



电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



专题报告

湖南省风光蓄储融合发展研究

湖南省能源碳中和发展研究中心，北京大学能源研究院

2024年11月

电力圆桌项目

电力圆桌（全称电力可持续发展高级圆桌会议）项目于 2015 年 9 月启动，旨在紧扣应对气候变化、调整能源结构的国家战略，邀请业内专家和各利益方参与，共同探讨中国电力部门低碳转型的路径和策略。通过建立一个广泛听取各方意见的平台机制，电力圆桌将各方关心的、有争议的、目前决策困难的关键问题提交到平台讨论，选出核心问题委托智库开展高质量研究，并将研究成果和政策建议提交到平台征求意见，从而支持相关政策的制定和落地，推动中国电力行业的改革和可持续发展，提高电力行业节能减排、应对气候变化的能力。

项目课题组



中国能建湖南院创建于1958年，为中国能源建设集团(世界500强)在湘办事处单位。拥有电力、化工石化医药双行业甲级、工程勘察、咨询等专项甲级资质，业务涵盖能源电力规划、低碳节能咨询、超特高压电网、核电、大型火电、新能源、储能、综合能源、化工、医药、市政、建筑、环保等领域。

湖南省能源碳中和发展研究中心由省发改委批准，依托湖南院专业技术力量牵头组建，提供从双碳方案顶层设计到典型项目实施的一揽子服务，致力于打造国内领先的“双碳”智库和系统解决方案提供商。



北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY

北京大学能源研究院是北京大学下属独立科研实体机构。研究院以国家能源发展战略需求为导向，立足能源领域全局及国际前沿，利用北京大学学科门类齐全的优势，聚焦制约我国能源行业发展的重大战略和科技问题，按照“需求导向、学科引领、软硬结合、交叉创新、突出重点、形成特色”的宗旨，推动能源科技进展，促进能源清洁转型，开展专业及公众教育，致力于打造国际水平的能源智库和能源科技研发推广平台。

湖南省风光蓄储融合发展研究

Wind-Solar-Energy Storage Integration Study in Hunan Province

报告作者

湖南省能源碳中和发展研究中心

余虎、程远林、张舒、周野、方绍凤、施志鹏

北京大学能源研究院

吴迪、汪若宇、王可珂、俞露稼、康俊杰

2024年11月

目 录

执行摘要.....	ii
1. 湖南省电力行业发展现状和形势.....	1
1.1 湖南省电力行业发展现状.....	1
1.2 湖南省电力行业发展的主要问题.....	4
2. 湖南省可再生能源与储能融合发展的潜力.....	5
2.1 可再生能源发展形势与资源禀赋.....	5
2.2 储能设施发展形势与资源禀赋.....	7
2.3 湖南省储能运行实际情况.....	7
2.4 风光蓄储融合发展模式.....	8
3. 湖南省风光蓄储融合发展的规划方案.....	11
3.1 总体研究思路.....	11
3.2 湖南省风光水火储发展规模预测.....	12
3.3 湖南省风光蓄储融合发展规划方案.....	14
4. 湖南省风光蓄储融合发展模式的效益分摊方法研究.....	20
4.1 风光蓄储融合发展模式效益分摊的问题.....	20
4.2 风光蓄储融合发展内部效益分摊方法.....	21
4.3 融合发展模式的成本分摊案例分析.....	22
5. 湖南省风光蓄储融合发展的政策建议和保障措施.....	24
5.1 做好顶层设计，科学规划新能源与储能.....	24
5.2 完善湖南省储能容量电价机制.....	24
5.3 优化利益分配模式.....	25
5.4 推进新能源和储能积极参与电力市场.....	26
参考文献.....	27

执行摘要

“双碳”目标指引下，以风电与太阳能为代表的可再生能源的装机容量不断增长。湖南省是全国首个发布省级新型电力系统发展规划纲要的省份，但面临保障供应能力不足、峰谷差率极高、系统调节能力不强等问题。为此，通过探索风光蓄储融合发展模式的可行性，提高可再生能源对电力系统的支撑作用，并明确融合发展模式的成本疏导方式，将有力推进可再生能源大规模、高比例、市场化、高质量发展。并将为湖南省碳达峰碳中和战略目标的实现奠定基础，力争在 2025 年后不再核准新的煤电机组。

本课题分析了湖南省电力行业的发展现状和主要问题，系统评估了可再生能源与储能的发展形势与资源禀赋，探讨了湖南省风光储融合发展模式的潜力和挑战。课题组还通过建模规划了湖南省中长期风光蓄储融合发展的方案，并以实际案例分析了风光储融合发展模式与独立建设项目的经济性以及相应的效益分摊模式。

研究发现，单独建设储能存在内部收益率低、初期投资高、缺乏有效的政策支持等问题，难以盈利。课题组通过实际案例，对比分析了风储融合发展模式与“风电+煤电”、“风电+气电”等风电与传统调节性电源组合模式的差异。尽管现阶段“风电+气电”的净收益较高，但未来随着碳成本的不断提升、储能建设一次成本逐步降低，以及储能收益机制的不断完善，综合考虑储能容量电价收益、共享模式参与市场等收益方式落实落地，风光储融合发展模式的收益前景更为看好。为支持融合发展，课题组建立了内部效益分摊方法，提出了综合贡献度考核机制，有利于避免各发电主体间的利益冲突，提高了储能机

组助力可再生能源消纳的积极性，实现内部效益的科学合理分摊，可为融合发展系统运营商提供参考。

课题组提出湖南省风光蓄储融合发展的如下建议：

- (1) 主管部门优先考虑推进储能 + 新能源的发展模式，预测并提出对抽水蓄能、新型储能、火电的实际建设需求与建设时序，合理控制电力系统安全调节总成本；
- (2) 充分考虑储能固定成本的波动性、当前可实现的容量价值和宏观调控等因素，逐步推动新型储能容量电价机制；
- (3) 按照“谁受益、谁付费”的原则，结合风光蓄储融合发展模式中各发电主体对一体化系统的综合贡献度和储能带给各发电主体的电量增益，建立合理的成本分摊和疏导机制；
- (4) 积极推进新能源和储能参与电力市场，研究设立新的辅助服务品种，出台或完善新型储能参与辅助服务市场规则、允许储能参与各细分市场并进行收益叠加、建立和完善体现储能绿色价值的政策体系。

湖南省电力行业发展现状和形势

1.1 湖南省电力行业发展现状

1、需求侧

进入“十四五”以来，电力需求保持稳步增长，电力消费结构持续优化，第三产业电力消费占比持续增加。

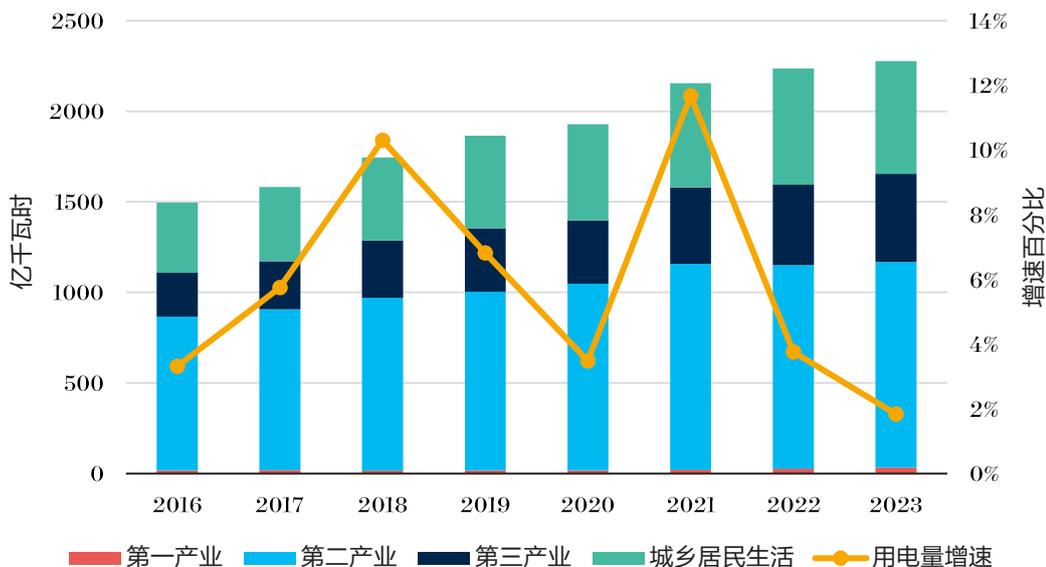


图 1-1 湖南省全社会用电量情况

(数据来源:《湖南省电力行业碳达峰时间与路径研究》、《湖南省能源发展报告 2019-2023》)

2023年湖南省人均用电量为3466千瓦时，仅为全国人均用电量6539千瓦时的一半左右。湖南省人均生活用电量水平较高，2023年全省人均生活用电量946千瓦时，与全国人均生活用电量959千瓦时基本持平，表明湖南省经济增长的重心正持续向生活与消费方向转移。

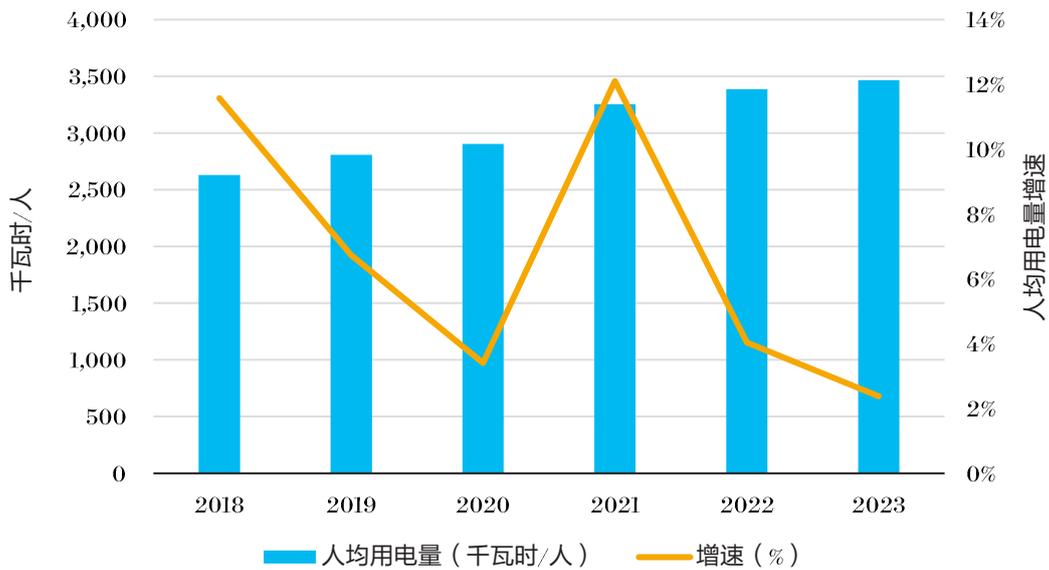


图 1-2 湖南省人均用电量情况

（数据来源：《湖南省能源发展报告 2023》）

近年来，湖南省单位 GDP 电耗保持稳步下降，经济发展低碳化成效显著。2023年湖南省单位 GDP 电耗 439 千瓦时 / 万元，不到全国水平的六成（2023 年全国单位 GDP 电耗 732 千瓦时 / 万元），较 2015 年下降 13.4%，第三产业和居民生活拉动电力消费快速增长。

2、供给侧

湖南省电力生产供应能力稳步提升，装机结构进一步优化，光伏发电和风电跃升发展，行业清洁低碳转型加速推进。2023 年底，湖南电网电源装机超 7000 万千瓦，可再生能源装机占比超过 60%。

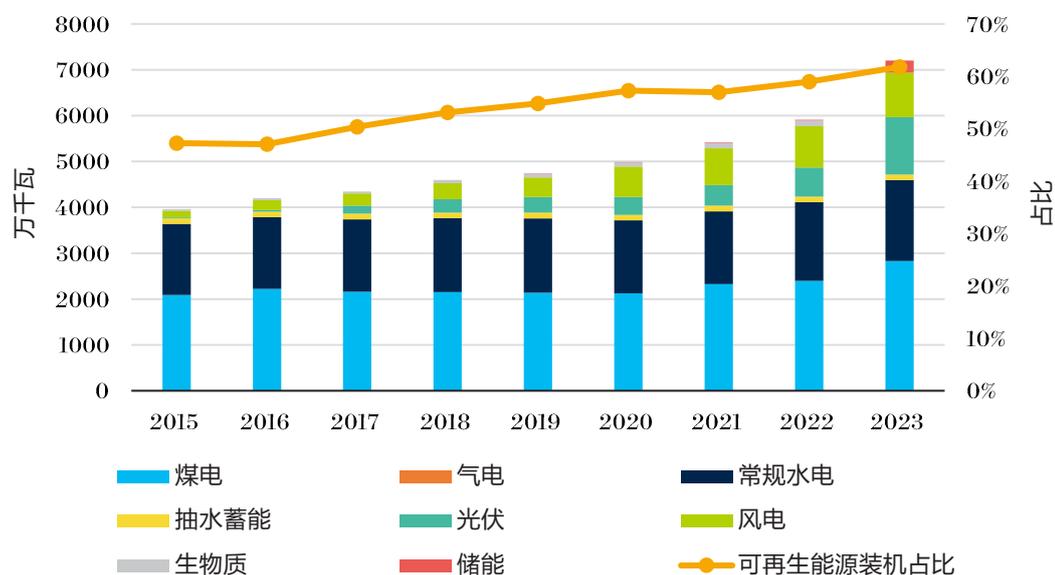


图 1-3 湖南省电网装机结构情况

（数据来源：《湖南省能源发展报告 2023》）

发电量方面，整体来看，湖南省可再生能源发电量占比波动较大，主要是由于湖南省本地电力装机中水电装机规模占比大，受天气情况影响较为直接。2023年风光水可再生能源发电量达到680亿千瓦时，占总发电量的38%，对传统发电增量电量形成有效替代，加速推动了电力清洁低碳转型。

3、电网侧

湖南作为电力受端省份，暂无电力调出情况，省内湘东基本建成500千伏双环网，形成“西电东送、南北互供”的500千伏骨干网架，围绕湘东、湘南形成“两个受端”环网的运行格局，220千伏电网基本实现区县全覆盖，电网供电能力、供电可靠性及可再生能源消纳能力不断增强，为全省构建以新能源为主体的新型电力系统奠定良好基础。

1.2 湖南省电力行业发展的主要问题

1、电力保障供应能力不足

湖南省面临着传统能源缺煤无油乏气，新能源资源禀赋不优、发电效率不高的局面，能源对外依存率长期维持在 80% 以上，电力保供长期存在较大压力。湖南省基础支撑火电装机占比偏低，仅为 40% 左右，低于全国 9 个百分点，出力不确定性电源装机占比高（水电 + 新能源占比达到 56%）。即使已核准煤电、气电按期投运，到 2025 年支撑火电占比仍未得到有效提升（41%），高峰负荷期间电源顶峰能力不足，保供压力较大。在考虑“十四五”已核准煤电、气电以及宁湘直流均预期投产的情况下，预计到 2025 年湖南省电力刚性缺口约 200 ~ 300 万千瓦，电力供应仍存在一定“硬缺口”，未来一段时期还将常态化面临紧张局面。

2、电力系统调节能力不强

湖南第三产业与城乡居民生活用电占比高（48.6%），在电网用电高峰时刻，基本不具备可调节的空间，其中居民生活用电高于全国 15 个百分点。湖南省负荷峰谷差率已接近 60%，位于国网首位。湖南省电源调峰能力不强，丰水期受负荷较低和风雨同期的影响，常规水电汛期整体调节能力不强，火电深度调峰成本高，新型储能参与调峰的实际调节能力较弱，随着未来省内新能源的比重将不断增高，叠加电网局部区域送出受限，对电网调节能力建设和适应新能源送出电网建设方面均提出了更高要求。

3、新能源消纳形势严峻、支撑能力弱

“十四五”以来，风电、光伏电站装机规模占比快速提升，但新能源电力的出力变动性给电力系统带来了挑战，省内新能源资源分布与电力负荷分布匹配性相对较差，在空间布局上，新能源主要集中分布在湘西、湘南、湘西北等电源聚集地区，湘东负荷中心资源禀赋和发展潜力较差。随着未来省内新能源的比重将不断增高，叠加电网局部区域送出受限，新能源送出消纳形势严峻。

新能源对湖南省电力系统支撑能力不足，顶峰能力欠缺。电力支撑方面，新能源发挥作用较小。从最大负荷日电源出力情况来看，迎峰度夏时，风电、光伏发电出力 18% 左右，水电在丰水期能够发挥一定支撑作用；迎峰度冬时，风电、光伏发电出力仅 5% 左右，基本依赖外调电力和本地煤电支撑。

2 湖南省可再生能源与储能融合发展的潜力

2.1 可再生能源发展形势与资源禀赋

1、风力发电

湖南省风能资源属全国风能资源四类资源区,风电年均发电小时数为2000小时左右。湖南风能资源潜在可开发的场址区域主要集中分布在湘南、环洞庭湖、湘东、湘西和湘西北等地区,潜在可开发的场址大多与其地形地貌特征有关。

2023年,湖南省风电已开发约972万千瓦,同比增长8.0%,风力年发电量约209亿千瓦时,同比增长15.2%,全年风电利用率达99.64%,整体而言湖南省风电发展增速逐渐放缓。湖南省发布“十四五”第一批风电、光伏开发建设方案,其中风电项目共303个,装机2238万千瓦,主要集中在湘南、湘西南区域。

2、光伏发电

湖南省太阳能资源相对不优,绝大部分地区属于太阳能三类资源区,从全国范围来看属于太阳能资源相对一般的区域,居全国中下水平,但属于同纬度省份中太阳能资源相对较充分的区域。

2023年，湖南省太阳能发电装机规模达1252万千瓦，同比增长96.7%，其中分布式光伏853万千瓦，同比增长143.7%，光伏发电量为87亿千瓦时，同比增长64.2%，光伏发电利用小时数为995小时，同比减少15小时。整体而言，湖南省光伏发电呈现高速增长态势。湖南省发布“十四五”第一批风电、光伏开发建设方案，其中光伏236个项目，2449万千瓦，主要集中在湘南、湘东北区域。

表 2-1 湖南“十四五”风电、光伏发电装机规划分布情况^{[6][7]}

市州	风电		光伏发电	
	规划装机 (万千瓦)	占比	规划装机 (万千瓦)	占比
长沙	0	0	12	0.5%
株洲	68	3.0%	30	1.2%
湘潭	28	1.3%	12	0.5%
岳阳	0	0.0%	211	8.6%
衡阳	139	6.2%	523	21.4%
郴州	447	20.0%	369	15.1%
永州	575	25.7%	636	26.0%
娄底	39	1.7%	54	2.2%
邵阳	146	6.5%	65	2.7%
常德	92	4.1%	89	3.6%
益阳	115	5.1%	340	13.9%
张家界	104	4.6%	19	0.8%
怀化	388	17.3%	56	2.3%
自治州	97	4.3%	33	1.3%
合计	2238	100%	2449	100%

2.2 储能设施发展形势与资源禀赋

1、抽水蓄能

湖南省抽水蓄能资源丰富，项目储备超过 3600 万千瓦^[5]，“十四五”重点实施 13 个，计划核准开工总容量 1660 万千瓦，排名全国第二。目前，仅黑麋峰（120 万千瓦）抽水蓄能电站在运，平江抽蓄（4×35 万千瓦）、安化抽蓄（8×30 万千瓦）、罗萍江抽蓄（4×30 万千瓦）等 8 座电厂共 1180 万千瓦装机已核准并开工建设。

2、压缩空气储能

湖南省压缩空气储能站址较丰富，建设条件较好，适宜大规模开发。湖南省适宜建设 30 万千瓦级压缩空气储能的人工硐室站址较丰富，主要分布在中东部和南部硬质岩石区域，并与湘东湘南两大电力负荷中心、湘南大型风电光伏基地等储能需求旺盛的区域布局匹配度高。

3、电化学储能

“十四五”以来，湖南省电化学储能规模快速增长，2023 年，全省装机规模达 266 万千瓦^[1]，同比增长 322%，装机占比居全国首位，已超额完成“十四五”建成电化学储能装机 200 万千瓦的规划目标。

2.3 湖南省储能运行实际情况

一是储能市场供需不平衡，供方市场大于需方市场。截至 2023 年底，全国抽水蓄能和新型储能装机规模约 8243 万千瓦^[3]，风电、光伏发电装机规模约 105083 万千瓦，两者容量比例约 7.8% 左右，而同期湖南省储能装机规模与风电、光伏发电装机规模两者容量比例高达 17.4%，远超国家水平。整体而言，湖南省储能建设进展超过电力系统建设进度，抽水蓄能和新型储能装机容量领先全国平均水平，但当前湖南省储能装机多为配套新能源建设的电源侧新型储能，分布地区较为分散，在应对全省负荷波动时参与电网实际调峰能力不强，调度利用率不高。

二是储能配套政策不完全，商业运行模式未得到保障。湖南省率先出台政策允许储能参与辅助服务，并提供补贴，但电力现货市场政策有待进一步完善，市场机制仍在构建，辅助调峰、容量租赁、容量补偿等收益来源存在长周期不确定性，对地方政策及电网调度的依赖性较高，对电力现货市场的探索有待加快，储能以峰谷价差套利的模式有待进一步完善。因此，在多项现实因素影响下，储能项目投资内部收益率将会降低，投资回收期同步被拉长。

2.4 风光蓄储融合发展模式

1、风光蓄储融合发展的基本情况

风光蓄储融合发展模式是指将风电、光伏发电与抽水蓄能、电化学储能等多种储能技术进行有机结合，形成一种新型能源供应系统。开展风光蓄储一体化建设，提高可再生能源对电力系统的支撑作用，力争 2025 年后湖南省不再核准新的煤电机组，使可再生能源成为湖南省落实双碳目标、构建清洁能源占比逐渐提高的新型电力系统的“主力军”。

2、湖南省风光蓄储融合发展潜力分析

(1) 水风光互补特性分析

风能和太阳能具有天然的日内互补性，风电通常在夜间发电效率较高，而太阳能发电则在白天出力，这种风光日内互补性有助于平衡发电波动，提高电力供应的稳定性。湖南水电调节能力不强，其日出力特性主要受来水影响，而少数具备较强调节能力的大中型水电因要承担调峰调频和系统调节任务，其日出力特性主要受负荷、库容及来水影响。通过储能设施和调节性能较好的水电出力可进一步“平滑”风电、光伏的间歇出力特性，降低风电、光伏出力波动的影响，抑制风、光独立发电系统接入对电力系统产生的不利影响，改善整个风、光、蓄、储电源系统的时间功率输出曲线。

(2) 湖南省融合发展区域布局匹配度

根据湖南省风光新能源资源分布和抽水蓄能、新型储能等储能装机选址条件来看，湖南省适合风光蓄储一体化发展的区域主要可以分为环洞庭湖区域、湘中区域和湘南区域。



图 2-1 湖南省风光储区域分布

现阶段，湖南省暂无已投运的风光蓄储融合发展项目，正在开展项目前期研究的风光蓄储融合发展项目主要集中在湘中区域，包括有株洲市茶陵县风光储一体化项目、衡阳县风光水储项目、湘潭市雨湖区姜畲镇风光储一体化开发建设项目等，其中衡阳县风光水储项目由中国能建中南院承建，依托衡阳县抽水蓄能项目，同步建设包括井头镇风电场、金溪镇风电场、界牌镇风电场 3 个风电项目，台源镇九乐村农光互补、大安乡青龙村农光互补、衡阳县水面光伏 3 个光伏项目，总装机容量约 1100 兆瓦，总投资约 55 亿元。

3、融合发展模式的问题与挑战

(1) 新能源、储能发展规划协调性不够

湖南省储能规划工作体系尚不完善，储能装机发展仅从单一维度考虑，缺乏对新能源发展速度的评估和储能支撑性、调节性的统筹考虑。同时，现阶段新型储能以及抽水蓄能规划在较为独立的边界条件下开展，未深入考虑两者的相互影响，目前省内抽水蓄能电站已开工约 800 万千瓦，其他重点项目正在开展前期工作，在“十六五”期间，抽水蓄能电站将大规模投产，届时全省储能规模将存在过剩的问题。储能配置过剩将抬高系统成本，但配置不足又无法满足新能源消纳需求。

（2）风光蓄储融合发展的商业模式不清晰

新能源配储发展的关键在于建立起相应的成本疏导途径。抽水蓄能电站投资规模大、建设周期长，新型储能成本仍然较为昂贵，难以满足风光快速发展的需求。目前，储能电站的收益普遍不足。一方面，储能电站的市场机制和商业模式不成熟，其技术优势无法通过电力市场充分发挥价值，可以实际参与交易的品种仍然有限，导致储能项目盈利困难。另一方面，国家层面统一的储能容量电价政策尚未出台。新能源与储能电站、抽水蓄能电站融合发展的电价传导机制亟需进一步研究落实。

3 湖南省风光蓄储融合发展的规划方案

3.1 总体研究思路

针对湖南省风光蓄储融合发展的规划方案，本节从两个层面分析论证。



图 3-1 湖南风光蓄储融合发展研究思路

全省宏观层面：首先在省内已明确电力流规划的基础上，统筹新能源、火电、储能三者电力支撑和电量平衡关系，逐步建立储能容量效益评估模型、规模优化模型，深入研究火电与储能之间的动态量比关系，综合考虑弃电率、系统经济性等多维度因素，求取规划年最优的火电与储能规模与量比，最后，结合湖南新能源发展及储能资源情况，提出可落地的适应湖南新型电力系统构建的风光火蓄储融合发展方案。

微观系统层面：基于全省宏观层面风光蓄储融合发展背景，聚焦研究微观层面火电与储能之间的动态比例关系。根据风光蓄储和风光火（储）两个系统的替代关系，提出具体情境下储能替代火电的的效益评估方式。

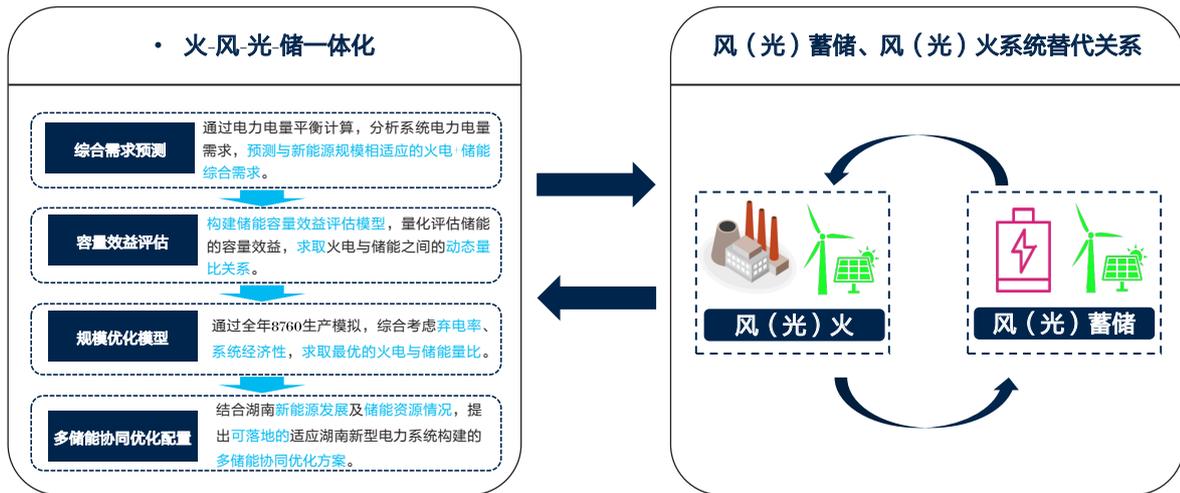


图 3-2 湖南风光火蓄储融合发展计算步骤

3.2 湖南省风光水火储发展规模预测

根据省内现有电源装机及纳入规划（在建 + 已核准）电源装机情况，2025 年 -2035 年省内电源装机情况如表 3-1 所示。

表 3-1 2025 年 -2035 年省内电源装机情况（万千瓦）^[5]

年份	2025 年	2027 年	2030 年	2035 年
总装机规模	8844	9789	11049	11949
大型水电	867	867	867	867
小型水电	782	782	782	782
大型煤电	2817	3214	3214	3214
小型火电	358	358	358	358
风电	1200	1500	1900	2300
光伏	1500	1800	2100	3800
生物质	150	190	200	250
气电	98	198	296	296
抽蓄	155	260	290	1300
储能	300	300	300	300
压缩空气	0	0	0	0

注：其中小型火电和小型水电为 220kV 以下电压等级接入的电源。

为保障湖南电力安全可靠供应、适应新能源快速发展和消纳，2025 年、2027 年、2030 年、2035 年系统对火电和储能的电力支撑需求分别为 2979 万千瓦、3773 万千瓦、4399 万千瓦、5609 万千瓦。

表 3-2 火电和储能的电力支撑需求预测（万千瓦）^[5]

	2025 年	2027 年	2030 年	2035 年
1. 负荷	5650	6600	7500	8800
2. 电源可利用容量	2671	2827	3101	3191
(1) 水电	989	989	989	989
(2) 小火电	286	286	286	286

	2025年	2027年	2030年	2035年
(3) 生物质	120	136	160	200
(4) 外来电	1276	1416	1666	1716
3. 火电 + 储能需求	2979	3773	4399	5609

综合考虑电力支撑、弃电率与经济性的，根据《适应新型电力系统的湖南储能体系研究》课题相关研究成果，可以得到各水平年下需要的火电与储能规模如下：

表 3-3 2025-2035 年各类储能配置情况（万千瓦）

类型	2025年		2027年		2030年		2035年	
	新增规模	总规模	新增规模	总规模	新增规模	总规模	新增规模	总规模
抽水蓄能 (6小时)	0	155	105	260	350 ~ 540	610 ~ 800	1340 ~ 1440	1600 ~ 1700
电化学储能 (2小时)	0 ~ 34	266 ~ 300	0 ~ 34	266 ~ 300	0 ~ 34	266 ~ 300	0 ~ 34	266 ~ 300
压缩空气储能 (4小时)	0	0	75 ~ 210	75 ~ 210	200 ~ 300	200 ~ 300	200 ~ 300	200 ~ 300
总规模(折算6小时)	243 ~ 255		400 ~ 500		830 ~ 1100		1900	

备注：1) 以上规模均考虑电源建设周期，储备项目情况进行配置，若任一储能发展不及预期，则可以由其他类型储能补充。2) 新增规模基于 2023 年现状值和表 3.2-1 已纳入规划或已核准的装机容量计算得到。

3.3 湖南省风光蓄储融合发展规划方案

1、模型搭建

根据投资成本与运行成本模型，建立多目标综合优化的目标函数；建立风光出力约束、抽蓄运行约束、电源和电网规划运行约束和区域电网电源规划投资决策约束；将风光蓄储

融合发展规划分解为运行优化子模型和投资决策子模型；联合优化获得风光蓄储融合发展规划问题的整体最优解。

2、情景分析

按照弃风弃光率与储能容量设计不同场景对风光蓄储融合发展进行方案设计。不同容量配比场景下，对电力系统的支撑能力进行量化分析，确定合理的容量配比优化模型，对关键不确定性因素的影响进行分析。以湖南某压缩空气储能项目为研究对象，项目规模 $1 \times (300\text{MW}/1200\text{MWh})$ ，考虑风电利用小时数 2100 小时、单位造价 5166 元/千瓦，光伏利用小时数 950 小时、单位造价 3300 元/千瓦。

表 3-4 风光储融合发展规模

项目	情景一	情景二
储能 (MW)	300	300
弃电率 ($\leq 5\%$)		
风电 (MW)	300	300
光伏 (MW)	0	190
弃电率 ($\leq 5\%$)	4.36	5.0
弃电率 ($\leq 10\%$)		
风电 (MW)	400	370
光伏 (MW)	0	210
弃电率 ($\leq 10\%$)	9.30	9.96

由表可知，在保证新能源弃电率满足 5% 的要求下，经过计算可以配置 300MW 风电 +0 光伏或者 300MW 风电 +190MW 光伏的两种新能源配置方案。在保证新能源弃电率满足 10% 的要求下，经过计算可以配置 400MW 风电 +0 光伏或者 370MW 风电 +210MW 光伏的两种新能源配置方案。

3、融合发展模式与独立建设项目经济性对比分析

以湖南湘乡压缩空气储能项目为研究对象，以 300MW 风电 +300MW 压气储能融合发展模式与独立建设的 300MW 风电和独立建设的 300MW 压气储能进行经济性对比分析。

分析内容包括风电和压气储能售电收益，2030 年前、2030-2034 年、2035 年及以后三个时间段的压气储能电站调峰辅助服务收益（8760 小时生产模拟的输出调峰需求时长分别为 1708 小时、890 小时、480 小时），以及储能容量租赁收益。

表 3-5 风光储融合建设与单独建设的内部收益率对比

情景		300MW 风电 +300MW 储能	300MW 风电	300MW 储能
静态投资（万元）		367000	154980	212020
收益（万元/年）	售电收益	28350	28350	/
	租赁收益	702	/	702
	调峰收益	4922、4063、2192	/	4922、4063、2192
	现货市场套利	8789.7234	/	8789.7234
内部收益率		7.32%	25.21%	-22.28%

综合上述分析，单独建设风电和储能内部收益率分别为 25.21% 和 -22.28%，其中，单独建设风电内部收益率高主要是因为考虑风电可全额消纳，也未考虑其分摊辅助服务费用。单独建设储能内部收益率低，主要是期初投资高，没有较好的政策支持，储能项目难以实现盈利。

根据上述计算结果，融合发展模式与独立建设项目经济性对比分析：单独建设风电经济性优于风储融合发展模式优于单独建设储能项目。

4、融合发展模式与传统调节性电源经济性对比分析

基于系统需求曲线一致的前提下，对风光蓄储融合发展系统与煤电、气电灵活性调峰电源进行经济性对比分析。

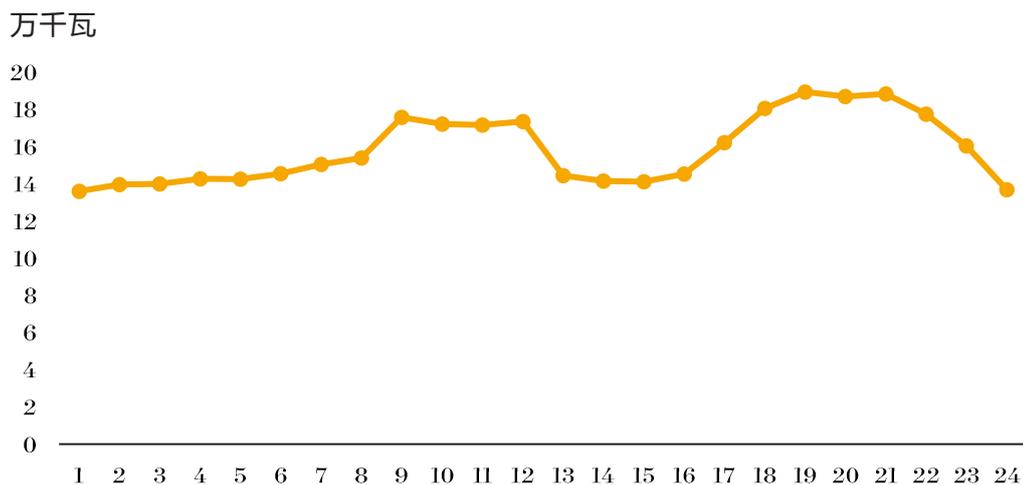


图 3-3 系统需求曲线示意图

拟定以下几种出力曲线基本一致的方案：

方案一：压缩空气储能 300MW，配置风电 300MW。

方案二：煤电 180MW（调峰 0.8），配置风电 200MW。

方案三：煤电 170MW（调峰 0.8），配置风电 350MW。

方案四：气电 170MW（调峰 1.0），配置风电 350MW。

表 3-6 系统成本对比表

	方案一	方案二	方案三	方案四
风电规模（10MW）	30	20	35	35
储能规模（10MW）	30	0	0	0
煤电规模（10MW）	0	18	17	0
气电规模（10MW）	0	0	0	17
弃电率	4.36	21.9	34.8	4.29

	方案一	方案二	方案三	方案四
风电一次建设成本(万元)	154980	103320	180810	180810
储能一次建设成本(万元)	210000	0	0	0
煤电一次建设成本(万元)	0	72000	68000	0
气电一次建设成本(万元)	0	0	0	44200
风电年运行成本(万元)	5040	3360	5880	5880
储能年运行成本(万元)	4200	0	0	0
煤电年运行成本(万元)	0	6840	6460	0
煤电年燃料成本(万元)	0	19656	13606	0
气电年运行成本(万元)	0	0	0	2168
气电年燃料成本(万元)	0	0	0	5502
煤电年碳排放成本(万元)	0	1870	1294	-
气电年碳排放成本(万元)	-	-	-	286
年费用(万元)	41982	47454	49561	34021
年发电量收益(万元)	60010	86808	102406	81016
年净收益(万元)	18028	39353	52845	46995

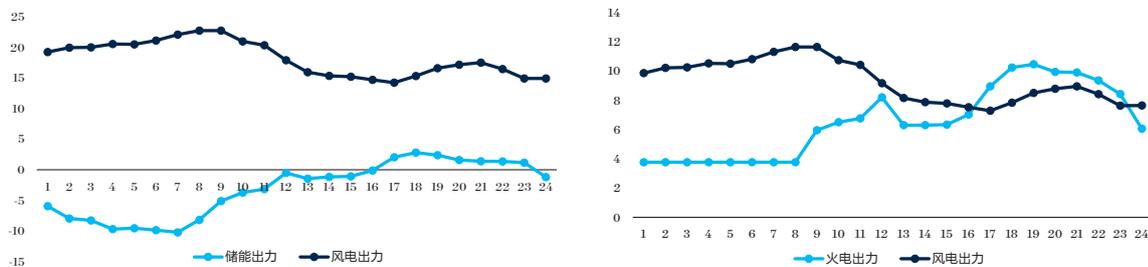


图 3-4 储能 + 风电系统出力曲线 (方案一)、火电 + 风电系统出力曲线 (方案二)

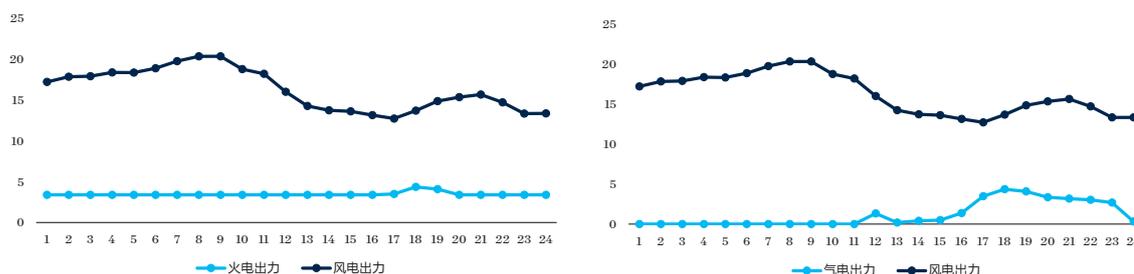


图 3-5 火电 + 风电系统出力曲线（方案三）、气电 + 风电系统出力曲线（方案四）

综合以上分析计算可知：

1) 在考虑确保出力曲线基本一致的前提下，气电 + 风电的系统可以实现代替储能 + 风电系统。但因为考虑煤电有最小技术出力，所以煤电 + 风电系统的弃电率最高。

2) 从年净收益来看，煤电 + 风电系统的收益最高，储能 + 风电系统最低；由于气电的年发电电量比煤电年发电电量少，对比新增相同容量的煤电和气电装机，煤电 + 风电系统收益优于气电 + 风电系统。

3) 尽管煤电 + 风电的净收益较高，但弃电率同样较高，无法实现高比例新能源消纳的要求。虽然气电 + 风电的净收益较高且弃电率较低，但考虑湖南省目前暂无燃气电厂投产，也无相关政策支撑，面临气源无法得到有效保障的情况，其实际收益还存在不确定性。未来随着碳成本的不断提升、储能建设一次成本逐步降低的发展因素，以及不断完善储能收益机制，考虑储能容量电价收益、共享模式参与市场等收益方式落实落地，风光储融合发展模式的收益前景良好，因此，报告将储能 + 风电作为发展的推荐情景。

4 湖南省风光蓄储融合发展模式的效益分摊方法研究

4.1 风光蓄储融合发展模式效益分摊的问题

为推动电力结构向清洁能源转型，我国在“十四五”期间提出了规划建设“水风光储一体化”能源基地的发展思路，储能技术主要能够提高风电和光电等可再生资源的消纳率，促进节能减排，保障电网安全稳定运行，提高一体化系统整体经济效益，但目前而言，储能在融合发展方案中仍面临部分问题。

一是在市场机制方面，利益冲突是储能机组助力于新能源消纳面临的重大挑战。**二是在运营策略方面**，储能电站运营基于传统的峰谷价差运行套利策略，不能够保证投资成本回收，储能电站为电力系统提供的稳定运行服务不能得到合理回报。**三是在规划建设方面**，风光蓄储一体化系统内部各能源设施由单一主体投资建设运营，但以抽水蓄能为例，其建设周期长，提供的辅助服务缺乏合理的投资回报模式，一体化系统整体将承担较大的投资风险。储能电站能量时移和削峰填谷的能力给水风光蓄储一体化系统中其他发电主体带来了效益，但自身却不能因此获得相应的价值补偿，因此，如何合理建立合理的一体化系统内部效益分配策略，并对储能电站的价值给予相应补偿是当前亟需解决的问题。

4.2 风光蓄储融合发展内部效益分摊方法

本课题提出一种适用于风光蓄储一体化系统的内部效益分摊方法。先以经济效益最大化为目标、考虑联合发电系统中各发电主体的建设运营成本和发电效益建立了一体化系统的优化调度模型，基于合作博弈的 shapley 值法搭建一体化系统内部效益分摊机制；然后纳入输电平稳性约束以保证系统能够安全稳定的供应电力；再从技术、经济和环境三个角度出发，提出综合贡献度评价指标，采用熵权法计算各发电主体对一体化系统的边际贡献权重，最后建立考虑综合贡献度的内部效益分摊机制，内部效益分摊方法的详细计算流程见附录。

本方法考虑了各发电主体对整一体化系统的综合贡献度和储能带给各发电主体的电量增益，有助于激励储能设施充分发挥其调用效益，提升电力系统的稳定性与经济性。

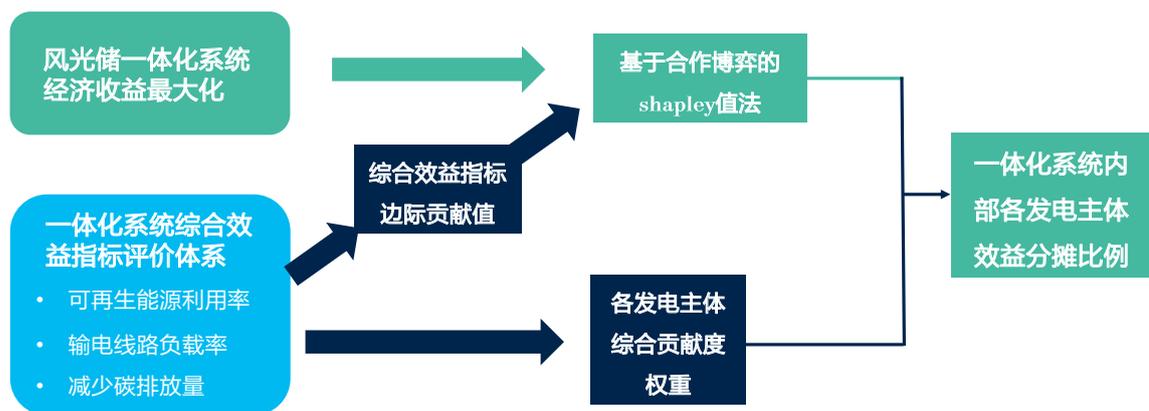


图 4-1 系统内部效益分摊计算流程

本方法从风光蓄储融合发展运营角度出发，从可再生能源利用率、输电线路负载率和减少碳排放量 3 个层面设计综合贡献度评价指标，基于合作博弈的 shapley 值法搭建考虑综合贡献度的融合发展系统内部效益分摊机制，有利于风光蓄储融合发展运营商通过综合贡献度和边际效益考核，弥补了传统 shapley 值法的平均主义缺陷，提出的综合贡献度考核机制有利于避免各发电主体间的利益冲突，同时提高了储能机组助力于可再生能源消纳的积极性，实现内部效益的科学合理分摊，为融合发展系统运营商提供参考。

4.3 融合发展模式的成本分摊案例分析

以某水风光蓄融合发展清洁能源基地为例，该基地规划风电、光电、水电和抽水蓄能的装机容量分别为 400MW、500MW、200MW 和 200MW，各电站的其他参数如表 4-1 所示。输电线路的最大输电功率为 300MW，输电功率波动范围为 $\pm 5\%$ 。水风光蓄融合发展系统的经济寿命周期为 25 年，贴现率为 5%。融合发展系统建设项目的资本金比例为 20%，剩余 80% 银行项目贷款，采用等额本息还款方式分 25 年还清，长期贷款利率为 4.90%，融合发展系统主要参数如下表：

表 4-1 融合发展系统主要参数表

	装机容量 (MW)	能量转换效率	单位投资成本 (元/kW)	年运维成本率 (%)	碳排放系数 (kg/kWh)
风电	300	60~70%	6400	1.5	0.01
光伏	400	17-20%	3300	2	0.032
水电	480	86%	7000	9	0.002
抽蓄	180	75%	5500	2.5	0.0018

根据融合发展系统的主要参数表，构建表征融合发展系统综合效益的评价指标体系 σ_i ，综合效益评估指标包括：

- (1) 可再生能源利用率：用于评估对融合发展系统中风电和光伏发电资源的使用情况；
- (2) 输电线路负载率：用于评估输电线路的利用情况；
- (3) 减排效益：水电、风电、光电和抽蓄机组的制造、材料运输和融合发展发电系统的减少都将产生碳排放；因此，融合发展系统的建设具有低碳的负面影响；此外，增加风电和光伏的利用率可以降低火电发电量的比例，相当于减少火电的能耗，减少化石能源燃烧引起的碳排放，具有积极的节能减排意义。

根据建立的各发电主体对融合发展系统的综合效益评估指标，计算各发电主体的边际贡献值，并根据信息论基本原理，依据熵权法确定综合贡献度指标体系权重 σ_i ；

表 4-2 系统综合贡献度评价权重

	可再生能源利用率	输电线路负载率	减少碳排放量	综合评价权重
风电	0.034	0.363	0.372	0.176
光伏	0.040	0.338	0.313	0.168
水电	0.149	0.262	0.278	0.290
抽蓄	0.234	0.171	0.165	0.365

计算各利益发电主体的获益情况。根据 Shapley 法，发电利益主体 i 分配到的联合发电增益为该利益主体给所有合作联盟带来边际增益的加权值 φ_i ，得到 Shapley 值分摊值。在 Shapley 值分摊值的计算基础上，引入各发电主体的综合评价权重 σ_i ，对上述算法进行修正，得到各发电主体的融合发展系统分配效益：

表 4-3 一体化系统中各发电主体效益分摊结果

	风电	光伏	水电	抽蓄
综合贡献度权重	0.176	0.168	0.290	0.365
Shapley 值分摊值	0.355	0.239	0.296	0.110
修正后 Shapley 值分摊值	0.273	0.176	0.376	0.175

引入融合发展系统综合评价权重 σ_i 后修正后，综合考虑了技术、经济和环境影响因素，在进行融合发展系统内部收益权重分配时，系统中储能（抽蓄）的收益比例从 0.110 提升至 0.175，有助于激励储能设施充分发挥其调用效益。

本方法从风光蓄储融合发展运营角度出发，从可再生能源利用率、输电线路负载率和减少碳排放量 3 个层面设计综合贡献度评价指标，基于合作博弈的 shapley 值法搭建考虑综合贡献度的融合发展系统内部效益分摊机制，有利于风光蓄储融合发展运营商通过综合贡献度和边际效益考核，弥补了传统 shapley 值法的平均主义缺陷，提出的综合贡献度考核机制有利于避免各发电主体间的利益冲突，同时提高了储能机组助力于可再生能源消纳的积极性，实现内部效益的科学合理分摊，为融合发展系统运营商提供参考。

5 湖南省风光蓄储融合发展的政策建议和保障措施

5.1 做好顶层设计，科学规划新能源与储能

根据湖南省风光蓄储系统对火电替代作用的计算结果，尽管新能源和储能系统一定程度可以替代火电 + 新能源系统，但在储能技术成本突破前，火电的保供作用仍无法完全替代。在双碳目标下，建议主管部门优先考虑发展储能 + 新能源的发展模式，并根据全省电源结构、风电光伏发展规模、负荷特征，结合其他形式的灵活调节资源建设情况，预测并提出对抽水蓄能、新型储能、火电的实际建设需求与建设时序，合理控制电力系统安全调节总成本，加快构建新型电力系统。

5.2 完善湖南省储能容量电价机制

一是充分考虑储能固定成本的波动性。参考抽水蓄能，新型储能在制定容量电价定价时，应充分考虑产业链价格下降对独立储能固定成本变动的的影响，形成基于建成时间维度的差异化、梯次化的容量电价，并定期、动态调整容量电价水平。

二是考虑当前可实现的容量价值。与煤电容量电价定价的逻辑类似，独立储能容量电价定价时应考虑当前参与调峰、调频辅助服务市场可以实现的容量价值，虽然该部分

收入占独立储能整体收入的比例相对较小，但收入金额差异较为明显，若仅从固定成本维度出发进行补偿而不考虑该部分收入，可能会出现区域间显著差异，不符合容量电价设置的初衷，也不能公允反映独立储能的容量价值。

三是考虑宏观调控。鉴于新型储能属于新兴的容量价值提供者，影响其经济性及重要性水平的因素变动较为频繁，有关部门可结合省内电力市场运行、经济发展情况和电力系统对调节性电源的实际需求，从宏观调控的角度，对容量电价进行调整：一方面是在新能源装机比例高、电网调节能力紧张的区域，可阶段性适当提高新型储能容量电价，使新型储能加速回收固定成本，进而推动社会投资热情；另一方面是在电源结构较为平均、调节能力相对充裕的区域，有关部门可谨慎审批新增新型储能，避免供给过剩的同时，适当降低容量电价，明确传递减少储能投资的政策信号，在投资收益率降低的背景下，将有效平抑新增投资的冲动。

5.3 优化利益分配模式

统筹协调发展风光蓄储融合发展模式，需要深刻认识电力行业的变革逻辑，解决风光蓄储融合发展面临的高成本问题。推动价格疏导，按照“谁受益、谁付费”的原则，结合风光蓄储融合发展模式中各发电主体对整一体化系统的综合贡献度和储能带给各发电主体的电量增益，建立合理的成本分摊和疏导机制，推动各类市场主体共同分摊新型储能建设成本。研究建立储能减煤减碳价值疏导机制，加快推动储能在不同应用场景中的减碳价值核定方法与标准，并允许该价值在碳市场中进行交易；在电力系统中引入低碳目标，推动电力调度机构细化“低碳电力调度”方式与细则。

加快制定调节支撑电源和外送通道统筹规划配置、调度运用新型储能相关标准规范，创新消纳政策机制。加强“源网荷储”一体化协调发展，推动新型储能系统示范应用，大力发展“新能源+储能”模式，支持新能源合理配置储能，鼓励建设集中式共享储能设施，推动风光蓄储一体化项目建设。加大支持新型储能发展的财政、金融、税收、土地等政策力度。

5.4 推进新能源和储能积极参与电力市场

1、研究设立新的辅助服务品种，出台或完善新型储能参与辅助服务市场规则。随着可再生能源接入电力系统比例的增加，以及火电机组的逐步关停，电力系统惯量供应不足，且频率控制、电压控制等将成为新的挑战，各地有必要结合实际情况，探讨快速调频、爬坡、惯量支撑、备用等各类辅助服务品种的设立，制定储能参与新的辅助服务品种的市场规则；研究建立电力辅助服务评价体系，合理设定电力系统对调节资源的需求规模、市场规则，科学认定和评价储能在电力辅助服务中发挥的作用。

2、允许储能参与各细分市场并进行收益叠加。在目前储能设备成本仍然相对较高的情况下，仅靠单一收益尚无法保证项目实现良好的投资回报。由于储能本身的技术特性，决定了其具备参与多个细分电力市场，提供多重服务，获得多重收益的能力。允许储能以多种方式（储能+新能源、储能+火电、独立储能）灵活参与多个细分市场，如现货+调频、调峰+调频等，使其能够在各类市场中进行灵活交易，充分发挥其灵活性和系统价值。

3、建立和完善体现储能绿色价值的政策体系。储能在不同应用场景下减煤、减碳机理不同，研究储能在不同应用场景下的绿色价值测算方法和评价体系，尽快建立体现储能绿色价值的政策体系，理顺“电-证-碳”市场的关系，建立“电-证-碳”市场协同机制，使储能的绿色价值得到充分体现，推动新能源和储能协同发展。

参考文献

- [1] 湖南省能源发展报告 2023[R], 2024,10.
- [2] 湖南省能源发展报告 2022[R], 2023,6.
- [3] 2023 年全国电力工业统计报 [R], 2024.
- [4] 湖南省人民政府办公厅.湖南省新型电力系统发展规划纲要 [R], 2023.12
- [5] 湖南能源规划研究中心.湖南省“十五五”新型能源体系发展路径研究,
- [6] 湖南省发展和改革委员会.湖南省发展和改革委员会关于同意全省“十四五”第一批集中式光伏发电项目开发的复函 [2022] 63 号
- [7] 湖南省发展和改革委员会.湖南省发展和改革委员会关于同意全省“十四五”第一批风电、集中式光伏发电项目开发的复函 [2022] 52 号
- [8] 吴峰,李杨.大规模水风光互补调度模式探析 [J].水电与抽水蓄能,2024,10(2):8-12.
- [9] 张楠.基于粒子群算法的风光一体化电站储能优化配置方法 [J].电工技术,2022(24):83-85.
- [10] 徐伟强.考虑深度调峰和风光不确定性的风-光-火-储优化调度研究 [D].兰州理工大学,2023.
- [11] 周楠,潘炜,祝聪聪,等.多场景下新型储能项目盈利模式分析及成本补偿机制建议 [J].中外能源,2024,29(2):13-22.
- [12] 何颖源,陈永翀,刘勇,等.储能的度电成本和里程成本分析 [J].电工电能新技术,2019,38(9):10.
- [13] 陈凯.风光储互补发电系统的容量优化研究综述 [J].科技风,2022(28):64-66.

致谢

感谢自然资源保护协会（NRDC）的专家对本报告的支持。报告内容为课题组独立观点，不代表其他方的任何观点或立场。

