

四川省人民政府
关于印发《四川省“十四五”能源
发展规划》的通知

川府发〔2022〕8号

各市(州)人民政府,省政府各部门、各直属机构,有关单位:

现将《四川省“十四五”能源发展规划》印发给你们,请认真组织实施。

四川省人民政府

2022年3月3日

四川省“十四五”能源发展规划

目 录

第一章 规划背景	5
第一节 发展基础	5
第二节 主要问题	8
第三节 面临形势	9
第二章 总体要求	11
第一节 指导思想	11
第二节 基本原则	11
第三节 发展目标	12
第三章 统筹推进电源建设	14
第一节 科学有序开发水电	14
第二节 加快发展新能源	15
第三节 持续推进火电结构优化	16
第四章 推动电网提档升级	17
第一节 统筹外送特高压直流通道建设	17
第二节 加快推进特高压交流目标网架建设	18
第三节 优化省内主网架结构	18
第五章 加快天然气勘探开发利用	20
第一节 建设千亿立方米级产能基地	20

第二节	大力推进油气基础设施建设	21
第三节	扩大天然气利用	21
第六章	推进煤炭清洁化生产利用	22
第一节	推进煤炭绿色开采	22
第二节	深化煤炭清洁利用	23
第三节	加大煤层气勘探开发	23
第七章	加强能源安全储备和风险管控	24
第一节	增强油气储备能力	24
第二节	健全煤炭储备体系	24
第三节	强化电力安全与应急保障	24
第四节	完善能源风险管控体系	25
第八章	推进能源消费转型升级	26
第一节	持续推进节能降碳	26
第二节	积极推进电能替代	26
第三节	促进分布式能源推广应用	27
第九章	培育能源新技术新业态	27
第一节	推动传统能源装备技术升级	27
第二节	促进氢能及新型储能产业发展	28
第三节	推进智慧能源发展	28
第四节	优化能源产业创新环境	29
第十章	强化能源民生服务保障	30
第一节	增强城乡能源普遍服务能力	30

第二节	提高农村能源清洁利用水平	30
第三节	推进采煤沉陷区综合治理	31
第十一章	推进能源合作	31
第一节	推动川渝能源一体化发展	31
第二节	持续加强区域合作	32
第三节	积极开展国际合作	32
第十二章	建立健全现代能源治理体系	32
第一节	深化电力体制改革	32
第二节	开展油气体制综合改革	33
第三节	加强能源行业管理	34
第十三章	保障措施	34
第一节	加强组织领导	34
第二节	强化规划引领	34
第三节	加强政策支持	35
第四节	强化安全生产	35
第五节	完善实施机制	36

“十四五”时期是我国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,是推进碳达峰碳中和目标实施的第一个五年,也是我省清洁能源产业培育壮大和创新跨越的关键期。为贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略,加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系,深化国家清洁能源示范省建设,根据《四川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》和国家《“十四五”现代能源体系规划》编制本规划。本规划是未来五年指导全省能源发展改革和重点能源项目建设的重要依据。规划期为 2021—2025 年,展望到 2035 年。

第一章 规划背景

第一节 发展基础

国家清洁能源基地建设成效明显。“十三五”以来,金沙江、雅砻江、大渡河“三江”水电基地加快建设,白鹤滩、叶巴滩等一批大型水电项目核准开工,猴子岩、长河坝等水电站建成投产。2020年,全省电力装机 10295 万千瓦、发电量 4140 亿千瓦时,分别比 2015 年增长 21.6%、34.3%,其中水电装机 8082 万千瓦,水电发电量 3514 亿千瓦时,均居全国第 1 位;风电、光伏并网装机分别为 426 万千瓦、191 万千瓦。新增天然气(页岩气)探明储量 2.35 万亿立方米,2020 年天然气产量 432 亿立方米,其中页岩气产量 119

亿立方米,跃升为全国最大的天然气(页岩气)生产基地。

能源转型发展明显加快。2020年,我省发电总装机中清洁能源装机占比为85.9%、发电量占比为88.5%,分别比2015年提高5个、2.4个百分点。“十三五”时期,关停落后煤电机组17台,装机容量约170万千瓦;关闭煤矿339处,退出产能4397万吨/年。清洁替代、电能替代加快推进,累计实现替代电量445亿千瓦时。2020年,清洁能源消费占能源消费总量比重为54.5%,比2015年提高10.1个百分点。煤炭消费占能源消费总量比重完成规划目标。能源利用效率不断提升,单位地区生产总值能耗累计降低17.4%。

能源基础设施加快建设。四川电网形成以500千伏为骨干的主网架和“四直八交”外送通道,发展成为省级大电网、西部大枢纽。“十三五”期间,建成±800千伏直流换流站3座、换流容量2160万千瓦,±500千伏直流换流站1座、换流容量300万千瓦,500千伏变电站52座、变电容量8730万千伏安,输配电线路16294公里,外送能力达3060万千瓦。全省水电外送电量累计6698亿千瓦时,为我国东部地区节约超2亿吨标准煤,减少二氧化碳排放超5亿吨。建成西南地区天然气(页岩气)输送枢纽,全面形成环形输送管网,年输配能力达到450亿立方米,五年累计外输天然气544亿立方米。能源储备设施加快建设,川东北储气调峰项目(一期)竣工,成都市液化天然气(LNG)应急调峰储备库项目(一期)基本建成,广安高兴煤炭储备基地项目开工建设。

能源科技装备研发制造能力不断提升。国内首台完全自主知识产权 F 级 50 兆瓦重型燃机完成满负荷运行试验,推动我国自主燃机产业实现新跨越。代表全球最高水平的百万千瓦级水电机组研制成功并在白鹤滩水电站投用。“华龙一号”在核燃料自主化、关键材料工程化等方面取得重大进步,具备三代核电机组批量化建设能力。页岩气勘探开发主体配套技术和 3500 米以浅页岩气开发工艺路径及技术体系基本形成,部分关键工艺和装备实现国产化。急倾斜、薄煤层综采及成套装备技术实现国内领先。

能源体制机制创新取得新突破。输配电价改革稳步推进,市场化电价形成机制建立健全并取得实效,改革红利不断释放。四川电力交易中心完成股份制改革并独立运行,售电市场政策体系和售电公司准入退出机制逐步完善,增量配电试点有序推进。市场主体逐年增多,2020 年全省电力交易平台注册生效市场主体超 1.2 万家;市场交易规模逐步扩大,省内市场化交易电量 1061 亿千瓦时,占全社会用电量的 37%。电力市场和交易制度逐步完善。电力现货市场试点有序推进,现货市场交易规则体系初步建立。油气管网独立改革有序推进,省内管网资源整合和融入油气管道全国“一张网”取得进展。天然气开发利益共享机制落地落实,天然气(页岩气)开发模式持续创新,全国第一家央地合资常规天然气开发公司成功组建,央地油气合资公司总数 160 家,覆盖天然气勘探开发、加工、输送和油气销售等领域。

能源普遍服务能力不断增强。全省城乡电网持续加强,农村

供电可靠率达 99.8%、电压合格率达 99.6%。脱贫攻坚电力保障任务顺利完成,易地搬迁的 37.9 万户 136 万人实现通电。88 个贫困县农村用电设施得到改善,电力网架基础较差的 19 个县电网得到较大提升,与主网联系薄弱的 15 个县域电网全面加强,阿坝州、甘孜州、凉山州实现供电全覆盖并达到国家农村电网供电标准。建成光伏扶贫项目 48.4 万千瓦,扶持建档立卡贫困户 2.75 万户。建成输气管道约 1.9 万公里,覆盖 129 个县(市、区),居民用气普及率超过 90%。重点采煤沉陷区综合治理不断推进,矿区居民生产生活条件持续改善。

第二节 主要问题

能源发展不平衡不充分。人均用能、用电量均低于全国平均水平。能耗强度较高,能源效率还有较大提升空间。具有季及以上调节能力的水库电站装机不足水电总装机的 40%,调节能力不足,丰枯矛盾突出。火电供电煤耗较高。电网适应资源逆向分布的能力需进一步提升,源网发展需进一步协调,与构建以新能源为主体的新型电力系统尚有差距。煤矿安全生产供应水平不高,煤炭储备调节能力弱。储气调峰能力不足,地下储气库和专门用于储气调峰的地面大型 LNG 储备库尚未建成,迎峰度冬天然气供应存在阶段性短缺。

能源民生服务存在短板。部分地方电网供区、高原地区、边远山区配网建设相对滞后,供电可靠性有待进一步提高。部分乡镇

“获得电力”营商环境服务水平存在较大差距。农村天然气普及率与城市存在较大差距,农村燃气配网建设需进一步加强。适应美好生活需求和新模式新业态发展的能源普遍服务能力有待提升。

能源体制改革和机制创新亟待深化。电力交易机制有待完善,需求响应机制还未完全建立;电力跨省跨区域输送利益协调机制缺失,配套辅助成本尚未得到合理补偿。上网电价形成机制和销售电价改革需进一步深化和完善,适应油气体制改革的天然气价格形成机制改革需加快推进,价格引导能源资源配置的作用有待进一步发挥。能源管理体制滞后,职责分散,信息化水平不高。

第三节 面临形势

能源清洁低碳转型发展成为大势。我国郑重承诺二氧化碳排放力争于2030年前达峰、2060年前实现碳中和的目标,这是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革,已纳入生态文明建设整体布局。这必将推动我国出台更有约束力的应对气候变化政策,强化能耗“双控”,促进能源结构转型升级,统筹推进化石能源压减和非化石能源发展,倒逼清洁能源成为能源消费增长的主导力量,为我省深化国家清洁能源示范省和全国优质清洁能源基地建设提供了新的机遇。

能源安全保障压力凸显。国际能源供需格局深刻调整,全球能源博弈更趋激烈,对我国能源安全保障带来更多不确定性。“一

带一路”建设加快推进,长江经济带发展、新时代推进西部大开发形成新格局、黄河流域生态保护和高质量发展等国家重大战略深入实施,成渝地区双城经济圈建设全面提速,对我省能源安全保障提出了新的更高要求。随着我省工业化和城镇化快速推进,能源需求较快增长,重点领域、区域和季节性煤电油气保障还面临较大压力。同时,大规模新能源集中并网,极端天气、自然灾害情况下的电力应急备用和调峰能力不足等问题,都对我省电网平稳安全运行提出了新的挑战。

能源技术变革加快。能源发展从主要依靠要素驱动向更多依靠创新驱动转变,发展动能转换提速。前沿领域技术加快突破并相互交叉融合,催生新经济新业态新模式不断涌现。新材料、新能源、储能、电动汽车、高效用电设备等绿色低碳产业加快发展,能源系统形态深刻变化,信息化、数字化、智能化进程加快。但能源领域关键核心技术瓶颈制约依然突出,先进储能、氢能、综合能源服务等领域的商业化路径还有待深入探索实践,新产业新业态新模式的经济性、安全性、发展有序性等问题有待解决。

市场化改革步入“深水区”。电力体制改革深入推进,电价市场化改革、发用电计划放开、增量配电改革、电力现货市场建设等方面有待突破。能源领域国企战略重组、整合并购、换股、交叉持股等力度加大,油气管网分离进入实质性运作阶段,区域市场衔接和政策机制协同还需进一步优化。

第二章 总体要求

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,深入践行习近平生态文明思想,遵循“四个革命、一个合作”能源安全新战略,全面落实省委省政府决策部署,落实碳达峰碳中和目标任务,坚持稳中求进工作总基调,立足新发展阶段,完整、准确、全面贯彻新发展理念,积极融入和服务新发展格局,以推动能源高质量发展为主题,以供给侧结构性改革为主线,以绿色低碳发展为基本取向,以改革创新和开放合作为动力,以满足经济社会发展和人民日益增长的清洁可靠用能需求为根本目的,统筹发展和安全,积极壮大清洁能源产业,完善产供储销体系,着力增强能源持续稳定供应和风险管控能力,加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系,高质量打造国家清洁能源示范省和全国优质清洁能源基地,为推动成渝地区双城经济圈建设和治蜀兴川再上新台阶提供坚强能源保障。

第二节 基本原则

——清洁低碳、绿色发展。坚持生态优先,调整优化产业结构、能源结构,确保清洁能源成为能源消费增量的主体。推动清洁替代,推进能源资源综合利用,改变粗放能源消费方式,有序有力有效推动碳达峰碳中和,促进生态文明建设。

——以人为本、惠民利民。坚持以人民为中心的发展思想,有效提升能源普遍服务水平,补强民生供能短板,加大对多样化能源需求的保障力度,着力满足人民对美好生活的用能需要。

——改革创新、协同高效。充分发挥市场配置资源的决定性作用,着力破除制约能源高质量发展的体制机制障碍,释放发展活力。增强能源科技创新能力,加快能源产业数字化和智能化升级,提升系统运行和资源配置效率。坚持系统观念,推动源网荷储一体化和多能互补发展。

——筑牢底线、保障安全。树立底线思维,增强危机意识,发挥能源基础性、先导性、保障性作用,适度超前发展,切实增强能源安全保障能力。补齐能源战略储备和应急调峰短板,不断提高风险应对能力。

第三节 发展目标

能源保障能力稳步增强。2025年,能源综合生产能力约2.57亿吨标准煤。全省电力总装机1.5亿千瓦左右,其中水电装机容量1.05亿千瓦左右,火电装机2300万千瓦左右(包括煤电、气电、生物质发电等),风电、光伏发电装机容量分别达到1000万千瓦、1200万千瓦。天然气产能产量稳步提升。

清洁低碳转型持续推进。清洁能源装机占比88%左右。非化石能源消费比重42%左右,天然气消费比重19%左右,完成国家下达的可再生能源电力消纳责任权重目标任务,电能占终端能源

消费比重进一步提高。煤炭消费比重进一步降低,煤炭消费量率先达峰。

能源利用更加安全高效。能源消费总量得到合理控制,单位地区生产总值(GDP)能耗降低达到国家要求,能源系统效率进一步提升。能源储备保持合理规模,生产和运行安全水平持续提高,系统可靠性和应急能力进一步增强。

改革创新取得新突破。电力和油气体制改革全面深化,能源价格市场化改革、市场体系建设等取得明显成效,科技创新能力显著增强。

民生用能品质不断提升。能源保障和服务能力进一步提升,人均生活用电量与全国平均水平的差距缩小。“获得电力”服务水平整体提升,农村能源供应质量和清洁化水平不断提高。

表 1 四川省“十四五”能源发展主要指标

类别	项目	单位	2020 年	2025 年	年均或 累计增长 (%)	属性
安全保障	能源综合生产能力	亿吨 标准煤	2.05	2.57		约束性
	全社会用电量	亿千瓦时	2865	3700	5.25	预期性
	天然气产量	亿立方米	432	630	8.4	预期性
低碳转型	非化石能源电力装机 比重	%	85.3	85.5	[0.2]	预期性
	非化石能源消费比重	%	38	42 左右	[4 左右]	预期性
	单位 GDP 二氧化碳排放 降低	%	—	—	达到 国家要求	约束性
	煤炭消费比重	%	27	≤25	[≤-2]	约束性

类别	项目	单位	2020 年	2025 年	年均或 累计增长 (%)	属性
效率 提升	单位 GDP 能耗降低	%	—	—	达到 国家要求	约束性
	煤电机组供电煤耗	克标准煤 /千瓦时	325	≤320		预期性
	电力需求侧响应能力	%	—	3		预期性

注:(1)[]内为五年累计数;(2)国内生产总值以 2020 年不变价格计算;(3)能源综合生产能力指煤炭、石油、天然气、非化石能源生产能力之和。

展望 2035 年,能源高质量发展取得决定性进展,能源清洁低碳转型深入推进,绿色生产方式得到广泛推行,基本建成现代能源体系。能源科技创新能力显著增强,能源基础设施智能化水平不断提升,能源系统更加灵活高效,现代能源市场体系更加成熟完善。终端电气化水平大幅提升,清洁能源消费比重进一步提高,碳排放总量达峰后稳中有降,为 2060 年前实现碳中和奠定坚实基础。

第三章 统筹推进电源建设

第一节 科学有序开发水电

在加强生态环境保护和做好移民安置的前提下,重点推进金沙江、雅砻江、大渡河“三江”水电基地建设。着力优化水电结构,优先建设季以上调节能力水库电站,统筹推进流域综合管理,发挥

水电站在防洪、蓄水保供、水生态保护等方面综合作用，深化大渡河流域水电综合管理试点。建成白鹤滩、苏洼龙、两河口、杨房沟、双江口、硬梁包等水电站，继续推进叶巴滩、拉哇、卡拉等电站建设，开工建设旭龙、岗托、奔子栏、孟底沟、牙根二级、丹巴等水电站。“十四五”期间核准建设规模 1200 万千瓦以上，新增投产水电装机规模 2400 万千瓦左右。

第二节 加快发展新能源

坚持集中式与分布式并举，加快发展风电和太阳能发电。重点推进凉山州风电基地和“三州一市”光伏发电基地建设，规划建设金沙江上游、金沙江下游、雅砻江、大渡河中上游水风光一体化可再生能源综合开发基地，推进分布式光伏发电和盆周山区风电开发。开展实证实验光伏发电基地、光伏储能试点项目建设，推进整县(市、区)屋顶分布式光伏开发。因地制宜发展生物质能、地热能等新能源，在川西等高温地热资源丰富地区规划建设地热能利用示范项目。统筹规划建设生活垃圾焚烧发电处理设施。按照国家规划安排做好核电厂址保护工作。支持乐山、成都、眉山晶硅光伏产业发展。“十四五”期间新增风电 600 万千瓦左右、太阳能发电 1000 万千瓦以上。

第三节 持续推进火电结构优化

结合全省气源分布和负荷增长情况,布局新建一批燃机电站项目,支持工业园区燃气热电联产项目规划建设。建成投产在建煤电项目,不再新核准建设煤电项目。推进煤电机组技术革新,降低供电煤耗。鼓励开展煤电机组灵活性改造,试点利用富氧燃烧技术提高火电机组调峰能力,规范燃煤自备电厂管理。

专栏 1:电源建设重点项目

“三江”水电基地。建成投产金沙江白鹤滩、苏洼龙、巴塘、金沙、银江,雅砻江两河口、杨房沟,大渡河双江口、金川、硬梁包、巴拉,绰斯甲河绰斯甲等电站。加快推进金沙江叶巴滩、拉哇,雅砻江卡拉,大渡河枕头坝二级、沙坪一级等电站建设。核准建设金沙江旭龙、昌波、岗托、波罗、奔子栏,雅砻江孟底沟、牙根一级、牙根二级,大渡河丹巴、安宁、巴底、老鹰岩一级、老鹰岩二级,脚木足河达维、卜寺沟等电站。

中型水电。建成投产天全河锅浪跷、硕曲河古瓦等电站。加快推进庆大河格拉基等电站建设。核准建设金顶、观音桥等中型电站。

航电。建成投产岷江龙溪口航电枢纽工程,开工建设岷江老木孔、东风岩航电枢纽工程。

风电。建成西昌牦牛山、盐源大坝、会东淌塘、宁南果木、普格则洛日、德昌腊巴山、布拖海博、昭觉补约、雷波阿合哈洛、美姑沙马乃拖、广元剑阁、昭化白果等风电项目。

光伏发电。推进攀枝花市洼落、新九、仁和、米易 4 个片区,阿坝州北部、中部、西北部、西南部 4 个基地,甘孜州北部、中部、南部 3 个基地,凉山州西部、南部、西北部、东部 4 个基地等“三州一市”大型光伏发电基地建设。

火电。建成投产神华天明煤电项目,建设白马燃机示范项目、彭州燃机项目、资阳燃机项目、广元燃机项目,推进简阳、泸州、遂宁、达州、巴中、江油等燃机项目。在成都、泸州、乐山、宜宾等地新建和扩建一批生活垃圾焚烧发电项目。规划布局生物质发电项目。



图1 四川省“十四五”清洁能源发展示意图

第四章 推动电网提档升级

第一节 统筹外送特高压直流通道建设

结合水电和多种能源外送需求,统筹建设特高压直流外送通道。建成雅砻江中游至江西、白鹤滩至江苏、白鹤滩至浙江等 ± 800 千伏特高压直流工程,开工建设金沙江上游至湖北多能互补外送特高压直流工程。研究规划与西北电网联接第二通道,研究布局藏东南和雅鲁藏布江下游水电入川接续转送特高压工程。优化提升向家坝至上海、锦屏至江苏、溪洛渡至浙江 ± 800 千伏特高压直流输电通道利用率。

第二节 加快推进特高压交流目标网架建设

加快川渝电力一体化发展,重点推进川渝电网特高压交流目标网架建设,为成渝地区双城经济圈建设提供坚强电力保障。增强甘孜、阿坝特高压交流站电力汇集能力,缓解川西水电送至成都等负荷中心通道瓶颈制约。根据攀西地区水电和新能源大规模投产进度,规划攀西电网至省内负荷中心 1000 千伏特高压交流输变电工程。

专栏 2:特高压电网工程

建成雅中—江西、白鹤滩—江苏、白鹤滩—浙江等±800 千伏特高压直流工程。建成甘孜—天府南—成都东、阿坝—成都东、天府南—重庆铜梁 1000 千伏特高压交流输变电工程。开工建设金沙江上游川藏段至湖北±800 千伏特高压直流工程。规划德宝第二回直流工程、攀西至天府南特高压交流工程。

第三节 优化省内主网架结构

结合特高压交流布点,完善四川电网 500 千伏主网架,构建相对独立、互联互通的“立体双环网”主网结构,整体提高四川电网对以新能源为主体的新型电力系统的适应性和供电保障能力。实施白鹤滩送出加强 500 千伏工程,化解系统性风险,提高送电能力。实施攀西电网加强改造工程。优化布局甘孜州、阿坝州、凉山州、攀枝花市送出通道,实施 500 千伏输变电加强工程,满足川西

新能源加快发展需要。建设成都、资阳、内江、川东北等燃机调峰电站接入系统工程。配合川藏铁路等重点铁路工程建设,推进电气化铁路牵引站建设。推动成都都市圈、成都东部新区、宜宾三江新区、南充临江新区、绵阳科技城新区电网建设。加强 220 千伏、110 千伏网架和联网工程建设,推动 220 千伏电压等级电网接入公平开放,促进省属电网和国网四川电网融合发展。

专栏 3:主网架建设重点电网项目

500 千伏重点工程。(1)特高压配套工程:核准建设甘孜、阿坝、天府南、成都东等特高压交流配套,雅中、白鹤滩、金上等特高压直流配套,白鹤滩送出加强、沐溪—叙府断面加强等工程,攀西电网加强改造工程。(2)输变电线路及变电站工程:加快推进昭化—巴中、甘谷地—蜀州线路改接、马尔康、绵阳南、南部、泸州东等在建工程,核准建设遂宁加强、大林、新津、成都西(温郫)、德阳南等输变电工程,推动邛崃、德阳南—什邡、十陵、淮州、空港、甘南、乐山南、内江(自贡)II、宜宾北、眉山西等新建工程规划建设。(3)输变电扩建工程:核准开工水洛扩、盐源扩、尖山—彭祖串抗、沐溪扩、东坡扩、姜城扩、叙府扩、广都扩等工程,推动昭化扩、复龙换—宜宾换串抗、巴中扩、内江扩等工程规划建设。(4)电源送出工程:核准建设白鹤滩、两河口、天明、苏洼龙、杨房沟等水电站送出工程,推动双江口、巴拉、巴塘、叶巴滩、卡拉、枕头坝二级、沙坪一级、硬梁包、金川等水电站送出工程规划建设。

220 千伏重点工程。在全省负荷增长较快地区核准建设一批 220 千伏输配电工程,完善县域电网 220 千伏网架支撑。

铁路配套电网工程。配套新建川南城际、成昆铁路扩能、成自高铁、成渝中线、渝昆高铁、汉巴南铁路、西成铁路、成达万高铁等电气化铁路牵引站。规划建设川藏铁路四川境内配套电网输变电工程;建设巴塘—澜沧江线路工程(四川侧)。



图2 2025年四川省际联网工程规划示意图

第五章 加快天然气勘探开发利用

第一节 建设千亿立方米级产能基地

大力推进天然气(页岩气)勘探开发,实施国家天然气(页岩气)千亿立方米级产能基地建设行动方案,建成全国最大的现代化天然气(页岩气)生产基地。加大德阳—安岳古裂隙周缘、川中下古生界—震旦系、下二叠统、川西雷口坡组、川南五峰组—龙马溪组层系勘探力度。加快川中下古生界—震旦系气藏、川西和川中致密气藏、川东北高含硫气田、川西致密气田以及长宁、威远、泸州等区块产能建设,稳定主产区产量,开发接续区块。到2025年,天然气(页岩气)年产量达到630亿立方米。

专栏 4:天然气开发重点项目

常规天然气开发项目。川中安岳气田、川中太和气区项目、川东北普光和元坝气田、川西下二叠统项目、川西高含硫气田、川西和川中致密气气田。

页岩气开发项目。长宁区块、威远区块、泸州区块、黄金坝—紫金坝—大寨区块、威荣区块。

第二节 大力推进油气基础设施建设

按照适度超前的原则,加快省内油气输送管网建设,围绕主要产气区、消费区和薄弱区,统筹优化管网布局,构建供应稳定、运行高效、安全可靠的输配系统。推进川气东送二线(四川段)、威远和泸州区块页岩气集输干线工程、攀枝花—凉山等天然气管道建设,进一步完善达州、雅安、乐山、泸州、巴中等末端区域供气管网,布局南向管道并适时建设。规划新增成品油入川管道。到 2025 年,形成输气能力 700 亿立方米/年。

专栏 5:油气管网设施建设重点项目

天然气管道重点项目。威远和泸州区块页岩气集输干线工程,威远—乐山输气管道、攀枝花—凉山输气管道、中江—简阳集输气管道、元坝—德阳输气管道、川气东送二线(四川段)。

成品油管道重点项目。研究论证滇油入川干线管道(曲靖—昭通—宜宾段)、楚雄—攀枝花—凉山管道。

第三节 扩大天然气利用

提升城乡燃气普及率,发展燃气采暖。积极调整工业燃料结构,鼓励玻璃、陶瓷、建材、机电、轻纺等重点工业领域实施天然气

燃料替代。科学布局 LNG 加注站、压缩天然气 (CNG) 加气站, 推进长途重卡等交通领域燃料气化改造。统筹规划涉电用气, 促进天然气综合利用。优化发展天然气化工产业, 加快向精细化、高端化转型, 提升资源转化水平和产品附加值。

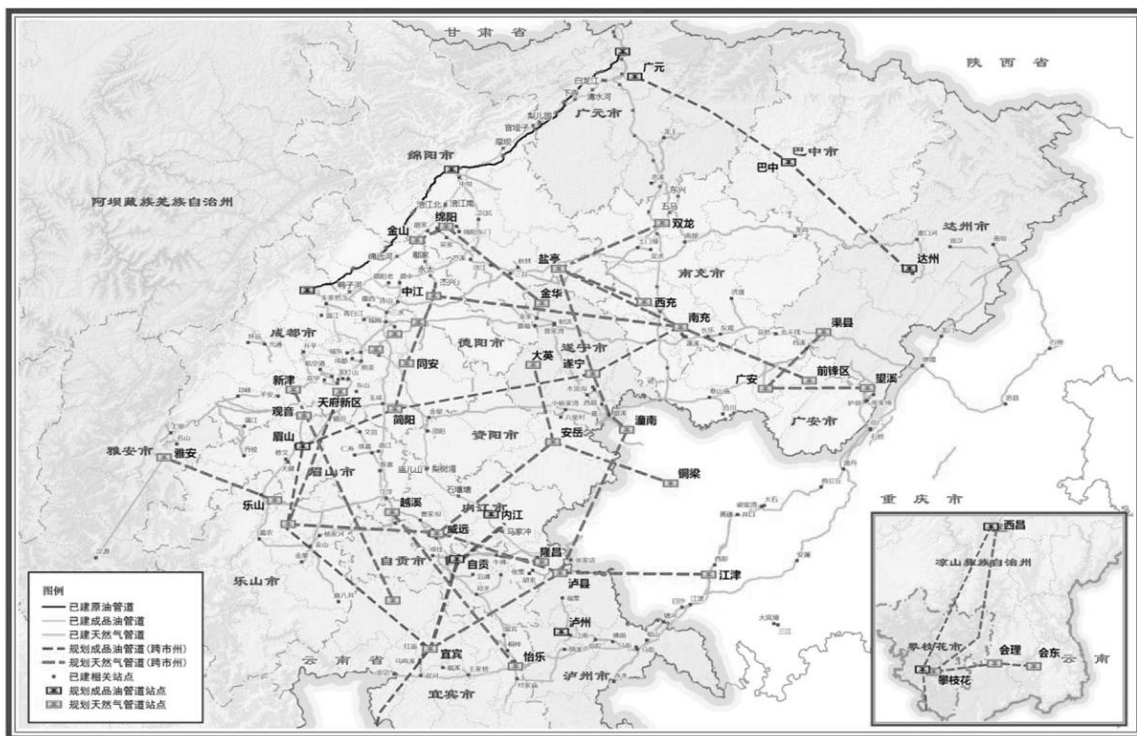


图3 四川省“十四五”石油天然气管道项目示意图

第六章 推进煤炭清洁化生产利用

第一节 推进煤炭绿色开采

坚持“限小扶大、增优减劣”, 培育扶持先进优质煤矿产能, 保持合理有效产能规模。推进煤矿现代化改造, 因地制宜实施煤矿智能化改造, 示范引领带动煤炭绿色开采技术创新与装备推广应

用,提升煤矿优质产能比重,稳定民生用能和煤炭兜底保障生产供应水平。到 2025 年,优质产能煤矿产量比重达到 50% 以上。

第二节 深化煤炭清洁利用

引导耗煤行业节能降耗和用能替代,合理控制煤炭消费总量。加强节能高效实用技术及先进装备应用,强化废弃物资源化利用,促进矿区循环经济发展。推进洁净煤技术推广应用,积极发展高效洗煤、配煤和型煤综合利用技术,探索煤炭地下气化清洁开发技术推广应用。加强煤炭清洁运输和流通环节清洁监管,在煤炭消费重点地区开展煤炭清洁化利用试点示范。到 2025 年,煤炭废弃物资源化率达到 80% 以上,原煤入选率达到 85% 以上。

第三节 加大煤层气勘探开发

健全资源综合开发协调机制,优化筠连和古叙矿区资源开发时序,提升煤层气产业化水平。探索芙蓉等矿区关闭煤矿残存煤层气资源开发,推进煤炭行业转型发展。强化煤层气开发技术创新平台建设,开展煤矿井上下立体化联合抽采瓦斯试验示范。到 2025 年,煤层气(煤矿瓦斯)抽采量 5 亿立方米,利用量 4 亿立方米。

专栏 6:煤炭生产利用重点建设项目

智能化改造。完成华蓥山矿区龙滩煤矿、宝鼎矿区大宝顶煤矿、古叙矿区石屏一矿和叙永煤矿、寿保矿区嘉阳煤矿、达竹矿区铁山南煤矿和金刚煤矿、筠连矿区新维煤矿和鲁班山北矿等智能化改造。

煤层气开发。建成川南筠连矿区、古叙矿区、芙蓉矿区煤层气(煤矿瓦斯)产能 1.5 亿立方米/年以上。

第七章 加强能源安全储备和风险管控

第一节 增强油气储备能力

加强全省天然气应急储备和调峰能力建设,推进储气设施集约化、规模化布局,建成以地下储气库为主、地面 LNG 储罐为辅的天然气储气设施。到 2025 年,全省建成储气能力 32 亿立方米(含地方政府和下游企业应具备的储气能力 11 亿立方米),建成国家西南天然气储备基地。加强成品油储备能力建设,落实企业储备主体责任。规划布局国家航油储备基地。

第二节 健全煤炭储备体系

充分发挥市场机制和政策引导作用,逐步形成“以企业社会责任储备为主体、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。推动煤炭跨省合作,稳定省外煤炭调入。结合煤炭产供需和运输通道等情况,推进煤炭储备基地建设,健全煤炭储备动用及监测检测等制度。到 2025 年,煤炭静态储备能力达到 450 万吨以上。

第三节 强化电力安全与应急保障

着力增强电力系统灵活性,建立调峰、调频等辅助服务市场,

形成年度最大用电负荷 3% 的需求侧响应能力。优先在负荷中心、新能源大规模开发基地规划建设抽水蓄能电站,提升电力系统调节能力。优化电力调度机制,逐步实现风光水互补联合调度及流域梯级综合调度。加强重点城市 and 用户电力供应保障,推动成都市建设坚强局部电网。建立应急会商机制,加强极端情形下电力风险管控,强化电力系统网络安全,完善省级及各地区“黑启动”方案,提高大面积停电事件应急处置和电力设施抵御地质灾害、极端天气等突发事件冲击的能力。

第四节 完善能源风险管控体系

高度重视防范化解能源安全重大风险,建立全过程闭环监管的能源安全风险管控机制,完善能源安全风险管控体系。强化供需预警预测,提高形势分析研判与指挥调度能力,提升能源安全风险管控水平。落实“管行业必须管安全”原则,加强油气管网等能源设施保护。强化能源网络安全防护,推动关键信息基础设施网络安全监测预警体系建设,提升关键信息基础设施应急响应和恢复能力。

专栏 7:能源安全储备重点项目

天然气储备。推进牟家坪、老翁场、中坝、沈公山、黄家场等地下储气库和遂宁 LNG 储气调峰项目建设。

煤炭储备。建成川东、川南、川北煤炭储备基地,静态储备能力 450 万吨以上。

抽水蓄能。推动大邑、道孚抽水蓄能电站建设,推进一批抽水蓄能项目前期工作。

第八章 推进能源消费转型升级

第一节 持续推进节能降碳

围绕实现碳达峰碳中和目标,严格落实能源消费总量和强度“双控”制度,抑制不合理能源消费,加快构建节约高效、清洁低碳的用能模式。鼓励工业领域采用先进节能工艺技术和设备,持续推进建筑、交通运输等重点领域节能。组织实施重点行业绿色升级、城镇节能降碳示范、煤炭减量替代等重点工程。实施重点用能单位“百千万”行动,强化重点用能单位节能目标责任,实行重点用能单位分级管理。实施全民节能行动和能效领跑者引领计划。研究编制能源行业碳达峰工作方案,推进能源分行业分步达峰。持续降低碳排放强度,支持有条件的重点行业、重点企业率先达到碳排放峰值。充分发挥市场机制作用,鼓励企业积极参与全国碳排放权交易。弘扬勤俭节约优良传统,引导形成简约适度、绿色低碳的生产生活方式和社会风尚。

第二节 积极推进电能替代

进一步扩大电能替代范围,在工业生产、交通运输、农业生产、供暖供冷、家居家电等领域因地制宜推进电能替代,不断提高电气化水平。持续扩大电能替代规模,重点在燃煤(油、柴)锅炉窑炉、港口岸电、电烤烟、电火锅、机场桥载、冰蓄冷、电驱钻井、电驱压裂等领域实施一批电能替代工程。全面优化充(换)电基础设施布

局,建设全省充电基础设施服务平台。到 2025 年,力争建成充电桩 12 万个,总充电功率 220 万千瓦,满足电动汽车出行需求。

第三节 促进分布式能源推广应用

积极推动具备条件的建筑楼宇、产业园区充分利用分布式天然气、分布式新能源,实现冷热电能源就地高效利用,提升能源综合服务水平 and 综合能效水平。稳步推进户用光伏发电建设,推动分布式能源发展和乡村振兴有效衔接。创新分布式能源发展机制,完善分布式能源市场化交易政策,推进分布式能源公平接入,鼓励多种市场主体探索分布式能源商业运作模式。

第九章 培育能源新技术新业态

第一节 推动传统能源装备技术升级

持续完善能源装备研发制造体系,着力提高传统能源装备技术自主研发能力。聚焦大容量冲击式水轮发电机组、新型高效低成本光伏发电、超大功率风力发电机组、全球领先高效清洁燃煤发电装备、重型燃气轮机、柔性直流输电技术、非常规油气勘探开发设备、大型压缩/液化天然气(CNG/LNG)成套设备等领域,围绕核心材料、核心设备、关键零部件等开展技术攻关,不断提升能源装备整体性能。

第二节 促进氢能及新型储能产业发展

以氢能、新型储能为重点,着力推动新兴能源技术装备发展,围绕关键技术、核心材料、装备制造等短板弱项,建立技术研发平台,加大核心技术攻关。对接国家氢能规划,着眼抢占未来产业发展先机,统筹氢能产业布局,推动氢能技术在制备、储运、加注、应用等环节取得突破性进展。支持成都、攀枝花、自贡等氢能示范项目建设,探索氢燃料电池多场景应用。推动大规模、大容量、高安全性和经济性的化学储能技术发展,探索推进化学储能在电源侧、电网侧、用户侧多场景商业化应用,不断提升化学储能电站全生命周期安全管理水平。开展飞轮储能装置技术研发应用。加快阿坝州、甘孜州锂资源开发利用,支持成都、遂宁、宜宾锂电产业基地建设。

第三节 推进智慧能源发展

纵深推进能源互联网产业发展,鼓励各地因地制宜构建智慧能源体系。加快电网基础设施智能化改造和智能电网建设,加强源网荷储衔接,提高电力系统互补互济和智能调节能力。发展能源大数据服务应用,实现多领域能源大数据集成融合,开展面向能源生产、流通、消费等环节的新业务应用与增值服务,建立基于能源大数据的行业管理与监管体系。开展智慧能源试点示范。

第四节 优化能源产业创新环境

不断完善能源技术创新体系和服务体系,推动能源科技领域产学研用融合发展。以重大项目为载体,促进能源领域首台(套)重大技术装备示范应用和实证示范基地建设,促进先进能源技术成果向商业化应用转化。积极支持相关高等院校、能源企业在川设立能源科研机构,鼓励通过细化落实知识产权、资金、税收、金融相关配套政策等措施,引进一批具有带动作用的优势企业在川落户,推动形成具有较强创新能力和市场竞争力的能源装备产业集群。充分发挥行业协会、产业联盟等社团组织的桥梁纽带作用,促进相关能源企业以市场化方式推进项目合作,推动能源产业协同发展。

专栏 8:能源科技关键技术攻关重点领域

风电机组。研发超大功率陆上风电机组、大功率海上风电机组、漂浮式海上风电机组、超高海拔(5000米以上)风电机组。

燃气轮机。研发掺氢/氢燃气轮机关键技术,推动自主重型燃气轮机示范应用。

多能互补运行控制和调度。研究流域梯级风光水互补发电运行方式、送出模式、核心机电设备等;研究直流输变电技术、高海拔特高压交流输变电技术;研究智能电网与能源互联网、多能协同能源互联等技术应用。

油气勘探。开展页岩气勘探开发瓶颈技术攻关,形成3500米—4500米水平井钻完井、压裂技术;开展抗高温旋导工具、连续油管设备等深层开发关键设备国产化攻关;攻关和储备4500米以深相关勘探开发配套技术。开展低渗煤层气水平井增产措施等煤层气勘探开发技术攻关。

核电技术。突破先进燃料组件工业化应用技术、“华龙一号”自主三代核电技术,打造自主可控的核仪控系统核心设备。

氢能及新型储能。推动氢能与燃料电池技术创新,车用储氢材料及储氢系统研究,突破高功率氢燃料电池堆、大规模氢电耦合智能化控制等关键技术,研发全固态锂电池关键材料、锂盐稳态结晶技术、储能电池材料回收技术、钠离子电池及钒钛液电池储能技术;研发模块式中大型工商业储能系统、大型智慧化高安全锂电池储能系统。

第十章 强化能源民生服务保障

第一节 增强城乡能源普遍服务能力

统筹推进城乡配电网智能化、安全性改造,逐步建成省会城市、区域中心城市坚强配电网,巩固提升配电网可靠性和供电质量,提高配网供电智能化水平。实施农村电网巩固提升工程,切实消除薄弱环节,构建“可靠用电、安全用电、方便用电”的农村地区电力网络,强化民生供电保障能力。持续优化用电营商环境,推动“获得电力”服务水平不断提升,推进居民和低压用户用电报装零审批、零上门、零投资服务,高压用户用电报装省事、省力、省钱服务,推动我省用电营商环境进入全国先进行列。实施好两项改革“后半篇”文章涉改乡村农村电网改造升级。增强独立光伏供电地区供电能力。坚持因地制宜、多措并举,“宜管则管、宜罐则罐”,有序提升天然气终端覆盖水平。

第二节 提高农村能源清洁利用水平

强化乡村振兴能源保障,实施乡村清洁能源建设行动。实施农村可再生能源替代行动。因地制宜推进农作物秸秆综合利用,稳步推进农村沼气发展,支持农村地区分布式能源建设,促进农村能源供应方式多元化。积极推进我省黄河流域农牧区开发利用清洁能源。探索开展低碳零碳村镇试点示范与推广,促进农村形成绿色低碳生产生活方式。

第三节 推进采煤沉陷区综合治理

强化企业责任,严控新生沉陷。重点解决历史遗留的采煤沉陷区存量问题,持续改善矿区民生。推进沉陷区居民避险安置,完善安置区配套道路、管网等基础设施,合理布局建设教育医疗、社会服务、文化体育等公共服务设施。完善供水、供电、供气、通信、垃圾污水处理等设施。支持具备条件的地区依法合理利用沉陷区土地建设接续替代产业平台,促进资源型地区转型发展。

第十一章 推进能源合作

第一节 推动川渝能源一体化发展

协调推动成渝地区双城经济圈能源一体化高质量发展,在能源规划、科技研发、装备制造、产业融合等方面不断深化合作。根据川渝两地电力源网荷储特性、主网架构建、电力流向优化等情况,加强川渝省(市)间电力互济和电力市场建设,加快推进川渝电力一体化发展。有序推进川渝地区天然气(页岩气)资源勘探开发,积极发挥长宁—威远、涪陵国家级页岩气示范区建设的引领作用、安岳气田等常规天然气主产区建设支撑作用,打造川渝天然气生产基地。着力建设川渝一体化煤炭保供体系,建立煤炭储备应急保障机制。

第二节 持续加强区域合作

扩大和深化区域能源资源勘探开发、能源技术、能源运输等方面合作,与浙江、江苏、上海等能源需求中心加强战略合作,与相关受端地区签订体现可再生能源“减碳价值”的送电协议,建立利益共享的战略性送电机制。推动与西藏、云南、贵州、陕西、甘肃等周边省(区)能源合作。加强与西北煤炭供区合作。积极对接京津冀、长三角、粤港澳等国内能源高端产业聚集区,围绕建链、补链、强链、延链,开展清洁能源产业精准招商与产业合作。

第三节 积极开展国际合作

深度参与“一带一路”建设,加强与欧洲、东亚、东盟等的能源科技和产业合作,支持省内能源企业“引进来”与“走出去”。鼓励在川能源开发企业、能源装备制造企业及相关研究机构稳步推进国际化进程,消纳吸收国际先进技术,提升能源装备国产化水平。支持能源企业在“一带一路”沿线重点国家和地区积极布局,开展双边多边合作,对接国际资本,拓展能源市场。

第十二章 建立健全现代能源治理体系

第一节 深化电力体制改革

坚持市场主导与政府引导相结合,持续深化电力市场建设,加

快建立中长期交易为主、现货交易为补充的电力市场格局。推动交易机构独立规范运行。继续培育售电侧主体,巩固并扩大全省增量配电业务改革成果。推进辅助服务市场建设,完善电力辅助服务补偿(市场)机制,支持第三方参与提供电力辅助服务。优化中长期交易组织,建立中长期交易和现货交易价格衔接机制,抓好电力现货市场建设试点。有序放开竞争性环节电价,深化输配电价改革,完善分时电价机制。研究建立燃煤火电容量市场化补偿机制,保障电力系统安全稳定运行。研究碳达峰碳中和目标下水电上网电价形成机制,探索龙头水库电站两部制电价机制,保障水电可持续发展。落实抽水蓄能项目两部制电价政策,研究天然气调峰发电项目两部制电价。有序推进县级农网体制改革和独立供区、小水电供区移交划转。

第二节 开展油气体制综合改革

进一步完善页岩气开发利益共享机制并加快在页岩气主产区推广,积极拓展到致密砂岩气等领域。推进油气行业混合所有制改革,推动央地建立合资企业,在资源地就地注册。组建省级天然气管道合资公司,推进油气管网独立规范运营,探索省级管网以市场化方式融入国家管网公司。探索储气设施投融资和运营模式新机制,推动央企与地方企业合资建设地下储气库。建立健全天然气上下游价格联动机制和储气调峰等辅助服务价格机制。

第三节 加强能源行业管理

创新能源宏观调控机制,推动规范有序开发和项目投资建设。加强能源行业制度建设,加快推进能源行业简政放权、放管结合、优化服务改革进程,提高行业管理效率。强化资源、环境、安全等技术标准,运用市场、信用、法治等手段,加强对能源市场主体行为的持续性动态监管,防范安全风险。提高能源领域法治意识,推动能源行业依法行政。加快能源行业信用体系建设,建立守信激励和失信惩戒机制,持续营造良好营商环境。

第十三章 保障措施

第一节 加强组织领导

省政府能源主管部门负责本规划实施的统筹协调,省直有关部门(单位)各司其职,加强政务服务和监督管理,及时协调解决规划实施中出现的问题,围绕规划提出的重要指标、重大项目、重大改革和政策等,按照部门职能职责推进相关工作。各市(州)政府和能源企业要结合实际,细化落实本规划提出的主要目标和重点任务,确保规划落地实施。

第二节 强化规划引领

加强规划对能源发展的引导和约束,能源产业布局、重大能源

项目建设、项目审批等应以本规划为重要依据。落实约束性指标目标责任,确保全面完成。加强与国土空间规划和环境保护、交通运输等专项规划的衔接,制定实施电力、煤炭、石油天然气、可再生能源等能源行业专项规划或方案,在发展目标、项目布局、重大政策、重大工程、风险防控等方面有效衔接。

第三节 加强政策支持

加强试点示范和政策统筹,完善能源发展相关财政、投资、金融等政策,落实有关税费支持政策,推动能源安全储备、能源转型等重点任务实施。完善用地政策,加强能源重大项目实施保障。按照“三线一单”管控要求,加强空间管控,统筹处理好自然保护地、生态保护红线与能源开发的关系。坚决落实环境影响评估措施和环境保护“三同时”制度,加强能源开发建设中的生态环境保护。制定油基岩屑危险废物处置标准,加强资源化利用。

第四节 强化安全生产

以安全生产清单制管理为抓手,全面落实能源行业主管部门监管责任和能源企业主体责任。编制完善能源行业防汛抗旱、暴雨洪涝巨灾抢险处突、地震灾害等应急预案。抓好能源项目安全 and 质量监督管理,强化项目事中事后监管。做好新型储能项目安全管理工作,提升储能电站本质安全水平。健全完善隐患排查和风险分级管控“双重预防”机制,防范化解重大安全风险。推进大

数据、人工智能等新技术在安全领域的应用,提升科技对安全生产的支撑水平。

第五节 完善实施机制

加强规划实施情况的跟踪分析和监测评估,建立能源规划实施监管体系,重点监管规划发展目标、重点任务和重大工程落实情况,及时协调解决突出问题,实施闭环管理,确保规划落实到位。建立规划实施常态化监测机制,加强短期政策与长期政策的衔接,根据本规划统筹制定年度实施方案,确定年度工作重点。发挥舆论监督作用,引导公众参与,提高科学管理、民主决策水平。