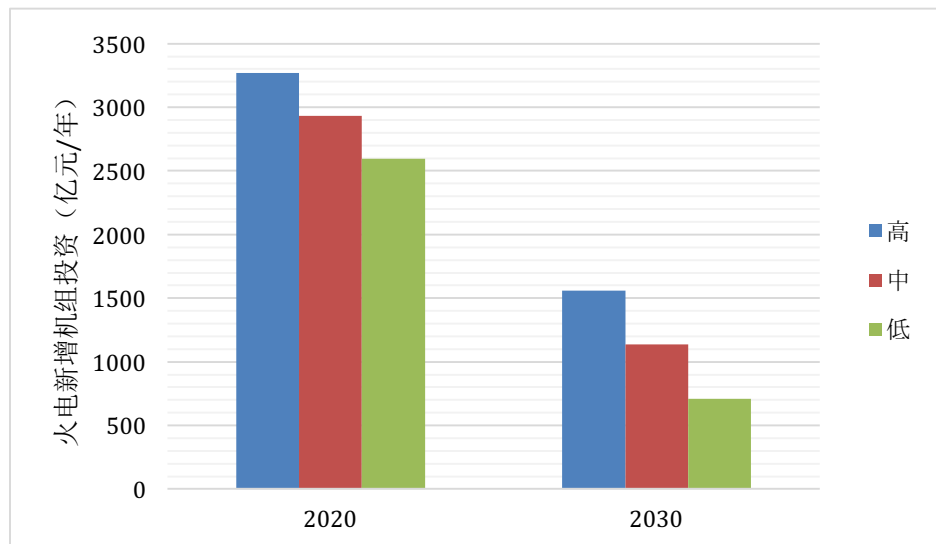


图 3-32 火电机组两部制电价机制下火电年均投资（亿元/年）

年发电平均成本 2020 年为 0.3777 元/千瓦时左右，2030 年为 0.4151 元/千瓦时左右。具体如下图所示。

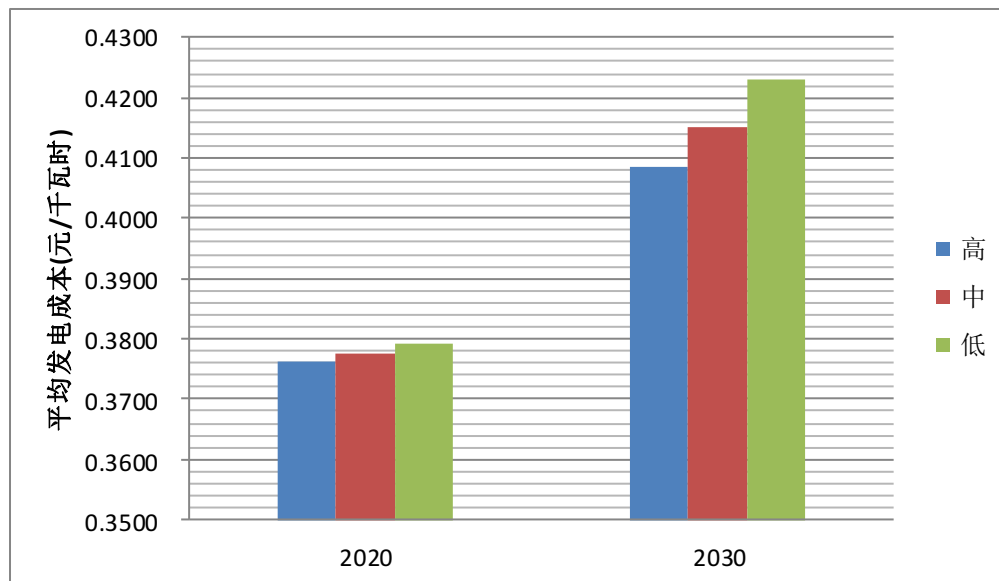


图 3-33 火电机组两部制电价机制下年平均发电成本（元/千瓦时）

电力行业煤炭消耗 2020 年为 17.77 亿标准吨左右，2030 年为 18.95 亿标准吨左右。具体如下图所示。

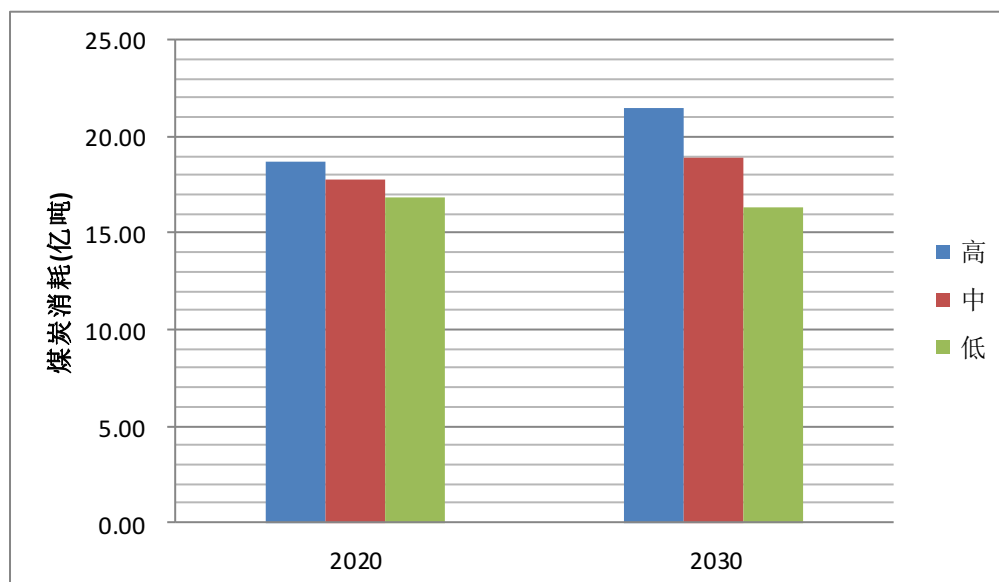


图 3-34 火电机组两部制电价机制下煤炭消耗（亿吨）

电力行业 CO₂ 排放 2020 年为 49.40 亿吨左右，2030 年为 52.71 亿吨左右。具体如下图所示。

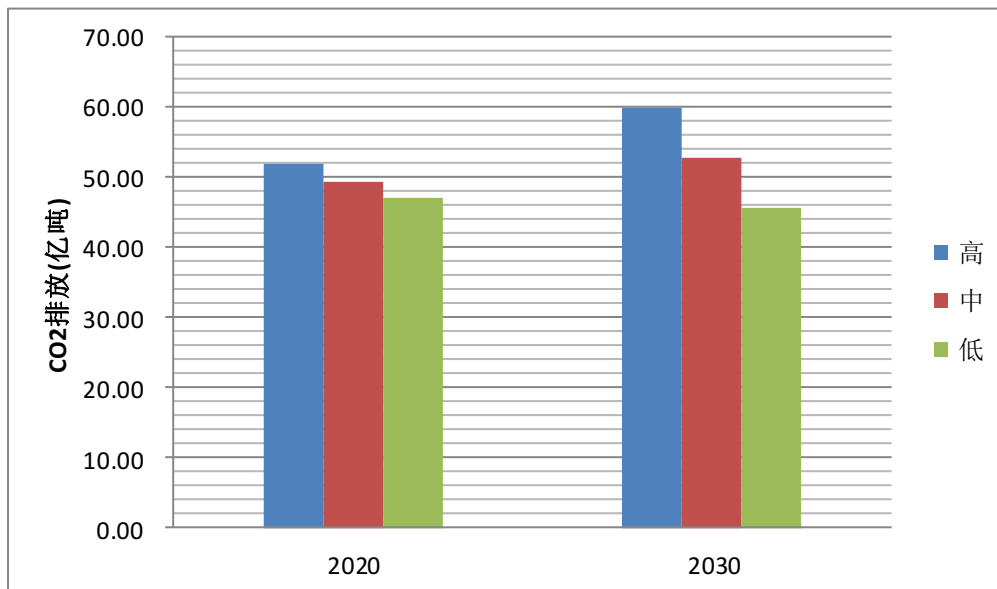


图 3-35 火电机组两部制电价机制下 CO₂ 排放（亿吨）

3.4.5 所有机组两部制电价机制

对可再生能源和常规能源等所有发电机组都实行两部制电价，可再生能源电量成本基本为零，同时火电调峰顺序也不会发生扭曲。但存在的问题在于这时候由于市场竞争的原因，可再生能源虽然电量成本为零，但不可能不支付价格，否则可再生能源就不会有发电动力，由于煤电电量无论是 2020 年还是 2030 年仍然占据最大比重，本课题设定按照煤电电量电价支付可再生能源电量，这就会导致电力系统成本相应提高。所有机组两部制电价产生的结果如表所示。

表 3-8 所有机组两部制电价机制结果

电力需求	项目	2020 年	2030 年
高	火电装机容量(亿千瓦)	12.32	15.65
	煤电装机容量(亿千瓦)	10.38	12.89
	火电电量(亿千瓦时)	6.31	7.50
	煤电电量(亿千瓦时)	6.27	7.44
	火电利用小时(小时)	5117.63	4789.97
	煤电利用小时(小时)	6039.25	5770.35
	火电新增机组投资(亿元/年)	3267.31	1557.04
	煤电新增机组投资(亿元/年)	2527.92	1285.95
	年发电总成本(亿元)	32373.71	49214.46
	年发电平均成本(元/千瓦时)	0.3900	0.4317
	单位煤耗(克/千瓦时)	297.77	289.32
	煤炭消耗(亿吨)	18.66	21.52
	CO2 排放(亿吨)	51.86	59.86
中	火电装机容量(亿千瓦)	11.76	13.94
	煤电装机容量(亿千瓦)	9.89	11.44
	火电电量(亿千瓦时)	6.01	6.60
	煤电电量(亿千瓦时)	5.97	6.54
	火电利用小时(小时)	5109.85	4730.23
	煤电利用小时(小时)	6031.89	5717.03
	火电新增机组投资(亿元/年)	2931.23	1135.84
	煤电新增机组投资(亿元/年)	2232.40	937.75
	年发电总成本(亿元)	31358.96	46243.40
	年发电平均成本(元/千瓦时)	0.3920	0.4404
	单位煤耗(克/千瓦时)	297.81	289.63
	煤炭消耗(亿吨)	17.77	18.95
	CO2 排放(亿吨)	49.40	52.71
低	火电装机容量(亿千瓦)	11.19	12.24
	煤电装机容量(亿千瓦)	9.41	10.01
	火电电量(亿千瓦时)	5.71	5.70
	煤电电量(亿千瓦时)	5.67	5.65
	火电利用小时(小时)	5101.28	4653.84
	煤电利用小时(小时)	6023.79	5642.29
	火电新增机组投资(亿元/年)	2595.12	707.74
	煤电新增机组投资(亿元/年)	1936.80	586.31
	年发电总成本(亿元)	30344.32	43274.50
	年发电平均成本(元/千瓦时)	0.3941	0.4508
	单位煤耗(克/千瓦时)	297.86	290.07
	煤炭消耗(亿吨)	16.89	16.38
	CO2 排放(亿吨)	46.94	45.57

结果显示，除了平均发电成本以外，所有机组两部制电价机制的结果都和火电机组两部制电价机制相同。其导致平均发电成本 2020 年为 0.3920 元/千瓦小时左右，2030 年为 0.4404 元/千瓦小时左右。具体如下图所示。

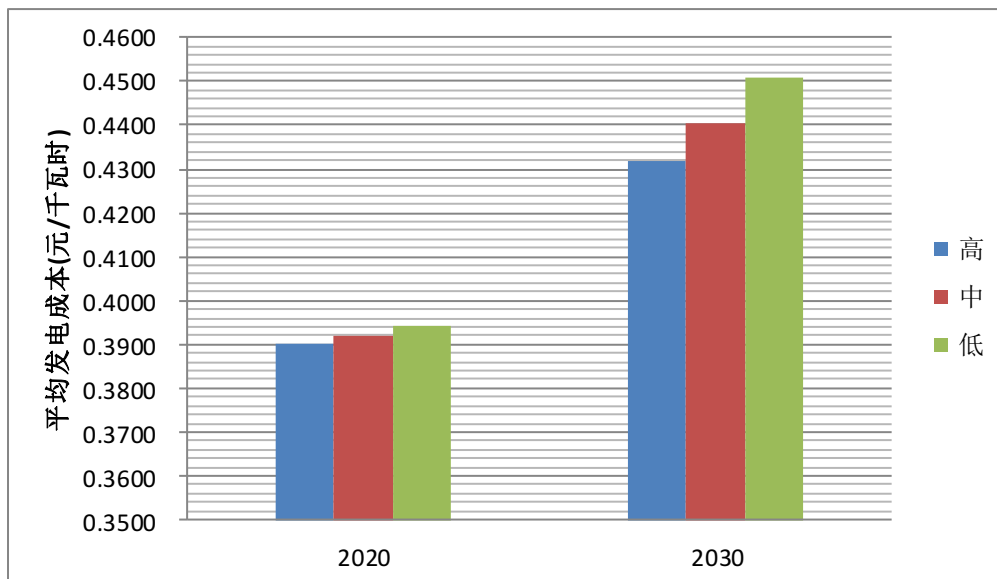


图 3-36 所有机组两部制电价机制下年平均发电成本（元/千瓦时）

3.5 上网电价机制对比分析

通过上述对比分析，可以发现不同的上网电价机制所产生的成本有所差异，所有机组两部制电价机制所产生的成本最高，其年发电平均成本 2020 年为 0.3920 元/千瓦小时左右，2030 年为 0.4404 元/千瓦小时左右；其次是单一电量电价机制，年发电平均成本 2020 年为 0.3831 元/千瓦小时左右，2030 年为 0.4197 元/千瓦小时左右；再次是燃气机组两部制电价机制，年发电平均成本 2020 年为 0.3794 元/千瓦小时左右，2030 年为 0.4166 元/千瓦小时左右；最低的是火电机组两部制电价机制，年发电平均成本 2020 年为 0.3777 元/千瓦小时左右，2030 年为 0.4151 元/千瓦小时左右。具体如下图所示。

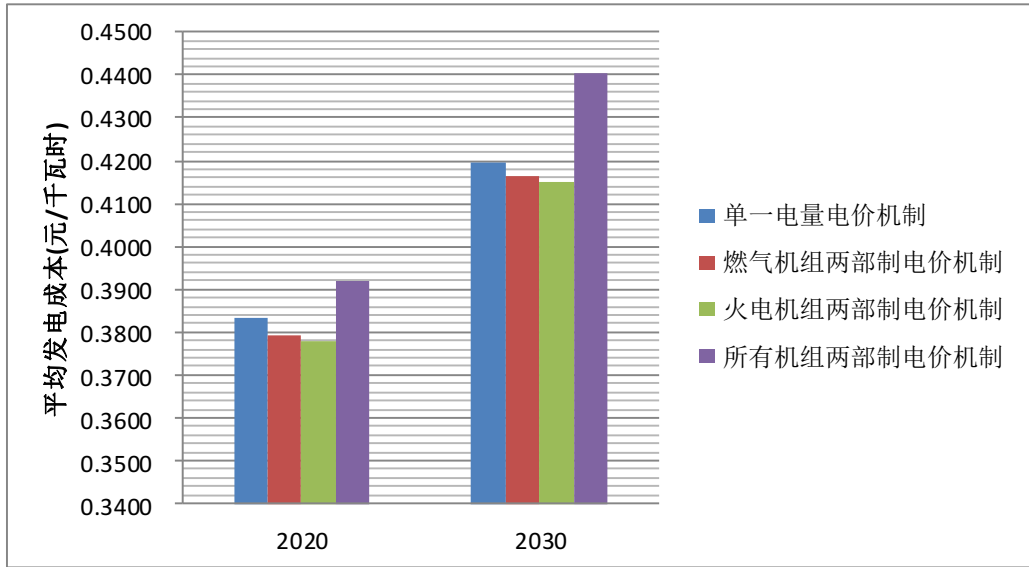


图 3-37 不同电价机制下平均发电成本（元/千瓦时）

同时不同的电价机制导致的火电机组新增投资也存在差异。其中单一电量电价机制导致的火电机组新增投资最大，2020 年前年均投资为 3109.12 亿元左右，2030 年前年均投资为 1172.82 亿元左右；其次是燃气机组两部制电价机制，火电新增机组投资 2020 年前年均投资为 3057.50 亿元左右，2030 年前年均投资为 1154.13 亿元左右；最低的是火电机组两部制电价机制和所有机组两部制电价机制，火电新增机组投资 2020 年前年均投资为 2931.23 亿元左右，2030 年前年均投资为 1135.84 亿元左右。具体如下图所示。

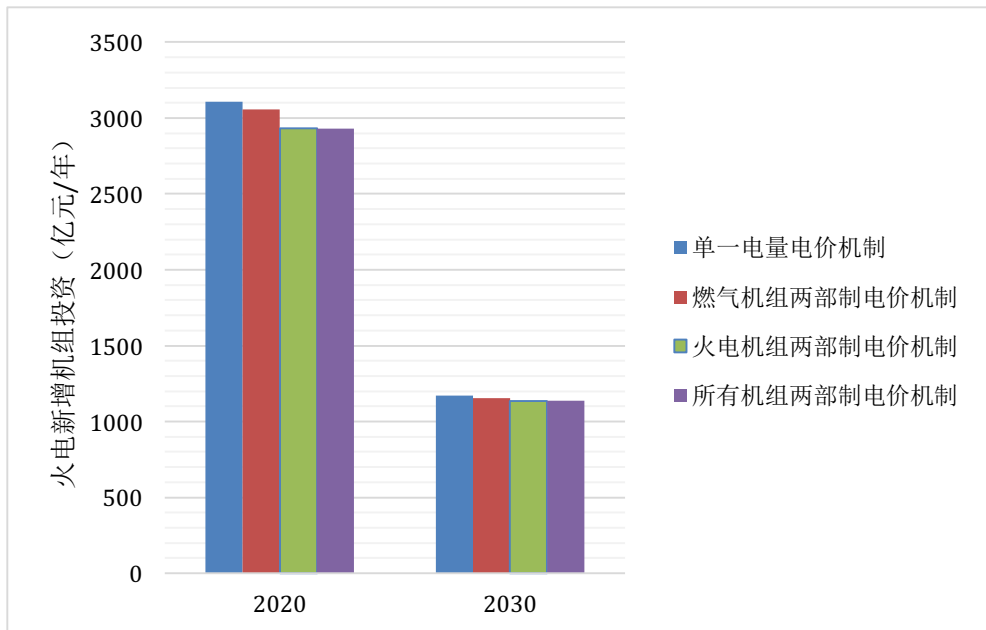


图 3-38 不同电价机制下火电新增机组投资（亿元/年）

不同电价机制下煤炭消耗也存在差异。其中燃气机组两部制电价机制导致煤炭消耗最多，2020 年为 17.92 亿标准吨左右，2030 年为 19.11 亿标准吨左右；其次是火电机组两部制电价机制和所有机组两部制电价机制，煤炭消耗 2020 年为 17.77 亿标准吨左右，2030 年为 18.95 亿标准吨左右；最少的是单一电量电价机制，煤炭消耗 2020 年为 17.73 亿标准吨左右，2030 年为 19.02 亿标准吨左右。具体如下图所示。

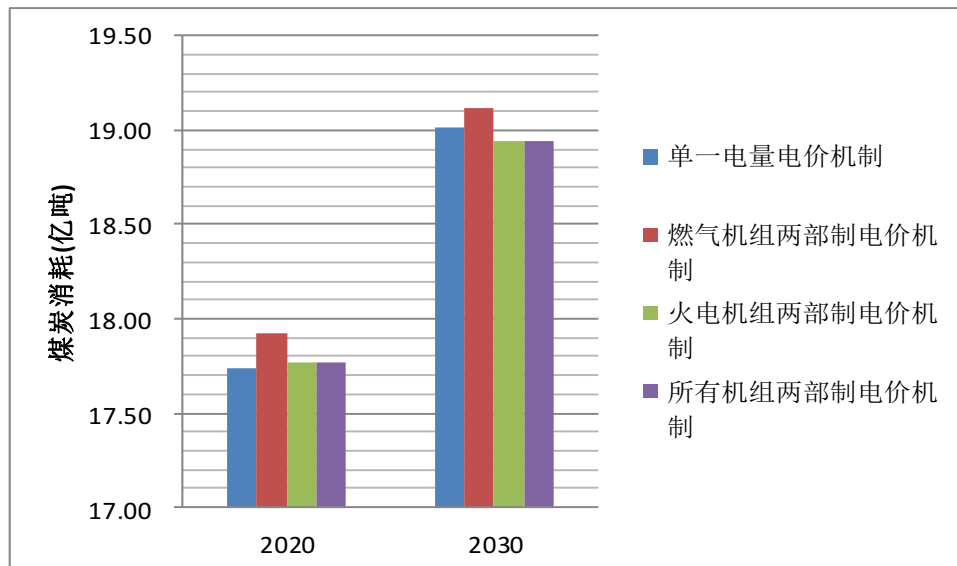


图 3-39 不同电价机制下煤炭消耗（亿吨）

不同电价机制下 CO₂ 排放也存在差异。燃气机组两部制电价机制 CO₂ 排放最多，2020 年为 50.40 亿吨左右，2030 年为 53.76 亿吨左右；其次是单一电量电价机制下 CO₂ 排放 2020 年为 49.73 亿吨左右，2030 年为 53.29 亿吨左右。最低的是火电机组两部制电价机制和所有机组两部制电价机制，CO₂ 排放 2020 年为 49.40 亿吨左右，2030 年为 52.71 亿吨左右。具体如下图所示。

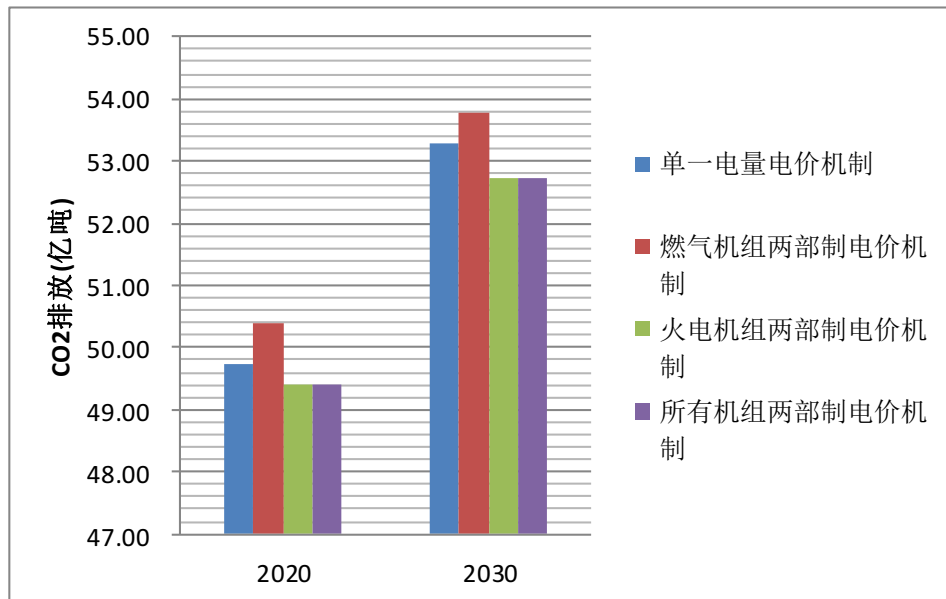


图 3-40 不同电价机制下 CO2 排放（亿吨）

通过不同电价机制导致结果的对比，可以知道发电成本最低的是火电机组两部制电价机制，其次是燃气机组两部制电价机制，同时火电机组两部制电价机制导致的火电新增机组投资最低，煤炭消耗和 CO2 排放也最少，相应燃气机组两部制电价机制下火电新增机组投资比单一电量电价机制稍少，但煤炭消耗和 CO2 排放则最多。

原因在于火电机组两部制电价机制相比其它电价机制，由于弥补了火电机组的固定成本，导致火电机组不会为了弥补固定投资成本而去争取多发电量，而是按照边际成本顺序发电，同时燃气机组固定投资成本较低，边际发电成本较高，而燃煤机组相反，固定投资成本较高，边际发电成本较低，火电机组两部制电价机制可以支持燃气机组承担尖峰负荷，燃煤机组承担腰荷和基荷，符合经济最佳原理。燃气机组两部制电价机制也降低了电力系统投资需求以及电价水平。但是燃气机组两部制电价机制也有部分可能导致一些系统扭曲，扭曲了火电机组承担调峰任务的顺序，增大了电力系统成本，另一方面也会扭曲火电投资需求，和所有火电机组都实行两部制电价机制相比，由于煤电机组仍然实行单一电量电价机制，在确定投资时会较多倾向于煤电机组，而导致天然气机组投资相应有所减少。同时煤电机组仍然实行单一电量电价机制会导致其利用小时数较多时其盈利水平过高，带来电力系统成本较高的问题，当然和所有机组都实行单一电量电价机制相比系统成本已经有所改善。单一电量电价机制下煤电机组会被优先调度，发电公司肯定会优先发展煤电机组，天然气机组会被排在后面，同时为了降低电价水平，机组利用小时数可能会被人为增加，但实际中往往无法达到该利用小时数，导致电力系

统成本提高。所有机组两部制电价机制则导致可再生能源盈利水平过高，电力系统成本处于很高水平。

由于燃气机组数量相对较少，又需要向火电机组两部制电价机制转变，所以首先对燃气机组实行两部制电价较为合适，变动较小，大家更容易接受，改革阻力也较小。虽然初期会导致一定程度的煤炭消耗和 CO₂ 排放增加，但增加幅度不大，而且也有利于向所有火电机组两部制电价机制转变。所以燃气机组两部制电价作为由单一电量电价机制向火电机组两部制电价机制转型的过渡机制安排比较合适，最终应该采取火电两部制电价机制。

4. 中国上网电价机制影响分析

4.1 单一电量电价机制的影响

理论上，按边际成本定价可以为系统运行及建设提供经济信号，可以促进社会整体的效率，是最优的定价方法。边际成本又可分为短期边际成本和长期边际成本。

短期边际成本指增加或减少单位电量时导致的机组运行成本的变化。按短期边际成本定价，能够为系统短期运行提供价格信号。反映在用户所付电费中，实际是单一电量电价。

单一电量电价机制比较简单，但当系统电量比较低时，对备用容量提供企业不利；在这种电价形式下，发电企业希望多生产电量，但当电价比较高时，用户用电量需求会减少。由于备用服务成本绝大部分是变动成本，实行单一电量电价会扭曲投资信号。如容量需求完全相同的用户，负荷率越高，实际负担就会越重。单一电量电价不鼓励用户充分利用容量，从而增加系统容量需要和投资压力。

上一章的分析中可以看到，单一电量电价机制导致煤电利用小时 2020 年为 5171.11 小时左右，2030 年为 4769.46 小时左右。都低于常规盈亏平衡点（负荷率 60%，对应利用小时为 5256 小时），因此如果煤电按照该利用小时运行，必然属于亏损的状态。亏损率 2020 年为 0.4% 左右，2030 年为 2.6% 左右。

为了避免煤电亏损，就需要其他可再生能源（风电和光伏）让出一部分电量。需要可再生能源让出的电量 2020 年为 961.42 亿千瓦时左右，2030 年为 6573.75 亿千瓦时左右。导致的弃风弃光率 2020 年为 21.36% 左右，2030 年为 61.15% 左右。

可以看到，当前的单一电量电价机制，从经济的角度，无法落实国家支持清洁能源发电的政策。受雾霾等环境问题的影响，国家虽然政策鼓励发展水电、风电、光伏电等新能源发电，清洁能源发电优先上网，但是，相关政策在经济效益产出上，没有应有的效果。关键在于，管理机制没有更新，价格体系仍然受到原来的单一电量电价机制政策的严重制约。

4.2 燃气机组两部制电价机制的影响

一部制上网电价机制的基本原理除了边际成本定价（短期边际成本和长期边际成本）外，还有综合成本法（嵌入成本法，ECM）。在实际中，边际成本定价也存在很大的

问题。因为供电服务中变动成本很大，边际成本要小于平均成本。若价格等于边际成本（无论是长期的，还是短期的），通过电价回收都不足以弥补其成本。对于这个问题，可以有以下解决方法：

- 1) 综合成本定价法。按平均成本定价；
- 2) 政府补贴边际成本和平均成本的差额；
- 3) 直接加价与价格歧视。如拉姆齐定价（Ramsey Pricing），根据各用户需求弹性的不同，制定不同的价格，直到总收入和总成本平衡；
- 4) 实行容量电价。以装机容量确定上网电价保证建设投资回收；
- 5) 引入两部制定价以回收固定成本。即使用边际定价回收可变成本，容量定价回收固定成本。

燃气机组两部制电价机制下煤电机组利用小时数有了显著提高，煤电利用小时 2020 年为 5633.69 小时左右，2030 年为 5301.20 小时左右。这样导致煤电机组 2020 年盈利率为 9.7% 左右，2030 年盈利率为 8.2% 左右。

同时燃气机组利用小时数较低，2020 年为 316 小时左右，2030 年为 314 小时左右，但由于实行两部制电价，其容量成本和电量成本都得到补偿，其也愿意放弃利用率，为可再生能源接入创造条件。

4.3 火电机组两部制电价机制的影响

火电机组两部制电价机制无论是对燃煤机组还是燃气机组，都合理补偿了其容量成本和电量成本。无论利用小时数高还是低，火电机组都保持合理的利润水平，从而保证了电力系统成本处于合理的水平。

在火电机组两部制电价机制下，煤电机组的利用小时数 2020 年为 6031.89 小时左右，2030 年为 5717.03 小时左右。燃气机组的利用小时数 2020 年为 212 小时左右，2030 年为 215 小时左右。同时可再生能源也较好地实现了接入。

4.4 所有机组两部制电价机制的影响

在所有机组实行两部制电价的机制下，火电机组仍然实现了合理补偿其容量成本和电量成本。无论利用小时数高还是低，火电机组都保持合理的利润水平，从而保证了电力系统火电成本处于合理的水平。

但是可再生能源的利润水平在所有机组两部制电价机制下则有了巨大的提高。由

于可再生能源的电量成本基本为零，所以其固定成本被容量电价补偿后基本就没有成本付出了，电量电价部分就是其纯利润水平。

在所有机组两部制电价机制下，风电的利润率为 47.18%左右，光伏的利润率为 16.65%左右，利润水平过高，提高了电力系统的成本。

5. 中国上网电价机制设计

5.1 电力交易机制设计

按照市场成分和价格刺激手段在交易机制中的比重，可以将交易制度分为两类。

5.1.1 纯市场撮合交易

(1) 类似西方发达国家的电力拍卖 / 招投标市场交易机制：由政府监管交易过程，但是交易双方和价格的确定由市场决定，根据发电能力和成本承受能力高低，电力公司在市场中竞争投标，当电价和补贴成本与需求的机会成本相同时，电力交易得以成交。

(2) 交易程序遵循事前、事中和事后三个阶段。在跨区交易中心集合竞价之前，各个发电公司提交发电预期，在交易时，调度中心撮合市场各方达成交易。事后，交易得到系统的确认。电价由容量电价 + 市场竞价形成，容量电价由政府根据社会平均容量成本制定；电量电价参与市场竞争，反映市场供求关系。

(3) 纯市场化的电力市场在西方发达国家从电力系统改革中发展演化而来。因为电力系统的复杂性，电力交易，特别是跨区交易的效率性，政策并不确定。西方电力市场在 80 年代到现在，从管理制度和监管模式，有持续变化的趋势。尤其是近年来，可再生能源的迅速发展，为了克服新能源发电成本高昂和对系统波动性的严重影响，西方国家制订了从市场化道路返回到可再生能源固定上网定价，其它电源市场交易定价机制，以保障可再生能源的全额利用政策。

5.1.2 两部制价格补偿机制

两部制电价在电价构成中既考虑了用电量因素，又考虑了负荷率因素，并与电力成本变动的特点相适应。

(1) 其主要优点是：可以利用容量电价和电度电价两部分分别计算电价的办法，激励用电部门提高用电设备或最大负荷的利用率，运用价格杠杆来促进工业用户用电的合理化。同时，由于用电部门的用电设备或最大负荷率的提高，使发电部门的设备利用率也有可能随之提高，从而大大降低供电成本。有了容量电价，能够保证发电部门得到比较固定的收入，以补偿成本支出与取得正常的利润。由于比单一制电价具有更多的优点，两部制电价成为当今世界各国普遍采用的一种先进的电价制度。

(2) 在发电侧采用两部制电价，即按电厂的可发电容量及上网的发电量分别计付电费，有助于进一步理顺上网电价，是电价改革的一个方向和目标。通过电力消费情况

与成本构成的情景分析,可以看到,容量电价弥补固定成本及准许收益,并按无风险收益率(长期国债利率)加1个百分点~3个百分点的风险收益率确定收益,电量电价弥补发电损耗等变动成本。容量电价和损耗纳入销售电价调整因素统筹考虑,来确定具体补偿成本及定价机制。

(3) 在实施过程中,需要注意两部制电价中容量部分和电量部分的比重,降低电度电价的标准,使容量电价能准确反映用户对电厂固定费用的实际耗费。容量电价的优化,可以很好地起到促进提高用电负荷率的作用。

5.2 可再生能源固定上网电价机制

在可再生能源发展初期,基于固定电价制度的政府定价模式,参与区域电力市场竞争的区域市场模式,仅是过渡期的选择,为保障可再生能源的产业发展,可以考虑价格上涨的交易机制来补偿绿色能源的技术成本。

(1) 提高可再生能源上网价格,变政府补贴为明补,转嫁电力成本、环境成本支出,有利于资本回收,吸引社会资金对未来可再生能源的投资。涉及到跨区电力,于发电方有利,进而提高资源的利用效率。

(2) 价格提高的部分,用于补贴跨区电网、地方火电辅助服务、接受地火电启停机损失。

(3) 缺点:本身成本高昂,社会负担比较重,提价后更增加了系统用电成本。发电厂和电力公司通过建造越来越大的风电场和覆盖越来越大的供电区域来获得规模效益,将风电的成本风险通过电费转嫁给用户。从统筹安排的角度,不利于促进可再生能源消费。发展到一定阶段后,价格将会偏离社会价值,整个经济效益会有所降低,所以要注意随着可再生能源发电成本的下降逐步降低其固定上网电价水平。

5.3 火电两部制电价机制

两部制电价在电价构成中既考虑了用电量因素,又考虑了负荷率因素,并与电力成本变动的特点相适应。

(1) 在发电侧采用两部制电价,即按电厂的可发电容量及上网的发电量分别计付电费,有助于进一步理顺上网电价,是电价改革的一个方向和目标。容量电价弥补固定成本及准许收益,电量电价弥补发电损耗等变动成本。

(2) 在实施过程中,需要注意两部制电价中容量部分和电量部分的比重,使容量

电价能准确反映电厂固定费用的实际耗费。容量电价的优化，可以很好地起到促进提高发电效率的作用。

6. 结论及政策建议

6.1 主要结论

我国近几年因为产业结构调整，部分产业产能过剩，由此导致电力需求总体呈现宽松的态势，电力供需平衡矛盾的缓和状态给电价机制改革带来时机，市场变化对于需求平衡的影响不至于产生对系统破坏性的结果。

基于电力资源特征和用电负荷区域性不均衡的地理分布，电力工业发展中，以逐步、小规模机制变动进行宏观微调整，推进电力结构优化，促进产业升级。在电力长期投资中，以管理形式的形成机制，高效发展新能源，优化火电结构，在全国范围内提高资源优化配置，实现建设科学现代化，具有先导特色的电力工业管理机制。

本报告以全国电力负荷供需平衡为例，从上网定价机制的角度，对电力系统的社会供电成本进行调研，为电力工业的可持续性发展，协调新能源与传统能源的优势互补，提高系统稳定性和资源有效利用率提供参考依据，并从成本测算和促进政策两个方面提出相关建议。

本报告分析了电力系统的电力平衡，和在此之上发电结构优化配置的特点。在情景设计中，电力系统结构和市场设计是最重要的影响因素。例如，电力系统结构包括所有可能的发电资源：火电、水电、核电、风电、太阳能及其它，对火电进一步细化到燃煤机组和燃气机组，以排除系统内不确定因素对测算结果的影响；市场设计部分则采取现实的一部制、理论化的两部制和自由波动的市场价格作为上网价格，以模拟市场供需状况变化（白天负荷高和夜间负荷低）时，从成本角度可以得到的系统优化方案。报告对这两个影响因素采用了简化的定量测算方法，对于可能影响电力系统供需平衡变化的约束条件进行量化分析，运用灵活的运筹学理论对系统成本进行评估，结合大量可用的数据，得到现有电力上网定价机制的精确描述。

本报告得到的主要结论有：

（1）火电机组两部制电价机制下电力成本最低，是合适的发电上网电价机制。

不同的上网电价机制所产生的成本有所差异，所有机组两部制电价机制所产生的成本最高，其年发电平均成本 2020 年为 0.3920 元/千瓦小时左右，2030 年为 0.4404 元/千瓦小时左右；其次是单一电量电价机制，年发电平均成本 2020 年为 0.3831 元/千瓦小时左右，2030 年为 0.4197 元/千瓦小时左右；再次是燃气机组两部制电价机制，年发电平均

成本 2020 年为 0.3794 元/千瓦小时左右, 2030 年为 0.4166 元/千瓦小时左右; 最低的是火电机组两部制电价机制, 年发电平均成本 2020 年为 0.3777 元/千瓦小时左右, 2030 年为 0.4151 元/千瓦小时左右。因此火电机组两部制电价机制是相对合适的发电上网电价机制。

(2) 两部制电价机制有利于协调各方利益, 促进我国电力行业向可再生能源、燃气机组和大容量机组投资。

对火电实行两部制电价, 有利于提升和保证燃气机组和大容量机组的利润, 压缩了小容量机组的利润, 同时还可以协调可再生能源和火电机组的利益, 促进我国电力行业投资向可再生能源、燃气机组以及大容量煤电机组倾斜, 提升电力行业结构, 走电力清洁化、低碳化发展之路。

(3) 两部制电价机制可以促进弃风弃光等现象的改善, 导致实现相对合理的弃风弃光率。

目前可再生能源发展最大的障碍在于严重的弃风弃光等问题, 阻碍了可再生能源的健康发展。两部制电价有利于协调可再生能源与传统能源的利益, 促进传统能源主动为可再生能源发展服务, 相应可以大幅度改善可再生能源弃风弃光现象。

(4) 可再生能源仍然实行单一上网电价机制较为合理。

考虑到可再生能源成本较高, 同时投资成本占总成本将近 90%左右, 如果对其也实行两部制电价机制将导致电力系统成本增加, 因此其仍然实行单一上网电价机制较为合理。另外在可再生能源发展初期, 可仍然实行基于固定电价制度的政府定价模式, 参与区域电力市场竞争的区域市场模式, 未来为保障可再生能源的产业发展, 可以考虑价格上涨的交易机制来补偿绿色能源的技术成本。

6.2 政策建议

考虑到改革难易程度和所需配套条件, 建议改革分为三个阶段进行, 逐步放开上网电价管制。上网电价具有市场属性, 属于可引入竞争的环节, 应逐步放给市场, 最终通过竞争形成价格, 以发挥市场在资源配置中的决定性作用。

但是, 在当前市场不够成熟、规则尚不健全、电力交易市场还未建立的情况下, 放开上网电价可能导致价格非正常波动, 影响电力系统安全运行, 不利于经济社会发展。因此, 应该结合当前实际情况, 通过分步骤、分阶段、按次序, 采取两部制、市场电价试点和建立完全交易市场等途径, 逐步增加电力用户和发电企业的选择权, 一步步提高电力市场化程度, 最终使价格信号合理反映市场供求、资源稀缺和环境损害成本。

基于上述分析，主要的政策建议如下：

1. 应该尽快实行电价市场化改革。

自从 2002 年电力市场化改革以来，电力市场的管理方式和调控手段有很大改进，但是，距离电价改革的最终目标仍然很远。改革思路是在稳步推进电力市场体系的基础上，形成清晰的，科学的，分阶段的电价体系和电价形成机制。同时，从政府监管的角度，建立现代化、高效率 and 具有强制力的价格监管制度。

目前的电价体系仍然处于由计划管理向市场化过渡的阶段。价格改革需要体现资源分配信号，为建立经济评价体系提供参考指标，同时，电力价格是电力项目投资和资源收益的优化器和平衡手段。

2. 对火电实行两部制电价改革。首先对气电实行两部制电价改革，然后对煤电实行两部制电价改革。

电力定价机制是个庞大而复杂的工程，电价的本质是保障国家在电力工业基础设施投资的基础上，为工业平稳发展提供资源供给。电力价格市场化，是在原有僵化的计划体制中，引入市场竞争因素，提高投入产出比例。

市场导向的电价改革应当从火电机组发电量开始进行，不单因为火电发电量占比较大，而且平衡电力生产收益与成本支出，火电行业有持续的成本降低潜力。一方面得益于之前发电行业市场化改革，导致成本意识和市场导向强烈，另一方面，当前的环境压力，不断要求火电机组在管理、技术和经济上进一步前进；第三，国内和国际产业结构调整导致旧有的低效火电结构必须向高效、节能、经济竞争力强的新结构调整。

火电价格机制改革，应当有序而行，首先对气电实行两部制电价改革，然后对煤电实行两部制电价改革。燃气机组的结构调整，尤其是提高在火电行业的市场占比，实现大范围的资源优化配置，具有独特的发电和资源优势。针对目前状况下，燃气发电盈利较低的状况，应当首先调整。而且，燃气占比低，两部制电价改革对于整个电力系统和市场利益的触动较小，即使对个别相关方利益有所降低，关系易于协调。等到市场接受燃气电价的调整之后，逐步将燃煤电价按照路径程序调整。

3. 可再生能源仍然实行单一电量固定电价机制。

可再生能源是电力行业和工业生产结构调整的重要一环，为提升核心竞争力，保障能源持续供应，应对气候变化，世界各国制定了多样的支持政策。其中固定上网定价政策是主流模式，在实践中也最为成功。

可再生能源实行标杆上网电价政策是价格基础，主要考虑发电项目的实际成本、

与资源状况、未来规划和新技术应用有关，重点体现公平与保障原则。目前的可再生能源定价较高，本质是对于应用新技术的发电项目的额外电价激励机制，有利于提高发电的管理性、可控制性和可调度性。

总体的电价水平与发电成本相适应，为避免出现过度激励，影响市场环境，上网电价实行定期评估和下调机制，以降低社会总成本，鼓励企业降本增效。长期趋势是随着技术的进步和开发规模的扩大，逐渐减少电价补贴力度，增加调整空间，采用更加灵活的价格机制优化资源整体利用。

4. 为保证可再生能源上网，需配套施行可再生能源配额机制。

与电价改革相配套，增加可再生能源的市场竞争力，以能源补贴的形式，对可再生能源发电施行配额机制。配额机制有两种形式，一种是配额上网电量，以最大的可能保障可再生能源的生产，尤其是保障跨区大规模可再生能源发电外输通道；另一种是以价格竞争的形式，保证可再生能源的充分利用，市场价格低于固定电价部分，由高于电价部分补贴和政府补贴来弥补，实现电力交易的物理和经济双交易。

可再生能源配额制与电价机制的互补、互动，形成市场的良性调整环境，有利于国家推动新技术的规模发展，培育竞争性市场的发展，进而形成工业长期稳定增长。

参考文献

- [1] 能源研究所（2007），中国能源政策综合评价模型（IPAC 模型）。
- [2] 史清，姚秀平（2008），世界与中国发电量和装机容量的预测模型，动力工程， 28（1）： 147-151.
- [3] 钱伟（2013），光伏上网电价及其政策研究，华东理工大学，硕士论文.
- [4] T. Nakawiro, S. C. Bhattacharyya and B. Limmeechokchai (2008a), Electricity capacity expansion in Thailand: An analysis of gas dependence and fuel import reliance, *Energy*, 33: 712-723.
- [5] T. Nakawiro, S. C. Bhattacharyya and B. Limmeechokchai (2008b), Expanding electricity capacity in Thailand to meet the twin challenges of supply security and environmental protection, *Energy Policy*, 36: 2265-2278.
- [6] M. V. Ramana and A. Kumar (2009), Least cost principles and electricity planning for Karnataka, *Energy for Sustainable Development*, 13: 225-234.
- [7] K. Q. Nguyen (2008), Internalizing externalities into capacity expansion planning: The case of electricity in Vietnam, *Energy*, 33: 740-746.
- [8] S. Poletti (2009), Government procurement of peak capacity in the New Zealand electricity market, *Energy Policy*, 37: 3409-3417.
- [9] Jung-Yeon Park, Nam-Sung Ahn, Yong-Beum Yoon, Kyung-Ho Koh and D. W. Bunn (2007), Investment incentives in the Korean electricity market, *Energy Policy*, 35: 5819-5828.
- [10] G. Heinrich, M. Howells, L. Basson and J. Petrie (2007), Electricity supply industry modeling for multiple objectives under demand growth uncertainty, *Energy*, 32: 2210-2229.
- [11] C. Batlle, I. J. Perez-Arriaga (2008), Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets, *Utilities Policy*, 16: 184-193.
- [12] L. de Vries, P. Heijnen (2008), The impact of electricity market design upon investment under uncertainty: The effectiveness of capacity mechanisms, *Utilities Policy*, 16: 215-227.
- [13] F. Castro-Rodriguez, P. L. Marin, G. Siotis (2009), Capacity choices in liberalized

electricity markets, *Energy Policy*, 37: 2574-2581.

[14] T. S. Genc, S. Sen (2008), An analysis of capacity and price trajectories for the Ontario electricity market using dynamic Nash equilibrium under uncertainty, *Energy Economics*, 30: 173-191.

[15] A. Tishler, I. Milstein, Chi-Keung Woo (2008), Capacity commitment and price volatility in a competitive electricity market, *Energy Economics*, 30: 1625- 1647.

[16] 俞燕山, 胡军峰, 林卫斌, 吴疆著, “十二五” 电力发展若干问题研究, 北京: 中国电力出版社, 2010 年.

[17] 俞燕山等《电力应对气候变化对策》课题组著, 电力行业应对气候变化技术与政策选择, 香港: 觀公出版社, 2011 年.

[18] 吴昱, 边永民 (2013), WTO 视野下我国风力发电上网电价补贴政策研究, *宏观经济研究*, 10: 40-46.

[19] 张森林, 孙延明 (2013), 基于节能发电调度的两部制上网电价机制设计, *电网技术*, 37 (5): 1304-1310.

[20] 叶泽, 王准 (2010), 上网电价政策对发电企业成本的影响分析, *能源技术经济*, 22 (7): 8-12.

[21] 陈伟, 周峰, 韩新阳, 等 (2008). 国家电网负荷特性分析研究, *电力技术经济*, 20 (4): 25-29, 37.

附件 1 各省(区、市)统调脱硫燃煤机组标杆电价

各省(区、市)统调脱硫燃煤机组标杆电价 (单位:元/千瓦时)									
区域	省份	2008 年 6 月 29 日调整后标杆电价	2008 年 8 月 19 日调价	2009 年 11 月 18 日调价	2011 年 6 月 1 日调价	2011 年 12 月 1 日调价	2013 年 9 月 25 日调价	2013 年 9 月 25 日脱销除尘	2013 年底
东北电网	辽宁	0.3738	0.02	-0.004		0.022	-0.012	0.012	0.412
	吉林	0.3607	0.015	0		0.03	-0.008	0.012	0.4094
	黑龙江	0.365	0.015	0		0.023	-0.06	0.012	0.355
	内蒙古东部地区	0.3439	0.01	0		0.017	-0.012	0.012	0.3714
华北电网	北京	0.3607	0.02	0		0.0195	-0.014	0.012	0.3987
	天津	0.362	0.02	0		0.028	-0.014	0.012	0.4085
	河北北部地区	0.3664	0.02	0	0.0149	0.023	-0.014	0.012	0.4228
	河北南部地区	0.3668	0.02	0	0.0149	0.0283	-0.01	0.012	0.4316
	山东	0.3724	0.025	0	0.0245	0.025	-0.012	0.012	0.4472
	山西	0.2953	0.02	0.01	0.0309	0.0295	-0.009	0.012	0.3887
	内蒙古西部地区	0.2749	0.01	0		0.023	-0.011	0.012	0.3094
西北电网	陕西	0.315	0.015	0.012	0.0252	0.032	-0.011	0.012	0.4002

中国上网电价机制改革研究

	甘肃	0.2615	0.015	0.005	0.0268	0.026	-0.013	0.012	0.3329
	青海	0.269	0.01	0.015	0.03	0.03	-0.009	0.012	0.357
	宁夏	0.2583	0.01	0		0.0184	-0.013	0.012	0.2862
	新疆	0.25	0	0			0	0.012	0.262
华中 电网	湖北	0.405	0.02	0	0.02	0.033	-0.02	0.012	0.4702
	湖南	0.4205	0.02	0	0.0239	0.037	0.0135	0.012	0.5269
	河南	0.3692	0.025	-0.003	0.02	0.028	-0.013	0.012	0.4382
	江西	0.4	0.02	0.002	0.0262	0.037	-0.01	0.012	0.4872
	四川	0.3687	0.015	0.01	0.015	0.04	0	0.012	0.4607
	重庆	0.3643	0.015	0.004	0.0228	0.038	-0.016	0.012	0.4401
华东 电网	上海	0.4368	0.025	-0.005		0.02	-0.025	0.012	0.4638
	浙江	0.4407	0.025	-0.009		0.025	-0.025	0.012	0.469
	江苏	0.4108	0.025	-0.006		0.025	-0.025	0.012	0.442
	安徽	0.383	0.015	0	0.02	0.018	-0.015	0.012	0.4331
	福建	0.4023	0.02	-0.008		0.0274	-0.014	0.012	0.4393
南方 电网	广东	0.4792	0.025	-0.008		0.023	-0.019	0.012	0.5122
	广西	0.4107	0.025	0	0.005	0.0365	-0.022	0.012	0.4672
	云南	0.3053	0.01	0.007	0.003	0.026	0	0.012	0.3633
	贵州	0.3094	0.015	0	0.0124	0.04	-0.01	0.012	0.3791
	海南	0.4118	0.025	0.0032	0.0253	0.025	-0.014	0.012	0.4888

附件 2 600MW 火电燃煤机组成本构成

项目	数值	备注
投资成本（元/kW）	3675	
总投资(元)	4410000000	
贴现率	0.08	
设备年限(年)	25	
投资年分摊成本(元)	413123415.6	
其它固定成本	133513750	固定资产形成率 95%，保险费率 0.25%，大修费率 2%，职工工资 5 万/人，247 人，福利劳保系数 60%，排污费 1204 万元。
可变成本（元）		
装机容量（kW）	1200000	
运行小时数(h)	5300	
年发电量(kWh/年)	6360000000	
发电煤耗（gce/kWh）	315	
煤单价（元/tce）	800	
发电燃煤费（元/年）	1602720000	
备用发电煤耗（gce/kWh）		
备用燃煤费（元/年）		
其它（元/年）	104569000	材料和其它费用 0.015 元/kWh，脱硫 960 元/h，脱销 770 元/h
小计（元）	1707289000	
发电成本（元/kWh）	0.354390907	
供电成本	0.378524927	厂用电 5.2%，脱硫 1.1%，脱销 0.51%

附件 3 核发电机组成本构成

2*1000MW 核能机组成本构成

项目	数值	备注
投资成本（元/kW）	11500	
总投资		
固定资产（元）	21850000000	固定资产形成率 95%
折旧年限（年）	25	
折旧残值（元）	1150000000	固定资产残值 5%
第几年		设备已使用的年份，加速折旧法适用
折旧方法	直线	
年折旧费用（元）	874000000	
	2,248,000,000.00	保险费率 0.25%，大修费率 1.35%，职工工资 5 万/人，500 人，福利劳保系数 60%，基准财务收益率 8%
装机容量（kW）	2000000	
运行小时数(h)	7200	
年发电量(kWh/年)	14400000000	
发电能耗（kWh/gram）	375	
铀单价（元/kg）	15000	
发电燃料费（元/年）	576000000	
其它（元/年）	590400000	材料和其它费用 0.013 元/kWh，核后处理费 0.028//kWh
小计（元）	1166400000	
发电成本（元/kWh）	0.297805556	
供电成本	0.312695833	厂用电 5%

附件 4 风电机组成本构成

项目	数值	备注
投资成本（元/kW）	8000	
总投资(元)	2400000000	
贴现率	0.08	
设备年限(年)	15	
投资年分摊成本(元)	19200000	
其它固定成本	9000000	固定资产形成率 100%，保险费率 0.25%，大修费率 0.2%，职工工资福利 0.2%，运行维护费 0.8%。
可变成本（元）		
装机容量（kW）	30000	
运行小时数(h)	2000	
年发电量(kWh/年)	60000000	
发电煤耗（gce/kWh）		
煤单价（元/tce）		
发电燃煤费（元/年）		
备用发电煤耗（gce/kWh）		
备用燃煤费（元/年）		
其它（元/年）		
小计（元）	0	
发电成本（元/kWh）	0.47	
供电成本	0.47376	厂用电 0.8%

附件 5 光伏机组成本构成

项目	数值	备注
投资成本（元/kW）	17000	
总投资	51000000	
贴现率	8%	
设备年限（年）	15	
投资年分摊成本（元）	5,958,306.79	
	739500	保险费率 0.25%，大修费率 0.2%，职工工资福利率 0.2%，运行维护 0.8%，基准财务收益率 5%（以总投资为基准）
装机容量（kW）	3000	
运行小时数(h)	1500	
年发电量(kWh/年)	4500000	
发电煤耗（gce/kWh）	0	
煤单价（元/tce）	0	
发电燃煤费（元/年）	0	
其它（元/年）	0	材料和其它费用 0 元/kWh
小计（元）	0	
燃煤 CO2 排放量（tCO2/tce）	0	
发电成本（元/kWh）	1.488401509	
供电成本	1.500404747	厂用电 0.8%

附件 6 水电机组成本构成

项目	数值	备注
投资成本（元/kW）	10000	
总投资	500000000000	
贴现率	8%	
设备年限（年）	30	
投资年分摊成本（元）	4441371669	
	924250000	固定资产形成率 95%，保险费率 0.25%，大修费率 1.5%，职工工资 5 万/人，100 人，福利劳保系数 60%，材料费 5 元/kW，其它费用 12 元/kW
装机容量（kW）	5000000	
运行小时数(h)	3500	
年发电量(kWh/年)	17500000000	
发电煤耗（gce/kWh）	0	
煤单价（元/tce）	0	
发电燃煤费（元/年）	0	
其它（元/年）	227500000	库区维护基金 0.008 元/kWh，水资 源费 0.005 元/kWh
小计（元）	227500000	
	0.319606953	
燃煤 CO2 排放量（tCO2/tce）	0.324474063	厂用电 1.5%
发电成本（元/kWh）	10000	
供电成本	500000000000	