

福建省“十四五”能源发展专项规划

2022年5月

目 录

前 言.....	5
第一章 发展基础.....	6
一、“十三五”发展成就.....	6
二、面临形势和主要问题.....	10
第二章 发展目标.....	13
一、指导思想.....	13
二、基本原则.....	13
三、发展目标.....	14
第三章 主要任务.....	19
一、保障能源储运供给，提升安全风险应对能力.....	19
二、优化能源结构布局，着力推动供给增优减劣.....	21
三、推动能源通道建设，构建能源互联互通体系.....	24
四、加快清洁能源建设，推进能源绿色低碳转型.....	26
五、创新智慧用能模式，推进能源消费节约高效.....	28
六、深化体制机制改革，构建能源现代治理体系.....	31
七、强化科技创新支撑，促进能源装备产业发展.....	33
八、推进能源区域合作，探索两岸融合共享发展.....	35
第四章 重大工程.....	36
一、清洁能源壮大发展工程.....	36

二、基础能源提质提效工程.....	37
三、电网网架优化完善工程.....	38
四、能源消费节约集约工程.....	38
五、能源绿色智慧创新工程.....	39
六、能源装备制造拓展工程.....	39
第五章 环境影响与评价.....	40
一、规划实施环境影响分析.....	40
二、环境影响减缓对策措施.....	41
第六章 保障措施.....	43
一、推动规划项目落到实处.....	43
二、加强行业管理协调联动.....	44
三、完善市场体制机制建设.....	44
四、加强政策法规引导保障.....	45

前 言

“十三五”以来，福建省深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，围绕践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，持续推进能源生产和消费革命，能源保障能力增强，清洁能源比重持续提升。

“十四五”时期是我国全面建成小康社会、实现第一个百年奋斗目标之后，乘势而上开启全面建设社会主义现代化国家新征程、向第二个百年奋斗目标进军的第一个五年，也是加快新时代新福建建设的关键时期。编制和实施《福建省“十四五”能源发展专项规划》，立足本省需求，构筑清洁低碳、安全高效的能源保障体系，对于福建省全方位推进高质量发展超越具有重要意义。

本规划依据《福建省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》编制，分析了我省能源发展的现状及面临的形势，提出“十四五”我省能源发展的总体要求、发展目标、主要任务和保障措施，是“十四五”我省能源发展的指导性文件，是制订我省能源相关政策、行业规划和安排重点项目建设与投资的基本依据。

本规划的基期为 2020 年，规划期为 2021—2025 年。

第一章 发展基础

一、“十三五”发展成就

“十三五”期间，我省充分发挥资源优势，坚持清洁低碳的发展方向，安全高效发展核电，大力发展可再生能源，不断完善天然气基础设施，能源供应更有保障、能源结构更加优化，为福建高质量发展提供了有力支撑。

（一）能源保障能力持续增强。2020年能源消费总量为13905万吨标煤，“十三五”年均增长约3.23%。“十三五”期间电力装机新增1557万千瓦，至2020年总规模6487万千瓦；2020年全社会用电量2483亿千瓦时，最高负荷4223万千瓦，“十三五”年均增长均为6.0%。2020年天然气消费量52.2亿立方米，年均增长2.8%；“十三五”期间开工并建成投产中海油福建LNG接收站5、6号罐，全省LNG接收能力提高至630万吨/年。原油加工能力从1400万吨提高至2900万吨。

（二）清洁能源技术发展取得重大突破。“华龙一号”全球首堆——福清核电5#机组建成投产；亚洲最大、国内首台单机10兆瓦抗台风型海上风电机组在福建兴化湾二期海上风场顺利并网投运；国家科技示范项目、国内首个大型百兆瓦时——晋江储能站投产运行；西气东输三线天然气管道福建段投产运行，福建形成多气源保障供给格局，完成国家天然气产供储销体系建设要求的储气能

力目标。

（三）能源结构不断优化。非化石能源快速发展。清洁能源消费比重从2015年的25.3%提高到2020年的28.1%。2020年风电、光伏装机规模分别达486万千瓦、202万千瓦，清洁能源装机比重为55.8%。

（四）淘汰落后产能和节能减排成效进一步凸显。“十三五”期间全省累计关闭退出煤矿172处，减少81%，去产能1363万吨。至2020年，全部淘汰9万吨/年及以下煤矿，完成国家下达福建“十三五”退出煤矿目标任务的221%、去产能目标任务的227%。至2020年底，全省煤矿数减少到41处，平均单井能力从10.21万吨/年提升至21.22万吨/年；30万吨以下煤矿数比2015年底减少86%。GDP能耗快速下降，2020年单位GDP能耗较2015年下降16.86%。

（五）居民用能条件显著改善。农村电网建设成效显著，提前完成新一轮农村电网改造升级任务，全部乡镇实现至少两回10千伏线路供电，中压线路供电半径缩短至7.2公里，网架结构得到全面优化；城市配网、农村电网户均配变容量分别达4.2、3.5千伏安。管道天然气覆盖沿海5个设区市城区，未通长输管道的县市全部建成LNG卫星站，满足城镇居民和工业用户的需求。

（六）电力体制改革成效明显。“十三五”期间，电力体制改革全面推进，发用电计划进一步放开，常规燃煤机组、核电、水电、风电、热电联产机组有序进入市场；输配电价机制基本建立，完成第一、第二监管周期省级电网输配电价核定；电力直接交易规模持

续扩大，2020年直接交易总规模达804亿千瓦时；电力现货试点建设实现连续结算试运行，调峰、调频辅助服务市场正式运行；增量配电业务改革持续推进，五批次17个项目列入国家试点，社会资本参与配电网投资积极性逐步提高，增量配电网服务、建设和运行管理效率进一步提升。

专栏一：“十三五”福建省能源发展主要成就					
类别	指 标	单 位	2015 年	2020 年	年均增长 或提高
能源消 费总量 及结构	能源消费总量	万吨标煤	11863	13905	3.23%
	其中：煤炭(原煤)	万吨	7660	8961	3.2%
	石 油	万吨	2029	2263	2.2%
	天然气	亿立方米	45.4	52.2	2.8%
	清洁能源比重	%	25.3	28.1	[2.8]
	非化石能源比重	%	20.2	23.4	[3.2]
	全社会用电量	亿千瓦时	1852	2483	6.0%
	用电最高负荷	万千瓦	3150	4223	6.0%
	人均综合用电量	千瓦时	4649	5967	[28.4%]
电力 装机	总装机规模	万千瓦	4930	6487	5.6%
	其中：煤电	万千瓦	2478	2862	[15.0%]
	气电	万千瓦	386	391	/
	水电	万千瓦	1180	1211	[2.5%]
	抽蓄	万千瓦	120	120	/
	核电	万千瓦	545	986	/
	风电	万千瓦	176	486	[276.1%]
	生物质发电	万千瓦	30	80.3	[267.7%]
	太阳能光伏发电	万千瓦	15	202	[1347%]
	清洁能源发电比重	%	47.8	55.8	[8.0]
	人均电力装机	千瓦	1.24	1.56	[26.0%]
节能 环保	单位国内生产总值 能耗降低	%	-	-	[16.86]
	煤电供电煤耗	克/千瓦时	325	310	[-4.6%]
	全社会电网综合线损率	%	6.6	4.6	[-2.0]

注：[]为五年累计数，下同。

二、面临形势和主要问题

当前，以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局加速构建，有利于多渠道保障能源供给、加强区域能源基础设施互联互通；能源转型步伐明显加快，可再生能源迎来了“平价”时代；“两新一重”孕育巨大发展潜能，伴随着民生用能品质的不断提升，有利于拓展能源发展新空间。但是，国际形势复杂多变和极端气候频繁出现，能源系统运行安全风险加大；我国碳达峰碳中和目标的提出，对能源清洁化、低碳化发展提出了新的要求，构建以新能源为主体的新型电力系统任重道远。为保障经济平稳发展、顺应能源转型变革、补强民生供能短板，“十四五”期间福建省在能源安全保障、互联互通、清洁低碳、市场体系和治理能力现代化建设等方面仍将面临挑战。

（一）产业结构升级调整需求迫切。“十三五”以来，福建省以年均 7.1% 的增速稳步推进经济社会发展和产业结构调整，三次产业结构由 2015 年的 7.2%：51.2%：41.6% 调整为 2020 年的 6.2%：46.3%：47.5%。“十四五”期间，福建城镇化、工业化进程加快，将建成以先进制造业和现代服务业为主体、特色农业为基础的现代产业体系，数据服务等第三产业的比重将进一步提升，第二产业比重仍将维持在相对较高水平。为了在保障经济发展的同时完成能源“双控”目标，大力发展集约高效的能源利用形式，提高能源使用效率，优化能源消费结构，仍是“十四五”须着力研究解决的重要问题。

（二）能源消费总量增长明显。“十三五”福建省一次能源消费总量年均增长 3.23%，单位 GDP 能耗、煤电供电煤耗、全社会电网综合线损率均呈逐年下降趋势，单位能耗下降幅度超过国家下达指标。但古雷炼化一体化、中沙古雷乙烯等大型石化项目，以及一批冶金产能转移项目“十四五”期间将陆续建设投产，规模以上工业用能消费增长较快。同时随着工业园区热电联产及电能替代的持续推进，电力、热力生产和工业用能也将保持增长。各方面因素作用下，“十四五”福建省能源消费尤其是煤炭消费仍将保持一定增长。

（三）清洁能源持续发展面临制约。清洁能源已经成为福建能源消费增长的主导力量，目前清洁能源消费占比接近 30%。与传统能源相比，由于价格因素影响，电能替代、天然气替代大规模推广困难较大，清洁能源比重持续提升面临制约，为提升电力、天然气等能源需求，仍需统筹布局和保障天然气等清洁能源供应能力；风电、光伏发电等可再生能源受林业、生态环境、海事交通等影响，发展也面临较大不确定性。

（四）电网发展不平衡仍然存在。由于资源禀赋差异，福建省电源分布“北多南少”，而用电负荷“南大北小”，电源布局与负荷增长呈现“南北倒挂”逆向分布特点。“十四五”期间电网“北电南送”规模将呈逐年上升趋势，给电网安全稳定运行带来较大压力。同时西部山区电网网架相对薄弱，部分 500 千伏电网线路仅单回连接，电力支援能力较差，山海电网发展的不平衡仍然存在。随

着海上风电群规模化集中连片开发，接入电压等级要求更高，配套送出通道建设日益困难。

（五）跨省跨区消纳机制有待完善。根据国家核电发展战略部署，福建省以发展核电为主要举措大力发展清洁能源，承担了华龙一号等国家示范项目。“十三五”末我省除已建成投运 986 万千瓦核电外，在建核电装机达 477 万千瓦。为解决阶段性、季节性电力富余问题，结合新一轮电力体制改革的推进，需进一步加强省间清洁能源电力交易，以实现福建核电在区域内平衡和更大范围内消纳。

（六）石油天然气体制改革任务依然较重。受福建省油气管网尚未公平开放、气源竞争还不充分、进口长协气源价格偏高等影响，福建省天然气价格总体偏高，同时工业用户气价承受能力偏弱、用气增速和规模还有待提高。国家油气体制改革正在推进，按照“管住中间、放开两头”的改革思路，应尽快实现油气管网的公平开放。

第二章 发展目标

一、指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，深入贯彻落实习近平总书记对福建工作的重要讲话重要指示批示精神，立足新发展阶段，贯彻新发展理念，服务和融入新发展格局，认真落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略和碳达峰碳中和重大决策部署，持续增强能源安全保障能力，加快能源绿色低碳转型，推进产业结构和能源消费结构调整，着力构建智慧高效能源系统，推动能源创新开放发展，全面提升城乡优质用能水平，探索海峡两岸能源融合发展新路，加快形成煤、油、气、核和可再生能源多轮驱动、协调发展的能源供应体系，为全方位推进高质量发展超越、奋力谱写全面建设社会主义现代化国家福建篇章提供坚实可靠的能源保障。

二、基本原则

（一）坚持多元发展，保障供应安全。完善煤炭、石油、天然气等能源储备和调峰应急设施，健全天然气产供储销体系，建立多元化、多极化的能源供应渠道，保障电网、油气管网等能源基础设施安全稳定运行。

（二）坚持节约优先，提高能源效率。完善能源消费总量和强度“双控”制度，合理控制煤炭消费，壮大节能环保产业，推进

能源循环梯级利用，加强能源系统整体优化，提高经济性，全社会综合用能成本保持在合理水平。

（三）坚持清洁低碳，推进绿色发展。全面推进集中供热等多能互补梯次利用，提升化石能源清洁高效利用水平；安全高效发展核电，大力发展新能源和可再生能源，持续提高清洁低碳能源比重。

（四）坚持以人为本，增进民生福祉。加快推进城乡能源基础设施建设，补强民生用能短板，满足人民生产及美好生活对电力、天然气等清洁终端能源的需要，促进城乡一体共享均衡发展。

（五）坚持改革创新，增强发展动力。深入实施创新驱动发展战略，提升能源科技应用水平，深化电力、油气体制改革，完善能源市场体系，充分发挥市场配置资源的决定性作用。

三、发展目标

坚持既增强能源安全保障能力，又推进能源绿色低碳转型，为全方位推进高质量发展超越提供有力支撑。着力优化能源结构，推进能源绿色发展，有效落实节能优先方针，提高能源产业核心竞争力，促进能源利用效率持续提升；着力提升能源装备水平，推进储能科技创新和产业应用；着力提高能源供应质量和民生用能品质，保障区域能源均衡发展。适度超前安排能源项目建设时序，加强能源互联互通体系建设，推进海峡两岸能源融合发展，更大范围优化配置能源资源。创新能源体制机制，推动电力、天然气体制深化改革。“十四五”我省能源发展主要目标是：

（一）能源结构进一步优化。2025年能源消费总量控制在国家下达指标内。至2025年福建省能源综合生产能力达到5400万吨标准煤。2025年煤炭占能源消费比重从2020年的48.3%下降到48.2%，清洁能源比重从28.1%提高到33.6%。2025年福建省能源消费结构为煤炭48.2%、石油18.2%、天然气6.2%、非化石能源27.4%（含核、水、风、光、生物质）。

（二）电源结构进一步合理。按照“控火、强核、扩风、稳光、减水、增储、优网、补短”的基本思路，推进源网荷储协调发展。根据经济发展对电力需求，预计2025年全省用电量3300~3436亿千瓦时，年均增长5.9%~6.7%；用电最高负荷5600~5815万千瓦，年均增长5.8%~6.6%，需求侧响应幅度达到最大负荷的5%。人均综合用电7667千瓦时，其中人均生活用电1650千瓦时。2025年全省电力规划装机达8500万千瓦，其中：火电3917万千瓦（含气电391万千瓦）、占46.1%，新增664万千瓦左右；水电1200万千瓦、占14.1%，略减；核电1403万千瓦、占16.5%，新增417万千瓦；抽水蓄能500万千瓦、占5.9%，新增380万千瓦；风电900万千瓦、占10.6%，新增410万千瓦；光伏500万千瓦、占5.9%，新增300万千瓦。清洁能源装机比重从2020年的55.8%提高至58.5%。

（三）电网保障能力进一步加强。加速构建以新能源为主体的新型电力系统。建设“北电南送”新增特高压输变电工程，解决“北电南送”问题，完善“省内环网、沿海双廊”的500千伏骨干

网架，并进一步加强西部山区网架；加快建设闽粤联网工程，提升省间能源优化配置能力；按照“分区互补、区内多环”的发展目标完善 220 千伏受端电网。构建“安全可靠、经济高效、绿色低碳、智慧共享”的智能配电网，建成具有自动化、信息化、互动化特征的智能电网。至 2025 年，福州、厦门初步建成世界一流城市配电网，其余城市初步建成“结构合理、安全可靠”现代配电网，全部乡镇实现变电站布点电气全覆盖。

（四）碳减排力度和需求侧管理进一步加大。2025 年，单位 GDP 能源消耗下降幅度及碳排放均控制在国家下达指标内。煤电平均供电煤耗小于 305 克/千瓦时，综合厂用电率小于 5%。建立源网荷储良性互动的市场机制，挖掘可调节负荷资源参与电力需求响应的潜力，争取构建占年度最大负荷 5%的可中断、可调节多元负荷资源库。

专栏二：“十四五”能源发展主要目标						
类别	指 标	单 位	2020 年	2025 年 目标值	年均增长 或提高	属性
能源 生产	一次能源生产总量	万吨标煤	3998	5400	6.2%	
	其中：煤炭	万吨	646	865	6.0%	
	一次电力及其他	亿千瓦时	1109	1552	7.0%	含核电 和可再 再生能源 等发电
	能源自给率	%	28.8	31.3	[2.5]	预期性
能源 消 费 总 量 及 结 构	能源消费总量	万吨标煤	13905	以国家下达 指标为准	以国家下达 指标为准	约束性
	其中：煤炭(原煤)	万吨	8961	11000	4.2%	预期性
	煤炭消费占比	%	48.3	48.2	[-0.1]	约束性
	一次电力及其他	万吨标煤	3254	4732	7.8%	预期性
	清洁能源比重	%	28.1	33.6	[5.5]	预期性
	非化石能源比重	%	23.4	27.4	[4.0]	预期性
	非水可再生能源 电力消纳权重	%	7.2	11.0	[3.8]	预期性
	全社会用电量	亿千瓦时	2483	3300 ~ 3436	5.9% ~ 6.7%	预期性
	用电最高负荷	万千瓦	4223	5600 ~ 5815	5.8% ~ 6.6%	预期性
	需求侧响应幅度	%	0	5	[5]	预期性
能源 设 施	人均综合用电量	千瓦时	5967	7667	5.1%	预期性
	电力装机	万千瓦	6487	8500	5.6%	预期性
	可再生能源装机	万千瓦	2100	3225	9.0%	预期性
	清洁能源装机比重	%	55.8	58.5	[2.7]	预期性
	LNG 接收站能力	万吨	630	1500	18.9%	预期性
	天然气管网长度	公里	1514	2700	12.3%	预期性
成品油管道长度	公里	361	600	10.7%	预期性	

节能环保	单位国内生产总值 能耗降低	%	-	-	以国家下达 指标为准	约束性
	单位国内生产总值 二氧化碳排放降低	%	-	-	以国家下达 指标为准	约束性
	火电供电煤耗	克标准煤 /千瓦时	310	305	[-1.6%]	预期性
	全社会电网综合 线损率	%	4.6	<4.4	[-0.2]	预期性

第三章 主要任务

一、保障能源储运供给，提升安全风险应对能力

（一）推进煤炭储备基地建设

依托省内主要煤炭中转基地及沿海大型燃煤电厂，进一步健全以企业社会责任储备为主体、地方政府储备为补充、产品储备与产能储备有机结合的煤炭储备体系。进一步加强与重点产煤省份和重点企业合作，加快湄洲湾、罗源湾大型储煤基地建设，提高煤炭安全供应程度。

合理控制煤炭产能，停止核准新建和改扩建后产能低于 30 万吨/年以及开采深度超过 600 米的煤矿项目，重点推进漳平箭竹坪煤矿等在建项目尽快投产。

（二）加强天然气储运设施建设

充分发挥港口、基础设施及气候优势，继续建设立足本省、辐射周边、支持南气北调的液化天然气产业基地，成为重要的全国性天然气调峰储备基地。2022 年底前建成漳州 LNG 接收站，“十四五”中后期建成中石油福建 LNG 接收站，建成哈纳斯莆田 LNG 接收站。争取至 2025 年全省 LNG 接收站年接收能力达到 1500 万吨，在充分满足本省需求基础上，具备为周边区域供气的能力。推进城市燃气公司加快自有储气设施建设，进一步提高城市燃气企业的应急储气能力。

（三）提升石油加工储运能力

结合石化工业发展的布局要求，重点推进中石化古雷原油商业储备基地工程、古雷等地下水封洞库石油商储项目的建设。鼓励民间资本参与石油储备建设，支持企业建设商品油储设施，提升石油储备能力。

依托重大炼化项目建设我国东南沿海国家级石化基地，按照“产能置换、减油增化”原则，推进古雷炼化一体化二期、中化泉州石化三期炼化一体化项目前期工作。建设泉港区石化码头至泉港首站等输油管道项目，并根据后续市场需求建设输油干线或支线，满足我省油品供应。

（四）提高能源基础设施安全水平

维护能源重要基础设施安全。建立健全重要能源设施安全管理机制，推进各能源企业进一步完善重要能源设施维护台账，加强安全防护；加强油气管道保护，健全管道保护制度体系、巡护体系、监控体系；加强新型储能电站安全管理，严格执行国家相关储能电站设施设计、建设和运行标准规范，完善储能电池生产、梯次利用、回收等全寿命周期行业标准及管理辦法，明确新型储能并网运行标准，加强组件和系统运行状态在线监测，强化消防安全管理，有效提升储能电站本质安全水平。

（五）提高电力应急保障和安全风险防控能力

加强应急备用和调峰电源建设，重点防范严重自然灾害和极端外力破坏等可能引发电网大面积停电的风险，提升重要负荷中心的

应急保障能力。以福州、厦门等重点城市为电力安全保障的基本单元，规划建设应急备用和调峰电源，并完善相关配套电力设施，推进坚强局部电网建设，形成城市应急支撑电力系统。加强漳浦火电及漳州、福州气电等支撑性电源项目研究论证，作为应急调峰备用电源，争取于“十四五”末开工建设。

加强电力安全风险防控，提升应急处置和抗灾能力。进一步完善大面积停电事件防范应对举措，增强电力系统安全管控水平；电网黑启动电源数量提高至5座，并根据电力系统运行要求优化滚动调整；建成高安全等级保障电源数量17座，满足重要电力用户供电保障需求；提升电力安全核心芯片自主可控水平，推广国产芯片应用，实现电网应用芯片100%国产化替代。构建契合应急管理 with 抢修组织工作的全方位、全流程数字化应急指挥平台，建立应急指挥队伍，形成电网应急演练常态化机制。建立完善电力网络安全应急体系，着力构建责任清晰、制度健全、技术先进、资产全覆盖的全场景网络安全防护体系；加强网络漏洞安全管理，提升网络安全自主可控水平，增强态势感知、预警及协同处理能力。

二、优化能源结构布局，着力推动供给增优减劣

立足绿色低碳、清洁高效，合理安排在建电源投产时序和有序推进项目前期工作，进一步优化电源结构布局。

（一）安全稳妥发展核电

在采用国际最高安全标准、确保安全的前提下，推进“华龙一号”机组示范应用，建成投产福清核电6#机组（115万千瓦）、漳

州核电一期 1#、2#机组（2×121 万千瓦）。推动宁德核电 5#、6# 机组、漳州核电 3#~6#机组、霞浦核电等项目前期工作，并做好其他核电厂址的保护与论证。

（二）清洁高效发展煤电

按需有序推动神华罗源湾电厂（2×100 万千瓦）、华电可门三期（2×100 万千瓦）、泉惠热电、古雷热电、江阴电厂二期等先进热电联产机组建成，促进工业园区节能减排。加强应急备用和调峰电源建设，研究推进福建南部的漳浦电厂（2×100 万千瓦）列为应急备用电源，争取“十四五”末开工。

推进华能福州电厂一期（2×35 万千瓦）、厦门嵩屿电厂一期（2×30 万千瓦）、湄洲湾电厂一期（2×39.3 万千瓦）实施等容量替代改造，提供福州、厦门、莆田等城市电源支撑。

（三）因地制宜布局气电

协同推进天然气和电力体制改革，挖掘探索天然气电热冷综合利用潜力。结合天然气接收站及储输设施建设，依托漳州、福清 LNG 接收中心，研究推进漳州、福州天然气电厂列为应急备用和支撑电源。因地制宜探索建设热电冷多联供的天然气分布式能源系统。到 2025 年，争取推动布局新增 200 万千瓦各类型天然气发电装机。

（四）科学有序发展储能

建成厦门（4×35 万千瓦）、永泰（4×30 万千瓦）、周宁（4×30 万千瓦）等抽水蓄能电站，加快建设云霄（6×30 万千瓦）抽

水蓄能电站；推进仙游木兰（4×30万千瓦）、永安（4×30万千瓦）、华安（4×35万千瓦）、古田溪一级（2×10万千瓦）共计400万千瓦抽水蓄能电站前期工作开展，力争“十四五”期间全部开工建设，形成布局合理、容量充足、结构优化的调峰电源，满足福建大规模新能源及核电建成投产后电网调峰需求。

科学研究新型储能发展路径，有序推进新型储能设施发展。鼓励风电、光伏等新能源配置电化学储能优化运行；鼓励核电等电源配置储能开展联合调峰、调频；在可再生能源送出集中区选点推进大型电网侧储能电站示范，提升可再生能源消纳能力；鼓励工商业用户、学校、医院等用户配置储能，有效参与需求侧管理；合理布局电网侧大容量储能电站。积极探索储能商业模式，协助促进技术应用成熟及市场规则形成，打造储能标杆项目。研究推动开展可再生能源配套氢储能项目试点。

（五）稳妥推进水电站治理

禁止新建、扩建以发电为主的水电站项目。限期退出涉及自然保护区核心区或缓冲区、严重破坏生态环境、存在重大安全隐患的违规水电站，全面清理整治违法建设、生态环境影响严重的水电站，完善建设运营管理和监管体系。县级以上地方人民政府组织对本行政区域内已建的水电站开展综合论证，建立安全隐患重、生态影响大的水电站逐步退出机制，切实解决水电站开发造成的流域生态环境破坏突出问题，促进水资源科学有序可持续开发利用。“十四五”力争小水电退出约200座、装机合计减少约15万千瓦。

三、推动能源通道建设，构建能源互联互通体系

加快形成省内“四纵三横”主干电网，推进福建北部向南部新增输电通道建设；加强跨省跨区电网互联，推进闽粤联网工程建设；推进城乡均衡“获得电力”，巩固再提升农村电网补短板成果，加快城市智能配电网建设。“十四五”期间力争完成电网投资1000亿元以上，到2025年形成以1000千伏特高压电网和500千伏超高压电网为主干、各级电网协调发展的智能电网网络。加快建设完善天然气管网，促进互联互通。

（一）推进省外区外互联互通

加强跨省跨区电网互联。建成闽粤联网工程，加强国家电网与南方电网间电气联系，实现两网的余缺互补、互为备用和紧急事故支援，形成200万千瓦输电能力，提升省间电力交换能力，保障福建省电力能源供应安全。研究论证闽赣联网。

（二）推进北电南送新增通道建设

在沿海双通道的基础上，建设1000千伏厦门特高压变电站及北电南送新增通道（变电容量600万千伏安、福州—厦门1000千伏线路工程），提高电网抵御严重自然灾害能力，满足福建电网“北电南送”安全输电和南部负荷中心用电需求。

（三）完善主干输电网架结构

1. 提升主干网架输电能力

新建永安、石狮500千伏输变电以及核电、海上风电等项目送出工程，持续完善“省内环网、沿海双廊”主干输电网架，提升主

干网架输电能力及接入电源支撑，重点解决薄弱环节，保障重要用户可靠供电。

2. 完善分层分区供电

进一步完善各地市 220 千伏地区电网，解决薄弱环节，保障重要用户、电气化铁路等可靠供电。全省各地市 220 千伏电网将全面形成以 500 千伏变电站和本地 220 千伏电源为支撑的区域环网、区间联络的受端主干网架。

（四）持续提升配电网智能化水平

以构建“安全可靠、经济高效、绿色低碳、智慧共享”的坚强智能配电网为目标，全面消除供电安全风险的短板，构建标准清晰、上下级协调的标准配电网架结构；全面提升配电装备水平，探索构建状态全面感知、信息高效传输的智能配电网。

（五）推进城乡均衡“获得电力”

聚焦电网“最后一百米”，巩固再提升县域配网和农村电网补短板成果，分阶段推进美丽乡村电气化再升级建设，推动城乡“获得电力”均等化。

（六）建设功能完善天然气管网

加速形成“省内环网”、“三纵两横”的衔接长三角、粤港澳、中西部主干气网结构，通过重点区域双管线、海陆多气源保障、管罐结合多元化手段保障供应，到 2025 年长输管线总长度约 2700 公里。加快漳州—龙岩段、漳州—诏安段、福州—福鼎段、西三线与管网一期互联互通漳州联络线等管网项目投运；同步配套建设漳

州 LNG 接收站、中石油福建 LNG 接收站、哈纳斯莆田 LNG 接收站外输管线；建成福建天然气管网二期福州—三明段、德化支线等项目。加强省内管网互联互通，规划建设龙岩—三明支干线，尽快形成省内环网；加大补短板力度，进一步加强主干管网与支线管网衔接，新增一批通往市县的支线项目。加快建成闽粤支干线（漳州—潮州段），闽粤联络线福建段争取列入国家规划并建成；研究规划闽浙段项目（沿海大通道温州—福州），谋划闽赣联络线项目（南平—抚州段），加强与粤、浙、赣管网互联互通。加强民生用能基础设施建设，坚持因地制宜、多措并举，宜管则管、宜罐则罐，加强农村清洁能源保障，有序提升天然气终端覆盖水平。

四、加快清洁能源建设，推进能源绿色低碳转型

持续提升能源高效利用水平，大力发展新能源和可再生能源，构建智慧能源系统，创设能源应用与生态文明协调发展的示范省份。

（一）加大风电建设规模

积极推进规模化集中连片海上风电开发，在保障国防、海事、通航、生态等要求的前提下，科学组织海上风电开发建设。“十四五”期间有序择优推进《福建省海上风电场工程规划》内省管海域海上风电项目建设，新增开发规模 1030 万千瓦。稳妥推进国管海域深远海海上风电项目，加强建设条件评估和深远海大容量风电机组、远距离柔性直流送电、海上风电融合发展技术论证，示范化开发 480 万千瓦。按照闽台能源产业融合示范基地定位，高质量统筹

发展闽南外海海上风电基地。

（二）科学开发生物质能

统筹各类生物质资源，按照因地制宜、综合利用、清洁高效、经济实用的原则，结合资源综合利用和生态环境建设，合理选择利用方式，推动各类生物质能的市场化和规模化利用。到 2025 年，以垃圾发电为主的生物质能装机容量新增约 36 万千瓦，累计达到 105 万千瓦。

（三）稳步发展其他可再生能源

积极推进整县屋顶分布式光伏试点；结合创建国家新能源产业示范区，支持国家机关、学校、医院、工业园区、大型商场、交通场站等建设屋顶太阳能光伏分布式发电，积极发展光照资源较好地区的建筑一体化技术，适度建设海上养殖场渔光互补项目，研究试点农光互补项目，力争“十四五”全省光伏发电新增装机容量 300 万千瓦。

（四）积极推动智慧能源建设

通过试点示范，稳步推进电能替代及智慧能源应用，支持鼓励建设多能互补、分布式新能源、风光储一体化、微电网等项目。依托“数字福建”建设，利用 5G 等现代信息技术，着力开展能源领域数字化转型，推进一批风光储一体化、微电网等智慧能源项目，探索形成一批具有数字化、信息化、自动化、互动化、智能化等特征的智慧能源系统，促进各能源网间的协调配合和优化互补，并逐步在工业园区、商业综合体、数据中心等能源消费密集区域推广应

用。

（五）开展氢燃料电池推广应用试点示范

争取福建省列入国家氢燃料电池汽车示范推广省份。支持有条件的地市开展氢燃料电池汽车推广应用试点示范，完善氢能基础设施建设，积极探索开展工业副产氢提纯等，开展公共交通、物流（含冷链物流）、环卫等运营示范。

五、创新智慧用能模式，推进能源消费节约高效

鼓励消费侧节能降耗和用能新业态发展，推动构建多元化能源供应体系。推进工业用能提质增效，积极打造低碳智慧工业园区。推行全社会用能节约绿色，引导工商业生产、城乡建设、交通运输、居民生活等方面实现全方位节能。统筹推进用能权、碳、绿证、电力需求侧等市场交易体制机制完善。

（一）创新综合能源服务模式

围绕“数字福建”建设和产业发展，推动能源产业数字化智能化升级，打破能源行业壁垒，加快推进能源大数据中心建设及社会化共建共享。推广大数据、人工智能和 5G 物联网等新技术应用，推动分布式能源技术、智能电网技术、储能技术的深度融合。积极构建智慧能源系统，加快推动商业综合体、工业园区等区域构建电、气、冷、热等多元化综合能源供应体系，组织开展园区综合能源总体规划，增强能源生产、传输、存储、消费等各环节的保障能力。创新多样化综合能源服务模式，探索综合能源规划设计、工程投资建设、多能源运营服务以及投融资服务等方面的融合商业模式。推

动在厦门、福州、泉州、漳州、南平（武夷新区）、平潭等地率先落地实施智慧综合能源创新应用项目。

（二）推进工商业用能减碳增效

运用大数据进行工商业节能分析，依托分布式可再生能源、能效梯级利用技术、电能替代等能源精细化管控手段，推广应用终端智慧用能控制管理系统，实现多种能源综合化、有效促进工业减碳增效。

有序推进传统石化、化工、冶炼等高耗能园区碳减排改造工作，统筹推动园区内企业能源梯级利用、原料产品耦合、节能改造。组织实施煤电机组升级改造，推进煤电清洁、高效、灵活、低碳、智能化高质量发展。拓展非发电用燃气市场，进一步延伸天然气产业链，推进空分、干冰、冷库等冷能产业园区建设，促进民用、交通、工业领域的天然气消费比重显著提高。提高园区数字化智能化水平，推进园区供热、供电、污水处理等公共基础设施共建共享、系统优化。依托宁德、泉州、莆田、福州的新能源产业园区，推动零碳智慧工业园区的创新示范应用。

（三）推行社会用能节约绿色

从城乡建设、交通运输、居民生活等方面，全方位推进全社会用能节约，构建能源梯级利用、多能互补供应的用能体系，全力提升电能占终端能源消费比重。

推动工业企业、园区建设绿色微电网，大力发展节能服务产业，以超高能效电机系统、高效储能、超低排放改造等节能技术推广为

重点，积极推广节能咨询、诊断、设计、融资、改造、托管等“一站式”综合服务模式。

加强城乡建筑节能，降低建设过程能耗水平。大力发展绿色建筑、装配式建筑；加强新建建筑节能和可再生能源利用，鼓励执行高于国家和本省的建筑节能标准，鼓励发展超低能耗、近零能耗建筑。推进存量公共建筑物节能改造。

加强低碳交通基础设施建设，深入实施新能源汽车替代、船舶电动改造等措施，全面提升充电桩、港口和机场岸电使用率，提升交通领域电气化水平。

强化居民生活节能理念。积极引导居民节能、增强全民节能意识、培养节能行为习惯，将节能减排转化为全社会自觉行动，形成节能减排长效机制。

（四）统筹推进能源消费市场建设

推进建设互为补充、规范统一、有序有效的能源消费市场，围绕碳减排目标，进一步完善市场体制机制，引导各项用能成本与碳排放成本有机结合。

进一步扩大碳市场参与的行业范围和交易主体范围，逐步增加交易品种，发挥碳市场对温室气体排放、绿色低碳技术创新、引导气候投融资等方面的作用。

统筹完善可再生能源配额制度，积极扩大绿证交易市场范畴，加快建立引领电力消费低碳化的长效发展机制。

大力推进电力需求侧响应效能提升，推动建立需求侧响应长效

激励机制，遵循“谁受益、谁承担”的原则，进一步调动消费侧参与积极性。

（五）构建方便快捷充电网络

加快电动汽车推广使用，继续鼓励岸电改造，按照适度超前、车桩相随、智能高效的原则，至2025年全省基本建成便捷高效的充电网络。形成公交、环卫、物流、公务等为重点的专用车辆充电设施体系，公共停车位、独立充电站等为重点的公用充电设施服务体系，结合骨干高速公路网建设与城市充电基础设施相衔接的城际快充体系，随车配套建成私人充电设施体系。各设区市城市核心区公共充电网络较为完备，各县城市核心区公共充电服务网络初步建成，新增或更新公交、出租、物流等公共领域车辆新能源汽车比例不低于80%，满足新能源汽车新车年销量占比25%左右的充换电需求。

六、深化体制机制改革，构建能源现代治理体系

深刻把握“放开两头、管住中间”的改革思路，持续推进电力、天然气体制改革。加强电网企业成本监审，持续推进输配电价改革，推动交易中心独立规范运行，进一步放开发用电计划，全面完善电力市场交易机制，建立以中长期电力交易为主、现货市场发挥重要作用的电力市场交易体系。积极研究推进油气管网改革。

（一）推进电力交易中心独立规范运行

进一步理清交易机构与市场管理委员会、调度机构职能定位；完善交易规则制定程序，完成交易中心股权结构优化，建设公开透

明的电力市场交易平台，建立健全信息共享和安全保障机制。

（二）全面放开经营性发用电计划

推进用电计划放开，逐年扩大、稳步推进全面放开经营性电力用户进入市场，支持中小用户参与市场化交易；进一步放开发电计划，推动热电联产机组、燃气机组、水电、核电、风电等进入市场。做好公益性用电的供应保障工作，确保电网安全稳定运行和电力用户的稳定供应，加强市场主体准入、交易合同、交易价格的事中事后监管。

（三）稳步推进售电侧改革，持续推进增量配电业务改革

规范市场主体准入和退出制度，落实市场准入负面清单制度，激发各类市场主体活力；多途径培育售电主体，引入售电侧竞争。建立保底供电机制，完善售电市场的监管机制和信用体系，逐步实现售电侧市场的全面开放和多元化。深入推进增量配网业务改革试点工作，鼓励社会资本投资配电业务。逐步放开符合条件的增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。

（四）完善电力交易市场体系

形成与电力现货市场相衔接的电力中长期交易机制。遵循“安全可靠、因地制宜、有序推进、多方共赢”的原则，逐步建立电力中长期合同市场、现货市场及辅助服务市场相协同的市场运营体系。建立实时平衡和辅助服务市场，完善价格出清机制，建立各类发电机组、售电公司、电力用户、独立辅助服务提供商等共同参与的电力现货市场。

（五）稳步推进油气体制改革

根据国家油气体制改革工作部署，引导和推进省级管网以市场化方式融入国家管网公司，研究制定油气市场化交易相关政策，积极推进管网公平开放。加强国家管网公司天然气管道与省内管网的衔接，主干管网与城市燃气管网的衔接，支持支线管道向市场侧延伸，减少供气层级，降低企业用气成本。

七、强化科技创新支撑，促进能源装备产业发展

（一）打造体系健全的科技研发支撑体系

深入实施创新驱动发展战略，积极参与能源领域重大关键技术攻关，推进先进技术创新示范应用，加强科技创新能力建设。鼓励能源企业与高校、科研及设计院所开展产学研合作，全力创建新能源领域国家级创新平台，壮大电化学储能技术国家工程研究中心、高效太阳能电池装备与技术国家工程研究中心，力争落地国家级海上风电研究与试验基地。建设完善绿色低碳技术评估、交易体系和科技创新服务平台，积极争取设立国家级可再生能源示范区、海上风电检测中心、新一代核电工程技术研发中心；支持建设氢能工程技术研发中心及氢燃料电池技术创新科研平台；借助互联网技术，建设网络虚拟与实体展示相结合的能源行业技术研发基地。

（二）加强能源前沿技术研究

确立新材料、新能源、节能环保、高端装备制造和海洋高新产业五大战略性新兴产业作为我省能源相关科技创新战略方向与重点。积极引导煤炭清洁高效利用、分布式能源和节能减排与污染控

制等重点领域创新技术的投入。积极参与快中子堆、高温气冷堆等国家核电前沿技术的研发与示范。围绕储氢、运氢、加氢、氢燃料电池电堆等装备体系，重点开展氢气储运关键材料及技术、基于可再生能源及先进核能的制氢技术、空压机及氢循环泵技术等关键技术研究。

（三）加速电网智能化建设

全面建成电网一体化智能调度体系，加快建设适应分布式电源高渗透率接入以及电动汽车、储能装置灵活充放电需求的“三网融合”现代智能配电网。推进新能源发电调度运行与控制技术支持系统100%覆盖全省，实现电网对新能源的全消纳。

（四）推广可再生能源低成本规模开发利用

积极推进新型热力循环、小型风光互补系统等终端能源转换、多类型储能、热电冷系统综合技术及分布式电源并网技术的研究和应用。推广大型海上风电机组、农林生物质发电、氢制备及燃料电池关键技术等。

（五）积极发展交通燃油替代

积极跟踪、发展工业海洋微生物产品等先进生物质能技术的开发利用，积极开展微藻制备生物柴油等技术研发和示范，同时加快发展推广新能源汽车与船舶。

（六）做强做大优势新能源产业链

打造新能源领域特色产业集群，形成具有完全自主创新能力、产业设施配套齐全、综合竞争力强的产业链：支持莆田以制造应用

为重点、泉州以研发创新为重点，以适度开发光伏项目为依托，共同打造以异质结电池及其生产装备为主的新能源产业园区；支持宁德以储能产业为核心，布局完善动力电池和储能产业基地，带动一批产业链上下游龙头企业做大做强；支持以海上风电装备产业园为基础，通过科学有序配置资源，引导扶持海上风电装备制造、施工、运维等全产业链做大做强。

协调推进电力企业在闽设立区域总部，积极引进核电配套装备、运维企业在闽落地生产经营。结合推进充电基础设施建设，争取充电桩制造企业落户福建。

八、推进能源区域合作，探索两岸融合共享发展

发挥我省港口资源及区位优势，推进与区域全面经济伙伴关系协定（RCEP）地区的油气、煤炭等能源合作。加强优质煤炭进口，引入稳定、互惠的国际天然气资源，在保障安全供应的同时降低采购成本。推动省内能源企业实施“走出去”，稳步扩展 RCEP 区域能源权益资源。

推进探索海峡两岸能源融合发展，建设两岸能源资源中转平台。支持两岸企业合作开发风能、太阳能等清洁能源。

第四章 重大工程

根据规划主要任务,共梳理形成六类重大工程项目(含工程包)128个,为顺利完成能源规划的各项任务和实现碳达峰碳中和的目标提供了落地支撑及坚强保障。

一、清洁能源壮大发展工程

(一) 核电。立足必需、安全、集中、稳妥原则,推进核电项目,推动福清核电6#机组和漳州核电1#、2#机组等建成投产,“十四五”期间增加装机417万千瓦。

(二) 海上风电。按照竞争配置规则、持续有序推进规模化集中连片海上风电开发,重点推进福州、宁德、莆田、漳州、平潭等资源较好地区的海上风电项目,稳妥推进深远海风电项目,“十四五”期间增加并网装机410万千瓦,新增开发省管海域海上风电规模约1030万千瓦,力争推动深远海风电开工480万千瓦。

(三) 光伏。重点推进光照资源条件较好的漳浦县、浦城县、建瓯市、仙游县、宁化县、福安市、闽侯县、上杭县、厦门市海沧区等24个县(市、区)的整县屋顶分布式光伏开发试点项目。推进分布式屋顶光伏(园区、厂房等)、户用光伏等项目,适度建设海上养殖场渔光互补项目,“十四五”期间增加装机300万千瓦以上。

(四) 天然气。加快漳州LNG接收站、中石油福建LNG、莆田

哈纳斯 LNG 接收站和天然气管线漳州—龙岩段、漳州—诏安段、福州—福鼎段、西三线与管网一期互联互通漳州联络线尽快投入运行，推进天然气管道互联互通。“十四五”期间增加接收能力 900 万吨。

二、基础能源提质提效工程

（一）煤炭。重点推进国投湄洲湾煤炭码头二期（180 万吨）、神华罗源湾煤炭政府可调度储备基地（50 万吨）、华能罗源将军帽二区煤炭堆场（50 万吨）等储运基地建设，“十四五”期间新增年储备能力 400 万吨。

（二）石油。重点推进中石化古雷原油商业储备基地工程（160 万立方米）、古雷等地下水封洞库石油商储项目（规划 2000 万立方米，一期 1200 万立方米），“十四五”期间新增储备能力 1360 万立方米。

（三）火电。坚持清洁高效、按需有序原则，推进煤电项目，推动神华罗源湾电厂（2×100 万千瓦）、华电可门三期（2×100 万千瓦）、泉惠热电（1×66 万千瓦）建设，加快泉惠热电第二台机组（1×66 万千瓦）、古雷热电（2×66 万千瓦）、江阴热电（2×66 万千瓦）前期工作，争取开工建设并投产；布局漳浦电厂（2×100 万千瓦）及两座百万千瓦气电作为应急备用调峰电源，争取“十四五”未开工。

（四）水电及储能。重点推进厦门、永泰、周宁、云霄、古田溪一级、仙游木兰、永安、华安抽蓄电站建设。加快“十五五”

规划的德化、漳平、南安抽蓄项目前期工作，争取提前开工建设。重点推进国网时代霞浦储能电站建设，鼓励电源侧、用户侧配建新型储能设施，有序推进电网侧电化学储能电站规划建设。“十四五”期间依法依规科学有序推动小水电治理，力争小水电退出约 200 座、装机合计约 15 万千瓦。

三、电网网架优化完善工程

（一）500 千伏及以上主干网。加快形成省内“四纵三横”主干网架，构建北接华东电网、南联南方电网的主通道，重点推进闽粤联网工程和省内北电南送新增通道福州—厦门 1000 千伏输变电工程建设，新建闽侯、莆南、石狮、漳浦、汀州、永安、福鼎等 7 个输变电站工程，闽侯东台等 16 个扩建及电源送出工程，新增变电容量 1375 万千伏安、线路长度约 1062 公里。

（二）220 千伏电网。新建 39 座、扩建 50 座 220 千伏变电站，新增变电容量 1947 万千伏安，220 千伏线路 2456 公里。

（三）110 千伏及以下配电网。新扩建 110 千伏变电站 298 座（新建 166 座、扩建 132 座），新增变电容量 2408 万千伏安、线路 5102 公里；新扩建 35 千伏变电站 164 座（新建 79 座、扩建 85 座），新增变电容量 186 万千伏安、线路 2855 公里；新建、改造 10 千伏线路 44745 公里，新建、改造 0.4 千伏线路约 23659 公里。

四、能源消费节约集约工程

提升电力需求侧管理水平，坚持挖掘需求响应资源与发电侧项目建设并重，充分发挥需求侧响应资源在提升电力系统可靠性、促

进可再生能源消纳方面的作用，引导节约、有序、合理用电。通过强化政策保障、探索市场机制、建设示范工程、构建数字平台、创新技术应用，进一步扩大参与需求响应企业覆盖面。推进终端用能领域以电代煤、以电代油，推广新能源汽车、热泵、电窑炉等新型用能方式。全面规划布局充换电设施，重点推动全电园区（小区、景区）、港口岸电等一批项目建设。“十四五”期间，电能替代新增用电量 200 亿千瓦时以上。

五、能源绿色智慧创新工程

积极推动西洋岛、台山岛风光储微电网等一批多能互补、风光电一体化项目建设试点，推进能源绿色智慧创新发展。促进福州、厦门打造国家燃料电池汽车示范应用城市群。在风电、光伏电站、核电站、水电基地等，谋划开展能源领域“零碳”示范体系创建工作，打造一批智慧能源示范园区。

六、能源装备制造拓展工程

以福州江阴海上风电装备产业园为基础，做大做强我省海上风电全产业链。推进国网时代宁德储能项目建设运营，以推广局部电储能和风光储一体化为抓手，服务储能电池、动力电池产业发展。推动规模化开发的可再生能源配建储能，并加快推进福清核电和霞浦核电储能站、可门储能站、水口储能站等一批电源侧储能项目前期研究工作。

第五章 环境影响与评价

一、规划实施环境影响分析

（一）优化能源供给结构，推动消耗强度降低

深入实施核电发展、可再生能源发展、清洁高效火电发展、储能设施分类发展、天然气基础设施建设和改革专项行动，全面推进能源供给侧的清洁化低碳化，推动能源供应从高碳向低碳、以化石能源为主向以清洁能源为主转变。到 2025 年，全省非化石能源利用达到 4732 万吨标准煤，天然气利用 1071 万吨标准煤；按照增量替代煤炭利用测算，全省新增清洁能源可减少二氧化碳排放近 4000 万吨。

（二）创新能源消费体系，推动用能领域减排

以创新智慧用能模式、推进能源消费节约高效利用为重点任务，优化能源要素统筹配置，推动重点工业、交通、居民等用能领域绿色低碳转型。“十四五”期间，持续压减淘汰落后产能和过剩产能，有序推进传统石化、化工、冶炼等高耗能行业碳减排改造，分类推进工业锅炉污染物排放改造；推进煤炭集中使用，大力发展集中供热，推动商业综合体、工业园区等区域构建电、气、冷、热等多元化综合能源供应体系；有序推广煤改气、煤改电工程，推进煤炭消费减量替代；深入实施新能源汽车替代、船舶电动改造等措施，加强低碳交通基础设施建设。通过结构节能、管理节能、技术

节能，全面提升能效水平，从源头上降低污染物排放负荷和碳排放强度。

二、环境影响减缓对策措施

（一）加强能源规划环评工作保障措施

严格遵守《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《中华人民共和国节约能源法》等法律法规和我省环境保护各项要求，统筹“三线一单”、规划环评、项目环评和排污许可工作，严格落实规划环评制度，准确把握规划环评重点，规范规划环评审查程序，强化规划环评约束作用、修编规划情形、跟踪评价、规划与项目环评联动，推动区域行业和企业落实污染物排放控制等政策要求。夯实责任，强化监管，规范竣工环保验收，依法开展后评价，落实跟踪监测、企业信息公开等方面的要求，强化企业主体责任，推动环评、施工期环境监管、后评价的有效衔接。加大项目环评违法处罚力度，优化产能变化项目环评管理，促进环境问题整改。

（二）加强能源开发生产运行环节环保措施

本规划所有煤炭、电源、输变电等能源项目，建设过程要做到环境保护设施与主体工程“三同时”，投运过程要做到环保设施全负荷、全时段稳定运行。输变电工程采用先进技术，优化施工方式，截污治污，合理安排防护距离，降低电磁辐射、噪音等环境影响；严格新建煤矿对项目周边环境保护、水土流失、废水排放等的影响监督；严格新建机组环保准入和环保设施运行监督，新建燃煤发电

机组均按照超低排放标准设计配建先进高效脱硫、脱硝和除尘设施，研究碳捕捉技术；加强核电厂周围辐射环境和流出物监测，加强核废物处置，提升核电厂事故场外应急能力；加强光伏、风电等项目开发建设监督，避开对自然资源、海洋生态等的影响；减少油气设施建设、运行期间的“跑、冒、滴、漏”对大气、土壤和水环境的影响；加强煤渣、脱硫副产品、脱硝副产物等固体废弃物的合理利用与处置。

（三）加强能源储运环节环保措施

依照油气管道运行规范，加强油气管道安全监督与管理，加大隐患整治力度，完善应急预案，防止发生泄露、爆炸、火灾等事故对环境的影响。优化煤炭运输系统，提高“公转水”和点对点直达运输能力，减少运输过程的环境影响。完善能源资源储备系统，油气储备设施选址，要严格落实安全、卫生防护距离要求，严格按照工艺、材料和安全标准设计建造，严格设置消防、绿化、防渗、防泄等防护措施；对煤炭储备设施，重点加强防尘集尘、预防自燃等措施。

第六章 保障措施

一、推动规划项目落到实处

（一）加强项目前期推进和建设跟踪。落实重点项目分级管理和目标责任机制，加强项目动态管理。提升项目建设的全过程、精细化、标准化管理水平，严格项目建设程序，规范招投标管理，强化安全质量监管。建立重大项目滚动实施机制，形成滚动发展良好态势。

（二）加强各项规划的衔接。做好与国家“十四五”能源规划及分领域规划的衔接，主要目标、任务保持一致，确保上下级规划协调统一；将能源及各相关专项规划纳入国民经济和社会发展规划统一实施。建立政府主导的协调机制，编制与当地国土空间规划以及生态环境保护规划相符合的各项能源设施布局专项规划，协调解决能源设施建设与保护工作中的重大问题。

（三）加强规划实施的组织。由省发改委统筹规划项目推进，各级各部门要合理配置公共资源，加强规划实施的组织、协调、督导与监管，切实落实好本规划涉及本地区、本领域的目标和任务。规划确定的约束性指标以及重大工程、重大项目、重大政策和重要改革任务，要明确责任主体、实施进度要求，确保如期完成。完善规划监测评估制度，省直有关部门要在规划实施中期和终期阶段组织开展全面评估，强化对规划实施效果的检查分析。

二、加强行业管理协调联动

（一）加强能源运行管理。加强事中事后监管，依托控制能源消费总量工作的统计、预测、预警体系，跟踪监测并及时调控各地区和高耗能行业各项能源消费和污染物排放等指标。

（二）强化要素资源保障。坚持节约集约，全力保障好规划实施项目在用地、用海、用林、环境容量以及用水、用电、用气等方面的指标需求，注重提高要素保障效率，提升要素利用效益。要用创新的思路和改革的办法破解融资难题，拓宽民间投资渠道。

（三）推进跨省能源调度协调。协调各相关利益方，在保障供应安全的前提下，以市场化为原则，推动签订省际之间的运营调度协议。

三、完善市场体制机制建设

进一步完善能源管理市场化调节机制，完善主要由市场决定价格的机制，提高能源配置效率，更好地促进实体经济发展。

（一）推进统一开放、竞争有序的能源市场体系建设。加强自然垄断行业市场化改革，强化垄断环节监管。健全登记注册、行政审批、行业主管相互衔接的能源市场监管机制，完善以信息归集共享为基础、以信息公示为手段、以信用监管为核心的监管制度，建立公平竞争保障机制，维护市场统一开放。

（二）强化能源供应安全运行和可靠供应。对改革过程中可能出现的各类风险，从制度设计上充分考虑，认真做好应对预案，确保能源稳定供应，人民生活不受影响。

（三）完善能源价格形成机制。减少政府对价格形成的干预，按照国家统一部署，有序放开竞争性领域价格，完善差别化电价和超限额能耗惩罚性电价制度。

（四）积极推进碳排放权交易市场体系建设。加强能源、温室气体排放、森林碳汇、物种保护等统计监测核算能力建设，完善数据核算制度办法。

四、加强政策法规引导保障

（一）引导需求侧科学合理用能。对重大节能工程项目和重大节能技术开发、示范项目继续给予资金补助或贷款贴息等政策支持。倡导绿色低碳生活，反对奢侈浪费，鼓励绿色出行，营造绿色低碳生活新时尚。

（二）大力发展绿色金融。推进完善绿色低碳市场体系，完善有利于绿色低碳发展的财税、价格、金融、土地、政府采购等政策，有序推进碳排放权交易，积极发展绿色金融。

（三）建立健全电力等能源工业互联网与信息安全保障法规和工作责任体系。按照“积极防御、综合防范”的方针，遵循“统一领导、分级负责，统筹规划、突出重点”的原则，组织制定电力等能源行业网络与信息安全的相关政策，明晰网络与信息安全责任，并与相关生产安全监督管理工作体系衔接落实。