

EnergyTag



THE
LANTAU
GROUP

全时段清洁电力： 中国电力市场政策展望





免责声明

EnergyTag 委托并由琅韬商务咨询（上海）有限公司（The Lantau Group，以下简称“TLG”）编制本报告。本报告旨在促进对中国电力市场、清洁能源及电力溯源发展的讨论与理解。尽管在编制本报告过程中已采取合理的谨慎措施，EnergyTag、TLG及其作者不就本文件所载材料的准确性、完整性或适用于任何特定目的作出任何明示或暗示的陈述或保证。本报告不应被解释为法律、金融、监管或投资建议。本报告所表达的观点仅代表作者及贡献者在撰写时的观点，并不必然反映所有被提及的组织、机构或利益相关方的观点。

联系方式

Shailesh Telang | Head of Asia Pacific, EnergyTag | Email: shailesh@energytag.org
David Fishman 余德伟 | 首席顾问, The Lantau Group 琅韬咨询 | Email: dfishman@lantaugroup.com



目录

执行摘要	09
执行摘要概览	12
01. 中国电力行业概览	15
1.1. 今天的中国电力市场	16
1.1.1. 市场化现状	16
1.1.2. 电力交易方式	16
1.2. 中国电力市场的结构与运行	17
1.2.1. 治理架构与机构职能	17
1.2.2. 地理层级与交付边界	17
1.2.3. 市场层级与购电模式	18
1.3. 电力的交易、计划和结算	18
1.3.1. 合同签订（中长期交易、企业绿电长协、零售合同）	18
1.3.2. 调度安排及执行	19
1.3.3. 结算与偏差处理	19
1.3.4. 数据记录	19
02. 中国可再生能源电力的发展	20
2.1. 可再生能源发电侧政策支持	21
2.1.1. 补贴上网电价	21
2.1.2. 平价上网电价	23
2.1.3. 市场化定价与机制电价差价合约	23
2.2. 可再生能源需求侧政策支持	24
2.2.1. 可再生能源消纳责任权重：制度设计与核心影响	24
2.2.2. 消纳责任权重制度的局限性、可再生能源收益侵蚀效应与政策变化	24
2.2.3. 企业绿电长协	25
2.2.4. 绿电直连	26

目录

2.3. 可再生能源建设面临的挑战	26
2.3.1. 弃电	27
2.3.2. 极低与负现货电价	28
2.3.3. 项目收益与可融资性压力	29
03. 可再生能源绿色电力证书	30
3.1. 绿证政策改革	31
3.1.1. 绿证体系的历史发展	31
3.1.2. 现代绿证体系的发展	32
3.1.3. 绿证价格走势	33
3.1.4. 绿证体系的持续完善	34
3.2. 绿证在国际自愿标准体系中的认可情况	34
3.2.1. RE100的无条件认可	34
3.2.2. 国际标准演进趋势：向时序匹配方向发展	35
3.3. 绿证与中国碳市场的衔接	35
3.4. 精细化匹配对绿证的补充作用	36
04. 中国的储能发展	37
4.1. 当前政策与市场环境	38
4.1.1. 储能在中国电力系统中的重要性	38
4.1.2. 中国储能发展规模与结构	38
4.1.3. 从强制配储到市场化融合的政策转变	39
4.1.4. 储能对清洁能源精细化匹配的影响	40
4.2. 储能市场机制设计与收益模式	40
4.2.1. 电能量峰谷套利	40
4.2.2. 辅助服务	41
4.2.3. 容量补偿机制	41
4.2.4. 储能售电公司与聚合商的作用	42

目录

4.3. 精细化匹配与储能价值	42
4.3.1. 当前核算体系低估了储能价值	42
4.3.2. 精细化核算机制有助于储能实现更高价值	42
4.3.3. 全时段清洁电力消费与用户侧储能方案	43
05. 精细化匹配的产业端驱动因素	44
5.1. 中国受 CBAM 影响的风险敞口整体有限但呈上升态势	45
5.2. CBAM合规日趋复杂	47
5.2.1. CBAM合规要求小时级匹配	47
5.2.2. CBAM对中国电力市场机制设计的影响	47
5.3. 绿色氢能声明要求小时级溯源	48
06. 在中国推行精细化匹配与全时段清洁电力市场	50
6.1. 全时段清洁电力在中国的发展现状	51
6.1.1. 市场机制：实时价格信号	51
6.1.2. 物理基础设施：时空调节能力	51
6.1.3. 核算工具：精细化溯源体系	52
6.1.4. 政策协同：强制需求与价值变现	53
6.2. 精细化匹配有助于构建适应高比例可再生能源的电力系统	54
6.2.1. 应对光伏出力带来的日内爬坡问题	55
6.2.2. 降低系统平衡调节需求及相关成本	55
6.2.3. 推动具备稳定供应能力的可再生能源产品发展	55
6.2.4. 提高系统具体投资需求透明度	55
6.2.5. 提升监测、报告与核查（MRV）数据可信度	56
6.3. 精细化匹配：电力市场成熟过程中的关键里程碑	56

目录

6.4. 推动全时段清洁电力模式在中国落地的实践建议	57
6.4.1. 第一阶段：界定适用范围、声明规则与治理机制	57
6.4.2. 第二阶段：建立MRV与登记体系基础	58
6.4.3. 第三阶段：建立商业化签约路径	59
6.4.4. 第四阶段：开展试点、评估并推动跨省推广	60
6.4.5. 第五阶段：推动标准化及外部利益相关方协同	61
07. 结论	62
附录A. 精细化核算的挑战及解决方案汇总表	64
附录B. 中国电力市场改革历史深度梳理	66
B.1. 中国电力市场改革历程	66
B.1.1. 现代中国电力体系的形成	66
B.1.2. 中国现代电力行业的逐步发展	67
B.1.3. 中国电力市场迈向成熟阶段	69
B.2. 中国电力市场的未来发展方向	70
B.2.1. 中国电力市场体系展望	70
附录C. 中国电力行业结构与运行机制深度解析	72
C.1. 行业整体结构	72
C.1.1. 市场层级与调度体系	73
C.2. 电力交易	74
C.2.1. 电力批发市场	74
C.2.2. 批发电力市场中的价格形成机制	77
C.2.3. 电力零售市场	79
C.2.4. 零售市场中的价格形成机制	80
C.2.5. 非工商业保障性用户的电力供应	81
C.2.6. 省间电力交易	82
C.2.7. 跨省跨区交易的运行执行	83
C.2.8. 企业购电协议在中国的发展现状	84

图目录

图 1: 中国风电与光伏标杆上网电价演变历程	21
图 2: 中国2015-2025年弃风率和弃光率	28
图 3: 山东日前现货市场季度均价	28
图 4: 广东、江苏、山东绿电环境价值历史价格	29
图 5: 2021-2025年绿证年度交易电量	33
图 6: 2023-2025年绿证月度平均价格	33
图 7: 2023-2025年中国储能累计装机容量	38
图 8: 2025年分技术类型储能装机占比	39
图 9: 2025年12月29日 – 2026年1月4日部分省份现货市场价差	41
图 10: 2019-2025年中国CBAM覆盖行业对欧出口额与对欧总出口额对比	45
图 11: 2026年和2035年CBAM费用 (按行业划分)	46
图 12: 2021年前后中国电力市场对比	68
图 13: 中国电力市场发展与改革概览	70
图 14: 中国电力市场结构现状与展望	71
图 15: 中国电力市场治理结构	73
图 16: 2024年电力中长期市场交易量与价格	74
图 17: 常见的中长期交易类型	75
图 18: 电力现货市场建设进度 (2025年末)	76
图 19: 零售交易合同签订时间轴	79
图 20: 典型工商业用户电费账单构成	80
图 21: 中国电力批发市场整体结构	82
图 22: 在运特高压直流线路 (截至2025年8月)	82

表目录

表1：中国电力市场现状	13
表2：全时段清洁电力采购模式如何应对当前挑战	14
表3：储能政策演变：从政策驱动转为市场驱动	40
表4：第一阶段任务：界定范围、声明规则与治理架构	57
表5：第二阶段任务：建立MRV及登记体系基础	58
表6：第三阶段任务：建立签约路径	59
表7：第四阶段任务：试点设立与经验总结	60
表8：第五阶段任务：标准化与协同	61
表9：部分省份辅助服务市场可申报竞价区间	77
表10：零售套餐常见选项	81



执行摘要

本报告聚焦两大核心目标：首先，本报告系统性梳理中国电力行业的现行运行机制，涵盖电力的交易与结算、可再生能源并网与消纳、储能发展现状，以及绿电环境权益核发全流程，提供实操性基础导览；其次，本报告以当前市场情况为切入点，评估了在中国开展时序化清洁电力采购的可行性及发展前景，包括全时段清洁电力（Round-the-Clock, RTC）的认证与精细化匹配（Granular Matching）的应用潜力。

当前中国各省电力现货市场已显现出一系列具有明显时间特征的问题，包括弃风弃光、极低电价甚至负电价的出现、以及因大规模光伏装机引起的夜间负荷陡增后的爬坡压力等。与此同时，储能规模虽保持高速增长，但其为电力系统提供的价值，仍难以充分转化为市场收益。在这样的背景下，强化价格信号、合同模板及清洁属性证明时间精度显得尤为重要。

中国迈向全时段清洁电力的实践现状

中国当前已具备推动全时段清洁电力模式的多项基础条件，但各省电力市场推进进度存在差异，尚未形成面向用户侧的标准化产品。各省现货市场改革仍在持续推进。截至2026年第一季度，已有7个省份的现货市场转入正式运行，其余多数仍处于试运行阶段。现货市场的发展虽然有效强化了交易及结算的分时价格信号，但批发市场的出清结果仍然受到价格上下限及中长期交易量占主导等因素影响。在绿色属性方面，绿色电力证书（下称“绿证”）是中国可再生能源电量环境属性的唯一证明，也是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。绿证对应电量生产年份应与绿色电力消费年份保持一致已成为绿电消费声明的基本要求。部分省份已试点小时级绿电交易，并向用户提供区块链溯源的小时级消费凭证，但绿证当前仍以月度为单位结算，且第三方机构获取结算级分时数据用于核查的渠道，尚待进一步规范与畅通。随着现货市场的逐步深化及欧盟碳边境调节机制（CBAM）等贸易规则对时间颗粒度要求的提升，打通上述绿证体系的战略价值正持续提升。

定量数据所揭示的发展机遇

本报告中提供的数据揭示了一个关键趋势：电力价值的时间属性正日益凸显。在光伏渗透率较高的省份，现货市场日内价格波动加剧，日间持续出现低电价甚至负电价时段。储能规模预计持续扩容，政策导向已从强制配储转向市场化机制过渡。但受限于当前市场机制的设计，储能商业化变现潜力仍有待释放。需求侧方面，尽管目前受CBAM覆盖的商品占中国对欧出口比重仍较低，但部分国际贸易规则正在逐步转向更严格、带有更细颗粒度时间戳的绿色属性核算要求。与此同时，绿证签发与交易规模快速增长，但绿证价格持续走低。这也进一步反映出仅依靠用电总量的核算方式，已经难以反映绿色电力在特定时段的实际系统价值。

对中国电力改革的发展走向的启示

中国电力市场改革正在逐步提高时间匹配的颗粒度。首先这一趋势在调度层面与结算环节率先落地，绿色属性的溯源与申领机制则推进较缓。试点经验已经表明，通过“带有时间戳的计量数据+绿证”相衔接，可以实现作为精细化匹配（Granular Matching）认证的技术可行性。但当前试点尚未转化为面向用电企业采购的标准化电力套餐。为推动全时段清洁用电模式的进一步发展，关键在于启动一系列制度接口的规范化工作，包括数据获取、计量与结算数据的无缝衔接、在现有绿证体系基础上兼容时间戳的登记机制，以及与零售电力市场设计相适配的合同范本。相关探索预计将率先在市场化程度较高的省份和特定应用场景中推进，并随着市场体系逐渐成熟，进一步形成标准化机制。

向精细化能源溯源体系与全时段清洁电力管理模式转型，有助于更充分体现灵活性资源与储能的系统价值。随着可再生能源渗透率持续提升，这一转型的重要性将日益突出。

对主要市场参与者的启示

推动全时段清洁电力模式，可考虑先在部分选定的省份开展针对性试点起步，并同步做好数据获取、绿色属性认证及申领规范和合同模版等基础机制的建设。

- **政策制定与市场机构：**应明确绿色属性认定的边界，避免绿证与碳市场核算发生重复计算，并构建切实可行的数据治理与核证机制。
- **电网公司、交易机构与第三方核证方：**需提供结算级分时数据的访问权限，并维护连贯的审计轨迹，以便支持第三方核查。
- **售电公司与项目开发商：**需将精细化匹配的概念转化为标准化购电合同条款，其中应明确偏差处理、弃电补偿及储能保供安排等条款。

第6.4节提出了一套分阶段实施的路线图，内容涵盖定义明确、治理架构建设、MRV（监测，报告与核査）机制与登记体系基础搭建、商业化合同路径设计，以及通过试点逐步推动标准化落地。





执行摘要概览

表 1：中国电力市场现状

维度	现状与趋势	对全时段清洁电力及精细化匹配的重要性
市场成熟度	<p>各省现货市场改革持续推进：截至2026年一季度，7个省份已转入正式运行阶段</p> <p>电力交易仍以中长期合同为主；交易价格上下限等规则仍存在。</p>	<p>市场的分时结算信号日益清晰。但因购电侧受分时价格信号影响程度不一，加上当前规则制约，限制了精细化匹配电力交易的定价和标准化流程落地的能力。</p>
可再生能源并网及消纳所面临的挑战	<p>部分地区弃电风险再现；光伏渗透率较高的省份日内价格波动加剧，现货市场结算中出现持续低价甚至负价时段。</p>	<p>这些挑战与时间属性强相关；通过建立分时溯源及相应的交易机制，有助于对系统供需错配的时间段实现更为精准的市场引导和资源调节。</p>
绿证制度	<p>绿证是中国可再生能源电量环境属性的唯一证明，也是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。绿证持有方在核销声明绿色电力消费的绿证时，绿证对应电量生产年份应与绿色电力消费年份保持一致。当前绿证核发以月度为单位。第三方核验所需的分时结算数据在不同地区的数据获取渠道尚未保持一致。</p>	<p>现行月度口径的绿证可以支撑年度层面的绿色用电声明，但难以满足小时级匹配的精细化需求。此外，与澳大利亚的REGO（可再生电力原产地担保）等国际机制不同，当前制度暂未将储能充放电环节纳入绿证核发范畴。若能引入小时级溯源绿证，将有利于体现储能“移峰填谷”转移清洁电力的价值。因此建议探索将带有时间戳的电力生产数据（包括储能充放电数据）整合入现有绿证框架中。目前已有相关试点经验表明为现有绿证证书添加时间戳在技术可行性，但流程仍亟待标准化。</p>
储能发展	<p>储能装机规模快速增长；政策导向正从“强制配储”逐步转向“市场化”。但受限於市场设计，各项收益难以有效叠加，储能变现潜力仍有待释放。</p>	<p>储能价值高度依赖于充放电时间；小时级电力核算及认证有助于识别电力供给相对紧张的关键时段，从而支持储能灵活参与市场并实现收益多样化，实际效果受具体市场规则影响。</p>

表 2：全时段清洁电力采购模式如何应对当前挑战

当前挑战	时间匹配精细化所带来的影响	预期收益（及前提条件）
部分现货市场午间供给过剩，出现极低电价或负电价	采购合同体现更精细化的发用电时序曲线，而非仅体现年度总用电量	支持负荷转移，推动储能在清洁电力供给短缺时段提供支撑
净负荷“鸭子曲线”爬坡压力增大，系统调节成本上升	清洁电力采购与电力供需紧张时段（如爬坡、阻塞时段）相匹配	优化清洁电力采购与系统需求的协同性（具体效果取决于调度与结算机制的设计以及灵活性资源市场化机制），提升整体经济性
储能规模增加，但收益变现模式单一	精确定位清洁能源出力不足的时间段，凸显通过储能“移峰填谷”转移清洁电力的额外价值	有助于帮助储能产品实现收益多样化并增强项目融资吸引力（具体效果取决于市场准入机制、辅助服务及容量补偿机制，以及清晰的防止重复计算的核算规则）
贸易相关规则与自愿性标准对绿色电力消费认证日益严格	提供可追溯、带有时间戳证据的绿色电力消费证明，并与实际计量和结算数据相关联	提升绿色电力消费认证的可比性与一致性（具体效果有赖于数据治理机制、核查方对数据的获取权限的放开，以及证书登记机构流程和电力采购合同的标准化）

近期实施要点

- 明确绿色属性消费声明具体范围（年度、月度、小时级匹配、全时段清洁电力模式），并为每一种范围确定需要的基础材料（电表计量数据、结算凭证、绿证等级注销证明、审计溯源记录等）。
- 依据各地现货市场成熟度、数据可获取性、潜在买家集中度及合同落地可行性等因素，选取条件成熟的省份和应用场景作为优先试点。
- 规划分时结算数据的获取途径，并完善相关数据治理规则，包括数据访问权限、核查机构职责、格式标准、留存要求和隐私安全管理准则。
- 明确结算级分时数据的获取路径，并完善相关数据治理机制，包括数据访问权限、第三方核验机构职责、数据格式、留存要求以及隐私与安全管理等内容。
- 设计现行零售市场规则下可执行的合同模板（售电公司代理或三方协议），并明确发用电偏差与弃电调整相关条款。
- 制定将时间戳与绿证相关联的方案（例如，在月度总量数据上增加可追溯可核对的小时级时间戳数据），并建立在设计储能或多种发电来源时防止重复计算的核算机制。
- 开展小规模试点，总结实践经验并以此持续优化和标准化相关定义与流程，包括电力消费主张表述、核验要求、数据格式以及登记流程等内容。

01.

中国电力行业概览

本章旨在为报告后续内容提供基础背景。全时段清洁电力采购及小时级匹配能否实现，取决于中国电力系统在调度、交易、结算、零售等环节的运作方式：哪类主体需要承担分时电价波动风险，计量与结算环节提供哪些数据信号，以及省内和跨省跨区电力交易中的物理交割具体如何执行。因此，本章重点不在于回顾市场发展历程，而在于梳理相关制度和运行架构。后续内容将依托于此，评估精细化清洁电力消费认证的实际可行性。

第1.1至1.3节仅简要介绍后续讨论全时段清洁电力消费主张和精细化匹配所必需的基础市场背景，更详尽的改革历程与背景资料可参见附录B。第2章将转向分析电力供给侧，分析中国可再生能源发电和采购的相关政策机制。

1.1. 今天的中国电力市场

1.1.1. 市场化现状

当前的中国电力行业采用双轨制体系：其主体框架仍以集中化管理为基础，同时逐步深化市场化机制。在实际运行中，市场化电力交易规模增长迅速，电力调度及保障电网安全的职能仍保持集中化管理，大多数核心规则也仍由相关部门制定。

推行全时段清洁电力采购模式的关键制约主要体现在市场运行机制层面：包括哪些交易品种能以短时周期交易及结算？哪些市场主体承担分时电价波动风险？目前可获取的计量与结算数据有哪些？以及最终的电力的交割履约又是如何执行的？

1.1.2. 电力交易方式

截至2026年初，中国电力市场呈现以下特征：

- **中长期交易仍为电力交易的主要模式：**中长期合约交易仍是电力批发市场的压舱石，为发电企业和购电方管理电价风险的主要工具。即使是在现货市场已转入正式运行的省份，大部分电量仍通过中长期合约采购；现货结算则主要发挥为偏差定价的作用，并提供日内供需紧张或过剩的价格信号。这类日内价格信号正越来越多地由新能源出力的间歇性特动（例如高度集中在白天发电的光伏）所决定的。
- **现货市场稳步推进，各地进展不一，价格形成仍受相关规则显著影响。**现货市场改革在各省逐步拓展，在已运行地区增强了价格发现作用，提供了更清晰的分时价格信号。截至2026年一季度，多数省份现货市场已处于试运行阶段，其中7个省份已转正式运行。电力交易价格形成方式仍主要受市场规则影响，包括价格上下限、与燃煤标杆基准价的挂钩以及各省实施方案等因素。因此，现货市场的存在并不等同于价格信号的完全透明化，也不意味着购电方将完全暴露在短期价格波动风险中。

- **工商业用户参与零售市场比例持续提高，但大部分用户对分时价格波动的感知是间接的。**绝大多数符合进入零售市场条件的工商业电力用户通过从售电公司采购标准化零售电力套餐。各省根据当地市场规则设计零售套餐，将批发侧价格结果转化为用户侧的零售价格。当前的市场机制不便于电力用户进行分时绿电消费核销，因为只有当用户的零售合同支持分时结算与数据获取时，他们才具备条件去证明其采购了小时级匹配的绿色电力。目前，零售合同仍多以月度为单位结算，因此即便电力系统在“底层”能够实现精细化的调度与结算，也无法为购电企业做出时序匹配的绿电消费声明提供更直接、清晰的凭据。

对于大多数工商业用户（除少数直接在批发市场购电的大用户）而言，主要通过零售市场参与电力交易。售电公司将从批发市场购入的电力通过零售套餐“分销”给终端用户。由于现行零售合同多数围绕月度结算与标准零售定价套餐来构建。小时级批发价格波动和调度执行结果通常不会直接呈现给终端用户，也难以纳入购售电合同条款。

1.2. 中国电力市场的结构与运行



1.2.1. 治理架构与机构职能

中国电力市场采用分层设计，其底层仍是一个集中调度、统一保障电网安全的运行体系。这种结构明确了国家级与省级决策权的划分、调度结算的执行主体，以及批发市场交易结果向用户侧零售合同的传导路径。

同第1.1节，本节将重点关注当前的中国电力市场运行结构，过往改革历程见附录B。

电力市场顶层由国务院负责确定战略方向，国家发展改革委与国家能源局负责推动市场改革、制定电价政策及实施细则。省级和能源主管部门则负责将国家层面政策转化、落实为具体的地方市场规则、电价结构和电力交易品种。运行层面，电网公司与调度中心承担保障系统安全和实时平衡的责任，电力交易中心负责组织电力交易和市场出清，并在多数省份承担结算计算工作。即使是在规则设计上竞争性相对较强的市场，调度约束和政府制定的市场规则仍能对最终结算价格和物理交割结果产生实质性影响。

1.2.2. 地理层级与交付边界

省级市场是中国电力系统运行的核心单元。大部分电力平衡，调度协调与零售市场规则制定均在省级层面展开。因此，同一种采购模式（例如小时级匹配的绿色电力产品）在不同省级市场落地的可行性存在差异，取决于该省份现货市场成熟度、计量系统以及售电侧向下传导分时结算机制的程度。在省级层面之上，跨省跨区交易机制实现了电力从资源富集地区向负荷中心的输送，但此类交易也往往受输电通道容量分配计划、可用通道信息透明度不足，以及市场出清后调度运行调整等多重因素限制。这意味着，清洁电力消费的“物理可交付性”及用于核实绿电消费权益的证明材料，本质上与具体地理位置及输电通道情况高度绑定。

1.2.3. 市场层级与购电模式

中国电力市场交易机制可以被分层理解。其中，中长期合约（Mid/long-term, MLT）电量是市场化交易电量的压舱石，是各市场经营主体最主要的风险管理工具。现货市场（以日前交易为主，部分省份开展日内交易）的作用在于为偏差电量定价并反映短时供需变化。然而，各省市场成熟度和信息透明度仍存在较大差异，价格形成受市场运行规则的显著影响。

绝大多数工商业用户通过零售市场参与电力交易，由具备资质的售电公司代理购电，按月度结算电量电费。零售购电合同采用固定的零售套餐将批发侧形成的价格转化为电力用户交易电价。因此，用户侧价格与短时（如小时级）批发侧价格波动的联动程度，在不同省份和不同零售套餐中存在显著差异。

基于上述背景，第1.3节将概述电力交易的基本周期，梳理从批发侧电力交易到用户侧电费账单计算的一系列流程，涵盖合同签订、调度、交割以及结算等环节。

1.3. 电力的交易、计划和结算

1.3.1. 合同签订（中长期交易、企业绿电长协、零售合同）

本节概述中国电力交易从合同签订至执行的全过程，包括约定条款、调度计划安排、结算流程，以及各环节所形成的数据记录。全时段清洁电力消费主张的核心在于购电方如何建立并提供一条清晰、可审计的证据追溯链，将用电数据和结算数据（含偏差结算）与绿证相关联。

中长期合同虽锁定交易电量，但并不等同于实时调度电量。中长期交易仍是电力交易的基础，也是购电侧和发电侧进行风险管理的主要工具。此类合约具有一定的远期金融交易的属性，约定交易电量和价格，而物理调度则由调度机构根据系统实时运行情况与安全约束条件执行。因此中长期合同的实际执行情况，需结合现货市场出清及结算结果综合解读，进而确认能为精细化匹配电力消费提供哪些证据。



1.3.2. 调度安排及执行

现货市场是提供真实分时价格与结算价格信号的关键环节，当前现货市场建设进度各省不一。在已运行现货市场的省份，市场设计通常包括日前市场和日内调整阶段，而实时平衡则由调度机构以短周期（短至15分钟）执行。目前日前市场是最普遍运行的现货市场组成部分；日内市场仅在部分地区出现，有时尽在系统运行面临较大压力时启用，或仅通过调度指令而非连续交易执行。实时运行主要承担系统平衡调节，目前尚未在终端用户层面广泛形成可交易、可透明结算的机制。尽管如此，现货结算仍然具有重要意义，因为它为中长期合同以外的偏差电量提供了价格基准，并以反映小时级别的电力系统供需过紧或过剩情况。

1.3.3. 结算与偏差处理

偏差结算环节衔接合同约定电量与实际发用电量之间的差异。由于调度运行和负荷预测情况不断变化，实际发用电量极少能与约定用电曲线完全吻合。其中的电量差额通常通过偏差结算（或不平衡电量结算）进行处理，也逐渐受与现货市场价格挂钩的影响。偏差结算对于全时段清洁电力采购有两方面重要意义。首先，偏差结算是小时级实际电力交割记录的重要组成部分，因为它提供了短周期内发用电不平衡的记录。其次，验证了储能或者可调度机组是否成功“移峰填谷”或“爬坡”：当用户签订带时间曲线的清洁电力合同，发用偏差及限电调整机制决定了该购电模式是否能与底层电表计量数据和结算结果进行核销。

售电环节是购电方参与电力市场的主要渠道。大多数工商业用户由具备资质的售电公司代理购电，零售合同通常按年协商签订，按月结算电费。零售市场通过各类“套餐”将批发侧购电成本传导、转化为面向用户的零售电价。因此，即使在现货市场已开展运行的省份，用户对短周期分时价格波动信号的感知也可能较为有限。

1.3.4. 数据记录

电力交易会生成多种凭证与记录，包括分时计量数据、结算单据和零售侧电费账单等。购电方能够获取哪些记录，以及哪些适用于第三方核查，会因省份和用户类别不同而存在差异。上述差异对于证明电力绿色属性及实现精细化匹配的具体影响，将在第3章（绿证与消费主张）和第6章（实施路径与MRV要求）中详细探讨。

综上所述，具备生成分时段运行信号和结算信号的能力。然而，能否有效利用它们用于全时段清洁电力采购及消费主张，还取决于零售合同签订模式、对分时数据的获取能力，以及计量侧、结算侧与绿证机构之间的数据一致性和核查性。

明确上述市场背景后，第2章将转向分析发电侧，主要探讨：中国可再生能源电力的激励政策和并网消纳；哪些政策影响可再生能源的采购模式（包括绿电交易和企业绿电长协）；以及随着可再生能源市场化的加速，其未来发展正面临哪些新的挑战。

02.

中国可再生能源电力的发展

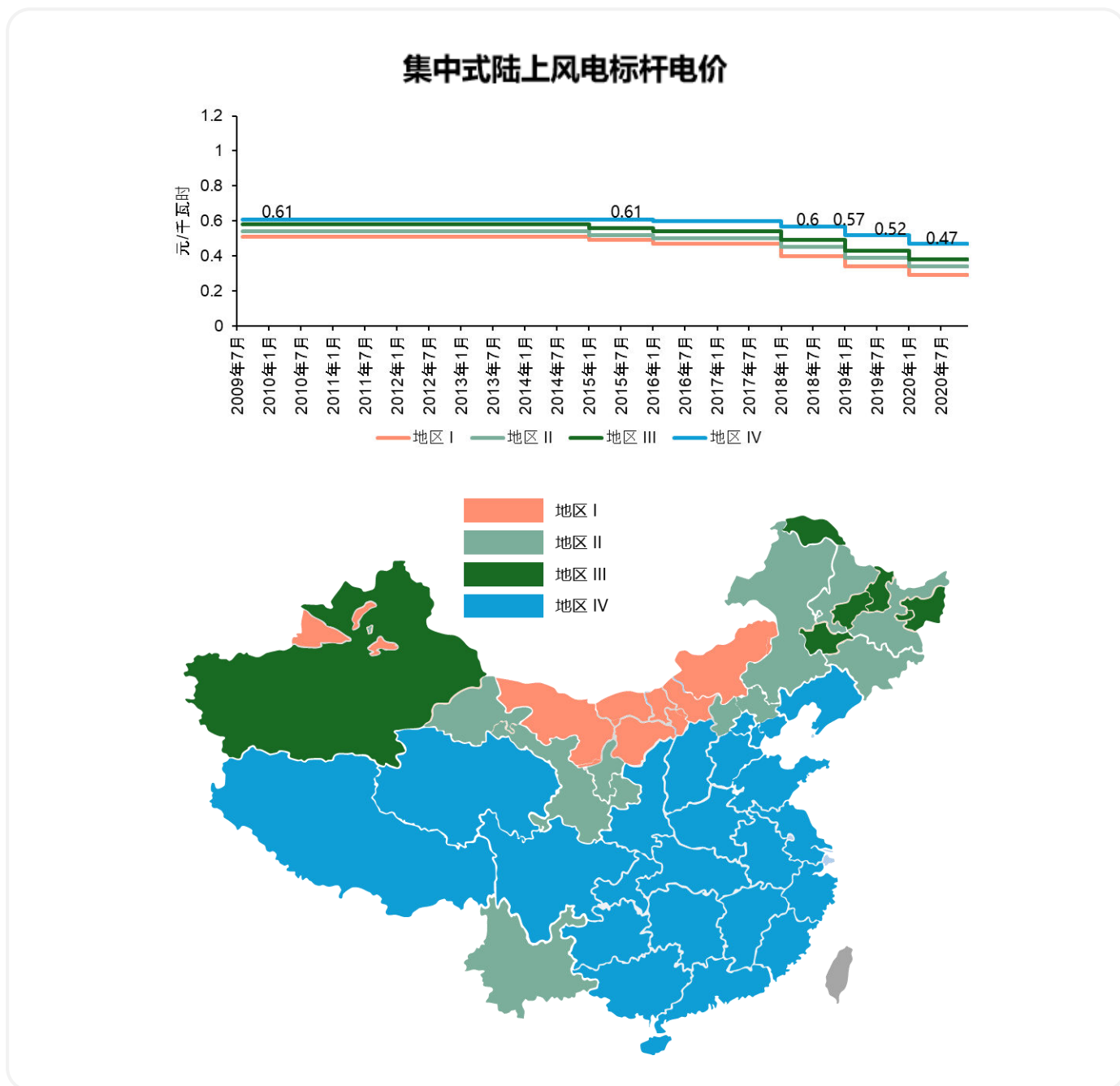
2.1. 可再生能源发电侧政策支持

2.1.1. 补贴上网电价

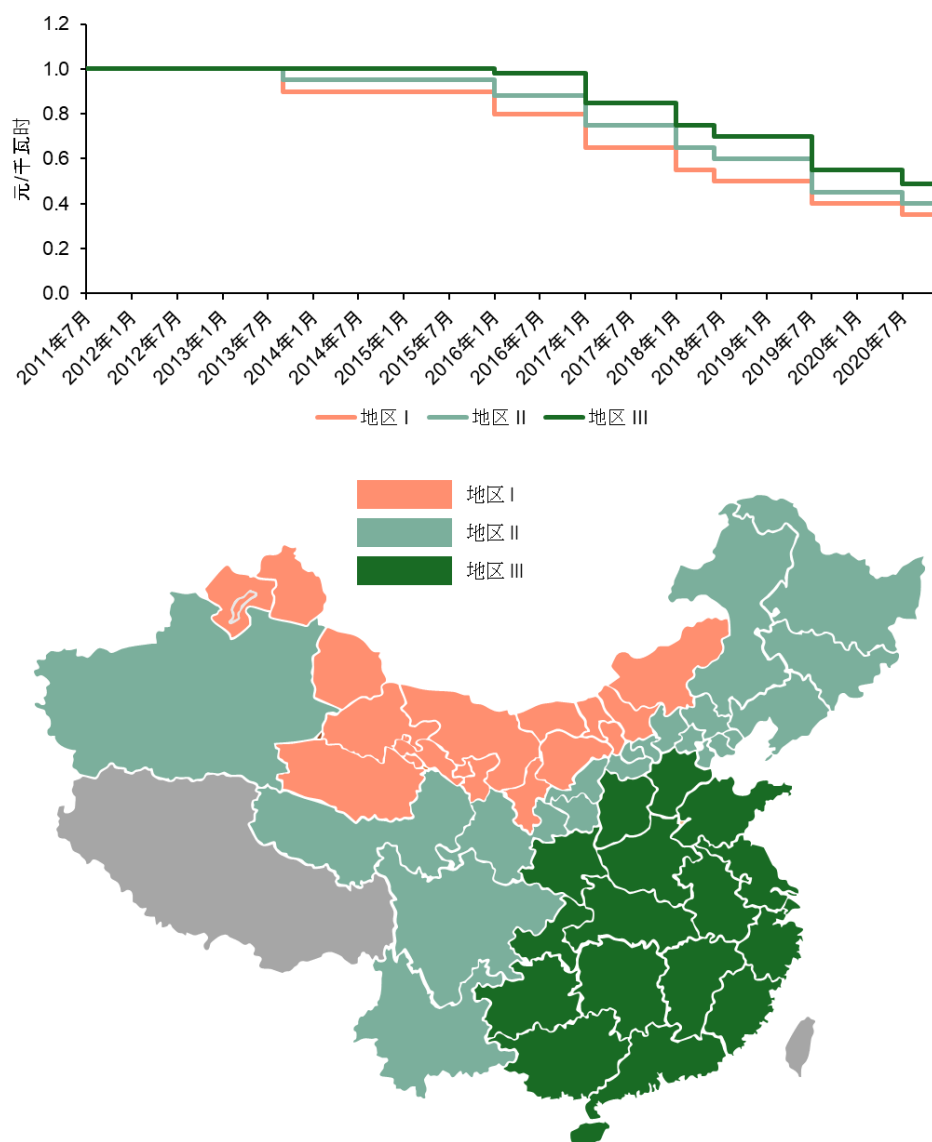
2009年至2020年，中国通过实施可再生能源固定上网电价（Feed-in-Tariff, FiT）补贴政策，推动了可再生能源的快速发展。可再生能源上网电价机制由两部分组成：一是基准电价，由电网公司支付与当时当地燃煤标杆上网电价持平的部分；二是补贴，通过向工商业用户征收可再生能源发展资金发放。

各省的可再生能源上网电价水平根据当地风能和光伏资源条件确定。在此期间投产的可再生能源项目原则上享受优先上网，以确保电量全额消纳。但在2015年前后，装机规模的爆发式增长与送出通道受限，引起了部分省份较为严重的弃电问题。

图 1：中国风电与光伏标杆上网电价演变历程



集中式陆上光伏标杆电价



来源: The Lantau Group (琅韬咨询)

2009年补贴政策启动时,可再生能源上网电价水平较高,带动风电光伏装机规模高速扩张、产业迅速规模化,相关技术成本随之大幅下降。光伏上网电价于2013年首次下调,随后风电上网电价于2015年调降。在这之后,风电和光伏标杆上网电价在全国各区逐渐退坡,直至补贴部分趋近于零。

国家补贴时代末期,补贴额度从政府定价改为竞争性配置(即补贴逆向竞价)确定。与此同时,部分项目开始选择放弃补贴,转为平价上网,从而在并网及消纳方面获得更多政策支持。当时的上网电价补贴在同种发电技术类别内基本采用统一标准,并未对发电时段进行差异化设计,反映出该阶段政策的首要目标为推动可再生能源装机规模,而非体现电力在不同时段对电力系统提供的真实价值。

2.1.2. 平价上网电价

自2021年起，平价上网电价成为新建风电光伏项目的标准收益模式（存量补贴项目继续按原政策获得补贴）。在该机制下，风光发电项目的上网电价执行当地燃煤标杆上网电价，不再获得额外补贴。政策初期曾明确上网项目可享受20年期购电长协，但后续对该规定有所调整。尽管相关项目原则上享受保障性收购，但年度上网电量设有上限。平价上网机制设定“年度合理利用小时数”，对享受平价上网的发电小时数设定了上限。超出发电量，则需要通过电力市场进行交易。



注：在平价上网阶段，与之前的补贴上网电价阶段一样，电网企业依旧按照标杆上网电价直接向发电企业结算电费，但资金不再来源于向终端用户征收的附加电费。即使在2021年国家发改委发布《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号文）推动燃煤发电全面进入市场后，该机制仍得以延续。因此，尽管可再生能源发电项目不再获得固定补贴，但收益仍由政策规定电价决定，并与其他发电企业参与市场化交易的电价存在明显差异。2021至2022年，当煤炭价格处于高位期间，平价上网发电项目实际收益明显低于市场价。而2023至2024年，其收益则持续高于市场价。平价上网电价与市场价格的持续价差，凸显了锚定标杆电价的定价机制局限性，也为后续过渡至市场化定价机制奠定了基础。

2.1.3. 市场化定价与机制电价差价合约

2025年2月，国家发展改革委、国家能源局联合印发“136号文”，标志着可再生能源项目上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。文件明确，所有在2025年6月1日前并网的项目被划定为“存量项目”，可以纳入新能源可持续发展价格结算机制，与电网公司签订差价合约（Contract-for-Difference, CfD）（即差价结算机制）。存量项目可追溯适用于2021至2025年间并网的平价上网项目，其差价合约的结算基准价格（即“机制电价”）通常与此前的保障性收购电价衔接，即当地燃煤发电基准价。这一安排在保障项目收益连续性的同时，要求上网电量全部进入电力市场交易，既强化了市场价格发现功能，也规避了收益大幅波动的风险。

对于2025年6月1日起投产的“增量项目”，差价合约的机制电价通过竞价确定。各省相关部门根据本地电力供需情况和可再生能源电力消纳责任权重目标确定纳入机制的电量规模。所有签订机制电价差价合约的可再生能源发电项目上网电量均需在电力市场进行交易，电网公司对纳入机制的发电量展开差价结算，市场交易均价与机制电价的差额纳入当地工商业用户的系统运行费用，类似于此前补贴时期工商业用户的可再生能源电价附加。

136号文在推动可再生能源发电全面迈入市场出清定价时代，通过差价合约结算机制稳定项目收益。这一转变突显了电力分时价值的重要性，也表明市场在特定时间与地点获得绿色电力的灵活性与可靠性提出了明确需求。



1. 《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）

无论是早期的标杆上网电价补贴机制，还是当前的新能源机制电价，均未对项目灵活性配置有提出强制性要求。这导致风电与光伏装机容量大规模增长，而净负荷曲线已然变化、电网建设速度未能匹配，最终引发了可再生能源的“收益侵蚀效应”（即大量同类电源在同一时段集中出力，压低市场电价）。此前虽然发电侧配储是新能源项目获得开发指标的条件之一，但该要求也在136号文中被取消。如今，随着可再生能源被全面推入电力市场交易部分发电量将面临现货价格波动的风险。与此同时，部分省份现货市场在光伏大发时段频繁出现的零价，充分反映风光出力过剩的问题。市场化价格信号正在推动可再生能源发电企业主动管理预测出力曲线、通过签订长期购电协议锁定收益，并不断提升出力预测精准度。

2.2. 可再生能源需求侧政策支持

2.2.1. 可再生能源消纳责任权重：制度设计与核心影响

2019年，中国设定可再生能源电力消纳责任权重（Renewable Portfolio Standard, RPS），明确电力消费中的可再生能源电量比例。初期需要承担消纳责任的市场主体包括电网企业、售电公司，以及通过批发市场购电的大型电力用户和拥有自备电厂的企业。早期的消纳责任权重目标较为温和，且按各省级行政区资源风光资源条件实行差异化设定。此后，消纳责任权重覆盖范围扩大，履约主体从以发电售电企业为主到逐渐纳入更多电力用户，尤其是电解铝、钢铁、水泥、多晶硅等重点用能行业。与此同时，消纳责任权重逐年随着可再生能源装机规模的快速扩张而稳步提升。2025年，各省平均总量消纳责任权重已达37.5%，其中最低为福建的24.2%，最高为四川、云南和青海的70.0%。

截至目前，可再生能源电力消纳责任权重制度仍是中国最主要的需求侧政策工具。然而，消纳责任权重仅规定了必须消纳的可再生能源电量，而未对绿电在何时何地产生做出要求。因此，可再生能源资源受限的负荷中心省份（如广东、江苏或上海）的消纳责任权重可以通过购买面临弃电风险的资源富集省份的可再生能源电力以完成消纳量。

该制度促进了大规模的跨省跨区可再生能源电力交易，优化全国资源配置，并在可再生能源装机规模扩张初期便有效缓解了弃电问题。消纳责任权重的出现同时推动了中国绿证市场的发展。履约主体可以通过购买“非捆绑绿证”²完成消纳量，因此消纳责任权重也为绿证提供稳定的需求来源，助力绿证成为核心履约工具。消纳责任权重履约责任初期主要由电网公司和售电公司承担，而非直接传导至所有终端用户，因此履约流程相对简便，从而推动了市场快速理解接纳该机制。

2.2.2. 消纳责任权重制度的局限性、可再生能源收益侵蚀效应与政策变化

尽管可再生能源电力消纳责任权重制度在提升可再生额能源消费量上效果明显，但缺乏对电力生产时间和地点的区分，意味着不同时间、不同地点生产的风光电力被视为具有同等的经济价值。随着可再生能源装机规模持续扩大，引发了可再生能源的“收益侵蚀效应”，光伏项目收到的影响尤为突出。收益侵蚀效应本质上是一种时间性现象，午间时段光伏出力集中过剩，进而压低电价、加大弃电风险。由此，中国可再生能源发展面临的挑战，从规模扩张转向了可再生能源消纳并网，进而凸显了储能、需求侧灵活性以及更精细化的、精细化匹配与认证机制的重要性。

2024年已有山西、湖北和重庆等可资源富集的地区未能完成其年度消纳责任权重。尽管弃电可以归因为资源相对富裕地区的消费量未达标，但也反映出当地电网基础设施建设遇瓶颈、本地需求增长不足以及富余电力外送至负荷中心的能力受限等问题。

这一问题在西部地区最为突出。当地可再生能源项目开发速度超过了负荷增长和电网外送能力，导致2025年西部再次出现高企的光伏弃电率（西藏达到35%，新疆达14%）。随着西部地区愈发依赖东部沿海地区消纳富余电力，以及受端省份本地光伏装机的快速建设，可能加剧午间时段的电力过剩，进一步削弱项目经济性。

2. 指与物理绿电能量分开交易的环境权益（证电分离）

由于电力需实时平衡，西部外送的光伏电力与受端省份的本地光伏发电形成了直接竞争，在午间出力高峰时段尤为激烈。即便提高受端省份的消纳责任权重目标，也无法完全解决此矛盾：因为问题的核心在于出力与负荷分时曲线，而非用电总量。因此，推动可再生能源并网消纳的下一步，需要建立能够区分清洁电力具体输送与消纳时间的机制，而不能仅看月度或年度的总量。

基于上述问题，中国监管部门开始优化消纳责任权重相关制度。2024年起，从电解铝行业开始，高耗能行业被设定绿色行业绿色电力消费比例。2025年，国家发展改革委及国家能源局联合发布的《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360号）提出各地区新能源利用率目标的制定需协同电网承载力、统调能力及当地新能源规划布局进行设定。该指导意见的出台意味着可再生能源消纳指标的设定将从过去对利用率的单一侧重，转向全面评估可再生能源系统健康的综合指标体系。同时，新能源差价机制增量项目的机制电量与消纳责任权重总量相挂钩，有助于抑制当地新能源装机无序扩张。

2.2.3. 企业绿电长协

一直以来，企业购电协议（Corporate Power Purchase Agreement, CPPA）³ 在中国的案例不多。这主要是因为电网公司，以及近年的售电公司，是主要的购电方。直到近几年，受消纳责任权重目标不断提高以及可再生能源市场化的双重推动，企业绿电长协（Green CPPA）才一种潜在的绿电消纳的可选项。然而，实际落地案例数量至今仍然有限。这类购电模式的公开信息比较有限，交易公告通常仅披露参与方、项目地点，有时包含合同期限或意向供电项目。但核心商业条款（包括定价机制、电量结构，以及不平衡电量或弃电风险的分配方式）一般均属保密范畴，不应依据公开披露信息进行推断。

2024年4月，丹佛斯（Danfoss）与中广核新能源（浙江）有限公司签署的20年期绿色电力采购框架协议。在在已公开的企业绿电长协案例中，该案例信息披露较为清晰，也更贴近国际通行的CPPA模式。该协议覆盖丹佛斯2025至2044年的绿电消费量，由中广核在浙江的可再生能源项目供电，包括海盐开发区码头滩涂光伏项目及宁波涂茨海上风电项目。核心商业条款未有披露。尽管有此案例，20年期的绿电长协在当下中国电力市场仍极为罕见；多年期企业绿电采购协议的期限通常为3至10年。

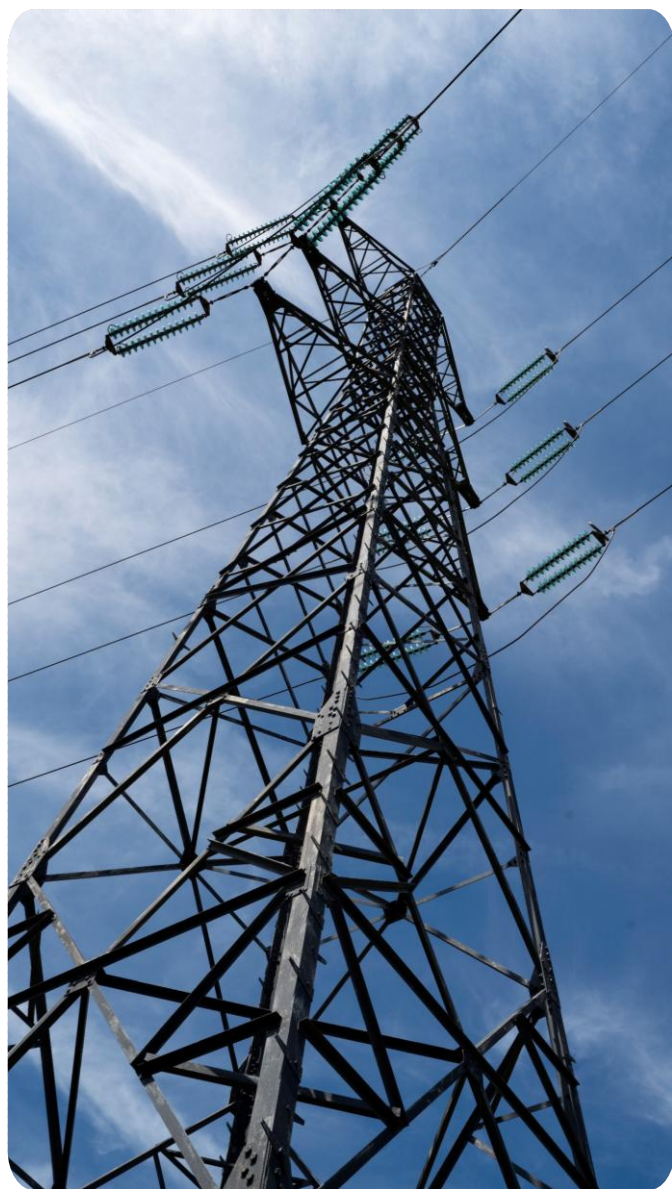
目前，企业更普遍的采购绿电渠道是与售电公司签订零售绿电合同。另一种使用物理直连线路的绿电直接供应模式（即“绿电直连”）将在下一节讨论。



3. 具体定义见附录

2.2.4. 绿电直连

2025年5月，国家发展改革委与国家能源局联合发布的“650号文”，首次在国家层面为绿电直连模式确立了制度框架。绿电直连项目可由终端用户持有发电资产多数股份，电源所发电量主要用于供应电力用户自身设备，同时在现货市场连续运行地区可以选择余电上网。同年9月发布的“1192号文”作为配套政策，进一步明确了参与绿电直连的用电企业和发电企业的电价定价机制，重点明确了输配电价的计算与分摊方式。



截至2025年底，已有超过十个省份发布了关于绿电直连项目的正式版或征求意见稿实施方案。各省实施方案反映了不同区域的发展侧重点的同时，与当地产业发展战略紧密衔接。在部分省份，绿电直连政策精准面向电池、化工等出口导向型产业，以应对CBAM等贸易风险并提升供应链的可追溯性。在资源富集省份，绿电直连项目则更多侧重于支持电解铝、氢能、多晶硅等资源转化型产业，推动本地可再生能源资源转化为更高附加值的制造业产出。在经济发达省份，绿色直连被定位为促进产业升级的工具，尤其针对数据中心及半导体制造等新兴产业。内蒙古、江苏、新疆、云南等省级行政区已累计批复超过50个绿色电力直供示范项目。宁夏启动了全国首个跨省绿色电力直供项目，为终端用户展现了一种全新的电力采购模式。

2.3. 可再生能源建设面临的挑战

本节将讨论弃电、负电价和可再生能源项目收益面临的压力这三项主要挑战。它们并非相互独立，而是同一矛盾在不同层面的表现。可再生能源装机规模的增长速度超出了电网基础设施、市场机制和系统运行灵活性的承载能力。与此同时，现行的绿电消费核算机制仍主要基于用电总量，与电力系统供需紧张的时段关联性较弱。储能和需求响应等灵活性资源不足，不能有效地将可再生能源富余出力转移至其他时段，从而加剧了弃电风险，并压低了项目实际收益。这些挑战表明，以精细化清洁能源匹配（例如小时计匹配），对于推动可再生能源并网消纳具有重要意义。

2.3.1. 弃电

中国的可再生能源弃电问题主要经历了几个不同阶段。风电的弃电问题最早在2010年左右开始显现，水电弃电（尤其在汛期富余时段）也在大致相同阶段出现。光伏弃电问题出现略晚，大约从2015年前后开始变得突出。2010年至2016年期间，全国平均弃风率大致处于10%-17%的区间；到2015年，全国平均弃光率已达到约12%。在四川，2013年报告的季节性弃水电量占比一度高达15%。此后，随着监测机制完善和政策干预加强，弃电状况得到改善。相关措施包括制定清洁能源消纳情况监管机制，并明确叫停无差别新能源装机扩张（部分弃电严重地区暂停了新建项目审批）。消纳责任权重考核与需求响应方案等措施也起到了小部分作用。



注：2015年前后弃电问题的主要原因具有明显的结构性特征。风光装机增速远超本地负荷增长及系统消纳波动性电源的能力。与此同时，缺乏鼓励终端用户调整用电习惯的激励措施，跨省跨区输电通道建设进度也滞后于本地电源装机建设的步伐。特高压线路从规划到投运需至少3-5年，而风光项目仅需1-2年便可投产并网。地方电网基础设施建设也同样跟不上大规模新增可再生能源出力所需的输配需求。

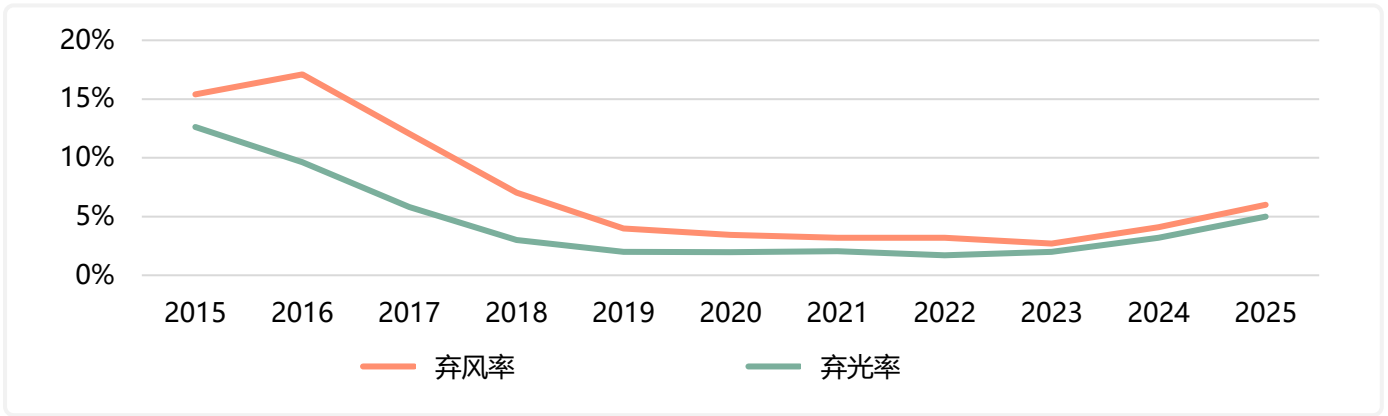
协调机制的相关问题进一步放大了物理约束所带来的挑战。即便是在跨省输电通道容量充足的情况下，受端省份不一定愿意可能对本地电力系统稳定性带来压力的大规模、波动性较强的外来电力。因此，弃风弃光在青海、新疆、甘肃、内蒙古等本地负荷增长较缓的传统电力外送省份最为严重，四川和云南的水电弃电问题同样突出。而可再生能源发电企业也因为发电收益与实际上网电量挂钩，从而造成了实际收益不及预期。

中国可再生能源领域的限发弃电问题大体经历了几个不同阶段。风电弃电问题最早在2010年前后开始显现；水电弃水（尤其在汛期富余时段）也在大致相同阶段出现。光伏弃电问题出现略晚，大约从2015年前后开始变得突出。2010年至2016年期间，全国平均弃风率大致处于10%至17%的区间；到2015年，全国平均弃光率已达到约12%。在四川，2013年报告的季节性弃水电量占比一度高达15%。此后，随着监测机制完善和政策干预加强，相关情况有所改善。这些措施包括建立专项弃电跟踪监测机制，以及明确扭转无差别的容量扩张模式（包括在弃电最严重地区实施新建项目暂停审批）。可再生能源电力消纳责任权重制度目标和需求响应方案等措施也发挥了（相对较小的）作用。

自2024年以来，随着装机增速再次超过电力系统的消纳能力，弃电风险再度上升。新增可再生能源虽然可以替代部分火电出力，也在相同时段内与其他电源类型竞争调度空间。若要维持风电装机的高增长率，仍需进一步推进市场化改革：重点改进电力系统规划、深化市场化调度机制、市场价格信号发现，并加大对储能等灵活性资源的投资。此外，广泛使用小时计绿色属性溯源（例如小时级绿证），使可再生能源的具体发电时间对购电企业、售电公司及相关监管机构透明可查，从而有效降低弃电风险。



图 2: 中国2015-2025年弃风率和弃光率



来源: 国家能源局, The Lantau Group (琅韬咨询)

精细化匹配电力采购模式可以激励可调节负荷向可再生能源出力高峰时段转移, 并推动市场主体投资储能、源网储荷一体化等灵活性资源, 能够实现将低价时段生产的绿电转移至高价时段利用。当这些机制降低盈余发电在供过于求时段 (尤其是光伏大发的中午时段) 集中上网时, 系统运行将减少弃电需求, 可再生能源项目的实际利用小时数和收益也将相应提高。

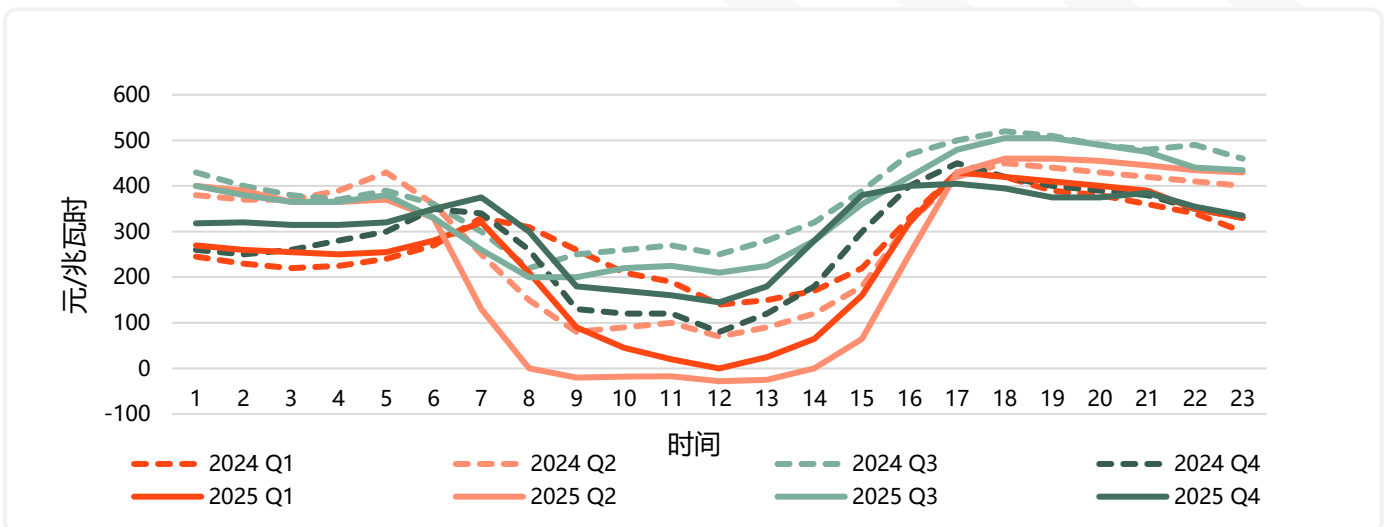
2.3.2. 极低与负现货电价

即使可再生能源项目避免了限发弃电并消纳上网, 在短期电力交易中面临极低甚至负电价的风险仍在加剧。在中国, 负电价现象的出现, 是可再生能源装机快速扩张、叠加系统运行灵活性不足以及新能源电力全面进入现货市场结算等共同作用下的产物。山东省便是一个较为突出的典型案例: 2025年二季度, 日前现货

价格在上午8点至下午4点的季度结算均价均呈现负值。在风、光、水电出力高峰与用电低谷叠加的时段, 新能源出力或超出系统通过本地消纳、储能或外送所能消纳的程度。当该时段同时存在必须运行的基荷火电机组以及有限的短期灵活性资源, 电力的严重过剩会大幅拉低市场出清价格。目前多数省份现货市场尚处于发展阶段, 小时级结算价格公开披露程度参差不齐, 目前难以获得全国范围持续、可比较的小时级数据。

负电价目前仍呈现周期性、区域性的特征, 但随着更多省级现货市场启动运行, 更多发电企业会一定程度暴露在现货市场的边际定价之下。在相对成熟的电力市场中, 偶现的负电价时段可以是正常现象, 甚至具有一定调节功能, 但长时间、持续性的负电价通常反映出电力系统存在更深层的供需结构性矛盾。

图 3: 山东日前现货市场季度均价



来源: 山东电力交易中心, The Lantau Group (琅韬咨询)

对可再生能源项目而言，低迷的市场价格带来了新的收益风险：发出的电虽能上网，但结算价格却无法覆盖运营成本，极端情况下发电企业甚至需付费发电。因此，新能源装机阶段性过多使问题重心从物理意义上的限发弃电，转向经济意义上的收益性弃电。这进一步凸显了提升系统灵活性、发挥需求侧响应作用以及完善市场价格形成机制对于高比例新能源消纳的重要性。这也再次表明，仅考虑消费总量的绿电采购模式已逐渐无法反应系统运行的实际需求，客观上反应了推行小时级匹配的必要性。

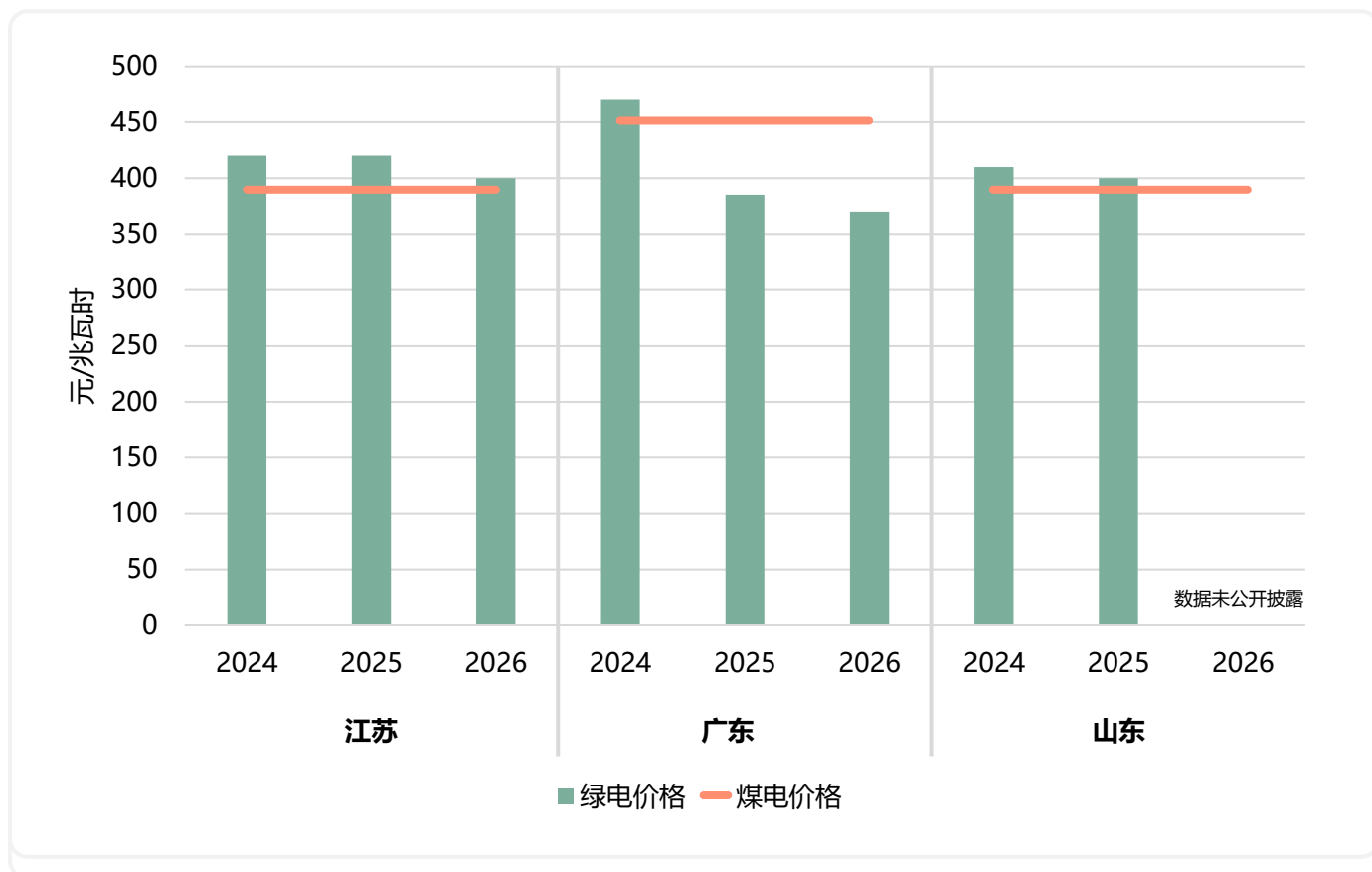
2.3.3. 项目收益与可融资性压力

自2022年以来，中国绿电价格持续下行，绿色环境权益价值（相较于常规电力的“绿电溢价”）也随之收窄。这一趋势在多重因素叠加下驱动，包括可再生能源装机快速扩张、现货市场价格波动加剧（低电价及偶发性负电价），以及136号文的实施——该政策减少了保障性收购电量，使开发商更直接地暴露于市场价格风险之中。

对此，购电侧普遍预期绿电价格将进一步下跌，在采购谈判中也呈现更为强势的姿态，对签订多年期购电协议等长期固定价格合同也越发谨慎。在现货交易活跃的省份，还迎来了风险对冲挑战：与光伏出力挂钩的购电协议主要覆盖电价本就较低的白天时段，因此对光伏出力低、电价高的夜间等时段的价格风险保护作用有限。

不过，现有迹象表明，上述压力尚未导致项目融资环境显著收紧。近期对开发商的调研显示，金融机构的信贷评估仍主要锚定项目发起方的实力、资产负债表质量及对政策连续性，而非是否签订了长期企业购电协议。尽管项目收益压力明显上升，但至少就目前而言，这些压力对可融资性的影响仍是间接的。这表明，中国的可再生能源项目融资评估与决策中，对市场风险传导的考量可能存在一定滞后性。这并不意味着无合约的纯市场化交易融资已成为或会成为常态；恰恰相反，随着市场风险增加，新能源机制电价结算机制和项目发起方的财务状况仍是当前最主要的信用支撑。

图 4: 广东、江苏、山东绿电历史价格



来源：各省电力交易中心

03.

可再生能源绿色电力证书

第2章强调了可再生能源的价值越来越受到市场化因素的影响，包括绿电环境权益价值持续下降，以及项目收益压力不断增加。在这一背景下，绿色属性追踪机制的可信度与制度设计变得更为关键。鉴于绿色环境权益是一种人为创造的产物，其价值由市场规则所赋予。因此，作为追踪工具的证书，其可信度与市场声誉将直接影响可再生能源的交易。具体而言，证书的管理规则界定了购买方可信声明的边界、可再生能源消费的核算方式，以及绿电环境权益价值的定价机制。第3章将重点讨论中国绿证体系。绿证已从早期的小规模自愿试点，逐步发展成为当前中国可再生能源绿色属性签发与注销的核心工具，同时也是未来推动更高时间精度绿色电力消费声明的重要基础。

3.1. 绿证政策改革

3.1.1. 绿证体系的历史发展

绿证（Green Electricity Certificate, GEC）是中国可再生能源电量环境属性的唯一证明，也是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。绿证是一种基于区块链的数字化凭证，用于代表1兆瓦时可再生能源发电对应的环境属性。在2023年实施绿证核发全覆盖政策后，核发范围包括所有可再生能源发电类型：风电、太阳能、常规水电、生物质、地热以及海洋能。经过多年分阶段政策改革，绿证体系已经从最初的自愿试点机制逐步发展为当前中国可再生能源绿色属性溯源、交易和声明的核心工具。

绿证体系于2017年由国家能源局下属的可再生能源信息管理中心正式启动。在发展初期，仅面向享受补贴的陆上风电和集中式光伏项目签发证书，主要用于新能源项目替代补贴的收益渠道，以缓解补贴拖欠带来的现金流压力，以及企业自愿认购。



注：早期的“补贴绿证”价格直接与新能源项目补贴水平挂钩，价格区间约为32-95美元/兆瓦时的高价，难以市场用户产生吸引力。极高价格，叠加自愿需求及政策合规需求的不足，导致绿证交易量极低。根据国家能源局于2025年发布的《中国绿色电力证书发展报告（2024）》，2017年至2020年期间，全国累计签发近3000万张绿证，但实际成交量不足4.2万张。在2017-2020年期间，约23,000亿千瓦时可再生能源发电量中仅有约1%对应完成了绿证签发，而其中真正完成交易的绿证比例更是微乎其微。

2019年，绿证签发范围进一步扩大至平价风电和光伏项目，由此形成了市场化定价的“平价绿证”，标志着绿证体系于补贴机制的脱钩。与补贴绿证相比，平价绿证价格更低，更能真实反映市场用户对绿电环境权益价值的支付意愿。绿证价格随后快速下降，2022年的平价绿证价格已经降至约8美元/兆瓦时。

与此同时，随着可再生能源消纳责任权重制度出台，以及2021年绿电交易试点计划的启动，以绿证为核心的绿色电力消费核查体系。2022年11月出台的新政策进一步规定了绿证作为能耗“双控”相关核算的基准，“明确以绿证作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证”，并规定“新增可再生能源电力消费量从各地区能源消费总量中扣除”，从而允许各省通过核销绿证来抵扣超出能源消费总量控制目标的额度。⁶

3.1.2. 现代绿证体系的发展

2023年8月，国家发展改革委、财政部、国家能源局印发1044号文，正式明确“绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证”，从而解决了此前不同机制之间存在的绿色属性归属所有权模糊以及潜在的重复核算问题。⁷文件同时实现绿证对可再生能源电力的全覆盖，使绿证从原先的补充性工具，正式转变为中国绿色属性溯源机制中具有法律认可的核心基础。

2024年8月，国家能源局出台《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》再度明确，绿证用于可再生能源电力消纳责任权重目标核算，国际证书和地方性证书均不再适用于国内履约体系。⁸与此同时，国家能源局下属电力业务资质管理中心成为绿证签发机构，而可再生能源信息管理中心则转为提供技术支撑。

目前，绿证可以通过双边协商、挂牌交易或集中竞价等方式交易，但每张绿证仅允许交易一次，终端用户之间不得二次转手。同月，国家能源局与生态环境部联合印发明确绿证市场与自愿减排市场衔接要求的124号文，可再生能源发电项目不得从绿证与中国核证自愿减排量（China Certified Emission Reductions, CCER）重复获益。⁹同年11月，《中华人民共和国能源法》正式出台，绿证制度被正式确立为绿色能源消费促进机制的重要基础。

随着绿证正式成为中国唯一认可的绿电消费履约证明，I-TRACK Foundation 于2025年3月宣布停止为国内可再生能源发电项目发放I-REC。同月，国家发展改革委发布262号文，提出到2027年绿证市场交易制度基本完善，到2030年绿证市场制度体系进一步¹⁰健全。相关重点措施包括：首次建立绿证核销机制、提升重点¹¹行业绿电消费比例并到2030年不低于全国可再生能源电力总量消纳责任权重平均水平、加强绿证与碳排放核算衔接，以及推动绿证标准国际化。

6. 《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源总量控制有关工作的通知》（发改运行〔2022〕1258号）

7. 《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》（发改能源〔2023〕1044号）

8. 《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》（国能发新能规〔2024〕67号）

9. 《关于做好可再生能源绿色电力证书与自愿减排市场衔接工作的通知》（国能综通新能〔2024〕124号）

10. 《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》（发改能源〔2025〕262号）

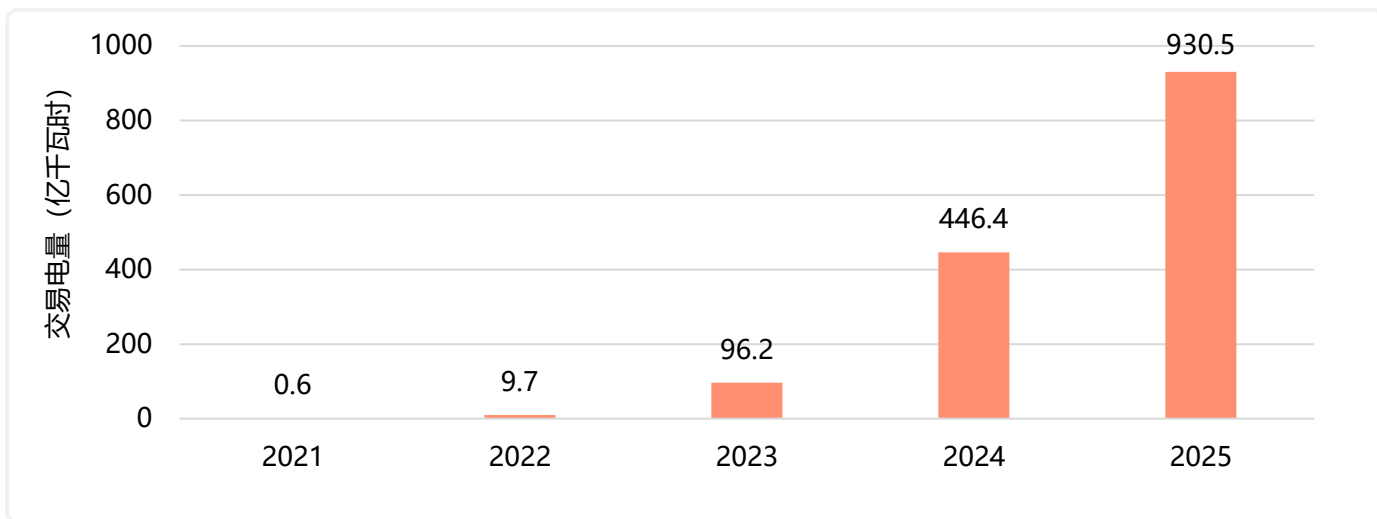
11. 钢铁、有色金属、石化、建材、化工和数据中心

3.1.3. 绿证价格走势

2021年至2025年期间，绿证市场经历了剧烈转变。一方面是交易规模快速增长；另一方面是绿证价格大幅下跌。绿证年交易量从2021年的6亿千瓦时猛增至2025年的9305亿千瓦时，年复合增长率超过500%。这一爆发式增长，主要得益于政策改革推动可签发项

目范围扩大、企业需求增加，以及市场流动性提升。然而绿证月均价格则呈明显下行趋势，这反映出绿证核发量增速远超前于需求增速，导致市场供过于求。

图 5: 2021-2025年绿证年度交易电量

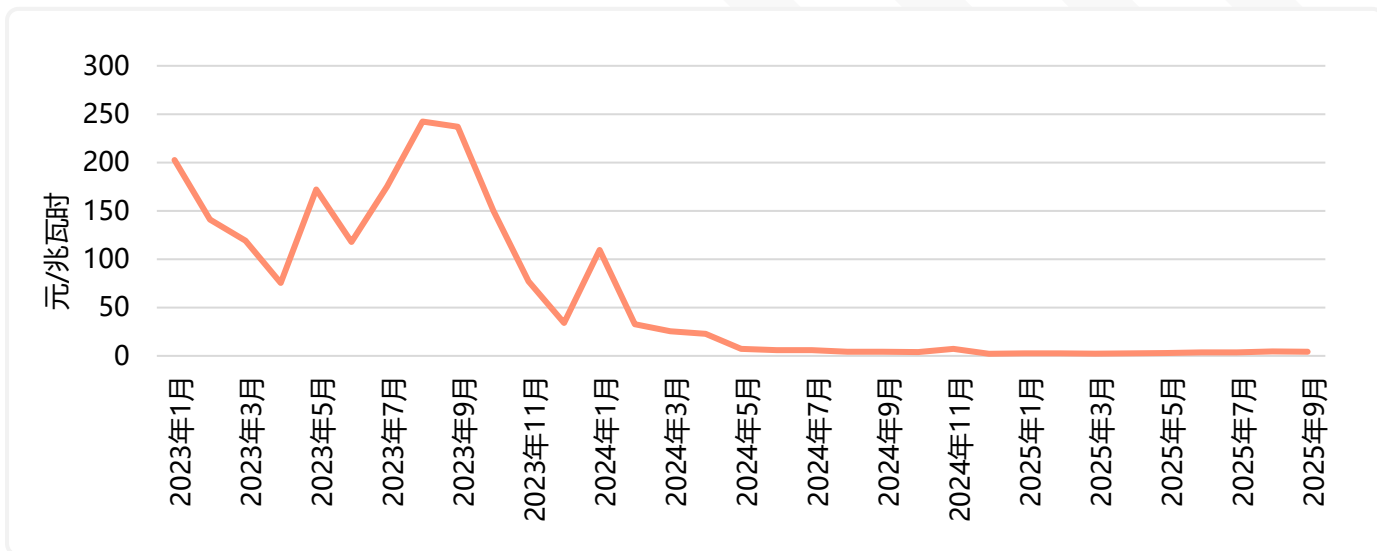


来源：国家能源局，《中国绿色电力证书发展报告（2024）》

绿证价格的断崖式下跌带来了深远的影响。接近于零价的证书难以提供有效价格信号，难以激励买方依据时间、地点或额外性来区分绿色属性的价值，也限制了新能源项目开发商对绿电供应紧张时段的额外价值的收益变现能力。绿证价格走低的同时，绿电的环境

权益价值也随着可再生能源发电成本与市场价格下降，以及绿证市场的供过于求等因素而受到挤压。后续章节将探讨如何通过引入时序匹配机制，逐步形成价值差异化的绿证市场。

图 6: 2023-2025年绿证月度平均价格



来源：国家能源局

3.1.4. 绿证体系的持续完善

国家能源局于2026年1月正式发布的《可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）》（下称“107号文”）是绿证制度发展历程中一步重要的完善。¹² 该试行规则首次提出绿证的有效期为2年，超过有效期的绿证将被自动核销。并正式要求绿证持有方提高证电时间匹配精度。这标志着绿证体系的发展重心，已从早期的扩大核发范围、培育市场流动性，转向强调时间一致性以及绿色属性唯一性的。与此同时，新增加的“国外用户”相关规定，也为跨境绿电消费打开了政策窗口，并为未来中国绿证争取国际认可奠定基础。

3.2. 绿证在国际自愿标准体系中的认可情况

3.2.1. RE100的无条件认可

随着绿证体系公信力的不断夯实，RE100 对中国绿证的态度经历了从有条件接受到完全无条件认可的实质性转变。在早期阶段，RE100 对绿证的认可态度较为谨慎，并设置了附加条件。但随着2023年至2025年间中国绿证体系持续推进深化改革以及双方之间长期开展技术沟通，绿证最终获得了RE100正式认可。RE100在2025年5月发布的声明中正式宣布无条件认可改革后的中国绿证体系，并指出该体系已经能够确保可再生能源采购具有“可核验的、实质性的影响（verifiable, real-world impact）”。¹³ 这一变化也为RE100成员企业在中国开展绿电采购提供了更加明确、便捷的合规路径，同时增强了中国可再生能源消费在融入全球供应链规则中提供了强有力的信用支撑。



12. 《可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）》（国能发资质规〔2025〕107号）

13. Climate Group, 《RE100对绿证的认可推动中国绿色电力市场进一步开放（China's Energy Market 'Open for Business' After Support from RE100 on Certificates）》2025年5月8日, <https://www.theclimategroup.org/our-work/press/chinas-energy-market-open-business-after-support-re100-certificates>

3.2.2. 国际标准演进趋势：向时序匹配方向发展

国际企业气候核算体系的发展趋势正在发生转变，也对清洁电力的生产时间和地点提出更高要求。其中一个典型案例是SBTi发布的《Corporate Net-Zero Standard Version 2》草案。该草案针对范围二减排提出了更加严格的要求，包括必须采用具有公信力的合同，以及更严格的地域和时间匹配规则，并计划优先从大型用电企业开始逐步实施。

与此同时，《温室气体核算体系》也正在推进范围二排放的更新工作，其中部分提案同样强调提高绿色属性工具准入门槛，并进一步强化地域和时间一致性要求。其他披露框架，包括ISO 14064-1，也在不断提高对电力相关绿色声明的审查要求。虽然这些标准体系之间并不完全同步，最终要求也可能存在差异，但整体趋势已经非常明确，即企业未来需要提供更加具备时间一致性的可再生能源消费证明。

目前，中国绿证体系已经能够较好满足RE100以及现阶段SBTi关于年度匹配的要求，但其本质上仍然属于月度核算工具，尚无法满足正在兴起的小时级（或全天候）匹配最佳实践要求。与此同时，除正式标准体系之外，The Climate Group 推动的“全天候零碳联盟（24/7 Carbon-Free Coalition）”等自愿倡议，也正在进一步强化这一趋势，鼓励企业逐步向全天候零碳能源消费模式转型。综合来看，未来国际市场对于中国绿色属性工具的认可，将不仅取决于其是否能够避免重复核算等属性完整性问题，还会越来越重视其是否能够提供具备时间和地域一致性的证明数据。

3.3. 绿证与中国碳市场的衔接

中国碳监管体系目前主要由两部分构成：一是全国碳排放交易体系，覆盖电力、钢铁、水泥和电解铝等行业超过3500家企业；二是全国温室气体自愿减排交易（CCER）。此外，还有七个省（市）级碳排放权交易试点市场正在同步运行。这些区域碳市场建立时间更早，覆盖范围包括尚未纳入全国碳市场的行业。

生态环境部在2025年发布的通知中指出¹⁴，全国碳排放权交易市场配额管控范围仅包含重点排放单位的直接排放，因电力消费产生的间接排放（范围二排放）不纳入配额分配范围。而部分区域碳市场将购电产生的间接排放纳入核算，并允许企业通过购买绿电核减自身超额排放量。

在正式建立绿电与碳市场协调机制之前，部分可再生能源项目既可以签发绿证，也可以申请CCER，因此存在绿色属性重复核算风险。2024年8月，国家能源局与生态环境部联合印发的124号文明确，自2024年10月起的两年过渡期内，深远海海上风电和光热发电项目，可自主选择核发交易绿证或申请CCER，避免重复获益。过渡期后，综合绿证和自愿减排市场运行情况，适时调整绿证与自愿减排市场对于相关衔接要求。与此同时，建立信息共享机制，以确保数据真实性和可追溯性。

绿证与CCER在制度定位上存在差异，但两者具有互补关系：

- **绿证是可再生能源绿色属性追踪与消费声明的核心证明。**它用于证明对应电力具备零碳的属性，从而帮助企业降低范围二排放。虽然绿证已成为能耗“双控”、可再生能源电力消纳责任权重等强制性政策、以及RE100、SBTi等自愿倡议中的重要履约工具，但其并不能用于全国碳市场的配额清缴及履约。其核心作用仍是直接促进可再生能源的发展与消费。
- **CCER则属于自愿碳市场中的碳减排抵消工具，**其设计目标是支持具备较高额外性的减排项目，即如果没有金融激励，本身难以实现的减排行为。纳入全国碳市场的重点排放企业，目前可以使用CCER抵消最多应清缴碳排放配额的5%。

14. 《关于做好2025年全国碳排放权交易市场有关工作的通知》（环办气候函〔2025〕140号）

2026年1月发布的107号文，进一步强化了绿证与CCER之间的衔接机制。文件明确要求，对已完成自愿减排项目审定和登记的发电项目计入期内相关绿证进行冻结；完成减排量核查和登记后，核销减排量涉及月份的绿证。绿证核发机构根据CCER注册登记平台推送的注销项目信息，解冻相关绿证。同时，新规还提出“自2026年1月1日起，绿证持有方在核销声明绿色电力消费的绿证时，绿证对应电量生产年份应与绿色电力消费年份保持一致，鼓励绿证持有方提高证电时间匹配精度；核销绿证对应电量原则上不应超过核销场景实际用电量。”这些安排也为未来绿证体系支持更加精细化的碳核算，以及面向国际贸易场景的产品碳足迹计算，奠定了基础。

3.4. 精细化匹配对绿证的补充作用

采用月度核算的绿证，主要服务基于年度用电总量核算的强制性履约考核，以及企业自愿信息披露。绿证是购电企业完成可再生能源电力消纳责任权重考核、在能耗“双控”考核中抵扣能源消费总量的基本凭证，以及开展碳足迹核算的关键工具。绿证还能够用于企业在相应环境、社会和治理披露（Environmental, social, and governance, ESG）、RE100或SBTi等倡议下的年度可再生能源消费声明。

但由于绿证采用的是月度核算机制，因此无法满足需要小时级时间精度的应用场景，例如“全天候零碳电力（24/7 Carbon-Free Energy）”声明中的时间匹配需求。这也意味着，这也导致当前体系难以对特定生产时段或单一产品批次，进行精确的、与用电时间同步的碳足迹追溯。

为弥补这一不足，绿证可以通过引入小时级计量数据，与细颗粒度证书（Granular Certificate，简称GC）结合使用。绿证保留作为绿电消费的基础凭证，并叠加具体新能源项目的小时级发电数据。该模式的实际操作需要获取支撑环境权益证书对应发电项目至少小时级的分时段发电数据（理想情况下与结算频次保持一致）。同时，还需要建立数据校验机制，确保小时级电量数据的总量与绿证总量一致，并对偏差或剩余部分形成统一处理规则。此外，还必须建立基础环境权益证书注销记录与新增时间戳记录之间可审计、可追溯的关联关系，从而防止重复核算，并支持第三方核验。通过这一机制，原本的总量型证书就能够被“升级”为带有时间标签的记录，在不改变现有注册体系基础架构的前提下，实现新能源发电与用电之间的精确小时级匹配。

这一思路与EnergyTag 细颗粒度证书体系标准（EnergyTag GC Scheme Standard）中的“Configuration 3”模式一致。该模式明确提出，可以通过在现有证书体系上叠加带时间戳的计量数据，形成细颗粒度证书。¹⁵

在现阶段，为中国的月度绿证补充细颗粒度证书，或是在绿证上添加时间戳数据，都可以作为过渡性方案。这一做法能够让绿证应用于更高时间精度应用场景，并保留月度证书体系，不改变绿证的原本属性。随着电力现货市场逐步向更短调度和结算周期发展，支持更高时间精度绿色属性追踪所需的底层计量和结算数据，也正在逐渐形成。未来，如果绿证体系进一步向小时级签发和匹配演进，将有助于提升市场结算、计量体系与绿色属性追踪之间的一致性，同时也能够为储能以及其他灵活性资源纳入绿色属性核算，提供更加清晰的制度基础。

这一过渡方案已经在实践中得到验证。2025年8月，香港的非营利机构AsiaREC在广州完成了中国首个小时级匹配购电协议试点，实现了对美的华菱集团400万千瓦时的月度用电量中20.5%的小时级匹配核算。该试点展示了如何在保留绿证根本属性的前提下，通过在月度证书之上叠加带时间戳的计量数据实现小时级匹配，即EnergyTag“Configuration 3”模式的实际应用。关于省级层面的进一步实践案例（如江西、江苏），详见第六章。

15. EnergyTag, 《细颗粒度证书体系标准第2版（Granular Certificate Scheme Standard Version 2）》，2024年3月，https://energytag.org/wp-content/uploads/2024/12/EnergyTag_Granular-Certificate-Scheme-Standard-V2.pdf

04.

中国的储能发展

随着风电和光伏渗透率持续提升，电力系统对灵活性资源以及跨时段调节能力的需求日益增长，储能正逐渐成为支撑下一阶段可再生能源大规模消纳的关键技术。本章将概述中国储能行业的发展现状，并分析储能的经济性、市场定位及其对实现电力精细化匹配乃至支撑全时段清洁电力消费声明的重要影响。

4.1. 当前政策与市场环境

4.1.1. 储能在中国电力系统中的重要性

风电、光伏装机的快速增长加剧了电力需求与波动性电源出力的时序错配，从而提升了灵活性资源的系统价值。在光伏渗透率较高的省份，午间时段电力过剩、晚高峰负荷快速爬坡的现象显著，逐渐形成典型的“鸭子曲线”，即中午电价极低甚至出现负电价，而晚高峰则出现供需紧张和高价时段。灵活性储能资源可以利用价格差进行套利，在低电价时段充电、在高电价时段放电。同时，储能还有缓解输电拥堵、降低弃电风险以及稳定系统调度等功能。但这些价值只有在储能直接参与电力批发市场，并叠加电能套利、辅助服务以及容量补偿等多重收益时，才真正能够转化为更具投资价值的商业项目。

4.1.2. 中国储能发展规模与结构

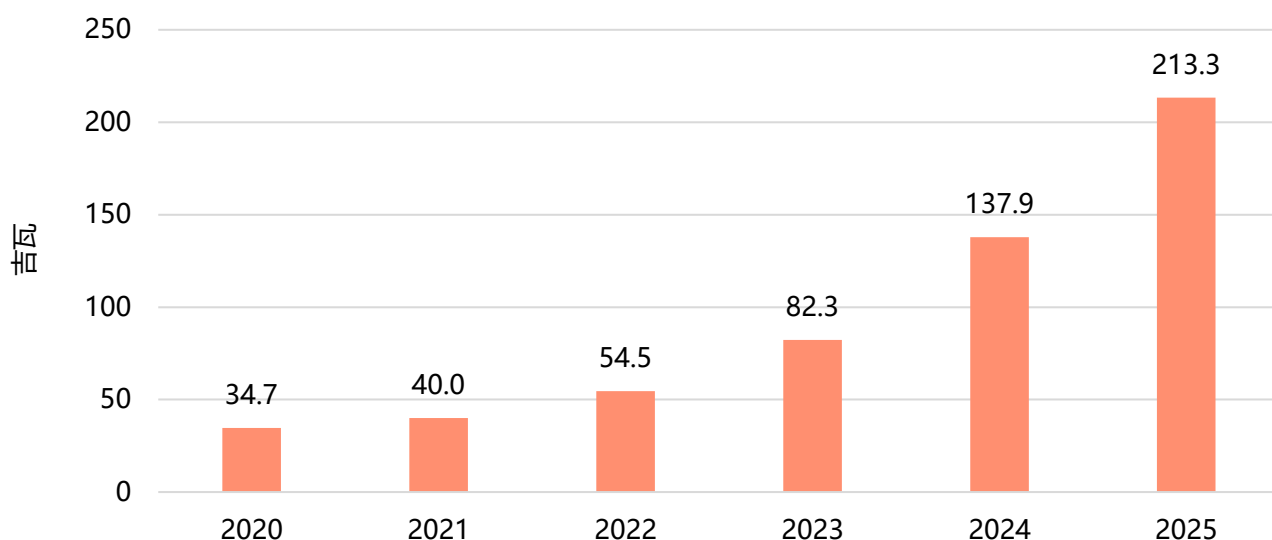
截至2025年底，中国已投运储能装机规模达213吉瓦，其中主要新增装机来源为新型储能（即除抽水蓄能之外的储能形式）。在新增新型储能中，电化学储能占据绝对主导地位，锂离子电池储能系统在全国新型储能装机中的占比高达96%。

当前储能项目主要集中在两类地区：可再生能源渗透率较高省份和用电负荷较高的地区，对应了储能的两大核心应用场景：

1. 促进外送型地区的新能源就地消纳与跨省跨区输送
2. 为负荷中心提供电网支撑与系统平衡服务

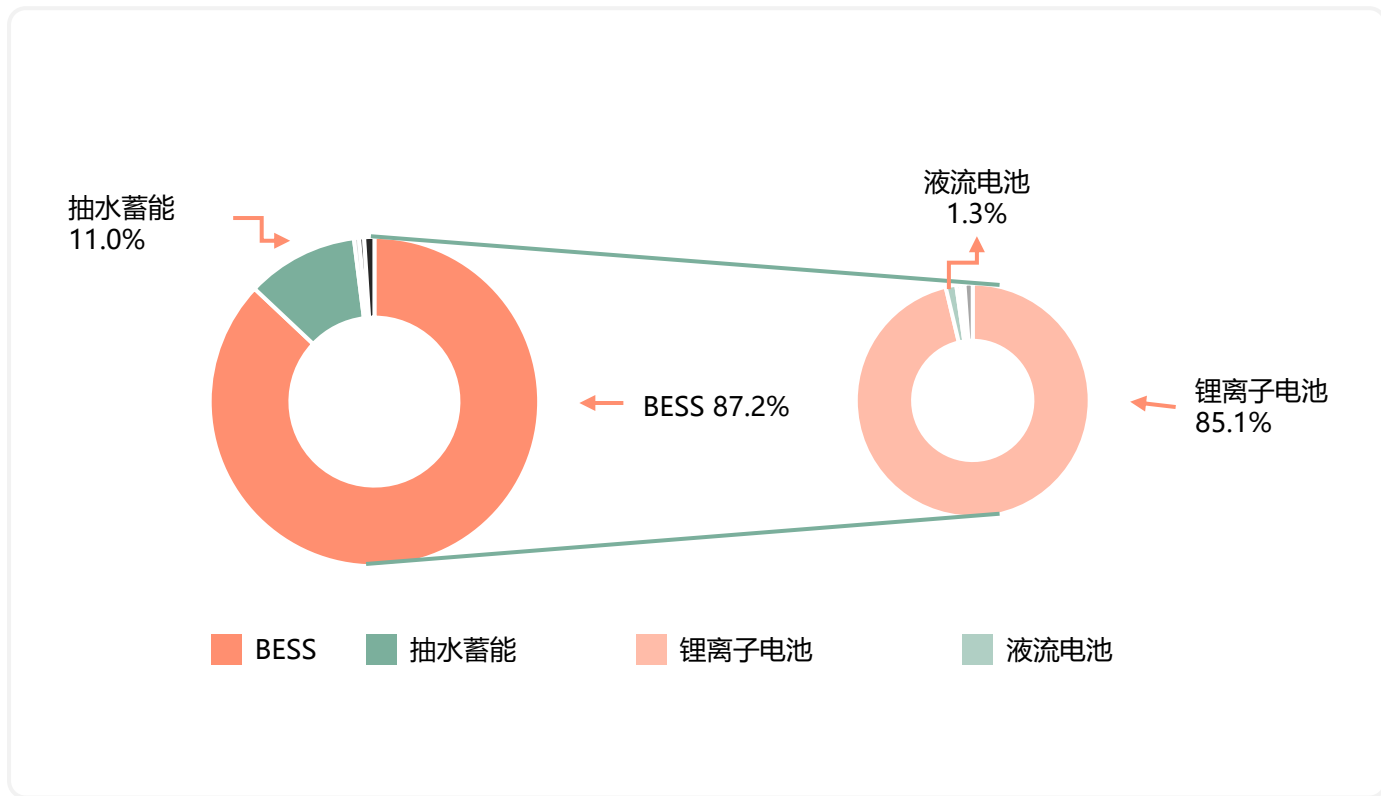
虽然上述储能发展模式已十分清晰，但制约储能行业持续规模化发展的关键瓶颈正逐渐从技术层面转向商业层面。特别是在现货市场不断扩展入市主体、电价机制持续调整的背景下，储能项目收益的持续性和可预测性正在成为最大的不确定因素。

图 7：2023-2025年中国储能累计装机容量



来源：国家发展改革委、国家能源局、中关村储能产业技术联盟

图 8: 2025年分技术类型储能装机占比



来源：中关村储能产业技术联盟

4.1.3. 从强制配储到市场化融合的政策转变

中国的储能支持政策从强制性配储，逐步转向依靠市场机制实现融合。2025年出台的136号文是行业发展的重要转折点：该文件的核心虽然是推动可再生能源全面参与市场化交易，但其中同时明确地方政府不得再将强制配储作为新能源项目审批的前置条件。这一政策转变促使储能投资逻辑更加关注为系统提供的价值，而非仅为满足合规要求。但同时也削弱了过去独立储能一项重要的收入来源，即依托可再生能源强制配储要求形成的容量租赁模式。

短期内，强制配储的取消将影响独立储能项目的经济性。主要原因在于，储能项目收益渠道有限：电力现货市场整体峰谷价差较小（部分省份现货交易结果不公开披露），辅助服务市场仍普遍处于发展初期，容量补偿机制不仅高度依赖于地方政策且覆盖范围有限。目前，容量补偿机制还并未形成竞争性“容量市场”，且政策设计的主要补偿对象目前仍是煤电机组（及部分气电和抽水蓄能机组）。因此，大部分的容量电费

收益主要集中于火电机组。简言之，市场政策正在推动储能向市场化转型，但现有的市场机制设计尚未能提供足以支撑储能实现市场价值所需的多重收益模式。

近年来，国家和地方层面的储能发展实施方案愈发强调“收益多元化（电能量交易+辅助服务+容量或中长期合约）”。这反映出，行业的主要挑战已经不再是“是否需要储能”，市场机制能否有效识别储能所提供服务的价值、并为其创造实现价值的收益渠道，同时确保相关价格信号的公开性和透明性。

表 3：储能政策演变：从政策驱动转为市场驱动

阶段及重点文件	主要政策内容
2024年前 强制配储比例攀升及市场化的开端	对可再生能源项目提出10%-30%的强制配储比例要求。但截至2023年，储能平均利用率仅为17%，新能源配储“建而不用”的问题突显。 《2024—2025年节能降碳行动方案》明确在保证经济性前提下，资源条件较好地区的新能源利用率可降低至90%，间接放宽强制配储比例要求。
2025年2月 具有里程碑意义的“136号文”	明确规定不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。
2025年9月 《新型储能规模化建设专项行动方案（2025-2027年）》	2027年，新型储能基本实现规模化、市场化发展，市场机制、商业模式、标准体系基本成熟健全。
2025年11月12日 《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》	到2030年，集成融合发展成为新能源发展的重要方式，新能源可靠替代水平明显增强，为储能与清洁能源的协同发展提供体制基础。

来源：国家发展改革委、国家能源局

4.1.4. 储能对清洁能源精细化匹配的影响

储能的重要性源自于其价值本身具有明显时间属性：在电力过剩、电价较低的时段充电，并在电力紧缺、价格较高的时段放电，同时还能在特定运行条件下提供灵活性服务。因此，储能对促进可再生能源并网和保障系统可靠性的贡献，不仅取决于其装机规模，更关键地取决于其充放电的具体时间、地点，以及它缓解了哪些时段的输电阻塞、弃电风险或爬坡需求。

这也构成了储能与精细化核算之间的重要联系。如果可再生能源的绿色属性仍仅以年度或月度为单位进行追踪核算，储能所能解决的时间颗粒度问题则很难在采购和信息披露环节得以显现。相比之下，以小时为单位的绿色属性溯源机制能使新能源发电及储能充放电的具体时间，对购电方及相关机构变得清晰可见。这种可视性有助于引导市场机制与采购模式，在电力过剩时段优先消纳可再生能源。因此，精细化核算是当前市场设计的重要补充，它通过衔接清洁电力消费声明与购电合同框架，能更真实地反映储能在不同时段的价值。

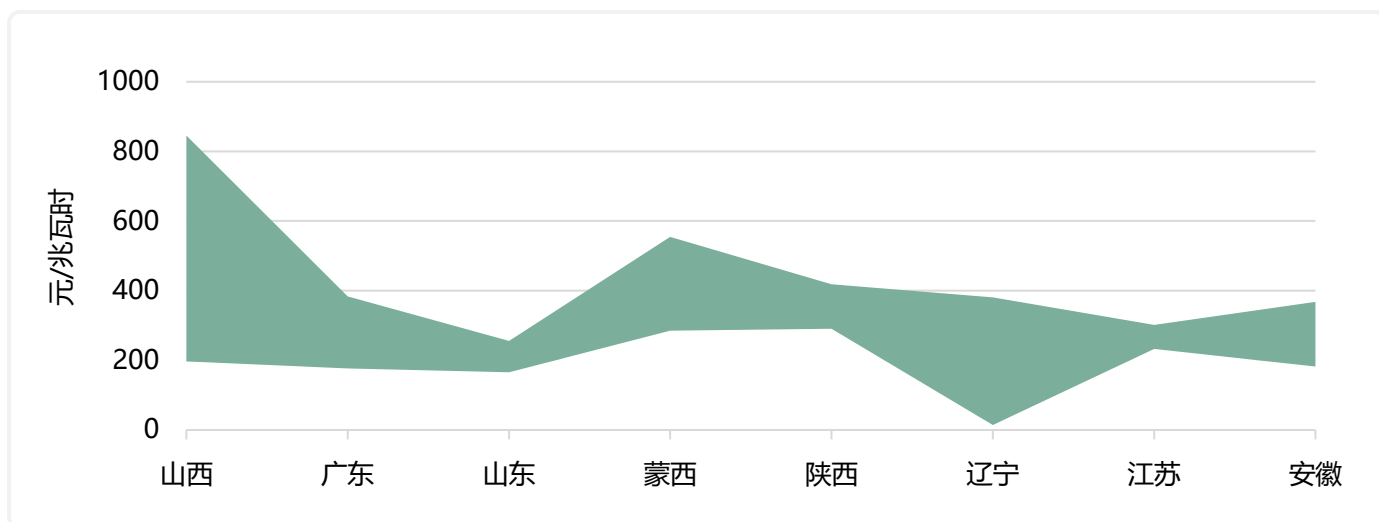
4.2. 储能市场机制设计与收益模式

136号文实施后，储能项目无法再依赖于原有的容量租赁收入，转而需要通过“电能量峰谷套利+辅助服务+容量电费”等组合模式用于填补“收益缺口”。

4.2.1. 电能量峰谷套利

电能套利是储能最基本的商业模式，即在低价时段充电，高价时段放电。中国现货市场已呈现利于套利模式的价格特征：白天光伏出力过剩导致午间电价持续走弱，傍晚则出现用电高峰和高电价。部分市场出现的间歇性负电价，进一步印证了这一趋势。但目前，仅靠价差套利通常难以满足储能项目的投资回报要求。

图 9: 2025年12月29日 – 2026年1月4日部分省份现货市场价差



来源: 各省能源局, 各省电力交易中心

价差套利在驱动储能发展方面面临多重制约。首要且最明显的限制是, 截至2026年, 中国的现货市场在大部分地区仍处于发展初期, 历史数据有限。其次, 受电价交易上下限及其他市场规则所限, 灵活性价值高的时段实际可实现的价差空间或被压缩。第三, 储能调度还受到技术要求、电网安全校核以及调度机构协调机制等因素影响, 制约了其响应价格信号的能力。最后, 储能项目还需要面对一定程度的“收益侵蚀”风险。如果价差长期维持在较高水平, 可能会吸引大量新增储能项目集中建设, 最终导致储能过度扩张, 反过来侵蚀最初的套利空间, 使行业整体收益下降。因此, 电能套利更适合作为随着市场成熟而逐步增强的基础收益来源, 但在当前多数省份, 还不足以独立成为支撑储能项目融资和投资回报的核心基础。



注: 可再生能源的“收益侵蚀”风险在英国和美国德克萨斯州等成熟电力市场中已有先例, 当地市场价差空间也因类似原因受到压缩。进一步提升了长期或混合购电协议模式在储能市场中的重要性。

4.2.2. 辅助服务

对于短时储能 (尤其是锂电池储能) 而言, 辅助服务市场是当前最清晰的短期收益变现渠道。其中, 调频以及相关负荷跟踪和平衡类产品尤为重要, 因为这些市场能够直接体现储能响应速度快、控制精度高的优势。在辅助服务市场机制较完善且对储能开放的省份, 相关收益已经占据储能收入的重要部分。

目前的主要限制仍然集中在市场机制设计层面, 包括储能参与市场的准入和资质相关规则、性能考核与惩罚机制, 以及辅助服务的结算价格究竟是市场化形成还是政府定价。当这些规则足够稳定、透明时, 储能能够依靠性能优势进行竞争; 但如果规则存在不确定性或者限制, 辅助服务收入仅能作为补充, 无法解决“收益缺口”问题。

4.2.3. 容量补偿机制

2026年初相关政策的调整确立了独立储能一种新的潜在收益来源: 为储能保障系统容量充足性和提供保供能力所给予的稳定的容量补偿。虽然部分省份已经开始探索相关机制, 但目前整体仍处于早期阶段, 尚未形成大范围、成熟化推广。

容量补偿机制的存在, 意味着承认即便在套利价差微薄、辅助服务采购量有限时, 储能仍能提供系统价值。在设有容量补偿或长期可用性合同的地区, 储能项目能锁定一部分“保底”收入, 增强项目可融资性, 降低对现货价差套利的依赖。

但如果缺少这类机制，储能就会面临一种结构性问题——系统希望储能提供长期可靠性价值，但储能却只能依赖短期价格波动来回收成本。随着强制配储政策的取消（原有容量租赁收入减少），而储能又被推向更加独立的市场化运营模式，错位问题将更加明显。在未来，采用“新能源+储能”购电协议模式或能应对这种挑战。只有当储能所提供的灵活性价值能够获得合理回报时，储能才能真正成为具备可持续商业价值的灵活性资源。

4.2.4. 储能售电公司与聚合商的作用

在中国电力市场中，独立储能和用户侧储能很少通过简单双边交易直接实现收益变现。通常，它们会被整合进由售电公司、聚合商或虚拟电厂（VPP）平台管理的资产组合中统一运营。这一现象既与市场准入规则有关，也与储能收益模式日益复杂有关。基于政府规定的分时电价机制的峰谷价差套利空间正在逐渐缩小，而参与辅助服务市场或批发市场交易，则需要较强的运营协同和合规能力，而这些能力往往并非独立储能业主所具备。

售电公司和聚合商因此发挥重要的价值实现作用：通过资源聚合形成规模效应，对接市场平台，并统一管理结算和合规流程。储能的价值并非通过单一、透明的直接价格信号实现，而是通过资产组合层面的整合运营来兑现。

4.3. 精细化匹配与储能价值

本节不仅将储能视为物理上的灵活性资源，也分析其跨时段调节能力如何在基于时间匹配的清洁电力采购和信息披露框架中得以应用。下文将讨论，为什么非精细化核算方法往往会低估储能的价值，以及时序化匹配机制如何改变储能收益的变现基础。

4.3.1. 当前核算体系低估了储能价值

储能的系统价值主要来自其跨时段转移电力的能力。在可再生能源渗透率不断提高的电力系统中，这种时间调节功能对于减少弃电、缓解电力过剩以及保障新能源消纳能力变得越来越重要。然而，中国当前的可再生能源消费核算及认证体系将年度或月度内生产的绿电一视同仁，不做更细时间精度上的区分。因此，储能所要解决、并且实际上能够有效解决的电力时序匹配问题，在现有信息披露体系和合同框架中几乎无法体现。

时序错配的问题对储能参与绿色电力交易产生了实际影响。当前，经过储能充放的绿电无法获得环境权益，因此无法通过销售所谓的“储能绿证”或是签订绿电合同来实现绿色环境权益变现。在这一情况下，经储能的绿电的环境权益价值只能通过间接方式体现，例如优化出力曲线、减少偏差考核或降低系统运行风险，而无法对其所释放的绿电进行明确的价值定价。对于购电企业而言，这也意味着，当前的绿色消费声明仍然主要依赖非精细化匹配的电量 and 证书。

4.3.2. 精细化核算机制有助于储能实现更高价值

从商业逻辑上看，小时级匹配能够创造差异化的清洁电力产品。对于追求时间匹配精度的购电企业而言，在因出力不足或系统条件约束而导致绿电供应紧张的时间段，往往会愿意为清洁电力支付更高价格。储能则可通过将绿电电量从过剩时段转移至稀缺时段来获取这部分额外溢价。

因此，精细化匹配为市场建立了一种能够明确识别绿电时段价值的机制。因为传统的年度匹配机制默认绿电在供应紧张与过剩的时段的具有相同价值，无法为储能等灵活性资源提供有效激励。而精细化匹配则通过区分不同时段价值，为储能及可实现电力时移的灵活性资源建立了更强的市场激励。

尽管仅靠精细化匹配本身，不足以全面降低弃电风险，或从根本上改变储能的经济性，但它是实现这些目标的必要步骤。特别在当前主要基于用电总量、对灵活性和跨时转移激励有限的体系下，这一点尤其关键。当然，要全面兑现小时级信号所蕴含的价值，仍然高度依赖于配套的市场和系统条件。这包括允许储能参与电能量市场套利的准入与运营规则、支持大规模跨时转移的结算与调度实践、充足且透明的输电通道容量，以及能够响应小时级信号的采购模式或柔性负荷。如果这些配套条件本身仍不完善，那么基于时序化绿色属性机制虽然能够提升绿色声明的可信度并改善价格信号，但仍无法克服目前限制储能获取更多价值变现的运营与商业障碍。

4.3.3. 全时段清洁电力消费与用户侧储能方案

目前，大多数关于全时段清洁电力的讨论默认采用的是发电侧配储模式，即由可再生能源发电企业或聚合型售电商，通过新能源配储或是多种电源组合，为购电企业提供时间曲线匹配的电力产品，适合当下主要面临可再生能源供需日内不平衡的电力系统。但储能实际上也提供了另一种实现精细化匹配的路径：用户侧时序平衡。在这一模式下，电力用户可以主动在新能源过剩时段超额采购绿电，并通过用户侧储能（也称“表后储能”）进行充电，再在绿电相对紧缺的时段放电，从而实现全时段清洁用电，而无需依赖发电侧提供的储能服务。

这种方法将储能从供给侧的聚合工具转变为需求侧的履约工具。虽然这会带来额外的计量和核验挑战，但也说明精细化核算本身并不规定必须由哪一方提供灵活性资源，也不限制具体的时间解决方案。相反，其真正作用是激励各类市场主体（无论是发电商、售电公司还是购电企业）去寻求灵活性解决方案。

当前在中国电力市场的通过用户侧储能实现绿电套利，仍更多停留在理论阶段。但随着市场环境变化，其可行性正在逐步提高。像数据中心和工业园区这样的大型商业用户，通常具有全天候运行、相对稳定的负荷特性，受小时级电价信号的影响逐渐加深，绿电采购动力也在不断增加。

不过，用户侧储能是否真正实现规模化推广，其决定因素更多在于政策设计而非储能技术本身。从积极的一面来看，现货市场的持续发展和政府核定分时电价机制的逐步退出，有助于增强用户“谷电峰用”的动力。但另一方面，储能所放出的电力无法核发绿证。如果缺乏明确规则以验证储能充电源自特定小时的绿电，并缺乏追踪损耗、防范重复计算的机制，那么用户侧储能很可能仅停留在企业自身的负荷优化手段，而非可规模化复制、被官方认可的绿电消费合规路径。此外，在当前中国的集中调度与省级市场的治理体系下，国内市场也可能倾向于支持由发电或售电公司主导的储能服务，而非用户侧自主管理的全天候清洁电力消费方案。



05.

精细化匹配的
产业端驱动因素

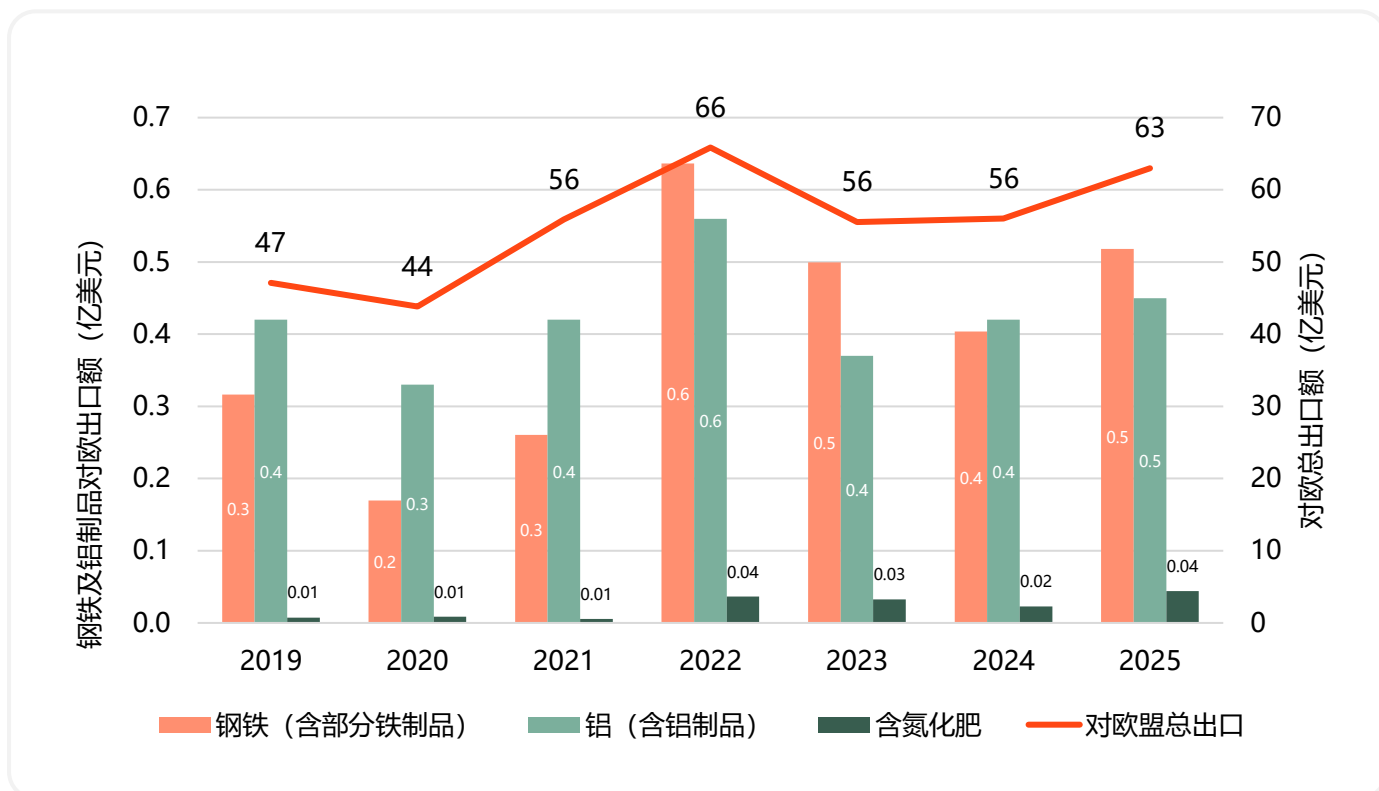
本节从工业终端用户及出口承压产业链视角，剖析精细化匹配重要性持续提升的内在原因；重点阐释以 CBAM、欧盟非生物来源可再生燃料（RFNBO）为代表的国际贸易新规，是如何提高带时间戳、可溯源核验的清洁电力凭证价值，并深入分析其对中国绿电采购机制及电力市场机制设计带来的启示与影响。

虽然中国是欧盟 CBAM 管控品类的主要出口国之一，但从整体出口规模来看，目前实际受影响程度仍然相对有限。在现行六大覆盖行业中，2025 年仅有三个行业与欧盟存在较大规模贸易往来。其中，钢铁产品¹⁷ 占中国对欧出口总值的 0.8%，铝产品占 0.7%，氮肥仅占 0.1%，合计约为 1.6%。

5.1. 中国受 CBAM 影响的风险敞口整体有限但呈上升态势

CBAM 已于 2026 年 1 月 1 日正式生效。该机制针对碳密集型进口产品的隐含碳排放计征收碳价，旨在防范碳泄漏，拉平欧盟与非欧盟生产商之间的碳成本水平。目前 CBAM 覆盖六大行业：钢铁、铝、水泥、化肥、电力及氢能。其中水泥、化肥与电力行业需同时缴纳直接排放和间接排放费用；钢铁、铝及氢能行业现阶段暂免征收间接排放费用，该豁免政策大概率将延续至 2030 年。¹⁶

图 10: 2019-2025 年中国 CBAM 覆盖行业对欧出口额与对欧总出口额对比

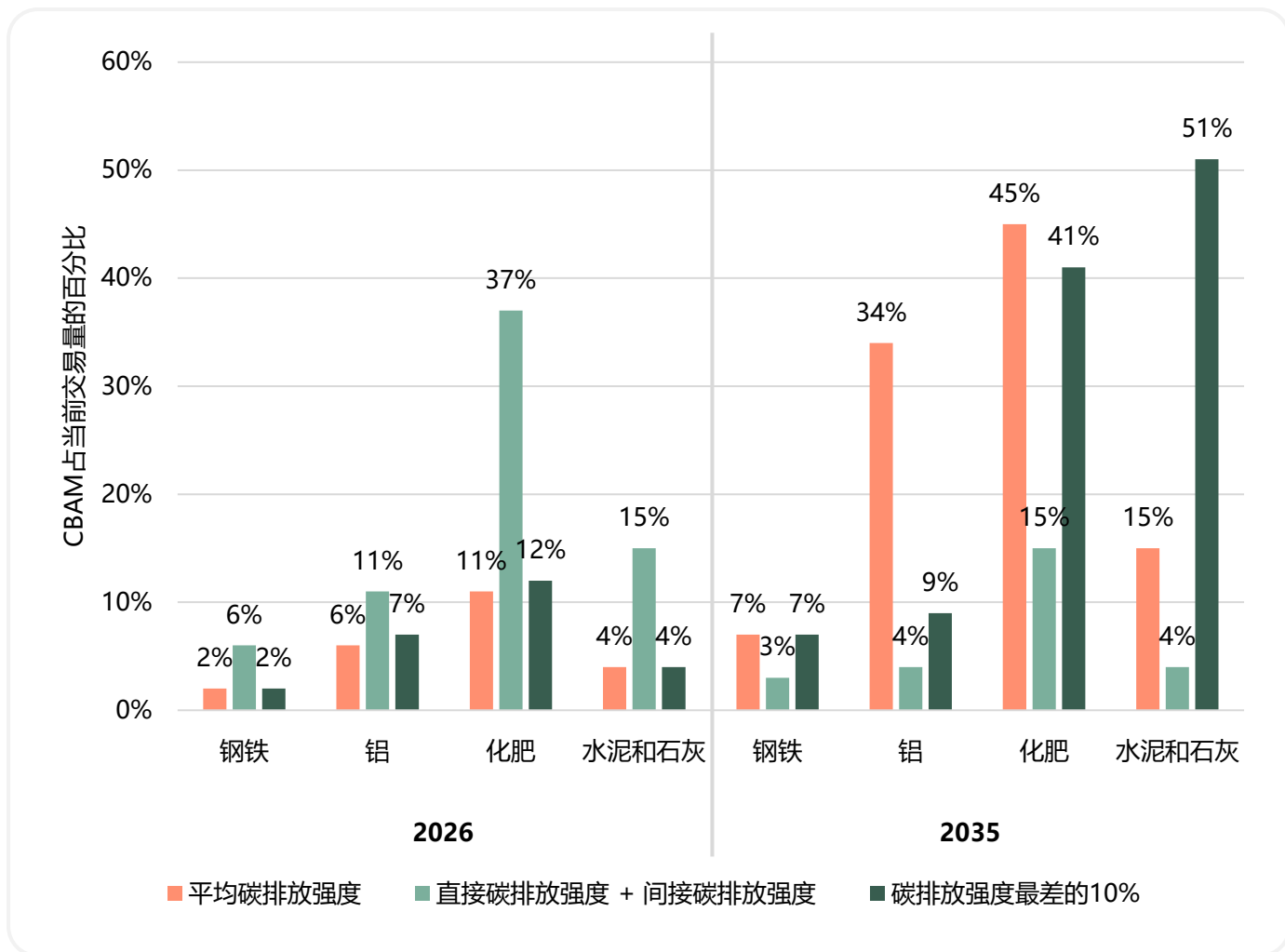


来源：联合国商品贸易统计数据库（UN Comtrade）

16. CBAM 当前对钢铁、铝和氢气免征间接排放费用，这一安排与欧盟《ETS 国家援助指南（2021-2030）》中针对欧盟本土生产商提供的间接成本补偿机制保持一致。

17. 在联合国海关贸易数据库（UN Comtrade）中，钢铁产品包括 HS72 章以及 HS73 章中的部分产品（7301 以及 7303-7306）。

图 11: 2026年和2035年CBAM费用 (按行业划分)



来源: 欧洲气候变化智库 (Sandbag)

展望未来, 预计到2030年, CBAM将扩展覆盖EU ETS下的全部行业。届时, 中国出口企业出口至欧盟的几乎所有商品都将面临碳边境税; 而能够证明自身采用低碳生产方式 (包括使用绿色电力) 的企业, 将具备更加明显的竞争优势。



注: 2025年12月, 欧盟公布规划, 自2028年起将CBAM覆盖范围扩大至180类钢铁、铝密集型下游产品, 涵盖机械设备、汽车零部件及家用电器等品类。与初级原材料相比, 工业制成品占中国对欧出口规模的比重近97%, 其中机械设备与汽车占主导地位。¹⁸ 按照该扩围方案, 中国出口商品将面临极高的CBAM风险敞口, 隐含碳排放的核算与追溯难度也将大幅增加, 供应链冗长且布局分散的产品尤为突出。预计相关碳边境税将构成实质性影响, 并将给企业带来沉重的合规成本负担。

18. European Commission, 《欧盟与中国贸易关系: 事实、数据与最新进展 (EU trade relations with China: facts, figures and latest developments) 》, https://policy.trade.ec.europa.eu/eu-trade-relationships-country-and-region/countries-and-regions/china_en

5.2. CBAM合规日趋复杂

5.2.1. CBAM合规要求小时级匹配

根据2025年12月10日发布的CBAM实施细则（欧盟第2025/2547号实施条例¹⁹），若进口商在计算间接电力排放时，若希望使用实际的基于市场的排放数据，而非使用基于地理位置的平均默认值，则必须证明其所消耗的电力为物理可交付、且实现小时级匹配的清洁电力。

实施细则第D.2.4条规定了企业采用实际排放值替代默认值的两种合规路径：一是发电设施与生产设施之间存在直接物理连接；二是双方直接签署符合要求的购电协议（Power Procurement Agreement, PPA）。符合要求的购电协议需满足以下条件：合同需由用户直接与发电主体签署；具备智能计量数据，证明发电与用电发生在同一小时计量周期内；同时还需提供输电系统运营商出具的物理并网证明文件。若交易过程中存在中间方，则发电方、中间方和用户需共同签署一份三方协议。

在上述要求下，中国出口企业面临多方面挑战。目前国内主流的零售购电模式中，发电企业与售电公司、售电公司与终端用户之间的合同相互独立，无法实现时间维度上的匹配。售电公司与用户之间的合同按月结算，因此不符合CBAM对合规绿电购电协议

（Green PPA）的定义要求。²⁰此外，国内月度、年度结算周期缺少小时级计量数据，无法证明发电与用电的实时匹配关系。

与此同时，中国现有的非捆绑式环境属性凭证不被CBAM认可，因其不要求实际物理交付（该限制适用于所有非捆绑式证书，不仅限于绿证）。未来，唯有能够采购物理交付、小时级匹配清洁电力的生产企业，才可通过国内合规措施降低自身面临的CBAM影响，进而提升其在欧盟市场的竞争力。

5.2.2. CBAM对中国电力市场机制设计的影响

CBAM最终合规规则体系，将电力从隐含前提要素，转变为可追溯、带时间戳、可核验的生产投入品，应用于贸易相关碳排放核算与产业竞争力评估。对中国能源政策制定部门及面临出口风险的工业生产企业而言，其影响深远：

- 电力成为可核验的生产要素。电力成为可核验的生产投入品。电力不再被视为普通大宗商品。电力消费明细，包括具体碳排放含量，均需实现追溯、核验并进行时间戳登记。这直接决定了中国CBAM覆盖产品及其下游制成品在欧盟及全球日益趋紧的碳约束环境中的出口合规性与市场竞争力。
- 市场转向可物理交付、小时级匹配的绿色电力供应模式。CBAM明确不认可非捆绑式、非时间匹配的环境属性凭证（包括绿证），并要求绿电消费必须与实际生产时段相对应。这对当前以年度结算、证电分离交易为主的传统绿电交易模式构成较大挑战。未来，为满足合规要求，市场将逐步转向源荷物理直连、全链条溯源，以及小时级交易与结算机制。
- 加快全国统一电力市场建设。为获取低碳电力，沿海地区出口导向型产业需争取稀缺的本地绿电供给，或与西北新能源基地的发电企业签订购电协议。由此形成持续的绿电市场化需求，进一步强化全国统一电力市场建设的政策导向，为打破跨省交易壁垒、统一交易规则、开放跨区域输电市场以及优化全国可再生能源资源配置提供动力。与此同时，随着高比例可再生能源接入以及跨省输电规模扩大，电网安全、调度协同和辅助服务也将面临更大压力。为此，需在扩大出口企业绿电供应的同时，同步加强灵活性资源和市场机制建设，以保障系统可靠性。

19. CBAM嵌入排放核算规则

20. 国内行业内通常将绿色零售购电协议统称为“Green PPA”。但从实际机制来看，这类产品更接近欧洲市场中的“green tariff（绿色电价套餐）”，通常以较短合同期限为主，且对应的大多是已投运存量项目。而在可再生能源项目建设前提前签署的长期绿色电力供应协议（即严格意义上的“true Green PPA”），目前在国内仍相对少见。

- 电力市场基础设施（物理层面与商业层面）被重新定位以服务于贸易合规。能够提供具备第三方核实的、物理交付且实现小时级匹配的低碳电力，已不再是可有可无的电力系统改进选项，而是保障贸易通关、满足市场准入的硬性要求。为适配CBAM严格的MRV标准，中国正加快完善碳足迹核算体系，同时加强对第三方核查机构的监管与资质认定。这些调整正在推动电力市场基础设施从纯运行调度系统，转型为适配贸易规则的碳数据治理平台，以确保出口产品能够获得可信、可溯源的排放证据支撑。
- 中国碳市场建设与电碳联动机制将进一步深化。随着欧盟对产品隐含碳排放征收边境成本，合理有效的国内碳价体系有助于出口企业维持竞争力，使公共部门将碳收益留存在国内，还能加速低碳转型。全国碳市场已将钢铁、铝、水泥等行业纳入覆盖范围，这本身就是朝这一方向迈进的重要信号。未来，电力市场设计还需进一步强化碳成本在产业链中的传导机制，推动电力市场与碳市场协同运行。在此框架下，绿电应在碳合规体系中得到明确认可，碳成本也应透明地纳入电价形成机制。关键在于，这种联动必须谨慎把控，避免碳成本内部化过度推高整体电价，进而削弱产业竞争力。



短期内，CBAM将增加中国出口导向型产业的成本，暴露现有电力市场机制设计与欧盟规则存在不适配的短板。但从长期看，CBAM可作为外部驱动力，契合并助推中国电力市场改革方向，推动构建与国际规则接轨的低碳、灵活电力系统，加速能源转型、稳固产业竞争力，同时提升中国在全球碳规则制定中的话语权。

5.3. 绿色氢能声明要求小时级溯源

2023年，欧盟正式发布了RFNBO框架下的绿氢相关规则。根据规定，自2030年起，无论是在欧盟境内生产还是从海外进口的氢能及其衍生产品，若要被认定为绿氢，都必须满足可再生能源发电与电解槽用电之间的小时级匹配要求。与CBAM类似，从政策公布到正式实施之间预留了较长过渡期，使相关企业有较充足时间进行准备和调整。

RFNBO规则对用于电解制氢的可再生能源电力提出了时间、空间匹配（以及未来逐步强化的“额外性”）要求。实践中，要满足上述要求，需要开展精细化、带时间戳的全流程溯源，并形成可审计的证据链条，让可再生能源发电与电解槽用电相对应。虽然法规本身并未强制要求使用某种特定凭证工具，但合规落地大概率将通过官方认可的认证机制及配套佐证文件予以实现。这一要求对亚太地区绿氢及其衍生产品出口企业具有直接影响。目前，亚太主要市场大多已正式发布国家级氢能战略，并将欧盟视为潜在出口市场。因此，能否提供具备小时级、可审计的电力溯源证明，正在成为影响竞争力的重要因素。

中国的现状很好的印证了这一问题。目前，中国正在将绿氢政策逐步纳入现行再生能源电力消纳责任权重体系，绿氢及其衍生产品有望被认定为合规的绿色消费品类。该政策框架自2025年起初步实施，相关政策文件明确，部分重点工业用户将被要求在一次能源消费结构中满足绿氢及其衍生产品的最低消纳配额。建立专门的绿氢认证体系将是支撑这一配额制度落地运行的关键，但该体系目前仍处于起步阶段，需先开展大规模试点，相关试点工作或于2026年下半年启动。

目前，中国氢能生产仍以化石能源制氢为主，主要路径包括煤制氢、天然气制氢以及工业副产氢，这与全球整体情况基本一致。自2020年提出“双碳”目标以来，地方政府在“十四五”规划中日益重视绿氢发展，并相继设定绿氢产能目标。截至2024年底，全国累计规划建设绿氢项目超600个，其中近90%的产能集中在华北和西北地区，既依托当地雄厚的传统工业基础，也得益于丰富的可再生能源资源禀赋。2025年4月，国家发展改革委将9个绿氢项目纳入《绿色低碳先进技术示范项目清单（第二批）》，并给予中央预算内投资支持。项目主要分布在内蒙古、宁夏、江苏、天津和新疆等地。

当前，中国绿氢需求主要集中在工业原料替代领域，尤其用于炼油、合成氨及甲醇等原料环节。在这些应用场景中，绿氢可直接替代化石基氢气，仅需对生产工艺进行小幅调整，但成本溢价较高。而在交通、冶金、发电、供热及储能等领域，绿氢应用仍大多处于试点或示范阶段。中国对欧盟的氢能直接出口目前规模极小、可忽略不计。因此，未来受 RFNBO 规则影响的程度，主要取决于面向工业原料的绿氢生产能否满足欧盟的绿电匹配要求。





06.

**在中国推行精细化匹配与
全时段清洁电力市场**



本章重点分析精细化匹配与全时段清洁电力模式在中国，如何从试点应用迈向可复制的市场化采购。本报告将“落地成效”定义为：依托可溯源审计数据与明晰规则，出具时间维度精细化的清洁电力权属认定，并通过可行的市场机制与合约安排完成落地兑现（同时注意，相关进展大概率将率先在部分省份及特定应用场景实现）。为此，本章将依次剖析各项核心支撑条件，涵盖市场价格与结算信号、电力物理调度调节能力、溯源核查体系及政策协同机制；进而分析上述要素如何适配中国电力市场整体成熟化进程，并梳理分阶段落地实施的可行路径。

6.1. 全时段清洁电力在中国的发展现状

本节从四个维度总结中国全时段清洁电力的发展现状：短期市场价格与结算信号、物理移峰调节能力、时间精细化跟踪及溯源核验，以及政策协同机制。各省推进进度并不均衡，因此不宜用单一统一标尺评判整体成熟度，而应从各基础构成模块的分步进展加以研判。

6.1.1. 市场机制：实时价格信号

实现具备小时级精细化匹配的电力采购与精细化核算所需的关键市场机制，是来自短期电力市场的清晰的时序价格信号，且该信号需对购售双方均可见。目前，中国电力市场机制正在快速发展，但不同地区推进速度并不一致。2025年，现货市场建设取得显著进展，多个省级现货市场试点实现了15分钟连续调度间隔，山西省则成为全国首个实现5分钟结算的省份。

截至2026年第一季度，全国已有七个省级现货市场正式运行。随着市场逐步成熟，实时市场在价格形成中的作用预计还将进一步提升。不过，目前实时市场仍主要作为调度与平衡工具使用，而非市场化交易结算平台。同时，批发市场中长期价格形成机制依然受到价格上限及传统煤电基准价的约束。目前，大多数省份的现货市场仍处于试运行阶段。

1656号文²¹明确自2026年3月1日起，直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段，各省正据此落实推进。而电网代理购电用户仍继续执行政府核定的分时电价。目前，市场尚难以形成反映绿电价值的有效分时价格信号，主要原因是绿电溢价实行政府核定的价格区间，且全天24小时固定不变，无法根据绿电紧缺时段与富余时段形成分时价差。此外，各省电力现货市场成熟度不一、跨省输电通道拥堵、信息透明度不足等结构性障碍，也导致了实时价格信号无法准确反应。另外，目前中国电力交易仍以中长期合约为主，即便在已正式运行现货市场的省份，购电主体实际承受的实时市场价格波动风险也较为有限。上述因素共同削弱了批发电价信号的真实性与准确性，而这恰恰是开展时间精细化采购、储能价值变现、可信清洁能源核算的重要基础。

6.1.2. 物理基础设施：时空调节能力

中国电力时空调节物理基础设施整体实力雄厚且仍在持续扩容，但区域发展不均衡，相较于新能源装机增速仍存在短板。在时间维度调节方面，全国储能累计装机规模持续增长，其中新型储能（以锂离子电池储能系统为主）是近期新增装机的主体。国家政策已将新型储能提升至核心战略地位，明确提出到2027年装机规模力争达到1.8亿千瓦左右。136号文出台后，行业发展思路逐步从新能源强制配储，转向更多由市场化机制驱动的储能布局。

在空间维度调节方面，中国已建成规模庞大的远距离特高压交直流输电通道网络，可实现新能源富集地区与主要负荷中心之间的大规模跨省电力互济。近期试点已开始探索更高频次的跨省调度优化，部分跨省交易已试点15分钟级优化调度，标志着跨省统筹调度、打破单一省份电量平衡的机制建设已取得阶段性进展。但跨省电力交易仍受到制约，包括机制壁垒、输电通道实时可用容量透明度不足，以及多条输电通道仍以计划送电、中长期协定送电为主导的运行模式。

尽管基础设施投资力度持续加大，西北部分地区仍存在弃风弃光风险；而在系统供需紧张时段，大规模开展跨省电力交易仍面临落地阻力。

21. 《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）

6.1.3. 核算工具：精细化溯源体系

中国绿证体系已覆盖所有可再生能源发电类型，现行机制以按月核发证书、按年度匹配开展电量消费权属认定。2026年1月起实施的107号文要求，基于绿证的绿色属性声明须实现发电年份与消费年份一致，正式将“同年匹配”确立为基准规则。政策层面虽鼓励未来逐步提升时间精度，但尚未设定强制实施时间表。

广州、烟台的个别终端用户试点已验证技术可行性，即在月度绿证基础上叠加时间戳数据。在省级层面，江西省自2025年起已上线小时级绿电交易与溯源系统，通过区块链技术生成可核验的小时级消纳凭证，用于满足欧盟CBAM合规要求。

然而，若要将精细化溯源体系从试点阶段推广至规模化应用，目前仍存在一些关键短板。第一，绿证目前仍按月核发，并未内置小时级时间戳。第二，随着现货市场发展及时间精细化采购需求上升，高质量的小时级发用电数据对第三方核验愈发重要，但各省及不同用户类型之间获取此类数据的渠道与质量仍参差不齐。第三，针对具备物理交付属性、带有时间戳的清洁电力，标准化合约与结算路径尚处于起步阶段。现货市场建设及各类试点（包括AsiaREC）经验表明，获取高质量数据并开展时间精细化合约安排在技术上已具备可行性。但更大范围推广仍有赖于市场持续完善与政策配套支持，且各省推进节奏预计将呈现不均衡的态势。



注：江苏省在2026年2月28日发布的2026年中长期市场规则中，首次引入了小时级绿电交易试点。根据规则，市场将设立专门交易时段，供自愿参与的买卖双方自主协商小时级电量与电价，并明确此类交易的绿色环境属性按照小时级进行结算。与此同时，国家绿证体系目前仍按月核发。因此，江苏试点的实质是将参与交易的小时级环境价值结算与溯源管理，与国家层面月度证书核发机制解耦。规则还认可售电公司推出的“小时级绿电”零售套餐，允许售电公司向有相关需求的签约终端用户分配匹配小时级绿电电量。





6.1.4. 政策协同：强制需求与价值变现

政策协同是推进全时段适配型采购的重要支撑条件。当前，中国绿电消费在“需求端”与“属性认定端”的融合程度不断提升，但“价值变现端”（即时间价值与调节灵活性价值真正实现商业变现）在政策设计与商业运行层面仍相对割裂。

在需求侧，2025年印发的262号文²²明确要求高耗能行业及数据中心逐步提高绿电消费比例，中期目标是到2030年相关行业绿电消费比例不低于全国可再生能源消纳责任权重平均水平。在核准侧，绿证已被明确为绿色电力消费的唯一官方证明，并获RE100认可，可用于企业自愿可再生能源电力声明。在价值变现端，容量电价²³、辅助服务市场、现货市场及分时电价改革等配套机制，虽已为电力灵活性与可靠性提供了一定收益补偿成本回收渠道，但尚未与全时段清洁电力或小时级清洁电力消费声明认定形成系统性联动。

在此背景下，当前面临的短板并非缺少试点，而主要集中在政策协同与规则设计层面。换言之，行业相关主体近期的关键任务，是将现有需求信号与试点实践，转化为清晰、标准化且可跨省复制的实施路径。

- 第一，针对中国市场明确界定全时段（或“小时级匹配”）清洁电力产品的统一标准定义，既要适配现有绿证体系，也可满足企业向投资方及海外合作方开展自愿披露的需求。统一定义有助于提振市场信心，并为试点模式在全国各省复制推广奠定基础。
- 第二，明确可调度电源与灵活性电源（如储能参与的电力交割、源网荷储组合聚合）在绿色属性声明规则中的适用方式，实现物理电力交割与合规绿电属性声明挂钩，并建立清晰的防重复核算管控机制。这将为用电企业、售电公司及储能运营商提供更高的市场确定性，助力可调度、时序定制化的绿电产品的开发。
- 第三，强化负责绿色消费要求、市场结算、证书管理及计量数据治理等主管部门之间的跨机构协同。通过明晰职责分工、统一数据标准、衔接MRV核算核查流程，加快可信核验体系的规模化落地，推动现有需求信号与灵活性调节机制向全时段导向的绿电采购交易平台整合升级。

22. 《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》（发改能源〔2025〕262号）

23. 《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）

6.2. 精细化匹配有助于构建适应高比例可再生能源的电力系统

当前，中国省级电力系统正面临一系列与时间维度密切相关的运行压力，包括弃风弃光风险重新上升、现货结算价格持续走低甚至出现负电价、光伏出力带来的日内爬坡压力（即“鸭子曲线”动态特征），以及灵活性资源（尤其是储能）价值难以持续变现等问题。这些问题往往集中出现在特定的时段内，而非体现在年度平均值中。在中国电力市场改革已进入中高级阶段的背景下，精细化匹配的价值愈发清晰。与当前按电量维度核算、默认所有可再生能源电量在月度或年度范围内可相互替代的总量计量法不同，精细化匹配能够将清洁电力声明与采购行为，更直接地对应到实际影响电价、弃电率及灵活性价值的小时级运行特征上。

精细化匹配并不能替代更广泛的市场化改革，但它能够强化多个关键环节之间的时间协同关系。这些环节正是构建适应高比例可再生能源电力系统所必须同步推进的核心内容，包括：电力实物交割、商业结算，以及可再生能源消纳声明的MRV体系。本节重点讨论通过明确上述联动可实现的系统设计目标，具体如下：

- 应对光伏日内爬坡：通过激励储能与灵活负荷消纳日间光伏富余电量，并将其转移至晚高峰时段使用（短期目标或已逐步显现）
- 减少平衡与调度干预：通过优化价格信号与日内系统运行状态的匹配度，减少电网平衡操作与调度干预需求（短期目标已逐步显现）
- 推动可调度可再生能源产品落地：通过在电能结算与绿色属性核算中明确时间属性，推动“光伏+储能”等具备稳定供应能力的可再生能源产品进入市场交易（短期可行，但各省推进进度存在差异）
- 提升系统投资透明度：提高系统投资需求与关键瓶颈问题的透明度（中期目标）
- 强化MRV体系：通过统一时间维度下的计量、市场结算与证书登记规则，强化MRV能力（中期目标）

总体而言，这些目标不仅具有运行层面的意义，更是一项明确的系统设计选择，旨在通过优化时间维度上的资源配置，提升整体经济效率。通过使清洁电力采购信号更准确地匹配影响调度决策、供需紧张及输电阻塞的关键时段，精细化匹配有助于减少低效行政干预，降低系统平衡与弃电成本，并在可再生能源渗透率持续提升的背景下，以更低成本保障系统可靠运行。



6.2.1. 应对光伏出力带来的日内爬坡问题

在光伏渗透率较高的省份，现货市场日益呈现出一个显著特征：午间电力富余，傍晚负荷快速爬坡。更精细化的结算机制与时序化的清洁电力采购，能够强化对两类资源的激励：一类是用于消纳富余电力的资源（如储能充电、工业柔性负荷、电动汽车充电），另一类是提供爬坡支撑与峰值保障的资源（如储能放电、需求响应）。对于系统运营商而言，更精细化的价格与结算信号，其实际价值在于能够更好地将系统运行需求（如爬坡调节、备用容量、输电阻塞管理）与市场参与者所感知的经济信号对应起来。

6.2.2. 降低系统平衡调节需求及相关成本

当可再生能源绿色属性认定与电力采购行为主要按年度或月度维度开展时，其与系统实际出现电力紧缺、输电阻塞或快速爬坡的关键时段之间往往缺乏足够关联。相比之下，时序化管控方式若能配合能够精准反映日内供需状况的市场结算规则，将更有利于激发负荷转移与灵活性资源参与调节的积极性。尤其在能够减少系统平衡调节行为的时段（例如减少人工调度干预频次、降低爬坡要求、或减少对高成本机组的额外调用），这一机制的效果会更加明显。具体效果仍取决于各省市场机制设计与实际运行约束，但激励机制与实时系统工况实现精准匹配，是实现上述目标的核心前提。

6.2.3. 推动具备稳定供应能力的可再生能源产品发展

实现全时段清洁电力供给的一条现实路径，是将波动性可再生能源与储能及多元化电源组合相结合。在中国，这与近年来不断扩大的绿电直供模式及“源网荷储”一体化项目方向高度契合，其核心目标均为将波动性电源与可调节资源进行搭配组合。然而，目前这类模式更多仍停留在系统集成或项目示范概念层面，尚未形成面向企业用户、可标准化推广的采购产品。

精细化市场机制设计将通过明确时间维度，为这类产品的发展提供支撑，从而更清晰地区分哪些时段需要储能等灵活性资源出力、哪些时段存在结构性电力富余。对于日益面临现货联动结算风险的工业用户而言，这一机制（相较于单纯采购光伏电力）还可通过减少对午间低价时段的过度依赖、并与全天候负荷曲线形成更合理匹配，从而提升套期保值效果。在部分项目设计中，“光伏+储能”组合还可通过将部分电量转移至高价值时段，提高并网通道容量利用率。上述效益的发挥程度因系统而异，主要取决于并网规则、调度约束，以及储能及混合项目能否参与并叠加多重收益渠道，包括电能量套利、辅助服务及容量机制等收益。

6.2.4. 提高系统具体投资需求透明度

通过提高电力系统在紧缺或充裕时段的透明度，并将这些状态与市场结算及（适用情况下的）绿色属性相关联，精细化设计能够同时为电网规划人员与市场参与者提供决策支撑。这有助于识别储能、需求响应、可调节负荷等灵活性资源在电网最薄弱瓶颈节点的投资机会。长期来看，这将推动电力系统从单纯以扩容为导向，转向优化资产组合以兼顾容量充足性、爬坡能力及输电阻塞管理。这一方向与全国统一电力市场建设目标一致，政策层面亦多次强调提高系统透明度对于引导更协调的系统投资的价值。尽管此类信号的有效性仍有赖于市场准入、结算风险暴露等配套规则的完善，但理想目标是减少对行政调度干预的依赖，并提升整体投资效率。

6.2.5. 提升MRV数据可信度

提升电力数据MRV体系的可信度与互操作性，是中国电力市场改革的一项重要中期目标，尤其是对于面临可核验电力相关排放证据要求不断提高的出口导向型产业链而言。虽然系统运营商主要关注调度，但电力系统的一个重要实际目标最终是满足电力购买方的商业需求。对许多大型电力用户而言，这体现在有能力向客户、监管机构及海外市场证明其使用了可信、可审计的清洁电力。

与贸易相关的要求，如欧盟CBAM及RFNBO框架，虽不属于中国国内调度优先事项，但它们放大了可审计、时序化数据的商业价值，并可加速对一致MRV实践的需求。长期来看，更一致的MRV体系及数据互操作性，有助于将政策目标转化为可实施的市场和核算实践，例如支持出口企业竞争力，以及提升绿色电力消费声明的可信度。



6.3. 精细化匹配：电力市场成熟过程中的关键里程碑

从系统层面来看，精细化匹配是改革导向型电力行业演进过程中的一个关键里程碑。随着定价、调度及市场参与方式逐步走向时序化，“清洁电力”的定义以及用于绿色属性消费声明的证明依据也必须同步演进，以反映电力生产与消费的实际发生时段。

对中国而言，随着现货市场试点、分时电价机制及绿证体系等现有制度不断成熟，以及全国统一电力市场建设持续推进，精细化匹配的重要性日益显著。虽然年度或月度匹配过往曾用于规模化推广可再生能源消费声明，但它无法体现电力系统的时间依存特性，因此与当前中国不断变化的市场运行环境之间的偏差正在逐渐扩大。

转向时序化核算方式，本身并不会直接改变物理调度，而是提升电力采购与绿色电力声明的时间分辨率，使其能够与接近短期电力市场运行已采用的时序结构相匹配。这有助于政策机制及未来绿电产品更清晰地地区分哪些时段已经拥有充足的清洁电力供应，哪些时段仍需可靠的储能等灵活性资源保供支撑。

对政策制定者而言，其核心逻辑在于协同与标准化，这两者都是电力市场日益成熟的重要标志。引入时间维度的核算方法有助于统一计量数据、市场结算周期及绿色属性签发与声明规则，从而在全国统一电力市场建设过程中，减少各省及不同应用场景之间的规则差异与不确定性。

广州、烟台等早期试点及江西、江苏等省份的实践已证明，小时级匹配在中国现有制度框架下具备技术可行性。但未来能否实现规模化推广，更取决于政策选择与市场规则设计，而非仅靠技术验证本身。下一节将在此基础上，提出与当前改革方向相适应的具体实施建议。

6.4. 推动全时段清洁电力模式在中国落地的实践建议

本节将从电力系统规划视角，提出一套推动全时段导向采购与精细化核算在中国落地的实践路线图。实际推进节奏将因地区而异：部分措施可在已运行现货市场且数据透明度较高的省份率先试点，而另一些措施则需在市场规则制定、数据治理或登记系统运行等方面进一步完善。为清晰起见，后续各项建议将结合中国实际情况，列出相应的主要责任主体。

加快全时段导向清洁电力采购，需要市场规则、数据及登记基础设施、商业产品等多个层面协同推进。以下建议聚焦于既符合全国统一电力市场建设目标，又能够满足出口导向型用户实际需求的实施路径。与此同时，本路线图也充分考虑到各省市场成熟度和数据可获得性仍存在较大差异。

需要强调的是，进展不应以“全面”制度改革为衡量标准。在中国，当前已可通过若干短期、非标准化路径开展探索，例如基于产业园区的试点项目、售电公司定制化产品，或针对特定设施的小范围小时级匹配。虽然这些模式未必能够实现全国统一复制，但仍可为可行性验证提供可信依据，同时有助于识别实施障碍，并为未来规则制定及登记系统设计积累“最佳实践”经验。从这个意义上讲，本路线图既可视作推动标准化建设的指引，也认可过渡性及临时性方案将继续发挥积极作用。

6.4.1. 第一阶段：界定适用范围、声明规则与治理机制

第一阶段旨在夯实基础：明确“全时段”或“小时级匹配”在中国语境下的具体定义、可提出的声明范围、有效证据认定标准，以及规则归属的责任主体。下表列出了第一阶段的核心任务及主要责任主体，后续阶段将推进数据与登记体系建设、合同路径设计、试点实施及最终标准化工作。

表 4：第一阶段任务：界定范围、声明规则与治理架构

序号	任务内容	主要责任主体
1	建立与现行绿证制度框架相兼容的全时段或小时级匹配声明定义，明确合格的签约路径、市场边界及最低数据要求。	国家发改委、国家能源局；省级发改委；绿证管理及登记机构；省级电力交易中心
2	明确如何在不与现有合规工具冲突的前提下引入更精细化的方法，例如从自愿性或特定行业、特定区域的试点开始，验证小时级证据如何作为绿证的补充而非替代。	国家发改委、国家能源局；省级发改委；绿证管理及登记机构
3	识别早期实施的重点应用场景，合理选项包括出口导向型制造业园区、数据中心及其他具备智能计量的电力用户，并就试点案例的预期成果和发现公开发布明确的范围说明。	省级政府及发改委；工业园区管理机构；大型电力用户及出口企业；售电公司
4	在相关领域，评估现有需求驱动因素，如强制性和自愿性绿电采购计划、绿色金融指引等，是否可在不增加过度合规负担的前提下，认可时序精度更高的绿电消费方式。	国家发改委、国家能源局；省级发改委；相关金融及行业监管机构
5	确保负责市场结算、绿证管理及计量数据管理等职能的机构之间形成跨部门协调，以减少不同省份出现定义或要求相互冲突的可能性。	国家发展改革委、国家能源局；省级发改委；电力交易中心；电网公司；计量及数据管理机构

6.4.2. 第二阶段：建立MRV与登记体系基础

第二阶段重点围绕支撑小时级声明可核验性的数据基础设施建设，包括计量数据获取、清晰的数据治理机

制，以及如何将相关数据与市场结算、绿证核发及注销流程进行关联。下表总结了核心任务及主要责任主体。

表 5：第二阶段任务：建立MRV及登记体系基础

序号	任务内容	主要责任主体
1	升级绿证登记体系及相关流程，使时间戳信息能够附加至声明（例如通过与月度核发关联的小时级元数据），并制定明确的核发、划转及注销规则。	绿证管理及登记机构；国家能源局；省级实施机构
2	在计量发电与用电时间、市场结算时段及绿证核发与注销记录之间，建立一致且可审计的关联关系。	电网公司及计量系统；电力交易中心及结算机构；绿证管理及登记机构；第三方核验机构
3	制定基于小时级电力签约与核验的技术指引，在相关场景中明确对接出口及贸易相关的证明要求（如欧盟CBAM、RFNBO）。	省级发改委；行业协会；第三方核验机构；大型电力用户及出口企业；电力交易中心
4	制定基本的MRV管控措施，以管理涉及储能电量转移、电源组合打捆或跨省采购时的环境权益双重计算风险。	绿证管理及登记机构；电力交易中心；第三方核验机构；市场监管机构





6.4.3. 第三阶段：建立商业化签约路径

第三阶段重点是将核算理念转化为用户实际可签署的商业合同，包括构建适配中国零售市场的合同结构，以及形成能够支撑时序化声明的完整证明材料包，涵

盖计量、结算及电力交付记录等。下表列出核心任务及主要责任主体，包括偏差处理、弃电调节及灵活性资源保供等内容。

表 6：第三阶段任务：建立签约路径

序号	任务内容	主要责任主体
1	构建能够支撑时序化声明的合同路径（例如，如何推广发电企业、售电公司与终端用户之间的嵌套式PPA以符合CBAM合规要求，以及偏差或不平衡责任如何分配等）。	电力交易中心；售电公司；省级发改委；大型电力用户
2	明确绿色电力灵活性资源（包括储能或电源组合等方式）在声明中的认定规则，以及售电方需提供的最低证据标准，以支持用户作出时序化的储能保供绿电消费声明。	绿证管理及登记机构；电力交易中心；第三方核验机构；市场监管机构
3	鼓励参与全时段清洁电力试点的发电企业及项目开发商，确保其小时级计量及基础数据质量足以支撑核验。	发电企业及项目开发商；电网公司；第三方核验机构

6.4.4. 第四阶段：开展试点、评估并推动跨省推广

在第一至第三阶段完成基础框架建设后，第四阶段将重点在条件最成熟的省份开展试点，识别运行中的问

题，优化模式，并逐步推动规模化推广。下表总结了核心任务及主要责任主体。

表 7：第四阶段任务：试点设立与经验总结

序号	任务内容	主要责任主体
1	优先选择基础条件较成熟的地区和应用场景开展试点（例如已正式运行的现货市场、具备先进计量能力、出口导向型负荷较集中的地区）。	省级政府及发改委；电力交易中心；电网公司；大型电力用户及出口企业
2	通过试点验证模式可行性，识别实际落地障碍，并据此优化完善相关技术与政策指引。	试点协调机构（电力交易中心与省级发改委）；绿证管理及登记机构；第三方核验机构；参与试点的电力用户及售电公司
3	基于试点经验，逐步扩大推广范围，例如先覆盖自愿市场，再扩展至特定行业，最终实现更广泛认可，并与全国统一电力市场建设路线保持一致。	国家发改委、国家能源局；省级发改委；绿证管理及登记机构
4	如过渡性定制方案积累了有价值的运行经验，应总结经验并转化为后续试点或正式全面实施的指引依据。	售电公司；大型电力用户及出口企业；第三方核验机构；省级试点协调机构



6.4.5. 第五阶段：推动标准化及外部利益相关方协同

第五阶段重点在于推动机制可复制推广，制定跨省统一的定义、信息披露要求及核验规则。

下表列出主要标准化与协同任务及主要责任主体。

表 8：第五阶段任务：标准化与协同

序号	任务内容	主要责任主体
1	针对时序化绿色消费声明提供清晰的信息披露指引，明确哪些内容可被声明，以减少自愿市场规模扩大过程中出现的混淆。	相关监管机构；行业协会；第三方核验机构；大型电力用户
2	对于受贸易相关要求重点影响的主体（如受CBAM或RFNBO影响的生产企业），在符合中国现有制度框架的前提下，推动国内溯源凭证与核验机制与国际制度要求对标。	国家发改委、国家能源局及相关部委；出口企业；行业协会；第三方核验机构；绿证管理及登记机构
3	建立常态化、结构化的利益相关方沟通机制，确保相关定义和标准实践持续迭代，并及时吸纳试点中的新经验。	国家发改委、国家能源局；省级发改委；电力交易中心；绿证管理及登记机构
4	随着实施机制逐步成熟，进一步研究是否将精细化匹配纳入其他特定政策工具，例如国有企业绿色优先采购政策或绿色融资认定体系，既可作为强制性要求，也可作为可选的“更高质量”绿色属性加分项。	国家发改委、国家能源局；省级发改委；绿色金融主管部门



07.

结论

过去十年，中国电力行业改革成效显著。电力体系逐渐远离过去的集中化管理模式，引导电力用户进入零售市场参与竞争，并在现货市场试点、新型储能发展及可再生能源并网消纳方面取得切实进展。这些变化并非表面文章，而是从根本上重塑了电价的定价、交易与运行机制。如今，越来越多的省级电力市场已呈现出更清晰的分时价格信号。



从调度方式、现货结算，到日益突出的日内电力供需错配现象来看，电力系统的实际运行操作已日趋精细化。而当前中国的绿证体系及主流绿电采购模式，仍然主要基于用电总量核算，缺乏时间颗粒度。拥有高比例可再生能源的电力系统面临的核心挑战，通常不在于年度消纳总量，而是在24小时周期内特定时段出现的系统约束。鉴于此，破解上述时序匹配问题，已成为下一阶段电力市场设计建设的核心现实课题。

这一挑战可以在重点地区分阶段应对。当前，实现精细化绿电匹配的基础条件已经在各地逐步形成。越来越多省级现货市场转入正式运行，高精度计量和结算数据对市场管理日趋重要。相关试点也已证明，在现有绿证体系下叠加小时级时间戳数据的可行性。因此，下一阶段工作的重点不是引入新概念、新机制，而是推动数据获取、登记系统衔接及绿色权益声明规则等既有机制实现常态化与标准化。

推行精细化匹配将带来两项相辅相成的益处。首先，它能使清洁电力的采购与投资信号更贴合电力系统的实际需求，激励在电力高价值时段投建灵活性资源与储能，从而有助于减少弃电、优化爬坡管理并提升系统可靠性。其次，国际贸易框架已开始要求特定电力用户提供带有时间戳的绿电消费证明，例如CBAM对市场导向 (Market-based) 的电力排放核算要求，以及欧盟从2030年起针对绿氢实行的RFNBO标准。目前，中国不同行业所受到的影响程度不一，但未来对绿色属性溯源证明的要求将日趋严格已是明确趋势。

简而言之，中国电力市场并不缺少推动改革的动力及相关政策工具。当前的主要缺口在于，需要在以小时级为单位运行的电力市场，和仍以月度或年度核算绿电消费的体系中建立稳定的衔接。这套连接机制可以通过制定定义规则、MRV体系、登记机制、合同模板等一系列制度，率先在条件成熟地区开展试点，并逐步推广和标准化。第6.4节已经提出了其中一种可行路径。当前要务是建立相应的制度体系，使绿色权益的核算能够匹配电力物理交割的实际情况。

附录A. 精细化核算的挑战及解决方案

汇总表

本附录汇总了当前中国推行精细化清洁电力核算以及全时段清洁电力制度对标采购过程中存在的各种障碍，并提出了指导性解决思路。相关问题按照主要层级进行分类，并对应本报告相关章节，以便于读者查阅相关佐证论述。

类别	障碍（问题陈述）	对精细化/全时段清洁电力声明的影响	潜在解决方向	相关章节
市场机制	购电方参与短期结算的风险敞口有限；大量电量仍依托于中长期合约，日内价格透明度低。	若时序化结算风险敞口与用户侧脱钩，则对“供电紧缺”时段的估值激励不足，小时级绿电产品难以定价。	扩大与市场联动的零售产品供给；强化针对短期电价的偏差/不平衡结算；在可行范围内逐步扩大分时电价与市场价格的衔接范围。	1.4; 6.1.1; 6.4
市场机制	行政性监管电价上下限与基准电价挂钩，一定程度抑制了价格信号。	全时段清洁电力制度的价值依托于差异化的供电紧缺时段；限价会压缩储能等灵活性资源保供投资信号所需的价差空间。	厘清并逐步放宽政策约束；出台透明的干预规则，降低不确定性。	1.4.2; 6.1.1
物理灵活性	储能的价值兑现不仅受装机容量的影响，更加受到市场准入、调度规则及有限收益叠加渠道的制约。	灵活性或全时段清洁电力供应往往取决于储能；若储能无法响应价格信号或获得可预测的收益，灵活性调节资源将始终停留在小众市场。	放宽储能市场参与权限；规范辅助服务与容量补偿机制；明确储能等灵活性资源的充放电及结算方式。	4; 6.1.2; 4.3
跨省输电	输电通道可用容量的透明度有限；跨省交易仍受体制约束，且多为计划/排期型。	依托跨省可再生能源的全时段清洁电力声明，需要有可信的实物输送和结算证据；约束条件不透明会同时增加采购与核查的复杂度。	完善输电通道可用容量与弃电调整信息的公开；制定更为明确的市场化交易输电分配规则；扩大区域优化试点范围。	1.4.6; 6.1.2
数据与MRV	第三方核查的发电侧和用电侧分时结算级数据在获取路径上不一致。	小时级电量匹配要求具备可审计的证据；若缺乏受监管数据的访问权限，绿色属性声明将始终停留在试点规模，或依赖于有限范围的数据共享。	明确数据治理与访问权限路径（访问主体、可访问的数据及授权访问依据）；规范数据格式；开通核查机构数据访问权限，并留存审计记录。	6.1.3; 6.2.5; 6.4.2

类别	障碍（问题陈述）	对精细化/全时段清洁电力声明的影响	潜在解决方向	相关章节
绿证和登记体系	绿证按月核发，未嵌入小时级时间戳；全国尚未形成统一的时间戳叠加规则。	若缺乏与登记系统适配的时间戳方案，小时级证明材料就无法与绿证的核发/核销形成持续关联，可能面临可信度挑战。	建立与绿证核销联动的“时间戳分层”（过渡方案）；明确月度总电量与小时级序列之间的对账规则；规定审计与防重复核算管控措施。	3.4; 6.1.3; 6.4.2
清洁电力声明的分类与定义	中国尚未出台与国内市场结构适配、满足对外声明需求的“全时段清洁电力制度”或“小时级匹配”产品的全国统一标准定义。	定义不一致会降低跨省可复制性，增加了漂绿/可信度风险。	发布声明的基准分类体系（小时级匹配、聚合式储能、用户侧储能等）；明确最低证明材料与披露要求；在相关领域与主要国际体系框架衔接。	6.1.4; 6.4.1; 6.4.5
储能	声明规则中对储能电力时移和灵活性资源聚合的处理方式不明确（何种电量算作“到户电量”，以及如何防止重复核算）。	储能等灵活性资源是全时段清洁电力制度产品的核心；相关规则模糊会损害可信度，并阻碍产品开发进程。	明确充放电属性、电量损耗及电力时移的规则；要求提供分时段证明材料和清晰的核销逻辑；规定可接受的灵活性资源聚合核算方法。	4.3; 6.1.4; 6.4.2–6.4.3
签约路径	现行零售结构（发电企业—售电公司—购电企业三方分签合同）与部分外部机制中使用的“合规购电协议”概念无法精准匹配。	即便数据可获得，购电方也可能因缺乏经认可的签约路径，难以证明小时级实物交割和声明的有效性	制定标准化合约模板（包括三方合约架构），并针对分小时声明提供明确的证明材料包（计量数据、并网确认、结算记录）。	5.2.1–5.2.2; 6.4.3
治理机制	市场、绿证、计量、核查等环节机构职责割裂；各省落地实施进度参差不齐。	规模化推广要求市场规则与数据治理保持一致性；职责割裂会增加合规成本，降低可复制性。	建立试点协同治理机制；明确定义、数据访问权限、登记系统变更、核查机构认证等环节的职责归属；在各省间共享试点经验。	6.1.4; 6.4.1

附录B. 中国电力市场改革历史深度梳理

B 1. 中国电力市场改革历程

B.1.1. 现代中国电力体系的形成

2015年前，中国电力行业的运行整体遵循“准单一买方（Quasi-Single Buyer）”模式。²⁴ 尽管在2002年5号文²⁵的推动下，发电与输电环节已完成业务拆分多年，发电侧也形成了国有企业和独立发电企业并存的格局，但在2015年之前，国有电网企业仍然是中国电力行业中唯一的购电主体。在该模式下，电网企业按政策监管价格（“上网电价”）向发电企业购电，再按政策监管电价（“目录电价”）向终端用户售电。当时售电侧完全不存在竞争。隶属于国家电网南方电网体系的调度机构在制定发电计划、开展调度方案安全校核方面具有较强主导权，但其调度运行及审核信息不对外公开，也难以追溯。



注：这种一体化模式虽有助于维持能源电价稳定，但这种电力市场结构无法适配电力系统快速扩大可再生能源资源范围的需求。在间歇性可再生能源出力与需求存在供应波动的背景下，电价难以反映真实发电成本。缺乏市场化定价机制对投资效率产生了负面影响，最终在2015年前后导致电力装机结构性过剩。



24. 2015年以前，部分省份已经开始试点大型工商业用户（一般为66kV或110kV以上电压等级用户）与发电企业之间的直接电力交易，但整体交易规模仍然较小。

25. 《电力体制改革方案》（国发〔2002〕5号）

推动中国电力体系现代化的需求，促使国家于2015年正式出台了具有里程碑意义的9号文。²⁶ 9号文对电力购售电机制进行了系统性改革，是市场自由化、构建现代中国电力市场进程中必要的关键里程碑。9号文从以下几个战略领域，对电力行业做出重大改革：

- **电网企业角色调整：**遵循市场经济规律和电力技术特性定位电网企业功能。改变电网企业集电力输送、电力统购统销、调度交易为一体的状况。电网企业工作范围收缩，业务聚焦输配电服务、电网安全保障、公平接入以及为非竞争性购电用户提供售电服务。虽然部分省份仍保留一定业务关联，电力交易中心也在名义上与电网企业实现独立。到2020年之前，电网企业所持电力交易中心股权需降至50%以下，同时电力交易中心设立独立董事会。
- **竞争性批发与零售市场：**改革正式引入中长期电力市场，同时推动电力现货市场和竞争性售电市场建设。²⁷ 各类售电公司（发售一体化售电公司以及独立售电公司）相继成立。电力用户获得与发电企业或售电公司直接协商电价的权利。
- **输配电价独立核算：**改革推动电网收入与购售电价差脱钩，按照“成本+合理收益”的透明机制，建立了独立的输配电价体系。

B.1.2. 中国现代电力行业的逐步发展

下一阶段的重要改革里程碑出现在2021年，当年出台了多项关键改革文件。首先，2021年7月1093号文强化了分时电价作为目录电价体系下需求侧调控工具的作用。随后，2021年8月1489号文引入绿电交易机制，并于次年开始规模化推广。最后，2021年11月发布的1439号文缓解了2021年第三季度煤电市场供应紧张带来的破坏性影响。²⁸

1439号文具体加速落地了政策制定部门已讨论多年的多项重大改革。这份里程碑式改革文件的关键要素包括：

- **市场准入改革与扩大电价浮动范围：**燃煤发电量全部进入市场交易，在中长期市场中，在当地燃煤基准电价基础上，电价可上下浮动20%。²⁹ 动力煤价格波动也更充分地向电力市场传导，使电价更大程度受煤价波动影响。文件同时取消了煤电企业年度调度利用小时数配额。此举释放出部分用电需求空间，提升了可再生能源竞争力，同时杜绝了新能源发电企业需向煤电企业购买发电权的现象。
- **工商业用户强制入市：**正式取消工商业“目录电价”。所有10kV及以上工商业用户必须通过市场化渠道购电，可直接向发电企业购电（作为批发购电方），也可向售电公司购电（作为零售购电方）。尚未进入电力市场的工商业购电方将默认纳入所谓“电网代理购电”机制，由当地电网企业作为代理购电方，并按照每月更新的电网代理购电价格售电。
- **分时电价改革：**尽管工商业目录电价已经取消，但受政府监管的分时电价机制仍然有效，并按时间和季节划分分时时段。各省级监管机构会根据电网运行情况、可再生能源渗透率、电价及整体供需情况，定期修订分时电价曲线。

26. 《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）

27. 中长期市场包括交易期限从2天到1年的各类交易产品，现货市场主要包括日前交易和日内交易。

28. 《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）

29. 之前的价格机制理论上允许电价在-15%到+10%范围内浮动，但在实际执行中这一浮动机制从未真正启用。因此，新一轮浮动区间改革的重要意义之一在于电价首次开始按照规定的浮动范围进行实际调整



注：1439号文确立的分时电价体系一直持续到2026年初，随后正式宣布政府监管的分时电价将逐步退出。取而代之的是售电公司和大型用户将依赖于市场化结算方式（尤其是与现货市场联动的定价），通过市场出清形成分时电价，而不再采用行政划定的时段区块。此次转型对于推动全时段清洁电力发展至关重要，因为它强化了小时级电价信号，有助于激励灵活性资源（储能和需求响应），同时也便于设计、定价并核验小时级清洁电力产品。

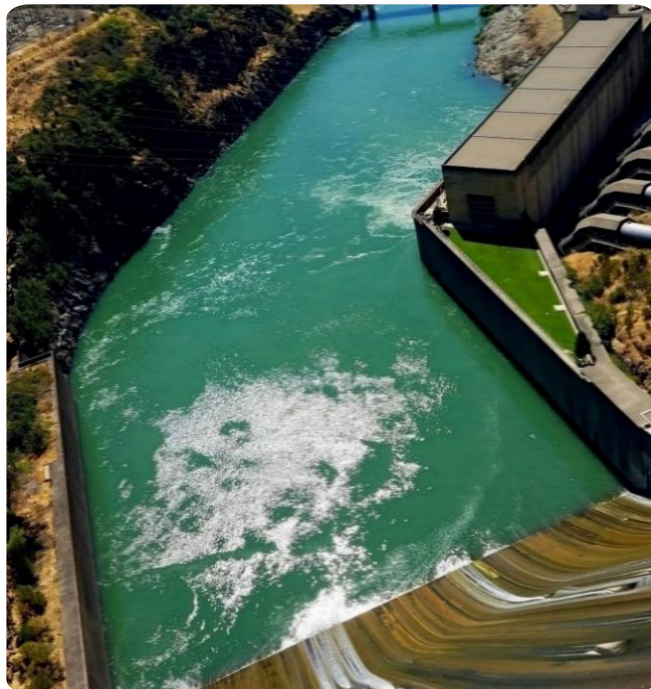
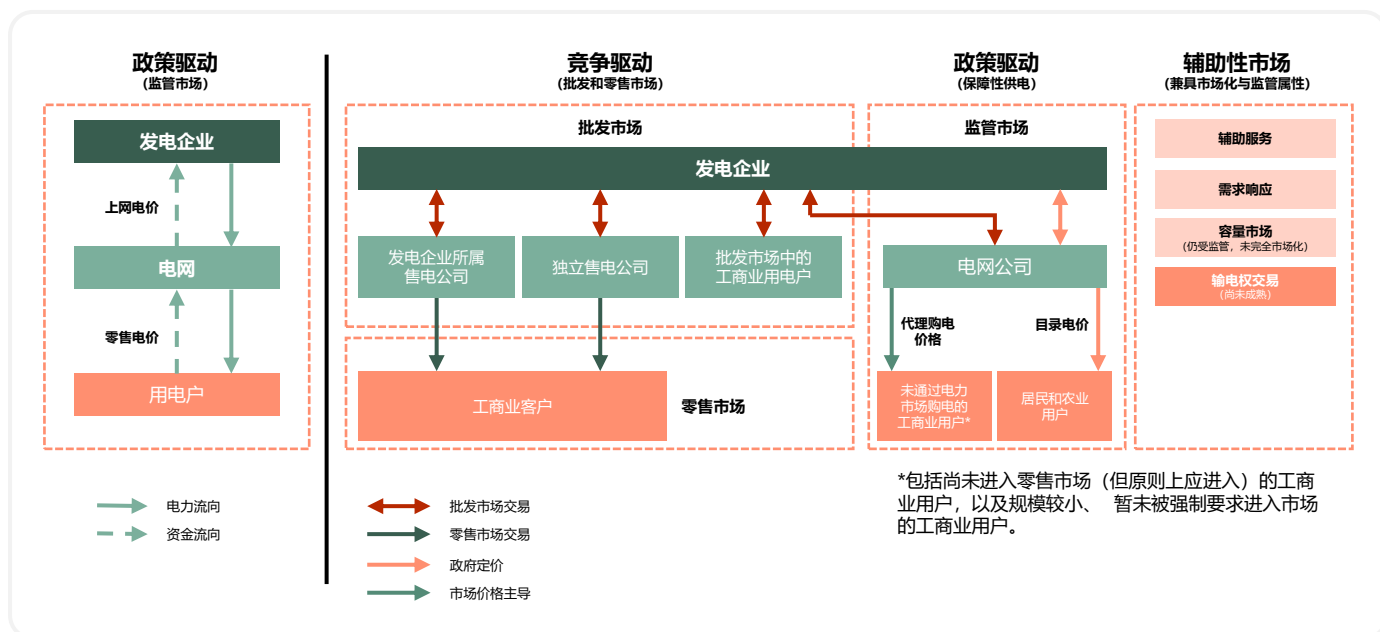


图 12: 2021年前后中国电力市场对比



来源: The Lantau Group (琅韬咨询)

B.1.3. 中国电力市场迈向成熟阶段

2023年至2026年初，中国电力市场化改革继续推进，出台了多项重要政策，进一步推动电价机制透明化，可再生能源更深度融入电力系统：

- **输配电价结构修订：**第三监管周期（2023-2025年）输配电价核定，进一步将系统运行成本和线损费用从输配电价中拆分出来，³⁰从而提升了成本透明度，更精准反映输电服务相关成本。这一拆分机制还向电网企业释放了更清晰的输电拥堵信号，有助于其做出更合理的投资决策。更重要的是，这也为未来分布式可再生能源交易奠定了基础。

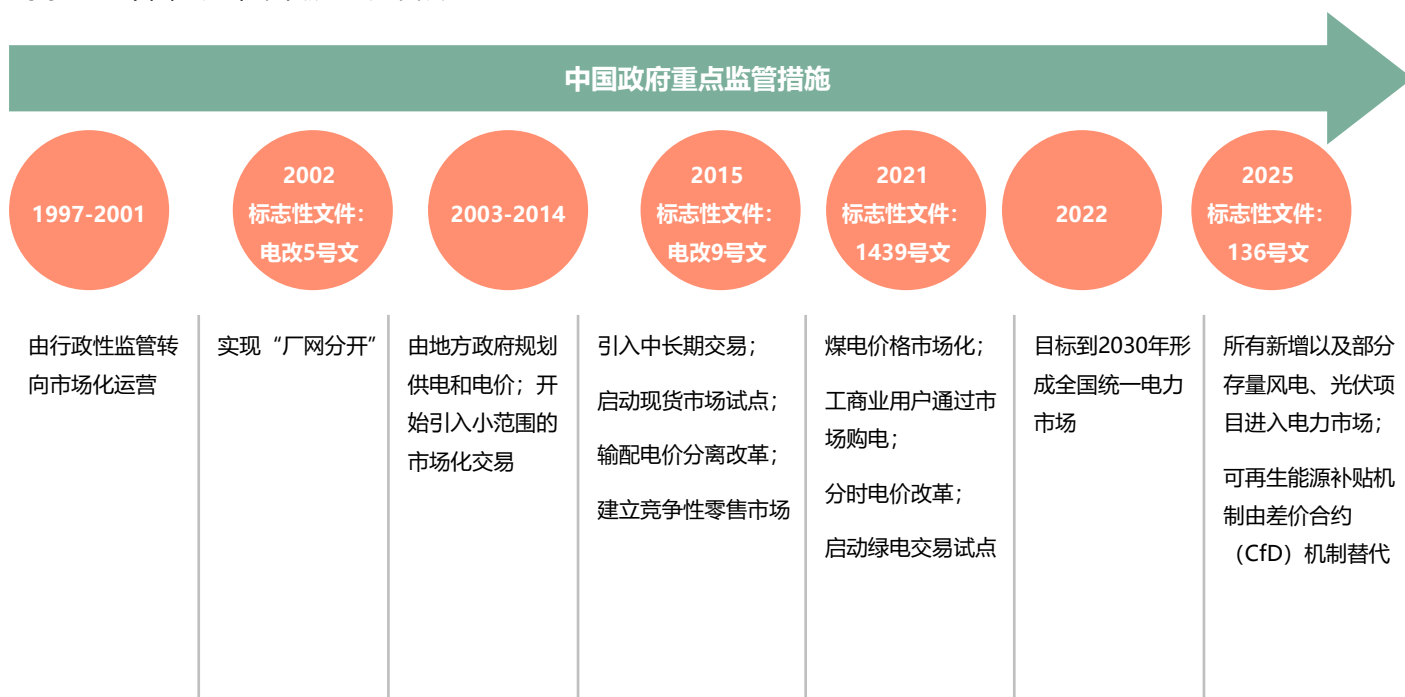


注：此前，屋顶光伏等分布式可再生能源交易进展较缓，主要原因在于此前电网“过网费”采用打包定价方式，将输配电费用与其他系统费用合并为一次性收费。由于费用构成模糊，电网企业需要自行承担部分成本。通过将输配电费用、线损费用和系统运行费用进行分离，分布式可再生能源交易中，电网企业应获得的补偿也变得更加明确。这种透明度提升有助于争取电网企业支持，推动分布式可再生能源交易的发展。

- **容量补偿机制：**该机制为燃煤机组、燃气机组、抽水蓄能及电网侧电池储能提供保障性容量电费，作为电量市场收益的补充。该机制最初于2024年率先面向煤电项目实施，并于2026年1月进一步扩展至更多灵活性资源，旨在提升项目融资能力。在可再生能源渗透率持续提升的背景下，该机制最终保障可调度电源的可持续投资，从而维持电网韧性。
- **辅助服务市场标准化：**在推进市场化改革的同时，为保障电网可靠性，国家发改委印发了国家级辅助服务市场通知。该通知对跨地区辅助服务市场中的三大关键领域进行了明确和标准化，即：成本疏导机制、价格上限计算方式以及交易品种。通知涵盖的交易品种包括调频、调峰和备用等，每个交易品种均由监管部门针对各省份核定最高限价。
- **深化其他新型市场主体入市包容度：**当前市场改革正在系统性扩大批发市场主体的监管界定范围。通过降低独立电池储能系统（BESS）、“源网荷储”一体化项目、绿电直连项目以及虚拟电厂（VPP）的市场准入门槛，将灵活性资源和分布式能源技术纳入电力市场体系。
- **绿电直连项目输配电价机制：**由传统容量+电量两部制收费模式，转型为以容量为核心的收费模式，即输配电费按预留接入容量收取，不再根据电网供电电量收取。
- **风电与光伏全面纳入批发市场：**目前所有风电与光伏项目均被强制要求参与电力批发市场。同时，引入新能源机制电价，保障项目的经济性。该机制对存量项目和增量项目进行了区分：存量项目在一定电量范围内仍可维持煤电基准价，而增量项目则通过参与竞价获得机制电量和机制电价。

30. 《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕526号）

图 13：中国电力市场发展与改革概览



来源：The Lantau Group（琅韬咨询）

B 2. 中国电力市场的未来发展方向

B.2.1. 中国电力市场体系展望

虽然目前仍难以精准判断中国电力市场何时结束“成熟化”阶段、迈入后期“优化”阶段，但政策制定部门已对该阶段的改革举措和预期成果做出明确说明。中国旨在建设全国统一电力市场，通过市场供需实现资源高效配置，最大限度降低社会负成本，实现能够高效消纳高占比清洁可持续发电的电力系统。

关于未来电力市场的发展蓝图，当前主要由两份关键政策文件统筹划定，分别是2022年印发的国家发改委118号文，³¹ 以及2026年最新印发的国务院4号文。³² 两份指导性文件提出的实施里程碑如下：

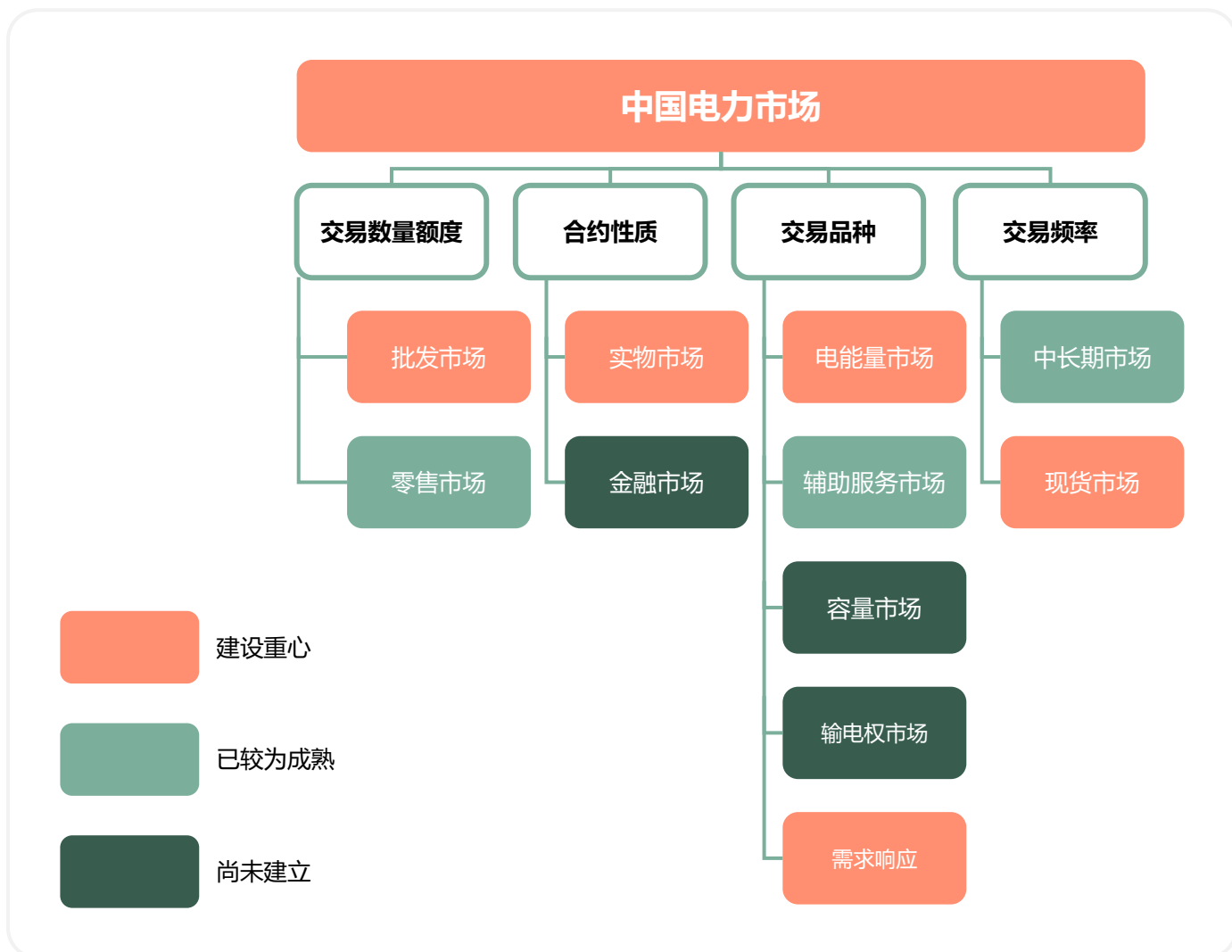
31. 《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》(发改体改〔2022〕118号)

32. 《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》(国办发〔2026〕4号)

2035年目标——市场完善成熟。全国统一电力市场体系全面建成并完善成熟。市场化电力消费占比持续提升。电力市场全面体现电力资源的多维价值，不仅包括电能本身，还包括容量、灵活性以及绿色环保属性，确保全国范围内资源最优配置。

长期愿景：终极形态的电力市场是全国一体化电力市场，实现电价由市场决定，同时将风险控制在可接受范围内，以保障经济平稳运行。

图 14: 中国电力市场结构现状与展望



来源: The Lantau Group (琅韬咨询)

附录C. 中国电力行业结构与运行机制 深度解析

C1. 行业整体结构

监管机构：国务院负责审批顶层战略框架与市场总体发展目标，确保电力改革方向与国家宏观经济及能源转型政策保持一致。国务院下设国家发展和改革委员会是电力行业的核心经济管理部门，主导体制机制改革和电价监管工作。其下属机构国家能源局则侧重于能源政策制定和行业监管执行。



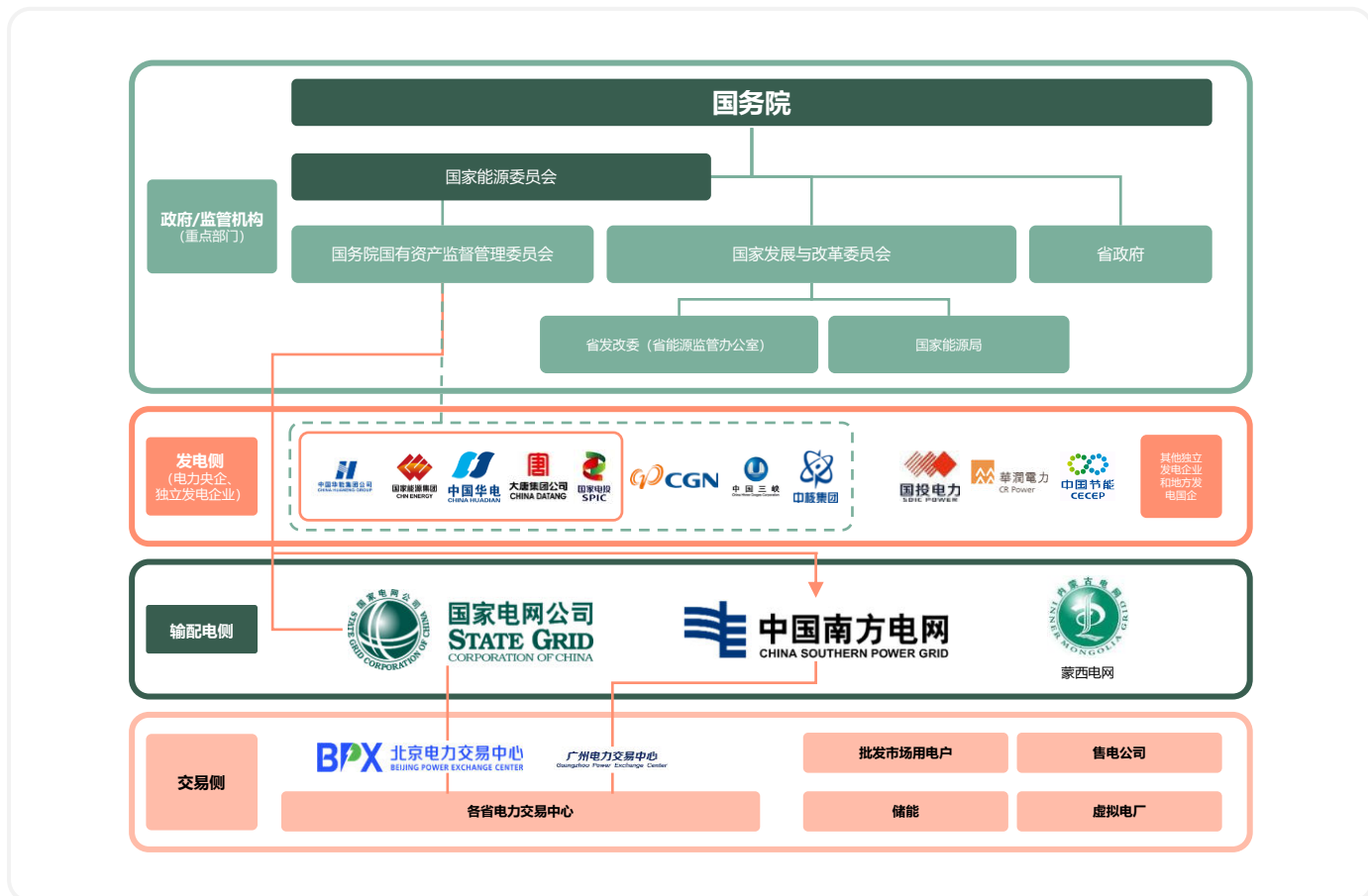
注：另有多部委也从细分领域参与电力行业管理，例如电厂开发项目用地需经自然资源部审批。同时，中央层面的监管机构通过省级分支机构实施属地监管。所有中央国有企业由国务院国资委统一监管。

发电、输配电与售电：中国发电侧已实现市场化，市场参与主体包括大量大型和小型国有企业、独立发电企业，以及部分外资企业。售电侧同样已形成竞争市场，多数大型发电企业同时拥有售电业务。国家电网和南方电网主要承担输配电职能，并服务于非市场化购电用户。

市场与系统运营机构：电力市场由独立电力交易中心（国家级如北京电力交易中心、广州电力交易中心，以及各省级交易中心）和电力调度中心共同运营。调度中心负责电网实时安全与平衡，交易中心则组织市场主体在对应区域或省级平台开展电力交易。此外，市场运营机构还承担市场规则制定和交易结算等职责。



图 15: 中国电力市场治理结构



来源: The Lantau Group (琅韬咨询)

C.1.1. 市场层级与调度体系

由于中国幅员辽阔，单个省份的人口数量和用电规模已经相当于其他国家的整体水平。因此，中国电力市场整体采用层级化体系。省级市场是本地平衡与出清的基本单元，主要依托省级电网基础设施运行。在此基础上，还存在省间和区域市场，其运行模式类似于欧洲跨境电力交易。跨省电力调度利用跨省输电通道，实现跨电网边界的负荷调节。省内调度由各省级电力交易中心协调，而跨省调度则分别由位于北京和广州的两大区域调度中心之一负责。



注: 当前中国电力市场呈现集中式+分散式混合模式。电网企业和调度机构作为核心运营主体，负责维持系统稳定与供需平衡。电力市场参与电力市场交易，参照多数集中式电力市场，通过统一市场出清价格形成电价。各省级市场属于独立市场，通过电力交易中心汇总本地供需情况后，再开展跨省集中交易。未来，市场还将同时引入集中式与分散式市场特征，例如跨省市场主体点对点直接交易、金融合约交易，以及鼓励市场主体自主提交点对点调度计划。

C 2. 电力交易

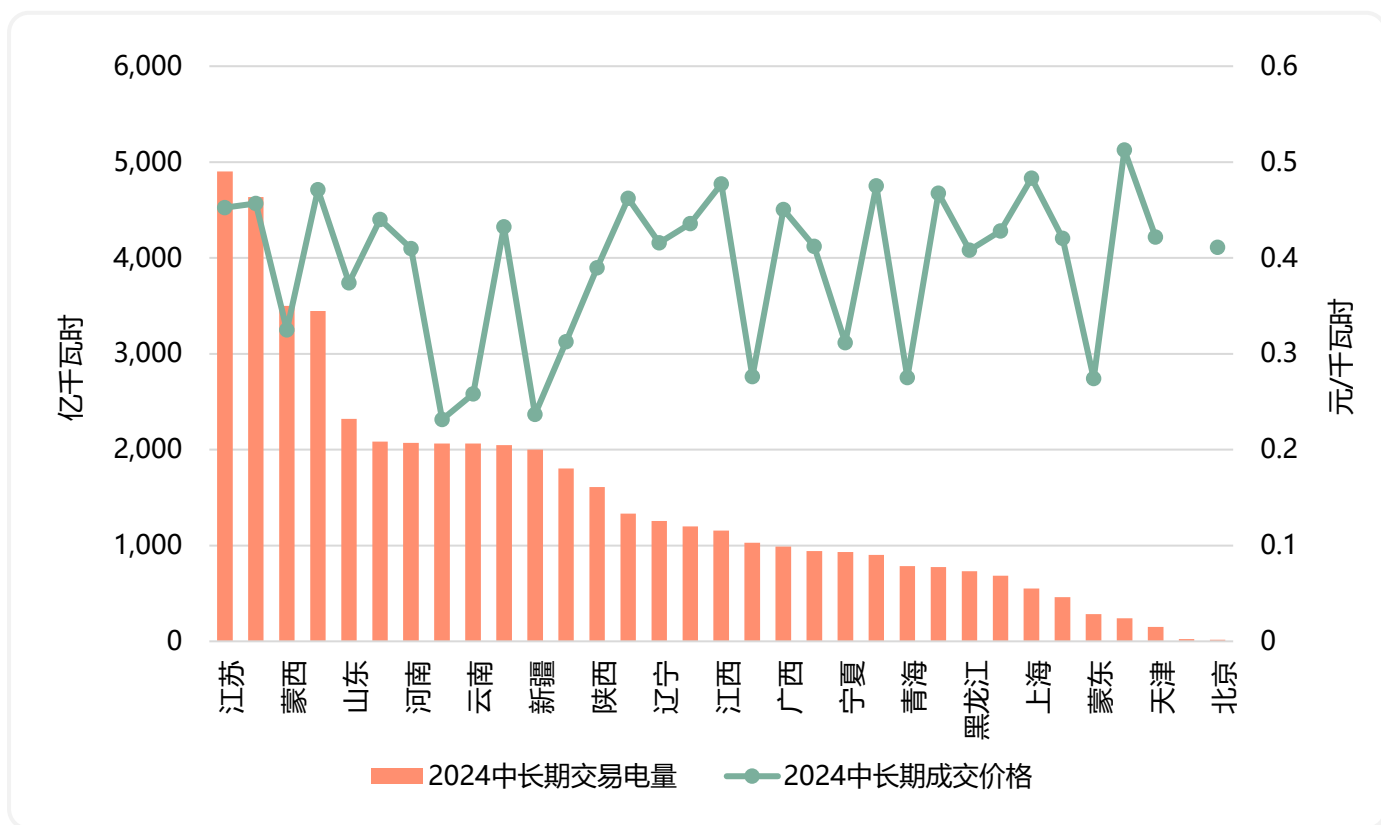
C.2.1. 电力批发市场

中长期市场

目前，中长期市场已经成为中国电力批发市场的压舱石，通过多年期、年度、月度以及月内合约实现电价稳定。由于其规则相对简明、市场主体更容易理解和执行，中长期市场也成为从传统计划体系向市场化机制过渡的重要桥梁。正因如此，现行多项政策和交易规则在设计时，都会保留中长期交易的成熟框架，同时确保以渐进式、可控化方式推动改革。



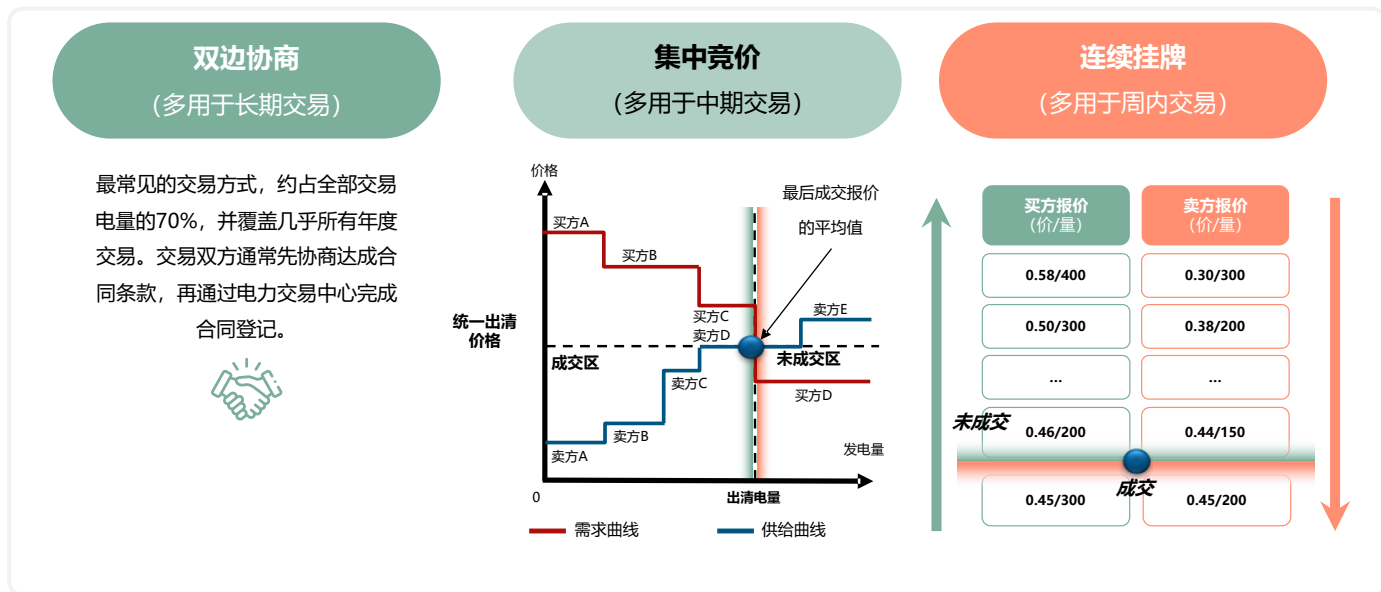
图 16: 2024年电力中长期市场交易量与价格



首批省级批发电力市场最初仅允许开放中长期合约交易。政策制定部门采取了“先中长期、后现货”的非传统架构，以缓解向市场化电力交易机制转型的监管

和实操压力。因此，在现货市场建立和运行之前，市场主体已经可以通过年度或多月期电力合约提前开展购售电交易。

图 17: 常见的中长期交易类型



来源: The Lantau Group (琅韬咨询)



现货市场

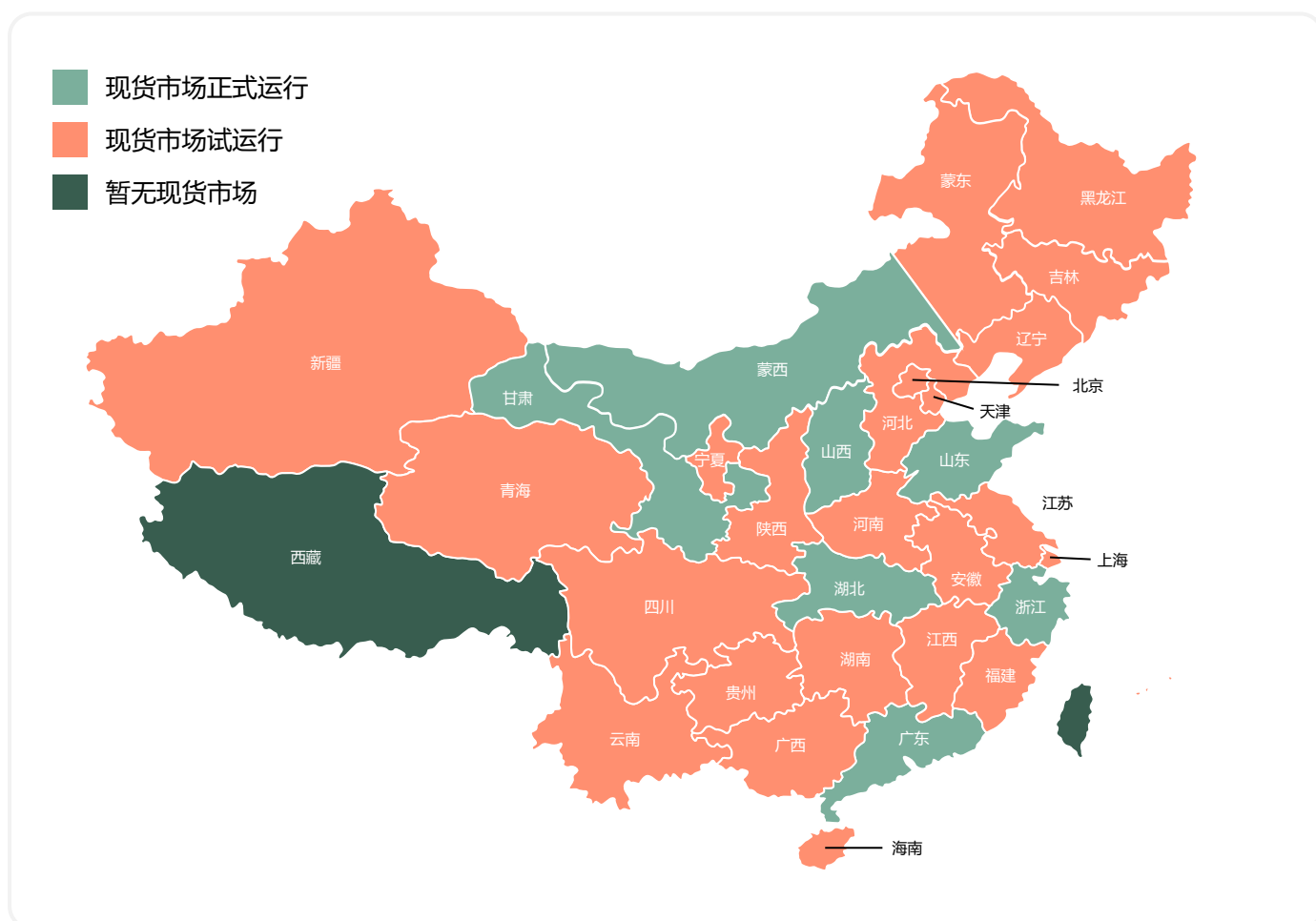
2015年9号文落地后，中长期市场迅速在各省推广，相比之下，电力现货市场采取了更加谨慎的逐省试点推进方式。现货市场最初在8个省份展开试点，各试点省份根据自身特点进行差异化探索，通过试错方式，摸索出适合中国电力市场改革的最优路径。

2018年，山西省率先启动首批电力现货市场试点，实行实时竞价、实时调度、金融结算（虽然当时仍采用试运行规则）。随后，试运行周期逐步从单日扩展至周度、半月度、月度，并最终实现连续试运行。2023年12月，山西电力现货市场成为全国首个正式转入正式运行的现货市场。截至2026年第一季度，全国已有7个省份现货市场进入正式运行，另有多个省份仍处于试运行阶段。

目前中国现货市场主要由三大部分组成。日前市场组织次日电力交易，提前锁定次日供电安排；日内市场支持日内滚动调整，以维持全天供需平衡；最后，实时市场以最短15分钟的时段实现实时负荷平衡。目前，所有运行现货市场的省份均已建立日前市场。但日内市场发展仍不均衡，功能也相对有限。例如，部分省份仅在系统压力较大时启动日内市场，或仅通过调度指令运行，尚未形成连续交易。实时（15分钟）市场目前仅被系统运行机构用于调度和平衡，尚未大规模实现市场化结算和交易。

随着电力现货市场持续成熟，其愈发能够逐步形成分时精细化价格信号，并基于该信号开展偏差结算，从而体现中长期市场价格中通常难以体现的稀缺性和灵活性价值。通过价格机制反映不同时间段的系统稀缺程度和灵活性需求，也为未来进一步探讨绿电属性能否实现更精细化的差异定价提供了重要分析基础。

图 18：电力现货市场建设进度（2025年末）



来源：各省发改委，各省电力交易中心

辅助服务市场

中国电力辅助服务市场主要包括调频、黑启动和调峰等交易品种。不同省份和区域电网可提供的具体交易品种存在差异。³³ 2024年，全国电力辅助服务市场总支出达到402.5亿元人民币（约合58.6亿美元），其中调峰占比82%，调频占比17%，其余为备用及其他辅助服务。由于市场交易结果仅对市场主体开放，且未经授权不得披露结算价格，因此各省级主管部门通常仅公布可申报竞价区间（见下表）。



表9：部分省份辅助服务市场可申报竞价区间

省份	电池储能价格	备注
甘肃	300 元/兆瓦时 (约44美元/兆瓦时)	2025年11月及5月价格
四川	350元/兆瓦时 (约51美元/兆瓦时)	电池储能报价上限
新疆	262元/兆瓦时 (约38美元/兆瓦时)	报价上限
湖南	450元/兆瓦时 (约66美元/兆瓦时)	价格上限
山东	400元/兆瓦时 (约58美元/兆瓦时)	电池储能价格上限

来源：各省电力交易中心

C.2.2. 批发电力市场中的价格形成机制

中国电力市场改革初期，独立发电企业主要按照省级主管部门逐项审批的上网电价，将电力出售给当地电网企业。2004年，随着各省燃煤标杆上网电价制度出台，电价体系实现较大程度标准化。该价格基准采用综合成本加成模型测算，综合考虑动力煤成本、投资

成本、标准运行小时、环保成本以及合理利润空间等因素。该价格还会根据煤价波动进行定期调整，确保燃煤电厂能够维持合理收益率。燃煤标杆电价最后一次官方调整为2017年，此后这一价格通常成为“煤电基准价”。

33. 《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）



注：由于煤电基准价能够反映煤电的平均购电成本，而多数省份发电结构又以煤电为主，因此自然成为中国早期电力市场的价格锚点。围绕这一基准价，市场建立了允许浮动区间（最初为上浮10%、下浮15%，后续调整为 $\pm 20\%$ ），中长期市场交易价格必须在该区间内执行。时至今日，虽然煤电机组已经不再按照固定电价结算，但煤电基准电价仍然是批发市场价格形成的参照。

虽然中长期市场存在多种协商与交易机制，但各省煤电基准价在其中均发挥类似的价格锚定作用。在双边中长期合同中，电能量价格部分由交易双方自主协商确定。而对于通过交易中心挂牌、集中竞价成交的中长期电量，则由电力交易中心根据市场报价统一出清形成电价。最终批发电价会依据发电成本、合约定位以及当期供需情况，偏离省级煤电基准价，但整体仍限定在规则划定的价格上下限范围内。

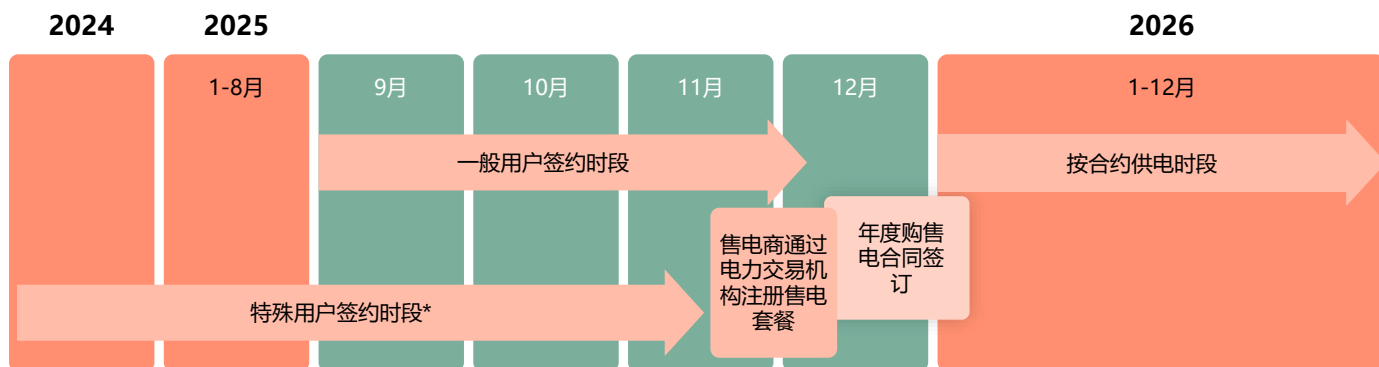
相比之下中国当前仍处于发展初期的现货市场，价格不再通过双边协商形成，而是主要由电力交易中心集中出清定价。一般而言，市场先进行日前出清，随后再通过日内市场和实时平衡结算进行调整。因此，现货电价更多反映短期系统边际运行情况，包括最新负荷预测、新能源出力预测以及电网约束条件，而非合同协商结果。与中长期市场明确采用 $\pm 20\%$ 煤电基准价浮动区间不同，现货市场并不一定设置明确价格上下限。但电价仍可能受到省级主管部门设定的限价约束，并在部分情况下继续与基准电价水平挂钩。

C.2.3. 电力零售市场

电力零售市场是工商业用户与售电公司（包括发售一体化售电公司和独立售电公司）开展购售电交易的核心平台。与中长期批发市场类似，零售市场交易电量绝大多数通过双边协商完成。大多数符合条件的工商业用户，会在每年第四季度签署下一年度购电协议，通过零售市场购电。



图 19：零售交易合同签约时间轴



*新能源缺乏省份用电量较大或绿电需求较大的用户

来源：The Lantau Group（琅韬咨询）

场内多年期（3-5年）零售合约目前并不普及，但部分省份已允许根据当地交易规则签订相关合约。部分用户也会在签署场外多年期协议的同时在交易中心内每年登记一年期购电合约。不过，当前主流的零售合同年期仍然是一年期。年中进入市场的用户，也可签署多月期合约。



注：各省电力零售市场在市场条件和制度安排上存在明显差异，因此对于市场参与主体而言，需将每个省份视为独立的电力交易区域。影响各省零售交易条款差异的因素包括本地电力供需情况、是否属于受电型或外送型省份、本地现货市场成熟度，以及各类负荷和发电结构的占比情况等。部分省份常规的标准交易条款，在其他地区可能不能加入电力交易中心的合同范本；而看似相同的交易机制，在不同零售细分领域的实际执行方式也可能存在明显差异。此外，各省通常每年都会更新交易规则和政策，因此每年12月年度签约季开始时，市场参与主体都需要认真评审当年最新市场环境。

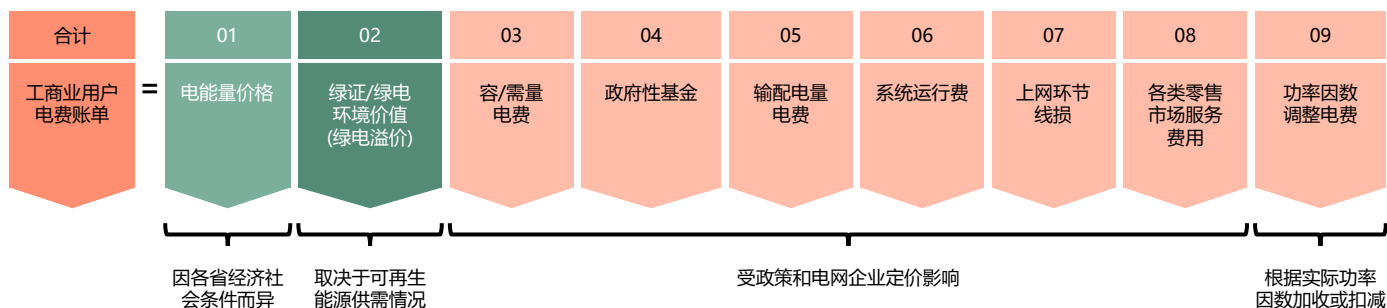
C.2.4. 零售市场中的价格形成机制

图20展示了电力零售用户电费账单的主要构成。在部分省份，零售用户除可以协商电能量电价外，还可以根据所选择的零售套餐，协商一个额外的固定价格或费用（通常称为“服务费”）。在所有费用中，真正由用户与售电公司协商确定的通常只有电能量电价、绿电溢价及服务费用（如适用）三项，其余费用均由国家或省级政策统一规定。

电能量电价通常采用固定价与市场联动价相结合的方式设计，用户可以像在餐厅选择套餐一样选择不同定价方案。市场联动型零售产品，通常允许用户选择一种或多种批发市场价格的合作作为定价基准。常见的市场联动价定价基准通常包括批发市场的月度交易加权均价以及现货市场加权均价。



图 20：典型工商业用户电费账单构成



来源：The Lantau Group（琅韬咨询）

分时电价也是零售市场中的重要考虑因素。对于未明确约定各时段电价的零售合同，合同约定的电能量价通常默认为平段电价，而峰、谷段的时段和电价则依据省级监管部门规定的分时电价机制进行定价。目前，湖北、河南、江苏（目前处于征求意见稿阶段）等多省开始逐步取消零售用户的行政性分时电价机制，并推动分时电价逐步由市场供需变动决定价格和时段。

随着这一转型持续推进，允许用户按照不同月份、不同小时分别签订价格的“分时段套餐”，于未来预计将成为更加普遍的零售产品。此次转型也将进一步推动小时级清洁能源核算方式落地，包括利用细颗粒度证书体系，将绿色声明与电能量定价采用相同的颗粒度框架进行小时级的匹配。



表10：零售套餐常见选项

套餐类型	电能量定价方式
不分时段零售套餐 (在政府制定的分时电价机制下，峰平谷时段及对应浮动系数由政府规定，“平段”价格可协商)	100%固定价格 (+固定服务费)
	100%市场联动价格(+固定服务费)
	$x\%$ 固定价格 + $(1-x\%)$ 市场联动价格
	100%收益分成模式：预先协商价格，将购电成本与售电收入之间的差价按约定比例进行分配
分时段套餐 (采用24小时分时定价)	每小时100%固定价格 (+固定服务费)
	部分省份仍要求于在某些月份对非平价时段的电价设定了强制的价格要求 (例如，高峰时段电价应至少为平时段电价的160%)
	每小时100%现货市场联动价格 (+固定服务费)
	每小时采用 $x\%$ 固定价格 + $(1-x\%)$ 基于约定价格的收益分成模式

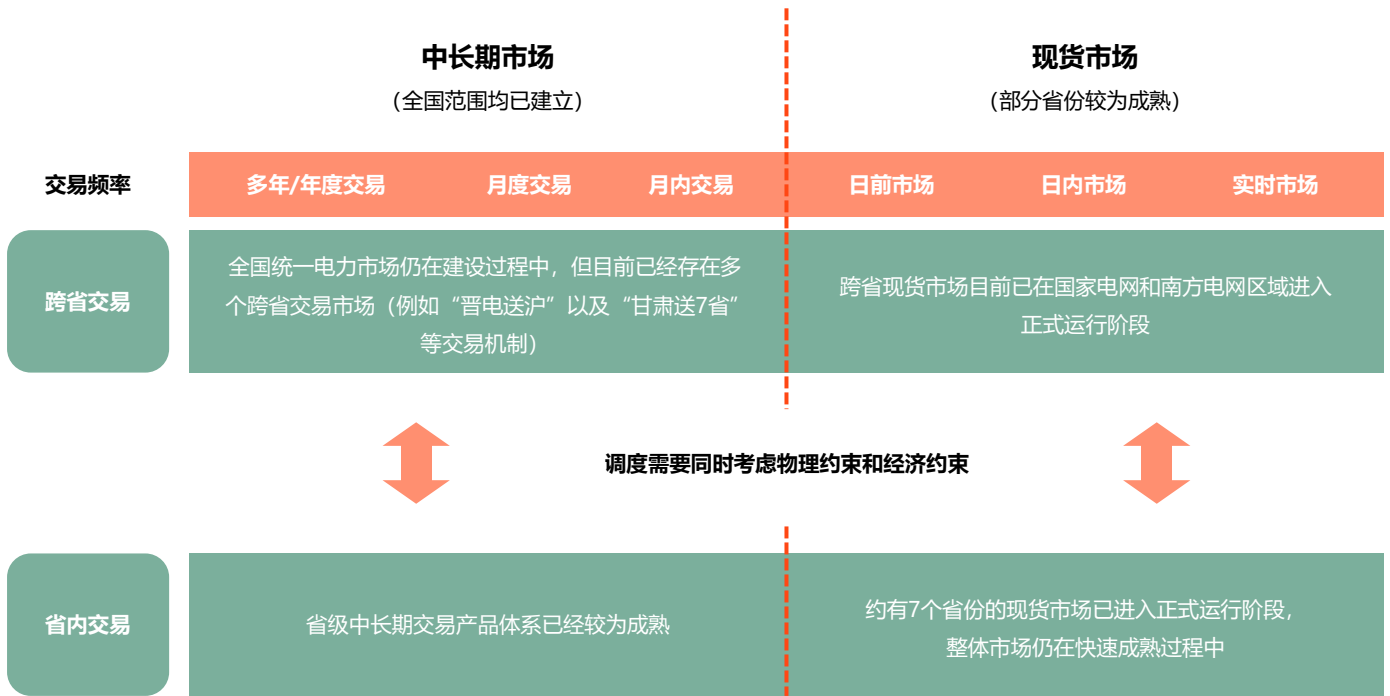
绿电零售套餐整体结构与常规零售套餐基本类似。核心区别在于，购电用户与售电公司除协商电能量价格外，还需要额外协商每千瓦时对应的绿电溢价。其中，电能量价通常会受到分时电价机制影响，而绿电溢价则通常在全天所有时段保持固定不变。在部分省份，绿电溢价被限制在一定价格区间内；而另一些省份则允许其自由浮动。不过，从长期趋势来看，整体定价机制仍在逐步走向更加市场化。

C.2.5. 非工商业保障性用户的电力供应

居民、农业及小型工商业用户，不强制参与电力市场购电。相反，他们继续享受由当地电网公司按目录电价提供的电力供应。

此外，对于尚未进入零售市场的中大型工商业用户，电网企业也承担代理购电的职能。这一安排通常可称为电网代理购电机制，是工商业购电方进入市场过程中的重要过渡机制。省区电网公司通过结合长年期的购电协议（例如与国有发电企业所属的水电站签订的合同）以及在中长期批发市场按需求作交易，来满足其非竞争性用户及代理购电用户的用电需求。与非竞争性购电的电力用户不同，参与电网代理购电的电力用户是电力市场的价格接受者。

图 21：中国电力批发市场整体结构



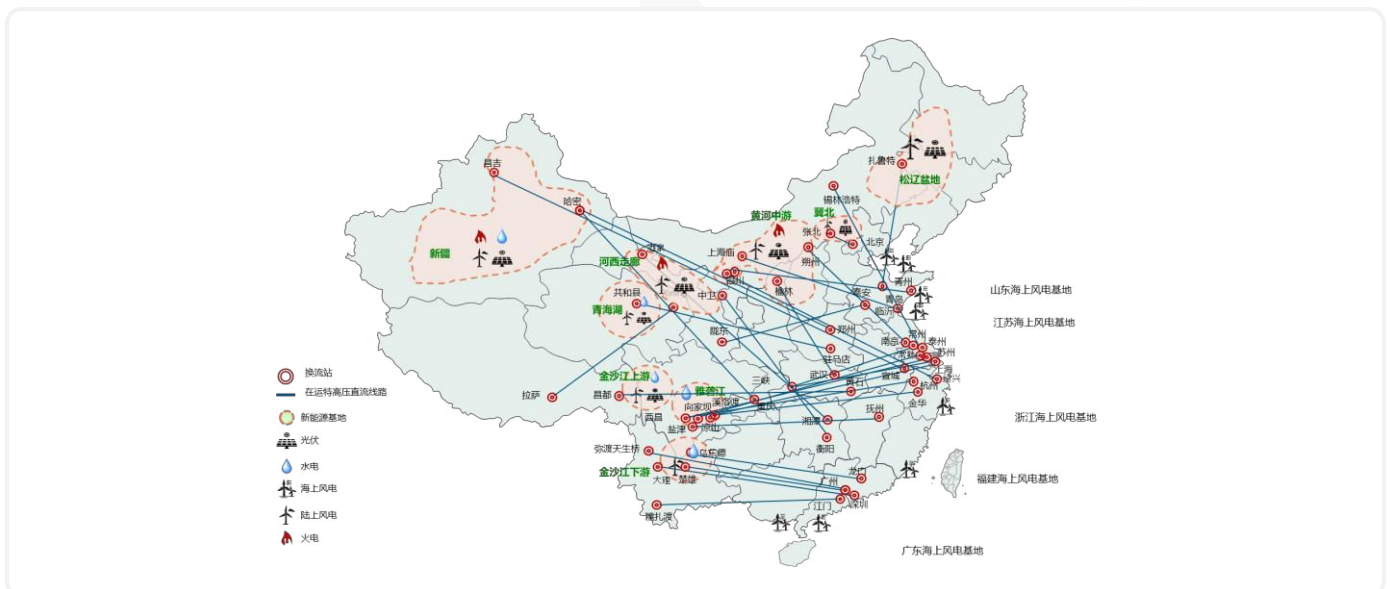
来源：The Lantau Group（琅韬咨询）

C.2.6. 省间电力交易

省是中国电力系统的基本核心单元，而很少有省份能在省内实现完全供需平衡，大多数省份要么是电力净进口方，要么是净出口方。这些跨省跨区电力交易通

过长距离高压和特高压输电基础设施实现物理输送。然而，跨省跨区电力交易可能受到两方面的制约：一是省间的物理输电线路不足，二是现有线路容量不足。

图 22：在运特高压直流线路（截至2025年8月）



来源：The Lantau Group（琅韬咨询）

中国的输配电基础设施主要由两大电网公司运营：国家电网覆盖华北、华东和华中地区电网；南方电网则覆盖南方五省。³⁴ 虽然国家电网与南方电网之间存在一定规模的物理联络通道，但截至2025年底，两大电网区域之间的跨省交易仍相对有限。

即使省份之间已经通过输电线路实现互联，是否能够开展市场化交易，仍取决于这些线路是否存在可用于市场化调度的剩余输电容量。目前，大部分跨省输电容量仍被政府间的发电计划占用，而这些省间发电计划调度安排通常由数年前甚至数十年前签订的长期合同决定。只有在扣除计划送电以及必要安全裕度之后，剩余输电通道容量才会向市场开放。截至2026年，中国尚未建立输电权交易市场，同时线路容量相关的实时信息透明度也仍然有限。输电权市场预计将在2030-2035年间成为下一阶段改革重点。



注：从市场发展角度看，当前中国跨省跨区电力交易在运行层面已具有重要意义，但制度成熟度仍然有限。大多数跨省跨区交易并非通过持续运营的市场进行，而是通过计划型、政策驱动型或事件驱动型的机制来安排，且以中长期合约为主导形式。2025年年中，南方区域电力市场启动连续结算试运行，在区域市场一体化方面形成重要进展，开展了跨省连续现货结算试运行；但这一安排目前仍属于试运行性质，且适用范围主要限于南方电网经营区域。且仅限于南方电网区域。因此，即便在南方电网区域，跨省跨区交易也主要是叠加于省级市场之上的一层协调机制，而非真正意义上的一体化市场。

C.2.7. 跨省跨区交易的运行执行

实践中，跨省跨区交易通过不定期由交易机构组织的集中交易场次与定制化的双边协商安排相结合的方式执行；但无论采取何种交易形式，最终可执行结果均受到物理输电能力和系统安全约束的限制。两大电网公司各自辖区内还会定期举行绿色电力交易专场。国家电网经营区域内，市场主体通过国网统一电力交易平台进行交易；南方电网经营区域内，则通过“南网在线”及南方区域相关电力交易平台参与交易。这一安排反映出国家电网和南方电网两大经营区域在交易组织和平台体系上仍保持相对分离。除这些常规交易场次外，部分电量通道可依托与外送导向型资源基地（如沙戈荒清洁能源“大基地”）或大型水电送出枢纽（如三峡水电站）绑定的定向安排获取。各省政府也可能组织一次性专项购电计划以满足本地企业的绿电需求。随着相关规则草案的最终定稿和批准，区域级的跨省中长期交易框架有望进一步扩展。

跨省跨区交易的执行依赖电力交易中心、电网公司、调度机构以及（在某些情况下）省级政府之间的多方协调。对于通过北京电力交易中心或广州电力交易中心组织的交易，这种协调已内嵌于交易流程之中；而对于市场主体组织的交易，则必须与调度中心进行明确的协调对接。

由于电网公司掌控跨省输电通道的接入权限与调度安排，涉及多省的电力转运需要多个省级电网公司之间协同配合。调度机构负责开展系统安全校核，并可能在市场出清后对发电计划进行调整，或因保障系统可靠性而削减出清电量。因此，跨省调度的“绿色属性”并非总是能得到保证。当出清电量发生改变时，相关的出清价格与结算结果也可能随之变动。这些运行层面的影响由批发侧的买方和直接交易参与者承担，而零售终端用户通常不受直接冲击。

34. 此外，中国还有由独立公司运营的蒙西电网，但其整体规模相对较小，因此本报告不作重点讨论。

在当前阶段，为多年期的中长期购电协议锁定一个稳定、有保障的跨省输电权尚不具备可行性。虽然此类协议可以在合同层面签署，但物理交付仍取决于输电通道可用能力、实时调度调整，以及尚未建立成熟输电权交易市场这一现实条件。在预期的输电权交易相关市场改革于2030-2035年期间落地实施之前，这些约束预计将持续存在。



C.2.8. 企业购电协议在中国的发展现状

一直以来，企业购电协议并非中国的主流采购模式，因为电网企业以及售电公司在电力交易中是终端用户的主要交易方。仅有极少数直接参与批发市场的大用户具备与发电企业直接交易的资格。因此，企业双边合同的适用范围总体较为有限。目前出现的此类合约，也大多与自2021年以来随绿色电力交易推广的可再生能源采购安排相关联。

在实际应用中，企业购电协议通常作为零售购电合同的补充协议实施，而非独立的电力交割安排。作为基础的零售合同，采用电力交易机构发布的标准模板，经签署登记后，即构成企业参与市场交易和调度执行的依据。因此，购电企业无法像在更成熟的电力市场那样，自由灵活地设计购电协议条款。买卖双方必须遵守当地的电力交易规则，且标准合同中的绝大多数条款不可更改。各方可自由商定的条款包括：

- 合约电量和负荷曲线；
- 定价机制（固定价，挂钩省级燃煤基准价或联动市场结算价）；
- 计划电量与实际用量之间的偏差处理和不平衡费用的分担方式；
- 限发弃电以及市场出清后运行调整的处理规则。

在中国，企业购电协议的可行性依然表现出极强的省间差异性，这反映了各省在准入门槛、允许的合同年限、零售市场安排以及现货市场成熟度等方面的不同。