

简版报告

负荷中心低碳保供与灵活性资源 潜力研究 ——南部区域



版权说明

版权归自然资源保护协会 (NRDC)、华南理工大学 (SCUT)、中关村储能产业技术联盟 (CNESA) 所有, 转载或引用请注明来源。对报告如有建议或疑问, 请联系 hhuang@nrdc-china.org、wang.zhipeng@hgnys.com 或 esresearch@cnesa.org。

项目单位及研究人员

中关村储能产业技术联盟: 岳芬、宁娜、孙佳为、陈静

华南理工大学: 杨苹、孙映萱、段凯玥、孙涛、钟卓霖、刘泽健

自然资源保护协会: 黄辉、林明彻、王杨、吴婧涵



自然资源保护协会 (NRDC) 是一家国际公益环保组织, 成立于 1970 年。NRDC 拥有 700 多名员工, 以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC 自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作, 中国项目现有成员 40 多名。NRDC 主要通过开展政策研究, 介绍和展示最佳实践, 以及提供专业支持等方式, 促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC 在北京市公安局注册并设立北京代表处, 业务主管部门为国家林业和草原局。



华南理工大学是位于中国广东省广州市的一所国家重点大学, 始建于 1952 年, 是国家“双一流”、“211 工程”和“985 工程”重点建设高校。华南理工大学在电气能源、建筑材料和化学工程等领域具有显著优势, 被誉为“工程师的摇篮”和“企业家的摇篮”。其中, 电力学院下设的广东省绿色能源技术重点实验室、广东省风电控制与并网工程实验室和风电控制与并网技术国家地方联合工程实验一直致力于新能源技术研究领域深耕产学研融合, 成功孵化了深圳华工能源技术有限公司等创新企业。同时, 华南理工大学电力学院在电气能源领域, 立足用户侧、发电侧和电网侧研究, 与国家电网、南方电网、蒙西电网、各发电集团和各级政府用能企业进行了全方位多维度的深度技术合作和研发, 为全国电力行业的发展提供技术力量。请访问网站了解更多详情 <https://www.scut.edu.cn/new/>



中关村储能产业技术联盟 (CNESA) 创立于 2010 年 3 月, 是中国第一个专注于储能领域的非营利性行业社团组织, 致力于通过影响政府政策的制定和储能技术的应用推广, 促进产业的健康有序可持续发展。联盟聚集了优秀的储能技术厂商、新能源产业公司、电力系统以及相关领域的科研院所和高校, 覆盖储能全产业链各参与方, 共有国内、国际 800 余家成员单位。同时, 联盟还负责承担中国能源研究会储能专业委员会秘书处的相关工作。联盟在支撑政府主管部门研究制定中国储能产业发展战略、倡导产业发展模式、确定中远期产业发展重点方向、整合产业力量推动建立产业机制等工作中, 发挥着举足轻重的先锋作用。请访问网站了解更多详情 <http://www.cnesa.org/>

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权

封面图片 | 图源: Freepik

目录

前言	1
第一章 研究思路	2
第二章 南部负荷中心低碳保供及灵活性资源潜力分析	4
2.1 南部负荷中心区域电力供需情况分析	4
2.2 南部负荷中心电力保供及灵活性资源需求分析	8
第三章 南部负荷中心低碳保供与灵活性资源发展路径	11
3.1 加速低碳转型对灵活性资源发展的影响	11
3.2 各类灵活性资源发展路径	17
第四章 南部负荷中心现有市场机制与政策分析	21
4.1 南部区域电力市场体系	21
4.2 南部区域灵活性资源现有政策分析	22
4.3 灵活性资源现有政策的不足之处	23
第五章 南部负荷中心低碳保供与灵活性资源政策与机制建议	26
5.1 储能政策与机制建议	26
5.2 用户侧资源政策与机制建议	26
5.3 省间互济政策与机制建议	27
参考文献	28

前言

高比例新能源并网在满足能源需求增长和碳排放要求的同时，也导致电源端出力可控性逐渐降低，甚至威胁电力系统安全可靠运行，从而推动电力系统对灵活性资源的需求快速攀升。此外，近年来电动汽车、算力中心等冲击性负荷增多，再加上极端天气突发频发，不仅造成电力负荷大幅攀升，也影响了可再生能源出力，电力安全供应压力大大增加。迎峰度夏、度冬期间负荷中心地区电力供需形势偏紧，时有发生有序用电的情况，影响了经济生产活动。为此，多数省份安排了较多煤电项目作为调节支撑性电源，然而，高峰时电力缺口的时间一年中往往也就几十小时，若仅仅通过增加煤电机组提高支撑能力，不仅会加重环境负担，也会造成资源的浪费。

南部区域（广东、广西、云南、贵州、海南）作为我国首个落地的区域电力市场，拥有丰富的水电、海上风电等清洁能源，省间电力资源互联互通程度高，通过深入挖掘储能、用户侧、省间互济等低碳灵活性资源潜力，加强源、网、荷、储互动来保障电力供应安全和促进新能源消纳，具有良好的现实基础，不仅对推动地区经济绿色低碳发展具有重要意义，也能为国内其他地区电力转型提供借鉴。

鉴于此，课题组开展研究，基于南部区域当前的源、网、荷特性，考虑未来的负荷增长和电力规划，定量分析该区域未来低碳电力保供及灵活性资源潜力，研究促进低碳保供与灵活性资源发展的配套机制设计，为负荷中心电力低碳转型提供可以借鉴的经验。

第一章

研究思路

（1）对低碳保供及灵活性资源潜力（包括储能、用户侧和省间互济资源）进行分析，基于南部区域负荷中心现有的电力供需情况和未来发展趋势进行分析，得到未来低碳灵活性资源的发展需求。

（2）对低碳保供与灵活性资源发展路径进行分析，分析影响灵活性资源发展的主要因素，并量化不同因素对各类低碳灵活性资源需求量的影响及成本变化趋势，得到各类低碳灵活性资源未来的发展路径。

（3）通过对各类低碳灵活性资源的需求和未来发展路径的分析结果，针对当前低碳保供和各类灵活性资源规模化发展所面临的问题，提出相应的政策和机制建议。

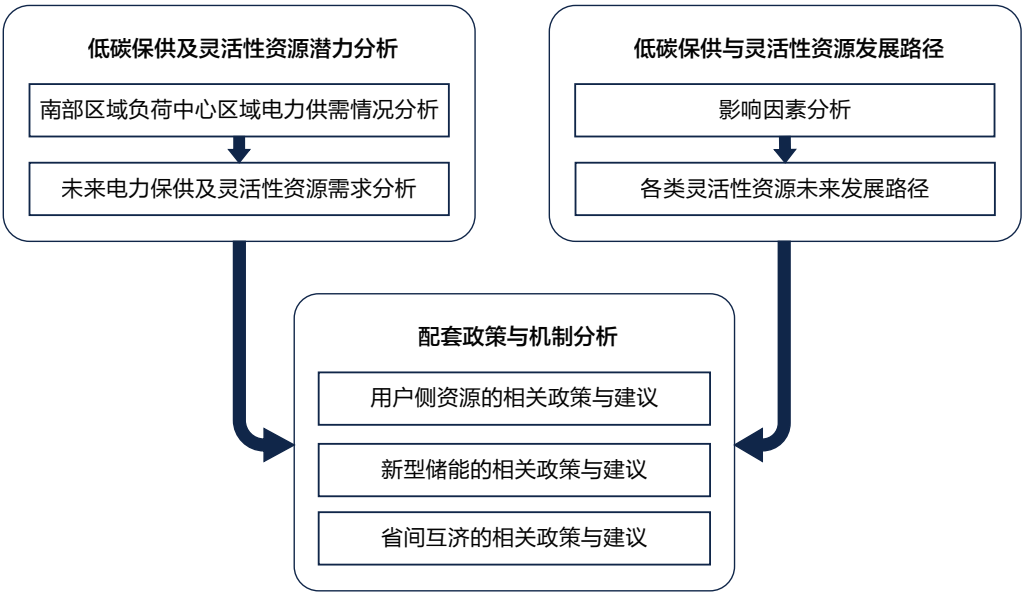


图1-1 整体研究思路

本研究针对上述整体思路的基础上，设立了两种场景，分别是基准场景和加速场景。其中，基准场景反映在常规发展模式下，南部区域电力系统中各类电源装机、灵活性资源需求及碳排放的自然演变情况，为分析提供基础参照。加速场景通过限制煤电发电、提高新能源装机占比，探究提前实现发电侧碳排放达峰的潜力及对灵活性资源的需求变化。

第二章

南部负荷中心低碳保供及灵活性资源潜力分析

2.1 南部负荷中心区域电力供需情况分析

2.1.1 南部区域整体能源结构及未来发展趋势分析

南部区域电网东西跨度近2000公里，拥有水、煤、核、气、风力、太阳能、生物质能、抽水蓄能和新型储能等多种能源。截止2024年底，南部区域统调装机容量5.56亿千瓦，其中，煤电1.82亿千瓦、水电1.26亿千瓦、核电2198万千瓦、风电6028万千瓦、光伏1.34亿千瓦、其他2074万千瓦。与全国相比，南部区域的煤电同样占据主导地位，但水电占比显著高于全国平均水平。广东电力结构以火电为主，广西电源结构多元协同发展，云南水电占据主导地位，贵州光伏发电持续保持高速增长，海南以地理特点在新能源发展方面独具优势。

截至2024年底：广东装机占比达到55%以上，尽管海上风电等新能源发展迅速，2021-2025年能源规划也提出减小化石能源在能源体系中的占比，但后续仍然调增了火电中煤电的装机目标，加大了煤电项目开发力度^[1]。广西新能源装机规模飙升至4119.7万千瓦，占总装机容量的43.5%，一跃成为广西第一大电源。值得一提的是，广西积极推动抽水蓄能电站群建设，已形成在建7座、总规模840万千瓦、总投资约560亿元的开发建设格局^[2]。云南装机超1.3亿千瓦，水电占比超过60%。受季节因素影响，云南电力供应在枯水期和汛期差异较大，因此煤、气电以及储能、抽水蓄能在电力调峰中发挥着关键作用，以保障电力供应的稳定可靠^[3]。贵州新能源装机总容量占比超30%以上，其中风电装机607万千瓦，光伏发电装机1511万千瓦，生物质发电装机63万千瓦。新能源已成为省内第二大电源，储能装机规模也位居全国前列^[4]。海南新能源装机占省内电力总装机比例提升至46%，进一步巩固了新能源作为省内第一大电源的地位^[5]。

具体分省装机容量占比情况详见图2-1。

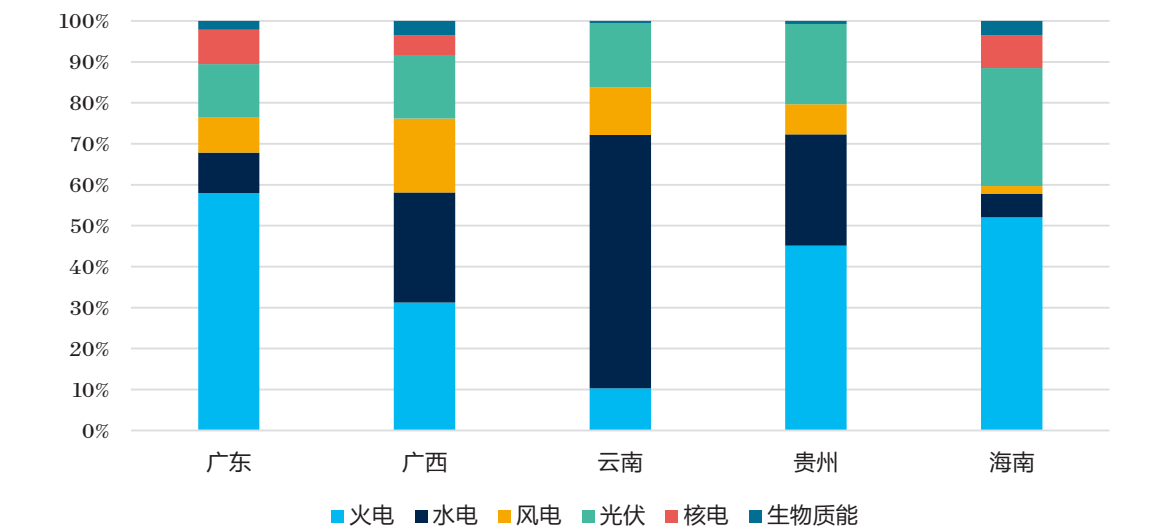


图2-1 2024年南部区域各省装机结构（万千瓦）

为加快南部区域新型电力系统建设，南方电网公司于2021年5月发布了《南方电网公司建设新型电力系统行动方案(2021-2030年)白皮书》（以下简称“白皮书”），提出了南部区域在2021-2030年电力建设的目标。其中，到2025年各种电源的建设目标和完成情况如表2-1所示。此外，白皮书提出，到2030年，南部区域基本建成新型电力系统，支撑非化石能源占比达到65%以上。其中，新能源装机达到2.5亿千瓦以上^[6]。

表2-1 南部区域2021-2025年电源建设目标及完成情况

能源类型	目标	完成情况
陆上风电	新增2400万千瓦以上	提前一年半完成新能源新增装机1亿千瓦的目标。2024年底，南部区域新能源装机已达到近1.8亿千瓦。
海上风电	新增2000万千瓦以上	
光伏	新增5600万千瓦以上	
抽水蓄能	投产500万千瓦	南宁抽水蓄能电站（120万千瓦）已进入蓄水阶段；肇庆浪江抽水蓄能电站（120万千瓦）、惠州中洞抽水蓄能电站（120万千瓦）已进入机电安装阶段。
新型储能	投产2000万千瓦	已投运800万千瓦以上。

2.1.2 南部区域用电负荷特性及增长趋势

从用电量来看，2024年，南部区域全社会用电量17021亿千瓦时，同比增长

7.5%，用电量增速高于全国平均水平的6.7%，用电量和增速双双创近三年新高。其中制造业用电同比增长7.6%，对总体用电增长贡献率达到47.8%，反映实体经济支撑作用凸显。广东2024年用电规模达9121亿千瓦时，居全国第一，同比增长7.3%；广西大力实施新一轮工业振兴三年行动，2024年拉动“三新”行业用电量同比增长43.9%；云南2024年全社会用电量同比增长10.9%，增速明显；贵州2024年用电平稳增长，充分发挥全国一体化算力网络国家枢纽节点引领带动作用；海南2024年旅游经济高开稳走，全社会用电量同比增长7.6%。

广东制造业和服务业均保持了较快增速，高技术及装备制造业和互联网数据服务等新动能产业用电增势迅猛。广西整体上仍处于新旧动能加速转换时期，新动能用电体量占比较小，再加上2024年广西遭受了台风“摩羯”，严重影响了工商业发展，因此2024年全省用电增速放缓。云南除东中部地区产业转移推高电力需求，云南消费品以旧换新政策成效显著，带动消费类行业用电量同比增长达22.7%，增速领先其他四省区10个百分点之多。贵州协同推进“东数西算”工程，实现互联网数据服务用电量同比增长32.6%。海南批发和零售业、租赁和商务服务业等商贸产业发展势头较好，用电量同比增长19.4%、16.5%。

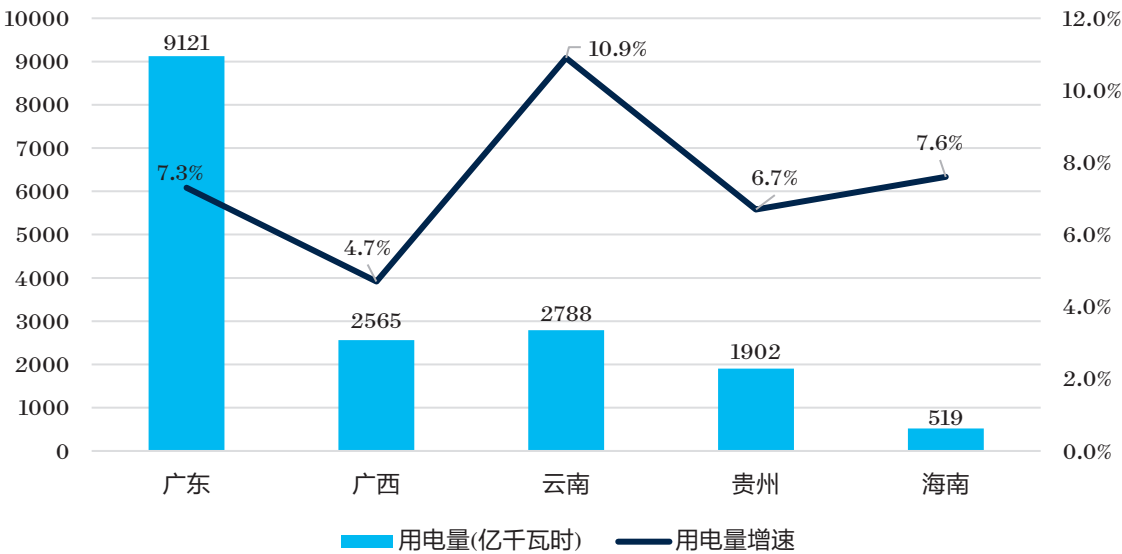


图2-2 南部区域2024年各省用电情况

从用电负荷增速来看，截止到2024年底，南部区域用电负荷增长态势显著，最高负荷飙升至2.43亿千瓦，刷新历史纪录^[7]，增速达到8.4%，较全国整体负荷增速高1.6个百分点。广东对南部区域最大负荷的贡献达到六成左右。

从负荷特性来看，南部区域省间具有良好的互补性：日负荷特性方面，广东

典型日负荷曲线有早、午、晚3个高峰，中午和傍晚各有两个短时间的低谷，落差较大；广西、云南、贵州日负荷特性与广东差异较大，云南和贵州早峰较低，傍晚出现短时间高峰，整个下午的负荷均维持在腰荷附近，晚峰负荷明显高于早峰；广西和云南较为相似，在接近傍晚时负荷有所上升，其中广西的傍晚高峰略高于早峰；贵州和云南作为主要的电源送出端，其自身较为平缓的负荷特性可以为受电端提供必要的日调节服务，具有良好的送电性。年负荷特性方面，广东和云贵的负荷特性也具有明显的互补性和年调节能力，广东年最高负荷均出现在夏季，云南和贵州的年最高负荷均出现在冬季且负荷变化较广东平缓，十分有利于充分使用水电协助广东调峰^[8]。

从负荷变化来看，除了广东以外，其他地区的负荷变化也逐步凸显，其中云南和海南在2024年最大负荷增速高于广东，这将导致以水电为依附的送电端电力不足，无法送出，由“弃水”转为“缺电”。此外，受充电桩等冲击型负荷影响，日负荷曲线趋势和尖峰时段改变，对各省之间负荷的互补特性也有一定的影响，比如，由于新能源汽车集中在晚高峰时段充电，南部区域普遍存在晚高峰缺电的情况，海南更是已多次出现“零点高峰”现象。

2.1.3 省间送受电情况分析 & 未来规划

（1）区内送受电情况

南部区域区内送电以西部的云南水电、贵州煤电送至东部的广东、广西负荷中心为主。目前，南部区域西电东送已经形成“八条交流、十一条直流”500千伏及以上大通道。此外，海南电网通过海底电缆已实现了与南部区域主网的联网，通过与广东甚至云贵地区进行电力互送，调剂海南电力余缺。

（2）区外送受电情况

南部区域外的省间输电通道主要有三峡送电至广东的三广直流工程以及闽粤联网工程。其中，闽粤联网工程利用广东、福建电源结构和用电特性的互补性，充分发挥了两省间电力互补互济、调剂余缺作用。

此外，南部区域外还为港澳地区的电力安全可靠供应发挥了积极作用。通过11回高压输电线路与香港联网，对港最大送电能力达到270万千瓦；通过“北、中、南”三条通道，12条高压输电线路与澳门联网，最大输电能力达到170万千瓦。同时，南部区域外正积极规划建设从西藏、青海等清洁能源丰富地区送电至南部区域的输电通道。根据“南方电网公司碳达峰、碳中和工作方案”，2030年，南方电网跨省区送电规模将由2020年的5800万千瓦提升至2030年的7800万千瓦左右。其中，藏东南至粤港澳大湾区±800千伏特高压直流输电工程（藏粤直流）开工建设在即，预计新增一回1000万千瓦特高压三端柔性直流送电粤

港澳大湾区；青海清洁能源基地送电广西直流工程（青桂直流）顺利纳入国家2021-2025年开工类项目；澜沧江西藏段风光水储一体化基地送电云南广东直流工程（藏滇粤直流）、澜沧江西藏段风光水储一体化基地送电广西广东直流工程（藏桂粤直流）已完成整体输电方案招标。

2.1.4 南部区域供需平衡特点分析

从各省供需平衡来看：广东和广西电力需求量较大，供需关系紧张。其中广东作为典型受端大电网，年电量缺口达到1700亿千瓦时以上，对省外送电的依赖性较高，未来需充分发掘用户侧的调控潜力，保障电力系统的安全稳定运行。云南和贵州供大于求在西电东送中承担送电责任。云南富余电量近1400亿千瓦时。随着大湄公河次区域经济带的形成，以及耗电产业西移，两省面临的供需平衡压力将逐步增大，未来需要探索如何利用各省不同的发用电特性完成互济，促进区域市场的建设，保障南部区域的电力供应。海南电力供需较为平衡，存在少部分电力缺口。海南天气复杂多变，且与其他省份的输电通道不多，电力供需平衡较为脆弱，随着海南自贸区的逐步建成，未来需要探索如何提升其电力系统的支撑能力。

2.2 南部负荷中心电力保供及灵活性资源需求分析

2.2.1 低碳保供与灵活性资源需求分析模型

以南部区域新型电力系统未来建设和运行总成本最小作为优化目标，考虑投资决策、机组运行及政策约束，建立低碳保供与灵活性资源需求分析模型。建立基准场景，通过输入2025年、2030年、2035年电力负荷需求、各类电源规划容量以及区域内省间输电量等参数，模拟满足全年电量平衡和典型日系统安全稳定运行的电力平衡情况，量化得到2025年、2030年、2035年南部区域灵活性资源的需求结果。

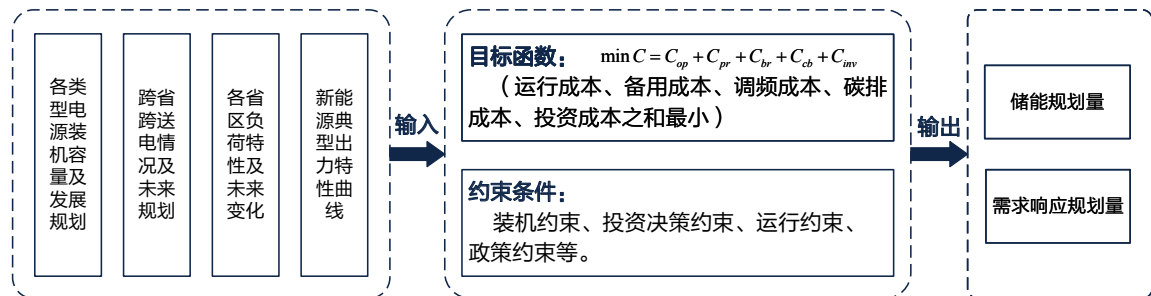


图2-3 南部区域低碳保供与灵活性资源需求分析模型

2.2.2 关键参数设置

根据南部区域负荷特性和装机结构特点，结合未来发展趋势，报告对模型的关键参数进行了设置，包括各类电源装机容量、典型日负荷曲线、新能源出力曲线、水电出力曲线、区外送电曲线、区内省间互济曲线、各类能源成本和全国碳市场价格。上述参数以国家出台的相关政策和实际场站的数据为源头，确保模型计算的客观准确。具体参数设置如表2-2。如下：

表2-2 计算模型关键参数设置		
序号	参数类型	设置方式
1	典型日负荷曲线	结合电动汽车充电等新特性，模拟各省2025-2035年最大最小负荷典型日曲线
2	新能源出力曲线	设置各省2025-2035年风电、光伏在最大、最小负荷日的出力曲线
3	水电出力曲线	依负荷与新能源发电差值伸缩，考虑汛枯期，形成新能源大发让通道、不足保供的边界条件
4	区外送电曲线	按年输电量，考虑通道建设增电量，折算到典型日并按受电端负荷曲线放缩
5	区内省间互济曲线	按协议电量，考虑供需调整输电量，折算到典型日并按受电端负荷曲线放缩
6	各类能源成本	依近年测算结果及未来趋势，设置各能源成本参数
7	全国碳市场价格	参考每日价格并考虑未来上涨趋势设置

2.2.3 南部区域低碳保供与灵活性资源需求结果分析

通过模型优化测算，得到基准场景下南部区域2025年至2035年的各类电源装机规模及低碳灵活性资源需求量如表2-3所示。

表2-3 南部区域电源规划及灵活性资源需求规模									
电源/万千瓦	煤电	气电	水电	风电	光伏	抽水蓄能	储能	核电	需求响应
2025	16798	6858	13762	8095	13789	1058	1173.5	2437	最大负荷的4.89%
2030	19967	8499	14316	14395	22961	3848	2167.8	3659.5	最大负荷的6.51%
2035	18968	11320	15075	22684	29748	5338	3423.2	4211	最大负荷的7.44%

结果表明，基准场景下南部区域整体发电侧碳排放量将在2030年达峰。其中广东用电体量大，自身资源禀赋受限，将于2030年达峰；海南用电体量较小，清洁能源占比高，将于2026年达峰；广西、云南和贵州均可在2028年达峰。

第三章

南部负荷中心低碳保供与灵活性资源发展路径

3.1 加速低碳转型对灵活性资源发展的影响

为探究南部区域提前达峰潜力以及加速低碳转型对于灵活性资源发展的需求，设置加速场景。在加速场景下，煤电发电受限，电力电量缺口需要通过提高新能源的装机容量来填补，而新能源占比的提高会增加系统对于储能、需求响应等灵活性资源的需求，从而带来排放曲线和系统成本的变化。因此以系统成本最优为目标，通过提升新能源装机和低碳灵活性资源配比，分析南部区域发电侧排放“经济”地实现达峰的最早年份，并设定2035年煤电装机在容量峰值的基础上减少10%，分析加速退煤对灵活性资源的影响。

从成本变化的角度来看，随着低碳资源配比提升，新能源和储能等灵活性资源建设运维成本增加，煤电的建设、运行和碳排放成本在下降。然而，随着技术进步低碳资源成本仍有较大的下探空间，但碳市场价格却呈现一定的上升趋势，煤电燃料成本也面临着一定动荡。如图3-1所示为2025年到2030年，南部区域模型预测的各类电源成本参数变化趋势。各类成本变化对达峰的影响主要体现在：风电、光伏成本降低使其竞争力增强，储能成本下降可以加快实现更大规模应用，促进清洁能源接入；碳价上升增加了高碳电源成本，使得系统在以成本最优原则规划电源时，会在安全边界下优先选择新能源+储能的技术路线，减少对煤电的依赖，从而减少碳排放。

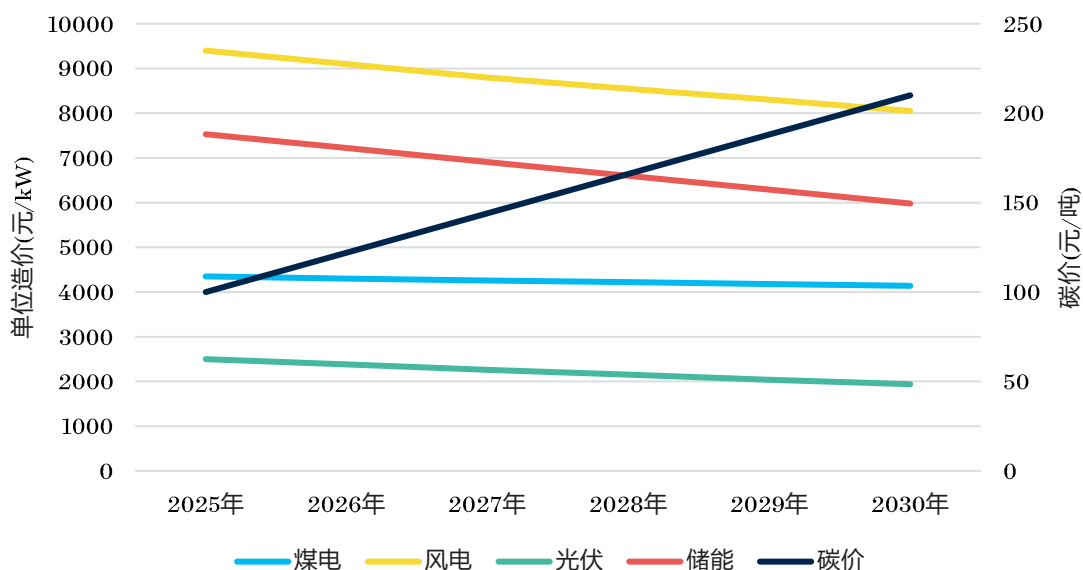


图3-1 2025-2030年各类电源成本参数变化趋势

经模型优化测算，南部区域整体发电侧排放最早可以在2027年“经济”地实现提前达峰，相较基准场景，在替代化石能源的同时减少系统成本。加速场景下，南部区域2025年至2028年间各类资源部署引起的成本变化如表3-1。

表3-1 南部区域发电侧排放提前达峰下系统成本变化情况

达峰时间	煤电减少的碳排放成本	煤电减少的建设运维成本	煤电减少的燃料成本	光伏增加的建设成本	风电增加的建设成本	储能增加的建设成本	需求响应增加的成本	成本变化/亿元
2028年达峰	97.49	11.25	82.29	36.21	104.73	33.04	6.83	-10.22
2027年达峰	214.23	78.61	219.91	104.22	277.28	83.76	12.35	-7.32
2026年达峰	516.76	218.87	558.72	258.87	743.38	314.81	26.85	49.56

加速场景下，2025年至2035年间各类发电装机容量和发电量变化趋势如图3-2和图3-3。可以看出，在未来十年内，风电和光伏装机和发电量均快速增长，核电规模进一步扩大有力支撑了基荷电力供应，水电基本保持稳定，从2027年起，火电装机逐步退坡，火电发电量在2027年达到峰值。

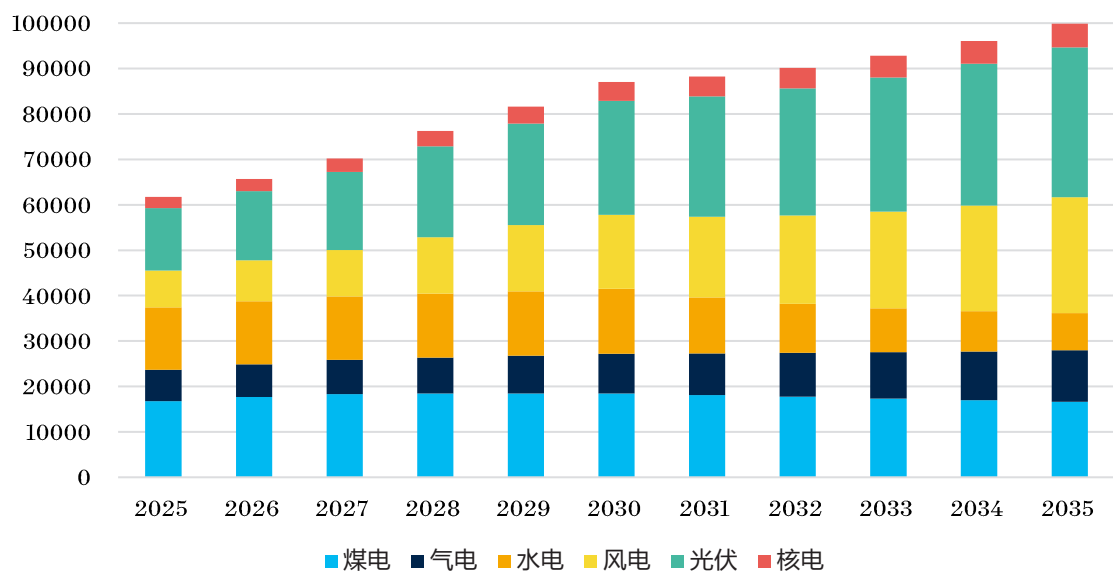


图3-2 南部区域2025年-2035年装机容量变化情况（万千瓦）

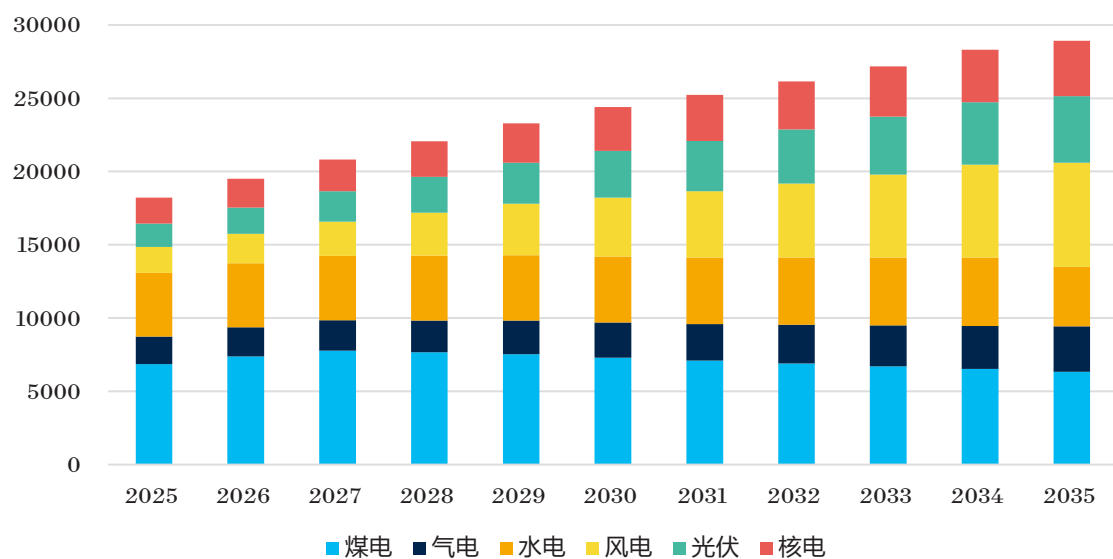


图3-3 南部区域2025年-2035年发电量变化情况（亿千瓦时）

在上述分析下，可以得出加速场景下2025-2035年南部区域整体发电侧碳排放变化趋势如图3-4。

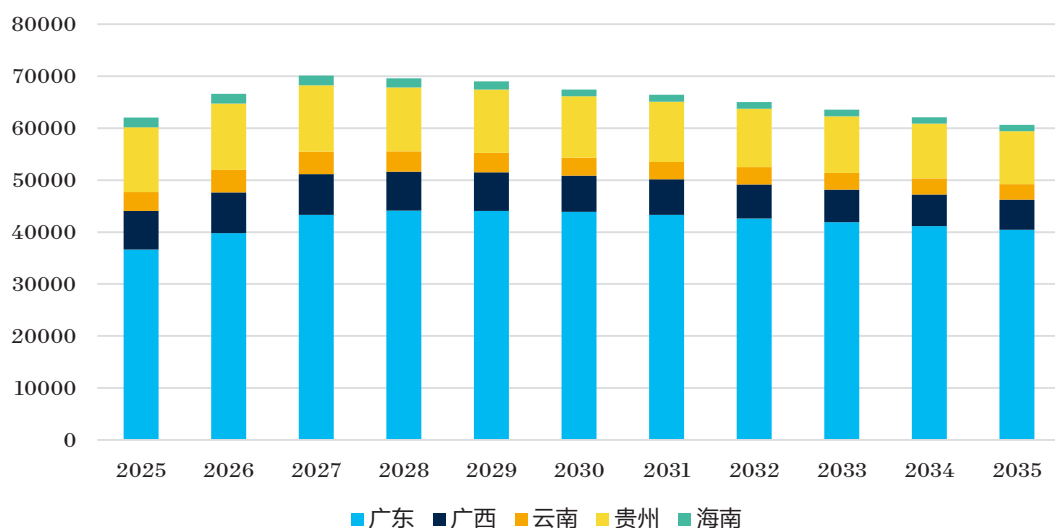


图3-4 南部区域2025年-2035年整体发电侧碳排放情况（万吨）

分省来看，五个省区在达峰方面的表现分为三类。首先是广东，作为南部区域的用电核心，未来负荷需求将会继续升高，是五省中最晚达峰的省份；其次是广西，作为南部区域煤电次高的地区，广西负荷变化虽明显，但是基数较低，且新能源装机发展迅速，提前以较低峰值达峰不会对省内电力保供产生过大的问题，预计2026年即可达峰；最后是云南、贵州和海南，由于三省水电资源丰富，煤电占比较低，负荷变化尚可，因此从目前的状态来看基本2026年就可以实现达峰。由于广东省用电体量最大，对化石能源的依赖程度最强，其达峰时间对南部区域整体达峰表现影响最大，因此对广东进行重点分析。表3-2展示了广东发电侧不同达峰年灵活性资源需求量的变化情况。

表3-2 广东发电侧不同达峰年灵活性资源需求变化

	煤电 /万千瓦	风电 /万千瓦	光伏 /万千瓦	新型储能 /万千瓦	需求响应 /万千瓦
2030年达峰	10136	4571	4939	631.9	1385.15(6.47%)
2028年达峰	9961	5390	5823	996.3	1490.06(6.96%)
2027年达峰	9811	5471	6024	1184.1	1543.58(7.21%)
2026年达峰	9272	6214	6509	1798.5	1601.38(7.48%)

随着达峰年提前，广东省对煤电装机容量的需求减少，新能源及灵活性资源装机容量也相应提高，由此带来的电力系统建设、运行成本相较基准场景变化情

况如表3-3所示。

表3-3 广东发电侧不同达峰年电力系统建设、运行成本变化								
达峰时间	煤电减少的碳排成本	煤电减少的建设运维成本	煤电减少的燃料成本	光伏增加的建设成本	风电增加的建设成本	储能增加的建设成本	需求响应增加的成本	成本变化/亿元
2028年达峰	97.49	11.25	82.29	36.21	104.73	33.04	6.83	-10.22
2027年达峰	142.50	30.24	145.70	65.36	170.05	59.13	9.99	13.91
2026年达峰	330.74	122.09	357.38	158.69	499.54	193.44	20.16	61.62

相较基准场景2030年达峰，广东省可通过提高清洁能源和低碳灵活性资源的配比，最早于2028年实现发电侧排放达峰并减少系统成本。加速场景下，广东2025年至2035年间各类发电装机容量和发电量变化趋势如图3-5和图3-6。

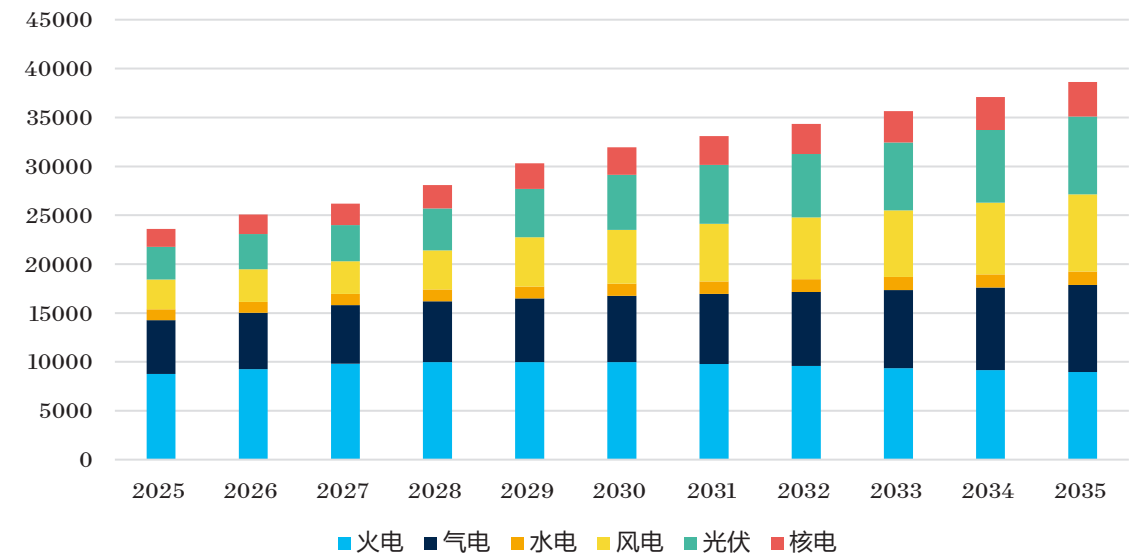


图3-5 广东2025年-2035年各类电源装机变化情况（万千瓦）

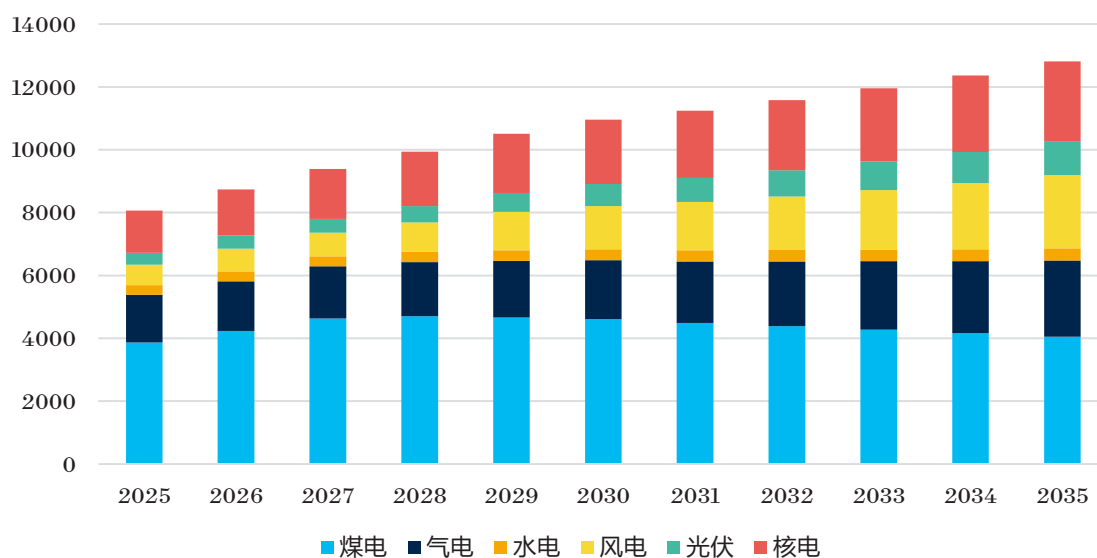


图3-6 广东2025年-2035年各类电源发电量变化情况（亿千瓦时）

加速场景下，广东省发电侧碳排放变化趋势如图3-7所示。

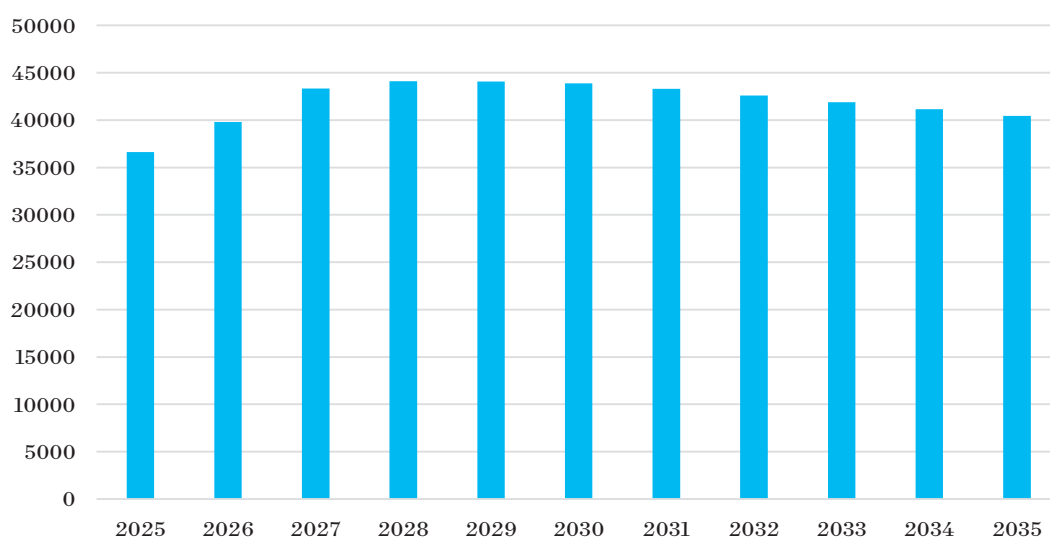


图3-7 广东2025年-2035年整体发电侧碳排放情况（万吨）

从上述分析可以得出，南部区域在碳达峰的过程中，存在明显的区域内不平衡情况，同时考虑减少未来碳达峰到碳中和的压力，应强化低碳保供与灵活性资源的规模化利用及其对化石能源的替代。综合考虑电力系统安全、低碳、经济以

及区域转型发展，南部区域发电侧整体预计在2027年实现碳排放达峰。为实现提前达峰，从低碳保供与灵活性资源规模布局上看，达峰年南部区域储能需发展至2900万千瓦以上，用户侧资源能力达到区域最大负荷的6%以上，省间互济规模达到7000万千瓦以上。

3.2 各类灵活性资源发展路径

为了推动实现上述低碳灵活性资源发展目标，本报告提出南部区域各类灵活性资源的发展路径，具体分为两个阶段：第一阶段为2025年至2027年发电侧碳排放达峰阶段、第二阶段为2027年至2035年发电侧碳排放达峰后处于平台期且逐步下降阶段，具体路线如图3-8所示。

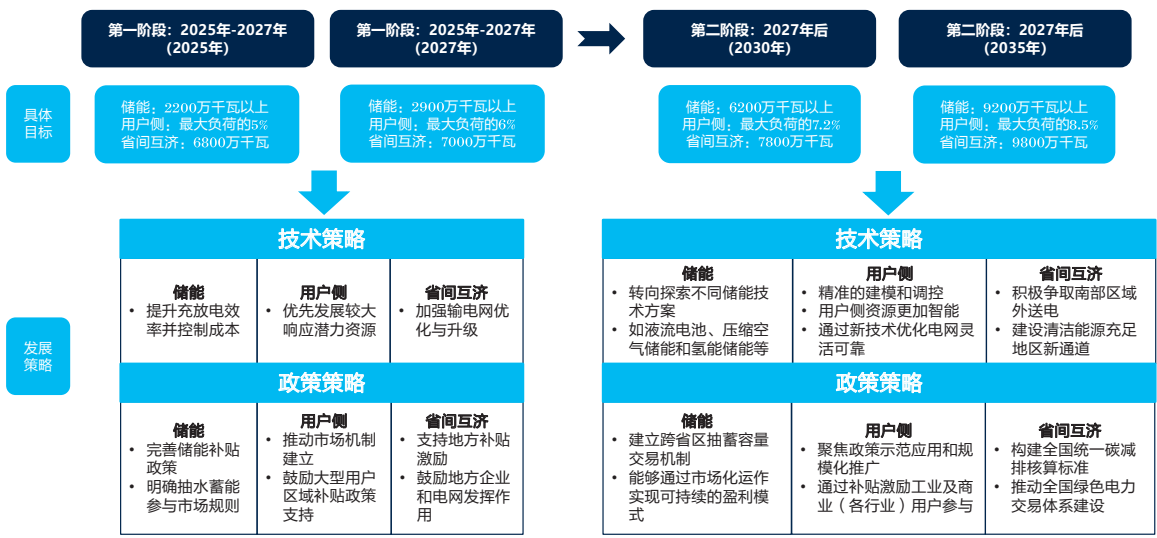


图3-8 南部区域各类灵活性资源的发展路径示意图

3.2.1 储能发展路径

①2025年-2027年：

抽水蓄能发展到1200万千瓦以上，新型储能到1700万千瓦以上。技术方面，重点提升充放电效率并控制成本。加强高效机组设计与建设技术研发，提升抽水蓄能电站的响应速度和运行效率。政策方面，着重于完善储能系统的补贴政策，主要通过财政支持、容量补贴或电量补贴等措施，促进储能技术的早期应用和市场推广。明确抽水蓄能参与辅助服务市场的规则，明确其在调峰、调频中的收益模式。结合新型储能电池技术适用性，南部区域各省应有序推动部署液流电池、钠离子电池和氢能等示范项目。

②2027年后：

到2035年，抽水蓄能发展到5300万千瓦以上，新型储能到3900万千瓦以上。技术方面，重点转向探索不同储能技术方案，如液流电池、压缩空气储能和氢能储能等。政策方面，逐步过渡到更为先进的市场机制，建立跨省区抽蓄容量交易机制^[9-11]。

3.2.2 用户侧资源发展路径

（1）大工业负荷资源：

①2025年-2027年：南部区域各省应优先发展具备较大响应潜力的资源，尤其是调控方式简单、响应速度快的可调设备。

广东负荷调控以人工为主，应尽量利用各行业中调控简单的设备，比如球磨机等设备。广西、贵州冶金行业发达，可调节负荷考虑具有热惯性的设备。此外，部分冶金电厂有自备电厂，考虑自备电厂中机组的调节可以获得更大的响应能力。云南冶金工业同样也是优势产业，可参考广西、贵州的发展方式。此外，云南开放了需求响应市场，针对于此可以使用响应速度更快的PEM电解槽来替代传统的碱性电解槽，提高实时响应能力。海南传统工业发展相对滞后，可在发展新型工业化的同时，使其具备一定的自动化负荷调控的能力。

②2027年后：南部区域各省在第一阶段的基础上深入挖掘可调设备的潜力，随着用户侧资源参与市场逐步放开，对用户侧资源响应速度要求提高，需要更为精准的建模和调控。对于球磨机等响应速度较快的电机类负荷，非常适合作为调频和旋转备用资源来参与到辅助服务市场中。随着大数据中心建设，需要将大数据中心的可调节能力纳入考量，研究工作负载的时间灵活性，将数据中心的需求响应能力量化为可移动的计算任务量。

（2）分散负荷资源：

除大工业负荷之外，用户侧还存在大量较为分散的负荷资源，如用户侧储能、蓄冷中央空调、电动汽车等。

①2025年-2027年：

用户侧储能在技术方面，重点是提高储能设备的能量密度、循环寿命和安全性，同时降低其综合成本；政策方面，注重激励措施，如对储能设施的容量补贴、电量补贴等。电动汽车在技术方面，通过V2G技术，使其参与电网调度，探索其在电力系统中的潜力和应用；政策方面，需要建立电动汽车作为移动储能的市场地位，推动充电设施建设并鼓励电动汽车参与需求响应和电力市场调度。

蓄冷中央空调在技术方面，提高蓄冷系统的效率和经济性；政策方面，应鼓励大型用户采用蓄冷技术，并在相关区域提供适当的补贴或政策支持，推动其推广应用。

②2027年后：

用户侧储能：在技术方面，能够根据电网需求和市场信号进行自适应调节，优化能量存储和释放的时机，最大化效益；政策方面，支持用户侧储能迈向智能化，走向独立运营。电动汽车：在技术方面，通过V2G技术与电网实现深度融合，提升电力系统的灵活性和可靠性；政策方面，建立灵活的市场机制，允许电动汽车通过电力市场提供负荷调节和其他服务，支持电动汽车作为一个独立的能源资源参与电力系统的运营。蓄冷中央空调：在技术方面，通过优化冷量储存和释放的时机，为电网的平衡提供支持；政策方面，将会更加注重对蓄冷系统的大规模推广，特别是在城市和大型工业用户中，通过政策补贴和市场激励措施，鼓励用户采用蓄冷技术，减轻电网高峰负荷压力^[12-15]。

实践案例方面，海南自贸港在三亚、海口等旅游区试点“酒店蓄冷空调+充电桩集群V2G”模式，旅游旺季通过蓄冷转移10%-15%负荷，结合V2G技术（每万辆车提供5万千瓦调峰能力）平抑用电波动。贵州算力枢纽开发“服务器负荷调节+备用电源储能”系统，单数据中心可调节负荷8%-12%，配套储能电池，满足算力需求的同时参与跨省调峰，年收益增500-800万元。表3-4展示了南部区域各省的用户侧资源类型分布。

表3-4 南部区域各省用户侧资源类型		
省区	大工业负荷	分散负荷资源
广东	电子信息制造业、石油化工、汽车制造、大型商业综合体、物流园区	商业综合体与园区企业储能系统、大型购物中心夜间蓄冷白天供冷、网约车出租车夜间低谷充电
广西	有色金属冶炼、制糖、建材、大型酒店旅游集团	冶炼企业与酒店配套储能、大型酒店夜间蓄冷白天供冷、景区电动游览车低谷充电
云南	有色金属采选冶、烟草、水电、大型医药制造	药企与茶叶产区储能设备、公交与景区电动观光车夜间充电
贵州	煤炭开采洗选、磷化工、大数据中心、大型白酒制造	大数据中心与白酒企业储能系统、物流配送及个体运输户用电动汽车园区集中充电
海南	热带农产品加工、大型酒店旅游、港口物流	港口与酒店旅游项目储能设施、高端酒店夜间蓄冷白天制冷、共享电动汽车可指定桩充电

3.2.3 省间互济发展路径

①2025年-2027年：

加强电网基础设施建设，特别是输电网的优化与升级。规划中长期的跨区域输电通道，推动由单一的特高压输电通道向多元化输电通道转变。促进电力市场的整合。可以通过推动绿色电力就近消纳，打破地方保护主义，实现跨区域绿电交易的协同运行。

②2027年后：

积极争取南部区域外送电，建设西藏等清洁能源充足地区送电至南部区域的通道。注重构建统一的电力市场体系，重点优化跨区域电力交易的机制设计，推动电力市场的完全开放和高效运行。通过进一步减少区域壁垒和地方保护，推动绿色电力的跨区域流动，实现绿色电力的全国范围内协同消纳和交易。在此基础上，国家应构建全国统一的绿电交易机制和碳减排核算标准，确保电力市场能够充分发挥其环境效益，推动全国范围内的绿色电力交易体系建设。



图3-9 南部区域内跨省跨送电情况及未来规划示意图

第四章

南部负荷中心现有市场机制与政策分析

4.1 南部区域电力市场体系

目前，南部区域电力市场分为优先发电计划、中长期电能量交易、现货电能量交易以及电力辅助服务交易四个层级。

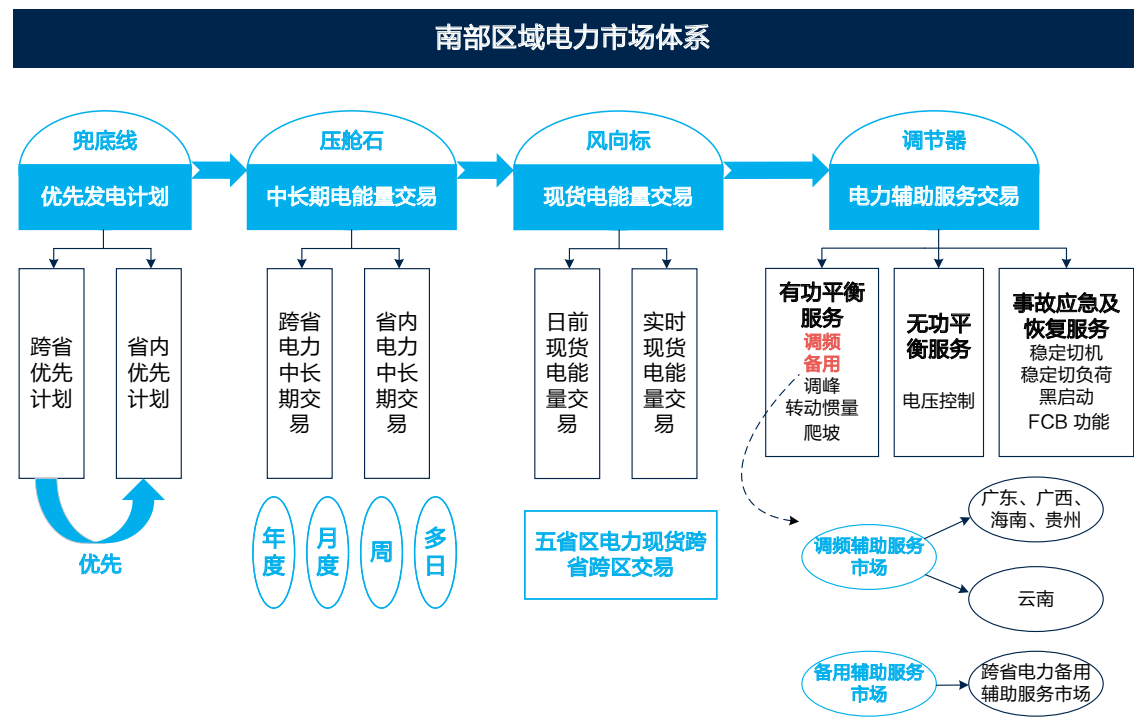


图4-1 南部区域电力市场体系

4.2 南部区域灵活性资源现有政策分析

4.2.1 储能现有政策

广东能源局发布方案，明确独立及用户侧储能交易模式等内容，促进市场化应用。云南能源局发布实施方案，规划3.1GW/7.7GWh容量，含12个示范项目，提出建立共享与调度、激励机制及规范应用标准。贵州能源局答复提案，推进2024年电源侧储能项目投运，规划2025 - 2028年储能建设，引导用户侧储能发展，完善交易、监管机制，发挥储能调峰作用^[16-18]。

表4-1 各省储能现有政策		
省份	政策文件	发布时间
广东	《广东省新型储能参与电力市场交易实施方案》	2023.03.30
云南	《云南省新型储能发展实施方案（2024-2025年）》	2024.05.28
贵州	《关于大力支持新型储能产业发展的提案》的答复	2024.07.15

4.2.2 需求响应现有政策

在响应能力目标方面，广东和贵州设定了明确的比例目标，而其他省份则未具体提及。在价格机制方面，各省根据自身情况设定了不同的响应价格上限，其中广东的价格区间最高，而海南的价格区间最低。虽然各省在实施响应方式上有所差异，但仍以邀约型响应为主实时型响应为辅^[19-23]。

表4-2 各省需求响应现有政策		
省份	政策文件	发布时间
广东	《广东省市场化需求响应实施细则(试行)》	2022.04.16
广西	《广西电力市场化需求响应实施方案(试行)》	2021.12.28
云南	《2024年云南省电力需求响应方案》	2024.04.25
贵州	《贵州省电力需求响应实施方案(征求意见稿)》	2023.04.07
海南	《海南省2023年电力需求响应实施方案（试行）》	2023.08.24

4.2.3 省间互济现有政策

南部区域自2018年先后出台了《南部区域跨区跨省电力中长期交易规则》和《跨省跨区送电参与南方（以广东起步）电力现货市场偏差处理办法（试

行)》，省间市场化电量增长显著。2022年南方能源监管局发布通知，推动跨省区送电参与现货市场。2023年12月，南部区域电力现货市场开展调电试运行，15 - 16日实现全区域结算，参与主体超16万家，运行平稳，此次试运行明确了参与范围^[24-26]。

表4-3 南部区域省间互济现有政策	
政策文件	发布时间
《南部区域跨区跨省电力中长期交易规则》	2022.01.10
《跨省跨区送电参与南方（以广东起步）电力现货市场偏差处理办法（试行）》	2022.09.02

4.3 灵活性资源现有政策的不足之处

4.3.1 储能现有政策的不足之处

储能发展受到限制主要原因是市场机制不完善、收益来源不够丰富，包括：

（1）现货市场的电价波动相对较小，储能在利用“低买高卖”获得收益的过程中面临较大挑战，难以通过价差策略实现较高的经济收益，限制了储能系统参与市场的盈利能力。

（2）当前市场中，针对容量电价的相关政策存在不确定性，储能系统在提供容量服务时无法预见和确认其潜在收益。这种不透明性增加了储能系统运营和投资的风险，降低了企业和投资者参与容量市场的积极性。

（3）目前，南部区域电力市场中储能的收益来源较为单一，主要依赖现货市场和有限的辅助服务交易，而例如容量租赁等创新商业模式尚未被广泛推广和应用。这导致储能的盈利途径不足，收入来源有限，大大降低了储能的盈利能力，无法充分发挥储能灵活高效的优势。

4.3.2 用户侧资源现有政策的不足之处

（1）技术层面

用户侧资源参与电力系统调节时，涉及设备、企业以及聚合商三个层级的协调配合不足：**设备级**，需要对设备进行精细的建模，以分析不同可调节设备的延迟时间和响应时间是否影响生产。但目前的建模对于可调节设备建模的精度不够，难以发掘调控的潜力。**企业级**，现有对设备的调控主要以人工为主，尚未实

现自动化控制。企业通过人工的方式对设备进行调控和管理会导致人力成本以及时间成本的增加，并且会影响响应的速度。**聚合商**，聚合商涉及多方参与主体与巨量信息交互，并伴随网络安全挑战，需要严格、完善的执行标准，目前聚合商的执行标准不够完善，会给各方主体、信息安全等带来较大的风险。

（2）市场层面

激励不够：现行政策并未根据不同的负荷特性，制定相应的技术与设备改造优惠政策，未设置合理的激励价格，导致用户响应意愿不强。

配套交易规则不灵活：现有需求响应市场规则不能选择参与调控的时段，只能在发布需求响应的时段全时段参与；另外，需求响应市场门槛高限制了用户侧响应资源的发展，尤其对于单个用户来说，受到的限制较大，其参与市场的意愿也会相应降低。

此外，现有需求响应市场规定在参与响应时段只能申报一个价格，并不能申报曲线，导致用户无法根据变化的负荷需求以及价格弹性进行调整，减少了市场参与的灵活性与效率。

缺乏常态化运行的机制：目前需求响应市场尚未常态化开展，有时会出现交易中心加急发布需求响应邀约导致售电公司和负荷聚合商无法及时完成申报的情况。此外，企业根据日前发布的交易需求调整自身的生产计划，但经常会出现响应被临时取消的情况，对企业生产造成影响，减弱企业未来持续参与需求响应市场的积极性。

参与服务品种少：目前南部区域用户侧资源仅参与需求响应市场，尚未参与调峰、调频、备用等辅助服务市场，用户侧资源无法从调峰、调频、备用等服务中获取额外收益，降低了用户参与市场的积极性，也限制了用户资源的多样化利用和市场化发展。

4.3.3 省间互济现有政策的不足之处

（1）省间市场交易不活跃，市场壁垒依旧存在。

尽管现有南部区域的省间市场规则中设置的交易品种较多，覆盖年度、月度、周、多日等多个时间尺度，但实际上分时段交易中很多时段交易量小，甚至没有展开交易，特别是月内多日时间尺度的交易，开展情况并不理想。

目前，南部区域尚未制定用户侧资源参与省间交易的规则，导致各省用户侧资源无法实现跨省共享与优化配置。

(2) 市场信息不够公开透明。

以广东为例，区域市场结算试运行，把西电东送的电量纳入了市场化电量，不单独公布其数值，不利于市场主体的信息透明与策略制定。

(3) 不同省份的市场成员竞争存在较为明显的差异。

由于成交结果受到输电路径的可用输电能力约束，同样作为电力的购买方，位于不同位置，对于同一个电力外送方，可能面临不同的输电路径，由此带来不同的输电价格。考虑到市场申报价格上限，在购买报价相同情况下，输电价格高的购买方成交排序天然处于弱势。

第五章

南部负荷中心低碳保供与灵活性资源政策与机制建议

基于第4章对于南部区域现有相关政策与机制的分析，本章针对用户侧资源、储能、省间互济等灵活性资源提出未来政策与机制发展方向的建议。

5.1 储能政策与机制建议

从技术来看，应加大对储能关键技术的研发投入，进一步降低储能系统的应用成本，推动新型储能技术发展，尤其是长时储能技术发展涉及的安全性和充放电效率研究。同时，研究储能电池的回收与梯级利用技术，特别是退役动力电池，其仍具有一定的额定容量，可以在不同情景下进行多样化的利用，延长电池的使用寿命，并减少资源浪费。

从政府机制来看，应提高具备调控能力的用户参与市场交易的积极性，具体需要完善以下内容：**一是明确储能的容量电价政策**，并建立合理的容量补偿机制，制定清晰的容量补偿费用测算规则，为储能设施的投资和运营提供稳定的收益保障。**二是提高储能参与市场的灵活性**，使其能够灵活参与电能量市场和辅助服务市场，通过不同市场的多元化参与提升其经济效益，同时，逐步扩大其在电力市场中的作用，不仅限于电能量的交易，还应鼓励储能参与调频、调峰等辅助服务市场，增加其参与市场的品种。

5.2 用户侧资源政策与机制建议

从理论研究来看，为了充分挖掘用户侧资源调控潜力，政府应加强对科研院所开展可调节设备建模研究的支持。通过可调节设备生产特性、调控特点等维度进行精准建模，以便于掌握不同设备的延迟时间、响应时间、生产要求等，形成动态调控平台，实现实时管理和优化可调节负荷的调度。具体来说，**一是加强关键设备物理模型的研究**，激励相关单位投入到可调节设备建模的研究中，降低研发成本。**二是搭建电网与研究机构之间的数据交互平台**，促进双方在设备参数和运行数据方面的深度合作，确保研究成果能够更好地服务于实际的电网调度需

求。**从政府机制来看**，应提高具备调控能力的用户参与市场交易的积极性，具体需要完善以下内容：**一是降低交易门槛**。调控时段对于用户参与市场交易影响较大，在政策上应允许用户自主选择参与调控的时段，允许用户申报价格随时间变化的曲线。**二是合理激励机制**。目前，用户侧资源暂时只能参与需求响应市场，应针对不同行业负荷的特性，设置价格与技术或设备改造优惠政策，同时，建立需求响应市场常态化开展的机制，在不影响企业的前提下提高开展需求响应的频次，响应临时取消对企业生产造成影响时，应给予一定的补偿。**三是丰富交易品种**。未来可面向不同特性的用户侧资源开放电能量市场、辅助服务市场，增加收益来源，提高积极性，对部分响应速度快的负荷，开放调频等辅助服务。**四是针对南部区域面临的极端天气频发情况**。可设置政策变动监测平台，实时评估对灵活性资源需求的影响；政策调整后设3-6个月缓冲期，允许资源逐步调整配置。

5.3 省间互济政策与机制建议

一是引入更灵活的价格和交易方式。鼓励市场主体在不同时间段参与交易，充分发挥市场的灵活性与效率，满足不同用电需求的时段差异；**减少新能源场站、用户侧资源、储能等省间互济交易的市场壁垒**，积极推动制定南部区域储能、用户侧资源等参与省间交易的规则。明确储能、用户侧资源的准入条件、交易方式、补偿机制等，促进各省用户侧资源的跨省共享与优化配置。**二是建立更加透明的市场信息披露制度**，要求各省区明确披露各类交易电量数据，包括西电东送电量等。以广东为例，应单独公布西电东送电量数值，确保市场主体能够获取全面、准确的信息，便于其制定交易策略。**搭建南部区域统一的市场信息公开平台**，集中展示省间交易的各类信息，包括交易电量、价格、输电容量等。平台应实时更新信息，提高市场透明度，减少信息不对称，推动跨省互济、碳价等关键数据的测算方法标准化。

三是优化市场竞争机制，保障公平交易。考虑输电路径对输电价格的影响，**建立科学合理的输电价格调整机制**。对于不同位置的购买方，根据其输电路径的实际情况，合理调整输电价格，避免因输电价格差异导致购买方成交排序的不公平。形成南部区域电网投资成本和输电容量的相关标准，综合评估输电成本。**结合输电价格调整，优化市场申报价格上限设定**。确保申报价格上限能够反映不同输电路径下的成本差异，使购买方在公平的价格框架内参与竞争。同时，定期评估和调整价格上限，以适应市场变化。**制定公平的成交排序规则**，综合考虑购买方的报价、输电价格、需求优先级等因素，而不仅仅依据输电价格进行排序。确保在相同报价情况下，其他因素能够得到合理考量，保障市场成员的公平竞争。

参考文献

- [1] 广东省人民政府.“广东省能源发展‘十四五’规划”.[政府文件],2022.3.17
- [2] 广西壮族自治区人民政府.“广西能源发展‘十四五’规划”.[政府文件],2022.8.19
- [3] 云南省人民政府.“云南省绿色能源发展‘十四五’规划”.[政府文件],2022.12
- [4] 贵州省发展和改革委员会.“贵州省新能源和可再生能源发展‘十四五’规划”.[政府文件],2022.4
- [5] 海南省发展和改革委员会.“海南省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要”.[政府文件],2021.3.31
- [6] 中国南方电网有限责任公司.“南方电网公司建设新型电力系统行动方案(2021-2030年)白皮书”.2021
- [7] 中国南方电网有限责任公司.“新能源成为南部区域第一大电源 首次超过煤电”, 2024.04.12.
- [8] 协鑫集成科技.“[光伏视点]云南、广东、贵州、海宁、广西五省区分布式光伏发展趋势”.2017.7.28
- [9] 李娇.计及V2G模式的有源配电网优化运行研究[D].南京理工大学,2022. DOI:10.27241/d.cnki.gnjgu.2022.000368.
- [10] 张永伟,朱晋,熊英,刘茜.电动汽车与电网互动的商业前景—上海市需求响应试点案例,中国电动汽车百人会车百智库,2020.
- [11] 国家发展改革委与国家能源局.“关于加快推动新型储能发展的指导意见(征求意见稿)”.[政府文件],2021年4月21日
- [12] 刘子屹, 谢俊, 刘雨菁, 宫飞翔等. 电力需求侧灵活性系列: 工业灵活性潜力及发展现状, 落基山研究所, 2023.
- [13] 程元,饶尧,丁胜.工业领域电力需求侧可调节负荷潜力分析[J].能源工程,2023,43(01):72-78.DOI:10.16189/j.cnki.nygc.2023.01.011.
- [14] 刘子屹, 谢俊, 刘雨菁, 李德智等. 电力需求侧灵活性系列: 钢铁行业灵活性潜力概述, 落基山研究所, 2023, <http://rmi.org.cn/insights/dsf-steel/>
- [15] 刘子屹, 谢俊, 刘雨菁, 宫飞翔等. 电力需求侧灵活性系列: 电解铝行业灵活性潜力概述, 落基山研究所, 2023, <http://rmi.org.cn/insights/dsf-aluminum/>
- [16] 《广东省新型储能参与电力市场交易实施方案》, 2025年3月
- [17] 《云南省新型储能发展实施方案(2024-2025年)》, 2024年5月

- [18] 《关于大力支持新型储能产业发展的提案》的答复，2024年7月
- [19] 广西壮族自治区工业和信息化厅. “广西电力市场化需求响应实施方案(试行)”. [政府文件], 2021年12月28日
- [20] 云南省能源局. “2023年云南省电力需求响应方案”. [政府文件], 2023年4月27日
- [21] 贵州省能源局. “贵州省电力需求响应实施方案(征求意见稿)”. [政府文件], 2023年4月7日
- [22] 广东电力交易中心. “广东省市场化需求响应实施细则(试行)”. [企业文件], 2022年4月16日
- [23] 海南省发改委. “海南省2023年电力需求响应实施方案（试行）”. [政府文件], 2023年8月24日
- [24] 广州电力交易中心. “南部区域跨区跨省电力中长期交易规则”. [企业文件], 2021年8月
- [25] 国家电网有限公司. “省间电力现货交易规则（试行）”. [企业文件], 2021年11月
- [26] 南方能源监管局. “关于印发《跨省跨区送电参与南方（以广东起步）电力现货市场偏差处理办法（试行）》的通知”. [政府文件], 2022年9月



NRDC北京代表处

地址：中国北京市朝阳区东三环北路38号泰康金融大厦1706

邮编：100026

电话：+86 (10) 5332-1910



 关注我们