

四川省电源电网发展规划(2022—2025年)

目 录

前 言	4
一、规划背景	5
(一)发展现状	5
(二)存在问题	6
(三)用电需求预测	7
二、总体要求	8
(一)指导思想	8
(二)基本原则	8
(三)主要目标	9
三、加快建设多能互补的重点电源项目	11
(一)强化水力发电主体支撑地位	11
(二)提升风光等新能源补充功能	12
(三)增强气电煤电顶峰兜底能力	13
(四)发挥新型储能灵活调节作用	13
四、大力实施互联互通的重要电网工程	14
(一)围绕“上得去”提升电源侧汇集能力	14
(二)围绕“送得出”拓展至省内负荷中心输电通道	15
(三)围绕“进得来”加快外电入川通道建设	15

(四) 围绕“接得住”增强外送机组下网电力承接能力	16
(五) 围绕“下得了”完善负荷中心主网架	16
(六) 围绕“用得好”促进城乡配电网提档升级	17
五、建立健全加快电力建设的体制机制	18
(一) 建立推动多能互补的新能源配置激励机制	18
(二) 创新促进龙头水库开发的上下游利益共享机制	18
(三) 健全有利于顶峰兜底电源建设运营的电价形成机制
.....	19
(四) 完善支持资源地发展的补偿机制	19
(五) 理顺促进电网融合发展的资产管理体制	19
六、环境影响评价	20
(一) 环境影响分析	20
(二) 环境保护措施	20
七、保障措施	22
(一) 加强组织领导	22
(二) 强化规划引领	22
(三) 明确时序安排	22
(四) 开展监测评估	22
(五) 压实工作责任	23

前 言

电源电网是关系国计民生的重要能源基础设施。贯彻落实党的二十大关于“深入推进能源革命”“加快规划建设新型能源体系”“确保能源安全”重大部署,加快推进我省电源电网建设、构建充足稳定安全可靠的电力系统,是巩固国家战略大后方的重要支撑,有利于增强推动成渝地区双城经济圈建设的电力供应能力,更好打造带动全国高质量发展的重要增长极和新的动力源;是勇挑大梁、服务全国发展大局的重要保障,有利于适应工业化城镇化快速发展刚性用电需求,更好服务和融入新发展格局、推动高质量发展;是坚持人民至上、满足群众美好生活用电需要的重要举措,有利于补齐我省电源电网突出短板,更好提升电力服务水平,守住民生用电底线。

“十三五”以来,四川电源电网规模稳步提升,电力保障能力持续增强,人民群众日益增长的用电需求得到较好保障。2022年7—8月,四川面临历史同期最高极端高温、最少降雨量、最高电力负荷的“三最”叠加局面,电力保供遭遇严峻挑战,暴露出我省电力系统存在突出短板弱项。按照省委、省政府安排部署,编制本规划,明确我省电源电网建设总体要求、主要任务、重大工程、改革举措。规划期为2022—2025年,展望至2035年。

一、规划背景

(一)发展现状。

电力装机规模持续扩大。金沙江、雅砻江、大渡河“三江”水电基地加快建设,白鹤滩、乌东德、两河口等大型水电站建成投产,“三州一市”(阿坝州、甘孜州、凉山州、攀枝花市)光伏发电基地和凉山州风电基地启动建设,技术领先、单机容量100万千瓦水电机组和火电机组在川投入运行。2021年,全省电力总装机达11495万千瓦、较2015年增长32.5%,其中水电装机8947万千瓦、居全国第1位,火电装机1825万千瓦。

电网基础设施逐步完善。已建成覆盖21个市(州)的500千伏骨干主网架,形成资源富集地连接成都等负荷中心的电力汇集送出通道。与华东、西北、重庆、西藏等电网相联,建成“五直八交”(“五直”包括向家坝至上海、锦屏至江苏、溪洛渡至浙江、德阳至宝鸡、雅中至江西直流输电线路,“八交”包括川渝3个通道6回和川藏联网2回500千伏交流输电线路)省际输电通道,最大外送能力3860万千瓦,基本形成西部重要的电力枢纽。2021年,全省500千伏交流输电线路达18351公里、居全国第1位,500千伏变电站达58座,变电容量9775万千伏安。

省际电力合作不断深化。加快建设国家“西电东送”基地,“十三五”以来累计外送电量8066亿千瓦时,每年外送电量占全省发电量的1/3左右,为中东部省份经济社会发展作出重要贡献。加强与西北省份能源合作,德阳至宝鸡直流工程每年送四川电量

约 70 亿千瓦时,陕西等省外来煤占全省每年电煤用量 70% 左右,与甘肃就规划建设陇电入川直流工程达成共识,研究推进藏电入川、疆电入川工作。

电力体制改革有序推进。电力市场建设取得实质性进展,省电力交易中心独立规范运行,现货市场试点不断深入,售电公司快速发展,工商业用户全部进入电力市场。电价形成机制改革持续深化,核定网间输配电价,推动燃煤火电上网电价改革,取消工商业目录销售电价。清洁能源消纳机制不断完善,开展水电消纳产业示范区试点,推出富余电量、低谷弃水等特色交易产品。

(二) 存在问题。

电源多能互补性不强。全省水电装机占全省装机总量的 78%,风光等新能源装机占 6%,具有顶峰兜底作用的火电装机仅占 16%,水风光占比高、“靠天吃饭”特征明显,加之龙头水库电站建设缓慢,省调水电机组装机中径流式电站占 66.4%、季以上调节能力的水库电站仅占 33.6%，“丰余枯缺”矛盾十分突出。天然气资源优势未得到充分发挥,气电建设缓慢;受资源禀赋和运输通道制约,煤电装机占比持续降低;同时,极端情况下火电不能弥补水电出力不足带来的电力缺口,抗风险能力需进一步增强。

电网互联互通能力不足。金沙江、雅砻江水电基地远离负荷中心,电量送往省内负荷中心须通过攀西断面,攀西断面输电能力仅为 850 万千瓦,即使满负荷运转也无法将下网电量全部送至省内负荷中心,极端情况下电网互济能力不足。向家坝、溪洛渡电站

最大下网能力分别为 220 万千瓦、200 万千瓦,受川南电网断面制约,两个电站合计实际下网能力仅 250 万千瓦,紧急情况下难以有效保障省内用电。同时,还存在电网尚未有效延伸至新能源富集地、负荷中心主网架亟待加快建设、跨省电力互济通道少能力弱等问题。

加快电力建设的体制机制不健全。能源资源配置的激励作用尚未充分发挥,促进煤炭天然气与火电、火电与新能源融合发展及盈亏互补的机制尚未形成,“两部制”电价机制有待建立,能源企业建设顶峰兜底电源积极性不高。流域上下游利益共享机制尚未建立,上游龙头水库电站建设运营成本高,下游梯级电站增发效益未合理补偿龙头水库电站建设运营成本。对资源地的补偿机制还不健全,省际间未按“谁受益谁承担”原则形成合理的外送电价格,开发企业对阿坝、甘孜、凉山等资源地的支持力度还需加大。电网资产管理体制尚未理顺,国网地网融合发展不够。

(三)用电需求预测。近年来,全球气候异常和极端天气频发,电力供需失衡时有发生,保障电力系统安全稳定运行挑战巨大,亟需因地制宜探索构建安全可靠的电力系统。随着我国工业化城镇化进程加快,全国各地电力需求普遍增加,送受两端电力供需平衡矛盾凸显。成渝地区是国家战略大后方,四川是经济大省、人口大省、军工大省,稳增长挑大梁责任重,充足稳定的电力供应极其重要。充分考虑极端情况、综合研判发展趋势、合理预留需求冗余,需要科学预测全省最大用电负荷和全社会用电量。据测算,

到 2025 年我省最大用电负荷为 8900 万千瓦、全社会用电量为 4870 亿千瓦时,年均增速分别为 9.7%、10.4%。

二、总体要求

(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,认真学习贯彻党的二十大精神和习近平总书记对四川工作系列重要指示精神,全面落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略,深入贯彻落实省第十二次党代会、省委十二届二次全会精神和省委、省政府决策部署,立足新发展阶段,完整、准确、全面贯彻新发展理念,积极服务和融入新发展格局,紧紧围绕推动高质量发展,树牢极限思维、增强系统观念、强化备份考虑,用改革办法破解发展难题,全力提速电源电网工程项目建设,加快构建更加安全可靠的电力系统,着力增强电力常态运行稳定力、特殊应急保障力、极端情况坚韧力,打造全国清洁能源强省,为推动成渝地区双城经济圈建设、稳固新形势下国家战略大后方提供坚强的电力保障。

(二)基本原则。

坚持适度超前。落实高质量发展要求,前瞻科学合理预测电力需求,预留电力安全运行保供裕度,构建规模水平超前、供需动态平衡、保障充足可靠的电力系统。

坚持资源统筹。立足“水丰气多、煤少油缺”和部分地区风光资源较好的省情实际,落实国家“西电东送”能源战略,加强水电自用外送统筹和风光资源配置省级统筹,推动多源协同互补、多网互联互通、源网荷储互动,提升电力协调运行能力和水平。

坚持盈亏互补。综合考虑经济性、可靠性,深化电力、油气体制机制改革,以独立法人为主体创新多能联营模式,探索顶峰兜底电源容量市场化补偿机制和“两部制”电价机制,推动电源多元开发、成本共担、利益共享。

坚持央地共担。深化与能源央企的合作,加强战略对接、目标协同,建立健全互惠共赢模式和利益联结机制,共同加大电力资源开发、项目建设投入力度,充分发挥能源央企保障电力供应的主力军作用,更好助力地方经济社会发展。

坚持持续发展。统筹发展和安全,持续优化电力结构和布局,加快数字化和智能化升级,协同推进能源供给保障和绿色低碳转型,远近结合、标本兼治、系统解决电力设施突出问题,确保满足经济社会发展需要和极端情况下用电需求。

(三)主要目标。

到 2025 年,基本建成具备较强抗风险能力的电力系统。

——电源结构更加优化。电力装机规模达到 16560 万千瓦,水电、火电、风电、光伏发电占比从 77.8%、15.9%、4.6%、1.7% 调整为 64.1%、16.6%、6.0%、13.3%,电源多能互补、水火互济能力显著增强。省调机组季以上调节能力水库电站达 40 座、装机 2392 万千瓦,新建成气电项目装机容量 850 万千瓦以上,开工建设抽水蓄能项目 12 个,“三州一市”光伏基地和凉山州风电基地加快建设。

——电网保障更加坚强。建成 1000 千伏特高压交流输变电

工程,完成攀西电网优化工程,实现四川主网架提档升级,新增甘孜、阿坝、攀西地区电源汇集输送能力 1300 万千瓦。四川电网 500 千伏“立体环网”加快建设,省内受端电网明显强化,新增供电能力 2000 万千瓦以上。

——体制机制更加健全。新能源资源配置激励作用充分发挥,体现顶峰兜底电源调节作用的“两部制”电价机制建立健全,能源企业投资积极性有效激发。流域上下游补偿机制试点基本完成,龙头水库电站作用更好发挥。电网资产管理体制基本理顺,融合发展水平进一步提升。

展望 2035 年,新型电力系统建设取得实质性成效,多能互补、水火联营发展模式成熟定型,电源可靠保供能力显著增强,互联互通的坚强网架结构基本形成,人民群众生产生活用电便利度和保障水平持续提升,为全面建设社会主义现代化四川提供安全可靠电力支撑。

专栏 1 2025 年电源电网发展主要目标

指标	2021 年	2025 年	年均增长
全社会用电量(亿千瓦时)	3275	4870	10.4%
总装机(万千瓦)	11495	16560	9.6%
水电装机(万千瓦)	8947	10600	4.3%
火电装机(万千瓦)	1825	2760	10.9%
风电装机(万千瓦)	527	1000	17.4%
光伏发电装机(万千瓦)	196	2200	83.0%

指标	2021 年	2025 年	年均增长
1000 千伏输电线路(公里)	—	2230	—
1000 千伏变电站(座)	—	4	—
1000 千伏变电容量(万千伏安)	—	2400	—
500 千伏输电线路(公里)	18351	23254	6.1%
500 千伏变电站(座)	58	70	4.8%
500 千伏变电容量(万千伏安)	9775	13950	9.3%

三、加快建设多能互补的重点电源项目

立足适应用电需求、预留保供裕度,以全面开发水电、大力发展新能源、加快建设火电、合理配置新型储能为重点,增强水火互济、顶峰兜底能力,构建多元开发、充足可靠的电力供应体系。

(一)强化水力发电主体支撑地位。推进以金沙江、雅砻江、大渡河“三江”为重点的水电开发,优先建设季调节、年调节和多年调节能力水库电站,推动金沙江叶巴滩、大渡河双江口等水电站投产发电,以及金沙江拉哇、雅砻江孟底沟、大渡河巴拉等水电站加快建设,支持存量水电机组技改扩容,巩固以水电为主体的可再生能源体系。因地制宜利用常规水电站、水利水库建设抽水蓄能电站,加快推进两河口混合式等抽水蓄能项目建设,提升电力系统调节能力。到 2025 年,水电装机新增 1653 万千瓦、达 1.06 亿千瓦。

专栏 2 常规水电和抽水蓄能重点项目

1. 建成投产一批。金沙江白鹤滩(1600/2 万千瓦)、苏洼龙(120/2 万千瓦)、叶巴滩(224/2 万千瓦)、巴塘(75/2 万千瓦)、银江(39 万千瓦),雅砻江两河口(300 万

千瓦)、杨房沟(150万千瓦),大渡河双江口(200万千瓦)、金川(86万千瓦)、硬梁包(111.6万千瓦)、巴拉(74.6万千瓦)、枕头坝二级(30万千瓦)、沙坪一级(36万千瓦)、绰斯甲(39.2万千瓦),固增(17.2万千瓦)、剑科(24.6万千瓦)、锅浪跷(22万千瓦)、格拉基(12万千瓦)、红卫桥(11.1万千瓦)、确如多(15.1万千瓦)、龙溪口(48万千瓦)等常规水电站。

2. 加快建设一批。金沙江拉哇(200/2万千瓦)、雅砻江孟底沟(240万千瓦)、卡拉(102万千瓦)、老木孔(40.5万千瓦)等常规水电站。

3. 核准开工一批。金沙江旭龙(240/2万千瓦)、岗托(120/2万千瓦)、波罗(100/2万千瓦)、昌波(82.6/2万千瓦)、奔子栏(220/2万千瓦),雅砻江牙根一级(30万千瓦)、牙根二级(220万千瓦),大渡河丹巴(113万千瓦)、巴底(72万千瓦)、安宁(38万千瓦)、老鹰岩一级(30万千瓦)、老鹰岩二级(42万千瓦)、达维(30万千瓦)、卜寺沟(36万千瓦),金顶(22万千瓦)、塔坑(20万千瓦)、查玛日东(11.2万千瓦)、亚中(11万千瓦)、钻根(20.1万千瓦)、雄美(14.1万千瓦)、观音桥(18.7万千瓦)、东风岩(27万千瓦)等常规水电站。两河口混合式(135万千瓦)、仁和(120万千瓦)、道孚(180万千瓦)、叶巴滩混合式(150万千瓦)、芦山(150万千瓦)、绵竹(100万千瓦)、江油(120万千瓦)、大邑(180万千瓦)、长河坝(180万千瓦)、得荣(150万千瓦)、北川禹里(120万千瓦)、屏山(120万千瓦)等抽水蓄能项目。

4. 推进前期工作一批。推进雅砻江楞古(150万千瓦)等常规水电站前期工作,规划研究雅砻江上游水电站建设。加快推进着巴(190万千瓦)、色达(180万千瓦)、团结(150万千瓦)、稻城(140万千瓦)、雅江(140万千瓦)、理塘(140万千瓦)、白玉(120万千瓦)、崇州(120万千瓦)、甘孜(120万千瓦)、盐源(120万千瓦)、金川(120万千瓦)、新龙(120万千瓦)、南江(80万千瓦)、双江口混合式(60万千瓦)等抽水蓄能项目前期工作。

(二)提升风光等新能源补充功能。坚持集中式与分布式并举,加快建设“三州一市”光伏发电基地,鼓励具备条件的地区利用工业厂房、商业楼宇、公共建筑和居住建筑等建设屋顶分布式光伏。有序推进凉山州风电基地建设,支持具备条件的盆周山区和川西地区开发风电。加快建设金沙江、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,推动风光资源在省内更大范围优化利用。因地制宜发展生物质能、地热发电。到2025年,全

省光伏发电、风电装机分别新增 2004 万千瓦、473 万千瓦,分别达 2200 万千瓦、1000 万千瓦以上。

专栏 3 光伏发电、风电重点项目

1. 光伏发电。重点建设阿坝州北部、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,攀枝花市洼落、新九、仁和、米易 4 个片区等集中式光伏发电基地。积极推进纳入国家试点的成都市金堂县、攀枝花市西区、广元市旺苍县、南充市嘉陵区、阿坝州茂县、凉山州德昌县等开发屋顶分布式光伏。

2. 风电。建成凉山州风电基地西昌牦牛山(59 万千瓦)、德昌腊巴山(26 万千瓦)、会东淌塘(25 万千瓦)、宁南果木(21 万千瓦)等风电项目,以及盆周山区广元昭化白果(40 万千瓦)、剑阁(10 万千瓦)等风电项目。

(三)增强气电煤电顶峰兜底能力。抓紧建设支撑性、调节性火电项目,在成都等省内负荷中心、天然气主产区新增布局一批气电项目和应急保障电源,2025 年前新增投产气电装机容量 850 万千瓦以上,争取将项目用气纳入民生用气保障。研究论证一批煤电项目,充分释放省内煤炭产能,扩大新疆、陕西等省外来煤量,加快广元、达州等储煤基地建设,增强电煤保供能力。

专栏 4 火电重点项目

1. 气电项目。建成投产华电白马(95 万千瓦)、川投资阳(140 万千瓦)、华能彭州(80 万千瓦)、川能投广元(140 万千瓦)、川投泸州(140 万千瓦)、川能投德阳(140 万千瓦)、川投达州二期(140 万千瓦);规划论证巴中、简阳、眉山、南充等调峰气电项目。

2. 煤电项目。研究论证成都、绵阳、广元、达州、南充、泸州、攀枝花等地煤电项目。释放筠连、古叙矿区煤炭产能,加快建设广安高兴(60 万吨)、达州河市(80 万吨)、达州万源(200 万吨)、广元(100 万吨)等储煤基地。

(四)发挥新型储能灵活调节作用。规划建设“新能源+储能”设施,对新增风电、光伏发电项目,原则上按不低于装机容量 10%、

储能时长 2 小时以上,配置新型储能设施,为电源顶峰提供备份。在电网末端及偏远地区建设电网侧储能电站,鼓励聚合利用不间断电源、电动汽车、用户侧储能等分散式储能设施,向电力系统发输配用各环节提供服务。到 2025 年,力争全省新型储能规模达 200 万千瓦以上。

专栏 5 新型储能重点项目

1. 电源侧。建成甘孜州第一批光储一体化、甘孜州高海拔新型储能实证基地、新龙县供电保障光储等储能项目。
2. 电网侧。建成百兆瓦级全钒液流电池储能电站、压缩二氧化碳储能等示范项目,研究论证负荷中心区域储能、农村地区配网储能、负荷侧异地共享储能等示范项目。
3. 用户侧。建成分布式供能系统储能、近零碳排放园区储能、车联网(V2G)充电站等项目。

四、大力实施互联互通的重要电网工程

突出电网贯通“发输配用”全过程的纽带作用,强化负荷中心间、流域间、省际间互联互通,以 1000 千伏特高压交流工程为骨干、500 千伏省内环网为支撑、外电入川通道为补充,加快构建坚强网架结构。

(一)围绕“上得去”提升电源侧汇集能力。强化网源协调,加快建设水电、火电接网工程,提前布局一批风光汇集工程,推动电源和接网工程同步投产。建成投产甘孜特高压变电站配套、两河口水风光互补等 500 千伏汇集工程和巴塘、双江口等 500 千伏水电站送出工程,加快建设甘南、红原等 500 千伏汇集工程。到 2025 年,提升清洁能源汇集能力 2460 万千瓦,满足新增电源并网需求。

专栏6 电源侧汇集重点项目

1. 电站接网工程。建成投产苏洼龙、巴塘、巴拉、硬梁包、金川、叶巴滩、枕头坝二级、沙坪一级、双江口等水电站 500 千伏送出工程,满足 1060 万千瓦水电接网需求。

2. 清洁能源汇集工程。建成投产两河口水风光互补、盐源扩、水洛扩、甘孜特高压变电站配套、阿坝特高压变电站配套等重点工程,提升清洁能源汇集能力 1400 万千瓦;开工建设甘南、雅砻江汇集、金沙江汇集、红原、普提扩、新都桥扩等 500 千伏项目,建成后提升清洁能源汇集能力 1300 万千瓦。

(二)围绕“送得出”拓展至省内负荷中心输电通道。加快构建甘孜、阿坝、攀西等水电基地相对独立、互补支援的坚强输电体系,提升关键断面送电能力,满足“三江”大型水电、“三州一市”新能源基地向省内负荷中心送电需求。加快建设川渝特高压交流网架,推进甘孜、阿坝、攀西等电源基地至省内负荷中心特高压交流工程尽早建成投用。推动 1000 千伏特高压交流电网向北、向西延伸,完善拓展川渝特高压交流环网。

专栏7 至负荷中心输电通道重点项目

1. 1000 千伏特高压输电通道。2025 年前建成投产甘孜—天府南—成都东、阿坝—成都东特高压交流输变电工程,2027 年前建成攀西地区特高压交流输变电工程。规划布局川南、川北、甘孜北、甘孜中、阿坝北等特高压交流变电站。

2. 500 千伏输电通道。建成投产甘谷地—蜀州改接、建昌换流站—叙府、月城 II、川藏铁路供电配套金沙江上游—甘孜特等项目。开工建设攀枝花断面加强等项目。

(三)围绕“进得来”加快外电入川通道建设。大力实施外电入川工程,推动区域电网互联互通,引入省外稳定可靠电源,增强省际间多元化、多方向互济能力。突出与西北省份火风光电源、西藏地区水光电源的互补性,规划建设陇电入川、藏电入川、疆电入

川特高压直流工程,提高四川电网与西北电网、西藏电网互通水平和互济能力。

(四)围绕“接得住”增强外送机组下网电力承接能力。以外送机组为依托、有效承接为前提、紧急支援为目标,增强与攀西电网、川南电网相连的锦屏、官地、白鹤滩、溪洛渡、向家坝等水电站下网能力和电网承接能力,短期打通受阻“卡点”,远期考虑全部承接下网电量,有效应对极端情况。建成川南、攀西地区溪洛渡、向家坝、白鹤滩等电站下网承接能力提升工程。到2025年,外送机组留电能力新增770万千瓦、达到1920万千瓦。

专栏8 外送机组下网电力承接重点项目

1. 2025年前建成项目。洪沟—泸州温升改造工程、江阳—内江(自贡)Ⅱ—天府南500千伏工程、建昌换流站—叙府500千伏工程、金沙江上游—甘孜特500千伏线路工程、金沙江上游500千伏接入系统工程,外送机组留电能力新增770万千瓦、达1920万千瓦。

2. 2030年前建成项目。川南地区特高压及配套500千伏优化工程,外送机组留川能力新增1100万千瓦、达3020万千瓦。

3. 2035年前建成项目。锦屏官地、白鹤滩等留川工程,溪洛渡左岸和向家坝并网优化工程,实现四川电网具备在极端情况下对全部外送机组下网的承接能力达4823万千瓦。

(五)围绕“下得了”完善负荷中心主网架。优化重构四川电网500千伏主网架,推动成都和川南负荷中心电网“立体成环”、川东北负荷中心电网“连片融入”,形成相对独立、互联互通、多重备份的坚强电网格局。雅安、阿坝、甘孜等地电源稳定接入成都区域“立体双环”,甘孜、攀西等地电源稳定接入川南区域“立体双环”,川东北电网通过特高压站点融入成都负荷中心,建成层次清晰的

负荷中心主网架,环内可靠供电、环间互为支撑,有效提升区域整体供电能力。

专栏9 负荷中心主网架重点项目

1. 500 千伏输变电工程。建成投产叙府扩、广都扩、遂宁加强、大林、东坡扩、成都西、昭化增容扩建、尖山—彭祖加装串抗、沐溪扩、乐山南、姜城扩、眉山西、十陵、德阳南、内江(自贡)II、宜宾北、邛崃、淮州、空港、巴中扩等,增加负荷中心供电能力 2295 万千瓦。开工建设富乐扩、月城扩、自贡西、广安 II、南充扩、遂宁 II、广都扩、大林扩、兴梦扩、白泉扩、桃乡扩、尖山扩、绵州扩、谭家湾扩、南天增容等。

2. 220 千伏输变电工程。开工建设成都平原、川南、川东北、攀西等负荷中心输变电工程,完善县域电网网架支撑。

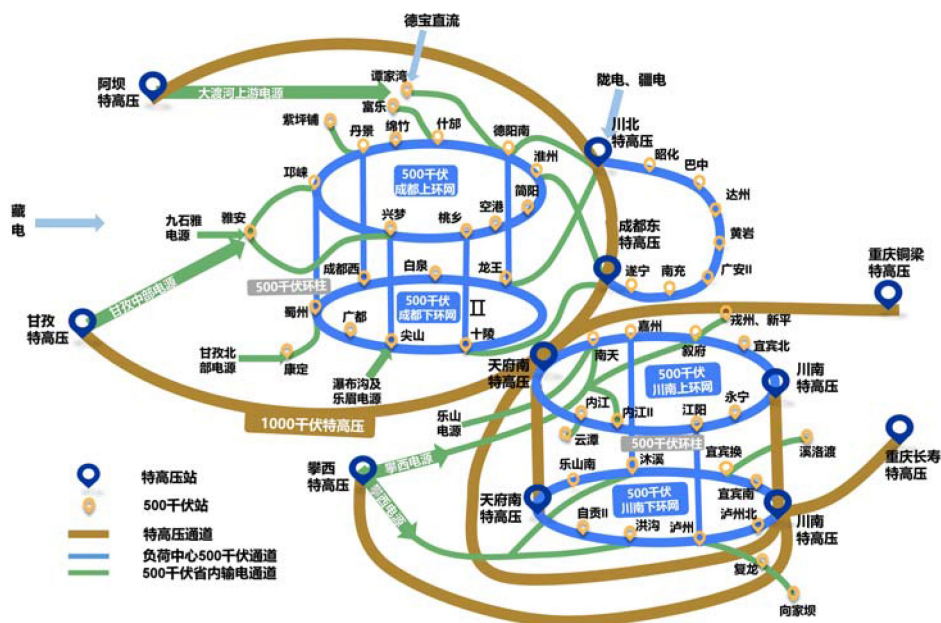


图1 立体环网示意图

(六) 围绕“用得”促进城乡配电网提档升级。统筹主网与配网衔接,加快电网数字化、智能化转型,打造安全稳定、互动友好、经济高效的现代配电网。升级完善城市配网,鼓励建设微电网和增量配电网,加快建设成都超大城市坚强灵活可靠城市配网。增强城镇配网承载能力,满足电动汽车、分布式电源、储能

系统等多元主体接入需求。着眼城乡供电服务均等化,重点实施乡村振兴重点帮扶县、革命老区、民族地区等农村电网巩固提升工程。

五、建立健全加快电力建设的体制机制

强化能源资源配置对电源电网建设的激励作用,完善电力价格形成机制,加快理顺电网资产管理体制,充分发挥市场配置资源作用推动省际间电力交易,营造有利于电力行业高质量发展的制度环境。

(一)建立推动多能互补的新能源配置激励机制。加大风光等新能源资源配置省级统筹力度,按照“水电就近、火电异地”原则,强化省市协同、提高新能源跨区域配置能力,优先向顶峰兜底电源配置风光资源,实现多能互补、联营开发。加快建立激励机制,推动调节能力水库电站水风光一体化建设、“火电+新能源”配套开发、“油气企业参与天然气发电+新能源”开发、“电力资源留川+新能源”配置以及按照项目建设进度配置资源,提高能源企业建设顶峰兜底电源积极性。

(二)创新促进龙头水库开发的上下游利益共享机制。鼓励建设大库容、高调节性能的龙头水库电站,研究建立上游龙头水库电站与下游梯级电站利益共享机制,促进流域水电资源有效开发。按照“谁受益、谁补偿”原则,综合考虑下游梯级电站增发收益,制定对龙头水库电站的补偿标准,合理分担龙头水库电站建设运营成本。率先在雅砻江流域开展试点,推进两河口水电站与下游梯

级水电站建立补偿机制,形成可复制可推广的经验。

(三)健全有利于顶峰兜底电源建设运营的电价形成机制。深化电源侧电价市场化改革,持续推进输配电价改革,构建主要由市场决定电价的机制。研究建立火电、龙头水库电站“两部制”电价机制,合理确定容量电价和电量电价,推动省外用户和省内用户共同分担,疏导项目建设成本、体现调峰备用价值。落实抽水蓄能项目“两部制”电价政策。合理核定输配电价,及时将新增电网工程纳入核价范围。探索建立市场化容量补偿机制,鼓励调峰兜底电源参与省际间电力现货市场和辅助服务市场交易。

(四)完善支持资源地发展的补偿机制。强化对资源地财税支持,建立开发企业与资源地利益共享机制,支持地方投资入股资源开发,鼓励通过产业合作、飞地经济等方式促进资源地产业发展。支持将新投产国调机组、省调机组电量按照一定比例优先留存资源地使用。加大对电站移民的搬迁安置和后期扶持力度。研究建立外送电量专线工程输电费税收分享机制,适度提高资源输出地税收返还比例。

(五)理顺促进电网融合发展的资产管理体制。推动电网资产优化重组与结构调整,大力提升资产配置效益,加快建设保障有力、协同高效的电网资产管理体制。全面清理我省地方电网资产,妥善解决农村电网资产等历史遗留问题,健全归属清晰、流转顺畅的产权关系。深化央企和地方合作,促进国网地网融合发展,更好发挥规模优势和协同管理优势。健全电网企业法人治理结构,进

一步做好资产运营和维护管理,提升电网运营质效和服务水平。

六、环境影响评价

(一)环境影响分析。

本规划坚定推进绿色低碳发展,加快清洁能源的开发利用,在加强生态环境保护和做好移民安置的前提下,大力发展常规水电和抽水蓄能,加快推进调峰气电建设和煤电扩能改造,积极开发新能源。到2025年,预计全省可再生能源装机达到1.38亿千瓦以上,水风光发电量达到4990亿千瓦时以上。按替代煤电机组测算,相应减少煤炭消费1.6亿吨、减少二氧化碳排放约4亿吨,为我省碳达峰、碳中和奠定良好基础。

规划顺利实施,将加快实现能源生产、消费革命,优化火电结构,扩大天然气利用,促进煤炭清洁利用和电能替代,持续推进节能降耗,全面提升能效水平,降低污染物排放和碳排放强度。到2025年,全省电力生产消费对环境的影响将得到进一步有效控制,完成各项节能减排指标,实现电力与环境协调发展。

(二)环境保护措施。

坚持绿色发展、循环发展、低碳发展,严格遵守《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国节约能源法》《中华人民共和国环境影响评价法》《中华人民共和国长江保护法》等相关法律法规以及《四川省“十四五”生态环境保护规划》等相关要求。认真执行电力项目开发的环境影响评估和审查制度,科学规划和合理利用能源资源,降低对土地、水、生态环境等的影响,控制污染排放

水平。

电源项目建设方面,水电项目要加强水环境保护、水生生态保护、陆生生态保护,实行流域层面监控预警和综合管理,落实“大水调”机制。全面停止小水电开发,加强小水电清理整顿。风电、光伏发电项目要加强空间管控,优化工程选址、布置,避让生态保护红线。强化施工管理,保护生态环境。提升清洁能源消纳和储存能力,加强本地消纳。火电项目要加快推进燃气锅炉低氮燃烧改造、现役煤电机组“三改联动”,全面完成燃煤小锅炉淘汰,控制生产过程中的碳排放,加强脱硫脱硝设施运行监管,鼓励有条件的电厂开展废水零排放改造。

电网项目建设方面,输电线路走廊布局要统筹兼顾地方城市规划建设,尽量沿城市规划生态廊道、绿化带布设,远离居民区。工程项目在选址选线过程中要注意与生态保护红线、永久基本农田和各级国土空间规划相协调,原则上尽量采用国土空间规划预留站址走廊进行建设。尽量避开森林草原高火险地区,无法避让时应采用高跨等防护设计,确保满足输配电设施防灭火有关技术要求。

环境风险管控方面,工程施工工序要科学合理,土建施工应一次到位,避免重复开挖。施工期应尽量避免雨季,如无法完全避开,则应采取临时挡护和覆盖的措施。临时堆土点应避开水源保护区、远离水体,施工废水和废渣禁止向水源保护区水体直接排放。施工结束后要及时清理施工废弃物,并进行植被恢复。

七、保障措施

(一)加强组织领导。建立健全省电力项目推进工作领导机制,加强对全省电力安全保供中长期形势和极端情况研判,加大重大工程建设、重大政策实施、重大机制创新协调力度,及时解决规划实施过程中出现的困难问题。省发展改革委、省能源局牵头组织省直有关部门(单位)、市(州)和重点能源企业,加强向上汇报争取,强化横向协同、纵向联动,合力推进规划有序有效实施。

(二)强化规划引领。加强规划对电力建设发展的引导,电源电网项目前期工作、项目审批等应以本规划为依据,重要电力建设发展政策文件制定应形成对规划实施的有力支撑。及时启动省“十四五”能源发展规划和电力发展规划的中期调整,确保发展目标、重大项目、政策措施协调统一。加强与有关部门协同,做好与国土空间、生态环保、水利、交通运输等规划的衔接。

(三)明确时序安排。突出2022年迎峰度冬准备,全省新增省调机组装机348万千瓦,建成水洛扩建等一批500千伏输变电工程,重点提升攀西地区电源侧汇集上网能力和成都负荷中心受电能力。围绕2023年迎峰度夏电力保供,再投产省调机组装机192万千瓦,建成尖山—彭祖加装串抗、成都西等一批500千伏变电站工程、进一步提高“立体双环网”成都负荷中心受电能力。到2025年底,累计新增省调机组装机4281万千瓦,建成甘孜—天府南—成都东等特高压工程,供电安全可靠水平进一步提升。

(四)开展监测评估。加强项目进展情况调度,组织开展监督

检查和考核评价,编制并发布规划实施情况监测报告,重点监测规划发展目标、重点任务和重大工程落实情况。建立规划动态评估机制,密切跟踪规划执行情况,及时总结经验、分析问题、制定对策,加强评估结果应用。

(五)压实工作责任。省发展改革委、省能源局制定责任分工方案和年度工作计划,加强年度综合调度。省直有关部门(单位)按照“容缺受理”“承诺制”等要求,以“放管服”改革精神推行急事特办、极速审批,加强用地、环境影响评价等要素保障,促进项目尽快落地建设。鼓励电源企业加强向集团总部汇报沟通,用好用足各项激励政策,加快顶峰兜底项目建设。推动电网企业加快推进电源汇集送出、主网架优化、特高压交流环网、外电入川、下网承接等项目建设,提升电网保供能力。相关市(州)制定具体工作方案,滚动推进实施。