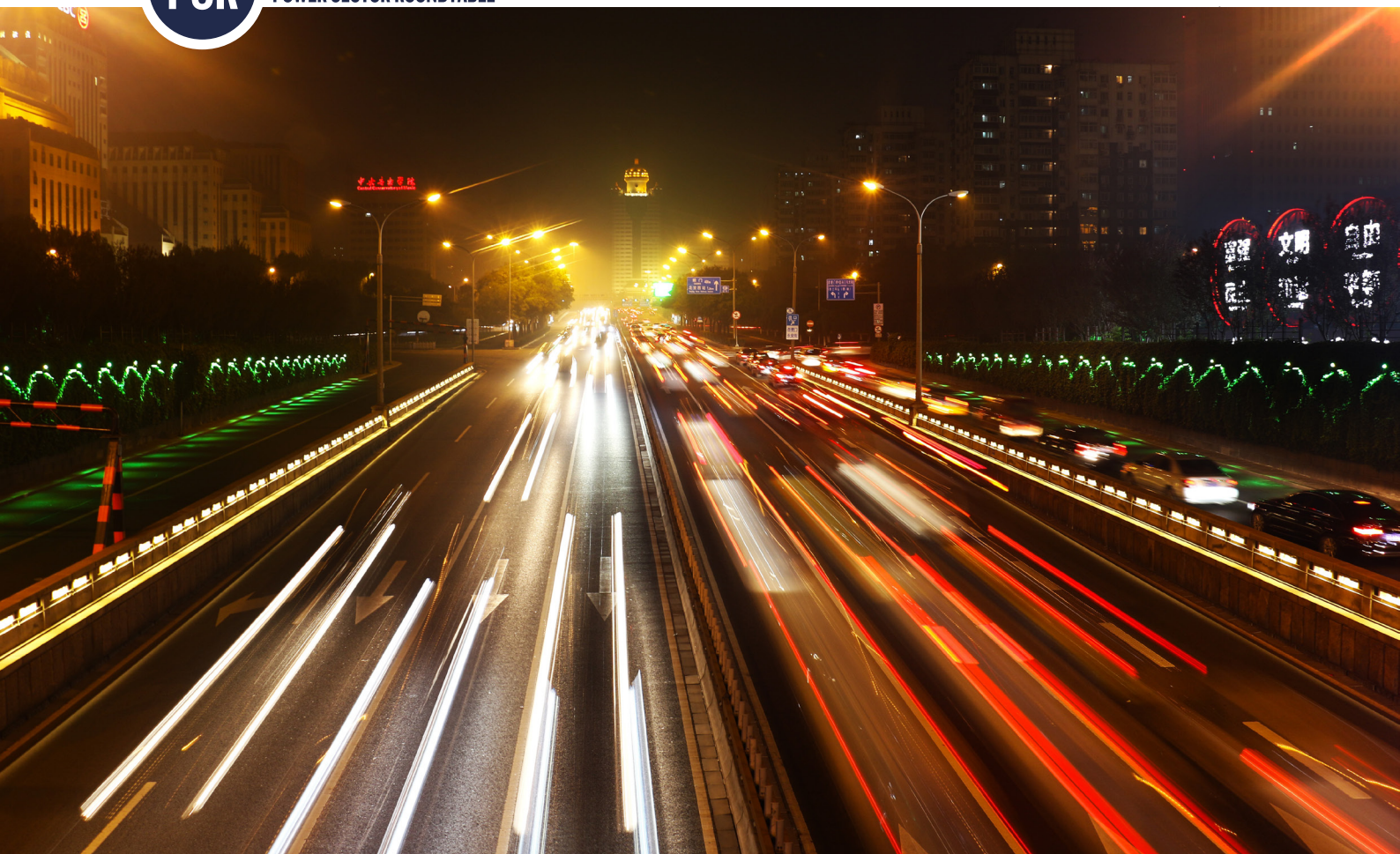




中国电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



专题报告

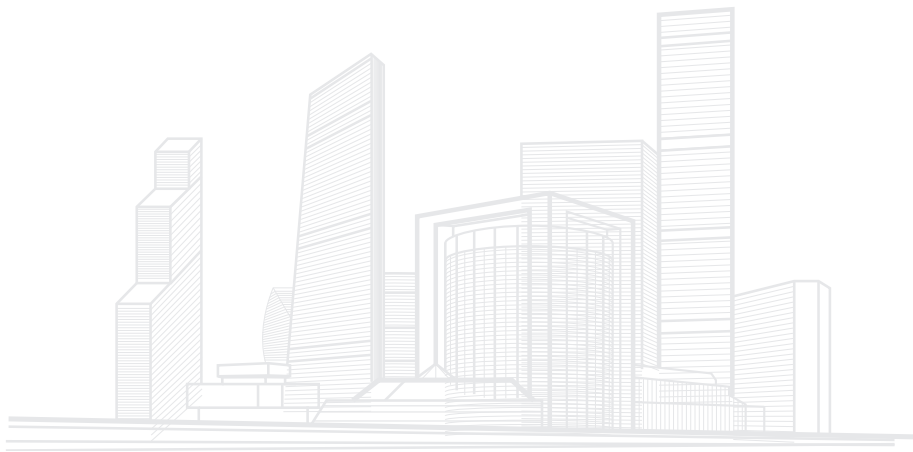
电力系统灵活性提升：技术路径、 经济性与政策建议

中国电力圆桌项目课题组

2022年7月

中国电力圆桌项目

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



项目课题组



华北电力大学是教育部直属全国重点大学,是国家“211工程”和“985工程优势学科平台”重点建设大学。2017年,学校进入国家“双一流”建设高校行列,重点建设能源电力科学与工程学科群,全面开启了建设世界一流学科和高水平研究型大学新征程。华北电力大学作为教育部直属高校中唯一一所能源电力为学科特色的“双一流”建设高校,积极服务碳达峰、碳中和战略,全面助力构建以新能源为主体的新型电力系统。



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

电力系统灵活性提升：技术路径、 经济性与政策建议

Improving Power System Flexibility:
Technical Pathways, Economic Analysis, and
Policy Recommendations

课题负责人：袁家海、张健

课题研究人员：孟之绪、刘鸿鑫、杨炯君、申融容

华北电力大学

2022 年 7 月

目 录

- 摘要 01
- 1. 背景 16
- 2. 电力系统灵活性 19
 - 2.1 电力系统灵活性定义 19
 - 2.2 灵活性需求分析 20
 - 2.3 灵活性平衡分析 23
- 3. 电力系统灵活性资源..... 25
 - 3.1 电源侧资源..... 25
 - 3.1.1 煤电灵活性改造..... 25
 - 3.1.2 燃气发电..... 32
 - 3.1.3 其他可控电源..... 33
 - 3.2 需求侧资源..... 36
 - 3.2.1 负荷特性变化与优化..... 36
 - 3.2.2 需求响应..... 38
 - 3.2.3 电动汽车..... 40
 - 3.2.4 微电网..... 41
 - 3.3 储能资源 42

3.3.1 短时储能.....	43
3.3.2 长时储能.....	45
3.3.3 绿氢储能.....	46
3.4 电网侧资源.....	49
专栏一 区域互济与灵活性提升.....	51
3.5 市场机制.....	52
3.5.1 合理的市场机制释放灵活性.....	52
3.5.2 国外典型灵活市场规则.....	54
专栏二 更短期的市场交易与运行管理提升灵活性.....	55
3.5.3 我国市场规则调整.....	56
3.6 新能源发电提供灵活性.....	57
3.6.1 技术可行性.....	57
3.6.2 配套政策机制.....	59
3.6.3 国内外经验.....	60
4. 资源技术对比与经济性分析.....	62
4.1 灵活性技术特性对比.....	62
4.2 灵活性提升成本分析.....	64
4.2.1 灵活性成本组成.....	64
4.2.2 电源侧资源提供灵活性的成本.....	65
4.2.3 电网互联互济提供灵活性的成本.....	67
4.2.4 需求侧资源提供灵活性的成本.....	67
4.2.5 长短时储能提供灵活性的成本.....	68
4.3 资源提升灵活性的成本构成.....	69
5. 电力系统灵活性提升效果分析.....	71
5.1 系统灵活性提升分析框架.....	71
5.2 灵活性资源评估.....	73

- 5.3 灵活性多元提升80
 - 5.3.1 多元组合提升系统效益..... 81
 - 5.3.2 多元提升情景横向对比..... 82
- 5.4 中短时间尺度灵活运行差异83
- 6. 电力系统灵活性提升路线图 85
- 7. 研究结论与政策建议 89
 - 7.1 主要结论89
 - 7.2 政策建议91
- 参考文献 95
- 附录..... 97
 - A. 粗细颗粒度运行模拟方法97
 - B. 灵活性多元提升情景设置 100
 - C. 典型日粗细颗粒度运行模拟结果图 104

摘要

在清洁化、低碳化和智能化的能源革命背景下，大力发展新能源，实现能源生产向新能源转型，是经济与能源可持续发展的必然选择。2020 年 12 月，我国在气候雄心峰会上宣布，到 2030 年风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。高比例新能源将成为未来电力系统的发展趋势和重要特征。

传统以煤电为主的电力系统中，新能源比例较低且负荷特性相对稳定，源荷两端供需不确定性和波动性较低，依靠增加可控电源装机的方式能够保障电力系统供需平衡和安全稳定运行。但随着集中式和分布式新能源大规模并网，源、荷两端呈现高度不确定性，电力系统的供电安全与稳定运行机制趋于复杂，高比例新能源电力系统整体特征发生巨大改变。受制于灵活性资源短缺和电力运行机制体制相对僵化，我国电力系统灵活性明显不足，导致较长时期存在新能源消纳难题。若不加以重视和提升，未来我国电力系统灵活性困境将进一步加剧，届时灵活性不足将从制约新能源消纳的发电经济性问题扩展至威胁电力供给安全性和经济性的双重问题。

在此背景下，本报告首先探究了电力系统灵活性在不同时间尺度上的特点与内涵，聚焦近中期电力系统灵活性需求特性的变化，划分了灵活性类型及其主要作用阶段；其次系统梳理和对比了各类灵活性资源技术的经济特点和运行机制；然后对不同灵活性资源及组合参与的电力系统运行状态进行了模拟分析，评估了系统灵活性提升成效及成本差异；最后设计了适于我国的电力系统灵活性提升路线图，提出了“十四五”电力系统灵活性提升的相关政策建议。

一、主要结论

1. 电力系统灵活性分析应考虑方向性和时间特性，从电力供给和需求两端提升系统短、中、长时间尺度的向上和向下灵活调节能力。

电力电量平衡是电力系统运行的核心，随着波动性电源并网比例扩大，电力系统有功功率不平衡时电力供需两端相互匹配调节的速率需求及幅度需求都明显增加，需要资源更为灵活地调节发电出力或用电需求以满足供需平衡。

电力系统灵活性按照调节方式的不同可分为供给和需求的向上 / 下灵活性，供给向上灵活性和需求向下灵活性分别通过电源提高出力和需求侧资源降低需求来实现，保障电力供应安全；供给向下灵活性和需求向上灵活性与之相反，主要为了增加新能源消纳和减少资源浪费，两者侧重解决的问题不同。

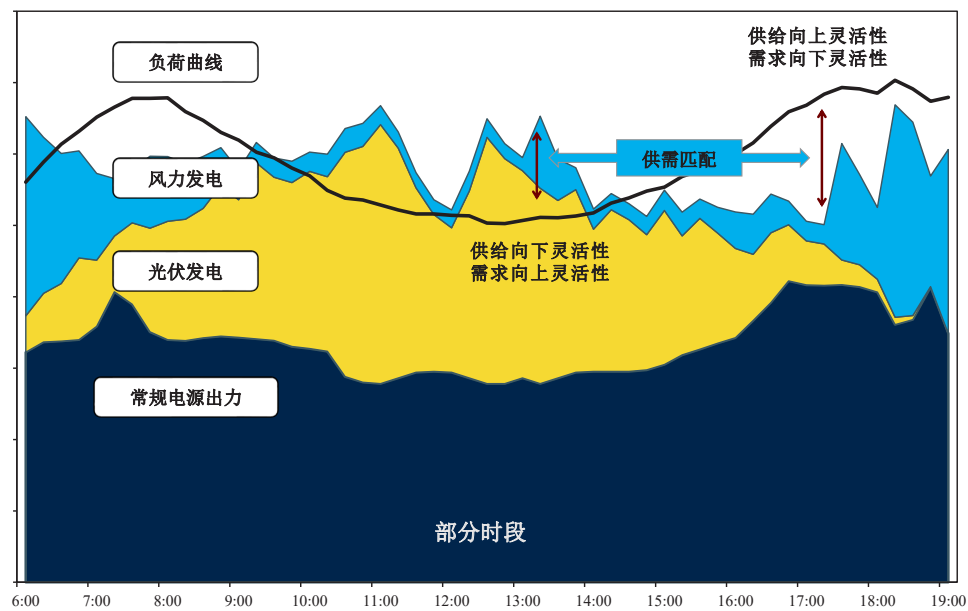


图 1 电力系统灵活性维持供需平衡示意图

按照调节起始和终止点所跨时间尺度以及作用持续时长不同，灵活性可分为短时间尺度、中时间尺度和长时间尺度灵活性：短时间尺度灵活性应对秒级、分钟级供需不平衡，进行频率调整；中时间尺度灵活性应对小时级、跨日的电力供需不匹配问题，主要解决系

统调峰和运行优化问题；长时间尺度灵活性应对跨周、跨季度乃至跨年的电力供需平衡问题，保障灵活性容量充裕度。

表 1 不同类型的灵活性需求划分

时间尺度划分	时间尺度	价值	作用
短时间尺度灵活性	秒、分钟	功率	扰动发生后将电网频率稳定在可控区间，应对净负荷瞬时波动
中时间尺度灵活性	小时、日内、多日	功率 + 能量	削峰填谷，平衡日内调峰需求，优化运行
长时间尺度灵活性	周、月、季度	容量	应对缓慢但变化幅度大的可预见性电力需求变化，保障灵活性充裕度
调节方式划分	应用场景	实现方式	示例
供给向上灵活性	电力供给小于需求	电源提高出力	火电提高出力、储能放电、抽蓄发电
需求向下灵活性		用户减少需求	需求响应中断或转移负荷需求、电动汽车放电
供给向下灵活性	电力供给大于需求	电源压减出力	火电深度调峰、水电减少出力等
需求向上灵活性		用户提高需求	需求响应转移的负荷需求、电动汽车有序充电、储能充电等

2. 灵活性资源的对比选择需重点关注技术特性和经济性，需求响应和煤电灵活性改造成本优势明显，抽水蓄能和短时储能调节性能占优。

电力系统灵活性资源来源于源-网-荷-储各环节，不同灵活性资源技术特性差异明显，提供灵活性的成本也各不相同，灵活性成本主要包括新改建投资成本、灵活运行产生的额外运维成本、加速折旧成本和发电收益损失的机会成本。

表 2 部分资源灵活性特性

资源类型			资源特性			灵活性提升特点						
			运行范围 (%)	爬坡速率 (Pn/min)	启停时间 (h)	调节方向				调节时间尺度		
						供 / 需 向上 / 下	供 / 需 向下 / 上	供 / 需 向上 / 下 速率	供 / 需 向下 / 上 速率	短时	中时	长时
电源侧	常规煤电	未改造	50-100	1-2%	6-10	—	—	—	—	☆	☆☆	☆☆☆
		已改造	30-100	3-6%	4-5	—	√	√	√	☆	☆☆☆	☆☆☆
	燃煤热电联产	未改造	80-100	1-2%	6-10	—	—	—	—	☆	☆	☆☆
		已改造	50-100	3-6%	4-5	—	√	√	√	☆	☆☆	☆☆☆
	气电		20-100	8%	2	√	√	√	√	☆☆	☆☆☆	☆☆
	常规可调节水电		0-100	20%	<1	√	√	√	√	☆☆☆	☆☆	☆
	核电		30-100	2.5-5%	—	√	√	√	√	☆	☆	☆
储能	抽水蓄能		-100 ~100	10-50%	<0.1	√	√	√	√	☆☆☆	☆☆☆	☆
	电化学储能		-100 ~100	100%	<0.1	√	√	√	√	☆☆☆	☆☆	—
	绿氢		—	—	—	—	√	—	√	—	☆☆	☆☆☆
需求侧	需求响应		用电负荷的 3-5%	瞬时	0	√	√	√	√	—	☆☆☆	☆
	微电网		—	—	—	√	√	√	√	☆	☆☆	—
	电动汽车		—	—	—	√	√	√	√	☆☆	☆☆	—
电网侧	互联互济		实现电力供需再空间的扩展和互补，依靠提前签订的送电协议运行			√	√	—	—	—	☆	☆☆
市场机制	通过更灵活的市场发用电计划申报机制、市场调度机制等优化运行； 提出灵活调节产品，适宜的灵活性补偿机制能够释放系统已有灵活性											

注：1. 表中☆表示资源适宜程度，☆越多代表资源更适宜提供对应灵活性。色块表示技术具备的灵活性优势。
2. 表中煤电灵活性提升分析立足于煤电存量机组改造，重点在于改造前后煤电向下调节能力的提升。
3. 气电、常规可调节水电和核电的灵活性提升分析立足于新建气电、水电或核电机组。

经过灵活性改造的煤电机组最小出力能够降至额定容量的 30%，适宜提供中时间尺度灵活性。灵活性成本主要包括单位调节容量改造成本 600-700 元，以及低负载运行增加煤耗 14-20 克 / 千瓦时对应的可变成本；储能和抽水蓄能能够在 1-2 分钟内完成从零至满出力的调整，调节范围为额定容量的 -100%~100%，其投资建设成本分别为 1.5 元 / 瓦·时和 6300-7200 元 / 千瓦；需求响应规模一般可达到最大负荷的 3-5%，考虑推广费用和相 关智能设备以及管理平台成本后，单位投资为 200~400 元 / 千瓦，需求响应提升系统灵活性的成本相较于其他资源更低。

表 3 部分资源提供灵活性成本组成

资源			灵活性成本构成			
			固定成本投入 ¹	成本增量		机会成本
电源侧	灵活性改造煤电	常规煤电	灵活性改造投资成本 ² 600-700 元 / 千瓦	低负载运行产生的可变成本增量 14-20 克 / 千瓦时	机组的加速折旧和部件磨损、更换成本增量	损失部分发电收益
		燃煤热电联产	灵活性改造投资成本 ² 300-500 元 / 千瓦	低负载运行产生的可变成本增量	机组的加速折旧和部件磨损、更换成本增量	损失部分发电收益
	燃气电厂		建设投资成本 气电置换煤电：7013-9457 元 / 千瓦 ³	运行维护成本 低负载运行时高于 0.56-0.58 元 / 千瓦时		—
	常规水电		—	频繁变水流量导致水轮机叶片寿命损耗		损失部分发电收益
	核电		无	燃料循环成本增量	设备维护更换成本增量	损失部分发电收益
	抽水蓄能		投资建设成本 6300-7200 元 / 千瓦	运行维护成本		—
储能	电化学储能		投资建设成本 1.5 元 / 瓦·时	运行维护成本	退役处置成本	—
	绿氢		投资建设成本 1.71 元 / Nm ³	生产成本 20~65 元 / 千克	运输成本 3.9~13 元 / 千克	损失部分发电收益产生
	其余储能		投资建设成本	生产成本	运行维护成本	损失部分发电收益

资源		灵活性成本构成			
		固定成本投入 ¹	成本增量	机会成本	
需求侧	需求响应	前期平台建设、设备更换等投入 200~400 元 / 千瓦	运行维护成本	中断、转移生产的机会成本	
	微电网	主、微网连接的平台建设、设备更换投入	运行维护成本	中断、转移生产的机会成本	
	电动汽车	平台建设和设备更换投入 充电桩 2000-6000 元 其他成本约 70 元 /m ²	运行维护成本	—	
	电网侧	互联互通	建设投资成本 1.56 元 / 千米·瓦	运行维护成本	—
市场机制		优化运行	更短时调度策略、更灵活的运行方式和市场机制有助于降低灵活性成本		

- 1：区别于单位装机容量的投资，此处为单位千瓦灵活性提升对应固定成本投入
- 2：为单位千瓦灵活性提升规模的成本，区别于电源装机容量单位造价
- 3：指通过气电（最小出力为额定出力的 20%）替换煤电（最小出力为额定出力的 50%）的方式提升供给向下灵活性

3. 相同规模的不同灵活性资源投入所带来的系统效益不同，合理配置灵活性资源，通过资源优化组合提升综合效益。

模拟结果表明，电源侧灵活性资源中煤电灵活性改造和新建抽水蓄能电站分别为成本和提升效果的第一梯队。风光渗透率约为 29% 的背景下，同样提升系统 10GW 灵活调节能力时，煤电灵活性改造节约年投资运行费用 10 亿元，对应新能源弃电率从 5.7% 降低至 4.1%；新建抽水蓄能电站需额外付出 10 亿元，但新能源弃电率显著降低至 2.17%。总的来看，煤电灵活性改造提升效果较弱，但成本优势明显；气电置换煤电效果较好，但成本较高；新建抽水蓄能电站效果最好，成本稍高；新建储能电站的灵活性提升效果略弱于抽蓄，投资运行成本也稍低，但储能当前收益不明晰，整体经济性不佳。

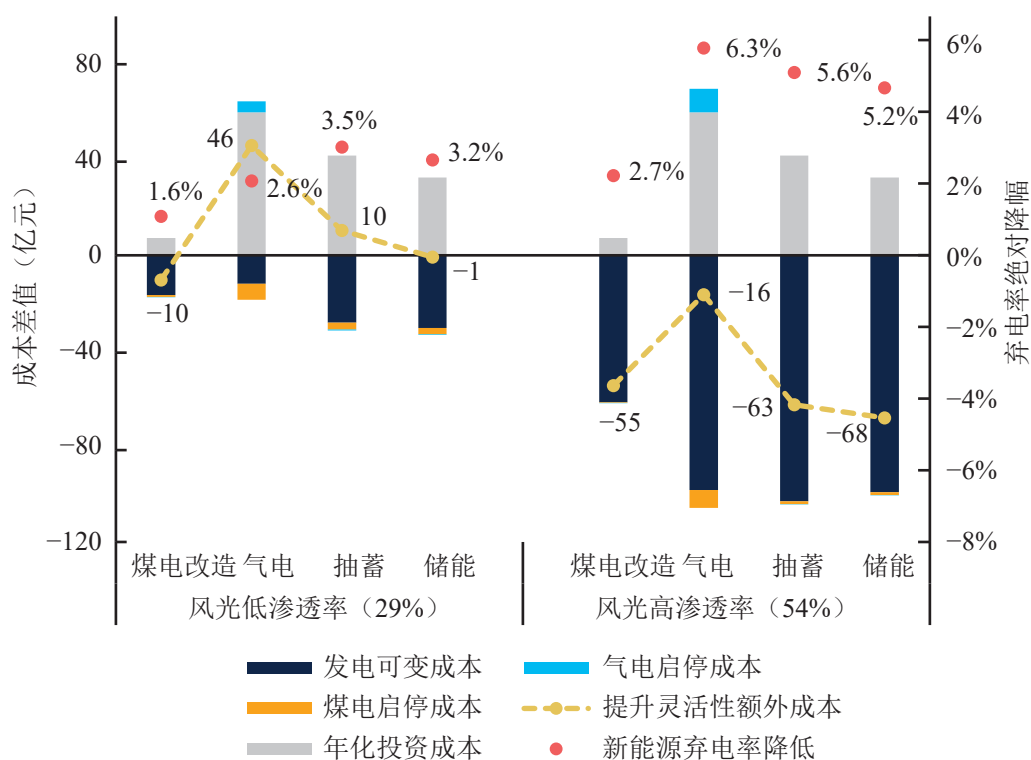


图2 系统灵活运行成本变化图

4. 精细化的模拟分析有助于识别电力系统灵活性在不同时间尺度上面临的挑战，仅靠煤电灵活性改造难以满足系统需求，需提前布局并加快其他灵活性资源开发建设。

粗颗粒度的运行管理视角难以全面地体现电力系统灵活性需求，精细化的运行模拟才能更全面地刻画电力系统不同时间尺度的灵活性需求和灵活性供给能力。

风光出力波动性对短时电力平衡的影响愈加显著，电力系统短时间尺度灵活性需求增强，要求系统能够更快速、频繁地匹配供需平衡。15分钟和1小时颗粒度的运行模拟结果显示，气电、抽蓄和储能在15分钟颗粒度的运行中降低新能源弃电率的效果略低于1小时颗粒度的效果，但较为接近。然而，15分钟颗粒度的运行下，煤电灵活性改造降低新能源弃电率效果明显变差，较1小时颗粒度下的弃电率增加了近5个百分点。这表明煤电灵活性改造方式不适宜提供短时间尺度的灵活性，因此过度依赖煤电灵活性改造并不合理，系统需要更优质的快速调节资源来满足短时灵活性需求。

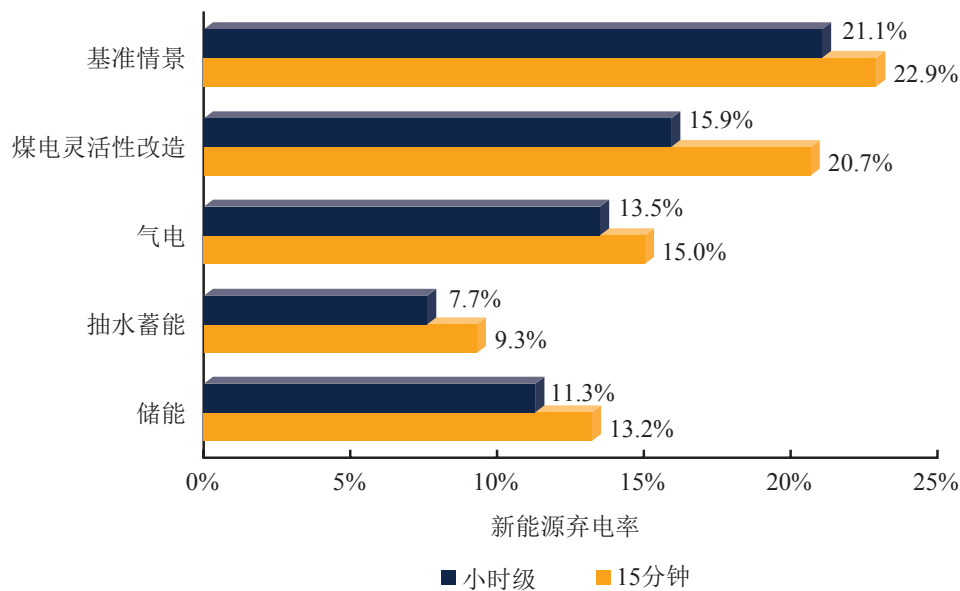


图3 各情景不同颗粒度典型日模拟结果

另一方面，新能源发电占比提高后，系统电力供应不确定性增强，极端天气下电力电量供应不足的情况可能发生，提升长时间尺度灵活性是电力供应充裕性的有效保障，其中发展长时储能是主要手段。抽水蓄能是目前广泛应用的长时储能技术方案，单位分钟的爬坡能力为额定容量的10%-50%，单位投资约为6300-7200元/千瓦，但受限于水库容量，其持续放电时间一般为6-12h，不能实现跨日乃至跨周的长时间持续出力。压缩空气储能、熔融盐储能和氢储都是具有发展前景的长时储能技术，其中氢储能在电力、交通和工业等领域具有广泛的应用场景，新能源制氢将成为未来主流的制氢方式。

5. 源 - 网 - 荷 - 储各环节灵活性资源存在优势互补，灵活性多元提升方案能够兼顾提升效果和经济性，实现电力系统多时间尺度灵活性的整体提升。

多元组合提升能够吸收各灵活性资源的优势，扬长避短，实现灵活性提升效果和系统投资运行成本的平衡。电源侧多元提升情景和源荷侧多元提升情景对比结果表明需求侧资源能够显著降低灵活性提升的成本，源荷储多元提升表明储能资源能够在较低成本投入的基础上获得较好的灵活性提升效果。因此，应注重多元提升手段，充分挖掘源 - 网 - 荷 - 储各环节灵活性资源，实现各类灵活性资源的协调发展和有序衔接，促进电力系统灵活性的持续稳定提升。近期大力推动煤电灵活性改造和抽水蓄能建设，因地制宜建设气电补充

系统中短时灵活性，重视需求侧资源开发，完善储能收益机制，通过市场化手段推动储能成本的降低和规模化应用。未来煤电向兜底保障电力型电源转型，抽蓄、需求响应、长短时储能等资源将在系统灵活性提升方面发挥重要作用。

二、需求侧管理优化用电曲线实现灵活性供增需减

随着我国经济进入高质量发展阶段，消费对经济的拉动起主导作用，第二产业用电比重稳步下降，第三产业和居民用电占比逐年提高。受经济发展方式驱动和第三产业及居民用电特性影响，我国电力负荷特性呈现日负荷峰谷差拉大、负荷冬夏季双峰特征明显和最大负荷增速高于用电等新特点。从保障电力供给安全和稳定运行的角度来看，负荷特性变化提高了电力安全稳定供应的难度。

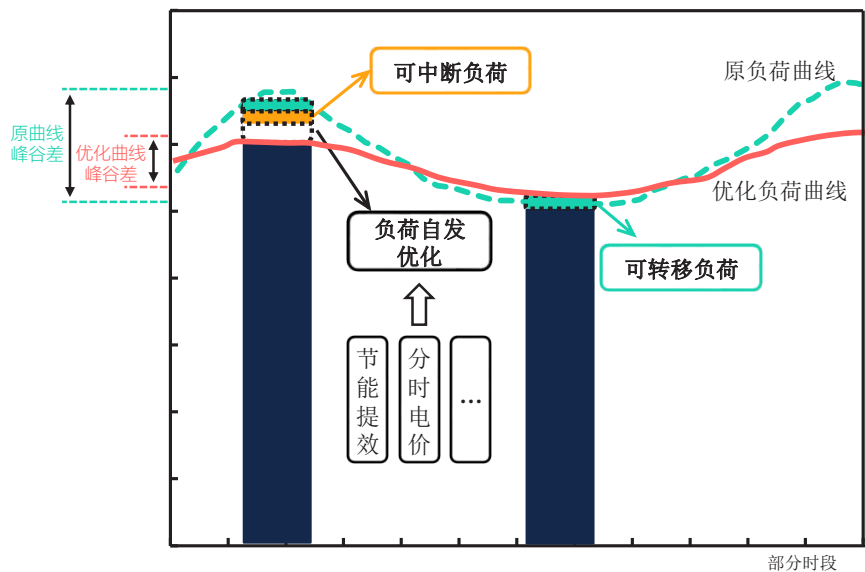


图 4 需求侧资源优化负荷曲线示意图

需求侧管理通过提前部署和调度需求侧资源能够引导用户行为，优化负荷需求曲线，降低电力供应难度和成本，需求侧资源优化负荷曲线如图 4 所示。具体而言，设计合理的电价机制以及提倡节能高效的生活方式等措施都能够引导负荷用户改变用电行为、自发优化负荷曲线，在电力规划和运行管理之前或期间减少部分峰谷差、平滑和整体降低负荷曲线，提升电力系统的灵活性，继而在运行管理时调度可调用需求侧资源，多环节多层次通

过需求侧管理降低电力安全稳定运行的难度和成本。形象地说，需求侧管理可使负荷先“自扫门前雪”，利用自身能力增供减需来部分解决灵活性难题。电力需求侧管理的具体手段包括阶梯电价、分时电价、价格型需求响应、激励性需求响应等。

三、电力市场机制优化完善释放灵活性潜力

市场本身并不创造新的灵活性，但通过对不同市场中交易机制的合理调整，可以使得系统中已有的灵活性潜力得到充分释放，且激励电力系统灵活性提升。

在辅助服务市场中，针对高比例可再生能源接入系统带来的短时灵活性需求，国外已有市场提出更为细分的灵活性产品，如快速爬坡产品(Flexible Ramping Products, FRP)等，通过对产品进行更细致的划分，完善辅助服务市场对资源提供短时灵活性的补偿和激励机制，有助于市场提供功能更匹配的辅助服务，释放短时间尺度的灵活性潜力。在现货市场中，开展更灵活的市场交易和允许更短期的交易时间尺度，给予市场参与主体进行出力或需求的近实时调整，以及系统对电厂近实时的调度的可能，能够减少系统灵活性需求，充分释放中时间尺度灵活性潜力。德国电力现货市场中更短期的市场交易运行结果也证明了这一点。在容量市场中，基于合理的收益保障机制，激励市场主体投资建设长时间尺度灵活性资源，保障系统长期灵活性容量充裕度，维持未来较长时间内的灵活性资源充足供应。

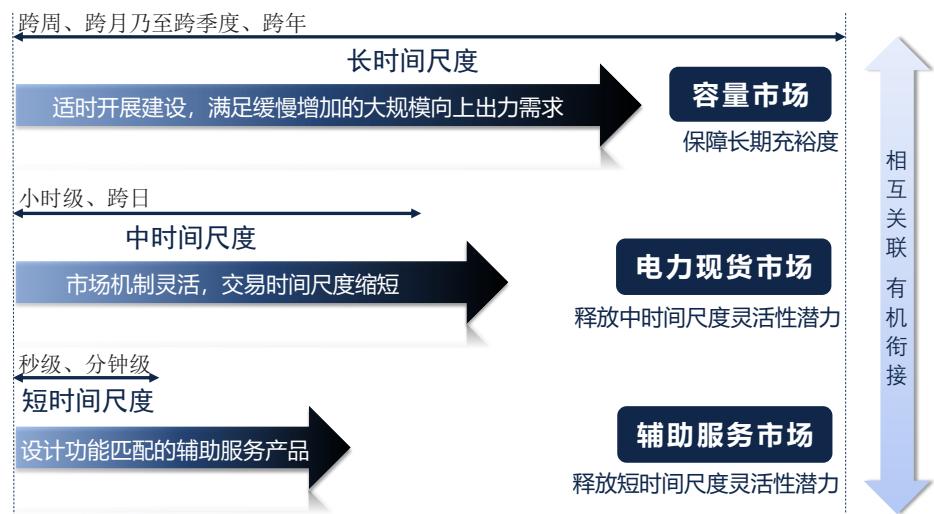


图 5 电力市场释放灵活性示意图

四、电力系统灵活性提升路线图

我国近中期电力系统灵活性提升的基本思路如图 6 所示。

(1) “十四五”时期电力系统灵活性提升主要依靠煤电灵活性改造、新建抽水蓄能等资源，重视需求侧资源建设和应用。

(2) “十五五”时期，风光渗透率进一步提高，短时间尺度和长时间尺度灵活性的重要性凸显，系统灵活性提升主要依靠气电、抽水蓄能、煤电灵活性改造和需求响应等，储能和电动汽车 V2G 作为辅助资源参与灵活性调节。

(3) “十六五”时期，电力系统灵活性需求更多样，包括短时间尺度、中时间尺度和长时间尺度，电化学储能、抽水蓄能、气电、煤电和需求侧资源将共同成为保障电力系统灵活性的主力，其中灵活性提升贡献主体为储能和需求侧资源。

除此之外，成熟的电网互联互通系统、完善的市场机制以及合理的电力规划是充分释放和发挥电力系统灵活性的物理基础和机制保障，提升系统灵活性不仅要推动灵活性资源发展，还应重视电网建设，不断完善市场机制，同时在规划中要充分考虑不同时间尺度的灵活性需求。

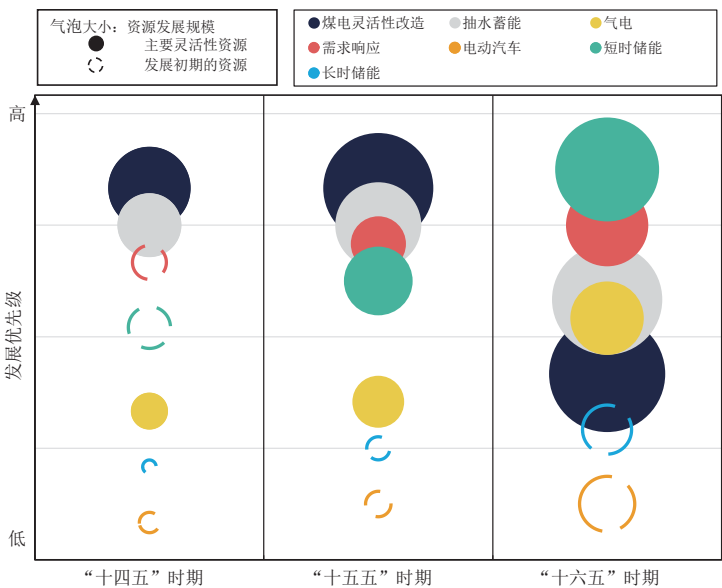


图 6 我国电力系统灵活性提升思路示意图

在上述电力系统灵活性提升思路的基础上，结合我国电力系统发展现状，参考各细分领域的相关规划和政策文件要求，绘制出我国电力系统灵活性提升路线图，如下图 7 所示：

电力系统灵活性多元提升路线图

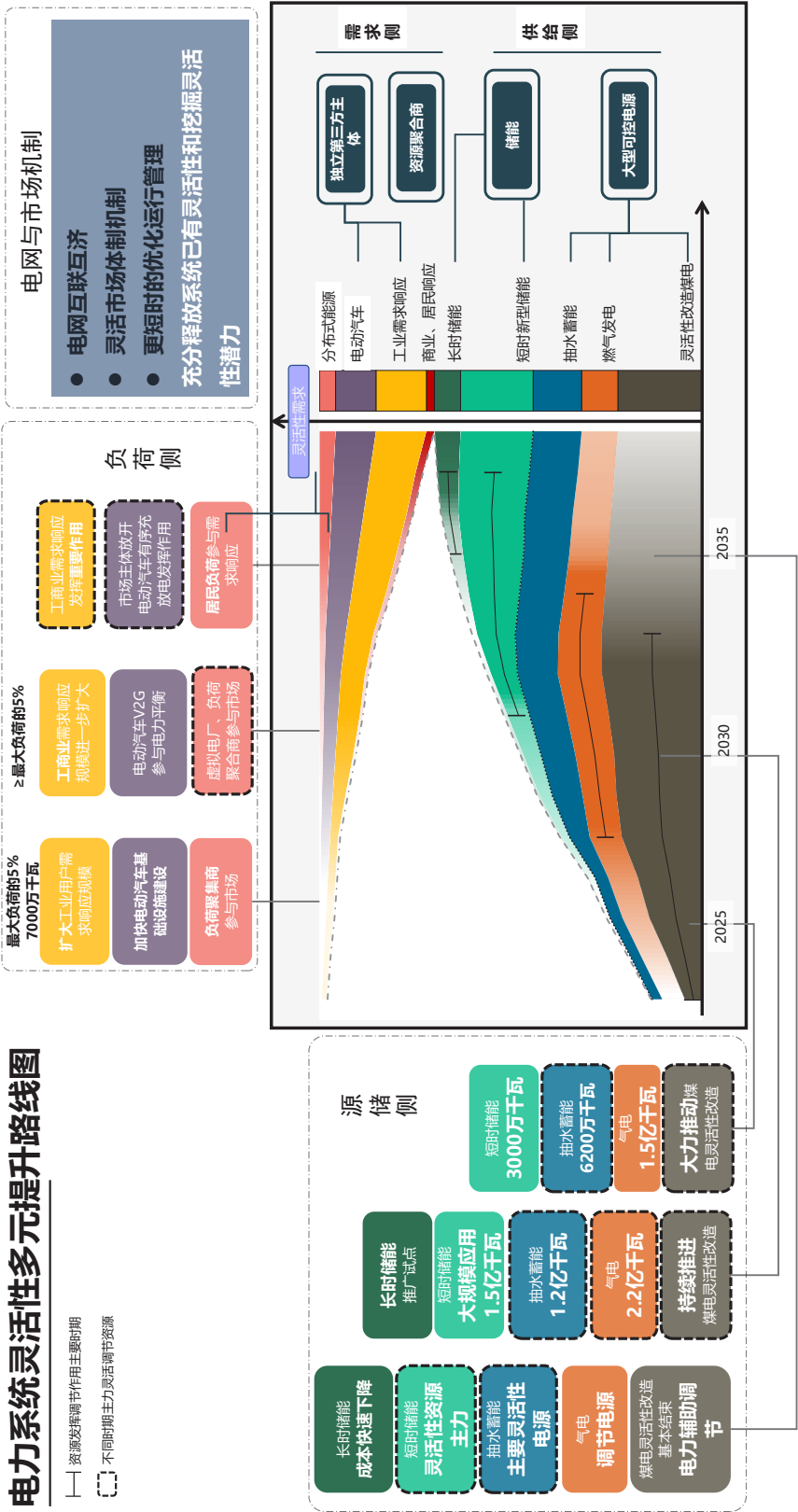


图 7 我国电力系统灵活性提升路线图

五、政策建议

1. 明确灵活性资源发展定位，加强规划统筹衔接，源网荷储多维度协同提升新型电力系统灵活调节能力。

“十四五”时期是能源低碳转型的重要窗口期，可再生能源将进入高质量跃升发展新阶段，必须加快构建新型电力系统，全方位提升系统灵活性，促进可再生能源大规模、高比例、市场化、高质量发展。明确灵活性资源在新型电力系统中的定位，加快各类灵活性资源开发建设，提升新型电力系统对高比例可再生能源的适应能力；改善新能源发电涉网性能，提升新能源存储能力，统筹新能源高比例消纳和系统整体优化，科学制定新能源合理利用率指标；立足区域特点，准确评估不同时间尺度下新型电力系统灵活性需求，加强近中远期系统灵活性提升方案的衔接；加强各类能源电力规划方案的统筹协调，出台灵活性资源专题规划，加强各类灵活性资源建设的衔接；全面细化分析源网荷储各环节灵活性资源的技术和经济特性，科学评估不同灵活性资源组合的综合效益，重视市场机制对灵活性资源潜力释放的引导作用，推动源网荷储多维度灵活性协同提升，更加经济地提升新型电力系统各阶段的灵活调节能力。

2. 提升电源侧灵活性资源建设与利用水平，分步骤紧密衔接电源建设和灵活性挖掘策略。

“十四五”时期，电力系统灵活性提升主要依靠煤电灵活性改造、新建气电和抽水蓄能等资源，根据工程周期长短按照煤电改造、气电到抽水蓄能的顺序做好项目建设衔接，把控灵活性能力持续提升的节奏；现阶段通过改变现有机组的运营模式、进行设备灵活性改造以及创新电厂灵活性发电方式提升系统灵活性；长期需合理控制煤电装机规模，强化多类型灵活性电源的组合发展，通过调控多种灵活性电源的结构占比降低系统提升灵活性的总成本。

重视可再生能源自身的调节能力，深挖大规模可再生能源灵活性潜力。利用数字化技术提升新能源出力的预测精度，配合更为精细的电网调度指令，减少临时调节需求，来“等效”提升系统灵活性；通过储能和跨区输电“改变”新能源的出力曲线，满足本地的负荷实时平衡；常规水电在适宜地点增设蓄水库，获得一定的调节能力；统筹灵活性提升与新

能源发展，依据实际需求制定切实可行的差异化路线图，实现电力系统灵活性提升“有主次、分先后、能互补”。

3. 加强电网基础设施建设及智能化升级，提升电网的灵活运行能力和灵活性资源优化配置能力。

利用跨区输电减轻送端省份新能源消纳压力，加强智能配电网建设更好支撑分布式能源发展，提升新能源的外送消纳和就近消纳水平；“十四五”期间着重提升跨省区输电线路利用率，加强配套电源建设、开发新能源输电安全稳态技术、消除省间交易壁垒，发挥特高压输电网络的优势，重组电网格局，减少因电网阻塞而产生的额外灵活性需求；重视电网控制技术理念革新，在分布式电源大规模接入柔性直流配电网的拓扑结构优化与故障主动控制、交通网与分布式配电网的衔接融合、区域交直流配电网区间动态估计、主配网协同的发用电优化控制、灵活智能电网对源荷互动和长短期储能结构化配比的兼容优化等方面提升电网的灵活调节能力。

4. 深挖负荷侧资源系统价值，作为应对电力系统灵活调节高边际成本问题的关键手段。

电力系统调节需求的增加导致调节服务的边际成本快速上涨，应避免利用传统电源满足尖峰负荷所导致的极高单位供电成本；通过需求响应资源（可中断、可转移、可调节负荷）的“削峰填谷”实现负荷曲线优化，降低电力系统调度平衡压力；“十四五”期间需充分利用峰谷分时电价、需求响应市场化报价等手段，引导用电负荷的时段性偏移，在基础条件较好的地区实现 5% 甚至更高水平的需求响应规模；鼓励用户的用电和运营模式创新，使用电负荷更加契合新能源发电出力的时段性特征，形成“虚拟电厂”调节效应。

5. 加快新型储能创新进步，实现新型电力系统的大规模电能时空调度。

积极推动储能发展，在“十四五”、“十五五”期间实现颠覆性的技术进步和成本下降；扩大以电化学储能为代表的短时储能在电源侧、电网侧和用户侧的部署规模，重视用户侧电动汽车、冰蓄冷、储热器等经济性储能资源的利用；稳妥推进抽水蓄能建设，在北方地区大规模开展热电解耦，通过横跨数天的电-热大规模集中转换实现中时储能效果；积极开展长时储能技术研发，为高比例新能源电力系统长周期平衡提供支撑保障，创造新的集群产业经济增长点和商业模式。

6. 完善电力市场机制，引导灵活性资源在不同市场中更大程度释放其灵活性潜力。

需要创建快速响应的实时现货市场，将交易时间尺度缩短到分钟级，使灵活性资源潜力通过市场机制充分释放。完善辅助服务市场建设，引入考虑快速爬坡能力、向上和向下爬坡速率以及响应准确度等特性的辅助服务新产品，对灵活性资源进行合理定价，实现灵活性资源的优胜劣汰。加快建设差异化的容量激励机制，鼓励建设具有快速响应的容量设施和需求侧响应管理来削减短时尖峰负荷，增加灵活性容量的价值，保障电力系统灵活调峰所需要的机组能够通过容量市场回收资本成本并获得一定的收益。

背景

应对气候变化和能源危机背景下，绿色低碳转型已成为实现全球经济与能源可持续发展的广泛共识。作为最大的能源消费国，我国在 2014 年提出“四个革命、一个合作”能源安全新战略，寻求能源转型和高质量发展。2020 年，我国正式作出了“二氧化碳排放力争 2030 年前达到峰值、2060 年实现碳中和”的庄严承诺，着力解决资源环境约束突出问题，推动能源绿色低碳转型，构建现代能源体系。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》中明确提出，到 2030 年，风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上，高比例新能源将成为未来我国电力系统的必然发展趋势和重要特征。

传统以煤电为主的电力系统中，新能源比例较低，电力负荷的不确定也相对较低，因此维持电力系统功率平衡、保障系统安全稳定运行的问题通过增加可控电源装机的方式就能够得到解决。但随着集中式和分布式新能源大规模并网，电力系统源、荷两端都呈现出高度不确定性，电力系统的稳定运行机理变得更加复杂，高比例新能源电力系统的整体特征发生巨大改变。

(1) 新能源出力的不确定性和波动性造成了电力系统在不同时间尺度和空间尺度上的电力电量不平衡问题愈加凸显，电力电量平衡由确定性向概率性转变；

(2) 未来新能源将逐步从集中式为主的发展方式转变为集中式、分布式并举，系统中传统的电能消耗者也可能成为电能的提供者，即产消者，电力系统将变得更加扁平化，配电系统从放射状变为多电源结构，源、荷界限也将更加模糊；

(3) 系统灵活性资源短缺而灵活调节需求大幅增加，应对持续增加的不确定性已成为当前和未来电力系统的主要挑战，系统的安全可靠运行需要充分调动“源-网-荷-储”各类资源的灵活性，才能保证系统在供给或需求发生变动时及时做出反应。

从我国电力系统发展现状看，灵活性不足制约新能源消纳的问题尚未得到根本性解决。过去几年，大量的弃风、弃光问题难以解决，弃风率在 2016 年达到 17.1%，弃光率在 2014 年高达 10.5%。2016-2018 年间，我国弃风和弃光电量共计 1389 亿千瓦时^[1, 2]。近些年由于新能源发电消纳保障措施的实施和灵活性资源投入的加大，弃风、弃光率逐步回落到 5% 以下。2021 年全国弃风电量 206.1 亿千瓦时，平均弃风率降至 3.1%；弃光电量 67.8 亿千瓦时，平均弃光率降至 2.1%^[3]，如图 1-1 所示。

随着新能源比例的逐步提升，电力系统净负荷波动加剧，峰谷差进一步拉大，依靠现有火电和抽水蓄能的调节容量和调节能力难以满足系统安全运行的灵活性要求。除灵活性资源短缺外，我国电力系统灵活性的发展还面临体制机制障碍。德国等欧洲国家在风电、光伏发电比重大幅增加情况下，得益于统一的电力市场建设，并没有出现持续性的弃风、弃光。电力市场使参与者能够根据价格变化对电力生产与负荷的波动及时地做出反应，从而提供市场机制层面的灵活性。当前我国电力市场建设还处于起步阶段，现货市场与辅助服务市场的相关制度以及定价机制皆不成熟。不完善的市场机制无法使源、荷两侧的灵活性完全发挥作用，阻碍了电力系统灵活性的提升。

除此之外，随着分布式新能源以及微电网的接入，源荷界限模糊化将导致电力系统中电能转变为双向流动，传统电力体制中“重输轻配”的投资结构使得电网结构薄弱，信息化自动化水平低，无法应对电力系统转型带来的挑战。为满足电力系统灵活性发展需要，需促进增量配网改革以推动电力体制改革，加快配电网建设，使大量配电资产得到充分有效的利用。

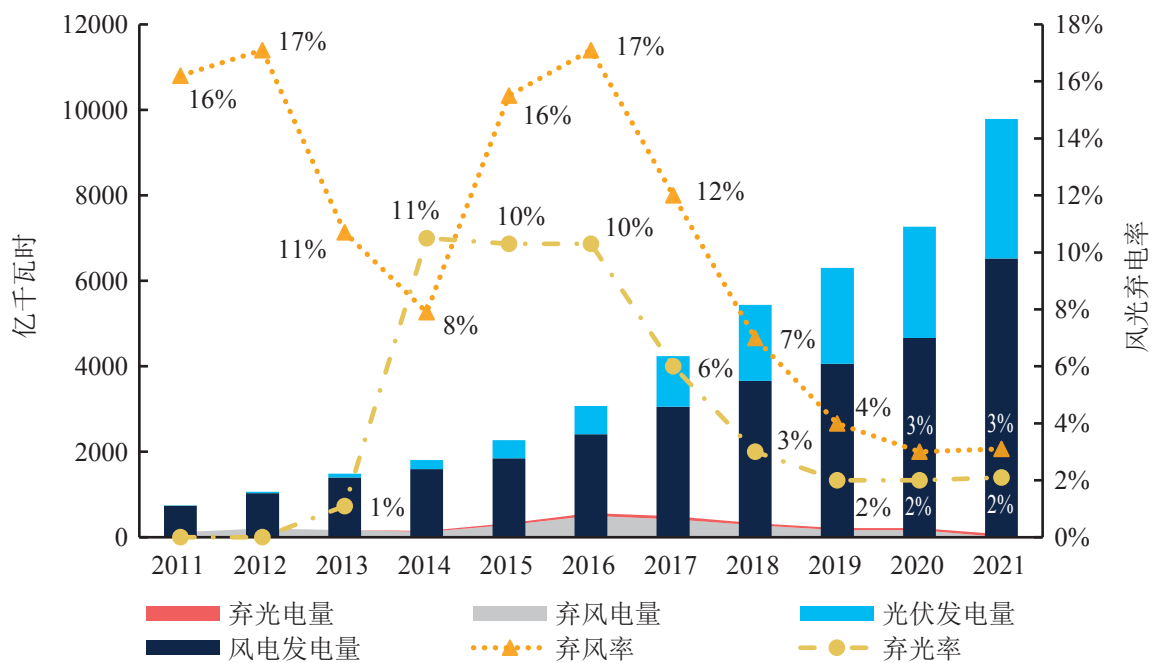


图 1-1 2011-2019 年我国风光发电量及弃风、弃光率变化情况

在上述各方面的综合背景下，本报告探究电力系统灵活性内涵和需求，分析灵活性资源特点和运行机制，聚焦近中期电力系统灵活性需求的特点，基于不同灵活性资源的技术经济性设计适合我国现状的灵活性提升路线，并提出“十四五”电力系统灵活性提升的相关政策建议。

2 电力系统 灵活性

2.1 电力系统灵活性定义

目前国际上对于电力系统灵活性的研究内涵较为接近，但定义尚未统一，国际能源署（International Energy Agency, IEA）认为电力系统灵活性是指在一定经济成本约束下电力系统快速响应供需两侧大幅度功率与电能波动的能力^[4]。北美电力可靠性协会（North American Electric Reliability Corporation, NERC）认为电力系统的灵活性是指利用系统资源满足负荷变化的能力^[5]。学者们提出的灵活性定义通常也包含调用资源、节约成本、应对供需变化和不平衡等关键要素^[6-10]。

本报告认为灵活性是主体为满足特定目标迅速改变原有状态的能力，将电力系统灵活性定义为：**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**。不论是以化石能源为主的传统电力系统还是新能源占比逐渐提高的新型电力系统，电力供需平衡都是电力系统的核心。但在新型电力系统中，新能源的波动性、不确定性以及需求侧用电特性的显著变化加大了保障电力平衡的难度，对电力供需调节速率及调节幅度的要求明显增加，体现为各类资源需要更为灵活地调节发电出力或用电需求以满足供需平衡。

2.2 灵活性需求分析

随着新能源并网比例提升，电力系统不确定性增加，电力系统灵活性需求的重点亦随之变化，按照调节方式和调节的时间尺度划分灵活性需求类型有助于准确地分析灵活性需求变化趋势和灵活性资源技术特性。

(1) 按调节方式划分

电力系统供需平衡维持是动态的过程，1) 若下一时段电力供给小于需求，电力系统需要电源提高出力或需求侧削减负荷需求，满足下一时段的电力供需平衡，定义为供给向上灵活性或需求向下灵活性。若供给向上灵活性和需求向下灵活性总和不足，系统电力安全和电能质量难以保障，严重时会导致失负荷情况，影响社会生产生活。2) 若下一时段电力供给大于需求，电力系统需要通过压减电源出力、储能吸收多余电能或需求侧提高负荷需求的方式达到电力平衡，定义为供给向下灵活性或需求向上灵活性。若供给向下灵活性和需求向上灵活性总和不足，会导致弃风、弃光或弃水等资源浪费情况，损害电力系统发电经济性，一定程度上限制新能源发展的积极性。不同方向上的灵活性需求原理如表 2-1、图 2-1 所示。

表 2-1 不同方向灵活性需求原理

应用场景	灵活性需求方向	实现方式	示例
电力供给小于需求	供给向上灵活性	电源提高出力	火电提高出力、储能放电、抽蓄发电
	需求向下灵活性	用户减少需求	需求响应中断或转移负荷需求、电动汽车放电
电力供给大于需求	供给向下灵活性	电源压减出力	火电深度调峰、水电减少出力等
	需求向上灵活性	用户提高需求	需求响应转移的负荷需求、电动汽车有序充电、储能充电等

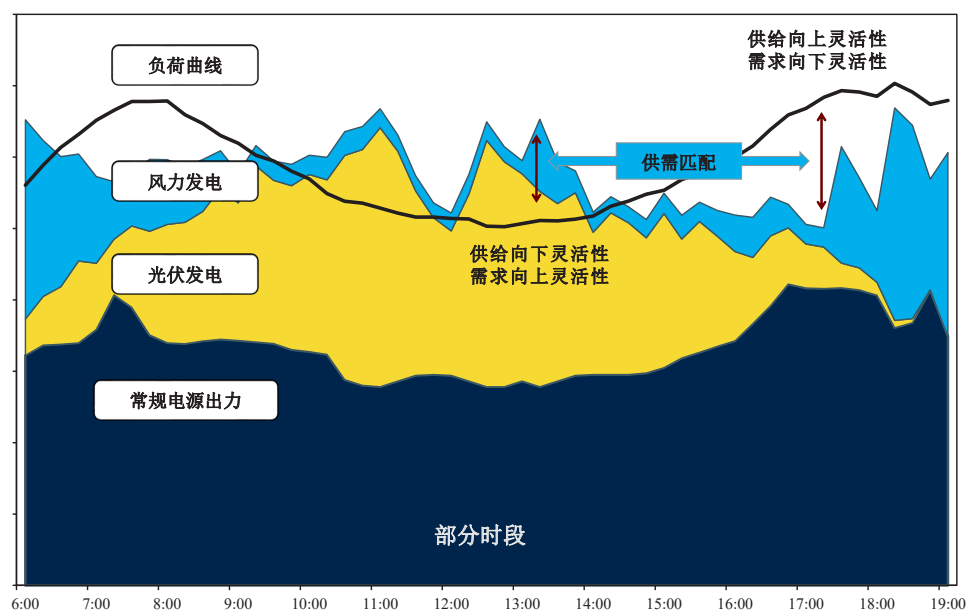


图 2-1 灵活性方向作用原理

(2) 按调节的时间尺度划分

按照系统供需起始状态所跨的时间尺度和调节持续时间不同，将灵活性需求划分为短时间尺度、中时间尺度和长时间尺度三种类型。系统灵活性在时间尺度上与电力系统安全性和容量充裕度存在耦合关系，短时间尺度的灵活性包含电力系统抗瞬时扰动保障电力质量的能力，长时间尺度灵活性中的向上长时间尺度灵活性体现电力系统满足容量充裕度的能力。从短时的秒级至长时间尺度的跨季节乃至年度灵活性具有连续性，短、中、长时间尺度灵活性不是割裂存在的，更长时间尺度的灵活性部分隐含了更短时间尺度的灵活性，如图 2-2 所示。

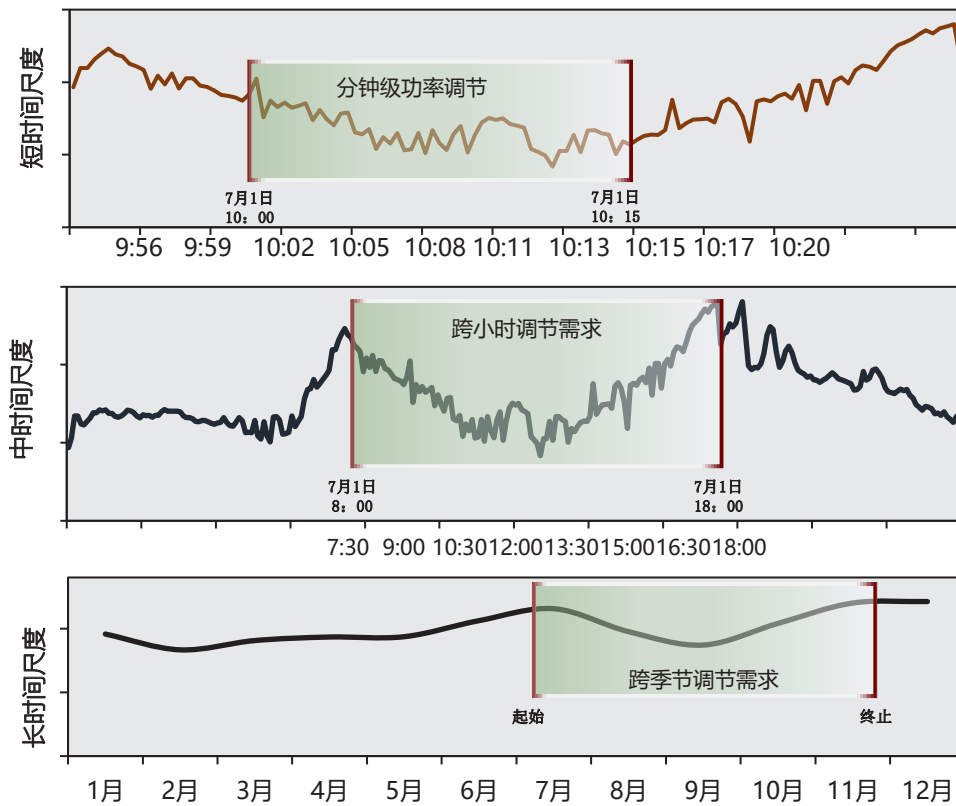


图 2-2 不同时间尺度灵活性连续性

高比例风光发电的随机波动性影响下，电力系统短时功率波动的频度和幅度都更为复杂且剧烈，短时间尺度灵活性能够更好地调整供需功率波动，保证系统频率稳定，发挥功率价值。电力系统短时间尺度灵活性通过有功平衡完成频率调整，对应当前电力市场辅助服务中的二次调频，我国当前电力系统以火电为主，在新能源渗透率仍较低时，可以依靠发电机组自身调速系统静态特性和 AGC 调度实现频率的一次调节和二次调节。但未来随着风光渗透率进一步增加，以及可控传统电源逐步退出，风光高度波动性影响下系统瞬时功率变化更为频繁且幅值增加，产生短时间尺度灵活性需求，要求系统具备快速频繁调节出力或改变负荷需求的功率支持能力，因此短时灵活性的价值主要体现为功率的快速改变。

风光发电的反调峰特性使得风光发电电量消纳难题突出，中时间尺度灵活性主要解决小时级的有功功率平衡问题，其中供给（需求）向下（上）灵活性通过跨小时的持续作用能够促进风光消纳，提高电力系统发电经济性，发挥功率和能量双重价值。中时间尺度灵活性需求是目前较为常见的一种灵活性需求，解决小时级、跨日的调峰需求，实现运行优

化和成本节约。高比例风光并网后，系统易出现峰谷时期供需不匹配的情况，利用中时间尺度灵活性资源发挥削峰填谷作用，能够较好地优化系统运行，促进新能源消纳。由于中时灵活性需要资源持续出力，转移电量和电力，因此资源满足中时间尺度灵活性需求的价值体现在功率的连续改变和在时间维度上积分的电能量转移。

新能源发电占比不断提高，但其对于传统稳定电源主要是电量替代作用，缺少容量替代效益，使得负荷高峰时段容量充裕性短缺问题凸显。而长时间尺度灵活性，尤其是供给向上和需求向下长时间尺度灵活性，是经济地满足电力跨月、跨季节乃至跨年供应安全的有效手段，主要体现容量价值。长时间尺度灵活性需求是指缓慢但变化幅度大的可预见的电力需求变化，通常为向上提高出力对应的容量充裕度问题。长时间尺度灵活性需求主要受节假日、季节性用电特性和电源出力特性变化影响，由于长时间尺度系统灵活性跨越周期长且灵活性资源建设周期较长，因此长时灵活性容量充裕度应在前期电力规划中充分考虑，并提前部署，其价值主要体现为满足跨周、跨月乃至跨季度的灵活调节需求的容量价值。三类灵活性特点如表 2-2 所示。

表 2-2 不同时间尺度灵活性特点

灵活性类型	短时间尺度灵活性	中时间尺度灵活性	长时间尺度灵活性
作用	扰动发生后将电网频率稳定在可控区间，应对瞬时波动	削峰填谷，平衡日内调峰需求，优化运行	应对缓慢但变化幅度大的可预见性电力需求变化，保障灵活性充裕度
跨越时间尺度	秒级 ~ 分钟级	小时级、日内或多日	周、月及季度
持续作用时长	数秒 ~ 数分钟	数小时	数分钟 ~ 数日
价值	功率	功率 + 能量	容量

2.3 灵活性平衡分析

灵活性平衡是指电力系统中资源在不同时间尺度和不同方向上的灵活性供给能力相较于灵活性需求的充裕度水平满足要求。与传统电力平衡方式不同的是新型电力系统中有功

功率平衡的手段不再是电源跟踪负荷，而是源荷互动、源 - 网 - 荷 - 储共同应对的方式。这样的灵活性平衡方式下，可以是电源侧电源灵活调节出力应对供需两侧波动，也可以是负荷调整匹配供需波动，例如需求响应。

灵活性平衡分析首先要确定灵活性分析的时间尺度。不同时间尺度的灵活性需求对应的电力平衡问题不同，需求量不同，解决措施也不同。灵活性分析时间尺度作为平衡分析的边界，影响着灵活性供应充裕度多少；其次，预测对应时间尺度下的负荷需求、波动性电源出力和误差范围，较为精确的预测是确定需求、配置供给的前提；最后，根据预测结果确定负荷需求和波动电源出力的波动，保障系统灵活性供应能力超过负荷和电源出力波动范围。举例而言，为满足中时间尺度的向上灵活性需求，单位小时内电源提高出力的空间与负荷削减需求的空间之和需要高于负荷需求增加的波动量与电源降低出力的波动量之和。

3 电力系统 灵活性资源

3.1 电源侧资源

3.1.1 煤电灵活性改造

中国的资源禀赋决定了燃煤发电的主导地位，过去煤电更多发挥基荷电源的作用。随着新能源发电所占份额不断增加，电力系统对调节能力的需求日益增长，在储能等资源尚未规模化应用的阶段，煤电机组参与调节成为必要手段，尤其在抽水蓄能电站较少的省份和热电联产机组居多的“三北”地区。

(1) 煤电灵活性改造目的

煤电机组单机容量大、输出稳定，但未经灵活性改造的火电机组调节范围受限、调节速率慢且启动时间较长^[11]。以深度调峰能力为例，我国纯凝汽式机组的最小稳定出力通常为额定功率的 50%，而热电联产机组供热工况下仅为额定功率的 80%，远低于国际先进水平，如表 3-1 所示。煤电极不灵活的运行方式和特性导致了系统调峰能力严重不足，也成为我国新能源消纳的关键掣肘。

(2) 煤电灵活性改造方式

灵活性改造后煤电机组能够显著提高运行灵活性，即适应出力大幅波动、快速响应各

类变化的能力。目前，国内煤电灵活性改造的核心目标是降低最小出力、快速启停、快速升降负荷等，其中降低最小出力即增加调峰能力，是目前最为广泛和主要的改造目标。煤电灵活性改造的方式主要包括锅炉侧的锅炉低负荷稳燃技术、宽负荷脱硝技术，汽轮机侧的汽轮机通流设计与末级叶片性能优化技术、供热机组热电解耦技术、提高负荷响应速率协调优化控制技术和水冷壁安全防护技术等。对于常规火电机组改造，包括对锅炉、汽轮机等主机设备的改造，也包括对控制系统、脱硝系统、冷凝水系统等辅助设备的改造；对于供热机组，在上述改造基础上，还可进一步通过低压缸旁路改造、增加蓄热罐、增加电锅炉等方式，改变原有发电与供热间的耦合关系，释放机组的运行灵活性。

（3）煤电灵活性改造成效

煤电机组的最小稳定出力在通过热电解耦、低压稳燃等技术改造后，在纯凝工况下可以降至 20%-30% 的额定容量，供热工况下也能降至 50% 左右，有效避免通过增加启停次数的方式消纳新能源，能显著减少排放、降低成本。未改造前的煤电机组爬坡速率一般为 1-2% 额定容量 / 分钟，经过改造后部分新机组的爬坡速度可达到 3-6% 额定容量 / 分钟。煤电机组的热态启动一般为 3-5 小时，通过技术改造目前国际最先进燃煤机组的热态启动时间可短至 1.5-2.5 小时左右，而冷态启动需要 10 小时。

从调节空间看，煤电灵活性改造后系统供给向下灵活性调节空间拓宽，供给向上灵活性调节空间不变；从调节速率看，系统供给和需求双向灵活性调节速率都有所提升。

（4）影响煤电灵活性的因素

与作为基荷电源提供电量不同的是，频繁调节过程中煤电机组处于低负载运行状态时效率降低^[12]，供电煤耗和排放都明显增加^[13, 14]（见图 3-1），尤其是进入深度调峰区间后供电煤耗增速进一步加快。与此同时，煤电机组厚壁部件特别容易受到热应力的影响，热应力会由于频繁调节出力和冷启动产生，因此负载变化范围超过 50% 额定出力和冷启动会对这些组件施加了极大的压力，显著影响机组寿命。

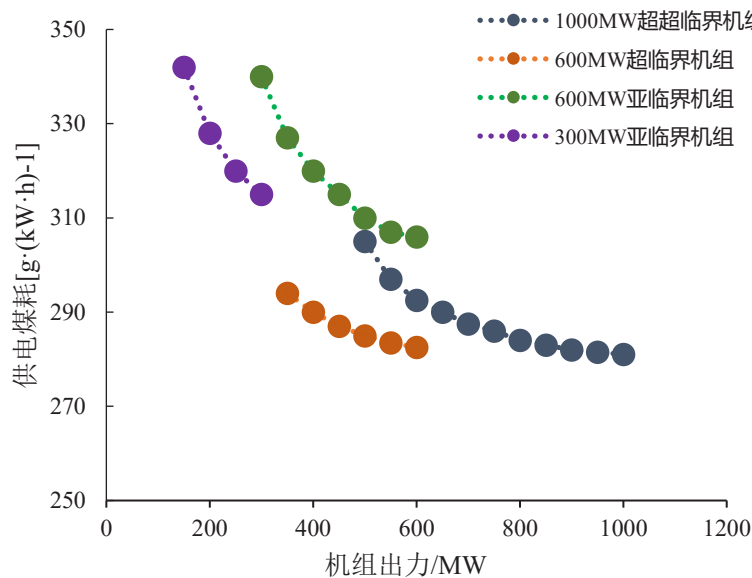


图 3-1 煤电机组深度调峰煤耗变化图

受限于较慢的爬坡速率（例如 300MW 机组爬坡速率为 3%/min，即 9MW/min），即使进行了灵活性改造，煤电满足秒级和分钟级功率调整需求的能力仍然一般，因此更适合参与深度调峰，发挥存量大的优势，进行小时级、跨日的出力调整。新能源渗透率较低的阶段，系统短时调频需求靠抽蓄、气电和优质煤电能够满足，而数小时级的调节能力是电力系统所亟需的，故而从技术上看，当前煤电灵活性改造是我国电力系统调节能力提升的关键手段和最主要的调节能力增量来源。

表 3-1 我国煤电机组调节能力与国际先进水平对比

灵活性参数	单位	我国煤电机组		国际先进水平
		已建机组	改造潜力	已建机组
最小出力	%P _n	50 (80)	30 (50)	20 (40)
爬坡速率	%P _n /min	1-2	3-6	4-5
热态启动时间	h	3-5	4	1.5-2.5
冷态启动时间	h	10	5	<0.1

括号外为常规机组参数，括号内为热电联产机组参数。来源：国家发展和改革委员会能源研究所；Markewitz et al. 2017, 20; Ernst et al. 2020, 14

(5) 供热与热电解耦

在我国电力和热力供应高度耦合，热电联产是供热热源的主要形式。占火电机组装机容量近一半的热电联产机组在冬季承担着重要的供热民生保障任务，特别是在热需求大的“三北”（东北、华北、西北）地区，热电机组的电出力和热出力存在强耦合关系。冬季在保证供热的基础上，热电机组调峰能力往往仅为发电装机容量的 10% 左右，因此热需求很大程度上限制着常规机组电出力的调节能力，要提升这部分机组的运行灵活性，必须在满足热需求基础上实现热电解耦。

我国的集中供暖需求随着城镇化的稳步提升而逐年增长。在北方集中供暖地区，28.09% 的城镇常住人口消耗 81.17% 的集中热量供应。资料显示，2001-2019 年城镇化的快速推进使得北方城镇建筑面积从 50 亿 m^2 增长到 152 亿 m^2 ，增长了约 2 倍^[15]。2020 年，北方地区城镇集中供热（考虑非经营性集中供暖）面积约为 141.06 亿 m^2 （图 3-2），其中城市集中供热占比 80%。全国供热需求总量也保持增长，不过由于供热效率的改进，供热需求总量增速较供热面积相对缓慢。2020 年，全国城市集中供热总量为 41 亿吉焦，其中蒸汽供热总量约为 6.5 亿吉焦，同比增长 0.05%；热水供热总量约为 34.5 亿吉焦，同比增长 5.35%。

我国北方供热热源仍以燃煤供暖为主，推行北方地区清洁采暖后，燃煤供暖内部供热技术结构将进一步优化，但燃煤供暖的主体地位不会发生改变。我国北方城镇地区燃煤热电联产面积占总供暖面积的 45%，燃煤锅炉占比为 32%，如图 3-3 所示。2020 年，在蒸汽集中供热方面，热电厂在供热能力和供热总量中分别占到 88.52% 和 88.96%，均处于绝对优势；在热水供热方面，热电厂在供热能力和供热总量中分别占 50.9% 和 56.64%。未来燃煤热电联产供热比例将进一步增加，燃煤锅炉和其他所涵盖的散煤供热占比会明显下降。

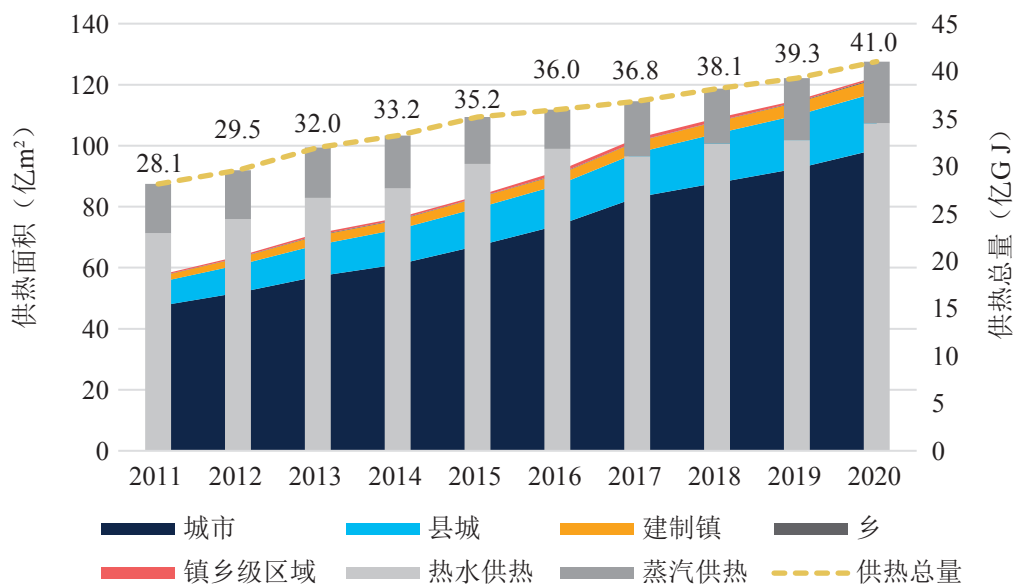


图 3-2 2011-2020 年集中供热面积和供热总量变化图

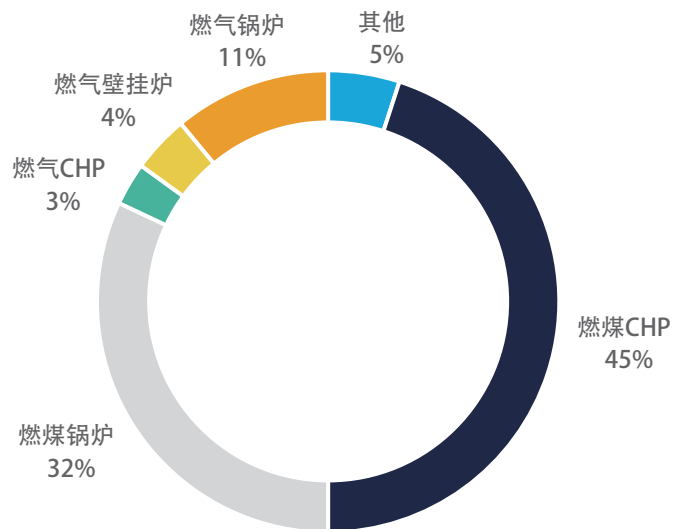


图 3-3 北方城镇地区热源结构

未来城镇化率持续升高，而民生问题是我国发展进程中重点关注的问题，预计未来我国集中供热面积仍将快速增长，“十四五”期间供热需求保持增长态势。“十四五”期间，为保障冬季供热和新能源发电消纳双重目标，对主体供热地位的燃煤热电联产机组实行热电解耦灵活性改造以实现电热分离，通过蓄热装置等手段打破“以热定电”的约束，增加其电源侧灵活性势在必行。

为了实现热电解耦，采取的改造技术主要有：①设置储热罐，作为电网负荷较低时机组供热抽汽的补充；②电热锅炉，在热源侧设置电热锅炉，主要包括直热式电热锅炉和蓄热式电热锅炉，实现热电解耦；③切除低压缸供热，中压缸排汽绝大部分用于对外供热，仅保持少量的冷却蒸汽，使低压缸在高真空条件下“空转”运行。除了以上常用技术，还可以采用吸收式热泵、电驱动热泵等技术实现热电解耦。

储热水罐 / 熔盐罐通过设置热水罐、熔盐罐等存储热量，作为电网负荷较低时机组供热抽汽的补充或热量的存储，间接实现热电解耦。以热水储热为例，根据实际需求，在电网高峰时段，增加供热抽汽加热热网循环水并存储在储热罐中，电网低谷时，由储热罐储存的热水对外供热；也可在电网低谷时，机组不深调负荷，增加供热抽汽加热循环水并存储在储热罐中，在电网高峰时段时由储热罐储存的热水对外供热，增加上网电负荷。

电极锅炉 / 固体电储热锅炉在电源侧设置电锅炉、电热泵等，在低负荷抽汽供热不足时，通过电热或电蓄热的方式将电能转换为热能，补充供热所需，从而实现热电解耦。电锅炉在国外也有广泛的应用，主要用于电网中富余的“垃圾电”的消化，而在我国东北地区，受电力辅助调峰市场奖励机制的影响，也有少量电厂采取合同能源管理的模式开展电锅炉供热改造，实现热电解耦。

切除低压缸进汽供热技术通过低压缸导气管蝶阀的开关控制低压缸在“零出力”与“满出力”运行模式间切换。供热机组在用电低谷阶段切除低压缸全部进汽，使低压缸“零出力”并在真空条件下以背压供热方式运行，实现机组深度调峰。对于 300MW 等级机组，改造后相同主蒸汽量条件下，采暖抽汽流量每增加 100t/h，供热负荷增大约 71MW，电调峰能力增大约 50MW，发电煤耗降低约 36g/kWh。

高背压供热在高背压下以排汽进行供热的技术。机组高背压运行时背压压力升至 50kPa 以上、凝汽器的真空度降低，使得凝结水温度达到 80 ~ 85℃水平，热网循环水出入水温分别为 50℃及 80℃左右水平。对于热负荷较大机组，单纯提高背压无法满足热网循环水温度需求，因此高背压（低真空）改造技术还需要进行其他改造，可分为单转子、双转子互换以及双背压技术三种^[16]。

汽轮机旁路供热技术主要是指汽轮机高、低压旁路联合供热，利用高压旁路将部分

主蒸汽减温减压旁路至高压缸排汽，经锅炉再热器加热后，从低压旁路（中压缸进口）抽汽对外供热。利用机组旁路供热提高热电联产机组深度调峰系统。对于 200MW 热电联产机组，有 60t/h 新蒸汽通过高低压旁路对外供热，可降低电功率 15.36MW，增加供热 20.25MW。

余热供热包括烟气余热回收和循环水余热回收。烟气余热回收加热热网回水，增强机组供热能力。循环水余热回收是指采用吸收式热泵技术，采用吸收式热泵技术抽取部分蒸汽驱动热泵回收循环水余热，增强机组供热能力。

表 3-2 热电解耦改造路径对比

改造路径	原理	优势	不足
热水 / 熔盐储热	在热网侧设置蓄热罐系统，削弱热 - 电负荷的时间耦合程度	对原系统改造程度小、供热经济性好	占地面积大、对系统长期低负荷调峰适应能力弱
电热泵 / 电锅炉供热	在发电侧设置电热锅炉利用电作为供热热源实现热电解耦	对原系统改造程度小、热电解耦能力强	投资高、经济性差
切除低压缸	切除低压缸进汽用于供热	投资少、运行方式灵活、供热效益好	需要对机组长期低负荷运行的安全性及机组寿命影响进行评估
高背压改造	在高背压下以排汽进行供热	内部改造工作量小，运行成本较低	低负荷运行时易发生鼓风现象
汽轮机旁路供热	汽轮机旁路将高参数蒸汽减温减压后对外供热	投资少、停机不停炉，热电解耦能力强	供热经济性差、对设备运行可靠性要求较高
吸收式热泵	抽取部分蒸汽驱动热泵回收循环水余热，增强机组供热能力。	制热量大	灵活性小

3.1.2 燃气发电

(1) 我国燃气发电发展现状

受“富煤缺油少气”的资源禀赋影响，我国气电发展缓慢，燃气发电规模有限，装机占比较低。截至 2020 年，全国火电装机容量 12.5 亿千瓦，其中气电装机容量仅有 9802 万千瓦，占全国发电装机总量的 4.5%。虽然气电装机总量与 2015 年相比增幅达 71.9%，但仍未实现“十三五”规划设定的 1.1 亿千瓦目标^[17]。气电发展的最大制约因素是成本，中国天然气对外依存度高达 43%，高额的天然气进口价拉动了气电发电成本。同时气电机组的关键热部件仍没有自主设计和制造能力，设备造价和检修费用高昂也在一定程度上制约了国内气电的发展。

(2) 气电灵活调节技术

燃气机组的负荷调节范围宽，且启停时间和爬坡速率等调节特性均远优于煤电机组，是优质的调峰电源。单循环燃机机组调峰能力可达 100%，联合循环机组调峰能力可介于 70% ~ 100%^[18]。由于燃气轮机是靠直接调节燃料来调节负荷，所以其响应非常快，具有快速爬坡能力。与煤电机组频繁调节影响机组部件寿命不同，9H 级以上燃气轮机使用透平双层缸结构，缸壁薄，内缸和外缸的内、外壁之间温差小，能够适应快速启动和调节。另外，9HA 燃机采用先进的微管预混和分级燃烧技术，燃料和空气预混效率更好，当负荷快速变动导致燃烧模式切换时，可确保燃气轮机运行的可靠性。目前在正常升降负荷率上，额定功率 448MW 的 9HA 燃机的爬坡速率可高于 65MW/min^[19]。燃气轮机快速响应的特性也使得其启动时间远优于煤电，燃气电厂冷启动时间仅为燃煤电厂的几分之一甚至几十分之一，即使是燃气蒸汽联合循环电厂，其热态启动时间也仅为 70~90min。

表 3-3 气电机组典型运行特性

特性	最小负荷	爬坡速率	热态启动时间	冷态启动时间
单位	%Pn	%Pn/min	h	h
单循环燃气机组	近零出力	15	<0.1	<0.1
联合循环燃气机组	20-30	8	1.1-1.5	2

(3) 影响气电灵活性的因素

气电调节能力强、响应速度快、运行灵活，是现阶段最为可靠有效的灵活性电源。然而在我国，作为灵活性电源的气电并未大规模发展，最重要的限制因素是高昂的燃料成本与气源供应不足。

(4) 气电灵活性特性与优势

气电的爬坡速率可以达到常规煤电爬坡速率的 2-3 倍，快速的响应速度使其具有满足秒级和分钟级功率调整需求的能力，更适合用来提供短时间尺度灵活性，较适合提供中时间尺度灵活性。灵活气电可为新能源提供调峰服务，缓解或消除风光出力不稳定、瞬时变化大对电网产生的冲击，保障电网的安全稳定运行。

3.1.3 其他可控电源

(1) 水电

1) 发展与技术特点

截止 2020 年底，全国全口径发电装机容量 22 亿千瓦，其中水电装机容量 3.7 亿千瓦，约占全国发电总装机容量的 19%；全年累计发电量 12140.3 亿千瓦时，占全部可再生能源发电量的 60% 以上，水电仍是可再生能源发电的主力军。据统计，中国水能资源可开发装机容量约 6.6 亿千瓦，年发电量约 3 万亿千瓦时，按年发电量计算我国水电开发程度已达到 40% 以上。

水电包括常规水电和抽水蓄能电站，抽水蓄能电站又被视为重要的长时储能技术。常规水电利用水位落差，通过水轮发电机将其所含势能转为机械能，再以机械能推动发电机发电。常规水电具有启动灵活、反应迅速等特点，根据《南方区域发电厂并网运行管理实施细则（2017 版）》，常规水电机组标准调节速率为额定容量的 20%/min，且响应时间小于 20s，其快速的响应时间和调节速率使水电在电力系统调峰、调频、事故备用中发挥着重要作用。

2) 影响水电灵活性的因素

尽管水电的技术特性使其成为了优异的灵活性资源，但水电在发挥灵活性的同时仍会受到许多限制，对其自身产生不利影响。首先，水电响应时间快意味着短时间内流量变化过快，这会对水轮机叶片造成潜在的危害。同时水电站在短时内大发或停运，将导致下游水位陡增陡降，进而影响到生态环境、航运以及居民生活安全^[20]。另外，水电多分布在水资源丰富的西南地区，距离东部负荷中心距离较远，因此水电站发挥灵活性时须通过特高压直流线路与负荷侧电网互联，电网输送功率、运行方式和安全稳定特性将复杂多变，其抗扰动能力将大幅下降。此时，若调节速率过快的水电机组未能精准控制陡升陡降时的输出功率，则极易发生超调现象，加剧电网频率波动^[21]。

(2) 核电

1) 核电发展与技术特点

核电是高效、清洁、经济的能源，具有资源消耗少和供应能力强等许多优点。核电平均利用小时数可以达到光伏的 6.3 倍、风电的 3.5 倍，作为重要的清洁能源，核电装机容量在过去 9 年间保持 9% 以上的高速增长，多年增速超过 20%。截止到 2020 年底，全国商运核电机组为 48 台，总装机容量达 4989 万千瓦，电量（包含上网电量及厂用电量）为 3662.5 亿千瓦时，约占全国总发电量的 4.94%，远低于 10% 的世界平均水平。

表 3-4 EPR 技术核电机组调节能力参数表

运行方式	调节幅度	爬坡速率
日负荷跟踪	60%-100%	5%/min
	25%-60%	2.5%/min
一次调频	±2.5%	1%/min
二次调频	最小出力 <60% 时：±4.5%	1%/min
	60%-100% 时：±10%	2%/min

核发电机组参与调峰运行的方式主要有三种：功率调节、长期低功率运行和延伸运行^[22]。压水堆核发电机组的功率调节通过调节控制棒的位移来实现，调节范围一般设计为额定容量的30%-100%，受燃耗水平影响，核电调节范围将随着寿期的增大而变小。当核电控制棒全部抽出，并且低于基准功率水平持续运行超过12h，则称为核电长期低功率运行，核电在长期低功率运行状态下降低或提升功率的方式主要通过硼化和稀释。核电长期低功率运行的允许天数主要受功率水平和燃耗水平限制，功率水平越低，允许运行天数越短。延伸运行是指核电反应堆在设计燃料耗尽后，依靠慢化剂温度和功率下降提供的反应性继续以尽可能高的功率运行。寿期末采用延伸运行模式合理安排大修停机窗口，使其尽量避开电网负荷高峰，实现年负荷跟踪。

2) 影响核电灵活性的因素

核发电机组参与调峰运行时，频繁的功率调节会加剧反应堆压力容器的脆化和关键金属部件的金属疲劳，影响机组设备的寿命，降低设备可靠性。若调节速率或幅度过大，容易导致燃料包壳的损坏，减低核燃料可靠性，严重时危机核反应堆安全。同时调节功率越多，暂态效应越明显，反应堆控制难度加大将导致安全裕度下降^[23]。

由于核电在进行调峰运行时会涉及到硼浓度调节，当负荷降低出力运行时，核电机组释放出的放射性废水将远远大于基本负荷运行时的废水量，增加了系统处理废水的环境成本。

(3) 水电与核电适宜的灵活性类型

常规水电通常采用梯级水电站群联合调度的方式提供灵活性，通过蓄丰补枯和其巨大的调节库容，对流域天然径流进行重新分配，以提高流域梯级水能利用率，避免汛期弃水和枯期缺电，以满足电网年度调节、季度调节、月度调节、周调节和日调节等中长时间尺度灵活性需求，有效助力未来风光在运行安全的前提下成为电力系统主导电源^[24]。

核发电机组调峰面临着安全性较低、核废料难处理等问题，人们对核能的广泛恐惧使核电在电力系统中应用时既要考虑其经济性又要考虑其安全性。法国发电结构主要以核能发电为主，2020年核能发电量占比高达66.46%，其电力系统调峰需求主要靠核发电机组直接参与电网负荷跟踪运行来满足。尽管在技术层面核电调峰是可行的，然而法国核电调峰的

经验表明，参与调峰的核电机组平均年非计划性停堆小时数远高于基荷运行的核电机组，燃料利用效率和核电利用率均有明显下降，即增加了核电发电成本又极易造成弃核，对于现阶段核电装机比例较低的中国来说，核电灵活运行方式远不如满负荷运行方式经济。

随着我国电力系统供应主体多元化，大规模可再生能源装机并网，已有核电机组在恶劣天气等特殊时段停机或降功率稳定运行配合电网调峰。由于目前难以量化核电调峰带来的经济性与安全性影响，未来中国核电运行仍应以满负荷运行为主，基本不提供电力系统灵活性。但随着核电技术发展，核电装机规模不断扩大的背景下，可以考虑部分核电机组参与系统调峰，在极个别时段仍可以通过停机或降功率稳定运行为电网提供一定的调峰能力。频繁调峰的核电机组控制难度较大，具有极大的安全隐患，出于对安全性的考虑，核电调峰仅可作为必要阶段调峰资源不足的补充，且调峰深度不宜过大，不宜频繁调峰。

3.2 需求侧资源

3.2.1 负荷特性变化与优化

随着我国经济进入高质量发展阶段，消费对经济的拉动起主导作用，第二产业用电比重稳步下降，第三产业和居民用电占比逐年提高，受经济发展方式驱动和第三产业及居民用电特性影响，我国电力负荷特性呈现新特点：

(1) 日负荷峰谷差拉大。与第二产业相比，第三产业和居民生活用电特性受生活、消费习惯和时段影响明显，体现为夜间用电负荷需求水平明显降低，负荷曲线的日负荷率更低、峰谷差不断拉大。

(2) 负荷冬夏季双峰特征明显。受极端天气、电气化水平提高和居民生活消费水平提高等多重影响，夏季空调制冷需求和冬季供暖需求不断拉高用电负荷峰值，年负荷曲线呈现“双高峰”特征。

(3) 最大负荷增速高于用电量增速。二产用电负荷稳定、持续，三产和居民用电波动性较强且时段集中效应明显，因此用电产业结构变化后，三产和居民用电对于固定时段最大负荷的拉动效果强于对全时段用电量的拉动效果，从全年看，全社会最大负荷增速将

显著高于用电量增速，满足电力平衡的难度远超于满足电量平衡。

从保障电力供给安全和稳定运行的角度考虑，上述电力负荷特性持续“恶化”的特点，进一步加大了电力安全稳定供应的难度。

用电负荷及其特性是电力系统的重要组成部分，直接决定了系统灵活性需求。传统电力系统发电可控性较强，电力规划时通常基于“源随荷动”的思路提高电力供给来满足负荷需求，从而最大化保障用户利益。但随着电源侧波动性和不确定性增强，叠加负荷特性“恶化”的影响，电力供需平衡的难度显著增加，单纯依靠提高电源侧调节能力保障电力可靠供应和安全稳定运行的成本高昂，因此传统的规划思路不再适用。需求侧管理能够通过调整和优化负荷曲线减少对系统灵活性的需求、提升系统的灵活性调节能力，从而降低电力保供和安全稳定运行的难度，因此在电力规划和运行管理中充分考虑需求侧资源十分必要。

电力系统的核心目标在于满足用电需求，电源规划和电力系统运行管理都需要基于一定的负荷需求曲线，而提前部署和调度需求侧资源能够一定程度上引导用户行为，优化负荷需求曲线，降低电力供应难度和成本。具体而言，设计合理的电价和激励机制，运行完善的电力市场，以及提倡节能高效的生活方式等措施，都能够引导负荷用户改变用电行为、自发优化负荷曲线，在电力规划和运行管理之前或期间减少部分峰谷差、平滑和整体降低负荷曲线，提升电力系统的灵活性，继而在运行管理时调度可调用需求侧资源，多环节多层次通过需求侧管理降低电力安全稳定运行的难度和成本。形象地说，需求侧管理可使负荷先“自扫门前雪”，利用自身能力增供减需来部分解决灵活性难题，如图 3-4 所示。

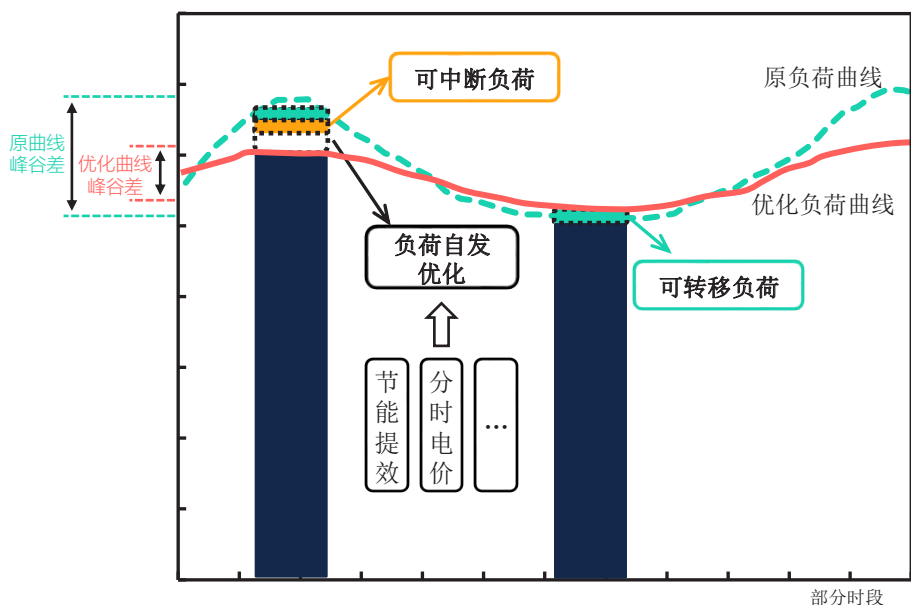


图 3-4 需求侧资源优化负荷曲线示意图

3.2.2 需求响应

(1) 需求响应的基本类型和特点

电力需求响应 (Demand Response, DR) 指电力用户根据价格信号或激励措施，暂时改变其用电需求，在特定时段减少或增加用电，从而促进电力供需平衡、保障系统稳定运行的行为。通过需求响应提供电力系统灵活性的可调控负荷资源主要分布在工业、建筑、交通和居民领域，具体来说包括空调、电机、照明、锅炉等负荷。需求响应发挥灵活性的方式主要有两种：负荷削减与负荷转移，负荷削减提供需求向下灵活性，负荷转移则在负荷高峰时段提供需求向下灵活性，在负荷低谷时段提供需求向上灵活性。

基于价格的需求响应是指负荷端对零售电价的变化进行响应并调整用电需求，用户通过经济决策后自愿将用电从高峰时段调整至低谷时段，利用低电价来实现减少电费支出的目的，包括分时电价、尖峰电价、实时电价等。价格型的需求响应通过价格机制对负荷曲线起到了“自发优化”的作用，平抑负荷峰谷差，平滑曲线，降低供给难度，但不能调用需求侧资源，没有直接约束力，响应效果不确定性较高。此种方式主要针对不可调度负荷，例如居民负荷。

基于激励的需求响应是指用户与需求响应机构签订合同，并明确基本负荷的消费量和负荷削减量计算方法，确定激励费率及不能履行合同进行响应的惩罚措施，包括“削峰式”需求响应（负荷高峰时段减少用电）和“填谷式”需求响应（负荷低谷时段增加用电）等，通过签订协议，需求侧资源可以被调用，实时参与电力灵活性调节，并能够获得补偿，不响应将受到惩罚。此种方式主要针对需求侧可调度资源。短期来看，可调节负荷参与需求响应有利于稳定电价、约束市场力、提高经济效率，长期来看还可以减少新增发输电容量的投资。

2020年6月，国家发改委、国家能源局印发《关于做好2020年能源安全保障工作的指导意见》，提出引导和激励电力用户挖掘调峰资源，形成占年度最大用电负荷3%左右的需求响应能力。按照3%的需求侧机动调峰能力估算，当前全国电力需求响应理论容量约4000万千瓦，南方区域约600万千瓦。《“十四五”现代能源体系规划》提出到2025年，需求响应能力达到最大负荷的3%-5%，其中华东、华中、南方等地区达到最大负荷的5%左右。若假设2025年全国最大负荷达到15.4亿-16亿千瓦，按照5%估算全国的需求响应能力将达到7700-8000万千瓦。目前仅广东、上海、江苏、山东等地开展了区域性、非常态化的需求响应试点，国内需求响应市场仍有巨大潜力。

多数试点地区开展“削峰式”需求响应和“填谷式”需求响应；根据邀约时间可以参加约定需求响应（响应开始前若干小时发出邀约）和实时需求响应（需求响应中心通过业务平台直接完成响应邀约、能力确认和响应执行）。从各省试点来看，电力需求响应实施模式正在由需求侧报量+固定补偿价模式向更加市场化的需求侧竞价+最高限价模式转变，目前江苏、上海、山东均采用需求侧竞价+最高限价模式。

（2）需求响应提供灵活性

基于不同的需求响应策略，负荷可分为可中断负荷、可调整负荷、可转移负荷三类。可中断负荷（用户根据自身用电习惯自愿与电网签订可中断负荷计划）参与需求响应根据需求进行判断；可调整负荷（中央空调负荷、装饰灯负荷等）是在响应期间减少部分功率，以满足微电网降低负荷的需求；可转移负荷（烘干机、洗衣机等）参与需求响应时，总耗能是不变的，根据分时电价等信息进行用电转移。

对于可中断负荷，电网通过向签订合约的用户发送中断信号，得到用户响应后中断其部分供电来提供分钟级的灵活性调节服务，具有较快的响应速度，且经济性较好，一般适用于大型工商业用户。

其他两类负荷，如居民用电等基于价格的需求响应，用户的用电策略在实时运行前已确定，实时运行时基于实时电价提供的灵活性有限，基本不支持短时间尺度灵活性；提供中时间尺度灵活性的能力一般，弱于其余灵活性资源；用户的用电需求难以跨月、跨季节调整，因此基本也不支持长时间尺度灵活性。基于激励的需求响应如负荷聚合商可提前申报需求响应容量，在运行中响应调度指令削减负荷；工业用户响应指令在用电高峰期停止部分生产，将生产负荷转移谷段，但要求工业用户频繁调节用电负荷乃至频繁开关设备是不现实的，因此不适于提供短时间尺度灵活性，能够较好地提供中时间尺度灵活性。

目前，中国的需求响应正处于初步发展阶段，灵活性潜力巨大，现阶段对于需求响应资源的挖掘主要集中在体量大、可控性强的大工业负荷。2016 年《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》明确提出要开展工业领域电力需求侧管理专项行动，用能单位根据区域负荷曲线变化，结合政府和电网公司的电力安全应急管理要求，参与单边市场竞价并签订需求响应协议，按要求改变用电方式，调整用电负荷，实现错峰用电、移峰填谷，从而缓解负荷曲线与电源出力的不匹配。

随着电力市场的不断成熟，小型工商业或代理居民和商业用户的负荷聚合商也将参与需求响应市场，丰富市场参与主体的类别，增加负荷侧调峰潜力。在山东和浙江两省公布的需求响应工作方案中，都提到了“负荷聚合商”和“负荷集成商”的概念，山东省明确要求响应量低于 1000 千瓦的工业用户和响应量低于 400 千瓦的非工业用户由负荷聚合商代理参与需求响应。负荷聚合商把分散的电力用户的可调节负荷集合起来，既实现电力用户能效管理提升，又为电网公司、发电企业减少了调峰压力和调峰难度。同时，随着各类人工智能、大数据、智能服务平台等技术的不断发展，需求响应的自动化程度将越来越高，其动态响应情况将得到更为精准有效的控制，有利于需求侧灵活性潜力释放。

3.2.3 电动汽车

电动汽车由于其节能、无污染等特点逐渐得到广泛应用，但电动汽车的充电行为比较

随机，如果不对其进行有序管理，将会对电力系统的稳定运行带来极大的挑战。基于电动汽车的用电和储电特性，其同时具备可调节负荷和储能的功能：在有序充电（V1G）模式下，电动汽车可作为可调节负荷，转移充电时段，避开峰荷时段、利用谷荷时段；在车网互动（V2G）模式下，电动汽车可以视作移动的储能设备，既可以在负荷高峰期作为电源放电，也可在负荷低谷期作为负荷充电。因此，电动汽车的车网协同发展（简称 VGI，主要包括 V1G 和 V2G 两种模式）不仅具有向上的调节能力，也具有向下的调节能力，可以减缓电力系统波动、增加对新能源的消纳，是极具发展潜力的灵活性资源。近年来中国电动汽车发展迅速，截至 2021 年底，中国新能源汽车保有量达 784 万辆，充电基础设施建设也日益加速，已建成充电桩数量超过 222 万台，成为全球最大规模的充电设施网络。

通过市场机制引导电动汽车与电网协同发展，将有效挖掘电动汽车灵活性资源潜力。电动汽车通过错峰充电，成本得以降低，电力系统也将获得削峰填谷收益，增加对新能源的消纳。在美国，主要公共事业公司都对电动汽车充电设计了专门价格机制以引导用户充电行为，价格设计往往对负荷低谷（如夜间和凌晨时段）充电给予明显电价优惠。我国各地峰谷电价水平不同导致电动汽车错峰充电的经济价值也有所不同。除此之外，目前制约电动汽车提供电力系统灵活性的核心问题仍是与频繁充放电相关的电池容量约束和电池成本约束。

3.2.4 微电网

微电网被认为是未来大规模新能源接入的有效组织形式。国家发展改革委、国家能源局 2022 年 2 月 10 日发布《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》，明确鼓励建设源网荷储一体化、多能互补的智慧能源系统和微电网。微电网运行具有自平衡和自调度的特性，可作为备用电源，可以实现局部能量平衡，在大电网异常情况下，确保重要负荷的供电。由于不存在长距离输电带来的电能和经济损失及输电堵塞的问题，微电网运行模式的灵活切换可以保证在紧急情况下能够从大电网解列，实现独立运行，提高所辖负荷的供电可靠性，同时具备黑启动能力，能够提高灾后应急能力。

微电网灵活组网的特点能够适用在偏远农村地区，通过因地制宜地组建不同形式和规模的微电网，实现偏远地区供电。且其投资成本低，污染物排放低，操作灵活性高。可以

预见，未来微电网将在提高系统正常运行时的灵活性，以及紧急状态时的系统韧性方面发挥重要作用。微电网并网运行时，可以作为大小可变的智能负荷，能在数秒内做出响应以满足系统需要，为电力系统提供需求向上灵活性，甚至是短时间尺度灵活性，满足快速变化的频率调整需求。

3.3 储能资源

储能技术不仅可以削峰填谷，平滑负荷，还可以提高系统运行稳定性、调整频率、补偿负荷波动，特别是储能技术与新能源的结合，能显著提高新能源的利用效率。根据能量储存的方式不同，储能技术主要分为机械储能、电磁储能、电化学储能、热储能和化学储能等五大类（见图 3-5），不同类型储能技术的原理不同，技术经济特性各异，在电力系统中的应用情况也有明显区别。

不同储能技术有各自的优缺点，电化学电池储能配置灵活，响应速度快且不受外部条件限制，但使用寿命有限，成本较高；飞轮储能具有功率密度高、能量转换效率高、使用寿命长、对环境友好等优点，缺点是储能能量密度低、自放电率较高；电磁储能响应速度快、功率密度高且对环境友好，缺点是现阶段成本高且存在一些关键技术问题；压缩空气储能技术和抽水蓄能技术都受到环境和材料等外部条件制约。典型储能技术特性如表 3-5 所示。

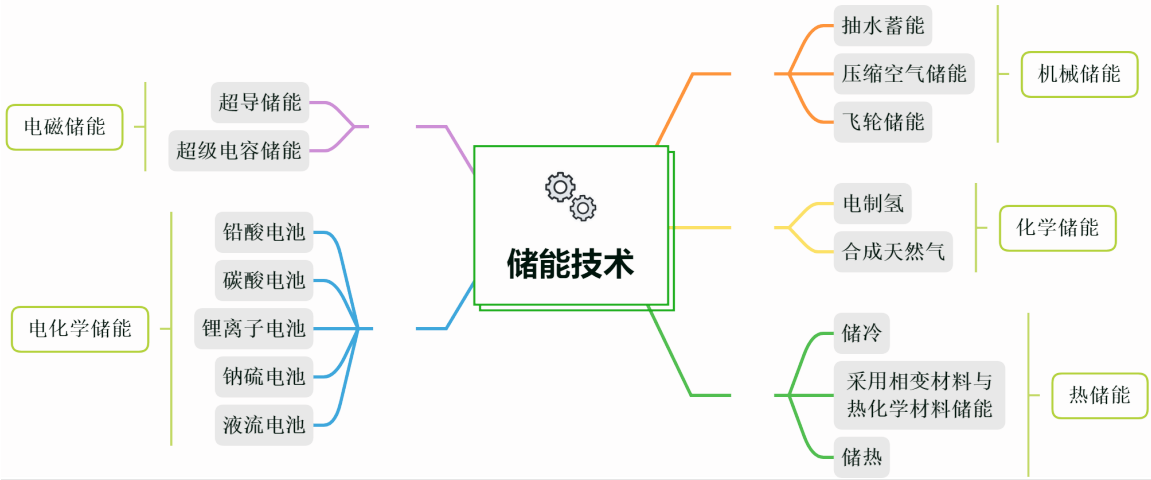


图 3-5 储能技术分类

表 3-5 典型储能方式的功率、响应时间及应用方向

储能类型	额定功率	响应时间	应用方向
抽水蓄能电站	10-500 万千瓦	10-40 分钟	日负荷调节、频率控制和系统备用
压缩空气储能	10-30 万千瓦	6-20 小时	调峰发电厂、系统备用
飞轮储能	5-1500 千瓦	15 秒 -1 分钟	调峰、频率控制、UPS、电能质量调节、 输配电系统稳定性
微压缩空气储能	1-5 万千瓦	1-4 小时	调峰
超导储能	10-1000 千瓦	1-5 分钟	UPS、电能质量调节、输配电系统稳定性
超级电容器	1-10 千瓦	<1 分钟	电能质量调节、与柔性输配电技术相结合
铅酸电池	1-50000 千瓦	<1 分钟	电能质量控制、系统备用电源、黑启动、 UPS/EPS
先进电池（如锂）	1-10000 千瓦	<1 分钟	平滑负荷、备用电源
液流电池（如 ZnBr）	10-100 千瓦	1-2 分钟	分布式新能源系统稳定性、用户侧平滑负 荷，备用电源

3.3.1 短时储能

(1) 短时储能的常见技术及发展情况

1) 机械储能

抽水蓄能容量大、度电成本低，适合百兆瓦及以上规模的储能应用，并已实现商业化应用，是物理蓄能中应用最多储能方式；传统压缩空气蓄能技术相对成熟；飞轮储能持续放电时间在分钟级，是典型的功率型储能技术，高速飞轮储能已在轨道交通、制动能量回收等非电力系统领域中得到成熟应用，在电力系统中通常会与能量型储能技术配合应用，以充分发挥其功率性能优势。

2) 电磁储能

电磁储能方面，超级电容的功率密度高（7~10kW/kg），循环次数多（10 万次），

但单体容量小，持续放电时间短（秒级），是典型的功率型储能技术，在电力系统的应用中，超级电容储能通常用于短时、高峰值功率场景下的负载稳定及电压暂降、瞬态干扰的平抑等场景。超导磁储能具有极高的功率密度和响应速度，但持续放电时间也极短（秒级），对辅助设备要求严格，基本处于试验研发和示范阶段，借助超导储能，能够实现对频率的调节和功率的补偿，从而提高功率输送能力，保证系统的稳定和正常运行。

3) 电化学储能

电化学储能是近年来发展迅速的储能类型，主要包括锂离子电池储能、铅蓄电池储能、液流电池储能和钠硫电池储能等，其中锂离子电池在近年来电动汽车产业快速发展的带动下，技术性能快速提升、规模化成本效应日益显现，凭借技术自身在能量密度、功率性能、响应速度等方面的多重优势，目前已经成为应用领域最为广泛的一种储能电池技术；铅蓄电池具有较长发展历史，由于性能稳定、成本低廉，在分布式发电和微网领域有大量应用案例；液流电池和钠硫电池是先进大容量电化学储能技术的代表，由于储能时间长、储能容量大、循环寿命长等优势，备受大规模新能源并网示范项目的青睐。

(2) 影响锂电池储能灵活性的因素

锂电池设计灵活、配置方便，采用模块化设计，基本上不受地理条件的限制，且响应速度快，能够在毫秒级时间尺度内实现额定功率范围内的有功无功的输入和输出，实现精准控制，能够在可调范围内的任何功率点保持稳定输出。锂电池既可以充电作为用电负荷，又可以放电作为电源，具有额定功率双倍的调节能力，其技术相对成熟，建设周期短，能够快速响应应用需求。此外，基于全固态电解质的新型锂离子电池体系、成本更加低廉的非锂系电化学电池、复合锂负极等超高循环寿命的新型锂离子电池，实现了电池的安全性、循环次数和能量密度明显提高，有望成为最主要的短时储能技术。

锂电池本身的组成和构造复杂，在过度充放电、电池置于高温处，或是制造电池的过程中使用了成分有问题的原材料，或是电池结构存在问题等情况下，锂电池内部材料就可能相互反应，产生高热和易燃气体，进而导致锂电池发生热失控引起火灾，存在一定的安全隐患。且其持续出力差^[25]，提供中时间尺度的灵活性受限，在当前灵活性需求背景下，度电成本较高，缺乏完善的价格体系和补偿机制，导致投资主体很难盈利，商业模式受限。

(3) 短时储能应用场景

储能主要应用于发电侧、电网侧和用户侧。在发电侧可发挥一次调频、减少弃电、平滑波动的功能；在电网侧可提供调频辅助服务和削峰填谷的功能^[26]；在用户侧可通过节省扩容费率、用电响应、峰谷电价差等降低用电成本。

在发电侧，由于风电和光伏等新能源具有间歇性、不稳定性等特点，联合储能系统可以平抑风电出力波动，实现电网安全稳定运行。储能系统既能够在风能不足时依据需求释放在风能充足时吸收多余电量，降低弃风率提高风能消纳，提高电力系统传输效率。与此同时，储能系统还可降低电压波动实现电压暂降，稳定电能质量，辅助风电参与调峰。

在电网侧，电网维持供需平衡和控制电能质量水平很大程度上依赖于各种可调度资源，例如火力发电机组、水电机组、燃气机组以及抽水蓄能电站等。而储能系统由于其无可比拟的响应速度和控制精准度，其调峰调频效果远远超过了传统旋转发电设备。同时储能系统还可方便地充当可控负荷来使用，也就是说储能系统具备电源和负荷两种角色特征，在电网侧大规模配置具有较大的经济价值。

在用户侧，储能可帮助用户“削峰填谷”，节省用电成本，有利于电力系统均衡供应电力，降低生产成本，并避免部分发电机组频繁启停造成的巨大损耗等问题，从而保证电力系统的安全与稳定。此外，随着电力体制改革的推进，用户侧储能多重价值显现。微电网、增量配电网、用户主动参与辅助服务都将给储能带来机会，用户侧储能必将成为最有潜力的储能发展领域。

3.3.2 长时储能

长时储能在国际上尚无明确定义，美国能源部将其定义为额定功率下连续放电 10 小时及以上的储能，也有机构定义为可以实现跨天、跨月乃至跨季节充放电循环的储能系统。通常应用于大电网削峰填谷、调节负荷等，需要高功率、大容量、长时间尺度的储能支撑的情况，代表性储能技术包括抽水蓄能、洞穴式压缩空气储能、熔融盐储能和氢储能等。

抽水蓄能技术成熟，使用寿命超过 50 年，转换效率高达 75%，装机规模可达吉瓦级，

抽水蓄能在负荷低谷时期利用多发电力将水从下库抽至上库，在用电高峰时再安排发电，持续放电时间一般为 6~12h，是目前应用较为广泛的灵活性资源，但选址要求高且建设周期长；依托地下天然洞穴储气的压缩空气储能，储能规模可达数十小时，但选址要求较高；熔融盐是当前高温储热的首选材料，储热密度 150kWh/m³，储热效率约 90%。氢储能有望成为最有潜力的长期储能技术，未来发展的关键是提高制氢、用氢环节的效率，提升储氢、输氢环节的能量密度，研发高温固体氧化物电堆等关键设备及材料，研发新型储、输氢技术。

3.3.3 绿氢储能

(1) 绿氢技术类型与发展

氢能作为灵活高效和应用场景丰富的二次能源，是推动传统化石能源清洁高效利用和新能源大规模发展的理想互联媒介，也是实现交通运输、工业和建筑等领域大规模深度脱碳的最佳选择，从各类标准和分类来看，国际上提出的绿氢与新能源制氢、清洁氢基本等同，主要是指利用新能源生产氢能。当前最成熟的绿氢制备技术是基于可再生电能的水电解技术，电解水制氢主要有三种技术，见表 3-6。

表 3-6 电解水制氢技术对比

项目	碱性电解	质子交换膜电解	固体氧化物电解
技术成熟度	已应用	已应用	研发中
运行温度（℃）	80~90	60~90	900~1000
电解槽能耗（kWh/m ³ ）	4.4~5.1	4.3~5.0	≤ 3.5
系统寿命（年）	20~30	5~10	-
氢气纯度（%）	> 99.8	~99.999	-
能量效率（%）	62~82	67~82	81~92
成本（元 /kW）	1,600-6,000	8000-24,700	-
占地面积	较大	小	未知

数据来源：亚化咨询《中国氢能产业链年度报告 2020》

其中，碱性电解槽经济性较好，市场份额较 PEM 电解槽高一些。不过随着燃料电池技术的不断成熟，质子交换膜国产化的不断加速突破，长期来看，PEM 电解槽的成本和市场份额将逐渐提高，与碱性电解槽接近持平。碱性电解水制氢及 PEM 电解水制氢将是未来与新能源结合的主流电解水制氢工艺路线。

目前，美国、日本、欧盟等国家或地区都已公布了绿色氢能发展战略。美国于 2002 年出台《国家氢能发展战略》，美国加州已建成多个利用风能或光伏制氢项目。2020 年 12 月，日本经济产业省发布了《2050 年碳中和绿色增长战略》，提出将通过监管、补贴和税收优惠等激励措施，支持包括海上风电、氢能等在内的绿色产业发展。欧盟拟定的“绿色协议”中将“清洁氢气”制定为“优先发展领域”，其中清洁制氢指天然气、新能源制氢。德国作为欧盟成员国，在 2021 年推出《国家氢能战略》，成立了由内阁任命的国家氢能委员会，并计划投资 90 亿欧元促进氢能的生产和使用。虽然我国国家层面的氢能顶层设计文件尚未公布，但从各地氢能规划和产业发展指导意见来看，快速限制发展灰氢、尽快由蓝氢向绿氢过渡的支持方向已经成为共识。

(2) 绿氢应用场景

氢能在电力、交通和工业等领域具有广泛的应用场景，绿氢能发挥其良好的优势，在保障能源系统绿色安全稳定前提下，促进新能源消纳，提高系统的综合利用效益，新能源制氢必将成为未来主流的制氢方式，其应用场景也将逐渐趋于多元化。第一，绿氢可用于传统化工等产业绿色化应用场景。一个是代替灰氢（由化石燃料制取）作为原料应用在煤化工领域，降低甲醇、二甲醚等化工产品生产中的二氧化碳排放和煤耗；另一个是与高端煤基新材料产业链有效融合，实现新能源向高端化工新材料的转化。第二，绿氢可用于海上风电氢能耦合应用场景。海上风电与氢能耦合可以提高海洋能源的综合利用效率，通过海水淡化分解制氢和咸水直接制氢，为海上风电消纳与输送提供新的思路。海水淡化分解制氢技术相对成熟，但海水淡化增加了制氢的成本，咸水直接电解制氢需要关键材料和催化剂，技术仍待突破。第三，绿氢可用于综合能源系统氢能耦合应用场景。综合能源系统能够促进电、热、冷、气等多种异质能源的综合利用，氢储能具有多能联供联储的优点，可有效改善工业园区综合能源系统的能量平衡，并提高综合能源系统的整体效益。第四，绿氢在交通领域有广泛的应用场景，与纯电动汽车相比，氢燃料电

池汽车的燃料加注时间短、续航里程长，但使用氢燃料电池和氢气罐的汽车比化石燃料汽车的成本高至少 1.5 到 2 倍。随着绿色氢能技术的进步和产业规模化发展带来的成本的下降，绿氢将在交通运输领域有更广泛的应用。此外，还有氢燃料燃气轮机的应用场景，氢气会拓宽传统碳氢燃料的可燃范围，加快燃料的火焰传播速度，在电力负荷高峰时期使用基于氢燃料燃气轮机的燃气蒸汽 - 联合循环进行发电，可以实现真正的绿色调峰。但同时，氢燃料燃机仍存在着火焰温度控制难度大、氢气更易燃易爆等安全性问题，其广泛应用仍需进一步的技术突破。

(3) 绿氢发展的制约因素

绿氢可作为一种中长期储能的手段，在电网电力有剩余时通过电解水制氢的技术手段将多余的电转化成氢能，为电力系统提供需求向上灵活性。生成的氢能既可以供化工和交通行业使用以实现对传统能源的替代，也可以在电力供应不足时通过氢燃机或氢燃料电池作为调峰电源为系统提供向上灵活性，是未来非常重要的灵活资源。然而从目前绿氢发展现状来看，仍然存在许多难题。

1) 绿氢生产成本高

绿氢价格比灰氢高 2 到 3 倍，这导致我国目前氢气生产中的 96% 以上来自灰氢，绿氢仍有巨大的可发展空间。

2) 绿氢输送通道尚不完善

目前在世界范围内，氢气的输送管道大约只有 5000 公里，而得到广泛应用的天然气，其输送管道超过 300 万公里，氢气输送的基础设施仍待进一步建设。

3) 能量损耗高

尽管目前电解水技术的能量转换效率已经得到了一定程度的提高，但在其生成氢气的过程中，仍伴随着 20% 到 30% 的能量损失，氢能在转化为其他载体的过程中也可能产生 13%-25% 的能量损失。同时氢气运输需要输入其他能源，一般相当于氢能自身的 10%-20%。

4) 缺乏有效的市场机制

目前对绿氢价值的认识还不够全面，尚未建立完善的绿氢市场，仍缺少对于绿氢产业的激励措施，这在一定程度上限制了绿氢的发展。

基于上述发展难题，目前通过新能源生产的绿氢主要供应给交通、工业、燃料电池等领域使用，或与可再生能源发电项目和综合能源系统配套应用，集中式的氢燃料发电仍存在一定难度。随着绿氢技术的突破和可再生装机的高比例并网，广泛利用混氢或纯氢燃料燃机发电来提供辅助调峰服务的愿景将得以实现。

3.4 电网侧资源

(1) 电网互联互通

电网互联互通是指大型电力系统划分为多个区域电网并由联络线连接，区域之间依靠联络线实现电力电量交换。电网互联互通可以利用各地区用电的非同时性进行负荷调整，减少备用容量和装机容量，更为经济地增强抵御事故的能力，提高电网灵活性、安全水平和供电可靠性；互联互通还有助于系统承受较大的负荷冲击和电源波动，改善电能质量，吸纳更多波动性电源。电网互联互通送受两端可比作虚拟电源和虚拟负荷，针对送端区域，出现电力供给大于用电需求时，可通过外送电提供需求向上灵活性；针对受端区域，当区域电力系统内电力供给无法及时满足供需平衡时，也即供给小于需求时，可通过接受外来电的方式增加供给，提供供给向上灵活性。以高压输电和特高压输电为代表的互联互通线路特性如表 3-7 所示。

表 3-7 互联互通线路特性

技术指标	高压直流	特高压直流
电压等级	±300/500/600kV	±800kV
输电容量	300-400 万 kW	800 万 kW
输电距离	<1000km	>2500km
输电损耗	4.7%-6.9%/km	2.8%/km
单位走廊宽度传输容量	6.5 万 kW/m	8.4 万 kW/m

(2) 电网互联互通现状

目前中国各级电网协调发展，电网互联互通能力稳步提升。不同区域和不同电压等级的网架结构共同构成了中国的坚强网架系统，其中包括东北 500 千伏主网架结构、华北“两横一纵”交流特高压主网架、西北 750 千伏主网架、华东特高压环网、华中东四省电网与川渝藏电网异步的互联、南方电网“八交十直”的西电东送主网架等，基本形成了西电东送、北电南送的特高压输电网络，大幅提高了能源配置能力和电网安全供电水平。

截至 2020 年底，全国 220 千伏及以上输电线路长度 79.4 万公里，其中，交流线路 71.8 万公里，直流线路 4.6 万公里。220 千伏及以上公用变电设备容量 45.3 亿千瓦，其中交流变电设备容量 41 亿千瓦，直流换流容量 4.3 亿千瓦。另外，2021 年最新统计显示，全国电网投资 4951 亿元，新增 220 千伏及以上输电线路长度 3.2 万千米，新增 220 千伏及以上变电设备容量 2.4 亿千瓦（见表 3-8），2021 年全年，全国跨区、跨省送电量分别完成 6876 亿千瓦时和 16000 亿千瓦时。

表 3-8 全国 220 千伏及以上输变电发展情况^[27]

参数	截至 2020 年底	2021 年新增	合计
输电线路长度（万公里）	79.4	3.2	82.6
变电设备容量（亿千瓦）	45.3	2.4	47.7

目前中国建成了多个特高压新能源专项输电工程，但由于电源发展与电网发展在时间上的不同步不协调、送端和受端承受能力不同，实际输送新能源电量不及预期。一些特高压输电线路年输电量非常大，而输送新能源的电量却占比很低。2018 年榆横至潍坊特高压、锡盟送山东、浙福特高压、蒙西至天津南特高压年输送电量最低达 29.2 亿千瓦时，最高达 78.9 亿千瓦时，但均无新能源发电量输送。锡泰直流和吉泉直流的年输送电量高达 53.2 和 47.6 亿千瓦时，但新能源输送电量仅为 0.4 和 1.1 亿千瓦时，占比分别为 0.75% 和 2.31%。

(3) 互联互通提升系统灵活性

在电网侧，电力系统灵活性受地理空间和输电容量限制，新能源发电中心与负荷中心距离较远，而跨省跨区的电网输电能力有限，因此由于电网灵活性不足导致的弃风、弃光问题比较严重。采用电网互联、扩大平衡区域范围的方式可以实现空间的扩展和互补，提供系统灵活性，但由于跨区输电依靠提前签订的送电协议运行，在短时间尺度的灵活调节能力较弱，因此适宜提供中长时间尺度灵活性。

广东“互联网+”智慧能源示范项目启动的多端交直流混合柔性配网互联工程，通过采用世界最大容量 ± 10 千伏等级中压柔直换流阀、首创应用三端口直流断路器、世界最大容量 ± 10 千伏三端口直流变压器，既能调节潮流，又能调节电压，实现了对电网内各个节点的电压水平实时调控。该工程促进了分布式新能源的友好接入，提升了电网资源使用效率和电能质量，实现了供电区域互联互通，提高配网灵活性与可控性。

(4) 制约互联互通灵活性的难题

由于历史原因，我国电力交易形成了“省为实体”的格局，一个省份为保障本省份的就业、税收，往往不愿意接受外来电力，存在“省间壁垒”现象。电网互联互通的发展也受省间壁垒的限制，不合理的输电模式可能导致反调峰。目前特高压直流通道运行曲线多采用“高峰—低谷”的二段式，一定程度上参与受端区域调峰，但调节频次和幅度基本固定，且基本不考虑送端调峰需求。随着特高压直流通道输送风光等新能源电量上升，传统两段式运行曲线不能够有效实现跟随送端配套新能源特性，跨区直流通道运行曲线灵活性有待提高。

■ 专栏一 区域互济与灵活性提升

通过扩大平衡区域的范围，可以降低对灵活性的需求。德国与奥地利、荷兰、法国、瑞士、捷克、波兰、丹麦、比利时和卢森堡等国接壤，与这些邻国同属于欧洲大陆同步电网（欧洲大陆同步电网与北欧、波罗的海、英国、爱尔兰五个同步电网构成欧洲互联电网 ENTSO-E）。德国电网通过 30 个 220 千伏 ~400 千伏的跨国输电通道与邻国电网互联，还通过海底电缆与瑞典、挪威电网互联。

跨国输电线路扩大了德国新能源发电的平衡区域，有利支撑了德国电力系统运行。

在德国风电、光伏等新能源发电出力大发，与常规电源发电出力超过用电负荷时，这些跨国输电线路可以将德国自己无法消纳的多余电力出口到邻国；当德国新能源发电受天气等因素影响出力较小，加上常规电源出力还尚不能满足德国用电需求时，这些跨国输电线路又可以将邻国电力输送给德国。2016-2020 年德国进出口电量总规模保持在 1000 亿千瓦时左右，而进出口电量比例由“进少出多”变为了“进多出少”，德国电力系统与邻国电力系统的双边互济逐渐加深，大大提高应对新能源不确定性出力的能力。下图展示 2022 年 3 月 15 日至 3 月 21 日德国与欧洲的电力跨境传输情况，数据统计时间间隔为 15 分钟。

此外，德国四大输电系统运营商一致同意在大范围内对波动性电源进行平衡，同时德国还与邻国一起合作使用备用服务。灵活的跨区、跨国市场机制与电网互联互通，共同降低了新能源发电出力波动幅度，有效提升系统灵活性。

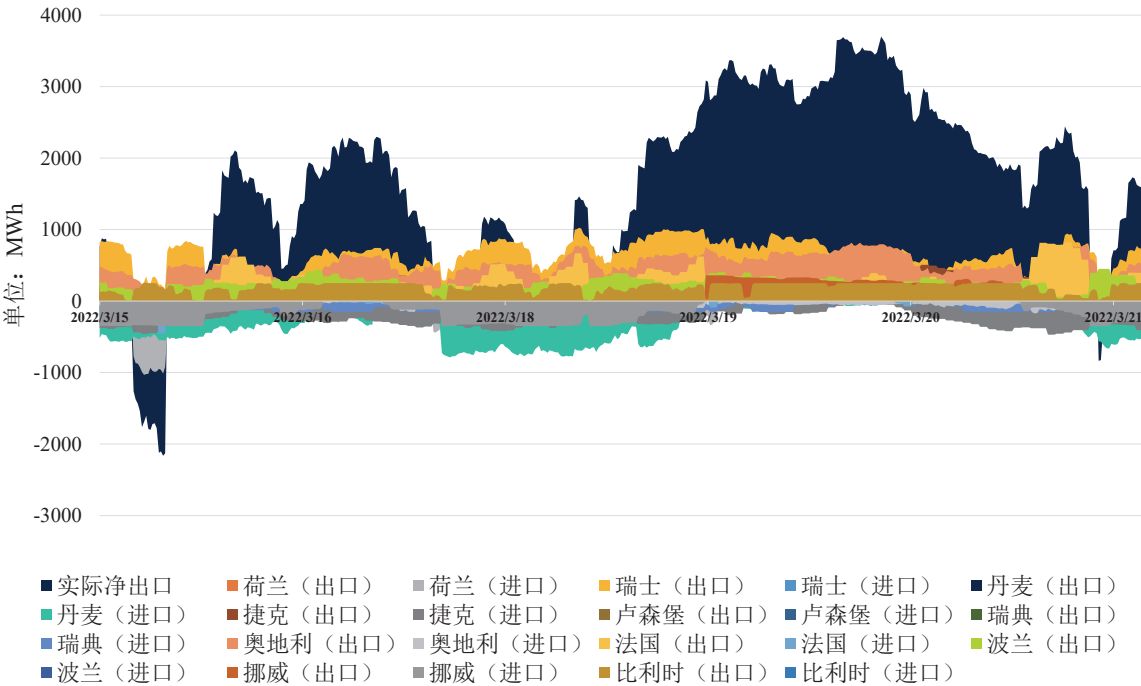


图 3-6 德国跨境电力传输

3.5 市场机制

3.5.1 合理的市场机制释放灵活性

市场本身并不提供额外的灵活性，但通过设计合理的市场交易机制，可以让市场通过价格传递灵活性价值信号，引导系统中已有的灵活性释放或激励灵活资源投资建设。不同典型市场之间的交易机制相互配合衔接，能够联合提高灵活性资源的跨时空配置效率，有效释放电力系统多时间尺度灵活性。

能量现货市场能够释放系统灵活性潜力，基于不同灵活程度的市场规则，市场对灵活性的释放充分性存在差异。在计划体制下，“源随荷动”的思路以及“三公调度”方式使得电源发电计划人为确定且不易更改，风光大发时段，固定的常规电源发电份额挤压新能源发电空间，让本就困难的新能源消纳问题“雪上加霜”，这样的电力系统机制僵化且不经济。灵活的市场机制下，负荷与新能源发电的预测出力参与日前市场，市场化价格引导资源灵活满足电力供需平衡，相较于计划体制，电力市场体制减少了由于僵化机制导致的灵活性调节需求增量，释放了系统已有的灵活性。更进一步，若日内市场允许新能源发电企业根据风力和光照的变化更新出力预测曲线，在日前预测的基础上提前 15 分钟甚至更短时地更新日内交易发电计划，进行近实时电力交易，电力灵活性的需求进一步降低。因此，在电力现货市场中开展更灵活的市场交易和允许更短期的交易时间尺度，有助于可再生能源发电并网出力的进一步调整，以及系统对电厂近乎即时的调度，通过最优的调度计划充分释放系统内资源的中时间尺度灵活性潜力。

相较于现货市场，短期市场中的辅助服务市场与电力系统灵活性直接相关，完善的辅助服务市场规则和产品，包括准入规则、收益补偿规则和不平衡结算规则等，能够直接提高短时灵活性资源投资和参与调节的积极性。随着新能源渗透率提高和负荷需求复杂多变，电力供需预测无法完全准确，实时运行中的偏差需要辅助服务市场中的资源平衡，例如提供二次调频、爬坡、稳定切机、稳定切负荷等辅助服务。在技术支持的前提下，适时扩大市场参与主体范围和降低市场准入门槛能够更为全面的调用系统已有零散灵活性资源；细化辅助服务市场中产品品类、确定基于平衡付出和效果的收益方式、明晰平衡成本的分摊主体及方式等措施能够进一步完善市场机制，激励优质短时灵活性资源投资和运行积极性，针对性地释放系统短时间尺度灵活性潜力。

此外，长期容量市场通过确切的回报保障作为投资信号，提高中长期灵活性资源投资意愿，激励电力系统长时间尺度灵活性提升。市场竞争作用下，新能源发电的低边际成本

拉低了电能价格，灵活性资源单纯依靠短期市场（电能量市场和辅助服务市场）收回投资成本的难度较大，相较于未来不确定的稀缺性高电价和辅助服务收益，容量市场是直接提振投资者信心的有效稳定收益工具，同时在容量市场中针对不同定位的资源差异化设定补偿价格，例如低碳基荷电源核电和高边际成本的峰荷电源补偿价格必然有所不同。

辅助服务市场、电力现货市场和中长期容量市场释放灵活性的机理如图 3-7 所示。

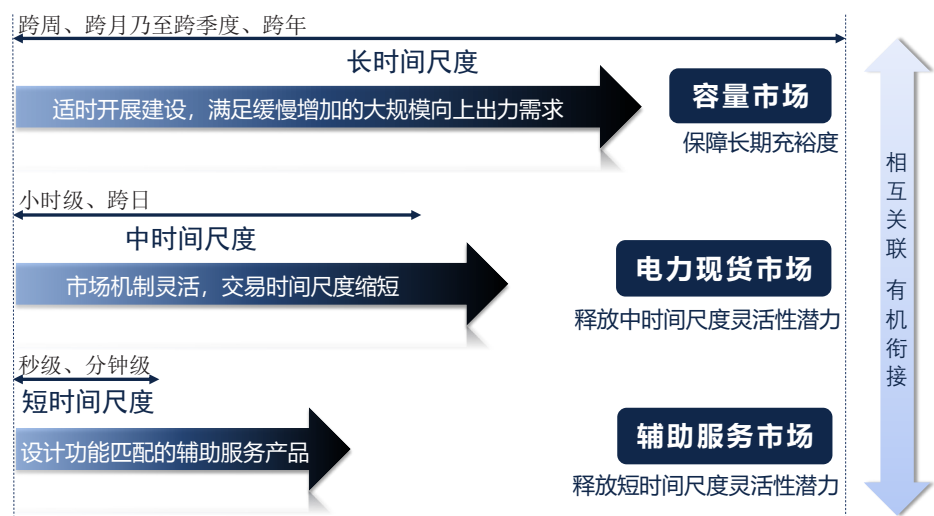


图 3-7 典型市场与灵活性关系示意图

3.5.2 国外典型灵活市场规则

市场规则不同的电力市场具备的灵活性程度不同。以德国为例，近几十年新能源在德国发展迅猛，20 世纪 90 年代德国电力市场放开时，电力市场相对不灵活：电厂的发电计划通常是提前一天制定完毕，但由于市场规则缺乏灵活性，发电计划基本不再变更，导致发电侧灵活性发挥不充分。因此，德国监管机构决定调整市场规则，允许在当日修改发电计划（日内调整），甚至此后由于交易机制和调度系统的技术优化，允许市场参与者的行为更加接近实时（包括在最后一刻调整调度计划）。更接近实时的调度计划更为精准，剔除了不确定性带来的风险，使得系统能够更好地利用已有的发电侧灵活性，而无须改造电厂或新增电厂容量，充分体现了市场规则释放的系统灵活性。

■ 专栏二 更短期的市场交易与运行管理提升灵活性

更短期的市场交易允许尺度有助于提升系统灵活性，一定程度减少系统对可调度电源的需求。以德国为例，德国电力市场采取灵活的市场规则，使得系统灵活性大大增加。德国系统运营商建立了快速、可靠且高度自动化发电计划安排系统，允许风光发电进行超短期预测，发电商直到最后一刻都可以更改其发电计划，系统运营商在实际交割前几分钟调整机组发电安排计划，减少因预测不准带来的灵活性需求，极大提升了电厂灵活性，即灵活安排发电计划，实现对电厂的灵活调度。

但即使预测足够准确，风光等资源的不确定性依旧可能带来实时平衡需求，而负责德国电力市场实时平衡的备用市场招标周期较短，允许参与招标的发电机组限制极少（最小容量低至 1 兆瓦，且允许更小的机组组团参与招标），发电商不需要过度提前限制发电功率，因此，即使德国没有针对灵活性的直接激励补贴，德国电力系统灵活性也在不断提高。

同时更短期的电能量市场交易时段满足了大部分灵活性平衡，各类可调度电源依据电价在能量市场售电或销售灵活性，如图 3-8 所示。

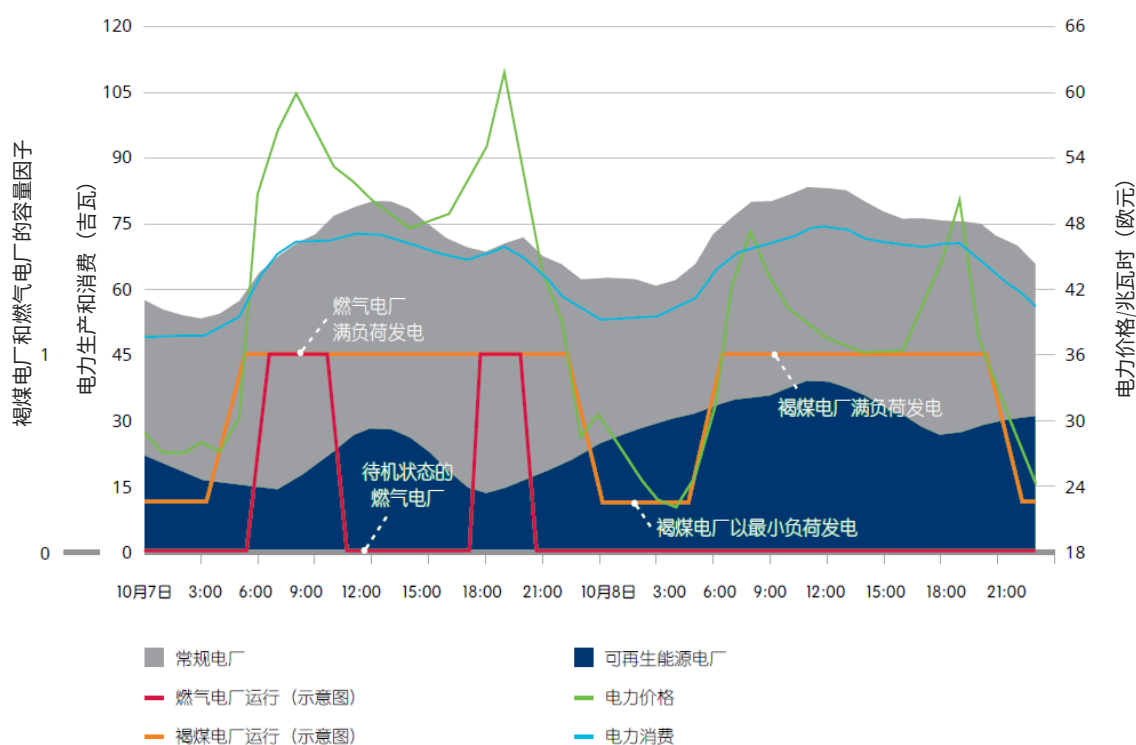


图 3-8 德国燃气电厂和燃煤电厂现货市场价格交易示意图

3.5.3 我国市场规则调整

我国电力市场建设步伐稳中有进。《关于加快建设全国统一电力市场体系指导意见》提出 2025 年全国统一电力市场体系初步建成，国家市场与省区域市场协同运行，2030 年体系基本建成，全国和省区层面市场联合运行。目前我国已初步建立了空间上覆盖省内、省间，时间上覆盖中长期及现货，品种上覆盖电能量、辅助服务等较为完备的电力市场体系。

电力现货市场正处于试点建设阶段，第一批省级现货市场正开展连续运行，第二批试点逐步启动模拟试运行，其他试点已上报方案，省间现货启动了结算试运行，工商业用户直接或通过电网代理购电方式间接参与现货交易。市场化运行方式下，电力系统小时级的平衡能力得到充分利用。以山西为例，山西省电力现货市场中售电公司主导的负荷型虚拟电厂正逐步参与市场运行，通过调整用户用电习惯将刚性负荷向柔性负荷转化，以及为日前现货市场乃至日内现货市场提供负荷调节手段，可以说现货市场的建立极大地推动了系统中时间尺度灵活性的挖掘和释放。开展结算试运行以来，省间现货交易丰富了市场化余缺互济的手段，火电通过参与省间现货交易实现发电成本的疏导，同时有效促进新能源的消纳，提高了全网电力供应能力。

当前中长期电力交易规定了“长协定量、现货定价”，灵活确定年度中长期合同的比例，同时中长期交易提高频次，按周连续开市等规则和要求。中长期交易规则的调整很大程度上提高了灵活性，为电力现货市场释放系统中时间尺度灵活性提供了空间。此外，山东和部分地区正开展市场化的发电容量成本回收机制研究。

辅助服务市场建设方面，在过去电力现货市场尚未建立的背景下，部分区域市场为增强电力系统灵活性，减小峰谷负荷差，推出了调峰辅助服务产品。作为计划体制下的特殊产品，调峰辅助服务在过去的辅助服务中占很大比例。东北、华北、华东和西北等辅助服务市场均包含调峰产品，其中深度调峰辅助服务有效的激励了燃煤热电联产机组灵活运行。以东北区域为例，2016 年东北区域将火电深度调峰（即火电出力调节到额定出力 50% 以下）定义为“有偿调峰服务”，2017 年东北地区在装机仅增长 2% 的基础上，新能源发电量增长了 22%，体现了当时深度调峰辅助服务市场机制释放了供给向下中时间尺度灵活性，有效促进新能源电量的消纳。2018 年，东北区域常态新挖掘火电调峰潜力 400 万千瓦以上，

全网风电受益电量共计 179 亿千瓦时，缓解了东北电力系统低谷调峰困难局面，保障了电力系统安全稳定经济运行。随着中长期 + 现货市场机制完善后，调峰的需求和价格得以在市场不同时段的价格中体现，调峰辅助服务品种的必要性大幅降低。

2021 年新版《两个细则》发布，新版规定和办法扩大了电力辅助服务主体范围和降低准入标准，鉴于当前中长期 + 现货市场机制初步构建完善，增加了更多保障电力稳定运行的服务品种，同时确立市场化补偿形成机制及电力用户参与的辅助服务分摊共享机制，将平衡成本向用户侧疏导，新能源将承担更多的补偿费用。以上新版规定和办法中的变化一方面刺激发电主体提高出力预测精准度，能够降低系统整体灵活性需求，另一方面通过更明确的收益机制提高更广泛的资源参与电力辅助服务的意愿，同时通过细化的服务品种激励优质资源提供更具稀缺价值的更短时调节能力，能够充分挖掘和释放系统中已有灵活性资源潜力，并且推动资金向灵活性资源流动，间接提升了电力系统短时间尺度灵活性。

3.6 新能源发电提供灵活性

3.6.1 技术可行性

随新能源在电力系统中的占比逐步提升并成为电量主体，单向依靠其他灵活性资源满足系统灵活性需求，保障高比例新能源的全额消纳，不再符合新型电力系统的发展理念，会造成系统整体效益的下降。新能源应提高电力系统主体责任意识，基于其技术特点主动提供灵活性，为系统灵活性需求的减少和灵活性供应能力的提升做出应有贡献。新能源发电提供灵活性的方式主要有三种：

(1) 配置储能调整自身出力曲线

新能源发电配置储能可有效提高发电侧机组的柔性。在新能源电站大发时段，利用电站内储能存储多发电量，在系统负荷需求较高而新能源出力不足时，安排储能设备及时放电，从而平抑新能源电站出力波动，使其出力曲线更贴合系统负荷曲线，减少电力系统灵活性需求。

现阶段新能源配储能的手段仍有一定的局限性。从经济性的角度来看，新能源配储能的方式增加了企业的额外投资成本。以目前的成本核算，尽管目前电化学储能 EPC 中标

单价有所下降，但按光伏装机规模 20%、储能时间 2 小时计算，配套储能仍将导致新能源企业初始投资成本提高 8%-10%；对风电来讲，初始投资成本可提高 15%-20%。另外，小时级的电化学储能在大风季或连续大风日所能提供的灵活性十分有限，缺失合理的储能投资回报机制也将使新能源配储能的灵活性发展方式受限^[28]。

(2) 依靠电力电子设备提供调节能力

风电与光伏发电在运行过程中皆依靠电力电子器件接入电网，电力电子化设备具有更好的调节特性，利用虚拟同步机控制新能源并网逆变器以实现新能源机组以电压源形式并网，使新能源具有自同步电网特性，可提高新能源发电的调节能力。尽管风电受到风机转速控制要求和机械调节装置限制，但在电力电子器件作用下其仍可以提供分钟级调节能力，从而减少系统的灵活性需求。

现阶段由于技术不成熟，提高新能源发电调节能力的技术短期内尚无法实现普及。随着技术进步以及新能源装机逐步取代常规同步发电机组的主导地位，新能源发电必须承担起建立系统电压和维持系统实时平衡的义务，依靠相关技术提高其接入系统的频率稳定性，从而实现新能源常规化调节。

(3) 区域内联合调度运行实现多能互补

由于风、光资源存在着随机性、波动性、间歇性等诸多不可控因素，将其作为单一的发电资源接入系统将对电网安全稳定运行带来极大风险。考虑不同发电资源的互补性，可以通过多种发电资源的互补联合调度，实现区域电力系统的出力平稳。常见的促进新能源消纳的多能互补模式有风水互补、风光互补、新能源与常规火电互补等。

风水互补是利用水电的调峰能力，消纳风电的一种模式。风电和水电在时间上的互补特性，使得风水互补成为可能；但是在地域上的差别，使得风水互补模式需要远距离、大容量调度。

风光互补模式利用太阳能和风能在资源条件和技术应用上的互补特性，既可以保障系统的供电可靠性，又能合理利用新能源，在独立的供电系统中应用广泛，例如海岛供电系统、边防哨所供电系统等。风光互补发电系统利用控制器，根据日照强度、风力大小及负载的变化，不断对蓄电池组的工作状态进行切换和调节，以满足系统负载变动需求，提高

系统的稳定性与可靠性。

新能源与常规火电互补模式可以在区域新能源装机不足时提高常规火电出力，在区域新能源多发时压减常规火电出力，以实现系统平衡。但该模式受限于煤电机组灵活性，严重时可导致电网出现负荷缺口。常规火电机组需耦合储能技术或 CCUS 技术降低多能互补系统的成本与排放，提高火电机组灵活性与调峰能力，促进新能源消纳。

3.6.2 配套政策机制

2019 年 5 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807 号），而后各地陆续发文支持配备储能的可再生能源项目。

2021 年国家发展改革委、国家能源局再度联合印发了《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》。通知明确指出：在电网企业承担风电和太阳能发电等可再生能源保障性并网责任以外，仍有投资建设意愿的可再生能源发电企业，鼓励在自愿的前提下自建抽水蓄能、化学储能电站、气电、光热电站等调峰资源或开展煤电灵活性改造增加并网规模。超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率 15% 的挂钩比例（时长 4 小时以上，下同）配建调峰资源，按照 20% 以上挂钩比例进行配建的优先并网，各省可结合实际情况对挂钩比例进行适当调整。

据不完全统计，2021 年至今，浙江、辽宁、江苏、海南、甘肃等 22 省（区/市）陆续出台 46 项新能源配置储能政策，有的对配置储能的比例提出要求，配置比例主要集中在 10%-15%，最高达到 25%；有的则是明确储能存储时长，配置时间多为 2 小时，最长时间为 4 小时。自建合建调峰和储能项目建成投运后，企业可选择自主运营项目，作为独立市场主体参与电力市场，按照国家相关政策获取收益；或交由本地电网调度机构，根据电网调峰需要对相关项目开展调度管理，项目按相关价格政策获取收益。

2022 年 5 月 1 日起正式实施的国家标准《并网电源一次调频技术规定及试验导则》（GB/T 40595-2021）明确提出接入 35kV 及以上电压等级的储能电站、风电、光伏等并网电源要具备一次调频能力，指明了可再生能源常规化参与电力系统调节的发展方向。在

此之前，山东的分布式光伏早已开始参与调峰。2021 年 12 月 28 日，山东省能源局发布《关于切实做好分布式光伏并网运行工作的通知》（鲁监能安全规〔2021〕94 号），通知提出：电网备用不足或其他原因需要调峰时，保证分布式光伏按照电力调度机构指令有序上网消纳。2022 年 1 月 22 日，国家能源局山东监管办公室发布《关于做好 2022 年春节及重大活动期间电网安全稳定运行工作的通知》，通知提出：在常规手段无法满足电网调峰需要的负荷低谷时段，要按照“先集中式、后分布式”、“先非户用、后户用”和“公平、公正、公开”的原则，合理安排新能源电力参与调峰，以保障系统安全稳定运行。

市场机制方面，2022 年 5 月 21 日河南省发布了《关于进一步完善河南电力调峰辅助服务市场交易规则的通知（征求意见稿）》提出要推进分布式新能源参与调峰辅助服务市场。根据“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，将 10（6）千伏及以上电压等级并网的分散式风电、分布式光伏（不含扶贫项目）纳入市场主体范围，参与河南电力调峰辅助服务市场管理，按现行交易规则中新能源电厂调峰费用分摊办法进行辅助服务费用分摊。根据市场发展情况，逐步将所有新能源发电企业纳入辅助服务市场交易主体范围。

3.6.3 国内外经验

尽管目前我国新能源装机量处于世界前列，但新能源装机占比及新能源发电量占比依然低于欧美等西方国家。未来构建以新能源为主体的新型电力系统仍需参照德国、美国等欧美国家的新能源发展经验，努力实现新能源的最大化消纳。

根据德国联邦电网局公布的 2020 年电力市场数据，2020 年德国新能源发电量为 2331 亿千瓦时，发电量占比达到 49.3%，接近 50%。德国实现如此高比例的新能源消纳除了依靠灵活的电力现货市场机制、强有力的电源调节能力和坚强的跨国输电网络外，先进的新能源发电预测及调度运行技术同样做出了贡献。准确的发电预测可助力新能源发电企业参与市场竞争，实现对新能源出力波动的提前应对。截止到 2017 年，德国 50hertz 电力公司全网日前风电功率预测均方根误差可以达到 2% ~ 4%，太阳能可以达到 5% ~ 7%。此外，德国电网通过各输电网控制中心和上百个配电网控制中心实现对风电场的实时调度。当输电网运营商的输电线路存在阻塞时，可限制一定份额的新能源电力以保障电网运行安全。

根据美国能源信息署（EIA）的数据，截止到 2020 年，美国已经拥有和运营 4.6GW 的新能源配储能电站，即将并网的在建项目还有 14.7GW，申请并网（规划）项目的总装机容量为 69GW。美国新能源配储能项目如此受欢迎的原因在于强有力的政策支持：如果电池充电 75% 来自光伏，储能设备将能够享受 30% ITC 减税抵扣，有效解决了新能源配置储能时投资回报无法达到预期的问题。并且储能和光伏等发电设备安装在一起，可以共用线路、变电站、路条、并网等支出。在参与电力交易和电网调度时，新能源配储能项目可以作为一个整体直接通过美国现有的电力市场规则收回成本，不需要对已有规则做太多调整。同时美国许多州会给可再生配储能电站容量电价，使其度电上网电价控制在 10 美分以内。

引导新能源主动参与调峰，实现新能源的大规模并网消纳还需建设有效的市场机制。国外为激励新能源调峰建立的市场机制制定了新能源发电机组减出力奖励和负电价交易制度等。在爱尔兰，当电力供应过剩时，如果风电机组减少系统出力，风电机组将通过电力市场获得奖励，风电机组获得的减出力奖励能 100% 覆盖该机组在电力市场的获利。北欧电力交易中心于 2009 年 11 月 30 日推出负电价交易制度，即发电企业在电力过剩时继续发电则要向电网公司付费。这就意味着发电企业如果在电量供大于求时继续发电，就要向电网公司缴纳罚款。引入负电价政策以后，包括可再生能源发电企业在内的所有发电商都会对市场供需及时做出反应，自主调节发电量，从而大大降低电力调度机构的系统平衡成本。

4 资源技术对比 与经济性分析

4.1 灵活性技术特性对比

综合上述分析可以看出灵活性提升有多种技术和方式，而不同技术手段提供灵活性的特点和优势存在明显差异，如表 4-1 所示。

表 4-1 部分资源灵活性特性

资源类型			资源特性			灵活性提升特点						
			运行范围 (%)	爬坡速率 (Pn/min)	启停时间 (h)	调节方向				调节时间尺度		
						供 / 需 向上 / 下	供 / 需 向下 / 上	供 / 需 向上 / 下 速率	供 / 需 向下 / 上 速率	短时	中时	长时
电源侧	常规煤电	未改造	50-100	1-2%	6-10	—	—	—	—	☆	☆☆	☆☆☆
		已改造	30-100	3-6%	4-5	—	√	√	√	☆	☆☆☆	☆☆☆
	燃煤热电联产	未改造	80-100	1-2%	6-10	—	—	—	—	☆	☆	☆☆
		已改造	50-100	3-6%	4-5	—	√	√	√	☆	☆☆	☆☆☆
	气电		20-100	8%	2	√	√	√	√	☆☆	☆☆☆	☆☆
	常规可调节水电		0-100	20%	<1	√	√	√	√	☆☆☆	☆☆	☆
	核电		30-100	2.5-5%	—	√	√	√	√	☆	☆	☆
储能	抽水蓄能		-100 ~100	10-50%	<0.1	√	√	√	√	☆☆☆	☆☆☆	☆
	电化学储能		-100 ~100	100%	<0.1	√	√	√	√	☆☆☆	☆☆	—
	绿氢		—	—	—	—	√	—	√	—	☆☆	☆☆☆
需求侧	需求响应		用电负荷的 3-5%	瞬时	0	√	√	√	√	—	☆☆☆	☆
	微电网		—	—	—	√	√	√	√	☆	☆☆	—
	电动汽车		—	—	—	√	√	√	√	☆☆	☆☆	—
电网侧	互联互济		实现电力供需再空间的扩展和互补，依靠提前签订的送电协议运行			√	√	—	—	—	☆	☆☆
市场机制	通过更灵活的市场发用电计划申报机制、市场调度机制等优化运行； 提出灵活调节产品，适宜的灵活性补偿机制能够释放系统已有灵活性											

注：1. 表中☆表示资源适宜程度，☆越多代表资源更适宜提供对应灵活性。色块表示技术具备的灵活性优势。
2. 表中煤电灵活性提升分析立足于煤电存量机组改造，重点在于改造前后煤电向下调节能力的提升。
3. 气电、常规可调节水电和核电的灵活性提升分析立足于新建气电、水电或核电机组。

4.2 灵活性提升成本分析

4.2.1 灵活性成本组成

电力系统灵活性的成本可分为显性成本和隐性成本，显性成本包括前期投资建设成本和灵活运行带来的成本增量等，易于量化分析，隐性成本则包括常规机组提供灵活性后产生的设备加速损耗或寿命加速缩减，不易于计算。

尽管不同资源提供灵活性的特点和方式不同，但其成本基本由四部分组成：

第一部分为资源投资建设或改造的固定资产投入，但由于通常资源容量不等同于灵活性容量，该部分投入成本需换算为单位灵活性容量对应成本，如灵活性改造 30 万千瓦煤电机组，实际提升的灵活性容量为最小出力从 50% 降至 30% 对应的 6 万千瓦。

第二部分为灵活性资源在运行时提供灵活性导致的可变成本增量，通常为火电频繁调节出力导致的度电燃料成本增量。

第三部分为灵活性资源长期参与灵活运行，相对于正常发电运行的设备额外损耗或寿命加速缩减，通常难以量化，但能够被发现。

第四部分为机组放弃发电而选择提供灵活性调节能力造成的发电收益损失机会成本，该部分成本需要综合考虑市场环境和机组预期可发电功率确定，例如在电力市场环境下，风光大发时段电价较低，相对落后的煤电机组本无法参与电能量市场，即使其在辅助服务市场提供了灵活性服务，计算该机组辅助服务收益时也不应计算发电收益损失机会成本。

灵活性成本计算模型如下式所示：

$$C_{flex} = \frac{P_{new/re} \times c_{new/re}}{\Delta P_{flex}} + \Delta C_{O, P_{max} \rightarrow P_{lower}} + \Delta C_M + R_{gen, loss}$$

式中： C_{flex} ——单位灵活性调节容量对应成本投入；

$P_{new/re}$ ——新增（改造）灵活性资源的额定容量；

$c_{new/re}$ ——灵活性资源新增（改造）单位成本；

ΔP_{flex} ——新增（改造）灵活性资源实际提升的灵活性调节容量；

$\Delta C_{O, P_{max} \rightarrow P_{lower}}$ —— 灵活性资源灵活性运行产生的可变成本增量；

ΔC_M —— 灵活性资源设备加速损耗、寿命额外缩减对应的成本；

$R_{gen, loss}$ —— 资源提供灵活性而损失发电收益的机会成本；

4.2.2 电源侧资源提供灵活性的成本

(1) 改造煤电提供灵活性的成本

经过灵活性改造后的煤电提供灵活性的成本主要包括：灵活性改造投资成本，实际运行中产生的可变成本增量，机组的加速折旧和部件磨损、更换成本增量以及由于损失部分发电收益产生的机会成本。

近期煤电灵活性改造的重点是降低最小稳定出力，由于机组间改造投资差异明显，不同机组特征、改造目标、燃料特性等条件都将带来改造投资的巨大差别，资料显示 30 万千瓦和 60 万千瓦纯凝汽机组最小稳定出力由 50% 降至 30% 的单位千瓦改造成本在 125 元 / 千瓦左右，按单位千瓦灵活性调节容量折算为 625 元 / 千瓦；对于 30~60 万千瓦的大型热电厂，热电解耦需配置 2 万 ~7 万立方米的储热罐，投资成本一般为 4000~8000 万元，按热电解耦后机组供热工况下最小出力由 80% 降为 50% 折算，提升供给向下灵活性空间的改造成本为 444 元 / 千瓦。

灵活性改造成本是一次性投入成本，煤电机组在实际运行过程中还会产生潜在的可变成本。低负载运行状态下，机组供电煤耗和污染物排放明显增加，由此生产相同电量产生的额外燃料成本和排放成本应计入煤电灵活性成本，资料显示超超临界机组负荷从 50% 下调到 40% 额定负荷运行，供电煤耗将增加约 14 克 / 千瓦时，从 40% 降低到 30% 额定负荷运行，供电煤耗将增加 20 克 / 千瓦时左右^[30]；而长时间深度调峰和大范围负荷率变动引起的设备寿命减损、加速更换成本也是煤电机组提供灵活性额外付出的隐性成本，具体产生的寿命损耗和维护更换成本难以预测和量化。

此外，在日前调度计划中安排煤电厂参与提供中时间尺度灵活性，为此煤电厂预留向上爬坡空间或实时运行中降出力都会导致对应潜在发电收益损失，因此煤电发电收益损失的机会成本也应计入煤电提供灵活性的成本。

(2) 气电提供灵活性的成本

气电提升灵活性的成本主要包括气电厂投资建设成本，日常运行维护成本和发电可变（燃料）成本。燃气电厂的固定资产一般可视为全寿命周期总成本的 20%，运维成本一般为 5%，燃料成本占比约达 75%。

由于核心设备依靠国外进口和维修养护，燃气电厂的投资建设和运维成本通常高于燃煤机组，且新建燃气电厂的单位造价有所提升。2020 年 9F 级纯凝机组造价约为 2104 元 / 千瓦，9F 级供热机组造价约为 2208 元 / 千瓦，9E 级机组造价约为 2837 元 / 千瓦^[31]。相同装机气电相较于常规煤电，最小运行出力降低 30%，因此新建气电提升系统供给向下灵活性（80% 气电额定容量）的成本为 2630-3546 元 / 千瓦，而气电置换煤电提升系统供给向下灵活性的成本为 7013-9457 元 / 千瓦。

受资源约束影响，我国气电运行可变成本较高。各地发电气价为 2.2~2.7 元 / 立方米，典型地区燃气电厂发电成本约为 0.56~0.58 元 / 千瓦时，其中燃料成本占比约 70%~75%^[32]。在提供灵活性时，由于机组出力频繁调节，燃气电厂的燃料费用和运维费用将比其在额定功率发电的情况下更高。

本报告提出气电置换煤电作为提升系统灵活性的方式之一，不同于常规电源，气电主要提供自身功率调节能力，在长时间维度上也提供部分能量价值，因此灵活运行的可成本皆为提升灵活性成本，而不只是低负载运行时产生的可变成本增量。

(3) 其他可控电源提供灵活性的成本

常规水电、核电等大型可控电源定位为基荷或腰荷电源，而不是提供灵活性的调节电源，因此提供灵活性会产生额外成本，对于常规水电而言，调节出力运行产生的成本为发电收益损失的机会成本；对于核电而言，降低或调节出力运行时产生了平均发电成本增量，设备维护更换成本增量和发电收益损失的机会成本。

核电平均发电成本增量包括频繁改变出力导致的燃料循环成本增量，低负载运行下厂用电率升高导致的发电效率下降等。

研究表明核电参与调峰导致安全裕度下降，核燃料可靠性下降，环境成本增加，设备

可靠性降低^[33]，但也有相关研究表示因核电机组的寿命主要由压力容器的寿命决定，若降功率运行，压力容器受到的中子照射水平降低，使得机组寿命有延长的可能^[34]。因此核电提供灵活性是否产生寿命损耗的增量成本不确定，本报告暂不考虑。

4.2.3 电网互联互通提供灵活性的成本

电网互联互通成本主要为投资建设成本。电压等级为 $\pm 500\text{kV}$ 、 $\pm 600\text{kV}$ 的超高压直流输电线路输送容量为 300-400 万千瓦，输电损耗为 4.7%-6.9%/ 千千米，单位造价为 2.16 元 / 千米·瓦。相较于传统高压输电，特高压直流输电技术的输电容量可提升至 2 倍以上，达到 800 万千瓦，同时输电损耗降低 60%，单位容量造价也降低 28% 至 1.56 元 / 千米·瓦^[35]。

4.2.4 需求侧资源提供灵活性的成本

需求侧资源提供灵活性，前期需要在智能设备、管理平台、用户负荷控制和激励机制设计上进行大量投入，实际运行时给予需求侧用户的补偿费用中应体现负荷用户中断、调整或转移用电的损失。

当前需求侧灵活性资源发展较好的是大型工业用户需求响应，电动汽车、居民需求响应和微电网尚不成熟。需求响应由于引入了市场的调节机制，用户的参与程度最高，参与形式最为丰富，在节能、负荷调整方面效果最好。一般来说，由于用电效益的规模递减效应，大规模工商业用户需求响应的单位实施成本较低。《广东省 2019 年电力需求响应方案（征求意见稿）》指出，市场化交易电力用户参与需求响应的服务费价格标准定为 20 元 / 千瓦·天，非市场化交易电力用户参与需求响应的服务费价格标准定为 10 元 / 千瓦·天。其中需求响应用户包括参与广东省电力市场化交易的用户、2500kVA 及以上容量的大工业用户、负荷集成商（售电公司）三类。

由于负荷的复杂性，电力需求侧管理在全国范围均存在技术成熟度不高的现状，在用户侧负荷控制手段、管理平台建设、激励机制等多个方面均需要进行大量的投入。考虑推广费用和相关智能设备以及管理平台成本后，单位投资为 200~400 元 / 千瓦，存在较高不确定性。

4.2.5 长短时储能提供灵活性的成本

(1) 短时储能成本

短时储能提供系统灵活性的成本主要包括投资建设成本、运行维护成本、退役处置成本和实际运行中产生的能量损失成本。

投资成本通常包括初始投资成本和置换投资成本。初始投资成本指储能工程投建初期一次性投入的固定资金，置换投资成本指在储能运行期间，用以更换电池储能设备而支出的资金。运行维护成本指为保证储能在使用年限内正常运行而动态投入的资金，通常包括由功率转换子系统 (power conversion system, PCS) 决定的固定部分和由储能充放电电量决定的可变部分。储能电池充放电过程中不可避免地产生退役处置成本，指全寿命周期内电池储能设备报废后进行无害化处理及回收所产生的费用。

此外储能响应短时间尺度的调度安排而频繁调节出力时，浅冲浅放运行方式的寿命损耗和充放电能量损失也应计入提供灵活性成本。

(2) 长时储能成本

长时储能与短时储能相比最大优势在于其较低的容量边际成本 (Marginal Cost per kWh)，功率和容量可以相对独立扩展，避免了未使用功率产生的附加成本，具有不同应用场景之间切换叠加的高度灵活性。长时储能需要体现出在更长时间维度上的经济价值。麻省理工大学研究团队的研究表明，长时储能的容量投资成本至少要达到 325 元 /kWh 才能被更广泛地应用；如要大幅度降低整体发电成本 (>10%)，容量成本必须落在 6.5 元 /kWh~65 元 /kWh 区间内。《净零电力——可再生电网长时储能》报告指出，假设每年的平均实际存储利用率保持在 45%，到 2030 年，在需要超过 9 小时持续时间的应用中，长时储能的平准化成本 (LCOS) 将低于锂离子电池储能系统，为 520 元 /kWh~585 元 /kWh。上述研究关注长时储能全寿命周期的平准化成本，包含灵活性成本构成中的投资成本和运行成本，总体而言长时储能技术尚不成熟，不具备大规模应用的技术经济性，未来随着灵活性需求向更长时间尺度拓展，边际容量成本较低的长时储能更能发挥重要作用。

现阶段抽水蓄能与其他储能技术相比更具有竞争力，但受到站址资源限制，抽蓄项目开发难度不断加大，近期开工的项目，以阳江、鲁山等电站为代表，单位投资成本上升至

6300-7200 元 / 千瓦。

4.3 资源提升灵活性的成本构成

典型灵活性资源参与系统灵活性提升的成本构成及部分量化数据见表 4-2。

表 4-2 各类资源提升灵活性的成本构成

资源			灵活性成本构成			
			固定成本投入 ¹	成本增量		机会成本
电源侧	灵活性改造煤电	常规煤电	灵活性改造投资成本 ² 600-700 元 / 千瓦	低负载运行产生的可变成本增量 14-20 克 / 千瓦时	机组的加速折旧和部件磨损、更换成本增量	损失部分发电收益
		燃煤热电联产	灵活性改造投资成本 ² 300-500 元 / 千瓦	低负载运行产生的可变成本增量	机组的加速折旧和部件磨损、更换成本增量	损失部分发电收益
	燃气电厂		建设投资成本 新建气电： 2630-3546 元 / 千瓦； 气电置换煤电： 7013-9457 元 / 千瓦 ³	运行维护成本 低负载运行时高于 0.56-0.58 元 / 千瓦时		无
	常规水电		常规水电通常发挥基础发电功能	频繁变水流量造成的水轮机叶片寿命损耗		损失部分发电收益
	核电		无	燃料循环成本增量	设备维护更换成本增量	损失部分发电收益
	抽水蓄能		投资建设成本 6300-7200 元 / 千瓦	运行维护成本		
储能	电化学储能		投资建设成本 1.5 元 / 瓦·时	运行维护成本	退役处置成本	
	绿氢		投资建设成本 1.71 元 / Nm ³	生产成本 19.5-65 元 / 千克	运输成本 3.9-13 元 / 千克	损失部分发电收益产生
	其余储能		投资建设成本	生产成本	运行维护成本	损失部分发电收益

资源		灵活性成本构成		
		固定成本投入 ¹	成本增量	机会成本
需求侧	需求响应	前期平台建设、设备更换等投入 200~400 元 / 千瓦	运行维护成本	中断、转移生产的机会成本
	微电网	微电网与主网连接的平台建设、设备更换等投入	运行维护成本	中断、转移生产的机会成本
	电动汽车	前期平台建设、设备更换等投入 充电桩 2000-6000 元 其他成本约 70 元 /m ²	运行维护成本	无
	电网侧	互联互通	建设投资成本 1.56 元 / 千米·瓦	-
市场机制		优化运行	更短时调度策略、更灵活的运行方式和市场机制有助于降低灵活性成本	

1：区别于单位装机容量的投资，此处为单位千瓦灵活性提升对应固定成本投入
2：为单位千瓦灵活性提升规模的成本，区别于电源装机容量单位造价
3：指通过气电（最小出力为额定的 20%）替换煤电（最小出力为额定的 50%）提升供给向下灵活性

煤电灵活性改造和需求响应成本较低，气电、抽水蓄能等资源投资成本高，而电化学储能尽管成本已降至较低水平，但受制于锂电池等短时储能技术持续放电能力不强及储能收益机制不完善，电化学储能为代表的短时储能技术整体经济性不佳。此外需求侧管理机制、绿氢应用和其他新型储能仍处于推广或试点阶段，技术成熟度不高。

电源侧灵活性资源除了建设或改造投资成本外，运行提供灵活性时还会产生额外的可变成本增量，且由于机组设计初衷是在额定功率点附近运行，长时间低负载运行和频繁调节出力会不同程度的加速设备损耗，缩短机组寿命。同时，电源侧资源具备持续发电能力，提供灵活性也会产生损失发电收益的机会成本。储能和需求侧资源主要为灵活性设计建设，因此提供灵活性的成本包括建设投资成本和运行维护成本。

5 电力系统灵活性提升效果分析

5.1 系统灵活性提升分析框架

从系统整体来看，灵活性提升的系统成本主要包含资源投资建设成本和系统运维成本的增量，4.2.1 节资源提升灵活性的成本构成中各类电源损失发电收益的机会成本为资源成本，不改变系统整体成本。针对灵活性提升后系统成本的变化，报告基于以下框架对比分析：

（1）研究对象和时间尺度

电力系统灵活性提升需要额外的资源成本投入，同时在系统运行中产生的灵活性提升效果也会在运行成本中体现。因此，在选定基准情景的基础上对比不同灵活性提升方案中成本变化的相对量可以更直观的表征和展示灵活性提升系统成本。基于上述思路，选取系统全年时间尺度的运行投资成本和风光消纳等指标分析电力系统灵活性提升效果。

全年灵活性提升系统成本由两部分组成，分别为相较于基准情景增加的资源装机规模对应的年化投资成本，以及相较于基准情景增加（减少）的全年运行成本。其中，投资成本中除了煤电灵活性改造为改建成本外，其余灵活性资源为新建成本；年运行成本可拆分为可变燃料成本、煤电启停成本和气电启停成本等。

此外，由于新能源渗透率仍不高，相当一段时期内系统灵活性的主要作用体现在供给向下调节方向和中时间尺度，目的在于尽可能提高新能源发电利用效率，减少资源浪费以及促进新能源电量占比提高，因此灵活性提升的效果通过风光弃电率和风光发电渗透率表征，同时全年碳排放量也能够一定程度上体现灵活性对电力系统低碳转型的促进作用。

（2）对比环节和颗粒度

在明确研究对象和研究的时间尺度后，报告分别从两个环节和两种颗粒度对算例进行对比分析。

一方面，环节一在基准情景（高 / 低风光渗透率）上分别增加相同灵活性调节规模对应的不同灵活性电源，设置为多个单一资源提升情景，以此比较不同资源对于灵活性提升的效果和经济性。环节二基于环节一对于调节电源的分析设定电源侧、源荷侧以及源荷储多元组合情景，比较三种组合方案的优劣。

另一方面，对某一确定情景进行不同时间颗粒度的运行模拟。具体而言，小时级颗粒度的模拟结果体现系统调节资源提供中时间尺度灵活性的效果，15 分钟级颗粒度的模拟结果体现系统调节资源在更短时间视角下中时间尺度灵活性的作用。

上述不同颗粒度和环节分析结果将为电力系统灵活性提升路径提供思路和原则。电力系统灵活性提升效果分析框架如图 5-1 所示。

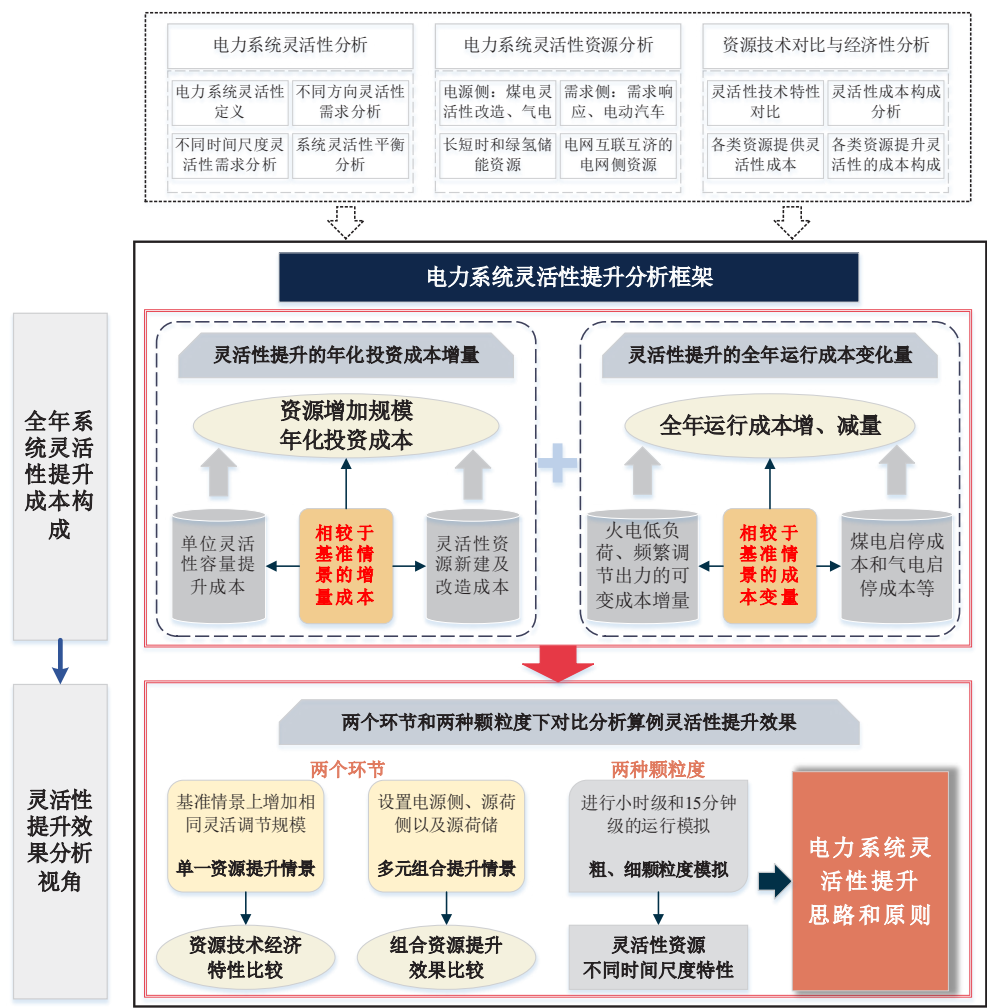


图 5-1 系统灵活性提升效果分析框架

5.2 灵活性资源评估

电力系统运行模拟技术是电力系统规划评价的重要手段，其思路是基于时序负荷曲线，分别进行新能源的出力模拟、电源检修安排，考虑电网的一系列运行约束与调度规则，进而考虑多类型电源相互协调的机组组合计算，实现对电网长时间运行情况下的精细化、逐日、小时级连续的“全景”模拟，运行模拟模型方法见附录所示。

(1) 情景设置

本报告基于区域的用电负荷、电源情况等要素，模拟了风光高、低增长情景下四种系

统灵活性提升技术的电力系统全年运行模拟，通过对比单一资源对灵活性提升的系统整体效益，评估灵活性资源作用及特点。低渗透率下各情景的负荷及装机边界设置如图 5-2。

①基准情景：新能源低增长情景下渗透率约为 28.6%（本文所参照的新能源渗透率按照新能源总可发电量与总用电量的比值进行计算），高增长情景下风光渗透率为 53.7%，全年模拟结果如表 5-2 所示，典型日运行模拟结果见附录图 S2；

②煤电灵活性改造情景：深度调峰灵活性改造 49.96GW 的煤电机组，灵活性改造可以达到 30% 额定出力的最小技术出力，总计提升系统 10GW 的深度调节能力；

③气电置换煤电情景：新增 32.96GW 燃气电站，替换等装机规模煤电机组，由于气电机组的最小强迫出力水平（20%）优于煤电机组，气电替换煤电的方式合计提升系统 10GW 供给向下灵活性能力，其余均不变；

④新建抽蓄情景：新增 10GW 抽水蓄能电站，考虑抽水蓄能电站在风光富余时段的储电能力，新建抽蓄方式提升系统 10GW 需求向上灵活性能力，其余均不变；

⑤新建储能情景：新增 10GW 储能电站，考虑储能电站在风光富余时段的储电能力，新建储能方式提升系统 10GW 需求向上灵活性能力，其余均不变。

该区域 2025 年全年发电量预计为 8473.13 亿千瓦时，最大负荷 130.5GW；根据 2020 年该区域的实际电源装机和风光发展趋势，设定煤电通过“上大压小”方式替换小容量机组，2025 年装机规模为 176.5GW。风电、光伏发展迅猛，低增长情景装机规模合计 179.2GW，占到电源总装机的 45.2%，高增长情景装机 511.9GW，占比达 67%。具体情景设置见表 5-1。

表 5-1 区域算例资源评估情景设置 (GW)

情景设置	负荷	煤电	水电	风电	光伏	煤电灵活性改造	气电	抽水蓄能	储能
①基准情景	133.1	176.5	36	低增长 68.3 高增长 197.9	低增长 110.9 高增长 314	0	5	0	0
②置换气电	133.1	143.5				0	37.96	0	0
③煤电灵活性改造	133.1	176.5				改造规模：49.96 提升规模：10	5	0	0
④新建抽蓄	133.1	176.5				0	5	10	0
⑤新增储能	133.1	176.5				0	5	0	10

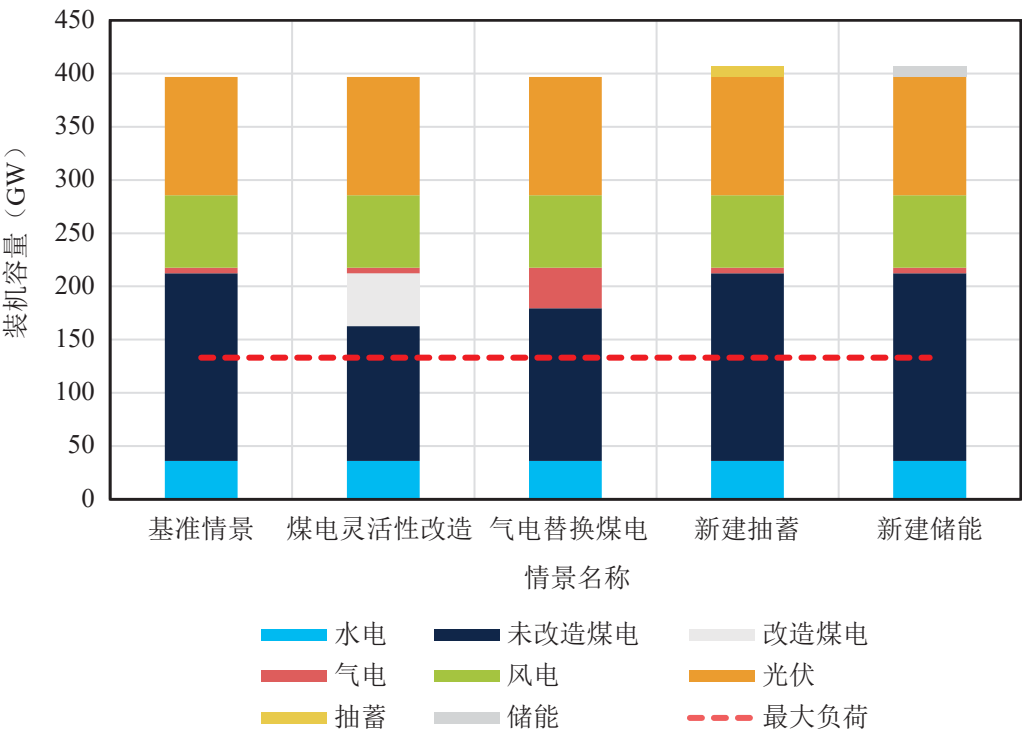


图 5-2 低渗透率场景下各情景负荷及电源装机边界条件

（2）小时级模拟结果与资源评估

四种提升电力系统灵活性的方式都有助于电力系统消纳新能源、降低发电成本，其中，新建抽水蓄能电站对于风光渗透率的提升和风光弃电率的降低最为有效，新建储能和气电消纳新能源效果相近，但气电置换煤电经济性较差，煤电深度调峰灵活性改造是最为经济的提升方式。

气电置换煤电的方式相较于煤电灵活性改造更能有效提升系统灵活性。考虑到当前主要为中时间尺度的灵活性需求，气电和灵活煤电都通过深度调峰或启停促进新能源消纳，提升系统灵活性。无论是气电置换煤电，还是煤电深度调峰灵活性改造，风光消纳水平较基准情景均有所提高，其中煤电灵活性情景风光弃电率降低至 4.12%，置换气电情景中弃电率降低至 3.12%。气电置换煤电情景中排放较少的气电发电量替代煤电部分发电量，因此全年总碳排放为几种情景最少，为 3.82 亿吨。

由于气电运行成本较高，风光渗透率较低阶段，气电提升系统灵活性的经济性不佳。相比于基准情景，两种方式都减少了煤电机组启停次数。其中，气电替换煤电情景下，气电依靠自身快速启停和调节的优势，通过气电频繁快速启停，提高了新能源消纳效果。风光低增长情景下，尽管全年火电机组启停次数高达 11085 次，高于基准情景的 4534 次和煤电灵活性改造情景的 4299 次，但火电总启停成本仍低于基准情景。因此对于煤电而言，气电替换煤电的方式缓解了煤电机组频繁启停的压力。从系统角度看，尽管气电替换煤电能够减少系统通过火电启停参与调节的启停成本和煤电频繁调节造成的寿命损耗、设备维护更换等隐性成本，但由于气电运行成本较高，在风光占比不高的阶段，通过气电提升系统灵活性的经济性不佳，随着风光发电达到较高比例，气电的调节效果和经济性才能得到更好地体现，如表 5-2 风光高渗透率场景中气电替换煤电的发电成本和启停成本之和低于煤电灵活性改造情景。

对比新建抽蓄和新建储能的运行结果发现，抽蓄在消纳新能源和节约运行成本等作用上优于储能。风光低占比情景中，两者系统灵活性提升效益相差较小。但风光高占比情景中，新建抽蓄的方式发电成本较储能进一步减少 3.7 亿元，弃电率减少 0.43 个百分点，这是由于抽水蓄能电站的持续充放电能力强于电化学储能，能够更有效降低火电机组启停和深度调峰，让火电机组以更具有经济性的出力运行，同时降低新能源弃电率。

表 5-2 各情景全年电力运行模拟结果

情景		风光 渗透 率	碳排放	发电成 本	总启 停费 用	煤电 启停 费用	燃机 启停 费用	启停 次数	弃风 量	弃光量	风光 总弃 电率
单位		%	亿吨	亿元	亿元	亿元	亿元	次	亿千 瓦时	亿千瓦 时	%
风光 低渗 透率	①基准 情景	28.6	4.013	1582.7	19.0	17.5	1.5	4534	45.6	100.7	5.69
	②煤电 灵活性 改造	29.1	3.958	1566.0	18.1	16.7	1.4	4299	36.1	69.8	4.12
	③气电 置换煤 电	29.4	3.823	1570.8	17.0	10.8	6.2	11085	31.3	48.7	3.12
	④新建 抽蓄	29.7	3.908	1554.5	15.7	14.5	1.2	3666	20.4	35.5	2.17
	⑤新建 储能	29.5	3.902	1552.2	16.1	14.8	1.3	3784	14.6	50.4	2.53
风光 高渗 透率	①基准 情景	53.7	2.523	982.4	33.2	31.5	1.7	7097	695.7	2172	38.66
	②煤电 灵活性 改造	56.1	2.384	920.9	33.2	31.3	1.9	7097	635.7	2030	35.94
	③气电 置换煤 电	59.2	1.915	884.1	35.8	24.1	11.7	21785	559.4	1840	32.35
	④新建 抽蓄	58.6	2.235	879.5	32.2	30.4	1.8	6825	541.4	1910	33.04
	⑤新建 储能	58.2	2.249	883.2	32.2	30.3	1.9	6824	910.5	1573	33.47

各资源提升灵活性后相较于基准情景的全年投资运行成本变化如图 5-3 所示，其中年化投资成本按照单位千瓦灵活性提升规模的资源建设成本计算，依照运行寿命折算为年化成本。

对比发现，风光渗透率较低时，煤电深度调峰灵活性改造实现新能源弃电率减少 1.6 个百分点的同时减少系统整体成本 10 亿元，而同为可控化石能源的气电因为较高的投资成本和运行成本，使得弃电率降低 2.6 个百分点的同时增加系统全年投资运行成本 46 亿元，经济性较差。新建抽蓄和储能相比，抽水蓄能电站具备更好的灵活性提升效果，但成本也高出新建储能 11 亿元。

风光渗透率较高时，不提升系统灵活性的基准情景可变成成本较高，提升系统灵活性后系统发电成本的减少量超过新建或改造的投资成本，因此系统整体提升成本为负。具体而言，煤电灵活性改造的方式需要改造后的煤电机组频繁调节出力和低负载运行，这部分机组的运行成本势必会提高，但整体上避免系统更多煤电机组低负载运行，因此减少了整体可变成本，但减少量不及其余三种提升方法。通过气电等量替代煤电的方式增强系统供给向下灵活性，一定程度上调整了电源结构，气电也会更多的参与发电。尽管气电可变成本较高，但避免大量煤电机组低负载运行节约的系统发电成本远超过气电可变成本。另外，气电也会通过启停消纳风光发电。综合考虑启停成本、气电投资成本和运行成本发现，尽管气电替代煤电的方式提升灵活性效果最佳，但带来的系统成本效益也最差。新建抽蓄与储能的方式降低风光弃电率和节约系统整体成本的效果类似。其中，抽蓄由于较长持续发电的优势，其调节效果更好，而储能更具备成本优势。值得注意的是，图中仅展示系统成本，实际上当前机制下储能电站利用峰谷电价差和辅助服务补偿获得的收益难以覆盖其投资，综合考虑成本及收益，对于投资主体而言储能投资的经济性较差。

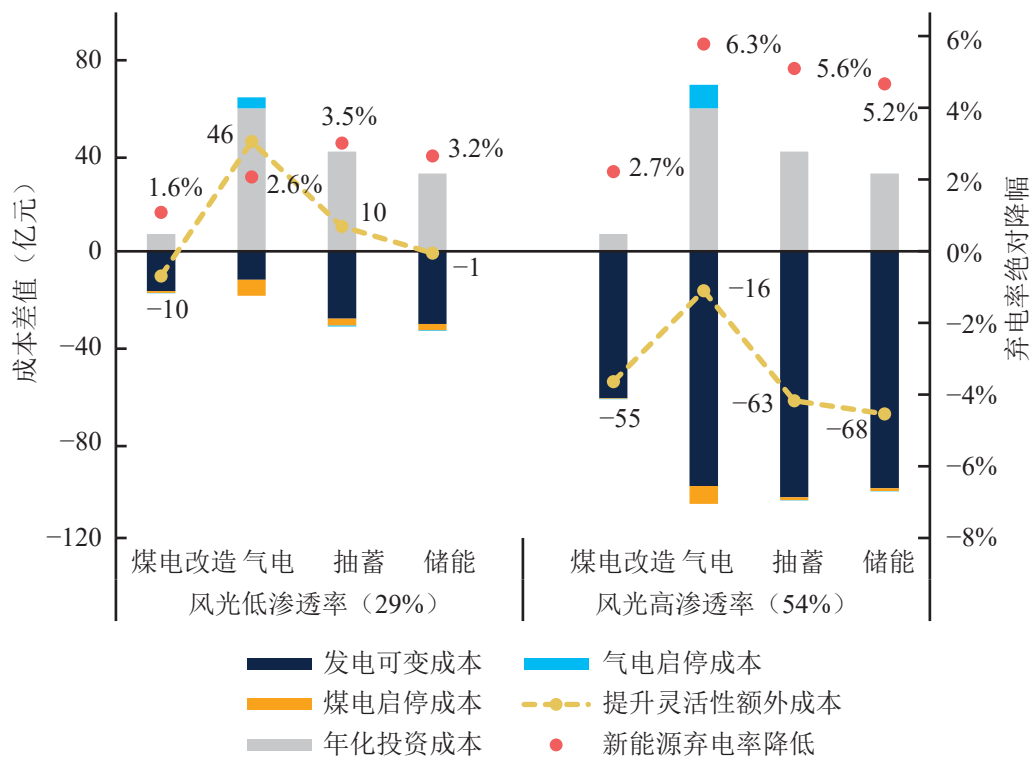


图 5-3 灵活性提升成本与效益

考虑到我国电力系统中风光占比仍不高，当前电力系统灵活性提升的资源评估主要参考低渗透率情景中的比较结果。在提升系统灵活性的作用上对四种资源排序，抽蓄处于第一梯队，储能略优于气电处于第二梯队，而煤电改造后灵活性提升有限，居于第四梯队。在降低系统投资运行成本上，低渗透率下煤电灵活性改造成本最低，其次是抽蓄和储能，而气电置换煤电的方式经济成本最高。

综合上述灵活性电源的技术经济分析，抽水蓄能电站和煤电灵活性改造更适合作为当前我国电力系统灵活性提升的主要资源。其中，抽蓄调节效果极佳，寿命长且运行成本低，煤电灵活性改造虽提升作用稍弱，但胜在当前存量煤电提升潜力巨大且投资成本较低。而气电受限于高成本，更适宜作为储能和新灵活性产品尚未发展应用成熟前的补充资源，因地制宜开发。储能功率快速调整能力突出，但当前技术水平下持续充放电能力不强且运行收益不佳，在近期主要以中时间尺度灵活性需求为主的阶段应通过更多的政策工具推动发展，利用规模效益使之尽快具备技术和成本优势。

5.3 灵活性多元提升

依据上述资源评估结果，煤电灵活性改造和建设抽水蓄能电站是近期灵活性提升的关键手段，储能和气电置换煤电受限于技术水平和投资运行成本因素，目前主要作为补充资源，在此基础上设置三种灵活性多元提升情景，各情景边界条件设置如下，图 5-4 为风光低增长场景下各情景电力供需边界条件：

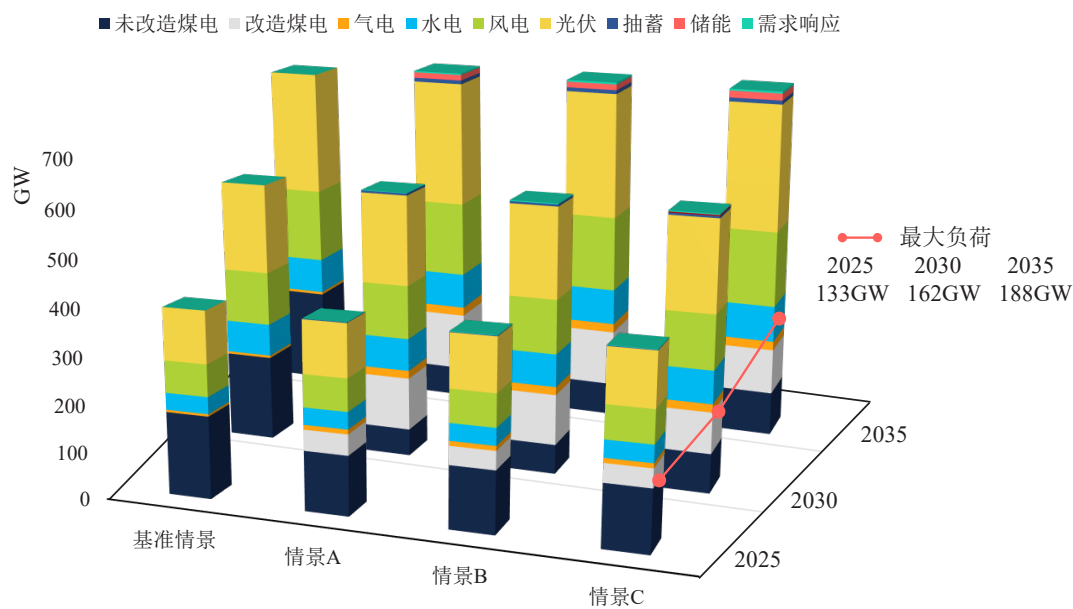


图 5-4 风光低增长场景各情景电力供需边界条件

情景 A 为电源侧多元提升情景：2025 年通过煤电灵活性改造、气电置换煤电替换煤电和新建抽蓄的方式提升系统灵活性共计 10GW；2030 年加入需求侧灵活性资源，需求响应规模为 1GW，灵活性较 2025 年提升 15GW；2035 年不再继续改造煤电、同时停止气电置换煤电，主要开发抽蓄、储能和需求响应，灵活性供给能力较 2030 年提升 15GW。截至 2035 年底，情景 A 共计提升煤电 16.3GW 深调能力，气电置换煤电规模 11.6GW，建设抽蓄和储能分别为 7.2GW 和 10.5GW，需求响应规模为 2.5GW。

情景 B 为源 - 荷两侧多元提升情景：2025 年通过煤电灵活性改造、气电置换煤电替换煤电、新建抽蓄和调用需求响应的方式提升系统灵活性共计 10GW；2030 年持续推进源荷侧灵活性建设，需求响应规模达 2GW，灵活性较 2025 年提升 15GW；2035 年不再继

续改造煤电、同时停止气电置换煤电，主要开发抽蓄、储能和需求响应，灵活性供给能力较 2030 年提升 15GW。截至 2035 年底，情景 B 共计提升煤电 15.3GW 深调能力，气电置换煤电规模 11.6GW，建设抽蓄和储能分别为 7.2GW 和 10.5GW，需求响应规模达到 3.5GW。

情景 C 为源 - 荷 - 储多元提升情景：2025 年前与情景 B 提升规模和方式相同；2025 年 -2030 年布局建设储能电站，2030 年底储能规模为 2GW，需求响应规模达 2GW，灵活性较 2025 年提升 15GW；2035 年不再继续改造煤电、同时停止气电置换煤电，主要开发抽蓄、储能和需求响应，灵活性供给能力较 2030 年提升 15GW。截至 2035 年底，情景 C 共计提升煤电 13.3GW 深调能力，气电置换煤电规模 11.6GW，建设抽蓄和储能分别为 7.2GW 和 12.5GW，需求响应规模达到 3.5GW。具体的情景设置和电力系统边界条件设置如附录 B 所示。

5.3.1 多元组合提升系统效益

与单一资源提升效果相比，多元资源组合提升能够实现较好的风光消纳效果，同时更具成本优势。5.2 节中单一资源提升系统灵活性的低渗透率情景与多元提升情景 2025 年风光低增长情景中电力系统结构相同，因此对比两者分析单一提升与多元提升的差异。多元提升情景 A、B 和 C 相较于基准情景能够降低 2.2-2.3 个百分点的弃电率，减少弃电率的效果不如单一建设储能和抽蓄，但也能达到单一资源提升灵活性的平均水平，如图 5-3 和 5-5 所示。此外，多元提升方式能够显著降低系统发电成本和灵活性提升投资成本，在风光低增长情景中电源侧多元提升降低系统成本 2.4 亿元，远不如源荷两侧协同提升的效果（26.5 亿元），这一点在风光高渗透率下体现的更为明显。

对比灵活性多元提升和资源评估中单一资源提升系统灵活性效益差异可以发现，**系统灵活性多元提升方式兼顾提升效果和经济性**。5.2 节资源评估中风光低渗透率情景和本节灵活性提升情景算例中风光低增长下 2025 年电力供需情况和灵活性提升总规模相同，灵活性多元提升后风光弃电率为 3.4%~3.5%，虽不及靠储能、抽蓄等单一资源消纳效果，但也优于依靠煤电改造提升灵活性，同时灵活性多元提升方式能够较大程度的节约系统成本，减少碳排放，尤其是源荷共同提升灵活性的情景 B、C，2025 年全年较单一资源中成本最低方式也节约 6~29 亿元。

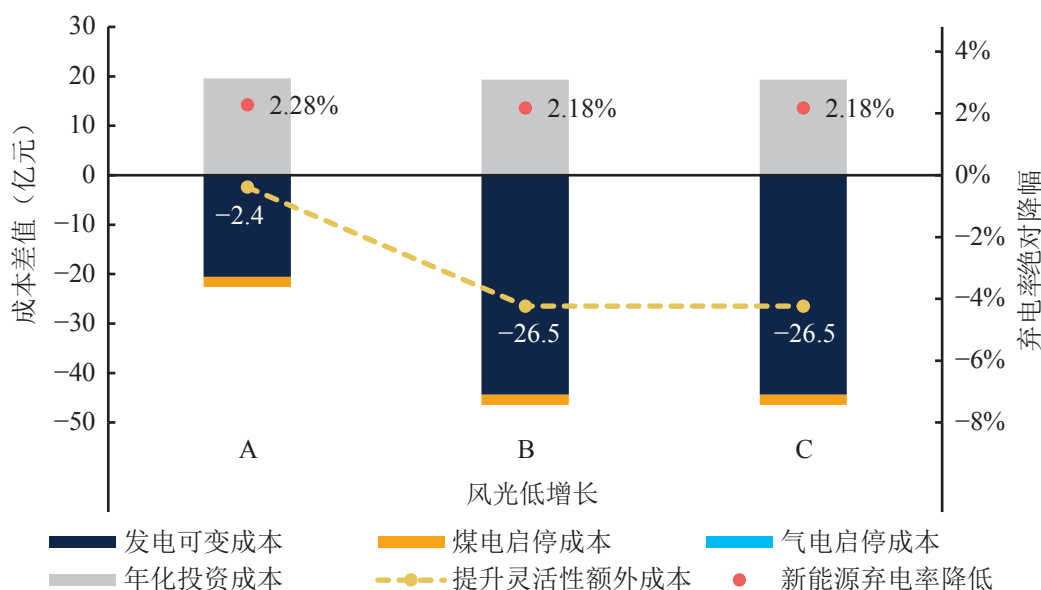


图 5-5 2025 年灵活多元提升系统效益较基准对比图

5.3.2 多元提升情景横向对比

在风光高、低增长两种情景中，煤电调节能力都是近期制约新能源消纳的关键因素，2025 年情景 B 和 C 相对情景 A 减少煤电灵活性改造规模而增加需求侧资源，导致风光渗透率略微下降，风光弃电率小幅提升，同时带来更多的火电机组启停次数；但随着风光渗透率进一步提升，2030 年情景 C 投产储能后，系统灵活性提升效果更佳，弃电率和启停次数明显低于情景 A 和 B，2035 年储能显著提升系统灵活性的趋势更为明显。

尽管情景 B 中增加需求响应手段、减少煤电改造规模导致新能源消纳水平略微降低，但系统效益和碳排放量减少明显，2025 年风光低增长情景中，情景 A 弃电率为 3.41%，而情景 B 的弃电率为 3.51%，弃电率仅比情景 A 高 1 个百分点，但碳排放和系统整体成本分别减少 696 万吨和 24 亿元，**体现出需求侧资源提升系统灵活性的高性价比。**

情景 C 在 2030 年开始建设储能，早于相对于情景 B，使得风光低增长情景中提升灵活性后系统整体效益弱于情景 B，如图 5-5 所示。由于尽早建设储能电站，2035 年情景 C 中储能规模高于情景 B，带来明显的新能源消纳效果提升和系统整体成本节约。因此，**储能应尽早布局建设，但同时也要推动成本的降低和补偿收益机制的完善。**

各电力系统灵活性提升情景效果和成本差异如图 5-6 所示。

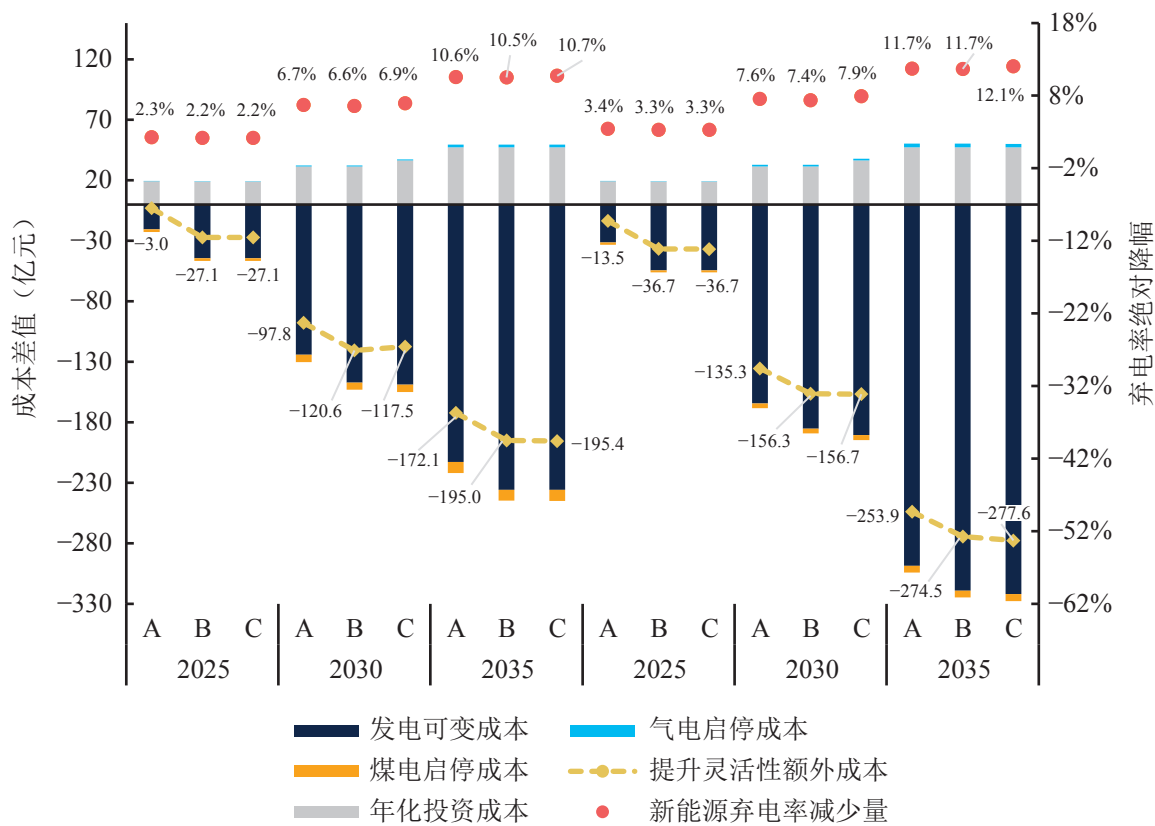


图 5-6 各情景灵活性提升效果及成本变化

5.4 中短时间尺度灵活运行差异

随着新能源渗透率提高，风光出力不确定性和波动性的影响逐渐显著，电力系统中灵活性的需求将逐渐向更短时间尺度侧重，也对系统快速频繁调节出力的能力提出较高要求。

对比粗细颗粒度下典型日运行模拟结果发现（以 5.2 节资源评估中风光低增长情景为例），15 分钟时间尺度的运行模拟下，各情景新能源弃电率虽不同程度地低于基准情景，但均高于各自情景的小时级运行模拟，说明电力系统灵活性需求不能完全由粗颗粒度的运行模拟体现，分钟级运行模拟能够更加细致的刻画灵活性供需关系。小时级运行模拟中新能源弃电率主要受系统调峰能力影响，各灵活性提升方式通过减小系统最小强迫出力来降低弃电率，给予新能源消纳空间；而分钟级运行模拟中电力供需曲线都更为陡峭，系统快速调节出力的能力影响了新能源消纳水平，但由于当前电力系统中主体电源煤电的爬坡性

能较弱，即使经过灵活性改造，依然限制了系统总体快速调节出力的能力，因此 15 分钟时间尺度运行的弃电率高于小时级，如图 5-6 所示，各情景不同时间尺度的典型日模拟结果详图见附录 C。

煤电深度调峰灵活性改造的方式在小时级时间尺度上降低风光弃电率的效果好，但 15 分钟级的效果较差，弃电率比小时级高出约 5 个百分点。气电置换煤电、新建抽蓄和新建储能电站的方式 15 分钟级消纳风光效果均略高于各自小时级效果，但都明显好于煤电灵活性改造。

新建抽水蓄能电站和储能电在不同时间尺度上降低新能源弃电率的作用都较好，其中抽水蓄能电站得益于其持续出力能力和较高的调节容量，相较于目前仍处于发展阶段的电化学储能，降低新能源弃电率的效果更佳，更适宜在储能尚未发展成熟前的阶段大规模应用，提升电力系统灵活性。

结果表明，更细时间尺度的灵活性需求高于粗时间尺度，更能体现风光发电对于短时功率调节的需求，而煤电受限于较弱的调节速率，在 15 分钟级运行模拟中消纳风光的效果明显差于其余三种方式。四种灵活性提升方式中，抽水蓄能和储能处于第一梯队，气电略弱于前两者，但优于煤电灵活性改造。

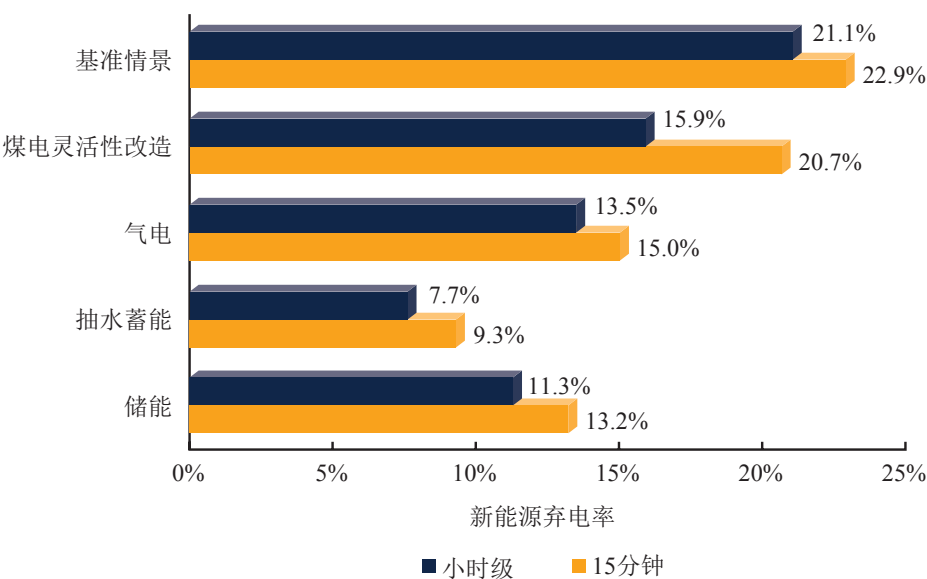


图 5-7 典型日不同颗粒度各情景下降低弃电效果

6 电力系统灵活性提升路线图

综合上述我国电力系统灵活性提升技术思路和经济性分析，得到中国电力系统灵活性提升的思路如下，灵活性提升示意图如图 6-1 所示。

“十四五”时期，电力系统灵活性提升主要依靠煤电灵活性改造、新建抽水蓄能等资源，重视需求侧资源建设和应用。考虑到抽水蓄能电站建设周期较长，前期煤电灵活性改造应尽早尽快，而气电作为补充因地制宜建设，积极推动短时储能技术发展和成本降低，着手布局需求响应、电动汽车等灵活性资源。推进煤电机组灵活性改造是“十四五”时期的重点，通过加装储热装置和对锅炉和汽机本体进行改造，实现“热电解耦”和降低最小强迫出力，一方面帮助煤电定位转型，参与辅助服务市场，由电量型电源向电力型电源转变，获得功率和容量收益，扭转行业持续大面积亏损形势；另一方面提升电力系统灵活性，煤电为新能源发电“让路”，促进新能源消纳。抽水蓄能发电作为优质灵活性资源，应在环境、资源和成本允许范围内大力开发。储能仍处于发展阶段，即使是较为成熟的电化学储能度电成本依旧较高，且存在持续放电能力不足和火灾安全隐患等问题，未来需要继续加强基础研究，推动技术变革，降低成本。

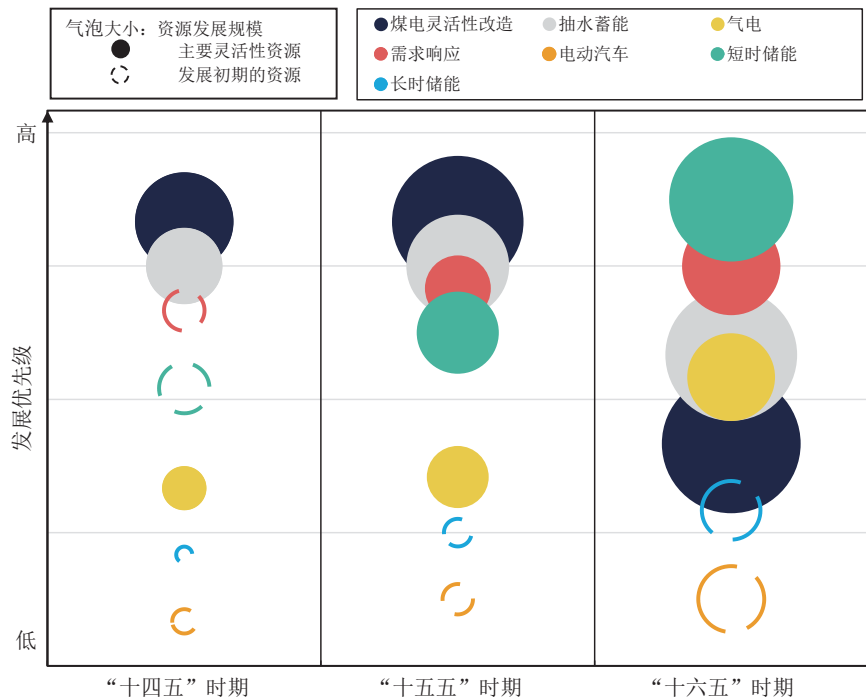


图 6-1 电力系统灵活性提升示意图

“十五五”时期，电力系统中风光渗透率进一步提高，短时间尺度和长时间尺度的灵活性重要性凸显，届时系统灵活性提升主要依靠气电、抽水蓄能、煤电灵活性改造和需求响应等，储能和电动汽车车网协同作为辅助资源参与灵活性调节。煤电灵活性改造进程放缓，但仍是主要的灵活性资源，电力系统快速调节能力成为灵活性提升关键，因地制宜建设燃气电厂、抽水蓄能电站等。需求侧灵活性资源在系统平衡中发挥的作用逐渐扩大，大工业用户需求响应和公用交通车网协同积极参与电力辅助服务市场，受制于市场机制完善程度和智能设备普及度，居民和商业用户通过负荷聚合商参与电力市场的规模仍较小，处于发展阶段。

“十六五”时期，电力系统灵活性需求更为立体，包括短时、中时间尺度和长时间尺度，电化学储能、抽水蓄能、气电、煤电和需求侧资源将共同成为保障电力系统灵活性的主力，其中灵活性提升贡献主体为储能和需求侧资源。气候目标对电力系统的约束作用较强，煤电规模逐步减少，部分性能优异的煤电机组加装 CCUS 装置参与电力调节或备用。短时储能成本已具备竞争力，大规模的应用于电力系统。由于新能源装机占比不断提高，系统灵活性充裕度问题受到关注，电力系统长时间尺度的灵活性需求要求储能具备持续出

力能力，因此长时储能快速发展，能够实现跨天跨周乃至跨季节调节。需求侧灵活资源举足轻重，电动汽车和电网结合，优化电动汽车充电策略，分布式电源与微电网结合，加上负荷聚合商积极参与市场，电力系统的灵活性大幅提高。

除此之外，**成熟的电网互联互通系统和合理的市场机制、电力规划是充分释放和发挥电力系统灵活性的物理基础和重要保障**，提升系统灵活性不止要推动灵活性资源发展，还要重视电网建设，完善市场机制，在前期规划中充分考虑未来不同时间尺度的灵活性需求。

参考我国已提出的相关细分领域规划和政策文件要求，并结合当前我国电力系统发展现状，绘制我国电力系统灵活性提升路径图如图 6-2 所示。

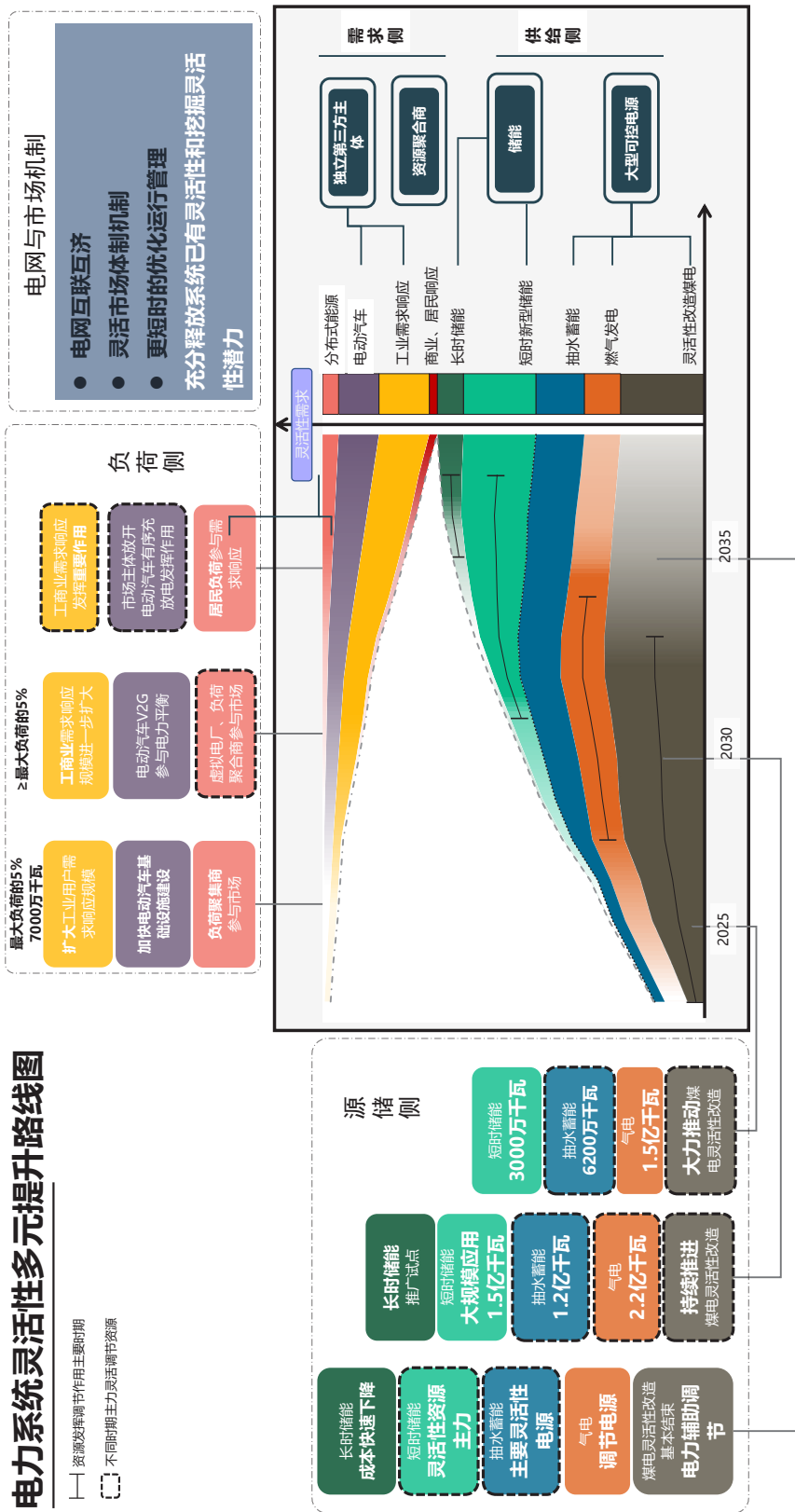


图 6-2 电力系统灵活性提升路径图

7 研究结论与政策建议

7.1 主要结论

(1) 电力系统灵活性分析应考虑方向性和时间特性，从电力供给和需求两端提升系统短、中、长时间尺度的向上和向下灵活调节能力。

按照调节起始和终止点所跨时间尺度以及作用持续时长不同，可将灵活性划分为短时间尺度、中时间尺度和长时间尺度灵活性。短时间尺度灵活性对应秒级、分钟级有功功率供需平衡问题，需进行频率调整；中时间尺度灵活性对应小时级、跨日的电力供需平衡问题，需进行系统调峰；长时间尺度灵活性对应跨周、跨季度乃至跨年的电力供需平衡问题，需保障长期电力充裕度。

电力系统灵活性按照调节方式的不同可划分为供给和需求两端的向上 / 下灵活性，供给向上灵活性和需求向下灵活性分别通过电源提高出力和需求侧资源降低需求保障电力供应安全，供给向下灵活性和需求向上灵活性与之相反，主要为了减少可再生资源的浪费，两者侧重解决的问题不同。

(2) 灵活性资源的对比选择需重点关注技术特性和经济性，需求响应和煤电灵活性改造成本优势明显，抽水蓄能和短时储能调节性能占优。

电力系统灵活性资源来源于源 - 网 - 荷 - 储各环节，不同灵活性资源的技术特性差异明显，提供灵活性的成本也各不相同，灵活性成本主要包括新改建投资成本、灵活运行产生的额外运维成本、加速折旧成本和发电收益损失的机会成本等。经过灵活性改造的煤电机组最小出力能够降至额定容量的 30%，适宜提供中时间尺度灵活性，灵活性成本包括单位调节容量改造成本 600-700 元，低负载运行的额外煤耗 14-20 克 / 千瓦时对应的可变成本；储能和抽水蓄能能够在 1-2 分钟内完成从零至满出力的调整，调节范围为额定容量的 -100%~100%，其投资建设成本分别为 1.5 元 / 瓦·时和 6300-7200 元 / 千瓦；需求响应规模一般可达到最大负荷的 3-5%，考虑推广费用和相关智能设备以及管理平台成本后，单位投资为 200~400 元 / 千瓦，需求响应提升系统灵活性的成本相较于其他资源更低。

(3) 相同规模的不同灵活性资源投入所带来的系统效益不同，合理配置灵活性资源，通过资源优化组合提升综合效益。

模拟结果表明，电源侧灵活性资源中煤电灵活性改造和抽水蓄能电站分别为成本和提升效果的第一梯队。风光渗透率约为 29% 的背景下，同样提升系统 10GW 灵活调节能力，煤电灵活性改造节约年投资运行费用 10 亿元，对应新能源弃电率从 5.7% 降低至 4.1%，新建抽水蓄能电站需额外付出 10 亿元，但新能源弃电率显著降低至 2.17%。总的来看，煤电灵活性改造提升效果较弱，但成本优势明显；气电置换煤电效果较好，但成本较高；新建抽水蓄能电站效果最好，成本稍高；新建储能电站的灵活性提升效果略弱于抽蓄，投资运行成本也稍低，但储能当前收益不明晰，整体经济性不好。

(4) 精细化的模拟分析有助于识别在不同时间尺度上电力系统灵活性面临的挑战，仅靠煤电灵活性改造难以满足系统需求，需提前布局并加快其他灵活性资源建设。

粗颗粒度的运行管理视角难以全面地体现电力系统灵活性需求，精细化的运行模拟才能更全面地刻画电力系统不同时间尺度的灵活性需求和灵活性供给能力。

风光出力波动性对短时电力平衡的影响愈加显著，电力系统短时间尺度灵活性需求增强，要求系统能够更快速、频繁地匹配供需平衡。15 分钟和 1 小时尺度的运行模拟结果显示，气电、抽蓄和储能在 15 分钟尺度的运行中降低新能源弃电率的效果分别与各自 1 小时运行模拟相近，然而，更细时间尺度的运行下，经过灵活性改造的煤电降低新能源弃电率的

效果较粗时间尺度减少 58%，表明煤电灵活性改造方式不适宜提供短时间尺度的灵活性。因此，过度依赖煤电灵活性改造并不合理，系统需要更优质的快速调节资源来满足短时间尺度灵活性需求。

另一方面，新能源发电占比提高后，系统电力供应不确定性增强，极端天气下电力电量供应不足的情况可能发生，提升长时间尺度灵活性是电力供应充裕性的有效保障，其中发展长时储能是主要手段。抽水蓄能是目前广泛应用的长时储能技术方案，单位分钟的爬坡能力为额定容量的 10%-50%，单位投资约为 6300-7200 元 / 千瓦，但受限于水库容量，其持续放电时间一般为 6-12h，不能实现跨日乃至跨周的长时间持续出力。压缩空气储能、熔融盐储能和氢储都是具有发展前景的长时储能技术，其中氢储能在电力、交通和工业等领域具有广泛的应用场景，新能源制氢将成为未来主流的制氢方式。

(5) 源 - 网 - 荷 - 储各环节灵活性资源存在优势互补，灵活性多元提升方案能够兼顾提升效果和经济性，实现电力系统多时间尺度灵活性的整体提升。

多元组合提升能够吸收各灵活性资源的优势，扬长避短，实现灵活性提升效果和系统投资运行成本的平衡。电源侧多元提升情景和源荷侧多元提升情景对比结果表明需求侧资源能够显著降低灵活性提升的成本，源荷储多元提升表明储能资源能够在较低成本投入的基础上获得较好的灵活性提升效果。因此，应注重多元提升手段，充分挖掘源 - 网 - 荷 - 储各环节灵活性资源，实现各类灵活性资源的协调发展和有序衔接，促进电力系统灵活性的持续稳定提升。近期大力推动煤电灵活性改造和抽水蓄能建设，因地制宜建设气电补充系统中短时灵活性，重视需求侧资源开发，完善储能收益机制，通过市场化手段推动储能成本的降低和规模化应用。未来煤电向兜底保障电力型电源转型，抽蓄、需求响应、长短时储能等资源将在系统灵活性提升方面发挥重要作用。

7.2 政策建议

(1) 明确灵活性资源发展定位，加强规划统筹衔接，源 - 网 - 荷 - 储多维度协同提升新型电力系统灵活调节能力。

“十四五”时期是能源低碳转型的重要窗口期，可再生能源将进入高质量跃升发展新

阶段，必须加快构建新型电力系统，全方位提升系统灵活性，促进可再生能源大规模、高比例、市场化、高质量发展。明确灵活性资源在新型电力系统中的定位，加快各类灵活性资源开发建设，提升新型电力系统对高比例可再生能源的适应能力；改善新能源发电涉网性能，提升新能源存储能力，统筹新能源高比例消纳和系统整体优化，科学制定新能源合理利用率指标；立足区域特点，准确评估不同时间尺度下新型电力系统灵活性需求，加强近中远期系统灵活性提升方案的衔接；加强各类能源电力规划方案的统筹协调，出台灵活性资源专题规划，加强各类灵活性资源建设的衔接；全面细化分析源网荷储各环节灵活性资源的技术和经济特性，科学评估不同灵活性资源组合的综合效益，重视市场机制对灵活性资源潜力释放的引导作用，推动源 - 网 - 荷 - 储**多维度**灵活性协同提升，更加经济地提升新型电力系统各阶段的灵活调节能力。

(2) 提升电源侧灵活性资源建设与利用水平，分步骤紧密衔接电源建设和灵活性挖掘策略。

“十四五”时期，电力系统灵活性提升主要依靠煤电灵活性改造、新建气电和抽水蓄能等资源，根据工程周期长短按照煤电改造、气电到抽水蓄能的顺序做好项目建设衔接，把控灵活性能力持续提升的节奏；现阶段通过改变现有机组的运营模式、进行设备灵活性改造以及创新电厂灵活性发电方式提升系统灵活性；长期需合理控制煤电装机规模，强化多类型灵活性电源的组合发展，通过调控多种灵活性电源的结构占比降低系统提升灵活性的总成本。

重视可再生能源的调节能力，深挖大规模可再生能源灵活性潜力。常规水电在适宜地点增设蓄水库，获得一定的调节能力；利用数字化技术提升新能源出力的预测精度，配合更为精细的电网调度指令，减少临时调节需求，来“等效”提升系统灵活性；通过储能和跨区输电“改变”新能源的出力曲线，满足本地的负荷实时平衡；统筹灵活性提升与新能源发展，依据实际需求制定切实可行的差异化路线图，实现电力系统灵活性提升“有主次、分先后、能互补”。

(3) 加强电网基础设施建设及智能化升级，提升电网的灵活运行能力和灵活性资源优化配置能力。

利用跨区输电减轻送端省份新能源消纳压力，加强智能配电网建设更好支撑分布式能源发展，提升新能源的外送消纳和就近消纳水平；“十四五”期间着重提升跨省区输电线路利用率，加强配套电源建设、开发新能源输电安全稳态技术、消除省间交易壁垒，发挥特高压输电网络的优势，重组电网格局，减少因电网阻塞而产生的额外灵活性需求；重视电网控制技术理念革新，在分布式电源大规模接入柔性直流配电网的拓扑结构优化与故障主动控制、交通网与分布式配电网的衔接融合、区域交直流配电网区间动态估计、主配网协同的发用电优化控制、灵活智能电网对源荷互动和长短期储能结构化配比的兼容优化等方面提升电网的灵活调节能力。

(4) 深挖负荷侧资源系统价值，作为应对电力系统灵活调节高边际成本问题的关键手段。

电力系统调节需求的增加导致调节服务的边际成本快速上涨，应避免利用传统电源满足尖峰负荷所导致的极高单位供电成本；通过需求响应资源（可中断、可转移负荷）的“削峰填谷”实现负荷曲线优化，降低电力系统调度平衡压力；“十四五”期间需充分利用峰谷分时电价、需求响应市场化报价等手段，引导用电负荷的时段性偏移，在基础条件较好的地区实现 5% 最大负荷甚至更高水平的需求响应规模，在新能源消纳压力大的地区实现一定规模的负荷转移能力；鼓励居民用电和工商业运营模式创新，使用电负荷更加契合新能源发电出力的时段性特征，形成“虚拟电厂”调节效应。

(5) 加快新型储能创新进步，实现新型电力系统的大规模电能时空调度。

积极推动储能发展，在“十四五”、“十五五”期间实现颠覆性的技术进步和成本下降；扩大以电化学储能为代表的短时储能在电源侧、电网侧和用户侧的部署规模，重视用户侧电动汽车、冰蓄冷、储热器等经济性储能资源的利用；稳妥推进抽水蓄能建设，在北方地区大规模开展热电解耦，通过横跨数天的电 - 热大规模集中转换实现中时储能效果；积极开展长时储能技术研发，为高比例新能源电力系统长周期平衡提供支撑保障，创造新的集群产业经济增长点和商业模式。

(6) 完善电力市场机制，引导灵活性资源在不同市场中更大程度释放其灵活性潜力。

需要创建快速响应的实时现货市场，将交易时间尺度缩短到分钟级，使灵活性资源潜

力通过市场机制充分释放。完善辅助服务市场建设，引入考虑快速爬坡能力、向上和向下爬坡速率以及响应准确度等特性的辅助服务新产品，对灵活性资源进行合理定价，实现灵活性资源的优胜劣汰。加快建设差异化的容量激励机制，鼓励建设具有快速响应的容量设施和需求侧响应管理来削减短时尖峰负荷，增加灵活性容量的价值，保障电力系统灵活调峰所需要的机组能够通过容量市场回收资本成本并获得一定的收益。

参考文献

- [1] 国家能源局. 2018 年新能源并网运行情况介绍 [EB/OL].2019.01. http://www.nea.gov.cn/2019-01/28/c_137780519.htm
- [2] 中国电力规划设计总院. 中国能源发展报告 2019. [R].2020
- [3] 全国电力新闻网. 全国新能源点李晓娜情况如何 [EB/OL].2022.03. <https://xw.qq.com/amhtml/20220322A05DAM00>
- [4] IEA. Empowering Variable Renewables-Options for Flexible Electricity Systems [M]. OECD Publishing, 2009:13-14.
- [5] North American Electric Reliability Corporation. Special report: Accommodating High Levels of Variable Generation[R]. American: North American Electric Reliability Corporation(NERC), 2010:2-6.
- [6] B.V. M., H. Lund. Comparative analyses of seven technologies to facilitate the integration of fluctuating renewable energy sources[J].IET Renewable Power Generation,2009,3:190-204.
- [7] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 含高比例新能源电力系统灵活性规划及挑战 [J]. 电力系统自动化, 2016, 40(13):147-158.
- [8] Holttinen H, Tuohy A, Milligan M, et al. The flexibility workout: managing variable resources and assessing the need for power system modification[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2013, 11(6): 53-62.
- [9] ZHAO J, ZHENG T, LITVINOV E. A unified framework for defining and measuring flexibility in power system[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2015, 31(3):1-9.
- [10] 武昭原, 周明, 王剑晓, 汤文渊, 元博, 李庚银. 双碳目标下提升电力系统灵活性的市场机制综述 [J/OL]. 中国电机工程学报 :1-18[2022-02-17]. DOI:10.13334/j.0258-8013.pcsee. 212117.
- [11] 邱忠恩. 水电, 火电, 核电的综合经济比较 [J]. 水力发电学报, 1990(03):9-17.
- [12] Agora Energiewende. Flexibility in thermal power plants–With a focus on existing coal-fired power plants [R]. 2017.
- [13] DONG Y. L., JIANG X., LIANG Z. H., et al. Coal power flexibility, energy efficiency and pollutant emissions implications in China: Aplant-level analysis based on case units[J]. Resources Conservation and Recycling, 2018.134: 184-195.

- [14] WANG C Y, LIU M, LI B X, et al. Thermodynamic analysis on the transient cycling of coal-fired power plants: Simulation study of a 660 MW supercritical unit[J]. Energy, 2017, 122: 505-527.
- [15] 我国北方供暖能耗和低碳发展路线 [EB/OL]. 中国建设新闻网 . 2019. <http://www.chinajsb.cn/html/201907/19/4220.html>
- [16] 华志刚, 周乃康, 袁建丽, 张起, 吴水木, 张晓辉. 燃煤供热机组灵活性提升技术路线研究 [J]. 电站系统工程, 2018, 34(06): 9-12.
- [17] 中电联. 中国能源大数据报告 (2021)[R/OL]. 2021. <https://m.bjx.com.cn/mnews/20210608/1156960.shtml>
- [18] 陈蕊, 朱博骐, 段天宇. 天然气发电在我国能源转型中的作用及发展建议 [J]. 天然气工业, 2020, 40(07): 120-128.
- [19] 余旭翔, 武文杰. 天然气联合循环电厂热电联产优越性 [R/OL]. (2019-05-21) [2020-05-21]. <https://news.bjx.com.cn/html/20190521/981704.shtml>
- [20] 张俊涛, 甘霖, 程春田, 李刚, 李秀峰, 赵珍玉, 张楠男. 大规模风光并网条件下水电灵活性量化及提升方法 [J]. 电网技术, 2020, 44(09): 3227-3239.
- [21] 谈超, 李勇, 滕贤亮, 丁怡, 罗卫华, 肖雄. 水电富集地区水、火电运行特性及有功功率协调控制——(一) 不同调节性能机组之间的协调策略 [J]. 电力系统自动化, 2020, 44(18): 107-115.
- [22] 赵洁, 刘涤尘, 杨楠, 孙文涛, 王强. 核电机组参与电网调峰的运行方式及效益分析 [J]. 电网技术, 2012, 36(12): 250-255.
- [23] 丁明. 秦山核电参与电网负荷调节的现状与思考 [J]. 科技视界, 2020(08): 248-249.
- [24] 程春田. 碳中和下的水电角色重塑及其关键问题 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16): 29-36.
- [25] ARORA P, WHITE R E, DOYLE M. Capacity fade mechanisms and side reactions in lithium-ion batteries[J]. Journal of the Electrochemical Society, 1998, 145(10): 3647
- [26] 刘志成, 彭道刚, 赵慧荣, 王丹豪, 刘育辰. 双碳目标下储能参与电力系统辅助服务发展前景 [J]. 储能科学与技术, 2022, 11(02): 704-716.
- [27] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2021[R]. 2021.
- [28] 封红丽. 可再生配储能症结如何破局? [J]. 能源, 2021(01): 20-23.
- [29] 畅欣, 韩民晓, 郑超. 全功率变流器可变速抽水蓄能机组的功率调节特性分析 [J]. 电力建设, 2016, 37(04): 91-97.
- [30] 中能传媒研究院. 谢国兴: 煤电机组改造应注意什么 [EB/OL]. 2022.
- [31] 电力规划总院. 火电工程限额设计参考造价指标 [M]. 中国电力出版社. 2020.
- [32] 单彤文. 天然气发电在中国能源转型期的定位与发展路径建议 [J]. 中国海上油气, 2021, 33(02): 205-214.
- [33] 丁明. 秦山核电参与电网负荷调节的现状与思考 [J]. 科技视界, 2020(08): 248-249.
- [34] 胡弘, 韦化, 李昭昱. 风电接入下核电参与电力系统调峰的协调优化模型 [J]. 电力自动化设备, 2020, 40(05): 31-39.
- [35] 袁也, 韩允. “新基建”之特高压产业发展及投资机会白皮书 [R/OL]. 2020. <https://www.ccidgroup.com/info/1096/21495.htm>

附录

A. 粗细颗粒度运行模拟方法

日运行模拟机组组合与经济调度模型中，基于不同时间尺度的时序负荷曲线以及模拟生成的新能源预测出力序列，建立考虑线路安全约束的确定性机组组合与经济调度模型，实现多种类型的机组、多种约束条件以及多种调度运行方式的模拟。

对于常规火电机组来说要考虑火电机组调峰深度以及日内是否可启停，建立火电机组的运行约束特性，包括连续开机停机时间、跟踪负荷能力、最小出力下限等；

对于新能源来说要考虑新能源的模拟出力，当系统接纳新能源产生制约因素时，可以考虑切除部分新能源。

系统发电成本最低的目标函数表示为：

$$\begin{aligned} \min C_{sys} = & \sum_{t \in T} \left(C_c(P_c^t) + C_f(P_f^t) + C_h(P_h^t) + C_p(P_p^t) \right) \\ & + C_w(P_w^t) + \theta C_w P_{wd}^t + \eta V_d D_d^t \\ & + \gamma_f C_f + \gamma_c C_c \end{aligned}$$

式中： T 为优化周期内时段总数； $C(P^t)$ 为各类型机组 t 时段输出功率为 P^t 时的运行成本，下标 c 、 f 、 h 、 p 、 w 分别表示日内不可启停火电、日内可启停火电、水电、抽蓄、新能源； C_w 为切除新能源成本； P_{wd}^t 为 t 时段切新能源功率； D_d^t 为 t 时段切负荷功率； V_d 为各节点切负荷损失； C_f 、 C_c 为机组启停费用； θ 、 η 、 γ 为加权系数，通常情况下为 1，也可以根据需要进行调整。

考虑的机组类型包括火电、风电以及太阳能光伏发电等，对不同类型的发电机组分别建立运行模拟模型，并采取适当的模拟方法。

约束条件如下：

1) 系统负荷与发电功率平衡约束

$$P_c^t + P_f^t + P_h^t + P_p^t + P_w^t + D_d^t = D^t \quad \forall t \in T$$

式中： $P_c^t, P_f^t, P_h^t, P_p^t, P_w^t$ 分别为 t 时段日内不可启停火电、日内可启停火电、可再生能源的出力； D^t 为 t 时段系统负荷。

2) 火电机组技术出力约束

火电机组的技术出力约束主要包括：火电机组出力上下限、火电机组爬坡约束以及火电机组最小开停机时间约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{c \min} I_c \leq P_c^t \leq P_{c \max} I_c \\ P_{f \min} I_f^t \leq P_f^t \leq P_{f \max} I_f^t \\ (I_f^t - I_f^{t-1}) \underline{t}_f^{\text{on}} + \sum_{i=t-\underline{t}_f^{\text{on}}-1}^{t-1} I_f^i \geq 0 \\ (I_f^{t-1} - I_f^t) \underline{t}_f^{\text{off}} + \sum_{i=t-\underline{t}_f^{\text{off}}-1}^{t-1} (1 - I_f^i) \geq 0 \\ -\Delta P_c^{\text{down}} \leq P_c^t - P_c^{t-1} \leq \Delta P_c^{\text{up}} \\ -\Delta P_f^{\text{down}} \leq P_f^t - P_f^{t-1} \leq \Delta P_f^{\text{up}} \\ P_c^t, P_f^t, I_c, I_f^t \geq 0 \\ \forall t \in T \end{array} \right.$$

式中： $P_{c\min}, P_{c\max}, P_{f\min}, P_{f\max}$ 分别为机组最小出力与最大出力； I_c 为日内不可启停机组状态变量， I_f^t 为日内可启停机组 t 时段状态变量； $\underline{t}_f^{\text{on}}, \underline{t}_f^{\text{off}}$ 为机组最小开机、关机时间约束； $\Delta P_f^{\text{down}}, \Delta P_f^{\text{up}}, \Delta P_c^{\text{down}}, \Delta P_c^{\text{up}}$ 分别为机组下爬坡、上爬坡速率。

3) 新能源出力约束

新能源与常规能源的区别在于其出力随机多变、不可控。在调度运行中，仅根据日前预测值控制出力在预测值或者以下的范围内运行；同时根据电网运行节能、环保的要求，在电网能够接纳的情况下要求新能源全额上网。本文对新能源的建模中将新能源模拟出力作为其最大可发电出力 P_{wf}^t ，并在日运行模拟模型中引入切除新能源机制，使模型在系统无法提供调峰容量，系统备用容量不足或新能源送出受阻情况下切除部分新能源出力。

$$\begin{cases} P_w^t + P_{wd}^t = P_{wf}^t \\ 0 \leq P_w^t, 0 \leq P_{wd}^t \\ \forall t \in T \end{cases}$$

式中： P_w^t 为 t 时段新能源出力； P_{wd}^t 为 t 时段切新能源功率。

4) 备用约束

备用约束可表示为：

$$\begin{cases} \sum_{c,f,h,p,w} (P_{c\max} I_c + P_{f\max} I_f^t + P_{h\max} + P_{p,gen} + P_{wf}^t) \\ + D_d^t \geq (1 + r_u^t) D^t \\ \sum_{c,f,h,p,w} (P_{c\min} I_c + P_{f\min} I_f^t + P_{h\min} - P_{p,pump}) \\ + D_d^t \leq (1 - r_d^t) D^t \end{cases}$$

式中： D^t 为 t 时段的负荷； r_u^t, r_d^t 分别为 t 时段的正备用率与负备用率；约束第一行表示正备用约束，第二行表示负备用约束。

B. 灵活性多元提升情景设置

(1) 电力供需边界条件

本报告基于区域的用电负荷、电源情况等要素，模拟了风光高、低增长场景下电力系统灵活性多元提升组合情景 A、B、C 和不提升电力系统灵活性的基准情景。以风光低增长场景为例，2025 年、2030 年和 2035 年的区域最大电力负荷分别为 133GW、162GW 和 188GW，基准情景下电源新增装机以风光发电为主，风光低增长场景具体的电力供需如表 S1 和图 S1 所示。此外，风光高增长场景在低增长场景上加速风光增长规模，不改变其余电源和电力负荷需求，如表 S2 中展示。

表 S1 风光低增长场景算例电力供需边界

情景名称 (GW)		最大 负荷	未改造 煤电	改造煤 电	气电	水电	风电	光伏	抽蓄	储能	需求 响应
2025	基准情 景	133	176.5	0	5	36	68.3	110.9	0	0	0
	情景 A	133	127.4	44.1	10	36	68.3	110.9	1.2	0	0
	情景 B	133	132.3	39.1	10	36	68.3	110.9	1.2	0	1
	情景 C	133	132.3	39.1	10	36	68.3	110.9	1.2	0	1
2030	基准情 景	162	176.5	0	5	67	110.4	183.9	0	0	0
	情景 A	162	55.8	109.1	16.6	67	110.4	183.9	4.2	0	1
	情景 B	162	60.7	104.1	16.6	67	110.4	183.9	4.2	0	2
	情景 C	162	80.7	84.1	16.6	67	110.4	183.9	4.2	2	2
2035	基准情 景	188	176.5	0	5	67	141	234.9	0	0	0
	情景 A	188	55.8	109.1	16.6	67	141	234.9	7.2	10.5	2.5
	情景 B	188	60.7	104.1	16.6	67	141	234.9	7.2	10.5	3.5
	情景 C	188	80.7	84.1	16.6	67	141	234.9	7.2	12.5	3.5

(2) 装机规模变化

表 S2 灵活性多元提升情景设置详表

单位：MW		2025			2030			2035				
情景 A 电源侧多元提升情景	灵活性提升规模	煤电改造 +7300		7300	煤电改造 +9000		16300	煤电改造 +0		16300		
		气电 +1500		1500	抽蓄 +3000		4200	气电 +0		3500		
		抽蓄 +1200		1200	气电 +2000		3500	抽蓄 +3000		7200		
		DR+1000				1000	储能 +10500		10500			
								DR+1500		2500		
	电力装机结构	煤电		171440		煤电		164840		煤电		164840
		气电		10000		气电		16600		气电		16600
		水电		36000		水电		67000		水电		67000
		低增长	风电	68300	低增长	风电	110400	低增长	风电	141000		
			光伏	110900		光伏	183900		光伏	234900		
		高增长	风电	84700	高增长	风电	156600	高增长	风电	197900		
			光伏	133100		光伏	248800		光伏	314000		
		抽蓄		1200		抽蓄		4200		抽蓄		7200
		储能		0		储能		0		储能		10500
		需求响应		0		需求响应		1000		需求响应		2500

单位：MW		2025		2030		2035	
灵活性提升规模		煤电改造 +6300	6300	煤电改造 +9000	15300	煤电改造 +0	15300
		气电 +1500	1500	抽蓄 +3000	4200	气电 +0	3500
		DR+1000	1000	气电 +2000	3500	抽蓄 +3000	7200
		抽蓄 +1200	1200	DR+1000	2000	储能 +10500	10500
						DR+1500	3500
情景 B 源荷多元提升	装机结构	煤电	171440	煤电	164840	煤电	164840
		气电	10000	气电	16600	气电	16600
		水电	36000	水电	67000	水电	67000
		低增长 风电	68300	低增长 风电	110400	低增长 风电	141000
		光伏	110900	低增长 光伏	183900	低增长 光伏	234900
		高增长 风电	84700	高增长 风电	156600	高增长 风电	197900
		光伏	133100	高增长 光伏	248800	高增长 光伏	314000
		抽蓄	1200	抽蓄	4200	抽蓄	7200
		储能	0	储能	0	储能	10500
		需求响应	1000	需求响应	2000	需求响应	3500

单位：MW		2025			2030			2035		
情景 C 源荷 储提 升情 景	灵活性 提升规 模	煤电改造 +6300		6300	煤电改造 +7000		13300	煤电改造 +0		13300
		气电 +1500		1500	抽蓄 +3000		4200	气电 +0		3500
		DR+1000		1000	气电 +2000		3500	抽蓄 +3000		7200
		抽蓄 +1200		1200	DR+1000		2000	储能 +10500		12500
					储能 +2000		2000	DR+1500		3500
	装机结 构	煤电		171440	煤电		164840	煤电		164840
		气电		10000	气电		16600	气电		16600
		水电		36000	水电		67000	水电		67000
		低增长	风电	68300	低增长	风电	110400	低增长	风电	141000
			光伏	110900		光伏	183900		光伏	234900
		高增长	风电	84700	高增长	风电	156600	高增长	风电	197900
			光伏	133100		光伏	248800		光伏	314000
		抽蓄		1200	抽蓄		4200	抽蓄		7200
		储能		0	储能		2000	储能		12500
		需求响应		1000	需求响应		2000	需求响应		3500

C. 典型日粗细颗粒度运行模拟结果图

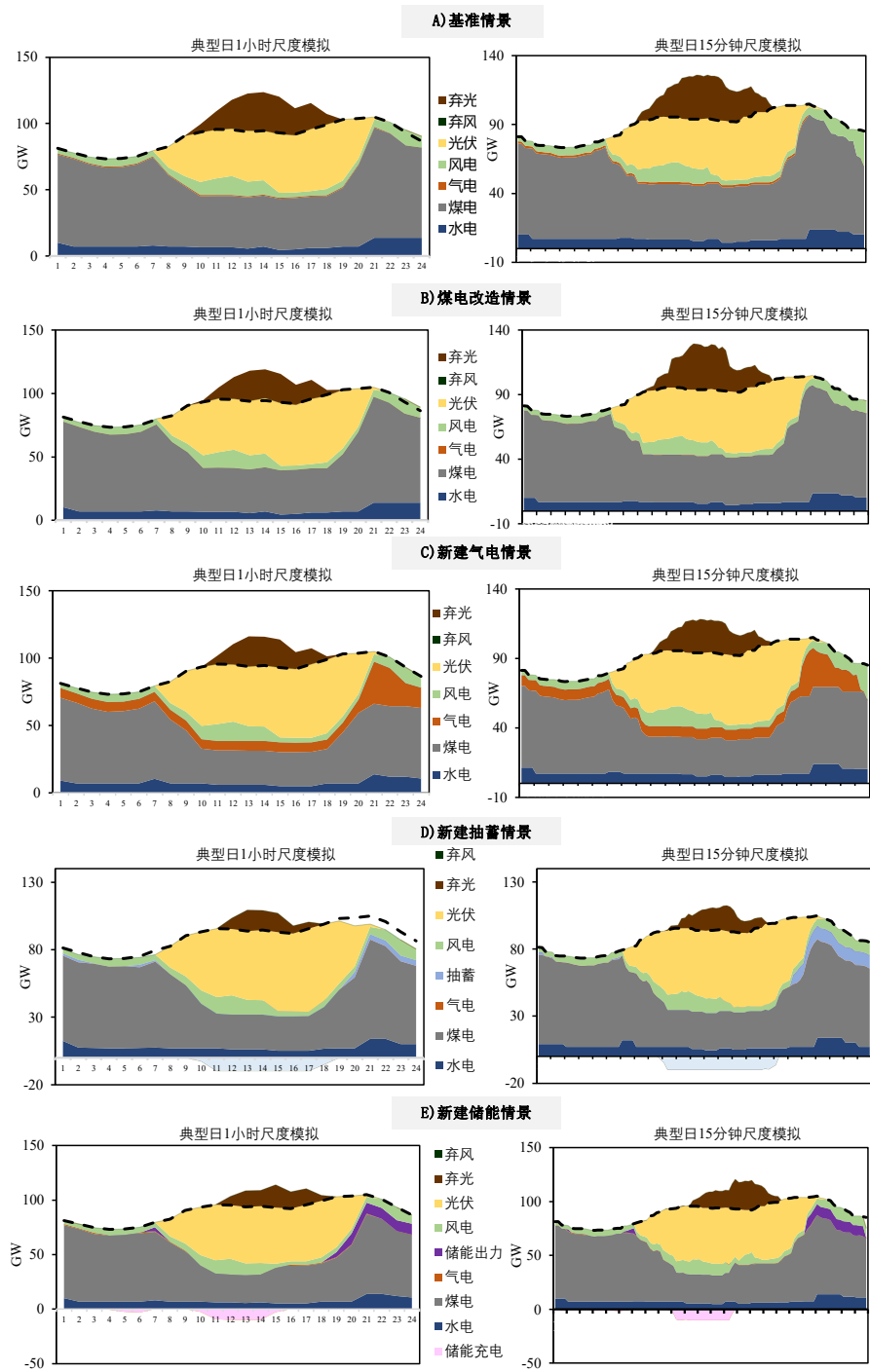


图 S2 各情景典型日模拟结果详图



自然资源保护协会 (NRDC)
中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706
邮编: 100026
电话: + 86-10-5927 0688
www.nrdc.cn