

清洁替代加速：中国电力转型与企业信用影响

——高自给能源体系护航中国电力转型（下篇）

2026 年 9 月 8 日

要点

- 中国正经历电力结构转型，呈现以下特征：
 - 1) 新增发电几乎全由非化石能源承接：风光发电是绝对主力，核电增长提高非化石电力供给的连续性，水电提供稳定清洁电量并兼具灵活调节能力，不同低碳电源正形成内部稳定的供给组合；
 - 2) 尽管如此，煤电目前仍然是中国电力系统的基础供给能源，其国内资源基础决定了能源短缺风险较低；
 - 3) 弃风弃光率回升暴露调节能力滞后，储能名义规模扩张快但有效调用能力仍不足。
- 发电企业转型加速，资本开支向清洁能源倾斜，龙头央企主导新能源增量——市场化电价下行与消纳瓶颈成为企业向新能源转型或扩张面临的主要制约。
- 标普信评认为，发电行业整体信用质量保持稳定：火电信用底线相对稳固，水电和核电抗风险能力较强，新能源转型投入较大的企业面临一定现金流与盈利压力。

本文是《高自给能源体系护航中国电力转型》。此前，标普信评发布的《高自给能源体系护航中国电力转型（上篇）》聚焦于外部冲击下中国能源体系的韧性来源与结构优势。本文作为下篇，主要分析电力转型对企业信用的影响：中国电力新增供给正加速从煤电转向风电、光伏等非化石能源，但风光出力的波动性和消纳压力对系统调节能力提出更高要求，储能扩张仍难完全弥补缺口。

基于公开信息，本文对 43 家发电企业进行观察，聚焦其装机结构变化、资本开支方向与现金流覆盖能力，分析电力行业整体信用质量的稳健性及不同电源企业间的结构性分化。

阅读须知

标普信用评级（中国）有限公司（简称“标普信评”）选取若干企业进行了案头分析，选取标准包括企业资产规模、对所在区域的代表性，以及相关公开信息的有无。本报告中的分析是根据标普信评的方法进行的。标普信评的方法和分析思路仅适用于中国，且有别于标普全球评级所采用的方法和思路。因此，标普信评的观点并不等同于也不应被不实地表述为标普全球评级的观点，或作为标普全球评级的观点而加以依赖。

本次案头分析仅使用公开信息，且根据标普信评非金融企业相关方法进行。在此次分析中，我们采用相关方法对公开信息进行分析，得出关于企业信用质量的初步观点。需要强调的是，在本报告中表达的观点仅基于公开信息，标普信评从未与其中的任何企业有过任何信用评级性质的往来。本报告中表达的观点不可也不应被表述为信用评级，也不得理解为对任何企业最终信用级别的表示。本报告中表达的观点是我们通过此次分析得出的关于潜在信用质量得出的初步观点。本

研究员

邓灵

北京

+86-10 6516 6054

Ling.deng@spgchinaratings.cn

王雷

北京

+86-10 6516 6038

lei.wang@spgchinaratings.cn

郑越

北京

+86-10 6516 6013

Christine.zheng@spgchinaratings.cn

葛子墨（实习生）

次案头研究工作不涉及任何跟踪活动。本报告中表达的观点不是，也不应被视为购买、持有或者出售任何证券或作出任何投资决策的建议，也不涉及任何证券的适合性。

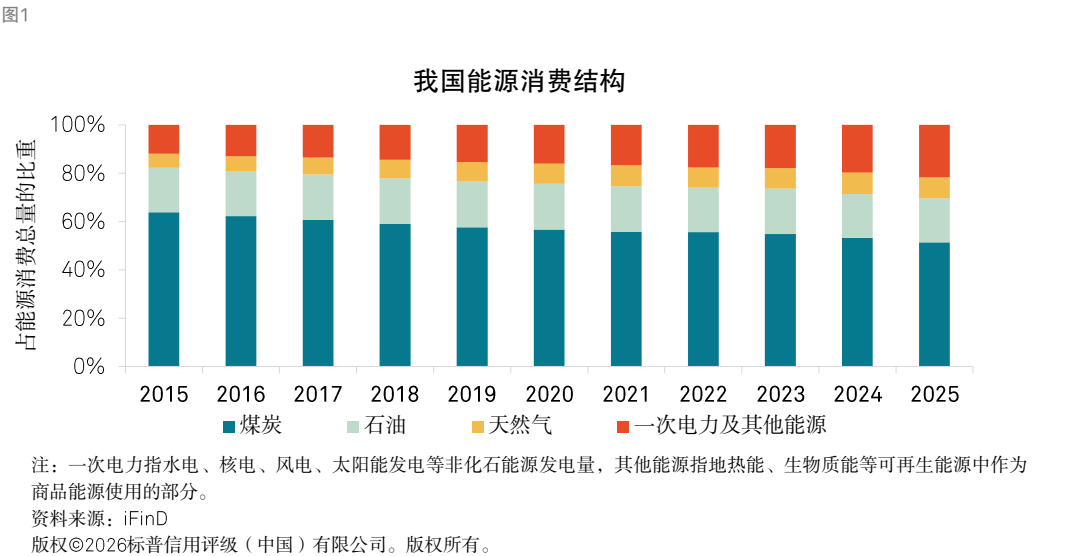
此次案头分析的分析过程基于企业个体进行，分析结论的呈现则是按组别汇总进行。本报告各章节在呈现各组企业及整个市场相关统计数据 and 表现数据的时候，采用了我们按照标普信评相关方法一般认为最能够说明相关情况的指标。

由于本次分析是根据公开信息所作的案头分析，我们并没有与任何企业进行访谈或其他任何形式的互动沟通。在缺乏相关信息的情况下，我们会进行一些假设；同时，我们也尝试考虑企业获得集团支持、政府支持或其他任何形式外部支持的可能性，从而得出潜在信用质量的观点。标普信评不为依赖本报告的任何内容所产生的任何损失负责。

一、中国电力系统的新增供给正从煤炭转向非化石能源，但煤电仍不可或缺

1. 煤电目前仍然是中国电力系统的基础供给能源，其国内资源基础决定了能源短缺风险较低

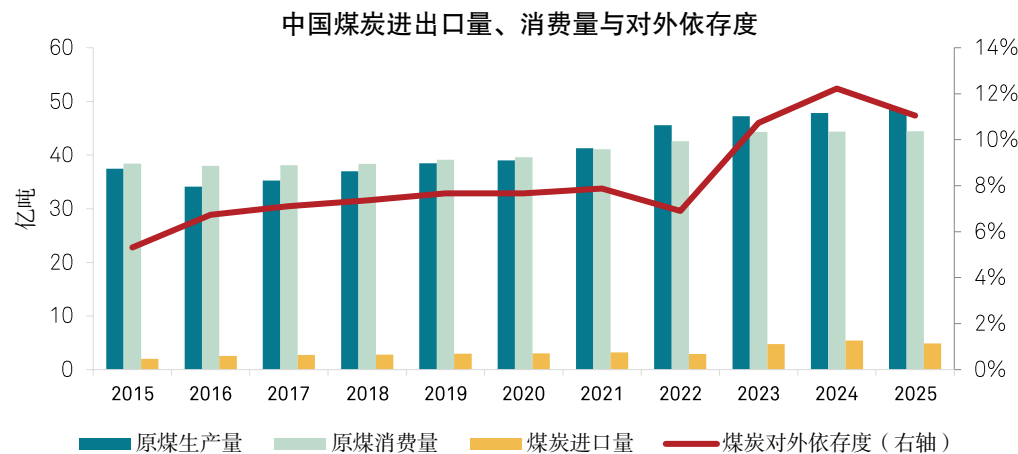
尽管新能源装机快速增长推动中国能源消费结构持续优化，但煤电作为电力系统基础供给的地位并未动摇——煤炭消费占比从 2015 年的 63.8%降至 2025 年的 51.4%，十年下降 12.4 个百分点，占比仍超过一半。2025 年，火电发电量占比仍超六成，显著高于其装机占比，在晚高峰、极端天气及可再生能源出力不足等关键时段，火电持续承担顶峰保供与系统调节功能。未来，随着非化石电源占比提升，煤电新增装机需求虽将放缓，但其角色正从主体增量电源转向支撑新能源稳定运行的基础性电源，容量保障与调峰价值反而更加凸显。



中国煤炭供应具备坚实的国内资源基础，整体能源短缺风险较低。2025 年，国内原煤产量约 48.5 亿吨，煤炭进口量约 4.9 亿吨，为国内产量的十分之一左右，更多为市场化行为，并非产能不足。与高度依赖进口的油气不同，国际煤炭贸易扰动更可能影响我国煤炭的局部采购成本和沿海电厂燃料选择，而不容易演变为全国性发电燃料短缺。

尽管 2023 年以来，煤炭对外依存度升至 10%以上，但这主要是在新能源转型期与国内产能受限的背景下，国内市场为调节价格、弥补供需缺口而扩大进口。煤炭作为火电的主要燃料，其供应风险仍主要来自国内产地、运输、库存和价格机制，总体处于安全可控区间。

图2



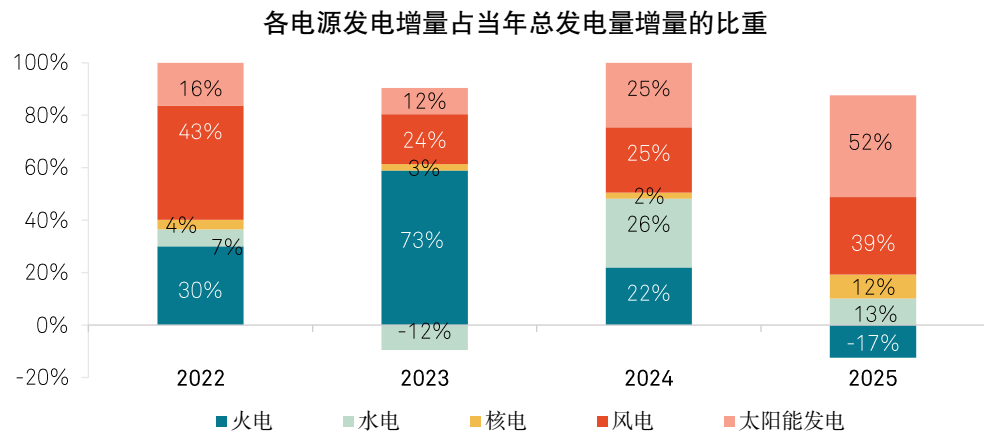
注：原煤消费量由煤炭标准煤消费量按1吨原煤=0.7143吨标准煤系数估算。
资料来源：《国民经济和社会发展统计公报》、iFinD，标普信评整理
版权©2026标普信用评级（中国）有限公司。版权所有。

2. 非化石能源已成为新增发电量的主要来源

在国内煤炭和火电体系保障基础供给的同时，中国新增发电量的来源已明显转向非化石能源。2022年，风电贡献约43%的新增发电量，太阳能和火电分别贡献约16%和30%；到2025年，太阳能贡献升至约52%，风电约占39%，核电提高至约12%，火电增量为负。非化石能源，尤其新能源已经成为新增发电量的主要贡献。

这一变化主要来自风光新增装机集中投产和发电能力释放。近年来，光伏建设明显提速，组件价格下降进一步降低了项目成本，推动太阳能发电增量快速上升。尽管风电占比回落，但这主要是由于光伏、水电和核电增量增长更快。整体来看，新增用电需求主要由风电、光伏、水电和核电承接。

图3



资料来源：iFinD
版权©2026标普信用评级（中国）有限公司。版权所有。

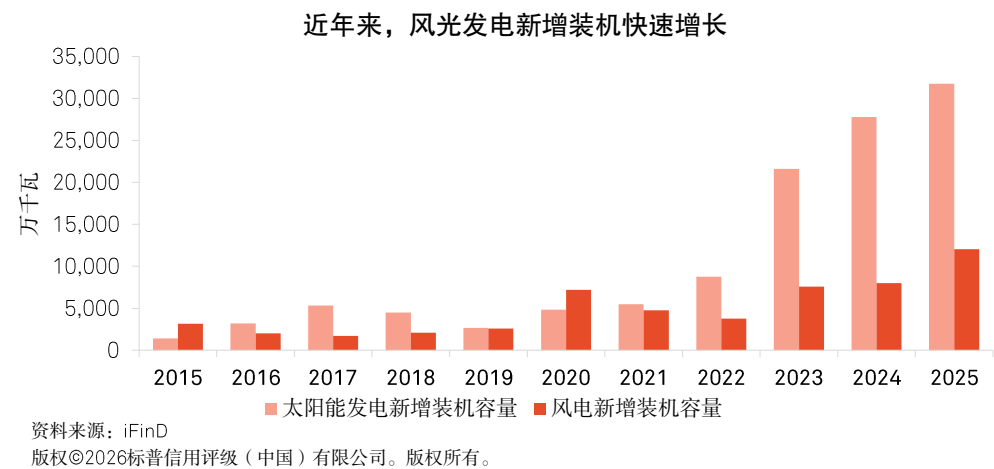
国内煤炭资源和火电可调度能力仍为电力安全提供基础支撑，而新增用电需求则更多由低碳电源满足。随着这一结构进一步深化，能源转型的核心问题也将转向“不同低碳电源如何形成稳定、可消纳的供给组合”——风电和光伏增长最快，但出力具有波动性；核电能够提供连续低碳电量；储能和电网则负责缓解时间与地区错配。

二、风光主导非化石能源供给扩张，电力调节仍存缺口

1. 风电和光伏装机扩张构成非化石电力增长的主要基础

中国风电和光伏装机持续快速增长，推动电力供给结构加速向非化石能源倾斜。近年来，太阳能装机增速明显快于其他电源，风电装机也保持较快增长，两者已经成为新增发电能力的主要来源。

图4



我们认为，光伏扩张快主要受以下因素推动：一是建设周期短，从投资到并网的周期显著短于大型风电和常规电源；二是政策支持力度大，政策鼓励光伏产业发展；三是应用场景灵活，项目单体规模灵活，选址约束小，降低了准入门槛；四是产业链完备，国内光伏制造从硅料到组件全链条自主可控，技术迭代迅速，设备成本持续下降。

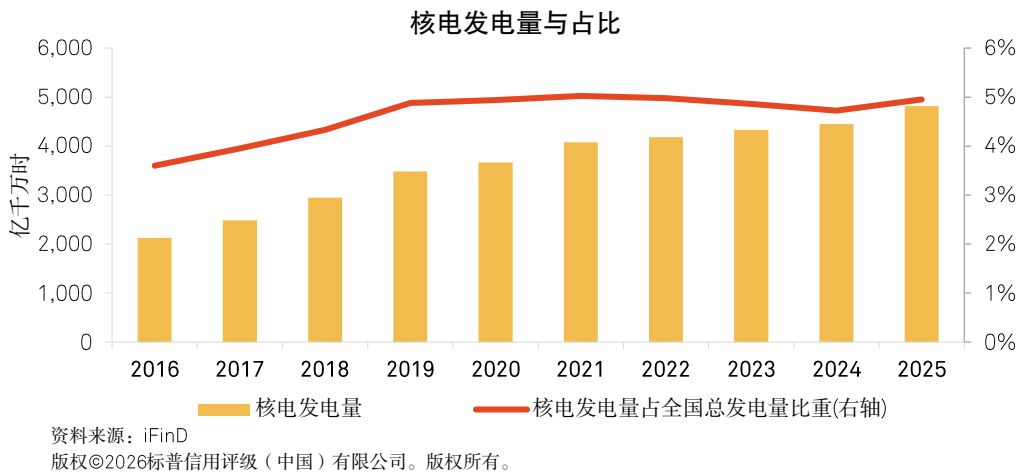
相比之下，风电项目更受选址、审批、并网条件和施工周期影响，新增装机虽然也保持较快增速，但其受选址约束、施工周期、投资规模等约束，增幅相对光伏更为平缓。

2. 核电增长提高非化石电力供给的连续性

核电对维持低碳供给稳定性的作用进一步增强。与风光发电相比，尽管核电建设周期长、前期投资规模大，但核电受短期天气变化影响较小，其投产后的稳定运行能够降低低碳电力体系对风况和日照条件的单一依赖。因此，相较于风光发电较快的装机增速，核电主要在非化石能源组合中提供相对连续的基础供给。

中国核电装机容量由 2020 年的约 5,000 万千瓦增至 2025 年末的 6,614 万千瓦；发电量由 2015 年的约 1,700 亿千瓦时提高至 2025 年的约 4,800 亿千瓦时，十年间增长超过一倍。核电在发电量中的贡献也由 2015 年的约 3%提高至 2025 年的约 5%，表明其正对新增用电需求形成更明显的支持。

图5



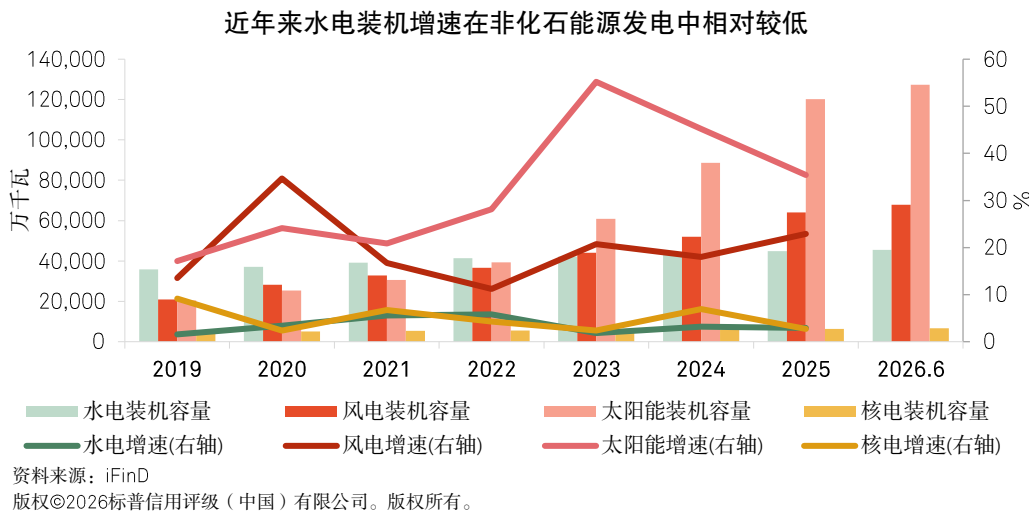
3. 水电提供稳定的清洁电量并兼具灵活调节能力

水电是我国技术最成熟、装机规模最大的可再生能源。截至 2025 年底，全国水电累计装机容量约 45,000 万千瓦，2025 年水电发电量达到 1.46 万亿千瓦时，在非化石电源中居首。

水电在非化石能源体系中兼具电量支撑和灵活调节双重属性，是风光和核电均无法替代的角色。常规水电出力可控，是目前可再生能源中调峰能力最强、最成熟的电源。与核电相比，水电虽然同样提供稳定的清洁电量，但其水库调节能力使其可以根据系统需要在峰荷和基荷之间灵活切换，承担调峰、调频等多重功能。

近年来，水电装机增速远低于风光。我国水电领域的重大项目——雅鲁藏布江下游水电工程正稳步推进，该工程除新增水电装机外，还将联动周边光伏和风电资源协同开发，将显著提升非化石能源体系的整体增量贡献。

图6

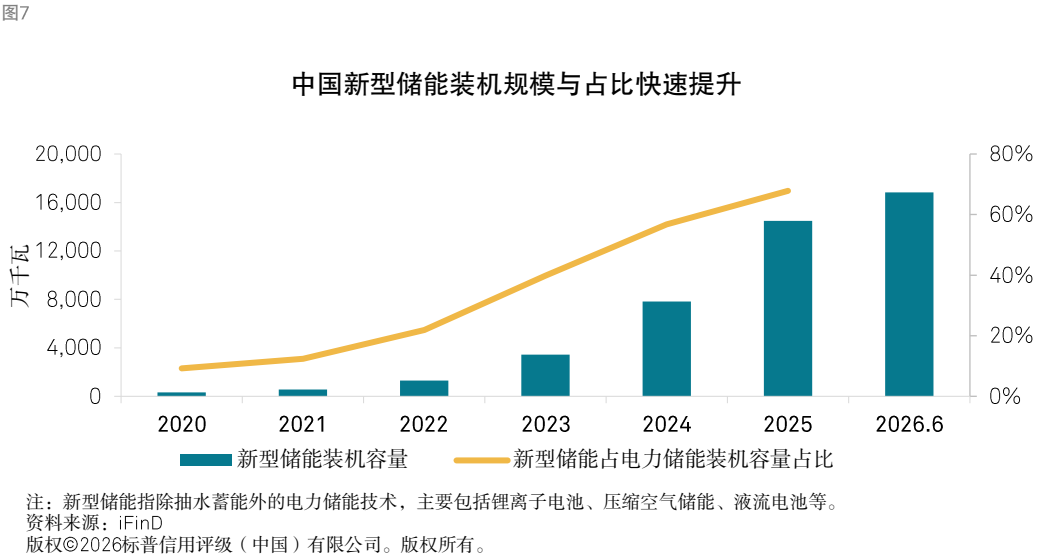


4. 非化石能源增长催生储能需求，储能规模快速扩张，但有效调节能力仍滞后于风光增长

风电出力取决于风况，光伏发电集中在日照时段，二者均难以完全跟随用电负荷进行调度。随着风光在电力供给中的占比持续提高，系统对稳定低碳电源和灵活调节资源的需求日益迫切。核电能够支撑

持续性较强的基础负荷，但其运行特性决定了难以独立承担短周期调峰，风光出力的波动性与日内错配仍需储能等灵活调节资源予以弥补。

在此背景下，中国储能装机规模快速扩张。在运电力储能累计规模由 2016 年的 2,430 万千瓦增至 2025 年的 21,330 万千瓦。其中，新型储能自 2022 年起进入爆发式增长阶段，大批项目集中投产，近三年同比增速达 85%~160%。2024 年，新型储能累计装机跃升至 7,832 万千瓦，首次超越抽水蓄能。这一增速是对同期风光装机集中投产的配套需求反馈。



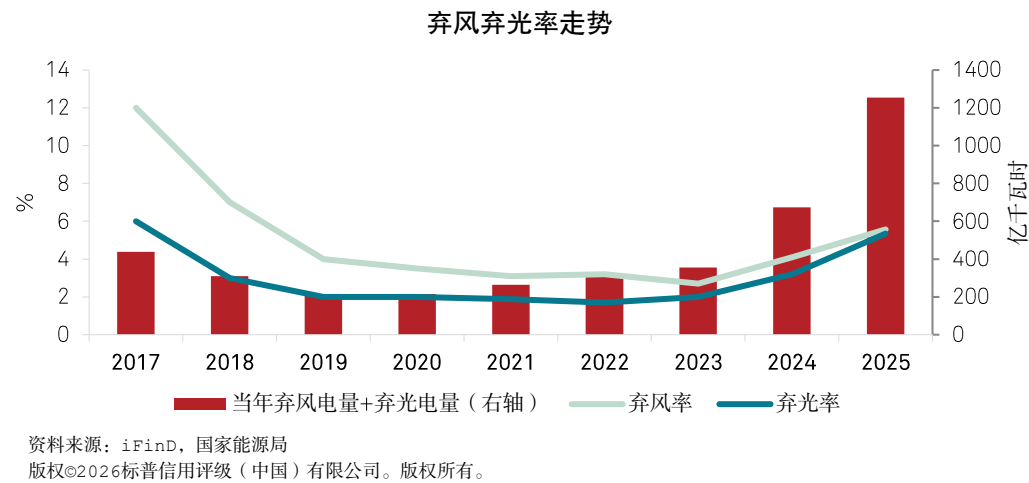
然而，名义储能装机规模仍无法完整匹配新能源消纳的实际需求。一是总量缺口。尽管新能源装机在经历前期爆发式增长后将进入增速换挡期，难以维持此前的高速扩张，但年增量依然显著。根据《可再生能源发展“十五五”规划》和《新型能源体系建设“十五五”规划》，新能源装机占比预计在 2030 年前突破 50%，累计装机达到 28 亿千瓦以上；而新型储能装机目标为 3 亿千瓦，截至 2026 年 6 月末，我国储能累计装机约 1.7 亿千瓦，距 2030 年目标仍有 1 倍以上的增长空间。

二是有效调节能力不足。储能项目的实际贡献还取决于储能时长、每日充放电次数、区域布局和调度机制。当前储能建设方向正转向“能否被有效调用”，短时电化学储能可缓解日内波动，但面对季节性供需变化、连续低风低光天气以及长距离资源配置，仍需抽水蓄能、长时储能与跨区域输电共同应对。

为解决这一现状，《新型电力系统建设“十五五”规划》、国家发改委和国家能源局《关于促进电网高质量发展的指导意见》等文件均对增强系统调节能力、促进新能源消纳提出明确要求。包括在系统层面推进配电网数智化升级改造，建设智慧化调度体系；在供给侧扩大新型储能装机规模，科学布局抽水蓄能电站；在需求侧，提升虚拟电厂调节能力和需求侧削峰能力等。

弃风弃光率的变化从侧面印证了这一判断。我国弃风率和弃光率在前期明显下降，主要得益于跨区域输电通道扩建、本地负荷增长和新能源调度机制改善。然而近年来弃风弃光率再度回升——2025 年全国风电利用率降至 94.3%、光伏利用率降至 94.8%，风光利用率自“十四五”以来首次双双跌破 95%，若按全年发电量计算，全年弃风弃光电量达 1,252 亿 kWh。在电力消纳体系中，输电和负荷是决定消纳水平的主导因素，而储能调节是重要的辅助手段——当前储能的有效容量、持续时长和调用效率尚不足以完全吸收风光装机带来的全部增量，这也是部分地区仍面临弃电压力的原因之一。

图8



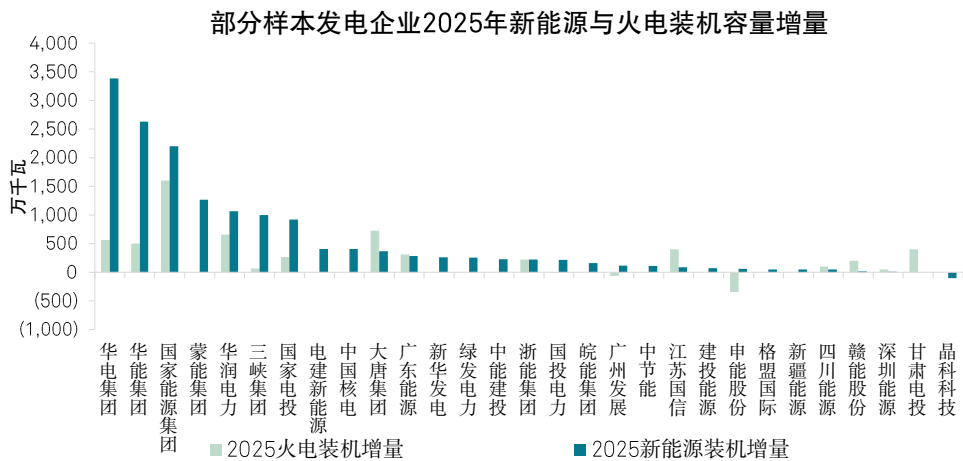
三、发电样本企业研究——发电情况与结构转型

我们选取了 43 家有公开披露数据的发电企业作为样本进行分析，得出了我们关于这些企业发电情况与结构转型表现的初步看法。样本企业名单请参阅附表 1。样本企业新能源装机增速亮眼，龙头企业正成为推动结构转型的核心力量。

1. 装机结构：向新能源转型特征明显，新增装机几乎全部来自风光

从装机结构看，43 家样本企业 2025 年总装机容量合计约 24.4 亿千瓦，占当年全国装机容量的约 63%；装机容量较 2024 年同口径（约 21.9 亿千瓦）增长 12%。其中，新增装机以新能源（主要为风电、光伏）为主。

图9



注：仅显示增加/减少超过50万千瓦的企业。用企业披露的2025年装机容量-2024年装机容量计算。
资料来源：样本企业募集说明书、年报等公开资料
版权©2026标普信用评级（中国）有限公司。版权所有。

从样本企业新能源装机增量来看，央企与地方国企主导了本轮新能源扩张。光伏装机增速突出，2025 年装机容量增量超 7500 万千瓦，同比增长 35%，占样本企业总装机容量的比重从 10%升至 12%。装机容量增量较大的集中于大型龙头发电企业和光照资源丰富地区，如华能集团、国家能源

投资集团以超过 1,500 万千瓦的光伏新增装机位居首，内蒙古能源集团、华润电力新增超 500 万千瓦。

风电装机容量增量超 8100 万千瓦，同比增长 21%，占样本企业总装机容量的比重为 19%。华电集团、国家电投、华能集团、国家能源集团增量领先。

火电、水电虽保持正增长，但增速远低于新能源。火电装机约 10 亿千瓦，占比从 2024 年的 45%降至 42%；水电占比约 13%，增量主要由华电集团、国网新源、国家能源集团、三峡集团、华能集团贡献，但与新能源发电不同，各家增量基本低于 200 万千瓦。核电方面，中国广核集团和中国核电为装机绝对主力，2025 年资本开支分别达 983 亿元和 1,241 亿元，仍处于密集建设投产期。

2. 资本开支：龙头带头转型，资金加速流向清洁能源

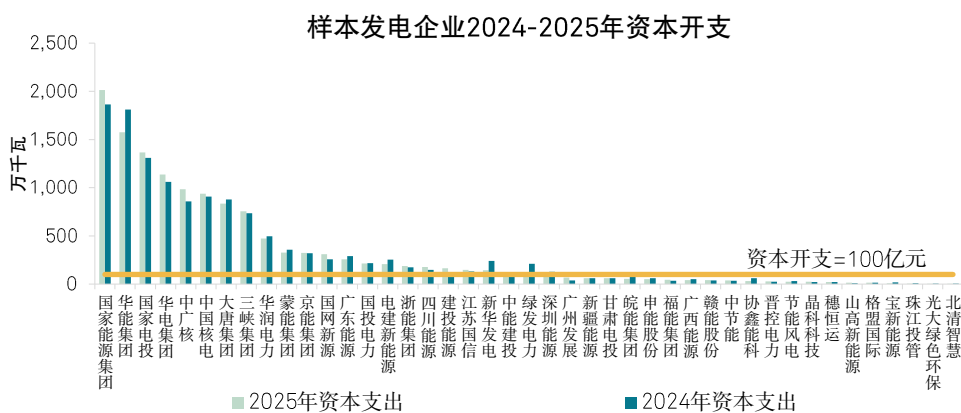
样本企业 2025 年合计资本开支约 1.35 万亿元，与 2024 年的 1.36 万亿元基本持平，且具有很高的集中度——前 5 大企业合计占比超过 50%。各龙头转型路径均向清洁能源倾斜：

国家能源集团 2025 年资本开支高达 2,012 亿元，虽涵盖煤矿等非电项目，但在建主要为水电、光伏项目，其火电装机占比仍达 57.9%，但非化石装机占比已显著提升，2025 年光伏新增 1,500 万千瓦、风电新增 700 万千瓦。

华能集团、华电集团 资本开支超千亿元，2025 年，两者的非化石装机占比均已超过 50%，在建项目以水电和新能源等为主，转型力度较大。

国家电投 非化石能源装机占比远高于传统火电，且资本开支仍维持较高水平。在建项目主要是核电、水电和新能源等。**大唐集团** 虽然仍以火电为主，但在建项目风电、水电、火电并重。

图10



注：资本开支系现金流量表中的“购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金”。
资料来源：样本企业募集说明书、年报等公开资料
版权©2026标普信用评级（中国）有限公司。版权所有。

从样本企业披露信息来看，超半数发电企业积极布局储能。五大发电集团均已将新型储能纳入战略方向，在压缩空气储能、电化学独立储能等路线上投资建设并部分投运。部分地方能源集团（广东能源、江苏国信、京能集团等）通过自主投建或产业基金参与储能产业链。三峡集团、中广核、协鑫能源科技、晶科电力等也在各自优势领域拓展储能业务，应用场景覆盖电网侧独立储能、火储联合调频、风光储一体化、用户侧储能等。

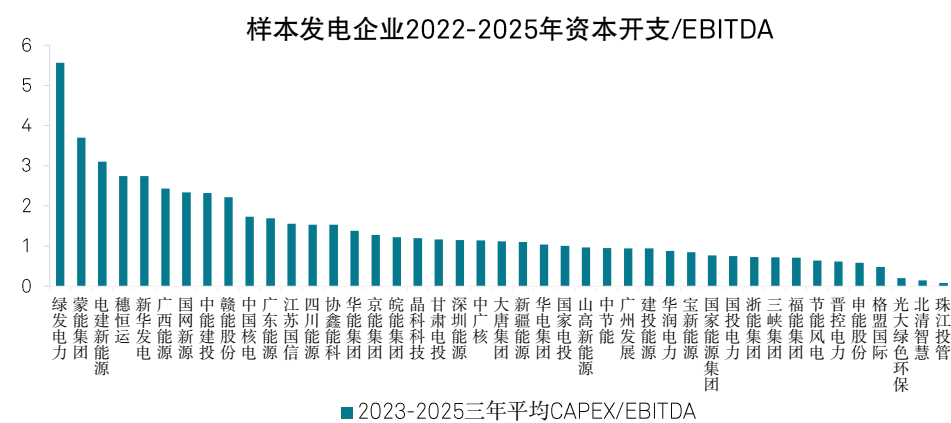
3. 转型与信用风险

大部分企业维持较高资本开支的同时，现金流覆盖能力整体较好

发电企业普遍处于重资产行业，长期维持高资本开支，但持续且稳定的售电收入带来了较为充沛的经营性现金流。我们认为 EBITDA 更能准确反映企业主营业务现金生成能力，通过“资本开支/EBITDA”比率评估样本企业投资支出的现金流可持续性。

从 2023—2025 年三年平均资本开支/EBITDA 来看，多数企业该比率维持在 2 以内，现金流可持续性较强；而部分企业（如绿发电力、蒙能集团、电建新能源）处于新能源或水电项目集中建设期，由于新增装机从并网到形成稳定收益存在产能爬坡期，EBITDA 增长明显滞后于资本开支节奏，相关财务比率显著高于行业均值。此外，市场化交易电价下行、弃风弃光风险及储能项目回报不确定性，也对新能源项目收益率形成一定压力。

图11



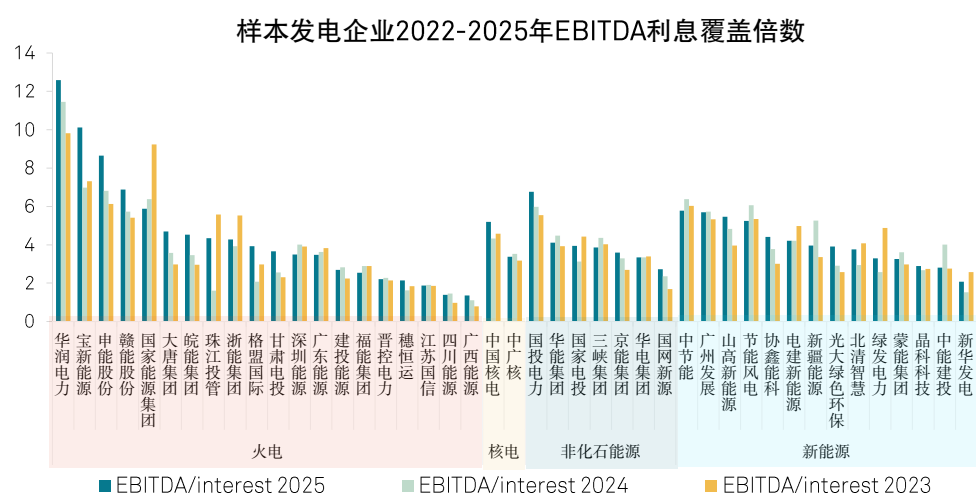
注：资本开支/EBITDA计算方法为2023-2025年平均资本开支/2023-2025年平均EBITDA。
资料来源：样本企业募集说明书、年报等公开资料
版权©2026标普信用评级（中国）有限公司。版权所有。

信用质量总体平稳，但需关注转型路径分化带来的差异化信用影响

我们认为，电力行业整体信用质量预计维持稳定，不同转型路径、不同电源类型企业的信用资质有所分化，总体而言，行业信用风险可控。

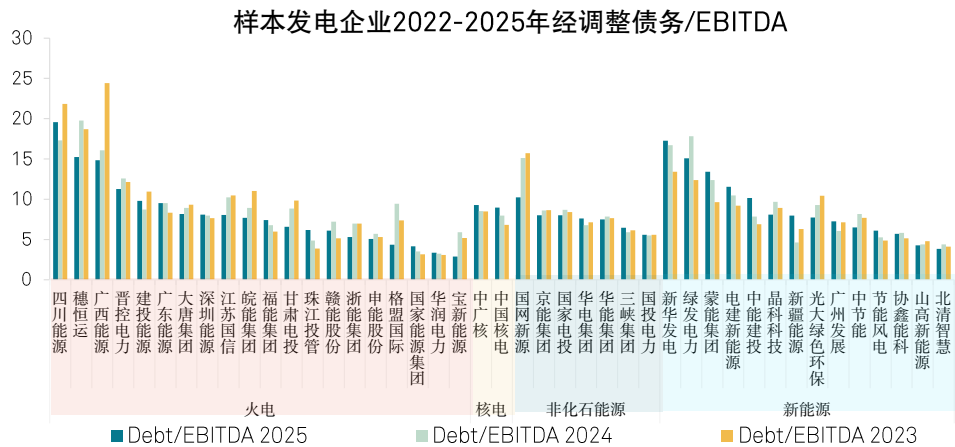
我们测算了样本企业 2023—2025 年 EBITDA 利息覆盖倍数及经调整债务/EBITDA 比率，以评估其财务杠杆水平与利息偿付能力。**整体来看，多数企业 EBITDA 对利息的覆盖能力较强，经调整债务/EBITDA 处于合理可控区间，但部分企业财务杠杆水平相对较高。**其中，四川能源、穗恒运、广西能源（火电），国网新源（非化石能源），新华发电、绿发电力（新能源）经调整债务/EBITDA 比率处于样本较高水平。

图12



注：分类为非化石能源类电源的企业，指电源结构以非化石能源为主体，其中水电占比较高，或与新能源装机占比相当。
资料来源：Choice
版权©2026标普信用评级（中国）有限公司。版权所有。

图13



资料来源：Choice
版权©2026标普信用评级（中国）有限公司。版权所有。

我们认为，持续布局火电领域的企业，受益于稳定的售电现金流和央国企背景带来的融资优势，财务状况整体稳健。尽管部分企业财务杠杆较高，但 EBITDA 对利息的覆盖能力较好，且 EBITDA 对资本开支的覆盖能力较强，为能源转型提供了较稳定的内部资金来源。但同时注意到，当前火电企业盈利端主要面临双重压力：一是燃料成本波动或压缩利润空间，二是新能源大规模并网持续挤压火电利用小时数。容量电价机制落地叠加辅助服务收入增长，或能对冲盈利下行压力。

水电、核电企业转型节奏稳健，信用质量稳定。水电受益于来水偏丰和较高毛利率，盈利稳中向好，杠杆水平保持稳定；核电受益于差价结算等政策支持，电价压力有所缓解，度电利润率高且波动小。两者 EBITDA 利息覆盖倍数均处于较高水平。虽然核电与大型水电项目单体投资大、资本开支绝对额高，但企业 EBITDA 可部分覆盖资本开支，叠加其以央国企为主、融资渠道畅通，能够获得有力的外部支持，整体偿债安全边际充足。

新能源转型力度较大的企业短期现金流承压，信用风险或出现分化。部分企业正处于新能源装机的快速扩张阶段，资本开支集中释放，而 EBITDA 增长存在滞后，资本开支/EBITDA 比率显著高于行业均值。此外，136 号文推动全面入市后市场化电价下行趋势明确，叠加短期消纳压力仍然突出，新增装机对盈利的贡献速度受到一定抑制，较高的资本开支或进一步推高债务规模和杠杆水平。

总体而言，转型深化期电力行业信用风险可控，但需重点关注市场化交易电价下行幅度，以及局部地区弃风弃光率反弹、过度资本化投入对新能源盈利和现金流的挤压。

本报告不构成评级行动。

附表 1：样本企业名单

序号	企业名称	企业简称	序号	企业名称	企业简称
1	国家能源投资集团有限责任公司	国家能源集团	23	国投电力控股股份有限公司	国投电力
2	中国华能集团有限公司	华能集团	24	中国核能电力股份有限公司	中国核电
3	中国华电集团有限公司	华电集团	25	国网新源控股有限公司	国网新源
4	中国大唐集团有限公司	大唐集团	26	甘肃省电力投资集团有限责任公司	甘肃电投
5	国家电力投资集团有限公司	国家电投	27	山高新能源集团有限公司	山高新能源
6	浙江省能源集团有限公司	浙能集团	28	中节能风力发电股份有限公司	节能风电
7	广东省能源集团有限公司	广东能源	29	新华水力发电有限公司	新华发电
8	北京能源集团有限责任公司	京能集团	30	中节能太阳能股份有限公司	中节能
9	江苏省国信集团有限公司	江苏国信	31	协鑫能源科技股份有限公司	协鑫能科
10	华润电力控股有限公司	华润电力	32	晶科电力科技股份有限公司	晶科科技
11	晋能控股山西电力股份有限公司	晋控电力	33	广东宝丽华新能源股份有限公司	宝新能源
12	深圳能源集团股份有限公司	深圳能源	34	福建省能源集团有限责任公司	福能集团
13	申能股份有限公司	申能股份	35	中国光大绿色环保有限公司	光大绿色环保
14	河北建设投资集团有限责任公司	建投能源	36	广西能源集团有限公司	广西能源
15	安徽省能源集团有限公司	皖能集团	37	广州恒运控股集团股份有限公司	穗恒运
16	格盟国际能源有限公司	格盟国际	38	中电建新能源集团股份有限公司	电建新能源
17	内蒙古能源集团有限公司	蒙能集团	39	天津北清电力智慧能源有限公司	北清智慧
18	广州发展集团股份有限公司	广州发展	40	中国能源建设集团投资有限公司	中能建投
19	广东珠江投资管理集团有限公司	珠江投管	41	四川能源发展集团有限责任公司	四川能源
20	江西赣能股份有限公司	赣能股份	42	新疆能源(集团)有限责任公司	新疆能源
21	中国长江三峡集团有限公司	三峡集团	43	天津绿发电力集团股份有限公司	绿发电力
22	中国广核集团有限公司	中广核			

欢迎关注标普信评微信公众号：



©版权所有 2026 标普信用评级（中国）有限公司。保留所有权利。

标普信用评级（中国）有限公司（简称“标普信评”）拥有上述内容（包括评级、信用相关的分析和数据、估值、模型、软件或其他应用或其中的输出）或其任何部分（简称“内容”）的版权和/或其他相关知识产权。未经标普信评的事先书面许可，严禁以任何形式或方式修改、逆向工程、复制或发布任何内容，或将任何内容存储在数据库或检索系统中。内容不得用于任何非法或未经授权的目的。标普信评和任何第三方供应商，以及其董事、管理人员、股东、员工或代理人（统称“标普方”）均不保证内容的准确性、完整性、及时性或可用性。部分内容可能借助人工智能 (AI) 工具创建。使用人工智能创建或处理的已发布内容由标普职员撰写、审核、编辑及批准。标普方不对任何错误或遗漏（疏忽或其他），无论其原因如何，以及因使用内容而获得的结果，或者用户输入的任何数据的安全性或维护该等数据承担责任。内容以“概不保证”为基础提供。标普方特此声明免除所有明示或默示的保证，包括但不限于适销性或适用于特定用途或使用目的、不存在漏洞、软件错误或缺陷，以及内容的功能将不会中断或内容将与任何软件或硬件配置兼容等保证。在任何情形下，标普方将不对任何人就与使用任何内容相关的任何直接、间接、附带、惩罚、补偿、惩戒、特殊或后续的损害、费用、开支、律师费或损失（包括但不限于收入损失、利润损失以及因疏忽造成的机会成本和损失）承担责任，即使标普方已经知道发生类似损害的可能性。

信用相关的分析和其他分析（包括评级和内容中的陈述）是截至发表之日的意见陈述，而非事实陈述。标普信评的意见、分析、预测和评级确认决策（如下所述）并非且不应被视为购买、持有或出售任何证券或作出任何投资决策的建议，也不涉及任何证券的适合性。在发布后，标普信评不承担更新（不论以任何形式或格式）发布内容的义务。在进行投资和其他业务决策时，不应依赖内容，内容也无法取代用户、其管理层、员工、顾问和/或客户的技能、判断和经验。标普信评不作为受托人或投资顾问，除非其注册为该机构。虽然标普信评从其认为可靠的渠道获取信息，但标普信评不审计其获得的信息，也不承担相关的尽职调查义务或实施独立验证。与评级相关的出版物可能由于各种原因发布，这些原因不一定取决于评级委员会的行动，例如发布定期更新的信用评级和相关分析。

标普信评并不属于标普全球评级身为国家认可统计评级机构（NRSRO）的附属企业。标普信评根据在中国专用的评级等级体系授予评级，所授予的评级是标普信评对于债务人相对于中国境内其他发行人的整体资信或对特定债务的偿债能力的意见，并提供在中国境内信用风险的排序。标普信评所授予的评级并非根据全球评级等级体系所授予的评级，不可也不应被视为或不实地表述为全球评级等级体系下授予的评级，或者作为全球评级等级体系下授予的评级而加以依赖。标普方不为违反本段使用标普信评的评级所产生的任何损失负责。

如果监管机构允许评级机构在一个司法辖区内因某些监管目的承认在另一个司法辖区发布的评级，标普信评保留随时自行决定授予、撤销或中止此类承认的权利。标普信评特此声明不对因授予、撤销或中止承认而产生的任何责任以及宣称因此而产生的任何损害负责。

标普信评将其不同业务单位的活动保持分离，以保持相应活动的独立性和客观性。因此，标普信评的某些业务单位可能拥有其他业务单位所没有的信息。标普信评制定了政策和程序，以确保对各个分析过程中相关的特定非公开信息予以保密。

标普信评可能从其评级和特定分析活动中获得报酬，报酬一般由证券发行人或承销人或者债务人支付。标普信评保留发布其意见和分析的权利。标普信评的公开评级和分析公布在其网站上 www.spgchinaratings.cn 并且可以通过其他方式发布，包括但不限于标普信评出版物和第三方转销商。