2022 年 6 月 15 日

光大证券 EVERBRIGHT SECURITIES

电力设备新能源

深化电力市场改革，破解能源不可能三角

——新型电力系统深度研究二

要点

电力体制改革反映电力发展周期内在需求。现阶段电力发展的内在需求是在新能源占比不断提高情景下，还原电力的商品属性，实现市场化定价，提高系统运行效率。电力市场建设提速，2022 年 1 月，《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》印发，明确到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成，电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营；到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。

电力行业产业链收益整体向好。2021 年电力行业利润总额 6417.5 亿元，同比增长 20.9%，五年复合增长 9.0%。电力行业具有一定的周期特性，装备制造、原材料、火电、电网板块收益轮动。我国正在构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，在新能源安全可靠、逐步替代传统能源的基础上，不断提高非化石能源比重，电力行业将迎来持续稳定增长，新能源制造、能源金属与工业金属原材料、新能源运营的板块收益将依次迎来高增速。

释放灵活性资源投资与电力容量市场、辅助服务空间。高比例波动性可再生能源并网提高系统灵活性调节需求，灵活性调节资源投资增加，我们预计，“十四五”期间电化学储能、抽水蓄能、火电厂灵活性改造累计投资达到 1380.5 亿元、1800 亿元、60~180 亿元。调节资源的系统价值将通过容量市场、辅助服务市场得到补偿，我们预测 2025 年、2030 年容量补偿金额分别为 2252.9 亿元/年、2935.0 亿元/年，辅助服务费用将达到 1371.0 亿元/年、1906.2 亿元/年。

电力市场是优化资源配置、提高运行效率的选择。新能源运营商收益有望持续改善、储能盈利能力有望实现突破、火电运营商盈利能力修复。电力的生产成本、环境效益（碳减排）、系统价值在电力市场机制下将得到充分体现。短期看，电力供应的综合成本将有所上升，2025 年、2030 年终端用户电价预测将较 2020 年上浮 17.85%、19.87%，平均每度电上涨 0.107 元和 0.120 元。随着新能源技术、储能技术进步带来的成本下降，以及碳达峰后二氧化碳减排、碳价不显著上升，预计电价在 2030 年后将会下降。

投资建议：电力需求与国民经济的发展呈现显著的正相关性。（1）我国正加速建设全国统一电力市场，电力市场建设将还原电的商品属性，碳排放成本有望通过电价实现顺价，灵活性资源的系统价值将得以体现。（2）电力行业产业链利润总额整体向好，灵活性调节资源的投资力度加大。（3）电价结构调整和电价上涨将改善新能源、火电、储能运营收益。（4）电力行业受政策驱动，作为稳增长的重要选择，在适度超前基础设施建设政策刺激下，有望提前实现超额收益。

建议关注：隆基绿能、晶科能源、明阳智能、日月股份、三峡能源、华能国际、国电电力、宁德时代、阳光电源、文山电力、万里扬。

风险分析：政策变化风险、电力市场建设不及预期、碳成本内部化不及预期。

电力设备新能源

买入（维持）

作者

分析师：殷中枢

执业证书编号：S0930518040004

010-58452063

yinzs@ebscn.com

分析师：黄帅斌

执业证书编号：S0930520080005

021-52523828

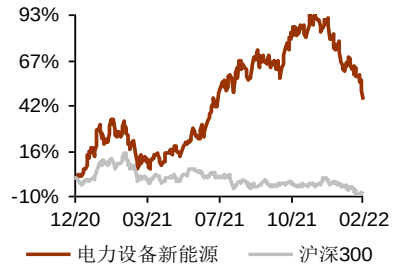
huangshuaibin@ebscn.com

联系人：和霖

021-52523853

helin@ebscn.com

行业与沪深 300 指数对比图



资料来源：Wind

相关研报

特高压：加速，电力传输的超级动脉 ——新基建行业专题系列一（2021-01-13）

渐强的碳价信号，渐近的碳约束时代——碳中和深度报告（一）（2021-02-02）

碳中和与大重构：供给侧改革、能源革命与产业升级——碳中和深度报告（二）（2021-02-28）

投资聚焦

电力市场建设加速推进。2022 年 1 月，《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118 号）印发，明确到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成，电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营；到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。

电力市场是资源优化配置的选择。电能具有生产资料和生活资料的双重属性，电力需求与国民经济的发展呈现显著的正相关性。电力市场建设还原了电的商品属性，通过市场手段实现资源的优化配置，在不同电力发展周期引导了投资和电力运行效率提升。波动性可再生能源大规模并入电网，电网对灵活性调节资源的需求随之提高，传统机组由提供基荷电源向保障性、调节性作用转变，相关的补偿机制与激励机制将通过市场得到调节。

我们的创新之处

（1）结合电力发展周期特性分析了电改历程，从电力供给、能源利用效率、电力成本、新能源调节需求多个角度总结了各阶段的驱动因素；

（2）从电力行业产业链角度，分析了产业链利润分布，预测了在碳中和背景下各产业链环节的收益变化；

（3）从电力安全稳定运行的本质需求出发，考虑波动性可再生能源的容量可信度，分析了灵活性资源的需求，预测了容量市场、辅助服务市场空间；

（4）综合考虑供电成本、系统价值、环境收益，研究了碳中和背景下电价变化趋势，预测了火电运营、新能源运营、储能运营盈利变化。

投资观点

我国正加速建设全国统一电力市场，低成本电力生产要素带来的竞争优势将随着环境成本提升发生变化，我们看好电力市场建设带来的发展机会：

（1）**电力行业整体利润向好。**电力行业面临重大发展机遇，新能源制造、能源金属与工业金属原材料、新能源运营的板块收益将依次迎来高增速。

（2）**灵活性调节资源系统价值提升。**在波动性可再生能源大规模并网条件下灵活性资源投资力度加大，将通过电力市场充分反映调节资源的系统价值，容量市场、辅助服务市场空间增长。

（3）**电力商品属性还原、电力市场实现资源优化配置**。电、碳耦合将环境成本内部化，有望对外实现顺价，市场化电价构建合理的补偿激励机制，利于新能源、火电、储能运营收益。

2022 年 4 月 26 日，中央财经委员会第十一次会议召开，研究全面加强基础设施建设问题，明确指出要适度超前推进能源基础设施建设。电力行业受政策驱动，作为稳增长的重要选择，有望提前实现超额收益。

建议关注：受益于电力系统转型与电力行业持续稳定增长，新能源制造、新能源运营有望提前获利，建议关注光伏、风电设备制造企业**隆基绿能、晶科能源、明阳智能、日月股份**，新能源运营商**三峡能源**；电力系统的容量（可靠性）需求、调频备用辅助服务需求增长，火电、储能等调节资源的盈利模式改善、收益提升，建议关注火电运营商**华能国际、国电电力**，建议关注储能设备制造**宁德时代、阳光电源**，储能运营**文山电力、万里扬**。

目 录

1、 波动性能源带来的电力安全稳定挑战 7
1.1、 电力商品的特殊性 7
1.2、 高比例可再生能源加大电网可靠性压力 8
1.3、 电力市场改革体现电力发展周期 11
2、 电力市场是优化资源配置的选择 14
2.1、 电力市场构成 14
2.2、 现货市场 18
2.3、 中长期电力市场 20
2.4、 辅助服务市场 22
2.5、 容量市场 27
2.6、 灵活性市场资源 28
3、 电力产业链利润分布与市场空间 33
3.1、 电力行业产业链利润变化 33
3.2、 灵活性调节资源市场空间预测 36
3.3、 电价水平预测及各环节盈利变化 40
4、 投资建议 45
5、 风险分析 46

图目录

图 1：电力系统运行实时平衡示意图 7
图 2：2021 年美国德州大停电系统负荷削减曲线 7
图 3：2020 年美国德州电力系统电源结构 7
图 4：2019 年全国主要城市电力可靠性指标 8
图 5：2020 年五省区风电容量可信度 8
图 6：系统可靠容量供给图 8
图 7：波动性可再生能源并网阶段划分（2017 年） 10
图 8：电力的时间价值 11
图 9：电力的空间价值 11
图 10：电力体制改革历程 11
图 11：发电设备利用小时变化 12
图 12：电力装机与发电量增速变化 12
图 13：火电机组装机与发电量增速变化 13
图 14：电力投资与电力弹性系数 13
图 15：电力市场构成 14
图 16：电力市场交易结构 14
图 17：电力市场出清价格示意 15
图 18：集中竞价优先交易顺序示意 15
图 19：电力市场化交易构成 16
图 20：2017-2021 年中国市场交易电量及变化趋势 16
图 21：电价构成 16
图 22：PJM 电价及其构成 16
图 23：2020 年各类发电上网电价 17
图 24：输配电价组成 17
图 25：2022 年部分地区年度中长期交易价格上浮比例（较燃煤基准电价） 17
图 26：销售电价分类 18
图 27：电力现货市场与其他市场的联系 18
图 28：电力现货市场构成 18
图 29：山西现货市场电力交易价格及交易电量（2021 年 9 月、12 月、2022 年 1 月、3 月） 19
图 30：广东现货市场电力交易价格及浮动比例（2021 年 11 月至 2022 年 4 月） 19
图 31：电力现货市场中弃风弃光的原因 20
图 32：电力市场组成及各阶段交易电量 20
图 33： 分散式交易模式（物理合约） 21
图 34：集中式交易模式（差价合约） 21
图 35：广东电力市场结算情况（2021 年 12 月） 22
图 36：广东电力市场结算情况（2022 年 4 月） 22
图 37：电力辅助服务分类介绍 23
图 38：电力辅助服务提供来源 23
图 39：备用辅助服务与调频辅助服务 24

图 40：电力辅助服务费用分摊机制 25
图 41：江苏省 2020 年辅助服务费用统计 25
图 42：江苏省 2020 年辅助服务费用分类别统计 26
图 43：2018 年全国辅助服务费用分区域统计 26
图 44：2018 年全国辅助服务费用分类别统计 26
图 45：容量成本回收机制补偿灵活调节保障电源 27
图 46：山东电力现货市场容量补偿电价 27
图 47：系统灵活性运行资源 28
图 48：各储能技术的系统额定功率与放电时间 30
图 49：储能在各应用场景、环节的价值体现 31
图 50：不同储能技术在各应用场景下经济性比较（2025 年） 31
图 51：不同储能技术在各应用场景下经济性比较（2030 年） 31
图 52：新型电力系统是混合发电系统 32
图 53：灵活性资源、虚拟电厂、交易中心、调度中心三级架构 32
图 54：电力行业产业链 33
图 55：电力行业利润总额变化 33
图 56：电力行业利润总额产业链分布 34
图 57：电力行业产业链利润总额增长率 34
图 58：波动性可再生能源成本与系统价值比较 35
图 59：波动性可再生能源成本、系统价值与竞争性关系 35
图 60：中国能量平衡图（2020 年） 35
图 61：中国能量平衡图（2060 年） 35
图 62：新能源、火电、电网盈利变化 36
图 63：电源出力变化范围 37
图 64：常规机组发电量及容量补偿金额预测 37
图 65：常规机组利用小时数及电价上浮预测 37
图 66：调节机组需求及缺额预测 38
图 67：电力辅助服务费用分区域分类别统计（2018 年） 39
图 68：各区域新能源装机与辅助服务费用占比（2018 年） 39
图 69：辅助服务费用预测 39
图 70：不同场景下电力供应成本变化趋势 40
图 71：不同场景下电力供应成本构成（2050 年） 40
图 72：2025 年、2030 年电价预测 42
图 73：2030 年电价构成（有补贴场景） 42
图 74：2030 年电价构成（无补贴场景） 42
图 75：风电运营商各场景下投资回收期测算 43
图 76：光伏运营商各场景下投资回收期测算 43
图 77：风电运营商 2025、2030 年收益构成 43
图 78：光伏运营商 2025、2030 年收益构成 43
图 79：火电运营商 2025、2030 年收益构成 44
图 80：储能运营商 2025、2030 年收益构成 44

表目录

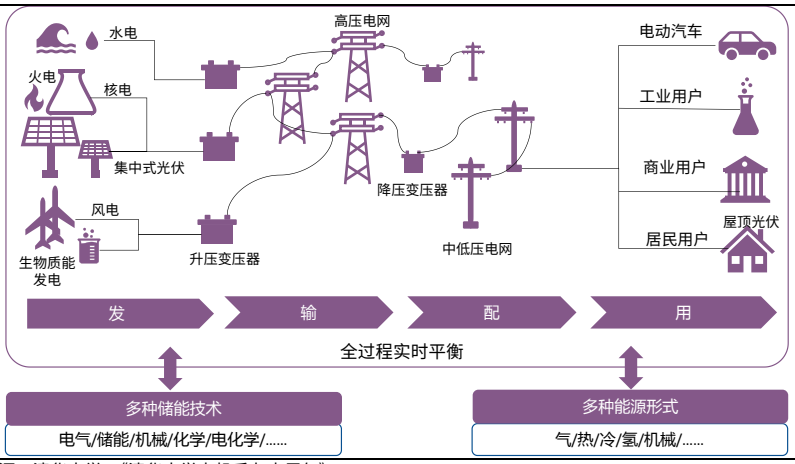
表 1：波动性可再生能源特性比较 9
表 2：电力系统灵活性的不同时间尺度 9
表 3：并网第 1 至第 4 阶段的相关影响概述 10
表 4：电力市场交易基本规则 15
表 5：中长期与现货市场的协调 21
表 6：各类电力辅助服务品种补偿机制 24
表 7：灵活性提升手段比较 28
表 8：火电厂灵活性改造参数比较 29
表 9：纯凝机组、热电联产机组灵活性改造技术特点 29
表 10：电力系统储能服务定性说明 30
表 12：新能源、火电、电网盈利变化 36
表 13：电源出力变化与调节机组需求预测 38
表 14：辅助服务费用预测（2025 年、2030 年） 39
表 15：灵活性资源投资和市场空间预测（2025 年） 40
表 16：各类机组发电量与用户电价构成测算 41

1、 波动性能源带来的电力安全稳定挑战

1.1、 电力商品的特殊性

电能不能大量存储，电能供需应保持实时平衡，不平衡将引致电力系统失稳、崩溃，乃至大停电。电力市场相较于普通商品市场具有显著的特殊性：（1）**无仓储性**：生产、交割和消费几乎同时完成，交割速度远快于一般商品；（2）**同质性**：不带有任何生产者的标识，电能实际生产和消费过程中不存在对应性；（3）**可预测性**：电能需求在较长周期内会以日或周为单位呈现周期性波动；（4）**生产资料和生活资料的双重属性**：既关系国计，又关系民生。电力市场服务具有广泛性及其产品的不可替代性，电力需求与国民经济的发展呈现显著的正相关性，既要遵循市场规律，又要顾及社会承受能力。

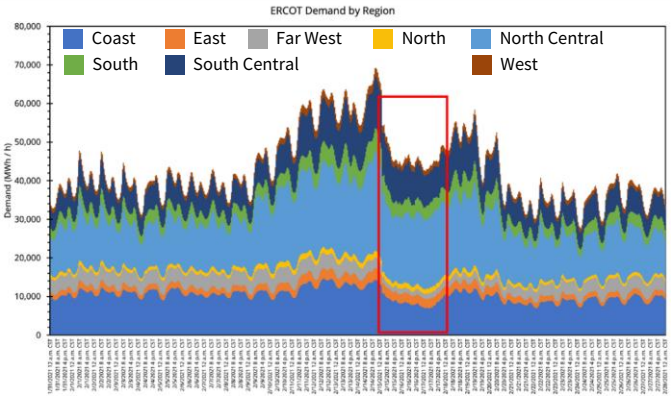
图 1：电力系统运行实时平衡示意图



资料来源：清华大学，《清华大学电机系九十周年》

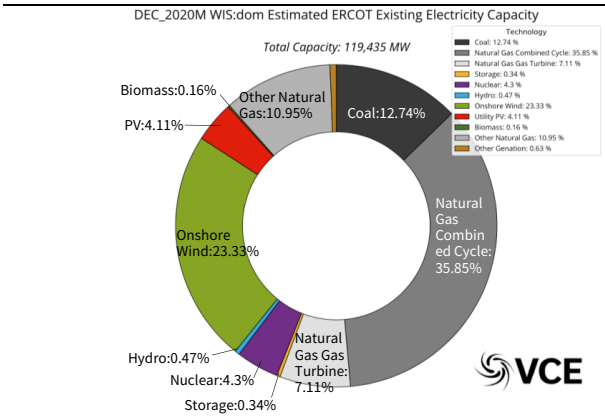
系统停电、缺电、限电是短时电力不平衡的一个重要表征因素。受设备故障、停运检修、功率大规模波动等影响，当系统发电容量或输电容量不能满足负荷需求时，若没有灵活性的资源进行调节补充，便会造成系统停电，严重时有可能造成系统性的大停电事故，如 2021 年 2 月中旬，美国得克萨斯州受极端寒冷天气影响，电力供需严重失衡，电力现货价格暴涨，发生大面积、轮流停电事故；又如 2021 年 7 月后，中国大陆局部地区电力缺口问题开始逐渐显现，自 2021 年 9 月 24 日开始，中国大陆多个省份开始出现大规模限电状况，其中以中国东北地区的辽宁、吉林、黑龙江三省尤为严峻。

图 2：2021 年美国德州大停电系统负荷削减曲线



资料来源：VCE，ERCOT Winter Storm Uri Blackout Analysis（February， 2021）

图 3：2020 年美国德州电力系统电源结构



资料来源：VCE，ERCOT Winter Storm Uri Blackout Analysis（February， 2021）

电力系统可靠性指标是系统供电能力的重要指标，指电力系统按可接受的质量标准和所需数量不间断地向电力用户供应电力和电量的能力。据中国电力企业联合会发布的电力可靠性指标，2019 年全国 50 个主要城市用户平均停电时间 6.04 小时/户，全国平均值为 13.72 小时/户。其中，城市地区用户平均停电时间 2.22 小时/户，全国平均值为 4.50 小时/户；农村地区用户平均停电时间 8.28 小时/户，全国平均值为 17.03 小时/户。上海、深圳、厦门的用户平均停电时间低于 1 小时/户，拉萨、长春的用户平均停电时间超过 15 小时/户。

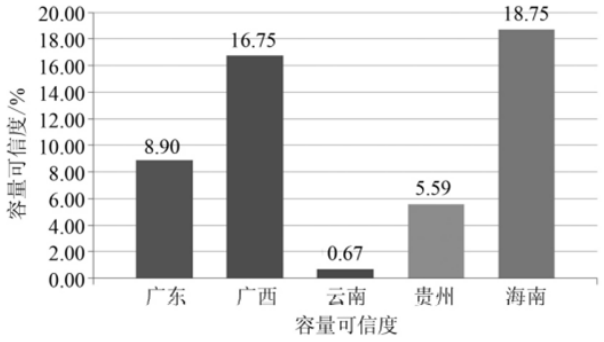
图 4：2019 年全国主要城市电力可靠性指标

资料来源：中国电力企业联合会

1.2、 高比例可再生能源加大电网可靠性压力

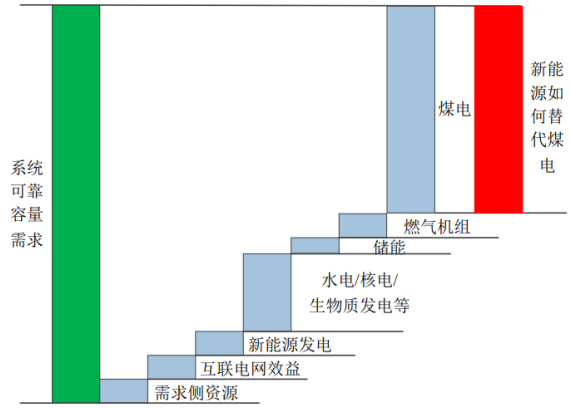
长时间来看，新能源发电可以满足电量平衡需要，但由于出力波动，在短时内无法满足电力平衡需要。新能源出力具有不确定性、间歇性以及不可控性的特点，为电力系统维持发电及负荷的实时平衡带来挑战。由于新能源机组出力具有间歇性，同样容量的新能源机组与常规火电或水电机组带负荷的能力并不相同，因此电力系统充裕度分析中新能源容量无法与常规机组同等对待。以风电为例，风电可信容量指等可靠性前提下风电机组可以视为的常规机组容量大小，风电容量可信度为其可信容量占其装机容量的比例，根据王彤等对南网的可靠性评估结果，南网 2020 年**风电的容量可信度在 0.67%~18.75%之间**。而方鑫等人在《并网光伏电站置信容量评估》一文中测算，**光伏的容量可信度在 54%~56%之间**。

图 5：2020 年五省区风电容量可信度



资料来源：王彤等，《风电并网对南方电网可靠性的影响评估》

图 6：系统可靠容量供给图



资料来源：刘永奇等，《能源转型下我国新能源替代的关键问题分析》

系统灵活运行能力是电力系统转型的核心。灵活性用于衡量电力系统管理供需波动性和不确定性的能力，随着波动性可再生能源的日益增长，系统灵活运行能力变得更加重要。（1）波动性是可再生能源发电企业的固有属性，最大发电量随气候状况波动，对波动的预测准确性取决于预测时间；（2）波动性可再生能源占比大小，影响了电力系统转型不同阶段对系统灵活性的部署需求；（3）灵活性要求在不同时间范围内存在较大差异。

表 1：波动性可再生能源特性比较

	风电	光伏
发电厂波动性	在次季节尺度上通常具有随机性；地方气候状况可能有一定的规律。	行星运动（天数，季节），有统计叠加（云、雾、雪）等
集中时的波动性	通常具有很强的地理平滑化效应。	若形成“钟型曲线”，则效益有限。
集中时的不确定性	发电的曲线与时间未知。	已知发电曲线的比例因子未知。
爬坡	取决于资源；极端事件通常较少。	频繁发生，基本确定，具有重复性，波动幅度较大
模块化	社区为最小单位。	家庭为最小单位。
技术	非同步电网连接和机械能发电。	非同步电网连接和电子发电。
设备利用率	约 20%至 50%。	约 10%至 25%。

资料来源：IEA（2017e），Getting Wind and Sun onto the Grid: A Manual for Policy Makers

系统灵活性在不同时间尺度下需求各异，长时间以满足电量平衡、短时间以满足电力平衡为主要特点。维持电力稳定供应需要在所有时间尺度内（从瞬时到数年）平衡供应和需求，因此需要考虑不同时间尺度内的系统灵活性。短期灵活性与系统的稳定性有关，包括电压和频率管理等，主要考虑供需不平衡导致的频率偏差；长期灵活性与容量和资源的可用性有关，主要考虑非波动性可再生能源组合，以满足波动性可再生能源偏离预期发电比例时的系统电量平衡需求。

表 2：电力系统灵活性的不同时间尺度

灵活性类型	超短期灵活性/稳定性	极短期灵活性	短期灵活性	中期灵活性	长期灵活性	极长期灵活性
时间尺度	亚秒到数秒	数秒到分钟	数分钟到数小时	数小时到数天	数天到数月	数月到数年
问题	在非同步发电占比较高时，保证系统稳定性（电压和频率稳定）	在波动性发电占比较高时，保证短期频率控制	应对更频繁、更快速和更不可预测的供需平衡变化，并进行系统调节	提前一小时和一天，确定可用发电资源的运行计划，应对系统状况	解决因特定天气出现导致波动性发电的长期供应过剩或不足	平衡波动性发电的季节性和年际可用性与电力需求
与系统运行和规划的下列领域有关	动态稳定性（惯性响应，电网强度）	主一次和二次频率响应，包括自动发电控制	自动发点控制，经济调度，平衡实时市场，调节	经济调度适用于提前一小时，机组组合适用于提前一天	机组组合，调度，充裕度	水火电协调，充裕度,电力系统规划

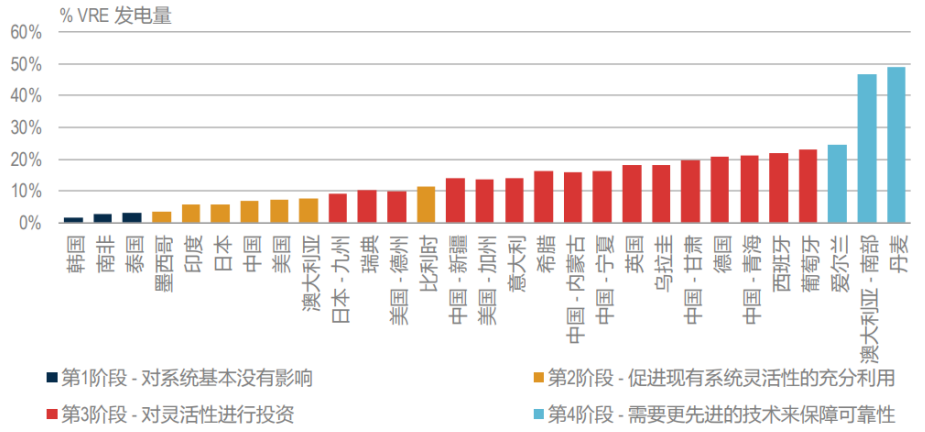
资料来源：IEA，《中国电力系统转型》

波动性可再生能源并网会对电力系统产生多种影响。这些影响并非突然出现，而是随着波动性可再生能源渗透率的提高而逐步增多。2021 年风电、光伏发电量 9785 亿千瓦时，占全社会用电量的比重首次突破 10%，达到 11.7%，已进入第 3 阶段，有些省份已经进入第 5、甚至第 6 阶段，对系统灵活性的要求不断提高。

第 1 阶段：已部署第一批波动性可再生能源发电厂，但对系统基本没有影响；只会造成极少的局部影响，例如在发电厂的并网点。

第 2 阶段：随着波动性可再生能源发电厂数量的增加，负荷与净负荷之间的变化日益明显。改进系统运行方式以更充分地利用现有系统资源，通常足以满足系统并网要求。

图 7：波动性可再生能源并网阶段划分（2017 年）



资料来源：IEA，《中国电力系统转型》

表 3：并网第 1 至第 4 阶段的相关影响概述

	属性(随着各阶段的推进累加)			
	第 1 阶段	第 2 阶段	第 3 阶段	第 4 阶段
从系统角度的特点总结	在整个系统层面，波动性可再生能源发电容量并不重要	系统运营商关注到波动性可再生能源发电容量	随着供需平衡的起伏加大，灵活性变得更重要	稳定性变得重要。在个别时间,波动性可再生能源发电容量满足近100%的需求
对现有发电企业的影响	负荷与净负荷之间没有显著差异	净负荷的不确定性和波动性没有显著提高，但为了消纳波动性可再生能源，现有发电企业需要对运行模式做出小幅调整	净负荷波动性加大。运行模式有较大差异;连续运行的发电厂数量减少	没有发电厂全时运行;所有发电厂调整发电量，以消纳波动性可再生能源
对电网的影响	靠近并网点的地方电网状况(若有)	极有可能影响地方电网状况;电网内电力潮流转移可能导致输电阻塞	受到不同地点气候状况的影响，电网内电力潮流模式出现显著变化;电网高压和低压部分之间双向电力潮流增加	要求电网强化，改善电网在扰动后恢复的能力
挑战主要取决于	电网中的本地状况	需求和 VRE 发电量的匹配情况	灵活资源的可及性	系统承受扰动的强度

资料来源：IEA，《中国电力系统转型》

第 3 阶段：供需平衡难度更大，需要系统性地提高电力系统灵活性，现有设施和改进运行方式难以满足这一要求。

第 4 阶段：在某些特定时段，波动性可再生能源发电量足以提供系统大部分电力需求，电力系统在系统受到扰动后迅速响应的方式发生变化。可能涉及到规则调整，使波动性可再生能源发电也要提供频率响应服务，如一次调频和二次调频。

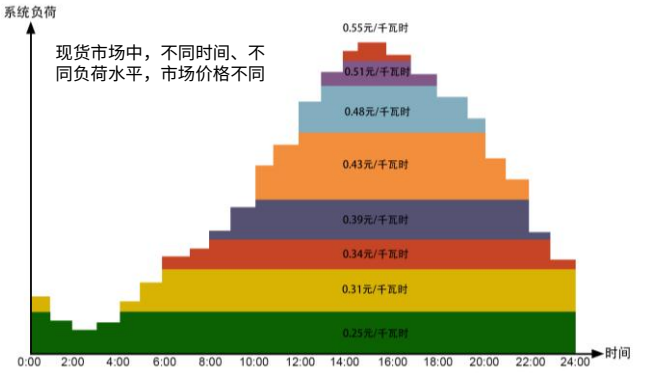
第 5 阶段：波动性可再生能源发电量经常超过电力需求，如果没有额外处理方式，将导致出现净负荷的结构性过剩，增加弃电风险。（1）将用电需求向波动性可再生能源发电量较高的时期转移；（2）通过电气化创造新需求；（3）增加与相邻系统的电力交换。

第 6 阶段：提高波动性可再生能源占比的主要挑战是：在风能和太阳能可用率持续较低时（比如数周）如何满足电力需求，以及供应不易于电气化的应用需求。因此，这个阶段需要季节性储能，以及应用氢等合成燃料。

1.3、 电力市场改革体现电力发展周期

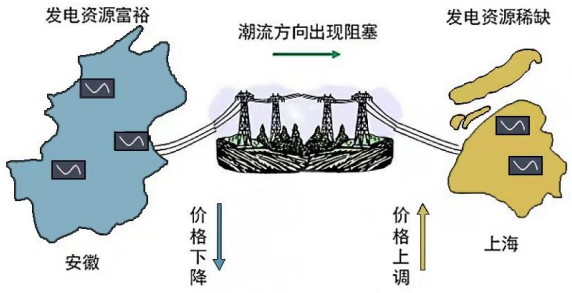
电力作为特殊的商品和生产要素，具有时间价值和空间价值。（1）电力具有时间价值：一天内不同时刻负荷大小不同，负荷高的时刻发电成本高，负荷低的时刻发电成本低，分时电价反应不同时刻的边际机组发电价格；（2）电力具有空间价值：不同地区电力资源供求关系不同，负荷中心发电资源稀缺，发电成本高，电源中心发电资源富裕，发电成本低，节点/分区电价反应不同地区的边际机组发电价格。

图 8：电力的时间价值



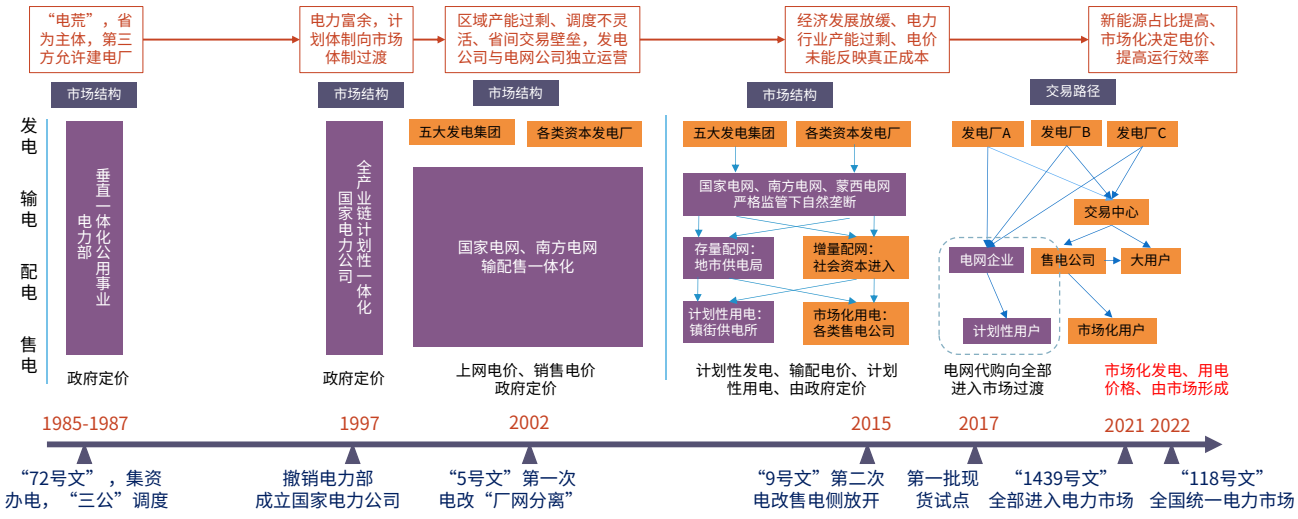
资料来源：北京清能互联科技有限公司，《电力市场概论》

图 9：电力的空间价值



资料来源：北京清能互联科技有限公司，《电力市场概论》

图 10：电力体制改革历程



资料来源：发改委、国家能源局，舒印彪《构建新型电力系统八点建议》等，光大证券研究所绘制

电力市场改革可发挥市场优化配置资源作用，经济发展放缓、电力行业产能过剩、电价未能反映真正成本，构成了电力行业市场化改革的最强大动力。

第一阶段：**“电荒”问题促使垂直一体化的电力部进行所有制结构改革。**20 世纪 80 年代，中央政府财政资金并不充裕导致电力投资严重不足，第三方被允许投资发电项目。中央政府于 1987 年开始实施“三公”调度原则，以确保电力调度的“公开、公平、公正”。

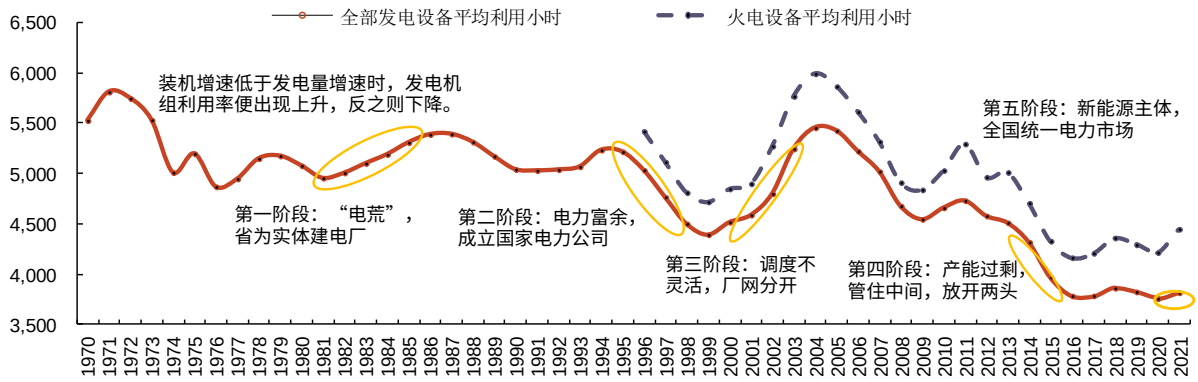
第二阶段：**成立国家电力公司，计划体制改造成由市场配置资源的体制。**1997 年，为减少政府干预经济，电力行业的大部分资产都从电力工业部转移至新成立的国家电力公司。

第三阶段：**区域产能过剩、调度不灵活、省间交易壁垒，促成第一次电力体制改革。**2002 年，《电力体制改革方案》（中发[2002]5 号文件）发布，实现“厂网分开”、“政企分开”，发电公司与电网公司开始独立运营。

第四阶段：**经济发展放缓、电力行业产能过剩、电价未能反映真正成本，第二次电力体制改革迎难而上。**2015 年，《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发[2015]9 号文）正式印发，目标是实现“三放开、一独立、三加强”，管住中间，放开两头，激活发电侧与售电侧市场动力。

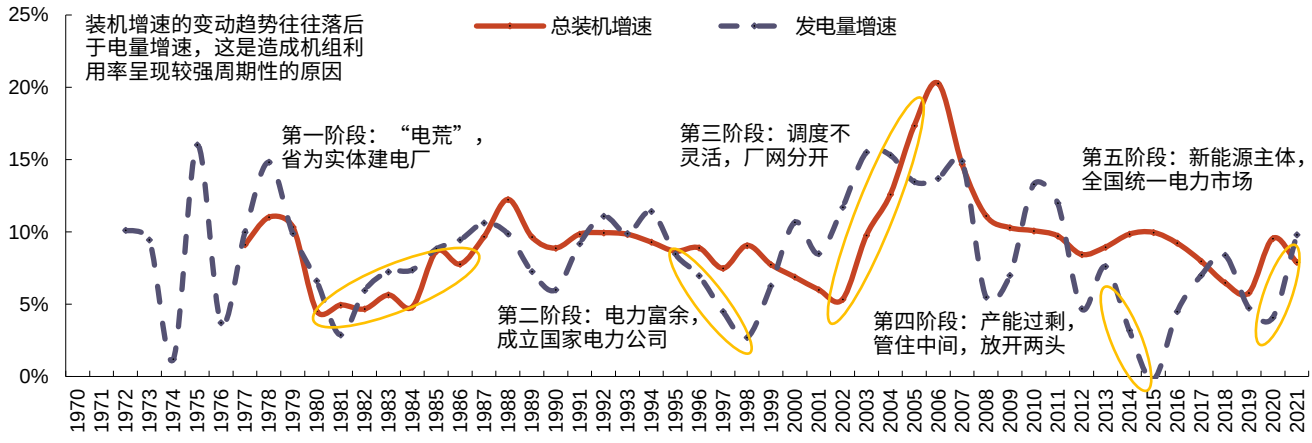
第五阶段：**促进新能源消纳、市场化决定电价、提高运行效率，全国统一电力市场建设正式启动。**2021 年 10 月，《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439 号）发布，燃煤发电量全部进入电力市场、工商业用户全部进入电力市场。2022 年 1 月，《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118 号）印发，明确到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成，电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营；到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。

图 11：发电设备利用小时变化



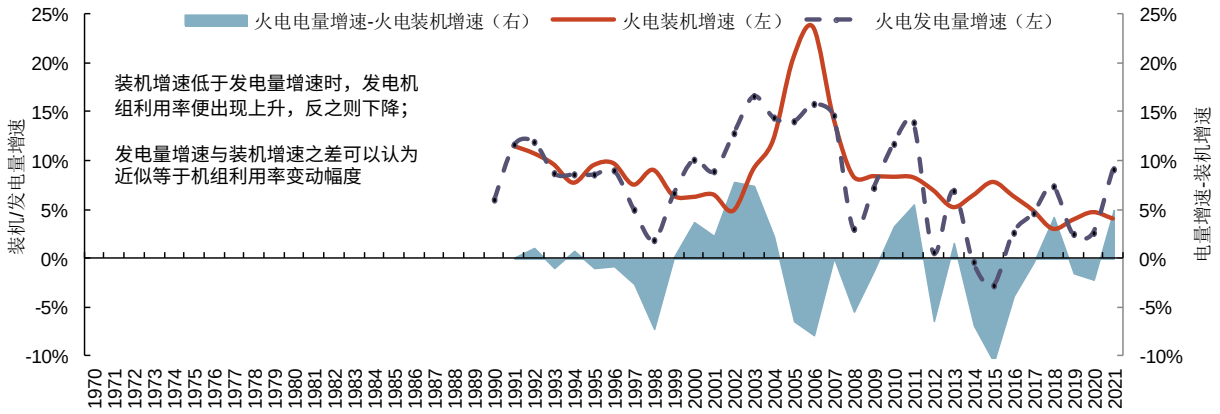
资料来源：wind，国家统计局，光大证券研究所绘制；单位：小时

图 12：电力装机与发电量增速变化



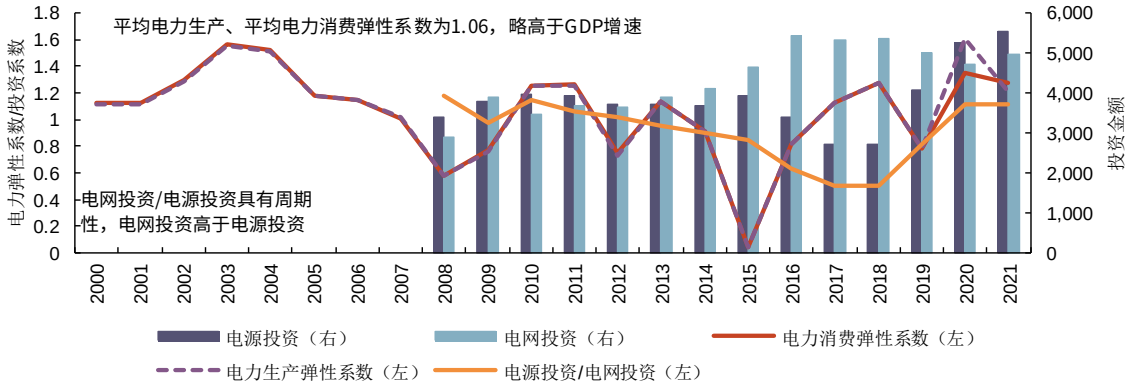
资料来源：wind，国家统计局，光大证券研究所绘制

图 13：火电机组装机与发电量增速变化



资料来源：wind，国家统计局，光大证券研究所绘制

图 14：电力投资与电力弹性系数



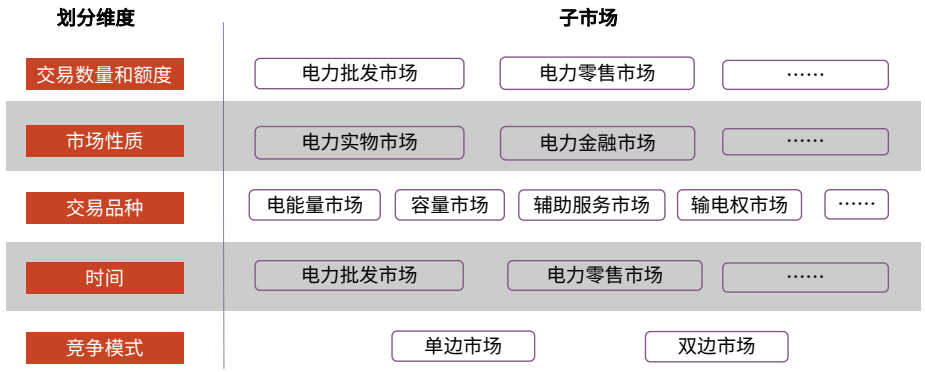
资料来源：wind，国家统计局，光大证券研究所绘制；单位：亿元（右）

2、 电力市场是优化资源配置的选择

2.1、 电力市场构成

电力市场体系包括市场主体、交易对象、交易类型、价格形成机制等方面，电力市场的各子市场相互联系、相互制约，共同形成合力，推动整个能源电力经济的发展。电力市场体系中各类市场的划分有不同的维度，一般有交易数量和额度、市场性质、交易品种、时间、竞争模式等维度。**从交易品种维度，电力市场划分为电能量市场、容量市场、辅助服务市场和输电权市场，从时间维度，电力市场又可以划分为电力现货市场和中长期市场。**

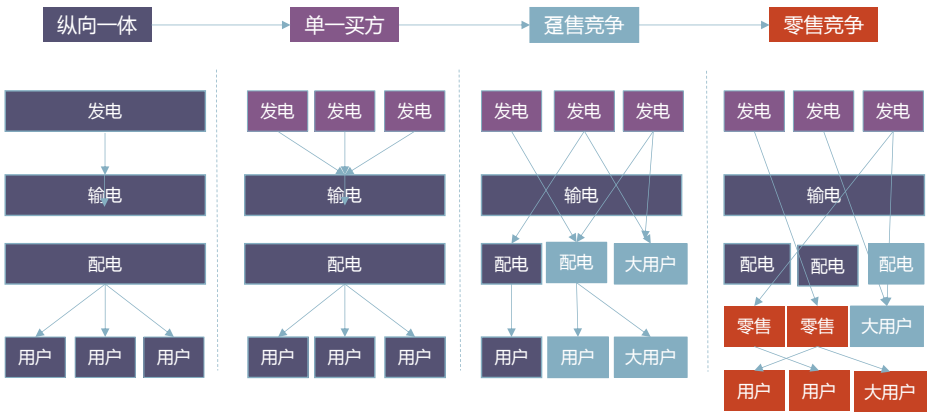
图 15：电力市场构成



资料来源：国家电网，《电力现货市场 101 问》

电力市场的交易结构由垂直一体化向“管住中间、放开两头”转移。第一阶段：纵向一体，电力工业实行发供用一体化管理，不区分上网电价和输配电价。政府分类制定对用户的销售电价。第二阶段：单一买方，厂网分开，发电环节以标杆电价为核心的政府定价体系；销售环节目录销售电价，完善分时、两部制电价等制度；电网通过销售电价与上网电价之差补偿成本。第三阶段：趸售竞争，建立独立输配电价机制，逐步放开上网电价、销售电价。第四阶段：零售竞争，发电侧燃煤电量全部进入市场，销售侧全面取消目录销售电价，10kV 以上用户全部进入电力市场。

图 16：电力市场交易结构



资料来源：北京清能互联科技有限公司，《电力市场概论》

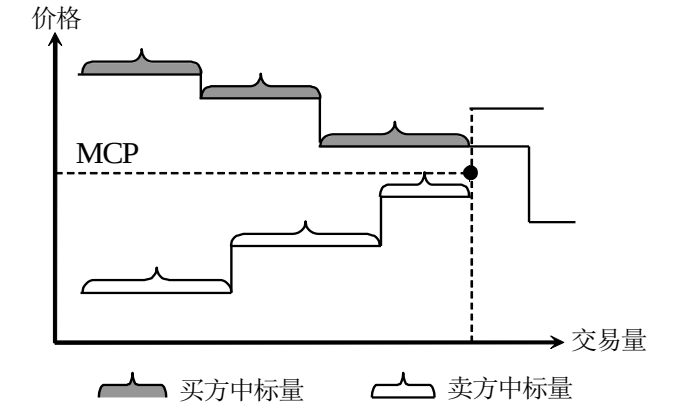
电能量交易包括集中交易和双边协商交易两种方式。其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。**集中竞价交易**指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总市场主体提交的交易申报信息，按照市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果。**滚动撮合交易**是指在规定的交易起止时间内，市场主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。**挂牌交易**指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布邀约，由符合资格要求的另一方提出接受该邀约的申请。集中竞价交易的市场出清价格，按买卖双方报价排序，以社会福利最大化的原则出清，即**买方价格由高至低、卖方价格由低至高的顺序优先交易**。

表 4：电力市场交易基本规则

	类别	交易方式	交易周期
双边协商交易	双边交易	市场主体之间自主协商交易电量、电价，形成双边协商交易初步意向后，经相关方确认并校核后形成交易结果	年度、月度、周等，或随时协商、规定时限内提交
集中交易	集中竞价	市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，市场运营机构进行集中出清，确定最终的成交对象、成交电量或容量与成交价格等	年度、月度、周、日前、实时等
	挂牌交易	市场主体通过电力交易平台，将意向交易电量的数量和价格等信息对外发布邀约（挂牌），由符合资格要求的另一方提出接受该邀约的申请（摘牌）	年度、月度、周等
	滚动撮合交易	在规定的交易起止时间内，市场主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交	年度、半年度、季度、月度

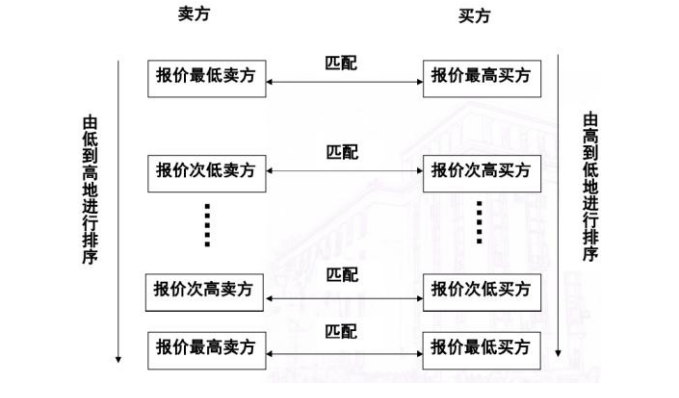
资料来源：发改委、国家能源局，《电力中长期交易基本规则》，光大证券研究所整理

图 17：电力市场出清价格示意



资料来源：清华大学，《电力市场概论》

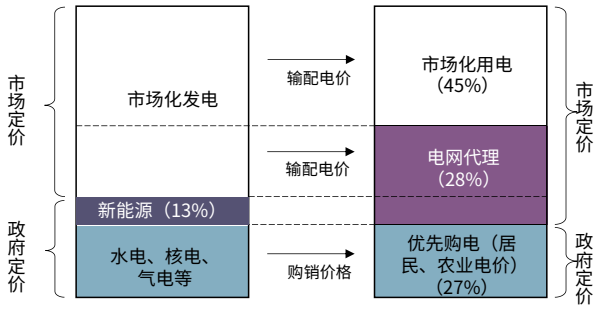
图 18：集中竞价优先交易顺序示意



资料来源：清华大学，《电力市场概论》

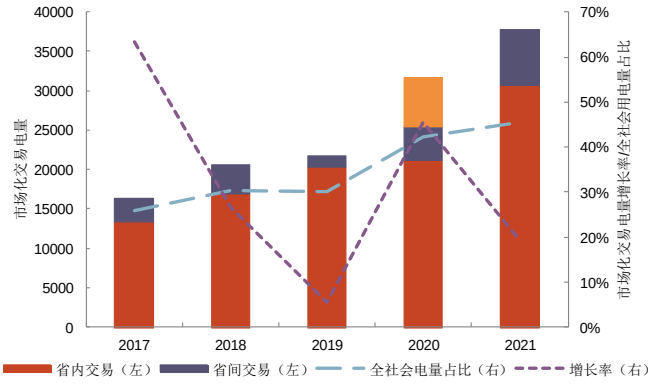
2017-2021 年，中国市场交易电量呈上升趋势。据中国电力企业联合会统计，2021 年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 37787.4 亿千瓦时，同比增长 19.3%，占全社会用电量比重为 45.5%，同比提高 3.3 个百分点。省内交易电量（仅中长期）合计为 30760.3 亿千瓦时，省间交易电量（中长期和现货）合计为 7027.1 亿千瓦时。2017-2021 年期间，市场交易电量复合增长率 23.3%。

图 19：电力市场化交易构成



资料来源：国家电网，《现货市场建设相关政策解读》

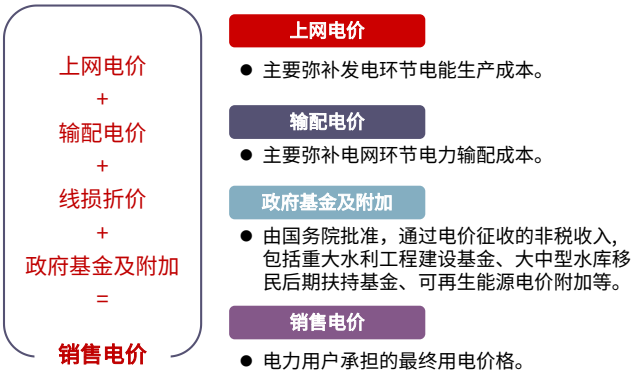
图 20：2017-2021 年中国市场交易电量及变化趋势



资料来源：中国电力企业联合会，光大证券研究所绘制；单位：亿千瓦时
*备注：2020 年省内、省间数据为 1-10 月交易总量，橙色部分为 11-12 月增量

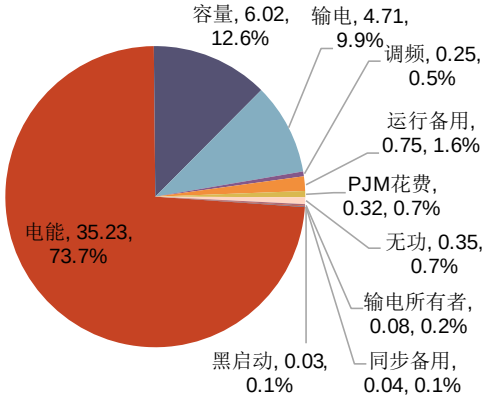
电价由上网电价、输配电价、线损折价、政府基金及附加、销售电价几部分组成，用户侧拿到的销售电价是发电侧上网电价、电网侧输配电价、线损折价与政府基金及附加之和。发电侧上网电价由“弥补成本、合理利润”原则转向通过竞争形成市场交易价格；输配电价由政府监管，按“准许成本+合理收益”原则核定，平均输配电价确定后，再分电压等级、分用户类别确定具体的输配电价标准。

图 21：电价构成



资料来源：国家电网，《图说电价》

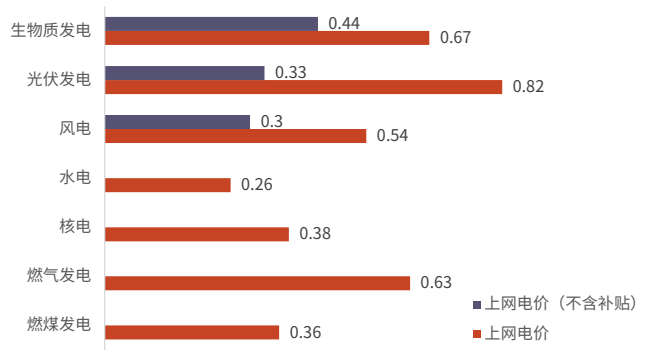
图 22：PJM 电价及其构成



资料来源：谢开，《美国电力市场运行与监管实例分析》，光大证券研究所整理；单位：美元/MWh

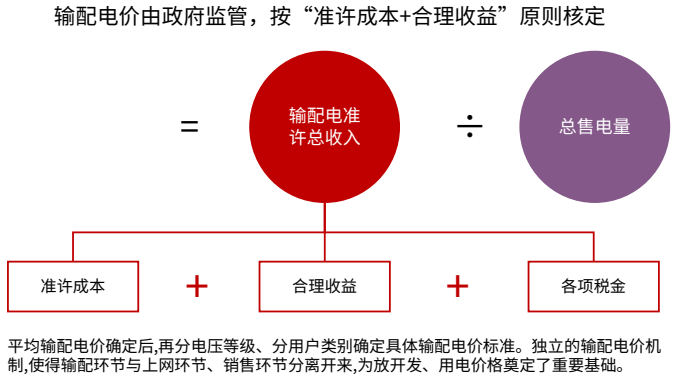
以 PJM（PJM 是美国最大的区域电力市场运营商）电价构成为例，其 2012 年的平均电价为 47.78 美元/MWh，其中电能费用为 35.23 美元/MWh，占电价的 73.7%；容量费用为 6.02 美元/MWh，占电价的 12.6%；输电费用为 4.71 美元/MWh，占电价的 9.9%；运行备用、调频、无功分别为 0.75 美元/MWh、0.25 美元/MWh、0.35 美元/MWh，占电价的 1.6%、0.5%和 0.7%。

图 23：2020 年各类发电上网电价



资料来源：国家电网，《图说电价》；单位：元/kWh

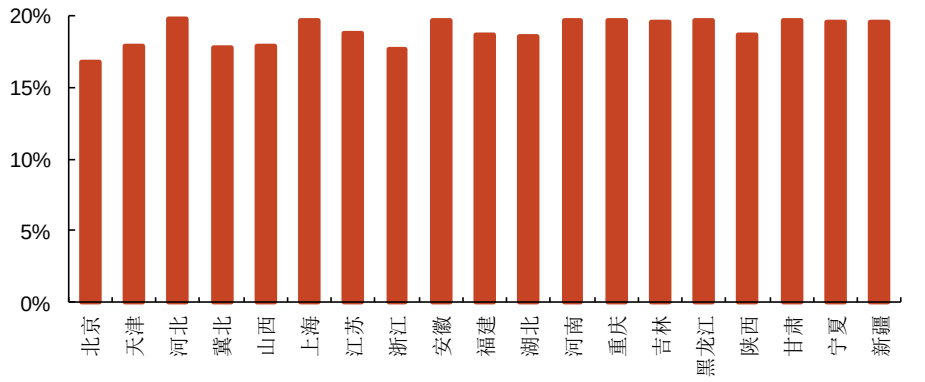
图 24：输配电价组成



资料来源：国家电网，《图说电价》

《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）发布后，高耗能用户年度交易价格上涨。1439 号文规定燃煤机组上网电价和工商业用户目录电价全面取消，进一步扩大了市场化交易空间。**大部分地区 2022 年年度中长期交易价格涨幅接近 20%上限，高耗能用户年度交易价格最高上涨 46%（宁夏）**，在一定程度上缓解了煤电企业燃料成本上涨压力。

图 25：2022 年部分地区年度中长期交易价格上浮比例（较燃煤基准电价）



资料来源：国家电网，《现货市场建设相关政策解读》

销售电价分类别核定，主要包括大工业、一般工商业、居民生活和农业生产四类。销售电价的定价机制又可分为**分时电价、阶梯电价、两部制电价三类**，其中分时电价体现电力的时间价值，包括峰谷电价、季节电价、丰枯电价（指水电），电力紧缺时电价高、电力富裕时电价低；阶梯电价引导居民建立节约消费，根据累计电量大小分阶段实行不同的电价标准，累计电量越大、电价标准越高；两部制电价体现电力投资的合理性，在电量电价之外，按用电设备容量或最大需量另外收取一部分电费，避免“大马拉小车”，从而节约用电、提高设备利用率。

图 26：销售电价分类

“一户一表”居民用户执行阶梯电价政策

电量电价按照时段划分峰谷价格

执行两部制的工商业用户在电量电价以外，可选择变压器容量、最大需量或实际需量方式执行基本电价

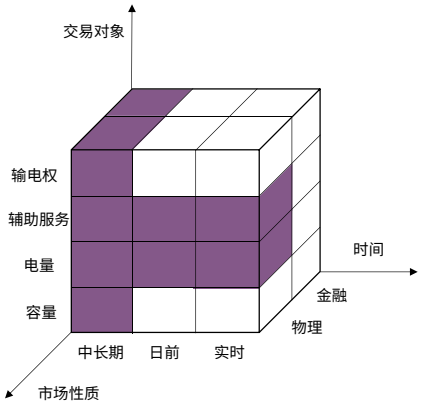
用电分类		电压等级		电量电价				基本电价	
				平段 元/千瓦时	尖峰 元/千瓦时	高峰 元/千瓦时	低谷 元/千瓦时	最大需量 元/千瓦·月	变压器容量 元/千伏安·月
居民生活用电	一户一表	不满1千伏	第一档		-			-	-
			第二档		-			-	-
			第三档		-			-	-
		1~10千伏及以上	第一档		-			-	-
			第二档		-			-	-
			第三档		-			-	-
	合表	不满1千伏			-			-	-
		1~10千伏及以上			-			-	-
一般工商业用电（单一制）		不满1千伏						-	-
		1~10千伏						-	-
		35千伏及以上						-	-
大工业用电（两部制）		1~10千伏							
		35~110千伏							
		110千伏							
		220千伏及以上							
农业生产用电		不满1千伏			-	-	-	-	-
		1~10千伏			-	-	-	-	-
		35千伏及以上			-	-	-	-	-
其中：农业排灌用电		不满1千伏			-	-	-	-	-
		1~10千伏			-	-	-	-	-
		35千伏及以上			-	-	-	-	-

资料来源：国家电网，《图说电价》，光大证券研究所

2.2、 现货市场

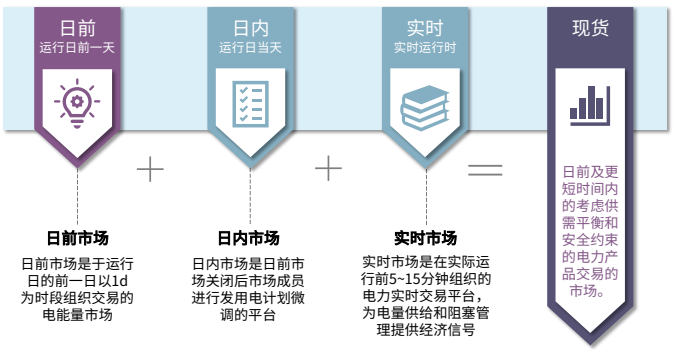
电力现货市场是发现电力价格、激励响应的核心环节。电力现货市场主要可开展日前、日内、实时的电能量交易，通过竞争形成分时市场出清价格，并配套开展备用、调频等辅助服务交易。日前市场于运行日前一日以天为时段组织交易的电能量市场，日内市场是日前市场关闭后，市场成员进行发用电计划微调的平台，实时市场是实际运行前 5-15 分钟组织的电力实时交易平台。

图 27：电力现货市场与其他市场的联系



资料来源：清华四川能源互联网研究院，《电力现货市场基本原理及案例分析》

图 28：电力现货市场构成



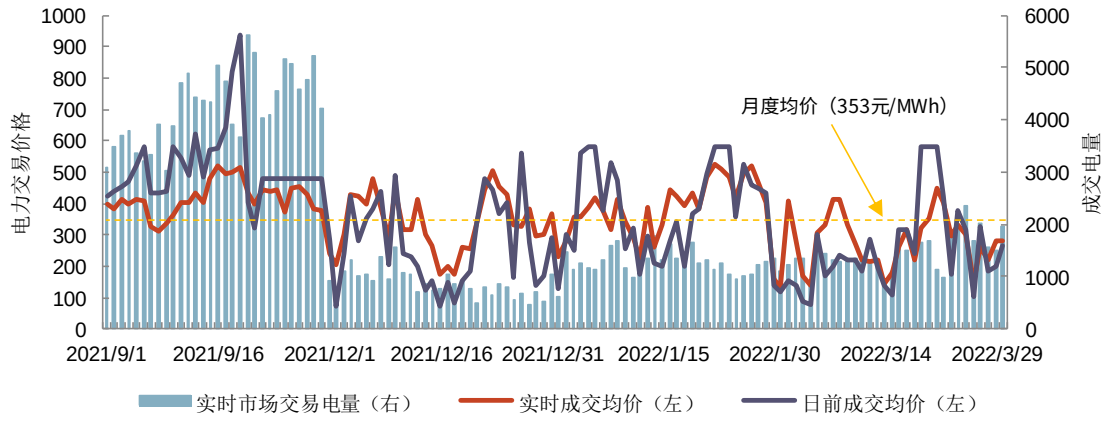
资料来源：清华四川能源互联网研究院，《电力现货市场基本原理及案例分析》

全国已确定两批共 14 个地区作为现货市场试点。2017 年 8 月，国家发改委办公厅、国家能源局发布《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》，明确第一批选择南方(以广东起步)、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等 8 个地区开展电力现货市场建设试点，并于 2018 年底前启动电力现货市场试运行，同时积极推动与电力现货市场相适应的电力中长期交易。2021 年 5 月，国家发改委、国家能源局发布《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》，

明确了电力现货试点范围扩大，拟选择上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北等 6 省市为第二批电力现货试点。

现货市场可发现电力实时价格，准确反映电力供需。日前、实时现货价格可及时、准确发映供需形势和发电侧成本变化，为中长期交易价格提供参考，有助于能源行业上下游价格传导。以山西现货市场电力交易为例，2021 年 9 月、2021 年 12 月、2022 年 1 月、2022 年 3 月期间，实时市场与日前市场的平均上网电价分别为 353.29 元/MWh 和 353.40 元/MWh，但实时成交均价与日前成交均价表现出明显的波动性，如 2021 年 9 月 19 日的日前成交均价为 935 元/MWh，而实时成交均价仅 517 元/MWh，实时电价下浮 44.7%;而 2022 年 3 月 1 日的日前成交均价为 154 元/MWh，实时成交均价 407 元/MWh，实时电价上浮 164.3%。

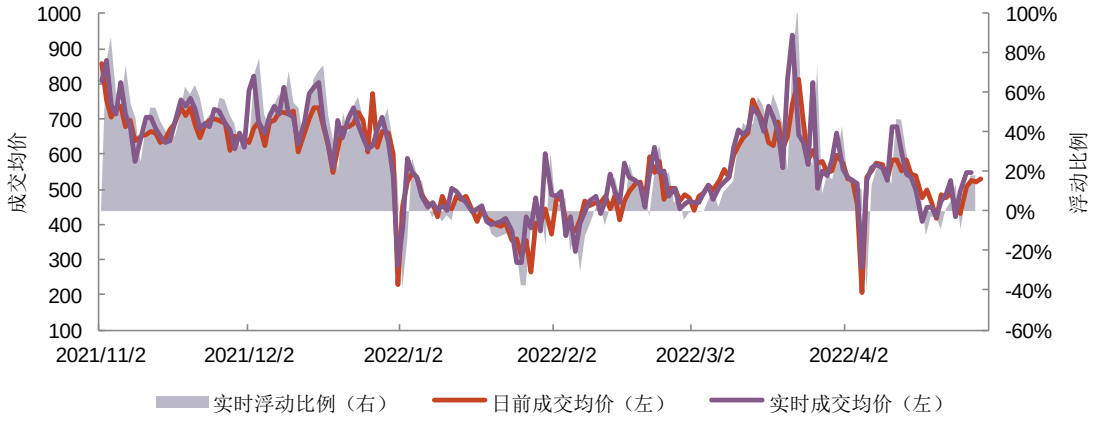
图 29：山西现货市场电力交易价格及交易电量（2021 年 9 月、12 月、2022 年 1 月、3 月）



资料来源：泛能网电力交易公众号，光大证券研究所绘制；单位：元/MWh（左），万千瓦时（右）

广东现货市场日前成交价较燃煤基准价平均上浮 21.5%、实时成交价较燃煤基准价平均上浮 24.2%。以 2021 年 11 月至 2022 年 4 月广东现货市场交易数据统计分析，6 个月的日前成交均价为 562.4/MWh、实时成交均价为 575.1/MWh，日前市场与实时市场成交均价相近，均高于燃煤基准价（463 元/MWh）。日前成交电价与实时成交电价表现出明显的波动性，**日前市场成交均价较燃煤基准价最高上浮 85%、最高下浮 55%；实时成交均价较燃煤基准价最高上浮 103%、最高下浮 40%。**

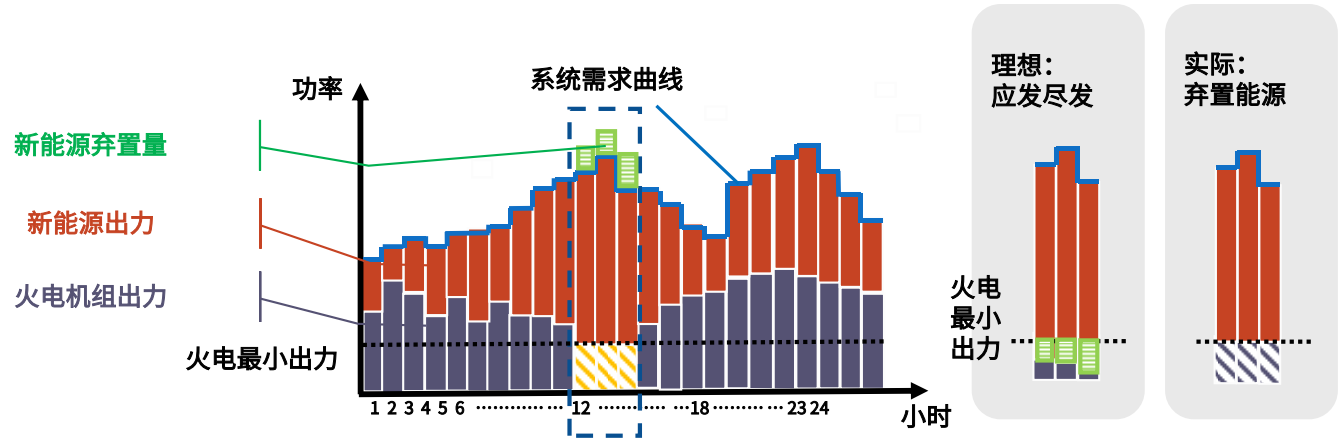
图 30：广东现货市场电力交易价格及浮动比例（2021 年 11 月至 2022 年 4 月）



资料来源：广东电力交易中心，光大证券研究所绘制；单位：元/MWh（左）

电力现货交易促进新能源消纳。可再生能源出力存在不确定性，由于负荷不会发生剧烈变化，当可再生能源大发时，需要以火电为主的机组降低自身出力，为可再生能源让出发电空间。然而，由于火电存在最小出力的限制，同时火电也无法实现迅速停机，因此能够出让的发电空间有限。若出让的发电空间小于新能源增加的发电，则会造成新能源的弃置情况。**现货市场利用价格信号挖掘发用两侧调节能力，提升新能源消纳空间，在新能源大发期间，现货市场价格下降直至为零，引导火电机组主动停机或降低出力下限，将发电空间让给新能源，用户侧及时根据价格信号调整用电习惯，释放用户侧调节空间。**

图 31：电力现货市场中弃风弃光的原因

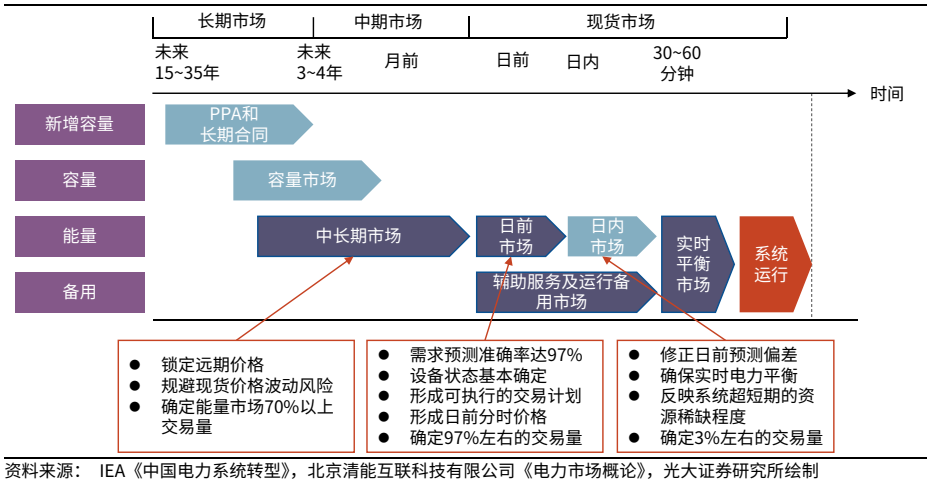


资料来源：清华大学，《电力市场的原理、变革与关键问题》

2.3、 中长期电力市场

中长期电力市场占市场化交易电量的主体部分。电力中长期市场指符合准入条件的发电厂商、电力用户、售电公司和独立辅助服务提供主体等市场主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周、多日等电力批发交易。根据国家发展改革委员会、国家能源局 2020 年发布的《关于做好 2021 年电力中长期合同签订工作的通知》，对中长期合同签订提出“六签”要求，其中“全签”、“长签”明确表示，**用户签约电量不低于上一年实际用电量的 95%或前三年用电量平均值，生产经营调整较大的用户可适当放宽至不低于 90%，并鼓励签订 2~3 年甚至更长周期的合同。**

图 32：电力市场组成及各阶段交易电量



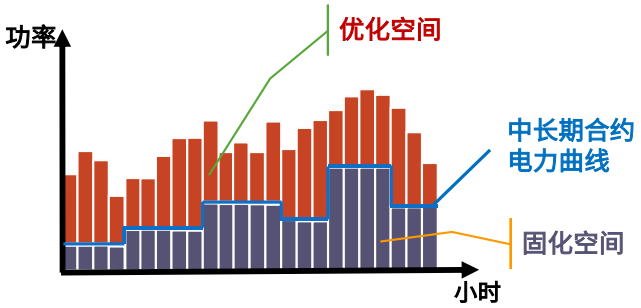
资料来源： IEA《中国电力系统转型》，北京清能互联科技有限公司《电力市场概论》，光大证券研究所绘制

中长期市场与现货市场的协调是电力市场组织模式的核心。现货价格能够为中长期交易价格提供参考，现货价格、中长期价格逐渐趋同、动态平衡。**中长期市场结果在现货市场应用**，按中长期交易和现货市场的衔接方式，主要分为集中式模式和分散式模式两种典型模式。**第一批现货市场试点中，广东、甘肃、山西、山东、浙江以集中式为主，蒙西、福建、四川以分散式为主。**

（1）**集中式模式**：以中长期差价合约管理，配合现货交易采用全电量集中总价模式。该模式下，发电厂商和电力用户达成的双边合约仅用于结算，并不要求在机组组合和发电计划安排中执行；

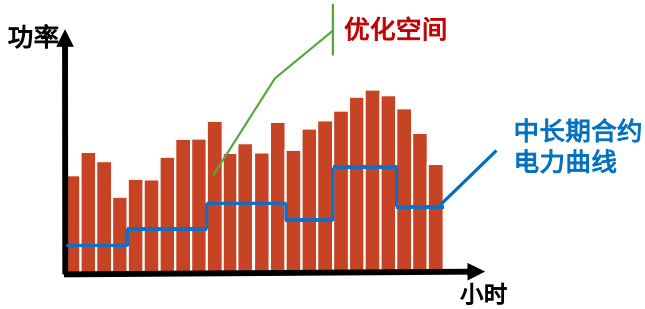
（2）**分散式模式**：以中长期实物合同为基础，发用双方在日前阶段自行确定发用电曲线，偏差电量通过日前、实时平衡交易进行调节。该模式下，市场主体在不同时间尺度的实物电能量市场交易，但不排除电力金融衍生品交易。

图 33： 分散式交易模式（物理合约）



资料来源：清华大学，《电力市场的原理、变革与关键问题》

图 34：集中式交易模式（差价合约）



资料来源：清华大学，《电力市场的原理、变革与关键问题》

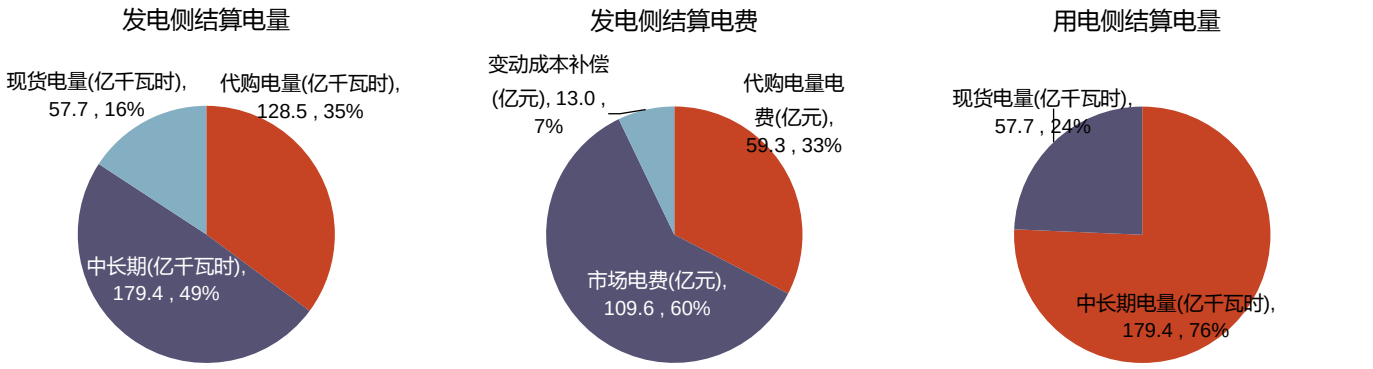
表 5：中长期与现货市场的协调

地区	组织模式	交易方式	省间交易	发电侧电价	用电侧电价	统调煤电	新能源	水电	燃机
南方（以广东起步）	集中式	双边协商、集中竞价、挂牌交易和基数合同交易	无	节点边际电价	全省统一结算点电价	B 类机组参与市场	不参与，优先消纳	不参与，优先消纳	无容量电价，参与市场，结算以煤机和燃机标杆电价差值为补偿
浙江	集中式	双边协商、集中竞价、挂牌交易和基数合同交易	外来电占社会用电量的 1/3	系统边际电价	加权平均电价	参与市场	不参与，优先消纳	仅省统调水电参与	保留容量电价，参与市场
山西	集中式	采用双边协商、集中竞价、挂牌等方式开展	有	系统边际电价	加权平均电价	参与市场	优先消纳预测量，偏差电量按现货价格结算	不参与，优先消纳	不参与
山东	集中式	年度双边、月度双边、竞价	无	系统边际电价	发电侧节点电价加权	参与市场	当前不参与市场，全额消纳。当消纳受限时参与	不参与，优先消纳	无燃机
四川	分散式、集中式	双边协同、集中挂牌、复式竞价撮合	省间中长期+现货	系统边际电价	接受出清电价	枯水期参与市场	不参与，非水可再生能源保障性全额收购	丰水期参与	不参与
甘肃	集中式	双边协商、集中竞价（撮合）、挂牌交易等方式	省间中长期+现货	分区边际电价	出清最高电价	参与市场	特许权及扶贫机组等政策允许的特殊机组，作为价格接受者优先出清；剩余参与报价	作为价格接受者参与，优先出清	不参与
福建	分散式	双边协商、集中竞价、挂牌交易	无	系统边际电价	目录电价	参与市场	不参与，优先消纳	不参与，优先消纳	不参与
蒙西	分散式	双边协商、集中竞价、挂牌交易	无	统一分时电价	不参与市场定价	参与市场	申报次日发电出力预测曲线和分段电能量价格	不参与，优先消纳	不参与

资料来源：各省电力现货交易细则，光大证券研究所整理

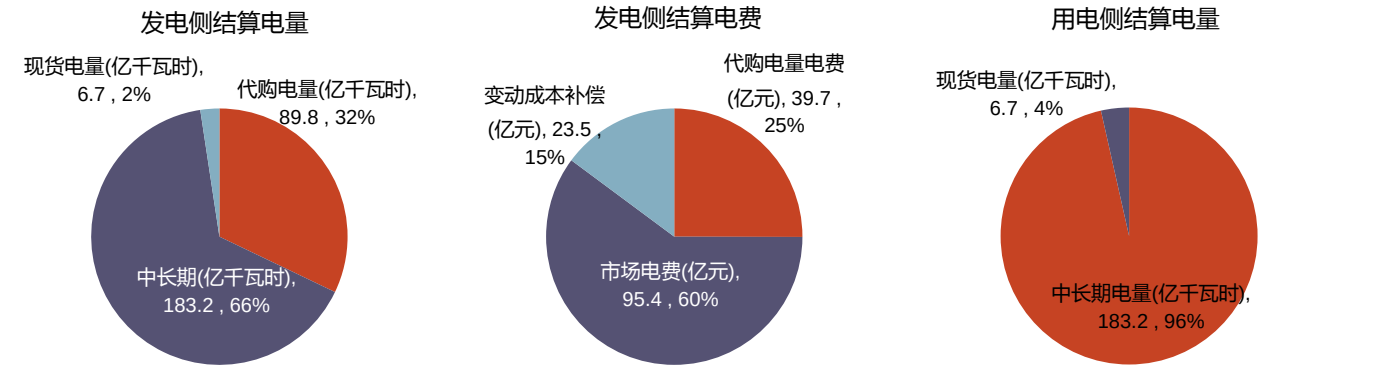
广东市场中长期交易电量占比提高。根据广东电力交易中心数据显示，2021 年 12 月，发电侧中长期交易电量 179.4 亿千瓦时，占市场总交易电量的 49%，现货交易电量 57.7 亿千瓦时，占市场总交易电量的 16%，中长期、现货交易电费 109.6 亿元，占总交易电费的 60%。用户侧中长期交易电量 179.4 亿千瓦时，占总交易电量的 76%，现货交易电量 57.7 亿千瓦时，占总交易电量的 24%。2022 年 4 月，发电侧中长期交易电量 183.2 亿千瓦时，占市场总交易电量的 66%，现货交易电量 6.7 亿千瓦时，占市场总交易电量的 2%，中长期、现货交易电费 95.4 亿元，占总交易电费的 60%。用户侧中长期交易电量 183.2 亿千瓦时，占总交易电量的 96%，现货交易电量 6.7 亿千瓦时，占总交易电量的 4%。

图 35：广东电力市场结算情况（2021 年 12 月）



资料来源：广东电力交易中心，光大证券研究所绘制；发电侧结算电量（左）、发电侧结算电费（中）、用电侧结算电量（右）

图 36：广东电力市场结算情况（2022 年 4 月）

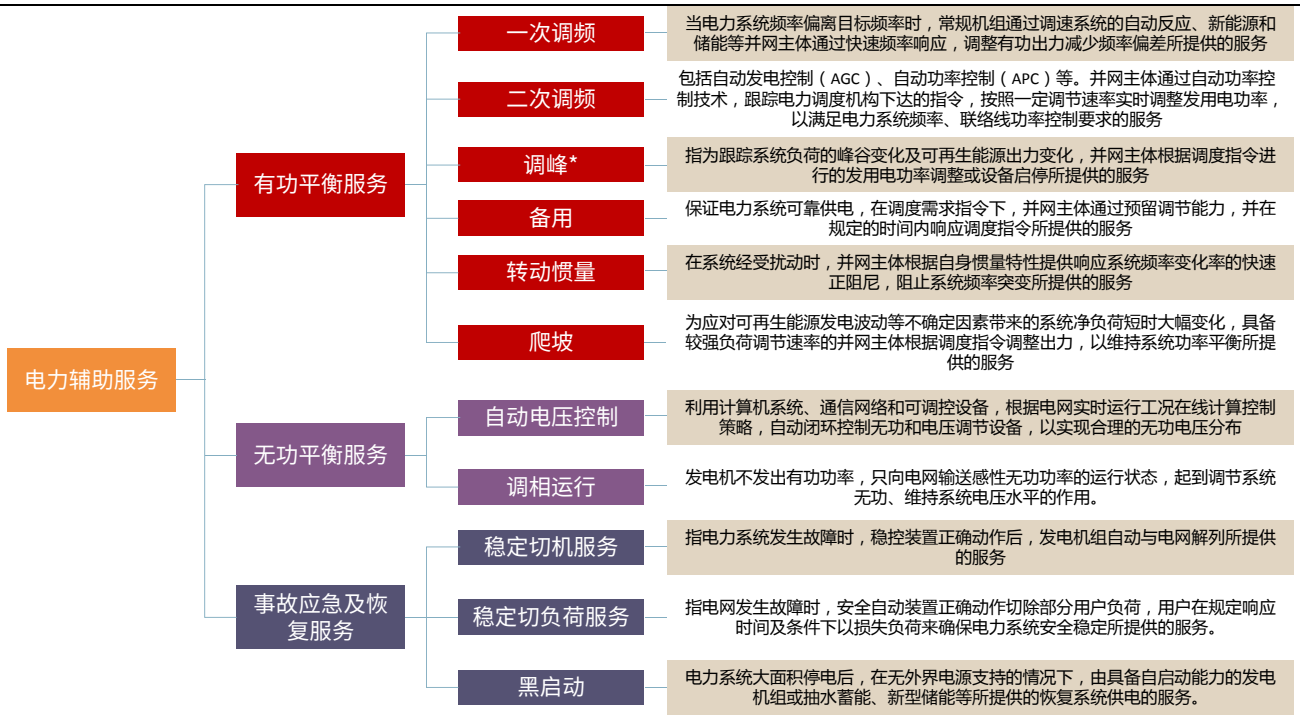


资料来源：广东电力交易中心，光大证券研究所绘制；发电侧结算电量（左）、发电侧结算电费（中）、用电侧结算电量（右）

2.4、 辅助服务市场

辅助服务是电力系统灵活性的内在需求。辅助服务是为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由发电企业、电网经营企业和电力用户提供的服务。从功能的角度区分，电力辅助服务主要分为有功功率平衡服务、无功功率平衡服务、事故恢复服务三类，有功功率平衡服务主要包括调频、备用等，调峰是一种特殊的有功功率服务，是过渡期的服务品种；无功功率服务主要为无功功率调节、电压支撑；事故恢复服务主要是指黑启动。

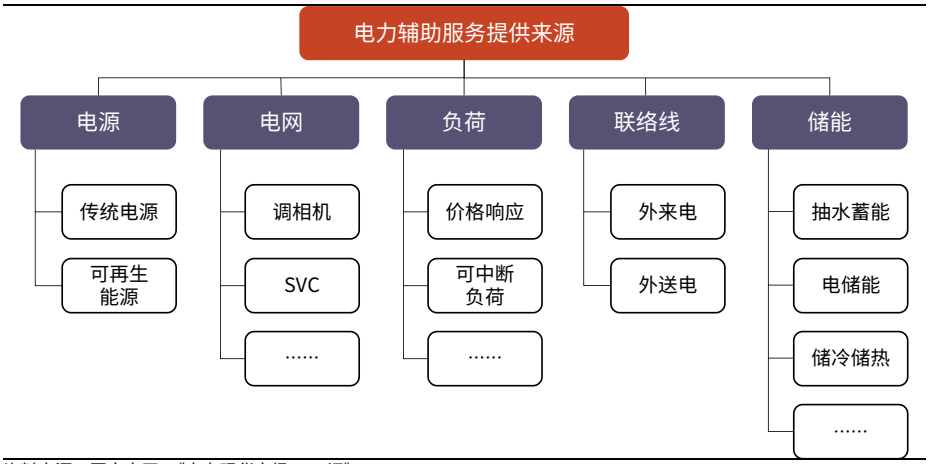
图 37：电力辅助服务分类介绍



资料来源：国家能源局，《电力辅助服务管理办法》，光大证券研究所绘制

电源侧资源是辅助服务的主要提供方。电力辅助服务的提供方来自电源侧、电网侧、负荷侧等多个方面，电源侧是辅助服务的主要提供方，可以提供所有品种的辅助服务，在补偿机制未建立时，辅助服务通常是由传统电源义务提供；电网侧的调相机、SVC 等主要提供无功平衡服务；负荷侧的需求响应可提供调频、备用服务；联络线主要用于区域间的能量交换，可提供调频、备用等服务；储能则可参与系统的调频、备用辅助服务，因其灵活性、可控性将发挥越来越大的作用。

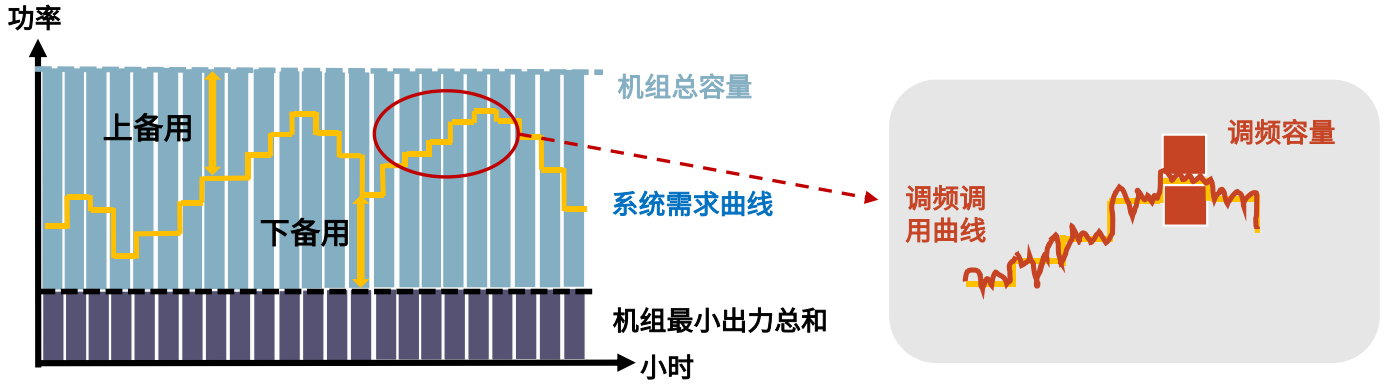
图 38：电力辅助服务提供来源



资料来源：国家电网，《电力现货市场 101 问》

电力辅助服务与现货市场具有功率互补性。从保障发用电功率实时平衡的角度，备用辅助服务市场是保证电力日内实时平衡市场电能量供应充裕性的机制，调频辅助服务市场是保证实时平衡市场闭市后偏差电量平衡的机制。考虑到系统负荷存在不确定性，运行中开机的机组总容量应大于系统负荷需求，机组最小出力总和应小于系统负荷需求，偏差部分称为备用，分为上备用与下备用；除备用外，机组出力还需随电力系统的负荷波动而快速调整，这项服务称为调频辅助服务。

图 39：备用辅助服务与调频辅助服务



资料来源：清华大学，《电力市场的原理、变革与关键问题》

电力辅助服务分为有偿服务与无偿服务两类。电力辅助服务管理实施细则明确了通过义务提供、固定补偿方式获取的电力辅助服务品种的相关机制，电力辅助服务市场交易规则主要明确了通过市场化竞争方式获取的电力辅助服务品种的相关机制。固定补偿方式综合考虑电力辅助服务成本、性能表现及合理收益等因素，按“补偿成本、合理收益”的原则确定补偿力度；市场化补偿形成机制应遵循考虑电力辅助服务成本、合理确定价格区间、通过市场化竞争形成价格的原则。

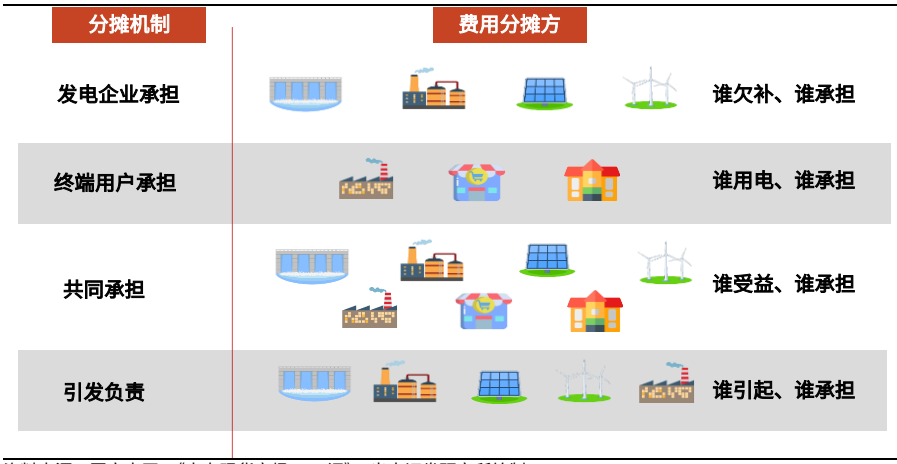
表 6：各类电力辅助服务品种补偿机制

电力辅助服务分类	具体品种	补偿方式	固定补偿参考因素
有功平衡服务	一次调频	义务提供、固定补偿、市场化方式（集中竞价、公开招标/挂牌/拍卖、双边协商）	电网转动惯量需求和单体惯量大小
	二次调频		常规机组：维持电网频率稳定过程中实际贡献量； 其他并网主体：改造成本和维持电网频率稳定过程中实际贡献量
	调峰		社会平均容量成本、提供有偿辅助服务的投资成本和由于提供电力辅助服务而减少的有功发电量损失
	备用		
	转动惯量		
	爬坡		
无功平衡服务	自动电压控制	义务提供、固定补偿、市场化方式（公开招标/挂牌/拍卖、双边协商）	按低于电网投资新建无功补偿装置和运行维护的成本的原则
	调相		
事故应急及恢复服务	稳定切机		稳控投资成本、错失参与其他市场的机会成本和机组启动成本
	稳定切负荷		用户损失负荷成本
	黑启动		投资成本、维护费用、黑启动期间运行费用以及每年用于黑启动测试和人员培训费用

资料来源：国家能源局，《电力辅助服务管理办法》

电力辅助服务的补偿定价机制向“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”发展。电力辅助服务市场与电力现货市场密切联系，辅助服务欠补偿会造成电力灵活性资源短缺，进而可能造成电力现货市场供不应求、价格高涨、供电可靠性降低，也可能会影响可再生能源消纳；辅助服务过补偿则会造成资源错配，推高供电成本。电力市场辅助服务定价是对保证电能安全、优质输送而提供的额外服务的定价，由于市场模式的不同，费用的分摊机制不同，可分为发电企业承担、终端用户承担、共同承担和引发负责 4 种。

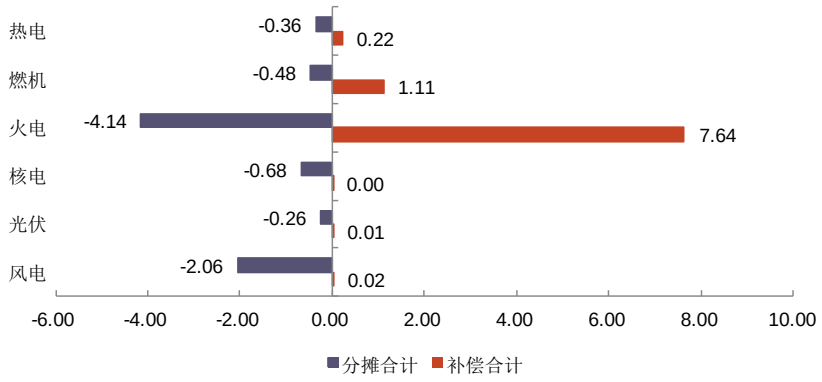
图 40：电力辅助服务费用分摊机制



资料来源：国家电网，《电力现货市场 101 问》，光大证券研究所绘制

常规火电是辅助服务费用补偿主体。以江苏 2020 年辅助服务市场费用为例，采用发电企业承担的分摊机制，不考虑省间补偿与特高压直流分摊，2020 年辅助服务补偿费用收入合计 9.01 亿元，分摊费用 7.99 亿元。补偿费用收入中，以火电厂、燃机为主，分别为 7.64 亿元、1.11 亿元，占总补偿费用收入的 84.8%和 12.4%；分摊费用中，以火电、风电为主，分别为 4.14 亿元、2.06 亿元，占总分摊费用的 51.9%和 25.8%；光伏的分摊费用为 0.26 亿元，占总分摊费用的 3.3%，新能源机组占分摊费用的 29.1%。

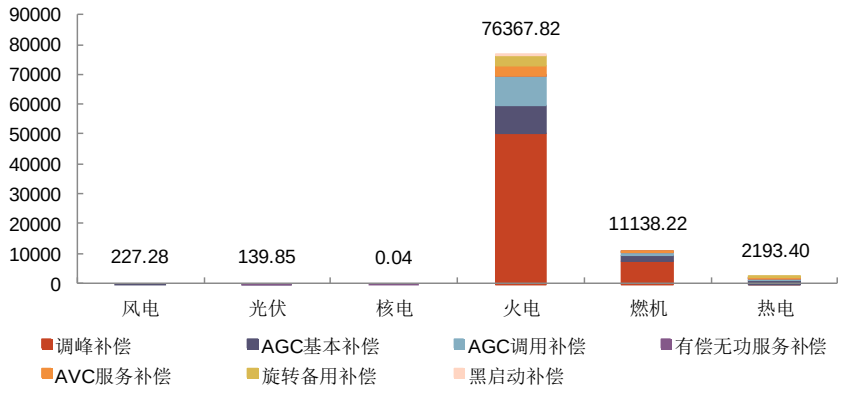
图 41：江苏省 2020 年辅助服务费用统计



资料来源：江苏省能监局，光大证券研究所绘制；单位：亿元

2020 年江苏辅助服务费用中调峰费用占 65.6%，调频费用占 25.8%，旋转备用费用占 3.7%，无功服务费用占 4.8%，另有黑启动费用 0.1%。根据国家能源局对《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60 号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61 号）的解读，现阶段包括调峰在内的辅助服务费用约占全社会总电费的 1.5%。根据国际经验，**电力辅助服务费用一般在全社会总电费的 3%以上，该比例随着新能源大规模接入还将不断增加**。

图 42：江苏省 2020 年辅助服务补偿费用分类别统计

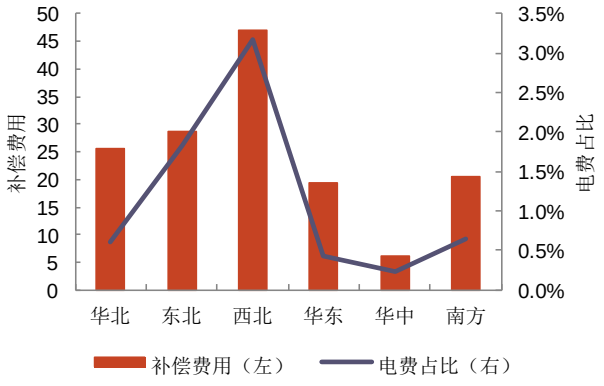


资料来源：江苏省能监局，光大证券研究所绘制；单位：万元

据国家能源局通报的 2018 年电力辅助服务情况，2018 年全国参与辅助服务的发电装机容量共 13.25 亿千瓦（新能源装机 3.59 亿千瓦），补偿费用共 147.62 亿元，占上网电费总额的 0.83%。从电力辅助服务补偿总费用来看，补偿费用最高的三个区域依次为西北、东北和华北区域，西北区域电力辅助服务补偿费用占上网电费总额比重最高，为 3.17%，华中区域占比最低，为 0.23%。

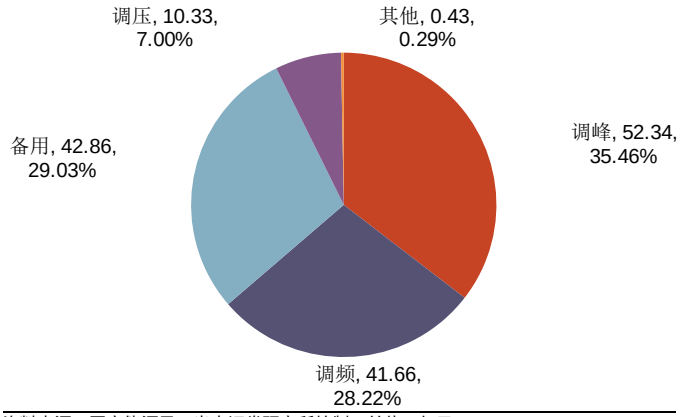
从电力辅助服务补偿费用的结构上看，调峰补偿费用总额 52.34 亿元，占总补偿费用的 35.46%；调频补偿费用总额 41.66 亿元，占比 28.22%；备用补偿费用总额 42.86 亿元，占比 29.03%；调压补偿费用 10.33 亿元，占比 7%；其他补偿费用 0.43 亿元，占比 0.29%。

图 43：2018 年全国辅助服务费用分区域统计



资料来源：国家能源局，光大证券研究所绘制；单位：亿元（左）

图 44：2018 年全国辅助服务费用分类别统计



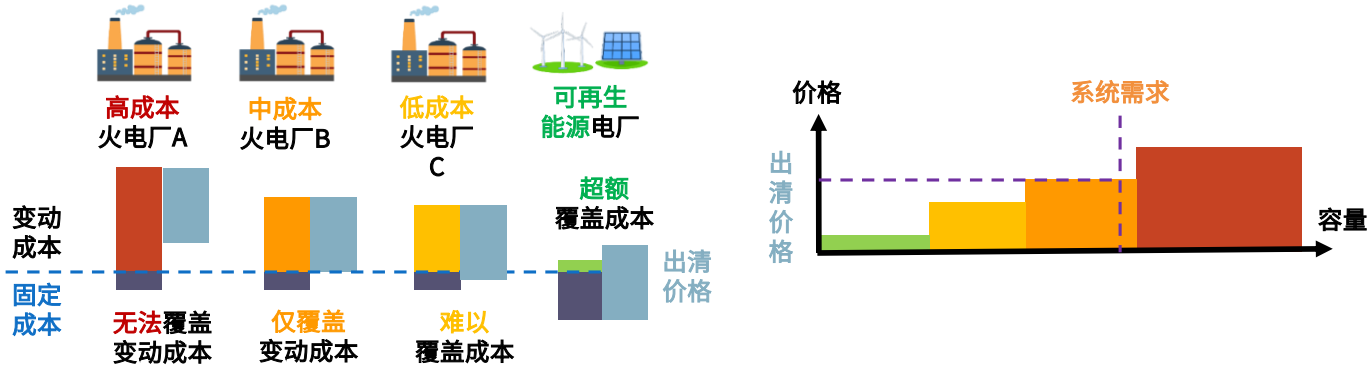
资料来源：国家能源局，光大证券研究所绘制；单位：亿元

从分项电力辅助服务补偿费用来看，**调峰、调频和备用补偿费用占总补偿费用的 90%以上**。其中，东北、西北区域调峰补偿力度最大，西北、华北区域调频补偿力度最大，西北、南方区域备用补偿力度最大。总体来看，西北区域整体电力辅助服务补偿力度最大。

2.5、 容量市场

容量成本回收机制是保证电力可靠性的重要支撑。新能源出力具有随机性、波动性，相对常规电源而言仅有电量替代效益而无容量替代效益，并不能独立保障可靠电力供给，而必须依赖煤电等其他常规电源提供容量保障。因此，随着系统电源结构中新能源占比逐步提升，煤电、气电等常规化石能源发电角色定位将发生改变，装机利用小时数将逐步下降，煤电将从提供电力电量保障的主力电源逐步转为以提供电力为主、电量为辅的调节及备用保障电源，气电将主要作为调节和保障电源。**对于确保系统可靠性所需的发电机组，全年运行时间短，必须在较短运行时段内回收全部投资成本**，因此单一能量市场需要引入容量成本回收机制，主要分为稀缺定价机制、容量成本补偿机制和容量市场三类。

图 45：容量成本回收机制补偿灵活调节保障电源



资料来源：清华大学，《电力市场的原理、变革与关键问题》

（1）稀缺定价机制：不单独设立固定投资回收机制，而是在电能量市场中设置上限很高的稀缺价格，发电商通过在供应紧张时段的短时极高价格来回收投资成本。（2）**容量直接补偿机制**：由政府或特定机构根据公允评估结果，直接制定容量补偿价格，据此向相关发电企业提供容量补偿费用以帮助其回收固定成本，补偿费用一般由电力用户分摊。（3）**容量市场机制**：将机组可用装机容量作为交易标的，通过市场竞争形成容量补偿价格，容量购买费用最终由所有用户分摊。

图 46：山东电力现货市场容量补偿电价

关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知

鲁发改价格〔2022〕247号

各市发展改革委，国网山东省电力公司，山东电力交易中心，华能山东发电有限公司、华电国际电力股份有限公司山东分公司、国家能源集团山东电力有限公司、大唐山东发电有限公司、国家电力投资集团公司山东分公司、华润电力华北大区：

为稳妥推进山东电力现货市场建设，保证电力系统长期容量的充裕性，根据《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）等文件规定，现将山东电力现货市场容量补偿电价有关事项通知如下：

一、山东容量市场运行前，参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取，电价标准暂定为每千瓦时0.0991元（含税）。补偿机组范围、补偿费用收取（支付）方式等根据《山东省电力现货市场交易规则（试行）》等规定执行。

二、在保持容量补偿费用总体水平基本稳定的基础上，根据山东电力系统用电负荷或净负荷特性变化，参考现货电能量市场分时电价信号，研究探索基于峰荷责任法的容量补偿电价收取方式，引导电力用户削峰填谷、错峰用电，改善电网供需状况。具体办法另行通知。

三、政策执行过程中遇到的问题及建议，请及时报告省发展改革委（价格管理处）。

本通知自2022年5月1日起施行，有效期至2026年12月31日。《山东省发展和改革委员会关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》（鲁发改价格〔2020〕622号）同时废止。

山东省发展和改革委员会

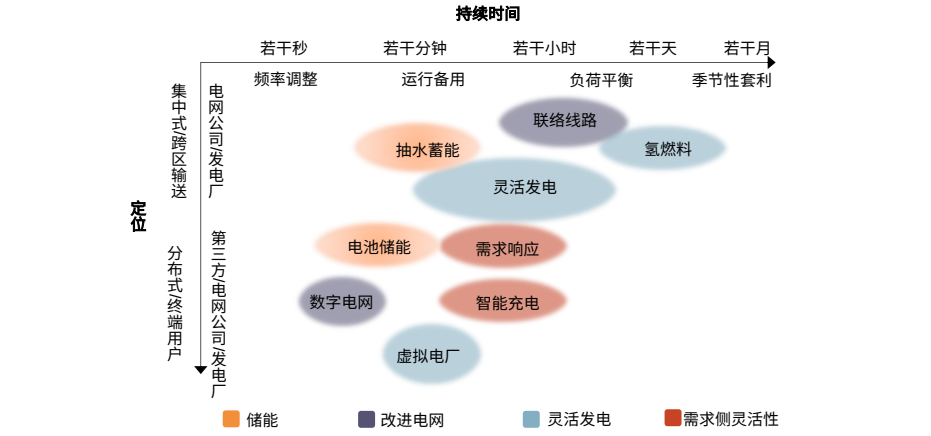
2022年3月28日

资料来源：山东省发展和改革委员会

山东现货试点提出容量费用补偿标准。《电力中长期交易基本规则》指出，对于未来电力供应存在短缺风险的地区，可探索建立容量市场，保障长期电力供应安全。对于燃烧机组利用小时严重偏低的省份，可建立容量补偿机制。山东省发改委于 2022 年 3 月发出《关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》，山东容量市场运行前，**参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取，电价标准暂定为每千瓦时 0.0991 元（含税）。**

2.6、 灵活性市场资源

图 47：系统灵活性运行资源



资料来源：IEA，《中国电力系统转型》

系统能否在高比例波动可再生能源的情况下灵活运行，是电力系统转型的核心，且对于确保现代电力系统的安全性至关重要。电力系统灵活运行能力主要是指电力系统能够可靠且经济有效地应对全时间尺度的供需平衡变化和不确定性，从而确保电力系统瞬时稳定性、并支持长期供电安全。系统调节能力不足会降低电力系统的稳定性，或产生大量的弃电。电力系统灵活运行能力既来自电力供给侧，还可以通过电网基础设施，需求侧响应和电力存储来提供系统运行调节能力。**在具有较高波动性可再生能源占比的电力系统中，发电侧以外的其他系统组成提供的系统灵活性极为关键。**

表 7：灵活性提升手段比较

提升手段	优势	不足
火电灵活性改造	● 单位调节容量投资小，调峰能力提升显著 ● 配合检修同步进行，周期短见效快 ● 改造的技术方案成熟，提升空间大	● 配套政策与机制依赖性较高 ● 响应调节速度慢，冷启动需 5 小时
抽水蓄能电站	● 启动速度快 ● 不仅提升灵活性，还能作为事故备用和黑启动电源	● 抽发损失 25%，使用成本高 ● 地理条件受限
电化学储能站	● 全自动化控制，响应快速 ● 控制精度高，可全容量调节	● 缺乏转动惯量，不利于控制电网频率 ● 前期投资高，性价比较低 ● 目前尚不具备大规模建设条件
需求侧响应	● 潜力大 ● 前景好	● 价格信号传导机制形成需要较长时间 ● 提升效果存在不确定性 ● 需求侧资源可控性相对较差 ● 响应效果难以精确计量，有争议

资料来源：张晶等，《火电机组灵活性改造的激励机制研究》，袁家海教授课题组，《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，光大证券研究所

系统灵活性的重要性日益上升，主要包含三个转变：一是发电和储能各自对系统的贡献（电量贡献 vs 系统贡献），二是电网的角色转变，三是主动调整需求的措施。发电厂对系统可提供的贡献包括基本电量贡献和调节性电量贡献。（1）

基本电量贡献用于衡量发电厂在何种程度上能够提供低成本电力，以满足特定时段需求。（2）**调节性电量贡献**用于衡量发电厂在何种程度上能够在特定时段为提供系统电量需求，以及其他关键系统服务。电池储能的反应速度和精确度，使其可以用于与开式循环燃气轮机机组类似的电力调节贡献。

据郭剑波院士《中国高比例新能源带来的平衡挑战》分析，我国“十四五”期间将完成存量煤电机组灵活性改造 2 亿千瓦，**增加系统调节能力 3000~4000 万千瓦，新增煤电机组中具备灵活调节能力的达 1.5 亿千瓦**；到 2025 年，新型储能装机容量达到 3000 万千瓦以上；抽水蓄能规模 2025 年达到 6200 万千瓦以上，2030 年达到 1.2 亿千瓦左右；到 2030 年，省级电网基本具备 5%以上的尖峰负荷响应能力。

1）火电厂灵活性改造

为保证成本效益和可靠性，传统发电厂必须具有灵活运行能力，并且可以在波动性可再生能源发电量较低时满足提供电力。由于波动性可再生能源发电的运行成本极低，因此对电力系统而言，最经济的方式是接受所有可用的波动性可再生能源发电，关闭运行成本更高的传统发电厂，同时利用电网基础设施、需求响应和储能资源等更为经济的系统灵活性资源。但为了维持系统稳定性，继续运营的其他传统发电厂必须有能力消纳风电和太阳能光伏发电。在这种全新的运行条件下，传统发电厂的运行时间和发电量可能减少，传统火电厂的灵活性改造显得尤为重要。改造内容包括：

表 8：火电厂灵活性改造参数比较

参数	改造前性能	改造后性能
最低稳定负荷（万千瓦）	44	27
最大向上爬坡率（万千瓦/分钟）	0.5	1.5
最大向下爬坡率（万千瓦/分钟）	0.5	1.5
主要频率控制（30 秒以内，万千瓦）	1.8	4.5
次要频率控制（5 分钟以内，万千瓦）	0	10

资料来源：IEA，《中国电力系统转型》

（1）稳定运行负荷范围：是指在有足够时间进行负荷调整时，发电机组可以稳定运行的工况范围，包括稳定运行发电量下限、稳定运行发电量上限。稳定运行范围越大，发电厂运行的灵活性越高。

（2）爬坡率：是指在稳定运行范围以内升/降负荷的速度。向上和向下爬坡率取决于发电厂的技术特性和控制系统的技术属性。

（3）最低运行时间和最低停机时间：是指发电机组必须在与系统同步后保持开机（最低运行时间），或在被停用时保持停机（最低停机时间）的时间限制。

（4）启动时间：指达到最低稳定发电量水平所需要的时间。根据发电厂的运行状况，启动时间可进一步分为冷启动、暖启动和热启动。

表 9：纯凝机组、热电联产机组灵活性改造技术特点

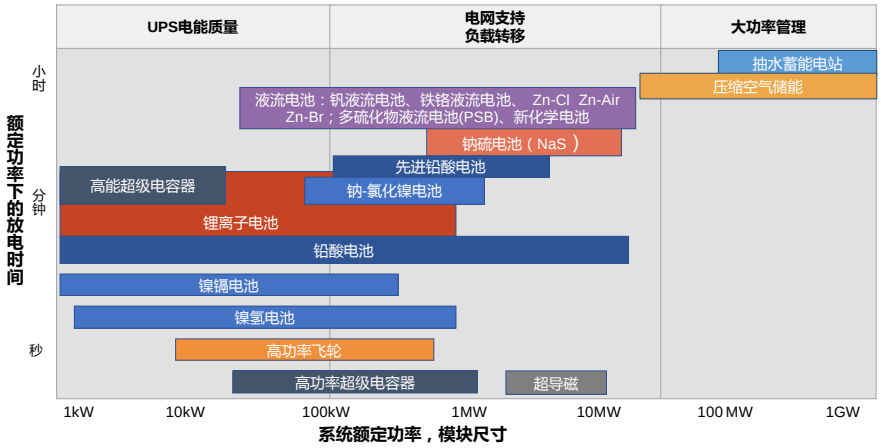
机组类型	技术特点	改造需求	技术方案
纯凝机组	● 低负荷运行 ● 能力强，负荷调节灵活	● 解决制煤、锅炉、汽机、辅机、排放系统的低负荷运行适应性问题 ● 重点关注低负荷排放和设备磨损及寿命问题	● 磨煤机改造 ● 低负荷稳燃、脱硝技术 ● 汽机系统适应性改造
热电联产机组	● 热电耦合 ● 供热时调节能力差	● 增加供热能力，降低供热时的强迫出力 ● 利用热储能实现热电解耦	● 汽轮机旁路抽汽供热技术 ● 低压缸零出力供热技术 ● 高背压改造 ● 电极锅炉供热技术 ● 电锅炉固体储热技术

资料来源：北极星电力网，光大证券研究所

2）不同时间尺度储能应用

电能存储是指可以吸收电能并能在未来释放电能的所有技术，按照能量存储形式可分为电储能、热储能、氢储能。电储能主要包含抽水储能、压缩空气储能、飞轮储能等机械储能技术；以及铅酸电池、液流电池、钠硫电池、锂离子电池等电化学储能技术。各储能技术根据其输出功率、能量密度、储能容量、充放电时间等特点，将在不同的应用场景发挥最优储能效果。

图 48：各储能技术的系统额定功率与放电时间



资料来源：IRENA 2017, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030

表 10：电力系统储能服务定性说明

应用		说明
发电	● 可再生能源并网一大规模 ● 可再生能源并网一爬坡	● 时移可再生能源发电量，用于优化电网并网，减少弃电 ● 优化短期可再生能源发电量，改善电能质量，避免失衡
电网运行	● 频率控制 ● 输配电升级延迟 ● 输配电阻塞 ● 无电源启动 ● 电压支持	● 使用不同响应模式，通过电力增加/减少，维持供需平衡 ● 延迟网络基础设施升级 ● 因避免因现有基础设施超载风险而产生的重新调度或本地价格差异 ● 网络中断后，不使用外部电源恢复发电厂运行 ● 通过无功电源/抑制比维持网络的电压水平
用电	● 峰值电源 ● 备用电源 ● 可再生能源自用 ● 账单管理	● 减少在峰值时段由网络供应的需求，从而减少电网收费 ● 在网络故障时供电，保证电力质量和可及性 ● 最大程度使用自发电力，减少向网络的电力输出 ● 将用电时间从高电价时段转移到低电价时段，减少电费支出
市场	● 能源套利	● 在批发或零售市场中，在低价时购买电力，在高价时售出

资料来源：IEA，《中国电力系统转型》

电能存储技术可以提供快速频率响应到大型能源储备等多种服务，覆盖了从超短时间尺度到长期时间尺度，可帮助应对与波动性可再生能源带来的挑战。储能作为一种灵活性的调节资源，具有实时功率平衡、提高系统容量系统、能量转移等功能价值、容量价值、能量价值。

（1）电源侧，可时移可再生能源发电量，优化电源并网、减少弃电，优化短期可再生能源发电量，改善电能质量，避免功率失衡；

（2）电网侧，使用不同响应模式，通过输出功率的增加/减少，提供调频、无功支撑等服务，维持供需平衡，同时可延迟网络基础设施升级，减小电网阻塞；

（3）用户侧，可减少在峰值时段由网络供应电能的需求，将用电时间从高电价时段转移到低电价时段，减少电费，同时在网络故障时供电，保证电力质量和可及性。

图 49：储能在各应用场景、环节的价值体现

资料来源：郭剑波，《中国高比例新能源带来的平衡挑战》

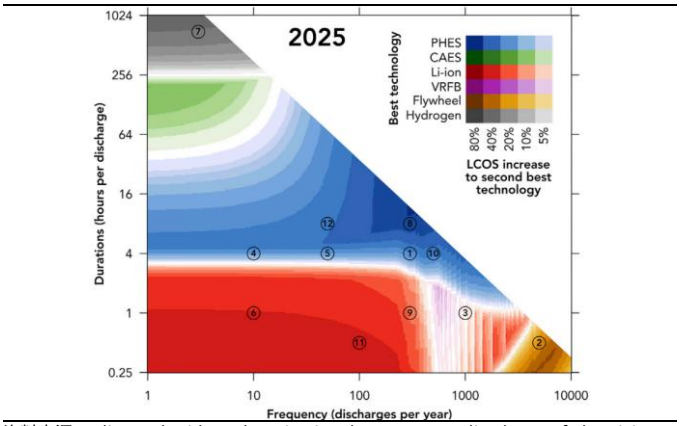
围绕“低成本、长寿命、高安全、易回收”目标，各储能技术应用场景：

（1）**长时储能方面**：作用时间数小时以上，运行特点为大规模能量吞吐，主要应用场景为电网削峰填谷负荷调节。抽水蓄能作为最成熟的储能技术之一，以其大容量、长时间的特性，可用于大功率管理等场景；压缩空气储能同样具有大容量特点，且属于同步机组，具有良好的并网运行性能；氢能具有良好的环保价值，随着技术进步，在季节性储能方面的优势将得到发展。

（2）**短时储能方面**：作用时间分钟至数小时，运行特点充放转换频繁，秒级响应，能量需求大，主要应用场景为平滑系统出力、二次调频、削峰填谷、提高设备利用率等。以电化学储能技术为主，依赖技术进步带来的成本减小，以及灵活的调节性能，在短时的功率调节方面具有显著优势。

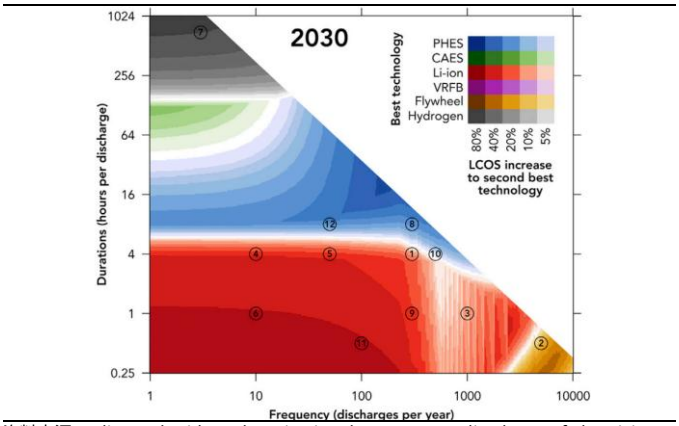
（3）**功率支撑方面**：作用时间为秒级，动作周期随机，要求毫秒级响应，大功率充放电，主要应用场景为电网支撑、一次调频、电能质量提升等。对储能技术要求高功率、高响应速度、高功率密度，超级电容与飞轮储能具有独特优势。

图 50：不同储能技术在各应用场景下经济性比较（2025 年）



资料来源：Oliver Schmidt et al, Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies

图 51：不同储能技术在各应用场景下经济性比较（2030 年）



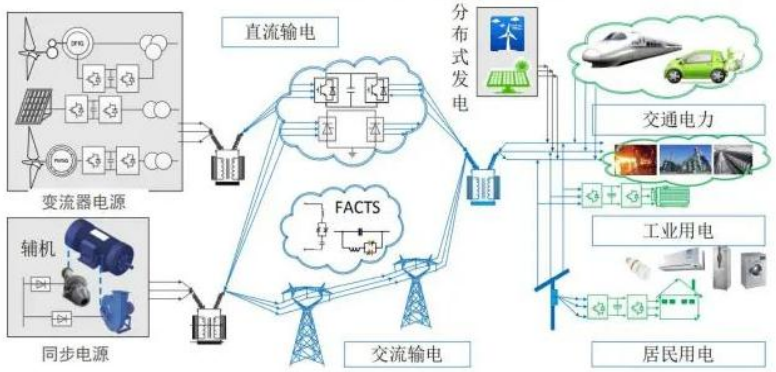
资料来源：Oliver Schmidt et al, Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies

根据 Joule 上发表的“Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies”一文分析，通过抽水蓄能、压缩空气储能、锂离子电池、液流电池、氢能等 9 项技术性能与电源侧、电网侧、用户侧等 12 个不同场景应用需求的对比研究，**2030 年各技术的成本平均下降 36%（相较于 2015 年），届时锂离子电池将成为最具经济性的储能形式，在短时储能、功率支撑等方面具有明显的优势；抽水蓄能、压缩空气储能、氢能是长时储能最经济的选择，对于超过 700 小时放电时长的季节性储能，氢能可作为成本最低的选项。**

3）柔性输配电技术

柔性输配电技术是提高电网利用率、保证分布式能源消纳的重要支撑。随着分布式发电比例的提升和电网组件的智能化，局部电网可以促进电力和数据的双向流动，从而在电网的各层面上实现更多交互。每条输电线路通常都有一个输送电力的额定容量，扩建电网基础设施总体来讲比新增波动性可再生能源需要的周期更长。**使用柔性输电技术可以快速灵活地控制网络状况，使输电线路的运行更接近额定容量，提高现有网络的利用率，有助于解决波动性可再生能源可能导致的输电线路阻塞问题。**

图 52：新型电力系统是混合发电系统

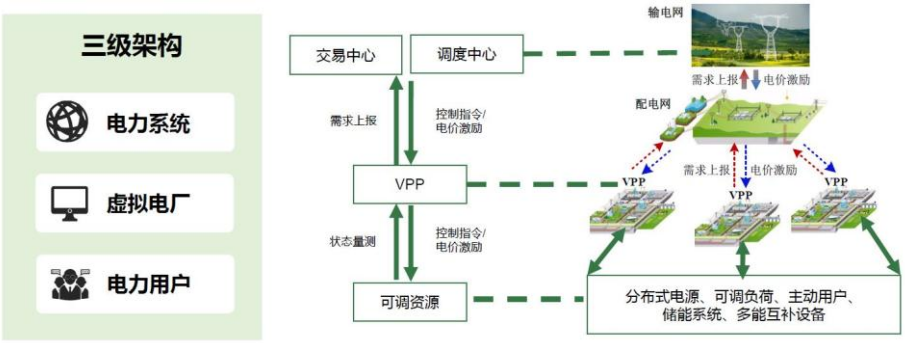


资料来源：郭剑波，《新型电力系统特征与发展挑战》

4）需求侧集成与虚拟电厂

通过更好地匹配电力需求和波动性的电力供应，需求侧的调节可促进波动性可再生能源并网。（1）**动态负荷转移。**这类负荷调节会考虑短期或实时信息和控制信号，调整电力消费。最为重要的是，这类负荷调节并不会减少总电力消费，只是改变了消费的时间。（2）**动态负荷削减。**与动态负荷调整相反，动态负荷削减可以在关键时段减少电力需求，且不需要在稍后恢复该需求。（3）**通过提高能效结构性减少电力需求。**（4）**通过电气化结构性增加电力需求。**

图 53：灵活性资源、虚拟电厂、交易中心、调度中心三级架构



资料来源：国家电网，《虚拟电厂与电力市场》

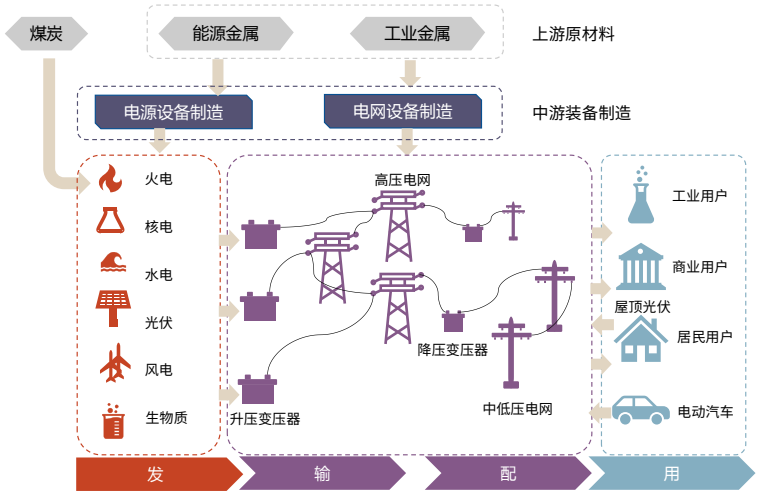
虚拟电厂提供分散资源的聚合控制手段和交易途径。虚拟电厂依托互联网和现代信息通讯技术，把分布式电源、储能、负荷等分散在电网的各类资源相聚合，进行协同优化运行控制和市场交易，实现电源侧的多能互补、负荷侧的灵活互动，对电网提供调峰、调频、备用等辅助服务。

3、 电力产业链利润分布与市场空间

3.1、 电力行业产业链利润变化

电力行业产业链包括上游原材料、中游准备制造、下游电力发输配用环节。上游原材料包括支撑装备制造的能源金属、工业金属，同时包括用于电力生产的煤炭等能源资源；中游装备制造包括电源设备制造、电网设备制造，同时包括电力工程的 EPC 组织；下游包括电力的生产、传输、配售和使用，其中电力生产环节包括火电、核电、水电、光伏发电、风力发电、生物质和其他能源发电，电力输送环节包括交直流输电与变电，配售环节包括中低压配电网与电能的售卖，用电环节包括工商业、居民等不同用户的电力设备安装、使用和负荷调节控制。

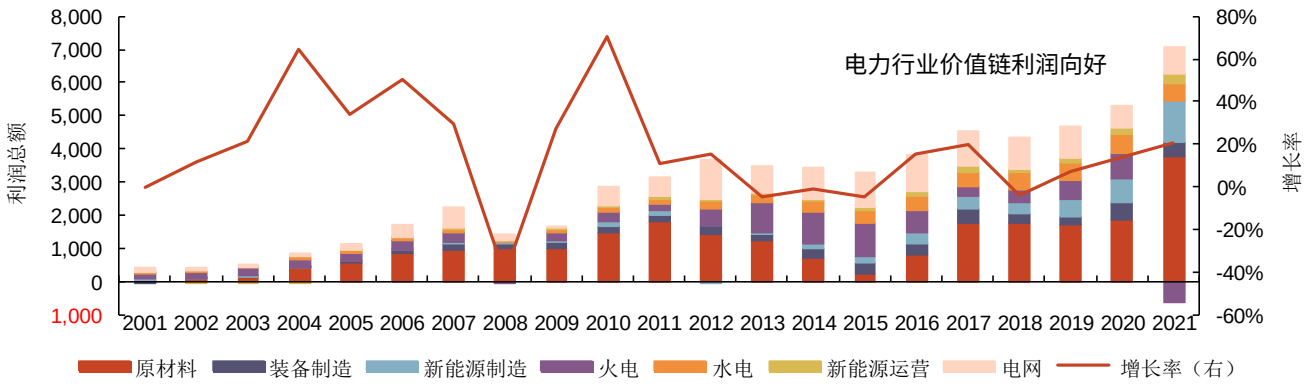
图 54：电力行业产业链



资料来源：光大证券研究所绘制

电力行业产业链利润总额整体向好。2021 年电力行业利润总额 6417.5 亿元，同比增长 20.9%，五年复合增长 9.0%。受环境政策影响，可再生能源相关发展受益，原材料利润总额 3746.8 亿元，同比增长 100.9%，五年复合增长 20.8%；新能源制造利润总额 1261.2 亿元，同比增长 80.7%，五年复合增长 35.7%；新能源运营利润总额 261.3 亿元，同比增长 38.1%，五年复合增长 14.7%；水电行业利润总额 524.6 亿元，同比下降 9.3%，五年复合增长 3.6%。原材料、新能源制造、新能源运营、水电利润总额占比分别为 58.4%、19.7%、4.1%和 8.2%。

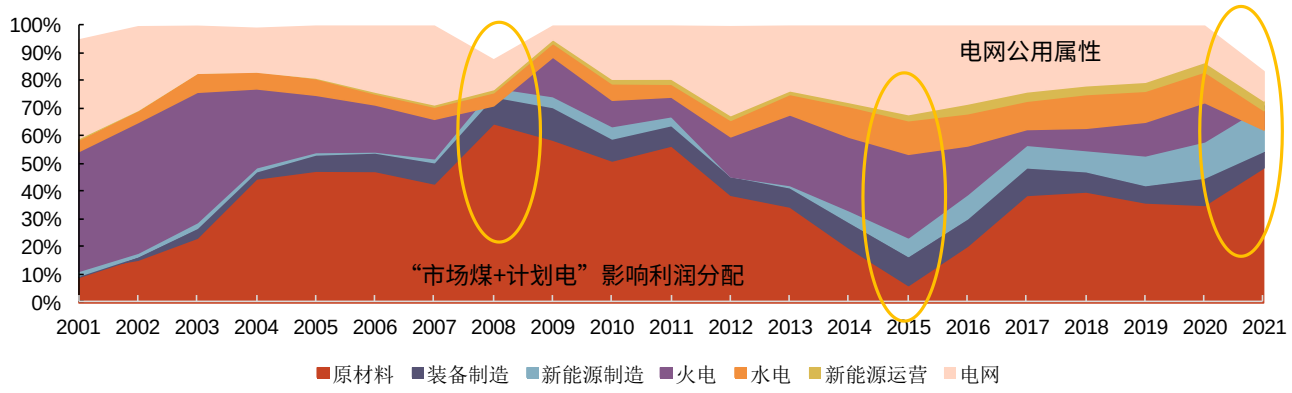
图 55：电力行业利润总额变化



资料来源：Wind，光大证券研究所绘制；单位：亿元（备注：数据统计采用申银万国行业分类（2021），电网环节采用国家电网、南方电网数据）

受“市场煤、计划电”影响，火电行业利润水平存在较大波动。火电行业 2008 年、2021 年利润总额为负，而 2015 年利润总额 1000 亿元，占电力行业整体利润的 30.5%，同年煤炭仅占 4.4%；2021 年利润总额为-639.4 亿元，同比下降 183.1%。电网行业具有公用事业属性，在“准许成本、合理收益”原则下，自 2015 年电力体制改革以来，利润总额占比逐年下降，2016-2021 年分别为 28.5%、24.0%、21.8% 、20.5%、13.2%和 12.9%；2021 年利润总额 825.8 亿元，同比增长 17.5%。装备制造（电机、电网装备为主）利润水平主要受原材料价格和电源、电网投资影响，2021 年利润总额为 437.2 亿元，同比下降 13.6%。

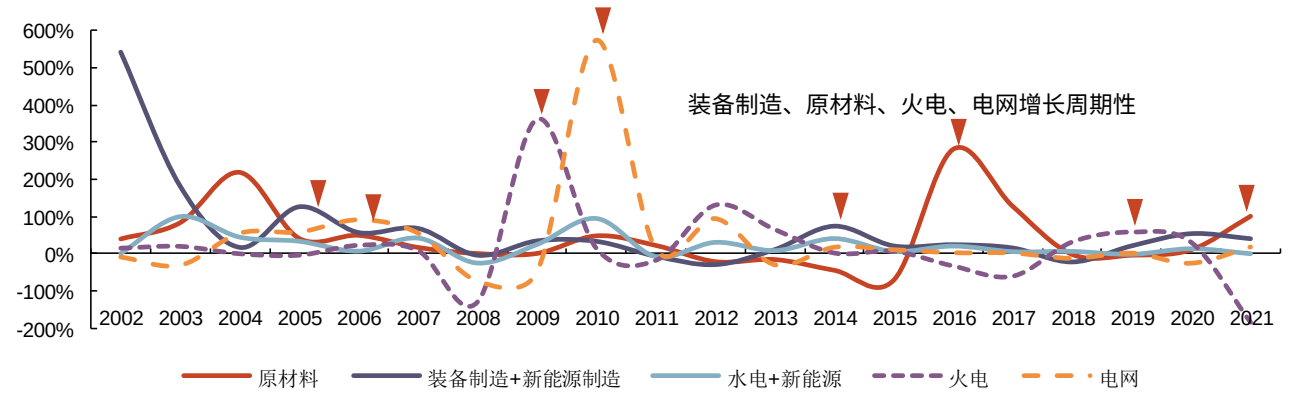
图 56：电力行业利润总额产业链分布



资料来源：Wind，光大证券研究所绘制（备注：数据统计采用申银万国行业分类（2021），电网环节采用国家电网、南方电网数据）

电力行业具有一定的周期特性，装备制造、原材料、火电、电网板块收益轮动。电力作为主要的生产要素，与国民经济发展息息相关，经济快速发展则电力需求增长、电源投资提高、电网投资提高，经济增速放缓则电力供应过剩、电源投资减小、电网投资减小，同时电源电网投资具有稳增长特性。在板块收益轮动过程中，装备制造将首先释放利润弹性，随后是原材料、电力运营和电网运营。

图 57：电力行业产业链利润总额增长率



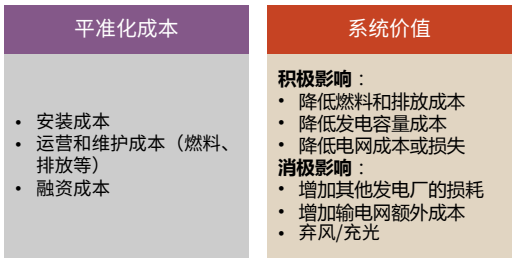
资料来源：Wind，光大证券研究所绘制（备注：数据统计采用申银万国行业分类（2021），电网环节采用国家电网、南方电网数据）

为了推演“十四五”、“十五五”期间电力行业产业链各环节的利润变化，我们引入系统价值的概念，并从系统价值、成本、环境收益三个维度进行比较。系统价值指新增某种技术的发电项目带来的净收益，是对平准化成本等经典发电成本衡量标准的补充，反映了新增发电容量对电力系统的影响，由该发电项目带来的

综合效应（正面和负面效应相互作用）决定。**如果一种技术的系统价值特别高，则即使该技术成本较高，但从系统角度来看该技术是可取的。**

（1）正面效应指的是可降低成本的所有评估因素，包括燃料成本降低，二氧化碳等其他污染物减排，降低其他类型发电装机的需求，甚至可能降低对电网的使用以及降低线路损失。（2）**负面效应**指的是某些成本的上升，如传统电厂投资回收成本增加和新建电网基础设施造成的成本增加。

图 58：波动性可再生能源成本与系统价值比较



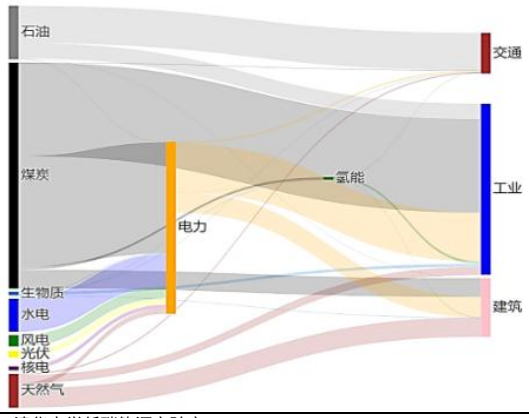
资料来源：IEA，Next Generation Wind and Solar Power

图 59：波动性可再生能源成本、系统价值与竞争性关系

资料来源：IEA，Next Generation Wind and Solar Power

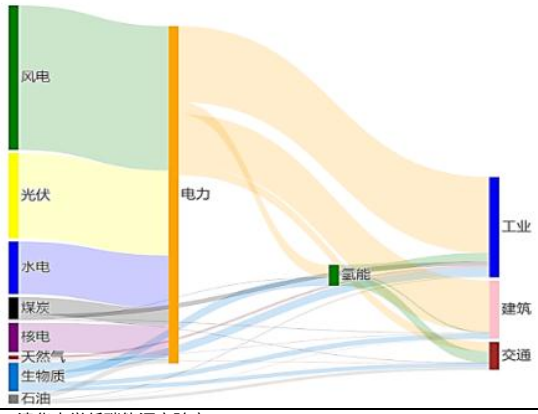
波动性可再生能源发电虽然因技术迭代平准化成本不断降低，但高比例并入电网使系统成本提高。波动性可再生能源具有良好的环境效益，但由于负荷相关性及出力的不确定性，为保证系统的安全可靠运行与电力的稳定供应，需要其他调节资源进行补充，即提供系统价值。在此场景下，传统燃煤发电厂从提供基荷向提供平衡容量和系统价值转变，传统燃煤发电厂每年运行的时间较短并且启动次数较少，但系统可以在需要时随时调用，这部分**系统价值需要以其他方式进行补偿。**

图 60：中国能量平衡图（2020 年）



资料来源：清华大学低碳能源实验室

图 61：中国能量平衡图（2060 年）



资料来源：清华大学低碳能源实验室

在碳达峰、碳中和战略背景下，我国将构建**新能源占比逐渐提高的新型电力系统。**能源结构调整过程中，**煤炭清洁高效转化和利用，按照“增容控量，控容减量，减量不减容”三个阶段路径发展；非化石能源在新能源安全可靠、逐步替代传统能源的基础上，不断提高非化石能源比重。**波动性可再生能源占比提高，能源供应成本下降、环境效益提升，但系统调节成本随之提高；火电发电量逐渐限坡，机组利用小时数减小，加之受原材料成本波动影响，盈利受限。

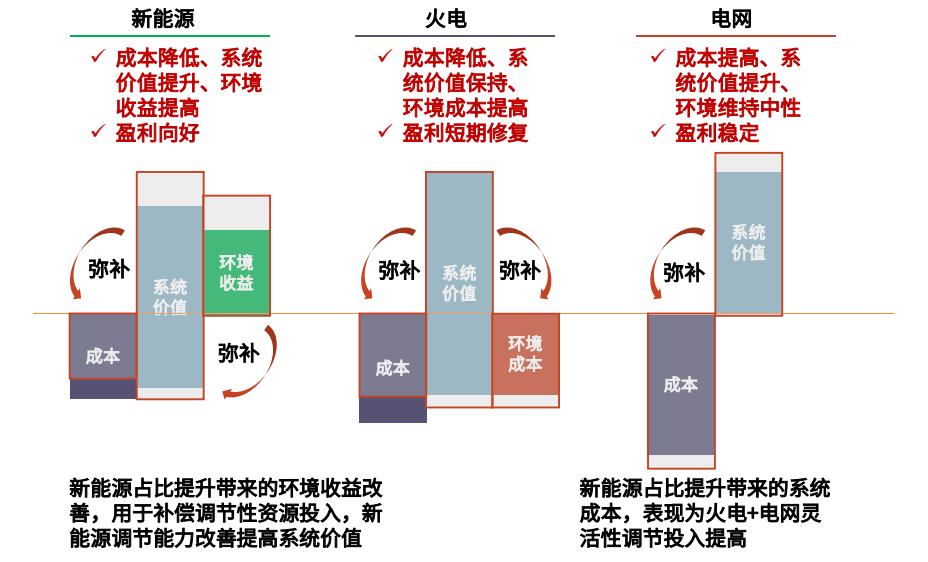
表 11：新能源、火电、电网盈利变化

	正向因素	负向因素	目标	现状	盈利变化
新能源运营	运营成本低、环境收益高	波动性、增加系统调节成本	安全可靠前提下实现非化石替代	建造成本高，盈利能力有限	政策补贴+绿电交易，盈利向好
火电运营	灵活性调节资源，容量充裕度	运营成本高、碳排放	基荷向提供平衡容量和系统价值转变	利用小时数下降，缺少容量补偿，原材料价格上涨，盈利受限	容量补偿、辅助服务修复利润，短期见好，长期退坡
电网	特高压、分布式智能电网、灵活性调节，可靠性	利用率低、线路损耗	交直流混联电网，交流同步电网，直流互联	利用率不高，投资需求增加，利润水平下降	准许成本、合理收益，利润逐渐平稳

资料来源：光大证券研究所

我国正在构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，在新能源安全可靠、逐步替代传统能源的基础上，不断提高非化石能源比重，电力行业将迎来持续稳定增长，我们认为**新能源制造、能源金属与工业金属原材料、新能源运营的板块收益将依次迎来高增速，新能源运营随着成本降低、系统价值提升、环境收益提高，盈利向好；电网将还原公用属性，系统价值与成本增加，利润水平保持平稳；而火电在“十四五”、“十五五”期间仍将是主体电源，受能源安全保障、新能源调节需求、电力市场改革影响，整体利润水平有望实现增长，但长期发展受限**。

图 62：新能源、火电、电网盈利变化



资料来源：光大证券研究所绘制

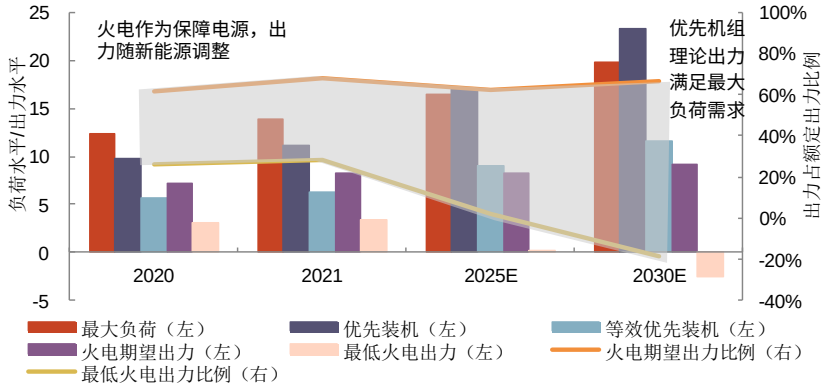
3.2、 灵活性调节资源市场空间预测

1）容量市场空间

部分时刻新能源等优先发电机组将满足负荷需求，火电成为备用。电网调度通常依据各类能源的发电特点进行分配，优先发电机组包括风电、光伏、水电、生物质、核电，这些机组的发电将得到优先调度，而火电机组，包括燃煤机组、燃气机组将作为补充调节，未来电力市场条件下，风电、光伏等出力因边际成本较低将被优先调度，火电机组的实际出力为实时负荷与优先机组出力之差。

我们假设，风电容量可信度、光伏容量可信度分别取 20%、55%，测算机组等效出力，同时线损取最大负荷水平的 5%，计算得到火电机组的期望出力在 2025 年、2030 年分别为火电机组额定出力的 62.0%和 66.2%，最低的出力水平为机组额定出力的 1.9%和-18.2%，即在 2030 年，**优先机组的理论出力将满足最大负荷需求，部分时刻不需要火电机组出力，火电将仅作为备用和调节资源**。

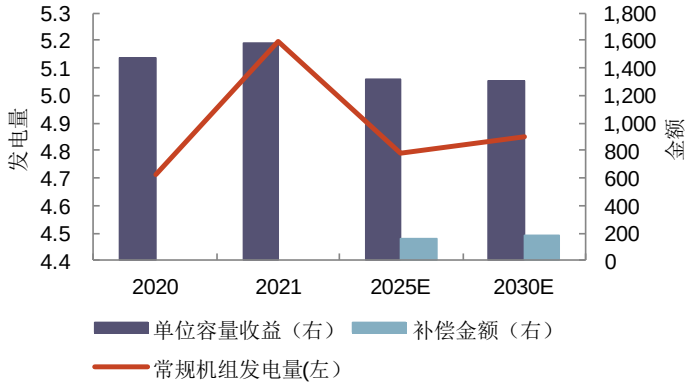
图 63：电源出力变化范围



资料来源：Wind，光大证券研究所预测；单位：亿千瓦（左）

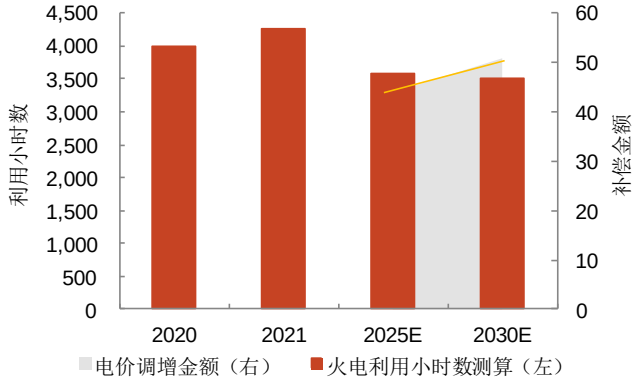
我们假设，核电、生物质、水电、风电、光伏的平均发电利用小时数分别取 8000 小时、5000 小时、3600 小时、2200 小时、1200 小时，剩余电量由火电机组提供，我们预测 2025 年、2030 年火电机组发电量分别为 4.79 万亿千瓦时、4.85 万亿千瓦时，折算利用小时数分别为 3574.6 小时、3515.9 小时。以 2020 年火电平均上网电价 0.37 元/kWh 计算，2020 年火电单位容量收益 1479.2 元/千瓦，**假设电价不变，2025 年、2030 年火电机组同等收益需补偿金额分别为 156.6 元/千瓦、178.3 元/千瓦；假设无容量补偿，2025 年、2030 年电价需分别调增 43.81 元/MWh、50.71 元/MWh。**

图 64：常规机组发电量及容量补偿金额预测



资料来源：Wind，光大证券研究所预测；单位：万亿千瓦时（左），元/千瓦（右）

图 65：常规机组利用小时数及电价上浮预测

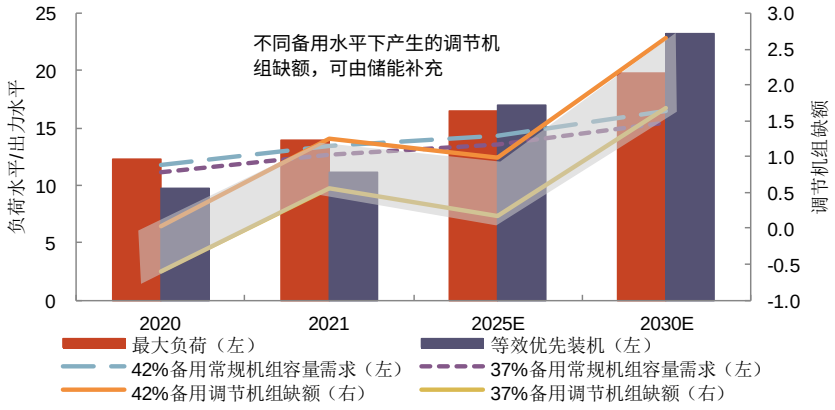


资料来源：Wind，光大证券研究所预测；单位：小时（左），元/MWh（右）

波动性可再生能源比例提高增加电网调节能力需求。为满足电力系统的安全稳定运行，系统需要保证容量（可靠性）充裕度。我们假设电力系统的控制策略不变，维持当前的运行水平条件下，考虑到新能源出力的不确定性，我们根据容量可信度进行等效，并以 2020 年实际的备用水平 42%、平均备用水平 37%（2020、2021、2025、2030）测算得到调节机组的容量需求，**扣除火电机组出力后得到 2025 年、2030 年的调节机组容量缺额，2025 年为 0.2~1.0 亿千瓦，2030 年为 1.7~2.7 亿千瓦，这部分调节容量缺额可通过抽水蓄能、储能等方式进行补充。**

我们假设，2025 年、2030 年抽水蓄能规模按《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》分别取 0.6 亿千瓦和 1.2 亿千瓦，那么在 42%备用容量水平下，2025 年、2030 年的储能容量需求将分别达到 0.4 亿千瓦和 1.5 亿千瓦，对应**“十四五”、“十五五”期间的储能增量分别为 0.3 亿千瓦和 1.1 亿千瓦。**假设全部为电化学储能，按储能时长 3 小时，成本分别取 1.6 元/Wh、1.2 元/Wh，**“十四五”、“十五五”期间的储能投资分别为 1380.5 亿元、3864.2 亿元。**

图 66：调节机组需求及缺额预测



资料来源：Wind，光大证券研究所预测；单位：亿千瓦

表 12：电源出力变化与调节机组需求预测

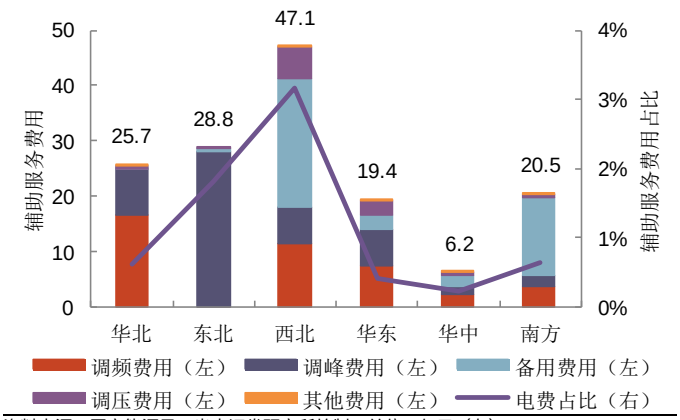
	2020	2021	2025E	2030E
最大负荷（亿千瓦）	12.3	13.9	16.4	19.8
平均负荷（亿千瓦）	9.2	10.1	13.1	15.8
总装机容量（亿千瓦）	22.0	23.3	30.4	37.1
煤电（亿千瓦）	10.8	11.1	11.7	11.8
气电（亿千瓦）	1.0	1.1	1.7	2.0
核电（亿千瓦）	0.5	0.5	0.7	1.0
生物质发电（亿千瓦）	0.3	0.4	0.8	1.1
常规水电（亿千瓦）	3.7	3.9	4.0	4.1
风电（亿千瓦）	2.8	3.3	5.7	8.6
太阳能发电（亿千瓦）	2.5	3.1	5.8	8.5
优先装机（亿千瓦）	9.8	11.2	17.0	23.3
等效优先装机（亿千瓦）	5.7	6.3	8.9	11.7
火电期望出力（亿千瓦）	7.3	8.3	8.3	9.1
最低火电出力（亿千瓦）	3.1	3.4	0.3	-2.5
42%备用常规机组容量需求（亿千瓦）	11.8	13.4	14.4	16.5
37%备用常规机组容量需求（亿千瓦）	11.2	12.7	13.6	15.5
42%备用调节机组缺额（亿千瓦）	0.0	1.2	1.0	2.7
37%备用调节机组缺额（亿千瓦）	-0.6	0.6	0.2	1.7
抽水蓄能（亿千瓦）	0.3	0.4	0.6	1.2
电化学储能（亿千瓦）	0.1	0.1	0.3~0.4	0.6~1.5
*电化学储能投资（亿元）			1380.5	3864.2
容量补偿费用（亿元/年）			2252.9	2935.0
单位容量补偿费用（元/千瓦）			156.6	178.3

资料来源：Wind，舒印彪等，《我国电力碳达峰、碳中和路径研究》，光大证券研究所预测
*备注：电化学储能投资分别为十四五”、“十五五”期间的五年累计投资预测

2）辅助服务市场空间

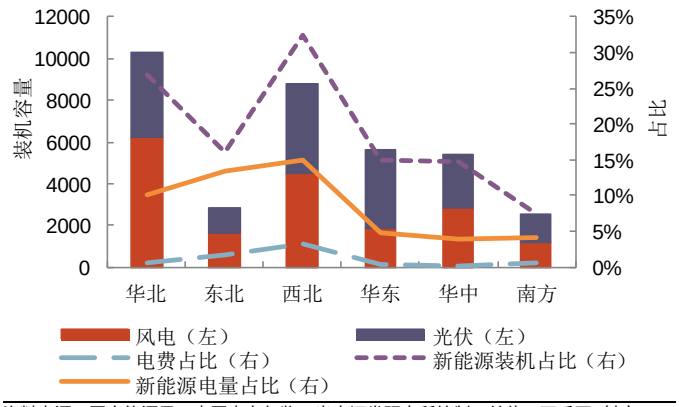
2018 年，西北地区的新能源装机、发电量占比最高，辅助服务费用占比最高。根据国家能源局公布的 2018 年电力辅助服务费用统计情况，我们进一步分析各区域的新能源装机比例与新能源电量比例，2018 年华北、东北、西北、华东、华中、南方六个区域的新能源装机占比分别为 26.8%、16.1%、32.5%、14.9%、14.8%、和 7.5%，发电量占比为 10.1%、13.5%、14.9%、4.7%、3.9%和 4.2%。

图 67：电力辅助服务费用分区域分类别统计（2018 年）



资料来源：国家能源局，光大证券研究所绘制；单位：亿元（左）

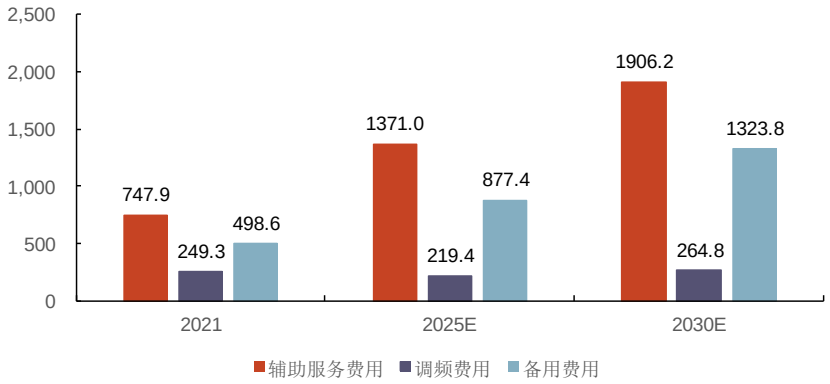
图 68：各区域新能源装机与辅助服务费用占比（2018 年）



资料来源：国家能源局、中国电力年鉴，光大证券研究所绘制；单位：万千瓦（左）

2025 年、2030 年辅助服务费用将达到 1371.0 亿元/年、1906.2 亿元/年。考虑到现货市场将替代调峰，调频、备用对系统灵活性的影响较大，因此我们重点分析调频、备用辅助服务费用情况。调频、备用的比例与各省的电源结构、负荷特性、区域联络水平有关，一般新能源发电量占比越高，调频服务需求越大；新能源装机占比越高，备用服务需求越大。我们假设 2025 年、2030 年辅助服务费用占全社会电费的 2.5%和 3.0%，其中调频、备用占全社会电费的比例为 2.0%和 2.5%，平均销售电价取 600 元/MWh，调频与备用的比重分别参考 2018 年南方区域、东北区域的 1:4 和 1:5，预测 2025 年、2030 年调频费用分别为 219.4 亿元/年、264.8 亿元/年，备用费用分别为 877.4 亿元/年、1323.8 亿元/年。

图 69：辅助服务费用预测



资料来源：Wind，光大证券研究所预测；单位：亿元/年

表 13：辅助服务费用预测（2025 年、2030 年）

	2020	2021	2025E	2030E
全社会用电量（万亿千瓦时）	7.51	8.31	9.14	10.59
最大负荷(亿千瓦)	12.3	13.92	16.4	19.8
新能源装机占比	24.1%	26.7%	37.8%	46.1%
新能源发电量占比	9.5%	11.7%	21.3%	27.5%
全社会电费（万亿元）	4.51	4.99	5.48	6.35
辅助服务费用占比	0.8%	1.5%	2.5%	3.0%
辅助服务费用（亿元/年）	360.5	747.9	1371.0	1906.2
调频费用（亿元/年）			219.4	264.8
备用费用（亿元/年）			877.4	1323.8

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

3）火电厂灵活性改造空间

根据国家发改委、能源局《全国煤电机组改造升级的通知》，**“十四五”期间完成 2 亿千瓦存量煤电机组灵活性改造，实现煤电机组灵活制造规模 1.5 亿千瓦。**国家能源局在给全国政协 1910 号提案的答复函中明确表示，力争到 2030 年**燃煤发电机组实现 20%-100%调峰**。根据潘尔生等《火电灵活性改造的现状、关键问题与发展前景》，不同机组特征、改造目标、燃料特性等条件都将带来改造投资的巨大差别，通常投资按 30~90 元/千瓦计算，**“十四五”期间存量灵活改造投资 60~180 亿元，若以同等成本估算，灵活性制造投资 45~135 亿元。**

4）灵活性调节资源市场空间

灵活性调节资源可通过容量市场、调频市场、备用市场、电能量市场获取收益。其中电化学储能、抽水蓄能、火电厂的容量市场、调频市场、备用市场收益按其可调容量占比折算。电化学储能、抽水蓄能的电能量市场收益为削峰填谷收入，并假设峰谷电价差 0.8 元/kWh，电化学储能按 80%充放电效率、一日一次、3 小时，抽水蓄能按 70%充放电效率、两日一次、8 小时计算。火电电能量收益为火电机组发电收入，煤电、气电电价分别采用 2020 年上网电价的 0.36 元/kWh、0.63 元/kWh 计算。2025 年、2030 年容量市场空间分别为 2252.9 亿元/年、2935.0 亿元/年，辅助服务市场分别为 1371.0 亿元/年、1906.2 亿元/年。

表 14：灵活性资源投资和市场空间预测（2025 年）

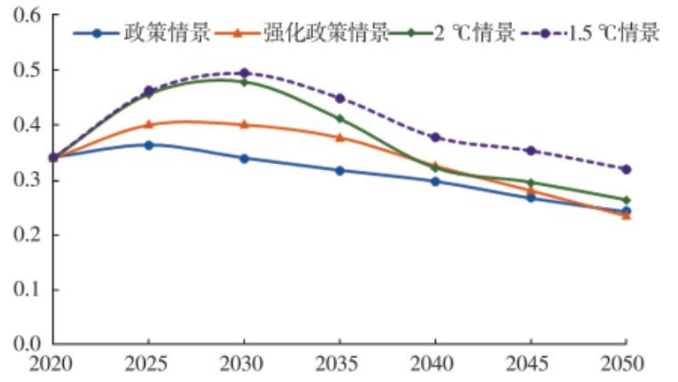
灵活性资源	“十四五”投资	容量市场收益	调频市场收益	备用市场收益	电能量收益
电化学储能	1380.5	45.0	6.4	25.8	201.6
抽水蓄能	1800	47.0	6.7	26.9	241.9
*火电厂灵活性	*60~180	2098.3	197.2	788.9	18483.3

资料来源：光大证券研究所预测；单位：亿元（投资额），亿元/年（收益）
*备注：煤电、气电调峰能力分别取 65%、70%，火电厂收益测算为全部机组，电化学储能、抽水蓄能为十四五增量

3.3、 电价水平预测及各环节盈利变化

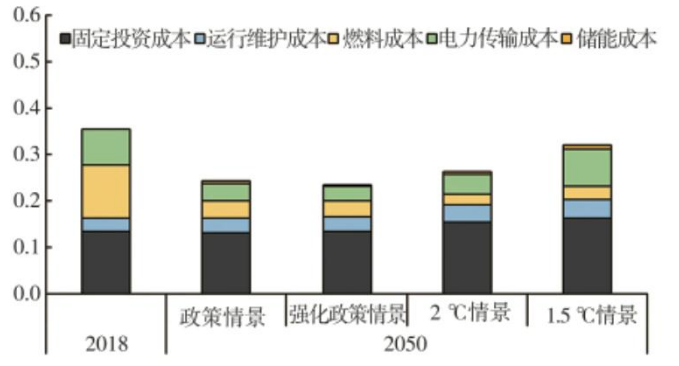
从近期来看，能源转型会使能源和电力供应成本有所上升，但长期来看将呈下降趋势。据清华大学气候变化与可持续发展研究院《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》，在 2050 年温控 2°C情景和 1.5°C情景下电力供应成本都呈现出先上升后下降的趋势，**电力供应成本都在 2028 年达到最高，分别为 2018 年的 1.4 倍和 1.41 倍。**远期来看，电力供应成本仍然是下降的，2°C情景和 1.5°C情景下 2050 年的电力供应成本分别为 2018 年的 75%和 90%。从 2050 年的电力供应成本构成来看，2°C情景和 1.5°C情景下的电力供应成本显著高于政策情景和强化政策情景，主要原因是固定投资成本、运行维护成本和电力传输成本都更高。

图 70：不同场景下电力供应成本变化趋势



资料来源：清华大学气候变化与可持续发展研究院，《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》；单位：元/kWh
*备注：政策情景为中国在《巴黎协定》下提出的国家自主决定贡献（NDC）目标、计划、政策，强化政策情景为适应各国强化和更新 NDC 目标和行动的要求。

图 71：不同场景下电力供应成本构成（2050 年）



资料来源：清华大学气候变化与可持续发展研究院，《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》；单位：元/kWh
*备注：政策情景为中国在《巴黎协定》下提出的国家自主决定贡献（NDC）目标、计划、政策，强化政策情景为适应各国强化和更新 NDC 目标和行动的要求。

碳中和背景下电力的环境成本不断提高。我们假设气电、核电、生物质、水电、风电、光伏平均发电利用小时数分别取 2700 小时、8000 小时、5000 小时、3600 小时、2200 小时、1200 小时，剩余电量由燃煤机组提供，测算得到 2025 年、2030 年火电（煤电+气电）发电量分别为 4.79 万亿千瓦时、4.85 万亿千瓦时。火电机组碳排放水平按 800 克/kWh 测算，2025 年、2030 年的二氧化碳排放量分别为 38.3 亿吨、38.8 亿吨。2025 年、2030 年碳交易价格分别取 90 元/吨、120 元/吨，**全社会碳成本分别为 3448.8 亿元/年、4657.9 亿元/年，平均每度电碳排放成本 0.038 元、0.044 元**。

我们假设：**2025 年、2030 年终端用户电价=现货电价+碳排放成本+容量费用+辅助服务费用+输配电价**。（1）碳排放成本作为终端用电成本附加，在用户侧进行统计；（2）容量费用、辅助服务费用计入终端用电成本；（3）新能源发电减小的碳排放，计入碳减排收益；（4）2025 年、2030 年新能源补贴单价按 2020 年的 60%、40%测算，预计将达到 48.18 元/MWh、40.81 元/MWh，在计算最终用户电价时由碳排放成本替代；（5）现货市场反映电力商品属性，稀缺性电力按 20%上浮计算平均上网电价，2025 年、2030 年的加权平均上网电价分别为 352.01 元/MWh、351.89 元/MWh，现货上浮 20%后分别为 422.42 元/MWh、422.26 元/MWh；（6）输配电价取 2013 年~2018 年的平均值 209.79 元/MWh（含线损）；（7）考虑不同用户的停电敏感度，因电能质量与供电可靠性提升产生的成本最终传导至用户侧。

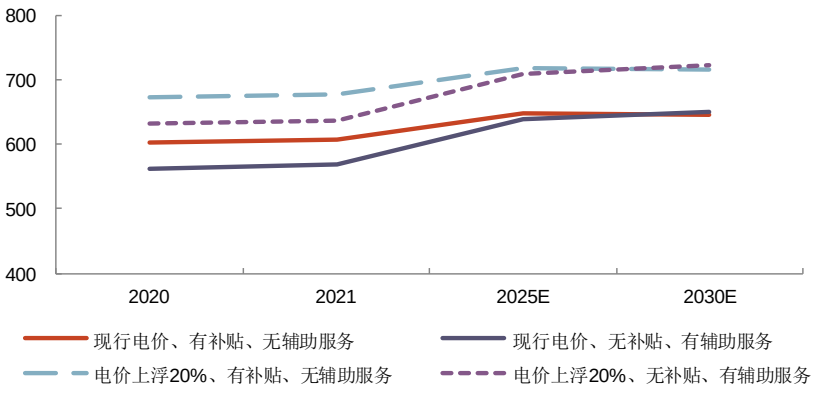
表 15：各类机组发电量与用户电价构成测算

	2020	2021	2025E	2030E
全社会用电量（万亿千瓦时）	7.51	8.31	9.14	10.59
煤电（亿千瓦时）	44426	49043	43310	43120
气电（亿千瓦时）	2700	2943	4590	5400
核电（亿千瓦时）	4000	4240	5600	8000
生物质发电（亿千瓦时）	1494	1899	4000	5500
常规水电（亿千瓦时）	13320	14076	14400	14760
风电（亿千瓦时）	6160	7216	12540	18920
太阳能发电（亿千瓦时）	3000	3684	6960	10200
二氧化碳排放（亿 tCO2/年）	37.7	41.6	38.3	38.8
全社会碳成本（亿元/年）	2262.1	2495.3	3448.8	4657.9
容量补偿费用（亿元/年）			2252.9	2935.0
辅助服务费用（亿元/年）	360.5	747.9	1371.0	1906.2
可再生能源补贴（亿元/年）	3292.0	3973.7	4404.0	4321.5
参考上网电价（元/MWh）	348.51	348.93	352.01	351.89
参考现货电价（元/MWh）	418.21	418.72	422.42	422.26
单位碳成本（元/MWh）			37.73	43.98
单位碳减排收益（元/MWh）			72.0	96.0
单位容量费用（元/MWh）			24.65	27.72
单位辅助服务费用（元/MWh）			15.0	18.0
单位可再生能源补贴（元/MWh）	43.83	47.82	48.18	40.81
输配电价（元/MWh）	209.79	209.79	209.79	209.79

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

2025 年、2030 年终端用户电价预测将上升至 709.59 元/MWh、721.75 元/MWh，较 2020 年上浮 17.85%、19.87%，平均每度电上涨 0.107 元和 0.120 元。随着新能源技术、储能技术进步带来的成本下降，以及碳达峰后的二氧化碳减排、碳价不显著上升，电价在 2030 年后将会下降。

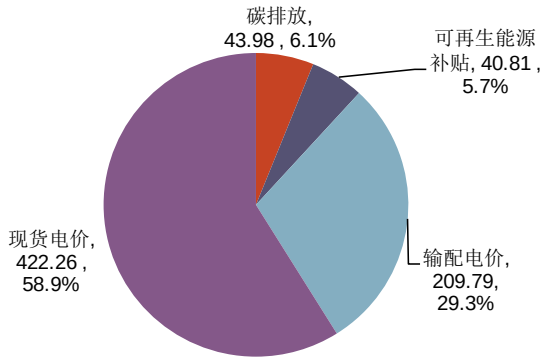
图 72：2025 年、2030 年电价预测



资料来源：光大证券研究所模拟、预测；单位：元/MWh
备注：电价上浮 20%以及无可再生能源补贴三个场景下 2020 年、2021 年电价为模拟结果。

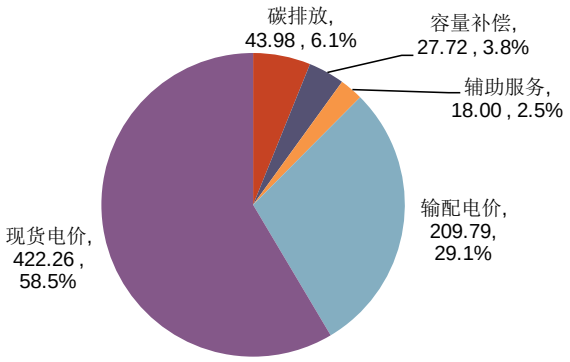
终端电价中，碳排放成本替代可再生能源补贴。作为对比，我们分析现行可再生能源补贴与碳减排收益两种模式下的电价构成：（1）**有可再生能源补贴**，2025 年、2030 年补贴金额逐渐减小；容量市场、辅助服务费用由新能源运营商承担；终端用户电价中包括现货电价、可再生能源补贴、碳排放成本、输配电价。（2）**无可再生能源补贴**，增加**新能源运营商碳减排收益，用于补充新能源运营商收益**；容量市场、辅助服务费用由终端用户承担；终端用户电价中包括现货电价、容量费用、辅助服务费用、碳排放成本、输配电价。

图 73：2030 年电价构成（有补贴场景）



资料来源：光大证券研究所预测；单位：元/MWh

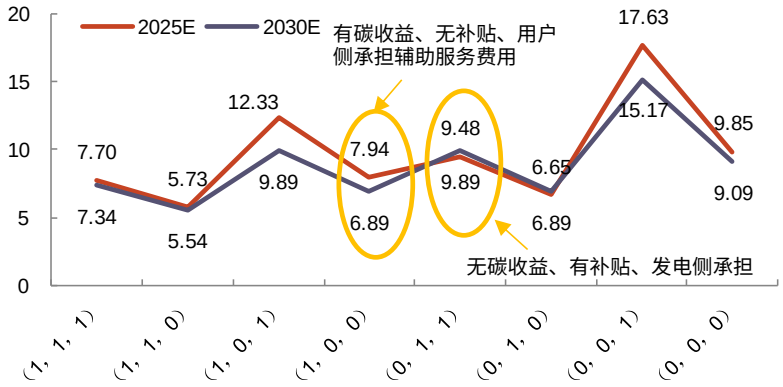
图 74：2030 年电价构成（无补贴场景）



资料来源：光大证券研究所预测；单位：元/MWh

“碳减排收益+辅助服务费用用户分摊”利好新能源运营商。在“谁受益、谁承担”的辅助服务费用分摊模式下，我们认为将改变现状发电侧辅助服务费用零和博弈现状，而将成本转移至用户侧。**考虑增加新能源运营商碳减排收益，体现了“清洁替代、电能替代”的电碳耦合特性，可有效补充新能源运营商收益，成为新能源政策性补贴的替代**。相较于现行的无碳减排收益、有新能源补贴、发电侧分摊辅助服务费用的模式，**风电运营商、光伏运营商在有碳收益、无补贴、用户侧承担辅助服务费用模式下盈利能力向好。随着新能源技术带来的降本、碳环境收益增加，新能源运营商收益有望持续改善**。

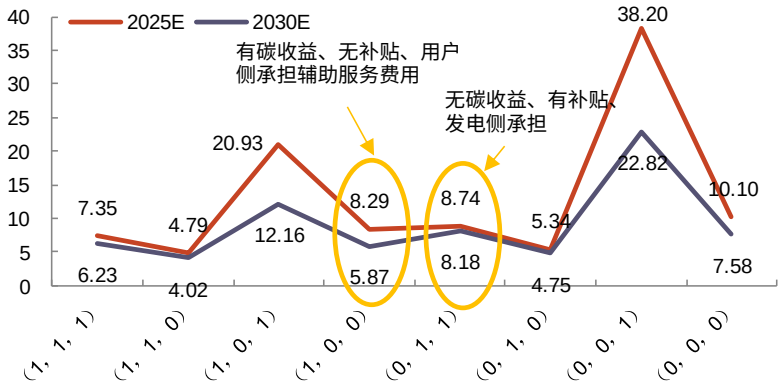
图 75：风电运营商各场景下投资回收期测算



资料来源：光大证券研究所预测；单位：年

备注：各场景分别考虑是否有碳减排收益、新能源补贴及辅助费用承担方，即（1，1，1）表示有碳减排收益、有新能源补贴、辅助费用由发电侧承担，其他依此类推。风电成本 2025 年、2030 年分别取 6.5 元/瓦和 6 元/瓦。

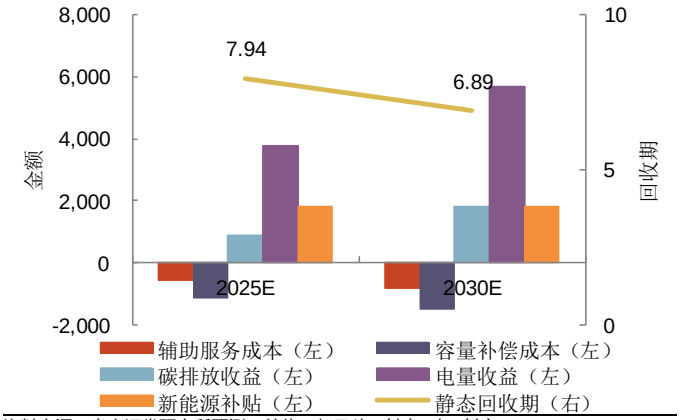
图 76：光伏运营商各场景下投资回收期测算



资料来源：光大证券研究所预测；单位：年

备注：各场景分别考虑是否有碳减排收益、新能源补贴及辅助费用承担方，即（1，1，1）表示有碳减排收益、有新能源补贴、辅助费用由发电侧承担，其他依此类推。光伏成本 2025 年、2030 年分别取 4 元/瓦和 3 元/瓦。

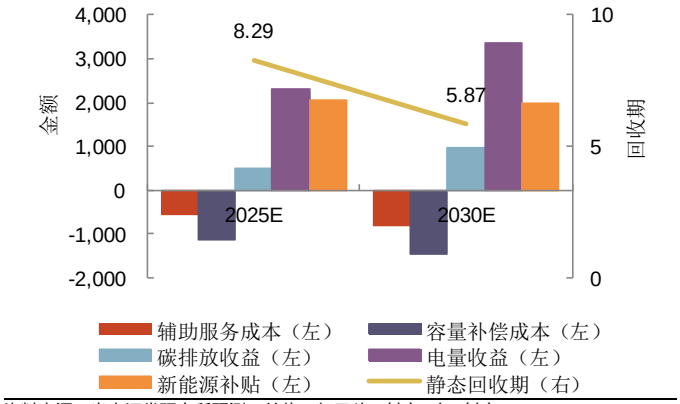
图 77：风电运营商 2025、2030 年收益构成



资料来源：光大证券研究所预测；单位：亿元/年（左）、年（右）

备注：计算收益时未考虑新能源补贴、容量费用、辅助服务费用，电价参考 2020 年取值

图 78：光伏运营商 2025、2030 年收益构成

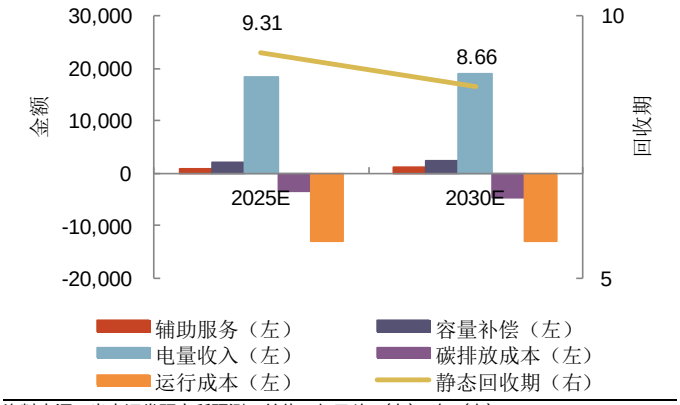


资料来源：光大证券研究所预测；单位：亿元/年（左）、年（右）

备注：计算收益时未考虑新能源补贴、容量费用、辅助服务费用，电价参考 2020 年取值

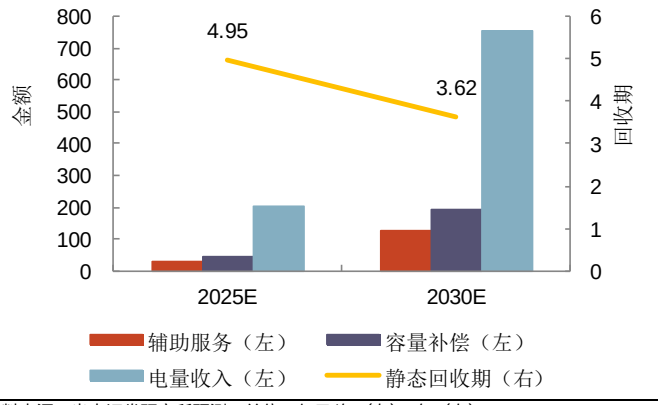
容量市场助力火电运营商盈利能力修复。我们预测，2025 年、2030 年火电仍为主体电源，发电量分别为 4.79 万亿千瓦时、4.85 万亿千瓦时，占全社会用电量的 52.4%和 45.8%，而新能源发电量占比分别为 21.3%和 27.5%。考虑到火电厂的碳排放采用配额制，不额外产生碳排放成本，增加容量补偿后，火电盈利能力修复，在 6 元/瓦投资、运行成本取煤价 900 元/吨、度电煤耗 300 克条件下，2025 年、2030 年静态回收周期分别为 9.31 年和 8.66 年。辅助服务、容量补偿、电量收入分别占 2025 年、2030 年总收入的 4.6%、9.7%、85.7%和 5.6%、10.9%、83.5%。

图 79：火电运营商 2025、2030 年收益构成



资料来源：光大证券研究所预测；单位：亿元/年（左）、年（右）
备注：计算收益时未考虑碳排放成本，电价参考 2020 年取值，运行成本取煤价 900 元/吨，度电煤耗 300 克。

图 80：储能运营商 2025、2030 年收益构成



资料来源：光大证券研究所预测；单位：亿元/年（左）、年（右）
备注：按 80%充放电效率、一日一次、3 小时，0.8 元/kWh 峰谷电价差计算

“容量市场+辅助服务市场+削峰填谷”储能盈利能力有望实现突破。2025 年、2030 年储能成本按 1.6 元/Wh、1.2 元/Wh 测算，80%充放电效率、一日一次、3 小时、峰谷电价差 0.8 元/kWh 计算，辅助服务费用、容量补偿、电量收益叠加后储能的静态回收期分别为 4.95 年和 3.62 年，辅助服务费用、容量补偿、电量收益分别占 2025 年、2030 年总收益的 11.6%、16.2%、72.3%和 11.7%、17.9%、70.4%。

4、 投资建议

我国正加速建设全国统一电力市场。电力需求与国民经济的发展呈现显著的正相关性，电力市场建设还原了电的商品属性，通过市场手段实现资源的优化配置，低成本电力生产要素带来的竞争优势将随着环境成本提升发生变化。我们认为：

（1）**电力行业产业链利润总额整体向好。**2021 年电力行业利润总额 6417.5 亿元，同比增长 20.9%，五年复合增长 9.0%。在碳达峰、碳中和战略背景下，我国将构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，电力行业将保持快速增长。**新能源制造、能源金属与工业金属原材料、新能源运营的板块收益将依次迎来高增速。**

新型电力系统将加大电源、电网投资力度。围绕电源结构性调整、电网跨区互联加强、电力系统灵活性需求提升，“十四五”、“十五五”投资同比增加。**我们看好灵活性需求带动的调节资源投资机会，预计“十四五”期间电化学储能、抽水蓄能、火电厂灵活性改造投资累计达到 1380.5 亿元、1800 亿元、60~180 亿元。**

（2）**电力市场建设改善新能源、火电、储能运营收益。**高比例波动性可再生能源并入电网，需要增加调节机组容量，满足电网可靠性充裕度要求，灵活性资源的系统价值将通过电力市场得到补偿，容量市场、辅助服务市场空间增长，**预计 2025 年、2030 年的容量市场空间 2252.9 亿元/年、2935.0 亿元/年，辅助服务市场空间达 1371.0 亿元/年、1906.2 亿元/年。**

一是**新能源运营商收益有望持续改善。**我们认为碳减排收益将替代新能源补贴，辅助服务费用改由用户侧分摊，相较于现行的补贴模式，盈利水平提高，随着新能源技术带来的降本以及碳环境收益增加，利于新能源运营收益。

二是**火电运营商盈利能力修复。**火电仍为主体电源，为保证电力系统的安全稳定运行，确保电力充足供应，同时维持火电机组的合理收益，我们认为将通过容量市场、辅助服务市场对火电进行补偿，火电运营商收入结构调整，整体收益恢复。

三是**储能盈利能力有望实现突破。**储能技术可以提供快速频率响应到大型能源储备等多种服务，是灵活性调节资源的最佳选择之一，我们认为在容量市场、辅助服务市场、削峰填谷收益联合加持下，储能收益预期转好。

（3）**能源转型会使能源和电力供应成本有所上升，但长期来看将呈下降趋势。**电碳耦合将环境成本内部化，有望对外实现顺价，2025 年、2030 年平均每度电碳排放成本 0.038 元、0.044 元。**2025 年、2030 年终端用户电价预测将较 2020 年上浮 17.85%、19.87%，平均每度电上涨 0.107 元和 0.120 元，**电价结构调整、电价上涨有利于改善运营商收益。随着新能源技术、储能技术进步带来的成本下降，以及碳达峰后碳减排、碳价不显著上升，电价在 2030 年后将会下降。

建议关注：受益于电力系统转型与电力行业持续稳定增长，新能源制造、新能源运营有望提前获利，建议关注光伏、风电设备制造企业**隆基绿能、晶科能源、明阳智能、日月股份**，新能源运营商**三峡能源**；电力系统的容量（可靠性）需求、调频备用辅助服务需求增长，火电、储能等调节资源的盈利模式改善、收益提升，建议关注火电运营商**华能国际、国电电力**，建议关注储能设备制造**宁德时代、阳光电源**，储能运营**文山电力、万里扬**。

5、 风险分析

（1）政策变化风险：

电力行业与国家宏观经济政策、产业政策以及国家电力规划有着密切联系，直接影响电力行业投资。

（2）电力市场建设不及预期：

电力市场建设受中央政府、地方政府、发电企业、电网企业多方影响，各省省情与市场基础不同，全国统一电力市场建设推进或受制约。

（3）碳成本内部化不及预期：

疫情下企业复工复产受阻，经济增速放缓，生产力竞争格局变化，电力生产成本与环境成本的顺价受到影响。

行业及公司评级体系

	评级	说明
行业及公司评级	买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上
	增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；
	中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；
	减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；
	卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；
	无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。
基准指数说明：		A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

法律主体声明

本报告由光大证券股份有限公司制作，光大证券股份有限公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格，负责本报告在中华人民共和国境内（仅为本报告目的，不包括港澳台）的分销。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格编号已披露在报告首页。

中国光大证券国际有限公司和 Everbright Securities(UK) Company Limited 是光大证券股份有限公司的关联机构。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

光大证券研究所

上海
静安区南京西路 1266 号
恒隆广场 1 期办公楼 48 层

北京
西城区武定侯街 2 号
泰康国际大厦 7 层

深圳
福田区深南大道 6011 号
NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼

光大证券股份有限公司关联机构

香港
中国光大证券国际有限公司
香港铜锣湾希慎道 33 号利园一期 28 楼

英国
Everbright Securities(UK) Company Limited
64 Cannon Street，London，United Kingdom EC4N 6AE