

能源转型系列报告-但问路在何方

华泰研究

2023年12月01日 | 中国内地

深度研究

研究员

SAC No. S0570523110003

刘俊

karliu@htsc.com

+(852) 3658 6000

研究员

SAC No. S0570523070005

SFC No. BOB674

胡宇舟

huyuzhou@htsc.com

+(86) 21 2897 2228

能源转型面临三个主要挑战

随着11月15日中美发布阳光之乡声明加强合作应对气候危机，以及第28次联合国气候变化大会自11月30日起于迪拜举行，我们看到减排问题再次回到大家的视野。而联合国环境署在最近发布的《2023年排放差距报告》指出除非各国加大力度，否则到本世纪末全球气温将会较工业化前上升2.5-2.9°C，超出《巴黎协定》的2°C目标。但是过去3年我们也看到了随能源转型而出现的各种问题，市场和行业均意识到电力系统面临三个重要的挑战：1、系统安全性，2、转型经济性，3、发展制约性，甚至不少观点认为能源发展存在不可能三角，即不存在绿色、经济、又安全的能源。那么我们是否真的无法突破这三个约束找到一条可以实现能源转型之路？

打造充裕的新型电力体系

今年7月中央深改委的会议上习总书记指出：要深化电力体制改革，加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统。我们通过对比海外高比例新能源系统和过去因为缺电造成的系统压力计算认为可控裕度应该控制在1.1及以上，即可控装机/最高负荷需要存在冗余，中国在2022年和澳洲在2016年可控裕度均接近甚至低于该值因此看到供电紧张压力，反观欧洲近年可控裕度则维持在1.3以上。随着火电容量电价的推出，我们认为未来两年我国可控裕度将会较2022年逐步回升，且考虑到电力充裕情况下也将大幅降低电价飙升风险，因此未来两年也是电力市场化的改革黄金期。2027年后，系统成本再次上涨的风险或来自不断上涨的最高负荷带来的可控裕度需求，需求侧资源是当前成本最低的提升可控裕度的方法，后期有待新技术如氢能和四代核电的突破。

从系统成本再看转型发展之路

我们通过电力系统成本=电源+平衡+备用+输配+绿色五个方面综合去分析未来系统成本的变化，尤其是电力持续增长下新能源比例提升后对于平衡电量和备用电量的需求。其中我们看到在新能源比例35%内，新能源+储能在电力市场化之后将带来3-4分/度的电源成本下降基本可以覆盖1-2分/度的平衡和备用成本上升，带动系统成本在2024年之后继续下降，同时在2030-2035年基本保持稳定。其中，电网接入会是主要的新能源发展瓶颈，但我们认为随着充电桩需求增长带动配网刚性投资，会帮助打开分布式新能源接入瓶颈、打开需求空间，从而形成加速能源转型的正向循环。

产业发展的五大预测：

我们认为市场投资者对能源转型中供给侧的变化已理解较充分，但对电网系统研究相对较少。我们认为随着能源转型进入下一个阶段，电网和需求侧不仅存在进一步的机会，新技术方面也蕴含着0到1的机会。我们提出五大产业趋势预测：1、电改加速，电价明年可能下降，但是长期电力增长将再超预期；2、电网投资将会加速，配网投资将逐步占主导；3、需求侧价值将会体现，工商业储能只是开始；4、绿氢在绿色甲醇和绿氨海外应用提速的背景下，产业化有望加速；5、四代核电以及小堆技术将有望实现更高的安全性向内陆发展。我们从投资层面综合来看，认为电网设备，特别是配网以及相关技术包括柔性直流和直流配网技术将会被重视；需求侧发展将从单个工商业储能与分布式光伏，慢慢向整合各类需求侧资源的虚拟电厂以及“源荷”聚合模式演进；而随着欧洲碳边境税推进，绿色船用燃料甲醇和化工产品绿氨的发展将迎来新机遇。四代核电技术可以使核电技术获得内陆发展的可能，综合以上技术还可聚合为类似沙漠或者海上能源岛的离网能源模式。

风险提示：电力市场化不及预期，需求侧资源开发进度不及预期，氢能与四代核电技术发展不及预期，测算结果与实际发展存在偏差风险。



正文目录

从三大挑战看，能源转型长风破浪之时	5
能源转型的三大挑战.....	5
产业发展的五大预测.....	6
一，明年电改加速，短期电价可能下降，电力需求长期可能再超预期.....	6
二，电网投资会加速，特别是配网侧投资.....	7
三，需求侧的灵活性价值高于供给侧，工商业储能爆发只是开始.....	8
四，绿氢体系产业化将带来长时储能技术的经济性.....	8
五，核电稳定增长，四代技术和小堆可能是第二增长曲线.....	9
从能源的三个挑战，求解转型之路	10
我国能源电力现状.....	10
能源转型的三个挑战.....	11
什么是理想的新型电力体系，我们在哪，又将去何方？.....	12
挑战一，如何解决可再生能源间歇性和电力系统安全性问题	13
从海外经验来看，电力系统高充裕度+强互联互通为新能源渗透率提升过程中的系统安全保驾护航.....	13
我国打造理想的新型电力体系需要维持一条“可控裕度”的底线.....	18
挑战二，如何更经济的解决能源转型问题	19
欧洲案例再审视：裕度保障了安全，但边际定价机制下燃料成本波动仍会影响经济性.....	19
虽然案例较少，但我们认为新能源渗透率提升同时电价下降的成功案例是现实存在的.....	20
预计中国 2024 年供电环境类似澳大利亚 2018-2020 年，新能源有望加速电源成本下降.....	22
中长期展望，电网投资大周期驱动下，终端系统成本中长期降幅或弱于批发电力成本降幅，但总体电力成本下行趋势不改.....	24
挑战三，如果电力需求持续增长对能源转型提出更高挑战	28
未来的经济发展可能是低碳的，但是未必是低电耗的.....	28
电力增长可持续来自新的经济增长动能.....	29
路径一：需求侧资源对系统成本具备多方面优化效果.....	32
路径二：沿海核电尚有空间，固有安全的第四代核电有望打开内陆新成长.....	35
路径三：绿氢体系（甲醇、氨）工业化提速助力氢储运技术成熟和规模化降本.....	38
三条路径中优先发展需求侧具备较好的经济性.....	40
能源转型存在加速的可能	42
行业发展之路，多歧路，今安在？.....	42
能源转型的加速趋势.....	44
风险提示	48

图表目录

图表 1: 中国能源转型的三大挑战与五大预测	5
图表 2: 中国社会用电量持续增长, 成本基于需求侧优先开发的场景先下降后稳定	7
图表 3: 电网投资将持续增长	7
图表 4: 我们预期需求侧开发将提速	8
图表 5: 氢能电力应用借力绿氢产业规模化	9
图表 6: 核电技术路线演进方向	9
图表 7: 我国能源消费结构及能源消费电气化率 (2015A-2035E)	10
图表 8: 我国电气化率持续提升拉动电力增速高于能源增速	10
图表 9: 我国电力最高负荷和用电量增速	11
图表 10: 我国发电量情况和非化石能源比例	11
图表 11: 中美 GDP、能耗相对差异对比示意图	11
图表 12: 我国能源消费与碳排放趋势	11
图表 13: 全球各国风光发电渗透率 (2021 年)	13
图表 14: 欧盟风光发电渗透率变化 (2012-2021 年)	14
图表 15: 定义电力系统的可控容量和最高负荷: 以德国 BMWI 为例	14
图表 16: 英国电力容量招标市场可靠性折扣设定: 发电机组 (上图)、储能机组 (下图), 以 2022 年为例	15
图表 17: 欧盟 ENTSO-E 电力系统维持较高裕度 2009-2022	16
图表 18: 欧盟各国电力系统可控裕度高低分化 (2022 年为例)	16
图表 19: 澳洲历次严重电力保供事故 (导致拉闸限电) 基本发生在可控裕度降至 1.1 及以下的年份	17
图表 20: 中国 2015-2023 年可控装机、最高负荷、可控裕度变化	17
图表 21: 欧洲批发电价受天然气价影响大幅波动	19
图表 22: 欧洲居民电价随之上行	19
图表 23: 直接影响: 批发电力市场出清价格由边际机组决定	20
图表 24: 间接影响: 高价边际机组影响非边际机组报价行为 (以澳大利亚为例)	20
图表 25: 风光发电渗透率从 10%-12% 提升至 20%-22% 期间, 不同国家居民电价涨跌幅表现	20
图表 26: 澳大利亚新能源渗透率提升与批发电价对比	21
图表 27: 澳大利亚新能源在批发电力市场定价频率演变	21
图表 28: 澳大利亚新能源渗透率提升与辅助服务成本对比	22
图表 29: 澳大利亚新能源渗透率提升与零售电价政策环境附加费对比	22
图表 30: 加权平均电源成本与增量光伏发电成本的对比	23
图表 31: 中国平衡成本和风光渗透率预期	24
图表 32: 中国煤电利用小时和批发电力成本预期 2020-2025E	24
图表 33: 欧洲部分区域面临严重的并网问题	25
图表 34: 美国新能源项目平均的并网周期 2022 年拉长至 5 年	25
图表 35: 与德国对比, 中国中压配网线路长度相对不足, 单位输电量压力较大	26
图表 36: 新能源车渗透率提升将带动大量的充电桩建设需求	26
图表 37: 充电桩的需求将推动配网侧扩容, 带来额外的配网投资需求	26
图表 38: 中国电网投资与输配电价预测 2016A-2035E	27
图表 39: GDP 单位能耗与单位电耗的增长趋势并不一致	28



图表 40: GDP 增速与电力消费增速.....	28
图表 41: 中国新能源乘用车零售销量与渗透率.....	29
图表 42: 中国新能源商用车总销量.....	29
图表 43: 新能源车保有量预测.....	29
图表 44: 中国及全球算力预测.....	29
图表 45: 基准情景下中国算力与用电量增量测算.....	30
图表 46: 2016-2022 年中国电力年增量需求拆分.....	30
图表 47: 2023-2030 年中国电力年增量需求预测与分拆.....	30
图表 48: 不同情景下的算力与功耗假设下的数据中心用电量对比.....	30
图表 49: 中国电力系统可控裕度回溯与预测 (2015-2035E).....	31
图表 50: 成本下降将推动工商业储能回报能力持续提升.....	33
图表 51: 储能系统 EPC 与度电成本在持续下降.....	33
图表 52: 目前工商业峰谷电价差对于工商业储能具备吸引力.....	33
图表 53: 中国典型的日内负荷曲线与潜在的需求侧空间示意图.....	34
图表 54: 中国大陆核电厂分布图 (截止 2022 年 12 月 31 日).....	35
图表 55: 2022 年我国研究堆运行情况 (不含长期停堆机组, 前三个为四代堆型).....	36
图表 56: 全球已公告的氢与氨发电项目统计 (IEA 2021 年数据).....	38
图表 57: 全球氢能需求预测 (2019-2050, 分应用场景).....	39
图表 58: 氢能分应用场景平价线 (不考虑碳成本).....	39
图表 59: 氢能分应用场景平价线 (考虑碳成本).....	39
图表 60: 全球新增船舶订单分动力结构统计.....	40
图表 61: 全球在役甲醇船舶规模预期 (2021-2028E).....	40
图表 62: 保障系统裕度稳定的不同方式对应系统成本趋势.....	41
图表 63: 保障系统裕度稳定的不同方式对应度电备用成本趋势.....	41
图表 64: 保障系统裕度稳定的不同方式对应度电平衡成本趋势.....	41
图表 65: 基准情景 (需求侧优先发展) 下系统成本趋势.....	42
图表 66: 2023-2030-2035 系统成本贡献拆解.....	43
图表 67: 不同电源 2020-2030E 电源成本区间与主要时点成本.....	43
图表 68: 电源成本带动系统成本下降, 或带动电价整体下降.....	43
图表 69: 充电桩建设将直接带动配套配网扩容, 带来增量的分布式新能源接入空间.....	44
图表 70: 新能源车与分布式新能源发展的正循环.....	45
图表 71: 中国绝大部分省份已有的建筑屋顶面积可支撑满足电力需求的分布式光伏装机.....	45
图表 72: 中国分布式光伏占总装机比例有较大提升空间.....	46
图表 73: 充电桩带动的配网扩容将带来可观的分布式新能源接入容量.....	46
图表 74: 分布式光伏增量的电源成本下降空间显著高于系统非发电成本的提升.....	47
图表 75: 中国各省光伏装机情况与目前电力市场化情况.....	47

从三大挑战看，能源转型长风破浪之时

概要：我们认为能源转型的核心挑战在于我们目前的电力系统已经提供了经济性，安全性并且能高效的满足经济增长，虽然绿色低碳的能源转型势在必行，但是也绝不可能摒弃已有优势。安全是电力系统的底线思维，我们认为能源转型应当在已有优势上创造更经济的模式，实现更高效的技术应用，也能满足经济不断发展下的新需求。

图表1：中国能源转型的三大挑战与五大预测



资料来源：华泰研究预测

能源转型的三大挑战

1 系统安全性

问题：由于电力难以大规模储存，需要实时平衡，因此电力系统安全一直是行业的重中之重，而新能源给电力安全带来的挑战不仅仅在于其波动性，更在于其受到自然气候影响的间歇性和不可预测性，使得即使新能源+储能也存在连续数周无法发电而难以作为电网提供有效支撑的可能风险，无法作为系统的可控装机。

我们的解法：聚焦可控裕度指标（可控装机/最高负荷）。通过对海外高比例新能源系统的学习，我们发现大多数高比例新能源国家有较高可控裕度作为系统支撑（可控装机超过最高负荷1倍以上，甚至1.3倍），或者通过高比例电网互联获得邻国支撑，而通过对澳洲和中国这类自给自足的电力市场缺电案例的复盘，可以看到当可控裕度跌到1.1以下将可能出现缺电风险。

与市场不同：30%渗透率内，可再生能源对系统安全影响有限。与市场此前看法不同，我们认为前两年中国出现缺电并非大力发展新能源造成的，而是因为电力需求增长持续超预期而可控装机增长并未匹配，主要还是此前对于新的经济结构下能源需求是否需要持续增长没有达成共识。我们认为只要保证可控裕度不低于1.1，新能源发电量比例提升并不会直接影响到系统整体的安全性。

2 转型经济性

问题：虽然能源转型的测算下，大多数专家和海外案例都显示终端电价上涨，但是在中国电力系统目前已经完成经济且安全的前提下，让地方政府或者电力系统去追求更绿色而不经济的模式显然存在很多现实的阻力。因此只有寻找最小的经济代价，甚至降价的模式才能推动能源转型加速进行。

我们的解法：保障裕度，发展新能源与需求侧资源，系统成本可控。我们通过建立系统成本模型，认为在可控裕度保证1.1以上，且化石能源价格稳定的情况下，可再生能源发电量提升所驱动的电价成本下降可以覆盖平衡和备用成本的上升，甚至带来更低的系统成本。我们预计我国明后年的电力系统和能源供应环境或符合上述条件，因

此明后年或将是电力成本下降推动电改的黄金窗口期，有望看到新能源+储能进入市场后带动电源成本在 2024/2030 年较 2023 年下降 14%/23%，整体系统成本则于 2024/2030 年较 2023 年下降 7%/9%。

与市场不同：能源转型并非系统成本提高的主要原因。与市场看法不同，我们认为并不是只有能源转型要支付更高成本，不转型也需要支付更高成本，过去两年的电力成本波动更多是化石能源（煤炭）涨价引起的，新能源无论是风光还是储能价格都在下降。事实上，在全球能源转型的语境下，电力系统即使不做清洁转型也会面临成本提高的风险。原因在于即使像过去两年那样因供需紧张、全球化石能源价格创新高，在碳达峰、碳中和的中长期方向下，市场价格信号已经失效，难以刺激更多的化石能源投资。因此，即使不做能源转型，考虑电力增长受到 AI 算力和新能源车带动，无政策情景下我国下一次可控裕度不足诱发缺电可能会在 2027-28 年前后，届时传统能源供给受限、价格可能再次飙升、电力系统即使不转型依旧要支付更高成本。

3 发展制约性

问题：中国能源转型之所以难，还有一个重要原因就是我们需要在满足经济增长带来的能源需求持续增长的过程中实现碳达峰，而发达国家已经早在 10 年前完成碳达峰且近十年能源需求基本不再增长甚至略有回落，因此大多数能源转型的海外讨论并不需要考虑持续超预期的能源需求增长给电力系统结构带来的挑战。从系统可控裕度来说，海外相对来说保障压力较小，而中国伴随最高负荷的持续提升，会出现可控裕度不断下降的风险。而随着碳达峰的临近，如果后续再次出现电力紧缺，使用火电解决问题显然难以为继。

我们的解法：优先开发需求侧资源，同步研发氢体系与第四代核电技术。我们认为虽然通过传统装机备用可以满足可控裕度的需求，但是也将增加系统的冗余而变得越来越不经济，因此只有新技术新模式才能在发展中解决发展的问题。我们认为需求侧灵活资源，绿氢以及四代核电是目前看来最有可能满足电力持续增长且提供可控裕度的技术。其中需求侧灵活资源如工商业储能已经具备经济性，但是如果独立运行存在规模上限，只有与其他零散的需求侧资源聚合成源荷互动的一体化模式才能有望实现适应新能源波动的新型电力体系。

与市场不同之处：电力增长持续超预期。我们认为目前很多能源转型模型是套用西方的经济发展和能源定式，他们认为能源需求未来会见顶甚至下降，但是随着这几年中国经济避虚就实，经济新增长会是低碳的，但未必是低能耗的。随着 AI 算力的发展，我们认为未来的技术发展可能已经迈向新的时代，而没有人可以轻易预测未来经济是否还将保持目前状态。因此通过能源转型去寻找低碳甚至零碳的供能模式，也有助于我们打破能源供应对经济发展的约束，通过新的能源体系获得更大的发展权，也有望实现如习近平总书记在 2023 年 10 月一带一路峰会上所展望的，共建更高质量、更高水平的新发展¹。

产业发展的五大预测

从市场层面看，在过去的两年随着“双碳”目标的提出，我们认为投资者对于新能源的供给侧，也就是能源结构的发展和演进已经分析得非常充分，但是对于能源体系的中间环节研究并不充分，而对于能源转型后需求端的影响研究可能就更少。**我们认为认知差恰恰是行业的投资机会所在**，我们认为电网设备投资机会将进一步被市场认识，配网虽然还在左侧，但是我们预计明年启动概率较大；工商业储能随着电改在需求侧峰谷价差的推动下将迎来持续增长。长期来看，绿氢转甲醇和氨，以及四代核电技术将是未来能源转型技术的关注点。我们对能源转型下五个未来的行业发展机遇给出如下预测，

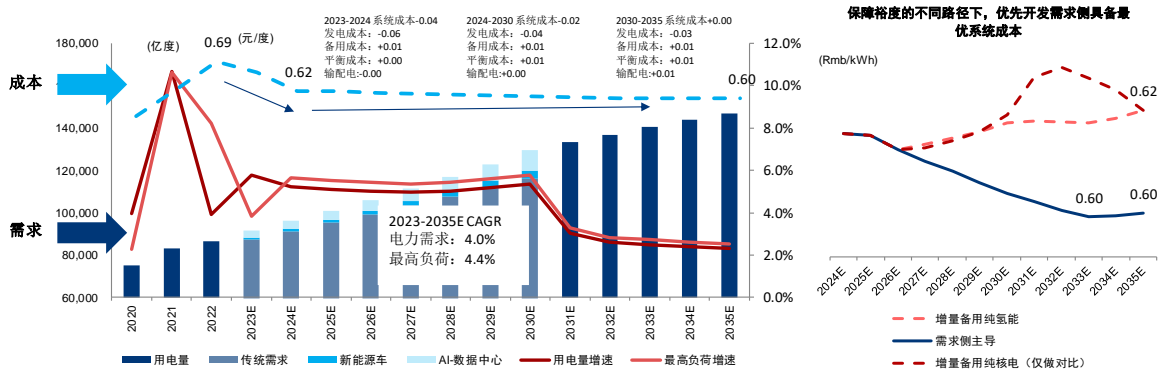
一，明年电改加速，短期电价可能下降，电力需求长期可能再超预期

2018-2022 年电力增速的 CAGR 为 6.0%，同期最高负荷 CAGR 则达到 6.7%，前 2 年出现不缺电量缺装机的情况。我们预计 23 年电力增长在 5.8%，24 年可能由于地产相关产业的放缓而进一步回落至 5.2%，因此紧张情况有望在未来两年有所减缓。参考华泰煤炭组对

¹http://www.news.cn/politics/leaders/2023-10/18/c_1129922670.htm

2024 年煤价中枢由 965 元/吨回落到 800 元/吨的判断²，我们认为电力改革加速的黄金窗口期即将到来。我们预期 2024 年电力系统的电源综合成本可能下降 14%，其中平均风光分别下降 5%/9%，煤电下降 17%，系统整体成本下降 7.1%，因此平均销售电价可能会出现 3%-4% 以上的下降，而新增风光成本已经较平均成本下降 23%/27%，因此甚至部分现货交易可能出现 20% 以上降幅。但是如果考虑到经济韧性以及增量中算力和新能源车的增长持续性，即使在基础假设不考虑 AI 爆发下，电力需求也将达到 5% 增长，电力负荷可能在 27-28 年将会再次出现较大压力。而如果考虑 AI 应用爆发，2030 年算力将贡献电力需求约 1.7 万亿度电，超过传统工业高能耗行业中化工、有色、水泥和黑色的电力消费量 1.6 万亿。

图表2：中国社会用电量持续增长，成本基于需求侧优先开发的场景先下降后稳定



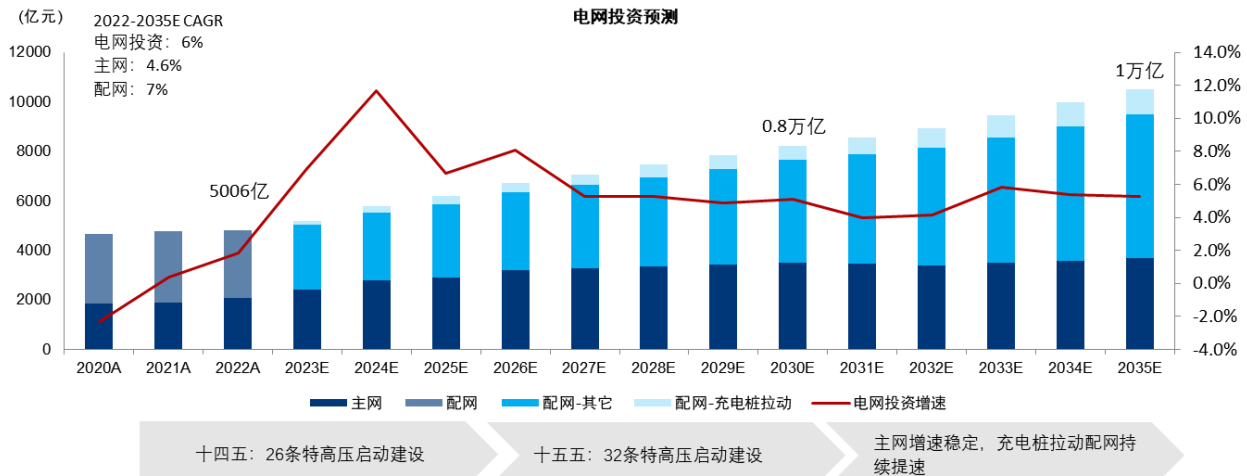
注：2023E-2035E 数据为华泰预测

资料来源：中电联，国网能源研究院，华泰研究预测

二、电网投资会加速，特别是配网侧投资

随着新能源车渗透率提升，充电桩的增长将会加速，各地已经开始推动充电桩建设和配套加强，不同于新能源消纳瓶颈，我们认为无论是电网还是地方政府都会积极对待新能源车的发展，满足民众的消费需求，因此投资特别是配网投资必然加速。我们预计 2022-2035E 电网投资 CAGR 将达到 6%，整体电网投资额于 2030/2035 年有望超过 8 千/1 万亿元，其中主网 CAGR 达到 4.6%，配网 CAGR 达到 7.2%。新能源车-充电桩将于 2030/2035 年带来配网投资超 500/1000 亿每年的增量投资需求。而随着配网投资又会进一步提升地方分布式消纳能力，有助于提升新能源比例，带来电源成本进一步下降，形成新能源车-新能源-电价稳定的正向循环。

图表3：电网投资将持续增长



注：2023E-2035E 数据为华泰预测

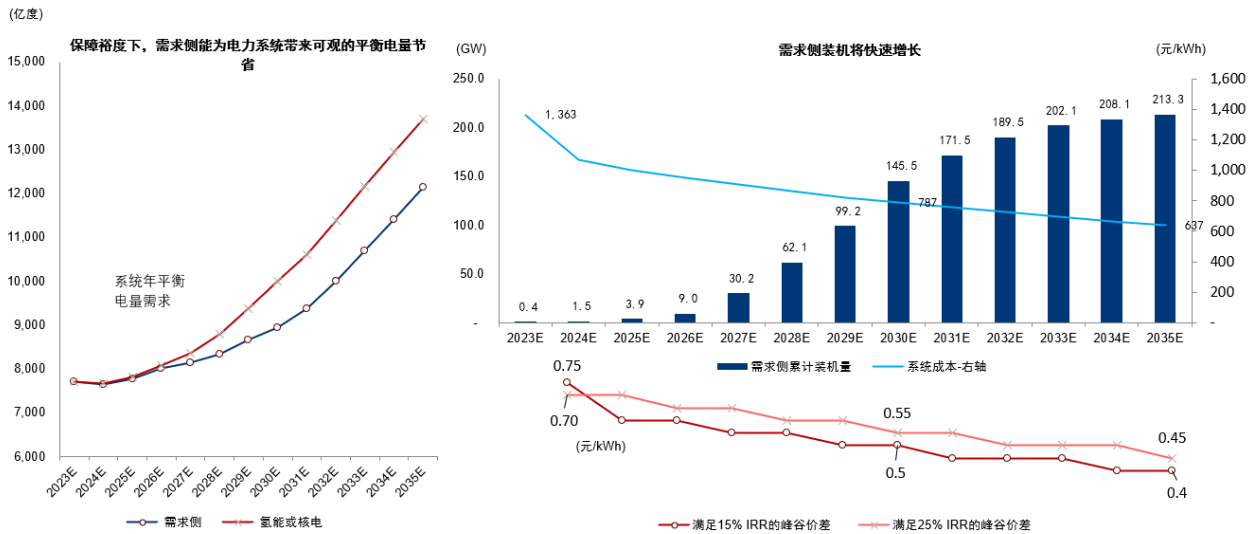
资料来源：中电联，国家电网，南方电网，能源局，华泰研究预测

²<https://inst.htsc.com/research/report?reportId=4042658844>

三、需求侧的灵活性价值高于供给侧，工商业储能爆发只是开始

如果考虑到未来电力需求持续增长带来的可控裕度压力，则需求侧灵活性资源将是经济上成本最低的发展方向。以工商业储能为代表的需求侧灵活资源是目前阻力最小的落地模式，1) 其在目前的峰谷价差下已经实现足够的经济回报，2) 从系统成本层面可以根据价格信号自发调节需求侧曲线，实现削峰填谷，降低最高负荷并协助电网平衡电量需求，与单纯使用氢能/核电作为保障可控裕度的手段相比，经济上可带来系统总成本在 2030/2035 下降约 0.02-0.03 元/度，推迟系统成本增长与电力紧缺的时间至 2034 年，为新技术争取更多的发展时间。虽然单纯工商业储能可能存在发展上限问题，其最大空间约为最高负荷的 10%，若未来有分布式光伏、储充一体、需求侧响应等多种需求侧资源可以被有机的整合，形成新的虚拟电厂模式，将有可能实现更有效的“源荷互动”，不仅进一步降低系统可控裕度需求，更可能发展适应高比例新能源特性的电力系统。

图表4：我们预期需求侧开发将提速



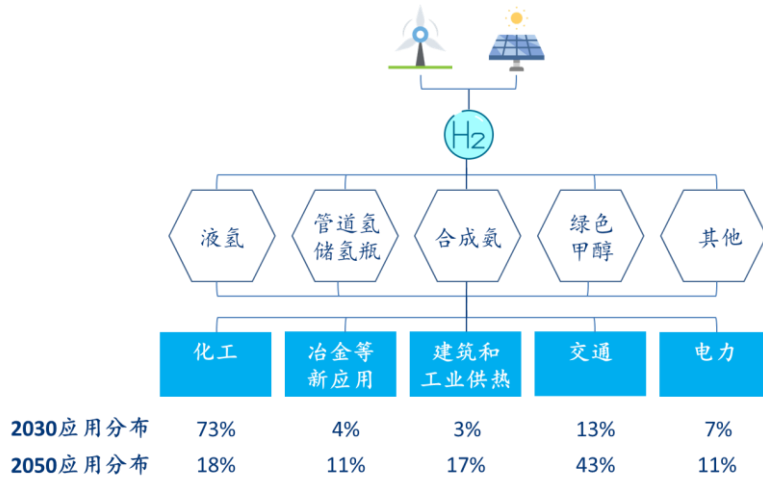
注：2023E 储能系统成本参考 CNESA1-3Q23 招标价格并预测，2024E-2035E 为华为预测
资料来源：CNESA，华泰研究预测

四、绿氢体系产业化将带来长时储能技术的经济性

随着欧洲碳边境税的推进，在船用燃料和化工领域出现绿色甲醇和氨的需求，相比此前的氢能汽车领域，其需求量更大，将有望使得绿氢提前实现产业化。而在绿氢产业化的前提下，将降低氢能相关的储运成本和设备成本，使得即使我们只考虑每年氢能提供电力系统小于 1500 小时的季度调峰需求，也能将其系统备用成本下降至 0.78 元/度，虽然其成本仍然高于平均电价，而山东电力现货市场日内最大峰谷差价已达到 1.5 元/千瓦时³，因此考虑到只解决高峰问题时，当仅使用氢能以保障裕度下，总成本仅需上升 0.02 元/度。

³http://sdb.nea.gov.cn/jgdt/content_7699

图表5：氢能电力应用借力绿氢产业规模化

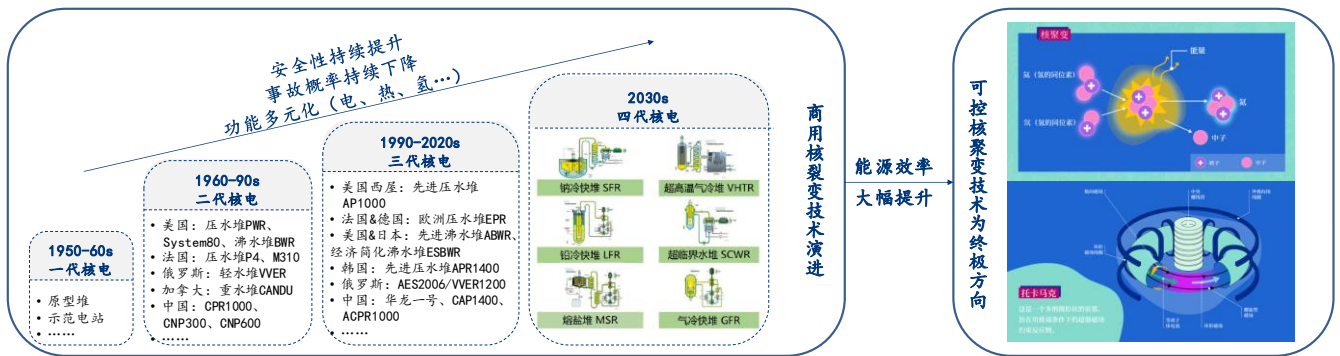


资料来源：麦肯锡（2022），华泰研究

五、核电稳定增长，四代技术和小堆可能是第二增长曲线

核电本身是清洁经济的可控装机，已提供了全国约 5%的发电量。但三代技术由于其安全性存在沿海厂址限制，到 2033 年开发+运营装机将接近 200GW 上限。后续来看，在研的四代核电技术普遍使用非水介质作为冷却剂，且提升“固有安全性”，几乎消除发生严重事故的可能性，为核电厂址向内陆地区延伸开发提供关键性基础保障。虽然经济性角度来看，四代核电度电成本当前我们估算接近 0.6 元/度（不含税），产业规模化后目标约 0.45 元/度（不含税），高于成熟三代机组的 0.25 元/度（不含税），但四代技术可以提供热源，同时小型化，使得其场景利用更加多元化。

图表6：核电技术路线演进方向



资料来源：IAEA，国家能源局，中国核能行业协会，华泰研究

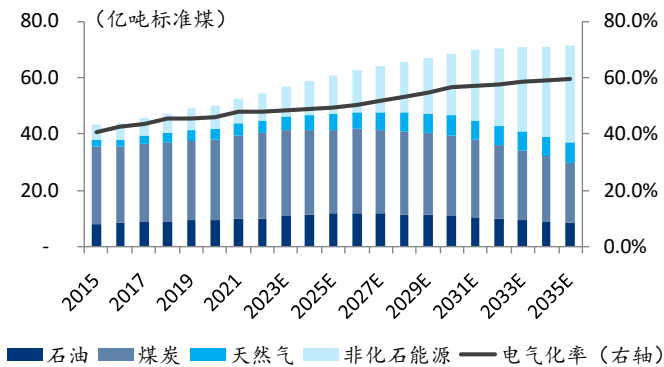
从能源的三个挑战，求解转型之路

总结：电力系统绿色、经济、安全的“不可能三角”能否寻得解法？复盘海外电力市场化和新能源发展经验，同时结合我国国情，我们认为保障电力系统可控裕度维持在安全界限（我们测算至少在 1.1）以上，推动新能源+储能进入市场传导制造业成本下降，两相结合或有望在未来 5 年内实现新能源替代旧能源实现电力系统“更绿色”的同时，保障电力供应成本的“更经济”以及电力供应体系的“更安全”。但从更长远的角度看，考虑新的经济增长点算力和新能源车同样需要电力增长支撑，要实现真正的碳达峰，除了需要继续鼓励现有风光储的技术升级和规模扩张，也将依赖于未来需求侧灵活性资源、氢产品相关产业、核电四代堆及小堆、沙漠及海上能源岛等新型技术/模式的从 0 到 1 开拓。

我国能源电力现状

- **能源消费增长、用能效率提升、电气化率向上：**2022 年我国人均 GDP 达到约 8.6 万元/人，同比增长 5.4%。随能耗双控转向碳排放双控、释放经济发展所需能耗总量空间，2022 年我国能源消费总量继续增长，达到 54.1 亿吨标准煤，同比增长 3.2%，其中煤炭、石油、天然气、非化石能源分别 30.4、9.7、4.5、9.5 亿吨标煤，占比 56.2%、17.9%、8.4%、17.5%；人均能源消费量 3.83 吨标煤/人，同比增长 3.3%。而能源使用效率提升，2022 年单位 GDP 能源消费量 44.7 克标煤/元，同比下降 2.0%。交通电气化等领域带动终端用能电气化率持续提升，2022 年电气化率 48.1%，同比增长 0.15ppt。

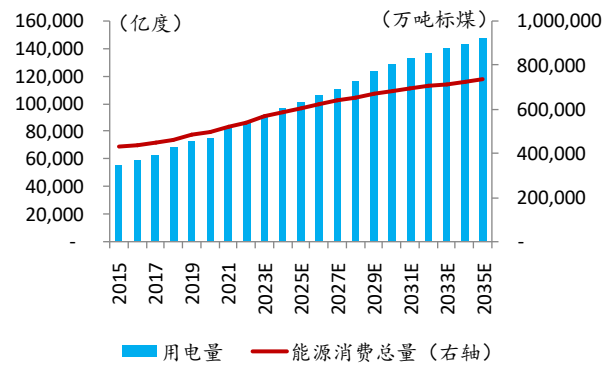
图表7：我国能源消费结构及能源消费电气化率（2015A-2035E）



注：2023-2035E 数据为华泰研究预测

资料来源：中电联，发改委，统计局，华泰研究预测

图表8：我国电气化率持续提升拉动电力增速高于能源增速

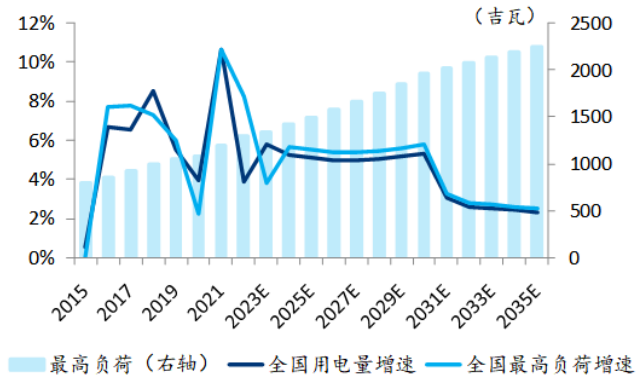


注：2023-2035E 数据为华泰研究预测

资料来源：中电联，发改委，统计局，华泰研究预测

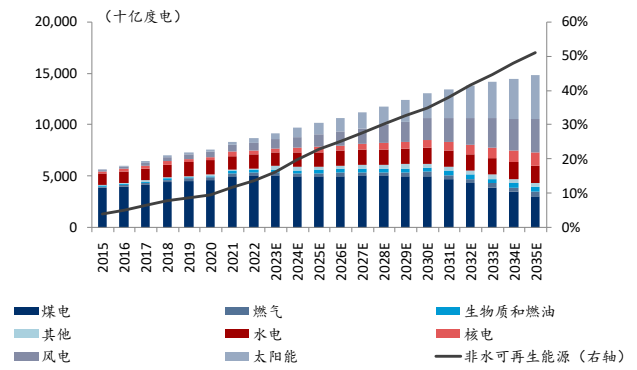
- **最高负荷短期增速高于用电量增速，此后预期趋同：**随终端电气化率提升，我国发电量增速快于能源消费增速，2022 年全国用电量 8.64 万亿度电，同比增长 3.9% (vs 能源消费同比增长 3.2%)；我们预计在算力需求、汽车电动化等产业大趋势带动下，2022-30 年我国有望保持约 5% 的用电年化增速，2025/2030/2035 年全国用电量达到 10.10、12.95、14.71 万亿度电。由于需求端电动汽车，空调等应用渗透率提升放大终端电力负荷波动，2022 年全国最高电力负荷同比增速达到 8.2% 至 1,290GW；我们预计未来阶段电力最高负荷仍将随发电量继续增长，2025/2030/2035 年全国最高电力负荷达到 1,493、1,953、2,241GW，但如考虑需求侧削峰资源（如工商业储能）的加速发展，电力最高负荷增速将向下趋近用电量增速。
- **电力灵活性资源占比提升确保可再生能源发电量提升过程中的电力系统安全：**从供电结构来看，2022 年 8.69 万亿度发电量供应结构为煤电 5.08 亿度、气电 0.27 亿度、水电 1.35 亿度、核电 0.42 亿度、风电 0.76 亿度、太阳能 0.43 亿度等；非化石能源发电量占比达到 34.1%，同比增长 1.5ppt；非水可再生能源发电量占比达到 13.7%，同比增长 2.0ppt。从装机结构来看，2022 年全国电力装机 2,564GW，其中煤电 1,124GW、气电 115GW、水电 414GW、核电 56GW、风电 365GW、太阳能 393GW，其中灵活性资源占比达到 16.4%（煤电改造 250GW、库容水电 46GW、气电 115GW、新型储能 9GW，灵活性资源装机合计 419GW），同比增长 5.8ppt。

图表9：我国电力最高负荷和用电量增速



注：2023-2035E 数据为华泰研究预测
资料来源：中电联，统计局，华泰研究预测

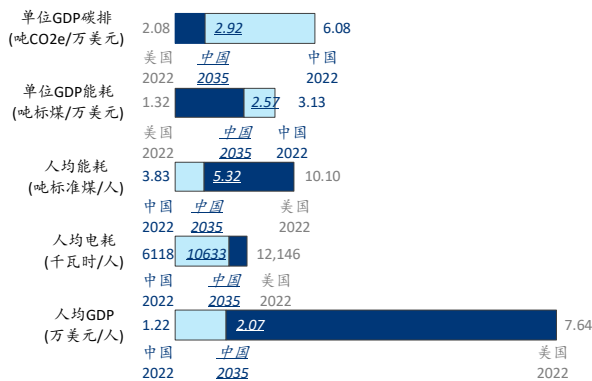
图表10：我国发电量情况和非化石能源比例



注：2023-2035E 数据为华泰研究预测
资料来源：中电联，统计局，华泰研究预测

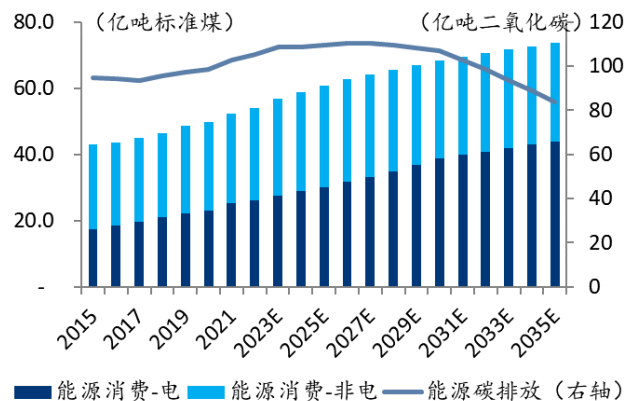
- **中外对比:** 在经济增长需求推动下,我们预计 2022-2035 年期间我国将经历人均 GDP、能耗、电耗的提升,随能源效率优化和减碳措施推动下单位 GDP 能耗和碳排将下降。从总量角度来看,电气化率的持续提升电力供应结构的持续清洁化有望推动全国能源二氧化碳排放 在 2027 年前达峰,略早于二氧化碳总量再 2030 年的达峰时间。

图表11：中美 GDP、能耗相对差异对比示意图



资料来源：统计局，万得资讯，华泰研究

图表12：我国能源消费与碳排放趋势



注：2023-2035E 数据为华泰研究预测
资料来源：中电联，统计局，华泰研究预测

能源转型的三个挑战

随着习近平总书记在 2020 年 9 月 30 日提出的“双碳”目标的推进,全球对于能源转型已经形成共识,最近在 11 月 15 日的中美两国气候特使《关于加强合作应对气候危机的阳光之乡声明》中⁴,再次提到在气候问题上的全球合作以及在 21 世纪 20 年代这关键十年,两国支持二十国集团领导人宣言所述努力争取到 2030 年全球可再生能源装机增至三倍。但是在过去三年,我们也经历了海外的能源价格动荡,国内的经济结构转型,以及在此基础上国内和海外都出现了不同程度的能源紧缺,因此全球不仅对经济产业链的安全更加重视,对于能源的安全性更加重视,在 2022 年 3 月 28 日习总书记两会期间讲话提到“先立后破”的能源发展方针,以更加务实和稳妥的方式在保证能源安全的前提下发展能源转型。那么回顾能源发展的“立”和“破”,我们认为目前存在三个挑战。

⁴https://www.mee.gov.cn/ywwdt/hjynews/202311/t20231115_1056452.shtml

- 1, 系统安全性：为了解决气候问题的可再生能源，在极端气候下不稳定性愈加凸显。**从 2021 年 2 月的美国德州大雪带来电力价格的上升，到 2022 年中国四川缺水，传统能源输出省份出现电力紧张等一系列事件都凸显了这一问题。随着新能源占比持续提升，那么气候对于电力体系的影响还会进一步加强，电力不可大规模储存问题使得电力系统需要实时平衡，而能源在极端气候下稳定供应的重要性反而更加凸显。
- 2, 转型经济性：能源转型必要性和经济代价的问题，电改市场化和价格波动。**中国电力市场可能是中国经济下少数没有完全放开的经济结构体系，电力系统一直以电网调度，厘定电价作为主要运行和分配机制。能源转型角度看，只有通过市场化机制才能筛选出未来可行的科技路线，跑出未来的产业，而随着需求和供给都存在波动性和不可预测性，也只有通过市场机制才能有效的完成匹配。但是自 2021 年以来，传统能源价格大幅反弹，其中 2022 年天然气价格的波动对欧美电力市场造成冲击，我们国家的煤炭价格也在同期出现较大的波动，在 2021 年最高冲至 2500 元/吨，而由于能源转型本身的必要性，又使得传统能源企业即使面对更高价格的诱惑，也不再有过去的扩产动力，价格信号存在失灵的风险。
- 3, 发展制约性：能源紧缺可能再次发生，新型电力体系仍然面临新的挑战。**中国能源转型过去之所以困难是因为我们既要完成工业化进程，又需要解决绿色低碳的能源发展，而从发达国家的定式看，他们的能源高增长和高排放往往发生在基建期间，碳达峰已经早在 10 年前完成，因此我们的大多数能源转型测算也是建立在中国能源和经济发展对标发达国家的模式下推演的。然而随着信息化产业的发展，我们认为新增长并非低耗能产业，中国未必会走和海外一样的产业发展路径，而最近 AI 技术的兴起，更预示算力产业未来作为新基建可能需要巨量的电力支撑。而相比此前能源转型的模型下只需要可再生能源替代化石能源，一旦考虑新型电力系统下对于可控裕度的要求，那么如果考虑电力持续增长显然就需要一个可以持续提供可控裕度的绿色能源技术，这个对于我们现在电力系统提出了真正的挑战。

什么是理想的新型电力体系，我们在哪，又将去何方？

一个理想的新型电力系统，将实现高比例甚至 100% 的绿色零碳电量，同时存在绿色的可控发电容量满足极端气候，季度调峰下的机组需求和保障；电网系统有较高的调配和消纳能力，实现全国统一电力市场，在电力市场下可以通过价格信号充分发挥源荷之间的灵活性，满足平衡，备用等系统要求，且能为多元化的需求侧商业模式提供可能，实现源荷互动，降低系统的冗余提升系统的灵活性，实现更有效的经济配置；在能源转型的同时，又能将转型成本控制合理的范围，并为中国打造未来有竞争力的新兴能源产业发展。

我们相信在未来 2-3 年的窗口内电力系统将保持可控安全，传统能源价格飙升的概率较小，而新能源中风光储由于产业发展均出现成本的大幅下降，因此将是电力系统改革的黄金窗口期。如果在这个期间完成对于电价结构的调整和重新定价，对平衡，备用和输配的定价可以反应系统需求的不断增长，不仅将释放系统的灵活性，也能引导资本向更先进的技术，更高效商业模式发展，将不仅能完成能源转型，还能加速能源转型与新兴产业发展，为全球减碳做出表率。

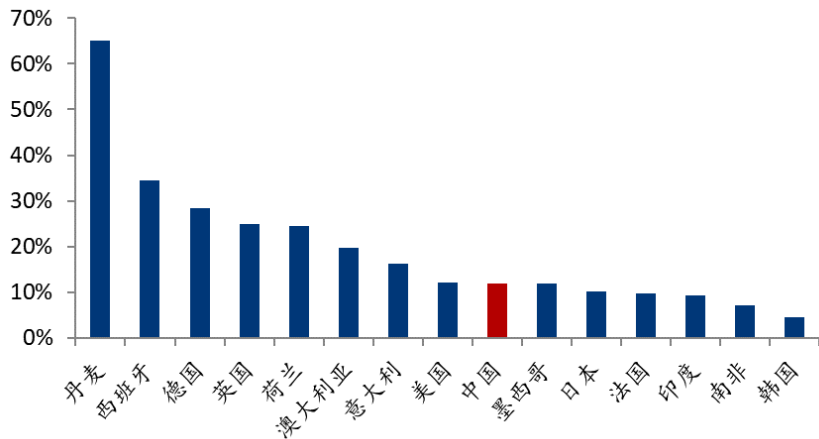
在本报告中，我们将通过对三个能源转型的挑战，解答理想新型电力系统的设计思路与海内外实践，并对相关新技术发展要求和发展阶段进行详细展开。

挑战一，如何解决可再生能源间歇性和电力系统安全性问题

可再生能源的问题不仅仅在于其波动性，更来自于其受到自然气候影响的间歇性，因此在越来越多的极端气候条件下，不仅风光存在长时间出力问题，连过去相对稳定的水电也出现缺水的担忧。在现有的电力体系下，如何提升可再生能源渗透率又保证电网安全性成为一大挑战，我们通过复盘海外高比例渗透的国家可以看到高可控裕度（可控裕度=可控装机/最高负荷）可保障系统安全，如欧洲地区平均在 1.3 倍。我们复盘国内和澳洲由于缺水造成供电压力的时期裕度分别在 1.1 和 1.09，因此我们认为裕度应该控制在 1.1 以上才能满足系统的安全性。

中国新能源渗透进程居全球中前段，发达市场经验提供构建新型电力系统的他山之石。截止 2021 年，在我们可以获取统计数据的数据的 147 个国家和地区中：我国新能源渗透率进程位居全球中前段。全球风光渗透率最高为欧洲丹麦，已经达到 65%；5 个国家已提升至 30%-40% 区间；9 个国家提升至 20%-30% 区间；30 个国家在 10%-20% 区间，其中包括中国（12%）；其余 100 个国家低于 10%。中国新能源渗透进程居全球中前段，光伏发电渗透率位居全球第 36 名，低于多数欧洲国家以及美澳，但位居发展中国家前列，当前中国风光渗透进度相当于 2012 年的德国、2013-14 年的欧洲、2018 年的澳大利亚、2020 年的美国。换句话说，发达市场新能源渗透进程领先我国 5~10 年，因而发达国家在风光渗透率提升过程中如何维持电力系统安全的经验，或为我国未来数年的能源发展提供他山之石。

图表13：全球各国风光发电渗透率（2021 年）

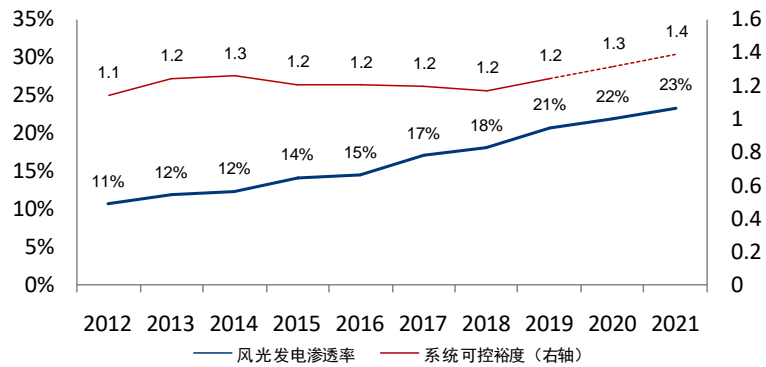


资料来源：BloombergNEF，华泰研究

从海外经验来看，电力系统高充裕度+强互联互通为新能源渗透率提升过程中的系统安全保障护航

以欧洲互联电网区域为例，过去十年风光渗透率翻倍且供电维持安定，系统高可控裕度+强互联互通提供基石。我们认为其高达 1.3 的电力系统可控裕度为系统提供了可靠的保证。欧洲过去十年可再生能源渗透率实现翻倍，由 2012 年的 11% 提升至 2021 年的 23%，过去十年可再生能源渗透率快速增长期间，从公开报道端回溯来看欧洲各主要国家区域鲜少在需求高峰出现因电力机组/电量供应不足而导致的大范围电力保供事故（尽管在个别地区出现过因电力系统频率不稳定，如 2019 年英国海上风电机组低电压穿越失败脱网，导致电压跌落和伦敦部分地区限电，但类似的技术问题在中国早年甘肃大规模风电发展中已经识别并通过对并网新能源中低/高电压标准进行技术改造而规避，故不在本文中针对此类电力系统安全问题再进行详细讨论）。通过对欧洲电力供应结构和电网规划经验的分析，我们认为欧洲电力系统高可控裕度+强互联互通是新能源渗透率提升过程中维持系统安全的必要条件。

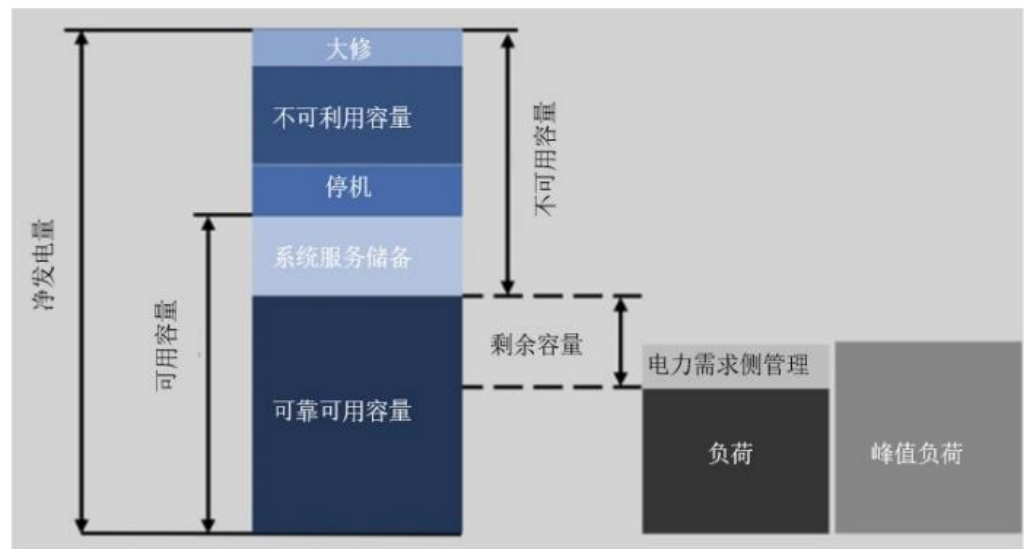
图表14： 欧盟风光发电渗透率变化（2012-2021年）



注：ENTSO-E 2019-2020 年数据缺失，以虚线表示
资料来源：BloombergNEF，华泰研究

➤ 如何衡量电力系统供应是否充裕？我们认为可控裕度是一个有效的定量指标。电力系统的裕度是指电源装机与最高负荷之比。其中，最高负荷为峰值电力需求减去需求端自发实施的削峰行为（如通过分布式发电、分布式储能等），电源装机若采用名义（铭牌）装机量直接计算则可得名义裕度，若采用我们定义的可控装机量计算则得到可控裕度。其中，可控电源装机为名义电源装机乘以特定的可控比例，而可控比例我们参考英国国家电力市场在长期容量招标中采用的折扣系数（de-rating factor），用以衡量电源机组在电力系统尖峰负荷发生时间段内的平均在线率（新能源由于其出力波动性和间歇性，往往早晚负荷高峰为新能源受资源限制的出力低谷，因此其在线率低于传统能源），对应煤电、气电、水电、核电、陆上风电和光伏装机的可控比例分别为80.4%、91.3%、60%、78.25%、6.7%和4.98%（英国国家电力市场2022年T-4容量招标系数）。其中，水电机组在英国容量市场中给予了91.13%的可控系数，但考虑到2022年全球范围内中国、欧洲、澳大利亚等地都出现了极端天气导致水电出力不及预期、电力供给紧张的情况，我们认为从审慎性角度考虑、结合第三方权威机构判断，水电可控系数调整到60%可以更好反映电力系统出现极端情形下的实际供给情况。使用可控装机量测算得的可控裕度，相较于名义裕度，可以更加审慎计算极端情况下电力系统的供电可靠性。

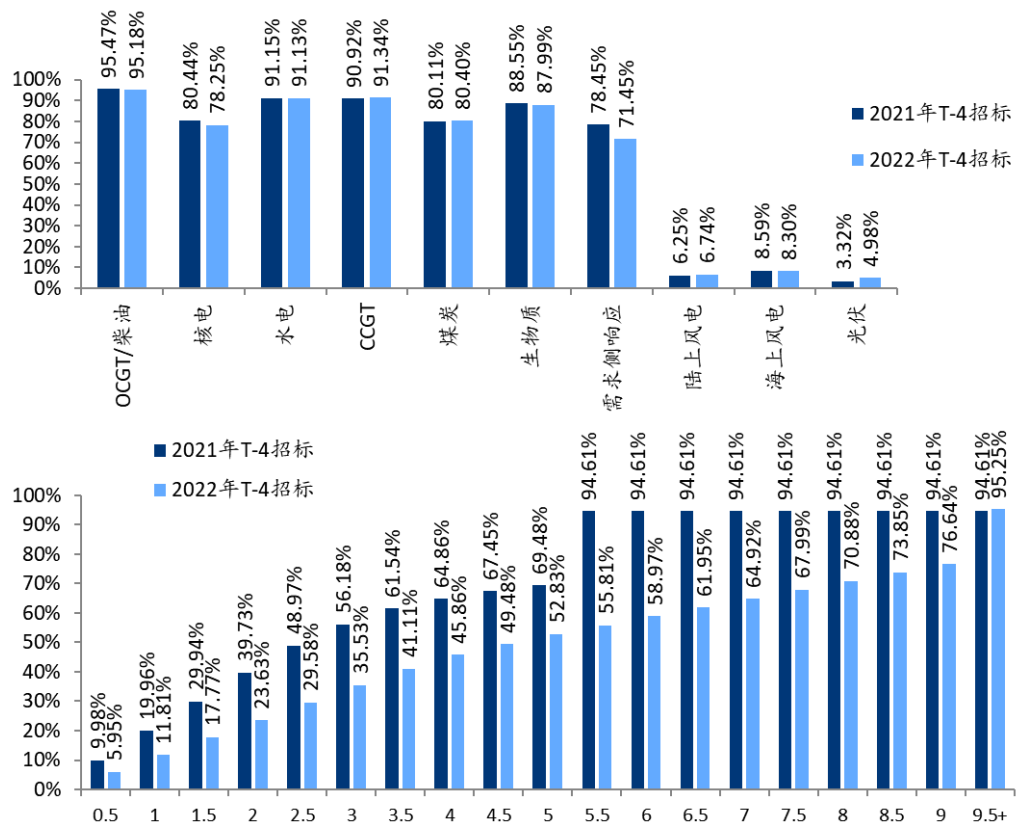
图表15： 定义电力系统的可控容量和最高负荷：以德国 BMWI 为例



资料来源：GIZ, BMWI, 华泰研究

- 尽管风光新能源已经成为近年全球新增电源装机的主力，但风光新能源+储能能够提供多少可控裕度有待商榷。其原因在于极端天气不仅是反常的温度变化，极高或者极低的温度，更可能是反常气候持续的时间超过历史记录导致新能源出力不及预期的时段长于预期。比如2020年湖南的降雪下⁵，风电和光伏的出力问题持续了一个月的时间，因此单纯的新能源+储能在新能源这种连续数日（一般超过一周）的出力不及预期下会成为无源之水，难以支撑电力负荷。而极端天气往往伴随居民和工业的用电需求增加和尖峰负荷提高，放大可用装机缺失的矛盾。参考英国电力容量市场的设计，风电、光伏的可控系数仅8%（陆风）~10%（海风）、3%（光伏系数低于风电，原因是基于历史数据和模拟分析来看，由于自然资源特征限制，光伏在电力系统出现傍晚尖峰负荷的时间段---往往是无日照时段---的可得性弱于风电）；而储能可控比例取决于时长（若储能最大放电时长低于尖峰负荷持续时间，则储能可控系数需要打折），1小时/2小时/4小时/6小时储能的可控系数分别18.6%/37.02%/62.32%/95.25%。

图表16：英国电力容量招标市场可靠性折扣设定：发电机组（上图）、储能机组（下图），以2022年为例

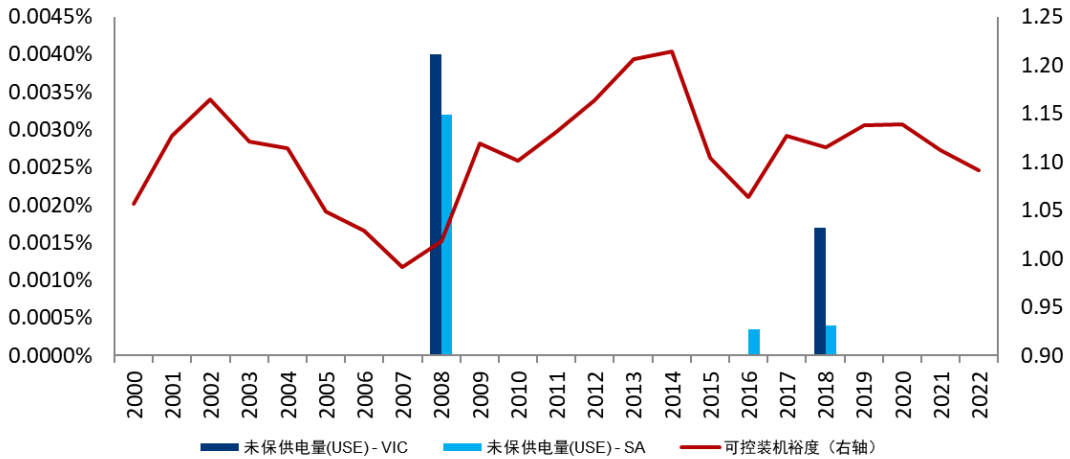


资料来源：EMR Delivery Body, 华泰研究

- 对欧洲地区计算可控裕度和名义裕度可以看到，欧洲过去十年不仅仅是风光新能源装机和渗透率在提升，也伴随可控装机（如气电）的提升以及最高负荷的下降，实现超过1.3的较高可控裕度。基于欧洲输电系统运营商联盟（ENTSO-E）年度报告数据，我们测算2022年欧洲互联电力系统可控装机578GW、名义装机1057GW、最高负荷441GW，对应名义裕度2.39、可控裕度1.31（名义与可控裕度的差异主要来自于新能源装机），相当于可控电源在任何时间在满足最高负荷的基础上还有31%的装机冗余。欧洲近几年可控裕度不降反升，与2012年名义裕度1.71、可控裕度1.14相比均有所增加。

⁵http://news.youth.cn/jswx/202012/t20201219_12625560.htm

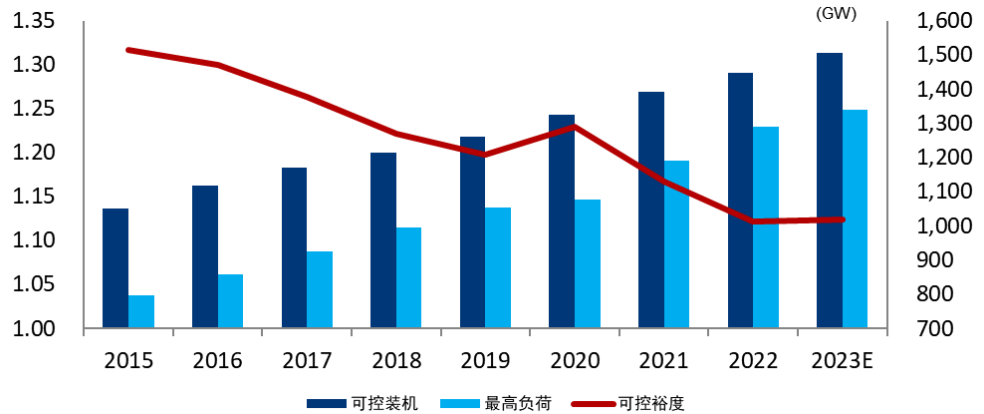
图表19：澳洲历史严重电力保供事故（导致拉闸限电）基本发生在可控裕度降至1.1及以下的年份



资料来源：AEMO, AEMC, AER, 华泰研究

中国方面，2021-22年的电力供应紧张和局部限电亦时有发生，而2022年恰是我国电力系统可控裕度近年来最低一年，为1.1。如下图所示，我们对中国可控裕度（使用同样计算模式）进行测算，可以看到中国电力系统2015年可控裕度为1.3，此后持续回落至2022年水平为1.1（除2020年受疫情影响，最高负荷增速放缓至2%，慢于当年5%的可控装机增速，导致2020年可控裕度短暂回升），而中国近年来最大规模的电荒讨论即发生在2022年。2023年，得益于本轮火电机组投放，可控裕度稳定略有回升，今年电力紧张相关讨论热度亦较去年有所回落。基于此，我们认为1.1对于中国电力系统来说亦是可控裕度的一条红线。

图表20：中国2015-2023年可控装机、最高负荷、可控裕度变化



注：2023E 为华泰研究预测
资料来源：中电联，华泰研究预测

我国打造理想的新型电力体系需要维持一条“可控裕度”的底线

结合上述观察，我们认为对于挑战一：如何解决可再生能源不稳定性和电力系统安全问题，给到我国的解法是通过打造充裕的电力系统为电力安全保驾护航。其中，电力系统充裕性可以用“可控裕度”指标进行衡量和预判，也即可控装机与最高负荷之比。结合海外经验复盘，可控裕度达到 1.3 以上（欧盟 2021-22 年水平）已经足够充分；而可控裕度并不是越高越好，因为维持过高的可控裕度可能会导致电力机组投资冗余，传导为电力系统成本提高则或许会从经济性的角度给能源转型带去阻力，而欧洲裕度高一部分原因是最高负荷下降自然形成的，中国并不具备这个条件；结合澳大利亚、中国供电风险事件发生时的可控裕度水平，我们认为可以落地的经验是应该保证电力系统的可控裕度维持在 1.1 以上，低于 1.1 这条红线则可能提高电力安全风险事件的发生概率和强度。

从历次国家文件看新型电力系统内涵演变，“安全”与“充裕”相结合的新型电力系统概念自 2023 年以来在官方语境中已得到认可。自 2021 年 3 月新型电力系统概念首次提出以来，新型电力系统的内涵由最开始的“清洁低碳安全高效”四要素并行，到现在强调“电力安全是基本前提”“安全+充裕”“经济+高效”，可以看到安全概念得到强化。我们解读这一内涵的丰富化或建立在 2022 年三季度全国性电荒事件后，重申电力系统底线思维的背景之上。具体来看：

- 习总书记于 2021 年 3 月 15 日中央财经委员会第九次会议首次提及“新型电力系统”⁶，具体表述为：要构建清洁低碳安全高效的能源体系，控制化石能源总量，着力提高利用效能，实施可再生能源替代行动，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统。
- 国家能源局于 2023 年 1 月 6 日发布《新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）》，进一步具象化新型电力系统的内涵与特征⁷：新型电力系统具备安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大重要特征，是以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统，是新型能源体系的重要组成部分和实现“双碳”目标的关键载体。
- 中央深改委 2023 年 7 月 11 日会议审议通过《深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》，正式明确新型电力系统的定义⁸：意见提出要深化电力体制改革，加快构建“清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能”的新型电力系统，更好推动能源生产和消费革命，保障国家能源安全。

⁶<https://www.bjdj.gov.cn/article/27004.html>

⁷<http://www.nea.gov.cn/download/xxdlxtfzlpjsgk.pdf>

⁸https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202307/content_6891167.htm

挑战二，如何更经济的解决能源转型问题

虽然大多数行业预测和海外案例均显示可再生能源渗透率提升带来电价上涨，但是否真的如此？

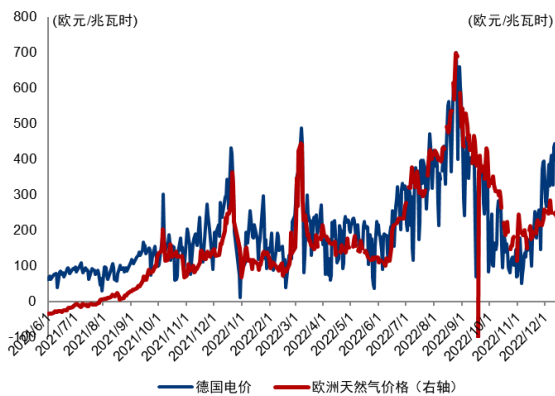
我们复盘海外包括国内的电价波动去看，影响因素有两点，1)缺电下电力刚需引起的高价，因此裕度不仅可以解决安全也能部分解决电价波动（包括美国 21 年德州事件，和中国 22 年浙江的跨省高电价事件）。2) 电力市场机制下的边际成本出清锚定为调峰能源，主导边际成本的电源在海外是天然气，在国内是煤炭，因此传统化石能源价格波动才是影响电力市场价格的主要因素，而新能源提升带来的辅助服务成本提升反而有限。

在海外案例中我们也发现澳洲在 18-21 年新能源发电比例从 12%提升到 20%中带动成本下降，且终端电价下降 15%。而实现这一结果的边际条件就是建立在可控裕度（澳洲在 16 年事故之后可控裕度提升至 1.14x），和稳定的化石能源基础上，通过推动新能源进入电力市场实现新能源电源成本下降受益整个系统成本下降。中国目前的新能源发电比例在 15%，如澳洲一般于 12%-20%的区间中，叠加火电容量电价带来的可控裕度提升以及煤价中枢还可能进一步下降的窗口，我们认为未来两年将是电力市场化的黄金窗口期，推动新能源+储能进入市场将有望带来系统成本的下降，让地方政府切实感受到能源转型和电改的经济优势。

欧洲案例再审视：裕度保障了安全，但边际定价机制下燃料成本波动仍会影响经济性

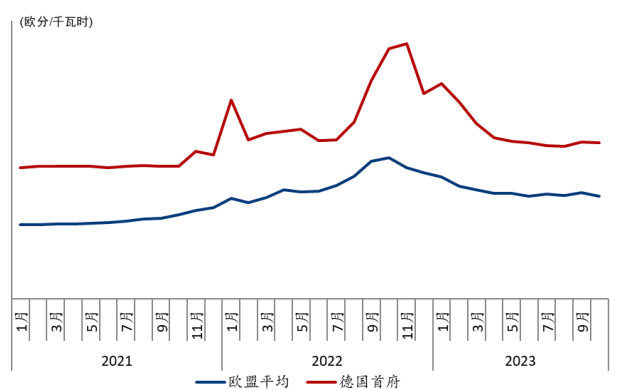
尽管有裕度保障，欧盟在“更清洁”背景下实现“更安全”但是并没有“更经济”。欧洲在过去十年得益于可控裕度的高水平维持，没有出现影响范围深远的供电安全实践，不代表他的能源转型迄今为止就是完美的。尤其从过去两年来看，欧洲在高裕度的背景下遇到了数十年来最剧烈的电力批发价格波动（以及天然气价格波动），并最终传导为居民电费账单的大幅上涨，付出了能源转型的经济代价。这个经验教训说明光裕度高只能确保“安全”，不一定能确保“经济”，不能保证经济则会削弱产业自发转型的动力、加大转型的阻力。这就涉及到我们希望讨论的能源转型第二个挑战：如何避免能源转型的经济代价？

图表 21：欧洲批发电价受天然气价影响大幅波动



资料来源：Bloomberg，华泰研究

图表 22：欧洲居民电价随之上行



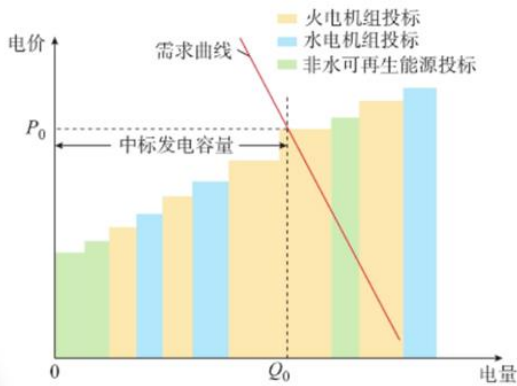
资料来源：Bloomberg，EnergyPriceIndex，华泰研究

终端用电成本可以拆解为发电成本+平衡成本+备用成本+输配成本+绿色溢价+其它，我们首先对影响发电成本的因素进行讨论。

从电力价格形成机制出发可以看到，电力批发价格直接受到边际机组及其燃料成本波动的影响。能源转型的经济代价主要就是批发电价的波动，而在电力市场当中电价取决于：1) 受电力需求水平影响，多大比例上需要调用高成本的灵活机组作为边际出清的供给单元；2) 受原材料成本波动的影响，边际机组的成本水平如何变动。欧洲在过去十年的退煤退核行动下加大了天然气发电占比，过于依赖单一能源导致当前电价暴露在天然气价格风险中，

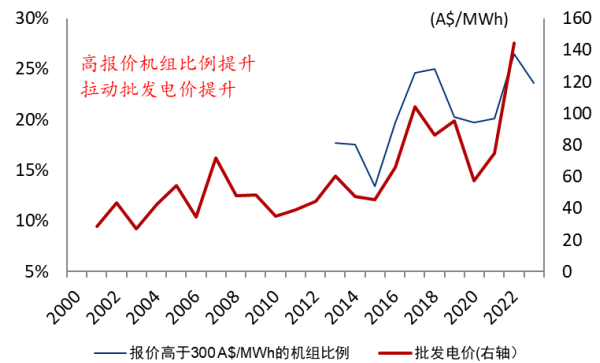
引发 2022 年的大幅震荡。除直接影响外，在电力紧张时段，边际机组及其燃料成本还会间接改变其他机组报价行为，放大价格波动。若电力系统可控裕度低遇上边际定价机组燃料成本上升，两者同时发生不但会导致边际定价机组报价提升，还可能引发其他非边际机组报价的跟随上涨，使得市场化的批发电价大幅震荡（如下图右所示）。

图表23：直接影响：批发电力市场出清价格由边际机组决定



资料来源：电力系统自动化⁹，华泰研究

图表24：间接影响：高价边际机组影响非边际机组报价行为（以澳大利亚为例）

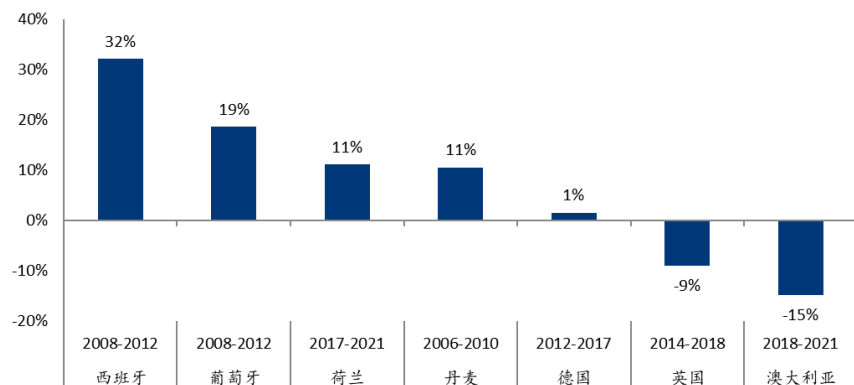


资料来源：AEMO, AER, 华泰研究

而反过来说，边际机组成本稳定且电力系统可控裕度充足的阶段，新能源渗透率提升是否可以在电力成本不增加的前提下发生？我们复盘来看是有机遇的，2018-2020 年期间的澳大利亚提供了一个正面案例。

虽然案例较少，但我们认为新能源渗透率提升同时电价下降的成功案例是现实存在的。我们预计中国“十四五”期间风光发电渗透率将由期初 12% 提升至期末 23%， “十五五” 期末将进一步提升至 35%，海外电力市场在风光渗透率发展处于相同阶段时期的居民电价表现涨多跌少。我们梳理来看，风光渗透率从 10%-12% 上升至 20%-22% 期间，海外重点市场居民电价普遍上涨（全部统一为美元口径后）：西班牙上升 32%（2008-2012 年）、葡萄牙上升 19%（2008-2012 年）、荷兰上升 11%（2017-2021 年）、德国上升 1%（2012-2017 年）、丹麦上升 11%（2006-2010 年）；仅澳大利亚、英国两国同期实现了居民电价的下降：澳大利亚下降 15%（2018-2021 年）、英国下降 9%（2014-2018 年）。因此，澳大利亚提供了一定时期内新能源渗透率提升而综合用电成本下降的正面案例¹⁰。

图表25：风光发电渗透率从 10%-12% 提升至 20%-22% 期间，不同国家居民电价涨跌幅表现



注：统一为美元口径计算相对变动，横轴为该国新能源渗透率由 10%-12% 提升至 20%-22% 对应的起始年份
资料来源：国网能源研究院，华泰研究

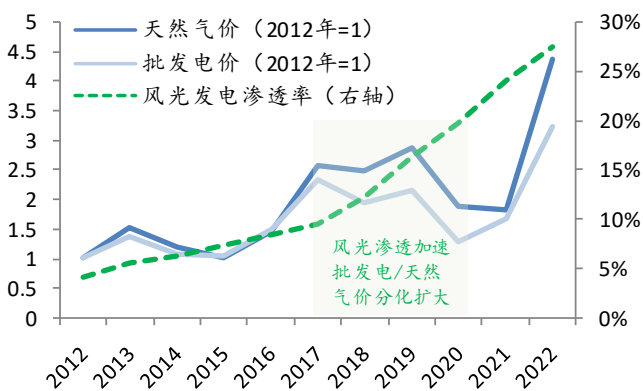
⁹<https://www.ganzhe.net/news/details/5519.html>

¹⁰英国居民电价下降主要系英镑对美元同期大幅贬值影响，英镑口径居民电价上涨 14%，并未下降，因此后续不作为重点案例分析

澳大利亚的正面案例：新能源渗透率提升在一定时期内对批发电价下降的积极影响大于对辅助服务以及零售附加费增加的消极影响，推动综合用电成本下降。我们对澳大利亚风光渗透率提升过程中发、输、配、用各环节电价变动进行拆解，可以看到 2018-2020 年期间新能源发电占比每提升 1ppt，综合用能成本下降约 3-7 A\$/MWh，具体可以分解为：

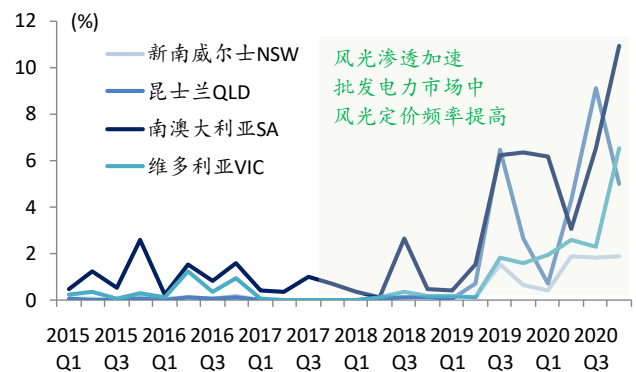
- **批发电价相对于天然气价格下降 4-8 A\$/MWh。**我们观察到 2012-2017 年澳大利亚天然气价格和批发电力价格走势整体吻合，相关系数达到 0.993，基本线性相关；而 2018-2020 两者走势脱钩，与 2012-2017 年走势相比，在这一阶段内批发电价较天然气价格变动幅度低 4-8A\$/MWh。在这一期间，我们观测到批发电价走势与天然气价格走势的脱钩。从原因上推测，根据澳大利亚天然气和电力市场监管机构（AEMO）披露数据，4Q17-4Q20 期间，国家电网（NEM）辖区内各州风电光伏在批发电力市场中的定价频率由 0~1%提升至 2%~10%（各州渗透率不一）。新能源定价频率上涨或为推动批发电力市场平均成交价逆天然气涨价而下跌的原因之一。

图表26：澳大利亚新能源渗透率提升与批发电价对比



资料来源：AER, AEMO, 华泰研究

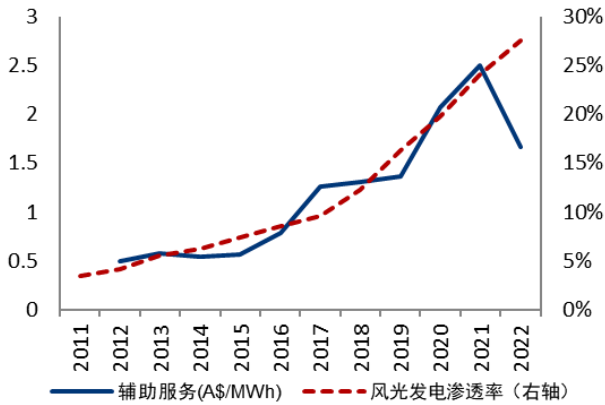
图表27：澳大利亚新能源在批发电力市场定价频率演变



资料来源：AEMO, 华泰研究

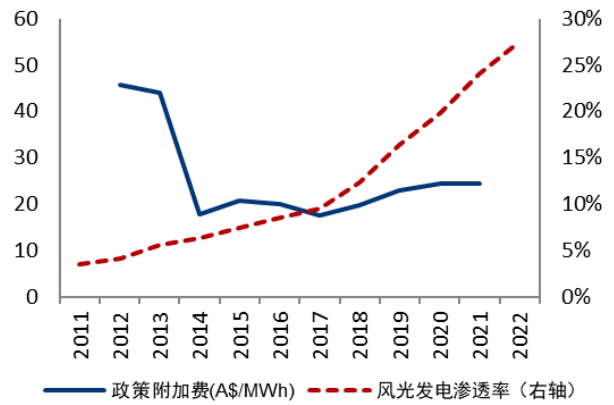
- **电力辅助服务成本上升 0.11 A\$/MWh。**澳大利亚以日内电能量市场为主，辅助服务市场主要提供调频、无功、黑启动服务，通过现货市场交易，相关成本向发电和用电两侧传导。可再生能源渗透率提升伴随辅助服务调用量和度电成本的持续提升，直至 2022 年电化学储能成为澳大利亚辅助服务市场第一大提供者后，辅助服务成本开始有所下降。
- **零售附加费增长 0.5-0.8 A\$/MWh。**澳大利亚零售电价中的政策/环境附加费主要由新能源电站项目补贴组成（包括针对大型项目的 LRET，小型项目的 SRES，以及 FIT，占到澳大利亚零售电价环境政策附加费科目的 90%以上）。2018 年起，在地方政府补贴/审批支持加码、能源价格提高等压力推动下，澳大利亚新能源装机开始加速，带来补贴规模扩大，由零售电价分摊方式传导。

图表28：澳大利亚新能源渗透率提升与辅助服务成本对比



资料来源：AER, AEMO, 华泰研究

图表29：澳大利亚新能源渗透率提升与零售电价政策环境附加费对比



资料来源：公司公告、华泰研究

通过以上观察我们可以得出对第二个挑战的解答：新能源发电占比提升过程中若有一个“可控且充裕”的电力体系作为支撑，且结合传统能源价格较为稳定的背景（对应澳大利亚2018-2020年阶段）则可以使得批发电力市场充分竞争，价格有效反映新能源低成本优势、推动批发电力价格下降，并且在一定时期内批发电价下降幅度可以抵消其他系统成本上升幅度，最终带动终端用电成本下降。而在电力系统供应不充裕的情况下（对应澳大利亚2021-2022年阶段），新能源无法提供电力系统所需的向上调节能力，传统灵活可调火电边际定价频率提高，外部能源涨价因此会进一步抬高边际尖峰价格，且电力系统供给紧缺、进入刚性兑付状态会诱导各类机组均报出高于其边际成本的电价以获取超额利润，共同抬高电力系统平均批发成本，新能源渗透率提升在这类情形下无法充分转化为批发电力成本的下降。

由海外的案例研究可以看到，新能源渗透率持续提升过程中，保障电力系统的充裕性不但可以打造一个充分竞争的批发电力市场环境，从而将新能源制造业降本红利更充分传导至批发电价的下降并在一定时期内抵消其他系统成本的上升幅度；电力系统的充裕性也有利于对电力需求的满足，降低电力可靠性事故发生的概率。也就是说，充裕的电力系统不仅能保障“更经济”，还能保障“更安全”，在保障电力系统充裕性的前提之上，新能源的加速发展才能没有后顾之忧。

预计中国 2024 年供电环境类似澳大利亚 2018-2020 年，新能源有望加速电源成本下降

中国电力市场提供边际定价的机组主要是煤机，过去两年煤价翻倍式上涨，煤电价格上浮 20% 顶格交易，中国也付出了能源转型的代价，代价少部分由终端电价上涨消化、大部分由火电企业亏损承担。尽管终端电价涨幅可控，但煤炭涨价和煤电机组供给紧缺在 2021-22 年期间放大了中国能源转型所面临的安全和经济问题。

展望 2024 年，从发电侧角度来看，从我们预期中国电力系统类似澳大利亚 2018-2020 年阶段，容量电价实施保障裕度+供给侧煤炭降价和风光竞争，有望带动中国发电安全性+经济性双升：

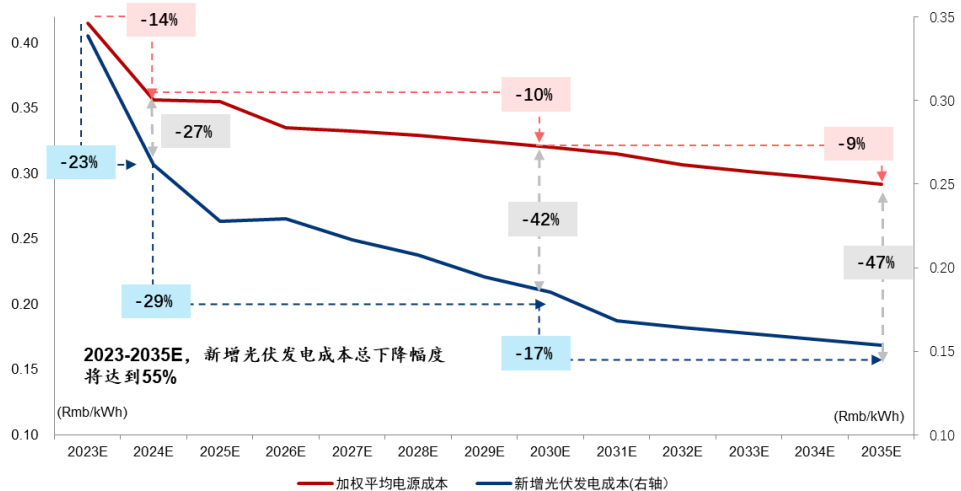
- 一方面，容量电价实施保障电力系统裕度和灵活性资源充沛，为新能源进入市场后的电力安全性提供有效支撑。容量电价政策于 2023 年 11 月正式推出、预计于 2024 年 1 月 1 日起实施，火电企业不合理承担的成本将部分有望得到系统的显性化和疏导。容量电价为火电企业提供的确定性中长期收入来源（对于系统来说，也是确定性的限额的系统成本增加）有望确保煤电在我国电力系统中提供足够的可控裕度，为供给侧在电力市场化中的充分竞争提供基础。我们估算 2024 年得益于煤电及其他可控资源装机增长，我国电力系统裕度有望回升至接近 1.13（较 2023 年回升 0.05，高于安全线）；灵活性资源占总装机比例有望达到 30%（假设全国煤电机组 60% 可完成灵活性改造）~40%（假设全国煤电机组 90% 可完成灵活性改造），与海外高新能源比例市场水平相

当(我们估算澳大利亚、德国、美国 2022 年电力系统灵活性资源占比分别 42%、29%、33%，灵活性资源包括：灵活煤电、气电、油电、抽水蓄能、新型储能)。

➤ 另一方面，新能源比例提升有望加快发电成本下降，其它系统成本增长有限，推动综合供电成本回落。

1. **批发电力成本方面**，根据华泰煤炭组 11 月 4 日年度策略报告预测¹¹，2024 年煤价中枢由 965 元/吨回落到 800 元/吨，叠加今年风光新增装机推动增量风光电力入市竞争，有望综合推动各类批发电源供电成本下行，传导风光制造降本以及煤炭燃料降本红利。总结而言，**基于模型测算结果我们预计 2024 年全国平均发电成本 0.36 元/度，同比下降 0.06/度。**中长期来看，**2023-2035E，增量的光伏发电成本将累计下降 55%，新能源成为中长期电源成本下降的主力，2023-2035E 平均发电成本将累计下降 30%。**2024 年成本贡献中，约 0.04 元/度为煤炭价格下降驱动，0.02 元/度为新能源等因素驱动，同时我们看到，2024 年新增的光伏/风电的发电成本，已较当年度平均电源成本低约 27%/23%，新能源作为增量电源从发电成本角度具备极高的性价比。以光伏为例，2024-2030E，2030-2035E，我们认为伴随技术的发展与成本的进一步下降，光伏本身发电成本还具备 29%/17% 的下降空间，于 2030/2035 年，光伏增量的发电成本比当年度对应电源成本低约 42%/47%。由此，2024-2035 年，我们认为新能源发电的技术发展、装机量增长、发电量持续提升，是带动持续电源成本下降的主要驱动力。
2. **平衡及备用成本方面**，我们预计备用及平衡成本 **0.02 元/度，同比增长 0.01 元/度。**作为对标，基于历史实际数据，德国风光渗透率每提升 1ppt，辅助服务费用上升 0.1 欧元/MWh，相当于批发电价的 0.25%-0.35%；澳大利亚风光渗透率每提升 1ppt，辅助服务费用上升 0.11 澳元/MWh，相当于批发电价的 0.1%-0.2%；我们测算我国风光渗透率每提升 1ppt，平衡备用等辅助服务费用上升 1.8 元/MWh，相当于批发电价的 0.3%，比例与海外相当。
3. 因此，对于 2024 年，我们认为发电成本下降 0.06 元/度已经足以抵消系统其它成本上升的 0.01 元/度，推动系统成本回落。而对于 2024-2030 以及 2030-2035 来看，电源成本将因为新能源渗透率提升分别带来 0.04 和 0.03 元/度的进一步下降。

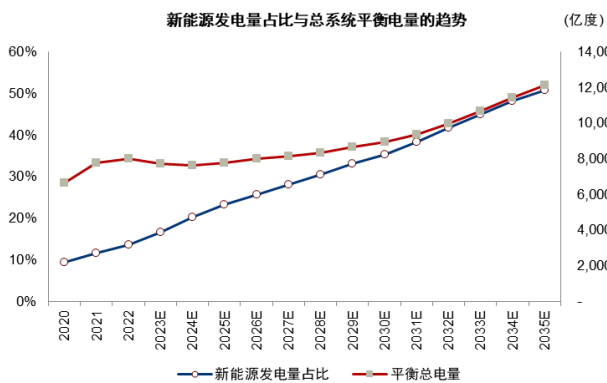
图表30：加权平均电源成本与增量光伏发电成本的对比



资料来源：光伏行业协会，中电联，华泰研究

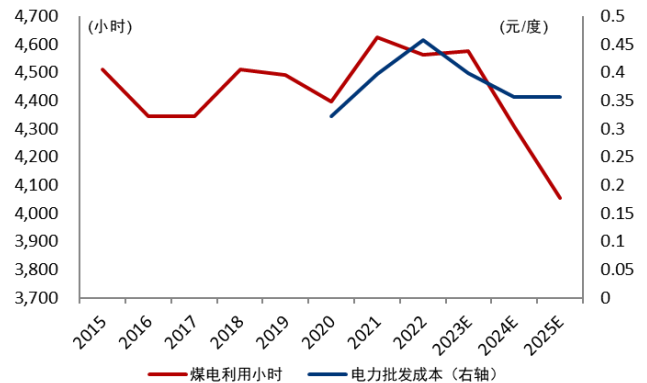
¹¹<https://inst.htsc.com/research/report?reportId=4042658844>

图表31：中国平衡成本和风光渗透率预期



注：平衡总电量，及 2023-2035E 数据均为华泰研究预测
资料来源：中电联，华泰研究预测

图表32：中国煤电利用小时和批发电力成本预期 2020-2025E



注：2023-2025E 为华泰研究预测
资料来源：中电联，华泰研究预测

中长期展望，电网投资大周期驱动下，终端系统成本中长期降幅或弱于批发电力成本降幅，但总体电力成本下行趋势不改

基于前述讨论，我们有理由预期 2024-25 年我国发电成本趋势向下。而终端系统成本能否充分传导发电成本的回落，则取决于平衡、备用、输配电成本的潜在上行幅度。

- 其中，平衡和备用成本上升有限，火电容量电价将释放更多低成本平衡资源。并且，我们认为得益于需求侧削峰资源的开发对需求曲线的平滑，整体平衡总电量需求的高增长从 2031 年之后才开始启动（对应需求侧资源接近开发达到上限），且增量与新能源发电量的占比，整体呈接近线性的关系，每 1ppt 的新能源发电量占比增量，对应约 0.1ppt 的平衡总电量占总电量比重的增长。
- 电网仍然是目前主要瓶颈，新能源接网、充电桩等需求增加带来的电网投资提升或带来输配电价趋势上升，也意味着大板块的投资机会。

从发电侧来看，新能源并网成本显性化+跨省通道建设或推动输电投资增长。我们预计 2022-2035 年主网投资 CAGR4.6%，2025/30/35 年分别达到 2918/3517/3689 亿元每年，较 2016-2022 年的 CAGR -0.5%由负转正。

- 从发电侧来看，欧美案例已经表明电网接入设施和消纳能力是新能源装机的瓶颈环节，新能源装机增长累积到一定阶段势必要求增量电网投资以打开接入基础设施瓶颈。过去数年欧美电网投资增长滞后于新能源装机增长的后果已经开始显现：根据 2023 年彭博统计，西班牙、英国、意大利等区域的新能源项目从项目申请至完成并网的平均等待时间已经长达 3-5 年。美国的整体等待平均时间则从 3 年提升至 5 年。这一背景下，欧美官方部门已开始呼吁电网投资或需显著提速：欧盟在 2023 年 6 月的第九次能源基础设施论坛上认为，到 2030 年，欧盟需要 5840 亿欧元的电网投资¹²，对应 2020-2030 年间需要投资 5840 亿欧元，根据我们初步测算，年均电网投资额较 2015-2019 年间增长 15%以上；美国能源部在 2022 年的一份报告中¹³认为美国至 2030/2050 年需要将其主网系统在 2022 年的基础上扩张 60%/300%，同时其电网也已经严重老化。

¹²https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/speech_23_3219

¹³<https://www.energy.gov/policy/articles/supply-chain-crisis-facing-nations-electric-grid>

图表33：欧洲部分区域面临严重的并网问题

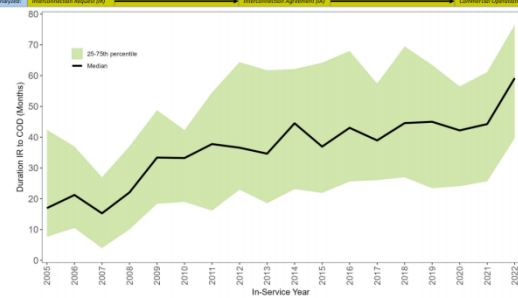
Key characteristic	Germany	Spain	UK	Italy	France
Current grid challenges	Low	High	High	High	Medium
2030 renewables target (GW)	140	14	11	13	14
Current installed capacity (GW)	103	5	4	4	4
Interconnection queue size (GW)	N/A	175	55	14	3
Requirement for planning permission prior to grid application	Yes	No	No	No	Yes
Average time in queue	1-2 years	3 years	5-7 years	5 years	3 years
Transmission-distribution network coordination	Good	Poor	Poor	Poor	Good
Cost allocation	Shallow	Deep	Shallow-ish	Deep	Shallow-ish
Network density	High	Low	Medium	Medium	Medium

Source: BloombergNEF, developer interviews. Note: Yellow and blue represent solar and wind capacities respectively. The queue size includes projects in both distribution and transmission networks. The average time in queues and the transmission/distribution network coordination is based on BNEF interviews held with different stakeholders. Network density is defined as the total length of transmission and distribution networks divided by the land area. Shallow and deep are defined in the paragraph above. Red shading indicates a greater challenge, green a lesser challenge/good performance and yellow shading is in the middle.

资料来源：BNEF，华泰研究

图表34：美国新能源项目平均的并网周期 2022 年拉长至 5 年

The median duration from interconnection request (IR) to commercial operations date (COD) continues to rise, reaching ~5 years for projects completed in 2022



资料来源：Berkeley Lab，华泰研究预测

- 对于中国而言，过去新能源接入所需的电网投资大部分由发电侧隐性承担，未来显性化或带来电网投资增加。2016-2022 年我国主网投资额年复合下降 0.5%，未随新能源渗透率提升而上升，也未如海外一样引发新能源并网难问题。究其原因，我们认为我国电网接入新能源与海外模式迥异的一点在于我国允许新能源电站开发企业自建送出线路（而海外主要由电网建设）。根据发改办运行〔2021〕445 号《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于做好新能源配套送出工程投资建设有关事项的通知》¹⁴，对电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的新能源配套送出工程，允许发电企业投资建设，缓解新能源快速发展并网消纳压力；发电企业建设的新能源配套工程，经电网企业与发电企业双方协商同意，可在适当时机由电网企业依法依规进行回购” --- 从而在过去几年新能源装机加速阶段有效避免了源网投资规模、建设节奏不匹配的矛盾，化解了新能源消纳的难题，避免了新能源项目并网申请排队的情况。考虑到电网对线路回购审核流程长、评估标准不明确，我们推测目前已推进回购的线路或在少数，因此近年来新能源机组并网成本或主要由发电侧隐性承担，而并未显性化纳入电网资产范围、进而通过输配电价进行分摊。
- 展望未来，我们预计一方面新能源接入成本随线路回购逐步推进以及新增线路建设增加，将带动 2022-2035E 主网投资 CAGR 达到 4.6%，较 2016-2022 年 CAGR -0.5% 有显著的提升，其中特高压投资 2022-2035E CAGR 达到 7%，非特高压部分主网 2022-2035E CAGR 达到 3.7%

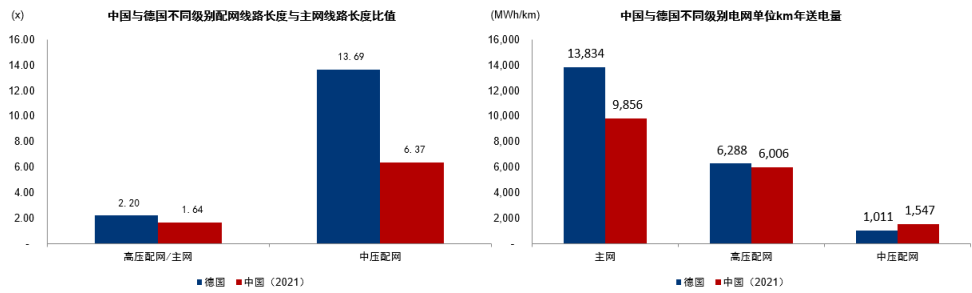
从用电侧来看，保障消费者电动汽车充电桩刚需的配网投资或拉动电网投资在 2030 年后加速。我们预计 2022-2035 年配网投资 CAGR 7.2%，2025/30/35 年分别达到 3277/4719/6831 亿元每年，较 2016-2022 年的 CAGR -2.0% 由负转正且增速快于主网侧，我们预计配网占全部电网投资的比重 2025/30/35 年分别达到 51%/56%/64%（2022 年：55%）。

- 与海外相比，中国配网投资结构占比较低。2016-2022 年，国内配网投资占电网投资占比 60%，但整体比值在 2019 年后逐步下降，2022 年仅 55%。美国 2016-2022 年投资结构中，配网占比 62%，年度间比例基本稳定，配网持续占据 60% 以上总投资。从线路统计来看，欧盟与美国配网/主网的线路长度比值在 17-18，中国则只有 5，存在较大的提升空间。

¹⁴https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202107/t20210705_1285400.html

- 考虑中国新能源车渗透率与保有量发展的领先性，我们认为新能源车配套充电设施的高速扩张，将带动配网扩容的提速。新能源车用电至2030年或占全社会用电量的3%，同时带来560-700GW的充电桩累计投资需求，并带动超500亿/年规模的配网新增投资需求，至2035年将带来超1000亿/年的配网新增投资需求。叠加其他驱动力，我们预计2022-2035年配网投资CAGR7.2%，2025/30/35年分别达到3277/4719/6831亿元每年，较2016-2022年的CAGR-2.0%由负转正且增速快于主网侧，我们预计配网占全部电网投资的比重2025/30/35年分别达到51%/56%/64%（2022年：55%）。

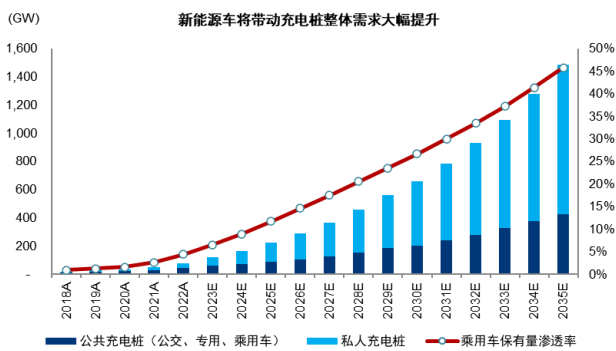
图表35：与德国对比，中国中压配网线路长度相对不足，单位输电量压力较大



注1: 德国高压配网为60-220kV，中压为6-60km；中国高压配网为35-110kV，中压为10kV，用电量采用2022年数据
注2: 中国的配网长度统计截至2021年

资料来源：中国电力统计年鉴，BMWK，中电联，华泰研究

图表36：新能源车渗透率提升将带动大量的充电桩建设需求



注：2023-2035E 为华泰研究预测
资料来源：中国充电桩联盟，乘联会，公安部，华泰研究预测

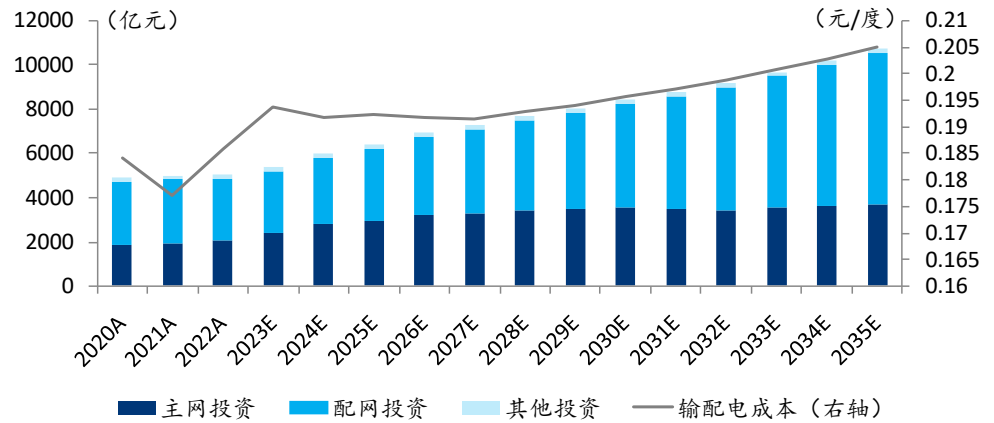
图表37：充电桩的需求将推动配网侧扩容，带来额外的配网投资需求



资料来源：华泰研究预测

总结而言，我们认为中国电网投资 2022-2035E CAGR 将达到 6.0%，整体投资金额于 2030/2035 年将达到 8400 亿与 1.1 万亿的规模（2022 年：5006 亿）配网投资将逐步占据未来整体电网投资的主要组成部分，占比超过 60%。电网的投资需求源于两大方面：1) 主网与电源侧更多的新能源接入需要更强的网架与更多的通道以促进新能源消纳。2) 配网侧则需要持续的扩容与智能化升级以及应对能源消费的电能替代，典型的场景如持续提升的公/私充电桩带来的配网容量需求。随电网投资增加，对应到输配电价格（含税）则将逐步由 2021 年的 0.177 元/度逐步提升至 2030/2035 年的 0.195/0.204 元每/度。

图表38：中国电网投资与输配电价预测 2016A-2035E



注：2023-2035E 为华泰研究预测
资料来源：国家电网，南方电网，中电联，华泰研究预测

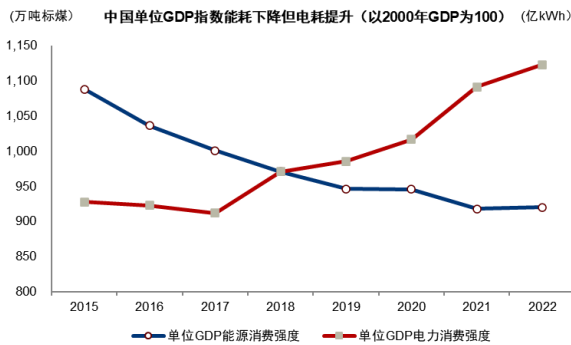
挑战三，如果电力需求持续增长对能源转型提出更高挑战

2018-2022 年电力需求 CAGR 达到 6%，超过同期 GDP CAGR 与市场预期，而最高负荷增速更是进一步超过电力增速达到 6.8%。我们认为新增的电力需求来自新的经济增长动能，包括算力和电动车，至 2030 年基准假设下新增项将带来 1.37 万亿度的电量需求。因此一方面我们预计在 2027-28 年如果按照现有结构不变将会再次出现可控裕度下降；另一方面，我们认为未来新的经济增长动能需要持续的电力增长作为支撑，而随着碳达峰需求的临近，使用煤电作为可控裕度的提供方将难以为继，我们认为存在三条新的技术/模式路径去解决裕度问题，分别是加大需求侧资源开发，研发核电四代技术和小堆，推动氢能相关产业化，其中需求侧灵活性资源的开发对系统成本的影响最低且可最大程度的发挥新能源自身的特性。

未来的经济发展可能是低碳的，但是未必是低电耗的

电力需求与最高负荷增长维持高增长下，电力系统面临持续挑战。从 2018 年开始，我们可以看到电力增长其实有先一步经济复苏反弹的趋势，在国内不断强调能耗双控的情况下，2018-2022 年电力增速的 CAGR 为 6%，电力弹性系数的平均数达到 1.23x。2023 年 1-10 月份，中国的社会用电量增速则达到了 6%，高于 GDP 前三季度累计增速 5.2%。整体能源消费伴随经济转型有可能增速放缓，但结构性电气化程度更高的趋势下，电力需求仍将维持高增速。更高的电量、最高负荷的增长需求，需要更高的电力装机，特别是能支撑可控裕度的装机进一步提升。

图表39：GDP 单位能耗与单位电耗的增长趋势并不一致



资料来源：中电联，万得资讯，统计局，华泰研究

图表40：GDP 增速与电力消费增速



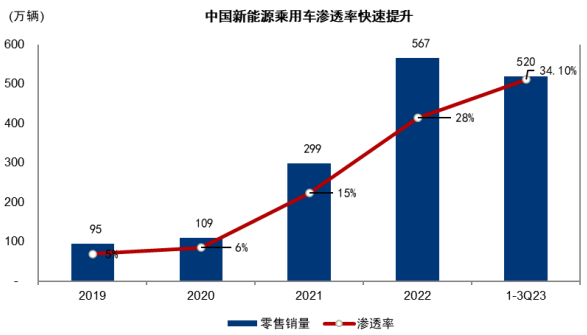
资料来源：中电联，万得资讯，统计局，华泰研究

电能替代与算力成为电力不可忽视的增长来源，推动全社会用电需求持续增长。

- **算力规模可能加速增长。**根据信通院《中国算力发展白皮书 2023》，中国 2022 年算力总规模为 302 EFlops，信通院预测至 2030 年全球算力规模将达到 20ZFlops (1 ZFlops=1000 EFlops)，考虑中国占全球算力比重基本维持稳定，我们测算 2025/2030 年中国总算力在基准情景下将分别达到 1000/6000 EFlops。若我们以华为对 2030 年全球 105 ZFlops 的预测为加速情景，对应 2025/2030 年中国总算力在此情景下达到 6667/31500 Eflops。由此，我们认为中国算力的总规模增长将受益于 AI 发展提速。
- **新能源车发展具备高确定性，引领电能替代需求。**乘用车方面，中国已经成为全球新能源车销量最高与渗透率最高的主要区域（2022 年中国/欧洲/美国分别为 28%/23%/7%）。2023 年新能源车高增长的趋势并没有放缓。成本层面，铁锂电芯的价格已经创下新低¹⁵，驱动性价比继续提升。品牌层面，随着新能源车渗透率的提升，我们观察到新能源车中国品牌占比持续提升，由 2019 年的 63%提升至 2023 年 7 月的 85%。我们认为国产品牌的竞争力提升与动力电池成本的进一步下降，有助于持续推动新能源乘用车增长。**商用车方面**，我们认为通过公共领域的电动化推广，新能源商用车渗透率也将继续提升，其中电动化难度最高的重卡领域，我们认为在目前的柴油与电池价格下，已经逐步具备经济性，自上而下的集中式推广或加速产品的标准化与规模化，推动短途封闭领域重卡电动化提速。

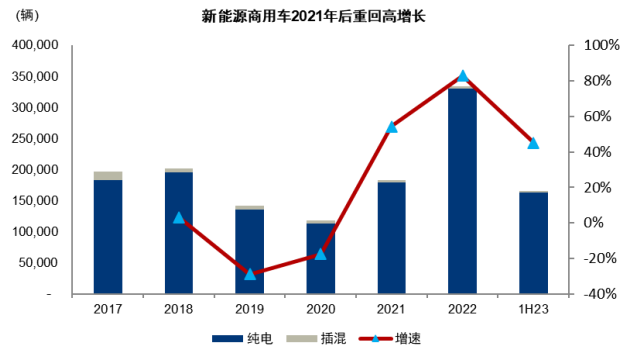
¹⁵<https://libattery.ofweek.com/2023-11/ART-36001-8120-30616415.html>

图表41：中国新能源乘用车零售销量与渗透率



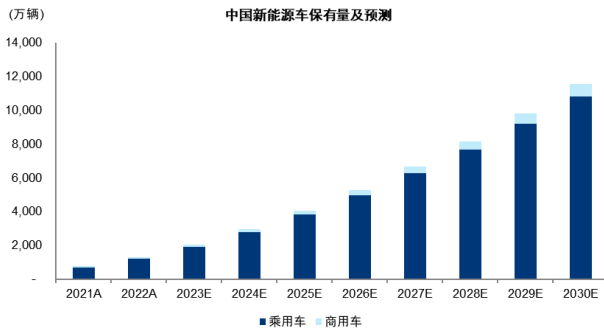
资料来源：乘联会，华泰研究

图表42：中国新能源商用车总销量



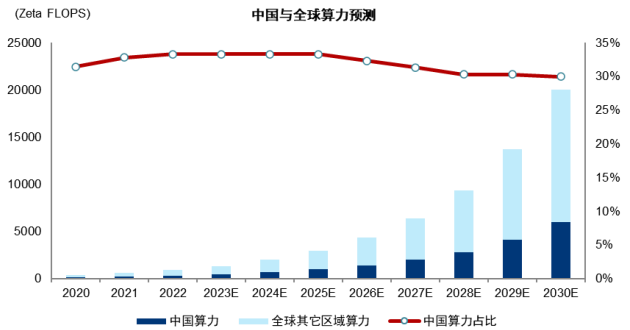
资料来源：中汽协，华泰研究

图表43：新能源车保有量预测



资料来源：公安部，华泰研究

图表44：中国及全球算力预测



资料来源：信通院，华泰研究

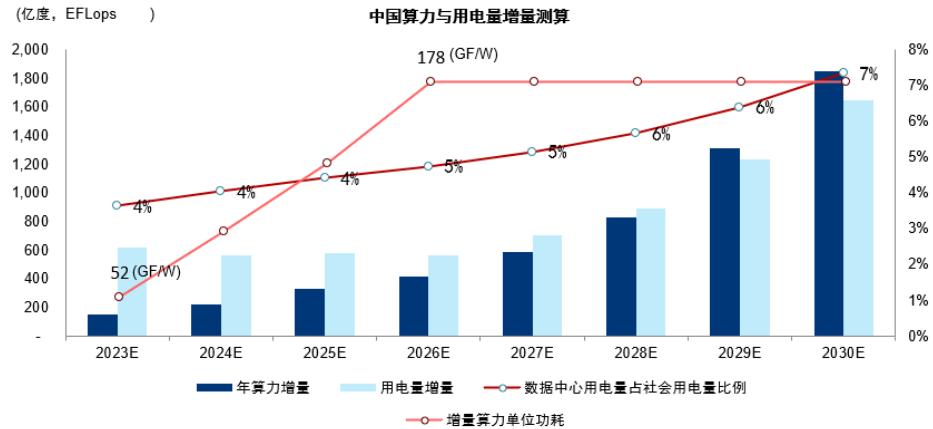
电力增长可持续来自新的经济增长动能

我们考虑电力的增长为传统项与新增项，新增驱动将成为电力增长的重要来源。其中新增项包含电能替代与新兴需求，根据中电联《中国电气化年度发展报告 2022》，2017-2021年，电能替代电量占当年度用电增量的比重分别达到 33%/27%/67%/82.5%/23.3%，成为用电增长的重要驱动力，具体应用主要源于工业领域的电能替代，热泵在供暖领域带来的节能，新能源车保量的持续提升等。此外，我们认为 AI 应用与技术发展将显著驱动数据中心用电需求的增长，成为另一个不可忽视的用电新增项。

- **传统项：**2016-2022 年传统电力需求的增长对应的电力弹性系数为 0.584，并假设整体传统电力需求的弹性系数在未来整体维持稳定。2023-2024 年基于华泰宏观组的 GDP 增速预测 5.2%/4.5%，我们预期传统电力需求的增速在 3.03%与 2.63%。
- **新增项：**我们认为新增项的需求可以拆分 1) 由 AI 应用与技术发展驱动的数据中心用电增量需求。2) 以新能源车为代表的电能替代需求。
 - **AI 驱动的新增用电需求：**我们在基础假设下，参考《中国算力发展白皮书 2023》¹⁶的算力预测与整体社会用电需求的增长，认为中国数据中心用电需求在 2025/2030 年将分别达到 4469 亿度/9518 亿度，并分别占至对应年度用电新增需求的 12%/25%。
 - **新能源车驱动的电能替代需求：**我们认为新能源车销售的增长可持续，且将从乘用车进一步将电动化进一步铺开至大部分商用车。我们预期中国新能源车的总保有量会从 2022 年的 1310 万辆，增长至 2025/2030 年的 4000 万辆/1.2 亿辆，对应的用电需求在 2025/2030 年分别达到 1321/4166 亿度（考虑充电损耗），并分别占到对应年度用电新增需求的 8%/10%。

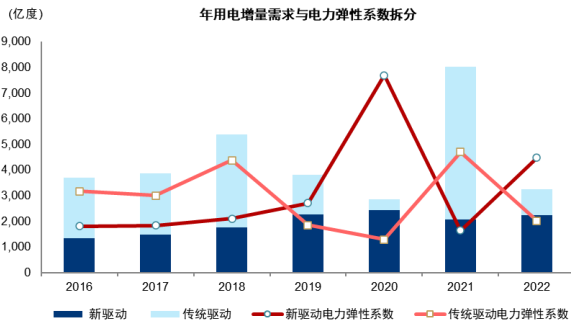
¹⁶http://www.caict.ac.cn/kxyj/qwfb/bps/202309/t20230914_461823.htm

图表45：基准情景下中国算力与用电量增量测算



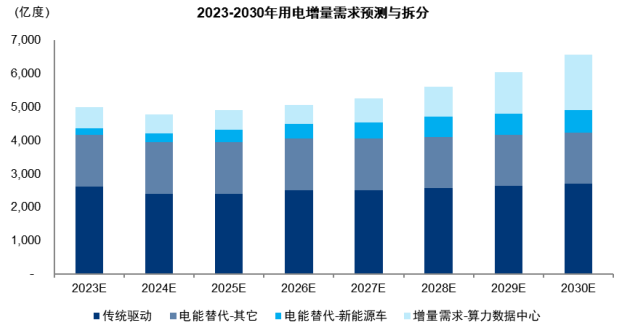
注：2023-2030E 数据为华泰研究预测
资料来源：信通院，华泰研究预测

图表46：2016-2022年中国电力年增量需求拆分



资料来源：中电联，华泰研究

图表47：2023-2030年中国电力年增量需求预测与拆分



注：2023-2030E 为华泰研究预测
资料来源：中电联，信通院，中汽协，华泰研究预测

此外，若我们进一步考虑算力爆发的幅度，与芯片功耗可能实现的不同情景，AI 应用若爆发，可能会带来更高的用电量需求（情景-3）。

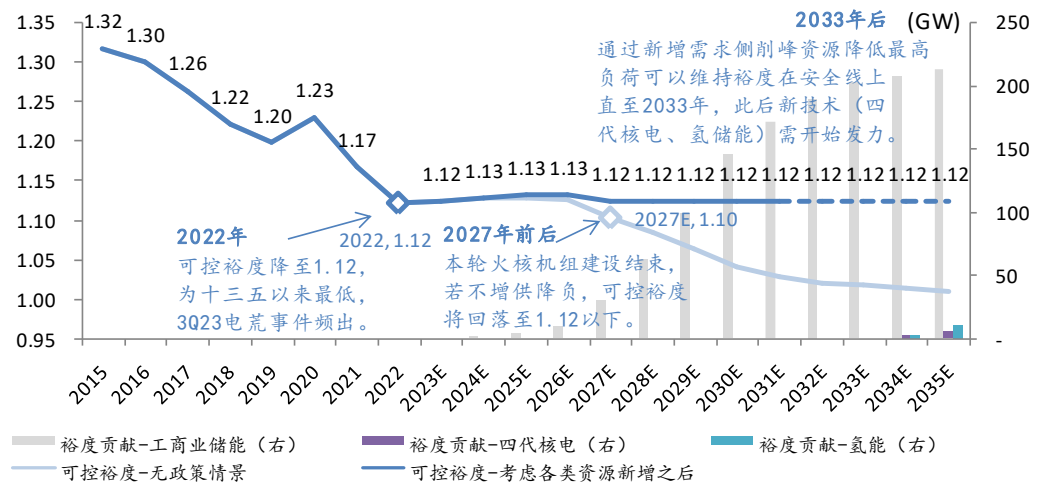
图表48：不同情景下的算力与功耗假设下的数据中心用电量对比

		情景-1	情景-2	情景-3	情景-4
算力假设		基准	基准	加速	加速
功耗假设		基准	优化	基准	优化
2030年全球算力	E Flops	20,000	20,000	105,000	105,000
2030年中国算力	E Flops	6,000	6,000	31,500	31,500
2025年增量算力功耗	GF/W	130	252	130	252
2030年增量算力功耗	GF/W	178	500	178	500
2022年数据中心用电量	亿度	2,700	2,700	2,700	2,700
2025年数据中心用电量	亿度	4,469	4,136	12,374	8,966
2030年数据中心用电量	亿度	9,518	6,908	31,900	17,196
2022-2030E CAGR	%	17%	12%	36%	26%

资料来源：信通院，华为，华泰研究预测

基于上述需求预测，在供给无政策情景中，我们认为下一次电力系统的安全风险观察窗口可能在 207-28 年前后。我国在经历了 2022 年的电力系统安全风险事件后，今年以来随着火电新增机组增速恢复，可控裕度从 2022 年 1.12 略有修复。我们预计 2024-25 年本轮火电新增机组加速投放(达到~70GW/年)，推动可控裕度修复至 2025 年的 1.13 左右；而 2026 后随碳达峰节点临近，火电新增机组投放开始放缓(回落至 30GW/年水平)，尽管长建造周期核电机组的投放规模有望从 2-3GW/年提升至 12GW/年，但无法充分填补火电增速放缓带来的可控装机缺口。而考虑到最高负荷持续以 5~6%的增速向上累计，我们预计在不考虑计划外新增可控装机的前提下，我国电力系统裕度将在 2027/28 年重新跌落至 1.10/1.08，并在此后持续突破安全红线向下，到 2035 年基准预测下仅 1.01，裕度下降隐含电力系统发生安全风险事件以及出现尖峰电价概率大大提升。我们认为中国亟需在 2027-28 年及以后增加可控装机或压低最高负荷，从而提升可控裕度、降低电力安全风险发生概率。

图表49：中国电力系统可控裕度回溯与预测（2015-2035E）



注：2023-2035E 为华泰研究预测
资料来源：中电联，华泰研究预测

随着碳中和、碳达峰对电力结构提出“更清洁”的硬性要求，当前主流的可控裕度提供工具---火电将面临排放和资源限制。一方面，火电的增加会面临碳排放的约束，2027-28 年时点已经接近我国碳达峰，此后再用煤电提升可控装机显然不可持续，包括天然气电也存在排放问题。另一方面，随着利用小时的减少，备用成本在度电层面会大幅的上升。今年火电容量电价分摊仅 2.2 分/度，但如果利用小时下降到 1500 小时即使容量电价单位不变度电也将提升至 6.6 分/度，实际全覆盖需要 22 分/度。这个显示出最高负荷增速快于电量增长的背后是电力系统对需求“刚性兑付”的源随荷动，需要为尖峰的更低利用小时支付越来越高的成本，经济性进一步降低。

与此同时，新能源+储能能够提供多少可控裕度有待商榷。原因在于极端天气不仅是反常的温度变化，极高或者极低的温度，更可能是反常气候持续的时间超过历史记录。我们在前面挑战一中中有较为详细讨论，考虑上述限制后，同时考虑到未来经济增长可能存在电力需求持续增长和碳达峰的压力，我们认为可以满足电力系统“更安全”的刚性诉求的技术工具也一定需要发生方向性变化。传统的电力体系本身是为了适应传统化石能源设计和发展的，因此如果能发展出一套更加适配低成本新能源的新型电力体系不仅将解决能源转型问题，也将带来更低的能源成本，这蕴含从 0-1 的产业发展机遇。我们梳理认为，面向碳中和的电力系统，可控裕度或来自三大路径：1) 需求侧资源（工商业储能、半离网零碳园区等）；2) 核能四代和小堆；3) 氢及氢介质长时储能，“十五五”期间将是相关技术验证的关键阶段。

路径一：需求侧资源对系统成本具备多方面优化效果

我们认为通过需求侧的灵活性资源降低最高负荷从而提升裕度是现阶段成本最低，最具政策可行性的方向，需求侧路径在 2030/2035 年的系统总成本低于氢能或核电路径 0.02-0.03 元/度。考虑到需求侧的价格波动幅度更宽，响应也更为自发，在同样的系统成本下，较供给侧的储能具备更显著的性价比。如果仅以工商业储能为代表，其主要问题是市场空间存在上限，不过也为供给侧新技术（核电、氢能）验证和产业化争取更多时间，而如果随着电力市场化推进可以在需求侧能发展出“源荷互动”的灵活性商业模式，则有可能进一步降低系统对于可控裕度的需求，实现电力体系和新能源更好的适配。

我们认为需求侧大致可以分为四种资源，可以起到对负荷曲线的削峰作用：1、源荷储模式，主要有分布式+储能；2、储能模式，主要有工商业储能；3、荷储模式，如储充，换电模式；4、灵活性负荷，如需求侧相应的空气源热泵，工业空调之类。其中工商业储能作为需求侧的灵活性资源是最具代表性的，可以做到削峰填谷，同时也相比模式 1 和 3 在目前的政策和经济环境下更容易直接落地。分布式+储能由于成本问题并不如直接安装分布式划算，储充虽然有利于电网潮流稳定但是在实际申请中并不能减少充电桩对容量的申请要求甚至还要增加。因此我们以工商业储能为例从量，成本，政策和技术，4 个维度看需求侧储能对于系统的优势：

- **从量的角度来看**，我们测算若要使得我国电力系统可控裕度从无政策情形下的 2027 至 2035 年从 1.1 回落至 1.01，修复至 2027-2035 年持续稳定在 1.1，若全部采用供给侧手段需要 2028-2035 年累计新增接近 250GW 的各类可控装机（对应年化 31GW），而若全部采用需求侧手段需要 2028-2035 年累计开发接近 220GW 的需求侧削峰能力（对应年化 28GW），由于需求侧手段作用于裕度的分母而供给侧手段作用于裕度的分子，因此需求侧手段相比供给侧手段是更为高效的，可以提升系统投资效率。
- **从成本的角度来看**，不增加系统整体成本，优化平衡成本。需求侧通过终端峰谷价差的套利，以优化负荷曲线。从成本角度，其不增加整体系统成本。从利润角度，需求侧一定程度上分走了售电环节的利润。由此，从需求侧发展的内生驱动来看，需要市场具备一定的峰谷价差，同时需求侧本身的度电成本具备性价比。
- **从政策机制上来看**，有更高的优先级，相较于供给侧储能，需求侧储能调峰可以是基于峰谷价差信号的自发市场化行为，无需经过电网调度，所以一方面不受到目前电改政策下供给侧储能商业模式不完善的影响，需求侧激励机制更清晰、更易形成投资；另一方面，虽然供给侧大储可以实际达到效果，但是从市场交易角度，其面临成本更低的火电和抽蓄竞争排序落后，因此虽然技术相同，但是在资源价值上大于供给侧。
- **从技术上来看**，可以化整为零，我们认为以光伏和电化学储能为主的新能源与传统能源还有一个本质的区别就是小型化和低操作门槛，使得电力行业从传统 2B 走向 2C，可以化整为零。储能虽然在中国可能不会像欧美一样走进千家万户，但是对于工商业企业来说，在 380kV 以下并不需要额外的申报流程，因此可以为小企业带来额外的电费节省，而储能易于搬迁的特性，也使得第三方租赁模式在中国更易铺开。

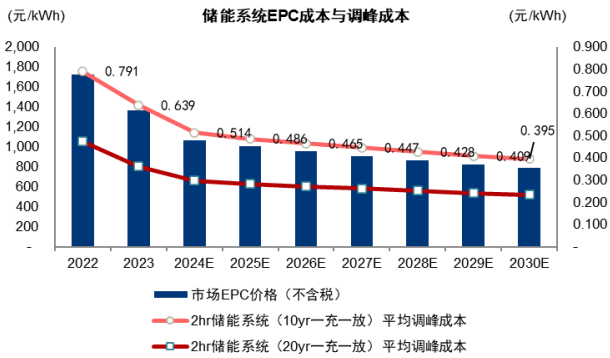
图表50：成本下降将推动工商业储能回报能力持续提升

工商业储能一充一放Equity IRR数据		系统单位成本(Rmb/kWh)													
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
平均峰谷价差 (Rmb/kWh)		1,721	1,363	1,069	1,003	953	909	865	821	787	757	727	697	667	637
0.20															
0.25															
0.30															
0.35															
0.40															
0.45								1.1%	4.0%	6.2%	8.3%	2.9%	3.9%	6.2%	9.5%
0.50				4.0%	7.4%	10.1%	12.6%	15.3%	18.2%	20.4%	22.6%	25.1%	27.3%	30.0%	32.9%
0.55				9.9%	13.3%	16.0%	18.6%	21.3%	24.3%	26.7%	29.0%	31.6%	34.0%	36.8%	40.0%
0.60			2.2%	15.2%	18.6%	21.4%	24.1%	27.0%	30.1%	32.6%	35.1%	37.8%	40.5%	43.5%	46.9%
0.65			7.1%	20.1%	23.6%	26.6%	29.4%	32.4%	35.7%	38.4%	41.0%	43.9%	46.8%	50.1%	53.6%
0.70	0.5%	11.4%	24.7%	28.4%	31.5%	34.5%	37.7%	41.2%	44.1%	46.8%	49.9%	53.0%	56.5%	60.3%	
0.75	4.3%	15.5%	29.2%	33.1%	36.3%	39.4%	42.8%	46.6%	49.6%	52.5%	55.8%	59.2%	62.9%	67.0%	

假设：
 1) 系统折旧10年，寿命10年，年工作时长330天
 2) 系统效率85%
 3) 系统每年衰减2.6%
 4) 系统维护成本为初始总投资2%
 5) 系统初始投资中70%为借款，期限10年
 6) 购电成本假设为0.4Rmb/kWh

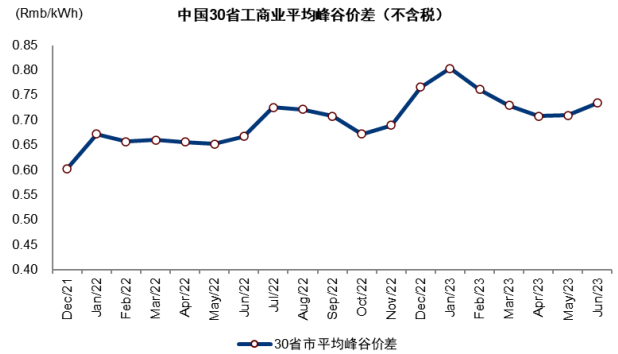
注：2023-2023E EPC 单位价格假设为华泰研究预测
 资料来源：CNESA，鑫椏资讯，华泰研究预测

图表51：储能系统EPC与度电成本在持续下降



注：2023-2030E EPC 价格为华泰研究预测
 资料来源：CNESA，鑫椏资讯，华泰研究预测

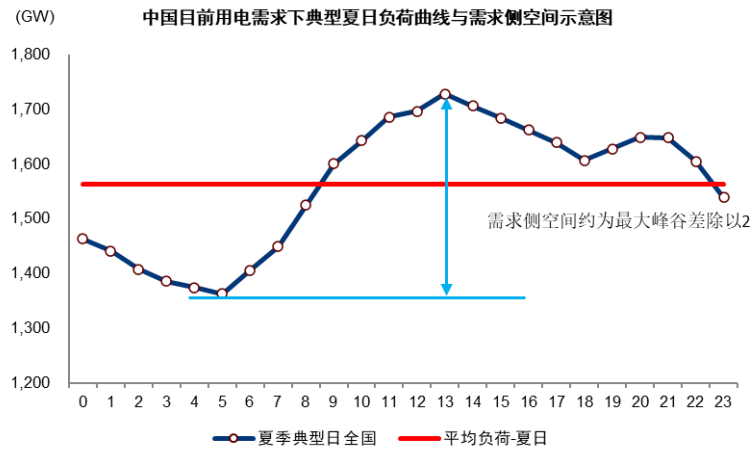
图表52：目前工商业峰谷电价差对于工商业储能具备吸引力



资料来源：北极星电力网，华泰研究

如果单独考虑需求侧资源，其量存在上限，但可以将裕度风险发生时间点从2027-28年延缓至2033年前后，为供给侧新技术的研发验证产业化争取更多时间。需求侧储能的资源总潜力即为从最高负荷到平均负荷的调峰距离，结合我国典型日负荷曲线数据，我们估算全国峰谷负荷差约21%、峰平负荷差约10%，基于峰平负荷差可得需求侧削峰资源空间在2030年前后合计约200GW（相当于最高负荷的10%）。若需求侧削峰资源从2024年起开始加速开发，我们测算即可将可以支持2028-2033年可控裕度从1.11以下提升回1.12水平。2033年需求侧削峰资源全部开发完毕后，供给侧新技术的增量需求将更为刚性，因此需求侧削峰也为供给侧新技术的研发验证产业化争取了五年的额外时间，可以更充分的验证不同技术路线的经济性和可靠性，为中长期侧规划提供更充分的支持依据。

图表53：中国典型的日内负荷曲线与潜在的需求侧空间示意图



资料来源：落基山研究所 (RMI)，华泰研究

在单一需求侧储能的基础上，往虚拟电厂聚合模式发展，最终探索终端源荷储多元模式、微网模式实现更大比例的新能源利用解决备用问题：行业此前在增量配网和隔墙售电上均做过大量探索，但是均因为种种阻力难以形成规模化的商业模式，而我们看到过去 2 年由聚合商以及虚拟电厂的虚拟交易主体可以在满足各方利益下，通过电力市场化的情况下加强各个资源间的灵活性，随着能源局推出《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》，要求积极支持新能源+储能、聚合储能、光储充一体化等模式发展，优先按照市场出清结果安排新型储能运行，并允许电站自建配套储能可以由电厂按照自身需求实施控制，更大程度的释放了机制灵活性。一方面这个解决了目前新型储能建而不调的困境，另一方面将更多平衡资源推入市场将有利于降低系统成本。未来在电力交易市场上作为边际出清的灵活资源显然在定价上具备一定的主动性，如果交易主体可以同时掌握需求和供给侧的灵活资源将在电力市场上获得更多的优势，也会带来实际的削峰填谷作用。而国家发改委于今年 11 月刚刚出台的《国家碳达峰试点建设方案》计划在全国推行 100 个典型的城市和园区碳达峰试点，我们认为一方面去探索、推进低碳节能的生产模式，另一方面我们认为在能源响应层面将有可能出现通过低碳园区摸索需求侧灵活性，以能源岛、零碳园区模式实现源网荷储的微网自我调节，减少对系统备用的依赖，最终实现“源荷互动”高弹性电网的新型电力模式¹⁷

从产业链视角展望，能源岛、零碳园区的模式若走通，未来也可以向海外如一带一路国家和地区进行出口，使得我国的能源对外出口从设备出口转为系统、模式出口，带动产业链全球布局和升级。

考虑到需求侧削峰资源或于 2030 年代初期被充分挖掘完毕，进一步维持我国电力系统裕度在电力负荷持续增长背景下的充裕性开始需要对供给侧可以提供绿色裕度的电源资源进行开发。如前讨论，我们认为清洁核能以及长时氢储能是值得重点关注的方向，当前相关技术均处于技术示范验证的初期，经济性较主流电源仍存在劣势，甚至技术可行性也在论证阶段。但是考虑到此类技术的需求将在 2033 年后迎来实质爆发阶段，我们相信在从当下到 2033 年的十年时间里，随着技术研发、渐进创新、规模效应的持续滚动前进，将更充分的为未来做好准备。接下来两个段落我们将聚焦于清洁核能、长时氢储能的发展逻辑以及降本路径进行系列讨论。

¹⁷<https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.202040>

路径二：沿海核电尚有空间，固有安全的第四代核电有望打开内陆新成长

总结而言，我们认为三代核电是稳定、清洁、经济的可控装机，目前二代与三代核电已提供了全国约 5% 的发电量。三代核电技术为水冷路线，出于安全和生态环境考虑厂址普遍位于我国沿海地区，我们预计沿海厂址储备还能支撑约十年、每年 10 台（12GW）左右的开发量。也就是说，十年后（2033 年）可能既是我国需求侧裕度资源也是三代核电资源开发进入尾声的时点。后续来看，在研的四代核电技术普遍使用非水介质作为冷却剂，且提升“固有安全性”，几乎消除发生严重事故的可能性，为核电厂址向内陆地区延伸开发提供关键性基础保障。据我们不完全统计，我国目前商用四代技术示范堆已有四台在运或在建，尚在沿海厂址，后续在研的实验堆型已有向内陆如北京、甘肃等地落子的案例。经济性角度来看，四代核电度电成本当前我们估算接近 0.6 元/度（不含税），产业规模化后目标约 0.45 元/度（不含税），高于成熟三代机租的 0.25 元/度（不含税），潜在提升电力批发成本，但我们认为其具备提升供电可靠性、降低电源波动性的价值。

二代和三代核电路线提供我国约 5% 的发电量，为沿海省份提供清洁、稳定、经济的可控电力系统裕度。核电作为稳定、清洁基荷的电源，可有效服务于双碳目标。目前我国在运以及在在建核电机组以第三代压水堆为主要技术路线，该技术路线依托液态水作为冷却媒介带走堆芯衰变热，从而控制反应堆堆芯温度在事故临界温度以下。因此，当前主流的三代核电技术需要依水而建，且为避免潜在事故污染生活水源，目前我国商用核电站全部布局于沿海地区，总装机潜力因此受制于我国沿海地带可开发利用核电厂址数量和规模（核电厂址的开发需要通过地震、地质、气象、水源、生态、人类活动强度等严格筛选）。

清洁沿海核电还有 2-3 倍开发空间。截止 2023 年 9 月，我们统计全国目前在运核电机组约 53 台/54.6GW，目前已开发核电厂址约 27 个，按每个厂址最多可开发 6-8 台核电机组、单台核电机组装机容量约 1GW 估算，我国沿海核电累计可装机规模约 150-200GW，我们预计电力系统清洁、安全、经济诉求推动下，沿海核电厂址有望得到继续得到充分开发，我国沿海核电的总装机规模较当前水平至多还有 2-3 倍的空间。

图表54：中国大陆核电厂分布图（截止 2022 年 12 月 31 日）



资料来源：国家核安全局 2022 年报¹⁸，华泰研究

¹⁸https://nnsa.mee.gov.cn/ztlz/haqbg/haqnb_1/202306/P020230616384155436005.pdf

在研的四代堆具备几大特征，赋能核电技术潜在向内陆推进，打破地域资源限制：

- **一方面，四代堆普遍使用非水介质作为冷却剂，如气冷堆（典型代表是高温氦气冷却石墨球床堆，即高温气冷堆）、液态金属冷却堆（典型代表是钠冷快中子增殖堆，即钠冷快堆）等，摆脱对水介质依赖，为核电厂址向内陆地区延伸开发建设提供关键性基础保障。**
- **另一方面，四代堆在安全性上较三代堆型进一步强化，由三代堆型“反应堆堆芯熔化事故概率小于百万年一遇、大规模放射性释放概率小于千万年一遇”的设计要求，进一步提升至“固有安全”，几乎消除发生严重事故的可能性。比如，高温气冷堆的固有安全性来自负反应温度系数，使得事故条件下反应堆在达到堆芯材料熔点以前就已经实现自动停堆，直接避免了放射性泄露的可能。**

据不完全统计，我国目前商用四代技术示范堆已有四台在运或在建（目前尚在沿海厂址），多台规划中（目前尚在沿海厂址），而诸多实验堆型正在研发建设阶段（其中已包括内陆厂址）。

- **山东石岛湾高温气冷示范堆¹⁹：**我国具有完全自主知识产权、全球首座具有第四代先进核能系统特征的球床模块式高温气冷堆 --- 山东石岛湾高温气冷堆核电站示范工程由中国华能集团牵头，联合清华大学、中核集团共同建设，额定功率 211MW，于 2012 年底在山东开工建设。2021 年，1 号和 2 号机组分别于 9 月 12 日和 11 月 11 日首次临界；2022 年 12 月 9 日，示范项目首次实现“双堆满功率”。根据国家核安全局 2022 年年报，2022 年石岛湾高温气冷堆示范工程运行安全状态总体可控，机组实现年发电量 0.0575TWh。
- **福建霞浦示范快堆²⁰：**中核霞浦 600MW 钠冷快堆示范项目于 2014 年 10 月总体规划方案获得国家批准，1 号、2 号机组分别计划于 2023 年、2026 年建成投产。
- **除上述已在建、在运的沿海示范四代堆项目以外，我国目前四代技术研究堆已有落于内陆**，包括中国原子能科学院 65MW 中国实验快堆（选址北京房山，根据国家核安全局该堆处于在运状态）、中国科学院上海应用物理研究所在建 2MW 液态燃料钍基熔盐实验堆（选址甘肃武威，根据国家核安全局该堆当前处于在建状态）、清华大学 10MW 高温气冷堆等（选址北京昌平，根据国家核安全局该堆当前未开堆运行）。**相关研发堆型的推进有望推动核能内陆利用安全性和可行性的持续验证。**

图表55：2022 年我国研究堆运行情况（不含长期停堆机组，前三个为四代堆型）

设施名称	设计功率	营运单位	运行情况
中国实验快堆	65MW	中国原子能科学研究院	运行
2MWt液态燃料钍基熔盐实验堆	2MW	中国科学院上海应用物理研究所	在建
10MW高温气冷实验堆	10MW	清华大学	未开堆运行
49-2游泳池式反应堆	3.5MW	中国原子能科学研究院	运行
高通量工程试验堆	125MW	中国核动力研究设计院	运行
岷江试验堆	5MW	中国核动力研究设计院	运行
18-5临界装置		中国核动力研究设计院	运行
中国先进研究堆	60MW	中国原子能科学研究院	未开堆运行
原型微型中子源反应堆	27kW	中国原子能科学研究院	未开堆运行
微堆零功率装置	-	中国原子能科学研究院	未开堆运行
高通量工程试验堆临界装置	-	中国核动力研究设计院	未开堆运行
中国脉冲堆	1MW	中国核动力研究设计院	未开堆运行

资料来源：国家核安全局 2022 年报²¹，华泰研究

¹⁹<http://m2.people.cn/news/default.html?s=MV8wXzE1MTkyNzk2XzQwODBfMTYzMTQ4NTgxNw==&from=sohu>

²⁰<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1752549516512571680&wfr=spider&for=pc>

²¹https://nnsa.mee.gov.cn/ztlz/haqbg/haqnb_1/202306/P020230616384155436005.pdf

核电提供裕度对电力系统的直接成本：我们测算传统三代核电的度电成本（首年为例）约 0.25 元/度（不含税），在沿海机组中具备经济性，是清洁、安全、稳定的基荷电源。未来若需将增量四代非水冷核电应用于非沿海地区支撑区域电网裕度，考虑到当前四代堆尚处于首台套示范阶段，单位造价约在 35-40 元/千瓦区间，为成熟三代堆型的 1.5-2 倍，对应首年度电成本约 0.58 元/度（不含税），较传统三代核电高出 132%。未来考虑小堆建造模块化、规模化降本潜力，产业预计单位投资额有接近一半的下降空间（25 元/kw），对应首年发电成本降至 0.45 元/度（不含税）左右，较三代堆型的成本增加由 132% 压缩至 80%，但仍会造成一定的综合发电成本抬升影响。

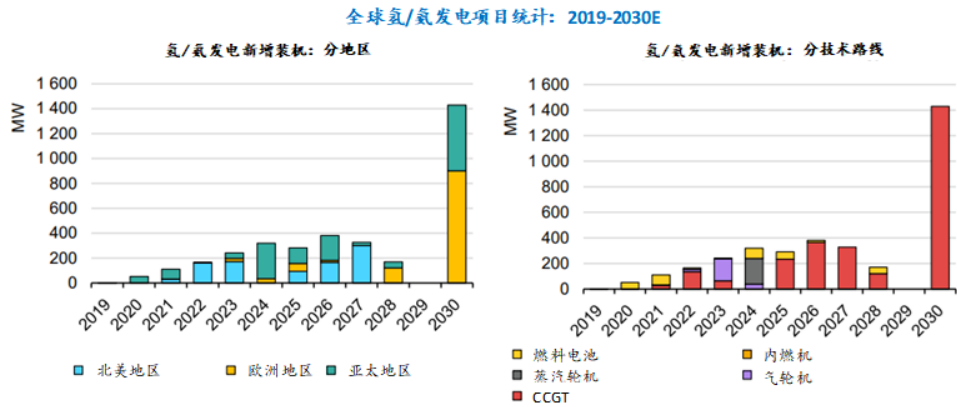
核电裕度对电力系统的间接成本：核电基荷装机占比的增长可能进一步压低煤电利用小时，导致煤电单位容量补偿费用随负荷率下降而增长。根据发改价格[2023]1501 号《国家发展改革委国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》：煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定，而通过容量电价回收的固定成本比例综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定；2024~2025 年多数地方为 30% 左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为 50% 左右；2026 年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%。这一政策也即意味着煤电发电利用小时越低、通过容量电价回收的固定成本越多。我们估算，核电装机每增长 10GW，假设将压低全国煤电平均负荷率约 0.3%，基于火电容量电价（元/KW）=（1-平均负荷率）*330，对应火电容量电价提高 0.9 元/KW 或 0.4%。

路径三：绿氢体系（甲醇、氨）工业化提速助力氢储运技术成熟和规模化降本

总结而言，相较于电化学储能方式，氢储能边际扩容成本低、自放电效应弱的优势使其更适合长时、跨季节储能，在供电侧为电力系统提供有效的裕度。我们测算当前氢燃料电池度电发电成本达到 2 元/度以上，在电力领域经济效益薄弱，但从产业发展的视角来看，氢能除了在电力以外，还在工业（合成氨、合成甲醇、氢冶金）、炼油、交通（陆路、航运）等领域有诸多应用潜力，且从成本竞争力角度来说这些领域的氢能应用或可快于氢能在电力领域的应用平价。因此，结合技术学习曲线的思维，氢储能相较于其他应用领域仅仅局限于电力的长时储能技术，或更受益于氢能应用场景和规模的扩张，借力一个完整的氢产业链（发、储、运、配）的经验积累与设施配套，实现更快速的技术迭代和更可观的规模降本。尤其是明年即将正式实施的欧盟碳边境税，有望推动船运、冶金等领域氢能/氢介质对传统能源的替代，加速氢产业链规模化进程，最终实现氢能在电力行业的经济化应用。对于电力领域，氢储能主要成本来自氢燃料发电本身，维持系统所需的备用成本不显著（一方面，氢燃料电池还具备可观的投资和折旧下降空间；另一方面，氢储运设施或可以与其他应用场景共用，摊薄基建成本），我们测算随着氢能在工业、交运等领域的产业化（尤其是明年欧盟碳边境税实施后的加速产业化），远期有望带动氢能燃料电池度电发电成本降至 0.8 元/度以下。这一成本下，我们认为可以支持氢能为电力系统提供尖峰时段电量（以山东省 11 月至今电力现货市场交易情况为例，实时现货最高、平均值分别 1.4、0.7 元/度）。

氢能电力应用在全球进入示范阶段，为我国电力系统长时储能、跨季节电量平衡提供解决思路。根据 IEA 统计，截止 2021 年末，全球已公告的氢电力项目合计 3.5GW，其中 85% 为天然气燃气轮机机组掺烧氢气，10% 为氢储能利用燃料电池发电，6% 为氢转氨掺烧煤炭机组发电。根据 IEA 统计，上述规划项目中的约 40% 将在 2030 年建成投运，可见氢能在电力行业的应用随着长时、跨季节储能在下个十年需求的提升而开始崭露头角。

图表56：全球已公告的氢与氨发电项目统计（IEA 2021 年数据）



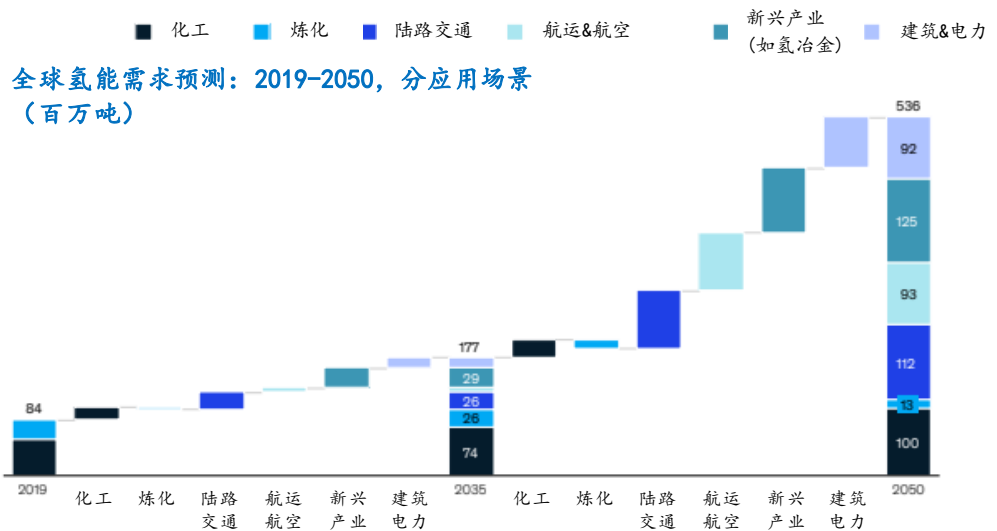
资料来源：IEA（2021），华泰研究

相较于电化学储能方式，氢储能具备几大优势，使其可以在供电侧为电力系统提供有效的裕度：1) 氢储能的技术设计可以将放电功率和放电时长脱钩，使得其边际扩容成本更低，适合长时储能场景；2) 氢储能无自衰减/自放电问题，而氢气逃逸问题未来或可通过媒介储存来解决，从而实现跨季节的能量存储。

此外，从产业发展的视角来看，氢能在电力中的应用或仅为其在能源转型中可实现的产业总规模的冰山一角。因此，结合技术学习曲线的思维，氢储能相较于其他应用领域仅仅局限于电力的长时储能技术，或更受益于氢能应用场景和规模的扩张，更好借力一个完整的氢产业链（发、储、运、配）的经验积累与设施配套，实现更快速的技术迭代和更可观的规模降本。

- 氢终端应用广泛，电力仅为冰山一角。氢作为一种可以在工业（合成氨、合成甲醇、氢冶金）、炼油、交通（陆路&航运）等不同领域进行零碳替代的清洁能源，其在能源转型中的潜在应用广阔。结合麦肯锡 2022 年全球能源展望预测，预计到 2035 年，全球氢能需求达到 1.77 亿吨，其中氢能应用的重心在化工（0.74 亿吨，42%）、炼化（0.26 亿吨，15%）、陆路交通（0.26 亿吨，15%）和新兴产业（0.29 亿吨，16%），而应用于建筑、电力领域的仅约 0.1 亿吨两级，占全部应用的~5%-6%，这一比例到 2050 年或提升至 17%（0.92 亿吨）。

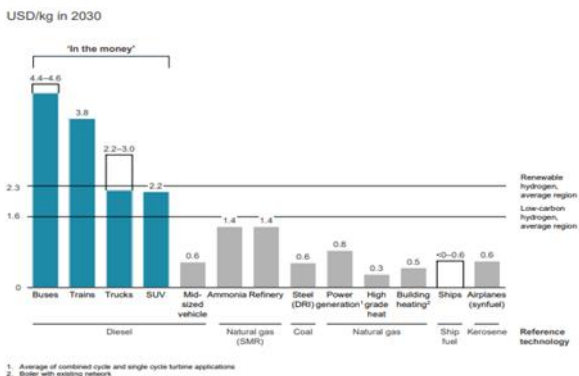
图表57：全球氢能需求预测（2019-2050，分应用场景）



资料来源：麦肯锡（2022），华泰研究

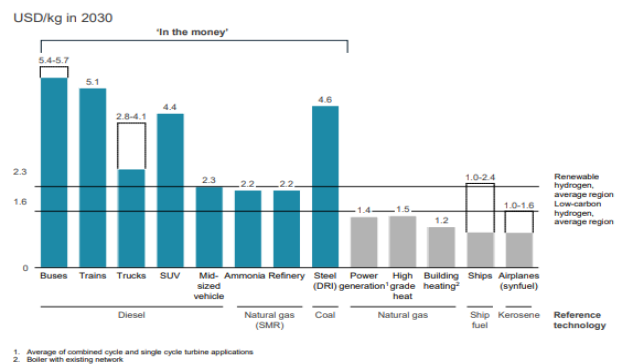
- 从产业链发展脉络来说，绿氢在陆路交通、化工炼化、冶金、航空航运领域的平价均早于在发电侧，产业链规模扩张为氢能电力应用提供借力。根据麦肯锡《氢能平价之路》测算，预计绿氢在各类陆路交通场景将率先实现平价（下图左，预计 2030 年绿氢生产成本 1.6-2.3 美元/kg，低于陆路交通氢能平价所需的 2.2-4.6 美元/kg）；若考虑碳成本的全面传导则绿氢可以陆续实现在氢冶金、合成氨、炼化、航空航运领域平价（下图右，基于 100 美元/吨碳价假设，与欧盟碳市场 2024-25 年碳价预测值接近，上述领域氢能平价线分别 4.6、2.2、2.2、1.0-2.4 美元/kg，vs 不考虑碳成本的平价线分别 0.6、1.4、1.4、0.6 美元/kg）。欧盟碳市场减排斜率的加速以及碳边境税的正式实施均有望加速绿氢在海外的平价节奏，拉动相关发、储、运、配设施及技术的完善，最终为氢能电力应用提供借力、分摊电力领域应用氢能的系统成本。

图表58：氢能分应用场景平价线（不考虑碳成本）



资料来源：麦肯锡（2020），华泰研究

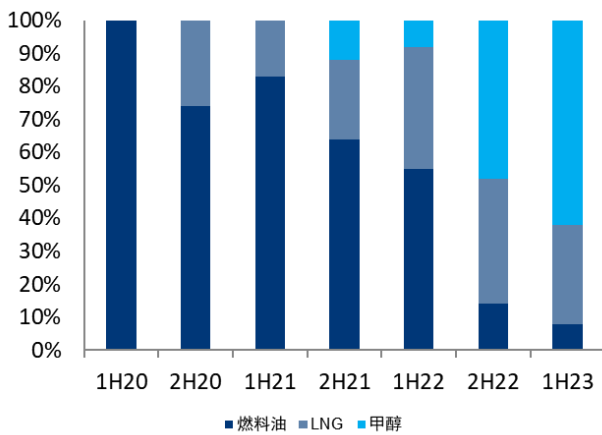
图表59：氢能分应用场景平价线（考虑碳成本）



资料来源：麦肯锡（2020），华泰研究

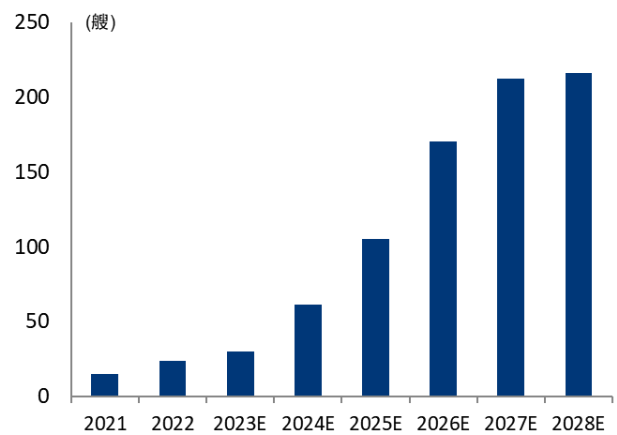
- 其中，欧盟碳政策催化下，2024年船舶绿色甲醇（包括生物质甲醇和电甲醇，后者以绿色氢气为原料）或率先加速应用。欧盟碳市场对航运业碳排强度管理将从2024年开始实施，对航运业的碳配额购买要求为2024/2025/2026后分别占其总排放量的40%/70%/100%，政策覆盖范围为产生于欧盟境内航运的100%排放（装卸港均在欧盟境内）以及欧盟进出口航运的50%里程排放（装卸仅其中一港在欧盟境内）。全球最大船运公司马士基于今年上半年明确绿色甲醇作为公司替代船用重型燃油推进减排的技术手段，拉动全球绿色甲醇船舶采购热潮。根据DNV统计，2023年甲醇船舶订单加速落地，自1H23其甲醇船舶已经成为全球新签船舶订单中的主流（占比60%+），截止9M23，全球签订量累计134艘，接近2022全年（35艘）的4倍。基于目前在手订单规模，我们预计到2028年全球船用绿色甲醇需求将达到起码1千万吨/年（假设其中60%为以氢气为原料的电甲醇路线，40%为生物质甲醇，每单位甲醇需要0.18单位氢气原料，对应氢气需求约1百万吨/年），2021-2027年复合增速146%。

图表60：全球新增船舶订单分动力结构统计



资料来源：Alphaliner (2023)、华泰研究

图表61：全球在役甲醇船舶规模预期（2021-2028E）



资料来源：DNV (2023)、华泰研究

我们测算当前氢燃料电池度电发电成本达到2元/度以上，远期有望降至0.8元/度以下，这一价格下可以用于提供电力系统尖峰时段电量。未来发电成本下降的核心假设依据包括：

- **绿氢成本**：假设电解水制氢效率提升，电耗从当前的4.9kwh/方降至4kwh/方；假设电解槽CAPEX遵循莱斯定律（累计产出规模翻一番，单位生产成本线性下降），基于9%的斜率有45%的下降空间；假设绿电供电成本由当前的约0.3元/度下降至0.1元/度（我们预计晶硅钙钛矿叠层光伏电站有望达到这一水平），综合来看绿电制备成本有望从当前的23-24元/kg下降至10-11元/kg。
- **绿氢储运**：氢直接存储面临安全性、氢脆、气体逃逸等问题。氢的长距离传输和跨季节存储或依赖于介质存储，如合成氨、合成甲醇、液态有机氢载体、液氢等形式。而介质储氢会导致氢能量在转换过程中的损失从而提高储运成本，我们假设当前通过媒介存储的氢到氢效率为64%，未来技术进步/介质变化或提升至75%，提高能量转换效率、实现成本节约。
- **燃料电池**：基于行业预测，我们假设燃料电池CAPEX有望从当前的2.5元/w降至2030年0.5元/w，寿命由当前的2.5万小时提升至2030年3.5万小时，燃料电池效率由当前的55%提升至2030年75%（潜在需要技术路线变化）。

三条路径中优先发展需求侧具备较好的经济性

结论上来看，我们基于系统总成本趋势的对比，认为优先发展需求侧，对于系统具备最优的性价比。我们考虑以下三种情景：

- **情景1-基准情景**：优先开发需求侧，在需求侧资源达到上限后，继而通过第四代核电与氢能体系技术来作为2033-2035年裕度补充。
- **情景2-氢能**：仅使用氢能作为2027年之后保障裕度的可控装机补充。
- **情景3-核电**：仅使用第四代核电技术作为2027年之后保障裕度的可控装机补充。考虑到现实中核电年度审批存在上限，因此此场景仅用于成本与趋势对比。

我们可以看到：

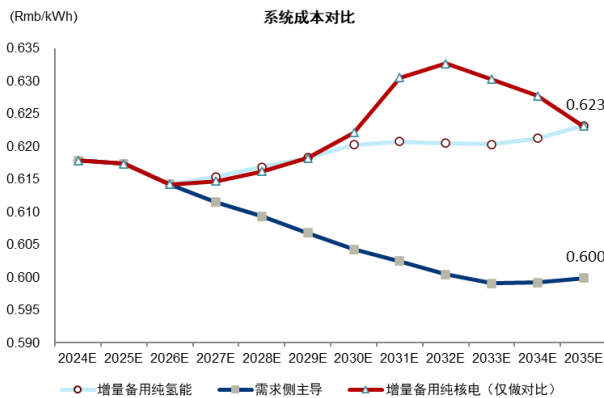
基准情景下，系统成本短期将伴随燃料成本与新能源渗透率提升而较快下降，继而整体保持稳定，新能源带动的电源成本下降可基本抵消系统其它成本的增长。整体系统成本在2033后将有小幅抬头，主要受影响于：1) 火电灵活性随着利用小时数不断的下降而减弱，平衡需求需要由新型储能完成，2) 裕度保障，2035年系统负荷曲线所对应的需求侧资源基本开发完成，系统需要增加备用装机保障裕度。3) 电网投资加速下，输配电价持续有所提升。但整体来看，我们认为2035年前系统成本波动在需求侧可开发资源的充分利用下，相对有限。

纯氢能作为备用补充，直接驱动备用成本快速提升：基于0.8元/度（不含税）的成本，以氢为支撑裕度的备用补充，对于系统来说带来接近线性的总成本增长。

第四代核电技术较基准情景而言，备用、平衡、电源成本均提升：

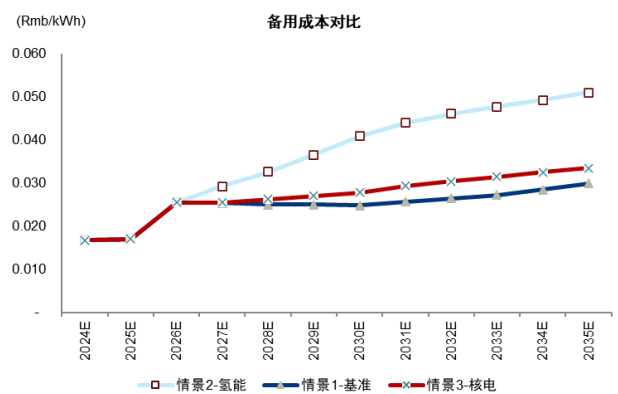
- **电源成本：**第四代核电技术发电成本相对较高，达0.4元/度（不含税），高于目前三代机组0.227元/度（不含税）。
- **平衡成本：**核电机组本身灵活性相对有限，因此作为可控装机补充，反而会压缩火电灵活性空间，使得火电加快变为纯备用电源，灵活性空间提前耗尽。受此影响，新型储能在供给侧较基准场景更快的成为主要的平衡电源，形成较明显的平衡成本的快速提升。随着新型储能技术的发展，其度电成本下降快高平衡电量的增长，2032年后使得度电平衡成本逐步下降。
- **备用成本：**核电对备用成本的冲击更多反映于火电角度，其压缩火电利用小时后，也提升了火电的容量电价，使得系统整体的备用成本提升。

图表62：保障系统裕度稳定的不同方式对应系统成本趋势



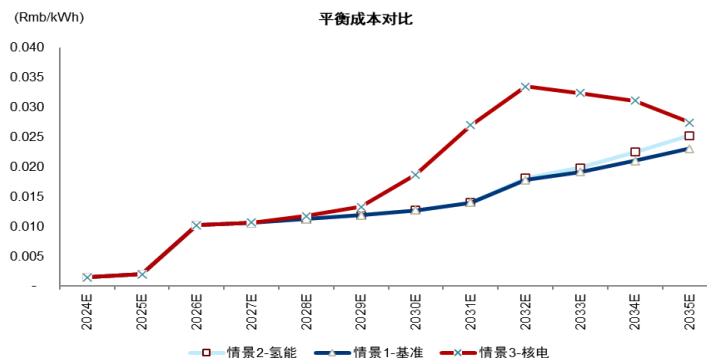
注：2024-2035E 数据为华泰研究预测
资料来源：能源局，中电联，华泰研究预测

图表63：保障系统裕度稳定的不同方式对应度电备用成本趋势



注：2024-2035E 数据为华泰研究预测
资料来源：能源局，中电联，华泰研究预测

图表64：保障系统裕度稳定的不同方式对应度电平衡成本趋势



注：2024-2035E 数据为华泰研究预测
资料来源：能源局，中电联，华泰研究预测

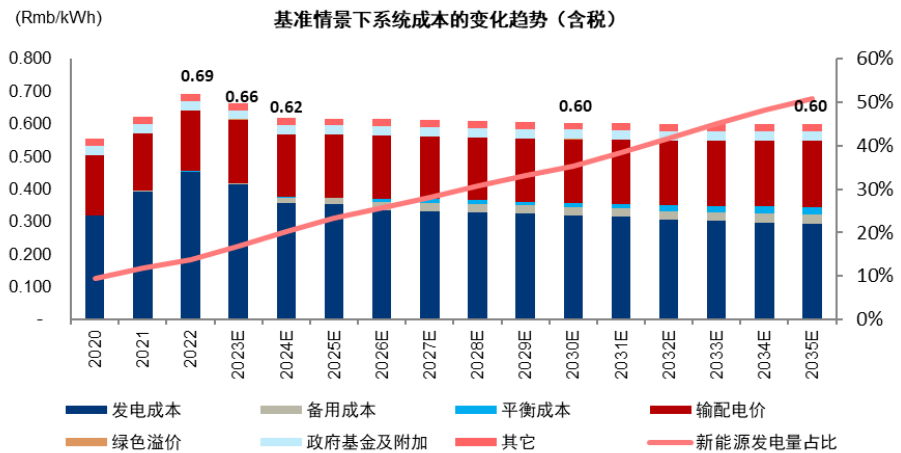
能源转型存在加速的可能

从系统成本结构去看，后续成本上升的主要压力集中在电力持续增长需要新技术提供绿色可控装机支撑，因此尽早释放需求侧灵活性不仅是成本最低的提供裕度方式，还可以为新技术发展赢取更多时间。因此从电改角度，我们认为在售电侧是否能推行峰谷电价，以及最后是否能将供给侧峰谷和负荷侧有机结合将是需求侧发展的关键。而随着新能源进入电力市场，我们预计其对电源成本下降的贡献不仅将会增加地方政府扩大新能源发展的积极性，也会在电价结构中为输配电成本的疏导打开空间，也会打开自身的消纳瓶颈，加速能源转型。我们乐观的预计能源转型将在电改的浪潮下进入良性循环，在新能源带动电源成本下降，配网投资加速，分布式新能源发展的循环下形成加速能源转型。

行业发展之路，多歧路，今安在？

结合电源的发电成本，我们从系统认为在严守安全底线，综合发挥机制体制与市场化的优势下，系统成本有能力在在 2024 年将迎来下降，并伴随新能源发电占比的持续提升而继续下行，2030 年后基本维持稳定。

图表65：基准情景（需求侧优先发展）下系统成本趋势



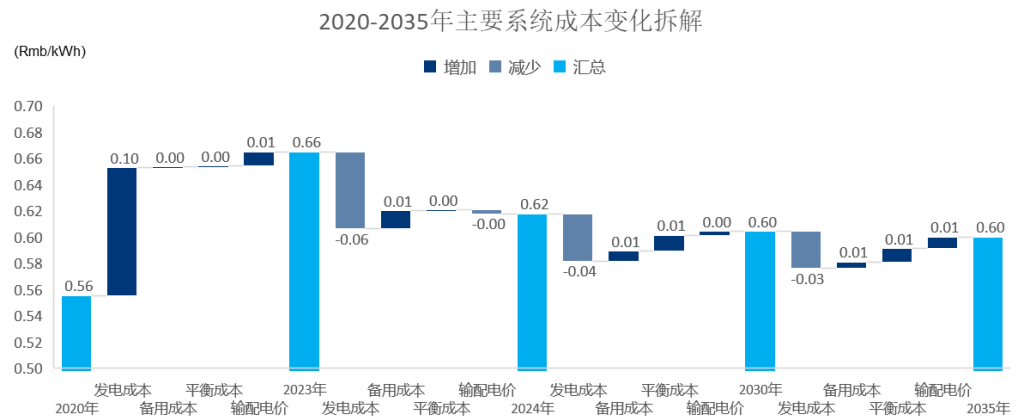
注：2020-2022E 数据根据已有数据拆分，2023-2035E 数据为华泰研究预测

资料来源：国网能源研究院，南方电网社会责任报告，中电联，统计局，华泰研究预测

我们考虑的基准场景中，新能源装机将持续增长，系统裕度的首先通过开发需求侧资源进行保障，继而通过第四代核电与氢能体系技术来作为 2033-2035 年裕度补充。从下图的成本拆解我们可以看到：

- **新能源主导中长期电源成本持续下降：**2024-2035 年新能源主导整体电源成本下降（2024-2030 年下降 0.04 元/度，2030-2035 下降 0.03 元/度，基本均为新能源贡献），备用、平衡、输配电成本由伴随新能源占比提升而逐步提升，其中短期备用相对显性，中长期来看备用与平衡成本增量相近。输配电价的上行短期相对不明显。
- **整体系统成本 2024-2030 年继续下降，2030-2035 年基本维持稳定：**2024-2033 年，受益于需求侧资源的持续开发，与新能源发电成本下降拉动作用的提速，整体电源成本下降可覆盖其它系统成本上升，带动整体系统成本继续下降至 0.6 元/度。2030-2035 年，随着需求侧资源逐步开发完成，平衡/备用/输配成本增长幅度提升，但新能源降本空间依旧可基本覆盖，整体系统成本维持稳定。

图表66：2023-2030-2035 系统成本贡献拆解



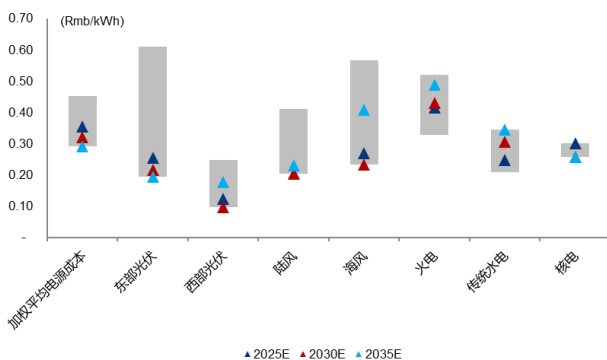
注：2020-2022E 数据根据已有数据分析，2023-2035E 数据为华泰研究预测
资料来源：国网能源研究院，南方电网社会责任报告，中电联，统计局，华泰研究预测

电力市场化的方向决定成败，我们认为，通过电力市场机制加大新能源比例可以降低本地电力成本，加快新能源产业发展，驱动新的商业模式。电力市场改革充斥着各种细节，不仅不同国家，甚至同一国家，例如美国市场对名词、定义、标准、规范都会不一样，中国目前电力市场改革亦是如此。因此从一个个市场去比较看，往往会有管中窥豹的限制。国家通过二批次电力市场化试点，在十四个省推行各自的电力市场化模式，显然也是在摸着石头过河，希望探索符合中国自身需求的电力市场模式。我们认为对于需求侧的资源发展，是否推动需求侧峰谷电价传导供给侧价格波动会较为重要，另外新能源如何逐步推入市场，以及如何让储能与新能源在报价上形成耦合也另一个关注点。

我们认为在明后年会有两个趋势概率较高：

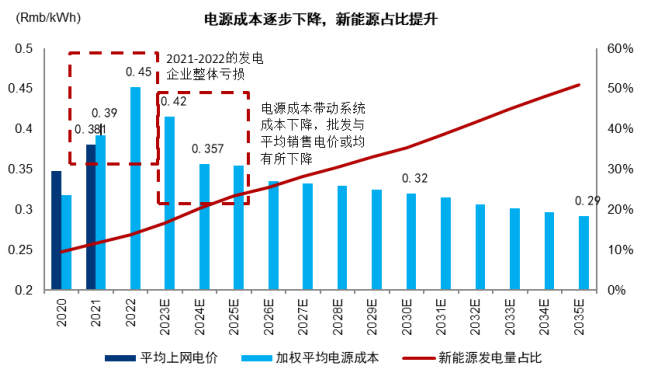
- 1，中国电力系统裕度充足且煤价外部压力较小的情况下，随着各省加快建立电力现货交易，以及推动新能源和储能进度市场，我们预期较 2023 年，电源成本在 2024/2030 年将看到 14%/23% 的下降，整体系统成本则于 2024/2030 年较 2023 年下降 7%/9%，因此可能带动平均销售电价 2024 年出现 3%-4% 以上的降幅。

图表67：不同电源 2020-2030E 电源成本区间与主要时点成本



注：2023-2035E 数据为华泰研究预测
资料来源：中电联，华泰研究预测

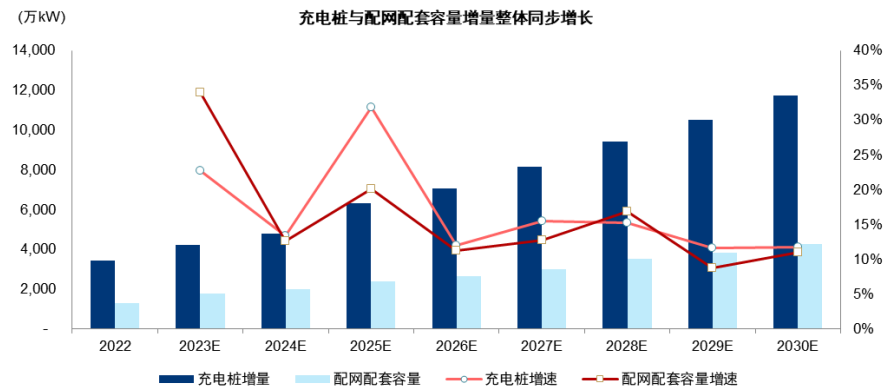
图表68：电源成本带动系统成本下降，或带动电价整体下降



注：加权平均电源成本，2023-2035E 数据均为华泰研究预测
资料来源：国网研究院，中电联，华泰研究预测

- 2，随着新能源车智能化提升以及购置和使用成本愈加明显，渗透率将持续提升，我们预期 2024/2030 年的充电桩新增规模将达到 48/117GW，较 2022 年约 31GW 的增量将增长 52%/272%。对应配网扩容需求将达到 1996/4249 万 kVA，较 2022 年增长 51%/221%，因此我们认为至少将带动配网投资 279/595 亿元。

图表69：充电桩建设将直接带动配套配网扩容，带来增量的分布式新能源接入空间



注：2023-2030E 数据为华泰研究预测
资料来源：中国充电联盟，华泰研究预测

能源转型的加速趋势

我们认为可能存在能源转型的加速趋势在于：

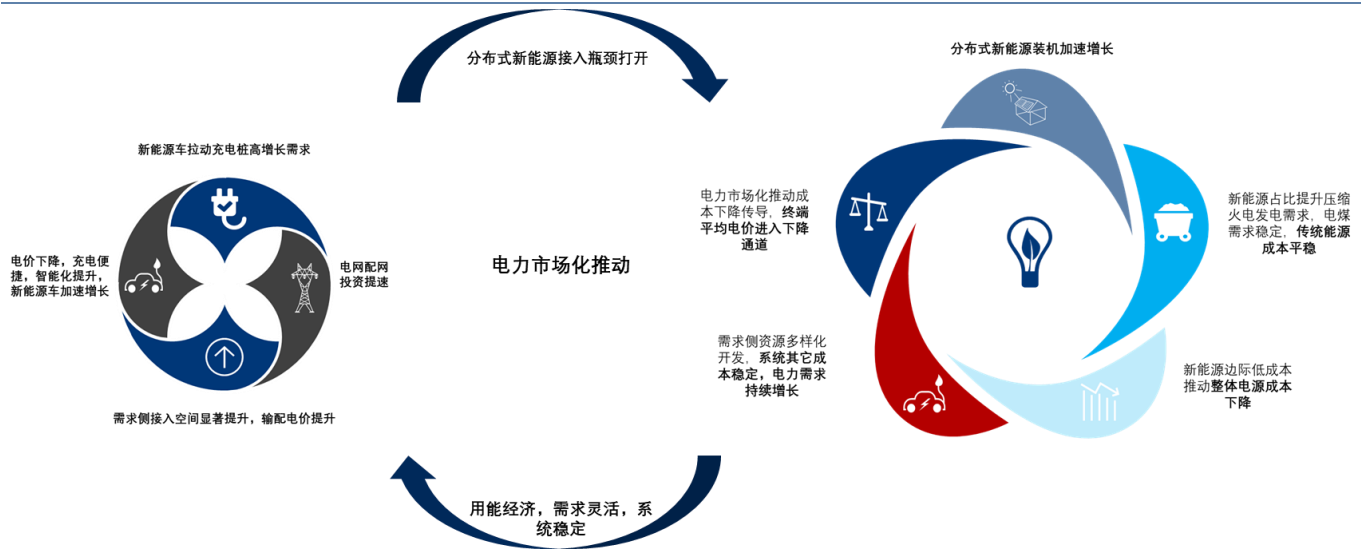
各地政府此前并未受益于新能源的经济性，如新能源进入市场交易后能带动电力成本下降，则政策上可能会进一步加大对新能源发展的支撑（如开放更多分布式建设场景，鼓励需求侧的资源灵活性利用，探索更多电力市场机制），带来新能源成本传导的同时因为电网投资本身带来配网消纳能力的提升。形成以下的正向循环：

分布式新能源开发提速->带来电源成本下降->需求侧资源开发，减少最高负荷增速->更低电力成本推动电能替代加速->新能源车-充电桩需求->拉动配网扩容->分布式新能源开发提速

而实现以上正循环的要点则在于：

- **加速分布式新能源发电的开发：**分布式光伏具备贴近需求侧，增量装机发电成本快速下降、安装灵活空间广阔的显著优势。其核心掣肘在于电网配网接入容量的不足，电源成本到电价传导机制的不完善。
- **加速需求侧资源开发，促进需求侧新形态，逐步推动源荷一体成规模虚拟电厂在需求侧的效用。**上述讨论中我们已清晰阐述需求侧资源对整体系统成本的优化效果，但其开发依旧需要政策、电力市场化、新形态的共同促进。
- **市场机制需要进一步放开，鼓励新能源建设与新能源合理参与市场化，以更好的疏导成本，促进需求。**我们认为在系统安全的背景下，通过传导分布式新能源开发带动的电源成本下降，地方政府将具备积极性推动更多分布式资源的放开与规范化，以解开目前分布式开发面临的增量资源非硬件成本提升的困境

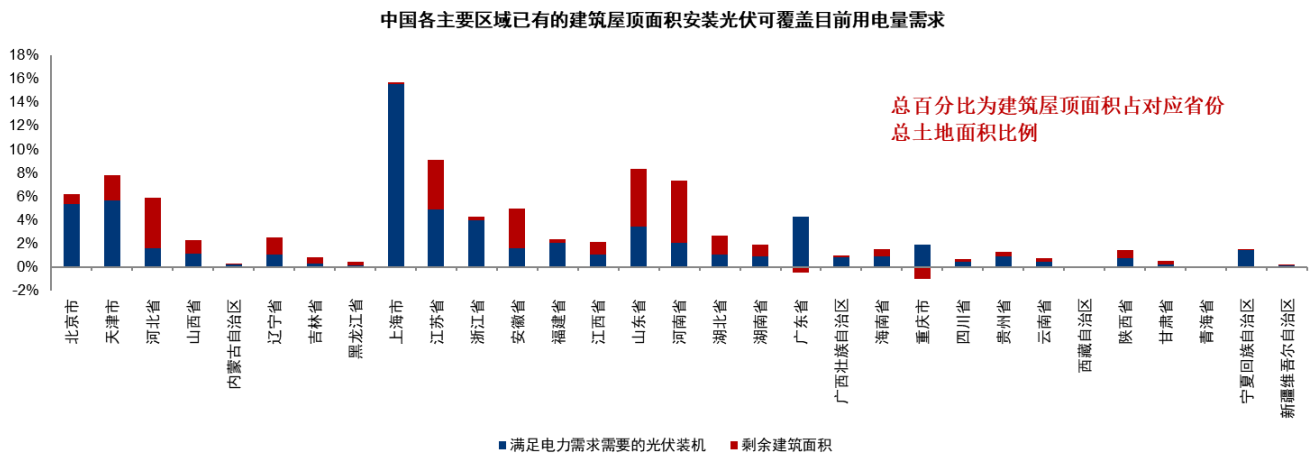
图表70：新能源车与分布式新能源发展的正循环



资料来源：华泰研究预测

新能源从资源禀赋上其实可以让大多数省份满足本地电力平衡，而技术上有存在化整为零的能力，因此可以带来新能源比例的扩大，不仅带动电源成本降低，而且将有望进一步减少对煤炭供给的压力，降低系统成本。根据《全国建筑物遥感监测与分布式光伏建设潜力分析》²²统计的中国各省份 2021 年总建筑屋顶面积，结合中电联披露的各省光伏利用小时数，我们测算除重庆、广东、青海外，绝大部分省份的 2022 年用电需求所对应的分布式光伏总面积，可由本省已建成的建筑屋顶总面积覆盖。整体屋顶资源从总量上充裕，特别是河北、河南、江苏、安徽、山东、湖北，相较于其用电需求，可开发空间充沛。

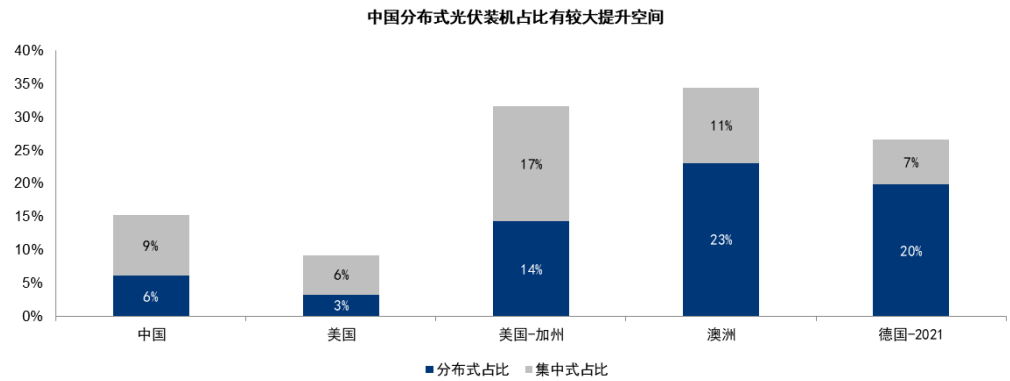
图表71：中国绝大部分省份已有的建筑屋顶面积可支撑满足电力需求的分布式光伏装机



注：满足电力需求需要的光伏装机占面积比重为华泰研究预测
资料来源：《中国工程科学》杂志，中电联，华泰研究预测

²²<http://www.engineering.org.cn/ch/10.15302/J-SSCAE-2021.06.017>

图表72：中国分布式光伏占总装机比例有较大提升空间



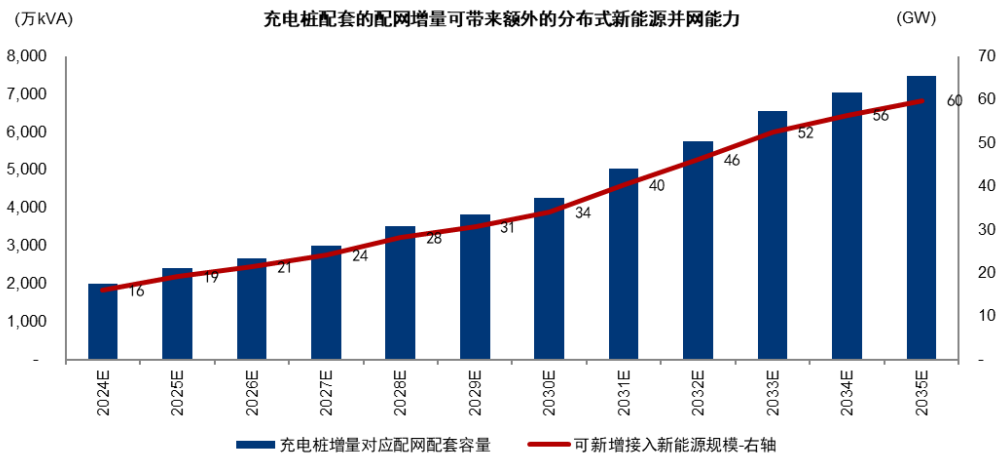
资料来源：中电联，IEA，EIA，华泰研究

作为分布式新能源并网的主要瓶颈，将受益于配网容量提升。

- 中国配网线路相较于海外发达区域具备提升空间。根据 IEA 统计对比，海外发达区域整体配网/主网的比例显著高于中国。单独与德国进行对比，中国高压配网/主网的比例与德国相对接近，但中压配网/主网的比例则较德国低 50% 以上，对应到每 km 的输电量上，仅考虑社会用电量，中国每 km 中压配网的输电量超过德国的 50%，若再考虑大量的分布式光伏带来的反向送电的压力，中国中压配网存在较大的容量提升需求。
- 中国近 5 年配网投资基本无增长。2016 年至 2022 年，中国年新增配网投资由 3118 亿元下降至 2754 亿元，过去 5 年基本上无增长，相较于迅猛发展的新能源车与分布式新能源，整体接入压力已逐步体现。

以 2023E 90GW 左右分布式装机能力为基准，考虑充电桩所拉动的增量配网扩容，整体分布式装机能力将可额外于 2025/2030/2035 年提升 19/34/60GW，整体分布式装机容量则至少提升至 109/124/150GW。

图表73：充电桩带动的配网扩容将带来可观的分布式新能源接入容量

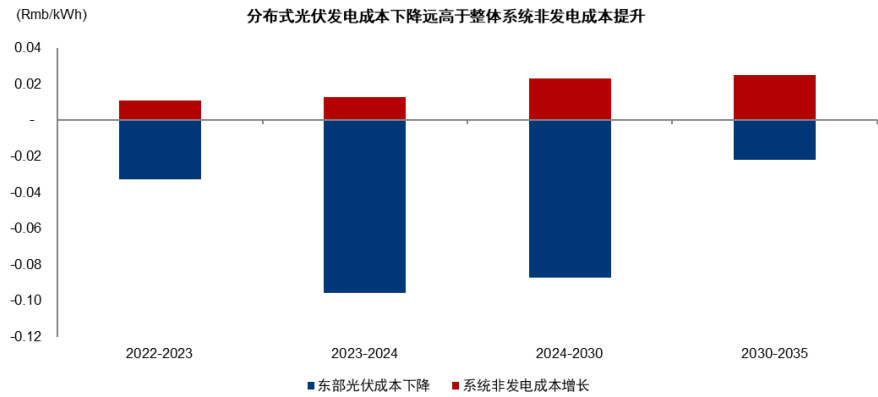


注：2024-2035E 数据为华泰研究预测
资料来源：中国充电联盟，华泰研究预测

新能源技术发展带动持续降本，增量分布式光伏发电成本较存量电源具备显著竞争力，且足以覆盖系统其它成本的增长。

- 新增装机边际发电成本下降幅度远超整体系统非发电成本的增长幅度，具备显著成本竞争力。
- 对于系统，整体新能源的发电成本下降需要合理的电力市场化机制以促进成本的合理传导，带动终端整体用电价格的稳定与下降，推动新增装机的需求。

图表74：分布式光伏增量的电源成本下降空间显著高于系统非发电成本的提升



注：2023-2035E 东部光伏成本，及系统非发电成本为华泰研究预测
资料来源：中电联，华泰研究预测

综上，从成本、安全性、发展空间考虑，分布式新能源具备充沛的发展空间

- 1) 系统安全性由最高负荷与可控装机保障，新能源占比不影响系统级别稳定性。
- 2) 系统成本短期下降后将维持稳定，分布式新能源带来的增量具备显著的成本优势。
- 3) 新能源车与新能源装机的联动将推动电网扩容，带来分布式新能源装机的持续增长空间。

宏观路径上可行，实践上则需要因地制宜，鼓励地方政府正视新能源发展带来的益处，合理统筹新能源发展，并稳步推进电力市场化，有序推动新能源进入市场，引导分布式新能源发展-新能源车发展-电价稳定的正循环。

- 有序推动新能源进入市场，发挥新能源发电成本优势，有效传导系统成本。
- 合理创造终端电价峰谷差环境，规范、统筹、推动需求侧资源开发，发挥需求侧成本竞争力，保障合理回报，创造良性竞争性需求侧市场业态。
- 加快充电桩配套建设，并推动配套电网扩容建设，鼓励分布式光伏-充电-需求侧储能的多业态协同。

图表75：中国各省光伏装机情况与目前电力市场化情况

省份	2022-总电力需求 亿度	2022-总装机量 万千瓦	风电 万千瓦	光伏 万千瓦	光伏-集中 万千瓦	光伏-分布 万千瓦	VRE装机占比	光伏装机占比	分布式光伏占光伏装机占比	是否电力现货市场试点	试点批次	连续结算周期	新能源参与市场方式
北京市	8,316	1,358	24	95	5	90	9%	7%	95%	否			
天津市	6,351	2,262	145	221	122	99	16%	10%	45%	否			
河北省	27,987	12,453	2,797	3,855	1,994	1,861	53%	31%	48%	否			
山西省	17,595	12,080	2,318	1,696	1,257	439	33%	14%	26%	是	第一批	>2年	仅报量
内蒙古自治区	26,817	16,888	4,548	1,561	1,430	131	36%	9%	8%	是(蒙西)	第一批	>1年	报量报价
辽宁省	16,489	6,580	1,173	601	381	220	27%	9%	37%	是	第二批		
吉林省	5,502	4,030	1,143	387	295	92	38%	10%	24%	否			
黑龙江省	7,377	4,180	943	475	367	108	34%	11%	23%	否			
上海市	11,041	2,830	107	195	24	171	11%	7%	85%	是	第二批		
江苏省	46,964	16,156	2,254	2,508	953	1,555	29%	16%	62%	是	第二批		
浙江省	36,462	11,793	423	2,539	613	1,926	25%	22%	76%	是	第一批		
安徽省	19,077	9,219	590	2,154	1,064	1,090	30%	23%	51%	否	第二批		
福建省	18,244	7,531	742	465	39	426	16%	6%	92%	是	第一批		
江西省	12,621	5,474	555	1,202	695	507	32%	22%	42%	否			
山东省	48,567	18,958	2,302	4,270	1,250	3,020	35%	23%	71%	是	第一批	>1年	报量报价
河南省	25,267	11,947	1,903	2,333	629	1,704	35%	20%	73%	是	第二批		
湖北省	17,025	9,437	778	1,316	976	340	22%	14%	26%	是	第二批		
湖南省	14,370	5,774	900	636	286	350	27%	11%	55%	否			
广东省	48,938	17,116	1,357	1,590	753	837	17%	9%	53%	是(南方区域起步)	第一批	>1年	报量报价
广西壮族自治区	14,097	6,259	946	520	437	83	23%	8%	16%	否			
海南省	2,641	1,307	29	246	200	46	21%	1%	19%	否			
重庆市	8,952	2,687	182	69	54	15	9%	3%	21%	否			
四川省	22,079	12,390	598	206	173	33	6%	2%	16%	是	第一批		
贵州省	11,409	8,087	592	1,420	1,397	23	25%	18%	2%	否			
云南省	15,141	11,145	912	585	525	60	13%	5%	10%	否			
西藏自治区	761	520	3	178	176	2	35%	34%	1%	否			
陕西省	15,201	8,110	1,164	1,516	1,194	322	33%	19%	21%	否			
甘肃省	9,611	6,781	2,073	1,417	1,311	106	51%	21%	7%	是	第一批	>2年	报量报价
青海省	5,899	4,468	972	1,842	1,806	37	63%	41%	2%	否			
宁夏回族自治区	8,040	6,474	1,457	1,584	1,492	92	47%	24%	6%	否			
新疆维吾尔自治区	22,393	12,112	2,614	1,578	1,546	32	35%	13%	2%	否			

资料来源：中电联，发改委，华泰研究

风险提示

1) 电力市场化不及预期

我们报告推演逻辑的核心在于系统成本短期的下降在于传统化石燃料价格的下降，中长期的成本下降与稳定在于新能源建设的提速，与需求侧的开发。同时我们预测整体系统成本的下降可传导到终端。

以上推论的重要前提在于电力市场化能继续推进，一方面使得成本可传导，另一方面需求侧的开发需要电力市场化所创造的市场价格基础与竞争环境。由此，若电力市场化不及预期，则整体需求侧开发与后续系统成本的稳定都可能受到影响。

2) 需求侧资源开发进度不及预期

作为有力支撑中国电力系统中长期裕度稳定的路径，需求侧的开发对于系统具备更优的性价比。但同时，需求侧的开发需要电力市场化，需求侧商业模式与产品规范化，需求侧聚合型业态发展等多方面因素共同推进。由此，若需求侧开发进度不及预期，则可能会使得中国在中长期裕度保障上需要选择成本更高的新技术来进行，影响整体系统的成本。

3) 氢能与四代核电技术发展不及预期

作为接力需求侧资源的主力新技术，氢能与四代核电技术是我们认为支撑 2033 年之后裕度保障的重要技术路径。若本身从技术发展、产业化规模上进展持续不及预期，很可能使得成本无法按我们预期的节奏下降，导致最终为支撑电力系统的安全，需要付出更高的成本。

4) 测算结果与实际发展存在偏差风险

文中的逻辑推演与判断基于大量的测算，包括 1) 对电网投资的测算，2) 电力系统成本的测算，进一步的其中也隐含了如需求侧资源开发、氢能等技术发展、新能源车发展等行业性假设。因此测算结果存在与实际发展发生偏差的风险。

免责声明

分析师声明

本人，刘俊、胡宇舟，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司（已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格，以下简称“本公司”）制作。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供本公司及其客户和其关联机构使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司及其关联机构（以下统称为“华泰”）对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，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。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。华泰不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰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。

本公司不是 FINRA 的注册会员，其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华泰及作者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。

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。华泰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。

华泰及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，华泰可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰的销售人员、交易人员或其他专业人士可能会依据不同假设和标准、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和/或交易观点。华泰没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰的资产管理部门、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。投资者应当考虑到华泰及/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信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人（无论整份或部分）等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并需在使用前获取独立的法律意见，以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求，同时注明出处为“华泰证券研究所”，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。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司制作，在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题，请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure 其他信息请参见下方“美国-重要监管披露”。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934年证券交易法》（修订版）第15a-6条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受FINRA关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师刘俊、胡宇舟本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括FINRA定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数），具体如下：

行业评级

- 增持：**预计行业股票指数超越基准
- 中性：**预计行业股票指数基本与基准持平
- 减持：**预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

- 买入：**预计股价超越基准15%以上
- 增持：**预计股价超越基准5%~15%
- 持有：**预计股价相对基准波动在-15%~5%之间
- 卖出：**预计股价弱于基准15%以上
- 暂停评级：**已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策
- 无评级：**股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

**法律实体披露**

中国: 华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格, 经营许可证编号为: 91320000704041011J

香港: 华泰金融控股(香港)有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格, 经营许可证编号为: AOK809

美国: 华泰证券(美国)有限公司为美国金融业监管局(FINRA)成员, 具有在美国开展经纪交易商业业务的资格, 经营业务许可编号为: CRD#:298809/SEC#:8-70231

华泰证券股份有限公司**南京**

南京市建邺区江东中路228号华泰证券广场1号楼/邮政编码: 210019

电话: 86 25 83389999/传真: 86 25 83387521

电子邮件: ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路5999号基金大厦10楼/邮政编码: 518017

电话: 86 755 82493932/传真: 86 755 82492062

电子邮件: ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同28号太平洋保险大厦A座18层/

邮政编码: 100032

电话: 86 10 63211166/传真: 86 10 63211275

电子邮件: ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路18号保利广场E栋23楼/邮政编码: 200120

电话: 86 21 28972098/传真: 86 21 28972068

电子邮件: ht-rd@htsc.com

华泰金融控股(香港)有限公司

香港中环皇后大道中99号中环中心58楼5808-12室

电话: +852-3658-6000/传真: +852-2169-0770

电子邮件: research@htsc.com

<http://www.htsc.com.hk>

华泰证券(美国)有限公司

美国纽约公园大道280号21楼东(纽约10017)

电话: +212-763-8160/传真: +917-725-9702

电子邮件: Huatai@htsc-us.com

<http://www.htsc-us.com>

©版权所有2023年华泰证券股份有限公司