

2025 年 02 月 03 日

投资评级：买入（维持）

证券分析师

刘晓宁
SAC: S1350523120003
liuxiaoning@huayuanstock.com
查浩
SAC: S1350524060004
zhahao@huayuanstock.com
邹佩轩
SAC: S1350524070004
zoupeixuan01@huayuanstock.com

联系人

市场表现：



龙源电力 (00916. HK)

——何以龙源 先发优势与级差地租

投资要点：

- 我们在 2024 年 10 月 18 日发布的报告《绿电行业暨新型电力系统系列深度报告一：利多因素量变引发质变，看多绿电板块》中，对我国绿电板块的股份历史、当前困境以及边际变化进行了阐述。行业投资回归理性，补贴拖欠缓解、政策性电价保护、碳市场和绿电绿证进展等都有望成为行业性利好，任一利好的出现都将惠及绿电板块的每一个公司，而本文则试图在行业 beta 之外，寻找个股层面的 alpha。
- 龙源电力为我国风电运营龙头公司，我们认为市场对风电在新能源板块中的相对优势以及公司在风电领域中的相对优势认知尚不充分。当前公司港股股价或大幅低估，我们测算兼具底部支撑与向上空间。**
- 从级差地租理论看不同能源品种收益率以及股价走势的分化。**从估值的角度，能源产品的本质是终端同质化商品中的差异化成本供给，级差地租理论可以较为精准地解释能源行业不同品类，以及同品类内不同公司收益率的分化。从传统能源中的煤矿、水电到新能源中的风电、光伏，不同能源品种之间均有可替代性，但是因为自然资源禀赋不同，生产成本存在极大差异，少数低成本供给在收益率的绝对值（利差更大）和稳定性（销量受需求波动影响小）上同时占优，因而存在持续的超额收益。换句话说，在同质化商品和市场化场景下，多数高成本供给的存在，就是支撑少数低成本供给超额收益的原因。
- 在新能源领域，风电相对光伏而言是壁垒更高的少数低成本供给，在新能源发展早期体现不充分。**从全社会能源供给的角度，风电、光伏并非零边际成本电源，风电出力曲线与用电需求在时序上的匹配程度更高，因而拥有更低的调峰成本。2024 年以来大部分现货市场试点省份，典型月份风电均价都高于光伏，本质上就是风电全社会综合成本更低的反映。只是由于产业链的分工，新能源的调峰成本并没有体现在风电、光伏的利润表中，而是直接通过市场化方式，体现为电力的时间价值。我们认为随着市场化比例提升，光伏的生存和发展要求将对现货市场的最低均价提供支撑，进而支撑风电更高的收益率。
- 风电运营是一个看历史传承的行业，优质资源先到先得，龙源电力作为风电探路者的优势难以追赶。**在能源行业的历史上，超前布局优质资产，对于局中人而言，并非一定是有心栽花，很大程度上是先占先得。推而广之，对于所有依托自然资源禀赋的行业，先发优势格外重要。龙源电力在风电领域的优势，可以视为对其作为探路者的奖赏，大量早期优质风场或是公司最大的护城河。但是福祸相依，早期风机的技术劣势限制了公司优质风场的发挥，风机大型化、以大代小是老树开新花的关键。
- 在多项保守假设下，我们计算龙源电力存量资产的现金流价值仍超过公司港股市值，考虑“以大代小”的价值增厚后，公司具备较大向上空间。**补贴拖欠是制约绿电行业估值的重要因素，但是从全 A 样本来看，即便受补贴拖欠影响，作为典型重资产高杠杆行业，绿电的现金流也并不算差。考虑应收账款时间价值、坏账准备、现货市场带来的价格冲击后，我们仍然认为市场过度担忧了风电收益率下滑。我们测算公司存量资产的现金流对应归母权益价值为 567 亿元，高于当前港股市值。不考虑公司常规的新项目投产，仅考虑“以大代小”项目，即可再带来约 185 亿元的归母权益价值增厚（未考虑资产注入）。
- 除了风电行业以及龙源电力外，本文还有诸多关于商业模式、财务模型以及估值理论的讨论。**
- 盈利预测与估值：**我们预测公司 2024–2026 年归属于母公司所有者的净利润分别为 67.60、76.38 和 81.94 亿元，当前股价对应 PE 为 6.6、5.8 和 5.4 倍。选取港股大唐新能源、中广核新能源、新天绿色能源以及 A 股三峡能源、中闽能源等作为可比公司，港股可比公司 2024–2026 年 PE 平均值为 5.9 倍、5.3 倍、4.9 倍，A 股可比公司 2024–2026 年 PE 平均值为 18 倍、14 倍、12 倍。公司作为标杆性龙头，有望充分享受行业改善逻辑，同时公司较其他同行具有更充裕的安全边际，维持“买入”评级。
- 风险提示：**新能源政策以及“以大代小”的节奏存在不确定性；估值结果对折现率敏感性较高。

基本数据 2025 年 01 月 28 日

收盘价（港元）	5.72
一年内最高/最低（港元）	8.30/4.46
总市值（百万港元）	47,818.15
流通市值（百万港元）	18,978.29
资产负债率（%）	65.13

资料来源：聚源数据

盈利预测与估值（人民币）

	2022	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入（百万元）	39863	37642	28341	32174	35013
同比增长率（%）	7.13%	-5.57%	-24.7%	13.5%	8.8%
归母净利润（百万元）	5112	6249	6760	7638	8194
同比增长率（%）	-20.17%	22.24%	8.2%	13.0%	7.3%
每股收益（元/股）	0.61	0.75	0.81	0.91	0.98
ROE（%）	7.43%	8.81%	8.9%	9.4%	9.4%
市盈率（P/E）			6.6	5.8	5.4

资料来源：公司公告，华源证券研究所预测

请务必仔细阅读正文之后的评级说明和重要声明

投资案件

投资评级与估值

我们分析绿电板块利好正在积累，消纳、电价、碳市场建设等多重正面边际变化支撑下，公司作为绿电板块标杆性公司，有望充分享受行业改善逻辑。此外，作为少数低成本供给，凭借资源优势，公司较其他同行具有更充裕的安全边际。

我们预测公司 2024–2026 年归属于母公司所有者的净利润分别为 67.60、76.38 和 81.94 亿元，当前股价对应 PE 为 6.6、5.8 和 5.4 倍。选取港股大唐新能源、中广核新能源、新天绿色能源以及 A 股三峡能源、中闽能源等作为可比公司，港股可比公司 2024–2026 年 PE 平均值为 5.9 倍、5.3 倍、4.9 倍，A 股可比公司 2024–2026 年 PE 平均值为 18 倍、14 倍、12 倍，维持“买入”评级。

关键假设

假设公司 2024–2026 年每年新增风电装机 300、375、375 万千瓦，新增光伏装机 450、375、375 万千瓦。

在估值时，我们认为光伏生存与发展需要支撑现货市场最低电价，分别按照 3%与 5%的资本金收益率倒推光伏最低电价。然后按照现货市场中的比例关系，认为风电的最低电价高于光伏。

我们在用 DCF 折现计算公司估值下限时，假设公司存量资产电价最多再下跌 5 分/千瓦时，对公司未来新增应收款项打 7 折处理，对存量应收款项打 5 折处理。

投资逻辑要点

从估值的角度，能源产品的本质是终端同质化商品中的差异化成本供给，级差地租理论可以较为精准地解释能源行业不同品类，以及同品类内不同公司收益率的分化。多数高成本供给的存在，是支撑少数低成本供给超额收益的原因。

在新能源领域，风电相对光伏而言是壁垒更高的少数低成本供给，我们认为市场对此认知并不充分，而风电行业是一个看历史传承的行业，优质资源先到先得，龙源电力作为风电探路者的优势难以追赶，风机大型化、以大代小是老树开新花的关键。

在考虑应收账款时间价值、坏账准备、现货市场带来的价格冲击后，我们仍然认为市场过度担忧了风电收益率下滑。我们测算公司存量资产的现金流对应归母权益价值为 567 亿元，高于当前港股市值。不考虑公司常规的新项目投产，仅考虑“以大代小”项目，即可再带来约 185 亿元的归母权益价值增厚（上述测算不考虑集团已经承诺的资产注入）。

核心风险提示

新能源政策以及“以大代小”的节奏存在不确定性；估值结果对折现率敏感性较高。

目录

引言：何以龙源 先发优势与级差地租.....	6
1. 我们对绿电收益率与估值分化的思考.....	6
1.1 一个基础的数学模型：IRR、折现率与企业价值增厚.....	6
1.2 收益率分化的底层因素：级差地租与祖父法则.....	8
1.3 风电相对光伏的竞争优势：资源壁垒与系统成本.....	10
2. 龙源电力的优势与壁垒：作为探路者的奖赏.....	13
2.1 一个看历史传承的行业：优质资源先占先得.....	13
2.2 风机大型化、以大代小与资源价值释放.....	16
3. 估值安全边际量化测算：绿电的现金流并不差.....	20
3.1 行业可持续发展前提下的最低电价与收益率支撑.....	20
3.2 极限假设下的安全边际测算 超过港股当前市值.....	21
4. 盈利预测与评级.....	24
5. 风险提示.....	1

图表目录

图表 1: 使用必要收益率折现	7
图表 2: 经济增加值与企业价值增厚的关系示意	7
图表 3: 2016 年至今电力指数与长江电力股价走势对比	9
图表 4: 2020 年至今煤炭指数与中国神华股价走势对比	9
图表 5: 我国陆上风力资源分布 (W/平方米)	10
图表 6: 我国光照资源分布 (kWh/m ² · a)	10
图表 7: 典型月份风电日出力曲线情况	11
图表 8: 典型月份光伏日出力曲线情况	11
图表 9: 我国四个季节典型日负荷曲线	12
图表 10: 高比例新能源下的调节性电源负荷曲线	12
图表 11: 2024 年 10 月甘肃电网现货市场分时价格情况	12
图表 12: 2024 年 10 月蒙西电网现货市场分时价格情况	12
图表 13: 2024 年典型月份现货市场价格情况 (元/MW, 月均价为所有电源类型的均价)	13
图表 14: 龙源电力累计风电装机占全国风电总装机比例	14
图表 15: 龙源电力每年新增风电装机占全国总新增比例	14
图表 16: 龙源电力早期代表性项目风速情况	14
图表 17: 龙源电力历年分区域装机容量情况 (单位: MW)	15
图表 18: A+H 股主要绿电及火电转型上市公司历年风电累计装机情况 (万千瓦)	15
图表 19: A+H 股主要绿电及火电转型上市公司历年风电累计装机占 2023 年底装机的比 例情况 (万千瓦)	15
图表 20: 龙源电力历年分区域利用小时数情况 (单位: 小时)	16
图表 21: 我国历年风电新增装机和累计装机机组平均单机容量	17
图表 22: 2023 年不同单机容量陆上风电新增装机容量占比	17
图表 23: 截至 2023 年底不同单机容量陆上风电累计占比	17
图表 24: 龙源电力历年分区域利用小时数情况 (单位: 小时)	18
图表 25: 典型风电项目单位千瓦收益率模型以及 IRR 测算	19
图表 26: 以大代小单 GW 投资净现值 NPV 对 IRR 和折现率的敏感性分析 (亿元, 单位 投资成本为 4500 元/千瓦)	19

图表 27: 典型光伏项目单位千瓦收益率模型以及 IRR 测算	20
图表 28: 全 A 样本 2021-2023 年现金流指标分布直方图 (黄色为龙源电力所在位置) 21	
图表 29: 公司历年投产机组及预计服役年限 (万千瓦)	22
图表 30: 我国风电上网电价补贴退坡情况 (元/千瓦时)	22
图表 31: 公司存量机组 FCFF 折现 (亿元)	23
图表 32: 公司“以大代小”带来的权益价值增厚测算	24
图表 33: 营业收入预测关键假设	24
图表 34: 可比公司相对估值表	24
图表 35: 公司利润表预测 (百万元)	25
图表 36: 公司资产负债表预测 (百万元)	26
图表 37: 公司现金流量表预测 (百万元)	28

引言：何以龙源 先发优势与级差地租

我们在 2024 年 10 月 18 日发布的报告《绿电行业暨新型电力系统系列深度报告一：利多因素量变引发质变，看多绿电板块》中，对我国绿电板块的股价历史、当前困境以及边际变化进行了阐述。行业投资回归理性，补贴拖欠缓解、政策性电价保护、碳市场和绿电绿证进展等都有望成为行业性利好，而本文则试图在行业 beta 之外，寻找个股层面的 alpha。

第一章主要进行理论层面的探讨。从估值的角度，能源产品的本质是终端同质化商品中的差异化成本供给，**我们认为级差地租理论可以精准地解释能源行业不同品类，以及同品类内不同公司收益率的分化**。多数高成本供给的存在支撑了少数低成本供给的超额收益，在新能源领域，风电是相对光伏而言的少数低成本供给，我们认为市场对此认知并不充分。光伏的生存和发展要求支撑了现货市场的最低电价，进而支撑了风电更高的收益率。

第二章则聚焦龙源电力，超前布局优质资产，对于局中人而言，并非一定是有心栽花，很大程度上是先占先得。**对于依托自然资源禀赋的行业，历史传承格外重要**。换个角度看，龙源电力在风电领域的优势，可以视为对其作为探路者的奖赏。但是早期风机的技术劣势限制了公司优质风场的发挥，风机大型化、以大代小是老树开新花的关键。

第三章我们进行公司估值安全边际测算。即便受补贴拖欠影响，作为典型重资产高杠杆行业，绿电的现金流也并不算差。但是考虑到补贴回收进度、现货市场等诸多不确定性，我们在多项保守假设下，仍然认为市场过度担忧了风电收益率下滑，考虑“以大代小”的价值增厚后，公司具备较大向上空间。

1. 我们对绿电收益率与估值分化的思考

1.1 一个基础的数学模型：IRR、折现率与企业价值增厚

我们在《绿电行业暨新型电力系统系列深度报告一：利多因素量变引发质变，看多绿电板块》中，详细介绍了我们构建绿电的估值模型。本节我们对该模型进行简要回顾，作为进一步理论延伸以及基本面对讨论的基础。

首先，从 DCF 模型原理出发，构建 IRR、折现率与企业价值增厚的量化关系。任何一笔投资，都可以视为先流出一笔现金，然后在未来一段时间内陆续收回更多现金的过程，对初始投资大、边际成本低的能源领域尤为适用。以一个极简的单项目模型说明：假设某项目的初始投资金额为 100 元，项目期限 5 年，每年获得净现金流入 30 元，使用年金公式可以算出该项目的内部收益率 IRR 为 15.24%，**内部收益率只与项目本身的现金流有关**。

但是在计算项目估值时，我们需要引入一个新的参数，即折现率，折现率的本质是外部收益率，即外部投资者要求的必要收益率，与项目本身的风险特征以及估值时点的市场环境、

利率环境和风险偏好有关。该案例中，我们假设为 10%，则项目的净现值为 13.72 元，投产后项目价值为 113.72 元。净现值 13.72 元就是该笔投资带来的企业价值增厚。

图表 1：使用必要收益率折现

年份	0	1	2	3	4	5
现金流	-100	30	30	30	30	30
必要收益率=折现率		10%	10%	10%	10%	10%
现金流现值	-100	27.3	24.8	22.5	20.5	18.6
投资前项目价值	13.72					
内部收益率 (IRR)	15.24%					

资料来源：华源证券研究所

为了更清楚的展现出内部收益率 IRR、折现率与项目价值增厚的关系，我们将该过程拆解：采用摊余成本法处理，将项目未来 5 年的现金流分解成等价的 5 笔单独投资，视为第 0 年投资 100 元，第 1 年按照 15.24% 的收益率获得 115.24 元，取走 30 元，将剩余 85.24 元进行第二次投资，收益率维持 15.24%，然后以此类推，第五年末项目价值摊到 0。

定义每一期的经济增加值 EVA (economic value added) = (内部收益率-必要收益率) * 每期投资本金。经济增加值的数学内涵就是每一期资本金的实际收益减去机会成本后的净收益。我们将每一期的经济增加值，按照必要收益率折现到第 0 年的时点。

图表 2：经济增加值与企业价值增厚的关系示意

年份	0	1	2	3	4	5
期初账面价值①		100	85.24	68.23	48.62	26.03
内部收益率②		15.24%	15.24%	15.24%	15.24%	15.24%
实际投资收益③=①*②		15.24	12.99	10.40	7.41	3.97
收到的分红④		30	30	30	30	30
期末账面价值⑤=①+③-④	100	85.24	68.23	48.62	26.03	0.00
必要收益率⑥		10%	10%	10%	10%	10%
必要投资收益⑦=①*⑥		10.00	8.52	6.82	4.86	2.60
经济增加值⑧=③-⑦		5.2	4.5	3.6	2.5	1.4
经济增加值的折现值（按照⑥折现）		4.76	3.69	2.69	1.74	0.85
折现值加总	13.72					

资料来源：华源证券研究所

可以看出，从第 0 年的时点来看，该笔投资的总的价值增厚，恰好等于未来每一期经济增加值在必要收益率下的折现值加总。即：

$$\text{企业价值增厚} = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{(\text{IRR} - \text{资本成本}) * \text{每期投资本金}}{(1 + \text{资本成本})^t} = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{\text{EVA}_t}{(1 + r)^t}$$

上述拆解揭示了绿电单个项目，乃至所有项目类投资价值增厚的数学本质。一笔投资的价值增厚取决于四个参数，分别是该笔投资的内部收益率 IRR、必要收益率（资本成本）、投资金额以及项目期限（即加和符号 Σ 也是一个参数）。**其中内部收益率与必要收益率的差值，是投资创造价值的基础；投资金额以及项目期限分别是空间和时间维度的乘数。**

进一步的，相比单个项目，公司的特点是可以将富余现金流进行再投资，从而实现企业价值的滚动增厚。因此，对于可持续投资的企业，**企业总价值为初始投资本金、现有资产的价值增厚、未来资产的价值增厚三部分构成**。该式同时揭示了 PB 的本质，等式两边同时除以初始投资成本，即为一个公司合理的 PB。其中，第三项可以理解成潜在市场空间的期权价值，将内部收益率与必要收益率差值的重要性进一步放大。

$$\text{企业价值} = \text{初始投资本金} + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{\text{EVA}_{t, \text{现有资产}}}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{\text{EVA}_{t, \text{未来资产}}}{(1+r)^t}$$

1.2 收益率分化的底层因素：级差地租与祖父法则

沿着上节继续讨论，内部收益率与必要收益率的差值是投资创造价值的基础。而必要收益率的背后是机会成本，因此内部收益率高于必要收益率，前提是项目存在壁垒。现有资产的价值增厚，很大程度上取决于壁垒的强度；未来资产的价值增厚，取决于壁垒的可复制性。

对于能源领域，不同能源品种以及同类能源品种中的不同资产收益率差别极大，相同的初始投资带来的实体回报乃至二级市场股价走势天壤之别。我们认为该现象**可以用古典经济学中的级差地租理论精准描述**。

级差地租理论最早用于研究农业生产，由于土地的肥力与位置不同，在相同的劳动投入量下，优质土地耕种者的产出更高，因此单位生产成本低于社会平均成本，从而获得更多利润。但是在劳动力市场和土地租赁市场充分竞争的情况下，超额产出会以地租的形式归优质土地的所有者拥有。只要地租是所谓的“公允价值”，耕种者无法获得超额收益。

联系到上述 IRR 模型，地租的涨跌相当于改变了项目的初始投资成本，进而改变 IRR，最终使得 IRR 向折现率靠拢。如果 IRR 仍然高于折现率，只能说地租“不够公允”。

现实中，级差地租理论更适合研究农产品而非一般工业品，主要源于农业的两大特点，**其一是终端商品同质化，市场化条件下最终售价一样（至少差别不大）；其二是产出差异的重要来源是土壤肥力及地理位置，无法通过技术、管理、营销等人为因素抹平**。因此，优质土地的超额产出长期存在¹，差别只是土地产权和租赁合同带来的超额收益归属。

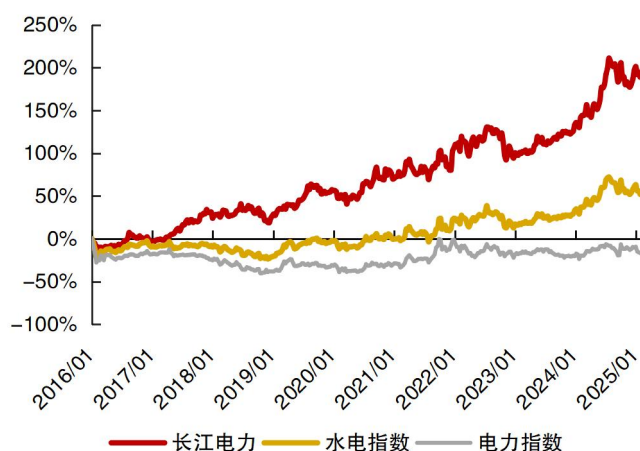
对比可以发现，能源产品的生产函数与农产品具有较高的相似性，终端商品同质化以及自然资源禀赋差异化。从传统能源中的煤矿、水电到新能源中的风电、光伏，不同能源品种

¹ 正是因为土地对农业生产的特殊性，土地肥力和地理位置优势不受时间侵蚀，才有了名著《Gone with the wind》中的经典台词：Land is the only thing in the world worth working for, worth fighting for, worth dying for, because it is the only thing that lasts.

之间均有可替代性，但是因为自然资源禀赋不同，生产成本存在极大差异，**少数低成本供给在收益率的绝对值（利差更大）和稳定性（销量受需求波动影响小）上同时占优。**

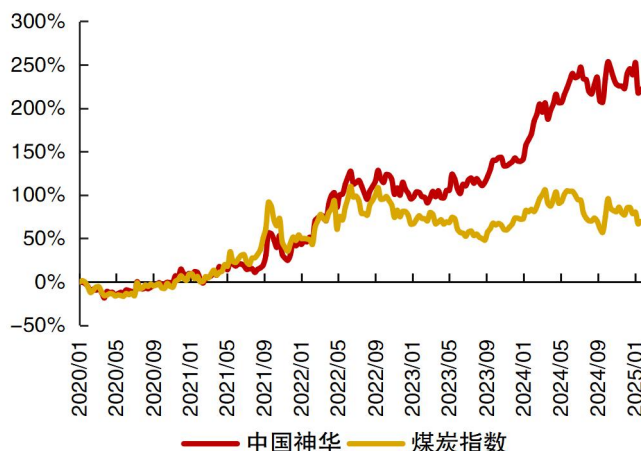
而少数低成本供给获得超额收益的本质，是“祖父法则”下对当初地租不公允的承认。相比经典理论中一年一签的地租，能源行业的初始投资相当于一次性签订了非常长期的地租合约。随着时代、技术以及供需格局的变化，地租的公允价值已经天翻地覆，但是基于“祖父法则”，即对既有事实的承认，地租的收益归能源企业所有。随着市场化持续推进以及优质资产相对愈发稀缺，每种能源品类中的少数低成本供给最终脱颖而出。

图表 3：2016 年至今电力指数与长江电力股价走势对比



资料来源：wind，华源证券研究所

图表 4：2020 年至今煤炭指数与中国神华股价走势对比



资料来源：wind，华源证券研究所

只是在具体股价驱动力上，长江电力作为近乎永续资产，是久期已然预期很长的情况下，折现率下降带来估值弹性，核心变量是折现率；而中国神华则是久期本身的重估，对于非成长性行业，公司成本在行业成本曲线中的位置，不仅影响 ROE，还会影响到久期的长度（中国神华是吨煤开采成本最低的大型煤炭公司），核心参数是下式中的“t”。当然，久期本身也会影响到 IRR。对于龙源电力，由于市场对现货市场电价以及绿电行业收益率仍存在担忧，我们认为焦点是 IRR 与折现率的差值（相关探讨我们将在后续章节详细展开）。

$$\text{企业价值增厚} = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{(\text{IRR} - \text{资本成本}) * \text{每期投资本金}}{(1 + \text{资本成本})^t} = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{\text{EVA}_t}{(1 + r)^t}$$

至于超前布局优质资产，对于局中人而言，并非一定是有心栽花，也有可能是无心插柳。事后认定的公允价值，和市场当初的一致看法可能差别很大，也只有这样才能用最小的代价拿到优质资产。例如，站在现在的时点，水电是当前全社会综合成本最低的电源类型，是唯一满足清洁性、经济性、稳定性“不可能三角”的电源，缺点是稀缺性（从投资的角度看恰恰是优点）。但是站在本世纪初的时点，可能是另一个故事。

2002 年电力体制改革的导火索是二滩电站弃水²，而弃水的原因之一是核准出来的电价太高，落地端省份倾向于用成本更低的火电。一时间批评声音不绝于耳，按照当时的主流观点，二滩电站在财务上似乎不能算作成功的投资，甚至整个水电行业的超重资产商业模式都受到质疑。但是这种低起点恰恰是国投电力、川投能源后来波澜壮阔行情的必要条件。

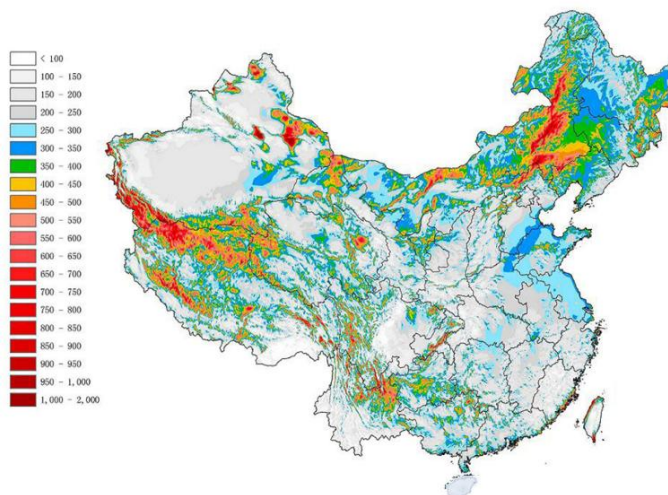
1.3 风电相对光伏的竞争优势：资源壁垒与系统成本

如前文所述，水电是整个电力行业中的少数低成本供给，市场对此已有普遍认知。但是在能源转型大背景下，水电受制于资源禀赋的稀缺性，难以承担增量供给的重任。而在新能源领域，风电是相对光伏而言的少数低成本供给，我们认为市场对此认知并不充分。

首先，风电优质场址有限，存在资源壁垒，而光伏几乎不存在。从我国风力资源和光照资源分布图可以看出，风力资源受地形影响，质量变化非常陡峭；而光照资源主要受纬度和降雨影响，变化较为平缓。对于典型风场，相隔数十米甚至数米风力强度就可能出现变化，而对于大部分平原地形，方圆数百平方公里内，光照资源往往不会有太大差别。

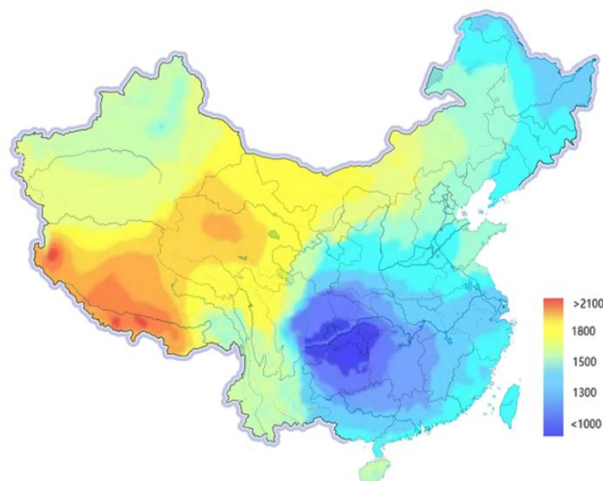
同时还可以观察图表 5、6 的图例，风力资源的最小区间是小于 100W/平方米，最大区间是 1000-2000W/平方米；而光照资源的最小区间是小于 1000 kWh/m²·a，最大区间是大于 2100 kWh/m²·a，风力资源的优劣级差显著大于光伏。**随着新能源开发规模的扩大，优质资源的“级差地租”会逐步显现，一般资源为优质资源提供收益率支撑。**

图表 5：我国陆上风力资源分布（W/平方米）



资料来源：中国风能协会，华源证券研究所。本图片仅为示意图，并非完整的中国地图

图表 6：我国光照资源分布（kWh/m²·a）



资料来源：中国气象局，华源证券研究所。本图片仅为示意图，并非完整的中国地图

² 雅砻江下游的二滩电站为我国 20 世纪投产的最大规模水电站，1998 年首台机组投产，2000 年全线竣工。我国当时水电电价机制为还本付息电价，为了完成还本付息要求，二滩电站投产后核算出的上网电价高达 0.45 元/千瓦时，远高于当时全国平均上网电价的 0.25 元/千瓦时。而且按照原定方案，二滩电站所发电量的 1/3 在重庆消纳，但是重庆更愿使用本辖区内，且成本更低的珞璜电厂（火电）。因此，自 1998 年首台机组投产后，二滩电站的实际发电量就远低于设计发电量，弃水极为严重，1998-1999 年累计亏损超过 10 亿元。在当时国有企业职工下岗、港澳回归、入世谈判等宏观背景加持下，二滩电站弃水引发了大量国际舆论，成为我国 2002 年电力体制改革的导火索。

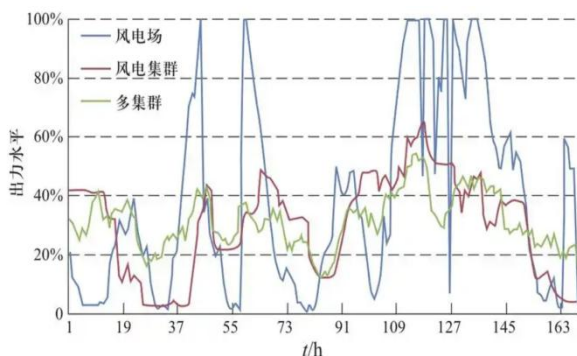
在土地经营模式上，风电由于涉及更多的基础设施建设，一般为征地，按照建设用地管理，早期风场出让年限多为 50 年。而光伏多为租赁，合同年限为 20-25 年。

其次，从发电特性来看，风电的系统成本显著低于光伏，进一步提升风电的相对优势。自双碳战略提出以来，从我们的观察来看，在相当长的时间内，市场普遍认为光伏新技术层出不穷、转换效率持续提升，而风电仅仅是机械结构，技术进步空间有限，因此长期来看光伏的综合成本将低于风电。如果单纯从发电成本来看，上述结论没有太大问题，但是考虑在新型电力系统中电力的时间价值极其重要，我们需要比较的是站在终端消费者角度的全社会综合成本。

随着新能源发电量占比持续提升，新能源出力不稳定的问题带来了日益增长的系统成本，在很多区域甚至超过了发电成本。系统成本最主要的构成就是调峰成本，包括了煤电等灵活性机组的合理利润，以及对频繁启停和利用小时数下降补偿。

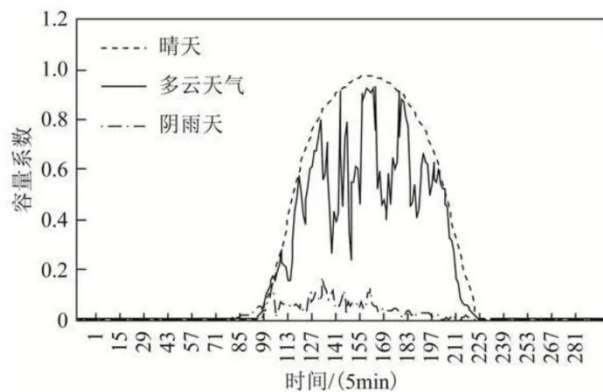
新能源尤其是光伏，出力曲线的最大问题是与用电需求在时间上错配，如每天用电量的最高峰出现在傍晚 6 点-8 点，而此时光伏出力接近零；用电量相对较少的中午则是光伏出力最大的时点。出力曲线形状的劣势无法通过光伏自身的技术进步弥补，当光伏发电量占比提升后，调节性电源的出力呈现出明显的“鸭形曲线”，即图表 9 的形状减去图表 8 的形状，因酷似鸭子而得名。相比之下，**风电一方面单个机组出力的时间特性不明显，另一方面不同机组出力的同时性不高，在大数定律下，多个风场集群的总输出功率相对平滑。**

图表 7：典型月份风电日出力曲线情况



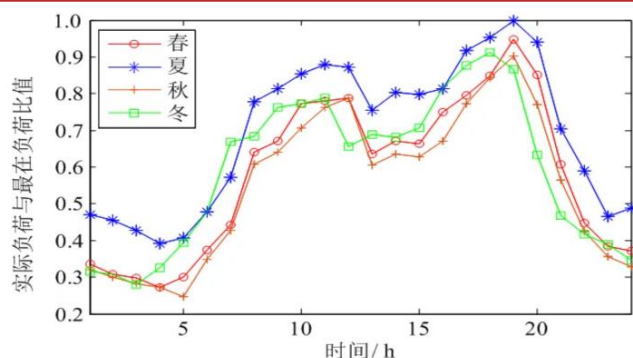
资料来源：《中国可再生能源发展对建设全球能源互联网的启示》黄其励，华源证券研究所

图表 8：典型月份光伏日出力曲线情况



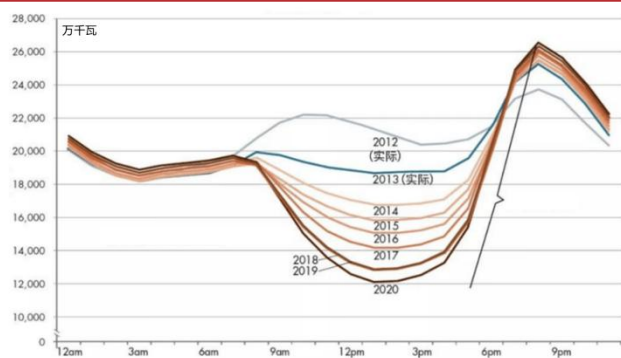
资料来源：《计及发电量和出力波动的水光互补短期调度》朱燕梅等，华源证券研究所

图表 9：我国四个季节典型日负荷曲线



资料来源：《考虑“源-网-荷”三方利益的主动配电网协调规划》，李逐云等，华源证券研究所

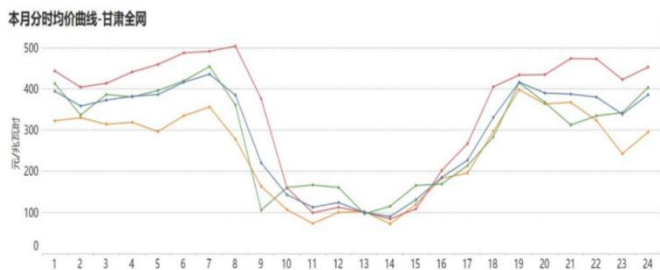
图表 10：高比例新能源下的调节性电源负荷曲线



资料来源：CAISO(加州电力交易中心)，华源证券研究所

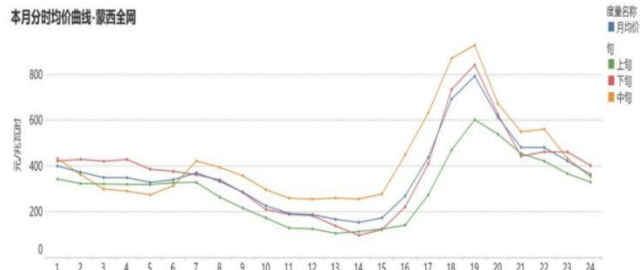
从图表 11、12 可以看出，以甘肃、蒙西为例，在现货市场运行的区域，现货市场分时价格曲线与理论上的“鸭形曲线”基本一致，中午价格较低，而傍晚和夜间价格较高，与光伏出力刚好相反。按照现货市场机制，所有电源类型在任何一个时点均“同物同价”，但是不同电源类型的出力时点不同，带来了不同电源类型日均价格的大幅分化。

图表 11：2024 年 10 月甘肃电网现货市场分时价格情况



资料来源：兰木达电力现货微信公众号，华源证券研究所

图表 12：2024 年 10 月蒙西电网现货市场分时价格情况



资料来源：兰木达电力现货微信公众号，华源证券研究所

从 2024 年以来典型月份各地现货市场的价格来看，几乎所有月份、所有试点省份，风电均价都高于光伏。直接原因是风电出力曲线更平滑，有更多的出力落在高电价时段，而更根本的原因，是风电的全社会综合成本低。

在市场化条件下，理论上终端消费者会为同质化商品（稳定的、随时可用的电源）支付相同的价格，风电的调峰压力小，因此付出的成本低。只不过由于产业链的分工，新能源的调峰成本并没有体现在风电、光伏的利润表中，而是直接从电价中进行了扣减。部分地区光伏现货均价低于全市场月均价的 50%，就是系统成本高于发电成本的反映。

图表 13：2024 年典型月份现货市场价格情况（元/MW，月均价为所有电源类型的均价）

2024年4月							
价区	月均价	光伏均价	风电均价	年均价累计	光伏年均价	风电年均价	煤电基准价
山西	318.24	202.98	286.80	312.85	178.32	257.29	332.00
山东	247.18	69.25	251.01	249.90	96.86	214.58	394.90
甘肃	245.69	84.97	143.70	237.63	108.99	185.50	307.80
蒙西	430.48	278.33	359.50	547.06	300.73	409.45	282.90
2024年6月							
价区	月均价	光伏均价	风电均价	年均价累计	光伏年均价	风电年均价	煤电基准价
山西	328.50	288.45	307.76	324.12	208.52	276.01	332.00
山东	352.52	172.85	383.04	275.85	117.70	251.71	394.90
甘肃	159.24	82.54	122.63	202.95	97.12	158.69	307.80
蒙西	528.01	437.68	404.10	541.98	341.03	411.37	282.90
2024年8月							
价区	月均价	光伏均价	风电均价	年均价累计	光伏年均价	风电年均价	煤电基准价
山西	286.44	244.81	242.76	319.19	228.05	276.77	332.00
山东	424.23	339.93	376.00	307.02	169.33	272.47	394.90
甘肃	176.14	137.95	157.36	199.03	109.47	161.14	307.80
蒙西	301.61	233.97	212.37	583.68	413.23	440.19	282.90
2024年10月							
价区	月均价	光伏均价	风电均价	年均价累计	光伏年均价	风电年均价	煤电基准价
山西	281.30	145.35	272.56				332.0
山东	339.41	171.14	319.85				394.9
甘肃	295.82	135.45	246.11				307.8
蒙西	367.08	172.08	246.23				282.9
湖北	366.32	210.61	336.99				416.1
浙江	480.30	433.54	442.63				415.3

资料来源：兰木达电力现货微信公众号，华源证券研究所

但是如同劣质土地的最低收益率要求支撑了优质土地的超额收益一样，光伏的生存和发展要求支撑了现货市场的最低电价，进而支撑了风电更高的收益率。**推而广之，多数高成本供给的存在支撑了少数低成本供给的超额收益。**

2. 龙源电力的优势与壁垒：作为探路者的奖赏

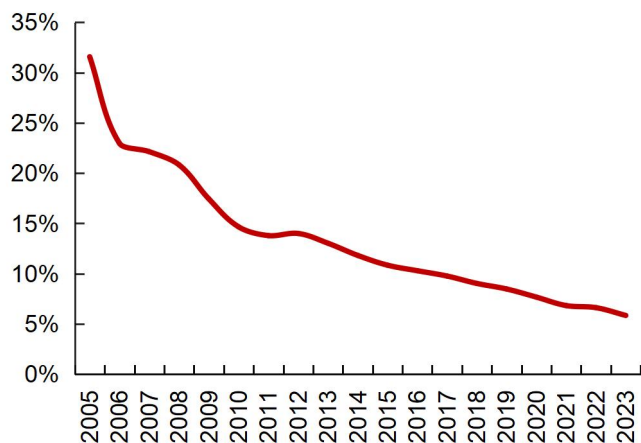
如前文所述，超前布局优质资产，对于局中人而言，并非一定是有心栽花，也有可能是无心插柳、先占先得。对于依托自然资源禀赋的行业，历史传承格外重要。换个角度看，龙源电力在风电领域的优势，可以视为对其作为探路者的奖赏。但是早期风机的技术劣势限制了公司优质风场的发挥，风机大型化、以大代小是老树开新花的关键。

2.1 一个看历史传承的行业：优质资源先占先得

龙源电力在我国风电发展史上，很大程度上扮演了探路者的角色。公司前身成立于 1993 年，由原能源部直管，最初主业为电力技术研发及火电投资，1999 年转至风电运营，是我国最早进军风电行业的企业之一。2002 年第一轮电力体制改革中，龙源电力股权划归国电集团（后与神华集团合并为国家能源集团），并接收了原国家电力公司全部风电资产，很大程度上扮演了我国风电发展过程中的探路者角色。

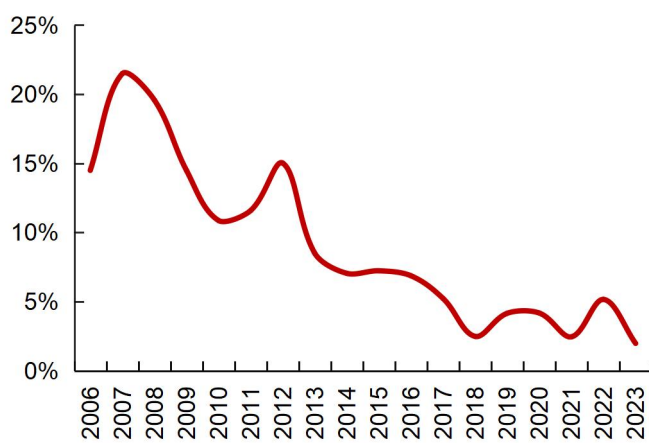
从龙源电力风电累计装机以及每年新增装机占全国的比例来看，我国风电发展早期竞争格局非常稳定，很少存在因争抢项目而导致“地租飙升”的情况，从而使得公司以非常低的成本获得最优质的风场，包括新疆达坂城、内蒙古赤峰翁牛特等。一般而言，年均风速超过6米/秒即可称为优质风场，而公司2009年招股书中列示的部分风场在50-70米低空风速即可达到8-9米/秒。而当前6MW以上大风机塔筒高度超过100米，高空风况更好。

图表 14：龙源电力累计风电装机占全国风电总装机比例



资料来源：公司公告，华源证券研究所

图表 15：龙源电力每年新增风电装机占全国总新增比例



资料来源：公司公告，华源证券研究所

图表 16：龙源电力早期代表性项目风速情况

项目名称	投产时间	高度	年均风速
新疆达坂城三场二期风电项目(30 兆瓦)	2006 年 12 月	高 50 米	8.79 米/秒
内蒙赤峰翁牛特五道沟风电项目一期(50.25 兆瓦)	2006 年 12 月	高 50 米	8.6 米/秒
内蒙赤峰翁牛特孙家管风电项目二期(49.5 兆瓦)	2006 年 12 月	高 70 米	8.6 米/秒
内蒙赤峰翁牛特孙家营风电项目一期(50.25 兆瓦)	2006 年 12 月	高 65 米	8.56 米/秒
吉林通榆国家特许权风电场一期(100.3 兆瓦)	2006 年 12 月	高 65 米	7.43 米/秒
甘肃玉门风电场三期风电项目(45.9 兆瓦)	2006 年 12 月	高 50 米	7.19 米/秒
福建平潭世行贷款项目(100 兆瓦)	2007 年 11 月	高 70 米	8.21 米/秒
新疆达坂城三场三期风电项目(49.5 兆瓦)	2007 年 12 月	高 50 米	8.58 米/秒
吉林通榆国家特许权风电场二期(100.3 兆瓦)	2007 年 12 月	高 65 米	7.23 米/秒
甘肃玉门低窝铺一期(49.3 兆瓦)	2008 年 5 月	高 60 米	7.61 米/秒
河北尚义石人风电项目一期(49.5 兆瓦)	2008 年 6 月	高 40 米	7.42 米/秒
新疆达坂城三场四期风电项目(49.5 兆瓦)	2008 年 11 月	高 65 米	9.63 米/秒
辽宁法库柏家沟风电项目(49.5 兆瓦)	2008 年 12 月	高 65 米	6.81 米/秒
内蒙包头巴音国家特许权风电项目(201 兆瓦)	2009 年 4 月	高 70 米	7.87 米/秒

资料来源：公司招股书，华源证券研究所

公司现有装机是日积月累“攒”出来的，每年新增装机数量有限，并不盲目追求规模。截至 2023 年底，公司拥有风电装机 2775 万千瓦，规模位列 A+H 股上市公司第一位。但是

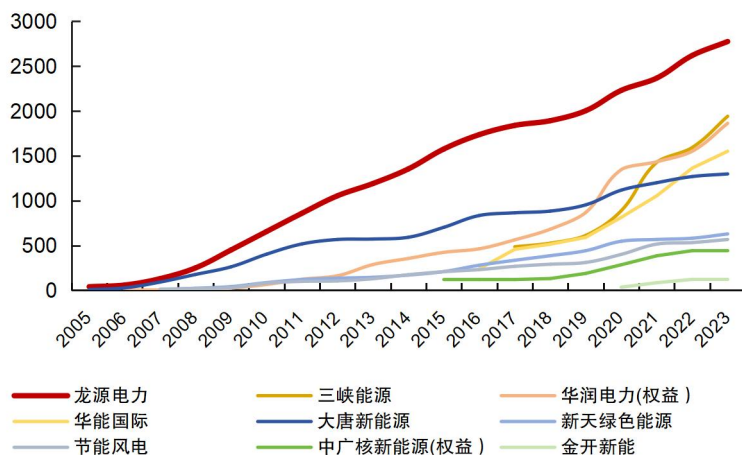
从装机增长历程来看，公司的规模优势更多是先发优势的结果，每年新增装机规模有限，尤其是 2020 年双碳战略提出后，公司在资本开支上的克制与行业整体的大干快上形成鲜明对比（当然，也与国家能源集团重组等客观原因有关）。

图 17：龙源电力历年分区域装机容量情况（单位：MW）

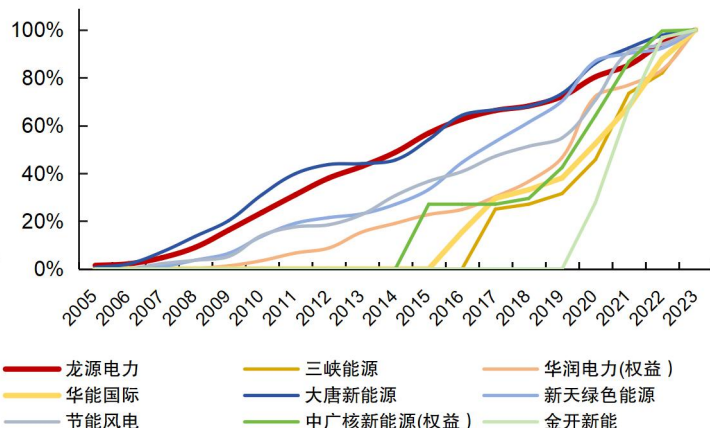
分区域装机容量 (MW)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
内蒙古	993	1437	1928	2176	2285	2384	2586	2636	2636	2636	2636	2636	2685	3034	3034
辽宁	607	756	904	1003	1003	1003	1003	1003	1003	1003	1003	1047	1097	1442	1490
黑龙江	760	903	1051	1099	1137	1186	1235	1235	1235	1235	1235	1235	1342	1346	1496
甘肃	407	858	957	1039	1039	1140	1290	1290	1290	1290	1290	1290	1490	1691	1841
新疆	249	398	447	744	1091	1292	1391	1541	1541	1541	1541	1591	1640	1640	1790
河北	423	623	872	971	971	1070	1170	1170	1170	1170	1470	1770	1770	1770	1770
云南	50	99	99	347	528	570	620	770	770	770	820	870	870	1079	1429
江苏陆上	361	482	703	932	1057	1244	1678	1249	1249	1249	1339	1339	1339	1339	1339
江苏海上								480	980	1180	1180	1585	2192	2192	2192
吉林	299	349	349	349	349	448	448	547	547	547	547	762	795	844	944
山西			99	348	399	548	647	830	830	879	939	1042	1042	1240	1340
福建	228	312	408	506	506	506	522	665	717	865	1017	1075	1049	1049	1049
广西								96	96	96	192	192	344	933	994
安徽		149	248	347	396	539	588	733	733	733	779	809	809	822	834
宁夏			50	100	278	278	725	725	725	725	775	775	775	775	975
贵州			99	149	248	343	538	642	642	692	692	789	789	789	1018
陕西					149	198	198	439	439	439	439	539	584	834	834
山东			50	99	99	245	339	393	393	393	463	618	570	647	647
天津			99	99	132	132	132	132	194	194	244	348	348	538	538
重庆						50	150	150	210	210	210	290	290	290	290
上海								48	48	48	48	48	48	48	48
广东							26	76	76	102	102	126	126	126	126
湖南								48	48	98	148	237	308	308	308
江西								40	100	100	148	196	196	196	209
浙江	77	93	138	138	138	163	228	228	228	228	228	228	228	228	228
湖北								48	48	48	94	94	94	94	94
青海						99	99	99	99	0	50	150	150	150	150
河南												174	174	224	224
海南	50	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
西藏					8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
加拿大									245	99	99	99	99	99	99
南非										245	245	245	245	245	245
乌克兰													77	77	77
合计	4504	6556	8598	10544	11910	13543	15765	17369	18395	18919	20032	22303	23668	26192	27754
历年新增装机	1997	2053	2042	1945	1366	1633	2222	1604	1027	524	1113	2271	1365	2524	1563
装机yoy		45.6%	31.1%	22.6%	13.0%	13.7%	16.4%	10.2%	5.9%	2.8%	5.9%	11.3%	6.1%	10.7%	6.0%

资料来源：公司公告，华源证券研究所

图 18：A+H 股主要绿电及火电转型上市公司历年风电累计装机图 19：A+H 股主要绿电及火电转型上市公司历年风电累计装机占 2023 年底装机的比例情况（万千瓦）



资料来源：各公司公告，华源证券研究所



资料来源：各公司公告，华源证券研究所

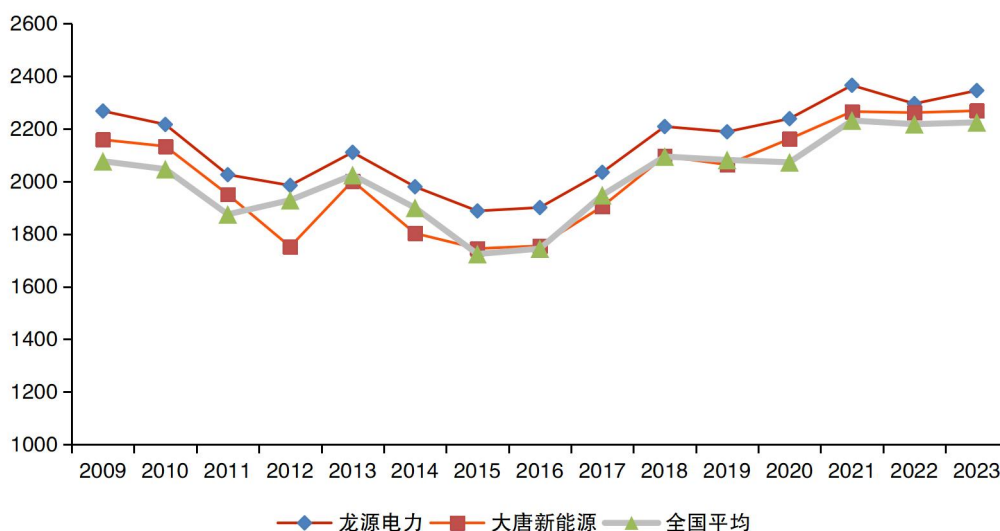
集团承诺逐步将存续风电资产注入公司，这部分风场历史也比较悠久。根据国家能源集团 2022 年初与公司签订的《避免同业竞争协议》，集团承诺将通过资产注入、组建合资公司、资产置换等方式，切实推进**下属其他风电资产合计 2140.67 万千瓦注入龙源电力**。注入承诺实际上是确认了公司在国家能源集团新能源战略中的核心地位，集团非上市风电资产主要位于重组前的国华投资旗下，国华投资 2002 年进入风电领域，历史也比较悠久。

2024 年 7 月，公司发布公告，国家能源集团拟启动向其注入部分新能源资产的工作，预计新能源装机规模约 400 万千瓦，初步计划分批注入，2024 年 10 月公司公告已完成其中 203 万千瓦资产注入。同时，控股股东出具关于避免与龙源电力同业竞争的《补充承诺函(二)》，将存续风电业务整合期限延期 3 年至 2028 年 1 月 24 日。

2.2 风机大型化、以大代小与资源价值释放

与上文描述的优质风场资源形成反差的是，公司风电利用小时数与全国平均水平的差距并不明显，而这恰恰是探路者所付出的阶段性代价。从数据上看，公司风电机组平均利用小时数虽然始终高于全国平均水平，但是优势整体在 100-150 小时，并没有显著拉开。

图表 20：龙源电力历年分区域利用小时数情况（单位：小时）

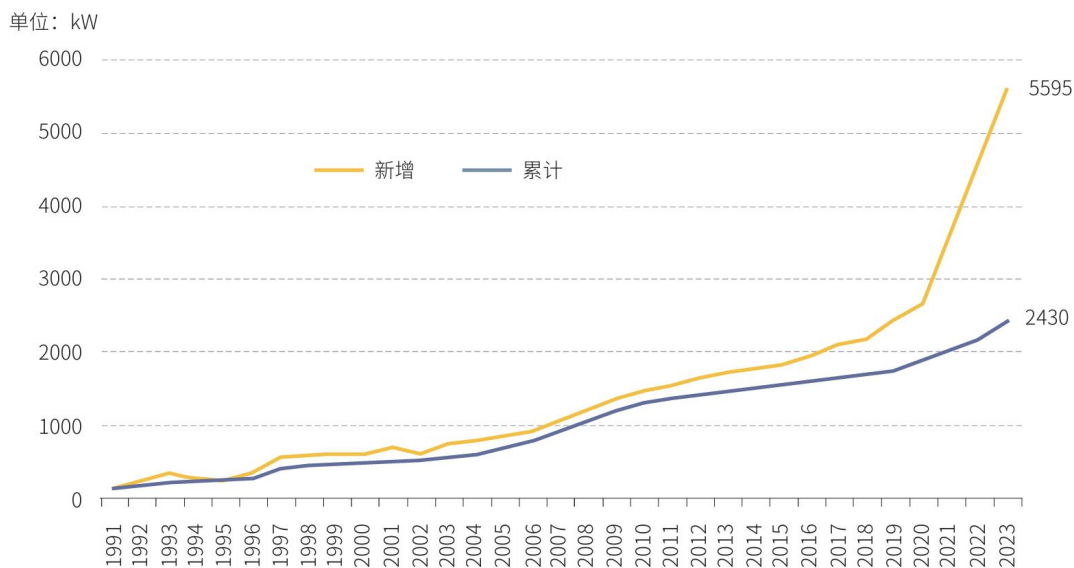


资料来源：各公司公告，中电联，华源证券研究所

归根结底，龙源电力通过先发优势占了更好的资源，而后来者凭借后发优势上了更好的风机。龙源电力的很多早期风场并非完全商业化运作，而是带有一定的试验性质，甚至一个风场中拥有十几个品牌几十种型号的风机，机组质量差别极大，严重影响了后期维护。

而且，从风机技术水平来看，2020 年以来我国风机大型化趋势陡然加速，2023 年新增陆上风机的平均单机容量达到 5.6MW，其中 6MW 以上风机占比接近 50%。但是在存量风机中，截至 2023 年底，我国在运风机平均单机容量仅有 2.4MW，2010 年之前投运的机组普遍低于 1.5MW，2017 年之前投运的机组普遍低于 2MW。

图表 21：我国历年风电新增装机和累计装机机组平均单机容量

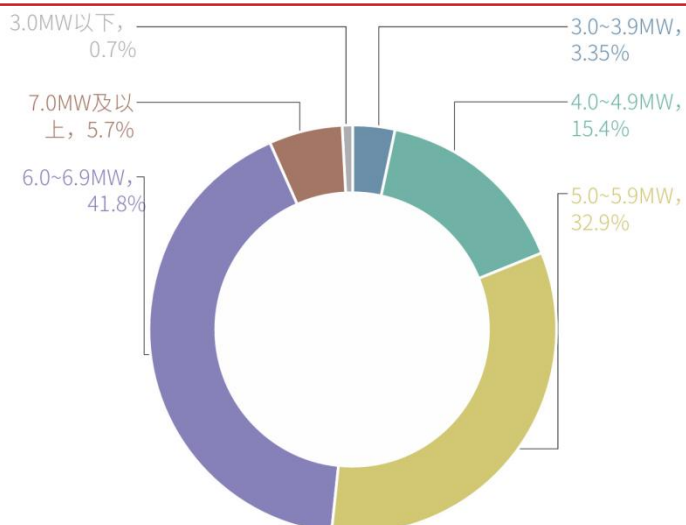


资料来源：《风能》杂志 2024 年第 5 期《2023 年中国风电吊装容量统计简报》，作者中国可再生能源学会风能专业委员会，华源证券研究所

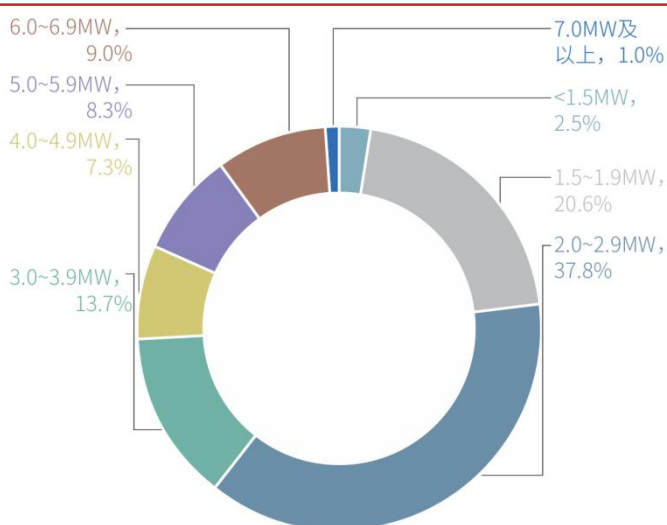
从具体型号来看,截至 2023 年底,3MW 以下风机在我国在运风机中的占比仍超过 60%,但是在新增风机中已经趋于绝迹。

风机大型化可以带来 4 重好处：1) 齿轮、转轴、塔筒等零部件成本非等比例增长，带动单位功率整机成本下降；2) 摊薄土地、安装成本，带动单位功率投资成本下降；3) 更好的利用风场资源，提升装机容量；4) 更好的利用风力，提升利用小时数（叶片的自重与长度成正比，但是扫风面积与长度的平方成正比，大风机相比小风机更能利用微风）。

图表 22：2023 年不同单机容量陆上风电新增装机容量占比



图表 23：截至 2023 年底不同单机容量陆上风电累计占比



资料来源：《风能》杂志 2024 年第 5 期《2023 年中国风电吊装容

资料来源：《风能》杂志 2024 年第 5 期《2023 年中国风电吊装

量统计简报》，作者中国可再生能源学会风能专业委员会，华源证券研究所

容量统计简报》，作者中国可再生能源学会风能专业委员会，华源证券研究所

“以大换小”制度障碍已经扫除，随着老旧风场逐步退出，新风机将释放潜力。老旧风场往往享受较高的电价补贴，一旦重新建设，存量未结算完的补贴是否享受，是运营商老旧风场改造决策的重要考虑因素。2021年12月，国家能源局综合司发布《风电场改造升级和退役管理办法》（征求意见稿），鼓励对运行年份超过15年的风机进行改造，明确：

“运营期未满20年且累计发电量未超过改造前项目全生命周期补贴电量的改造升级项目，可享受中央财政补贴资金；风电场完成改造升级后，运营期满20年或累计发电量超过改造前项目全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金。”简而言之，即改造前应该享受的补贴部分，改造后按照原有的装机容量继续享受。

根据新疆新闻网报道，龙源电力新疆公司达坂城二场为新疆首个“以大代小”增容技改项目，原有155台不同型号的风电机组服役年限已超过30年。增容改造后，33台金风科技GWH191-6.X机组接棒，项目投产后，全场总装机容量221.5兆瓦，年发电量增加近1.5倍至8.56亿千瓦时。根据上述数据倒算，改造后，风场利用小时数约4000小时。

梳理公司历年分区域利用小时数可以发现，在早期小风机时代，公司也不乏利用小时数接近或超过3000小时的区域。目前“以大代小”容量替换比例根据场地以及送出条件不同，从1:1到1:6不等（改造前容量：改造后容量），增容改造将显著发挥优质风场潜力。

图表 24：龙源电力历年分区域利用小时数情况（单位：小时）

分区域小时数(h)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
黑龙江	2298	1841	1987	1783	2079	1929	1706	1765	2001	2223	2523	2576	2293	2510	2475
吉林	1751	1959	1495	1292	1596	1333	1242	1368	1730	1825	2108	2151	2324	2413	2360
辽宁	2140	1804	1812	1498	1742	1660	1789	1969	2175	2261	2242	2153	2240	2160	2388
内蒙古	2341	2211	1832	1849	2135	2017	1920	1742	1898	2113	2217	2355	2482	2417	2435
江苏陆上	2189	2477	2104	2401	2266	2264	2185	2141	1957	2123	1680	1754	2050	1692	1743
江苏海上								2204	2269	2885	2228	2344	2550	2453	2484
浙江	1649	1643	1936	1841	1890	1670	1595	1829	1798	1571	1560	1716	1675	1656	1536
福建	2971	2933	3474	3049	2970	2643	2903	2817	3029	2890	2988	3027	3192	3340	2939
海南		1617	1807	1551	1659	1346	1390	1227	1489	1250	1217	1536	1405	1450	1344
甘肃	1751	1777	1771	1578	1797	1608	1250	1097	1625	2008	1880	2056	2186	2025	2122
新疆	2927	3084	2408	2540	2502	2101	1730	1570	1835	2079	2267	2256	2473	2428	2434
河北	2886	2997	2345	2358	2271	2083	1954	2070	2228	2120	2049	2080	2146	2266	2320
云南		1852	2284	2957	2253	2454	2624	2516	2448	2721	2978	2972	2620	2459	2786
安徽			1551	1775	2103	2026	2040	2257	2205	2240	1885	2036	2417	2124	2153
山东			2168	1661	1185	2179	2061	2040	2100	2146	2007	1943	2641	2317	2278
天津			2049	2067	2150	1945	2083	1897	1873	1967	1911	1814	2226	2010	1933
山西				1976	2034	1855	1724	1968	1860	2146	1891	1845	2404	1960	2129
宁夏				2388	1847	1621	1643	2038	1783	2055	1921	1818	2225	1921	2026
贵州				2144	2264	2105	2050	2066	1969	1872	2110	2071	1877	2006	2043
陕西						2061	2143	2324	2100	2068	1997	1916	2158	2056	2188
西藏						1833	1856	2005	1735	1908	2261	1967	2010	1891	1851
重庆						1820	1884	2015	2341	2050	2282	2287	2389	2271	2293
上海							2021	2615	2783	2899	2333	2358	2534	2429	2401
广东							1334	1574	2219	2168	2287	2589	2253	2374	2548
湖南								2754	3396	2749	2812	2660	2262	2161	2435
广西								3146	2708	2757	2818	3255	2623	2568	2894
江西									2343	2279	2694	2708	2340	2289	2317
湖北									2261	2341	2246	2073	2631	2444	2367
青海												1386	1766	1831	1994
河南												197	2750	2566	2495
加权平均	2268	2217	2026	1985	2111	1980	1888	1901	2035	2209	2189	2239	2366	2296	2346

资料来源：公司公告，华源证券研究所

根据模型测算，按照当前单位投资成本，假设为 4500 元/千瓦，以大代小替换优质风机后利用小时数取 3200 小时，则在 0.2 元/千瓦小时电价假设下（不考虑老项目损失），资本金 IRR 即可达到约 20%。如果锁定资本金 IRR 倒算电价，则在 15%资本金 IRR 目标下，上网电价可以降至 0.175 元/千瓦小时，12%资本金 IRR 对应 0.161 元/千瓦小时电价。

图表 25：典型风电项目单位千瓦收益率模型以及 IRR 测算

IRR可行性分析核心假设		其余假设																					
年利用小时数（小时）	3,200	IRR测算及折旧年限（年）										20	等额本息年还款金额（计算，元）										263.9
电网结算电价（元/千瓦时）（含税）	0.200	增值税税率										13%	所得税率										15%
单位装机建造成本（元/千瓦）	4500	增值税即征即退比例										50%	所得税减免年限										3
资本金比例	30%	税金及附加										5%	所得税减半年限										3
贷款利率	3.00%	运维费用：元/（千瓦·年）										50											
		还款年限										15											
单位千瓦装机盈利能力测算																							
经营数据		y0	y1	y2	y3	y4	y5	y6	y7	y8	y9	y10	y11	y12	y13	y14	y15	y16	y17	y18	y19	y20	
上网电量（千瓦时）		3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	
收到电费合计（元，含税）		640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	640.0	
销项税额（元）		74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	
应缴增值税（元）		74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	
增值税即征即退金额（元）		0	0	0	0	0	0	0	0	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	
增值税进项税额（元）	585	511	438	364	290	217	143	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
实际缴纳增值税（元）		0	0	0	0	0	0	0	0	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	
偿还本息（元，等额本息）		264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	0	0	0	0	0	
债务余额（元）	3150	2981	2806	2627	2441	2251	2054	1852	1644	1429	1208	981	746	505	256	0	0	0	0	0	0	0	
利润表测算																							
营业收入（元）		566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	
税金及附加（元）		28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	
其他收益—增值税即征即退（元）		0	0	0	0	0	0	0	0	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	
运营支出（元）		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
折旧（元）		199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	
利息支出（元）		95	89	84	79	73	68	62	56	49	43	36	29	22	15	8	0	0	0	0	0	0	
税前利润（元）		194	200	205	210	216	221	227	270	276	283	289	296	303	311	318	326	326	326	326	326	326	
所得税（元）		0	0	0	0	16	16	17	34	41	41	42	43	44	46	47	48	49	49	49	49	49	
税后净利润（元）		194	200	205	194	200	205	193	230	235	240	246	252	258	264	270	277	277	277	277	277	277	
毛利率		60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	
净利率		34.3%	35.2%	36.2%	34.3%	35.2%	36.2%	34.1%	40.5%	41.5%	42.5%	43.4%	44.5%	45.5%	46.6%	47.7%	48.9%	48.9%	48.9%	48.9%	48.9%	48.9%	
项目ROE		21.6%	22.2%	22.8%	21.6%	22.2%	22.8%	21.5%	25.5%	26.1%	26.7%	27.3%	28.0%	28.7%	29.3%	30.0%	30.8%	30.8%	30.8%	30.8%	30.8%	30.8%	
度电净利润（元/千瓦时）		0.061	0.062	0.064	0.061	0.062	0.064	0.060	0.072	0.073	0.075	0.077	0.079	0.081	0.083	0.084	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	0.087	
自由现金流（元）	-4500	562	562	562	546	546	545	528	484	483	482	481	480	479	478	477	476	476	476	476	476	476	
资本金现金流（元）	-1350	298	298	298	282	282	281	264	220	220	219	218	217	215	214	213	476	476	476	476	476	476	
无杠杆现金流（元）	-4500	562	562	562	562	562	562	562	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525		
风电项目收益率																							
全投资IRR	9.8%																						
资本金IRR	20.3%																						

资料来源：华源证券研究所自制

进一步的，结合第一章提到的企业价值增厚模型，我们可以根据初始投资成本、项目的资本金 IRR、折现率和项目期限唯一确定一笔投资的价值增厚，即现金流的净现值 NPV。下表取权益口径，表示每 GW “以大代小” 投资带来的权益价值增厚，其余假设与上表相同（计算年限 20 年）。装机口径为改造后的规模，如 1GW 老风场改造为 3GW 新风场，资本金 IRR 为 15%，折现率取 7%，则项目改造带来的权益价值增厚为 10.4*3=31.2 亿元。

图表 26：以大代小单 GW 投资净现值 NPV 对 IRR 和折现率的敏感性分析（亿元，单位投资成本为 4500 元/千瓦）

单 GW 投资 NPV		资本金 IRR							
		8%	10%	12%	14%	15%	18%	20%	25%
折 现 率	5%	4.5	7.6	10.6	13.6	15.2	19.5	22.6	29.9
	6%	2.7	5.6	8.4	11.2	12.6	16.7	19.5	26.3
	7%	1.2	3.9	6.5	9.1	10.4	14.2	16.8	23.1
	8%	-0.1	2.4	4.8	7.2	8.5	12.0	14.5	20.3
	9%	-1.2	1.2	3.4	5.6	6.8	10.1	12.4	17.8
	10%	-2.2	0.0	2.1	4.2	5.3	8.4	10.5	15.6

3. 估值安全边际量化测算：绿电的现金流并不差

作为典型重资产高杠杆行业，绿电的现金流并不差。在保守假设下，我们认为风电收益率存在支撑，市场过度担心了风电收益率。

3.1 行业可持续发展前提下的最低电价与收益率支撑

如之前讨论，在现货市场快速推进、碳市场进展相对缓慢的背景下，市场对新能源收益率普遍存在担忧，IRR 与折现率的差值持续收窄，导致绿电板块估值不断向下探底。但是从更长的视角来看，决定估值的并不是短期业绩起伏，而是中长期业绩中枢。

我们认为光伏生存与发展需要的最低收益率，为风电提供电价支撑。在现货市场下，光伏的出力曲线最扎堆，理论上大部分时间都是拿最低电价；在已经开启现货市场的省份中，光伏的平均现货结算电价也远低于风电，因此光伏生存与发展需要的最低收益率，保障了新能源电价体系的下限。

我们取三北地区光照条件较好的情况，光伏年利用小时数取 1500 小时，单位装机成本取 3000 元/千瓦，贷款利率取 3%，使用年限取 20 年，其余假设见下表。

我们认为光伏保障生存的资本金底线收益率为不低于贷款利率，正常发展的底线收益率应不低于 5%（给予适当的风险补偿以及再投资本金），则按照 3%和 5%的资本金收益率倒算出的光伏平均上网电价分别为 0.170 元/千瓦时和 0.183 元/千瓦时。

图表 27：典型光伏项目单位千瓦收益率模型以及 IRR 测算

年利用小时数（小时）	1,500	增值税税率	13%	所得税率	15%
电网结算电价（元/千瓦时）含税	0.183	增值税即征即退比例	0%	所得税减免年限	3
单位装机建造成本（元/千瓦）	3000	税金及附加	5%	所得税减免年限	3
资本金比例	30%	运维费用：元/（千瓦·年）	30		
贷款利率	3.00%	还款年限	15		

单位千瓦装机盈利能力测算	y0	y1	y2	y3	y4	y5	y6	y7	y8	y9	y10	y11	y12	y13	y14	y15	y16	y17	y18	y19	y20
上网电量（千瓦时）		1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
收到电费合计（元，含税）		274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5	274.5
销项税额（元）		32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
应缴增值税（元）		32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
增值税即征即退金额（元）		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
增值税进项税额（元）	390	358	327	295	264	232	201	169	137	106	74	43	11	0	0	0	0	0	0	0	0
实际缴纳增值税（元）		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	32	32	32	32	32	32	32
偿还本息（元，等额本息）		176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
债务余额（元）	2100	1987	1871	1751	1628	1501	1370	1235	1096	953	806	654	498	337	171	0	0	0	0	0	0

利润表测算	y0	y1	y2	y3	y4	y5	y6	y7	y8	y9	y10	y11	y12	y13	y14	y15	y16	y17	y18	y19	y20
营业收入（元）		243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
税金及附加（元）		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
其他收益—增值税即征即退（元）		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
运营支出（元）		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
折旧（元）		133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133
利息支出（元）		63	60	56	53	49	45	41	37	33	29	24	20	15	10	5	0	0	0	0	0
税前利润（元）		5	8	12	16	19	23	27	31	35	39	44	48	53	58	63	68	68	68	68	68
所得税（元）		0	0	0	1	1	2	4	5	6	7	7	7	8	9	9	10	10	10	10	10
税后净利润（元）		5	8	12	14	18	21	23	26	30	34	37	41	45	49	53	58	58	58	58	58
毛利率		39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%
净利率		2.1%	3.5%	4.9%	5.9%	7.3%	8.8%	9.4%	10.8%	12.3%	13.8%	15.3%	16.9%	18.6%	20.3%	22.0%	23.8%	23.8%	23.8%	23.8%	23.8%
项目ROE		0.6%	0.9%	1.3%	1.6%	2.0%	2.4%	2.5%	2.9%	3.3%	3.7%	4.1%	4.6%	5.0%	5.5%	5.9%	6.4%	6.4%	6.4%	6.4%	6.4%
度电净利润（元/千瓦时）		0.003	0.006	0.008	0.010	0.012	0.014	0.015	0.018	0.020	0.022	0.025	0.027	0.030	0.033	0.036	0.039	0.039	0.039	0.039	0.039
自由现金流（元）	-3000	232	232	232	231	231	231	228	228	227	226	226	225	193	192	191	191	191	191	191	191
资本金现金流（元）	-900	56	56	56	55	55	55	52	52	51	50	49	47	16	15	15	191	191	191	191	191
无杠杆现金流（元）	-3000	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	201	201	201	201	201	201	201	201

光伏项目收益率	
全投资IRR	3.8%
资本金IRR	5.0%

资料来源：华源证券研究所自制

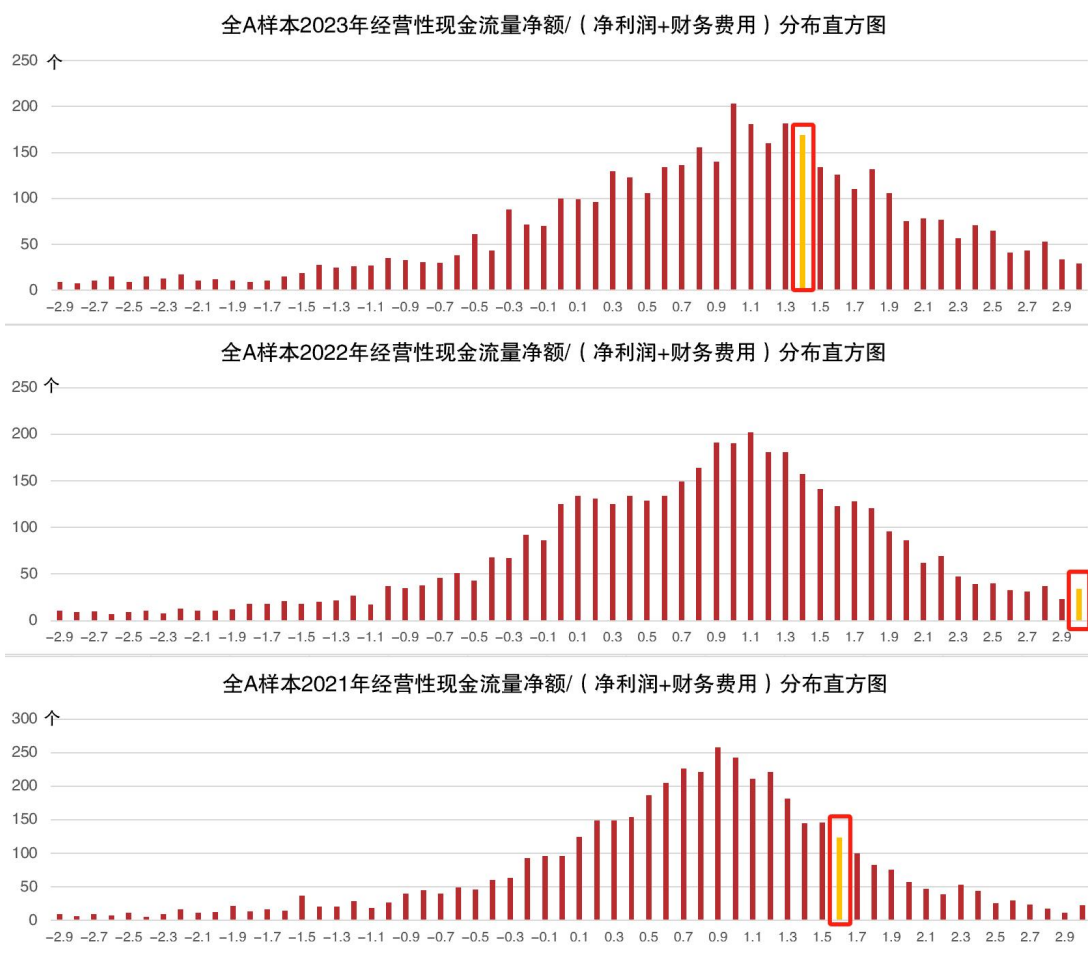
如果光伏在电力市场中的平均结算电价达到上述水平，参考当前现货市场试点中的比例关系，则风电平均电价可以保持在 0.2-0.25 元/千瓦时乃至更高，风电电价的支撑区间显著更高。**因此即便风电全电量参与现货交易，电价也有较强支撑**，在光伏支撑下，我们预计风电资本金收益率可保持在 10% 左右。

将上述模型替换为风电参数，我们测算在 0.2 元/千瓦时上网电价、2400 利用小时数（三北地区新风机实际更高）、4500 元/千瓦初始投资本金假设下，风电资本金 IRR 可达 9.4%；如果电价假设上调到 0.25 元，资本金 IRR 可达 17.9%。

3.2 极限假设下的安全边际测算 超过港股当前市值

首先需要明确的是，作为典型重资产、高杠杆行业，虽然存在补贴拖欠问题，但是绿电行业的经营性现金流在整个 A 股市场中并不算差。用经营性现金流量净额/（净利润+财务费用）来表征公司现金流与净利润的匹配程度，龙源电力 2021-2023 年该指标分别为 1.53、2.99 和 1.36，在对应年份全 A 样本数据中，均属于靠前位置。经营性现金流量净额与净利润差值的最主要来源是折旧，而在估值语境下，折旧属于沉没成本。

图表 28：全 A 样本 2021-2023 年现金流指标分布直方图（黄色为龙源电力所在位置）



资料来源：wind，华源证券研究所

在极限假设下，我们先计算存量机组的现金流价值，假设公司 2015 年及之前投产机组预期使用寿命为 20 年，2016 年及之后投产机组预期使用寿命为 25 年。则如果公司不再发展，存量机组的退役节奏以及未来每年剩余机组数量如下表。

图表 29：公司历年投产机组及预计服役年限（万千瓦）

投产年份	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E	2036E	2037E	2038E	2039E	2040E	2041E	2042E	2043E	2044E	2045E	2046E	2047E	2048E	2049E
<2009	250	250	250	250	250																					
2009	200	200	200	200	200	200																				
2010	205	205	205	205	205	205	205																			
2011	204	204	204	204	204	204	204	204																		
2012	195	195	195	195	195	195	195	195	195																	
2013	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137																
2014	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163															
2015	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222														
2016	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160								
2017	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103							
2018	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52						
2019	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111					
2020	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227			
2021	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137		
2022	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	
2023	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156
剩余装机	2775	2775	2775	2775	2775	2525	2325	2120	1916	1721	1584	1421	1199	1199	1199	1199	1199	1199	1039	936	884	772	545	409	156	0

资料来源：公司公告，华源证券研究所

公司 2023 年经营性现金流量净额为 138.84 亿元，应收款项（应收账款及票据、应收款项融资、其他应收款）净增加额为 84.96 亿元。增加的应收款项绝大部分为拖欠的补贴，考虑到现金流的时间价值以及潜在的减值可能，我们对未来新增应收款项净增加额打 7 折处理（相当于 5%的折现率下拖欠 8 年， $1/1.05^8=68\%$ ）。

公司 2023 年风电发电量为 613.5 亿千瓦时，参考当前西北省份煤电基准电价与我们上节算出的风电在现货市场中底线电价的差值，如果风电全电量进入现货市场，预计整体含税电价较基准电价 0.05–0.1 元/千瓦时的降幅（进入现货市场不影响公司应获得的补贴部分），考虑到目前龙源电力已有一定市场化比例，非补贴部分较当地基准电价已有 3–4 分/千瓦时降幅，对于进一步下降空间，我们取 0.05 元/千瓦时，则现货市场利空将减少：

$$613.5 \times 0.05 / (1 + 13\% \text{ 增值税率}) \times (1 - 20\% \text{ 平均所得税率}) = 21.72 \text{ 亿元净现金流。}$$

由此，经调整后，公司 2023 年底 2775 万千瓦风电装机（以及少量其他类型装机）参与 DCF 折现的现金流为 $138.84 + 84.96 \times 70\% - 21.72 = 176.6$ 亿元。

我国风电上网电价 2016 年开始启动退坡机制，但是 2018 年前核准的机组，退坡幅度较小，退坡幅度较大的是 2019 年之后核准的机组。截至 2023 年底，公司 2019 年及之前投产的机组占比达到 72%，2020 年及之前投产机组达到 80%（大量 2020 年投产的机组也为 2018 年之前核准，2019 年底前开工）。

由此可以认为，公司单位装机净现金流相差不大，简化处理，我们直接根据机组退役进度，根据 2023 年的 2775 万千瓦、176.6 亿元调整后净现金流等比例计算未来年份净现金流。

图表 30：我国风电上网电价补贴退坡情况（元/千瓦时）

I 类资源区	II 类资源区	III 类资源区	IV 类资源区
--------	---------	----------	---------

16 年前核准+17 年底前开工	0.49	0.52	0.56	0.61
18 年前核准+19 年底前开工	0.47	0.50	0.54	0.60
18 年后核准+20 年底前并网	0.40	0.45	0.49	0.57
19 年后核准+21 年底前并网	0.34	0.39	0.43	0.52
20 年后核准+21 年底前并网	0.29	0.34	0.38	0.47

资料来源：国家发改委，华源证券研究所

公司 2024 年 9 月底有息负债约为 1350 亿元（长期借款、短期借款、应付债券、其他应付款、一年内到期的非流动负债、其他流动负债），公司各季度之间的利息费用较为平滑，2024 年前三季度利息费用 24.86 亿元，年化 33.15 亿元，预计资本化利息支出在 1 亿元以内（参考 2023 年年报）。按照 34.15 亿元总利息支出计算，公司综合融资成本仅有 2.5%。

公司 2024 年 9 月底资产负债率约为 65%，综合所得税率取 20%，**资本金折现率取 8%**，则公司加权资本成本：

$$R_{wacc}=2.5\%*65\%*(1-20\%)+8\%*35\%=4.1\%$$

至此，我们对公司存量机组调整后的经营性净现金流折现，按照上述 R_{wacc} 折现加总后为 1665 亿元。**公司 2024 年 9 月底应收款项约为 400 亿元，考虑时间价值以及坏账风险，我们按 5 折处理，取 200 亿元。**再加上货币现金、扣除有息负债后可得：

在考虑诸多负面因素的假设下，公司权益价值底线计算为 661 亿元，按照资产负债表中的归母比例 86%计算，归母权益价值底线为 567 亿元，高于公司当前港股市值。

图表 31：公司存量机组 FCFF 折现（亿元）

年份	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E	2036E	2037E	2038E	2039E	2040E	2041E	2042E	2043E	2044E	2045E	2046E	2047E	2048E	2049E	
剩余装机（万千瓦）	2775	2775	2775	2775	2775	2525	2325	2120	1916	1721	1584	1421	1199	1199	1199	1199	1199	1039	936	884	772	545	409	156			
净现金流	176.62	177	177	177	177	161	148	135	122	110	101	90	76	76	76	76	76	66	60	56	49	35	26	10			
折现值	170	163	157	150	144	126	112	98	85	73	65	56	45	43	42	40	39	37	31	27	24	20	14	10	4		
折现值加总	1774																										
存量应收账款价值	200																										
货币现金	37																										
有息负债	1350																										
权益价值	661																										
																			</								

资料来源：华源证券研究所自制

进一步考虑“以大换小”带来的价值增厚，我们假设公司 2015 年之前投产的机组，预期使用寿命为 20 年，20 年后全部“以大换小”，容量替换比例取 1:3，即替换后的装机容量为替换前的 3 倍，替换机组次年开工。我们在 2.2 节用 NPV 公式计算了“以大代小”项目在替换时代的权益价值增厚，考虑到“以大代小”项目投资回报率普遍较高，**我们取 15% 的资本金 IRR，在 8% 的折现率下，单 GW 投资 NPV 为 8.5 亿元。**

由此，计算未来每年“以大代小”项目的 NPV，再用 8% 的折现率将每年的 NPV 折现到现在，即可得到“以大代小”潜力对公司权益价值的增厚，基准假设下可增厚约归母权益价值 185 亿元（其余资本金 IRR 和折现率结合，可对照图表 25 中的 NPV 进行等比例缩放）。

图表 32：公司“以大代小”带来的权益价值增厚测算

年份	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E	2036E
每年退役机组容量 (万千瓦)					250	200	205	204	195	137	163	222	
以大代小容量 (万千瓦, 1:3假设, 次年开工)						751	600	616	613	584	410	490	667
单GW投资NPV假设 (亿元/GW)						8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
对应时点NPV (亿元)						64	51	52	52	50	35	42	57
折现到现在 (亿元, 折现率取8%)						43	32	31	28	25	16	18	23
以大代小的价值增厚 (亿元)													
归母比例													
归母权益价值增厚 (亿元)													

资料来源：华源证券研究所自制

综上，在考虑应收账款时间价值、坏账准备、现货市场带来的价格冲击后，公司存量资产的现金流对应归母权益价值为 567 亿元，高于当前港股市值。不考虑公司常规的新项目投产，仅考虑“以大代小”项目，即可再带来约 185 亿元的归母权益价值增厚（上述测算不考虑集团已经承诺的资产注入）。

4. 盈利预测与评级

我们假设公司 2024–2026 年每年新增风电装机 300、375、375 万千瓦，新增光伏装机 450、375、375 万千瓦。

图表 33：营业收入预测关键假设

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
风电新增控股装机 (万千瓦)	137	252	156	300	375	375
光伏新增控股装机 (万千瓦)	65	189	292	450	375	375

资料来源：公司公告，华源证券研究所

根据以上假设，我们预测公司 2024–2026 年归属于母公司所有者的净利润分别为 67.60、76.38 和 81.94 亿元，当前股价对应 PE 为 6.6、5.8 和 5.4 倍。选取港股大唐新能源、中广核新能源、新天绿色能源以及 A 股三峡能源、中闽能源等作为可比公司，港股可比公司 2024–2026 年 PE 平均值为 5.9 倍、5.3 倍、4.9 倍，A 股可比公司 2024–2026 年 PE 平均值为 18 倍、14 倍、12 倍。公司作为标杆性龙头，有望充分享受行业改善逻辑，同时公司较其他同行具有更充裕的安全边际，维持“买入”评级。

图表 34：可比公司相对估值表

证券代码	简称	评级	收盘价(元/股)	每股收益 (元/股)	PE	PB (lf)
			2025/1/28	24E 25E 26E	24E 25E 26E	

1798.HK	大唐新能源	买入	1.97	0.30	0.31	0.34	6.6	6.4	5.8	0.74
1811.HK	中广核新能源	买入	2.08	0.45	0.48	0.50	4.6	4.3	4.2	0.76
0956.HK	新天绿色能源	买入	3.45	0.54	0.65	0.74	6.4	5.3	4.7	0.65
平均值							5.9	5.3	4.9	0.72
600905.SH	三峡能源	增持	4.20	0.23	0.24	0.26	18	18	16	1.40
600163.SH	中闽能源	买入	5.51	0.36	0.37	0.40	15	15	14	1.60
601619.SH	嘉泽新能	买入	3.35	0.30	0.37	0.43	11	9	8	1.21
000862.SZ	银星能源	增持	4.83	0.27	0.34	0.42	18	14	12	1.02
600310.SH	广西能源	买入	4.06	0.13	0.27	0.43	31	15	9	1.76
601778.SH	晶科科技		2.64	0.16	0.20	0.24	17	13	11	0.62
平均值							18	14	12	1.27
0916.HK	龙源电力	买入	5.32	0.81	0.91	0.98	6.6	5.8	5.4	0.62

资料来源: wind, 华源证券研究所。注: 均为采用人民币, 人民币/港币汇率取 1.0747; (2) 所有有评级的公司, 盈利预测为华源证券研究预测值, 没有评级的公司盈利预测为 wind 机构一致预期

5. 风险提示

- 1) 新能源政策, 尤其是电价领域存在不确定性。新能源发展乃至整个能源清洁化转型, 不仅涉及国内政策, 还涉及全球应对气候变化合作, 存在较大不确定性以及外部干扰。
- 2) “以大代小” 的节奏以及收益率存在不确定性。收益率对模型参数敏感性较高。
- 3) 对于依靠资本开支“滚雪球” 型商业模式, 估值结果对折现率的敏感性极高, 而折现率受市场宏观环境、利率环境、投资者风险偏好等影响较大, 属于重要的外生变量。

图表 35: 公司利润表预测 (百万元)

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
--	------	------	------	-------	-------	-------

营业总收入	37208	39863	37642	28341	32174	35013
营业收入	37208	39863	37642	28341	32174	35013
营业总成本	28736	30705	28312	19002	20955	22912
营业成本	24236	26139	23956	14757	16079	17449
税金及附加	316	362	356	268	304	331
销售费用		0	0	0	0	0
管理费用	398	301	451	368	418	455
研发费用	140	97	145	145	145	145
财务费用	3646	3806	3403	3463	4008	4532
其中：利息费用	3081	3503	3406	3663	4208	4732
减：利息收入	33	183	232	200	200	200
加：其他收益	881	980	1028	1028	1028	1028
投资净收益	-471	-407	19	700	100	0
其中：对联营企业和合营企业的投资收益	-580	-419	19	200	0	0
公允价值变动净收益	290	-4	-51	0	0	0
资产减值损失	-256	-2003	-2086	-1500	-1500	-1500
信用减值损失	-224	-37	-101	0	0	0
资产处置收益	16	0	18	0	0	0
营业利润	8708	7686	8158	9568	10847	11629
加：营业外收入	165	86	188	0	0	0
减：营业外支出	122	135	107	107	107	107
利润总额	8751	7638	8239	9461	10741	11522
减：所得税	1488	1542	1501	1691	1961	2104
净利润	7263	6096	6738	7770	8779	9418
持续经营净利润	7263	6152	6738	7770	8779	9418
终止经营净利润		-56	0			
减：少数股东损益	859	983	489	1010	1141	1224
归属于母公司所有者的净利润	6404	5112	6249	6760	7638	8194

资料来源：wind，华源证券研究所

图表 36：公司资产负债表预测（百万元）

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
--	------	------	------	-------	-------	-------

流动资产：

货币资金	3866	20493	4879	3074	2693	3723
交易性金融资产	742	449	459	459	459	459
衍生金融资产		0	0			
应收票据及应收账款	128	543	393	393	393	393
应收款项融资	26942	27100	35330	41330	47330	53330
预付款项	628	793	603	603	603	603
其他应收款(合计)	962	877	1293	1293	1293	1293
买入返售金融资产		0	0			
存货	752	750	727	727	727	727
其他流动资产	2257	2282	2027	2027	2027	2027
流动资产合计	36278	53286	45713	49906	55525	62555

非流动资产：

债权投资	51	49	43	45	45	45
其他权益工具投资	674	263	234	234	234	234
长期股权投资	4167	3797	5995	6195	6195	6195
投资性房地产	20	19	0	0	0	0
固定资产	114695	134643	141361	161283	181776	201332
在建工程	20239	17727	20997	20997	20997	20997
使用权资产	752	849	2279	2279	2279	2279
无形资产	8250	7708	6779	6779	6779	6779
开发支出	25	26	100	100	100	100
商誉	61	196	196	196	196	196
长期待摊费用	23	32	46	46	46	46
递延所得税资产	239	506	848	848	848	848
其他非流动资产	3831	3796	4665	4665	4665	4665
非流动资产合计	153028	169609	183543	203667	224160	243716

资产总计
流动负债：

短期借款	17774	18524	26691	26691	26691	26691
交易性金融负债	125	23	24	24	24	24
应付票据及应付账款	13765	12769	17324	17324	17324	17324
合同负债	159	180	143	143	143	143
应付职工薪酬	256	240	269	269	269	269
应交税费	606	795	830	830	830	830
其他应付款(合计)	4037	6860	3056	3056	3056	3056
划分为持有待售的负债			0			
一年内到期的非流动负债	15834	20296	16647	16647	16647	16647
其他流动负债	7166	15023	7182	7182	7182	7182
流动负债合计	59723	74711	72165	72166	72166	72166

非流动负债：

长期借款	40273	55548	68688	87263	106888	126513
应付债券	14808	11091	4092	4092	4092	4092
租赁负债	653	307	718	718	718	718
长期应付款(合计)	433	457	563	563	563	563
长期应付职工薪酬	139	125	111	111	111	111
预计负债	88	94	104	104	104	104
递延所得税负债	190	265	283	283	283	283
递延收益-非流动负债	224	218	205	205	205	205
非流动负债合计	56864	68105	74764	93339	112964	132589
负债合计	116587	142816	146929	165505	185130	204755

所有者权益(或股东权益)：

实收资本(或股本)	8036	8382	8382	8360	8360	8360
其它权益工具	6062	5056	2023	2023	2023	2023

资本公积金	14189	14419	14414	14436	14436	14436
减：库存股		0	57	57	57	57
其它综合收益	-376	-518	-514	-514	-514	-514
专项储备		20	109	109	109	109
盈余公积金	2637	2823	3378	3378	3378	3378
一般风险准备		0	0			
未分配利润	32796	38625	43182	47914	53260	58996
归属于母公司所有者权益合计	63344	68807	70918	75649	80995	86731
少数股东权益	9374	11272	11409	12419	13560	14785
所有者权益合计	72719	80079	82327	88068	94556	101516

资料来源：wind，华源证券研究所

图表 37：公司现金流量表预测（百万元）

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
经营活动产生的现金流量：						
销售商品、提供劳务收到的现金	34875	47545	36362	22341	26174	29013
收到的税费返还	866	1389	1031			
收到其他与经营活动有关的现金	9051	3566	2681	1028	1028	1028
经营活动现金流入(金融类)			0	200	200	200
经营活动现金流入小计	44793	52500	40075	23570	27402	30241
购买商品、接受劳务支付的现金	14981	12859	10889	3929	4322	4754
支付给职工以及为职工支付的现金	3206	3702	3881	514	564	601
支付的各项税费	3959	4579	4594	1959	2266	2435
支付其他与经营活动有关的现金	5891	1754	6826	107	107	107
经营活动现金流出小计	28038	22894	26190	6509	7258	7897
经营活动产生的现金流量净额	16755	29606	13884	17061	20144	22344
投资活动产生的现金流量：						
收回投资收到的现金	611	4825	2372			
取得投资收益收到的现金	146	630	190	500	100	0
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	482	19	24			
投资活动现金流入小计	1239	5474	2586	500	100	0
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	17717	22255	18930	32250	33750	33750
投资支付的现金	1726	2193	5090	0	0	0
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	252	34	0	0	0	0
支付其他与投资活动有关的现金	11	0	0			
投资活动现金流出小计	19706	24483	24020	32250	33750	33750
投资活动产生的现金流量净额	-18467	-19009	-21434	-31750	-33650	-33750
筹资活动产生的现金流量：						
吸收投资收到的现金	2532	791	202	0	0	0
其中：子公司吸收少数股东投资收到的现金	532	791	202			
取得借款收到的现金	115257	169537	151639	18575	19625	19625
筹资活动现金流入小计	117789	170328	151841	18575	19625	19625
偿还债务支付的现金	110260	153802	149047			
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	4892	5198	5456	5691	6499	7190
其中：子公司支付给少数股东的股利、利润	495	433	718			
支付其他与筹资活动有关的现金	2543	7489	3603			
筹资活动现金流出小计	117694	166489	158106	5691	6499	7190
筹资活动产生的现金流量净额	95	3839	-6265	12884	13126	12435

资料来源：wind，华源证券研究所

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（北交所除外）基准为沪深300指数，北交所市场基准为北证50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，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）。