嘉兴市光伏行业协会
嘉兴市光伏产业联盟

光伏信息精选

2018.01.01-2018.01.07

嘉兴市光伏行业协会秘书处

目 录

行业聚焦 2

1、【浙江省 2017 年太阳能发电装机 8.14GW 非水可再生能源装机增长迅猛】 2

2、【2017 年我国光伏发电呈现三个新特点】 2

3、【装机量大超预期 弃光率有所下降——去年光伏发电量首超千亿千瓦时】 3

4、【从严监管 奖惩联动 光伏领跑基地建设步入新格局】 5

5、【光伏等可再生能源发展面临三重挑战】 7

6、【科学家试验用卤族元素改进染料敏化太阳能电池的效率】 8

企业动态 9

1、【昱辉阳光 CEO 李仙寿谈论公司战略及分布式电站行业】 9

2、【昱能科技与四季沐歌签订战略合作协议】 13

光伏政策 14

1、【浙江省发布电力市场建设方案 力争 2019 年上半年实现初期电力市场试运行】 14

2、【2018 年度浙江省电力电量平衡方案：风电光伏等优先安排】 38

行业聚焦

1、【浙江省 2017 年太阳能发电装机 8.14GW 非水可再生能源装机增长迅猛】

2017 年全省非水可再生能源电力装机增长迅猛，装机容量突破 1000 万千瓦大关。据省电力公司统计，截至 2017 年底，全省非水可再生能源电力装机容量已达 1105 万千瓦，约占全省电力装机的 12.4%。其中，太阳能发电装机 814 万千瓦、风力发电装机 133 万千瓦、生物质能发电 158 万千瓦。

2017 年全省非水可再生能源电力新增装机 526 万千瓦，同比增长 90.6%，为历年之最。其中，太阳能发电新增装机 476 万千瓦，同比增长 140.6%；风力发电新增装机 14 万千瓦，同步增长 11.8%；生物质发电新增装机 36 万千瓦，同比增长 29.4%。该批新增非水可再生能源预计 2018 年可产生清洁电量 72 亿度，使我省非水可再生能源发电量占总用电量比例从 3%提高到 4%，距国家下达我省的目标又靠近了一步。

此外，2017 年，我省屋顶分布式光伏装机已达近 500 万千瓦，稳居全国第一；舟山普陀 6 号顺利并网发电，标志着我省海上风电并网运行实现零的突破；舟山 LHD 潮流能发电机组 1 兆瓦模块实现全天候发电运行，为世界首台实现全天候连续运行的兆瓦级潮流能发电机组。

（本文摘选自《浙江发改委》）

2、【2017 年我国光伏发电呈现三个新特点】

近日，国家能源局发布统计数据显示，2017 年，我国光伏年发电量首超 1000 亿千瓦时。光伏发电呈现出分布式光伏发展提速、新增装机分布地域转移特征明显、新方式促进光伏发电发展三个新特点。

数据显示，2017 年 1-11 月，我国光伏发电量达 1069 亿千瓦时，同比增长 72%，光伏发电量占全部发电量的比重同比增加 0.7 个百分点，光伏年发电量首超 1000 亿千瓦时。其中，集中式光伏发电量达 932 亿千瓦时，分布式光伏发电量达 137 亿千瓦时。截至 2017 年 11 月底，我国光伏累计装机容量达 12579 万千

瓦，同比增长 67%，累计装机容量占总电力装机的比重达 7.5%，同比增加 2.7 个百分点。

2017 年，我国光伏发电发展呈现出三方面新特点。一是分布式光伏发展提速。2017 年 1-11 月，分布式光伏新增装机 1723 万千瓦，为 2016 年同期新增规模的 3.7 倍，增速同比增加 3 倍。二是光伏新增装机分布地域转移特征明显。2017 年 1-11 月，西北地区光伏新增装机占比同比下降 17 个百分点，而中东部成为我国光伏发电热点地区，其中华东地区和华中地区新增装机分别为 1325 万千瓦和 993 万千瓦，同比分别增加 9 和 6 个百分点。三是新方式促进光伏发电发展。“光伏领跑者”计划的实施取得良好效果，光伏产业技术进步明显，成本实现大幅下降，并带动全球光伏项目招标电价不断下降。

国家能源局新能源司有关负责人表示，大力发展光伏发电产业能够替代化石能源消费、减少温室气体和污染物排放，对保护环境具有重要意义。1069 亿千瓦时的光伏发电量可替代 3300 万吨标准煤，减排二氧化碳 9300 万吨。

（本文摘选自《中国经济时报》）

3、【装机量大超预期 弃光率有所下降——去年光伏发电量首超千亿千瓦时】

1 月 2 日，国家能源局对外公布统计数据显示，2017 年 1 月至 11 月，我国光伏发电量达 1069 亿千瓦时，同比增长 72%，光伏发电量占全部发电量的比重同比增加 0.7 个百分点，光伏年发电量首超 1000 亿千瓦时。其中，集中式光伏发电量达 932 亿千瓦时，分布式光伏发电量达 137 亿千瓦时。专家表示，2017 年我国光伏装机量大幅超预期，同时弃光率有所下降，双重因素利好下光伏发电量取得了历史新高。

数据显示，截至 2017 年 11 月底，我国光伏累计装机容量达 12579 万千瓦，同比增长 67%，累计装机容量占总电力装机的比重达 7.5%，同比增加 2.7 个百分点。值得注意的是，分布式光伏发展全面提速，2017 年 1 月至 11 月，分布式光伏新增装机 1723 万千瓦，为 2016 年同期新增规模的 3.7 倍，增速同比增加 3 倍。

东方日升全球市场总监庄英宏表示，正是看到分布式光伏领域惊人的增长潜力，公司设立了专门的分布式光伏部门，包括分布式光伏系统平台设计团队、工程施工团队、运营维护团队、光伏产品公司等专业部门和机构。

“光伏新增装机分布地域转移特征也很明显。”国家能源局新能源司有关负责人表示，2017 年 1 月至 11 月，西北地区光伏新增装机占比同比下降 17 个百分点，中东部成为我国光伏发电热点地区，华东地区和华中地区新增装机分别为 1325 万千瓦和 993 万千瓦，同比分别增加 9 个和 6 个百分点。

与此同时，促进光伏产业成长的新动能也在形成。“光伏领跑者”计划的实施取得良好效果，光伏产业技术进步明显，成本实现大幅下降，并带动全球光伏项目招标电价不断下降。

“我们始终相信技术和商业模式的持续创新是行业发展的动力。”晋能科技总经理杨立友说，晋能科技始终坚持技术的迭代滚动发展，2017 年，公司实现了符合新领跑者标准组件的量产，突破了超高效异质结电池、组件的量产技术障碍。

国家发展改革委、国家能源局发布的《能源生产和消费革命战略（2016—2030）》提出，到 2030 年，非化石能源发电占总发电量的 50%，到 2050 年要占总电量的 70%至 80%，比起当前水平仍有很大提升空间。2017 年，中国光伏新增装机虽创历史新高，但是前三季度光伏占总发电量比例不到 2%，产业发展仍有较大空间。

对于 2018 年的光伏市场发展走向，庄英宏认为，2018 年的光伏市场，各种高效产品将全面开花。随着分布式的爆发，光伏开发中心将逐步向中东部转移。随着补贴的下调，光伏行业发展将趋于稳定，最终迎来平价上网。

不出意外，光伏扶贫、“领跑者”和分布式仍是 2018 年光伏市场的关键词。根据国家发改委最新公布的光伏发电项目价格政策，除村级光伏扶贫电站外，光伏电站、分布式项目的补贴将全面下调，而在山西、山东等省发布的“十三五”光伏扶贫计划编制工作通知中，均把 2018 年指标全部用于集中式光伏扶贫电站。

（本文摘选自《经济日报》）

4、【从严监管 奖惩联动 光伏领跑基地建设步入新格局】

国家能源局日前在京召开“2017 年光伏发电领跑基地建设工作协调会”，并随后发布《关于 2017 年光伏发电领跑基地建设有关事项的通知》(以下简称“通知”)，提出“善做善成、善始善终”八字原则，要求各相关省(区)能源主管部门和各基地申报地方政府作为基地建设的责任主体，必须紧紧围绕“促进光伏发电技术进步、产业升级和成本下降”的目标导向，特别是基地申报地方政府要切实履行实施主体责任，认真做好领跑基地建设各项工作，避免“重申报、轻实施”。

通知还明确了应用领跑基地竞价门槛参照和技术领跑基地执行的标杆电价，均按 2018 年光伏发电标杆电价执行，为正在进行的各领跑者基地所在地区制定企业竞争评优方案工作指明了方向。

监管升级 为护航领跑基地

“从严监管 奖惩联动 ”，是贯穿 2018 年领跑基地建设的主线。国发能研院、绿能智库梳理发现，针对土地流转和接网工程等“卡脖子”工程，国家能源局要求各地要“重信守诺”，严格落实《关于推进光伏发电“领跑者”计划实施和 2017 年领跑基地建设有关要求的通知》和《关于公布 2017 年光伏发电领跑基地名单及落实有关要求的通知》等文件要求，做到不走样、不变味、不跑偏。

监管内容更明确，确保公平性。通知指出，光伏发电领跑基地是光伏行业的重要示范工程，国家能源局将加强监管，严格执行领跑基地建设有关要求，基地建设的用地、接网及消纳等承诺不得擅自调整;不得要求企业在当地配套产业、承担额外任务等，不对本地、外地企业区别对待，不搞地方保护，不得干预企业自主经营行为。并特别强调：要落实税费优惠、金融创新和消纳保障等影响基地竞争优选和基地建设的关键因素。

对参与企业监管的内容，强调避免恶意低价竞争。尽管上网电价在招标过程中占整体评分的 35%，但应用领跑基地采用竞价模式是为了尽快实现补贴退坡机制，本次领跑基地优选结果显示，“领跑者”项目除内蒙古达拉特旗外，用地成本均在 200 元以下，土地成本相对较低。国家层面已经尽可能的使非光伏成本降到最低，竞价要靠补贴退坡机制倒逼企业技术进步而非恶意低价竞争。招标工作将严格执行企业优选标准，应用领跑基地建设要求申报基地比当地光伏发电标杆

上网电价低 10%的电价作为企业竞价的入门门槛。通知明确申报最低电价比次低电价每度电低 5 分钱以上的，直接判定不得入选。同时要求，基地的每个项目各自竞争优选且每个企业集团只能有一个企业参与竞选。对于同一项目，同一主体勘察设计单位只能服务一个企业竞争主体。

监管措施更具体，确保透明度。根据本期领跑基地建设要求，每个基地均要推选出其中一个项目承担所在基地综合技术监测平台建设，承担平台建设任务的项目投资企业将受到保护，任何人不得干预其自主投资建设行为。并明确监测平台未投产验收前，不得启动基地验收程序。综合技术监测平台将成为本期领跑者基地关键角色，确保实现平台对基地和光伏产业的长期支撑作用，使第三批领跑者真正做到优中选优。此外，各基地地方政府包括综合技术监测平台优选工作在内的企业优选工作方案、企业申报情况、企业竞争评优结果等阶段性信息将在第一时间公开，充分发挥社会监督作用，确保透明度。

质量和诚信决定基地后续建设规模

优质应用领跑基地将获规模奖励。通知明确第三批光伏领跑者将形成“奖惩并存、比学赶超”的基地建设新格局。根据国家能源局此前发布的“十三五”规划，每期领跑者基地控制规模为 800 万千瓦，而此次公布的建设规模只有 650 万千瓦，曾有不少地方及企业对此心生困惑。国发能研院、绿能智库获悉，此举意在鼓励各基地争创典型，对于领跑基地建设各环节工作落实到位、实施效果好的，采取多种方式树立典型、总结推广。本期预留的 150 万千瓦规模，将对建设速度较快、并网消纳落地、实施效果较好的应用领跑基地所在地给予增加建设规模的鼓励。其中明确，较标杆电价降幅最大的 3 个应用领跑基地奖励等量规模接续建设，建设速度快的应用领跑基地可同时申报下期基地优选。

失信责任主体限制参与后续基地申报。本期领跑者建设不仅加大奖励机制，严格落实国能发新能（ 2017） 54 号文相关奖惩机制，而且严惩失信行为。对于不能按期完成企业优选或开工建设且无正当理由的，视为自动放弃基地建设;对于不能按期全容量并网的，该项目全部容量电价按每延迟一季度在中标电价基础上降低 5%执行。失信地方政府和企业集团不仅被限制参加后续领跑基地申报，而且将视情况，重至加入国家信用体系失信名单。

通知要求，各基地要抓紧制定企业竞争评优工作方案，并报送所在地省级能

源主管部门，省级能源主管部门在审核基地申报的工作方案认为可行时，由省级能源主管部门以合适方式予以批复，并在批复后的 5 个工作日内正式报告国家能源局。技术管理单位要提前做好技术领跑基地先进技术路线的评优对标和先进技术的统筹把关工作，确保申报技术路线数量符合要求，能优选出有代表性和应用前景的前沿技术。

（本文摘选自《绿能智库》）

5、【光伏等可再生能源发展面临三重挑战】

我们即将进入一个脱碳和清洁的新能源世界。世界能源正在向低碳化转型发展，构建绿色能源体系是一个极其复杂的难题，将面临方案、技术、项目三个层面的挑战。

第一个挑战是，如何在满足能源需求不断增加的同时，把全球化石能源消费占比大幅度降低。压力源于两方面：一方面，世界大多数国家已经在巴黎协议之下做出了明确承诺，在限制全球气温上升 2℃的目标框架下，未来的 25 年，要将全球能源消费中的化石能源占比由 86%降至 50%；另一方面，全球能源消费在未来 20 年间可能再增长 35%。所以如何寻求不断上涨的能源需求与碳排放持续减少的平衡点，已经成为国际合作的重要议题。

这是一个前所未有的挑战，我们需要正视它，并且达成一个具有全球共识的解决方案，但到目前为止，还没有形成任何具体的共识来解决这些挑战。一个可能的方向就是发挥可再生能源和科技创新的作用，从这个角度而言，全球能源互联网倡议是第一个倡议，无论从工业角度还是从生态方面来看，都是能够在全球共同体视角下，真正完成巴黎气候协定框架内各国承诺的解决方案。在解决这样的问题和国际合作领域，中国会扮演非常重要的角色。我们必须在全球不断推广，告诉全世界这是一个解决气候变化的有效工具。

第二个挑战是，我们必须要找到一种好的全球能源传输方式，做到尽量不改变宝贵的土地环境资源，同时兼顾对人类健康的潜在影响。比如，在欧洲我们必须要对电网进行升级，这样才能够增加电网的容量，增加欧盟各国之间、非洲和欧洲之间长距离输电的能力，满足欧洲电力市场发展的需求。而特高压输电线路的建设，已经被证明不会对环境和人类健康造成不良影响。

全球能源互联网发展合作组织应该帮助全世界去制定指导原则，提出一系列标准，来指导其他国家和地区如何规划这些线路、线缆穿越人口密集地区，并减少电磁场效应。这将是全球能源互联网发展的一个推动力。

第三个挑战就是，如何寻找具体项目，并发挥其独特的作用，推动全球能源绿色发展。目前有一个非常有意义的项目，就是把突尼斯和意大利的输电网络连接在一起。这个计划是 10 年前欧洲启动的沙漠产业行动计划的一部分，基于跨地中海可再生能源网络，一旦形成将是全球能源互联网的骨干网络之一，会把非洲和欧洲的能源基础设施联系在一起。通过将北非和中东的太阳能向欧洲供电，同时又可以将北欧的风电向非洲供应，在非洲和欧洲之间构建一个双向互联电网，将成为构建全球能源互联网的一个重要模块。

（本文摘选自《能源评论》）

6、【科学家试验用卤族元素改进染料敏化太阳能电池的效率】

英属哥伦比亚大学和北卡罗来纳大学教堂山分校的研究人员们正在研究利用卤族元素提高染料敏化太阳能电池的性能。

研究人员表示，使用卤族元素有可能将染料敏化电池的转换效率提高 25%，因为这些元素在此类电池中的存在能够加速电解质和半导体之间的电子转移。

他们在实验中使用了含氟、溴、氯和碘的四种不同染料，并用 X 射线吸收光谱法观察了整个过程。研究还表明，较大的卤素在加速电子转移方面有更好的表现，而含碘染料通过电解质的再生速度几乎快了三倍。

卤素并不是太阳能电池研究中的重点。它们只能形成存在时间不到 10 微秒的微弱瞬态键，且只占太阳电池中所有原子的一小部分。研究人员对这些键可以在太阳能转换中造成显著差异而欣喜不已。

（本文摘选自《pv-magazine》）

企业动态

1、【昱辉阳光 CEO 李仙寿谈论公司战略及分布式电站行业】

继上次 PV-Tech 专访昱辉阳光(ReneSola)CEO 李仙寿先生后，业内对 ReneSola 的分拆转型有了初步的认识和了解。近日，李仙寿先生进一步深入地谈到了昱辉阳光的发展战略，以及目前对分布式电站行业的观点及看法。以下是访谈实录：

记者：在深入探讨公司业务之前，李总能否先简单介绍一下您及昱辉阳光(ReneSola)的故事？

李仙寿：同光伏行业的其他竞争对手相比，ReneSola 拥有更悠久的历史。ReneSola 创立于 2005 年，先在伦敦 AIM 上市，2008 年于纽约证券交易所(NYSE)挂牌上市。我们曾战略性地发展成为垂直一体化的光伏制造业集团，从多晶硅、硅片到组件，整个光伏产业链我们都做；最近，随着整个行业地不断发展，我们重新制定了公司战略，简化了业务，如今我们只从事下游电站业务的开发、建设及运营。

记者：请问李总能否给我们一个公司目前的整体情况以及增长计划?从投资者的角度看。

李仙寿：我们曾经从事光伏行业内的所有业务，这让我们的投资者认为我们是一个复杂的公司。我们希望将重心放在我们认为最具吸引力的业务上，因此我们进行了拆分重组交易。在此次拆分重组之后，我们主要从事下游电站业务，专注于全球各国的中小型商业光伏项目（比如中国的分布式，及美国的社区太阳能），而不是大型地面电站项目。我们认为中小型分布式项目是行业的未来发展趋势，我们快速地调整公司战略以便充分地顺应此趋势。

为什么中小型光伏电站具有吸引力？

记者：相对于大型地面项目，小型光伏电站市场有哪些特别吸引人的优势？

李仙寿：让我们以德国为例，来借鉴光伏行业的发展史。在德国、英国、意大利等市场，在政府给予补贴激励的情况下，我们曾看到大型电站发展速度非常快，直到政府缩减甚至停止补贴后市场便快速萎缩。我们在越来越多的国家发现

了类似的趋势，政府对于大型光伏电站的补贴及激励政策将会逐渐减少并最终退出。

另一方面，再看新兴市场，比如波兰和土耳其，我们认为当地政府通常会限定一个全国的光伏装机容量上限，以确保财政能够承担对应的补贴，以及确保市场健康有序地发展。比如在波兰，每年招标的光伏装机容量上限目前在 100MW 左右，每个项目的装机容量不大于 1MW。我们认为这是新兴市场的一个趋势，此类国家策略让中小型光伏电站收益，我们认为这些新兴市场非常具有吸引力，其光伏装机容量将持续、合理地增长。

此外，光伏发电相比其他能源形式有其独特的优势。比如，光伏组件相对较小，应用灵活，可以铺设在建筑物屋顶上，避免占用土地资源。这种即插即用的优势也让光伏可以更加接近终端电力用户，避免因电力传输带来的损耗。

记者：ReneSola 最近将制造业业务从上市公司剥离，并完全地从制造业公司转变为下游电站开发商及独立发电商(IPP)。刚才李总简单介绍过，能否再介绍下这次交易背后的商业逻辑？或者，您是否认为电站业务是更好的生意，盈利性更好、增长空间更大的机会？

李仙寿：此次拆分重组的主要目的是调整公司在光伏行业里的定位，因为我们坚信光伏制造业面临着严重的产能过剩的问题。我们过去是垂直一体化的光伏制造企业，我们给投资人讲的故事非常复杂，我们的商业模式被认为是高负债，低利润率的。在此次拆分重组之后，新的 ReneSola 剥离了 30 亿人民币的制造业相关债务。我本人向银行提供了个人担保，以获取银行对该交易的批准。现在，我们的商业模式非常简单，我们为投资者提供更加可预测的盈利模式及估值。此外，此次拆分重组的另一个目的是提升我们下游电站业务的融资能力。

专注特定细分市场将成趋势

记者：在您看来，这是否是光伏行业的趋势？换句话说，您是否预计会有越来越多的第一梯队或第二梯队的光伏制造业公司向同一方向（就像 ReneSola 一样）进行改变？

李仙寿：我认为这非常有可能。我们见到了各种情况，比如晶科能源将电站业务从上市公司剥离，仅在美国上市公司里保留光伏制造业业务；另一个例子，美国 First Solar 和 SunPower 成立 JV 公司发展电站业务。类似的例子数不胜数，

都有不同的拆分业务的原因，这么多年来我目睹了光伏企业越来越倾向于专注于特定的细分市场，而不是产业链上下的垂直整合。

记者：现在我们来更深入地探讨下您的商业模式。ReneSola 的 BT(Build and Transfer)业务对你们来说已经是比较重要的战略了，但似乎你们现在已经将自己定位为 IPP，或独立发电商。可否帮我们理解下这两种电站业务模式对 ReneSola 意味着什么，以及两种模式各自的优点？

李仙寿：我认为 BT 模式的业务对 ReneSola 来说更多地是一个过渡阶段。我们过去是光伏制造业，BT 模式可以被认为是制造业业务的一个延伸—我们出售光伏组件，提供 EPC 服务，然后出售电站。但另一方面，光伏电站资源是不易复制的资源，所以我们更倾向于持有有价值的电站资产。我们目前手头仍有一些已经签订的 BT 合同，但是长期来看我们的战略是持有优质的电站资产，为公司及投资人带来可持续的稳定现金流。

收益情况

记者：让我们再来探讨下您对电站开发业务的看法，您会关注哪些类型的电站项目，及偏向什么样的地理位置。此外，你可否透露下这些项目典型的装机规模和收益情况？

李仙寿：地理位置上，我们将继续专注于开发诸如中国、欧洲和北美等发达地区的电站项目，因为我们能够很好地管理这些地区的项目，并同时兼顾到电站运营和维护服务。例如，对于 200MW 规模的中国式分部电站项目组合，可以有 200 个项目，每个项目只有 1MW，而对于大型地面电站项目而言，200MW 可能只是一个项目。

至于整体的回报率，我们对内部收益率标准是高于 10%。对于大型项目而言，PPA 的价格可能只有 2 至 3 美分，因此，除非你在融资能力上具有很强的竞争优势，否则你就无法得到如此高的内部回报率，这些项目对国有电力公司等大型电力集团更具吸引力，因为它们能够获得较低的融资成本。正是如此，我们选择不做大型电站项目。

而新兴市场，我们也仍然面临政策、融资和汇率波动等风险。因此，在进入市场之前，我们通常需要观望、研究一段时间。

记者：所以，在您经营这些项目的过程中，您认为什么是增长的关键因素，

是政府补贴还是直接的经济收益？真正驱使这些项目需求增长的因素是什么？投资者需要考虑的此类项目的竞争优势有哪些？

李仙寿：即使分布式发电即将达到平价上网，但是大型地面电站仍可能出现土地及输电成本的问题，这对我们毫无吸引力。另一方面，加拿大和欧洲等国家的补贴出现了下降的趋势。政府已经投入了太多的精力支持大型项目，所以我们的关注点不在这些项目上。

光伏对整个电力行业起着补充作用，从长远来看，光伏发电应服务于终端电力用户，如社区太阳能。我们看到小型电站项目的装机容量达到了 20-30GW，约占整个太阳能装机容量的 30%左右。

三大风险：产能过剩、供过于求、补贴延期

记者：您认为目前 ReneSola 最大的风险或挑战是什么？您能从公司及整个太阳能行业说说吗？

李仙寿：总的来说，市场目前面临的最大挑战是我刚才提到的产能过剩问题。就后续来看，我认为整个行业的需求将持平，甚至下降，而制造业的产能可能会增长 30%甚至 40%。产能过剩问题降低了整个行业的盈利能力。我们看到目前光伏制造业整体毛利率约为 10%，净利润率只有 1%。这对整个行业来说是非常不利的，银行今后在放贷上也可能会对这个行业更加谨慎。

作为下游的一员，我们也会受到负面影响。其次，市场上的同行业都可以看到制造业产业供过于求，所以大家都想着去做下游电站，这也将给政府提供补贴带来财政压力，导致补贴延期等问题。最后，随着越来越多的公司专注于下游市场，政府将加快削减补贴的进程。我相信这是 ReneSola 及整个行业目前面临的最主要的三个问题或挑战。

记者：最后想问问，目前投资界较感兴趣的一块就是中国地区的分布式电站项目，ReneSola 在未来的几年里对该项投资的机会有多大?对于获取这些项目的投资及资金筹备，您有什么计划吗？

李仙寿：关于分布式电站市场，今年上半年我们建造了 180MW，并且把部分项目卖给了一家国有企业。今年下半年，我们预计还将再建 100MW，年度总计约 300MW。我们并不认为我们一年建造 300MW-350MW 的目标是激进的，因为我们只挑选最优质的项目，并将风险管控视为成功的关键因素。我们目前有几百人的开

发团队和技术团队，致力于挖掘中国发达地区的低风险客户和终端电力用户，同时也解决了融资问题。我们目前与十多家金融机构合作，主要为顶尖的融资租赁公司，比传统银行更加灵活。总之，我们在电站业务融资方面做得很好。

记者：您刚才提到了 10%的内部收益率，您认为这个收益率对中国地区的电站项目同样适用，还是对中国地区会有一个不同的内部收益率？

李仙寿：我提到 10%内部收益率是全球范围的整体值。我们有极具吸引力的 PPA，例如，在欧洲的波兰，我们的 PPA 价格超过 10 美分，而在加拿大，我们的 FIT3 和 FIT4 项目，PPA 价格高于 20 加分，美国的太阳能社区项目，PPA 价格超过 10 美分，使得内部收益率超过 10%的要求非常容易达到。

记者：谢谢李总，至此我们的访谈结束。

李仙寿：谢谢！

（本文摘选自《PV-Tech》）

2、【昱能科技与四季沐歌签订战略合作协议】

2017 年 12 月 15 日，浙江昱能科技有限公司（以下简称：昱能科技）与四季沐歌太阳能技术集团有限公司（以下简称:四季沐歌）签订了战略合作协议。昱能科技董事长凌志敏博士与山东四季沐歌光伏科技有限公司金华董事长出席了此次签约仪式并代表双方签订了战略合作协议。

四季沐歌集团成立于 2000 年，2012 年于沪市 A 股主板上市，连续四年将太阳能热水器销量做到全国第一、出口量连续十六年第一。在光热领域上取得傲人成绩后，对太阳能的利用从光热延展到光伏领域。四季沐歌金华董事长与在座的经销商分享了在光伏行业从业的宝贵经验以及使用昱能微型逆变器的心得。金董谈到四季沐歌对产品品质的注重，十分看重昱能微型逆变器的高安全性，认同微型逆变器技术，认可昱能微逆产品在户用光伏市场的实际应用优势。在此，祝愿昱能与四季沐歌合作愉快，携手并进，共同开拓户用光伏市场！

此次签约，两家公司强强联手，将形成更加紧密、深度的合作。双方优势互补，实现合作共赢，为更多用户提供安全、智能、高效的屋顶光伏发电系统。

（本文摘选自《 APsystems》）

光伏政策

1、【浙江省发布电力市场建设方案 力争 2019 年上半年实现初期电力市场试运行】

各市发展改革委(能源局)、经信委，各有关单位：

浙江省电力体制改革综合试点方案及相关专项方案已经省经济体制改革领导小组审议通过，《浙江省电力体制改革综合试点方案》已由省政府印发(浙政发〔2017〕39 号)，浙江省级电力市场设计建设工作已正式启动。按要求，现将审议通过的《浙江电力市场建设方案》、《浙江电力交易中心组建方案》、《浙江电力市场管理委员会组建方案》和《浙江电力交易中心有限公司章程》等专项方案印发给你们，请认真贯彻执行。

附件：1.浙江电力市场建设方案

2.浙江电力交易中心组建方案

3.浙江电力市场管理委员会组建方案

4.浙江电力交易中心有限公司章程

浙江省发展和改革委员会

2017 年 10 月 27 日

附件 1

浙江电力市场建设方案

根据《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)和《国家发展改革委、国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》(发改经体〔2015〕2752 号)精神，按照《浙江省人民政府关于印发浙江省电力体制改革综合试点方案的通知》(浙政发〔2017〕39 号)的要求，制定本方案。

一、基本情况

(一)浙江电力系统概况

改革开放以来，浙江电力事业取得长足发展。截止 2016 年底，浙江电网总装机 8330 万千瓦，其中煤电装机容量 4628 万千瓦，水、核、风、光、气等清洁

能源电力装机容量 3496 万千瓦。浙江电网已形成了以交直流特高压网架为支撑，500 千伏电网为主干，220 千伏电网为基础，110 千伏及以下电网为补充的网架结构合理、交直流互备、水火电互济的坚强电网。2016 年，浙江全社会用电量 3873 亿千瓦时，其中外购电量 1152 亿千瓦时，占全社会用电量的 29.7%。浙江 2016 年人均 GDP 为 83538 元，人均用电量 6960 千瓦时，人均装机容量 1.5 千瓦，达到中等发达国家水平。现阶段浙江用电需求增速放缓，电力供应较为宽裕，为推进浙江电力市场建设创造了条件。

(二)浙江电力市场建设实践

浙江早在 1998 年就是全国首批六个“厂网分开，竞价上网”试点省市之一。2000 年 1 月，浙江发电市场建成投运，历经三年实际市场运行，是迄今全国唯一实时运行的发电市场，积累了较为丰富的电力市场建设和运营经验。

近年来，浙江在电力市场化改革方面做了诸多的探索和尝试，制定出台了《浙江省小火电关停机组保留发电计划指标替代发电管理办法》、《浙江省电力用户与发电企业直接交易试点实施方案》等管理办法。交易类型由最初的撮合交易，发展为平台集中竞价出清、双边交易等多种市场交易模式。2017 年，浙江进一步扩大直接交易规模，核电及各类省外来电、年用电量 100 万千瓦时以上的工商业用户均参加试点，参与的发用电企业达 5.8 万家，交易电量达 930 亿千瓦时，约占全社会用电量四分之一。

(三)加快推进浙江电力市场建设的必要性

推进电力市场建设是适应浙江社会经济发展的需要。由于历史原因，浙江现行电价较高，一定程度上增加了企业成本，影响了企业竞争力。浙江电力建设和生产运行目前仍以政府计划管理为主，不能有效反映供需关系和引导投资。入浙外来电不断增加，省内机组发电利用小时逐年下降，电网调峰问题日益突出，辅助服务激励机制需进一步完善。加快推进浙江电力市场建设，建立市场化交易机制，有助于让电价有效反映电力供需情况，科学引导投资和消费，促进竞争、降低成本，优化资源配置，实现电力行业健康平稳发展。

推进电力市场建设是落实国家决策部署的需要。深化电力体制改革是党中央国务院的重大决策，省政府已明确我省将推进电力体制改革综合试点，各级政府和各类市场主体参与市场化改革愿望强烈。电力市场建设是当前深化电力体制改

革的关键环节，是深入推进售电侧改革的基础，是发用电计划有序放开和交易中心市场化运营的前提。加快推进浙江电力市场建设，有利于凝聚各方共识，顺利推进改革试点工作。

二、建设目标

确立适合浙江的电力市场模式，培育多元化市场主体，建立以电力现货市场为主体，电力金融市场为补充的省级电力市场体系，发挥市场对电力资源配置的决定性作用，降低电力成本，引导电力行业投资，实现健康可持续发展。

到 2019 年，设立相对独立的电力交易机构，确定浙江电力市场模式，完成市场规则制定和技术支持系统开发，有序放开发用电计划，引入售电侧竞争，培育市场参与主体，力争 2019 年上半年实现浙江初期电力市场试运行。初步建立浙江电力市场化竞争体系，通过市场竞争形成电价，有效控制市场风险，保障系统运行安全稳定，确保电力从计划管理向市场竞争平稳过渡，为市场进一步发展奠定基础。

到 2022 年，优化现货市场交易机制，提高市场出清价格灵敏度；逐步扩大市场范围，促进市场主体多元化；有序放开零售市场竞争，建立需求侧和可再生能源市场参与机制；丰富合约市场交易品种，完善市场风险防控体系，基本形成较为完备的电力市场体系，逐步过渡到浙江中期电力市场。

2022 年以后，开展电力期权等衍生品交易，建立健全电力金融市场体系；完善需求侧参与机制，促进供需平衡和节能减排；探索建立容量市场，科学引导电源投资，形成成熟的电力市场体系，建成浙江目标电力市场。

三、浙江电力市场总体框架

浙江电力市场建设应遵循规模由小到大、交易品种逐渐增加、交易机制逐步完善、市场模式持续优化的规律，分为初期市场、中期市场和目标市场三个阶段建设。

(一)初期市场

初期市场的目标是探索适合浙江的电力市场模式，初步建立电力市场化竞争体系，培育市场参与主体，促进竞争、降低成本；确保市场转换平稳过渡，避免价格过度波动，为市场进一步发展奠定基础。

建立浙江电力批发市场，引入售电侧竞争，通过竞争形成电价，有效防控市

场风险。浙江电力批发市场由现货市场和合约市场组成。现货市场包括市场预出清和实时平衡市场，实行多买多卖、集中竞价，形成每天 48 个点及以上的市场出清价格曲线，出清价格能够充分反映电力供需实时变化；试行阻塞管理和分区电价市场机制，建立安全校核、市场力防范和监控、市场最低最高限价、市场干预和中止、市场透明信息披露等配套机制。初期合约市场主要是为规避现货市场的价格风险和贯彻落实国家能源战略政策等，合约性质为带时标的电力合约、形式为差价合约、种类分为政府授权合约和双边合约、期限以年度为主。鼓励市场主体协商签订双边合约，降低市场参与风险。开展调频、调压、备用、黑启动等辅助服务交易，探索调频、备用辅助服务和现货市场的联合出清模式。

市场参与主体包括省内各类统调煤电、水电、气电、核电机组，计划内外来煤电、水电、核电机组，电网企业和除居民、农业、重要公用事业和公益性服务用电等需优先保障外的 110 千伏及以上电压等级用户。适时取消目录电价中相应用户类别的政府定价，初步建立保底供电服务机制。允许售电公司代表 110 千伏及以上电压等级用户参与市场。待市场运行平稳后，适时放开 35 千伏及以上用户参与市场。

(二)中期市场

中期市场的目标是提高市场参与度，促进售电侧市场竞争，丰富合约市场交易品种，建立完善的电力市场框架体系，有效发挥市场对资源配置的决定性作用，引导电力行业合理投资、科学发展。扩大市场范围，完善零售竞争市场，探索可再生能源市场参与机制，推行能源绿色证书交易，引入电力期货等金融合约，建立较为完备的市场风险防控体系，完善浙江电力市场体系和市场规则。

现货市场方面，适时开展日前交易，进一步优化安全校核、报价机制和阻塞管理市场机制，探索节点电价的可行性，适当缩短市场出清定价间隔，适度放宽市场限价，使市场出清价格更准确反映电力供需状况；完善风电、光电等可再生能源及分布式能源参与现货市场的方式，实现各类电源平等参与市场。合约市场方面，逐步缩减政府授权合约比例，增加合约种类，引入电力期货合约，扩展合约交易期限，允许多年、季度、月度等合约交易。鼓励金融机构等第三方参与电力期货市场，提高中长期市场流动性，提供合理的中长期价格信号；建立较为完备的电力金融市场体系，提供多渠道的风险管控方式。

市场准入逐步放开至除居民、农业、重要公用事业和公益性服务用电等需优先保障外的 10 千伏及以上电压等级用户、20 兆瓦及以上常规电源和计划内外来电，适时取消目录电价中相应用户类别的政府定价。售电公司可代表 10 千伏及以上电压等级用户参与市场。开展可中断负荷等需求侧响应，探索电力用户参与的辅助服务分担共享机制，积极开展跨省跨区辅助服务交易，建成完备的辅助服务市场体系。

(三)目标市场

最终目标是市场范围尽可能扩大，市场主体广泛参与，市场风险有效防控，形成竞争充分、价格合理、体系完备、功能完善的电力市场。建立成熟的电力金融市场体系，完善需求侧参与机制，探索建立容量市场。监管机制和信用体系基本健全，市场体系较为充分完善，行业平稳健康发展。

现货市场方面，优化电网阻塞管理机制，引入金融输电权交易，规避阻塞风险；完善需求侧参与市场竞争方式，通过需求侧和能效管理，促进供需平衡和节能减排。合约市场方面，开展电力期权等衍生品交易，为发电企业、售电公司、电力用户提供远期价格信号和丰富的风险管理手段。为保证长期容量效益裕度，应对可能的电源投资不足，探索建立容量市场机制。

扩大市场规模，赋予所有用户参与市场的选择权，发电侧放开至所有电源。实现售电侧市场主体多元，竞争充分，用户可自由更换售电公司，售电公司可跨行业为用户提供综合能源服务。

四、市场建设的主要内容

借鉴国外电力市场化改革以及浙江发电市场实践经验，结合浙江电力行业实际情况，浙江电力市场初期拟采用全电力库模式(Gross Pool)，实行全电量竞价上网边际电价出清，辅以差价合约管理市场风险。初期市场主要由现货市场和合约市场构成，开展电能量交易和辅助服务交易。为使市场设计具备较好的可扩展性，市场基础模型可采用节点电价模式，用户侧电价采用全网统一电价，发电侧电价可采用分区电价或全网统一电价。

本方案仅对浙江初期电力市场建设做详细阐述。浙江电力初期市场正式运营后，随着市场运行总体趋于稳定，市场意识逐渐增强，市场竞争较为充分，监管机制和信用体系基本建立，适时推进中期和目标电力市场建设。

(一)初期现货市场

初期电力现货市场包括日前市场预出清和日内实时平衡市场。日前市场预出清实行调度日预发电计划滚动更新，日内实时平衡市场保障电力供需的实时平衡。市场组织中交易中心和调度机构的职责划分目前难以明确的部分，将根据市场建设运行情况逐步明确，在后续文中统一采用“调度和交易机构”方式表述，原则上，调度运行相关事项由调度机构负责，市场交易组织相关事项由交易中心负责。

1.日前市场预出清

日前市场预出清包括日前预出清和滚动更新，由调度和交易机构组织，日前预出清为市场主体提供调度日市场预期结果，初步确定考虑系统可靠性的调度日机组组合和预发电计划，通过滚动更新机制不断调整预发电计划，提高市场信息透明度，引导市场成员合理调整竞价策略，促进电力供需平衡。

调度和交易机构负责发布日前系统负荷预测曲线、电网检修、稳定限额等信息。省内外发电企业在规定的时间前向调度和交易机构提交调度日机组运行的物理参数、电量和辅助服务报价信息，通过报价选择其机组运行方式。调度和交易机构根据发电企业的申报信息，将机组运行能力、网络拓扑、事故校验等各类安全约束作为条件，以成本最小化为目标，进行电能量与辅助服务联合优化边际出清，计算形成满足各类安全约束的日前市场预出清结果，包括调度日机组组合、出力安排、辅助服务安排及预出清价格等，并公开发布，预出清结果不进行实际结算。

日内实时平衡市场实施前，在合理理由的前提下，依据市场规则，发电企业可以调整报价方案。调度和交易机构根据发电企业修改的报价方案、用电负荷预测变化及电网运行状态的改变，通过滚动更新的预出清机制，定时调整预发电计划安排并及时公布。

2.日内实时平衡市场

日内实时平衡市场由调度和交易机构负责组织，交易结果的执行和电网安全由调度机构负责，交易和调度的职责依照市场规则界定，共同协作实现电力供需实时平衡，发现电力价格，保障系统安全可靠运行。

调度和交易机构基于负荷预测，采取全电量集中优化的方式，根据省内外发

电企业的报价信息，将机组运行能力、网络拓扑、事故校验等作为安全约束条件，以成本最小化为目标，进行电能量与辅助服务联合优化边际出清，形成机组实际执行的发电计划、辅助服务安排、市场出清价格、市场竞争性指标等信息。调度和交易机构将市场交易结果及时发给各级调度机构，由各级调度机构负责执行，在一定的情况下依据市场规则，调度机构可修改发电计划，以保证电网安全稳定运行，并将执行结果发还给调度和交易机构。

探索完善国调和华东调度不同类型外来电参与市场的具体方式。国调、华东调度的机组出力可按系统安全校核的需要，依据市场预出清结果提前一段时间锁定，交由相应层级调度机构进行安全校核和落实执行，价格为日内实时平衡市场对应时段的出清价格。影响国调、华东调度机组正常发输电的相关信息，应及时向市场公开，确保市场主体有足够的时间调整报价方案，保证市场信息透明。

(二)初期合约市场

初期合约市场交易种类主要是中长期差价合约，目的是发现中长期电力价格，为市场主体提供规避现货市场风险的有效手段。合约性质为金融性合约，仅现金结算，不对电网物理运行产生影响。交易中心负责组织合约交易，为各市场主体提供合约备案和结算等服务。

差价合约包括政府授权合约和双边合约。根据国家优先发电等政策和浙江电力市场发展等要求，合理确定发电计划放开进度。未放开的发电计划部分转化为政府授权合约，由省政府能源主管部门确定其具体内容，授权电网企业与相关发电企业签订。按煤电、核电、大型水电、气电以及区外来电等电源属性和区外直流输电约束等情况，设计不同种类的差价合约，以保障各类电源平等参与市场。政府授权差价合约是参考上年典型负荷曲线、电源发电特性、电源检修等因素制定的，覆盖全年所有时段带时标的合约。放开的发电计划部分，市场主体可根据自身的风险偏好，通过开展双边协商或平台集中竞价等方式签订一定比例的双边合约，规避现货市场价格风险。初期市场合约期限以年度为主，随着市场发展，逐步增加合约种类，扩展合约交易期限，允许多年、季度和月度等合约交易。

(三)初期辅助服务市场

初期辅助服务市场包括现货辅助服务交易和中长期辅助服务交易。现货辅助服务交易是指次日或者日内未来某一时段系统运行所需要的调频、备用等辅助服

务。调度机构测算确定调频、备用等辅助服务需求，调度和交易机构通过市场交易平台竞价确定。中长期辅助服务交易是指未来一定时间(年、季、月、周等日以上)内的可中断负荷、调压、黑启动等辅助服务，由调度机构与市场主体通过双边协商或集中竞价等方式确定辅助服务提供方及价格。

根据浙江特高压直流远距离大功率输送的特点，调度机构合理测算确定直流闭锁事故备用需求，通过现货市场或者双边协商的形式，组织包括需求侧可中断负荷等备用容量，保证备用水平，保障直流闭锁事故后电网安全。

(四)安全校核和阻塞管理

调度和交易机构负责安全校核，确保在合理的电力系统模型和安全约束条件的前提下形成交易结果，保证交易结果的可执行性。日前市场预出清、滚动更新和日内实时平衡市场出清均应考虑安全约束。

调度和交易机构按规定公布电网输送能力及相关信息，负责预测和检测可能出现的阻塞问题，按照市场规则进行必要的阻塞管理。

(五)交易结算

交易中心根据政府授权合约、双边合约以及现货市场交易和执行结果，进行市场结算。调度机构依据其负责的中长期辅助服务交易和执行结果，出具结算依据交由交易中心结算。终端电力用户的电费收取结算仍由电网企业承担。

(六)信息披露

信息披露应遵循透明公开、应披露尽披露的原则，由市场主体按照市场规则规定的程序及时予以披露。交易中心归集来自交易平台、电网、发电、售电、用户等的信息，通过专门的信息披露平台进行公开，主要包括：日前市场预出清价格、日前以及滚动修正的负荷预测曲线、历史机组报价信息、负荷数据、线路检修和机组停运情况等信息。

交易中心定期发布系统充裕性评估，包括短期系统充裕性预测评估(未来七天)，中期系统充裕性评估(未来二十四个月)，以及远期充裕性评估(未来五～十年)，为市场参与者提供可靠的中长期市场信息，引导市场平稳运行和发现合理市场价格。

(七)风险防控与应急处置

1. 市场力防控。针对浙江电力行业实际情况，制定相应的市场力防控规则条

款，采取事前预防、事中监测、事后评估和处罚等措施防范市场操纵行为。建立浙江电力市场市场力分析评价指标体系，对市场竞争性水平实时监控，及时披露有争议的市场行为，定期发布市场竞争性报告。根据当前市场的集中度有序放开政府授权合约比例。

2. 市场限价。根据市场主体多元化状况、一次能源价格变动以及市场发展阶段等，对市场交易申报及出清价格设置合理的上下限，并定期调整，以降低市场风险。

3. 市场干预和中止。建立市场干预和市场中止机制，在紧急情况下，经政府授权，按照市场规则，调度和交易机构可进行市场干预或中止市场运行。市场中止时，调度机构主导电网安全稳定运行，待系统满足市场运行条件时，及时恢复市场运行。

4. 市场审慎监管。建立市场审慎监管机制，及时监控市场主体财务风险，对财务风险接近信用评级的市场主体提出预警，保证市场价格波动下财务结算顺利进行，防止拖欠电费等现象发生，实现买卖双方交易无风险结算。

五、配套措施

(一)组建浙江电力交易中心

组建相对独立的交易中心，将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现相对独立运行，对外公开营业。交易中心不以营利为目的，为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务。同步成立市场管理委员会，在电力市场建设、制定交易规则、监督市场运营、维护市场秩序、反映市场主体合理诉求等方面发挥重要作用。

(二)推进输配电价改革

完成分电压等级输配电价核定，建立健全对电网企业的激励和约束机制，把输配电价与发售电价在形成机制上分开，放开竞争性环节电力价格，分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成。

(三)有序放开发用电计划

发用电计划放开应与市场发育程度相匹配，在保留必要的公益性、调节性发用电计划的基础上，逐步放开发用电计划，分阶段扩大市场交易规模，实现电力电量平衡从以计划手段为主平稳过渡到以市场手段为主。

(四)培育多元市场主体

售电侧放开应与电力市场建设协调推进。根据浙江电力市场建设进程，逐步放开电网企业、发电企业、社会资本组建的售电公司市场准入，开展购售电业务，促进零售市场主体多元化。符合市场准入条件的用户可以自主选择从现货市场、售电公司或发电企业购电。

(五)加强市场监管

建立政府主导、市场主体广泛参与、专业部门监管规范的电力市场治理模式，有效保障市场的公平、公正、公开，维护市场主体的合法权益。国家能源局派出机构和省政府能源主管部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体有关市场集中度、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对交易中心和调度机构执行市场规则的情况实施监管，对市场操纵行为开展调查，认证和处罚。交易中心内部的市场监督部门依据市场规则对市场运行和市场成员的行为进行监督，定期发布市场运行报告，保证市场的公平透明。

六、初期市场建设工作安排

电力市场建设是一项系统性工程，社会关注度高、影响面广，需稳妥有序推进。成立浙江省电力体制改革综合试点工作领导小组办公室，办公室设在省发展改革委(省能源局)，办公室成员从相关单位抽调专职工作人员组成。领导小组办公室承担改革推进中的组织、协调、监督、指导等工作，负责电力市场建设日常工作，制定专项改革工作方案及相关配套措施，并组织实施。初期市场建设的各阶段主要工作安排如下：

(一)市场模式进一步论证

浙江初期电力市场模式选择应充分考虑浙江为能源净输入省份、外来电比例较高、民营经济发达、市场集中度较高等实际情况，也应考虑市场的发展延续性等问题。在现有市场模式研究的基础上，委托相关科研单位对浙江电力市场模式进行论证，优化初期市场模式。

(二)市场氛围培养

组织国内外典型电力市场专题研讨会，研究国内外电力市场化改革的发展历程和现状，总结比较不同市场模式的优缺点及其适用性，普及市场知识，培育市场意识，营造市场氛围。

(三)市场规则编制

根据初期市场建设目标，广泛开展项目咨询服务的意向征询，通过竞争性谈判等方式，引进具有丰富电力市场设计运行经验的国际国内咨询团队，协助开展市场设计建设，制定市场规则。市场规则是浙江电力市场建设运营的行为准则，涵盖市场建设运营的所有内容，主要包括现货市场运作、现货市场技术支持、合约市场运作、市场管理、电网安全、违规处罚、信用风险等。借鉴模式相近、运行成熟的国外典型市场规则，结合实际，制定浙江电力市场规则。制定市场规则应遵循公平、透明、可操作的原则，广泛征求各方意见，持续优化完善。

(四)技术支持系统开发

依照审定的市场规则，开发浙江电力市场技术支持系统。系统应具备现货市场、合约市场、辅助服务市场交易和管理等功能，并具可扩展性。技术支持系统符合国家的主要技术标准，实行统一标准、统一接口。

(五)开展培训并模拟运行

浙江电力市场技术支持系统建设完成后，对电网企业、发电企业、售电公司、电力用户等市场主体开展市场规则和技术支持系统的培训。适时开展初期市场模拟运行，并对发现的问题及时总结改进。待内、外部条件成熟后，浙江电力初期市场投入试运行。

附件 2

浙江电力交易中心组建方案

根据《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，以下简称“中发 9 号文件”)和有关配套文件精神，按照《浙江省人民政府关于印发浙江省电力体制改革综合试点方案的通知》(浙政发〔2017〕39 号)的要求，制定本方案。本方案将根据浙江电力市场发展情况做进一步调整。

一、指导思想

贯彻落实中发 9 号文件和国家有关改革配套文件精神，坚持市场化改革方向，以实现交易业务与电网企业其他业务分开、规范运行为核心，以加强协商对话、促进信息公开、完善监管监督为保障，搭建规范透明、功能完善的电力交易平台，依法依规提供规范、可靠、高效、优质的电力交易服务，发挥市场在资源配置中的决定性作用。

二、基本原则

(一)遵循规律、确保安全。遵循电力工业安全生产的客观规律，充分考虑电网实际和电源结构特点，正确处理好推进改革和保持稳定的关系，确保电力供应安全可靠，保障行业平稳发展。

(二)立足浙江、平稳推进。按照电力市场化改革的整体部署，立足于浙江电力运行实际和未来电力市场发展需要，统筹考虑市场建设、价格机制、规则制定、交易组织等各项工作，确保平稳起步，协调推进。

(三)相对独立、规范运行。落实改革要求，将交易业务与电网企业其他业务分开，实现交易中心相对独立运行。同步成立市场管理委员会，强化第三方监督，确保交易机构依据政府批准的章程和规则规范运营。

(四)公开透明、服务优质。交易机构负责发布平台交易信息，组织市场主体发布有关信息，保障市场信息公开透明。搭建公平规范、功能完善的电力交易平台，确立工作流程和机制，为市场主体提供公平、公正、公开的电力交易服务。

三、浙江电力交易中心的定位与组织形式

交易中心主要负责浙江省电力市场的建设和运营，不以营利为目的，财务独立核算，对外公开营业，日常业务不受市场主体干预，在省政府相关部门的管理和监督下，为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务。除交易中心外，浙江省区域内不再设置其它地区级或县级电力交易平台。

交易中心在原国网浙江省电力公司交易中心基础上，以国网浙江省电力公司全资子公司形式组建，实行资产所有权与业务管理权分离，其履行职责所需的人、财、物由国网浙江省电力公司予以保证。浙江初期电力市场投运后，根据市场建设运营情况，合理调整选择交易中心组织形式，以满足市场运营和市场体系建设推进的需要。

四、浙江电力交易中心的职能

结合电力交易工作实际，交易中心应承担下述 13 项具体职责：

(一)市场建设与规则编制

负责组织开展电力市场研究，参与编制浙江省电力市场发展规划、设计电力市场模式和电力交易品种等工作，根据委托编制电力交易相关的各类规则及管理办法，推进电力交易体制机制创新。

(二)交易平台建设与运维

负责组织浙江省电力市场交易平台的建设、运营和管理，以及电力市场服务场所的建设和运行管理。

(三)市场成员注册管理

负责按照市场规则，受理发电企业、电力用户、售电公司等市场成员的注册、变更及注销等业务，与市场成员签订入市协议，管理市场成员注册信息和相关档案资料。

(四)市场分析预测

依据浙江省市场供应能力、市场需求情况、输电通道利用等信息，分析未来市场供需，以指导电力交易的开展。

(五)交易组织

按照市场规则，通过浙江电力交易平台组织开展中长期电力交易。完成交易组织准备，发布电力交易公告，接受市场主体的交易申报，出清、发布交易结果。

(六)交易合同管理

配合编制电力交易合同范本，组织签订各类交易合同，开展电力交易合同的汇总和存档，跟踪交易合同执行情况。

(七)交易计划编制与跟踪

依据各类交易合同，滚动编制交易计划，告知市场成员，并提交调度机构执行，跟踪交易计划执行情况，督促各类交易合同依据规则得到有效执行。

(八)交易结算

根据交易结果和执行情况，出具结算依据。

(九)信息发布

按照市场规则，负责发布平台交易信息，组织市场主体发布有关信息，确保市场信息公开透明。

(十)市场评估与风险防控

负责浙江省电力市场运营分析和风险评估，当市场出现重大异常时，按照规则采取相应的市场干预措施，并及时向政府报告，防控电力市场风险。

(十一)合规管理

负责促进浙江省电力交易行为和业务合规开展，按授权对市场主体和相关从

业人员违反交易规则、扰乱交易秩序等违规行为进行查处和报告。建立市场主体信用评价制度，管理市场主体和从业人员信用记录。做好交易中心自身行为的合规自律，配合做好政府部门要求开展的外部审计和业务稽核工作。

(十二)市场服务

为发电企业、电力用户和售电公司等电力市场主体提供政策咨询、业务培训、投诉管理等服务，确保市场主体在交易过程中接受便捷、高效、优质的服务。

(十三)其他事项

按照政府相关部门要求，负责其他电力交易相关工作。

此外，设立市场管理委员会秘书处，负责市场管理委员会的日常工作。

五、浙江电力交易中心与电网公司的业务界面

按照“界面清晰、平台运营、便于监管、优质服务”的思路，实现电力交易业务与电网企业其他业务分开，电力交易核心业务均在浙江电力交易平台上，按照市场规则规范透明地开展，实现业务流程化、环节全透明、操作可追溯、数据可查询，便于政府监管。同时，持续提升对电力市场主体注册、参与交易、信息查询、交易结算等方面的服务水平和效率，努力提供更加优质的市场服务。交易中心主要业务与电网企业其他业务的界面如下：

(一)市场成员注册管理

交易中心负责市场主体注册工作。电网企业应根据注册需要，通过信息网络系统传送数据的形式与交易中心进行数据交互，保障市场主体注册按照国家、省级政府有关要求规范、高效开展。

(二)市场分析预测

交易中心的市场分析预测通过平台发布，主要用于指导交易的组织开展；电网企业向交易中心提供安全约束和相关基础数据。

(三)交易组织

交易中心负责市场交易组织，主要依据市场需求和市场主体申报形成。电力调度机构负责安全校核、交易计划的执行落实。电网企业作为市场主体参与电力交易。在交易组织中，电网企业向交易中心提供输配电价、电网安全约束和检修等信息。

(四)交易合同管理

交易中心负责各类交易合同的管理，参与起草合同范本，通过交易平台为市场成员签署合同提供相关服务，负责合同的汇总归档。电网企业作为市场主体签署相关交易合同。

(五)交易计划编制与跟踪

交易中心负责编制市场交易电量计划，并做好计划执行情况的跟踪。电力调度机构负责交易计划的落实执行。

(六)交易结算

电网企业向交易中心提供抄表电量和各类计划执行等相关信息，交易中心出具电量电费结算依据。在交易中心出具结算依据的基础上，电网企业为市场主体提供电费结算服务。售电企业与其服务用户的有关用电信息的绑定、调整由电网企业完成，相关信息提供交易中心。

(七)信息发布

交易中心负责按照市场规则做好信息发布的组织工作，主要发布电力市场交易有关信息。电网企业、发电企业、电力用户、售电公司各负其责，按规则规定在交易平台发布信息和向交易中心提供相关信息，交易中心配合政府相关部门和监管机构对市场主体信息发布实施监管。

六、交易机构设置

初期，交易中心设置 6 个内设部门，部门名称及主要职责如下：

(一)市场部(市场管理委员会秘书处)

主要负责市场成员注册管理等工作，承担市场管理委员会秘书处的日常工作，参与电力市场方案和规则编制。

(二)交易部

主要负责市场分析预测、交易组织、交易合同管理、交易计划编制与跟踪等工作。

(三)结算部

主要负责交易结算、统计分析、信息发布等工作。

(四)技术部

主要负责交易平台建设与运维工作；负责市场主体接入、应用培训等工作；为市场运营提供技术支持。

(五)稽查部

主要负责市场评估与风险防控、合规管理等工作。

(六)综合部

主要负责综合管理、财务管理、党群管理、组织年度报告编制、市场服务以及与省电力公司的财务业务衔接等工作。

交易中心要按照“业务逐步发展、人员逐步配置”的原则，做好人员配置工作，确保电力交易职责有效落实，支持电力体制改革工作有序推进。

七、交易机构人员及经费保障

交易中心专业人员应具备相应的专业技术水平和业务能力，专业人员薪酬待遇原则上不低于省级电网调度机构相应人员。组建初期，国网浙江省电力公司要保证交易中心具有与履行交易职责相适应的人、财、物，待市场运行后适时按照省政府批准的收费政策向市场主体等收费，收费项目主要包括注册费、年费、交易手续费和服务费等。

八、交易机构组建配套措施

为确保交易机构公开、公平、公正运营，树立交易机构公信力，建立完善以下工作机制：

一是建立市场管理委员会。市场管理委员会通过设立合理的议事机制，研究讨论涉及市场主体利益的重要事项，听取市场主体诉求，提出合理意见建议，审核交易中心高级管理人员任职资格，对不符合任职资格或具有违反任职资格行为的高级管理人员提出任免调整建议，审定涉及市场的重大业务决策等。

二是提高市场交易透明度。严格按照电力市场规则，组织发布市场交易相关信息，通过浙江电力交易平台实现各类交易信息和数据的充分共享，确保浙江省电力市场公开透明。

三是加强内部制度建设。交易中心要通过内部制度建设，加强自律，强化对市场主体交易行为合规性的引导、监控，主动配合政府监管和社会监督，促进市场规范健康有序运营。

四是建立年度报告制度。交易中心按年度向市场管理委员会报告浙江省电力市场运行、交易组织、风险防控、重大事项说明等相关情况，并向社会公开。

五是加强与社会各界的沟通互动。通过会议座谈、现场参观、媒体宣传等多

种方式，加强与行业专家、电力用户、新闻媒体等社会各界的交流，坚持公开透明运营，接受社会各界监督。

附件 3

浙江电力市场管理委员会组建方案

根据《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)及其配套文件精神，按照《浙江省人民政府关于印发浙江省电力体制改革综合试点方案的通知》(浙政发〔2017〕39 号)的要求，考虑现阶段电力交易以直接交易为主的情况，结合浙江电力市场建设的需要，为维护电力市场公平、公正、公开，保障市场主体合法权益，在充分听取各方意见的基础上，制定浙江电力市场管理委员会(以下简称市场管理委员会)组建方案。本方案将根据浙江电力市场发展情况做进一步调整。

一、机构定位

市场管理委员会为市场主体按类别推荐代表组成的自治性议事协调机构，在电力市场建设、制定交易规则、监督市场运营、维护市场秩序、反映市场主体合理诉求等方面发挥重要作用，并接受省发改委(省能源局)的工作指导。市场管理委员会秘书处办公室常设在浙江电力交易中心(以下简称交易中心)。

二、主要职责

(一)研究讨论交易中心组建方案和章程。

(二)研究提出电力市场建设建议，参与起草修订市场规则及相关实施细则。

(三)审核交易中心高级管理人员任职资格。

(四)组织召开相关会议，研究讨论涉及市场主体利益的重要事项，听取市场主体诉求，提出合理意见建议。

(五)监督电力市场运营情况和交易规则执行情况，并及时向省发改委(省能源局)等政府部门反映。

(六)协调电力市场主体各方在交易运营中发生的争议及市场主体其他相关事宜等。

(七)根据工作需要，由政府部门授权履行其他职责。

三、组织机构

(一)市场管理委员会

市场管理委员会由电网企业、发电企业、售电公司、用电企业、交易中心、独立专家等类别代表组成，按市场主体类别选派代表参加，初期规模为 17 人。市场管理委员会委员(除交易中心代表外)不从浙江电力交易中心领取薪酬，实行任期制。

市场管理委员会设主任 1 人，由市场管理委员会委员推选市场主体类别代表轮流担任，任期 2 年。市场管理委员会主任负责召集和主持市场管理委员会会议。

(二)秘书处

设立市场管理委员会秘书处，负责市场管理委员会日常工作，主要包括联络交易机构、电力市场主体各方，收集电力市场主体各方的意见、建议并进行反馈；组织召开电力市场管理委员会代表大会和专业小组会议，整理会议纪要、议事材料等，做好电力市场管理委员会审议结果的报送和传达工作。

市场管理委员会秘书处设秘书长 1 人，由交易中心主要负责人兼任，专职工作人员 2 人。市场管理委员会成员单位可选派 2-3 人，定期轮换。除交易中心工作人员以外，其他工作人员不从交易中心领取薪酬。

(三)专业工作组

市场管理委员会可根据需要下设若干专业工作组，负责处理市场管理委员会交办的专项工作。

专业工作组成员由市场注册成员推荐，不从交易中心领取薪酬。

(四)专家委员会

市场管理委员会可根据需要下设专家委员会，由相关领域专家和第三方咨询研究机构代表等组成。专家委员会成员产生办法由市场管理委员会自行制定。

四、委员产生

市场管理委员会委员按以下方式产生，每届委员任期 2 年：

(一)电网企业代表(5 名)：由省电力公司推荐 5 名代表。

(二)交易机构代表(1 名)：由交易中心推荐产生。

(三)发电企业代表(6 名)：由浙能电力、核电企业、水电企业各推荐 1 位代表，另由省内外统调火电机组装机容量大于等于 200 万千瓦的其他发电集团推荐 3 位代表，由符合条件的发电集团抽签确定，不连选连任。

(四)用电企业代表(2 名)：由参与市场交易的，且年用电量排序前 10 位的

不同行业用电企业中抽签产生，不连选连任。

(五)售电公司代表(2 名)：由在交易中心注册的，且实缴资本排序前 10 位的售电公司中抽签产生，不连选连任。

(六)独立专家代表(1 名)：由省发改委(省能源局)推荐产生。

市场管理委员会委员应具备的条件：具有履行职责所需的管理能力；从事电力行业相关工作 5 年以上；最近 3 年无违法违规记录。

五、工作机制

市场管理委员会组建和试运行期间，省发改委(省能源局)负责召集会议。正常运行后，按照市场管理委员会议事制度等规定召开会议。具体议事规则另行制定。

六、组织实施

在浙江省电力体制改革综合试点工作领导小组领导下，由省发改委(省能源局)牵头，会同相关部门指导市场主体做好浙江电力市场管理委员会组建运营工作。

附件 4

浙江电力交易中心有限公司章程

(一)总则

第一条根据《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)、《国家发展改革委、国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》(发改经体〔2015〕2752 号)、《浙江省人民政府关于印发浙江省电力体制改革综合试点方案的通知》(浙政发〔2017〕39 号)的精神，为建立公开、公平、公正和稳定高效的浙江电力市场，实现电力市场资源优化配置，规范电力市场交易机构的组织结构和行为，依照有关法律法规，制定本章程。

第二条浙江电力交易中心在政府监管下，为浙江电力市场主体提供规范公开透明的电力交易服务，按照省政府批准的章程组建，不以营利为目的，实行资产所有权和业务管理权分离。

第三条公司名称

中文全称：浙江电力交易中心有限公司

英文全称：Zhejiang Power Exchange Center Company Limited

英文缩写：ZJPEC

第四条公司住所：杭州市庆春东路 30 号。

第五条公司由国网浙江省电力公司出资设立，并经工商行政管理部门登记注册，具有独立的企业法人资格，其合法权益和经营活动受国家法律保护。

第六条公司根据业务发展需要，经政府相关部门同意，按照国网浙江省电力公司的有关规定，可依法设立子公司(以下简称所属企业)。公司以其出资额为限，对其所出资企业承担有限责任，并依法享有股东权益。

(二)经营宗旨和经营范围

第七条浙江电力交易中心经营宗旨：公开透明，规范运行，服务党和国家工作大局、服务电力市场主体、服务资源优化配置、服务经济社会发展。

第八条浙江电力交易中心经营范围：电力市场交易平台的建设、运营和管理，负责市场主体的注册和相应管理，组织开展各类电力交易，管理各类电力交易合同，提供结算依据和服务，开展浙江省电力市场建设和规则的研究，提供咨询、培训等市场服务，组织发布市场信息，协助浙江省政府有关部门维护电力市场秩序。

(三)股东和注册资本

第九条公司注册资本：人民币 10000 万元。

第十条股东名称：国网浙江省电力公司。

第十一条股东名称、出资额、出资时间、所占比例：

序号	股东名称	出资额（万元）	出资方式	出资时间	所占比例
1	国网浙江省电力公司	10000	货币	2016-6-15	100%
……	……	……	……	……	……
合计	国网浙江省电力公司	10000	货币	2016-6-15	100%

(四)组织机构及其产生办法、职权、议事规则

第十二条公司不设股东会，股东以书面形式对下列事项作出决定：

(一)决定公司的经营方针和投资计划；

(二)按照干部管理权限和程序，委派和更换执行董事、总经理、监事，决定有关执行董事、监事的报酬事项；

(三)审议批准执行董事的报告；

(四)审议批准监事的报告；

(五)审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案；

(六)审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损的方案；

(七)决定公司增加或者减少注册资本；

(八)决定公司的合并、分立、解散、清算或者变更公司形式；

(九)决定公司的重大资产的重组、转让、租赁等事宜；

(十)决定公司内部管理机构设置方案；

(十一)修改公司章程；

(十二)公司章程规定的其他职权。

第十三条公司的重大资产的重组、转让等重大事项，事先报浙江电力市场管理委员会审议并经省政府同意。

第十四条公司执行董事、总经理、副总经理、监事均属公司高级管理人员，高级管理人员应具备《浙江电力市场规则》(后续制定)规定的任职资格。市场管理委员会负责交易中心高级管理人员任职资格的审核，对不符合任职资格或具有违反任职资格行为的高级管理人员提出任免调整建议。

第十五条公司不设董事会，设执行董事一人，由股东委派，执行董事可以兼任公司总经理。执行董事任期三年，任期届满，由股东决定是否连续委派。

第十六条执行董事是公司法定代表人。

第十七条执行董事依法行使下列职权：

(一)定期向股东报告工作；

(二)执行股东的决定；

(三)制订公司的经营计划和投资方案；

(四)制订公司的年度财务预算方案、决算方案；

(五)制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案；

(六)制订公司增加或者减少注册资本方案；

(七)制订公司合并、分立、解散或者变更公司形式的方案；

(八)审定公司内部管理机构设置方案，经股东审批后实施；

(九)决定聘任或者解聘除应由股东决定聘任或者解聘以外的高级管理人员；

(十)签发公司的基本管理制度；

(十一)股东授予的其他职权。

第十八条公司设总经理一人，由股东委派产生，总经理对执行董事负责。

第十九条公司设副总经理若干名，总师若干名，由股东聘任或解聘。副总经理、总师等高级管理人员对总经理负责。

第二十条总经理行使下列职权：

(一)主持公司的日常生产经营管理工作，组织实施执行董事的决定；

(二)组织实施公司年度经营计划和投资方案；

(三)拟订公司内部管理机构设置方案；

(四)组织拟订公司的基本管理制度并履行相应程序；

(五)组织拟定公司的具体规章并履行相应程序后签发；

(六)召集并主持总经理办公室会议；

(七)执行董事授予的其他职权。

第二十一条公司重大决策、重要干部任免、重要项目安排和大额度资金的使用，须经党委(组)会或总经理办公会等会议集体讨论作出决定。

第二十二条公司不设监事会，设监事一人，由股东委派产生，监事任期三年。

第二十三条监事行使下列职权：

(一)检查公司财务；

(二)对执行董事、高级管理人员执行公司职务的行为进行监督，对违反法律、行政法规、公司章程或者股东决定的执行董事、高级管理人员提出罢免的建议；

(三)当执行董事和高级管理人员的行为损害公司利益时，要求其予以纠正；

(四)按照股东的要求，提交有关报告；

(五)依照公司法的规定，对执行董事、高级管理人员提起诉讼；

(六)公司章程规定的其他职权。

第二十四条未经股东同意，执行董事、总经理及其他高级管理人员不得自营或兼任其他有限责任公司、股份有限公司或者其他经营组织的负责人。

(五)财务会计与审计

第二十五条公司依照法律、行政法规、国务院财政主管部门的规定以及国家电网公司的相关制度建立健全公司及所属企业财务会计制度，加强会计核算与财

务管理。

第二十六条公司会计年度采用公历年制，自公历每年 1 月 1 日起至当年的 12 月 31 日止为一个会计年度。

第二十七条公司在每一会计年度终了时编制财务会计报告，并依法经会计师事务所审计后报送国网浙江省电力公司，并按要求接受审计和检查。

第二十八条公司按照国家和股东单位的有关规定，对全资企业、控股企业实行合并财务报表制度。

第二十九条公司以人民币为记账本位币，根据经营需要，经批准可分别开设人民币账户和外汇账户。

第三十条本公司专业人员应具备相应的专业技术水平和业务能力，专业人员薪酬待遇原则上不低于省级电网调度机构相应人员。

第三十一条公司应按下列顺序，分配当年税后利润：

(一)弥补以前年度亏损；

(二)提取税后利润的 10%列入公司法定公积金，当公司法定公积金累计额达到公司注册资本的 50%时，不再提取；

(三)按股东实缴出资比例分配利润。

第三十二条公司的法定公积金用于弥补公司的亏损，扩大公司的生产经营或转为增加公司资本。转增资本时，所留存的法定公积金不得少于转增前公司注册资本的 25%。

第三十三条公司依法缴纳各项税费。

(六)劳动人事制度

第三十四条公司根据国家法律、行政法规和股东单位劳动人事有关规定，制定公司内部劳动、人事和分配制度。

第三十五条公司依据国家政策、股东单位的有关规定，结合本企业生产经营和实际需要，逐步建立和完善竞争有序的激励和约束机制，并接受股东单位劳动人事管理部门的调控和监督。

第三十六条公司按照国家和当地政府的有关规定，参加各种社会保险，执行劳动保护政策，保障劳动者的合法权益。

(七)党的组织和工会组织

第三十七条公司根据《中国共产党章程》的规定，设立党的组织，对党和国家的方针、政策在本企业的贯彻执行实行保证监督。

第三十八条浙江电力交易中心党组织根据相关规定按照民主集中制原则参与以下企业重大问题决策：

(一)公司发展战略、中长期发展规划；

(二)公司生产经营方针；

(三)年度财务预算和决算；

(四)公司及其所属企业资产重组、重大项目安排和大额度资金的使用等重大问题；

(五)公司改革方案和重要管理制度的制定、修改；

(六)按干部管理权限，决定所属单位和部门重要干部的任免；

(七)企业内部机构的设置调整方案的制定；

(八)涉及公司职工切身利益的重大问题。

第三十九条公司依照《中华人民共和国工会法》、《中国工会章程》和《企业工会工作条例》等法律法规组织工会，开展工会活动，维护职工的合法权益。公司为本公司工会提供必要的活动条件。

公司研究决定经营方面的重大问题、制定重要的规章制度时，应当听取公司工会的意见，并通过职工代表大会或者其他形式听取职工的意见和建议。涉及职工切身利益的重大事项必须提请职工代表大会审议通过。

第四十条浙江电力交易中心党组织根据党章及相关规定，加强纪律检查，设立相应的监督机构，依法依规对公司各级管理人员执行企业职务的行为进行监督。

(八)解散和清算

第四十一条公司的营业期限为长期，从《企业法人营业执照》颁发之日起计算。

第四十二条公司有下列情形之一的，可以解散：

(一)股东决定解散；

(二)因公司合并或者分立时需要解散；

(三)依法被吊销营业执照、责令关闭或者被撤销；

(四)因不可抗力事件致使公司无法继续经营时；

(五)宣告破产；

(六)公司章程规定的营业期限届满或者公司章程规定的其他解散事由出现。

第四十三条公司因除本章程第四十二条(二)条以外的情形解散时，应依《公司法》的规定成立清算组，对公司资产进行清算。清算结束后，清算组应当编制清算报告，报主管机关确认，并报送公司登记机关，申请注销公司登记，公告公司终止。

(九)附 则

第四十四条本章程经股东同意，报省政府相关部门批准，并在工商行政管理部门登记(备案)后生效。

第四十五条本章程未尽事宜，按照国家法律、法规和股东单位的有关规定执行。

第四十六条公司可根据需要修改章程，修改后的章程经股东同意，经市场管理委员会审核，并报省政府相关部门批准，经工商行政管理部门登记(备案)后生效。

第四十七条本章程由公司股东负责解释。

抄送：国家发展改革委、国家能源局，国家电网公司，省国资委、省物价局、国家能源局浙江监管办，国家电网公司华东分部、北京电力交易中心。

浙江省发展和改革委员会办公室

2017 年 10 月 30 日印发

（本文摘选自《浙江省发改委》）

2、【2018 年度浙江省电力电量平衡方案：风电光伏等优先安排】

国网浙江省电力有限公司，各市发改委、经信委、供电公司，各统调发电厂，淮浙煤电凤台发电分公司、安徽淮南平圩发电有限责任公司，宁夏银星发电有限责任公司、宁夏枣泉发电有限责任公司、神华国华宁东发电有限责任公司、国电浙能宁东发电有限公司、神华国能宁夏鸳鸯湖发电有限公司、华能宁夏大坝电厂四期发电有限公司：

为做好 2018 年全省电力保障工作，根据我省经济社会发展预期，经征求省

级有关部门和电网、发电企业意见，我委（局）编制了《2018 年度浙江省电力电量平衡方案》，现予以印发，请贯彻执行。

浙江省发展和改革委员会浙江省能源局

2017 年 12 月 27 日

2018 年度浙江省电力电量平衡方案

2017 年，全省上下坚决贯彻落实中央和省委、省政府决策部署，坚定不移沿着“八八战略”指引的路子阔步前进，奋力推进“两个高水平”建设，不断提高发展质量，全省经济运行呈现良好态势。1—11 月份，全省全社会用电需求总体保持较高增长水平，全省全社会用电量 3821 亿千瓦时，同比增长 8.5%，高出全国 2 个百分点，预计全年全社会用电量约 4200 亿千瓦时，同比增长 8.4%左右。

一、2018 年电力供需形势预测

（一）电力需求情况

2018 年，预计全省经济将继续保持健康发展态势，全省用电需求增长仍较为旺盛，但考虑到 2017 年夏季天气持续晴热高温因素，考虑在正常气候条件下，2018 年用电增速将比今年回落，预计 2018 年全省全社会用电量 4410 亿千瓦时左右，同比增长约 5%，统调最高用电负荷需求 7400 万千瓦左右，同比增长 6%左右。其中，根据国家发改委《关于有序放开发用电计划的实施意见》，预计 2018 年一产用电，三产中的重要公用事业、公益性服务行业用电，以及居民生活等优先购电计划电量 1032 亿千瓦时，同比增长 4.9%。

（二）电力供应情况

省内发电方面：2017 年底全省统调发电装机为 5679 万千瓦，预计到 2018 年底全省统调装机为 5938 万千瓦，新增的主要是三门核电 1#、2#机组共 250 万千瓦。综合考虑天然气供应能力、发电机组出力制约、计划检修、机组旋转备用等因素，预计 2018 年各月统调供电能力在 3863～4933 万千瓦之间，其中夏冬季用电高峰的 1、7、8、12 月分别为 4047 万千瓦、4833 万千瓦、4865 万千瓦和 4933 万千瓦。受天然气供应紧张影响，2018 年 1—3 月份统调发电能力明显低于上年同期；夏季高峰统调供电能力和上年持平。

外购电方面：2018 年宁东煤电基地 532 万千瓦机组投产，结合宁东直流夏季运行方式安排，迎峰度夏期间可增加我省外购电力 200 万千瓦；2018 年福建、

四川、新疆（含吉泉直流）等三省区外购电略有增加；三峡、溪洛渡、秦山核电、皖电东送、区域调峰调频等外购电均维持 2017 年水平；合计全年各月外购电在 1664—2840 万千瓦之间，其中夏冬季 1、7、8、12 月份的高峰电力分别为 1961 万千瓦、2840 万千瓦、2840 万千瓦和 1949 万千瓦，总体比 2017 年增加约 200 万千瓦。

（三）电力电量平衡情况

综合考虑省统调可供出力和外购电力，2018 年省统调电力供应能力在 5631—7565 万千瓦之间，各月分别存在最大约 69—640 万千瓦的电力裕度。其中，1、3 月份受天然气供应紧张影响，电力维持紧平衡，高峰时段仅存在 69 万千瓦和 182 万千瓦的裕度；夏季 7 月、8 月份最大供电能力分别为 7533 万千瓦和 7565 万千瓦，仅有 133 万千瓦和 165 万千瓦的裕度，维持紧平衡；春秋季全省电力供应能力还有 500 万千瓦左右的较大富余。总体上，由于近两年全省用电增速较高，且省内基本没有大型机组投产，全省电力供需格局，已从 2014 年来的发电能力大量过剩，逐步转为全年电力供需总体平衡，但夏冬季偏紧的局面。

二、2018 年发电计划安排原则和方案

（一）主要原则

在保障全省电力供需平衡的基础上，统筹省内外电力资源，兼顾当前和长远，加快建立稳定的外购电基地，提前锁定高峰外购电和输电通道，适度扩大电力用户直接交易，维持省内发电健康稳定，保障行业平稳发展。外购电、省统调和地方发电机组年度计划安排原则如下：

省外购电：根据国家计划安排三峡、溪洛渡、核电机组等优先发电计划；按照据省际送受电协议安排四川水电、福建和新疆来电优先发电计划；皖电东送机组按省内同类机组发电小时安排发电计划；已投产宁东送浙煤电机组按省内同类机组发电小时安排发电计划，为满足夏冬季高峰用电需要，通过宁东直流夏冬季增购部分电力电量；调峰调频机组根据电网需要安排优先发电计划；弃风弃光现货交易电量和临时双边交易电量参照 2017 年安排；预留宁东煤电基地缓建机组发电计划和宁东、皖电东送机组参与直接交易电量奖励盘子。

统调电厂发电计划：统调水电、风电、核电、光伏和调峰调频机组按照优先发电安排计划；继续实施燃煤机组超低排放和年度考核奖惩政策；按满足电网调

峰和保持发电用天然气消费量基本稳定的需要，安排天然气机组发电计划；预留一定的天然气机组供热超计划发电空间，满足地方供热发电需要；进一步放开有序替代交易市场主体自主权。

地方电厂计划：纳入规划的地方风能、太阳能、生物质能、余热余压余气发电和水电按照优先发电安排计划；为保障供热需要，地方燃煤热电联产机组按“以热定电”安排发电计划；限制抽凝机组发电；加强自备电厂调度运行管理，严格限制自备电厂上网电量。

（二）年度计划安排

1．外购电计划

2018 年全省安排外购电量计划 1354 亿千瓦时，比 2017 年计划增加 90 亿千瓦时左右，增加的主要是宁东直流、方家山核电等电量，另外预留 67 亿千瓦时电量，主要包括宁东煤电基地缓建机组预留发电计划和宁东、皖电东送机组参与直接交易电量奖励。外购电中，优先发电电量 863 亿千瓦时。

（1）国家计划外购电 710 亿千瓦时，主要包括跨省跨区水电 331 亿千瓦时和外购核电 379 亿千瓦时，其中方家山核电因机组检修减少较 2017 年增加约 20 亿千瓦时。国家计划外购电中优先发电计划 710 亿千瓦时。

（2）政府间协议外购电 573 亿千瓦时，与 2017 年相比增加 69 亿千瓦时左右。主要包括四川水电 74 亿千瓦时、福建来电 20 亿千瓦时，皖电东送 275 亿千瓦时和新疆来电 17 亿千瓦时（含吉泉直流 4 亿千瓦时），根据宁东送浙煤电基地投产情况和我省夏冬季高峰用电需要，宁夏送我省落地电量按 187 亿千瓦时安排计划。政府间协议外购电中优先发电计划 111 亿千瓦时。

（3）区域电网调峰调频优先发电计划 40 亿千瓦时，主要包括华东统销和抽水蓄能电量。其中优先发电计划 40 亿千瓦时。

（4）按照 2017 年水平，预留临时双边交易电量 10 亿千瓦时和国家弃风弃光现货交易电量 20 亿千瓦时，其中从国家弃风弃光现货市场购入电量的落地电价应低于每千瓦时 0.30 元。

2．省统调机组发电计划

全年安排统调发电机组电量 2338 亿千瓦时。其中燃煤机组 2026 亿千瓦时，天然气机组 145 亿千瓦时，水电和核电机组 143 亿千瓦时，风电、太阳能光伏电

站发电量等约为 24 亿千瓦时。

（1）燃煤机组发电计划：2017 年底前投产燃煤机组基础发电计划为 4000 小时，2017 年底后投产燃煤机组基础发电计划为 3800 小时。对达到天然气机组排放限额标准的机组按年平均容量增加 200 小时，并按照实际达标情况考核。2018 年电力直接交易完成后，相关统调燃煤发电企业按参与直接交易电量的一定比例奖励发电计划，奖励的发电计划纳入各厂 2018 年发电计划。

根据《关于印发加强电力生产运行管理工作意见（试行）及配套细则的通知》（浙经信电力〔2012〕352 号）和《关于修改加强电力生产运行管理工作意见（试行）及配套细则部分条款的通知》（浙经信电力〔2013〕699 号）相关规定，按 2016 年 12 月 2 日—2017 年 12 月 1 日统调机组发电运行情况，年度电力运行考核优秀的，燃煤机组奖励年度发电利用小时 100 小时；考核不合格的，扣减年度发电利用小时 100 小时。根据《浙江省统调燃煤发电机组新一轮脱硫脱硝及除尘改造管理考核办法》（浙经信电力〔2014〕349 号），对 2016 年 12 月 2 日—2017 年 12 月 1 日清洁排放机组烟气排放达标情况进行考核，考核电量纳入 2018 年度发电计划管理。

2018 年省统调燃煤机组有序替代，由拥有单机 30 万千瓦及以下机组的电厂自主向省电力交易中心申报替代电量，在符合安全校核的基础上，由省电力交易中心分季度组织竞价，由竞价中标企业实施替代发电，实施有序替代双方的年度发电计划保持不变。具体有序替代实施细则授权省电力交易中心制订。科学合理安排 60 万千瓦及以上高效机组集中有序调停，并适当延长有序调停周期，减少机组启停次数。

（2）天然气机组发电计划：全年统调和地方天然气机组电量盘子按 155 亿千瓦时预留。2018 年统调天然气机组按满足电网调峰需要安排 137 亿千瓦时发电计划，并预留一部分发电计划，9 月份根据天然气机组发电情况再行调整下达。另全年预留 15 亿千瓦时的计划外发电空间，用于天然气机组为满足连续供热的超计划发电，并根据供热发电实际情况适时据实调整。因天然气机组已实施两部制电价，2018 年度统调天然气机组奖惩电量继续暂停执行。

（3）核电机组发电计划：根据生产运行需要，全年安排发电量空间约 110 亿千瓦时。

（4）水电机组发电计划：参考近 5 年平均来水电量基础上，结合 70%来水频率发电量确定下达，具体按来水实发。全年安排发电量空间约 33 亿千瓦时。

（5）为促进老旧高耗机组关停淘汰，保障已关停机组企业妥善做好人员安置等善后工作，关停燃煤机组按 5000 小时核定保留发电计划指标。在符合安全校核的基础上，保留发电计划指标由省电力交易中心分季度组织竞价，由竞价中标企业实施替代发电。替代双方的年度发电计划保持不变。

（6）2018 年 9 月份，根据全省实际用电增长情况，相应调整省统调机组发电计划。

3．地方电厂发电计划

到 2017 年底，预计地方电厂装机约为 1760 万千瓦，其中 6000 千瓦及以上地方机组 1073 万千瓦（水电 192 万千瓦、热电 389 万千瓦、垃圾（污泥）和纯余热发电等资源综合利用机组 217 万千瓦、天然气机组 35 万千瓦、风电 109 万千瓦、太阳能光伏发电 131 万千瓦）。2018 年地方电厂发电量约为 519 亿千瓦时，其中，6000 千瓦及以上热电、垃圾（污泥）焚烧发电、天然气发电、纯余热发电等机组计划发电量为 332 亿千瓦时左右，地方小水电、风电、太阳能光伏和 6000 千瓦以下电厂发电量等约为 187 亿千瓦时。

（1）地方水电机组按常年平均来水考虑发电计划空间，按来水实发。

（2）地方天然气机组按两部制电价方案安排年度发电计划。

（3）地方热电机组根据 2017 年统计热电比，按中压、次高压、高压机组及以上分类，年均 100%热电比的基础年度发电计划利用小时分别为 3800、4000 和 4200 小时；年均热电比超过 100%的，每增加 1 个百分点，年度发电计划利用小时递增 5 个小时。同时，再根据 2017 年实际发电利用小时数，对各厂年发电计划利用小时作严格限制。2017 年及以后投产的新建公用热电联产企业，参照上述原则测算，若测算年发电计划利用小时低于 4400 小时，按 4400 小时核定；大于 4400 小时的，则按测算值核定。

（4）水泥纯余热发电机组按 6500 小时纳入电力电量计划平衡，不下达计划。垃圾（污泥）焚烧电厂按需发电，不受计划限制（暂按 6500 小时纳入电力电量计划平衡），其他综合利用电厂按 6000 小时下达。

（5）根据各地地方电厂实际装机和机组改造建设投产情况，分市核定下达

地方电厂公用机组和自备机组的分类发电计划总量，由各市在分类计划总量范围内平衡下达到相关企业。四季度根据实际用热增长情况，适度调整年度计划。

（本文摘选自《浙江省发改委》）