

浙江省电力产业竞争力发展报告 (2017 年度)

浙江省电力行业协会
二〇一八年七月

目 录

前 言	1
一、浙江省电力行业发展现状	3
(一) 能源电力消费较快增长, 用能结构效率持续优化	3
(二) 清洁能源建设扎实推进, 清洁电力装机快速增长	4
(三) 电力供应服务安全稳定, 供电保障能力不断增强	6
(四) 电力企业稳步健康发展, 生产经营指标保持先进	7
二、浙江省电力行业发展特点与优势	8
(一) 全面推进“十三五”电力发展规划实施	8
(二) 加快创建清洁能源示范省	11
(三) 统筹促进网源协调	14
(四) 科技引领产业创新	14
(五) 持续拓展服务能力	16
(六) 试点推进智能电力	18
(七) 改革推动机制创新	19
三、浙江省电力行业发展面临机遇与挑战	21
(一) 电力供需平衡存在严峻挑战	21
(二) 实现“双控”目标仍有困难	22
(三) 调峰能力建设需要引起重视	22
(四) 电网安全稳定运行需加强支撑	23
四、行业发展趋势分析及对策建议	24
(一) 抓紧落实确保电力安全充足供应的有关措施	24
(二) 加大节能节电工作力度	25
(三) 进一步优化“十三五”能源电力规划	27
(四) 优化创建清洁能源示范省的实现路径	28
(五) 推动新一代电力系统建设	29
(六) 积极稳妥推进电力体制改革	30
(七) 建立促进行业健康发展的调研交流咨询机制	31
五、电力行业龙头骨干企业基本情况介绍	32
(一) 国网浙江省电力有限公司	32
(二) 浙江省能源集团有限公司	33
(三) 国华电力浙江分公司	34
(四) 华能浙江分公司	35
(五) 国电浙江分公司	35
(六) 大唐浙江分公司	36
(七) 华电浙江分公司	37
(八) 中核集团在浙企业	37
(九) 中能建集团在浙企业	38
(十) 中电建集团在浙企业	39

前 言

电力行业服务于国民经济各产业的健康发展和社会各项事业的持续进步，是关系国计民生的能源支柱行业。在我国社会主义现代化建设进入新时代的背景下，能源革命和再电气化迅速发展，多方面技术创新和技术融合正深刻变革传统能源电力系统，及时分析和综合研判我省电力及相关能源领域综合竞争力的发展趋势，问题导向，集思广益，遵循规律，超前谋划，积极推动我省能源电力系统的绿色化、智能化、服务化转型和高效率、高质量发展，对聚焦聚力高质量、竞争力、现代化，促进我省实现“两个高水平”目标，具有重要意义。

近年来，在省委省政府及能源电力主管部门的坚强领导和全社会的支持下，我省电力行业贯彻十九大精神，坚持新发展理念，落实能源革命战略，取得长足的发展和进步。2017年，全省全社会用电量4193亿千瓦时，全口径装机容量8899万千瓦。人均用电量7412千瓦时，人均装机容量1.57千瓦，均居东部沿海省市前列。

在新一轮科技革命和产业变革的带动下，能源电力科技创新空前活跃、层出不穷。在传统电源清洁化、高效化发展的同时，风电、光伏发电产业突破性增长，发电效率不断上

升，建设成本持续下降，部分项目已具备与常规发电同等竞争的能力。以交通运输用能电气化为代表的能源消费变革蓬勃发展，能效提升明显，应用场景拓宽，发展影响深远。在持续增强发电智能控制的同时，用电负荷的精准智能控制逐渐进入在线运行，为全系统的安全经济运行提供协同优化调控技术措施。在部分地区，电池储能技术及项目进入商业运营。这些发展标志都预示在生产、消费、调控等环节同时提高绿色化、电气化、智能化水平的能源革命将为经济社会发展带来更为清洁、高效、安全和可持续的现代能源电力服务和增值服务。

在浙江省能源局的关心指导下，浙江省电力行业协会与各大龙头骨干电力企业等共同参与、集思广益、协调配合，立足浙江实际，结合新时代新形势新要求，广泛听取有关制造企业、互联网企业、大学、研究机构专家意见，开展浙江省电力行业竞争力发展趋势分析报告（2017年）的调研和编写。报告总结浙江省电力行业发展现状、特点和优势，简要分析发展面临的机遇和挑战，分析研判能源电力生产要素条件、消费需求、相关支撑产业、企业战略与竞争状态、政府政策等有关竞争力因素的状况和发展趋势，对保障行业持续健康发展提出初步对策与建议。

对各有关方面给予的关心指导、支持配合、热忱帮助表示衷心感谢。

一、浙江省电力行业发展现状

改革开放以来，浙江电力行业进入快速发展期，发展水平保持全国前列，1978年~2017年，全社会用电量增长57倍，已基本形成电网坚强、网源协调、设备健康、调控智能、指标先进、人才汇聚的能源支柱行业，较好保障了全社会的电能供应和优质服务，积极落实创建清洁能源示范省行动计划，有力支撑浙江经济社会建设取得历史性成就。

（一）能源电力消费较快增长，用能结构效率持续优化

2017年，浙江省全社会用电量4193亿千瓦时，增长8.2%，占全国6.6%，仅低于广东、江苏和山东，列全国第四位。全省人均用电量7412千瓦时，高于江苏、上海、广东、山东等东部沿海省市，也高于英国、西班牙、意大利等西方发达国家。电力消费继续呈现结构性升级调整，一产用电量28亿千瓦时，同比增长7.4%；二产用电量3045亿千瓦时，同比增长8.2%；三产用电量573亿千瓦时，同比增长11.1%；居民生活用电量547亿千瓦时，同比增长5.9%。三次产业与居民用电量占比由2010年的0.61:78.22:9.86:11.31调整为0.67:72.62:13.66:13.05，其中二产用电比重下降5.6个百分点，三产用电比重上升3.8个百分点。



图 1-1 2013-2017 年浙江省能源与电力消费

全省 GDP 51768 亿元，同比增长 7.8%，占全国 6.3%。全省能源消费总量 2.10 亿吨标准煤，同比增长 3.7%，占全国 4.7%。单位 GDP 能耗 0.42tce/万元（按 2015 价格计算），同比下降 3.7%。能耗强度约为全国平均水平四分之三，2016 年全国单位 GDP 能耗为 0.59tce/万元（2015 年可比价格）。电能占终端能源消费的比重进一步上升。

（二）清洁能源建设扎实推进，清洁电力装机快速增长

截至 2017 年底，浙江省全口径发电装机容量 8899 万千瓦，占全国 5.01%，全省人均装机容量 1.57 千瓦/人，居东部沿海省市前列。省内煤电装机占比逐年下降，电源结构进一步优化。截至 2017 年底，全省非化石能源装机 2923 万千瓦，占全口径装机 32.8%，比上年提高 4.1 个百分点。

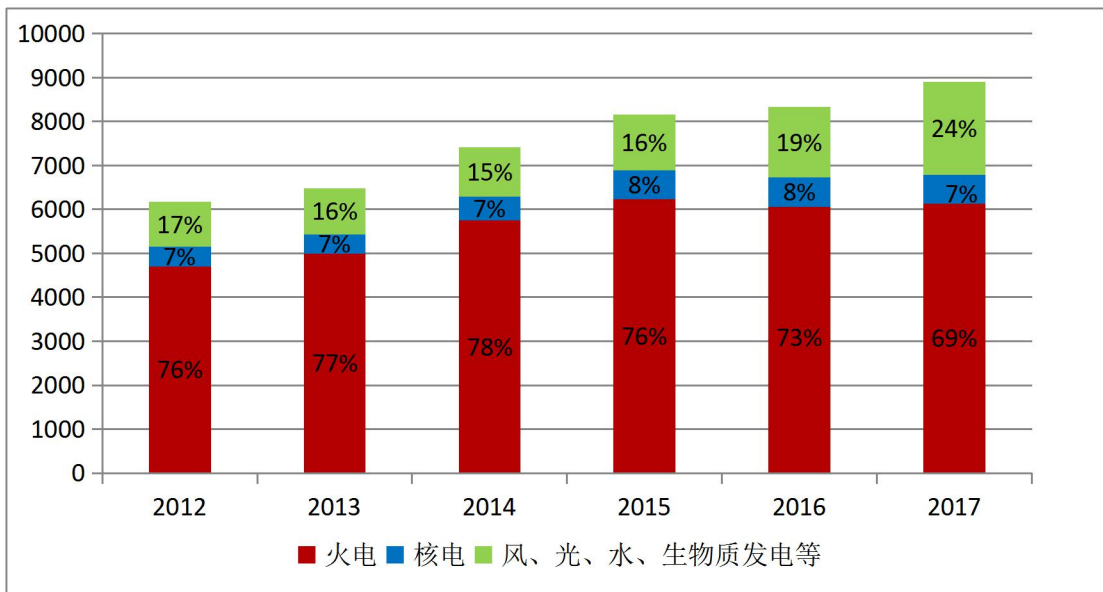


图 1-2 2012~2017 年浙江全口径发电装机容量与增速

省内全口径发电量 3348 亿千瓦时，非化石能源发电量 887 亿千瓦时，占全社会用电量的 21.2%，占全口径发电量的 26.5%，比上年降低 1.5 个百分点，主要原因是水电发电量减少。其中：风电 25.36 亿千瓦时，同比增长 8.32%；太阳能发电 56.33 亿千瓦时，同比增长 154.05%；生物质发电 82.49 亿千瓦时，同比增长 16.87%。非水可再生能源发电装机为 1105.2 万千瓦，发电量为 164.3 亿千瓦时，分别比上年增长 90.6 %、41.3 %。

2017 年，浙江 6000 千瓦及以上火电供电标煤耗 296 克/千瓦时，比全国同口径平均水平低 13 克/千瓦时。其中，统调火电机组供电标煤耗 294 克/千瓦时。

（三）电力供应服务安全稳定，供电保障能力不断增强

2017年，浙江电网连续保持安全稳定运行，圆满完成党的十九大、世界互联网大会、第十三届全国学生运动会等重大活动保电任务，积极应对极端天气和自然灾害频发的影响，出色完成防御雨雪冰冻灾害恢复供电任务。全年电力供需保持平衡，未出现拉限电情况。积极消纳水电、核电、风电、光伏等清洁能源，是全国唯一实现新能源全消纳的省份。

全省电网建设与改造完成274亿元，投产110千伏及以上线路2950公里，变电容量2442万千伏安。基本形成以“两交两直”特高压为骨干、主网架南北贯通、东西互供、交直流互备的坚强智能电网。浙江电网与华东区域各省市电网相互连接，跨区、跨省电力资源配置能力大幅增强，为高水平地满足浙江经济社会发展的安全可靠供电，奠定了扎实基础。

加强“大云物移智”新技术融入电网生产指挥体系的信息化、智能化、一体化建设，建成主网省地两级生产指挥体系和配网省地县三级供电服务指挥体系。切实提升设备管理、运行管理、服务协调、业务管控的质量和效率。

2017年，浙江电网综合线损率4.13%，比去年降低0.06个百分点，低于全国平均水平2.27个百分点。2017年，中心城市供电可靠率99.962%，城镇供电可靠率99.947%，乡村供电可靠率99.842%，保持在较高水平。

表 1-1 2013 年-2017 年浙江电网规模统计

单位：座，万千伏安，万千瓦，千米

电压等级	电网规模	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
1000 千伏	变电站数目	1	3	3	3	3
	变电容量	600	1800	1800	1800	1800
	线路长度	354	1186	1186	1186	1186
±800 千伏	变电站数目	/	1	1	2	2
	换流容量	/	800	800	1600	1600
	线路长度	/	412	412	526	526
500 千伏	变电站数目	34	36	39	42	42
	变电容量	7265	7665	8505	9205	9505
	线路长度	7262	7806	8364	8696	8821
220 千伏	变电站数目	263	280	290	303	317
	变电容量	10236	11292	11874	12756	13626
	线路长度	14726	15493	16142	16626	17474
±200 千伏	变电站数目	/	5	5	5	5
	换流容量	/	100	100	100	100
	线路长度	/	146	146	146	146
110 千伏	变电站数目	1119	1158	1212	1280	1335
	变电容量	10130	10900	11617	12483	13096
	线路长度	20990	21991	22816	24016	24840

（四）电力企业稳步健康发展，生产经营指标保持先进

截至 2017 年底，全省 6000 千瓦及以上电厂 528 家，其中水电 129 家，火电 263 家，核电 4 家，风电 41 家，太阳能 91 家。全省电力企业主要包括国网浙江省电力公司、浙江省能源集团有限公司、国华电力浙江分公司、华能浙江分公司、国电浙江分公司、大唐浙江分公司、华电浙江分公司、中核集团在浙企业、中能建在浙企业、中电建在浙企业等。其中，国网浙江省电力公司和浙江省能源集团有限公司分别为全省规模最大的电力供应和电力生产企业，2017 年营业收入分别达到 2272 亿元和 818 亿元。

浙江能源电力设备制造企业主要包括正泰新能源、晶科能源、运达风电、桑尼能源、南都电源等，均具有较强的市场开拓和竞争能力，针对不断变化的市场需求，创新发展先进和前沿适用技术，取得较好经营业绩。

2017年，电力行业相关企业积极落实创建清洁能源示范省行动计划，加快清洁能源产业和绿色节能产业发展，保持生产技术和经营管理水平稳步提升。

二、浙江省电力行业发展特点与优势

2017年，浙江电力系统紧紧围绕高质量服务“两个高水平”建设，积极推进电力发展“十三五”规划实施和清洁能源示范省创建工作，在推动行业绿色发展、智能发展、高质量发展方面都取得优异成绩，主要指标位居全国前列，扎实开启了构建清洁低碳、安全高效能源电力系统的新征程。

（一）全面推进“十三五”电力发展规划实施

浙江省电力发展“十三五”规划执行情况如表 2-1 示。

表 2-1 浙江“十三五”电网规划执行情况

指标类型	指标名称	单位	2015年	2017年		2020年原规划目标		评估结论
				值	两年年均增速	值	五年年均增速	
电力保障	全省用电量	亿千瓦时	3554	4193	8.6%	4220	3.5%	高于预期
	全省最高电力负荷	万千瓦	6290	7650	10.3%	8030	5.0%	高于预期
	境内电力装机总量	万千瓦	8215	8900	4.1%	9400	2.7%	高于预期
	区外来电	万千瓦	1487	1890	12.7%	2240	8.5%	高于预期
	220千伏及以上变电容量(含换流容量)	万千伏安	23070	26531	7.2%	33640	7.8%	达到预期
	220千伏及以上线路长度	公里	26100	27535	2.7%	34410	5.7%	达到预期
结构优化	非化石能源装机比重	%	25.4	32.8	13.7%	36.3	7.4%	好于预期
	非化石能源发电量比重	%	18	26.6	21.6%	24	6.0%	提前实现
	非水可再生能源装机比重	%	5.2	12.4	54.4%	13.9	21.7%	好于预期
	非水可再生能源发电量比重	%	2.3	4.4	38.3%	7	24.9%	达到预期
	煤电装机比重	%	56.1	52.4	-3.4%	49.3	-2.6%	好于预期
	煤电	万千瓦	4606	4663	0.6%	4635	0.1%	高于预期
	气电	万千瓦	1228	1230	0.1%	1250	0.4%	高于预期
	油电	万千瓦	214	6	-83.3%	0	-100.0%	达到预期
	核电	万千瓦	657	657	0.0%	907	6.7%	达到预期
	抽水蓄能	万千瓦	308	458	21.9%	493	9.9%	未达预期
	水电	万千瓦	694	702	0.6%	704	0.3%	达到预期
	风电	万千瓦	104	133	13.1%	400	30.9%	未达预期
生物质发电	万千瓦	103	158	24.4%	110	1.3%	提前实现	

指标类型	指标名称	单位	2015	2017年		2020年原规划目标		评估结论
	指标类型	光伏发电	万千瓦	220	814	92.4%	800	29.5%
海洋能发电		万千瓦	0.415	0.42	0.6%	0.755	12.7%	达到预期
余能综合利用发电		万千瓦	81	79	-1.2%	100	4.3%	未达预期
节能减排	煤电平均供电煤耗	克标煤/ 千瓦时	298	296	-0.3%	295	-0.2%	达到预期
	电网综合线损率	%	4.24	4.13	-1.3%	4.2	-0.2%	提前实现
民生保障	配电网供电可靠率	%	99.952	99.866	-	99.966	-	达到预期
	其中：中心城市（区）	%	99.987	99.962	-	99.991	-	达到预期
	城镇	%	99.946	99.947	-	99.957	-	达到预期
	乡村	%	99.922	99.842	-	99.925	-	达到预期
	电动汽车充（换）电站	座	280	863	75.6%	800	23.4%	提前实现
	电动汽车充电桩（公用）	万个	0.3	1.6871	137.1%	1.2	32.0%	提前实现

全省全社会用电量连续两年保持较快增长，增速分别为9.0%和8.2%，高于规划预期的3.5%的目标。得益于政府加强指导，得益于电力行业重视发电燃料供应、近两年火电利用小时较低的发电能力储备、发电机组可靠性较好、电网建设适度超前、年度计划和运行方式精准合理安排、外来电能及时补充等诸多积极因素，虽然需求增长大幅超出规划预期，在全行业协同努力下，共同保障了全社会电力充足供应。省外送入电量（联络线）839.97亿千瓦时，比上年增长24.2%。

我省电力发展“十三五”规划实施情况总体受控，规划主要目标任务有望提前完成。电源装机增长、清洁装机占比、区外来电增长均好于预期，光伏发电装机容量连续两年翻番增长。电力保障能力建设高于预期，结构优化持续改善，节能减排达到目标，民生保障相关项目提前完成。但电力消费需求较快增长和调峰能力不足，对外来电力、本省电源装机及系统调节措施提出更高要求，需要引起重视。

（二）加快创建清洁能源示范省

积极落实清洁能源示范省创建行动计划，完成项目建设有关任务。推进电力清洁化发展，顺利推进“百万家庭屋顶光伏工程”建设，全省家庭屋顶光伏并网户数15.8万户，装机规模89万千瓦，安装户数和规模全国第一，全省光伏发电装机814万千瓦，同比增长140.69%。三门核电一期工

程建设加快推进,二台机组均已投入商业运行;长龙山抽水蓄能项目建设顺利开展;国电分公司普陀6号海上风电项目部分机组并网发电;三澳核电和三门核电二期工程前期工作有效推进,宁海抽蓄、缙云抽蓄获得核准并开工建设,浙能嘉兴1号海上风电获得核准。

电源企业加快实施化石能源清洁化高效化改造,在全国率先完成全部统调煤电机组超低排放改造,超低排放改造机组容量达4269.19万千瓦。积极开展地方燃煤热电超低排放改造工作,目前改造工作完成超过80%。2017年,浙江清洁煤电装机占煤电总装机比重91.6%、同比上升1.6个百分点,电煤消费占煤炭消费比重达到81%左右,同比上升5.8个百分点。

全省“十三五”前两年累计完成煤电机组节能改造16台机组共944万千瓦,实现节煤量39万吨标煤;共淘汰关停10家企业,共计29台23.25万千瓦的小火电机组。宁海电厂完成六台机组绿色升级改造工作,在创造效益的同时,保护了周边生态环境。电力领域煤炭消费占比持续下降,二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物,烟尘排放同比均有下降。

浙能集团省火力发电高效节能与污染物控制技术研究重点实验室获得批准,开展火电机组高效节能改造与运行性能优化技术、烟气多种污染物协同治理与废水处理技术、设备运行可靠性及可调性技术等研究,最大限度挖掘机组节能

潜力，降低机组供电煤耗，减少污染物排放，保障机组安全、经济、环保运行。

浙江电网加快实施电能替代工程，2017 年全省共完成电能替代项目 3328 个，实现替代电量 81.6 亿千瓦时。全力推进电动汽车充电基础设施建设，全省新增充换电站 378 座，公用分散充电桩 6930 个，累计共有电动汽车充（换）电站 863 座，拥有电动汽车电桩（公用）1.6871 万个。全省主要高速公路服务区实现充电设施全覆盖。坚持不断推进社会节能，共实施节能项目 31 个，累计节约电量 11.03 亿，节约电力 34.15 万千瓦。持续加强配电网节能改造，不断优化低压电网，缩短低压线路供电半径，减少线路损耗。替换高损配变为一级能效配电变压器，推进增容改造、导线扩径、无功补偿装置改造等，10 千伏分压线损降至 2.1%。

浙江电网依托已经投运的“两交两直”特高压工程，大幅提升远距离传输能力的同时为浙江引进清洁水电，推进能源供给侧清洁化发展，2017 年完成消纳清洁能源 804.62 亿千瓦时，占全社会用电量 19.2%。

积极推进宁波、温州、台州、嘉兴秀洲区国家新能源示范城市建设以及龙游、温岭和景宁三县（市）国家绿色能源示范县建设。已培育 18 个清洁能源示范县、21 个新能源示范镇。

（三）统筹促进网源协调

浙江电网致力于全省经济社会发展提供安全可靠、清洁高效的能源电力保障，积极加强“两交两直”特高压电网和省域主干网架安全稳定运行，积极服务省内新建电源接入电网，同步优化梳理 500 千伏及以下电网，稳步推进舟山 500 千伏联网工程建设，有效保障全省电力供应和各类电源稳定接网运行。2017 年从三峡、溪洛渡等购入清洁水电 435 亿千瓦时，折合节约标煤 1305 万吨、减排二氧化硫 17.4 万吨。

开展配电网国际对标，着力提高配网信息化、智能化、一体化优化规划、高效运行、快速排障、优质服务等能力，全力推进电动车充电设施、云计算数据中心等多元化负荷全接入和风能、光伏等各类清洁能源全消纳的“两全”配网建设，进一步提高电网对新能源和新型负荷接入的适应性。2017 年，全省消纳新能源电厂发电量 164.25 亿千瓦时，同比增长 41.3%。

针对近年来浙江出现的调峰困难问题，浙江电网加强用电负荷预测，提前谋划统调燃煤机组调停计划，优化电网运行方式，合理安排天然气机组开机次序和发电量，做好局部电网供应不足的应急预案，保障了电网安全稳定运行

（四）科技引领产业创新

浙能集团和浙江大学等单位联合研制的燃煤机组超低

排放技术参展阿斯塔纳世博会，获得习近平总书记称赞，荣获国家技术发明奖一等奖。浙能自主研发的脱硫废水烟气蒸干技术，进入产业化推广；与中科院上海硅酸盐研究所成立新能源联合研发中心，开展新一代太阳能电池、储能电池技术研究。

国网浙江电力“电能表智能计量检定技术与应用”成果，荣获国家科技进步二等奖。该技术在浙江省内多家公司及全国 26 个省级计量中心应用，产生直接经济效益 1.90 亿元。截至 2018 年 4 月底，电能表智能检定系统累计检定检测表 1.80 亿只，推广效益 17.93 亿元。公司承担的国家 863 科技项目“高密度分布式能源接入交直流混合微电网关键技术”研究课题，在通过中期评估并获得专家好评后，继续取得积极成果，初步完成课题任务。浙江电力共取得国网科学技术奖励 31 项，浙江省科学技术奖 11 项，中国电力科学技术奖 5 项。浙江电力作为第一完成单位的奖项数量位列国网系统第一。同时，加快推动试点成果标准固化，编制完成 8 项国网公司企业标准。

浙江电网积极开展就地化保护研究和试点，嘉兴 110 千伏齐家变作为全国首个实现线路、主变和母线全站就地化保护的变电站通过国网公司验收。

浙江省电力行业深化技术创新与应用并举，投运先进发输配电设备和技术。三门核电是国内首个采用世界最先进第

三代压水堆 AP1000 技术的核电站，计划于今年投产发电。运达风电采用低风速风电技术和风机超长柔性叶片应用，实现发电能力与载荷的最佳匹配，大幅提高风电机组的技术经济性；开展风电场大数据智慧运维系统研发，努力实现风电降本、提质、增效。世界首台 3.4 兆瓦林东模块化大型海洋潮流能发电系统的首批 1 兆瓦发电模块顺利下海发电，实现了大功率发电、稳定发电、并入电网三大跨越。

（五）持续拓展服务能力

综合能源服务业务是能源电力行业服务经济社会的拓展领域，具有良好发展前景。行业内相关企业继续开拓综合能源服务业务和能源互联网实际应用，持续提升服务经济社会和人民生活用电需要的综合能力，主要开展传统能源高效梯级利用、分布式能源开发、电动汽车充换电设施建设、港口岸电建设、网络建设运营、综合节能改造、能效管理、电能替代等服务。

国网浙江电力一方面积极提升传统领域服务质量，以服务赢取市场，新增园区服务机构 55 个，开辟园区业扩“绿色通道”，办理效率提升 28%。促成交通运输部、国家能源局、国网公司运河岸电战略合作，率先建成浙江段 135 套岸电设施。优化全省电动汽车充电网络布局，完成充电量 2478 万千瓦时。

另一方面，积极拓展综合能源服务，将原节能服务有限公司提格重组为国网浙江综合能源服务有限公司，全新设计业务布局，积极开拓综合能源服务市场，主要从能源资源综合利用、能源基础服务、清洁能源开发供应、市场化配售电产业、节能服务产业、能源数据增值服务、能源金融服务等七个方面开展综合能源服务。初期具体实施包括杭绍甬智慧高速公路全路程照明、全路程无线充电、挖掘可再生能源利用在内的十三项综合能源服务项目。

浙能集团等发电集团在深入挖掘原有能源生产技术同时在分布式能源开发、综合节能改造、天然气、油品、功能站等领域开展综合能源服务。2017年，浙江省重点推进区域能评改革试点工作，浙能集团下属浙电能源切实承担起沃尔沃小镇节能减排、区域能源“双控”任务，依法开展能评事中事后监管，建立企业用能承诺信用制度，在设计过程中充分体现节能理念，建设生产过程中合理选择生产工艺和设备，节电量达7604.17万千瓦时，节能效益突出。

省内发电集团、电力工程、电气装备制造等企业已成立多家售电公司，主要开展工业侧需求响应服务，提供用能咨询服务，帮助客户设计用能方案，提供相应的节能改造服务等，将售电与提供各种增值服务融合开展综合能源服务。

部分综合能源服务公司，如浙江华云设计等技术咨询公司，积极开展全电压等级新能源并网、用户负荷并网接入能

力等滚动分析研究，结合“互联网+”应用体系，快速构建节电节能、电力需求侧管理、微网一体化、能源交易等生态化应用，向用户提供全方位的综合能源咨询和分析服务。

（六）试点推进智能电力

智能电力是能源互联网的核心，涉及发、输、配、售、用、调、通各环节。2017年电力企业在智慧电厂、智能电网领域对大数据、物联网、云计算、先进测量与智能控制等技术进行系统化应用，在实现传统技术和信息技术融合方面进步明显。国网浙江电力基于阿里云的智能供电服务指挥系统对电网各专业、各业务进行集中管控，不断提升效率和智能化水平。浙能集团、华电浙江分公司等发电企业都开展智能电厂、风光电智能集成运维的研发和应用。

浙江电力行业贯彻国家关于互联网+智慧能源的政策精神，积极推进能源互联网示范项目，开展了“浙江省嘉兴城市能源互联网综合试点示范项目”、“湖州长兴新能源小镇‘源网荷储售’一体化能源互联网示范项目”的建设。

嘉兴项目位于海宁市，利用太阳能、生物质能、风能等可再生能源资源丰富，风电以及光伏发电量增长迅速等优势，大力推进城市能源互联网建设。示范项目内容包括完善基础设施和研发综合能源服务平台两大类，将以城市能源大数据共享平台为核心，以智能高效电网为支撑，完善整合清洁能源、低碳建筑、智慧用电、绿色交通等领域基础设施，实现

多资源协同的低碳节能、信息共享、供需互动、模式开放的新型能源供需平衡体系，形成可推广、可复制的“海宁模式”。

长兴新能源小镇位于长兴县画溪街道，已列入浙江省特色小镇创建名单，规划面积 3.3 平方公里，汇聚了超威、天能、皇明等新型蓄电池、新能源汽车（含关键零部件）、太阳能光伏光热等新能源企业。长兴新能源小镇“源网荷储售”一体化能源互联网示范项目主要包括虚拟电厂控制中心、分层架构储能系统、分布式光伏电站、需求响应系统、冷热能源站（利用电厂蒸汽）、电动汽车充电设施等，总投资约 2.75 亿元。项目规划建设“虚拟电厂”综合运行服务平台，结合新能源、储能和工商业用户非核心生产设备、空调、照明等用电设备柔性改造，部署智能需求侧响应终端设备和主站系统，提供用户用能数据监测、分析，通过合理减少终端用电需求，实现源网荷储友好互动。

（七）改革推动机制创新

2017 年，省能源局坚持把改革创新作为能源工作重要动力，着力推进“最多跑一次”改革，电力体制改革和用能权交易改革，取得显著成效。

浙江电网有序推进电力直接交易，完成用户直接交易电量 993 亿千瓦时，惠及企业 5.8 万户，降低用电成本约 30

亿元。创新电力交易品种，组织省内外 22 家发电企业参与替代发电交易，交易电量 61.9 亿千瓦时。完成跨区可再生能源现货交易电量 10.7 亿千瓦时。

完成输配电价改革。积极推进增量配电业务改革试点，增量配电放开稳妥有序。积极开展现货市场试点，引进具有电力市场建设运行经验的咨询团队，有序推进浙江电力现货交易规则的制定。

扎实开展用户业扩接电专项治理，细化落实园区客户“直供到户”。深化“互联网+营销服务”建设应用，电子渠道客户数达 2002 万户，累计线上交费 2 亿笔。积极打造“全能型”乡镇供电所，建成精品台区带 20 条、精品台区 100 个，助推美丽乡村建设。建成 14 家“三型一化”营业厅。推行办电“最多跑一次”，首推房产和电水气联动过户，实现 16 类业务“一次都不跑”，5 类业务“最多跑一次”。

浙能集团筹组成立省石油公司、能源服务公司等，开展综合能源服务体系建设。其他各发电集团分公司在深入挖掘原有能源生产技术同时在分布式能源开发、综合节能改造、区域微电网、天然气、油品、功能站等领域开展综合能源服务。浙江省电力设计院抢抓能源结构优化升级及能源全领域、全环节智慧化发展机遇，围绕现代能源体系建设，在煤炭清洁高效利用、可再生能源开发利用、智能电网、综合能源系统构建等重点领域组织专项研究，抢占转型先机，由“跟跑

者”转向“引领者”。

三、浙江省电力行业发展面临机遇与挑战

2017年是落实“十三五”电力规划成果丰硕的一年，浙江电力行业发展跨上新的台阶。在能源革命和再电气化深入发展的过程中，我省能源电力行业的清洁高效转型和高质量发展既面临难得机遇，也面对严峻挑战。

（一）电力供需平衡存在严峻挑战

近两年，我省能源和电力消费总量均加快增长，明显高于“十三五”规划预期，既为加快能源电力清洁高效转型提供了有利的增量发展空间，也给保障电力供需平衡、实现能源双控目标带来严峻挑战。考虑到我省加快“两个高水平”建设、实体经济增强、再电气化广泛发展、人均收入提高促进消费、油气资源价格上升等叠加效应，也考虑大力推动节能减排、强化“双控”目标分解和措施落实、用能权交易等综合作用，多数专家意见“十三五”后三年及“十四五”初期，电力消费需求的增长大概率不低于“十三五”规划预期的速度。

与此同时，“十三五”规划中，可参与电力平衡的常规发电装机三门核电一期两台机组、镇海煤机改造均有所推迟，其他可再生资源难以足量参与电力平衡。再考虑周边省市及

全国用电量增速均超出规划预期，预计未来“十三五”后三年及“十四五”初期浙江电网将不同程度出现电力短缺甚至电量缺口的局面。需及早谋划并抓紧落实相关措施。

（二）实现“双控”目标仍有困难

2017年，浙江全省能源消费量2.10亿吨标煤，比上年增长3.7%，比控制目标高出1.4个百分点。全省用电量4193亿千瓦时，增长8.2%，高于规划预期增速。2018年及今后几年，全省能源“双控”压力仍然较大。

完成能源“双控”的较大压力又为可再生能源持续快速发展提供了较好机遇。而要完成或超额完成可再生能源规划目标，又需要重视并解决以下问题：一是资源环境约束进一步突出，集中式光伏发电用地问题、陆上风电用林问题、海上风电选址问题凸显，需要协调解决。二是部分区域可再生能源发展不够平衡，并网容量比较集中，导致电网调节困难和设施重载，需要对重点区域明确缓解措施。三是分布光伏发电设计、安装、接网、运维等诸多环节安全质量意识不强，存在风险，需进一步规范。

（三）调峰能力建设需要引起重视

随着我省产业结构和电能消费结构转型升级，第三产业用电比重逐年升高，为提升综合能效，降低全社会能源消费和GDP单位能耗提供了机遇。但也带来峰谷差逐年增大，年

用电负荷率持续下降，火电设备利用效率下降，系统调节困难的挑战。同时，省内可再生间歇式电源及核电等非调峰电源逐年增加，加剧了调峰能力不足的矛盾。一般而言，自然峰谷差和可再生间歇式电源还将逐年增加，因此，迫切需要优化调整电源结构和运行机制。据统计，2015-2017 年日最大峰谷差（调度口径）分别为 2339 万千瓦、2372 万千瓦、2642 万千瓦，增长明显。

目前省内常规燃煤机组的基本调峰能力不足以支撑电网的调峰需求，天然气机组只能纯顶峰运行、频繁启停，机组可靠性降低。应考虑从发电、受电、用电各个环节，全方位对电网调峰能力进行挖掘，包括研究采用更具峰谷调节时效的峰平谷电价，共同保障电力系统安全稳定运行，降低系统成本，提高系统效率。

（四）电网安全稳定运行需加强支撑

我省已经建成“两交两直”特高压电网，为能源电力系统高质量发展奠定良好基础。但随着用电较快增长，交直流线路高功率受入时数增加，多回直流连锁故障、大功率输送情况下多重故障潮流转移威胁电网安全稳定运行的风险加大。需要增强电网调控的技术和管理措施，加强运行方式分析和反事故预想及联合演练。

我省人均用电量已经达到较高水平，在用电需求较大的

中心城市核心区，负荷密度较大。由于变电站及线路选址、供地困难，邻近市民对输变电工程的邻避效应，导致规划变电站和线路无法落地，存在部分主变重载、局部供电能力不足的问题。在部分分布光伏集中接入点，由于可平衡负荷量不足，存在潮流倒送现象，存在高比例电力电子设备影响电能质量的问题。

四、行业发展趋势分析及对策建议

根据我省电力行业历年发展的实际和趋势分析，为适应能源革命和再电气化深入发展的形势，加快构建省域清洁低碳、安全高效的能源电力体系，促进浙江电力行业竞争力的持续提升，加快竞争优势的形成，提出以下初步建议和对策。

（一）抓紧落实确保电力安全充足供应的有关措施

面对因能源电力消费较快增长，而可能出现的电力电量缺口，建议把保障供需平衡，适当留有余地，当作首要任务，抓紧开展一揽子相互协调配合解决措施的研究落实。电源方面主要包括：一是完善接网线路，释放部分燃机发电潜力；二是抓好在建电源建设，保证按时或提早投产；三是恢复宁东侧电源建设，争取早日投产，充分利用宁绍直流满送浙江；四是筹划新的特高压输电通道、电源建设，抓紧开工，争取早日建成送电浙江；五是继续落实光伏发电规范建设，加强

安全质量风险管理，促进光伏持续稳定健康发展；六是严格落实风电建设业主的环境保护、水土保持责任，探索陆上“美丽风电”建设试点，继续支持海上风电发展；七是确定新一批核电和抽蓄项目前期工作计划，抓紧核准、开工建设；八是跟踪国家对于煤电、气电规划建设预警情况发布，在采用超低排放或清洁煤电技术基础上，适时恢复省域煤电前期工作，拟定计划，按照国家要求推进工作；九是继续重视煤油气一次化石能源的安全经济供应和适量储存，保障省域能源安全。

对于一揽子解决方案所列出的备选项目，可纳入电源储备项目管理，并常态化根据政策、技术、环境发展更新有关经济技术指标，核算并比较项目投入产出效益、平均上网电价、前期工作和建设投产周期、供电能力、环境影响、调峰能力、接入系统工程、业主能力等。

（二）加大节能节电工作力度

坚持开发与节约并重，持续挖掘用能用电方面的节约潜力，在不降低能源电力服务质量的基础上，节约能源电力消耗，并由实施和参与主体分享节约效益，保证节能节电工作深入持续开展，大力促进能源电力行业高质量发展的重要方面。建议开展以下工作：

一是分解下达节能和“双控”指标，广泛宣传节约能源、

绿色发展，完善节能节电政策法规体系，尽快形成节能节电长效机制和全社会节能节电协同机制；二是鼓励社会力量投入节能节电产业，推出有效激励政策，对节能公司、综合能源服务公司开展的经济效益好、节能成效高、投入成本小的项目开展试点示范，大力推广节能节电生产工艺和生活方式；三是开展峰平谷电价政策影响峰谷差作用调研，出台鼓励削峰填谷、提高负荷率的政策，鼓励实施需求侧管理项目和需求响应项目，试点电网侧储能装置应用，以更少的装机满足更多的用电需要；四是在保证通讯、控制、量测、数据安全的基础上，推进用户端设备的数字化和智能化建设，拓宽用户与电网多维互动渠道，推动用户建设需求侧管理项目，积极、深入地参与电力系统调节，实现社会与能源电力系统以智慧的方式高效耦合运行，减轻调峰压力，提高系统效率；五是发挥浙江市场经济、互联网经济比较发达的优势，抓住物联网技术已逐渐成熟的时机，鼓励采用云计算、物联网、先进算法构建全社会节能节电先进适用且成功成熟的案例，积累知识，聚类集成，优化迭代，大力推广能效项目，加快资源节约型社会建设，促进省域数字经济发展。

对于区域节能节电项目、需求侧管理项目 DSM、需求响应项目 DR 等，也可纳入各市县需求资源储备项目管理，核算并比较节能节电成效、投入成本、削峰填谷能力、前期及建设周期、推广规模、技术难度、业主能力等。

（三）进一步优化“十三五”能源电力规划

进入新时代，能源、电力的相互联系更加紧密，不可分割。电力是能源的主要子系统，一般而言，电能占终端能源消费的比重逐年上升，并将推动能源系统绿色化、智能化、高效化发展，有利于能源互联网的发展和整体效率提升。目前，一次化石能源仍是电力生产的主要原料；能源消费需求的电气化发展趋势明显，是电力服务拓展的空间；大部分可再生能源均转化为电能，其长期发展将推进能源电力体系的绿色高效转型，并可能替代化石能源保障人类永续能源供应，实现以清洁和绿色方式、满足全球电力需求。正确把握电力与能源的关系，对于保持能源电力发展贴近于实际发展历程具有重要意义。

能源电力行业具有资金密集、技术密集、建设周期较长、关系国计民生的特点，当前又正处于能源革命迅速发展的时期，建议根据近两年能源电力发展实际，进一步优化调整“十三五”能源电力规划，适当调高电力电量需求水平，并展望至“十四五”、“十五五”。根据规划调整情况，借鉴发达电力系统的通常做法，适当公开10年规划期的相关内容，引导市场主体及早开展相关工作，及时做好相关资源的优化配置。

建议常态化（2-3年）开展规划执行评估和滚动修编工作，使规划预测与发展实际比较贴近，不发生大的偏离，使

资源配置能够得到常态化的调整。既保证能源电力系统建设具有充足的投入资源，也使投入的资源取得良好的效益。

建议逐步建立综合资源规划（IRP）的机制，同时开发电源侧发电和用户侧节电资源，在规划阶段即进行全系统的整体优化，同时比较优选推进电源开发项目或节能节电项目，适当迭代，保持电力系统总成本最小，提高系统整体效率。

（四）优化创建清洁能源示范省的实现路径

为始终保持创建清洁能源示范省路径的优化，需要在确定总体可行目标、路径、项目、措施之后，持续充分利用各方面先进技术的本体创新、融合创新、边缘创新，优化调整改进实现目标的途径、项目和措施，最终实现能源电力系统的清洁化、绿色化、高效化、智能化。

建议继续加强分布式光伏规范发展。滚动修编省级规划，加强规划指导作用，保持全省光伏发电平衡、充分、高效发展。出台全省分布光伏规范发展管理办法。各地市衔接省级布点布局，滚动修编本地规划，提前谋划光伏的建设和消纳问题，严格执行省级管理办法，各县区积极开展分布光伏建设、接入和运维等培训，规范企业行为，开展进网电工参与光伏工程安装调试、运行维护培训，促进分布光伏安全、规范发展。

建议在对风电项目明确准入要求，严格落实风电项目建

设业主的环境保护、水土保持责任，适时开展“美丽风电”建设试点。浙江海洋优势显著，海洋能资源丰富，建议加快制定出台海洋能相关扶持政策，促进海上风电、海洋能等综合利用。

建议继续加大电能替代支持力度，充分利用港口岸电设施，落实国家能源局开展水运领域电能替代要求，结合船舶到期退役，稳妥起步内河航运电气化。建议鼓励全省具备条件的大型煤电厂开展集中供热改造，并在大电厂有效供热范围内，有效禁止新建燃煤小热电。

建议支持电力装备业及关联产业绿色化、高效化、智能化、服务化发展，鼓励绿色制造和产品全寿命周期无害化利用、处理，既在创建清洁能源示范省过程中，锻炼成长一批优质制造企业，又规范要求，提高设备制造业的产品竞争力。

（五）推动新一代电力系统建设

新一代电力系统以实现新能源大规模友好并网与消纳、满足多元电力客户多样化需求、促进能源电力系统绿色智能高效为总体目标，基于可再生能源和清洁能源结合、骨干电网与分布式电源结合、主干电网与局域网结合，是具有“广泛互联、智能互动、灵活柔性、安全可控、开放共享”特征的能源生产、输送、分配和消费的系统，是可持续的综合能源电力发展模式。

为保证电力系统的长期安全稳定运行，建议加强高比例可再生能源并网的电力系统稳定运行研究；开展高比例外来电情况下保证我省电网安全稳定运行措施的研究；开展高比例电力电子设备电力系统安全稳定运行问题研究；开展发输变配售用调通各环节数字化智能化建设及其协同融合框架研究，并与智慧城市、数字经济建设相衔接，推动电力系统高质量、高效率发展，避免重复建设。

电网是电力系统的基础平台和中心枢纽，建议加大电网建设支持力度，保障电网满足供电需要，衔接远景发展目标。建议大力推进科技创新，鼓励新平台、新技术、新产品试点示范，推动产业转型升级；鼓励新业态、新模式、新工种的推陈出新，加强员工培训和人才培养；举办学术讲座和行业发展论坛，促进知识更新，拓宽技术视野，加强专业融合。

（六）积极稳妥推进电力体制改革

积极推进电力体制改革，有利于构建有序竞争的电力市场体系，释放市场活力，激发企业内生发展动力，促进行业资源优化配置和技术创新、经营管理水平的提升，接轨国际先进水平，增强行业竞争力，在创建清洁能源示范省和现代能源体系的过程中，更好发挥电力行业的主力军作用。建议从浙江实际出发，坚持有利于电力安全可靠供应、有利于供给侧结构性改革、有利于清洁能源示范省建设、有利于电

力行业健康可持续发展，统筹协调，周密谋划，有序推进电力市场体系建设，完善电力交易平台功能，开展电力市场技术支持系统建设，促进电网公平开放，促进浙江电力系统绿色、安全、经济发展。

根据目前电网调峰运行情况和发展趋势，建议加快建立并实施市场调峰辅助服务补偿的市场机制，大力促进电源灵活调节技术发展，开展峰平谷电价削峰填谷效益评估和机制更新研究，更好地促进广大用户深入参与系统调节，增强电网调峰能力，保障可再生能源发电的全额消纳，保障电力系统安全高效运行。

（七）建立促进行业健康发展的调研交流咨询机制

能源电力行业的持续健康发展离不开生产要素、社会需求和企业主体的兴旺发展，也离不开政府政策的正确指导和有力支持，离不开相关产业、咨询研究机构和高校的智力支撑。建议在大学习、大调研、大抓落实活动深入开展的过程中，建立起政府主导、企业主体、社会支持、协会建台的行业调研交流咨询机制和实体机构，开展学习调研、研究交流、软科学研究、建言献策等活动，实行表彰鼓励政策，委托政策调研，接轨国家能源电力等协会机构、国际同行研究智库，努力汇聚行业智慧，涵纳社会意见，共商共建共享，形成有价值、有分量的行业发展建议意见，服务政府科学决策、民

主决策，服务省域能源电力健康发展。

建议加强与省内外高等院校、专业研究、教育培训、行业协作等机构的合作，营造促进行业持续健康发展的协作交流平台，建设行业发展研究咨询机构，积极跟踪分析迅速发展的传统电力物理技术、数字信息人工智能技术、公众参与市场化竞争发展技术对能源电力系统绿色化、信息化、高效化、智能化发展的促进作用，参与行业发展规划评估、产业发展政策调查研究等。

建议大力支持行业平台建设，全行业同心协力，形成推动能源电力行业清洁高效、安全可靠发展和竞争力提升的生动局面，为经济社会跨越发展注入强劲动力。

五、电力行业龙头骨干企业基本情况介绍

（一）国网浙江省电力有限公司

国网浙江省电力有限公司是国家电网公司的全资子公司，是浙江省重要的国有能源骨干企业和公共服务企业，承担着建设、运营、发展浙江电网的使命。公司致力于保障更安全、更经济、更清洁、可持续的电力供应，为浙江经济社会发展和人民生活提供电力供应和服务，供电服务人口超过 5590 万人。

2017 年，公司售电量 3611 亿千瓦时。在服务于浙江经

济社会发展、加快浙江电力工业发展中，国网浙江省电力有限公司不断成长壮大。公司荣获全国文明单位、中国一流电力公司、全国五一劳动奖状、电力行业 AAA 级信用企业、全国电力供应行业排头兵企业、浙江省工业大奖金奖等称号。

展望未来，国网浙江省电力有限公司将大力弘扬红船精神，践行“努力超越、追求卓越”企业精神，当国家电网发展的排头兵、当浙江能源发展的引领者，以“建设具有卓越竞争力的国际一流现代能源企业”为战略目标，在履行三大责任、推动各项工作中干在实处、走在前列、勇立潮头。

（二）浙江省能源集团有限公司

能源集团有限公司成立于 2001 年，主要从事电源建设、电力生产、煤矿投资开发、煤炭流通经营、天然气开发利用、金融地产和能源服务等业务。集团共有控股、管理企业 200 余家，企业员工 22000 余人。

截至 2017 年底，集团控股管理发电装机总容量 3343 万千瓦，其中省内统调装机容量 2817 万千瓦，约占全省统调装机总容量的 50%。燃煤机组提前半年全面完成超低排放改造，“燃煤机组超低排放关键技术研发及应用”获评国家技术发明一等奖。集团管理火电机组平均供电标准煤耗 297.34 克/千瓦时，处于国内领先水平。2017 年完成煤炭供应 6100 万吨，实现天然气供应 87.09 亿方。

集团公司连续六次当选“浙江省最具社会责任感企业”，荣获首届浙江省工业大奖金奖，全国 500 强第 224 名，浙江省百强企业 21 名，浙江省服务业百强企业第 7 名，浙江省政府组织的首批“三名”培育试点企业。“浙能”商标认定为“浙江省著名商标”，“浙能集团”等三件省著名商标得以延续确认。

（三）国华电力浙江分公司

国华电力浙江分公司是北京国华电力有限责任公司授权的区域管理中心，代表国华电力公司在浙江范围内行使管理职权。浙江分公司下辖宁海、舟山、余姚三家电厂。

截至 2017 年底，浙江分公司下辖三厂注册资本 45.598 亿元，装机容量 621 万千瓦，占浙江省统调装机容量的 10.96%。2017 年发电量共计 258.41 亿千瓦时，实现利润 10.48 亿元。

国华舟山电厂 4 号机组是全国首台新建“近零排放”燃煤机组，国华宁海电厂在国内首次采用四管集束烟囱、封闭式圆形煤罐和海水冷却塔，截止 2017 年底，宁海电厂完成六台机组绿色升级改造工作，在创造效益的同时，为保护周边生态环境做出了应有的贡献。国华宁海电厂一期工程于 2007 年获得国家优质工程金质奖，二期工程于 2010 年获得中国建设工程质量最高奖项“鲁班奖”。

（四）华能浙江分公司

华能浙江分公司成立于 2009 年 3 月，是中国华能集团有限公司和华能国际电力股份有限公司在浙江地区的分支机构。管理华能玉环电厂、华能长兴电厂、华能桐乡燃机、华能浙江清洁能源分公司、石塘水电站等 5 家全资和控股企业。

截至 2017 年底，华能浙江分公司总资产达到 170.07 亿元，装机总容量 592.42 万千瓦，包含煤电、气电、水电、光伏等。在职职工人数 1468 人。2017 年发电量 277.39 亿千瓦时，实现年工业总产值 99.24 亿元。

华能玉环电厂曾荣获《亚洲电力》杂志“2006 年度最佳创新工程奖”、国家科学技术进步一等奖等奖项；华能长兴电厂是目前国内同类机组最高参数的超超临界、超低排放燃煤机组，脱硫废水零排放项目采用全球最前沿的正渗透浓盐水处理技术，荣获“全球年度最佳工业水项目大奖”。

（五）国电浙江分公司

原中国国电集团有限公司在浙江区域有国电电力发展股份有限公司、龙源电力集团股份有限公司 2 家二级单位从事电源项目开发和运营。国电电力发展股份有限公司下辖国电电力浙江分公司、北仑一发、北仑三发、宁波风电、瓯江水电、舟山海上风电、南浔热电、温州东屿发电厂、湖州浙

北留守处等 9 家单位，龙源集团下辖浙江龙源风电、温岭潮汐电站等 2 家单位。

截止 2017 年底，原国电浙江区域总注册资本 35.6 亿元，营业收入 63.3 亿元，装机 364.69 万千瓦，其中火电 320 万千瓦，水电 4.8 万千瓦，风电 39.5 万千瓦，潮汐发电 0.39 万千瓦。在职职工人数 1507 人。

一年来，陆上风电项目受政策影响前期推进受阻。燃机项目受气源价格、供应量、发电利用小时数影响，运营状况不乐观。

（六）大唐浙江分公司

中国大唐集团有限公司浙江分公司成立于 2013 年 12 月，原是大唐国际二级管理机构，目前已升级为集团公司二级公司。现阶段大唐集团在浙江境内包括五个已投产发电企业，即：浙江大唐乌沙山发电有限责任公司（2×65+2×60 万千瓦燃煤发电机组）、浙江大唐国际绍兴江滨热电有限责任公司（2×45.2 万千瓦燃气热电机组）、浙江大唐国际江山新城热电有限责任公司（2×12 万千瓦燃气热电机组）、浙江大唐国际新能源有限责任公司平湖风电场（14×0.2 万千瓦风电机组）、浙江大唐国际新能源有限责任公司乌沙山厂区光伏电站（36.9885MWp）。另有浙江大唐乌沙山二期项目、浙江大唐国际海宁燃气热电项目、浙江大唐国际象山海水淡化项目、

浙江大唐国际泰顺抽水蓄能项目等数个前期筹备单位。

（七）华电浙江分公司

华电浙江分公司成立于 2003 年 4 月，是中国华电集团有限公司在浙江省的分支机构。管理华电半山公司、乌溪江公司、下沙公司、江东公司、龙游公司、舟山公司等 10 家全资和控股企业。截至 2017 年底，公司在职职工 1621 人，总资产达到 112 亿元，装机容量 450.8 万千瓦，其中气电机组 402.65 万千瓦，形成了以气电为主，具有水电、风电、太阳能等多种能源结构的绿色发电格局。

多年来，浙江分公司以“服务浙江发展、创造绿色能源”为己任，在提供安全稳定的能源同时，为区域的环境保护做出了突出贡献，先后荣获中国华电集团公司“文明单位标兵”“先进企业”，省“G20 优秀志愿服务集体”等多项荣誉称号。所属半山公司是国内首座装机规模突破 2000MW 的燃气电厂，荣获“中国电力优质工程奖”，乌溪江公司蝉联五届全国文明单位，荣获浙江省企业文化建设示范单位、浙江省“五一”劳动奖状。

（八）中核集团在浙企业

中核集团在浙江主要有秦山核电、三门核电。

秦山核电是中国大陆核电的发源地，总装机容量为 657.4 万千瓦，年发电量约 500 亿千瓦时，是目前国内核电

机组数量最多、堆型品种最丰富、装机容量最大的核电基地。截至 2017 年 12 月底，秦山核电基地已安全运行 105.04 堆·年，累计安全发电 4847.59 亿千瓦时，相当于少消耗标准煤约 1.55 亿吨，减排二氧化碳约 4.85 亿吨、二氧化硫约 293.2 万吨，相当于造林 183.69 万公顷。

三门核电成立于 2005 年 4 月 17 日，全面负责三门核电站的建造、调试、运营和管理。三门核电采用美国西屋公司开发的第三代核电技术 AP1000，规划建设 6 台 125 万千瓦的核电机组，总装机容量 750 万千瓦，分三期建设，总投资超过 1000 亿人民币。一期工程于 2009 年 4 月 19 日正式开工，预计 2018 年 7 月并网发电。

（九）中能建集团在浙企业

中能建集团在浙江主要有浙江省电力设计院、浙江省火电建设有限公司、浙江省电力设备总厂。

中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司始建于 1956 年，是一家具有国家工程设计综合甲级资质的高新技术企业，拥有电力工程全过程咨询、总承包甲级资格及进出口企业资格、核电咨询等资质证书。在百万千瓦燃煤机组、特高压、燃气-蒸汽联合循环发电、大跨越输电、智能变电站、风力发电、柔性直流、烟气清洁排放等设计技术领域走在全国前列，在总承包、国际业务及市政、建筑、环保、天然气

管网等非电领域取得了优秀业绩。先后入选全国勘察设计单位综合实力百强、ENR中国工程设计企业60强。被授予全国文明单位、中国优秀勘察设计院、浙江省模范集体等荣誉。连续七次排名国家电网公司输变电设计承包商资信评价第一名。连续十一年获评全国实施卓越绩效模式先进企业。被中电联评为全国电力行业企业信用评价最高级AAA级。

（十）中电建集团在浙企业

中电建集团在浙江企业主要有华东勘测设计研究院，公司是国家大型综合性甲级勘测设计研究单位，设有国家能源水电工程技术研发中心、抽水蓄能工程分中心、华东海上风电研究开发中心、工程数字化技术研究中心等十多个省部级以上科技创新研发平台，设有全国博士后科研工作站和浙江省院士专家工作站。

华东院先后承担了国内外 200 余项大中型水电水利工程的规划、勘测、设计、咨询等工作，已建成投产和在建的水电站 100 余座，总装机规模超过 5100 万千瓦；已建在建抽水蓄能电站共 18 座，总装机规模超过 2300 万千瓦；承担了我国海水抽蓄的规划研究工作。设计建成和在建的风电场规模超过 1500 万千瓦，承担前期勘测设计的风电场规模超过 2000 万千瓦。其中海上风电并网容量突破 100 万千瓦，超过全国海上风电并网总量的 70%，设计建成亚洲前 8 座海上升

压站。

共获得国家和省部级科技成果奖 600 余项（其中国家级奖 70 余项），拥有实用新型和发明专利 1000 余项，主持参与规程规范 100 余项。