



氢电耦合发展报告:长时储氢在并网与 离网绿氢项目中的配置与运行策略研究





关于落基山研究所（RMI）

落基山研究所 (Rocky Mountain Institute, RMI) 成立于 1982 年，是一家立足市场、独立运作的专业智库，致力于通过经济可行的市场化解决方案推动全球能源转型，构建繁荣、韧性、清洁的低碳未来。落基山研究所与企业、政策制定者、科研机构、创业者及跨领域伙伴广泛协作，推动战略性投资，以扩大清洁能源解决方案的规模化部署、减少能源浪费、并提升可负担清洁能源的可及性，在保障能源安全和经济效益的同时，携手共创可持续的美好愿景。目前，落基山研究所的研究和实践已覆盖全球 50 余个国家和地区。

作者与鸣谢

作者

陈梓浩, 高硕, 李婷, 田嘉琳, 张沥月

其他作者

江漪, 刘雨菁, 刘子屹, 谭光瑀, 王喆, 张博雅

作者按姓名拼音顺序排列。

除非另有说明, 所有作者均来自落基山研究所。

联系方式

高硕, sgao@rmi.org

陈梓浩, zihaochen@rmi.org

引用建议

陈梓浩, 高硕等, 氢电耦合发展报告: 长时储氢在并网与离网绿氢项目中的配置与运行策略研究, 落基山研究所, 2025, <https://rmi.org.cn/insights/hydrogen-power-storage/>

RMI 重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

除特别注明, 本报告中所有图片均来自 iStock。

目录

引言	6
第一章 风光制氢一体化项目发展现状与技术背景	8
1.1 近期政策导向：推进风光制氢一体化的弱并网、离网模式与集成化产业体系建设	8
1.2 前期研究洞察：一体化项目上网电量政策对项目规模和经济性起决定性作用，低压储氢相对于电化学储能是更为经济的选择	9
1.3 各类储氢在一体化项目中的应用：主流路线、时间尺度与成本区间	9
1.4 研究设计与项目假设	10
第二章 按月度资源情况配置长时储氢对风光制氢一体化项目装机与经济性的影响	11
2.1 配置长时储氢后的一体化项目优化装机情况	12
2.2 配置长时储氢对短时灵活性与成本结构的影响	13
2.3 配置长时储氢对项目与电网交互的影响	14
2.4 配置长时储氢对项目系统成本的综合影响	15
第三章 并网一体化项目：不同长时储氢配置与运行方式的对比与分析	16
3.1 按风季资源波动配置与运行长时储氢，可提升电解槽高负荷运行时长并降低电解槽装机需求	17
3.2 适度的风季波动幅度可更好地平衡场内与场外成本分配，较按月度资源波动运行的方式表现出更优的经济性	18
3.3 长时储氢按昼夜分段运行，有助于改善项目发电资源配置，提升发电资源的利用率	20
3.4 基于资源均值的日内两段式分时运行方式，可节约电网交互成本并降低项目对电网的依赖度	22
3.5 并网条件下，长时储氢仅在成本条件降至一定水平下时才具备配置优势，配置后需结合成本条件选用按风季调整或分时段的运行方式	24
3.6 讨论与小结	25

**第四章 离网一体化项目：配置长时储氢或成为改善项目经济性的必要
选择 26**

4.1 离网运行显著增加风光制氢一体化项目的装机冗余与系统成本 27

4.2 配置长时储氢可显著提升离网一体化项目发电资源的利用率，大幅减少发电资源配置的冗余程度 28

4.3 按风季资源波动配置和运行长时储氢时，离网一体化项目内长时储氢的优化配置规模较并网项目有所增加 29

4.4 离网一体化项目宜优先依托分时等效用氢曲线进行设计，长时储氢在大小风季按昼夜分段运行是离网项目经济性改善的关键贡献因素之一 30

4.5 讨论与小结 33

第五章 总结与建议：长时储氢在并网与离网一体化项目中的模式探索 34

参考文献 36

引言

氢能作为一种绿色低碳、应用广泛的二次能源，是实现可再生能源非电利用的重要载体之一，也是我国未来能源体系的重要组成部分。预计到 2060 年，氢能在我国终端能源消费中占比将达到约 10%—15%，可再生能源制取的绿氢将成为氢能的主要供给来源。这意味着每年将在制氢过程消耗约 3.6 万亿千瓦时电力，占全社会用电量的近五分之一。面对海量规模的电氢转换需求，如何实现氢电高效耦合与协同运行，是我国新能源发展和能源系统转型必须重点关注的问题之一。

着力提升风光氢储协同发展水平，是推动新能源多元化非电利用和集成融合发展的重要举措。2025 年 11 月 12 日发布的《国家能源局关于促进新能源集成融合发展的指导意见》（国能发新能〔2025〕93 号）指出，随着新能源规模越来越大、电量占比越来越高，系统消纳压力持续加大，迫切需要转变新能源开发、建设和运行模式，实现集成融合发展。坚持系统融合，强化多能源品种一体化开发，是今后一段时间新能源高质量发展的重要要求。文件重点提出要着力提升风光氢储协同发展水平，优化风光配比，合理配置储电、储氢设施，研发新能源发电与制氢储氢设施、用氢负荷的一体化自适应自调节系统，提升风光氢储一体化协同优化控制水平和自平衡能力，推动新能源弱并网、离网制氢模式发展。

2024 年末，落基山研究所在《氢电耦合发展报告：基于绿氢项目尺度的发展策略研究》报告中依托既有政策条件和技术发展趋势，定量化探讨了风光制氢一体化项目的风光配比和储电、储氢配置思路。今年，落基山研究所基于过往研究，结合政策方向与行业趋势，在本报告中进一步探索和测算风光制氢一体化项目配置长时灵活性资源后的运行方式与项目经济性，探讨长时储氢配置在推动新能源弱并网和离网制氢模式发展中的作用。

在并网制氢模式下，长时储氢的引入显著改善了一体化项目的下网特性，减轻了公共电网运行压力，一体化项目全年下网电量分布更加均衡，季节波动明显减弱，下网电量的年内分布与公共电网的季节性供需情况更加适配；在按月度风光资源水平设计长时储氢运行方式的基础上，无论“做减法”还是“做加法”均有优化空间。“做减法”的风季波动方式可通过平滑月度负荷、降低峰值，改善项目配置与电网交互成本之间的平衡，在一定幅度内优化系统成本结构，“做加法”的两段式分时方式通过日内两段式运行强化了与可再生能源出力特性的匹配，减少对电网的依赖，提高资源利用效率，并助力实现电网交互成本优化。尽管长时储氢在项目运行和电网协调方面表现突出，但受建设成本较高影响，储氢部分成本有所上升，电网交互环节虽有所优化但改善有限，使项目整体经济性优势尚未完全体现。从成本经济性角度看，只有在长时储氢成本下降处于一定水平以下，并且采用适当的运行方式时，并网项目配置长时储氢才可能具备经济优势。

而对于离网风光制氢一体化项目而言，在用氢曲线柔性不足的情况下，长时储氢设施将成为项目的必选项。离网后，系统需实现供需自平衡，在无长时储氢的情况下，发电与储能大规模超配，发电资产较同等用氢规模的并网项目增加近一倍，资源利用率大幅下降。引入长时储氢可改善能量匹配与系统效率，大幅减少发电资源配置的冗余程度，显著提升系统自调节和资源利用水平，系统成本较无长时储氢场景可下降约两成，将对项目经济性产生非常积极的影响。离网条件下，长时储氢设施在日内按预设功率分昼夜两段式运行，可进一步优化曲线匹配，在保证稳定供氢的同时有效压缩冗余投资，兼顾系统成本与效率的协同优化，表现出更优的经济性。离网一体化项目宜优先依托分时等效用氢曲线进行设计，长时储氢在大小风季按昼夜分段运行是离网项目经济性改善的关键贡献因素之一。离网一体化项目的优化需关注长时储氢在日内两段或多段运行的协调与响应能力，以支撑项目整体更经济、更高效的运行。

从**政策引导**角度看，可优先鼓励和支持离网风光制氢一体化项目探索长时储氢在季节性调节中的配置和应用；因地制宜地制定引导政策，优先在具有天然盐穴或废弃油气藏分布的地区落实引导政策；在并网项目方面，可考虑通过调整项目与电网交互的费用设计，提升长时储氢配置的相对经济性；在离网项目方面，可考虑通过对末端产品的差异化标识或差异化定价，提高离网绿氢项目下游产品的辨识度、竞争力和收益水平，以提升离网风光制氢一体化项目的经济性。

从**项目投资运营**角度看，当前长时储氢的配置成本，特别是人工岩洞模式的成本仍较高，有离网制氢需求的项目业主，宜优先以长时储氢资源分布情况为导向开展项目选址工作；对于并网项目而言，仅从项目经济性角度看，现阶段配置长时储氢通常不具备必要性；离网项目内的长时储氢设备亦需配备一定的日内调节能力，从项目经济性角度看，离网一体化项目的长时储氢至少需有能力完成日内两段式出力调整；除配置长时储氢外，离网项目业主可同时考虑提升用氢负荷灵活性，挖掘需求侧资源满足季节性调节需求。

绿氢产业是“双碳”目标下未来能源体系中的关键产业，也是推动新能源非电利用的关键载体。在新能源集成融合发展的大背景下，风光制氢一体化项目已成为实现电氢系统协同发展和强化多能源品种一体化开发的重要环节。长时储氢作为提供季节性调节能力、提升一体化项目自平衡水平的手段之一，将有助于新能源弱并网、离网制氢模式的探索与发展。本报告结合政策方向与行业趋势，通过情景模拟与优化，深入探讨配置长时储氢在并网与离网风光制氢一体化项目中的作用，以期为进一步优化绿氢项目配置要求、推动绿氢项目投资决策与落地提供可参考的判断依据，助力推动风光制氢一体化项目乃至整个绿氢产业蓬勃发展。

第一章 风光制氢一体化项目发展现状与技术背景

我国已成为全球最大的氢气生产和消费国，年产量超过 3,650 万吨¹。传统上，氢在石化、合成氨、甲醇等行业的利用主要反映了其作为工业原料的属性。在“双碳”战略背景下，氢的能源属性逐步凸显，其在终端用能中的角色不断扩大，尤其是在交通、工业供热、冶金等难以电气化的领域，氢能正在成为支撑深度脱碳的重要路径。同时，随着绿氢成本下降和制氢装备能力跃升，氢能在工业替代中的潜力日益显现。预测显示，到 2030 年我国氢燃料电池汽车保有量将超过 60 万辆，其中重型卡车占比接近一半，对绿氢的需求将超过每年 400 万吨²；到 2060 年，绿氢作为工业原料的需求预计将达到 4,300 万吨，可推动约三成钢铁产品、七成以上甲醇与合成氨产品实现零碳化，为我国工业体系的绿色转型奠定重要基础³。

2025 年正式施行的《中华人民共和国能源法》首次将氢能纳入国家能源管理体系，明确提出“积极有序推进氢能开发利用”，为氢能从工业原料向能源品种的战略转变提供了法律依据⁴。氢能从此具备与电力、天然气等能源同等的重要地位，为制氢、储氢、氢基燃料与氢能装备产业的全面发展打开了制度空间。与此同时，《氢能产业发展中长期规划（2021–2035 年）》系统阐明了氢能在国家能源体系中的定位，提出到 2035 年形成较为完善的氢能产业体系，并推动氢能在交通、工业和能源转换等领域规模化应用，氢能将成为构建现代能源体系的重要支撑⁵。

综合供需趋势与政策导向来看，我国氢能产业正迈向更大规模、更广覆盖与更深层次的能源角色转变。随着可再生能源开发规模持续扩大、绿氢制取成本加速下降，氢能将在终端减排、工业替代以及能源系统灵活性提升等方面发挥越来越关键的作用。未来，氢能将在“能源 + 工业”双重属性下形成系统化应用格局，在构建新型能源体系、支撑重点产业绿色化转型以及保障能源安全方面承担更加重要的战略功能。预计到 2060 年，我国绿氢将成为最重要的分子能源之一，与风光等可再生能源共同支撑清洁能源体系的构建。

1.1 近期政策导向：推进风光制氢一体化的弱并网、离网模式与集成化产业体系建设

随着可再生能源在我国能源体系中的比重不断提升，国家层面已将风光制氢一体化项目视为提高新能源就地消纳能力、增强系统灵活性的重要方向。国家发展改革委与国家能源局在《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号）中强调要“创新新能源集成发展模式”，推动“沙戈荒”等新能源资源富集地区构建从可再生能源生产到绿氢、氨、醇等燃料制储输用的一体化体系⁶。通过将制氢及其下游产品视为灵活负荷，可以显著提升新能源消纳能力，缓解电网调峰压力，并推动形成“以绿造绿”的绿色产业链逻辑。

在项目运行层面，国家政策进一步强调**一体化项目需优化风光配比、合理配置储电与储氢设施，并具备自适应、自调节能力**。2025 年 11 月，国家能源局发布《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》（国能发新能〔2025〕93 号），明确提出推动“新能源弱并网、离网制氢模式发展”，这是政策首次在国家层面强调风光制氢项目不再完全依赖强并网条件，而是向具备独立运行能力、自主平衡能力和本地化消纳能力的运行模式转变⁷。这一要求源于大规模新能源基地面临的输电通道紧张、电网接入约束增强、外送能力不足等现实压力，也意味着制氢系统作为源端灵活负荷，将承担起更多吸纳高波动电力、平衡资源季节性差异的功能。

国家政策的出台为未来风光制氢一体化项目明确了系统定位：即**从过去依赖大电网支撑的能源用户，转向与产业深度耦合，并能够承载调节功能、具备独立运行能力的综合能源单元**。总体来看，政策已为风光制氢项目从并网条件向弱并网、离网条件下的发展奠定了方向，使其在未来能源体系中具备更高的自主性与系统价值。

1.2 前期研究洞察：一体化项目上网电量政策对项目规模和经济性起决定性作用，低压储氢相对于电化学储能是更为经济的选择

2024 年末，落基山研究所在《氢电耦合发展报告：基于绿氢项目尺度的发展策略研究》报告中，依托过往政策条件和技术发展趋势，定量探讨了风光制氢一体化项目的风光配比和储电、储氢配置思路。该报告主要聚焦于绿氢项目的关键政策变量和项目投资运营决策之间的互动关系，并以内蒙古风光制氢项目为研究案例，通过模拟与优化分析为政策制定者和项目投资方提供了可参考的建议。在项目设计中，报告重点考虑了上网政策、下网政策、电化学储能配置和低压储氢配置等关键因素对项目配置与经济性的影响⁸。

通过定量化分析，该报告发现：**上网电量比例与上网电价水平对风光制氢项目的装机规模、超配比例及平准化氢成本具有决定性影响，而下网电量比例则直接与场内灵活性资源配置情况挂钩。**当允许上网的余电比例提高（0%~20% 区间）或上网电价上升时，项目的上网收益显著增加，氢气的平准化生产成本随之下降，为进一步提高经济性，项目会自然倾向于超配风光装机规模。相反，当下网电量限制收紧至一定阈值（~5%）以下时，项目将无法依赖公共电网提供足够的灵活性，灵活性需求被迫向场内资源转移。为维持制氢系统稳定运行，项目需额外增配储能与储氢设施，从而显著推高整体成本。

在电化学储能和低压储氢等场内灵活性配置方面，该报告测算认为，低压储氢相对于电化学储能是更加经济的选择。尽管电化学储能对电网具有外部性收益，但其单位成本较高，使其在一体化制氢项目中缺乏经济性优势。相比之下，低压储氢展现出更高的性价比，特别是在需要连续稳定供氢的场合，低压储氢的循环次数和充放功率性能更为优越。因此，在多数场景下，项目会优先选择低压储氢作为主要场内灵活性配置，以实现系统经济性与运行可靠性的双重优化。

1.3 各类储氢在一体化项目中的应用：主流路线、时间尺度与成本区间

储氢技术近年来发展迅速，无论是用于日内缓冲、容量相对较小的短时储氢，还是面向季节尺度、容量更大的长时储氢，均已形成具有一定成熟度和经济性的技术体系，并与风光制氢一体化项目对自平衡与自调节能力的需求高度契合。在现有技术路径中，气态储氢占据主导地位，而液氢、液氨、液态有机储氢物（LOHC）等多种路线也正逐步从研究示范迈向工程应用，构成了不断丰富的储氢技术版图。

当前以储氢瓶罐为代表的气态储氢技术应用最为成熟和普遍，随着储氢需求提升，适用于更大规模和更长周期的地质储氢技术也展现出巨大发展潜力。储氢罐依托碳纤维复合材料等制造工艺，在制氢侧、公路交通加氢站以及工业用户的小时至周内缓冲需求中应用广泛。地质储氢则依托盐穴、废弃油气藏、多孔介质储层等天然或人工结构，在规模上具备显著优势，单位储氢成本低，是跨月、跨季储能的重要候选技术⁹。相比之下，液氢、液氨和 LOHC 等液体与化工类储氢技术虽具潜力，但从经济性与成熟度角度看，它们与本一体化项目在年度调节尺度下的适应性相对较低，本研究中亦暂未将其纳入长时储氢方案的重点技术考量。

结合不同用氢场景的实际需求，可以将储氢的时间尺度大致划分为两类。第一类是“小时—日—周”尺度的短期储氢需求，主要来自制氢侧的日内波动、公路交通加氢站的不连续补给以及工业用户的连续性生产需要。第二类是“月—季—年”尺度的长周期储氢需求，主要面向电力系统，用于应对可再生能源跨季节波动。为了更加直观地比较不同储氢技术路线的经济性，在图表 1 中分别将各类技术的成本范围进行了系统展示和对照。

图表 1 不同储氢技术的应用时间尺度与成本范围

技术路线	应用时间尺度	资本支出成本(元 / 千克储氢容量)
低压储氢罐	小时—日—周	3,300~4,370
高压储氢罐	小时—日—周	7,800~10,300
人造岩洞	月—季—年	300~350
枯竭油气藏	月—季—年	90~120
天然盐穴	月—季—年	50~80

1.4 研究设计与项目假设

在以往研究的基础上，今年，落基山研究所结合国家政策方向、产业发展趋势，以及储氢技术当前的实际成熟度，进一步开展了风光制氢一体化项目配置长时灵活性资源的运行方式与经济性测算。本研究将**重点分析长时储氢在推动新能源弱并网与离网制氢模式发展中的作用，旨在为优化未来绿氢项目的配置政策、支持投资决策与加速项目落地提供量化依据和实践参考。**

在研究方法上，本研究延续了上一年度《氢电耦合发展报告：基于绿氢项目尺度的发展策略研究》报告中对风光制氢一体化项目的核心假设，需保证连续供应下游年产 100 万吨钢铁的用氢需求，选取内蒙古作为模拟区域，分别构建项目在并网与离网两类条件下的运行情景，并围绕场内发电、制氢装机配置以及灵活性资源配置展开经济性分析与仿真测试，以评估不同配置组合下的系统运行方式与综合表现。

在发电方面，一体化项目主要由场内太阳能发电和风力发电组合提供制氢所需电力：光伏年利用小时约 1,700 小时且资源的分布在全年较为均衡，没有呈现出明显的季节性特征；风电年利用小时约 3,200 小时，呈现“大风季”与“小风季”明显分化的季节特征，其中三至五月风力较强、出力显著高于全年均值，七至九月风力较弱、出力显著低于全年均值¹⁰。

在灵活性配置方面，本研究区分了场外与场内两类资源路径，并将重点讨论将长时储氢纳入考量范围后对整体项目的影响。若项目具备并网条件，则其灵活性由场外公共电网与场内储能共同承担；若处于离网状态，则全部灵活性调节需由场内资源完成。场内灵活性依托储电与储氢两类手段实现，以满足不同时间尺度的调节需求。本研究选取电化学储能、低压储氢罐以及气态长时储氢技术作为典型代表，对其在不同运行情景中的作用、配置规模及经济性进行了系统模拟与评估。

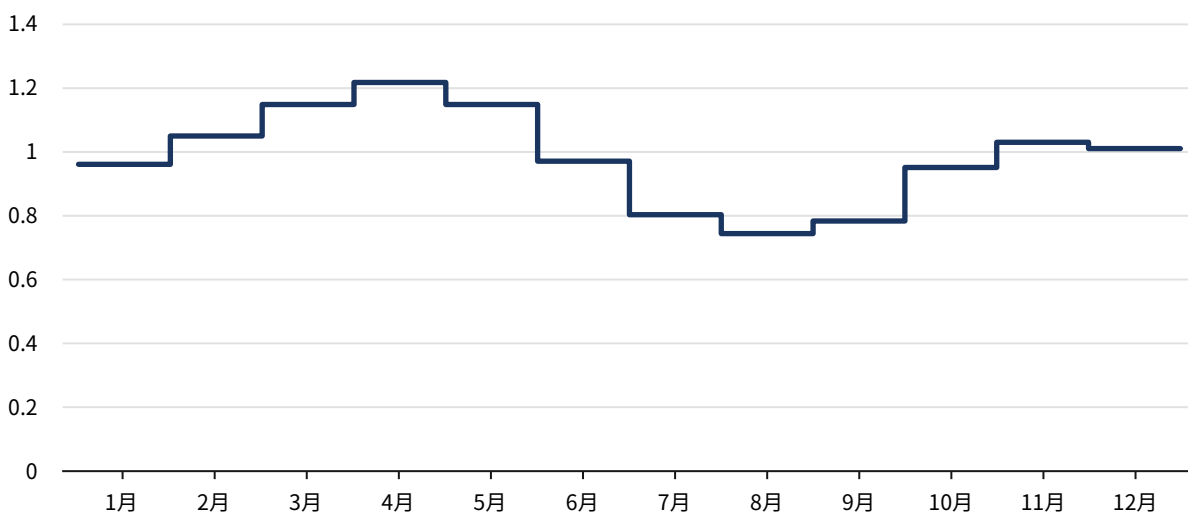
第二章 按月度资源情况配置长时储氢对风光制氢一体化项目装机与经济性的影响

基于对项目所处区域新能源资源特征与下游用氢需求之间结构性矛盾的理解，本报告围绕以丰补缺的思路考虑长时储氢在项目中配置的合理规模，本章内容在此框架下重点关注并网条件下一体化项目在配置长时储氢前后所呈现出的差异。通过对比配置与未配置长时储氢两种情景的装机配置与运行特征，探讨长时储氢对项目整体运行、调节能力及系统成本的影响。

从资源条件来看，项目所在地可再生能源出力在年内呈现出较为明显的季节性波动特征。为便于分析，图表 2 按全年资源均值归一化后，对当地可再生能源资源的年内分布进行了示意。可以看出，在 3—5 月的大风季和 7—9 月的小风季期间，项目所在地可再生能源资源水平与全年均值较为明显的偏离，分别显著高于或低于全年均值；其余月份期间，可再生能源资源水平与全年均值较为接近。这种年内分布特征，使得新能源资源供给与本研究假设的相对刚性的下游用氢需求之间形成了结构性错配，也构成了项目配置与运行优化面临的核心约束条件。

图表 2 项目所在地可再生能源资源月度分布情况示意

资源情况以全年资源均值作为基准归一化示意



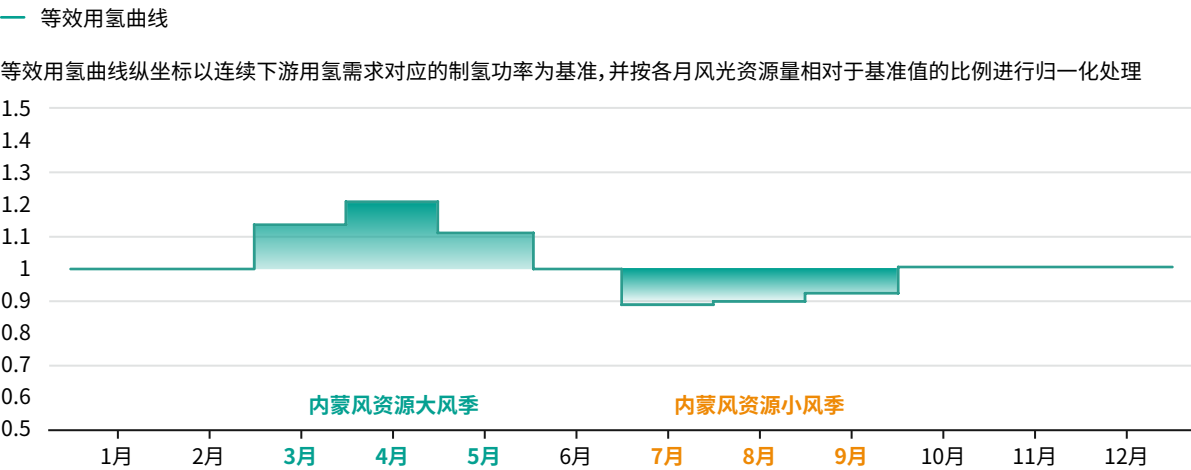
在此背景下，单纯依赖当期新能源资源难以在全年尺度上实现供需平衡，有必要通过引入长时储氢手段，将资源富余期的可再生电力转化并储存为氢能，用于弥补资源短缺期的供给不足。具体而言，理想的长时储氢配置可以支持系统跟随图表 2 中展示的项目所在地新能源资源季节性特点，在大风季充分利用超出下游用氢需求的可再生电力资源进行储氢，为小风季资源相对不足时提供保障。

基于这一思路，本研究首先从供需匹配角度出发，根据小风季可再生能源供给水平与下游用氢需求之间的缺口，对长时储氢装置所需的储氢规模进行量化测算，从而确定其合理配置水平。在此基础上，进一步结合新能源资源的年内分布特征与理想的跨季资源平移方式，对项目的等效用氢曲线ⁱ进行设计（见图表 3），以反映长时储氢在季节尺度上的调节作用。

ⁱ 本报告中的等效用氢需求（曲线）指的是实际用氢需求叠加长时储氢充放效果后的用氢需求（曲线）。

在控制层面上，本研究假设长时储氢主要承担季节尺度的能量调节功能，其运行状态在单一季节内保持一致，难以在较短时间窗口内频繁切换充、放氢模式。具体体现为，在大风季长时储氢以充氢运行为主，该阶段内长时储氢始终不参与放氢；相应地，在小风季以放氢运行为主，也不进行充氢操作。

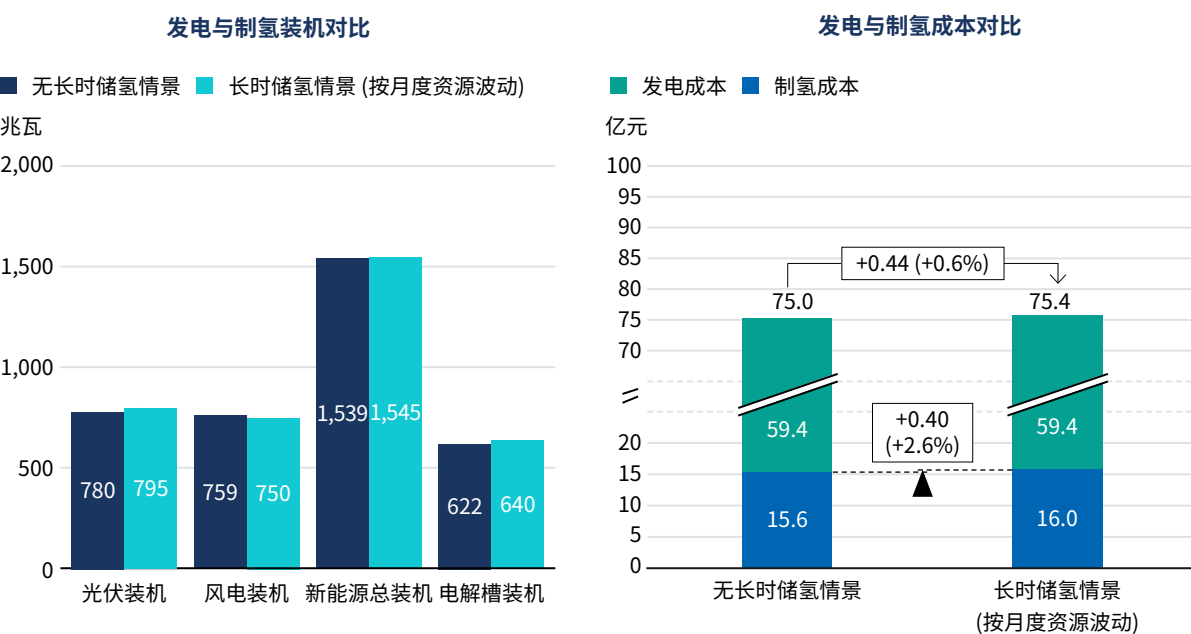
图表 3 项目等效用氢曲线示意



2.1 配置长时储氢后的一体化项目优化装机情况

基于长时储氢的配置情况，本章设置了两种并网风光制氢一体化项目情景，即无长时储氢情景与长时储氢情景，并将围绕这两个情景展开讨论。在无长时储氢情景下，项目的最优发电装机配置为光伏 780 兆瓦、风电 759 兆瓦，电解槽装机为 622 兆瓦（见图表 4）。而在长时储氢情景下，项目装机略有调整，光伏增至 795 兆瓦（+1.9%）、风电降至 750 兆瓦（-1.2%）、电解槽装机增至 640 兆瓦（+2.9%）。由于装机配置差异较小，两个情景的发电与制氢配置成本差异不大，长时储氢情景略高 0.6%。

图表 4 情景装机配置与成本对比



在无长时储氢情景中，等效用氢曲线与下游实际用氢需求一致，即全年为一条平滑直线；相比之下，在长时储氢情景中，系统需要在风资源富余的大风季集中为长时储氢设施充氢，使该阶段制氢需求上升，从而抬高这一情景下等效用氢曲线的峰值水平。两个情景的等效用氢曲线不同、需求峰值不同，但模拟结果显示，两种情景下电解槽的优化配置容量基本相当。其原因在于，无长时储氢情景中配置了更大规模的低压储氢罐，使系统在运行过程中仍需在部分时段承担较高的实际瞬时制氢功率需求。尽管该需求未在等效制氢曲线中直接体现，但其对电解槽装机规模形成了约束。因此，两种情景下的实际制氢峰值功率水平接近，从而在装机规模优化结果上表现出相似性。

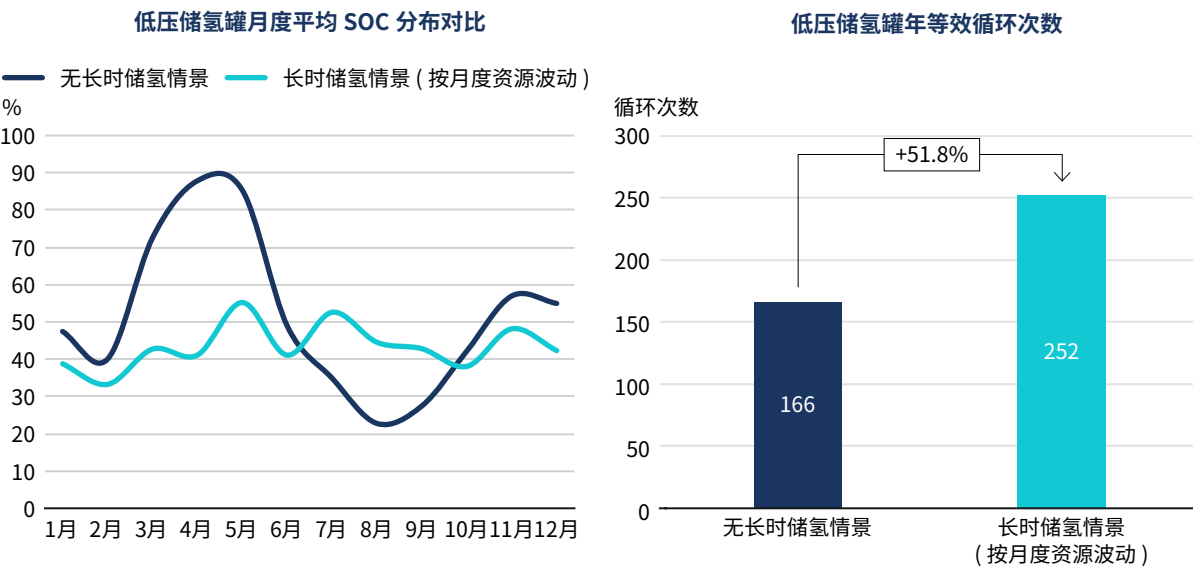
2.2 配置长时储氢对短时灵活性与成本结构的影响

在场内短时灵活性资源配置上，相较于电化学储能，两个情景均优先配置了低压储氢。模拟结果显示，低压储氢罐的装机容量在无长时储氢情景下为约 180 吨（相当于可以缓冲 26 小时下游需求），在长时储氢情景中下降至约 120 吨（相当于可以缓冲 17 小时下游需求）。

长时储氢情景相较于无长时储氢情景，低压储氢罐配置量减少约 33%。这一调整反映出，**长时储氢在季节尺度上承担了能量跨期平衡的功能，有效缓解了新能源资源在大风季与小风季之间的供需错配，从而释放了长周期调节需求对低压储氢罐部分调节容量的占用，提升了实际运行中单位容量低压储氢罐的有效调节能力。**由于低压储氢在长时储氢情景下能更有效地利用其装机容量，因而所需的装机规模相应下降。

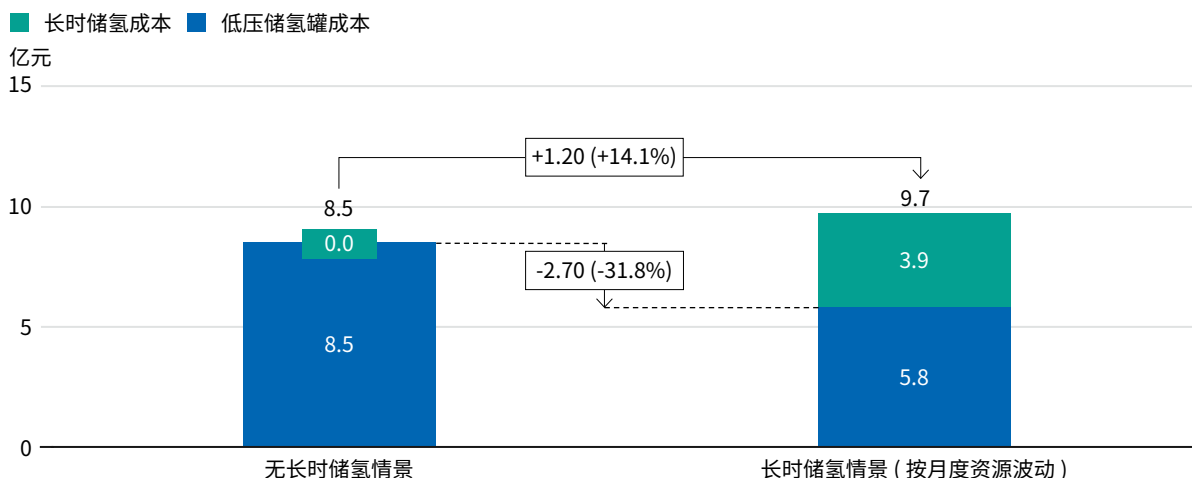
对低压储氢罐在无长时储氢情景和长时储氢情景下使用情况的拆解和对比，可以更详细的阐释这一变化背后的原因。如图表 5 中的 SOC（月度平均储氢状态）曲线所示，在无长时储氢情景下，低压储氢罐在大风季储量水平保持在高位，说明项目调用深度及频次有限，使用率不高。而在小风季，储量水平保持在低位，一方面是代表调用深度更深，代表在小风季对短时灵活性资源更高的需求；另一方面是由于发电资源量较低，没有足够的余量补充储氢罐储量。反观项目配置长时储氢后，SOC 曲线月度波动小，稳定在 40-50% 的区间内，说明在全年的充放水水平比较平衡，改善了大、小风季储氢罐分别在高、低位运行导致的调节能力受限的情况。同时，从低压储氢罐的年等效循环次数对比也可直观的体现长时储氢情景下配置的合理性：循环次数由无长时储氢情景下的 166 次增加至 252 次（+51.8%），表明储氢罐的利用率显著提升。

图表 5 低压储氢罐运行情况情景对比



从整体储氢的成本结构来看（见图表 6），无长时储氢情景的成本全部来自低压储氢罐，总储氢成本为 8.5 亿元；引入长时储氢后，低压储氢罐的成本下降至 5.8 亿元，但新增长时储氢装置成本为 3.9 亿元，使储氢总成本上升至 9.7 亿元，较无长时情景增加 1.2 亿元。总体而言，新增长时储氢使储氢部分成本有所增加，但其对低压储氢罐的运行效率提升显著，装机配置也有所优化。

图表 6 储氢成本情景对比

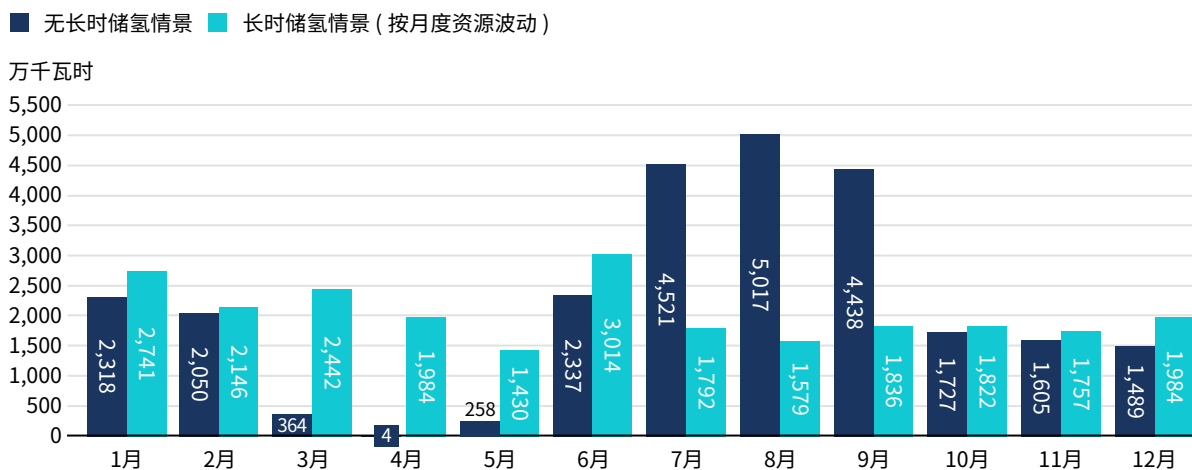


2.3 配置长时储氢对项目与电网交互的影响

在配置长时储氢后，项目的下网特征与年度电费结构均出现了明显变化。如无长时储氢情景下，月度下网电量随风光资源的季节性波动而显著变化：在 3—5 月的大风季，新能源出力充足，下网电量相对较少；而在 7—9 月的小风季，资源不足导致外购电量明显增加。

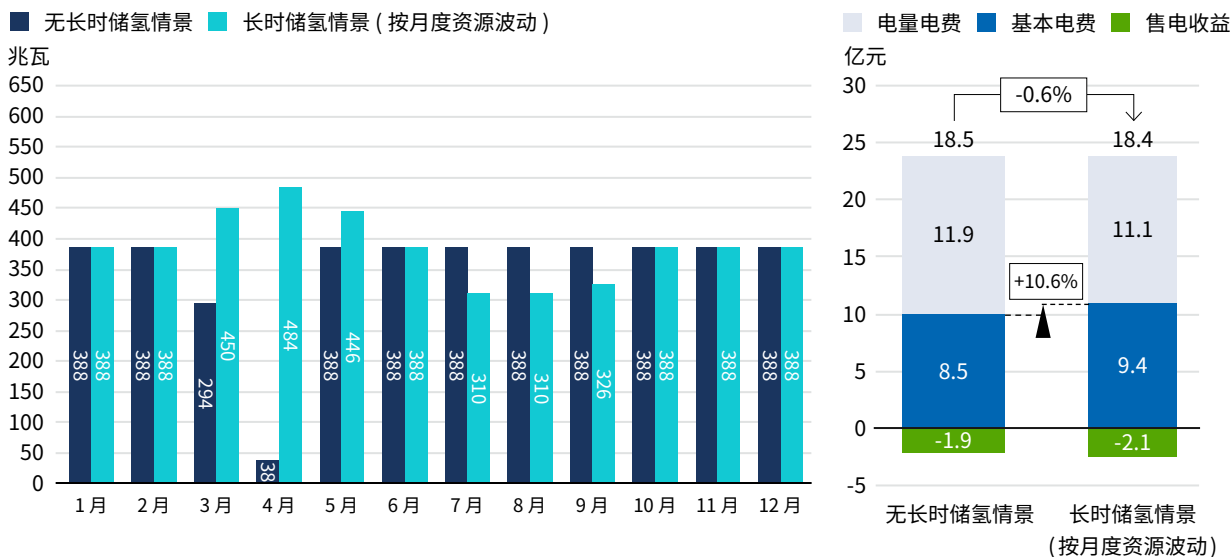
配置长时储氢后，全年各月的下网电量分布均衡，没有呈现出明显的季节性，年度总下网电量较无长时储氢情景减少约 6.1%，相当于每年减少购电约 1,600 万千瓦时。如图表 7 所示，在 7—9 月风电出力较低的时期，无长时储氢情景下网电量显著攀升，分别达到 4,521、5,017 和 4,438 万千瓦时，而长时储氢情景则通过释放前期储存的氢气，使同期下网电量降至 1,792、1,579 和 1,836 万千瓦时，大幅减少对电网的需求，降低了电网的压力。

图表 7 月度下网情况情景对比



从下网负荷的角度看（见图表 8），长时储氢情景对电网提出了更高的峰值负荷需求。由于该情景在大风季时需补足长时储氢中的氢气，因此出现更高的制氢功率峰值。在晨昏时段，光伏没有出力且风电出力不足时，制氢需求可能完全依赖电网下电。这导致项目该月用电的最大需量上升，导致工商业电费中除电量电费外的另一部分基本电费支出增加。数据显示，长时储氢情景下的基本电费上升 10.6%，而电量电费略有下降，最终使得全年电费总额由 18.5 亿元降至 18.4 亿元，降幅约 0.6%，整体实现了电费优化，但总体效果相对有限。

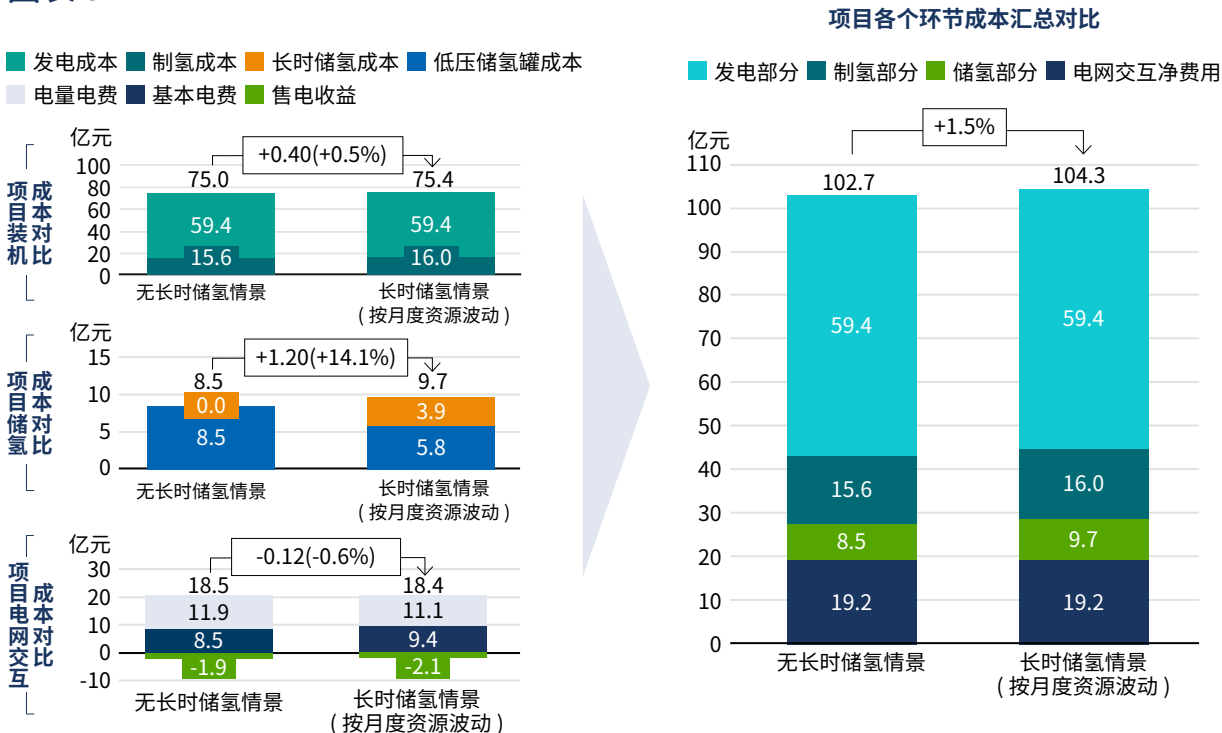
图表 8 月度下网峰值负荷与年度电费情况情景对比



2.4 配置长时储氢对项目系统成本的综合影响

从两个情景各个部分的成本来看（见图表 9），长时储氢情景较无长时储氢情景的发电与制氢环节的成本变化相对有限，整体水平相当；储氢部分虽然在低压储氢罐运行效率上得到明显改善，但由于长时储氢设备投资较高，整体储氢部分成本略有上升。电网交互部分的电量电费支出得到一定优化，但售电收益与电费节约空间有限；峰值负荷上升导致基本电费支出的增加，抵消了电量部分的优化效果。

图表 9 项目系统成本情景对比



综合结果显示，在当前长时储氢技术成本水平和电网交互条件下，配置长时储氢的项目其系统总成本略高于无长时储氢方案，尚未在经济性上体现出优势。但其在提升可再生能源利用率、改善短时灵活性资源利用效率、与减少电网交互成本方面具有积极作用。

第三章 并网一体化项目：不同长时储氢配置与运行方式的对比与分析

在并网条件下，前文的优化结果表明，基于月度资源波动相应地配置和运行长时储氢对项目装机规模的影响较小，对场内灵活性资源的运行与电网交互有一定的优化，在整体经济性上对比无长时储氢情景尚无明确优势。为进一步探索不同长时储氢容量配置与运行方式对项目的影响，本研究以月度资源波动情景为基准，通过在长时储氢的调用方式上做“减法”和“加法”，分别形成一系列风季波动情景和两段式分时情景，优化测算不同情景下一体化项目的投入与运行情况。

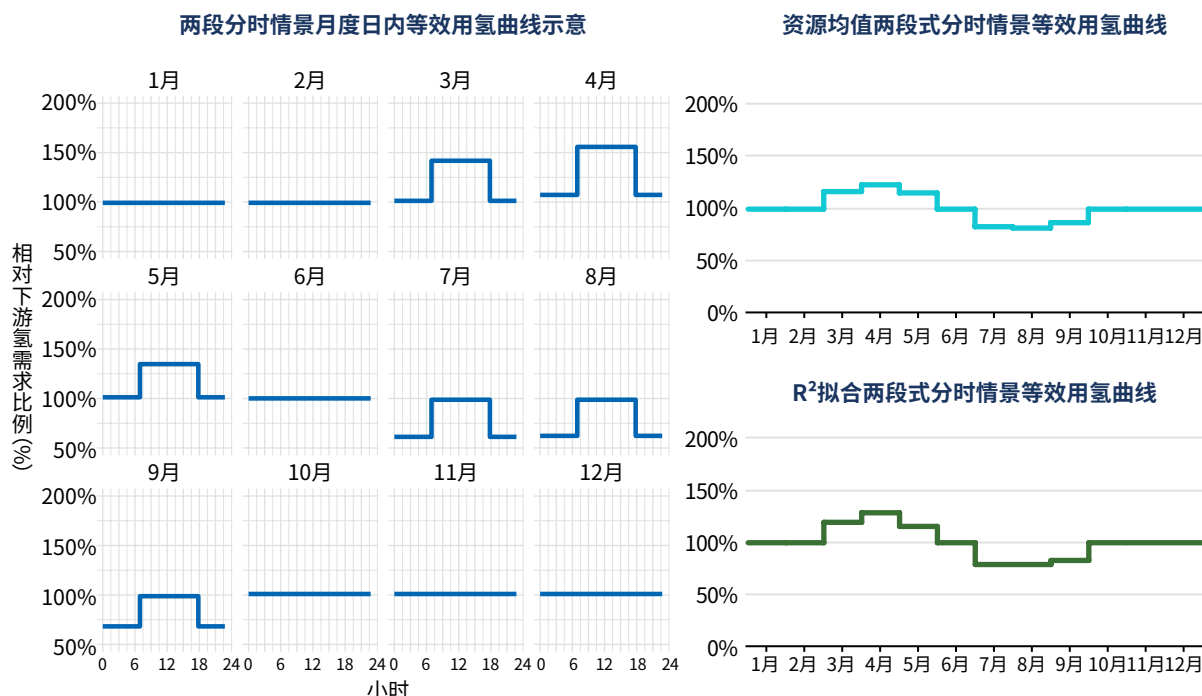
“做减法”的“风季波动情景”是指将长时储氢的运行方式，由按月度风光资源波动情况设置，简化为按季度风光资源波动情况调整，在全年仅按风季区分充放时点，并且统一长时储氢在整个风季中的充放功率（见图表 10 上）。波动幅度为在全年平均制氢负荷的基础上，在大风季上浮 5%–30%，并同时在小风季等量下调 5%–30%。按风季波动的曲线也将直接影响长时储氢规模的大小（见图表 10 下）。这组情景在运行层面更为简单，对实际项目操作可能更为友好。

图表 10 风季波动情景等效用氢曲线示意与对应长时储氢规模



“做加法”的“两段式分时情景”是在月度资源波动情景的基础上，进一步引入对日内资源波动的考量，通过考虑新能源的日内出力变化，对长时储氢的充放功率在日内进行两段式分解：在不改变日内长时储氢存取方向的前提下，光伏出力时段提高储氢净功率，非出力时段降低储氢净功率（见图表 11）。在具体项目运行的功率水平上，本研究也为这组情景匹配了两种方式，分别根据资源均值与资源分布趋势进行了细致调整，尽可能体现风光资源实际出力的日内变化趋势。ⁱⁱ

图表 11 两段式分时等效用氢曲线示意



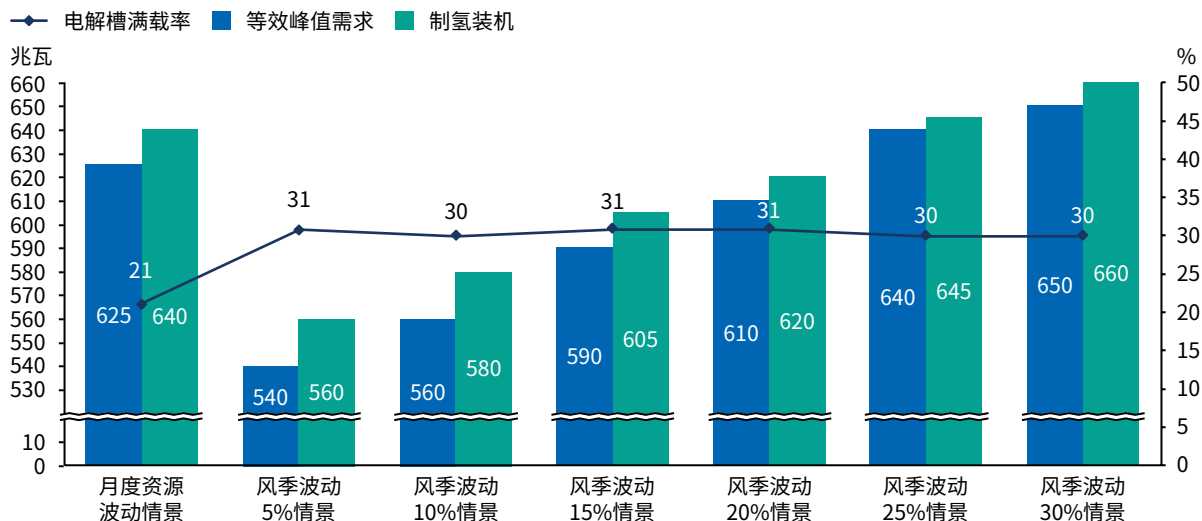
3.1 按风季资源波动配置与运行长时储氢，可提升电解槽高负荷运行时长并降低电解槽装机需求

长时储氢的运行策略会直接影响项目的负荷峰值水平与分布，对项目的装机配置、运行结果与系统成本带来影响。如图表 12 所示，风季波动情景相对于月度波动情景，等效用氢曲线的负荷峰值水平更低，但持续的时间更长。在月度资源波动情景下，项目的制氢负荷曲线紧随风光资源波动，每个月的负荷水平不同，更贴合当月的资源水平，年度最高峰值出现在资源量最好的四月。相比之下，风季波动情景对曲线进行了平滑化处理，峰值负荷水平在整个大风季保持一致，平滑处理后的各月数值更接近。

情景模拟发现，等效用氢曲线的负荷峰值将直接影响项目制氢装机规模，同时，这一规律与负荷峰值持续时间没有显著关联。如图表 12 所示，各个浮动水平的风季资源波动情景中，优化后的制氢装机水平始终略高于等效用氢曲线的负荷峰值，两者差值均保持在 5 兆瓦 -20 兆瓦这一区间。月度资源波动情景的峰值负荷对应资源量最好的四月，其峰值负荷与风季波动情景中浮动 20% 和浮动 25% 的情景接近，优化结果显示，其制氢装机水平亦与风季波动 20% 和 25% 的情景接近，制氢装机与负荷峰值之差为 15 兆瓦，与各风季波动情景保持着相似的规律。从以上模拟结果中可以看出，对于相似水平的等效峰值负荷而言，无论其持续时间是一个月还是一个季度，相应优化出的制氢装机配置均处于相似水平，项目制氢装机的配置规模取决于等效用氢曲线的峰值负荷水平，而峰值持续的时长对其影响较小。

ⁱⁱ 资源均值等效用氢曲线按风光资源的平均水平进行比例调整得到；R² 拟合等效用氢曲线则基于可再生能源实时出力数据，通过最大化等效用氢功率与资源出力之间的拟合优度（R²）进行拟合得到。

图表 12 月度与风季波动情景项目装机结果汇总



但是，同等峰值水平的条件下，峰值持续的时长将显著影响制氢设备的利用水平。由于制氢装机容量主要为应对峰值负荷而配置，峰值持续时间越短，年内以相对较低负荷运行的时段越长，装机利用率越难以保持在一个较高的水平。图表 12 中的模拟结果显示，月度资源波动场景下，电解槽的满载运行率约为两成，而延长峰值持续时间的各个风季波动情景，电解槽满载率较月度资源波动情景显著提高，各情景均达到三成，较月度波动情景提高约 50%。在风季波动情景下，系统在整个大风季内均保持高负荷运行状态，使电解槽有更长时间处于接近额定功率的区间，从而提升了制氢装机的综合利用效率。相反，月度资源波动情景中，由于峰值仅集中于个别月份，电解槽在其他时段负荷偏低，导致其年利用率下降。

在项目的实际运行中，这种差异可能会进一步放大。风季波动情景下，由于负荷变化更平缓、启停次数更少，电解槽可以减少部分负荷运行带来的效率损失和频繁启停的能耗开销。同时，更稳定的运行模式还有助于降低设备疲劳与维护频率，延长设备使用寿命。

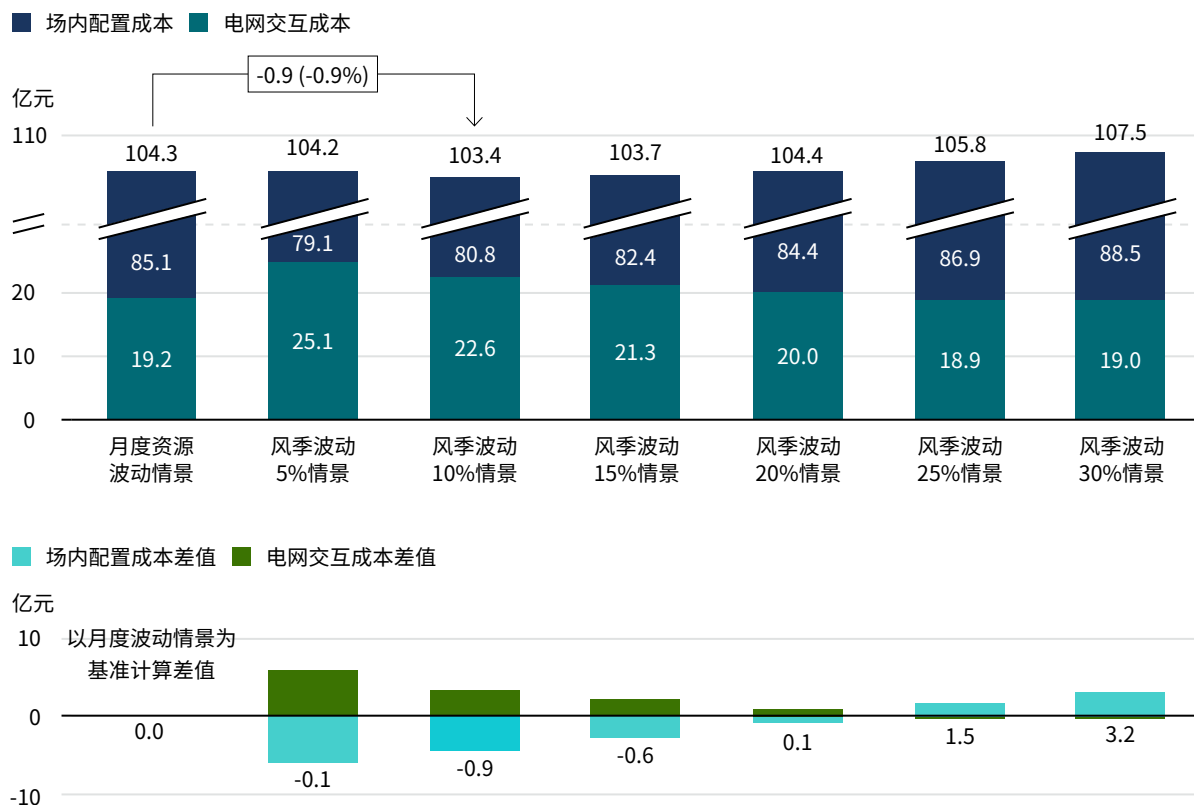
总体而言，风季波动情景通过更平滑的负荷变化，延长高负荷运行持续时间与减少负荷波动频率，使制氢装机的满载利用率显著提升。这一结果表明，在并网条件下适度平滑资源波动、延长高负荷运行周期，是一种提升系统利用水平与经济性的有效路径。

3.2 适度的风季波动幅度可更好地平衡场内与场外成本分配，较按月度资源波动运行的方式表现出更优的经济性

在并网条件下，本研究比较了不同风季波动幅度（5%、10%、15%、20%、25%、30%）对风光制氢一体化项目全生命周期成本的影响，结果显示，适度的风季波动能在维持系统运行稳定的同时，较月度资源波动情景降低项目系统成本，表现出更优的经济性。

随着风季波动幅度的增加，风季波动情景的项目系统成本并非递增或者递减，而是先减少后增加（见图表 13）。当波动幅度较低（5%—15%）时，系统成本较月度资源波动情景略有下降，反映出适度的波动能够提升设备利用率、降低冗余投资，从而带来一定的经济性改善；当波动幅度继续扩大（超过 15%）后，系统成本逐步升高，项目整体经济性随之减弱。从系统成本角度看，较月度资源波动情景改善程度最大的是风季波动 10% 情景。

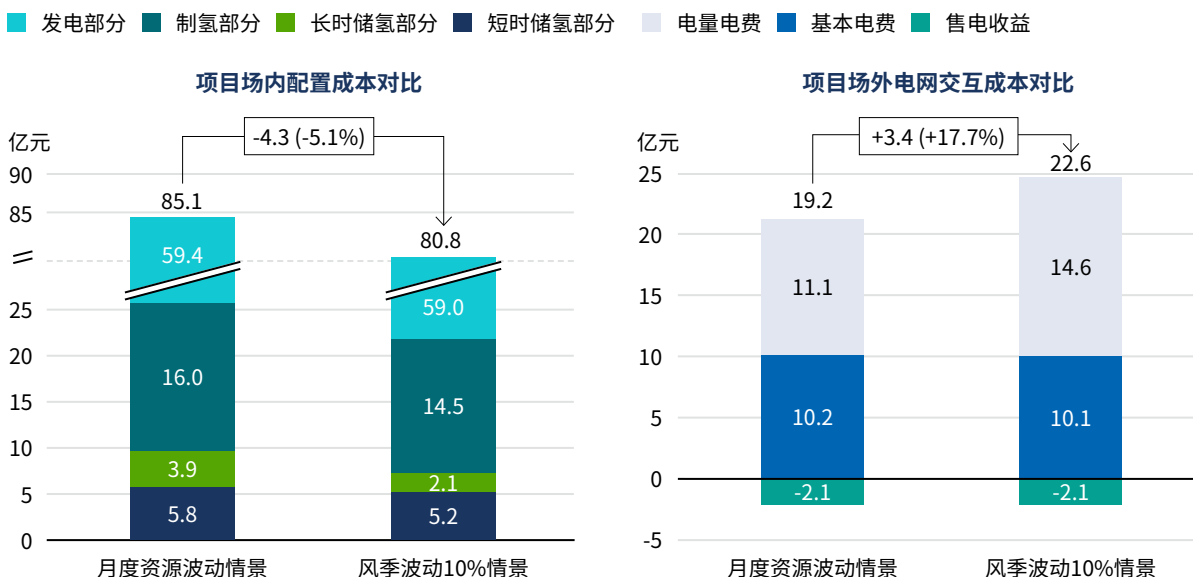
图表 13 月度与风季波动情景项目系统成本结果汇总



通过各个情景场内配置与电网交互成本对比月度资源波动情景的差值可以更直观地看出这一趋势。在波动幅度较小时（5%–15%），场内配置成本有所下降，说明适度的风季波动使得等效用氢曲线更加贴合新能源资源曲线，可降低项目装机与储能投资。当风季波动幅度进一步增大（超过 15%）时，场内成本下降幅度减弱甚至回升，反映出风季波动过高时，等效用氢曲线逐渐偏离新能源资源情况，从而增加了一体化项目对场内各类资源的需求。与之相对，电网交互成本在低波动幅度下处在较高水平，并随波动幅度增加而下降，风季波动幅度为 20% 左右时，其成本与月度资源波动情景相当。

聚焦到风季波动系列情景中波动幅度为 10% 的情景，该情景在系列情景中对比月度资源波动情景的系统成本改善程度最大（见图表 14）。在场内配置方面，风季波动 10% 情景的装机与储氢规模明显减少，整体配置成本较月度资源波动情景下降约 4.3 亿元（-5.1%）。具体来看，发电与制氢部分投资略有下降，表明更平滑的运行曲线降低了装机需求；同时，长时储氢与短时储氢成本均有所减少，一方面对应波动 10% 情景下长时储氢容量较小，另一方面由于系统波动幅度更低，短期调节需求也随之减弱，整体储能配置更为精简。

图表 14 月度与风季波动情景项目场内与场外成本对比



在场外电网交互方面，风季波动 10% 情景的电网相关成本较月度资源波动情景有所上升，增加约 3.4 亿元（+17.7%）。这一变化主要与储氢配置规模的缩减有关：储氢成本显著下降的同时，系统在部分时段对电网支撑的依赖程度有所提高，从而推高了电量电费支出。尽管电网侧成本出现上升，但其增幅明显小于场内配置成本的节约幅度。综合来看，系统总成本仍实现净下降，整体经济性得到改善。

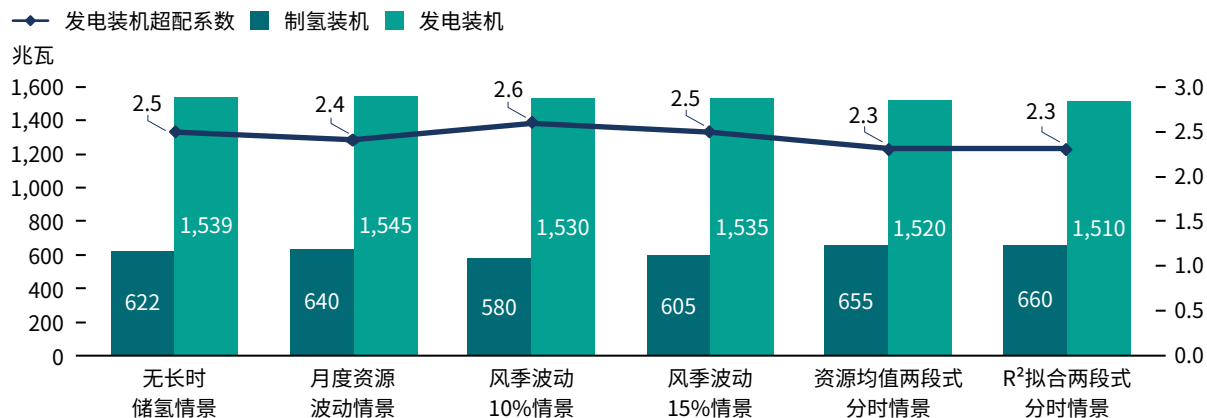
风季波动情景的分析结果表明，在并网条件下，通过在装机配置规模与电网交互成本之间实现更为合理的权衡，可有效提升项目的整体经济性。

3.3 长时储氢按昼夜分段运行，有助于改善项目发电资源配置，提升发电资源的利用率

与风季波动情景的调整思路不同，两段式分时情景在设计上延续了按月度资源波动的思路，但在其基础上进一步结合太阳能发电资源的日内变化分别为日间和夜间设计了不同的等效用氢曲线，力求更为细致地反映新能源资源的均值水平与分布特征，由此形成了侧重反映均值水平的资源均值两段式分时情景（以下简称“均值分时情景”）和侧重反映分布特征的基于 R^2 拟合的两段式分时情景（以下简称“拟合分时情景”）。结合太阳能资源在日内的分布形态，两个两段式分时情景的主要差异表现为，对于大风季日间时段的等效用氢功率，拟合分时情景普遍高于或近似于均值分时情景，对于小风季夜间时段的等效用氢功率，拟合分时情景普遍低于或近似于均值分时情景。在两段式分时情景下，项目的装机配置与能源利用特性相应发生变化：分时运行的引入使项目发电资源配置更趋合理，发电资源的利用效率显著提升。

从装机结构上看，两段式分时情景的引入使制氢装机略有增加，而发电装机规模则相应减少。如图表 15 所示，均值分时情景与拟合分时情景的制氢装机分别为 655 与 660 兆瓦，较月度资源波动情景有所提高，对应了分时调整后更高的峰值负荷。发电装机方面，均值分时情景装机总量降至 1,520 兆瓦，拟合分时情景进一步降至 1,510 兆瓦，均低于其他各类情景。这种变化表明，分时调节使电解槽在运行方面更加贴合新能源出力特征，相应地少量降低了发电端的配置需求。

图表 15 各情景制氢与发电装机汇总

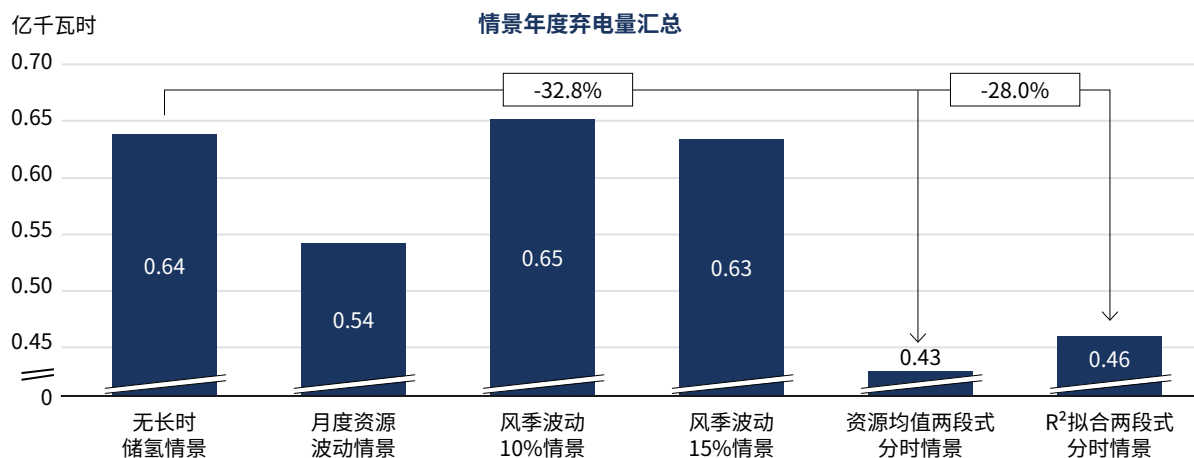


在运行表现方面，两段式分时情景显著减少了系统弃电量，从而提高了新能源利用率（见图表 16）。从月度分布来看，这一效果在大小风季中最为突出，系统能够在发电高出力时段主动消纳富余电能，有效降低弃电量：对比无长时储氢情景，均值分时情景在大风季共减少了 2,024 万千瓦时弃电，拟合分时情景减少 2,074 万千瓦时；对比风季波动 10% 情景（风季波动系列的最优情景），均值分时情景在大风季共减少了 920 万千瓦时弃电，拟合分时情景减少 970 万千瓦时。年度统计结果显示，均值分时情景的弃电量较无长时储氢情景减少 32.8%，拟合分时情景减少 28%，系统整体弃电率显著改善。

图表 16 各情景月度与年度弃电情况

情景弃电情况月度分布

月份	无长时储氢情景	月度资源波动情景	风季波动 10% 情景	风季波动 15% 情景	资源均值两段式分时情景	R ² 拟合两段式分时情景
一月	320 万千瓦时	378 万千瓦时	424 万千瓦时	355 万千瓦时	358 万千瓦时	320 万千瓦时
二月	713 万千瓦时	693 万千瓦时	811 万千瓦时	762 万千瓦时	575 万千瓦时	642 万千瓦时
三月	1,392 万千瓦时	904 万千瓦时	1,039 万千瓦时	1,156 万千瓦时	698 万千瓦时	671 万千瓦时
四月	1,490 万千瓦时	498 万千瓦时	916 万千瓦时	1,057 万千瓦时	438 万千瓦时	408 万千瓦时
五月	345 万千瓦时	109 万千瓦时	168 万千瓦时	218 万千瓦时	67 万千瓦时	74 万千瓦时
六月	212 万千瓦时	239 万千瓦时	361 万千瓦时	343 万千瓦时	194 万千瓦时	247 万千瓦时
七月	104 万千瓦时	512 万千瓦时	466 万千瓦时	318 万千瓦时	365 万千瓦时	415 万千瓦时
八月	95 万千瓦时	184 万千瓦时	180 万千瓦时	167 万千瓦时	88 万千瓦时	118 万千瓦时
九月	314 万千瓦时	514 万千瓦时	540 万千瓦时	340 万千瓦时	318 万千瓦时	475 万千瓦时
十月	257 万千瓦时	199 万千瓦时	335 万千瓦时	334 万千瓦时	145 万千瓦时	148 万千瓦时
十一月	666 万千瓦时	683 万千瓦时	698 万千瓦时	721 万千瓦时	613 万千瓦时	660 万千瓦时
十二月	473 万千瓦时	501 万千瓦时	574 万千瓦时	560 万千瓦时	427 万千瓦时	416 万千瓦时



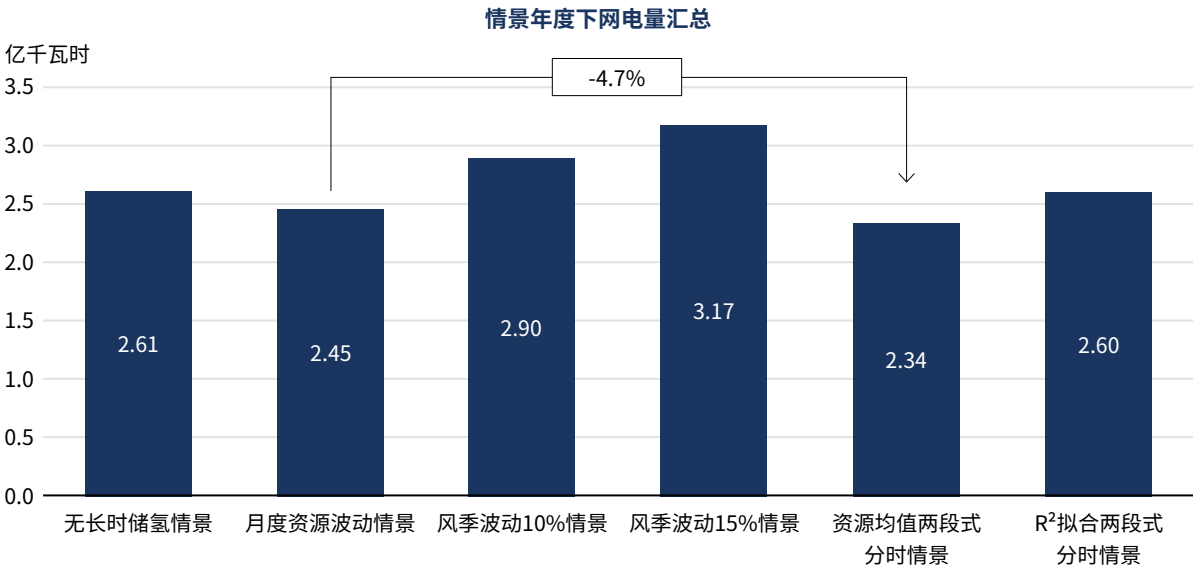
3.4 基于资源均值的日内两段式分时运行方式，可节约电网交互成本并降低项目对电网的依赖度

本研究在设计两段式分时情景的等效用氢曲线时，力图同时兼顾可再生能源在季节尺度与日内尺度上的出力特征：一方面，两段式分时情景基于月度资源波动情景刻画可再生能源月度分布特性，使等效用氢曲线与风电资源的季节性变化相匹配；另一方面，在日内层面引入分时运行机制，结合光伏发电的典型出力曲线，对日间和夜间时段设置差异化的等效用氢功率水平。本节将进一步对比探讨两种不同的两段式分时设计对电网交互成本的影响。

如图表 17 所示，从各情景模拟的电网交互情况来看，两组分时情景的月度下网情况与月度资源波动情景的分布情况总体较为接近，均值分时情景的下网电量在大多数月份都少于月度资源波动情景，而拟合分时情景在大风季时的下网电量高于月度资源波动情景。从年度总量来看，均值分时情景降低了一体化项目向大电网购电的需求，全年下网电量降至 2.34 亿千瓦时，较月度资源波动情景减少约 4.7%，较无长时储氢情景减少约 10.4%。而另一分时情景，即拟合分时情景的年度下网电量较月度资源波动情景有所上升，这与月度下网电量的变化情况一致。

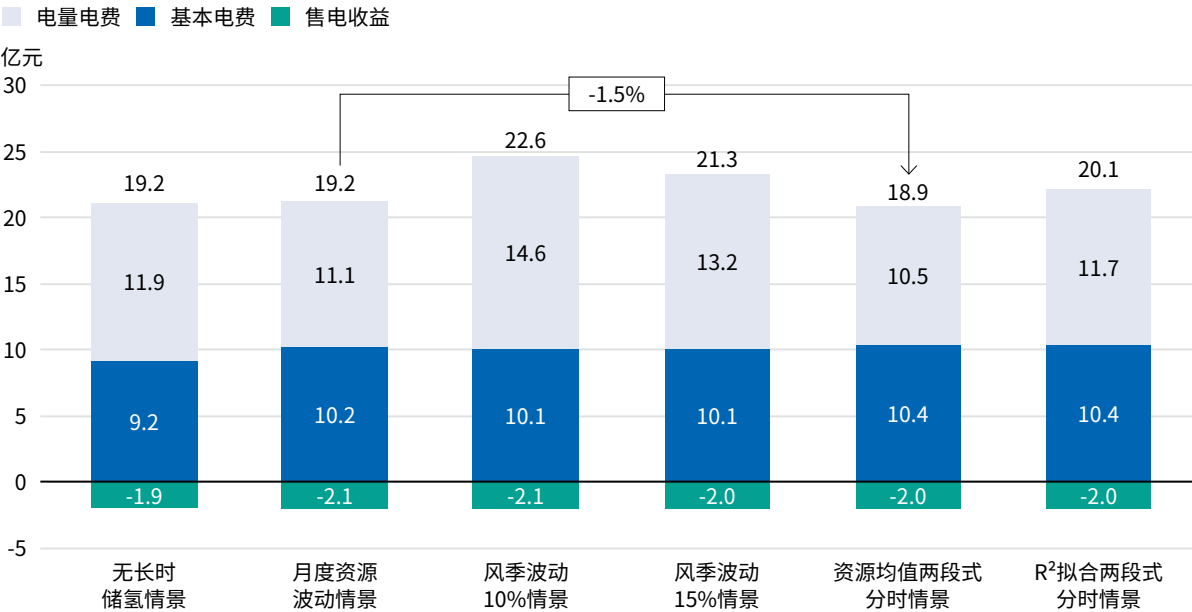
图表 17 各情景月度与年度下网情况

情景下网情况月度分布						
月份	无长时储氢情景	月度资源波动情景	风季波动 10% 情景	风季波动 15% 情景	资源均值两段式 分时情景	R ² 拟合两段式 分时情景
一月	2,318 万千瓦时	2,741 万千瓦时	3,181 万千瓦时	3,409 万千瓦时	2,591 万千瓦时	2,834 万千瓦时
二月	2,050 万千瓦时	2,146 万千瓦时	2,498 万千瓦时	2,735 万千瓦时	2,115 万千瓦时	2,174 万千瓦时
三月	364 万千瓦时	2,442 万千瓦时	2,918 万千瓦时	2,373 万千瓦时	2,236 万千瓦时	3,021 万千瓦时
四月	4 万千瓦时	1,984 万千瓦时	1,108 万千瓦时	838 万千瓦时	1,478 万千瓦时	2,509 万千瓦时
五月	258 万千瓦时	1,430 万千瓦时	1,717 万千瓦时	1,284 万千瓦时	1,374 万千瓦时	1,678 万千瓦时
六月	2,337 万千瓦时	3,014 万千瓦时	3,330 万千瓦时	3,439 万千瓦时	2,986 万千瓦时	3,230 万千瓦时
七月	4,521 万千瓦时	1,792 万千瓦时	2,602 万千瓦时	3,477 万千瓦时	1,947 万千瓦时	1,636 万千瓦时
八月	5,017 万千瓦时	1,579 万千瓦时	2,618 万千瓦时	3,736 万千瓦时	1,550 万千瓦时	1,533 万千瓦时
九月	4,438 万千瓦时	1,836 万千瓦时	2,293 万千瓦时	3,243 万千瓦时	1,978 万千瓦时	1,686 万千瓦时
十月	1,727 万千瓦时	1,822 万千瓦时	2,363 万千瓦时	2,466 万千瓦时	1,711 万千瓦时	1,904 万千瓦时
十一月	1,605 万千瓦时	1,757 万千瓦时	2,024 万千瓦时	2,169 万千瓦时	1,655 万千瓦时	1,852 万千瓦时
十二月	1,489 万千瓦时	1,984 万千瓦时	2,319 万千瓦时	2,558 万千瓦时	1,758 万千瓦时	1,990 万千瓦时



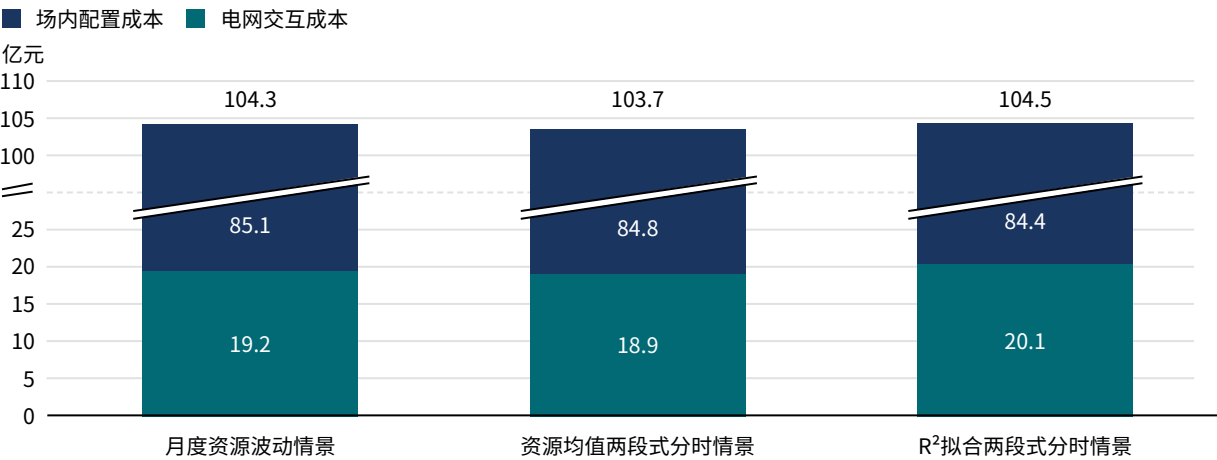
从电网交互成本角度看，均值分时情景表现出一定的优化潜力（见图表 18）。在电量电费上，均值分时情景在所有情景中处于最低水平，较月度资源波动情景下降约 5.4%，较无长时储氢情景下降约 11.8%。拟合分时情景由于下网电量有所增加，电量电费也高于月度资源波动情景。在基本电费上，两组分时情景在日间的峰值功率均高于月度资源波动情景，因此，与峰值功率直接对应的基本电费在这两组情景中均高于其他情景。虽然基本电费略有上升，但均值分时情景的电量电费降幅更大，因而综合来看，均值场景对比月度资源波动情景的电网交互成本仍下降了 1.5%。而拟合分时情景的两部分电费均高于月度资源波动情景，整体电网交互成本对比月度资源波动情景增加了 4.7%。

图表 18 各情景年度电网交互成本汇总



综合比较各情景的系统成本（见图表 19），均值分时情景的系统总成本为 103.7 亿元，低于月度资源波动情景的 104.3 亿元，降幅约 0.6%。这主要得益于按照资源均值的方式进行等效用氢曲线的分时调节使场内配置成本得到了优化，同时又没有为系统带来额外的电网交互成本。相比之下，拟合分时情景的等效用氢需求在大风季日间较均值分时情景更高，在小风季夜间较均值分时情景更低。相对应的模拟结果显示，拟合分时情景在场内系统配置成本上较均值分时情景有所下降，但同时也推高了系统对电网的依赖程度，导致电网交互成本明显上升，且其增幅超过了场内配置成本的节约幅度，使整体经济性略逊于均值分时情景。值得注意的是，拟合分时情景这样的曲线设计特点，虽然在并网场景下未能充分转化为成本优势，但是在离网条件下有望在装机配置优化与运行调度中发挥更大作用，相关分析将在后文中进一步展开。

图表 19 各情景项目系统成本结果汇总

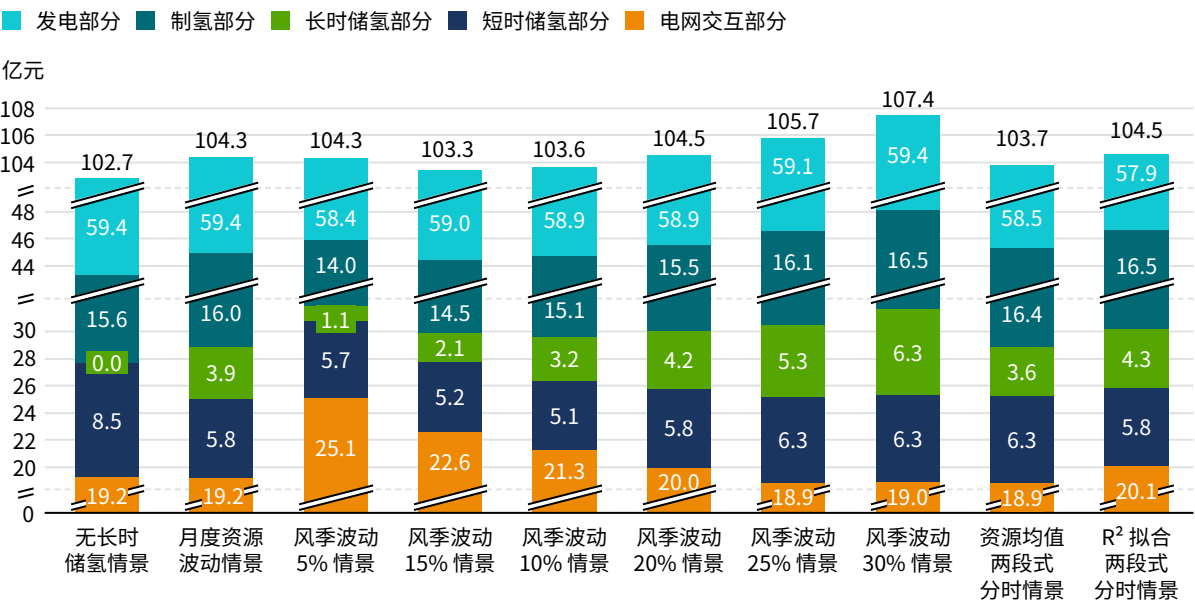


综合上述结果，在项目具备并网条件时，宜优先考虑按照资源均值的方式设置日内两段式分时的等效用氢曲线，可以有效优化项目风光资源的运行匹配性，也减少了对电网的依赖，降低了电网交互的成本，提升了项目整体的经济性。

3.5 并网条件下，长时储氢仅在成本条件降至一定水平下时才具备配置优势，配置后需结合成本条件选用按风季调整或分时段运行方式

在并网条件下，不同运行情景在系统成本、配置结构与经济性表现上存在显著差异。图表 20 汇总展示了一体化项目在不同情景下的成本结构。横向对比各情景，无长时储氢情景是并网条件下经济性最优的方案。无长时储氢、风季波动 10% 和资源均值两段式分时三种情景代表了不同运行模式的典型成本结构特征。

图表 20 全情景项目系统成本结果汇总



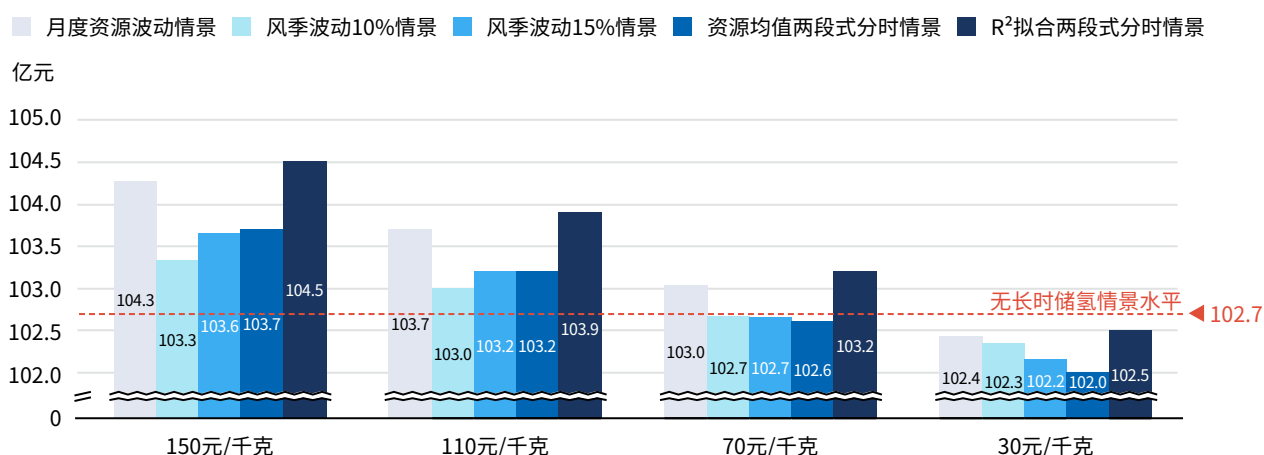
无长时储氢情景的系统总成本最低（约 102.7 亿元），虽然其场内配置成本和电网交互成本均非单项最低，但两者之间实现了最优平衡。风季波动 10% 情景的系统成本略高（约 103.3 亿元），在风季波动系列情景中表现最佳。这一情景通过适度的波动幅度，在引入长时储氢投资的同时有效压缩了场内的发电与制氢装机规模，但由于电网交互成本上升，使最终总成本弱于无长时储氢情景。资源均值两段式分时情景的系统成本约为 103.7 亿元，略高于前两者，但具备更好的负荷匹配性和可再生能源利用率，同时电网交互成本最低。

整体来看，无长时储氢情景仍是并网条件下的最经济选择，成本结构最为均衡，而配置长时储氢的情景虽然在运行灵活性与资源利用率上更具优势，但未在整体经济性上体现出明显优势。

值得注意的是，在各情景的系统成本构成中，光伏、风电、电解槽、短时储氢等环节的成本变化会同步影响所有情景的总成本水平，但不会改变它们之间的相对差距。而气态长时储氢的技术路线选择会直接决定长时储氢的应用成本，这一部分的变化可以直接影响含储氢情景的竞争力，进而可能改变情景之间的经济性关系。

基于上述分析，本研究进一步围绕不同成本水平的气态长时储氢技术，对一体化项目的系统成本开展了敏感性分析，以评估长时储氢资本支出变化对项目经济性的影响。结果显示（见图表 21），当项目并网运行时，在长时储氢资本支出成本为 150 元 / 千克（本研究基准假设）的条件下，无长时储氢情景最具有经济性。随着长时储氢成本的下降，各长时储氢情景相对无长时储氢情景的经济性逐步改善，在成本达到 70 元 / 千克水平左右时，配置长时储氢开始成为更具经济性的选择，其中，采用资源均值两段式分时波动情景运行方式的系统成本最低，成为整体经济性最优的配置与运行方案。需要额外指出的是，由于长时储氢在一体化项目中的应用仍处于早期阶段，对于具有试验或示范性的项目而言，如长时储氢的配置成本较高（即对应 110 元 / 千克、150 元 / 千克或更高），此时宜优先考虑通过风季波动的形式（如风季波动 10% 情景）进行配置和运行，其经济性较两段式分时波动情景更优。

图表 21 不同长时储氢成本下的项目系统成本结果汇总



3.6 讨论与小结

本章的分析表明，风光制氢一体化项目在不同波动特征与长时储氢成本条件下，其系统最优配置呈现出显著差异。当项目只可选择采用人造岩洞等成本较高的气态长时储氢技术作为主要长时储氢载体方案时（长时储氢成本 ≥ 150 元 / 千克），长时储氢对项目经济性优化效果有限，无长时储氢情景仍是最具经济性的方案。此时，电网能够提供充足的调节能力，使系统在不增加额外长时储氢投资的前提下即可维持运行稳定，整体经济性最优。

当项目所在地具备条件选择长时储氢成本较低天然盐穴等低成本气态长时储氢技术时（长时储氢成本 ≤ 70 元 / 千克），系统最优配置发生转变，资源均值两段式分时情景成为新的最低成本方案，项目系统成本约为 102 亿元。该情景下，储氢设备以更低的成本实现了更高的运行灵活性与能量匹配度，显著提升了可再生能源利用率，并降低了电网交互成本。

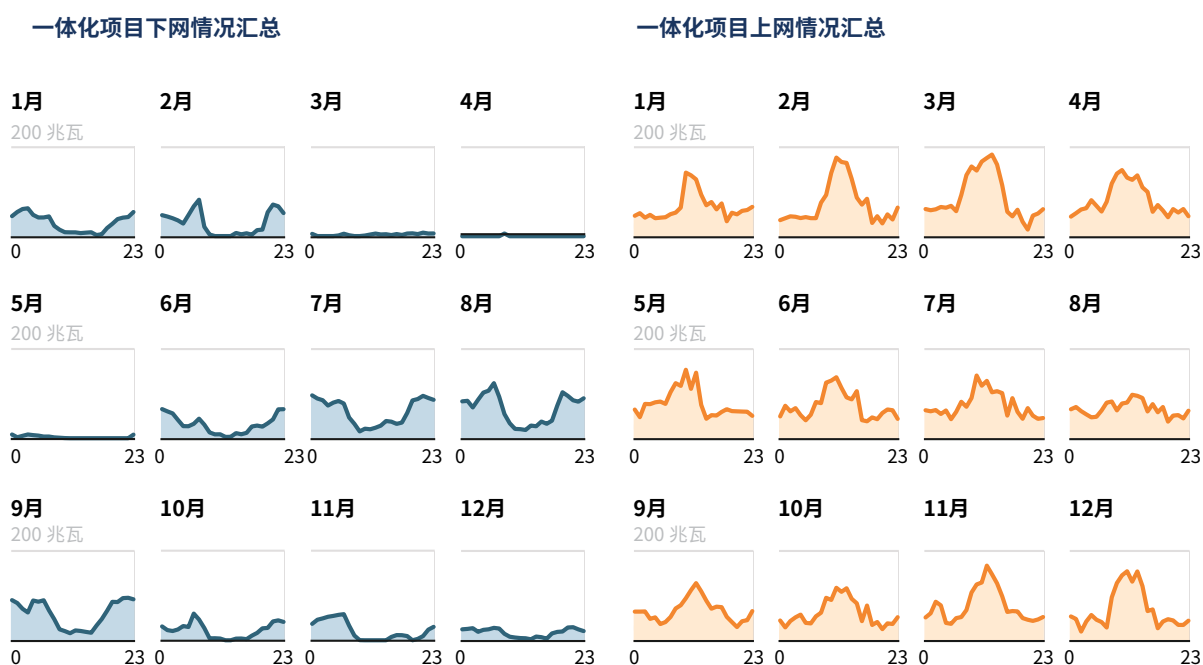
从总体趋势来看，随着长时储氢成本持续下降，系统经济性最优情景正由无储氢情景逐步向两段式分时型长时储氢方案过渡。风季波动情景在装机配置优化上具有一定潜力，而两段式分时情景则在新能源利用率与电网成本方面表现出更大优势。在具备适宜自然条件的情况下，可探索在并网一体化项目中利用天然盐穴等低成本储能载体配置长时储氢。

第四章 离网一体化项目：配置长时储氢或成为改善项目经济性的必要选择

推动风光制氢一体化项目向弱并网和离网模式发展是促进新能源消纳、推动新能源集成融合发展的方向之一。本章在前述并网型项目的分析基础上，进一步对离网条件下的风光制氢一体化项目进行测算，以探讨当项目脱离公共电网独立运行时，系统配置和运行方式可能发生的变化。

在并网条件下，一体化项目在配置与运行优化过程中既考虑了从公共电网购电所获得的电力支撑与调节能力（见图表 22 左），也纳入了项目在电力富余时通过电量上网获取收益的可能性（见图表 22 右）。而在离网运行条件下，项目的配置与运行优化不再包含下网购电和上网售电两个外部调节与收益因素，系统内部的所有能量供需关系均需通过自身实现闭环平衡。这意味着，项目的配置将围绕利用场内配置资源替代电网提供的支撑与消纳功能进行规划。

图表 22 并网一体化项目电网交互情况示意



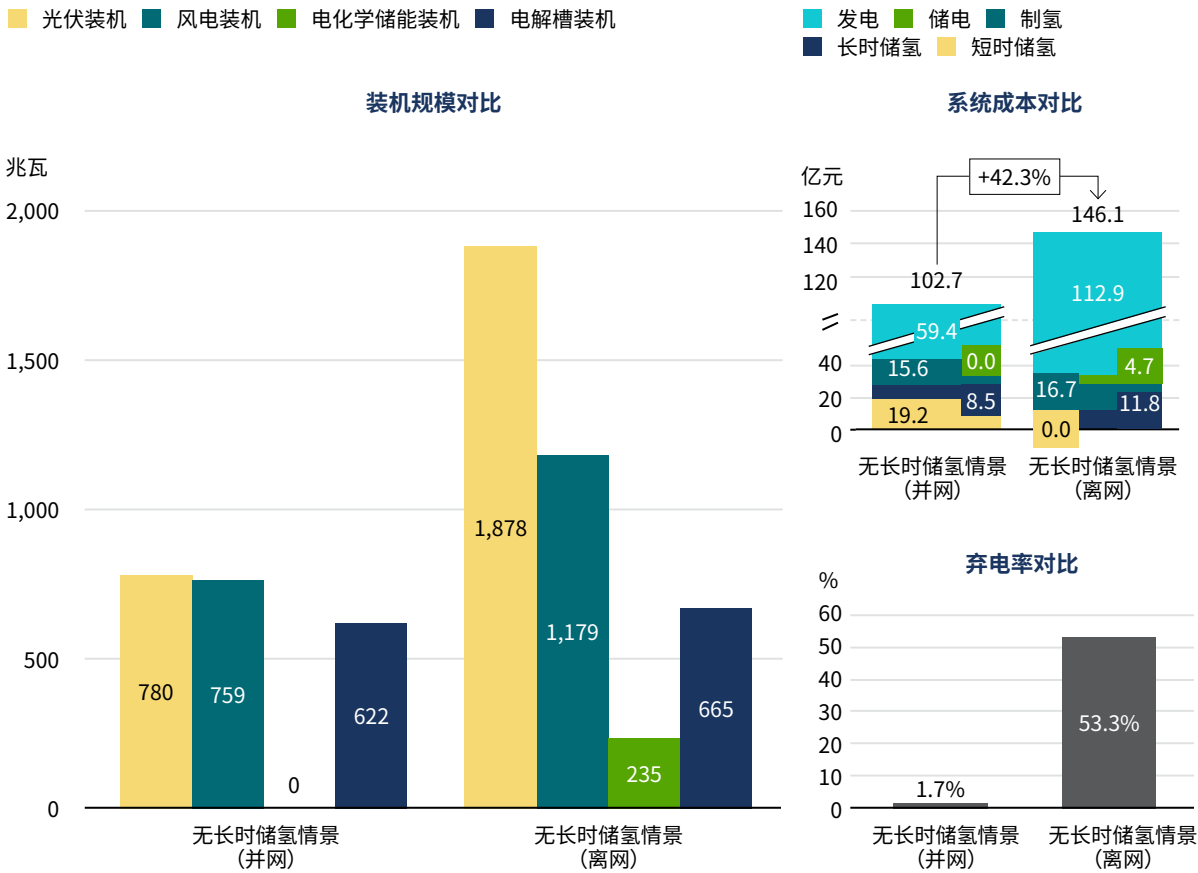
因此，本研究设计将分析离网状态下的风光制氢一体化项目在独立维持能量平衡、稳定供氢及经济运行中值得讨论的观察与结果。这不仅是对并网情景分析的延伸，更是对未来在电网接入受限、政策鼓励就地消纳背景下制氢项目可行性与韧性的一次前瞻性评估。

4.1 离网运行显著增加风光制氢一体化项目的装机冗余与系统成本

在离网条件下，一体化项目的配置结构与经济表现均呈现出与并网情景显著不同的特征。由于系统需完全依靠自身实现能源供给与负荷平衡，其在发电、制氢及储能等环节所需的配置规模明显高于并网运行条件，相应地也带来了系统成本水平的增加。

从配置结果来看（见图表 23），由于并网项目可以依靠电网实现电力平衡，光伏与风电装机分别为 780 兆瓦和 759 兆瓦，发电装机与制氢装机的比为 2.5，规模相对适中；而在离网运行条件下，相同情景假设下的一体化项目，光伏装机上升至 1,878 兆瓦，为并网时的 2.4 倍，风电装机上升至 1,179 兆瓦，为并网时的 1.6 倍，风光发电装机与电解槽装机的比增长到 4.6。同时，项目配置的短时灵活性资源也大幅增加，离网条件下，项目引入了 235 兆瓦的 4 小时电化学储能，低压储氢罐的容量也扩容了约 39%。受整体配置扩张的影响，系统总成本由并网时的 102.7 亿元攀升至 146.1 亿元，涨幅超过 40%。

图表 23 一体化项目离网运行时的装机规模、系统成本、可再生资源利用率变化



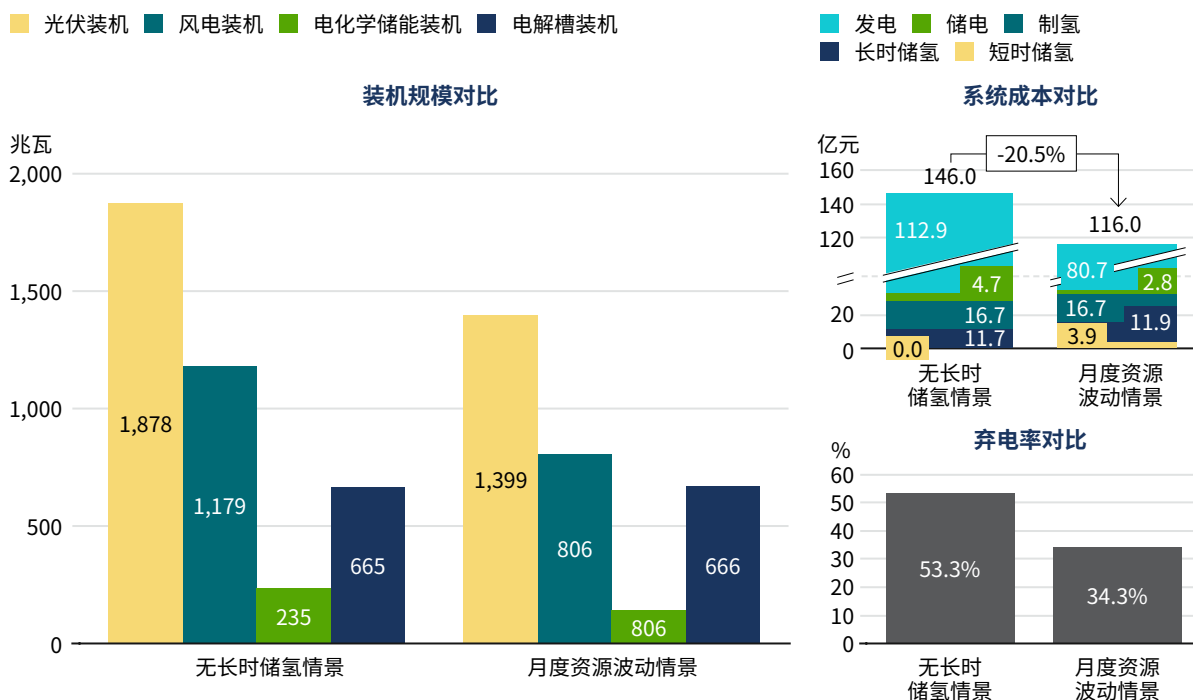
失去公共电网支撑后，项目仅依靠自身实现能量供需匹配，导致发电端比制氢端的超配比例和储能规模均显著扩大。为弥补电网调节能力的缺失，光伏与风电装机规模成倍增加，储能（储氢与储电）也由原本承担部分调节功能，转变为系统调节功能的唯一支撑。简而言之，离网运行提高了系统独立性，但以更高的系统成本为代价，发电资源的利用率也受到限制。

4.2 配置长时储氢可显著提升离网一体化项目发电资源的利用率，大幅减少发电资源配置的冗余程度

在离网条件下，无长时储氢的项目需完全依赖发电与短时储能设施实现能量供需平衡，这直接导致发电侧相对于制氢负荷出现显著超配，弃电率也显著增加。一方面，失去电网的支撑对项目运行带来了满足需求与调节平衡的巨大挑战，另一方面，可再生资源季节性差异进一步放大了这样的挑战。在此背景下，引入长时储氢可为系统提供跨季调节能力，通过在大风季储氢、在小风季放氢，有效缓解项目面临的运行压力。基于上述定性讨论，以下将进一步对离网条件下配置长时储氢后的系统配置与运行效果开展定量分析，以评估其对资源利用效率和整体经济性的影响。

如图表 24 所示，对比无长时储氢情景与配置长时储氢的月度资源波动情景，由于后者具备跨月度能量调节能力，项目可在大风季储氢，在小风季释放，从而减少发电端的过度超配容量。光伏装机由 1,878 兆瓦降至 1,399 兆瓦（减少 25%），风电装机由 1,179 兆瓦降至 806 兆瓦（减少 32%），电化学储能装机由 235 兆瓦降至 142 兆瓦（减少 40%）。两个情景的制氢装机配置几乎相同，但是发电与制氢装机之比从 4.6 降至 3.3，短时灵活性资源也有所减配，表明系统的发电与制氢出力错配情况得到显著改善，可以在配置规模下降的情况下保证相同的供应质量。

图表 24 离网项目配置长时储氢运行后的装机规模、系统成本、可再生资源利用率变化



从项目的系统成本看，长时储氢的加入带来了明显的经济性改善。项目系统成本从 146.1 亿元下降至 116.0 亿元，降幅约 20.6%；成本削减主要来自于发电部分，从 112.9 亿元下降至 80.7 亿元，降幅约 28.5%；弃电率由 53.3% 降至 34.3%，改善了 19 个百分点。

综合对比无长时储氢情景与配置长时储氢的月度资源波动情景可以看出，引入长时储氢显著改善了离网条件下一体化项目的配置结构与运行效果。依托跨季调节能力，系统能够在大风季储氢、在小风季释放，有效平抑了可再生资源在不同季节的差异，显著降低了发电端为应对极端工况而形成的超配需求。在保证制氢装机规模基本不变的前提下，光伏、风电及电化学储能装机均明显下降，发电装机超配比例和短时灵活性资源需求同步降低，表明系统在更低配置水平下即可实现同等供氢质量。从经济性测算结果看，长时储氢的引入显著降低了系统总成本和弃电率，提升了可再生能源的整体利用效率，减少了发电冗余和能量浪费。总体而言，在离网运行条件下，对下

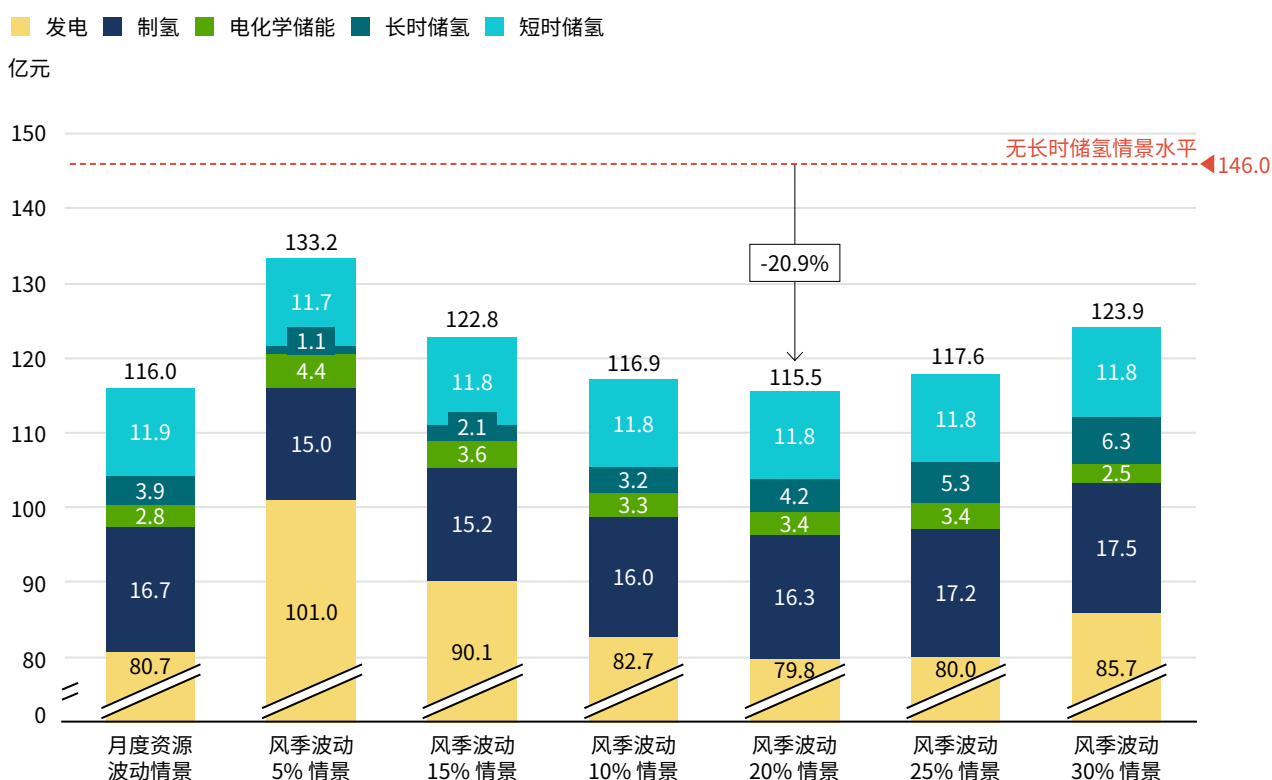
游氢需求相对刚性连续的一体化项目而言，配置具备季节调节能力的长时储氢是缓解资源季节性差异、优化系统配置并提升经济性与运行效率的关键手段。

4.3 按风季资源波动配置和运行长时储氢时，离网一体化项目内长时储氢的优化配置规模较并网项目有所增加

为了进一步探讨离网条件下长时储氢采取不同运行方式对一体化项目的影响，本节参考并网条件下“做减法”的风季波动系列情景，在离网条件下对不同风季波动幅度场景进行了仿真模拟与对比分析。与并网场景类似，在离网条件下，特定浮动水平的风季波动场景可能较月度波动场景更具经济性。但是，离网系列场景的最优风季波动幅度与并网场景不同，较并网场景的最优波动幅度更大。

图表 25 展示了各情景下一体化项目配置的成本及其结构。与月度资源波动情景相比，风季波动情景在不同波动幅度下的系统成本和装机配置都有明显变化。与并网条件下截然不同，风季波动 5% 情景的装机规模与成本由最少变为了最多。从系统成本的角度上看，当风季波动幅度较小时，例如风季波动 5% 情景的模拟结果，系统成本上升至 133.2 亿元，较月度波动情景有明显增加。这是由于该情景配置的长时储氢规模较小，系统在离网运行条件下仍需保持较高的发电冗余以应对资源不均，从而推高投资。随着波动幅度逐渐增大，长时储氢配置规模逐渐提升，季节性资源错配被更好平衡，系统超配需求下降，成本随之降低。在波动幅度达到 20% 时，项目总成本降至 115.5 亿元，为风季波动情景中最低点，优于月度资源波动情景，比无长时储氢情景的 146 亿元下降约 20.9%。但当波动幅度进一步增至 30% 时，系统成本重新上升，达到 123.9 亿元。

图表 25 离网一体化项目各情景系统成本汇总



这一趋势显示，离网条件下，季节波动幅度存在一个经济性最优区间（20% 左右），储氢与发电系统的匹配效率最高，系统成本最低。这一最优区间较并网场景的最优区间（10%–15%）而言，风季波动幅度更大，即一体化项目的最优长时储氢配置规模提升，这部分增量规模替代了并网条件下公共电网提供的部分灵活性。

从系统经济性结果看，月度资源波动情景与风季波动 20% 情景在成本与运行表现上的差异较小，后者仅实现了小幅优化。两种情景的系统总成本分别为 116.0 亿元和 115.5 亿元，相差约 0.5 亿元；弃电率分别为 34.3% 和 34.0%，基本处于同一水平。尽管两者在等效用氢曲线设计上存在显著差异——前者在大小风季内按各月资源变化情况设定等效用氢曲线，后者则在风季内按一定存储总量平均设计全季统一的等效用氢曲线——其系统成本与可再生能源利用水平却高度接近。进一步对比可发现，两种情景结果接近的原因在于长时储氢配置规模十分接近。如图表 26 所示，若将月度资源波动情景的长时储氢规模归一化为 1，则风季波动系列情景的长时储氢规模分布区间为 0.27–1.6，其中风季波动 20% 情景的长时储氢规模为 1.06，与月度资源波动情景基本一致。**相近的长时储氢规模意味着系统在季节尺度上调节可再生能源资源差异的总体能力基本相同，从而使两种情景在系统成本和运行表现上呈现出高度接近的结果。**

图表 26 离网一体化项目各情景长时储氢规模对比

情景	月度资源波动情景	风季波动 5% 情景	风季波动 10% 情景	风季波动 15% 情景	风季波动 20% 情景	风季波动 25% 情景	风季波动 30% 情景
长时储氢规模	1	0.27	0.53	0.80	1.06	1.34	1.6

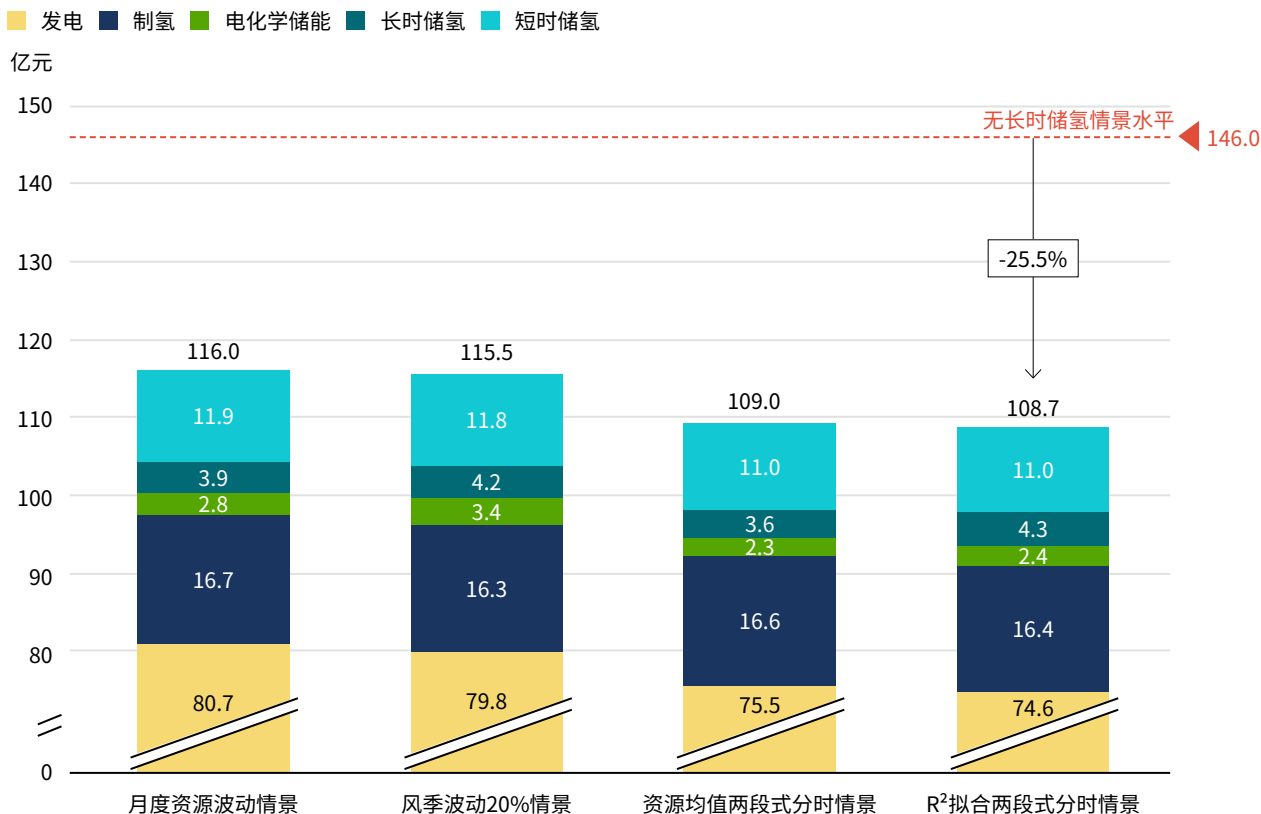
总体而言，在离网条件下，当项目配置的长时储氢规模相当，项目按月度资源特征或按风季资源特征设计等效用氢曲线运行的整体经济性差异较小。两种曲线设计方式的共同核心在于：通过在较长时间尺度上对风光资源的季节性差异进行重新平衡，将资源富余期的能量转移至资源不足期使用，从而改善系统运行稳定性并优化整体配置与成本结构。

4.4 离网一体化项目宜优先依托分时等效用氢曲线进行设计，长时储氢在大小风季按昼夜分段运行是离网项目经济性改善的关键贡献因素之一

与上节“做减法”的思路相反，本节将讨论在月度资源波动情景基础上“做加法”形成的两段式分时波动情景。与并网条件下类似，离网条件下的两种分时情景仍将使用资源均值和 R^2 拟合两种方法分别确定。相比月度资源波动情景和风季波动情景，分时情景不仅参考了风资源的年内分布调整了年内的等效需求分布，同时通过差异化昼夜等效用氢需求水平，力图更好地捕捉太阳能资源的分布特征。**这一调整使一体化项目能够更精准地响应新能源资源变化，从而在设备利用率和成本控制上取得更优表现。**

从经济性来看，离网条件下，两种分时情景的系统成本，较月度资源波动情景和风季波动系列情景均有明显降低（见图表 27）。在月度和风季波动各情景中，风季波动 20% 情景的系统成本最低，为 115.5 亿元，而分时运行的最优情景（ R^2 拟合两段式分时）将成本降至 108.7 亿元，较前者下降 6.3%，较无长时储氢情景降幅达到 25.5%，为所有情景中最低。这一显著改善来自系统调节方式的精细化——通过更精准的功率分配，系统减少了发电端的冗余装机与短时储氢和电化学储能容量需求，同时提升了设备利用率，使得投资成本与运行成本同步下降。

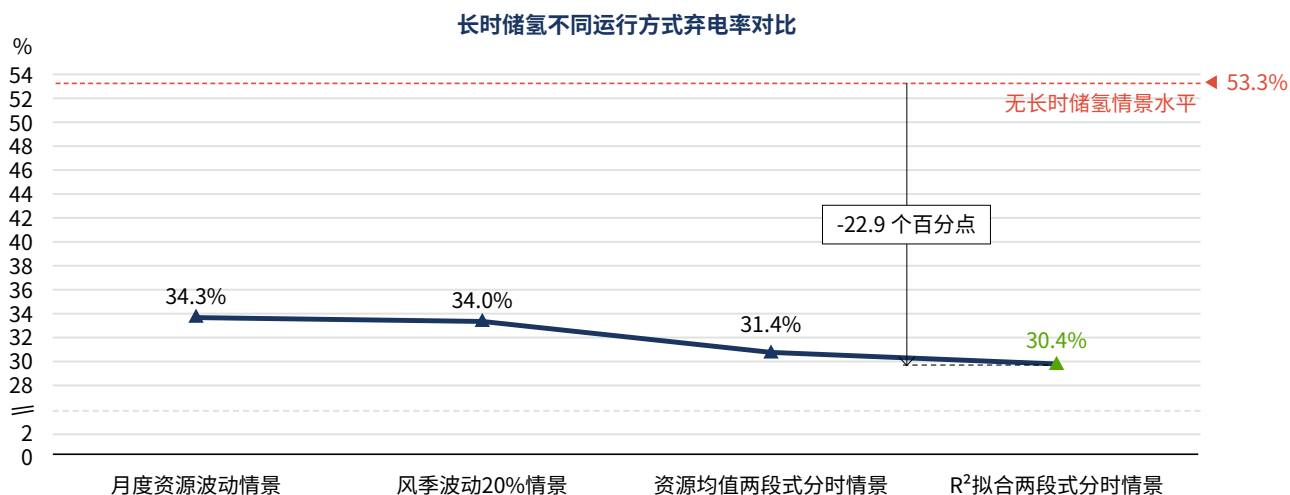
图表 27 两段式分时情景与其他情景系统成本对比



从成本结构对比可以看出，分时情景实现的系统成本下降主要涉及发电、短时储氢和电化学储能三部分。在月度资源波动和风季波动 20% 情景中，发电成本分别为 80.7 亿元 和 79.8 亿元，而在分时运行情景下显著下降，均值分时情景降至 75.5 亿元，拟合分时情景进一步降至 74.6 亿元，成为系统降本的主要来源。同时，对比月度资源波动情景与拟合分时情景，后者的短时储氢成本由 11.9 亿元降至 11.0 亿元，降幅为 7.6%；电化学储能成本由 2.8 亿元降至 2.4 亿元，降幅达到 14.3%，表明分时运行通过对日内功率的合理区分降低了对短时灵活性资源的依赖。

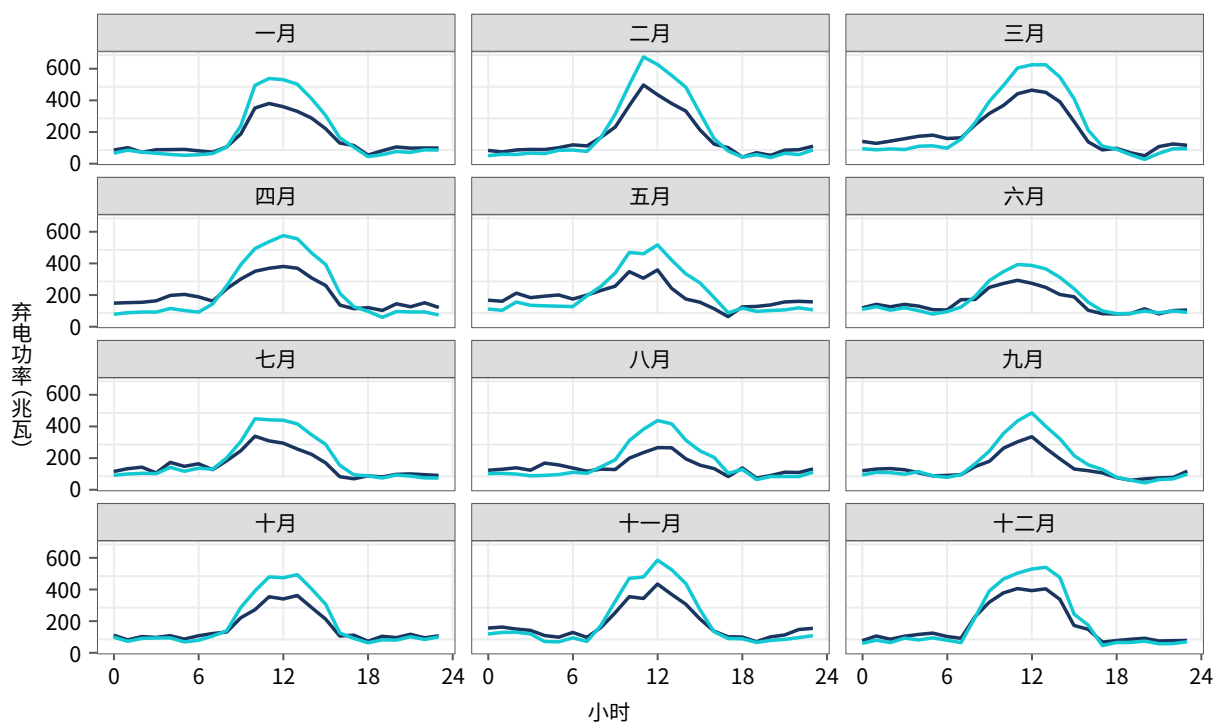
从资源利用率的对比可以看出，分时情景比月度资源波动情景与风季波动 20% 情景的利用率都要更高，具体表现为两组分时情景的年度弃电率情况更低（图表 28 上图）。同时，在两组分时情景内部，拟合分时情景的弃电率更低，为 30.4%，低于均值分时情景的 31.4%。从月度弃电时段与功率分布可以进一步发现分时情景相对不分时情景带来的改善。结合图表 28 下图所示的月度资源波动情景与拟合分时情景的月度弃电分布对比可以发现，两种情景的弃电主要集中在各月份的日间光伏高出力时段。在日间时段（7-17 时），拟合分时情景的月均弃电功率整体明显低于月度资源波动情景，改善量达 91.5 兆瓦，对应全年弃电量减少约 3.34 亿千瓦时。相比之下，在夜间时段（18-23 时、0-6 时），拟合分时情景虽存在弃电功率高于月度资源波动情景的情况，但其幅度和发生频率均较低，夜间月均弃电功率仅增加 35.9 兆瓦，对应全年弃电量增加约 1.31 亿千瓦时。综合日间与夜间变化，日间弃电的大幅削减明显超过夜间弃电的小幅增加，使拟合分时情景在全年尺度上形成了更低的弃电水平。

图表 28 两段式分时情景与其他情景系统成本对比



不同长时储氢配置项目月度弃电情况

情景 — R²拟合两段式分时情景 — 月度资源波动情景



在分时情景下，并网与离网两种运行条件对应的最优情景存在明显差异：在并网条件下，兼顾经济性与资源利用效率的最优方案为均值分时情景；而在离网条件下，最优方案则转变为拟合分时情景。其原因在于，并网条件时，电网承担了主要的短期调节与削峰功能，系统对可再生能源出力波动的敏感性相对较低，采用基于资源均值进行分时的均值分时情景在装机配置与电网交互成本之间取得了较优平衡；而在离网条件下，所有日内和季节尺度的波动均由系统自行消化，系统对可再生能源波动的敏感性相对较高，拟合分时情景的等效用氢曲线与可再生资源曲线更贴合，实现了相较均值分时情景更优的运行与经济性结果。

分时运行在离网条件下对系统成本和资源利用率的优化效果尤为显著，其综合表现明显优于其他运行情景。相比之下，在并网条件下，分时情景仅当项目所在地具备条件选择长时储氢成本较低天然盐穴等低成本气态长时储氢技术时（长时储氢成本 ≤ 70 元/千克）存在一定经济性优化效果，且优化幅度相对有限；而在离网条件下，分时情景即使是在采用人造岩洞等成本较高的气态长时储氢技术作为主要长时储氢载体方案时（长时储氢成本 ≥ 150 元/千克），仍能够展现出更好的经济性和资源利用率，且效果显著。因此，相较于并网场景，分时运行在离网条件下是支撑系统经济可行性和稳定运行的关键运行方式，其应用具有更强的必要性和现实意义。

4.5 讨论与小结

综合本章的分析测算可以看出，离网条件显著改变了风光制氢一体化项目的系统配置与运行逻辑。失去公共电网支撑后，项目需依靠场内设备独立实现能量平衡，光伏、风电及储能配置显著增加。电化学储能与低压储氢承担短期调节，长时储氢则负责季节性能量平衡。虽然这种结构提升了系统独立性，但也带来了更高的投资与运行复杂度，使项目在经济性与利用率方面面临更大挑战。

在一体化项目转为离网运行后，项目无法在新能源出力不足时从公共电网获取调节与支撑能力，直接导致发电端相对于制氢端的超配比例以及储能配置规模显著扩大。在无长时储氢的条件下，项目系统成本可能提升近五成，发电资源利用率亦可能降至五成左右。而引入具备季节调节能力的长时储氢可显著改善离网条件下一体化项目的配置结构与运行效果。通过在大风季储氢、在小风季释放，系统能够在季节尺度上重新平衡可再生资源的时序分布，有效缓解资源季节性不匹配问题，显著降低为应对极端工况而形成的发电端超配需求。对于下游用氢需求相对刚性且连续的一体化项目而言，配置长时储氢是提升系统稳定性、优化装机结构并改善经济性与运行效率的关键手段。

在配置了长时储氢的离网项目中，当项目配置的长时储氢规模处于相近水平时，在较大时间尺度上（如按风季与按月度）的运行方式差异化对系统整体经济性和运行表现的影响差异相对有限。按月度资源与按风季资源确定等效用氢曲线的共同核心在于，均通过能量转移机制，将资源富余期间的可再生能源转化并用于资源不足期间，从而改善系统运行稳定性并优化整体成本结构。在这一背景下，决定资源转移量大小的长时储氢的配置规模成为决定系统经济性差异的主要因素，其规模需控制在合理区间内可以实现更优的综合效果。

在此基础上，引入分时运行的等效用氢曲线可进一步提升离网系统的优化水平。分时运行方式在刻画月度或风季资源分布特征的同时，引入日内资源变化信息，既反映可再生能源在不同风季间的波动特性，又体现光伏日间出力曲线。在面对相同水平的刚性下游需求时，分时的曲线设计可在项目规划时最大程度压缩发电端冗余配置，并在运行是提高可再生能源利用率，在系统成本与运行效率方面实现优化。其中，与资源出力特征拟合度更高的等效用氢曲线（如拟合分时情景）在离网条件下展现出更显著的经济性优势。

第五章 总结与建议：长时储氢在并网与离网一体化项目中的模式探索

绿氢产业是“双碳”目标下未来能源体系中的关键产业，也是推动新能源非电利用的关键载体。在新能源集成融合发展的大背景下，风光制氢一体化项目已成为实现电氢系统协同发展和强化多能源品种一体化开发的重要载体。优化风光配比，合理配置储电、储氢设施，提升一体化项目自平衡能力，将助力提升风光氢储协同发展水平。长时储氢作为提供季节性调节能力、提升一体化项目自平衡水平的手段之一，其发展将有助于新能源弱并网、离网制氢模式发展。

在并网模式下，长时储氢的引入显著改善了一体化项目的下网特性，减轻了公共电网运行压力。配置长时储氢后，一体化项目全年下网电量分布更加均衡，季节波动明显减弱，下网电量的年内分布与公共电网的季节性供需情况更加适配：本项目在大风季（3—5月）下网电量增加约5,200万度，有助于提升电网可再生能源消纳能力；在小风季（7—9月）下网电量减少约8,800万度，显著缓解了电网供应压力。从整体来看，项目年度下网电量下降约6.1%，降低了项目对公共电网的整体依赖水平，实现了更高水平的自平衡。虽然长时储氢在项目运行与电网协调方面表现突出，但受长时储氢建设投资成本较高影响，储氢部分成本上升；而电网交互环节虽有所优化，但改善幅度有限，其整体系统经济性优势尚未充分显现。

按月度风光资源水平设置长时储氢的氢存取状态是并网一体化项目的基础运行方式，在该运行方式下“做减法”或“做加法”均存在项目优化运行的空间。在常规运行基础上“做减法”的风季波动方式，是将长时储氢在大小风季内的运行方式由按各月度资源情况差异化波动简化为在风季内各月间统一波动。这一改变通过平滑月度负荷降低了月度负荷极值，从而提升了电解槽在高负荷运行的时长并降低了电解槽装机需求；适度的风季波动幅度可帮助实现项目配置与电网交互成本之间的再平衡，优化系统整体成本结构。而“做加法”的分时波动方式，是在按月度资源波动的基础上，对长时储氢的充放功率按昼夜进行日内两段式分解，实现分时运行。两段式分时方式提升了长时储氢运行与可再生能源日内出力特性的匹配度，可以帮助改善项目内发电装机配置、提升发电资源利用率；分时运行方式，特别是按资源均值两段式分时方式，可降低项目对公共电网的依赖，并助力实现电网交互成本优化。

虽然引入长时储氢有助于并网风光制氢一体化项目优化场内装机配置、降低项目对公共电网的依赖度，但从成本经济性角度看，只有在长时储氢成本处于一定水平以下，并且采用适当的运行方式时，并网项目配置长时储氢才可能具备经济优势。在具备适宜自然条件的情况下，可探索在并网一体化项目中利用天然盐穴等低成本储能载体配置长时储氢。而对于自然条件受限、需依赖人工构筑储氢设施的地区，由于建设和运维成本较高且有公共电网作为灵活性的支撑，在当前阶段需谨慎考虑对长时储氢配置的探索。

而对于离网风光制氢一体化项目而言，在用氢曲线柔性不足条件下，长时储氢设施将成为项目的必选项。电网接入趋饱和与消纳受限促使政策端鼓励具备独立运行能力的制氢项目。离网后，系统需实现供需自平衡，在无长时储氢的情况下，发电与储能大规模超配，发电资产较同等用氢规模的并网项目增加98%，资源利用率大幅下降。引入长时储氢可改善能量匹配与系统效率，大幅减少发电资源配置的冗余程度，显著提升系统自调节和资源利用水平，系统成本较无长时储氢场景可下降约两成，将对项目经济性产生非常积极的影响。

离网条件下，长时储氢设施在日内按预设功率分昼夜两段式运行，可进一步优化曲线匹配，在保证稳定供氢的同时有效压缩冗余投资，兼顾系统成本与效率的协同优化，表现出更优的经济性。日内两段式运行方式能更好地利用光伏高出力时段集中制氢，更充分消纳可再生能源，并降低项目装机规模需求；电化学储能、短时储氢与长时储氢形成互补，长时储氢运行方式的调整降低了项目对日内调节的需求，从而改善系统灵活性与设备利用水平。

相比之下，不分时的月度或风季波动运行方式虽然能够在宏观层面平衡可再生能源的时序差异，优化离网一体化项目的整体配置，但在应对日内及短周期波动方面仍显不足，资源利用潜力未能充分释放。总的来看，日内两段式分时运行方式可较为明显的改善离网一体化项目的成本经济性，较不分时方式成本可降低 6% 以上。**离网一体化项目宜优先依托分时等效用氢曲线进行设计，长时储氢在大小风季按昼夜分段运行是离网项目经济性改善的关键贡献因素之一。离网一体化项目的优化需关注长时储氢在日内两段或多段运行的协调与响应能力，以支撑项目整体更经济、更高效的运行。**

基于前文的模拟与分析，本报告分别从优化政策引导、助力项目投资运营两个维度给出如下参考：

从政策引导角度看，

- **优先鼓励和支持离网风光制氢一体化项目探索长时储氢在季节性调节中的配置和应用。**离网项目在配置长时储氢后，项目的整体利用率和经济性均表现出明显改善；相比之下，由于并网项目可利用电网电量交互，长时储氢虽然可以帮助降低项目对电网的依赖度，但在经济性方面较难体现出优势。可考虑将季节性调节功能纳入离网项目示范体系，通过先行先试积累技术经验与培育成本下降路径。
- **因地制宜地制定引导政策，优先在具有天然盐穴或废弃油气藏分布的地区落实引导政策。**测算表明，由于人工长时储氢技术在短期内成本仍较高，因此初期项目宜优先考虑成本较低的长时储氢方式，通过资源禀赋与产业规划的深度耦合，降低长时储氢部署成本，提高项目可行性。
- 在并网项目方面，**可考虑通过调整项目与电网交互的费用设计，提升长时储氢配置的相对经济性。**并网项目中，长时储氢与电网交互在季节性调节中互为替代。无论是将项目为电网运行与新能源消纳带来的收益进一步内部分化，还是电网调节成本的变化，都有可能改变长时储氢与电网交互两个选项的相对经济性。
- 在离网项目方面，**可考虑通过对末端产品的差异化标识或差异化定价，提高离网绿氢项目下游产品的辨识度、竞争力和收益水平，以提升离网风光制氢一体化项目的经济性。**从模拟结果和近期行业趋势看，较并网项目而言，离网项目成本仍显著偏高，但其产品在环境属性方面更清晰，具备一定的差异化标识或差异化定价基础。

从项目投资运营角度看，

- 当前长时储氢的配置成本，特别是人工岩洞模式的成本仍较高，**有离网制氢需求的项目业主，宜优先以长时储氢资源分布情况为导向开展项目选址工作**，降低长时储氢配置成本，提高项目整体经济性。对于并网项目而言，仅从项目经济性角度看，现阶段配置长时储氢通常不具备必要性。
- **长时储氢设备亦需配备一定的日内调节能力，从项目经济性角度看，离网一体化项目至少需有能力完成日内两段式出力调整。**需要特别指出的是，此处的长时储氢日内调节，指的是长时储氢在特定的月份或季节，具备在不同时段（如日间与夜间）按不同预设功率运行的能力，并不需要长时储氢针对项目实施运行情况进行短时调整，短时平衡仍由电化学储能、低压储氢罐等短时灵活性资源提供。
- **除配置长时储氢外，离网项目业主可同时考虑提升用氢负荷灵活性，挖掘需求侧资源满足季节性调节需求。**项目用氢负荷的灵活性也是决定一体化项目配置成本的关键因素之一，灵活负荷可降低系统为极端场景提供的备用需求，从而在一定程度上替代离网项目配置的各类灵活性资源以及超额配置的发电资源，助力项目经济性的提升。

参考文献

- 1 国家能源局（2025），中国氢能发展报告2025，<https://www.nea.gov.cn/20250430/96022785b3a747248288ad1c57d3a025/83d863317f2f44edb605348e4de40993.pdf>
- 2 李婷, 刘玮等（2022），开启绿色氢能新时代之匙：中国2030年“可再生氢100”发展路线图，落基山研究所，中国氢能联盟研究院，<https://rmi.org.cn/wp-content/uploads/2022/07/Chinas-Green-Hydrogen-New-Era-2030-Chinas-Renewable-hydrogen-100GW-Roadmap.pdf>
- 3 李抒苒, 薛雨军, 王珮珊等（2024），集群化发展助力低碳转型之：工业场景中大规模绿氢应用模式研究，落基山研究所，<https://rmi.org.cn/insights/transitioning-chinas-industrial-sectors-creating-clusters-for-large-scale-green-hydrogen-integration>
- 4 中华人民共和国能源法（2024），https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202411/content_6985761.htm
- 5 国家发展改革委，国家能源局（2022），氢能产业发展中长期规划（2021–2035年），https://www.gov.cn/xinwen/2022-03/24/content_5680973.htm
- 6 国家发展改革委，国家能源局（2025），关于促进新能源消纳和调控的指导意见，<https://www.nea.gov.cn/20251114/27d6c4e0b5644b88a2cb7c5cf169376a/c.html>
- 7 国家能源局（2025），关于促进新能源集成融合发展的指导意见，<https://www.nea.gov.cn/20251112/79210278a3184efea9ccf2d546fdf1b7/c.html>
- 8 高硕, 陈梓浩, 张沥月, 雷灵龙等（2024）。氢电耦合发展报告：基于绿氢项目尺度的发展策略研究，落基山研究所，<https://rmi.org.cn/insights/hydrogen-power-micro/>
- 9 李婷, 谭光瑀, 王喆, 张博雅（2024），中国氢储运中长期布局图景和技术展望，落基山研究所，<https://rmi.org.cn/insights/long-term-outlook-on-hydrogen-storage-and-transportation-landscape-and-technology-evolution-in-china/>
- 10 风光资源数据（2025），<https://www.renewables.ninja/>

陈梓浩，高硕等，氢电耦合发展报告：长时储氢在并网与离网绿氢项目中的配置与运行策略研究，落基山研究所，2025，<https://rmi.org.cn/insights/hydrogen-power-storage/>

RMI 重视合作，旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此，我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



除特别注明，本报告中所有图片均来自 iStock。



RMI Innovation Center
22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

© 2025 年 11 月，落基山研究所版权所有。
Rocky Mountain Institute 和 RMI 是落基山研究所的注册商标。