简版

基于灵活调峰和稳定供热前提下山东省 30 万千瓦级煤电机组优化思路



北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY

山东省热电设计院
SHANDONG HEAT ENERGY AND ELECTRIC POWER DESIGN INSTITUTE

2024年8月

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。

山东省热电设计院
SHANDONG HEAT ENERGY AND ELECTRIC POWER DESIGN INSTITUTE

山东省热电设计院（SDHEEPDI）创建于1993年，是集电力、市政、新能源、环保等工程咨询、设计和工程总承包于一体的综合性设计单位。建院以来始终坚持“为热电企业全生命周期提供智力服务”的价值主张，累计设计热电工程700余项，总装机1900万千瓦；市政热力管网900余项，近4000公里；编制了包括各类规划在内的800余项咨询报告，为热电行业的健康发展作出了贡献，在国内热电设计领域拥有良好声誉和较高知名度。

基于灵活调峰和稳定供热前提下山东省 30 万千瓦级煤电机组优化思路

简版

报告作者

北京大学能源研究院

吴迪、汪若宇、王可珂、俞露稼、康俊杰

山东省热电设计院

刘博、陈安会、王兴华

2024 年 8 月

目录

前言 2

第一章　山东省30万千瓦级煤组发展现状 4

（一）30万千瓦级煤电机组类型和投产时间 4

（二）30万千瓦级煤电机组地理分布 5

（三）30万千瓦级煤电机组供热情况 6

第二章　山东省基准情景下30万千瓦级煤电规模分析 8

（一）年调峰平衡 8

（二）年电量平衡 10

（三）年电力平衡 11

（四）年供热平衡 12

（五）总结 14

第三章　山东省30万千瓦级煤电规模敏感性分析 15

（一）电力敏感性分析 15

（二）供热敏感性分析 17

（三）总结 18

第四章　山东省30万千瓦级煤电机组灵活调峰和稳定供热挑战和应对措施 20

（一）主要挑战 20

（二）应对措施 22

第五章　山东省30万千瓦级煤电机组灵活调峰和稳定供热的政策建议和保障措施 26

（一）科学制定30万千瓦级煤电的发展路径 26

（二）加强灵活性改造方面的政策支持力度 27

（三）加强供热改造和系统优化 27

（四）大力发展非煤灵活性资源和非煤供热资源 28

（五）进一步完善电力市场建设 29

（六）加强热电解耦技术攻关 30

（七）提升煤电机组综合能源服务能力 31

附录： 33

参考文献： 36

前言

山东省是全国煤电装机第二大省，截至2023年底，山东省煤电装机10644万千瓦，占比50.3%；发电量约4643亿千瓦时，占比58.3%。在“碳达峰”和“碳中和”目标约束下，山东省致力于在2030年实现非化石能源消费占比25%的转型目标，并将煤电的装机总量控制在1亿千瓦左右。

作为全国供电需求第二大省、供热需求第一大省，以及新能源总装机超过1亿千瓦的省份，煤电在山东省同时扮演着供电、供热和提供电力系统灵活性的三重角色，这让山东省煤电的转型面临着诸多挑战。

近中期来看，山东省不同大小煤电机组的功能定位已经逐渐清晰。60万千瓦及以上的大型煤电机组以承担电力电量保供任务为主，并在合理范围内为新能源进行灵活调峰，尽量避免出现因频繁深度调峰和启停调峰损害机组寿命和发电效率的情况。与此同时，部分抽凝机组兼顾少量居民供暖和工业供热的作用。30万千瓦以下级的小型煤电机组全部为高效背压机组，承担工业供热的主要功能，兼顾居民供暖。随着相关长输供热技术和其他清洁供热技术的成熟后，服役期满的30万千瓦以下级煤电机组将逐步退出。

而山东省30万千瓦级煤电机组未来的发展方向是灵活调峰为主，在采暖期作为居民供暖的主力。山东省应稳妥推进该类型机组的“三改联动”和落后机组的关停淘汰（或转安全备用），推动全省实现煤电装机控制目标，促进构建新型电力系统和全社会的低碳减排。

在灵活调峰方面，山东省30万千瓦级煤电机组绝大部分为亚临界机组，且投产时间较长，在灵活性改造“应改尽改”之后其深调、爬坡、调频的性价比较大型机组均存在一定优势，同时供热的灵活性也优于大型机组，尤其是切缸机组。因此30万千瓦级机组应承担起为电力系统提供辅助功能的主要作用，减少投产时间短、效率更高的大机组频繁深度调峰、启停调峰的需求。

在稳定供热方面，山东省30万千瓦级煤电机组超过90%都是供热机组，且存量纯凝机组也基本都具有供热改造计划，因此30万千万级煤电机组还要发挥好供热的主力作用，近中期以居民供暖为主，逐步增加工业供热能力，以提高山东省的供热保障水平，更好地推动燃煤锅炉和落后煤电机组的有序退出。

在低碳减排方面，山东省在2025年前可以实现30万千瓦以下级抽凝/纯凝机组的全部退出，部分落后的背压机组也将在服役期满之后实现退出，那么在山东省30万千瓦以下级机组

实现“能退尽退”之后，30万千瓦级煤电机组将成为未来山东省煤电转型优化的主要群体，这一等级煤电机组的升级改造和落后机组的有序退出（或转安全备用）对山东省实现煤电装机控制目标和“碳达峰”与“碳中和”目标至关重要。

但是，灵活调峰和稳定供热存在一定矛盾。由于30万千瓦级煤电机组的发电与供热是耦合关系，一旦降低发电负荷，供热量也随之减少，冬季民生用热就无法保证，若为保供热提高热电厂出力，这又会形成调节能力大幅下降，造成新能源消纳能力减弱。如何兼顾灵活调峰和稳定供热是山东省30万千瓦级煤电机组亟需解决的主要挑战。

本报告通过资料收集、定量分析并结合大量实地调研的基础上重点回答了两个问题：一是在调峰、供电和供热需求约束背景下，山东省30万千瓦级煤电机组的发展规模、发展思路和主要定位；二是30万千瓦级煤电机组兼顾灵活调峰和稳定供热的主要挑战和应对措施。报告旨在推动30万千瓦级煤电机组适应新形势下的新定位，提升新功能、拓展新模式，既要保障能源安全供应和开展节能减排，也要促进可再生能源消纳。

报告认为山东省30万千瓦级煤电机组结合自身情况，通过低压缸切除、旁路蒸汽供热改造、安装电锅炉、蓄热水罐、熔盐储能等热电解耦措施能够有力实现灵活调峰和稳定供热的双重要求。随着本省气电、新型储能和需求响应等清洁灵活资源的发展和核电、生物质、地热等供热能力的不断增强，30万千瓦级煤电机组有望在“十五五”时期及之后实现减量发展。

第一章

山东省30万千瓦级煤组发展现状

截至2023年底，山东省在运煤电机组10644万千瓦。从机组容量来看，山东省30万千瓦级机组总共140台，数量占比18.4%，总容量4641.5万千瓦，容量占比43.6%。（图1-1）。

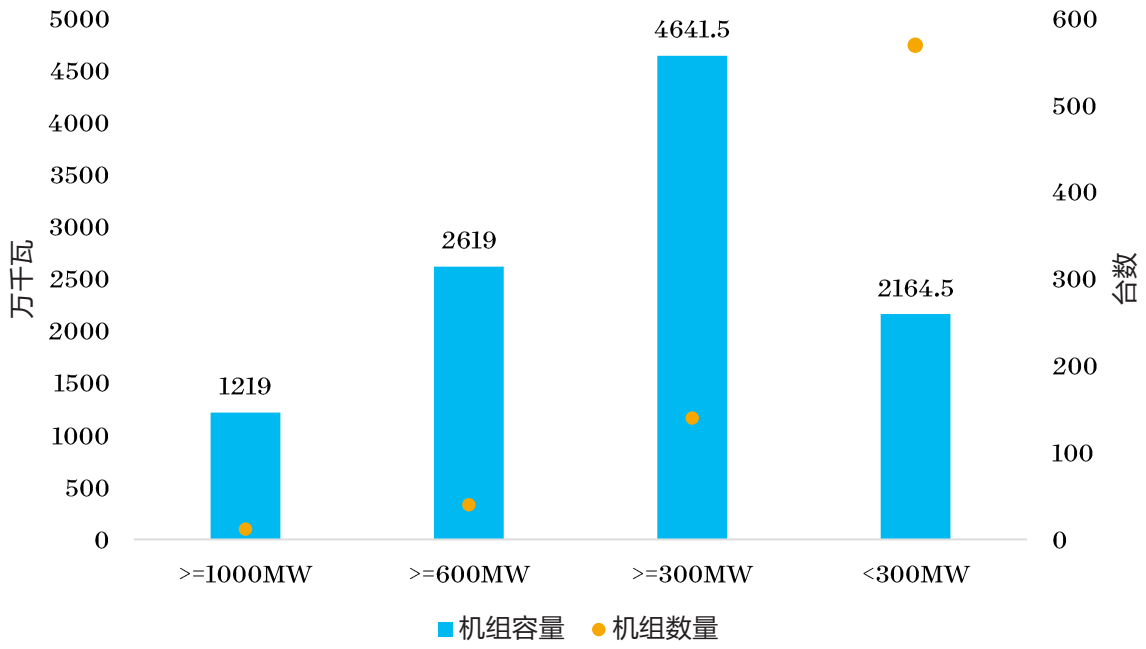

图1-1 山东省2023年煤电机组数量和容量情况

资料来源：Global Energy Monitor（GEM），课题组统计

（一）30万千瓦级煤电机组类型和投产时间

山东省30万千瓦级煤电机组投产时间较早，且以效率较低的亚临界机组为主。在山东省140台30万千瓦级煤电机组中，亚临界机组112台，总装机3657.5万千瓦，分别占30万千瓦级煤电机组数量和容量的80%和78.8%；超临界机组为28台，总装机984万千瓦，分别占30万千瓦级煤电机组总数量和容量的20%和21.2%。

在亚临界机组中，8台为1990年及之前投产的机组，总计263万千瓦；6台为1990年到1995年之间（包含1995年）投产的机组，总计196万千瓦；13台为1995年到2000年之间（包含2000年）投产的机组，总计418万千瓦；8台为2000年到2005年之间（包含2005年）投产的机组，总计253万千瓦；26台为2005年到2010年之间投产（包含2010年）的机组，总计844.5万千瓦；51台为2010年之后投产的机组，总计1683万千瓦。2010年之后投产的机组占30万千瓦级亚临界总机组容量和数量的比重都分别达45%左右（图1-2）。山东省所有的28台30万千瓦级超临界机组均是2010年之后投产的。

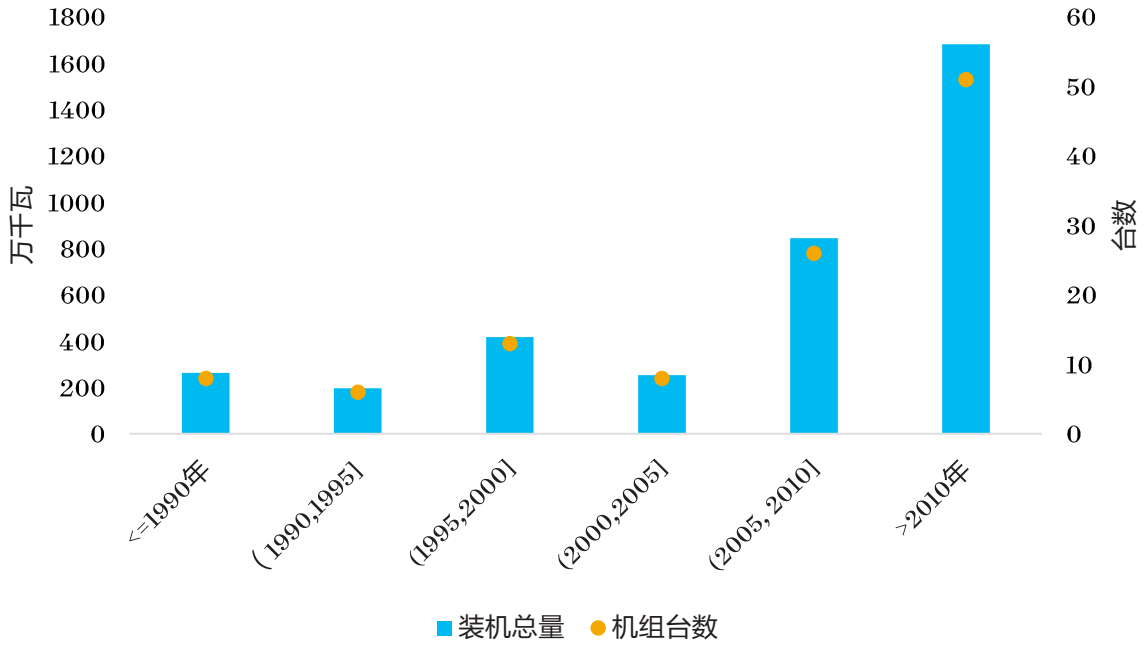

图1-2 山东省30万千瓦级亚临界煤电机组投产年限分布

资料来源：GEM

（二）30万千瓦级煤电机组地理分布

从30万千瓦级煤电机组分布来看，滨州市拥有45台30万千瓦级机组，总计1499万千瓦，约占全省总30万千瓦级煤电装机比重的三分之一，远远超过山东省其他地市。这是因为滨州作为重工业城市，拥有有色金属、钢铁、化工、机械制造等多个重要的工业部门，特别是全国大型电解铝企业之一的魏桥集团，拥有40台30万千瓦级自备电厂。

其次是济宁市，拥有10台30万千瓦级煤电机组，总计336万千瓦。聊城、日照、泰安和淄博紧随其后，都拥有8台30万千瓦级煤电机组，装机总量分别为280万千瓦、276万千瓦、262万千瓦和252万千瓦。机组数量最少的是威海和潍坊，都只有2台30万千瓦级煤电机组，装机总量分别为66万千瓦和64万千瓦（图1-3）。

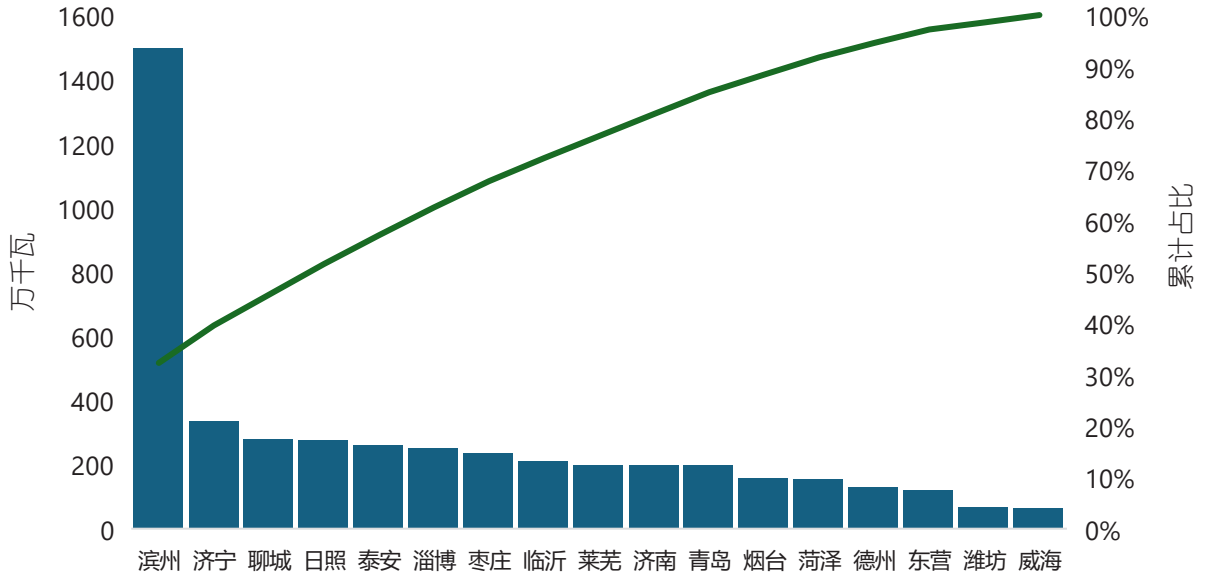

图1-3 山东省30万千瓦级煤电机组地理位置分布

资料来源：GEM

（三）30万千瓦级煤电机组供热情况

截至目前，山东省热力供给以30万千瓦以下的小型煤电机组为主，主要分为工业供热和居民供暖。

工业供热方面，根据统计，2023年煤电机组供热量约为10.58亿吉焦，其中，30万千瓦以下级机组工业供热量约为8.89亿吉焦，占工业供热总量的84%；30万千瓦级煤电机组工业供热量约为1.37亿吉焦，占工业供热总量的13%（图1-4）。

居民供暖方面，根据统计，2023年煤电机组供热量约为4.83亿吉焦。30万千瓦以下级机组居民供暖供热量约为2.8亿吉焦，占居民供暖供热总量的58%；30万千瓦级煤电机组居民供暖供热量约为1.56亿吉焦，占居民供暖供热总量的32%（图1-5）。

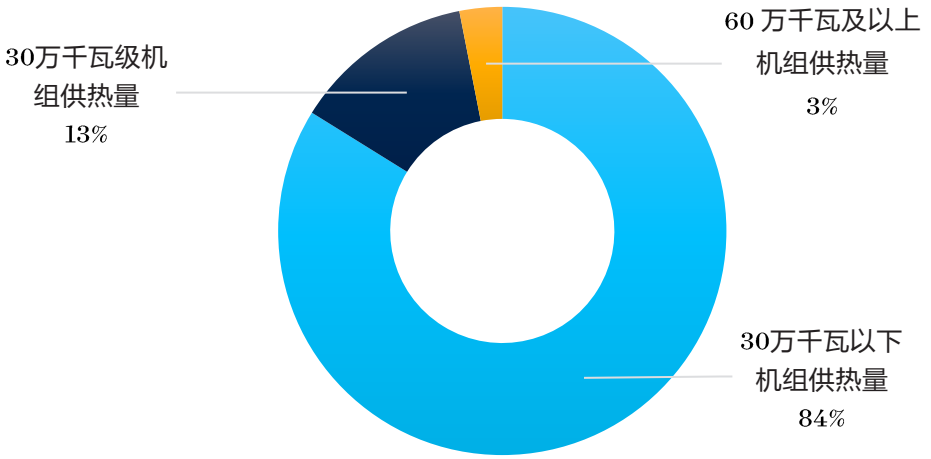

图1-4 山东省2023年煤电机组工业供热占比情况

资料来源：课题组统计

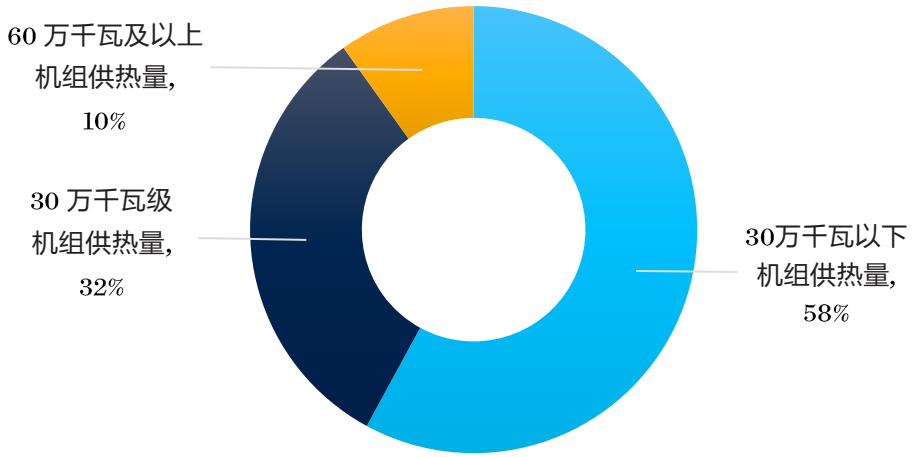

图1-5 山东省2023年煤电机组居民供暖占比情况

资料来源：课题组统计

第二章

山东省基准情景下30万千瓦级煤电规模分析

报告结合山东省调峰、供电、供热需求变化，以及燃气发电、抽水蓄能、新型储能、需求响应等非煤调节资源和分布式燃机、生物质、核能、余热利用、地热等非煤供热资源的发展潜力，分别进行了基准情景下年调峰平衡、电力平衡、电量平衡和热力平衡的测算，分析了山东省30万千瓦级煤电机组的装机规模。基准情景下各平衡的测算原则请见附录，平衡原则中相关参数的选取主要根据实地调研、专家访谈和山东省相关政策文件决定。

（一）年调峰平衡

表2-1 山东省中长期电力调峰平衡表

单位：万千瓦	2025年	2030年	2035年	2040年
一、系统所需调峰容量	**8026**	**11760**	**14308**	**17408**
负荷调峰容量需求（峰谷差）	6550	9740	11850	14418
合理备用	1476	2020	2458	2990
二、装机容量				
大型煤电	4838	5711	5451	4446
小型煤电	1300	1120	912	680
气电	800	2000	3200	4400
核电	570	1300	2030	2760
生物质	350	500	500	500
风电	3000	5500	8000	10500
光伏	7000	12500	18000	23500
抽水蓄能	407	1200	1993	2786
新型储能	800	1600	2400	3200
余热利用及其他	684	703	722	741

外电入鲁	3000	3800	4600	5400
需求响应	400	750	1100	1450
三、调峰容量	**6175**	**10207**	**13673**	**16766**
大型煤电	2419	2856	2726	2223
小型煤电	0	0	0	0
气电	800	2000	3200	4400
核电	0	0	0	0
生物质	0	0	0	0
风电	-900	-1650	-2400	-3150
光伏	0	0	0	0
抽水蓄能	814	2400	3986	5572
新型储能	800	1600	2400	3200
余热利用及其他	342	352	361	371
外电入鲁	1500	1900	2300	2700
需求响应	400	750	1100	1450
四、30万千瓦级煤电所提供调峰量	**1851**	**1553**	**635**	**643**
五、30万千瓦级煤电装机量	**2847**	**2390**	**978**	**989**

由年调峰平衡结果可知（表2-1），根据测算年峰谷差的变化情况、可再生能源发展规模、调峰资源发展速度等，30万千瓦级煤电机组在2025年、2030年、2035年、2040年分别需要提供1851万千瓦、1553万千瓦、635万千瓦、643万千瓦的调峰容量，所需装机分别为2847万千瓦、2390万千瓦、978万千瓦和989万千瓦。

在2030年前，由于气电、抽水蓄能、新型储能等调峰资源未实现规模化发展，30万千瓦级煤电机组和大型煤电机组将承担山东省电力调峰的主力作用。在2030年后，抽水蓄能、新型储能等清洁调峰资源的规模化发展将削弱煤电在调峰中的份额，但由于负荷峰谷差的进一步拉大和具有反调峰特性的风电的发展，30万千瓦级煤电机组仍将发挥一定的调峰作用。

（二）年电量平衡

表2-2 山东省中长期电量调峰平衡表				
	2025年	2030年	2035年	2040年
一、全社会用电量（亿千瓦时）	**8600**	**10363**	**12072**	**13658**
二、装机容量（万千瓦）				
大型煤电	4838	5711	5451	4446
小型煤电	1300	1120	912	680
气电	800	2000	3200	4400
核电	570	1300	2030	2760
生物质	350	500	500	500
风电	3000	5500	8000	10500
光伏	7000	12500	18000	23500
抽水蓄能	407	1200	1993	2786
新型储能	800	1600	2400	3200
余热利用及其他	684	703	722	741
外电入鲁	3000	3800	4600	5400
三、发电量（亿千瓦时）	**6915**	**9499**	**11693**	**13575**
大型煤电	2080	2284	2180	1778
小型煤电	780	672	547	408
气电	160	400	640	880
核电	428	975	1523	2070
生物质	151	215	215	215
风电	600	1100	1600	2100
光伏	770	1375	1980	2585
抽水蓄能	41	120	199	279
新型储能	12	24	36	48
余热利用及其他	274	281	289	296
外电入鲁	1620	2052	2484	2916
四、30万千瓦级煤电所提供发电量（亿千瓦时）	**1685**	**864**	**379**	**83**
五、30万千瓦级煤电装机量（万千瓦）	**4815**	**2881**	**1263**	**275**

由年电量平衡结果可知（表2-2），根据测算年全社会用电量的变化情况、可再生能源发展规模、传统电源的发展速度等，30万千瓦级煤电机组在2025年、2030年、2035年、2040年分别需要提供1685亿千瓦时、864亿千瓦时、379亿千瓦时、83亿千瓦时的电量，所需装机分别为4815万千瓦、2881万千瓦、1263万千瓦和275万千瓦。由此可见，随着清洁能源发电量的逐渐增加，30万千瓦级煤电机组所承担的电量作用逐渐减小，到2040年仅需要275万千瓦的30万千瓦级煤电承担电量供应的任务。

（三）年电力平衡

表2-3 山东省中长期电力调峰平衡表

单位:万千瓦	2025年	2030年	2035年	2040年
一、系统所需负荷	**12826**	**17560**	**21365**	**25993**
高峰负荷	11350	15540	18907	23003
合理备用	1476	2020	2458	2990
二、装机容量				
大型煤电	4838	5711	5451	4446
小型煤电	1300	1120	912	680
气电	800	2000	3200	4400
核电	570	1300	2030	2760
生物质	350	500	500	500
风电	3000	5500	8000	10500
光伏	7000	12500	18000	23500
抽水蓄能	407	1200	1993	2786
新型储能	800	1600	2400	3200
余热利用及其他	684	703	722	741
外电入鲁	3000	3800	4600	5400
需求响应	400	750	1100	1450
三、出力容量	**11516**	**17186**	**21703**	**25537**
大型煤电	4354	5140	4906	4001
小型煤电	650	560	456	340
气电	720	1800	2880	3960
核电	513	1170	1827	2484

生物质	280	400	400	400
风电	300	550	800	1050
光伏	350	625	900	1175
抽水蓄能	407	1200	1993	2786
新型储能	800	1600	2400	3200
余热利用及其他	342	352	361	371
外电入鲁	2400	3040	3680	4320
需求响应	400	750	1100	1450
四、30万千瓦级煤电所提负荷量	**1309**	**374**	**0**	**456**
五、30万千瓦级煤电装机量	**1455**	**415**	**0**	**507**

由年电力平衡结果可知（表2-3），根据测算年最大负荷的变化情况、可再生能源发展规模、传统电源的发展速度等，30万千瓦级煤电机组在2025年、2030年、2035年、2040年分别需要提供1309万千瓦、374万千瓦、0万千瓦、456万千瓦的电力支撑，所需装机分别为1455万千瓦、415万千瓦、0万千瓦和507万千瓦。由此可见，随着山东省最大负荷的不断增长，虽然清洁资源规模逐渐扩大，但由于风光所能提供的电力支撑有限，且大型煤电机组逐渐减少，30万千瓦级煤电机组到2040年仍将发挥一定的电力支撑作用。

（四）年供热平衡

表2-4 山东省中长期热力供需平衡表

	2025年	2030年	2035年	2040年
一、供热需求（亿吉焦）	21.12	25.06	23.83	22.66
二、装机容量（万千瓦）				
大型煤电	4838	5711	5451	4446
小型煤电	1300	1120	912	680
气电	800	2000	3200	4400
核电	570	1300	2030	2760
生物质	350	500	500	500
余热利用	684	703	722	741

地热				
三、供热量（亿吉焦）				
大型煤电	1.65	1.94	1.85	1.51
小型煤电	9.83	8.47	6.89	5.14
气电	0.30	0.76	1.21	1.66
核电	0.12	0.80	1.48	2.16
生物质	1.89	2.70	2.70	2.70
余热利用	0.40	3.05	3.14	3.24
地热	0.04	0.40	0.76	1.12
燃煤锅炉	2.32	0.00	0.00	0.00
其他	1.43	1.83	2.12	2.34
四、30万千瓦级煤电所提供热量（亿吉焦）	**3.14**	**5.11**	**3.67**	**2.78**
五、30万千瓦级所需煤电装机量（万千瓦）	**2426**	**3946**	**2833**	**2148**

由热力供需平衡结果可知（表2-4），根据测算年供热需求情况、煤电和气电发展规模、非煤供热资源发展速度等，30万千瓦级煤电机组在2025年、2030年、2035年、2040年分别需要提供3.14亿吉焦、5.11亿吉焦、3.67亿吉焦、2.78亿吉焦的供热量，所需装机分别为2426万千瓦、3946万千瓦、2833万千瓦和2148万千瓦。由此可见，供热需求在相当长的一段时间内都制约着山东省30万千瓦级煤电机组的发展规模。

（五）总结

综合考虑电力调峰、保供和供热，在2025年，电量平衡是制约30万千瓦级煤电发展规模的主要因素；而在2030年-2040年，供热平衡是制约30万千瓦级煤电发展规模的主要因素。

综合四个平衡表，30万千瓦级煤电机组在2025年、2030年、2035年、2040年所需装机分别为4815万千瓦、3946万千瓦、2833万千瓦、2148万千瓦。较2023年分别增长173.5万千瓦、下降695.5万千瓦、1808.5万千瓦、2493.5万千瓦（图2-1）。

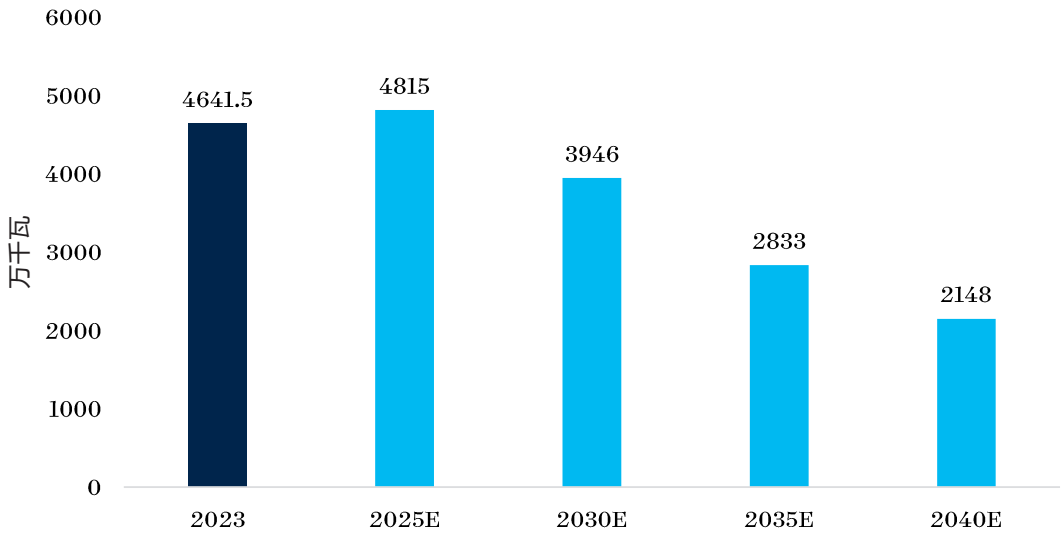

图2-1 山东省30万千瓦级煤电装机规模预测

第三章

山东省30万千瓦级煤电规模敏感性分析

（一）电力敏感性分析

由于2025年前30万千瓦级煤电要承担重要的电量供应功能，退役潜力不大，敏感性分析主要考虑2025年后的发展情况。本报告选取四个情景开展敏感性分析：（1）气电发展加速情景：2030年、2035年、2040年气电的发展规模为基准情景的1.1倍；（2）新型储能和需求响应发展加速情景：2030年、2035年、2040年新型储能和需求响应的发展规模为基准情景的1.1倍；（3）传统电源调峰情景：2030年、2035年、2040年核电和生物质承担一定的调峰作用，年调峰系数取0.2;（4）风光发展加快情景：2030年、2035年和2040年风光发展规模为基准情景的1.1倍。

综合比较四种情景可知（图3-1），加快气电发展能够有力推动30万千瓦级煤电机组的退出，而加快发展新型储能、需求响应和推动传统电源参与调峰对于在近中期推动30万千瓦级煤电机组的退出影响不大，但在远期增大。此外，若2030年后风光发展速度进一步增快，则会在2030年增加30万千瓦级煤电的退出规模，但在2035年和2040年会缩小30万千瓦级煤电的退出规模。

具体来看：在气电发展加速情景下，电量平衡在2030年和2035年是约束30万千瓦级煤电装机规模的主要因素，而调峰平衡在2040年是约束30万千瓦级煤电装机规模的主要因素。2030年、2035年和2040年30万千瓦级煤电机组的装机规模为分别为2748万千瓦、1049万千瓦、312万千瓦，较基准情景下的电力三大平衡分别下降133万千瓦、214万千瓦、677万千瓦。该情景对30万千瓦级煤电机组的退出潜力影响不断增大。

在新型储能和需求侧响应发展加速情景下，电量平衡在2030和2035年是约束30万千瓦级煤电装机规模的主要因素，而调峰平衡在2040年是约束30万千瓦级煤电装机规模的主要因素。2030年、2035年和2040年30万千瓦级煤电装机分别为2873万千瓦、1251万千瓦和274万千瓦，较基准情景下的电力三大平衡分别下降8万千瓦、12万千瓦和715万千瓦。该情景在2035年前对30万千瓦级煤电机组退出潜力影响不大，在2035年后会逐渐增大。

在传统电源调峰情景下，电量平衡在2030年和2035年是约束30万千瓦级煤电装机规模的主要因素，而电力平衡是2040年约束30万千瓦级煤电装机规模的主要因素。综合三个平衡表，2030年、2035年和2040年30万千瓦级煤电装机分别为2881万千瓦、1263万千瓦和507万千瓦，分别较基准情景下的电力三大平衡下降0万千瓦、0万千瓦和482万千瓦。该情景下近中期对30万千瓦级煤电装机的退出潜力无影响，但到2040年有一定影响。

在风光发展加速情景下，调峰平衡在2030-2040年间是约束30万千瓦级煤电装机规模的主要因素。2030年、2035年、2040年需要保留2643万千瓦、1474万千瓦、1474万千瓦的30万千瓦级煤电机组，分别较基准情景下的电力三大平衡下降238万千瓦、上升211万千瓦、上升485万千瓦。该情景下，风光的大规模发展将成为制约30万千瓦级煤电退役规模的主要影响因素。

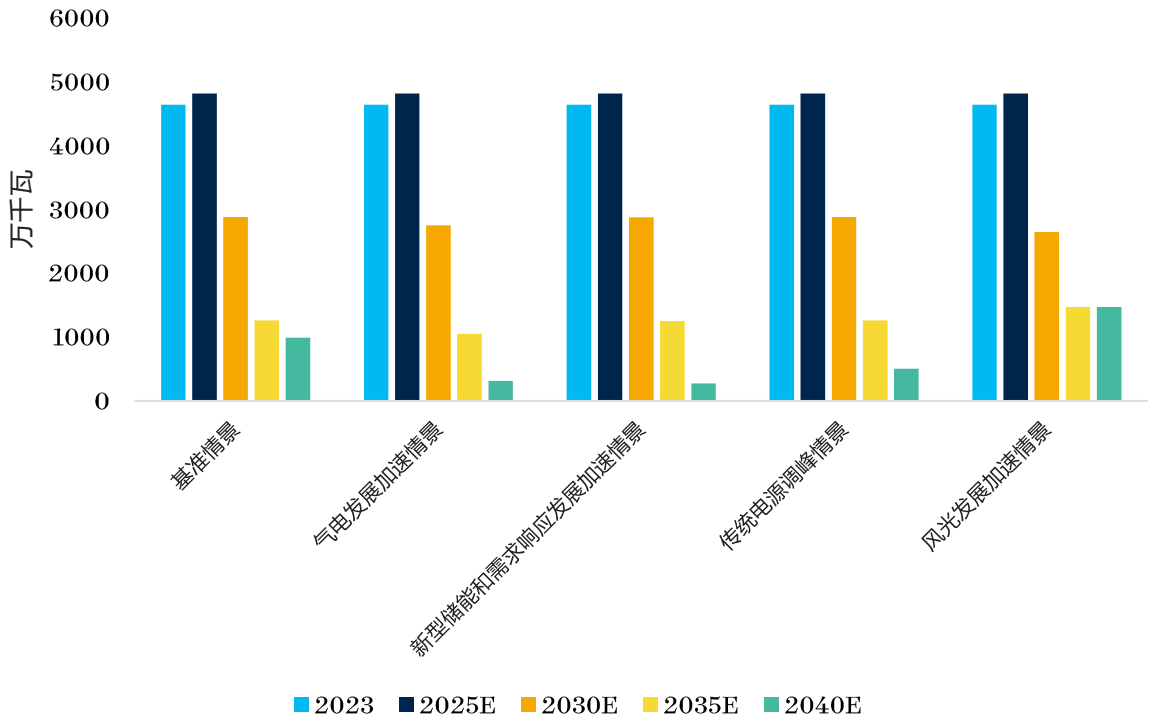

图3-1 山东省30万千瓦级煤电机组发展规模电力敏感性分析

（二）供热敏感性分析

本报告选取四个情景开展供热敏感性分析：（1）大煤电机组供热量增强情景：在该情景下，60万千瓦及以上大机组的供热能力在2025年及之后得到进一步释放，从每万千瓦3吨/小时增加到3.5吨/小时。（2）30万千瓦以下级小煤电机组加速退出情景：在该情景下，小机组在2025年、2030年、2035年和2040年的装机规模为基准情景的80%。（3）核电供热加强情景：在该情景下，核电在2025年、2030年、2035年、2040年的供热量为基准情景的1.2倍。（4）气电供热加强情景：在该情景下，气电在2025年、2030年、2035年、2040年的供热量为基准情景的1.2倍。

综合比较四种情景可知（图3-2），在大机组供热增强和气电、核电供热加强情景下，山东省30万千瓦级煤电的退出规模较基准情景增大。但若山东省加速小型煤电机组的退出，则会大幅缩小30万千瓦级煤电的退役规模。

具体来看：在大煤电机组供热量增强情景下，30万千瓦级煤电机组在2025年、2030年、2035年和2040年的装机规模分别为3696万千瓦、3696万千瓦、2594万千瓦和1953万千瓦，分别较基准情景下的供热平衡下降250万千瓦、250万千瓦、239万千瓦和195万千瓦。由此可见，大机组供热能力的进一步增强有助于加快30万千瓦级煤电机组的退出。

在小煤电机组加速退出情景下，30万千瓦级煤电机组在2025年、2030年、2035年和2040年的装机规模分别为5253万千瓦、5253万千瓦、3897万千瓦、2941万千瓦，分别较基准情景下的供热平衡增加1307万千瓦、1307万千瓦、1064万千瓦和793万千瓦。由此可见，小机组的加速退出需要30万千瓦级煤电机组承担更大的供热量，装机规模也因此上升。

在核电供热加强情景下，30万千瓦级煤电机组在2025年、2030年、2035年和2040年的装机规模分别为3823万千瓦、3823万千瓦、2605万千瓦、1815万千瓦，分别较基准情景下的供热平衡下降123万千瓦、123万千瓦、228万千瓦和333万千瓦。由此可见，核电供热量的增加有助于30万千瓦级煤电机组的退出，且其对30万千瓦级煤电的装机规模影响不断增加。

在气电供热加强情景下，30万千瓦级煤电机组在2025年、2030年、2035年和2040年的装机规模分别为3829万千瓦、3829万千瓦、2646万千瓦、1891万千瓦，分别较基准情景下的供热平衡下降117万千瓦、117万千瓦、187万千瓦和257万千瓦。由此可见，气电供热量的增加有助于30万千瓦级煤电机组的退出，且其对30万千瓦级煤电的装机规模影响不断增加。

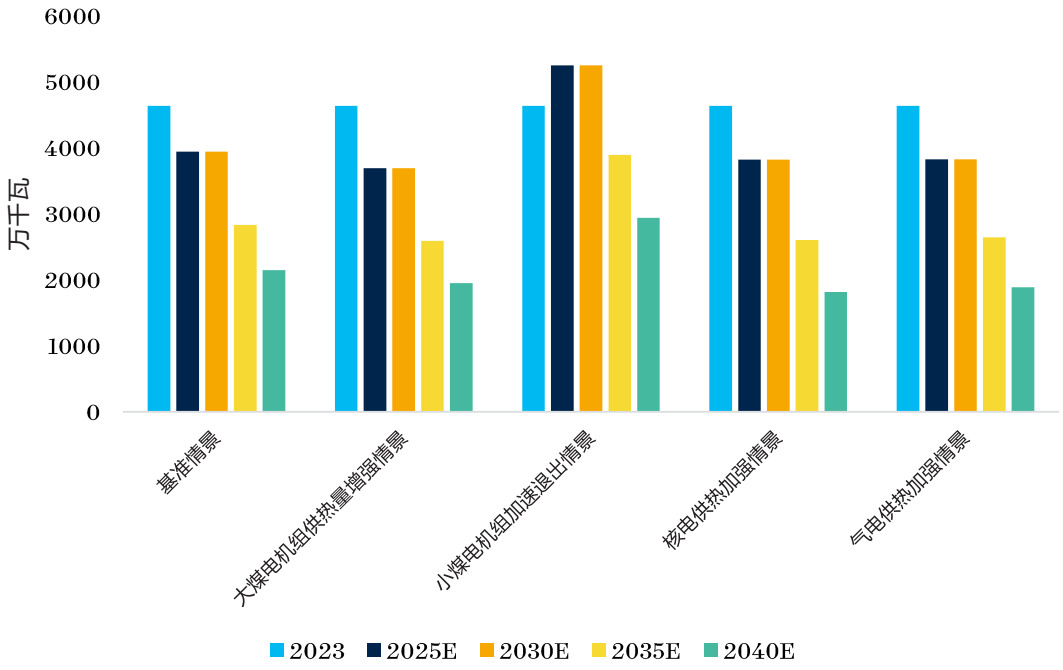

图3-2 山东省30万千瓦级煤电机组发展规模供热敏感性分析

（三）总结

通过以上各种情景分析可以发现，在电力领域，气电将成为山东省电力保供和调峰的关键资源；同时加快部署新型储能和利用需求响应，能够大幅降低30万千瓦级煤电在电力保供和调峰中所发挥的作用。与此同时，风光发展的不确定性也在很大程度上影响着30万千瓦级煤电的发展规模。

由于供热考量在2030年及之后成为山东省30万千瓦级煤电机组退出的关键制约因素，因此山东省应该加强布局其他供热资源。其中增强大机组的供热能力可以降低对30万千瓦级煤电机组的供热依赖，增强核电和气电的供热能力也会对30万千瓦级煤电机组的退出起到一定推动作用。与此同时，由于30万千瓦以下级的小机组在供热中扮演关键作用，山东省包括煤电大机组、气电、核电、生物质、地热等其他供热资源的发展水平将很大程度地决定该类型机组的退出步伐。

通过加快发展灵活气电、新型储能和需求响应，以及提升大机组供热能力和不断增强气电核电的供热量，山东省30万千瓦级煤电机组有望在2025年后实现稳步下降。在2030年、

2035年、2040年分别为3696万千瓦、2594万千瓦和1815万千瓦，分别较基准情景下降250万千瓦、239万千瓦和333万千瓦。但考虑到风光发展的不可预测性，以及核电、抽水蓄能、外来电等资源发展的不确定性，报告仍将基准情景作为推荐情景，并建议山东省根据各个资源的实际发展情况不断调整更新30万千瓦级煤电机组的发展思路和退出规模。此外，考虑到30万千瓦级煤电机组在未来相当长的一段时间内都要同时扮演供电、供热和调峰的关键作用，山东省需识别出30万千瓦级煤电机组兼顾灵活调峰和稳定供热的挑战，并找出应对措施。

第四章

山东省30万千瓦级煤电机组灵活调峰和稳定供热挑战和应对措施

（一）主要挑战

1. “以热定电”工况下的矛盾

热电机组的发电量和供热量存在线性相关的耦合关系，在供热期间，汽轮发电机组是按“以热定电”的方式在运行，供电负荷随供热负荷的变化而变化。在“以热定电”的工况下，要保证机组稳定供热还要参与电力调峰，这两者之间存在着天然的矛盾。机组稳定供热时，机组出力下限、上限均受到限制，如参与电力深调，则供热量随之减少，无法保证稳定供热量；如要参与电力顶峰，则必须减少供热量，才能使机组出力升高。供热机组如不参与电力调峰则要受到电网考核；如要参与电力调峰，则无法保障稳定的热力供应，影响居民供暖或工业热用户正常生产运营。

2. 深度调峰增大供电煤耗

根据运行经验，煤电发电厂经济运行负荷一般在80%左右，设备及管道总体效率较高，供电煤耗相对较低。汽轮发电机组在稳定供热时，尤其是供热量较大时，机组供电煤耗较低，比如30万千瓦级机组在采暖季高背压运行时供电煤耗约为200克标准煤/千瓦时。经热力测算和调研资料，参与深度调峰至50%时，30万千瓦级机组供电煤耗约为330-360克标准煤/千瓦时；参与深度调峰至40%时，30万千瓦级机组供电煤耗约为350-380克标准煤/千瓦时；参与深度调峰至30%时，30万千瓦级机组供电煤耗约为370-400克标准煤/千瓦时甚至更高。煤电机组参与供热本可以提高其运行效率，但机组参与深度调峰将显著增大供电煤耗，对煤电机组的节能环保产生了不利影响。

3. 频繁调峰影响机组寿命

发电机组参与灵活性调峰时，频繁的负荷变化和启停，对机组和锅炉及附属设备设施影响较大，远期看将严重影响机组寿命，进而影响电网安全。频繁的负荷变化将会使设备及管道频繁热胀冷缩，电控设备频繁的调节，造成的主要影响有：

（1）机组振动及气门疲劳松动；

（2）锅炉受热面管材应力变化大易造成磨损泄漏；

（3）易造成变压器为主的电气设备疲劳故障；

（4）易造成热力管道的变形及支吊架的疲劳等。例如机炉及附属设备在长时期不稳定的情况下运行，容易造成突发故障，机组有跳闸风险，热电机组一旦出现非停将对地区供电、供热安全都将产生不利影响。

4. 负荷波动加剧环境污染

根据运行经验，煤电机组在稳定运行时，污染物排放控制也较为稳定，可以保证污染物的超低排放。频繁的负荷变化将造成污染物排放增大，尤其是NOx的排放增大，加剧了环境污染。

30万千瓦级机组普遍采用SCR脱硝技术，有效地将烟气中的NOx转化为氮气和水，其催化剂对温度区间较敏感，反应温度通常在320℃到420℃之间，这个温度范围可以使SCR脱硝系统既安全又稳定地运行，同时保持较高的脱硝效率。但机组负荷波动时，烟气温度降低、SCR反应器流场和锅炉NOx排放的浓度场变化，将不利于催化反应，NOx无法高效脱除，会造成污染物排放增大或短时超标。

机组调峰且不投油稳燃的情况下，对除尘器和脱硫系统影响较小。投油稳燃时，对于电除尘器，会有油污及飞灰附着在电除尘器极板、极线上，造成电晕线肥大和极板粉尘堆积，使工作电压升高，导致除尘效率下降；对于布袋除尘器，未燃尽的油污会有一定量最终附着在布袋上，造成布袋微孔堵塞，长期运行除尘器会导致压差增大，除尘效率降低，可能导致污染物排放增大。燃油随烟气进入脱硫塔，导致浆液中油污增加，会造成石灰石的掩蔽和致盲，最终会造成石灰石的利用率下降，石膏排放困难，可能导致污染物排放增大。

5. 电热矛盾增加经营风险

对于供热机组，特别是供汽量偏大的机组，需要稳定的较高负荷才能保证供热的品质和流量，现行电力现货模式下，新能源发电变化较大、电网需要深度调峰的时段，供热机组如要保障热力供应将会存在长时间发低价电的问题，难以实现盈利运行。供热季期间，为保民生供热机组造成的降出力运行，无法享受全容量容量电价，造成电厂的直接损失。

例如，山东某台30万千瓦煤电机组在2023年11月机组最高负荷受限3万千瓦，2024年12月份、1月份、2月份机组最高负荷受限5万千瓦，3月份机组最高负荷受限3万千瓦，预计影响电价3元/兆瓦时，减少收入约144万元，机组容量补偿预计减少收入约300万元，影响约444万元，全年容量补偿预计影响约600万左右。

目前煤价长时间高位运行，居民供热价格执行政府指导价，大多数机组民生供热处于亏损状态，在电力市场收益无法补足的情况下，将造成电厂的总体亏损，不利于长期可持续发展，长期来看不利于供热和供电的安全。

（二）应对措施

1. 低压缸切除

低压缸切除（又称“低压缸零出力”）主要是指中压缸排汽全部用于供热，低压缸做功为零，仅保留少量冷却蒸汽进入低压缸，实现低压转子(叶片正常)“零”出力运行，减少冷源损失，提高机组供热能力和深度调峰能力。在供热需求增大或要求深度调峰时，将原进入低压缸做功的蒸汽全部用于供热，实现汽轮机低压缸切除运行，机组发电出力显著减小，供热能力大幅提升。供热需求量较小或发电负荷需求增加时，机组退出低压缸零出力切换到抽凝运行模式，快速恢复发电出力。低压缸切除方案可使机组在低压缸运行模式和常规抽凝供热模式间在线灵活切换，大幅提高供热机组的供热能力和电力调峰能力。对于30万千瓦等级机组，改造后在相同主蒸汽量的条件下，采暖抽汽流量每增加100吨/小时，供热负荷增加约70兆瓦，电负荷调峰能力增大约50兆瓦，发电煤耗降低约36克标准煤/千瓦时。

该技术较为成熟，山东省已有很多30万千瓦级煤电机组开展了低压缸切除改造。例如，华能章丘电厂在2019年对3号机组进行了低压缸切除改造，改造前用于供热蒸汽量为500吨/小时；单机可接待最大供热面积910万平方米。改造后用于供热蒸汽量可达640吨/小时；单机可接待最大供热面积1160万平方米；新增供热面积250万平方米。在2021年电厂对4号机组进行了低压缸切除改造，新增供热面积250万平方米。

2. 旁路蒸汽供热

高低压旁路蒸汽对外供热方案是利用高、低压旁路系统经过减温减压后直接供热，其主要原理为：汽轮机在低负荷工况下，高压旁路投入，主蒸汽分成两路，一路进入汽轮机做功，再由高压缸排汽至再热器；另一路经高压旁路经过减温减压直接进入再热器。通过在再热器出口至中压调节阀前的管道上选取合适的位置进行打孔抽汽，也即低压旁路系统，将再热蒸汽减温减压后对外供热，通过从锅炉侧抽汽可以提高对外抽汽量，以实现机组低负荷运行。

高低压旁路联合供热技术适用于供热机组，可实现汽轮机30%左右的额定出力负荷下抽汽运行。采用高低压旁路联合供热技术，因锅炉负荷高于汽轮机发电负荷，可显著提升低负

荷下锅炉稳燃(不投油)能力，满足机组宽负荷脱硝要求；但也存在控制系统复杂、高压旁路系统对主蒸汽减温减压存在能源利用效率降低、技术经济性较低等缺点。旁路供热改造的优势在于方案成熟，改造初始投资较少，运行灵活方便，能够较好地实现热电解耦。

3. 电锅炉

电锅炉分为电极式锅炉和固体蓄热锅炉。电极式锅炉是将电能转化热能并将热能传递给介质的能量转换装置，电流通过电极与介质(水)接触产生热量，将热能传递给介质(水)，介质(水)不断吸收热量并将热量送到用户端或进行蓄热。固体蓄热锅炉可以通过加热蓄热固体介质将多余的电能转化为热能进行储存，并在高负荷下利用热交换技术，然后把储存的热能向供暖系统或生活热水系统中释放，该技术目前经济性较差，应用较少。

电锅炉用电来自厂用电，由于电极式锅炉消耗了部分电量，因此机组实际发电负荷可不必降至过低，在机组保持较高发电负荷的同时，供暖抽汽供热能力不至于降至过低，加上电锅炉补充的部分热量，仍能满足热网热负荷的需求，从而实现机组的热电解耦，参与深度调峰。经测算，目前采用电极式锅炉配套蓄热水罐，按6小时内参与深度调峰，一般投资回收期约6-7年。具体案例方面，华能长春热电厂(2×350兆瓦)新增320兆瓦的电蓄热锅炉，投资约35510万元。每天蓄热7小时，可实现机组54%负荷运行时上网电量为0。

4. 长时蓄热

长时蓄热方案包括蓄热水罐和熔盐蓄热储能等。蓄热水罐方案主要是在保证机组日间高负荷发电及正常供暖的基础上，额外加热一部分热网循环水，并从供水侧引出至蓄热水罐中储存。对于供热机组，当发电余热满足供热需求且仍有富余时，这部分富余的热量可以用储热罐存储起来。当调度要求降低发电负荷，机组供热能力下降时，机组的供热能力小于外部需求的供热量，此时，不足的供热功率由储热罐提供，能够避免为满足供热需求而在用电低谷时段产生强迫发电的情况，从而实现生产过程中的热电解耦，解耦时间的长短取决于蓄热水罐容量的大小。大唐辽源发电厂(2×330兆瓦)配置26000立方米储热水罐，投资约6000万元，储热水罐具备1188兆瓦时的储热能力，增加机组调峰能力160兆瓦。供热机组供暖中期最小电出力情况下，机组在保证供热条件下的最小电出力为其额定容量的70%，改造后负荷调整范围变为21%-100%。

熔盐蓄热方案主要在需要深度调峰时，通过电加热将低温熔盐加热至高温储存到熔盐罐储存，从而避免锅炉和机组超低负荷运行。在供热需求较大且发电负荷要求增加时，将存储在熔盐储热系统的热量重新释放出来，回热到系统中增加发电机组的顶峰能力或直接用于供热。基于高温熔盐储热的火电机组灵活性改造系统具有理论综合效率高（达75%以上）、调峰能力强（5%的额定负荷以下）、储热时间长（可达10小时）、储热参数高（温度可500度以上）、使用寿命长（长达30年）等优势。

宿州热电基于熔盐储热的煤电灵活性关键技术研究及示范应用项目是目前世界上最大的煤电机组耦合熔盐储热项目。项目总投资3.4亿元，建成后可通过熔盐储热系统代替机组产汽供热，在提供连续工业供汽的同时，增加深调能力至30%额定负荷以下，带供热条件下的发电机组最高负荷也可由80%提升为100%额定负荷，提升供热机组尖峰发电的能力。共计新增压低谷能力70兆瓦，增加可再生能源发电量350兆瓦时，折算年碳排放减少约8.5万吨。

经测算，目前采用电极式锅炉配套蓄热水罐，结合调峰电价，具有较好的经济性；熔盐蓄热方案及其他蓄热方案因造价较高，部分电厂空间有限，还需进一步探讨实施可行性。

表4-1 各热电解耦技术优缺点比较分析

热电解耦技术名称	初始投资成本	运行成本	优点	缺点
低压缸切除	低	低，供电煤耗下降	改造成本及运行费用均最低，在线切换灵活，调节深度大	技术应用时间短，未经过长周期实践检验，尤其是对机组寿命的影响
旁路蒸汽供热	低	供电煤耗基本不变	改造方案成熟，改造初始投资少，运行灵活方便，热电解耦能力强	将高品质蒸汽减温减压用于供热，热经济性较差，对减温减压设备的可靠性和控制系统的调节品质要求高
电锅炉	高	高，厂用电率、煤耗大幅增加	对本体系统改造小，技术成熟，调峰迅速灵活	增加辅助电气设备较多，投资高、经济性差，供热煤耗一般大于80kg/GJ，适用于电价峰谷差较大的地区
蓄热水罐	一般	低，厂用电率增加	技术相对成熟，不需要改动主机	占地面积大，对系统长期低负荷调峰适应能力弱
熔盐储能	高	综合运行效率高但维护和操作成本高	调峰幅度大，调峰时间长，负荷调节快，且对原系统影响小，运行安全性高，使用寿命长	投资成本高，需要较大的熔盐储罐场地；技术复杂度高，需要专业知识和技术支持，特别是管理熔盐的热稳定性和腐蚀性方面

5. 其他措施

一是优化供热方式。合理利用热网的蓄热能力，保证机组负荷在合理区间内，高峰顶得上，低谷降得下，适应现货方式下的运行方式。

二是协调错峰供热供汽。建立热力用户沟通机制，协调用户根据计划安排生产，努力扩大机组可调出力范围。

三是调整报价策略。有多台机组的电厂可通过调整报价策略以争取高电价收益，比如优先保证一台机组切缸运行，另一台机组尽量减少供热抽汽量释放调峰潜力或投入调频模式。

此外，煤电机组还可以通过技术改造应对深度调峰对机组运行带来的挑战，并在一定程度上缓解电热矛盾。包括通过宽负荷脱硝改造，解决煤电机组降低处理负荷时的环保问题；通过低负荷稳燃技术，解决煤电降低出力情况下锅炉稳定燃烧的问题；通过余热回收改造，提高供热效率，减少资源浪费。

6. 小结

山东省在近中期应主要采用低压缸零出力、高低旁路蒸汽供热改造等热电解耦技术提升机组的灵活性，进一步挖掘机组供热潜力。在中远期，则应加快电锅炉、蓄热水罐、熔盐储能等技术的布局和应用。各个电厂应该根据自身情况和资源禀赋，选择适合自身的热电解耦方式。

第五章

山东省30万千瓦级煤电机组灵活调峰和稳定供热的政策建议和保障措施

（一）科学制定30万千瓦级煤电的发展路径

到2025年，山东省有4台35万千瓦级（总装机140万千瓦）的在建机组投运，同时还有14台30万千瓦级煤电机组（总计459万千瓦）服役期将达到或者超过30年，因此为了满足山东省能源保供需求（所需容量4815万千瓦），应做好这14台机组的延寿工作和采用“上大压小”的方式对这些机组实现容量替代。

到2030年，山东省将有13台煤电机组达到服役年龄，总计418万千瓦。考虑到山东省在2030年仅需要3946万千瓦（较2025年削减869万千瓦）的煤电机组保障能源安全（调峰、供电、供热），应着手推动这27台亚临界煤电机组（总计877万千瓦）中的大部分有序退出。到2030年前，暂不考虑服役期未满30年煤电机组的提前退出。

在2030年之后，随着清洁能源的规模化发展以及“碳中和”愿景下削减碳排放量的强约束，山东省应进一步加快30万千瓦级煤电机组的退出步伐。在2035年和2040年，山东省30万千瓦级煤电机组的需求进一步下降至2833万千瓦和2148万千瓦。除了着手推动到2035年服役期满的8台（总计253万千瓦）和到2040年服役期满的26台（总计844.5万千瓦）煤电机组的有序退出，还应该考虑少量服役期未满30年的亚临界机组的提前退出，转为安全备用机组。

对于近中期服役期满的30万千瓦级机组，在机组能耗水平符合国家要求的前提下且确有必要延寿的，应当予以延寿以避免重复投资，降低社会整体用电成本。延寿机组一方面尽量燃烧设计煤种或较优质煤，减少结焦，控制灰量，提高制粉系统、锅炉炉管及布袋等设备寿命。另一方面应提高设备检修频次，通过缩短防磨防爆检查周期等方式，提高设备运行寿命。通过技术改造让延寿机组的供电标准煤耗不高于300克/千瓦时。建议对延寿机组可以通过竞价方式形成容量补偿价格或执行统一容量电价，实现社会利益最大化。

（二）加强灵活性改造方面的政策支持力度

一是建议因设备安全导致非计划停机情况下应免除考核。例如：由于机组低负荷下燃烧稳定性较差，试验期间如果出现风机、给水泵等重要辅机突发故障，机组有跳闸风险；机组在超深调低负荷下运行存在不稳定，应尽量减少电网一次调频对其扰动；在高、低负荷段对燃烧稳定有一定影响；对于中储式制粉系统非供热季如遇到连续长时间低负荷时段运行，则无法满足上层排粉机的启动需求等情况。

二是建议明确储能项目用电按照厂用电测算，促进其在热电解耦中的应用。以开展熔盐储能改造为例，目前项目充电按照厂用电管理，但统计上不计入厂用电，导致熔盐项目难以推进。若电熔盐储能耗电按照厂用电进行测算，减少充电成本，项目能够满足投资回收期的相关要求。

三是建议在现货系统中建立单列切缸机组，合理给予切缸机组容量补偿。目前现货系统中将切缸机组视为高背压机组，认为其因为供热约束达不到额定出力能力。实际上切缸机组可以达到机组额定出力能力。

四是在制定煤耗标准时，建议增加前置条件，考虑机组不同调峰深度对供电标准煤耗的影响。对于灵活性改造后的机组，参与调峰时，特别是参与深度调峰的机组，深调后机组出力小，煤耗显著增加，另外在深调和顶峰的过程中煤耗也会增加，满足不了标准要求，应增加前置条件，比如正常运行机组、不参与调峰机组或者调峰在多少以内的机组等。

（三）加强供热改造和系统优化

一是科学改造存量机组。结合煤电行业转型升级，重点对集中关停小煤电机组区域周边的中大型煤电机组实施切缸或高背压改造，实现热力接续替代。支持新增热负荷需求相对较小的煤电机组因地制宜实施连通管改造或低真空供热改造。鼓励供热量较大的煤电机组充分回收利用电厂余热，满足新增热负荷需求。

二是大力推广长输供热。打破区域限制，整合热力资源，大力推广大温差、长距离供热技术，着力整合供热资源，推动配套热网建设和老旧管网改造，加快实现热网互联互通、各类热源联网运行。

三是优化热力供需布局。重点在工业热负荷集中和居民供暖需求大的区域，布局新建大型热电联产机组，替代周边小煤电机组和供热锅炉。支持有工业热负荷需求的企业，向大型煤电机组周边发展，降低对小煤电机组供热依赖。鼓励“项目跟着汽源走”，新上用汽需求

大的工业园区和企业，支持依托现有大型煤电机组规划布局。

四是优化供热方式。通过合理利用热网的蓄热能力等多种方式，保证机组负荷在合理的区间内，高峰顶得上，低谷降得下，适应现货方式下的运行方式。坚持错峰供热供汽。建立热力用户沟通机制，协调用户根据计划安排生产，努力扩大机组可调出力范围。

五是加快热力价格改革。热价定价需充分考虑电力市场改革后产生的热电矛盾，供热业务影响机组灵活性和机组可用容量，在电力现货市场损失机会成本，采暖供热业务持续处于巨额亏损状态，严重影响企业经营效益，应对这部分损失提出可行的计算指导方案，在热价调整中给予支持或出台煤热联动机制，缩减热源企业亏损额。

六是区分机组功能。建议热电比在50%以上的机组可以定义为热电联产机组，在参与调峰过程中考虑供热的影响，不管是深调还是顶峰都有一定的限制，在容量补偿和煤耗考核方面都应该放宽要求；对于热电比小于50%的煤电机组，可以定义为兼顾供热机组，它们的主要任务是调峰，可以按照现有政策执行。

（四）大力发展非煤灵活性资源和非煤供热资源

随着山东省风、光等新能源装机容量持续增多，电力系统平衡、清洁能源消纳的问题日益凸显。除建设煤电对清洁能源消纳能力外，还应大力建设非煤电力调节资源。通过报告前文的敏感性分析可以看出，发展新型储能、抽水蓄能、燃气发电、核电等灵活性资源和清洁供热资源，30万千瓦级煤电的装机规模可以大幅下降。

一是在供应侧加快布局抽水蓄能、气电、新型储能等作为灵活电源，发挥抽水蓄能安全稳定、大容量系统级储能和气电建设时间较短、爬坡和深调能力强的特点，从供应侧提高电力系统灵活性，最大限度避免煤电机组的调峰需求。

二是积极发展需求侧资源。通过设计有效的电价机制和反映资源稀缺性的电力市场，促进分布式光伏与风电、新型储能、电动汽车，以及可中断、可调节负荷等各类需求侧灵活性资源的有效整合和系统管理，平抑电网峰谷差，满足尖峰负荷缺口，提升电力系统灵活调节水平和安全保障水平。

三是大力发展新型储能设施。新型储能在维护电力系统的安全稳定以及支撑可再生能源消纳方面发挥着重要作用，除了迅速响应负荷变化，还可以帮助电网维持频率和电压稳定，平滑可再生能源输出等。要从全局规划出发，统筹考虑可再生能源消纳目标、不同储能技术类型特点和电力系统安全可靠性等因素，采用市场化的手段合理有序引导储能发展，推动形

成包括锂离子电池、压缩空气储能、液流电池储能和飞轮储能等在内的多元化发展格局。

四是增加风光发电出力预测精度，从源头减少电力系统灵活调节需求。通过聘请气象学家、开发基于神经网络预测分析算法和软件、打造小地域空间、多时间尺度的精细化预报系统、定期评估和调整预测机制等措施，实现对风光出力的精准预测，从源头上减少电力系统灵活性的需求。这不仅包括集中式可再生能源，还包括分布式可再生能源。

五是适度降低新能源的利用率，保持一定的出力余量不仅能够大幅降低电力系统灵活性资源的投资成本，还能保持新能源为电力系统提供一定程度的向上爬坡能力。

六是提升风光储和煤电的融合发展水平。目前在新能源强制配储政策下储能利用率不高，加装储能仅为满足并网的前置条件，电网调度频率低，造成大量资源浪费。未来应该加强储能与风光的融合发展，并通过30万千瓦级煤电机组提供基本支撑，整体作为综合能源基地实现自我平衡。在实现新能源高比例的情况下，减少对大电网安全稳定运行的冲击。建议这一方面进一步拓展相关技术路径，并给予政策支持。

在供热领域，山东省应加强新能源供热、生物质供热、核能供热、热泵技术、燃气供热的设备攻关与技术攻关，明确不同技术路线的适用条件、技术要求、运维服务标准等，根据不同经济条件的用户，提供梯级技术清单、多能互补或技术组合型方案，并比较经济成本、运行费用、功能特点、环保性能等，以满足不同用户需求，确保不降低供热质量的情况下终端用户费用可承受。

此外，推动供热产业积极融入智慧城市的建设，加快推进智能供热系统建设，以采暖用户为中心，构建多能互补清洁热源供给、源网站户一体化智能调控、按需智能供热、优质便民服务的现代供热体系，实现供热节能降耗由“量”的变化转变为“质”的提升。

（五）进一步完善电力市场建设

当前电力系统高比例新能源接入电网，煤电机组“大容量挂网、低负荷运行、高频率调峰”成为常态，电厂面临经济性和安全性双重风险。30万千瓦级煤电机组应侧重电力市场，积极参与辅助服务市场。在非供热季参与启停调峰；调频辅助服务市场“应投尽投”，获取调频辅助服务费用，减少分摊费用；积极参与爬坡辅助服务市场。

一是优化煤电容量电价机制。一方面多数30万千瓦级煤电机组担任居民供暖供热任务，在供暖煤热联动机制建立前，建议保民生供热机组在供热季期间提报的降出力不进行扣除，享受全容量容量电价。另一方面煤电容量电价应考虑机组调峰所带来运维成本增加。目前煤

电机组调峰能力开发已经接近极限，再增强调峰能力需要较多的设备改造，改造成本增加较多，且目前尚缺乏论证成熟的调峰技术。同时由于机组长期深度调峰和频繁启停导致设备损耗增加，机组检修成本增加，在市场化容量补偿核定电厂固定成本时需考虑设备损耗和检修费用增加等灵活性改造投入的回收。

二是不断完善电力现货市场建设。受政府限价的政策影响，现货价格上行空间受到限制，现货出清价格频繁触发监管限值，进而使得电力现货市场不能准确反映在实际销售中电力的具体价格范围，发电成本难以向用户侧传导。建议逐步放开现货市场价格管制，让现货市场成为反映市场供需变化的电能量价格，发挥市场在电力资源配置中的决定性作用。允许煤电机组在电力市场中通过调整其发电策略，以应对电价的波动来优化其经济收益。

具体来说，这种策略包括在电力市场电价较高时增加发电量，以此提高销售电力的收入。这种做法不仅可以增加煤电机组的直接收益，还有助于平衡市场供需关系，提高整体市场效率。通过这种灵活的发电调度，煤电机组能够更有效地参与市场竞争，增强其市场适应性和经济可持续性。现货市场价差的放松管制也有利于储能、储热设施、需求响应、虚拟电厂的大力发展，进一步挖掘其灵活性发展潜力。

三是完善辅助服务市场建设，科学确定辅助服务需求，合理设置有偿辅助服务品种，规范辅助服务计价等市场规则。按照“谁服务、谁获利，谁受益、谁承担”的总体原则，不断完善辅助服务价格形成机制，推动辅助服务费用规范有序传导分担，充分调动灵活调节资源主动参与系统调节积极性。目前，山东省已建立起包括调频、备用、爬坡、黑启动等辅助服务品种，但辅助服务仍采用固定补偿机制，较为依赖人为设定，没有通过市场化竞价机制实现资源的优化配置，发现各辅助服务费用真正的成本。辅助费用的分摊也主要以发电侧为主，且存在分摊费用不公平不透明的问题，并未真正的向终端用户传导。由于当前电网企业按月度对并网主体辅助费用进行结算，有偿辅助服务补偿费用由接受该项有偿辅助服务的同类型并网主体按上网电量的比例分摊，因而煤电企业成为有偿辅助费用的主要承担者。此外，山东省还应允许和鼓励储热设施参与容量市场和辅助服务市场，获得合理收益，提高其经济性。

（六）加强热电解耦技术攻关

为了提高能源效率、保障煤电机组同时实现灵活调峰和稳定供热，建议重点支持和推广热电解耦技术的研发与应用，尤其是电锅炉、蓄热水罐、熔盐储能等能够大幅提升煤电机组灵活性和供热稳定性的新兴技术。

一是实施财政支持和税收优化措施。通过提供针对性的研发资金支持和创新补贴，降低企业在技术开发初期的投资成本。此外，为那些采用热电解耦技术的企业提供税收减免或投资税额抵扣的优惠政策，这将激励更多企业投入到绿色高效技术的研发和应用中。同时，设立专项基金帮助中小企业克服资金难题，推动整个行业的技术进步和环保升级。推广政府与企业合作（PPP）模式，吸引社会资本参与储热设施的建设和运营，共享投资风险和收益。

二是建立全面的政策和法规框架。应制定一套支持热电解耦技术推广的政策环境，包括技术标准、运营规范和监管机制，确保技术的安全性和有效性。可以考虑建立跨部门协调机制，确保政策的连贯性和执行的有效性，同时为企业提供明确的政策指导和技术支持。

三是搭建技术研发平台。政府和企业可以共同投资建立研发平台和试验基地，这些平台可以促进学术机构、研究院所与企业之间的深度合作，加快从理论研究到实际应用的转化速度。此外，通过示范项目的实施，可以展示热电解耦技术的实际效益和潜力，提高这些技术的市场接受度。

四是加强人才培养和国际合作。加强对相关技术人才的培训和教育，提高行业从业人员的专业技能。同时，鼓励与国际先进企业和研究机构合作，引进外国技术和管理经验。

（七）提升煤电机组综合能源服务能力

随着经济社会发展和人民生活水平的不断提高，对供热的需求也快速增长，但由于燃煤供蒸汽和供暖仍为山东省工业发展和清洁取暖的基础热源，在当前煤控政策下，如不对热电企业产能用能进行相应调整，供热缺口将会逐年扩大。省内大多数热电企业几乎没有耦合掺烧污泥、垃圾、生物质或对余压余气利用，也没有实施清洁能源利用，只是单一地将煤炭作为燃料。要拓展煤电机组“发电+”综合能源服务，挖潜增效实现可持续发展。

企业应深入拓展综合能源服务，打造城市共生型电厂，转型为多种能源联合供应服务商，因地制宜提供“电、热、冷、汽、水、压缩空气”等多种能源产品，加强煤电机组掺烧污泥、垃圾、生物质、绿氨的能力，利用厂内场地建设储能和光伏发电，与煤电一体化运行，为周边用户提供用能诊断、需求响应和设备运维等服务，实现多种能源互补互济、梯级利用。鼓励具备市场条件的沿海电厂建设海水淡化工程。鼓励煤电企业发挥专业优势，深度参与售电业务，为用户提供高效灵活、便捷经济的能源供给和增值服务。

建议进一步加大对耦合发电项目的支持力度，从设备补贴、电价制度、碳市场交易等方面，建立健全耦合发电市场，形成促进行业可持续发展的良性机制。在控煤大环境下，企业产能用能方式转型升级将成为必然，这不仅是新旧动能转换的重要组成部分，更是以能源转

型促进产业结构调整的重要手段，因此企业今后必须要向以热电为核心的综合能源供应商方向发展。

建议政府有关职能部门建立一个互联网平台，全省所有煤电机组接入平台，数据实时上传，这样可以及时了解各煤电机组的调峰情况、供热情况、供电情况等。基于这个平台的信息和各煤电机组的实际运行情况，政府部门可以更有依据的做出相应决策。

附录：

（一）年调峰平衡原则

- 计算水平年：2025年、2030年、2035年及2040年；
- 年调峰平衡测算考虑13%的最大负荷的合理备用量；
- 大型煤电（60万千瓦及以上）的装机规模考虑当前核准和在建的2000万千瓦之后，不再考虑新建机组。其中1000万千瓦在2025年底之前建成投产，另外1000万千瓦在“十五五”时期建成投产。同时大型煤电机组的规模根据服役年限进行推导，服役期满30年后转安全备用机组，不再参与常规的电力电量平衡（目前山东省大型煤电机组的服役年龄短，到2030年仅有2台机组达到30年的服役年限）。小型煤电（30万千瓦以下）根据课题组上一年研究报告《山东省中小燃煤电厂低碳高质量发展路径分析》和山东省现有政策进行推导，到2025年淘汰所有抽凝机组，新建少量背压机组，机组容量压减至1300万千瓦，之后各计算水平年机组容量根据服役年限进行推导，到期正常关停淘汰。
- 除煤电外，2025年各资源装机规模较为确定，根据当前发展趋势进行推导；2030年各资源装机规模参考《山东省保障网建设行动计划》的规划目标（新型储能装机根据最新发展情况进行上调）；2035年和2040年的发展规模和“十五五”时期的新增规模保持一致。针对生物质装机情况，由于课题组调研发现山东省存在大量生物质机组没有运行或者经营破产的情况，生物质装机量根据调研情况和资源禀赋来进行推导。
- 各资源年调峰系数，大型煤电不参与深度调峰，减少对服役年龄较短、效率较高的机组设备的损害和发电效率的不利影响。大型机组更多承担保供作用，由30万千瓦级煤电机组承担调峰主力，大型煤电和30万千瓦级煤电的年调峰系数分别取0.5和0.65； 燃气发电、抽水蓄能、新型储能、需求响应的年调峰系数分别取1、2、1、1；小型煤电、生物质、核电、光伏不参与调峰；风电具有反调峰性能，调峰系数取-0.3；余热利用及其他和外电入鲁的调峰系数分别都取0.5。

（二）年电量平衡原则

- 计算水平年、合理备用率、各资源发展规模等与调峰平衡保持一致。
- 大型煤电机组承担供电的主力作用，利用小时数在2025年取4300小时，之后取4000小时；小型煤电承担供热的主力作用，利用小时数取6000小时；30万千瓦级煤电承担调峰的主力作用，利用小时数较低，在2025年取3500小时，之后取3000小时。
- 除煤电外，其他资源的利用小时数根据2023年情况选取，不发生明显变化。

（三）年电力平衡原则

- 计算水平年、合理备用率、各资源发展规模等与调峰平衡保持一致。
- 出力系数方面，煤电（大型和30万千瓦级）、气电、核电取0.9；生物质取0.8；风光和光伏分别取0.1和0.05；抽水蓄能、新型储能、需求响应取1；余热利用及其他和外电入鲁分别取0.5和0.8。小型煤电由于以供热供汽为主，出力系数取0.5。

（四）年供热平衡原则

- 计算水平年、各资源发展规模等与电力平衡测算保持一致。
- 大型煤电机组承担供电的主力作用，同时承担部分居民供暖；小型煤电承担工业供热的为主，同时承担居民供暖；30万千瓦级煤电承担工业供热和居民供热的同时还承担着调峰的主力作用。其中大型机组根据现有情况，假设70%的机组为供热机组。
- 核能、地热的供热量根据供暖面积计算。2025年和2030年供暖面积参考现有规划目标，2030-2035年、2035-2040年的供暖增量与“十五五”时期一致。根据山东省实际情况，1吉焦可供暖2.5平方米。
- 根据山东省实际情况，30万千瓦以下级高效背压煤电的供热能力为每万千瓦70吨/小时，由于机组分布不均和输送能力受限等因素实际供热量按照每万千瓦40吨/小时测算；60万千瓦及以上煤电机组的平均供热能力约为每万千瓦5吨/小

时，根据实际情况，供热量按照每万千瓦3吨/小时测算；30万千瓦级煤电的供热能力按照每万千瓦8吨/小时计算。

- 燃气机组装机当中按30%是分布式供热机组。燃气热电联产机组和生物质热电联产机组分别按每万千瓦可供热11.67吨/小时和33.33吨/小时来计算。
- 煤电机组供热量的运行小时数计算：大型煤电和生物质发电取6000小时，小型煤电取7000小时，燃气机组取4000小时。
- 燃煤锅炉和其他供热方式的供热量是根据山东省全省供热面积推算。随着可再生能源供热和燃煤机组长输供热以及其他供热方式供热量的增加，预计2030年之前燃煤锅炉将逐步退出。

参考文献：

1. 北极星电力网.山东省发电装机及分类型总体情况[EB/OL].(2024-01-18)[2024-03-09]. https://m.bjx.com.cn/mnews/20240118/1356703.shtml
2. Global Energy Monitor. Global Coal Plant Tracker[DB/OL].(2024-01)[2024-03-10]. https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/
3. 山东省能源局. 山东谱写能源绿色低碳高质量发展新篇章[EB/OL](2024-01-31)[2024-03-10].http://nyj.shandong.gov.cn/art/2024/1/31/art_59966_10302854.html
4. 中国电力企业联合会.中国电力统计年鉴2023[M].北京：中国统计出版社，2023.
5. 中国网.截至2023年底，山东城乡集中供热覆盖面积22.9亿平方米[EB/OL].(2024-02-02)[2024-03-11].http://sd.china.com.cn/a/2024/shouyejinriyaowen_0202/1060490.html
6. 山东省人民政府. 关于印发基础设施“七网”建设行动计划的通知[EB/OL]. (2022-06-23)[2024-03-18].http://www.shandong.gov.cn/art/2022/6/23/art_107851_119699.html
7. 中国供热咨询.聚焦山东丨我国首个跨地级市核能供热工程“暖核一号”供热面积合计达1250万平方米[EB/OL]. (2023-11-25)[2024-04-13].https://mp.weixin.qq.com/s/Zm4ZIPygskyr-QzhseA6Og
8. 杨志行,郭向宇,富学斌,府冬明,孙清民,王宝森,杨光辉.350MW超临界汽轮机灵活性调峰技术的经济性分析[J].电站系统工程,2021,37(3):28-31
9. 西安热工研究院有限公司等.煤电机组灵活性改造标准体系预研报告[R]. 北京：西安热工研究院有限公司等，2023.
10. 光大证券. 火电灵活性改造：电力系统灵活性的重要增量[R].北京：光大证券，2024.
11. 申融容,玄婉玥,张健,张为荣,董玉亮,袁家海.面向电源侧灵活性提升的热电解耦技术综述[J].中国能源,2021,43(5):51-5
12. 国能新能院之声. “宿州热电基于熔盐储热的煤电灵活性关键技术研究及示范应用”科技示范工程开工[EB/OL]. (2024-01-22)[2024-04-13].https://mp.weixin.qq.com/s/oxCh5D-x9GFL4wpO3Np2nQ



邮箱：contact@ccetp.cn
网址：https://www.ccetp.cn/