

浙江省电力发展“十三五”规划

“十三五”时期是高水平全面建成小康社会、加快建设“两富”和“两美”浙江的关键时期，也是贯彻落实习近平总书记“四个革命、一个合作”能源发展战略思想和加快建设国家清洁能源示范省的关键时期。根据国家能源局《关于做好“十三五”电力发展规划编制工作的通知》（国能电力〔2014〕388号）的总体部署，特编制本规划。本规划是指导我省“十三五”时期电力发展的重要依据。

一、发展基础

（一）发展成就

“十二五”时期，我省电力快速发展，供给保障能力显著增强，电力结构持续优化，顺利完成“十二五”电力规划确定的主要目标和任务。同时，电力供应实现紧缺到宽裕的转折，电力消费增长减速换档，2015年全省全社会最高负荷和用电量分别达到6290万千瓦、3554亿千瓦时左右，年均增速6.6%、4.7%左右，远低于“十一五”的12.4%、11.2%。

电力保障能力显著增强。“十二五”期间，浙江电源建设迈上新台阶，相继投运秦山核电二期扩建工程、嘉兴电厂三期、苍南电厂、舟山六横电厂、方家山核电、台州第二电厂、浙能温州发

电厂“上大压小”等一批重大电源项目，截至 2015 年底，全省境内电力总装机达到 8215 万千瓦，是 2010 年装机规模的 1.4 倍。浙江省 2000—2015 年境内电力总装机见图 1。其中，光伏发电、风电等可再生能源跨越式发展，分别达到 220 万千瓦、104 万千瓦左右。外购电大幅增加，外购电力高达 2110 万千瓦左右（含华东统调，下同），占全社会用电最高负荷的 34%左右。外购电量 1050 亿千瓦时左右，占全社会用电量的 30%左右。

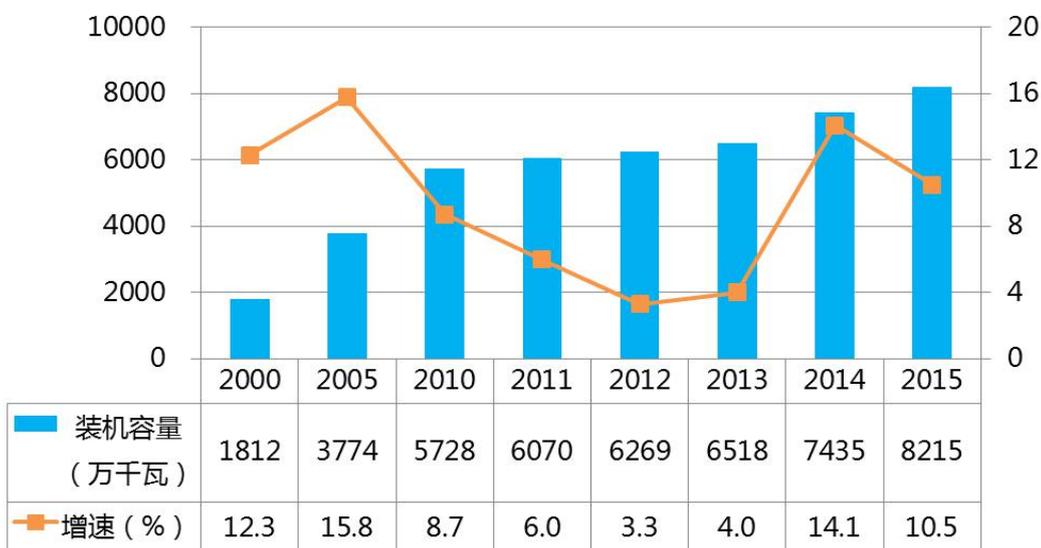


图 1 浙江省 2000—2015 年境内电力总装机

电网建设获得快速发展。形成“两交一直”的特高压网架，基本建成以“六横两纵”500 千伏电网为骨干、以 220 千伏电网为支撑、110 千伏电网为基础，供电能力充足、网架结构坚强、输配网协调、城农网统筹、调度运行灵活的智能、高效、可靠电网。截至 2015 年底，全省 110 千伏及以上变电容量（含换流容量）达到 34700 万千伏安左右，线路长度 48920 公里左右，分别是

2010 年的 1.6 和 1.3 倍。

电力供应结构持续优化。截至 2015 年底，全省电力装机结构（详见图 2）不断优化，其中，清洁能源装机达到 3313 万千瓦，约占全省电力总装机 40.3%，比 2010 年提高 8.4 个百分点。积极推进煤电机组超低排放改造和节能升级改造，“十二五”期间新建和改造大型清洁燃煤机组 35 台，共 2377 万千瓦。关停小火电 350 万千瓦左右。全省煤电平均供电标准煤耗逐年降低，由 2010 年的 312 克/千瓦时降到 2015 年的 298 克/千瓦时。

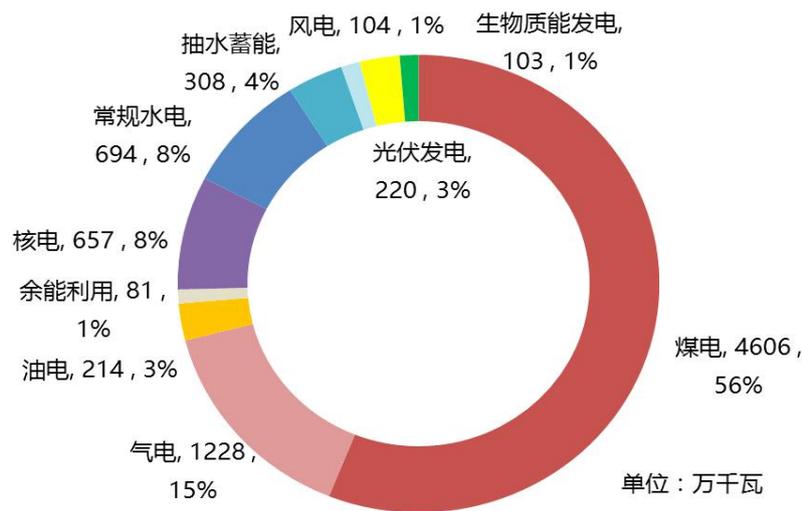


图 2 2015 年浙江省电力装机结构

电力科技装备快速发展。清洁煤电技术取得重大突破，率先在全国建成超低排放燃煤机组，达到国际领先水平。世界首个五端柔性直流输电工程——舟山多端柔性直流输电工程投入试运行。常规电力及辅助装备、核电关联产业、光伏产业、风机制造、节能装备等专业化产业链初具规模。

电力政策法规不断完善。加大政策支持力度，设立可再生能源专项资金，出台了促进光伏发展等财政补贴政策。强化改革创新，进一步完善网上并联审批，向市县下放一批审批权限。相继出台《浙江省可再生能源开发利用促进条例》和《浙江省电网设施建设保护和供用电秩序维护条例》。

浙江省“十二五”电力发展情况见表 1。

表 1 浙江省“十二五”电力发展情况

指标类型	指标名称	单位	2010 年	2015 年实际值	
				值	年均增速
电力需求	全省用电量	亿千瓦时	2821	3554	4.7%
	全省最高电力负荷	万千瓦	4560	6290	6.6%
电源发展	境内装机总量	万千瓦	5728	8215	7.5%
	煤电	万千瓦	3409	4606	6.2%
	气电	万千瓦	399	1228	25.2%
	油电	万千瓦	444	214	-13.6%
	核电	万千瓦	374	657	11.9%
	抽水蓄能电站	万千瓦	308	308	0.0%
	水电	万千瓦	661	694	1.0%
	风电	万千瓦	25	104	33.0%
	生物质发电	万千瓦	57.8	103	12.2%
	光伏发电	万千瓦	0.3	220	274.2%
	海洋能发电	万千瓦	0.415	0.415	0.0%
	余能综合利用发电	万千瓦	50	81	10.1%

指标类型	指标名称	单位	2010年	2015年实际值	
				值	年均增速
外购电	外购电力	万千瓦	1047	2110	15.0%
	外购电量	亿千瓦时	491	1050	16.4%
电网发展	特高压交流变电容量	万千伏安	-	1800	-
	特高压交流线路长度	公里	-	1185	-
	特高压直流换流容量	万千瓦	-	800	-
	特高压直流线路长度	公里	156	412	21.4%
	500千伏变电容量	万千伏安	6425	8505	5.8%
	500千伏线路长度	公里	6362	8364	5.6%
	220千伏变电容量	万千伏安	8394	11964	7.3%
	220千伏线路长度	公里	13196	16142	4.1%
	110千伏变电容量	万千伏安	7485	11635	9.2%
110千伏线路长度	公里	17741	22816	5.2%	
电力结构优化	清洁能源装机比重	%	31.9	40.3	4.8%
	煤电装机比重	%	59.5	56.1	-1.2%
节能减排	煤电平均供电煤耗	克标煤/千瓦时	312	298	-0.9%
	电网综合线损率	%	4.69	4.24	-2.0%
民生保障	居民人均生活用电	千瓦时	586	801	6.5%

(二) 存在问题

电力供应富余与需求减速矛盾加剧。受电力供应量持续增长、外购电规模不断扩大与省内电力消费增速放缓的双重挤压，电力供需矛盾转化为调峰矛盾和省内煤电机组发电利用小时数持续下降。

特高压和多元源荷接入对电网供电安全带来重大挑战。大规

模特高压交直流进入浙江，可再生能源、分布式电源和电动汽车等多元电源和负荷的接入，逐步加大了电网运行控制难度和安全稳定运行风险，对电网的安全性、适应性、经济性和资源配置能力等提出了新的、更高的要求。

资源环境约束问题进一步突出。环境、土地、水资源等要素制约更加突出，环保、节能的要求日趋严格，尤其是煤炭减量替代等政策对煤电发展提出了更高的要求，电力发展面临环境承载能力不足的重大挑战。

制约电力发展的体制机制障碍仍然存在。电力体制市场化改革正待起步，反映资源稀缺性的电力价格形成机制尚未完全建立，促进抽水蓄能和可再生能源发展相关的配套政策仍需要进一步强化。

二、面临形势

（一）发展机遇

“十三五”时期，浙江省电力发展进入电力消费增长减速换挡、电力供需形势持续宽松、电力结构优化步伐加快、电力发展动力开始转换的新常态。

电力供需形势从紧缺转向宽裕，为浙江电力发展从扩张保供转到提质增效，统筹电源、电网、用户、储能协调发展，统筹集中式和分布式发展，提升电力系统整体利用效率提供了重要机遇。

创建国家清洁能源示范省，为浙江省电力发展从粗放发展转

向绿色低碳，统筹非化石能源和传统化石能源清洁化发展，以更清洁、高效、可持续性发展的方式满足安全供应提供了重要机遇。

国家实施创新驱动发展战略，特别是实施“中国制造 2025”、“互联网+”行动计划，积极推进多种技术广泛渗透融合的能源技术革命，为浙江省加快电力行业转型升级，实现电力智慧互联提供了重要机遇。国家实施“一带一路”战略，为浙江省开启电力技术、装备、工程走出去提供了重要机遇。

国家深化电力体制改革，为浙江省全面放开电力领域的竞争性环节价格，加快推进电价改革、电力交易体制改革、发用电计划改革、售电侧改革等提供了重要机遇。推进供给侧结构性改革，为化解煤电过剩产能，提高电力增量中非化石能源发电的比重，加强调峰电源建设和配电网的改造升级等提供了重要机遇。

（二）需求预测

1. 预测依据

根据《浙江省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》提出的“十三五”时期我省地区生产总值年均增速为 7%以上，2020 年服务业增加值占地区生产总值比重达到 53%以上，常住人口规模为 5630 万人等指标，国家提出的 2020 年浙江省能源强度在 2015 年的基础上下降 15%等要求，采用产值单耗法、弹性系数法、人均用电量法、时间序列法、负荷利用小时数法和用户报装法等多种方法对电力电量进行测算。

2. 预测结果

2020年，全省最高负荷、用电量分别为7300~8400万千瓦、3920~4530亿千瓦时，“十三五”期间年均增长分别为3.0%~6.0%、2.0%~5.0%。推荐方案详见图3。

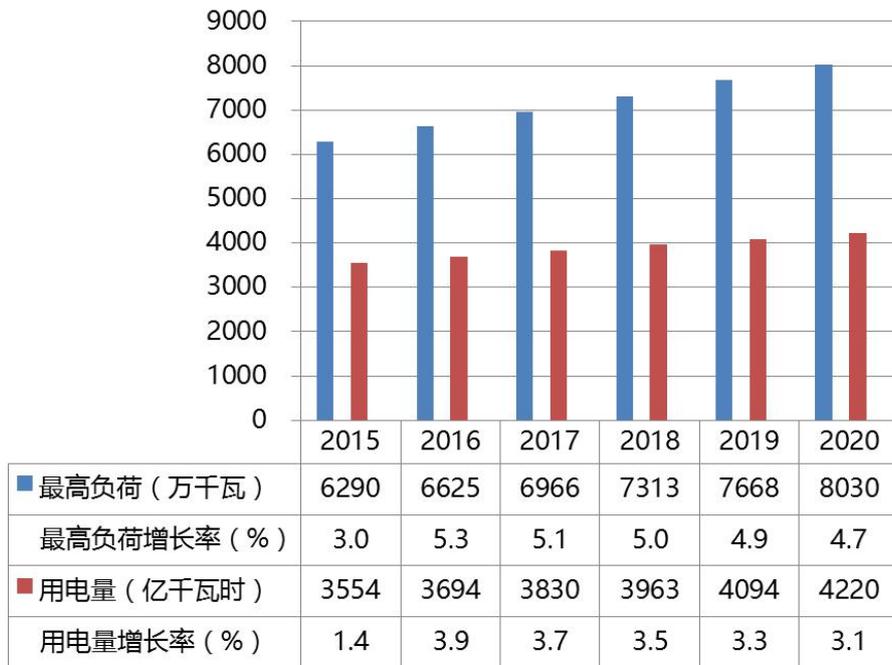


图3 浙江省“十三五”电力需求预测（推荐方案）

（三）供需平衡

到2020年，全省电力最高负荷为8030万千瓦左右，负荷备用率为12%时，省内机组供电能力5850万千瓦左右，华东统调机组分得电力1000万千瓦左右，区外电力2240万千瓦左右，全省电力基本平衡。若区外来电购电量占全社会用电量比重不高于20%，煤电利用小时数为4440小时，全省电量基本平衡；若区外来电按原有计划供应，煤电利用小时数为4000小时，全省电量基本平衡。浙江省“十三五”电力电量平衡情况见表2。

表 2 浙江省“十三五”电力电量平衡表

单位：万千瓦、亿千瓦时

年 份		2016	2017	2018	2019	2020
电力需求	最高负荷	6625	6966	7313	7668	8030
电力供给	省内机组装机容量	7240	7295	7516	7722	7954
	其中：统调装机	5638	5650	5706	5708	5745
	非统调装机	1602	1645	1810	2014	2208
	省内机组出力	5751	5758	5753	5833	5847
	其中：统调出力	5244	5252	5239	5305	5306
	非统调出力	508	506	514	528	541
	外购电力	2893	3116	3241	3241	3241
	其中：华东省内直属机组分得容量	654	877	1002	1002	1002
	区外来电电力	2239	2239	2239	2239	2239
	总计供电能力	8644	8874	8994	9074	9088
电力盈亏（负荷备用率 12%）		1224	1072	803	486	95
电量需求	全省用电量	3694	3830	3963	4094	4220
电量供给	省内发电量	2565	2551	2560	2665	2766
	外购电量	1129	1279	1403	1429	1454
	其中：华东省内直属机组分得电量	406	513	610	610	610
	区外来电购电量	723	766	793	819	844
电量平衡时煤电利用小时数（小时） （区外来电购电量比重不高于 20%）		4000	4210	4190	4290	4440

三、总体思路

（一）指导思想

深入贯彻党的十八大、十八届三中、四中、五中全会和习近平总书记系列重要讲话精神，以“四个全面”战略布局为统领，以

创新、协调、绿色、开放、共享五大发展理念为引领，以“八八战略”为总纲，全面落实“四个革命、一个合作”的能源发展战略思想，紧紧围绕国家清洁能源示范省建设，以“调结构、保安全、促协调、惠民生”为核心，加快推进电力供给侧结构性改革，大力发展非化石能源，着力提高电能利用效率，有效促进电力工业节能减排，着力推进电力体制改革，逐步建成有效竞争的电力市场体系，着力推进科技进步，不断壮大电力装备业及关联产业，构筑绿色低碳、安全高效、智慧经济的现代电力体系，为高水平全面建成小康社会奠定坚实的电力保障。

（二）发展理念

坚持创新发展。把创新贯穿电力发展全过程和全领域，大力推进科技创新和体制创新，重点打造互联网+智慧电力示范基地，稳步推进电力体制改革。

坚持协调发展。牢牢把握电力发展方向和总体布局，重点促进电力供给与电力需求协调发展，促进不同的电源品种增量的协调发展，省内电力生产与省外电力供应协调发展，电源与电网协调发展，各级电网协调发展。

坚持绿色发展。坚持节约资源和保护环境的基本国策，深入推进电力行业节能减排，坚持清洁能源装机建设和煤电清洁化利用两手抓，构筑绿色电网，不断推进电力供应结构优化。

坚持开放发展。顺应电力发展走向全球的趋势，鼓励浙江电力投资、技术、装备等企业更加主动融入国家全方位对外开放总

布局，坚持更高水平引进来和更大步伐走出去并重，引资和引技引智并举。

坚持共享发展。把保障和改善城乡居民生产生活用电放在首要位置，加快实施配电网和农村电网建设改造、电动汽车充电基础设施、光伏小康等电力惠民工程，让人民群众更好地享受到优质、高效、便捷的供电服务。

（三）发展目标

到 2020 年，打造可再生能源综合利用、沿海核电、互联网+智慧电力和电力科技装备产业四大基地，构筑一张智能电网，基本形成电力供应满足国民经济和社会需求，电源结构优化取得明显进展，电力科技与装备产业加快发展，电力资源利用效率和节能减排全国领先，电力市场初步构建的发展新局面。

——**电力保障跨上新台阶。**全省电力需求保持稳步增长，到 2020 年，最高负荷、用电量分别达到 8030 万千瓦、4220 亿千瓦时，年均增长 5%、3.5%。电力保障能力显著增强，境内电力装机容量达到 9400 万千瓦左右，区外来电 2240 万千瓦左右。全省 220 千伏及以上变电容量（换流容量）达到 33640 万千伏安左右，线路长度 34410 公里左右。

——**结构优化实现新突破。**清洁能源装机比重从 2015 年的 40.3%逐步提高到 2020 年的 49.6%左右，其中非化石能源装机比重从 2015 年的 25.4%逐步提高到 2020 年的 36.3%左右。煤电装机比重从 2015 年的 56.1%持续下降到 2020 年的 49.3%左右。非

化石能源装机发电量占全社会用电量的 24%左右。非水可再生能源发电量(含外购非水可再生电量)占全社会用电量的 7%左右。

——**协同发展获得新进展。**积极推进电源、电网、用户、储能协调发展，实现电力与环境协调发展。全面完成煤电机组超低排放改造和节能升级改造，全省煤电平均供电煤耗控制在 295 克标煤/千瓦时以内，电力领域的二氧化硫、氮氧化物、粉尘等主要污染物排放比 2015 年削减 50%以上。电网综合线损率降到 4.2%左右。

——**民生保障实现新提升。**实施配电网建设改造工程，实现城乡用电服务均等化，全省用户供电可靠率达到 99.966%以上，城乡供电安全水平显著提升。实施电动汽车充电基础设施建设，构建全省电动汽车智能充电服务网络，满足 23 万辆电动汽车的需求。

浙江省“十三五”电力发展目标见表 3。

表 3 浙江省“十三五”电力发展目标

指标类型	指标名称	单位	2015 年	2020 年规划目标	
				值	年均增速
电力保障	全省用电量	亿千瓦时	3554	4220	3.5%
	全省最高电力负荷	万千瓦	6290	8030	5.0%
	境内电力装机总量	万千瓦	8215	9400	2.7%
	区外来电	万千瓦	1487	2240	8.5%
	220 千伏及以上变电容量 (含换流容量)	万千伏安	23070	33640	7.8%
	220 千伏及以上线路长度	公里	26100	34410	5.7%

指标类型	指标名称	单位	2015年	2020年规划目标	
				值	年均增速
结构优化	清洁能源装机比重	%	40.3	49.6	4.2%
	非化石能源装机比重	%	25.4	36.3	7.4%
	非化石能源发电量比重	%	18	24	6.0%
	非水可再生能源装机比重	%	5.2	13.9	21.7%
	非水可再生能源发电量比重 (含外购非水可再生电量)	%	2.3	7	24.9%
	煤电装机比重	%	56.1	49.3	-2.6%
	煤电	万千瓦	4606	4635	0.1%
	气电	万千瓦	1228	1250	0.4%
	油电	万千瓦	214	0	-100.0%
	核电	万千瓦	657	907	6.7%
	抽水蓄能	万千瓦	308	493	9.9%
	水电	万千瓦	694	704	0.3%
	风电	万千瓦	104	400	30.9%
	生物质发电	万千瓦	103	110	1.3%
	光伏发电	万千瓦	220	800	29.5%
	海洋能发电	万千瓦	0.415	0.755	12.7%
	余能综合利用发电	万千瓦	81	100	4.3%
节能减排	煤电平均供电煤耗	克标煤/千瓦时	298	295	-0.2%
	电网综合线损率	%	4.24	4.2	-0.2%
	二氧化硫排放	-	-	削减50%以上	
	氮氧化物排放	-	-	削减50%以上	
	粉尘排放	-	-	削减50%以上	
民生保障	配电网供电可靠率	%	99.952	99.966	0.003%
	其中：中心城市（区）	%	99.987	99.991	0.0008%
	城镇	%	99.946	99.957	0.002%
	乡村	%	99.922	99.925	0.001%
	电动汽车充（换）电站	座	280	800	32.0%
	电动汽车充电桩	万个	0.34	21	153.7%

四、主要任务

（一）构建清洁、多元的电源保障体系

切实落实电力供给侧结构性改革，新增电源以非化石能源装机为主，构建清洁、高效、多元的电力保障体系。“十三五”期间，新建装机 1520 万千瓦左右，其中新建非化石能源装机 1330 万千瓦左右，占新建总装机的 88%左右。到 2020 年，我省境内电力装机容量达到 9400 万千瓦左右，其中，核电装机 907 万千瓦、占总容量的 9.7%，气电装机 1250 万千瓦、占总容量的 13.3%，抽水蓄能装机 493 万千瓦、占总容量的 5.2%，常规水电装机 704 万千瓦、占总容量的 7.5%，煤电装机 4635 万千瓦、占总容量的 49.3%，风电等非水可再生能源发电装机 1310 万千瓦、占总容量的 13.9%，余热余压发电装机 100 万千瓦、占总容量的 1.1%。

1. 积极推进煤电超低排放和节能改造

不再上新建煤电项目，调整煤电机组内部结构，全面关停 30 万千瓦以下燃煤纯凝机组，充分发挥现有超低排放燃煤机组利用率水平。积极推进清洁煤电建设，到 2017 年底，全面完成全省 30 万千瓦以上共 4100 万千瓦左右的燃煤机组超低排放改造和节能升级改造。

实施地方燃煤热电联产行业综合改造升级行动。到 2017 年底，全省燃煤热电联产机组实现超低排放改造，淘汰全部中温中压及以下参数机组，高温高压及以上背压机组比重超过 50%，实现生产运行及烟气污染物排放情况全流程集中监控和远程实时

在线监测。强化热电联产规划管理，各市、县（市）应抓紧编制或修订完善本地区热电联产规划或工业园区热电联产规划，禁止规划新增企业自备燃煤热源点。集中供热区域内所有分散燃煤锅炉，应在 2017 年底前全部淘汰关停。

2. 创造条件有序推进核电安全发展

按照国家建设沿海核电基地的总体部署，采取国际最高安全标准、确保安全，选用国际先进的第三代核电技术建设核电站，并为全国提供先进核电技术示范。加快建成三门核电一期，积极推进三门核电二期、三期，三澳核电一期的开工建设，创造条件有序推进象山核电、三澳核电二期前期工作，保护龙游核电厂址。深化海岛核电研究，适时启动第四代核电（高温气冷堆）厂址适应性研究。探索我国沿海地区核电与地区融合发展的新方式。到 2020 年，建成三门核电一期 250 万千瓦，全省核电装机达到 907 万千瓦。

3. 合理配置抽水蓄能等调峰电源

充分利用站址资源丰富的优势，推动抽水蓄能等调峰电源与区外来电、核电和可再生能源等协调优化运行。按照国家批准的“推五备四”规划，加快推进抽水蓄能电站建设，探索开展抽水蓄能开发权招投标试点。“十三五”期间，建成仙居抽水蓄能电站 150 万千瓦，力争建成长龙山抽水蓄能电站首台机组 35 万千瓦。到 2020 年，全省抽水蓄能发电装机达到 493 万千瓦左右。力争开工宁海、缙云等抽水蓄能电站。

4. 大力推进可再生能源健康发展

提高可再生能源发展质量和规模，大力推进可再生能源综合利用基地建设，新增可再生能源装机 900 万千瓦左右，占新增总装机的 59%左右。到 2020 年，可再生能源装机达到 2010 万千瓦左右，占电力装机比重 21%左右。其中，水电 700 万千瓦左右，风电 400 万千瓦左右，光伏发电 800 万千瓦左右，生物质发电 110 万千瓦左右。

——着力实施水电增效扩容更新改造，坚持经济效益与社会效益、环境效益的统一。

——积极发展光伏发电。“十三五”期间，新增光伏发电 600 万千瓦左右。落实国家“光伏领跑者”计划，推进分布式光伏发电应用示范区建设，加大光伏扶贫力度，重点实施装机规模 300 万千瓦左右的百万家庭屋顶光伏工程，其中光伏小康工程装机规模 120 万千瓦左右。因地制宜发展互补型光伏电站，推广太阳能、农业（渔业）、旅游业、科普等资源综合利用发展新模式。

——重点发展海上风电。按照“统筹规划、分类指导、有序建设”的原则，“十三五”期间，新增风电 300 万千瓦左右。重点建成普陀 6#、嘉兴 1#、嘉兴 2#等海上风电。

——因地制宜发展生物质能。在农作物主产区和资源丰富的地方有序建设生物质发电项目 10 万千瓦左右，鼓励生物质成型燃料供热项目的应用，推进生物质和沼气集中供气。

——加快海洋能技术创新示范。建成林东模块化大型海洋潮

流能发电机组等 2 个以上海洋能示范项目。

5. 适度推进天然气发电和分布式发展

充分发挥现有天然气发电机组的调峰作用，适时建立调峰成本合理补偿机制。提高天然气热电联产机组的利用率，淘汰关停其供热区域内所有分散锅炉。积极推广新增用能区域和用户实施热、电、冷、气等能源生产耦合集成和互补利用，因地制宜推广应用天然气分布式热电冷三联供。到 2020 年，气电装机达到 1250 万千瓦左右。

6. 建立协商机制合理接纳区外来电

“十三五”时期，新增宁夏灵州—浙江绍兴±800 千伏特高压直流。统筹协调外购电和省内电源，完善跨省跨区电力交易机制，协商确定区外来电的年度电量、电力、电价执行方案，探索建立区外来电峰谷电价机制及辅助服务补偿机制。区外来电电价不高于省内煤电标杆上网电价，区外火电发电利用小时不高于省内煤电机组发电利用小时，区外来电购电量占全社会用电量比重不高于 20%。到 2020 年，外购电力规模达到 3240 万千瓦左右，占全社会最高负荷比重达 40%左右，其中区外来电 2240 万千瓦左右，占比 28%左右；外购电量规模达到 1450 亿千瓦时左右，占全社会用电量比重达 34%左右，其中区外来电 840 亿千瓦时左右，占比 20%左右。

（二）构建安全、智能的现代电网系统

不断加强电网建设，建成以中西部特高压站和东部火电、核

电电源基地为支撑，交直流互备、水火核电互济、东西互供、南北贯通的 500 千伏骨干网，完善以目标网架为导向、分区清晰的 220 千伏主干网，建设城乡统筹、安全可靠、经济高效、技术先进、环境友好的现代配电网，构建安全、智能的现代电网系统，实现电动汽车等多元化负荷全接入和光伏发电等清洁能源全消纳。

1. 完善交直流互备的特高压电网

建成宁夏灵州—浙江绍兴±800 千伏特高压直流换流站，形成“两交两直”特高压网架。到 2020 年，浙江省建成 1000 千伏特高压变电站 3 座、变电容量 2400 万千伏安，特高压交流输电线路 1185 公里，±800 千伏特高压直流换流站 2 座、容量 1600 万千瓦，特高压直流输电线路 527 公里。

2. 构筑网源协调的 500 千伏电网

加强 500 千伏骨干网架建设，形成以特高压站和沿海电源群为支撑，脉络清晰的浙北、浙中、浙南三个区域电网。“十三五”期间，新建 500 千伏变电站 13 座、扩建 500 千伏主变 25 台，新增 500 千伏变电容量 4155 万千伏安，新建及改造线路长度 2057 公里。到 2020 年，浙江省将拥有 500 千伏变电站 52 座，变电总容量 12660 万千伏安，线路长度 10141 公里。

3. 优化安全灵活的 220 千伏电网

加快 220 千伏主干网建设。“十三五”期间，新建 220 千伏变电站 84 座，扩建 43 座，整体改造变电站 12 座，退役 1 座，新增变电容量 5016 万千伏安，新增线路长度 6411 公里。到 2020

年，浙江省 220 千伏变电站 375 座，变电总容量 16980 万千伏安，线路长度 22553 公里。

4. 全面实施配电网建设改造

进一步加大配电网建设改造力度，到 2020 年，完成配电网投资 800 亿元以上。110 千伏新建变电站 383 座，新增变电容量 4513 万千瓦，新增及改造线路长度 7285 公里；35 千伏新、扩建变电站 47 座，新增变电容量 139 万千瓦，新增及改造线路长度 1633 公里；10（20）千伏新增配变 99928 台，新增配变容量 3275 万千瓦，新增及改造线路长度 57995 公里；0.38 千伏新增及改造线路长度 28411 公里。中心城市（区）智能化建设和应用水平大幅提高，供电可靠率达到 99.991%，用户年均停电时间不超过 0.8 小时，供电质量达到国际先进水平；城镇地区供电能力及供电安全水平显著提升，供电可靠率达到 99.957% 以上，用户年均停电时间不超过 3.8 小时，保障地区经济社会快速发展；全面解决乡村及偏远地区电网薄弱问题，户均配变容量不低于 2.5 千伏安，有效保障民生用电。

（三）构建高效、低碳的电力消费格局

以全面提升电力系统效率为目标，实施电力需求侧响应示范工程和电能替代工程，实现供给侧和需求侧高度融合发展，逐步构建高效、低碳的电力消费体系。

1. 鼓励实施电力需求侧响应示范工程

构筑电源、电网、用户、储能协调发展的电力供给和消费体

系，大力发展分布式能源，提高电网调峰能力和电力配置效率。探索推进电力需求侧响应示范工程，推广智能用电小区、智能用电楼宇、智能用电园区以及能效电厂等示范项目。探索灵活多样的市场化交易模式，建立健全需求响应工作机制和交易规则。努力实现削峰填谷，力争到 2020 年形成占全社会最高负荷 2% 左右的需求侧机动调峰能力。

2. 加快实施电能替代工程

提升能源利用清洁化水平，实施电能替代工程。加快推进工业、交通、商业和城乡居民生活等各领域的电能替代，大力推广电动汽车、港口岸电、电锅（窑）炉、冰蓄冷、电采暖、家庭电气化及厨炊等电能替代，力争增供负荷 300 万千瓦左右，增供电量 120 亿千瓦时以上，占 2020 年全社会用电量的 2.8% 以上。

3. 全力推进电动汽车充电基础设施建设

按照“桩站先行、适度超前”的总要求，分类有序推进电动汽车充电基础设施发展，努力构建满足需求、布局合理、功能完善、使用便捷的充电基础设施体系。到 2020 年，新建集中式充换电站 800 座以上、分散式充电桩 21 万个以上，具备满足 23 万辆以上电动汽车充电需求的能力。其中，新建公共服务领域专用充换电站 400 座以上；新建用户自用充电桩 19.8 万个以上，以满足基本充电需求；新建各类公用充换电站 240 座以上、公用充电桩 1.2 万个以上，以满足补充充电需求；实现全省高速公路服务区电动汽车快充站全覆盖，新增超过 160 座城际快充站，以满足城

际出行需求。

（四）构建创新、融合的电力科技体系

依托重大科技专项、重大工程，扎实抓好电力工业领域的科技创新，打造电力科技装备产业基地，培育一批电力领域产业基地和装备企业，建设互联网+智慧电力示范工程，构建创新、融合的电力科技体系。

1. 大力推进重大技术自主创新

以大衢洋海上风电等重大工程和重大科技专项为依托，带动自主创新，加快科技成果转化。“十三五”期间，重点突破低风速风电、大容量海上风电、潮汐发电、潮流能和波浪能发电、新一代生物燃料、先进储能材料、高效太阳能电池、智能电网、分布式能源、煤炭分级分质转化等技术。以浙江大学等具有国内国际影响力的科研院校为依托，加快建设电力领域的国家级、省级重点实验室、国家能源研发（实验）中心、企业技术中心、试验和成果转化等技术研发平台。

2. 加快推进电力装备及关联产业发展

加快提升我省重大技术装备和高技术装备的设计、制造和系统成套水平及自主化能力，加快推进电力装备及关联产业发展。依托沿海核电基地建设，打造以核电成套设备、关联设备制造为主体，兼具核电服务的产业集群；依托风电产业基础和海上风电工程建设，提升大功率风机整机制造能力；依托可再生能源综合利用基地建设，重点发展高效晶体硅太阳能电池、薄膜太阳能电

池及其核心设备，推动生物质能、地热能、潮汐能等可再生能源产业发展；依托清洁煤电技术研发，做强清洁煤电装备及电力成套装备产业。带动节能环保、高端装备和智能制造、新能源、新材料、新能源汽车、新型储能设备、终端用能智能设备等关联产业发展。到 2020 年，打造海盐中国核电城、嘉兴光伏产业高新技术园区等 10 个以上的产业特色比较鲜明、主导产品竞争力较强、市场化机制较为健全、龙头企业带动作用明显、产业链条较为完整、创新能力较强的电力领域省级特色产业基地。培育浙富集团等 20 个以上的具有自主知识产权和国内国际竞争力的大型电力装备企业集团。

3. 积极推进互联网+智慧电力基地建设

以建设互联网+智慧电力基地为依托，积极推动电力与互联网、云计算、大数据、物联网相结合，建设贯穿电力生产、供应、消费、储能全过程的智慧管理平台，试点新能源+微电网，新能源+电动汽车+储能、多能互补的分布式能源等示范项目，实现广泛互联、智能互动的电力服务体系。

（五）构建规范、有序的电力市场体制

进一步深化国家电力体制改革总体安排部署，制定切实可行的省级电力体制改革实施方案，有序建立“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”的市场体制。

1. 稳步推进电力体制市场化改革

贯彻落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的

若干意见》（中发〔2015〕9号）文件精神，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序推进输配电价改革，逐步实现公益性以外的发售电价格由市场形成，妥善处理电价交叉补贴，理顺电价形成机制；推进电力交易体制改革，规范市场主体准入标准，引导市场主体开展多方直接交易，推进辅助服务市场化改革，建立辅助服务分担共享新机制；建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台；推进发用电计划改革，有序缩减发用电计划，完善政府公益性调节服务功能；稳步推进售电侧改革，培育多元售电主体，有序向社会资本放开增量配电投资和售电业务；放开电网公平接入，建立分布式电源发展新机制；加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平。

2. 加快抽水蓄能建设运行体制改革

加快抽水蓄能电站建设运营管理体制机制创新研究和改革试点工作。实施抽水蓄能与核电、省外特高压来电配套建设机制，明确各抽水蓄能电站的主要服务对象。实施抽水蓄能与核电、省外特高压来电、可再生能源的联合运行机制，制定调度运行规程。选择较成熟的场址探索开展抽水蓄能开发权招投标试点。探索以发电预期收益权或项目整体资产进行抵（质）押贷款，开展股权、债券融资，扩宽融资渠道。建立抽水蓄能电站费用回收机制，探索建立电网、用户、发电侧共同按比例分摊承担机制，逐步形成调峰、填谷、调频、调相、备用和黑启动等辅助服务价格市场化形成机制。

五、环境影响评价

（一）规划实施的环境影响分析

通过实施大型燃煤机组和燃煤热电超低排放改造升级、产业园区集中供热、安全发展核电、大力推进光伏发电和海上风电等一系列政策措施，进一步推进电力清洁化生产利用，不断优化电源结构，支持发展新能源和可再生能源开发利用，不断推动电力节能减排。到 2020 年，浙江省电力领域二氧化硫、氮氧化物和烟尘排放量分别比 2015 年减少约 10 万吨、14 万吨和 3 万吨。

（二）预防和减轻环境影响对策

认真执行电力项目开发的节能评估和审查制度，科学规划和合理利用能源资源，不断提高资源综合利用水平，降低对土地、水资源、生态环境等的影响。

控制污染排放水平。按照更严格能效环保标准，努力实现供电煤耗、污染排放、煤炭占能源消费比重“三降低”和安全运行质量、技术装备水平、电煤占煤炭消费比重“三提高”，到 2017 年，实现全部煤电按燃气轮机排放标准清洁排放。

降低电能传输损耗。深入推进电网老旧设备技术升级与改造，加快新一代电网调度自动化系统、用电采集系统和一体化线损在线计算分析系统的建设与应用，力争 2020 年电网综合线损率降到 4.2%左右。

通过实施规划，到 2020 年，全省电力生产消费对环境的影响得到有效控制，完成各项节能减排指标，实现电力与环境协调发展。

六、保障措施

(一) 强化规划引领

贯彻落实国家《电力规划管理办法》(国能电力〔2016〕139号),发挥电力规划在指导和促进常规电源、可再生能源、电网项目建设、电力科技装备和产业发展、电力供应保障和结构优化等方面的作用。通过规划与项目的相互结合和有机统一,促进规划实施,推进项目建设。未纳入电力规划的重大项目、不符合规划布局的电力项目不予核准。电力发展规划要做好与各级土地利用规划、环境保护规划、城乡建设规划、海洋功能区划、交通及水利规划等相互衔接,促进电力项目科学布局,顺利落地。

(二) 强化政策保障

深入研究调峰电价形成机制、峰谷电价引导机制等方面的价格政策。加快制定支持光伏等可再生能源、电动汽车充电基础设施发展等扶持政策。探索建立促进可再生能源和微电网协同发展机制、抽水蓄能电站费用回收机制。

(三) 强化实施管理

积极推进电力项目全过程管理,完善事中事后监管工作体系和工作机制,研究建立项目决策后评估机制和项目“异常目录”和企业“黑名单”制度等。转变管理理念,创新管理方式,探索建立全省电力信息管理系统,做好电力行业数据统计和发布工作。建立电力价格和成本管理机制,对电力项目实施经济评估。

(四) 强化项目推进

按照“建成一批、开工一批、前期一批”的节奏，抓好电力项目的前期和建设工作的。建立项目推进机制，落实省级部门的服务责任、地方政府的保障责任、项目业主单位的主体责任，落实要素配置、政策处理和基础设施配套保障。

（五）强化试点示范

继续推进清洁能源示范县、新能源示范城镇建设，形成各具特色的试点示范案例。加快推进可再生能源、新能源微电网、电力需求侧响应、电能替代、储能、电动汽车充电基础设施等不同领域试点示范。选择有条件的区域开展近零碳排放示范试点。

（六）强化电力合作

务实推进和参与“一带一路”能源合作，进一步加强长三角地区能源合作。继续加强与中央大型电力企业在核电、可再生能源开发和售电改革等领域的合作。不断拓宽国际电力合作，鼓励浙江大学等省内电力企业、科研机构、高校加强与世界 500 强及行业领军企业、国际知名科研院校的战略合作和产业对接，加快引进和消化吸收可再生能源和分布式能源等先进技术。鼓励和引导浙能等有实力的省内电力企业将重大产能合作项目纳入国际产能合作重点国别规划统筹推进，以长期投资、BOO、BOT、总承包、资产收购、联合开发等多种形式等开展境外清洁煤电、气电、水电、风电、光伏发电、电网等电力基础设施投资和电力资源合作开发，大力发展对外承包工程，带动成套设备、技术、标准、服务走出去。

附表 1

浙江省“十三五”电力重大项目表

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
一、电源项目					
沿海 核电	三门核电一期	2 台 125 万千瓦三代核电机组	建成	台州三门	100
	三门核电二期	2 台 125 万千瓦三代核电机组	开工	台州三门	200
	三澳核电一期	2 台 125 万千瓦三代核电机组	开工	温州苍南	250
	三门核电三期	2 台 125 万千瓦三代核电机组	力争开工	台州三门	
	象山核电	2 台 125 万千瓦三代核电机组	前期	宁波象山	
	三澳核电二期	2 台 125 万千瓦三代核电机组	前期	温州苍南	
	海岛核电示范	2 台 125 万千瓦核电机组	前期研究	待定	
抽水 蓄能	仙居抽水蓄能电站	150 万千瓦抽水蓄能机组	建成	台州仙居	10
	安吉长龙山抽水蓄能电站	210 万千瓦抽水蓄能机组	部分建成	湖州安吉	80
	宁海抽水蓄能电站	140 万千瓦抽水蓄能机组	开工	宁波宁海	50
	缙云抽水蓄能电站	180 万千瓦抽水蓄能机组	开工	丽水缙云	60
	其他抽水蓄能电站	磐安(120 万千瓦)、衢江(120 万千瓦)、泰顺(120 万千瓦)、天台(180 万千瓦)、建德(240 万千瓦)和桐庐(120 万千瓦)等	前期	全省	

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
清洁 煤电	现有电厂超低排放和节能改造	2017年前,全面完成全省燃煤发电和热电联产机组超低排放改造和节能升级改造	建成	全省	40
	浙能镇海电厂异地迁建	2×66万千瓦	建成	宁波镇海	60
	储备煤电项目	浙能乐清电厂三期、大唐乌沙山电厂二期、华能玉环电厂三期、国华舟山电厂扩建、华电煤炭分级利用示范项目、浙能台州第二发电厂扩建、浙能六横电厂扩建、华润苍南电厂扩建等	储备		
	燃煤热电联产	建设舟山绿色石化配套、绍兴滨海等60万千瓦燃煤热电联产机组	建成	全省	72
可再 生能 源	常规水电	建设大均梯级水电、大奕水电站等	前期	丽水	
	普陀6号二区海上风电项目	25万千瓦	建成	舟山	45
	嘉兴1号海上风电项目	30万千瓦	建成	嘉兴	57
	嘉兴2号海上风电项目	42万千瓦	建成	嘉兴	78
	其他海上风电项目	岱山2号30万千瓦、岱山4号30万千瓦、嵊泗1号40万千瓦、玉环1号15万千瓦、慈溪1号20万千瓦、苍南1号15万千瓦、温岭1号15万千瓦、嵊泗6号15万千瓦等	前期	舟山、台州 宁波、温州	
	沿海风电	建成200万千瓦左右	2016-2020	全省	180
	光伏发电	建成600万千瓦左右,其中新建分布式光伏发电装机320万千瓦左右,地面光伏电站280万千瓦左右	2016-2020	全省	480
	生物质	建成10万千瓦左右	建成	全省	10
海洋能	林东模块化大型海洋潮流能发电机组等示范项目	建成	舟山	2	

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
二、电网项目					
特高压电网	宁东至浙江±800千伏直流输电工程	±800千伏, 新建输电容量 800 万千瓦, 线路长度 115 公里	建成	绍兴	12.1
	浙北特高压站主变扩建工程	新增变电容量 600 万千伏安	建成	湖州	9.4
500千伏电网	舟山 500kV 联网输变电工程	新增变电容量 300 万千伏安, 新增线路长度 255 公里	建成	舟山、宁波	47.2
	金华永康 500kV 输变电工程	新增变电容量 100 万千伏安, 新增线路长度 6 公里	建成	金华	3.6
	绍兴±800kV 换流站 500kV 送出工程	新增线路长度 360 公里	建成	绍兴	13.4
	台州仙居抽水电站 500kV 送出工程	新增线路长度 167 公里	建成	台州	3
	宁波明州 500kV 输变电工程	新增变电容量 100 万千伏安, 新增线路长度 3 公里	建成	宁波	3
	宁波宁海电厂一期改接明州变 500 千伏线路工程	新增线路长度 177 公里	建成	宁波	8.4
	嘉兴洪明 500kV 输变电工程	新增变电容量 100 万千伏安, 新增线路长度 9 公里	建成	嘉兴	4.5
	温州苍南 500kV 输变电工程	新增变电容量 100 万千伏安, 新增线路长度 1 公里	建成	温州	3.6
	绍兴诸北 500kV 输变电工程	新增变电容量 100 万千伏安, 新增线路长度 20 公里	建成	绍兴	3.3
	杭州杭变 500kV 输变电工程	新增变电容量 100 万千伏安, 新增线路长度 19 公里	建成	杭州	3.9
	绍兴江滨 500kV 输变电工程	新增变电容量 200 万千伏安, 新增线路长度 196 公里	建成	绍兴	16.7
杭州钱江 500kV 输变电工程	新增变电容量 200 万千伏安, 新增线路长度 39 公里	建成	杭州	7.6	

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
500千伏电网	杭州萧东 500kV 输变电工程	新增变电容量 120 万千伏安，新增线路长度 44 公里	建成	杭州	6.4
	台州岙坑 500kV 输变电工程	新增变电容量 100 万千伏安，新增线路长度 17 公里	建成	台州	3.8
	金华换流站调相机应用工程	2×30 万千伏安，加装串抗	建成	金华	4.1
	绍兴换流站调相机应用工程	2×30 万千伏安	建成	绍兴	3.4
	杭州乔司 500kV 变电站短路电流控制工程	加装串抗	建成	杭州	0.7
	宁波镇海电厂迁建送出工程	新增线路长度 21 公里	建成	宁波	1.4
	宁波甬港 500kV 输变电工程	新增变电容量 100 万千伏安，新增线路长度 23 公里	建成	宁波	3.8
	长龙山抽水蓄能电站送出工程	新增线路长度 116 公里	建成	湖州	3.7
	舟山 500kV 联网北通道第 II 回输电线路工程	新增线路长度 53 公里	建成	舟山、宁波	8.5
	浙中-诸北 500kV 线路工程	新增线路长度 250 公里	建成	金华、绍兴	8.5
	浙江西南部老旧 500kV 线路改造工程	改造线路长度 280 公里	建成	金华	5.5
	500kV 变电站扩建工程	杭州扩建仁和变、杭州变、萧浦变、萧东变、涌潮变，嘉兴扩建洪明变、桐乡变、由拳变，宁波扩建姚江变、明州变、镇海变，绍兴扩建苍岩变、舜江变、诸北变、江滨变，台州扩建回浦变、麦屿变，金华扩建吴宁变、芝堰变、永康变，衢州扩建夏金变、信安变，丽水扩建万象变，温州扩建天柱变，新增变电容量 2535 万千伏安	建成	全省	15

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
500千伏电网	宁海抽水蓄能电站送出工程	新增线路长度 50 公里	开工	宁波	
	缙云抽水蓄能电站送出工程	新增线路长度 100 公里	开工	丽水	
	其他抽水蓄能电站送出工程	磐安、衢江、泰顺、天台、建德和桐庐等抽蓄电站送出工程，新增线路长度 600 公里以上	前期	全省	
	三澳核电送出工程	新增线路长度 100 公里	前期	温州	
	杭州江南 500kV 输变电工程	新增变电容量 200 万千伏安，新增线路长度 30 公里	前期	杭州	
	温州瑞安 500kV 输变电工程	新增变电容量 200 万千伏安，新增线路长度 16 公里	前期	温州	
	丽水丽西 500kV 输变电工程	新增变电容量 200 万千伏安，新增线路长度 260 公里	前期	丽水	
220千伏电网	杭州柯家 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 2.5 公里	建成	杭州	74.6
	杭州山海 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 1 公里	建成		
	杭州裘江 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 18.1 公里	建成		
	杭州罗家 220kV 输变电工程	新增变电容量 24 万千伏安，新增线路长度 4 公里	建成		
	杭州世纪 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 37.8 公里	建成		
	杭州庆隆 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 8.2 公里	建成		
	杭州半山 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 4 公里	建成		
	杭州机场 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 13.7 公里	建成		
	杭州龙星 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 1.8 公里	建成		

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
220千伏电网	杭州全丰 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 10.8 公里	建成	杭州	74.6
	杭州上泗(临二) 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 52.16 公里	建成		
	杭州新围 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 6 公里	建成		
	杭州东湖 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 46 公里	建成		
	杭州浪川 220kV 输变电工程	新增变电容量 30 万千伏安, 新增线路长度 164.8 公里	建成		
	杭州花木 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 10 公里	建成		
	杭州经济 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 14.8 公里	建成		
	杭州桃源 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 20 公里	建成		
	杭州众安 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 30 公里	建成		
	杭州协同 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 8 公里	建成		
	杭州沙南 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 30 公里	建成		
	杭州闻堰-彩虹(II回) 220kV 线路工程	新增线路长度 9 公里	建成		
	杭州萧山燃机 220kV 送出(改接)工程	新增线路长度 34 公里	建成		
	杭州富阳-亭山线路 π 入荷花变 220kV 线路工程	新增线路长度 0.2 公里	建成		
杭州大陆-古荡(II回) 220kV 线路工程	新增线路长度 17.3 公里	建成			

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
220千伏电网	杭州 500kV 变电站 220kV 送出工程	新增线路长度 60.6 公里	建成	杭州	74.6
	杭州罗家-庆隆 220kV 线路工程	新增线路长度 23 公里	建成		
	杭州钱江 500kV 变电站 220kV 送出工程	新增线路长度 108.5 公里	建成		
	杭州万泉-乔林(II回) 220kV 线路工程	新增线路长度 62.8 公里	建成		
	杭黄铁路杭州建德东牵引站 220kV 外部供电工程	新增线路长度 61.8 公里	建成		
	杭黄铁路杭州王阜牵引站 220kV 外部供电工程	新增线路长度 176 公里	建成		
	杭黄铁路杭州富阳牵引站 220kV 外部供电工程	新增线路长度 111.4 公里	建成		
	杭州萧东 500kV 变电站 220kV 送出工程	新增线路长度 19.4 公里	建成		
	杭州 220kV 变电站整体改造工程	新增变电容量 24 万千伏安, 新增线路长度 0.4 公里	建成		
	杭州半山临时 220kV 变电站退役工程	新增变电容量-18 万千伏安	建成		
	杭州 220 千伏变电站扩建工程	罗家 2 号主变、义蓬 3 号主变、甘露 3 号主变、下涯 3 号主变、月牙 3 号主变、侯潮 3 号主变、庆丰 3 号主变、万松 2 号主变扩建工程, 共新增变电容量 186 万千伏安, 新增线路长度 5 公里	建成		
杭州吴山等 220 千伏输变电工程	吴山、府前、青云等 7 座变电站新建或改造	前期			

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
220千伏电网	嘉兴天星 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 10.5 公里	建成	嘉兴	31.6
	嘉兴屠肖 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 45.6 公里	建成		
	嘉兴五圣 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 36.2 公里	建成		
	嘉兴岑山(临杭) 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 68 公里	建成		
	嘉兴狮岭 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 60 公里	建成		
	嘉兴伍子 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 30 公里	建成		
	嘉兴荷花 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 81.7 公里	建成		
	嘉兴洪明 500kV 变电站 220kV 送出工程	新增线路长度 89 公里	建成		
	嘉兴桐乡-秀水 220kV 线路工程	新增线路长度 53 公里	建成		
	嘉兴连杭(天明)-青石 220kV 线路工程	新增线路长度 45 公里	建成		
	嘉兴 1#海上风电 220kV 送出工程	新增线路长度 30 公里	建成		
	嘉兴 2#3#海上风电 220kV 送出工程	新增线路长度 60 公里	建成		
	嘉兴南部 220kV 电网优化工程	新增线路长度 100 公里	建成		
嘉兴祝东-安江 220kV 线路工程	新增线路长度 44 公里	建成			

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
220千伏电网	嘉兴禾城变 220kV 变电站整体改造工程	新增变电容量 18 万千伏安，新增线路长度 1.9 公里	建成	嘉兴	31.6
	嘉兴南湖 220kV 变电站整体改造工程	新增变电容量 18 万千伏安	建成		
	嘉兴 220 千伏变电站扩建工程	大德 3 号主变、共建 3 号主变、新华 3 号主变、百站 3 号主变、烟雨 4 号主变扩建工程，共新增变电容量 102 万千伏安	建成		
	湖州临杭 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 102 公里	建成	湖州	10.8
	湖州林城 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 53.9 公里	建成		
	湖州旧馆 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 38 公里	建成		
	湖州南浔 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 56 公里	建成		
	湖州英溪-安吉 II 回 220kV 线路工程	新增线路长度 47 公里	建成		
	商合杭高铁湖州油车埠牵引站外部供电工程	新增线路长度 25 公里	建成		
	湖州 220 千伏变电站扩建工程	甘泉 2 号主变、钮家 2 号主变、安吉 3 号主变扩建工程，共新增变电容量 66 万千伏安，新增线路长度 3 公里	建成		
	宁波湾山 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 21.6 公里	建成	宁波	60.1
	宁波霞客 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 29.4 公里	建成		
宁波萧镇 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 50.8 公里	建成			

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
220千伏电网	宁波新华 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 2.1 公里	建成	宁波	60.1
	宁波东展 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 9.6 公里	建成		
	宁波古城 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 46.8 公里	建成		
	宁波望春 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 26.6 公里	建成		
	宁波崇寿 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 51 公里	建成		
	宁波昆亭 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 42.2 公里	建成		
	宁波滨海 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 43.6 公里	建成		
	宁波建中 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 39.7 公里	建成		
	宁波福明 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 19 公里	建成		
	宁波观中 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 25 公里	建成		
	宁波大榭(协丰) 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 52.5 公里	建成		
	宁波灵岩 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 54.4 公里	建成		
	宁波明州 500kV 变电站 220kV 送出工程	新增线路长度 77.7 公里	建成		
	宁波春晓-芦江 220kV 线路增容改造工程	增容改造	建成		
	宁波鲍家-澄浪 220kV 线路工程	新增线路长度 20.3 公里	建成		
宁波宁西-望春 220kV 线路工程	新增线路长度 13 公里	建成			

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
220千伏电网	宁波江滨 500kV 变电站 220kV 送出工程 (宁波)	新增线路长度 65.2 公里	建成	宁波	60.1
	宁波江滨 500kV 变电站 3 号主变扩建 220kV 送出工程	新增线路长度 40 公里	建成		
	宁波象山 1# 海上风电场 220kV 送出工程	新增线路长度 40 公里	建成		
	宁波 500kV 镇海变 220kV 送出工程	新增线路长度 20 公里	建成		
	宁波镇海电厂关停 220kV 线路改接工程	新增线路长度 30 公里	建成		
	宁波市区电网补强工程	新增线路长度 45 公里	建成		
	宁波甬港 500kV 变电站 220kV 送出工程	新增线路长度 80 公里	建成		
	宁波翠屏-慈溪 220kV 线路工程	新增线路长度 30 公里	建成		
	宁波宁西 220 千伏变电站整体改造第二阶段工程	新增变电容量 24 万千伏安, 新增线路长度 2.3 公里	建成		
	宁波跃龙 220kV 变电站整体改造工程	新增变电容量 12 万千伏安	建成		
	宁波新乐 220kV 变电站整体改造工程	新增变电容量 18 万千伏安	建成		
	宁波天一-新乐 220kV 线路增容改造工程	新增线路长度 43 公里	建成		

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
220千伏电网	宁波河姆-屯山 220kV 线路增容改造工程	新增线路长度 20.8 公里	建成	宁波	60.1
	宁波 220 千伏变电站扩建工程	下应 3 号主变、水云 3 号主变、沙湾 3 号主变、通济 3 号主变、鄞隘 3 号主变、雁苍 3 号主变、阳明 3 号主变、莲花 3 号主变、桑田 3 号主变扩建工程，共新增变电容量 216 万千伏安，新增线路长度 10 公里	建成		
	绍兴东浦 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 1.48 公里	建成	绍兴	19.1
	绍兴滨北 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 19.8 公里	建成		
	绍兴新南 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 73.4 公里	建成		
	绍兴柯城 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 24.2 公里	建成		
	绍兴章镇 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 59 公里	建成		
	绍兴诸中 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 20.6 公里	建成		
	绍兴吼山 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安	建成		
	绍兴雅致-嵊东 220kV 线路工程	新增线路长度 28.6 公里	建成		
	绍兴诸北 500kV 变电站 220kV 送出工程	新增线路长度 132.16 公里	建成		
	绍兴九里-渡东 220kV 线路工程	新增线路长度 13.6 公里	建成		
	绍兴诸北 500kV 变电站二期 220kV 送出工程	新增线路长度 50 公里	建成		
	绍兴雅致 220kV 变电站整体改造工程	新增变电容量 18 万千伏安	建成		
	绍兴 220kV 变电站扩建工程	滨海 3 号主变扩建工程，新增变电容量 24 万千伏安	建成		

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
220千伏电网	金华汤溪 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 23.7 公里	建成	金华	20.6
	金华孟湖 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 39.6 公里	建成		
	金华宗泽 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 33.8 公里	建成		
	金华大坑 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 80 公里	建成		
	金华黎明 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 12 公里	建成		
	金华望道 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安, 新增线路长度 9.4 公里	建成		
	金华永康 500kV 变电站 220kV 送出工程	新增线路长度 102.9 公里	建成		
	金华兰溪电厂 60 万千瓦机组 220kV 送出工程	新增线路长度 41.98 公里	建成		
	金华吴宁-朱云 220kV 线路工程	新增线路长度 109.6 公里	建成		
	金华永康 500kV 变电站 2 号主变扩建 220kV 送出工程	新增线路长度 100 公里	建成		
	金华华金-鞋塘 220kV 线路工程	新增线路长度 30 公里	建成		
	金华双龙-金华 220kV 线路增容工程	新增线路长度 17 公里	建成		
	金华 220kV 华金变整体改造工程	新增变电容量 15 万千伏安	建成		
金华 220kV 黄村变整体改造工程	整体改造	建成			

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
220千伏电网	金华 220kV 变电站扩建工程	石金 3 号主变、官塘 2 号主变、莹乡 2 号主变、鞋塘 2 号主变、深泽 2 号主变、鹿田 2 号主变、曹家 3 号主变、倪宅 3 号主变、温泉 3 号主变扩建工程，共新增变电容量 192 万千伏安，新增线路长度 23.8 公里	建成	金华	20.6
	衢州柚香 220kV 输变电工程	新增变电容量 30 万千伏安，新增线路长度 21.7 公里	建成	衢州	10.3
	衢州园区（赤柯）220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 74.5 公里	建成		
	衢州朗峰 220kV 输变电工程	新增变电容量 33 万千伏安，新增线路长度 75 公里	建成		
	衢州士元 220kV 输变电工程	新增变电容量 30 万千伏安，新增线路长度 25 公里	建成		
	衢州九景衢客专开化牵引站 220kV 外部供电工程	新增线路长度 98.8 公里	建成		
	衢州九景衢客专招贤牵引站 220kV 外部供电工程	新增线路长度 16.6 公里	建成		
	衢州 220kV 变电站扩建工程	崇文 3 号主变扩建工程，新增变电容量 24 万千伏安	建成		
	丽水金亭 220 千伏输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 24 公里	建成	丽水	6.6
	丽水万象 500 千伏变电站 3 号主变扩建 220kV 送出工程	新增线路长度 121 公里	建成		
	丽水衢宁铁路配套送出工程	新增线路长度 70 公里	建成		
	丽水青田电网补强工程	新增线路长度 25 公里	建成		

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
220千伏电网	丽水紧水滩电站送出线路增容改造工程	新增线路长度 80 公里	建成	丽水	6.6
	丽水 220kV 变电站扩建工程	松阳 2 号主变、仙都 3 号主变、濠州 3 号主变扩建工程，共新增变电容量 54 万千伏安，新增线路长度 16 公里	建成		
	台州临港 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 85.8 公里	建成	台州	16.4
	台州九清 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 62.5 公里	建成		
	台州广文 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 57.6 公里	建成		
	台州新市 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 53.2 公里	建成		
	台州苍山 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 39 公里	建成		
	台州岙坑 500kV 变电站 220kV 送出工程	新增线路长度 30 公里	建成		
	台州 1#海上风电 220kV 送出工程	新增线路长度 10 公里	建成		
	台州 2#海上风电 220kV 送出工程	新增线路长度 20 公里	建成		
	台州塘岭-泽国 220kV 线路改造工程	新增线路长度 9 公里	建成		
	台州临海 220kV 变电站整体改造工程	整体改造	建成		
	台州回浦-国清 220kV 线路改造工程	新增线路长度 32 公里	建成		

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
220千伏电网	台州金台铁路配套电网加强工程	新增线路长度 128 公里	建成	台州	16.4
	台州临港 220kV 间隔扩建工程	扩建 1 个间隔	建成		
	台州 220kV 变电站扩建工程	安洲 3 号主变、沙岙 3 号主变扩建工程，共新增变电容量 36 万千伏安，新增线路长度 20 公里	建成		
	温州清水 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 10.9 公里	建成	温州	35.9
	温州芙蓉 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 48.6 公里	建成		
	温州大安 220kV 输变电工程	新增变电容量 36 万千伏安，新增线路长度 140.2 公里	建成		
	温州西工 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 10 公里	建成		
	温州龙东 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 34.2 公里	建成		
	温州大门 220kV 输变电工程	新增变电容量 33 万千伏安，新增线路长度 30.2 公里	建成		
	温州昆东 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 14 公里	建成		
	温州钱金 220kV 输变电工程	新增变电容量 36 万千伏安，新增线路长度 22 公里	建成		
	温州磐石 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 0.8 公里	建成		
	温州榆宋 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 51.9 公里	建成		
	温州科技 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 16.6 公里	建成		
	温州藤桥 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 0.45 公里	建成		

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
220千伏电网	温州玉鹤-珠山 220kV 线路工程	新增线路长度 32.3 公里	建成	温州	35.9
	温州电厂上大压小 220kV 送出工程	新增线路长度 27.6 公里	建成		
	温州苍南 500kV 变电站 220kV 送出工程	新增线路长度 11 公里	建成		
	温州楠江-青田 π 入温西变电站 220kV 线路工程	新增线路长度 61.56 公里	建成		
	温州钱金变间隔扩建工程	扩建 1 个间隔	建成		
	温州白沙-钱金 220kV 线路工程	新增线路长度 50 公里	建成		
	温州珠山-玉鹤(跨高铁上改下改造) 220kV 线路工程	新增线路长度 0.32 公里	建成		
	温州城西变 220kV 变电站整体改造工程	新增线路长度 0.5 公里	建成		
	温州蒲州 220kV 变电站整体改造工程	新增变电容量-3 万千伏安, 新增线路长度 5.3 公里	建成		
	温州四都-万茗 220kV 线路(增容)工程	新增线路长度 40.9 公里	建成		
	温州垂杨变 220kV 变电站整体改造工程	新增变电容量 15 万千伏安, 新增线路长度 4.2 公里	建成		
	温州南雁-垂杨 220kV 线路改造工程	新增线路长度 26 公里	建成		
温州 220kV 变电站扩建工程	飞云 3 号主变扩建工程, 新增变电容量 24 万千伏安	建成			

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
220千伏电网	舟山临城 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 9.2 公里	建成	舟山	20.2
	舟山鱼山 220kV 输变电工程	新增变电容量 96 万千伏安，新增线路长度 132.4 公里	建成		
	舟山新港 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 30 公里	建成		
	舟山舟山变电站 220kV 送出工程	新增线路长度 62 公里	建成		
	舟山鱼山石化热电联产机组送出工程	新增线路长度 1 公里	建成		
	岱山 4#海上风电 220kV 送出工程	新增线路长度 7 公里	建成		
	舟山 220kV 变电站扩建工程	渔都 3 号主变扩建工程，新增变电容量 24 万千伏安	建成		
	舟山鱼东 220kV 输变电工程	新增变电容量 48 万千伏安，新增线路长度 30 公里	前期		
配电网	全省配电网建设改造工程	110 千伏新建变电站 383 座，新增变电容量 4513 万千瓦，新增及改造线路长度 7285 公里；35 千伏新、扩建变电站 47 座，新增变电容量 139.1 万千瓦，新增及改造线路长度 1633 公里；10（20）千伏新增配变 99928 台，新增配变容量 3275 万千瓦，新增及改造线路长度 57995 公里；0.38 千伏新增及改造线路长度 28411 公里	建成	全省	800 以上

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
三、创新型示范和民生项目					
互联网+智慧电力示范工程	电力信息、供应、消费、储能智慧管理平台	在电源、新能源、储能、输变电、配用电、电动汽车、终端各类用户等领域分批安装智慧采集终端，实现电力大数据集成融合。建成智能调度平台和按需实时计量的供购售一体化用电信息采集系统	开工	省级，逐步推广到市和有条件的县（市、区）	110
	新能源+微电网	在海岛、园区、小镇等建设 15 个以上基于局部配电网，风、光、天然气等各类分布式能源多能互补的微电网	建成	全省	50
	多能互补分布式能源项目	在园区、大型公共建筑、城市综合体等建设 50 万千瓦左右多能互补分布式能源站	建成	全省	60
电力需求响应示范工程	智能小区、楼宇、园区示范项目	全省建设 10 个智能小区示范项目，实现能效管理、智能家电管理及控制、家庭负荷分析、异常用电分析等；建设 10 个智能楼宇示范项目，实现冷、热、电等多种能源联合优化运行和楼宇用能全景监测和能效分析；建设 5 个智能园区示范项目，实现工业企业的负荷流程优化及智能自动化	开工	全省	1.5
	能效电厂	建设高效照明器具、高效节能家用电器、高效电动机与调速装置、热泵技术、变配电节电技术、余压余热利用、工业锅炉（炉窑）改造、建筑节能等 50 个以上能效电厂示范项目	开工	全省	0.3

类别	项目名称	建设内容和规模	进度目标	建设地点	计划投资 (亿元)
电能替代工程	煤（油）锅炉电能替代改造	全省煤（油）锅炉电能替代改造 1200 蒸吨。在城市工商业、工业等重点领域实施大型以电代煤（气）项目，推广蓄冷（热）项目，示范建设大型集中供冷（热）站，重点是针对 4 蒸吨及以下锅炉改电	建成	全省	5
	热泵应用	热泵应用 1200 万平方米	建成	全省	1
	电窑炉	电窑炉 72 万千伏安	建成	全省	0.3
	冰蓄冷	冰蓄冷 60 万平方米	建成	全省	0.8
	港口码头、机场廊桥岸电	部署新型船舶岸电供电设施，港口码头低压岸电覆盖率达到 50%；机场廊桥岸电设备覆盖率 100%	建成	全省	1
	城乡居民电气化	在居民生活领域尤其是农村积极推广“家庭电气化”，推广采用电采暖（制冷）、家电设备等	建成	全省	
电动汽车充电基础设施建设工程	集中式充换电站	新增超过 400 座公共服务领域专用充换电站，新增超过 240 座各类公共充电站，新增超过 160 座城际快充站	建成	全省	120
	分散式充电桩	新增超过 19.8 万个用户专用充电桩，新增超过 1.2 万个公共充电桩	建成	全省	
合计预估投资 3426 亿元					