

四川省“十三五”能源发展规划

能源是人类社会赖以生存和发展的重要物质基础,是国民经济的战略性资源和基础产业,是驱动生产力发展和文明进步的动力源泉。“十三五”时期,是四川决胜全面小康、建设经济强省的重要阶段,适应经济新常态,把握发展新趋势,制定未来五年能源发展规划,对于加快把四川建成全国优质清洁能源基地和国家清洁能源示范省,构建清洁低碳、安全高效现代能源体系具有重要意义。

本规划牢固树立并切实践行创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念,遵循能源发展“四个革命、一个合作”战略思想,根据《四川省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》和国家《能源发展战略行动计划(2014—2020年)》编制,是未来五年指导全省能源改革发展和重点能源项目建设的重要依据和行动指南。

本规划以2015年为基期,规划期为2016—2020年。

一、发展基础

(一)“十二五”发展成就。

“十二五”时期,全省清洁能源生产能力快速增长,能源结构进一步优化,能源普遍服务水平大幅提升,能源科技创新和体制机制改革取得积极进展,能源供给保障能力显著增强,能源发展站到转型变革的新起点。

1. 清洁能源生产能力显著增强。水电实现跨越式发展,2015年水电装机容量达到 6939 万千瓦,比 2010 年增长 126%,年均增长 17.7%;水电发电量 2767 亿千瓦时,比 2010 年增长 143%,年均增长 19.4%。天然气生产迈上新台阶,2015 年四川盆地产量达到 267 亿立方米,比 2010 年增长 72.3%,年均增长 11.5%。页岩气勘探开发取得重大突破,“十二五”期间累计钻井 196 口,日生产能力突破 800 万立方米,累计产量近 15 亿立方米。新能源开发快速推进,发电装机(含垃圾发电)从 2010 年的 5 万千瓦增加到 2015 年的 132 万千瓦。

2. 能源结构进一步优化。2015 年,清洁能源占一次能源消费总量比重达到 43.1%,比 2010 年提高 11.1 个百分点,其中非化石能源占一次能源消费比重达到 31.7%,比 2010 年提高 9.1 个百分点。天然气消费比重达到 11.4%,比 2010 年提高 1.9 个百分点。煤炭消费占一次能源消费比重下降到 37.9%,比 2010 年降低 18.3 个百分点。非化石能源装机占电力总装机的 80.9%,其中水电装机占 79.5%,分别比 2010 年提高了 10 个百分点和 8.6 个百分点。季调节及以上水电(含外送电站)装机达到 2359 万千瓦,占全省水电装机总量的 34%。全社会发电量中非化石能源发电量占 86.1%,其中水电发电量占 85.7%,分别比 2010 年提高了 19.3 个百分点和 18.9 个百分点。大容量、高参数火电机组比重不断提高,2015 年火电单机容量 60 万千瓦机组达到 660 万千瓦,占火电总装机的 40.6%,比 2010 年提高 12 个百分点,累计关停小火电

138 万千瓦。

3. 能源输送网络不断完善。全省电网与外区电网形成“四交四直”的联网格局,额定外送容量达到 2850 万千瓦,比 2010 年增加 1540 万千瓦。“川电外送”“川藏联网”工程顺利实施,电网内外互济能力不断加强。天然气管网北接中卫—贵阳天然气联络线,南连中缅天然气管道,东接川气东送和忠武管道,形成了以“三纵三横”输气干线为主体,以各气源开发区为依托的环形输送管网以及高压输送、低压配送管网体系,年输配能力达到 350 亿立方米。

4. 能源普遍服务水平大幅提高。紧紧围绕全面解决无电人口用电问题三年行动计划目标,实施无电地区电力建设工程、无电村通电民生工程,累计解决 35.8 万户 148.7 万无电人口用电问题,全面实现无电地区通电目标。加大城市配网建设和农村电网改造升级力度,提升电网供电可靠率和居民用户受端电压合格率。加快天然气输配管网和储气设施建设,确保居民生活等重点用气需求。攀枝花宝鼎、芙蓉、广旺、华蓥山和达竹等五大矿区棚户区改造加快推进。

5. 节能降耗成效显著。全面推进工业、建筑、交通等重点领域节能,加快调整和优化产业结构、淘汰落后产能,提高综合能效。“十二五”单位地区生产总值(GDP)能耗累计下降 25.2%,单位地区生产总值二氧化碳排放量累计下降 43.8%,超额完成国家下达目标。大气污染防治行动计划重点输电通道全面开工,成品油质

量升级行动计划深入实施,煤炭清洁高效利用水平稳步提升,散煤清洁化治理步伐加快,煤电机组超低排放升级改造全面启动。

6. 能源体制改革和能源合作不断深入。能源行政审批制度改革步伐加快,110千伏电网项目、分布式光伏项目核准等行政审批事项下放地方。制定出台水电分类标杆上网电价政策,进一步降低省级电网大工业用电价格和趸售电价,扩大大用户直购电、丰水期富余电量消纳实施范围。实施非居民用增量气与存量气价格并轨,放开直供用户用气价格,进一步扩大天然气直供范围。积极推进页岩气开发体制创新,成功组建页岩气开发央地合资公司。创新水电建设投融资机制,推行双江口龙头水电站混合所有制建设模式。大力推进能源合作,清华四川能源互联网研究院落户天府新区,启动了中美“2+2”清洁能源合作。

表 1 四川省“十二五”能源发展情况表

| 类别 | 指标 | 单位 | 2010年 实际 | 2015年 规划 | 2015年 实际 | 年均或 累计增长 | 属性 |
|-------------------------------|-------------|-------|-------------|-------------|-------------|-------------|-----|
| 能源 消费 总量 及 结 构 | 一次能源消费总量 | 万吨标准煤 | 15980 | 26401 | 19888 | 4.47% | 预期性 |
| | 煤炭消费量(原煤) | 万吨 | 12566 | 15039 | 9289 | -5.86% | 预期性 |
| | 煤炭消费比重 | % | 56.17 | 40.69 | 37.91 | [-18.26] | 预期性 |
| | 油品消费量(成品油) | 万吨 | 1401 | 2458 | 3029 | 16.67% | 预期性 |
| | 油品消费比重(成品油) | % | 12.9 | 13.3 | 21.9 | [9.0] | 预期性 |
| | 天然气消费量 | 亿立方米 | 114 | 260 | 171 | 8.45% | 预期性 |
| | 天然气消费比重 | % | 9.46 | 13.30 | 11.43 | [1.97] | 预期性 |
| | 非化石能源消费量 | 万吨标准煤 | 3430 | 8580 | 6295 | 12.91% | 预期性 |
| | 非化石能源消费比重 | % | 22.58 | 31 | 31.65 | [9.07] | 约束性 |
| | 全社会用电量 | 亿千瓦时 | 1549 | 2800 | 2013 | 5.4% | 预期性 |

| | | | | | | | |
|------|---------------|----------|-------|-------|--------|----------|-----|
| 电力发展 | 电力装机容量 | 万千瓦 | 4327 | 9000 | 8672.8 | 14.92% | 预期性 |
| | 其中:水电 | 万千瓦 | 3070 | 7000 | 6939 | 17.71% | 预期性 |
| | 火电 | 万千瓦 | 1257 | 1800 | 1624 | 5.26% | 预期性 |
| | 风电 | 万千瓦 | | 100 | 73.4 | | 预期性 |
| | 太阳能发电 | 万千瓦 | | 30 | 36.4 | | 预期性 |
| | 发电量 | 亿千瓦时 | 1704 | 3600 | 3208.5 | 13.5% | 预期性 |
| | 其中:水电 | 亿千瓦时 | 1140 | 2880 | 2767.4 | 19.4% | 预期性 |
| | 火电 | 亿千瓦时 | 564 | 720 | 429.3 | -5.31% | 预期性 |
| | 风电 | 亿千瓦时 | | | 9.6 | | 预期性 |
| | 光伏发电 | 亿千瓦时 | | | 2.2 | | 预期性 |
| 节能环保 | 单位 GDP 能源消耗 | 吨标准煤/万元 | 0.929 | 0.780 | 0.695 | [-25.2%] | 约束性 |
| | 单位 GDP 二氧化碳排放 | 吨/万元 | 1.86 | 1.29 | 1.04 | [-43.8%] | 约束性 |
| | 主力火电厂供电煤耗 | 克标准煤/千瓦时 | 356 | 345 | 322 | [-34] | 预期性 |
| | 电网综合网损率 | % | 7.68 | 6.68 | 7.00 | [-0.68%] | 预期性 |
| 民生改善 | 居民人均生活用电量 | 千瓦时 | 271 | 548 | 406 | 8.42% | 预期性 |
| | 农网改造面 | % | 70 | >95 | >95 | [>25] | 预期性 |

注:(1)2010年实际数采用第三次经济普查后省统计局调整数据,2015年实际数采用统计数据;(2)[]内为5年累计数;(3)地区生产总值(GDP)以2010年不变价计算,其他涉及价值计算同上。

(二)主要问题和挑战。

“十二五”期间,我省能源快速发展,但能源形势发生深刻变化,面临诸多问题和挑战。

能源供给由整体短缺转向相对过剩。传统能源产能过剩,煤炭供求严重失衡导致煤炭产销大幅下降,煤电装机平均利用小时数持续下降,煤炭、火电企业经营普遍困难;天然气供过于求的矛盾初显,产能利用率下滑。水电大量集中投产,风电、光伏规模快速扩大,电力供应由长期“丰余枯缺”转为“丰裕枯余”,全社会用电量年均增长率从“十一五”的10.4%下降至“十二五”的5.4%,2015年首次出现负增长。随着在建水电站陆续并网投产,弃水电量将逐年增大,水电消纳矛盾日益突出。

可再生能源发展面临多重瓶颈。省内局部网架薄弱,电网通道建设不能满足可再生能源外送需求。随着水电开发向偏远民族地区延伸,移民安置、生态保护压力增大,水电开发成本不断推高,受端市场消纳困难。新能源资源分布远离负荷中心,风电分散接入、分布式光伏发电等清洁能源就地消纳利用难度大。

电力开发结构性矛盾亟需解决。有调节能力的龙头水库电站建设相对滞后,占水电装机规模仅为34%。小煤矿数量多,落后产能比重大,20万千瓦级及以下煤电装机还有230万千瓦,淘汰任务艰巨。电能替代进展缓慢。部分城乡配网基础薄弱,电网承载能力较低,系统接线与布局亟需优化,线路和配变“卡脖子”现象仍然存在。

能源系统整体效率不高。能源粗放式利用未得到根本转变,能源加工转换、储运和终端利用综合效率较低,电力、热力、燃气等不同供能系统集成互补、梯级利用程度不高,需求侧节能和用户响应机制尚未建立。电力统筹调度整体效率不高,电力运行峰谷差较大,电网所需备用容量较高,水电送出线路距离长、线损高、利用小时数低。天然气储气调峰设施不足,用气高峰、低谷时段不均衡,调峰压力较大。

能源发展体制机制亟待完善。有效竞争的能源市场体系不健全,市场化的能源投融资机制尚未形成。资源地能源价格偏高,能源财政、税收、价格、环保等政策缺乏有机衔接,煤电、气电价格联动机制不完善。水电在全国范围内全额保障消纳机制尚未建立。

油气矿业权流转和退出机制不完善,不同程度存在“占而不勘”“占而不采”等问题。

(三)面临的形势。

国际能源格局发生重大调整。“十三五”时期,世界经济在深度调整中曲折复杂、增长乏力,围绕能源市场和变革的国际竞争仍然激烈。一是能源供应宽松化,美国页岩油气革命成功,液化天然气技术进一步成熟,非化石能源快速发展,推动全球能源供应持续增加。世界主要发达经济体和新兴经济体经济潜在增长率下降,能源需求增速明显放缓。二是能源结构低碳化,《巴黎协定》的实施加快世界能源低碳化进程,天然气和非化石能源将成为世界能源发展的主要方向。三是能源系统智能化,新能源汽车产业化进程加快,智能电网和“互联网+”智慧能源加快发展,分布式供能系统大量应用,越来越多的用能主体参与能源市场交易,“人人消费能源、人人生产能源”的供能用能新形态正在形成。四是国际竞争复杂化,全球能源供求关系持续宽松,能源国际竞争焦点从传统的资源掌控权、战略通道控制权向定价权、货币结算权、转型变革主导权扩展。

我国能源发展呈现新趋势。我国经济发展进入新常态,经济增长从高速转向中高速,能源发展处于重要的战略转型期,正在经历一场深刻的生产消费革命。一是能源消费增速明显回落,未来五年我国经济增长将从高速转向中高速,在经济增速趋缓、结构转型升级加快等因素的共同作用下,能源消费将稳中有降,预计将从

“十五”以来的年均增长 9% 下降到 3% 左右,能源供过于求的矛盾将更加突出,能源供应持续宽松的态势还将持续。二是能源结构双重更替加快,在落实绿色低碳发展理念、加快供给侧结构性改革的要求下,煤炭消费比重将进一步降低,非化石能源和天然气消费比重将显著提高,油气替代煤炭、非化石能源替代化石能源的双重更替进程将加快推进。三是能源发展动力转换提速,能源发展将从主要依靠要素驱动的发展模式向更多依靠创新驱动转变。能源领域的核心关键装备制造、储能和新材料、“互联网+”智慧能源、新能源汽车、电能替代等一大批能源创新成果将加快提升能源发展的质量和效益,新城镇、新农村成为用能主要增长点,绿色低碳和高效智能将成为全社会对能源供给品质的新要求。四是能源系统形态深刻变化,新增用能将更多依靠“因地制宜、就地取材”的分布式供能系统,风能、太阳能、生物质能和地热能在新城镇、新农村能源供应体系中的作用将更加突出。五是能源国际合作迈向更高水平,能源合作战略着眼点和着力点将从以能源资源开发为主扩展到基础设施互联互通、技术装备和服务“走出去”,从以油气合作为主扩展到煤炭、电力和可再生能源等更广泛领域,能源国际产能合作空间不断拓展。

(四)需求预测。

1. 2020 年能源消费总量预测。根据《四川省国民经济与社会发展第十三个五年规划纲要》确定的“十三五”地区生产总值增长率 7% 以上、单位地区生产总值能耗下降 16% 以上等目标,预计

2020年一次能源消费总量2.29亿吨标准煤,年均增长约2.9%。水电、天然气、新能源等清洁能源消费比重预计达到54%,比2015年提高10.9个百分点。

2. 主要能源品种消费预测。

——电力。2020年全社会用电量2500亿千瓦时,最大负荷4720万千瓦。用电量年均增速4.4%,比“十二五”低1个百分点。

——天然气。根据人均用气量增长、天然气普及率测算,2020年天然气消费量280亿立方米,占一次能源消费总量的约16.2%,比2015年提高4.8个百分点。

——成品油。根据人口增长、石油利用效率、交通运输模式、汽车保有量及行车里程等,预计“十三五”成品油消费年均增长5.2%,2020年成品油消费3900万吨,占一次能源消费总量的25%,比2015年提高3.1个百分点。

——煤炭。预计“十三五”煤炭消费量年均下降3.7%,2020年原煤消费量7700万吨,占一次能源消费总量的23.9%,比2015年下降14个百分点。

二、总体要求

(一)指导思想。全面贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会及省委十届八次、九次全会精神,牢固树立创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念,切实遵循能源发展“四个革命、一个合作”战略思想,顺应能源发展大势,主动适应、把握和引领经济发展新常态,以推动能源生产和消费革命为主线,以科技创新和体

制机制革命为动力,着力推进能源供给侧结构性改革,着力加强能源需求侧管理,着力培育能源生产和消费新模式新业态,着力提升能源普遍服务水平,加快构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系,努力把四川建设成为国家优质清洁能源基地和国家清洁能源示范省。

(二)基本原则。

1. 清洁低碳,绿色发展。把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻方向,坚持发展非化石能源与清洁高效利用化石能源并举,增强清洁能源供应保障能力。大幅降低煤炭消费比重,提高天然气和非化石能源消费比重,降低二氧化碳排放强度和污染物排放水平,促进生态文明建设。

2. 效率为本,创新发展。把创新作为引领能源发展的第一动力,加快技术创新、体制机制创新、商业模式创新,培育和推广电动汽车、智能微网、“互联网+”智慧能源等新型用能方式,大力发展能源新产业和新业态,增强发展活力,充分发挥市场配置资源的决定性作用,促进能源持续健康发展。

3. 着眼全局,协调发展。以智能高效为目标,加强能源系统统筹协调和集成优化,推动各类能源协同发展,提升系统效率。大力推进能源生产与能源消费相衔接,电源点建设与电网发展相匹配,电力、油气、煤炭等多种用能方式因地制宜、协调发展。

4. 合作共赢,开放发展。统筹省内、省外资源和市场,加强能源输送网络和通道建设,积极参与全国一次能源平衡。深入实施

“一带一路”等区域合作战略,加强能源产能和技术的国际国内合作,实现开放格局中清洁能源产业的更大发展。

5. 惠民利民,共享发展。按照全面建成小康社会目标,加强能源基础设施和公共服务保障能力建设,显著提高能源普遍服务能力和水平。坚持能源发展和脱贫攻坚相结合,推进能源扶贫工程建设。

(三)发展目标。

1. 能源效率提升。2020年一次能源消费总量2.29亿吨标准煤。单位地区生产总值能耗累计下降16%,降低火电供电煤耗和电网综合网损率,能源利用更加高效。

2. 能源结构优化。能源生产消费更加清洁低碳,2020年非化石能源消费比重达到37.8%,比2015年提高6.2个百分点;天然气消费比重达到16.2%,比2015年提高4.8个百分点;煤炭消费比重23.9%,比2015年下降14个百分点。非化石能源发电装机比重提高到83.5%,水电装机达到8301万千瓦,新能源装机达到912万千瓦,其中风电装机600万千瓦,太阳能发电装机250万千瓦,生物质发电(含垃圾发电)装机62万千瓦。常规火电(含天然气、煤层气发电)装机不超过1800万千瓦。

3. 能源保障有力。能源供应和服务能力不断增强,能源民生用能质量和水平不断提高。电网稳定安全,2020年电力总装机达到1.1亿千瓦左右。进一步提高全省用气普及率。

4. 能源科技创新取得新突破。能源科技创新体系基本建立,

科技创新能力显著增强,能源关键技术装备研发取得突破性进展。科技创新示范工程取得显著成效,装备制造国产化水平进一步提高,能源技术合作取得新突破,加快形成立足四川、辐射全国的能源技术装备研发中心。

5. 能源重点领域改革深入推进。适应和引领能源发展新常态的体制机制基本完善,能源价格市场化改革、能源市场体系建设等取得显著成效。

表 2 四川省“十三五”能源发展主要指标

| 类别 | | 项目 | 单位 | 2015 年 实际 | 2020 年 预计 | 年均或 累计增长 | 属性 |
|----------|------|-------------|----------|--------------|--------------|-------------|-----|
| 总量 目标 | 能源总量 | 一次能源生产总量 | 亿吨标准煤 | 1.70 | 2.48 | 7.8% | 预期性 |
| | | 一次能源消费总量 | 亿吨标准煤 | 1.99 | 2.29 | 2.9% | 约束性 |
| | 电力总量 | 全社会用电量 | 亿千瓦时 | 2013 | 2500 | 4.4% | 预期性 |
| 结构 目标 | 生产结构 | 非化石能源发电装机比重 | % | 80.9 | 83.5 | [2.6] | 预期性 |
| | | 非化石能源发电量比重 | % | 86.1 | 89.2 | [3.1] | 预期性 |
| | 消费结构 | 非化石能源消费比重 | % | 31.65 | 37.81 | [6.16] | 约束性 |
| | | 天然气消费比重 | % | 11.43 | 16.19 | [4.76] | 预期性 |
| | | 煤炭消费比重 | % | 37.91 | 23.91 | [-14] | 预期性 |
| 效率 目标 | 能源效率 | 单位地区生产总值能耗 | 吨标准煤/万元 | 0.695 | 0.584 | [-16%] | 约束性 |
| | 电力效率 | 供电煤耗 | 克标准煤/千瓦时 | 322 | 310 | -0.8% | 预期性 |
| | | 电网综合网损率 | % | 7 | 6 | [-1] | 预期性 |

注:(1)[]内为五年累计数;(2)国内生产总值以 2010 年不变价格计算,其他实际价值量计算相同;(3)2015 年为统计数据;(4)电力(等价)折标准煤系数采用 3.21 万吨标准煤/亿千瓦时计算。

三、大力发展清洁能源

(一)稳步推进水电开发。

坚持以水电为主的能源开发方针,着力调整优化水电开发结构。重点推进金沙江、雅砻江、大渡河“三江”水电基地建设,优先建设龙头水库电站;严格控制中型水电项目核准,除具有季及以上

调节能力的中型(单站装机容量5万千瓦及以上,30万千瓦以下)水库电站和以航运为主的航电项目外,其余中型水电项目暂停核准;全面停止小型水电项目开发,除具有航运等综合利用为主、兼顾发电的项目外,其余小型(单站装机容量5万千瓦以下)水电项目全面停止核准建设。“十三五”期间新开工水电3056.4万千瓦,投产水电1362万千瓦,到2020年底水电装机达到8301万千瓦,在建规模约4010万千瓦。

1. 推进金沙江、雅砻江、大渡河水电基地建设。

着力争取国家对“三江”水电基地项目的支持,全面优化水电设计、施工、管理,切实有效降低水电开发成本,同时推进配套送出线路规划建设。“十三五”期间新开工2658.8万千瓦,其中,金沙江基地“十三五”期间开工建设1408.5万千瓦,到2020年底建成1349万千瓦;雅砻江基地“十三五”期间开工建设734.5万千瓦,到2020年底建成1470万千瓦;大渡河基地“十三五”期间开工建设515.8万千瓦,到2020年底建成1737万千瓦。

专栏1 金沙江、雅砻江、大渡河水电基地重点项目

金沙江水电基地主要项目:建成投产乌东德510/2万千瓦、观音岩60/2万千瓦、金沙14万千瓦。新开工白鹤滩1600/2万千瓦、叶巴滩224/2万千瓦、巴塘75/2万千瓦、拉哇200/2万千瓦、岗托110/2万千瓦、波罗96/2万千瓦、昌波106/2万千瓦、金沙56万千瓦、银江36万千瓦、旭龙222/2万千瓦。加快建设乌东德510/2万千瓦、苏洼龙120/2万千瓦。

雅砻江水电基地重点项目:建成投产桐子林15万千瓦。新开工牙根一级27万千瓦、牙根二级108万千瓦、楞古257.5万千瓦、孟底沟240万千瓦、卡拉102万千瓦。加快建设两河口300万千瓦、杨房沟150万千瓦。

大渡河水电基地重点项目:建成投产猴子岩170万千瓦、长河坝260万千瓦、沙坪二级34.8万千瓦、黄金坪5万千瓦。新开工硬梁包111.6万千瓦、金川86万千瓦、丹巴119.6万千瓦、老鹰岩一级22万千瓦、枕头坝二级32.6万千瓦、沙坪一级34万千瓦、安宁38万千瓦、巴底72万千瓦。加快建设双江口200万千瓦。

2. 着力优化水电结构。

鼓励发展具有季以上调节能力的水库电站,增强水电丰枯调节能力。“十三五”期间,新开工具有季以上调节能力水电站110.7万千瓦,到2020年全省具有季以上调节能力水电站占水电装机比重提高到38%。

建设岷江中下游航电通道,建成投产犍为航电工程,新开工老木孔、东风岩、龙溪口航电工程。“十三五”开工建设规模115万千瓦,2020年底建成57.2万千瓦。

专栏2 优化水电结构重点项目

新开工季调节以上中型电站:铁笼堡、格拉基、松多、雄美、查马日东、确如多、东朗、新庙等。

3. 积极推进流域综合管理。探索建立政府引导、各利益相关方共同参与的流域综合管理协调机制,探索建立流域统筹调度机制,充分发挥流域梯级综合效益。建立流域安全监测系统、水情测报系统和生态环保信息系统,构建流域水电信息共享平台。积极推进大渡河流域水电综合管理试点。

(二) 统筹推进常规天然气和页岩气勘探开发。

加快推动川中、川西和川东北常规天然气勘探开发,川南页岩气资源调查和勘探开发。到2020年,新增常规天然气探明储量6500亿立方米,天然气产量达到450亿立方米(其中页岩气100亿立方米)。

专栏3 天然气重点项目

天然气勘探项目:

川中下古生界—震旦系勘探项目:新增探明储量 2000 亿立方米。

川西—川中下二叠统勘探项目:新增探明储量 1000 亿立方米。

川西天然气勘探项目:新增探明储量 1400 亿立方米。

川西南天然气勘探项目:新增探明储量 100 亿立方米。

其他勘探项目:新增探明储量 1000 亿立方米。

常规天然气开发项目:

建成投产川中龙王庙组气藏项目、高石梯—磨溪区块震旦系气藏产能建设项目。

加快建设川东北高含硫气田项目、川西彭州气田产能建设项目、川西中浅层天然气产能建设项目。

页岩气勘探开发项目:

建成投产长宁区块页岩气产能建设项目、威远区块页岩气产能建设项目、富顺—永川区块页岩气产能建设项目、黄金坝—紫金坝—大寨页岩气产能建设项目。

加快建设井研—犍为页岩气勘探开发项目、威远—荣县页岩气勘探开发项目。

加快内江—大足页岩气勘探项目、天宫堂页岩气勘探项目前期工作。

(三) 科学有序发展新能源。

1. 风电。优化风电开发布局,总量控制,适度开发,依据国家已批准实施的凉山州风电基地规划,进一步优化建设时序,把握好开发节奏。盆周山地等其他区域因地制宜、分散式适度开发风电。加强风电项目管理,深化、细化风能资源勘测,优化微观选址设计,提升风电设备质量和运行维护水平,提高风能利用效率,促进风电成本下降,减少对环境的影响。到 2020 年,全省风电建成并网规模达到 600 万千瓦,其中凉山州风电基地建成并网 453 万千瓦。

专栏4 凉山州风电基地建设重点项目

建成投产会东鲁北、绿荫塘、雪山、堵格一期;会理干海子、马店、尖山、黎溪;喜德鲁基、则约、博洛拉达、红莫、西河、玛果梁子、东河、北山;宁南绿荫塘、果木一期;昭觉龙恩一期、果则、瓦库;普格海口、甘天地一期、甘天地二期、乌科梁子;盐源凉风坳、银头山、观塔坡、牦牛山、小高山、长坪子;美姑井叶特西、黄茅埂、沙马乃托一期;德昌茨达、铁炉;雷波啦咪北、啦咪南;布拖补尔、乐安、乌科;西昌黄联关、佑军;冕宁铁厂乡;木里卡拉;越西四甘保祖;甘洛坪坝;金阳热柯觉等。

开工建设会东小街;会理小箐村;昭觉龙恩二期;盐源白乌;布拖拖觉、海博;金阳依达、高峰;普格采乃乡等。

2. 太阳能发电。以“三州一市”(甘孜州、阿坝州、凉山州、攀

枝花市)为主,结合新能源项目送出条件,科学有序开发利用太阳能资源,优先发展分布式光伏发电,重点支持技术先进、综合利用的光伏发电项目和光伏扶贫项目。到2020年,太阳能发电建成并网规模达到250万千瓦。

3. 风光水多能互补开发。充分发挥风、光、水清洁能源资源优势,利用出力互补特性,依托流域梯级水电的调节能力和送出通道,积极推进雅砻江等流域风光水多能互补开发示范,探索新能源开发与水电开发协调发展、打捆外送的有效路径。

4. 生物质能利用。积极推广生物质燃气、生物质液体及成型燃料运用,推动生物质能发电行业发展。推进已核准的秸秆发电和垃圾发电项目建设,到2020年,生物质发电规模约62万千瓦,其中秸秆发电12万千瓦,垃圾发电50万千瓦。

四、促进化石能源高效清洁生产利用

(一) 推动煤炭清洁生产利用。

1. 安全绿色开采煤炭。坚持优化布局,引导煤炭企业淘汰落后产能,实施减量开发。重点开发古叙、筠连等大型矿区,推动矿区提档升级;提升宝鼎、达竹矿区焦煤等特殊稀缺煤种生产水平,保持适度开发规模;引导龙门山、雅荣等矿区逐步退出煤炭生产领域。建立煤矿清洁生产标准,逐步关闭灾害重、环境污染重、开采成本高的落后煤矿;推广应用煤炭清洁安全生产技术与装备,加强煤矿信息化技术装备研发,因地制宜采用煤与瓦斯共采等绿色开采技术,推进采煤沉陷区综合治理。到2020年,全省生产原煤

4500 万吨；淘汰关闭煤矿 30% 以上，采煤沉陷区治理率达到 40%，土地复垦率达到 60%。

2. 清洁高效利用煤炭。建立商品煤质量标准体系及配套政策，大力推进煤炭洗选和提质加工，完善煤炭洗选设施，提高原煤入选比重和煤炭质量。加快现代煤炭物流和商品煤交易体系建设，推动煤炭储配设施建设和煤炭精细化加工配送，提高煤炭利用效率。鼓励建设煤炭分级分质梯级利用示范项目，提高煤炭利用附加值。强化煤矿废弃物资源化开发，提高煤矸石、矿井水等资源综合利用率。到 2020 年，煤炭废弃物资源化率达到 50% 以上。

3. 积极开发煤层气。坚持煤层气（煤矿瓦斯）井下与地面抽采利用并举，推进煤层气工程中心等技术平台建设和技术创新，加强煤层气开发经济技术评价和关键技术研发，开展低浓度瓦斯抽采利用，重点实施芙蓉、华蓥山等矿区井下瓦斯抽采利用规模化建设。到 2020 年，瓦斯发电装机容量达到 15 万千瓦。大力推进古叙、筠连等矿区地面煤层气勘探开发，探索形成适合川南煤层气开发的技术路线，健全资源协调开发机制，促进煤层气产业化发展。到 2020 年，新增煤层气探明地质储量 150 亿立方米，建设煤层气产能 3 亿立方米。

专栏 5 煤层气勘探开发重点项目

完成古叙矿区大村和筠连矿区沐爱区块煤层气资源勘查项目，勘探面积 250 平方公里，新增探明煤层气地质储量 150 亿立方米。

加快古叙矿区大村井田和筠连矿区煤层气勘探开发工程项目，建设煤层气产能 3 亿立方米，配套完善建设煤层气输送管网和利用设施。

开展古叙矿区观文、石宝矿段和筠连矿区洛表、沐园井田煤层气勘探开发工程前期工作。

(二)推动煤电高效清洁改造。按照国家有序发展煤电要求,控制煤电发展规模,到2020年,常规火电装机容量不超过1800万千瓦(含天然气、煤层气发电)。提高燃煤发电机组准入标准,新建燃煤发电机组煤耗控制在每千瓦时300克标准煤以下。在热负荷集中的工业园区,根据热负荷需求,适当发展热电联产项目。积极推进燃煤发电机组超低排放和节能改造,进一步提升煤电高效清洁发展水平。到2020年底,完成现役30万千瓦及以上燃煤发电机组超低排放和节能改造工作。鼓励30万千瓦以下的燃煤发电机组实施超低排放改造。淘汰落后燃煤发电机组115.3万千瓦。

专栏6 火电重点项目

建成投产神华天明电厂200万千瓦。

规划研究燃气发电项目、低热值煤发电项目、背压式热电联产项目。

关停攀钢燃煤自备电厂30万千瓦、内江发电厂42万千瓦、黄桷桩电厂40万千瓦。

(三)推动油品质量升级。加快炼油装置升级改造,保障清洁油品供应,按国家统一部署,全面供应符合国家第五阶段标准的车用汽、柴油。加强成品油市场的监督管理,科学引导市场主体的投资经营行为,进一步规范成品油市场秩序,依法处理质量违法行为。

五、加强能源输送通道和网络建设

(一)加快电力输送通道和骨干网络建设。

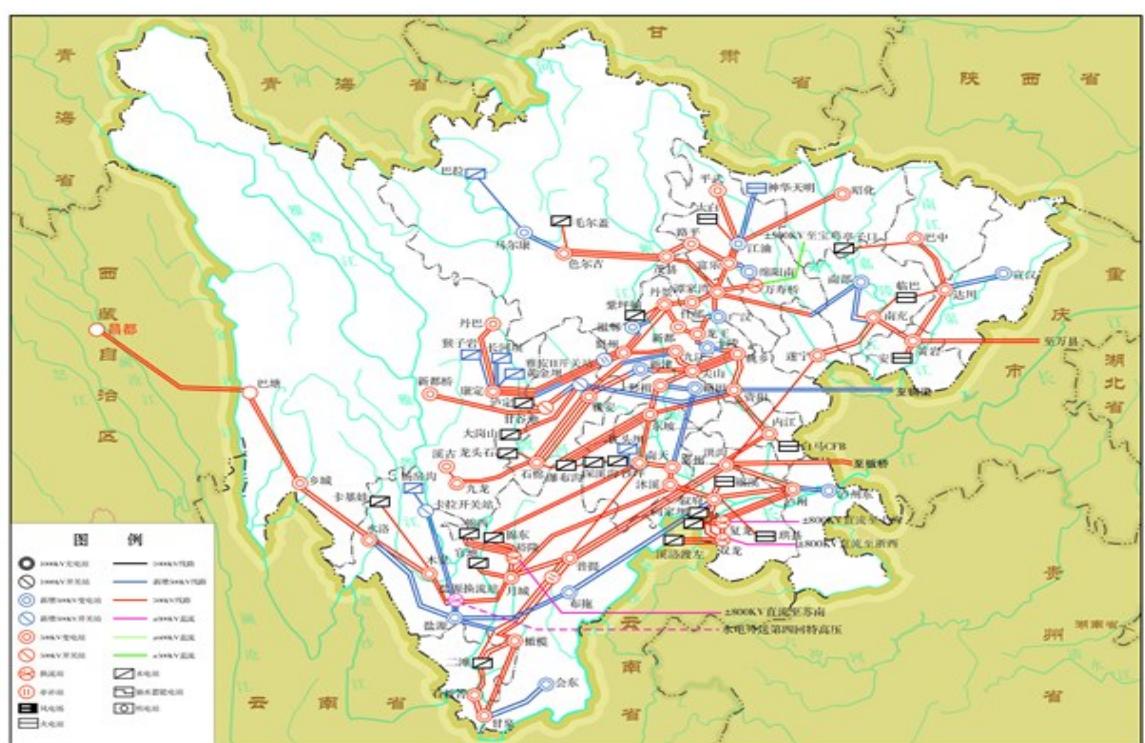
构建安全可靠、智能经济的输配电网,保障电力资源的合理调度。结合“三江”水电基地外送和省内用电需求,抓紧建设省际间

电力外送新通道,促进四川清洁能源参与全国一次能源平衡。进一步巩固和完善省内电源富集地区和负荷中心电网500千伏、220千伏骨干网架,加大水电资源在省内消纳力度,保障新能源有序接入。完善110千伏及以下城乡输配电网络,增强用电保障能力。

为更好满足“十三五”及以后四川新增大型梯级水电电源送出需要,新建四川资阳—重庆铜梁500千伏输变电工程。新建以盐源为起点的四川水电外送第四回特高压直流输电工程,增加直流外送输电容量1000万千瓦。配合水电和新能源汇集送出,新建马尔康、盐源、会东、布拖等4座500千伏变电站以及配套500千伏线路。

为满足省内用电需求,新建江油、宣汉、南部、泸州东等8座500千伏降压变电站以及配套500千伏线路。

图1 四川“十三五”500千伏及以上电网规划图



专栏7 电网重点项目

省际联网工程及配套500千伏送出项目：

新建川渝500千伏第三通道工程(四川段)、以盐源为起点的四川水电外送第四回特高压直流工程及换流站500千伏配套工程。开展金沙江上游电站外送工程和金沙江下游乌东德、白鹤滩电站外送工程前期工作。

省内500千伏输变电工程：

新建江油、绵阳南、宣汉、南部、温邛、十陵、籍田、泸州东、会东、布拖、马尔康、盐源等500千伏变电站和雅安500千伏开关站,以及配套500千伏线路。新建昭化—巴中等500千伏线路工程,新建雅安—蜀州等500千伏线路改接工程。新建猴子岩、长河坝、沙坪二级、杨房沟、卡拉、巴拉、乌东德、双江口、两河口等电站和神华天明电厂500千伏送出工程。共计38个500千伏输变电项目。

省内220千伏项目：

新建21市(州)配网以及电铁供电工程共计123个220千伏输变电项目。

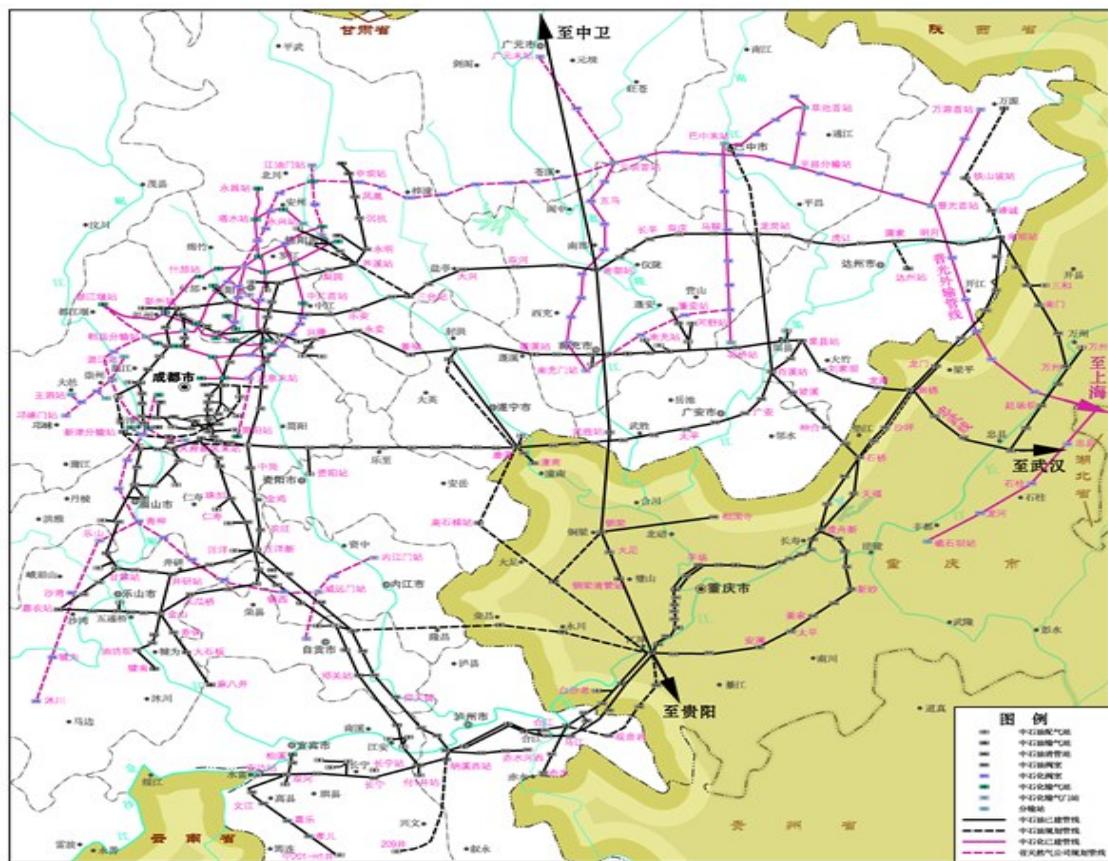
新能源送出项目：

新建盐源、会东、布拖500千伏输变电工程及220千伏配套工程,普格至宁南220千伏第二回线路输变电工程,普格至西昌南220千伏第二回线路输变电工程,阿坝红原220千伏输变电工程。

(二)完善油气输配管网设施。加快省内天然气输送管网建设。重点建设高石梯—磨溪地区天然气外输管道、长宁地区页岩气外输管道、铁山坡净化气集输管道、自贡—隆昌—荣昌—永川—江津集输气管道、川西—川东北联络线西段(元坝—德阳)输气管道、攀枝花—凉山天然气管道等工程。在加快省内天然气主干管网建设的同时,延伸和完善天然气支线网络建设,提高天然气输送能力。扩大天然气供应范围,通过天然气管网延伸、天然气液化储存及长途运输等方式及建设压缩天然气(CNG)母子站、液化天然气(LNG)/液化-压缩天然气(L-CNG)加气站等措施,解决省内尚未使用天然气地区的天然气利用问题。到2020年新增输气管道2143公里,输气管道总长度达到1.9万公里。建成内江—简阳等

成品油管道,增强成品油输送能力。

图2 油气输配管网设施规划图



专栏8 油气管道重点建设项目

建成投产高石梯—磨溪地区天然气外输管道、长宁地区页岩气外输管道。富顺—永川地区页岩气外输管道、铁山坡净化气集输管道、川西—川东北联络线西段(元坝—德阳)输气管道、青白江—龙泉—天府新区末站输气管道、新场—三邑—天府新区天然气管道、楚雄—攀枝花天然气管道、攀枝花—凉山天然气管道、元坝—阆中—南充天然气管道、通南巴龙王庙—草池首站集输管道、中江—龙泉输气管道、内江—简阳成品油管道等。

加快建设自贡—隆昌—荣昌—永川—江津集输气管道、威远—眉山—新津输气管道、天府新区—犍为输气管道、彭州—郫县配气站集输管道、元坝—广元输气管道、普光—万源输气管道、龙泉—简阳—资阳输气管道、古叙矿区煤层气集输管网、筠连矿区煤层气集输管网等。

(三)大力推动电动汽车充换电设施网络建设。逐步形成以住宅小区、办公场所自(专)用充电设施为主体,以公共停车位、道路停车位、独立充电站等公用充电设施补充的充电服务网络,在城

际间及对外通道上形成高速公路服务区和加油(气)站为主要轴线的公用充电设施服务走廊。在住宅小区建设以慢充为主的自(专)用、公用充电设施。在办公场所、公交及出租专用场站建设快慢结合的专用充电设施。在商业、公共服务设施、公共停车场、高速公路服务区、加油(气)站以及具备停车条件的道路旁建设以快充为主、慢充为辅的公用充电设施,鼓励已有建筑改建充电设施。到2020年,力争建成充电桩27万个,集中式充换电站604座,其中公交充换电站140座,出租车充换电站91座,专用车充电站89座,城市公用充电站88座,城际高速公路服务区充电站196个。

六、积极推进能源消费清洁高效

(一)积极推动电能替代和天然气替代。大力实施和推广以电代煤、以电代油工程,重点在城市交通、工商业等领域实施以电代油、以电代煤。工业领域积极推进燃煤锅炉“煤改电”,开展电蓄冷蓄热,逐步扩大工业电能替代范围,稳步提高电能占终端能源消费比重。改善城镇与农村用能方式,在城镇、乡村等散煤消耗区域鼓励“煤改电”,积极推进民用和工业“煤改气”工程。以长途客货运、城市公交、出租车及环卫工程车等车辆为重点,推广使用以液化天然气(LNG)、压缩天然气(CNG)为燃料的清洁能源汽车。

(二)有序发展分布式能源。因地制宜在工业园区、大型楼宇等推进天然气分布式能源发展,在可再生资源富集、大电网未覆盖的偏远地区建设分布式可再生能源项目。在农业和养殖业发达地区建设冷、热、电三联供分布式生物质发电示范项目。鼓励具有地

热资源和稳定负荷需求的地区建设分布式地热能供暖(制冷)项目。

(三)加强节能管理。严格能效管理,实施能源消费总量和强度“双控”制度,加快推动用能权交易试点,对重点用能单位和耗能项目加强监督管理。全面开展能效对标达标活动,强化主要产品(工序)和重点用能设备能效标准限额管理。加强电机、锅炉等重点用能设备节能改造。实施工业绿色发展专项行动,建设循环经济产业园区和低碳工业试点示范园区。积极推行合同能源管理,推动重点用能单位能源管理体系建设。

七、加强能源科技创新

(一)加强能源科技创新能力建设。强化能源企业科技创新主体地位,整合技术、资本、人才、市场等多种要素,依托省内现有的能源科研力量,鼓励能源企业、高校及研究机构加强合作,创新能源科技政策设计,加快形成完整的能源科技创新体系,统筹推进基础性、综合性、战略性能源科技研发,新增一批国家级能源科技创新中心。重点加快页岩气勘探开发关键技术国产化攻关,形成适用四川地质条件的页岩气水平井钻完井技术和压裂技术;鼓励工业园区应用天然气冷热电三联供、热泵、工业余热余压利用等综合能源利用技术;在具备条件的城镇地区实施以智能电网为基础,与天然气管网、电动交通网络等互联互通,冷、热、电、储气、氢能等多种能源形态协同转化的能源技术创新;加快水风光互补协调运行技术、充换电技术、集中式和分布式储能电池技术的集成创新,

推动大数据在能源产业全流程各环节的应用,充分发掘数据资源支撑能源创新的潜力,建立安全可信的能源大数据技术体系与应用示范。推进能源区块链技术研发,探索电力市场、能源互联网交易市场和碳交易市场关键技术。建立一批技术创新联盟,以市场为导向加快技术产业化应用,开展一批示范工程建设,提高可再生能源利用效率,培育壮大具有全国竞争力的科技创新型能源企业,建立一批能源科技领军人才团队。

专栏9 能源科技创新重点示范工程

天府新区分布式智慧能源“互联网+”管控与交易示范项目。在天府新区建设面向用户侧能源终端的“互联网+”交易、管控与大数据平台,构建多边开放、对等共享的能量交易与服务平台,广泛接入包括储能、新能源汽车、冷热电三联供、数据中心、制氢设施等智慧化用能终端。

攀西战略资源创新开发试验区全钒液流电池示范工程。在攀西地区推动全钒液流电池关键材料(膜、电解液)工业制备,加快研发全钒液流电池电堆设计、装配工艺与工装设备,开展电池系统集成及监控设备研究开发等示范工程建设,探索建设将全钒液流电池技术应用于大规模储能系统的能源互联网示范工程。

富余水电制氢与氢能利用产业示范工程。利用四川的水电优势和丰富天然气资源,通过建设水电解制氢系统、天然气—氢气一体化燃料加注站、加氢天然气交通工具与燃料电池交通工具等制氢、储氢、用氢设施,进行氢能综合利用的低碳交通示范运营,推动支撑电、冷、热、气、氢等多种能源智能协同的能源互联网基础设施建设。

宜宾高捷工业园区能源互联网示范工程。以天然气分布式能源项目为支撑,构建“分布式能源站+综合能源微网”,在园区构建多能流互补、能源智能控制和调度的体系,建立用户需求侧响应机制,为园区企业整体提供电力、蒸汽、冷水等能源服务,以实现能源的集中、高效、环保利用,并为能源互联网技术的大规模推广积累技术和运营经验。

(二)加强能源装备研发制造。发挥四川能源科技装备研发优势,坚持增强自主创新能力,以非常规油气勘探开发、第三代第四代核电技术、新型高效低成本光伏发电、燃气轮机、高效电机、超超临界燃煤高效发电机组、节能/超低排放型超临界循环流化床锅炉、大型压缩/液化天然气(CNG/LNG)成套设备、低速高海拔风电

机组、特高压输变电、柔性输变电、大规模储能电池、智能电网、能源互联网等装备研发制造领域为重点,突破关键技术、材料和零部件瓶颈,加快培育重点装备自主成套生产能力,在能源工程和示范项目中鼓励使用自主研发的重点装备,完善能源装备研发制造激励机制,大力推进清洁能源装备产业发展,培育形成具有较强创新能力和市场竞争力的能源装备产业体系。

(三)完善能源科技创新服务体系。建立完善节能环保标准和规范体系。加强建筑、工业、能源等重点领域标准规范体系建设,促进节能环保技术和装备产品的推广运用。推动第三方认证机构开展节能环保装备产品认证,提升产品质量和标准化水平。鼓励发展以工程建设、技术咨询、运行服务、检测认定、知识产权保护、风险投资、教育培训为主的清洁能源产业服务体系。依托水电、天然气和页岩气、新能源汽车、核电、节能环保设备等重大项目,促进设计实验、工程服务、设备维护、监测认定、安全审查及标准制定等高端技术服务业发展。推进合同能源管理,发展专业化节能服务公司,逐步形成政府引导、市场调节的合同能源管理模式。

八、努力保障和改善民生

(一)完善居民用能基础设施。

加强配电网统筹规划,优化电源与电网布局,促进新能源、分布式能源、电动汽车充换电设施等多元化负荷与配电网协调有序发展。实施城市配电网供电可靠性提升行动和配电网网架优化行

动,优化城乡网络,扩大电网覆盖范围,提高供电可靠性和智能化水平,消除城乡用电瓶颈。加快推进农村电网升级改造,全面解决县域电网与主网联系薄弱问题,基本实现县城和重要供电区域110千伏变电站直供电。到2020年,力争农村电网供电可靠率提高到99.8%,综合电压合格率提高到99.5%,综合线损率降低到10%以下,建成满足全面建成小康社会供电需求的农村输配电系统。

加快天然气输配气管网建设,扩大管网覆盖范围,延伸城市输气管道至重点乡(镇)、村,进一步提高用气普及率,推进城乡天然气利用,逐步实现气化全川目标。加快完善城市燃气管网,加强城镇供气储气调峰及应急设施建设,提高储气规模和应急调峰能力,到2020年百万人口城市储气调峰设施拥有率达到50%以上,优先保障民生用气,确保城镇燃气用气需求。科学规划布局加油加气设施,在高速公路服务区、物流(工业)园区、城镇主干道等合理布局加气站,鼓励加油加气站合建,构建天然气汽车加气网络体系。

(二)精准实施能源扶贫工程。以阿坝、凉山、甘孜三州光照条件较好、具备建设和接网条件、外部环境较好的31个光伏扶贫重点县为重点,以建档立卡无劳动能力贫困户(包括残疾人)为扶贫对象,因地制宜实施光伏发电扶贫工程,建设一批光伏扶贫电站,实现扶贫对象稳定增收和可持续发展。

(三)大力发展农村清洁能源。采取有力措施推进农村地区太阳能、农林废弃物、养殖场废弃物等可再生资源开发利用,促进农村清洁用能。因地制宜发展沼气和生物质天然气工程,鼓励分

布式光伏发电和农业设施相结合。鼓励农村能源供应方式多元化。

九、深化能源体制机制改革

(一)推进电力体制改革。积极推动开展电力体制改革综合试点,协调推进售电侧改革、电价改革、交易市场建设及交易机构组建、发用电计划改革。开展输配电价测算,扎实做好输配电价成本监审。积极推进输配电价改革,分类推进交叉补贴改革,逐步减少工商业内部交叉补贴,妥善处理居民、农业用户交叉补贴。加快推进电力市场建设,有序放开竞争性环节电价,不断扩大参与交易的市场主体范围和电量规模。有序向社会资本放开配售电业务,有序放开公益性和调节性以外的发用电计划,切实保障电力电量平衡。组建股份制电力交易机构,依法依规提供规范、可靠、高效、优质的电力交易服务,形成公平公正、有效竞争的市场格局。积极培育售电侧市场主体,向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务。加强和规范燃煤自备电厂监督管理。

(二)推动油气体制改革。坚持政企分开、政资分开、网运分开、主辅分离的原则,按照国家统一部署,稳步有序放开油气勘探开发、进出口及下游环节竞争性业务;加快推进油气管道网运分开;全面放开竞争性环节政府定价;加强油气行业配套改革。探索有序放开勘探开发市场准入限制,完善并严格执行油气区块退出机制、矿权交易机制和矿权投资管理体制;配合推进油气管网独立,完善油气基础设施公平接入机制,探索油气基础设施投融资和

运营模式新机制；择机推动放开天然气气源和部分销售价格，加强管道运输成本和价格监管，加快天然气网上交易平台建设。放开石油天然气下游环节竞争性业务，完善油气加工环节准入和淘汰机制，有序放开成品油批发主体限制，促进天然气配售环节公平竞争。

（三）完善能源价格机制。按照“管住中间，放开两头”的总体思路和“准许成本加合理收益”原则，推进电力、天然气等能源价格改革，合理制定电网、天然气管网输配价格，促进市场主体多元化竞争。有序放开竞争性环节电价，建立主要由市场决定的电价机制。进一步完善需求侧不同行业的差别电价政策，鼓励消纳富余水电。加快建立结构清晰、比价合理、简单明了的电价分类结构体系。建立完善反映天然气供求和稀缺程度、与可替代能源价格挂钩的天然气价格动态调整机制。逐步放开除网络型自然垄断环节的管网输配价格、居民生活用气价格以外的天然气价格。研究制定城镇燃气经营企业配气价格管理办法，强化成本和利润控制。加强省内天然气短距离管道运输价格管理，制定省内天然气管道运输价格定价成本监审办法。

（四）健全能源运行机制。加强能源市场宏观调控，强化政府对能源市场的监测预警、总量平衡和运行调节。建立能源市场应急响应机制，保障能源供应安全和市场稳定。深入挖掘能源系统效率提升空间，加强电网运行调度，从技术上实现加大富余水电消纳力度和支持可再生能源接入，保障电力系统安全稳定运行。引

导设计、生产、贸易、运输及消费等各个用能环节控制能源消费总规模,通过推广节能模式提高能源利用效率,调整优化能源供应和消费的运行方式。开展用能权有偿使用和交易制度试点,积极稳妥推进初始用能权确权、有偿使用和交易工作。

十、大力推动能源合作

(一)加强国际合作。深入贯彻国家“一带一路”和长江经济带发展战略,加快中缅天然气管道楚雄—攀枝花支线建设。积极推进与国际大公司、大企业合作,引进国际资本、学习先进的开发管理理念和消化吸收国外先进的作业技术参与四川页岩气、太阳能等资源开发利用。利用国外油田服务公司的先进经验和设备,加快页岩气勘探开发。大力支持能源开发企业、能源装备制造企业参与国际竞争。在中美“气候智慧型/低碳城市”框架下,在清洁低碳领域积极推进四川省参与的中美“2+2”合作。

(二)深化区域合作。充分利用省内省外两种资源、两个市场,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。继续深化与重庆、浙江、江苏、上海等能源需求中心的战略合作,积极推动落实“西电东送”“川气东送”战略,促进四川清洁能源省外消纳。进一步加强与宁夏、甘肃、陕西、山西、内蒙古、新疆等省(区)合作,确保在役火电机组的优质煤源。

(三)加强与高校、企业合作。加强与在低碳能源领域有较强科研实力的国内外知名院校的战略合作,加快能源产业强省建设,加大对能源产业链发展的政策扶持和要素支撑力度,鼓励高校与

企业合作在四川试点推广能源新模式、新业态。加强低碳能源创新创业人才培养,推进能源领域成熟科研成果在四川先行转化,完善产学研结合激励机制。务实推进各类型能源企业与地方政府签署的能源战略合作协议落实,在可再生能源、天然气、页岩气开发利用等投资开发领域,进一步深化政府和社会资本合作(PPP)。

十一、加强能源行业管理

(一)推进系统能力建设。适时推进水电、天然气、新能源等领域地方性法规修订和政策出台。加强能源行业技术、装备、能效等标准体系建设,建立健全可再生能源和分布式能源发电并网标准。推进能源行业统计、监测、预测预警能力建设,建立信息共享平台,构建有利于宏观调控和行业管理的能源行业统计体系。加强能源领域信用体系建设。

(二)加强能源市场监管。建立覆盖全社会的能源监管体制,加强政府对市场准入、交易行为、垄断环节、价格成本等重点环节的监管。根据能源行业上中下游特点,明确各部门监管职责,完善监管标准、监管规则和监管程序,形成规范有序、公开透明的监管体系。加强重点专项监管和问题监管,促进能源市场健康持续发展。重点加强电力市场准入、电网公平开放和调度交易、供电、电力垄断环节价格与成本、油气管网设施公平开放、天然气稳定供应、新能源和可再生能源消纳等监管,推进电力市场建设,健全电力用户与发电企业直接交易等电力市场化交易机制。完善煤炭市

场交易体系,加强煤炭质量监管,规范市场交易行为。

(三)加强能源项目质量安全管理。加强能源工程项目建设质量管理,落实安全生产监督管理职责,突出抓好安全生产风险管控,加强能源项目前期、建设和运行全过程的安全管理。抓好油气管道保护工作,深入开展安全隐患排查和专项整治。充分发挥安全技术保障作用,制定完善安全生产标准规范。严格安全生产事故责任追究,防范和遏制能源行业重特大安全事故。

十二、保障措施

(一)加强组织领导。省能源主管部门全面负责本规划实施的统筹协调,省直相关部门各司其职,及时帮助协调解决本规划实施中出现的问题,确保规划顺利实施。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。

(二)做好规划衔接。强化能源发展规划的引领约束作用,落实国家“十三五”能源发展规划和四川省国民经济和社会发展“十三五”规划《纲要》的要求,做好本规划与科技创新、产业发展、水利、环境保护、土地利用、城镇化等领域专项规划的衔接。制订和实施煤炭、电力、石油天然气、新能源和可再生能源等各专业规划,明确各行业的发展目标、重点任务和政策措施。各地能源主管部门要在本规划的指导下,立足实际,编制和实施本地的能源发展规划,加强规划衔接,做到总体要求一致、空间布局协调、安排科学有序。

(三)强化政策支撑。建立资源有偿使用和补偿机制。建立

和完善水电可持续发展政策,探索建立水电消纳保障机制,积极争取国家支持,探索清洁能源在更大范围内的消纳机制。探索建立大中型水电库区移民后续发展基金,依法依规开展移民工作,确保工程建设和移民工作协同有序推进。放宽市场准入,以页岩气矿业权合法流转制度为核心推进页岩气开发机制创新。鼓励民间资本进入法律法规未明确禁入的能源领域,鼓励境外资本依照法律法规和外商投资产业政策参与能源领域投资,推进电网、油气管网等基础设施投资多元化。进一步简政放权,深化行政审批制度改革和投融资制度改革,积极推行能源投资管理权力清单、责任清单和负面清单制度,推动能源领域投资多元化。

(四)建立完善规划实施机制。省能源主管部门依据能源规划制定年度计划,按照权责一致原则,落实约束性指标目标责任,确保全面完成。加强规划对能源发展的引导和约束,强化能源规划对能源产业布局和重大项目的管理。加强规划实施情况的跟踪分析,适时组织开展规划评估,必要时对本规划进行调整完善,由省能源主管部门提出调整方案,报省政府和国家能源局批准。