

2025 年 07 月 08 日

投资评级：看好（维持）

#### 证券分析师

查浩  
SAC: S1350524060004  
zhahao@huayuanstock.com  
刘晓宁  
SAC: S1350523120003  
liuxiaoning@huayuanstock.com  
戴映昕  
SAC: S1350524080002  
daiyingxin@huayuanstock.com

#### 联系人

#### 板块表现：



## 特高压稳步推进隐忧仍在 配网低于预期改革初见端倪

### ——新型电力系统报告之四：电网发展回顾及后续展望

#### 投资要点：

- **双碳战略提出后，发电侧高度清洁化与用电侧高度电气化并存成为电力系统发展的重要趋势，而电网成为衔接两者的重要桥梁。**双碳战略提出伊始，产业和市场对于电网都给予了高度重视，但对于电网如何发展尚存在一定争议。与其他环节不同，电网存在两个明显特征：自然垄断以及能源安全。因此在双碳战略提出之时，虽然市场关注了诸如智能电网、智能配电网等方向，但对于其发展前景并不持非常乐观态度，在 2021 年底一波大行情结束后，市场又回到了传统的电网框架——即一切新能源产生的问题都由电网通过高度“行政化”的手段解决。
- **特高压十四五回顾：双碳战略核心环节之一，但进度整体低于预期。**特高压是我国实现双碳目标的关键环节，三北地区丰富的风光资源与中东部地区旺盛的电力需求错配，特高压成远距离输送的最佳技术选择。此外常规特高压项目需要煤电等传统电源作为支撑，输送新能源比例存在上限，因此我国特高压技术路线已逐渐向柔性直流方向转变。
- **特高压 2030 展望：十四五特高压建设低于预期证明单凭规划很难实现预期目标，解决终端需求才是重点。**2024 年 2 月，国家发改委发布《加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》，提出在“十四五”省级人民政府节能目标责任评价考核中，将可再生能源、核电等非化石能源消费量从各地区能源消费总量中扣除，据此核算各地区能耗强度降低指标。同时明确绿证交易电量扣除方式，指出“参与跨省可再生能源市场化交易或绿色电力交易对应的电量，按物理电量计入受端省份可再生能源消费量；未参与跨省可再生能源市场化交易或绿色电力交易、但参与跨省绿证交易对应的电量，按绿证跨省交易流向计入受端省份可再生能源消费量，不再计入送端省份可再生能源消费量”。**非水可再生能源消纳责任权重以及绿证交易预计将是特高压稳定建设的核心。**
- **配电网十四五回顾：配电网是新能源消纳的重要环节，但十四五期间我国配电网整体投资额低于预期。**我国用电规模持续高速增长，分布式光伏占比持续增加导致电网调节压力增大，电动车比例提升导致的高负荷低利用率特点，以上因素都对配电网提出了更高的挑战，配电网需要更加灵活以及市场化方能承担消纳责任。此外国内外逐渐重视对企业的碳排放考核，但我国输电网、配电网统一建设使得企业在诸多碳排放考核体系中均只能按照全国统一碳排放因子进行核算，在提高了企业碳排放考核压力的同时也不利于新能源建设。
- **配电网 2030 展望：十四五最后一年，我国配电网改革政策频出，**首先发布《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》。明确新型经营主体的范围，智能微电网概念首次明确。随后绿电直连政策提出，配电网改革进入实质性阶段，预计随着政策及实践探索，越来越多的配电网及用户侧形态有望显现，在利好新能源消纳的同时也让配电网发展再上新台阶。
- **投资分析意见：**建议关注特高压核心设备供应商：**国电南瑞、许继电气、中国西电、平高电气、保变电气、荣信汇科（未上市）**等。建议关注配电网核心设备供应商：**三星医疗、四方股份、东方电子**等。
- **风险提示：**电网规划建设及投资力度不及预期，电力需求增长不及预期，电网、绿电改革情况不及预期

# 并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

## 内容目录

|                                      |    |
|--------------------------------------|----|
| 前言:                                  | 4  |
| 1. 特高压: 进展整体低于预期 仍有诸多问题急需解决          | 4  |
| 1.1. 特高压十四五回顾: 双碳战略核心环节之一 但进度整体低于预期  | 4  |
| 1.2. 特高压 2030 展望: 解决终端需求是关键          | 9  |
| 2. 配电网: 新能源消纳关键环节 政策改革值得期待           | 12 |
| 2.1. 配电网十四五回顾: 投资低于预期 改革初见端倪         | 12 |
| 2.1.1. 双碳战略后配电网的功能发生较大变化             | 12 |
| 2.1.2. 配网投资加大是共识, 但实际投资额低于预期         | 13 |
| 2.1.3. 随着分布式和充电桩的大规模建设, 配网容量不足问题显现   | 14 |
| 2.1.4. 我国输电网和配电网尚未分离, 源网荷储等新商业模式推行困难 | 18 |
| 2.2. 配电网 2030 展望: 机制改革成为重点           | 20 |
| 3. 投资分析意见                            | 25 |
| 4. 风险提示                              | 25 |

## 图表目录

|                                                     |    |
|-----------------------------------------------------|----|
| 图表 1: 2024 年 70 米高度层平均风功率密度图 .....                  | 4  |
| 图表 2: 2024 年全国水平面总辐射照量图 .....                       | 4  |
| 图表 3: 我国已建成及在建跨区输电线路示意图 .....                       | 5  |
| 图表 4: 国网和南网规划建设的部分特高压直流项目及进度 .....                  | 5  |
| 图表 5: 常规特高压配置新能源比例测算 .....                          | 6  |
| 图表 6: 常规直流和柔性直流的优缺点和应用场景 .....                      | 7  |
| 图表 7: 我国已明确推进的特高压直流项目及状态 .....                      | 7  |
| 图表 8: 2019、2020 年我国特高压直流输送电量及利用率 .....              | 8  |
| 图表 9: 截至 25Q1 我国各省光伏装机渗透率 .....                     | 10 |
| 图表 10: “沙戈荒”大基地外送通道及建设状态 .....                      | 10 |
| 图表 11: 电网承载率等级划分依据 .....                            | 12 |
| 图表 12: 我国第二产业用电量占比 .....                            | 13 |
| 图表 13: 我国一次能源消费量及用于发电比例预测（亿吨标准煤） .....              | 13 |
| 图表 14: 2009—2023 年我国配网、主网投资额及配网占比（亿元） .....         | 14 |
| 图表 15: 2007—2022 年我国最高用电负荷及 110kV 容载比估算值（亿千瓦） ..... | 15 |
| 图表 16: 高压配电网容载比选择范围 .....                           | 15 |
| 图表 17: 2024 年三季度部分省份分布式光伏可接入容量 .....                | 16 |
| 图表 18: 分布式光伏高出力对发电曲线的影响 .....                       | 16 |
| 图表 19: 2018—2024H1 我国分布式光伏装机量及占比（万千瓦） .....         | 16 |
| 图表 20: 2012—2024 年我国新能源汽车销量及同比增速（万辆） .....          | 17 |
| 图表 21: 2019—2024 年我国充电桩保有量及同比增速（万台） .....           | 17 |
| 图表 22: 各地源网荷储政策文件 .....                             | 18 |
| 图表 23: 国家层面增量配网促进措施 .....                           | 19 |
| 图表 24: 传统模式下电力用户的电费构成（元/千瓦时） .....                  | 20 |
| 图表 25: 源网荷储模式下电力用户的电费构成（元/千瓦时） .....                | 20 |
| 图表 26: 电力领域新型经营主体分类 .....                           | 21 |
| 图表 27: 山东省源网荷储一体化试点实施细则 .....                       | 21 |
| 图表 28: 《通知》与典型地方源网荷储一体化规定对比（广西为例） .....             | 23 |

## 前言：

双碳战略提出后，发电侧高度清洁化与用电侧高度电气化并存成为电力系统发展的重要趋势，而电网成为衔接两者的重要桥梁。双碳战略提出伊始，产业和市场对于电网都给予了高度重视，**但对于电网如何发展尚存在一定争议。**

**与其他环节不同，电网存在两个明显特征：自然垄断以及能源安全。**自然垄断由电网的物理特征决定，即虽然同一用户可以从不同电源、不同售电公司购入电源，但只能由一家电网公司进行供电。而与多数发达国家不同，我国从输电网到配电网，大多由国家电网、南方电网等少数电网公司统一运营，这又使得电网公司肩负了更高的能源安全责任。

因此在双碳战略提出之时，虽然市场关注了诸如智能电网、智能配电网等方向，但对于其发展前景并不持非常乐观态度，在 2021 年底一波大行情结束后，市场又回到了传统的电网框架——即一切新能源产生的问题都由电网通过高度“行政化”的手段解决。

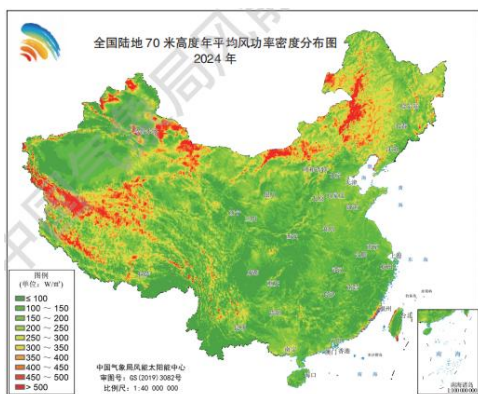
通过“行政化”手段、提出明确的电源以及电网建设规划，能否如期实现建设目标，如果不能的话核心堵点在何处以及如何解决，将是本报告讨论重点。

## 1. 特高压：进展整体低于预期 仍有诸多问题急需解决

### 1.1. 特高压十四五回顾：双碳战略核心环节之一 但进度整体低于预期

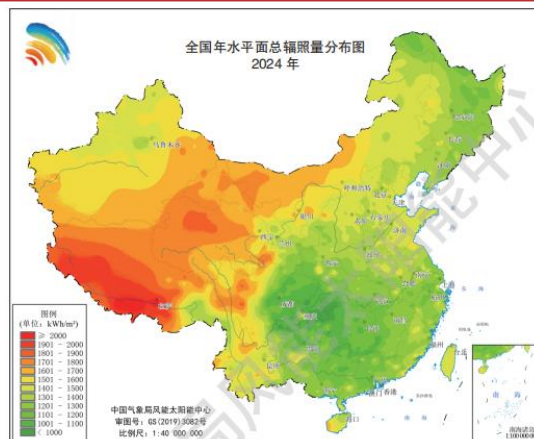
随着 2022 年初《中国能源报》报道：“十四五”期间，国网规划建设特高压线路“24 交 14 直”，涉及线路 3 万余公里，变电换流容量 3.4 亿千伏安，总投资 3800 亿元，电网支持新能源建设的第一个逻辑显现：**我国除海上风电以外的新能源资源基本集中在三北地区，而用电的主力则在东南沿海，因此需要用特高压将新能源外送至东南地区。**

图表 1：2024 年 70 米高度层平均风功率密度图



资料来源：中国气象局，华源证券研究所

图表 2：2024 年全国水平面总辐射照量图



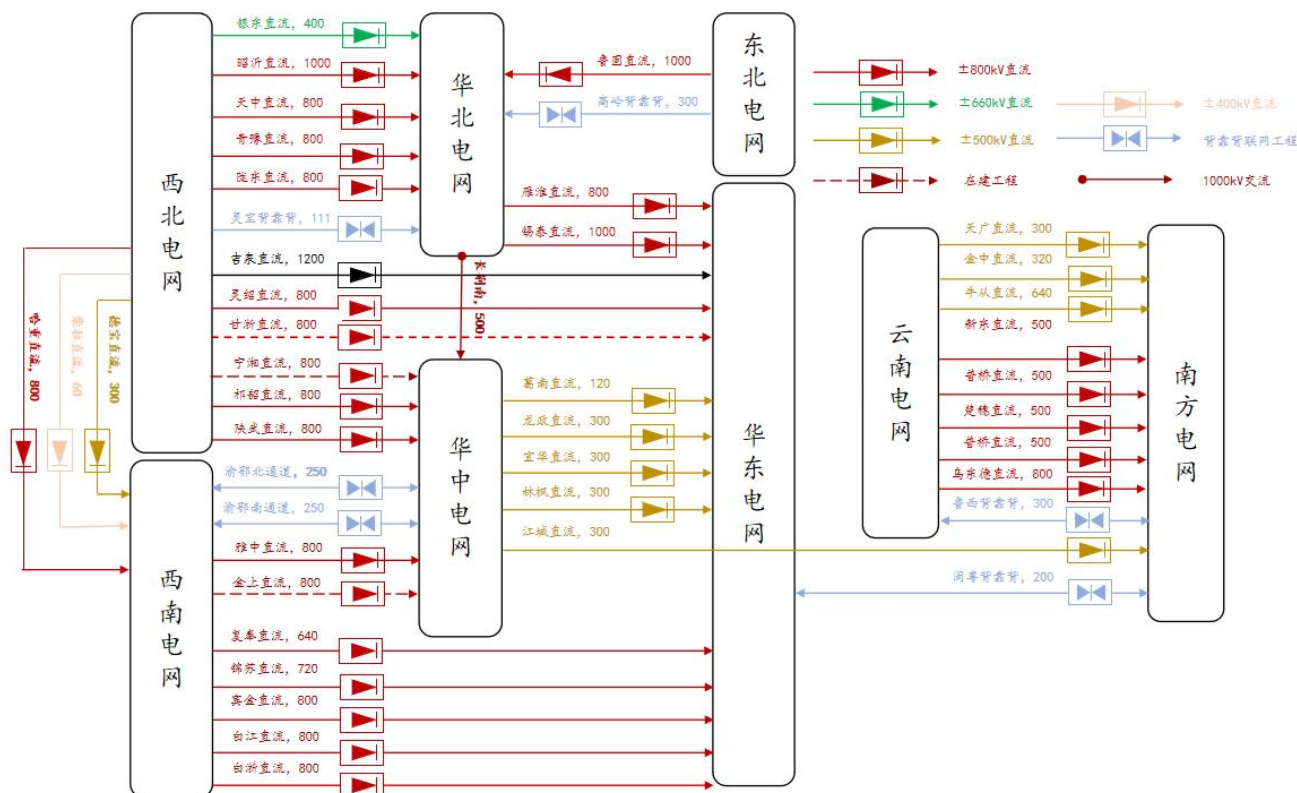
资料来源：中国气象局，华源证券研究所



特高压分为直流特高压和交流特高压，两者名称虽然仅一字之差但功能和原理相差甚远：直流特高压可以承担跨区域的网对网电力输送，而交流特高压仅能承担电网区域内部的电力输送。因此三北地区新能源外送至东南地区主要由直流特高压承担，交流特高压更多作为网架支撑的功能。

直流输电一直是我国远距离电力外送的主力。从 20 世纪末葛洲坝—南桥  $\pm 500\text{kV}$  项目开始，直流输电一直承担我国西南水电、三北火电及新能源等跨省跨区输电的主力工作。

图表 3：我国已建成及在建跨区输电线路示意图



资料来源：国家电网，南方电网，华源证券研究所

而从项目的实际进展来看，直流特高压的进度低于预期。算上当时已经开工的陕北—武汉、雅江—江西、白鹤滩—江苏、白鹤滩—浙江 4 个项目，以及 2023 年开工、最早于 2025 年投产的 4 个项目，我国在十四五最多完成 8 条特高压项目，低于电网规划。

图表 4：国网和南网规划建设的部分特高压直流项目及进度

| 序号 | 名称 | 开工年份 | 投运年份 | 十四五是否完成 |
|----|----|------|------|---------|
|----|----|------|------|---------|

|    |           |       |       |   |
|----|-----------|-------|-------|---|
| 1  | 陕北—武汉     | 2019  | 2022  | 是 |
| 2  | 雅江—江西     | 2019  | 2021  | 是 |
| 3  | 白鹤滩—江苏    | 2020  | 2022  | 是 |
| 4  | 白鹤滩—浙江    | 2020  | 2022  | 是 |
| 5  | 金上—湖北     | 2023  | 2025E | 是 |
| 6  | 哈密—重庆     | 2023  | 2025E | 是 |
| 7  | 陇东—山东     | 2023  | 2025E | 是 |
| 8  | 蒙西—京津冀    | 2025E | 2027E | 否 |
| 9  | 陕北—河南     | 2025E | 2027E | 否 |
| 10 | 陕北—安徽     | 2024  | 2026E | 否 |
| 11 | 宁夏—湖南     | 2023  | 2025E | 是 |
| 12 | 甘肃—浙江     | 2025E | 2027E | 否 |
| 13 | 藏东南—大湾区 1 | 2025E | 2027E | 否 |
| 14 | 藏东南—大湾区 2 |       |       | 否 |

资料来源：国家电网，南方电网，华源证券研究所

特高压直流建设低于预期的原因有很多，首先是疫情导致部分项目前期工作开展困难。但直流特高压建设一直以来都有以下问题：

1) 受到技术原理限制，直流特高压送端电源必须搭配一定比例的常规电源（三北地区主要是煤电），这使得其输送新能源的比例难以突破 50%，通过特高压提高清洁能源占比有效果但效果有限；

2) 直流特高压通常只有一送一受 2 个站，中间省份无法建设落点，也带来不了任何好处。且特高压输电线路走廊宽度动辄百米，影响土地规划，因此中间省份协调一直是一大难题。

**问题一主要是技术因素：常规直流（LCC）**是以晶闸管等半控型电力电子元件为换流阀核心器件的直流输电技术。**其优点是输送容量大、造价便宜，但是需要较强的交流电网支撑。**谐波量大，需要从电网中吸收无功，因此要配置大量的直流滤波和交流滤波设备。且在电源配置上必须依赖火电或水电等常规电源进行支撑（并非只用于调峰），这使得常规直流只能输送 50%左右的新能源电量（提高新能源占比就要超配新能源，导致新能源弃电增加、经济效益变差）。

图表 5：常规特高压配置新能源比例测算

| 主要指标 | 取值 | 备注 |
|------|----|----|
|------|----|----|

|                |      |                         |
|----------------|------|-------------------------|
| 特高压通道容量（万千瓦）   | 800  |                         |
| 风电利用小时数（小时）    | 2500 |                         |
| 光伏利用小时数（小时）    | 1400 |                         |
| 特高压通道利用率       | 55%  | 按能源局要求不低于 4500 小时，取 55% |
| 可再生能源电量占比      | 50%  | 按能源局要求不低于 50%           |
| 新能源要求消纳率       | 95%  | 按大基地申报要求                |
| 新能源理论发电量（亿千瓦时） | 203  |                         |
| 配套火电容量（万千瓦）    | 400  | 按特高压容量一半取值              |
| 火电年发电量（亿千瓦时）   | 193  |                         |
| 火电利用小时数（小时）    | 4818 |                         |
| 风电电量比例         | 50%  |                         |
| 光伏电量比例         | 50%  |                         |
| 配置风电（万千瓦）      | 500  |                         |
| 配置光伏（万千瓦）      | 800  |                         |

资料来源：华源证券研究所测算

**柔性直流（VSC）**是以 IGBT 等全控型电力电子元件为换流阀核心器件的直流输电技术。其优点是可以通过模块化多电平技术形成非常接近标准正弦波的交流电，且有功和无功可以分别独立调节，不需要滤波设备，也不需要交流电网支撑。缺点是造价较高，且输送容量较小。

更重要的是，柔性直流理论上可以完全脱离常规电源而直接输送新能源，海上风电外送便是利用柔直这一特性。

**图表 6：常规直流和柔性直流的优缺点和应用场景**

| 常规直流（LCC）                 | 柔性直流（VSC）                  | 适合的应用场景                                                                   |
|---------------------------|----------------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| 无功不可控，需要坚强交流电网支撑，存在换相失败风险 | 无功独立控制，无需坚强交流电网支撑，没有换相失败风险 | （1）常规直流无法向孤网、弱网送电，柔性直流适合远海海上风电送出<br>（2）常规直流同一区域落点过多导致换相失败风险增加，柔性直流则没有这一问题 |
| 功率无法快速反向，难以构成多端系统         | 功率可以快速反向，易于构成多端系统          | （3）柔性直流更适合用于区域互联                                                          |
| 造价较低，输送容量大                | 造价较高，输送容量较小                | （4）常规直流输电经济性更高，适合陆上风光远距离、大容量送电                                            |

资料来源：华源证券研究所

因此从 2024 年开始，我国对于特高压柔直技术的应用开始加速。特高压柔直以往已经有示范性工程，乌东德送广东广西项目便在受端使用了柔直技术，但受制于 IGBT 器件通流能力限制，单个换流站容量被限制在 5GW，小于常规直流的 8GW 规模。

而国网在甘肃—浙江特高压项目中率先应用两端单站全柔直方案，容量突破至 8GW，虽然造价仍然略微偏高，但提高新能源外送比例的要求理论上可以满足。随后国网在南疆—川渝、巴丹吉林—川渝等项目都开始应用全柔直方案。

**图表 7：我国已明确推进的特高压直流项目及状态**

| 项目名称 | 项目状态 | 开工时间 | 容量（MW） | 技术路线 |
|------|------|------|--------|------|
|------|------|------|--------|------|



|           |    |       |           |       |
|-----------|----|-------|-----------|-------|
| 陕北—安徽     | 在建 | 2024  | 8000      | 常规    |
| 甘肃—浙江     | 在建 | 2024  | 8000      | 柔直    |
| 蒙西—京津冀    | 可研 | 2025E | 8000      | 常规/柔直 |
| 陕西—河南     | 可研 | 2025E | 8000      | 常规    |
| 巴丹吉林—四川   | 可研 | 2025E | 8000      | 柔直    |
| 藏东南—粤港澳   | 可研 | 2025E | 8000+4000 | 柔直    |
| 疆南—川渝     | 可研 | 2025E | 8000      | 柔直    |
| 库布齐—上海    | 前期 |       |           |       |
| 腾格里—江西    | 前期 |       |           |       |
| 乌兰布和—京津冀鲁 | 前期 |       |           |       |
| 内蒙古—江苏    | 前期 |       | —         |       |
| 青海海南外送    | 前期 |       |           |       |
| 松辽—华北     | 前期 |       |           |       |
| 内蒙古—华东    | 前期 |       |           |       |

资料来源：国家电网，南方电网，华源证券研究所

**问题二：本质上是需求问题。**在用电需求增长趋于放缓、外送电力主要是新能源的情况下，如果之前以用电总量而非用电结构需求为最原始驱动力，那么各地政府对于推进特高压项目外送的积极性可能会下降。**回顾特高压建设历程，需求是工程推动的核心因素。**我国直流输电建设大致可以分为 4 个阶段：

**（1）第 1 阶段（1989 年至 2012 年）：**从 80 年代葛洲坝—上海  $\pm 500\text{kV}$  直流项目为起点、2014 年溪洛渡—浙江竣工，该阶段我国水电大开发，而能够消纳大量水电的地区主要是华南、华东，因此直流输电主要服务于水电外送；

**（2）第 2 阶段（2012 年至 2019 年）：**以哈密—郑州项目为起点至准东—皖南项目竣工，该阶段特高压直流外送主要是三北地区火电外送，主要配合《大气污染防治计划》。但该阶段的特高压建设也伴随了不少争议：首先便是“外地发电+特高压外送”和“铁路运煤+本地发电”的路线争议，但该阶段面临最大的质疑来自于特高压的低利用率，以 2019 年为例，多个项目实际利用率不足 20%，建成多年的酒泉—湖南项目利用率也未能突破 30%，并最终导致我国纯煤电外送项目此后基本停滞。

**图表 8：2019、2020 年我国特高压直流输送电量及利用率**

| 序号 | 线路名称 | 2019 年输送电量（亿千瓦时） | 2019 年利用率 | 2020 年输送电量（亿千瓦时） | 2020 年利用率 |
|----|------|------------------|-----------|------------------|-----------|
|----|------|------------------|-----------|------------------|-----------|

|    |              |     |        |       |        |
|----|--------------|-----|--------|-------|--------|
| 1  | 向家坝—上海（复奉）直流 | 302 | 53.87% | 306.9 | 54.74% |
| 2  | 锦屏—同里（锦苏）直流  | 366 | 58.03% | 374.2 | 59.33% |
| 3  | 哈密—郑州（天中）直流  | 415 | 59.22% | 408.6 | 58.30% |
| 4  | 溪洛渡—金华（宾金）直流 | 341 | 48.66% | 329.8 | 47.06% |
| 5  | 宁东—浙江（灵绍）直流  | 415 | 59.22% | 498.3 | 71.10% |
| 6  | 酒泉—湖南（祁韶）直流  | 179 | 25.54% | 224.6 | 32.05% |
| 7  | 晋北—江苏（雁淮）直流  | 253 | 36.10% | 259.1 | 36.97% |
| 8  | 锡盟—江苏（锡泰）直流  | 119 | 13.58% | 171.2 | 19.54% |
| 9  | 扎鲁特—山东（鲁固）直流 | 236 | 26.94% | 330.9 | 37.77% |
| 10 | 上海庙—山东（昭沂）直流 | 166 | 18.95% | 286.2 | 32.67% |
| 11 | 准东—皖南（吉泉）直流  | 147 | 13.98% | 439.6 | 41.82% |
| 12 | 海南—驻马店（青豫）直流 | —   | —      | 34.1  | 4.87%  |
| 13 | 云南—广东（楚穗）直流  | 283 | 64.61% | 259   | 59.13% |
| 14 | 滇西北—广东（普侨）直流 | 217 | 49.54% | 192.7 | 44.00% |
| 15 | 糯扎渡—广东（新东）直流 | 271 | 61.87% | 255.3 | 58.29% |
| 16 | 昆柳龙直流        | —   | —      | 51.7  | 7.38%  |

资料来源：国家能源局，华源证券研究所

但低利用率的本质原因并非来自特高压技术本身，而是电源的超额建设。十二五期间我国电价位居高位，各地火电开工积极，而彼时用电增速却呈现下降趋势，最终导致电源建设过剩。因此 2017 年我国开始煤电供给侧改革，大幅收缩煤电建设，导致部分线路配置的电源未能如期建成。

（3）第 3 阶段（2018—2022 年）：再次回归水电外送，主要将青海、四川、云南的水电外送至华东、华南地区。原因和第 1 阶段基本一致。

（4）第 4 阶段（2023 年至今）：随着双碳战略提出，外送新能源成特高压核心功能，且不同于第 2 阶段，新能源只能以电能形式外送。

## 1.2. 特高压 2030 展望：解决终端需求是关键

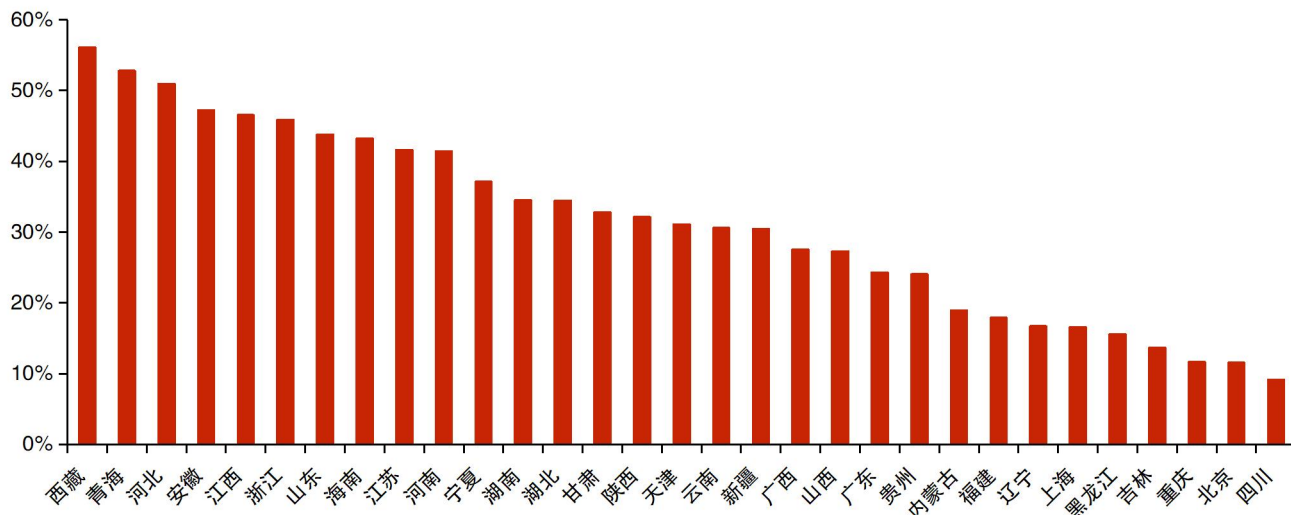
因此展望更长期的未来，例如到 2030 年，特高压直流当前从技术、经济性上来说并未有什么分歧。然而，虽然电网板块从历史上来看整体呈逆周期属性，但直流特高压却更加顺周期。2017 年后由于用电增速下滑且电源建设过剩，特高压建设进入大低谷期，除规划内的少量水电外送可以正常开展外，煤电外送基本停滞。本质原因在于特高压建设还是以需求驱动，在受端省份用电需求萎缩的情况下，引入外来电意愿也会下降。

在双碳战略提出后，特高压直流大规模建设重新提上日程。三北地区丰富的风、光资源以及西藏丰富的水风光资源，是我国达成双碳目标的底气和宝贵财富，也为了中、东部各省追求的目标。加上工业特别是高耗能工业向中西部地区转移，未来中部地区的用电需求将高于东部，也有大量的外部来电需求，在中部和东部地区利益趋于一致的情况下，理论上工程协调困难的根本性矛盾已经缓解。

但当前全球经济不确定性增加，对我国用电需求可能形成冲击，这对于特高压直流建设的逻辑可能产生一定的影响。但与十三五期间面临的问题不同，我们目前仍在执行双碳战略，

外送新能源才是核心要求，而当下新能源的核心矛盾在于缺乏终端需求。从电源属性角度来说，电力市场中并不区分不同电源的环境属性，且目前主要接收外来电的中部、东部省份有较高的分布式光伏装机（光伏装机渗透率大于40%的省份共10个，有8个为中、东部省份），再接受大量新能源外来电，会增加调峰压力。

图表9：截至25Q1我国各省光伏装机渗透率



资料来源：，华源证券研究所

此前我国特高压建设主要围绕三北风光大基地外送展开。以第二批大基地为例，总规划455GW，其中十四五200GW（外送150GW），十五五255GW（外送165GW），十四五和十五五总计315GW的外送规模是特高压主要建设方向。十四五150GW外送主要对应18条外送通道，截至2025年底，预计将利用7条存量通道、建成2条通道，其余9条通道尚未建成。而十五五期间总计165GW外送，预计需要13—15条外送通道方可满足需求。

图表10：“沙戈荒”大基地外送通道及建设状态

|        | 总规划<br>(GW) | 外送装机<br>(GW) | 规划外送通道    | 截至2025年<br>6月底通道状态 |
|--------|-------------|--------------|-----------|--------------------|
| 十四五：   |             |              |           |                    |
| 库布奇沙漠  | 39          | 24           | 蒙西—天津南    | 存量                 |
|        |             |              | 蒙西—京津冀    | 在建                 |
|        |             |              | 蒙西—中东部    | 待建                 |
| 乌兰布和沙漠 | 21          | 10           | 蒙西外送      | 待建                 |
|        |             |              | 宁夏—湖南     | 建成                 |
| 腾格里沙漠  | 45          | 33           | 宁夏—中东部    | 待建                 |
|        |             |              | 河西—浙江     | 待建                 |
| 巴丹吉林沙漠 | 23          | 11           | 巴丹吉林—四川   | 在建                 |
|        |             |              | 陕北—湖北     | 存量                 |
|        |             |              | 宁夏—浙江     | 存量                 |
|        |             |              | 上海庙—山东    | 存量                 |
| 采煤沉陷区  | 37          | 37           | 府谷、锦界外送通道 | 存量                 |
|        |             |              | 陕北—安徽     | 在建                 |
|        |             |              | 陕北—河南     | 在建                 |
|        |             |              | 大同—天津南    | 在建                 |

|       |      |     |                         |                |
|-------|------|-----|-------------------------|----------------|
| 其他    | 32.5 | 35  | 准东—皖南<br>青海—河南<br>哈密—重庆 | 存量<br>存量<br>建成 |
| 十四五总计 | 200  | 150 |                         | 总计 9 条未建成      |
| 十五五总计 | 255  | 165 | 估计需要约 13—15 条外送通道       |                |

资料来源：国家能源局，华源证券研究所

因此虽然大基地和特高压的规划非常明确，但新能源终端需求问题始终是影响特高压建设的核心原因。当前我国电力市场基本不具备区分各电源清洁属性的功能，作为同质化商品，成本是各电源建设的核心驱动力。虽然从度电成本来看，光伏、风电成本普遍更低，但电力市场中光伏、风电的价格也明显低于火电，证明用户使用新能源要付出更多的额外成本（主要是调节成本），而且该成本会随着新能源渗透率提升愈发明显，更高的成本成为了限制新能源发展的主要因素。“136 号文”可以解决省内新能源价格劣势问题，但跨区域的需求拉动将依赖碳市场或绿证市场的建立。

2024 年 2 月，国家发改委发布《加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》，提出在“十四五”省级人民政府节能目标责任评价考核中，**将可再生能源、核电等非化石能源消费量从各地区能源消费总量中扣除，据此核算各地区能耗强度降低指标。**

同时明确绿证交易电量扣除方式，指出“参与跨省可再生能源市场化交易或绿色电力交易对应的电量，按物理电量计入受端省份可再生能源消费量；未参与跨省可再生能源市场化交易或绿色电力交易、但参与跨省绿证交易对应的电量，按绿证跨省交易流向计入受端省份可再生能源消费量，不再计入送端省份可再生能源消费量”。**非水可再生能源消纳责任权重以及绿证交易预计将是特高压稳定建设的核心。**

## 2. 配电网：新能源消纳关键环节 政策改革值得期待

### 2.1. 配电网十四五回顾：投资低于预期 改革初见端倪

#### 2.1.1. 双碳战略后配电网的功能发生较大变化

首先，我国电网运行的一个基本逻辑是：电源以集中式电源为主，因此电力在电网中基本从高电压等级向低电压等级单向流动，即电源和用户相对分离，配电网中只有用户而无电源，此为重点一。

另外还需要了解电网运行的另一个基本逻辑，即：电能可以在电网中以光速传播且无法大规模储存，这导致电力系统运行需要保证发电功率和用电功率（通常称用电负荷）时时刻刻相等。而用电功率由于人类的生理特征和工作生活节奏，通常会发生波动，于是就要求电网能够预测和监测这种变化，并向电源发出合适的调度指令以匹配用电负荷，这就是电网调度的工作之一。

以上两个基本逻辑，在传统的以火电、水电、核电等常规电源为主的电力系统中是适用的，但当新能源加入后就发生了一些根本性的变化。

（1）由于分布式光伏规模小，因此都是在用户侧就近以低电压等级接入，大规模的分布式建设导致电能的生产和消费同时在配电网中进行，这就打破了此前电能单向流动的特点。这对于电网的安全性和控制策略提出了挑战；

（2）此外，双碳战略不仅仅是风电、光伏等新能源的增加，配合新能源接入的储能（特别是户用储能和工商业储能），加上电气化的推动，特别是电动汽车的大规模接入使得用户侧的用能习惯和规律也发生了很大的变化。

上述变化对配电网带来两方面的挑战，一是技术上来说，传统配电网已无法适应新形势的要求，需要进行改造升级。二是从商业模式上来说，传统的大电网模式也无法满足更加灵活的电力供销需求，本章将对这两点进行展开讨论。

配网已经成为分布式消纳主要制约因素之一。2023 年新增光伏装机近一半为分布式，而分布式主要就地消纳。根据《分布式电源接入电网承载力评估导则》，将电网承载能力划分为红、黄、绿三个等级。对于绿色等级，推荐分布式电源接入；对于黄色等级，开展专项分析；对于红色等级，在电网承载力未得到有效改善前，暂停新增分布式电源项目接入。

图表 11：电网承载率等级划分依据

| 评估等级 | 依据 | 含义 | 建议 |
|------|----|----|----|
|------|----|----|----|



|    |                                                                 |                               |                            |
|----|-----------------------------------------------------------------|-------------------------------|----------------------------|
| 绿色 | 反向负载率 $\leq 0$ ；短路电流、电压偏差、谐波校验通过                                | 可完全就地消纳，电网无反送潮流               | 推荐分布式电源接入                  |
| 黄色 | $0 < \text{反向负载率} \leq 80$ ；短路电流、电压偏差、谐波校验通过                    | 电网反送潮流不超过设备限额的 80%            | 对于确需接入的项目应进行专项评估           |
| 红色 | 反向负载率 $\geq 80$ ，或短路电流、电压偏差、谐波校验其中之一不通过，或分布式电源导致 220kV 及以上电网反送电 | 电网反送潮流超过设备限额的 80%，或电网运行安全存在风险 | 在电网承载力未得到有效改善前，暂停新增分布式电源接入 |

资料来源：《分布式电源接入电网承载力评估导则》（DL/T 2041-2019），华源证券研究所

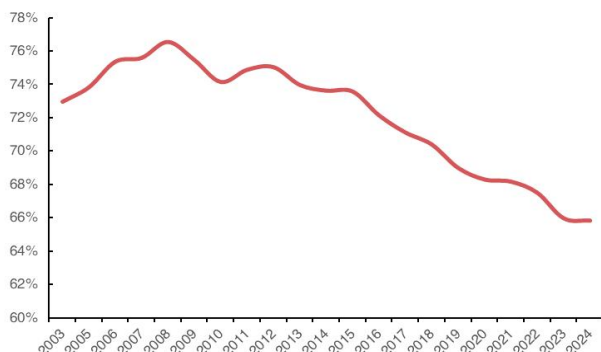
## 2.1.2. 配网投资加大是共识，但实际投资额低于预期

虽然在双碳提出之初，行业内对加强配电网建设的方向存在共识，长期来看，用电增长趋于坚挺用户数量增加，配网投资需要持续增加。对于全社会来说，最为明确以及具备可行性的双碳路径是“电力行业深度脱碳，其余行业深度电气化”。电力供给全面转向清洁能源，通过电气化推动其他部门减排，通过碳汇、碳捕捉等对冲农业排放。这意味着在双碳路径下，全社会用电量的增长预期发生显著变化。传统模型下，用电量增速跟 GDP 增速强相关，新模型下用电需求增速成为碳中和进展的指标，中长期用电需求增速上修且增速更加平稳。

21 世纪初我国电网建设重视主网，本质原因在于电源和用户需求都集中在高压侧。21 世纪头 10 年，我国加入 WTO 经济开始高速增长，增长主力为第二产业。

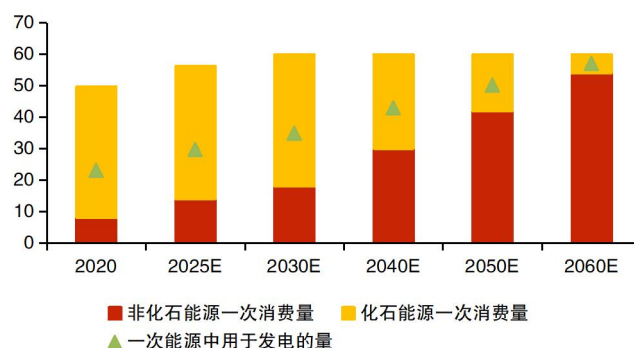
从用电结构来看，我国 21 世纪头 10 年二产用电比例一直呈现增加趋势（2008、2009 年受全球金融危机影响短暂小幅下滑）。彼时我国为了满足日益增长的用电需求，电源侧建设也开始加速且以火电、水电等大型传统电源为主。不论电源侧高速发展的火电、水电，还是需求侧高速增长的工业，大都以接入高压为主，因此我国此前电网建设重视主网。以 2009、2010 年为例，配网投资分别占比为 42.6%和 43%，比例小于主网。

图表 12：我国第二产业用电量占比



资料来源：，华源证券研究所

图表 13：我国一次能源消费量及用于发电比例预测（亿吨标准煤）

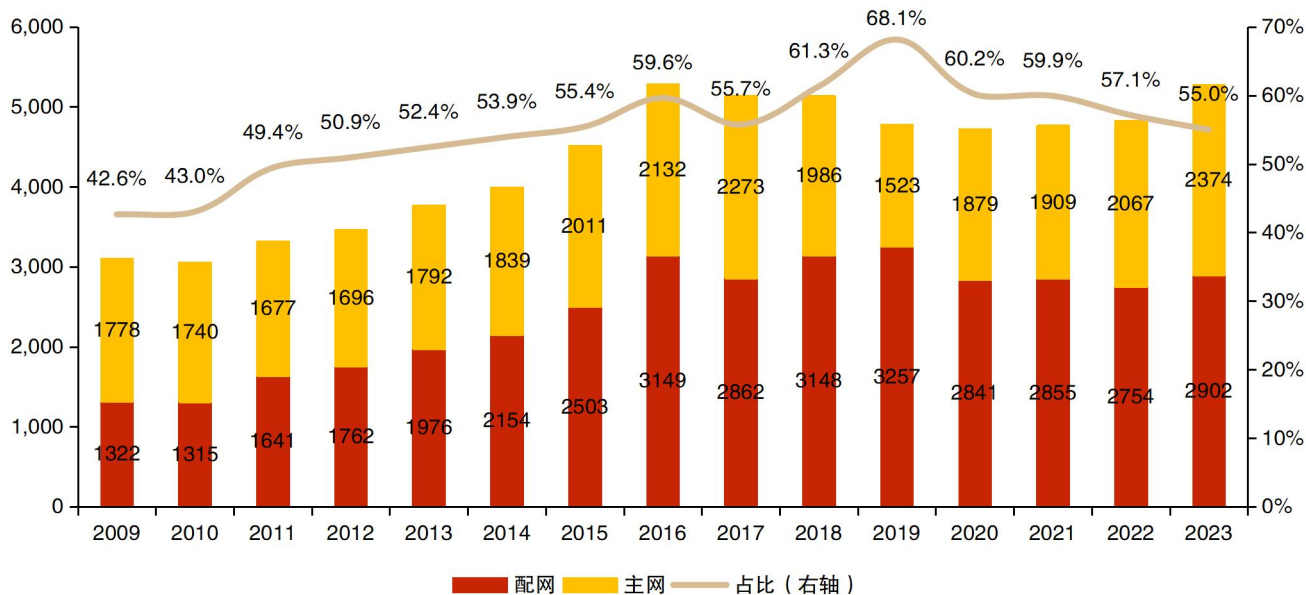


资料来源：国家能源局，华源证券研究所

但从实际结果来看，十四五期间我国配网投资额始终保持较低水平（大幅低于十三五水平），且占电网投资的比例不断下降。继配网投资占比于 2019 年达到 68.1% 的历史高点后，配网投资占比逐渐滑坡，至 2023 年下降至 55%，大致与 2015 年左右相当，而投资总额也明显低于十三五部分年份。

配网投资比例下滑与双碳战略有一定关系：风光大基地建设成为我国双碳战略的重点，三北地区风光资源丰富而用电需求较低，大量电力外送需求使得电网投资向特高压侧倾斜。

图表 14：2009—2023 年我国配网、主网投资额及配网占比（亿元）



资料来源：国网社会责任报告、南网社会责任报告，中国电力统计年鉴，中电联，华源证券研究所

注：2009、2010、2016—2022 年数据均来自中国电力统计年鉴。23 年数据来自于中电联网站。2011—2015 年总的配网投资比例按两网公布的投资额估算，并假设比例按年均匀增长。此处总投资仅考虑电网工程，不考虑其他工程，因此与每年电网基本投资完成额有所差别

### 2.1.3. 随着分布式和充电桩的大规模建设，配网容量不足问题显现

我国分布式光伏近些年来呈高速增长态势。自 2020 年双碳战略、整县推进等利好分布式光伏的政策出台以来，分布式便呈高速增长态势。2020 年底我国分布式光伏仅 67GW，到 2023 年底就已高达 254GW，装机 CAGR 高达 56%，是新能源发展最快的领域，2018 年分布式占太阳能装机比例仅 29%，到 2024 年上半年已高达 43%。

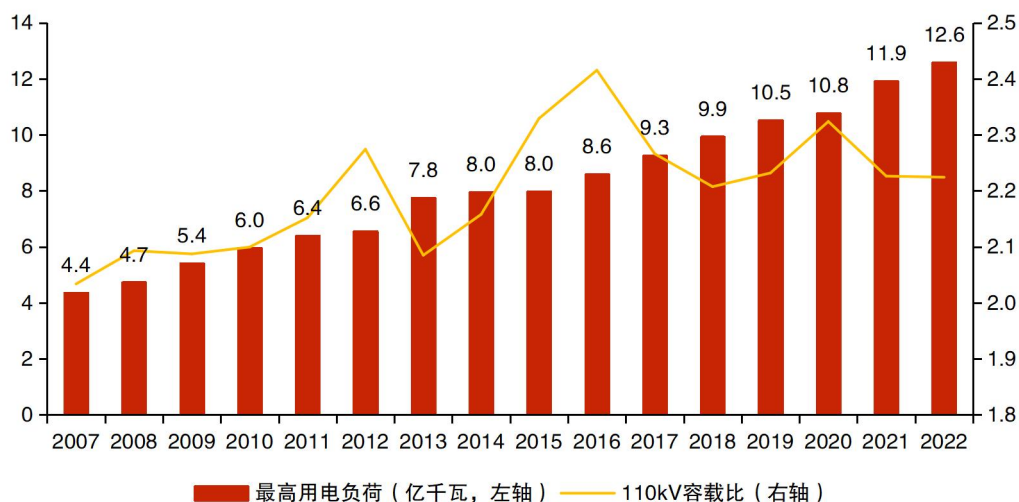
光伏具有利用率低、瞬时出力高等特点，电力系统调节压力较大。2023 年我国太阳能发电利用小时数仅 1286 小时，在所有主要电源类型中垫底。低利用率带来的结果便是高波动性，以山东为例，截至 2023 年底山东省分布式光伏装机达到 41GW，占全省总装机比例达到 20% 左右，而山东省 2023 年最高用电负荷约 110GW。

当午间分布式光伏大发时，其出力占比可能相当高，挤占其他电源发电空间。西北光伏装机占其最高发电负荷比例已超过 100%，华北、华中也超过 60%（发电负荷取 2023 年最高负荷，光伏装机取 2024 年底数据），留给其他电源的发电空间越来越小。

**配网容量不足、业务形态缺失限制了分布式的消纳能力。**我国配网建设较为薄弱，我国东部农村户均配变容量不足 3.5 千伏安，这一定程度上限制了分布式电源的接入能力。从更宏观的容载比（=公用变压器容量之和/该区域网供最大负荷），该指标越高则证明该地区配电容量越冗余、供电可靠性越高。根据《配电网规划设计规范》（DL/T 5729），容载比取值主要与当地负荷增长率有关。我们用历年 110kV 变电容量/最高用电负荷估算全国平均 110kV 电网容载比（由于容载比通常以地市级别为单位计算，全国平均值绝对值意义不大，因此我们称之为估算容载比），可以得出基本结论：

**我国容载比整体呈上行趋势，反映了配网发展质量逐渐提高。**（1）2015—2020 年的 2 万亿配网升级工程：要求高压配网容载比从 2014 年的 2.01 提升至 2020 年的 1.8—2.2，最多提升约 0.2。我们估算的容载比提升幅度约 0.18（2.14—2.32）。（2）2 万亿配网升级工程结束后，配网投资下滑，但 21、22 年用电负荷超预期增长，导致估算容载比大幅下滑至 2.17，与 2014 年相当。

图表 15：2007—2022 年我国最高用电负荷及 110kV 容载比估算值（亿千瓦）



资料来源：中国电力统计年鉴，中电联，华源证券研究所

图表 16：高压配电网容载比选择范围

| 负荷增长情况              | 饱和期     | 较慢增长    | 中等增长    | 较快增长    |
|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| 年负荷平均增长率            | ≤2%     | 2%~4%   | 4%~7%   | >7%     |
| 110~35kV 电网容载比（建议值） | 1.5~1.7 | 1.6~1.8 | 1.7~1.9 | 1.8~2.0 |

资料来源：《配电网规划设计技术导则》（DL/T 5729-2023），华源证券研究所

此外我国分布式可接入容量也趋于紧张。目前我国部分地区开始公布分布式光伏可接入容量，其中河南、湖南等地可接入容量不足1年新增装机，福建、黑龙江等也会在未来几年消化完毕。此外，我国电力体制改革尚在进行中，且用户侧进展较慢，智能微电网、源网荷储等业务形态缺失也很大程度上限制了分布式的消纳能力。

图表 17：2024 年三季度部分省份分布式光伏可接入容量

| 省份  | 可接入容量<br>(MW) | 分布式光伏累计装机 (MW) |       |       | 23 年新增<br>(MW) | 去化所需年份 |
|-----|---------------|----------------|-------|-------|----------------|--------|
|     |               | 24H1           | 23A   | 22A   |                |        |
| 天津  | 4534          | 2889           | 1904  | 989   | 915            | 5.0    |
| 福建  | 6508          | 10003          | 8304  | 4258  | 4046           | 1.6    |
| 河南  | 6334          | 34120          | 30940 | 17042 | 13898          | 0.5    |
| 湖南  | 682           | 10757          | 8525  | 3498  | 5027           | 0.1    |
| 新疆  | 9028          | 187            | 180   | 269   | -89            |        |
| 黑龙江 | 1940          | 1979           | 1688  | 1084  | 604            | 3.2    |
| 山东  | 101456        | 45765          | 40988 | 30202 | 10786          | 9.4    |

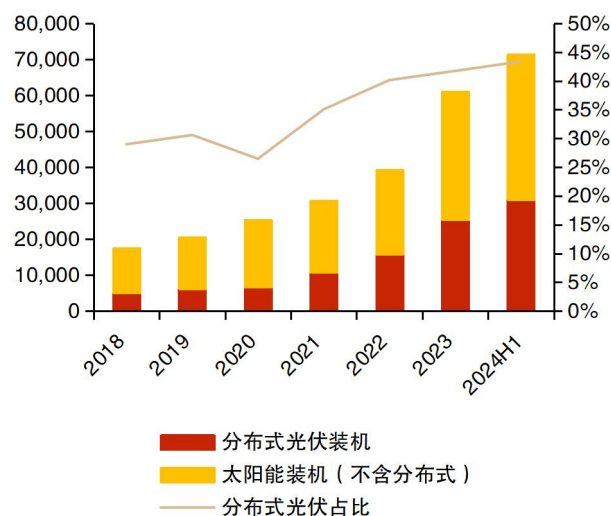
资料来源：国家电网，北极星太阳能光伏网，华源证券研究所

图表 18：分布式光伏高出力对发电曲线的影响



资料来源：山东省电力交易中心，华源证券研究所

图表 19：2018—2024H1 我国分布式光伏装机量及占比（万千瓦）



资料来源：，华源证券 研究所

另一方面，新能源汽车成我国重要产业战略，充电桩需求快速提升。新能源作为我国双碳战略重要组成部分，销量自2021年起显著增加。2023年我国新能源汽车销量达到950万辆，相比于2020年的137万辆3年内增长近6倍。2024年1—8月新能源销量704万辆，同比增长31%。充电桩作为新能源汽车的重要基础配套设施，也迎来了大规模发展，到2023年底我国公用充电桩保有量为273万只，相比于2020年底增加约2.4倍。

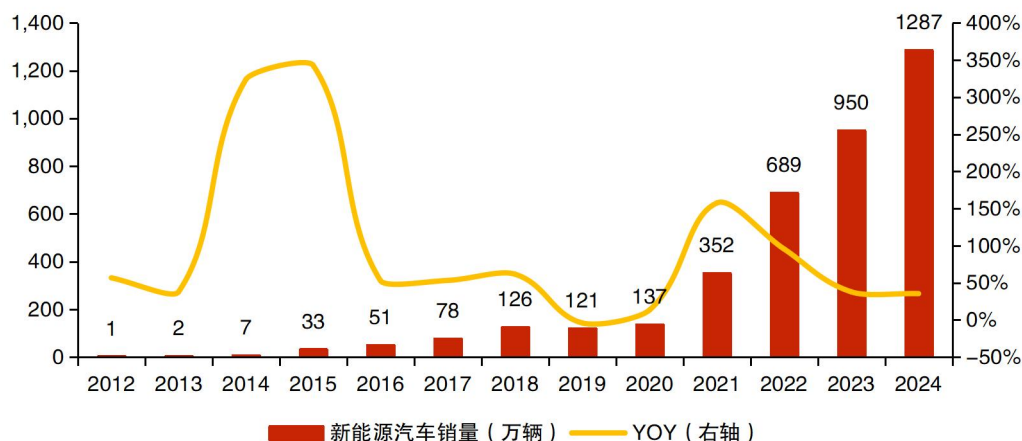
充电桩增加速度不及新能源汽车销量，充电问题凸显。2020年我国新能源汽车销量137万辆，同年新增29万台公用充电桩，每4.7辆新车对应1台充电桩。而2023年则是每10



台新车对应 1 台公用充电桩。充电桩缺乏问题凸显一定程度上限制了新能源汽车的发展，根据乘联会数据，2024 年前 9 月我国 BEV（纯电）销量为 458.9 万辆，同比增速为 11.7%，相比之下 PHEV（插电混动）和 EREV（增程）销量分别为 248 万辆和 79 万辆，同比增长 74.9%和 102.7%，增速远高于纯电车型。

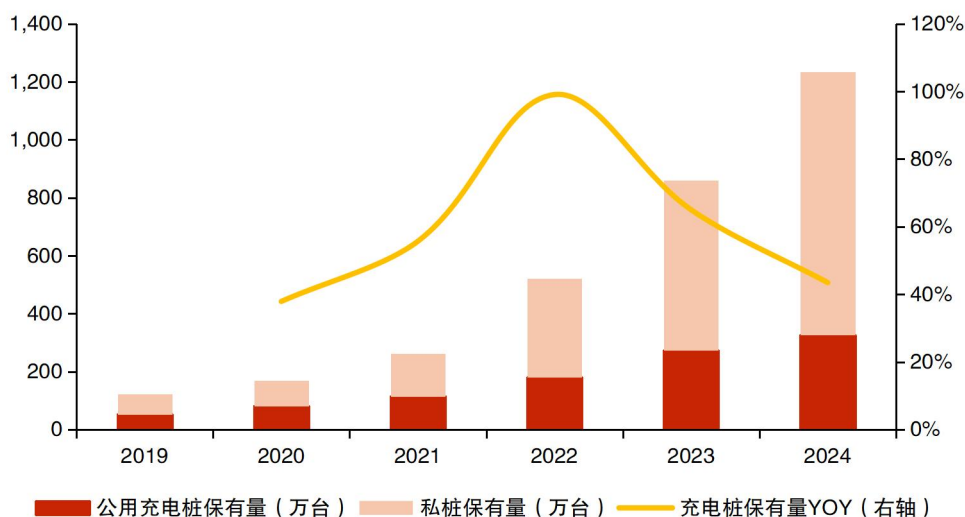
充电桩利用率严重偏低，低利用率带来的问题是瞬时高功率。配网的变压器、线路容量通常按照最大功率来设计，普通户用充电桩功率一般是 7kW，对于部分超充站，最大功率可达 400—600kW。而前文提到过我国 2025 年东部农村的户均配变容量目标仅 3.5 千伏安，小于普通充电桩功率。

图表 20：2012—2024 年我国新能源汽车销量及同比增速（万辆）



资料来源：中国汽车工业协会，华源证券研究所

图表 21：2019—2024 年我国充电桩保有量及同比增速（万台）



资料来源：中国电动汽车充电基础设施促进联盟，，华源证券研究所



## 2.1.4. 我国输电网和配电网尚未分离，源网荷储等新商业模式推行困难

我国电网由于历史沿革原因，一直维持输配合一的组织架构。2002 年国务院《电力体制改革方案》（俗称电改“5 号文”），确立“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”的十六字方针，为我国电力体制改革指明方向。其中输配分开要求：**逐步实行输配分开，在售电环节引入竞争机制。**

但输配分开最终成为我国电改十六字总方针中最为滞后的一环。推进不力的原因来自多方面，除了触及电网的核心利益外，电网的技术特点和交叉补贴同样棘手。输电和配电主要是高压和低压、干线和支线的差别，输电网连接电厂，配电网连接用户。如果不考虑激励机制问题，单纯从技术角度，输配一体化更利于电网调度和系统稳定，安全问题是监管层犹豫不决的重要原因。

与此同时，源网荷储作为解决新能源消纳问题的重要手段被提上日程。源网荷储本质上是为了解决新能源快速发展可能带来的电力市场过于复杂以及电网平衡难度大幅提高的问题。2021 年 2 月 25 日，国家发改委、国家能源局联合印发了《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》，首次正式提出了“源网荷储”概念，是解决上述问题的一个重要手段，并有望成为未来电力系统最重要的概念之一。国家层面推出源网荷储一体化概念后，各省也陆续提出当地源网荷储的发展指导意见和实施细则。

图表 22：各地源网荷储政策文件

| 时间         | 省（自治区） | 文件名                                      |
|------------|--------|------------------------------------------|
| 2021/4/20  | 陕西     | 《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补项目示范有关工作的通知》          |
| 2021/12/27 | 河北     | 《关于下达河北省 2021 年度电力源网荷储一体化和多能互补试点项目计划的通知》 |
| 2021/12/20 | 江苏省    | 《关于有序推进电力源网荷储一体化和多能互补发展工作的通知》            |
| 2021/8/20  | 河南省    | 《关于推进增量配电业务改革试点开展源网荷储一体化建设的通知》           |
| 2022/7/19  | 内蒙古    | 《内蒙古自治区源网荷储一体化项目实施细则》                    |
| 2022/12/30 | 四川省    | 《加快推进多能互补电源建设的激励措施》                      |
| 2023/6/7   |        | 《加快推进多能互补电源建设激励措施的实施细则》                  |
| 2023/5/24  | 新疆     | 《关于做好源网荷储一体化项目建设有关工作的通知》                 |
| 2022/11/9  | 青海省    | 《青海省电力源网荷储一体化项目管理办法（试行）》                 |

资料来源：各地政府官网，华源证券研究所

为了解决上述问题，就需要降低电力系统复杂度，最直接的办法就是对电力系统进行分解。按照国家的指导意见，我国源网荷储将分为三个层级，即区域（省）级源网荷储一体化、市（县）级源网荷储一体化、园区（居民区）级源网荷储一体化。这样上级源网荷储只需要负责所有下级整个源网荷储的平衡即可，至于下级源网荷储内部的平衡则由下级主体自身负责，与上级无关，这样就大幅降低了单个源网荷储主体平衡的复杂度。此外源网荷储主体也可以代表内部所有发电、用电单元统一参与上级的电力市场，这样也大幅降低了电力市场的复杂度。

**源网荷储需要充分调动各项可调动资源支持消纳：**而对于单个源网荷储单元内部，则可以因地制宜设计方案，充分调动区域内部各类资源，以效益最大化为原则发挥各自优势。1）对于电源，要充分调动灵活性电源的积极性，合理规划布局不同电源类型，做到优势互补；2）对于电网，要合理布局电源，充分发挥电网传输功能，提高电网利用率；3）对于负荷，要充分发挥负荷的调节能力，进一步加强多向互动，为系统提供调节支撑能力；4）对于储能，要合理配置储能并进行调节。

**源网荷储鼓励电源和负荷就地平衡。**由于用电成本中包含输配电价，而输配电价成本与所需的电网规模有关。一旦源和荷的距离拉大，一方面需要建设更长的输电线路，另一方面需要提高输电的电压等级，从而导致电网层级增加，进一步增加输电成本。此外，因此从成本的角度出发，我们更希望电源和负荷尽量靠近，而源网荷储概念正好鼓励电源和负荷就地平衡。

源网荷储中“网”的环节较为特殊，需要由非电网企业建设管理，因此实质上是2015年增量配电改革的延续。十三五期间，国家层面先后发布《有序放开配电网业务管理办法》、《国家发改委 国家能源局关于进一步推进增量配电业务改革的通知》、《关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见》等文件，对增量配电网业务的开展给出明确规定。

**图表 23：国家层面增量配网促进措施**

| 政策文件                               | 时间               | 部分要点                                                                                                              |
|------------------------------------|------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 《有序放开配电网业务管理办法》                    | 2016 年 10 月 8 日  | 一、有序放开配电网业务要遵循以下原则：（1）规划引领；（2）竞争开放；（3）权责对等；（4）创新机制<br>二、电网企业按照电网接入管理的有关规定以及电网运行安全的要求，向项目业主无歧视开放电网                 |
| 《国家发展改革委 国家能源局关于规范开展增量配电业务改革试点的通知》 | 2016 年 11 月 27 日 | 试点项目涉及的增量配电网应与公用电网相连，除鼓励发展以可再生能源就近消纳以及促进能源梯级利用为目的的局域网、微电网外，发电企业及其资本不得参与投资建设电厂向用户直接供电的专用线路                         |
| 《关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见》          | 2017 年 12 月 29 日 | 一、用户承担的配电网配电价格与上一级电网输配电价之和不得高于其直接接入相同电压等级对应的现行省级电网输配电价<br>二、对于招标方式确定投资主体的，采用招标定价法；对于非招标方式确定投资主体的，采用准许收入法或最高限价法定价。 |
| 《国家发改委 国家能源局关于进一步推进增量配电业务改革的通知》    | 2019 年 1 月 5 日   | 但试点项目内不得以常规机组“拉专线”的方式向用户直接供电，不得依托常规机组组建局域网、微电网，不得依托自备电厂建设增量配电网，禁止以任何方式将公用电厂转为自备电厂                                 |

资料来源：政府官网，华源证券研究所

然而事实上增量配网试点落地过程中，项目的排他性经营权、公平接入上级电网和接入以新能源为主电源的发展权、按照国家政策获取公允合理回报的收益权一直未能得到充分保障和落实，这些因素成为制约和影响试点项目实现良性运营的顽疾。这一定程度上也影响了诸如源网荷储等模式的推进效果。

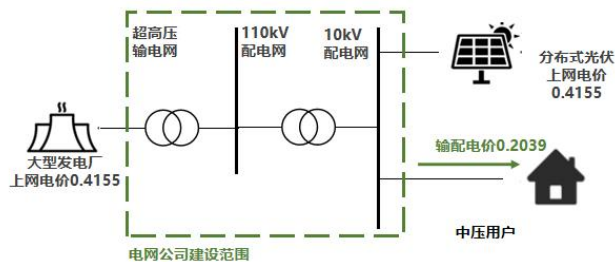
源网荷储发展问题当下急需解决，主要在于 2 点：

1) 生态环境部以及欧洲电池法案等都鼓励绿电直连。生态环境部《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》中对于企业碳排放的认定，以及欧洲电池法案对于动力电池企业碳足迹的认定，都只认可绿电直连形式碳排放为 0，而从公用电网的电力都以全国平均排放因子核算，我国可再生能源比例低于欧洲，当前电网平均碳排放  $0.5703 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$ ，显著高于法国、瑞典、挪威等国的  $0.1\text{—}0.3\text{kgCO}_2/\text{kWh}$ 。因此从这个角度来说，分布式光伏自发自用非常有利于降低企业碳排放认定。

2) 发电侧市场化后源网荷储成降电费的重要手段。传统模式下分布式光伏上网部分均由电网按燃煤标杆电价收购，因此对于左图中压用户，不论与自己处于同一电网的分布式光伏上网电量是多少，其电力成本均为  $0.4155$ （上海燃煤标杆电价） $+0.2039=0.6194$  元/千瓦时。

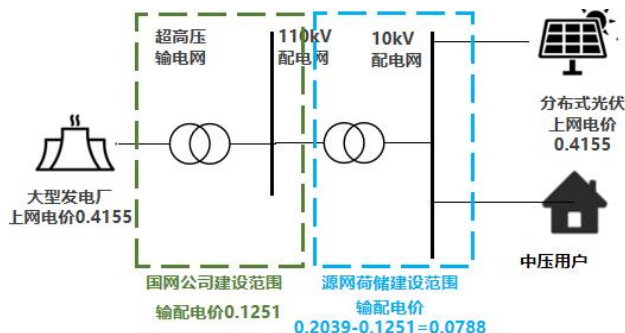
而如果采用源网荷储模式，由于该模式下内部电网由源网荷储运营商自建，分布式光伏发电部分仅需要承担  $10\text{kV}$  电网的建设成本即可。假设该中压用户  $40\%$  电量来自于分布式光伏，则其用电成本为  $0.4155+0.2039\times 0.6$ （公网部分输配电价） $+ (0.2039-0.1251)\times 0.4$ （分布式光伏分输配电价） $=0.5694$  元/千瓦时，用电成本降低约  $0.05$  元（下降约  $8\%$ ）。

图表 24：传统模式下电力用户的电费构成（元/千瓦时）



资料来源：国家发改委，华源证券研究所

图表 25：源网荷储模式下电力用户的电费构成（元/千瓦时）



资料来源：国家发改委，华源证券研究所

## 2.2. 配电网 2030 展望：机制改革成为重点

展望 2030 年，源网荷储以及增量配电对降低企业用电成本、提高企业绿电使用比例、提高可再生能源消纳能力 3 个方面都有较大的推动作用，这同时符合中央政府、地方政府和企业的利益。但实际上推进困难的原因主要在于不符合电网利益，以及相关市场化机制未得到充分解决。

以往社会资本建设配电网，需要与电网公司协商好配电区域划分，取得电力业务许可证后，再由电网公司配合办理接网手续。但在实际操作中，增量配电网在区域划分中处于弱势地位，电网企业对未控股、参股项目进行信息封锁，导致增量配电项目业主难以获取接入系统所必备的电网信息，无法开展配电网接入系统规划设计；在部分试点项目中，电网企业未能及时提供增量配电项目并网服务，导致部分已开工项目停滞或部分已建成的配电设施难以开展供电业务；甚至有部分试点项目因为和电网企业存在分歧，未能从大电网获取施工电源。

**此外申领电力业务许可证困难。**根据《中国能源报》的报道，截至 2021 年三季度末，我国前五批增量配网试点项目中仅 40%取得许可证，取证需要确定配电区域划分，而在区域划分上增量配网企业通常难以与上级电网达成一致意见。

此外多数地区在推进源网荷储项目的过程中，对源网荷储自用电比例做出较高要求（通常要求自用电比例不低于 50%），而风电、光伏的发电利用率大幅低于 50%（按风电 2000 小时、光伏 1000 小时计算，利用率分别为 23%、11.5%），这就要求风电、光伏的装机量高于用电负荷，而同时又要求不能向大电网反向送电，那又必须配置大量储能。而当前储能技术尚不成熟、安全性存疑、成本仍然较高，使得两个要求存在一定程度的矛盾。而源网荷储不能反送电就意味着不能参与电力市场交易，又降低了通过电力市场灵活配置资源的能力。

因此，进入十四五末期，解决上述两个难题的政策陆续出台。2024 年 12 月 5 日，国家能源局发布《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》。明确新型经营主体的范围，智能微电网概念首次明确。《指导意见》将电力新型主体分为两类：

1) 单一技术类：主要包括分布式光伏、分散式风电、储能、可调节负荷；

2) 资源聚合类：虚拟电厂（负荷聚合商）、智能微电网。其中智能微电网是首次在国家级正式文件中给出基本定义：以新能源为主要电源、具备一定智能调节和自平衡能力、可独立运行也可与大电网联网运行的小型发配用电系统。

此外《指导意见》也提出，配电环节具备相应特征的源网荷储一体化项目也可视作智能微电网。《指导意见》明确具备响应特征的源网荷储一体化项目可视为智能微电网并豁免电力业务许可证，这大大简化了相关业务的开展难度，垄断有望进一步打破、市场活力有望进一步激发。

图表 26：电力领域新型经营主体分类

| 新型主体分类 | 具体形式        | 定义                                                   |
|--------|-------------|------------------------------------------------------|
| 单一技术类  | 分布式光伏       | 运用数字化、智能化等先进技术，聚合分布式电源和可调节负荷等，协同参与系统运行和市场交易的电力运行组织模式 |
|        | 分散式风电       |                                                      |
|        | 储能          |                                                      |
|        | 可调节负荷       |                                                      |
| 资源聚合类  | 虚拟电厂（负荷聚合商） | 以新能源为主要电源、具备一定智能调节和自平衡能力、可独立运行也可与大电网联网运行的小型发配用电系统    |
|        | 智能微电网       |                                                      |

资料来源：《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》，华源证券研究所

**部分省份也开始陆续放开源网荷储不得反送电网的规定。**2025 年 3 月 5 日山东省印发《关于印发源网荷储一体化试点实施细则的通知》，将源网荷储一体化项目划分为就地就近消纳、绿电交易、虚拟电厂、分布式自发自用 4 类。其中除分布式自发自用外，其余类型都允许参与电力市场，且要求储能根据自身需求合理配置，这有望大大提升源网荷储一体化效率。

图表 27：山东省源网荷储一体化试点实施细则

| 新能源就地就近消纳模式 | 绿电交易模式 | 虚拟电厂模式 | 分布式新能源自发自用模式 |
|-------------|--------|--------|--------------|
|-------------|--------|--------|--------------|



|        |                |                              |                       |                    |
|--------|----------------|------------------------------|-----------------------|--------------------|
| 电源类型   | 风光、生物质、分布式燃机   | 风光、生物质                       | 分散式风电、分布式光伏、分布式燃机、储能等 | 分散式风电、分布式光伏、分布式燃机  |
| 负荷类型   | 新增负荷           | 新增负荷或存量负荷                    | 可调节负荷                 | 新增负荷或存量负荷          |
| 电网建设   | 电网企业建设         | 电网企业建设，有困难或建设时序不匹配的由项目投资主体建设 | 接入公用电网                |                    |
| 储能配置   | 自愿配置           | 自愿配置                         |                       | 按照科学合理的容量规模比例及时长配置 |
| 市场交易方式 | 独立经营主体地位参与电力市场 | 新能源全电量参与市场                   | 参与辅助服务                | 原则上不得反送电           |

资料来源：山东省发改委，华源证券研究所

但是该方案依旧要求内部电网由电网企业建设，这依然削弱了降低用电成本的功能。后续源网荷储仍需要国家出台更加强有力的措施促进增量配电网建设，以更大程度降低企业用电成本，提高相关项目的投资意愿。

十四五最后一年，我国配电网改革方面迈出实质性一步：2025 年 5 月，国家发改委、能源局发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（以下简称《通知》）。其主要内容如下：

**1) 文件要求规范项目建设，明确：**新增负荷可配套建设新能源项目。存量负荷在已有燃煤燃气自备电厂足额清缴可再生能源发展基金的前提下开展绿电直连，通过压减自备电厂出力，实现清洁能源替代。有降碳刚性需求的出口外向型企业利用周边新能源资源探索开展存量负荷绿电直连。支持尚未开展电网接入工程建设或因新能源消纳受限等原因无法并网的新能源项目，在履行相应变更手续后开展绿电直连。

**2) 允许源荷不是同一主体，但要求二者有一定的绑定关系。文件明确：**项目电源可由负荷投资，也可由发电企业或双方成立的合资公司投资，直连专线原则上应由负荷、电源主体投资。项目电源和负荷不是同一投资主体的，应签订多年期购电协议或合同能源管理协议。

**3) 允许项目作为整体参与市场。文件明确：**并网型绿电直连项目享有平等的市场地位，按照《电力市场注册基本规则》进行注册，原则上应作为整体参与电力市场交易，根据市场交易结果安排生产，并按照与公共电网的交换功率进行结算。项目负荷不得由电网企业代理购电。项目电源和负荷不是同一投资主体的，也可分别注册，以聚合形式参与电力市场交易。

**本政策对其中多个关键点作出了明确规定，有助于绿电经济性和环境价值体现。**

#### 一、本次政策针对单一用户的绿电供给模式 开放符合条件的存量负荷

这带来 2 个明显的好处：（1）由于政策规定专用线路原则上由负荷、电源主体投资（即不由公共电网运营商投资），绿电直供部分电量对应的输电成本有望显著低于公共电网部分（因为直供绿电通常距离负荷较近），可以有效降低企业的用电成本；（2）由于电量可清晰



溯源，直供绿电在绝大多数规则下都将被认定是接近 0 碳排放，**对于企业碳排放认定有很大帮助**（特别是出口型企业）。我国东南沿海出口型企业密集，绿电是该地区重要的新能源资源，随着直供模式推广有望带动海上风电产业快速发展。此外，此前各地源网荷储一体化项目多针对新增负荷，《通知》明确“有降碳刚性需求的出口外向型企业利用周边新能源资源探索开展存量负荷绿电直连”，存量负荷开放绿电直连甚至源网荷储值得展望。

## 二、明确绿电直供在现货连续运行区域可反送

以往源网荷储一体化项目为了降低公共电网调峰压力，通常对自用电比例都有较高要求且不允许反送电网：以广西为例，要求自用电比例不低于 20%（不低于 50%的列为重点项目）、新能源综合利用率不低于 95%且不允许反送电网。然而高自用电比例、高新能源综合利用率和不允许反送，三者实际上很难同时完成，除非大规模配置储能，而这又会大幅提高用电成本。因此《通知》在要求自用电比例不低于 30%的基础上，**允许现货市场连续运行地区可采取整体自发自用为主，余电上网为辅的模式（即允许反送）**，这对提高绿电直供模式的经济性和可行性将带来较大帮助。

## 三、合理缴纳相关费用且不得减免

《通知》规定，绿电直供项目应按国务院价格、财政主管部门相关规定缴纳输配电费、系统运行费用、政策性交叉补贴、政府性基金及附加等费用，各地不得违反国家规定减免有关费用。我们认为此项对于绿电直供项目经济性并无明显影响，只是作为规范化。因为输配电费通常明显高于其它几项，**直供项目的经济性主要取决于自用电比例、直供线路的成本**。例如：新疆地区 110kV 用户，输配电价为 0.0815 元/kWh，假设自用电比例 35%、专用线路成本 0.03 元/kWh（新疆地广人稀，近距离直供线路成本优势明显），则采用绿电直供模式将降低用电成本 1.8 分/kWh（尚未考虑绿电相比于公用电源的成本优势）。如果自用电比例进一步提高成本优势将更加明显。

图表 28：《通知》与典型地方源网荷储一体化规定对比（广西为例）

| 项目 | 《通知》主要规定 | 《广西电力源网荷储一体化发展试点建设实施意见》规定 |
|----|----------|---------------------------|
|----|----------|---------------------------|

|            |                                                                                                                  |                                                                        |
|------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| 适用电源       | 风电、太阳能发电、生物质发电                                                                                                   | 主要为新能源                                                                 |
| 适用负荷       | (1) 新增负荷；(2) 存量负荷在已有燃煤燃气自备电厂足额清缴可再生能源发展基金的前提下开展绿电直连，通过压减自备电厂出力，实现清洁能源替代；(3) 有降碳刚性需求的出口外向型企业利用周边新能源资源探索开展存量负荷绿电直连 | (1) 负荷应符合国家和自治区产业政策<br>(2) 新增符合年累计用电量不低于 2 亿千瓦时                        |
| 绿电直连项目主责单位 | 原则上由负荷作为主责单位                                                                                                     |                                                                        |
| 投资主体       | (1) 电源：负荷投资，也可由发电企业或双方成立合资企业投资<br>(2) 直连线路：负荷、电源主体投资                                                             | (1) 源网荷储业主原则上为同一投资主体                                                   |
| 运行模式       | (1) 现货市场连续运行地区：自发自用为主，余电上网为辅<br>(2) 现货市场未连续运行地区：不允许反送电网                                                          | (1) 原则上不向公用电网反送电<br>(2) 若要向公用电网反送电须在电力市场购买调节能力或储能服务                    |
| 电量规定       | (1) 新能源自发自用电量占总发电量比例不低于 60%<br>(2) 新能源自发自用电量占总用电比例不低于 30%，2030 年前不低于 35%<br>(3) 上网电量占总可用发电量比例上限一般不超过 20%         | (1) 新能源电量占比不低于总用电量 20%，不低于 50% 的列为发展重点<br>(2) 新能源综合利用率不低于 95%          |
| 储能配置       | 并网型绿电直连项目应通过合理配置储能挖掘负荷灵活调节潜力等方式，充分提升项目灵活性调节能力，尽可能减小系统调节压力                                                        | (1) 风光储能配置不低于自治区储能配置要求<br>(2) 储能设施及可调节电源、可中断负荷等总的调节能力应不低于整体最高用电负荷的 20% |
| 相关费用       | 按规定缴纳输配电费、系统运行费用、政策性交叉补贴、政府性基金及附加等费用                                                                             | 按规定向用户收取政府性基金及附加                                                       |

资料来源：国家发改委，广西发改委，华源证券研究所

电网是否开放给社会资本建设以及是否允许反送电（参与电力市场）是判断用户侧改革进展的核心要点。目前绿电直供作为最基础的开放形式，国家已出台政策进行明确规定，但长远来看，多电源—多用户的微电网形式范围更大，也是解决新能源消纳的重点，目前尚处于政策起步阶段，十五五期间期待更强有力的政策推动改革。

### 3. 投资分析意见

特高压是我国实现双碳目标的关键环节，三北地区丰富的风光资源与中东部地区旺盛的电力需求错配，特高压成远距离输送的最佳技术选择。十四五期间整体建设低于预期，但随着我国加强非水可再生能源消纳责任权重考核、加强绿证及碳市场建设，特高压的终端需求问题得到解决后特高压有望重回高峰。建议关注特高压核心设备供应商：**国电南瑞、许继电气、中国西电、平高电气、保变电气、荣信汇科（未上市）**等。

配电网是新能源消纳的重要环节，随着分布式电源发展、用电形式多样性增加，配电网需要更加灵活以及市场化方能承担消纳责任。十四五期间我国配网建设低于预期，但改革初现端倪，预计随着电网侧改革进一步推进，新的业务形态有望显现、配电网投资力度有望提升。建议关注配电网核心设备供应商：**三星医疗、四方股份、东方电子**等。

### 4. 风险提示

1) 电网规划建设及投资力度不及预期。电网属于垄断经营行业，其建设和投资高度依赖电网企业的经营和投资计划，一旦建设和投资力度不及预期，可能影响相关供应商业绩表现。

2) 电力需求增长不及预期。电网建设强度与电力需求增长直接相关，一旦长期电力需求向下，可能影响电网长期投资力度。

3) 电网、绿电改革情况不及预期。双碳战略下电网的发展也与电网、绿电改革相关，一旦相关改革不及预期可能影响电网的投资力度。

## 证券分析师声明

本报告署名分析师在此声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，本报告表述的所有观点均准确反映了本人对标的证券和发行人的个人看法。本人以勤勉的职业态度，专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观的出具此报告，本人所得报酬的任何部分不曾与、不与、也不将会与本报告中的具体投资意见或观点有直接或间接联系。

## 一般声明

华源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告是机密文件，仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司客户。本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测等只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特殊需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本报告所载的意见、评估及推测仅反映本公司于发布本报告当日的观点和判断，在不同时期，本公司可发出与本报告所载意见、评估及推测不一致的报告。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。本公司不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式修改、复制或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如征得本公司许可进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华源证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司销售人员、交易人员以及其他专业人员可能会依据不同的假设和标准，采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论或交易观点，本公司没有就此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

## 信息披露声明

在法律许可的情况下，本公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。本公司将会在知晓范围内依法合规的履行信息披露义务。因此，投资者应当考虑到本公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

## 投资评级说明

**证券的投资评级：**以报告日后的 6 个月内，证券相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入：相对同期市场基准指数涨跌幅在 20% 以上；

增持：相对同期市场基准指数涨跌幅在 5% ~ 20% 之间；

中性：相对同期市场基准指数涨跌幅在 -5% ~ +5% 之间；

减持：相对同期市场基准指数涨跌幅低于 -5% 及以下。

无：由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

**行业的投资评级：**以报告日后的 6 个月内，行业股票指数相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好：行业股票指数超越同期市场基准指数；

中性：行业股票指数与同期市场基准指数基本持平；

看淡：行业股票指数弱于同期市场基准指数。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；

投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

**本报告采用的基准指数：**A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生中国企业指数（HSCEI），美国市场基准为标普 500 指数或者纳斯达克指数。