

吉林省新能源和可再生能源发展 “十四五”规划

吉林省能源局

2022年11月

目 录

前 言	1
第一章 发展基础及背景	1
第一节 基本情况	1
第二节 主要成绩	15
第三节 存在问题	17
第四节 面临形势	21
第二章 指导思想与发展目标	24
第一节 指导思想	24
第二节 基本原则	24
第三节 发展目标	25
第四节 发展思路	28
第三章 重点任务	29
第一节 建设吉林省西部国家级清洁能源基地	29
第二节 推动特高压通道建设	32
第三节 促进新能源装备制造产业健康发展	34
第四节 打造两个“绿电”产业示范园区	42
第五节 建设新型电网工程	44
第六节 实施消纳提速工程	45
第七节 布局储能提升工程	47
第八节 加速“六新产业”耦合工程	48

第九节 开展创新驱动工程	50
第十节 推进氢能开发利用工程	51
第十一节 推动生物质能源利用工程	57
第四章 环境影响评价	60
第五章 保障措施	60
第一节 建立健全规划目标考核制度	60
第二节 完善资源市场化配置方式	61
第三节 优化行业监督管理体系	61
第四节 构建发展部门协调机制	61
第五节 探索网源协同发展模式	61
第六节 积极推动政策落地实施	62

前 言

能源是经济社会发展的基础和动力源泉，对国家繁荣发展、人民生活改善和社会长治久安至关重要。“十四五”时期，是我省振兴突破、开启全面建设社会主义现代化新征程的关键五年，也是我省贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，落实碳达峰碳中和目标，推动可再生能源产业高质量发展的关键五年。

推进碳达峰碳中和是党中央经过深思熟虑作出的重大战略决策，是我国对国际社会的庄严承诺，也是推动高质量发展的内在要求。习近平总书记指出：“要把促进新能源和清洁能源发展放在更加突出的位置”。我省风光资源丰富、未利用土地多，发展清洁能源潜力巨大。站在新的历史起点，必须完整、准确、全面贯彻新发展理念，以新能源发展“11127”重点任务为主线，瞄准“六新产业”主攻方向、“四新设施”建设重点，科学有效推进新能源和可再生能源高质量发展，加快建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系，为支持东北老工业基地振兴、促进吉林省经济绿色发展、助力建设生态强省、加快推动吉林省全面振兴全方位振兴提供有力支撑。

本规划按照《可再生能源法》的要求制定，总结了吉林省新能源和可再生能源发展现状，提出了2021年至2025年吉林省新能源和可再生能源发展的指导思想、基本原则、发展目标、主要任务和保障措施。

第一章 发展基础及背景

第一节 基本情况

1. 资源禀赋

(1) 风能资源

吉林省地处中高纬度地区，属于温带大陆性季风气候区，全年主要受西风带控制，风能资源较为丰富且品质较高，具有风切变大、风速稳定、极端最大风速小、空气密度大等特点，亦是中国九大千万千瓦级风电基地之一。全国风能详查和评价结果显示，吉林省 100 米高度平均风速为 6.74 米/秒，较全国陆地平均水平高 25%；平均风功率密度为 341.42 瓦/平方米，较全国陆地平均水平高 79%，风能资源非常丰富。

全省风速时空分布特征明显，中西部地区风速和风功率密度相对较大，东部地区风速和风功率密度明显低于西部地区。中西部地区地势平坦，风速大，70 米高度年平均风速在 5.5 至 7.5 米/秒之间，风功率密度在 200.0 至 400.0 瓦/平方米之间。东部山区和半山区对西风环流的阻挡，风速较中西部地区小，除个别山顶和峡谷地区外，70 米高度年平均风速在 3.5 至 5.5 米/秒之间，风功率密度在 100.0 至 200.0 瓦/平方米之间。风速年内以春季风速最大，秋季次之，夏季最小；日内以白天风速相对较小，晚上风速较大，风功率密度分布规律与风速分布规律基本一致。

全省风能资源潜在开发量约 2 亿千瓦，占全国风能资源

可开发总量的 3%，排名全国第 12 位。全省可装机容量约为 6900 万千瓦，主要分布在西部松原、白城、四平双辽等地区，占全省可装机容量的 80%以上。其余可适度开发区域主要分布在长春、吉林、延边等市（州）少数山地和丘陵。

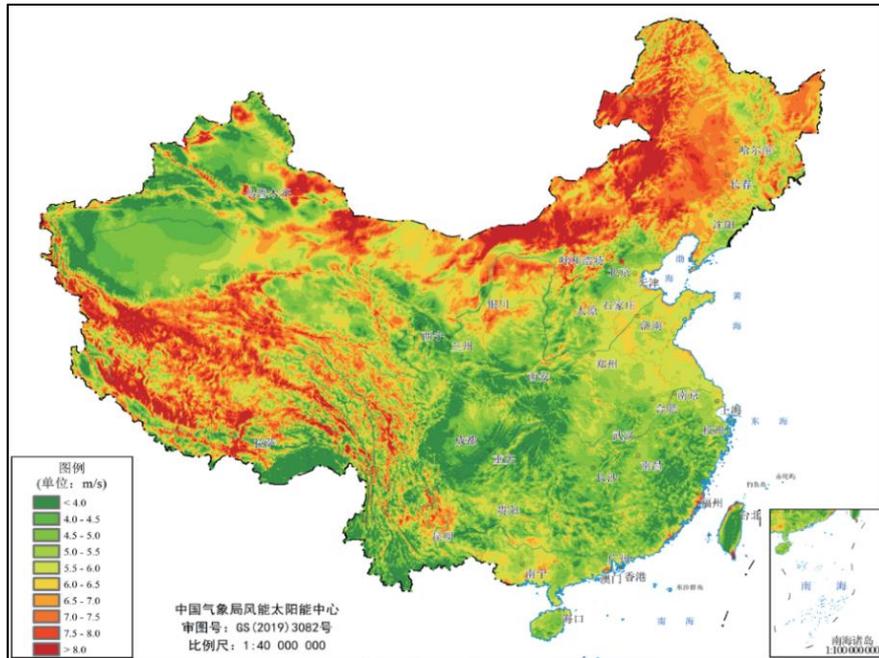


图 1 全国 100 米高度层年平均分布图

(2) 太阳能资源

吉林省太阳能资源总体属于二类，吉林省多年平均日照时数为 2200 至 3000 小时，年水平面总辐照量超过 1400 千瓦时/平方米，略低于全国陆地平均水平（1490.8 千瓦时/平方米），但在东部省份排名靠前。吉林省西部松原、白城、四平双辽地区属太阳能资源很丰富级别，年日照小时数约 2800-3000 小时，年太阳总辐射量在 1400 至 1500 千瓦时/平方米以上，其余地区属于太阳能资源丰富级别。

从地域分布情况看，夏半年中西部地区日辐射量偏高，东部地区偏低，冬半年东部长白山区日辐射量偏高，中西部

地区偏低。太阳辐射总量的四季分布以夏季最多，其次为春、秋季，冬季最小。夏季平均辐射量多为 1800 至 2080 兆焦/平方米，春季为 1650 至 1800 兆焦/平方米，秋季为 770 至 840 兆焦/平方米，冬季为 720 至 800 兆焦/平方米。

全省光资源总储量约 1.86 万亿千瓦，技术可开发量 1361 亿千瓦。吉林省土地总面积 19 万平方公里，预计未利用土地（包括：盐碱地、沙地、裸地）总面积近 6 千平方公里，大部分区域位于北纬 42°至 46°之间，适宜建设太阳能光伏电站。全省地面光伏电站潜在开发量约 9600 万千瓦，排名全国第 12 位。全省可装机容量约 4600 万千瓦，西部地区为地面集中式光伏项目重点开发区域，中东部地区可结合土地利用情况适度开发。

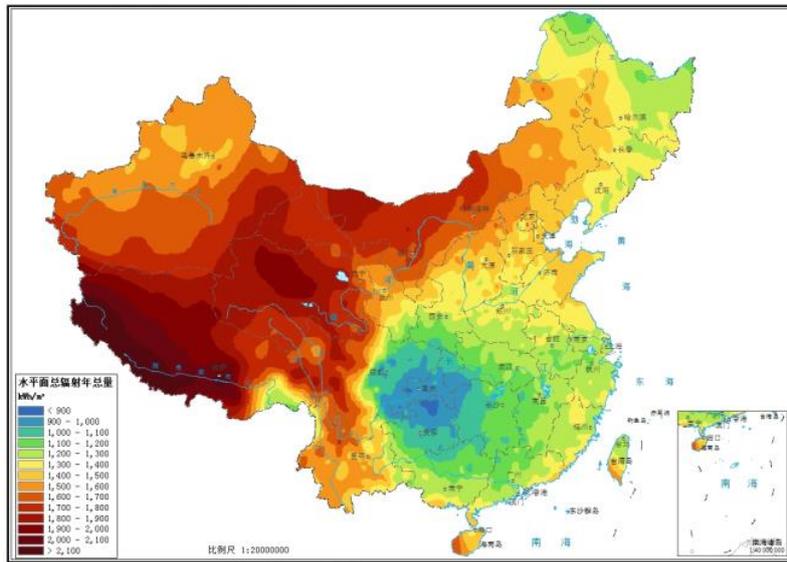


图 2 全国水平面总辐射年总量 (kWh/m²) 空间分布

(3) 生物质能资源

生物质资源主要包括农业废弃物、林业废弃物、畜禽粪便、城市生活垃圾、有机废水和废渣等，我国每年可作为能

源利用的生物质资源总量约折合标准煤 4.6 亿吨。吉林省生物质资源丰富，主要来源于农业、林业和畜牧业产生的大量剩余物,生物质资源在全国排名靠前。全省农作物秸秆分布区域差异较大，长春、吉林、四平、松原和白城等地区占全省年产秸秆总量的 86.9%。

全省农作物秸秆产出量约 4500 万吨/年，可收集量约 3500 万吨/年，可能源化利用的资源总量约 1200 万吨/年，占全国总量的 5.4%。林业剩余物资源约 1000 万吨/年，可能源化利用量约 400 万吨/年，占全国总量的 1.1%。生活垃圾量约 540 万吨/年，可能源化利用量约 400 万吨/年，占全国总量的 1.7%；畜禽粪污总产量约 5800 万吨/年，可收集量约 2021 万吨/年，可能源化利用量约 1920 万吨，占全国总量的 3.10%。

表 1 吉林省生物质资源量及可能源化利用量

生物质资源种类	单位	资源量	可能源化利用量
农作物秸秆	万吨	4500	1200
林业剩余物	万吨	1000	400
生活垃圾	万吨	540	400
畜禽粪污	万吨	5800	1920
合计	万吨	11840	3920

(4) 水能资源

吉林省水能资源丰富且分布不均，水能资源理论蕴藏量

为 456.46 万千瓦，理论电能约 400 亿千瓦时。主要分布在东部山区的吉林、延边、白山和通化等市（州），集中在松花江、鸭绿江、图们江各水系，其中，松花江水系的理论蕴藏量为 210 亿瓦千时，占全省理论蕴藏量的 50%以上。在全省河流中理论电力达 2.5 万千瓦时以上的河流有 26 条，理论蕴藏量 286.2 万千瓦，理论电能为 125.19 亿千瓦时。全省按设计标准选定适合修建水电站的工程地点共计有 662 处，已开发水能资源的总装机容量为 347.2 万千瓦，主要分布在东部第二松花江上游及鸭绿江流域。吉林省水能资源开发程度很高，已达到国内先进水平，常规水电继续开发潜力不大。

东部山区部分河流水库落差大，水能资源丰富，适宜发展抽水蓄能电站，吉林、延边、白山和通化等市（州）具备较大的开发建设空间。抽水蓄能理论蕴藏装机量超过 3000 万千瓦。

（5）地热能资源

吉林省地热资源丰富，总储量超过全国平均水平。浅层地热资源在全省普遍存在。据勘查资料分析，吉林省地热资源主要集中分布在中部高平原和东部山区，其中东部山区多以温泉形势自然出露，中部高平原区地热多埋藏在数百米至数千米的地下深部，以钻井揭露。中深层地热资源主要分布于松辽盆地、伊舒盆地、敦密盆地和东部山区四个赋存区，

资源总量折合标煤约158亿吨。深层地热（干热岩）资源相关研究尚处起步阶段。

2. 开发潜力

吉林省松原、白城、四平双辽等西部地区风电、光伏资源条件良好，土地资源丰富，具备进行大规模风电、光伏发电项目建设的基础条件，依托当地电网接入条件和特高压外送线路进一步建设，适宜组织开展规模化新能源基地规划和建设，作为“十四五”期间加快推动吉林省新能源产业发展，扩大新能源发电开发利用规模的重点地区。松原、白城、四平双辽的风电、光伏发电开发潜力分析研究如下：

（1）白城市

a.资源条件

白城地处吉林省西北部，属温带大陆性季风气候，太阳能、风能资源较丰富。70米高度年平均风速在5.6至7.7米/秒之间，风功率密度在190.0至470.0瓦每平方米之间，年有效风速时间长，可利用程度高年等效利用小时数可达2800小时。太阳能年辐射值在5040至5400兆焦/平方米之间，大部分地区年日照时数在2800至3000小时之间。属于我国太阳能资源II类很丰富区，有效发电小时数可达约1500小时。

b.电网条件

白城地区电网位于吉林省电网的西北部，西侧通过500千伏兴甜#1、#2线和扎向#1、#2线与蒙东电网相连，东侧通过500千伏甜松#1、#2线、220千伏热白线、热大线、大松

线经松原电网与吉林省主网相连。目前白城电网形成以 500 千伏甜水变电站为支撑点，甜水变~乔嘉变~白城变~洮南变~甜水变环状结构电网和甜水变~双塔变~白城变~乔嘉变~镇赉变~新志变~大安变~甜水变的松弛大环网。

截至 2020 年底，白城地区电网 220 千伏及以上变电站共有 11 座，总变电容量 884 万千伏安。其中 500 千伏变电站 3 座，即甜水变，变电容量 200 万千伏安；瞻榆变，变电容量 240 万千伏安；向阳变，变电容量 240 万千伏安；220 千伏变电站 7 座，总变电容量 204 万千伏安。

截至 2020 年底，白城地区总装机容量为 767.8 万千瓦。其中，火电厂 3 座，装机容量 178 万千瓦，占装机总容量的 23.3%；风电场 29 座，装机容量 394 万千瓦，占装机总容量的 51.43%；生物质能电站 2 座，装机容量 9 万千瓦，占装机总容量的 1.17%；光伏电站装机容量 185 万千瓦，占装机总容量的 24.09%。

2020 年白城地区最大负荷为 105 万千瓦，全社会用电量为 52.63 亿千瓦时。

c.可开发建设规模

综合白城市各区县划定可开发风电、光伏可开发场址条件，可开发容量为 4956 万千瓦。其中风电 2956 万千瓦；光伏 2000 万千瓦。

(2) 松原市

a.资源条件

松原市地处松原平原腹地，地势平坦，属吉林西部大风区，受气压形势和松辽平原地形风洞作用的影响，常出现西南大风，且持续时间较长，年均风速 3-5 米/秒，有效风能密度年平均值在 120 瓦/平方米以上，有效风速时数达到 4000 小时以上，风力资源属于Ⅲ类资源区。松原市属于中温带半湿润大陆性季风气候，日照时间长，太阳能资源丰富。境内区域近 30 年，年平均日照时间 2879 小时左右，辐射量为 5750 兆焦/平方米左右，极端最高温度为 36 摄氏度，极端最低温度为-37.8 摄氏度，年平均降水量 425 毫米，全年无霜期 130-140 天，太阳能资源属于Ⅱ类地区。

b. 电网条件

松原地区电网位于吉林省电网西北部，是松原、白城地区电力外送的重要输电通道。松原地区电网东部经 500 千伏合松 1、2 号线通过长春地区电网与吉林省主网相连，西部电网通过 500 千伏甜松 1、2 号线、500 千伏龙昌 1、2 号线与白城地区电网相连。目前松原电网已形成北部以松原 500 千伏变电站、长山热电厂为支撑点，松原变-长山变-长山热电厂-大安变-松原变、松原变-长山变-长山热电厂-扶余变-松原变的环状结构电网。松原电网南部构成了以龙凤 500 千伏为核心的电网结构，南北电网通过松原变-乾安变-富强变-龙凤变的输电通道相连。

截止 2020 年底松原地区电网共有 500 千伏线路 8 条，总长 1031.696 公里，220 千伏线路 46 条，总长 1648.917 公

里，同比增加 2.6%；66 千伏线路 83 条，长度 2988.522 公里，同比增长 0.09%，其中公司所属线路 62 条，长度 2358.822 公里，用户线路 21 条，长度 629.7 公里。

截止 2020 年底，松原地区电源总装机容量为 310 万千瓦，其中火电机组容量为 87 万千瓦；水电机组容量为 3 万千瓦；风电机组容量为 171 万千瓦；生物质容量 17 万千瓦；光伏机组容量为 31 万千瓦。

截止 2020 年底，松原地区电网 220 千伏及以上变电站共 11 座，总变电容量 439 万千伏安。其中，500 千伏变电站 2 座，即 500 千伏松原变、龙凤变，变电容量 250 万千伏安；220 千伏变电站 9 座，分别是富强变、长岭变、扶余变、前郭变、乾安变、长山变、广发变、兴原变和荣家变，总变电容量 189 万千伏安。

2020 年松原地区最大负荷为 106 万千瓦，全社会用电量为 62.84 亿千瓦时。

c.可开发建设规模

综合松原市各区县划定可开发风电、光伏可开发场址条件，可开发容量为 3800 万千瓦。其中风电 2300 万千瓦；光伏 1500 万千瓦。

(3) 四平市

a.资源条件

四平市位于吉林省西南部，地处辽河平原与科尔沁大草原相接地带，地市东高西低，北高南低，南部为东、西辽河

冲击平原，地势平坦。多年平均风速 3.2 米/秒，春季和秋季风速较大，夏季风速相对较小。风速年内变化幅度较大，季节性变化较为明显。有效风能密度年平均值在 120 瓦/平方米以上，有效风速时数达到 4000 小时以上，风力资源属于Ⅲ类资源区。太阳能年辐射值在 5100 兆焦/平方米左右，大部分地区年日照时数在 2800 至 3000 小时之间。属于我国太阳能资源Ⅱ类很丰富区，有效发电小时数可达约 1500 小时。

b. 电网条件

四平电网位于吉林省西南部，连接吉林与辽宁电网，是吉林省“井”字型电网的重要支撑点之一，同时也是东北电网东西、南北电力交换的重要枢纽。四平地区电网经 500 千伏蒲梨 1、2 号线、梨合 2 号线、金合 1 号线及 8 回 220 千伏线路分别与辽宁电网、长春电网、蒙东电网、辽源电网相连。现已形成以 500 千伏梨树变、220 千伏四平变、立业变、巨丰变、致富变为顶点的环网结构。

截止到 2020 年末，四平地区电源装机容量为 329 万千瓦。其中：其中火力发电厂机组 11 台，总容量 236 万千瓦；风电场 5 座，总容量 54 万千瓦；生物质电站及垃圾电站发电机组 6 台，总容量 9 万千瓦；光伏发电 6 座，总容量 23 万千瓦。

截止 2020 年底，四平地区电网境内现有 500 千伏变电站 2 座（即梨树变、金城变），主变容量 350 万千伏安，现有 220 千伏变电站 16（公用变 10 座、用户变 6），公用变电

容量合计 231 万千伏安。

2020 年四平地区最大负荷为 107 万千瓦，供电量为 60.11 亿千瓦时。

c. 可开发建设规模

综合四平双辽市划定可开发风电、光伏可开发场址条件，可开发容量为 342.5 万千瓦。其中风电 229 万千瓦；光伏 113.5 万千瓦。

3. 出力特性

(1) 风电出力特性

白城、松原、四平年内月度出力变化情况见下图，从图中可以看出，三个地区风电出力整体表现出春季较大，夏季较小，三个地区有一定互补性。

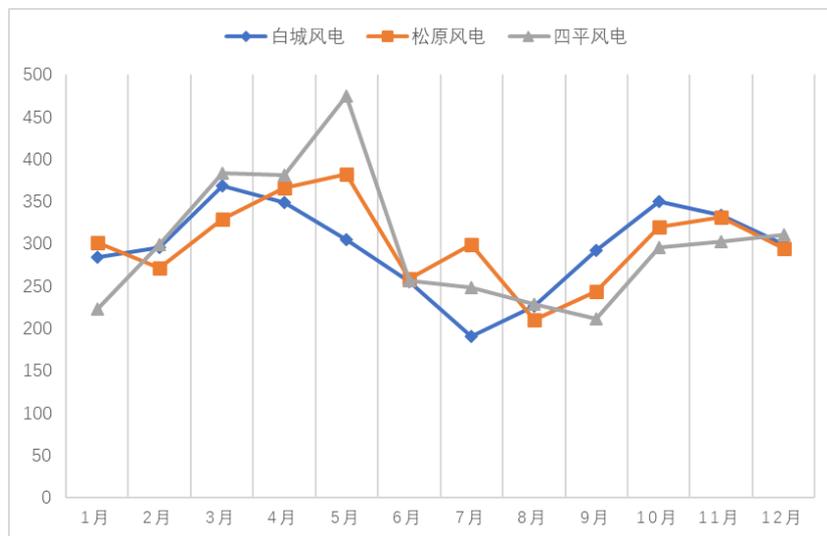


图 3 吉林省西部地区月度风电出力变化

白城、松原、四平典型日内风电出力变化情况见下图，从图中可以看出，白城和四平风电日内出力变化相对一致，夜间出力较大。松原风电日内出力下午较大。三个地区具有

一定的互补性。

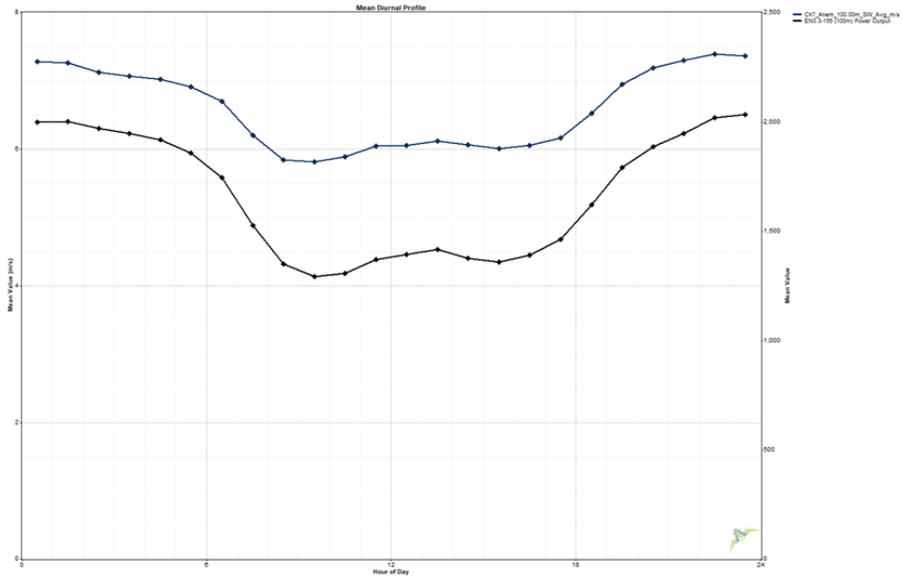


图 4 白城市风电日出力变化

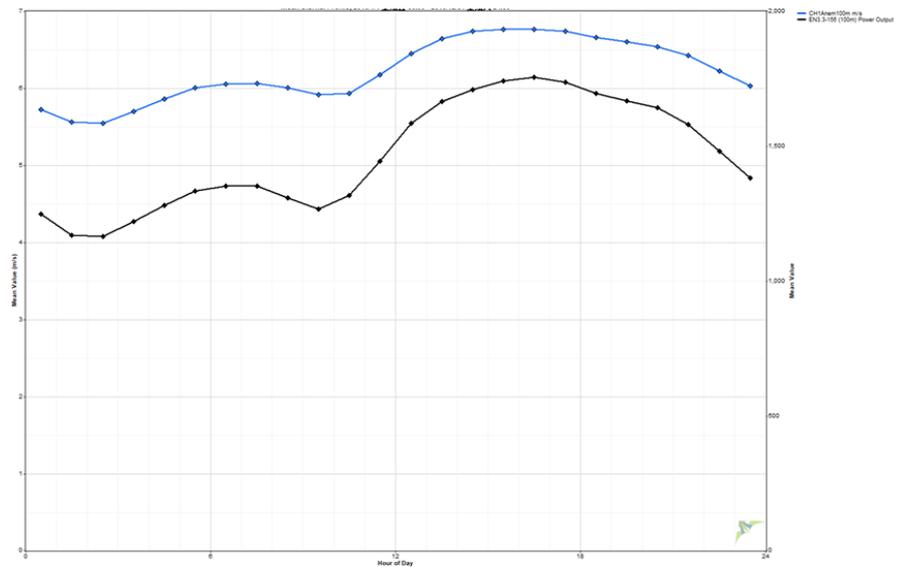


图 5 松原市风电日出力变化

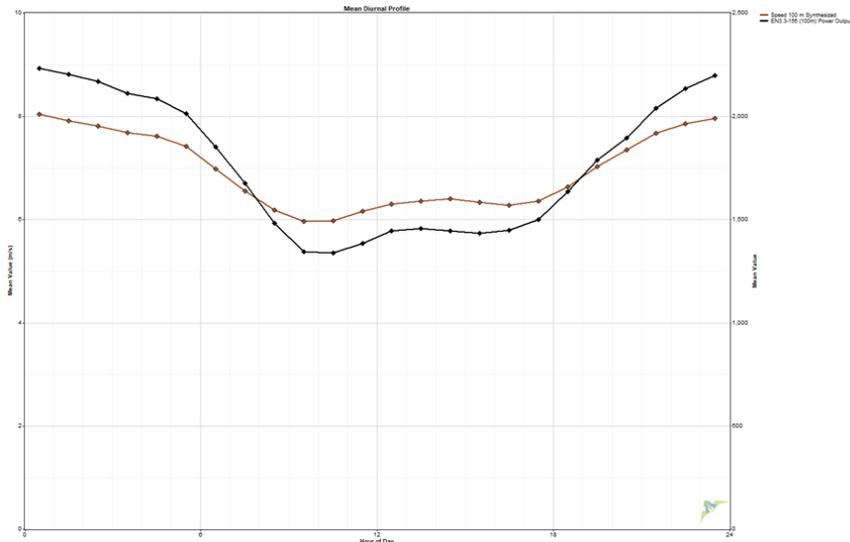


图6 四平市风电日出力变化

(2) 光伏出力特性

白城、松原、四平年内月度光伏出力变化情况见下图，从图中可以看出，三个地区光伏发电出力一致性较强。全年发电水平比较平稳，11-12月出力略低。

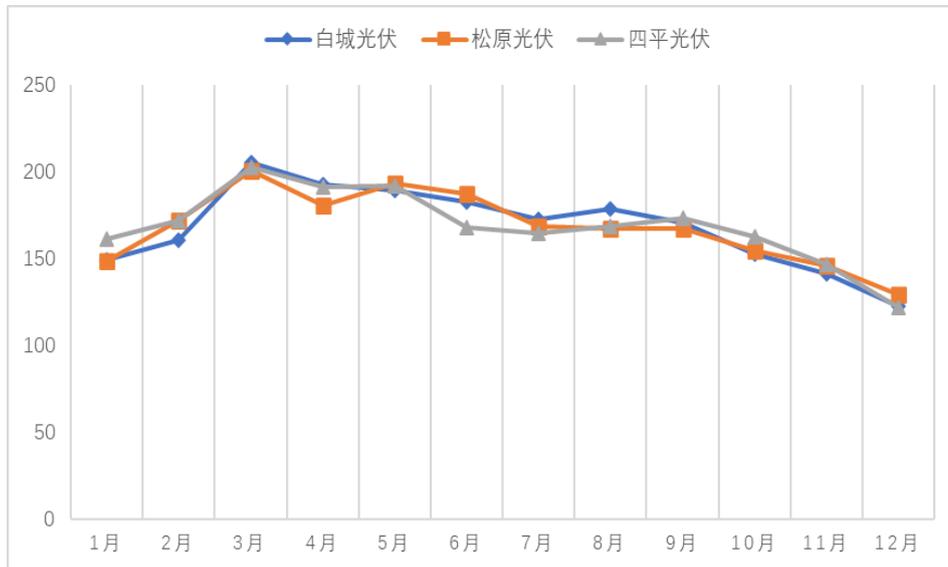


图7 吉林省西部地区月度光伏出力变化

白城、松原、四平光伏日出力变化情况见下图，从图中可以看出，光伏出力日变化特性一致，6时开始增大，14时左右到达最大出力，随后逐步减小。

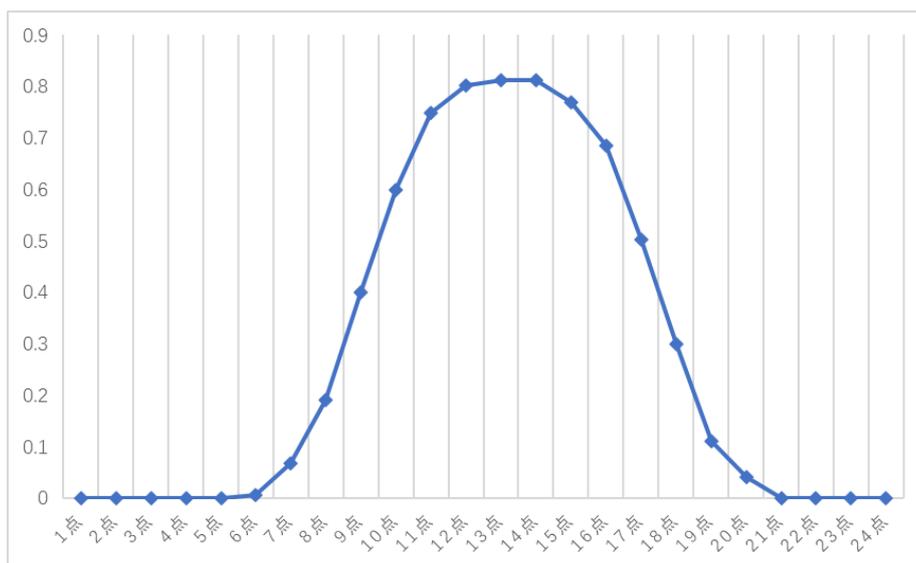


图8 白城市光伏日内出力变化

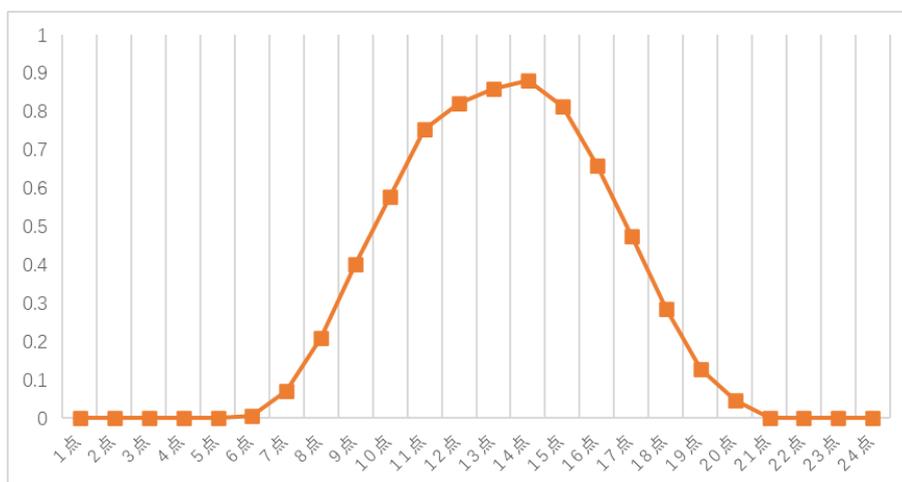


图9 松原市光伏日内出力变化

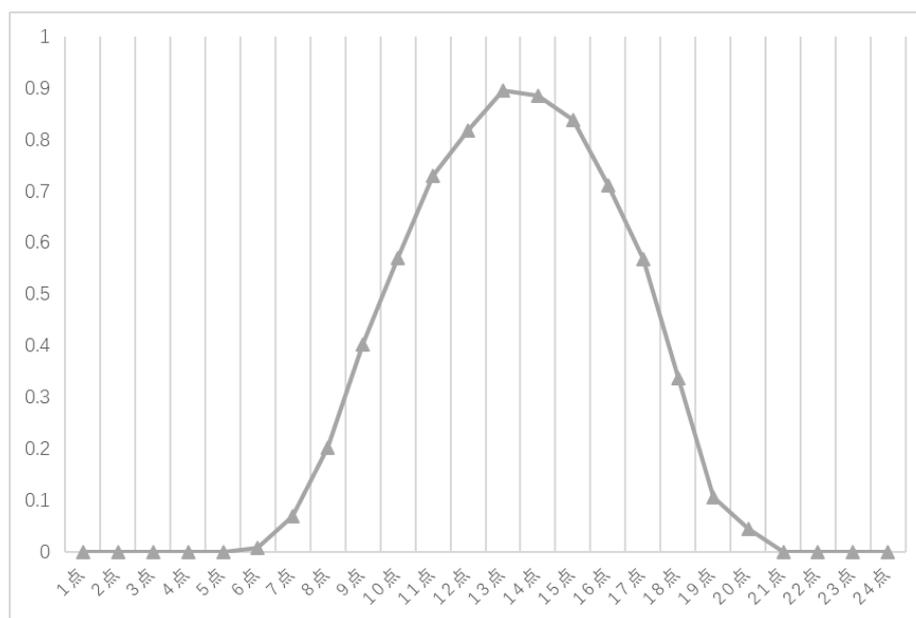


图10 四平市光伏日内出力变化

第二节 主要成绩

“十三五”期间，吉林省新能源和可再生能源产业全面发展，进入了规模化开发阶段。光伏发电、抽水蓄能发展迅猛，水电、风电稳步增长，生物质能、地热能有效推进。白城 100 万千瓦光伏领跑者项目相继投产，440 万千瓦鲁固直流配套新能源项目陆续开工，5 批共 1648 个光伏扶贫项目建设稳步实施，丰满水电站新建 6 台机组全面投入运行，生物质综合利用规模不断扩大。2020 年，风电利用率近 98%，光伏利用率近 99%，新能源和可再生能源利用水平显著提高。

风电装机有序发展。受 2016-2018 年度风电投资监测预警结果影响，“十三五”初期吉林省风电建设暂缓。我省积极争取国家支持，不断总结经验教训，稳步推进已核准在建项目，合理推动新核准项目建设，有效降低弃风率。2019 年预警结果由红转绿，新增存量自愿转平价 119 万千瓦项目、鲁固直流配套 300 万千瓦项目及 2020 年度 140.5 万千瓦风电项目陆续开工、有序并网，我省风电产业迅速发展。截至 2020 年底，全省风电装机容量 577 万千瓦，较 2015 年增长 29.8%。

光伏建设跨越发展。我省把握重大历史机遇，科学谋划、大力发展，推进光伏产业实现大跨越发展。获批东北地区唯一光伏“领跑者”基地建设指标 100 万千瓦；积极推进 2020 年度 40.5 万千瓦平价光伏项目；先后实施 5 批光伏扶贫项目建设，为我省完成脱贫攻坚发挥重要作用，为建设美丽乡村、

实现乡村振兴提供了良好的借鉴依据和实施途径。截至 2020 年底，全省光伏装机容量 338 万千瓦，较 2015 年增长了 50 倍。

生物质能源快速发展。“十三五”期间，生物质发电装机规模不断扩大，截至 2020 年底，我省生物质装机容量 80 万千瓦，较 2015 年增长 71.7%。全省建成秸秆直燃项目 7 个、生物天然气（沼气）项目 8 个。生物质颗粒生产项目 100 余处，年生产量 150 余万吨。

水电开发规模化发展。有序开发剩余水能资源，加强水能资源综合利用，进一步提高我省调峰能力，支撑电力系统安全稳定经济运行。丰满水电站新建 6 台机组全面投入运行，敦化抽水蓄能电站稳步推进，蛟河抽水蓄能电站开工建设，水电开发进入规模化、平稳化发展阶段。截至 2020 年底，我省水电装机容量 510 万千瓦（含抽水蓄能 30 万千瓦），较 2015 年增长 35.2%。

表 2“十三五”新能源和可再生能源发展成就

指标	单位	2015 年	2020 年	“十三五”增速 (%)
一、非化石能源生产总量	万吨标煤	536.3	1150	16.5
二、可再生能源装机容量	万千瓦	874.9	1505	11.5
1.水力发电 (含抽水蓄能)	万千瓦	377.2 (30)	510 (30)	6.2

指标	单位	2015 年	2020 年	“十三五”增速 (%)
2.风力发电	万千瓦	444.4	577	5.4
3.光伏发电	万千瓦	6.7	338	119.1
4.生物质发电	万千瓦	46.6	80	11.4

第三节 存在问题

1. 资源优势未能充分发挥，开发速度低于全国水平

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。东部地区水能资源，西部地区风能、太阳能、生物质能等新能源和可再生能源丰富，但未得到充分利用。生物质能、抽水蓄能、地热能等资源尚未进入规模化发展阶段，风能资源、太阳能资源开发量不足潜在开发量的 10%。

从开发程度来看，风电方面，我省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，截至 2020 年底，已开发风电容量 577 万千瓦，仅占资源可装机容量的 8%。光伏方面，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，截至 2020 年底已开发光伏容量 338 万千瓦，仅占资源可装机容量的 7%。水电方面，我省未来仍可开发的常规水电规模仅有 93.9 万千瓦，抽水蓄能理论蕴藏装机量超过 3000 万千瓦，但截至 2020 年底仅开发 30 万千瓦。

从开发速度来看，2010年，吉林省风电装机容量221万千瓦，排名位居全国第3位，占全国总装机容量的7.1%。但后续十年连续下降，截至2020年底，我国风电装机已突破2.8亿千瓦，我省装机规模仅为577万千瓦，占我国风电总装机容量的2.1%，位列全国第18位。2019年我省由风电红色预警区域转为绿色区域后，连续2年利用率大幅上升，2020年风电利用率近98%，未能充分利用国家5%弃风弃光率控制目标政策。

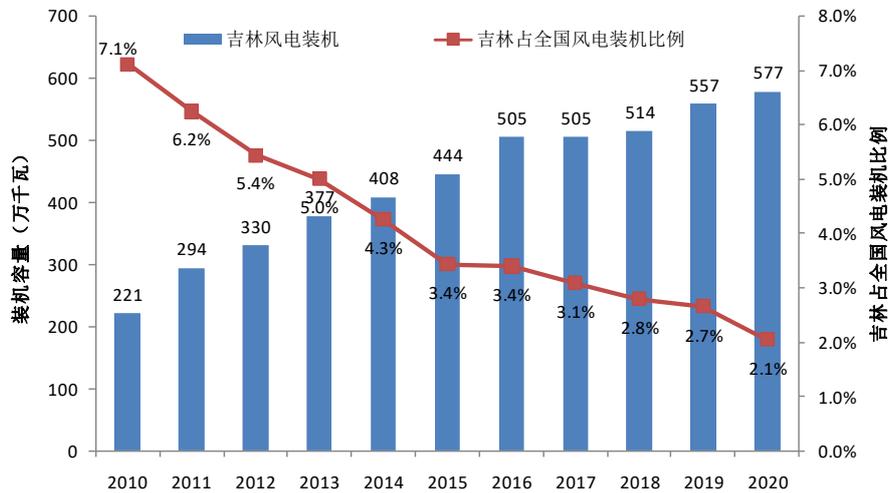


图 11 近 10 年吉林省风电装机容量情况

2. 本地和外送消纳空间未能突破，电力系统灵活调节能力不足

省内消纳空间方面。2020年我省新能源发电量占全社会用电量比例为21.7%，超过全国平均水平12个百分点，排名全国第5位。现有负荷水平下，新能源开发空间已接近瓶颈。“十三五”我省全社会用电量年均增速仅为4.3%，低于全国增速1.4个百分点，用电负荷过低、电力消纳受限极大地影响

了我省新能源产业发展。由于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，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。高电价问题一定程度阻碍了新能源装备制造产业、数据中心、5G 基站等新型优质负荷落户的速度和进程，用电量增长缓慢。

外送消纳空间方面。截至 2020 年底，我国已建成“14 交 16 直”共计 30 条在运特高压线路，但我省新规划特高压外送通道一直未能落实，仅能借助±800 千伏扎鲁特-青州特高压直流通道外送新能源电量，2020 年外送 96.65 亿千瓦时，占通道年外送电量的 28%。“十三五”期间我省电网投资不足全国的 1%，投资额度较低，全省主干电网仅在中部地区形成 500 千伏单环网结构，全省辐射东西方向的电网结构较弱。我省丰富的清洁能源资源开发与全省本地和外送有限的消纳能力不相匹配。

系统调节能力方面。我省传统能源工业起步早，重工业比重大，同时受自然资源、传统用能方式和冬季供暖民生需求等因素影响，全省主力调峰电源仍为煤电，调峰依赖性较强，灵活性调峰电源比例低，亟需持续开展热电机组储热改造和纯凝机组灵活性改造，新增抽水蓄能、储能等灵活性调峰电源。受地理位置和气候等因素影响，全省供热期较长，冬季供热期供热机组调峰能力明显不足。供暖期与风电大发期高度重合，进一步加剧供热与清洁能源消纳矛盾。

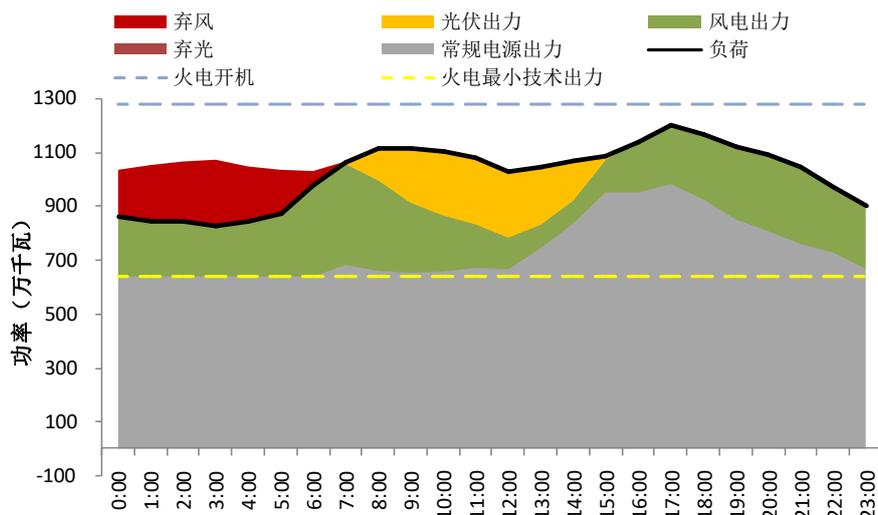


图 12 吉林省冬季典型日各类电源发电示意图

3. 产业发展不均衡，未与新能源发展形成良性互动

新能源产业落地方面。新能源装备制造企业一般根据各地新能源项目指标、交通运输条件等布局产业，除关键核心技术研发企业外难以长久扎根。我省风电装备制造产业起步较早，但“十二五”中后期至“十三五”初期，受限于国家产业政策调整和送出瓶颈影响，我省风电产业发展速度迟缓，基本陷入停滞状态。光伏产业受制于省内原材料市场匮乏，上游硅料、硅棒、硅片产业无法落地建厂，缺少对于中下游产业的引领动力。2019年预警解除后，我省新能源装备制造产业发展势态迅猛，但严重依赖新能源开发项目规模。

新能源装备制造产业链方面。截至2020年底，风电产业发展势头良好，待“十四五”规划风电装备制造项目全部建成后，松原、白城两地均将具备风电整机、叶片、塔筒等主要部件的生产能力，通榆县风电产业链将基本形成闭环，涵盖风电整机、叶片、塔筒、机舱罩、箱变、法兰、紧固系统等，

仅缺少变流器、齿轮箱、轴承等配套零部件。但光伏尚未形成规模化产业，氢能、储能产业尚处于起步阶段，新能源装备制造产业发展不够均衡。部分产业缺少带动力和控制力的龙头企业，本地产业竞争优势无法持续，产业配套和集聚效应不够明显，高端装备制造水平落后于发达地区，关键核心技术、设备和材料对外依存度仍然较高。

新能源产业与新能源开发良性循环方面。“十三五”期间，陆上风电机组价格已降至 3000 元/千瓦左右，光伏组件在 1900 元/千瓦左右。我省陆上风电场单位千瓦造价约 7000 元，光伏约 4500 元。按照风电年平均利用小时数 3000 小时，光伏年平均利用小时数 1500 小时初步测算，风电、光伏项目平准化度电成本已分别降至 0.28、0.32 元/千瓦时左右。预计“十四五”期间新能源项目的技术成本有望进一步降低，风电、光伏项目均可在“十四五”期间迎来全面低价上网时代，但新能源开发与系能源装备制造产业未能形成很好的良性循环机制。一方面，我省一般工商业电价、大工业电价较高，清洁能源大规模开发后带来的电价红利优势未能充分发挥。另一方面，省内新能源装备制造产业多为组装封装领域，企业用电负荷偏低，年用电量大多在 1000 万千瓦时左右，落地产业难以大规模解决新能源本地消纳困境。

第四节 面临形势

从国际看，可再生能源已成为全球能源转型及实现应对

气候变化目标的重大战略措施，全球超过 40 个国家和地区明确“碳中和”发展目标，可再生能源发展迎来更加有利的外部环境。全球能源供应持续紧张，区域冲突、局部战争风险依然较大，对煤炭、石油、天然气等化石能源供需和价格影响存在不确定性。可再生能源技术持续进步、开发成本快速下降，竞争优势逐步显现。欧美“碳关税”机制逐步构建，未来商品的“减排”属性将成为重要定价及考核指标，商品制造对绿电的需求将大幅增长。美国、德国、日本等多个国家已将发展氢能提升到国家战略层面，氢能需求稳步增长，氢气将逐步作为与天然气同等地位的能源参与国际贸易，外部环境有利于我省新能源和氢能产业大规模发展。

从国内看，“十四五”是深入推进习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略的关键时期，也是实现碳达峰碳中和目标的重要阶段。大力发展可再生能源是我国实现碳达峰碳中和目标、践行应对气候变化自主贡献承诺的主导力量。可再生能源高质量发展不断深化，大力推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，结合乡村振兴促进分布式新能源融合发展，加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统，全面提升电力系统调节能力和灵活性，建立健全可再生能源政策体制机制。风电和光伏发电技术持续进步，竞争力不断提升。预计“十四五”期间我国新并网风电平均单机容量 5 兆瓦左右，平原风电项目单位千瓦造价可降至 5200 元左右，年等效满负荷小时数普遍提升 200 小时

左右。预计 2025 年单晶电池光电转换效率提升至 24.5%，组件价格降至 1.2 元/瓦左右，集中式光伏电站单位千瓦造价降至 3500 元左右。国家已明确氢能的战略定位，氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体。已有 30 个省级行政区、150 多个城市的“十四五”规划中涉及氢能发展相关内容，并有 10 多个省区、50 多个城市陆续发布氢能产业专项规划。

从省内看，“11127”新能源发展重点任务是我省全面推动新能源和可再生能源高质量发展的重要布局，也是推动我省全面振兴全方位振兴的有力支撑。随着经济形势的企稳回升，全省全社会用电量将保持平稳增长，预测到 2025 年达到 960 亿千瓦时，年均增长 3.6%。投资监测红色预警结果放缓了我省风电开发节奏，但新能源新技术、新装备的快速应用和开发成本快速下降使得我省新能源开发后发优势明显。根据林草档案数据统计，截至 2019 年底我省沙化土地面积 70.4 万公顷，有沙化趋势的土地面积 45.8 万公顷，占全省国土面积的 6.2%，主要分布在白城等西部地区，结合生态治理具备新能源大基地开发条件。新能源装备制造产业发展势头强劲，风电产业链不断延伸，光伏产业链逐步构建，通过建链、补链、延链促进装备制造产业协同发展。绿电园区产业聚集效应逐步显现，有力促进产业与新能源开发良性循环，为新能源拓展新消纳空间。氢能产业进程加快，研发创新、装备制造、商业化应用有序推进，“制储输用”示范应用逐步落地，

为清洁能源绿色应用提供新模式。

第二章 指导思想与发展目标

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，全面贯彻落实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在吉林视察时的重要讲话重要指示精神，立足吉林省资源优势，统筹推进“五位一体”总体布局，协调推进“四个全面”战略布局，全面践行新发展理念，深入实施“四个革命、一个合作”能源安全新战略，锚定碳达峰碳中和目标，按照省第十二次党代会工作部署，以可再生能源高质量发展为主题，以“六新产业”、“四新设施”构建新发展格局，强化可再生能源产业的优势地位、基础地位、引领地位，纵深推进能源新旧动能转换，大力推动可再生能源多元化全面发展，深入开展“氢动吉林”行动，不断扩大可再生能源建设规模，持续优化能源消费结构，不断提高可再生能源消费和存储能力，提升可再生能源消费占比，积极推进可再生能源替代行动，加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统，为全省经济发展提供清洁低碳、安全高效的能源保障。

第二节 基本原则

创新驱动，高效发展。以创新发展为原动力，着力推动可再生能源技术升级、成本下降、质量进步和模式创新，加强推进新技术、新模式、新业态培育，打造高标准现代化水

平的可再生能源产业链，提升产业创新力和市场竞争力。

生态优先，绿色发展。扩大新能源和可再生能源开发利用与生态环保充分结合，因地制宜选择新能源和可再生能源合理开发利用形式，以生态环保为先决条件，推动新能源和可再生能源产业绿色发展。

科学有序，稳步发展。结合我省电力供应和跨区域外送电力的需求，推进新能源和可再生能源建设，加快推动抽水蓄能电站建设，积极探索网源协调的运行模式，支撑电力系统平稳经济可靠运行，推动新能源和可再生能源产业健康发展。

产业融合，协同发展。结合“761”新基建需求，推动电动汽车绿色换电、氢能、储能、5G技术、大数据等新兴产业与新能源和可再生能源产业融合，推进新能源和可再生能源与新兴产业的技术互济，促进产业协同发展。

城乡统筹，协调发展。发挥新能源和可再生能源应用灵活性，在推进新能源和可再生能源规模化发展的同时加强农村清洁能源开发利用，推动农村低碳能源发展，助力乡村振兴，同步实现城乡协调发展。

第三节 发展目标

1. 可再生能源发电目标

(1) 水力发电。到2025年，水电装机容量达到650万千瓦，新增抽水蓄能装机规模为140万千瓦。

(2) 风力发电。到 2025 年，风电装机规模达到 2200 万千瓦以上，新增装机规模 1600 万千瓦以上，风电利用率保持在 90%以上。

(3) 光伏发电。到 2025 年，太阳能发电装机达到 800 万千瓦以上，新增装机规模为 460 万千瓦以上，光伏发电利用率保持在 90%以上。

(4) 生物质发电。到 2025 年，生物质装机容量达到 160 万千瓦，新增装机规模为 80 万千瓦。

表 3 “十四五”新能源和可再生能源主要发展指标

指标	单位	2020 年	2025 年	“十四五”增速 (%)
一、非化石能源生产总量	万吨标煤	1150	2524	17.0
二、可再生能源装机容量	万千瓦	1505	3810	20.4
1.水力发电 (含抽水蓄能)	万千瓦	510 (30)	650 (170)	5.0 (41.5)
2.风力发电	万千瓦	577	2200	30.7
3.光伏发电	万千瓦	338	800	18.8
4.生物质发电	万千瓦	80	160	14.9

2. 可再生能源非电利用目标

(1) 生物质。加快推进生物天然气、农林生物质成型燃料及直燃等生物质能非电领域应用发展，助力解决秸秆露天焚烧和畜禽粪便污染等问题，增加县域天然气气源保障，加快燃煤替代。加快推进生物天然气示范项目建设，力争到 2025 年，落地一批生物天然气项目。

(2) 地热。有序开发地热资源，全省地热资源开发利用试点示范工程深入开展，应用场景更加丰富，管理流程基本建立，标准体系和研发体系基本完善，地热资源供热（制冷）面积比 2020 年翻一番，达到 700 万平方米。

(3) 太阳能热利用。积极推行城镇太阳能热利用与建筑相结合，重点建设医院、学校、旅馆、饭店、游泳池、公共浴室等热水需求量大的公共建筑太阳能热水系统。在农村推广使用太阳能热水系统、太阳房、太阳灶。

3. 氢能产业发展目标

按“一区、两轴、四基地”布局氢能产业，实施“氢动吉林”六大工程，打造“中国北方氢谷”。实现产业从跟跑到并跑、从并跑到领跑的跨越，在全国形成差异化优势，打造氢能产业发展新高地。一区即全域国家级新能源与氢能产业融合示范区；两轴即“白城-长春-延边”“哈尔滨-长春-大连”氢能走廊；四基地即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。到 2025 年，逐步构建氢能产业生态，产业布局初步成型，产业链逐步完善，产业规模快速增长。

(1) 形成可再生能源制氢产能达 6-8 万吨/年。

(2) 试点建设“绿色吉化”项目，建成改造绿色合成氨、绿色甲醇、绿色炼化产能达 25-35 万吨/年。

(3) 在“两轴多点”按照用氢需求建设加氢站。

(4) 试点示范氢燃料电池在热电联供、备用电源的应用，探索天然气管网掺氢示范。

(5) 引进或培育一批具有自主知识产权的氢能装备制造企业、燃料电池系统及电堆生产企业，形成产业集聚。

(6) 到“十四五”末，氢能产业产值达百亿级规模。

第四节 发展思路

我省地处国家松辽新能源基地核心区域，区位优势明显，结合我省东中西“三大板块”区域发展战略和“一主六双”高质量发展战略，以新能源为主线，打造可再生能源发展三大板块。西部集中开发风光资源，形成**绿色能源生产区**，打造“陆上风光三峡”；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**。

全力实施“一个基地、一条通道、一条产业链，两个园区，七大工程”的基本思路，建设西部国家级新能源**生产基地**，推动“吉电南送”特高压**通道**，促进新能源装备制造**产业链**健康发展，打造松原、白城两个“绿电”**园区**，加快新型电网工程、消纳提速工程、储能提升工程、“六新”产业耦合工程、创新驱动工程、氢能开发利用工程和生物质能源利用等**重点工程**。加快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，助力我省能源产业和经济社会高质量发展。



图 13 全省新能源和抽水蓄能开发布局情况

第三章 重点任务

第一节 建设吉林省西部国家级清洁能源基地

把握吉林西部“国家松辽清洁能源基地核心区”政策机遇，打造以白城、松原和四平双辽等 3 个市、11 个县（市、区）为主的吉林省西部国家级清洁能源基地，充分利用区域内石油储量丰富、农牧产业发达以及公路和高铁交通网架建设完备优势，探索多种能源协同互补、多种产业融合发展路径。围绕本地、外送、转化三大消纳模式，积极打造 3 个千万千瓦级新能源基地，确保实现我省“陆上风光三峡”战略。



图 14 规划范围示意图

1. 省内消纳基地。立足本地负荷增长和电网消纳能力提升，科学确定新能源合理利用率指标，有序提升风电、光伏装机容量。创新开发利用方式，鼓励新能源发电企业通过自建或购买调峰能力的方式，增加新能源发电装机并网规模。利用天然气“中俄东线”上游优势，科学布局推进建设燃气调峰机组和调峰火电项目，根据新增调峰能力配套新能源开发容量，鼓励煤电企业与新能源企业开展实质性联营。推进西部“陆上风光三峡”与东部“山水蓄能三峡”深度融合发展，优化新能源与抽水蓄能配置，推动水风光互补。推动自带负荷消纳类项目建设，提升我省用电量增长，扩大新能源本地消纳空间，打造以就地消纳为主的千万千瓦级新能源发电基地。

专栏 1 省内消纳基地重点项目

风电	——结合消纳情况积极扩大吉林西部松原、白城、四平双辽本地消纳风电规模；鼓励挖掘潜力类、自带负荷类、自然增长类新能源项目建设，各类开发规模力争分别达到 400、200 和 1000 万千瓦。
光伏	——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百万千瓦级光伏发电基地规模；以西部白城、松原地区为重点，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。

2. 新能源外送基地。结合鲁固特高压直流通道输电能力提升，加快推进 440 万千瓦已批复新能源项目建设，积极争取鲁固直流实现 1000 万千瓦额定功率后的增量指标。大力推进“吉电南送”特高压直流工程，按照新能源电量占比 50% 以上、新能源利用率保持较高水平科学布局风电、光伏开发规模和时序。按照国务院“大力推广生态修复类新能源项目”政策精神，充分结合白城等部分地区土地沙化、盐碱化和草原退化等生态环境恶化问题和采煤沉陷区治理难题，推动建设一批具有环境保护和修复效益的大型风电光伏基地项目，并力争纳入国家新能源大基地项目清单，打造以外送为主的千万千瓦级新能源发电基地。

专栏 2 外送基地重点项目

——稳步推进已批复鲁固直流特高压配套 440 万千瓦新能源基地建设。

——结合扎鲁特-青州特高压通道外送提升能力和“吉电南送”外送通道进程，积极扩大争取外送配套风光大基地建设。

3. 新能源转化基地。推动西部地区新能源就地制氢、分

级消纳，发展调节性能强的制氢方式，实现新能源制氢规模化发展，打造千万千瓦级新能源制氢综合示范基地。探索发展可再生能源跨市输电制氢模式，提升吉林西部国家级可再生能源制氢规模化供应基地资源牵引能力，实现全省范围内氢能按需制取和应用示范。2025年形成可再生能源制氢产能3-5万吨/年，年消纳电量25亿千瓦时左右。配套发展合成氨等下游产业，鼓励用氢企业和供氢企业签订中长期交易协议，2025年初步形成区域氢能供应能力。

4. 存量项目改造升级。按照公平自愿、先进高效、生态优先、有序实施、确保安全的原则，加大政策引导力度，鼓励企业自主申请，组织开展临近寿命期及提前退役风电场和光伏电站升级改造工作。支持采用先进高效的风电机组及光伏设备对新能源场站开展改造升级，提升风光资源及土地利用水平，增加经济效益。建立退役设备循环利用及回收机制，规范废旧物资利用和处置，建立健全循环利用产业体系。完善风电光伏项目技改和退役管理工作，推动风电光伏产业高质量发展。

第二节 推动特高压通道建设

以特高压电力外送通道建设作为破解新能源发展瓶颈的重要手段，在深入调研受端市场、科学确定输电方式、周密制定实施方案的基础上，推动建设一条以吉林西部为起点的特高压直流输电通道，全力提高我省新能源消纳水平。

1. 充分论证输电通道必要性。充分发挥我省清洁能源优势，积极推动特色能源行业，主动融入国内国际双循环新发展格局，全力打造国家级清洁能源基地，建设一条以吉林西部为起点的特高压直流输电通道，将我省西部地区丰富的风光资源送往我国中东部负荷中心。经测算，在考虑我省新能源利用率 90%的条件下，仅考虑省间通道及鲁固直流输电能力，计及需求侧响应和跨省现货交易电量，预测 2025 年我省新能源消纳能力约为 2450 万千瓦，不能满足“十四五”期间我省新能源发展的需要。工程建成后，将有利于加快我省清洁能源开发利用，切实解决我省清洁能源发展需求与消纳能力不足的现实矛盾，有效缓解我国中东部用电需求增长和环境容量短缺的矛盾，实现送、受两端能源和低碳双赢格局，优化全国能源布局。

2. 主动对接受端市场，科学合理确定输电方式。按照国家能源局意见，吉林省第一条特高压通道不宜跨大区域，该直流工程落点拟选在北京周边。为满足受端区域对高比例新能源电力的需求，经多次研究论证，“吉电南送”高比例新能源基地开发外送特高压直流工程暂考虑采用±800 千伏特高压常规输电技术，额定输电功率 800 万千瓦，线路长度约 950-1250 公里，总投资约 1007-1030 亿元以上。

3. 研究提出配套电源初步实施方案。“吉电南送”高比例新能源基地开发外送特高压直流工程，采用大基地开发模式，配套建设千万千瓦级新能源基地，新能源外送比例 55%以上。

此外，为满足受端调峰需求，该直流工程需配套建设 800 万千瓦常规电源（气电 400 万千瓦+煤电 400 万千瓦）。

4. 力争“吉电南送”特高压通道纳入国家“十四五”电力发展规划开工建设项目。组织相关设计单位和研究机构进一步优化论证电源组织方案，协调电网企业开展“吉电南送”外送通道预可研，力争将“吉电南送”特高压通道纳入国家“十四五”电力发展规划（中期调整）开工建设项目。

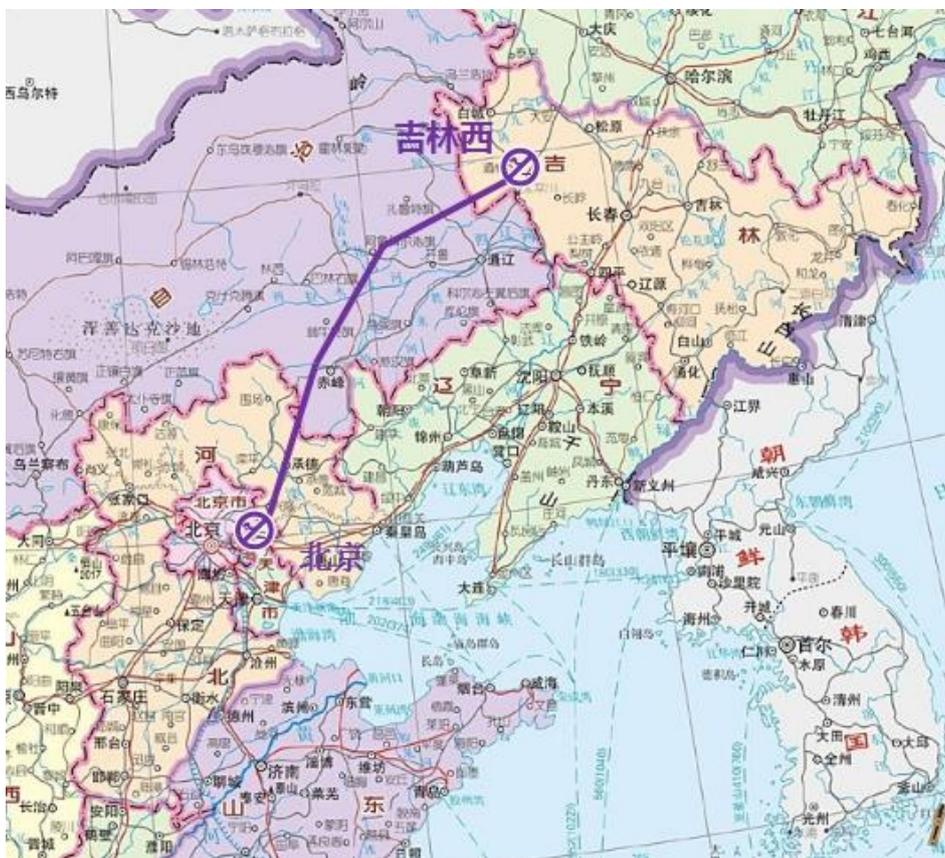


图 15 “吉电南送”高比例新能源基地开发外送特高压直流工程示意图

第三节 促进新能源装备制造产业健康发展

我省新能源和可再生能源资源种类较为齐全，但新能源装备制造产业发展整体不均衡，主要表现在风电装备产业发展较快，已经初步形成了较完整的产业链；光伏装备产业受

市场空间影响，整体发展比较缓慢，虽有小规模尝试，但是尚未形成规模化产业；储能、氢能装备产业在全国范围内虽尚属于起步阶段，但我省起步较早，现已具备一定基础。

“十四五”期间，加快建立完善以“风、光、储、氢”装备制造为重点装备产业体系。吸引技术领先且具备产业聚合能力的头部企业作为龙头，整体提升省内新能源装备制造技术等级和创新能力。发挥我省工业基础和特长，加快老工业基地传统企业转型和技术升级，培育“专精特新”配套装备制造企业，提升我省装备产业配套能力。

力争到“十四五”末期，形成风电完整分链、光伏专精分链、储能多元分链、氢能自主分链，打造吉林省新能源装备制造产业集群。

1. 打造风力发电装备制造全产业链

我省风电装备制造产业起步较早，“十二五”期间共有 5 家风电制造企业落户吉林。“十二五”中后期，受国家产业政策调整和送出瓶颈影响，我省风电产业发展速度放缓。2019 年风电红色预警解除后，装备制造产业逐渐复苏，截至 2020 年底风电装备制造相关企业已有 8 家落地建设，并有 20 余家企业形成投资意向，覆盖整机、叶片、塔筒、法兰、锚栓、控制系统等 6 个装备领域，风电装备制造产业发展势头良好。

积极引进整机头部企业落地。“十四五”期间，东北地区及蒙东地区风电规划新增装机容量接近 6000 万千瓦，我省地处该范围中心区域，风电装备市场空间较大。应充分利用我省区位优势，积极推动上海电气、明阳智能等 6 家主机厂

家落户我省并形成产能，逐步形成上海电气等第一集团支撑，三一重能、中车风电、东方电气等头部企业聚集的发展形势，聚合上下游配套装备制造产业，就近打造覆盖东北三省及蒙东地区的风电装备全产业链制造基地，形成具有较强市场竞争力的风电产业集群。

大力推进现有产能技术改造升级。风电技术产业发展迅速，高轮毂、长叶片、大容量风电机组将成为“十四五”风电产业发展的主流技术路线。目前，我省已投产企业可覆盖整机、塔筒、叶片、机舱罩等领域，具备一定的产业基础，但由于产线投产时间较早，现有产能技术水平与主流技术路线仍存在差距。为缩小现有产能与市场需求的产局，加快现有产能升级改造，支持三一重能产线更新，开发 5.0 兆瓦及以上大型化陆上风电机组整机制造平台；推进塔筒轻量化研究，试验示范超高塔筒在我省西部地区的适应性；推进 80 米及以上叶片模具升级研发，支持叶片新型复合材料技术研究，开展碳纤维材料在风电叶片领域的应用，有效提升现有产能技术水平和核心竞争力。

积极发展关键部件补链强链。目前法兰、锚栓、控制系统、齿轮箱、主轴等关键零部件我省尚未形成产能，仍需引进补链和延链企业，完成风电产业链关键零部件全面布局。利用上海电气全产业链优势及多家头部企业聚合作用，逐步完成产业链上下游延伸，促进叶片、塔筒、法兰、锚栓、机舱罩、箱变等关键部件装备制造企业落地建厂；培育引进齿

轮箱、主轴、轴承等关键零部件配套企业，逐步补全产业链缺环。鼓励装备配套企业加强配套支撑能力，支持本地化产品为龙头企业提供多系列、多机型产品配套，加强与龙头企业联合研发和产品联动，形成长期稳定的配套供应关系，全面提升各环节产品竞争力和市场占有率，带动产业链整体增强。

专栏 3 风电装备

——整机制造，支持上海电气、三一重能、远景能源、金风科技、明阳智能、运达股份、中车风电、东方电气等 8 家风电整机制造企业升级改造和落地建厂，重点发展 5.0MW 及以上大型化陆上风电机组，力争产能达到 2000 台套/年。

——叶片，重点支持吉林化纤碳纤维新型利用技术应用，重点发展 90m 以上叶片，力争产能达到 2000 套/年。

——塔筒，适度增加产能，试验示范超高塔筒适应性，力争产能达到 60 万吨/年。

——积极引进法兰、锚栓、变流器、齿轮箱、主轴、轮毂、控制系统、轴承等配套零部件制造项目，健全风力发电装备制造产业链条。

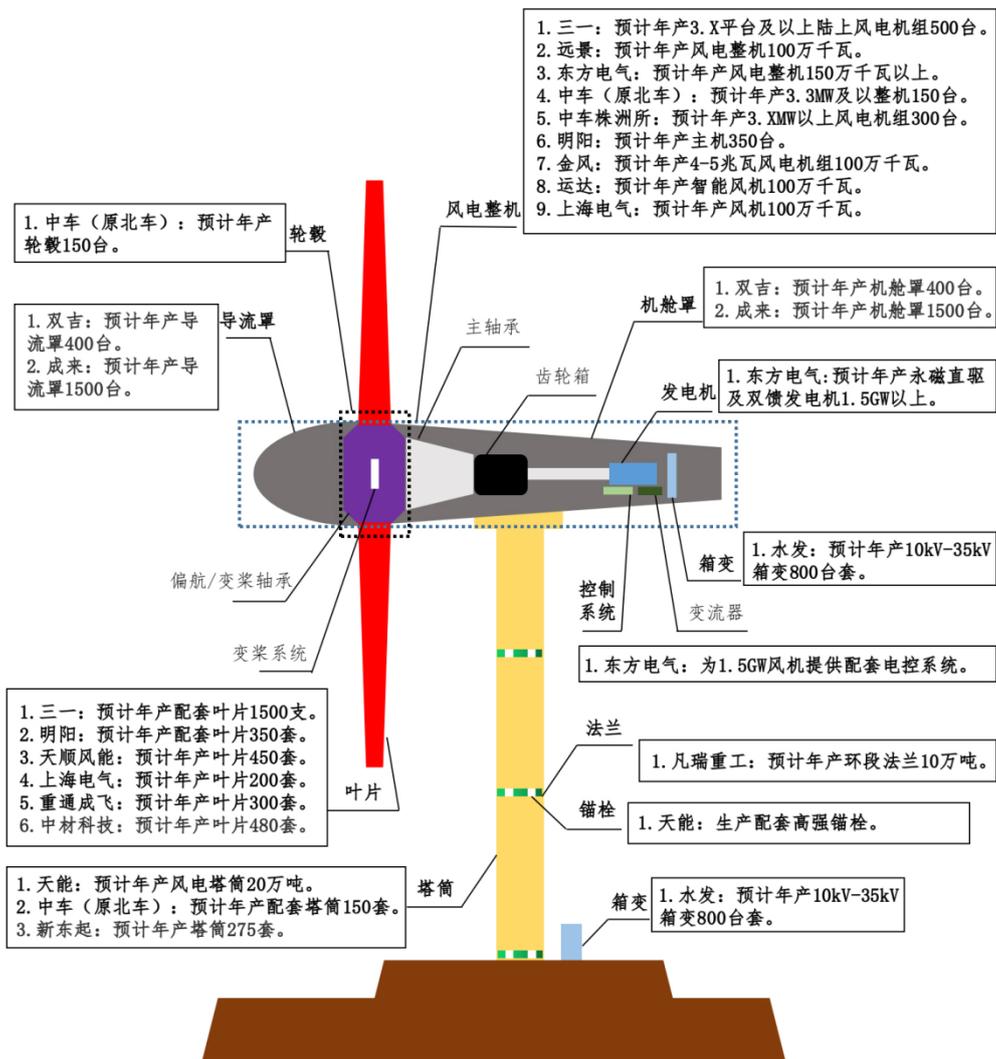


图 16 吉林省风电装备产业链发展示意图

2. 推动光伏电池和组件形成规模化产能

我省光伏装备制造产业处于起步阶段，光伏电池、光伏组件等终端产品尚未形成产能。从全国光伏产业布局看，受以往区域内市场空间小、运营成本较高、产业聚集程度低的影响，目前东北地区仅辽宁省有一家光伏组件生产企业。从市场环境看，光伏行业作为新兴产业，技术迭代速度快，技术水平与市场占有率高高度相关，拥有产业化前沿技术的新兴企业成长速度很快。现阶段硅料、逆变器、背板、胶膜、浆

料等产业落地条件尚不成熟，光伏电池、组件、玻璃、边框、支架等产业发展前景向好。

积极推动产业化条件成形。按照国家全面实现碳达峰碳中和目标的发展战略，“十四五”期间吉林省光伏发电装备制造项目建设条件将有所提升。依托国家推动建设松辽新能源基地的总体规划，“十四五”期间东北地区光伏发电新增建设规模预计 1600 万千瓦左右，加之内蒙、河北、山西等周边可覆盖省份，光伏发电装机规模将达到 1 亿千瓦，光伏产品市场空间充足。依托绿电产业园区建设，新能源装备制造产业配套基础条件得到优化，用电成本有所降低，产业集中程度大幅提升。综合我省产业化条件的改善，可为吸引先进技术产业落地提供有效支撑。

重点发展光伏电池、组件产业。光伏电池、组件等终端产品制造工艺比较成熟，产业落地条件不高，产品市场敏感度较大。“十四五”期间，充分利用我省优势条件，积极引进具备自有知识产权且产业化程度较高的光伏电池、组件制造产业头部企业入驻我省，形成以单晶 P 型、N 型电池、HJT 电池、TOPCon 电池等高效光伏电池、组件技术为主的规模化产能，促进终端产品快速提升市场占有率。另外，发挥我省大型国有企业多的优势，支持老工业基地传统制造业转型，培育光伏玻璃、边框、支架、逆变器等常规辅材和装备的配套能力。力争在“十四五”期间逐步形成满足东北地区和覆盖华北地区的终端产品市场供给能力，力争实现光伏电池 5GW、

光伏组件 5GW 供应能力,逐步形成比较全面的配套产业链。

专栏 4 光伏装备

——积极推进洮南光伏高端制造产业园区建设,促进 1GW 光伏组件制造项目尽快形成产能,加快老旧组件回收处理工艺研究成熟度并形成产能。

——积极谋划洮北光伏制造产业园区建设,加大招商力度,促成先进产能落地,实现光伏电池、光伏组件两个关键产业环节形成规模化产能。

——鼓励省内传统装备制造企业转型和创新发展,逐步形成“专精特新”的配套支撑力量。

3. 培育储能装备规模化、多元化应用

推动储能规模化应用。依托我省资源优势,推动新能源配套储能、共享储能产业落地,带动储能电池制造等上游产业发展,逐步形成较为完备的储能产业链。大力培育包括电芯、电池模组、电池管理控制系统等在内的产业链关键装备制造企业落户建厂并形成产能。培育和延伸新型储能上下游产业,依托具有自主知识产权和核心竞争力骨干企业,积极推动新型储能规模化发展。探索“低碳”“零碳”下储能多元化场景的应用示范,引入上海电气等具备储能技术和产业能力的头部企业,结合特定场景的用能特点,选择适应的储能装备技术方案开展示范,不断拓宽储能应用市场,助力我省实现产业经济“低碳”“零碳”发展。

推动能量型储能装备研究。结合新能源项目运行需求,鼓励开展锂离子电池降本增效和安全可靠、铅碳电池模块均衡和能量管理、高功率液流电池关键材料、电堆设计以及系

统模块集成设计等创新研究。支持 10MW 级超级电容器、高功率锂离子电池、兆瓦级飞轮储能系统设计与应用示范。支持钠离子电池、液态金属电池、钠硫电池、固态锂离子电池等新一代高性能储能技术研发。鼓励低成本新型电池、储能单体和系统智能传感、全寿命周期安全检测和预警防护等新技术研究。

专栏 5 储能装备

——储能电池，重点支持钠离子电池、新型锂离子电池、铅碳电池、液流电池、压缩空气、氢（氨）储能、热（冷）储能等关键核心技术、装备和集成优化设计研究。

——示范试点，聚焦新型储能在电源侧、电网侧等应用场景差异化特性，开展新型储能示范试点项目，积极推进年产 500 万kVAh铅碳电池和年处理 20 万吨废旧铅蓄电池综合利用项目形成产能。

4. 打造具备自主知识产权的氢能装备制造产业

抢占氢能装备产业发展先机。统筹氢能产业布局，推动省内各地区氢能产业协同发展，形成优势互补、差异化发展格局，构建集氢能装备生产、研发、应用产业体系，打造氢能装备产双循环格局。利用区位与政策优势，推动装备企业落地，提升自主化水平；推动企业生产回流，提升研发和制造能力，形成核心竞争力，抢占发展制高点。

推动电解槽和氢能车辆装备企业落地，初步构建氢能装备产业链。持续推进国内行业领先的电解槽制造企业引入工作，夯实大容量、低成本制氢装备生产基础。针对适应新能源出力波动工况下制氢等发展需求，实现省内质子交换膜

(PEM) 电解槽自主化、规模化生产，补强 PEM 电解水制氢技术水平和设备生产能力。优化稳固燃料电池整车及系统产业基础，布局燃料电池发动机、燃料电池电堆、氢能燃料内燃机 3 大技术平台，形成规模化、自主化氢能动力及整车生产组装能力。

加快形成先进装备制造产业集群，逐步推进配套能力建设。重点引入国际影响力大、产业链辐射广的氢能相关优势企业，充分发挥产业链集聚的虹吸效应，带动氢能装备产业集群扩大与发展。加强省内碳纤维优势成果转化，推动 70 兆帕碳纤维 III 型及 IV 型高压车载储氢装备研发制造。吸引双极板、膜电极、质子交换膜、氢气循环泵、空气压缩机等原材料及零部件企业融入成套装备生产体系。引育高压气氢、液氢等储运装备企业，推进氢液化与储运系列生产线建设，推动 70 兆帕 III 型及 IV 型高压车载储氢技术装备、30 兆帕气氢长管拖车的发展，打造高效便捷储运体系。

专栏 6 氢能装备

——积极构建集氢能装备生产、研发、应用的产业体系，创新合作模式、实现联动发展，力争在可再生能源制氢、氢能车辆及零部件等领域取得重大突破，推动 70 兆帕 III 型及 IV 型高压车载储氢技术装备、30 兆帕气氢运输长管拖车的发展，逐步覆盖氢能装备产业链重点环节。

第四节 打造两个“绿电”产业示范园区

依托现有或规划建设的产业园区，积极推进“绿电”产业示范园区建设，以资源优势带动经济发展，优化运行模式、

延伸产业链条,利用电价洼地吸引产业落地,加快推进“绿电”园区建设。

1. 探索“绿电园区”运行模式。以价格为引导,推动负荷需求侧管理,实现“荷随源动”。有效结合新能源发电特性与园区用户用电结构,充分利用新能源发电成本优势确定用户电价方案,优化园区内企业用电行为,实现新能源功率输出与负荷需求匹配,提高新能源就地消纳比例,降低用户用电成本。适当增加储能设施调峰,补偿配置“电力交易”供电的新能源,降低园区企业用电成本,破解全省工业用电电价过高的难题。

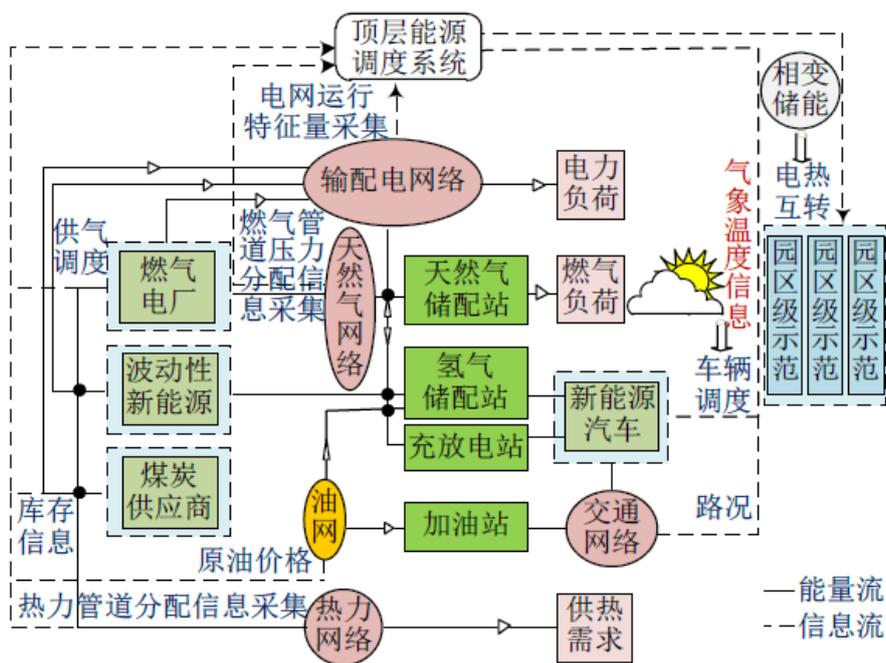


图 17 源网荷储—配电网建设方案

2. 延长“绿电园区”产业链条。鼓励全产业链开发风光资源,产生产业链虹吸效应。发挥园区低电价优势,引进数据中心、制氢、制氨等优质负荷,实现新能源电力就地转化。

建设技术研发中心，推动高端人才回流。实现用电负荷增长，促进新能源消纳。待时机成熟向长春、吉林等负荷中心推广。

专栏7 绿电产业园区建设

——“十四五”期间，利用松原、白城、四平双辽等新能源项目集中开发优势，开展“绿电”园区建设，探索新能源利用与制造业深度融合的开发利用模式。

——支持洮南“零碳”产业园建设，按照“风光储氢”、“源网荷储”一体化的思路，结合园区产业的用能需求，采用多元化储能装备和技术实现“零碳”示范，并逐步推广。

——加大招商引资力度，吸引新能源装备制造企业、高技术用电大户企业、新能源制氢企业等落户园区，力争各园区年用电增量达到20亿千瓦时以上。

——依托“绿电”园区建设经验和吉林省工业基础，力争“十四五”中后期在具备条件的地区推广园区开发模式。

第五节 建设新型电网工程

建设坚强化、智能化、柔性化的新型电网工程，加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统，促进新能源大规模高比例发展。

1. 建设坚强电网。以坚强的网架结构、安全可靠的电力输送和供应能力，满足大范围资源优化配置的需要。预计到2025年，吉林省500千伏电网将形成金城～双阳～茂胜的第二回500千伏横向输电通道和平安～白山～通化第三个500千伏纵向输电通道，500千伏主干网架形成“两横三纵”结构坚强电网结构，电网资源配置进一步优化，电网承载能力有效增强。增加吉林～扎鲁特输电通道，提高鲁固直流汇集新能源能力。加强吉黑省间和吉辽省间输电通道，优化东部电

网结构，充分发挥大电网资源优化配置平台作用。超前谋划“四横四纵”500 千伏主干网架，提高新能源并网和电源互济能力，实现西部“陆上风光三峡”和东部“山水蓄能三峡”互济。

2. 建设智能电网。推进“两平台、一中心”项目（电网数字化平台、省级调控云平台、能源大数据中心）建设，依托电网智能化平台，加大数据共享和价值挖掘，建设智能调度体系，实现源网荷储互动、多能协同互补及用能需求智能调控；加快配电网智能化升级改造，提高配电网可观性、可测性、可控性，提高配电网接纳分布式新能源能力，“十四五”期间智能配电网建设投资 154 亿元，2025 年城乡供电可靠率分别达到 99.97%、99.85%。

3. 建设柔性电网。通过智能化系统协同调控，将用户侧的刚性负荷转变为可以与电网进行双向互动的柔性负荷。构建电力需求侧响应管理平台，建立健全基于价格激励的负荷侧响应机制，充分利用充电桩、智能电器、新能源制氢设备等负荷，通过电价引导，开展电力柔性负荷应用试验示范，发挥电力保供和新能源消纳双重作用，力争到 2025 年电力需求侧响应能力达到最大负荷的 3%~5%。探索开展适应分布式新能源接入的直流柔性配电网工程示范。积极推动电网侧大型共享储能电站示范应用，发挥储能消纳新能源、削峰填谷、应急电源等多重作用。

第六节 实施消纳提速工程

发挥资源禀赋优势，加大招商引资力度，有效扩大用电

增量，提高内部消纳水平。着力打通外送通道，逐步扩大外部消纳空间。持续推进灵活制造改造，有效提升电力系统保供能力和调峰能力，提升全省清洁能源消纳水平。

1. 以产业带动需求增长，提升省内消纳空间。支持具备条件的地区建设自带负荷绿电项目。推动“绿电”园区招商引资、项目落地，通过“绿电”园区低电价和“绿电”优势招商引资，扩大用电增量，提升省内自身消纳能力。争取到“十四五”末，绿电园区用电量达到 200 亿千瓦时；到“十五五”末，绿电园区用电量达到 400 亿千瓦时。

2. 推动清洁电力输送通道建设，扩大外送消纳空间。打通外送通道，借助鲁固直流以及正在推进的吉电外送特高压外送通道将优质清洁能源电力送往华北、华东、华中等地区，涉及京、津、冀、鲁、豫、江、浙、沪共 8 个省（市）。力争“十四五”“十五五”期间各新增 1 条特高压外送通道，每条通道外送 300 亿千瓦时清洁能源电力，配套新能源装机 1000 万千瓦以上。

3. 加强灵活性建设，系统性提升新能源消纳能力。加快现有发电机组升级改造，有序开展老旧煤电机组等容量替代，加快火电机组灵活性调峰改造、供热改造、节能改造，扩大火电的调节区间，缓解全省低谷调峰压力，有效提升全省清洁能源消纳水平。科学布局、推进建设燃气调峰和调峰火电项目。“十四五”期间，建设燃气机组 400 万千瓦，合理推进调峰火电 200 万千瓦建设，有效提升非供热期全省电力系统

保供能力和调峰能力，满足迎峰度夏的要求，促进新能源消纳。

第七节 布局储能提升工程

加快在建抽蓄项目建设，推动纳规项目尽快开展前期工作，合理布局中长期抽蓄项目，支持新能源合理配置新型储能系统，推进水风光、风光储一体化开发，提升全省电力系统灵活性。

1. 加快在建抽水蓄能项目建设。严格执行基本建设程序，在确保工程质量和施工安全的前提下，积极推进敦化、蛟河在建抽水蓄能电站项目建设，充分发挥科技创新、管理创新、先进建造技术示范推广等引领和支撑作用，建设高质量工程，力争项目如期投产运行。

2. 积极开展纳规抽水蓄能电站项目前期工作。在已有工作基础上，加强协调，合理合规地推动规划项目布局，为纳入规划重点实施项目创造条件，加大资金支持和资源保障力度，加快项目核准建设。

3. 合理规划布局中长期抽水蓄能项目发展。围绕我省抽水蓄能资源情况和开发需求，提出下一轮抽水蓄能发展的主要任务，重点布局一批对系统安全保障作用强、对新能源规模化发展促进作用大、经济指标相对优越的抽水蓄能电站。

专栏 8 吉林省抽水蓄能“十四五”规划项目及中长期储备项目

类别	序号	站点名称	所在县（市）	装机容量（万千瓦）
吉林省 “十四五”规 划项目	1	通化	通化市	80
	2	卧龙湖	和龙市	160
	3	前河	汪清县	120
	4	大沙河	安图县	180
	5	大沟河	敦化市	120
	6	塔拉河	敦化市	120
	7	景山屯	靖宇县	140
	合计			920
吉林省 中长期规划 储备项目	1	红石	桦甸市	120
	2	燕平	白山市、靖宇县	180
	3	大兴川	敦化市	180
	4	木箕河	桦甸市	120
	5	长山岭	和龙市、安图县	120
	6	榆树沟	舒兰市	180
	7	石门岭	敦化市	140
	8	大嘎河	桦甸市	120
	9	东塔子	蛟河市	270
	10	头道沟	珲春市	180
	11	平岗	辉南县	240
	12	大开河	和龙市	120
	13	榆树河	抚松县	150
	14	天岗	蛟河市	100
	15	东安	桦甸市	90
合计			2310	

4. 积极推动新型储能建设。开展多种新型储能方式的技术路线与应用场景研究，因地制宜地应用储电、储热、储氢等多种形式储能。引导新能源开发主体在负荷中心长春、新能源输送侧松原、新能源生产侧白城地区建设集中式共享储能电站，形成“统一调度、共享调峰、集中运维、按资分配”的特色模式，增强电力系统运行灵活性。

第八节 加速“六新产业”耦合工程

以新能源为基础，深度融合六新产业发展，逐步提高新能源电力在“六新产业”领域的利用比例，创新新能源电力多元化应用场景，加快推进全省工业、农业、交通、信息、科研、城乡建设等相关领域低碳化发展。

1. 深化产业互融互通。推动新能源技术与新一代信息技术、生物技术、新材料、绿色环保以及新能源汽车、装备制造、商用卫星等战略性新兴产业融合，实现新技术新产品低碳化发展。鼓励提高新能源电力在新领域、新技术、新产品、新业态、新模式中的消费比例，通过清洁低价的新能源电力支撑快速发展。加强新能源装备制造领域智能化发展，充分利用互联网、大数据、人工智能、第五代移动通信（5G）等新兴技术提高新能源装备制造能力，提升市场竞争力。

2. 扩大新能源应用场景。充分利用新能源应用特点，全面落实“千乡万村驭风行动”和“千家万户沐光行动”。积极推进工业园区、绿电园区、经济开发区、废弃油井及周边地区开展分散式风电项目开发。统筹推进园区开发区，国有党政机关、企事业单位和工业厂房发展“自发自用、余电上网”屋顶分布式光伏项目开发，提高建筑屋顶分布式光伏覆盖率。重点支持中部长春、吉林等负荷中心地区推广光伏建筑一体化分布式光伏发电项目。因地制宜推进“光伏+”综合利用，开展“光伏+”农业、旅游、生态治理、充电桩、换电站等创新建设应用模式。全面推进“新能源乡村振兴”工程建设，根据“宜风则风、宜光则光”原则，在全省覆盖 60 个县（市、区）、

9339 个村完成村集体风光发电项目建设。

3. 形成三个联动机制。以新能源产业高质量发展，新能源电力高比例应用为主题，在我省推动“源、网、荷”企业间三个联动机制。一是“源—荷”联动，积极引导省内企业深度参与我省能源结构调整，提高新能源消纳能力和应用比例，打造以高比例新能源供应为基础的千亿级新能源装备制造产业。二是“源—网”联动，促进电力与电网企业建立协同工作机制，提高电网新能源送电能力，提升电力供应低碳品质。三是“网—荷”联动，加强电网与用电企业协同，创新电力采购、交易模式，推动供电服务向专业化和价值链高端延伸、向高品质和多样化升级，促进终端用能清洁化。

4. 强化支持政策协同。会同有关部门，做好可再生能源资源详查，加大土地、环境、财政、金融等支持力度，为可再生能源发展提供全方位政策保障。清洁能源项目投资规模效应正在逐步显现，坚持风、光、水、氢、地热、生物质等可再生资源多元化利用方向，加快重大项目建设，力争早日达产达效。

第九节 开展创新驱动工程

1. 深化电力体制改革。推动完善电价和电力调度交易机制，加强电力辅助服务市场建设，不断完善符合新型电力系统运行的配套机制和市场模式。按照国家要求，扩大市场交易电价的上下浮动范围，制定出台节假日短期交易等多类型

交易品种，为省内企业在市场获得绿电的同时节约用电成本。

2. 加快能源技术攻关。发挥企业技术创新主体作用，推进产学研深度融合，形成能源科技创新上下游联动的一体化创新和全产业链协同技术发展模式。充分发挥我省技术创新能力，积极谋划新能源领域关键技术攻关和前沿技术研发，推进风电碳纤维叶片、质子交换膜制氢（PEM）、动力电池装备技术研发和产业化进程，推动中国科学院长春应用化学研究所和吉林大学等省内科研机构、知名高校、相关企业联合组建长春绿氢技术创新中心，提前布局新型钙钛矿叠层电池、碳捕捉、碳封存、碳逃逸等前沿技术的研究和产业化培育，提升我省在新能源领域技术竞争力，以科技创新为实现能源领域“双碳”目标赋能增效。

3. 建立数字化、智能化平台。建设覆盖风、光、储、氢全产业链智慧大数据服务平台，有效结合供应链、产业链上下游信息，加强成果转化和协同发展，提高项目孵化的质量和效率。协同省内国家级质检中心、产业计量测试中心和技术标准创新基地，针对燃料电池、电解槽等系统装备在线状态监测故障诊断以及容错控制技术、燃料电池对标测试等氢能检测服务技术展开研究，逐步建立氢能检测服务体系，推动开展全国质量基础设施一站式服务试点，构建具有业内一流水平的氢能与燃料电池产品检测服务体系。

第十节 推进氢能开发利用工程

积极推进氢能利用项目试点，力争在国内率先实现引领。提高氢能装备国产化水平，推动氢能制备降本增效。不断提高技术经济性，适时推进规模化发展。

1. 明确氢能产业发展路径。以氢能在工业领域替代应用带动规模化可再生能源制氢。以合成氨、甲醇、炼化作为氢能在工业领域的切入点，实现可再生能源规模化就地消纳。重点推进绿氢在合成氨产业应用，探索绿氢在甲醇、炼化产业示范应用。以氢能在交通领域示范应用带动氢能车辆普及与氢能基础设施建设。以推广氢能商用车、合理规划建设基础设施作为氢能在交通领域的切入点，发挥氢能车辆长途低温重载的性能优势，重点推广氢能客车、氢能重卡、氢能货车等车型，适度超前建设加氢站等基础设施。以氢能在能源领域示范应用带动可再生能源制氢、氢储能与氢储运技术发展。以氢（氨）长时储能作为氢能在能源领域的切入点，发挥氢能可实现大规模、长周期储能的优势，探索燃机掺氢（氨）、燃煤机组掺氨减碳、天然气管道掺氢示范。以氢能装备制造技术创新带动全产业链自主化发展。以可再生能源制氢装备和氢能车辆作为装备制造的切入点，结合氢能产业的高技术需求，发挥我省技术创新优势，推动电解槽、氢燃料电池、高压氢气储罐等氢能装备及关键零部件的研发制造。

2. 实施规模化清洁氢供应。构建清洁化氢源保障体系。围绕氢能产业初期发展需要，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。研发各类型电解水制氢

技术，迭代降本。推进可再生能源制氢项目建设，提高氢源保障。推进长春、白城、松原可再生能源电解水制氢项目建设，保障重点示范项目氢气需求。鼓励大型能源企业布局风光氢储一体化示范项目，推动一批基地项目开工。支持用氢企业和供氢企业签订中长期交易协议，到 2025 年初步形成区域氢能供应能力。推进新型电解水制氢项目试点示范，提升耦合能力。积极在白城、松原、长春等地推动质子交换膜（PEM）、阴离子膜、固体氧化物电解水耦合制氢技术研发和产业化进程，提高各类技术匹配集成水平，同步开展试点示范，提高制氢效率和强化可再生能源消纳能力，推动电解水制氢技术加快迭代和降本。

3. 推动工业领域氢能应用。开展绿色氢基化工试点示范。把握吉林省工业转型升级契机，将氢能规模化消纳与工业领域深度脱碳紧密融合，探索氢能在工业领域的应用潜力，实现可再生能源制氢的规模化应用。探索下游产品应用与销售，实现绿色循环发展。开展可再生能源制氢合成氨示范，初步打造绿色化工产业。有效结合松原、白城化工园区环境容量、资源承载度、产业基础、社会经济效益等情况以及可再生能源制氢资源优势，推动可再生能源制氢合成氨一体化示范项目。深入探究氨下游产业链相关产品的应用，加强跨省跨区域需求挖掘。建设二氧化碳耦合可再生能源制氢试点，打造绿色循环示范标杆。整合高浓度二氧化碳尾气资源，结合园区规划布局和相关企业工艺特点，支持发展风电及光伏制氢，

耦合尾气碳捕集工艺，建设二氧化碳耦合可再生能源制氢合成绿色甲醇、耦合绿色合成氨制尿素示范工程，打造“风光氢氨醇”绿色循环产业园。

4. 推动氢燃料电池交通应用示范。重点发展氢燃料电池公交车、物流车、专用车、无人机、农用车等应用示范。推动特殊场景示范，积累相关经验。构建吉林省氢、站、车为一体的氢能零碳交通体系，引领交通低碳化发展。开展氢能公交、物流车、观光车为主的道路交通应用。在长春、白城等地区主城区投放氢燃料电池公交车，在化工园区、氢能示范区投放氢燃料电池通勤车，开展初期推广应用。依托重点物流企业，示范运行一批氢燃料电池厢式运输车，试点示范氢燃料电池重卡。在冰雪旅游等度假区、景区投放氢燃料电池旅游观光车、环卫车等。推动氢燃料电池特殊场景应用示范，多元化示范场景。充分发挥氢燃料电池无人机续航优势，优选农田、森林、山地等示范区域，开展氢燃料电池无人机在电网检修、森林巡检等方面的示范应用。推动氢燃料电池在农机等特种机械上的应用，提高应用经济性。试点探索氢燃料电池乘用车应用，扩大示范应用规模。发挥汽车龙头企业技术研发和产业化优势，投放一批氢燃料电池乘用车作为固定线路的政府和企业公务用车。开展公众试乘试驾，提升公众接纳程度，创造良好社会舆论环境。推动首辆搭载氢内燃机乘用车的下线运行，为后续商业化运营积累相关经验。

5. 推动能源领域氢能应用。大幅提升氢能源系统灵活性。

结合区域可再生能源开发、电网气网建设、传统能源转型、用户需求转变，拓展氢能应用场景模式，打造能源领域生产消费新体系。试点示范氢电耦合，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。试点示范氢燃料电池供电供热，提高灵活保障能力。以化工园区为应用场景，推广氢燃料电池在固定式发电方面的试点应用，实现氢电高效协同；依托白城北方云谷建设工程，推进氢燃料电池备用电源在数据中心、通信等领域示范应用，积极鼓励本地企业在新建和改造通讯基站工程中，优先采购氢燃料电池作为通信基站备用电源。试点示范燃氢、燃氨轮机，探索煤掺氨燃烧，扩大氢燃料化应用。强化省内新建燃气轮机项目与氢能产业发展协同，在省内新建燃气轮机具备掺氢、掺氨运行能力，并率先示范；探索省内煤电机组掺氨改造，与可再生能源制氢合成氨联动，扩大氨本地消费市场；探索城镇天然气管网掺氢试验示范。

6. 实施加氢服务网络提升。围绕重点城市建设氢基础设施。打造加氢网络，实现重点区域加氢站覆盖，满足初期发展需要，为未来扩容预留空间。探索加氢基础设施新技术路线，总结运营情况。围绕重点城市打造加氢网络，优化初期示范保障。根据氢燃料电池车推广进度，在白城、长春等地区优先建设示范加氢站，并具备弹性扩展能力。推动中韩（长春）国际合作示范区、白城可再生能源制氢加氢一体化示范等项目落地，形成可再生能源制氢加氢一体站推广模式。探

索新型加氢基础设施建设，合理布局加氢站点。鼓励利用现有加油、加气站点改扩建加氢设施，提高基础设施共享水平。依托吉林、白城化工园区，长春市政、物流园区应用场景，试点探索分布式风光制氢加氢一体站等技术路线，总结运营情况。

7. 实施高效便捷氢能储运。形成区域多元化储运格局。发挥高压气氢储运优势，满足初期发展需要。推进多种氢气运输方式示范，开展天然气掺氢试点建设，优先打通横向“白城-长春-延边”氢能走廊。构建高效便捷的高压气氢储运体系，满足先发需求。跟踪长春、白城等省内先发重点区域发展，发挥高压气氢储运机动灵活、适合短距离运输的优势，扩大高压气氢储运车队，做好氢源与终端需求的衔接。逐步推进30兆帕氢气长管拖车示范，降低高压气氢储运成本，满足更多地区用氢需求。有序开展多元化储运技术应用探索，打通横向走廊。积极推进绿氨为载体的氢气储运技术示范运行，探索“白城-延边”储运示范项目。探索有机液态储氢、低温液氢技术示范，提高运输半径和运输效率。在白城、松原率先开展天然气掺氢试点示范，探索在工业园区等天然气管网支线5%-20%掺氢项目，探索纯氢输运管线试点建设。

专栏 9 氢能开发利用工程

规模化清洁氢供应：

——推动吉林西部白城、松原地区可再生能源就地制氢、分级消纳，实现可再生能源制氢规模化发展，打造吉林西部国家级可再生能源制氢规模化供应基地，实现风光规模化消纳。在全省范围内推动氢能按需制取和应用示范。2025 年形成可再生能源制氢产能 6-8 万吨/年，2035 年达 120-150 万吨/年。

氢能下游多元利用：

——以构建清洁低碳安全高效的能源体系为出发点和落脚点，依托可再生能源制氢资源，推动化工、炼化、钢铁等产业低碳转型，拓展可再生能源制氢的规模化应用，打造区域乃至国内具有成本优势、特色鲜明的氢基化工和氢冶金产业链，培育区域经济新增长点。2025 年工业用氢需求达 6 万吨，2035 年达 63 万吨。

——随着氢燃料电池技术逐步成熟，逐步拓展至乘用车、重卡、工程机械、农用机械等领域，构建吉林省氢、站、车为一体的氢能零碳交通体系，引领交通低碳化发展。2025 年交通用氢需求达 0.2 万吨，2035 年达 22 万吨。

——拓展氢能在不同用能场景的利用，减少全生命周期成本，提升氢能和其他品类能源的使用效率和效益。2025 年供暖、储能用氢需求达 0.8 万吨，2035 年达 40 万吨。

——整合社会资源、创新商业模式，加快推进“两轴多点”加氢基础设施建设，逐步建成覆盖吉林省、辐射东北地区的加氢服务网络。2025 年建成加氢站 10 座，2035 年全省建成加氢站 400 座。

高效便捷氢能储运：

——立足吉林，面向东北，贯通两轴，辐射东北亚，以智慧赋能支撑现代氢气储运体系建设，联动优化氢能基础设施布局，有序对接全省各地氢能产业链条和市场消费需求，为氢能规模化商业化应用奠定基础。2025 年打通区域型重要储运通道，2035 年建成横纵贯通、网格化、多层次的高效氢储运网络。

第十一节 推动生物质能源利用工程

充分利用我省丰富生物质能源资源，推进农林生物质热电联产和非电利用、生物天然气、生活垃圾焚烧发电等项目，鼓励沼气发电项目建设。

1. 有序推进农林生物质热电联产项目建设。重点推进洮南、辉南、舒兰，伊通，松原，通榆，磐石，农安，德惠，梨树等 10 个农林生物质在建项目建设。在长春、吉林、四平、白城、松原、通化等农林生物质资源丰富地区，有序推进农林生物质热电联产项目，减轻秸秆焚烧污染。

2. 加快推进农林生物质非电利用。鼓励发展农林生物质成型燃料及生物质直燃项目。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，提升生物质燃料替代煤炭的比例，扩大生物质能供热替代煤炭供热比重。

3. 稳步推进生物天然气项目建设。以单个日产 1-3 万立方米项目为重点，就地收集原料、就地消费利用，多点布局、形成产业。计划 2-3 年内新建 1-2 座生物天然气示范项目，待示范项目成功后，及时总结经验，逐步推广生物天然气项目。

4. 积极推动生活垃圾焚烧发电项目建设。依托省发改委《吉林省生活垃圾焚烧发电中长期专项规划（2021-2030）》在生活垃圾日清运量超过 300 吨的地区，推进建设生活垃圾焚烧发电项目，到 2025 年，新增 3-5 座生活垃圾焚烧发电项目。

专栏 10 “十四五”农林生物质发电项目

序号	项目名称	所在地	规模 (万千瓦)
1	德惠市生物质热电联产项目	德惠市	4
2	梨树华大生物质热电联产项目	梨树县	3
3	通化信能生物质热电联产项目	通化市	3
4	榆树新开能源有限公司长春五棵树经济开发区 生物质热电联产项目	榆树市	3
5	辉南县汇能生物质热电联产项目	辉南县	3
6	松原市陶赖昭工业园区生物质热电联产项目	扶余市	3
7	中新吉林食品区生物质热电联产项目	吉林市	3
8	长春市九台区中航生物质热电联产项目	九台区	3
9	农安县分布式秸秆气化综合利用项目	农安县	3
10	榆树市秀水镇生物质热电联产项目	榆树市	3
11	榆树市八号镇生物质热电联产项目	榆树市	3
12	柳河深泰生物质热电联产工程	柳河县	3
13	镇赉县坦途镇农林废弃物资源化热电联产项目	镇赉县	3
14	梅河口市进化镇生物质炭气电热能源综合利用 项目	梅河口	0.25
15	查干浩特生物质热电联产建设项目	白城市	3
16	白山市生物质热电联产项目	白山市	3
17	榆树市城郊街道生物质热电联产项目	榆树市	3
18	永吉县生物质热电联产项目	永吉县	3
19	吉林市船营区生物质发电项目	吉林市	3
20	伊通满族自治县生物质热电联产项目	伊通县	4
21	镇赉县五棵树镇生物质热电联产项目	镇赉县	4
22	梅河口市生物质气化发电联产炭热项目	梅河口	5.5
23	梅河口市生物质炭气电热能源综合利用项目 (一)	梅河口	0.2
24	梅河口市生物质炭气电热能源综合利用项目 (二)	梅河口	0.2
25	东丰县生物质热电联产项目	东丰县	4
26	乾安县生物质热电联产项目	乾安县	3
合计			76.15

第四章 环境影响评价

新能源和可再生能源开发利用可替代大量化石能源消耗、减少温室气体和污染物排放、显著增加新的就业岗位，对环境和社会发展起到重要且积极的作用。风电、太阳能发电等可再生能源利用项目，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。生物质发电项目建设有助于减少秸秆直接焚烧产生的大气污染及畜禽粪便对河流、水源和地下水的污染。大力发展新能源和可再生能源，有益于提高全省环境质量、改善居民生活条件，促进环境保护与社会发展相统一，人与自然和谐发展。

到 2025 年，新能源和可再生能源年利用量约 2524 万吨标准煤，减少二氧化碳年排放量约 6865 万吨、减少二氧化硫年排放量约 1.54 万吨、减少氮氧化物年排放量约 1.60 万吨、减少烟尘年排放量约 3121 吨，环境效益显著。

第五章 保障措施

第一节 建立健全规划目标考核制度

按照“十四五”规划总体发展目标和要求，制定各地区发展目标。各市根据我省新能源和可再生能源发展规划制定本地区发展规划，明确发展目标和重点任务，并将重点指标纳入地方国民经济和社会发展规划，分年度对目标完成情况进行考核。

第二节 完善资源市场化配置方式

按照国家对可再生能源资源配置的相关要求，充分发挥市场在资源配置过程中的决定性作用，建立以市场化手段调节可再生能源资源配置的方式，制定科学合理的竞争评价体系，完善政府调节与监管的制度，提升监督和服务能力，提高可再生能源应用质量，促进可再生能源产业健康稳定发展。

第三节 优化行业监督管理体系

以可再生能源开发利用为目标，以支持可再生能源无补贴发展为基础，提出可再生能源在一次能源消费总量中的比重，研究有利于可再生能源利用的电力运行机制方案，建立以可再生能源利用为核心的考核体系。完善电力预测、报送、监测体系，加强对电网公司和发电企业可再生能源开发利用情况的监测，定期向社会发布运行情况，进一步提高可再生能源电力调度运行的技术和管理水平。

第四节 构建发展部门协调机制

统筹协调，做好规划落实工作，及时梳理和解决项目推进过程中遇到的实际困难和问题，建立相关部门的统一联动机制，确保重点项目顺利推进。完善可再生能源项目财税金融支持政策，鼓励有关金融机构加大对可再生能源项目的投资力度，充分利用国家财税政策支持可再生能源产业发展。

第五节 探索网源协同发展模式

促进可再生能源发展与电网建设发展相互协调，加强可再生能源规划与能源发展规划、电力规划、电网规划的有效衔接。支持发电企业与电网企业增强技术合作，进一步优化网源结构，探索网源协调的发展模式，推进可再生能源发电项目与电网建设协调健康发展。

第六节 积极推动政策落地实施

积极推动绿电交易试点，体现清洁能源在电力市场交易的优先地位。逐步完成绿电交易与碳排放权交易市场的衔接，体现清洁能源电力社会环境效益。积极推进新能源直供项目建设。贯彻落实国家新能源高质量发展实施方案，在负荷集中区域开展直供项目试点，逐步在全省推广。