

证券研究报告

电力

2022年08月30日



# 火电灵活性改造专题报告：碳中和下，火电的变革

## ——新型电力系统专题四

评级：推荐(维持)

国海证券研究所

杨阳(分析师)

S0350521120005

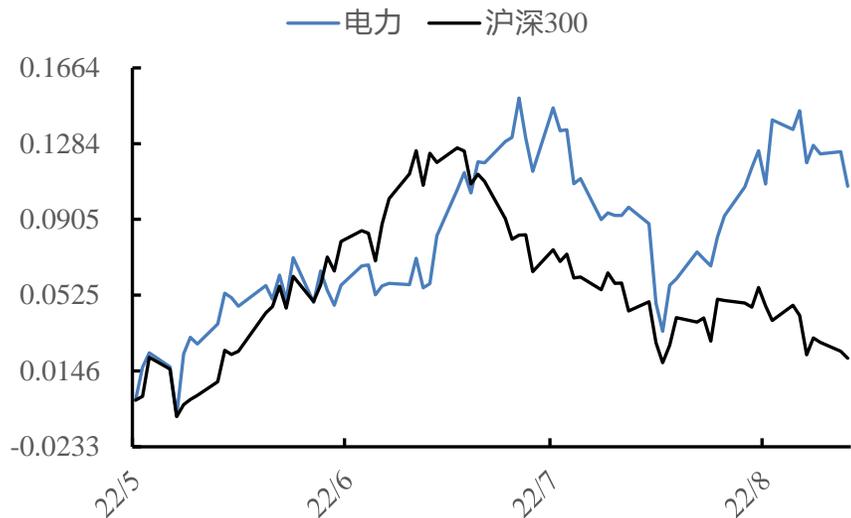
yangy08@ghzq.com.cn

钟琪(联系人)

S0350122020016

zhongq@ghzq.com.cn

## 最近一年走势



### 相对沪深300表现

表现	1M	3M	12M
电力	1.0%	6.6%	
沪深300	-2.3%	1.2%	

## 相关报告

《——隆盛科技（300680）2022中报点评：EGR短期承压，马达铁芯快速增长（买入）\*汽车零部件\*杨阳》——2022-08-30

《——中国天楹（000035）点评报告：环保业务盈利优化，静待首个重力储能项目投产（买入）\*环境治理\*杨阳》——2022-08-30

《——中小盘中小市值研究：摩卡激光雷达版发布有望率先实现NOH，智能驾驶持续受益（推荐）\*中小盘\*杨阳》——2022-08-29

《——申能股份（600642）点评报告：在沪机组发电量下滑，风光高增提振业绩（买入）\*电力\*杨阳》——2022-08-29

# 重点关注公司及盈利预测

重点公司代码	股票名称	2022/8/30	EPS			PE			投资评级
		股价	2021	2022E	2023E	2021	2022E	2023E	
600011.SH	华能国际	8.13	-0.79	0.19	0.62	-	42.79	13.11	买入
600795.SH	国电电力	4.41	-0.11	0.31	0.39	-	14.23	11.31	买入
600027.SH	华电国际	5.60	-0.61	0.40	0.47	-	14.00	11.91	买入
601991.SH	大唐发电	3.05	-0.58	0.12	0.16	-	25.42	19.06	买入
600021.SH	上海电力	10.12	-0.77	0.40	0.73	-	25.09	13.95	未评级
002534.SZ	西子洁能	20.10	0.58	1.02	1.44	34.66	19.64	13.98	未评级
688501.SH	青达环保	22.47	0.69	0.79	1.06	32.57	28.49	21.12	未评级

资料来源：Wind资讯，国海证券研究所（注：未评级企业盈利预测来自WIND一致预期）

- **引言：**我国富煤少油缺气的资源禀赋决定了火电在电源结构中长期占据主导地位，但碳中和背景下，新能源高比例并网，火电出力被逐渐挤占，火电运营商能否保持合理收益率？火电将何去何从？本篇报告尝试从以下三方面解答该问题。

- **火电未来的定位？**

**从电源主体逐步转变为灵活性主体。**新能源出力具有明显的随机波动性，且向上/向下调节能力有限。新能源大规模高比例并网背景下，对电力系统灵活性要求不断提升。我们认为，随着**新能源渗透率的提升，煤电机组将从电源主体逐渐转变为灵活性主体。**而在新能源发展前期，**煤电机组灵活性改造是提升电力系统灵活性的关键。**一方面，燃煤机组在我国电源结构中长期占据主导地位，2020年发电量占比达61%，灵活性资源体量庞大；另一方面，火电调峰技术成熟，相较其他电源侧灵活性资源经济性优势明显。据《广东“十三五”电源调峰联合运行策略优化》，火电深度调峰度电成本仅约为0.05元/千瓦时，据中电联理事会办公厅，火电灵活性改造成本中枢约1000元/千瓦。

- **如何提升火电灵活性改造的动力？**

- I. 火电灵活性改造本质是发电企业主动适应由电量主体向容量主体转变的过程，核心是收益模式从电能量服务向电能量服务+辅助服务+容量服务等转变。通过复盘全球火电转型翘楚丹麦和德国的火电转型历程，我们发现**形成市场化的电力体系是提升火电灵活性改造的核心驱动力。**
- II. 以丹麦为例，丹麦电源结构早期以火电为主，2000年火电发电量达83%，其中煤电/气电占比分别达46%/24%。目前丹麦已形成相对成熟的电力市场机制，**所有类型电力运营商均平等的参与电力市场获得收益。**从火电来看，**2009年是丹麦火电灵活性改造需求爆发的转折点。**一是2009-2015年新能源渗透率从18.5%快速攀升至50.9%，火电利用小时数进入快速下降通道（降幅达40%）；二是2009年起丹麦全面放开电力现货市场、引入负电价机制，边际出清价格机制下，倒逼火电厂加大灵活性改造力度，转变收益模式。

- **商业模式变革下，如何看待火电的收益率？**
  - I. **短期：火电机组仍将作为电源主体，利用小时数或难进入下行通道。**通过复盘丹麦和德国的火电转型历程，我们发现当丹麦、德国风光发电量占比分别达到20%、15%左右时，火电利用小时数开始下行。以能源转型前电源结构与我国更相似的德国为例，2014-2021年，德国新能源渗透率从15.8%提升至28.9%，煤机利用小时数从5256h下降至3664h。2021年我国风光发电量占比11.7%，煤机利用小时数4586h，短期内火电作为重要的基荷能源，利用小时数或难进入下行通道。
  - II. **中长期：向灵活性主体转变后，火电机组或仍可取得可观收益。**参考德国，其灵活性煤电机组在现货市场中均能取得10%以上的净利率，且机组在市场中运行的灵活性越高，收益率越高。
    - a) **深度调峰模式下，当60万千瓦燃煤机组年利用小时数约4000h时，**测算得机组在灵活性改造资金偿还期、无资金成本本期度电净利中枢分别为0.028、0.043元/千瓦时，净利率分别为6.0%、9.0%。**当年利用小时数进一步下降至3000h时，**机组在资金偿还期、无资金成本本期度电净利中枢分别为0.023、0.039元/千瓦时，净利率分别为4.4%、7.6%。
    - b) **灵活运行且启停调峰情境下，**60万千瓦燃煤机组在资金偿还期、无资金成本本期度电净利中枢分别为0.009、0.029元/千瓦时，净利率分别为2.1%、6.8%。
- **投资建议：行业方面，**我国仍处于新能源发展早期，短期内煤电利用小时数或难进入下行周期。收益率方面，我国新型电力系统建设加快，相关收益机制逐渐明确，火电灵活性运行或能取得可观收益。维持行业“推荐”评级。**个股方面，**火电灵活性改造标的建议关注西子洁能、青达环保、龙源技术；火电运营商建议关注业绩有望改善的华能国际、大唐发电、国电电力、华电国际、上海电力、福能股份、中国电力、华润电力、申能股份、粤电力A。
- **风险提示：政策变动风险；**灵活性改造推进不及预期；电力市场建设进度不及预期；新能源装机不及预期等；测算存在主观性，仅供参考；我国与欧洲情况不具备完全可比性，相关数据仅供参考。

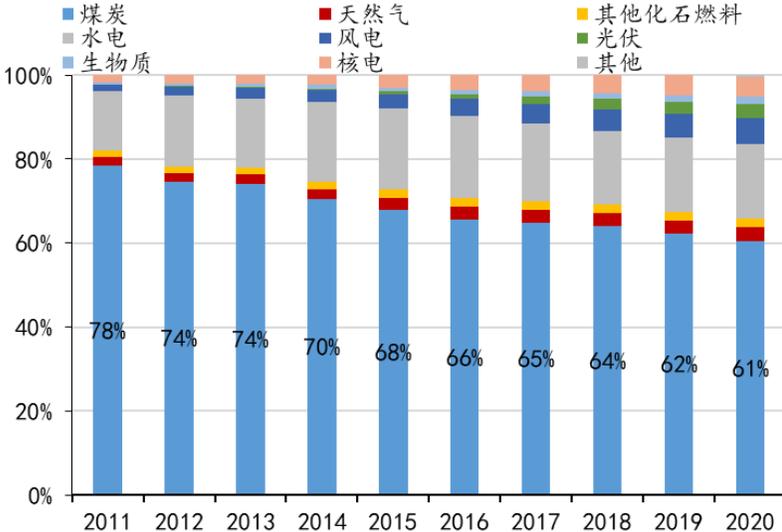
<b>1 新能源高比例并网催生煤电灵活性改造需求</b> .....	<b>7</b>
1.1 新能源高比例并网提升电力系统灵活性需求.....	8
1.2 煤电灵活性改造是当前提升电力系统灵活性的关键.....	11
1.3 煤电机组灵活性改造技术路线.....	14
1.4 “十四五”火电灵活性改造目标完成率有望提升.....	22
<b>2 他山之石，丹麦和德国火电转型的启示</b> .....	<b>24</b>
2.1 丹麦和德国是火电转型翘楚，2021年新能源发电量占比全球领先.....	25
2.2 新能源渗透率超过20%时，丹麦和德国火电利用小时数均呈下降趋势.....	28
2.3 完善的市场化电价体系是提升灵活性的核心驱动力.....	29
2.4 明确收益机制，挖掘电网侧、用户侧灵活性.....	34
2.5 电网跨境灵活互济充当“储能电池”.....	35
<b>3 商业模式变革下，如何看待火电的收益率</b> .....	<b>39</b>
3.1 商业模式变革后，火电机组或仍能实现可观收益.....	40
3.2 煤电机组灵活性运行成本拆分.....	43
3.3 深度调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.023-0.028元/千瓦时以上.....	44
3.4 启停调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.009元/千瓦时以上.....	52
<b>4 投资建议</b> .....	<b>57</b>
<b>5 风险提示</b> .....	<b>59</b>

## 一、新能源高比例并网催生煤电灵活性改造需求

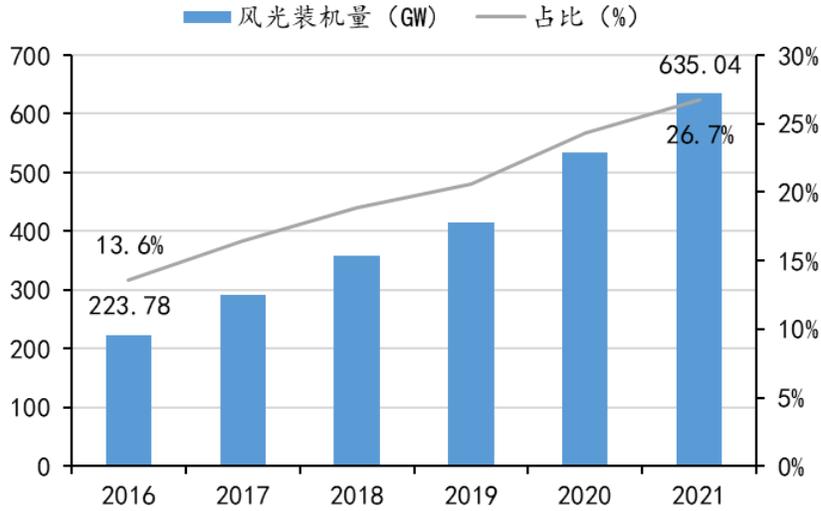
# 1.1 新能源高比例并网提升电力系统灵活性需求

- “双碳”目标坚如磐石，能源转型路径清晰。2020年9月，习总书记提出“2030年碳达峰，2060年碳中和”发展目标；2021年10月国务院下发《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，提出2025/2030/2060年国内非化石能源消费比重预计分别达到约20%、25%、80%以上。
- 我国新能源渗透率有望继续快速提升。2021年我国风光装机量达635.0GW，CAGR 5=23.2%，占全国电源装机量比重提升13.1pct至26.7%；发电量9826亿千瓦时，CAGR 5=26.2%，占全国发电量比重提升6.6pct至11.7%。

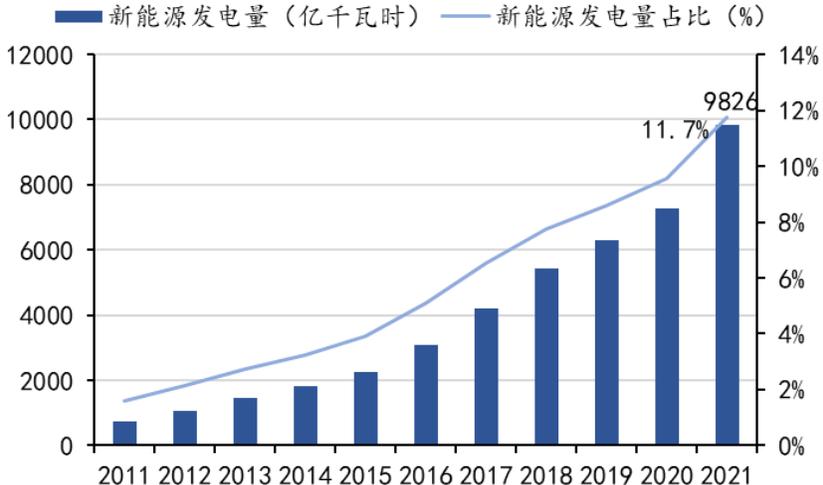
图表1：2020年我国煤电发电量占比61%



图表2：2021年全国风光装机量占比达26.7%



图表3：2021年全国风光发电量占比为11.7%



注：规模以上企业装机量数据

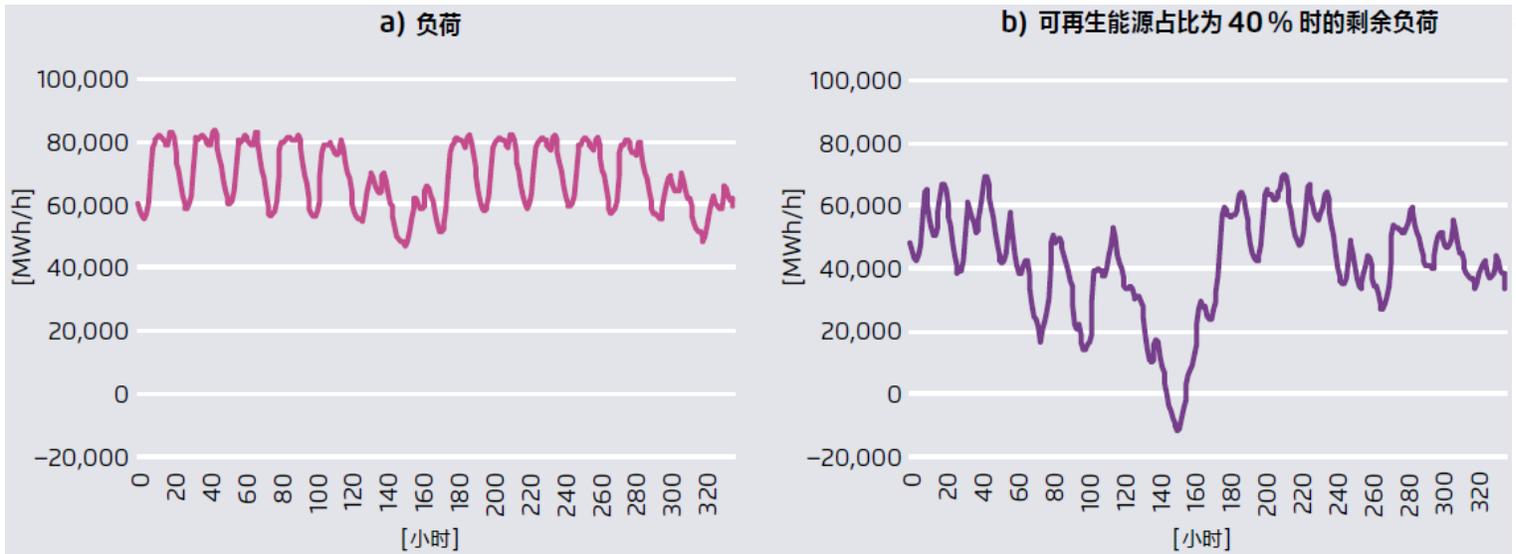
注：全国新能源电力企业发电量数据

资料来源：Ember, 中国电力企业联合会, iFind, 国家发改委, 中国政府网, 国海证券研究所

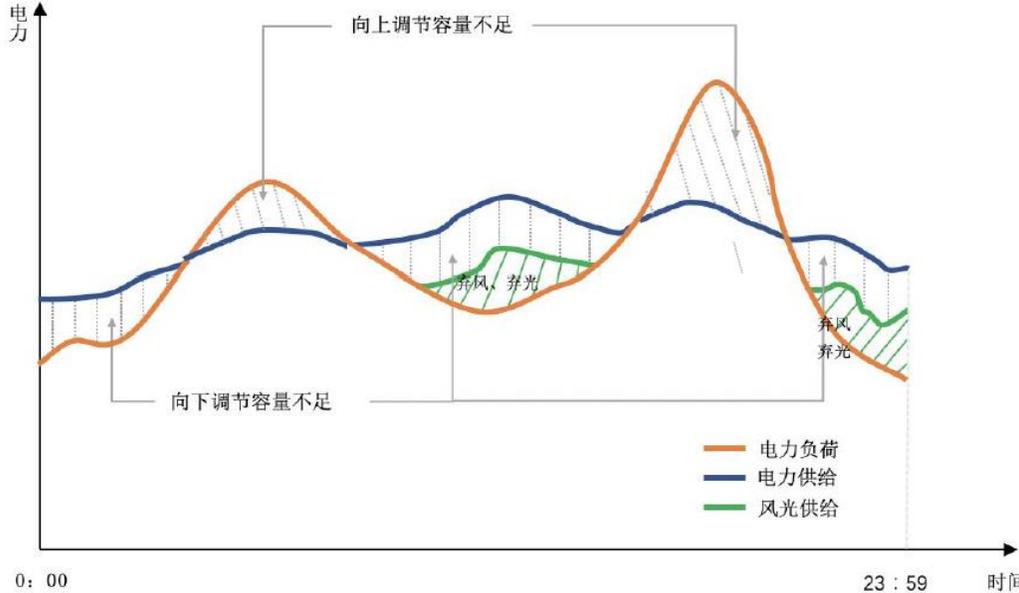
# 1.1 新能源高比例并网提升电力系统灵活性需求

- 风电和光伏机组发电具有明显的间歇性和波动性，且“向上”和“向下”调节能力有限。新能源的大规模高比例并网背景下，对电力系统灵活性要求提升。
- 根据《绿色和平：中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，电力系统灵活性是指：为了保持电力供需动态平衡，电力系统经济地调用各类灵活性资源以应对电源、电网及负荷不确定性的能力。

图表4：高比例可再生能源对电力系统灵活性要求提升（以德国为例）



图表5：电力系统灵活性不足原理



资料来源：《火力发电厂的灵活性\_Agora Energiewende》，《绿色和平：中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，国海证券研究所

# 1.1 新能源高比例并网提升电力系统灵活性需求

- 根据《绿色和平：中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，其基于吉林省的用电负荷、电源情况、需求响应等其他相关要素，模拟了吉林省电力系统在不同可再生能源渗透率+灵活性电源情形下的模拟运行结果，研究发现随着电力系统灵活性资源种类不断丰富，弃风率明显下降。

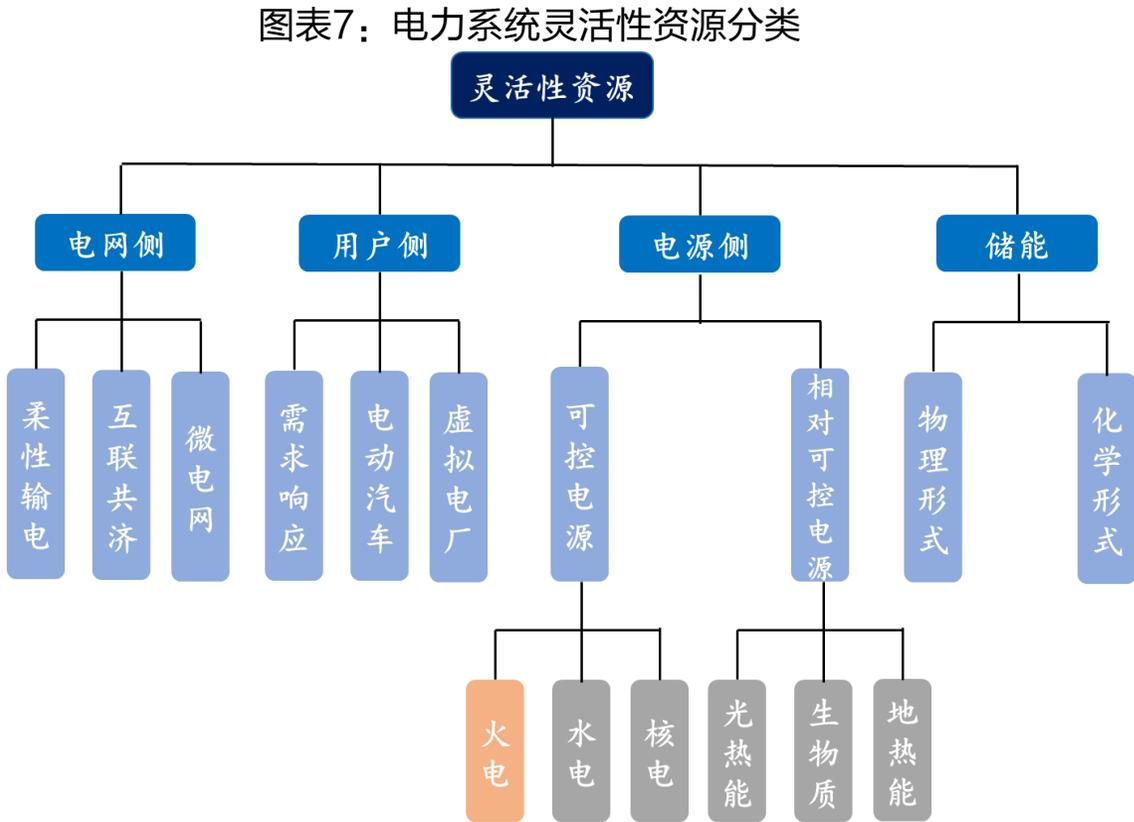
图表6：以吉林省为例电力系统模拟结果

情景（可再生能源渗透率）	风电年发电量 (亿KWh)	年弃风电量 (亿KWh)	风电发电量占比	弃风率
基准（18%）	148.01	3.75	22.84%	2.53%
基准+煤电灵活性改造（18%）	148.65	3.11	22.94%	2.09%
基准+气电调节（18%）	150.33	1.44	23.19%	0.96%
高渗透率+煤电灵活性改造（40%）	262.91	64.12	40.57%	24.39%
高渗透率+煤电灵活性改造+气电调节 (40%)	267.31	59.71	41.25%	22.34%
高渗透率+多种灵活性资源	288.50	38.53	44.62%	13.34%

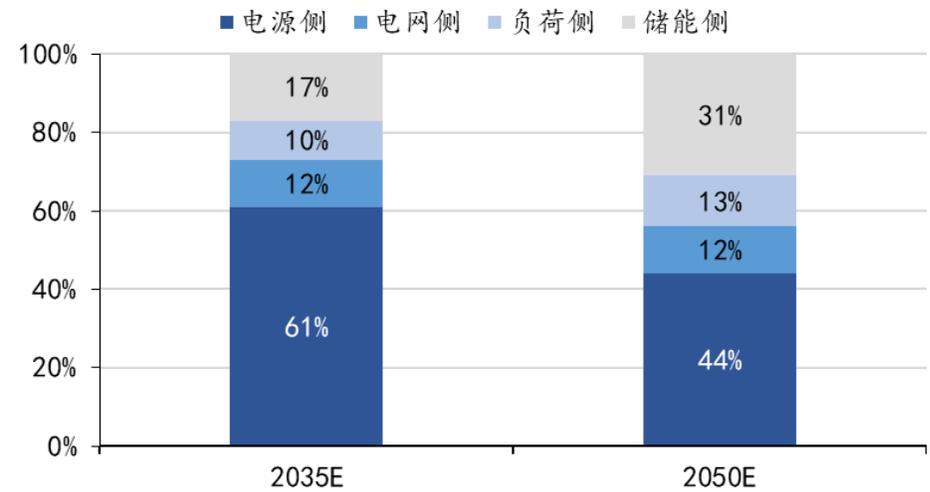
资料来源：《绿色和平：中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，国海证券研究所

# 1.2 煤电灵活性改造是当前提升电力系统灵活性的关键

- 电力系统灵活性资源包括电源侧、电网侧、用户需求侧以及储能。其中，**电源侧**灵活性资源种类多，且技术相对成熟，是我国灵活性资源建设现阶段重点发展方向。



图表8：国网能研院预测2035年电源侧灵活性资源占比仍达61%



图表9：电力系统灵活性资源优缺点

分类	优点	缺点
电源侧	灵活性资源种类多，火电调峰技术成熟，气电、水电调峰性能出色，光热、地热等资源能实现多能源协调互补	火电灵活性资源潜力挖掘不足；气电燃料成本高；水电选址受限，调节能力不稳
电网侧	利用空间分布特性实现灵活性需求平移	灵活性资源种类少，技术要求高，目前实际输送新能源电量不及预期
用户侧	灵活性资源种类多，符合市场运行规律	受价格、激励机制、基础设施等条件约束，实现规模偏小，实现方式相对单一
储能	抽蓄技术成熟、可靠性高，保障新能源消纳能力出色	除抽水蓄能外，大容量储能技术尚不成熟，投资成本较高

资料来源：《绿色和平：中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，北极星电力网，《源网荷储协调展下我国电力系统灵活性资源展望》，国海证券研究所

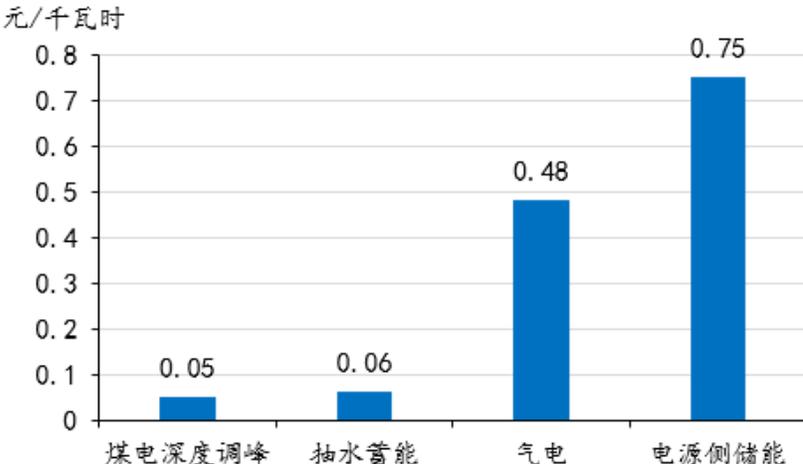
# 1.2 煤电灵活性改造是当前提升电力系统灵活性的关键

- 电源侧灵活性资源包括灵活性改造后的火电（主要为煤电和气电）、抽水蓄能以及电源侧储能。其中，煤电机组是我国新能源发展前期提升电力系统灵活性的关键。
  - I. 燃气发电灵活性较高且资本支出较低，但燃料成本较高。
  - II. 煤电长期作为我国发电主体，灵活性资源体量庞大。煤电机组通常不做调峰机组使用，频繁启停/爬坡/降出力对机组寿命损耗较大，但煤电机组长期作为我国发电主体，在新能源渗透率快速提升背景下，可提供大规模的灵活性资源。
  - III. 燃煤机组是电源侧改造成本和度电成本最低的灵活性资源。根据《储能的度电成本和里程成本分析》等，煤电灵活性改造单位成本最低，且深度调峰度电成本仅约为0.05元/千瓦时，低于其他电源侧灵活性资源。

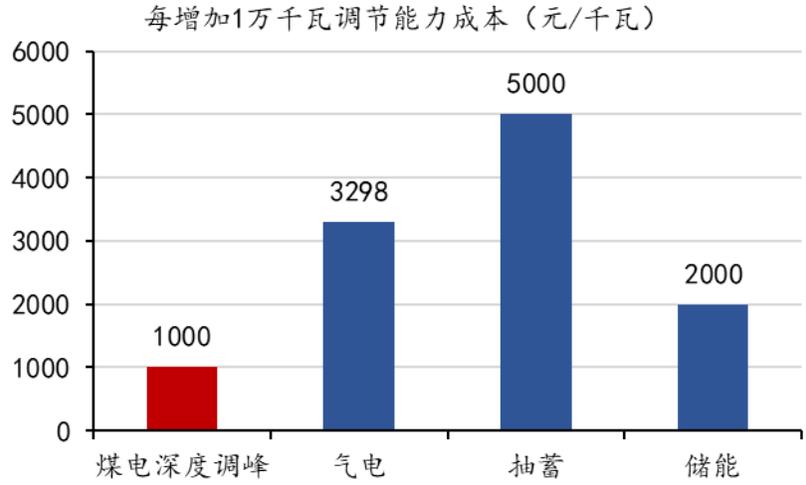
图表10：电源侧灵活性电源技术特征

电源种类	出力范围	机组爬坡速率
煤电 (灵活性改造前)	50%-100%	较慢 (常规1-2%/min)
燃气	0%-100%	较快 (常规20%/min)
水电	0%-100%	最快 (常规50%-100%/min)

图表11：电源侧灵活性资源中，煤电深度调峰度电成本最低



图表12：每增加1万千瓦调节能力，煤电深度调峰改造成本最低



资料来源：《广东“十三五”电源调峰联合运行策略优化》，《储能的度电成本和里程成本分析》，《绿色和平：中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，中电联理事会办公厅，国海证券研究所

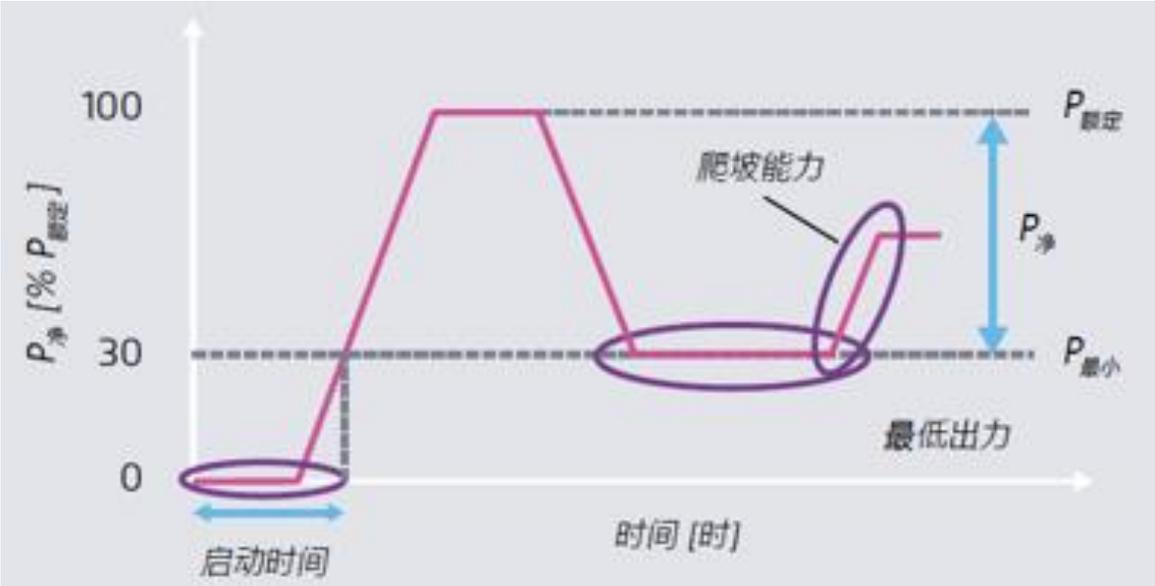
# 1.2 煤电灵活性改造是当前提升电力系统灵活性的关键

- 火电灵活性通常指火电机组的运行灵活性，其主要目标是使火电机组充分、及时响应电力系统的波动性变化，最终提高电力系统整体灵活性。
- 火电灵活性主要指标包括：最小负荷、爬坡速率以及启停时间，其中降低最小负荷以增加现有机组调峰能力是目前主要改造目标。

图表13：火电灵活性主要指标定义

指标	定义	对灵活性影响	缺点	局限性
最小负荷	发电厂在稳定运行条件下可以提供的 <b>最低净功率</b>	最小负荷越低，发电容量范围越大，可以避免昂贵的启停机	最小负荷下电厂运行效率较低	负荷越低越难保持稳定燃烧
启停时间	从电厂开机至达到最小负荷的时长	启动时间越短，达到最小负荷的速度越快	对电厂部件造成更大热应力，缩短使用寿命	厚壁部件可以承受的热梯度
爬坡速率	$=\Delta P/\Delta t$ 。发电厂在运行期间改变其净功率的速度	爬坡率越快，通过调整净功率满足电力需求变化的速度越快		厚壁部件允许的热应力和非对称变形度

图表14：火电关键灵活性指标图示

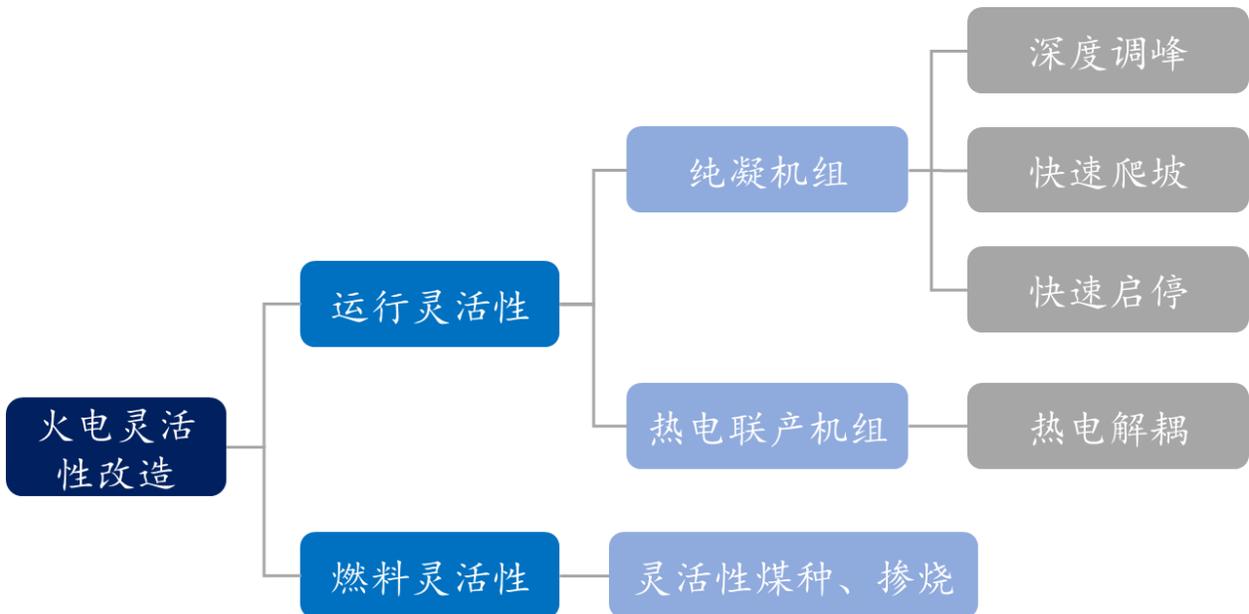


资料来源：《火力发电厂的灵活性\_Agora Energiewende》，《火电灵活性改造的现状、关键问题与发展前景\_潘尔生》，国海证券研究所

# 1.3 煤电机组灵活性改造技术路线

- 按运行模式，火电机组可分为纯凝机组与热电联产机组。其中，热电联产机组为确保持续提供热能，需要在一定负荷下运行，即“以热定电”，导致其灵活性大幅降低。

图表15：火电灵活性分类



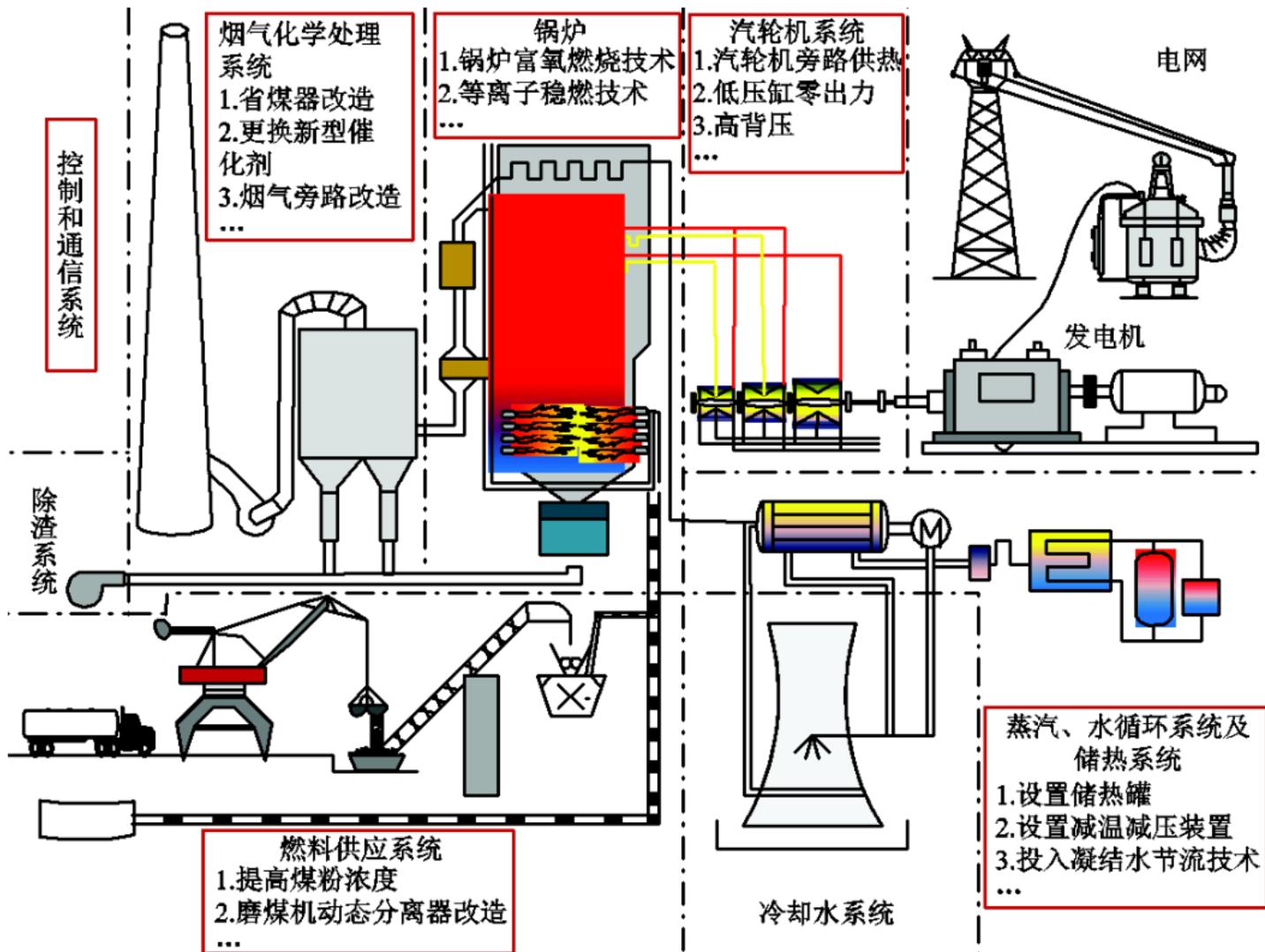
图表16：燃气机组灵活性更高

指标	单循环燃气轮机	联合循环燃气轮机	硬煤发电厂	褐煤发电厂
最小负荷	40%-50%	40%-50%	25%-40%	50%-60%
平均爬坡率	8%-12%	2%-4%	1.5%-4%	1%-2%
热启动时间	5-11分钟	60-90分钟	2.5-3小时	4-6小时
冷启动时间	5-11分钟	3-4小时	5-10小时	8-10小时

资料来源：《火电灵活性改造的现状、关键问题与发展前景\_潘尔生》，《绿色和平：中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》《火力发电厂的灵活性\_Agora Energiewende》，国海证券研究所

# 1.3 煤电机组灵活性改造技术路线

图表17：灵活性改造涉及子系统示意图



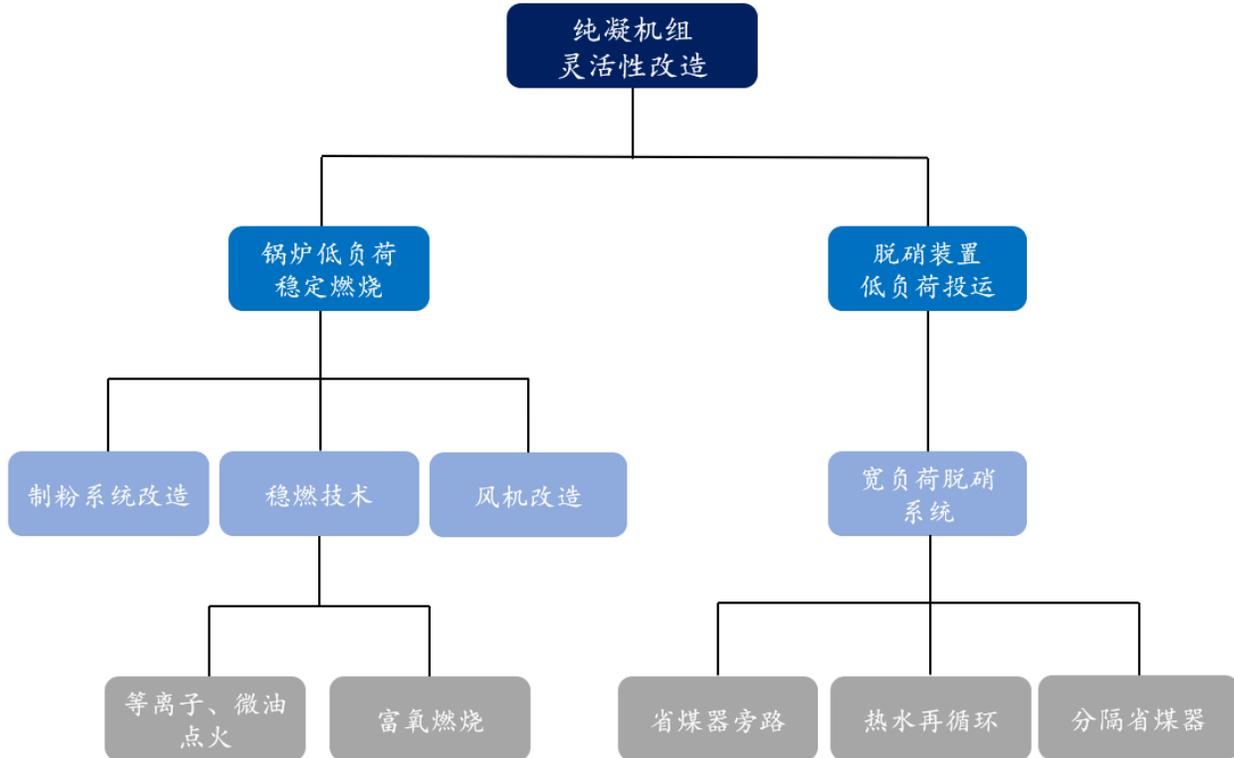
资料来源：《电工技术学报》\_郭通等

# 1.3 煤电机组灵活性改造技术路线

## 1.3.1 纯凝机组灵活性改造路线

- 纯凝机组灵活性改造目前主要是为了实现机组低负荷稳定运行，主要解决机组在低负荷运行时火焰稳定性差、脱硝装置低负荷投运等问题。
- 当机组低负荷运行时，需要采取助燃措施以保障锅炉稳定燃烧，当前普遍采用等离子无油、微油点火技术等方式助燃。
- 脱硝装置低负荷运行面临的最大问题是入口烟温低，解决措施包括省煤器烟气、水侧旁路、热水再循环、分隔省煤器等。

图表18：纯凝机组改造路线



图表19：纯凝机组改造路线对灵活性指标影响

技术路线	方案	最小负荷	启动时间	爬坡率
制粉系统改造	将双磨机运行转换为单磨机运行	√		
	磨煤机动态分离器			√
稳燃技术	等离子、微油点火	√	√	
	富氧燃烧	√		
风机改造	风机改造	√	√	√
宽负荷脱销	省煤器旁路	√		

资料来源：《绿色和平：中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，《火电机组灵活性改造技术方案研究\_胡远庆》，《火电机组灵活性运行技术综述与展望\_牟春华》，《火力发电厂的灵活性\_Agora Energiewende》，《Flexibility Toolbox for Coal-fired Power Plants\_CN》，国海证券研究所

# 1.3 煤电机组灵活性改造技术路线

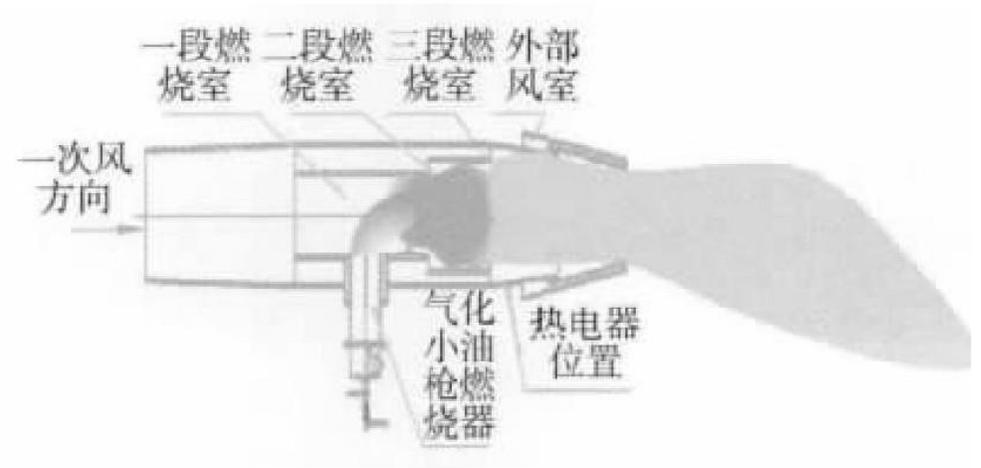
## 1.3.1 纯凝机组灵活性改造路线

- 等离子和微油点火技术成熟，具有无油点火及明显减少电站机组点火环境污染的优势。
- 等离子系统复杂，其原理是利用直流电流在等离子载体空气中接触引弧，并在强磁场控制下获得稳定功率的直流空气等离子体，然后在专门的燃烧筒中形成温度梯度极大的高温区，使煤粉颗粒在微秒内迅速破裂粉碎，从而迅速燃烧。
- 气化微油点火系统相对简单且维护方便，其原理是微油气化油枪燃烧形成的高温火焰使进入一次室的浓相煤粉颗粒温度急剧升高、破裂粉碎，并释放出大量的挥发分迅速着火燃烧，然后由已经着火燃烧的浓相煤粉在二次室内与稀相煤粉混合并点燃稀相煤粉，实现煤粉的分级燃烧，燃烧能量逐级放大，达到点火并加速煤粉燃烧的目的。

图表20：等离子点火系统图



图表21：气化微油点火技术原理图



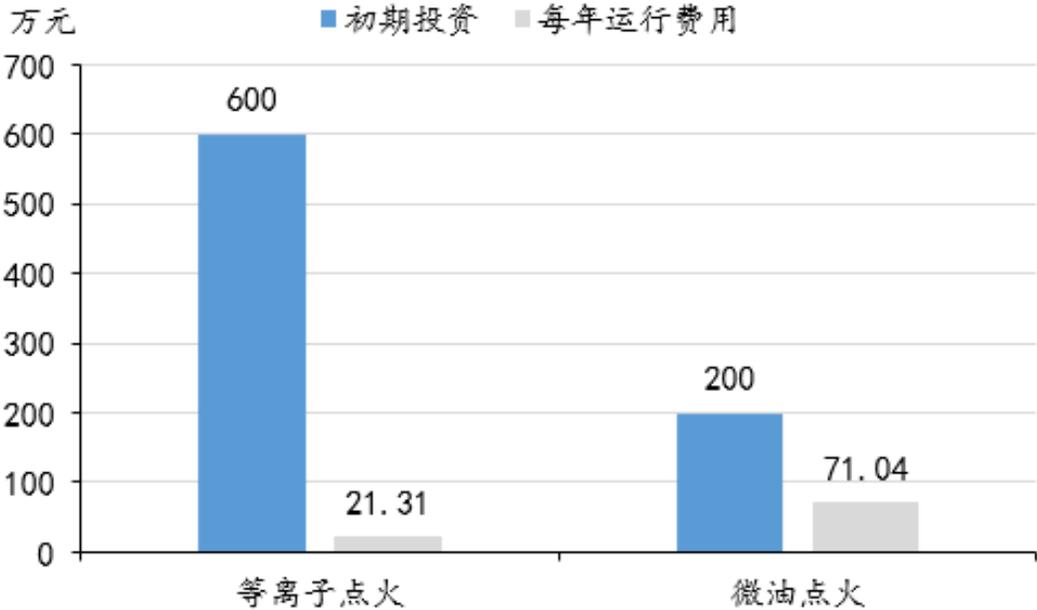
资料来源：《电站锅炉节油点火技术经济性比较研究》\_梁俊毅等，《电站锅炉节油点火技术应用比较研究》\_黄军等，国海证券研究所

# 1.3 煤电机组灵活性改造技术路线

## 1.3.1 纯凝机组灵活性改造路线

- 微油点火技术灵活性改造更具经济性。等离子点火技术初期投资和运行维护成本较高，在新建的火电机组中使用更佳。微油点火技术对煤种适应性更好、煤粉燃尽度更高、建设工期短，在老机组改造中优势明显。
- 富氧燃烧技术能有效降低稳燃负荷，其经济性则很大程度取决于自购设备制氧或外购氧气，前者能显著降低运行成本。

图表22：微油点火期初投资低于等离子技术（以1000MW机组为例）



图表23：高温富氧无油点火与等离子点火经济性对比（以300MW锅炉为例）

	等离子点火	高温富氧无油点火 (设备制氧)	高温富氧无油点火 (外购氧气)
点火装置成本 (万元)	120	20	20
制氧设备成本 (万元)	0	120	0
购氧成本 (元/Nm <sup>3</sup> )	0	0	0.12
制氧成本 (元/Nm <sup>3</sup> )	0	0.12	0
加热成本 (元/Nm <sup>3</sup> )	0	0.128	0.128
合计运行成本 (元/次)	1000	248	1328

资料来源：《浅谈大容量燃煤电厂节油点火系统选择》\_于洪涛等，《电站锅炉节油点火技术经济性比较研究\_梁俊毅》，《火电机组灵活性改造技术路线研究\_刘刚》，《1000MW燃煤机组采用等离子点火与微油点火方案选择对比分析\_文涛》，《煤粉高温富氧无油点火技术及其经济性分析\_刘国伟》，国海证券研究所

# 1.3 煤电机组灵活性改造技术路线

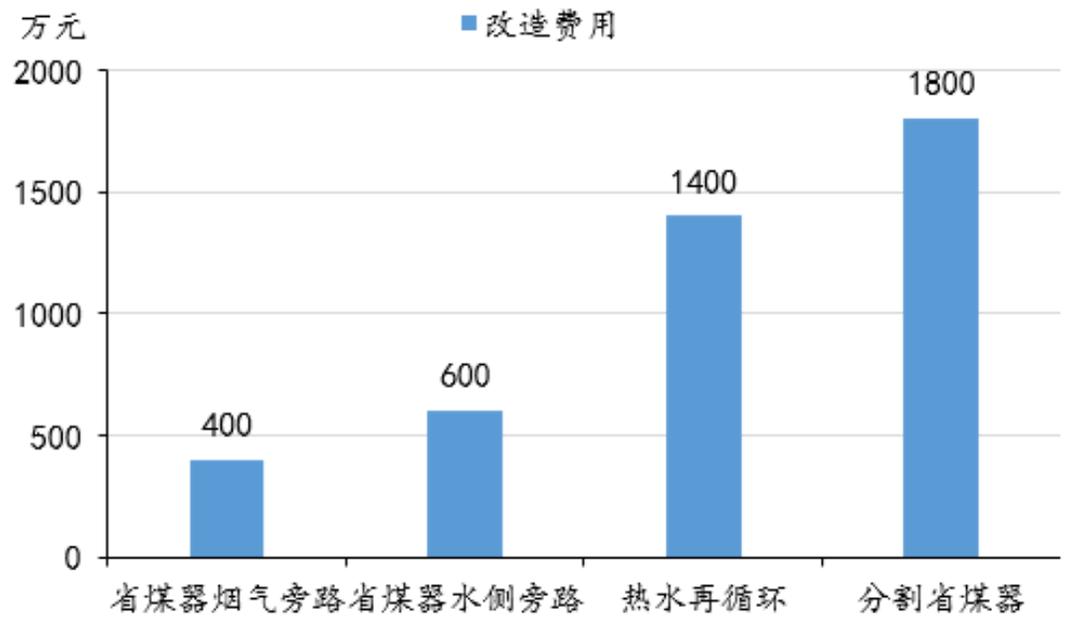
## 1.3.1 纯凝机组灵活性改造路线

- 脱硝装置低负荷投运面临的最大问题是入口烟温低，且灵活性改造会在不同程度上降低锅炉效率。从改造经济性、施工周期、对机组灵活性水平的提升三个方面来看，省煤器烟气旁路相对更好，以300MW锅炉为例，其改造费用仅需400万元，且可提高烟温30°C，处于中上游水平。

图表24：脱硝装置低负荷投运改造路线特征对比  
(以300MW锅炉为例)

技术路线	施工周期(天)	供货周期	可提高烟温(°C)	锅炉效率
省煤器烟气旁路	40 (停机30天)	1-2月	30	高负荷下效率不变，低负荷下微降
省煤器水侧旁路	25 (停机2-3周)	2月	10-15	降低0.1%-0.4%
热水再循环	30 (停机2-3周)	8-9月	40	效率降低幅度仅与温度有关
分割省煤器	85 (停机65天)	3-4月	30	不影响锅炉效率，但灵活性差

图表25：脱硝装置低负荷投运改造路线成本对比  
(以300MW锅炉为例)



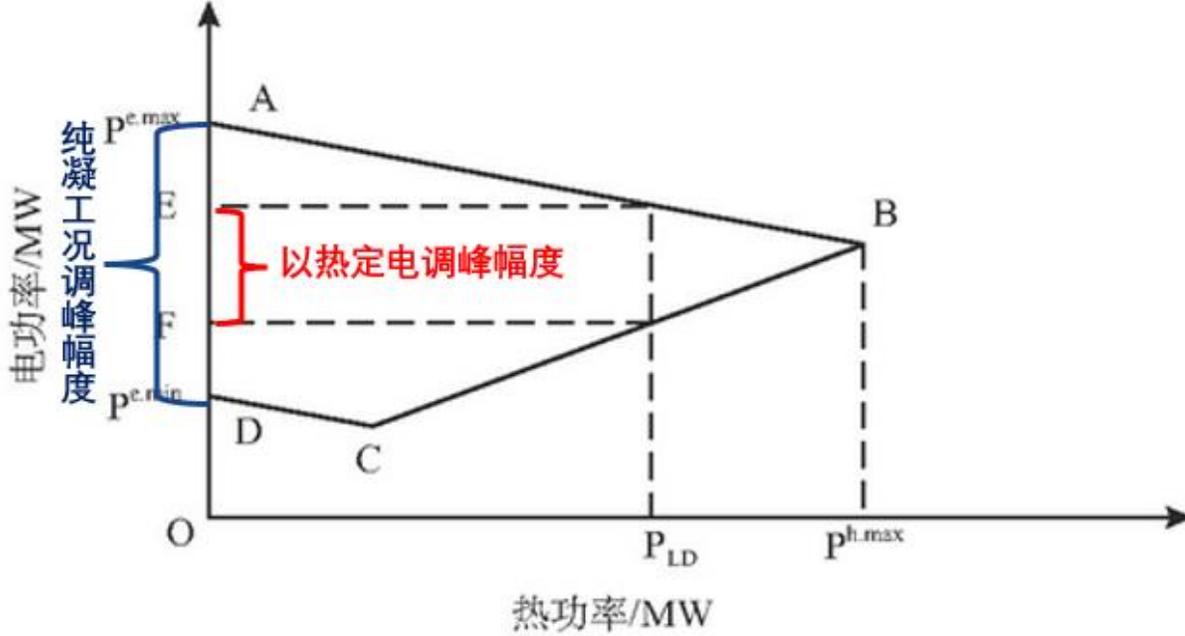
资料来源：《火电机组灵活性改造技术方案研究\_胡远庆》，《火电机组灵活性改造技术路线研究\_刘刚》，国海证券研究所

# 1.3 煤电机组灵活性改造技术路线

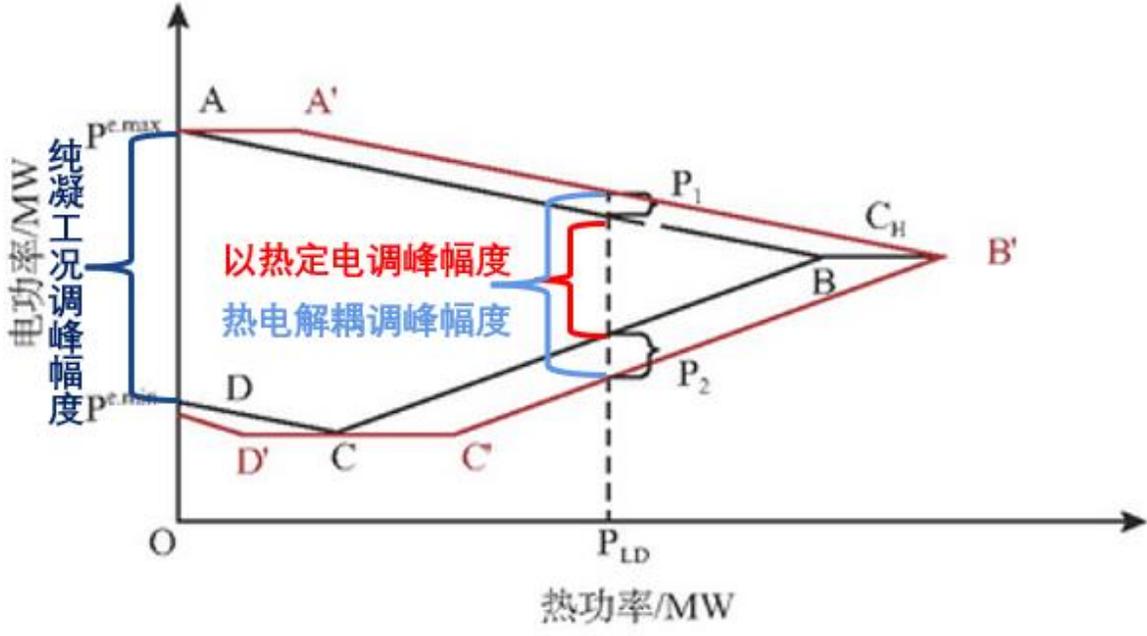
## 1.3.2 热电联产机组灵活性改造路线

- 热电联产机组因普遍存在的“以热定电”现象导致其在供热旺季调峰困难，其灵活性改造关键在于对机组进行“热电解耦”改造，实现满足机组供热要求的同时减少其发电出力。
- 以热定电指为保障冬季供暖刚需，对热电联产机组以热负荷决定电负荷，限制了供暖机组的调峰幅度。
- 热电解耦本质上就是用其他热源替代汽轮机供热，进而降低以热定电的发电功率，解除机组供热与发电的“耦合”，提升其调峰幅度与灵活性。

图表26：热电联产机组以热定电下运行区间示意图



图表27：热电联产机组配置储热后运行区间示意图



资料来源：《绿色和平：中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，《面向电源侧灵活性提升的热电解耦技术综述\_申融容等》，《分布式能源热电联产“以热定电”的新理解\_龙惟定》，国海证券研究所

# 1.3 煤电机组灵活性改造技术路线

## 1.3.2 热电联产机组灵活性改造路线

- 低压缸零出力、电极锅炉供热、热水罐储热是热电联产机组灵活性改造主要的技术路线，具有调峰能力高、经济性相对更好的优点。
- **低压缸零出力：**缺点在于通过调节锅炉负荷增加调峰能力，但随着热负荷增加，机组的发电能力下降，可能带来调峰收益损失。
- **热水罐储热：**灵活性改造试点项目中采用最多的技术路线，但存在储能密度低，空间占用较大的缺点。

图表28：热电联产机组灵活性改造路线对比（以350MW机组为例）

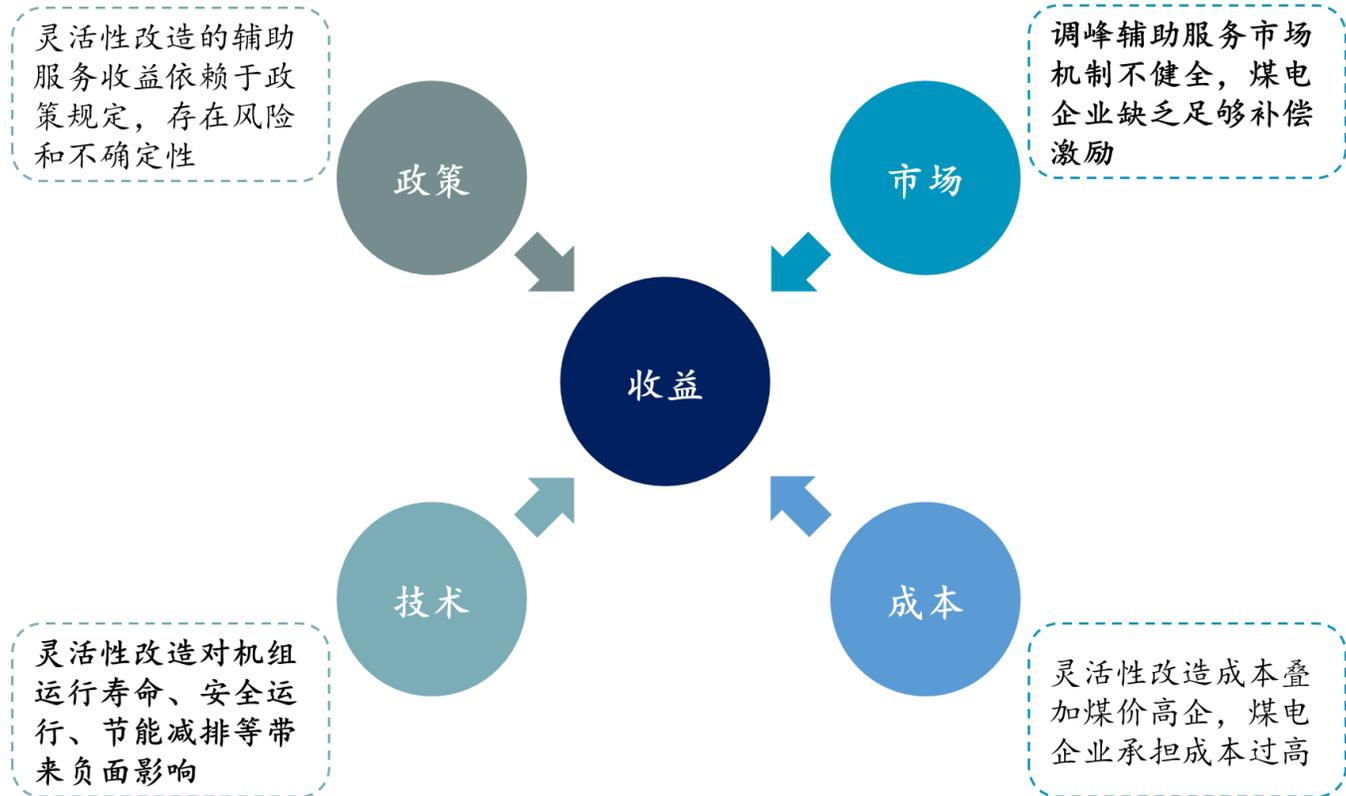
改造类型	调峰技术	调峰深度	投资成本（万元）	运行成本	优/缺点
涉及汽轮机本体技改，将汽轮机内部高温高压蒸汽的做功份额减小，转化为对外供暖的热能	汽轮机旁路（部分容量）供热	增加10~15%额定容量调峰空间	2000~3000	较高	调峰幅度有一定限制，存在热经济损失，运行成本较高
	低压缸零出力	增加20~30%额定容量调峰空间	1000~2000	较低	具有较强的调峰能力
	低压缸高背压循环水供热	增加15~20%额定容量调峰空间	5000~10000	最低	改造后发电机组的顶尖峰负荷能力下降
不涉及热电厂设备本体改造，对热电厂正常运行影响较小	热水罐储热	增加20~30%额定容量调峰空间，取决于储能容量	3000~6000	较低	具备双向调峰能力；经济性好，运行成本较低
	电极锅炉供热	增加30%以上额定容量调峰空间	5000~10000	高	需要和电厂锅炉运行协调控制，调峰深度有限
	电锅炉固体储热	可以实现100%调峰容量	10000~20000	高	投资成本高，热经济性差，运行成本高

资料来源：北极星电力网，国海证券研究所

# 1.4 “十四五”火电灵活性改造目标完成率有望提升

- 据国家能源局发布的《电力发展“十三五”规划》，“十三五”期间，我国规划完成火电机组改造共计2.2亿千瓦。而截至2020年底，实际完成火电机组改造合计约8000万千瓦，完成率仅为约三分之一。
- “十三五”火电改造目标未完成，核心原因是火电灵活性运行的收益机制不健全，如调峰辅助服务市场不健全，煤电企业缺乏足够补偿激励。

图表29：火电灵活性改造目标未完成核心原因是收益机制不健全



资料来源：国家能源局，中国电力新闻网，北极星电力网，《“十三五”已过半，煤电灵活性改造缘何仅完成两成》，国海证券研究所

# 1.4 “十四五”火电灵活性改造目标完成率有望提升

- 2021年11月，国家发改委发布《全国煤电机组改造升级实施方案》，提出“十四五”实现煤电机组完成灵活性改造规模2亿千瓦，存量煤电机组灵活性改造应改尽改。
- 我们认为，我国“十四五”火电灵活性改造目标完成率有望提升：
  - I. 辅助服务收益机制明确：2021年12月，国家能源局发布《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》，明确了燃煤机组参与辅助服务市场的补偿标准。
  - II. 市场化电力体系建设持续推进：参考欧洲，在市场化程度较高的电力市场，煤电机组灵活性提升后，可根据电价实时调整出力水平。截至2022年6月底，我国已有江苏、山东等14个省市开始运行电力现货市场。

图表30：南方区域电源调峰补偿标准明确

提供主体	补偿阶梯	补偿标准
燃煤、生物质机组	深度调峰出力在额定容量 40%-50%	0.099元/KWh
	深度调峰出力在额定容量 30%-40%	0.792元/KWh
	深度调峰出力在额定容量 30%以下	1.188元/KWh
核电机组	深度调峰出力在额定容量50%至并网调度协议约定的正常调节出力下限之间	0.099元/KWh
	深度调峰出力在额定容量 50%以下	0.792元/KWh
抽蓄机组	当年抽发累计利用小时数超过 2700×H1 小时且抽水累计利用小时数超过 1600×H2小时后，超出部分抽水电量按照0.99元 /MWh的标准补偿	
独立储能电站	广东0.792/广西0.396/云南0.6624/贵州0.2376/海南0.5952(元/KWh)	

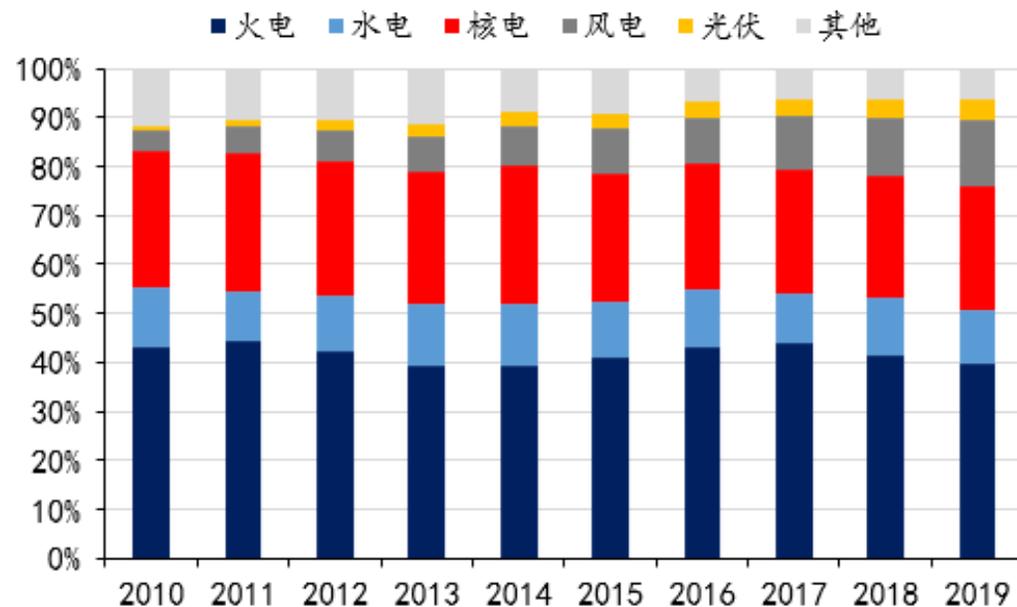
资料来源：国家能源局南方监管局，国家发改委，国家能源局，国海证券研究所

## 二、他山之石，丹麦和德国火电转型的启示

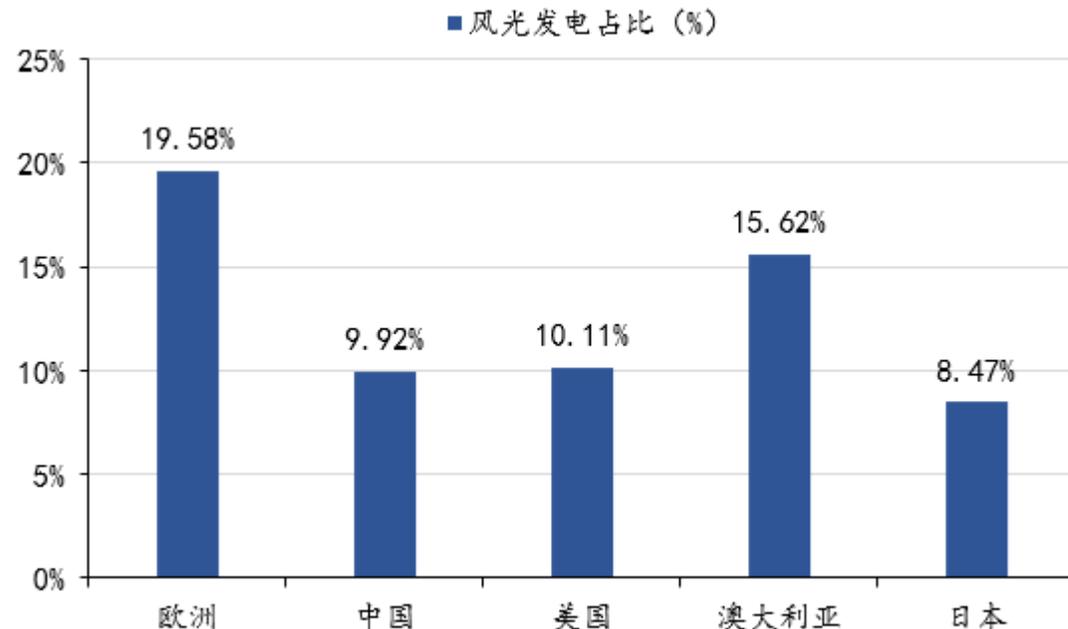
## 2.1 丹麦和德国是火电转型翘楚，2021年新能源发电量占比全球领先

- 欧洲新能源发电量占比位居全球首位。2010-2019年，欧盟风光发电量占比由5.13%提升到17.48%，风光发电量CAGR 9=14.07%；2020年，欧洲风光发电占比达19.58%，位居全球首位。

图表31：欧洲风电光伏发电量占比持续提升至2019年的17.48%



图表32：2020年欧洲风电光伏发电量占比位居全球首位

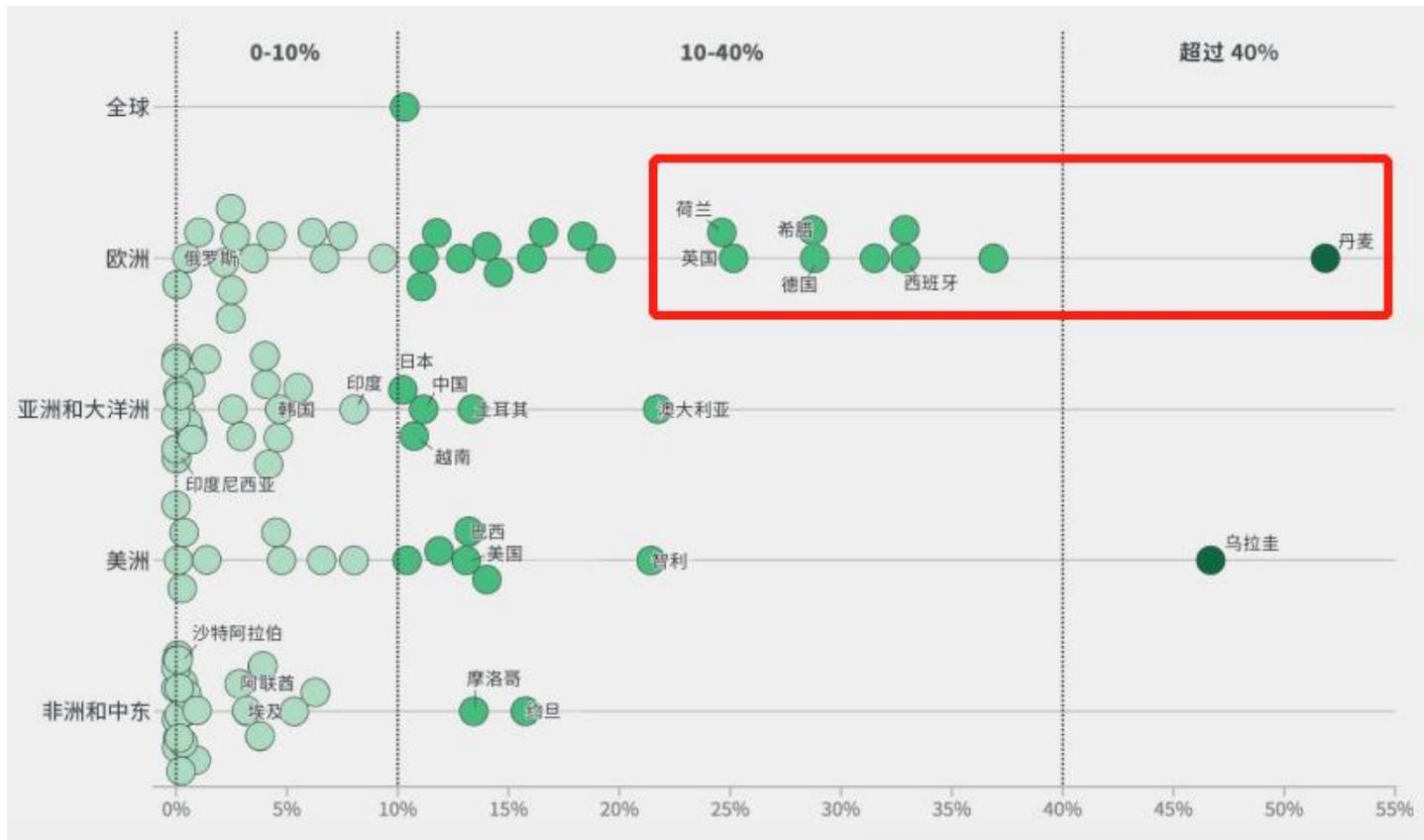


资料来源：IEA, iFind, 风能专委会CWEA, 国海证券研究所

## 2.1 丹麦和德国是火电转型翘楚，2021年新能源发电量占比全球领先

- 具体到国家来看，2021年，丹麦新能源发电量占比超过50%，位居全球首位；德国、西班牙等国位居全球第二梯队，新能源发电量占比超过20%。对比来看，亚洲、美洲和非洲地区国家新能源发电量占比大多位于20%以下。

图表33：2021年丹麦、德国等欧洲国家新能源发电量占比全球领先

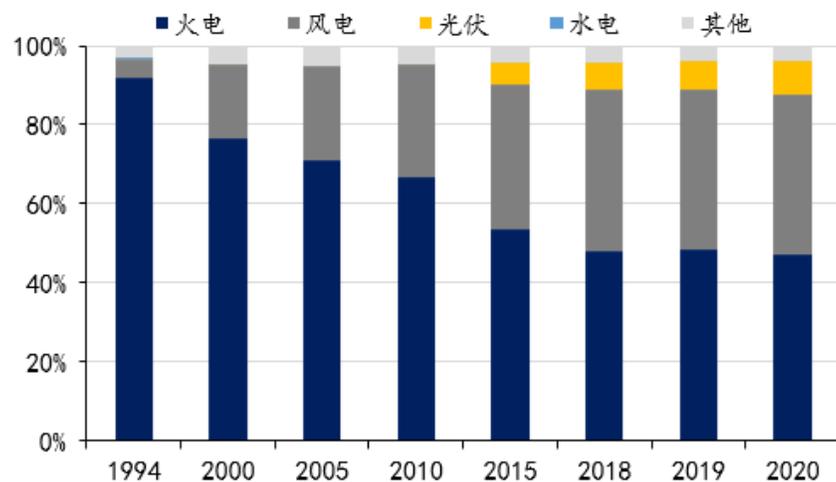


注：部分国家使用2020年数据

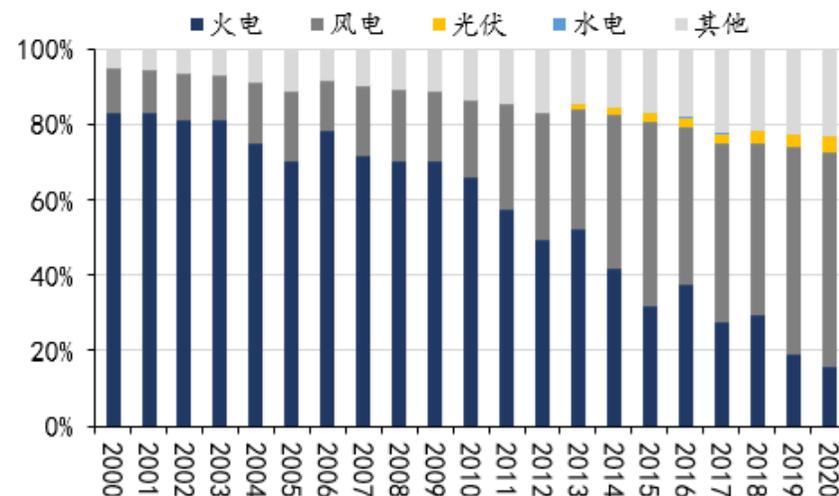
资料来源：EMBER，丹麦能源署，国海证券研究所

## 2.1 丹麦和德国是火电转型翘楚，2021年新能源发电量占比全球领先

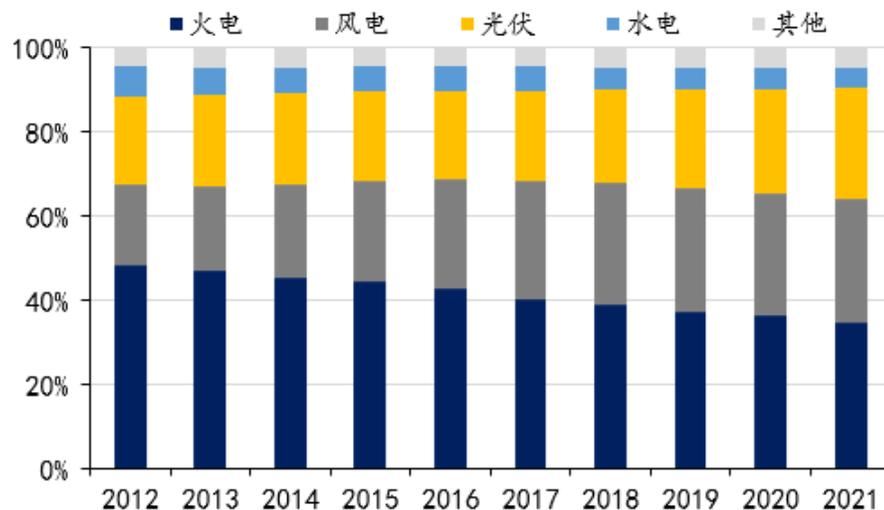
图表34：2020年丹麦风光装机量占比48.83%



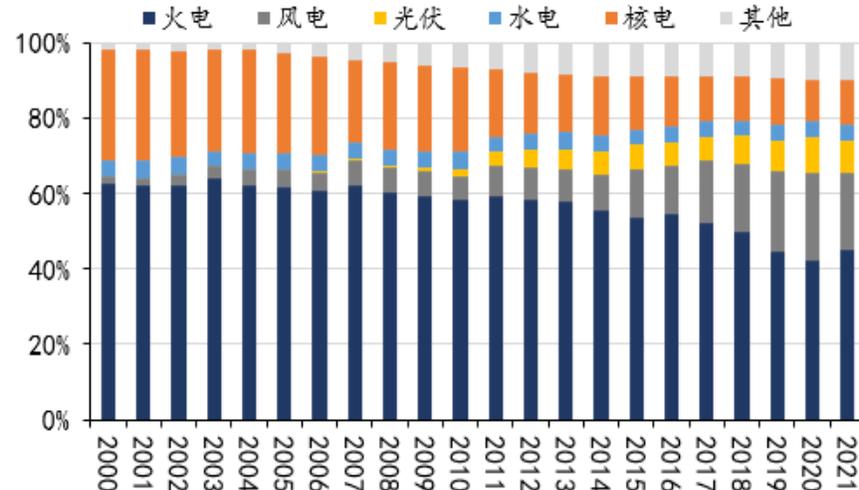
图表35：2020年丹麦风光发电量占比60.99%



图表36：2021年德国风光装机量占比55.81%



图表37：2021年德国风光发电量占比28.85%

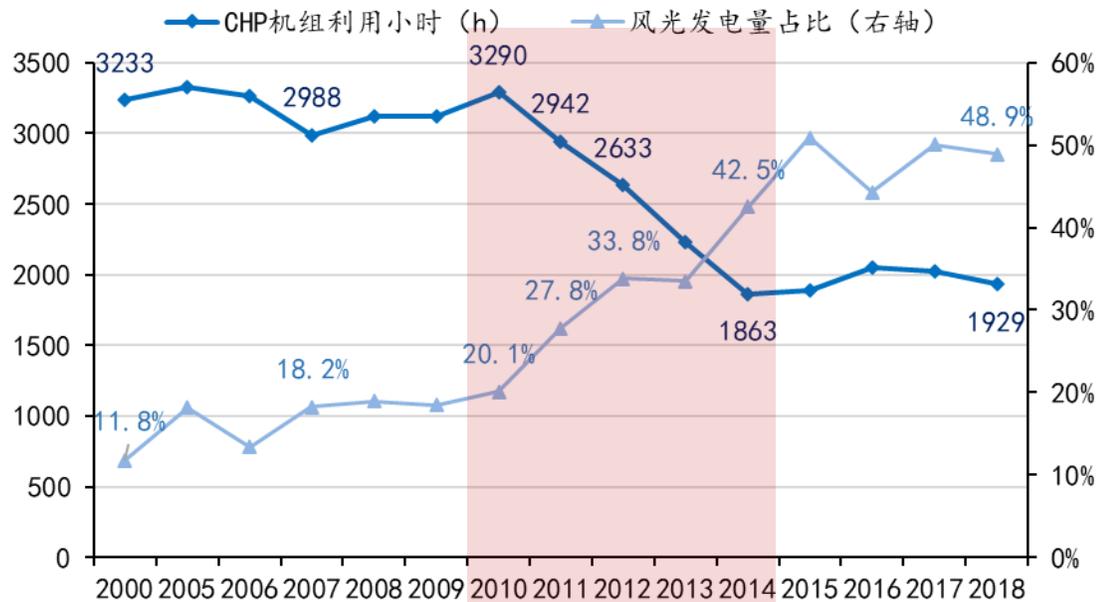


资料来源：Energy-Charts，IEA，丹麦能源署，iFind，国海证券研究所

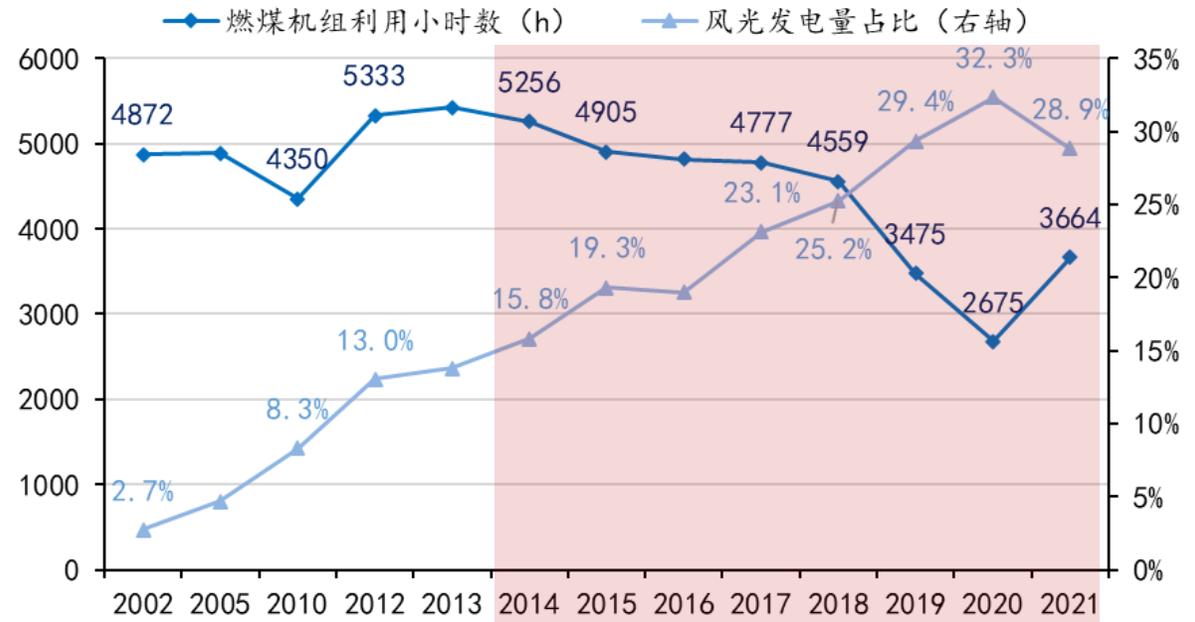
## 2.2 新能源渗透率超过20%时，丹麦和德国火电利用小时数均呈下降趋势

- 伴随新能源发电量占比的持续提升，火电机组出力需求降低，逐渐向灵活性电源转变。当丹麦、德国风光发电量占比分别达到20%、15%左右时，火电机组利用小时数开始下行。
- 2015-2018年丹麦风光发电量占比达到约50%，其热电联产机组利用小时数在1900小时左右（2015年丹麦热电联产机组发电量占火电比重达82%），2019-2021年德国风光发电量占比达到30%左右，燃煤机组利用小时数3500小时左右（除2020年）。

图表38：丹麦风光发电量占比提升至20%左右时，热电联产机组利用小时数开始下降



图表39：德国风光发电量占比提升至15%左右时燃煤机组利用小时数开始下降

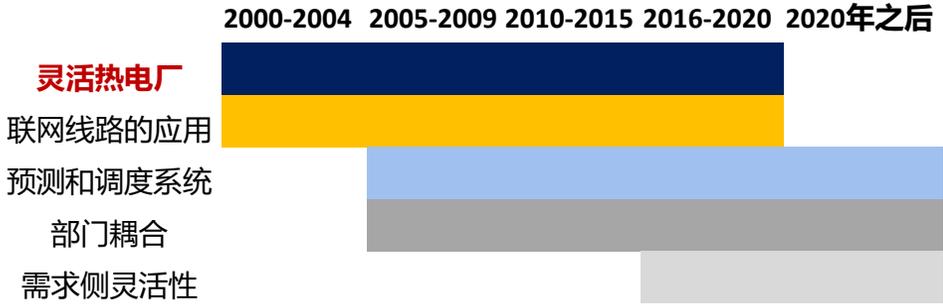


资料来源：Energy-Charts, eurostat, 丹麦能源署, 国海证券研究所

## 2.3 完善的市场化电价体系是提升灵活性的核心驱动力

- 通过复盘丹麦电力系统灵活性变革历程，我们发现电源侧在2016年之前一直都是主要的灵活性来源，而其中火电灵活性是核心。
- 完善的市场化电价机制是火电灵活性改造的核心驱动力。2009年丹麦引入负电价，并将电力现货市场定价频率提升至24次/天，收益模式转变，火电灵活性改造需求爆发。

图表40：火电在新能源发展前期是丹麦电力系统灵活性的主要来源之一



图表41：丹麦火电灵活性改造历程



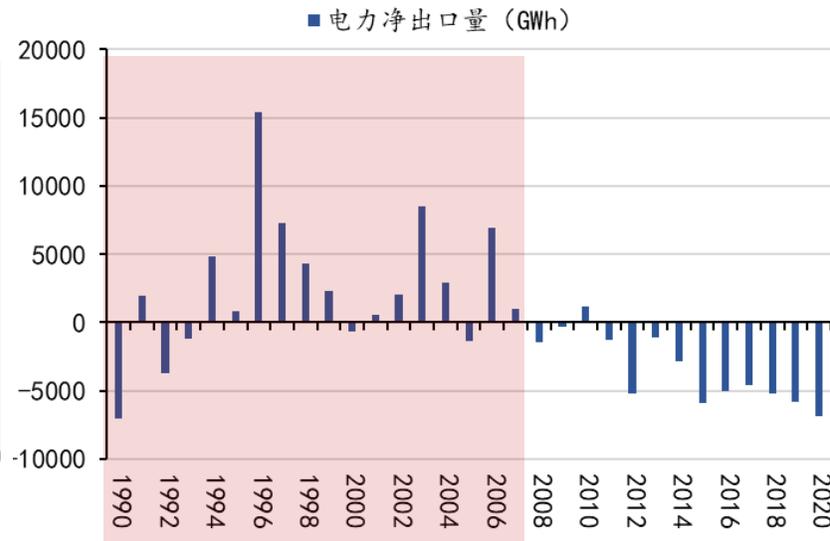
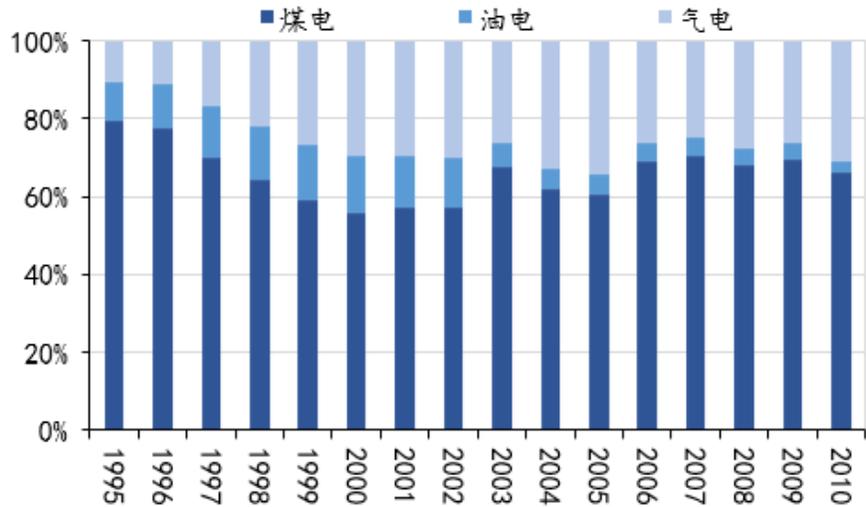
资料来源：《丹麦能源署（2021）：丹麦电力系统中灵活性的发展及其作用》，《丹麦电力部门的市场化（1995-2020）—国际视野下的经验总结》，丹麦能源署，IEA，eurostat，国海证券研究所

## 2.3 完善的市场化电价体系是提升灵活性的核心驱动力

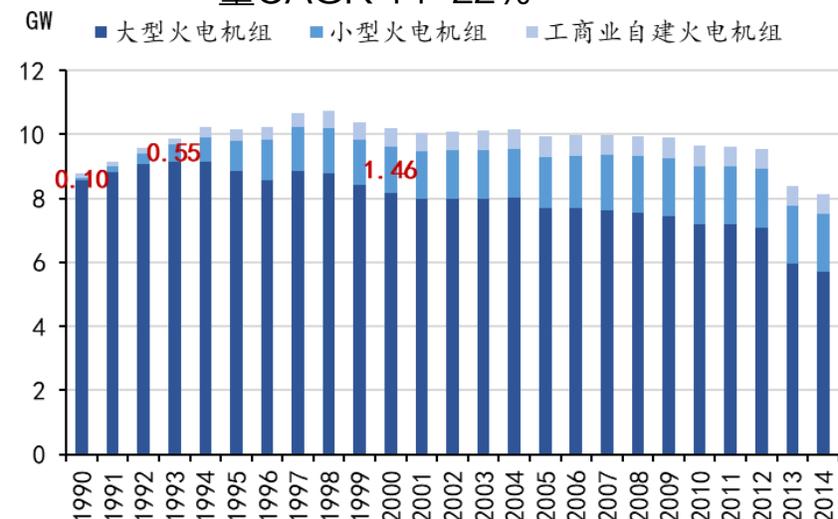
### 2.3.1 分散式风火打捆联合提供早期灵活性

- 1995-2004年，丹麦风电光伏发电量占比3%-18%，小型燃气机组装机量快速攀升，火电灵活性改造需求较低。
- I. 1995-2005年丹麦电力过剩。1990-2004年，受益于丹麦大力支持分布式燃气机组发展，并给予电价补贴，小型火电机组装机量快速攀升，1990-2004年装机量CAGR 14=22%。此外，丹麦要求小型燃气机组应发尽发，在保障新能源消纳的同时，也导致该时期丹麦电力过剩。
- II. 小型燃气机组在早期提供了充足的灵活性。分散式燃气机组可以在几分钟内完成启停，灵活性调峰能力极强。

图表42：2000年丹麦气电发电量占火电比重约29% 图表43：1990-2007年丹麦以电力出口为主



图表44：1990-2004年丹麦小型火电机组装机量CAGR 14=22%



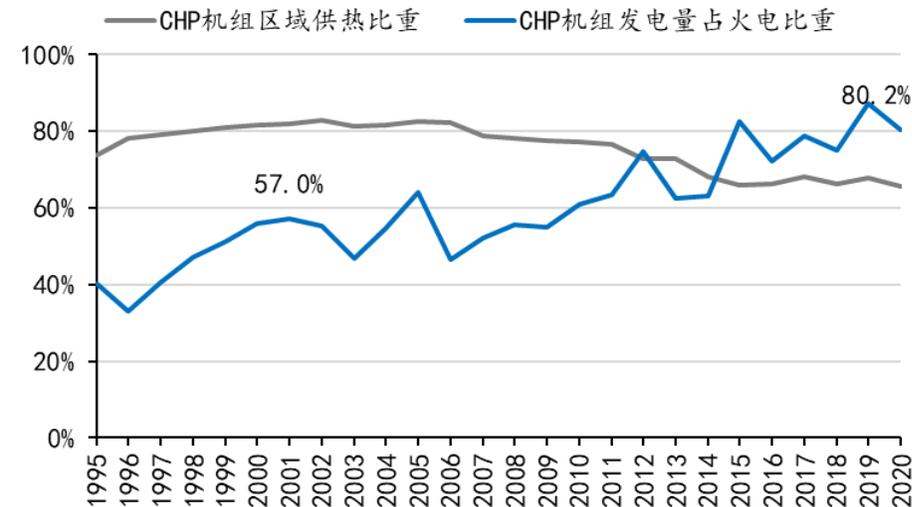
资料来源：IEA，丹麦能源署，中国风能协会，《丹麦电力部门的市场化（1995-2020）—国际视野下的经验总结》，国海证券研究所

## 2.3 完善的市场化电价体系是提升灵活性的核心驱动力

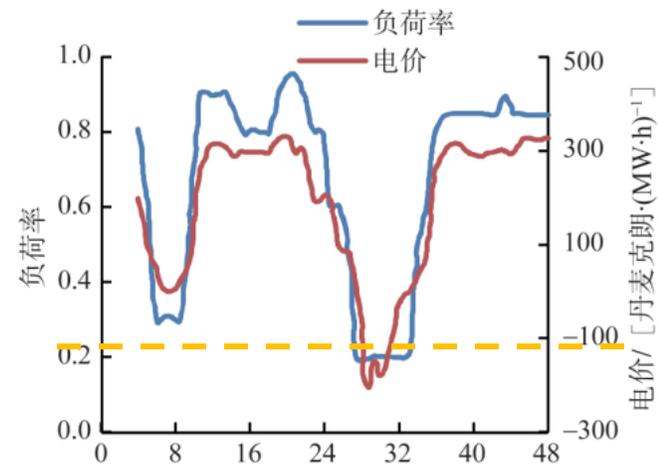
### 2.3.2 反映实时电力供需的电价体系逐步成型，火电灵活性改造需求爆发

- **电力现货市场放开：**2005年，丹麦放开电力现货市场，将电价调整频率由一天3次调整为24次，同时将热电联产机组推入现货市场，反映电力供需的电力市场逐步成型，火电机组灵活性改造的动力提升。2006年，丹麦新增电热锅炉数量开始增加。
- **引入负电价：**2009年丹麦在电力现货市场引入负电价机制，并激励电热锅炉参与市场交易。负电价倒逼火电厂加大灵活性改造力度，转变商业模式。2010-2012年，丹麦新增电热锅炉数量翻番。

图表45：2000年丹麦热电联产机组发电量占火电比重已超50% 图表46：2010-2012年丹麦新增电热锅炉数量翻番



图表47：丹麦火电负荷随电价而变



资料来源：《丹麦能源署（2021）：丹麦电力系统中灵活性的发展及其作用》，《火电灵活性改造的现状、关键问题与发展前景》\_潘尔生等，丹麦能源署，国海证券研究所

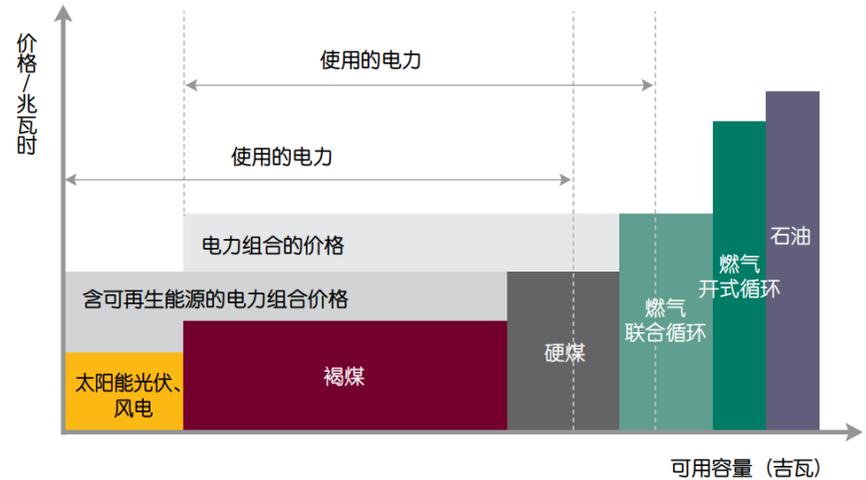
## 2.3 完善的市场化电价体系是提升灵活性的核心驱动力

### 2.3.2 反映实时电力供需的电价体系逐步成型，火电灵活性改造需求爆发

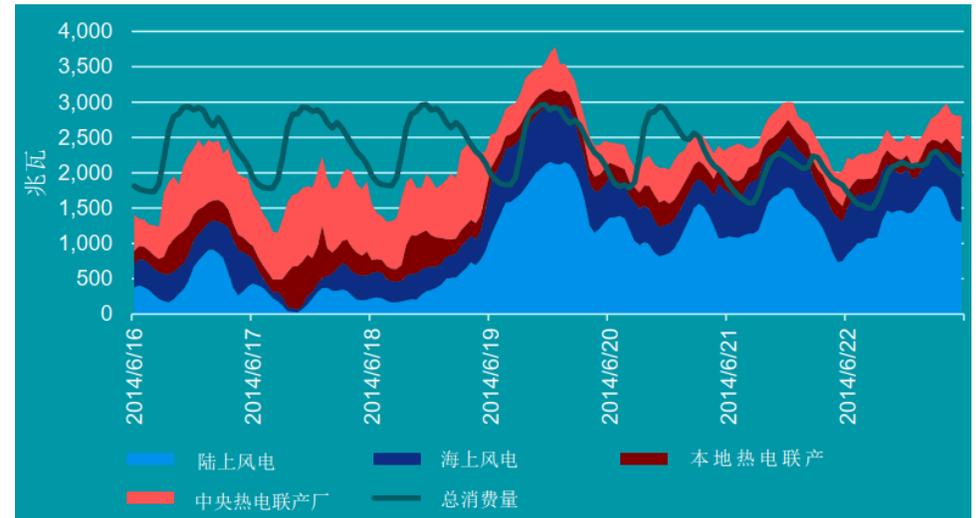
- 2010-2015年，丹麦新能源发电量占比从约20%快速提升至50%左右，火电利用小时数持续下降，火电逐步从电量主体向容量主体转变，灵活性改造需求爆发。
- 从市场运行机制来看，在边际出清价格机制下，新能源发电边际成本极低，发电优先次序排在火电前面。因此当新能源大发时，火电出力需求减少，电价一般较低；反之，火电出力需求增加，电价一般更高，因此，火电机组需加大投资提升灵活性，转变收益模式。

图表48：2010年后丹麦热电联产机组进一步提高灵活性的措施

灵活性改进方向	热电联产机组改进措施	负荷调节方向
扩大运营边界	降低最小稳定出力	向下
	提高过载能力	向上
热电解耦：可变热转电比率	涡轮机旁通	向下/上
	电热锅炉和热泵	向下
热电解耦：将电能以热能的方式储存起来	蓄热	向下
运营边界内进一步提升灵活性	持续提升爬坡速率	
	更快速的启/停	



图表49：2014年某一周西丹麦分能源品种的发电量及总电力需求

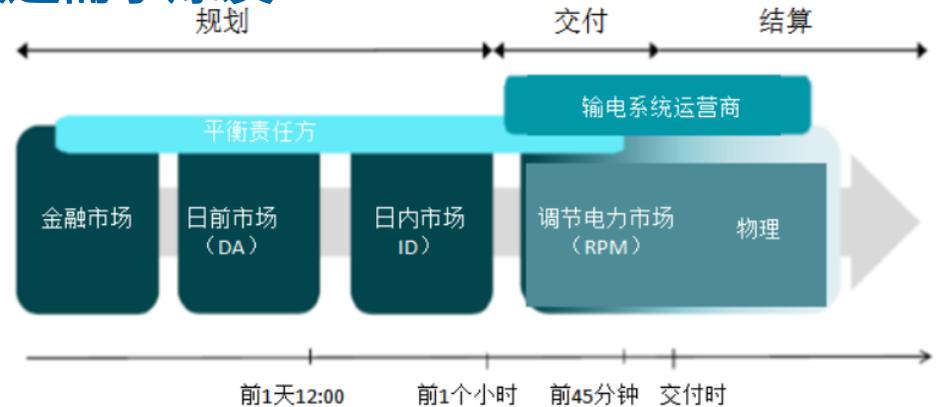


资料来源：《丹麦能源署（2021）：丹麦电力系统中灵活性的发展及其作用》，《对电力系统灵活性的激励—德国电力市场的作用》，IEA，《中国能源》，eurostat，国海证券研究所

## 2.3 完善的市场化电价体系是提升灵活性的核心驱动力

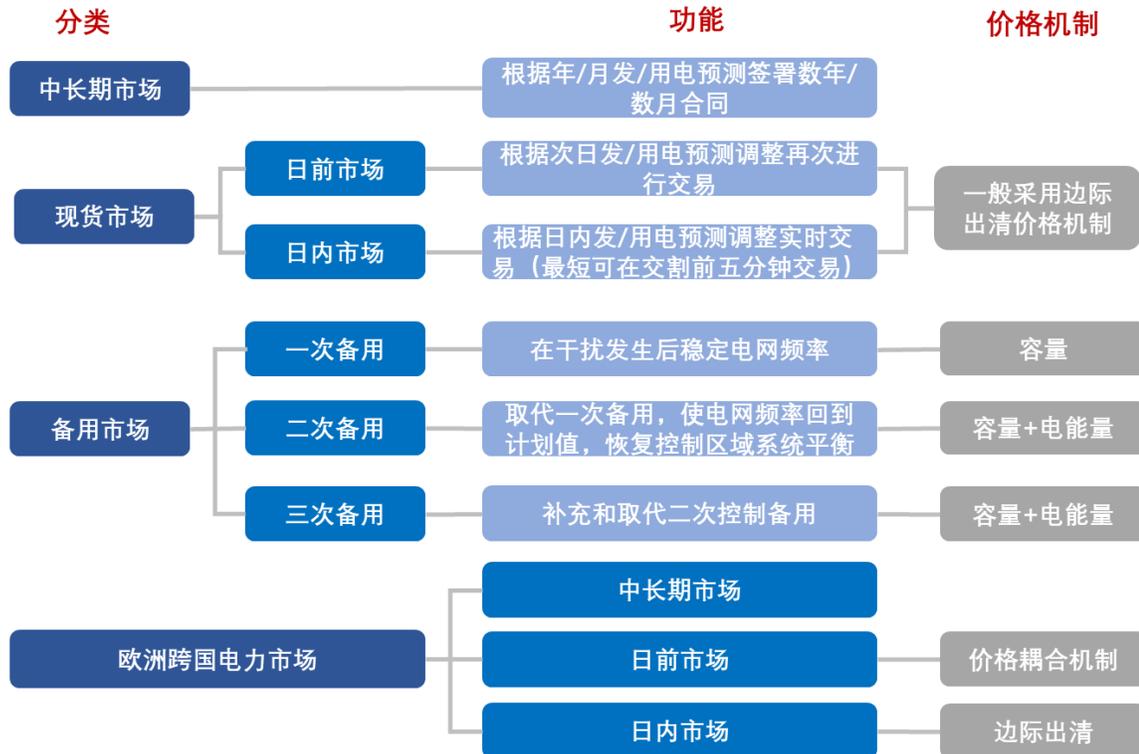
### 2.3.2 反映实时电力供需的电价体系逐步成型，火电灵活性改造需求爆发

图表53：丹麦电力市场类型



- 德国和丹麦均已形成相对成熟的商业化电力体系。在电力市场机制设计上，所有类型电力运营商均平等的参与电力市场交易。

图表51：德国电力市场——电源侧



图表52：德国对不同类型控制备用的要求

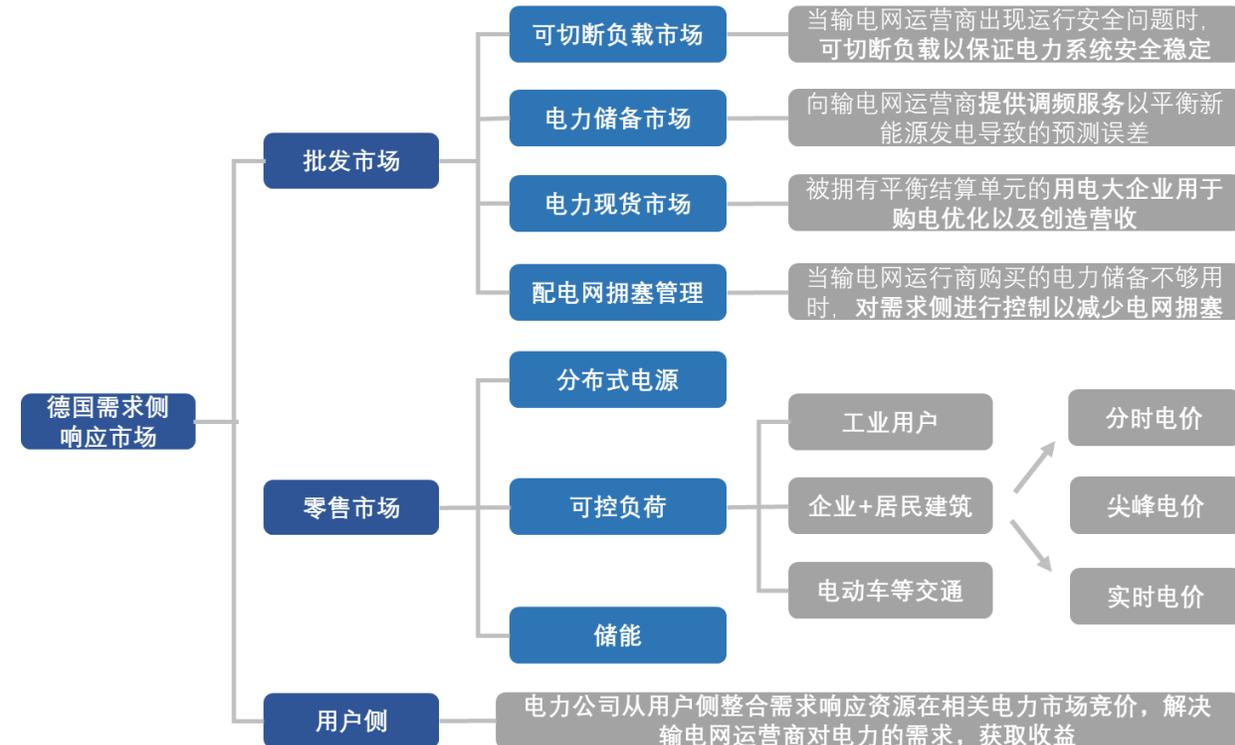
	一次控制备用	二次控制备用	三次控制备用
目标	在干扰发生后稳定电网频率	平衡控制区域，使电网频率回到标称值，取代一次备用	补充和取代二次备用
启动时间	30秒	5分钟	15分钟
反应时间	5秒	首次功率变化后30秒内召集备用提供商	15分钟
启动	本地起用，由相应频率启用	由系统运营商通过设定节点，自动开启	手动
价格组成	容量	容量和能量	容量和能量

资料来源：《丹麦能源署（2021）：丹麦电力系统中灵活性的发展及其作用》，《对电力系统灵活性的激励—德国电力市场的作用》，《丹麦电力部门的商业化（1995-2020）—国际视野下的经验总结》，《欧洲跨国电力市场的输电机制与耦合方式》\_陈启鑫等，国海证券研究所

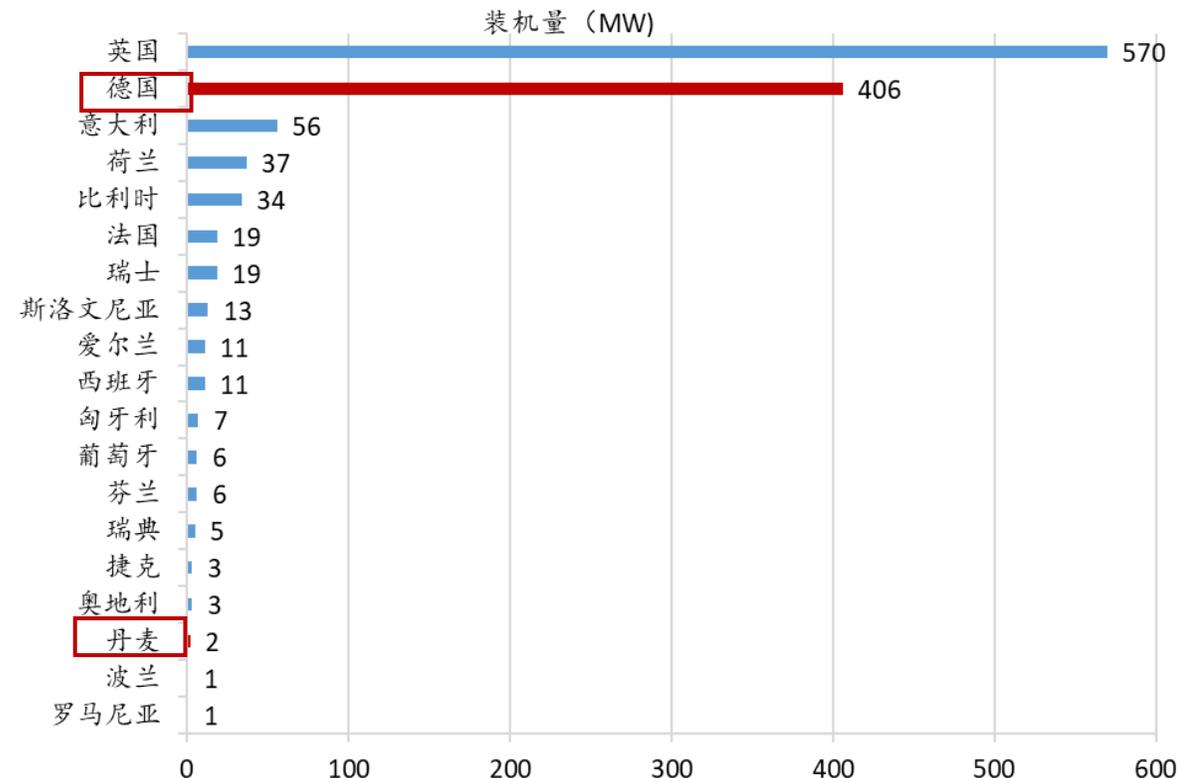
## 2.4 明确收益机制，挖掘电网侧、用户侧灵活性

- 2016年以来，丹麦和德国风电光伏发电量占比继续快速提升，2021年分别达到52.7%、28.9%，需挖潜需求侧资源进一步提升电力系统灵活性。需求侧响应积极性提升的关键在于明确参与方收益机制。

图表54：德国需求侧响应市场



图表55：德国和丹麦电化学储能在运装机量差距较大（截至2020M3）

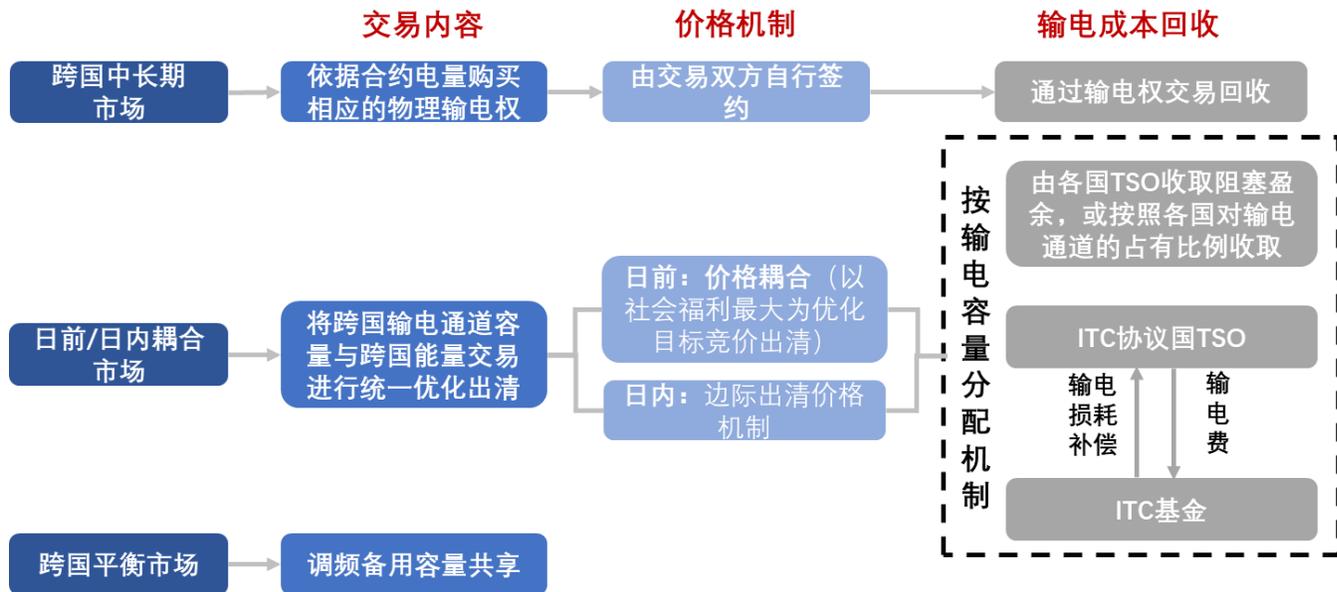


资料来源：丹麦能源署，Energy-Charts，《电力决策与舆情参考—电力需求响应探讨》，《主要发达国家电力需求侧管理的实践与启示》\_黄韧等，《European Commission (2020): Study on energy storage - Contribution to the security of the electricity supply in Europe》，国海证券研究所

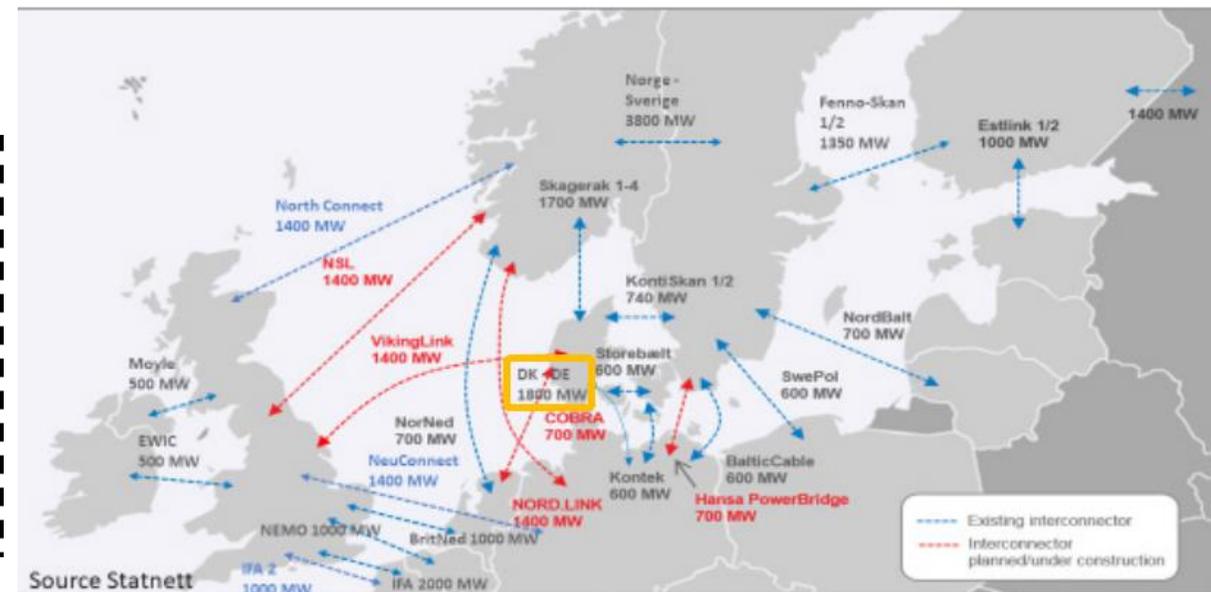
## 2.5 电网跨境灵活互济充当“储能电池”

- 欧洲跨国电力市场发展始于1986年，截至2019年，欧盟电力系统已覆盖36个国家及43个输电网运营商，基本建成了从年度到实时的跨国市场运行，已完成日前25个国家、日内14个国家的统一运行。

图表56：欧洲跨境电力市场



图表57：北欧电力互连线路项目图

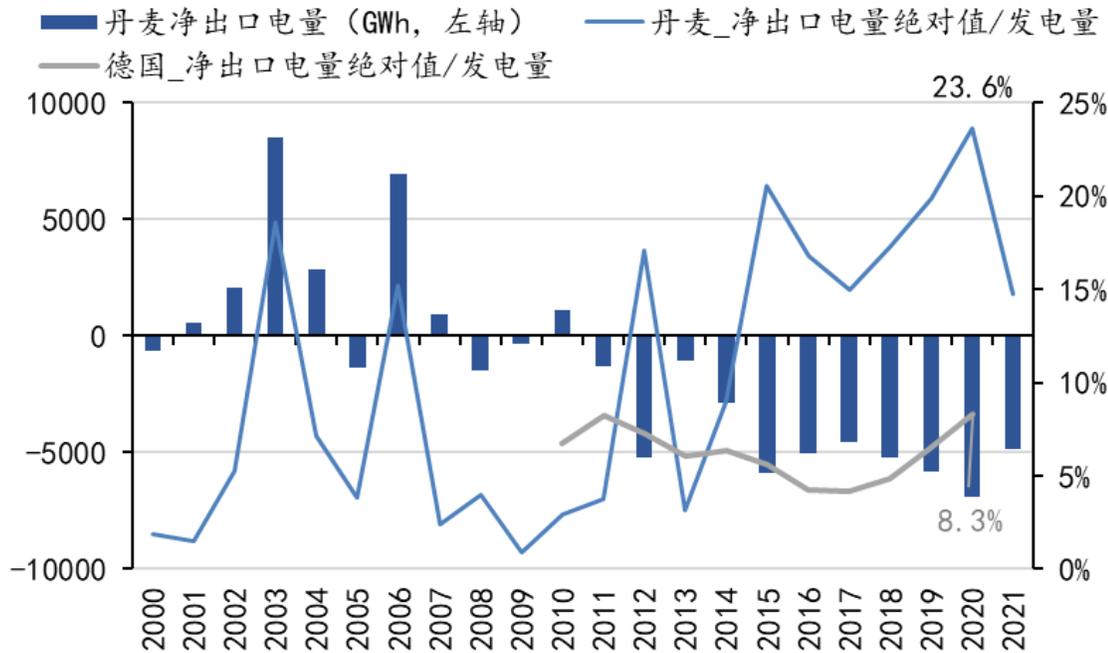


资料来源：《欧洲跨国电力市场的输电机制与耦合方式》\_陈启鑫等，《中欧电力市场和电力系统—更好地整合清洁能源资源》，国海证券研究所

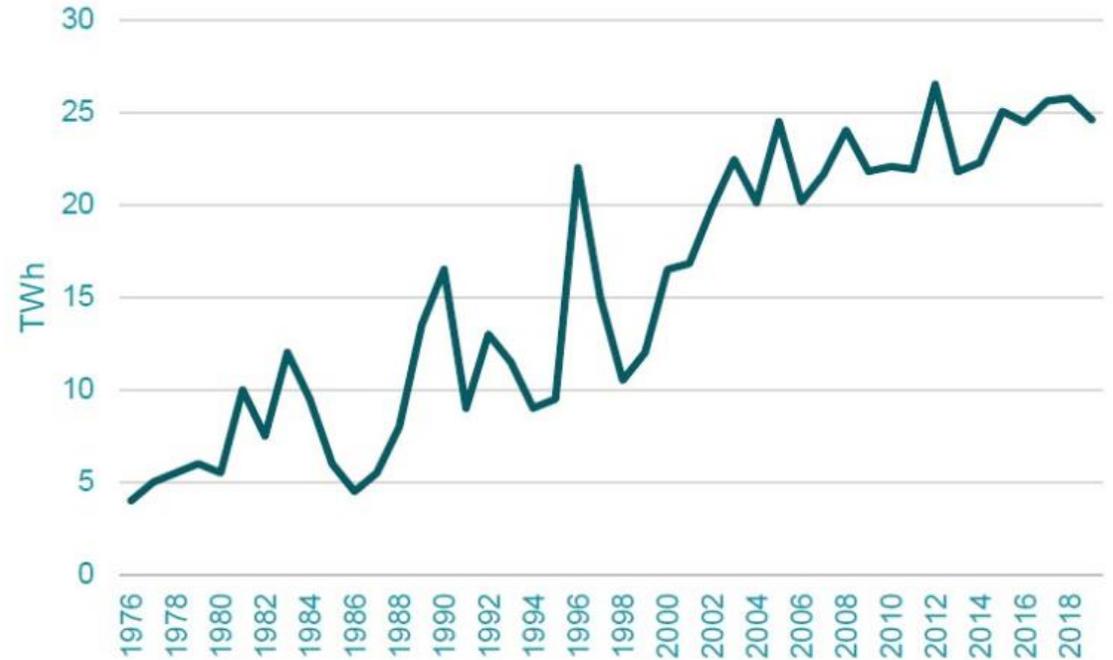
## 2.5 电网跨境灵活互济充当“储能电池”

- 丹麦和德国在不同新能源渗透率阶段 火电灵活性需求或储能需求的巨大差异源于：丹麦所在的北欧电网跨境互联为其电力系统提供了极大的灵活性支持，而德国还同时发展了储能来补充灵活性。
- 自丹麦2012年风电光伏发电量占比跨过30%以来，其一直作为电力净进口国，且净出口电量绝对额占本国发电量比重基本高于15%，而德国保持在9%以下。

图表58：2012年以来丹麦电力均为净进口



图表59：2000年以来丹麦电力进出口总量持续提升



资料来源：丹麦能源署，WIND，Energinet，《Når usikkerheden er størst... En analyse af idéer, EU-krav og globaliseringens betydning for liberaliseringsprocesserne i den danske sektor for telekommunikation og elektricitetsforsyning. Politica》\_ Jakobsen, M. L.，eurostat，《中欧电力市场和电力系统—更好地整合清洁能源资源》，《European Commission (2020): Study on energy storage - Contribution to the security of the electricity supply in Europe.》，国海证券研究所

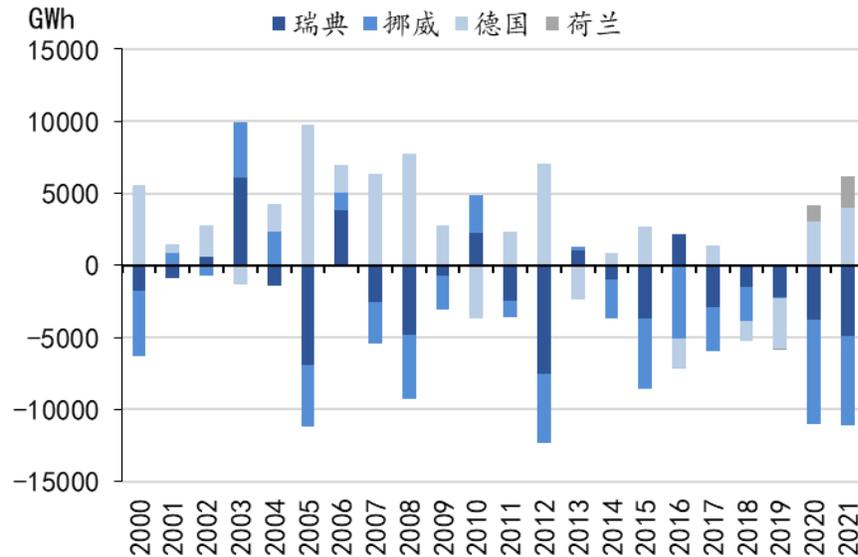
## 2.5 电网跨境灵活互济充当“储能电池”

- 丹麦地理优势得天独厚，靠近水资源极为丰富的瑞典和挪威，并在1915年就与瑞典的电网相连了，之后拓展到挪威、德国等。瑞典和挪威的水电作为廉价的短期灵活性来源，为丹麦新能源发展时期提供了极为重要的支持，是丹麦极具灵活性的外部“储能电池”。
- 以调峰为例，当国内发电边际成本高于水电的电源短缺时，可从挪威和瑞典进口水电作为补充；而在低边际成本的发电量（新能源大发）过剩时期，也可以通过出口电力将水电的装机容量用作储能。

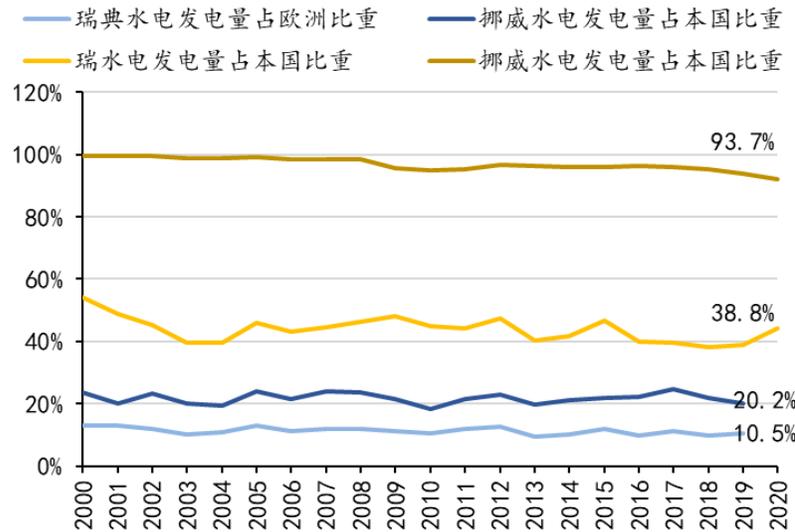
图表60：2010年丹麦内部和外部输电线路



图表61：丹麦电力净出口国以瑞典、挪威、德国为主



图表62：瑞典和挪威水电资源丰富

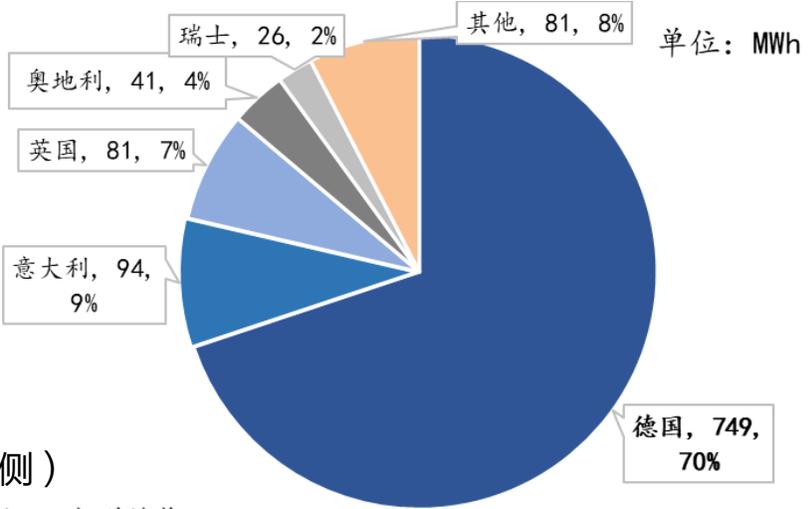


资料来源：《丹麦能源署（2021）：丹麦电力系统中灵活性的发展及其作用》，《丹麦电力部门的市场化（1995-2020）—国际视野下的经验总结》，WIND，丹麦能源署，国海证券研究所

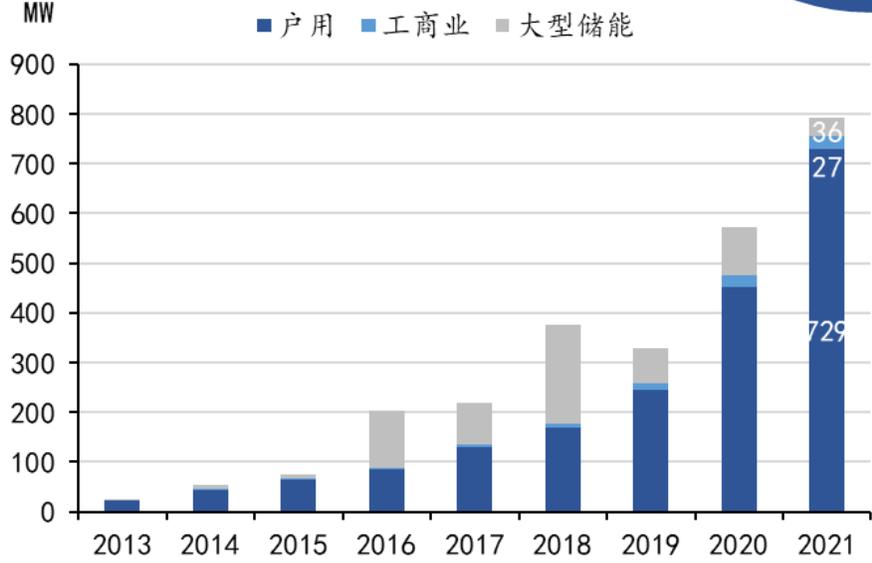
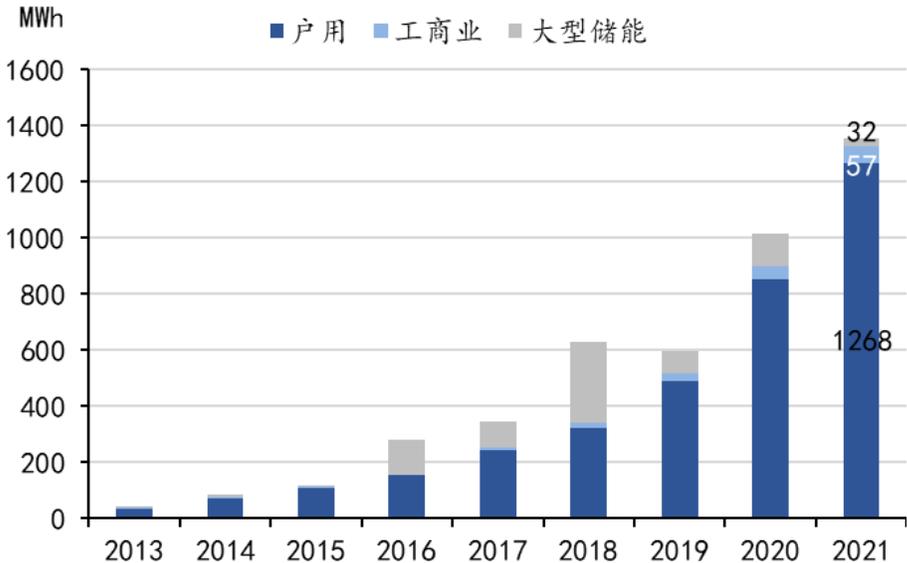
## 2.5 电网跨境灵活互济充当“储能电池”

图表64：2020年德国户用储能装机规模占欧洲比重70%

- 与丹麦不同，德国是全球储能发展较快的地区，储能是其电力系统灵活性的重要组成部分。
- 2021年，德国储能装机量达2.64GW，其中，户用储能达1.94GW，占德国储能装机量73.4%，占欧洲户用储能装机量70%（2020年）。受德国高电价影响，德国户用储能装机快速发展，2015-2021年装机规模CAGR=56.5%。德国大型储能发展缓慢主要是因为德国对储能系统双重收费（也即储能系统采用电网电力充电和向电网提供电力都要收费），且参与现货市场无法盈利。



图表63：德国户用储能新增装机量长期高于大型储能（电源侧和电网侧）



资料来源：《欧洲户用电池储能2021-2025市场展望》，《德国储能发展现状及对中国的借鉴意义》，《The development of battery storage systems in Germany - A market review (status 2022)》\_Jan Figgner等，中国储能网，国海证券研究所

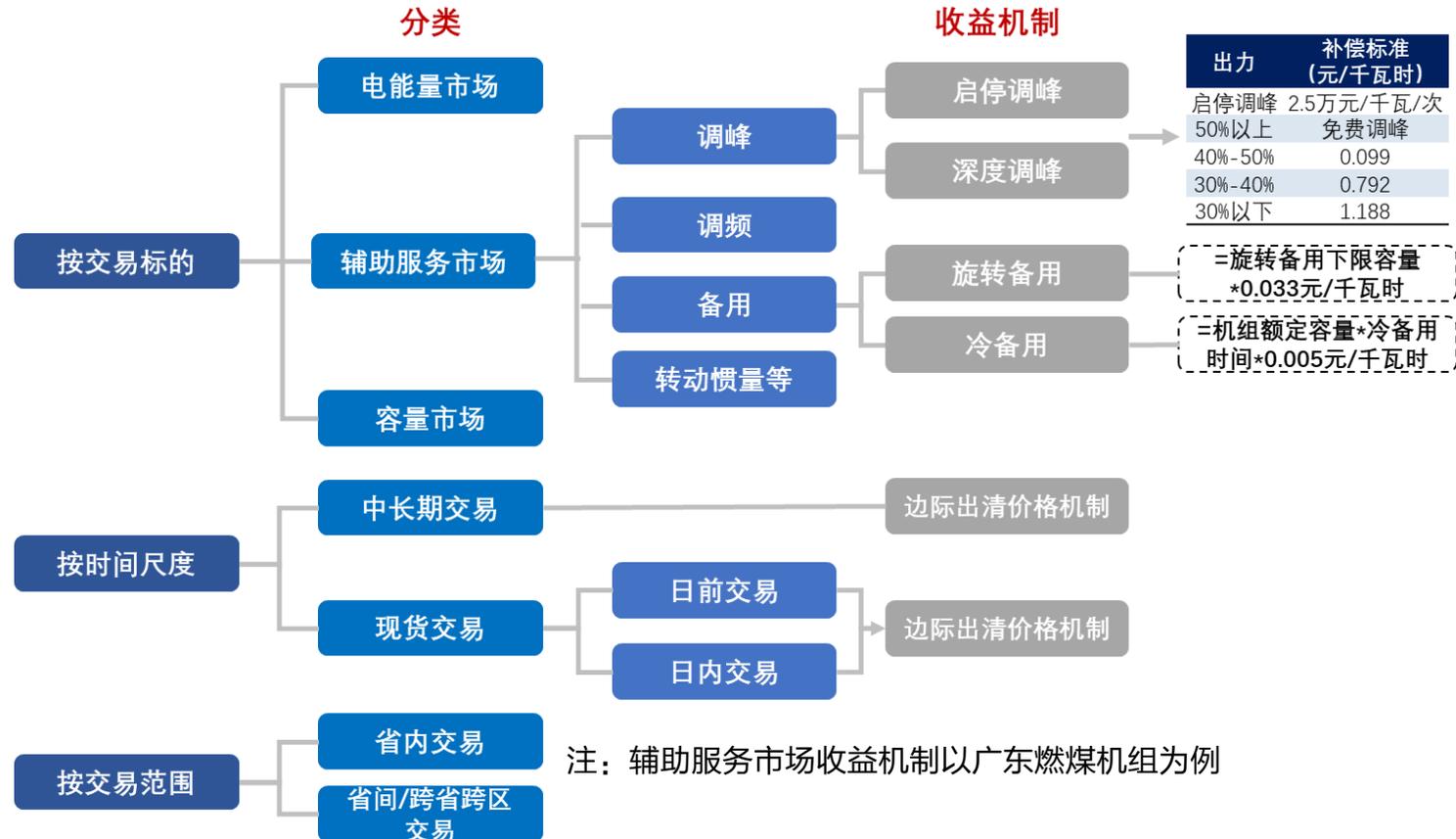
### 三、商业模式变革下，如何看待火电的收益率

# 3.1 商业模式变革后，火电机组或仍能实现可观收益

## 3.1.1 我国火电机组收益模式或逐渐由电量服务转变为电量+容量+辅助服务等

- 火电灵活性改造本质上是发电企业主动适应由电量主体向容量主体转变的过程，核心是收益模式的变化。随着新能源高比例并网，我国火电机组收益模式或逐渐由电量服务转变为电量服务+容量服务+辅助服务等。

图表65：当前我国电力市场体系



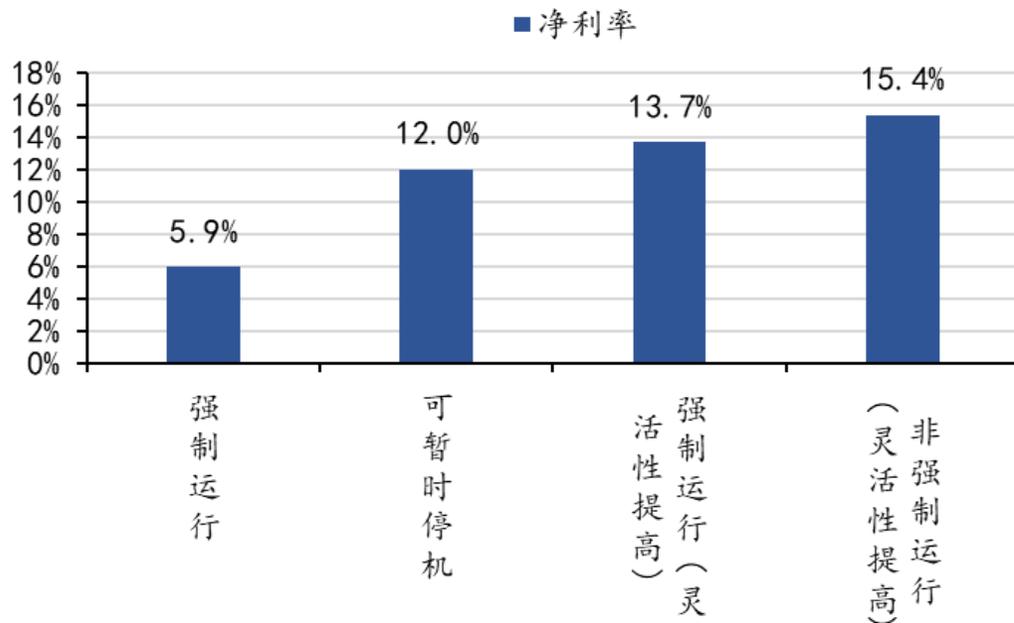
资料来源：《南方区域电力辅助服务管理实施细则》，《关于推进电力市场建设的实施意见》，国海证券研究所

# 3.1 商业模式变革后，火电机组或仍能实现可观收益

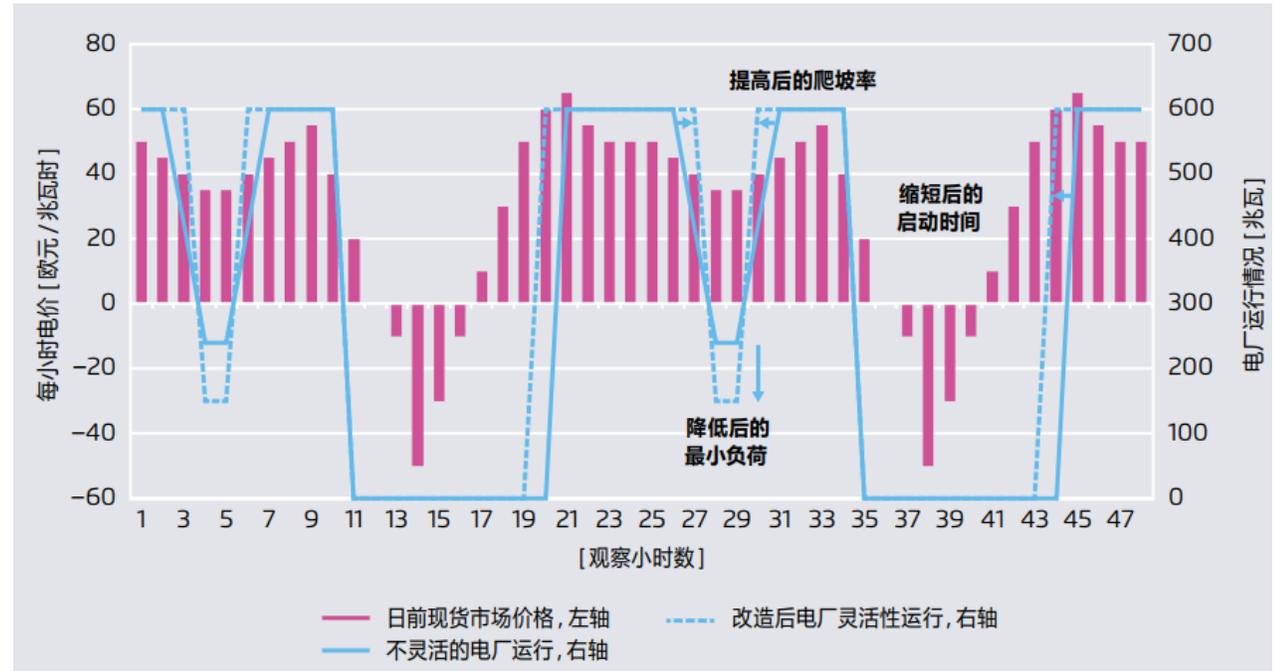
## 3.1.2 商业模式变革后，德国灵活性煤电机组可实现10%以上的净利率

- 我国新型电力体系正持续完善，对辅助服务等收益机制尚处于完善中，现货市场试点地区正从2020年的8个省市逐步扩大至当前的14个省市。**收益机制的不完善阻碍了火电机组进行灵活性改造。**
- 我们认为，随着我国电力市场化建设的推进，灵活性火电机组收益机制逐渐明确，火电机组进行灵活性改造或能取得可观的收益。根据Prognos等联合发布的《火力发电厂的灵活性》，**德国灵活性煤电机组在现货市场中均能取得10%以上的净利率。**

图表66：德国灵活性煤电机组可实现10%以上净利率



图表67：灵活性改造后德国煤电机组出力根据电价灵活调整



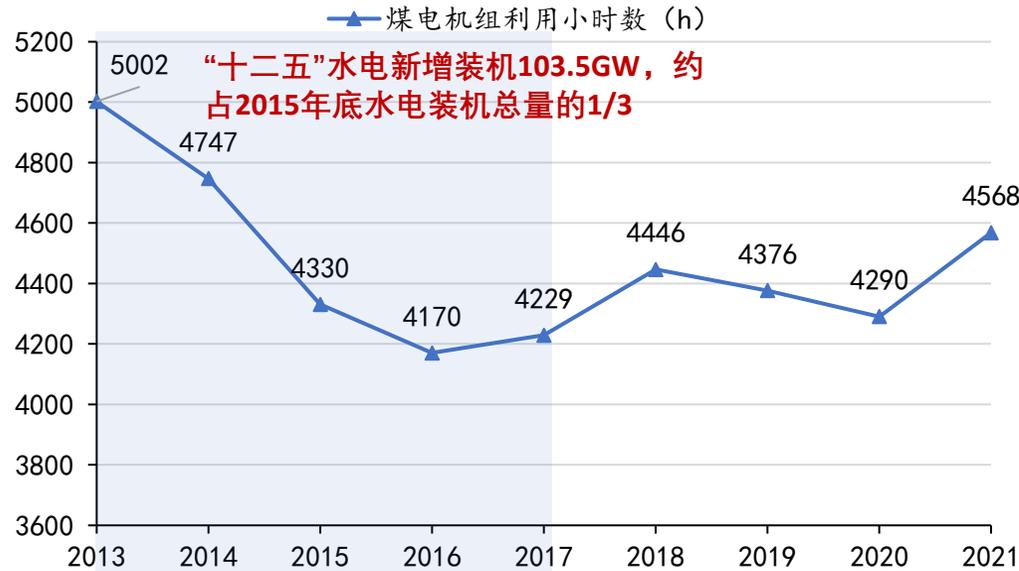
资料来源：《火力发电厂的灵活性》\_Prognos等，国家能源局，国海证券研究所

# 3.1 商业模式变革后，火电机组或仍能实现可观收益

## 3.1.3 商业模式变革后，我国灵活性煤电机组或可实现可观收益

- 2021年我国风光发电量占比11.7%，煤机利用小时数4586h，短期内火电作为重要的基荷能源，利用小时数或难进入下行通道。随着新能源发电渗透率的提升，火电利用小时数逐渐下降，并逐渐从电源主体转变为灵活性主体。
- 参考德国煤电机组利用小时数变化，我们测算了我国煤电机组在深度调峰（现有电价体系，运行灵活）和启停调峰（现货市场，运行灵活）两种运行模式下的收益，两种模式下的煤电机组均能实现正向收益。

图表68：2021年我国煤电机组利用小时数为4586h



图表69：我国煤电机组调峰运行净利率测算

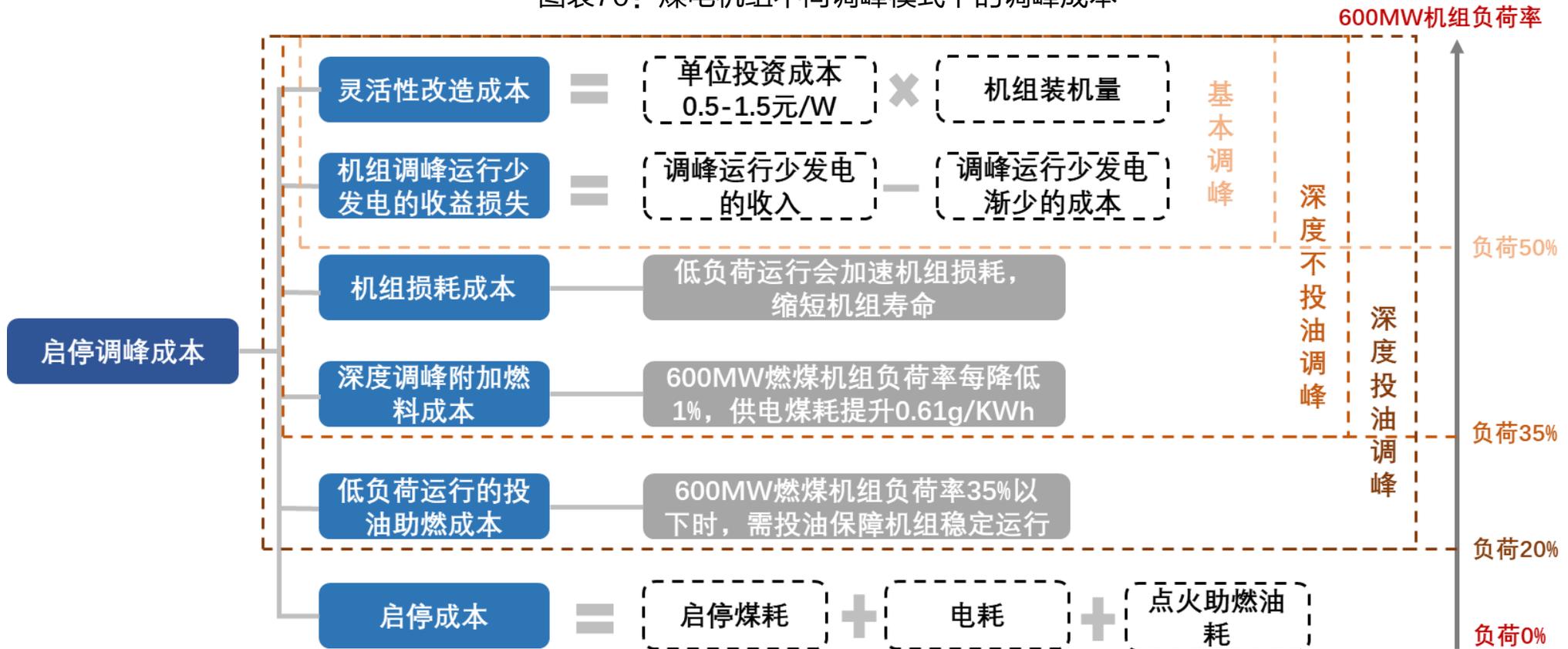
运行模式	年利用小时数 (h)	度电收入 (元/千瓦时)	度电净利—中枢 (元/千瓦时)		净利率-中枢	
			资金偿还期	非资金偿还期	资金偿还期	非资金偿还期
深度调峰 (现有电价体系, 运行灵活)	4000	0.476	0.028	0.043	6.0%	9.0%
	3000	0.522	0.023	0.039	4.4%	7.6%
启停调峰 (现货市场, 运行灵活)	3103	0.433	0.009	0.029	2.1%	6.8%

资料来源：中电联，国家能源局，中国电力报发电报道，中电联理事会办公厅，中国电力企业管理，WIND，《促进风电消纳的火电灵活性改造深度及经济效益研究》\_付蕾，广东省发改委，《基于电锅炉的火电机组灵活性改造技术研究》\_陈永辉，东北能源监管局，秦皇岛煤炭网，上海航运交易所，阳光工匠光伏网，《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》\_张彬，《规模风电并网条件下火电机组深度调峰多角度经济性分析》\_邹兰青，中国储能网，华润电力公告，《南方区域电力辅助服务管理实施细则》，《火力发电厂的灵活性》\_Agora Energiewende，《燃气蒸汽联合循环机组的一键启停控制系统》\_马菊兰等，山东电力交易中心，《600\_MW超临界燃煤机组启停进度研究》\_赖月生，国网山东，国海证券研究所

## 3.2 煤电机组灵活性运行成本拆分

- 对于灵活性改造的煤电机组，其调峰运行将会新增灵活性改造投资成本、助燃成本、机组损耗成本、深度调峰附加燃料成本等，并且机组负荷率越低，对机组的损耗越高。
- 接下来我们针对60万千瓦的燃煤机组，在深度调峰/启停调峰情境、不同收益模式下的调峰度电利润进行测算。

图表70：煤电机组不同调峰模式下的调峰成本



资料来源：《促进风电消纳的火电灵活性改造深度及经济效益研究》\_付蕾，《调峰市场下考虑煤电深度调峰成本的火电报价模型》\_王淑云，《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》\_张彬，《一种基于收益的火电机组启动成本分析方法》\_贺广中，北极星电力网，国海证券研究所

### 3.3 深度调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.023-0.028元/千瓦时以上

#### 3.3.1 年利用小时数4000h情境下，煤电机组度电净利中枢或可达0.028元/千瓦时以上

- 年利用小时数4000h情境下，煤电机组在灵活性改造资金偿还期（第1-8年）、无资金成本期（第9年起）度电净利中枢分别为0.028、0.043元/千瓦时，净利率分别为6.0%、9.0%。
- 基础假设：针对广东省60万千瓦燃煤机组，机组单位造价成本为3.6元/W，秦皇岛港5500大卡煤价720元/吨，运费70元/吨，上网电价0.453元/千瓦时（广东燃煤标杆电价），调峰服务均价0.49元/千瓦时（2019年东北调峰辅助服务均价），增值税13%，所得税率25%。

图表71：度电收入测算

负荷率	时长 (h)	对应年调峰时长 (h)	补偿标准 (元/千瓦时)	补偿收入 (万元)	电能量/调峰收入 (万元)	合计收入 (万元)	度电收入 (元/千瓦时)
30%	6	2190	0.792	26247	15426	41674	
40%	3.5	1285	0.099	2567	12069	14635	
60%	3.5	1285			18103	18103	0.476
100%	11	4000			88748	88748	
合计	24			28814	132430	161244	

图表72：年利用小时数4000h情境下，煤电机组度电净利测算

单位：元/千瓦时	成本-上限	成本-下限	成本-中枢
度电收入	0.476	0.476	0.476
第1-8年度电成本	0.455	0.440	0.448
其中：调峰运行新增	0.084	0.070	0.077
燃料成本		0.266	0.266
折旧等		0.105	0.105
第9年起度电成本	0.433		0.433
其中：调峰运行新增	0.062		0.062
燃料成本		0.266	0.266
折旧等		0.105	0.105
第1-8年度电净利	0.021	0.036	0.028
第9年起度电净利	0.043	0.043	0.043
第1-8年净利率	4.4%	7.5%	6.0%
第9年开始净利率	9.0%	9.0%	9.0%

资料来源：中国电力报发电报道，中电联理事会办公厅，中国电力企业管理，WIND，《促进风电消纳的火电灵活性改造深度及经济效益研究》\_付蕾，广东省发改委，《基于电锅炉的火电机组灵活性改造技术研究》\_陈永辉，东北能源监管局，秦皇岛煤炭网，上海航运交易所，阳光工匠光伏网，国家能源局，《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》\_张彬，《规模风电并网条件下火电机组深度调峰多角度经济性分析》\_邹兰青，中国储能网，华润电力公告，《南方区域电力辅助服务管理实施细则》，国海证券研究所

### 3.3 深度调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.023-0.028元/千瓦时以上

#### 3.3.1 年利用小时数4000h情境下，煤电机组度电净利中枢或可达0.028元/千瓦时以上

- **敏感性测算：**调峰辅助服务度电收入是影响煤电机组收益的核心因素之一。在前述假设的基础下，当调峰服务度电平均收入为0.386元/KWh时，煤电机组在第1-8年可实现盈亏平衡。

图表73：第1-8年，煤电机组盈亏平衡点对应调峰服务度电平均收入为0.386元/KWh

调峰度电收入相较2019 年均值降幅	度电收入_调峰 (元/千瓦时)	度电收入 (元/千瓦时)	第1-8年度电净利 (元/千瓦时)	第1-8年净利率
0%	0.490	0.476	0.028	6.0%
-20%	0.392	0.449	0.002	0.3%
<b>-21%</b>	<b>0.386</b>	<b>0.448</b>	<b>0.000</b>	<b>0.0%</b>
-30%	0.343	0.436	-0.012	-2.7%
-40%	0.294	0.422	-0.025	-6.0%
-50%	0.245	0.409	-0.039	-9.5%
-55%	0.220	0.402	-0.046	-11.4%

资料来源：中国电力报发电报道，中电联理事会办公厅，中国电力企业管理，WIND，《促进风电消纳的火电灵活性改造深度及经济效益研究》\_付蕾，广东省发改委，《基于电锅炉的火电机组灵活性改造技术研究》\_陈永辉，东北能源监管局，秦皇岛煤炭网，上海航运交易所，阳光工匠光伏网，国家能源局，《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》\_张彬，《规模风电并网条件下火电机组深度调峰多角度经济性分析》\_邹兰青，中国储能网，华润电力公告，《南方区域电力辅助服务管理实施细则》，国海证券研究所

### 3.3 深度调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.023-0.028元/千瓦时以上

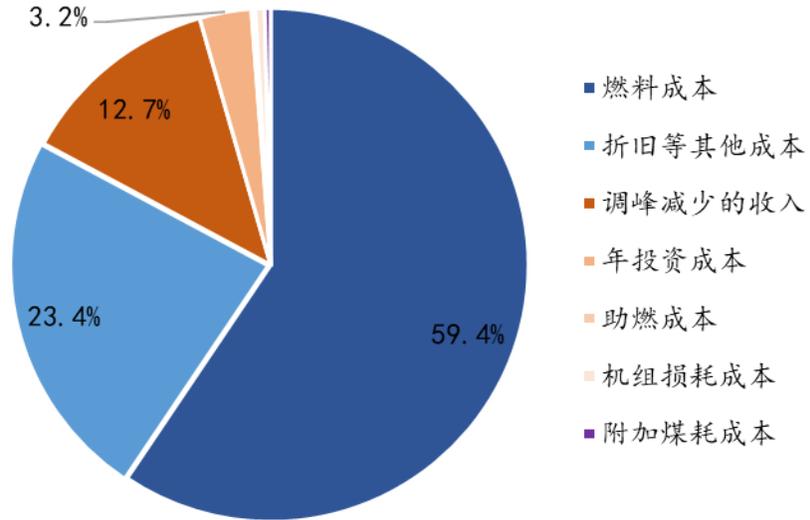
#### 3.3.1 年利用小时数4000h情境下，煤电机组度电净利中枢或可达0.028元/千瓦时以上

- **总度电成本：**年利用小时数4000h情境下，煤电机组在灵活性改造资金偿还期（第1-8年）、无财务费用期（第8年起）度电成本中枢为0.448、0.433元/千瓦时，其中，调峰运行新增度电成本中枢为0.077、0.062元/千瓦时。

图表74：年利用小时数4000h情境下，煤电机组度电成本中枢为0.433-0.448元/千瓦时

图表75：第1-8年，调峰新增成本占比17.2%

成本（万元）	第1-8年					第9年开始	
	成本-上限	成本-下限	度电成本-上限 (元/千瓦时)	度电成本-下限 (元/千瓦时)	度电成本-中枢 (元/千瓦时)	成本	度电成本 (元/千瓦时)
年投资成本	7378	2459	0.022	0.007	0.015		
调峰减少的收入	19282	19282	0.057	0.057	0.057	19282	0.057
机组损耗成本	883	883	0.003	0.003	0.003	883	0.003
附加煤耗成本	568	568	0.002	0.002	0.002	568	0.002
助燃成本	372	372	0.001	0.001	0.001	372	0.001
<b>合计新增成本</b>	<b>28484</b>	<b>23565</b>	<b>0.084</b>	<b>0.070</b>	<b>0.077</b>	<b>20166</b>	<b>0.062</b>
燃料成本	90071	90071	0.266	0.266	0.266	90071	0.266
折旧等	35521	35521	0.105	0.105	0.105	35521	0.105
<b>合计成本</b>	<b>154075</b>	<b>149157</b>	<b>0.455</b>	<b>0.440</b>	<b>0.448</b>	<b>145757</b>	<b>0.433</b>



资料来源：中国电力报发电报道，中电联理事会办公厅，中国电力企业管理，WIND，《促进风电消纳的火电灵活性改造深度及经济效益研究》\_付蕾，广东省发改委，《基于电锅炉的火电机组灵活性改造技术研究》\_陈永辉，东北能源监管局，秦皇岛煤炭网，上海航运交易所，国家能源局，《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》\_张彬，《规模风电并网条件下火电机组深度调峰多角度经济性分析》\_邹兰青，中国储能网，华润电力公告，国海证券研究所

### 3.3 深度调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.023-0.028元/千瓦时以上

#### 3.3.1 年利用小时数4000h情境下，煤电机组度电净利中枢或可达0.028元/千瓦时以上

- I. **灵活性改造成本：**假设60万千瓦燃煤机组灵活改造投资成本为0.5-1.5元/W，则投资总额为3-9亿元，假设借款比例为70%、贷款利率为3.65%、8年还清，则第1-8年的灵活性改造年投资成本为0.25-0.74亿元。
- II. **调峰运行少发电的年损失=调峰运行少发电的年收入-少发电减少的燃煤成本。**
- III. **附加燃煤成本：**根据《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》\_张彬，60万千瓦燃煤机组负荷率每下降1%，供电煤耗将增加0.61g/KWh。

图表76：年利用小时数4000h情境下，调峰运行少发电的年损失和附加燃煤成本测算

出力	煤耗 (g/kwh)	对应上网电量 (万千瓦时)	少发的上网电量 (万千瓦时)	少发电减少的燃煤成本 (万元)	少发电的收入损失 (万元)	调峰运行少发电的年损失 (万元)	附加煤耗成本 (万元)	调峰运行少发电的度电损失 (元/KWh)	附加煤耗度电成本 (元/KWh)
30%	312	37449	87381	22691	33278	10587	402		
40%	306	29298	43947	11457	16737	5280	166		
60%	300	43947	29298	7743	11158	3415	0	0.057	0.002
100%	300	228000	0	0	0	0	0		
合计		338694	160626	41891	61173	19282	568		

资料来源：中国电力报发电报道，中电联理事会办公厅，中国电力企业管理，WIND，《促进风电消纳的火电灵活性改造深度及经济效益研究》\_付蕾，广东省发改委，《基于电锅炉的火电机组灵活性改造技术研究》\_陈永辉，东北能源监管局，秦皇岛煤炭网，上海航运交易所，阳光工匠光伏网，国家能源局，《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》\_张彬，《规模风电并网条件下火电机组深度调峰多角度经济性分析》\_邹兰青，国海证券研究所

### 3.3 深度调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.023-0.028元/千瓦时以上

#### 3.3.1 年利用小时数4000h情境下，煤电机组度电净利中枢或可达0.028元/千瓦时以上

- IV. **机组年损耗成本**：当机组在深度调峰运行时，发电机组转子轴的热应力增加，从而产生低周疲劳寿命损耗与蠕变损耗，进而导致机组变形，使得机组寿命缩短。当前出力情境假设下，机组年损耗度电成本为0.003元/KWh。
- V. **助燃成本**：对于60万千瓦燃煤机组，当负荷率低于35%时，需要采取助燃措施以保障锅炉稳定燃烧，当前普遍采用等离子无油或小油枪微油点火技术。其中微油点火技术更适合做灵活性改造的老机组，且其煤种适用广泛。假设其单位油耗量为0.24t/h，假设柴油价格为8000元/吨，则年助燃成本为372万元，度电成本0.001元/KWh。

图表77：机组年损耗成本测算

负荷率	机组损耗率 (%)	年损耗成本 (万元)	度电成本 (元/KWh)
30%	0.0019	419	0.003
40%	0.0016	335	
60%	0.0006	130	
80%	0.0005	0	
<b>合计</b>		<b>883</b>	

图表78：助燃成本测算

指标	微油点火助燃技术
柴油价格 (元/t)	8000
单位油耗量 (t/h)	0.24
年助燃/投油成本 (万元)	372
<b>度电成本 (元/KWh)</b>	<b>0.001</b>

资料来源：《规模风电并网条件下火电机组深度调峰多角度经济性分析》\_邹兰青，《促进风电消纳的火电灵活性改造深度及经济效益研究》\_付蕾，中国储能网，WIND，《电站锅炉节油点火技术经济性比较研究\_梁俊毅》，国海证券研究所

### 3.3 深度调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.023-0.028元/千瓦时以上

#### 3.3.2 年利用小时数3000h情境下，煤电机组度电净利中枢或可达0.023元/千瓦时以上

- 年利用小时数3000h情境下，基础假设同年利用小时数为4000h情境，煤电机组在偿还资金期（第1-8年）、无资金成本期（第9年起）度电净利中枢分别为0.023、0.039元/千瓦时，净利率分别为4.4%、7.6%。

图表79：度电收入测算

负荷率	时长 (h)	对应年调峰时长 (h)	补偿标准 (元/千瓦时)	补偿收入 (万元)	电能量/调峰收入 (万元)	合计收入 (万元)	度电收入 (元/千瓦时)
20%	3	1095	1.188	13124	5142	18266	
30%	5	1825	0.792	21873	12855	34728	
40%	3.9	1420	0.099	2836	13337	16173	0.522
60%	3.9	1420			20005	20005	
100%	8.2	3000			65124	65124	
合计	24			37833	116463	154296	

图表80：年利用小时数3000h情境下，煤电机组度电净利测算

单位：元/千瓦时	成本-上限	成本-下限	成本-中枢
度电收入	0.522	0.522	0.522
第1-8年度电成本	0.507	0.491	0.499
其中：调峰运行新增	0.119	0.103	0.111
燃料成本	0.268		0.268
折旧等	0.120		0.120
第9年起度电成本	0.482		0.482
其中：调峰运行新增	0.094		0.094
燃料成本	0.268		0.268
折旧等	0.120		0.120
第1-8年度电净利	0.014	0.031	0.023
第9年起度电净利	0.039	0.039	0.039
第1-8年净利率	2.8%	6.0%	4.4%
第9年开始净利率	7.6%	7.6%	7.6%

资料来源：中国电力报发电报道，中电联理事会办公厅，中国电力企业管理，WIND，《促进风电消纳的火电灵活性改造深度及经济效益研究》\_付蕾，广东省发改委，山东电力交易中心，东北能源监管局，秦皇岛煤炭网，上海航运交易所，阳光工匠光伏网，国家能源局，《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》\_张彬，《规模风电并网条件下火电机组深度调峰多角度经济性分析》\_邹兰青，中国储能网，华润电力公告，《南方区域电力辅助服务管理实施细则》，国海证券研究所

### 3.3 深度调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.023-0.028元/千瓦时以上

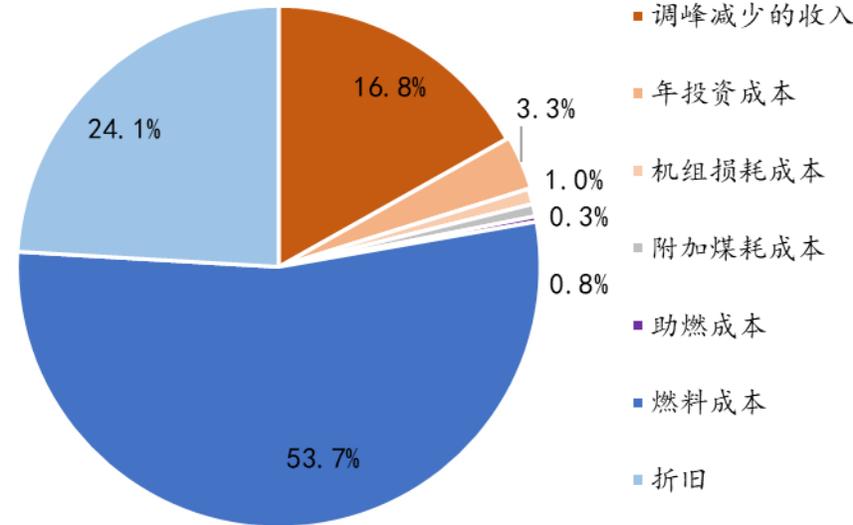
#### 3.3.2 年利用小时数3000h情境下，煤电机组度电净利中枢或可达0.023元/千瓦时以上

- 年利用小时数3000h情境下，煤电机组在偿还资金期（第1-8年）、无财务费用期（第9年起）度电成本中枢为0.499、0.482元/千瓦时，其中，调峰运行新增度电成本中枢为0.111、0.094元/千瓦时。

图表81：年利用小时数3000h情境下，煤电机组度电成本中枢为0.482-0.499元/千瓦时

成本（万元）	1-8年					第9年开始	
	成本-上限	成本-下限	度电成本-上限 (元/千瓦时)	度电成本-下限 (元/千瓦时)	度电成本-中枢 (元/千瓦时)	成本	度电成本 (元/千瓦时)
年投资成本	7378	2459	0.025	0.008	0.017		
调峰减少的收入	24843	24843	0.084	0.084	0.084	24843	0.084
机组损耗成本	1409	1409	0.005	0.005	0.005	1409	0.005
附加煤耗成本	1133	1133	0.004	0.004	0.004	1133	0.004
助燃成本	496	496	0.002	0.002	0.002	496	0.002
<b>合计新增成本</b>	<b>35259</b>	<b>30340</b>	<b>0.119</b>	<b>0.103</b>	<b>0.111</b>	<b>27881</b>	<b>0.094</b>
燃料成本	79231	79231	0.268	0.268	0.268	79231	0.268
折旧等	35521	35521	0.120	0.120	0.120	35521	0.120
<b>合计成本</b>	<b>150010</b>	<b>145092</b>	<b>0.507</b>	<b>0.491</b>	<b>0.499</b>	<b>142632</b>	<b>0.482</b>

图表82：第1-8年，调峰新增成本占比22%



资料来源：中国电力报发电报道，中电联理事会办公厅，中国电力企业管理，WIND，《促进风电消纳的火电灵活性改造深度及经济效益研究》\_付蕾，广东省发改委，山东电力交易中心，东北能源监管局，秦皇岛煤炭网，上海航运交易所，国家能源局，《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》\_张彬，《规模风电并网条件下火电机组深度调峰多角度经济性分析》\_邹兰青，中国储能网，华润电力公告，国海证券研究所

### 3.3 深度调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.023-0.028元/千瓦时以上

#### 3.3.2 年利用小时数3000h情境下，煤电机组度电净利中枢或可达0.023元/千瓦时以上

- **敏感性测算：**在前述假设的基础下，当调峰服务度电平均收入为0.428元/KWh时，煤电机组在第1-8年可实现盈亏平衡。

图表83：第1-8年，煤电机组盈亏平衡点对应调峰服务度电平均收入为0.428元/KWh

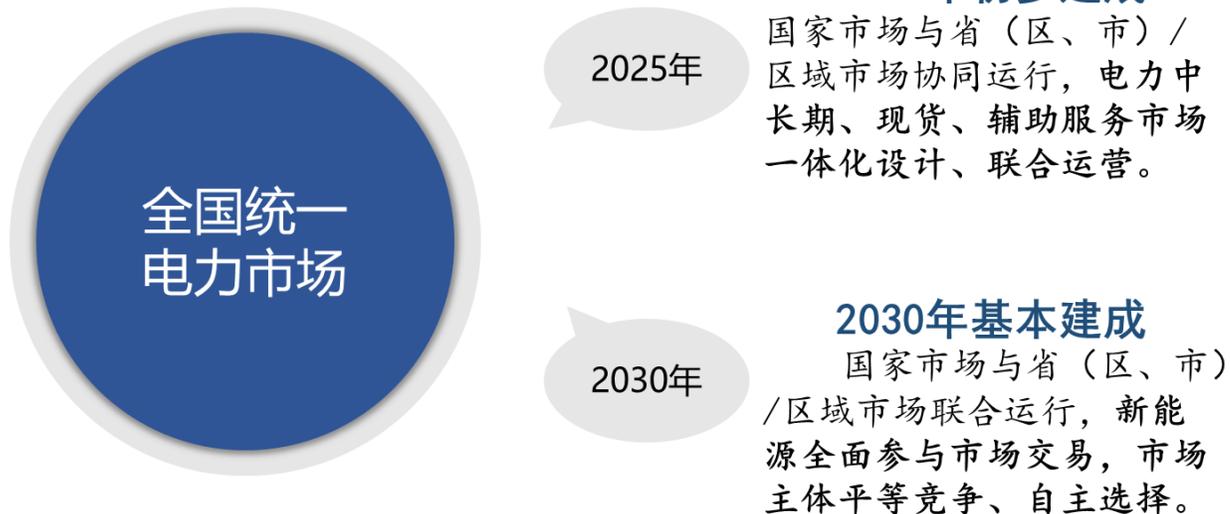
调峰度电收入相较于2019年平均值降幅	度电收入_调峰 (元/千瓦时)	度电收入 (元/千瓦时)	第1-8年度电净利 (元/千瓦时)	净利率
0%	0.490	0.522	0.023	4.4%
-10%	0.441	0.505	0.005	1.1%
<b>-13%</b>	<b>0.428</b>	<b>0.499</b>	<b>0.000</b>	<b>0.0%</b>
-20%	0.392	0.487	-0.012	-2.4%
-30%	0.343	0.470	-0.029	-6.2%
-40%	0.294	0.452	-0.047	-10.3%
-55%	0.220	0.426	-0.073	-17.1%

资料来源：中国电力报发电报道，中电联理事会办公厅，中国电力企业管理，WIND，《促进风电消纳的火电灵活性改造深度及经济效益研究》\_付蕾，广东省发改委，山东电力交易中心，东北能源监管局，秦皇岛煤炭网，上海航运交易所，阳光工匠光伏网，国家能源局，《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》\_张彬，《规模风电并网条件下火电机组深度调峰多角度经济性分析》\_邹兰青，中国储能网，华润电力公告，《南方区域电力辅助服务管理实施细则》，国海证券研究所

### 3.4 启停调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.009元/千瓦时以上

- 参考德国，当火电机组利用小时数下降至3000h左右时，风电光伏发电量占比已达30%左右，火电机组基本可以根据现货市场电价实时调整出力水平，在低电价时可以停机减少亏损。
- 根据国家发改委、能源局2022年1月引发的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，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，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择。截至2022年6月底，我国已有山东、江苏、浙江等14个省开启电力现货市场运行。

图表84：全国统一电力市场体系建设目标



图表85：我国14个电力现货市场运行省份

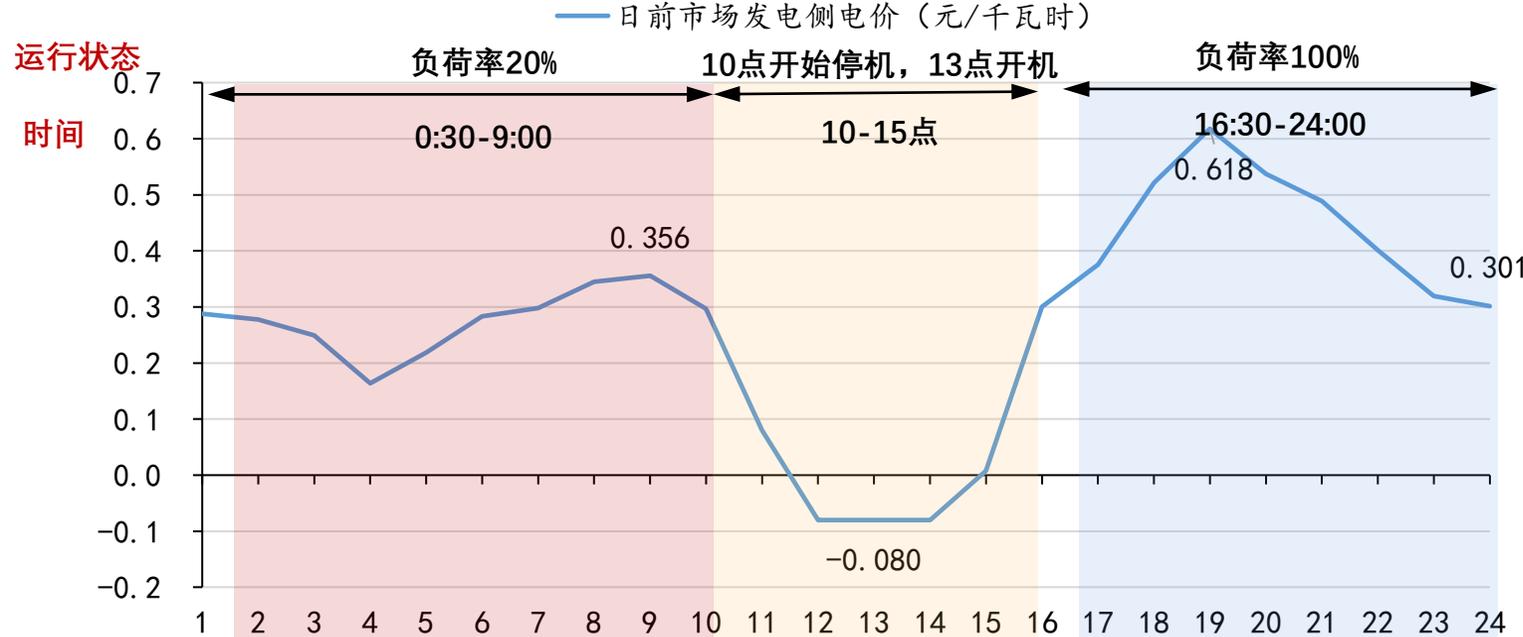
电力现货试点批次	省市
第一批	广东
	蒙西
	浙江
	山西
	福建
	四川
	山东
第二批	甘肃
	江苏
	辽宁
	湖北
	河南
	上海
	安徽

资料来源：国家发改委，Energy-Charts，中国能源报，国海证券研究所

### 3.4 启停调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.009元/千瓦时以上

- 假设燃煤机组可以根据现货市场价格实时调整出力。参考山东2022年2月8日日前现货市场电价假设日负荷率。
- 启停机时间假设依据：秦皇岛5500大卡煤价720元/吨时，对应火电机组盈亏平衡点电价为0.417元/ KWh，同时考虑山东容量补偿电价0.099元/KWh，当新能源大发导致价格低于燃料成本0.264元/KWh时，即停机（凌晨新能源出力较少，需火电出力，但电价低于盈亏平衡点，因此假设负荷率30%，处于深度调峰，对机组损耗率更低）。
- 基础假设：假设灵活性改造后的燃煤机组开机和停机时间分别为3h/1h，爬坡率为3%/min。投资成本等基础假设同深度调峰模式。

图表86：参考山东2022年2月8日日前现货市场电价假设日负荷率



图表87：负荷率和对应时间假设

时间	出力	日时长 (h)	年时长 (h)	假设
10-15点	0%	6	2190	10点停机, 13点开机, 停机/开机时间1h/3h, 开停机的4个小时按停机状态
0:30-9点	30%	8.5	3103	可根据电价启停调峰背景下, 假设机组可决定出力
0:00-0:30; 16:00-16:30	50%	1.0	365	100%-20%或20%-100%的爬坡/降出力时间约0.5小时, 出力均值假设为50%
16:30-24点	100%	8.5	3103	16-16:30点从最小负荷爬坡到100%负荷

资料来源：中国电力报发电报道，中电联理事会办公厅，中国电力企业管理，WIND，《促进风电消纳的火电灵活性改造深度及经济效益研究》\_付蕾，广东省发改委，《火力发电厂的灵活性》\_Agora Energiewende，《燃气蒸汽联合循环机组的一键启停控制系统》\_马莉兰等，山东电力交易中心，秦皇岛煤炭网，上海航运交易所，国家能源局，华润电力公告，《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》\_张彬，《规模风电并网条件下火电机组深度调峰多角度经济性分析》\_邹兰青，中国储能网，《600\_MW超临界燃煤机组启停进度研究》\_赖月生，国网山东，国海证券研究所

### 3.4 启停调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.009元/千瓦时以上

- 灵活运行且启停调峰情境下，煤电机组在煤电机组在偿还资金期（第1-8年）、无资金成本期（第9年起）度电净利中枢分别为0.009、0.029元/千瓦时，净利率分别为2.1%、6.8%。

图表88：度电收入测算

负荷率	补偿标准 (元/千瓦时)	补偿收入 (万元)	现货市场收入 (万元)	合计收入 (万元)	度电收入 (元/千瓦时)
0%	0.099	0			
30%	0.099	4648	13051	17699	
50%	0.099	911	2769	3680	<b>0.433</b>
100%	0.099	15493	67177	82670	
合计		<b>21053</b>	<b>82997</b>	<b>104050</b>	

图表89：启停调峰情境下，煤电机组度电净利测算

单位：元/千瓦时	成本-上限	成本-下限	成本-中枢
度电收入	0.433	0.433	0.433
第1-8年度电成本	0.434	0.414	0.424
其中：调峰运行新增	-0.003	-0.024	-0.014
燃料成本		0.290	0.290
折旧		0.148	0.148
第9年起度电成本		0.404	0.404
其中：调峰运行新增		-0.034	-0.034
燃料成本		0.290	0.290
折旧		0.148	0.148
<b>第1-8年度电净利</b>	<b>-0.001</b>	<b>0.019</b>	<b>0.009</b>
<b>第9年起度电净利</b>	<b>0.029</b>	<b>0.029</b>	<b>0.029</b>
<b>第1-8年净利率</b>	<b>-0.3%</b>	<b>4.4%</b>	<b>2.1%</b>
<b>第9年开始净利率</b>	<b>6.8%</b>	<b>6.8%</b>	<b>6.8%</b>

资料来源：中国电力报发电报道，中电联理事会办公厅，中国电力企业管理，WIND，《促进风电消纳的火电灵活性改造深度及经济效益研究》\_付蕾，广东省发改委，《火力发电厂的灵活性》\_Agora Energiewende，《燃气蒸汽联合循环机组的一键启停控制系统》\_马菊兰等，山东电力交易中心，秦皇岛煤炭网，上海航运交易所，国家能源局，华润电力公告，《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》\_张彬，《规模风电并网条件下火电机组深度调峰多角度经济性分析》\_邹兰青，中国储能网，《600\_MW超临界燃煤机组启停进度研究》\_赖月生，国网山东，国海证券研究所

### 3.4 启停调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.009元/千瓦时以上

- 灵活运行且启停调峰情境下，煤电机组在偿还资金期（第1-8年）、无财务费用期（第9年起）度电成本中枢为0.424、0.404元/千瓦时，其中，调峰运行新增度电成本中枢为-0.014、-0.034元/千瓦时。

图表90：启停调峰模式下，煤电机组度电成本中枢为0.404-0.424元/千瓦时

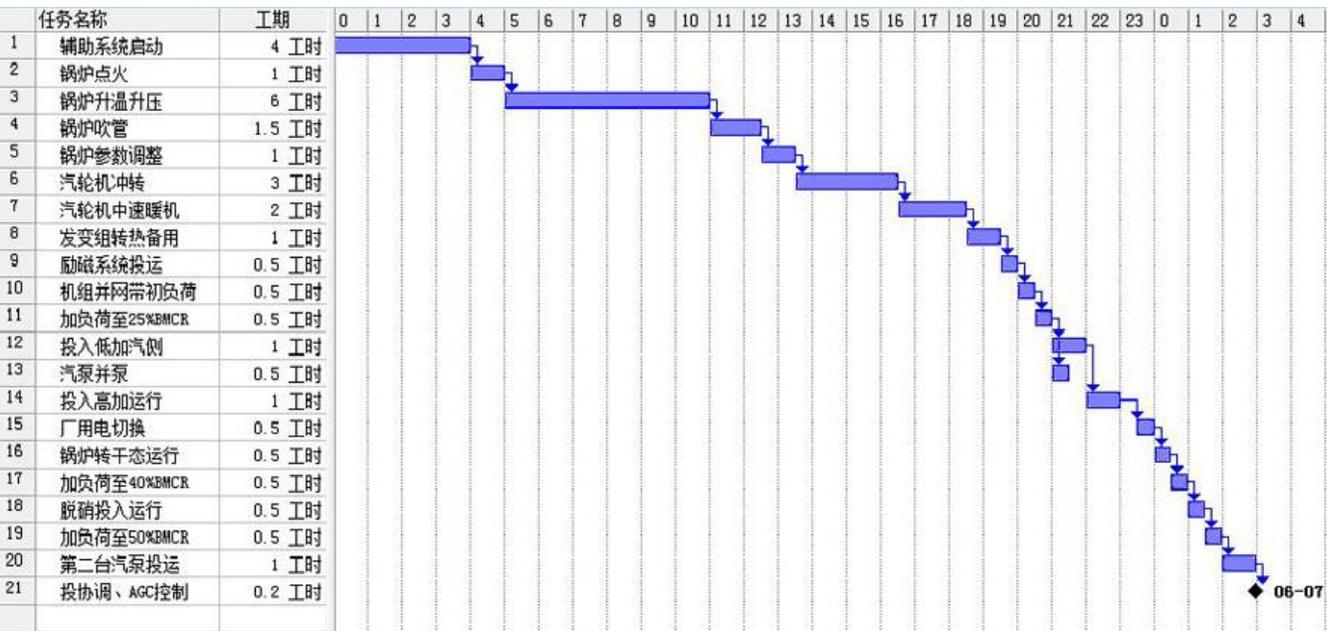
成本（万元）	第1-8年					第9年开始	
	成本-上限	成本-下限	度电成本-上限 (元/千瓦时)	度电成本-下限 (元/千瓦时)	度电成本-中枢 (元/千瓦时)	成本	度电成本 (元/千瓦时)
年投资成本	7378	2459	0.031	0.010	0.020		
启停成本	7797	7797	0.032	0.032	0.032	7797	0.032
机组损耗成本	562	562	0.002	0.002	0.002	562	0.002
附加煤耗成本	553	553	0.002	0.002	0.002	553	0.002
助燃成本	527	527	0.002	0.002	0.002	527	0.002
调峰减少的收入	-17629	-17629	-0.073	-0.073	-0.073	-17629	-0.073
<b>合计新增成本</b>	<b>-813</b>	<b>-5731</b>	<b>-0.003</b>	<b>-0.024</b>	<b>-0.014</b>	<b>-8191</b>	<b>-0.034</b>
燃料成本	69641	69641	0.290	0.290	0.290	69641	0.290
折旧等	35521	35521	0.148	0.148	0.148	35521	0.148
<b>合计成本</b>	<b>104349</b>	<b>99430</b>	<b>0.434</b>	<b>0.414</b>	<b>0.424</b>	<b>96971</b>	<b>0.404</b>

资料来源：中国电力报发电报道，中电联理事会办公厅，中国电力企业管理，WIND，《促进风电消纳的火电灵活性改造深度及经济效益研究》\_付蕾，广东省发改委，《火力发电厂的灵活性》\_Agora Energiewende，《燃气蒸汽联合循环机组的一键启停控制系统》\_马菊兰等，山东电力交易中心，秦皇岛煤炭网，上海航运交易所，国家能源局，华润电力公告，《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》\_张彬，《规模风电并网条件下火电机组深度调峰多角度经济性分析》\_邹兰青，中国储能网，《600\_MW超临界燃煤机组启停进度研究》\_赖月生，国海证券研究所

### 3.4 启停调峰模式下：煤电机组度电净利或达0.009元/千瓦时以上

- 燃煤机组从启动到并网，需要启动较多的子系统，包括锅炉上水、冲洗、升温升压，汽轮机的冲转，发电机并网，高压加热器和低压加热器的投运等操作，耗时长，显性成本主要包括燃料成本（启停阶段）、燃油助燃成本（启动阶段需投油助燃）、电费（启停期间从电网取电）。
- 启停成本测算：假设经过灵活性改造后，热启动/停机时间为3h/1h，则年度启停成本合计为7797万元，度电成本为0.032元/千瓦时。

图表91：燃煤机组冷启动流程复杂



图表92：热启动/停机时间为3/1h时，机组启停度电成本或为0.032元/千瓦时

单位：万元	启动成本	停机成本	合计	核心假设
耗煤量	5327.9	1776.0	7103.8	单位耗煤量60t/h
油耗	186.1	停机时间短，不需要助燃	186.1	采用微油点火助燃技术，单位油耗0.2t/h
电耗	380.0	126.7	506.7	假设机组启停期间采用启备变，从电网取电，电价参考山东省35千伏及以上工商业电价0.704元/KWh
合计	5893.9	1902.6	7796.6	
度电成本 (元/千瓦时)	0.025	0.008	0.032	

资料来源：《一种基于收益的火电机组启动成本分析方法》\_贺广中，中国电力报发电报道，中电联理事会办公厅，中国电力企业管理，WIND，《促进风电消纳的火电灵活性改造深度及经济效益研究》\_付嵩，广东省发改委，《火力发电厂的灵活性》\_Agora Energiewende，《燃气蒸汽联合循环机组的一键启停控制系统》\_马菊兰等，山东电力交易中心，秦皇岛煤炭网，上海航运交易所，国家能源局，华润电力公告，《燃煤火电机组深度调峰交易收益测算模型与分析》\_张彬，《规模风电并网条件下火电机组深度调峰多角度经济性分析》\_邹兰青，中国储能网，《600\_MW超临界燃煤机组启停进度研究》\_赖月生，国网山东，国海证券研究所

## 四、投资建议

- **行业方面**，我国仍处于新能源发展早期，短期内煤电利用小时数或难进入下行周期。收益率方面，我国新型电力系统建设加快，相关收益机制逐渐明确，火电灵活性运行或能取得可观收益。维持行业“推荐”评级。
- **个股方面**，火电灵活性改造标的建议关注西子洁能、青达环保、龙源技术；火电运营商建议关注业绩有望改善的华能国际、大唐发电、国电电力、华电国际、上海电力、福能股份、中国电力、华润电力、申能股份、粤电力A。

图表93：重点关注公司及盈利预测

重点公司代码	股票名称	2022/8/30	EPS			PE			投资评级
		股价	2021	2022E	2023E	2021	2022E	2023E	
600011.SH	华能国际	8.13	-0.79	0.19	0.62	-	42.79	13.11	买入
600795.SH	国电电力	4.41	-0.11	0.31	0.39	-	14.23	11.31	买入
600027.SH	华电国际	5.60	-0.61	0.40	0.47	-	14.00	11.91	买入
601991.SH	大唐发电	3.05	-0.58	0.12	0.16	-	25.42	19.06	买入
600021.SH	上海电力	10.12	-0.77	0.40	0.73	-	25.09	13.95	未评级
002534.SZ	西子洁能	20.10	0.58	1.02	1.44	34.66	19.64	13.98	未评级
688501.SH	青达环保	22.47	0.69	0.79	1.06	32.57	28.49	21.12	未评级

资料来源：Wind资讯，国海证券研究所（注：未评级企业盈利预测来自WIND一致预期）

## 五、风险提示

- 政策变动风险；
- 灵活性改造推进不及预期；
- 电力市场建设进度不及预期；
- 新能源装机不及预期等；
- 测算存在主观性，仅供参考；
- 我国与欧洲情况不具备完全可比性，相关数据仅供参考。

## 公共事业小组介绍

**杨阳**，中央财经大学会计硕士，湖南大学电气工程本科，5年证券从业经验，现任国海证券公用事业和中小盘团队首席，曾任职于天风证券、方正证券和中泰证券。获得2021年新财富分析师公用事业第4名，21世纪金牌分析师和Wind金牌分析师公用事业行业第2名，21年水晶球公用事业入围，2020年wind金牌分析师公用事业第2,2018年新财富公用事业第4、水晶球公用事业第2核心成员。

**钟琪**，山东大学金融硕士，现任国海证券公用事业&中小盘研究员，曾任职于方正证券、上海证券。

## 分析师承诺

杨阳，本报告中的分析师均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，独立，客观的出具本报告。本报告清晰准确的反映了分析师本人的研究观点。分析师本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收取到任何形式的补偿。

## 国海证券投资评级标准

### 行业投资评级

- 推荐：行业基本面向好，行业指数领先沪深300指数；
- 中性：行业基本面稳定，行业指数跟随沪深300指数；
- 回避：行业基本面向淡，行业指数落后沪深300指数。

### 股票投资评级

- 买入：相对沪深300 指数涨幅20%以上；
- 增持：相对沪深300 指数涨幅介于10% ~ 20%之间；
- 中性：相对沪深300 指数涨幅介于-10% ~ 10%之间；
- 卖出：相对沪深300 指数跌幅10%以上。

## 免责声明

本报告的风险等级定级为R3，仅供符合国海证券股份有限公司（简称“本公司”）投资者适当性管理要求的客户（简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。客户及/或投资者应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，需以本公司的完整报告为准，本公司接受客户的后续问询。

本公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告中的信息均来源于公开资料及合法获得的相关内部外部报告资料，本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证，不保证其中的信息已做最新变更，也不保证相关的建议不会发生任何变更。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。报告中的内容和意见仅供参考，在任何情况下，本报告中所表达的意见并不构成对所述证券买卖的出价和征价。本公司及其本公司员工对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。

## 风险提示

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向本公司或其他专业人士咨询并谨慎决策。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该机构以要求获悉更详细信息。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议。

任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

## 郑重声明

本报告版权归国海证券所有。未经本公司的明确书面特别授权或协议约定，除法律规定的情况外，任何人不得对本报告的任何内容进行发布、复制、编辑、改编、转载、播放、展示或以其他方式非法使用本报告的部分或者全部内容，否则均构成对本公司版权的侵害，本公司有权依法追究其法律责任。

国海证券 · 研究所 · 公共事业小组

# 心怀家国，洞悉四海



## 国海研究上海

上海市黄浦区福佑路8号人保寿险大厦7F

邮编：200010

电话：021-60338252

## 国海研究深圳

深圳市福田区竹子林四路光大银行大厦28F

邮编：518041

电话：0755—83706353

## 国海研究北京

北京市海淀区西直门外大街168号腾达大厦25F

邮编：100044

电话：010-88576597