

目 录

-、	统筹安全保供和"双碳"目标的煤电转型背景	1
	(一)安全保供压力下的煤电近中期转型形势	1
	(二)"双碳"目标约束下的煤电长期转型需求	3
	(三) 统筹安全保供和"双碳"目标的煤电转型方向	4
=,	电力供需与转型展望	5
	(一) 电力供需展望	5
	1.电力需求预测	5
	2. 电力资源发展潜力	5
	3.其他资源发展趋势	7
	(二) 电力系统转型路径展望	10
\equiv	电力系统低碳转型路径设计	12
	(一) 情景设置及结果	12
	(二)各情景下电力系统低碳转型路径分析	14
	1. 化石能源保供情景	14
	2. 低碳资源保供情景	16
	3. 统筹协调保供情景	18
四、	电力系统转型成本及经济代价	21
	(一) 煤电转型成本	21
	(二) 电源投资成本	22
	1. 电源成本预测	22
	2. 各转型情景下的电源投资成本	29
	(三)碳排放成本	
	(四)不同转型路径经济代价对比	33
五、	煤电转型的对策建议	35
	(一) 统筹安全保供与"双碳"目标双重要求,兼顾近期与远期、整体与区域、增量与	5存量
	煤电转型需求,制定煤电转型时间表和路线图	35
	(二)聚焦能源电力新技术、新模式、新业态,为煤电转型注入强大动能	36
	(三)健全多层次电力市场体系建设,探索电碳市场协同联动机制,促进煤电持续健康	表运行
	和绿色低碳转型	37
	(四)加强对煤电部门转型金融的顶层设计,建立区域协同公正转型的财政机制,支持	
	行业高质量发展	

一、统筹安全保供和"双碳"目标的煤电转型背景

(一) 安全保供压力下的煤电近中期转型形势

国民经济回升向好持续拉动电力消费,我国电力需求保持较快速度的刚性增长。2023年全社会用电量为 9.22 万亿千瓦时,同比增长 6.7%,增速较 2022年增加 3.1 个百分点。《2023-2024年度全国电力供需形势分析预测报告》预计 2024年全社会用电量将达到 9.8 万亿千瓦时,同比增长 6.3%。同时,电力需求增长重心正逐步向第三产业和居民用电转移,用电负荷对温度、天气状况更加敏感,尖峰化和双峰化愈发凸显。2023年夏季,全国最高用电负荷达到约 13.5 亿千瓦,多地最大用电负荷已创新高,超过历史同期用电负荷水平。中国电力企业联合会预计 2024年全国统调最高用电负荷 14.5 亿千瓦,比 2023年增加 1 亿千瓦,这为电力行业带来了较大的保供压力。

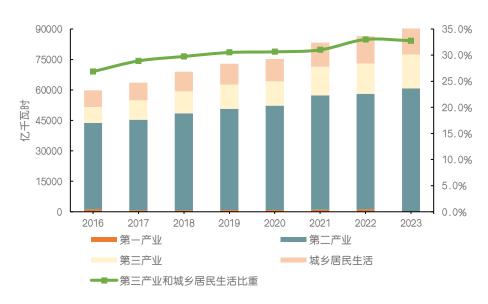


图 1-1 2016-2023 年我国分产业电力消费情况

我国可再生能源装机增长迅速,但仍无法满足全部新增电力电量需求。截至 2023 年底,我国可再生能源装机达到 14.5 亿千瓦,同比增长 25.1%,占全国发电装机比例历史性超过煤电。然而,可再生能源电力电量占比仍然不高。一方面,可再生能源新增电量无法满足全社会用电增长需求。 2023 年我国风电和光伏发电量为 14691 亿千瓦时,占全社会用电量的15%左右,若继续保持 20%左右的增速,则新增风电、光伏发电可以满足全社会用电量增长3%,距离 2024 年全社会用电量 8%的增速还有 5%的缺口。另一方面,可再生能源新增装机无法满足新增尖峰负荷。 2023 年全国可再生能源新增装机 3 亿千瓦,高于最大电力负荷 1 亿千瓦左右的增量。我国水电开发潜力受限,建设周期较长,受气候因素影响较大,而风电、光伏具有随机性、波动性等特点,在负荷高峰时刻对电力平衡的支撑力不足,可靠出力有限,

最低出力远低于装机容量,纳入电力平衡的比例较低。而煤电凭借其丰富的资源禀赋、快速的建设周期、较低的经济成本、较强的灵活性和出力稳定性等特点,在近中期内仍将保持基础保障型电源的核心地位,并发挥维护国家能源电力安全、保障电力稳定供应的关键作用。

近年来极端天气频发,进一步激化电力供需的矛盾。2022 年夏季持续罕见高温天气,叠加降水持续偏少、来水严重偏枯,导致部分地区电力供应形势紧张。其中西南地区、华中地区出现区域性气象干旱,主要流域水库蓄水不足,水力发电能力断崖式下降,严重影响了当地电力供应以及电力外送能力。而冬季 12 月多地出现大范围强寒潮、强雨雪天气,全国近十个省级电网电力供需形势偏紧。极端天气引发高峰时期的负荷激增,而非化石能源难以平抑用电峰值的电力负荷,需要煤电缓解高峰时段的电力保供压力。2022 年全国 22 个省级电网负荷创历史新高,高峰时段全国最高负荷同比增长 6.4%。以广东为例,2022 年 7 月下旬广东电网负荷创年度新高,达 1.42 亿千瓦,而水电、风电、太阳能发电、核电及其他可再生能源的装机总和仅 6900 万千瓦,且风光作为间歇性能源,有很大不确定性,而且届时西部一广东的外调电负荷同样受天气影响而大幅降低,导致峰值时期的额外负荷大部分由煤电来平抑。近中期,煤电仍是我国电力供应的重要组成部分,尤其在电力短缺的时段下,煤电的保供地位更加凸显,发挥能源电力安全"压舱石"和"顶梁柱"的作用。

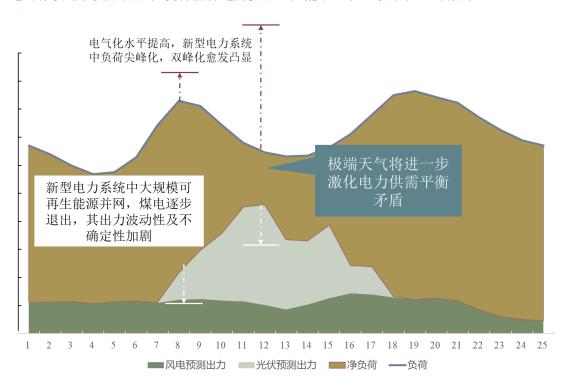


图 1-2 电力供需平衡矛盾

(二) "双碳"目标约束下的煤电长期转型需求

为积极应对气候变化问题,实现经济社会的可持续发展,习近平主席于第七十五届联合国大会一般性辩论上正式宣布"中国将力争在 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和"。随后,国务院发布《2030 年前碳达峰行动方案》对"双碳"工作做出总体部署,方案要求"要坚持安全降碳,在保障能源安全的前提下,大力实施可再生能源替代,加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系"。

电力行业低碳转型是构建清洁低碳安全高效的能源体系、实现"双碳"目标的关键环节。 作为我国国民经济和社会发展的重要基础产业,电力行业 2022 年碳排放量约 51 亿吨,占我 国碳排放总量的 46%,是碳排放的主要来源。根据中电联《中国电力行业年度发展报告》, 2022 年我国电力碳排放强度为 541gCO₂/kWh,同比下降 3.05%。电力行业总体碳排放强度虽 呈现逐年下降的趋势,但下降速度较为缓慢,与碳中和愿景仍存在较大的差距。从发电方式 来看,全国火电碳排放强度远高于电力行业总体碳排放强度。国家能源局数据显示,2022 年 全国火电的碳排放强度约为 832gCO₂/kWh,远高于电力行业总体碳排放强度。由于我国富煤、 贫油、少气的能源禀赋,以煤电为主的火电长期以来一直是我国电力能源的绝对主力。国家 能源局数据显示,2023 年我国火电装机 13.9 亿千瓦(含煤电 11.6 亿千瓦,气电 1.3 亿千 瓦),占比 47.6%;发电量为 6.27 万亿千瓦时(含煤电 5.35 万亿千瓦时),占比达到了 66.3%。 中金公司和国网能源研究院的预测,如果 2060 年保持目前的能源结构和电力供给结构不变, 届时将会产生每年 160 亿吨的二氧化碳排放。

作为火电主体的煤电,是我国电力行业中最主要的碳排放来源,也是电力行业低碳转型的关键。考虑到煤电目前占据的主导地位及其较高的碳排放强度,煤电势必要在中长期进入控量、减量阶段,如何实现煤电低碳转型显得尤为关键。

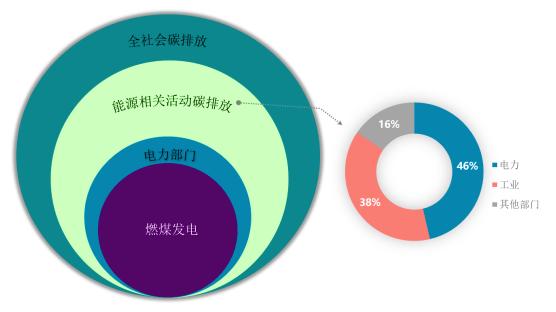


图 1-3 电力行业是我国碳排放重点部门

(三) 统筹安全保供和"双碳"目标的煤电转型方向

煤电是我国电力供应和二氧化碳排放的双主体。一方面,我国是全球最大的能源消费国和生产国,长期以来,煤炭占我国能源生产和消费总量比例都在50%以上,是我国能源安全体系的坚强保障。煤电一直以来都是我国的"主体电源",2023年装机占比39.7%的煤电,提供了全国58.9%的发电量,支撑了超7成的电网高峰负荷,承担了超8成的供热任务。尽管煤炭属于高碳化石能源,但出于我国能源资源禀赋以及先立后破的原则,以国内相对富裕的煤炭为主是保障国家能源安全的现实选择,因此在一定时期内煤电在保障我国能源安全方面还将发挥基础和兜底作用;另一方面,而以煤为主的火电行业二氧化碳排放量占全国总排放的40%左右,是我国当前碳排放的主要来源,也是实现"双碳"目标的主力军。

煤电低碳转型需要统筹我国能源安全保供和低碳减排双重要求。一方面,由主体性电源转向基础保障性和系统调节性电源;另一方面逐步由高碳电源转变为低碳电源,有序退出,以顺应经济社会清洁低碳发展需求。国家能源局发布的《新型电力系统发展蓝皮书》提出,新型电力系统建设分为"三步走"发展路径,即加速转型期(当前至 2030 年)、总体形成期(2031 年至 2045 年)和巩固完善期(2046 年至 2060 年)。在加速转型期,要逐步推动新能源成为发电量增量主体,而煤电需作为电力安全保障的"压舱石",向基础保障性和系统调节性电源并重转型。2030 年前煤电装机和发电量仍将适度增长¹,并重点围绕送端大型新能源基地、主要负荷中心、电网重要节点等区域统筹优化布局。在总体形成期,以新能源为主的非化石能源发电逐步替代化石能源发电,新能源成为系统装机主体电源,煤电需依托燃煤耦合生物质发电、CCS 和提质降碳燃烧等清洁低碳技术的创新突破,不断加快清洁低碳转型步伐。在巩固完善期,新能源逐渐成为发电量结构主体电源和基础保障性电源,煤电转型为系统调节性电源,提供应急保障和备用容量,支撑电网安全稳定运行。

煤电高质量转型是建设新型能源体系、推动我国能源高质量发展的关键。煤电转型既关系到近中期的能源电力安全是否能得到保障,也决定了中长期能源绿色低碳转型、碳达峰碳中和目标能否顺利实现。因此,本研究将探讨统筹电力安全供应与"双碳"目标下的煤电转型路径,推动煤电高质量低碳转型,助力中国式能源现代化建设。

4

¹ 国家能源局.《新型电力系统发展蓝皮书》, 2023

二、电力供需与转型展望

(一) 电力供需展望

1. 电力需求预测

电力需求主要受宏观经济增长带来的能源需求整体增加、终端用能电气化水平提升、能效水平提高,以及气候变化等因素影响:

- 1) **宏观经济增长。**随着我国经济发展将进入质提量增的发展阶段,这一转变伴随着 传统行业的绿色转型和高技术制造业的崛起,居民收入的回升和消费结构的升 级,将进一步促进电力需求的增长;
- 2) **电气化水平提升。**在"双碳"目标的推动下,终端用能将持续进行绿色低碳转型。 工业领域通过电气化技术替代传统能源,交通和建筑领域也在通过电动汽车、电 动船只和电气化采暖等技术,促进电力需求的增长:
- 3) **能效水平提高。**节能技术的广泛应用和节能意识的增强,使得中国的能效逐步提高。城市建筑和工业采取的节能措施将进一步扩大节能节电的规模,从而在一定程度上减缓电力消费的增长;
- 4) **气候变化。**气候是影响用电增速的重要因素。空调和电采暖设备的普及使得电力需求对于天气的变化更加敏感,而极端天气的频发导致用电需求波动不断增加。

受到宏观经济增长、电气化水平提高、能效水平提高、产业结构变化等因素影响,近中期,我国电力需求增长空间大、增速快,预计 2030 年全社会用电量约为 11.9 万亿千瓦时;中远期增速放缓,预计 2040-2050 年后电力需求开始进入饱和增长期,2060 年约 15.7 万亿千瓦时,增长趋于饱和,2025 年、2030 年、2040 年、2050 年、2060 年全国电力需求将分别达到 10.0 万亿千瓦时、11.9 万亿千瓦时、13.8 万亿千瓦时、15.1 万亿千瓦时、15.8 万亿千瓦时。未来,我国全社会最高用电负荷将与全社会用电量保持总体一致的发展趋势,而随着我国第三产业和居民用电量占比的逐渐提高,全社会用电负荷波动性增强,最高用电负荷也将升高。2025 年、2030 年、2040 年、2050 年、2060 年全国电力负荷将分别达到约 16.3 亿千瓦、18.1 亿千瓦、21.7 亿千瓦、25.2 亿千瓦、28.5 亿千瓦时。整体来看,全社会用电量仍有较大增长空间,最高用电负荷不断升高。

2. 电力资源发展潜力

我国电力绿色低碳转型趋势持续推进。截至 2023 年底,全国全口径发电装机容量 29.2 亿千瓦,其中,非化石能源发电装机容量 15.7 亿千瓦,占总装机容量比重在 2023 年首次突破 50%,达到 53.9%。以电动载人汽车、锂电池和太阳能电池为代表的外贸"新三样"成为我国外贸出口的新增长点。2023 年,"新三样"产品累计出口 1.06 万亿元,首次突破万亿

元大关。同时,全球化浪潮、国际贸易中的绿色壁垒的更新和调整,使得国际贸易对于供应链减排愈加重视,市场对于绿电需求将持续增长。结合技术经济评估、行业分析和政府规划报告,分析电力清洁低碳转型过程中各类电源发展潜力如下:

1) 气电

天然气作为一种低碳的化石能源,具有稳定性和灵活性,是我国实现能源转型的关键过渡能源,为"双碳"目标的实现提供重要基础保障。近年来中国气电装机规模大幅提升,主要分布在华东和南方地区,2023年气电装机容量达到约1.22亿千瓦,较2015年增加约5100万千瓦。天然气发电近年来受到气源供应不足、成本高等因素制约,不过未来在气源逐渐充足、新能源互补、碳市场带动以及电价改革等方面作用下,预计到2060年天然气发电装机规模发展上限为4亿千瓦。

2) 生物质发电

生物质发电是一种利用生物质作为燃料的清洁发电技术,包括农林废弃物直接燃烧发电、农林废弃物气化发电、垃圾焚烧发电、垃圾填埋气发电、沼气发电等。2023年我国生物质发电装机规模约为4400万千瓦,约占全国总装机容量的1.6%,发展规模较小。我国作为农业大国具有丰富的生物质资源,由中国产业发展促进会生物质能分会等机构编制的《3060零碳生物质能发展潜力蓝皮书》显示,当前我国生物质资源作为能源利用的开发潜力约为4.6亿吨标准煤,利用潜力较大,预计2060年生物质发电装机规模发展上限为2.5亿千瓦。

3) 水电

水电作为重要的清洁可再生能源,近年来发展成效显著。2023 年我国水电装机容量为4.2亿千瓦(常规水电3.7亿千瓦,抽水蓄能5094万千瓦),同比增长1.8%。我国水电主要分布在水力资源丰富的西南地区和南方地区,目前水电开发容量已超过70%,而剩余水电资源开发难度较高,水电建设步伐将有所放缓,通过深挖水能资源开发潜力,预计2060年常规水电装机容量发展上限为5.4亿千瓦。

4) 核电

核电是一种清洁、高效的能源,但受成本和安全问题制约,核电发展较慢。截至2023年底,2023年我国在运核电机组55台,在运装机规模5691万千瓦,占我国电力总装机的2%。我国目前核电厂址主要分布在东南沿海地区,有序稳妥推进核电建设仍然是我国的基本战略。未来随着堆型技术的进步,核电安全性不断增强,核电建设将逐步加快,内陆核电启动部署,积极预期下2060年核电装机规模上限将达到4亿千瓦。

5) 风电

风能是一种清洁的可再生能源,在我国主要分布在华北、西北、华东和华中等电力需求较大或风力资源丰富的地区,截至 2023 年底,我国风电总装机容量已达到约 4.4 亿千瓦,占全国电力总装机容量的 15%。中国拥有丰富的海上风能资源,尤其是在东海和南海地区 2023 年国家能源局表示,将出台《深远海海上风电开发建设管理办法》并制定全国深远海海上风电规划,深远海将成为海上风电开发的重要组成部分,随着海上风电技术的突破和成本下降、电力行业低碳发展需求提升,风电发展前景广阔,市场规模将进一步扩大,预计到 2060 年风电装机上限将达到 30 亿千瓦。

6) 太阳能发电

太阳能发电技术不断发展,成本不断降低,效率不断提高,同时政策和市场环境也在不断改善,这些都为太阳能的发展提供了良好的条件。我国太阳能发电主要分布在华北、西北、华东和华中地区。截至 2023 年底,太阳能发电装机容量约 6.1 亿千瓦,同比增长 55.2%。太阳能发电包括光伏发电和光热发电。2023 年光伏发电新增装机 2 亿千瓦,2024 年《政府工作报告》指出积极稳妥推进碳达峰碳中和,加强大型风电光伏基地和外送通道建设,推动分布式能源开发利用。"分布式能源"首次被写入《政府工作报告》,预计未来光伏发电将呈现持续增长态势。截至 2023 年底,兆瓦级规模以上太阳能热发电机组累计装机容量为 58.8 万千瓦。国家能源局发布关于印发《2024 年能源工作指导意见》的通知指出要:做好全国光热发电规划布局,持续推动光热发电规模化发展。未来光热也将继续保持快速增长的态势。预计到 2060 年太阳能装机上限将达到35 亿千瓦。

3. 其他资源发展趋势

由于风电、光伏等可再生能源具有波动性和间歇性,高比例可再生能源电力系统在负荷高峰和风光出力锐减时,高比例的可再生能源电力系统可能面临电力供应和灵活性资源的短缺。储能、需求侧管理作为高比例可再生能源电力系统下电力安全保障措施,为电力系统提升调节能力和灵活性。而碳捕集及封存则是在"碳中和"目标下,未来电力系统保留一定规模煤电的可行选项。

1) 储能

储能技术在现代能源系统中扮演着至关重要的角色,其发展涵盖了电化学储能、机械储能、电磁储能、化学储能和冷/热储能等多个领域。电化学储能,主要由锂离子电池和流电池构成,具有高能量密度和快速充放电能力,但面临成本和资源依赖性的挑战。机械储能,如抽水蓄能和压缩空气储能,适合于大规模储能,尽管存在地理位置限制和高初始投资的问题。电磁储能,例如超级电容器,适用于短时高效能量释放,重点

在于提高能量密度和降低成本。化学储能,如氢储存和燃料电池,通过化学反应储存和释放能量,展现了在清洁能源系统中提供灵活性的潜力。最后,冷/热储能技术,包括熔盐储能和吸收式冷却,主要应用于建筑供暖和制冷以及太阳能发电,其发展聚焦于提高存储效率和降低成本。这些储能技术的综合应用和创新将是实现可持续和灵活能源系统的关键。

根据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会统计,截至 2023 年末,我国储能项目累计投运装机总规模达 9266.7 万千瓦。其中抽水蓄能电站累计装机规模为 5956.5 万千瓦,占比 64.28%;电化学储能项目累计投运规模为 3135 万千瓦,占比 33.83%;蓄冷/蓄热储能项目累计投运规模为 93.1 万千瓦,占比 1%;其他技术储能项目(主要指飞轮储能、压缩空气和超级电容)累计投运装机功率共 82.3 万千瓦,占比 0.89%。新型储能仅 2023 年新增装机规模就超过 2260 万千瓦,较去年底增长超过 260%,几乎是"十三五"末期装机规模的 10 倍。

而根据中电联发布的《2023 年度电化学储能电站行业统计数据》,工商业配储年均运行时间可达 5203 小时,平均利用率指数 65%;火电配储年均运行时间达 4242 小时;电网侧独立储能年均运行时间达 953 小时,平均利用率指数 38%。新能源配储排在最后,年均运行时间仅 797 小时,平均利用率指数 17%。同时,分散的配置方式无法体现规模效益,普遍存在运营成本高、效率低等问题,难以充分发挥储能作用,项目缺乏经济性。此外,在高成本压力下,部分项目选择了性能较差、投资成本较低的储能产品,增加了安全隐患。根据中电联 2023 年,全国电化学储能电站非计划停机达到 1030 次。最后,由于新能源储能装机容量较小,分散布置的储能参与现货市场交易成本太高,难以参与现货市场盈利,盈利模式难以拓展。总体来看,新能源站分散配储存在存在项目利用率低、项目缺乏经济性、存在安全隐患以及难以参与现货市场盈利等弊端。除了抽水蓄能比较成熟之外,其它的储能方式均处于新兴阶段,技术研发与市场机制未来仍有较大的进步空间。

2) 氢能

氢能不同于煤炭、石油、天然气等可以直接开采得到的一次能源,是一种需要通过一定的方法利用其他能源制取而成的二次能源。但氢能具有来源广泛、零污染、零碳排放、可再生、热值高等优点,是一种优质的清洁能源,既可以作为工业原料,也可以作为能源燃料,被认为是一种可以充当多功能能源载体的化石燃料替代品。由于安全、成本、技术等因素的制约,现阶段氢能主要用于航天等尖端领域,在民用领域长期发展缓慢,尚未大规模进入商业化应用阶段。根据制氢方式的不同,可以得到不同成本的不同类氢,如传统化石能源制氢与工业副产氢提纯所得均为灰氢、在灰氢制备路径上结合CCS 技术即可得蓝氢,以可再生能源制氢可得绿氢。

氢储能具有跨季节、跨区域和大规模存储的优势,具备一定的快速响应能力,在新型电力系统的源、网、荷各个环节均有很强的应用价值与抽水蓄能、电化学储能等储能方式相比,氢储能还处于起步阶段,技术不成熟。电-氢-电的氢储能过程存在两次能量转换,整体效率较低。基于固体氧化物燃料电池技术的可逆式燃料电池可以将燃料电池和电解池集成于一体,从而降低投资成本。但国内可逆式燃料电池技术与国际先进水平有一定差距,主要体现在技术成熟度、示范规模、使用寿命和经济性方面,未来可以作为发展方向之一。

3) 需求侧管理

需求侧管理是通过采取有效的激励措施引导电力用户改变用电方式、提高终端用电效率、优化资源配置、改善和保护环境、实现最小成本电力服务所进行的用电管理活动,是促进电力工业与国民经济协调发展的一项系统工程。需求侧管理主要内容包括负荷管理和能效管理。负荷管理是根据电力系统的负荷特性,以某种方式将用户的电力需求从电网负荷高峰期削减,或将其转移到电网负荷低谷期,减少日或季节性的电网峰荷,促使电力需求在不同时间段合理分布,增加低谷期设备利用率,提高系统运行的可靠性和经济性。负荷整形主要有削峰、填谷和移峰填谷三种。能效管理是指采取有效的激励措施,改变用户的消费行为,多使用先进的节能技术和高效设备,提高终端用电效率,其根本目的是节约用电、减少电量消耗。措施主要包括直接节电和间接节电,直接节电是采用科学的管理方法和先进的技术手段来节电,间接节电是依靠调整经济结构、提高产品生产效率、生产力合理布局、减少高能耗产品出口等来实现。

截至 2023 年底全国新能源汽车保有量为 2041 万辆。根据能源与交通创新中心在京发布《我国传统燃油车退出时间表研究》,其中提出公共车辆、出租车和公务车、私家车、普通客车、物流车等和中、重型货车分别在 2025 年、2030 年、2040 年、2045 年和 2050 年依次实现新能源汽车对传统燃油汽车的替代,最终在 2050 年实现全部替代。随着纯电动汽车成本下降和政府推动,新能源汽车将逐步由将从混合动力转向纯电动转变。到 2030 年,形成规模化的实时需求响应能力。欧阳明高院士预测,2030 年中国新能源汽车保有量会达到 1 亿辆左右,市占率突破 70%。国家发改委发布的《电力负荷管理办法(2023 年版)》和《电力需求侧管理办法(2023 年版)》中提到,到 2025 年,各省需求响应能力达到最大用电负荷的 3%~5%,其中年度最大用电负荷峰谷差率超过40%的省份达到 5%或以上。随着电力需求体量的不断扩张和能源互联网的逐步建成,需求响应规模也将增加,预计 2030 年、2045 年、2060 年需求相应规模将达到 6%、11%、15%。

4) 碳捕集与封存

碳捕获与封存(CCS)技术是指将CO2从工业或相关排放源中分离出来,输送到封

存地点,并长期与大气隔绝的过程。生物质能与二氧化碳捕集利用封存耦合技术(BECCS) 技术是 CCS 技术新的发展趋势,是在完成燃料灵活性改造后的煤电机组基础上加装 CCS 改造技术。

目前单纯的煤电 CCS 改造在经济性方面难以与非化石能源竞争。高昂的投资运营成本是 CCS 技术应用的最大阻力。目前,单个 CCS 项目的建设投资额达数千万甚至上亿元,如全球最大的 CCS 项目 Petra Nova Carbon Capture,光建设耗资就超过 10 亿美元。由于经济性因素,该项目于 2021 年 1 月 29 日停运,这警示今后 CCS 项目必须考虑经济上的可持续性。CCS 环节也会产生高额成本,当前我国的 CCS 项目净减排成本为 120~730 元/吨 C02。例如,华能上海石洞口第二电厂碳捕集项目的投资成本约为 1亿元,安装燃烧后碳捕集装置后,电价由 0.26 元/kWh 增至 0.5 元/kWh。总体而言,我国 CCS 项目面临的高能耗、高成本的问题更严重,实际运行项目的企业收益率只能维持在 2%甚至以下,打消了企业开展 CCS 示范项目的积极性。

CCS 技术的碳捕集效率因不同的技术实现、设备类型以及操作条件而异。一般情况下,CCS 技术可以捕获大约 85%至 95%的二氧化碳排放。碳捕集设备运转会额外消耗电能、拉低整体的发电效率。最为关键的是,捕获的煤电碳排放的应如何处置,将其封存于地下、海底等空间是最直接的做法,但面临着潜在生态风险和储存空间有限等问题;或依靠 BECCS 技术来实现大规模碳减排,降低碳储存需求,但需要建立完整的碳循环经济体系,其发展成本与前景尚不明朗;或加快开发新型固碳技术,摆脱碳储存空间的约束,但新技术的开发往往是长周期的,且有学者指出碳捕获技术的发展对风能、核能等清洁能源技术具有较强的挤出效果,对未来碳链技术的过度依赖,可能会降低近期的减排热情、延误转型的最佳时机。尤其是在煤电行业,CCS 改造不仅提高了设备的运行成本,还因设备效率的降低导致煤电成本升高。这些因素共同作用,使得 CCS 技术在经济性上难以与非化石能源竞争。因此,要使 CCS 技术成为更可行的减排选项,迫切需要通过技术创新提高碳捕集效率、优化储运过程,并探索 CCS 等综合利用路径,以降低成本并提升整体经济性。

(二) 电力系统转型路径展望

在电力需求的持续增长和低碳排放的双重要求下,电力行业迫切需要加快低碳和零碳技术的部署,同时确保电力系统在转型过程中的安全和稳定运行。近中期,要重点通过可控的电源来保障电力系统稳定性。长远来看,电力系统需要通过更多元化的调节手段来满足系统调节需求,进而逐步退出化石能源装机,实现能源生产的低碳化和可持续化。

"煤电+CCS"和"新能源+储能"被认为是两条未来实现碳中和的关键路径。"煤电+CCS" 路径这一过程中,碳捕获与封存(CCS)技术的应用将是关键,它能够显著减少煤电的碳排放,从而在保障能源供应的同时降低环境影响。煤电结合 CCS 技术是应对电力行业高碳排放

的重要策略。CCS 技术通过捕获燃烧过程中产生的二氧化碳,并将其运输至安全地点进行长 期储存,从而减少温室气体排放到大气中。生物质能源的使用结合碳捕获技术(BECCS)有 潜力实现负碳排放。然而,这些技术的发展和应用面临着经济性的重大挑战,包括高额的初 始投资和运营成本,技术成熟度、规模化部署的困难、以及政策和市场机制的不确定性也是 影响其经济性的因素。目前,CCS 大规模应用仍面临一些问题。一方面,我国 CCS 各类技术 路线整体仍处于研发和实验阶段,技术尚未完全成熟,缺少全流程一体、更大规模、可复制 的集成示范项目:另一方面,当前技术条件下 CCS 项目的捕集和建设运维成本仍比较高。受 制于此,"煤电+CCS"的经济性尚未显现。"新能源+储能"是电力行业低碳转型的另一关键 路径。这主要涉及大规模开发可再生能源,尤其是风能和太阳能,以满足增量电力需求并避 免新增碳排放。然而,可再生能源的间歇性和波动性对电力系统的安全与稳定性带来了显著 挑战。储能作为电网一种优质的灵活性调节资源,同时具有电源和负荷的双重属性,可以解 决新能源出力快速波动问题,提供必要的系统惯量支撑,提高系统的可控性和灵活性,有利 于保障电力安全稳定运行、推动新能源高质量发展。尽管近年来储能技术成本已经显著下降, 无论是储能技术本身还是新能源配储模式都尚处于发展过程中,"新能源+储能"也仍未具备 大规模应用的经济性。此外,储能系统的定期维护、电池更换以及系统升级等,也对总体经 济性产生影响。

"双碳"目标下煤电正在从主力电源向支撑性和调节性电源转变,而不管是"煤电+CCS"还是"新能源+储能"的电力系统转型路径,近中期煤电仍将发挥主力电源和托底保供的支撑作用,区别在于远期时是保留大量煤电 CCS/BECCS 装机还是大力发展新能源配储来应对电力需求增长和区域性、季节性、时段性的尖峰用电需求,未来转型路径部署的重点将取决于"煤电+CCS"和"新能源+储能"的经济性,也会将决定电力系统转型的经济代价。

三、电力系统低碳转型路径设计

(一) 情景设置及结果

综合资源战略规划 (IRSP) 是根据国家能源电力发展战略,在全国范围内将电力供应侧与引入能效电厂的各种形式的电力需求侧的资源综合优化,通过经济、法律、行政手段,合理配置和利用电力供应侧与需求侧的资源,在满足未来经济发展对电力需求的前提下,使得整个规划的社会总成本最小。IRSP 的目标是综合考虑供应侧和需求侧的资源,以全社会最小成本或二氧化碳排放最小为目标函数,通过 IRSP 模型进行优化,即可得出满足约束条件的最优规划方案结果,包括未来各水平年各类机组的装机规模和发电量、规划期间的投资费用和运行费用等,还可以计算得出其他相关的指标。

目前我国各阶段(包括在运、在建和核准)煤电机组数量庞大,从长期角度来看煤电发展具有不确定性。我国煤电机组发展策略决定了电力行业的转型进程,煤电的高质量转型发展将成为我国能源高质量发展的一条主线。本研究按照 2030 年前煤电发展规模与电源结构差异,划分成化石能源保供情景、低碳资源保供情景、统筹协调保供情景三个情景讨论煤电转型路径:

- 1) **化石能源保供情景**参考全国及区域煤电现状及规划总量,**重点考虑通过化石能 源满足电力保供需求**,现阶段在建、核准的煤电机组全部建设投运;
- 2) 低碳资源保供情景参考全国及区域煤电现状及规划总量,**重点考虑"双碳"目标发展要求**,主要通过低碳资源实现电力安全保供,现阶段在建、核准的煤电机组大部分不再建设投运;
- 3) **统筹协调保供情景**在化石能源保供和低碳资源保供情景下,统筹安全保供和"双碳"目标,综合发展化石能源和低碳资源,确保电力安全稳定供应,探究较优的煤电转型路径。

各情景对比见表 3-1。直观来看:

- 1) 化石能源保供情景是 2030 年之前煤电继续大规模发展,煤电峰值容量达到 16.5 亿千瓦左右的水平,而 2030 年风光发电装机规模则在 16 亿千瓦左右,属于煤电主导的多元电力发展模式,2030 年发电碳排放量约为 58 亿吨。
- 2) 低碳资源保供情景是煤电发展受到限制,峰值规模在12.5亿千瓦左右,而2030年风光发电装机规模在21.2亿千瓦左右,大力发展储能等灵活性调节资源,属于新能源驱动的电力发展模式,2030年发电碳排放量约为42亿吨。
- 3) **统筹协调保供情景**是煤电适度发展,峰值规模保持在 14 亿千瓦左右,2030 年 风光发电装机规模在 19.7 亿千瓦左右,适当发展短时储能和长时储能以应对区

域性、季节性、时段性的尖峰用电需求,提供了一条电力需求高速增长下煤电适度发展、新能源超预期发展的转型路径,2030年发电碳排放量约为49亿吨。

	2030		2060			
(万千瓦)	化石能源	低碳资源	统筹协调	化石能源	低碳资源	统筹协调
(万十四)	保供	保供	保供	保供	保供	保供
煤电	164000	120000	139000	35000	0	20000
煤电 CCS	1000	0	1000	20000	0	10000
煤电 BECCS	0	0	0	25000	0	20000
气电	21000	17000	18000	35000	0	26000
生物质	7000	9000	8000	25000	25000	25000
常规水电	40000	43000	42000	54000	54000	54000
抽水蓄能	12000	18000	15500	42000	42000	42000
核电	9600	13100	11800	30000	40000	35000
风电	70000	89000	84500	211200	255200	230160
太阳能	90000	123000	112000	259600	343200	290000
需求响应	10860	10860	10860	42750	42750	42750
新型储能	10000	34000	15000	65000	250000	100000
非化石能源发 电装机占比	55.1%	68.3%	63.4%	84.4%	100.0%	89.9%

表 3-1 三种情景下电力系统转型路径对比

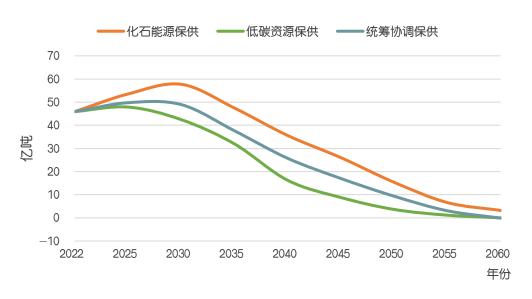


图 3-1 三种情景下 2022-2060 年电力部门发电碳排放量

对比三种情景的电源装机结构,2030年,低碳资源保供情景中煤电装机容量为12亿千瓦,相比化石能源保供情景的16.5亿千瓦和统筹协调保供情景的14亿千瓦,低碳资源保供情景为最少。此外,煤电CCS在化石能源保供和统筹协调保供情景下开始部署,而在低碳资

源保供情景下不发展煤电 CCS。气电装机在化石能源保供情景中最高,为 2. 1 亿千瓦。2030年化石能源保供、统筹协调保供和低碳资源保供情景的非化石能源发电装机占比分别为 55. 1%、63. 4%和 68. 3%。2060年,低碳资源保供情景下煤电机组全部退出,相比之下,化石能源保供情景、统筹协调情景分别保有 3. 5 亿千瓦、2 亿千瓦的常规煤电,大部分作为战略备用。2060年化石能源保供情景的煤电 BECCS 和煤电 CCS 装机容量分别增长至 2. 5 亿千瓦、2 亿千瓦,较统筹协调情景高 5000 万千瓦和 1 亿千瓦。低碳资源保供情景下不发展煤电 CCS 和煤电 BECCS。与此同时,2060年气电在低碳资源保供情景下将不再使用,而在化石能源保供和统筹协调保供情景下保持一定规模。2060年储能(抽水蓄能、新型储能)在低碳资源保供情景中快速发展至 29. 2 亿千瓦时,在统筹协调保供和化石能源保供情景分别发展至 14. 2 亿千瓦和 10. 7 亿千瓦。2060年化石能源保供、统筹协调保供和低碳资源保供情景非化石能源发电装机占比分别为 84. 4%、89. 9%和 100%。

对比三种情景的碳排放量,2030年化石能源保供情景、低碳资源保供情景、统筹协调保供情景的电力部门发电碳排放量分别为58亿吨、42亿吨、49亿吨,化石能源保供情景的碳排放峰值最高;2060年低碳资源保供情景与统筹协调保供情景均实现净零排放,而化石能源保供情景仍存有3亿吨碳排放,未能实现净零排放。

(二) 各情景下电力系统低碳转型路径分析

1. 化石能源保供情景

化石能源保供情景致力于最大限度地利用煤电资源,确保其在维持电力安全供应中发挥关键作用,同时通过其他电源的支持保障电力供应。为满足电力保供需求,在近中期充分开发煤电资源的利用潜力,同时有序推进非化石能源的开发和利用。近期煤电保持其装机规模的增长,保障电力的安全供应,凸显煤电作为电力系统"压舱石"的托底作用。长期来看,在有序推进非化石能源替代存量煤电的同时,通过大规模部署碳捕获与封存技术保留较高的煤电规模,在降低煤电碳排放的同时,充分利用煤电的灵活性调节功能,并在电力负荷尖峰时段提供关键的电力支持。

(1) 煤电发展路径

化石能源保供情景的核心特征是碳捕获技术使得煤电在"双碳"目标约束下仍能大规模发展并在 2060 年仍保持较高的规模。从化石能源保供情景的电力规划路径来看,全国煤电规模在 2030 年前持续增长,至 2030 年达到峰值 16.5 亿千瓦。届时风电和太阳能发电装机合计 16 亿千瓦。2030 年后,不再新增煤电机组,煤电规模逐年下降。与此同时,煤电 BECCS和煤电 CCS 作为减排发电技术需要提前部署。从 2026 年开始部署煤电 CCS,2031 年开始部署煤电 BECCS。至 2060 年煤电 BECCS 和煤电 CCS 发电装机规模分别达到 2.5 亿千瓦和 2 亿千瓦。而常规煤电保留 3.5 亿千瓦,其中大部分为战略备用,在电力平衡紧张、电网严重故

障等应急状态下启动。

从煤电功能转变的角度来看,在化石能源保供情景下,2030年前规模持续扩张的常规煤电机组的利用小时数仍在4000小时左右,发挥基荷机组和灵活调节机组的双重作用;此后随着新能源装机的快速增加,煤电机组需更多的承担灵活调节功能,平均利用小时数逐渐下滑,至2050年下降至2500小时;煤电CCS机组、BECCS机组为实现大规模减碳、负碳,需要保持较高的利用小时数(4500小时左右),作为基荷机组提供电力电量和负碳服务;到2060年,大部分常规煤电作为战略备用机组应对区域性、季节性、时段性的尖峰用电需求,以及在极端天气下作为应急主力机组。

(2) 其他资源发展规模

化石能源保供情景的路径下新能源也在不断发展,2025年至2030年全国风光发电装机年均增量0.9亿千瓦,2030年风光发电装机比重38.6%。至2040年、2050年、2060年风光发电装机总规模达到29亿千瓦、38.6亿千瓦和47.1亿千瓦,占发电装机总量的比重分别为52.8%、59.6%和63.9%。

水电和核电作为重要的低碳基础电源,在碳中和目标和电力安全的双重要求下,需按照安全经济开发的原则稳步推进适宜资源选址的项目建设。预计到 2030 年,常规水电装机达到 4亿千瓦左右;到 2060 年,常规水电规模达到 5.4亿千瓦。核电开发需考虑潜在的公共安全风险,我国核电利用沿海适宜厂址以及部分陆上厂址规划核电项目,2030 年、2060 年其规模预计达到 0.96亿千瓦、3亿千瓦左右。

为适应以新能源为主体的新型电力系统建设,各类灵活性电力资源需同步协调发展。 2030 年,全国气电和抽水蓄能装机预计分别达到 2.1 亿千瓦和 1.2 亿千瓦,而新型储能投产规模预计达到 1 亿千瓦;到 2060 年,气电规模达到 3.5 亿千瓦,新型储能规模增至约 6.5 亿千瓦,抽水蓄能规模达到 4.2 亿千瓦。如图 3-2 所示。

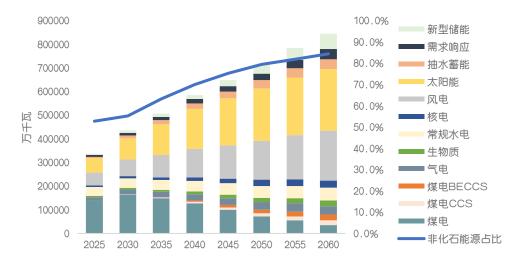


图 3-2 化石能源保供情景下的电源结构

(3) 电力供应结构

从发电量层面来看(见图 3-3), 2030 年煤电发电量将达到峰值 6.4 万亿千瓦时, 占比52.2%; 2060 年, 煤电发电量将降至 2.4 万亿千瓦时, 占比14.4%, 煤电 BECCS 作为负碳能源,与煤电 CCS 一起贡献电力部门负碳排放。与此同时,风电和太阳能发电量呈现增长趋势。风光发电量比重将 2056-2060 年间超过 50%, 成为电量主体,并于 2060 年达到 51.4%的水平。在化石能源保供情景下, 2030 年和 2060 年非化石能源发电量占比逐年攀升,预计分别达到 41.9%和 83.5%。

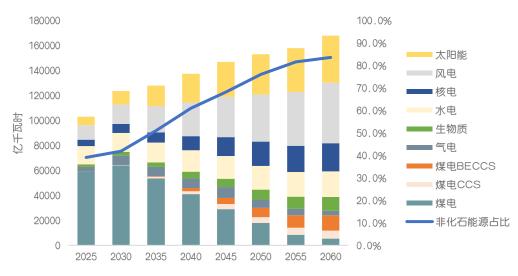


图 3-3 化石能源保供情景下的电量结构

2. 低碳资源保供情景

低碳资源保供情景聚焦于加速非化石能源的利用,充分开发可再生能源,并推进新型储能和非煤大型可控型电源的部署,提升电力系统的灵活性和稳定性。在近中期,加速发展非化石能源,特别是在西北和华东区域推进风光项目,同时在南方和西南区域重点发展水电项目。充分利用气电、抽水蓄能和新型储能的发展潜力,并通过构建跨区域大电网,促进不同可再生能源间的有效互补,增强电力系统的灵活性和稳定性,并稳步发展沿海核电以维持基本负荷需求。在中远期,探索核电并重视生物质资源的开发利用,利用电网和需求响应的灵活性调节能力,充分发挥储能技术的调节能力。

(1) 煤电发展路径

低碳资源保供情景的核心特征是"双碳"目标下,依靠储能等资源的大规模应用,大力发展新能源为主的零碳资源。低碳资源保供情景中,全国煤电规模在2025年前继续增长,至2025年,达到规模峰值12.5亿千瓦,较化石能源保供情景提前5年、并减少4亿千瓦。2025年后,不再新增煤电机组,煤电规模逐年下降,至2060年全部退出,低碳资源保供情景下不再发展煤电CCS和煤电BECCS。

从煤电功能转变角度来看,在低碳资源保供情景下,2025年前规模扩张受到限制的煤电机组发挥基荷机组和灵活调节机组的双重作用;此后随着新能源装机的快速增加,煤电机组需承担更多灵活调节功能,平均利用小时逐渐下滑,到2050年煤电机组规模降至2.1亿千瓦,年均利用小时数1500小时,主要发挥灵活调节功能,直至煤电机组全部退出。

(2) 其他资源发展规模

从各资源发展规模来看,2025年后煤电规模增长受到限制,为新能源发展释放更多空间,风电和太阳能发电进入"快车道",2025年至2030年全国风光发电装机年均增量为1.7亿千瓦,风光发电装机规模达到21.2亿千瓦,2040年、2050年、2060年风光发电装机总规模达到38.4亿千瓦、48亿千瓦和59.8亿千瓦,占发电资源总量的比重分别为63.3%、71.3%和78.8%。

为适应大规模新能源的发展,各类灵活性电力资源需同步协调发展。与化石能源保供情景相比,低碳资源保供情景的 2030 年电力结构中,常规煤电规模减少近 4.5 亿千瓦,风光发电装机提高近 5.2 亿千瓦,这使得低碳资源保供情景需要配置更多的新型储能等灵活性资源。到 2030 年,全国气电和抽水蓄能预计分别达到 1.7 亿千瓦和 1.8 亿千瓦,而新型储能投产规模预计可达 3 亿千瓦;到 2040 年,气电规模达到峰值 2.2 亿千瓦,在此期间,常规煤电、气电、抽蓄和新型储能承担起电力系统灵活调节任务;新型储能快速部署,成为主要的灵活调节资源,到 2050 年规模到达 18 亿千瓦;随着常规煤电的全部退出、气电规模受到碳排放限制而陆续退出、抽水蓄能规模达到资源上限,为保障高比例新能源电力系统的供需平衡,2060 年,新型储能规模达到 25 亿千瓦,如图 3-4 所示。

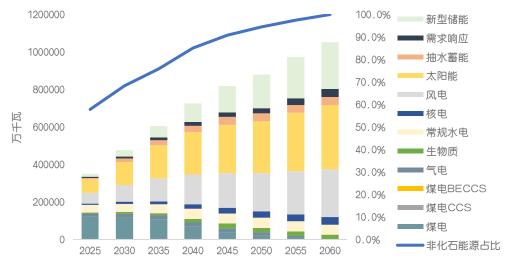


图 3-4 低碳资源保供情景下的电源结构

(3) 电力供应结构

从发电量层面来看(见图 3-5),2030 年煤电发电量将达到 4.7万亿千瓦时,占比 39.9%。 与此同时,风电和太阳能发电量呈现显著的增长趋势。风光发电量比重将于 2041-2045 年间 超过 50%,成为电量主体,并于 2060 年达到 63.8%。在低碳资源保供情景下,2030 年和 2060 年的非化石能源发电量占比逐年攀升,预计分别达到 55%和 100%。

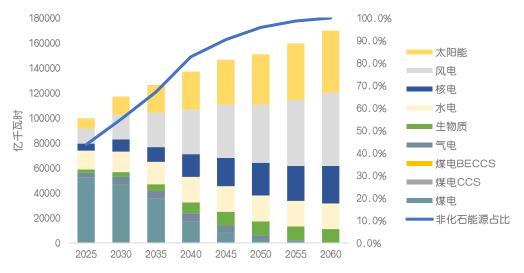


图 3-5 低碳资源保供情景下的电量结构

3. 统筹协调保供情景

统筹协调保供情景致力于综合考虑安全保供和"双碳"目标的考量,确保电力的安全和稳定,同时最大程度地提升可再生能源的利用。在近中期,加速在西北地区的风能和太阳能发展以及西南水电项目的部署,同时促进煤电的高质量发展,以适度、审慎原则控制西北、南方、华东和华北区域的煤电建设,并稳步推进核能和天然气发电项目,推动非化石能源的替代。而在中长期,通过碳捕获与封存技术的部署加速减少碳排放,并利用生物质能源与碳捕获技术实现负碳排放,同时加速新型储能技术的发展。同时将保留一定规模的战略备用煤电以应对负荷尖峰时段的电力缺口。

(1) 煤电发展路径

统筹协调保供情景延续现有的煤电发展政策,煤电从主体电源向调节性电源转变,将主要发挥辅助服务、保障灵活性和可靠性等作用。煤电装机规模在近中期中速增长,在 2030 年煤电装机规模达到峰值 14 亿千瓦。"双碳"目标约束下,2030 年后我国不再新增煤电机组,煤电规模逐年下降。与此同时,从 2026 年开始部署煤电 CCS,2031 年开始部署煤电 BECCS。至 2060 年煤电 BECCS 和煤电 CCS 发电装机规模分别达到 2 亿千瓦和 1 亿千瓦。而常规煤电作为保留 2 亿千瓦作为应急备用机组。

(2) 其他资源发展规模

从各资源发展规模来看,气电装机规模在 2030 年达到 1.8 亿千瓦,至 2060 年装机规模增加到 2.6 亿千瓦左右。2030 年前煤电规模适度增长,新能源发展较为迅速,到 2030 年风光发电装机规模达到 19.7 亿千瓦,2040 年、2050 年、2060 年风光发电装机总规模分别达到 34.7 亿千瓦、42.6 亿千瓦和 52 亿千瓦。为适应新能源大规模发展,新型储能在 2030 年

后加速发展,至 2060 年达到 10 亿千瓦。如图 3-6 所示。

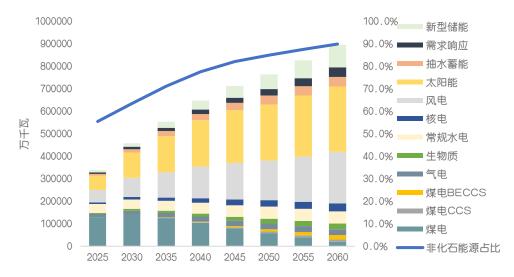


图 3-6 统筹协调保供情景下的电源结构

(3) 电力供应结构

从发电量层面看(如图 3-7),煤电发电量在 2030 年达到 5.5 万亿千瓦时。2030 年、2040 年、2050 年、2060 年风光发电量分别为 3.2 万亿千瓦时、6 亿万千瓦时、7.7 万亿千瓦时、9.5 万亿千瓦时。风光发电量占比于 2045-2050 年间超过 50%,成为电量主体,并于2060 年达到 56.1%的水平。统筹协调保供情景下 2030 年、2060 年非化石能源发电量占比为 49.8%、90.2%。

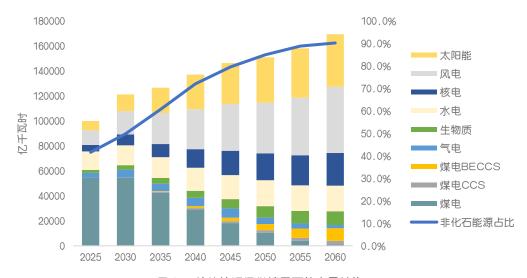


图 3-7 统筹协调保供情景下的电量结构

(4) 区域发展情况

统筹协调保供情景下,到 2030 年,我国发电装机容量达到 41.6 亿千瓦,大型稳定可控电源(火电、水电、核电)、风光发电装机规模分别为 22 亿千瓦、19.6 亿千瓦,分别占全部电力资源的 52.8%、47.2%,储能等调节型资源规模为 3.1 亿千瓦。到 2060 年,我国电源装

机总量达到 71 亿千瓦,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 14.2 亿千瓦。分区域来看,统筹协调保供情景下各地区的电源装机发展如图 3-8 所示。

东北区域:到 2030年,地区装机总容量达到 2.8亿千瓦,大型稳定可控电源占比达到 44.8%,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 2435万千瓦。到 2060年,地区装机容量达到 6亿千瓦,大型稳定可控电源装机占比下降至 25.8%,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 9785万千瓦。

华北区域: 到 2030 年,地区装机总容量达到 9.9 亿千瓦,大型稳定可控电源装机占比达到 43.2%,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 9469 万千瓦。到 2060 年,地区装机容量达到 16 亿千瓦,大型稳定可控电源装机占比下降至 14.1%,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 4.6 亿千瓦。

华东区域: 到 2030 年,地区装机总容量达到 7.9 亿千瓦,大型稳定可控电源装机占比达到 50.3%,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 9697 万千瓦。到 2060 年,地区装机容量达到 15 亿千瓦,大型稳定可控电源装机占比下降至 25.8%,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 3.8 亿千瓦。

华中区域: 到 2030 年,地区装机总容量达到 5.6 亿千瓦,大型稳定可控电源装机占比达到 52.8%,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 1767 万千瓦。到 2060 年,地区装机容量达到 9.8 亿千瓦,大型稳定可控电源装机占比下降至 21.9%,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 7858 万千瓦。

南方区域: 到 2030 年,地区装机总容量达到 7.6 亿千瓦,大型稳定可控电源装机占比达到 71.3%,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 4374 万千瓦。到 2060 年,地区装机容量达到 12.4 亿千瓦,大型稳定可控电源装机占比下降至 51.9%,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 2.7 亿千瓦。

西南区域: 到 2030 年,地区装机总容量达到 1.6 亿千瓦,大型稳定可控电源装机占比达到 81.7%,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 590 万千瓦。到 2060 年,地区装机容量达到 2.4 亿千瓦,大型稳定可控电源装机占比下降至 66.7%,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 2329 万千瓦。

西北区域: 到 2030 年,地区装机总容量达到 6.3 亿千瓦,大型稳定可控电源装机占比达到 45.2%,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 2167 万千瓦。到 2060 年,地区装机容量达到 9.4 亿千瓦,大型稳定可控电源装机占比下降至 12.6%,抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到 1.1 亿千瓦。

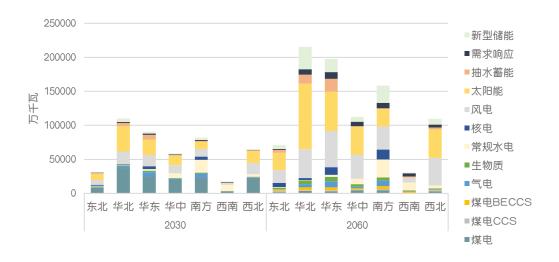


图 3-8 统筹协调保供情景下区域转型路径对比图

四、电力系统转型成本及经济代价

(一) 煤电转型成本

各情景的煤电转型成本如表 4-1 所示。

(亿元) 化石能源保供 低碳资源保供 统筹协调保供 CCS 改造成本 24937 11057 25238 0 17949 BECCS 改造成本 搁浅成本 0 21436 0 延寿成本 0 700 631 7755 245 4230 备用成本 58561 21681 33936

表 4-1 2021-2060 年各情景煤电转型成本比较

化石能源保供情景下煤电装机与发电量达到了较高的峰值水平,为实现电力行业的加速减排,煤电转型成本主要集中在煤电 CCS 部署和 BECCS 部署,2021-2060 年二者的成本之和超过了 5 万亿元。同时部分退役机组转为战略备用,产生接近 7800 亿元的煤电机组备用改造成本。化石能源保供情景下各个阶段煤电机组存量较高,并未产生煤电搁浅成本。化石能源保供情景下煤电转型累计总成本为 58561 亿元。

低碳资源保供情景的煤电转型成本主要集中在煤电搁浅成本。相较于化石能源保供情景和统筹协调保供情景,低碳资源保供情景的煤电转型成本较低,主要为 2031-2050 年产生的煤电搁浅资产成本(共计 21436 亿元)。低碳资源保供情景下煤电转型的累计总成本为 21681 亿元。

统筹协调保供情景下为实现 2060 年电力系统净零排放,需要推动煤电 CCS 和 BECCS 建设,该情景下煤电转型的主要成本也集中在煤电 CCS 和 BECCS 部署。但相较于化石能源保供情景,2021 年到 2060 年统筹协调保供情景的煤电 CCS 和 BECCS 改造成本为

2.9万亿元,约为化石能源保供情景的 60%。与化石能源保供情景相同,部分退役机组转为战略备用,产生一部分煤电机组备用改造成本,为 4230 亿元。2031-2050 年,超过1亿千瓦寿命期达到 30 年的煤电机组需延迟退役,这是因为我国 2006 年后建设了大量高参数、大容量的高效率煤电机组,集中退役会导致供电能力不足,煤电延寿将产生 700 亿的转型成本。得益于煤电进行碳捕获改造和战略备用改造,统筹协调保供情景也并未产生搁浅资产成本。统筹协调保供情景下煤电转型的累计总成本为 33936 亿元,相较化石能源保供情景低 2.46 万亿元。

(二) 电源投资成本

1. 电源成本预测

(1) 煤电

煤电机组投资成本、燃料成本、利用小时数、运维成本等因素影响煤电的度电成本:

- a) 煤电机组的单位造价成本是决定煤电投资成本的直接因素,煤电机组随着技术逐步提高,造价逐渐降低;
- b) 燃料成本是煤电中主要的变动成本,煤电机组发电需要煤炭燃烧提供动力,燃料价格波动对煤电发电度电成本影响显著,随着环保约束及开采成本上升,煤炭价格将稳步上升;
- c) 利用小时数会直接影响煤电的度电成本, 当利用小时数提高时, 有利于度电成本 降低, 反之则会使成本上升。
- d) 运维成本变化也会直接导致火电成本变化,随着煤电机组在新型电力系统中更多的承担起辅助作用,频繁地启停以及为保留一定容量而进行低功率运作会对火电机组造成一定的损失,使得日常运维成本增加。

未来受利用小时数下降、燃料价格上涨、煤电灵活性改造等因素影响,煤电度电成本将逐步上涨。由于化石能源保供、统筹协调保供情景下,煤电利用小时数较高,而低碳资源保供情景利用小时数最低,因此低碳资源保供情景的煤电度电成本最高,统筹协调保供情景的煤电度电成本最低。

化石能源保供情景下,预计 2030 年、2060 年煤电度电成本将达到 0.314 元/千瓦时、0.442 元/千瓦时;低碳资源保供情景下,预计 2030 年、2055 年煤电度电成本将达到 0.314元/千瓦时、0.521元/千瓦时;统筹协调保供情景下,预计 2030 年、2060 年煤电度电成本将达到 0.314元/千瓦时、0.446元/千瓦时。

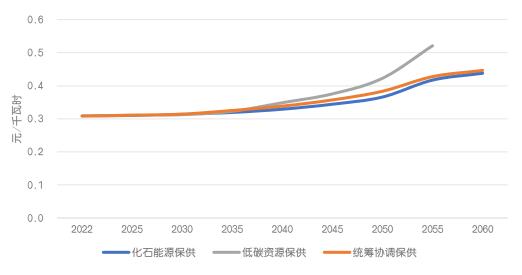


图 4-1 三种情景下的煤电度电成本

(2) 气电

气电机组发电需要天然气燃烧提供动力,燃料价格波动对气电发电度电成本影响显著。 未来受利用小时数下降、燃料价格上涨等因素影响,气电度电成本将逐步上涨。各情景的度 电成本变化趋势较为相近,预计在 2030 年、2060 年气电度电成本分别为 0.557 元/千瓦时 和 0.945 元/千瓦时。

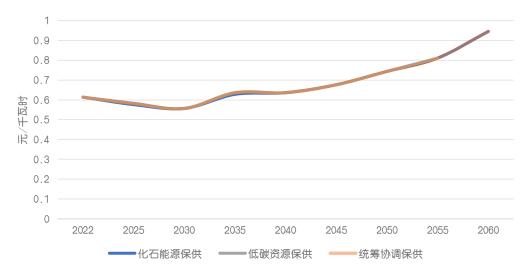


图 4-2 三种情景下的气电度电成本

(3) 生物质发电

生物质发电技术有多种选择,主要包括固定床燃烧、流化床燃烧、气化和生物化学反应等,不同的技术选型会对投资成本产生影响。例如生物质发电投资成本主要由发电设备、燃料处理设备、排放控制设备及其他相关设施的采购成本和土建成本构成。各情景的生物质发电度电成本变化趋势较为相近,预计 2025 年到 2060 年各情景生物质发电均为 0.4 元/千瓦时左右。

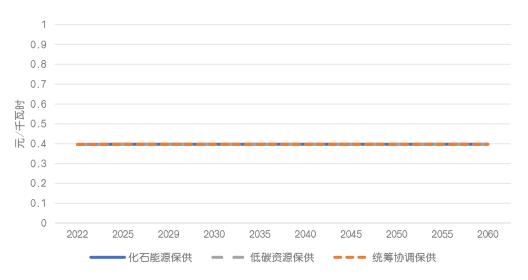


图 4-3 三种情景下的生物质发电度电成本

(4) 水电

水力发电的投资成本主要包含工程建设成本、水利建设成本和机组设备采购成本。地理 因素是水电站的限制条件,随着优质位置被开发完,新增水电站只能在建设难度大或水流量 少的位置上,从而使得投资成本增加或发电量减少,都使得水电度电成本增加。水电机组造 价直接影响水电的投入成本,其中涡轮发电机是水电机组的核心部件,其造价直接影响着整 个项目的成本,发电机成本的降低能使得水电成本降低。水电机组的运维也是成本变化的重 要影响因素,当机组效率提高和管理经验增加时,使得水电机组的运维成本下降。

由于过去两年西南地区来水较少,导致近期水电利用小时数下降,度电成本上升。而受新增水电逐步西移,开发难度增加,导致开发成本上升,水电度电成本呈上升趋势。化石能源保供情景、低碳资源保供情景、统筹协调保供情景分别于 2060 年、2040 年、2050 年达到最大开发规模,低碳资源保供情景下水电开发较快,水电度电成本上升速度与化石能源保供和统筹协调保供情景相比较快。

化石能源保供情景下,预计 2030、2060 年常规水电度电成本将达到 0.262 元/千瓦时、0.300 元/千瓦时;低碳资源保供情景下,预计 2030、2060 年常规水电度电成本将达到 0.267 元/千瓦时、0.300 元/千瓦时;统筹协调保供情景下,预计 2030、2060 年常规水电度电成本将达到 0.264 元/千瓦时、0.300 元/千瓦时。

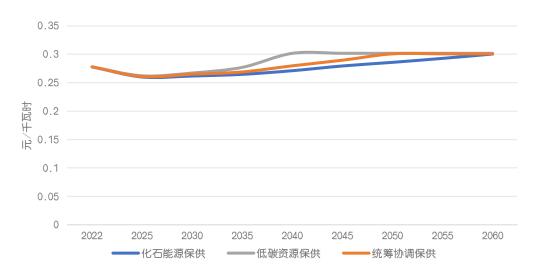


图 4-4 三种情景下的水电度电成本

(5) 风电

风力发电的投资成本主要包括机组建设成本和基础设施建设成本,机组建设由风力涡轮机、发电机、控制系统、传动系统和塔架等各部分组成,其中风力涡轮机是转化风能为电能的核心设备,其成本通常占据项目总投资的很大比例。基础设施建设包括土地准备、道路建设、电缆敷设、电力互连系统、变电站等。

随着风力发电技术的不断发展和进步,风力发电机的设计趋向于采用更大尺寸的叶片和更高的塔筒,采用更大型的风力发电机组能够有效提高风能的利用效率,并且降低了起始投资、安装和运营成本。我国最新投入使用的叶片叶轮直径已达到260米,发电效率将进一步提升,可以遇见未来我国陆上和海上风力发电的成本将进一步下降。规模效应推动技术进步,低碳资源保供情景的风电度电成本下降最快,统筹协调保供情景次之,化石能源保供情景最慢。

化石能源保供情景下,预计 2030、2060 年风电成本将达到 0.409 元/千瓦时、0.313 元/千瓦时;低碳资源保供情景下,预计 2030、2060 年风电度电成本将达到 0.401 元/千瓦时、0.273 元/千瓦时;统筹协调保供情景下,预计 2030、2060 年风电度电成本将达到 0.404 元/千瓦时、0.293 元/千瓦时。

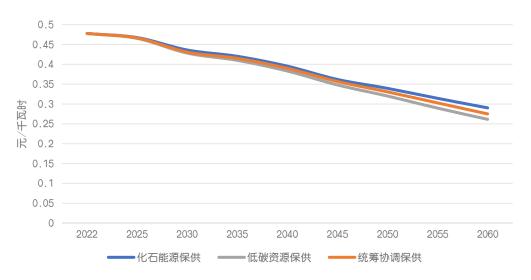


图 4-5 三种情景下的风电度电成本

(6) 太阳能发电

光伏发电成本受原材料价格、技术等因素的影响。硅是光伏机组核心原材料,虽然短期内硅料成本上涨可能影响造价,但长期看技术进步将降低硅料成本,随着光伏技术的不断发展,光伏发电能量转换效率有望大幅提升,进一步降低度电成本。而光热发电的成本变化主要有三大驱动因素:一是研发和示范项目所带来的技术创新和提升;二是工业化的大规模生产带来的产品组件成本的下降;三是更大规模电站的开发带来的规模化效应。随着规模效应推动技术进步,低碳资源保供情景的光伏度电成本下降最快,统筹协调保供情景次之,化石能源保供情景最慢。

化石能源保供情景下,预计 2030、2060 年太阳能发电的度电成本将达到 0.300 元/千瓦时、0.217 元/千瓦时;低碳资源保供情景下,预计 2030、2060 年太阳能发电的度电成本将达到 0.294 元/千瓦时、0.182 元/千瓦时;统筹协调保供情景下,预计 2030、2060 年太阳能发电的度电成本将达到 0.296 元/千瓦时、0.197 元/千瓦时。

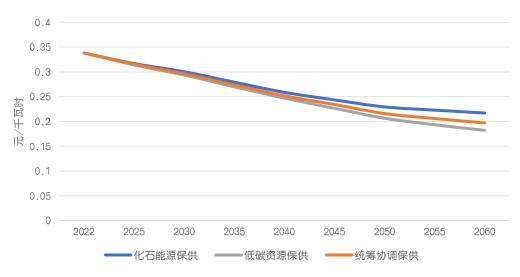


图 4-6 三种情景下的太阳能发电度电成本

(7) 核电

中国在运核电主力机型为二代核电。而三代核电已成为主流趋势,度电成本低于存量核电机组。受三代核电度电成本较低影响,核电综合度电成本呈下降趋势。考虑存量、增量机组及利用小时数变化影响,核电度电成本将呈小幅下降趋势。低碳资源保供情景下核电发展较快,技术水平发展相比化石能源保供和统筹协调保供情景更快。

化石能源保供情景下,预计 2030、2060 年核电度电成本将达到 0.380 元/千瓦时、0.351 元/千瓦时;低碳资源保供情景下,预计 2030、2060 年核电度电成本将达到 0.379 元/千瓦时、0.343 元/千瓦时;统筹协调保供情景下,预计 2030、2060 年核电度电成本将达到 0.378 元/千瓦时、0.347 元/千瓦时。

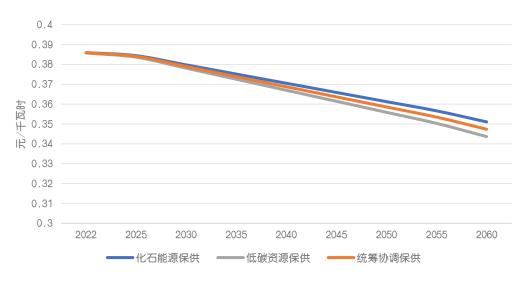


图 4-7 三种情景下的核电度电成本

(8) 新型储能成本

新型储能系统总成本主要由电池成本、电池配套设备成本、施工成本、运维成本和财务成本组成。成本差异较大,主要受功率能量比、项目规模等因素影响。现阶段的主流新型储能为持续放电时间 2 小时的锂电池,而随着新能源发电渗透率升高,对储能的持续放电时长要求就越高,因此本文以持续放电时间 4 小时的锂离子电池为主要研究对象,成本变化的趋势参考美国国家可再生能源实验室 (NREL)的研究²,如图 4-8 所示。

_

² NREL 《大规模电池储能成本预测研究报告》[D]. 2023

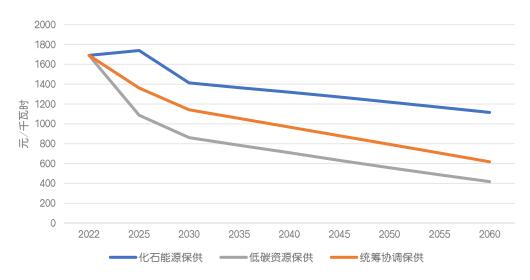


图 4-8 三种情景下的新型储能成本

(9) 电源综合度电成本

综合煤电转型成本与电源投资成本,三种情景的电源综合度电成本如图 4-9 所示。电源结构快速变化,预计在 2040 年前电源综合度电成本呈上升趋势,度电成本快速增长,由于低碳资源保供情景煤电规模较小,需要更多的灵活性资源支撑风电、太阳能等大规模间歇性新能源发展,而近中期如新型储能等灵活性资源成本较高,尚未形成规模效应。同时化石能源保供情景通过较为经济的化石能源满足电力保供需求,因此 2040 年前低碳资源保供情景的电源综合度电成本上涨最快,统筹协调保供情景次之,化石能源保供情景最慢。

2040 年后,统筹协调保供情景和低碳资源保供情景的电源综合度电成本呈下降趋势,低碳资源保供情景成本下降速度更快。这是由于未来风电、太阳能等新能源成本不断下降,同时低碳资源保供情景下新型储能等灵活性资源形成规模效应,技术进步较快,推动成本加速下降,多重因素推动了 2040 年后低碳资源保供情景的电源综合度电成本出现较大降幅。而化石能源保供情景的电源综合度电成本呈现缓慢增长的趋势,一方面是由于新型储能等资源成本下降速度较慢,另一方面是由于煤电 CCS/BECCS 改造产生了较高的改造成本,二者综合影响导致化石能源保供情景的电源综合度电成本缓慢上涨,并于 2050 年前后超过统筹协调保供情景和低碳资源保供情景。

预计 2030 年化石能源保供情景、低碳资源保供情景、统筹协调保供情景的电源综合度 电成本分别为 0.355 元/千瓦时, 0.370 元/千瓦时、0.360 元/千瓦时, 2060 年分别为 0.369 元/千瓦时, 0.334 元/千瓦时、0.328 元/千瓦时。

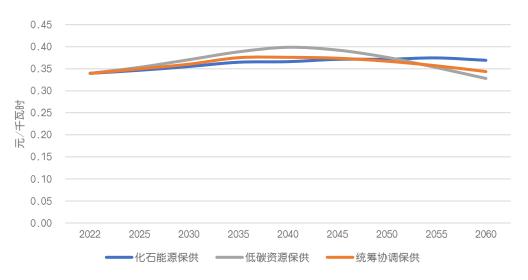


图 4-9 三种情景下的电源综合度电成本

2. 各转型情景下的电源投资成本

(1) 化石能源保供情景

化石能源保供情景各类资源投资成本如图 4-10 所示。化石能源保供情景下电力系统转型投资需求分别为 16.3 万亿元(2021-2025 年)、21.0 万亿元(2026-2030 年)、23.8 万亿元(2031-2035 年)、25.5 万亿元(2036-2040 年)、27.5 万亿元(2041-2045 年)、28.9 万亿元(2046-2050 年)、29.9 万亿元(2051-2055 年)和 30.9 万亿元(2056-2060 年)。总计203.8 万亿元。

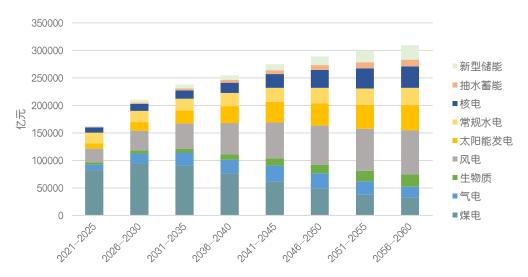


图 4-10 化石能源保供情景下各类资源投资需求

在化石能源保供情景下,近中期以保障电力安全和电力保供需求为重点,对在建、核准的煤电机组建成投产,因此近中期对于煤电的投资需求较高,2030年前对于煤电的投资需求超过电力系统总投资需求的45%,在2026-2030年年对于煤电的投资需求分别为9.5万亿元。同时近中期有序推进非化石能源开发利用,非化石能源投资需求保持增长。2021-2025

年风电、太阳能发电的总投资需求为 3.4 万亿元, 而 2031-2035 年风电、太阳能发电的投资总需求为 6.9 万亿元, 较 2021-2025 年增长了 1 倍以上。中长期, 非化石能源投资需求也在有序增长,逐步实现对煤电的存量替代。2056-2060 年风电、太阳能发电的总投资需求为 11.7 万亿元, 占电力系统转型投资总需求的 40.6%。

(2) 低碳资源保供情景

低碳资源保供情景各类资源投资运行成本如图 4-11 所示。低碳资源保供情景下电力系统转型投资需求分别为 16.4 万亿元(2021-2025 年)、21.4 万亿元(2026-2030 年)、25.2 万亿元(2031-2035 年)、28.5 万亿元(2036-2040 年)、30.9 万亿元(2041-2045 年)、31.3 万亿元(2046-2050 年)、31.1 万亿元(2051-2055 年)和 30.8 万亿元(2056-2060 年)。总计 215.6 万亿元。

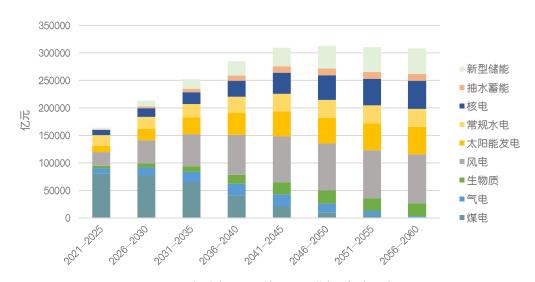


图 4-11 低碳资源保供情景下各类资源投资需求

在低碳资源保供情景下,加速非化石能源发展,充分挖掘可再生能源开发潜力,近中期对于煤电的投资需求仍然较高,这是由于短期内非化石能源尚未实现对化石能源的替代,而煤电存量较高,煤电的投资需求主要由存量煤电的运行成本构成,对于增量煤电的投资需求较低。2026-2030年对于煤电的投资需求仅为总投资需求的36.1%。同时近中期加速推进非化石能源开发利用,非化石能源投资需求持续快速增长。2021-2025年风电、太阳能发电的总投资需求为3.6万亿元,而2031-2035年风电、太阳能发电的投资总需求为8.8万亿元,较2021-2025年增长了1.5倍左右。为促进可再生能源消纳,新型储能和非煤大型可控型电源也在加速发展,2036-2040年新型储能的总投资需求达到了2.6万亿元,核电的投资需求也达到3.8万亿元。中长期,非化石能源的投资需求持续高速增长,逐步实现对化石能源的存量替代。2056-2060年,煤电的投资需求为1164亿元,仅占电力系统总投资需求的0.3%,风电、太阳能发电的总投资需求为13.7万亿元,约占电力系统总投资需求的45%。为保障大规模可再生能源消纳,储能和非煤大型可控型电源实现大规模部署应用。2056-2060年新

型储能的总投资需求达到 4.7万亿元,较 2026-2030 年增加了近 4 倍;核电的投资需求达到 5.1万亿元,约占总投资需求的 16.6%。

(3) 统筹协调保供情景

统筹协调保供情景各类资源投资运行成本如图 4-12 所示。统筹协调保供情景下电力系统转型投资规模分别为 16.3 万亿元(2021-2025 年)、21.2 万亿元(2026-2030 年)、24.5 万亿元(2031-2035 年)、26.7 万亿元(2036-2040 年)、28.7 万亿元(2041-2045 年)、29.3 万亿元(2046-2050 年)、29.6 万亿元(2051-2055 年)和 30.1 万亿元(2056-2060 年)。总计 206.4 万亿元。

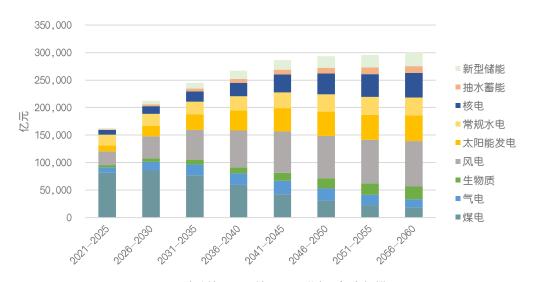


图 4-12 统筹协调保供情景下各类资源投资规模

统筹协调保供情景的主要转型思路是统筹安全保供和低碳发展,在保障电力安全供应的情况下大力发展可再生能源。近中期在高电力负荷、新能源外送的主要地区部署煤电用来保障电力供应安全和可再生能源消纳,2026-2030年煤电的投资需求为9.5万亿元,占总投资需求的40.4%。同时近中期在风光资源丰富地区大力发展可再生能源,2031-2035年风电、太阳能发电的投资总需求为7.1万亿元,占总投资需求的38.7%。

中长期,风电、太阳能发电等可再生能源持续发展,通过部署煤电 CCS、煤电 BECCS 加速减排和实现负碳,加速发展储能资源,与气电、抽蓄等资源为系统提供灵活性支撑,电力系统投资需求较为多元。2056-2060年,气电、风电、太阳能发电、新型储能的投资需求分别为1.5万亿元、8.3万亿元、4.6万亿元和2.6万亿元。

(三)碳排放成本

为实现碳达峰和碳中和目标,我国开始逐步引入碳市场。碳市场的建设与完善将成为推 进碳中和目标实现的重要抓手。常见的碳定价有两种方式:碳税和碳交易。碳税是以税收的 方式对碳排放进行定价,碳交易则是将碳排权放视为商品,通过市场行为对其定价,确定碳 配额后电力行业高于碳配额部分的碳排放支付碳成本,低于碳配额部分的碳排放空间获得相应的碳收益。电力系统脱碳的不断深入,电力行业碳配额将逐步减少。随着政策慢慢收紧,碳价也将水涨船高。碳价变化如图 4-13 所示。

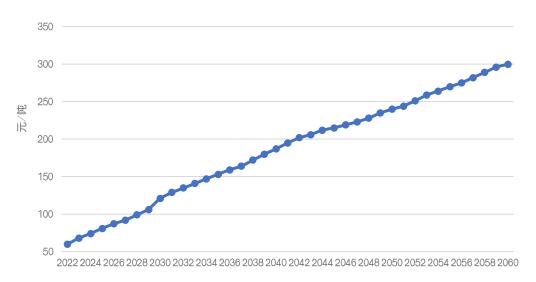


图 4-13 碳价变化趋势图

由于化石能源保供、低碳资源保供、统筹协调保供三种情景下的转型路径不同,因此,碳减排路径有所不同,碳排放成本的演化趋势也有所差异。三种情景的碳排放成本变化趋势如图 4-14 所示。低碳资源保供情景和统筹协调保供情景的碳排放成本低于化石能源保供情景,这是由于在化石能源保供情景下,煤电的装机容量和发电量增长较快,峰值较高,贡献了较多的碳排放,使得碳排放成本一直处于较高的水平;而统筹协调保供情景相对于化石能源保供情景,近中期的煤电装机容量增长速度放缓,碳排放成本也因此下降;低碳资源保供情景以清洁能源发展为主要目标,在转型期间碳排放成本一直处于较低的水平。化石能源保供情景和统筹协调保供情景在煤电 CCS 和煤电 BECCS 部署的影响下,碳减排成本逐渐降低,其中统筹协调保供情景在 2060 年实现零碳排放。而低碳资源保供情景在 2060 年煤电、气电全部退出的情况下实现零碳排放。



图 4-14 三种情景的碳排放成本变化趋势

现将三种情景 2060 年前所有的碳排放成本累加,比较三种路径的碳减排总成本,如图 4-15 所示。化石能源保供情景的累计碳排放成本最高,为 17.4 万亿元;统筹协调保供情景的累计碳排放成本次之,为 13.0 万亿元;低碳资源保供情景的累计碳排放成本最低,为 9.6 万亿元。

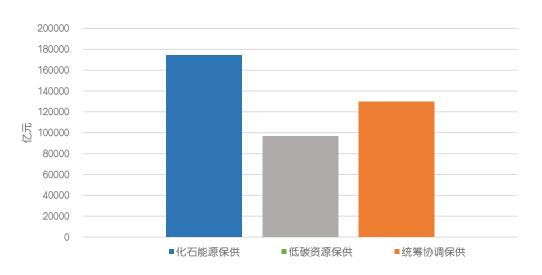


图 4-15 三种情景的碳排放累计成本

(四) 不同转型路径经济代价对比

综上所述,不同转型路径经济代价对比如表 4-3 (未考虑时间价值)和表 4-4 (考虑时间价值)所示。未考虑时间价值时,化石能源保供情景、低碳资源保供情景、统筹协调保供情景的累计电力总成本分别为 227.1 万亿元、227.4 万亿元、222.8 万亿元;考虑时间价值后,化石能源保供情景、低碳资源保供情景、统筹协调保供情景的累计电力总成本分别为133.4 万亿元、132.0 万亿元、130.7 万亿元。综合来说,统筹协调保供情景的经济代价最低。

(万亿元)	化石能源保供	低碳资源保供	统筹协调保供
电源投资成本	203.8	215.6	206.4
碳排放成本	17.4	9.6	13.0
煤电转型成本	5.9	2.2	3.4
总计	227.1	227.4	222.8

表 4-3 2021-2060 年各情景电力系统转型成本比较(未考虑时间价值)

表 4-4 2021-2060 年各情景电力系统转型成本比较 (考虑时间价值)

(万亿元)	化石能源保供	低碳资源保供	统筹协调保供
电源投资成本	119.7	123.8	120.5
碳排放成本	11.2	6.9	8.7
煤电转型成本	2.5	1.3	1.5
总计	133.4	132.0	130.7

化石能源保供情景转型成本较高,一是短期内持续较快增长的煤电规模(2030 年煤电装机容量达到了 16.5 亿千瓦)和发电量,推动了电力运行成本,碳排放量和碳价的双重上涨使得排放成本在 2031-2035 年间达到峰值;二是长期来看,电力系统减碳压力较大,大规模的煤电装机低碳转型,需要支付较高的煤电转型费用;三是技术成本的降低速度与其他情景相比较慢,以上因素使得化石能源保供情景的经济代价较高。此外,化石能源保供情景面临着较大的减排压力,2060 年仍未实现净零排放,CCS 可以捕获 90%的二氧化碳,但余下的10%需要通过 BECCS 实现中和,化石能源保供情景下 2060 年仍存在超过 3 万吨的二氧化碳排放。而电力部门是三十五个工业行业里碳减排成本最低的行业之一,大部分的工业行业碳减排成本为电力部门的 5-10 倍,甚至有的行业达到近 40 倍3;若电力部门无法实现碳中和,会为其他行业的碳减排带来更大的压力,也会大幅增加全社会的减排成本。因此化石能源保供情景下,若不增加全社会的减排成本,则需要配置更多的负碳资源实现电力部门碳中和,会比规划情景预计的转型成本更高。

低碳资源保供情景相较于化石能源保供情景,煤电的规模和发电量增长有限,碳排放成本在 2030 年达到峰值,煤电转型成本与其他情景相比较低,但风电、太阳能发电、储能等资源的大规模快速扩张,使得技术成本的降低难以抵消规模扩张带动的容量投资成本上涨,需要为此支付较高的投资成本。此外,低碳资源保供情景的新型储能成本是依据乐观情景进行预测的,若新型储能成本的下降不及预期,低碳资源保供情景下电力系统低碳转型则面临着更高的成本代价。当新型储能成本变化位于中间曲线,则低碳资源保供情景需要额外支付8万亿元的转型成本;当新型储能成本变化位于高位曲线时,低碳资源保供情景需要额外支付20万亿元的转型成本。由于新型储能成本变化的不确定性,低碳资源保供情景面临着较高的转型成本风险。

统筹协调保供情景通过统筹"煤电+CCS/BECCS"和"新能源+储能"两条路径,在电力系统碳中和建设过程减少了化石能源保供情景下的大量煤电运行、转型成本和碳排放成本,也降低了风电、光伏新能源高速发展下的储能等灵活性资源投资需求,以较低的成本和风险实现电力系统低碳转型。

.

³ 魏丽莉,侯宇琦. 中国工业二氧化碳边际减排成本测算与行业碳达峰预测[J]. 经济理论与经济管理, 2023, 43(2): 63-77.

五、煤电转型的对策建议

(一) 统筹安全保供与"双碳"目标双重要求,兼顾近期与远期、整体与区域、增量与存量煤电转型需求,制定煤电转型时间表和路线图

煤电转型是统筹我国能源安全保供和低碳减排双重要求的必由之路。主体能源由煤电向清洁能源的转变,是实现"双碳"目标,构建新型电力系统的基本途径,而稳定供电、保障用能是新型电力系统的底层逻辑和根本目的。煤电作为我国电力供应和二氧化碳排放的双主体,既要发挥好电力安全稳定供应的兜底保障作用,也需持续提升清洁高效利用水平,逐步由高碳电源转变为低碳电源。

处理好近期与远期、整体与区域、增量与存量的煤电转型需求。首先,坚持煤电由主体性电源向基础保障性和系统调节性电源并重再向安全保障性转型的发展导向,明确近期、中期、远期的煤电功能定位与价值,循序渐进。其次,充分考虑区域电力资源禀赋和煤电功能定位,制定差异化的区域煤电转型路径;然后,统筹增量有序发展与存量降碳改造,对于新建机组,确保新建机组煤耗达到国际先进水平,具备较高的灵活性调节能力;对于具备"三改联动"条件的煤电机组,应加快统筹实施计划,因地制宜、因厂施策改造机组;对于无法改造的机组,实施逐步淘汰关停,或通过容量替代新建清洁高效煤电机组。符合能效、环保、安全等相关要求的机组,可作为应急备用电源发挥作用。

研究规划煤电低碳转型的时间表和路线图,为煤电转型发展定目标、稳预期、划边界。 当前到2030年,煤电在满足基础负荷的同时最大程度为系统安全稳定运行提供灵活性支撑。 在此期间有序推进在建煤电机组投产,煤电规模适度增长,并加速煤电灵活性改造,继续深 挖超低排放和节能改造空间,扩大运行灵活性改造和燃料灵活性改造规模,提升额定容量的 调峰能力,以便在储能资源尚未实现大规模部署的情况下消纳新能源;推进热电解耦改造, 使北方供热期热电机组在保证供热的前提下,极大的降低机组电负荷,提高煤电机组调峰能力。

2031-2045 年,在此期间煤电不再新建项目,电力系统新能源逐步替代煤电发电存量,煤电机组发电量稳步下降,由主体电源向调节性电源逐步转变。现役机组灵活性改造应改尽改,支持退役安全环保的煤电机组转应急备用。根据本文规划结果,在此期间大规模的新能源部署叠加煤电的机组退役会导致持续出现电力电量缺口,严重影响供电安全。因此部分机组需延迟退役保障电力需求,确保新型电力系统的平稳过渡。同时有序部署煤电 CCS 改造、BECCS 改造,深度挖掘减排空间。供热方面,通过大规模跨季节储热等热电协同措施保证在提升集中供热保障能力的同时进一步提升热电机组供热期运行灵活性。

2046-2060年,在此期间新型电力系统逐步成型,新能源成为发电主体,煤电完成绿色低碳转型。煤电 CCS/BECCS 作为重要基荷电源充当电力系统的"压舱石"和"稳定器",常

规煤电机组作为调节电源有序全部退出,战略备用机组保持一定规模以应对极端天气等应急情况。

(二) 聚焦能源电力新技术、新模式、新业态,为煤电转型注入强大动能

攻关新技术,为煤电转型提供多种可能性。高比例可再生能源发展和化石能源脱碳是主 要的低碳转型理念,而大规模储能技术和碳链技术是未来我国实现电力低碳转型的可选策 略。储能通过对大规模新能源电量储放,满足不同时间尺度(超短时、短时、中长时)的电 力系统平衡调节需求。而我国已有的储能技术并未完全满足各应用领域的要求,需要持续开 展储能技术的研发:一是加强短时、长时等各类储能关键技术攻关布局,包括压缩空气储能 技术、飞轮储能技术、钠离子电池技术、熔盐储能技术和相变储能技术等,设立专项资金支 持技术攻关和项目示范应用; 二是通过政策协同发力促进储能产业技术快速发展, 从市场环 境、价格机制、补贴支持等方面逐步完善各类储能发展政策保障机制。碳链技术通过碳循环 的利用与储存、消除化石能源的高碳属性、建立传统能源与清洁能源共同主导的能源体系。 而我国的碳链技术也仍处于发展阶段,尚未迎来技术成熟期,需重点攻关新一代高效低能耗 CCS/BECCS 技术,提高碳捕集系统的经济性,并加强示范应用,突破 CCS/BECCS 与新型发电 系统耦合集成技术, 加速 CCS/BECCS 规模化推广应用与合理区域布局。两条技术路径既是共 存共生的关系,也存在一定程度上的替代竞争关系,我国需要推进产学研用协同,把握好技 术激励的尺度与实际,提前布局新型电力系统所需的基础电力多元服务和负碳电力产业链, 综合考虑各种因素, 采取实现碳排放快速下降的可行技术路径与转型策略, 发挥技术进步与 应用的协同性和创新溢出效应。

探索新模式,以协调发展推动稳步转型。推进分散式风电、分布式光伏、中小型风光与风光火储互补项目资源储备和开发建设,创新多能互补商业模式。燃煤电厂特别是城市燃煤电厂可以开展多种服务,探索与变电站、储能电站、电动汽车充电站、分布式光伏电站和数据中心的局域集合,实现"源—网—荷—储—用"有机联动,形成面向城市、园区、社区及居民的综合能源服务"一站式平台"。

布局新业态,以创新发展推动增长趋势。云计算、大数据、移动通讯和人工智能等创新技术的发展,不断推动着电力行业的转型升级,带来电网形态功能的改变,电力新业态不断涌现。发电企业可以充分利用煤厂、库房、热网等厂区布置,因地制宜改造升级,配套部署风光可再生能源、储能、制氢、热泵等,为周边工业园区、产业园区等提供冷热电气水等综合能源服务,并结合技术改造提高煤电机组经济运行和灵活运行水平,发挥煤电的兜底保障和灵活调节作用。

(三) 健全多层次电力市场体系建设,探索电碳市场协同联动机制,促进煤电持续健康运行和绿色低碳转型

完善电力市场机制建设,有效疏导发电成本。坚持市场化改革方向,加快推进电能量市场、容量市场、辅助服务市场等高效协同的电力市场体系建设,逐步构建起有效反映各类电源电量价值和容量价值的两部制电价机制。对于电量电价,通过市场化方式形成,灵敏反映电力市场供需、燃料成本变化等情况;对于容量电价,因地制宜、因时制宜建立容量机制,根据各地电力市场建设状况和非化石能源发电占比水平,逐步实施保供电价补偿机制(电力市场尚未开始的地区)、有效容量补偿机制(电力市场化已取得初步成效的地区)和容量市场机制(远期电力市场成熟后),充分体现煤电对电力系统的支撑调节价值,确保煤电行业持续健康运行。同时加强辅助服务市场顶层设计,优化调峰辅助服务交易和价格机制,健全调频辅助服务交易和价格机制,完善备用辅助服务交易和价格机制,规范辅助服务价格传导,强化政策配套,激励煤电机组参与灵活性服务,保障高比例可再生能源消纳。

加快全国碳市场建设,通过电力市场与碳市场耦合引导煤电积极转型。一是进一步发展全国碳市场,稳步扩大行业覆盖范围,丰富交易品种和方式,建设完善全国温室气体自愿减排交易市场;二是加强煤电排放监测系统建设,提升数据采集准确性,保证碳配额分配与煤电行业碳排放预算相匹配;三是建立碳排放总量控制、拍卖、和价格稳定机制,制定与碳中和路径相一致的碳配额存量计划;逐步减少免费配额比例,引入拍卖机制有效配置碳配额稀缺资源,激发碳市场活力;四是逐步建立完善碳价与电价传导机制,使碳价逐渐趋向合理水平来保障机组运行的经济性,在典型区域试点将碳成本纳入现行基准上网电价体系中,建立煤、电的价格联动机制,通过价格稳定机制使碳价逐渐趋向合理水平来保障机组运行的经济性,同步考虑采取税收减免等配套补偿机制支撑煤电行业降碳,驱动 CCS 和 BECCS 等负碳技术的普及和进步,形成促进电力行业可持续发展的良性市场机制。

(四) 加强对煤电部门转型金融的顶层设计,建立区域协同公正转型的财政机制, 支持煤电行业高质量发展

逐步建立转型金融体系,为煤电转型给于资金支持与政策激励。转型金融更适用于碳密集和高环境影响的煤电行业、企业、项目和相关经济活动,具有更大的灵活性、更强的针对性、更好的适应性,不受绿色金融概念、标准、分类的限制,可以更好地支持我国煤电企业大规模的高碳资产转型的投资需求。未来应逐步建立转型金融体系,最终形成转型金融与绿色金融相辅相成、良性互动的高效协同体系;制定符合我国"双碳"目标的煤电转型路径以及相应的煤电行业转型金融标准;将煤电行业纳入转型金融支持项目目录,鼓励更大范围的资金支持煤电低碳转型;积极推进转型金融产品发展,如转型债券、可持续发展挂钩债券、可持续发展再挂钩债券、碳中和挂钩债券、煤炭清洁高效利用专项再贷款等,逐步形成多元化的转型金融产品体系;通过税收减免、贷款贴息等配套激励机制鼓励机构投资者和个人投

资者投资转型金融产品,增强投资者信心;做好动态评估与监测,有效监管转型金融的发展, 科学管控识别电力行业的洗绿风险,助力煤电低碳转型。

建立区域协同公正转型的财政机制,推动煤电行业公平、公正、有序转型。公正转型财政机制主要包括建立公正转型基金(JTF)、公正转型投资计划和公共部门贷款机制。相关政府部门应充分发挥公共财政的资源配置作用,支持受公正转型影响地区和人群的公正、公平转型。首先,在年度预算或中期财政规划改革中将气候和公正转型因素纳入考量,搭建系统性财政预算分配框架,对投向气候和公正转型领域的支出规模比例和使用范围进行规划,通过专项转移支付、一般性转移支付等形式支持煤电低碳转型升级。其次,构建后期跟踪监测、报告、评估体系,保障财政支出使用的有效性。最后,在框架搭建和运行过程中,中央相关部门应引导并鼓励受影响严重地区的当地政府及其他利益相关方共同参与,通过鼓励其提交公正转型计划等方式,对地方转型痛点和需求提出针对性的融资措施。

致 谢:

衷心感谢以下专家为报告审阅提供支持与建议(按姓氏首字母排列):

康俊杰 北京大学能源研究院

汪 勇 中国社会科学院金融研究所

王 鹏 清华大学

感谢绿色创新发展研究院(iGDP)对研究项目开展提供的支持,感谢姚喆、李丹青、李斯曼、汪燕辉、李鑫迪、杨鹂对报告提供的反馈意见和细致校读。

作 者:

华北电力大学研究团队

免责声明:

本报告内容均基于公开、可得、可推的信息来源,目在加强相关领域的讨论交流。报 告中包含的内容及观点仅代表作者迄今为止的认识和判断,不代表参与专家及其所在机 构观点。