



国金证券研究所

分析师：许隽逸（执业 S1130519040001） 联系人：张君昊
xujunyi@gjzq.com.cn zhangjunhao1@gjzq.com.cn

海外视角看：新能源环境价值如何变现？

投资建议：

- 结合欧盟碳市场、国内碳市场、CBAM 机制设计可见自发自用绿电、直接交易绿电的环境价值认可度更高。因此从落地性看，建议关注以综合能源管理为传统主业、拓展工商业分布式光伏的南网能源；建议关注可直接参与绿电交易、所在地区溢价接受度较高的江苏新能。

行业观点：

- 绿电环境价值变现是电改后续看点。
- ✓ 国内绿电行业从“带补贴”走向“平价”，经历“全电量可消纳+保量保价”、“全电量可消纳，保量保价+保量限价结合”阶段，正进入“全电量消纳难度加大，保量保价部分的绝对量/比例双降+剩余部分进现货市场”阶段，当前入市电量比例升至 47%+、常规电量交易中折价幅度约为 10%~50%。23 年电改重磅政策——煤电容量机制出台、为煤电转型托底。往后看，“双碳”目标不改，绿电仍将向主力电源地位迈进，而体现环境价值是绿电“扬长”方式。
- 他山之石：欧盟破局点在“碳”。
- ✓ 绿电环境价值于长期购电协议 PPA（付费主体为下游碳排企业）、现货市场（付费主体为高碳排电源+下游碳排企业，高碳排电源碳成本传导比例介于 60%~100%、23 年碳均价 83 欧元/吨，对应环境溢价约 0.05~0.09 欧元/KWh）、GO 绿证（付费主体为下游碳排企业，环境溢价约 0.01 欧元/KWh）均可体现，前两种变现方式采用碳-电联动机制，与碳价及碳市场紧密连接。
- ✓ 回顾欧盟碳市场碳价持续翻倍之路：供/需多因素调节下碳市场价格走强，拍卖收入再用于绿电扶持。①供给要素：总量控制趋严，拍卖配额比例提高，碳信用等抵消选项减少，短期/长期的富余配额回收机制建立；②需求要素：碳排核查的覆盖范围扩大，俄乌战争后气价波动，疫后经济预期修复，每年设置固定履约时点。
- ✓ 现货市场的环境溢价逐步可覆盖度电成本：以 22 年内碳成本与光伏/陆风度电成本作比较，可见 60%可传导情景下碳价即可覆盖陆风度电成本，22 年欧洲光伏开发成本有所上行、需 80%~100%完全传导方可覆盖度电成本。
- 国内“绿电”、“绿证”、“碳”三线并行，碳市场-电力市场平行体系或更适合我国国情。
- ✓ 全国碳市场电力行业 100%免费配额扭曲碳价信号，电力市场化尚未改革完全，采用欧盟碳-电联动机制难以传导碳成本将加速火电产能出清、有违保供目标；同时，为水电/核电等清洁能源带来额外收益，有违匹配低价用户的初心。因此，绿电使用量对应碳排扣“0”、绿证抵消可再生能源消纳责任权重等定向支持方式更为可行。基于环境溢价与对应当量碳价水平趋同的假设，度电环境溢价应在 0.07~0.5 元/KWh（下/上限分别对应国内碳价 70 元/吨、CBAM 机制下 EUA 最新价 61 欧元/吨）。
- ✓ CBAM 利好绿电。在 26 年（全面实施年份）国内、EU ETS 碳价分别为 80 元/吨、100 欧元/吨的假设下，以 22 年出口量与出口金额测算，当 CBAM 仅对直接排放收费时，碳关税占出口金额不足 2%；而若预期扩至对间接排放收费，该比例将接近 30%。使用绿电可减轻征税压力。

风险提示

- 国内绿电、绿证需求侧政策、碳市场政策释放不及预期；国内绿电市场化比例提高，上网电价不及预期；国内用电需求不及预期风险等。



内容目录

1、绿电环境价值变现实是电改后续看点.....	5
2、他山之石：欧盟破局点在“碳”.....	10
2.1 EU ETS 碳-电联动机制，环境溢价置入电价.....	10
2.2 供/需多因素调节下碳价走强，拍卖收入再用于绿电扶持.....	14
2.2.1 供给要素：总量控制+配额付费+抵消趋严+余量回收.....	16
2.2.2 需求要素：覆盖范围+能源价格+经济预期+履约时点.....	20
2.2.3 拍卖收入可分配、可补偿.....	21
3、国内“绿电”、“绿证”、“碳”三线并行.....	22
3.1 碳电联动的本土化选择.....	22
3.2 国内碳市场仍待政策发力，CBAM 利好绿电.....	27
4、投资建议.....	31
5、风险提示.....	32

图表目录

图表 1：能源不可能三角表明新型电力系统建设伴随成本上升过程.....	5
图表 2：电改推动各成本上升环节的“成本疏导、价值变现”.....	6
图表 3：9M13~6M20 光伏补贴电价下降 0.51~0.55 元/KWh.....	6
图表 4：2012~2020 年光伏电价降幅略小于 LCOE 降幅（元/KWh）.....	6
图表 5：8M09~2020 年陆风补贴电价下降 0.14~0.22 元/KWh.....	7
图表 6：2010~2020 年陆风电价降幅略小于 LCOE 降幅（元/KWh）.....	7
图表 7：各地燃煤基准价分化、抢占优势资源区位的重要性上升（元/KWh）.....	7
图表 8：三北地区光伏利用率下滑趋势较为显著.....	8
图表 9：风电利用率下滑情况总体好于光伏.....	8
图表 10：各并网时期的风光机组按煤电基准价收购的电量占比.....	9
图表 11：甘肃工商业用户峰谷时段划分及新能源交易基准价.....	9
图表 12：22 年各现货省份分电源结算价格相比基准电价折/溢价情况.....	10
图表 13：23 年各现货省份风/光/综合各电源价格相比基准电价折/溢价情况.....	10
图表 14：衔接碳市场，利用碳成本传导机制实现减排效果.....	11
图表 15：多数行业间接排放（范围 2+范围 3）占比在 90%以上（吨碳排/百万美元投资）.....	11
图表 16：基于科斯定理的碳排交易体系可实现帕累托最优.....	12
图表 17：EU ETS 碳-电联动机制下，能源价格成为碳价影响因素.....	12
图表 18：欧洲电力现货市场边际出清机制.....	13



图表 19:	22 年欧洲分电源类型的边际发电成本构成情况 (欧元/KWh)	13
图表 20:	现货市场煤电/绿电的收益/成本构成情况示意图	13
图表 21:	成本传导机制下, 碳价影响电价	14
图表 22:	碳成本 60%可传导情景下碳价即可覆盖陆风度电成本	14
图表 23:	减排目标、市场设计、供需基本面要素对 EU ETS 碳价的影响	15
图表 24:	EU ETS 形成现货+期货的市场结构	15
图表 25:	第二阶段 EUA 现货价格相比期货价格具有溢价 (季度数据, 欧元/吨)	16
图表 26:	至 22 年 EUA 现货/期货价格已基本一致 (月度数据, 欧元/吨)	16
图表 27:	二阶段末欧盟提出的备选措施以影响碳市场供给端为主	16
图表 28:	EU ETS 碳限额 (Cap) 年降系数扩大	17
图表 29:	NAP 计划转为 NIM 计划	17
图表 30:	免费配额绝对量逐年下降, 22 年末拍卖配额占比约 40%	18
图表 31:	历史法转向基准线法, 推动减排成为企业竞争要素	18
图表 32:	碳限额 (Cap) 与实际排放的差值反映自发减排成效 (百万吨)	19
图表 33:	可抵扣碳信用增多, 实质上带来配额供给端宽松	19
图表 34:	EU ETS 碳排放覆盖行业 (百万吨)	20
图表 35:	天然气价格波动引起气-煤转换, 引起碳价波动	20
图表 36:	EU ETS 配额清缴周期为一年 (截至 22-23 周期情况)	21
图表 37:	拍卖收入快速上升, 主要用于气候问题相关领域 (十亿欧元)	21
图表 38:	22 年合计约 86 亿欧元用于 IF/MF 基金 (百万欧元)	21
图表 39:	平行体系下, 仍可间接实现碳价与电价的联动	22
图表 40:	度电环境溢价与碳价应为 1/1000 的关系	22
图表 41:	环境溢价扩大了自发自用电量的溢价空间	23
图表 42:	分布式光伏全投资 IRR 对各影响要素的敏感性分析	23
图表 43:	集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、利用小时数的敏感性分析	24
图表 44:	集中式光伏全投资 IRR 对上网电价的敏感性分析	24
图表 45:	集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析 (储能作为纯成本项)	24
图表 46:	集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析 (储能获取电能量补偿)	24
图表 47:	国内绿电交易与绿证交易比较	25
图表 48:	绿电/绿证市场建设重要政策梳理	25
图表 49:	CBAM 及国内绿电抵扣政策落地、价格上行	26
图表 50:	绿证供给侧政策落地后供应增多、价格下行	26
图表 51:	嵌套式长期购电协议 (SPPA) 示意图	26
图表 52:	展望未来与碳市场相关的 5 类衔接	27
图表 53:	7M21 上线至 4Q23 国内 CEA 累计成交量仅 4.4 亿吨	28



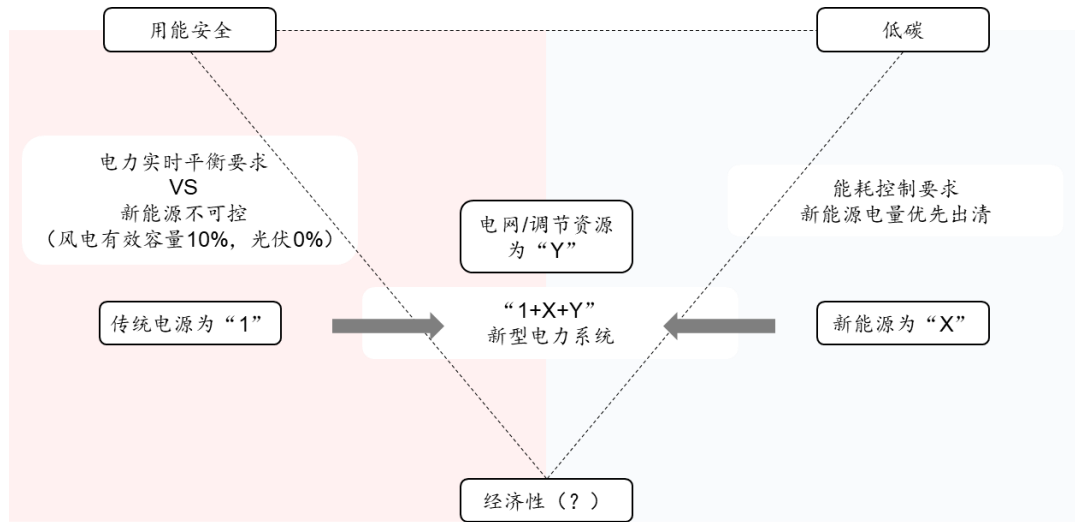
图表 54: 欧洲 EUA 23 年成交量 75.1 亿吨	28
图表 55: CBAM 机制与 EU ETS 并行运作但关系紧密	28
图表 56: 10M23 起已进入 CBAM 试点阶段 (过渡期)	29
图表 57: CBAM 税费计算中的几大变量变化趋势	29
图表 58: 22 年我国对欧盟出口的 CBAM 商品以钢铁/铝为主 (亿欧元)	30
图表 59: 原铝 CBAM 费用测算假设表	30
图表 60: 钢铁 CBAM 费用测算假设表	30
图表 61: 纳入间接排放后 CBAM 对铝出口影响较大	30
图表 62: 纳入间接排放后 CBAM 对钢铁出口影响有限	31
图表 63: 1H23 工业节能业务营收占比达 46.4%	31
图表 64: 南网能源工商业分布式光伏业务增速较快	31
图表 65: 22 年末风电业务营收占比达 87%	32
图表 66: 风况较差拖累 23 年业绩 (百万元)	32
图表 67: 公司估值情况 (更新至 2024/3/6 收盘价)	32



1、绿电环境价值变现是电改后续看点

- 伴随新型电力系统建设，系统成本长期上升。以保障用能安全为基本前提、清洁低碳为核心目标，由此形成了“1+X+Y”的新型电力系统，即传统电源冗余配置，而新能源电量扩大，各类调节资源需求扩大。根据能源不可能三角可知，系统经济性将受系统增量成本拖累。

图表1：能源不可能三角表明新型电力系统建设伴随成本上升过程

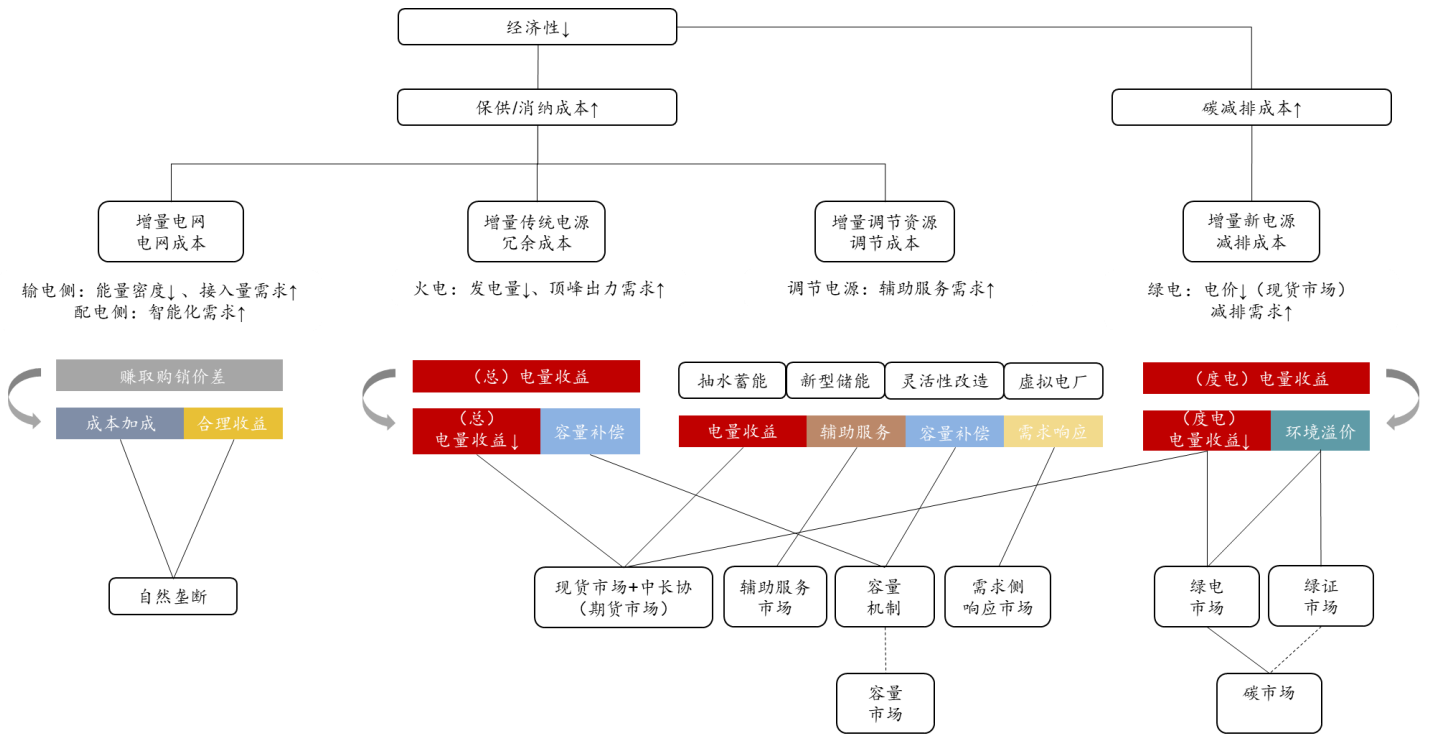


来源：国金证券研究所

- 23年以来重磅电改政策密集出台，从制度层面实现“谁受益、谁承担(增量系统成本)”和“谁出力、谁获益(各类价值变现)”的市场化机制。总体来看已出台的配套政策基本实现重点内容全覆盖，包括电网成本疏导机制厘清、现货市场基本规则制定、煤电容量补偿机制出台、需求侧响应市场建设、电力辅助服务价格机制出台等。在23年中发布的《海外视角看：市场化如何促进新能源消纳？》中我们就欧洲电力市场/美国PJM市场对电能量/辅助服务/容量机制的先进设计经验进行了学习，重点在于阐明保供火电、灵活性调节资源在新型电力系统中的价值将有多种变现途径，而对于身处“风暴眼”的绿电讨论缺失。本篇旨在进一步完善框架，研究欧盟碳市场EU ETS市场上碳-电联动机制及碳价影响要素，探讨国内绿电(度电)电量收益下降背景下、环境溢价予以补充的可能性，并分析欧盟碳边境调节机制CBAM作为外在驱动因素对国内碳价及绿电发展的潜在影响。



图表2：电改推动各成本上升环节的“成本疏导、价值变现”



来源：国金证券研究所

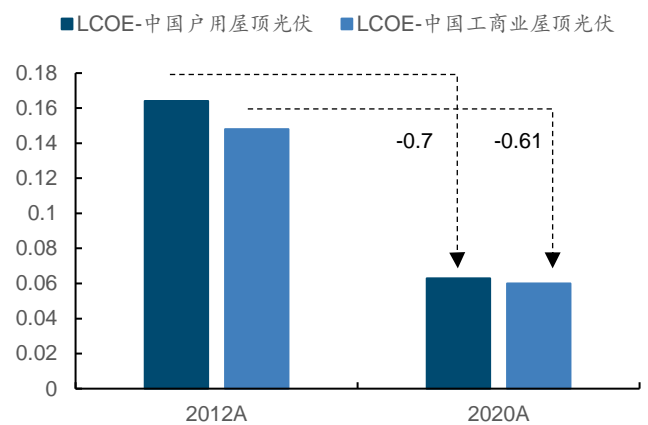
- 伴随电力市场化的进程，我国绿电电量/电价的形成大致分为 3 个阶段，变化趋势明显：(1) 弃电风险增加；(2) 产业链降本+出力不可控特性共同影响下，绿电上网电价下行。
- ✓ 保量保价阶段（带补贴机组）：全电量根据所在资源区的“标杆电价”收购，“标杆电价”与当地燃煤标杆电价（现称燃煤基准电价）差值为财政补贴。“标杆电价”经历多轮下调，使得机组在不同并网时点所获补贴有别，但原则上执行该电价 20 年不变。通过对比十年间成本下降情况，可见电价降幅基本略小于成本降幅，但补贴回收风险降低。

图表3：9M13~6M20 光伏补贴电价下降 0.51~0.55 元/KWh

图表4：2012~2020 年光伏电价降幅略小于 LCOE 降幅（元/KWh）

	I 类资源区 (元/KWh)	II 类资源区 (元/KWh)	III 类资源区 (元/KWh)
9M13 以后	0.9	0.95	1
2016 年	0.8	0.88	0.98
2017 年	0.65	0.75	0.85
1M18~5M18	0.55	0.65	0.75
6M18 以后	0.5	0.6	0.7
7M19 以后	0.4	0.45	0.55
6M20 以后	0.35	0.4	0.49
9M13~6M20 价格变动	-0.55	-0.55	-0.51

来源：北极星太阳能光伏网、国金证券研究所



来源：IRENA、国金证券研究所 注：采用 2020 年美元兑人民币汇率

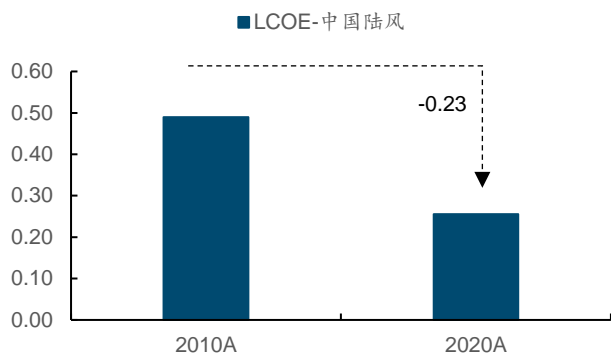


图表5: 8M09~2020年陆风补贴电价下降0.14~0.22元/KWh

	I类资源区 (元/KWh)	II类资源区 (元/KWh)	III类资源区 (元/KWh)	IV类资源区 (元/KWh)
8M09以后	0.51	0.54	0.58	0.61
2015年	0.49	0.52	0.56	0.61
2016~2017年	0.47	0.5	0.54	0.6
2018年	0.4	0.45	0.49	0.57
2019年	0.34	0.39	0.43	0.52
2020年	0.29	0.34	0.38	0.47
8M09~2020年价格变动	-0.22	-0.20	-0.20	-0.14

来源: 北极星电力网、国金证券研究所

图表6: 2010~2020年陆风电价降幅略小于LCOE降幅(元/KWh)

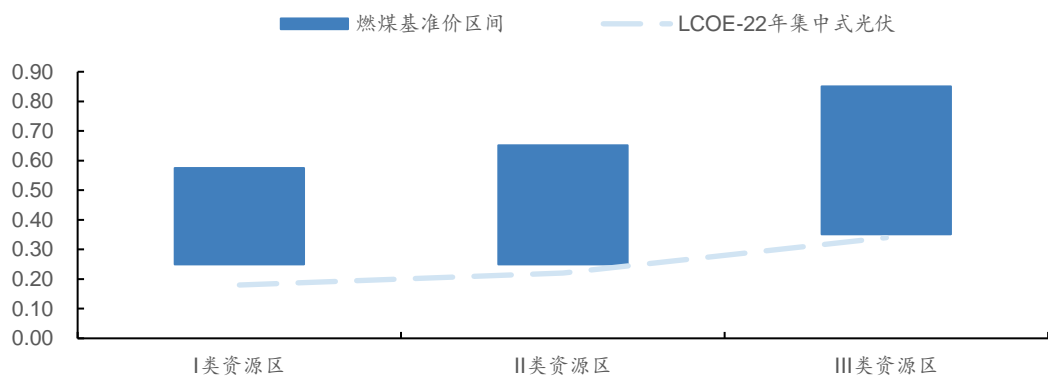


来源: IRENA、国金证券研究所 注: 采用2020年美元兑人民币汇率

✓ 保量保价+保量限价结合阶段(带补贴机组+平价机组):

- (1) 保量保价部分: 6M16发布《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》明确了重点地区风、光保障利用小时数, 1M19发布《关于规范优先发电优先购电计划管理的通知》明确了保障利用小时数内的电量由电网保量保价收购。价格为政府定价——21年前带补贴机组为绿电标杆电价, 21年后平价机组为当地燃煤基准价。由于各地价格分化、抢占优质资源区位变得重要。
- (2) 保量限价部分: 保障利用小时数外的电量由电网保量收购、但要参与市场定价。由于绿电边际成本更低而出力波动性更大, 若不考虑环境溢价, 则市场化电量电价低于燃煤基准价(燃煤基准价反映当地煤电边际成本+稳定出力价值)。21年前带补贴机组可额外获得“绿电标杆电价-当地燃煤电价”的固定财政补贴。

图表7: 各地燃煤基准价分化、抢占优势资源区位的重要性上升(元/KWh)



来源: 北极星电力网、CPIA、国金证券研究所

✓ 电量消纳难度加大+保量保价部分的绝对量/比例双降+剩余部分进现货市场阶段(平价机组):

- (1) 量的视角: 由于风光边际成本较低、绿电出清顺序仍然靠前。受风、光装机占比提升、发电时段集中、外送电通道不足等物理限制, 消纳正再次变得困难(带补贴时代同样出现过因煤电“以热定电”挤占发电空间、外送能力受限等因素导致的大规模弃电), 其中光伏利用率下滑情况相较风电更严重。根据山东推动新能源入市的有关政策: 签订市场交易合同的新能源场站在电网调峰困难时段优先消纳, 市场化趋势确定。



图表8：三北地区光伏利用率下滑趋势较为显著

	21年光伏利用率	22年光伏利用率	21~22年利用率变化	23年光伏利用率	22~23年利用率变化
甘肃	99%	98.20%	-0.30%	95.00%	-3.20%
西藏	80%	80.00%	-0.20%	78.00%	-2.00%
河南	100%	99.50%	-0.40%	97.70%	-1.80%
湖北	100%	100%	0.00%	98%	-1.70%
陕西	98%	97.80%	-0.20%	96.50%	-1.30%
吉林	99%	98.20%	-0.70%	97.10%	-1.10%
宁夏	98%	97.40%	-0.10%	96.40%	-1.00%
蒙西	97%	97.40%	0.90%	96.60%	-0.80%
山西	99%	99.50%	0.40%	98.90%	-0.60%
河北	98%	98.00%	-0.20%	97.50%	-0.50%
新疆	98%	97.20%	-1.10%	96.90%	-0.30%
全国	98%	98.30%	0.30%	98.00%	-0.30%
海南	100%	100%	0.00%	100%	-0.20%
云南	100%	99.50%	-0.30%	99.40%	-0.10%
江西	100%	100%	0.00%	100%	-0.10%
广东	100%	100%	0.00%	100%	-0.10%
辽宁	100%	99.30%	-0.30%	99.30%	0.00%
贵州	100%	99.40%	-0.20%	99.40%	0.00%
北京	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
上海	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
江苏	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
浙江	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
安徽	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
福建	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
湖南	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
重庆	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
四川	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
广西	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
天津	100%	100%	0.10%	100%	0.00%
蒙东	99%	98.60%	-0.80%	98.70%	0.10%
黑龙江	100%	98.90%	-0.70%	99.10%	0.20%
青海	86%	91.10%	4.90%	91.40%	0.30%
山东	99%	98.50%	-0.60%	99.30%	0.80%

来源：全国新能源消纳监测预警中心、国金证券研究所

图表9：风电利用率下滑情况总体好于光伏

	21年风电利用率	22年风电利用率	21~22年利用率变化	23年风电利用率	22~23年利用率变化
河南	98%	98.20%	-0.10%	96.80%	-1.40%
河北	95%	95.60%	0.20%	94.30%	-1.30%
湖北	100%	100%	0.00%	99%	-1.00%
宁夏	98%	98.50%	0.90%	97.80%	-0.70%
辽宁	98%	98.50%	0.50%	98.00%	-0.50%
山东	99%	97.90%	-0.60%	97.60%	-0.30%
广东	100%	99.90%	-0.10%	99.60%	-0.30%
北京	100%	100%	0.00%	100%	-0.10%
海南	100%	100%	0.00%	100%	-0.10%
天津	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
上海	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
江苏	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
浙江	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
安徽	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
福建	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
重庆	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
四川	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
西藏	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
广西	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
贵州	100%	99.70%	0.20%	99.70%	0.00%
江西	100%	99.90%	0.00%	100.00%	0.10%
云南	100%	99.90%	0.00%	100.00%	0.10%
蒙西	91%	92.90%	1.80%	93.20%	0.30%
黑龙江	98%	98.20%	0.10%	98.60%	0.40%
新疆	93%	95.40%	2.70%	95.80%	0.40%
全国	97%	96.80%	-0.10%	97.30%	0.50%
山西	98%	98.30%	0.80%	98.90%	0.60%
吉林	97%	95.20%	-1.90%	96.00%	0.80%
陕西	98%	95.80%	-1.90%	96.80%	1.00%
甘肃	96%	93.80%	-2.10%	95.00%	1.20%
青海	89%	92.70%	3.40%	94.20%	1.50%
湖南	99%	97.40%	-1.60%	99.70%	2.30%
蒙东	98%	90.00%	-7.60%	96.70%	6.70%

来源：全国新能源消纳监测预警中心、国金证券研究所

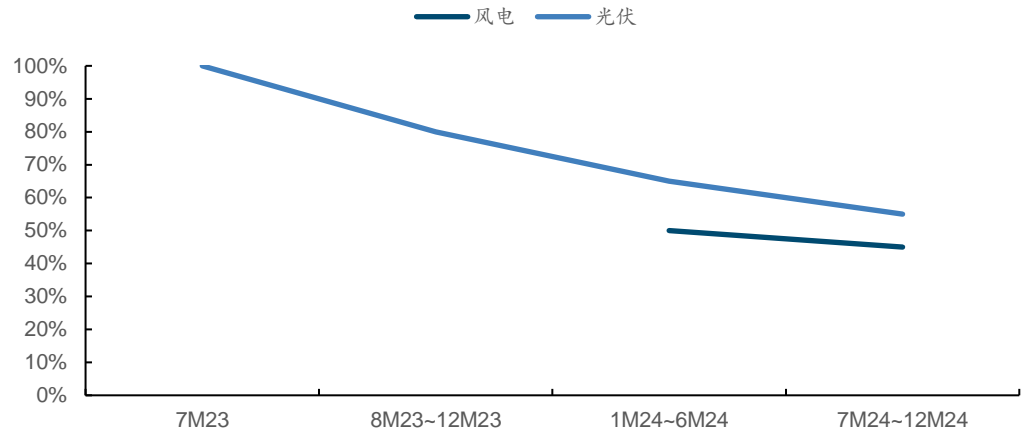
(2) 价的视角：市场化电量增多，电价风险多于机遇。发电侧电价与用户侧分时电价机制协同，进一步体现分时特征，而按时段交易既不利于集中出力的光伏也不利于功率预测难度较大的风电。绿电进现货市场，意味着交易颗粒度进一步细化。



从云南/甘肃 24 年绿电电价政策与 22/23 年现货市场绿电电价表现来看：

- 1) 12M23 云南省发布《关于进一步完善新能源上网电价政策有关事项的通知》，进一步降低了 24 年省内风光项目以“平价”收购的电量占比，更多电量将以市场化电价结算。这一过程中，企业自行选择自主参与清洁能源市场化交易或执行清洁能源市场月度交易均价，由于云南市场化电价以水电为锚，相比当地煤电基准价 0.336 元/KWh 折价约 6 分钱（12 月枯水季清洁能源市场月度交易均价为 0.276 元/KWh）。

图表10：各并网时期的风光机组按煤电基准价收购的电量占比



来源：云南省能源局、智汇光伏、国金证券研究所

- 2) 10M23 甘肃省发布《甘肃省 2024 年省内电力中长期年度交易组织方案》，明确约束了绿电市场化电量交易价格：峰、谷、平各段交易基准价为燃煤基准价格乘以峰谷分时系数（峰段系数=1.5，平段系数=1，谷段系数=0.5），各段交易价格不超过交易基准价；对于出力时段集中在谷段的光伏，交易价格上限仅为燃煤基准价的一半。

图表11：甘肃工商业用户峰谷时段划分及新能源交易基准价

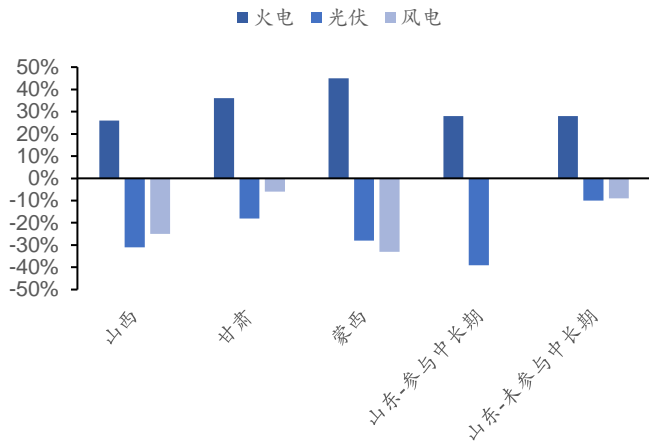
时段	时间	燃煤基准价 (元/KWh)	分时系数	新能源交易基准价 (元/KWh)
峰段	7:00-9:00	0.3078	1.5	0.4617
	17:00-23:00			
平段	23:00-24:00 0:00-7:00	0.3078	1	0.3078
谷段	9:00-17:00	0.3078	0.5	0.1539

来源：甘肃省能源局、国金证券研究所

- 3) 从 22/23 年现行现货省份情况看绿电普遍折价 10%~50%。现货市场电价波动更为剧烈，绿电在与煤电等可控电源报价博弈中处于弱势地位。23 年除蒙西市场年现货均价涨幅较大，风光搭便车价格上涨外，其余市场均有折价。其中，电力交易体现时空要素对光伏更为不利。

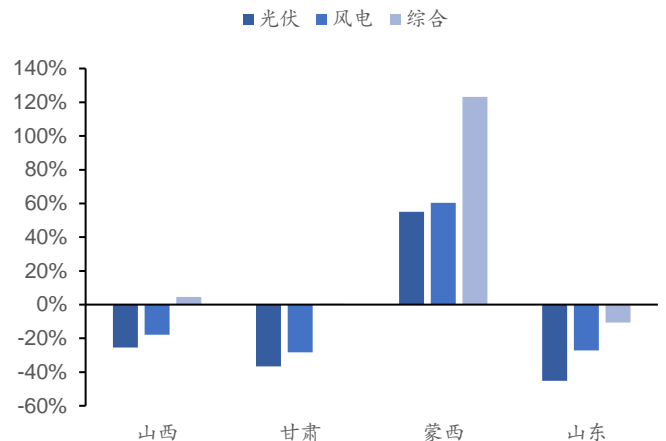


图表12: 22年各现货省份分电源结算价格相比基准电价折/溢价情况



来源: 智汇光伏、国金证券研究所

图表13: 23年各现货省份风/光/综合各电源价格相比基准电价折/溢价情况



来源: 兰木达电力现货、国金证券研究所

- 往后看: 绿电进市场是大势所趋, 呼唤环境溢价作为收益补充。据智汇光伏统计与预测: 22年全国绿电市场化比例约40%, 23年前8个月该比例升至47%, 并预期24年将超过50%。市场化带来电量折价, 引发市场对绿电环境价值变现的诸多讨论。

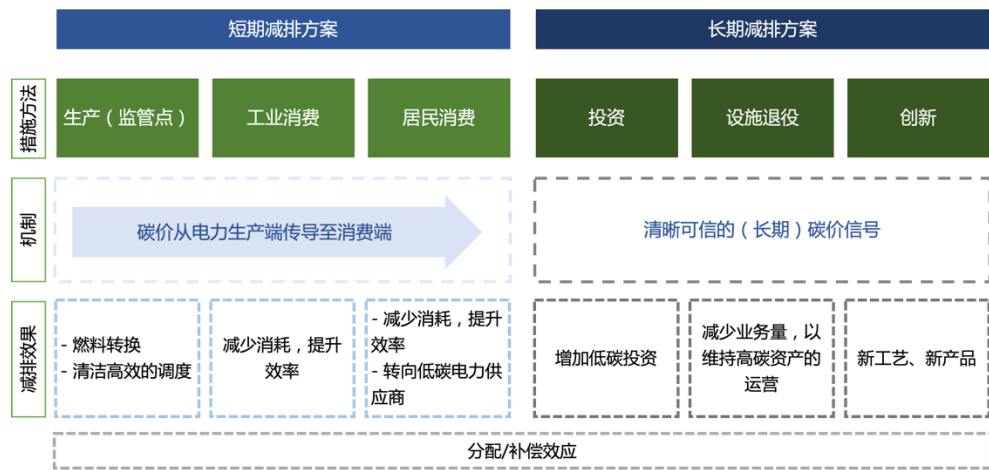
2、他山之石: 欧盟破局点在“碳”

2.1 EU ETS 碳-电联动机制, 环境溢价置入电价

- 在欧洲, 绿电环境价值变现主要于长期购电协议 PPA (可实现类似国内绿电交易市场的专场交易效果) 和现货市场得到体现, 这两者变现方式与碳价及碳市场挂钩。此外, 也可通过交易欧洲 GO 绿证 (欧盟来源担保证书, Guarantees of Origins, 简称 GO) 获得收益。
- ✓ GO 绿证-企业自愿认购: 于2012年正式在欧盟内部推行。多数欧盟国家不强制要求企业认购, 挪威、瑞典等国家有强制配额。环境溢价各有别, 据能源杂志统计德国 GO 绿证价格不到 0.01 欧元/KWh。
- ✓ 长期购电协议 PPA-衔接碳市场: 直接置入环境溢价, 此时下游用能单位为直接付费方。由于欧洲为分散式电力市场模式, 因此实物购电协议保证了绿电的物理消纳, 用能单位可以此作为减排依据, 同时可减少火电电量购买 (含碳成本)。
 - *实现前提: 下游用能单位/电力行业有偿碳配额纳入 EU ETS 市场, 扩大需求方。
- ✓ 电力现货市场-衔接碳市场: 边际出清电价中内含环境溢价, 此时火电与下游用能单位共同分摊费用, 分摊比例取决于火电的碳成本传导能力。23年欧盟 EUA 碳价平均 83 欧元/吨, 在 60%~100% 传导比例 (中电联专家口径数据) 下对应光伏环境溢价约在 0.05~0.09 欧元/KWh。
 - *实现前提: (1) 电力行业采用 100% 有偿配额、(2) 电力完全市场化。前者目的是真实反映电力生产过程产生的碳成本、并能够给下游提供准确的碳价格信号; 后者目的是给下游提供准确的电力价格信号。



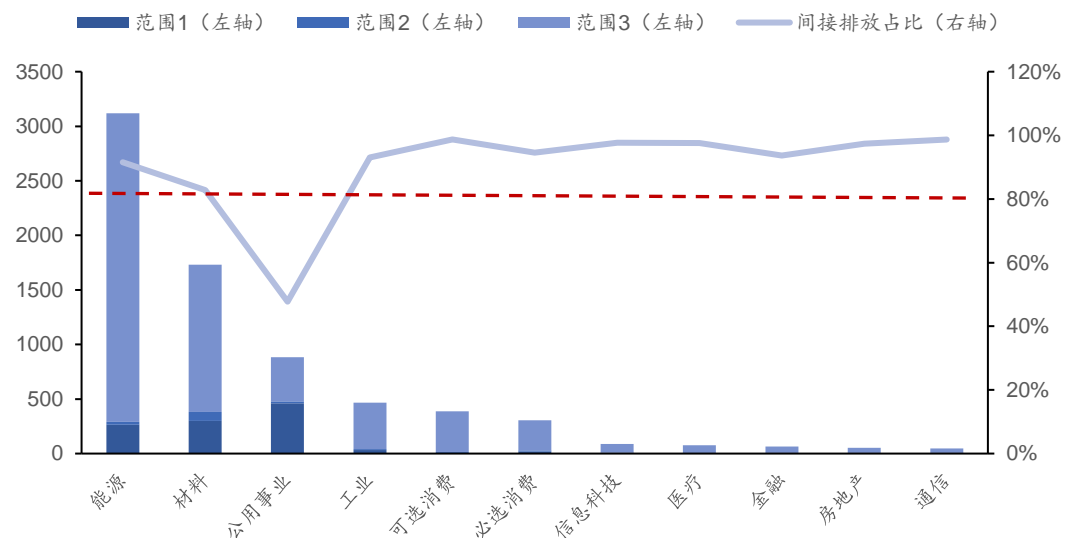
图表14：衔接碳市场，利用碳成本传导机制实现减排效果



来源：国金证券研究所

- 在上述三种环境价值变现方式中，边际出清机制帮助实现了电力现货市场上的碳-电联动，促进电力行业转型。
- 首先，电力是最早进入 EU ETS 市场的行业之一，并于第三阶段起设置了 100% 拍卖配额，在充分竞争环境下，配额价格（碳价）应为电力企业边际减排成本。
- ✓ 能源（电力）形成的碳排放主要以间接排放的形式体现，占总排放比例较大。根据 MSCI 对全球范围内各行业碳足迹的追踪（更新至 8M23）来看，能源、材料、公用事业行业位居碳足迹前三，多数行业间接排放（范围 2+范围 3）占比在 90% 以上。因此间接排放成为碳市场需求侧重要的影响因素。根据温室气体核算体系 GHG Protocol 的划分：
 - 1) 范围 1（直接排放）：来自公司拥有和控制的资源的直接排放；
 - 2) 范围 2（间接排放）：由购买的能源（包括电力、蒸汽、加热和冷却）产生的间接排放；
 - 3) 范围 3（间接排放）：范围 2 中未包含的、公司价值链中发生的所有间接排放（包括范围 2 未覆盖的与电力有关的活动，如燃料开采、生产和运输过程中的排放，这使得该项占比较大）。

图表15：多数行业间接排放（范围2+范围3）占比在90%以上（吨碳排/百万美元投资）



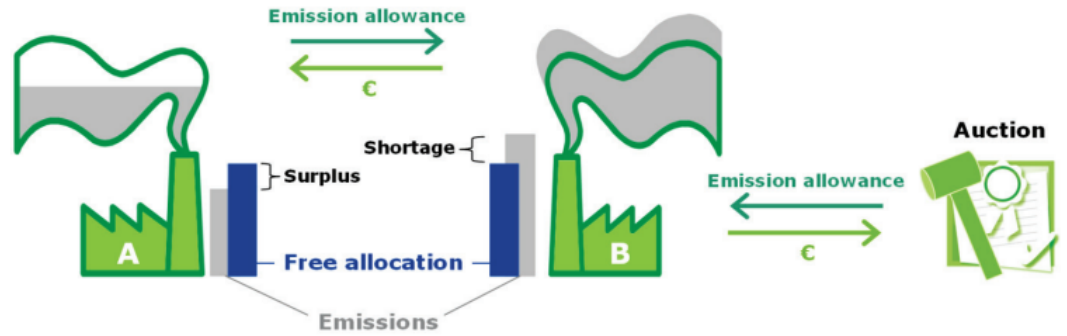
来源：MSCI、国金证券研究所 注：红色虚线为各行业间接排放占比均值，为 90.3%

- 基于科斯定理的 EU ETS “Cap-Trade”碳排放交易体系覆盖包括电力在内的多个行业，以“无形之手”形成碳价。理论上，碳价反映了全社会边际减排最小成本。



- ✓ 从企业角度看：企业可以根据分配以及拍卖得到的配额量，结合自身由于排放所清缴的配额，在市场上出售多余的配额赚取收益（奖），或者购买配额以避免超额排放面临的罚款（惩）。最终通过交易，找到成本最小化和利润最大化的方式进行减排和生产。
- ✓ 从全社会角度看：不同行业减排难度不同，在减排总目标控制下（决定了主要高排放行业必须纳入减排队伍），通过交易可实现减排难度从易到难、减排成本由低到高的减排顺序。

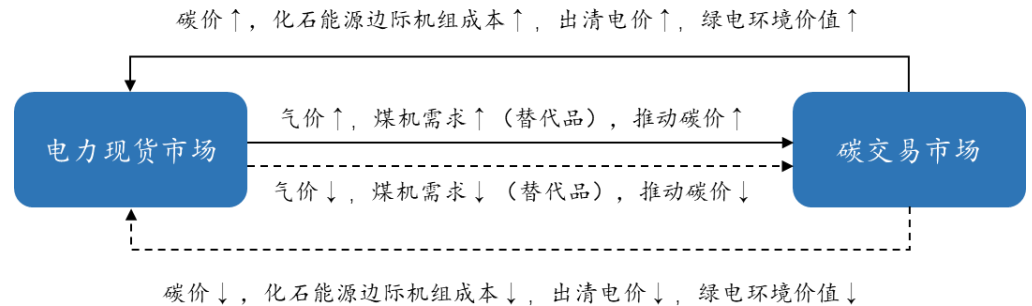
图表16：基于科斯定理的碳排交易体系可实现帕累托最优



来源：《EU ETS Handbook》、国金证券研究所

- 借助 EU ETS 碳-电联动机制的设计，商品价值链上游电力生产过程的碳排放量对应当前碳市场上的减排成本被置入电价，向下游制造加工依据各自的议价能力来分配传导。最终，间接排放对应的碳成本内含在了商品生产成本里，而在碳市场上无需对商品的间接排放做单独核算。这一机制下，碳价影响了电价。

图表17：EU ETS 碳-电联动机制下，能源价格成为碳价影响因素

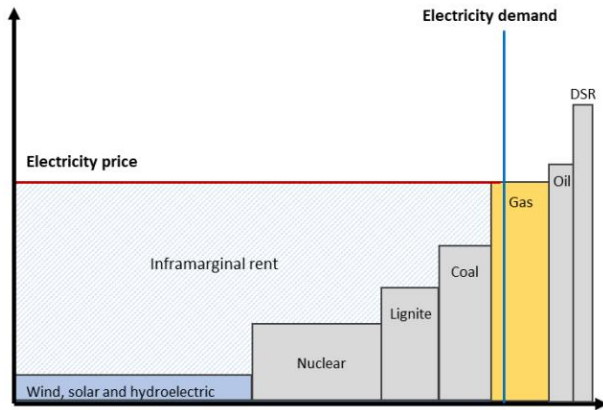


来源：《EU ETS Handbook》、国金证券研究所

- 碳-电联动的实现：在欧洲电力批发市场的现货出清阶段，通过对各类电源按照边际发电成本升序排列，以边际出清机制完成出清，现货价格=边际生产成本。边际生产成本取决于燃料成本、碳成本和可变运营管理成本，在成熟的电力市场化环境下，据中电联专家统计煤电碳成本传导比例可达 60%~100%，碳价升高带动出清电价升高。

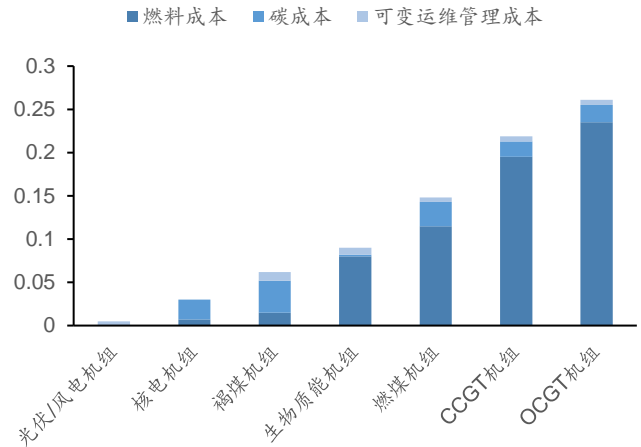


图表18：欧洲电力现货市场边际出清机制



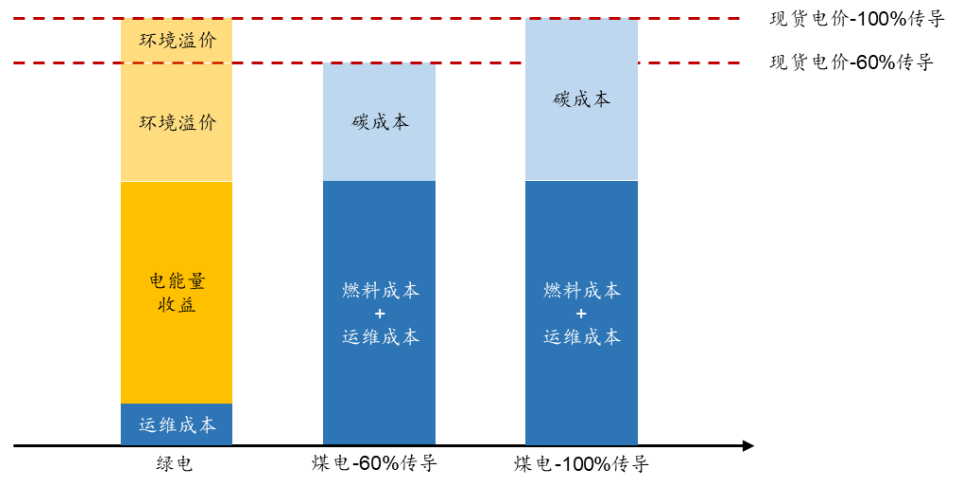
来源：EC JRC、国金证券研究所

图表19：22年欧洲分电源类型的边际发电成本构成情况（欧元/KWh）



来源：EC JRC、国金证券研究所

图表20：现货市场煤电/绿电的收益/成本构成情况示意图

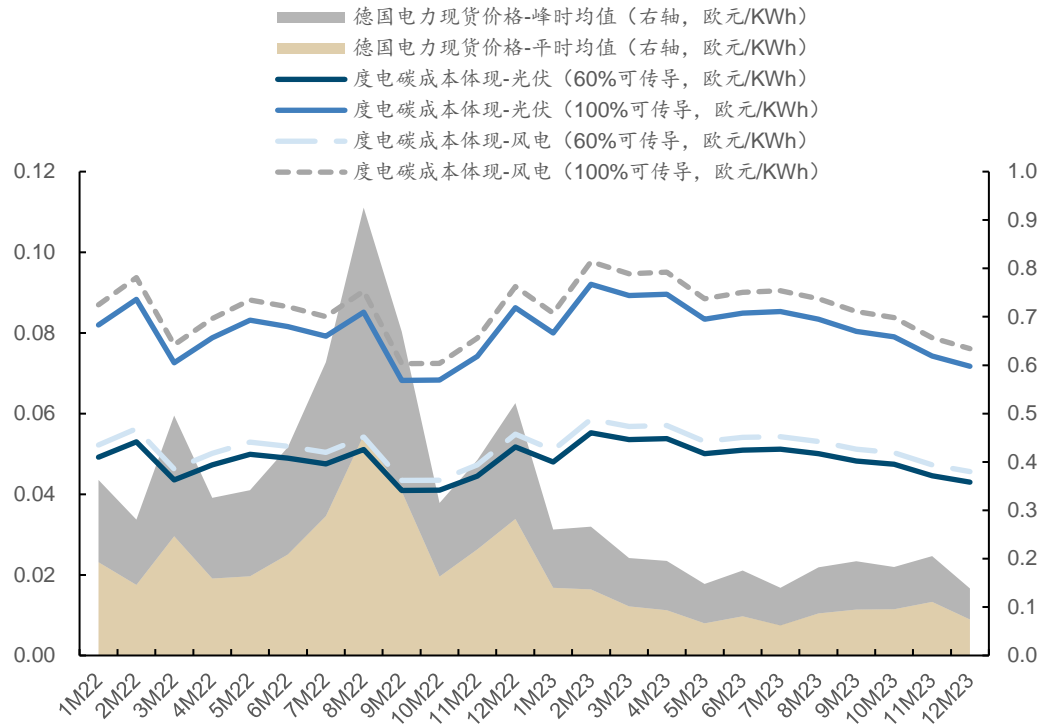


来源：国金证券研究所 注：此图仅反映欧洲电力现货市场上煤电作为边际机组的出清结果，绿电实际收益还需扣除辅助服务市场上支出的消纳成本

- 绿电环境溢价 = (煤电-绿电碳排放差) * 碳价 * 传导系数。(暂将消纳成本视为电量收益的抵减项，而非环境溢价的抵减项)
- ✓ 从碳价与现货电价走势视角看：22年外因驱动下的能源价格大幅波动，在8月与12月的两波电力现货价格上涨趋势中，碳价与电价呈现正相关性，绿电在现货交易中的度电环境溢价最高升至0.1欧元/KWh。23年以后碳价与电价双双回落。



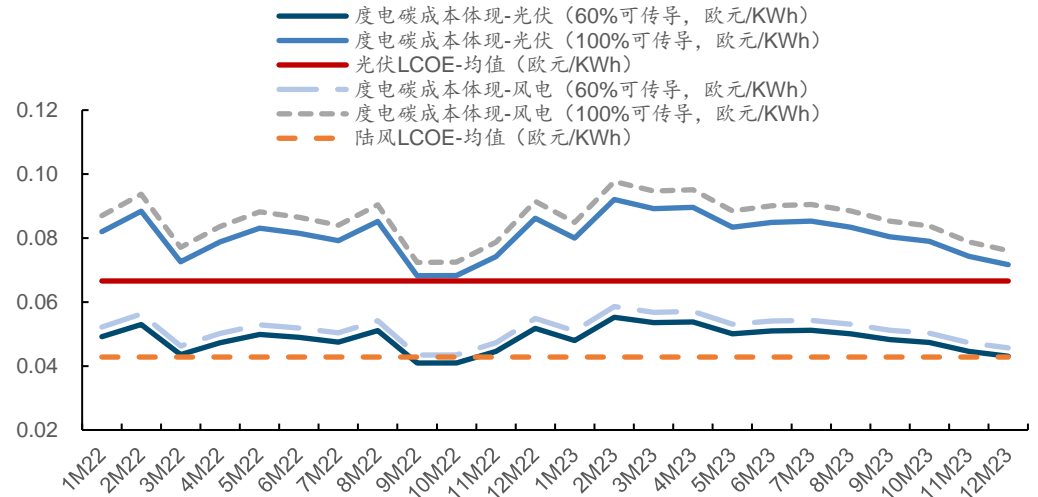
图表21: 成本传导机制下, 碳价影响电价



来源: EEX、Wind、国金证券研究所

- ✓ 从绿电成本覆盖视角看, 以 22 年内碳成本与光伏/陆风电成本作比较, 可见 60% 可传导情景下碳价即可覆盖陆风电成本, 22 年欧洲光伏开发成本有所上行、需 80%~100% 完全传导方可覆盖度电成本。

图表22: 碳成本 60% 可传导情景下碳价即可覆盖陆风电成本



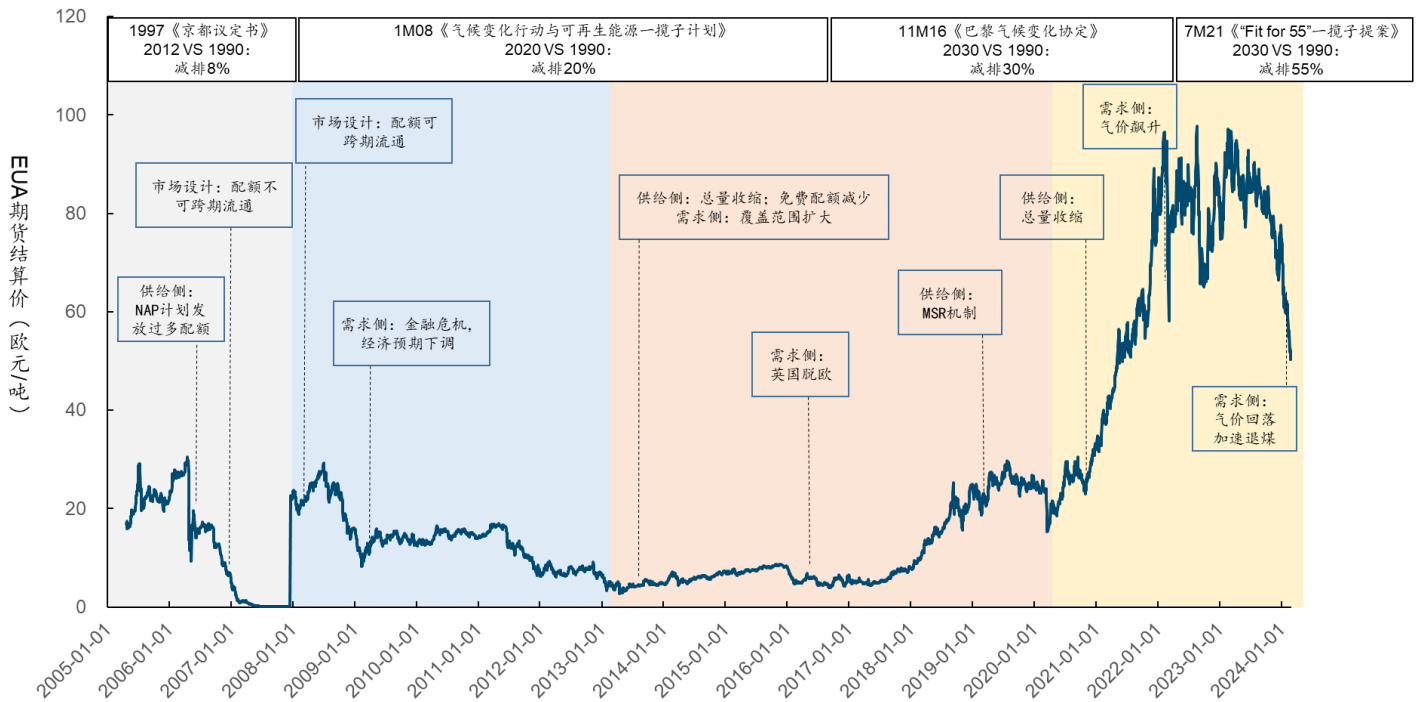
来源: EEX、Wind、国金证券研究所 注: 23 年风电光伏 LCOE 为假设值, 假设与 22 年持平

2.2 供/需多因素调节下碳价走强, 拍卖收入再用于绿电扶持

- 由上述分析可知: 在欧洲, 绿电环境溢价与碳价紧密挂钩, 而碳价受全社会边际减排成本、供需情况共同影响, 且不同于其他市场、碳市场受“自上而下”政策影响更大。通过回溯 EU ETS 的三阶段发展历程, 可清晰看到碳市场各要素改善是如何抬高碳价的。
- 复盘 EU ETS 主要交易标的 EUA 的价格走势 (后文均以此价格代表碳价): 一/二阶段价格低位、三/四阶段显著涨价。在市场发展过程中, 交易层面制约逐步解除、供需基本面调节措施逐渐生效。



图表23: 减排目标、市场设计、供需基本面要素对 EU ETS 碳价的影响



来源: Wind、中国气候变化信息网、光明网、中国法院网、碳排放交易网、国金证券研究所

- 二阶段起交易层面制约解除: 针对“配额不可结转”的市场设计问题进行修正, 期货市场起到价格发现作用。EU ETS 从成立之初就开辟了现货与期货市场, 进入第二阶段后 (2008 年后) 碳配额具有了可连续交易预期, 2006 年 EUA 期货价格暴跌的情况不再重演; 进入第三阶段后 (2013 年后) EUA 期货与现货价格走势趋同; 根据刊载于河北省自然资源厅官网的文章《碳汇生态产品基本构架及其价值实现》提到: 目前 EU ETS 市场碳期货交易量占比已升至 90% 以上。同时, 从交易数据可见现货/期货连续合约/期货活跃合约价格趋同。

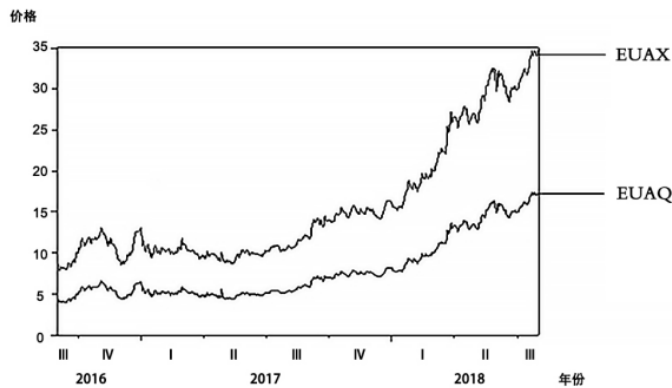
图表24: EU ETS 形成现货+期货的市场结构

交易类别	EU ETS 交易标的
现货	欧洲碳排放配额 (European Union Allowances, EUAs) 欧洲航空碳排放配额 (European Union Aviation allowances, EUAAs) 核证减排量 (Certified Emission Reductions, CERs) 减排单位 (Emission Reduction Units, ERUs)
金融衍生品	欧洲碳排放配额期货 (EUA Futures) 欧洲碳排放配额期权 (EUA Options) 欧洲航空碳排放配额期货 (EUAA Futures) 核证减排量期货 (CER Futures)

来源: 《欧盟碳市场的交易特征研究》、罗戈网、国金证券研究所

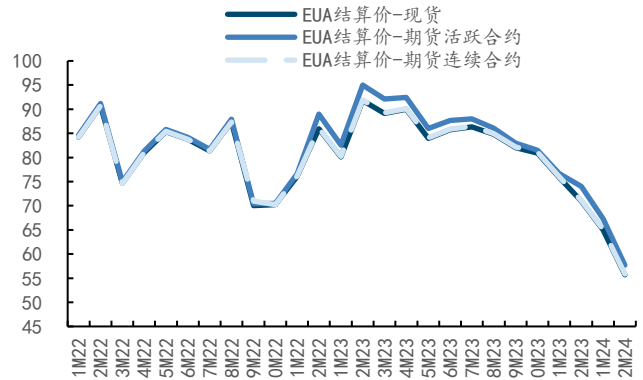


图表25：第二阶段EUA现货价格相比期货价格具有溢价（季度数据，欧元/吨）



来源：《欧盟碳期货与现货价格引导关系及启示》、国金证券研究所

图表26：至22年EUA现货/期货价格已基本一致（月度数据，欧元/吨）



来源：Wind、国金证券研究所

- 二阶段末提出6大供需基本面调节措施：在欧盟对EU ETS第一/二阶段的总结报告中，提出了6大备选的调节措施，且主要以供给侧调整为主。回头看，除唯一明确对未来减排目标产生影响的“年降系数调整”措施是在第四阶段初完成并推行的，其余措施均在第三阶段得到了实施（其中：16年《巴黎气候变化协定》推出后减排目标实际升至了40%；19年市场稳定机制MSR推出；覆盖范围持续扩大；碳信用抵扣持续收紧；有偿配额占比持续提升、一级市场拍卖形成价格锚）。

图表27：二阶段末欧盟提出的备选措施以影响碳市场供给端为主

	影响供给端/需求端	响应速度	是否影响2020年后减排目标(反映当前举措的未来影响)	是否影响免费配额分配
提高欧盟温室气体减排目标从20%到30% (VS 1990年)	供给端	取决于机制设计(直接减少配额或提高配额年降系数)	取决于机制设计	取决于机制设计
从市场收回部分配额	供给端	相对较快	否	否
提前提高配额年降系数	供给端	慢	是	是
扩大碳市场覆盖范围	需求端	慢	取决于机制设计	否
改变国际碳信用抵扣规则	供给端	慢	否	否
适当的碳价干预(如设置价格下限)	供给端	慢	否(假设不涉及取消富余配额等影响量的行为)	否

来源：《The state of the European carbon market in 2012》、国金证券研究所

2.2.1 供给要素：总量控制+配额付费+抵消趋严+余量回收

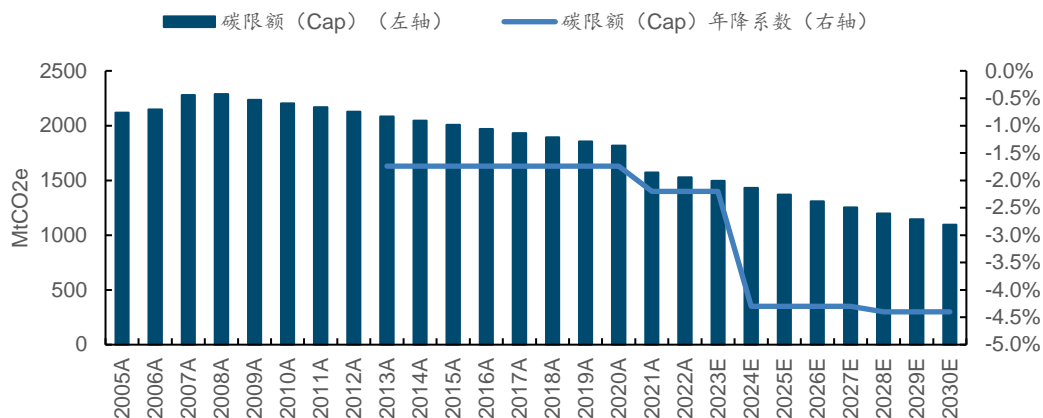
① 减碳目标驱动、控制总量减少

- 减碳目标持续提高，碳市场节奏与之匹配。
- ✓ 第一阶段(2005-2007)：1997年的《京都议定书》提出：以1990年为基准，欧盟在2012年将碳排放降低8%。2000年3月，欧盟委员会提出关于欧盟碳排放交易系统(ETS)设计的初步想法，并于2005年启动。
- ✓ 第二阶段(2008-2012)：2008年1月欧盟发布《气候变化行动与可再生能源一揽子计划》提出：以1990年为基准，在2020年将碳排放降低20%。与之对应的，EU ETS碳排放监管趋严，覆盖的行业与国家范围扩大。
- ✓ 第三阶段(2013-2020)：2016年11月的《巴黎气候变化协定》提出：以1990年为基准，欧盟在2030年将碳排放降低40%。与之对应的，EU ETS在碳配额供需两侧制度上大幅改进，碳价进入上行通道。
- ✓ 第四阶段(2021-至今)：2021年7月欧盟发布《“Fit for 55”一揽子提案》提出：以1990年为基准，在2030年将碳排放降低55%。与之对应，4M23发布的EU ETS改革法案提出：以2005年为基准，在2030年将EU ETS市场覆盖的碳排放降低62%；



并进一步明确后续年份的碳限额(Cap)递减系数、并提出碳边境调节机制 CBAM。

图表28: EU ETS 碳限额 (Cap) 年降系数扩大



来源: EU ETS、欧盟委员会、国金证券研究所

- 第三阶段后“自上而下”确定碳配额总量，配额收缩。第一/二阶段，EUA 根据国家配额发放计划 (National Allocation Plan, NAP) 来免费发放至各国。第三阶段开始取消欧盟国家发行计划，只有一个单一的欧盟总配额上限，配额根据统一的规则进行分配或者拍卖。

图表29: NAP 计划转为 NIM 计划

阶段	总量确定		
	衡量标准	预估方式	地区关系
第一阶段 2005-2007 年	基于总量	祖父法	自下而上 NAP 计划
第二阶段 2008-2012 年	基于总量	祖父法	自下而上 NAP 计划
第三阶段 2013-2020 年	基于总量	基准法	自上而下 NIM 计划
第四阶段 2021-2030 年	基于总量	基准法	自上而下 NIM 计划

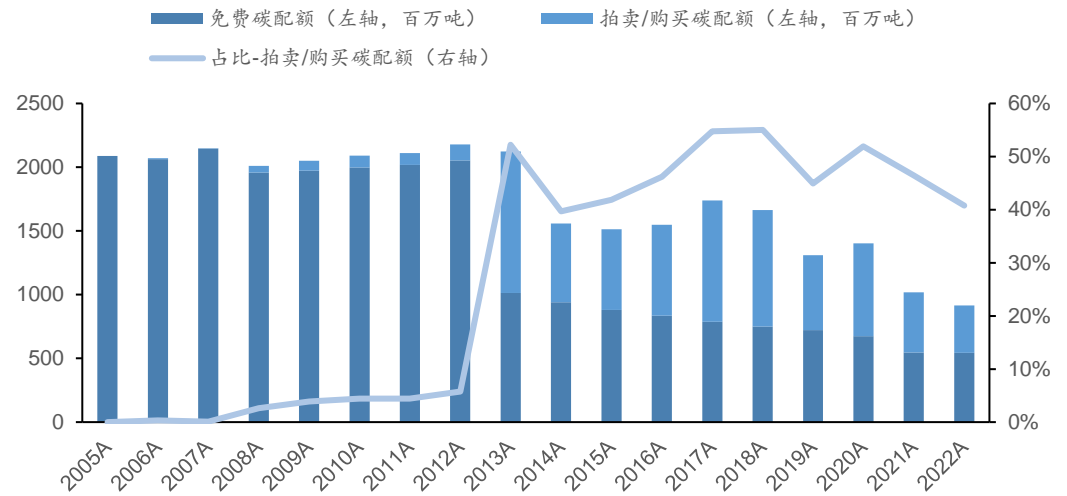
来源:《欧盟碳市场的交易特征研究》、罗戈网、国金证券研究所

② 免费配额收缩、分配引入竞争

- 第三阶段免费配额大幅减少，反映真实价格信号。进入第三阶段后拍卖/购买碳配额占比显著提升至 52%，作为碳排主要构成的电力行业取消免费配额。免费配额背后的含义是边际减排成本为“0”，无法反映企业实际成本，进而无法对应准确的价格信号，带来了价格扭曲。进入第三阶段后有偿配额占比的提升，一级市场拍卖形成了价格锚，确定了价格下限。



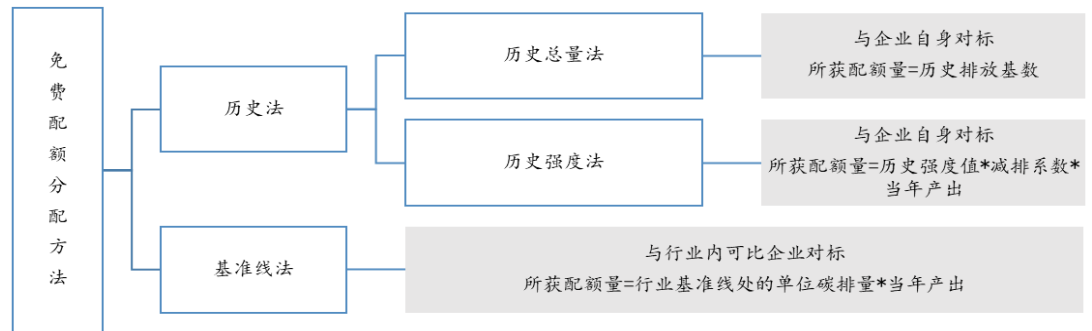
图表30：免费配额绝对量逐年下降，22年末拍卖配额占比约40%



来源：EU ETS、欧盟委员会、国金证券研究所

- 免费配额分配转向基准线法，引入同行竞争。历史法分配原则下所获配额与企业自身对标，行业内减排优秀企业的竞争优势无法体现，不利于行业优胜劣汰；转向基准线法后，碳排量处于基准线以下的企业可通过出售富余配额获得碳收益，尾部高碳排企业需购买配额履约。

图表31：历史法转向基准线法，推动减排成为企业竞争要素

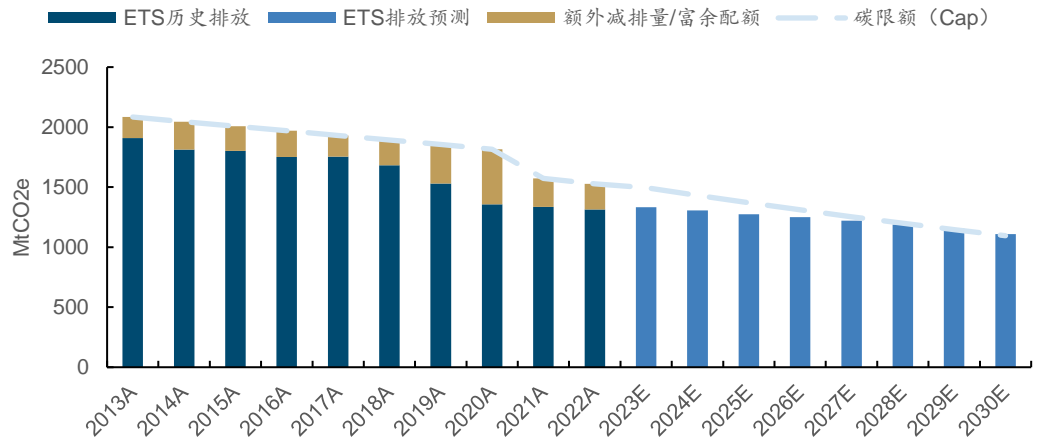


来源：低碳新风、罗戈网、国金证券研究所

- 碳限额 (Cap) 与实际排放差值反映自发减排成效。第三阶段免费配额量逐年减少+减排力度预期增强的背景下，相比于每年的 Cap 量，实际减排更为激进，使得额外减排量逐年扩大 (2020 年额外减排量较大主因突发的公共卫生事件对需求端冲击较大)。近两年由于 Cap 递减进程加快+欧洲能源危机导致的电力行业 (煤电) 碳排上升，额外减排量有所收窄。



图表32：碳限额（Cap）与实际排放的差值反映自发减排成效（百万吨）



来源：EU ETS、欧盟委员会、国金证券研究所

③ 完善余量回收、平衡各期供给

- 短期措施：核减机制（Back-loading）。欧盟在第三阶段将合计 9 亿吨富余配额收回（14/15/16 年分别收回 4/3/2 亿吨）并推迟到 2019~2020 年拍卖。
- 长期措施：市场稳定储备机制（Market stability reserve）。为了应对需求侧冲击和长期配额过剩，欧盟建立 MSR 机制，将过剩配额总数的 12% 转存入 MSR；在 2019 至 2023 年间，MSR 从市场中回收配额的比率升至 24%。配额供给的减少对碳价形成了有效的支撑。根据欧盟委员会的统计数据，截至 22 年末累计有 3001.2 万吨碳配额纳入 MSR。

④ 信用抵消趋严、避免潜在宽松

- 碳信用（CERs）在四阶段发展过程中认可度逐步下降。
- ✓ 第一阶段（2005-2007）：清洁发展机制（Clean Development Mechanism, 简称“CDM”）和联合履约（Joint Implementation, 简称“JI”）信用无限制使用。但碳价较低、实践中并没有使用信用抵消。
- ✓ 第二阶段（2008-2012）：（1）质量限制：剔除土地变化、林业、核能发电项目产生的 CERs；对 20MW 以上的大型水电项目条件严格。（2）数量限制：CDM/JI 信用的数量限制根据各国 NAP 决定，未使用的份额可转移至第三阶段。
- ✓ 第三阶段（2013-2020）：（1）质量限制：2012 年以后产生的国际信用需来自最不发达国家的项目。只有在 2012 年底前注册和实施的来自其他国家的 CDM/JI 信用有效。2015 年 3 月后，不再接受《京都议定书》第一承诺期中产生减排的项目的碳信用。（2）数量限制：第二、第三阶段期间，信用抵消总比例不得超过应清缴配额总量的 50%。
- ✓ 第四阶段（2021-2030）：不允许使用碳信用抵销。

图表33：可抵扣碳信用增多，实质上带来配额供给端宽松

	配额（EUA）	碳信用（CER）
包含权力的差异	明确可排放的温室气体量	减少的排放量
产生方式的差异	政府发放给企业，配额事先确定（有偿/无偿）	减排行为发生+专业机构核证，事后产生
交易目的差异	满足企业低成本履约需要（当配额价格 < 减排成本）	满足社会责任要求/满足企业低成本履约需要（当碳信用可抵扣时，当碳信用证价格 < 配额价格）
交易系统的差异	碳排放权交易市场（ETS）	碳排放权交易市场（ETS）、自愿减排系统交易

来源：杭州绿碳咨询、国金证券研究所

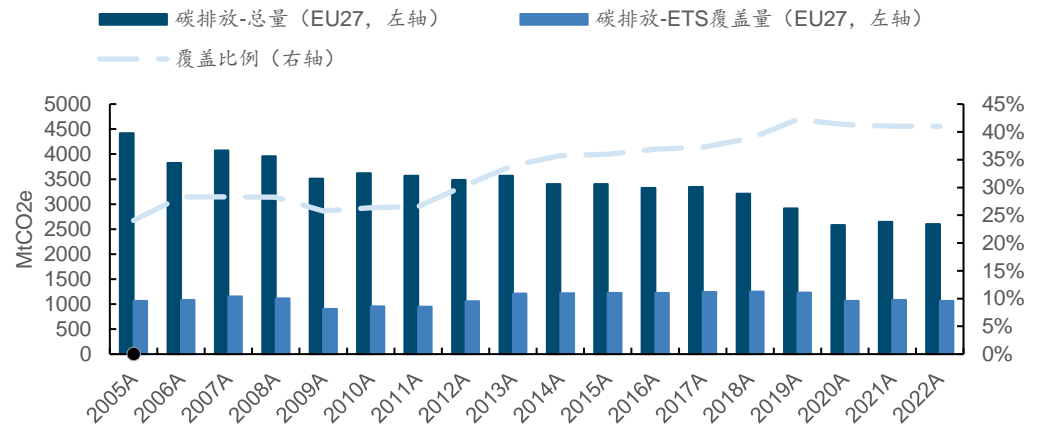


2.2.2 需求要素：覆盖范围+能源价格+经济预期+履约时点

① 覆盖行业/国家/气体种类增多

- ✓ 第一阶段（2005-2007）：仅涵盖电力和能源密集型行业，违规罚款为 40 欧元/吨。
- ✓ 第二阶段（2008-2012）：冰岛、列支敦士登和挪威加入了 EU ETS，并实现了全欧碳交易的统筹管理。航空业于 2012 年起纳入。违规罚款升至 100 欧元/吨。
- ✓ 第三阶段（2013-2020）：欧盟与瑞士、加利福尼亚和魁北克的碳市场建立联系。将铝业、石油化工等更多行业纳入碳排放监管。在气体监管体系中引入了氢氟碳化物、全氟化碳和六氟化硫，基于其不同 GWP 折算 CO₂ 当量。当前 ETS 覆盖的碳排放量约占 EU27 总碳排的 41%。

图表34：EU ETS 碳排放覆盖行业（百万吨）

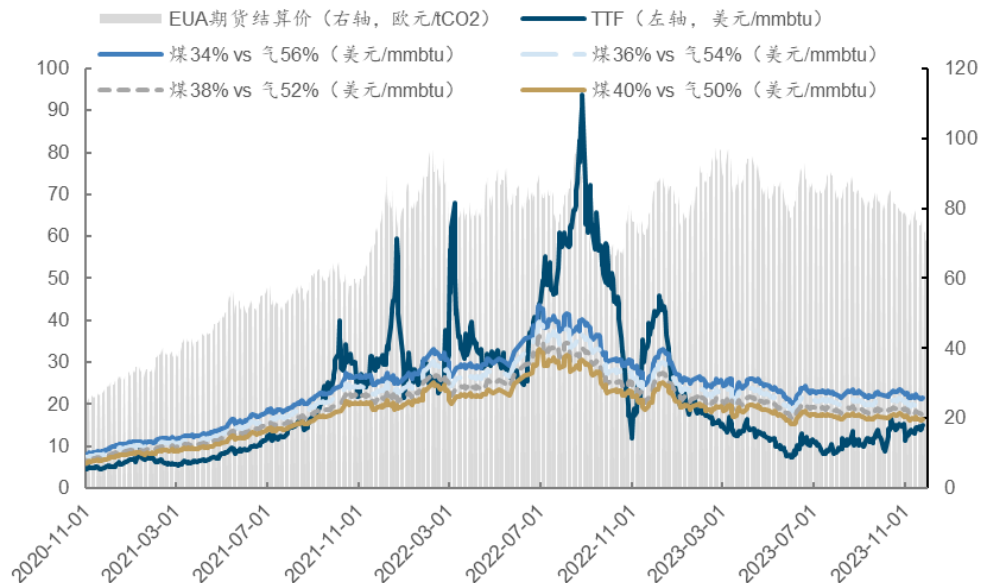


来源：EU ETS、欧盟委员会、国金证券研究所

② 能源价格影响替代品电源的碳配额需求

- 碳-电联动机制实现双向作用。前文已对电力市场上边际出清机制带来的碳-电联动进行了阐述，碳价推高电价，可扩大绿电环境溢价。而碳价升高本身源于煤电碳配额需求提高：在欧洲燃机与煤机互为替代品，22 年俄乌冲突带来欧洲能源危机，驱动气价上涨、使得气-煤转换进入经济性区间，煤电需求旺盛带动碳需求上升、引发碳价上涨。图中可见 4Q21 年起几波气价攀升与碳价攀升的时间点吻合度较高。

图表35：天然气价格波动引起气-煤转换，引起碳价波动



来源：Wind、国金证券研究所



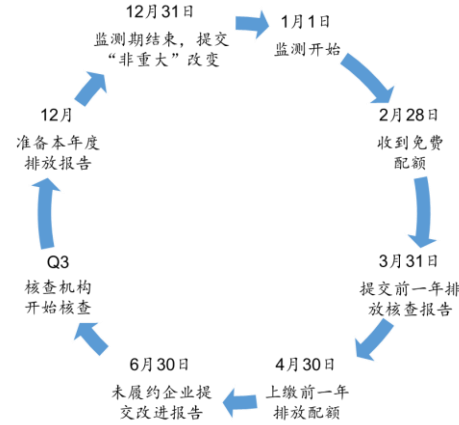
③经济预期

- 经济预期偏弱，碳配额需求下降，拉低碳价（如 2008 年金融危机期间）。《欧盟碳市场的交易特征研究》一文针对经济政策预期和 EU ETS 碳价的相关性进行研究，结果表明欧洲经济政策不确定性和全球经济政策不确定性都可以对欧盟碳市场的碳价收益率波动作出解释，且后者解释强度高于前者。

④履约时点

- 临近清缴、碳配额需求上升，抬升碳价。EU ETS 配额清缴周期为一年，覆盖的实体运营商于每年固定日期于系统完成足额登记，为避免二阶段以后开始实行的 100 欧元/吨碳排放处罚，清缴前几个月碳交易趋于活跃，碳价短期上升。

图表36: EU ETS 配额清缴周期为一年 (截至 22-23 周期情况)

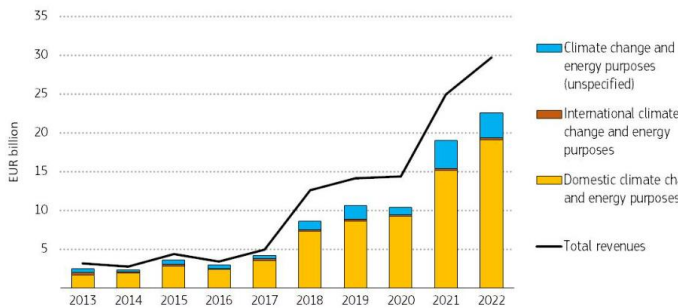


来源: Ricardo、易碳数科、国金证券研究所

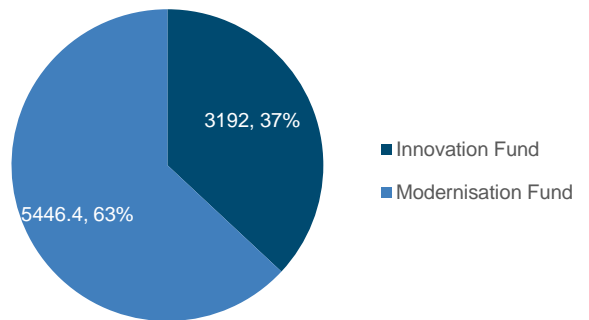
2.2.3 拍卖收入可分配、可补偿

- EU ETS 机制设计下配额拍卖产生的收入由政府获得，可分配用于绿电/减碳新技术的扶持，也可补偿部分生产企业在购电环节所承担的间接排放成本。
- ✓ 扶持绿电/减碳新技术：根据欧盟委员会的数据，22 年 EU ETS 碳价上涨带来了拍卖收入的增加。在总计约 388 亿欧元拍卖收入中 297 亿欧元（占比约 76.5%）直接流向 27 个成员国。其中，约 25% 的拍卖收入专门用于特定的气候和能源行动，27% 用于专门的环境基金（IF/MF 基金），48% 用于国家预算。
 - (1) 创新基金 Innovation Fund: 侧重于支持创新的技术、工艺或设备,以及具备高度减排潜力的项目。
 - (2) 现代化基金 Modernisation Fund: 专注于由传统化石能源向可再生能源转型方面的投资。

图表37: 拍卖收入快速上升,主要用于气候问题相关领域 (十亿欧元)



图表38: 22 年合计约 86 亿欧元用于 IF/MF 基金 (百万欧元)



来源: EU ETS、欧盟委员会、国金证券研究所

来源: EU ETS、欧盟委员会、国金证券研究所

- ✓ 补偿生产企业间接排放成本。能源密集型企业受碳排放成本上升导致的电价上升影响



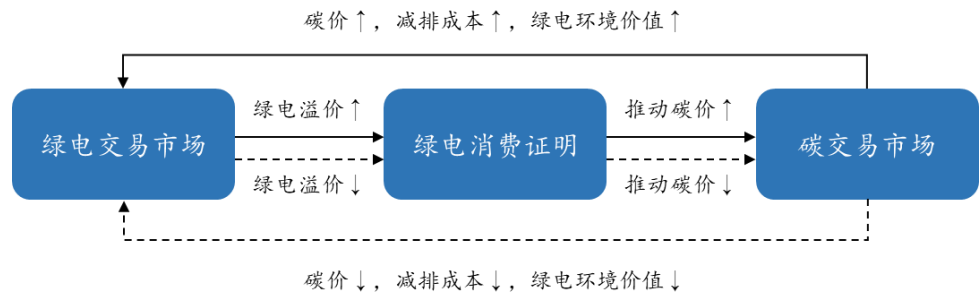
较大，为避免碳泄露，也可通过拍卖收入予以补偿。

3、国内“绿电”、“绿证”、“碳”三线并行

3.1 碳电联动的本土化选择

- 绿电环境价值变现方式需要合理设计。
- EU ETS 碳-电联动机制在国内暂难以适用。
- ✓ 碳-电联动机制生效要求两个基本前提：（1）取消电力行业免费配额量，不同电源类型、不同机组碳排水平通过碳价体现；（2）电力市场化，碳成本可向下传导。
- ✓ 生效前提在国内尚不具备：目前国内碳市场上电力行业仍为 100%免费配额，主因电力市场仍处于“计划”向“市场”转型期，碳成本传导难度较大；同时，23 年火电电量占比仍有 69.7%，在一个市场中的运营情况会直接影响到另一个市场，在碳成本传导不畅的背景下可能出现火电承担过多环境成本、经营困难提前退役。
- ✓ 生效后果难以承受：在 22 年中天然气价格暴涨期间，售电公司受电价/碳价超预期上浮而生存困难，欧盟因此探讨了对低边际成本电源征收暴利税的方案（以德国为例，对光伏、海上风电、核电等清洁能源，自 12M22 起征收 130 欧元/MWh 以上电价 90% 的暴利税，用于补贴用户）；后续英国开始研究低价高波的绿电与传统稳定电源分市场交易的可能性。可见碳-电联动有一定的弊端。
- 当前碳市场-电力市场平行体系或更适合我国国情。根据零点能源智库对碳市场-电力市场平行体系下运作机制的梳理可见：目前，企业在绿电交易市场上交易获得的绿电（针对集中式装机）以及自发自用的绿电（针对分布式装机）在间接排放核算中的电力排放量均记为 0。由于直接减少对应当量的碳成本，环境溢价将接近对应当量的碳价水平。

图表39：平行体系下，仍可间接实现碳价与电价的联动



来源：零点能源智库、国金证券研究所

- 基于环境溢价与对应当量碳价水平应当趋同的假设，度电环境溢价应在 0.07 元/KWh（对应国内碳价 70 元/吨）。考虑到 CBAM 机制中，也允许了欧盟进口商品在电力排放核算时使用的绿电碳排以“0”计算，则以 EU ETS 61 欧元/吨的碳价测算，绿电的度电环境溢价最高可至 0.5 元/KWh。

图表40：度电环境溢价与碳价应为 1/1000 的关系

碳价（元/吨）	国内碳市场				CBAM*
	70	80	90	100	
减排量-风电（千克/KWh）	0.969				
减排量-光伏（千克/KWh）	1.028				
度电环境溢价-风电（元/KWh）	0.068	0.078	0.087	0.097	0.467
度电环境溢价-光伏（元/KWh）	0.072	0.082	0.093	0.103	0.495

来源：Wind、世界核能协会、国金证券研究所 注*：CBAM 情景：允许在电力排放核算时绿电碳排以“0”计算，EU ETS 碳价选取 1-2M24 均价 61 欧元/吨

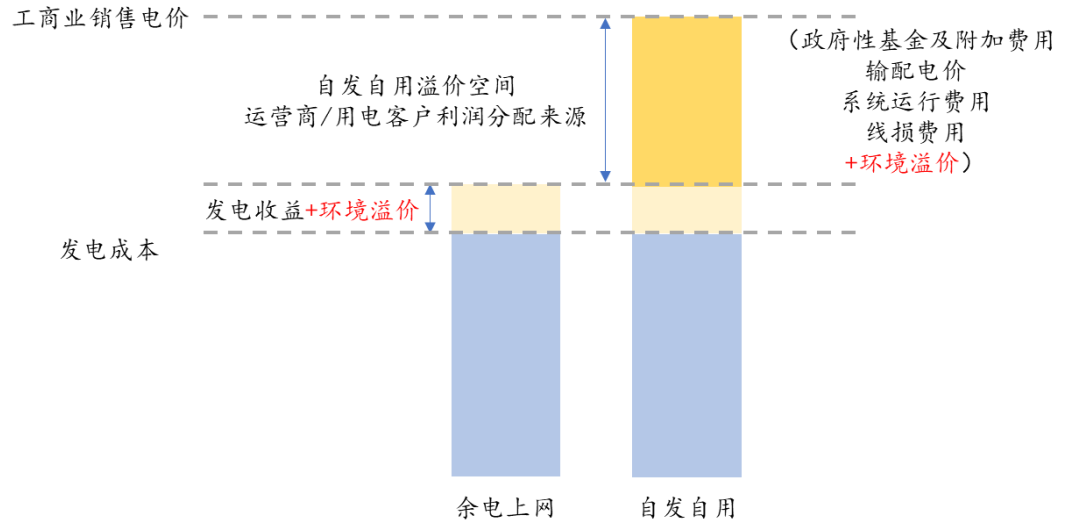
- 考虑环境溢价后的分布式光伏：自发自用电量电价相比于上网电价，存在包括政府性基金及附加、输配电价、输配电价、系统运行费用、线损费用、环境溢价在内的溢价空间。分时电价推出后，挂钩工商业用户销售电价的自发自用部分受到不利影响，上



网部分也存在入市风险；而环境溢价在其中作为收益补充。

- ✓ 假设：光伏成本降至 3 元/W，首年利用小时数取广东地区 1070 小时，自发自用电量占比达 80%（自发自用部分电费折扣 20%，对应综合电价中值 0.58 元/KWh）。
- ✓ 结论：考虑环境溢价后，综合电价由低值 0.54 元/KWh 升至 0.6 元/KWh，可使全投资 IRR 由 12.8% 升至 14.9%。

图表41：环境溢价扩大了自发自用电量的溢价空间



来源：国金证券研究所

图表42：分布式光伏全投资 IRR 对各影响要素的敏感性分析

工商业分布式光伏 IRR 敏感性情况			单瓦投资价格(元/瓦)					假设
			2.60	2.80	3.00	3.20	3.40	
优质区位 差异	首年发电 利用小时 数(小时)	870	12.6%	11.5%	10.5%	9.6%	8.9%	(1) 自发自用 80% (2) 综合电价 0.583 元/KWh
		970	14.7%	13.4%	12.4%	11.4%	10.5%	
		1070	16.8%	15.4%	14.2%	13.1%	12.2%	
		1170	18.9%	17.4%	16.0%	14.9%	13.8%	
		1270	21.0%	19.3%	17.8%	16.6%	15.4%	
优质客户 差异	自发自用 比例(%)	60%	15.5%	14.2%	13.1%	12.1%	11.2%	(1) 首年利用小时数 1070 小时 (2) 综合电价 0.583 元/KWh
		70%	16.2%	14.8%	13.7%	12.6%	11.7%	
		80%	16.8%	15.4%	14.2%	13.1%	12.2%	
		90%	17.4%	16.0%	14.8%	13.7%	12.7%	
		95%	17.7%	16.3%	15.0%	13.9%	12.9%	
优质区位+ 客户差异	综合电价 (元 /KWh)	0.54	15.2%	14.0%	12.8%	11.8%	11.0%	(1) 自发自用 80% (2) 首年利用小时数 1070 小时
		0.56	16.0%	14.7%	13.5%	12.5%	11.6%	
		0.58	16.8%	15.4%	14.2%	13.1%	12.2%	
		0.60	17.5%	16.1%	14.9%	13.8%	12.8%	
		0.62	18.3%	16.8%	15.5%	14.4%	13.4%	

来源：南网能源公司公告、国金证券研究所

- 考虑环境溢价后的集中式光伏配储平价模型：绿电利润=电量电价(随现货市场推广，有下降趋势)+环境溢价(与碳价趋同，有上升趋势)-发电成本(随组件降本，有下降趋势)-消纳成本(随配储要求提高，有上升趋势)。
- ✓ 假设：位于内蒙的光伏集中式电站，当地光伏年平均利用小时数为 1553 小时（资源禀赋介于 I/II 类资源区之间）；当地煤电基准价为 0.283 元/KWh



- ✓ 结论①: 平价上网, 组件降本可抵消利用小时数下降影响(未配储、未考虑环境溢价): 光伏成本降至 3~3.1 元/W, 利用小时数降 200h, 可维持全投资 IRR 6.6% 以上。

图43: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、利用小时数的敏感性分析

IRR-弃电情景		光伏投资价格(元/W)						
		3.0	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6
首年发电利用小时数 (h)	1153	5.09%	4.74%	4.41%	4.09%	3.79%	3.50%	2.96%
	1353	7.05%	6.66%	6.28%	5.93%	5.60%	5.27%	4.68%
	1553	8.93%	8.50%	8.08%	7.69%	7.32%	6.97%	6.63%

来源: 主要光伏运营商公司公告、国金证券研究所

- ✓ 结论②: 以价换量保证利用小时数维持 1553h, 组件降本可抵消电价折损影响(未配储, 未考虑环境溢价): 光伏成本降至 3~3.2 元/W, 平均电价下降 10%, 可维持全投资 IRR 6.6% 以上。但若电价下降达 20%, IRR 水平将跌至 6% 以下, 需要环境溢价补充收益。

图44: 集中式光伏全投资 IRR 对上网电价的敏感性分析

IRR-降电价情景		光伏投资价格(元/W)						
		3.0	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6
上网电价 (元/KWh)	0.226	5.98%	5.62%	5.27%	4.93%	4.62%	4.31%	4.02%
	0.255	7.48%	7.08%	6.70%	6.34%	5.99%	5.66%	5.35%
	0.283	8.93%	8.50%	8.08%	7.69%	7.32%	6.97%	6.63%

来源: 主要光伏运营商公司公告、国金证券研究所

- ✓ 结论③: 假设环境溢价 0.03~0.06 元/KWh, 使得上网电价回到煤电基准价 0.283 元/KWh。储能降本、作为纯成本项, 可使配储比弃电更具经济性: 当储能成本降至 1.4 元/Wh, 可使 IRR 高于弃电情景(光伏成本降至 3/3.1/3.2 元/W 情景)。

图45: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析(储能作为纯成本项)

IRR-配储情景 (纯成本)		光伏投资价格(元/W)						
		3.0	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6
储能投资价格 (元/KWh)	2000	6.48%	6.16%	5.85%	5.56%	5.28%	5.01%	4.75%
	1700	6.78%	6.45%	6.13%	5.82%	5.53%	5.25%	4.98%
	1400	7.09%	6.74%	6.41%	6.10%	5.79%	5.50%	5.22%

来源: 主要光伏运营商公司公告、国金证券研究所

- ✓ 结论④: 储能赚调峰收益, 可增加配储吸引力: 假设环境溢价使得上网电价回到煤电基准价 0.283 元/KWh, 光伏成本降至 3 元/W。储能能帮助消纳的同时作为收益项, 赚取调峰收益。即使调峰价格/现货价差仅 0.1~0.2 元/KWh, 也使多数情景下 IRR 高于弃电情景 (IRR 7.05%); 当调峰价格/现货价差进一步升至 0.3 元/KWh, 可使 IRR 高于降电价情景。

图46: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析(储能获取电能量补偿)

IRR-配储情景 (有收益)		调峰价格/现货价差(元/KWh)					
		0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1
储能投资价格 (元/KWh)	2000	7.54%	7.36%	7.19%	7.01%	6.83%	6.66%
	1700	7.86%	7.68%	7.50%	7.32%	7.14%	6.96%
	1400	8.19%	8.01%	7.83%	7.64%	7.46%	7.28%

来源: 主要光伏运营商公司公告、国金证券研究所



- 综上所述：光伏降本+储能降本+环境溢价体现后，测算结果表明集中式光伏平价机组的收益率风险可以得到控制。
- 但现状来看，环境溢价体现仍不充分。绿电/绿证市场由于认可度不同，环境溢价差距较大、且价格趋势分化。
- ✓ 一方面，参与绿电市场交易的电量占比仍然较小：21/22年绿电交易占总发电量比例分别仅有0.9%/1.5%（22年绿电市场化电量占比总体为38.4%）。
- ✓ 另一方面，覆盖面更广的绿证认可度受限：由于发展绿证是采用“证电分离”的思路，企业在常规市场上购得的电量无法证明100%来源于绿电，因此绿证暂未进入上述的碳电平行体系，主要用于达成可再生能源消纳责任（这一设定与欧盟GO绿证一致）。

图表47：国内绿电交易与绿证交易比较

	绿电交易	绿证交易
产生背景	绿电交易市场专场交易	每售出1000KWh绿电对应1张绿证，于绿证市场可交易
交易标的	电能量+环境权益	环境权益
交易特点	证电合一	证电分离
交易价格	电能量价值和环境溢价	环境溢价
交易范围	省间+省内	无地理限制
交易优先级	优先组织、优先执行、优先结算、优先保障	/

来源：北京电力交易中心、国金证券研究所

- (1) CBAM 法案提法：5M23 发布的《关于建立碳边境调节机制的第 2023/956 号条例》，在附件 4 中提出：只有在生产企业与电源直连（自发自用）或通过电力采购协议（绿电市场 PPA）从电厂直接购电两种情形下，可不使用缺省值。适用范围不含绿证。
- (2) 国内相关政策提法：10M23 生态环境部发布的《关于做好 2023~2025 年部分重点行业企业温室气体排放报告与核查工作的通知》提出：电力消费的碳排放计算中仅（1）企业自发自用的非化石能源电量；（2）通过市场化交易购入使用非化石能源电量（包括《绿色电力消费凭证》或直供电力的交易、结算证明）对应的碳排放以“0”计算。适用范围不含绿证。

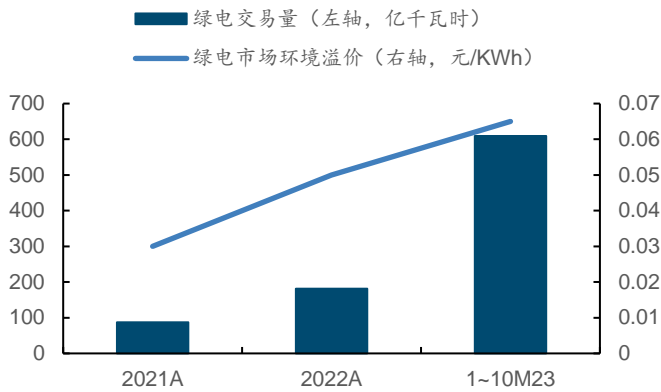
图表48：绿电/绿证市场建设重要政策梳理

日期	政策名称	政策内容	政策分类
5M19	《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》	对电力消费设定可再生能源电力消纳责任权重，自愿认购绿证对应的电量等量记为消纳量	绿证-需求侧
8M21	《绿色电力交易试点工作方案》	建立绿电交易市场	绿电-市场建设
8M22	《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》	明确以绿证作为电力消费量认定的基本凭证	绿证-需求侧
9M22	《关于推动电力交易机构开展绿色电力证书交易的通知》	在绿证自愿认购基础上，增加双边协商、挂牌、集中竞价等多种方式组织开展绿证交易	绿证-市场建设
2M23	《关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》	推动带补贴新能源参与绿电市场交易	绿电-供给侧
7M23	《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》	扩大绿证核发范围，实现供给侧全覆盖	绿证-供给侧
5M23	《关于建立碳边境调节机制的第 2023/956 号条例》	生产企业与电源直连（自发自用）或通过电力采购协议（绿电市场 PPA）从电厂直接购电两种情形下，可不使用缺省值	绿电-需求侧
10M23	《关于做好 2023~2025 年部分重点行业企业温室气体排放报告与核查工作的通知》	自发自用的非化石能源电量及绿电市场交易电量碳排放记为“0”	绿电-需求侧

来源：北京电力交易中心、EU、国金证券研究所

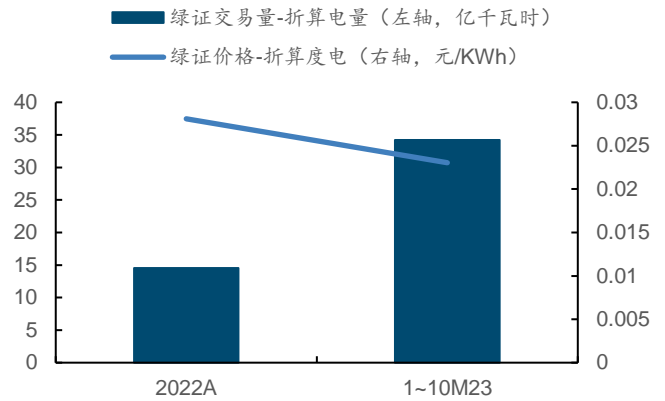


图表49: CBAM 及国内绿电抵扣政策落地、价格上行



来源: 北京电力交易中心、电新智库、国金证券研究所

图表50: 绿证供给侧政策落地后供应增多、价格下行



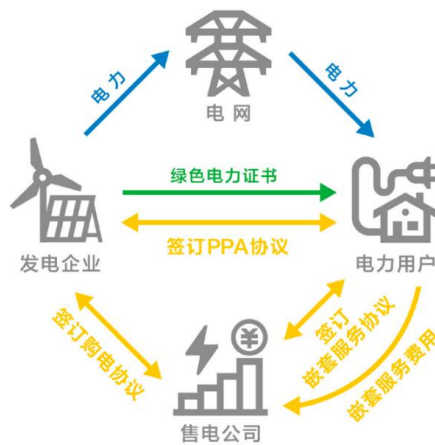
来源: 北京电力交易中心、电新智库、国金证券研究所

■ 往后展望改善路线:

✓ 绿电方面:

- (1) 绿电跨省跨区交易、年度/多年合约: 物理层面随着特高压建成、外送通道的传输限制降低; 制度层面期待省间/省内绿电市场衔接政策完善、适应绿电发电特性的年度/多年合约定价机制完善 (如嵌套式长期购电协议 SPPA 模式: 发用双方签订绿电 PPA 提前锁定合约周期内的电价/电量、降低现货风险; 引入售电公司、通过嵌套服务协议采购平衡电量; 实现了风险三方共担、同时内含环境溢价)。

图表51: 嵌套式长期购电协议 (SPPA) 示意图



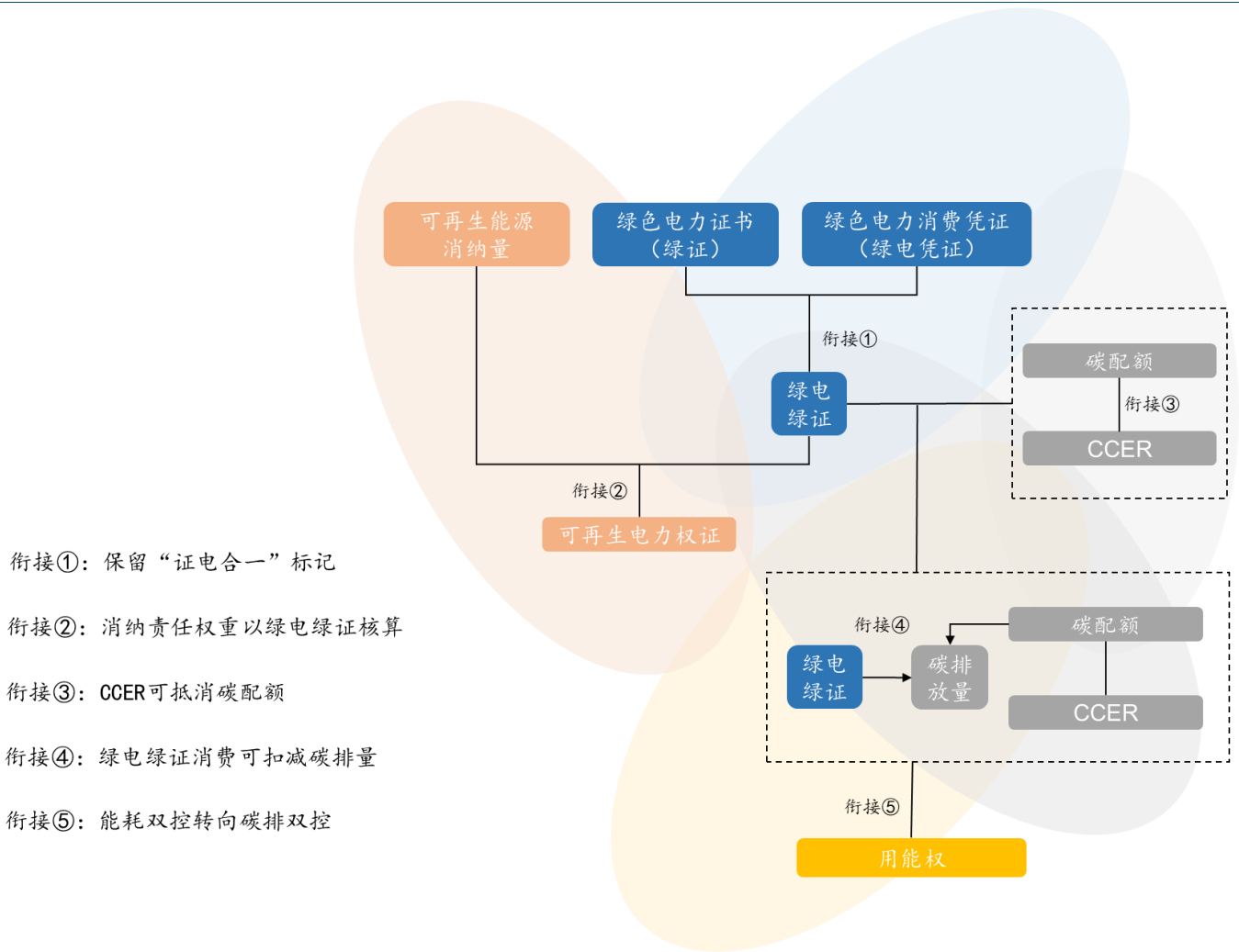
来源: 《嵌套式长期购电协议在中国的应用与发展》、国金证券研究所

- (2) CBAM-国内碳市场-绿电市场的量价提升路径: 绿电与碳市场衔接已获国内政策/ CBAM 政策支持, 未来量/价情况随着 CBAM 倒逼、国内碳市场发展而存在提升逻辑。分析详见后文。

- ✓ 绿证方面: 绿证需求侧政策继续释放。绿证需求侧已与可再生能源消纳保障机制衔接, 售电企业/直接参与批发市场的电力用户/自备电厂用户为消纳责任人。但当前绿证仍为自愿认购, 未来期待实现强制配额制。
- ✓ 绿证与绿电融合, 并实现与碳市场衔接。通过保留“证电合一”的标记, 绿证也可能与绿电融合, 并与碳市场衔接。不同于物理传输限制导致的当前电力市场仍以区域性为主、反映区域内供需; 碳市场满足全国统一定价的先天条件。场景落地, 将利好低煤电基准价地区的机组、获得更大的电价弹性。



图表52：展望未来与碳市场相关的5类衔接



来源：《绿电绿证的政策、市场及交易（二）》、复旦大学可持续发展研究中心、国金证券研究所

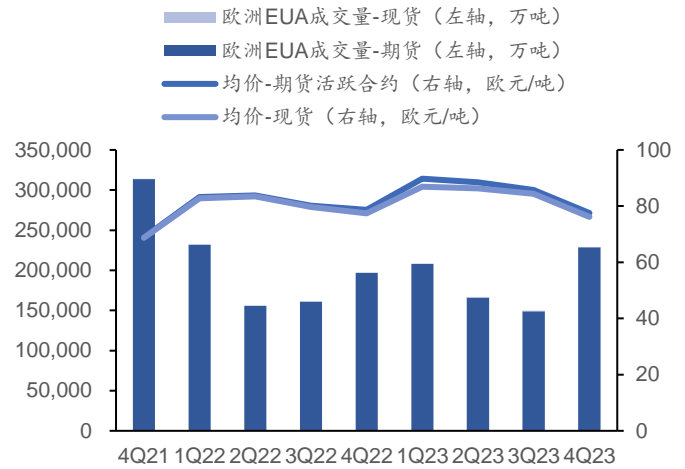
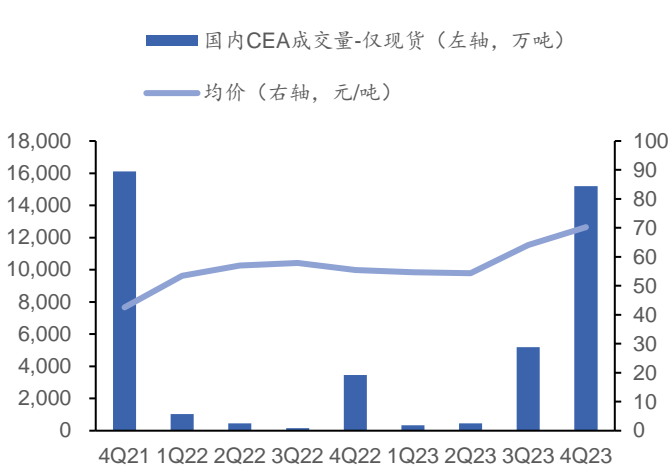
3.2 国内碳市场仍待政策发力，CBAM 利好绿电

- 仅开设现货市场、仅纳入电力行业（且配额为事后分配），使得全国碳市场流动性较差。目前全国碳市场覆盖主体合计碳排放超过 50 亿吨，自 7M21 上线以来累计配额交易量 4.4 亿吨；对比 EU ETS 23 年覆盖的碳排放约 13 亿吨（EU 27 范围），年配额成交量约 75.1 亿吨。学者在《欧盟碳市场的交易特征研究》一文中提到在配额交易不活跃的情况下，市场交易很容易受到市场交易成本、信息不对称和监管力度的影响，偏离实际边际减排成本。
- ✓ 市场设计：全国碳市场目前只进行现货交易。
- ✓ 供需基本面：
 - (1) 需求侧有待扩大。目前全国碳市场仅纳入电力行业，10M23 生态环境部发布《关于做好 2023—2025 年部分重点行业企业温室气体排放报告与核查工作的通知》，涉及石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、民航七个重点行业。未来覆盖面有望扩大。
 - (2) 供给侧偏宽松。目前电力行业 100% 免费配额，且配额量取决于行业基准值及企业履约年份的实际发电量（目前碳排放核算核查水平以及数据质量监管能力有待提升，故采用“事后分配”机制）。只要排放强度低于基准值，则发电量越大、配额越多，实则是强度控制、而非 EU ETS 目前采用的总量控制。



图表53: 7M21 上线至 4Q23 国内 CEA 累计成交量仅 4.4 亿吨

图表54: 欧洲 EUA 23 年成交量 75.1 亿吨

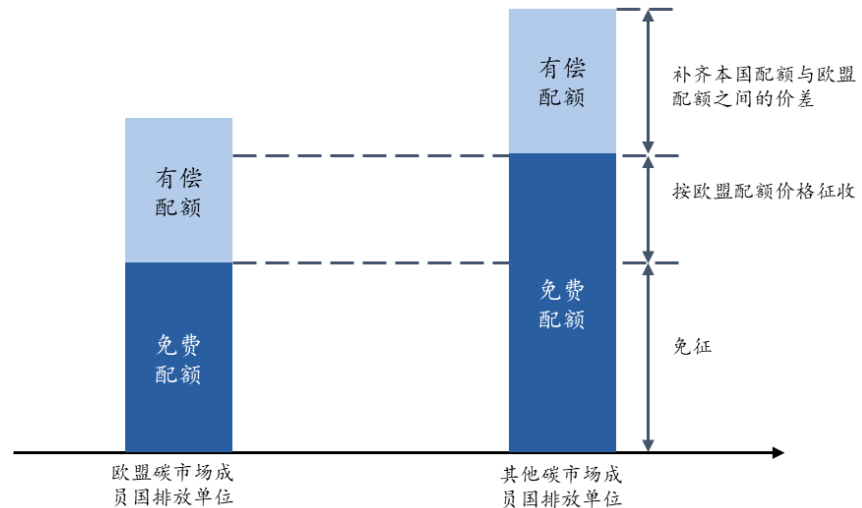


来源: Wind、国金证券研究所

来源: Wind、国金证券研究所

- 碳边境调节机制 (CBAM) 或成为促进国内碳市场发展的外在驱动。CBAM 机制存在于欧盟为实现 2030 减排目标推出的一揽子计划。CBAM 与 EU ETS 并行运作, 通过征税解决生产主体碳排放成本不对称问题。一方面, 在欧盟碳市场配额价格上涨、免费配额逐渐减少的背景下, 欧盟境内部分企业可能选择将投资和生 产转移到碳定价机制不完善的境外国家, 造成碳泄漏的风险; 另一方面, 碳排放成本相对更低地区的竞争对手, 可能对本地市场带来冲击。鉴于此, CBAM 将与 EU ETS 并行运作, 防止欧盟企业生产转移或进口碳密集产品。

图表55: CBAM 机制与 EU ETS 并行运作但关系紧密

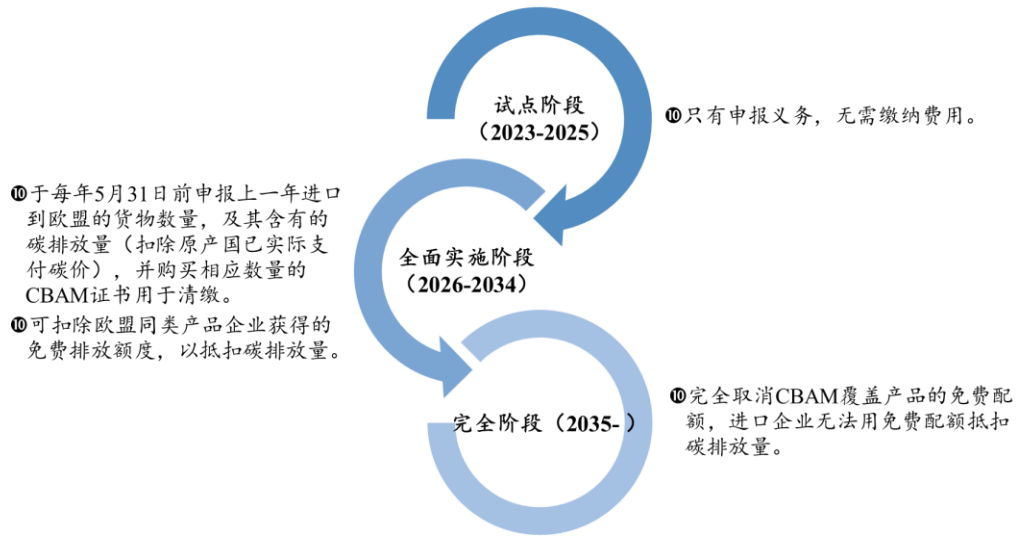


来源: 《CBAM Regulation》、国金证券研究所

- CBAM 机制已于 10M23 起进入过渡期。在 2025 年前为试点阶段, 只有申报义务, 无需缴纳任何费用; 2026~2034 年为第二阶段, 进口商须于每年 5 月 31 日前申报上一年进口到欧盟的货物数量, 以及其中含有的碳排放量, 购买相应数量的 CBAM 证书。



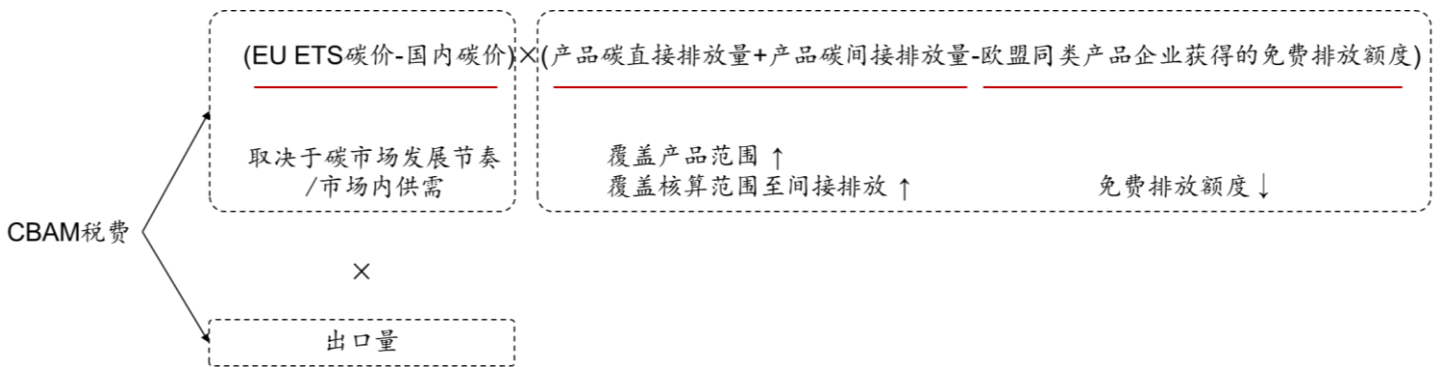
图表56: 10M23起已进入CBAM试点阶段(过渡期)



来源: 易碳家、国金证券研究所

- ✓ 目前存在几个抵减项: (1) 欧盟同类产品企业获得的免费排放额度可以扣除。(2) 目前由于ETS内部分成员国每年给予钢铁、铝行业企业间接碳成本补贴, 出于公平原则、暂不对这两类商品的间接排放征税, 而电力、水泥、化肥商品已明确提出考虑间接排放碳成本。这其中, 电力排放进行核算时绿电碳排记为“0”。(3) 在原产国已支付的碳成本可以扣除。
- ✓ 往后看抵减项的变化趋势: 总体上, CBAM 税费压力或变大、或影响国内出口。(1) 2035年后, 预计欧盟将完全取消CBAM覆盖产品的免费配额。(2) 实行间接碳成本补贴的主要出于碳泄露风险的考虑(避免国际碳价差异使欧盟内高耗能企业具有竞争劣势), CBAM推出后逐步降低碳泄露风险, 补贴也将退坡, 因此覆盖产品范围及收费范围也将扩大。绿电抵扣政策预计不变。(3) 碳价差距取决于国内碳市场成熟速度。

图表57: CBAM 税费计算中的几大变量变化趋势

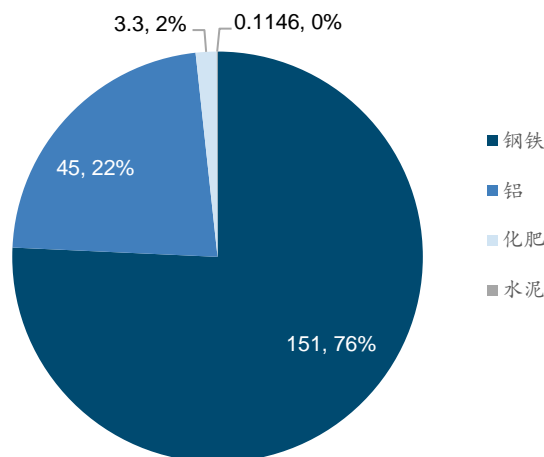


来源: 《CBAM Regulation》、国金证券研究所

- 对CBAM商品税费影响进行测算:
- ✓ 从CBAM商品出口金额的结构看, 钢铁和铝为主要受影响商品。根据欧盟中国商会披露的数据, 22年我国对欧盟出口的钢铁/铝金额分别达151/45亿欧元, 而化肥/水泥金额分别仅3.3/0.1亿欧元(23全年数据暂未更新)。



图表58：22年我国对欧盟出口的CBAM商品以钢铁/铝为主（亿欧元）



来源：Eurostat、国金证券研究所

- ✓ 铝和钢铁排放结构不同。原铝生产的直接排放占比仅14.2%，电力消耗对应的间接排放是大头；钢铁直接排放占比则为81.5%，铁水生产过程中的燃料燃烧带来的碳排占主导地位。

图表59：原铝CBAM费用测算假设表

铝		
出口量-22年 (万吨)		134.2
单位排放量	直接排放量 (tCO2e/吨)	2.4
	间接排放量 (tCO2e/吨)	14.5
总排放量	直接排放量 (万 tCO2e)	316.4
	间接排放量 (万 tCO2e)	1943.9
碳价	国内碳市场价格 (元/tCO2e)	80.0
	EU ETS 价格 (欧元/tCO2e)	100.0
欧盟免费配额	欧盟免费配额 (tCO2e/吨)	1.4

来源：Eurostat、国金证券研究所

图表60：钢铁CBAM费用测算假设表

钢铁		
出口量-22年 (万吨)		389.0
单位排放量	直接排放量 (tCO2e/吨)	2.2
	间接排放量 (tCO2e/吨)	0.5
总排放量	直接排放量 (万 tCO2e)	862.4
	间接排放量 (万 tCO2e)	202.3
碳价	国内碳市场价格 (元/tCO2e)	80.0
	EU ETS 价格 (欧元/tCO2e)	100.0
欧盟免费配额	欧盟免费配额 (tCO2e/吨)	0.2

来源：Eurostat、国金证券研究所

- ✓ CBAM 范围进一步扩至对间接排放收费，则对铝出口影响显著增强。在26年（全面实施年份）国内、EU ETS 碳价分别为80元/吨、100欧元/吨的假设下，以22年出口量与出口金额测算，当CBAM仅对直接排放收费时，碳关税占出口金额不足2%；而扩至对间接排放收费后，该比例将接近30%。

图表61：纳入间接排放后CBAM对铝出口影响较大

国内碳市场	欧盟 CBAM	未减免碳关税 (亿元)	国内碳成本 (亿元)	应付碳关税 (亿元)	碳关税占出口金额比例
不考察	直接排放	6.1	0.0	6.1	1.7%
	直接+间接排放	101.3	0.0	101.3	28.5%
直接排放	直接排放	6.1	0.6	5.5	1.5%
	直接+间接排放	101.3	0.6	100.7	28.3%
直接+间接排放	直接排放	6.1	10.3	0.0	0.0%
	直接+间接排放	101.3	10.3	91.1	25.6%

来源：Eurostat、国金证券研究所

- ✓ 钢铁商品的直接+间接碳排低于铝，影响总体有限。相同假设条件下，即使增加对钢铁商品间接排放的收费，钢铁商品的碳关税占出口金额比例也不超过7%。



图表62：纳入间接排放后 CBAM 对钢铁出口影响有限

国内碳市场	欧盟 CBAM	未减免碳关税 (亿元)	国内碳成本 (亿元)	应付碳关税 (亿元)	碳关税占出口金额比例
不考察	直接排放	61.7	0.0	61.7	5.3%
	直接+间接排放	77.7	0.0	77.7	6.7%
直接排放	直接排放	61.7	6.2	55.4	4.8%
	直接+间接排放	77.7	6.2	71.4	6.1%
直接+间接 排放	直接排放	61.7	7.9	53.8	4.6%
	直接+间接排放	77.7	7.9	69.8	6.0%

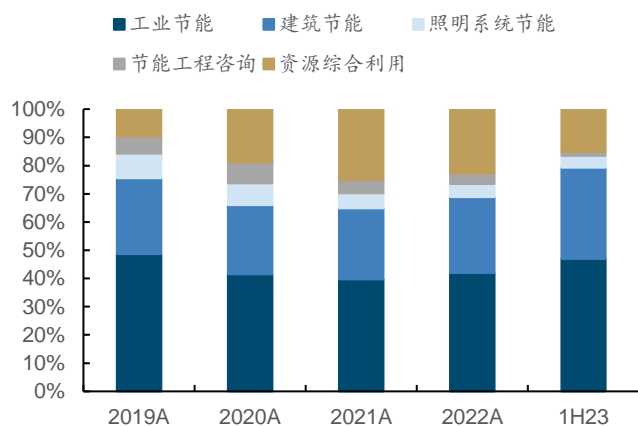
来源：Eurostat、国金证券研究所

- 综上所述，CBAM 扩容预期下同样直接利好绿电，长期会作为外驱动力、促进国内碳市场发展。
- ✓ CBAM 认可绿电（含水电）碳排记为“0”，利好高间接排放商品避税。经测算，现有核查商品范围内，当收费范围扩至间接排放，铝商品受影响最大。通过产能迁移至水电省份（云南）、绿电富余地区可较好避税，直接利好绿电需求及环境价值变现。
- ✓ 碳市场价差过大，短时间追平有难度。CBAM 机制要求拉齐商品原产国与 EU ETS 的碳价水平，掌握碳的定价权。预计该制度会在长期作为外驱动力，促进国内碳市场的发展；但基于上述对国内碳市场现状的分析，短期碳价上涨暂不具备条件。

4、投资建议

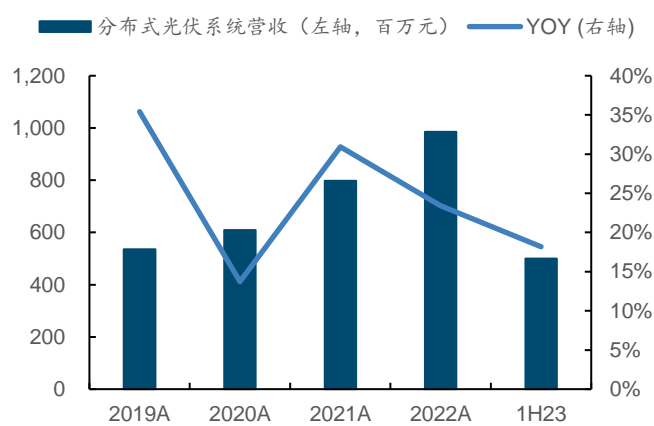
- 当前国内碳市场/CBAM 机制更认可自发自用及直接交易绿电，该类资产环境溢价变现或更快落地。
- ✓ 建议关注：以综合能源管理为传统主业、拓展工商业分布式光伏的南网能源。工商业分布式光伏装机扩大、驱动公司业绩增长。受到“能耗双控”政策驱动，工商业用户节能需求进一步增强，公司发挥客户资源优势，立足南网区域开发工商业分布式光伏项目，1H23 业务增速近 20%。此外，传统主业建筑节能业务持续开拓，经公司初步统计预计全年新增建筑节能服务面积约 160 万平方米（公司 1M24 投资者交流公告所述）。

图表63：1H23 工业节能业务营收占比达 46.4%



来源：南网能源公司公告、国金证券研究所

图表64：南网能源工商业分布式光伏业务增速较快

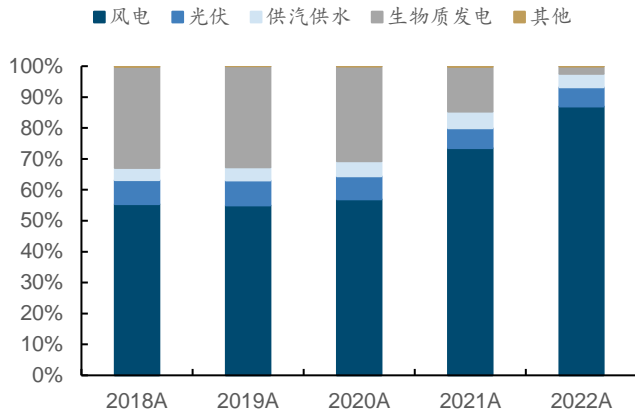


来源：南网能源公司公告、国金证券研究所

- ✓ 建议关注：后续可直接参与绿电交易、所在地区溢价接受度较高的江苏新能。风电/分布式光伏装机扩大、贡献业绩增量。集团联合体中标大丰 85 万千瓦海风竞配项目，投运后将以江苏燃煤基准价 0.391 元/KWh 上网。江苏绿电交易市场 24 年度交易量 31.7 亿千瓦时，同比+78.8%；加权均价 0.464 元/KWh，相较燃煤基准价上浮 18.8%，反映较高的用户接受度。当前公司整县分布式光伏上网电量仍以平价消纳为主，随着装机量提高未来有望参与绿电市场获得环境溢价。

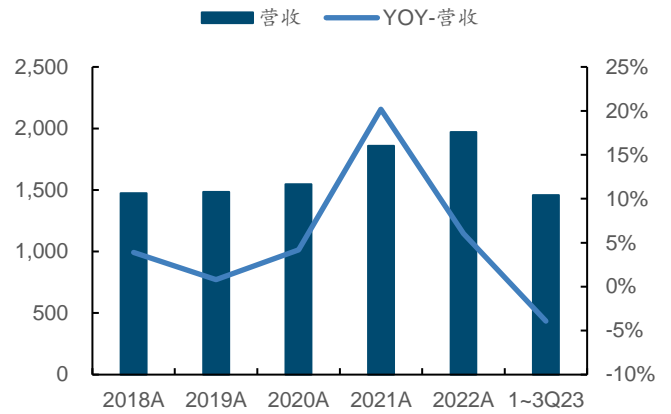


图表65：22年末风电业务营收占比达87%



来源：江苏新能公司公告、国金证券研究所

图表66：风况较差拖累23年业绩（百万元）



来源：江苏新能公司公告、国金证券研究所

图表67：公司估值情况（更新至2024/3/6收盘价）

	EPS (元/股)				市盈率 PE			
	22A	23E	24E	25E	22A	23E	24E	25E
南网能源	0.1500	0.15	0.19	0.23	34.07	33.68	26.26	22.31
江苏新能	0.5300	0.58	0.74	0.81	19.57	17.88	14.01	12.80

来源：Wind、国金证券研究所 注：江苏新能盈利预测取自Wind一致预期

5、风险提示

- 国内绿电、绿证需求侧政策、碳市场政策释放不及预期风险。文中通过对标欧盟碳市场，可知碳市场发展情况与“自上而下”的政策导向相关度大。目前我国碳市场建设仍处于初级阶段，在市场设计与供需基本面要素改善方面有待进一步的政策落地。同理，在持续进行的电改过程中，绿电、绿证供给侧政策陆续出台，而需求侧政策仍有待进一步观察。若需求侧政策出台不及预期或将使得供给宽松、绿电的环境价值得不到正确体现。
- 国内绿电市场化比例提高，上网电价不及预期风险。相比于政府定价，电力市场化对市场参与主体的交易策略提出更高要求，且价格波动性增大。入市的绿电具备出力不可控且波动的特性、使其相比传统化石能源发电存在电价折价。若绿电运营商不具备通过储能等设施控制出力能力、不具备参与现货市场交易能力，在绿电环境价值尚不能充分变现的背景下，或将面临度电利润下滑风险。
- 国内用电需求不及预期风险。当前新能源市场化电量占比提升，即保障收购部分以外的部分竞争性上网。若未来国内用电需求不及预期，将不利于市场化电量的消纳，或将出现风光利用率指标的恶化。



行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。



特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-80234211	电话：010-85950438	电话：0755-86695353
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	邮编：100005	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路1088号 紫竹国际大厦5楼	地址：北京市东城区建国内大街26号 新闻大厦8层南侧	地址：深圳市福田区金田路2028号皇岗商务中心 18楼1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究