



清华大学
能源互联网创新研究院
Energy Internet Research Institute
Tsinghua University

高质量建成新型电力系统， 加速发展低零碳灵活性资源





关于落基山研究所(RMI)

落基山研究所(Rocky Mountain Institute, RMI)是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库,与政府部门、企业、科研机构及创业者协作,推动全球能源变革,以创造清洁、安全、繁荣的低碳未来。落基山研究所着重借助经济可行的市场化手段,加速能效提升,推动可再生能源取代化石燃料的能源结构转变。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔特和博尔德、纽约市及华盛顿特区设有办事处。

作者与鸣谢

作者

落基山研究所: 陈梓浩, 高硕, 李婷, 刘雨菁, 刘子屹, 田嘉琳, 张沥月, 周勤
清华大学能源互联网创新研究院: 戴璟, 高钰, 孟垚, 秦佩欣, 许庆宇
中国电建集团青海省电力设计院有限公司: 李洛, 吕钧章

作者姓名按姓氏首字母顺序排列。

联系方式

刘雨菁, yujingliu@rmi.org
张沥月, liyue.zhang@rmi.org

引用建议

张沥月, 许庆宇, 刘雨菁等. 高质量建成新型电力系统, 加速发展低零碳灵活性资源, 落基山研究所, 2024,
https://rmi.org.cn/insights/clean_power_system_flexibility_resources

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。

鸣谢

本报告作者特别感谢以下来自企业和研究机构的专家对报告撰写提供的洞见与建议。

陈耀 国家电网青海省电力公司
鲁宗相 清华大学能源互联网创新研究院
申展 中国南方电网有限责任公司
张文松 中国电建集团青海省电力设计院有限公司

特别感谢Climate Imperative Foundation对本报告的支持。

本报告所述内容不代表以上专家和所在机构, 以及项目支持方的观点。

目录

导言	7
一、充裕的灵活性是新型电力系统的核心特征	9
1.1 新型电力系统的特征	9
1.2 电力系统灵活性的内涵	10
1.3 电力系统灵活性的供需平衡	12
1.4 电力系统灵活性充裕度评估指标体系	15
1.4.1 灵活性指标综述	15
1.4.2 直观型灵活性指标体系设计	18
二、加速发展低零碳灵活性技术迫在眉睫	20
2.1 中国电力系统灵活性供需的具体现状	20
2.2 电力系统灵活性技术概况	21
2.2.1 源侧灵活性技术	22
2.2.2 储侧灵活性技术	23
2.2.3 荷侧灵活性技术	25
2.2.4 网侧灵活性技术	27
三、省级电力系统灵活性分析-以青海省和广东省为例.....	28
3.1 新能源外送大省低零碳灵活性技术的大规模应用	28
3.1.1 青海省构建零碳电力系统的现状与愿景	28
3.1.2 青海省2023-2030年电力系统灵活性评估.....	29
3.2 电力消费大省的系统灵活性挑战与应对之道.....	37
3.2.1 广东省构建零碳电力系统的现状与愿景	37
3.2.2 广东省2023-2030年电力系统灵活性评估.....	38
3.3 小结.....	49
四、政策建议	50
附录	52
附录一 确定型灵活性指标计算公式	52
附录二 青海省电力模型关键输入、假设和结果	54
附录三 广东省电力模型关键输入、假设和结果	55

图表目录

图表1	各组织对电力系统灵活性的定义	9
图表2	部分国际知名学者对灵活性的定义	10
图表3	不同时间尺度的电力系统灵活性供需情况	11
图表4	美国加州春季(3月-5月, 2015-2023年)最低净负荷日的净负荷小时曲线	12
图表5	美国得克萨斯州2021年2月极端低温下用电负荷(2月7日至2月13日)	14
图表6	中国风电、光伏、水电利用小时数年度变化	15
图表7	灵活性指标类型总结	15
图表8	Flexibility Chart示意图	16
图表9	山东省2019年单小时净负荷爬坡持续时间曲线(模拟数值)	17
图表10	灵活性缺额不同时间尺度折线图(例图)	18
图表11	本报告设计的灵活性指标体系示意图	19
图表12	中国各类型发电装机占比(2011-2023年)	20
图表13	各类灵活性技术评分	21
图表14	直流输电技术比较	27
图表15	青海省2030年枯水季(1月)和丰水季(7月)日内平均负荷与新能源发电能力(模拟结果)	30
图表16	青海省2023-2030年各月最大1小时向上和向下调节需求(模拟结果)	30
图表17	青海省枯水季(1月)和丰水季(7月)日内1小时爬坡需求年度变化(模拟结果)	31
图表18	青海省枯水季(1月)和丰水季(7月)日内8小时爬坡需求年度变化(模拟结果)	31
图表19	既有政策情景下青海省2023-2030年系统灵活性充裕度指标雷达图(模拟结果)	32
图表20	既有政策情景下青海省2023-2030年资源灵活性参数类指标雷达图(模拟结果)	32
图表21	既有政策情景下青海省2023-2030年资源灵活性可利用空间类指标雷达图(模拟结果)	33
图表22	既有政策情景下青海省2023-2030年资源灵活性爬坡类指标雷达图 (左侧: 1小时向上爬坡; 右侧: 1小时向下爬坡)(模拟结果)	33
图表23	青海省2023-2030年需求响应情景较既有政策情景日内最大1小时向下调节变化天数占比(模拟结果)	34
图表24	青海省储能需求响应情景和既有政策情景储能发电量对比(左: 电化学储能; 右: 抽水蓄能)(模拟结果)	34
图表25	青海省需求响应情景和既有政策情景向下爬坡缺额对比(模拟结果)	35
图表26	青海省源荷复合情景和需求响应情景火电发电量对比(模拟结果)	35
图表27	青海省源荷复合情景和需求响应情景弃风弃光量对比(模拟结果)	36
图表28	青海省既有政策情景下省内输电平均利用率(左)和阻塞率(右)(模拟结果)	36
图表29	海西地区至西宁及周边地区通道2030年枯水季(1月, 上)和丰水季(7月, 下) 日内各小时平均利用率(模拟结果)	37
图表30	广东省2030年不同季节平均日内负荷和新能源出力(模拟结果)	39
图表31	广东省2025年和2030年不同季节日内平均1小时灵活性调节需求(模拟结果)	40

图表32 广东省2025年和2030年不同季节日内平均8小时灵活性调节需求 (模拟结果)	40
图表33 既有政策情景下广东省2023-2030年系统灵活性充裕度指标雷达图 (模拟结果)	41
图表34 既有政策情景下广东省2023-2030年资源灵活性参数类指标雷达图 (模拟结果)	41
图表35 既有政策情景下广东省2023-2030年资源灵活性可利用空间类指标雷达图 (模拟结果)	42
图表36 既有政策情景下广东省2023-2030年资源灵活性爬坡类指标雷达图 (左侧: 1小时向上爬坡; 右侧: 1小时向下爬坡) (模拟结果)	42
图表37 广东省需求响应情景下2030年各月需求响应电量 (模拟结果)	43
图表38 广东省需求响应情景和既有政策情景向上爬坡缺额对比 (模拟结果)	43
图表39 广东省2023-2030年需求响应情景较既有政策情景煤电和气电发电量减少量 (模拟结果)	44
图表40 广东省需求响应情景和既有政策情景储能发电量对比 (左: 电化学储能; 右: 抽水蓄能) (模拟结果)	44
图表41 广东省2023-2030年需求响应情景较既有政策情景碳排放减少量(左) 和总系统成本减少量(右) (模拟结果)	45
图表42 广东省严控煤电情景和需求响应情景煤电发电量和容量系数对比 (模拟结果)	42
图表43 广东省严控煤电情景较需求响应情景省间外购电量年度变化 (模拟结果)	42
图表44 广东省严控煤电情景和需求响应情景下需求响应电量对比 (模拟结果)	47
图表45 广东省既有政策情景下2024-2030年储能利用系数和运行系数 (模拟结果)	48
图表46 广东省既有政策情景下抽水蓄能2023-2030年平均每小时充放电情况 (模拟结果)	48
图表-附录1 计算机组可调节能力所需数据	52
图表-附录2 传统火电机组灵活性调节能力计算方式	53

导言

随着我国碳达峰、碳中和目标的提出，能源领域碳减排，尤其是以清洁低碳为核心目标的新型电力系统建设，是“双碳”目标实现的重要路径。在此背景下，我国大力发展以风电、光伏发电为主的新能源。2023年风电和光伏发电新增装机量在总新增装机量中占比为82%，并且截至2023年底累计装机量占比已从截至2020年底的24%增加到36%。

电源结构的变化和日益增长的用电需求对电力系统的调节能力和支撑能力带来了挑战。新能源自身的间歇性、随机性、波动性增加了系统调节需求，但其电力支撑能力又较常规电源不足。综合来看，新能源大规模高比例的发展不仅为电力的安全稳定供应增加了难度，也增加了新能源自身的消纳风险。另一方面，我国经济社会的发展将推动电力需求保持稳定增长，并且尖峰负荷规模持续增加，进一步增加了电力系统的调节需求。

在系统灵活性问题愈发凸显的背景下，新型电力系统的建设强调将柔性灵活作为重要支撑，要求不断提升源网荷储灵活互动和需求侧响应能力。我国持续推进各类灵活性资源建设，先后针对煤电机组改造升级、抽水蓄能和新型储能发展出台相关规划和指导意见；组织修订了《电力需求侧管理办法》，挖掘需求侧资源；并于2024年1月出台了《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》，着力提升电力系统调节能力。

由于煤电资源禀赋充足、技术成熟并且具有成本优势，我国近期的灵活性调节能力建设仍以拥有灵活性调节能力煤电为主（包括煤电灵活性改造和新建煤电机组）。2022年和2023年，煤电项目核准速度加快，新核准的煤电项目分别为104GW和114GW，而在2017-2021年间每年平均新核准的煤电项目不超过50GW。截至2023年底，我国在建的煤电项目为140GW，宣布或者核准的煤电项目达268GW。然而，过度依赖煤电不仅使得灵活性供应结构过于单一，难以满足多时间尺度的灵活性需求，更在长期为“双碳”目标的实现带来了压力，并且煤电灵活性改造使得煤电机组能够在更低工况下运行，导致煤耗上升、设备寿命缩短、脱硫脱硝效果降低等问题出现。

除煤电以外的其他灵活性资源在清洁低碳方面更具优势，但在实际开发利用中仍面临挑战。一方面，部分灵活性资源技术成熟度有待提升，商业规模化程度有限；更重要的是，目前在电力规划、调度运行和市场交易等方面均未将低零碳灵活性资源充分纳入，并且相关政策制定者、系统规划和运行人员对此类新技术信心不足，在发展和应用低零碳灵活性资源方面动力有限，致使上述各类灵活性资源尚未在实际电力系统运行中充分发挥作用。

为更好地与“双碳”目标保持一致，高质量建成新型电力系统，我国急需加速发展低零碳灵活性资源，提前优化布局全面多元、清洁低碳的电力系统灵活性供应体系。在这一过程中，相关政策制定者、系统规划和运行人员需准确了解系统灵活性充裕度情况，有效评估各类资源在系统中的灵活性供应能力，从而确定最优的灵活性资源部署和调用方案，充分激发各类灵活性资源的潜力。

落基山研究所多年来深耕中国电力系统的低碳转型进程，在全国及地方等多个层面，针对政策法规、电力市场、技术创新等多个方面开展了一系列的研究。2022年以来，我们工作的核心关注点之一便是加速提升电力系统的灵活性与可靠性，支撑“安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合”的新型电力系统。在近年的工作中，我们发现针对系统灵活性问题，目前国内缺乏能够定量且直观评估电力系统灵活性供需的指标体系，低零碳灵活性资源在系统中发挥的作用难以得到有效评估，致使各相关方对低零碳灵活性资源的价值认识不足，阻碍了灵活性资源能力的有效释放。

为此，本报告从指标体系搭建、技术评估对比、省级案例分析等方面对我国电力系统灵活性资源的发展和评估进行了研究，并结合具体省份新型电力系统建设情况分析了低零碳灵活性资源在其中发挥的作用，最后针对研究中识别的低零碳灵活性资源发展障碍提出相应的政策建议。

- 在总结各类灵活性定义和灵活性指标的基础上，设计了直观型灵活性指标体系，从系统灵活性充裕度和资源灵活性大小这两方面刻画系统的灵活性供需情况，为相关政策制定者、系统规划和运行人员提供评估工具。
- 从技术性、经济性、政策导向等方面总结了我国源侧、网侧、荷侧、储侧的灵活性资源发展概况，并结合建设条件、碳排放等角度对除网侧以外的灵活性技术进行量化评分对比。
- 分别选取青海省和广东省两个省作为新能源外送大省和电力消费大省的代表，建立电力系统仿真模型并设置情景分析，应用搭建的指标体系评估两省在低零碳电力系统建设过程中灵活性充裕度情况和变化趋势，并从源网荷储等不同角度识别低零碳灵活性资源开发的机遇和挑战。
- 从科学评估电力系统灵活性供需、高度重视低碳灵活性相关技术的研发示范、统筹规划部署低碳灵活性技术、充分释放低碳灵活性技术效益等四方面针对相关方提出政策建议。

一、充裕的灵活性是新型电力系统的核心特征

1.1 新型电力系统的特征

2021年3月15日，中央财经委员会第九次会议首次正式提出构建以新能源为主体的新型电力系统。同年10月24日，在国务院印发的《2030年前碳达峰行动方案》中提出构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，推动清洁电力资源大范围优化配置。新型电力系统的概念、内涵和特征在该方案中获得首次更新，并在接下来的两年多中经过了能源局和行业专家的多次丰富和阐释。2023年7月11日，中央全面深化改革委员会提出，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。

清洁低碳是指新型电力系统作为我国实现双碳战略的排头兵，其电力生产过程将尽可能做到无污染、低碳排。**安全充裕**是指新型电力系统要在清洁低碳转型过程中，持续提供安全、稳定、高质量的电能供应，同时系统资源要足够充裕，能够以可承受的成本应对电力系统中可能发生的极端情况。**经济高效**是指新型电力系统将以最低成本来为人民生活和经济生产提供电力。**供需协同**是指新型电力系统将逐步从传统的“源随荷动”向新时代的“源荷互动”进行转变，以需求侧响应为代表的负荷侧技术将在新型电力系统中主动发挥更大的作用。**灵活智能**是指新型电力系统将在保证电力安全供应的前提下，以灵活低碳高效的方式响应电力供需的快速变化；同时电力系统整体及发输变配用各环节将高度数字化智能化，在规划、设计、建设、运行、维护、退役等各阶段具有高速感知、智慧决策的能力。

在2023年新型电力系统的全新阐释中，提高电力系统灵活性与电力系统本质目的——安全、清洁、低成本——近乎并驾齐驱，地位被拔高到史无前例的位置。人们对灵活性的关注源自于电力系统供需两个方面的深刻演化。从电力系统供给的角度看，以光伏、风电为代表的输出不可控新能源的大量并网虽然带来了清洁电力，但直接或间接地提高了对系统灵活性的要求。一方面，新能源引入了不同时间尺度、覆盖大范围地区的供电不确定性和波动性；另一方面，新能源挤压了传统可控能源的市场空间，调度部门主动响应系统状态变化的能力进一步下降。从电力系统需求角度看，新一轮电气化带来的负荷增长以及数字经济、电动汽车等新型负荷的出现增加了难以预测、快速变化的负荷在全社会用电量中的比重，系统对于灵活性的要求进一步上升。

总而言之，新型电力系统在发展过程中维持功率平衡的压力日益增大，满足日益增长的灵活性需求已然上升成为新型电力系统发展过程中所直接面临的主要矛盾之一。因此，我们认为有必要归纳、整理并重新审视当前工业界、学术界对电力系统灵活性的研究和讨论，筛选并归纳出适合指导电力系统发展、规划的灵活性指标体系，为中国电力系统的安全、高效、低碳发展提供参考。

1.2 电力系统灵活性的内涵

针对电力系统灵活性，工业界、学术界对其定义繁多，而且随着电力系统的发展不断变化（图表1和图表2）。电力系统灵活性虽然没有一个国际公认的定义，但根据各家研究机构和组织的定义，仍然能够归纳出灵活性**聚焦变化、需求多源、供给包容和时空敏感**的四点内涵。

图表1 各组织对电力系统灵活性的定义ⁱ

组织	年份	定义	原文
EPRI (美国电力研究院, Electric Power Research Institute)	2016	电力系统灵活性是指适应动态变化条件的能力, 例如按小时或分钟的平衡供需, 或在几年内部署新的发电和输电资源。	Power system flexibility is the ability to adapt to dynamic and changing conditions, for example, balancing supply and demand by the hour or minute, or deploying new generation and transmission resources over a period of years ¹ .
IEA (国际能源署, International Energy Agency)	2018	从确保电力系统的瞬时稳定性到支持长期供电安全, 电力系统在所有相关时间尺度内可靠且经济高效地管理供需波动性与不确定性的能力。	[Power system flexibility] is the ability of a power system to reliably and cost-effectively manage the variability and uncertainty of supply and demand across all relevant timescales ² .
IRENA (国际可再生能源署, International Renewable Energy Agency)	2017	在正常运行情况下, 电力系统中的非波动可再生能源部分调整出力来满足剩余负荷的能力称之为灵活性。	The ability of the non-VRE portion of the power system to adjust its generation to meet residual load under normal operating conditions is referred to here as “flexibility” ³ .
NERC (北美电力可靠性公司, North American Electric Reliability Corporation)	2010	系统灵活性是供需两侧资源应对系统变化和不确定性的能力。灵活性还包括储能和有效计划和调度系统的能力。	System flexibility is defined as the ability of supply-side and demand-side resources to respond to system changes and uncertainties. Flexibility also includes the ability to store energy for delivery in the future and the operational flexibility to schedule/dispatch resources in the most efficient manner ⁴ .
NREL (美国国家可再生能源实验室, National Renewable Energy Laboratory)	2014	无论是元件还是组件, 电力系统资源在不同运行时间尺度上响应电力系统状态已知和未知变化的能力。	The ability of a resource, whether any component or collection of components of the power system, to respond to the known and unknown changes of power system conditions at various operational timescales ⁵ .

来源：EPRI, IEA, IRENA, NERC, NREL, 落基山研究所和清华大学整理

ⁱ 截至2024年1月, 中国国内尚无权威组织对灵活性进行定义。

图表2

部分国际知名学者对灵活性的定义

学者	年份	定义	原文
Lannoye等	2012	系统部署其资源以响应净负荷变化的能力。	The ability of a system to deploy its resources to respond to changes in net load ⁶ .
Dvorkin等	2014	灵活性表示电力系统通过在不同的调节时段内调整发电机组的出力或可调负载的输入来适应净负荷变化的能力。	... [T]he power system's ability to accommodate these net load changes by adjusting the output of generating units or the input of adjustable loads over the various regulation intervals ⁷ .
Dragoon和 Papaefthymiou	2015	电力系统设计和运行是为了确保发电和需求的实时平衡。电力系统灵活性是指即使在需求或供给快速或大幅变化时也能保持此平衡的能力。	Power systems are designed and operated to ensure that generation and demand are closely matched at all times. Power system flexibility refers to the ability to maintain that balance even during times when demand or supply change rapidly or widely ⁸ .
袁家海等	2022	电力系统的各类资源快速改变自身发用电特性以维持系统有功功率平衡的能力 ⁹ 。	
鲁宗相等	2022	在所关注时间尺度的有功平衡中, 电力系统通过优化调配各类可用资源, 以一定的成本适应发电、电网及负荷随机变化的能力 ¹⁰ 。	

来源：落基山研究所和清华大学整理

聚焦变化：当前电力系统灵活性的相关研究和讨论聚焦于应对系统层面供需的变化，各家仅在时间尺度的覆盖范围有所区别。IEA提出的系统灵活性覆盖了从超短期（例如维持系统暂态稳定性）到中长期（例如应对可再生能源季节性波动）的所有时间尺度，而EPRI和NREL从明晰研究边界的角度出发，将关注重点聚焦在短中期，主要是指调频和爬坡灵活性。除了时间尺度，各家定义在是否包含小概率事件方面也有区别。但无论是何种定义，**应对系统层面的电力供需变化**始终是灵活性讨论的核心，即系统灵活性始终围绕着对系统条件变化的应对而展开，而变化则包括但不限于负荷的不确定性以及风电光伏发电的波动间歇性。

需求多源：传统电力系统对灵活性的需求主要由负荷侧引起，随着新型电力系统的逐渐演化，灵活性需求开始由源荷双方共同引起。电力系统的灵活性不是新事物：早期世界各地建设抽水蓄能电站的目的就是为了更好的配合燃煤机组及核电机组响应负荷变化进而提升系统灵活性。只不过近年来以风电、光伏为代表的输出不可控新能源在全世界范围内的大量并网，间接或直接地创造了增量的灵活性需求。一方面，风电光伏并网直接造成净负荷ⁱⁱ表现出爬坡增加、尖峰平移、最低值降低以及不确定性上升等一系列新趋势；另一方面，风电光伏并网挤压了传统能源的市场空间，降低了传统系统灵活性供给，变相增加了灵活性需求。此外，交通、供暖供热的能耗面临新一轮电气化，造成电力负荷成分日趋复杂、对温度敏感性日渐上升、时空不确定加剧，这些都进一步增加了电力系统对灵活性的需求。

供给多样：源网荷储各要素都可以向系统提供灵活性这一点基本已经形成共识。在源侧，除了传统电源快速启动、提升爬坡速率、增大调节空间外，新能源的构网型技术如虚拟惯量、新能源频率响应等灵活性提升技术也渐受瞩目。在网侧，灵活（柔性）输电、动态增容、拓扑重构等新型技术可增强灵活性的交付能力，促进异地共享

ii 净负荷：某一时刻系统负荷减去这一时刻不可控新能源出力的剩余量。净负荷爬坡：两个时间点间，净负荷的变化量。

灵活性资源，进而间接提升整体灵活性。在荷测，需求侧响应/管理、虚拟电厂、微电网、车网互动等新技术可以实现从“源随荷动”向“源荷互动”的转变，进而增强系统灵活性。最后在储能侧，抽水蓄能将继续发挥重要的调节功能，而新型储能将帮助解决抽水蓄能开发周期长、成本随资源枯竭逐渐上升的困境。当然，除了具体依托于实体的技术之外，增强输电线路规划与阻塞管理、缩短实时市场间隔、增加日前调度颗粒度、强化可再生能源和负荷预测、设计新型辅助服务等其他手段也可以提高系统灵活性供给。

时空敏感：电力系统灵活性的供需具有很强的时空变化性，例子不一而足。灵活性需求方面，例如在不同季节、不同地理位置，同一类控温设备引发的灵活性需求就明显不同。灵活性供给方面，例如同一电力系统在采暖季时，由于部分发电机组同时负责供热而调节能力下降，灵活性的供给相较于非采暖季就有明显下降；再例如，因受制于阻塞断面，同一类设备，接入电网不同节点时能够提供的灵活性提升并不相同。

1.3 电力系统灵活性的供需平衡

电力系统灵活性一般从不同时间尺度来刻画，而时间尺度覆盖超短时（时间尺度 ≤ 1 分钟）、短时（1分钟 $<$ 时间尺度 ≤ 1 天）、中时（1天 $<$ 时间尺度 ≤ 1 月）和长时（时间尺度 > 1 月）四种级别（图表3）。本节将针对不同时间尺度的灵活性供需情况进行阐述。

图表3 不同时间尺度的电力系统灵活性供需情况

级别	超短时灵活性	短时灵活性	中时灵活性	长时灵活性
时段	≤ 1 分钟	1分钟(不包括)-1天	1天(不包括)-1月	> 1 月
灵活性需求	频率和电压稳定	功率平衡	应对特定事件和极端天气	季节性需求
灵活性供给举例	同步发电机或虚拟惯量技术、具有调频能力的电源或需求侧响应或储能系统	可调机组、电力传输、需求侧响应、储能	火电机组和可多日调节的水电机组、系统间互济	可长时调节的水电和长时储能

来源：清华大学，落基山研究所

(1) 超短时灵活性（时间尺度 ≤ 1 分钟）

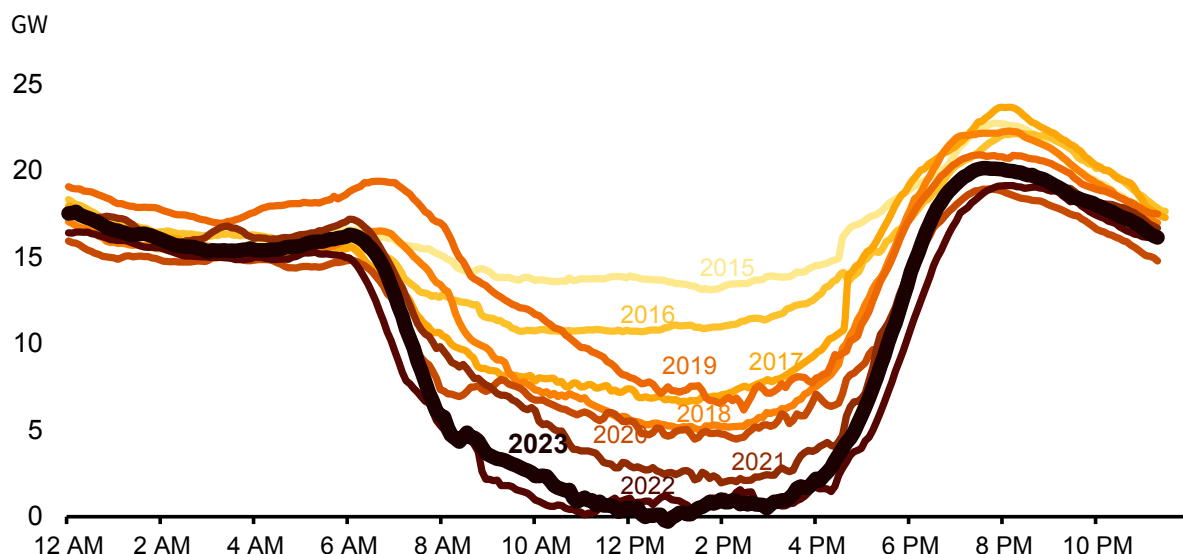
在此时间尺度下，灵活性需求主要指系统维持稳定性的需求，例如维持频率和电压稳定的需求。例如，频率稳定问题在可再生能源通过电力电子设备大量并入支撑能力弱的电网时表现地尤为突出，具体表现在当前技术条件下，鲜有风电光伏可以提供调频能力和惯量支撑能力，并且此类资源对传统同步发电机有挤出作用，造成系统在面临故障或突发事件时出现频率变化过快、频率谷点过低、备用不足等问题。关于其他系统稳定性的分类和相关解释，读者可参考谢小荣等人的文章¹¹。

在此时间尺度下，电力系统需要提高惯量水平以及预留更多的调频空间，在限制频率变化速率和频率谷点的同时，保证频率能够通过自动发电控制（AGC）或其他技术恢复到正常运行状态。提供超短期灵活性的资源包括提供惯量的同步机或虚拟惯量技术、具有调频能力的传统和新能源、需求侧响应和具有快速响应能力的储能系统。除此之外，调度部门已经开始通过提高可再生能源预测精度并利用可再生能源发电概率分布来动态调整调频需求，准确刻画系统的灵活性需求。

(2) 短时灵活性 (1分钟<时间尺度≤1天)

在此时间尺度下，灵活性需求主要指维持功率平衡的需求，即系统需要应对净负荷在日内的周期性与非周期性变化。最为典型的例子就是鸭子曲线（图表4）。在美国加州，随着可再生能源，尤其是光伏发电项目的不断并网，电力系统净负荷在午间时段不断下降，进而导致在日落和日出时分可调机组需要承担的上下爬坡逐渐攀升。此外，午间净负荷的不断下降导致可调机组要在午间维持低出力水平，以便晚上及时爬升，从而从最低出力方面对灵活性提出了额外需求。最后，在此时间尺度内，可再生能源的出力受到天气等不确定因素的剧烈影响，同一天气事件可以在短时间内影响大范围的可再生能源机组，对系统及时反应不确定的剧烈变化的能力提出了更高要求。

图表4 美国加州春季（3月-5月，2015-2023年）最低净负荷日的净负荷小时曲线



来源：U.S. EIA (美国能源信息署, U.S. Energy Information Administration), 清华大学, 落基山研究所

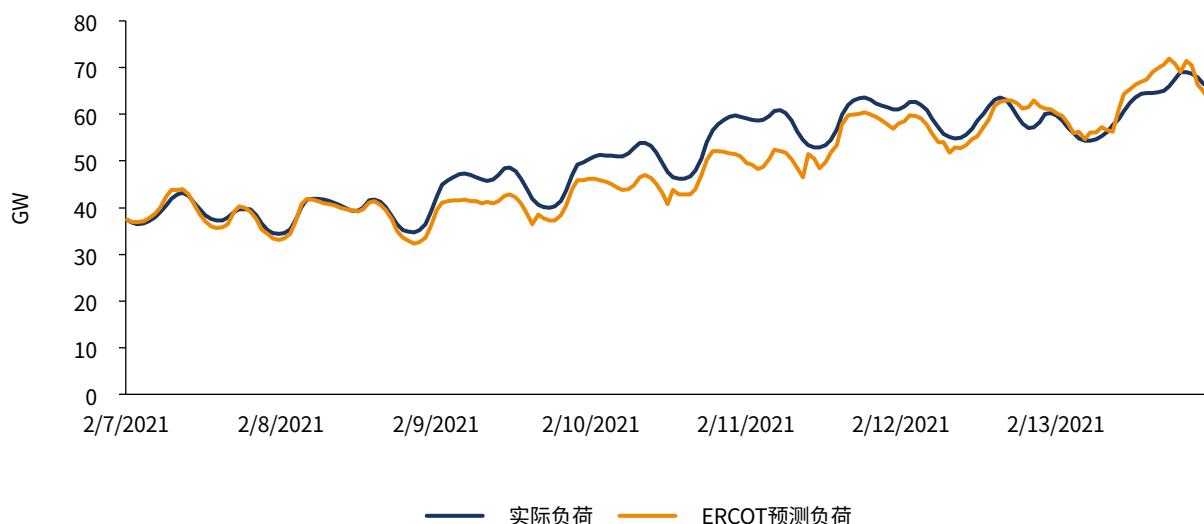
在此时间尺度下，灵活性的供给主要来自于火电、带有库容的水电、光热发电等可调机组，系统内部电力传输和系统间互济，需求侧响应，抽水蓄能以及以电化学储能、压缩空气储能为代表的新型储能。除此之外，调度部门可根据可再生能源的概率分布来动态调整灵活爬坡需求，通过减少爬坡服务的过量购买来降低成本，或者在通过关键时刻增加爬坡辅助服务购买来降低切负荷风险。此时间尺度是目前电力现货市场普遍的运行时间尺度，此时可以通过缩短市场运行间隔，增加调度前探时间，提高调度精度进而提升系统灵活性。

(3) 中时灵活性 (1天<时间尺度≤1月)

在此时间尺度下，灵活性需求主要指由系统应对特定事件或天气引发的、长达数日至数周的负荷和资源出力的变化的能力，包含可预见的和不可预见的灵活性需求。可预见的灵活性需求例如我国的春运等节假日引发的电力负荷大范围的转移和结构波动，以及由“极热无风”等现象为代表的可再生能源的持续出力低迷。不可预见的灵活性需求例如美国2021年得克萨斯州发生的突发极端低温引发的用电负荷短期内急速攀升（图表5）。极端低温使得得克萨斯州用电负荷不断攀升，并且自2021年2月9日至13日，每天ERCOT（美国得州电力可靠性委员会，Electric Reliability Council of Texas）的负荷预测均小于负荷真实值，这显示出电网对于供暖的电气化率和极端寒冷天气造成的影响估计不足。

图表5

美国得克萨斯州2021年2月极端低温下用电负荷（2月7日至2月13日）



来源：U.S. EIA，清华大学，落基山研究所

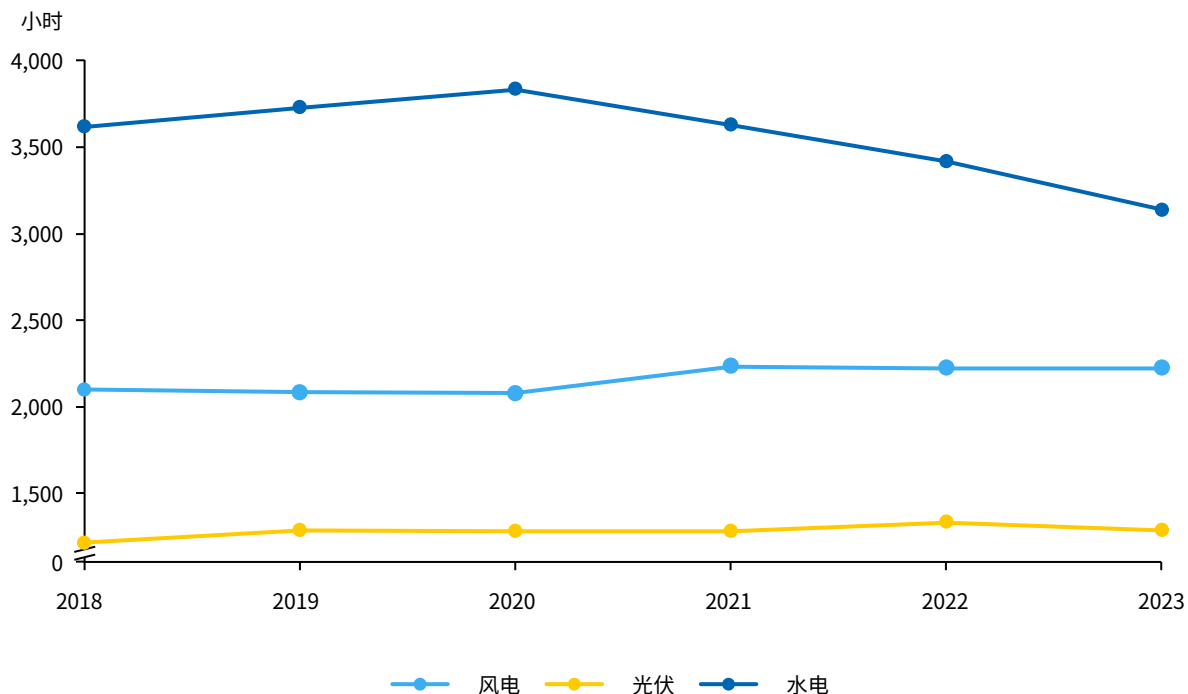
在此时间尺度下，灵活性的供给主要来自于火电机组、有多日及以上调节水库的水电机组，系统内部电力传输和系统间互济，以及具有日以上调节能力的抽水蓄能。此时，由于火电机组的启停时间普遍小于此时间尺度，系统灵活性供给相对充裕，灵活性供需平衡更受负荷预测、计划调度的影响。在每日的电力现货市场调度过程中，有时会配备一个超长时间跨度（一周）的机组组合调度，用于计划超长启停时间机组的开关机，保证系统在此时间尺度下调节能力的充裕性。

(4) 长时灵活性（时间尺度>1月）

在此时间尺度范围内，系统灵活性需求主要指的是用电负荷和风、光、水出力的季节性变化引发的季度灵活性需求。同时，经济发展导致的负荷电能量增长、气候条件波动引发的可再生能源年均出力波动（图表6），以及一次能源价格波动导致的传统能源发电能力波动等多重因素均可引发此时间尺度下的灵活性需求。在此时间尺度范围内，部分资源已经可以完成规划或部署，因而此时系统灵活性概念与资源充裕度的考虑范围有重叠。

目前，具有长时调节能力的资源稀少，包括少数具有季、年、多年调节水库的水电以及未来可能出现的、以氢储能为代表的长时储能。然而正如前述，此时间尺度已经长于部分资源的规划部署时间，因此为应对此时间尺度下的波动性和不确定性，电力系统也可以通过在基础设施规划、建设和改造过程中考虑多种中长期不确定性来对冲风险，间接供给灵活性。这方面的实例包括我国针对抽水蓄能的资源普查和纳规工作，以及德国政府对于煤电机组的机组封存和重启操作。

图表6 中国风电、光伏、水电利用小时数年度变化



来源：中国电力企业联合会，清华大学，落基山研究所

1.4 电力系统灵活性充裕度评估指标体系

1.4.1 灵活性指标综述

伴随不断升高的可再生能源渗透率以及即将到来的新一轮电气化，维持或者提高系统灵活性已经成为规划过程中不可忽视的一个环节。一方面，电力系统规划及运行工作者需要准确了解当前系统的灵活性是否充裕，以及在未来一定时间内是否应当部署灵活性资源，以及应当部署何种灵活性资源；另一方面，政策制定者需要准确了解各项技术在提升系统灵活性时的潜力，并进行相关的政策或机制设计。定量、直观的刻画系统灵活性变得迫在眉睫，因此本节将分别阐述目前国际上的灵活性指标（图表7），以供政策制定者以及电力系统规划与运行工作者参考。

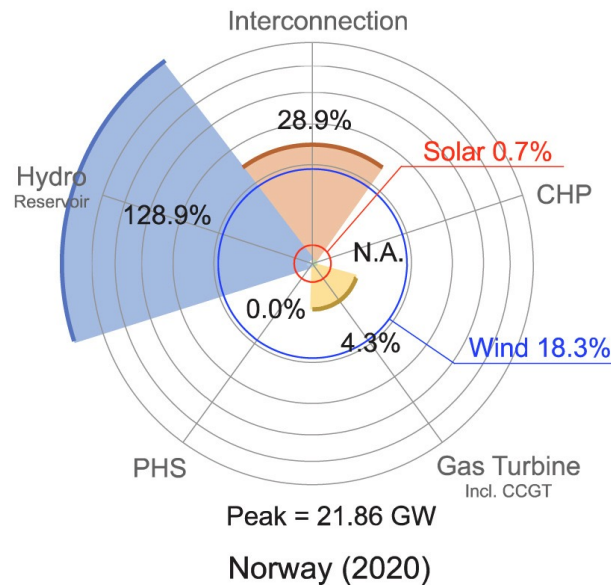
图表7 灵活性指标类型总结

指标类型		特点	灵活性需求指标	灵活性供给指标	灵活性充裕度指标
简单指标		直观但指导意义不明确	各类输出不可控新能源占比	各类调节能源占比	切负荷量(或供电可靠性)/弃风弃光弃水量(可再生能源利用率)
复杂指标(给定时间尺度)	确定型	指导意义更明确,但有一定的数据和计算要求	净负荷上下爬坡期望	上下调节能力期望	灵活性缺额时间(或预期爬坡不足)
	概率型	考虑随机性,但对数据和计算要求高	净负荷上下爬坡概率分布	上下调节能力概率分布	爬坡资源不足期望

(1) 灵活性需求指标

简单指标: 首先, 系统灵活性的需求可以简单地通过风电、光伏发电等不可控新能源的装机来近似描述——当一个系统中输出不可控新能源的占比越高, 系统就必须变得更加灵活。例如, Flexibility Chart 2.0¹²中将欧洲、北美、日本等地区的风电、光伏发电除以该地区的尖峰负荷来标识各系统对灵活性的需求(图表8)。这一方法的好处是可以直观对比各个系统之间、或单个系统在不同情境下的灵活性需求状态, 并且迅速了解系统灵活性需求的来源, 但短板在于指导意义不明确, 很难得出一个明确的灵活性需求高低的指导性意见。

图表8 Flexibility Chart示意图ⁱⁱⁱ



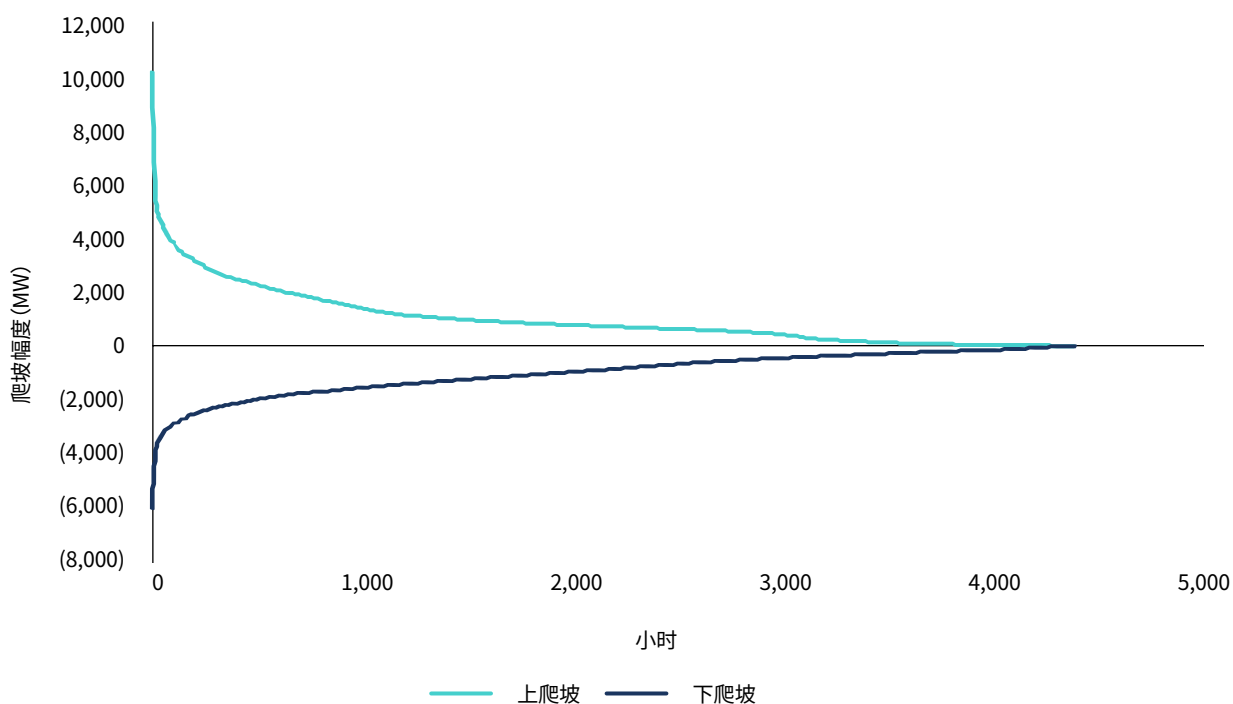
来源: Yoh Yasuda

确定型指标: 除了直接只用新能源装机来指示灵活性需求外, 爬坡指标也被广泛运用。任意时刻的爬坡是指在一定时间尺度内的净负荷的变化, 分为向上爬坡和向下爬坡。爬坡本身可以结合许多成熟的指标体系衍生出相关的灵活性需求刻画方式。例如衍生自负荷持续时间曲线 (Load Duration Curve, LDC) 的爬坡持续时间曲线和最大爬坡。例如, 模拟数据显示, 2019年山东省单小时最大向上爬坡为10GW, 最大向下爬坡将近7GW, 但上下爬坡的均值相似, 都为980MW左右(图表9)。

ⁱⁱⁱ 红圈和蓝圈分别表示光伏和风电装机容量对挪威2020年尖峰负荷的比值。

图表9

山东省2019年单小时净负荷爬坡持续时间曲线（模拟数值）



来源：清华大学，落基山研究所

概率型指标：概率型指标是确定型指标的概率延伸。负荷和可再生能源可用量实际上符合一定的概率分布，是两组随机数，因此净负荷作为两者之间的差也是随机数。更进一步，当前时刻 h 与下一个时刻 $(h+\tau)$ 的净负荷差（即爬坡）也是随机数。因此，要更加准确描述爬坡需求的随机性，还应当基于负荷和可再生能源的概率分布及其相关性构建净负荷爬坡的概率分布，即概率型灵活性需求。在已经实装爬坡辅助服务的美国CAISO（加州独立电力系统运营商，California Independent System Operator）和MISO（中部独立电力系统运营商，Midcontinent Independent System Operator），这一概率分布特性已经被纳入了爬坡辅助服务设计。

(2) 灵活性供给指标

简单指标：与灵活性需求相类似，系统灵活性供给的刻画可以通过简单列举系统中各可调机组容量来实现。例如，Flexibility Chart 2.0中将火电、带水库水电、抽蓄机组以及系统与外界的可传输容量作为灵活性供给进行展示。与风电、光伏容量作为灵活性需求指标时的优势相同，这种方法较为直观，并且很容易区分出各地区之间的优劣，但短板同样在与指导意义不明确，很难得出一个是否应当提高系统调节能力的结论。

确定型指标：除了直接列举各类可调节机组装机来指示灵活性供给外，被最广泛运用的灵活性供给刻画方式就是调节能力。由于系统中的调节能力为各类可调机组的调节能力的代数和，那么计算系统调节能力的问题便可转化为计算各类机组的调节能力。

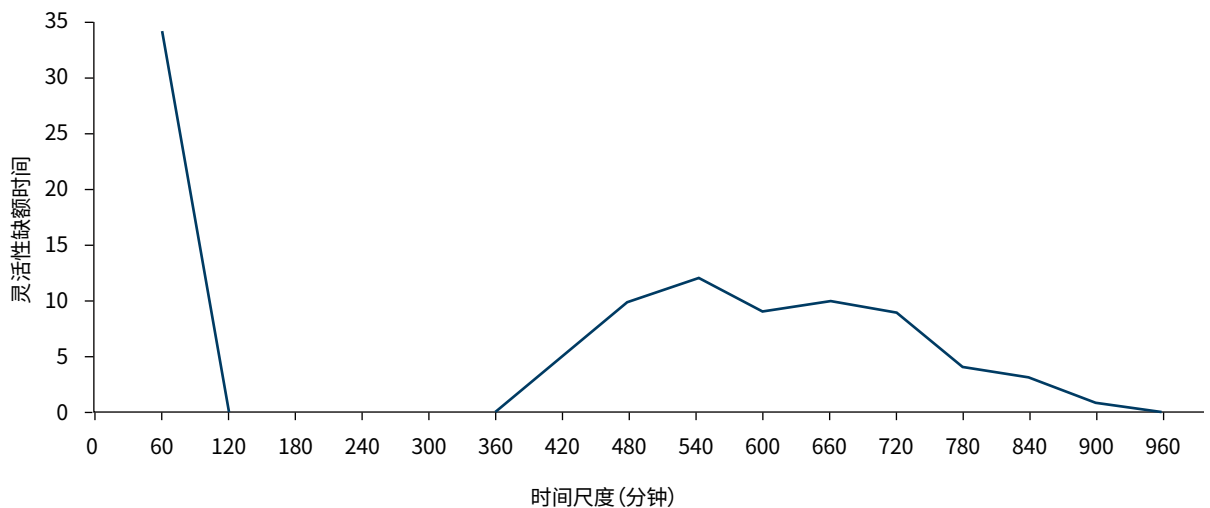
概率型指标：类似于灵活性需求，机组的调节能力不仅受限于确定的物理条件，同时也受限于不确定性，例如非计划停机。因此，系统调节能力作为各个机组调节能力的代数和，自然也是一个随机数。在实际运行中，已经出现过非计划停运导致的系统容量和调节能力的不足。例如，在2022年初的得克萨斯州冰灾中，轮番停电的主要原因之一就是天然气管道冻结导致的燃气机组大面积停运。虽然目前爬坡辅助服务市场设计过程中鲜有考虑可调机组的非计划停运，但“可靠机组不可靠”的情况可能随着极端气候频率的上升出现的愈发频繁，重要性将提高。

(3) 灵活性充裕度指标

简单指标：充裕度指标指示系统的灵活性是否充裕，即灵活性供给和需求之间的差距。从结果来看，最简单的灵活性充裕度指标就是弃风弃光弃水量和切负荷量。然而值得注意的是，这两个指标与灵活性之间的关系并非一一对应。换言之，可再生能源弃电的原因未必就是向下灵活性不足，也有可能是线路阻塞或者是风光的过度建设，切负荷的原因也未必一定对应着向上灵活性缺额，也有可能是源自其他常见的影响供电可靠性的因素。

确定型指标：除了弃风弃光量和切负荷量，学者还提出了灵活性缺额时间、爬坡不足期望等其他指标。灵活性缺额时间可以针对不同时间尺度计算，并绘制折线图，从而标识出缺少灵活性的关键时间尺度。例如，图表10所示的电力系统的灵活性缺额时间折线图显示出系统在1小时爬坡和9小时爬坡的能力有所欠缺。

图表10 灵活性缺额不同时间尺度折线图（例图）



来源：EPRI，清华大学，落基山研究所

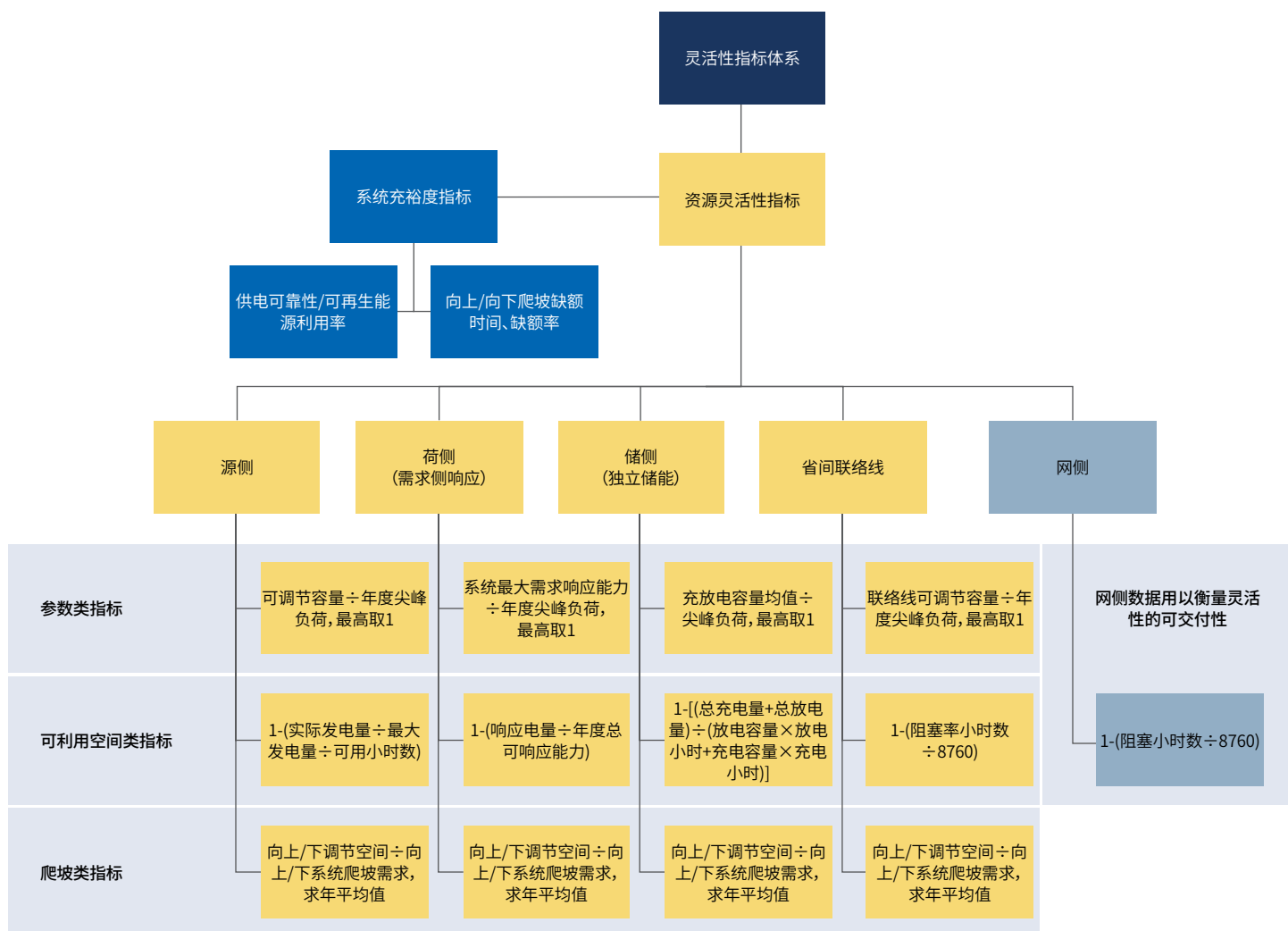
概率型指标：例如IRRE（爬坡资源不足期望，Insufficient Ramping Resource Expectation），就是结合概率型灵活性需求指标和概率型灵活性供给指标并作差，只不过此时不再是比较大小，而是计算缺额的概率和期望值。已经有学者综合学界讨论的指标，将基于爬坡的指标延伸至调频等其他灵活性时间尺度，厘清了各物理量关系，并进一步提出了统一体系，包括灵活性不足概率（LOFP, Loss of Flexibility Probability）、灵活性不足期望（LOFE, Loss of Flexibility Expectation）等¹⁰。

1.4.2 直观型灵活性指标体系设计

本报告设计指标体系的核心目的是直观、准确地刻画系统的灵活性供需情况。指标体系（图表11）分为灵活性充裕度指标和资源灵活性指标两个部分。其中，系统灵活性充裕度指标衡量当前系统是否缺乏上下灵活性，而资源灵活性指标指示该系统各类资源的灵活性相对大小。资源灵活性指标设计思路借鉴Flexibility Chart及Flexibility tracker，融合确定型的指标体系，按源、荷、储、省间互济等四个灵活性维度，以雷达图的形式构建指标体系；而系统内网架结构的充裕程度作为其他资源灵活性的可交付性参与构建指标体系。资源灵活性指标分为三级：参数类指标、可利用空间类指标和爬坡类指标，计算难度层层递进，对灵活性的描述准确性也相应提高。

- 资源灵活性参数类指标的计算思路类似于Flexibility Chart，无需借助系统仿真，仅用装机容量、预期负荷等基础系统参数计算简单指标。
- 可利用空间类指标基于仿真结果或实际调度数据，其计算方式总体而言是“1-资源利用率”。一个资源的利用率越低，其可利用空间就越大，从一定程度上说明其灵活性越为充足。这类指标的缺点也相对明显，即一个资源的利用率低也有可能是其经济性差、接收调度能力不足导致的。
- 爬坡类指标同样基于仿真结果或实际调度数据，分别计算各资源可以提供的上下灵活性并进行适当标准化，以求更加客观和准确地描述系统在提供不同时间尺度上下灵活性的能力和充裕度。需要注意的是，本报告中的爬坡类指标使用的是确定型爬坡类指标，但未来可以在数据允许的情况下延展成为概率型爬坡类指标，将不确定性、资源相关性考虑进指标体系的计算过程中。

图表11 本报告设计的灵活性指标体系示意图^{iv}



来源：清华大学，落基山研究所

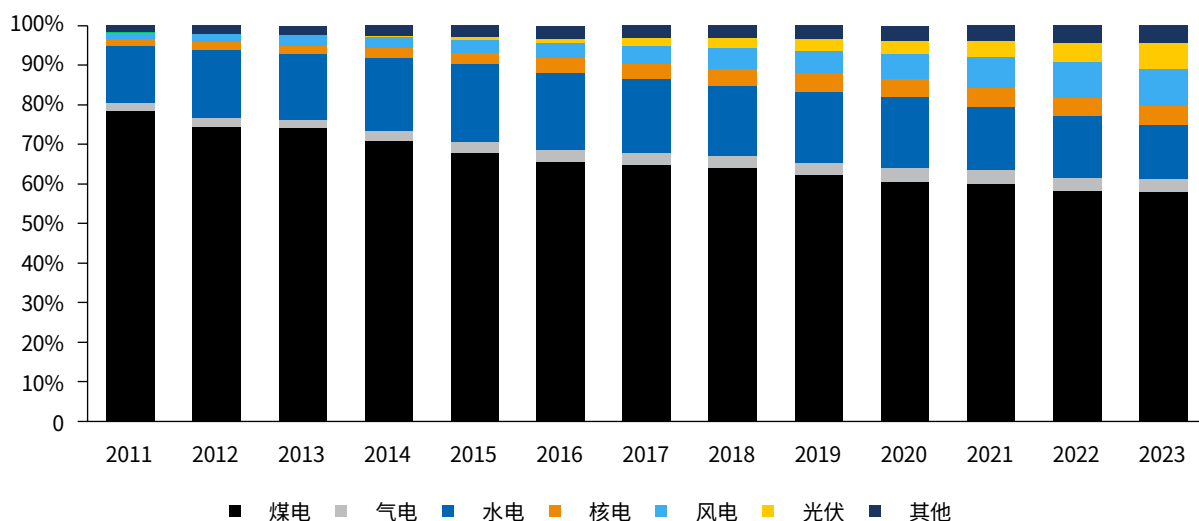
^{iv} 荷侧和储侧的上下调节空间不仅取决于可用容量，也取决于已经平移/可平移负荷量或储能剩余电量。

二、加速发展低零碳灵活性技术迫在眉睫

2.1 中国电力系统灵活性供需的具体现状

近十年来，我国电力系统在生产、消费、技术、体制机制等方面均取得了瞩目成就。特别是在供给侧，我国电力系统步入了深刻的低碳化发展，新能源比例逐步上升。截至2023年末，我国电力系统中风电和光伏发电装机占比为36%，发电量占比近16%（图表12）。

图表12 中国各类型发电装机占比（2011-2023年）



来源：中国电力企业联合会，清华大学，落基山研究所

快速攀升的新能源装机量（绝大部分是风电和光伏）使得灵活性需求快速增长。高比例可再生能源和高比例电力电子装置接入的电力系统面临更复杂且剧烈的功率波动，在超短时间内维持频率和电压稳定的灵活性需求增加。同时，新能源出力的随机性和波动性也带来了更高的日内灵活性调节需求，尤其是光伏发电出力曲线的特性分别提高了早高峰和晚高峰时期的向下调节和向上调节的灵活性需求。另一方面，经济的不断发展和极端天气事件的频发，也使得用电量和尖峰负荷持续攀升，这对短期，乃至中期的电力系统灵活性提出了更高要求。

然而目前我国的灵活性资源并不充裕，新能源消纳问题依然存在，部分地区部分时段还出现了用电紧张的问题。《中国可再生能源发展报告2022》显示，2022年青海、新疆、蒙西地区弃风率为7.3%、4.6%和7.1%，青海弃光率高达8.9%。弃风弃光的主要原因包括接入电网薄弱导致稳定性问题、输电通道堵塞无法送出问题，以及系统灵活性低、调节空间不足无法为新能源让出发电空间的问题。此外，2020年和2022年，我国相继发生了“煤荒”造成的煤电短缺和四川汛期缺水缺电问题，供电安全引发广泛关注。

我国的低碳灵活性技术发展不足，各类技术的技术成熟度和商业化规模程度均待不同程度的提高，目前无法完全为电力系统提供全时间尺度的充裕的灵活性。其中，库容水电建设资源日益饱和，抽水蓄能的建设存在地理位置限制，天然气作为清洁和相对低碳的能源始终面临着气源资源的限制，新型储能调度以及需求侧响应技术缺乏激励机制，以及省间传输依然以政府间协议下的网对网、点对网交易为主，难以有效响应系统灵活性需求。因此，在现阶段，技术上可行且能够快速被部署的灵活性资源仍然是以煤电为基础的灵活性电源。

虽然煤电灵活性改造能在一定程度上满足新型电力系统建设过程中的灵活性需求，但也存在显著的局限性。一方面，煤电灵活性改造主要改善的是日内或跨日的短时或中时灵活性，而对于秒级和分钟级的超短时灵活性供应能力有限。另一方面，煤电灵活性改造使得煤电机组可以在更低工况下运行，导致煤耗上升、设备寿命缩短、脱硫脱硝效果降低等问题出现，并且在碳中和愿景下煤电容量终将下降，因此我国电力系统急需寻找除煤电灵活性改造之外的低碳的灵活性技术。

2.2 电力系统灵活性技术概况

如前所述，发展我国的低碳灵活性技术迫在眉睫，本节将从技术性（包括调节范围、爬坡速率、响应时间等）、经济性、建设速度、资源禀赋、碳排放等角度，考量源侧、储侧、荷侧的灵活性技术（图表13）。此外，有必要特别指出的是，本节讨论的经济性仅考虑各类技术当前水平下的单位造价（元/千瓦），未对各类技术长期成本变化进行评估。荷侧灵活性技术的经济性仅考虑为提供灵活性需要的设备投入。同时，针对大部分灵活性技术，其发展和部署的效益是多面的，不仅仅包括提升灵活性，也包括提高效率、减污减排等等，因此两个技术即使灵活性相似，也并不能完全以目前成本水平来评定优劣，最终各项技术的部署和发展需要系统性思维，综合各项技术带来的系统效益。此外，由于网侧的灵活性能力供应有赖于接入电网的其他资源，故在技术评价对比中未对网侧资源进行打分，仅在后文中对网侧灵活性技术进行概况阐述。

图表13 各类灵活性技术评分

评分维度		灵活性维度				成本维度	建设条件维度		气候维度
评分内容		超短时灵活性能力	短时灵活性能力	中时灵活性能力	长时灵活性能力	当前经济性	建设速度	物理规模潜在增量	碳排友好
评分含义		1-4分:分数越高,对应时间尺度的灵活性供应能力越强				1-4分:分数越高,当前单位造价越低	1-4分:分数越高,建设速度越快	1-4分:分数越高,物理潜在规模越大	1-4分:分数越高,过程碳排放水平越低
源侧	煤电灵活性改造	2	3	4	4	3	3	2	1
	新建煤电机组	2	3	4	4	2	2	4	2
	气电	3	4	3	3	2	2	3	3
	常规可调水电 ^v	4	4	2-4	1-4	1	1	2	4
	光热发电	2	3	2	1	1	2	1	4
储侧	抽水蓄能	4	4	2	1	2	1	4	4
	锂离子电池	4	3	1	1	3	3	3	4
	压缩空气	3	4	1	1	2	2	1	4
	全钒液流	4	3	2	1	2	3	4	4
	飞轮储能	4	1	1	1	1	3	4	4
荷侧	工业负荷 ^{vi}	1-2	2-3	3	2	3-4	3	3	4
	空调负荷	2	3	2	1	4	4	2	4
	车网互动	3	2	2	1	4	4	3	4

来源：清华大学，落基山研究所

^v 本节讨论的常规可调节水电包括多年调节水电站、年调节水电站、季调节水电站、周调节水电站、日调节水电站、径流式水电站，上述各类调节水电站调节性能不同，对应提供不同时间尺度灵活性的能力也不同，其中调节库容越大的水电站能够在越长的时间尺度上提供灵活性。

^{vi} 工业负荷由于不同行业生产特性不同，灵活性能力也不同。

2.2.1 源侧灵活性技术

当前，我国源侧灵活性技术主要集中于煤电机组灵活性改造、新建煤电机组、燃气发电、常规带库容水电和光热发电。核电机组理论上也具有灵活性，但由于核安全性的优先级远高于电力系统安全性，因此本报告并不考虑将核电当做源侧灵活性技术考量。

• 煤电机组灵活性改造和新建煤电机组

技术性：按照《全国煤电机组改造升级实施方案》要求，新建煤电机组和灵活性改造后的现役煤电机组在纯凝工况下的调峰能力一般要求为最小发电出力达到35%额定负荷，而“采暖热电厂在供热期运行时要通过热电解耦力争实现单日6h最小发电出力达到40%额定负荷的调峰能力”。尽管灵活性改造提升了煤电机组的爬坡速率每分钟为额定功率的3%-6%额定功率，缩短了热态启动时间（4h）和冷态启动时间（5h），但仍难以满足秒级和分钟级的超短时灵活性调节需求，更适合参与日内小时级的短时灵活性调节，并且在电厂存煤的支持下能有效参与跨日的中时灵活性调节。新建超临界和超超临界煤电机组调节性能与灵活性改造后的现役机组类似。

发展现状：“十三五”期间，“三北”地区煤电灵活性改造目标（包括热电厂和纯凝机组）共2.15亿千瓦¹³，但实际完成率不超过40%。“十四五”期间计划完成2亿千瓦现役煤电机组灵活性改造，其中2021-2022年已经完成灵活性改造1.88亿千瓦¹⁴。中国电力企业联合会研究称¹⁵，30万千瓦和60万千瓦亚临界机组适宜优先实施灵活性改造，Global Energy Monitor煤电项目清单显示，我国在运的30万千瓦-60万千瓦的煤电机组约5.7亿千瓦，主要分布在“三北”地区，这些机组将成为近期煤电灵活性改造的重要来源；而目前在建、核准或宣布的百万煤电机组约2.3亿千瓦，除西北地区外，在沿海负荷大省也有较多分布。

经济性和政策导向：30万千瓦和60万千瓦纯凝机组按灵活性调节容量折算的改造成本为625元/千瓦，热电厂进行热电解耦按灵活性调节容量折算的改造成本为444元/千瓦¹⁶，新建超超临界百万煤电机组的单位造价为3,506元/千瓦¹⁷。2024年1月印发的《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》明确指出存量煤电机组到2027年要实现“应改尽改”，并且“探索煤电机组通过市场化启停调峰获取收益”。

• 燃气机组

技术性：燃气机组主要分为开放式循环燃气机组和联合循环燃气机组。开放式循环燃气机组的灵活性极高，可以在15分钟之内启动，每分钟的爬坡速率为15%额定功率。我国绝大部分燃气发电机组属于联合循环发电机组，该技术搭配余热回收可以将发电效率提升至50%以上，但其灵活性较开放式循环机组更低，启动时间通常在1小时以上，每分钟的爬坡速率为8%额定功率。较燃煤机组更快的启动时间和爬坡速率使得燃气机组可以提供秒级和分钟级的超短时灵活性和短时灵活性。

发展现状：燃气机组装机容量在近年来稳步增长，截至“十三五”末燃气机组容量低于“十三五”规划中预期目标，完成了预期装机目标的91%。我国燃气机组主要分布在广东、浙江、江苏等东南沿海价格承受力较高的省份，以及川渝等靠近气源的地区。但受俄乌战争之后天然气价格飙升和地缘政治对天然气供应风险的影响，燃气机组项目速度推进低于预期。以气电装机容量第一的广东省为例，“十四五”期间计划新增气电容量为3,600万千瓦，截至2023年底新增容量仅完成31%。

经济性和政策导向：2022年9F级纯凝机组造价为2,021元/千瓦，9F级供热机组造价约为2,147元/千瓦¹⁷。但相较于燃煤机组，燃气机组在运行过程中的燃料成本较高，占总运行成本的70%-75%。我国目前对调峰气电项目建设的态度较为谨慎，主要项目布局区域特点包括“气源有保障、气价可承受、调峰需求大”，用于满足短时顶峰需求和提供深度调节能力。

- **常规可调节水电**

技术性: 常规水电理论上具有极强的灵活性,能够在20s以内启动,并在极短时间内提升至100%额定功率,可以提供超短时灵活性。但在实际运行过程中,水电机组提供灵活性能力会受到上游来水约束、梯级水库调度约束、振动区约束等条件制约。

发展现状: 近年来,以白鹤滩水电站(总装机容量1,600万千瓦)为代表的一批水电站建成投产使得2020-2022年水电装机容量有明显增长。我国已建和在建常规水电容量约4亿千瓦,待建3亿千瓦,其中绝大部分待建容量位于西南地区,特别是西藏地区¹⁸。由于水电资源地理分布特性,大型水电项目往往配套大型跨区域输电线路,并提供跨区域的电量支撑和调节能力。

经济性和政策导向: 2022年常规水电站单位造价为13,319元/千瓦¹⁸,但由于水电机组主要作为基荷为电力系统提供电能,其在实际运行过程中灵活性调节的机会成本则是在电量上的经济损失。在提升水电站调节能力方面,我国主要“推动水电扩机增容及发电潜力利用,开展梯级水电站协同优化调度,提升水电调峰能力”。

- **光热发电**

技术性: 光热发电技术具有灵活调节能力与惯量支撑能力,在高比例风电、光伏发电并网的情况下,光热发电能够发挥调峰、调频、备用等巨大作用,同时通过同步机并网,维持在15%额定功率的出力水平。同时,光热发电平均爬坡速率为每分钟3%-4%额定功率,启动时间为20-60分钟,主要可用于提供短时灵活性。

发展现状: 我国光热发电装机容量增长主要在2018-2020年,截至2023年底,我国兆瓦级以上光热发电机组累计装机容量为58.8万千瓦¹⁹,这些项目主要分布在西北地区,尤其是青海省。国家能源局2023年发布的《关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》中提出要在“十四五”期间,力争每年新增光热发电开工300万千瓦左右,并且在第一批和第二批“沙戈荒”大型风电光伏基地建设项目清单中已明确了约150万千瓦光热发电项目。

经济性和政策导向: 我国光热发电项目主要是塔式技术,目前塔式光热电站单位造价约为13,700元/千瓦,但随着规模化发展和技术进步预计未来光热发电单位造价存在下降空间。目前国家层面主要结合新能源大基地项目推动光热项目落地;地方层面,例如青海省通过在新能源竞争配置项目中设置新能源与光热的配比限制来推动光热发电项目发展,从而在新型电力系统中发挥光热发电项目的调节能力。

2.2.2 储侧灵活性技术

- **抽水蓄能**

技术性: 与常规水电相似,抽水蓄能可以在1分钟内响应调度信号迅速启动,调节范围在±100%,储能时长通常为8-10小时,循环效率在75-80%,即通常说的抽四发三或者抽五发四。抽水蓄能技术发展相对成熟,常应用于大电网中,其快速响应能力使得其可以提供秒级的超短时灵活性;同时,作为最成熟的长时储能技术,其也能在日内提供短时灵活性参与调峰。

发展现状: 在2021年国家发改委《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》明确了抽水蓄能的成本回收机制后,抽水蓄能项目投资回报得以保障,抽水蓄能得以快速发展。截至2022年底,我国抽水蓄能装机容量已达4,579万千瓦,其中2022年新增880万千瓦,仍有1.21亿千瓦在建²⁰。截至2022年底,我国抽水蓄能开发度为20%,仍有较大开发空间,并且从区域电网看分布范围较广。2022年当年我国新核准抽水蓄能电站48座共6,890万千瓦,平均每座140万千瓦以上。

经济性和政策导向: 据《抽水蓄能产业发展报告2022》,2022年核准的抽水蓄能电站单位造价为5,492元/千瓦,但受地质条件影响,不同地区造价水平差异较大。2021年9月,国家能源局印发《抽水蓄能中长期发展规划(2021-

2035年)》，明确了2025年和2030年抽水蓄能投产规模目标分别为6,200万千瓦和1.2亿千瓦，并且要求积极推进在建项目建设和加快新建项目建设。

• 锂离子电池

技术性：锂离子电池作为电化学储能中应用最广泛的技术，能够在毫秒内快速响应，并且迅速切换充放电状态，调节范围在±100%，循环效率在80%-90%左右，能有效提供超短时灵活性。

发展现状：锂离子电池在新型储能中装机占比超过90%，2021年开始增速明显加快，在山东、广东、江苏等用电大省和内蒙古等新能源配储大省均有较高新增规模。目前锂离子电池产能充足，能够支撑未来装机的高速增长。

经济性和政策导向：锂离子电池成本受原材料价格波动而波动，其投资成本为987-1,250元/千瓦/小时²³。2021年《关于加快推动新型储能发展的指导意见》中指出到2025年实现新型储能规模化发展的目标，装机规模达3,000万千瓦以上，同时鼓励新型储能在源、网、荷等侧多元化发展。其中由于锂离子电池技术发展相对成熟，商业化规模较高，因此在指导意见中强调成本持续下降这一发展方向。同时，锂离子电池的安全稳定运行问题得到广泛关注，因此在“十四五”期间，锂离子电池高安全规模化发展也是主要技术示范之一。

• 压缩空气储能

技术性：压缩空气储能各类新型储能技术中具有功率大、寿命长、储能时间长（5-6小时）的特点。由于放电过程使用涡轮驱动，压缩空气储能具有电化学储能不具备的惯量支撑能力，目前循环效率约在60%，启动时间为10分钟左右，可用于系统调峰或备用，提供日内短时灵活性。

发展现状：我国签约、在建、投运的压缩空气储能项目共25个，装机规模达879.7万千瓦，其中已投运7个压缩空气储能项目，装机容量约18.25万千瓦²¹。预计现有项目列表中的大部分项目将在2027年前建成，使我国的压缩空气储能装机达580万千瓦。由于大型压缩空气储能建设依托特定地理条件建设大型储气室，因此其潜在开发量和布局位置都存在一定限制。

经济性和政策导向：目前压缩空气储能投资成本超过1,500元/千瓦/小时²³，成本主要来自于压缩系统、膨胀发电系统、换热储热系统三大环节设备造价。若采用人工硐室和管线钢储气，储气系统造价占比可达30%以上。压缩空气技术相对成熟，但尚未进入商业化规模阶段，百兆瓦级的大规模先进压缩空气储能系统应用是“十四五”的技术发展方向。

• 全钒液流电池

技术性：全钒液流电池是电化学储能技术的一种，是目前商业化程度最高和技术成熟度最强的液流电池技术，能够在毫秒级到秒级快速响应，充放电状态切换仅需0.02秒，并且可以通过直接更换电解液实现瞬间充电，能有效提供超短时灵活性。液流电池的化学反应在溶液中进行，几乎不存在着火爆炸危险，安全性高。全钒液流电池模块化程度高，可以通过增加电解液体积增加储能容量，可以应用于中短时储能场景，提供日内灵活性。

发展现状：截至2023年底，液流电池装机在新型储能技术中装机占比约0.4%²²，其中全钒液流电池是主要的液流电池类型。2021年和2022年我国全钒液流电池新增装机分别为13万千瓦和60万千瓦，国内签约项目超过10个。

经济性和政策导向：全钒液流电池投资成本为2,500-3,000元/千瓦/小时²³，其中电解液和电堆是主要的成本来源。全钒液流电池的技术发展重点在于产业化应用和建设更大容量的项目，例如百兆瓦级液流电池技术就是“十四五”新型储能核心技术装备攻关重点方向。

- 飞轮储能

技术性：飞轮储能是通过电机驱动飞轮高速旋转来储存能量，充放电速度快，能实现毫秒级的快速响应，系统效率为90%-95%，具有很好的调频特性，能提供超短时灵活性。

发展现状：截至2023年底，飞轮储能在新型储能系统中占比不足1%。据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会统计显示，飞轮储能累计装机2021年和2022年分别为0.57万千瓦和1.23万千瓦。目前飞轮储能仍处在商业化前期，相关技术研发和规模化示范应用仍在开展过程中。我国2022年拥有首台自主知识产权的兆瓦级飞轮储能装置。

经济性和政策导向：飞轮储能的投资成本较高，约为1,1000元/千瓦/小时²³。目前相关政策侧重于从技术角度和规模化应用角度推动飞轮储能的发展。飞轮储能技术规模化应用被列为“十四五”新型储能技术试点示范。

2.2.3 荷侧灵活性技术

需求侧灵活性技术路线包罗万象，可以统称为需求侧响应/管理技术。需求侧响应/管理技术可挖掘工业负荷、空调负荷、电动汽车负荷等多种荷侧灵活性资源潜力，且响应过程清洁低碳，目前已成为最受关注的低碳灵活性技术。

- 工业负荷需求响应

技术性：工业负荷规模大、负荷曲线较为平稳，是需求侧响应中应优先挖掘和重点开拓的资源。工业负荷可通过负荷中断、负荷削减、负荷平移三种方式参与需求响应：

- **负荷中断：**在处于电网负荷过高或紧急情况时，工业用户在分钟级的时间尺度上进行响应，中断负荷需求，中断过程中生产依靠热惯性正常运行。不同行业最大可中断负荷时间差异较大，钢铁生产中最大可中断时间约为半小时，电解铝生产中最大可中断时间约为两小时。
- **负荷削减：**在小时级的时间尺度上通过降低部分功率来降低负荷，同时延长设备运作和生产时间来保证产量。
- **负荷平移：**在日内灵活调整用电时间，例如将白天高峰时段用电负荷平移至夜间低谷时段，或者基于分时电价调整生产班序。

发展现状：工业负荷可调节潜力巨大、可操作性高。电解铝和钢铁行业的最大可调节负荷比例约为20%，纺织行业的最大可调节负荷比例约为35%，响应可持续0.5-4小时不等。以电解铝负荷为例，若我国所有电解铝负荷均具备10%额定功率完全可调进行估算，则电解铝负荷在2021年可以提供的功率调节量为763万千瓦，约为当年新型储能装机容量（400万千瓦）的两倍。但目前由于缺乏可持续的商业模式和经济激励、工业生产设备信息化程度不足、技术标准缺失等，工业侧灵活性资源开发尚不充分，发展较慢。

经济性和政策导向：工业负荷需求响应需要大量技术与设备投资，以提高生产设备的信息化和自动化程度。此外，负荷调节也会影响设备性能和生产效率，增加额外运营成本。政策层面上，为了推动工业企业挖掘需求侧灵活性潜力，各省出台的需求响应专项政策均将工业负荷纳入需求响应主要参与主体。

- 空调负荷需求响应

技术性：工商业空调、居民空调负荷可在分钟级尺度上响应，提供短时和中时灵活性。负荷主体可独立参与或通过聚合商代理参与响应，其在进行主动响应申报之后，电网公司根据电力系统实际供需情况发出响应邀约；用户

选择参与响应后，电网公司根据用户反馈信息为用户分配响应量。根据用户调节意愿和响应缺口，空调负荷可通过温度设置调节、部分关停、短时全停等方式参与需求响应。

发展现状：目前工商业空调负荷多通过负荷聚合商代理（如上海、深圳、冀北等地）参与需求响应。居民空调负荷参与需求响应仍在试点探索阶段，2023年湖州市开展了全国首个居民空调需求响应试点项目，项目规模为300个家庭。

经济性和政策导向：空调负荷参与需求响应前仅需投入智能电表、传感器、智控柜等硬件设备，经济成本相对较低。政策层面上，空调负荷作为负荷聚合商聚合的主要资源，不断被推动参与市场化需求响应。

• 电动汽车负荷需求响应

技术性：电动汽车是优质的柔性负荷，可以通过V2G (Vehicle-to-grid) 技术和引导用户有序充电实现需求侧响应。

- **V2G技术**是通过装有双向逆变器的充电桩实现电动车与电网的双向供电，此时电动汽车可作为分布式储能资源为系统提供灵活性。车主可在限制区间内自行设置车辆参与需求响应的时长和车辆剩余电量，V2G充电站可以在收到调度指令1分钟内，将充电功率降为零，并进一步将车载电能返送回电网，实现了电动汽车与电网互动的迅速调节²⁴。
- **有序充电**是用户在分时电价的引导下，主动将电动汽车负荷从用电高峰时段转移至用电低谷时段，从而改变负荷曲线，达到削峰填谷的效果。据NREL研究预测，电动汽车负荷可以向后平移5小时²⁵。

发展现状：目前电动汽车主要通过公共充电桩或居民充电桩的有序充电参与需求响应。其中公共充电桩执行一般工商业分时电价，以北京电力公司公共充电桩为例，含服务费的充电峰谷价差可达0.61元/千瓦时。居民充电桩方面，湖北、海南、云南、山东等省份已针对居民充电桩出台分时电价政策，用户可自愿选择是否执行分时电价。以山东为例，执行分时电价后峰谷价差可达0.666元/千瓦时。V2G技术仍在试点应用阶段，目前具有V2G功能的充电桩仅占0.025%²⁶。

经济性和政策导向：目前有序充电仅通过影响用户行为实现，无额外经济成本；V2G充电桩价格是普通充电桩价格的2-3倍，成本相对较高。为进一步激发电动汽车的灵活性资源潜力，为有序充电和车网互动技术指明发展方向，2023年12月国家发展改革委等部门联合发布了《关于加强新能源汽车与电网融合互动的实施意见》，其中提出：2025年全面实施充电峰谷电价机制，开展车网互动试点示范；2030年车网互动实现规模化应用，力争提供千万千瓦级双向灵活性调节能力。

• 其他负荷需求响应

数据中心可提供日内的灵活性资源调节能力，通过调整并行规模和负荷时间分布来参与需求侧响应，实现负荷平移。其中，服务器资源响应潜力为4%-100%，CPU、GPU、硬盘等硬件资源响应潜力为2%-26%。近年来我国数字经济发展迅速，数据中心的年耗电量已经占全社会用电量的2%以上，加之ChatGPT等大数据AI的突破性进展，对时间较为不敏感的AI训练型计算任务的耗电量迅速增加。鉴于数据中心运营成本的六成以上在电费，在适当价格机制的驱动下，数据中心将有动力进行计算任务的伸缩、平移，减少用电成本，进而为系统提供灵活性。

微电网和VPP可以聚合源侧、荷侧、储侧的分布式资源，如充电桩、居民和工商业负荷、分布式光伏、备用发电机和储能等，具备产消合一的特性，可以实现可观可控、模块化的需求侧响应，为系统提供向上和向下灵活性。

- 微电网是具有明确电气边界的本地电网，具有联网和离网两种运行模式，并且可以在两种模式间无缝切换。微电网通过高度集成分布式电源、储能和负荷，打通预测、分析、调度分布式资源壁垒，进而实现需求侧与电网的友好互动，开展需求响应。

- VPP通过通信、物联网和软件算法等技术手段实现集成、协调与控制分布式资源，直接参与电力系统的调度与平衡及电力市场交易，可在秒级的时间尺度上快速完成优化计算和指令下达，实现秒级到日内时间尺度的需求响应。与微电网不同，VPP没有明显的地理限制，可聚合分布于不同地理位置的资源，例如冀北虚拟电厂接入了张家口、秦皇岛、廊坊三个地市的可调资源。VPP的最低响应能力和单次最低响应时长要求因地各异。

2.2.4 网侧灵活性技术

• 省间互济能力

技术性：直流输电技术各路线相对交流技术更容易调节，在省间（或区域间）互济方面具有较大的灵活潜力。目前，特高压直流技术包括常规特高压直流（LCC-HVDC）、柔性特高压直流（VSC-HVDC）和介于中间的混合换相换流器直流输电技术（HCC-HVDC）。在通常的调度间隔内，各项直流技术并无明显差异，基本可以在该时间尺度（5-15分钟）内完成±100%功率变化。真正区分直流技术的，是在短时功率响应速度、无功支撑能力、线损、多端构网能力和成本上（图表14）。

图表14 直流输电技术比较

	LCC-HVDC	HCC-HVDC	VSC-HVDC
功率响应速度	~20毫秒	~20毫秒	~1毫秒
调节维度	单维:有功	单维:有功	二维:有功、无功
输电损耗	低	中	高
主设备造价(以LCC-HVDC为1)	1p.u.	~1.3p.u.	~1.8p.u.
送端暂态电压稳定问题(如导致新能源脱网)	有	部分解决	完全解决
受端换相失败问题	有	完全解决	完全解决
多端构网能力	无	无	有

发展现状：我国已经建成了世界范围内规模最大、电压等级最高、资源配置能力最强的特大型交直流混合电网。随着“三北”地区新能源项目大规模投产，新能源大规模远距离运输需求增加，配套特高压直流项目建设也加快，“十三五”期间特高压直流输电线路长度翻了一倍多。“十四五”期间，国家电网和南方电网继续加大电网投资，拓展跨省跨区输电能力。然而我国目前省间互济的灵活潜力尚未完全发挥，大部分电量往往通过中长期的“网对网”（又称外送/外受交易）完成，导致现货市场中的调整空间较小，灵活性受限。另外，在省间调度过程中，还有每15分钟爬坡幅度不超过600MW的软限制，进一步降低了省间灵活互济能力的释放。

经济性和政策导向：输电线路的建设投资与线路长短有关，特高压直流输电工程单公里成本为302万元/公里²⁷，主要来自于铁塔和导线成本。我国目前希望发挥大电网优化资源配置平台的作用，“提升互济能力，促进调峰资源共享”，然而目前针对跨省跨区的电力市场交易机制依然有待完善。

• 其他电网侧灵活性技术

电网侧灵活性技术还包括灵活交流输电（FACTS）、动态增容和拓扑重构。交流输电受限于基尔霍夫定律，电力传输由两端相位角差和阻抗共同决定，而灵活交流输电技术可以通过动态改变交流线路的阻抗，来变相提高对交流输电线路的控制能力，增加灵活性。动态增容是指改变目前电力系统中提前设定固定热稳极限的方式，实时感知、采集、处理天气条件、运行条件等数据，动态调整热稳极限，在增加电力系统可靠性的同时，可以在条件允许的情况下增加输电线路的热稳极限容量，缓解阻塞、提高灵活性的交付性。拓扑重构则是通过改变电网的拓扑结构，利用基尔霍夫定律的环流效应动态分配潮流，减少阻塞、提高灵活性的可交付性。

三、省级电力系统灵活性分析-以青海省和广东省为例

我国不同省份负荷特性和电源结构差异较大，在新型电力系统建设过程中面临的系统灵活性问题也各不相同。本报告在第一章设计的直观型灵活性指标体系的基础上，分别选取青海省和广东省两个省作为新能源外送大省和电力消费大省的代表，通过电力系统仿真模型，探究各自在低零碳电力系统建设过程中灵活性充裕度情况和变化趋势，并从源网荷储等不同角度识别低零碳灵活性资源开发的机遇和挑战。

3.1 新能源外送大省低零碳灵活性技术的大规模应用

3.1.1 青海省构建零碳电力系统的现状与愿景

青海省清洁能源资源丰富、开发利用条件优越，是我国主要的清洁能源生产基地之一。据中国电力企业联合会数据，截至2023年底，青海省清洁能源（含水电、风电和太阳能发电）在电力系统中的装机量占比和发电量占比分别为93%和81%，居全国首位，其中风电和太阳能发电装机量占比达69%。随着青海省电力系统中清洁能源渗透率不断提高，青海省在2017年到2022年连续六年每年的丰水期（6-7月）开展了全清洁能源供电示范，供应时长从最初的7天不断增加，已实现最长35天的省域全清洁能源供电实践。为实现本地清洁能源外输，青海省第一条特高压外送通道——青海至河南±800千伏特高压直流工程（青豫直流）——于2020年底建成投运。2022年，青豫直流外送电量9.86TWh，其中水电1.55TWh和新能源8.31TWh²⁸。

青海省在全国率先提出建设零碳电力系统的目标，持续推进新能源资源开发。2021年7月，青海省人民政府与国家能源局联合发布的《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021-2030年）》（以下简称“2030高地方案”）中提出，“到2030年，国家清洁能源产业高地基本建成，零碳电力系统基本建成”，并且要“打造国家级光伏发电和风电基地”，“形成以海南州、海西州千万千瓦级新能源基地为依托，辐射海北州、海南州的新能源开发格局”。自2021年起，国家发展改革委和国家能源局推动以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，陆续印发三批项目清单，其中青海省公布的获批项目超过39GW，主要位于海西州和海南州。此外，青海省在“2030高地方案”中还提出要“加快推进跨区电力外送通道建设”，“重点围绕海西清洁能源基地，开展青海第二条特高压外送通道研究论证工作”，并且提出了到2030年跨省外送电量争取达到145TWh的目标。

不断提高的新能源渗透率使得青海省面临更加强烈的灵活性资源需求。一方面，青海省存在明显的弃风弃光现象，2023年风电和光伏利用率排名全国倒数第二，分别为94.2%和91.4%²⁹。另一方面，在青海省发电量中水电、风电和光伏占比超过80%，其中水电具有明显的季节性，而风电和光伏发电具有季节性、间歇性和波动性，这使得青海省在冬季枯水期和夜间新能源出力不足时需要依赖西北电网省间互济的外购电来满足当地用电需求。上述两方面分别显示了青海省同时存在向上调节和向下调节的灵活性需求，以应对对现有新能源消纳和部分时刻电力供需趋紧的问题。

从电力供应方面，为提升电力系统调节能力，青海省积极推进抽水蓄能电站和光热电站建设。《青海省“十四五”能源发展规划》中将抽水蓄能电站作为“电力系统中长周期储能调节”的重要资源，共纳入在建或待建抽水蓄能重点工程13GW。青海省在发展光热技术方面具有土地资源、太阳能资源、原材料供给等三方面优势，在“2030高地方案”中提出要“推进光热发电多元化布局”，到2030年装机规模达3GW以上。青海省在2023年7月发布的《关于推动“十四五”光热发电项目规模化发展的通知》中要求开展竞争性配置光热一体化项目，“原则上参与竞争性配置项目新能源与光热比例最高为6:1”，并通过用地要素保障和电价支持等推动光热发电项目建设。此外，为提升青海省电网电源支撑能力，保障电力安全供应，青海省启动了煤电项目审批和建设，并在“2030高地方案”中提出要“因地制宜合理布局一定规模的燃气电站”，以“发挥燃气电站深度调峰和快速启停等优势”。

从电力需求方面，青海省在“2030高地方案”中提出要“提升需求侧响应水平”。由于青海省本地用电负荷以工业负荷为主，2022年工业用电量占全社会用电量比例为88%³⁰，工业负荷成为参与电力需求侧响应的重要推动对象，其灵活性潜力可以通过推进必要的设备改造、工艺调整、生产排期进行深挖，从而有助于提升清洁能源本地消纳能力和电力系统灵活性。

本报告将结合既有规划和实际项目建设情况，评估青海省2023-2030年电力系统灵活性充裕度情况，以此分析新能源外送大省面临的系统灵活性挑战，并探讨低零碳灵活性技术在支持电力系统低碳转型和提升灵活性水平方面的作用。

3.1.2 青海省2023-2030年电力系统灵活性评估

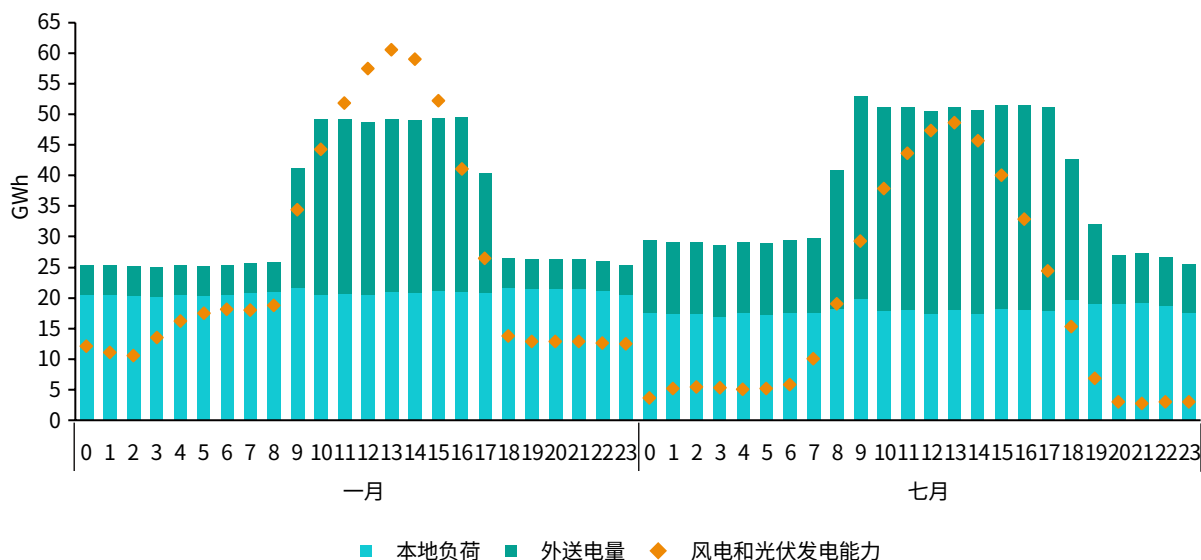
青海省电力系统仿真模拟设置了既有政策情景、需求响应情景和需求响应加光热替代气电情景（以下简称“源荷复合情景”）。其中既有政策情景参考青海省滚动更新的一系列政策规划。需求响应情景是在既有政策情景的基础上加入负荷转移这一需求响应方式，重点考虑电解铝负荷、其他工业负荷、第三产业负荷和城乡居民生活负荷，其中电解铝负荷可向后平移2小时，考虑到需求侧能力拓展进度，电解铝负荷从2024年开始参与需求响应，响应潜力为2.5%，2024-2029年间响应潜力线性增加至15%，2029年后趋于稳定；其他工业负荷可向后平移2小时，并从2023年开始参与需求响应，响应潜力为1%，2023-2030年间响应潜力线性增长至8%；第三产业负荷和城乡居民生活负荷可向后平移6小时，考虑到参与需求响应的难易程度和需求侧资源挖掘力度，第三产业负荷和城乡居民生活负荷从2026年开始参与需求响应，响应潜力为2.5%，2026-2029年响应潜力线性增加至10%，2029年后趋于稳定。源荷复合情景是在需求响应情景的基础上，使用光热发电技术等容量替代青海省2028-2030年间计划新增的天然气发电机组，累计替代容量为3GW。本报告在对青海省的仿真模拟中结合青海省750kV电网结构、本地负荷和电源装机的地理分布，将青海省模拟为西宁及周边地区、海南地区、海西地区三个区域节点，其中用电负荷主要集中在西宁及周边地区节点，风电和光伏发电装机主要分布在海南地区和海西地区节点。

(1) 综合考虑新能源装机增加和负荷增长，青海省灵活性调节需求呈上升趋势；丰水季和枯水季调节需求不同，其中枯水季向下调节需求更高

青海省近年来大力发展清洁能源配套产业和绿色高载能产业，本地用电负荷不断增加，2022年青海省全社会用电量92.2TWh，已超过《青海省“十四五”能源发展规划》中2025年的全社会用电量目标。本报告预计2023-2030年青海省本地负荷年均增长率为7.5%，到2030年全社会用电量达163.6TWh，新增负荷依旧集中在西宁及周边地区。结合“2030高地方案”中跨省外送电量目标，考虑到青海省未来外送通道建设和本地新能源消纳需求，外送电量将不断增加。本地负荷增长叠加外送电量增加，预计青海省电力系统最高负荷将从2023年的24.2GW增加到2030年的85.6GW，年均增长率为20%。

从日内负荷特性来看，青海省本地负荷以工业负荷为主，日内波动较小，而外送电量一天调节两次，白天外送电量高于夜间。在本报告的仿真模拟假设下，结合国家发展和改革委员会公布的各省级电网典型电力负荷曲线，青海省日内用电负荷自8时-9时开始攀升，在白天相对稳定，并自17时-18时开始下降回到夜间相对稳定水平。结合Renewables.ninja网站上公布的历史风光资源信息模拟新能源出力曲线，受大量光伏发电装机的影响，白天新能源出力大幅增加，并在13时达到峰值。以2030年枯水季中的1月和丰水季中的7月为例（图表15），新能源出力日内的峰谷差分别为50GW和46GW，新能源出力的较大波动为系统灵活性调节带来了挑战。

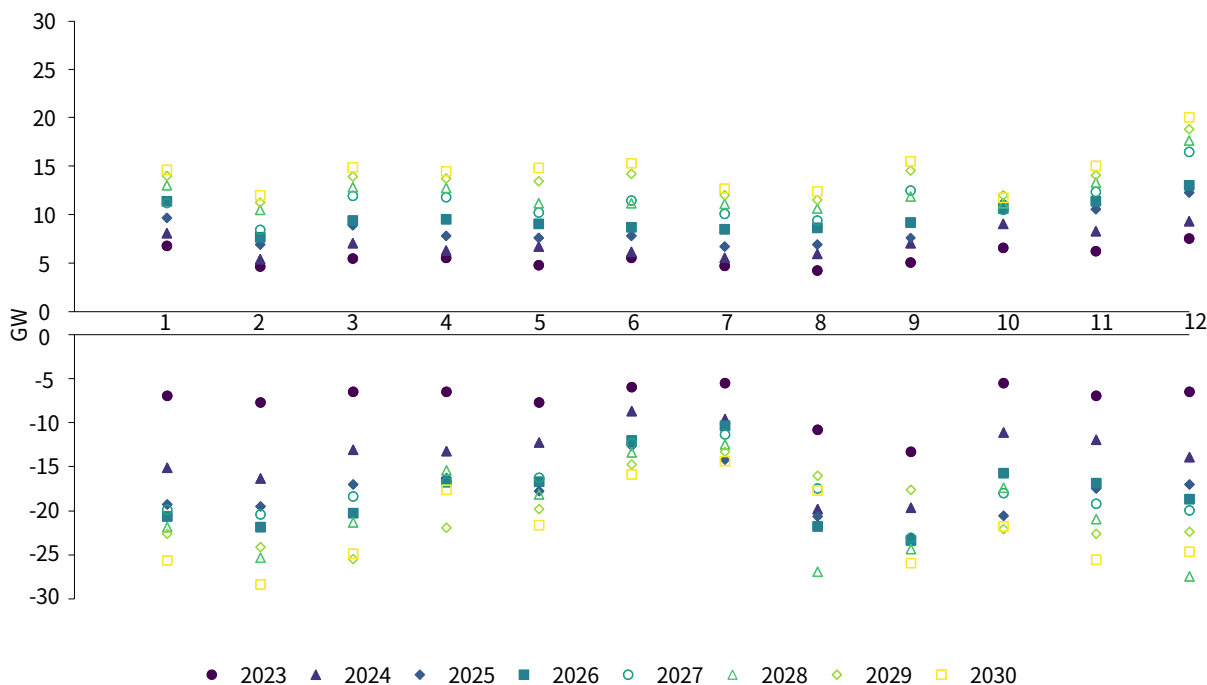
图表15 青海省2030年枯水季（1月）和丰水季（7月）日内平均负荷与新能源发电能力（模拟结果）



来源：国家发展和改革委员会，Renewables.ninja，落基山研究所

进一步讨论小时层面的灵活性调节需求，其中t时刻的1小时调节需求是指t+1时刻和t时刻净负荷的差值，t时刻的8小时调节需求是指t+8时刻和t时刻净负荷的差值。既有政策情景仿真模拟结果显示，青海省灵活性调节需求不断增加。从2023-2030年各月最大1小时向上调节需求和向下调节需求来看（图表16），向上调节需求逐年增加；向下调节需求在“十四五”期间逐年增加，在“十五五”期间各月的年度变化趋势不同，但整体来看“十五五”期间的向下调节需求也高于“十四五”。

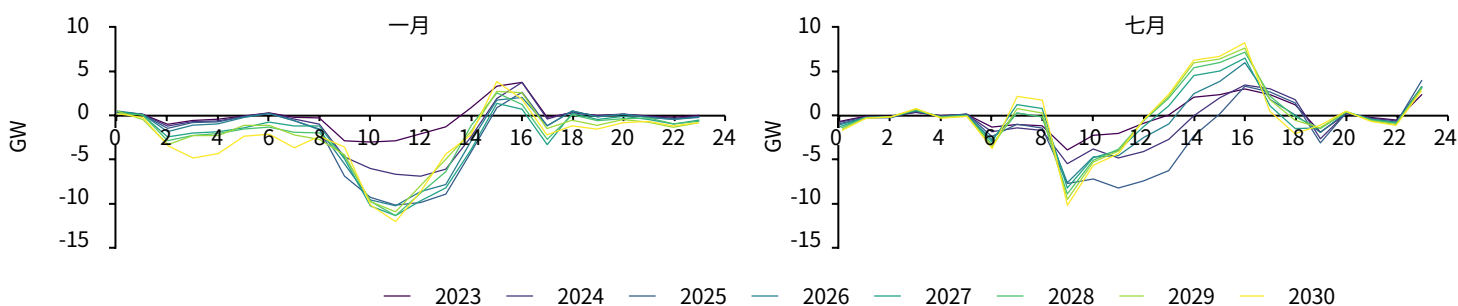
图表16 青海省2023-2030年各月最大1小时向上和向下调节需求（模拟结果）



来源：国家发展和改革委员会，Renewables.ninja，落基山研究所

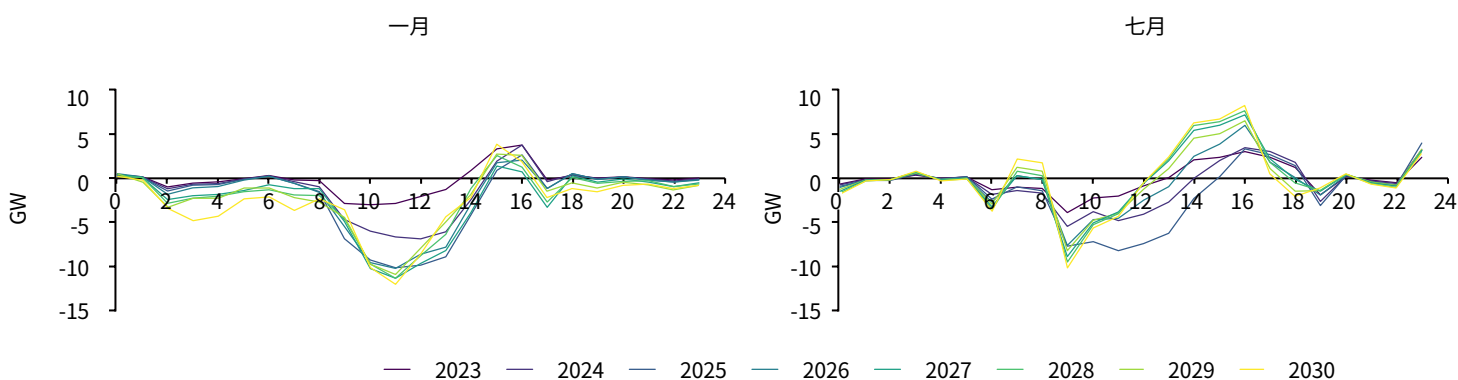
青海省1小时调节需求在枯水季和丰水季表现不同，其中枯水季在日内拥有更明显的向下爬坡需求，主要集中在10时-12时，而丰水季在日内分别在9时-11时和14时-16时有水平相当的向下调节需求和向上调节需求（图表17）。以2030年为例，1月日内平均最大1小时向下调节需求和向上调节需求分别为12.2GW和3.9GW，而7月日内平均最大1小时向下调节需求和向上调节需求分别为10.4GW和8.3GW。青海省8小时调节需求在枯水季和丰水季均表现为在2时-7时的向下调节需求和9时-16时的向上调节需求，且日内最大向上调节需求和最大向下调节需求水平接近（图表18）。以2030年为例，1月日内平均最大8小时向下调节需求和向上调节需求分别为20.7GW和19.1GW，而7月日内平均最大8小时向下调节需求和向上调节需求分别为21.1GW和21.8GW。

图表17 青海省枯水季（1月）和丰水季（7月）日内1小时爬坡需求年度变化（模拟结果）



来源：国家发展和改革委员会，Renewables.ninja，落基山研究所

图表18 青海省枯水季（1月）和丰水季（7月）日内8小时爬坡需求年度变化（模拟结果）



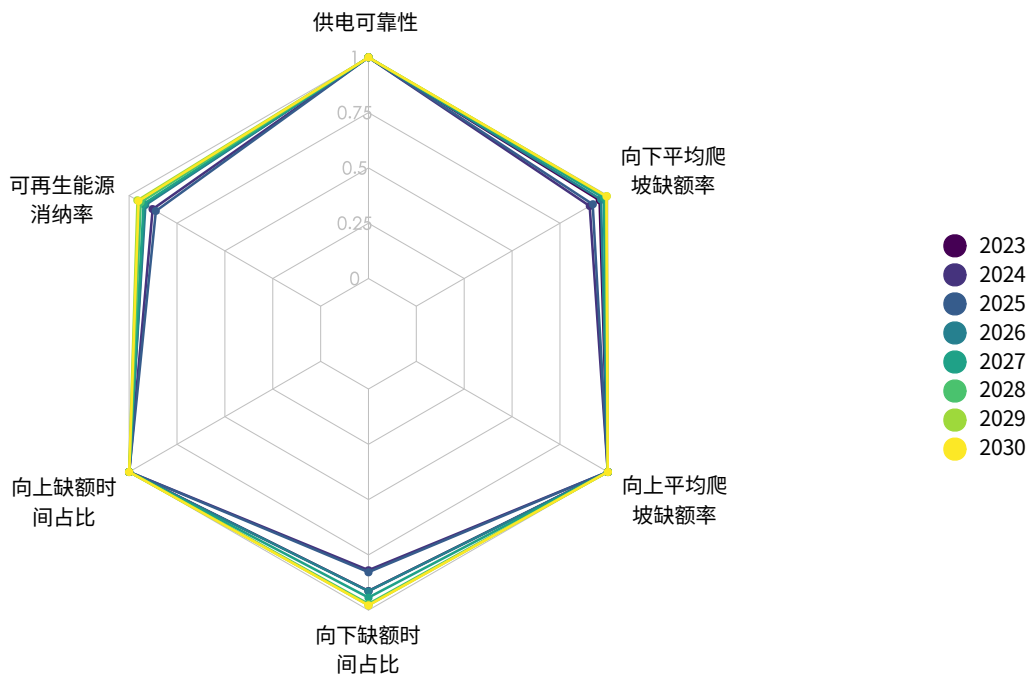
来源：国家发展和改革委员会，Renewables.ninja，落基山研究所

(2) 青海省存在向下灵活性调节缺口，制约了新能源的消纳，但随着各类电源和储能项目建成投产，缺口程度不断改善

既有政策情景下，2023-2030年青海省供电可靠性充足，但仍存在弃风弃光问题（图表19）。可再生能源消纳率在“十四五”期间逐年减少，到2025年降低到86%。2026年起可再生能源消纳情况改善，消纳率不断增加，到2029年达95%以上。从电力系统灵活性指标来看，该情景下青海省电力系统不存在向上爬坡缺口，但存在一定程度的向下爬坡缺口。向下缺口时间在2023-2030年总向下调节需求的时间中占比从2024年的18%不断减少到2030年的2%，在存在向下爬坡缺口的时段内，年平均向下爬坡缺口率从2024年的52%不断下降到2029年的28%，但在个别时段向下爬坡资源仅能支持不足0.1%的向下爬坡需求。整体来看，青海省电力系统向下爬坡缺口问题在2024年最严重，此后到2029年持续好转，2030年缺口情况基本与2029年持平。

图表19

既有政策情景下青海省2023-2030年系统灵活性充裕度指标雷达图(模拟结果)

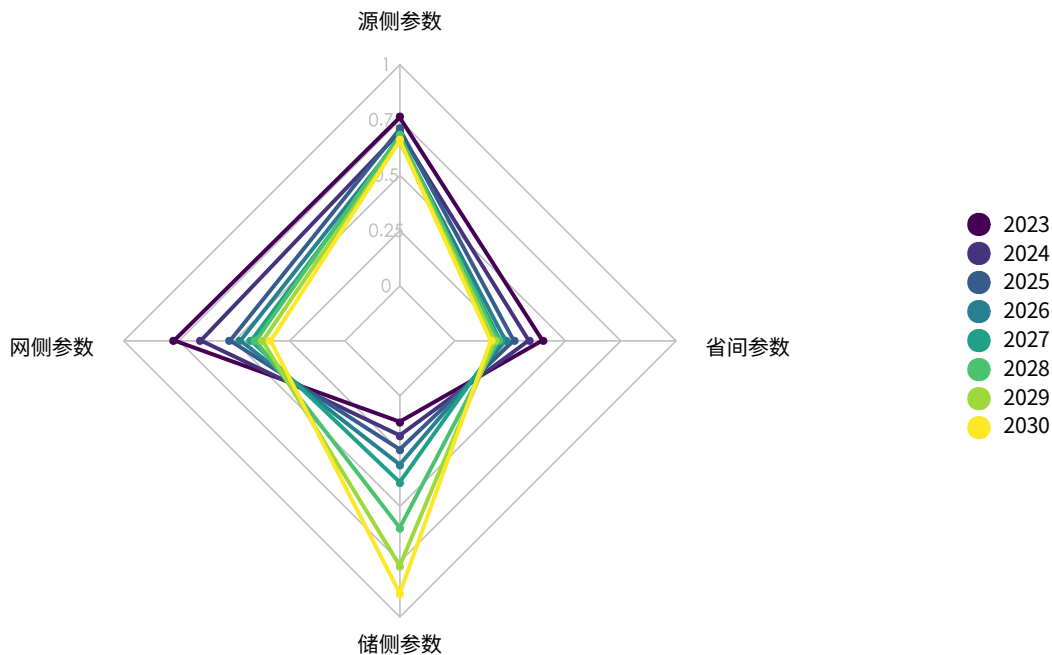


来源：落基山研究所

从资源灵活性参数类指标来看（图表20），既有政策情景下，随着火电机组和光热机组等可调机组的陆续投产，源侧指标始终保持在0.66以上。由于储能装机不断增加，尤其是2028年起一批抽水蓄能项目投产，储侧指标从2023年的0.12不断上升，且2028年有较大增幅，到2030年储侧指标达到0.90。由于省内输电通道容量和省间外购通道容量在该情景下保持不变，网侧指标和省间指标从2023-2030年不断下降，其中网侧指标从2023年0.77下降到2030年的0.34，省间指标从2023年的0.40下降到2030年的0.17。

图表20

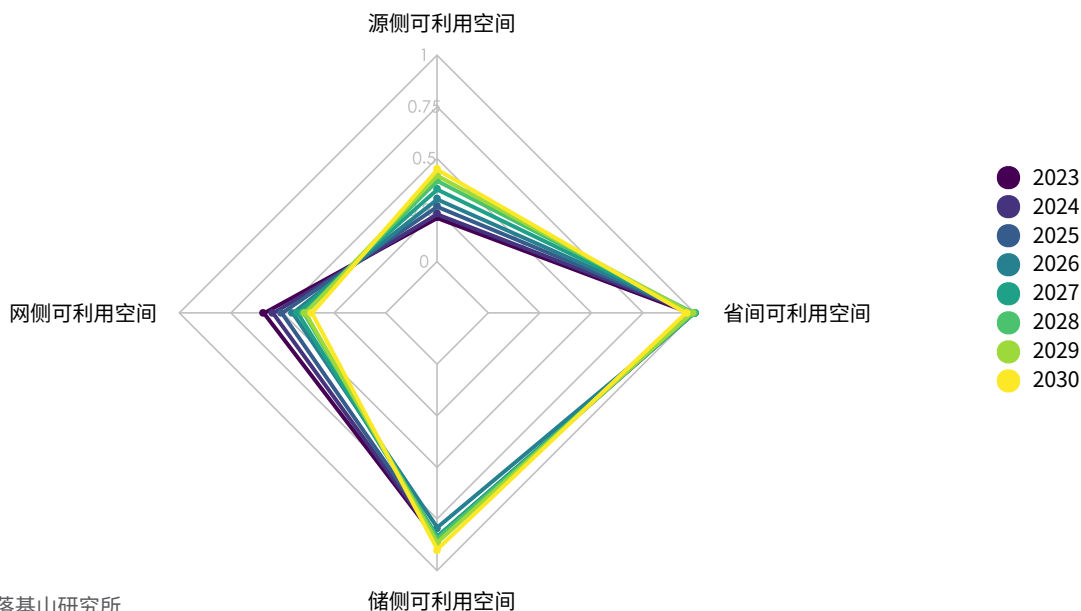
既有政策情景下青海省2023-2030年资源灵活性参数类指标雷达图(模拟结果)



来源：落基山研究所

从资源灵活性可利用空间类指标来看（图表21），2023-2030年青海省省间和储侧的灵活性充裕度较好。省间外购通道几乎不存在阻塞问题，省间灵活性能力指标始终保持着在0.96以上。储侧灵活性能力指标始终在0.80-0.90的范围内，这说明储侧有足够容量来响应灵活性调节需求。2023-2030年省内输电通道阻塞不断加强，网侧灵活性能力指标从2023年的0.59下降到2030年的0.36。由于新能源在全年电量供应结构中占比持续上升，源侧可调节电源的全年等效利用小时数不断下降，从而源侧灵活性能力指标不断提升，从2023年的0.21上升到2030年的0.45。

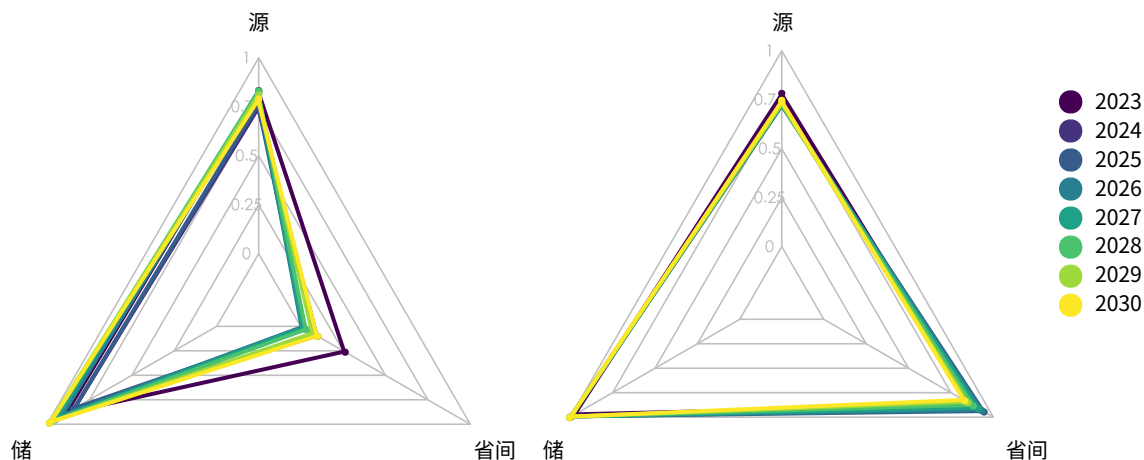
图表21 既有政策情景下青海省2023-2030年资源灵活性可利用空间类指标雷达图(模拟结果)



来源：落基山研究所

从1小时向上调节和向下调节能力来看（图表22），源侧向上调节和向下调节能力2023-2030年年际间差异不大，其中向上调节能力指标维持在0.72-0.78之间，向下调节能力指标维持在0.75-0.83之间。储侧向上调节能力和向下调节能力在三类资源中最好，2023-2030年间向上调节和向下调节能力指标分别在0.98-1.00之间和0.84-0.99之间。省间外购通道由于整体利用率不高，向下调节能力有限但向上调节能力充裕，2023-2030年间向上调节和向下调节能力指标分别在0.83-0.94之间和0.01-0.26之间。

图表22 既有政策情景下青海省2023-2030年资源灵活性爬坡类指标雷达图 (左侧：1小时向上爬坡；右侧：1小时向下爬坡)(模拟结果)

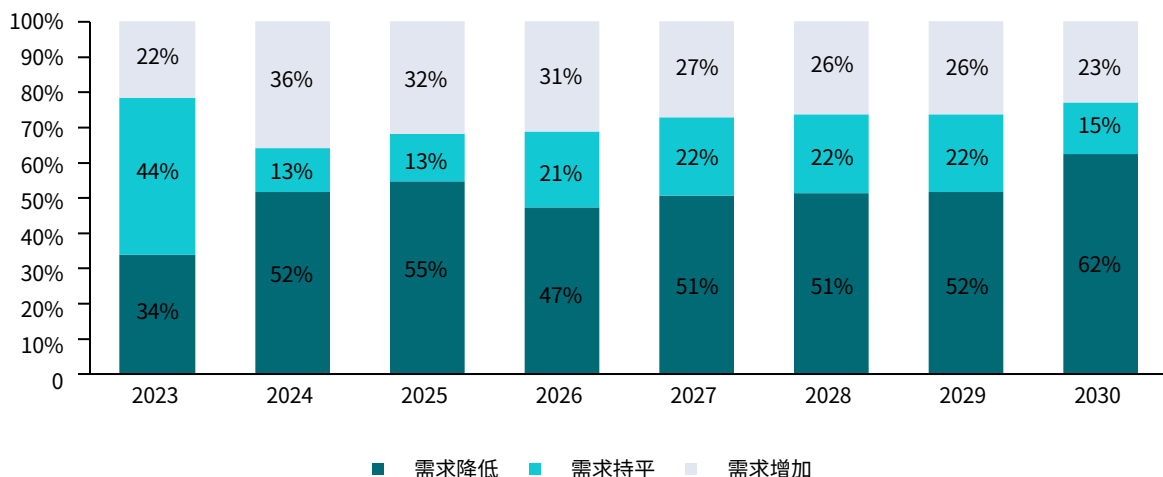


来源：落基山研究所

(3) 需求响应情景引入荷侧灵活性调节资源, 通过负荷转移降低了向下爬坡缺额时段, 同时增加了储能灵活性充裕度

青海省主要在正午新能源出力最大时刻前后分别有日内最大的向下调节需求和向上调节需求。需求响应情景下, 负荷转移在日内将早晨的负荷转移到午间新能源大幅出力时刻, 同时还能将傍晚负荷后移, 从而降低了午间前后出现的日内最大1小时向下调节需求和向上调节需求。仿真模拟结果显示, 需求响应情景主要降低了日内最大1小时向下调节需求。2024-2029年日内最大1小时向下调节需求较既有政策情景降低的天数为全年的50%左右, 2030年这一比例达到62%, 此外2024-2030年每年还有13%-22%的天日内最大1小时向下调节需求没有变化(图表23)。

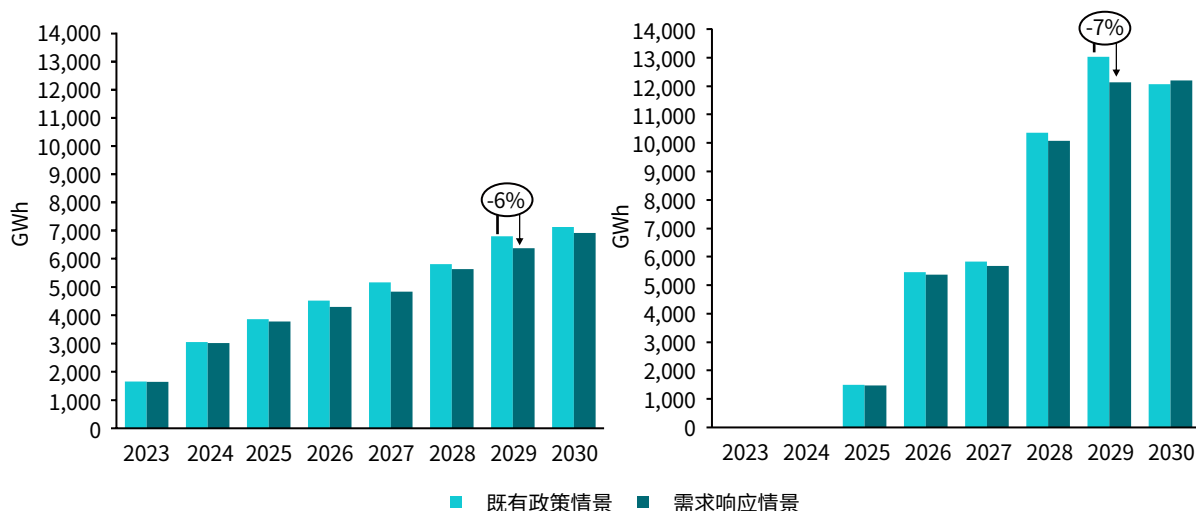
图表23 青海省2023-2030年需求响应情景较既有政策情景日内最大1小时向下调节变化天数占比(模拟结果)



来源: 落基山研究所

需求响应情景下青海省向下调节需求降低, 从而系统减少了对灵活性资源的调用, 其中以储能(包括电化学储能和抽水蓄能)利用率降低表现最明显。除2030年抽水蓄能发电量有1%的增加外, 2023-2030年电化学储能和抽水蓄能发电量在需求响应情景下均降低, 其中2029年降幅最大, 电化学储能和抽水蓄能发电量分别降低了6%和7%(图表24)。在此情况下, 储侧拥有更加充裕的容量为系统提供灵活性。

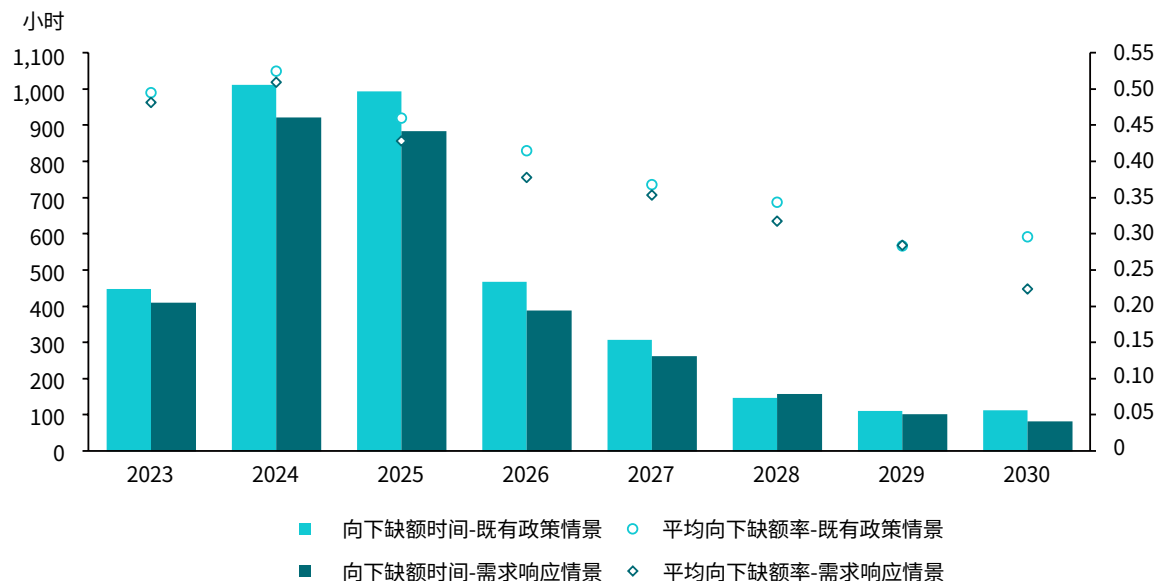
图表24 青海省储能需求响应情景和既有政策情景储能发电量对比(左: 电化学储能; 右: 抽水蓄能)(模拟结果)



来源: 落基山研究所

整体来看，需求响应情景在维持了向上调节能力充裕的情况下，主要降低了向下爬坡缺额时间和向下爬坡缺额发生时段的平均缺额率。在向下爬坡缺额更加严重的2024年和2025年向下缺额时间减少更多，分别减少了89小时和111小时；而平均向下爬坡缺额率在2030年降低幅度最大，从0.30降低到0.22（图表25）。

图表25 青海省需求响应情景和既有政策情景向下爬坡缺额对比(模拟结果)

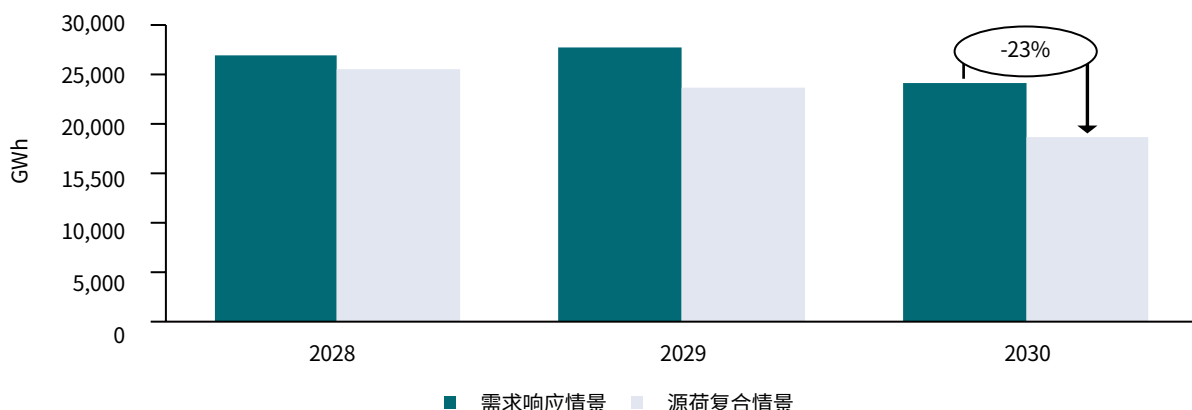


来源：落基山研究所

(4) 源荷复合情景通过光热替代气电减少了火电发电量，从而减少了电力碳排放量，并且从系统灵活性的角度减少了弃风弃光量

源荷复合情景是在需求响应情景的基础上通过光热发电机组等容量替代2028-2030年新增的气电机组。由于需求响应情景下气电容量因子不足7%，且光热发电边际发电成本低，因此光热发电机组加入后不仅替代了原有气电发电量，还减少了煤电发电量。随着光热发电机组容量不断增加，火电发电量减少幅度不断增加，到2030年源荷复合情景较需求响应情景火电发电量降低23%，其中减少的70%的电量来源于煤电机组（图表26）。火电发电量的减少直接导致电力系统碳排放下降，2028-2030年源荷复合情景较需求响应情景碳排放分别减少139万吨、384万吨和464万吨，2030年减少幅度为20%。

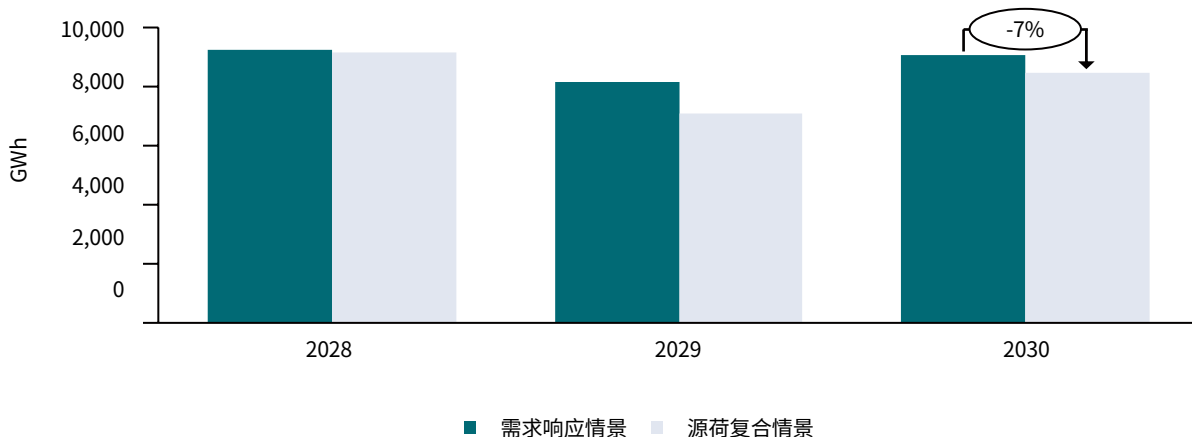
图表26 青海省源荷复合情景和需求响应情景火电发电量对比(模拟结果)



来源：落基山研究所

另一方面，光热发电最低稳定出力为15%-20%，低于气电这一灵活性资源，便于在新能源出力增加时进行深度调峰。相较于水电，光热发电不具有明显的季节性，不存在水电在枯水季可能难以满足调峰需求的风险。源荷复合情景下弃风弃光量降低，到2030年弃风弃光总量下降7%（图表27）。

图表27 青海省源荷复合情景和需求响应情景弃风弃光量对比(模拟结果)

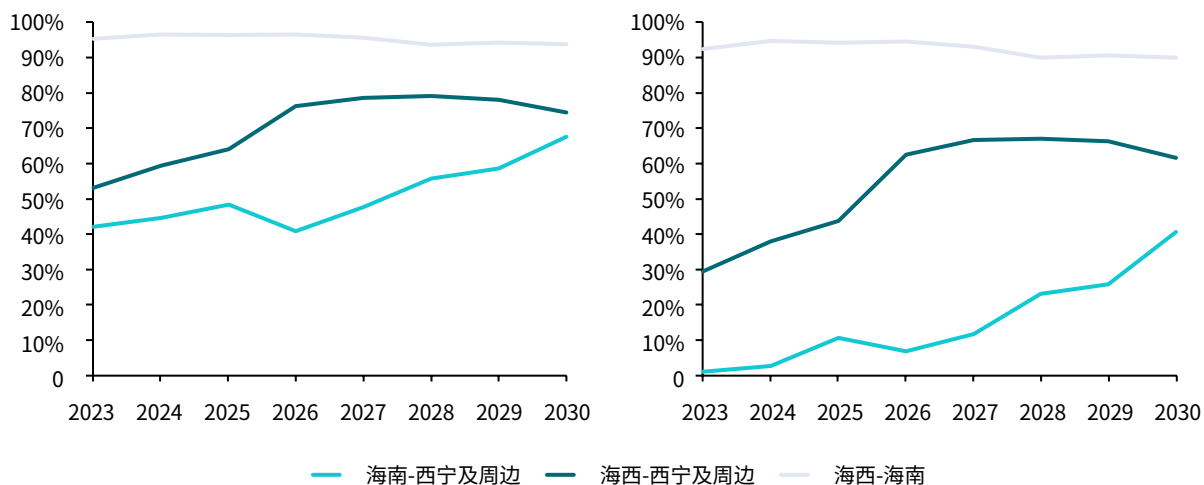


来源：落基山研究所

(5) 省内输电通道阻塞降低了电网提供灵活性的能力，是制约系统向下灵活性调节，影响新能源消纳的关键因素之一

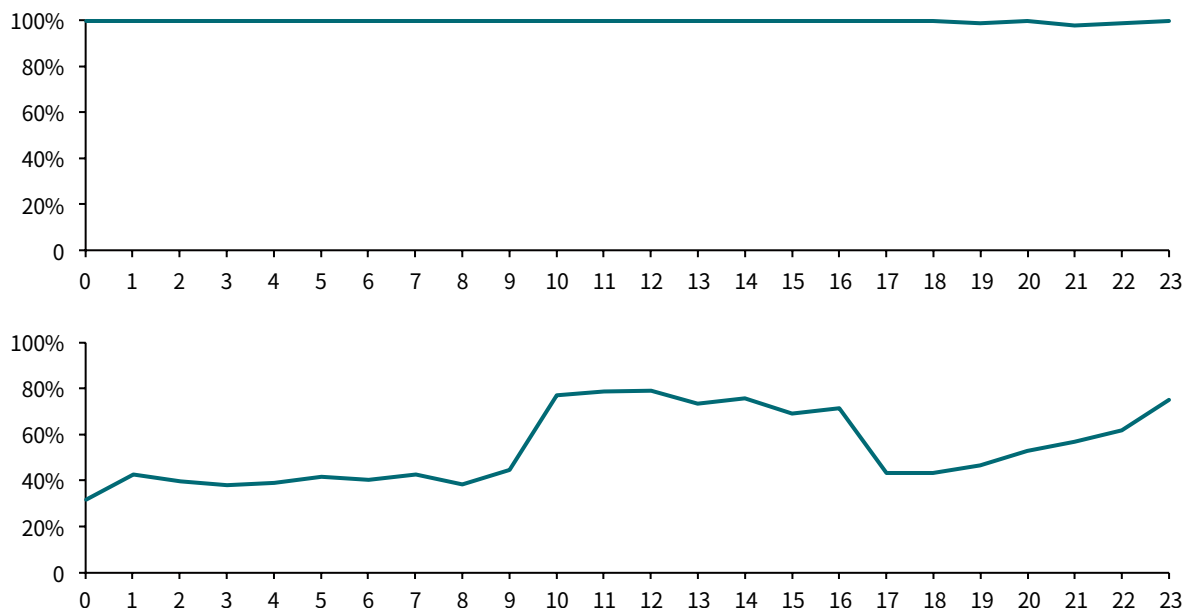
本报告在对青海省电力仿真模拟中设置了三个分区节点，各节点间都设置了输电联络线，其中海南地区送西宁及周边地区通道和海西地区送西宁及周边地区通道共同支持海南地区和海西地区的清洁电力送到西宁及周边地区的负荷中心，而海西地区送海南地区的电量也通过海南地区至西宁及周边地区通道满足西宁及周边地区的负荷需求。考虑到海西地区是新能源大基地项目的主要落点地区，本报告重点关注海西地区送西宁及周边地区通道的利用情况。根据既有政策情景模拟结果，从全年平均利用率和阻塞率（超过80%的通道利用率视为阻塞）来看，海西地区送西宁及周边地区的通道利用率和阻塞率在“十四五”期间不断增加，但在“十五五”期间保持相对稳定（图表28）。此外，通道阻塞在枯水季和丰水季也呈现不同日内特征，海西地区到西宁及周边地区通道在枯水季全天阻塞，而在丰水季主要在午间新能源大发时段发生阻塞（图表29）。

图表28 青海省既有政策情景下省内输电平均利用率（左）和阻塞率（右）(模拟结果)



来源：落基山研究所

图表29 海西地区至西宁及周边地区通道2030年枯水季（1月，上）和丰水季（7月，下）日内各小时平均利用率（模拟结果）



来源：落基山研究所

在省内通道阻塞的限制下，需求响应情景并没有明显改善青海省新能源消纳情况，但源荷复合情景中的新能源消纳水平明显提高。由于需求响应能力集中在西宁及周边地区节点，当省内输电通道满载率高时，西宁及周边地区节点的负荷转移缓解了对当地可调节电源的调节压力，难以通过省内输电通道影响海西地区的发电情况，从而难以改善海西地区和海南地区的弃风弃光问题。源荷复合情景下，与负荷转移同时引入的增量光热发电机组设置在海西节点内部，能不受省内通道阻塞限制发挥调节作用，从而使该情景下整体弃风弃光量降低。此外，由于枯水季较丰水季面临更大的向下调节需求，但枯水季省内通道阻塞更严重，因此枯水季面临更严峻的弃风弃光挑战，且改善省内通道阻塞对于枯水季的新能源消纳更加关键。

3.2 电力消费大省的系统灵活性挑战与应对之道

3.2.1 广东省构建零碳电力系统的现状与愿景

广东省作为我国经济大省和人口大省，全省年用电量长期居全国前列，是我国主要的用电负荷中心。广东省拥有全国最多的超过1亿的常住人口，地区生产总值也连续多年居全国第一。2022年广东省GDP为13.6万亿元，约占全国GDP的10.8%，其中第二产业和第三产业分别占比40%和56%³¹，共同拉动广东经济增长。工业用电是广东省用电结构中的重要组成部分，2023年广东省全社会用电量为850TWh，居全国首位，较2022年同比增加8%，其中工业用电量在总用电量中占比超过50%。

广东省电源结构多元，各类电源竞相发展以支撑不断增长的用电需求。广东省作为典型用电大省，需常年依靠外购电力维持电力供需平衡，以“西电东送”为主的外受电约占整体电力供应的23%；本地机组目前仍以煤电为主，提供了超过40%的电力供应，核电、气电和包括水电在内的可再生能源发电供应量占比分别超过10%³²。得益于沿海地理资源条件和较强的经济实力，广东省现有核电和气电装机量居全国首位，海上风电装机量仅次于江苏省。

广东省在2022年4月发布的《广东省能源发展“十四五”规划》中提出要“构建以新能源为主体的新型电力系统”，“依托惠州、汕尾、阳江、汕头、韶关等地的新能源发展，打造市域新型电力系统示范区”。2023年5月发布的《广东省推进能源高质量发展实施方案（2023-2025年）》中提出了“构建清洁低碳的新型能源体系”的具体举措，包括规模化开发海上风电、积极发展光伏发电等大力发展可再生能源措施，以及推进灵活性气电建设、合理建设先进支撑煤电等加强托底保障电源建设措施。在上述政策指导下，广东省在推进核电、抽水蓄能、新型储能等项目建设的同时，加快了新能源项目建设，截至2023年底，光伏和风电装机装机量较“十三五”结束时分别增加18.3GW和10.4GW。除此之外，广东省积极发展作为灵活性调节电源项目的气电项目，2021-2023年共新增气电12.8GW³²。广东省也在推进煤电项目审批，据Global Energy Monitor，2022年和2023年新核准煤电项目超过25GW，居全国首位，预计这些项目将在“十四五”和“十五五”期间建成。

广东省2023年3月发布了《广东省推动新型储能产业高质量发展的指导意见》，其中提出了到2025年，全省新型储能装机规模达到300万千瓦，到2027年达到400万千瓦的目标。2023年5月，广东省进一步出台了《广东省促进新型储能电站发展若干措施》，其中包括“大力鼓励用户侧储能发展”，以及“推进新能源发电配建新型储能”，即要求新增风电和集中式光伏电站“按照不低于发电装机容量的10%、时长1小时配置新型储能”。此外，广东省还积极推动新型储能参与电力市场交易，并于2023年3月印发了《广东省新型储能参与电力市场交易实施方案》，明确了独立储能、电源侧储能、用户侧储能参与电力市场的交易方式。2023年9月，广东电力交易中心进一步发布了《广东省独立储能参与电能量市场交易细则（试行）》，明确了独立储能参与电能量市场的准入条件，以及参与中长期电量交易和现货电能量交易的具体细则，并且提出在当下起步阶段，独立储能分时参加现货电能量、区域调频、跨省备用市场。2023年10月，南方电网电力调度控制中心印发了《第三方独立主体参与南方区域调频辅助服务市场交易实施细则（试行）》，明确了南方区域调频辅助服务市场于10月1日启动试运行，并且额定功率不小于50MW、额定功率充电/放电响应时间不小于1小时的独立储能电站可参与该市场。

广东省在《广东省推进能源高质量发展实施方案（2023-2025年）》中提出要通过负荷管理系统建设和电力需求响应市场化机制完善，在2025年力争实现“我省市场化需求响应削峰能力达到最高负荷的5%”的目标。广东省自2021年启动了市场化需求响应试运行，目前仍只在个别月份开展试运行。广东电力交易中心已经于2022年4月印发了《广东省市场化需求响应实施细则（试行）》，将除电力用户之外的负荷聚合商纳入市场主体，明确了响应资源包括“高载能工业负荷、工商业可中断负荷、用户侧储能、电动汽车充电设施、分布式发电、智慧用电设施等”，且规定了日前邀约需求响应交易、可中断负荷交易、直控型可调节负荷竞争性配置交易这三种方式的具体交易规则。2023年5月，广东电力交易中心印发了《关于广东省市场化需求响应相关事项的通知》，为D-2日前申报且中标用户的日前邀约出清价格设置1.5元/千瓦时的保底价，而D-2日后申报且中标的用户出清价格下限为0.07元/千瓦时，并建立了灵活避峰需求响应机制。

本报告将结合既有规划和实际项目建设情况，评估广东省2023-2030年电力系统灵活性充裕度情况，以此分析负荷大省面临的系统灵活性挑战，并给出应对挑战的策略与建议。

3.2.2 广东省2023-2030年电力系统灵活性评估

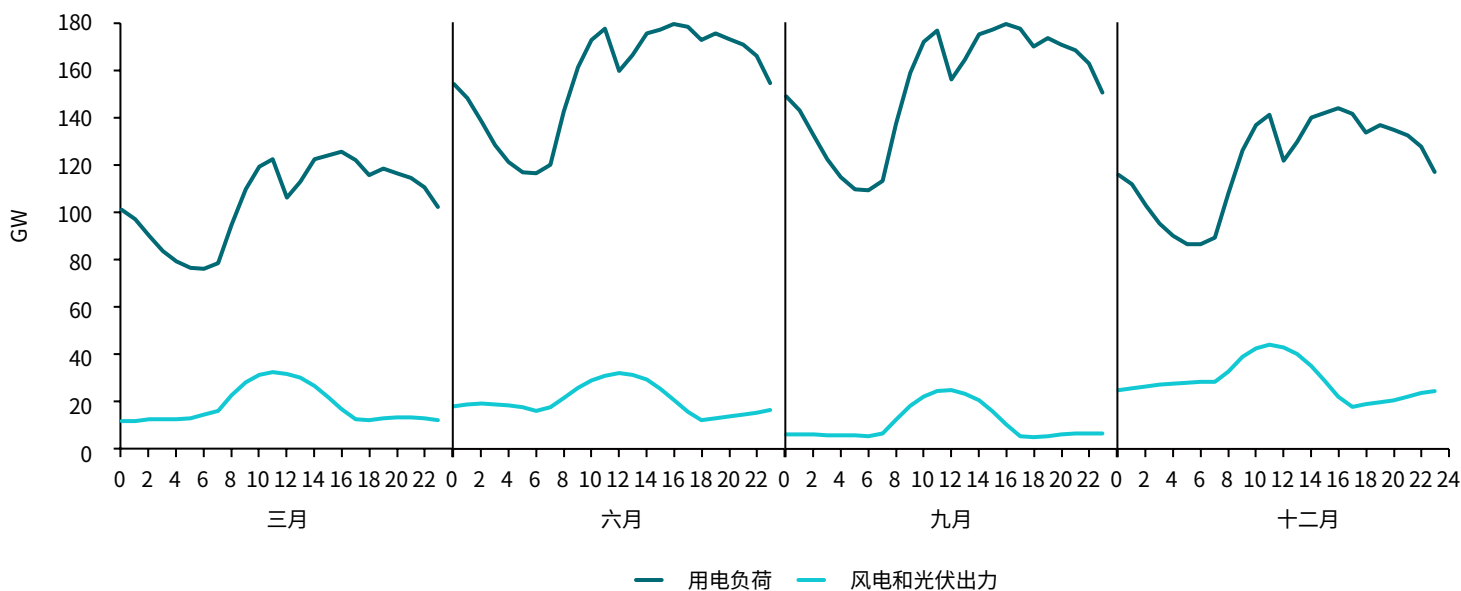
广东省电力系统仿真模拟中分别设置了既有政策情景、需求响应情景和需求响应加严控新增煤电装机情景（以下简称“严控煤电情景”）。其中既有政策情景参考了广东省现有各类电源规划和实际项目建设情况，旨在反映既有政策目标下广东省2023-2030年电力系统建设情况。需求响应情景是在既有政策情景的基础上，加入负荷削减的需求响应能力，且每年设置的需求响应能力为当年最大负荷的5%。严控煤电情景是在需求响应情景的基础上，假设Global Energy Monitor现有煤电项目清单中尚未开工建设的煤电项目不再建设，以此研究减少煤电装机对广东省电力系统灵活性的影响。严控煤电情景共减少煤电项目装机12.55GW，占既有政策情景和需求响应情景2023-2030年总新增煤电装机的46%。本报告对于广东省电力系统仿真模拟的三种情景均将广东省电网简化为单一节点，未考虑省内电网的拓扑结构。

(1) 用电负荷增加和峰谷差拉大增加了广东省灵活性调节需求，夏季和秋季灵活性调节需求更高，且季节性差异不断拉大

本报告预计广东省全社会用电量“十四五”和“十五五”期间年均增长率分别为5.8%和4.4%，到2030年全社会用电量为1,141TWh；预计广东省全网最大负荷不断提高，“十四五”和“十五五”期间年均增长率分别为5.3%和6.0%，到2030年达到227GW。综合考虑全年用电量和最大负荷的增加，2023-2030年日内峰谷差不断拉大，日内灵活性需求增加，其中日内平均峰谷差年均增长率为9%，2030年达到68GW。

结合国家发展和改革委员会公布的各省级电网典型电力负荷曲线，根据既有情景仿真模拟结果广东省本地用电负荷分别在11时和16时出现两个高峰，11时-12时新能源出力最大，但此时用电负荷处在局部低谷，增加了该时段附近的灵活性调节需求。以2030年为例对比不同季度负荷和新能源出力，夏季（6月）和秋季（9月）用电负荷在7时-11时的攀升速度更快，增幅分别为58GW和63GW，且9月用电负荷从11时到12时下降的幅度最高，为20GW。结合Renewables.ninja网站上公布的历史风光资源信息模拟新能源出力曲线，风电和光伏发电量在9月总发电量最低，但在7时-11时的出力增幅最高，为18GW。在风电大发的影响下，12月风电和光伏发电总发电量最高，并且从11时-16时出力降幅最大，为22GW（图表30）。

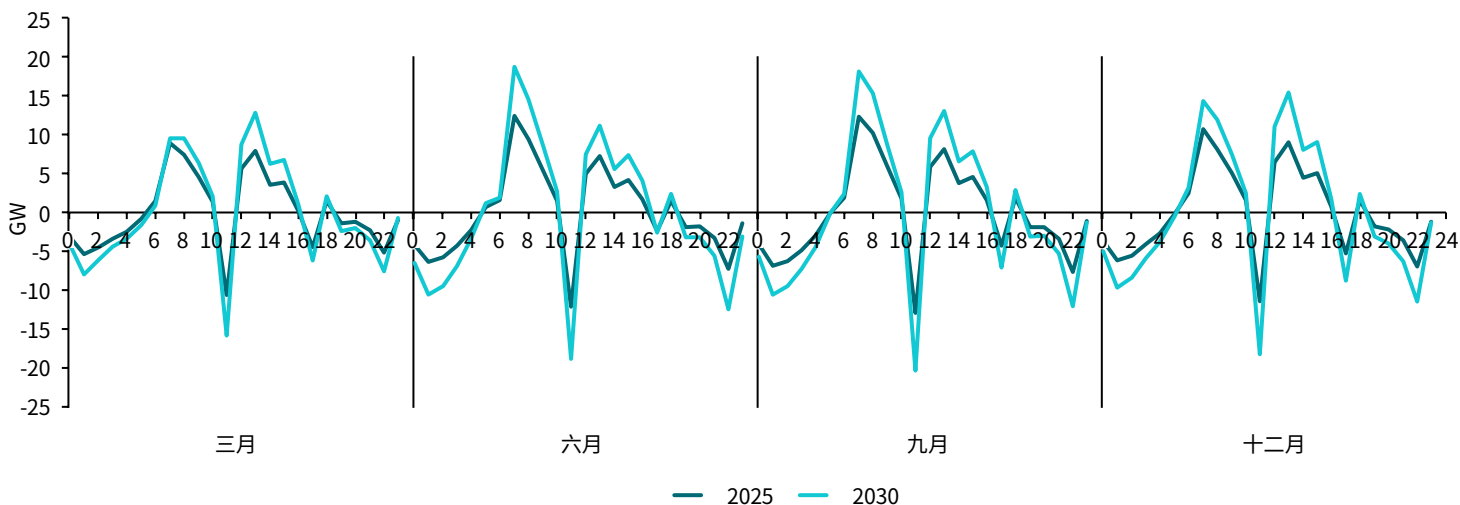
图表30 广东省2030年不同季节平均日内负荷和新能源出力(模拟结果)



来源: 国家发展和改革委员会, Renewables.ninja, 落基山研究所

广东省夏季和秋季灵活性调节需求更高，且季节性差异随年际变化而拉大。根据模拟结果，广东省1小时灵活性调节需求主要表现为在6时-10时、12时-16时的向上调节需求和11时、0时-5时、17时-23时的向下调节需求，其中日内最大向上调节需求和最大向下调节需求分别发生在7时和11时，11时前后灵活性需求从向上调节转为向下调节进而转为向上调节，为系统在这一时刻前后的灵活性调节带来挑战。从季节性来看，6月和9月的1小时灵活性需求更高，3月的1小时灵活性需求最低。相较于2025年，2030年的1小时灵活性需求更高，其中向下调节需求比向上调节需求增长得更多，并且6月和9月的年际增幅更大，从而加强了灵活性需求的季节性（图表31）。

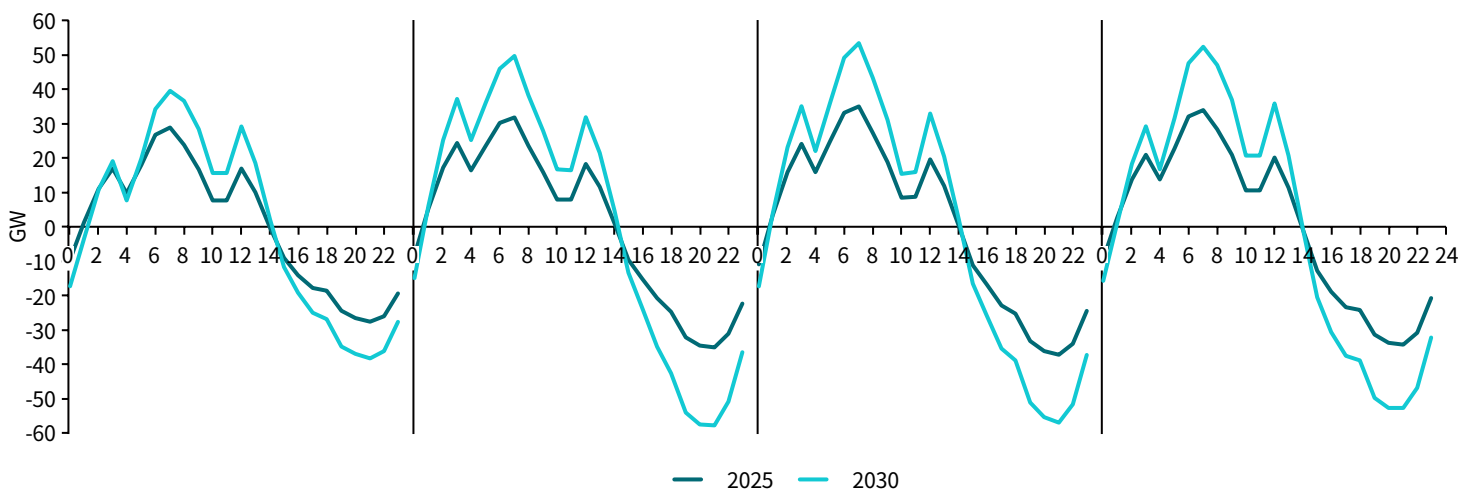
图表31 广东省2025年和2030年不同季节日内平均1小时灵活性调节需求(模拟结果)



来源: 国家发展和改革委员会, Renewables.ninja, 落基山研究所

广东省8小时灵活性需求方向较1小时灵活性需求更具有连贯性, 根据模拟结果, 以2025年和2030年为例(图表32), 其在1时-13时为向上调节需求, 在15时-次日0时为向下调节需求, 14时的灵活性需求方向在不同季节表现不同。最大8小时向上调节需求发生在7时, 最大8小时向下调节需求发生在21时, 并且日内最大向下调节需求大于最大向上调节需求。8小时灵活性需求的季节性和年际变化与1小时灵活性需求类似, 其中年际变化对6月份8小时向下调节需求的放大作用尤为明显。

图表32 广东省2025年和2030年不同季节日内平均8小时灵活性调节需求(模拟结果)



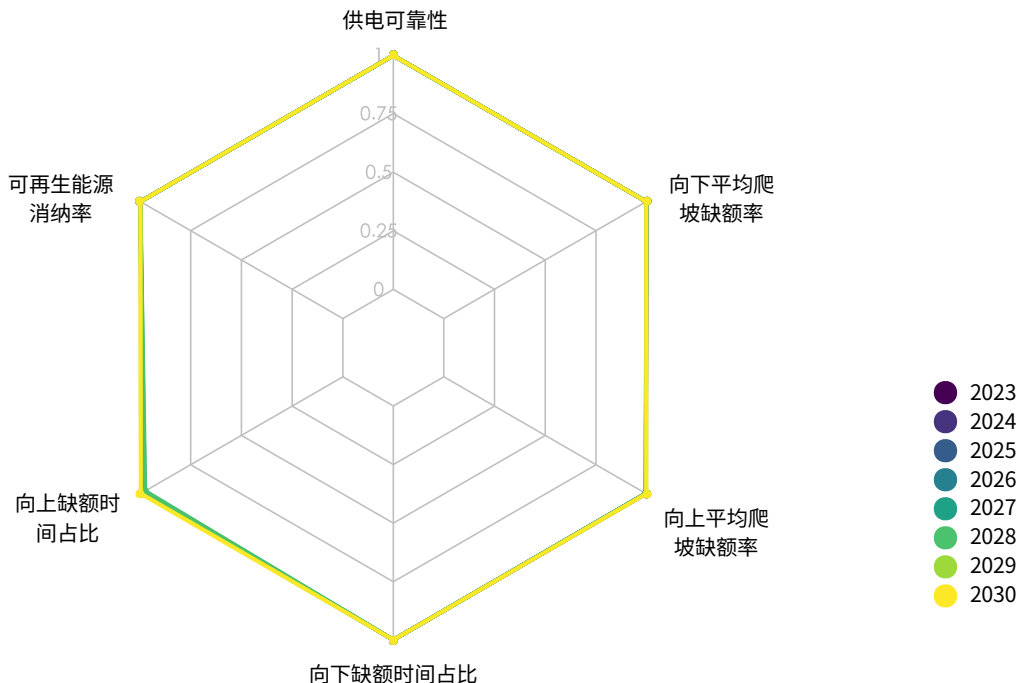
来源: 国家发展和改革委员会, Renewables.ninja, 落基山研究所

(2) 既有政策情景下广东省电力系统向下调节能力充裕, 个别时段存在向上爬坡缺额, 源侧和储侧是灵活性调节的主要来源

既有政策情景仿真模拟结果显示, 2023-2030年广东省供电可靠性和可再生能源消纳率均超过99.9%, 电力系统不存在向下爬坡缺额, 但在个别时段存在向上爬坡缺额(图表33)。2023-2030年向上爬坡缺额时间在向上爬坡需求的时段中占比始终在2%以内, 且在向上爬坡缺额发生时段平均缺额率在11%-19%。其中, 2029-2030年向上爬坡缺额得到改善, 全年存在向上爬坡缺额的小时数仅分别为12小时和6小时。

图表33

既有政策情景下广东省2023-2030年系统灵活性充裕度指标雷达图(模拟结果)

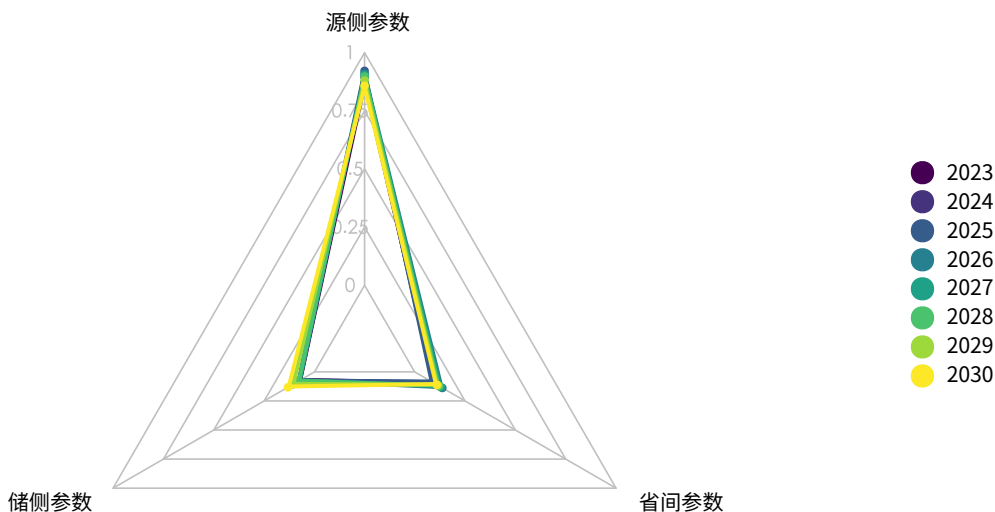


来源：落基山研究所

从资源灵活性参数类指标来看（图表34），广东省源侧可调机组装机容量在2023-2030年间始终能满足超过86%的最高负荷，成为从装机容量角度支撑最高负荷的主要来源。“十四五”末期一批可调机组建成投产使得源侧指标在2023-2025年不断增长，达到0.92；而“十五五”期间，随着可调机组增速放缓但最高负荷继续保持一定幅度的增长，源侧指标不断下降到2030年的0.86。储侧和省间的资源灵活性参数类指标始终低于0.14。从储能侧看，预计“十五五”末期投产的云浮市水源山抽水蓄能电站、肇庆浪江抽水蓄能电站、惠州中洞抽水蓄能电站等抽水蓄能电站将提高储能容量，并将储侧参数类指标从2025年的0.08提升到2030年的0.13。从省间看，预计藏东南至粤港澳大湾区特高压直流输电工程将在“十五五”期间建成，并将采用柔性直流技术，从而提高省间输电通道可调节容量，进而提高省间参数类指标至2026年达到0.14。

图表34

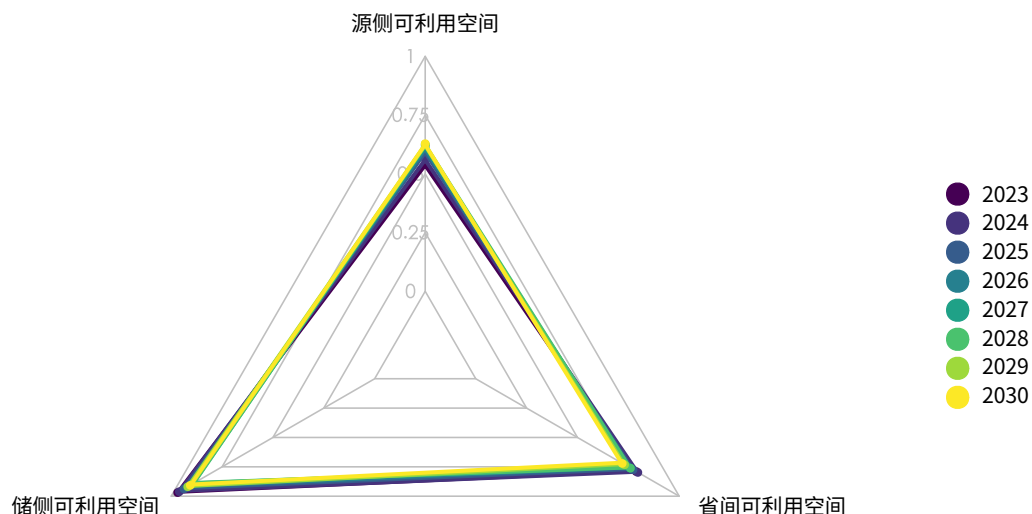
既有政策情景下广东省2023-2030年资源灵活性参数类指标雷达图(模拟结果)



来源：落基山研究所

从资源灵活性可利用空间类指标来看（图表35），源侧指标在2023-2030年不断提高，这主要是由于新能源在电力结构中占比不断增加，可调机组全年等效利用小时不断下降。2023年源侧灵活性能力指标为0.54，而到2030年提高到0.63。省间的灵活性能力主要考虑省间交流和柔性直流外购输电通道的阻塞情况，既有政策情景模拟下2023-2030年广东省省间外购特高压交流阻塞率和柔性直流的满载率不断升高，导致省间灵活能力指标从2025年的0.79下降到2030年的0.72。由于储能能在2023-2028年期间利用系数和运行系数均不断上升，储侧灵活性能力从2023年的0.97不断下降到2028年的0.90，但由于“十五五”末期一批抽水蓄能电站建成投产，该指标有小幅回升。

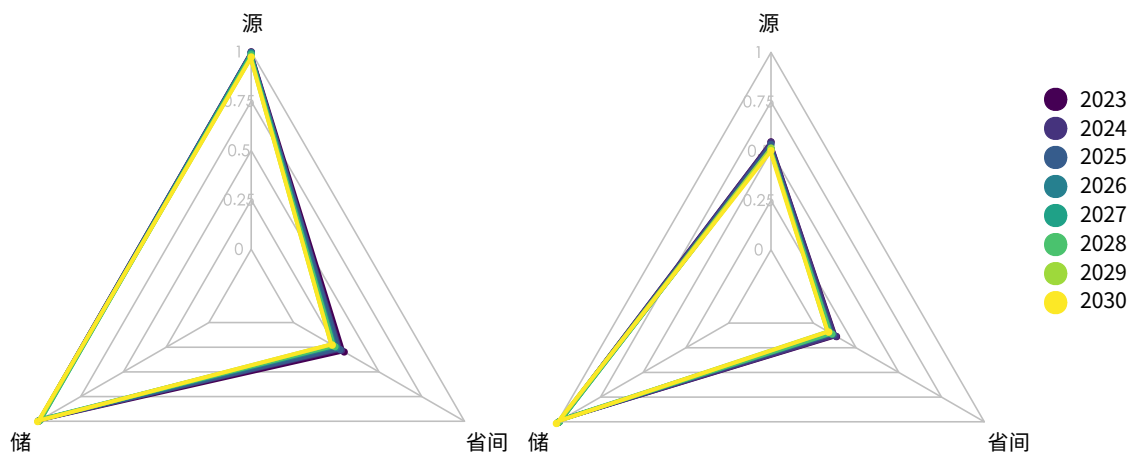
图表35 既有政策情景下广东省2023-2030年资源灵活性可利用空间类指标雷达图(模拟结果)



来源：落基山研究所

从1小时向上调节和向下调节能力看（图表36），储侧向上调节能力和向下调节能力在2023-2030年间始终都在0.98以上，这表明在广东省电力系统中储测有充足的容量在充分调用的情况下满足系统向上调节和向下调节需求。省间外购输电通道由于自身容量有限，且受到跨省区联络线15分钟输电功率变化幅度不超过600MW的限制，向上调节能力在0.09-0.13间，向下调节能力在0.22-0.29。源侧向下调节能力充裕，2023-2030年间向下调节能力指标始终在0.97以上，而向上调节能力在0.50-0.55范围内波动。

图表36 既有政策情景下广东省2023-2030年资源灵活性爬坡类指标雷达图 (左侧：1小时向上爬坡；右侧：1小时向下爬坡)(模拟结果)

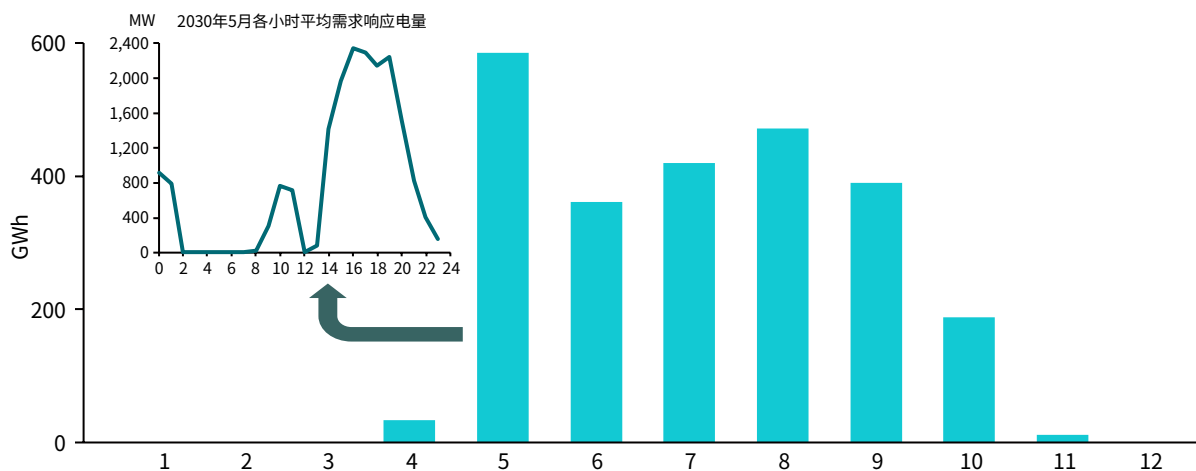


来源：落基山研究所

(3) 需求响应情景降通过负荷削减减少系统向上调节需求和向上爬坡缺额，并且减少火电发电量，降低系统碳排放和总系统成本

需求响应情景在系统仿真模拟中设置了每年最大负荷5%的削峰能力，随着最大负荷的逐年增加，需求响应能力也不断提高。仿真结果显示，以2030年为例（图表37），负荷削减主要发生在用电负荷较高的夏季和秋季，并以5月-9月为主。以2030年5月为例，从全月各小时平均需求响应情况来看，负荷削减主要发生在晚高峰16时-19时，减少了系统晚高峰时期的向上调节需求。从需求响应调用程度来看，2023-2030年平均功率占最大响应能力的占比在50%-66%，且2028-2030年有超过25%的响应时段需求响应能力全部释放。

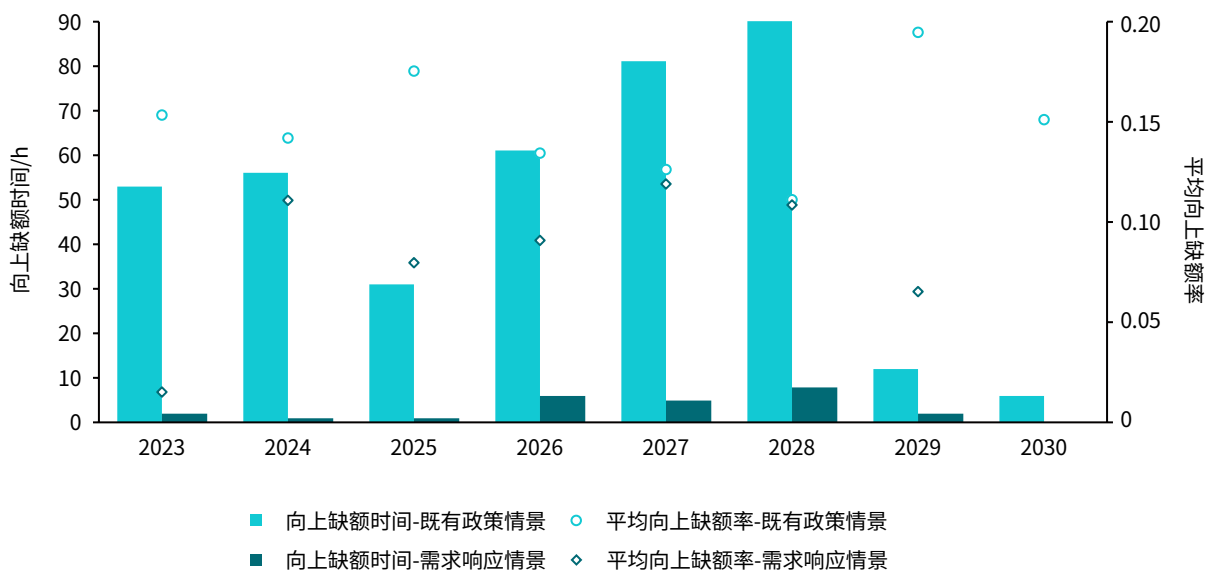
图表37 广东省需求响应情景下2030年各月需求响应电量(模拟结果)



来源：落基山研究所

需求响应情景增加了荷测的向上调节能力，从而减少了向上爬坡缺额。一方面，向上缺额时间显著降低，需求响应情景下2023-2030年各年向上缺额时间在8小时以内。另一方面，2023-2030年各年发生向上缺额时的平均向上缺额率也都降低了，降幅为0.002-0.15不等（图表38）。

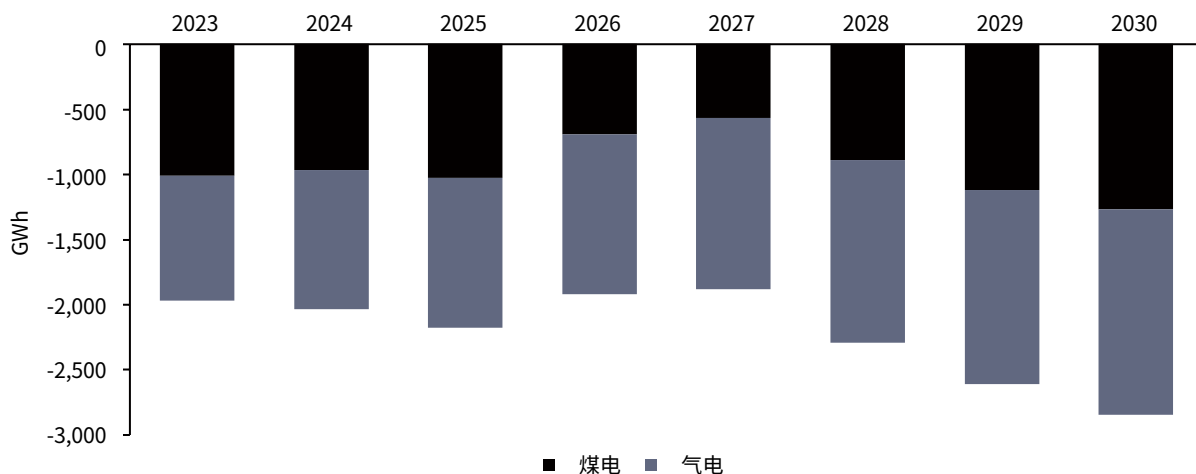
图表38 广东省需求响应情景和既有政策情景向上爬坡缺额对比(模拟结果)



来源：落基山研究所

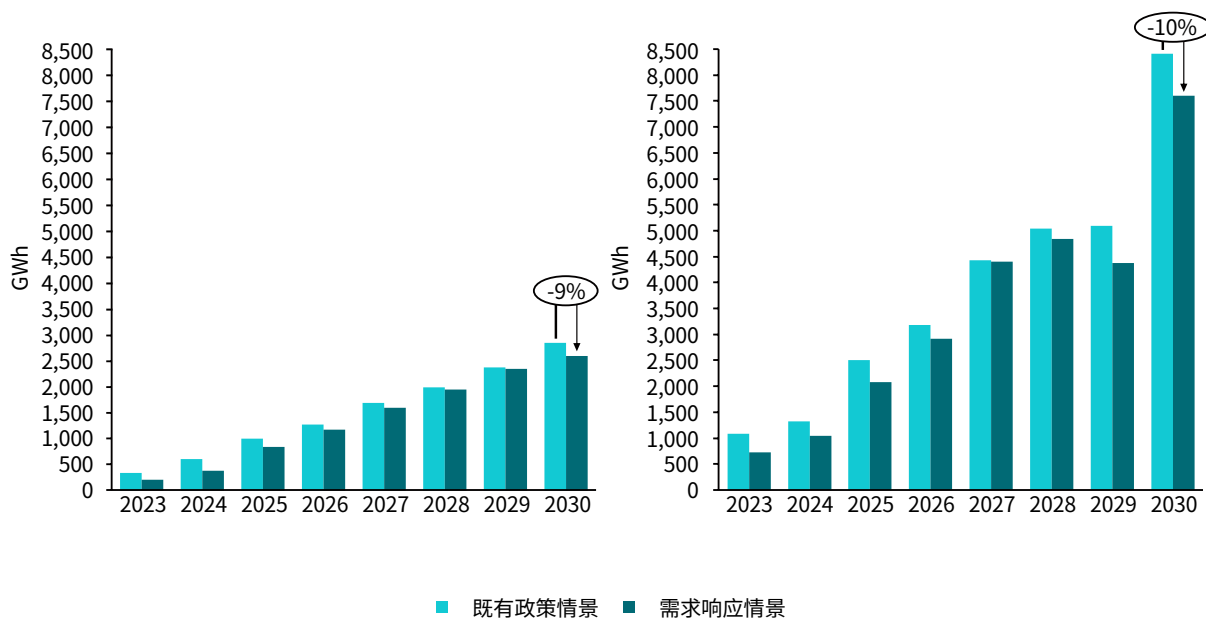
需求响应情景减少了部分尖峰时段的顶峰需求，减少了火电发电量和储能的利用。其中火电发电量的减少以煤电和气电为主，生物质发电量变化较小。2023-2030年每年火电发电量减少1,800GWh以上，其中煤电占比30%-52%（图表39）。由于气电在电力系统中主要承担调峰作用，其顶峰作用在需求响应情景下的优先被替代，气电发电量在多数年份减量大于煤电。需求响应情景下电化学储能和抽水蓄能的发电量也较既有政策情景减少，其中2030年电化学储能和抽水蓄能分别减少9%和10%（图表40）。

图表39 广东省2023-2030年需求响应情景较既有政策情景煤电和气电发电量减少量（模拟结果）



来源：落基山研究所

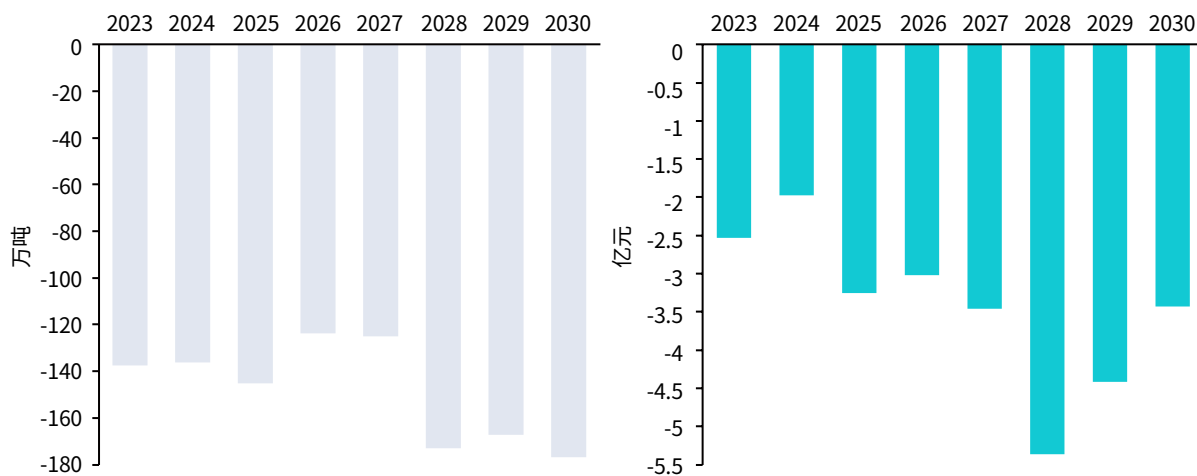
图表40 广东省需求响应情景和既有政策情景储能发电量对比（左：电化学储能；右：抽水蓄能）（模拟结果）



来源：落基山研究所

荷侧灵活性资源的加入降低了对源侧可调机组和储侧调节能力的依赖，进一步减少了电力系统碳排放和总系统成本。碳排放的减少量与火电发电量的减少直接相关，由于2028-2030年的火电发电量减少量增加，这三年的碳排放减量也较2023-2027年更高，每年减量超过167万吨（图表41）。需求响应情景与既有政策情景的总系统成本差异主要体现在变动成本不同，其中2028年总系统成本减量最多，为5.4亿元（图表41）。

图表41 广东省2023-2030年需求响应情景较既有政策情景碳排放减少量(左)和总系统成本减少量(右) (模拟结果)



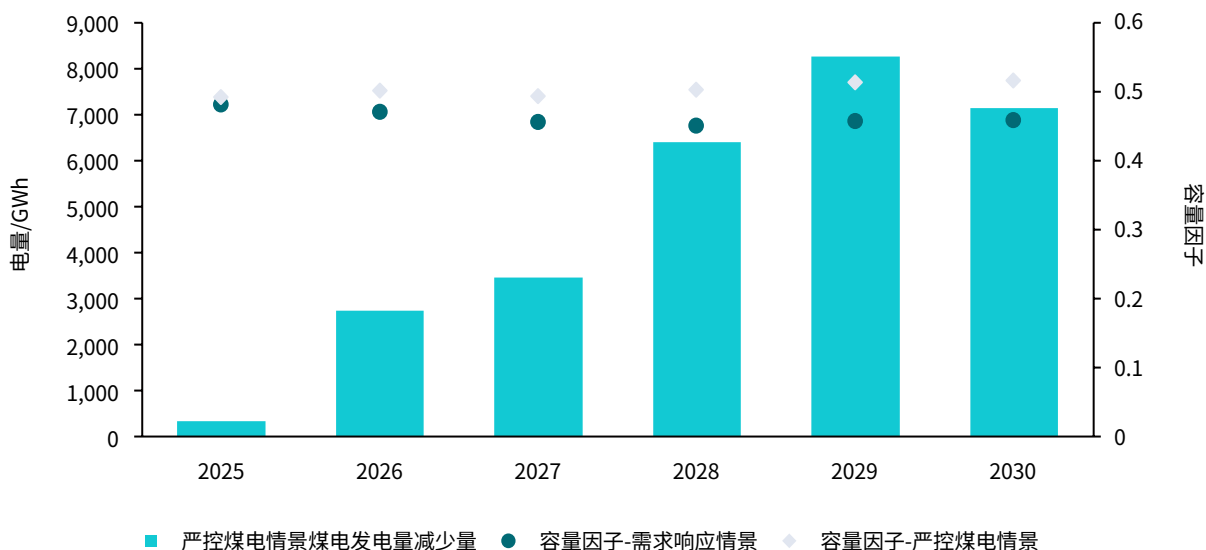
来源：落基山研究所

(4) 严控煤电情景在不影响系统灵活性充裕度的同时减少了电力系统碳排放，提升了荷侧和储侧等低零碳灵活性资源的利用率

严控煤电情景在需求响应情景的基础上减少了2025-2030年的煤电装机容量，到2030年煤电累计装机容量较需求响应情景减少了13%。仿真模拟结果显示，严控煤电情景并未降低2025-2030年系统供电可靠性和可再生能源消纳率，且每年向上爬坡缺额时间和向上爬坡缺额率与需求响应情景基本相同。

尽管严控煤电情景减少了煤电装机，但广东省可调机组装机容量基数大，模拟结果显示，在该情景下可调机组依然能满足80%以上的最大负荷。同时，煤电利用率较需求响应情景提高，支撑了用电需求，降低了煤电装机减少带来的影响。随着严控煤电情景与需求响应情景煤电装机容量间差距的逐年增加，严控煤电情景煤电发电量的减少量也呈上升趋势。与此同时，煤电容量因子在严控煤电情景下也较需求响应情景更高，并且在2025-2030年间增幅不断加大（图表42）。

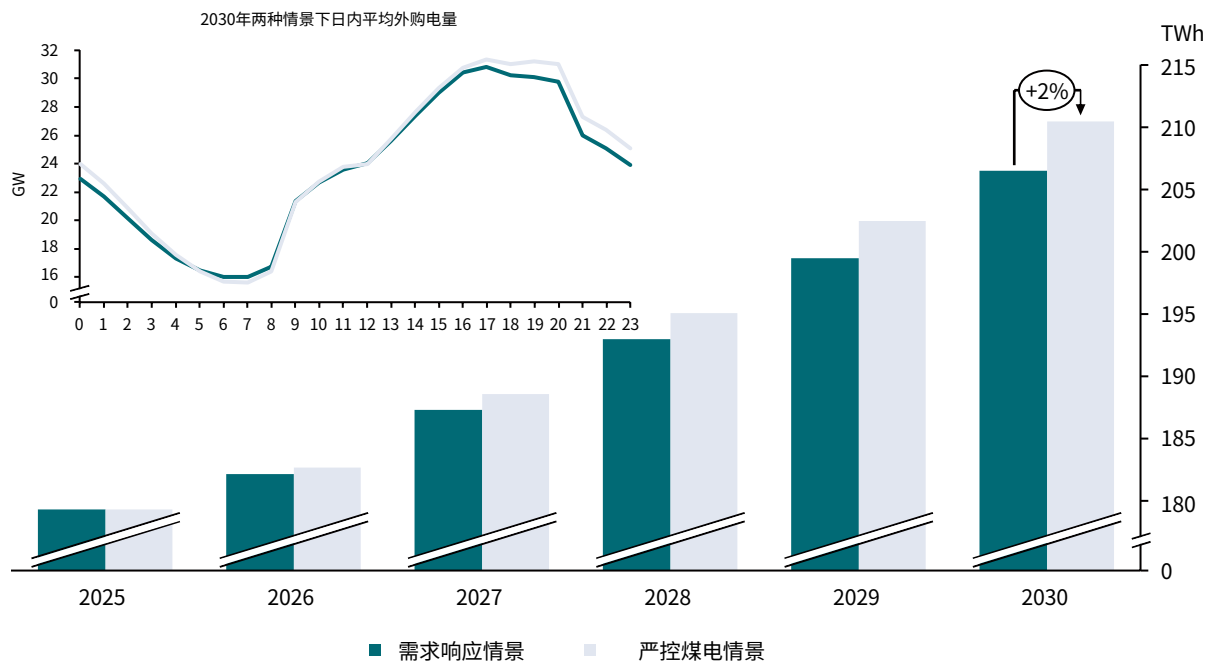
图表42 广东省严控煤电情景和需求响应情景煤电发电量和容量因子对比（模拟结果）



来源：落基山研究所

省间外购的清洁能源资源成为煤电项目减少之后电量补充的主要来源。广东省在其“十四五”能源规划中提出要“推动西电东送可持续发展”，“促进西部清洁能源电力消纳”，尤其是藏东南清洁能源基地送电大湾区输电通道建成后，广东省可获取的外省清洁能源资源将进一步提升，这也有助于提升广东省电力系统的清洁能源比例。仿真模拟结果显示，严控煤电情景与需求响应情景相比，2025-2030年省间外购电量增加且增幅不断加大，到2030年外购电量增幅达2%。从日内来看，省间外购电量的增加主要发生在夜间，尤其在晚高峰时提供电量支撑（图表43）。

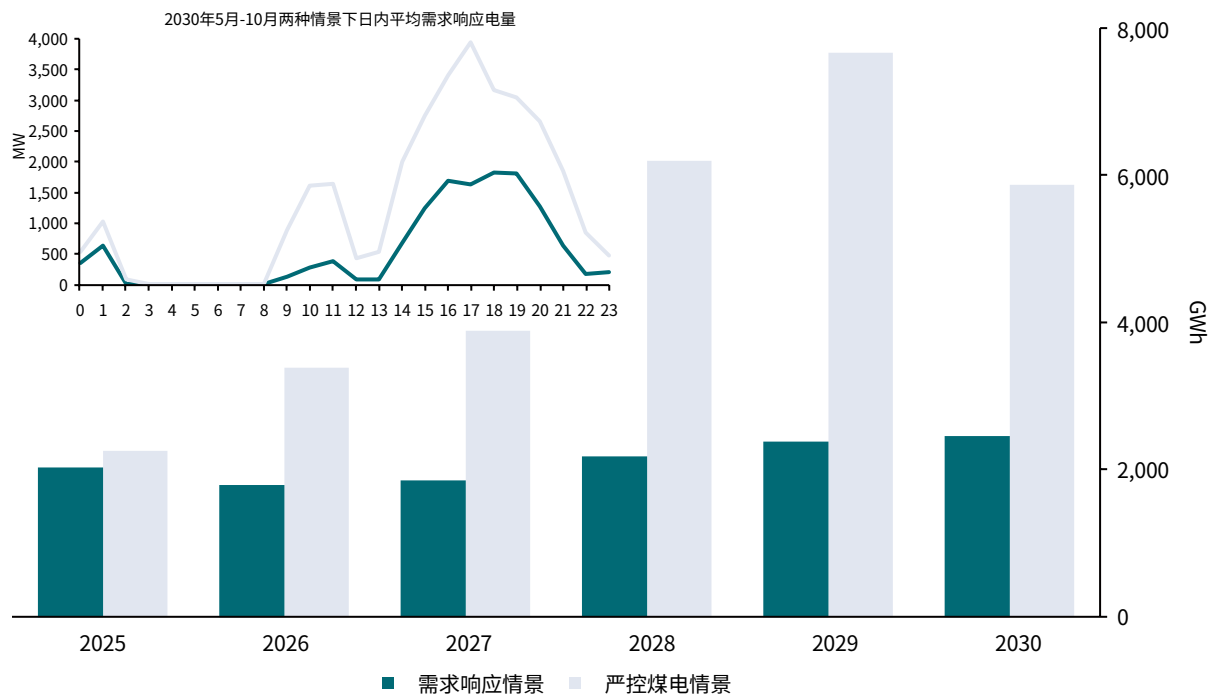
图表43 广东省严控煤电情景较需求响应情景省间外购电量年度变化（模拟结果）



来源：落基山研究所

严控煤电情景还大幅激发了需求响应能力，使得“十五五”期间各年需求响应电量翻倍。仿真模拟结果显示，2030年严控煤电情景下需求响应电量为5.9TWh，而需求响应情景下仅为2.5TWh。以2030年需求响应主要发挥作用的5月-10月为例，严控煤电情景下需求响应能力的增加主要发生在负荷较高的早高峰和晚高峰时段，其中在全天需求响应电量最高的晚高峰时段增量更大（图表44）。

图表44 广东省严控煤电情景和需求响应情景下需求响应电量对比(模拟结果)



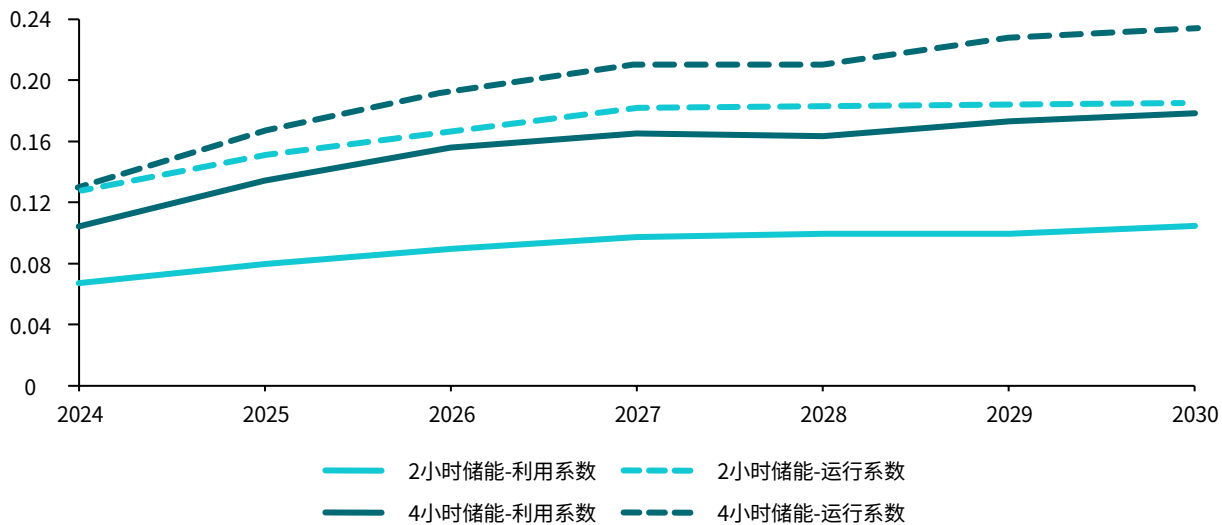
来源：落基山研究所

(5) 4小时电化学储能与广东省电力系统灵活性需求适配性较高，抽水蓄能则能有力支持更长时间尺度的灵活性需求

本报告在对储侧的仿真模拟中设置了抽水蓄能和电化学储能，其中电化学储能设置了2小时电化学储能和4小时电化学储能，4小时电化学储能在2024年纳入系统，并且在整体电化学储能中的占比不断增加。在既有政策情景下对比2小时储能和4小时储能利用情况（图表45），2024-2030年间随着灵活性需求的增加，电化学储能的利用系数和运行系数^{vii}均不断增加，这表明电化学储能的充放电电量和充放电时长均不断增加。其中，4小时储能的利用系数和运行系数始终高于2小时储能，且差异逐年增加。广东省1小时灵活性需求特征表明其通常在4小时或以上的时段需要持续的向上调节能力或向下调节能力，因而4小时储能与广东省电力系统灵活性需求之间适配性更好。

^{vii} 电化学储能利用系数是指统计期间实际传输电量（包括充电量和放电量）折合成额定功率时的运行小时数与统计期间小时数的比值，电化学储能运行系数是指统计期间运行小时数与统计期间小时数的比值。定义来源：中国电力企业联合会。

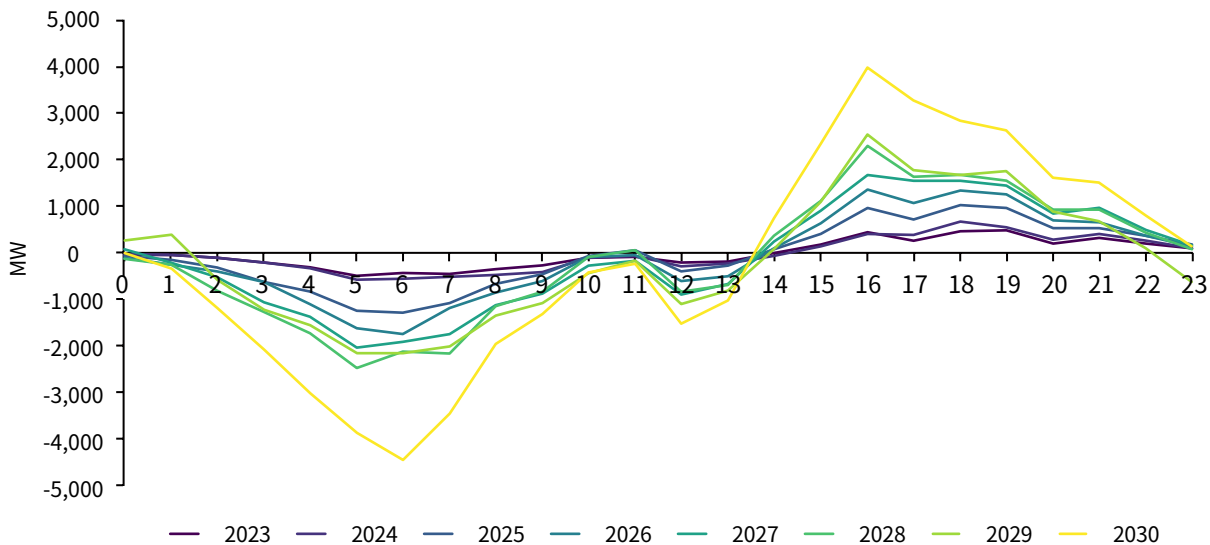
图表45 广东省既有政策情景下2024-2030年储能利用系数和运行系数(模拟结果)



来源：落基山研究所

抽水蓄能作为目前长时储能技术中较成熟的技术，其在仿真模拟运行中也体现了长时储能的特性。以2023-2030年既有政策情景模拟的各小时平均抽水蓄能充放电情况为例（图表46），抽水蓄能主要在日内2时-10时和12时-13时表现为抽水充电状态，在14时-22时表现为放电状态。抽水蓄能能长时提供单一方向（向上或向下）的调节能力，在支撑1小时灵活性调节的同时能够满足更长时间尺度的灵活性调节需求。

图表46 广东省既有政策情景下抽水蓄能2023-2030年平均每小时充放电情况(模拟结果)



来源：落基山研究所

需要注意的是，本报告针对广东省采用的系统仿真模型未考虑省内电网的拓扑结构，因此实际运行中若出现输电通道阻塞，将可能降低系统灵活性充裕度，从而带来灵活性短缺风险。此外，本报告并未考虑实际运行中可能存在的突发事件以及其带来的灵活性需求的增加。为应对突发事件，电力系统需保障一定裕度来维持电力稳定可靠供应，而这一不确定性并未涵盖在本报告的研究范围内。

3.3 小结

青海省和广东省分别作为新能源大省和负荷大省，负荷曲线和电力结构都存在差异，在电力系统灵活性问题上也面临不同的挑战。两个省的既有政策情景仿真模拟结果显示，青海省主要面临向下爬坡缺额带来的新能源消纳问题，而广东省则在尖峰时段面临向上爬坡能力不足带来的供应安全风险。低零碳灵活性资源的开发与利用将有助于改善系统爬坡缺额，提升电力系统灵活性，推动这两个省高质量建成新型电力系统。本报告仿真模拟情景分析结果显示，源侧、荷侧、储侧灵活性资源显著改善了系统灵活性不足的问题。其中：

- 在情景分析中，本报告对青海省设置了光热发电机组替代气电机组的情景，对广东省设置了严控煤电装机的情景。针对青海省探讨了使用光热发电这种低零碳灵活性技术对电力系统灵活性的影响，仿真模拟结果显示，光热发电机组的增加提高了系统调节能力，从而减少弃风弃光量。针对广东省探讨了减少煤电这种高碳灵活性技术对电力系统的影响，仿真模拟结果显示，在未采用其他机组替代减少的煤电机组装机容量的情况下，系统灵活性能力也并没有降低，并且提高了其他低零碳灵活性资源的利用率，例如需求响应和省间外购清洁能源，来实现对煤电装机减少带来的灵活性供应能力的替代，使得低零碳灵活性资源的调节能力得到更加充分的发挥。
- 储侧灵活性资源同时拥有向上调节和向下调节能力，因而储能装机容量的增加，尤其是一批抽水蓄能电站在“十五五”末期的建成投产，分别改善了青海省的向下爬坡缺额和广东省的向上爬坡缺额，提高了两个省电力系统的灵活性调节能力。
- 荷侧灵活性资源包括负荷转移和负荷削减两类，青海省可以通过负荷转移减少新能源大发时的向下调节需求，而广东省可以通过负荷削减减少尖峰时刻的向上调节需求，从而改善了系统爬坡缺额情况。

四、政策建议

1.科学评估电力系统灵活性供需

- 建议国家能源主管部门组织相关单位深入研究电力系统灵活性评价体系，差异化评估不同时间尺度系统上下灵活性。在传统可靠性相关指标和可再生能源利用率指标的基础上，增设灵活性缺额时间、预期爬坡不足等灵活性针对性指标。
- 建议国家能源主管部门在保证全国整体新能源利用率目标的基础上，考虑各省资源禀赋和发展实际，兼顾新能源消纳边际成本，差异化设置各省利用率目标。明确各类型弃电的统计方式，对于配建设施、通过临时方案接入、调试期等因素引起的弃电，考虑不纳入弃电统计。
- 建议各级能源主管部门，充分考虑电源结构、新能源占比、送出受入特性、负荷特性、网络断面等关键因素，周期性评估双碳目标下本系统当前及未来的灵活性供需，考察源网荷储各要素各技术类型对灵活性的边际提升效应。

2.高度重视低碳灵活性相关技术的研发示范

- 建议各级能源与科技主管部门加大投入开展源网荷储各方面的低碳灵活性技术的研发工作。在近期，继续大力支持对低碳高效火电灵活性改造技术、光热发电技术、灵活输配电技术、需求侧响应技术、电化学储能、压缩空气储能、熔盐储能的研发与示范工作。在远期，推动灵活生物质发电技术、构网型新能源发电技术、车网互动技术、算力-电力协同调度技术、结合工业流程的负荷灵活性技术的科技攻关。
- 建议各级环境、能源与科技主管部门继续大力支持电力系统发输变配储用全环节的碳计量、碳流计算工作。推进用电侧与储能的碳计量方法学研究及相关标准的制定工作，提高电网边际/平均碳排放因子的时空颗粒度，鼓励电力系统灵活性技术对边际碳排放因子的积极响应。

3.统筹规划部署低碳灵活性技术

- 建议各级能源主管部门牵头，加强政府间及各建设主体间的沟通协作，统筹进行源网荷储协同优化。兼顾安全、成本、环境影响，在电力系统规划过程中将系统灵活性与碳排放作为目标或约束纳入规划评价过程，设定稳妥的新能源规划并严格执行。
- 建议各级能源主管部门和建设主体重视电网对灵活性（调节能力）的平台作用。在强化网架结构过程中考虑对电力系统灵活性的提升作用。在灵活性电源规划过程中注意识别网络阻塞断面并统筹考虑网络阻塞对灵活性可交付性的影响，权衡区域间灵活互济与高度依赖电力互联带来的系统脆弱性。
- 建议大力开展低碳灵活性技术资源禀赋勘探，包括但不限于光热、生物质、地热等，因地制宜规划部署低碳灵活性技术。适当超前部署长时储能、掺氢燃机等低碳灵活性技术，在市场机制不完备的情况下，根据灵活性、碳减排等效益设计容量补偿机制。
- 建议加强新能源、负荷预测的科技攻关工作，缩小预测误差，从根本上降低灵活性需求。加强气象数据在预测过程中的运用，开展计及场站间相关性的短期、超短期新能源出力及概率分布预测技术的研发，加强运行备用、调频备用及其他辅助服务的采购量与新能源、负荷不确定性的联动机制。

4.充分释放低碳灵活性技术效益

- 建议电力交易中心和电网调度部门加强新型主体参与市场的机制设计。加强对包括光热、柔性负荷、新型储能等新型低碳灵活性技术在调度系统中的成本结构刻画与建模，设计并完善相关技术的市场参与方式。
- 建议加强政府间交流合作、减少新能源惜售，提高新能源省间流动性。将可再生能源消纳权重的履约责任落实到电力用户，以激励相容原理减少政府干预新能源在省间市场外送的动机。
- 建议进一步将政府间协议为主导的省间中长期交易物理合同转化为金融性质的政府授权差价合约合同，放开电网调度部门在省间联络线、跨省跨区线路上因合同物理执行产生的潮流限制，充分释放省间互济灵活性。
- 建议在现货市场正式运行及试运行地区，进一步推广旬交易、日滚动交易，并缩短调度和市场出清间隔，延长调度的前探时长。放松价格帽限制，增加价格波动幅度，适当加大峰谷价差，刺激储能、需求侧响应等主动提供灵活性。设计针对灵活性的市场化辅助服务产品，如爬坡辅助服务。

附录一 确定型灵活性指标计算公式

1. 灵活性需求确定型指标: 爬坡指标被广泛运用。在详述爬坡类指标之前, 必须先了解两个基本概念: 净负荷和爬坡。任意时刻的净负荷 NL_t 是指该时刻的负荷 $Load_t$ 减去不可控新能源的出力 VRE_t :

$$NL_t = Load_t - VRE_t$$

而任意时刻的爬坡是在一定时间尺度内, 净负荷的变化值, 即

$$R_{t,\tau} = NL_{t+\tau} - NL_t$$

其中, 上爬坡为

$$R_{t,\tau}^+ = \max(0, R_{t,\tau})$$

下爬坡为

$$R_{t,\tau}^- = -\min(0, R_{t,\tau})$$

2. 灵活性供应确定型指标: 决定各个机组调节能力有多个条件 (图表-附录1)。

图表-附录1 计算机组可调节能力所需数据^{viii}

名称	解释
运行状态	启动状态、出力状态 $P_{i,t}$ 和充放电状态 $\epsilon_{i,t}$
运行范围	最大出力 π_i^{max} 和最小出力 π_i^{min} 、最大充电状态 ϵ_i^{max} 和最小充电状态 ϵ_i^{min}
爬坡速率	上爬坡速率 ρ_i^+ 和下爬坡速率 ρ_i^-
响应时间	冷热启动时间和需求侧响应时间 θ_i
开关机时间	最小开机和最小关机时间
其他特殊运行约束	必开条件、联合循环机组运行方式约束等

^{viii} i为机组序号

例如，在计算机组 i 在 t 时刻， τ 时间尺度范围内的向上下调节能力时 $F_{i,t}^{\tau,+/-}$ ，参照图表-附录2：

图表-附录2 传统火电机组灵活性调节能力计算方式

开关机状态	能否启动	向上灵活性 $F_{i,t}^{\tau,+}$	向下灵活性 $F_{i,t}^{\tau,-}$
关机	不能及时启动或处于最短关机时间之内	0	0
关机	可以及时启动用时 θ_i	$\min((\tau - \theta_i)\rho_i^+, \pi_i^{max})$	0
开机	不可关机，例如当前处于最短开机时间内，或者是必开机组	$\min(\tau\rho_i^+, (\pi_i^{max} - P_{i,t}))$	$\min(\tau\rho_i^-, (P_{i,t} - \pi_i^{min}))$
开机	可关机	$\min(\tau\rho_i^+, (\pi_i^{max} - P_{i,t}))$	$\min(\tau\rho_i^-, P_{i,t})$

省间互济灵活性、储能灵活性和需求侧灵活性由于都可近似为系统内的虚拟机组，因此计算方式类似。此时，系统的上下灵活性为 $F_t^{\tau,+/-}$

$$F_t^{\tau,+} = \sum_{i \in I} F_{i,t}^{\tau,+}; F_t^{\tau,-} = \sum_{i \in I} F_{i,t}^{\tau,-}$$

针对特定资源类型的灵活性，计算方式同理，即加和所涵盖机组的向上和和向下灵活性。

3. 灵活性充裕度确定型指标：灵活性短缺时间 (Period of Flexibility Deficit, PFD) 是指给定时间尺度 τ ，计算所有时刻的灵活性需求是否被满足，并计算所有产生短缺的时刻数，计数结果即为灵活性短缺时间。

$$PFD^{\tau,-} = \sum_t \max(\text{sign}(R_{t,\tau}^- - F_{t,\tau}^-), 0); PFD^{\tau,+} = \sum_t \max(\text{sign}(R_{t,\tau}^+ - F_{t,\tau}^+), 0)$$

预期爬坡不足 (Expected Unserved Ramps, EUR) 是灵活性短缺时间的简单延伸，给定时间尺度 τ ，计算所有时刻的需求是否被满足，并加和所有产生的短缺，即为预期爬坡不足。假设系统灵活性爬坡的指标选做 $R_{t,\tau}^{+/-}$ ，那么预期爬坡不足则计算为

$$EUR^{\tau,-} = \sum_t \max(R_{t,\tau}^- - F_{t,\tau}^-, 0); EUR^{\tau,+} = \sum_t \max(R_{t,\tau}^+ - F_{t,\tau}^+, 0)$$

附录二 青海省电力模型关键输入、假设和结果

情景设计	既有政策情景	需求响应情景	源荷复合情景
需求侧			
全社会用电量及最高负荷	“十四五”和“十五五”期间负荷增长率7-9%；2025年用电量1,211亿千瓦时，最高负荷1,500万千瓦；2030年用电量1,636亿千瓦时，最高负荷2,030万千瓦；负荷曲线参考2020年国家发展改革委公布的青海电网典型曲线	初始设定与既有政策情景相同；但根据负荷类别设定不同的需求响应潜力，实际最高负荷为模型输出结果	
外送电量	2025年外送电量920亿千瓦时，2030年外送电量1,450亿千瓦时；青豫直流外送电量稳步增加到2024年实现满运（300亿千瓦时）并维持到2030年，第二条特高压直流2025年投产，外送电量在2026年实现满载（300亿千瓦时），外送曲线均参考2020年国家发展改革委公布的中东部省份典型负荷曲线、送端新能源出力日内和季节性波动情况、线路功率调整限制；假设位于海西地区的特高压直流假定在2025年投产，合计外送电量在2030年达到600亿千瓦时；其他外送电量由青海-甘肃省间交流通道实现外送，外送曲线参考2020年国家发展改革委公布的陕西电网典型曲线（2025年达到300亿千瓦时，后续不变）		
外购电量	假设省间交流通道最大外购电量为900万千瓦（根据省“十四五”能源规划扩容后预估）		
电网侧			
电网结构	本研究基于青海省《青海省“十四五”能源发展规划》中的750kV电网结构、青海省统计局公布的本地负荷和电源装机的地理分布，将青海分为3个区域节点，省内分区间通道容量的近似估计主要参考了750kV网架结构和现有断面限额情况；省间通道主要考虑了与甘肃省的联络线；特高压直流通道容量默认均为800万千瓦		
调度方式	以成本最优为目标的经济调度，不考虑优先发电等政策约束		
切负荷约束	切负荷成本（VoLL）设置为10,000 RMB/MWh		
发电侧			
煤电机组	根据Global Energy Monitor的项目清单现有装机输入参数精确到机组；根据目前项目公开信息，在“十四五”期间将新增3台66万千瓦机组，“十五五”期间新增4台66万千瓦机组		
燃气机组	2028-2030年稳步投运达到3GW装机量	无燃气机组投运	
光伏发电	总装机量2025年58.6GW，2030年83.4GW；每小时最大容量因子按照2022年无弃光利用小时数（海西1,708小时，其他地区1,446小时）和历史平均光资源数据分解到全年8,760小时		
光热发电	根据NREL现有装机输入参数精确到机组；根据现有规划和建设进度，预计装机量2025年达1.2GW，2030年达3.2GW；蓄热能力均为9小时	2028到2030年在既有政策情景的基础上稳步新增3GW装机量	
	每小时最大蓄热量参考双轴跟踪光伏辐射数据乘以太阳倍数（假设为1.5）		
陆上风电	总装机量2025年15.6GW，2030年36.8GW；每小时最大容量因子按照2015-2022年平均无弃风利用小时数（1,685小时）和历史平均风资源数据分解到全年8,760小时		
常规水电	根据《中国水力发电统计年鉴》现有装机输入参数精确到机组；新增装机根据政策规划和工程进度预计投产时间，到2030年总装机达到21.2GW；根据中国电力企业联合会公布的2017-2022年平均水电发电量和历史平均水资源数据设置每月最大容量因子		
抽水蓄能（含储能工厂）	抽蓄将在“十五五”期间大规模投入运行，“十五五”末期总装机量达到32.1GW		
电化学储能	总装机量2025年6.1GW，2030年16.8GW，储能时长为2小时		
仿真参数设定			
时间尺度	仿真范围为2023年到2030年，运行模拟以小时为单位		
求解方法	混合整数规划（MIP），求解器Gurobi，取解范围在0.05%区间内		

附录三 广东省电力模型关键输入、假设和结果

情景设计	既有政策情景	需求响应情景	严控煤电情景
需求侧			
全社会用电量及最高负荷	“十四五”和“十五五”期间全社会用电量增长率 4-6%；2025 年用电量 9,200 亿千瓦时，最高负荷 1.7 亿千瓦；2030 年用电量 11,410 亿千瓦时，最高负荷 2.27 亿千瓦；负荷曲线参考 2020 年国家发展改革委公布的广东电网典型曲线	初始设定与既有政策情景相同；加入负荷削减的需求响应能力，且每年设置的需求响应能力为当年最大负荷的 5%	
外送电量	考虑广东向香港和澳门的电量外送，2025 年外送电量 230 亿千瓦时，2030 年外送电量 263 亿千瓦时；由于向香港的外送电量主要来源于核电和抽水蓄能，其外送曲线考虑核电和抽水蓄能的装机容量；向澳门的外送曲线参考模拟的澳门本地负荷曲线		
外购电量	假设省间通道 2025 年最大外购电量为 4,740 万千瓦，2030 年最大外购电量为 5,240 万千瓦		
电网侧			
电网结构	将广东省电网简化为单一节点，未考虑省内电网的拓扑结构		
调度方式	以成本最优为目标的经济调度，不考虑优先发电等政策约束		
切负荷约束	切负荷成本 (VoLL) 设置为 10,000 RMB/MWh		
发电侧			
煤电机组	根据 Global Energy Monitor 的项目清单现有装机输入参数精确到机组；根据目前项目公开信息，预计装机量 2025 年达 87.3GW，2030 年达 97.9GW	在既有政策情景的基础上，假设 Global Energy Monitor 现有煤电项目清单中尚未开工建设的煤电项目不再建设，预计装机量 2025-2030 年将保持 85.3GW	
燃气机组	根据 Global Energy Monitor 的项目清单现有装机输入参数精确到机组；根据目前项目公开信息，预计装机量 2025 年达 55.6GW，2030 年达 81.2GW		
核电	根据 Global Energy Monitor 的项目清单现有装机输入参数精确到机组；根据现有规划和建设进度，预计装机量 2025 年达 18.5GW，2030 年达 23.4GW		
生物质发电	假设计装机量 2025 年达 5.7GW，2030 年达 8.0GW		
光伏发电	总装机量 2025 年 28.0GW，2030 年 50.2GW；每小时最大容量因子按照历史平均光资源数据分解到全年 8,760 小时		
陆上风电	总装机量 2025 年 7.3GW，2030 年 9.0GW；每小时最大容量因子按照历史平均风资源数据分解到全年 8,760 小时		
海上风电	总装机量 2025 年 18.0GW，2030 年 40.0GW；每小时最大容量因子按照历史平均风资源数据分解到全年 8,760 小时		
常规水电	根据《中国水力发电统计年鉴》现有装机输入参数精确到机组；预计 2023-2030 年间没有新增机组；根据中国电力企业联合会公布的 2017-2022 年平均水电发电量和历史平均水资源数据设置每月最大容量因子		
抽水蓄能	根据现有规划和建设进度，预计装机量 2025 年达 10.9GW，2030 年达 24.3GW		
电化学储能	设置 2 小时储能和 4 小时储能；2 小时储能装机量 2025 年为 2.9GW，2030 年为 4.0GW；4 小时储能装机量 2025 年为 0.2GW，2030 年为 1.7GW		
仿真参数设定			
时间尺度	仿真范围为 2023 到 2030 年，运行模拟以小时为单位		
求解方法	混合整数规划 (MIP)，求解器 Gurobi，取解范围在 0.05% 区间内		

参考文献

- 1 EPRI (2016), Electric Power System Flexibility: Challenges and Opportunities, EPRI, Palo Alto.
- 2 IEA (2018), Status of Power System Transformation 2018, IEA, Paris.
- 3 IRENA (2017), Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- 4 NERC (2010), Special Report: Accommodating High Levels of Variable Generation, NERC, Princeton.
- 5 Ela, E., Milligan, M., Bloom, A., Botterud, A., Townsend, A., and Levin, T. (2014). Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation. NREL, Golden.
- 6 Lannoye, E., Flynn, D., & O' Malley, M. (2012). Evaluation of power system flexibility. IEEE Transactions on Power Systems, 27(2), 922-931.
- 7 Dvorkin, Y., Kirschen, D. S., & Ortega - Vazquez, M. A. (2014). Assessing flexibility requirements in power systems. IET Generation, Transmission & Distribution, 8(11), 1820-1830.
- 8 Dragoon, K., Papaefthymiou, G., (2015). Power System Flexibility Strategic Roadmap - Preparing Power Systems to Supply Reliable Power from Variable Energy Resources (No. POWDE15750). Ecofys Germany GmbH, Berlin.
- 9 袁家海, 张健, 孟之绪, 刘鸿鑫, 杨炯君, 申融容 (2022). 电力系统灵活性提升: 技术路径、经济性与政策建议, 自然资源保护协会, 北京.
- 10 鲁宗相, 乔颖, 李海波, 闵勇, 胡伟 (2022). 高比例可再生能源电力系统灵活性: 概念、理论与应用, 中国电力出版社.
- 11 谢小荣, 贺静波, 毛航银等. “双高” 电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(02): 461-475. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.201405.
- 12 Yasuda, Yoh, Enrico Maria Carlini, Ana Estanqueiro, Peter Børre Eriksen, Damian Flynn, Lars Finn Herre, Bri-Mathias Hodge et al. “Flexibility chart 2.0: An accessible visual tool to evaluate flexibility resources in power systems.” Renewable and Sustainable Energy Reviews 174 (2023): 113116.
- 13 国家发改委 (2016), 电力发展“十三五”规划.
- 14 电力规划设计总院 (2023), 中国电力发展报告2023.
- 15 中国电力企业联合会, 煤电机组灵活性运行与延寿运行研究, <https://www.cec.org.cn/upload/1/pdf/1609833032589.pdf>.
- 16 自然资源保护协会 (2022), 电力系统灵活性提升: 技术路径、经济性与政策建议.
- 17 电力规划设计总院, 火电工程限额设计参考造价指标 (2022年水平).
- 18 水电水利规划设计总院, 中国可再生能源报告2022.
- 19 国家太阳能光热产业技术创新战略联盟, 中国可再生能源学会太阳能热发电专业委员会, 中国太阳能热发电行业蓝皮书2023.
- 20 水电水利规划设计总院, 中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会, 抽水蓄能产业发展报告2022.
- 21 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会, 2024中国压缩空气储能产业发展白皮书.
- 22 国家能源局新闻发布会. https://www.nea.gov.cn/2024-01/25/c_1310761952.htm.
- 23 刘荣峰, 张敏, 储毅, 曲月龙, 郭同书 (2024). 新型储能技术路线分析及展望. <https://www.escn.com.cn/20240129/18ea85be891d4a7dbd554a9c3b540624/c.html>
- 24 中国电力科学研究院, 中国区域内虚拟电厂发展现状.
- 25 Michael Blonsky, Prateek Munankarmi, and Sivasathya Balamurugan(2021), Incorporating Residential Smart Electric Vehicle Charging in Home Energy Management Systems, National Renewable Energy Laboratory, <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78540.pdf>.
- 26 李泽民 (2023). 都说V2G很香, 为啥用不起来?

- 27 殷中枢, 黄帅斌, 和霖 (2022). 电力设备行业特高压专题报告: 新能源大基地加速特高压建设.
- 28 青海电力市场管理委员会工作简报第二十一期, <https://pms.qh.sgcc.com.cn/px-settlement-infpubmeex/fileService/preview?fileId=nf1b8ea2dbdfb494eb805a5cb5aa77572#toolbar=0>.
- 29 全国新能源消纳监测预警中心, 2023年全国新能源并网消纳情况.
- 30 青海省统计局, 青海省2022年国民经济和社会发展统计公报.
- 31 广东省统计局, 广东省2023年国民经济和社会发展统计公报.
- 32 广东电力交易中心, 2023年广东电力市场年度报告.

张沥月, 许庆宇, 刘雨菁等. 高质量建成新型电力系统, 加速发展低零碳灵活性资源, 落基山研究所, 2024,
https://rmi.org.cn/insights/clean_power_system_flexibility_resources

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/>



除特别说明, 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

© 2024年6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。