

### 中国煤炭消费总量控制方案和政策研究 (煤控研究项目)

中国是世界煤炭生产和消费第一大国。以煤炭为主的能源结构支撑了中国经济的高速发展,但也对生态环境造成了严重的破坏。为了应对气候变化、保护环境和减少空气污染,国际环保组织自然资源保护协会 (NRDC) 作为课题协调单位,与政府智库、科研院所和行业协会等 20 多家有影响力的单位合作,于2013 年 10 月共同启动了"中国煤炭消费总量控制方案和政策研究"项目(即"煤控研究项目"),为设定全国煤炭消费总量控制目标、实施路线图和行动计划提供政策建议和可操作措施,助力中国实现资源节约、环境保护、气候变化与经济可持续发展的多重目标。请访问网站了解更多详情 http://coalcap.nrdc.cn/



自然资源保护协会(NRDC)是一家国际公益环保组织,成立于 I970年。NRDC 拥有 600 多名员工,以科学、法律、政策方面 的专家为主力。NRDC 自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作,中国项目现有成员 30 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。请访问网站了解更多详情 http://www.nrdc.cn/





#### 北京大学能源研究院 INSTITUTE OF ENERGY

北京大学能源研究院是北京大学下属独立科研实体机构。研究院以国家能源发展战略需求为导向,立足能源领域全局及国际前沿,利用北京大学学科门类齐全的优势,聚焦制约我国能源行业发展的重大战略和科技问题,按照"需求导向、学科引领、软硬结合、交叉创新、突出重点、形成特色"的宗旨,推动能源科技进展,促进能源清洁转型,开展专业及公众教育,致力于打造国际水平的能源智库和能源科技研发推广平台。

### 煤控研究报告

《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》

《碳达峰碳中和目标约束下重点行业的煤炭消费总量控制路线图研究》

《中国典型省份煤电转型优化潜力研究执行摘要》

《碳达峰碳中和目标约束下重点行业的煤炭消费总量控制路线图研究执行摘要》

《碳达峰碳中和目标约束下水泥行业的煤炭消费总量控制路线图研究》

《碳达峰碳中和目标约束下电力行业的煤炭消费总量控制路线图研究》

《碳达峰碳中和目标约束下钢铁行业的煤炭消费总量控制路线图研究》

《碳达峰碳中和目标约束下煤化工行业煤炭消费总量控制路线图研究》

《山西省"十四五"煤炭消费总量控制政策研究》

《"十四五"电力行业煤炭消费控制政策研究》

《新冠疫情后的中国电力战略路径抉择:煤电还是电力新基建》《中国散煤综合治理研究报告2020》

《"十三五"时期重点部门煤控中期评估及后期展望》

《"十三五"电力煤控中期评估与后期展望》

《中国煤控项目"十三五"中期评估与后期展望研究报告》

《中国实现全球 1.5℃目标下的能源排放情景研究》

《持续推进电力改革提高可再生能源消纳执行报告》

《2012 煤炭的真实成本》

请访问网站了解更多详情 http://www.nrdc.cn/

煤控研究项目系列报告

### 中国典型省份煤电转型优化潜力研究

研究单位: 自然资源保护协会(NRDC)

北京大学能源研究院

支持单位: 华北电力大学

山东省电力企业协会

华中科技大学

苏州中咨咨询有限公司

### 目录

执行摘要	1
引言	13
<ul><li>1. 典型省份电力发展基本情况分析</li><li>1.1 典型省份用电情况分析</li><li>1.2 典型省份发电情况分析</li><li>1.3 典型省份电力输送情况分析</li></ul>	14
2. 典型省份电力规划情景分析 2.1 典型省份电力供需形势分析 2.2 典型省份电力规划情景结果分析 2.3 典型省份煤电合理规模分析 2.4 规划结果总结分析	25
3. 典型省份煤电转型优化路径分析 3.1 典型省份煤电发展总体情况对比分析 3.2 典型省份煤电转型优化的路径设计及目标分解	35

<i>`////////////////////////////////////</i>
--

4. 典型省份煤电转型优化的策略分析	48
4.1 共同的发展策略分析	
4.2 各省份针对性的煤电退出策略	
5. 结论和建议	55
5.1 研究结论	
5.2 政策建议	
参考文献	58

# 表目录

表 1-1 2020年全国人均 GDP 及用电量情况	18
表 2-1 典型省份用电量及负荷预测	26
表2-2各类电源的容量系数	29
表 2-3 典型省份煤电潜在优化规模估算	33
表3-1 典型省份2025年、2030年煤电合理规模	42
表3-22021-2025年典型省份煤电转型优化路径	47
表 3-3 2025-2035 年典型省份煤电转型优化路径	47

# 图目录

图 1-1 典型省份区位分布	15
图 1-2 中国典型省份 2020 年全社会用电量及增速	16

图 1-3 中国典型省份 2020 年人均用电量	17
图 1-4"十三五"期间中国典型省份用电年均增速	17
图 1-5"十三五"全国及典型省份电力消费弹性系数	19
图 1-6"十三五"典型省份用电量最大负荷增速	19
图 1-7 中国典型省份 2020 年电力装机容量结构	21
图 1-8 "十三五" 期间典型省份风电和光伏发电发展情况	22
图 2-1 山东省电力规划情景	30
图 2-2 江苏省电力规划情景	30
图2-3 山西省电力规划情景	30
图2-4湖北省电力规划情景	31
图2-5 甘肃省电力规划情景	31
图2-6 吉林省电力规划情景	31
图3-1 典型省份煤电装机结构及分布	36
图3-2a 典型省份煤电装机服役年限	37
图 3-2b 典型省份煤电装机服役年限	38
图3-3 典型省份煤电装机的供电煤耗	39
图3-4 典型省份煤电装机的利用率	40
图 3-5 典型省份计划建设的煤电装机容量	41
图3-6 煤电机组优化的路径	45
图3-7 煤电机组优化决策	46
图 4-1 2019 年底甘肃已建电源分布图(来白国网)	53

## 执行摘要

在国家"双碳"目标出台之后,电力行业作为我国最主要的碳排放来源之一,必将成为下一阶段节能减碳工作的重要抓手。通过"自下而上"的手段,在省级层面开展煤电转型优化发展研究,对于推动煤电转型和有序退出、尽快实现电力行业二氧化碳排放达峰并逐步下降具有重要意义。

NRDC 联合北京大学能源研究院等单位对吉林、山西、甘肃、山东、湖北和江苏 6 个典型省份进行了煤电优化的研究。在 2025 年至 2035 年电力供需形势判断的基础上,课题组以保障各省电力供应安全为约束条件,依托对煤电机组类别、能效参数、服役年限等要素的评估分析,为不同区域各类型煤电机组选择适宜的优化发展路径,并量化计算优化结果,提出了针对性的政策建议。

### 煤电优化路径选择思路

煤电优化主要有三种路径:一是煤电机组直接退出,包括正常退役、政府赎买、备用封存、落后淘汰;二是等量或减量替代,包括"上大压小"、生物质燃煤耦合发电、新能源指标置换;三是升级改造,包括煤电能效改造、灵活性改造、供热改造。

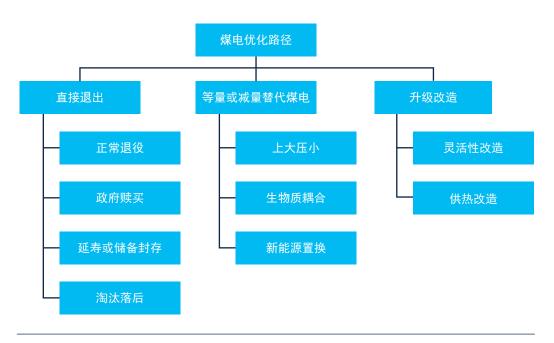


图 1 煤电机组优化的路径

根据影响煤电机组运行的关键 因素,采用决策树法来实施煤电机组 优化:

首先,是根据机组服役年限进行 判断,超出30年的机组实施正常退 役;在部分电力紧张的省份,可考虑 对服役期超过30年的30万千瓦级及 以上机组进行改造延寿;在煤电过剩 的省份,近中期选择一部分对服役15 年左右的30万千瓦级机组予以封存 备用。

### 为什么选择服役 15 年左右的 30 万千瓦级机组作为备用?

60 万千瓦及以上大机组投资大且 服役年限短,作为备用过于浪费; 30 万千瓦以下的小机组,容量过 小,对电力系统起不到调峰备用 作用;年限太长的机组,长期封 存容易达到自然寿期,启用时无 法使用。

其次,根据国家、地方政策,有力有序淘汰 30 万千瓦等级以下的落后煤电机组。 对于 30 万千瓦等级以下的非自备热电机组,可根据当地供热需求,予以改造达标后继续 运行。

对于 30 万千瓦等级及以上机组,根据能耗、灵活性要求对机组进行改造,包括对有生物质资源的地区进行煤电机组掺烧生物质改造,在调峰资源不足的地区开展煤电灵活性改造,对有供热需求的地区开展供热改造(纯凝改热电联产 CHP、热电解耦等)。对于不具有改造潜力的机组,应该予以淘汰,若地区确有电力需求,则通过"上大压小"等实现等量或减量替代。

另外,根据煤电机组的地理位置,将处于市中心的淘汰煤电进行政府赎买,通过土地开发提高经济价值。

**纯凝机组**:不进行供热,蒸汽全部 用于发电的机组类型。

热电联产机组:简称 CHP,利用蒸 汽同时供应热力和电力的机组类型。

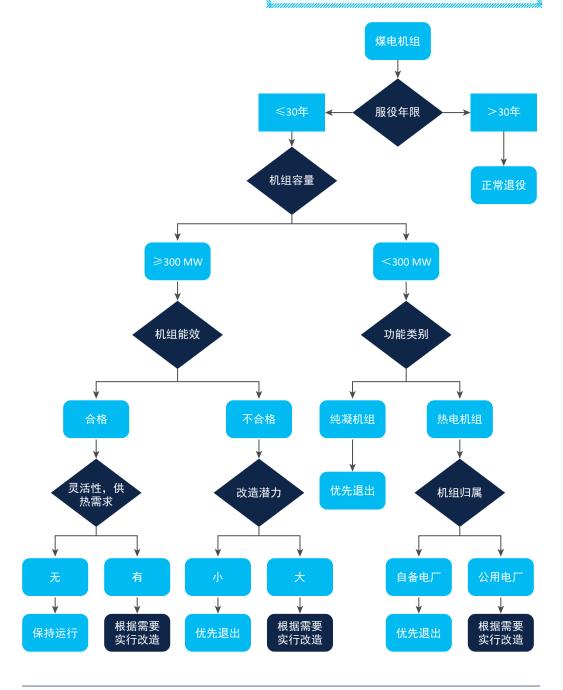


图 2 煤电优化转型决策树

### 主要研究结论

### 第一,各省煤电装机和结构都存在显著差异。

从煤电装机上来看,在总量方面,山东煤电规模达 10200 万干瓦,位居全国第一,是吉林省的 6 倍(1700 万干瓦);在单机规模方面,江苏、湖北以大型机组为主,60万干瓦及以上机组的容量占比分别为 73% 和 55%;而吉林、甘肃两省大机组占比仅为20% 左右。(具体见图 3 所示)



图 3 典型省份煤电装机结构及分布

从机组功能类别上看,北方地区的吉林、山东、山西热电联产机组占比均超过50%; 热电联产机组(CHP)占比最小的省份是江苏省,比重仅为5%,机组类型以纯凝机组为主(具体见图4所示)。可见,供热需求导致南北机组类型差异巨大。

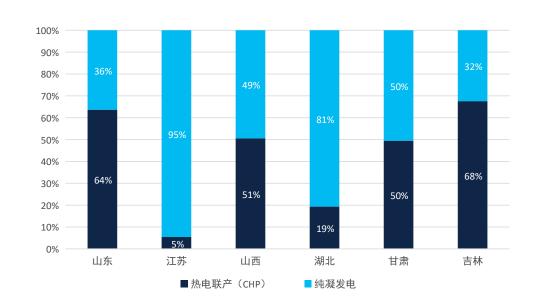


图 4 典型省份机组功能类别结构

从机组服役年限上看,6个省煤电机组平均服役年限介于11-15年之间,从长到短排列依次为吉林、湖北、江苏、山东、甘肃、山西。服役超过15年的机组中,大多数是30万千瓦以下机组,其中山东152台、吉林35台、江苏30台、山西9台、湖北9台、甘肃7台,这些机组将成为各省优先淘汰的对象。

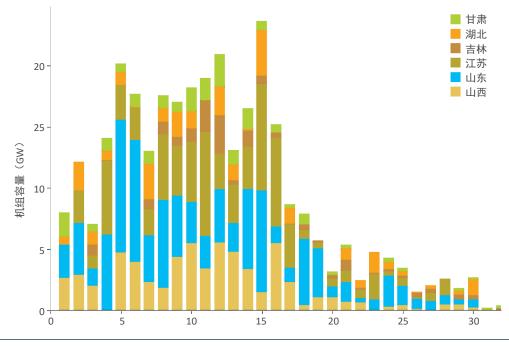
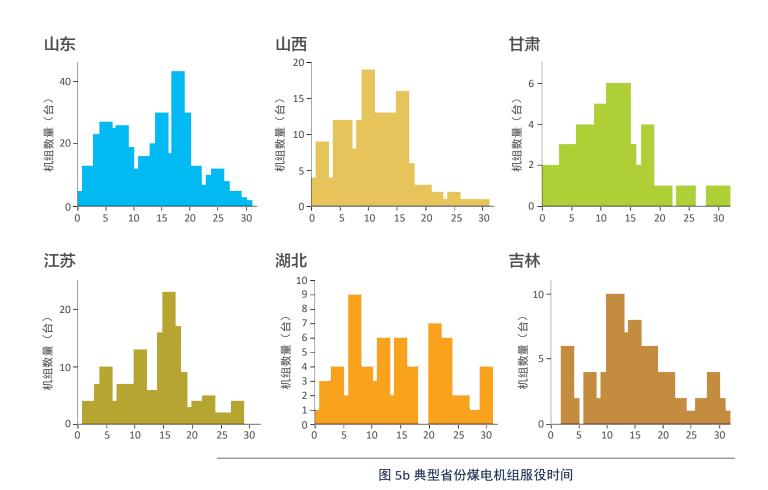


图 5a 典型省份煤电机组服役时间



从各省平均供电煤耗看,江苏、湖北、吉林三省低于全国平均值,其中最低的是江苏,为 290.2 gce/kWh;而山西、甘肃、山东高于全国平均水平,其中最高的是山西,为 322.2 gce/kWh。30 万千瓦级以下机组平均供电煤耗从低到高依次为:江苏、湖北、甘肃、吉林、山东、山西。根据国家发改委、国家能源局 2021 年 10 月印发的《全国煤电机组改造升级实施方案》中提到的"到 2025 年,全国火电平均供电煤耗降至 300gce / kWh 以下"这一要求,高于 300gce / kWh 的机组将成为重点优化的对象。

#### 2019年供电煤耗情况(gce / kWh) 330 322.2 319.5 320 307.6 310 302.0 全国平均306.4 300 292.8 290.2 290 280 270 山东 湖北 吉林 江苏 山西 甘肃

图 6a 典型省份煤电机组煤耗分布情况

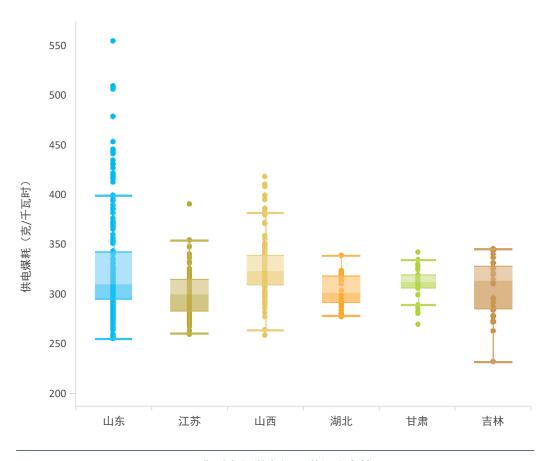


图 6b 典型省份煤电机组煤耗分布情况

### 第二,各省煤电转型优化的路径存在很大的不同。

分阶段看,当前至2025年阶段,山东、江苏、甘肃和吉林四省都具备压减煤电规模的空间,合计约1591万千瓦;而湖北和山西因存在大量跨区外送电力,本省高峰时段电力供应紧张,尖峰负荷增长可能带来电力短缺,因此存在增加一定规模煤电装机的可能性,预计新增520万千瓦。2025年至2035年阶段,山东、江苏、吉林、湖北、山西煤电会有压减的潜力,合计约2500万千瓦;由于该阶段可再生能源规模进一步扩大及跨区送出需求,甘肃预计会新增约200万千瓦的配套煤电。

在落后产能淘汰方面,2020 到 2035 年期间,各省都有一定数量的落后煤电产能。 为保障电力安全,有些省份在逐步淘汰后会新建一定规模的高效煤电机组,或者以"上 大压下"的形式实行"等量或减量替代"。

从灵活性改造的规模和类型来看,江苏纯凝机组改造规模较大,山东、吉林和山西 热电联产机组改造规模较大。此外,山东、山西因为小机组数量较多,且在"2+26"城 市的煤电淘汰政策框架下,近期直接淘汰的规模较大。(具体见表 1、表 2 所示)

### 表 1 2021-2025 年各典型省份煤电转型优化规模测算

(单位:万千瓦)

	山东	江苏	山西	湖北	甘肃	吉林
新增高效煤电	240	600	738	391	60	60
正常退役	336	214	131	10	81	175
延寿(封存)	0	0	0	186	0	0
政府赎买	52	90	15	30	0	6
新增"上大压小"	293	152	137	0	29	38
纯凝机组灵活性改 造(含生物质掺烧 和背压式改造)	563	1243	578	514	346	96
热电联产机组灵活 性改造	1377	161	963	203	520	669
淘汰落后	379	774	345	78	232	212
合理规模	9700	7300	6500	3100	2000	1400
退出合计*	527	478	-247	-273	253	333

<sup>\*</sup>退出合计=正常退役+政府赎买+淘汰落后-新增高效煤电,负号代表该地区将净增加一部分煤电。

### 表 2 2026-2035 年各典型省份煤电转型优化规模测算

(单位:万千瓦)

	山东	江苏	山西	湖北	甘肃	吉林
新增高效煤电	248	799	120	686	313	80
正常退役	1124	1562	105	743	113	466
延寿(封存)	1201	382	1268	0	293	0
政府赎买	4	37	5	43	0	14
新增"上大压小"	421	33	287	11	61	29
纯凝机组灵活性 改造(含生物质 掺烧和背压式改 造)	96	184	130	60	396	0
热电联产机组灵 活性改造	2961	95	1656	340	563	472
淘汰落后	120	0	210	0	0	0
合理规模	8700	6500	6300	3000	2200	1000
退出合计	1000	800	200	100	-200	400

### 第三, 跨区域输电对于煤电转型具有巨大的作用。

以特高压为主的跨区域输电对各省电力供给产生较大影响,对送受两端省份煤电优化作用巨大。在输入电力的东部省份,如山东,根据规划情景的条件计算后,在2025年增加3500万千瓦时外电输入的情况,山东省可退出煤电规模527万千瓦。在送出电力的西部省份,如甘肃,在2025年到2035年期间,规划情景为甘肃新增了大量非水可再生能源电力送出,因此需要增加200万千瓦规模的煤电作为配套电源。

### 总体建议

第一,建立"自上而下"与"自下而上"相结合的电力规划体系,从全国角度优化煤电发展。之前的电力规划主要是按照"自上而下"的方式来进行,国家制定总体规划,然后各省市按照国家规划的分解目标制定本省市的电力规划。当煤电进入存量优化时期时,仍然按照"一刀切"的方式将国家目标逐级分解难以保障煤电的最优发展;如吉林省和江苏省煤电结构存在巨大的差异,不管是按照总量分解或按照比例分解都难以实现省际之间的公平。"十四五"应该先采用"自下而上"的方式分析各省市电力供需形势、煤电发展现状,制定各省市规划,再在各省市规划的基础上进行跨区域输电规划,并在跨区域输电基础上进行全国电力规划。经国家层面电力布局优化后,再"自上而下"对省市规划进行调整,实现在全国范围内煤电资源的优化配置。

第二,加大落后煤电机组的淘汰力度,对部分过剩煤电机组进行战略封存。对各省容量小、能耗高、运行年限长的小机组,应当从污染物排放水平、煤耗水平、效率水平、当地供热需求、周边大容量机组布局、投资主体、经济效益等方面进行实地排查,建立落后煤电机组淘汰路线图,逐步淘汰落后煤电机组。对于部分地区过剩的煤电机组,将其进行战略封存,作为应急电源提供备用以应对夏季高温、冬季供热期间可能出现的时段性电力短缺。

第三,加强煤电机组的改造,推动煤电定位转型。一是继续推进煤电节能提效改造,鼓励煤电企业继续挖掘节能潜力,通过节能改造、供热改造、综合利用等方式降低发电煤耗和排放水平。二是加快煤电灵活性改造,以此提升系统调节能力,增强系统灵活性,促进可再生能源消纳。三是推动纯凝机组进行背压式改造,对于存在冬季供暖需求的"三北"地区(东北、华北和西北),煤电机组退出较为困难。通过对纯凝机组进行背压式改造,可以在增加供热能力的同时,释放出力空间,促进可再生能源消纳。

第四,高度重视需求侧响应手段的应用,避免用煤电充当迎峰资源。报告的分析结论中多个省份出现"缺电力、余电量"的情况,而且电力负荷短缺仅维持极短的时间。如 2019 年国网公司报告显示湖南地区保持在最高用电负荷 90% 以上的持续时间不超过48 小时。显然,这部分断续、超短期的电力供应困难不是真正的电力短缺,而是因为电力需求侧缺乏灵活响应造成的。利用市场化的手段提高需求侧响应能力是解决这种"缺电"问题最有效的手段之一,通过盲目增加煤电以满足这部分尖峰负荷需求将造成巨大的投资浪费。

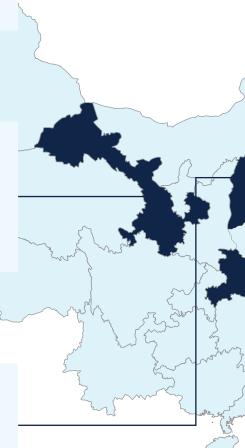
第五,优化发展跨区域输电。以特高压为主的跨区域输电对于东部省份煤电的退出 具有决定性的作用。首先要优化线路的规划,除突破技术和资源条件限制外,更要打破 省间壁垒,使线路能够尽快实现满送,使宝贵的通道资源能够真正为东部地区能源结构 优化发展发挥作用。其次是要优化送端电源结构,科学计算风光电源与煤电的比例,不 断提高输电电量中非煤电力的比例。最后是优化送端电源的煤电布局,优化利用存量煤 电电源和已有联络线路,减少新增的煤电建设。

### 针对性建议

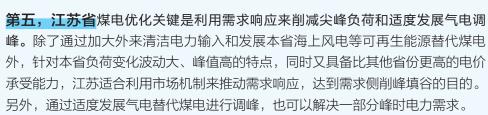
第一, 吉林省重点推动煤电的"热电解耦"、供热的"以大代小"和背压机对抽凝机的替代。一方面, 吉林省煤电机组供热居多且供热期长, 因此要优先解决热电解耦问题, 让已有的煤电机组能够加大供热出力, 减少供电出力。另一方面, 吉林煤电小机组多、大机组少, 因此应该对大机组进行供热改造, 同时加快大型供热机组对小机组的替代, 尽快淘汰落后小机组。

第二,甘肃省重点推动煤电在西北全区域布局的优化。甘肃省存在比较明显的区域性煤电布局不合理的问题。河西地区因为要配套酒泉一湖南特高压清洁电力的送出,煤电不足;中部兰州和陇东地区则呈现出明显的煤电过剩。应该按照就近原则将甘肃省内不同区域电力资源与周边省份电力资源整合优化后配套送出,包括甘肃河西地区和新疆东部哈吐(哈密、吐鲁番)作为整体来优化,甘肃中部地区和相近的青海西宁地区作为整体来优化,陇东和宁夏地区作为整体来进行优化。

第三,山西省煤电优化发展关键是协调非煤电力的发展。山西是为京津冀地区送出电力的主要省份之一,之前布局的外送电源基本都是煤电,未来应该重点推动非煤电力替代煤电。山西多山地,日照条件较好,风光资源开发潜力巨大;另外,山西煤矿众多,煤层气丰富,通过对煤层气的采集并适度利用于发电既减少煤矿瓦斯排空泄露现象,也能在一定程度上降低煤炭消耗。

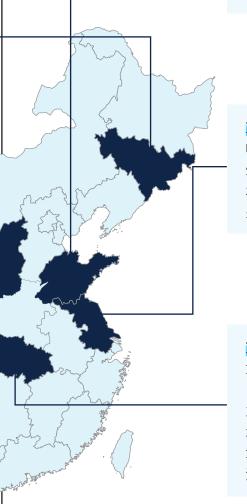


第四,山东省煤电优化的核心是节能和非化石能源的发展。一方面,作为典型的重工业大省,山东要着力提高能效水平,借力新旧动能转换推动结构性改革,降低全省电力需求增速来减少煤电需量,实现煤电退出。另一方面,山东要寻求煤电的替代能源。山东具有多个沿海核电厂址,沿海风力资源丰富,核电、风电都具有很大的开发潜力。山东拥有海岸港口优势,具备建设 LNG 接收基地的条件,可以适度发展气电;同时,依托西电东送特高压通道,提高外购清洁电力比重,实现对本省煤电的替代。



第六,湖北省煤电退出要重点依靠本省水电和外来清洁电力。湖北是电力"大进大出"的省份,三峡工程每年900亿干瓦时的水电几乎全部外送,本省的电力缺口却需要外来电力来补充。一方面,湖北需要寻求政策突破,将三峡工程的部分电力留置本省使用,对省内较早开发的水电站实施技改提高发电水平。另一方面,湖北需要提高外来清洁电力供应,提高已送电的陕北—湖北特高压通道利用率,利用复-奉、锦-苏等途经湖北已建或待建的特高压通道,承接一部分邻近省份金沙江流域、雅砻江流域水电供应,解决用电缺口。





# 引言

在格拉斯哥联合国气候变化大会召开前夕,国务院印发了《2030年前碳达峰行动方案》(以下简称《方案》),要求严控煤电装机规模,有序淘汰煤电落后产能,加快现役机组节能升级和灵活性改造,推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。

自 2014 年煤电核准权限下放后,省级政府能源管理部门成为国家电力政策落实和项目决策的核心。在"双碳"目标的引领下,电力行业作为我国最主要的碳排放来源,必将成为各地节能减排工作的重要抓手。因此通过"自下而上"的手段,在省级层面开展优化煤电发展研究对于推动煤电转型和有序退出、尽快实现二氧化碳排放达峰并逐步下降具有重要意义。

自然资源保护协会(NRDC)联合北京大学等研究机构,针对吉林、山西、甘肃、山东、湖北和江苏6个具有代表性省份采用"自下而上"逐台机组分析的方式,开展了煤电优化的研究。报告基于近中期各省电力供需形势,在考虑电力电量平衡的安全调度约束下,依托对煤电机组类别、能效参数、服役年限等要素的评估分析,为不同区域各类型煤电机组选择适宜的优化发展路径,并量化了优化结果,提出了针对性的政策建议。

典型省份电力发展基本 情况分析 我国能源资源分布与用电负荷区域分布错位,不同地区对煤电的需求不尽相同,因此,不同省份在煤电优化上存在较大差异。本研究将各省按照区域、发电结构和跨区输电等特点进行分类,选择了具有代表性的6个典型省份进行研究:位于东北、风光比例高的电力输出省吉林,位于华北、煤电为主的电力输出省山西和电力输入省山东,位于西北、风光比例高的电力输出省甘肃,地处华中、水电丰富、输出水电输入煤电的湖北,以及位于华东、煤电为主的电力输入省江苏。



图 1-1 典型省份区位分布

### 1.1 典型省份用电情况分析

### (1)不同省份之间用电水平存在巨大的差异

2020年,尽管受到了新冠疫情的严重影响,但是我国全社会用电水平仍保持了平稳增长,全社会用电量达到 7.51 万亿千瓦时,同比增长 3.10%。

从 2020 年用电增速上看,湖北省用电量受到疫情冲击最大,出现负增长,全社会用电量需求同比下降 3.17%;山东和江苏省增速放缓,仅同比增长 1.72% 和 1.75%,低于全国平均水平;山西省和吉林省用电量增速略高于全国平均水平,分别比上年增长 3.50% 和 3.20%;甘肃省用电量增速六省之中最高,同比增长 6.80%,远高于全国平均增速。

从用电总量上来看,六个省份中,山东省用电量最高,达到 6940 亿千瓦时,比最低的吉林省高 7.60 倍。从人均用电量来看,江苏省人均用电量超过 7500 千瓦时,是最低的吉林省的 2.25 倍。除湖北和吉林,山东、江苏、山西和甘肃的人均用电量均高于全国平均水平。

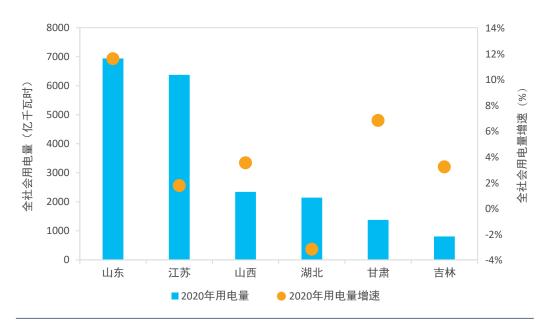


图 1-2 中国典型省份 2020 年全社会用电量及增速

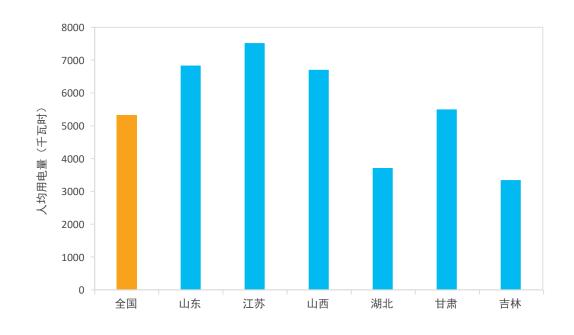


图 1-3 中国典型省份 2020 年人均用电量

从"十三五"期间用电增长情况上看,全社会用电量年均增速为 5.70%,较"十二五"时期有所回落,主要是由于我国进入经济发展新常态,GDP 和用电增速放缓。6 个省份中,山东、山西用电增速达到 6%以上,高于全国平均水平,湖北略低于全国平均水平,而甘肃、江苏、吉林都未超过 5%,低于全国平均水平 1 个百分点以上。

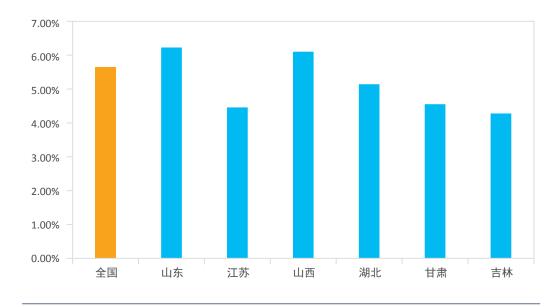


图 1-4 "十三五"期间中国典型省份用电年均增速

从发展趋势来看,未来一段时期,山西省和吉林省用电需求增速将保持与全国平均 水平相当的趋势;随着经济活动的正常化,工业负荷占比高的山东和江苏省用电量将恢 复到较高的增长水平;湖北将从疫情影响的状态慢慢恢复过往水平,甘肃省随着高耗能 行业从沿海向内陆可再生能源丰富的地区转移、用电量也将持续上涨。

### (2) 各省单位耗电量产出及电力消费弹性系数存在较大的差异

万元 GDP 用电量是衡量经济发展水平和经济结构的重要指标。湖北和吉林由于高 耗能行业占比较低,万元 GDP 用电量低于其他省份。江苏则是因为先进制造业和高新 技术产业对 GDP 贡献突出,且省内工业整体能效水平较高,万元 GDP 用电量亦低于全 国平均水平。山西和甘肃该项指标接近全国平均水平的两倍,一方面说明两省的工业以 高耗能行业为主,另外一方面也说明两省的工业能效水平较低。详见表 1-1 所示。

表 1-1 2020 年全国人均 GDP 及用电量情况

	人均 GDP (美元)	人均用电量 (千瓦时)	万元 GDP 用电量 (千瓦时)	二产用电量
山东	11081	6837	949	7

	人均 GDP (美元)			二产用电量占比(%)
山东	11081	6837	949	78
江苏	18625	7521	620	72
山西	7776	6707	1327	77
湖北	11573	3713	494	61
甘肃	5544	5500	1526	76
吉林	7869	3344	654	60
 全国	11072	5320	739	68

电力消费弹性系数能够反应产业结构优化和技术水平进步。"十三五"期间,全国 及6个省份的电力消费弹性系数如图1-5所示。从图中可以看出,山东、吉林两省的电 力消费弹性系数大于 1, 说明"十三五"期间山东、吉林两省的电力消费增速高于 GDP 增速,单位电量的 GDP 产出在逐步下降,能源产出效率是逐步降低的。从这一指标来 看,吉林省的经济振兴和山东省的新旧动能转换没有取得很好效果,甚至说经济对于能 源驱动的依赖性更强。山西、甘肃两省弹性系数均小于 1 并接近全国平均水平,说明两 省的经济转型与全国基本同步,经济对能源的依赖性逐步降低。江苏、湖北两省的弹性 系数均低于全国平均水平,说明两省经济转型的速度明显快于全国平均水平。从江苏和 山东两个经济和能源消耗大省的比较来看,江苏省不仅经济总量更高、质量更好,而且 转型的速度更快,维持同样的经济增速,江苏所需要的电力消费增速不及山东的一半。

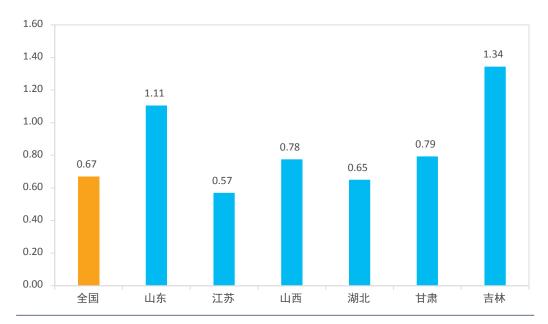


图 1-5 "十三五"全国及典型省份电力消费弹性系数

### (3) 用电负荷创新高的原因存在差异

"十三五"期间,由于居民用电对尖峰负荷的贡献越来越大,多数省份的最大用电负荷都屡创新高,其中,湖北省的年均最大负荷增速突破了8%。2020年,山东省统调的最大用电负荷超过9000万千瓦,江苏冬夏两季的用电负荷均突破1亿千瓦。

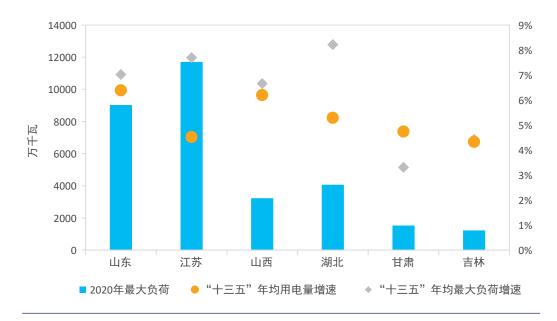


图 1-6 "十三五" 典型省份用电量最大负荷增速

最大用电负荷增速与用电量增速的差异主要受两方面的影响。一是地理位置,湖北、江苏位于南方,夏季空调和冬季采暖带来的用电需求越来越大,冬夏双高峰的用电特征逐步显现;而甘肃、吉林地区纬度更高,夏季几乎没有制冷需求,冬季又有集中供暖,因此负荷的需求增速反而慢于用电增速。其次是产业结构的影响。甘肃、山西和山东连续性生产的重工业比重较高,因此总体的负荷曲线平缓一些;而湖北、江苏主要以轻型制造业为主,因此负荷的变动性更大一些。

### 1.2 典型省份发电情况分析

### (1) 煤电仍然是各省发电的主力

截至 2020 年,煤电在所有省份仍然是主力电源。从煤电在总装机规模的比例来看,除甘肃、湖北外,其他 4 省的煤电装机占比都超过了 50%;从发电量来看,所有省份煤电发电量占比均超过 50%,最高的山东和山西占比均超过 80%。从装机结构的变化来看,"十三五"期间,6 个省份煤电占比在逐步减少,但是绝对数量仍处于增长状态,没有出现装机减少的趋势。

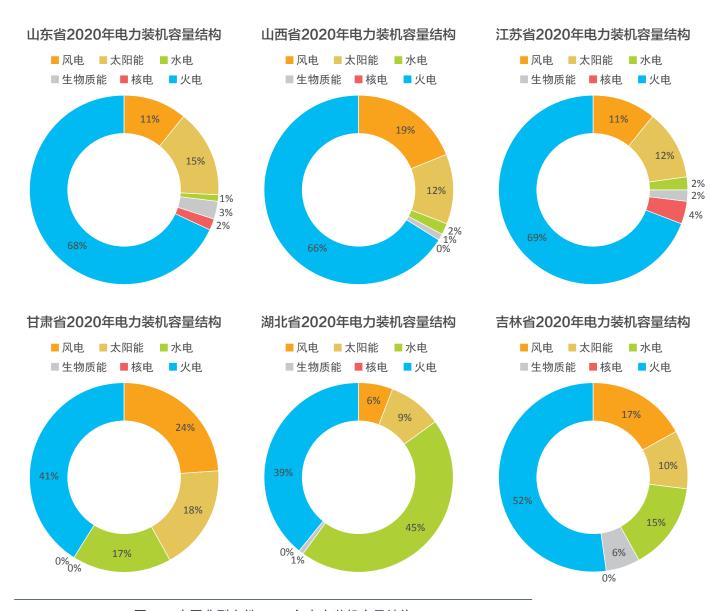


图 1-7 中国典型省份 2020 年电力装机容量结构

#### (2) 风电和光伏都经历了快速的增长

"十三五"发电领域最大的变化是风光发电的快速增加。所有6个典型省份在"十三五"期间都经历了风电和光伏的大发展。从绝对规模看,增加最多的是山东省,五年增加了3150万千瓦,接近存量煤电的30%。从装机占比来看,山西省风光发电占比增长了20%以上,山东和江苏也都增长了接近15%;吉林和甘肃两省风光发电增长相对较少,主要原因是"十三五"前期受弃风弃光现象严重的影响,没有核准新的项目。随着祁韶、扎鲁特两条直流送出工程的投运,弃风限电问题得到彻底解决,两省的风光发电将在"十四五"迎来新的大发展。

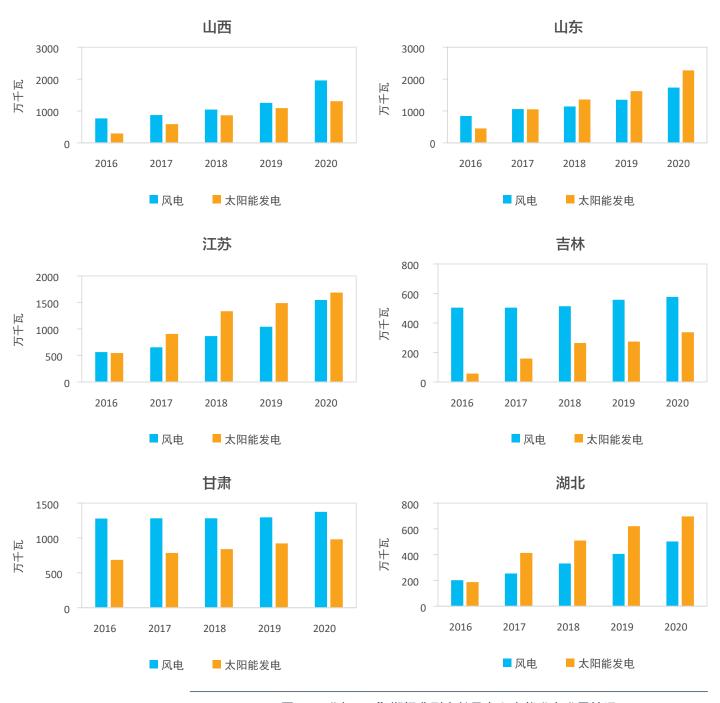


图 1-8 "十三五"期间典型省份风电和光伏发电发展情况

### (3) 常规水电的增长都非常缓慢

水电是清洁的非化石电源,是改善电源结构的重要选择。由于可开发利用的水电资源有限,6个省份在"十三五"期间甚至未来常规水电发展都会非常缓慢。从全国来看,

增长潜力主要集中在四川、云南和西藏三省,远离负荷中心,只能依靠特高压跨区域输电的方式来解决消纳问题。抽水蓄能作为优质的灵活性资源,在新型电力系统中将扮演更加重要的角色,各典型省份未来规划的水电装机也将以抽水蓄能电站为主。

### (4) 气电的规模较小,而且增长缓慢

从气电规模来看,所选 6 个省份中只有江苏具有成规模的气电,截止 2019 年年底,其天然气发电装机达到 1610 万千瓦,占省内总装机比重达到 12% 以上。从增量变化来看,各省"十三五"都规划了一定数量的天然气发电,但都远没有实现规划目标。江苏、山东、湖北多个已核准项目处于未建、缓建状态。

天然气发电增加缓慢的原因主要有两个,第一是收益不够,低电价和高气价形成矛盾,企业难以盈利;第二是气源不足,用电高峰期与用气高峰期重合,难以保证气电在 尖峰时刻维持高出力水平。随着峰谷电价政策的实施及 LNG 基础设施的改进,"十四五"期间,江苏、山东天然气发电将迎来一定发展。

### 1.3 典型省份电力输送情况分析

山西、湖北、甘肃和吉林是电力输出省份。截至 2020 年底,山西电网拥有 1 条 1000 干伏特高压交流送华中通道、1 条 ±800 干伏特高压直流送华东通道和 9 条 500 干伏交流送华北通道,外送能力达到 3830 万干瓦,承担着向京津冀、华东和华中等区域输送电能的任务。湖北省拥有 1000 干伏级交流特高压输电线路——晋东南 - 南阳 - 荆门特高压交流试验示范工程、陕北 - 湖北 ±800 干伏特高压直流输电工程和渝鄂直流背靠背联网工程,还拥有 5 条跨区域 ±500 干伏级直流输电线路,将省内大量水电输送往华北、华东、南方等地区。甘肃电网处于西北电网中心位置,是西北电网水火(新能源)互济,跨省功率交换的核心枢纽,"十三五"期间,甘肃省的电力外送电量达到1626 亿干瓦时,其中新能源电量 609 亿干瓦时,占 37.45%。吉林省在东北电网内部送电约 630 万干瓦,还通过扎鲁特 - 青州直流输电通道汇集电力 300 万干瓦,对风电资源丰富的吉林省来说,输电能力的提升大幅提高了吉林省风电消纳能力。

山东省和江苏省是大型电力输入省份。截至 2020 年底,山东省已经建成"五交四直"特高压工程,外电接纳能力达 2700 万千瓦以上。江苏电网已建成"一交三直"特高压网架,初步形成特高压交直流混联电网格局,区外电力承接能力达到 3700 万千瓦左右,区外来电最大电力占全省全社会最大负荷的比重由 2017 年的 23.00% 提高至 2020 年的 28.50% 左右。

从输送电量情况上看,"十三五"以来,随着特高压通道的建设,跨区跨省输电能力持续提高,交易规模不断扩大,一定程度缓解区域资源与电力负荷不平衡的矛盾。2020年,全国跨区送电完成6474亿千瓦时,占全社会用电量的8.62%。电力输出省份中,山西外送电量1054亿干瓦时,甘肃外送电量520亿干瓦时,吉林外送电量150亿干瓦时;输入省份中,山东接纳外电1164亿干瓦时,江苏接纳外电1300亿干瓦时。但依然存在多条已建成特高压通道利用率长期偏低问题。主要有以下几个原因:一是送端配套电源滞后制约了通道输电能力提升;二是各地政府对本地的电力有主导权,利益诉求不同造成省间壁垒,送受两端难以达成协议;三是输配电环节过高的流通成本影响跨区送电,送受两端都对电价来回博弈,跨区跨省输电价格传导机制及交易机制有待完善。

典型省份电力规划情景 分析

### 2.1 典型省份电力供需形势分析

### 2.1.1 电力需求预测

根据各省产业结构、人口变化并结合典型省份经济发展预期,参考欧美发达国家人均用电水平,对典型省份的人均用电量和全社会用电量进行预测。同时随着结构调整和产业升级、人民生活水平提高,负荷特性变化将发生明显变化。负荷率高的第二产业用电比重稳步下降,负荷率相对较低的第三产业和居民生活用电占比逐年提高,从而最大负荷增速将高于电量增速。综合考虑典型省份历年最大负荷、未来经济增长转变、用电结构变化趋势、地理位置及气候特点等因素,对各省全社会最大负荷进行预测。预测结果如表 2-1。

指标	年份	山东	江苏	山西	湖北	甘肃	吉林
	2020年	6837	7521	6707	3713	5500	3344
全社会用电量 (亿千瓦时)	2025 年	8200	8648	7400	4700	5587	3984
	2035 年	11500	9200	8700	6500	6807	5347
	2020年	6837	7521	6707	3713	5500	3344
人均用电量 (千瓦时)	2025 年	8200	8648	7400	4700	5587	3984
. , , , , ,	2035 年	11500	9200	8700	6500	6807	5347
	2020年	9022	11701	3225	4065	1530	1210
最大用电负荷 (万千瓦)	2025 年	12073	14011	4500	5500	2018	1695
	2035 年	18748	14918	6300	8100	2779	1895

表 2-1 典型省份用电量及负荷预测

### 2.1.2 电力供给分析

#### (1) 山东省

水电:山东省水电资源有限,《十四五规划纲要》未来水电工程仅规划了抽蓄项目; 气电:未来山东省将在济南、青岛等经济发达、气源好的城市规划一批集中式电站;核 电:预期将推进海阳、荣成两个核电项目建设,打造东部沿海核电基地;风电、光伏:山东风、光资源丰富,在提出建成陆上千万千瓦级风电基地后,近期海上风电也将规划 渤中、半岛北、半岛南三大海上风电基地,光伏方面也已提出集散并举的发展目标,未来有望继续保持光伏第一省的位置;跨省输电:目前通道存在送端电源不足等问题,电力输送未达到设计能力,通过加快配套电源建设,将有效增加山东省外电力供应量,另外,陇电入鲁等工程预计在"十四五"建成投产,也将进一步提升山东接受外来电力的能力。

### (2) 江苏省

水电:江苏省常规水电资源有限,"十四五"主要考虑句容抽蓄 135 万千瓦和苏文顶抽蓄 120 万千瓦,远期浙江和安徽尚有规划厂址可投资抽蓄容量;气电:江苏是气电装机大省,未来计划新增气电仍有较大规模;核电:田湾核电站一期、二期工程已全部投产运行,三期 2×111.8 万千瓦正在建设中,远期可能还有田湾四期和江苏二核;风电、光伏:江苏省风能资源丰富,也是光伏大省,已提出力争 2025 年风光装机达到6300 万千瓦,未来海上风电基地和分布式光伏将是布局重点;跨省输电:"十四五"期间晋北直流、锡盟直流将逐步实现满功率投运,±800 千伏白鹤滩水电站至江苏特高压直流工程也将建成投产,预计 2025 年外来电能力将达到 4516 万千瓦,2035 年将进一步提升。

### (3) 山西省

水电:山西省常规水电基本开发完毕,未来新增装机主要来自垣曲抽水蓄能电站; 气电:山西省气源条件较好,一批燃气发电项目如昔阳 120MW 级燃气发电等正在推进; 风电、光伏:山西省风电和太阳能资源丰富,未来发展空间很大;跨区输电:山西是电 力外送大省,考虑未来特高压线路建设规划,和省间协议、配套电源继续建设的情况, 预计 2025 年外送能力将达到 3000 万干瓦,经过线路优化和新增,2035 年外送能力进 一步提高。

### (4) 湖北省

水电:湖北省是水电大省,但常规水电资源几乎已开发殆尽,但抽蓄资源丰富,未来保守开发潜力为600万千瓦; 气电:湖北省当前的气电装机远落后于规划进度,未来增长潜力有限;核电:湖北省核电备选站址共有6个,理想规模可以达到1200万千瓦,但内陆核电建设具有极大不确定性;风电、光伏:湖北省风电和太阳能资源禀赋一般,但仍提出实施新能源倍增行动,据国网湖北电力公司初步估计,2030年省内风光装机将达到3500万千瓦以上;跨区输电:当前湖北省仍是电力净输出省份,预计未来在继续向东南省份输出大量水电的同时,随着陕北-湖北特高压、四川-湖北特高压的落地,湖北省接纳外来电的能力将进一步增强。

### (5)甘肃省

水电: 甘肃省属于水资源严重短缺的省份之一,水电开发利用难度较大,近期新增主要以昌马(拟装机120万千瓦)和大古山(120万千瓦)抽蓄项目为主;气电:考虑经济因素,未来气电规模大量增长的可能性较小;风电、光伏:甘肃省风能和太阳能资源十分丰富,且省里已提出2025年风光电装机达到5000万千瓦以上,未来发展潜力很大;跨区输电:甘肃为电力输出大省,但目前输电通道利用率较低,随着日后青海一河南 ±800千伏特高压直流输电线路和陇东—山东 ±800千伏特高压直流输电线路等建成投产,配套电源建设加快,甘肃省跨省跨区输电能力将进一步得到提升。

#### (6) 吉林省

水电:吉林省水电资源丰富,但继续开发的潜力不大,未来主要新增敦化和蛟河抽水蓄能电站;气电:考虑经济因素,吉林气电规模快速增长的可能性较小;核电:虽然赤松核电(4×125万)已列入国家核电规划,但近期内陆核电建设重启可能性较小,"十五五"以后有望合理推进;风电、光伏:吉林省风电资源丰富,太阳能资源充裕,未来旨在打造国家干万干瓦级风电、光伏基地"陆上三峡"目标;跨区输电:随着鲁固直流投产,吉林省电力外送规模有所增加。

# 2.2 典型省份电力规划情景结果分析

### 2.2.1 电力规划方法简介

用电量平衡和用电负荷平衡是电力系统运行的基础。参照电力系统实际运行方式,报告建立电力电量平衡模型,对典型省份未来的电力规划进行分析。模型需要满足电力和电量平衡两个约束条件,具体如下:

#### (1) 电量平衡:

$$\sum P_i \times S_i + W_{in} - W_{out} \ge W \tag{1}$$

其中W代表典型省份用电需求(亿千瓦时), $W_{in}$ 代表外来电输入量(亿千瓦时), $W_{out}$ 代表省内电力输出量(亿千瓦时), $P_i$ 代表省内各类电源的装机容量(万千瓦),Si代表各类电源的利用小时数。

### (2) 电力平衡:

$$\sum P_i \times \alpha_i + P_{in} - P_{out} \ge P_m \tag{2}$$

其中  $P_m$  代表典型省份最大用电负荷(万千瓦), $P_m$  代表外来电等效容量(万千瓦), $P_{out}$  代表省内电源输出容量(万千瓦), $P_i$  代表省内各类电源装机容量(万千瓦), $\alpha_i$  代表省内各类电源的容量系数。

此处的容量系数  $\alpha_i$  定义为尖峰负荷时电源发电能力与其装机容量的比值。当  $\alpha=1$  时,该电源的全部装机在尖峰负荷时可实现 100% 的出力,反之亦然。在综合考虑了《风能及太阳能发电有效承载能力评估》(CPUC,2014)和《不同发电技术资源充裕性评估》(Kahrl,2016)等政策文件及研究报告后,报告设定各类电源容量系数如表 2-2 所示。

表 2-2 各类电源的容量系数

煤电	气电	水电	抽蓄	风电	光伏	核电	其他
0.90	0.95	0.5	1.0	0.10	0.20	1.0	0.8

### 2.2.2 电力规划情景结果

按照国家对碳达峰、碳中和的总体部署,以国家及各省发布的能源电力规划等资料为基础,对各省的电力发展进行了分析预测。同时,考虑到 2035 年之后碳中和的路径存在很大的不确定性,本报告将研究时段重点落在近中期,并选定 2025、2035 年两个时间作为关键的分析节点。

在综合考虑典型省份规划目标和各类电源的资源潜力的基础上,优先规划可再生能源、清洁气电及需求侧资源等电源来满足未来电力电量需求,得出 2025、2035 年典型省份电力规划情景结果,如图 2-1 到图 2-6,图中其他电源类型包括生物质发电、储能、需求响应资源及余热余压利用等。

此外,考虑智能电网技术发展、需求侧响应能力提高、煤电灵活调节性能提高等因素,预计 2035 年跨区输电、需求侧资源及煤电容量系数将有一定提升。

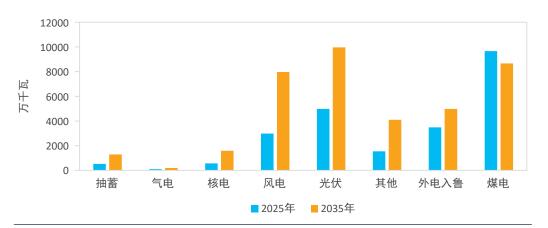


图 2-1 山东省电力规划情景

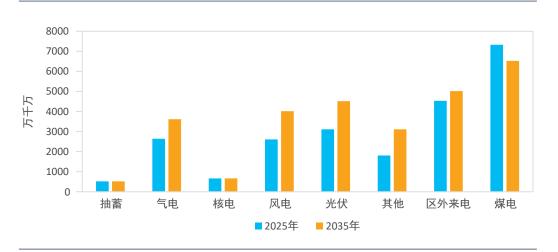


图 2-2 江苏省电力规划情景

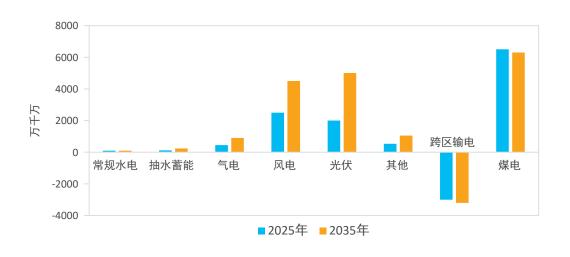


图 2-3 山西省电力规划情景

#### 煤控研究项目

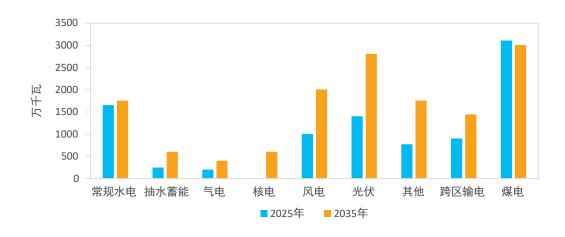


图 2-4 湖北省电力规划情景

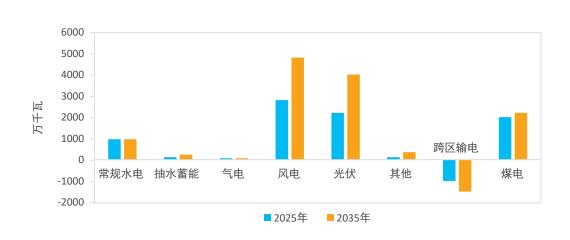


图 2-5 甘肃省电力规划情景

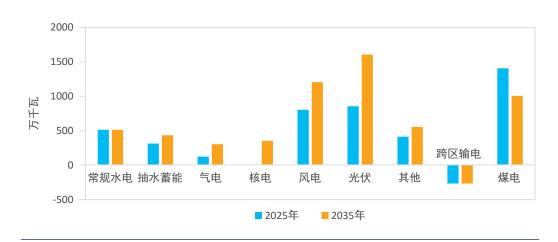


图 2-6 吉林省电力规划情景

## 2.3 典型省份煤电合理规模分析

在电力电量平衡的基础上,优先安排清洁能源装机发电,考虑合理的系统备用率,可以估算系统中所需煤电的合理规模。结合省内实际的煤电装机情况,可以进一步推算 煤电潜在退出规模。

等效装机容量:

$$P_D = \sum P_i \times \alpha_i + P_{in} - P_{out} \tag{3}$$

等效装机容量可定义为电力系统在尖峰负荷时的最大供电能力。

电力系统装机备用率:

$$K = \frac{\sum P_i \times \alpha_i + P_{in} - P_{out}}{P_{m}} - 1 \tag{4}$$

系统备用率 *K* 是指电力系统在设备检修、事故、调频等情况下仍能保证电力需求而需要增设的电源容量占最大用电负荷的比例。过低的系统备用率会降低整个电力系统的可靠性,而过高的系统备用率则会导致资源浪费与经济性下降,因此系统备用率是评价电力系统的重要指标。根据国家能源局公布的参考数值,典型省份的系统合理备用率均在13%-14%之间。

煤电合理规模:

$$P_{H} = (1 + K_{H})P_{m} + P_{out} - P_{in} - \sum P_{i} \times \alpha_{i}$$
 (5)

其中  $K_H$  为合理装机备用率 (%),Pi 代表除煤电外其他电源的装机容量(万千瓦)。合理煤电装机容量是指在满足电量平衡、电力平衡,并优先考虑其他电源的前提下,使电力系统保持在合理备用率时所对应的煤电装机容量。

煤电潜在退出规模:

$$P_{over} = P_1 - P_H \tag{6}$$

其中 *P*<sub>i</sub>代表典型省份煤电实际存量。通过计算,各省煤电潜在优化规模如表 2-3。假定典型省份"十四五"期间煤电装机规模保持现有不变和利用小时数维持在合理区间,则 2025 年山东、江苏、甘肃和吉林省仍存在煤电供过于求的情况,湖北现有煤电装机可以满足电量平衡,但在系统尖峰时期电力供应能力不足,即使在充分挖掘需求侧响应潜力的情况下),还需要继续新建 273 万千瓦煤电装机;除了电力外送要求,山西作为华北地区灵活性基地需要增加 247 千瓦万灵活煤电机组。假定 2025 年各省煤电实际装

机回归合理装机水平,且"十五五"及"十六五"保持不变,则 2035 年各省普遍存在煤电供过于求的情况,但甘肃省由于"西电东送"规划,特高压外送规模增加,需要增加 200 万千瓦左右的煤电配套电源装机。

表 2-3 典型省份煤电潜在优化规模估算

(单位:万千瓦)

	2020年	2025 年			2035 年		
省份	现存 规模	合理 规模	潜在退出 规模	改造 规模	合理 规模	潜在退出 规模	改造 规模
山东	10227	9700	527	1940	8700	1000	3057
江苏	7778	7300	478	1404	6500	800	279
山西	6253	6500	-247	1541	6300	200	1786
湖北	2827	3100	-273	717	3000	100	400
甘肃	2253	2000	253	866	2200	-200	959
吉林	1733	1400	333	765	1000	400	472
总计	31071	30000	1071	7233	27700	2300	6953

# 2.4 规划结果总结分析

第一,不同省份对于未来煤电的需求存在差异。分阶段看,当前至2025年阶段,山东、江苏、甘肃和吉林四省都具备压减煤电规模的空间,共计约1591万千瓦;而湖北和山西因存在大量跨区外送电力,本省高峰时段电力供应紧张,尖峰负荷增长可能带来电力短缺,因此存在增加一定规模煤电装机的可能性,预计新增520万千瓦。2025年至2035年阶段,山东、江苏、吉林、湖北、山西煤电会有压减的潜力,合计约2500万千瓦;由于该阶段可再生能源规模进一步扩大及跨区送出需求,甘肃预计会新增约200万千瓦的配套煤电。

第二,跨区域输电对于煤电的退出具有重要作用。尽管根据规划情景的条件计算后, 山东和江苏均存在一定的过剩规模,但是这种过剩是建立在大规模的跨区域输电规模基础之上的。山东省 2025 年的潜在退出规模是 527 万千瓦,但是规划的情景是 3500 万 的外电接入,不考虑外电的情况下,山东电力缺口接近 3000 万干瓦。江苏 2025 年煤 电的潜在退出规模是 478 万干瓦,但是规划的情景是 4516 万干瓦的的外电接入,如果不考虑外电接入情况下,电力缺口达到 4000 万干瓦。甘肃潜在退出规模从 2025 年到 2035 年由正转负的根本原因也是 2025 年后规划了大量电力送出的结果。

第三,煤电对于满足负荷需求的作用远大于电量需求。从规划的结果来看,山西和湖北省2025年电力供应不足的原因是尖峰负荷存在供给缺口,但是电量平衡完全可以满足;其他5省如果仅仅考虑电量平衡则煤电潜在退出的规模会更大。从规划的约束来看,6个省市未来最大负荷的增长率都高于电量负荷增长率;但从规划的计算中间过程来看,当设定相同的增长率时,电力平衡对于煤电的要求规模仍然大于电量平衡的规模。虽然各省市都设定了一定规模的需求响应数量,但是从目前各省执行的实际来看,需求响应推广的难度远大于其他电源的增加,需求响应是规划落实执行的最大变量。

第四,当前的电力系统留有充足的安全裕度。本报告的情景设计中设定了13%-14%的电力安全裕度,这个裕度与国家标准基本一致。从"十三五"规划执行来看,电力规划中提出2020年风电装机2.1亿千瓦、太阳能发电装机1.1亿千瓦的发展目标。并且为了适应高比例可再生能源的接入、降低弃风弃光率,规划中提出了增加电力系统综合调节能力的发展目标,例如,新增1700万千瓦抽水蓄能、新增5000万千瓦天然气发电、新增2.19亿千瓦煤电灵活性改造的目标。从规划完成结果来看,2020年风电装机达到2.81亿千瓦,太阳能发电装机达到2.53亿千瓦,随机性电源超过规划目标2.14亿千瓦;而抽水蓄能仅增加850万千瓦、天然气发电增加3200万千瓦,煤电灵活性改造规模也仅仅完成6000万千瓦左右,灵活性电源距离规划目标还存在1.8亿千瓦左右的缺口。

从实际电力需求来看,"十三五"全国平均用电量增速达到 5.7%,最大负荷增速高出用电增速 1 个百分点左右,均超过预期。从风光发电的消纳来看,2020 年全国风电、光伏的平均利用率分别是 97%、98%,均超过"十三五"规划目标。"十三五"期间,在灵活性电源远未达到规划目标,随机性电源远超规划目标的情况下,随机性电源仍能维持很高的消纳水平,同时电力系统仍能满足超预期的电力需求,这说明"十三五"期间的电力系统灵活性裕度能够满足实际需要。但从长远看,未来要实现双碳目标,可再生能源接入系统比例会有更大幅度的提升,现有的灵活性资源建设模式和步伐将无法满足未来需求。

典型省份煤电转型优化 路径分析

# 3.1 典型省份煤电发展总体情况对比分析

#### 3.1.1 典型省份煤电装机结构及数量分析

从数量上看,截至 2020 年底,6 个省份煤电机组数量由多到少排列依次为山东、山西、江苏、吉林、湖北、甘肃,数量最多的是山东 442 台,最少的是甘肃 66 台。从 30 万千瓦级以上机组数量占比上看,山西、江苏、吉林、湖北、甘肃都超过 70%,其中,江苏 60 万千瓦级以上先进机组较多,远高于其他省份。而山东 30 万千瓦级以上机组数量仅占全省总数的 43.89%,一半以上机组都是 30 万千瓦以下小机组,且大量为自备电厂,此部分煤电机组地域分散性大、经济性低、煤耗指标高,是煤电优化的重点对象。

从装机容量上看,6个省份煤电机组容量由大到小排列依次为山东、江苏、山西、湖北、甘肃、吉林,容量最大的是山东10227万千瓦,最少的是吉林1733万千瓦。从机组容量等级占比上看,百万级机组容量占比最高的是江苏为37.53%,最低的吉林尚未建成百万机组;60万千瓦级机组容量占比最高的是山西为39.34%,最低的是甘肃为17.00%;30万千瓦级机组容量占比最高的是甘肃为65.83%,最低的是江苏为22.26%;30万千瓦以下小机组占比最高的是山东为18.23%,最低的是江苏仅为4.2%。

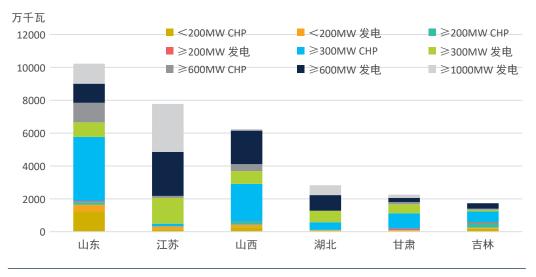


图 3-1 典型省份煤电装机结构及分布

#### 3.1.2 典型省份煤电运行时间分析

6个省机组平均服役年限从长到短排列依次为吉林、湖北、江苏、山东、甘肃、山西,最长的为吉林 15.23年,最短的为山西 11.36年。百万级机组服役年限都在 8年内,山西、湖北的百万机组都是在 2020年投产的。60万千瓦级机组平均服役年限从长到短排列依次为江苏、甘肃、山西、湖北、吉林、山东,区间在 10-13年之间。30万千瓦级机组平均服役年限从长到短排列依次江苏、湖北、吉林、甘肃、山东、山西,其中江苏、湖北达到了 17年。30万千瓦以下机组超过 15年服役的台数最多的是山东有 152台,最少的是甘肃有 7台,大部分省份超过 15年服役年限的主要是 30万千瓦以下机组。

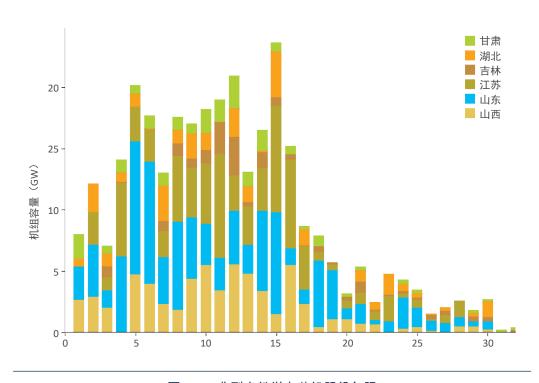
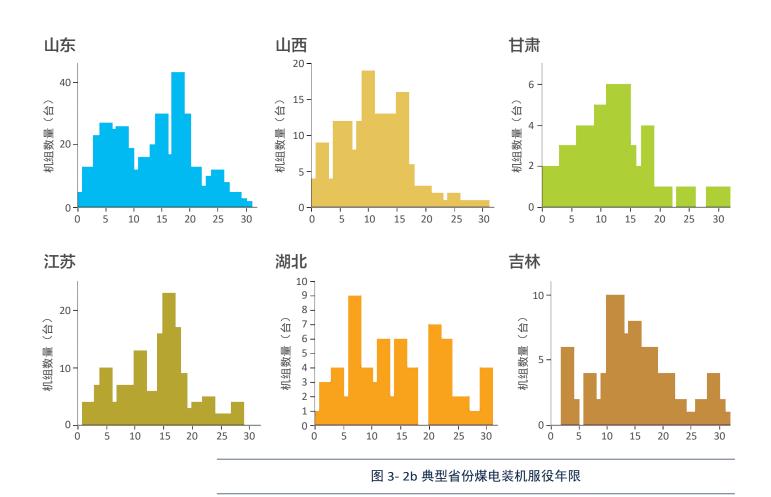


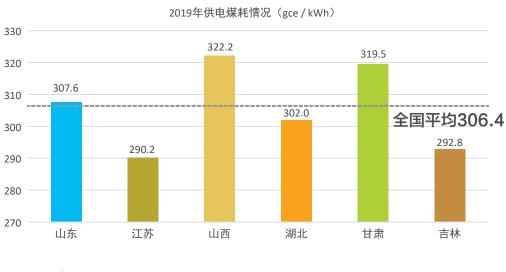
图 3-2a 典型省份煤电装机服役年限



#### 3.1.3 典型省份煤电机组的供电煤耗及利用效率 1

2019年全国 6000 千瓦及以上火电供电煤耗为 306.4 gce/kWh,从各省整体平均供电煤耗看,江苏、湖北、吉林三省低于全国平均水平,山西、甘肃、山东高于全国平均水平,最低的是江苏为 290.2 gce/kWh,最高的是山西为 322.2 gce/kWh。从具体机组容量等级上看,百万机组平均供电煤耗从低到高排列依次为山东、江苏、湖北、甘肃、山西,吉林无百万机组;60 万千瓦级机组平均供电煤耗从低到高排列依次为山东、吉林、湖北、江苏、甘肃、山西;30 万千瓦级机组平均供电煤耗从低到高排列依次吉林、山东、湖北、江苏、甘肃、山西;30 万千瓦级以下机组平均供电煤耗从低到高排列依次古林、山东、湖北、江苏、甘肃、山西;30 万千瓦级以下机组平均供电煤耗从低到高排列依次江苏、湖北、甘肃、吉林、山东、山西。

<sup>1</sup> 供电煤耗用 2019 年中电联发布数据;机组利用率 = 有效利用小时数 / 全年小时数。



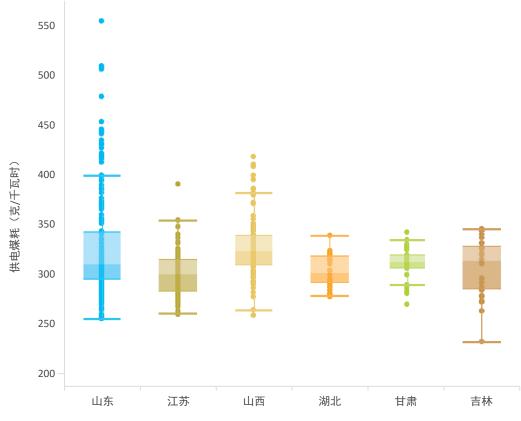


图 3-3 典型省份煤电装机的供电煤耗

从机组利用率上看,2019 年全国机组平均利用率为50.56%,山东、江苏与全国平均水平基本相当,甘肃、吉林低于全国平均水平,湖北、山西高于全国水平。最低的为吉林42.66%,最高的为湖北56.45%。从近10年变化趋势上看,江苏省机组平均利用

率呈现持续下降趋势; 吉林变化趋势不太明显; 其他省份机组平均利用率先期呈现下降趋势, 但在 2017 年左右出现拐点有所上升。

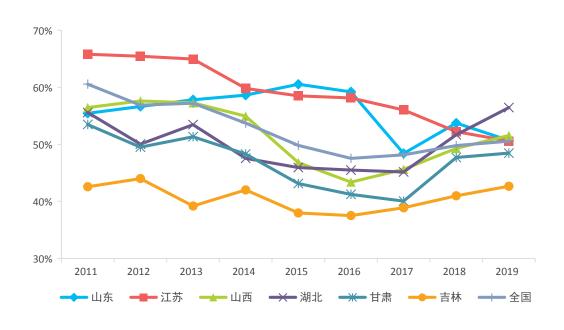


图 3-4 典型省份煤电装机的利用率

#### 3.1.4 典型省份计划建设的煤电机组分析

根据典型省份计划建设煤电机组的统计信息(如图 3-5),截止 2020 年底,山东省处于计划建设阶段的机组数量为 71 台,装机容量达 2160 万千瓦; 江苏省处于计划建设阶段的机组数量为 29 台,装机容量达 431 万千瓦; 山西省处于计划建设阶段的机组数量为 65 台,装机容量达 3294 万千瓦; 湖北省处于计划建设阶段的机组数量为 24 台,装机容量达 1058 万千瓦; 甘肃省处于计划建设阶段的机组数量为 24 台,装机容量达 1874 万千瓦; 吉林省处于计划建设阶段的机组数量为 37 台,装机容量达 186 万千瓦。山东、湖北、山西、甘肃计划建设机组以大容量、高效率机组为主,而江苏、吉林除个别大机组外,主要以供热机组为主。

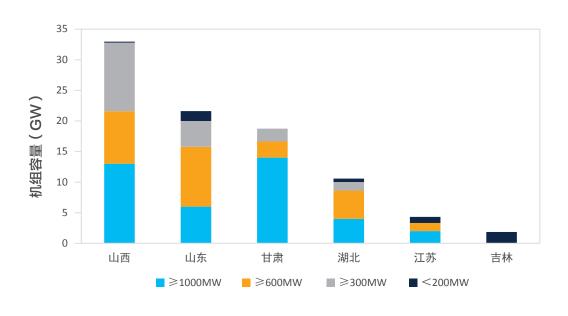


图 3-5 典型省份计划建设的煤电装机容量

#### 3.1.6 小结

通过前文的分析可以看出,不同省份不仅煤电装机差异巨大,煤电结构也存在巨大的差异。从总量上来看,装机最大的山东煤电规模达到一亿干瓦以上,最小的吉林煤电仅1733万干瓦;山东省装机总量是吉林省的6倍多。从大机组占比来看,600MW的大机组容量占比在江苏省达到73%、湖北也达到了54.82%,大机组占据绝对主力。而吉林、甘肃两省大机组占比均为20%左右,占比很低;而且吉林省没有1000MW级的机组。从小机组占比来看,吉林省300MW以下机组占比超过三分之一,仍是绝对的主力机组,但是江苏和湖北小机组占比均不到5%,占比非常小。山东和吉林省的老旧小机组数量较多,意味着淘汰落后小机组的可操作性很大,且主要是由于供暖季出力需求,那么部分小机组可通过联合背压改造后既可以满足地区供热需求,还可以降低供暖季的纯凝机组开机需求。同时,各省份的小容量煤电机组分布广泛,能灵活地承担调峰任务,更有成本优势。

典型省份中,除了吉林省,其他省份的平均服役时间都不超过 15 年,随着超低排放 改造的完成,对标国际上的煤电机组性能仍十分优越。我国煤电机组的设计使用寿命一 般为 25-30 年,对标发达国家的煤电机组使用寿命为 35-40 年,这意味着我国煤电机 组还具有较强的寿命管理潜力,需要充分挖掘煤电机组价值潜力,发挥其存量资产的最 大效能,推动煤电产业结构的优化调整和高质量健康发展。

从热电联产机组占比来看,北方地区的吉林、山东、山西占比均超过50%,而最小

的江苏省仅为 5.44%,南北差距巨大。由于历史原因,山东和山西在过去建设了大量的 燃煤自备电厂,且相当比例的自备电厂目前仍处于孤网运行状态。考虑到自备电厂是历 史遗留问题,且由于其具有靠近终端负荷、管理效率高、利用小时数稳定、横跨发电侧 和用电侧的重要市场主体等优势,因此仍需要通过一定方式,让高能效的自备电厂并网 运行,为企业及周边居民用户提供稳定、低成本的电力和热力供应,帮助降低企业用能 成本。

从计划机组情况来看,山西、山东在当前煤电装机如此充裕的情况下,仍有大量核准在建和待建机组,若不及时加以调控管理,将会对这两个省份的煤电退出工作产生巨大影响,同时会延缓两个省份实现碳达峰和碳中和目标的进程,加重电力转型成本。

# 3.2 典型省份煤电转型优化的路径设计及目标分解

#### 3.2.1 典型省份煤电转型优化的路径设计

#### (1)加速落后煤电机组的退出

根据对煤电产能规模的分析,可以得出各典型省份煤电的合理规模如表 3-1 所示,除需要按照设计使用寿命完成规定退役目标外,对高耗能机组的低排放改造以及落后机组的及时淘汰也是实现煤电退出或优化的重要手段。

	山东	江苏	山西	湖北	甘肃	吉林
2025 年合理规模	9700	7300	6500	3100	2000	1400
2035 年合理规模	8700	6500	6300	3000	2200	1000

表 3-1 典型省份 2025 年、2030 年煤电合理规模

#### 1)正常退役

根据国家能源局制定的煤电机组寿命评估技术导则,煤电机组的寿命一般为30年。已达服役年限的机组由于建厂时间早,机组服役时间过长,设备严重老化,能源消耗高发电能力不足,生产安全性差,已不堪继续负重运行,按照现行的煤电机组运营标准,对已经达到设定服役年限的机组进行正常的退役关停。

#### 2) 政府赎买

政府赎买方式选择的关键是政府能够承担足以弥补电厂拆除经济损失的补偿金。从目前各地市的财政状况来看,很难仅依靠财政来直接进行补偿。最大的可能性就是电厂的土地及地面资产附着物在政府手中能够变现,变现的收入足以弥补电厂的损失。濒临退役的煤电厂设备对政府的利用价值很小,电厂最大的价值就是土地,因此采用该种方式的关键指标是电厂在城市中心区域、本身土地价值较高,或者在距离城市较近、土地有较大增值空间的电厂。同时,考虑到燃煤自备电厂存在的问题和面临环境的复杂性、多样性,对于执行统一的环保、能耗、淘汰关停等强制性要求后符合条件的自备电厂,也可以通过政府赎买的方式购入进行统一管理。

#### 3)储备封存或延寿

储备封存是指根据地区需要选择合适的煤电机组进行封存,待需要时再启用的方式,主要是为当地满足尖峰负荷、可再生能源消纳、支撑电网安全等需求,是煤电退出的重要方式之一。采用该种方式处理的机组容量不能太小,因为小机组起不到调峰备用功能;机组寿命不能太长、也不能太短,年限太长的机组长期封存很容易达到自然寿期或经济寿期;年限太短的机组还在折旧期限内面临较大的偿债压力,长期停运封存造成较大财务风险。因此,储备封存最佳选择是运营期限在15年前后的30万千瓦级机组。

机组延寿是指已达到服役年限的煤电机组,根据地区的实际供热或负荷需求,结合 煤电机组运营能力、环保达标和社会效益等因素后,对煤电机组进行适当的延寿。

#### 4)淘汰落后机组

国家对煤电落后产能的标准各年不完全一样,但是各年的淘汰标准都是依据环保标准与水耗是否达标、供电煤耗高低、是否热电联产等方面确定。自 2017 年以来,中国政府采取了一系列政策来退役小型和落后的煤电机组,考虑的重要因素包括建成后的服役年限、煤电机组容量大小、能源效率、技术类型、是否为热电联产机组、是否为自备电厂机组等。

从社会效益的角度来考虑,主要包括污染物排放水平、煤耗水平、效率水平等方面。 从对电厂和外界的角度来考虑,主要包括对企业资产、人员、电网和居民供热需求的影响等方面。因此,关停的煤电应该选择煤耗水平高、机组容量小、运行年限超过折旧年限、人员安置容易、有备用热源、关停后环境社会效益好的机组。

#### (2)等量或减量替代煤电

#### 1)上大压小

"上大压小"就是用一个或两个容量大、水平高的机组来代替多个中小机组,采用该种方式的关键是煤电机组在当地具有不可取消性。煤电厂提供的产品主要是电能和热能。如果是电能不可取消,则等量或减量的替代方式往往采用大容量高效机组来替代小容量低效机组;如果是热能不可替代,则通常用大容量背压机组来替代中小容量的抽凝或背压机组。

#### 2)生物质燃煤耦合发电

除了"上大压小"外,生物质燃煤耦合发电也是实现煤电减量化的有效方法。生物质燃煤耦合发电,又称农林生物质与燃煤混燃发电,是指在传统燃煤发电项目中采用农林剩余物作为燃料替代部分燃煤的发电方式,主要包括生物质与燃煤直接混燃发电、增设生物质锅炉直燃并联发电、生物质气化后与燃煤混燃发电等形式。为实现煤电减量化目标,发展生物质耦合发电必须遵循容量等量替代和电量等量替代原则,切实减少煤电,推进电力清洁低碳。

#### 3)新能源指标置换

新能源指标置换方式就是给予煤电厂相应数量的新能源开发指标置换原有煤电厂的容量指标,在关停煤电机组、实现煤电产能减少的同时,充分利用原有煤电厂的人员、设备等存量优势,提高人员、资源利用效率。该种方式的选择标准和直接关停方式的选择标准类似,关键的不同点是电厂员工能够顺利转岗到新能源行业,或者电厂附近区域容易获得新能源资源。从人员优化和电厂建设运营资源利用的角度来考虑,该方式也较为合理,减小煤电退出对员工的影响。

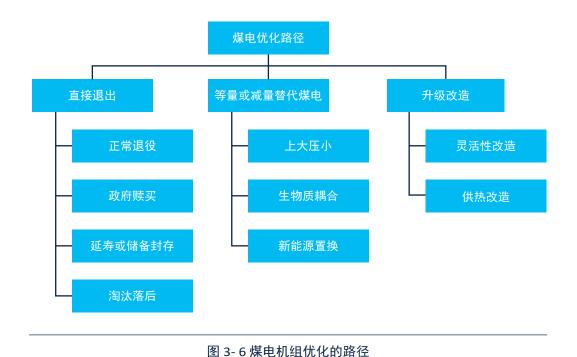
#### (3)加速推动煤电灵活性改造和供热改造

#### 1) 灵活性改造

煤电灵活性改造包括运行灵活性改造和燃料灵活性改造。运行灵活性主要是指深度 调峰能力、快速爬坡能力和快速启停能力,其中深度调峰能力是指火电机组具有较广的 变负荷范围。对于热电机组实现热电解耦,减少高峰热负荷时机组出力。燃料灵活性是 指使用适应力强的煤种,掺烧生物质,例如秸秆、木屑等。

#### 2) 供热改造

对于供热周期较长,供热机组占比较大的省份,为保证冬季的供暖需求,单纯退出 煤电机组较为困难。为满足供电和供热需求,通常用大容量背压机组来替代中小容量的 抽凝或背压机组,或对纯凝式机组进行背压式改造。



#### 3.2.2 典型省份煤电转型优化的标准选择和目标分解

根据影响煤电机组退役的因素,报告创建决策树图来说明中国煤电机组退出的决策过程。图 3-7 显示了这一过程,其中蓝色的气泡是煤电机组退出时考虑的重要因素。首先,是根据机组的运行时间进行判断,超出 30 年的机组正常退役,但在部分电力紧张的省份可考虑服役期超过 30 年的 30 万千瓦级及以上机组通过延期政策进行延寿。其次,根据政策来优先淘汰 30 万千瓦等级以下的煤电机组,而对于 30 万千瓦等级以下的非自备热电机组,若当地存在必要的供热需求,可以保留部分该类型机组继续运行。对于 30 万千瓦等级及以上机组,根据能耗要求对机组进行改造,将不具有改造潜力的机组进行优先退出。对于符合运行条件的机组,我们假设其被迫提前退役的可能性与其容量大小呈负相关(小容量、低参数的机组通常是效率较低的机组),必要时将首先退役。根据煤电机组的地理位置,将处于市中心的退出煤电进行政府赎买,对于难以进行技术改造的能效不合规机组进行"上大压小",对有生物质资源的地区进行煤电机组掺烧生物质进行耦合。

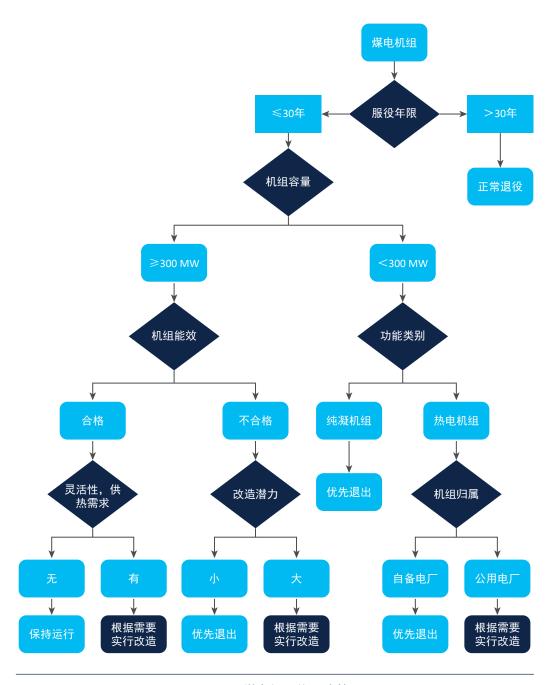


图 3-7 煤电机组优化决策

因此,根据前文提到的煤电优化路径,可以将未来典型省份煤电去产能的目标进行分解,具体见表 3-2 和表 3-3 所示。

表 3- 2 2021-2025 年典型省份煤电转型优化路径

(单位:万千瓦)

				(十四:	刀干匙
山东	江苏	山西	湖北	甘肃	吉林
240	600	738	391	60	60
336	214	131	10	81	175
0	0	0	186	0	0
52	90	15	30	0	6
293	152	137	0	29	38
563	1243	578	514	346	96
1377	161	963	203	520	669
379	774	345	78	232	212
9700	7300	6500	3100	2000	1400
527	478	-247	-273	253	333
	240 336 0 52 293 563 1377 379 9700	240     600       336     214       0     0       52     90       293     152       563     1243       1377     161       379     774       9700     7300	240     600     738       336     214     131       0     0     0       52     90     15       293     152     137       563     1243     578       1377     161     963       379     774     345       9700     7300     6500	240       600       738       391         336       214       131       10         0       0       0       186         52       90       15       30         293       152       137       0         563       1243       578       514         1377       161       963       203         379       774       345       78         9700       7300       6500       3100	山东 江苏 山西 湖北 甘肃  240 600 738 391 60  336 214 131 10 81  0 0 0 186 0  52 90 15 30 0  293 152 137 0 29  563 1243 578 514 346  1377 161 963 203 520  379 774 345 78 232  9700 7300 6500 3100 2000

表 3-3 2025-2035 年典型省份煤电转型优化路径

(单位:万千瓦)

					(+ lu	/J   <i>E</i> L/
	山东	江苏	山西	湖北	甘肃	吉林
新增高效煤电	248	799	120	686	313	80
正常退役	1124	1562	105	743	113	466
延寿(封存)	1201	382	1268	0	293	0
政府赎买	4	37	5	43	0	14
新增"上大压小"	421	33	287	11	61	29
纯凝机组灵活性改造(含 生物质掺烧和背压式改造)	96	184	130	60	396	0
热电联产机组灵活性改造	2961	95	1656	340	563	472
淘汰落后	120	0	210	0	0	0
合理规模	8700	6500	6300	3000	2200	1000
退出合计	1000	800	200	100	-200	400

<sup>2</sup> 退出合计 = 正常退役 + 政府赎买 + 淘汰落后 - 新增高效煤电,负号代表该地区将净增加一部分煤电。



典型省份煤电转型优化 的策略分析

## 4.1 共同的发展策略分析

#### 4.1.1 煤电供给方面

#### (1)上收煤电核准权限、严控煤电新增规模

中央将煤电核准权限重新上收,除特殊情况外,不再核准新的商用煤电机组。为了 保证燃煤发电技术不断创新并且为光热发电、氢燃料发电等进行技术储备,根据需要, 安排一定量的先进清洁高效煤电示范项目。

#### (2)加快淘汰落后小机组

各省对于容量小、能耗高、运行年限长的小机组,应当从污染物排放水平、煤耗水平、效率水平、当地供热需求、周边大容量机组布局、投资主体、经济效益等方面进行实地排查,评估关停电厂对企业资产、人员安置和电网供电稳定及保障民生供热的影响,提前部署备用电源替代工作,充分考虑人员安置情况,加快淘汰以自备电厂和小规模供热电厂为主的落后小机组。

#### (3)将部分机组进行储备封存

当前很多省份普遍存在"全年富电量、短时缺电力"的情况,特别是在夏季高温、 冬季供热期间容易出现时段性的电力供应短缺,导致停电现象。在当前煤电效益普遍较 差的情况下,通过新建大型机组保供将造成较大的投资浪费,因此将部分煤电过剩机组 进行储备封存,作为应急电源提供备用是更经济合理的方式。

#### (4)进一步推动煤电机组改造

进一步推动煤电机组改造主要包括以下几个方面:第一是继续推进煤电节能提效改造,鼓励煤电企业继续挖掘节能潜力,通过节能改造、供热改造、综合利用等方式降低发电煤耗和排放水平,并配套实施激励政策,在发电时长、行业奖励等方面对高能效机组进行倾斜,提高行业自主提升能效的积极性。第二是加快煤电灵活性改造,以此提升系统调节能力,增强系统灵活性,促进可再生能源消纳。主要的改造方向包括增强机组深度调峰能力、提升爬坡速率、增强快速启停能力、热电解耦等,另外通过耦合生物质发电的燃料灵活性改造,可以降低发电耗煤,实现碳减排。第三是推动纯凝机组进行背压式改造,对于"三北"地区这样存在冬季供暖需求的省份,煤电机组退出较为困难。通过对纯凝机组进行背压式改造,可以在增加供热能力的同时,释放出力空间,促进可再生能源消纳。

(5)**实施煤电等量减量替代**通过等量减量替代,优化煤电结构,提高整体效率,引导落后产能平稳退出。煤电厂提供的产品主要是电能和热能。如果是电能不可取消,则

等量或减量的替代方式往往采用大容量高效机组来替代小容量低效机组;如果是热能不可替代,则则采用大容量背压机组来替代中小容量的抽凝或背压机组。

#### (6) 优化煤电布局

按照有减有增的原则,推动煤电在全国区域内布局的优化。在东北、西北等煤电过剩的地区及鲁西北、鄂西等部分区域加大过剩煤电淘汰的力度,提高现有高效煤电机组的利用效率,并且为其他地区煤电发展让出指标空间。在"三北"特高压送端科学布局合理规模的煤电,为高比例可再生能源的送出提供保障,提高特高压线路的利用效率。在湖北因地、因时布局少量高效煤电机组,保障当地电力、热力供给。

#### 4.1.2 清洁能源替代方面

#### (1)加快推进集中式可再生电源建设

在甘肃、吉林、山西等风光资源丰富的地区集中建设"风光储"、"风光水储"等大型清洁能源基地,吸引东部地区高耗能产业西移消纳电量或者优化利用特高压线路实现电力的送出;另外在具有供热需求的地方,因地制宜的发展可再生能源供热项目,替代部分燃煤热电机组。在山东、江苏和湖北因地制宜的开发集中式风电、光伏项目,实现就地消纳。加大山东、江苏沿海的海上风电开发力度,利用规模化来降低风电开发成本,尽快推动海上风电的平价。另外,要发挥规划引领作用,做好网源协同规划、同步建设,推动可再生能源主导的源网荷储协调发展。

#### (2) 优化跨区输电通道建设和利用

以特高压线路为主的跨区输电是保障中东部湖北、江苏、山东等地区电力供给并实现煤电逐步退出的关键手段。一方面要打破省间壁垒,杜绝受端省份为了保护本省经济或企业利益,抬高输配电价或施加行政手段限制交易的行为。一方面要科学规划送端电源的布局,优化调度方式,充分发挥现有存量煤电项目的运行潜力,避免盲目增加新的煤电项目。另一方面要科学规划增量,加快推进通道配套电源建设,不断提高输电电量中非煤电力的比例。

#### (3)增加系统灵活性,促进可再生能源消纳

增加系统灵活性包括供给侧和需求侧措施。供给侧应深入挖掘电力系统调峰潜能,加快抽水蓄能和天然气等灵活电源的建设,完善相关机制建设推动煤电机组灵活性改造参与深度调峰,规范自备电厂运行管理,推动自备电厂纳入电网统一调度运行,承担调峰义务和社会责任。电网侧改造省间输电通道,优化跨区域调度能力,提升跨省之间电力平衡的能力。在用户侧开展基于用户侧的分布式储能试点,探索储能未来可能的发展模式;积极推进电动汽车与智能电网间的能量和信息双向互动,挖掘电动汽车储能对于电网的调节作用。开展大容量储能试点,积极探索商业化储能方式,为储能大规模发展提供支撑,并从系统角度加快研究"源 — 网 — 荷 — 储"灵活性资源的优化协调配置方案。

#### (4)从供需两侧提高应对尖峰负荷的能力,降低煤电迎峰压力

在电源侧适度发展天然气发电,从电价保障、热力市场保障等方面给予倾斜,提高气电对于煤电的替代水平。在需求侧,加强实时需求响应能力建设,不断扩大参与需求响应用户的覆盖面,引导已经列入有序用电方案的用户积极参与需求响应。充分发挥峰谷电价、容量电价等价格杠杆的作用,引导天然气发电厂承担更多启停和调峰作用,引导用户主动调整用电负荷、削峰填谷。

#### (5) 大力发展分布式能源

分布式能源因其靠近用户、梯级利用、一次能源利用效率高、环境友好、能源安全可靠等特点,是兼具节能、减排、安全、灵活等多重优点的能源发展方式,将在新型电力系统转型中扮演关键角色。各省主管部门应当支持企业、机构、社区和家庭按照"自发自用、余量上网、电网调节"的原则,因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质能等各类分布式能源,加快推进分布式能源市场化交易以及多能互补等各类国家和省级试点,促进能源供需实时互动、就近平衡,以降成本为目标,促进新能源产业技术进步和产品创新。

#### 4.1.3 电力市场建设层面

#### (1)加快电力现货市场建设

推进电力现货市场建设,发挥市场配置资源的决定性作用。通过电力现货市场及时 发现电力实时价格,还原商品属性,反映电力资源时间和空间上的稀缺性,进一步完善 电力能源要素价格形制,通过"无形的手"引导优化电力资源配置,真实反映煤电在电 力系统中的价值,促进高效机组优先运行发电,逐步淘汰低效机组。

#### (2)完善辅助服务市场补偿机制

随着可再生能源渗透率提高,煤电将逐渐从电量型电源向电力型电源转变,煤电行业低利用小时将成为常态,更多地通过提供调峰调频、冷热备用等方式,从辅助服务市场获取合理收益。下一阶段,辅助服务市场建设需要继续完善:一是推动自备机组参与辅助服务市场规模,进一步扩大辅助服务提供者范围、提高全网辅助服务能力。使电力辅助服务的范围不断扩大,形成公正透明、竞争有序的市场化辅助服务共享和分担机制。二是需要在借鉴国外辅助服务费用分摊机制的基础上,结合各省经济发展的实际需要,拓宽辅助服务费用来源和方式,特别是用户侧收费机制。三是逐步完善完善需求侧辅助服务市场,深挖大工业用户参与新能源调峰潜力,以减少煤电出力,促进新能源消纳。

#### (3)推动容量补偿电价精准实施

建立容量补偿电价机制,对进行灵活性改造和战略备用的机组,通过容量支付的方式来弥补一部分的成本或经济损失,是保证电力系统长期容量充裕性的重要手段。随着

煤电功能定位的转变,引入适当的发电容量成本回收机制助力煤电企业回收发电容量成本,还可以解决煤电搁浅资产的补偿问题,适度保障发电企业的积极性。

#### (4)与全国碳市场耦合发展

碳市场的启动对于电力体制改革的意义在于让火电企业的环境外部性(温室气体排放)得以计入,促进实现火电行业的优胜劣汰,淘汰落后老旧的高排放机组,发展高效率、低排放的新型机组,为火电供给侧改革提供动力。纳入全国碳市场对于电力行业来说产生了碳成本,这种成本约束会倒逼电力结构优化,改善发电结构、提高发电效率,促进电力行业朝着更低碳的方向发展;通过碳市场的有效运作和电力市场的耦合发展,也会释放明确的低碳投资信号,提高可再生能源的经济性和竞争力。

# 4.2 各省份针对性的煤电退出 策略

#### 4.2.1 吉林省

吉林省重点推动煤电的"热电解耦"和供热的"清洁替代"。一是针对吉林省煤电供热机组多、供热期长的特点,重点解决热电解耦的难题,让已有的煤电机组能够加大供热出力,减少供电出力。二是针对小煤电机组多、大型机组少的特点,大力推动大机组的供热改造,同时加快大型供热机组对小机组的替代,尽快淘汰落后的小煤电机组。三是充分发挥吉林省风光可再生资源丰富、成本较低的优势,将可再生能源发电与新型储热、热泵等新技术结合,因地制宜的发展可再生能源供热项目,直接对存量燃煤供热机组进行替代。四是在解决成本传导的情况下,适度发展天然气热电项目,替代燃煤热电项目。

#### 4.2.2 甘肃省

甘肃省重点推动煤电在西北全区域的布局优化。甘肃省河西地区因为要配套酒泉一湖南特高压清洁电力的送出,煤电不足;中部兰州附近煤电过剩,东部陇东煤电也存在过剩。但是甘肃东西部狭长,河西走廊长度 900 公里,现有 750kV 线路难以将甘肃中部、陇东地区的煤电送到河西地区。另外,将甘肃东部的电力送至河西地区,再通过特高压将电力送到中国东部显然也不合理。

合理的方式是按照就近原则将甘肃省内不同区域电力资源与周边省份电力资源整合优化后配套送出,包括甘肃河西地区和新疆东部哈吐(哈密、吐鲁番)作为整体来优化,甘肃中部地区和相近的青海西宁地区作为整体来优化,陇东和宁夏地区作为整体来进行优化。(见图 4-1 所示)。



图 4-1 2019 年底甘肃已建电源分布图(来自国网)

#### 4.2.3 山西省

山西省煤电优化发展核心是协调非煤电力的发展。山西多山地,风电资源丰富;晋 北地区是二类光资源区,光伏发电开发潜力巨大;另外山西煤矿众多,煤层气丰富,煤 层气发电具有较大潜力。山西是京津地区电力需求的主要送出地,之前布局的送端电源 基本都是煤电,未来山西应该重点推动非煤电力对于煤电的替代,以推动煤电的退出。

#### 4.2.4 山东省

山东省煤电优化的核心是节能和非化石能源发展。提高节能水平、降低山东省电力需求增速是山东煤电退出的关键。另外,山东省具有多个沿海核电厂址,具有漫长的海

岸线,青岛具有大型 LNG 接收基地,核电、海上风电、气电都具有一定的开发潜力。同时,山东省也拥有较丰富的跨区特高压输送通道资源,有进一步优化外购电结构、提高可再生能源比重的潜力(也减小碳排放的省间转移)。可见,充分发挥省内外非化石能源的替代作用也是山东煤电退出关键。

#### 4.2.5 江苏省

江苏省煤电优化的关键点是利用气电和需求响应来削减尖峰负荷。江苏省海上风电发展很快,利用外电+可再生能源的发展能够满足绝大部分电量需求;江苏省电力发展需要解决的关键问题是满足电力平衡。江苏省制造业发达,用电需求的尖峰负荷特征明显,而且波动性很大;同时江苏省经济发展水平较高,相对于其他省市具有更高的高电价接受能力,利用市场机制来推动需求响应大规模发展可以实现削峰填谷。另外,通过适度发展气电替代煤电进行调峰也可以解决一部分峰时电力需求。

#### 4.2.6 湖北省

湖北煤电的优化发展要重点依靠水电和外来清洁电力。湖北是电力"大进大出"的省份,三峡工程每年900亿干瓦时的电力几乎全部外送,本省的电力缺口却需要外部电力来满足。除了确定的陕北一湖北特高压外,湖北充分发挥距离近的优势,重点承接四川金沙江下游、西藏金沙江上游的水电。除三峡外,湖北其他水电开发时间较早,未来可以通过技改和升级的方式提高水电站的利用水平。另外,当条件成熟时,湖北可以寻求政策突破,将三峡工程的部分电力留着本省使用,以弥补电力需求缺口。

结论和建议

### 5.1 研究结论

第一,各省存量煤电存在较大差异。在装机总量上,最小规模的吉林不及山东的20%。在结构上,南方地区的江苏和湖北以大机组为主,而北方的吉林和甘肃仍以小机组为主。另外,北方地区的吉林、山东和山西主要以热电联产机组为主,而南方的江苏、湖北主要是纯凝机组。

第二,未来各省煤电的发展目标存在很大的差异。6个省份 2025 年潜在的煤电退出规模总量达到 1070 万千瓦,约占 2020 年 6 省煤电装机的 3.4%,2035 年潜在退出规模将进一步达到 2000 万千瓦,煤电退出的潜力较大。但是湖北、甘肃未来仍面临电力短缺的风险,还需新增一定规模的煤电保障电力供应。

第三,跨区域输电对于煤电的退出具有巨大的作用。报告计算出的各省煤电的过剩规模是建立在大量的跨区域输电规模基础之上的。如果不考虑外电接入情况下,山东、江苏、山西和湖北在不增加煤电的情况下都面临缺电的风险。另一方面,随着双碳目标的落地,各省可再生消纳权重目标将趋严、考核将更加刚性,在此背景下山东、江苏、湖北等省接受外来清洁电力的诉求会显著提升,而山西、甘肃等省份寄希望于通过外送电来消纳本地新增煤电的想法将难以实现。

第四,尖峰负荷电力不足是阻碍煤电退出的关键因素。情景规划的结果表明,湖北、山东、江苏等省份满足电量平衡所需要的煤电规模远小于满足电力平衡所需要的煤电规模。国网公司的研究报告表明 2019 年全国超过最大负荷 95% 的时间不足 24 小时,超过最大负荷 90% 的持续时间普遍低于 168 小时(湖北、湖南、江西等省低于 48 小时)。因此超短期的尖峰负荷保障能力不足成为限制煤电退出的关键因素。

## 5.2 政策建议

第一,收紧煤电核准权限,制定更加严格的控制目标。因为受到 GDP、税收、就业等多方面因素的影响,地方政府在煤电发展上一直保持很高的热情。因此,建议政府主管部门收紧煤电核准的权限,并制定严格的规划约束目标和考核指标,避免在实现"双碳"目标的关键时期出现"刹车失灵"问题。

第二,准确计算各省电力安全裕度及所需灵活性资源阈值下限。目前,很多专家

学者从保障用电安全、为可再生能源提供灵活性等角度来支持进一步增加煤电;但是"十三五"规划的实践已经证明我国电力规划中留有较大的安全裕度。为了进一步推动可再生能源的发展,同时避免出现美国德州的大停电事故,需要采用"自下而上"的方式分省、分地区对未来电力系统的安全裕度进行准确的评估,对为保持电力系统安全所必须的灵活性资源下限进行准确的计算,以推动电力行业在保障安全的情况下尽快实现碳达峰目标。

第三,高度重视需求侧响应手段的应用。从前文的分析中可以看出,湖北、山东、江苏等省市地区"缺电"问题不是电量的短缺,而是尖峰负荷保障不足,利用市场化的手段提高需求侧响应能力是解决这种"缺电"的最有效手段。

**第四,建立合理的收益和成本分摊机制。**在保障用电安全的情况下提高电力的清洁、低碳水平势必要增加用电成本,这种增量成本不能一直在电力系统内部消化,必须选择合适的机会疏导出来。因此应该合理计算高比例可再生能源并网的成本,并建立合理的分摊和疏导机制,让成本有效分摊,以推动电力行业可持续发展。

# 参考文献

- 1. 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 [R].2021.09
- 2. 国务院 .2030 年前碳达峰行动方案 [R].2021.10
- 3. 山东电力企业协会 . 山东省电力控煤课题报告 [R]. 2020.09
- 4. 华北电力大学. 吉林省电力控煤课题报告 [R]. 2020.09
- 5. 华北电力大学. 山西省电力控煤课题报告 [R]. 2020.09
- 6. 华北电力大学. 甘肃省电力控煤课题报告 [R]. 2020.09
- 7. 华中科技大学.湖北省电力控煤课题报告 [R]. 2020.09
- 8. 苏州中咨咨询有限公司. 江苏省电力控煤课题报告 [R]. 2020.09
- 9. 国家发改委,国家能源局.电力发展"十三五"规划(2016-2020年)[R]. 2016.08
- 10. 国家能源局. 2020年可再生能源发展情况总 [EB], 2021. https://news.bjx.com.cn/html/20210201/1133470.shtml
- 11. 北极星电力网.目标规模超 2 亿千瓦 完成率仅 1/4 左右 煤电灵活性改造为啥这么慢? [EB], 2020. https://news.bjx.com.cn/html/20200622/1082867.shtml
- 12. 国家电网有限公司. 关于"十四五"能源电力发展的思考 [R]. 2019.12
- 13. 全球能源互联网发展合作组织 . 中国"十四五"电力发展规划研究 [R]. 2020.06
- 14. 张运洲,张宁,代红才,等.中国电力系统低碳发展分析模型构建与转型路径比较 [J].中国电力,2021,3(54),1-11
- 15. 能源杂志."十四五"我国会缺电吗? [EB], 2021. https://finance.sina.cn/chanjing/gdxw/2021-03-19/detail-ikknscsi8643540.d.html
- 16. 山东省能源局 . 2020 年全省有限用电方案 [R]. 2020.04
- 17. 江苏省发展和改革委员会. 省发展改革委关于做好 2020 年有序用电和需求响应有关工作的通知 [R]. 2020.05
- 18. 浙江省发展和改革委员会,浙江省能源局. 浙江省发展改革委 省能源局关于开展 2020 年度电力需求响应工作的通知 [R]. 2020.05
- 19. 全球能源互联网发展合作组织.中国"十四五"电力发展规划研究[R].2020.06
- 20. 袁家海,雷祺,王杨. 经济新常态下中国电力需求展望及煤电前景分析 [J]. 中国能源, 2015, 37(7): 21-27.
- 21. 华北电力大学."十三五"电力煤控中期评估及后期展望 [EB/OL].2019. http://www.cpnn.com.cn/zdyw/201905/t20190521\_1134235.html.

#### 煤控研究项目

- 22. 国网能源研究院 . 中国能源电力发展展望 2019 [R]. 2019.12.03
- 23. NRDC (Natural Resources Defense Council). 中国实现全球 1.5℃目标下的能源排放情景 研究 [R]. 2018

- 24. 中电联 . 2019-2020 年度全国电力供需形势分析预测报告 [R].2020.http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/gongxufenxi/dianligongxufenxi/2020-01-21/197090.html
- 25. 中国电力企业联合会 . 2020-2021 年度全国电力供需形势分析预测报告 [EB/OL].2021. https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-293198
- 26. 全球能源互联网发展合作组织.中国"十四五"电力发展规划研究[R].2020.06
- 27. 全球能源互联网发展合作组织 . 中国 2030 年前碳达峰研究报告 [R].2021.06
- 28. 全球能源互联网发展合作组织 . 中国 2060 年前碳中和研究报告 [R].2021.06
- 29. 袁家海,张文华. 中国煤电过剩规模量化及去产能路径研究 [J]. 中国能源, 2017, 39(8): 14-20
- 30. 冬夏"双高峰"保电压力常态化(聚焦"十四五")2021.01.20. https://shupeidian.bjx.com.cn/html/20210120/1130854.shtml
- 31. 国网能源研究院, 2020.《中国能源电力发展展望 2020》

#### 联系我们

地址:中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706

邮编: 100026

电话: +86 (10) 5927-0688 传真: +86 (10) 5927-0699

🗘 再生纸印刷

nrdc.cn 2021.12