

吉林省能源发展“十四五”规划

能源是国民经济和社会发展的重要物质基础，“清洁低碳、安全高效”的能源体系不仅是实现国家可持续发展战略的重要保障，也是维护国家经济安全、持续、健康运行的基本条件。“十四五”时期是在全面建成小康社会基础上开启全面建设社会主义现代化国家新征程的第一个五年，是全面推进“四个革命、一个合作”能源安全新战略的机遇期，是实现“30·60”双碳目标、强化能源安全保障和加快绿色转型的关键期。科学合理开展全省能源发展“十四五”规划，对于全面贯彻落实习近平总书记关于东北振兴的重要指示精神，加快推进吉林全面振兴全方位振兴，助力生态强省建设，切实保障全省“十四五”经济社会高质量发展具有重要意义。

第一章 发展基础与面临形势

第一节 资源禀赋

吉林省能源资源种类较为齐全，传统化石能源储量不足，风能、生物质能、太阳能等新能源发展潜力较大。

煤炭资源。到2020年底煤炭保有资源储量约28亿吨，可采

资源储量约 7 亿吨，主要分布在长春、吉林、白山和延边地区。

石油、天然气资源。到 2020 年底原油探明储量累计 17.62 亿吨；天然气探明储量累计 2309 亿立方米。“十三五”期间，原油新增探明储量累计 1.43 亿吨；天然气新增探明储量累计 623 亿立方米。

油页岩资源。油页岩查明储量 1086 亿吨，占全国查明储量 80% 左右，主要分布在松原、延边和吉林地区。

风能资源。潜在开发量约 2 亿千瓦，可装机容量约为 6900 万千瓦，主要分布在白城、松原、四平双辽等地区，占全省可装机容量 80% 以上。

太阳能资源。太阳能资源总体属于二类。西部地区太阳能资源最为丰富，年日照时数为 2800—3000 小时。全省地面光伏电站潜在开发容量为 9600 万千瓦，可装机容量约为 4600 万千瓦。

生物质能资源。农作物秸秆产出量约为 4500 万吨/年，可收集量约为 3500 万吨/年，可能源化利用的资源总量约为 1200 万吨/年。林业剩余物资源约为 1000 万吨/年，可能源化利用量约为 400 万吨/年。垃圾量约为 540 万吨/年，可能源化利用量约为 400 万吨/年。

水电资源。水资源丰富，主要分布在东部松花江、鸭绿江、图们江各水系，抽水蓄能理论蕴藏量装机容量超过 3000 万千瓦。可开发常规水电装机容量 574.4 万千瓦，目前已开发 480.5 万千瓦。

地热能资源。我省地热资源丰富，浅层地热资源主要分布在长白山天池温泉群、抚松县、临江市、长春双阳区、四平伊通县等地，如全部开发每年可节约标煤约 3654 万吨。中深层地热资源普遍存在于全省各个地区，分布不均。深层地热（干热岩）资源相关研究处于起步阶段。

第二节 发展现状

“十三五”以来，深入践行新发展理念，全省能源产业稳步发展，能源保障能力逐步增强，能源转型升级持续推动，项目投资力度不断加大，累计完成投资约 1200 亿元。特别是 2020 年以来，全省能源发展紧紧围绕“六稳”工作和“六保”任务，积极推进新基建“761”工程建设，克服疫情影响，实现破瓶颈、扩总量、调结构、降成本、惠民生，全省能源产业链和供应链保持稳定，“十三五”能源发展取得较好成绩，为全省经济社会发展和人民群众生产生活用能提供了重要保障。

1. 电力保障能力稳步增强。截至 2020 年底，全省电力装机容量 3277.6 万千瓦，年均增长 4.6%。其中，煤电装机容量 1771.8 万千瓦；非化石能源发电装机容量 1504.6 万千瓦（常规水电 480.5 万千瓦，抽水蓄能 30 万千瓦，风电 577.1 万千瓦，光伏发电 337.8 万千瓦，生物质发电 79.2 万千瓦），年均增长 11.5%，占总装机容量的 45.9%，比 2015 年提高 12.4 个百分点。2020 年全省发电量 990 亿千瓦时，年均增长 7.0%，为全省

经济社会发展提供了充足的电力保障，其中水电、风电、光伏发电和生物质发电等非化石能源发电量达到 301.9 亿千瓦时，年均增长 17.2%，占总发电量的 30.5%，比 2015 年提高 11.1 个百分点，在能源结构调整中发挥了重要作用。

2. 化石能源产量总体下降。2020 年，全省煤炭产量 954.6 万吨，比 2015 年下降 1341.4 万吨，年均下降 16.1%；原油产量 404.4 万吨，比 2015 年下降 76.6 万吨，年均下降 3.4%；天然气产量 20 亿立方米，比 2015 年增加 0.3 亿立方米，年均增长 0.3%。

3. 能源消费结构持续优化。2020 年，全省能源消费总量 7186 万吨标煤，年均增长 0.47%；单位地区生产总值能耗“十三五”累计下降 16.96%，超额完成能耗强度目标。其中：煤炭消费量 8489 万吨，占比 60.66%，较 2015 年降低 8.61 个百分点，煤炭消费量得到有效控制；石油消费量 992.74 万吨，占比 19.88%，较 2015 年提高 0.19 个百分点；天然气消费量 31.73 亿立方米，占比 5.76%，较 2015 年上升 1.85 个百分点；非化石能源消费量 987.2 万吨标煤，占比 13.7%，较 2015 年提高 6.1 个百分点。全省全社会用电量 805.4 亿千瓦时，比 2015 年增加 153.4 亿千瓦时，年均增长 4.32%；全社会最大发电负荷 1486 万千瓦，比 2015 年增加 370 万千瓦，年均增长 5.9%。

4. 重大能源项目扎实推进。

电力设施建设有序推进。电力保障和调节能力不断增强，丰

满水电站新建 6 台机组全面投入运行，长春东南热电厂、大唐长春三热背压机组等项目建成投运，敦化抽水蓄能电站稳步推进，蛟河抽水蓄能电站开工建设。电网供电能力和网架结构进一步加强，500 千伏主网架初步形成，220 千伏电网覆盖全省 9 个市（州），各市（州）均形成多层 66 千伏环网。扎鲁特—昌盛、延吉、昌盛、平包东等工程建成投运，敦化抽水蓄能电厂送出、吉林中部电网完善、甜水及向阳变增容扩建等工程稳步推进。至 2020 年，全省共有 500 千伏变电站 17 座，变电容量 2686 万千伏安，线路长度 5740 公里；220 千伏变电站 97 座，变电容量 2586 万千伏安，线路长度 12965 公里；66 千伏变电站 928 座，变电容量 2584 万千伏安，线路长度 20044 公里。

新能源加快发展。新能源装机和发电量占比不断提升，生物质能源化利用步伐加快。100 万千瓦光伏领跑者项目相继投产，119 万千瓦平价风电和鲁固直流配套 100 万千瓦风电开工建设，签订鲁固直流 300 万千瓦配套风电项目送受电框架协议，先后分 5 批实施了光伏扶贫项目建设，合计建设光伏扶贫电站 1648 个。“十三五”期间，非化石能源发电装机净增 630 万千瓦，非化石能源发电量净增 165 亿千瓦时。生物质非电能源化利用加快推进。2020 年，秸秆成型燃料加工利用规模达到 100 万吨，燃料乙醇 120 万吨升级改造项目完成 90 万吨，累计产能达到 150 万吨。

油气管道和储气设施建设稳步推进。油气骨干管网初步形

成，中俄东线天然气管道工程北段（黑河—长岭）和中段（长岭—永清）吉林省境内段通气投运，域外天然气补充气源成功引进；沈阳—长春、四平—白山、长岭—长春—吉林等天然气支线管道建成投运。到 2020 年底，省内油气管道总里程达到 5229 公里，其中原油管道 1480 公里，成品油管道 160 公里，天然气干线管道 3589 公里，覆盖省内 7 个市（州）、15 个县。天然气储气调峰设施建设加快推进，长岭县双坨子储气库、长春 10 万立方米应急储备站等项目已开工建设。成品油库布局不断完善，中石油、中石化等成品油销售企业不断完善全省成品油销售网络布局，优化一次物流配送格局，进一步提高油库利用效率，到 2020 年底，全省成品油总库容 137.56 万立方米。

5. 节能减排工作成效显著。

积极加强煤炭消费总量控制。印发《吉林省煤炭消费总量控制规划（2016—2020 年）》（吉能规划〔2018〕230 号）、《吉林省煤炭消费总量控制工作方案（2018—2020 年）》（吉节减〔2018〕5 号），明确我省控制煤炭消费总量责任主体，规范煤炭消费减量替代管理，严格控制新增耗煤项目审批、核准、备案，从源头上控制煤炭消费增量；“十三五”期间，严格限制大型煤电机组建设，煤电装机规模净增加仅 31.8 万千瓦。

积极推进煤炭去产能工作。严格按照“安全、环保、质量、技术、能耗”五大综合标准，持续推动落后产能和不安全产能有序退出。印发《吉林省 30 万吨/年以下煤矿分类处置工作方案》

(吉能煤炭联〔2020〕41号)，根据我省实际情况，有序推进煤矿企业规模化、机械化、智能化改造升级。截至2020年底，累计完成煤炭去产能2776万吨，超额完成国家下达的目标任务。

加快煤电产能提质增效。积极推进煤电落后产能淘汰工作，相继关停大唐长山、桦甸热电、蛟河热电、浑江电厂和白山煤矸石电厂等机组，累计容量110.7万千瓦，超额完成“十三五”期间火电机组关停任务。按照国家能源局、生态环境部相关要求，推进燃煤电厂超低排放改造，累计完成超低排放改造机组1353万千瓦，超额完成国家下达的目标任务。

有效推进电能清洁供暖。“十三五”期间，积极落实国家及省政府关于北方地区冬季清洁取暖的重要精神，积极推广清洁采暖技术。在电采暖领域，2017年我省出台了《关于推进电能清洁供暖的实施意见》(吉政办发〔2017〕49号)，省能源局会同省财政厅制定印发了《吉林省电能清洁取暖奖补资金管理办法》(吉财建〔2019〕888号)，通过市场化方式，引导企业和社会加大投入。2020年全省电能清洁供暖面积累计达到3534万平方米，占全省总供暖面积3.93%，每年可消纳电力28亿千瓦时。

6. 改革创新取得积极进展。

电力体制改革不断深化。完善电力市场交易规则，出台《吉林省售电公司准入与退出管理实施细则》《吉林省电力中长期交易规则》《吉林省售电侧市场化交易实施细则》《吉林省电力市场交易售电公司履约保函管理办法》等制度规则。加快放开发用电

计划，提高市场化电量交易规模，2020 年市场交易电量累计达到 282 亿千瓦时，省内经营性用户全面放开。引入售电环节竞争机制，积极培育售电侧市场主体，支持企业注册成立售电公司并开展售电业务，全省售电公司达到 83 家。

能源科技水平不断提升。传统能源与新能源领域齐头并进，紧跟国内外发展步伐，向智能化、高水平发展，部分科技水平达到国际先进水平。传统能源领域，煤炭开采技术及装备向智能化与信息化发展，燃煤发电机组技术研发持续向低碳、高效方向突破；油气勘探和开采技术获得阶段性突破和进展，其中油页岩原位开采研发技术领跑全国，全国成立的 9 个油页岩开采技术研发分中心有 3 个落户我省。新能源领域，风电制氢示范项目启动实施，东北地区首条氢燃料电池公交线路在白城市正式投运；储能技术日趋成熟，在高安全、高性能和低温性等方面实现突破。

7. 安全生产运行水平提升。“十三五”期间，全省持续加强安全防范、隐患排查整治和应急管理体系建设，开展“安全生产月”和“白山松水安全行”宣传教育活动，能源领域安全生产运行水平显著提升。适时开展油气长输管道保护治理专项行动，持续推进油气长输管道高后果区管控和安全风险隐患排查整治，油气长输管道保护水平显著提升。健全完善应急预案，研究制定《吉林省应对重大油气供应中断事件应急指挥部工作方案》（吉油气事件办〔2020〕1号）并有效实施。开展电力安全生产检查，强化隐患排查整治，并研究制定《吉林省应对重大大面积停电事件应

急指挥部工作方案》(吉大面积停电办〔2020〕1号),积极应对极端状态影响。持续加大对煤矿安全生产的整顿和监督检查力度,近年来全省煤矿事故起数和死亡人数明显下降,百万吨死亡率均控制在1.0%以下。

“十三五”时期能源发展情况

类别	指标	单位	2015年	2020年	“十三五”增速
能源生产	原煤产量	万吨	2296.0	954.6	-16.1%
	原油产量	万吨	481.0	404.4	-3.4%
	天然气产量	亿立方米	19.7	20.0	0.3%
	非化石能源产量	万吨标准煤	536.3	1150	16.5%
	电力装机容量	万千瓦	2611.5	3277.6	4.7%
	其中:非化石能源	万千瓦	874.9	1504.6	11.5%
能源消费	综合能源消费总量	万吨标准煤	7020	7186	0.5%
	其中:煤炭	万吨	8632	8489	-0.3%
	煤炭比重	%	69.27	60.66	[-8.61]
	石油	万吨	961.1	992.74	0.6%
	石油比重	%	19.69	19.88	[0.19]
	天然气	亿立方米	20.7	31.73	9.0%
	天然气比重	%	3.91	5.76	[1.85]
	非化石能源	万吨标准煤	536.3	987.2	13.0%
	非化石能源比重	%	7.6	13.7	[6.1]
	全社会用电量	亿千瓦时	652	805.4	4.32%

注:[]内为5年累计数。

第三节 存在问题

“十三五”以来,我省能源发展取得了长足的进步,但受自然资源和 historical 发展等因素影响,我省能源总体呈现缺煤、贫油、

少气、多风、多光、多油页岩等特点。从供给侧看，一方面表现为煤炭、油气等化石能源自给不足，对外依存度大；另一方面，火电装机相对过剩，风能、太阳能等新能源发展受到制约，优势资源得不到充分利用。从需求侧看，表现为能源需求总量小，能源消费结构不合理、新能源占比低、用能价格偏高。供需矛盾主要体现在电力上，省内消纳量较小，外送渠道不通畅。

1. 化石能源严重短缺。我省传统化石能源总量小，能源工业起步早，资源开采时间长，经济开采储量少，扩产空间有限，产量逐年减少。煤炭资源紧缺尤为严重，煤炭矿区大部分为多年的老矿区，资源面临枯竭，省内现有勘探区规模较小、可供建矿的勘探区煤炭资源储量不大，难以有效缓解我省资源接续储备不足的局面。2020 年全省煤炭产量 954.6 万吨，自给率为 11%。油气田生产已进入稳产阶段，资源劣质化趋势难以改变。随着勘探开发对象日渐“低、深、难”，勘探开发投入产出性价比走低，油气增储、上产难度大。2020 年全省原油产量 404.4 万吨，自给率为 40%；天然气产量 20 亿立方米，自给率为 63%。为保障全省经济稳步健康发展，加快工业化、城镇化和农业现代化进程，煤炭、石油、天然气等化石能源需求量将进一步增加，对外依存度加大，供需矛盾更加突出。

2. 优势资源尚未充分利用。我省西部风能、太阳能、生物质能等新能源资源丰富，但资源潜力仍未充分挖掘。我省风能、太阳能资源可装机容量分别为 6900 万千瓦和 4600 万千瓦，

截至 2020 年底已开发容量仅占可装机容量的 8.4%和 7.3%左右。我省清洁能源的开发和利用仍处于较低水平，距离打造国家级清洁能源生产基地仍有巨大发展空间。

3. 能源基础设施薄弱。电力方面，“十三五”期间我省电网投资不足全国的 1%，投资额度较低；主干网架仍需加强，省外输电能力不足，全省主干电网仅在中部地区形成 500 千伏单环网结构，辐射东西方向的电网结构仍需改善；全省农网历史欠账较多，刚刚达到“两率一户”标准，与发达地区对比，农网变电容量及线路长度明显偏低。油气方面，基础设施投入不足，使我省长输管道等油气储运设施建设滞后，截至 2020 年底，仍有 2 个地级市（白城、延吉）及 25 个县（市）长输管道未覆盖。

4. 用能成本相对较高。主要体现在电价、气价相对过高。电价方面，由于电煤大部分靠外运，造成我省发电成本过高，一般工商业电价位于全国第 2 位，大工业电价位于全国第 17 位。气价方面，天然气终端价格偏高，特别是长输管道未覆盖地区价格更高。受长输管道和储气设施建设滞后、销售价格体制机制不健全等因素影响，我省天然气消费终端价格差异较大，其中居民商业和工业最高价格达到 6.5 元/立方米，车用压缩天然气最高达到 4.88 元/立方米，车用液化天然气最高达到 4.7 元/立方米，偏高的价格不利于天然气推广利用。

第四节 面临形势

当今世界处于“百年未有之大变局”，全球政治经济格局加速演变，能源安全形势严峻复杂，能源格局深刻调整，能源领域战略博弈持续深化，能源秩序发展深刻变化。世界经济下行风险加剧，国际油价低位震荡运行，不稳定不确定因素增多，新冠肺炎疫情影响广泛。我国发展内部条件也正在发生深刻复杂变化，能源发展已进入高质量发展新阶段，清洁低碳转型刻不容缓。习近平总书记提出：“力争2030年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”“到2030年，非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上”。实现碳达峰、碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性革命，同时也为我国未来能源发展指明了方向。科技革命推动能源系统重塑，能源新模式新业态持续涌现，能源发展动力转换加速，对能源清洁、经济、灵活、可靠供应提出更高要求。总体上，能源发展机遇与挑战并存，机遇大于挑战。

1. 面临挑战。“十四五”是我国能源转型变革的关键时期，我国的能源发展面临着老问题新情况不断交织集聚、叠加演化的局面。能源需求发生新变化，高质量发展要求更加突出；能源安全面临新挑战，新旧风险交织并存；绿色转型出现新形势，未来任务更加艰巨；创新发展进入新阶段，科技和体制创新重要性更加凸显。

能源安全供应保障面临考验。随着经济稳步发展，工业化、城镇化和农业现代化进程加快，全省对煤油气等化石能源需求量

将进一步增加，对外依存度加大，供需矛盾将更加突出，对能源保障工作提出了更高的要求。清洁低碳转型面临多重挑战。“十四五”期间，全省新能源发展规模性和延续性仍有待提高，提升新能源消费比重的任务依然艰巨。天然气规模推广受气源、气价、基础设施等多重因素制约难度较大，煤电由基础型电源向调节型电源转变的市场机制仍需完善。能源技术创新驱动亟待增强。能源科技创新在能源发展中的作用还不显著，高技术含量、高附加值的装备制造产业不强，难以对未来全省能源转型提供足够的技术支撑。能源市场体系建设有待完善。全省能源价格尚未完全建立科学的市场化形成机制，能源的商品属性还没得到充分体现，市场配置能源资源的决定性作用发挥不够明显，难以适应未来能源转型变革的需要，能源体制尤其是电力、油气等重点领域改革步伐亟待加快。

2. 发展机遇。

政策机遇注入发展动力。习近平总书记五年三次视察吉林，给吉林带来重大发展机遇，为吉林振兴发展注入强大动能。当前我省能源发展正面临“三期叠加”的特殊阶段，即开启第二个百年奋斗目标的战略机遇期、吉林省全面振兴全方位振兴的发展关键期、能源高质量发展的重要转型变革期。在这个关键时期，省委、省政府深入实施“三个五”战略，扎实推进中东西“三大板块”协调发展，加快构建“一主六双”高质量发展战略，积极推动生态强省建设，谋划推进新基建“761”工程，全面做好“六

稳”“六保”工作任务，为实现全省经济质量更高、效益更好、结构更优、优势充分释放提供了新机遇，同时也为全省能源发展注入了新动力。

资源优势奠定发展基础。我省风能、太阳能、生物质能等新能源资源丰富，在“30·60”双碳目标的背景下，“十四五”期间新能源产业将大有作为；随着中俄东线天然气管道正式通气运行，我省天然气供给能力将大幅提升，为民生用气和天然气产业快速发展提供了充足的气源保障；油页岩资源是我省优势资源，储量在全国位列前茅，近年来油页岩开采转化技术不断突破，“十四五”期间将是我省挖掘油页岩开发潜力、探索发展油页岩产业的有利时机。资源优势为我省“十四五”期间提升能源供应保障能力、优化能源结构，实现能源高质量发展奠定良好基础。

3. 需求预测。根据我省经济布局、产业结构调整战略，“十四五”期间第三产业是经济增长的主要增长点，第二产业是经济增长的重要“压舱石”。第三产业新增动能和第二产业尤其是制造业存量盘活将是“十四五”期间能源需求增长的两大重要因素。为保障经济稳步健康发展，“十四五”期间全省能源消费将继续保持适当增加，重点行业能耗增量主要体现在电力、热力和制造业等方面。

以完成能耗强度降低激励性目标为导向，合理安排能源消费强度和总量。预计到2025年，全省能源消费总量达到8270万吨标准煤，年均增长2.8%。为保障民生和工业的供电、供暖新增

需求，煤炭消费将保持一定量的增长，预计达到 9000 万吨，年均增长 1.2%；随着清洁能源替代逐步深入，石油消费总体呈小幅下降态势，预计降至 770 万吨，年均下降 5%；随着“气化吉林”惠民工程的稳步推进，借助俄气的引进以及下游市场的培育，天然气消费量将较大幅度增加，预计达到 60 亿立方米，年均增长 13.6%；随着风能、太阳能、生物质能等新能源开发利用规模扩大，非化石能源消费量逐年增加，预计达到 1460 万吨标准煤，年均增长 8.1%；全社会用电量预计达到 960 亿千瓦时，年均增长 3.6%。

第二章 发展方针和目标

第一节 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，以习近平总书记对东北振兴的重要指示精神为统领，立足新发展阶段，贯彻新发展理念，构建新发展格局，坚决贯彻碳达峰、碳中和战略决策，坚持稳中求进工作总基调，以推动高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，遵循“四个革命，一个合作”能源安全新战略，紧紧围绕“六稳”工作和“六保”任务，立足能源禀赋，发挥区位优势，加强煤电油气产供储销体系建设，持续推动能源发展质量变革、效率变革和动力变革，提升能源安全底线保障能力，全力打造国家级清洁能源生产基地，构建清洁能源大省，助力生态强省

建设，完善清洁低碳、安全高效的能源体系，为全省经济社会持续健康发展提供坚实能源保障。

第二节 基本原则

——坚持安全保障原则。立足省内资源环境条件，加大煤炭、油气勘探开发力度，加快电力、煤炭、油气通道建设，推动能源合作开发，积极引进域外资源，提高能源供应保障能力。

——坚持绿色低碳原则。积极发展风能、太阳能、生物质能等非化石能源，提高化石能源清洁高效利用水平，调整优化能源结构，降低碳排放，助力实现碳减排目标。

——坚持节约高效原则。落实国家能源消费总量和强度“双控”制度，合理控制煤炭消费总量，加强节能环保，促进能源系统整体优化，提高能源利用效率。

——坚持改革创新原则。深化电力、油气体制改革，完善能源市场体系，发挥政府引导作用，加强市场监管与服务，着力营造公平、开放、公正的市场环境。增强能源科技创新能力，积极引进先进技术，推进能源科技示范应用。

——坚持改善民生原则。注重民生需求，加强能源基础设施和公共服务能力建设，提高城乡用能水平，满足城乡居民对电力、天然气等清洁能源的需求，切实保障和改善民生。

第三节 发展目标

能源供应体系更加完善。能源供应保持稳步增长，综合能源

生产能力达到 4074 万吨标准煤。能源产能储备和产品储备保持合理规模，应对煤炭、天然气等时段性短缺能力明显增强，能源生产和运行安全水平持续提高。到 2025 年，全省煤炭产量 1000 万吨，石油产量 420 万吨，天然气产量 35 亿立方米，电力装机 6186 万千瓦，非化石能源装机比重提高到 50% 以上。

能源绿色转型成效显著。能源清洁低碳转型深入推进，能源消费总量控制在 8270 万吨标准煤，按照“控煤扩新、减油增气”的原则，天然气、非化石能源成为能源消费增量主体，煤炭消费比重下降到 59.7%，石油消费比重下降到 13%，天然气消费比重提高到 9.6%，非化石能源消费比重提高到 17.7%。电气化水平持续提升，全社会用电量增速达到 3.6%。

能源利用效率大幅提升。节能降耗成效显著，单位 GDP 能耗降幅完成国家下达目标。

改革创新动力作用增强。电力和油气体制改革全面深化，有效竞争、公正开放的市场体系持续完善。能源科技自主创新能力进一步增强，氢能、油页岩等前沿技术得到示范应用。

高效智慧系统持续完善。能源供需协调互动能力逐步增强，电力、天然气需求侧响应能力和系统调峰能力明显提高。

民生用能质量不断提高。城乡居民优质能源获得感提升，能源普遍服务能力增强。

“十四五”时期能源发展主要目标

类别	指标	单位	2020年	2025年	“十四五”增速	指标属性
能源生产	能源综合生产能力	万吨标准煤	3042	4074	6.0%	约束性
	原煤产量	万吨	954.6	1000	0.9%	预期性
	原油产量	万吨	404.4	420	0.8%	预期性
	天然气产量	亿立方米	20	35	11.8%	预期性
	非化石能源产量	万吨标准煤	1150	2930	20.6%	预期性
	电力装机容量	万千瓦	3277.6	6186	13.5%	预期性
	其中：非化石能源	万千瓦	1504.6	3814	20.4%	预期性
能源消费	综合能源消费总量	万吨标准煤	7186	8270	2.8%	预期性
	其中：煤炭	万吨	8489	9000	1.2%	预期性
	煤炭比重	%	60.66	59.7	[-0.96]	约束性
	石油	万吨	992.74	770	-5%	预期性
	石油比重	%	19.88	13	[-6.88]	预期性
	天然气	亿立方米	31.73	60	13.6%	预期性
	天然气比重	%	5.76	9.6	[3.84]	预期性
	非化石能源	万吨标准煤	987.2	1460	8.1%	预期性
	非化石能源比重	%	13.7	17.7	[4]	预期性
	全社会用电量	亿千瓦时	805.4	960	3.6%	预期性
能源效率	单位 GDP 能耗降低幅度	%	“十三五”下降 16.96%	完成国家下达目标		约束性
低碳转型	单位 GDP 二氧化碳排放降低幅度	%	“十三五”下降 25.24%	完成国家下达目标		约束性

注：[] 内为 5 年累计数。

第四节 发展布局

结合我省中东西“三大板块”区域发展战略和“一主六双”

高质量发展战略，打造能源发展三大板块。西部集中开发风光资源，打造吉林“陆上风光三峡”，形成绿色能源生产区；中部重点开发生物质能源和分散式风光资源，形成低碳消费核心区；东部重点开发水电资源，打造“山水蓄能三峡”，形成东北应急调峰保障和储能区。做大做强新能源产业。充分发挥我省风能、太阳能、生物质能等资源优势，将资源优势转化为产业优势和发展优势，推动清洁低碳能源发展，促进能源产业转型升级。做优做精传统能源产业。加大煤炭、油气资源勘探开发力度，稳定省内化石能源产量，加强基础设施建设，增强化石能源供给保障能力。全力推进“一个基地、一条通道、一条产业链、两张网、两个园区、七大工程”建设（即“111227”能源发展重点任务）。

1. 一个基地——国家级新能源生产基地（吉林“陆上风光三峡”）。充分发挥我省西部地区丰富的风光资源和充裕的土地优势，利用现有鲁固直流特高压通道和正在推进的“吉电南送”特高压通道等电力外送条件，全力推进“国家级新能源生产基地”建设，积极打造3个千万千瓦级新能源基地，即省内消纳基地、新能源外送基地、新能源转化（制氢）基地，形成吉林“陆上风光三峡”，建设成为国家松辽清洁能源基地的核心组成部分。

2. 一条通道——“吉电南送”特高压通道。加快推进电力外送通道建设，在实现鲁固直流全额外送基础上，积极推进以我省西部为起点的“吉电南送”特高压外送通道，将我省清洁电力送往华北等电力负荷中心，深度参与全国能源资源优化配置。

3. 一条产业链——新能源装备制造产业链。引进拥有核心技术的龙头企业和拥有资金实力的战略投资者，以提升核心创新能力为支撑，以建链、补链、延链为手段，重点发展风力发电、太阳能发电、生物质能源化利用、氢能制备、储能技术、动力电池等装备制造业，延伸发展其他配套装备制造业，打造装备制造特色产业集群，建成相对完整的新能源装备制造产业链。

4. 两张网——新基建“761”工程中的电网和油气网。电网方面，着力完善省内电网结构，打造省域500千伏电网“两横三纵”骨干网架，提高省内“东西互济”和“北电南送”能力，强化市域骨干网架，加快配电网升级改造，建成供电保障能力和信息化水平显著提升、坚强智能的一流现代化电网。油气网方面，加快推进油气管网和储备设施建设，逐步形成“两横三纵一中心”的油气管网，天然气长输管道基本覆盖县级及以上城市，扫除“用气盲区、供气断点”，构建“多气源供应、全网络覆盖、全领域利用”的产业格局。

5. 两个园区——白城、松原两个“绿电”产业示范园区。依托西部地区新能源资源优势，采取新能源直供园区用电，打造“新能源+储能+电网”的源网荷储模式，实现绿色用电，降低用电成本，推进资源开发、产业发展、园区建设“三位一体”协同发展。实现园区内企业用能绿色、管理智能、电价优惠的目标，破解我省用电市场规模小、电价高等难题，形成电价洼地，吸引用电大户落户园区，促进我省新能源消纳。

6. 七大工程——深入开展煤炭、油气勘探开发工程，科学合理勘探开发煤炭、油气资源，稳定化石能源生产能力。全面实施“气化吉林”惠民工程，构建“多气源供应、全网络覆盖、全领域利用”的产业格局，提高天然气普及率和利用水平。有序推动生物质能源利用工程，开展生物质发电、供暖等多元化利用，提升综合能源利用效率。加快实施抽水蓄能工程，形成千万千瓦级装机规模，打造“山水蓄能三峡”，提升东北地区应急调峰能力。积极推进“氢动吉林”工程，发挥资源和区位优势，构建氢能“一区、两轴、四基地”发展格局，打造“中国北方氢谷”。广泛开展电能替代工程，通过推广电能清洁供暖，加快电动汽车充换电基础设施布局等措施，扩大用电总量，提高电气化水平。持续推进新能源乡村振兴工程，在资源禀赋好、具备建设用地和接网条件的行政村鼓励分散式新能源开发，增加村集体收入，增强农业农村发展活力，助力乡村振兴。

第三章 重点任务

第一节 增强能源安全保障能力

按照“六保”任务要求，坚持多元互补、内外互济原则，结合我省中东西“三大板块”发展布局，夯实能源安全保障基础，完善“煤炭、电力、油气”三大供应体系，提升能源安全保障能力，形成东中西部区域优势互补、协调互动的能源发展格局，确保能源持续稳定可靠供应。

1. 完善煤炭供应体系。稳步推进煤炭地质勘探，增加煤炭资源探明储量，集约高效开发省内煤炭资源，推进现有矿井提能改造，有序推进新增项目建设，加强域外煤炭资源合作，加快蒙东地区煤炭基地建设，保证煤炭安全供给。到 2025 年，煤炭省内产量 1000 万吨，省外调入量 8000 万吨。

加大煤炭勘探开发力度。挖掘煤炭资源潜力，增加煤炭资源储备量，提高资源保障程度。重点推进浑江煤田曲家营子、公主岭市刘房子、四平市石岭北部 3 个煤炭勘查项目，勘查面积 117 平方千米，预测资源量 2.7 亿吨。集约高效开发省内煤炭资源，推进现有矿井提能改造，重点推进白山、长春、延边等地现有矿井改扩建项目建设，新增煤炭生产能力 400 万吨/年左右。有序推进白城蛟流河露天矿、中侏吴园珲春矿、水曲柳矿等新建项目建设，新增煤炭生产能力 270 万吨/年。

提高煤炭应急保障能力。完善产品与产能相结合的煤炭储备体系，健全应急保障协调机制，提升煤炭供给体系弹性。规范改造现有省级储煤基地，新建扩建一批保障功能更强的储煤基地。完善“冬煤夏储”“电煤应急保障”机制，支持热电企业与省外煤炭生产企业建立长期合作机制，增强煤炭供应储备能力。到 2025 年，省级煤炭储备能力达到 500 万吨以上，冬季采暖期储备煤炭 200 万吨以上。

专栏 1 煤炭建设重点项目

类别	重点 项 目
省内新建	推进白城蛟流河露天煤矿、中侏昊园珲春矿、水曲柳矿等新建项目建设。新增煤炭生产能力 270 万吨/年。
省内改扩建	推进长春双金、二道南山井、春谊、双鑫，吉林平安、星博，通化佳和，白山鑫达、弘宝、泰源、江源新一号井、佳德、吉坤、财源、信诚、亿佳、凤鸣、联丰、盛海，白城万宝，延边文正、金山等煤矿改扩建项目建设。新增煤炭生产能力 400 万吨/年左右。
省外合作	推进达来胡硕、包尔呼顺等煤矿建设。新增煤炭生产能力 900 万吨/年。

2. 健全油气供应体系。加大资源勘探开发力度，提高油气资源探明率和采收率，努力实现增储上产，开展油页岩等非常规能源研发利用，加强长输油气管网、储气设施和液化天然气接入站等规划统筹，实现多元化供应格局。

加大油气勘探开发力度。以松辽盆地南部、伊通盆地为重点，加大省内原油、天然气、油页岩、页岩气精细勘探开发力度，提高油气资源探明率，增加油气资源可采储量。稳步推进大情字井、大安、扶新、长春岭、七棵树等油田勘探，大力推进龙深、小城子、德惠、孤店、龙凤山、金山等气田勘探，推进大安、新北、乾安等地油页岩勘探。“十四五”期间，预计新增探明原油储量 1.04 亿吨，新增天然气探明储量 900 亿立方米。到 2025 年，全省石油产量稳定在 420 万吨左右，天然气产量提高到 35 亿立方米。推进梨树断陷、龙凤山次凹和伏龙泉断陷页岩气、长岭坳陷油页岩等资源开发利用，力争取得新突破。

推进油气引进多元化。进一步深化与中石油等上游油气销售企业的战略合作，积极引进黑龙江和中俄原油管道石油资源以及

中俄东线天然气资源，增加我省油气供应量。鼓励省内企业参与域外天然气开发项目，获取和引进液化天然气资源，打通我省东部地区天然气资源入口，多渠道增加省内天然气供给。到 2025 年，石油省外调入量 350 万吨，天然气省外调入量 25 亿立方米。

加快天然气管网设施建设。提高管网互联互通和资源调配能力，扫除“用气盲区、供气断点”，逐步形成横跨东西、连接南北的“输气大动脉”。推进吉林—延吉、延吉—珲春、梅河口—桦甸、白山—靖宇—临江、松原—白城等天然气管线项目建设，推进中俄远东管道省内段项目建设。“十四五”期间，全省新建管道建设长度为 1753 公里，包括 1 条干线和 15 条支线。到 2025 年，县级及以上城市基本实现天然气管网全覆盖。

加强天然气储备能力建设。加快补齐储气能力短板，为全省储气调峰和稳定供气提供基础保障。尽快形成地方政府 3 天的储气能力，建立以地下储气库和液化天然气接收站为主、液化天然气储罐为辅、管网互联互通为支撑的多层次储气系统。继续推进松原长岭双坨子储气库建设，积极推动长春、吉林、辽源、梅河口液化天然气应急调峰储备站等项目建设，研究论证珲春 150 万吨液化天然气省级应急储备项目。力争到 2025 年，全省具备 5—8 亿立方米储气能力。

专栏 2 油气建设重点项目

类 别	重 点 项 目
油气勘探	重点勘探开发松南等油田，龙凤山伏龙泉等气田。预计新增原油探明储量 1.04 亿吨，天然气探明储量 900 亿立方米。
油气开发	推动探明未动用储量开发，实现产能有序接替。新建原油生产能力 162 万吨，新建天然气生产能力 7.5 亿立方米。
天然气管道	推进吉林—延吉、延吉—珲春、梅河口—桦甸、白山—靖宇—临江、松原—白城、榆树—舒兰等天然气管线项目建设。新建省内支干线管道 1753 公里，新建长输管道与城市门站连接线管道 158 公里。
天然气储备能力	推进松原长岭双坨子储气库建设，推动长春、吉林、辽源、梅河口液化天然气应急调峰储备站等项目建设，研究论证珲春 150 万吨液化天然气省级应急储备项目。

3. 优化电力供应体系。发挥新能源资源优势，推动电力供给侧转型，加快构建以新能源为主体的新型电力系统。按需开发传统电源，提升系统安全保障能力和调节能力。到 2025 年，全省电力装机容量达到 6000 万千瓦以上。

合理发展煤电项目。统筹区域热力电力供应保障需求，有序推进长春、吉林、松原、四平、延边、辽源、白城等地背压机组建设；推进吉林、四平老旧机组“等容量替代”项目建设；推动长春二热“退城进郊”搬迁升级改造项目前期工作。兼顾电力供应保障需求和新能源发展需求，谋划建设支撑性、调节性先进煤电，加快推动双辽电厂三期扩建工程（2×100 万千瓦）前期工作。预计到 2025 年，全省煤电装机达到 1959 万千瓦。

加快发展气电项目。遵循国家产业政策，充分利用天然气中俄东线上游优势，大力发展燃气发电项目，弥补电力缺口，提升电力系统调节能力，加快推进 4×96 万千瓦调峰电厂等气电项目建设，力争“十四五”期间建成投产。预计到 2025 年，全省气

电装机将达到 413 万千瓦。

积极推进抽水蓄能电站建设。做好新一轮抽水蓄能中长期规划，进一步保障我省电力系统安全稳定运行，缓解电网调峰矛盾，增加新能源电力消纳，促进清洁能源开发利用和可持续发展。“十四五”期间加快推进敦化、蛟河抽水蓄能电站建设，积极推进通化、和龙、汪清、敦化（大沟河、塔拉河）、靖宇、安图等地抽水蓄能电站核准开工。预计到 2025 年，全省抽水蓄能开工建设项目规模达到 1000 万千瓦以上。

大力推进风电建设。充分发挥西部地区风资源优势、土地资源优势和并网条件优势，以白城、松原、四平西部地区为重心，大力提升风电基地开发规模，加快推进鲁固直流配套 300 万千瓦风电基地建设，稳步推进“吉电南送”特高压输电通道配套风电基地建设。在长春、吉林、延边等中东部地区因地制宜开发分散式风电项目，实现风电灵活开发、就近并网。力争到 2025 年，全省风电装机达到 2200 万千瓦。

加快推进光伏发电。扩大白城光伏基地规模，稳步推进“吉电南送”特高压输电通道配套光伏发电基地建设。以白城、松原、四平西部地区为重点，加快光伏规模化开发。中东部地区因地制宜利用分布式光伏、农光互补、渔光互补等多种形式，推动光伏综合利用模式发展。广泛开展新能源乡村振兴工程，鼓励村集体参与光伏发电等新能源开发建设项目，助力乡村振兴。力争到 2025 年，全省光伏发电装机达到 800 万千瓦。

稳步推进生物质发电。注重生物质能开发节奏与原料保障能力的衔接，加大各地财政对农林废弃物“收、储、运”环节的支持力度。有序推进生物质热电联产项目建设，重点推进洮南、辉南等地在建项目建设；积极推动生活垃圾焚烧发电项目，力争“十四五”期间建成生活垃圾焚烧发电项目5处。预计到2025年，全省生物质发电装机达到160万千瓦。

专栏3 电力装机规划重点项目

类别	重点项目
煤电	<p>退役装机容量147.9万千瓦，分别为浑江发电厂21.5万千瓦机组、蛟河热电厂2.4万千瓦机组、吉林热电厂69万千瓦机组、四平热电厂20万千瓦机组、二道江电厂10万千瓦机组和松花江电厂25万千瓦机组；</p> <p>已核准在建煤电项目6项，装机容量44.5万千瓦。分别为桦甸市丰泰半焦电厂扩建工程（5万千瓦）、松原市陶赖昭工业园区公用燃煤背压机组热电联产项目（9万千瓦）、珲春国际示范区公用燃煤背压机组热电联产项目（3万千瓦）、洮南市背压机组项目（2.5万千瓦）、吉林市东方电力有限责任公司整体搬迁项目（15万千瓦）和九台区卡伦湖街道背压机组项目（10万千瓦）；</p> <p>等容量替代项目3项，装机容量140万千瓦。分别为吉林市吉林热电厂“等容量替代”新建燃煤热电联产项目（70万千瓦）、四平市第一热电二期“等容量替代”5号机组项目（35万千瓦）、吉林市松花江“等容量替代”机组项目（35万千瓦）；</p> <p>背压机组项目14项，装机容量151.1万千瓦。分别为镇赉经济开发区食品产业园背压机组项目（1.2万千瓦）、松原市中美嘉吉生物高科技产业园区公用燃煤背压机组项目（5.9万千瓦）、长春市热电一厂背压机组项目（18万千瓦）、松原市热电联产项目（16万千瓦）、公主岭市隆盛背压机组项目（10万千瓦）、公主岭市宇光大岭热电项目（10万千瓦）、东丰县背压式热电联产项目（9万千瓦）、四平新型工业化经济开发区热电联产项目（11.2万千瓦）、通化县河口背压机组项目（9.4万千瓦）、吉林市源源热电背压机组项目（16万千瓦）、吉林经开区背压机组热电联产项目（12万千瓦）、吉林龙潭经开区背压机组热电联产项目（15万千瓦）、白山市城西热电联产项目（15万千瓦）和蛟河市背压机组热电联产项目（2.4万千瓦）。</p>
气电	<p>新增项目：华能燃气调峰电站（96万千瓦）、吉电股份调峰电站（96万千瓦）、大唐燃气调峰电站（96万千瓦）、国能集团燃气调峰电站（96万千瓦）、白城镇赉天然气调峰电站（18万千瓦）和白山市天然气分布式能源站（10万千瓦）等。</p>

抽水蓄能电站	“十四五”期间投产：敦化抽蓄电站（140万千瓦）；“十四五”期间建设：蛟河抽蓄电站（120万千瓦）；“十四五”期间力争核准开工：通化地区（通化抽蓄电站80万千瓦）、和龙地区（卧龙湖抽蓄电站160万千瓦）、汪清地区（前河抽蓄电站120万千瓦）、安图地区（大沙河抽蓄电站180万千瓦）、敦化地区（大沟河抽蓄电站120万千瓦、塔拉河抽蓄电站120万千瓦）靖宇地区（景山屯抽蓄电站140万千瓦）。
风电	稳步推进已获得国家批准的位于白城地区的鲁固特高压直流配套300万千瓦风电基地建设，结合消纳情况积极扩大西部白城、松原、四平西部本地消纳风电规模；在中东部地区因地制宜开展分散式风电项目建设；积极推进白城地区“风电制氢”试点；稳步推进“吉电南送”特高压输电通道配套风电基地建设。
光伏发电	结合土地综合利用、盐碱地治理、采煤沉陷区治理等，进一步扩大以本地消纳为主的规模化光伏基地规模；以西部白城、松原、四平西部地区为重点，开展风光储、光伏农业、光伏牧业等“光伏+”地面光伏并网发电项目建设；中东部地区推广光伏建筑一体化分布式光伏发电项目；稳步推进“吉电南送”特高压输电通道配套光伏发电基地建设。
生物质发电	以长春、吉林、四平、白城、松原、通化等地为重点建设生物质热电联产项目，稳步推进延边、辽源、白山等地生物质热电联产项目建设；推进长春、吉林、白城、通化等城市垃圾发电项目建设；推进生物质耦合发电示范项目建设。

积极构建坚强电网体系。积极推进“吉电南送”特高压输电通道建设，做好省内电网与特高压通道衔接，满足西部清洁能源基地电力外送和全国范围内优化配置需要。全力打造省内以中部长吉两轴为中心的500千伏“两横三纵”坚强电网，充分发挥优化资源配置作用。加快推进金城—双阳—茂胜东西第二通道建设，提升省内“东西互济”能力；积极推进林海—平安—白山—通化—程家南北第三通道建设，提升省间“北电南送”能力和我省东部地区供电能力；推进乾安新建工程及向阳、甜水、昌盛、龙凤扩建工程建设，满足西部新能源基地电力外送需求；推进双阳、德惠等500千伏输变电工程建设，提高负荷中心供电能力。坚持分层分区原则，构建清晰合理、安全可靠的市域骨干网架结构；加大老旧小区电力设施改造力度，完善城乡配电网及电力接

入设施、农业生产配套供电设施，提升供电能力和智能化水平，建设强健有序、灵活可靠的配电网。

专栏 4 “吉电南送”工程

通道建设：新建一条特高压输电通道，起点站址初步拟定我省西部地区，终点落点初步选择京津冀地区，线路长度约 950—1250 公里。项目及其配套电源工程总投资达到 1000 亿元左右。

配套新能源电源：风电装机 700 万千瓦、光伏发电装机 300 万千瓦。

专栏 5 电网建设重点项目

等 级	重 点 项 目
500 千伏	加快推进金城—双阳—茂胜东西第二通道和林海—平安—白山—通化—程家南北第三通道建设，推进双阳、德惠、向阳、甜水、昌盛、龙凤、乾安、白山等 500 千伏变电站新建扩建工程。新建 500 千伏变电站 4 座，扩建 500 千伏变电站 5 座，新增 500 千伏变电容量 1550 万千伏安，新建线路长度约 1500 公里。
220 千伏	以服务全省基础设施建设、解决安全隐患、加强网架结构、提高供电能力为重点，完善 220 千伏电网。新建 220 千伏变电站 13 座，扩建 220 千伏变电站 16 座，新增 220 千伏变电容量 398.7 万千伏安，新建 220 千伏线路长度 2294.8 公里。到 2025 年，全省 220 千伏变电站达到 113 座，变电容量 3045.1 万千伏安，线路长度 15148.7 公里。
110 千伏及以下	以加强网架结构、提高转供能力和可靠性为重点，加快配电网改造升级。新扩建和改造 66 千伏变电站 240 座，新增变电容量 628.4 万千伏安，新建和改造 66 千伏线路 2996.5 公里；新建和改造 10 千伏配变 10263 台，新增配变容量 117 万千伏安，新建和改造 10 千伏及以下线路 38470 公里。

4. 提高运行安全风险应对能力。建立安全风险管控体系，保障核心用能需求，增强雨雪冰冻等极端状态下生存能力和应急恢复能力，提升正常和一般应急情况下重点地区、重要用户供电安全保障水平。加强电力供应保障。优化电网运行机制，筑牢电网安全防线。加强负荷中心电源支撑能力建设，在重点区域、重点部位、重要用户规划、布局一批“重点保障、局部坚韧、快速恢复”的坚强局部电网，提升极端状态下供应保障能力。强化重

要能源设施安全防护。加强对水电站、枢纽变电站、重要输电通道的安全保护，加强油气长输管道保护，健全管道保护体系，督促管道企业履行管道保护主体责任。提高对地质灾害和极端恶劣天气的应对能力。加强电力系统网络安全建设，强化漏洞管理，提升网络安全自主可控水平。推动煤矿智能化发展。推进煤矿智能化开采，实现智能化由采掘工作面向矿井全系统延伸，实现井下危险区域、高危岗位少人或无人作业。完善应急保障预案体系。持续推进应急体系建设，培训演练基地、抢险救援队伍和专家库，完善应急预案体系，编制紧急情况下应急处置方案。

第二节 全面优化能源消费体系

坚持节约优先，提升用能效率，推动用能方式变革，培育能源新产业、新业态、新模式，推进生产生活用能清洁低碳化，促进全省绿色低碳转型。

1. 促进化石能源清洁高效利用。

提高煤炭清洁高效利用水平。加强商品煤质量管理，提高煤炭洗选比例，实现煤炭深度提质和分质分级；提升煤炭消费集中度，减少散煤直接燃烧，扩大城市散煤禁燃区范围，逐步由城市建成区扩展到近郊；推进燃煤电厂、城市大型集中供热锅炉、工业燃煤锅炉和窑炉等耗煤领域的设备改造及智能化建设，加快落后窑炉、锅炉淘汰步伐，提高窑炉、锅炉效率，推广应用超低排放技术，从源头减少煤炭消耗及污染物排放。

加强培育天然气下游市场。加快推进居民和公共服务设施使用天然气，基本实现县级及以上城市主城区居民管道燃气入户。在能源负荷中心和对冷、热、电需求较大的地区，开展天然气分布式能源项目示范试点。兼顾经济和环境效益，在冶金、建材、医药等重点工业领域，推进工业燃料天然气替代，提高天然气普及率。

2. 提高终端用能电气化水平。着力提高电能占终端能源消费比重，助力能源消费绿色转型。因地制宜，在生产生活各个领域稳步有序推进经济性好、节能降碳效益佳的电能替代。促进风能、太阳能、生物质能等新能源分布式利用，在风电富余地区合理推广蓄热式电锅炉电采暖，促进风电就地消纳。在工业领域实施以煤改电、油改电为主的技术改造，推进工业绿色发展，优先采用电锅炉、电窑炉、电热水（汽）炉等应用，减少燃煤（油）使用。推广农业生产生活电能替代，加快推进农田机井通电，实现农村机井用电全覆盖，为农业电排灌提供保障。对省内新建的大数据中心、大型公用建筑推广蓄冷式空调技术应用，拓展新的电能替代领域。

3. 推进重点用能领域绿色低碳转型。

推进清洁供暖。坚持“宜电则电、宜气则气、宜煤则煤、宜热则热”原则，因地制宜推进清洁供暖，提升城乡居民用能水平。积极推进生物质供热利用，在中小城市有序推进生物质热电联产项目建设。在农村集中居住区域推广生物质成型燃料供暖项

目。开展生物质能热利用试点，用生物质为企业、机关、学校、居民供应热能，打造低碳小区、低碳村屯、低碳小镇、“零碳”供热乡镇等试点示范项目。加快推进地热能在供暖领域的应用，鼓励选择“取热不取水”技术开发利用中深层地热资源，因地制宜在全省工业园区、旅游景区、新建住宅区、政府性投资的公共建筑（办公楼、学校、医院）等场景开展中深层地热资源采暖示范。大力发展电力清洁供暖，在长春、吉林、四平、白城和松原等电能替代试点示范基础上，进一步向其他市（州）推广电力清洁供暖模式，加快传统燃煤替代。

构建绿色低碳交通运输体系。统筹油、气、电等多种能源供给，优化交通领域用能结构。开展绿色能源综合服务站建设试点，推动加油、充电、加氢等服务一体化。提高车辆燃油经济性标准，积极推动油品质量升级。推动燃料乙醇在交通领域的应用，有序发展燃料乙醇产业，大力发展纤维素等非粮燃料乙醇。积极推广使用液化天然气、压缩天然气等清洁能源汽车，优化天然气加注站等相关配套设施建设和布局。探索氢能在交通运输领域的推广应用，推动氢能汽车的研发和制造。加快充换电设施布局和建设，全面推动车桩协同发展，鼓励社会资本投建充电、换电场站，“十四五”期间基本建成布局合理、安全便捷、智能高效的充换电基础设施体系，着力完善行业标准，强化市场监管，形成统一开放、竞争有序的充换电服务市场，打造“绿能充换电”新业态，全面推进交通领域电能替代。到 2025 年，力争全

省建成充换电站 500 座，充电桩数量达到 1 万个以上，满足超过 10 万辆电动汽车充电需求。

4. 推动全社会能源节约利用。合理控制能源消费总量和强度，把节能贯穿于经济社会发展全过程和各领域，促进能源系统整体优化，强化重点领域节能管理，持续提高能源利用效率。完善节能评估制度，发挥市场机制作用，推进高效节能新工艺、新技术、新产品、新设备和新材料的应用，促进工业、建筑、交通等领域和公共机构能效提升。调整用能结构和方式，培育发展 5G、大数据中心等高端新兴产业，引导能源资源向高技术、高效率、高附加值领域转移。加快能源与现代信息技术深度融合，加快能源全领域、全环节智慧化发展，推进能源梯级利用。加强能源需求侧管理，实施能量系统优化、节能技术改造等工程，优化用能方式，抑制不合理能源消费。

第三节 促进能源产业转型升级

立足于把我省区位优势、资源优势转化为产业优势、发展优势，以建链、补链、延链为手段，打造以新能源装备制造为代表的特色产业集群，推动我省新能源产业链高质量发展。

1. 全力打造高水平新能源产业链。优化产业布局，加快产业集聚，培育一批骨干企业，不断提升新能源装备产业的竞争力。聚焦重点领域，围绕新能源产业上中下游三个环节，重点建设风电、光伏、储能、氢能四个子产业链，建成涵盖技术研发、

装备制造、资源开发、应用服务的新能源产业链。进一步强化精准招商，锁定产业招商目标，把延伸产业链、打造产业集群作为招商引资的方向，结合我省实际，聚焦风力发电、太阳能发电、氢能制备、储能、动力电池等重点领域，引进行业头部企业落户我省，借助其人才、技术、资金优势，打造新能源装备制造产业集群。

2. 加快推进“绿电”产业示范园区。依托现有或规划建设的产业园区，打造白城、松原两个“绿电”产业示范园区，实现源网荷储一体化发展，降低园区内企业用电成本，吸引用电大户企业落户园区，引进大数据中心、储能、动力电池等高载能产业，增加园区用电量，提升新能源消纳水平，形成发电、供电、用电相互促进的良性循环。鼓励全产业链开发风光资源，吸引更多的新能源装备制造企业进驻园区。充分发挥能源产业园区对经济发展的拉动效应，推进电力设施与交通、通信设施融合协同发展，提升油气重大管道、天然气储备调峰设施等规划建设水平，大力培育新技术、新业态、新模式，为促进经济发展提供新动能。

3. 积极推进“氢动吉林”工程。加快形成氢能生产、应用、储运、装备、研发完整产业链条，着力打造氢能“一区、两轴、四基地”发展格局。依托西部可再生资源优势，中部场景、装备和区位优势，东部储能和贸易优势，打造国家级新能源与氢能产业融合示范区。横向构建“白城—长春—延边”氢能走廊，纵向

构建“哈尔滨—长春—大连”氢能走廊。积极建设吉林西部国家级可再生能源制氢规模化供应基地、长春氢能装备研发制造应用基地、吉林中西部多元化绿色氢基化工示范基地和延边氢能贸易一体化示范基地。力争到 2025 年，可再生能源制氢产能达到 6—8 万吨/年，氢能产业产值达到百亿级规模。

专栏 6 “氢动吉林”工程	
重点工程	“十四五”重点任务
风光消纳规模制氢工程	加快构建清洁化氢源保障体系。围绕氢能产业初期发展需要，加快推进可再生能源制氢项目建设，提升耦合能力，形成区域供氢能力。研发各类电解水制氢技术，迭代降本。
工业领域规模用氢工程	开展绿色氢基化工试点示范。开展可再生能源合成氨、合成甲醇示范，有效降低化工产品全生命周期碳足迹。探索下游产品应用与销售，实现绿色循环发展。
多元应用生态构建工程	推动氢燃料电池交通应用示范。综合选取经济性、适用性较好的场景，逐步推动规模化氢燃料电池在公交、物流车、农用车、无人机等领域的应用示范。 提升氢能系统灵活性。开展氢电耦合试点，实现能源网络高效协同；拓展氢能能源属性应用，试点煤电与燃气轮机项目掺氢、掺氨应用，扩大应用范围。 围绕重点城市建设氢基础设施。围绕重点城市打造加氢网络，实现重点区域加氢站覆盖。依托化工园区、物流园区等应用场景，探索分布式风光制氢加氢一体站等技术路线。
高效便捷氢能储运工程	初步形成区域多元化储运格局。发挥高压气氢储运机动灵活、适合短距离运输的优势，提升高压气氢储运能力，做好氢源与终端需求的衔接。加快探索其他类型的氢气运输方式。
装备制造产业发展工程	抢占氢能装备产业发展先机。利用区位与政策优势，加快装备企业落地，提升自主化水平；提升研发和制造能力，形成核心竞争力，实现省内质子交换膜（PEM）电解槽自主化、规模化生产。
氢能技术体制创新工程	建立完善协同高效的创新体系，聚焦氢能重点领域和关键环节，构建数据化、多元化创新平台。构建系统氢能技术检测体系，建立涉氢特种设备安全保障体系，保障氢能产业发展安全。

4. 积极推动能源多元发展。推进生物天然气项目建设，在我省燃气管网无法覆盖、当地天然气价格较高地区，布局一批生物天然气项目，用于输入当地燃气局域管网或汽车加气站，形成稳定生物天然气市场需求。加快推进生物质成型燃料项目建设，

以稻壳、花生壳、玉米秸秆、木耳菌袋为原料打造成型燃料加工生产基地，推进生物质颗粒加工技术工艺的研发试验与应用，逐步实现产业化。充分利用优质地热能资源，合理推动地热资源开发利用，有序扩大伊舒断陷盆地、松辽盆地和东南部地区地热供暖利用比例。研究探索核能在供热领域的应用，积极推进辽源市“燕龙”核供热堆项目落地。

第四节 打造智慧高效能源系统

实现能源发展方式从规模扩张型向质量效益型转变，推进能源生产与消费模式变革。促进能源与现代信息技术深度融合，加快能源全领域、全环节智慧化发展，提高能源系统运行效率和智能水平。

1. 提升能源系统灵活调节能力。

提升电力系统运行灵活性。构建以新能源为主体的新型电力系统，推动源网荷储协同互济。持续开展热电机组储热改造和纯凝机组灵活性改造，提升传统电源调峰能力，加快推进煤电由主体型电源向调节型电源转变。“十四五”期间通过火电机组灵活性改造新增系统调峰能力 300 万千瓦。加快储能设施建设，引导新能源开发主体在电网侧联合开展集中式储能电站建设，储能规模不低于新增新能源装机容量的 10%，储能时长不低于 2 小时。提升用户需求侧响应能力，培育柔性电力负荷，建立健全基于价格激励的负荷侧响应机制，力争到 2025 年需求侧响应能力达到

最大用电负荷的 3% 以上。开展跨省（区）间调峰互济，完善区域电网调峰互济协调联动机制，发挥大电网资源优化配置能力，提升新能源消纳能力。到 2025 年，风光等新能源弃电率保持在 10% 以下。

加强天然气分级调峰能力建设。建立健全县级以上地方政府燃气应急储备制度，加快推进 3 天储气能力建设。推进中石油、中石化等气源企业储气能力建设，缓解气源压力。加强需求侧调峰能力建设，推进不可中断大用户储气能力建设。完善气价和市场化调峰机制，构建储气调峰辅助服务市场，用市场化手段挖掘系统调峰能力。

2. 积极建设智慧能源系统。

加快推进“源网荷储一体化”和“多能互补”建设。结合需求侧负荷特性、电源结构和调节能力，客观评估并发挥系统调节能力，因地制宜确定电源合理规模与配比，加快推进“源网荷储一体化”建设，实现源网荷储的深度协同，开展低碳转型示范。在白城、松原等工业负荷规模大、新能源资源条件好的地区优先开展“源网荷储一体化”试点工程，支持分布式电源开发建设和就近并网，优化配套储能规模，充分发挥配套储能调峰调频作用，最小化风光储综合发电成本，提升综合竞争力。加快推进“多能互补”建设，充分发挥我省西部新能源基地开发、东部抽水蓄能建设、全省煤电灵活性改造、电池储能示范推广的组合优势，提高电力输出功率的稳定性，提升电力系统消纳新能源的能

力和综合效益。

大力发展综合能源系统。依托全省新基建“761”工程建设，促进能源与现代信息技术深度融合，加快能源基础设施数字化、智能化建设。着力推进5G技术、大数据中心、人工智能和工业互联网在能源领域的推广应用，推动电网、燃气网、热力网和其他能源网络的柔性互联和联合调控，加快建设多源集成互补、源网荷储友好互动的能源互联网，保障能源智慧高效安全供给。

第五节 推动能源改革创新发展

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。深入实施创新发展战略，增强能源科技自主创新能力，积极引进先进技术，推进能源科技示范应用。

1. 深化能源体制改革。

推进电力体制改革。加快电力市场建设，推动吉林电力交易中心独立规范运行；加快电力交易平台技术升级，丰富交易品种，制定电力现货建设方案和交易规则，健全电力中长期交易市场、辅助服务市场，推动现货市场建设。加强售电侧市场规范引导，有序向社会资本开放售电业务，多途径培育售电侧市场竞争主体，完善落实增量配电业务改革配套政策，推进大安市冠麒、辽源矿业、珲春矿区等增量配电业务改革试点项目实施，为用户提供更多的用电选择权，提升售电服务质量。完善储能设施参与电力辅助服务的市场机制，充分发挥储能对新能源的消纳作用。

完善输配电价体系，完善跨区输电价格机制。

深化油气体制改革。推动油气勘探开发管理体制改革，推进油气对外开放，推动形成上游油气资源多主体多渠道供应的市场格局，促进油气勘探开发市场有序竞争。加强市场监管力度，健全监管机制，加大油气基础设施公平开放监管力度，积极引导和推进省级管网以市场化方式融入国家管网，实现管网互联互通和公平开放，减少供气层级，降低企业用气成本。完善油气管网运营调度机制，实行统一调度、分级管理，强化管网设施公平开放监管，提高管网设施利用效率。推动下游城镇燃气输配管网逐步实现配售分离，加强城镇燃气配送环节价格监管。

2. 加快能源科技创新。

加快能源科技创新体系建设。加强创新引导，建立能源企业、高校、研究机构、应用企业“四位一体”的产学研用机制，以科技创新引领产品创新、产业创新、商业模式创新。重点支持技术研发创新平台建设，加强能源领域创新人才引进培养，完善人才激励机制。鼓励企业、科研机构广泛开展国内外技术交流合作。

加快先进能源技术装备研发应用。抓住能源绿色、低碳、智能发展的战略方向，加强以新能源为主体的新型电力系统、氢能制储运用、高性能燃料电池、页岩油气开发利用、生物质能地热能核能利用、“互联网+”智慧能源、大容量储能、高效太阳能发电和大容量风电等新能源发电、智能化采煤和煤炭清洁高效利

用、高效自动化油气勘探开采等先进技术装备的研发、引进和应用，推动技术成果转化，以技术进步带动产业转型升级。

推进能源科技应用示范。实施产业集群创新利用发展战略，推进新型能源装备和技术的示范应用，加快先进技术产业化进程。加快高效氢气制备、纯化、储运和加氢站产业示范和氢能市场培育，探索氢能商业化路径。立足于油页岩资源大省的基础，开展油页岩地下原位转化规模试验性关键技术攻关，加快产业化进程。依托国家油页岩开采研发中心，建立国家级油页岩原位开发及试验的先导示范区，实施产业示范项目带动战略，培育壮大龙头企业，带动全省油页岩产业发展壮大。

第六节 加快推进能源对外合作

充分发挥我省“东北亚经济中心”地域优势，结合国家“一带一路”倡议，融入“国内国际双循环”，积极参与省外、域外能源开发，引进域外企业共同开发能源资源，扩大能源合作领域，提高清洁能源外送规模，助力全国能源结构优化。

1. 促进化石能源开发引进多元化。加强域外煤炭资源合作，推进蒙东地区煤炭基地开发，支持包尔呼顺、达来胡硕等煤矿建设，力争新增煤炭生产能力 900 万吨/年。积极引进俄罗斯和黑龙江省石油资源，形成省内、国内、域外多重石油保障体系。充分利用中俄东线工程引进国外天然气资源，推进与周边国家和地区之间油气管道建设。通过引进海外天然气资源，建立多气源供

应体系，推动形成“多渠道供应、全网络覆盖、全领域利用”的天然气产业格局。

2. 扩大清洁电力外送规模。充分利用扎鲁特—青州特高压通道输电能力，进一步提高配套新能源外送规模；加快推动“吉电南送”特高压外送通道及配套电源建设，提升新能源输送比例，满足我省建设国家级清洁能源生产基地电力外送需求，扩大清洁能源消纳范围。

第四章 环境影响评价

坚持“绿水青山就是金山银山”理念，推动绿色低碳发展，合理控制能源消费、优化能源结构、提高能源效率，开展污染治理和生态环境修复，减少能源发展对生态环境的影响，实现能源高质量发展与生态环境高水平保护协调发展。

第一节 环境影响

我省能源项目建设对生态环境的影响主要包括：土地的占用和扰动使原有地表植被和土地功能发生变化；煤矿开采、燃煤发电、燃煤供热等产业对大气环境的污染，包括挥发性有机物、二氧化硫、氮氧化物、烟尘、硫化氢等；煤炭开发的煤矸石、煤矿瓦斯和矿井水排放，油气开采对地下水的污染；风能开发、电网项目产生的噪声和电磁干扰。

第二节 治理措施

严格执行环境保护相关法规和建设项目环境影响评价制度，严格落实相关环境治理措施，开展污染治理和生态环境修复，预防和减轻能源开发使用对环境的影响。煤炭行业，重点解决地下水渗透、地表塌陷和积存尾矿等问题，做好土地复垦、塌陷地整治利用和水土保持工作。油气行业，推进技术改造，采用清洁生产工艺，促进废水循环利用。优化油气管网布局，推进管道共建、廊道共享和委托代输，减少土地占用和建筑物拆迁，及时组织复垦，保护地形地貌。电力行业方面，严格新建机组环保准入和环保设施运行监督，完成在役机组超低排放改造，积极开展碳捕捉示范，加快推进碳排放权市场化交易试点。降低风机运行噪音和电网电磁辐射等环境影响。

第三节 环境效益

建设风电、太阳能发电等新能源项目，可充分利用地区优势，有利于促进地区经济发展，且在能源生产过程中不排放污染物和温室气体，可显著减少各类化石能源消耗，降低煤炭开采的生态破坏和燃煤发电的水资源消耗。生物质发电项目的建设有助于减少秸秆直接焚烧产生的大气污染以及畜禽粪便对河流、水源和地下水的污染，有益于提高全省环境质量、改善居民生活条件，做到环境保护与社会发展相统一，人与自然和谐发展。本规划实施后的环境效益主要包括：2025年可再生能源开发利用量相当于2500万吨标准煤，与开发传统化石能源相比，每年可节

水约 2000 万吨，每年可减少烟尘排放量约 3250 吨、二氧化硫排放量约 1.6 万吨、氮氧化物排放量约 1.7 万吨、二氧化碳排放量约 6600 万吨。

第五章 保障措施

第一节 坚持党的领导

充分发挥各级党组织在规划实施中的统领作用，全面贯彻落实国家能源局、省委和省政府决策部署，明确职责分工，细化工作责任，强化督导落实，加强工作统筹，深化部门、地区之间协同联动，及时协调解决重大问题，确保各项任务措施落细落实。完善权责对等、分级负责、监督评估的能源规划实施机制。按照“五化”工作法，建立工作总台账，制定任务清单、责任清单、措施清单和完成时限清单；将重点工作绘制成图表，挂图作战，督导工作；建立责任机制、会商机制、对接机制、调度机制等确保各项工作任务落细、落实、落到位。

第二节 突出规划引领

突出规划的引领性、指导性作用。完善以能源规划为统领，电力、煤炭、石油天然气、新能源和可再生能源等专项规划为支撑的能源规划体系。加强能源规划与国土、环境保护、城乡建设、交通运输等发展规划的有效衔接，加强重大能源项目要素保障。充分发挥能源规划对能源发展的引导作用，完善相应约束机

制，重大能源项目前期工作、项目核准工作应以能源规划为重要依据。建立能源规划动态评估机制，开展规划实施情况动态监测和中期评估。加强能源项目库建设，实现重大项目滚动实施、有效接续。

第三节 强化政策支持

积极推动能源体制改革，完善现代能源市场体系，实行统一的市场准入制度，鼓励和引导各类市场主体依法平等进入能源领域，推进能源投资主体多元化，创造良好的能源产业发展环境。积极引导创业资本进入能源领域，作为能源企业融资的有效途径。落实国家相关财政、税收等政策，发挥各级政府投资引导作用，吸引社会资本加大投入，推动能源安全保障、能源转型等重点任务实施。加强相关政策的统筹协调，形成推动能源规划实施的合力。

第四节 加强监督管理

深化“放管服”改革，加强和规范事中事后监管，健全依法依规、全面覆盖、透明高效、执纪严格的现代能源监管体系，保障能源规划有效实施。加强规划实施监管，建立规划实施常态化监测机制，及时发现和解决规划实施中出现的问题，及时向社会公开规划制定和调整情况。加强能源安全监管，健全各类能源供应协调、基础设施保护、双重预防等机制，完善监控防护和应急体系，提升系统运行风险应对能力，确保能源供应安全。加强能

源市场监管，落实电力、油气等重点领域市场准入、价格成本、接入服务等方面监管规定，维护公平、开放、公正的市场秩序。加强能源服务监管，健全供电、供暖、供气服务监管机制，提高城乡居民用能质量。加强监管平台建设，运用“互联网+”、大数据、云计算等现代技术手段，实现横向互联、纵向互通的全过程协同监管，提高能源监管效率。