

四川省人民政府办公厅文件

川办发〔2011〕65号

四川省人民政府办公厅 关于印发四川省“十二五”能源发展 规划的通知

各市（州）人民政府，省政府有关部门、有关直属机构：

《四川省“十二五”能源发展规划》已经省政府同意，现印发给你们，请认真贯彻落实。

二〇一一年十月二十八日

四川省“十二五”能源发展规划

二〇一一年十月

目 录

前言	6
一、现状和形势	6
(一)“十一五”能源发展主要成绩	6
(二)主要问题	10
(三)面临的新形势	11
二、能源消费预测	14
(一)2015 年能源消费预测及总量控制目标	14
(二)主要能源品种消费预测	14
三、指导思想、主要原则和各行业发展方针	16
(一)指导思想	16
(二)主要原则	16
(三)各行业发展方针	18
四、发展目标	20
(一)总体目标	20
(二)结构调整目标	20
(三)节能减排目标	20
(四)各行业发展目标	21
五、主要任务、区域布局 and 重点项目	24
(一)加强电源建设,发电能力翻一番	25

(二) 加快天然气勘探开发,扩大天然气利用规模	41
(三) 强化煤炭基础保障,促进煤炭安全稳定发展	44
(四) 增强成品油自给能力,保障油品消费需求	48
(五) 大力发展新能源,推进产业化发展	49
(六) 推进能源普遍服务,切实改善能源民生	51
(七) 完善输送体系和储备设施,保障能源安全	55
(八) 推进能源行业节能减排,实现绿色和谐发展	62
六、资源生态环境承载能力评价	65
(一) 资源条件	65
(二) 主要外部约束条件及其评价	68
(三) 环境影响评价	72
(四) 与全国主体功能区规划的衔接	75
(五) 总体评价	75
七、主要政策措施	75
(一) 加强和改善对能源工作的领导	75
(二) 积极有序推进能源改革	77
(三) 完善能源发展的相关政策	80
(四) 大力推动能源区域合作	81
(五) 促进能源和生态环境的协调发展	83
(六) 加快推进能源科技进步	84
(七) 加强煤电油气运综合协调	85
八、规划的组织实施	87

(一) 落实规划实施责任	87
(二) 加强规划协调管理	87
(三) 加强规划监测评估	88
(四) 强化规划指导调控作用	89

前 言

能源是人类社会赖以生存和发展的重要物质基础,是国民经济的基础产业和战略性资源,对保障和促进经济增长与社会发展具有重要作用。“十二五”是我省深入实施西部大开发战略、继续推进“两个加快”、全面建设小康社会的关键时期,对深化能源改革、提高能源支撑保障能力、加快转变能源发展方式、推进能源结构调整、促进节能减排、满足能源消费升级和改善能源民生等方面都提出了新的更高要求。

本规划是《四川省国民经济和社会发展的第十二个五年规划纲要》(以下称《纲要》)确定的重点专项规划,是总体规划的有力支撑。本规划按照国家和省总体要求,综合了我省煤炭、电力(火电、水电、电网)、石油、天然气、新能源和可再生能源等各专业领域的行业规划以及各专题研究的主要成果,明确了我省“十二五”能源发展的指导思想、主要原则、发展目标、主要任务、区域布局 and 重点项目、资源生态环境承载能力、政策措施、规划组织实施等,是未来5年引导我省能源资源配置、重点能源项目建设和能源发展改革的重要依据和行动指南。

一、现状和形势

(一)“十一五”能源发展主要成绩。

“十一五”是我省能源发展改革最好最快的时期,在保障能源

供给、提高能源效率、优化能源结构、改善能源民生、深化能源改革等方面成绩突出,全面完成了规划目标和灾后恢复重建任务,基本满足国民经济和社会发展用能需求,为全省“两个加快”和经济社会又好又快发展提供了有力能源保障。

1. 能源保障能力明显增强。能源生产能力、消费总量持续增长。能源消费弹性系数 0.63,适应发展阶段实际。能源基础设施灾后恢复重建任务胜利完成,达到或超过震前水平。发电能力大幅度提高,电网跃升为枢纽大电网。天然气勘探取得重大突破,产能建设迈上新台阶。煤炭地质勘查步伐加快,煤炭生产持续稳定。

2. 能源结构调整取得进展。非化石能源和优质化石能源占一次能源消费总量的比重高于全国平均水平。水电装机容量比重提高,有调节能力的水电装机容量增长较快。超额完成关停小火电机组任务,大容量高参数发电机组比重提高。煤炭行业生产结构逐步优化,采煤机械化率提高。新能源发展有序推进,太阳能发电、风能发电、秸秆发电前期工作加快,生物质能燃料示范工程取得突破。

3. 能源行业节能减排成效显著。单位 GDP 能耗、单位 GDP 二氧化碳排放考核目标按计划完成。发供电效率提高。节能发电调度试点、火电厂污染物排放控制、煤炭综合利用以及能源建设环境保护和治理成效明显。

4. 能源民生条件继续改善。完成西部农网完善工程,农村供电质量明显改善,城乡用电同网同价范围扩大。完成城市电网改

造,负荷中心地区电网网架不断加强。推进无电地区电力建设,扩大电网覆盖面,有效解决无电人口用电问题。采煤沉陷区综合治理进一步加强,煤矿棚户区改造和重点煤矿安全改造切实推进。

5. 能源管理逐步健全规范。完成能源管理机构改革。试行节能发电调度。创新水电开发建设管理,探索创新水电“流域、集群、统筹、综合”开发机制。适应电力体制改革和市场经济条件,建立健全水电资源优化配置机制。积极开展能源资源有偿使用和补偿机制试点。完善创新移民安置政策和后期扶持政策,探索创新农村移民安置模式,试点推广“先移民后建设”的水电移民新方针,探索符合民族地区水电移民工作特点的政策措施和办法。

表 1: “十一五” 能源发展主要情况

类别		指标	单位	2005 年	2010 年 规划目标	2010 年 实际	年均增长	备注
	1	GDP	亿元	7385.1		17185	13.69%	
能源 消费 总量 及 结 构	2	一次能源消费总量	万吨标准煤	11816		17892	8.65%	
	3	煤炭消费量(原煤)	万吨	8665		12973	8.41%	
		煤炭消费比重	%	52.38		51.79	(-0.59 个百分点)	
	4	油品消费量(成品油)	万吨	688		1526	17.27%	
		油品消费比重(成品油)	%	8.32		12.18	(+3.86 个百分点)	
	5	天然气消费量	亿立方米	90		175	14.23%	
		天然气消费比重	%	10.08		13.03	(+2.95 个百分点)	
	6	非化石能源消费量	万吨标准煤	3908		4731	3.90%	
		非化石能源消费比重	%	33.07		26.44	(-6.63 个百分点)	
电力 发展	7	全社会用电量	亿千瓦时	943	1540	1549	10.44%	
	8	电力装机容量	万千瓦	2246	4300	4327	14.01%	
		其中:水电	万千瓦	1496	3000	3070	15.46%	
		火电	万千瓦	750	1300	1257	10.88%	
	9	发电量	亿千瓦时	1019		1704	10.83%	
		其中:水电	亿千瓦时	653		1140	11.77%	
		火电	亿千瓦时	366		564	9.09%	
	10	5 年关停小火电机组	万千瓦		(153)	(212)		
	11	与省外电网交换能力	万千瓦	220		1340		

类别		指标	单位	2005 年	2010 年 规划目标	2010 年 实际	年均增长	备注
天然气	12	新增探明储量	亿立方米			11273		
	13	全盆地累计探明储量	亿立方米			20987		
	14	盆地天然气产量	亿立方米			234		
		其中：四川省境内	亿立方米			167		
	15	盆地输气管线	公里			19034		
		其中：四川省境内	公里			15034		
煤炭	16	新增储量	亿吨			33		
	17	核定生产能力	万吨	9436		9993		
	18	矿井数	处	2252		1308		
结构调整	19	水电装机容量比重	%	66.62		70.94		
	20	有调节能力的水电比重	%	28.88		31.8	(+2.92 个百分点)	
		有调节能力的水电比重(计算梯级补偿)	%	33.13		40.53	(+7.40 个百分点)	
	21	火电最大单机容量	万千瓦	30		60		
	22	火电单机 30 万千瓦以上机组占火电装机容量的比重	%	28.8		64.92	(+30 个百分点)	
	23	煤矿 30 万吨/年以上产能比重	%	16		22		
		煤矿 30 万吨/年以上产量比重	%	11		28		
	24	煤矿平均单井规模	万吨	4.2		7.6		
		煤矿企业平均规模	万吨	4.7		9.1		
	25	产量 100 万吨企业产量比重	%	13		38		
	26	采煤机械化率	%	<10		25		
	27	秸秆气化能力	万立方米			400		
	28	沼气产量	亿立方米			18.4		
	29	大中型养殖沼气工程	处			1701		
节能环保	30	单位 GDP 能源消耗	吨标准煤/万元	1.32		1.04	(-21.12%)	
	31	单位 GDP 二氧化碳排放	吨/万元	2.32		1.85	(-20.19%)	
	32	能源消费碳系数				1.78	>(-10%)	
	33	火电厂发电煤耗	克标准煤/千瓦时	400		330		
		火电厂供电煤耗	克标准煤/千瓦时	440		356		
	34	电网综合网损率	%	8		7.68	(-0.32 个百分点)	
	35	煤电二氧化硫排放系数	克/千瓦时			5.92		
		煤电氮氧化物排放系数	克/千瓦时			3.00		
	36	原煤入洗率	%	30		35	(+5 个百分点)	
	37	矿井水回收率	%	25		30	(+5 个百分点)	
	38	煤矸石利用率	%	25		50	(+25 个百分点)	
	39	矿区土地复垦率	%	20		30	(+10 个百分点)	
	40	瓦斯抽采量	亿立方米			2.40		
		瓦斯利用量	亿立方米			1.10		
		瓦斯利用率	%	42		46	(+4 个百分点)	

类别		指标	单位	2005 年	2010 年 规划目标	2010 年 实际	年均增长	备注
民生 改善	41	居民人均生活用电量	千瓦时			271		
	42	新农村电气化县	个			12	21.68%	
	43	解决无电人口用电	万户			13.97		
	44	安置煤矿棚户区居民	万户			4.7		
	45	煤矿沉陷区治理受益居民	万户			1.4		
	46	煤矿百万吨死亡率		6.73		3.83	{ -36% }	
	47	通管道天然气的县城	%			120		
	48	农网改造覆盖面	%	55		70	{ +15 个百分点 }	

注：(1) { } 内为 5 年累计数。(2) GDP 以 2010 年不变价计算，其他涉及价值计算同。(3) 数据来源于省统计部门发布的统计数据。行业统计 2010 年天然气消费量 116 亿立方米。(4) 一次能源折标准煤，水电按等价值法折算，其他按热当量法折算。其中水电折标准煤系数为当年发电煤耗，采用统计部门折算系数。

(二) 主要问题。

我省能源供需总量平衡仍较脆弱，能源供需的结构性、时段性、区域性矛盾仍然存在，各种深层次问题未根本解决。

1. 能源消费需求持续旺盛，保障供给压力持续增大。我省工业化、城镇化持续加快，重化工发展阶段特征明显，能源需求旺盛、消费总量持续扩大，保供压力持续增大。电力峰谷丰枯矛盾突出，煤炭供需由“自给自足”转为“调煤入川”，天然气供应缺口逐年扩大，成品油在数量、品种、区域、时段尚不能完全及时满足需求。能源需求持续快速增长虽为能源发展提供广阔空间，但也有透支资源环境容量、过早消耗发展潜力、影响经济社会可持续发展的可能。

2. 人均用能水平低，用能效率较低。人均用能水平仅为全国平均的 80%，农村地区、民族地区和边远山区的用能条件还很差，还有 112 万无电人口，能源发展不平衡非常突出，能源普遍服务水平还较低。而我省单位 GDP 能耗、主要工业产品单位能耗高于全

国平均水平,建筑物、交通领域用能效率低于全国平均水平,短期内大幅度提高能源效率难度较大。

3. 能源产业基础仍较薄弱,市场竞争能力有待增强。煤炭勘探滞后,资源保障和有效供给不足;矿井多、单井规模小,产业集中度低。电网自动化、信息化、智能化程度不高;农村电网投入欠账多,部分城市负荷中心高峰时段用电可靠性还不够高;电源送出通道和省际联网通道有待拓宽加强。水电丰枯矛盾突出,水电工程造价高、负债高;火电煤耗高,“市场煤计划电”问题严重。天然气输配管网滞后,下游产品技术含量低、竞争能力弱。成品油管输不能满足社会需要。新能源发展还不够快、不够好,技术装备水平亟待提高,政策体系、管理体系、投资力度等有待突破。

4. 体制机制性缺陷仍然存在,能源政策体系有待完善。能源立法、行业管理、能源统计还不能完全适应新形势需要。国有能源企业改革有待深化,法人治理结构有待健全,企业经营机制有待转换。电力体制改革停滞不前,“主辅分离”进展缓慢、“输配分开”尚未启动,农电体制改革和县级供电企业建立现代企业制度进程滞后。煤炭管理职能分散,煤炭人才流失严重。能源行业市场开放程度低,各类投资者参与国有能源企业股份制改造渠道不畅。反映能源价值、资源稀缺程度和供求关系的能源价格机制尚未形成。能源财税政策有待完善,资源税计征办法改进实施缓慢;能源资源有偿使用和补偿机制试点尚未启动。

(三)面临的新形势。

“十二五”是我省深入实施西部大开发战略、继续推进“两个加快”、全面建设小康社会的关键时期，是深化改革开放、加快转变经济发展方式的攻坚时期。《纲要》规定了我省未来5年发展目标，明确了非化石能源占一次能源消费比重提高3个百分点以上、单位GDP能源消耗比2010年降低16%以上、单位GDP二氧化碳排放降低17.5%的要求。我省将面临日益突出的能源发展瓶颈以及对未来能源产业发展产生重大影响的严峻挑战。

1. 能源资源约束与供需矛盾将长期存在。我省能源资源品种虽较齐，但总量不足、人均资源少。煤炭资源仅约占全国的1%，且产量受诸多制约难以满足需求，省外调入量逐年增加。石油资源极度匮乏，几乎全部依赖外调。天然气储量较丰，但产量远低于省内需求。水电资源得天独厚，但移民安置容量和生态环境约束越来越强。可再生能源资源有一定潜力，但大规模商业化开发制约因素多，短期内对传统能源替代作用有限。我省是能源消费大省，今后一段时期内能源需求持续快速增长，能源供需缺口将不断扩大，部分能源品种供需矛盾可能比较突出，对外依存程度上升。中长期看能源供需矛盾紧张可能常态化。如何科学引导能源合理消费、合理开发省内资源、充分利用省外资源，保障省内能源长期稳定清洁有效供应，保持能源供需长期基本平衡，是未来我省能源发展面临的重大挑战。

2. 能源生产消费的生态环境制约将日益凸现。我省煤炭含硫量高，盆地地形条件以及以煤炭直接燃用为主的能源消费结构

加重了煤烟型大气污染的压力,酸雨污染严重且尚有扩大趋势。煤炭开采与生态环境矛盾加剧,矿山生态破坏等已经成为制约煤炭维持生产和可持续发展的主要因素。水电是经济清洁的可再生能源,但是水电开发的生态环境问题日益引起社会舆论关注,如何兴利除弊、合理可持续开发水电,实现水电开发和环境保护“共赢”,成为当前和未来水电建设的重大课题。此外未来家用小汽车、家庭用能需求高速增长对省内能源供应保障可靠性、节能减排和城市环境也将带来巨大压力。

3. 转变发展方式和节能减排压力将日益增大。《纲要》提出2015年非化石能源占一次能源消费比重比2010年提高3个百分点、单位GDP能源消耗降低16%以上、单位GDP碳排放降低17.5%。未来应对气候变化国际压力将不断增加,而我省所处的经济社会发展阶段决定了短时期内能源效率难以大幅度提高、碳排放难以大幅度降低。加快转变发展方式、调整能源结构是能源工业面临的紧迫问题。

4. 能源管理改革创新将日益迫切。原有能源管理体制和模式已很难适应新形势需要,迫切需要进一步整合能源管理职能、创新能源管理模式,在能源的供应保障、开发利用、结构调整、消费升级、节能环保等方面,制定统一的能源发展战略和规划,统筹协调资源配置、开发利用、重大政策等各方面工作,推动能源发展改革,促进能源增长方式和消费方式转变。

二、能源消费预测

(一) 2015 年能源消费预测及总量控制目标。

根据《纲要》确定的最大可能 GDP 增长目标、单位 GDP 能耗下降目标,测算 2015 年全省一次能源消费总量 28636 万吨标准煤。为落实“合理控制能源消费总量”要求,以 28636 万吨标准煤为能源消费总量控制上限,测算各主要能源品种消费量复核能源消费总量,并将此作为规划目标。

“控制能源消费总量”以控制高排放的煤炭消费为重点,“十二五”控制煤炭消费量年均增长率 3%,预计 2015 年煤炭消费量 10742 万吨标准煤,电力、天然气、石油仍采用正常方法预测。根据预测成果,2015 年全省能源消费总量规划目标 26401 万吨标准煤,比控制上限减少 8%。“十二五”年均增长 8.09%,能源消费弹性系数 0.59,低于“十一五”的 0.63(能源消费总量完成国家正式分解下达的控制目标)。

(二) 主要能源品种消费预测。

根据国民经济和社会发展用能需求及供应安排,分别预测电力、天然气、成品油、煤炭的消费。非水电新能源和可再生能源生产总量较小且不确定因素较多,测算时非化石能源仅将水电纳入规划总量平衡。

1. 电力。2015 年全省全社会用电量 2800 亿千瓦时,最大负荷 5300 万千瓦。根据电力电量平衡,2015 年全省水电消费量 2200 亿千瓦时,折合 8690 万吨标准煤,约占能源消费总量 26401 万吨标准

煤的 32.92%，比 2010 年提高 6.48 个百分点左右（用电量完成国家正式分解下达的控制目标）。

2. 天然气。“十二五”天然气需求仍主要受供给能力而“以产定销”。根据天然气可供能力和管网建设，2015 年全省天然气消费量 260 亿立方米，折合 3458 万吨标准煤，占能源消费总量约 13.10%，比 2010 年提高 1 个百分点左右。

3. 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，“十二五”成品油消费年均增长 10%，2015 年全省成品油消费 2458 万吨，折合 3511 万吨标准煤，占能源消费总量约 12.30%，比 2010 年提高 1.12 个百分点。

表 2：四川省 2015 年能源消费总量及主要品种消费预测表

序号	品种及分类	单位	2010 年(实际消费)			2015 年			年均 增长率
			实物量	折标煤	百分比	实物量	折标煤	百分比	
				万吨	%		万吨	%	
	能源消费总量			17892	100.00		26401	100.00	8.09
一	化石能源			13777	77.00		17711	67.09	5.15
1	煤炭	万吨	12974	9266	51.79	15039	10742	40.69	3.00
2	天然气	亿立方米	175	2331	13.03	260	3458	13.10	8.25
3	石油	万吨	1526	2180	12.18	2458	3511	13.30	10.00
二	非化石能源			4731	26.44		8690	32.92	14.05
4	水电	亿千瓦时	1140	4731	26.44	2200	8690	32.92	14.05
	电力	亿千瓦时	1549		0.00	2800			
三	电力平衡	万吨		-617	-3.46				

注：表中 2015 年能源消费总量预测，系根据各行业规划需求预测，综合考虑《纲要》规划目标、国家控制能源消费总量要求，结合统计部门各主要能源品种实物量折算标准煤办法和系数，经综合研究后确定。

4. 煤炭。为控制能源消费总量、促进能源结构调整,“十二五”将优先使用水电、石油、天然气等,控制煤炭消费年均增长3%,2015 年全省煤炭消费量 10742 万吨标准煤(折合原煤 15039 万吨),占能源消费总量约 40.69%,比 2010 年下降约 10 个百分点左右。

三、指导思想、主要原则和各行业发展方针

(一) 指导思想。

以邓小平理论和“三个代表”重要思想为指导,深入贯彻落实科学发展观,按照省委九届八次全会精神的要求,紧紧围绕全省“十二五”《纲要》目标,坚持节能优先和民生为本,科学引导能源合理消费,不断提高能源保障能力,加快转变能源发展方式,大力推进能源结构调整,加强能源体制改革和科技创新,构建多种能源全面协调科学发展、安全稳定经济清洁的现代新型能源产业体系,为建成西部经济发展高地和全面小康社会、促进经济社会可持续发展提供强有力的能源保障。

(二) 主要原则。

1. 坚持保障供给和节约消费并重、节能优先。突出能源基础性、保障性、先导性地位,适度超前超量安排能源生产和保障能力。同时厉行节能优先各项政策措施,科学引导调控能源合理需求和消费,削减并延缓能源消费总量峰值,逐步降低能源强度和弹性系数;建立有利于节能的制度和体制机制,继续推行单位 GDP 能耗下降的约束性指标,适时引进能源消费总量控制指标并建立分解

机制。

2. 坚持加快能源发展方式转变。由偏重保障供给,转变为科学引导能源合理消费、合理调控能源需求总量;由严重依赖单一资源,转变为“绿色多元”发展;由侧重于省内自给自足,转变为立足省内、充分利用省外资源和市场;由生态环境保护滞后于能源发展,转变为生态环境保护和能源协调发展;由资源依赖型发展模式,转变为科技创新导向型发展模式;由各能源品种分散发展,转变为多能互补和系统融合发展。

3. 坚持推进能源结构调整优化。以保障安全稳定供应为前提,以经济可承受性为原则,统筹省内外两种资源和两个市场,多种优质能源并举,市场调节和政策引导相结合,满足能源消费结构升级和能源服务质量提高要求。进一步提高非化石能源的消费比重,大力优先发展水电、加快发展新能源发电。优化化石能源结构,鼓励能源消费终端利用天然气和电力;提高煤炭利用效率,推进煤炭清洁高效利用。

4. 坚持能源与资源环境协调发展。加大淘汰落后产能和工艺设备。对电力行业实施大气主要污染物排放总量控制,建立新建项目与污染减排、淘汰落后产能相衔接的审批机制。持续推进电力行业污染减排,新建燃煤机组全部配套建设脱硫脱硝设施,加强脱硫脱硝设施运行监督管理。加强能源开发利用的环境管理,严格执行项目环境影响评价与“三同时”的环境管理制度,确保资源、人口和生态环境三者平衡。进一步完善水电移民政策,搞好移

民工作。

5. 坚持推进能源普遍服务和改善能源民生。明确职责、制定政策、建立机制,加强政府主导和监管,努力推进能源普遍服务,以可承受的合理价格水平向包括农村地区、边远地区在内的所有地区的所有用户(包括低收入者)提供有质量保证的能源服务。统筹城乡和区域能源协调发展,加强城乡用能基础设施和能源普遍服务体系建设,推进能源基本公共服务均等化,缩小和消除能源供应的城乡差距、区域差距、贫富差距。

(三) 各行业发展方针。

1. 电力。电源和电网协调发展,电网适度超前。实施“大枢纽、大电网、大平台”战略,加快建设坚强智能电网。大力优先加快水电科学发展,建成全国重要水电基地。优化发展煤电,提高煤电技术环保水平和经济性;鼓励煤电联营和煤电一体化。适度发展天然气集中发电,有序推进天然气分布式发电,增强电网调峰能力。因地制宜发展新能源发电和分布式发电,提高技术研发能力和产业化水平。积极有序推进核电前期工作,按照国家要求适时启动建设。

2. 煤炭。加大煤炭资源勘查工作力度,加强煤炭资源保障。淘汰煤炭落后产能,建设大型煤炭基地。推进煤矿企业兼并重组,培育大型煤炭企业集团。推广先进适用技术,加快安全高效煤矿建设。强化煤矿安全生产管理,健全安全生产长效机制。提高煤炭资源回收率,推进洁净煤技术和循环经济发展。

3. 天然气。加强勘探开发,提高各类天然气勘探效率和开发采收率,保障资源有序接替并增加后备储备。加强产能建设,加快发展川东北地区,稳定发展川西、川南地区;尽快形成页岩气产能。加快管网建设,配套完善地面工程和集输系统,加强入川和省内长输管线建设,在用好用足省内资源基础上全面参与全国天然气平衡,增加省内供应能力。加强储气调峰设施建设,确保平稳安全供气。优先保障省内用气,严格执行天然气利用政策。

4. 石油。提高能源资源掌控能力;健全储运设施网络;完善供应网络;强化应急保障体系;积极推进替代行业发展;稳步推进成品油质量升级。

5. 新能源和可再生能源。完善资源调查和评价,完善开发利用规划。加快推进风能规模化利用,不断提升太阳能发电经济性,因地制宜推动生物质能源多元化利用,提高城乡可再生能源利用普及程度。

6. 能源行业节能减排。重点搞好煤炭、电力行业。按照“依靠科技进步、发展循环经济、转变增长方式、健全规章制度、加强监督管理”基本思路,遵循“优化设计与强化管理相结合,应用先进技术与淘汰落后工艺相结合,清洁生产与资源综合利用相结合,突出重点与全面推进相结合”原则,促进煤炭工业节约清洁安全和可持续发展。电力行业在需求侧推广高效用电设备和节电型生产工艺,调整优化客户用电方式;在发电侧积极推进节能发电调度,淘汰小机组、建设高效机组,降低发电能耗和厂用电率;在电网侧优

化输供电系统网络结构,促进区域间联网,提高电网运行的经济性。

四、发展目标

(一)总体目标。

基本建成全国重要的优质清洁能源基地,能源供需总量基本平衡;能源结构调整取得重大进展,能源效率进一步提高,单位GDP能耗和二氧化碳排放大幅下降;能源普遍服务能力显著提高,城乡居民用能条件明显改善;能源改革不断深化,能源市场和能源建设规范有序;能源各行业协调发展,为构建可持续的现代新型能源产业体系打下坚实基础。

(二)结构调整目标。

——非化石能源占能源消费总量比重提高到32%左右,煤炭占能源消费总量比重下降到41%左右。

——有调节能力的水电站占水电装机容量的比重提高到60%,60万千瓦及以上煤电机组占煤电装机容量的比重提高到50%。

——小煤矿数量减少20%以上,煤矿总数控制在1100对左右;形成2—3个1000万吨以上、10个100万吨以上生产规模的大企业集团,产量占全省的50%以上。

(三)节能减排目标。

——单位GDP能耗比2010年下降幅度大于16%,下降到0.874吨标准煤/万元;单位GDP二氧化碳排放比2010年下降

17.5% 以上。

——污染物排放控制。新建、现役燃煤机组全部配套建设脱硫设施,脱硫效率分别达到 95% 以上、90% 以上,脱硝效率分别达到 80% 以上、70% 以上。火电厂二氧化硫、氮氧化物排放增量控制在 5.7 万吨、3.5 万吨以内。5 年累计二氧化硫减排 22.58 万吨、氮氧化物减排 8.51 万吨。

——电力行业节能。主力火电机组发电煤耗、供电煤耗分别由 330、356 克标准煤/千瓦时下降到 325、345 克标准煤/千瓦时。厂用电率由 7.27% 下降到 7.00%。主网综合网损率由 7.68% 下降到 6.68%。

——煤炭行业节能。原煤入洗率由 35% 提高到 50%。煤矸石综合利用率由 50% 提高到 60%,矿井水利用率由 30% 提高到 60%,矿区土地复垦率 50%,煤矿企业主要污染物达标排放率 80% 以上。抽采瓦斯 5.3 亿立方米,利用 3.7 亿立方米,利用率 70%。瓦斯发电装机 15 万千瓦。

(四) 各行业发展目标。

1. 电力。

——全省全社会用电量 2800 亿千瓦时。

——电源。2015 年底水火电发电装机容量力争达到 8800 万千瓦(其中水电约 7000 万千瓦,火电约 1800 万千瓦)。

——电网。对内建成以 500 千伏电网为骨架,220 千伏电网为支撑,110 千伏及以下网络为基础,布局优化、结构合理、联系紧密、城乡协调、安全可靠、覆盖全省的输配电体系;对外构筑坚强智

能的跨省区跨流域的水火互济、购送灵活、交换方便的全国电力资源配置大平台,逐步形成“东接三华、西纳新藏、北联西北、南通云贵”的全国电力交换大枢纽。

2. 天然气。

——新增探明储量 1 万亿立方米,累计探明储量超过 3 万亿立方米。

——产能建设和供气量。四川盆地产能 400 亿立方米/年以上,省内供气量 260 亿立方米。

——管网。新增长输管道 2744 公里,新增输送能力 160 亿立方米。管道总长达约 1.7 万公里,总输气能力达 540 亿立方米。

——用气普及率。城市及近郊乡镇居民生活用气普及率达到 90% 以上。

3. 煤炭。

——资源勘查和产能建设。普查面积 1400 平方公里,煤炭生产能力 1 亿吨/年左右,产能发挥 90% 左右。

——整合改造。煤矿总数控制在 1000 对以内,单井产能提高到 15 万吨/年以上。

——煤矿安全和安全高效矿井建设。百万吨死亡率下降 30% 以上。建成安全高效矿井,采掘机械化程度大型煤矿 95% 以上、中型煤矿 85%、小型煤矿机械化半机械化程度 45% 以上。

4. 石油。

——建立以国有大集团为主体、多种所有制企业为补充的多元化油品供应体系,成品油供应能力约 2500 万吨。

——新增炼油能力 1000 万吨/年,新增石油管道 1939 公里,新增石油输送量 2300 万吨,管输比例 50% 以上,成品油管网覆盖主要大中城市,围绕成品油管道、铁路配套设置油库。

——成品油供应网络更加完善,应急保障体系更加健全。

5. 新能源和可再生能源。

——风能。风电装机规模 100 万千瓦。

——太阳能。太阳能发电装机规模 30 万千瓦;太阳能热水器总集热面积 700 万平方米,太阳房面积 10 万平方米,太阳灶 8 万台。

——生物质能。生物质能发电装机规模 71 万千瓦;大中型畜禽养殖场沼气工程 8000 处,农村户用沼气 600 万户;液体燃料生产能力 10 万吨/年。

——绿色能源示范县建设。建成 11 个绿色能源示范县,启动新能源城市、示范园区和示范村建设。

表 3:四川省“十二五”能源发展主要指标表

类别	指标	单位	2005 年	2010 年	2015 年	年均增长	属性
能源消费总量及结构	一次能源消费总量	万吨标准煤	11816	17892	26401	8.09%	按国家规定确定属性
	煤炭消费量(原煤)	万吨	8665	12974	15039	3.00%	预期性
	煤炭消费比重	%	52.38	51.79	40.69	(-11.10 个百分点)	预期性
	油品消费量(成品油)	万吨	688	1526	2458	10.00%	预期性
	油品消费比重(成品油)	%	8.32	12.18	13.30	(+1.12 个百分点)	预期性
	天然气消费量	亿立方米	90	175	260	8.25%	预期性
	天然气消费比重	%	10.08	13.03	13.30	(+0.27 个百分点)	预期性
	非化石能源消费量	万吨标准煤	3908	4731	8580	14.05%	预期性
	非化石能源消费比重	%	33.07	26.44	32.92	(+6.48 个百分点)	约束性
	全社会用电量	亿千瓦时	943	1549	2800	12.57%	按国家规定确定属性

类别	指标	单位	2005 年	2010 年	2015 年	年均增长	属性
电力发展	电力装机容量	万千瓦	2246	4327	8800	15.26%	预期性
	其中：水电	万千瓦	1496	3070	7000	17.92%	预期性
	火电	万千瓦	750	1257	1800	7.45%	预期性
	发电量	亿千瓦时	1019	1704	3600	16.14%	预期性
	其中：水电	亿千瓦时	653	1140	2880	20.37%	预期性
	火电	亿千瓦时	366	564	720	5.01%	预期性
	新能源发电装机容量				220		预期性
	其中：风电	万千瓦			100		预期性
	太阳能发电	万千瓦			30		预期性
	生物质能发电	万千瓦			71		预期性
节能环保	单位 GDP 能源消耗	吨标准煤/万元	1.32	1.04	0.82	>〔-16%〕	约束性
	单位 GDP 二氧化碳排放	吨/万元		1.86	1.29	>〔-17.5%〕	约束性
	能源消费碳系数			1.86	1.58	>〔-10%〕	约束性
	主力火电厂发电煤耗	克标准煤/千瓦时		330	325	〔-5〕	预期性
	主力火电厂供电煤耗	克标准煤/千瓦时		356	345	〔-11〕	预期性
	电网综合网损率	%		7.68	6.68	〔-1 个百分点〕	预期性
	煤电二氧化硫排放系数	克/千瓦时		5.92	完成国家下达目标		约束性
	煤电氮氧化物排放系数	克/千瓦时		3.00	完成国家下达目标		约束性
民生改善	居民人均生活用电量	千瓦时		271	548	15.13%	预期性
	绿色能源示范县	个		6	16	21.68%	预期性
	通管道天然气的县城	个		120	140	〔+20〕	预期性
	农网改造面	%		70	>95	>〔+25 个百分点〕	预期性

注：(1)〔〕内为 5 年累计数；(2)GDP 以 2010 年不变价计算，其他涉及价值计算同；(3)新能源发电装机和发电量不参与平衡。(4)本表格式和内容按国家能源局国能规划〔2011〕115 号要求编制。

五、主要任务、区域布局 and 重点项目

围绕提高能源保障能力、转变能源发展方式、加快能源结构调整的总任务，重点完成八项主要任务，规划以“三江”流域为核心的水电基地、以川南为核心的煤炭基地、以川东北为核心的天然气基地、以三州一市为重点的新能源发电基地的能源生产总体布局，以及连接能源生产基地和消费中心的主要能源产品输送总体布局。

规划“十二五”能源重点项目完成投资 6205 亿元，其中电力 4600 亿元（其中电源 3400 亿元、电网 1200 亿元），石油天然气 1200

亿元,煤炭 134 亿元,新能源和可再生能源 271 亿元(不含发电项目)。

(一)加强电源建设,发电能力翻一番。

规划电源建设“十二五”完成投资 3400 亿元(其中水电 3000 亿元、火电 400 亿元)。

1. 大力优先发展水电,加快建设水电基地。

加快建设 2010 年底在建结转到“十二五”续建的水电工程 3420 万千瓦,新增装机容量 3020 万千瓦。创造条件新开工水电工程 3500 万千瓦,新增装机容量 910 万千瓦以上。继续加快未开工的重大水电项目前期工作。以上水电建设规模 7920 万千瓦,投资规模约 7000 亿元。新增水电装机容量 3930 万千瓦,力争 2015 年底水电装机容量 7000 万千瓦以上。在建规模约 4000 万千瓦结转“十三五”续建。规划“十二五”完成投资约 3000 亿元。

在金沙江、雅砻江、大渡河干流规划布局“三江”水电基地;在大中型河流水能资源比较集中的一定区域规划布局阿坝北部、阿坝东部、绵阳、甘孜中东部、甘孜南部、凉山、雅安等 7 个水电集群;在嘉陵江、岷江中下游、长江上游干流(以下简称“长上干”)规划布局 3 个航电通道,形成“三江七片三线”水电基地基本格局。

——金沙江水电基地。规划“十二五”建设规模 2450 万千瓦(其中 2010 年底在建 930 万千瓦结转“十二五”续建,新开工 1520 万千瓦)。新增装机容量 923 万千瓦,到 2015 年底建成 923 万千瓦。2015 年底在建 1527 万千瓦结转到“十三五”续建。

专栏 1:金沙江水电基地主要项目

(一)2010 年底无建成项目。

(二)“十二五”期间建设规模 2450 万千瓦,其中:

1. 2010 年底在建结转“十二五”930 万千瓦,其中溪洛渡 1260/2 万千瓦、向家坝 600/2 万千瓦;

2. 2011—2015 年新开工 1520 万千瓦,其中观音岩 300/2 万千瓦、叶巴滩 198/2 万千瓦、拉哇 168/2 万千瓦、金沙 52 万千瓦,乌东德 870/2 万千瓦,白鹤滩 1400/2 万千瓦。

(三)“十二五”新增投产装机容量 950 万千瓦,其中观音岩 240/2 万千瓦、金沙 13 万千瓦、溪洛渡 980/2 万千瓦、向家坝 600/2 万千瓦。

(四)2015 年底在建 1527 万千瓦结转到“十三五”续建。

——雅砻江水电基地。规划“十二五”建设规模 1992 万千瓦(其中 2010 年底在建 1140 万千瓦结转“十二五”续建,新开工 852 万千瓦)。新增装机容量 1140 万千瓦,到 2015 年底建成 1470 万千瓦。2015 年底在建 852 万千瓦结转到“十三五”续建。

专栏 2:雅砻江水电基地主要项目

(一)2010 年底建成二滩 330 万千瓦。

(二)“十二五”期间建设规模 19924 万千瓦,其中:

1. 2010 年底在建结转“十二五”1140 万千瓦,其中锦屏Ⅰ级 360 万千瓦、锦屏Ⅱ级 480 万千瓦、官地 240 万千瓦、桐子林 60 万千瓦;

2. 2011—2015 年新开工 852 万千瓦,其中两河口 300 万千瓦、牙根一级 21.4 万千瓦、牙根二级 99 万千瓦、孟底沟 184 万千瓦、杨房沟 150 万千瓦、卡拉 98 万千瓦。

(三)“十二五”新增投产装机容量 1140 万千瓦,其中锦屏Ⅰ级 360 万千瓦、锦屏Ⅱ级 480 万千瓦、官地 240 万千瓦、桐子林 60 万千瓦。2015 年底装机容量 1470 万千瓦,在建 570.4 万千瓦结转“十三五”续建。

(四)2015 年底在建 852 万千瓦结转到“十三五”续建。

——大渡河水电基地。规划“十二五”建设规模 1647 万千瓦

(其中 2010 年底在建 645 万千瓦结转“十二五”续建,新开工 959 万千瓦)。新增装机容量 567.2 万千瓦,到 2015 年底建成 1211.2 万千瓦。2015 年底在建 1036.8 万千瓦结转到“十三五”续建。

专栏 3:大渡河水电基地主要项目

(一)2010 年底已建成 644 万千瓦,其中龙头石 70 万千瓦、瀑布沟 360 万千瓦、深溪沟 66/2 万千瓦、龚嘴 73 万千瓦、铜街子 60 万千瓦、沙湾 48 万千瓦。

(二)“十二五”期间建设规模 1647 万千瓦,其中:

1. 2010 年底在建结转“十二五”645 万千瓦,其中长河坝 260 万千瓦、泸定 92 万千瓦、大岗山 260 万千瓦、深溪沟 66/2 万千瓦;

2. 2011—2015 年新开工 959 万千瓦,其中双江口 200 万千瓦、沙坪二级 34.8 万千瓦、金川 86 万千瓦、枕头坝一级 72 万千瓦、安宁 40 万千瓦、黄金坪 85 千瓦、安谷 77.2 万千瓦,硬梁包 120 万千瓦、巴底 70 万千瓦、丹巴 110 万千瓦,老鹰岩 64 万千瓦等。

(三)“十二五”新增投产装机容量 567.2 万千瓦,其中黄金坪 85 万千瓦、泸定 92 万千瓦、大岗山 260 万千瓦、深溪沟 66/2 万千瓦、枕头坝一级 72/2 万千瓦、沙坪二级 23.2 万千瓦、安谷 38 万千瓦。

(四)2015 年底在建 1036.8 万千瓦结转到“十三五”续建。

——7 个水电集群。

阿坝东部。包括岷江干流上游及其支流黑水河、三打古河、毛尔盖河、杂谷脑河、孟屯河、渔子溪、草坡河,嘉陵江支流白水江等。规划“十二五”建设规模约 115 万千瓦(其中 2010 年底在建结转“十二五”建设 91 万千瓦,新开工规模 24 万千瓦)。新增装机容量 124 万千瓦,到 2015 年底建成 538 万千瓦。2015 年底无在建电站。

阿坝北部。包括足木足、绰斯甲、小金川、俄日河等。规划“十二五”建设规模 280 万千瓦(其中 2010 年底在建 30 万千瓦结转“十二五”建设,新开工规模 250 万千瓦)。新增装机容量 53 万千

瓦,到 2015 年建成 60 万千瓦。2015 年底在建 227 万千瓦结转到“十三五”续建。

专栏 4:阿坝东部水电集群主要项目

(一)2010 年底建成 412.75 万千瓦,包括福堂 36 万千瓦、太平驿 26 万千瓦等。

(二)“十二五”期间建设规模 124.7 万千瓦,其中:

1. 2010 年底在建结转“十二五”续建 91 万千瓦,其中毛尔盖 42.0 万千瓦、剑科 24.6 万千瓦、晴朗 18 万千瓦、多诺 10 万千瓦、西里 6.4 万千瓦;

2. 2011—2015 年新开工 23.7 万千瓦,其中木尼 5.0 万千瓦、永乐 11.1 万千瓦、玉瓦 5.0 万千瓦、陵江 2.6 万千瓦。

(三)“十二五”期间新增投产装机容量 124.70 万千瓦,其中晴朗 18.0 万千瓦,毛尔盖 42.0 万千瓦,剑科 24.6 万千瓦等。

专栏 5:阿坝北部水电集群主要项目

(一)2010 年底建成 4.4 万千瓦。

(二)“十二五”期间建设规模 284.10 万千瓦,其中:

1. 2010 年底在建结转“十二五”29.4 万千瓦,其中关州 24.0 万千瓦、春堂坝 5.4 万千瓦;

2. 2011—2015 年新开工 250.30 万千瓦,其中巴拉 70 万千瓦、达维 30 万千瓦、卜寺沟 36 万千瓦、蒲西 12 万千瓦、绰斯甲 36.6 万千瓦、观音桥 13.5 万千瓦。

(三)“十二五”期间新增投产装机容量 57.60 万千瓦,其中关州 24.0 万千瓦,杨家湾 6.0 万千瓦等、三叉 8 万千瓦等。2015 年装机容量约 342 万千瓦。

(四)2015 年底在建 227 万千瓦结转到“十三五”续建。

绵阳。包括涪江干流、火溪河、通口河、白草河、泗耳河、虎牙河等。规划“十二五”建设规模 70 万千瓦(其中 2010 年底在建的 25 万千瓦结转“十二五”建设,新开工规模 45 万千瓦)。新增装机

容量 29 万千瓦,到 2015 年底建成 146 万千瓦。2015 年底在建 41 万千瓦结转“十三五”续建。

专栏 6:绵阳水电集群主要项目

(一)2010 年底建成 117.04 万千瓦。

(二)“十二五”期间建设规模 69.60 万千瓦,其中:

1. 2010 年底在建结转“十二五”24.4 万千瓦,其中古城 10.0 万千瓦、高坪铺 9.2 万千瓦、三岔 5.2 万千瓦;

2. 2011—2015 年新开工 45.20 万千瓦,其中铁笼堡 28.0 万千瓦,小坪子 10.0 万千瓦、南坝 3.0 万千瓦、冬瓜山 4.2 万千瓦。

(三)“十二五”新增投产装机容量 28.60 万千瓦,其中古城 10.0 万千瓦,高坪铺 9.2 万千瓦、冬瓜山 4.2 万千瓦、三岔 5.2 万千瓦。

(四)2015 年底在建 41 万千瓦结转“十三五”续建。

甘孜中东部。包括九龙河、子耳河、孟底沟、三岩龙河,革什扎河、东谷河、金汤河、巴朗沟、瓦斯河,鲜水河、庆大河、霍曲河、力丘河、理塘河等。规划“十二五”建设规模 385 万千瓦(其中 2010 年底在建的 155 万千瓦结转“十二五”建设,新开工规模 230 万千瓦)。新增装机容量 312 万千瓦,到 2015 年底建成 453 万千瓦。2015 年底在建 74 万千瓦结转“十三五”续建。

甘孜南部。包括巴楚河、莫曲河、定曲河、玛依河、硕曲河、东义河(甘孜境内)、赠曲河、偶曲河、赤土河、稻城河、那曲河等。规划“十二五”建设规模 312 万千瓦(其中 2010 年底在建的 73 万千瓦结转“十二五”建设,新开工 239 万千瓦)。新增装机容量 139 万千瓦,到 2015 年底建成 149 万千瓦。2015 年底在建 173 万千瓦结转“十三五”续建。

专栏 7:甘孜中东部水电集群主要项目

(一)2010 年底建成 146.0 万千瓦。

(二)“十二五”期间建设规模 385.6 万千瓦,其中:

1. 2010 年底在建结转“十二五”155.40 万千瓦,吉牛 24.0 万千瓦、国如 4.8 万千瓦、东谷 7.5 万千瓦、东三 4.0 万千瓦、金元 10.8 万千瓦、金平 8.1 万千瓦、溪古 24.0 万千瓦、江边 33.0 万千瓦、斜卡 13.0 万千瓦、踏卡 11.0 万千瓦、麻窝 3.2 万千瓦、葛达 6.0 万千瓦、湾东 6.0 万千瓦;

2. 2011—2015 年新开工 230.20 万千瓦,其中二瓦槽 9.0 万千瓦,达阿果 22.0 万千瓦,汪堆 3.2 万千瓦,巴德 3.8 万千瓦,决洛 11.0 万千瓦,塔坑 20.0 万千瓦,金顶 22.0 万千瓦等电站。

(三)“十二五”新增投产装机容量 311.90 万千瓦,其中金元 10.8 万千瓦,江边 33.0 万千瓦,踏卡 11.0 万千瓦,溪古 24.0 万千瓦,吉牛 24.0 万千瓦,龙洞 16.5 万千瓦,达阿果 22.0 万千瓦,金顶 22.0 万千瓦等电站。

(四)2015 年底在建 74 万千瓦结转到“十三五”续建。

专栏 8:甘孜南部水电集群主要项目

(一)2010 年底建成 9.30 万千瓦。

(二)“十二五”期间建设规模 312.16 万千瓦,其中:

1. 2010 年底在建结转“十二五”73.6 万千瓦,其中松多 6.4 万千瓦、扎杂 3.6 万千瓦、古学 9.0 万千瓦、乡城 12.0 万千瓦、洞松 18.0 万千瓦、去学 24.6 万千瓦;

2. 2011—2015 年新开工 238.56 万千瓦,其中拉拉山 9.6 万千瓦,古瓦 22.2 万千瓦,党恩 11.4 万千瓦等电站。

(三)“十二五”新增投产装机容量 148.46 万千瓦,其中乡城 12.0 万千瓦,洞松 18.0 万千瓦等电站、古瓦 22.2 万千瓦。

(四)2015 年底在建 173 万千瓦结转到“十三五”续建。

凉山。包括水洛河、东义河(凉山段)、鸭嘴河、木里河、卧洛河、鲹鱼河、西溪河、美姑河、黑水河、古里沟、西苏角河、城河、尼日河等。规划“十二五”建设规模 384 万千瓦(其中 2010 年底在建的

142 万千瓦结转“十二五”建设,新开工规模 242 万千瓦)。新增装机容量 320 万千瓦,到 2015 年底建成 451 万千瓦。2015 年底在建 64 万千瓦结转“十三五”续建。

专栏 9:凉山水电集群主要项目

(一)2010 年底建成 130.9 万千瓦。

(二)“十二五”期间建设规模 384.49 万千瓦,其中:

1. 2010 年底在建结转“十二五”142.4 万千瓦,宁朗 11.4 万千瓦、撒多 21 万千瓦、布西 2 万千瓦、烟岗 12 万千瓦、跑马坪 12 万千瓦、上通坝 24 万千瓦、立洲 35.5 万千瓦、卧罗桥 10 万千瓦、青松 10 万千瓦、互助 4.5 万千瓦;

2. 2011—2015 年新开工 242.09 万千瓦,其中钻根 20.1 万千瓦、固滴 13.8 万千瓦、新藏 15.9 万千瓦、卡基娃 45.24 万千瓦。

(三)“十二五”新增投产装机容量 320.29 万千瓦,其中上通坝 24.0 万千瓦,卡基娃 45.24 万千瓦等。

(四)2015 年底在建 64 万千瓦结转“十三五”续建。

雅安。包括青衣江干流,宝兴河、西河、玉溪河、天全河、荥经河、周公河、南桠河、田湾河、松林河等。规划“十二五”建设规模 104 万千瓦(其中 2010 年底在建的 40 万千瓦结转“十二五”建设,新开工规模 64 万千瓦)。新增装机容量 93 万千瓦,到 2015 年底建成 449 万千瓦。2015 年底在建 11 万千瓦结转“十三五”续建。

专栏 10:雅安水电集群主要项目

(一)2010 年底建成 355.95 万千瓦。

(二)“十二五”期间建设规模 103.9 万千瓦,其中:

1.2010 年底在建结转“十二五”40.1 万千瓦,其中飞仙关 10.4 万千瓦、毛滩 10.2 万千瓦、宝兴 19.5 万千瓦;

2.2011—2015 年新开工 63.8 万千瓦,其中锅浪跷 21 万千瓦,出居沟 8.5 万千瓦,民治 10.5 万千瓦等。

(三)“十二五”新增投产装机容量 92.8 万千瓦,其中飞仙关 10.4 万千瓦、毛滩 10.2 万千瓦、宝兴 19.5 万千瓦、锅浪跷 21 万千瓦等。

(四)2015 年底在建 11 万千瓦结转到“十三五”续建。

——3 个航电通道。

嘉陵江航电通道。规划“十二五”建设规模 124 万千瓦(其中 2010 年底在建的 122 万千瓦结转“十二五”建设,新开工规模 2.6 万千瓦)。新增装机容量 122 万千瓦,到 2015 年底建成 322 万千瓦。2015 年底在建 2.6 万千瓦结转到“十三五”续建。

专栏 11:嘉陵江电航通道主要项目

(一)2010 年底建成 199.91 万千瓦,其中包括金溪场 15 万千瓦、青居 13.6 万千瓦、东西关 18 万千瓦。

(二)“十二五”期间建设规模 124.3 万千瓦,其中:

1.2010 年底在建结转“十二五”121.7 万千瓦,昭化 5.1 万千瓦、亭子口 110 万千瓦、苍溪 6.6 万千瓦;

2.2011—2015 年新开工 2.6 万千瓦,八庙沟 2.6 万千瓦。

(三)“十二五”新增投产装机容量 121.70 万千瓦,昭化 5.1 万千瓦、亭子口 110 万千瓦、苍溪 6.6 万千瓦。

岷江中下游航电通道。规划“十二五”建设规模 165 万千瓦(均为新开工建设)。根据工期预计“十二五”尚无新投产机组,2015 年底在建 165 万千瓦结转到“十三五”续建。

专栏 12:岷江中下游电航通道主要项目

(一)2010 年底建成 0 万千瓦,其中:

(二)“十二五”期间建设规模 164.54 万千瓦,其中:

1. 2010 年底无在建结转“十二五”;

2. “十二五”新开工装机容量 164.54 万千瓦,其中老木孔(乐山段)44.54 万千瓦、东风岩(乐山段)27 万千瓦、犍为(乐山段)48 万千瓦、龙溪口(乐山段)45 万千瓦。

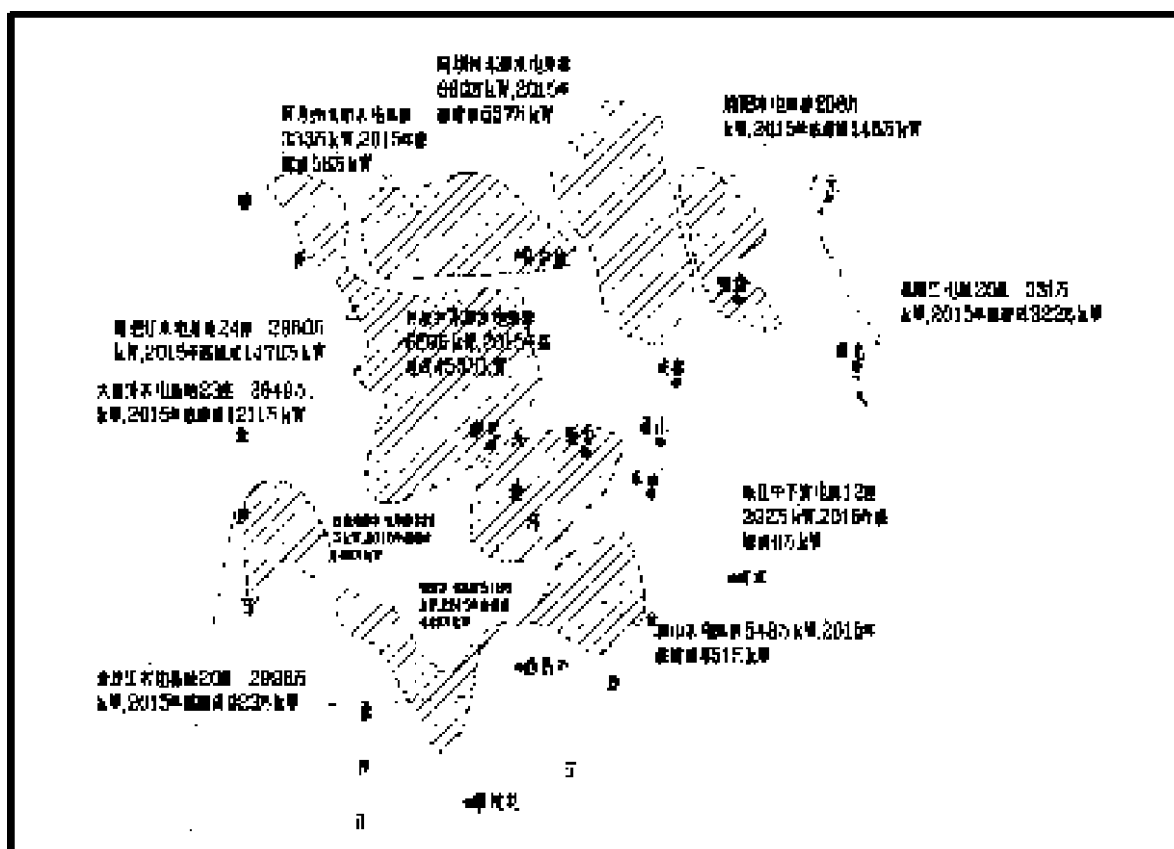
(三)“十二五”无新增投产装机,2015 年底在建 165 万千瓦结转到“十三五”续建。

长上干航电通道。加强规划和前期工作,为“十三五”及以后开工建设航电工程创造条件。

——小水电。

因地制宜科学合理开发管理小水电。推动已建小水电改造升级,对于建设方案不合理、环境破坏严重的小水电,适时清理拆除;对生态环境保护考虑不够但具有继续利用价值的小水电,增加环境保护设施、促进流域生态恢复,其中机组设备老化陈旧、安全隐患突出的要改造升级、提高效率。优化新建小水电工程,加强小水电规划、前期工作管理,严格核准前置性条件和核准程序;严格控制国家电网覆盖范围内新建小水电;重点开发农村偏远地区、离网缺电地区的小水电,加快解决无电地区和农村地区用电问题。更加重视新建小水电的生态环境保护,统筹协调好流域和地区、干流和支流、开发与保护的关系,按照“小水电、大环境、大生态”的理念科学规划梯级布局、合理确定开发方式,慎重选择引水式开发方式,保障河流基本生态功能。

图 1：四川省“十二五”水电基地布局示意图



2. 积极优化发展煤电,进一步改善电源结构。

贯彻“上大压小”方针,关停小火电机组 100 万千瓦。加快 2010 年底在建结转“十二五”续建的 240 万千瓦火电项目建设,确保 2011 年建成投产。开工建设已经国家同意开展前期工作取得“路条”的 90 万千瓦煤电项目(白马 60 万千瓦循环流化床锅炉示范电厂、攀枝花煤矸石综合利用电厂 30 万千瓦),确保 2015 年前投产。利用省外煤源并落实运输条件,在铁路沿线以及负荷中心规划建设 100 万千瓦级高效环保机组,争取新开工 400—800 万千瓦;争取新增装机容量 200 万千瓦,力争 300 万千瓦。加大宜宾、泸州等产煤区新扩建坑口大型燃煤机组,以及宜宾、泸州、攀枝花、

广元等地区坑口煤矸石、劣质煤综合利用电厂的前期工作力度,争取“十二五”投产 30 万千瓦。以上安排,煤电建设规模 800—1200 万千瓦,投资规模 320—480 亿元。扣除关停容量,净增火电装机容量 500 万千瓦,争取 630 万千瓦。“十二五”规划完成投资 400 亿元。

根据煤炭资源分布和运力分布,规划布局路口煤电基地、川南煤电基地、攀枝花煤电基地、川东煤电基地。

——川南煤电基地。结合“上大压小”和城市发展,关停黄桷庄电厂 40 万千瓦,加快续建的福溪电厂、珙县电厂建设,开工建设内江 60 万千瓦循环流化床锅炉示范电站,规划布局珙县二期、福溪二期及煤矸石电厂等 420 万千瓦。新增装机容量 300 万千瓦,到 2015 年底建成 365 万千瓦。2015 年底在建 380 万千瓦结转到“十三五”续建。

专栏 13:川南煤电基地

(一)2010 年底建成 265 万千瓦,其中内江循环流化床锅炉电站 10 +30 万千瓦、白马 2×20 万千瓦、黄桷庄电厂 40 万千瓦、泸州电厂 120 万千瓦、华电宜宾 10 +15 万千瓦。

(二)“十二五”期间规划建设规模 660 万千瓦,其中:

1. 2010 年底在建结转“十二五”240 万千瓦,其中宜宾珙县电厂 120 万千瓦,福溪 120 万千瓦;

2. “十二五”开工建设内江 60 万千瓦循环流化床发电机组示范工程,规划布局珙县二期 120 万千瓦、福溪二期 120 万千瓦、筠连矿区煤矸石 2×30 万千瓦、古叙矿区煤矸石 2×30 万千瓦等 420 万千瓦。

(三)“十二五”新增投产装机 300 万千瓦,包括内江 60 万千瓦循环流化床发电机组示范工程等;2015 年底基地装机容量 525 万千瓦。

(四)2015 年底在建 380 万千瓦结转到“十三五”续建。

——路口煤电基地。结合“上大压小”和城市发展,关停成都嘉陵电厂 35.9 万千瓦。结合省外煤源、运输条件落实和储煤基地建设,按照“自带煤源”原则在成都、广元、南充、绵阳等铁路沿线、负荷中心规划布局大唐广元电厂、国电金堂二期、华能南充电厂、神华江油电厂等大型高效环保燃煤机组 800 万千瓦。新增装机容量 200 万千瓦,到 2015 年底基地装机容量 446 万千瓦。争取 2015 年底在建 400 万千瓦结转到“十三五”续建。

专栏 14:路口火电基地

(一)2010 年底建成 281.9 万千瓦,其中:国电成都金堂一期 120 万千瓦,巴蜀江油电厂 126 万千瓦,成都嘉陵电厂 35.9 万千瓦。

(二)“十二五”期间规划布局规模 800 万千瓦,其中:

1. 2010 年底无在建结转“十二五”续建;

2. “十二五”规划布局 800 万千瓦,其中大唐广元电厂 200 万千瓦、国电金堂二期 200 万千瓦、华能南充电厂 200 万千瓦、神华江油电厂 200 万千瓦。

(三)“十二五”新增投产 200 万千瓦,2015 年底基地装机容量 446 万千瓦。

(四)争取 2015 年底在建规模 400 万千瓦结转到“十三五”续建。

——川东川北煤电基地。加强电煤生产运输管理,切实保证落实发电用煤,充分发挥现有发电能力。根据劣质煤资源分布和勘探开采进度,规划布局广元劣质煤电厂 60 万千瓦等,争取“十二五”建设,2015 年底在建 60 万千瓦结转到“十三五”续建。

专栏 15:川东川北煤电基地

(一)2010 年底建成 360 万千瓦,其中广安电厂 240 万千瓦,华蓥山电厂 60 万千瓦,万源 60 万千瓦。

(二)“十二五”规划布局广元劣质煤电厂 60 万千瓦。

(三)“十二五”期间无新增装机容量。

(四)争取 2015 年底在建 60 万千瓦结转到“十三五”续建。

——攀枝花煤电基地。根据煤炭储量、生产能力并结合负荷需求,规划布局攀钢煤矸石综合利用自备电厂一期;结合关停攀钢小火电机组,规划布局攀钢煤矸石综合利用自备电厂二期。新增装机容量 60 万千瓦;到 2015 年底装机容量达到 114 万千瓦。2015 年底无在建规模结转到“十三五”续建。

专栏 16:攀枝花煤电基地

(一)2010 年底建成 84 万千瓦,其中华电三维发电公司煤矸石机组 27 万千瓦,川煤集团攀枝花煤矸石机组 27 万千瓦,攀钢自备电厂 30 万千瓦。

(二)“十二五”期间规划建设规模 60 万千瓦,其中攀钢煤矸石综合利用自备电厂一期、二期各 30 万千瓦共 60 万千瓦。

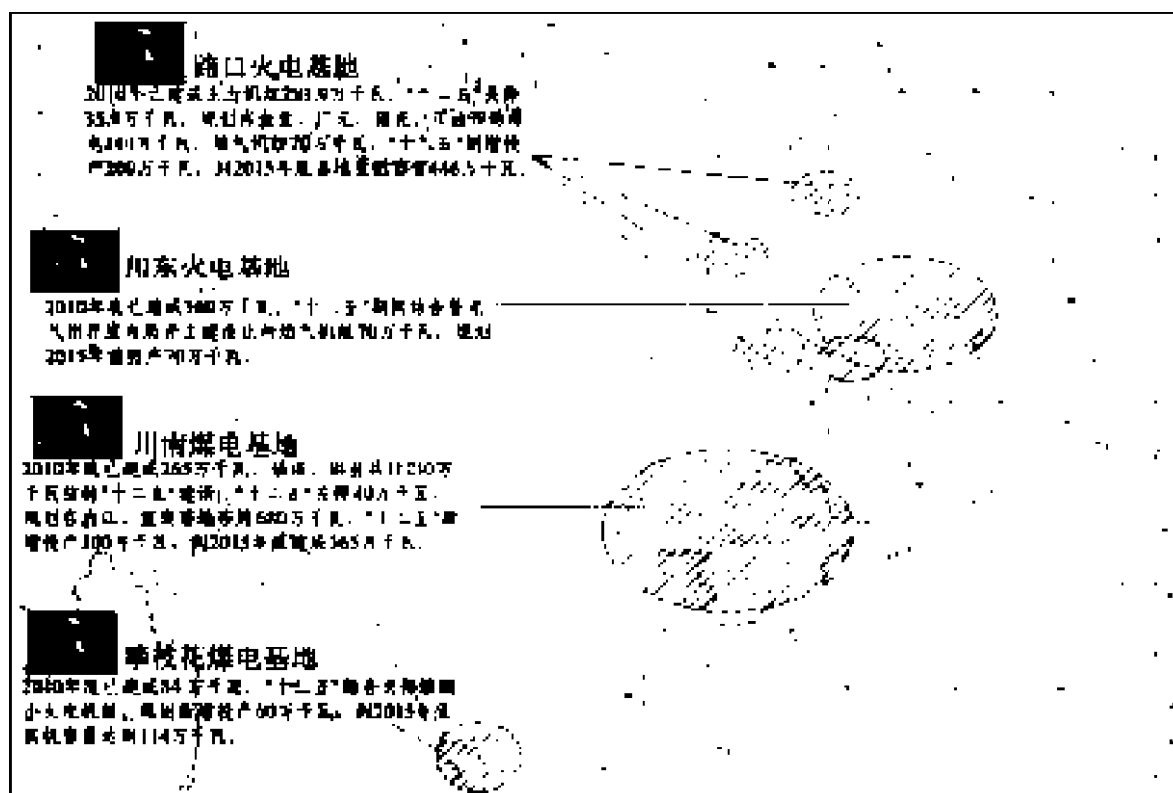
(三)“十二五”新增投产 60 万千瓦,2015 年底基地装机容量 114 万千瓦。

(四)2015 年底无在建规模结转到“十三五”续建。

3. 因地制宜发展天然气发电,提高电网调峰能力。

结合普光气田开发建设达州燃气机组 70 万千瓦,结合管道建设规划布局江油燃气机组 70 万千瓦。争取“十二五”开工建设并投产达州燃气机组 70 万千瓦,完成投资 24 亿元。积极研究在天然气主产区适度规划布局天然气发电,进一步提高电网调峰能力。有序推进天然气分布式发电。

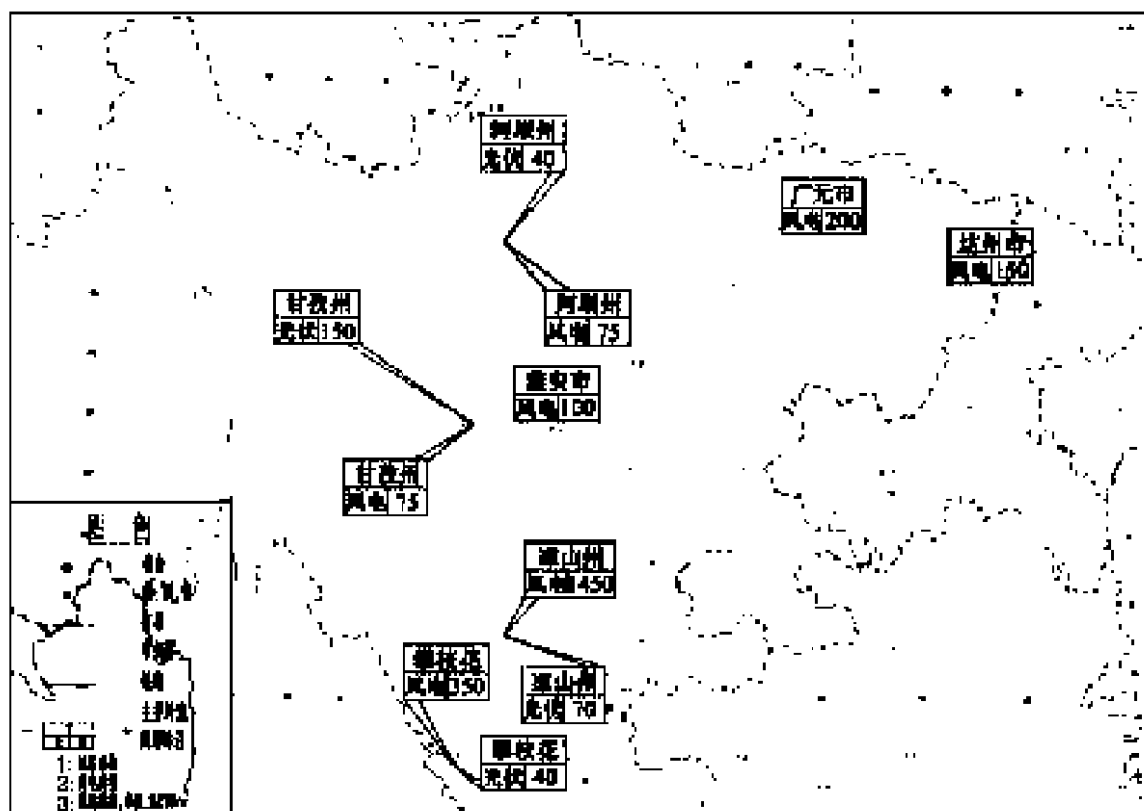
图 2:四川省“十二五”火电基地布局示意图



4. 大力发展新能源发电。

——风能发电。重点规划布局以德昌为中心的安宁河谷风电场、以丹巴为中心的大渡河谷风电场、以茂县为中心的岷江河谷风电场以及广元等盆周地市具备条件的风电场，积极开展甘孜、阿坝等风能资源观测评价，适时启动高海拔地区风电场建设。规划“十二五”开工建设德昌二期、西昌、布拖、昭觉、广元等风电项目约150万千瓦，其中2011—2015年投产新增风电装机容量100万千瓦；2015年底在建风电规模50万千瓦结转到“十三五”续建。

图 3：四川省“十二五”风能、太阳能发电分布示意图

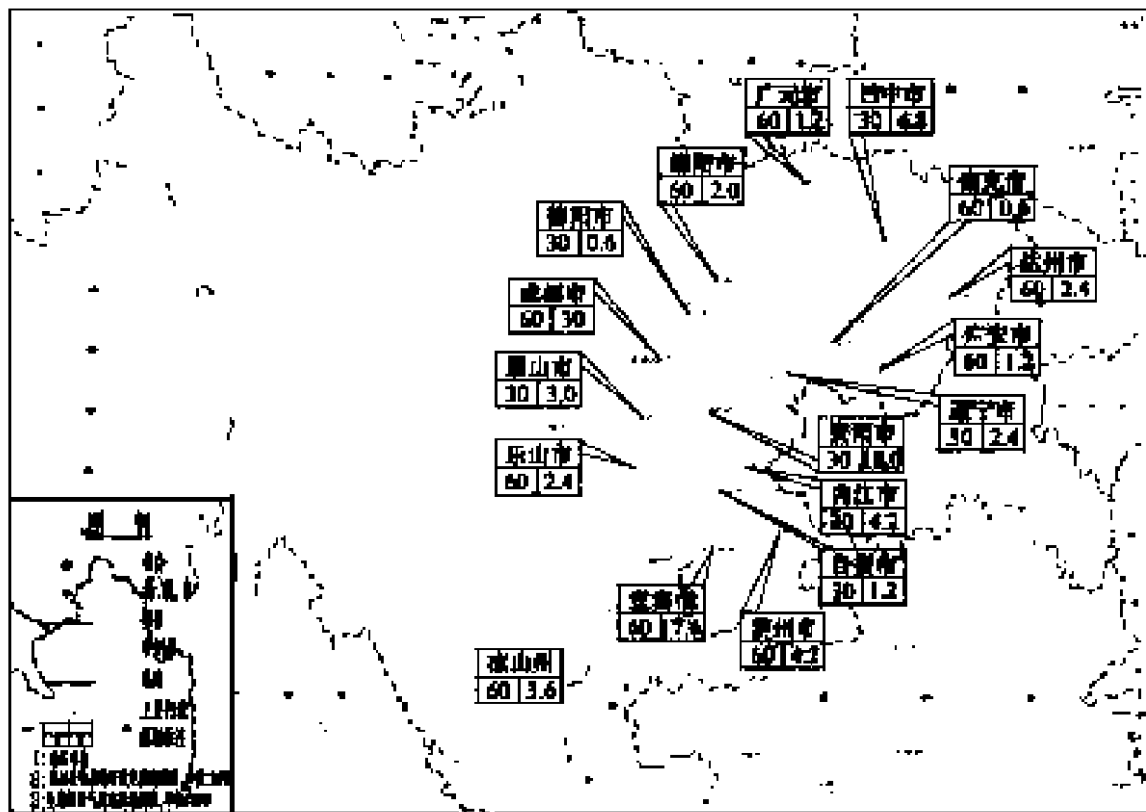


——太阳能发电。在“三州一市”（甘孜、阿坝、凉山、攀枝花）城市建筑物和公共设施、偏远无电地区规划布局光伏发电项目；利用“三州一市”荒地规划布局大型并网光伏发电、太阳能热发电、薄膜太阳能电池、非晶硅太阳能电池等示范电站。规划开工建设太阳能发电项目 50 万千瓦，新增太阳能发电装机容量 30 万千瓦；2015 年底在建 20 万千瓦结转到“十三五”续建。

——生物质发电。在农林作物丰富地区规划布局秸秆发电项目 27 座 82 万千瓦；在大中型养殖场比较集中的地区规划布局沼气发电项目 5 万千瓦；在人口集中的大城市规划布局垃圾发电项

目 6 万千瓦。规划新增生物质发电装机容量 71 万千瓦。

图 4:四川省生物质能发电规划示意图



5. 积极规划核电选址,有序推动前期工作。

发挥我省核电人才科研、实验设计、装备制造、核燃料制造等优势,推动核电“优势资源近距离高度聚集”,积极开展川东、川南等地区核电选址布局,根据国家要求继续做好厂址保护,按照国家政策和统一部署有序推进前期工作,适时启动建设。

以上任务,安排“十二五”电源建设规模 7760 万千瓦(其中水电 6920 万千瓦、火电 840 万千瓦),其中 2010 年底在建结转“十二五”续建 3660 万千瓦(其中水电 3420 万千瓦、火电 240 万千瓦),新开工 4100 万千瓦(其中水电 3500 万千瓦、火电 600 万千

瓦);新增水电装机容量 4500 万千瓦,争取 4630 万千瓦(其中水电 3930 万千瓦;火电 570 万千瓦,争取 700 万千瓦);到 2015 年底水电发电装机容量 8800 万千瓦(其中水电 7000 万千瓦、火电约 1800 万千瓦以上)。

(二)加快天然气勘探开发,扩大天然气利用规模。

规划天然气勘探开发“十二五”完成投资 1030 亿元。

1. 加强勘探工作,夯实资源基础。力争盆地新增天然气资源探明储量 1 万亿立方米(中石油、中石化各 5000 亿立方米),累计探明储量达到 3.12 万亿立方米(其中中石油 1.87 万亿立方米,中石化 1.25 万亿立方米)。

2. 加快天然气基地建设,提高天然气供应能力。

加强产能建设,确保稳产高产,延缓老油气田递减,力争到 2015 年天然气产量 413 亿立方米。增强脱硫净化能力。加强调峰能力建设,深化战略储备精准测算,启动储气库评价和建设,探索建设 LNG 储备设施,努力满足调峰和战略储备需求。

——川东北天然气基地。包括普光、罗家寨等高含硫气田、龙岗、九龙山、通南巴、元坝等大型特大型气田。新增探明储量 7000 亿立方米/年;新增产能 124 亿立方米/年(龙岗、元坝、川东北高含硫气田分别为 40、34、50 亿立方米/年)。

专栏 17:天然气重点勘探开发项目重点

(一) 重点勘探项目。

1. 开江—梁平海槽两侧勘探项目:新增探明储量 2150 亿立方米;
2. 须家河组气藏勘探项目:新增探明储量 1650 亿立方米;
3. 页岩气及其它勘探项目:新增探明储量 1900 亿立方米;
4. 元坝区块勘探项目:新增探明储量 3000—3500 亿立方米;
5. 高庙子—丰谷须家河二组勘探项目:新增探明储量 800 亿立方米;
6. 川西中浅层勘探项目:新增探明储量 1200 亿立方米;
7. 通南巴构造带勘探项目:新增探明储量 2500 亿立方米。

(二) 重点气田开发和产能建设。

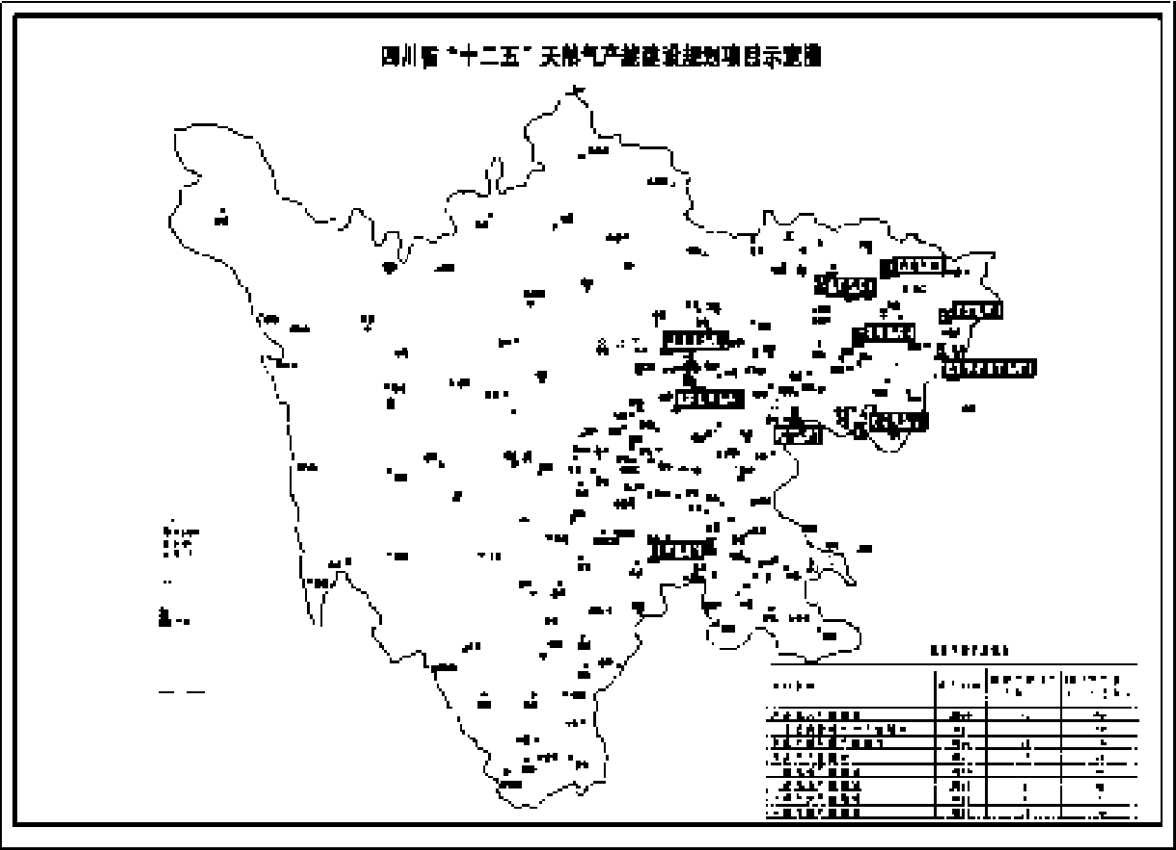
1. 龙岗地区:2009 年投产,新建产能 30 亿立方米,到 2015 年产量 40 亿立方米。
2. 川东北高含硫气田:2012 年投产,新建产能 55 亿立方米,2015 年产量 55 亿立方米。
3. 须家河新气藏:2006 年投产,新建产能 33 亿立方米,到 2015 年产量 25 亿立方米。
4. 富顺—永川、长宁、威远区块页岩气:2013 年投产,新建产能 14 亿立方米,到 2015 年产量 10 亿立方米。
5. 川西深层:1990 年代初投产,新建产能 17 亿立方米,到 2015 年产量 5 亿立方米。
6. 川西浅层:1990 年代投产,新建产能 33 亿立方米,到 2015 年产量 30 亿立方米。
7. 元坝气田:2013 年投产,新建产能 17 亿立方米,到 2015 年产量 34 亿立方米;
8. 通南巴气田:2007 年投产,新建产能 20 亿立方米,到 2015 年产量 20 亿立方米。

——川中天然气基地。指须家河组新气藏项目。新增探明储量 1500 亿立方米/年;新增产能 22 亿立方米/年。

——川西天然气基地。指川西海相勘探项目。新增探明储量 500 亿立方米/年;新增产能 35 亿立方米/年(川西深层、川西浅层

分别为 5、30 亿立方米)。

图 5：四川省“十二五”天然气基地布局示意图



3. 积极布局非常规天然气建设,尽快形成页岩气产能。在自贡、内江、宜宾规划布局页岩气等非常规天然气勘探开发。规划到 2015 年页岩气探明储量 1900 亿立方米,建成富顺—永川、长宁、威远区块页岩气产能 14 亿立方米,2015 年页岩气产量 10 亿立方米。

4. 扩大用气规模,优化用气结构。

按照“优化产业结构、提高市场效益、促进节能减排、改善能源结构”的导向,结合管网建设科学规划天然气利用布局,加快推进能源结构“气化”进程。合理布局,积极利用 LNG 资源,大力发展车用燃料。

——优先发展城镇燃气事业。加快完善城市管网、配气站、加气站、加液站等基础设施及其调峰设施,进一步提高城市及近郊乡镇居民生活用气普及率,大力发展车用燃料。

——优化发展天然气化工。按照“产地化、特色化、规模化”规划布局天然气化工基地,改造优化升级泸州西部化工城、自贡新材料生产基地、成都德阳眉山精细化工产业等川南川西老基地;科学规划建设川东北新基地,加快建设达州、巴中高效复合肥及天然气制烯烃产业,稳步推进南充广安遂宁片区气盐结合精细化工产业,积极谋划广元天然气综合利用产业。

——积极调整工业燃料结构。以天然气为燃料重点满足工业骨干产业发展需求,主要是成都炼油、乙烯等石化产业,攀成钢、眉山乐山广元等地区的冶金行业重点骨干企业,新型干法水泥、乐山成都等地区的建材行业重点骨干企业,德阳东方集团、二重、自贡等重大装备制造业;成都乐山眉山等地区的多晶硅新材料行业;攀西钒钛创新园区等。

(三) 强化煤炭基础保障,促进煤炭安全稳定发展。

规划煤炭行业“十二五”完成投资约 134 亿元(其中大型煤矿基地建设 120 亿元,煤炭资源勘查 14 亿元)。

1. 加大资源勘查力度,择优推进煤炭详查。

提交资源量约 40 亿吨(其中新查明 8 亿吨,升级 32 亿吨)。筠连矿区提供矿井建设规模 635 万吨;古叙矿区提供矿井建设规模 705 万吨;达竹矿区形成一批炼焦煤资源接替基地。开展广旺、

华莹山、芙蓉等国有老矿资源接替勘探,延长服务年限。

专栏 18:资源勘查

(一)地质勘查重点矿段。

1. 筠连矿区:塘坝矿段、沐园井田、金珠井田、金鑫井田、蕉村井田、蒿坝、洛表井田、大雪山矿东段等矿段;

2. 古叙矿区:海风、两河、大村、瓦窑坪、龙山、大村、石宝、观文二井田等矿段。

(二)提供矿井建设规模。

1. 筠连矿区提供矿井建设规模 635 万吨,包括沐爱矿段沐园矿、金鑫、金珠井田,筠连矿段的焦村、海赢、洛表一期井田等;

2. 古叙矿区提供矿井建设规模 705 万吨,包括古蔺矿段龙山、瓦窑坪井田,大村矿段李家寨一、二井、桑木坝、马岩滩井田,石宝矿段的邱家祠、石鹅、石家沟井田等;

3. 达竹矿区形成一批炼焦煤资源接替基地,包括万源水洋坪、大竹城门洞、开江长岭、开江小井沟等。

2. 建设大型煤炭基地,提高省内自给能力。

建设筠连矿区、古叙矿区等大型煤炭基地,规划“十二五”煤矿建设规模 2025 万吨/年(其中 2010 年底在建规模结转“十二五”续建 750 万吨/年,新开工 1275 万吨/年);新增产能 1335 万吨,加上小煤矿整合改造增加产能 426 万吨,共计新增产能 1761 万吨/年;2015 年底在建 690 万吨/年结转到“十三五”续建。

规划布局筠连矿区、古叙矿区、华莹山中段等其它矿区。

——筠连矿区。规划“十二五”产能建设规模 930 万吨(其中 2010 年底在建产能结转“十二五”的 330 万吨/年,新开工建设 600 万吨/年);新增产能 480 万吨/年,2015 年产能达到 660 万吨/年;2015 年在建 450 万吨/年结转到“十三五”续建。

专栏 19:筠连矿区

(一)2010 年生产能力 180 万吨/年。

(二)“十二五”期间建设规模 930 万吨/年,其中:

1. 2010 年底在建结转“十二五”330 万吨/年,其中新维矿 180 万吨/年、船景矿 150 万吨/年;

2. 2011—2015 年新开工 600 万吨/年,其中武乐矿 90 万吨/年、青山矿 60 万吨/年、沐园矿 240 万吨/年、洛表矿 120 万吨/年、焦村矿 90 万吨/年。

(三)“十二五”新增产能 480 万吨/年,到 2015 年产能达到 660 万吨/年。

(四)2015 年 在建 450 万吨/年 结转到“十三五”续建。

——古叙矿区。规划“十二五”产能建设规模 720 万吨/年(其中 2010 年底在建结转“十二五”的 225 万吨/年,新开工建设 495 万吨/年);新增产能 480 万吨/年,到 2015 年底产能达到 615 万吨/年;2015 年 在建 240 万吨/年 结转到“十三五”续建。

专栏 20:古叙矿区

(一)2010 年生产能力 135 万吨/年。

(二)“十二五”期间建设规模 720 万吨/年,其中:

1. 2010 年底在建结转“十二五”225 万吨/年,其中石屏一矿 120 万吨/年、岔角滩矿 60 万吨/年、箭竹坪矿 45 万吨/年;

2. 2011—2015 年新开工 495 万吨/年,其中观文矿 120 万吨/年、石屏一矿(二期)60 万吨/年、龙山矿 45 万吨/年、瓦窑坪矿 30 万吨/年、石家沟矿 150 万吨/年、邱家祠矿 90 万吨/年。

(三)“十二五”新增产能 480 万吨/年,到 2015 年产能达到 615 万吨/年。

(四)2015 年 在建 240 万吨/年 结转到“十三五”续建。

——华蓥山中段等其他矿区。规划“十二五”产能建设规模 801 万吨(其中 2010 年底在建结转“十二五”的 195 万吨/年,新开

工建设 180 万吨/年,中小煤矿整合改造产能 426 万吨/年);新增产能 801 万吨/年,到 2015 年产能达到约 1100 万吨/年。

专栏 21:华蓥山中段及其他矿区

(一)2010 年生产能力约 300 万吨/年。

(二)“十二五”期间建设规模 801 万吨/年,其中:

1. 2010 年底在建结转“十二五”195 万吨/年,其中龙门峡南矿 60 万吨/年、龙门峡北矿 45 万吨/年、金鹅池矿 45 万吨/年、西华矿 45 万吨/年、金堂矿 60 万吨/年;

2. 2011—2015 年新开工 180 万吨/年,其中同仁矿 90 万吨/年、龙坝矿 60 万吨/年、癸金矿 30 万吨/年;

3. 中小煤矿整合改造产能 426 万吨/年。

(三)“十二五”新增产能 801 万吨/年,到 2015 年产能达到 1100 万吨/年。

3. 推进煤矿企业兼并重组,优化产业组织结构。大力推进煤矿企业兼并重组,形成 2—3 个年产 1000 万吨以上、10 个年产 100 万吨以上生产规模的大企业集团,煤炭产量占全省的 50% 以上。组建跨区跨行经营、主业突出、竞争力强的大型煤炭企业集团,提高产业集中度。鼓励大型煤炭企业集团和煤电联营企业兼并改造中小煤矿。

4. 淘汰落后产能,加强科技创新。加快中小型煤矿整合改造,继续整顿关闭小煤矿,减少小煤矿 20% 以上,全省煤矿控制在 1100 对左右。建成高产高效矿井,大力推进采煤方法改革,提高机械化水平。加强资源勘探、矿井建设、安全事故防治、煤炭洁净加工转化、环境污染控制等方面的科技攻关和科技创新。

5. 大力开发利用煤层气,提高安全生产水平。加强煤层气资

源勘探,基本查明煤层气重点有利地区。重点推进川煤集团芙蓉实业公司和华蓥山广能公司、古叙煤田公司、宜宾市煤矿瓦斯(煤层气)规模化抽采利用。规划 2015 年全省抽采瓦斯 5.3 亿立方米,利用 3.7 亿立方米,利用率 70%。瓦斯发电装机 15 万千瓦。提高煤矿准入门槛,加大安全投入,提高矿井装备和矿井安全生产水平。依靠科技进步和发展先进生产力,努力建设本质安全型煤矿。

6. 发展煤炭循环经济,加强矿区环境治理。延伸产业和产品链条,提高产品附加值。加强煤矸石、粉煤灰、瓦斯、矿山用水等的综合循环利用。建立矿区生态环境恢复补偿机制,逐步使矿区环境治理步入良性循环。

(四)增强成品油自给能力,保障油品消费需求。

规划石油行业“十二五”完成投资约 170 亿元。

1. 增强成品油供应能力,增加成品油储备。建成 1000 万吨炼油项目。新建兰州—成都原油管道以及成都—乐山、成都—泸州、内江—宜宾等 6 条石油管道,新增石油管道里程 1939 公里,新增石油输送量 2300 万吨(其中原油 1000 万吨,成品油 1300 万吨)。力争参与国家建立的石油储备体系,积极推动成品油消费中心区域国家战略能源储备建设,确保中心城市能源安全。采用政策、税收等调控手段,鼓励石油营销企业增加商业储备。

2. 科学规划布局加油设施,提高油品消费服务质量。按照“总量控制、优化布局,安全环保、方便服务”原则,在兼顾城乡发

展、满足市场需求前提下,以高速和城区道路、国省道为主、县乡道为辅,统筹结合现有布点调整,重点在新增高速公路、主城区拓展改造和没有加油站的乡镇,规划布局新增 900 座加油站。到 2015 年全省加油站数量 6100 座左右。突出品牌、服务竞争,建立便捷安全智能零售系统;加大安全环保投入,推进单站规模大型化和布局合理化、服务综合化和品牌多元化,提高设施和服务自动化程度和安全水平。

3. 积极发展替代能源,推行清洁高效交通方案。优化交通运输结构,加快发展轨道交通和水运;大力发展公共交通,引导合理出行,建设智能交通调度管理体系。鼓励先进生物燃料替代石油,促进新能源汽车产业发展,合理规划新能源汽车基础设施。积极推进以气代油、以电代油,增加加气站布点,试点布局 LNG 加液站,推广 CNG、LNG 汽车;鼓励以电力发动机代替燃油发动机,发展各种以电为能源的交通工具(如电气化干线铁路和城市铁路以及电动汽车等)。

(五)大力发展新能源,推进产业化发展。

规划新能源和可再生能源发展“十二五”完成投资 271 亿元(不包含已计入电源建设投资的新能源发电项目)。

1. 积极推广太阳能热利用。积极鼓励三州一市对既有房屋进行太阳能热利用改造,推进三州一市建筑工程与太阳能热水系统同步设计、同步施工。积极推广使用太阳房和太阳灶。到 2015 年太阳能热水器总集热面积 700 万平方米,太阳房面积 10 万平方

米,太阳灶 8 万台。

2. 大力发展生物质能源。

——生物质燃气。到 2015 年在粮食主产区和养殖业聚集区新增农村户用沼气 150 万户,达到 675 万户,年产沼气 22 亿立方米;建成大中型养殖场沼气工程总容积 200 万立方米,年产沼气 3.3 亿立方米。在粮食主产区的乡镇建成生物质气化集中供气工程 500 处、供气 25 万户。在丘陵地区和盆周山区建成秸秆固化成型加工厂 300 个;推广高效低排生物质炉灶 150 万台。

——生物液体燃料。按照“不与人争粮,不与粮争地”的原则,在川南地区规划布局芭蕉芋种植基地;在川西、川中、川南地区规划布局粉葛燃料乙醇能源林基地,建成以芭蕉芋和粉葛为主的非粮生物质的燃料乙醇生产能力 10 万吨/年。在凉山、攀枝花地区规划布局小桐子能源林重点发展区,建成小桐子为原料的生物柴油生产能力 10 万吨/年。

3. 加快绿色能源示范县建设。在可再生能源资源丰富地区建设绿色能源示范县,建成完善的绿色能源利用体系,鼓励合理开发利用农林废弃生物质能源,改善农村居民生产和生活用能条件;支持小城镇因地制宜发展中小型可再生能源开发利用设施,满足电力、燃气、供热等各类用能需求。“十二五”加快建成国家批准的九寨沟、安岳、射洪、德昌、犍为、苍溪等 6 个绿色能源示范县,完成相关设施建设,发挥示范作用;再新增 5 个绿色能源示范县。按国家统一部署推进一批新能源城市、示范园区和示范村建设。

(六) 推进能源普遍服务, 切实改善能源民生。

统筹城乡和区域能源协调发展, 加强城乡用能基础设施和能源普遍服务体系建设, 大力推进能源基本公共服务均等化, 逐步缩小能源供应的城乡差距和区域差距。

1. 加快农网改造升级, 构筑新型农电体系。

按照统一规划、分步实施、因地制宜、突出重点, 经济合理、先进适用, 深化改革、加强管理的原则, 加快农村电网建设和改造, 按照新的建设标准和要求全面改造未经改造的农村电网、升级改造已经改造但可靠性较低的农村电网、改造农业生产供电设施; 深化农电体制改革, 全面取消“代管体制”, 按照建立现代企业制度要求和公平自愿原则实施股份制改造; 实现城乡用电同网同价目标, 促进农村经济社会持续健康发展。

涉及全省 181 个县(市、区), 规划投资规模 330 亿元(其中省电力公司 230 亿元, 省能投集团 100 亿元)。新扩建 110 千伏变电站 194 座, 新增变电容量 1026 万千伏安、线路 5251 公里; 新扩建 35 千伏变电站 555 座, 新增变电容量 375 万千伏安、线路约 1 万公里; 新增 10 千伏配变容量 7350 兆伏安、线路约 7.8 万公里; 改造农村户表 200 万户。

——成都平原及周边较发达地区实现供电网络优化布局, 提高电网装备水平, 确保中心城镇 10 千伏中压配网“手拉手”比例达到 100%, 力争在 2015 年中心城镇 10 千伏线路及低压线路绝缘化率达到 100%, 全域范围内 10 千伏线路绝缘化率达到 40%, 增强农

村电网供电能力及供电可靠性、安全性。

——丘陵及盆周山区通过实施农村电网改造升级进一步完善农村电网结构,重点对尚未改造过的农村电网进行彻底改造,提高农村电网供电质量并适当提高农村电网装备水平。

——三州及边远欠发达地区每个县至少布局 1 座以上 110 千伏变电站,加强与主网的联系,合理布点 35 千伏变电站,并结合无电地区电力建设进一步扩大电网覆盖面,初步形成较为完善的农村网络结构,缩短电网供电半径,切实改善农村电网末端“低电压”状况及无电状况。

2. 加强无电地区电力建设,实现无电地区全覆盖。

我省无电人口 26.17 万户 112.37 万人,主要分布在绵阳、南充、广安、达州、巴中、甘孜、阿坝、凉山等 9 个市(州),涉及 48 个县(市、区)、895 个乡镇、3034 个村。按照“统一规划、分步实施,政府主导、企业主体,因地制宜、分类指导,电网为主、多能互补”的原则,加快电网延伸、电源点就近供电、小型电源(小水电、风光发电等)建设,到 2015 年全面实现无电地区全覆盖、人口聚居区和牧民定居点“户户通电”,基本形成县域骨干网架结构。总投资规模 89 亿元。

——县域骨干网架和联网工程。加快建设区域内 220、110 千伏支撑性网架,加快建设各县接入国家电网、县内骨干网架、县际间的 110 千伏及以上电压联网工程,形成各县以 110 千伏电压等级为支撑的骨干电网网架,实现各县电网与国家电网联网。

——35 千伏及以下配电网络。充分发挥支撑性网架作用和联网工程效益,配套建设一批 35 千伏输变电工程,延伸电网供电距离,扩大电网覆盖范围;加快完善 10 千伏及以下配电设施,形成以 110 千伏变电站为中心、35 千伏分区相对独立供电、台区分布合理的输配电网络。

专栏 22:220、110 千伏网架支撑性工程

(一)220 千伏输变电工程。

甘孜州的新都桥—甘孜县(—石渠)、雅江、茨巫等;

阿坝州红原、小金、金川、庙坪、阿坝等;

凉山州雷波、盐源、宁南、尔足等。

(二)110 千伏输变电工程。

甘孜州的九龙、丹巴、乡城、理塘、得荣、炉霍、巴塘、石渠、稻城、德格等;

阿坝州的壤塘、红星、若尔盖、唐克、龙日坝扩建、麦尔玛、红原、小金、金川;

凉山州的金阳、布拖城南、宁南、盐源、泸沽湖、普格、喜德等。

——承接大中型水电站就近供电的输变电工程。结合三州水电建设和送出工程规划,建设 220 千伏汇集枢纽变电站集中送出,同时在输电距离合理、技术方案可行的前提下,建设县级电网与水电站或变电站的 110 千伏联网工程和 35 千伏配套工程,在送出的同时为无电地区供电以及县级电网承接消纳落地电量提供稳定、可靠的电源支撑。

——中小水电站。在加快与国家电网联网、加强县县联网的同时,结合当地水能资源条件,在保护生态环境前提下有序开发中小河流水电,增加可靠电源。对于不具备电网延伸条件的地区,因地制宜建设规模适当的小水电就近供电(初步规划 69 座 8.3 万千

瓦)。

——新能源电源。对于不具备电网延伸条件、也没有小水电资源的无电地区,根据当地太阳能、风能资源条件,因地制宜安装光伏电站和户用风光电源等 1014 千瓦。同时维修已建装置,更换蓄电池,巩固通电成果。

——牧民定居点供电工程。根据藏区牧民定居行动计划,安装台区变压器 950 台,输电线路 9181 公里,户用太阳能 27329 套(其中甘孜 473 台 5026 公里,户用太阳能 18277 套;阿坝 468 台 3903 公里,户用太阳能 9052 套;木里 9 台 252 公里),解决 1409 个牧民定居点 9.9 万户 48 万人用电问题。

3. 完成煤矿棚户区改造。到 2012 年全面完成煤矿棚户区改造,建成建筑面积 291 万平方米,解决 42309 户住房问题。累计完成投资 45.30 亿元。

4. 推进煤矿瓦斯治理。

——坚持源头防范。提高项目建设门槛,停止核准新建 30 万吨/年以下的高瓦斯矿井、45 万吨/年以下的煤与瓦斯突出矿井项目。提高企业准入门槛,建立并落实煤矿企业瓦斯防治能力评估制度。

——抓住重点环节。防治煤与瓦斯突出,确保瓦斯抽采达标,把好揭露煤层关,严格控制瓦斯超限,规范瓦斯等级鉴定,完善监测监控系统。

——提高防治标准。加大管理力度,严格执行“五停产”、“三关闭”。

(七)完善输送体系和储备设施,保障能源安全。

1. 推动电网发展再上新台阶,构筑坚强智能电网。

推进电源与电网、输电和配电的协调同步发展。加快区域和省级输电网架建设以及跨省区电力市场交易平台建设,提高电力资源综合利用效率和区域电网间与省电网间电力电量交换和相互支持能力,发挥大电网在市场备用、电力电量互补、水火互济等方面的效益,提高电网整体运行效率,实现更大范围的资源优化配置。规划“十二五”电网建设完成投资 1200 亿元。

——加强省内和受端负荷中心电网骨干网架建设。建成成都及其他大城市和负荷中心的 500 千伏主网架。衔接上级 500 千伏主干电网发展、完善现有网架,进一步提高吞吐能力,扩大电网的覆盖面,满足负荷需要。以成都等中心城市为重点,进一步加快中心城市电网建设;加强大中城市与主网联系,逐步做到 220 千伏变电站进中心城市,提高负荷中心的供电能力,消除“卡脖子”状况。

专栏 23:省内和受端负荷中心电网骨干网架工程

(一)500 千伏输变电工程。

成都电网新增新都、九江、新津;川西北电网新增德阳 II、绵阳南、江油、路平;川东北电网新增遂宁、巴中、宣汉;川南和乐眉电网新增眉山 II、乐山东、沐川、内江;以及攀枝花 II、新都桥、乡城等 500 千伏变电站和输变电工程。

(二)220 千伏输变电工程。

规划 220 千伏变电站新增 106 座、扩建 26 座,新增变电容量 3144 万千伏安、线路 6493 公里;220 千伏电网覆盖 181 个县中 142 个县,覆盖率 78%。

——加强大型电源基地送出工程建设。加强水火电基地、重大电源项目送出输变电工程和配套电网建设;抓好凉山、甘孜、阿

坝等水电富集地区超高压和特高压输电走廊和平台建设,分组打捆送出。重点加快雅砻江中游、大渡河中上游规划新增的大型水电工程的 500 千伏及以上送出工程规划建设,适当分组通过交流特高压变电站汇集后以 1000 千伏线路送电至四川主网。配套规划建设绵阳等 1000 千伏特高压变电站、雅安—绵阳等 1000 千伏交流特高压线路,同时考虑采用串补和 SVC 等新技术用于川渝交流特高压电网以提高安全可靠。积极规划金沙江下游和上游、雅砻江上游水电基地送出通道。

专栏 24:大型电源基地送出工程

(一)火电基地送出工程:

福溪—叙府、珙县—叙府、白马—内江 500 千伏输变电工程。

(二)水电基地送出工程:

1. 规划建设雅安、乐山、绵阳、成都东、阿坝、甘孜、雅中等 1000 千伏特高压变电站、雅安—乐山—重庆、雅安—绵阳、绵阳—万县、绵阳—成都东、阿坝—绵阳、甘孜—雅安、雅中—乐山等 1000 千伏特高压线路;

2. 大渡河水电基地:泸定—甘谷地、新都桥—甘谷地—雅安、长河坝—康定、黄金坪—康定、康定—蜀州、大岗山—雅安、枕头坝一级—深溪沟、沙坪二级—南天等;

3. 雅砻江水电基地:锦屏一级—西昌换流站、锦屏二级—南天等;

4. 水电富集地区接入主网项目:马尔康—色尔古—茂县—绵德,丹巴—康定—崇州,新都桥—甘谷地—雅安,乡城—水洛—木里—西昌,卡基娃—木里、木里—盐源—布拖—叙府等 500 千伏输变电工程;亭子口—巴中—达州等 500 千伏输变电工程。

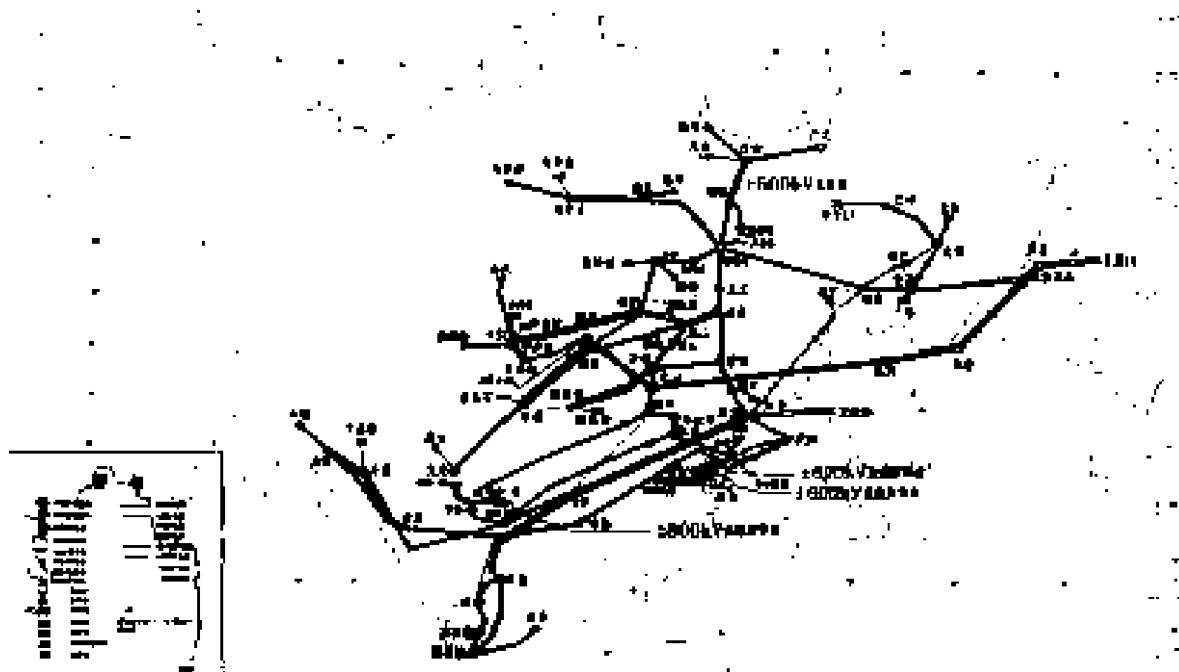
——加强省际联网和交换大通道的特高压工程建设。开辟省级电力电量交换新通道,加强四川与重庆和华中、华东联网规模,推进交流特高压通道建设,进一步提高电力电量交换能力。建成

锦屏—苏南、溪洛渡—浙西的直流特高压输电工程,争取建成雅安—乐山—重庆—荆门交流特高压。争取建成直流通道4回送电能力2000万千瓦,交流通道6回送电能力1150万千瓦,电力交换达到能力3150万千瓦。积极配合国家“疆电外送”总体规划,积极开展前期工作创造条件争取“疆电入川”。

——完善220千伏输配电网络。建成覆盖全省大部分县、联系紧密的220千伏环网结构。重点加快成都、绵阳、乐山、攀枝花、达州、泸州、宜宾等主要负荷中心电网建设,提升供电能力,满足工业开发区、集中发展区用电需求。在中小水电富集地区建设220千伏汇集枢纽,满足送出与消纳需要,并通过民族地区电源送出工程的配套落地项目与孤立电网联网,扩大主网覆盖面。支持地方电网与国家电网在统一规划前提下相互联网,创造条件提高联网电压等级,推动地方电网与国家电网协调发展,实现电网资源优化配置。

——推进电网智能化发展。一是提高配网智能化水平。强化配网网架结构,推进自动化和信息化建设,增强经济性和灵活性,实现多种功能的综合自动化,提高供电可靠性和电能质量,适应新能源、分布式能源和储能设备接入要求。二是提高终端负荷侧的科学管理水平。完善智能计量体系建设,构建覆盖全业务流程的智能用电系统和双向互动的营销技术支持平台,提高客户服务水平,促进全社会节能减排和新能源利用水平的提高。

图 6：“十二五”四川主网架规划示意图



2. 依托进出川通道,增强煤炭运输能力。根据我省煤炭供求关系和省外煤源,积极从甘肃、陕西、宁夏、新疆、内蒙等产煤省份以及云南、重庆、贵州等周边省份落实调入动力煤及调剂品种约 2400 万吨,运力安排上一方面充分发挥宝成、襄渝、内昆、成遂渝、成渝、成昆、达万等既有铁路运力,另一方面依托新建的西安—成都、绵阳—成都—乐山、成都—贵阳、成都—重庆客专、成昆铁路扩能、兰州—重庆、成都—兰州等进出川铁路大通道形成的运力,保障运煤入川和省内煤炭运输的运力条件。

3. 完善输气管网体系,提高输配气能力。

在基本形成“三横三纵三环”骨干输气管网体系、全面实现“高低压分设、输配气分离”功能基础上,“十二五”随着南接中缅输气管道、北接西气东输管道、东接忠武输气管道等工程的进一步

完成,形成管线本质安全系数、环境安全系数明显提高,调配能力和应急保障能力显著增强的有效调节南北的战略大通道。建成中石油北外环达州—南充—绵阳—德阳输气管道等 10 个输气工程,开工建设大邑—青白江—德阳输气管道等 2 个输气工程。到 2015 年省内新增长输管道 2660 公里,新增天然气输送能力 160 亿立方米。同时,延伸和完善天然气支线网络建设,扩大管道供气覆盖范围。对不能管道供气的地区,采用 CNG、LNG 等措施解决用气问题。

专栏 25:天然气管道主要项目

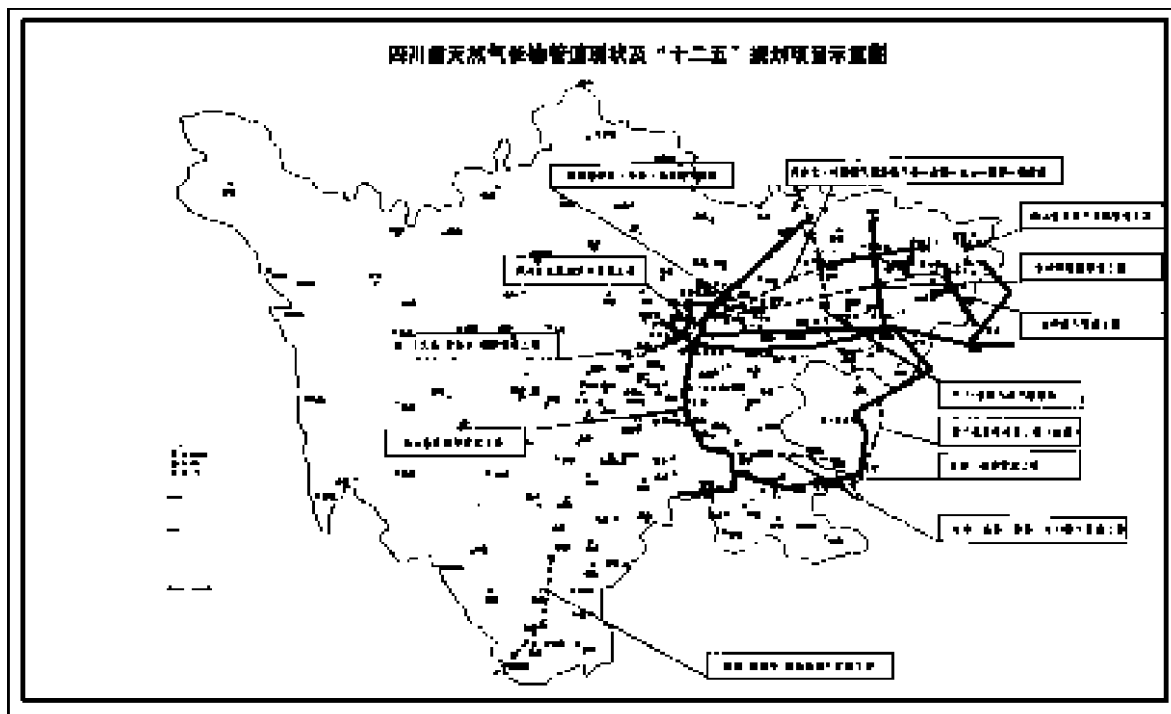
(一) 建成输气工程。

1. 中石油北外环达州—南充—绵阳—德阳输气管道,468 公里、60 亿立方米/年;
2. 四川石化基地青白江—彭州供气管道,56 公里、22 亿立方米/年;
3. 云南楚雄—攀枝花—西昌输气管道,450 公里、30 亿立方米/年;
4. 江津—纳溪输气管道,115 公里、40 亿立方米/年;
5. 眉山—乐山天然气输气管道,150 公里、22 亿立方米/年;
6. 自贡—隆昌输气管道;
7. 铁山坡净化气集输管道,61 公里、16 亿立方米/年;
8. 达州供气管道,34 公里、10 亿立方米/年;
9. 中卫—贵阳天然气联络线四川段广元—南充—广安,323 公里、150 亿立方米/年;
10. 中石化川东北至川西(达州—巴中—南充—广元—绵阳—德阳)输气管道,430 公里、110 亿立方米/年。

(二) 开工输气工程。

1. 大邑—青白江—德阳输气管道,170 公里、55 亿立方米/年;
2. 绵阳清管站—丰谷—东岳输气管线,30 公里、20 亿立方米/年。

图 7：“十二五”四川输气管道规划图

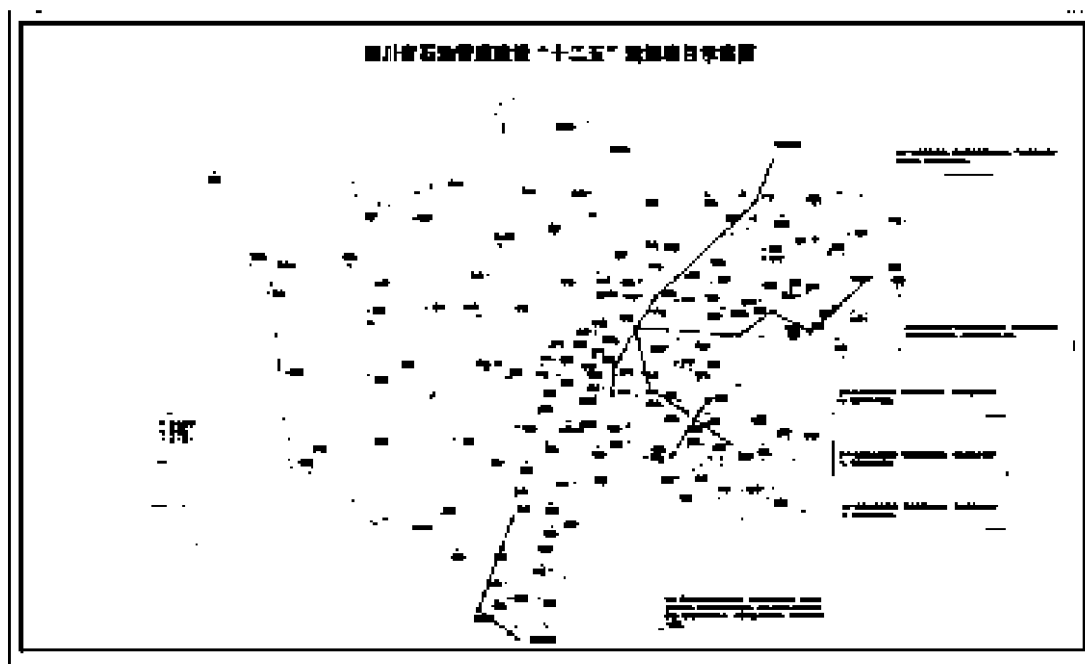


4. 完善油品运输体系,确保油品供应。建成兰州—成都原油管道等 6 条输油管道,新增里程 1939 公里、输油能力 2300 万吨/年(其中原油 1000 万吨/年,成品油 1300 万吨/年)。

专栏 26:输油管道主要项目

1. 兰州—成都原油管道,313 公里、1000 万吨/年;
2. 成都—乐山成品油管道,227 公里、300 万吨/年;
3. 内江—宜宾成品油管道,124 公里、150 万吨/年;
4. 泸州—成都成品油管道,395 公里、350 万吨/年;
5. 成都—遂宁—南充—广安—达州成品油管道,440 公里、350 万吨/年;
6. 昆明—攀枝花—西昌成品油管道,440 公里、300 万吨/年。

图 8：“十二五”四川输油管道规划图



5. 加强储备设施建设,提高应急能力。

——加快煤炭应急储备设施建设。重点建设川西(江油、成都)135万吨、川东(广安)100万吨、川南(泸州)150万吨等储煤基地;促进燃煤发电企业做好储煤设施建设。

——科学规划布局油库建设。规划新建油库10座,扩容油库10座。到2015年全省油库91座,可用库容333万立方米(其中中石油36座185万立方米,中石化16座54万立方米,社会企业34座68万立方米,其他5座26万立方米),满足库存储备不低于100万吨的要求。

——积极争取布局战略储备油库。加强向国家有关部门的汇报衔接,力争参与国家战略石油储备体系。积极推动争取在成品油消费中心建设战略储备型油库,提高“淡储旺销”调节能力以及

应对各种突发事件影响的能力。

(八) 推进能源行业节能减排, 实现绿色和谐发展。

1. 合理控制能源消费总量。

——优化产业结构和布局。加快发展服务业, 推动形成以服务经济为主的产业结构。培育发展战略性新兴产业, 加快形成先导性支柱性产业。改造提升制造业, 优化产业结构、改善品种质量、淘汰落后产能。优化高能源密度产业布局, 在能源富集地区和能源战略通道地区规划布局, 就近消纳可再生能源, 减少能源远距离输送。

——加强重点领域用能管理。实施先进工业能效行动计划, 推行阶梯式供能保障机制、差别能源价格和超限额用能加价制度等奖优罚劣政策, 加快实施工业节能改造和循环经济重点工程。实施绿色建筑行动方案, 加强既有建筑节能改造, 提高新建建筑能效水平, 加大可再生能源在建筑用能的比例。

——提高能源资源生产转化效率。强化能源资源开采和综合利用管理, 科学标定煤炭回采率和油气采收率, 提升煤层气利用水平, 提高煤炭洗选比例, 加强煤矸石、煤泥等资源循环利用。积极发展多能联产联供, 改造现有供能设备, 淘汰高耗能重污染的供能设备, 不断提高能效。加快发展分布式能源, 结合发展智能电网、局域微电网、多能互补等新技术因地制宜地发展分布式能源。实施天然气跨越式发展计划, 加强省内勘探开发力度, 加大省外天然气进口, 大力发展非常规天然气, 积极发展天然气分布式供能系

统,开展“能效储气库”建设试点,鼓励用户合理移峰填谷。

——强化能源需求侧管理。加强电力需求侧管理,推动并完善丰枯峰谷电价和差别化电价制度,推广高效节能用电设备和技术,合理配置无功补偿装置,加强无功管理,优化用电方式。全面推行合同能源管理,发展节能服务业务和行业,提升节能服务企业融资能力和服务水平。

2. 大力推进电力行业节能减排。

——提高电网资源优化配置能力。大力推进以水电为重点的非化石能源发电;优化推动煤电向大容量高参数环保型方向发展。扩大电网在更大范围内优化配置资源的能力,增强电网对新能源发电消纳的能力。推动电动汽车等环保型设备发展,提高电能在终端能源消费中的比重。

——提高电力系统效率。优化机组运行方式,降低发供电煤耗。优化电网运行方式,协调安排发输变电设备检修计划,改善主网潮流。推行节能发电调度,优先调度非化石能源和清洁高效机组,全额收购新能源发电上网。重视调峰电源建设,发挥水电、燃机调峰性能,减少火电升降出力或启停调峰次数。

——推广节电技术。采取有效激励措施,引导电力消费者节约科学高效使用电能。推广节能节电技术,鼓励引导用户采用高效节电产品。加强节能宣传,提高全社会节电意识。

——控制降低单位发电量污染物排放。搞好工程减硫,严格控制新建项目排放,新建、改扩建煤电机组的二氧化硫指标须通过

现役机组脱硫削减和小机组关停腾出容量获取,且同步安装脱硫装置;加快老机组脱硫改造步伐;加强监督检查,同步安装在线监测装置,加强实时监控。搞好结构减硫,按期关闭淘汰小火电机组。搞好管理减硫,加强对循环流化床锅炉脱硫的监管,确保炉内脱硫;优先安排节能环保经济机组多发电。

3. 深入推进煤炭行业节能减排。

积极推进洁净煤技术和产业化发展,提高煤炭洗选加工程度。积极开展煤矸石、煤泥、煤层气(煤矿瓦斯)、矿井水以及与煤共伴生资源的综合开发与利用。加强矿区生态环境、水资源保护和废弃物治理。

——煤矿设计。优先采用清洁生产工艺和设备。明确综合利用和污染治理措施。选用安全高效节能环保设备。优化开拓布置减少井巷工程量。简化优化升级矿井提升机传动系统。优先利用综合利用电厂余热解决矿区供热供暖。

——煤炭生产。合理布置采掘面,提高采掘机械化程度,更新改造现有生产环节和装备,淘汰落后生产工艺和技术装备。

——煤炭洗选加工。就近配套建设选煤厂或集中选煤厂,采用大中型高效节能设备,减少物流中转环节。积极推动动力煤入洗,高硫高灰动力煤全部入洗;就近使用灰分大于 25% 的商品煤。强化选煤能耗管理,降低入洗原煤单位能耗。循环复用洗煤用水,大中型选煤厂实现洗水一级闭路循环,洗选原煤清水耗控制在标准范围以内。

——资源保护和综合利用。加强煤矸石、洗矸、煤泥综合利用,减少排放堆存占地。以煤矸石发电、生产建材、回填复垦及无害化处理为重点,努力发展科技含量高、附加值高的煤矸石综合利用技术和产品。积极推进现有煤矸石综合利用电厂升级换代和“以大代小”,提高效率减少排放。在矿区科学布局坑口煤矸石综合利用电厂,有稳定热负荷的采取热电联产联供。加强煤矸石综合利用电厂运行管理,降低发供电标煤耗和厂用电率。污染物排放浓度符合排放标准,在规定指标范围内控制排污总量。鼓励发展煤矸石制新型建材,积极利用煤矸石充填采空区和沉陷区。建设瓦斯抽采利用系统,严格执行“先抽后采”,优先采用地面抽采方式,提高抽采量和利用率。

六、资源生态环境承载能力评价

(一) 资源条件。

1. 煤炭资源。

我省煤炭保有资源储量约 130 亿吨(其中炼焦煤约占 10%),约占全国的 1%,资源有效保障能力总体较弱;以无烟煤为主,烟煤较为贫缺;主要集中在宜宾、泸州等川南地区(占约 65%)。中长期需要确立“立足本省、充分利用省外煤源”的基本思路。

“十二五”将加强资源管理、推进开采技术进步,资源回收率将提高到约 50%,煤炭资源总量增加,产能还有增加的空间,有效保障程度有所提高。同时随着交通条件的改善和铁路运输能力的提高,具备适当增加外省煤入川的基本条件。目前规划布局的路

口 100 万千瓦级火发电机组的煤源均基本落实。此外将加快煤炭应急储备基地建设,规划到 2015 年煤炭储备能力达到 385 万吨,应急状态下煤炭供应保障能力得到提高。因此“十二五”总体上可以满足对煤炭的需求。

2. 石油天然气资源。

我省石油资源贫乏,但天然气资源丰富,盆地总资源量约 7.2 万亿立方米,全盆地累计探明储量 2.1 万亿立方米。

“十二五”将投入 300 多亿元重点用于资源勘探,预计新增探明储量约 1 万亿立方米,累计探明储量 3.1 万亿立方米。此外我省非常规天然气资源丰富。其中页岩气资源量相当于常规天然气资源量的 1.5—2.5 倍,富顺—重庆永川、威远、长宁等有利区块勘探开发前景良好,规划到 2015 年探明地质储量 1900 亿立方米,建成年产 10 亿立方米的页岩气产业化先导示范区。我省石油资源贫乏,彭州 1000 万吨/年炼油厂配套工程兰州—成都原油管道,将为炼油厂用油提供保障。本规划安排的石油天然气发展主要任务有资源保障。

3. 水能资源。

全省水能资源理论蕴藏量 1 万千瓦及以上河流共 781 条,水能资源理论蕴藏量 14352 万千瓦,技术可开发量 12004 万千瓦,经济可开发量 103271 万千瓦。技术可开发装机容量、经济可开发装机容量均约占全国总量的 1/4。

我省独特的自然地理条件使水能资源开发利用条件得天独

厚。境内河流控制流域面积大、径流丰沛,落差大而集中,技术经济指标优越;大中小水电站类型齐全,特别是大型水电站规模优势突出。淹没损失相对较小,单位电能需安置移民及淹没耕地均不到全国平均水平的 20%;移民政策日益完善,移民工作日益规范。多数河流具备规划建设龙头水库的资源条件,梯级整体调节性能较好。开发潜力大,已建水电装机约为技术可开发量的 26%,在建水电装机容量约为 33%,具备大规模开发的资源条件。特高压、超高压技术发展为水电大规模开发和电力大容量长距离输送创造了条件。因此本规划确定的水电发展主要任务具有可靠的资源保障。

4. 新能源。

——风能。我省风能资源相对较少,但局部较集中,德昌为中心的安宁河谷、茂县为中心的岷江河谷、丹巴为中心的大渡河谷资源较好,盆周地区也具有潜在开发价值。初步估算目前全省离地 50 米高度风能理论储量 8835 万千瓦,潜在开发量 1500 万千瓦。综合考虑风机技术、电网及运输条件,可开发量 400—500 万千瓦。

——太阳能。全省太阳能理论蕴藏量 80 万亿吨标准煤/年,其中三州一市约占全省的 72%。综合考虑资源特点以及太阳能发电技术约束因素,估算目前全省太阳能发电可利用量 4290 万千瓦。

——生物质能。包括农作物秸秆、林业剩余物、畜禽粪便、城市垃圾、芭蕉芋、粉葛、小桐子等。主要利用方式为生物质发电、生

物质燃气、生物质固体成型燃料、生物质液体燃料等。

农作物秸秆。每年实际可利用量 1000 万吨。

林业采伐剩余物。林业生产剩余物 150 万吨；各类农林作物每年修剪枝条 120 万吨；紫茎泽兰年产量 50 万吨以上。

沼气原料。全省规模化畜禽养殖场 10488 户（其中大型 1781 户，中型 8707 户），根据大中型养殖场沼气工程平均容积和池容产气率，估算年产沼气 5.3 亿立方米。

城市垃圾。全省每年垃圾量超过 1000 万吨，回收率 70%，可新建 800 吨/日规模的垃圾焚烧发电厂 24 个（单个规模 2.4 万千瓦），实际可开发量 60 万千瓦。

芭蕉芋。每 10 吨芭蕉芋可生产 1 吨燃料乙醇。每年产量 300 万吨，其中 225 万吨可用于生产燃料乙醇 23 万吨。

粉葛。亩产量 2—5 吨，可生产燃料乙醇 0.24 吨。规划粉葛原料基地 1600 万亩，年产燃料乙醇 380 万吨。

小桐子。亩产 200—300 千克，亩产油量 80 千克。规划发展 900 万亩，小桐子生物柴油年产量 72 万吨。

5. 资源总体评价。综合我省主要能源资源的禀赋条件、分布情况以及开发现状，结合当前以及“十二五”技术发展前景，从资源保障角度考虑，本规划确定的煤炭、石油天然气、水电、新能源发展“十二五”主要任务、区域布局 and 重点项目符合我省主要能源资源禀赋实际。

（二）主要外部约束条件及其评价。

1. 交通及运力。

——煤炭运输。目前我省铁路路网密度较低,进出川通道能力比较紧张,但2010年仍利用既有铁路完成调煤入川约2000万吨的任务。预计到2015年调煤入川将达到2400万吨左右,比2010年增加400万吨左右。《纲要》规划我省“十二五”将“加快进出川综合运输大通道和交通枢纽建设”,其中铁路方面,将“加快进出川铁路大通道建设,力争建成西安至成都、绵阳至成都至乐山、成都至贵阳、成都至重庆客专以及成都至雅安、成昆铁路扩能成都至峨眉段、兰州至重庆等项目。加快建设成都至兰州铁路”。据此铁路运力得到较大提高,增加400万吨左右煤炭入川和省内煤炭运输的运力条件得到保障。

——电力输送。本规划布局的特高压、超高压输变电工程技术成熟,可以满足省际交换大通道、电源基地送出、省内骨干网架的大容量远距离输电的需要。部分输电走廊和站址资源紧张,但通过统筹安排可以取得相互协调;部分线段交通困难,地质地形条件较差,但均可在当前技术范围内解决;极个别规划的走廊和线段可能与风景名胜区、自然保护区、森林公园等有所冲突,但通过调整优化线路走向等办法取得协调。省政府已发布《关于进一步加快电网建设的若干意见》(川府函〔2011〕24号),加大了电网建设与相关关系的协调力度,规划的输电走廊和站址资源基本得到有效保护,加之资金落实到位,电力输送主要通道的建设有保障。

——天然气管输。我省用气需求主要集中于川西,而主力气

源集中于川东和川东北,呈现“东气南送西调”基本格局。本规划布局的天然气长输管道的输气能力可以满足川东、川东北地区天然气“南送西调”需要。同时按照国家统一部署建设的跨省输气管道亦可为增加我省供气能力发挥作用。重点输气工程均已避开环境敏感地区,没有明显的环境制约因素。

——油品入川。目前成品油入川主要依靠铁路运输和输油管道输送。“十二五”随着铁路建设的加快,铁路运输能力尤其是入川运输能力将有较大提高,可以增加成品油入川运力。兰成渝输油管道输送能力 500 万吨/年,目前输送能力已基本饱和,彭州 1000 万吨/年炼油厂及其配套输油管道建成后可增加省内成品油自给能力。随着铁路运输能力提高以及大型炼油厂及其配套输油管道的建成投产,只要国际国内油品市场不出现严重供不应求局面和大的价格波动,我省“十二五”成品油需求可得到基本保障。

2. 建设征地。

主要问题是指大型水库电站建设征地问题。我省水电项目大部分淹没河谷坡地,单位电能和容量占用耕地相对较少,水电规划已尽量避免和尽可能少淹没耕地,通过占补平衡以及造地复耕等措施尽量减少水电工程建设对耕地的占用。局部可能出现用地和占补平衡困难的情况,但总体上可以满足工程建设用地需要。

3. 水电移民及其安置。

据省扶贫移民局统计,截至 2011 年二季度全省落实后期扶持移民总人口 98.11 万人(其中现金直补 75.85 万人,项目扶持

22.26 万人),分布于全省 173 个县 2758 个乡镇 15886 个村 48258 个组。总体上水电移民得到妥善安置,生产生活条件得到改善,库区和移民安置区经济发展、社会总体稳定。目前正在按规划抓紧组织实施搬迁安置的向家坝、溪洛渡等在建大中型水电工程移民 6.5 万人,“十二五”新开工水电工程预计将增加移民约 10 万人。“十二五”做好移民工作是有条件的:党委政府高度重视,“三个主体”责任明确,体制机制健全,政治优势显著,移民经验丰富、工作方法有效;安置容量基本满足,基本上不需跨市州外迁安置,无新的淹没搬迁县城和大的重要场镇;移民政策不断完善,移民工作进入有法可依、逐步规范轨道,且理念不断更新、思路不断创新、机制不断完善,有完成水电移民搬迁安置任务的保障。

4. 资金平衡。

全省能源行业“十二五”规划完成投资 6205 亿元,其中:

——使用中央和省财政预算内专项资金的,主要用于补助能源普遍服务或能源民生项目(农村电网改造升级、无电地区电力建设、煤矿棚户区改造、煤矿安全改造等)项目法人资本金,规划完成投资约 430 亿元,占全行业的近 7%。其中:

农网改造升级。约需资本金 90 亿元,经与国家有关部门衔接已初步落实 48 亿元,其余 42 亿元由省电力公司、省能投集团自筹。资本金以外的融资,国发〔2011〕24 号已批准继续实行 2 分钱还贷政策,金融机构将予以积极支持。

无电地区电力建设。总投资 89 亿元,需资本金 43 亿元。省政府专题会议审定国家和省财政资金补助 21.5 亿元,项目法人自

筹 21.5 亿元。资本金以外的融资,由项目法人向金融机构申请。

其他。煤矿棚户区改造、煤矿安全改造均为“十一五”结转的续建项目,国家补助资金和地方配套资金已基本落实。

——不需要中央和省财政预算内专项资金支持的能源项目,规划完成投资 5775 亿元,约占全行业完成投资 95%。这类项目通过市场机制筹集资金,主要由项目法人自筹资本金(一般不低于项目总投资的 20%),并申请银行贷款支持。总体上看能源项目经济社会效益预期较好,项目法人筹资能力强,银行授信充分,只要我省经济发展和国家宏观政策不出现重大调整,规划能源项目基本可以实现资金平衡。

(三)环境影响评价。

1. 规划实施的主要环境影响。

——水电开发的生态环境问题。拦河筑坝建库淹没、河道水文情势的改变及大坝阻隔所引起的库区和下游水质、水温、水生生物境变化,从而对景观、植被、野生动物、自然保护区等产生影响;施工过程中产生废水废渣和水土流失对环境的影响等。

——温室气体排放。主要是化石能源消费以及部分生物质能燃烧产生的二氧化碳排放及其对气候的影响。2010 年二氧化碳排放总量 33211 万吨,单位 GDP 二氧化碳排放 1.86 吨/万元。根据《纲要》,2015 年单位 GDP 二氧化碳排放比 2010 年降低 17.5%,即不高于 1.53 吨/万元。我省“十二五”GDP 总量将快速增长,能源消费需求旺盛,且短时间内难以改变以煤炭等高碳能源为主的能源消费基本格局,减排任务艰巨。

——大气污染。主要指煤炭燃烧排放的二氧化硫、氮氧化物对大气环境的污染。我省火电行业 2010 年消耗原煤 3320 万吨,二氧化硫排放量约 33.41 万吨。根据《“十二五”主要污染物总量控制规划》,全省二氧化硫排放总量由 2010 年的 113.1 万吨削减至 2015 年的 105.24 万吨,减幅 9.40%;氮氧化物排放总量由 73.54 万吨削减至 69.67 万吨,减幅 7.65%;分解安排火电行业二氧化硫减排 22.58 万吨、氮氧化物减排 8.51 万吨。“十二五”我省将新增火电装机容量 600 万千瓦,新增燃煤约 1500 万吨,必须采取有效措施控制和减少二氧化硫、氮氧化物排放。

2. 预防和减轻环境影响的对策。

——加强水电资源规划和工程设计的生态环境保护。贯彻“保护和开发相结合,在保护中开发、在开发中保护”方针,对不适宜开发的区域纳入重要生态功能区予以保护。统筹协调河流多目标综合利用开发,因地制宜优化完善水电规划和工程技术方案,尽可能避让沿江重要城镇及集中居民区、民族宗教文化重要设施、文物古迹、自然保护区、风景名胜区、重要鱼类栖息地等社会关注区 and 环境敏感对象,尽可能不占或少占天然林地和公益林地,尽量减少不利影响。科学选择开发方式,保护流域植被生物、水生生物多样性,保障河段水环境功能和综合需水量。加强分类指导,根据环境承载能力和生态环境敏感程度并结合功能区规划,划分重点开发、限制开发和禁止开发的区域。严格执行规划环评和项目环评,对未开展环评或环评未通过审查的,不予开展前期工作和核准建设。

——落实水电开发的环境保护对策和影响减缓措施。采取预防性保护对策,尽量避免和减少对水环境、水生生态、陆生生态的影响;切实落实影响消减措施和恢复性措施,如人工恢复植被、鱼类人工增殖放流、泄放景观生态流量等。建设运行期加强对落实生态环保、水保、土地复垦等措施的监督检查,特别是加强弃渣、泄放减水河段生态流量的监督检查。

——加强二氧化碳减排。控制能源消费总量,按照 26401 万吨安排能源消费,比控制上限 28636 万吨标准煤减少 8% 左右。加快能源结构调整,提高非化石能源在能源消费中的比重 6.48 个百分点;降低煤炭消费量,年均增长率控制在 3% 以下;扩大天然气、石油等较低碳优质化石能源的消费规模和比重。通过以上措施,单位 GDP 二氧化碳排放由 1.86 吨/万元下降到 1.29 吨/万元,减幅 30.64%,超额完成减幅 17.5% 的任务;能源消费碳密度由 1.86 下降到 1.58,减幅 11.05%。

表 4:2010 年、2015 年二氧化碳减排情况表

项目	二氧化碳 排放 系数	2010 年					2015 年							
		能源消 费总量	二氧化 碳排放 总量	GDP 能 源密度	GDP 碳密度	能源消 费碳密度	能源消 费总量	二氧化 碳排放 总量	GDP 能源密度		GDP 碳密度		能源消费 碳密度	
		万吨 标准煤	万吨	吨/ 万元	吨/ 万元		万吨 标准煤	万吨	吨/ 万元	比 2010 年下降	吨/ 万元	比 2010 年下降		比 2010 年下降
合计		17892	33211				26401	41649						
煤炭	2.728	9266	25278				10742	29304						
石油	2.075	2180	4524	1.00	1.86	1.86	3511	7285	0.82	-17.98	1.29	-30.29	1.58	-15.01
天然气	1.463	2331	3410				3458	5059						
水电	0	4731	0				8690	0						

注:1. GDP 按 2010 年 17815 亿元、2015 年 32200 亿元计,均为 2010 年不变价。
2. 能源消费碳密度 = 二氧化碳排放总量(万吨)/能源消费总量(标准煤万吨),主要用于衡量能源消费结构对碳排放的影响,密度高说明化石能源、或者高碳化石能源的比重较高;密度低说明非化石能源比重较高,理论上在 0—2.728 之间。

3. 环境保护和污染物控制预期效果。以上措施逐步落实实施之后,可以使水电建设对生态环境影响降到较低和可控,基本实现水电与生态环境的协调发展;二氧化碳减排超额完成预计目标;二氧化硫、氮氧化物等大气污染物控制满足《“十二五”主要污染物总量控制规划》要求,本规划安排的全省能源生产消费和能源行业发展对生态环境的影响、污染物对大气的影响得到有效控制。

(四)与全国主体功能区规划的衔接。根据《全国主体功能区规划》,能源基地不属于独立的主体功能区,分布于优化开发、重点开发、限制开发区域之中,服从并服务于《全国主体功能区规划》确定的所在区域的主体功能定位,符合该主体功能区的发展方向和开发原则。西南地区能源发展规划为:以水电开发为主,加快四川盆地天然气资源开发,有序开发煤炭资源和建设坑口电站,加强煤电外送通道建设,建成以水电为主的综合性能源输出地。因此我省能源规划符合全国主体功能区规划有关原则和要求。

(五)总体评价。根据以上分析,“十二五”规划能源发展的能源资源、交通运输能力、土地资源、移民安置、资本要素等条件基本具备,在采取措施的前提下也具备实现生态环境保护、大气污染治理目标的条件,符合主体功能区规划,因此本规划安排的能源发展方案满足科学发展、建设“两型”社会和能源可持续发展的要求。

七、主要政策措施

(一)加强和改善对能源工作的领导。

1. 加强能源宏观管理。完善宏观管理架构,理顺职责关系,

按照“大能源”的内在要求建立“适当集中、分工合理、决策科学、执行顺畅、监管有力”的能源管理体制，统筹管理各专业领域的各个环节，协调部门、地方以及企业的关系，推动能源行业整体协调健康发展，改变各个专业领域分散发展的局面。建立和完善政府调控、能源风险和效率评估、项目管理等能源管理基本制度。

2. 建立健全能源法律法规体系。积极配合国家加快建立以能源基本法为统领，煤炭法、电力法、油气法、原子能法、节能法、可再生能源法等为主干，国务院和地方制定的行政法规和行政规章相配套，结构严谨、内容和谐、形式统一的，能够保证能源安全和可持续发展的能源法律体系。根据我省需要，结合我省实际加快制订和完善能源法律法规实施细则，推进具有四川特色的能源地方立法。

3. 加强能源预警预测。建立健全覆盖全行业的科学规范、完整有效、及时准确的统计指标体系。整合能源信息渠道，采集分析省内外能源相关信息，实现信息资源共享，建立能源信息检测评估机制。加强预测预警方法研究，建立符合四川实际的预测预警模型。建立健全能源预测预警工作制度，根据能源行业动态及时发布预测预警信息，科学有效引导能源生产消费，确保能源供需总量平衡。

4. 加强能源监管。建立现代能源监管体系，逐步向经济性监管和社会性监管并重、社会性监管为主的转型，转移监管重点到提高能源效率、保护生态环境、维护“三公”原则等上来，加强对大型

国有能源企业履行社会责任的监管。完善市场准入监管,公开准入标准,取消各种歧视,提高准入透明度。完善价格监管,加强对自然垄断领域或环节的监管,建立完善财务制度、成本与信息披露制度和价格听证制度,重点加强油气、电网输配环节的监管以及对油气、电网企业投资和成本监管。加强市场秩序监管,重心是反垄断、促进有效竞争,依法审查可能影响市场结构的重大购并案件等。

5. 加强能源重大问题研究。研究能源资源赋存特性、未来经济社会发展能源需求以及国内外、省内外能源市场变化趋势,研究我省能源工作落实科学发展观的措施,明确我省中长期能源发展战略定位、能源安全、保护环境和可持续发展,及其指导方针、路径方向、体制保障等基础性、战略性、前瞻性、综合性能源重大问题。

(二) 积极有序推进能源改革。

1. 深化能源体制改革。调整市场结构打破垄断,进一步引入竞争机制改善市场行为,逐步提高市场绩效。深化电力体制改革,深化“厂网分开、竞价上网”改革,按照国家统一部署推进“输供分离、竞争供电”。配合国家实施《电网企业主辅分离改革及电力设计施工企业一体化重组方案》(国资发改革〔2011〕41号),积极协调帮助中国电力集团拟重组的19个在川企业和单位以及相关资产的重组工作,组建投资设计施工业务一体化、产业链相对完整的综合性电力建设集团公司。进一步深化农电体制改革,全面取消县级电网企业“代管体制”,按照建立现代企业制度要求和公平自

愿原则,通过股份制改造等多种形式,建立有利于促进农村电力健康发展的体制机制;支持鼓励小水电自供自管区、农林场等自发自供区和特殊管理地区的供电企业按照“政企分开、厂网分开”原则以无偿划拨、整合资源或者股份化等各种形式,与完成股份制改造的县级供电企业实现融合,提高供电能力和服务水平。在核定独立输配电价基础上,完善推进用电大户与电力企业直接双边交易试点。推动实施发电侧竞价上网。以区域趸售电企业为重点,加快培育独立配售电公司,培育形成市场售电主体。推广实施节能发电调度制度。

2. 推动能源市场开放。落实促进非公有制经济发展的政策措施,支持民间资本依法参与国内能源资源的勘探开发、加工转化和批发零售业务。探索扩大电网投资渠道的市场机制以及电网改造升级的长效机制。推进能源企业兼并重组,鼓励大型能源企业向上下游产业延伸,按照市场化原则在综合能源基地有序推进煤电路化港关联产业联营或一体化改革,或建立长期稳定的战略合作关系,培育大型能源企业集团。鼓励优势大中型能源企业有效整合小型能源企业,引导和支持中小能源企业整顿、改造和提高。

3. 积极稳妥推进能源价格改革。改革现行不适应市场经济规律的能源价格形成机制和价格管制方式,推进能源价格市场化以及政府价格调控的科学化,形成有利于能源结构调整与实现可持续发展目标的能源价格结构和比价关系。对形成有效竞争或竞争较充分的能源产品采取市场定价的价格形成机制,真实灵敏反

映供求关系和资源稀缺程度；对具有自然垄断特征的领域和环节实行有效的价格监管。结合电力体制改革进程，建立与发电环节竞争相适应的发电价格形成机制，着手建立独立的输配电价形成机制，制订科学合理的方法核定输配电价格；简化销售电价分类结构，优化分时电价，推行工商业用电价格和城乡各类用电同价。出台实施居民用电阶梯电价改革办法。推行节能发电调度；完善水电、光伏发电定价机制。积极稳妥推进竞价上网和大用户直接交易试点工作。完善成品油价格形成机制，适时推进成品油价格市场化改革，健全对下游用油行业的价格联动或补贴机制。健全天然气价格动态调整和利益调节机制，逐步理顺天然气与可替代能源比价关系。

4. 规范创新能源资源管理。贯彻落实党的十七大“建立健全资源有偿使用和补偿机制”，有序推进能源资源资产化、市场化改革。认真落实国家新一轮西部大开发和支持藏区跨越式发展相关政策，总结水电资源有偿使用和补偿机制试点经验，积极争取国家支持继续有序深入开展以“资源有偿使用、生态环境补偿、利益效益共享、依法合理入股、产品当地留存、资源就地转化、财税倾斜地方”为主要内容的建立资源有偿使用和补偿机制试点。研究制订水电资源管理办法，规范水电资源配置。积极研究非常规天然气矿权设置有关问题，促进非常规天然气多元化勘探开发。

5. 做好有关投融资体制改革。根据省委、省政府打造“1 + N”投融资平台的部署，指导省能投集团按照省政府批准的组建方案

和公司章程编制企业战略规划、拓展能源业务,参与电源建设和新能源建设;作为省政府的能源投资出资人代表参与有关电力开发建设合作;解决所负责范围内的农村电网改造升级、无电地区电力建设并在有条件的地区因地制宜规划建设地方区域电网等。

(三) 完善能源发展的相关政策。

1. 完善能源项目核准办法。针对能源项目核准前置性条件复杂、周期长且不确定因素多的实际,向国家主管部门汇报制订规范的项目申请报告范本,明确确需的前置性批文;力争协调有关部门减少、简化、合并有关前置性批文,适当延长前置性批文有效期限;在具备核准条件的前提下加快办理核准手续,增强能源项目核准周期的可预期性。

2. 完善能源财税政策。按照深入实施西部大开发有关政策,加快落实能源产品资源税计征办法改革。落实水电增值税转型改革,减轻水电企业负担,提高水电竞争能力。研究水电向地方特别是库区倾斜以及加大转移支付力度的财税政策;推进跨区外送水电的销售环节增值税从接收端向送出端转型,或研究制定分成比例等办法。研究提出鼓励煤矿瓦斯抽采利用的财税政策。研究提出水库电站投资分摊和涉及公益事业(如有防洪、灌溉等综合利用效益)的政府补贴政策。落实无电地区电力建设项目政府补贴资金并补贴到位。完善促进节能和太阳能、风能、生物质能等新能源和可再生能源发展的相关经济激励政策。

3. 完善水电工程移民政策。结合《大中型水利水电工程建设

征地补偿及移民安置条例》(国务院令第 471 号),研究制订我省实施办法。研究落实水电“促进地方经济社会发展和移民脱贫致富”开发任务的具体措施和办法。推行“先移民后建设”水电建设新方针试点,逐步总结经验完善管理办法。加快研究制订适应民族特点的水电建设征地和移民安置政策,明确补偿补助具体办法;争取国家在审查民族地区单个水电项目的移民安置规划中针对性地完善实物指标调查项目和方法、细化补偿补助项目和标准、延续和保护民族地区非物质文化遗产等。探索拓宽移民安置方式,根据土地资源容量并结合城市化要求实事求是试行推进逐年补偿等“无土”安置办法,切实解决逐年补偿安置方式中“土地两费”使用完毕后的补偿资金来源。结合农村医疗、养老等制度改革新内容,研究农村移民安置和后期扶持新举措。

(四)大力推动能源区域合作。

1. 建立区域合作机制。在国家能源规划指导下,按照“政府推动、市场运作、优势互补、互利共赢”的原则,充分利用省内省外两种资源、两个市场,扩大深化省际能源资源勘探开发、能源技术、能源运输等方面的合作,建立省际政府和企业不同层面的长期稳定、动态协调的能源合作机制,发挥市场配置资源的基础性作用,推动重大合作项目的顺利实施,推进能源合作健康发展,实现更大范围的能源资源优化配置。

2. 加强电力区域合作。继续深入实施“西电东送”战略,大力推进电网建设,利用德阳—宝鸡、向家坝—上海、锦屏—苏南、溪洛

渡左岸—浙西等特高压超高压输电通道,对外构筑坚强智能的跨省区跨流域的水火互补、购送灵活、交换方便的全国电力资源配置大平台,逐步形成“东接三华、西纳新藏、北联西北、南通云贵”的全国电力交换大枢纽,在满足省内需求前提下加大省际电力电量交换,发挥电力错峰、丰枯互济、跨流域调节、互为备用等资源配置作用,减少事故备用、提高机组利用效率、增强抵御事故能力。积极推进“疆电入川”,提高我省 2015 年及以后电力保障能力。按照国家统一部署积极研究落实金沙江上游省际界河、藏东南水电市场消纳和送出通道规划建设。充分发挥我省核电科研设计、装备制造、燃料生产大省的优势,加强核电领域合作,推动核电有序健康发展。

3. 加强煤炭区域合作。建立在政府宏观调控指导下、市场主体自由交易的现代化省际煤炭交易体系,鼓励供需双方自主衔接,签订长期供货合同。进一步加强与宁夏、甘肃、陕西、山西、重庆、贵州等省(区、市)煤炭合作,确保我省在役火电机组煤源。在此基础上拓展与内蒙、新疆的煤炭合作,确保我省规划 100 万千瓦级路口电厂煤源和运输通道畅通。鼓励在川煤炭企业到煤炭资源丰富地区开展合作。积极支持神华集团在川建设国家级储备基地。

4. 加强油气区域合作。加快建设兰州—成都原油管道、昆明—攀枝花—西昌成品油管道,提高油品供应保障能力。加快江津—纳溪、中卫—贵阳天然气联络线四川段广元—南充—广安等输气管道建设。统筹做好四川盆地川渝天然气生产销售工作。按

照国家统一部署争取优先满足省内需求前提下实施普光气田“川气东输”；根据省内需求实施置换或通过忠武线和西二线外购天然气入川。

5. 积极推进国际合作。加快中缅天然气管道楚雄—攀枝花—西昌的建设。按照国家统一部署积极研究接纳东南亚国家水电入川以及通道建设有关问题。鼓励中石油、中石化加强与国外能源公司合作,引进先进技术加快页岩气等非常规天然气勘探开发利用。积极支持中央在川能源建设企业如中国电力集团,能源装备制造企业如东方集团、宏华等,“走出去”参与国际市场竞争。

(五) 促进能源和生态环境的协调发展。

1. 全面控制温室气体排放。加快转变经济发展方式,积极发挥能源节约和优化能源结构在减缓气候变化中的作用,努力降低化石能源消耗。大力发展循环经济,促进资源的综合利用,提高能源利用效率,减少温室气体排放。依靠科学技术进步,不断提高应对气候变化的能力,为保护地球环境作出积极贡献。

2. 大力防治生态破坏和环境污染。更加重视能源特别是煤炭的清洁利用,并作为环境保护的重点,积极防治生态破坏和环境污染。加快采煤沉陷区的治理和煤层气的开发利用,建立并完善能源资源开发和生态环境恢复补偿机制。推进能源资源的有序开采,禁止开采不符合相关标准要求的能源资源。积极发展洁净煤技术,鼓励实施煤炭洗选、加工转化、洁净燃烧、烟气净化等技术。加快燃煤电厂脱硫脱硝设施建设,新建燃煤电厂必须根据排放标

准安装并使用脱硫脱硝装置,现有燃煤电厂加快脱硫脱硝改造。

3. 积极防治机动车尾气污染。积极采取有效措施严格实施机动车排放标准,加强环保一致性检查,确保新生产机动车稳定达标;严格实施在用机动车环保年检制度;严格禁止制造、销售和进口超过排放标准的机动车;鼓励生产和使用低污染的清洁燃料机动车,鼓励生产混合动力汽车,支持发展轨道交通和电动公交车。

4. 严格能源项目环境管理。加强对能源项目的环境管理,是实现能源建设与环境保护协调发展的有效措施。严格执行环境影响评价制度,通过严格环境准入制度抑制粗放型经济增长。新建、改扩建能源工程项目建设与环境保护设施同时设计、同时施工、同时投入使用。进一步加强水电建设中的生态环境保护,满足江河流域综合开发利用的要求,在保护中开发,在开发中保护,注重提高水资源的综合利用和生态环境效益。

(六) 加快推进能源科技进步。

1. 明确能源科技进步重点方向。坚持节能优先,大力推广节能技术,攻克主要耗能领域的节能关键技术,提高能源利用效率和终端用能效率。推进关键技术创新,促进化石能源清洁高效利用,积极发展复杂地质油气资源和非常规能源资源勘探开发利用技术,发展替代能源技术和可再生能源规模化利用技术。提升装备制造水平,加强对能源装备技术引进的消化吸收和再创新,攻克先进煤电(大型循环流化床锅炉等)、风电、太阳能、核电等重大装备制造核心技术。提高能源区域优化配置技术能力,重点开发安全

可靠的特高压交直流输配和智能电网。

2. 完善能源科技进步机制。逐步建立企业为主体、市场为导向、产学研相结合的技术创新体系和管理制度。大力组织先进能源技术的研发和推广应用,通过市场机制引导企业加快技术进步。加强能源科技人才培养,完善政策法规和技术标准。

3. 增加能源科技进步投入。设立省政府能源科技进步专项资金,引导企业和科研机构增加能源科技进步投入有稳定的来源,并逐年有所增加。鼓励能源企业建立企业技术开发基金,多渠道筹集科研资金,管好用好按销售额一定比例提取的技术开发费,争取根据实际需要和可能继续利用一定的固定资产折旧基金和生产发展基金支持技术进步和创新研发。

4. 加强能源科技进步支持服务系统建设。推动能源情报信息的收集、存贮、检索、咨询服务手段加快实现现代化。加强协会、学会和技术开发服务机构的工作,充分发挥各种科技团体的协调作用,广泛开展学术交流与咨询服务工作,协助能源企业开展学术交流、技术方案论证、科技成果评议、科技知识普及等活动。支持做好能源学术出版工作。

(七)加强煤电油气运综合协调。

1. 完善能源应急管理。坚持“预防与应急并重,常态与非常态合”原则,进一步完善能源应急预案,强化煤电油气运应急与社会综合应急的衔接,加强反事故演练。督促用能单位加强能源储备,有效防范应对自然灾害和突发事件。特别是迎峰度夏等特殊

情况下,加强能源企业与气象、防洪、地质灾害预防等部门的信息沟通和应急联动,确保准备充分、反映迅速、措施有效,保障能源稳定供给。

2. 抑制不合理能源需求。贯彻落实国家和省调整经济结构、推进节能减排部署,搞好需求侧管理,高效配置能源资源,大力推进节能降耗,确保完成节能目标。严格执行高耗能行业准入政策,提高准入门槛,严格控制新建项目。完成重点行业淘汰落后产能任务,严格执行差别电价政策。加强节能目标责任制考核和责任追究,兑现节能考核奖惩。大力开展全民节约能源活动,加强舆论引导和社会监督,抑制不合理的能源消费。

3. 全力加强电力保障。合理安排电网运行方式,加强电力供需态势变化和电网运行的监控;周密安排机组计划检修,提高电网运行安全稳定水平;科学组织电力生产调度,优化电能资源配置。组织好电煤生产供应,督促煤矿在确保安全的前提下加大生产、增加供应,全额兑现电煤合同,按质按量完成电煤供应任务。加强电煤采购存储,落实发电企业电煤组织调运主体责任,开拓煤炭供应新渠道,奖励超计划采购外省电煤。优先安排电煤运输,确保电煤运输“有请必装”。积极推进煤电一体化经营。加强电煤质量和价格的监督检查,必要时实行煤炭价格临时干预。

4. 加强成品油产销运衔接协调。优先加强成品油生产要素保障,在确保安全前提下加大生产、增加供给。督促在川成品油销售企业积极组织货源,力争总部增加配额并增加自采量。加强全

省成品油的统一调配和平衡协调,突出重点“有保有压”,增强市场投放的有效性。加强运力组织调度,优先保障成品油生产销售运力需求。加强成品油市场监管,规范成品油经营行为,加强价格监管和油品质量检查,确保市场稳定。

八、规划的组织实施

加强组织协调,进一步完善实施和评估机制,加强规划协调管理,强化规划执行和落实,确保规划确定的各项目标、任务的顺利完成。

(一)落实规划实施责任。建立健全责任机制,确保任务落实到位、责任分工到位、组织领导到位、跟踪检查到位。省政府能源主管部门是推进本规划实施的第一责任人,负责本规划实施的组织协调,统筹督促其他相关责任人密切配合,共同推进本规划贯彻落实。省直有关部门按照职责分工负责推进相应工作,各能源企业负责完成各项任务 and 实施规划项目。要进一步细化工作任务、明确具体责任,制订分工方案、安排工作进度,建立健全考核机制和责任追究机制,确保各项工作任务落到实处,稳步推进本规划的实施。省能源主管部门要结合自身职能,统筹协调相关政策落实,加强对本规划实施情况的跟踪检查,适时开展对规划实施情况的评估,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。

(二)加强规划协调管理。按照各级各类规划“定位清晰、功能互补、统一衔接、形成合力”的要求,以及行业规划、下级规划、小

范围区域规划服从和落实总体规划、上级规划、大范围区域规划的原则,做好本规划与《纲要》、国家“十二五”能源发展规划以及我省节能规划、土地利用总体规划、城镇化规划、生态环保规划等其他重点专项规划的衔接;完善煤炭、电力、石油天然气、新能源和可再生能源等各专业领域规划,根据需要编制农网改造升级、无电地区电力建设、煤层气(煤矿瓦斯)抽采利用等专题规划,做到内容针对性和可操作性强、发展目标量化、发展任务清晰、工程项目具体、资金配套明确;科学编制地方能源规划,突出地方特色,重点放在发挥地区比较优势和发展特色能源产业,放在解决与当地人民生活息息相关的用能问题上,放在国家和省支持、又是地方重点发展的能源领域上;鼓励能源企业根据企业发展战略目标、结合能源总体规划或行业规划编制企业发展规划。行业规划、地方规划、企业规划要与本规划衔接。各地、各有关部门在制订各项规划时,要充分考虑本规划确定的能源建设项目的有关要求,为能源建设提供必要条件。

(三)加强规划监测评估。加强评估能力建设,建立健全规划监测评估机构,加强人员培养培训,使规划监测评估工作逐步独立于规划编制和实施主体,提高规划监测评估工作质量和水平。建立年度评估机制,省能源局要对规划主要指标实现情况进行年度考核评估,对重点任务完成情况进行年度检查评价,有针对性地对规划实施不力之处、薄弱环节和突出问题开展重点专题评估。健全中期评估机制,在规划实施中期阶段组织全面评估,向省政府提

交中期评估报告；对需要调整的内容提出调整方案报省政府批准，形成规划实施动态管理、滚动修编的良好机制。强化评估结果运用，根据评估报告提出的建议修正规划实施方案，强化规划实施的薄弱领域，加强规划评估作用和效果。

（四）强化规划指导调控作用。维护规划严肃性，强化规划对能源项目开发建设的指导调控作用。纳入本规划的能源项目，根据其技术特点和建设周期有序安排开展前期工作、编审工程技术方案、落实前置性外部条件、办理项目核准或备案，确保按合理工期建成投产。对未纳入或不符合本规划的，不安排开展前期工作、不办理核准或备案手续；确属情况变化需要建设的，应按规定程序调整本规划或编制补充规划将其纳入，再按规划内项目开展相关工作。

主题词：经济管理 能源 规划 通知
信息公开选项：主动公开

抄送：省委办公厅，省人大常委会办公厅，省政协办公厅，省纪委，省法院，省检察院，成都军区，省军区。

四川省人民政府办公厅

2011 年 11 月 3 日印发

