



嘉兴市光伏行业协会
嘉兴市光伏产业联盟

光伏信息精选

2019.05.06-2019.05.12

嘉兴市光伏行业协会秘书处

目 录

行业聚焦	1
1、【1—4 月浙江太阳能电池出口 22.2 亿元，增长 49.2%】	1
2、【一季度全国电力装机同比下降 28.6% 用电量同比增长 5.5%】	2
3、【10 个关键点读懂 2019 年光伏补贴政策】	8
4、【技术进步助力光伏行业降本提质增效】	11
5、【2024 年全球储能市场或将扩大 13 倍】	14
6、【石墨涂层使钙钛矿太阳能电池防水】	16
企业动态	17
1、【晶科能源 80MW 阿根廷光伏项目投运】	17
2、【天合光能落户义乌信息光电高新区】	18
光伏政策	19
1、【2019 年重点专项监管工作方案：力促清洁能源消纳】	19
2、【国务院关税税则委员会关于对原产于美国的部分进口商品提高加征关税税率的公告】	26

行业聚焦

1、【1—4月浙江太阳能电池出口22.2亿元，增长49.2%】

据杭州海关统计，2019年1-4月，浙江省外贸进出口9000.6亿元，同比增长7.3%，增速高于全国3.0个百分点。继一季度之后，浙江省进出口增速继续在东部沿海主要外贸省市中保持首位，出口和进口增速均居第2位。1-4月，浙江省进出口占全国总值的9.5%，出口占13.0%，均与一季度持平，进口占5.4%，较一季度提升0.1个百分点。

4月，浙江全省外贸进出口总值2365.0亿元，增长8.7%；其中，出口1687.8亿元，增长5.1%；进口677.2亿元，增长18.7%，增速分别高于全国2.2、2.0和8.4个百分点。

对新兴市场进出口增长较快，“一带一路”沿线国家好于整体

4月，浙江对欧盟进出口446.0亿元，增长5.6%；对美国进出口323.9亿元，下降3.7%。同期，对东盟、拉美和非洲分别进出口277.7亿元、215.9亿元和184.8亿元，分别增长9.6%、13.5%和13.4%，分别拉动全省进出口增长1.4、1.3、0.8个百分点。对“一带一路”沿线国家进出口788.2亿元，增长12.9%，高出全省外贸增速4.2个百分点；其中，对印度进出口78.7亿元，增长13.0%，对俄罗斯进出口64.1亿元，增长43.3%。

机械设备等主要类别商品出口稳步增长，新型贸易增速稳定

4月，浙江全省机电产品出口758.2亿元，同比增长6.1%，占全省出口总值的44.9%，其中机械设备、电器及电子产品分别增长6.8%和5.1%；出口劳动密集型产品572.6亿元，增长5.6%，占33.9%，其中纺织品、塑料制品分别增长5.7%和14.5%；出口高新技术产品122.8亿元，增长6.2%，占比提升至7.3%，其中太阳能电池出口22.2亿元，增长49.2%。

同时，浙江4月全省市场采购出口192.9亿元，同比增长9.3%，环比增长59.7%，占出口总值的11.4%，拉动出口增长1.0个百分点。同期，通过海关跨境电商通关管理平台进出口23.9亿元，增长24.4%。

宁波、金华4月出口增长贡献突出，丽水、温州出口增长较快

4月，浙江宁波、金华分别出口463.1亿元和317.4亿元，分别增长10.8%和8.2%，对全省出口的增长贡献率合计达84.6%。同期，丽水、温州出口分别增长69.8%和23.9%，居全省增速前两位；1-4月，丽水、舟山和温州出口分别增长44.3%、16.8%和16.1%，居全省前三位。

大宗商品进口继续增加，进口增长贡献率超过60%

4月，浙江全省进口规模前20项大宗商品合计进口326.8亿元，同比增长24.7%，占全省进口总值的48.3%，进口增长贡献率达到60.8%。大宗商品进口值增长主要受进口量增长拉动，前20种大宗商品平均价格上升3.9%，进口量增长20.0%。前三项大宗商品初级形状塑料、成品油和二甲苯进口数量分别增加65.9%、21.4%和31.4%。同期，消费品进口58.5亿元，增长38.8%。另外，主要固体废物（废金属、废纸和废塑料）进口30.4万吨，同比减少28.1%。

（本文摘自《央广网》）

2、【一季度全国电力装机同比下降28.6% 用电量同比增长5.5%】

近日，中电联发布《2019年一季度全国电力供需形势分析预测报告》，全文如下：

一、2019年一季度全国电力供需状况

（一）全社会用电量增速回落，当季增速符合年初预期

一季度，全国全社会用电量1.68万亿千瓦时、同比增长5.5%，环比上年四季度回落1.8个百分点，当季增速符合年初预期。分月份看，1-2月份全社会用电量同比增长4.5%；3月份增速上升至7.5%。3月份工业生产的回升，是当月全社会用电量增速回升的重要原因，当月工业用电量增长对全社会用电量增长的贡献率从1-2月的14.5%上升至3月份的55.0%。

主要特点有：

一是第二产业用电量增速回落。一季度，第二产业用电量1.09万亿千瓦时，同比增长3.0%，环比上年四季度回落3.9个百分点；第二产业用电量占全社会用电量比重为65.2%，同比降低1.6个百分点。制造业用电量8027亿千瓦时，同比增长3.4%，其中，在上年同期低基数以及工业生产回升的拉动下，3月份制造业用电量增长9.0%。从制造业几大类行业来看，一季度高技术及装备制造业[1]

用电量同比增长 4.3%，高于制造业用电量增速。消费品制造业[3]用电量增长 3.3%。四大高载能行业[2]用电量同比增长 2.8%，其中，非金属矿物制品业用电量增长 7.0%；化学原料和化学制品制造业用电量增长 2.9%；黑色金属冶炼和压延加工业用电量增长 2.8%；有色金属冶炼和压延加工业用电量增长 0.4%。

二是第三产业用电量继续快速增长。一季度，第三产业用电量 2859 亿千瓦时、同比增长 10.1%，占全社会用电量比重为 16.3%、同比提高 0.7 个百分点。其中，信息传输、软件和信息技术服务业用电继续延续近年来快速增长势头，同比增长 15.6%；租赁和商务服务业、房地产业、批发和零售业用电量同比分别增长 14.4%、12.7%、11.8%；交通运输、仓储和邮政业用电量增长 9.2%。

三是城乡居民生活用电量快速增长。一季度，城乡居民生活用电量 2830 亿千瓦时、同比增长 11.0%，所占全社会用电量比重为 16.0%、同比提高 0.8 个百分点。其中，城镇居民生活用电量 1613 亿千瓦时，同比增长 10.2%；乡村居民生活用电量 1218 亿千瓦时，同比增长 12.2%。

四是第一产业用电量较快增长。一季度，第一产业用电量 160 亿千瓦时、同比增长 6.8%，占全社会用电量比重为 0.9%、与上年同期持平。其中，畜牧产品、渔业产品规模化生产逐步增多，带动畜牧业、渔业用电量分别增长 8.6%和 12.4%。

五是第三产业和城乡居民生活用电量增长是全社会用电量增长的主要拉动力。一季度，第二产业用电量增长对全社会用电量增长的贡献率为 36.4%，同比降低 10.4 个百分点，是全社会用电量增速回落的重要原因。第三产业、城乡居民生活用电量增长对全社会用电量增长的贡献率分别为 30.2%和 32.2%，同比分别提高 5.0 和 5.7 个百分点；两者贡献率合计达到 62.4%，是支撑全社会用电量增长的最主要动力。

六是中西部地区用电量增速领先，绝大部分省份用电量正增长。一季度，东、中、西部和东北地区全社会用电量同比分别增长 3.7%、8.3%、7.3%和 2.4%；中部、西部地区用电量占全国用电量的比重均同比提高 0.5 个百分点；东部和东北地区用电量占比同比分别降低 0.8 和 0.2 个百分点。全国 31 个省份中除青海和黑龙江外，其他 29 个省份用电量均实现正增长；16 个用电量增速高于全国平均水平的省份中，除海南、河北和浙江 3 个省份外，其余均属于中、西部省份。

（二）电力延续绿色低碳发展趋势，电力投资和投产规模同比下降

一季度，全国主要电力企业合计完成投资 908 亿元、同比下降 16.0%。其中，电源投资下降 4.3%，电网投资下降 23.5%。截至 3 月底，全国 6000 千瓦及以上发电装机容量 18.1 亿千瓦、同比增长 5.9%；全国全口径发电装机容量 19.2 亿千瓦、同比增长 6.4%。电力供应主要特点有：

一是新能源发电以及煤电新增装机规模同比减少。全国新增发电装机容量 1788 万千瓦，同比少投产 716 万千瓦。其中，煤电投资同比下降 31.3%，新增煤电装机 397 万千瓦、同比少投产 23 万千瓦；新增非化石能源发电装机容量 1192 万千瓦，占新增发电装机总容量的 66.7%。3 月底，全国并网风电装机容量 1.9 亿千瓦、同比增长 12.7%；全口径并网太阳能发电装机 1.8 亿千瓦、同比增长 29.3%。

二是非化石能源发电量快速增长。一季度，全国规模以上电厂发电量为 1.67 万亿千瓦时，同比增长 4.2%。其中，火电发电量 1.27 万亿千瓦时、同比增长 2.0%；水电发电量 2159 亿千瓦时、同比增长 12.0%；核电发电量 770 亿千瓦时、同比增长 26.1%。全国全口径并网风电、并网太阳能发电量分别为 1041、439 亿千瓦时，同比分别增长 6.1%和 26.6%。

三是除水电外的其他类型发电设备利用小时均同比下降。一季度，全国发电设备平均利用小时 919 小时、同比下降 4 小时。其中，由于来水情况相对较好，水电 691 小时、同比提高 74 小时；火电 1083 小时、同比下降 6 小时，其中，煤电 1122 小时、同比下降 3 小时，气电 603 小时、同比下降 45 小时；核电 1655 小时、同比下降 35 小时；并网风电 556 小时、同比下降 37 小时；并网太阳能发电 283 小时、同比下降 6 小时。

四是 110 千伏及以下电网投资比重明显提高。一季度，110 千伏及以下电网投资占电网总投资的比重为 66.5%，同比提高 14.7 个百分点。全国基建新增 220 千伏及以上变电设备容量 6172 万千伏安、同比少投产 169 万千伏安；新增 220 千伏及以上输电线路长度 5744 千米、同比少投产 2706 千米。

五是跨区跨省送电量较快增长，清洁能源得到大范围优化配置。一季度，全国跨区、跨省送电量分别完成 1054 和 2984 亿千瓦时，同比分别增长 8.4%和 10.2%。

六是电力燃料供需总体平衡，地区性时段性偏紧。一季度，煤炭生产量微增、

进口量下降，煤炭供应量增长慢于消费量增长，电煤供需出现地区性阶段性偏紧。电煤价格总体呈现高位上涨特征，2月以来中国电煤采购价格指数CECI各期综合价均超过《关于印发平抑煤炭市场价格异常波动的备忘录的通知》（发改运行〔2016〕2808号）规定的绿色区间上限，国内煤电企业采购成本仍居高位。



中国沿海电煤采购价格指数（CECI 沿海指数）周价格

（三）全国电力供需总体平衡，局部地区在1月出现错峰

一季度，全国电力供需形势总体平衡。华中区域部分省份高峰时段电力供需偏紧，主要是江西、湖北在1月份受寒潮天气等因素影响出现缺口、采取了错峰措施；华北、华东、南方区域电力供需总体平衡；东北、西北区域电力供应能力富余。

二、全国电力供需形势预测

（一）全社会用电量平稳增长，全年增速低于2018年

预计上半年全社会用电量同比增长5.5%左右。在平水年、没有大范围极端气温影响的情况下，预计全年全社会用电量增长5.5%左右；若夏季出现大范围极端高温天气，将可能上拉全社会用电量增速1个百分点左右。

（二）年底总装机容量达到20亿千瓦，非化石能源装机比重进一步提高

预计全年全国基建新增发电装机容量1.1亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机投产7000万千瓦左右。预计年底全国发电装机容量达到20亿千瓦、同比增长6%左右；其中，水电3.6亿千瓦、并网风电2.1亿千瓦、并网太阳能发电2.0亿千瓦、核电4900万千瓦、生物质发电2200万千瓦左右。非化石能源发电装机合计达到8.4亿千瓦左右、占总装机容量比重上升至42%，比2018年底提高1.2个百分点左右。

（三）全国电力供需总体平衡，迎峰度夏期间部分地区电力供需偏紧

预计全国电力供需总体平衡，部分地区电力供需偏紧、供需形势较前两年紧张，在迎峰度夏高峰时段存在电力缺口、需要采取错峰措施。分区域看，华北、华中、华东电力供需偏紧，部分省份高峰时段需要采取错峰措施；南方区域电力供需总体平衡；东北、西北区域电力供应富余。预计全年火电设备利用小时4400小时左右。

三、有关建议

今年是新中国成立70周年，是全面建成小康社会、实现第一个百年奋斗目标的关键之年。电力行业坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻全国两会精神，深入推进“四个革命、一个合作”能源安全新战略，着力深化供给侧结构性改革，坚定不移推动电力高质量发展。当前，国内经济面临下行压力，电力市场改革纵深推进，行业发展和企业经营形势严峻，结合电力供需分析与预测，报告提出有关建议如下：

（一）多措并举，着力保障电力安全稳定供应

建议做好迎峰度夏及重大活动保电预案、系统安全运维、项目投产及需求侧管理等工作，避免因电力供需紧张导致电力短缺和安全运行风险。

一是加强电力系统安全防护体系建设和演练，提前加强电力系统重要设备、重要场所、重要通道、重要时段运维管理，做好安全事故预案，确保电力系统安全。

二是结合供需形势变化，将具备投产条件的应急储备电源及时纳入投产计划，提高供应保障能力；充分发挥大电网作用，实现电力大范围资源优化配置。

三是更加重视需求侧管理，扩大峰谷电价执行范围，确定科学、合理的峰谷分时电价比，按最大供需缺口制定落实有序用电措施，引导用户错峰用电，实现削峰填谷、移峰平谷。

（二）稳妥有序，着力平衡电网企业红利释放与可持续发展

建议重点抓好输配电成本归集、增量配电网改革推进步伐、综合能源服务及电能替代等工作，在释放改革红利的同时，多措并举缓解电网企业利润大幅下降、亏损面持续扩大的压力。

一是在输配电价监审中，考虑不同地区经济发展水平、设备运行环境，电网发展阶段等因素，进行差异化输配电成本归集。

二是稳妥有序推进增量配电业务改革，适当把控改革试点推进的节奏，在前三批试点项目推进缓慢的情况下，审慎将改革试点向县域延伸；同时加强顶层设计和监管能力，确保项目在申报等各阶段有规可依、有章可循。

三是持续清理规范转供电环节不合理加价，确保降价红利传导至一般工商业用电；建议通过创新用户增值服务模式、扩大电能替代等多种方式，扩大利润渠道和来源；同时，采取综合措施，保障完成2019年国家一般工商业电价再降10%的任务。

（三）强化执行，着力解决发电企业经营困境

建议做好电煤含税基准价调整、燃料保供、稳定电煤价格、电煤中长协合同监督等工作，缓解发电企业经营困境。

一是加大煤电企业政策支持力度，尽快推进电煤中长协合同含税基准价调整。建议明确中长协合同不含税的基准价格，并根据最新税率调整计算含税基准价，同时协调相关煤炭生产企业相应调整电煤价格，推动降税红利有效传导至终端用户。

二是加强电煤监测，保障电煤稳定供应。推动优质煤炭产能释放并尽快形成有效产能；适时调整进口煤指标，统筹利用两个市场、两种资源；针对当前电煤中长协合同捆绑月度长协及变相增加外购煤比例，造成实际中长协合同量大幅减少的情况，完善电煤中长期合同定价机制和监督机制，充分发挥中长协稳价保供的“压舱石”作用；对产能减少和运力受明显制约的区域合理安排运力，在铁路运力配置上予以倾斜。

三是完善火电机组调峰辅助服务补偿机制，提高机组改造积极性，加快煤电灵活性改造进度；给予专项资金补助和专项债转股政策倾斜，促进长期亏损的煤电企业扭亏转盈，恢复自我融资能力，实现资金正常周转，缓解煤电企业去杠杆压力。

（四）统筹协调，着力促进新能源企业健康发展

建议做好新能源发展节奏控制等工作。避免出现新能源装机大规模集中过快投产、系统调峰能力不匹配导致的消纳困难及加剧可再生能源补贴缺口。

一是适度控制海上风电开发进度，促进海上风电健康发展。建议结合网源规划和新能源消纳情况，国家层面上统筹海上风电开发及布局，防止地方“资源换

产业”的不合理行政干预，避免出现大规模集中投产现象，导致电量无法消纳，造成资源浪费资产闲置；同时，推高可再生能源补贴缺口，企业投入无法按时回收成本，给经营造成压力，更不利于风电全产业链健康发展。

二是合理把握发展节奏，通过技术创新引领风电、光伏产业实现平价上网。建议有序实施可再生能源补贴退坡，避免釜底抽薪式产业发展政策。通过合理引导和市场化调节手段，加快建立产业链协同、产学研一体化的自主科技创新体系，激发新能源企业应用先进技术降本增效的动力，逐步实现平价上网。

三是落实可再生能源补贴资金。加快可再生能源补贴目录公布和补贴资金发放，通过市场化手段拓宽资金来源，尽快解决巨额拖欠问题；针对补贴不到位的情况，开发绿色信贷产品，解决由于补贴不到位造成的企业现金流短缺。

（本文摘自《中电联》）

3、【10个关键点读懂2019年光伏补贴政策】

4月28日，国家发展改革委印发了《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格〔2019〕761号），并于4月30日在发改委官网公开发布，文件明确了2019年光伏项目上网电价，2019年光伏电价政策终于尘埃落定。

政策核心是竞价：除扶贫和户用分布式电站外，所有分布式光伏电站和集中式均参与竞价。中国光伏行业协会认为，经过多次召集光伏企业代表征集意见之后，此次政策的出台充分考虑了行业发展现状及企业诉求，对2019年光伏上网电价政策进行了更合理的调节，在客观边界范围内，推动中国光伏产业继续壮大，迈向全面无补贴时代。

新政出台后引发广泛关注，对于政策的解读可以总结为以下10点：

1、2019年将不再有标杆电价，取而代之的是指导电价。2019年新建的地面电站项目，实行公开竞价，I、II、III类资源区的上限分别为每千瓦时0.40元、0.45元和0.55元。竞价规则按照最新版的征求意见稿，计算出修正电价后再排序。

2、由于财政部明确了2019年30亿元的总补贴盘子，因此不会再发生像去年531政策下发后的行业急刹车造成的严重影响，今年还会有630，主要针对纳

入财政补贴规模但尚未确定上网电价的集中式光伏电站。

3、户用光伏指标首次单列，总指标规模为：3.5GW+一个月的缓冲期安装量。户用电站无论是“自发自用，余电上网”还是“全额上网”模式都采用相同的电价模式，即：0.18（度电补贴）+当地燃煤标杆电价。

4、地面电站及工商业电站参与全国性的竞价，指导电价是参与竞价电价的最高值，竞价电价=补贴电价+当地燃煤标杆电价。

5、光伏扶贫电价由于其特殊性，补贴价格没有调整，而且会第一时间发放。不过，最新的政策是企业不能投资入股光伏扶贫电站。

6、工商业电价的竞价补贴上限确定为0.1元/千瓦时。全额上网工商业项目将与地面电站参与竞价，补贴上限确定为0.1元/千瓦时。自发自用，余电上网工商业项目大概率将参与竞价，还需国家能源局最终文件确认。

7、2019年电价将全年不变，不是按照之前讨论的按季度退坡。

8、考虑到关系民生问题，2018年没有拿到补贴的户用光伏项目预计将拿到0.18元/千瓦时的补贴，但需要国家能源局最终明确。

9、由于电价政策是2019年7月1日执行，今年的补贴也将从7月1日开始下发，按照过去惯例20年的补贴周期，630之前并网的光伏电站，只是相当于国家补贴晚拿了一些时间，并不影响太多总体收益。

10、今年的户用光伏补贴金额和电价政策已经明确，企业可以开始着手部署项目了。

2018年531光伏电价政策				
电站类型	资源区	上网电价	补贴额度	备注
集中式电站	一类	标杆电价: 0.5元/千瓦时	纳入国家规模指标后享受相应补贴	需参与竞争性招标(确定电价地面电站除外)
	二类	标杆电价: 0.6元/千瓦时		
	三类	标杆电价: 0.7元/千瓦时		
分布式电站	户用	所有	自发自用: 0.37+当地燃煤标杆电价 全额上网: 当地光伏标杆电价	要求: 531前备案且630前并网
		工商业	当地燃煤标杆电价	2019年6月30日后户用0.18补贴(待明确)
村级扶贫电站	一类	补贴电价: 0.65元/千瓦时	由国家可再生能源基金统一拨付, 第一优先等级发放	享受扶贫电价补贴的必须是国家认可的光伏扶贫重点区域(471县)
	二类	补贴电价: 0.75元/千瓦时		
	三类	补贴电价: 0.85元/千瓦时		
政策执行时间: 2018年6月1日-2019年6月30日			政策文件: 发改能源[2018]823号	

2019年光伏电价政策				
电站类型	资源区	上网电价	补贴额度	备注
集中式电站	一类	指导电价: 0.4元/千瓦时	22.5亿	上网电价参与竞争性招标不得超过所在资源区指导电价
	二类	指导电价: 0.45元/千瓦时		
	三类	指导电价: 0.55元/千瓦时		
工商业分布式电站	全额上网	一类	指导电价: 0.4元/千瓦时	上网电价参与竞争性招标不得超过所在资源区指导电价
		二类	指导电价: 0.45元/千瓦时	
		三类	指导电价: 0.55元/千瓦时	
户用光伏电站	所有	自发自用 余电上网	最高上限0.1元/千瓦时+当地燃煤标杆电价	上网电价参与竞争性招标, 国家补贴标准不得超过0.1元/千瓦时(待明确)
		所有	0.18元/千瓦时+当地脱硫煤电价	3.5GW+1个月缓冲期(2018年531后电站预期纳入范围, 待明确)
村级扶贫电站	一类	补贴电价: 0.65元/千瓦时	由国家可再生能源基金统一拨付, 第一优先等级发放	享受扶贫电价补贴的必须是国家认可的光伏扶贫重点区域(471县)
	二类	补贴电价: 0.75元/千瓦时		
	三类	补贴电价: 0.85元/千瓦时		
政策执行时间: 2019年6月30日-12月31日			政策文件: 发改能源[2019]761号	

与去年531政策的仓促公布相比, 本次2019光伏电价政策的出台虽然也引发业内关注, 但政策的冲击力度相对温和, 许多业内人士都表示早已有所准备。在今年政策出台前, 有关部门曾多次召集相关企业代表、业内专家、行业负责人征集意见, 力求平衡各方需求。

据中国光伏行业协会介绍, 在光伏行业实现全面平价上网之前, 仍需要一部分的补贴规模, 在有限的补贴资金支持下, 如何既给出有支撑作用的电价, 又能保障维护行业健康发展的装机规模一直是个难题。

经过多次召集光伏企业代表征集意见之后, 此次政策的出台充分考虑了行业发展现状及企业诉求, 对2019年光伏上网电价政策进行了更合理的调节, 在客观边界范围内, 将推动中国光伏产业继续壮大, 迈向全面无补贴时代。

不过, 虽然新政征求了各方意见, 但补贴下降幅度对于整个行业仍然带来很多挑战。从目前情况来看, 补贴下降的速度要快于价格和成本的下降速度, 因此, 产业链需要共同努力, 争取降低补贴速度下降过快带来的影响。

(本文摘自《元一能源》)

4、【技术进步助力光伏行业降本提质增效】

近期，多家光伏企业公布业绩报告，尽管成绩有喜有忧，但业界一致认为，“5.31”新政之后，我国光伏产业由过去追求规模、速度向可持续、高质量发展转变，并逐步推进光伏平价上网。政策调整短期内加剧了光伏行业的市场竞争，为此，企业需加快转型升级步伐，依靠技术创新推动“降本提质增效”，未来技术进步仍将是行业发展的主题。

企业纷纷加快转型升级迎接平价上网时代挑战

中来股份(18.000, 0.83, 4.83%)年报显示，2018年其营业收入和净利润双降，其中净利润大降51.37%，是该公司自2011年以来经营业绩首次大幅下降。中来股份表示，受国内光伏产业政策调整影响，短期内市场竞争加剧，行业整体盈利水平有所下降。为此，公司适度调整销售与价格策略，并在实现N-PERT量产、N-TOPCon具备量产条件的基础上，逐步加快电池技术从N-PERT—N-TOPCon—IBC—TBC的布局，为公司未来在光伏行业深耕发展储备技术及资源。

协鑫新能源年报显示，其2018年营业收入56.32亿元人民币，同比增长43%；毛利37.43亿元，同比增长41%；毛利率基本与上一年持平；经调整净溢利11.60亿元，同比增长14%。公司将其营收和利润提升归因于重视运营，推动并网及售电，控制装机增速，资产分布合理；加强成本控制，优化融资结构和成本，轻资产模式成果显著。协鑫新能源表示，下一步将加快落实转型计划，实现重大升级转型，包括建立智能平台，发展电站代运维业务；加快发展模式转型，以股权合作方式推进光伏平价项目、无补贴分布式项目、合作开发项目等。

根据协鑫集成(6.000, 0.03, 0.50%)发布的2019年第一季度业绩预告，其一季度归属于上市公司股东的净利润为0-5000万元，同比扭亏为盈。该公司表示，这一方面得益于轻资产模式下融资规模的控制及管理精细化等带来的相关费用下降；另一方面主要得益于公司投资收益的大幅增加。协鑫集成表示，将坚定全球化战略，同步推进海外EPC业务，持续提升海外市场及国际化业务比重，力争2019年海外业务比重提升至80%以上；将持续关注新产品的技术研发，提升其“叠瓦”超高效产品、“鑫单晶”产品、“双玻双面”产品、“单、多晶PERC”等核心竞争力。

“5.31”新政后，国内光伏市场需求下降，但国际市场需求快速上升，预计在经历阶段性调整后，2019年开始全球光伏市场将恢复稳健增长趋势，行业集中度将越来越高，形成龙头带动、精细分工、优势互补的产业格局，迈入高质量发展新阶段。

在此背景下，全球光伏技术需要持续发展，技术创新将成为我国牢牢占据全球光伏产业制高点的重要保障。在补贴减少、平价上网时代加速到来的新形势下，企业只有通过科技创新，在提高发电效率和降低产业链成本两个方面取得突破，才能对冲电价下降带来的不利影响。

技术百花齐放发展迅速助力行业降本提质增效

近年来，在政策引导和市场需求双轮驱动下，我国光伏产业快速发展，产业规模迅速扩大，产业链各环节市场占有率多年位居全球首位，已成为世界上重要的光伏大国。在此过程中，我国光伏技术发展迅速，例如，单晶 PERC 电池得到大规模应用，黑硅在多晶电池领域逐步普及，双面、半片、MBB、叠片等组件技术快速发展等，极大地推动了全行业成本的下降、效率的提高以及产品质量的提升。展望未来，技术进步仍将是光伏行业“降本提质增效”的主要手段，将有助于实现 2020 年光伏平价上网的目标。

在《光伏制造行业规范条件》和“领跑者”计划推动下，各种晶硅电池生产技术进步迅速。根据中国光伏行业协会最新发布的《中国光伏产业发展路线图》(2018年版)，2018年，规模生产的单多晶电池基本采用高效技术，其中多晶电池全面应用黑硅技术，单晶领域则大规模普及 PERC 技术，预计 2-3 年内在多晶领域也将全部由 PERC 技术替代。在产品效率方面，2018年，规模化生产的多晶黑硅电池的平均转换效率达到 19.2%，使用 PERC 电池技术的单晶和多晶黑硅电池效率提升至 21.8%和 20.3%，较 2017 年分别提升 0.5 个百分点和 0.3 个百分点，N 型 PERT 单晶电池平均转换效率已经达到 21.5%。双面 N 型 PERT 电池和异质结 (HJT) 电池已进入量产，并且会成为未来发展的主要方向之一。

在近期在京召开的 2019 年高效电池技术发展及设备应用研讨会上，中国光伏行业协会副秘书长王世江说：“这几年下来，我国在常规光伏电池生产线上基本实现了装备的国产化，高效电池的大规模量产等技术装备也实现了国产化突破，新建的生产线成本在大幅下降。展望未来，光伏技术的进步仍将是推动光伏

行业降本提质的主要手段，PERC 电池、Topcon、HIT 等是未来电池技术的主要发展方向。”

“上述光伏电池技术之间的关系不是非此即彼，而是共同存在、各有千秋。”深圳捷佳伟创(27.450, -0.20, -0.72%)新能源装备股份有限公司总经理李时俊补充道。

阿特斯阳光电力集团首席技术官邢国强总结了近年来我国高效电池技术的进展和趋势：一是 PERC 已成为主流技术，提效、降本、双面将是主攻方面，核心设备呈现多元化。二是 TOPCon、HJT 是公认的 Beyond PERC 主推技术，GW 级量产蓄势待发，高产能、国产化设备为设备厂家和生产厂家带来机遇。三是叠瓦、多主栅、双面等组件技术对电池技术会产生较大影响。四是金属化技术、Tandem Cell/Module 等领域或孕育数年后的技术革命。邢国强表示：“一要尊重知识产权，二要做原创技术，如此才能推动光伏技术革新和产业做大做强。”

据隆基绿能科技股份有限公司硅片事业部研发中心总监周锐介绍，近年来，组件功率逐年提升且其成本不断降低，电池高转化效率不断取得突破，单晶硅片占比逐年提升，且 N 型单晶硅片占比持续增加。高效太阳能(3.400, 0.06, 1.80%)电池对单晶硅片内在质量及产品规格提出了更高的要求，除了以不同电阻率区间匹配高效电池需求外，更高的寿命、更低的杂质含量及低缺陷是单晶硅片的主要发展方向。硅片面积增加，一定程度上可以增加输出功率，因此单晶硅片大尺寸改进成为发展趋势，随之带来的是，未来大热场将成为主流，小炉型或落后炉台可能面临淘汰。单晶硅片对装备的需求首先是要提升设备的高纯防护水平，包含特殊防护材料的应用、免接触工装的设计等，此外，需要继续对现有设备进行自动化、智能化改造，减少人工投入，在未来实现一体化流水线生产流程，同时也有利于降低成本与提升质量。

武汉帝尔激光科技有限公司研发总监朱凡介绍说，经过十年发展，该公司已经开发了包括激光消融设备、激光掺杂设备、激光钻孔设备、激光 LIR 设备、激光叠瓦切片设备等一系列应用于高效太阳能电池和组件的激光技术与设备，市场占有率达到 80%以上。在光伏领域，激光设备已基本实现国产化，并已开始被国外客户接受认可。“激光技术日新月异，潜力无穷，在未来的高效电池发展方向上依然有众多应用场景。我们将致力于把最先进的激光技术与光伏高效电池相结

合，帮助客户进一步提升电池转换效率和设备运行效率。”朱凡说。

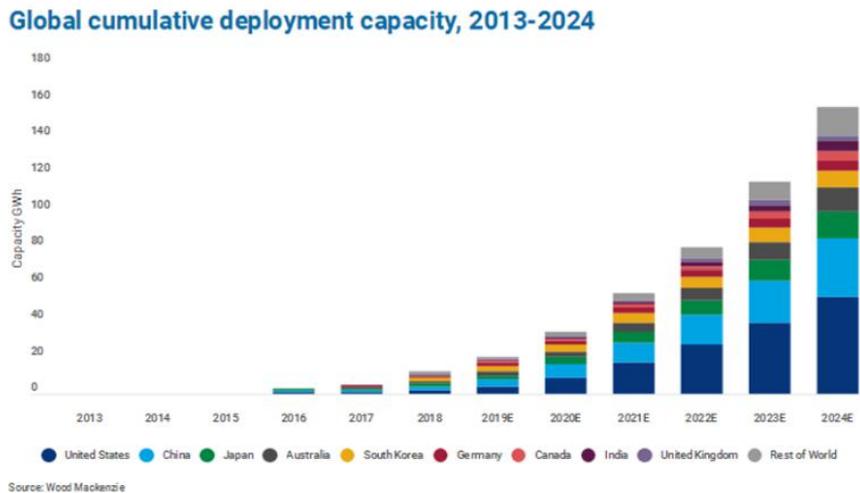
此外，智能化也是未来的重要发展方向。海宁正泰新能源科技有限公司总经理韩玮智认为，生产制造整个过程始终伴随着三种角色的协同作用，即顶层设计者、中间指挥者和底层执行者。智能制造就是让人从“指挥者”的角色脱离出来，其核心要素是赋予机器等非人生产要素以“智能化”，使得机器在制造过程中可以担当指挥者的角色。智能制造可应用于设备全时监控和预警、组件制程物理信息系统(CPS)以及电池组件缺陷自动检测等。借助智能制造，企业可大幅缩减人员需求，缩小国内外建厂人力成本差异，从而实现扩产不受地域限制。

不过，也要看到，在上述电池技术领域的关键设备上，我国虽然已有企业在布局和研发，但与国外先进水平相比仍存在差距，尤其是在光伏一些关键材料方面差距明显。如不掌握核心技术，就会在全球贸易中陷入被动局面，知识产权纷争可能是未来的焦点。为保障产业安全，进一步降低光伏发电成本，应顺应光伏电池技术发展趋势，持续推动光伏设备的国产化进程。

(本文摘自《中国金融信息网》)

5、【2024 年全球储能市场或将扩大 13 倍】

根据调研机构的调查，2018 年是全球储能部署创纪录的一年。随着能源转型的加速，全球储能市场仍将蓬勃发展。



去年，全球储能部署量达到了创纪录水平，同比增长 147%。与未来相比，

这个增长幅度将会相形见绌。到2024年，调研机构预测储能市场将扩大13倍。

繁荣发展的背后是什么？

在过去的五年中，世界各国开始尝试部署储能系统，而在未来的五年中，储能系统将成为关键的电网资产。

2018年储能部署得到全方位增长

2018年，储能市场呈指数级增长，其中非住宅储能部署增长最为迅速，在韩国部署数量巨大的推动下，储能行业成为一个意外的赢家。其次是电网侧储能项目，而住宅储能份额最小。提供的补贴使住宅用户能够购买和使用成本高昂的储能产品。即使补贴正在逐步取消，预计住宅储能增长仍将继续。

随着世界各国努力将储能整合到电网运营和市场结构中，一些国家和地区的储能行业都取得重大发展，并且正开始显示出真正成为全球市场的迹象。

创新推动变革

在技术创新和低成本的推动下，储能部署在过去10年中迅速增长。在2013年至2018年期间，随着越来越多的用户采用储能解决方案，储能市场得以迅速增长，在此期间全球储能部署复合年增长率（CAGR）为74%。总体而言，这一期间的部署容量总量相对较小，并且只集中在少数几个国家。

但鉴于近年来大规模降低成本，全球监管机构、政策制定者、电网运营商、资产运营商、开发商开始热衷于部署储能系统，这为储能市场的蓬勃发展奠定了坚实基础。

储能市场将蓬勃发展

调研机构预计，在未来五年内，全球主要的储能市场将蓬勃发展。大规模部署将成为一种趋势，储能市场从目前的12GWh激增至158GWh。

一直到2024年，美国仍然是储能行业的领先跑者，占到储能部署总容量的34%。中国、日本、澳大利亚、韩国也紧随其后，处于行业领先地位。这些市场的共同点是具有雄心勃勃的可再生能源增长目标。

调研机构Wood Mackenzie公司发布了“2019年全球储能展望”调查报告，对区域储能市场发展趋势以及监管政策如何支持全球储能和可再生能源目标进行了阐述。

由电动汽车驱动的电池储能系统将会迅速增长

电动汽车（EV）需求的不断增长也推动了储能技术的新发展。2018年，用于电动汽车和储能的镍锰钴（NMC）电池已呈供不应求的趋势。

未来10年，电动汽车电池的需求将飙升，预计到2026年，全球的电池产能扩张计划将增长200%以上。

更好的储能增长将加速可再生能源的采用

随着生产能力的提高、储能部署的繁荣发展，以及储能技术成本的下降，将有助于开发长时储能项目，并加速利用可再生能源。储能技术将增强电力输送的可靠性和弹性，使电力供应与不可预测和变化的天气模式相脱离。

而随着全球能源转型的加速和能源市场的发展，储能系统将成为一种必不可少的电力资产。

（本文摘自《中国储能网》）

6、【石墨涂层使钙钛矿太阳能电池防水】

研究人员使用石墨膜涂覆钙钛矿太阳能电池并对其进行防水处理。

巴斯大学可持续化学技术中心的一项新研究，一种更便宜、更清洁、更可持续的利用阳光从水中制造氢燃料的方法离我们更近了一步。

为了大幅减少碳排放，以解决气候变化紧急情况，因此迫切需要开发更清洁的替代化石燃料的能源。氢是一种零碳排放的燃料替代品，可以用来为汽车提供动力，只产生废水。

把水分解成氢和氧来制造，但是这个过程需要大量的电力。大部分电能是通过燃烧甲烷产生的，所以巴斯大学的研究人员正在开发一种新的太阳能电池，这种电池利用光能直接分解水。

目前市场上的大多数太阳能电池都是由硅制成的，但是它们的制造成本很高，而且需要大量非常纯的硅来制造。它们也非常厚和重，这限制了它们的应用。

钙钛矿太阳能电池使用的材料与氧化钙具有相同的三维结构，制造成本更低，更薄，而且可以很容易地打印在表面。它们也可以在低光照条件下工作，并且可以产生比硅电池更高的电压，这意味着它们可以在室内为设备供电，而不需要插入电源。缺点是它们在水中不稳定，这对它们的发展构成了巨大的障碍，也限制了它们直接用于生产清洁的氢燃料。

巴斯大学可持续化学技术中心的科学家和化学工程师组成的团队利用石墨制成的防水涂料解决了这个问题。他们测试了防水效果，方法是将涂层钙钛矿电池浸入水中，并利用收集的太阳能将水分解成氢和氧。涂层电池在水下工作了30小时，比之前的记录长了10个小时。

在这段时间之后，夹在电池表面的胶水失效了。科学家们预计使用一种更强的胶水可以使电池稳定更长时间。在此之前，含钢的合金被用来保护太阳能电池进行水的劈裂，但是钢是一种稀有金属，价格昂贵，开采过程是不可持续的。

巴斯团队使用的是商用石墨，它非常便宜，比钢更可持续。钙钛矿太阳能电池技术可以让人们更容易负担得起太阳能，并且可以将太阳能电池打印到屋顶的瓦片上。然而，目前它们在水中确实不稳定，如果它们在雨中溶解，太阳能电池就没有多大用处了！

现在已经开发出一种涂层，可以有效地防水电池的一系列应用。最令人兴奋的是，使用的石墨它比以前尝试的材料便宜得多，也更可持续。

钙钛矿太阳能电池比硅基电池产生更高的电压，但仍然不足以单独使用太阳能电池分裂水。为了解决这一挑战，研究小组正在添加催化剂，以降低驱动反应所需的能量。目前氢燃料是由燃烧甲烷制成的，这既不清洁也不可持续。但我们希望，未来我们能利用钙钛矿电池，从太阳能中制造出清洁的氢和氧燃料。

（本文摘自《石墨烯资讯》）

企业动态

1、【晶科能源 80MW 阿根廷光伏项目投运】

阿根廷财政部可再生能源和能效副部长 Sebastián Kind、圣胡安省省长 Sergio Uñac 和晶科能源全球总裁 Charles Baide 参加了一处 80MW 光伏项目的投运启动典礼。

项目位于圣胡安省 Las Flores 镇附近，总投资额为 1.04 亿美元，是阿根廷最大的光伏项目之一。

Kind 表示，“这是自 2016 年以来投入商运的第十四个项目，也是圣胡安省的第五个项目。我们正在经历一场革命。阿根廷有巨大的潜力。很多人说这在阿根廷是不可能的，但我们做到了，这只是一个开始。”

项目使用了逾 28.7 万块光伏组件，可为六万多户家庭提供充足发电。项目位于圣胡安省首府西北 201 公里处，部分项目资金来自美洲开发银行集团旗下成员 BID Invest 公司。

目前，圣胡安省正在建设七个可再生能源项目，装机总量为 130MW，总投资额逾 1.3 亿美元。

（本文摘自《PV-Tech 每日光伏新闻》）

2、【天合光能落户义乌信息光电高新区】

5 月 4 日，从义乌市经济和信息化局获悉，义乌已与天合光能股份有限公司签订战略合作框架协议和天合光能股份有限公司高效太阳能电池组件生产基地项目投资协议。该项目落户将为义乌打造全球领先的千亿级太阳能光伏产业集群奠定坚实基础。

天合光能 1997 年创立于江苏常州，2006 年在美国纽交所上市。先后在瑞士苏黎世、美国加州圣何塞和新加坡设立区域总部，并在东京、马德里、米兰、悉尼、北京和上海等地设立办事处，引进来自 30 多个国家和地区的高层次人才，业务遍布全球 100 多个国家和地区。截至 2017 年底，天合光能光伏组件累计出货量全球排名第一；连续两次被彭博新能源财经（BNEF）评选为“全球最具融资价值组件品牌”；是全球最大的光伏组件供应商和领先的太阳能光伏整体解决方案提供商。

未来，天合光能将在义乌信息光电高新区建设高效太阳能电池组件生产基地，致力于打造在国际上具有重要影响力、技术先进、产品高端的太阳能电池组件生产、制造、销售基地。该项目分为两期建设，一期计划今年 5 月开工，2020 年 6 月投产。

（本文摘自《金华日报》）

光伏政策

1、【2019年重点专项监管工作方案：力促清洁能源消纳】

各派出能源监管机构：

为认真贯彻2019年全国能源工作会议和市场监管工作会议精神，根据《国家能源局综合司关于印发2019年市场监管工作要点的通知》，聚焦党中央国务院关心、群众普遍关切和市场反映强烈的能源领域突出问题，我们研究制定了《用户“获得电力”优质服务情况重点专项监管工作方案》《清洁能源消纳重点专项监管工作方案》《12398热线投诉举报共性问题重点专项监管工作方案》。经局领导审批同意，现印发给你们，请认真组织落实。有关要求明确如下。

一、加强组织领导，抓好工作落实。各派出能源监管机构要充分认识三项重点专项监管工作的重要意义，在工作中要主动发挥派驻优势和专业优势，敢于较真碰硬、敢于直面问题，带头担当作为，充分发挥“主力军”“先锋官”作用。要结合监管工作实际，制定具体措施，建立工作机制，层层落实责任，推动监管工作有序开展。要积极与地方政府有关部门沟通协调，形成监管合力。有关电力企业要高度重视，严格落实监管要求，扎实开展自查整改，主动做好相关工作。

二、坚持问题导向，保证监管成效。各单位要坚持问题导向和目标导向，在梳理问题、分析问题、解决问题过程中，牢固树立“以人民为中心”的发展思想，不断促进能源服务能力提升，切实解决人民群众最关心最直接最现实问题。各派出能源监管机构对监管中发现的问题，要汇总形成问题清单，视情采取情况通报、监管约谈、政策联动、信用监管、执法问责等方式，促进辖区内电力企业整改。同时请将汇总情况按时间节点要求原汁原味上报国家能源局。国家能源局将梳理共性问题、突出问题，开展综合研判，督促有关电力企业总部共同解决问题。

三、强化依法依规，注重长效治理。各派出能源监管机构要坚持依法依规监管，积极稳妥协调推进，严守工作纪律，自觉接受社会监督。要严格落实中央“基层减负年”部署，切实推进监管方式创新，细化“双随机一公开”措施，杜绝拉网式普遍式督查检查。要注重宣传解读，推介经验做法，通报典型案例，强化交流互鉴，促进工作水平全面提升。各单位要及时向社会公开相关工作情况，鼓励

各方面共同参与，不断健全长效机制，巩固深化集中治理效果，促进常态化落实，共同维护公平公正的能源市场秩序。

在推进过程中有重大问题，请及时向国家能源局报告。各单位对每项重点专项监管工作要指定 1 名联系人，并于 5 月 15 日前将相关信息（电话、电子邮箱）报送国家能源局市场监管司。

- 附件：1. 用户“获得电力”优质服务情况重点专项监管工作方案
2. 清洁能源消纳重点专项监管工作方案
3. 12398 热线投诉举报共性问题重点专项监管工作方案

国家能源局综合司

2019 年 5 月 7 日

附件 1：

用户“获得电力”优质服务情况重点专项监管工作方案

一、工作目标

深入贯彻习近平总书记关于优化营商环境的一系列重要论述，落实 2019 年政府工作报告任务分工，持续加大监管力度，着力发现和解决实际问题，力避已经解决的问题出现反弹，严防服务质量和水平下滑，进一步提升企业和人民群众对优质电力服务的获得感，保障人民群众好用电、用好电，助力打造法治化、国际化、便利化的营商环境。

1. 协调北京、上海两地巩固强化一流指标，着力提升薄弱环节，巩固提升我国“获得电力”指标全球排名。

2. 鼓励广州、深圳等地不断开拓创新，争创示范城市，打造用电营商环境“样板工程”。

3. 结合今年国务院部署开展的中国营商环境评价工作，力争推动北京、上海低压小微企业“三零”服务等典型经验做法在评价城市加快推开。

4. 推动全国“获得电力”服务水平全面提升，不断创新服务方式，进一步简化办电流程、压缩办电时间、降低接电成本，确保实现“2019 年供电企业办理电力用户用电业务平均时间压减到 45 个工作日以内”目标。

二、工作内容

（一）做好用电报装时间监管，让办电更省时。电网企业要加强内部管控，

加快接电工程施工，积极主动争取地方政府推行证照审批串改并政策支持，在《压缩用电报装时间实施方案》（国能监管〔2017〕110号）规定的时限基础上，持续压缩办电时间。各派出能源监管机构要督促电网企业强化管理，保证业务办理时间信息真实，避免用电业务办理“体外循环”，保障人民群众快捷用电。

（二）做好用电报装环节监管，让办电更省心。电网企业要进一步优化办电流程，压减办电环节，打通流程“堵点”，精简申请资料，争取实现用电报装“最多跑一次”、“一次都不跑”、“数据跑人不跑”、“内跑外不跑”。各派出能源监管机构要督促电网企业创新办电服务方式，提升办电服务水平，推行“一口对外、一证受理、一站服务”，保障人民群众便捷用电。

（三）做好用电报装费用监管，让办电更省钱。电网企业要进一步优化接电方案，延伸电网投资界面，降低接电成本。各派出能源监管机构要针对接电收费依据不足、收费不合理、违规收费或转由关联企业变相违规收费等问题，加大监管力度，降低人民群众办电成本。

（四）做好供电质量监管，让用电更可靠。电网企业要合理安排检修计划，强化供电可靠性基础管理，不断提升配电网运行管理水平，切实提高供电质量。各派出能源监管机构要督促电网企业对检修计划安排不合理、供电可靠性运行数据管理不规范以及“频繁停电”和“低电压”等问题进行集中整改，保障人民群众放心用电。

（五）做好用户受电工程市场秩序监管，让用电更安心。电网企业要认真查验承装（修、试）电力设施许可资质，加强关联企业管理，规范用户受电工程各环节流程，不断提升用户受电工程市场化水平，确保公平无歧视开放用户受电工程市场。各派出能源监管机构要对垄断市场、阻碍市场公平竞争等问题进行重点监管，保障人民群众安心用电。

（六）做好信息公开监管，让用电更透明。电网企业要按照《供电企业信息公开实施办法》（国能监管〔2014〕149号）等文件要求做好用电报装信息公开，通过企业网站、营业厅、新闻媒体、手机APP等渠道对外发布用电报装服务流程、时间要求、收费标准及有关政策等信息，全面宣传“获得电力”优质服务的做法和取得的成效。各派出能源监管机构要加大对电网企业信息公开的监管力度，依照有关规定严肃查处不及时、不真实、不全面公开相关供电信息的行为，保障人

民群众明白用电。

三、工作安排

(一) 启动部署(4月—5月)。国家能源局印发开展重点专项监管工作的通知,启动重点专项监管工作。各派出能源监管机构要结合地区实际制定具体实施方案,于2019年5月31日前将工作实施方案报国家能源局(市场监管司)备案,并组织辖区内电网企业启动相关工作。

(二) 企业自查(6月—8月)。电网企业按照要求开展自查工作(自查范围为2018年6月至2019年6月电网企业开展的相关工作情况),研究提出改进措施,形成自查报告于8月15日前报送相应派出能源监管机构,自查报告内容包括但不限于:基本情况、已采取的有关措施、取得的成效和存在的问题、下一步工作举措等。

(三) 现场监管(9月—11月)。在电网企业自查报告基础上,组织有关派出能源监管机构和专家组成现场监管工作小组通过“双随机”抽查方式选取部分省份实施现场监管;未被抽查的省份,相关派出能源监管机构自行组织开展辖区内现场监管工作。现场监管工作小组和相关派出能源监管机构要形成监管工作报告于11月30日前报送国家能源局(市场监管司)。工作报告内容包括基本情况、上一监管周期问题整改情况、存在问题、监管意见等,其中存在问题要有具体的案例支撑,案例要经过认真核实,务求事实确凿、表述准确,对问题企业要明确点名。

附件 2:

清洁能源消纳重点专项监管工作方案

一、工作目标

贯彻落实国家发展改革委、国家能源局《清洁能源消纳行动计划(2018-2020年)》有关要求,进一步促进优化清洁能源并网服务,保障清洁能源发电公平无歧视、高效接入电网;进一步促进优化电网调度运行,督促落实清洁能源优先发电;进一步完善清洁能源消纳交易机制,推进清洁能源发电参加市场化交易,拓展清洁能源发电消纳空间;督促有关地区和企业落实清洁能源消纳目标任务,进一步促进“三北”、西南等地清洁能源消纳。

二、工作内容

清洁能源消纳问题突出的“三北”、西南等地相关派出能源监管机构重点就辖区内有关电力企业2018年7月至2019年6月清洁能源发电项目并网接入、电力调度运行、电力交易秩序、厂网电费结算等情况开展重点专项监管。

（一）总结清洁能源消纳监管阶段性成果。全面了解掌握各地清洁能源消纳基本情况，总结清洁能源消纳监管的阶段性成果，进一步促进提升清洁能源消纳水平。

（二）监管清洁能源发电项目并网接入。对清洁能源发电并网接入情况进行监管，保障依法合规核准(备案)建成的清洁能源发电项目顺利并网，促进电网公平开放。重点关注清洁能源发电项目持证并网、电网企业提供接网服务、厂网间并网调度协议签订执行等情况。

（三）监管电力调度运行。对电网调度运行情况进行监管，促进优化电网运行方式，挖掘系统调峰能力，保障清洁能源发电优先上网，提高清洁能源消纳能力，持续完善电力辅助服务补偿（市场）机制。重点关注各地“两个细则”及电力辅助服务市场规则执行情况，电力调度机构调度计划编制、调度运行管理、检修计划管理，以及利用辅助服务、抽水蓄能等调峰手段促进清洁能源消纳等情况。

（四）监管电力交易秩序。对电力交易机构组织清洁能源发电参与交易情况进行监管，保障清洁能源电力交易规范开展，推进完善电力中长期交易机制。重点关注各地执行电力中长期交易规则（细则）情况，电力交易机构交易组织方式、组织签订购售电合同、交易信息披露与报送，以及组织开展发电权交易促进清洁能源消纳等情况。

（五）监管厂网电费结算。对厂网电费结算情况进行监管，促进清洁能源持续健康发展。重点关注厂网电费结算准确率、及时率和现金支付率，上网电价政策调整与执行、购售电合同履行、可再生能源补贴支付等情况。

三、工作安排

（一）启动部署（4月—5月）。国家能源局启动清洁能源消纳重点专项监管工作，“三北”、西南等地相关派出能源监管机构按照部署要求，结合本地区实际制定相关工作实施方案，启动辖区内相关工作。

（二）企业自查（6月—7月）。相关派出能源监管机构要督促辖区内电网企业、电力调度机构、电力交易机构做好自查，于7月底前提交自查报告，自查

报告包括但不限于：基本情况、已采取的措施、取得的成效和存在的问题、促进清洁能源消纳的相关建议、下一步工作措施等。派出能源监管机构也可酌情选取部分清洁能源发电企业，要求其就清洁能源并网接入和消纳等方面存在的问题及相关意见建议提交书面报告。

（三）现场监管（8月—10月）。相关派出能源监管机构在电网企业、电力调度机构、电力交易机构报来自查报告基础上，开展现场监管。现场监管工作报告于10月底前报送国家能源局（市场监管司）。工作报告内容包括基本情况、取得的成效、存在问题、监管意见等。现场监管期间，市场监管司将视情会同电力司、核电司、新能源司等部门，选择部分省区进行重点督导。

附件3：

12398 热线投诉举报共性问题重点专项监管工作方案

一、工作目标

为深入贯彻习近平总书记关于民生工作的重要论述精神，践行以人民为中心的发展思想，聚焦党中央和国务院关心、与人民群众利益密切相关的能源领域民生问题，全面梳理剖析12398热线投诉举报事项，着力解决群众反映强烈、反复出现、矛盾突出的共性问题，依法查处侵害人民群众合法权益的违法违规行为，健全群众诉求长效解决机制，促进能源市场的公平公正，不断满足人民群众日益增长的用能需求。

二、工作内容

（一）全面梳理，建立共性问题监管台账。对2017年1月以来，人民群众通过12398热线（包括邮件、信件和传真）反映的辖区内各类投诉举报事项，各派出能源监管机构要认真进行梳理，建立共性问题台账（附后）。共性问题应当包括以下方面：一是党中央、国务院高度关注的问题；二是行业反映强烈、人民群众普遍关心的问题；三是一定区域内反复出现、一段时间内多人次投诉举报的问题；四是其他对人民生活、市场秩序影响较大、矛盾较为突出的问题。

（二）扭住关键，突出共性问题监管重点。此次重点专项监管，既要实现共性问题全覆盖，又要善于抓住主要矛盾、解决主要问题。鉴于人民群众向12398热线投诉举报的问题大多涉及电力行业，特别是供电领域，此次重点专项监管的范围主要是供电领域。监管工作中注重突出以下工作重点：一是区域内人民群众

反映集中的投诉举报事项；二是涉及国家“三区三州”等重点脱贫攻坚地区、国家能源局及其派出能源监管机构定点扶贫和对口支援地区的投诉举报事项；三是影响用户“获得电力”服务水平提升的投诉举报事项；四是社会舆论关注、严重影响人民群众生产生活的其他投诉举报事项。

（三）深入分析，找准共性问题原因症结。各派出能源监管机构要指导督促有关电力企业，对列入台账的问题进行深入自查。有关电力企业要对照台账内容，对共性问题逐一进行自查分析，既要查找共性问题存在的表现形式，也要分析共性问题的本质和特点；既要查找共性问题形成的直接原因，更要从主观认识、法规制度、资金投入等方面深挖问题产生的深层次根源，摸清共性问题底数，找准问题形成症结。

（四）积极整改，推动共性问题妥善解决。各派出能源监管机构要严格履行监管责任，督促有关电力企业切实加强主体责任，加强指导协调力度，及时纠正整改过程中存在的问题。有关电力企业要制定针对性整改落实方案，提出具体可行的改进措施和方法，并严格按照规定步骤抓好落实，对整改落实工作中的深层次问题，要积极与地方政府有关部门沟通协作，寻求政策和资金支持。

三、工作安排

（一）启动部署（4月—5月）。国家能源局印发开展重点专项监管工作通知，明确工作内容、组织形式和相关工作要求；各派出能源监管机构按照国家能源局部署要求，结合本地区实际制定实施方案，启动部署辖区内相关工作。除全国范围内人民群众投诉举报集中的共性问题（附后）外，各派出能源监管机构还要深入梳理辖区内其他共性问题，建立共性问题台账，共性问题台账于5月底报送国家能源局（市场监管司）。

（二）企业自查（6月—7月）。有关电力企业按照共性问题台账，逐一分析查摆有关共性问题，制定切实可行的整改方案，明确整改的内容、时限、责任单位和责任人，并依据实际情况对问题进行分类，整改时限按照即时整改、3个月整改、半年整改和一年及以上等类别进行划分。整改方案及时报送相应派出能源监管机构。整改方案存在问题和不足的，各派出能源监管机构要提出改进要求，有关电力企业要及时进行落实。

（三）整改落实（8月—9月）。有关电力企业按照方案认真组织整改，9

月底形成整改报告报送相应派出能源监管机构，报告内容包括但不限于：基本情况、已采取的有关措施、取得的成效和存在的问题、下一步工作举措等。9月底前，国家电网公司、南方电网公司和内蒙古电力公司要将公司整体自查整改情况汇总报送国家能源局（市场监管司）。

（四）督导调研（6月—10月）。各派出能源监管机构通过电话回访、实地走访、调查问卷等形式，对辖区内有关电力企业自查和整改落实情况进行督促指导和调研评估。对好的经验和做法，要给予表扬和总结推广；对发现的问题，要依法依规进行处理。国家能源局市场监管司将适时组织人员组成督导调研组，选择投诉举报共性问题突出的部分地区进行重点督导调研。

（五）总结通报（11月）。各派出能源监管机构全面总结辖区内的重点专项监管情况，对发现的问题要认真核实，对存在问题的企业要明确点名，工作总结于11月底前报送国家能源局（市场监管司）。国家能源局及时汇总各地工作开展情况，形成重点专项监管报告。

（本文摘自《国家能源局》）

2、【国务院关税税则委员会关于对原产于美国的部分进口商品提高加征关税税率的公告】

税委会公告〔2019〕3号

2019年5月9日，美国政府宣布，自2019年5月10日起，对从中国进口的2000亿美元清单商品加征的关税税率由10%提高到25%。美方上述措施导致中美经贸摩擦升级，违背中美双方关于通过磋商解决贸易分歧的共识，损害双方利益，不符合国际社会的普遍期待。

根据《中华人民共和国对外贸易法》《中华人民共和国进出口关税条例》等法律法规和国际法基本原则，国务院关税税则委员会决定，自2019年6月1日0时起，对原产于美国的部分进口商品提高加征关税税率。现将有关事项公告如下：

一、对《国务院关税税则委员会关于对原产于美国约600亿美元进口商品实施加征关税的公告》（税委会公告〔2018〕8号）中部分商品，提高加征关税税率，

按照《国务院关税税则委员会关于对原产于美国的部分进口商品(第二批)加征关税的公告》(税委会公告〔2018〕6号)公告的税率实施。即：对附件1所列2493个税目商品,实施加征25%的关税;对附件2所列1078个税目商品,实施加征20%的关税;对附件3所列974个税目商品,实施加征10%的关税。对附件4所列595个税目商品,仍实施加征5%的关税。

二、其他事项按照税委会公告〔2018〕6号执行。

国务院关税税则委员会

2019年5月13日

(本文摘自《国务院关税税则委员会》)