西北地区电力系统低碳转型探索
—— 打造零碳电力系统的青海样本

2022.11

关于落基山研究所（RMI）

落基山研究所(RMI)，是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库。我们与政府部门、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。落基山研究所致力于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、加州奥克兰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，刘雨菁，刘子屹，周勤

北京清大科越股份有限公司：陈燮明

其他作者

落基山研究所：李婷，姚远

北京清大科越股份有限公司：程翠，倪晖

作者姓名按姓氏首字母顺序排列。

联系方式

刘雨菁，**yujingliu@rmi.org**；刘子屹，**zliu@rmi.org**

版权与引用

刘雨菁，刘子屹，周勤等. 西北地区电力系统低碳转型探索——打造零碳电力系统的青海样本，落基山研究所，2022

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。

李洛，中国电建集团青海省电力设计院有限公司
李剑，国家电网青海省电力公司
李明全，北京航空航天大学经济管理学院
李宁君，中国水电工程顾问集团有限公司
金建祥，浙江可胜技术股份有限公司
章颢缤，浙江可胜技术股份有限公司

特别感谢 ClimateWorks 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 6

一、青海省建设零碳电力系统的雄心与优势 8

1.1 青海电力系统转型目标 8

1.2 青海电力系统转型的供给侧优势 11

1.3 青海连续绿电试点的经验及潜力 11

二、建成零碳电力系统的挑战 14

2.1 实现大规模可再生电力的生产消纳和外送 14

2.2 满足高比例可再生电力系统的灵活性需求 14

2.2.1 时间维度灵活性不足 14

2.2.2 空间维度灵活性不足 16

2.3 高比例可再生电力系统的运行挑战 17

三、建成零碳电力系统的技术路径 18

3.1 技术趋势与情景设计 18

3.1.1 新型零碳调节技术的现状与展望 19

3.1.2 模型情景设计 23

3.2 仿真结果分析与对比 25

3.2.1 基准政策情景下的潜在挑战 25

3.2.2 不同储能配比情景 26

3.2.3 光热规模化开发情景 28

3.2.4 氢能替代零碳情景 30

3.2.5 外购电碳强度的敏感性分析 33

3.3 总结与建议 34

3.3.1 波动性和调节型新能源需均衡发展 34

3.3.2 建设多元储能体系是保障系统灵活性的关键 35

3.3.3 寻求外送曲线的主动权和调整灵活性 38

3.3.4 积极引导煤电角色转变降低资产搁浅风险 39

四、支撑零碳电力系统的电力市场建设 40

4.1 建设电力市场的必要性 40

4.2 完善中长期交易市场 42

4.2.1 新增交易品种及交易周期 42

4.2.2 完善中长期市场交易机制 42

4.3 加速建设省内现货市场 43

4.3.1 现货市场模式设计 43

4.3.2 现货市场主体 44

4.3.3 现货市场网络模式 44

4.3.4 现货市场价格机制 45

4.4 多元化发展省内辅助服务市场 45

4.4.1 调整及丰富省内辅助服务市场机制 45

4.4.2 辅助服务市场设计主要原则 48

4.5 探索容量补偿机制及容量市场 49

4.6 积极参与省间现货市场 51

4.7 零碳电力系统市场机制的实施路径 54

4.7.1 “十四五”时期：全面建设适应高比例清洁电力的市场机制 56

4.7.2 “十五五”时期：进一步完善青海电力市场体系 56

五、结语 58

参考文献 60

导言

随着2021年《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030年前碳达峰行动方案》的出台，“双碳”工作完成了政策层面的顶层设计，各地区、各行业陆续出台具体的实施意见和实施方案，推动了碳达峰和碳中和工作进程从理念探索转向具体行动。

在地区层面，西北地区幅员辽阔，风、光等可再生能源资源丰富，是国家风电与光伏基地开发的重点地区。“十四五”期间重点发展的七个新能源基地中，新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯共四个新能源基地地处西北地区，凸显了西北地区在“双碳”进程中的区位优势和重要性。

在行业层面，电力行业在“双碳”进程，尤其是碳中和进程中扮演着至关重要的作用。在电力、工业、交通、建筑等重点碳排放行业中，电力行业向近零碳、零碳方向转型的路径相对清晰，技术成熟度也相对较高。同时，低碳电力的大规模发展也为其他终端用能部门通过电气化迈向碳中和提供了可行的路径支撑。

落基山研究所在近期的研究中，已经针对西北地区和电力行业的低碳转型进行了诸多探讨。《电力增长零碳化（2020-2030）：中国实现碳中和的必经之路》和《电力市场与电价改革：通向零碳电力增长和新型电力系统的必由之路》两份报告在全国层面探讨了零碳电力增长在技术与机制方面面临的挑战和应对措施。《西北地区碳中和：路径与系统性转型探索》和《西北地区电力系统低碳转型探索——以陕西省2021-2030年转型路径为例》两份报告分别就西北地区的中远期能源转型路径和重点省份的近中期电力转型路径进行了分析阐释和仿真模拟。

在《西北地区电力系统低碳转型探索——以陕西省2021-2030年转型路径为例》报告中，我们聚焦于西北区域煤炭资源禀赋高、煤电装机比例最大的陕西省，基于现状与预测，依靠仿真分析等量化手段，借鉴国内外电力行业发展的经验，阐释了2020年代陕西省电力系统转型情景，探讨了政策与市场双轨支撑的关键方面，同时为煤电依存度较高省份和地区的“先立后破”转型路径提供思路和方案。

与之相对，本报告将重点关注西北地区乃至全国范围内清洁能源发展水平最高的省份——青海省，探索高比例可再生能源电力系统向零碳电力系统转型中的挑战与解决方案。

青海是全国清洁电力发展的领跑者。青海2021年清洁电力发电电源占比已达90.8%，电量占比已达到85.5%，在各省、自治区中位列第一，也处于全球领先水平。自2017年起，青海在每年的丰水期都开展了全清洁能源供电示范，供电时间不断延长，从最初的“绿电7日”，逐渐发展至2022年的连续35日清洁供电。

青海建设零碳电力系统具有得天独厚的优势。依托优异的清洁电力资源，青海省在开发风力发电、太阳能发电电源方面有着巨大潜力，水电在中短期内进一步开发的潜力也相当可观。青海省在过去几年的全清洁能源连续供电示范，也帮助西北电网和青海省网积累了在超高比例可再生能源条件下调度运行的宝贵经验。

得益于此，青海省人民政府会同国家能源局提出将青海打造成为国家清洁能源产业高地，并在全国范围内率先提出了“打造零碳电力系统”“实现煤电电量清零”等目标，成为了碳中和目标下电力系统零碳转型的先行者。青海的零碳电力转型实践不仅有利于本地区低碳发展，更会通过大规模清洁电力外送，帮助中东部省份实现电力消费低碳化。

行百里者半九十，虽然青海省清洁电力装机与发电量占比均已达到九成左右，但在实现完全脱碳的道路上仍需应对诸多更具挑战性的难题。事实上，无论从经济角度还是技术角度，未来十年打造零碳电力系统的过程都将

比既往高比例可再生能源发展过程更具复杂性和挑战性，这也凸显了青海打造零碳电力系统样本对全国乃至全球的意义。

为了更好地助力青海电力系统向近零碳和零碳方向转型，本报告立足于青海电力系统发展现状，以既有的政策目标为导向，系统性地识别了可再生能源电力生产消纳、电力供需的时空间灵活性和高比例可再生电力系统安全稳定运行的三个层面的挑战。本报告借助定量化系统建模与场景仿真和结构化的定性分析方法，综合技术、市场、政策和社会经济视角，重点从电源发展和电力市场发展两个维度，面向上述挑战提出针对性的解决方案。

在电源和储能发展方面，本研究结合青海实际，充分考虑青海可再生能源的资源优势，依托年度8760小时仿真运行模拟，对光热发电、氢电耦合和大规模储能等具有地方发展潜力的解决方案进行了前瞻性分析。在电力市场方面，本报告以2025年和2030年作为标志性时间节点，勾勒了电力市场建设和完善两个阶段的着力点和关键内容，并重点阐释了辅助服务和容量价格机制的多元化发展在高比例可再生能源电力系统中的应用方式与意义。

综合定量与定性的分析与讨论，我们认为从现在到2030年，以下四个方面有的放矢的举措，将帮助青海更经济、更可靠地构建零碳电力系统。

- **充分发挥自身优势，均衡发展波动型与调节型新能源：**在既有风电、光伏波动性电源发展的基础上，结合自身气候和土地优势，推进包括光热在内的调节型新能源电源建设，依托地方补贴、优惠或试点激励等措施，引导调节型新能源电源的投资，促进其规模化应用，提升系统灵活性。
- **建立多元化储能体系，兼顾不同时间尺度的差异化灵活性需求：**适度提高电化学储能规模，提升风电、光伏日内调节能力，降低弃风弃光水平，平滑日内电力生产曲线；引导发展氢能技术，依托氢作为分子燃料的储运优势，借助绿氢制备技术和氢燃机技术，支持长时间、跨季度的灵活性需求。
- **推动省内电力价格机制改革，建设与零碳电力系统需求相匹配的电力市场：**构建“中长期交易+现货+辅助服务+容量”的市场体系，基于新能源电源的投资与运营特性，重点推进多年中长期交易合约、辅助服务（调频、备用、转动惯量、灵活爬坡）交易和技术中性的容量交易机制以支持新能源发展、系统灵活性和系统充裕性。
- **优化省间电力交换机制，充分激发零碳电力跨省流动活力：**汇集政策、技术、市场的合力，寻求灵活主动的外送协议、推进零碳电力输电通道建设、参与和优化省间电力市场，全方位提升青海与外部电力交换的弹性，助力零碳电力在更大地理尺度的优化利用。

本报告希望以青海电力系统发展为样本，探索近零碳和零碳能源条件下支持电力系统安全、经济运行的解决方案，为实现全国电力系统低碳发展、支撑国家和省区新型电力系统建设提供有益的经验，助力国家“双碳”目标的实现，同时也为全球电力系统转型提供可借鉴的“中国方案”。

1.青海省建设零碳电力系统的雄心与优势

2020年9月，中国国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上提出“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”，在2021年3月的中央财经委员会第九次会议提出“实施可再生能源替代行动，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统”，对能源及电力行业的发展提出了更深入且具体的要求。

在国家中长期目标的定位之下，各省（自治区/直辖市）的计划与行动是切实推动碳达峰、碳中和目标落实的重要保障。一方面，省级电网是中国电力系统运行的核心单元，是电力系统规划、系统供需平衡、频率控制和电力市场建设的最主要模块。另一方面，各地区或省份拥有不同的经济结构、增长动力、资源禀赋等条件，在电力系统低碳转型的共同目标下面临着差异显著的挑战与机遇。

青海省作为我国清洁电力发电占比最高的省份之一，率先提出了打造国家清洁能源产业高地的雄心，特别明确了要在2030年前 “基本建成零碳电力系统”、“煤电电量清零”等目标。若该目标达成，青海电网将是国内率先实现煤电电量清零的省级电网之一，这不仅为青海省自身的能源系统转型打下坚实基础，也将通过跨省区的外送通道为我国中东部地区省份提供更强有力的清洁能源支撑。

青海省建设零碳电力系统具有得天独厚的资源禀赋，也已经积累了初步的系统和市场运行经验。从电力供给侧看（详见1.2部分），依靠优异的清洁电力资源，目前青海省清洁电力的装机和电量比例已经遥遥领先于全国平均水平。展望未来，青海进一步开发以光伏及风电为代表的可再生电源的潜力仍然巨大，水电中短期内进一步开发的潜力也比较可观。从系统运行上看（详见1.3部分），自2017年以来，青海省已经逐步积累了全清洁能源连续供应的电力系统运行经验，成功地不断延长供应时长和扩大供应范围。

1.1 青海电力系统转型目标

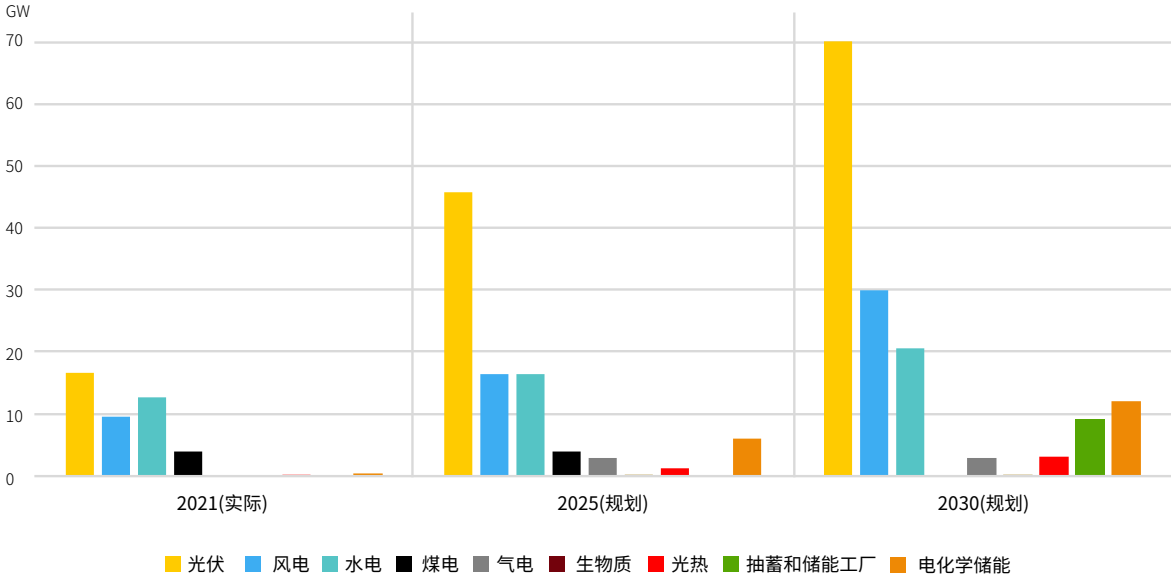
2021年7月，青海省人民政府与国家能源局联合发布了《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021-2030年）》（以下简称“2030行动方案”），之后在2022年2月青海省人民政府印发了《青海省“十四五”能源发展规划》，两份文件都旨在充分挖掘和发挥青海省清洁能源优势，服务全国碳达峰、碳中和的目标。“2030行动方案”和青海省“十四五”能源发展规划都对青海省2025及2030年能源供给和能源消费双侧的发展目标做了细致规划，并分别从电力供给侧、电力系统层面、用电侧、储能系统等方面提出了行动计划和实施方案（图表1）。

- 能源供给侧目标：目前，青海省清洁能源总装机量3,929万千瓦（含储能），占青海电源总装机量的91%，在全国属于领先水平。清洁能源发电装机总量要在10年内增长约3.4倍，其中光伏装机增速最为显著（图表2）。抽水蓄能、储能工厂、电化学储能等储能装机总量在10年内增长58倍。清洁能源发电量（含天然气发电）占比要从2020年的89%上升到2030年的100%。

图表 1　　青海“2030行动方案”和“十四五”能源发展规划总结

行动方向	行动方向	具体方案
推动清洁能源开发	推动清洁能源开发	• 在海南州、海北州、海西州打造新能源园区，实施源网荷储一体化、多能互补项目
	打造黄河上游水电基地	• 加快推进黄河上游已建水电站扩机改造，提高灵活电源调节比例和供电保障能力 • 充分发挥水电调压调相功能，提高新能源消纳及电网安全稳定运行水平
	进一步推进光热电站	• 创新技术发展模式，示范推进光热与光伏一体化友好型融合电站 • 到2030年，青海光热电站装机规模达到300万千瓦以上
构建新型电力系统	加强省内骨干电网	• 加强750千伏骨干电网建设，优化调整330千伏电网结构
	建成西北区域电力调蓄中心	• “十四五”期间，建成郭隆至武胜第三回750千伏线路 • 推进羚羊至若羌双回750千伏线路，实现青海与新疆电网互联
	加速推进电力外送通道	• 建成投产青海至河南±800千伏特高压直流工程二期配套清洁电源 • 推进海南州第二条特高压外送通道建设规划方案 • 积极开展第三条特高压直流输电工程研究论证工作
加速清洁能源替代	推进电能替代工程	• 在终端能源消费中加大电能替代力度，积极拓宽清洁电力应用领域
	建设清洁取暖工程	• 完善峰平谷电价，争取国家北方地区清洁供暖政策支持 • 构建以可再生能源供暖、地热供暖、电供暖为主导的清洁供暖体系，大力实施去煤供暖
	建设绿色交通工程	• 建立换电充电相结合的基础设施体系 • 推动设区市公务用车、公交车、出租车、市政用车新增车辆电动化 • 引导鼓励长途客车、货车、矿山用车、家庭用车电动化替代
打造储能多元化示范	建设黄河上游梯级电站大型储能项目	• 充分挖掘水电调节潜力，实现水电二次开发利用 • 推动常规水电、可逆式机组、储能泵站协同开发模式 • 推动玛尔挡、茨哈峡等水电站可逆式机组梯级电站储能项目建设运行
	推进抽水蓄能电站	• 完成新一轮抽水蓄能中长期规划，推动抽水蓄能电站建设 • “十四五”期间，开工建设贵南哇让抽水蓄能电站，推动格尔木南山口抽水蓄能电站、玛尔挡抽水蓄能电站前期工作
	发展新型电储能	• 围绕海南州、海西州千万千瓦级清洁能源基地建设，发挥电化学储能在电力系统中多功能优势，完善电力市场和补偿机制 • 在电源侧、电网侧同时布局储能电站，提升电力系统灵活性 • 积极推进绿氢终端应用。发挥青海光伏发电成本低的优势，推动光伏发电制氢产业化发展，打造规模化绿氢生产基地。
推动相关产业升级	壮大清洁能源产业体系	• 依托前沿技术应用，形成绿色技术和标准体系 • 加强技术攻关，推动清洁能源技术及设备提质增效
	打造低碳循环产业体系	• 加强产业园区规划布局，完善产业集群，提升产业附加值 • 参与全国碳市场交易，开展低碳零碳工业产品，打造绿色零碳产业园

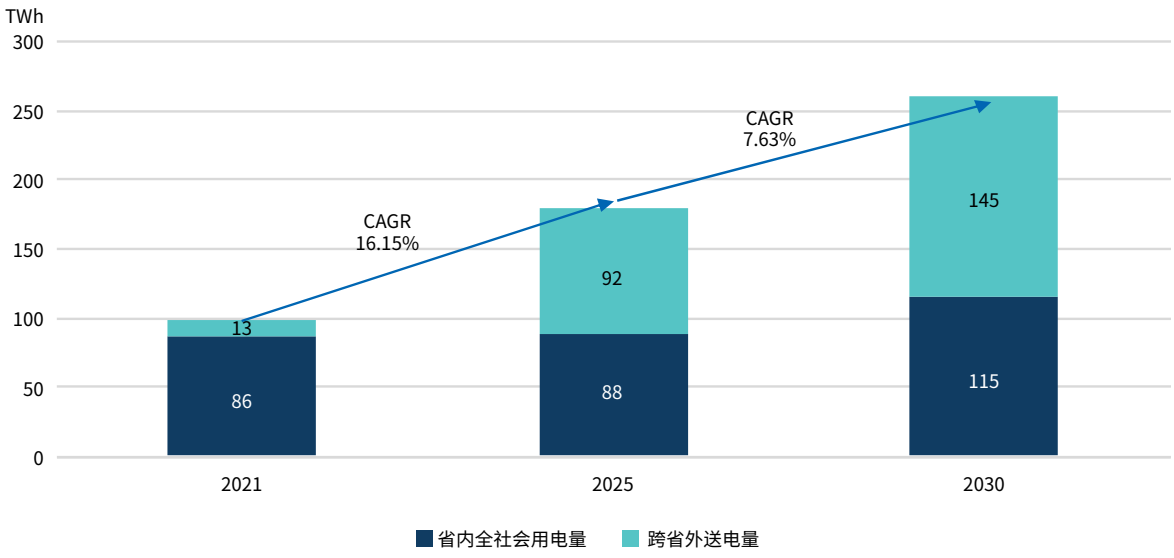
图表 2　青海2021现状以及2025/2030电源装机目标



数据来源：青海省人民政府[1]

- 能源消费侧目标：青海省2021年发电量为989亿千瓦时，其中省内用电量约占总发电量的87%，外送电量约占总发电量的13%。“2030行动方案”预测，2030年青海全省发电量较2021年将增长160%至2,460亿千瓦时（图表3），其中本省需求增长34%至1,150亿千瓦时。在产业转移驱动下，本省用电需求可能进一步增加。2021年，青豫直流实际输送电量为152亿千瓦时，仅为设计值400亿千瓦时的38%，未来青海外送需求在现有通道及新建外送通道利用率提高的推动下将增长10倍。另外，全省一次能源消费总量增长30%，达到5,600万吨标煤，当中清洁能源消费比重也将从大约60%的水平上升至80%。

图表 3　青海2021发电量现状以及2025、2030发电量目标



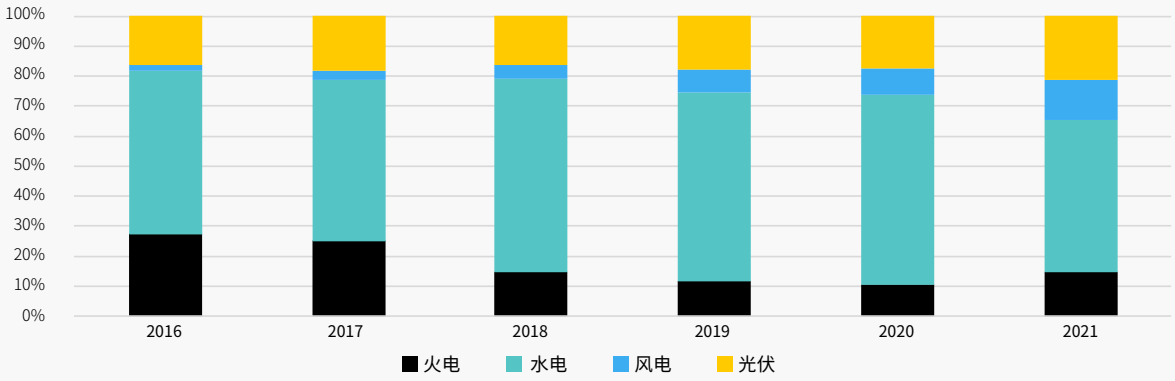
数据来源：青海省人民政府[1]

1.2 青海电力系统转型的供给侧优势

青海省位于青藏高原东北部，地处三江源地区、水资源丰富，平均海拔在3,500米以上、太阳能资源可观，同时是我国重要的生态安全屏障，也是全球气候的重要调节器和敏感区。截至2021年底，青海省境内黄河上游已经建成12座梯级水电站，总装机约11.1GW，占全省水电总装机约82%。无弃电情况下，光伏年利用小时数1,600小时左右，其中海西地区甚至可以达到1,700小时左右，在全国属于一流水平，风电年利用小时数也在1,650小时左右，在国内属于第IV类资源区。在这样的资源禀赋之下，截至2021年青海清洁电源装机占比达到90.8%，发电量占比达86.1%，其中新能源装机占比达到61.5%，均居全国省域电网首位[2]。

根据青海省“十四五”能源发展规划，全省新能源开发可利用荒漠土地面积约10万平方公里，光伏技术可开发容量为3,500GW、目前已开发量约占0.5%、2030规划开发量占2%，风电技术可开发容量75GW以上、目前已开发量约占12%、2030规划开发量占40%，尚有大量可开发空间。此外，即使是开发已经相对成熟的黄河流域水电资源，在2020年到2030年期间仍然会迎来26%的装机增长，该期间也将有更多抽水蓄能和储能工厂项目建成投运。

图表 4　**青海2016-2021年发电量占比**



数据来源：青海省工业和信息化厅[2]

1.3 青海连续绿电试点的经验及潜力

在2017年到2022年的六年时间里，青海在每年的丰水期（6-7月）都开展了全清洁能源供电示范（以下简称“绿电示范”）。虽然青海清洁电力装机比重高，但要在兼顾安全、可靠、成本可控的条件下，实现长时间连续性全清洁电力，仍然需要额外的技术和市场手段来支撑，这些手段也为青海进一步延长全清洁电力供应时段提供了宝贵的经验。

图表 5　**青海2017-2022年间绿电示范**

时间	2017	2018	2019	2020	2021	2022
持续天数	7	9	15	31	31	35
区域范围	全省	全省	全省	三江源地区	全省	全省

数据来源：青海省人民政府[1]

- 在电源端，提高水电的充裕性和灵活性是最重要的措施。青海省的水电站普遍调节性能优良、具有日以上的调节能力，其中龙羊峡水电站还具备年调节能力。从2015年左右开始，黄河上游青海境内的水电站已经开始日内配合全省新能源发电补偿运行，主要体现为日内光伏电站发电出力较大的10:00-17:00期间，水电站出力明显降低，而在光伏出力较弱以及夜晚时段，水电站出力再度提升。与此同时，在新能源高发时段持续下压火电出力、提高间歇性可再生电源超短期功率预测等手段，对新能源消纳亦有显著帮助。展望未来，我们认为青海省内电源端的灵活性的发展有以下几个趋势：

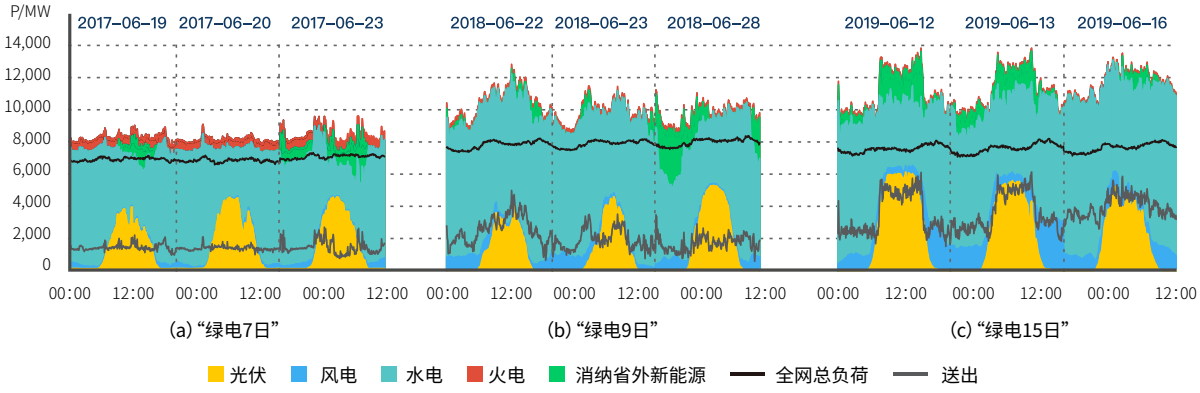
  - 水电仍然会是电源端最重要的灵活性来源。青海省内水电站等开发和运行除了要尽量配合新能源发展规划和出力特性以外，还需要综合考虑灌溉、供水、防洪、防凌等需求。青海省除了可以进一步开发新建常规水电、抽水蓄能以外，还可以对现有水电站进行多种形式的扩建，比如扩建常规水电机组、增建可逆机组或抽水泵等方式来建设“储能工厂”，从而综合提高省内水电站调节能力。

  - 火电灵活性发展以及作用都相对受限。一方面，现有火电机组总规模较小（占2021年底省内总装机9%、可调节电源25%），即使充分进行灵活性改造，在2030逐步退出或转备用之前，能发挥的作用也有限[i]。另一方面，青海正在考虑新建一批气电机组，主要支撑省内系统调峰需求，但天然气本身仍具有碳排放，而且我国天然气资源相对紧张，这批气电机组能在多大程度上发挥作用也将受到气源供给的限制（详见第三章讨论）。

  - 光热将是增长最快的可调节可再生电源。储热型光热发电机组具备良好的调节性能，可以迅速响应电网的调节需求，快速调节机组出力，具备参与调峰、一次调频、二次调频的能力。值得一提的是，与燃煤发电相比，储热型光热电机组具有负荷调节范围更大（稳态最低出力更低）、负荷调节速率更快、热态或冷态启动时间更短等优势（详见3.1部分）。

- 在电网端，利用西北电网进行跨省平衡电力供需和备用共享，也是青海确保连续绿电供应的重要手段。青海电网目前已经通过多回线路，形成了东联甘肃、南接西藏、西接新疆的多端枢纽、交直流混合电网格局。在过去几年的“绿电示范”中，青海仍然需要在部分晚高峰时段通过从西北邻省购买清洁电力来满足全清洁用电。展望未来，青海计划加强省际电网通道建设，2021年已建成投运青海郭隆至甘肃武胜第三回750千伏线路，“十四五”期间继续推进青海羚羊至新疆若羌的电网直接互联。但西北各省在未来5到10年对青海的支持力度未必可以同步增长，主要原因包括两个方面。第一，西北其他省份也都规划新的特高压直流输电通道，再加上自身负荷增长、火电新增装机减速，传统以火电为主的调节能力普遍吃紧。第二，西北乃至全国各省在未来都会迎来光伏渗透率提高、午间光伏消纳空间不足、晚高峰时段清洁电力供给不足的问题，未必能在区域之间形成有效的时空互补。

图表 6　**青海电网3年“绿电示范”典型日曲线比较**



来源：董凌等，《区域全清洁能源供电的发展路径与实践——以青海省为例》[3]

i　青海省有计划恢复重启“上大压小”项目，计划在2025年前投运桥头3x66万千瓦机组。虽然有新的火电机组上线，但是火电机组总规模仍然较小。

- 在负荷侧，青海省从2018年的“绿电9日”试点开始进行负荷侧调峰机制，鼓励铁合金行业、储热式电锅炉设备等在白天时段根据新能源出力情况进行避峰或增加产能，从而扩大新能源消纳空间。目前，青海需求侧灵活性的发展规模仍然较小，主要原因是在传统的工艺流程下，主要工业负荷所包含的产业都需要较为稳定地开工运行。未来，进一步挖掘主要产业、特别是电解铝行业的需求侧灵活性潜力，推进必要的设备改造、工艺调整、生产排期，是青海省进一步提高可再生消纳能力的重要手段。

- 在储能方面，青海省从2019年开始探索共享储能（仅包括电化学储能）调峰辅助服务，已经在该领域积累了全国领先的经验。目前，各省普遍通过强制新建可再生项目按一定比例配置储能的方式来推动储能装机的增长，但该模式存在储能资产分散、彼此独立、总体利用率低的情况。青海电网率先尝试以电网为枢纽，将省内储能资源在全网范围内优化配置、联合调度，较为明显地提高了省内电化学储能资产的利用率和收益水平。展望未来，进一步提高储能资产利用率至关重要，一方面，应该充分发挥储能的作用支撑可再生电力渗透率的进一步提高；另一方面，形成合理的收益率才能激发社会资本积极性、促进对储能的投资。与此同时，青海省也应该意识到电化学储能在长时灵活性上的局限，加快抽水蓄能的规划与建设，提早布局和发展氢能等长时储能技术。

- 从电力市场运行上看，青海电力市场改革一直在稳步推进。自2016年11月国家发改委、国家能源局同意青海省开展电力体制改革综合试点以来，青海已经稳步推进了中长期交易和辅助服务交易，也进一步在2021年10月印发《青海省2021年可再生能源电力消纳保障实施方案》从而明确了可再生能源电力的消纳方案。电力市场在过去五年的“绿电示范”中扮演了重要角色，青海省设计并实施了如停备火电与新能源的发电权交易、负荷侧大用户与新能源双边交易、储能电站与新能源场站双边或竞价交易等市场机制，通过市场信号为可再生消纳进一步创造空间。综合来看，青海电力市场改革的步伐在全国各省当中并非走在最前列，主要体现为辅助服务市场交易品种单一、省内现货市场仍未起步。未来十年需要进一步依据本省的情况，充分吸收其他省份和国际经验，从而进一步通过价格信号来引导零碳电力系统所需的投资、保障系统运行灵活性需求、落实高比例可再生电力系统的建成（详见第四章）。

综上所述，青海不仅在供给侧具备丰富的清洁能源开发潜力，而且在多次绿电示范中积累了高比例可再生电力系统运行经验，为进一步建设零碳电力系统奠定了独特优势。

2. 建成零碳电力系统的挑战

从2022年丰水期的“绿电35天”，到2030年前“基本建成零碳电力系统”，这中间仍存在着多方面、多层次、多阶段的挑战。实际上，在青海省目前全国领先的可再生电源渗透率背后，也背负着多年来全国最高的可再生电源弃电率，并且在近年来并无显著改善，体现了青海一方面仍然在某些时段依赖煤电、另一方面又在某些时段不得不大量弃掉可再生电力的矛盾，凸显了青海省内电力系统对可再生的消纳能力已经遇到了一系列瓶颈。展望未来十年，青海基本建成零碳电力系统的挑战主要来自于三大层面，其彼此之间既相互关联，又有所侧重。

2.1 实现大规模可再生电力的生产消纳和外送

根据青海省政府“2030行动方案”，从2020到2030年间，全省发电量将维持约10%的年平均增长率，其中含水可再生能源发电量占比将从目前的90%左右提高到接近100%；省内全社会用电量将保持4.5%的年平均增长率，外送电量会累积增长至5倍以上。在青海省目前的规划当中，到2030年，其总发电量中将有超过一半的电量跨省外送。从青海省的角度，若能提高新能源高发时段的外送能力、降低晚高峰外送任务，将大幅缓解本省的新能源消纳和系统平衡压力。但从受端省份的角度，同样亦会希望青海能够配合自身的净负荷曲线来安排送电。如何平衡供需双方的时段要求，将显著影响青海省内电力系统的调度与运行，也将影响外送线路的利用率，从而影响青海省内电源的发电利用率。目前，受支撑电源建设进度滞后及电网安全稳定约束等因素影响，青豫直流输送新能源的能力一直未达到设计值，受限明显，也制约了省内新能源消纳水平的提升。未来，第二条特高压能否尽快完成论证、配套电源能否尽早开工投运，都将显著影响新能源消纳水平。

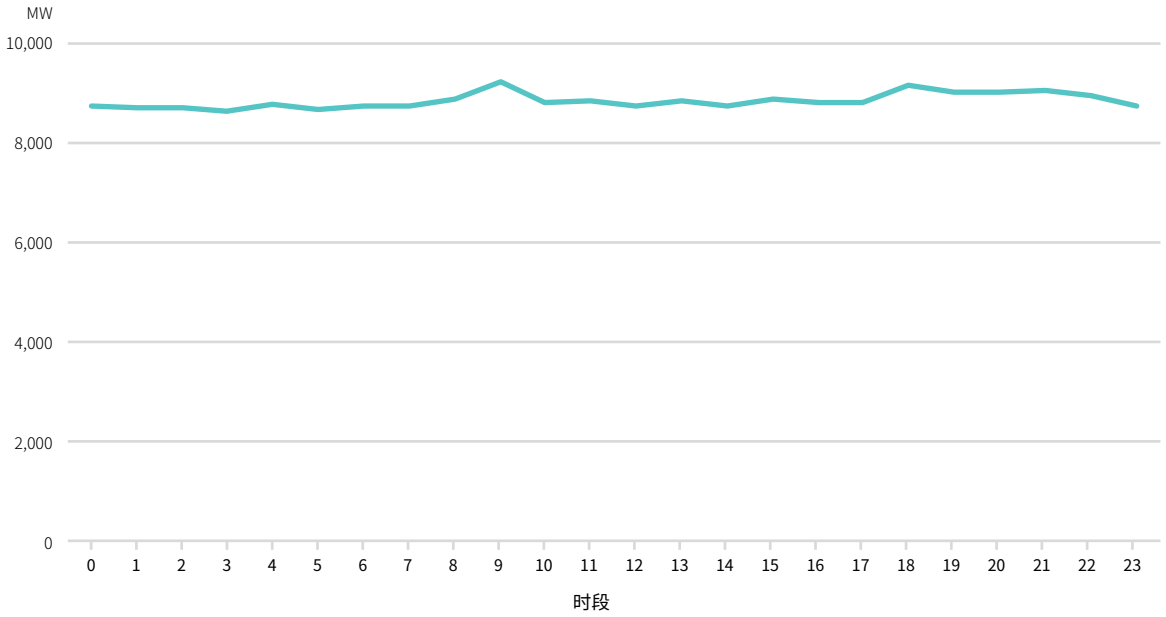
2.2 满足高比例可再生电力系统的灵活性需求

青海“零碳电力系统”的基本建成，需要大量间歇性新能源并网运行，意味着系统灵活性资源也要同步快速增长，为电力系统平稳安全运行提供技术保障。青海省对于电力系统灵活性资源的需求是多样化的，一方面，从时间维度而言，从毫秒到季节性的灵活性都需要加速发展；另一方面，从空间分布的维度而言，青海省内负荷、清洁电源、系统灵活性资源的分布格局也将对系统运行带来一定挑战。

2.2.1 时间维度灵活性不足

日内调节能力有待提高：在负荷侧，青海的工商业用电占全社会用电量的比例常年维持在90%左右，高于全国约85%的水平。其中，电解铝占全社会用电量约50-60%，铁合金、钢铁、电石一共占比约20%，产业集中度非常高。因为电解铝、钢铁、电石行业的传统运行模式需要连续平稳生产，所以青海负荷侧曲线无论是日内还是全年，峰谷差都显著小于国内大部分省份。日内峰谷差维持在10%左右的水平，且高峰时段多见于晚上7-10点。在供给侧，随着光伏装机比例增加，午间光伏出力过剩、日落后出力不足的问题愈发显著，凸显了增强日内调节能力的重要性。

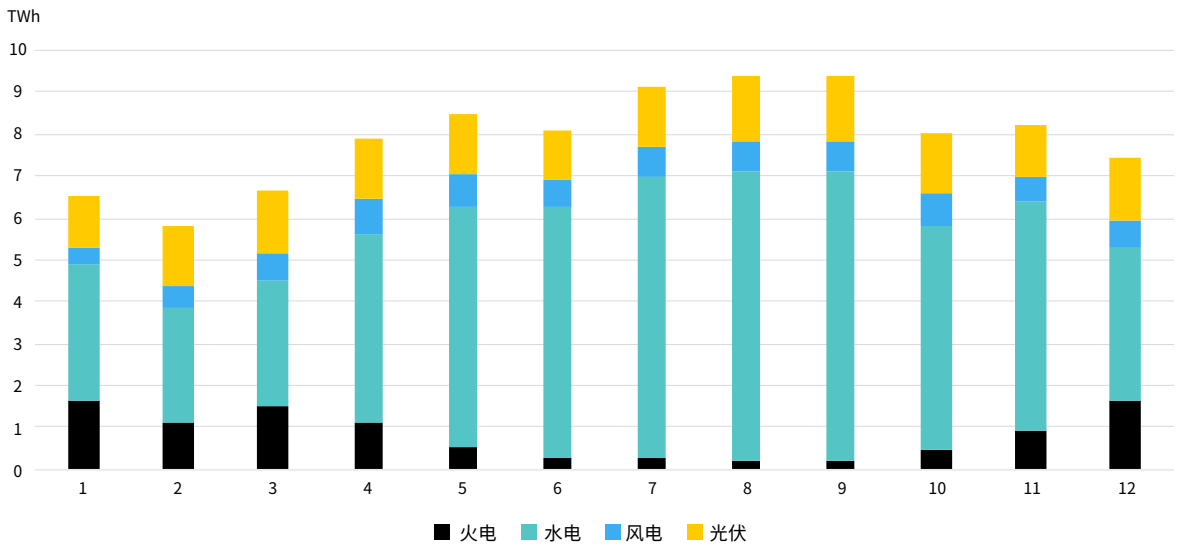
图表 7　　青海典型日负荷曲线



数据来源：青海省人民政府[4]

枯水期清洁调节能力缺口明显：可调节水电是青海省电力系统调节能力的中流砥柱，这也意味着进入枯水期（通常为每年11月到次年4月）后，由于来水减少，水电发电量和对应向上调节能力都大幅减少。目前，煤电在枯水期发挥着提供电量和系统灵活性的显著作用。在极端天气下，失去水电在电量上的支撑会给青海电网带来连续缺电的风险。在2030年煤电电量大幅减少的趋势下，青海亟需发展能替代煤电应对枯水期以及极端天气的系统灵活性资源。

图表 8　　2020年青海月度发电结构

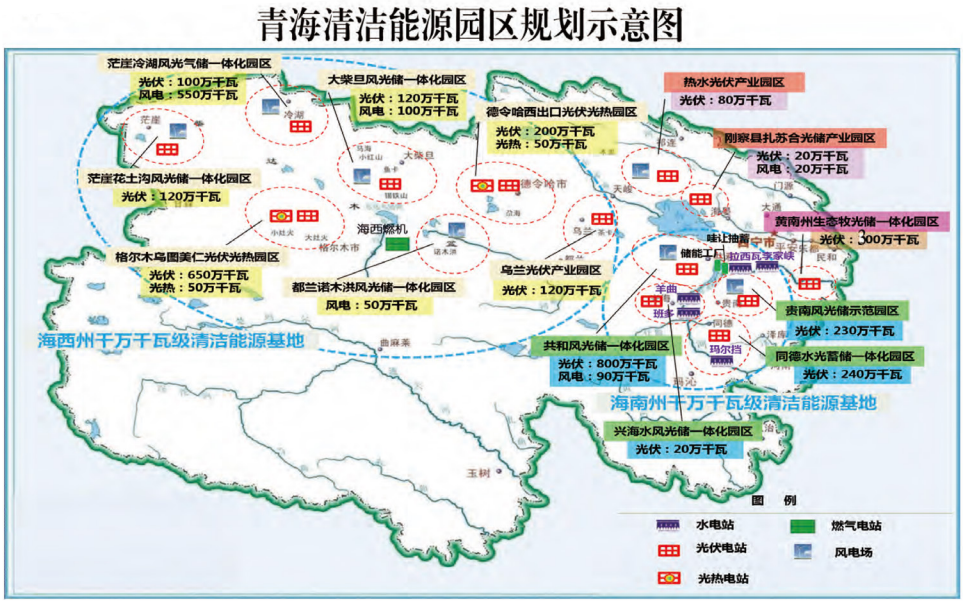


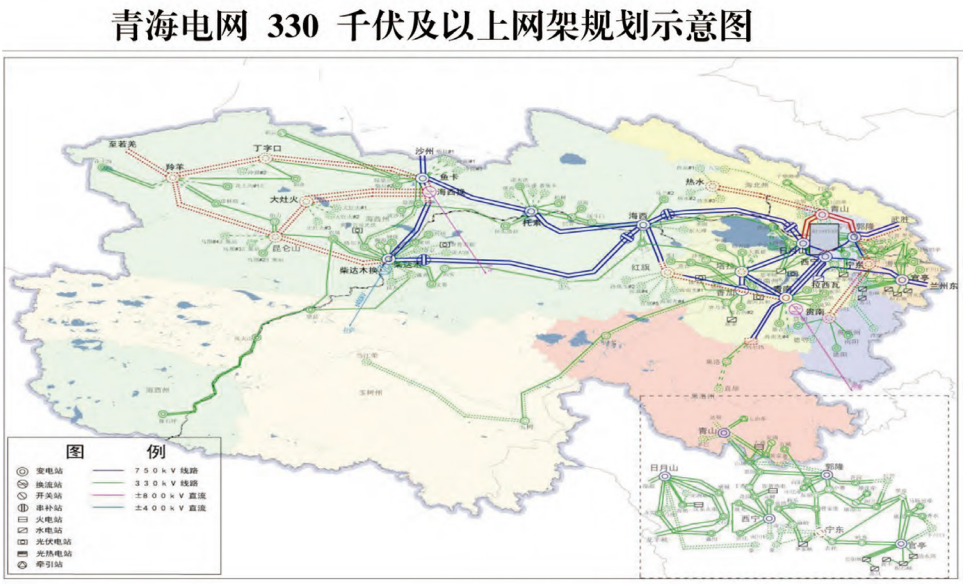
数据来源：青海省工业和信息化厅[2]

2.2.2 空间维度灵活性不足

电力供应与电力负荷分布不匹配：青海的发电资源分布主要集中在西宁（火电为主）、海东（水电）、海南（水电和新能源）、海西（新能源）和黄南（水电），电力负荷需求主要分布在在西宁、海东和海西，目前电网的潮流运行模式一般为白天西电东送和南电北送，晚上东电西送，并且因为水电的季节性周期，丰水期青海向外省外送电力，在枯水期晚高峰出现电力缺口，需要外来电支援。用电负荷需求与电力供应的空间和时间分布不匹配，也造成了省内东西输电通道阻塞，加重了西部弃风弃光问题。未来新能源基地建设后又可能进一步加剧这一矛盾。

图表 9　**青海已公布的电源与电网规划**





来源：青海省人民政府[4]

调节性电源与间歇性电源的空间分布不匹配。青海省的调节性电源主要包括可调节水电站、火电站、光热电站，除此之外储能（主要含抽水蓄能和电化学储能）也是重要的调节资源。在青海的规划中，到2030年，全省超过46.9%的光伏和风电装机将落在风光资源条件更好、土地资源更丰富的海西地区，但该地区的抽水蓄能的规划容量仅占全省总装机量的3.13%[1]。海西缺乏大型水电站和抽水蓄能的天然场址资源，目前的规划当中主要依靠光热电站以及天然气电站来进行区域内调节，出于成本、燃料供应等方面的限制，这两个技术的规划容量相对保守。未来，海西地区可再生能源弃电风险存在快速升高的可能性，亟待增加本地区调节性资源建设，或加强与省内其他地区甚至跨省的调节能力，对省内和省间通道的建设及调度都提出了更高要求。

2.3 高比例可再生电力系统的运行挑战

惯量不足问题将愈发显著。青海风光高占比地区的新能源部分时段出力受限主要源于局部地区转动惯量能力不足的约束，而非电能量或有功的约束（系统电力平衡和输送通道的容量上限）。新能源发电的高比例并网将对电网必须的转动惯量产生负面影响，威胁电网的平稳运行。

电压稳定问题将进一步威胁系统稳定运行。由于水电装机占比高，且背靠西北大电网，青海电网频率历来总体平稳，电压问题也只出现在局部区域。但随着电力电子接口的光伏和风电并网，加上大量发电量需要通过远距离输电线路送往负荷中心，青海电网已经逐步出现缺乏足够无功支撑的问题，稳态电压偏低问题也逐渐突出。同时，在负荷较低的时段，长距离线路也会造成稳态高电压。目前，青豫直流工程新能源装机规模大、占比高，电压支撑能力相对薄弱，导致了较为严重的暂态过电压问题，对电网设备设施的安全运行造成威胁，这也成为阶段性制约青豫直流工程送出能力的主要因素。

新能源大规模接入和省内通道不足的矛盾日益突出。青海网架发展速度难以匹配新能源发展速度，制约了电网对新能源的消纳能力，2021年全省弃风率和弃光率分别达到10.7%和13.8%。尤其是海西至海东断面输送能力限制了海西新能源的送出，预计这一现象将伴随“十四五”期间海西州千万千瓦级清洁能源基地的建设而进一步加剧。

从现行“绿电示范”到建成零碳电力系统之间仍存在着多重挑战，本研究将以综合技术、市场、政策和社会经济层面的视角，重点从电源规划（第三章）和电力市场设计（第四章）两个维度提出适合青海的解决方案，以针对性解决上述挑战，推动电力零碳化进程。

3. 建成零碳电力系统的技术路径

3.1 技术趋势与情景设计

零碳电力系统的建设意味着大量间歇性新能源的接入，其必须和零碳灵活性资源相辅相成才能满足不同时间维度的电力平衡。目前青海电力系统可再生能源发电总量充足，但日内和季节性波动均较大，系统灵活性缺乏。图表10总结了不同电力系统灵活性资源的调节速率、调节幅度、最大调节时长和应用限制，包括两种火电资源、三种水电资源和三种新型资源。其中火电资源不符合零碳目标的要求；常规水电、储能工厂和抽水蓄能具有规划周期长、地理位置严重受限的特点，除已有政策规划的三种水电资源外不再做额外考虑；因此，三种新型资源将作为青海建成零碳电力系统技术路径的关键变量。

具体而言，本研究重点关注三种具有技术创新和大规模应用潜力的新型零碳调节型资源：电化学储能、光热发电和氢能发电，并借助量化仿真优化模型PLEXOS[ii]对比三种技术的系统调节能力、减排效果和经济成本。其中3.1节梳理现有政策背景、技术路线和发展趋势，并以此为基础设计模型情景，3.2节分析和对比模型仿真结果，3.3节总结相关结论、提出政策建议。

图表 10　**不同电力系统灵活性资源对比**

	是否零碳	调节速率（出力相对于装机容量）	调节幅度（出力相对于装机容量）	常见最大调节时长	应用限制
煤电	否	1%-2%/min	50%-100%；灵活性改造后30%-100%	长时	• 灵活性改造增加成本 • 低功率运行煤耗增加 • 碳捕集成本高 • 供热机组的热电耦合限制调节
气电	否	10%-20%/min	20%-100%	长时	• 本地气源限制，优先用于供热 • 碳捕集成本高
常规水电	是	50%-100%/min	0%-100%	日/多日/年	• 建设地点受到水资源和周边生态环境限制 • 规划和建设周期长，一般为5-10年
抽水蓄能	是	50%-100%/min	0%-100%	日/多日	• 建设地点受到水资源和周边生态环境限制 • 规划和建设周期长
储能工厂	是	50%-100%/min	0%-100%	日/多日	• 需要依托现有梯级水电电站作为上下库进行改造，实现水能循环利用 • 规划和建设周期长

ii　本研究基于PLEXOS能源仿真平台进行针对青海的电力系统建模。PLEXOS广泛应用于全球电网公司、电力交易所、发电企业等的生产实践中，具体模型方法论和应用案例请参考：https://www.energyexemplar.com/plexos

电化学储能	是	100%/min	0%-100%	2-4小时	• 非同步发电机电源，无法提供转动惯量 • 提高调节时长显著增加投资和运行成本
光热发电	是	3%-4%/min	20%-100%	日	• 建造地点受到光照和土地资源限制 • 目前成本较高，难以平价上网
氢能发电	是	10%-20%/min（氢燃气轮机）；100%/min（燃料电池）	20%-100%（氢燃气轮机）；0%-100%（燃料电池）	理论上可实现长时储存	• 电解水制氢受到系统电力富余度和水资源限制 • 储氢技术成本较高、尚不成熟 • 燃氢发电需要改造现有天然气燃气轮机

数据来源：国家发展和改革委员会能源研究所，大唐集团，华北电力大学，北京航空航天大学，西安交通大学，可胜技术，通用电气等

3.1.1 新型零碳调节技术的现状与展望

电化学储能是目前较为成熟、部署地点灵活且正向大容量转变的零碳调节技术

在“2030行动方案”中，青海省政府明确将储能体系纳入重点发展目标。其中，电化学储能是多元协同高效储能体系中的重要组成部分。青海海南州和海西州有着千万千瓦级的清洁能源基地，电化学储能在电力系统中响应时间短、调节速度快的优势有了用武之地；到“十四五”末期，青海省电化学储能装机目标达到6GW左右，占“十四五”规划新增风光装机的16.57%；到“十五五”末期，装机目标要达到12GW，展现了青海省在储能发展上争当全国前列的决心。

电化学储能是目前除抽水蓄能外装机规模最大的储能技术，截止2021年底电化学储能在全球已经累计装机27GW（56GWh），首次突破储能技术全球累计装机规模的10%[5]，仅次于抽水蓄能装机量。抽水蓄能对地理条件的要求较高、项目建设周期较长的特性使得抽水蓄能的进一步大规模发展受到制约。相较之下，电化学储能拥有可以灵活布置、建设周期较短的特点，使其大规模发展潜力更高。同时，在对电力系统安全稳定运行的支撑中，电化学储能的调节速度也明显优于抽水蓄能、火电等传统调节手段。

图表 11　**电化学储能技术路线汇总**

电池类型	储能系统效率（%）	循环寿命（次）	产业情况	系统成本（元/kWh）
锂离子电池	85-90	3,000-6,000	主流技术路线	1,500-2,500
钠离子电池	85-90	2,000+	已有示范项目	1,100
全钒液流电池	60-70	15,000	处于产业起步阶段	3,000-4,000
锌溴液流电池	60-70	6,000	处于产业起步阶段	2,000-3,000

数据来源：PowerLab[5]，落基山研究所

对于青海2030目标而言，锂离子电池是短期内最适合青海的电化学储能技术选项。在电化学储能中，锂离子电池占据市场主导地位，全球市场份额超过了90%。市面上的电池技术选项还有除锂离子电池外的其他技术路线，其中资源安全性更高的钠离子电池有望取代锂离子电池但是目前产业链仍不完善；液流电池具备更长调节时长，有向长周期、大容量拓展的潜力，但目前仍处于产业起步阶段。图表11汇总了各个技术路线的特点及发展现状。目前，锂离子电池技术成熟、循环寿命长、响应速度快、能量转换效率高，可以快速支持电力系统进行调节。

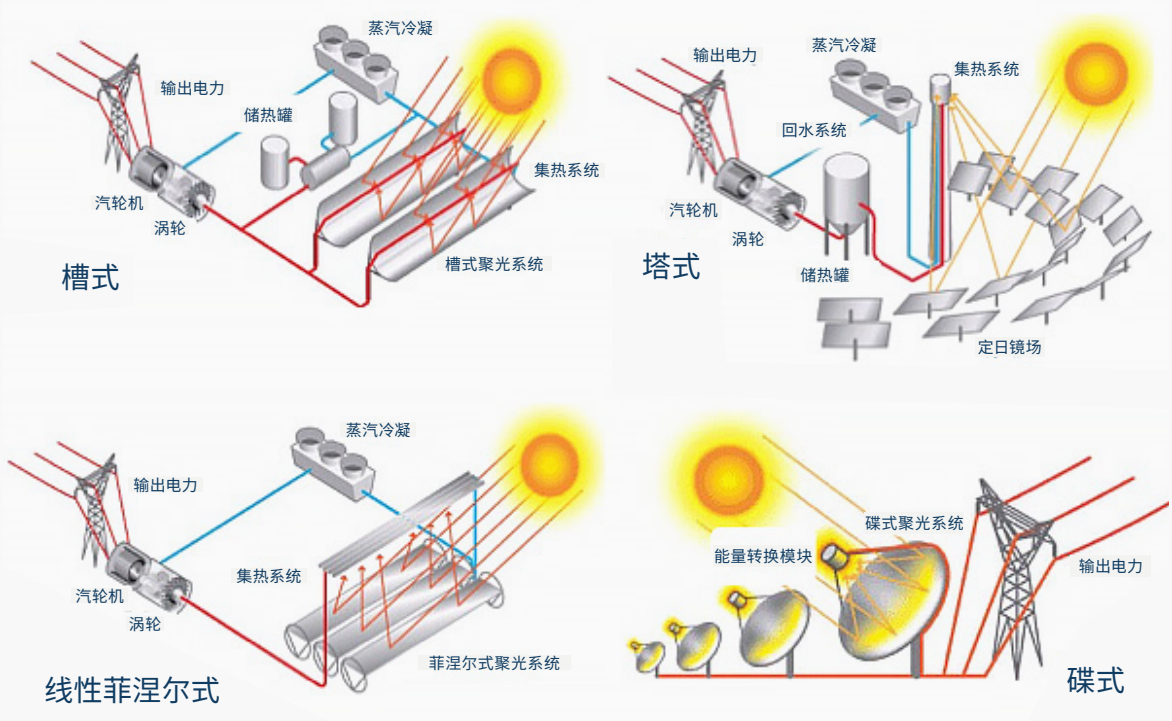
光热是与青海资源禀赋匹配、具备引领作用的零碳发电技术

国务院发布的《2030年前碳达峰行动方案》和青海省发布的“2030行动方案”中都明确表示光热发电是新能源产业重点的发展方向。在“2030行动方案”中，更是明确了到“十四五”末期光热电站装机规模达到1.2GW以上，到“十五五”末达到3.2GW以上的政策目标。

光热发电系统技术路线[6]

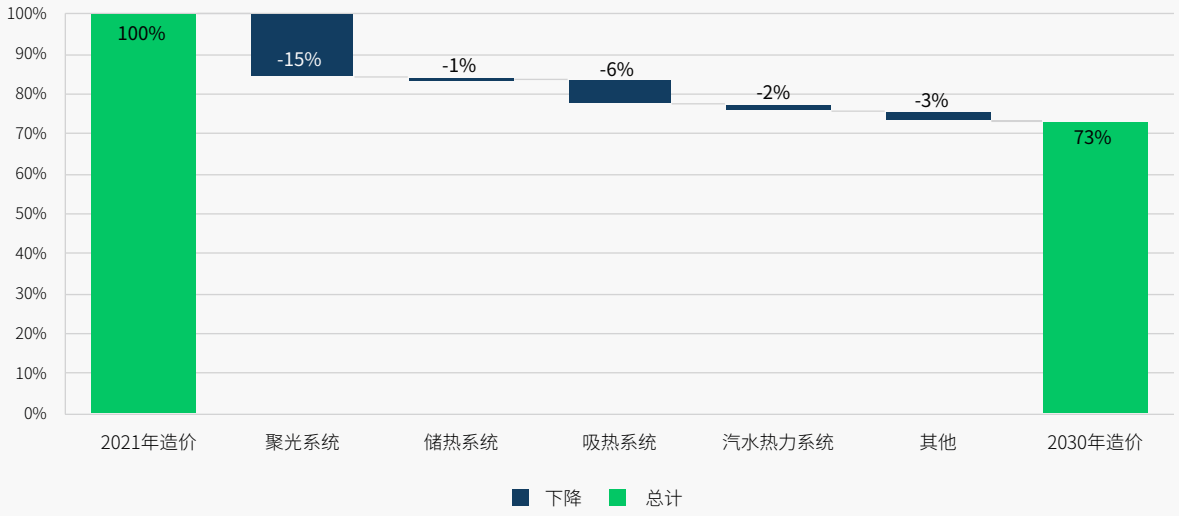
光热发电系统一般由聚光集热，储热，发电三个模块组成。光热发电是通过收集太阳光反射聚集的热能来加热储热介质，在需要的时候释放储存的热能将水加热到高温高压蒸汽，从而驱动汽轮机发电的技术。光热发电现在的技术路线主要分为槽式、塔式、线性菲涅尔式、及碟式。未来，光热发电还可配备电加热，利用弃风弃光资源，作为储能元件，提高储热储能能力。

- 槽式是通过弧形槽式定日镜聚光集热
- 菲涅尔式是通过菲涅尔聚光集热镜片加热熔盐达到储热目的
- 塔式光热是通过定日镜将阳光聚集到装满储热介质的高塔上来实现储热发电的目的
- 碟式光热的功率较小，范围在3至25千瓦，集中在分布式和模块化应用



光热发电具备出力灵活可调、机组调峰深度大的特性而且安全性较高。在主流的技术路线中，槽式光热发电系统是最早实现商业化运行的光热发电技术，在全球现运行光热电站的份额中占比最高。但是由于槽式光热聚光系统对于太阳照射角度变化的敏感性较高，发电能力的季节波动性较强。相比之下，塔式发电系统对太阳光照角度的调整能力更强、发电系统选址更灵活、受季节变化影响较小，全年出力可以保持相对稳定，已经在全球范围内成为新建光热电站的主流。

图表 12　**塔式光热电站造价成本下降趋势**



数据来源：国家太阳能光热产业技术创新战略联盟[7]

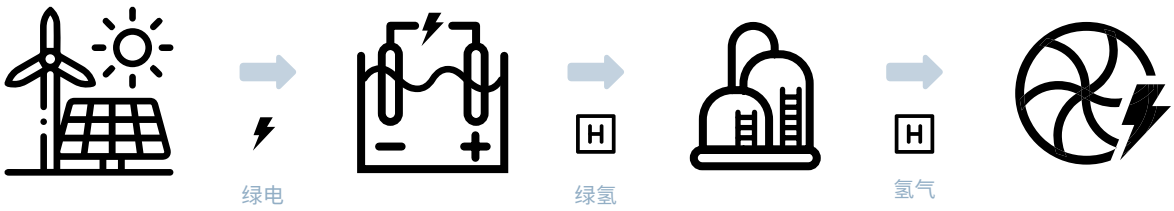
青海得天独厚的资源禀赋和丰富的光热运维经验都有利于光热在青海大力发展。青海省幅员辽阔、人口密度低，可开发土地资源充足，同时青海省地处中纬度地带，太阳辐射强度大，光照时间长，全年日照时数在2,500—3,650小时间，年均日照率达60-80%[8]。从光热电站建设和运营经验来看，青海截至2021年已有21万千瓦的光热装机，占全国光热总装机量的37.8%[1]，积累了不少光热电站建设和运营管理的经验。

伴随着国家级和青海省级的政策推动、优渥的光资源禀赋和领先的光热电站运维经验，未来塔式光热发电的成本下降趋势明朗，在不久的将来会是有竞争力的零碳发电技术。鉴于上述讨论的塔式光热技术优势，本报告将以塔式光热为例进行后续的模型情景分析。塔式光热系统的聚光集热和储热系统占到总造价的77%左右，是推动塔式光热系统成本下降的关键所在。图表12展示了塔式光热到2030年的造价成本下降趋势。与成本下降同步进行的还有光热电站运行效率的提升，到2030年前塔式光热的定日镜镜面工艺迭代、吸热器涂层的技术进步、镜场排布优化等带来的效率提升预计将让光电转换效率提升12%。在塔式光热成本下降和光电转换效率提升双管齐下的预期下，塔式光热电站的度电成本将从目前的1.15元/kWh下降至0.75元/kWh[7]。青海自身丰富的运维经验还有望为光热电站的度电成本带来更多的下降空间。

氢能发电是最具潜力的长周期零碳调节技术

青海省政府于2022年6月16日发布的“2030行动方案”中明确指出推进绿氢终端应用、优化利用新能源弃电制氢、发展储氢集成技术是接下来青海省推进零碳发展的重要环节。氢能发电可以在电力系统电力富足的时候电解制氢并储存，在电力不足的时候释放氢气发电反哺给电力系统，形成电-氢-电应用闭环，对电力供需平衡进行调节。理论上，氢能作为分子燃料相对于电力更易于长时储存，可以按需调用应对负荷和风光水发电资源的双重波动。**在未来青海以可再生能源为主体的电力系统下，氢能发电的长周期储能和调节能力将使其成为应对水电季节性波动可靠的零碳调节手段。**

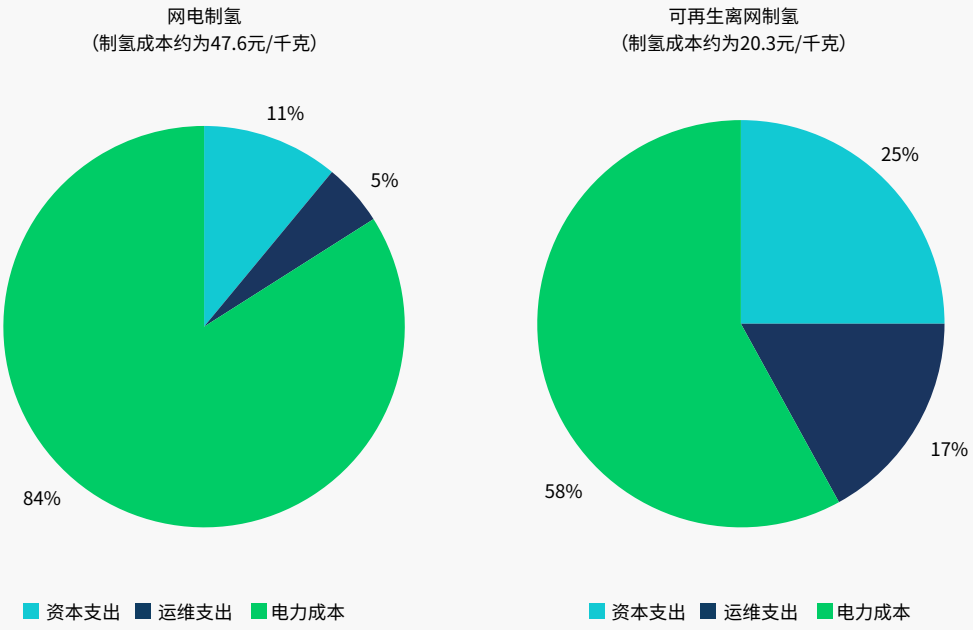
图表13　氢能发电由三个主要技术模块支撑：制氢技术、储运氢技术、终端发电技术



来源：落基山研究所

在制氢方面，青海省光伏和风电装机比例高，利用质子交换膜水电解槽制氢可以为过剩新能源电力提供消纳途径。目前制氢技术有两个主流的技术路线：碱性水电解和质子交换膜水电解（PEM）。相较于碱性水电解，PEM拥有更好的化学稳定性，总体效率更高，动态响应更快，能更好适应新能源发电的波动性，利用好弃电资源制氢。图表14展示了电解槽制氢的成本构成，不难看出电力成本在电解槽制氢中的高额占比。由于弃风弃光的电量边际成本可视为零，制氢时使用新能源弃电可以大幅降低制氢的成本。

图表 14　电解槽制氢成本构成



数据来源：IEA[9]，落基山研究所

在储氢方面，青海有丰富的盐穴分布，有望利用其建成大容量、低成本的固定地下储氢设施。要充分发挥氢能发电长周期调节的特点还需保证氢气储运基础设施的完善。由于氢的自然形式是气体，且密度很小，一般需以一定的物理或化学形式储存，前者是中国最常见和成熟的储存方式。高压气态氢储存在储罐中，通过车辆或管道运输。此外，在特定地理条件下，盐穴、岩洞和枯竭油气田等也可被用作大型固定存储设施。

在终端发电方面，燃氢发电可以改造利用青海省已规划的天然气燃气轮机作为过渡机组，进行天然气掺氢混烧并逐步提高氢气比例。氢能发电的终端发电模块主要分为燃烧类的燃机技术和非燃烧类的燃料电池技术。相比于大容量燃料电池普遍作基荷电源，氢燃气机组可以快速爬坡、满足调峰需求，在未来新能源为主体的电力系统中既可以提供长时容量充裕性，又可以提供短时调节灵活性。

目前，发电成本和长时间储氢技术瓶颈仍是制约氢能发电发展的主要原因。根据彭博新能源财经（BNEF）的数据，2019年基于氢能的联合循环燃气轮机（CCGT）的平准化发电成本（LCOE）为1-1.9元/千瓦时[10]。未来，随着掺氢燃气轮机关键技术的突破、质子交换膜的国产化和天然储运条件的优化利用，氢能发电的度电成本在2050年将会下降至0.52-0.77元/千瓦时[10]，与天然气发电的度电成本保持平价，将成为经济可行的长周期零碳调节技术。

3.1.2 模型情景设计

本研究从基准政策情景的仿真结果出发，识别现有政府规划的潜在问题和优化方向，进而针对性的探讨上述三种新型零碳灵活性资源在青海电力系统中可发挥的作用。通过改变特定灵活性资源的系统装机量，以成本最小为优化目标，进行青海“十四五”和“十五五”期间的电力系统的产能扩张和运行模拟，以横向对比不同灵活性资源对系统减少火电碳排放、减少可再生能源弃电及提高供电率（减少切负荷 / 外购电量）方面的优化效果。因此，本研究重点关注四类情景设计，图表 15 展示了仿真模型的主要假设及数据输入：

- 基准政策情景：根据青海“十四五”能源规划中的 2025 目标和“2030 行动方案”中的 2030 目标线性外推每一年的装机量、全社会用电量、电力外送量等指标，在此基础上对电力系统进行小时级别的运行模拟。（此时新增电化学储能装机 11.5GW 占新增风光总装机量 15.6%，光热新增 3GW，系统无电解制氢和氢能发电能力，其他技术具体规划见图表 15）
- 不同储能配比情景：相比基准政策情景，保持其他设定不变，仅改变电化学储能的装机量，细分情景分别为新增电化学储能占新增风光总装机量的 20%，25%，30% 和 40%（2030 年装机量从 15.4GW 到 30.2GW），同时均为 4 小时储能。
- 光热规模化开发情景：相比基准政策情景，细分场景光热发电新增装机分别改变为 4.5GW，6.0GW，7.5GW，9.0GW（2030 年装机量为 1.5 到 3.0 倍政策规划装机量），同时参考光热太阳倍数，对应减少光伏装机容量以维持相似的系统电量裕度。
- 氢能替代零碳情景：相比基准政策情景，系统新增投资制氢电解槽设备，并假设规划中的天然气燃气轮机可通过改造或者直接改建为氢燃气轮机实现氢能对天然气的替代，同时氢气储存和输运设施已建设完备。保持原有燃气轮机建设节奏不变，从 2025 年开始掺烧天然气和氢气，并不断提高氢气比例，直至 2027 年实现 100% 纯氢燃烧，系统不再需要天然气供给。细分情景中，（氢）燃气轮机发电能力保持 3GW 不变，但制氢电解槽装机容量分别为 3GW、6GW、9GW、12GW、15GW、18GW。

图表 15　青海电力系统模型关键假设与数据输入

情景设计	基准政策情景 (Policy)	不同储能配比情景 (20%/25%/30%/ 35%/40%BESS)	光热规模化开发情景 (1.5/2.0/2.5/3.0CSP)	氢能替代零碳情景 (1/2/3/4/5/6H2)
需求侧				
全社会用电量及最高负荷	“十四五”平均增速3.5%，“十五五”平均增速5.5%；2025年用电量880亿千瓦时，最高负荷11.3GW；2030年用电量1,150亿千瓦时，最高负荷14.7GW；负荷曲线参考2020年发改委公布的青海电网典型曲线			
外送电量	2025年外送电量920亿千瓦时，2030年外送电量1，450千瓦时；青豫直流外送电量稳步增加到2025年实现满运（400亿千瓦时）并维持到2030年，第二条特高压直流2026年上线，外送电量稳步增加到2030年实现满运（400亿千瓦时），外送曲线均参考2020年发改委公布的河南电网典型曲线；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年发改委公布的陕西电网典型曲线（2025年460亿千瓦时，2030年650亿千瓦时）			
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“十四五”能源规划扩容后预估）			
电网侧				
电网结构	本研究简化青海电网为源网协调发展的单一节点，即假设省内电网线路容量充足，运行中无阻塞现象；省间通道线路容量分别设置为：青豫直流 800万千瓦，第二条特高压直流 800万千瓦，省间交流通道 900万千瓦			
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，不考虑需求侧响应			
发电侧				
煤电机组	现有装机输入参数精确到机组，无新增；根据“青海打造国家清洁能源产业高地行动方案”，假设2027到2029年底逐步完成存量煤电的电量层面退出，全部转为调相机或紧急备用电源			
燃气机组	2023到2025年稳步上线达到3GW装机量			
	无掺烧氢气能力			2025年开始稳步掺烧氢气，到2027年完全改造为纯氢燃气机组
光伏发电	“十四五”年均新增6.0GW，“十五五”年均新增5.6GW；总装机量2025年45.8GW，2030年70.0GW		相比基准政策情景，每增加1MW光热装机，减少1.5MW光伏装机	同基准政策情景
	每小时最大容量因子按照2021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	现有装机输入参数精确到机组；“十四五”年均新增0.25GW，“十五五”年均新增0.4GW，蓄热能力均为9小时		相比基准政策情景，每年新增装机为其1.5到3.0倍	同基准政策情景
	每小时最大蓄热按照双轴跟踪光伏最大容量因子数据乘以太阳倍数（假设为1.5）			

陆上风电	“十四五”年均新增1.6GW，“十五五”年均新增2.7GW；总装机量2025年16.5GW，2030年30.0GW			
	每小时最大容量因子按照2015-2021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	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上线时间，到2030年总装机达到20.6GW；根据2017-2021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）	假设格尔木南山口抽蓄2027年初上线，贵南哇让抽蓄2028年初上线，水电梯级储能工厂从2025到2029年逐步上线到5GW，库容均为10小时			
电化学储能	“十四五”年均新增1.4GW，”十五五”年均新增1.2GW；总装机量2025年6.1GW，2030年12.1GW	相比基准政策情景，每年新增装机为新增光伏和陆上风电总装机量的20%到40%	同基准政策情景	
制氢电解槽	无制氢电解槽			2025年开始逐步配套上线制氢电解槽，到2030年达到3-18GW
仿真参数设定				
时间尺度	仿真范围为2021到2030年，产能规划以年为单位，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			

数据来源：落基山研究所

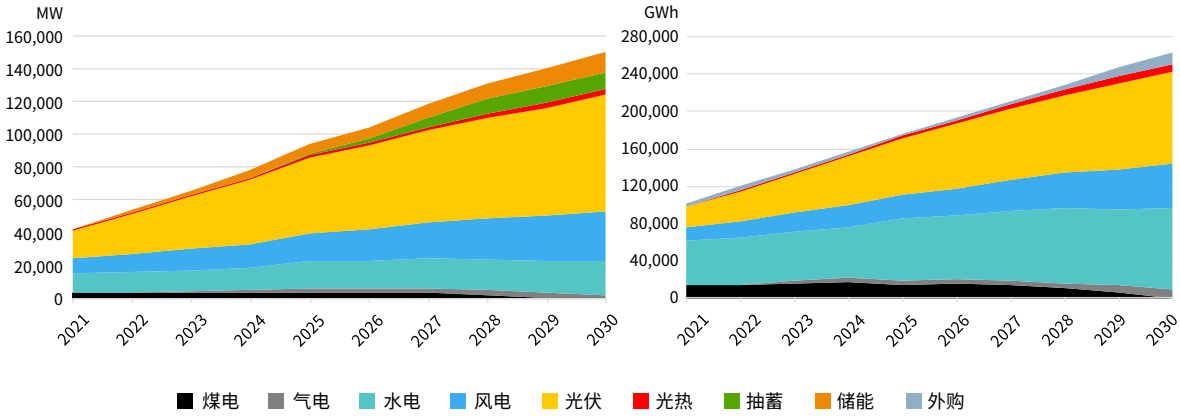
3.2 仿真结果分析与对比

3.2.1基准政策情景下的潜在挑战

从基准政策情景的模拟结果可见（图表16），可再生能源在青海电力系统中的主体电源地位将继续提升。其中，非水可再生能源装机占比从2021年的61.6%增加到2030年的69.2%，电量占比从36.7%增加到58.4%；化石能源电量占比从14.1%下降到3.6%，并在2030年全部由天然气提供，实现煤电零电量。其中，“十四五”和“十五五”期间气电分别累积为10,794GWh和32,285GWh，约对应24亿立方米和69亿立方米的天然气需求，“十五五”期间年平均用气14亿立方米，年最大需求出现在2030年为20亿立方米[iii]。目前青海省内天然气产量2020年为64亿立方米，“十四五”规划达到年目标产能75亿立方米，从气源充足性的角度，需要综合考虑供电和供热、民用、工业、外送的需求，来确定天然气发电的气源安全性。

iii 参考中国能源统计年鉴2020，按照天然气热值为35,585 kJ/m³折算

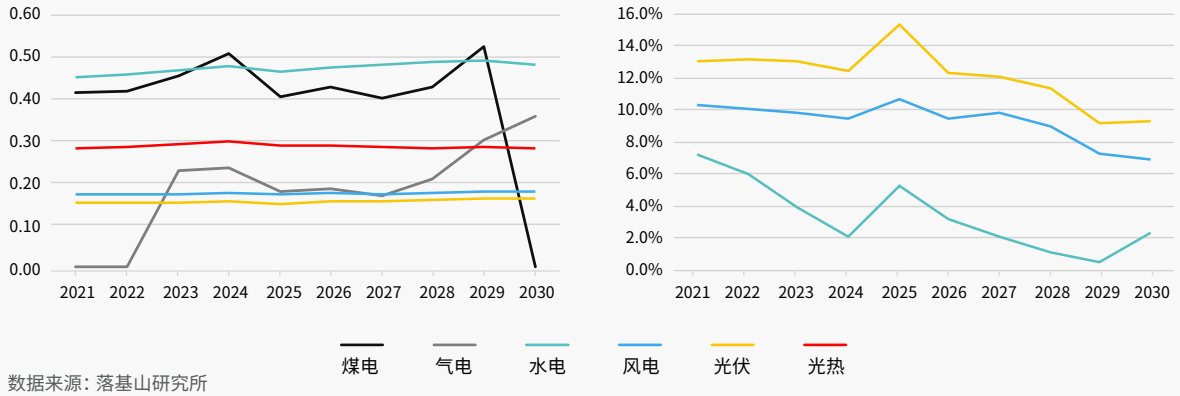
图表 16　基准政策情景装机结构（左）和发电结构（右）[iv]



数据来源：落基山研究所

进一步从容量因子和可再生能源弃电率指标来看（图表17），存量煤电利用率在“十四五”期间有明显上升，以满足不断增加的负荷需求，并在2024年达到峰值；与此同时，系统弃风弃光的最大值出现在2025年，分别为15.2%和10.6%，弃水率的减少体现了系统更加充分利用了水电的灵活调节能力以满足系统平衡。这种火电出力和弃风弃光同时增加的困境，体现了青海电力系统难以消纳如此大规模的波动性新能源开发、现有政策规划中配套调节电源不足的问题（“十四五”新增灵活性资源占总新增装机29.3%）。之后在“十五五”期间，煤电和气电利用率在2028年前保持下降趋势；从2028年开始，伴随煤电退役，存量煤电和气电的利用率均有显著上升趋势，以提供系统不断增加的灵活性需求；同时，伴随着水电、储能工厂、抽蓄、电化学储能等灵活性资源的不断上线，可再生能源弃电率有所缓解，但是弃光率依然维持在10%左右的高位。

图表 17　基准政策情景各机组类型容量因子（左）和可再生能源弃电率（右）



数据来源：落基山研究所

3.2.2 不同储能配比情景

电化学储能是目前最为成熟的可大规模部署的零碳调节技术，本节介绍了5种储能配比情景下的电力系统仿真结果，并与基准政策情景相比较。由图表18可知，伴随储能配比不断提高，增强了电力系统消纳可再生能源的能力，降低了火电出力，同时减少了外购需求。从变化趋势可以看出，储能配比从政策规划情景中的15.6%增长到25.0%，对系统的优化作用较为显著，此时火电出力和可再生能源弃电量均同步显著下降，之后继续增大储能配比，对系统的调节作用不断趋缓。

---

iv　2021年仿真结果与真实统计结果存在偏差，其主要来源是：1）模型完全基于经济最优进行调度，不考虑非市场化交易（如优先发电）；2）模型简化模拟水电联合梯级调度，且不限制弃水量；3）模型假设通道容量充足，忽略了由于通道阻塞引起的新能源弃电等

图表 18　不同储能配比情景主要仿真结果（相对于基准政策情景的十年累计变化量）

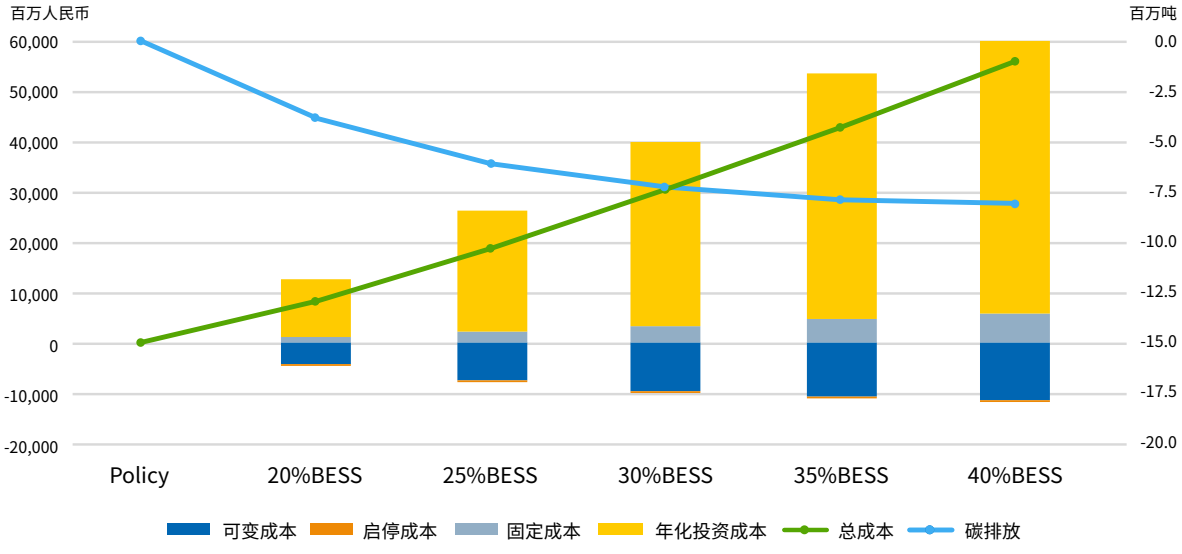
情景*	2030电化学储能装机量（GW）	2021-30火电出力（TWh）	2021-30风光水弃电量（TWh）	2021-30外购电量（TWh）	2021-30碳排放（百万吨）[v]
Policy	12.1	163.5	131.7	55.0	141.1
20%BESS	+3.3	-4.7 (-2.9%)	-9.6 (-7.3%)	-4.0 (-7.3%)	-3.8 (-2.7%)
25%BESS	+7.0	-7.5 (-4.6%)	-16.1 (-12.3%)	-6.6 (-12.0%)	-6.1 (-4.3%)
30%BESS	+10.7	-8.9 (-5.4%)	-20.1 (-15.3%)	-8.9 (-16.2%)	-7.2 (-5.1%)
35%BESS	+14.4	-9.7 (-5.9%)	-22.7 (-17.2%)	-10.0 (-18.2%)	-7.9 (-5.6%)
40%BESS	+18.1	-10.0 (-6.1%)	-23.8 (-18.1%)	-11.1 (-20.1%)	-8.1 (-5.7%)

数据来源：落基山研究所

*Policy情景的为基准政策情景，为绝对值展示；20%BESS、25%BESS、30%BESS、35%BESS、40%BESS情景分别为新增风电和光伏装机按照电化学储能配比为20%、25%、30%、35%、40%的情景，为Policy相对值展示

同时，由图表19可知，虽然储能配比的增加带来了可变成本（火电的燃料和运维以及外购成本）及启停成本的降低，但是所需的新增投资和固定运维成本依旧让系统总成本变化量几乎呈线性上升，而且碳减排下降趋势在25%储能配比时出现拐点[vi]。结合图表20中的储能平均充放小时数可以看出，如果一味的追求储能高配比，新建储能的利用率将会显著降低，严重影响储能投资的经济性。平均充电小时数的快速下降，反映出系统可再生能源弃电时间较为集中，在大多数时间并不需要更大规模的电化学储能来提供系统灵活性，这也和图表21中体现的弃风弃光和外购的显著季节性相呼应。

图表 19　不同储能配比情景系统成本与碳排放变化（相对于基准政策情景的十年累计量）



数据来源：落基山研究所

v　不包含外购电量涉及的碳排放

vi　本研究覆盖的系统成本=可变成本（燃料和可变运维，元/MWh）+启停成本（元/次）+固定成本（元/MW）+年化投资成本（按照初始投资、经济寿命和加权平均资本成本WACC计算的年金）

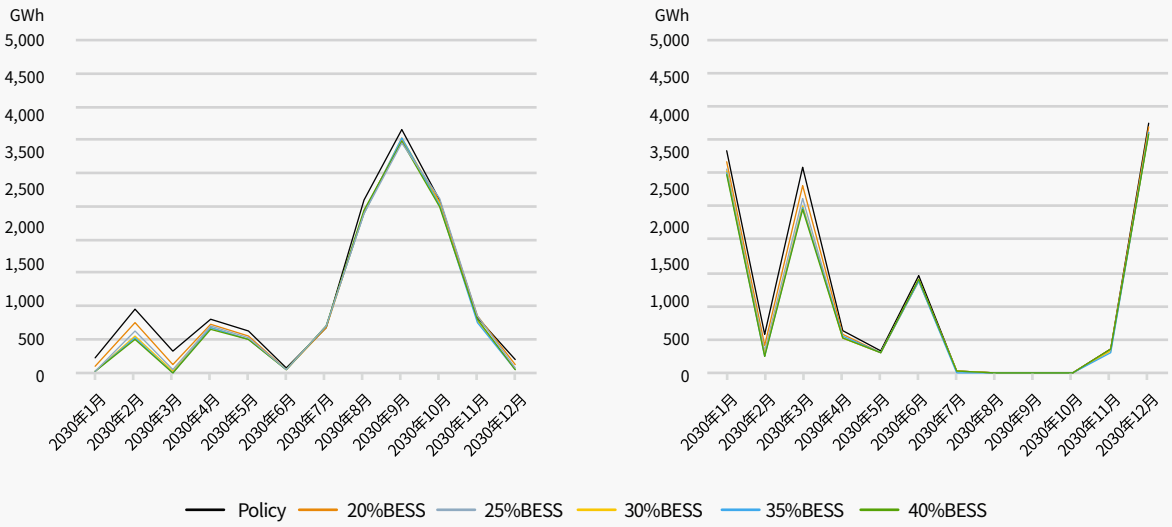
图表 20　**不同储能配比情景储能十年平均等效满功率充放电小时数**

	Policy	20%BESS	25%BESS	30%BESS	35%BESS	40%BESS
等效满功率充电小时数	2,039	1,749	1,596	1,411	1,280	755
等效满功率放电小时数	1,841	1,578	1,441	1,273	1,156	682

数据来源：落基山研究所

具体而言，可再生能源的弃电率和外购量呈现相反的季节性，但是在近零碳电力系统的2030年，加大储能配比并没有明显增强系统对可再生能源的消纳能力，在丰水期尤为明显（图表21）。即使在40%的储能配比下，电化学储能装机量从12.1GW增加到30.2GW，但是全年可再生能源弃电量相比基准政策情景仅降低1,572GWh，其中枯水期降低1,300GWh，丰水期降低272GWh，调节能力的提高与水电呈现相反的季节性。此时全年弃风率从6.8%下降到5.1%，弃光率从9.2%下降到8.3%，弃水率在2.5%左右维持不变。这种现象体现了电化学储能无法长周期、跨季节性调节的特点，无法完全解决青海电力系统夏季丰水期电力富余、冬季枯水期电力紧张的困境，亟需开发其他新型零碳调节电源的潜力。

图表 21　**不同储能配比情景2030年月度弃风弃光总量（左）和外购量（右）**



数据来源：落基山研究所

3.2.3光热规模化开发情景

光热发电是充分利用青海地域特色且稳定可控的零碳电源技术，本节介绍了4种光热装机规模情景下的电力系统仿真结果，并与基准政策情景相比较。由图表22可知，光热装机规模的不断提高显著减少了火电的出力和外购依赖，同时和图表18对比，仅增加3.0GW光热装机（2.0CSP情景）就起到了增加7.0GW电化学储能（25%BESS情景）所对应的火电及外购电量减少效果，而且减排效果伴随光热装机增加呈现线性下降的趋势。从系统成本的角度看，光热装机的增加节约了大量燃料、外购等可变成本和火电启停成本，2倍光热装机情景所增加的系统成本（约128亿人民币）仅为25%储能配比情景对应的系统成本增加的68%，此时新增光伏与光热装机比约为8:1。这体现出光热在青海既可以满足波动性可再生出力不足时的电力缺口，提供日内灵活性并加速火电电量退出、减少外购依赖，又具有较强的经济性。

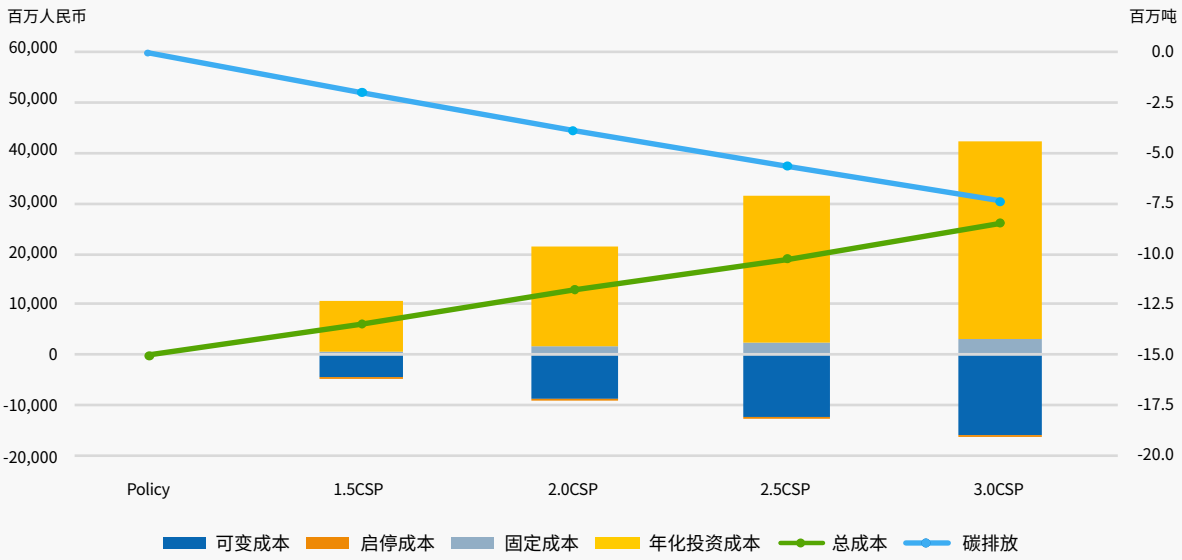
图表 22　光热规模化开发情景主要仿真结果（相对于基准政策情景的十年累计变化量）

情景*	2030光热装机量（GW）	2021-30火电出力（TWh）	2021-30风光水弃电量（TWh）	2021-30外购电量（TWh）	2021-30碳排放（百万吨）
Policy	3.2	163.5	131.7	55.0	141.1
1.5CSP	+1.5	-2.5 (-1.6%)	-3.6 (-2.8%)	-4.3 (-7.8%)	-2.0 (-1.4%)
2.0CSP	+3.0	-5.0 (-3.1%)	-9.9 (-7.5%)	-8.3 (-15.1%)	-3.9 (-2.8%)
2.5CSP	+4.5	-7.3 (-4.5%)	-10.5 (-8.0%)	-12.1 (-22.0%)	-5.7 (-4.0%)
3.0CSP	+6.0	-9.4 (-5.7%)	-13.4 (-10.2%)	-15.5 (-28.1%)	-7.4 (-5.2%)

数据来源：落基山研究所

*Policy 为基准政策情景（新增 3GW 光热装机量），1.5CSP、2.0CSP、2.5CSP、3.0CSP 情景分别为新增光热装机量是 Policy 新增的 1.5、2.0、2.5、3.0 倍；同时参考光热太阳倍数为 1.5，每增加 1MW 光热装机，对应减少 1.5MW 光伏装机以维持相似的电量充裕性

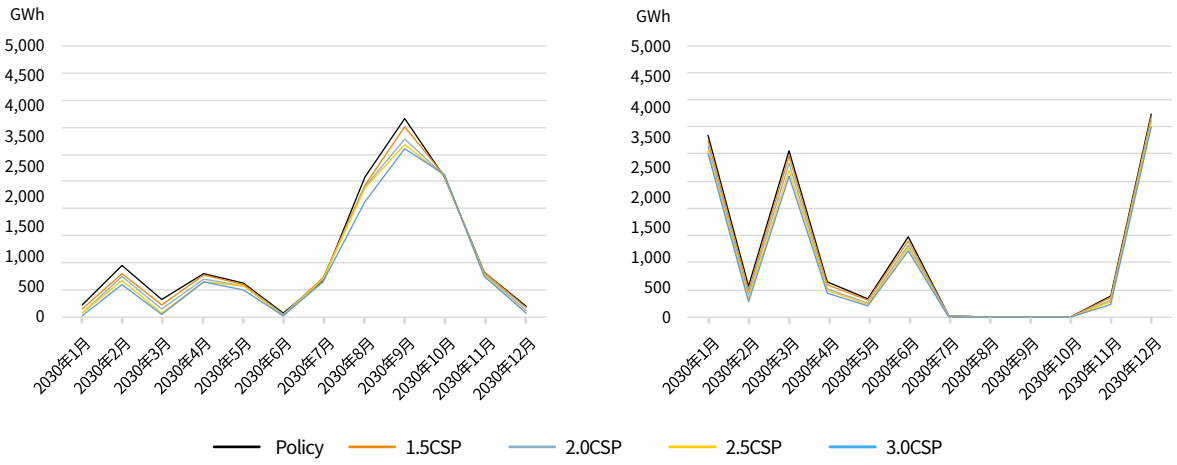
图表 23　光热规模化开发情景系统成本与碳排放变化（相对于基准政策情景的十年累计量）



数据来源：落基山研究所

光热作为可调节性新能源，提高光热在新能源中的装机占比可有效缓解弃风和弃光现象，同时减少枯水期对外购电量的依赖度（图表 24）。在近零碳电力系统的 2030 年，对比基准政策情景和 2 倍光热装机情景（新增光伏光热装机比分别约为 18:1 和 8:1），全年弃风率从 6.8% 下降到 6.2%，弃光率从 9.2% 下降到 8.8%；同时气电的利用小时数从 3,140 小时下降到 2,997 小时，外购电量占比从 5.4% 下降到 4.9%。

图表 24　　光热规模化开发情景2030年月度弃风弃光总量（左）和外购量（右）



数据来源：落基山研究所

3.2.4氢能替代零碳情景

虽然上述增加储能配比和增加光热开发规模情景都减少了对火电和外购电的依赖，但是都没有完全实现青海打造零碳电力系统的雄心，季节性的供需矛盾仍然显著存在，因此本节重点关注最具潜力的长周期调节技术 – 氢能，通过在电力系统中引入电解槽以利用可再生能源弃电制绿氢，并改造已规划的燃气轮机以混烧氢气并逐步替代天然气，进一步展示了六种制氢电解槽装机规模下的电力系统仿真结果。由图表25可知，引入氢能替代天然气显著减少了十年累计的火电出力，并且随着制氢电解槽装机不断提升，火电出力和可再生能源弃电量均呈下降趋势。尽管在3GW电解槽装机情景（1H2，电解槽与燃气轮机装机比1:1）下的减排量已显著优于上述不同储能配比与光热规模化开发情景，但值得注意的是，此处的碳排放核算并没有纳入外购电量所涉及的碳排放。外购电量的碳排放核算较为复杂，理论上由对应外购省份对应时段的机组出力组合决定，也会受到省间协议的影响，不应简化为一个平均的电网排放因子，因此本研究将在3.2.5节做进一步的敏感性分析。

图表 25　　氢能替代零碳情景主要仿真结果（相对于基准政策情景的十年累计变化量）

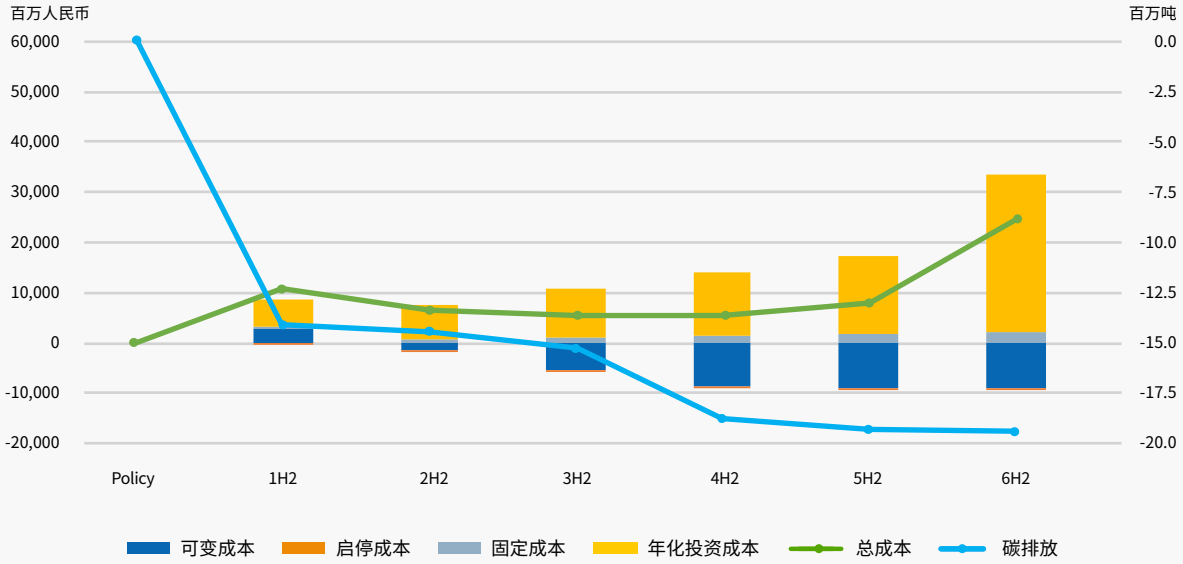
情景*	2030制氢电解槽装机量（GW）	2021-30火电出力（TWh）	2021-30风光水弃电量（TWh）	2021-30外购电量（TWh）	2021-30碳排放（百万吨）
Policy	0	163.5	131.7	55.0	141.1
1H2	+3.0	-32.3 (-19.7%)	-22.6 (-17.2%)	+29.0 (+52.6%)	-14.1 (-10.0%)
2H2	+6.0	-32.6 (-19.9%)	-24.9 (-18.9%)	+23.3 (+42.3%)	-14.4 (-10.2%)
3H2	+9.0	-33.5 (-20.5%)	-51.0 (-38.8%)	+18.9 (+34.4%)	-15.3 (-10.8%)
4H2	+12.0	-37.1 (-22.7%)	-68.7 (-52.2%)	+14.7 (+26.8%)	-18.8 (-13.3%)
5H2	+15.0	-37.7 (-23.1%)	-73.5 (-55.8%)	+14.4 (+26.2%)	-19.3 (-13.7%)
6H2	+18.0	-37.8 (-23.1%)	-87.8 (-66.7%)	+14.2 (+25.8%)	-19.4 (-13.7%)

数据来源：落基山研究所

*Policy 为基准政策情景，其余场景将改造后的天然气燃气轮机从 2025 年开始混烧氢气并不断提高氢气比例，到 2027 年实现并保持纯氢燃烧；1H2、2H2、3H2、4H2、5H2、6H2 情景分别为制氢电解槽装机是燃气轮机装机（3GW）的 1、2、3、4、5、6 倍

由图表26中总成本和碳排放的变化趋势，可以明显看到在12GW制氢电解槽装机情景（4H2）时出现拐点。从3GW（1H2）到12GW（4H2），新增电解槽带来的火电燃料和外购等可变成本节约大于投资成本的增加，因此总系统成本不断下降，这说明氢能的生产和利用率都不断上升，体现了对煤炭和天然气的替代效应。如果继续增加制氢电解槽装机量，火电出力和外购电量的下降均趋于停滞（图表25），因此碳排放仅微幅减少；同时火电燃料和外购等可变成本也不再显著下降，叠加电解槽投资成本的上升，系统成本显著上升[vii]。

图表 26　氢能替代零碳情景系统成本与碳排放变化（相对于基准政策情景的十年累计量）

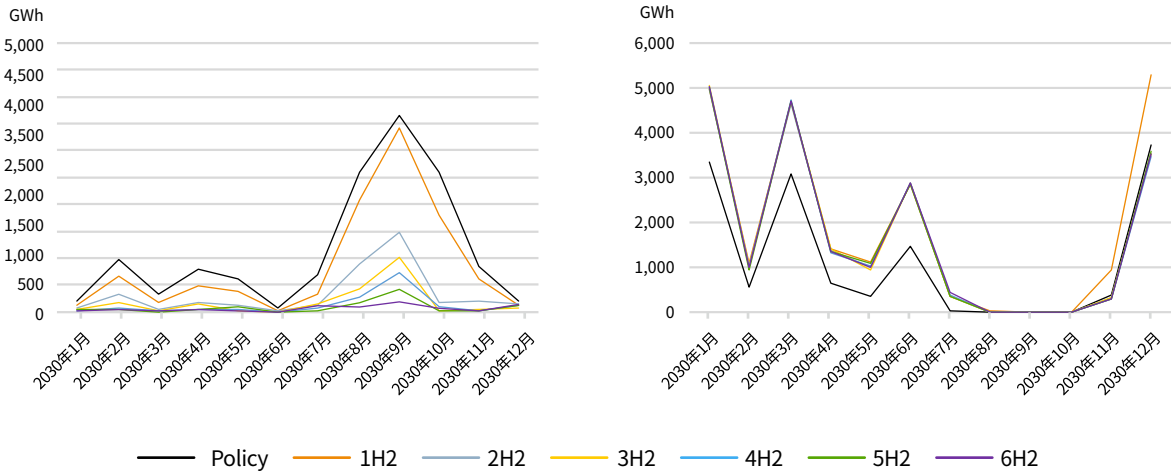


数据来源：落基山研究所

由图表27可见，在实现省内全部为零碳电源装机的2030年，电解制氢的引入极大缓解了丰水期可再生能源的弃电情况，而且外购电量在枯水期11-12月出现下降（除1H2情景电解槽装机仅为3GW外），这体现了氢能独特的长周期跨季节调节特点。但是外购电需求在上半年明显增加，这说明目前电力系统内的氢能供应仍然存在不足，难以完全替代基准政策情景中从电力系统外稳定供应的天然气以用来发电。同时对于燃气轮机资产方来讲，“十五五”期间由于氢能的引入，4H2情景中的燃气轮机平均利用小时数从基准政策情景的2,152小时提高到3,057小时，在完成12GW制氢电解槽装机的2030年高达3,421小时，有效避免了碳中和背景下火电资产搁浅的风险。

vii 本研究所计算的电力系统成本未纳入氢能的储运投资和运行成本，并假设已有基础设施满足长时间的储氢和运输能力，因此本研究不建议横向对比氢能替代零碳情景和不同储能配比、光热规模化开发情景的系统成本结果。氢能的储运存在多种形式，有盐穴、岩洞、高压气态罐装、液化罐装、改造现有的天然气管道或者新建储氢管道等多种形式，成本也差别较大。氢能相关基础建设不仅会应用到电力行业，也会应用到供热、工业、交通等领域，因此其相关成本应从更宏观的全社会层面进行考量和分配，超出了本研究的范畴。

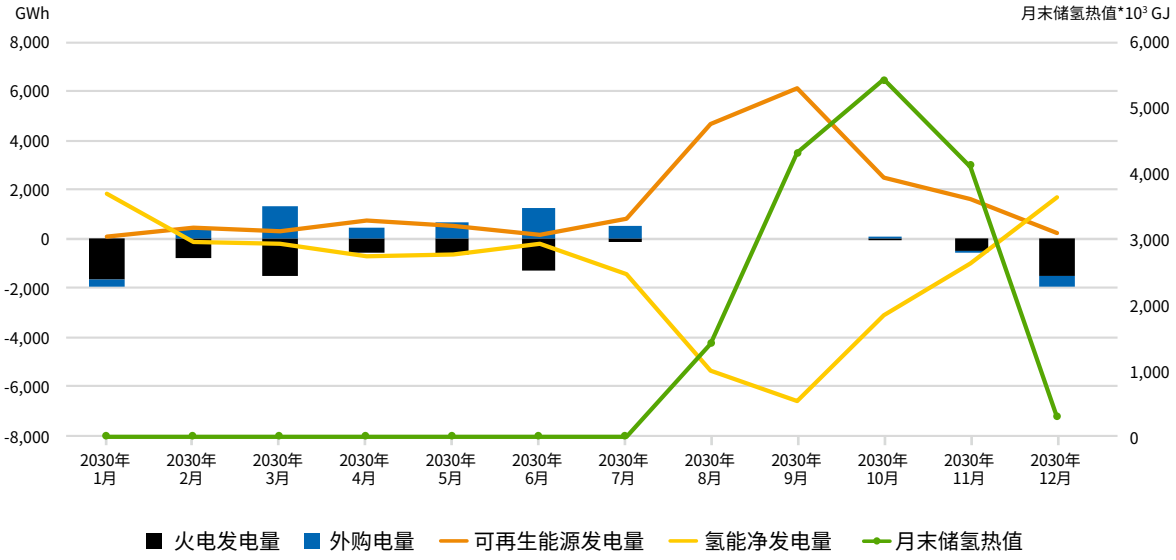
图表 27　氢能替代零碳情景2030年月度弃风弃光总量(左)和外购量(右)



数据来源：落基山研究所

图表28进一步展示了2030年每月火电、外购、可再生能源、氢能的使用情况，基本实现了丰水期电解制氢储氢、枯水期燃氢发电的氢电耦合模式。整体而言，氢能的引入极大降低了年末和年初对火电和外购的依赖，但同时也在净消耗上一年丰水期存储的氢能，导致储氢水平在1月底已达到较低水平；而2-6月份仍处于电力供需较为紧张的枯水期，叠加储氢水平趋于最低点，此时外购的增加量基本对应着火电的减少量。这也验证了如果没有额外的氢能补充，现有系统内的电解制氢难以完全取代天然气的作用。可以通过在政策规划外投资更多的光伏和风电，增加系统内的电能供给以用来电解制氢，提高氢能储运网络的储氢水平，从而稳定供给全年发电所需氢能。当步入丰水期，理论上无成本的可再生能源弃电用来大规模制氢，储氢水平不断提高在10月底达到峰值，以备用当年冬季至次年春天枯水期的电力缺口[viii]。

图表 28　12GW电解槽装机情景 (4H2) 2030年月度发电和氢能使用情况(相对基准政策情景)[ix]



数据来源：落基山研究所

viii　虽然本研究模型仿真范围到2030年底，但是优化过程会假设2030年后依旧保持2030年的基本供需情况，从而避免模型结果的短视性。

ix　由于电解制氢-储存-燃氢发电均在电力系统内发生，是一个电能损失的过程，所以净发电量会出现负值，全过程效率约为44.8%（参考IRENA和GE预测，假设2025-30期间，制氢效率70%，发电效率64%，不考虑储运损耗）。[11,12]

此外，氢能的引入不仅促进了电力系统转型，在宏观能源系统转型层面，还释放了较为清洁的天然气资源以应用于难减排领域。相对于基准政策情景，氢能替代情景天然气发电仅在2023-26年作为过渡电源，十年累计减少天然气需求67亿立方米以上，对本地天然气产能占用比从27.0%下降到12.0%以下，且自2027年起不再占用，可以进一步释放供暖清洁化、“燃气下乡”、产业转移等带来的天然气需求（图表29）。

图表 29　**主要情景天然气气源需求对比**

情景	Policy	20%BESS	40%BESS	1.5CSP	3.0CSP	1H2	6H2
十年总需求（亿立方米）	92.8	88.6	83.7	90.5	84.5	25.2	23.7
年最大需求（亿立方米）	20.2	19.7	20.1	19.8	18.8	9.0	8.9
对全省天然气产能占比 [x]	27.0%	26.3%	26.8%	26.4%	25.1%	12.0%	11.9%

数据来源：落基山研究所

3.2.5 外购电碳强度的敏感性分析

目前，上述所有情景均仍在特定时段需要外购电的支撑，因此，外购电量的碳排放强度也影响着青海零碳电力系统目标的完成度。由图表30的Policy情景结果可知，如果外购电碳强度等效煤电，那么2021-30青海电力系统累计碳排放183百万吨，相比于外购电假设为零碳（或仅核算省内发电机组）情况增加碳排放29.8%。尤其在省内零碳电源不断增加的背景下，外购电的碳排放强度对青海电力系统零碳化进程的影响不断加大，例如在2030年，省内火电（全部为气电）发电量为9,421GWh，而外购电量高达13,568GWh。对比图表30中的其他情景，电化学储能和光热发电装机的增加由于同时降低了省内火电出力和外购电依赖，伴随着外购电碳强度增加，相比于基准政策情景的减排效果愈加明显；而氢能替代零碳情景中，由于系统中氢能供给不足，加大了对外购电量的依赖，只有当外购电碳强度小于气电等效时，4H2情景才能继续保持其对25%BESS 和 2.0CSP 的减排效果优势。

图表 30　**不同外购电碳强度假设下典型模拟情景碳排放一览**

2021-30碳排放（百万吨）		外购电碳强度假设					
		零碳	0.100t/MWh	0.200t/MWh	0.300t/MWh	气电等效 0.392 t/MWh	煤电等效 0.877 t/MWh
模拟情景	Policy	141.1	145.9	150.6	155.3	159.7	182.7
	25%BESS	-6.1	-6.9	-7.8	-8.6	-9.4	-13.6
	2.0CSP	-3.9	-4.3	-4.8	-5.2	-5.6	-7.7
	4H2	-18.8	-17.0	-15.1	-13.3	-11.6	-2.7

数据来源：落基山研究所

*Policy为绝对值展示，其余情景为各外购电碳强度假设下的Policy相对值展示

x　按照天然气年最大需求除以2025年青海目标产能（75亿立方米）估算

一方面对于青海而言，锁定清洁绿色、稳定供应的外购电也是实现全时段、全电量零碳化的重要环节。另一方面，如果可以将青海外购电量和本省火电出力的碳排放核算到青海外送电量的受端省份中，那么青海电网在2030年前即可实现全网总负荷零碳化。从国家层面，政府也应尽快出台跨省外购和外送电量中的碳核算标准，为各省碳达峰、碳中和实践中明确碳核算边界。

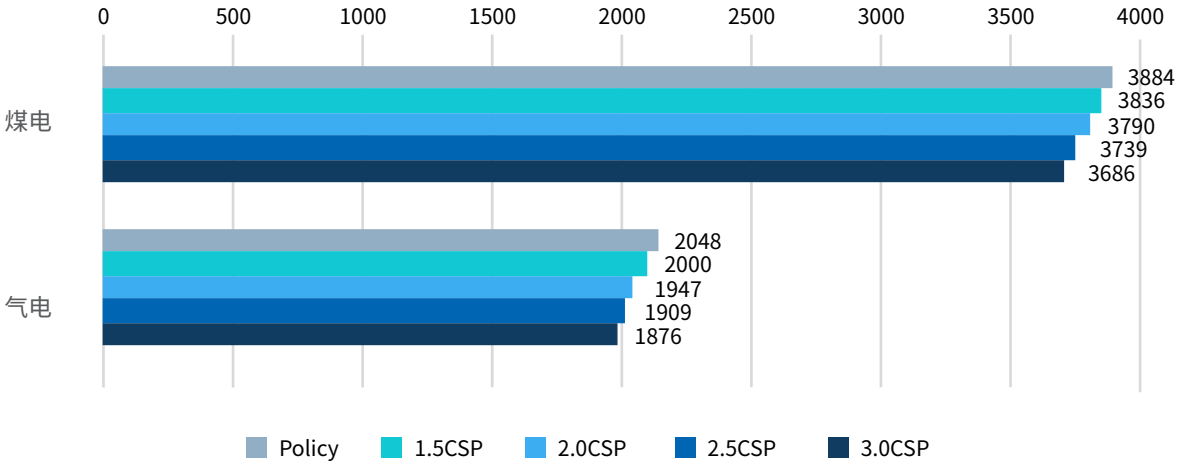
3.3 总结与建议

从基准政策情景出发，青海电力系统仍会存在火电利用小时数高、弃风弃光较多、季节性困境明显的问题，而且在近零碳的过程中愈发明显。因此，基于情景结果的横向对比，本节总结不同零碳灵活性资源对上述问题的解决效果，并提出发展建议。

3.3.1 波动性和调节型新能源需均衡发展

降低对化石燃料发电的依赖是青海实现零碳电力系统的主要抓手，大力发展光热发电可显著减少火电发电量。由图表31可见，当不断增加光热装机，煤电和气电利用率均相应不断减少。3倍光热装机情景下煤电平均年利用小时数从基准政策情景的3,884小时下降9.5%到3,686小时，气电从2,048小时下降9.2%到1,876小时，累计减少碳排放736万吨，同时节约9GW的光伏投资成本，“十五五”期间平均弃风弃光率均控制在10%以内。相比之下，仅增加6GW的光热装机（3.0CSP）就达到了增加10.7GW电化学储能(30%BESS)的减排效果，而且十年间累积节约系统投资和运行成本46亿元，体现出较高的经济性。因此，从政策规划层面，青海省政府应适度控制光伏风电等波动性电源装机规划、大规模增加光热这一灵活性资源装机规划，从而更加经济地加速零碳电力系统的建成。

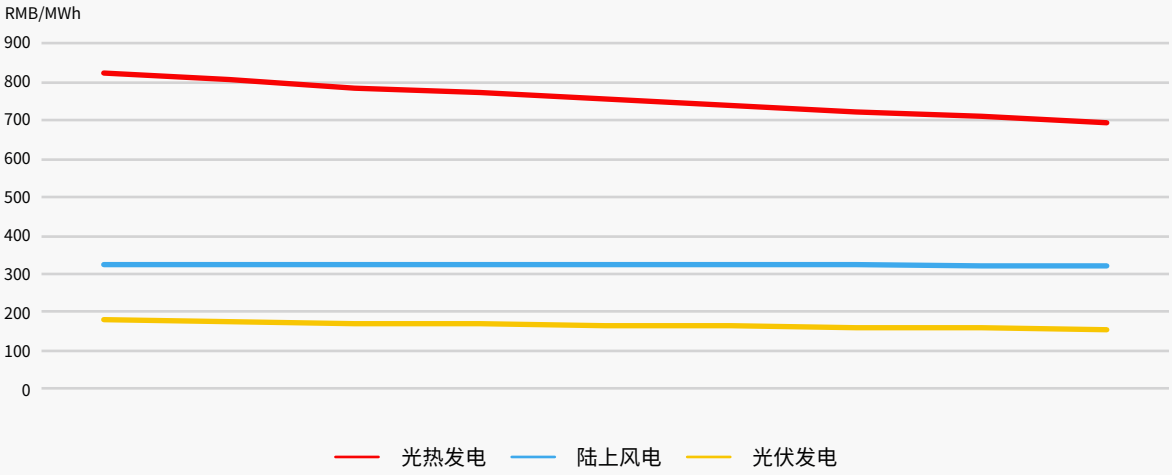
图表 31 **不同情景下2021-30年火电年平均利用小时数对比（剔除利用小时数为0的年份，不含氢能发电）**



数据来源：落基山研究所

但是，在单位电量成本层面，光热发电相比于光伏和陆上风电仍不具备经济性，仍需政策倾斜或市场激励来实现大规模开发。从仿真结果图表32可见，虽然青海光资源条件较好，但是光热发电全生命周期内平准化发电成本仍显著高于陆上风电和光伏发电，不具备平价上网的经济性。同时，从2021年起，国家层面不再给与新增光热发电项目补贴，而由省级价格主管部门制定上网电价。因此，青海政府可推出省级补贴、投资优惠等措施以吸引光热发电投资。除直接政策激励外，充分给予光热参与电力市场的主体地位，可以为光热投资者带来电量以外的新增营收。作为一种稳定可控的新能源发电技术，光热可为电力系统运行提供调峰、调频、备用、无功支持、转动惯量、容量等多种服务，可在第四章设计的零碳电力系统市场机制中发挥更大的作用。反过来，伴随着光热装机规模的增加，规模化经济效应可以推动光热全产业链增效降本，促进技术更新和国产替代，加速成本曲线下降。

图表 32　**2022-30青海新能源实际平准化发电成本展望**



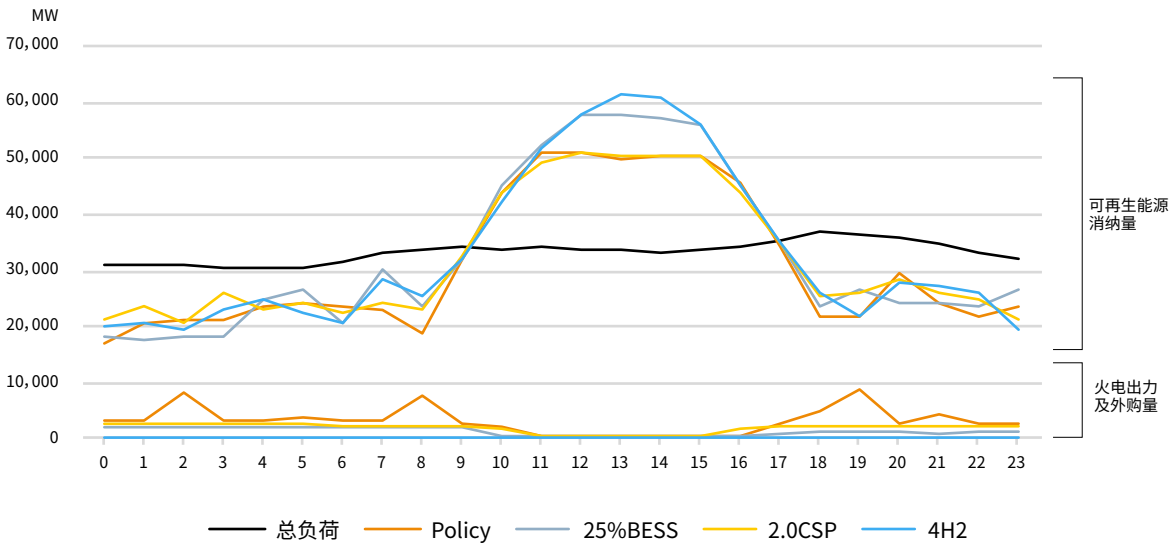
数据来源：落基山研究所

3.3.2 建设多元储能体系是保障系统灵活性的关键

系统灵活性是零碳电力系统安全稳定运行的重要保障，青海应统筹发展电化学储能、光热发电、氢能发电等零碳电源以提供不同时间尺度上的灵活调节能力。由3.2节结果分析可知，青海电力系统在枯水期存在紧平衡，选取2030年12月14日为典型日进行分析，可见三种零碳调节电源的引入均不同程度缓解了枯水期晚间对火电和外购的依赖（图表33）。电化学储能和氢储能均提高了午间对新能源的消纳能力，减少了弃风弃光，配套蓄热能力的光热明显在晚间提高了出力水平。

但是由于电化学储能和光热发电储热时长的限制，系统仍缺乏更长时储能的支撑。电化学储能和光热发电的调节效果均在前半夜（17时到24时）比较显著，而在后半夜（24时到9时），25%储能配比和2倍光热装机情景仍依赖火电和外购电来弥补电力缺口。而在12GW电解槽装机情景中，全天均不需要火电和外购电支持。由于年末储氢量充足，此时氢燃气轮机从17时到次日10时均满负荷发电，体现了长时储能的优点。

图表 33　枯水期（冬季）典型日可再生能源消纳和火电出力及外购量曲线[xi]

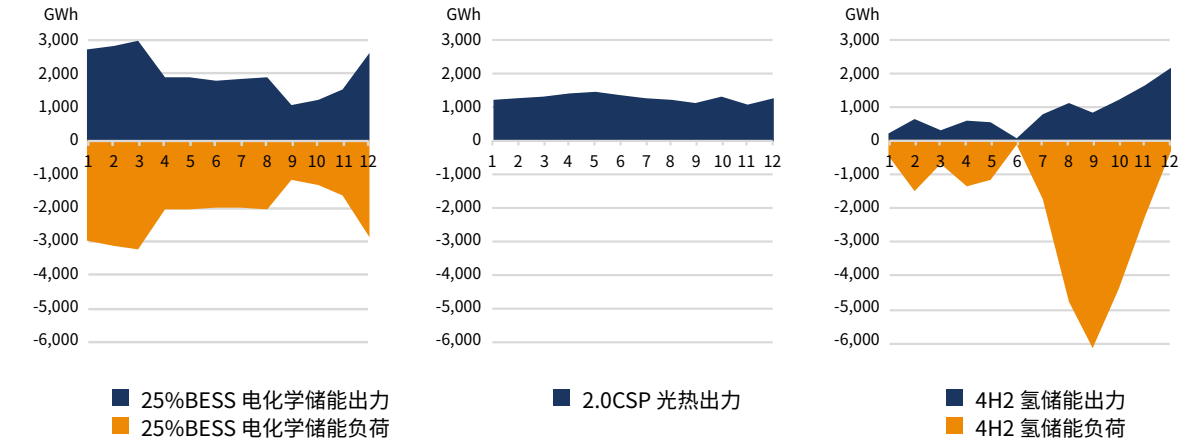


数据来源：落基山研究所

*为增强结果的可读性，除基准政策情景外，本图在研究覆盖的15个场景中选择3个典型场景来代表三种零碳灵活性资源

对比之下，氢储能是青海长时储能缺乏、季节性困境的解决方案。从季节性调节的角度，电化学储能的月度负荷和出力曲线基本呈现对称状态，本质上4小时电化学储能基本很难实现跨天调节。同时由于光资源季节分布较为平均，光热发电全年出力也相对较为平稳，其中出力峰值出现在枯水期的4月和丰水期初期5月，出力低谷出现在丰水期8-9月，一定程度上体现了光热发电和水电的季节互补性、缓解了青海枯水期的电力紧张现象。而氢储能最为独特，实现了负荷和出力曲线的季节性解耦，通过在丰水期电解制氢储氢（主要体现在7-10月份）、在枯水期燃氢发电（主要体现在11-次年1月份），解决了青海电力跨季节调节的需求。

图表 34　典型情景下2030年月度电化学储能、光热和氢储能出力和负荷



数据来源：落基山研究所

xi　总负荷=本省全社会用电量+外送电量，且不包括储能设备（即电化学储能、抽水蓄能、储能工厂、制氢电解槽）的负荷；可再生能源消纳量包括除弃电外的光伏、风力发电、水电和光热发电之和。

因此，零碳电力系统的建设需要政策规划多元储能体系，兼顾短时和长时系统灵活性需求：

- 短时灵活性方面，以锂离子电池为代表的电化学储能已初步具备商业化基础，从4.2.2节仿真结果显示，单位成本的碳减排效果在储能配比25%左右形成拐点。因此，在现有政策规划基础上，政府仍可以适度引导增加储能投资，但不应一味追求高储能配比，仍需综合考虑系统成本和应用效果，将一定程度的弃风弃光视为零碳电力系统的特点而不是缺点。从产业链的角度，区别于车用动力电池，政府应引导储能用锂电池向长寿命、低成本、高安全的方向发展，同时支持钠离子电池、液流电池等电化学储能技术创新。
- 长时灵活性方面，氢能相关产业链仍处于市场渗透初期，制氢电解槽、长时间储运、氢燃气轮机或燃料电池等关键设备仍需要技术突破和提高国产化率以降低成本。青海省政府可积极利用可再生能源资源丰富这一特点，打造“绿氢产业高地”，示范氢储能在新型电力系统中的超长时调节作用，同时联动发展下游氢基化工行业，如合成氨、甲醇等，承接中东部产业转移和绿色升级。

除明确的政策引导外，丰富和完善电力市场价格机制设计、通过市场手段为系统调节能力合理定价也可有效推动多元储能的投资。除电能量价值外，图表35总结和对比了电化学储能、光热发电、燃氢发电可在电力系统运行中发挥的作用。电化学储能拥有快速响应、布置灵活的特点，在参与调峰、一次调频、二次调频时具有技术优势。而光热发电和燃氢发电依旧为同步发电机组，仍可以提供转动惯量、无功支持以维持电力系统的同步稳定性和电压稳定性。同时，电化学储能通过集成储能变流器（PCS，又称双向逆变器），也可以实现无功支持的功能。由此可见，三种零碳灵活性资源均可不同程度上缓解青海电力系统运行的特有挑战，具体的电力市场机制设计详见第四章。

图表 35　现存煤电和三种新型零碳灵活性资源的辅助服务功能对比*

	现存煤电	电化学储能	光热发电	燃氢发电
调频	★★★☆☆	★★★★★	★★★☆☆	★★★★☆
系统备用	★★★★★	★★★★☆	★★★★★	★★★★★
无功支持（电压稳定）	★★★★★	★★★★★	★★★★★	★★★★★
转动惯量	★★★★★	N/A**	★★★★★	★★★★★
灵活爬坡	★☆☆☆☆	★★★★★	★★★☆☆	★★★★★

数据来源：落基山研究所

* ★的数量反映在提供该系统运行功能中相比于其他电源的优势

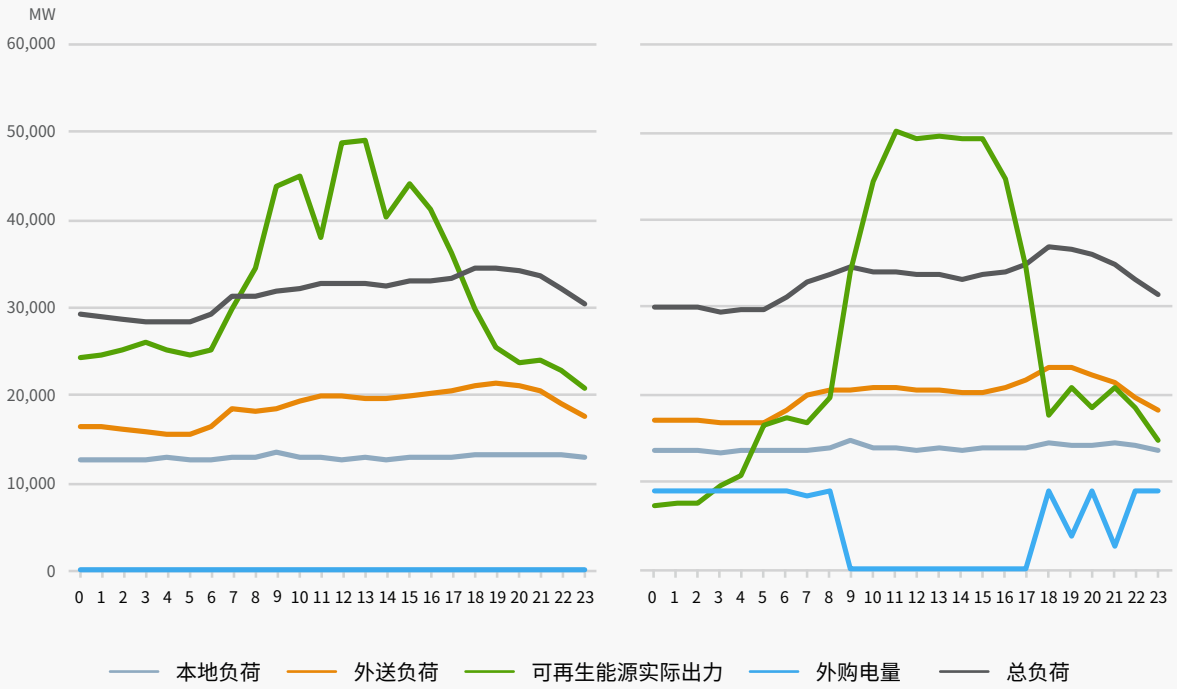
** 储能若作为虚拟同步发电机技术(VSG)的一部分，可以模拟转动惯量

3.3.3 寻求外送曲线的主动权和调整灵活性

清洁能源的大规模外送既可以拉动青海本地相关产业投资、促进经济社会发展，也是“全国一盘棋”实现碳达峰碳中和的重要驱动力。根据政策规划，未来十年外送电量占总负荷需求的比例将从24.3%提升到55.8%，其中特高压外送电量比例预计从8.7%提升到30.8%，因此外送电量的合约曲线将很大程度上影响青海电力系统的平衡。而目前，外送电多为省级政府间协议，中长期交易曲线往往以受端省份挂牌曲线为主，送端省份主动权较低，因而成交曲线一般会贴近受端省份负荷曲线，甚至会拉大峰谷差以满足受端省份调峰需求。

图表36展示了2030年夏季和冬季典型日的负荷特性，表明青海电力系统运行面临调节双峰的挑战——午间新能源大发高峰和晚间负荷用电高峰。具体来讲，由于青海本地负荷需求曲线平稳和外送电量占比高，总负荷曲线形态基本由外送曲线决定。在夏季丰水期，虽然新能源高峰和负荷高峰存在时间错配，但是常规水电、电化学储能、抽水蓄能、储能工厂的日内调节作用弥补了晚间的新能源缺口，此时系统全天电量富余，不需外购电支持。而在冬季枯水期，即使风光资源整体上略好于夏季，但由于水电的缺位和灵活性资源不足，出现了可再生能源白天少量富余、夜晚大量缺口的现象。其中在18时到22时，需要外购电量来满足受端省份的晚高峰需求，难以带来正向经济效益。

图表 36　**青海2030年夏季（左）和冬季（右）典型日负荷和出力曲线[xii]**



数据来源：落基山研究所

总结来看，一方面在中长期尺度上，青海应该在外送协议曲线设定上寻求更大主动权和调整灵活性，使其更好的匹配可再生能源供给曲线，尽量避免风光低谷时段外送。另一方面在更短周期的运行层面，应增强西北省间互济能力，优化省间联络线利用率，保障特定时间的外购需求，同时实现更大范围的新能源消纳，相关市场设计详见4.2和4.6节。

xii　可再生能源最大出力为无弃电情况下风电和光伏最大出力与实际水电和光热出力之和

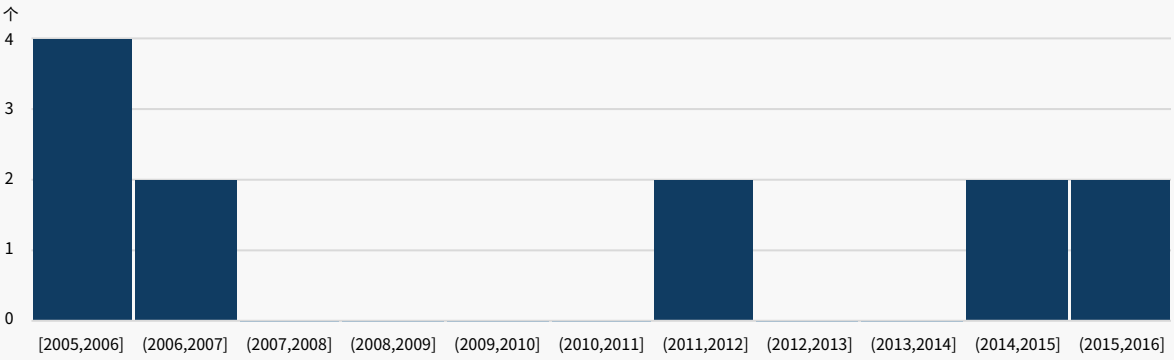
3.3.4 积极引导煤电角色转变降低资产搁浅风险

现有规划下，青海所有煤电机组（~4GW）要在2030年前全部转为调相机或紧急备用电源，基本实现电量层面的退出，这也暴露出存量煤电资产搁浅潜在的社会经济风险。在基准政策情境下，由于可再生能源的大规模接入，煤电年平均利用小时数由“十四五”期间的4,371小时下降到“十五五”期间的3,973小时，远低于一般5,500小时的煤电行业机组规划设计惯例。而且由图表37可见，青海现役煤电机组运行时间均在20年之内，即使到2030年均仍在约30年的经济寿命中。尤其对于2014年后投产的较新机组，会面临更大的成本回收难题。

此外，热电联产机组短期内仍需承担供热任务，但是中长期也会面临热力行业脱碳的挑战。2015到2016年期间建成的华能西宁2*350MW超临界机组即为热电联产机组，承担着西宁近5万户居民长达六个月的供暖需求。短期内集中式热电联产仍是一种相对经济高效的供暖方式，可以通过电锅炉、相变蓄热等技术改造实现热电解耦，从而提高机组在供暖季的灵活调节能力和促进煤电电量的逐步退出。但长期来看，供暖清洁化和零碳化是必然趋势，燃煤热电联产机组需要通过生物质掺烧、加装碳捕集设备等方式逐步降低碳排放强度，才能避免资产搁浅的风险。

因此，需要配套市场机制来引导煤电电量层面的退出，同时合理定价存量煤电的调相或备用价值，激励部分煤电机组仍保留在电力系统中提供容量充裕性，具体的市场设计可见4.4和4.5节。

图表 37　**青海现役煤电投产年份统计（共收集到12个机组样本，合计3.2GW）**



数据来源：Global Coal Plant Tracker，落基山研究所

同时，除直接金融风险外，资产搁浅还会带来煤电相关就业人员安置的社会需求。根据图表38所示的单位容量煤电机组所需生产运营岗位统计结果进行估算，青海现存3.9GW煤电机组对应0.60万个生产运营岗位[13]。同时考虑到产业链的上游，2020年青海煤炭开采与洗选行业就业规模为0.59万人[14]，已较2015年的0.84万人减少了29.9%，预计这一数字将会伴随煤电需求的下降而继续减少。加总来看，煤电转型共计影响相关行业就业1.2万人。可观的一点是，青海现存煤电资产方以国企为主，而相关国企也会是新能源资产的主要投资方，从而创造出新的就业岗位。政府可以积极引导相关企业妥善安置煤电相关人员，通过职业培训进行内部转岗，同时完善社会保障体系，尤其关注年长或低技能的弱势群体，实现更公平正义的能源转型。

图表38　**单位容量煤电机组所需生产运营岗位统计结果**

机组容量范围 (MW)	<100	100–300	300–600	600–1000	⩾1000
生产运营岗位 个/MW	5.18	2.7	1.21	0.65	0.28

数据来源：Zhang, Xiaoli, et al. Immediate actions on coal phaseout enable a just low-carbon transition in China's power sector[13]

4. 支撑零碳电力系统的电力市场建设

4.1 建设电力市场的必要性

针对第二章所述青海零碳电力系统建设中面临的三大挑战：实现大规模可再生电力的生产消纳和外送、满足高比例可再生电力系统的灵活性需求、高比例可再生电力系统的运行挑战，我们认为充分发挥市场的作用是青海实现零碳电力系统的必要手段之一，需在充分考虑青海电力供需的实际情况与发展趋势的前提下，加快建设电力市场。

从市场供需关系的角度，水电季节性特点将影响市场趋势。水电与风光发电资源丰富的青海省在一年内的大部分时间段有充足的低成本的电力满足本省的电力需求；但在枯水期，特别是枯水期夜间负荷高峰时段，则往往出现电力短缺的情况，需要依靠生产成本较高的煤电与气电机组增大出力，并从省外购入相当数量的电力，以满足系统峰值负荷的需求。因此青海的电力市场，特别是现货市场，将体现买方与卖方市场趋势随季节而改变的特征。

从市场参与的电源侧角度，青海省水电与风光发电资源的投资主体相对集中。以黄河上游水电开发有限公司为例，其在青电力总装机2,402万千瓦，占青海省电力总装机的56%，是青海最大的发电企业，2021年在青发电量、供电量分别超过全省的70%和80%，因此青海的电力市场将表现出缺乏多元化的卖方群体的特点。

从市场参与的需求侧角度，青海省近年来工业负荷快速增长。2021年全社会用电量较2016年增长30%，同时在大力引入锂电、半导体、光伏风电等制造业的形势下，预计十四五期间负荷将继续保持高速增长。因此青海的电力市场将面临系统刚性需求逐年上升、电力缺口数量不断增大与发生缺口时段不断增加的趋势。

根据青海电力供需的实际情况与发展趋势，我们建议青海电力市场的建设应从完善中长期交易市场、加速建立省内现货市场、发展多元化辅助服务市场、探索容量补偿机制或容量市场、积极参与省间现货市场这五个方面着手解决问题。

图表39　**电力市场对于解决零碳电力系统三大挑战的必要性**

	中长期市场	省内现货市场	辅助服务市场	容量机制/市场	省间现货市场
挑战一：实现大规模可再生电力的生产消纳和外送	通过跨省交易，锁定外送电量，保障新能源稳定消纳；增加中长期市场灵活性也会增加新能源外送能力	通过现货价格及时反应电力供需关系。新能源大发时现货市场价格降低，引导市场增加消纳能力和调峰能力		保证发电容量充裕性，防止出现电力供小于需的情况	通过日前和实时省间市场外送新能源富余电量
挑战二：满足高比例可再生电力系统的灵活性需求		通过现货价格引导发电侧和用电侧增加电网灵活性	备用和调频辅助服务市场可以鼓励发电资源提供发电灵活性		
挑战三：高比例可再生电力系统的运行挑战有难点			通过无功支持、转动惯量、灵活爬坡辅助服务市场解决青海新能源比例过高带来的局部电压稳定、转动惯量不足和系统爬坡风险等问题		

完善中长期交易市场：中长期电力市场指的是年、季、月、月内多日等日以上(不含日前)电力交易，应该作为电力交易的压舱石，为电量售购双方以较为稳定的价格锁定大部分电量交易，以减少交易主体在现货市场中的风险暴露。这一点对于引导和激励新能源投资的重要性主要体现在三个方面：第一，新能源的投资和运行成本主要集中在项目最开始的开发建设期，运营期的运维成本及变动成本比例相对而言非常低（年度成本通常在初始投资成本的1-2%左右），因此投资方迫切需要在项目早期提前锁定价格和收益；第二，根据国际经验和国内现货试点省份的实践，由于现行现货市场建设普遍采用边际报价、统一出清的方式，且新能源的边际成本接近于零，因此高比例可再生电源的现货市场出现超低电价甚至负电价的情况愈发频繁，新能源项目在现货市场中实际出清价格可能无法覆盖项目初始投资成本或达到目标收益率；第三，需求侧的绿电需求通常也拥有较长的目标周期，因此用户侧也希望可以提早锁定未来一段时间的绿电供应，以满足企业自身的可持续战略目标。基于青海省在自身基本建成零碳电力系统以及大幅提高对中东部省份绿电输送量的发展规划目标下，仍需要108GW的清洁电力资源新增投资，因此完善中长期交易市场对于稳定投资预期和激励社会投资至关重要。

加速建立省内现货市场：现货市场指的是市场主体以市场化交易的形式提供电力服务的交易机制，主要包括日前、日内、实时的电能量交易，通过竞争形成分时市场出清价格。现货市场建设不仅有利于新能源大规模消纳和外送，也将在时间和空间两个层面提供颗粒度更小的价格信号，实时反应电力供需情况，提高系统的灵活响应能力。未来，青海将建成更多新能源基地，源荷空间和时间分布不匹配的矛盾将进一步加剧。跨区域的电力输送产生的阻塞等问题，对电网的安全稳定和电力资源优化配置构成了潜在威胁。青海省内现货市场建成后，可以通过集中竞争的方式实现资源的优化配置，并形成反映电力商品空间价值的价格信号，有效引导发输用电资源投资规划，实现电能供给在地理上的合理分布，通过价格反应电力供需关系引导系统电力平衡，以此达到提升系统灵活性的目的。

发展多元化辅助服务市场：辅助服务市场是维护电力系统安全稳定运行和电力系统瞬时平衡性必不可少的重要保证，由发电侧并网主体、独立储能项目以及能够响应电力调度指令的可调节负荷提供服务，保证电能质量，促进清洁能源消纳。在建设零碳电力系统的进程中，青海不仅面临着时间和空间维度灵活性不足的挑战，而且亟需解决伴随新能源渗透率提高而日益显著的转动惯量不足、电压稳定等系统运行问题。非市场化的固定补偿机制难以满足负荷和供给双重波动性的零碳电力系统对灵活性的更高要求、难以充分调动机组辅助电力系统运行的积极性，而这些问题也对辅助服务市场品种的丰富性、价格信号的及时性、成本收益分摊的公平性提出了更高的要求。

探索容量补偿机制或容量市场：容量补偿机制或容量市场是指发电企业的装机容量或可用容量进行直接补偿的市场机制，主要目的在于帮助发电企业实现容量成本回收，引导发电容量有序投资，保障发电容量长期充裕。如第二章的讨论中指出，对于青海而言，其系统充裕性主要面临两方面的挑战：第一是水电出力受到不同年份之间以及年内不同季节之间来水量不同的影响；第二是风电和光伏的出力也存在较大的不确定性。因此，在高比例清洁电源的情况之下，青海省电力系统需要充裕的可调度电源作为备用手段。容量补偿机制或容量市场对青海优化发电资源配置、保障青海电力市场的长期供电稳定有着至关重要的作用。保障电力安全供应是电力市场建设的前提。受限于新能源的高占比和电力现货市场价格水平，火电、光热等可调节机组难以通过电力现货市场回收边际成本或者固定成本，面临着发电利用空间缩小、收益减少的局面，长期来看难以保证发电容量的充裕性。建设发电容量充裕性保障机制或者容量市场，可以有效激励发电容量投资，通过合理的市场设计来优化电源结构、实现资源最优配置，短期内有助于发电资产回收投资成本，长期来看可以保障电力供应安全、促进能源低碳转型。

积极参与区域层面现货市场：根据青海省目前的规划，到2030年，其发电量中超过一半将输出到其他省份，理想的区域层面电力现货市场将打破省间壁垒，在更大的区域下优化资源配置，在统一的平台下集中竞价决定区域内的全电量发电计划。在丰水期或新能源大发时段，而省内负荷无法消纳新能源时，其他省份的负荷可以帮助新能源消纳。

4.2 完善中长期交易市场

中长期交易是青海省电力市场改革实践中较为成熟的一个机制，但也仍然需要进一步优化，以适应不断提高的市场化交易比例以及不断攀升的新能源渗透率。目前，中长期交易电量约占青海全省发电量的85%，其中省内中长期占70%，跨省中长期（政府间外送协议）占15%。全省发电量中另外的15%属于优购电量，为居民和农业等非市场化用户服务。售购双方通过双边协商、集中竞价、挂牌交易方式，以年度、季度、月度为交易周期，开展中长期电能量交易。在省间交易开始前，省调预先进行省内负荷预测，在保证省内供需平衡的基础上，安排省间交易。新能源企业通过中长期双边协议卖出自身全部电量的约90%。在此基础上，目前青海中长期交易的交易品种仍相对单一，交易周期覆盖范围也有待进一步拓宽。青海省进一步优化中长期交易机制应该优先考虑以下两个方向：

- **提高中长期交易的灵活性。**根据我国设计电力市场的初衷，中长期电力市场应该作为电力交易的压舱石，因此我国鼓励发电侧和用电侧在中长期锁定大部分电量交易，以减少现货电力市场价格的波动对市场主体的影响，所以市场主体在中长期交易结果的基础上进行现货市场交易，可以提前为现货市场交易带来更多的确定性。但是，受限于较低的新能源出力预测精度，青海现行的中长期交易并不适用于新能源。需要通过提高中长期交易的灵活性，更好的根据新能源出力短期预测水平调整机组发电计划，减少新能源发电企业的履约偏差及偏差考核费用。因此，需要增加中长期交易中的交易品种和交易频次，在保证系统供需平衡的同时，提高新能源消纳水平。

- **丰富并完善可再生能源交易机制**。一方面，青海省应该进一步完善新能源投资回收机制，推进多年的中长期交易合约，让新能源发电企业预先卖出其全生命周期预计发电量，帮助新能源发电企业提前锁定价格和收益。另一方面，结合青海省内以及中东部地区快速提升的绿电需求，青海省应该进一步丰富可再生能源市场化交易的购买方，允许更多省内外用户直接购买绿电。

在以上两个方向之下，我们认为青海省进一步完善中长期交易市场应该采取以下具体措施：

4.2.1新增交易品种及交易周期

- **交易品种方面**，需要新增滚动撮合交易，主要借鉴证券交易投资者可随行就市进行实时申报的特点，通过实时开放面向购售双方动态可观测的量、价申报和成交数据，以及量价走势图等可视化辅助工具，实现市场主体在博弈过程中的撮合成交。相较于“集中竞价”交易模式，该模式具有流程简单清晰、交易组织效率高、撮合成交价格灵活可调等优点，有助于市场主体快速掌握交易要点，实现“面对面”的博弈竞争，促进形成公平、高效、健康、有序的市场环境。

- **交易周期方面**，一方面需要“缩短”，即需要逐渐增加旬、多日交易周期，方便市场主体进行偏差调整与滚动平衡，有效减少合同执行偏差，减少市场主体偏差考核的财务风险，并与日前现货市场进行更好的对接。另一方面也需要“延长”，鼓励市场主体之间签订5-10年起步的长期购电协议，方便市场主体通过长周期协议获得较为稳定的价格，投资方也能够以长期电力销售形式获取投资回报。对于新能源来说，长期购售电协议能够预判市场对绿色能源的诉求，可作为绿色能源规划的重要依据。在多年中长期购电协议中，采购方可以先从电网公司起步，以青海省内外用户为补充，并不断提高用户直接采购的比例。与此同时，根据零碳目标进度和电网安全现状，评估风电和光伏发电的总消纳量，并据此测算该类型长周期合约电量上限。新能源发电企业无论实际发电量是否全部消纳，都可根据该长周期合约结算最终收益。

4.2.2 完善中长期市场交易机制

- **完善合同转让调整机制**，建立完善的偏差调整机制，允许对合同进行动态调整，通过高频次的合同转让、置换、回购交易，为市场主体提供灵活的市场化调节手段，使中长期交易能够与现货市场基本协调一致。

- **放开中长期交易电量限制**，逐步放开用电侧需在中长期交易购买至少80%的用电量的交易限制。越多的市场交易规则限制，越不适用于高比例新能源。因此，逐步放开用电侧在中长期交易的交易规模限制，由市场主体根据市场风险和自身特点，在更大范围内自行决定在中长期市场和现货市场购买电量的比例，有利于高比例新能源电力系统的安全稳定发展。

- **深入挖掘绿电的环境价值**，做好绿电交易与其他交易品种的衔接。绿电交易是在电力中长期市场体系框架内设立的一个全新交易品种，通过合同电量曲线分解与其他中长期交易、现货交易相互衔接，绿电交易优先执行、优先结算。

4.3加速建设省内现货市场

在基本建成零碳电力系统的目标之下，为了实现资源的最优配置，充分发挥市场经济性，青海需开展电力现货市场建设，其市场模式包括了日前、日内、实时市场，市场主体涵盖源网荷储，市场模型采用循行渐进的方式（先分区，后节点），并放开市场价格上下限，解决新能源消纳和系统灵活性不足的问题。青海构建电力市场是实现系统成本最优化调度的必然选择，下文将详细分析现货市场设计所面临的关键问题。

目前,青海还未开展省内现货市场。2020年青海发布了公开征求《青海电力现货市场建设方案》[15]意见的公告。根据该建设方案，市场初期为“新能源全电量参与的单边集中式市场”，中期加入容量市场并引导火电参与现货市场，后期引入用户侧参与现货交易。2021年，青海“十四五”规划建议研究建立电力现货市场体系。

现阶段，青海省电力系统的实时平衡主要依靠青海电网调度控制中心综合考虑电力平衡、电网安全约束、发电机组发电指标完成情况等因素，开展“三公”调度。青海调度采用节调排序算法安排日前发电计划及实时负荷跟踪，该算法虽然一定程度考虑了机组的发电成本差异，但并非基于市场价格信号，也未完善其经济调度，因此不是系统成本最优化的调度配置市场。展望未来，我们针对青海加速建设省内现货市场提出了以下关键问题与实践方向。

4.3.1现货市场模式设计

主流的现货市场模式包括日前市场和实时市场。由于新能源占比较高，青海日前市场的出力预测精度不高，而实时市场的出力预测留给火电机组的调整时间过短，因此日内市场将是零碳电力系统下现货市场的重要组成部分。日内市场可以让市场主体有充足的时间在日前和实时之间调整启停和出力，在时间维度上发挥短期资源调节作用，在激励市场主体偏差调整、优化资源配置、促进新能源消纳方面具有重要作用。同时，由于国网省间现货为日内市场而非实时市场，为促进青海省内现货市场和国网省间现货市场进行更好的衔接，建议在实时市场前2-4小时组织日内市场滚动出清。价格信号是引导市场主体主动进行偏差调整的重要方式，因此日内市场需要自己独立的价格出清机制并据此得到日内市场的出清价格，而不是沿用日前市场出清价格。市场初期，日内市场可为实时市场的预出清，或日前市场的再次出清。市场运行成熟后，建立独立的日内市场，根据日内市场的申报重新进行机组组合优化出清。

4.3.2 现货市场主体

1439号文发布以后，火电和工商业用户已被要求全量进入电力市场[16]。青海新能源体量较大，新能源也应全电量进入电力市场。新型电力系统建设必须加强源网荷储互动，确保低碳高效。

- **在发电侧，所有类型发电资源全量进入电力市场**，包括可再生电源。因光伏和风电等可再生电源的互动性非常有限，所以研究重点放在新能源承担系统平衡责任相关问题。新能源参与日前和实时现货市场时，由新能源开展短期和超短期负荷预测，并按时向电力调度机构提交功率预测曲线，因新能源发电企业自身预测能力不足等原因导致的偏差，应进行偏差考核，并采用考核费用分担系统调节成本。偏差考核机制可以推动新能源企业进一步完善技术支撑水平，提高功率预测准确性，促进新能源配置储能等平抑波动、增强保障能力的技术措施。

- **在用电侧，允许用电侧报量报价参与现货市场。**为更好适应新能源发展需要，以新能源为主体的零碳电力系统需要具备灵活高效、开放互动的特性。灵活高效需要发电侧、用电侧调节能力强，电网侧资源配置能力强，实现各类能源互通互济、灵活转换，提升整体效率；开放互动指适应各类新技术、新设备以及多元负荷大规模接入，与电力市场紧密融合，各类市场主体广泛参与、充分竞争、主动响应、双向互动。因此，需要建立需求响应常态化机制，引入电力用户、电动汽车、分布式光伏等需求侧可调节资源聚合后作为独立第三方主体参与市场，挖掘需求侧资源调节电力供需平衡的能力。

- **鼓励储能作为独立主体参与青海现货市场**。储能在青海规模大，需要建立一套完善的储能市场化机制使储能参与电力市场优化出清。设计电力市场时，允许用户侧储能、电源侧储能、电网侧储能、独立储能、共享储能、储能工厂直接参与电力市场的优化出清，代替以往的储能运营模式。部分储能容量较小，且分布过于分散，需要聚合管理平台对储能进行聚合来参与市场。因此，需推动储能作为独立市场主体或作为虚拟电厂聚合资源参与中长期、现货市场交易，通过价格信号引导储能、各类电源、电力用户和虚拟电厂灵活调节，多向互动。

4.3.3现货市场网络模式

青海输电通道受限断面比较单一且属于外送型电网，因此设计省内现货市场时宜采用比较简单的机制，以快速推进省内现货市场的建设进程。

初期，分区模型比较适合青海省内现货市场，需根据主要断面将海西、海南、海东等进行分区。随着电力市场建设的推进，青海电力现货市场运行成熟后，节点电价模型将是更理想的市场模式，原因如下:

- 新能源出力的不确定性，导致未来电网潮流不会常规化，同时阻塞情况更加难以预测；规划中的跨省特高压项目也将改变潮流方式。因此分区模型不一定可以同时考虑所有时段的断面限制，而且现有分区不一定适合未来的实际电网运行情况。

- 节点电价模型有助于引导储能、电力用户、可调节负荷等需求侧资源顺应市场节点电价合理布局，市场主体可以更公平合理地结算收益和费用。

- 青海电网面积大，输电线长，因此节点电价模型可以更准确地计算电损。未来全国统一电力市场建设的一致性也要求青海电力现货市场使用节点电价模型。

因此，节点电价模型是将来理想化的市场运行状态，但根据实际情况分析，未来5-10年以分区市场起步更加稳健。根据目前青海阻塞断面和主要负荷及发电资源分布情况，暂时将青海分为海西、海南、海东三个区，形成简化的串联型电网网络模型。后期将根据新出现的阻塞问题，视情况增加更多的分区。

4.3.4 现货市场价格机制

目前，我国正在运行或已经试运行过现货市场的省份当中，各省份现货市场设置上下限价格差距不大，价格下限通常在0元/兆瓦时，上限在800-1,000元/兆瓦时。价格上限大约是现货市场平均成交价格的3倍，主要考虑燃煤机组成本，限制市场主体获得明显超过成本的收益；价格下限避免市场主体在现货市场上恶性竞争。

相比之下，美国加州、PJM等现货市场上限价格大部分为1,000美元/兆瓦时，下限为-150美元/兆瓦时。上限价格是正常平均批发电价的约30倍，给现货市场价格变化和阻塞时电价升高提供了充足的空间[17]；价格下限设为负电价，保证了在极端情况下新能源无法消纳时可进一步根据更低的价格选择新能源机组降低出力和引导用电侧增加消纳能力。

我们认为青海省应该结合自身情况，**设计现货市场价格上下限时考虑比我国其他省份现货市场进一步拉大上下限**，为现货市场价格体现极端阻塞情况提供空间。但目前我国未形成成熟通用的方法设定现货市场价格上下限，因此我们需要**增加允许每年根据市场情况调整价格上下限的规则**，原则上应根据一次能源价格的向上波动适时上调市场出清价格上限，在考虑线路阻塞、机组爬坡等约束的条件下允许负电价，从而有利于充分发挥价格信号的引导作用，引导发电侧调峰发电和用户侧错峰用电。在缓解用电高峰期供需矛盾的同时，打开储能削峰填谷套利的空间、提高储能自充自用的经济性，促使用户通过加装储能，提高能源利用效率、优化用电行为、降低用电成本。因此，合理设计价格上下限也可以为储能发展创造空间。

4.4 多元化发展省内辅助服务市场

目前，青海省只有省内调峰市场，且只有共享储能项目参与，火电深度调峰和启停调峰市场还未正式运营，其他辅助服务品种通过“两个细则”由调度执行并进行固定补偿。调度机构使用非市场化手段调用发电资源提供辅助服务，由于缺乏市场激励，会发生系统总辅助服务质量不足的情况。

4.4.1 调整及丰富省内辅助服务市场机制

展望未来，我们认为，青海零碳电力系统的辅助服务市场需尽快建立的交易品种包括：调频、备用、无功支持、灵活爬坡、转动惯量，每一个品种的具体机制设计可参见本部分最后的图表43。

- **逐步取消调峰市场**。随着现货市场的建成，调峰市场的存在不再必要，反而会在一定程度上引起现货市场价格的失真。下一阶段，现货市场将通过价格信号引导发电机组出力变化，解决系统调峰问题，提升市场优化配置效果。青海省可以参考山西省现货市场，将调峰机制融入现货市场出清算法中。

案例分析

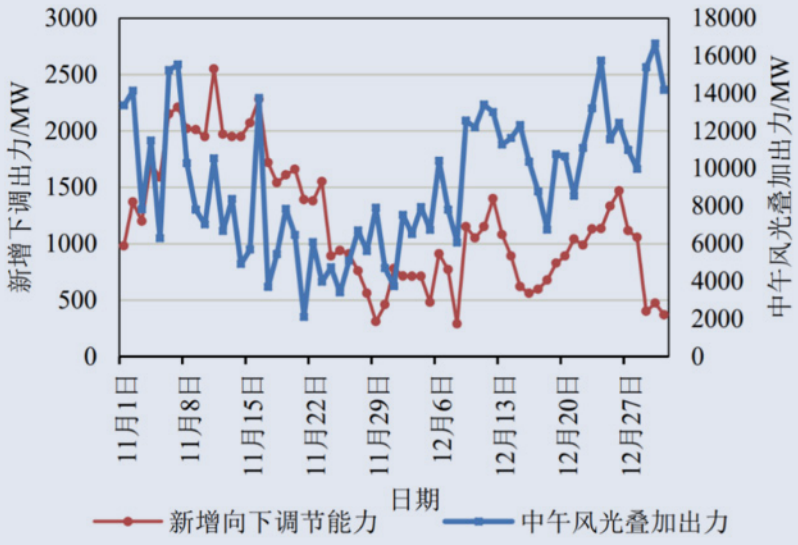
2017年10月，山西能源监管办印发《山西电力风火深度调峰市场操作细则》，实现深度调峰服务的市场化改革，缓解山西电网冬季供热期低谷调峰困难的现状。

2019年，山西省开展省内现货市场。因为市场建设尚处于起步阶段，火电机组要完成计划电量指标，导致部分火电机组即使在新能源大发时也不能停机，只能采取深调运行的方式，这也是山西初期保留调峰市场与现货市场共同运行的重要原因。

但调峰市场本质上是电能量市场，同样属性的产品通过两个市场开展交易，容易引起相互干扰，即调峰市场的存在会对现货市场的价格和火电企业的交易行为带来不利影响，保留深度调峰市场一定程度上引起了现货电能量市场价格失真。

因此，2020年底山西将调峰市场与现货市场进行了融合，为了确保两者融合后，能够进一步释放电网调节能力，山西现货市场通过继续拉大峰谷价差、允许火电机组自行申报分时段的运行下限等规则设计，引导火电企业主动跟随现货价格信号进行启停调峰和深度调峰。暂停调峰市场后，现货市场运行两个月期间实现机组启停调峰183台次，最多一天停机19台次，释放新能源发电空间770万kW[18]。其中，2020年11月份，火电机组为了减少亏损或避免停机主动申请降低运行下限，进一步释放向下调节能力150~200万kW，现货市场起到了非常好的调峰效果，火电机组深度调峰能力增加一倍以上，有效拓展了新能源消纳空间。山西2020年11、12月份期间现货申报新增下调能力与午时风光叠加出力对比如下图所示。其中，11月11日当天，火电机组申报降低下限达到400万kW，在原有深度调峰能力的基础上，进一步释放向下调节能力255万kW，拓展了新能源消纳空间。风光大发时，现货价格较低，火电企业申报下调能力较多。

图表40 **山西现货申报新增向下调能力与中午风光叠加对比**



来源：国网山西省电力公司，清大科越等[18]

因此，山西“中长期+现货+辅助服务”的电力市场体系建立后，不再需要调峰市场。其中，中长期交易是市场主体规避风险、锁定收益的重要手段；调峰市场融合进现货市场，现货市场反映短期电力供需形势；辅助服务市场开展调频交易，增加电网调节能力、促进新能源消纳。

- **建立调频与备用市场**。由于新能源占比极大，受新能源有功调节能力限制，青海的零碳电力系统电网频率调节能力持续下降，电力市场建设应保障频率响应的基本需求，**调频市场**通过并网主体的自动功率控制，满足电力系统频率、联络线功率控制要求；**备用市场**通过并网主体预留调节能力，保证电力系统可靠供电，解决新能源发电的波动性和随机性给电网安全稳定运行带来的问题。风光发电资源通过安装AGC设备可实现响应调度机构的向下调频指令的能力，因此需鼓励新能源作为向下调频资源参与调频市场，增加新能源公平参与电力市场的手段。同时，风光发电资源的非灵活属性不具备向上调频能力和提供备用容量能力，需要灵活发电资源承担提供调频和备用服务的职责。与现货市场相同，零碳电力系统通过有组织的竞争性市场开展调频和备用交易以适应市场供应相对充足、需求随时变化的市场环境，通过集中出清的模式最优配置辅助服务，并且在供应相对紧张而价格升高时段激励发电资源参与供给。同时，调频和备用市场可激励水电、光热和储能等灵活性资源提供调节能力，保证电网供电稳定。

案例分析

辅助服务市场在美国成熟运营多年，是保证高比例新能源下电网安全运行的重要机制。其中，备用和调频市场已成熟市场化：调频和运行备用对系统安全约束影响较大，市场环境下通过集中交易的方式来配置调频、旋转备用和非旋转备用资源；而无功支持等辅助服务，则通过调度交易机构与市场主体签订双边合同来购买。加州辅助服务市场保证了加州电网可以容纳激进的新能源增长。加州风电和光伏发电占比，从2000年占总装机量的约5%，增加到2010年的8%，到2020年的30%以上[19]。为了保证青海零碳电力系统的安全稳定运行，需要格外重视辅助服务市场，并针对市场实际运行中暴露出的新情况、新问题，进行卓有成效的创新工作，比如市场规则、交易品种、价格机制、分摊模式等。

为适应新的发电资源和电网调频需求，2012年，美国PJM在原有传统调频市场的基础上新增了动态调频响应类型RegD的独立调频市场。为应对新能源发电出力的不确定性，美国加州在2016年推出新的辅助服务产品“灵活性爬坡产品”。

可再生能源对电力系统的挑战在中国和美国乃至全球是有相同之处的，美国建立灵活性爬坡产品和动态调频响应类型的独立调频市场等辅助服务市场改革措施，对青海零碳电力系统建设有一定的借鉴意义。为解决可再生能源不可控和不确定性带来的对管理系统可靠性的挑战，青海零碳电力系统建设需要充分考虑系统对辅助服务的需求，针对这种需求优化产品开发的品种和规格要求，根据电网实际需求适时创立更多细分品种。

- **建立无功支持辅助服务市场机制**。青海的电压问题对青海新能源输送到用电侧产生了限制，需要电源或设备向电力系统注入或吸收无功功率，以使系统正常运行时节点电压维持在允许范围内，并能提供足够的无功支持以防止电力系统电压崩溃，确保电力系统安全运行的同时增加新能源消纳能力。因此，青海零碳电力系统通过建立无功支持辅助服务市场机制，鼓励并补偿提供无功支持的资源，保障电力系统电压稳定。

- **建立转动惯量辅助服务市场机制**。新能源发电的高比例并网将对电网必须的转动惯量产生负面影响，威胁电网的平稳运行。目前可选的技术方案包括两种：1）建设足够比例的火电、水电、储能。零碳电力系统下的火电占比并不高，为了保证转动惯量充足，当水电因为季节性限制不能达到系统要求时，必须保证足够的火电和储能在线。2）采用虚拟同步机实现风光发电可调节的能力，模拟转动惯量的一次调节，可减少对系统的不平衡影响，提高系统频率稳定性。只将提供转动惯量的资源设定为必开资源，无法通过优化配置的方式确定必开资源，同时也无法有效鼓励市场主体参与提供转动惯量服务。两个技术方案均需付出较高的经济代价。青海零碳电力系统通过建立转动惯量辅助服务市场机制，鼓励并补偿提供转动惯量的资源，阻止系统在经受扰动时频率突变。

- **建立灵活爬坡辅助服务市场机制。**青海零碳电力系统的建立必然伴随着间歇性新能源的大量并网，灵活性因此成为衡量电力系统运行特性不可或缺的重要指标。通过合理的市场调节手段，挖掘潜在的灵活性资源、提高电力系统灵活性，实现多个主体之间的协调优化、促进新能源消纳，是建立青海零碳电力系统的必由之路。灵活爬坡服务依靠在本时段内留出足够的爬坡/滑坡裕度，确保在新能源大量接入的情况下，系统可调出力满足下一时段的供给需求，从而可以在误差较大时及时调节出力，维持系统的实时平衡。从电力系统灵活性提升措施来说，灵活爬坡服务属于改善系统运行方式。实施灵活爬坡服务不需要投入新的电网设备或设施，且其购买价格较低，是一种较为经济的系统灵活性提升措施。

4.4.2 辅助服务市场设计主要原则

总体而言，我们认为青海省辅助服务市场的建设应该重点关注以下两个方向。

- **市场主体及责任分摊标准**

辅助服务的提供主体包括满足技术条件的发电侧并网主体、新型储能、以及传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（通过负荷聚合商、虚拟电厂等形式聚合）。其中，参与调频的市场主体需装置 AGC 设备；新能源若需满足辅助服务技术条件，则须与储能配套。

并网主体参与辅助服务时，应根据其提供电力辅助服务的种类和性能，或对不同类型电力辅助服务的差异化需求及使用情况，按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，制定差异化补偿或分摊标准。其中，调频根据调频容量和调频里程进行补偿；备用根据提供备用的积分电量进行补偿；无功支持根据提供的无功电量进行补偿；转动惯量根据提供的动能进行补偿；灵活爬坡根据提供的爬坡能力的积分电量进行补偿。

逐步建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制，补偿费用由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同分摊，逐步将非市场化电力用户纳入补偿费用分摊范围。

- **区别考虑市场模式和基于市场竞价的补偿定价模式**

由于调频和备用基本不受地域限制，且各市场主体提供的调频和备用能力容易量化，调频和备用市场组织一般采用集中竞价市场模式。需求响应作为优化配置用电侧调节能力的手段，也可采用集中竞价市场模式，通过统一出清实现经济性最优。

无功支持致力于解决局部电网问题，而且无功不能长距离输送，长距离输送无功将导致系统损耗的大幅增加，所以无法将无功支持作为统一标的使用集中市场出清; 转动惯量和灵活爬坡目前尚未有成熟的集中竞价市场模式，并难以量化各市场主体提供的转动惯量服务和灵活爬坡服务。因此，无功支持、转动惯量和灵活爬坡建议采用基于市场竞价的补偿机制，全年补偿价格通过每年一次的市场集中出清决定，出清采用由市场主体申报提供无功支持、转动惯量、灵活爬坡的价格。其中，无功支持采用分区补偿价格（每年决定各分区的补偿费用），转动惯量和灵活爬坡采用峰平谷时段补偿价格（每年根据需求确定峰平谷各时段的补偿费用）。

4.5 探索容量补偿机制及容量市场

纵观国内外实践经验，相比于现货市场建设，容量市场的建设通常相对较晚。根据《青海电力现货市场建设方案》，容量市场将在现货市场开展后逐步建立。借鉴美国容量市场经验（详见下述PJM案例），青海省建立容量补偿机制和市场应重点考虑：1）明确供电可靠性标准，对电力市场范围内的发电资源充裕性进行评估，对容量需求进行测算，并且明确发电容量价格机制确定方式；2）通过科学合理的方式评估各类型容量资源的影响和容量保障机制实施成本，允许不同形态的资源参与市场，通过集中竞争的方式实现源网荷储的协调运行。针对青海省实际情况及零碳的目标，我们认为容量补偿机制和容量市场的建设应该遵循以下思路：

- **探索容量成本补偿机制**。合理确定容量补偿范围，即通过发电充裕性评估的市场主体可获得容量成本补偿。研究并合理评估传统电源和新能源发电的有效容量以及系统容量充裕性，探索研究容量成本补偿机制。风光资源实际平均发电量远小于装机容量，因此将根据平均预测出力与其装机容量之比折算其有效容量；考虑到储能可减少弃风弃光电量，可计算因储能而增加的风光发电量并折算为储能发电有效容量。容量成本补偿机制将统一补偿各资源提供的有效容量，补偿价格由青海省政府和调度机构每年决定。

- **探索建立容量市场机制**。探索将容量补偿机制逐步向容量市场机制过渡，通过市场形成发电容量价格，合理引导电源投资，保障新型电力系统的长期容量充裕性。调度运营机构通过定期招标方式采购发电资源容量，成本由用电侧按实际用电量进行分摊。

- **细分、丰富容量品种**。在保障总体容量充裕度的基础上，进一步根据调节性能和减碳价值细分容量市场品种。首先需满足系统发电容量充裕度，在容量市场集中出清所有发电资源。但该容量市场并不能解决系统缺乏实际调节能力的问题。因此，调度运营机构需测算系统总调节能力需求，并开展灵活调节容量市场集中出清。由于可以提供发电容量的发电资源不一定具有调节能力，在容量市场已经出清的发电资源也可继续参与灵活调节容量市场。灵活调节容量市场通过市场机制鼓励市场主体投资有调节能力的发电资源，其补偿资金在新能源和用电侧市场主体之间分摊。

- **考虑碳价值，鼓励低碳的发电资源**。容量市场机制需考虑不同类型发电资源的减碳价值，鼓励建设更多的低碳发电资源。未来，容量市场将与碳市场衔接，根据碳市场中的碳价值，对不同类型发电资源全生命周期的减碳量进行测算，并折算进发电资源在容量市场的量价曲线中。市场运营机构可根据青海实现零碳目标进度合理地调整发电资源的减碳价值，进一步刺激低碳发电资源参与容量市场。

案例分析

美国PJM容量市场（又称可靠性定价模型）运行时间相对较长，被视为容量保障机制的典范。美国PJM容量市场机制包括容量市场的需求曲线确定和容量市场结算方式两部分。通过调整需求曲线参数体现全系统容量需求、释放价格指导信号，从而引导发电企业投资及运营；通过容量市场结算可将合理的市场价格传导到用户。自2007年实现以来，PJM现行的容量机制运行平稳，有效刺激了发电侧投资[20]。

美国容量保障机制设计主要考虑了以下3个要素:

（1）容量需求水平确定。容量需求水平一般由电力监管部门或调度机构基于对供电可靠性的评估，以行政规划形式确定所需的备用容量裕度。

（2）确定价格形成机制。集中竞争是形成价格最高效的方式。容量拍卖、容量义务等面向全体的容量保障机制，需要构建考虑发电资源充裕性与激励新投资所需的补偿水平的容量需求曲线，由容量提供商根据可提供容量水平进行竞争。

（3）接纳不同类型的发电资源。将风、光、需求响应资源、节能、输电网络对于能量的释放视为容量资源参与容量市场。并根据不同类型的发电资源，计算容量可信度，分析其对电网可靠性的贡献。不同发电技术提供发电容量的可靠性不同：燃气机组启停和爬坡速度快，负荷跟随能力强，容量可信度较高；风电虽然在某些时段有较高的负荷系数，但由于风速等气象因素影响，出力的间歇性与波动性较强，在电力需求紧张时不能保证容量可用性，容量可信度较低。PJM使用前三个夏季368个高峰负荷时段容量因子平均数计算风电容量可信度，大约在20%到30%之间。容量可信度将作为系数计算发电资源实际参与容量市场的容量。

目前，青海正全力向着双碳目标迈进，能源结构处于低碳转型的关键时期，电力系统容量裕度整体来看比较充足，但随着可再生能源消纳压力的持续增加，系统灵活性资源短缺将成为未来制约青海清洁能源进一步发展的主要问题。引导可再生能源在系统中的高比例应用，是青海容量补偿机制和容量市场设计需要达成的目标。

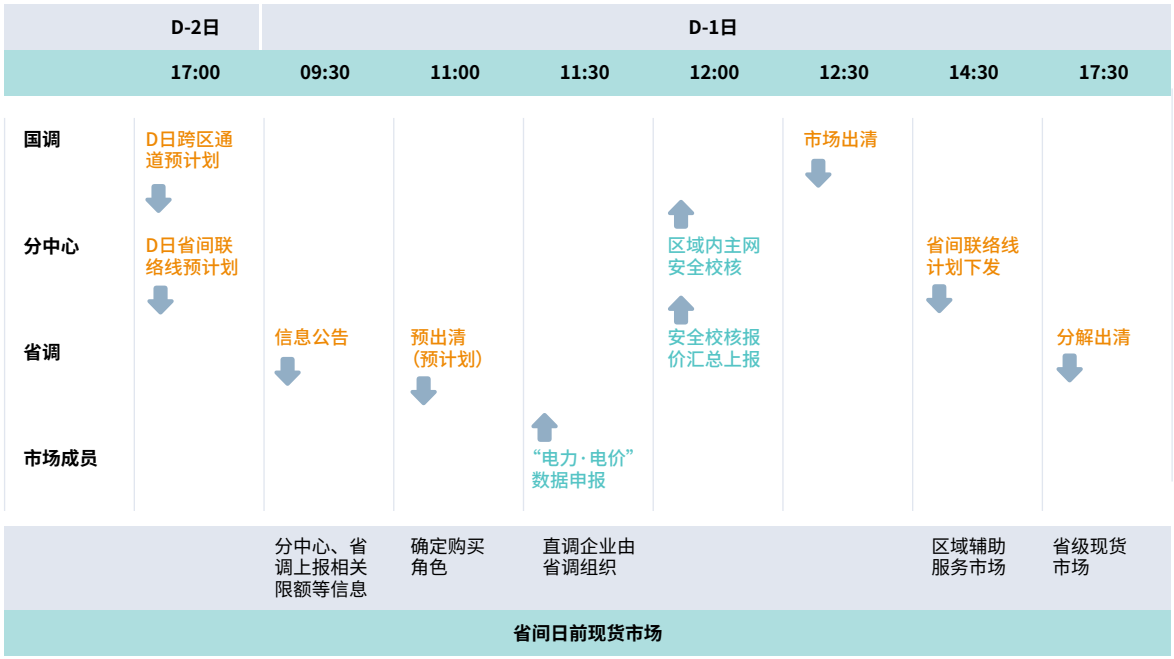
4.6 积极参与省间现货市场

2021年底之前，国家电力调度控制中心运行跨区域富余新能源电力现货交易，各省可将富余新能源在日前和实时市场卖入有电力缺口的省份。该交易模式是在省间中长期交易的基础上进行增量现货交易，包含日前和日内交易，主要满足新能源外送需要及全网电力余缺互济，在省间中长期交易合同曲线的基础上组织交易。2021年国网省间现货交易代替了跨区域富余新能源电力现货交易，允许所有发电主体参与跨区市场。其中，新能源与其他发电资源同台竞争。

目前，青海作为单节点参与国网省间现货，将富余电量卖出，或在有电力缺口时买入其他省富余电量。是否可以将富余电量卖出取决于青海发电企业申报的价格是否低于买方价格减去对应输配电价。目前青海大约有5%发电量参与省间现货；新能源发电量约有10%参与省间现货交易。青海实际参与省间现货市场的电量不高，省间市场和省内市场的衔接并不紧密。同时，由于省间现货市场交易结果需物理执行，若无法执行需通过交易节点电价计算偏差费用，对于调节能力不强的青海来说，参与省间现货市场是个挑战。

青海参与国网省间现货市场的交易流程为：国调在D-2日预测D日省间联络线计划，省调在D-1日上午进行省内预出清确定自身申报计划，国调在D-1日中午根据各省申报情况进行省间现货市场正式出清，出清结果作为D-1日省内市场的边界条件[21]。

图表41　**国网省间日前现货市场交易流程**

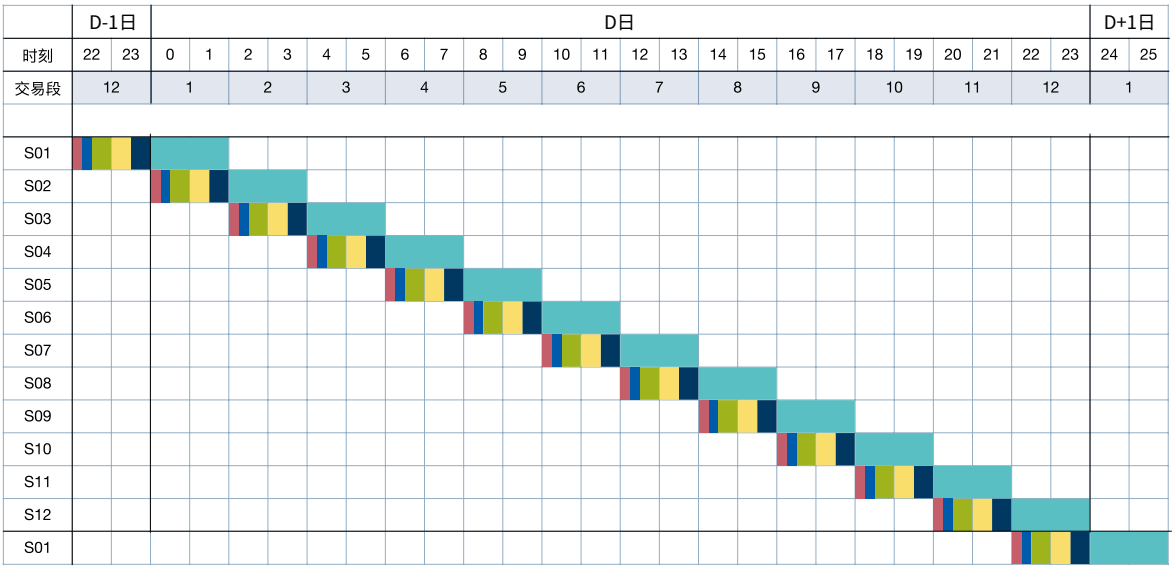


来源：国家电网

省间日内市场以每2小时为一个交易时段，在T-90时段出清，预留充足的时间进行出清并与省内实时市场耦合。省间电力现货交易结果纳入跨省区联络线计划，作为省内实时市场的运行边界，原则上不跟随市场主体的实际发用电量变化而变化。

图表42　国网省间日内现货市场交易流程

日内以2小时为一个固定交易周期，组织省间日内现货交易。



T-120~T-110	市场主体申报“电力-价格”曲线	T-60~T-30	网调组织开展区域内辅助服务交易，下发省间联络线计划
T-110~T-90	省调对申报数据进行合理性校验，上报至国调中心	T-30~T-15	省调编制省内实时发电计划或组织省内实时市场及辅助服务市场出清。电力交易机构向市场成员发布市场出清结果。
T-90~T-60	省间市场出清及跨区通道计划下发	T~T+120	本时段交易执行

来源：国家电网

展望未来，我们认为青海省内电力市场各交易品种的设计，需同步考虑到该交易品种与省间现货市场的衔接。根据我国实际情况，区域级别电力市场将采取省间、省内市场“两级运作”的方式开展。因此，区域级别现货市场模式下，省间现货市场与省内现货市场协同运行。省间交易在整个国网区域开展，在跨省输电通道允许的前提下，可以实现更大范围的新能源消纳。青海省内电力市场一般呈现供大于求的情况，所以省间中长期和省间现货市场是青海消纳新能源的重要途径。

结合省间、省内市场“两级运作”的思路，省间和省内市场的协调思路将通过电量耦合的模式开展。在交易时序上，省间中长期交易先于省内中长期交易开展。现货交易中首先开展省内市场预出清，再开展省间日前现货；市场运营机构需加强省内市场预出清的准确性，增加省内富余电量在省间市场交易的概率。在市场耦合方面，省间中长期交易物理执行，省间交易结果作为省内交易的边界调节。在偏差处理方面，实际运行与合同约定产生的偏差，根据成因和影响范围，分别按照省间、省内市场规则处理。阻塞管理与安全校核方面，按照统一调度、分级管理的原则，国调（网调）、省调负责调管范围内输电线路的阻塞管理与安全校核。

从青海省自身角度而言，也需要采取一系列措施，从而积极参与到区域层面市场模式当中。第一，市场运营机构需披露更多现货市场边界信息，并保证省内现货和省间现货市场边界信息的一致性。此举将鼓励市场主体积极参与省间市场，帮助无法在省内现货市场成交的电量在省间市场卖出。第二，市场运营机构需及时披露日前省内和省间现货市场结果，因此市场主体有充分时间在省间日内市场和省内实时市场调整申报，增加省内市场和省间市场、日前市场和日内市场的衔接。

案例分析

美国区域电力市场和欧洲统一电力市场是国外运行较为成功的典型区域电力市场，多被国内专家学者作为样板研究。

作为电力生产与消费大国，美国以实现跨州区域电力市场为目标逐步推进电力市场化改革，并形成了多个以调度交易一体化为特征的区域电力市场。美国区域电力市场采用节点电价机制，进行全电量集中优化出清。以美国西部能量不平衡市场（Energy Imbalance Market，EIM）为例。美国西部EIM是美国加州与七个邻州建立的实时区域现货市场，EIM使得系统调度员能够看见相邻的电网中可供调度的资源和负荷需求，从而能在一个更大的区域内自动找到最好的资源来平衡实时的电力供应和需求。它在优化系统运行的同时，也能促进新能源消纳[22]。近年来，美国西部EIM快速发展，实现了加州电力市场区域与周边非市场区域之间的电力平衡交易，通过大范围共享调节资源解决可再生能源比例提高带来的系统平衡问题。自2014年运行以来，美国西部EIM已为全区域带来超过17亿美元的经济效益；每季度增加的新能源消纳量相当于减排二氧化碳1千吨；通过共享灵活发电资源，减少大约50%的灵活资源实时备用容量需求。

作为电力改革的先行者，欧盟一直致力于推进全欧范围内的统一电力市场建设。经过近30年的发展，欧盟逐步建成了以日前、日内市场耦合为主要特征的欧洲统一电力市场。欧洲统一电力市场采用的是以日前交易为主、日内交易为辅、保留各国输电系统运营商负责实时平衡的弱耦合模式，是一个典型的分区平衡的“两级运作”电力市场，将电网系统模型简化进行阻塞管理，分区内则由相应各国输电系统运营商负责能量平衡和输电管理。欧洲统一电力市场利用高度集成化的互联电网优化了跨区资源配置，也加快了风能、光伏等新能源的国际间开发利用。其中，德国和邻国电网间的电力交换能力已经达到25GW，占其总装机容量的12%和冬季最高负荷的30%。目前，德国新能源发电占比已达到了40%以上[23]。

目前青海和国网电力市场采用分级制度，即国调、网调、省调协同运作。我国跨省电力调度旨在实现更大范围内资源的优化配置，并不完全遵循市场经济，由国调或网调决定省间联络线计划，确定省间电力输送和输送通道容量限制。目前的国网省间现货交易由省调进行申报，交易电量为省内增量部分，并且不是全电量统一出清，所以阻塞管理和省内现货市场不同。通过分析和对比，青海和国网更适合借鉴欧洲统一电力市场运作模式。在避免大幅调整现行运作模式的基础上，优化青海省内和省外的衔接，做到全区域资源优化配置，实现更大范围的新能源消纳。

4.7 零碳电力系统市场机制的实施路径

基于前述章节的研究分析结果，青海零碳电力系统应逐步建成“中长期交易+现货市场+辅助服务市场+容量市场”的电力市场体系，形成交易品种丰富、交易频次适中的中长期交易，“全电量申报、集中优化出清”和省间、省内有序衔接的现货市场，形成市场主体多元、竞争充分、交易活跃、公平有序的市场形态。

图表43　　**零碳电力系统市场机制实施路径**

市场	细分市场	开展频率	可参与的市场主体	报价方式	出清方式	价格机制	结算方式	执行方式
中长期交易	双边协商	年度、季度、月度、旬	电力用户、售电公司、发电企业、储能、虚拟电厂等新兴市场主体	市场主体自主协商	/	双边协商	中长期合约电量按合约价格结算	交易曲线分解至每日24个时段
	挂牌	年度、季度、月度、旬		挂牌方报量报价	先摘先得	挂牌价格		
	集中竞价	年度、月度		发电侧和用电侧报量报价	集中竞价、边际出清	边际出清价格		
	滚动撮合	月度、旬		发电侧和用电侧报量报价	自动匹配撮合	高低匹配		
省内现货市场	日前市场	日	电力用户、售电公司、发电企业、储能、虚拟电厂等新兴市场主体	发电侧报量报价、用电侧报量不报价	全电量集中优化出清	分时节点电价	日前市场申报电量与中长期合约电量的偏差部分采用日前价格结算	根据出清结果执行发电计划
	日内市场	2-4h					日内市场申报电量与日前市场申报电量的偏差部分采用日内价格结算	根据出清结果执行发电计划
	实时市场	15min					实际发(用)电量与日内市场申报电量的偏差部分采用实时价格结算	根据出清结果执行发电计划

辅助服务市场	调频市场	每天一次	发电企业、储能等新兴市场主体；买方为电网企业	发电侧报量报价，调度决定需求	集中竞价、边际出清	边际出清价格	发电侧获得调频里程收益和调频容量收益	日前出清，实时调用
	备用市场	每天一次		发电侧报量报价，调度决定需求	集中竞价、边际出清	边际出清价格	无论是否被调用，中标发电侧获得备用市场收益	日前出清，实时预留备用容量
	无功支持市场	每天一次	发电企业、储能等新兴市场主体；买方为电网企业	发电侧报量报价，调度决定各区需求	分区独立出清	边际出清价格	被调用时，获得补偿	按需调用，电压过高时，优先调用储能
	转动惯量市场	每年一次		发电侧报量报价，调度决定需求	峰平谷时段集中出清	边际出清价格	被调用时，获得补偿	按需调用，优先调用排序靠前的发电侧
	灵活爬坡市场	每年一次		发电侧报量报价，调度决定需求	峰平谷时段集中出清	边际出清价格	被调用时，获得补偿	按需调用，优先调用排序靠前的发电侧
	紧急性需求响应	电网供需严重不足时开启	需求侧可调节资源；买方为电网企业	零售侧用户报量报价，调度决定需求	集中竞价、边际出清	边际出清价格	用户侧相比负荷基线减少的负荷获得补偿	按需调用，中标零售侧用户减少负荷
容量市场		每年一次	发电企业、储能、虚拟电厂等新兴市场主体；买方为电网企业	卖方报量报价	普通容量市场和灵活调节容量市场分开出清。集中竞价、边际出清	边际出清价格决定普通容量市场和灵活调节容量市场价格	发电侧根据灵活性，获得相应补偿	无
省间现货市场		每年一次	电量富裕的发电企业；由电网企业代理购买	省调决定买方或卖方角色的时段，并进行申报	各省视为交易节点，根据跨省输电价，集中撮合出清	分区形成送端和受端价格	送端省份采用送端价格结算，受端省份采用受端价格结算	物理执行省间现货市场结果，视为省内现货市场的边界条件

4.7.1 “十四五”时期：全面建设适应高比例清洁电力的市场机制

青海零碳电力系统市场机制体系框架包括：中长期交易、省内现货市场、辅助服务市场、容量充裕性保障机制、省间现货市场。其中，中长期交易相对成熟并在不断完善中，省间现货市场也已经开始运行，容量充裕性保障机制则需在电能量市场的基础上建设，因此从零建设青海省内现货市场和辅助服务市场是“十四五”时期青海电力市场建设的重点任务。

- **完善中长期交易机制：**从增加滚动撮合交易并缩短交易频次起步，逐步增加以旬和日为周期的交易，最终过渡至以小时为单位的分时段滚动交易。同时，逐步将中长期交易电量的规模限制由80%放宽至50%。设定偏差考核随着离D日越近越严格，促进新能源的中长期交易在临近实时前灵活调整并提高出力预测精度。同时，青海省应该进一步完善新能源投资回收机制，推进多年的中长期交易合约，进一步丰富可再生市场化交易的购买方，允许更多省内外用户直接购买绿电。

- **建立省内现货市场：**市场建设初期，采用分区模型、建立日前市场和实时市场；在此阶段，因青海负荷较小，宜尽量简化用电侧交易流程，所以建议发电侧报量报价、用电侧使用负荷预测；省内现货市场全电量集中优化出清，日前和实时市场两部制结算；市场主体根据分区电价进行结算，即使用该区统一结算点电价结算该区发电量和用电量。建立省内现货市场后，取消调峰市场。

- **深化建设省内辅助服务市场：**辅助服务中调频和备用是保证电网安全最重要的品种，也是目前国内外最主流的辅助服务市场最先开展和运营成熟的品种。调频辅助服务应对新能源预测带来的偏差，备用辅助服务应对电网系统的事故，两者可以在“十四五”期间保证电网安全，将采用集中竞价、统一出清的模式。此时新能源占比还未达到100%，因此并不是转动惯量、无功支持、灵活爬坡辅助服务市场化的最佳时机，此时维持通过计划（“两个细则”进行管理）安排发电资源提供转动惯量、无功支持、灵活爬坡的现状。同时，紧急型需求响应可以在现货市场建立后同时进行，发挥零售侧电力用户参与电力市场所带来的调节能力。

- **探索容量补偿机制：**结合国外成熟电力市场建设经验，初步建立新型电力系统容量充裕性保障机制，在政府相关主管部门的指导下，根据发电成本、用电需求、系统可靠性要求等因素，确定各发电类型容量电价，用于激励各类电源投资建设、保障系统发电容量充裕度、调节能力和运行安全。所有发电资源根据类型和有效容量获得容量补贴。容量成本纳入市场运营公共服务成本，分摊至用户侧。同时，根据每年青海电网对灵活性资源的需求，视情况增加灵活性资源的容量补贴，容量补贴的增加幅度根据调节容量决定。结合具体的青海系统尖峰负荷曲线形状和净负荷曲线，合理估算储能资源可提供的灵活容量价值，并对其灵活性容量进行补贴。

4.7.2 “十五五”时期：进一步完善青海电力市场体系

“十四五”时期建立的现货市场属于起步阶段，“十五五”时期应该结合现货和辅助服务市场发展情况，逐步完善现货和辅助服务市场体系。根据国家能源局《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，“实现电力资源在更大范围内共享互济和优化配置，提升电力系统稳定性和灵活调节能力”，适应双碳目标的有关要求，“十五五”时期青海电力市场建设的重点工作之一为完善区域市场机制，并优化电力市场设计。

- **完善省内现货市场：**首先，增加日内市场，将原有的日前和实时市场的两部制结算转为三部制结算。其次，允许用户侧“报量不报价”参与现货市场，取代原有的调度机构根据负荷预测确定现货市场需求的市场模式。第三，继续放开现货市场价格上下限。允许市场出清负电价，以帮助更多新能源被出清；增加现货市场价格上限，在新能源发电不足时，鼓励其他发电资源增加出力。最后，目前我国大部分省份现货市场采用节点电价模式，为适应全国统一电力市场建设，待青海省内现货市场运作5-10年后，根据市场运营机构和市场主体的成熟程度，将现货市场价格机制细化为节点电价模式。

- **丰富辅助服务市场：**增加无功支持、转动惯量、灵活爬坡品种。“十五五”期间青海零碳电力系统的新能源占比将进一步增加，此时电网缺乏无功支持、转动惯量、灵活爬坡的问题将进一步放大。因此，在原有的调频和备用辅助服务市场的基础上，还需建立无功支持、转动惯量、灵活爬坡市场，以通过供需关系反映真实价格，刺激发电资源积极提供无功支持、转动惯量、灵活爬坡。相比于调频和备用市场相对复杂的机制（每日出清和决定每时段市场出清价格），无功支持、转动惯量、灵活爬坡市场将采用较为简单的市场机制，以每年集中竞价的方式确定该年补偿价格，补偿价格根据峰平谷或分区进一步细化。

- **建立容量市场：**容量市场建设从容量补偿机制起步，待现货市场相对完善后建立容量市场。容量市场按照多年、年度、月度等开展容量交易集中出清；存量及增量容量资源报量报价参与市场，参与容量市场需按规则认定有效容量；容量资源由电网企业进行购买并将容量补偿费用分摊至用户侧。

- **完善省内电力市场各品种的衔接：**市场初期，为了减少计算量、简化市场交易、出清结果容易收敛，采用解耦的方式进行市场出清。现货电能量的机组组合优先出清，其出清目标为系统总成本最小。建立辅助服务市场后，需考虑各市场之间的出清衔接。现货电能量的出清保持优先，在计算边界条件时按照机组组合、调频、备用、机组出力的顺序估算各交易品种的容量。机组组合需先确定，作为辅助服务市场出清的边界条件；辅助服务市场出清完成后，机组需根据出清中标结果预留容量，辅助服务市场出清结果作为经济调度的边界条件，确定机组最终的出力。该方式的缺点在于需在电能量市场进行两次出清（机组组合和经济调度），并与辅助服务市场迭代出清，同时解耦出清不能达到全系统成本最优（电能量和辅助服务总系统成本最优）。市场后期，可将所有交易品种耦合，进行联合优化出清，出清目标为全系统全品种成本最低。联合优化出清可以一次出清得到电能量和辅助服务出清结果，并达到电能量和辅助服务总系统成本最优；但该方式计算量庞大，当约束较多时结果较难收敛，因此还需要混合整数线性规划算法上的求解收敛和时间上进一步改善。并且联合出清结果往往不易被市场主体所理解，增加了对出清结果发生争议的可能，因此在市场平稳运行多年后开展联合优化出清是较为合理的过渡。

- **完善省内市场与国网省间市场的衔接：**青海省内现货市场需随着国网省间现货市场机制的修改，同步进行相应的调整，以保证青海可以更好地参与国网省间现货市场。按照目前的国网省间现货市场机制，青海省内日前现货市场需在竞价日上午完成预出清，以更准确地确定参与省间日前现货市场的富余电量。同理，青海省内日内现货市场需在省间日内现货市场前完成预出清，以更准确地确定日内的青海富余电量。因此，青海需增加省内现货市场预出清环节的出清结果准确率，比如提前截止市场主体的申报时间并用实际市场主体申报信息进行预出清，以完善省内和省间市场的衔接。同时，由于青海外送电量需要支付跨省输配电价，参与省间现货市场的富余电量不一定能够全部出清。因此，青海省电力市场运营机构需及时披露市场事前相关信息，并提前测算青海的外送电量在国网省间现货出清的体量和概率，以引导青海新能源在国网省间现货市场进行更加合理的报价，通过市场主体调整申报量价曲线来最大化增加省间现货市场对青海新能源的消纳。

5. 结语

青海是电力系统碳中和的先行者，已实现了最长35天的省域全清洁能源供电实践，为全国乃至全球新型电力系统建设提供了宝贵经验。下一步，青海将为打造全省域、全时段、高可靠的零碳电力系统而努力。本报告的分析表明，青海在打造零碳电力系统的进程中，需要重点应对大规模可再生电力的生产消纳和外送、电力供需的时空间灵活性需求和高比例可再生电力系统实时运行安全约束这三个层面的关键挑战。

本研究以电源规划和电力市场设计为主要抓手，仿真对比不同技术路线的减碳潜力和经济成本，提出多时间尺度、多维度的电力市场机制设计，以优化系统投资和运行成本，激励零碳新能源和灵活性资源投资，保障系统灵活性和充裕性需求，切实推动青海电力系统零碳化进程。

在电源规划层面，青海应均衡发展波动性和调节型新能源、建设多元储能体系、提高外送曲线主动权和灵活性。

光伏和陆上风电等波动性新能源的大量接入和煤电电量的退出增大了电力电量平衡的难度，应加快已规划水电、抽水蓄能、储能工厂的可研论证和施工建设，同时进一步促进电化学储能、光热发电和氢能发电等新型灵活性资源的投资。**青海省政府应尽快推出省级补贴、投资优惠、专项试点等措施以统筹发展新型零碳灵活性资源，同时充分给予其参与电能量和辅助服务市场的主体地位，为零碳电力系统提供不同时间尺度的灵活性。**

- **光热是一种与青海资源禀赋匹配的调节型新能源，通过配置储热系统可提供4小时以上的日内调节能力，进一步规模化开发光热发电可显著减少青海本省火电发电量和省间外购电量。**在现有电源规划基础上，继续增加3.0GW的光热装机，在2021-30年间可累计减少火电出力3.1%（5.0TWh），对应减少二氧化碳排放2.8%（390万吨），同时减少外购电量15.1%（8.3TWh）。增加光热装机规模的同时，青海省政府可适度控制光伏等波动性电源装机规划，从而减少弃电以及降低系统投资成本。

- 同时，**零碳电力系统的建设需要多元储能体系的支持，兼顾短时和长时系统灵活性需求。适度提高电化学储能装机规模，可提高日间新能源的消纳能力，缩小晚间电力缺口，提供4小时以内的短时灵活性需求。**若将2030年电化学储能规划目标从现有政策规划的12.1GW提高到15.4GW，2021-30年间累计可减少可再生能源弃电量7.3%（9.6TWh），减少碳排放2.7%（380万吨）。

- 然而，**长时季节性供需矛盾需要依靠氢产业链的技术突破和规模发展以提供更长周期的调节能力，实现丰水期绿电制氢储氢、枯水期燃氢发电的氢电耦合模式。**“十四五”期间，青海可通过改造现有规划中的天然气燃气轮机进行掺氢燃烧试点，同步加大制氢电解槽的投资建设，进而在“十五五”期间逐步扩大掺氢比例，并最终实现用100%零碳绿氢替代天然气，同时天然气仍可作为备用燃料以弥补绿氢供应不足的情况。12GW制氢电解槽装机情景相比于基准政策情景，2021-30年间可显著减少可再生能源弃电量52.2%（68.7TWh），同时释放天然气需求67亿立方米以上，以用于供暖、重工业等难减排领域的脱碳转型。

此外，青海作为外送大省，外送电量的合约曲线将严重影响青海电力系统的平衡。**一方面青海应积极寻求中长期外送协议曲线设定的主动权和短周期调整灵活性，**使其匹配可再生能源供给曲线；**另一方面通过省间输电通道建设和省内省间电力市场耦合，增强西北省间互济能力，**优化省间联络线利用率，促进更大范围的新能源消纳。

在电力市场设计层面，青海应逐步建成“中长期交易+现货市场+辅助服务市场+容量市场”的电力市场体系，并积极参与省间现货市场。

“十四五”期间，青海应完善中长期交易机制，重点建设省内现货市场和辅助服务市场：

- 在现有中长期交易基础上，增加滚动撮合交易并提高交易频次，在给予新能源调整灵活性的同时，以离D日越近越严格的偏差考核机制促进新能源提高出力预测精度，此外也应鼓励市场主体之间签订5-10年起步的绿电长期购电协议交易以保障新能源投资收益。
- 省内现货市场建设初期，应全电量集中优化出清，采用日前和实时市场两部制结算，市场主体根据分区电价进行结算，以快速推进建设进程。
- 辅助服务市场中，应同步取消目前的调峰品种，新建调频和备用品种，均采用集中竞价、统一出清的模式，同时继续通过“两个细则”进行管理安排发电资源提供转动惯量、无功支持和灵活爬坡，以应对新能源预测偏差、设备故障、电压稳定等运行安全问题。
- 在保障系统充裕性方面，初步探索容量补偿机制，根据发电成本、用电需求、系统可靠性要求等因素，研究并合理评估传统电源和新能源发电的有效容量，确定容量补偿价格。

“十五五”期间，青海应结合前期运行经验，逐步完善现货和辅助市场体系，探索多交易品种联合优化出清，同时建立容量市场、有效衔接区域市场:

- 现货市场方面，增加日内市场，将原有的日前和实时市场的两部制结算转为三部制结算，继续放开现货市场价格上下限，同时根据市场运营机构和市场主体的成熟程度，将分区电价细化为节点电价模式。
- 为适应新能源占比不断提高带来的系统安全挑战，辅助服务市场应增加无功支持、转动惯量、灵活爬坡品种，通过每年集中竞价的方式确定该年补偿价格，补偿价格可根据峰平谷或分区进一步细化，以激励相应零碳灵活性资源投资和参与辅助服务的积极性。
- 在市场出清方面，在市场平稳运行多年后应考虑从解耦顺序出清过渡到电能量和辅助服务市场联合优化出清，从而促进各交易品种的衔接、实现全系统成本最优。
- 进一步完善省内市场与国网省间现货市场的衔接，提高交易信息披露的透明度和及时性，以保证省内现货和省间现货市场边界信息的一致性，最大化利用省间现货市场消纳新能源。
- 在系统充裕性方面，应从容量补偿机制过渡到容量市场，按照多年、年度、月度等开展容量交易集中出清，容量资源由电网企业进行购买并将容量费用分摊至用户侧。

同时，电力系统零碳转型带来的社会经济影响也不容忽视，需要配套政策降低煤电资产搁浅的风险、引导相关就业人员转岗安置，促进公正能源转型。青海现役煤电机组到2030年均仍在经济寿命内，在煤电电量层面退出的同时，应合理定价存量煤电的调相或备用价值，激励部分煤电机组仍保留在电力系统中维护系统安全，同时缓解成本回收难题。此外，青海政府应积极引导企业对煤矿和煤电工人进行职业培训和内部转岗，完善社会保障体系，尤其关注年长或低技能的弱势群体。

“十四五”和“十五五”期间是青海建设零碳电力系统的关键窗口期，应以优化电源技术结构、加速完善电力市场改革为突破口，形成政策、市场和技术驱动的实践合力，从而树立起全国构建新型电力系统的行动标杆，打造在全球范围内具有示范和借鉴意义的青海样本。

参考文献

1 青海省人民政府（2021），国家能源局关于印发青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021-2030年）的通知，**http://fgw.qinghai.gov.cn/zfxxgk/sdzdgknr/fgwwj/202108/t20210812_78615.html**

2 青海省工业和信息化厅, 2021年全省发、用电量情况，**http://gxgz.qinghai.gov.cn/html/59/39311.html**

3 董凌, 李延和, 刘锋, 陈来军, 魏韡, 梅生伟, 区域全清洁能源供电的发展路径与实践——以青海省为例[J], 全球能源互联网, 2020, 3(4):385- 392 .

4 青海省人民政府 (2022)，青海省 “十四五” 能源发展规划

5 绿色和平（2022），电化学储能技术创新趋势报告

6 Solar Energy Technologies Office, Concentrating Solar-Thermal Power Basics, **https://www.energy.gov/eere/solar/concentrating-solar-thermal-power-basics**

7 国家太阳能光热产业技术创新战略联盟（2020），《太阳能热发电成本下降路径》

8 青海省统计局，青海省省情手册

9 IEA (2019), The Future of Hydrogen

10 BloombergNEF (2020), Hydrogen: The Economics of Power Generation

11 IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

12 GE (2012), Hydrogen for power generation, **https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-for-power-gen-gea34805.pdf**

13 Zhang, Xiaoli, et al. "Immediate actions on coal phaseout enable a just low-carbon transition in China's power sector." Applied Energy 308 (2022): 118401.

14 国家统计局 (2021). 2021中国劳动统计年鉴. 中国统计出版社.

15 青海省工业和信息化厅（2020），《青海电力现货市场建设方案》

16 国家发展改革委（2021），《国家发展改革委进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革》

17 叶泽（2020），《电力现货市场价格上下限的经济学依据》，《中国电力企业管理》2020年08期

18 国网山西省电力公司（2022），《山西省融合调峰辅助服务的电力现货市场建设路径演化探析》，《电网技术》第46卷 第4期

19 喻洁（2019），《美国加州辅助服务市场发展解析及其对我国电力市场的启示》，《电网技术》文章编号:1000-3673

20 王冬明（2010），《美国PJM电力容量市场分析》，《浙江电力》2010年第10期

21 陈艺华（2021），《促进新能源消纳的省间、省内两级电力现货市场运行机制》，《电力系统自动化》第45卷第14期

22 李可昕（2021），《从加州限电事故与美国 WEIM 机制看电力市场的融合协同》，《电力系统自动化》第45卷第10期

23 赵文猛（2020），《欧洲统一电力市场演变和日前市场出清模型》，《南方电网技术》第14卷第5期

刘雨菁，刘子屹，周勤等. 西北地区电力系统低碳转型探索——打造零碳电力系统的青海样本，落基山研究所，2022

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

除特别注明，本报告中所有图片均来自iStock。

RMI Innovation Center
22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

©2022年11月，落基山研究所版权所有。
Rocky Mountain Institute和RMI是落基山研究所的注册商标。