



嘉兴市光伏行业协会
嘉兴市光伏产业联盟

光伏信息精选

2018.11.12-2018.11.18

嘉兴市光伏行业协会秘书处

目 录

行业聚焦	2
1、【前三季度嘉兴光伏产业利润亏损】	2
2、【民营企业插上科技“翅膀”】	2
3、【国家统计局：2018 年 10 月份能源生产平稳增长 太阳能发电同比增长 18.8%】 ..	2
4、【中国能源生产分析：清洁能源产量占比不断提高】	9
5、【IHS 重新评估 2018 中国光伏新增装机量 40GW】	10
6、【神奇的“树叶”会发电 奥地利用上浙江研发的新型太阳能电池】	11
企业动态	12
1、【恭喜昱辉阳光荣登 2018 Q4 的 Tier 1 榜单】	12
2、【阿特斯 2018 年第三季度财报公布 光伏组件出货量 1.59GW】	12
光伏政策	14
1、【国家能源局综合司再次征求《关于实行可再生能源电力配额制的通知》意见的函】	14
2、【浙江前三季度全额收购可再生能源电量】	25

行业聚焦

1、【前三季度嘉兴光伏产业利润亏损】

前三季度，嘉兴光伏产业受光伏行业“5.31”新政影响，国内光伏电站市场整体需求减少，太阳能电池片的平均销售单价从今年2月开始逐月下降，企业盈利能力进一步下滑。

生产销售回落较快，出口交货值增长。前三季度，全市37家规模以上光伏企业工业总产值199.91亿元，同比下降15.1%；工业销售产值198.87亿元，同比下降14.3%，其中国内销售产值147.87亿元，同比下降23.8%，出口交货值51亿元，同比增长34.0%。

亏损面进一步扩大，投资收益难以挽回利润亏损。前三季度，全市规模以上光伏企业亏损面54.1%，同比扩大29.7个百分点，比上半年扩大8.1个百分点。前三季度，全市规模以上光伏企业投资收益0.47亿元，去年同期为-0.26亿元，但利润总额仍亏损0.51亿元，去年同期为盈利3.57亿元。

用工人数减少，人均薪酬增加。前三季度，全市规模以上光伏企业平均用工人数1.29万人，同比下降14.1%；人均应付职工薪酬9.28万/人，同比增长7.8%。

（本文摘自《市统计局》）

2、【民营企业插上科技“翅膀”】

近日，福莱特集团本部光伏玻璃生产基地加工车间，机械臂不停地忙碌工作。该企业投入近3000万元用于“机器换人”项目，在有效提高自动化水平的同时减少了用工成本。

（本文摘自《嘉报集团》）

3、【国家统计局：2018年10月份能源生产平稳增长 太阳能发电同比增长18.8%】

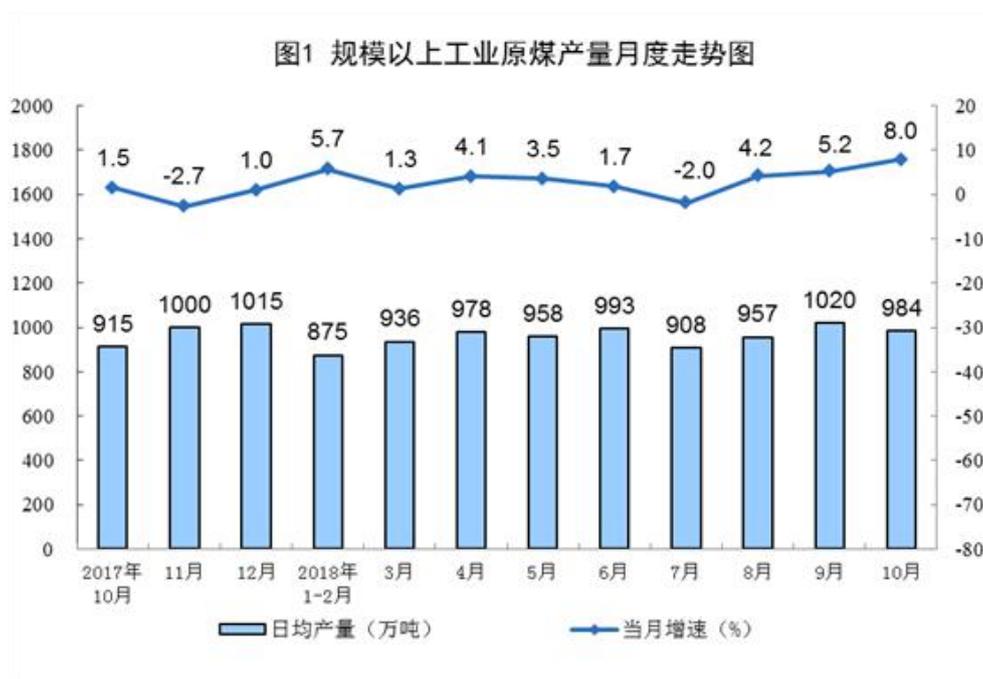
10月份，规模以上工业原煤生产加快，原油生产增长，天然气、电力生产

稳定，能源生产总体平稳。

一、原煤生产加快，煤炭进口增长

10月份，原煤产量3.1亿吨，同比增长8.0%，比上月加快2.8个百分点，自8月份以来一直保持加快趋势。1-10月份，原煤产量29.0亿吨，同比增长5.4%。

三大煤炭主产区生产均有所加快。其中，内蒙古同比增长12.9%，比上月加快1.6个百分点；山西增长13.3%，加快8.3个百分点；陕西增长14.0%，加快4.1个百分点。



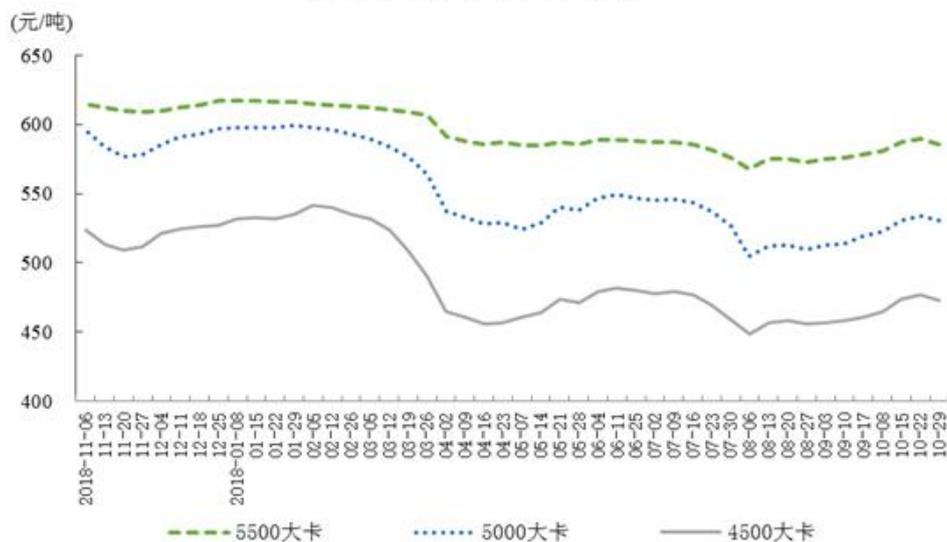
10月份，进口煤炭2308万吨，同比增长8.5%，上月为下降7.3%，增速由负转正。1-10月份，进口煤炭2.5亿吨，同比增长11.5%。

图2 煤炭进口月度走势图



11月初，秦皇岛港 5500 大卡煤炭综合交易价格为每吨 584 元，比 10 月初上涨 3 元；5000 大卡煤炭为每吨 530 元，上涨 7 元；4500 大卡煤炭为每吨 472 元，上涨 7 元。

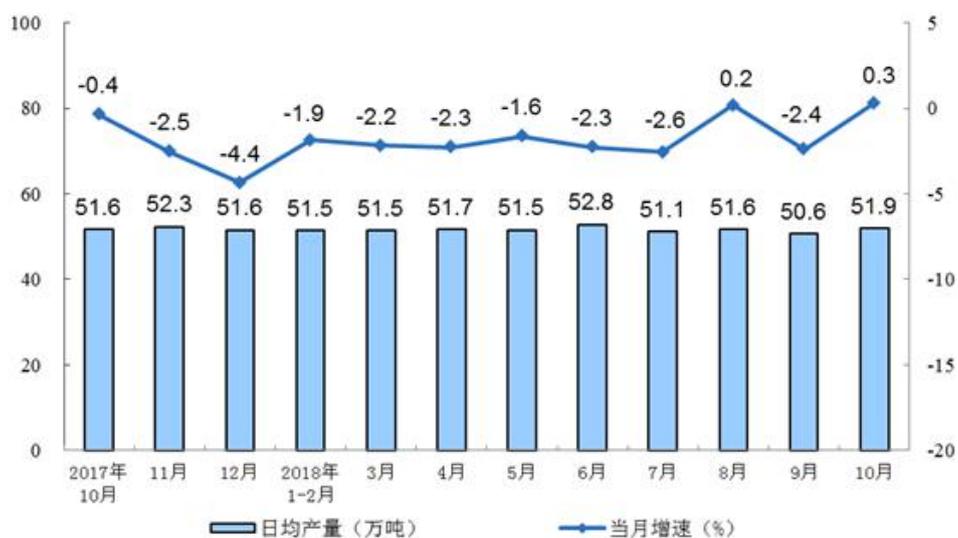
图3 秦皇岛港煤炭价格情况



二、原油生产增长，进口大幅增加

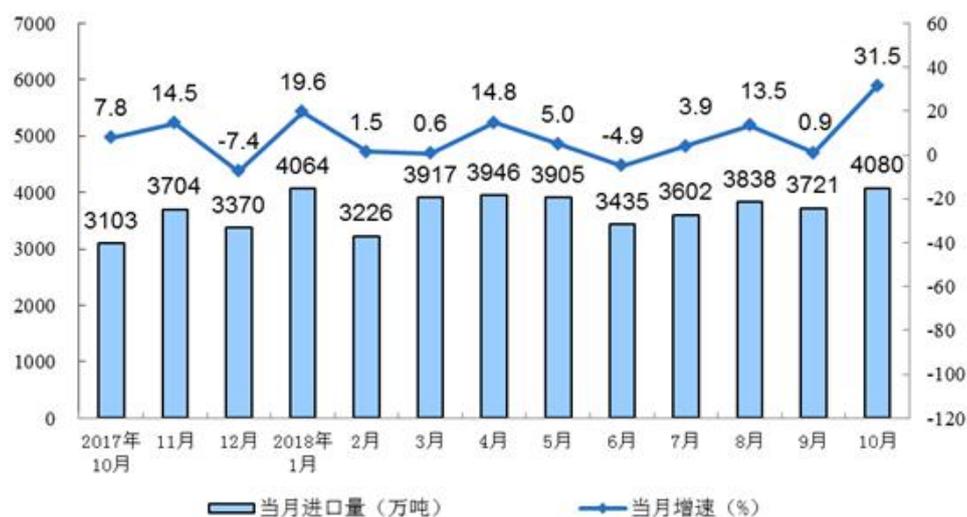
10 月份，生产原油 1609 万吨，同比增长 0.3%，上月受台风“山竹”影响下降 2.4%；日均产量 51.9 万吨，环比增加 1.3 万吨。1-10 月份，原油产量 15721 万吨，同比下降 1.7%。

图4 规模以上工业原油产量月度走势图



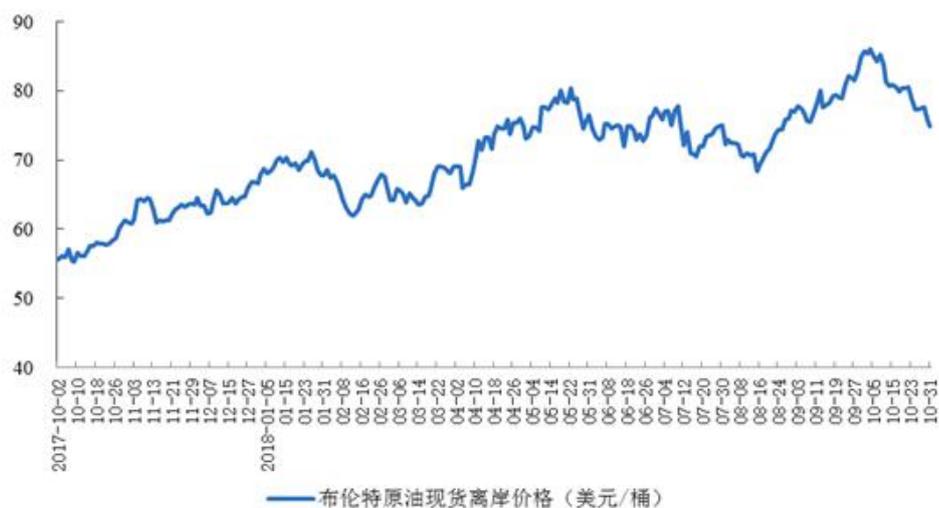
10月份进口原油4080万吨，同比增长31.5%，增速比上月加快30.6个百分点；进口量环比增加359万吨，日均进口131.6万吨，再创新高。1-10月份，进口原油37716万吨，同比增长8.1%。

图5 原油进口月度走势图



国际原油价格冲高回落，跌破80美元。截至10月31日，布伦特原油现货离岸价格为74.84美元/桶，比9月底下跌7.88美元/桶。

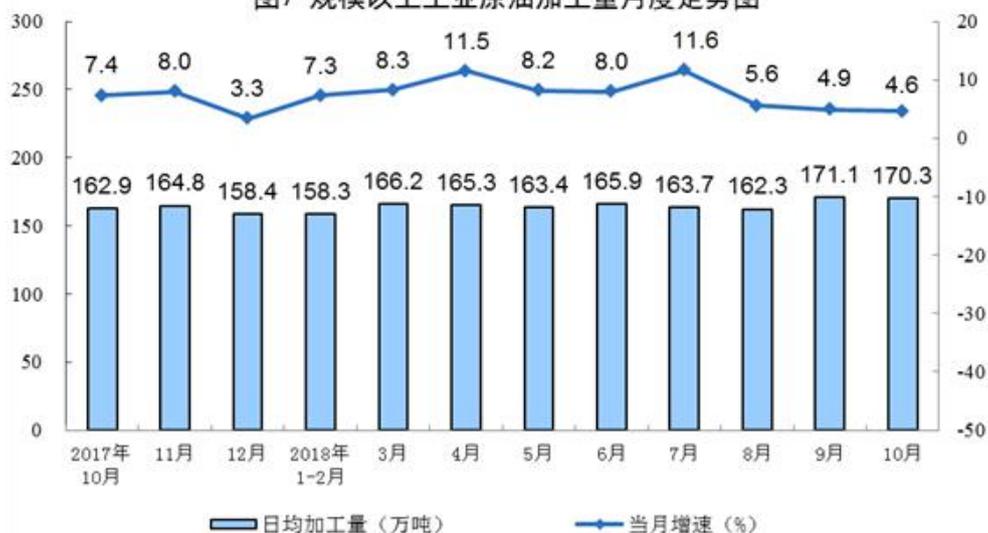
图6 国际原油价格情况



三、原油加工量稳定增长

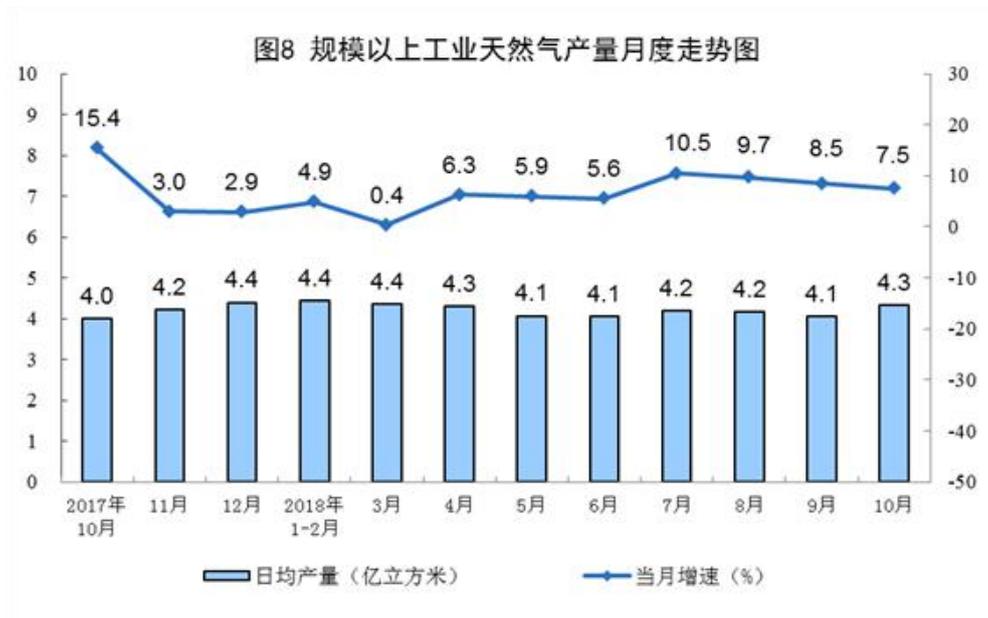
10月份，原油加工量5278万吨，同比增长4.6%，增速比上月回落0.3个百分点；日均加工170.3万吨，环比减少0.8万吨。1-10月份，原油加工量50510万吨，同比增长7.8%。

图7 规模以上工业原油加工量月度走势图



四、天然气生产增长较快，进口高速增长

10月份，生产天然气134亿立方米，同比增长7.5%，增速比上月回落1个百分点；日均生产4.3亿立方米，环比增加0.2亿立方米。1-10月份，天然气产量1295亿立方米，同比增长6.3%。

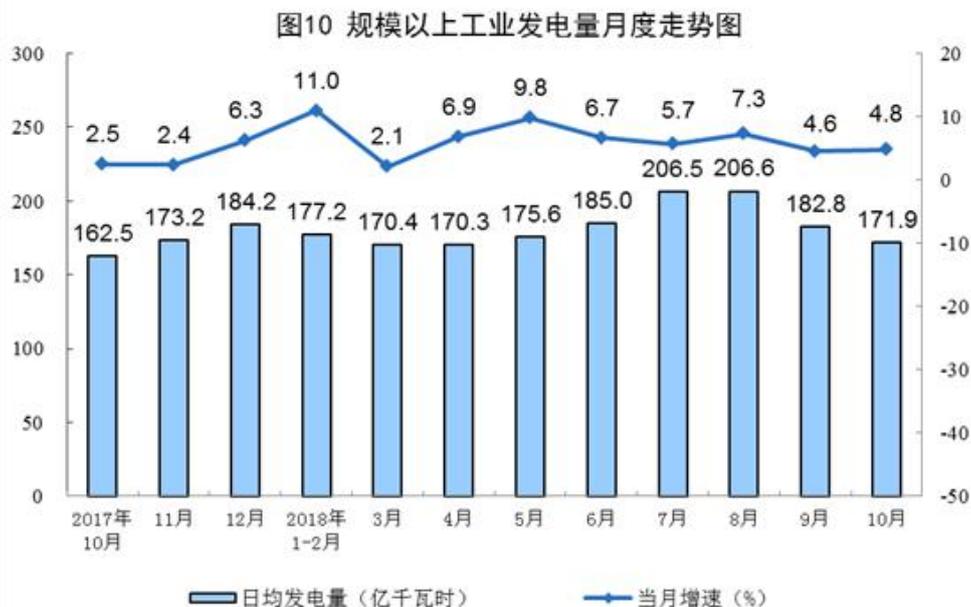


10月份，进口天然气730万吨，同比增长25.6%，增速比上月回落3个百分点，进口量环比减少32万吨。1-10月份，进口天然气7206万吨，同比增长33.1%。



五、电力生产略有加快

10月份发电5330亿千瓦时，同比增长4.8%，增速较上月加快0.2个百分点；日均发电171.9亿千瓦时。1-10月份发电55816亿千瓦时，同比增长7.2%。



火电、风电生产放缓。10月份，火电、风电同比增长3.0%、4.2%，增速分别比上月回落0.7和9.3个百分点。

水电、核电和太阳能发电增速加快。其中，水电因云南、四川、贵州等地来水增加，本月同比增长6.2%，比上月加快2.1个百分点；核电由于当月有新增机组投入运行，上年同期存在停产检修机组，增速明显加快，同比增长25.1%，比上月加快12.3个百分点；太阳能发电得益于部分地区光照条件较好，同比增长18.8%，比上月加快15.9个百分点。

1-10月份，新能源发电量占全部发电量的10.2%，比去年同期提高0.8个百分点。

附注

1. 指标解释

原煤：指煤矿生产的、经过验收符合质量标准的原煤。即：从毛煤中选出规定粒度的矸石（包括黄铁矿等杂物）并且绝对干燥灰分在40%以下的原煤。绝对干燥灰分虽在40%以上，但经有关部门批准开采，并有消费需求的劣质煤，亦应计入原煤产量。原煤分为无烟煤、烟煤、褐煤，在烟煤中又分为炼焦烟煤和一般烟煤两种。原煤不包括石煤、泥煤（泥炭）和伴随原煤生产过程而采出的煤矸石。

日均产品产量：是以当月公布的规模以上工业企业总产量除以该月日历天数计算得到。

2. 统计范围

报告中的产量数据统计口径均为规模以上工业，其统计范围为年主营业务收入 2000 万元以上的工业企业。

由于规模以上工业企业范围每年发生变化，为保证本年数据与上年可比，计算产品产量等各项指标同比增长速度所采用的同期数与本期的企业统计范围相一致，和上年公布的数据存在口径差异。

3. 调查方法

进口数据来源于海关总署；煤炭价格数据来源于中国煤炭市场网；原油价格数据来源于美国能源信息署（EIA）；气温、降水量数据来源于中国气象局。

4. 天然气单位换算关系：1 吨约等于 1380 立方米。

（本文摘自《国家统计局》）

4、【中国能源生产分析：清洁能源产量占比不断提高】

我国能源工业也称为燃料动力工业，是指对能源资源进行开发、加工和利用的生产部门，它包括煤炭、石油和电力工业三大部门。据最新数据显示，2013-2017 年中国能源生产总量在 2016 年一个高速下降的情况下，2017 年能源产量有所上升，但仍低于 2014、2015 年的产量，2017 年中国能源产量为 359000 万吨标准煤。



数据来源：中商产业研究院整理

从各能源占比来看，清洁能源产量占比不断提高。2013-2017年这五年天然气产量占能源总产量比重在不断上升，从2013年的4.4%上升到2017年的5.4%，一次电力及其他能源占比从2013年的11.8%提升至2017年的17.4%。我国清洁能源发展越来越受到重视，产量占比不断提高。相比传统能源而言，原油也有所下降。



数据来源：中商产业研究院整理

（本文摘自《中商情报网》）

5、【IHS 重新评估 2018 中国光伏新增装机量 40GW】

2018年前九个月，中国新增并网光伏装机量为34.5GW，累计并网装机容量为165GW。相比此前IHS Markit分析师预测的前三季度装机33GW，多出1.5GW，因此，分析师将今年新增预测从37GW上调至40GW。

国家能源局(NEA)正在讨论将2020年光伏装机目标从目前的105GW提高到210-270GW。基于未来两年平均每年新增40GW，IHS Markit预计到2020年中国的累计光伏发电容量将达到255吉瓦。同时，IHS表示，其预测将随着中国政府的政策变化而随时调整。

（本文摘自《IHS Markit》）

6、【神奇的“树叶”会发电 奥地利用上浙江研发的新型太阳能电池】

在奥地利第二大城市格拉茨，新落成的地标建筑——科学塔的顶部装设了1000平方米新型太阳能电池。这座60米高的大楼由此完全实现能源自给，日前还登上了国际著名学术期刊《焦耳》的封面。记者获悉，这些电池核心元件的研发者来自浙江大学。

这种新型太阳能电池模拟绿色植物的光合作用，被称为染料敏化太阳能电池。它利用人工合成的有机化学材料，最终把太阳能转化为电能。染料敏化太阳能电池的结构就像一片树叶。制备时，先将一种半导体材料电子印刷在一片光学玻璃上，这就是“叶片”。随后将“叶片”浸泡在染料敏化剂中，直到染料完成吸附，“叶片”中就有了最关键的“叶绿素”——能够吸收光子，实现光电转化。

浙大化学系教授王鹏领衔的课题组与染料敏化原理太阳能电池的发明者、瑞士联邦理工学院教授格兰泽尔团队合作，开发出新的材料，增强电池吸收转化太阳能的能力，使这种电池的能量转换效率首次达到10%。这种新型太阳能电池在长期光热老化测试中表现出良好的稳定性，可在室外工作10到20年。

相比传统的硅晶体太阳能电池，染料敏化太阳能电池具有诸多优势。它制备成本低，无化学污染，且可制成多种颜色，能直接用作建筑的玻璃幕墙、屋顶或窗户等，实现光伏建筑一体化。此外，它的弱光效应好，虽能量转换效率略低于硅晶体太阳能电池，但每天工作时间可以超过8小时，比硅晶体太阳能电池多出一倍。

目前，该成果已实现产业化。浙大科研团队目前与瑞士光伏企业合作，产品应用于瑞士科技会展中心等建筑。王鹏说，欧盟已提出到2025年新建建筑物能耗自供应能力占到25%，代表了市场发展趋势，染料敏化太阳能电池的发展前景看好。

（本文摘自《浙江新闻》）

企业动态

1、【恭喜昱辉阳光荣登 2018 Q4 的 Tier 1 榜单】

根据彭博新能源财经 11 月 19 号最新发布的「公司排名-Tier 1 全球组件制造商榜单」， 恭喜昱辉阳光 Renesola 荣登最新一季度的 Tier 1 榜单。

彭博新能源财经全球光伏组件制造商排名体系（Tier 1）评选透明、公开、公平、公正，彭博新能源财经 Solar Tier 1 专业团队进行评选并有唯一决定权。恭喜昱辉阳光经过严格筛选后，在 2018 第四季度重回组件一线品牌。

（本文摘自《昱辉阳光 ReneSola》）

2、【阿特斯 2018 年第三季度财报公布 光伏组件出货量 1.59GW】

2018 年 11 月 15 日，(CanadianSolar Inc, NASDAQ:CSIQ, 以下简称“阿特斯”)，公布了截至 2018 年 9 月 30 日的第三季度财务报告。

以下内容，节选翻译自阿特斯 2018 年第三季度财务报告英文原文。

一、2018 年第三季度业绩概要

1、第三季度，阿特斯销售收入稳步增长，达 7.68 亿美元(约合 52.2 亿元人民币)，高于第二季度销售额 6.51 亿美元(约合 44.21 亿元人民币)。第三季度销售额的 67%来自于光伏组件和系统解决方案业务，33%来自于能源业务。

2、第三季度，阿特斯毛利率再创新高，达 26.1%，高于第二季度的毛利率 24.5%，也高于第三季度的原毛利率预期 20~23%。

3、第三季度，阿特斯实现净利润 6650 万美元(约合 4.52 亿元人民币)，稀释每股收益 1.09 美元(约合 7.41 元人民币)，远超二季度的净利润 1560 万美元(约合 1.06 亿元人民币)和稀释每股收益 0.26 美元(约合 1.77 元人民币)。

4、第三季度，阿特斯运营活动产生的现金净流入约 1.48 亿美元(约合 10.06 亿元人民币)。

5、第三季度，阿特斯完成了共计 103 兆瓦太阳能电站销售，其中 64 兆瓦的电站位于日本。截至 2018 年 10 月 31 日，集团持有正在运营的公共事业级太阳能电站约 1.1 吉瓦，转售价值约 12.3 亿美元(约合 83.59 亿元人民币)。

6、第三季度，阿特斯光伏组件发货量总计 1590 兆瓦，其中 180 兆瓦光伏组件用于自有电站项目建设，确认收入的光伏组件发货量为 1521 兆瓦。

二、全球电站业务布局

(一)后期公共事业规模太阳能光伏电站项目

阿特斯全球公共事业规模太阳能光伏电站项目储备包括两个部分：

1、早期到中期阶段的电站项目储备；

2、后期电站项目储备(阿特斯后期电站项目储备定义为已经签署电力销售协议，并将在未来两到四年建成的光伏电站项目)。

截至 2018 年 10 月 31 日，阿特斯处于开发后期的太阳能光伏电站项目总量(含在建项目)约 2.9 吉瓦，包括：美国 1,022 兆瓦、巴西 476.2 兆瓦、墨西哥 435.7 兆瓦、日本 310 兆瓦、中国 255 兆瓦、澳大利亚 121 兆瓦、阿根廷 97.6 兆瓦、台湾 41.7 兆瓦、菲律宾 27.5 兆瓦、印度 24 兆瓦、智利 18.4 兆瓦、马来西亚 15 兆瓦、韩国 8 兆瓦。

(二)阿特斯持有和运营的光伏电站

除后期公共事业规模太阳能光伏电站储备外，截至 2018 年 10 月 31 日，阿特斯还持有在运营中的太阳能光伏电站约 1.1 吉瓦，包括：美国 340.1 兆瓦、日本 92.9 兆瓦、巴西 79.8 兆瓦、中国 462.6 兆瓦、印度 126.1 兆瓦，其他国家和地区 46.7 兆瓦。

三、阿特斯全球产能布局

到 2018 年 12 月 31 日前，阿特斯硅锭、硅片、电池片和光伏组件产能将分别达到 1,650 兆瓦、5,000 兆瓦、6,250 兆瓦和 8,700 兆瓦。公司将根据市场情况继续扩大光伏组件产能，预计到 2019 年 6 月底，光伏组件产能将达到 9,360 兆瓦。

四、商业展望

阿特斯预计，2018 年第四季度光伏组件出货量约为 1,670~1,720 兆瓦，其中约 170 兆瓦光伏组件因用于公司自有电站建设，可能无法在当季计入销售收入。

第四季度销售额预计在 6.9~8.0 亿美元(约合 46.9~54.4 亿元人民币)；毛利率预计在 24~26%之间。2018 年全年销售额预计在 35.3~36.4 亿美元(约合

240~247 亿元人民币)。

(本文摘自《阿特斯阳光电力集团》)

光伏政策

1、【国家能源局综合司再次征求《关于实行可再生能源电力配额制的通知》意见的函】

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委(能源局)、国家能源局各派出监管机构,国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司:

2018年3月、2018年9月,我们分别以国家能源局综合司、国家发展改革委办公厅名义向有关方面发函征求了《可再生能源电力配额及考核办法》的意见。在研究论证各方面意见基础上,我们对《可再生能源电力配额及考核办法》进行了修改,在保持配额机制和政策基本一致的前提下,形成了《关于实行可再生能源电力配额制的通知》(征求意见稿),现再次征求有关方面意见。请有关单位于2018年11月21日(周三)17:00前将意见以书面形式反馈我局(新能源司),逾期视为无不同意见。

联系人:国家能源局新能源司 李鹏

联系电话:010-68555892 传真:010-68555045

国家能源局综合司

2018年11月13日

附件

国家发展改革委 国家能源局关于实行可再生能源电力配额制的通知 (征求意见稿)

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委(能源局)、经信委(工信委、工信厅),国家能源局各派出监管机构,有关中央企业,各有关单位:

为深入贯彻习近平总书记关于推进能源生产和消费革命战略的重要论述,加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系,促进可再生能源开发利用,依据《中华人民共和国可再生能源法》《关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》《能

源发展战略行动计划（2014-2020年）》，决定实行可再生能源电力配额制。现将有关事项和政策措施通知如下。

一、对电力消费设定可再生能源配额。可再生能源电力配额是按省级行政区域对电力消费规定应达到的可再生能源比重指标，包括可再生能源电力总量配额（简称“总量配额”）和非水电可再生能源电力配额（简称“非水电配额”）。满足总量配额的可再生能源电力包括全部可再生能源发电种类；满足非水电配额的可再生能源电力包括除水电以外的其他可再生能源发电种类。对省级行政区域规定的应达到的最低可再生能源比重指标为约束性指标，按超过约束性指标10%确定激励性指标。

二、按省级行政区域确定配额指标。省级能源主管部门会同电力运行管理部门在国家电网公司、南方电网公司所属省级电力公司和省属地方电网企业技术支持下，测算并提出本省级行政区域当年可再生能源电力配额指标建议，于每年1月底前报送国务院能源主管部门。国务院能源主管部门组织第三方机构对省级行政区域年度可再生能源电力配额指标进行评估，在此基础上将拟确定的两类配额指标征求省级能源主管部门以及国家电网公司、南方电网公司的意见，综合论证后于每年3月底前向省级行政区域下达当年可再生能源电力配额指标。

三、省级人民政府承担配额落实责任。省级能源主管部门会同电力运行管理部门按年度组织制定本省级行政区域可再生能源电力配额实施方案（简称“配额实施方案”），报省级人民政府批准后实施。配额实施方案主要应包括：年度配额指标及配额分配、配额实施工作机制、配额履约方式、对配额义务主体的考核方式等。省级行政区域配额实施方案对承担配额义务主体设定的配额指标可以高于国务院能源主管部门向本区域下达的可再生能源电力配额约束性指标。

四、售电企业和电力用户协同承担配额义务。承担配额义务的市场主体第一类为各类直接向电力用户供电的电网企业、独立售电公司、拥有配电网运营权的售电公司（简称配售电公司）；第二类为通过电力批发市场购电的电力用户和拥有自备电厂的企业。第一类承担与其年售电量相对应的配额，第二类承担与其用电量相对应的配额。各配额义务主体的售电量和用电量中，公益性电量（含专用计量的供暖电量）免于配额考核。

五、电网企业承担经营区配额实施责任。国家电网公司、南方电网公司指导所属省级电力公司依据有关省级人民政府批准的配额实施方案，负责组织经营区内各承担配额义务的市场主体履行可再生能源电力配额义务。有关省级能源主管部门会同电力运行管理部门督促省属地方电网企业以及未与公用电网联网的拥有自备电厂的企业履行可再生能源电力配额义务。各承担配额义务的市场主体及电力用户均须完成所在区域电网企业分配的可再生能源消纳电量，并在电网企业统一组织下共同完成本经营区的配额。电网企业及电力交易机构优先为电网企业之外市场主体完成其配额提供便利，在电网企业经营区完成整体配额且已完成全部应消纳可再生能源电量前提下，电网企业自身承担的配额在考核时可相应核减。

六、做好配额实施与电力交易衔接。电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担配额义务的市场主体优先完成可再生能源电力配额相应电力交易。在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担配额义务的市场主体给予提醒。承担配额义务的市场主体参与电力市场交易时，应向电力交易机构作出履行可再生能源电力配额义务的承诺。

七、配额义务的核算方式。各承担配额义务的市场主体以实际消纳可再生能源电量为主要方式完成配额，同时可通过以下补充（替代）方式完成配额。

（一）向超额完成年度配额的主体购买其超额消纳的可再生能源电量实现，双方自主确定转让价格。

（二）自愿认购可再生能源电力绿色证书（简称“绿证”），绿证对应的可再生能源电量等量记为配额完成量。

八、配额监测核算和交易。国家可再生能源信息管理中心会同各电力交易机构负责承担配额义务市场主体的配额账户设立，配额完成量核算及转让、配额完成统计及信息发布等工作。北京电力交易中心、广州电力交易中心对配额完成量转让进行业务指导。各省级行政区域内的配额完成量转让原则上由省级电力交易中心组织，跨省级行政区域的配额完成量转让在北京电力交易中心和广州电力交易中心组织下进行。国家可再生能源信息管理中心与国家电网公司、南方电网公司等电网企业及各电力交易中心联合建立可再生能源电力消纳、配额监测核算技术体系并实现信息共享。

九、做好配额相关信息报送。国家电网公司、南方电网公司所属省级电力公司和省属地方电网企业向省级能源主管部门、电力运行管理部门和所在地区国务院能源主管部门派出监管机构报送上年度本经营区及各配额义务市场主体可再生电力配额完成情况的监测、统计信息。各省级能源主管部门向国务院能源主管部门报送各省级行政区域配额完成情况报告。

十、省级主管部门负责对承担配额义务的市场主体进行考核。省级能源主管部门会同电力运行管理部门对本省级行政区域承担配额义务的市场主体的配额完成情况进行考核，按年度公布可再生能源电力配额考核报告。各省级能源主管部门会同电力运行管理部门负责督促未履行配额义务的电力市场主体限期整改，对未按期完成整改的市场主体依法依规予以处罚，将其列入不良信用记录，予以联合惩戒。

十一、国家按省级区域监测评价。国务院能源主管部门对各省级行政区域配额完成情况，以及国家电网公司、南方电网公司对所属省级电网公司配额组织实施和管理工作进行监测评价。省级能源主管部门会同电力运行管理部门对省属地方电网企业以及未通过省级电网公司售电的企业的配额实施进行督导考核。由于自然原因或重大事故导致可再生能源发电送出或受限，在配额考核时相应核减。

十二、超额完成配额不计入能耗考核。在确保完成全国能源消耗总量和强度“双控”目标条件下，对于实际完成配额超过本区域激励性配额指标的省级行政区域，超出激励性配额指标部分的可再生能源消费量不纳入该地区能耗“双控”考核。对纳入能耗考核的企业，超额完成省级配额实施方案对其确定的应完成配额的电量折算的能源消费量不计入其能耗考核。

十三、加强配额实施监管。国务院能源主管部门派出监管机构负责对各配额义务主体的配额完成情况进行监管，并向国务院能源主管部门报送各省级行政区域以及各电网企业经营区的配额总体完成情况专项监管报告。

2018年各地区配额完成情况不进行考核，随本通知下达的2018年配额指标用于各地区自我核查，2020年配额指标用于指导各地区可再生能源发展。自2019年1月1日起正式进行配额考核，2019年度配额指标将于2019年第一季度另行发布。

附件：1. 可再生能源电力配额指标确定和配额完成量核算方法；

2. 各省（区、市）可再生能源电力总量配额指标；
3. 各省（区、市）非水电可再生能源电力配额指标。

附件 1

可再生能源电力配额指标确定和配额完成量核算方法 (试行)

本方法作为配额制的配套文件同时发布，作为各省级区域配额指标测算、配额完成监测评价以及对各承担配额义务的市场主体考核的基本方法。该办法先作为试行版本执行，在配额制实施过程中不断总结完善，视情况发布后续版本。

一、配额指标测算方法

(一) 基本原则

1. 规划导向，分区设定。各省级行政区域配额指标依据国家能源发展战略和可再生能源发展相关规划、结合该地区实际用电增长情况、考虑各地区实际可消纳本地和区外可再生能源电力的能力确定区域最低配额指标（约束性指标），各地区均应逐年提升配额指标或至少不降低。

2. 强化消纳，动态调整。各省级行政区域均把可再生能源电力消纳作为重要工作目标，电力净输出地区应做到本地消纳达到全国先进水平，电力净输入地区应做到本地充分消纳和区外最大能力消纳。根据各地区可再生能源重大项目和跨省跨区输电通道建设进展，按年度动态调整各省级行政区域配额指标。

3. 区域统筹，分解责任。省级行政区域的整体配额完成为区域配额实施的总目标，有关能源主管部门和电力运行管理部门统筹协调制订配额实施方案，同时向承担配额义务的市场主体（包括电网公司在内）分配配额任务，督促其通过多种方式完成各自配额。

4. 保障落实，鼓励先进。对各省级行政区域确定应达到的全社会用电量中最低可再生能源比重，按约束性指标监测、评价和考核。按照约束性指标上浮 10% 作为激励性指标，鼓励具备条件的省份自行确定更高的可再生能源比重指标。对高于激励性指标的地区，予以鼓励。

(二) 配额消纳量核算

可再生能源电力消纳量，包括可再生能源电力消纳总量和非水电可再生能源电力消纳量。按下列方法核算：

1. 各省级行政区域内生产且消纳的电量

(1) 接入公共电网且全部上网的电量，采用并网计量点的电量数据；

(2) 自发自用（全部或部分）可再生能源电量（含就地消纳的合同能源服务和交易电量），采用电网企业作为发放国家补贴资金依据计量的总发电量数据；

2. 区域外输入的可再生能源电量

可再生能源发电企业与省级电网企业签署明确的跨省跨区购电协议的，根据协议实际执行情况计入受端区域消纳的区域外输入可再生能源电量。其他情况按以下方法处理：

(1) 独立“点对网”跨区输入

可再生能源发电项目直接并入区域外受端电网，全部发电量计入受端地区消纳量，采用并网计量点的电量数据。

(2) 汇合“点对网”跨区输入

采取与火电或水电打捆以一组电源向区外输电的，受端电网消纳的可再生能源电量等于总受电量乘以外送电量中可再生能源电量比例。

外送电量中可再生能源电量比例=送端并网点计量的全部可再生能源上网电量/送端并网点计量的全部上网电量。

(3) 省际“网对网”跨区输入

省间电网跨区输入电量中可再生能源电量，通过电力交易方式进行的，根据电力交易机构的结算电量确定；无法明确的，按送端省级电网区域可再生能源消纳电量占区域社会用电量比例，乘以总输入电量认定。

(4) 跨省际“网对网”输入

跨省际大区域未明确分电协议或省间协议约定可再生能源电量比例的跨省跨区通道，按该区域内各省级行政区域全社会用电量占本区域电网内全社会用电量的比重，计算各省级行政区域输入的可再生能源电量。即：

i 省级行政区域内输入可再生能源电量=可再生能源输入电量 \times (i 省级行政区域全社会用电量/ $(\sum_{i=1}^n i$ 省级行政区域全社会用电量))，

n 表示区域电网内包含的各省级行政区域。

3. 特殊区域

京津冀电网（北京、天津、冀北、河北南网）接入的集中式可再生能源发电

项目和区外输入的可再生能源电量，按统一均摊原则计入各地区消纳量，各自区域内接入的分布式可再生能源发电量计入各自的消纳量。

（三）配额指标测算

1. 全国平均水平。全国可再生能源消纳平均水平是指全国全社会用电量中可再生能源占比，实际计算采用全国消纳的全部可再生能源电量与全社会用电量的比值，如存在进出口可再生能源电量，按净进出口量计入。平均水平指标计算公式如下：

平均水平指标=全国年消纳的可再生能源电量/全国全社会年用电量

2. 各省级行政区域配额指标计算公式如下：

区域配额指标=(预计本地生产且消纳年可再生能源电量+预计年净受入可再生能源电量)/本地区预计全社会用电量

测算可再生能源发电量时，上年度底前已投产装机按照应达到的年利用数测算；当年新增装机，除了有明确投产时间的水电站等大型工程，其他连续投入投运的可再生能源发电装机，预计新增装机作为一个整体按全年利用小时数的一半进行折算。

3. 配额指标确定流程

各省级能源主管部门会同电力运行管理部门在国家电网公司、南方电网公司所属省级电力公司和省属地方电网企业技术支持下，测算并提出本省级行政区域当年可再生能源电力配额约束性指标建议报告，于每年1月底前报送国务院能源主管部门。报告应包含分品种的可再生能源电源预测并网装机容量、预测发电量、各跨省跨区通道计划输送可再生能源电量和比重、预测全社会用电量等数据。

国务院能源主管部门组织第三方机构对各省级行政区域年度可再生能源电力配额指标进行评估，在此基础上将拟确定的两类配额指标（约束性和激励性）征求各省级能源主管部门以及国家电网公司、南方电网公司的意见，综合论证后于每年3月底前向各省级行政区域下达当年可再生能源电力配额指标。

二、配额完成量核算方法

（一）承担配额义务的市场主体

承担可再生能源电力配额义务的市场主体（含电网企业售电）的配额完成量包括：

1. 从区域内或区域外电网企业和发电企业（含个人投资者等分布式发电项目单位）购入的可再生能源电量，按扣除网损之后的售电侧购入可再生能源电量计算。

（1）对于电网企业按照可再生能源发电保障性收购要求统一收购的可再生能源电量，按照电网企业经营区内各市场主体非市场化实际用电量大小等比例、分时段原则进行分摊，计入市场主体可再生能源电力配额完成量。

（2）对于通过电力市场化交易的可再生能源电量，全部计入购电市场主体的可再生能源电力配额完成量。

2. 自发自用的可再生能源电量。

电网企业经营区内市场主体自发自用的可再生能源电量由电网企业代为计量，全部计入自发自用市场主体的可再生能源电力配额完成量。

3. 从其他配额义务主体购买的配额完成量或购买绿证折算的配额完成量。

不计入售出的可再生能源电量、已转让的配额完成量和出售绿证对应的配额完成量。

（二）各省级行政区域区域

参照一（二）“消纳量核算”部分，与国家下达的省级行政区域配额指标相对照，各省级行政区域整体配额完成指标计算公式如下：

整体配额完成指标={区域内生产且消纳的可再生能源电量+区域外输入的可再生能源电量+市场主体配额完成量净受让量之和+绿证认购量之和-免于考核电量对应的可再生能源电量}÷{区域全社会用电量-免于考核电量}

其中，按照国家规定豁免配额考核的公益性电量（含专项计量供暖电量）在配额完成指标核算公式的分子和分母中均予以扣除，免于考核电量对应的可再生能源电量等于免于考核电量乘以区域配额指标。

附件 2

各省（区、市）可再生能源电力总量配额指标

附件2

各省(区、市)可再生能源电力总量配额指标

省(区、市)	2018年约束性指标	2018年激励性指标	2020年约束性指标	2020年激励性指标
北京	11.0%	12.1%	15.0%	16.5%
天津	11.0%	12.1%	15.0%	16.5%
河北	11.0%	12.1%	15.0%	16.5%
山西	15.0%	16.3%	16.5%	18.0%
内蒙古	18.5%	20.3%	18.5%	20.3%
辽宁	12.0%	13.0%	12.5%	13.6%
吉林	20.0%	21.5%	22.0%	23.7%
黑龙江	19.5%	21.0%	26.0%	28.1%
上海	31.5%	32.0%	33.0%	33.5%
江苏	14.5%	15.1%	15.0%	15.8%
浙江	18.0%	18.5%	19.0%	19.8%
安徽	13.0%	14.0%	14.5%	15.7%
福建	17.0%	17.5%	22.0%	22.6%
江西	23.0%	23.5%	29.0%	30.0%
山东	9.5%	10.4%	10.5%	11.6%
河南	13.5%	14.5%	16.0%	17.1%
湖北	39.0%	39.9%	40.0%	41.0%
湖南	51.5%	52.4%	51.5%	52.4%
广东	31.0%	31.4%	29.5%	30.0%
广西	51.0%	51.4%	50.0%	50.5%
海南	11.0%	11.5%	11.5%	12.0%
重庆	47.5%	47.5%	45.0%	45.3%
四川	80.0%	80.4%	80.0%	80.4%
贵州	33.5%	34.0%	31.5%	32.0%
云南	80.0%	81.0%	80.0%	81.2%
西藏	不考核	不考核	不考核	不考核
陕西	17.5%	18.4%	21.5%	22.7%
甘肃	44.0%	45.6%	47.0%	48.9%
青海	70.0%	71.9%	70.0%	72.5%
宁夏	20.0%	22.0%	25.0%	27.0%
新疆	25.0%	26.5%	26.0%	27.3%

注：1、京津冀地区执行统一的配额指标；

2、内蒙古自治区可按蒙西、蒙东地区分开考核，具体分区域配额指标由内蒙古自治区能源主管部门确定；

3、2020年指标为指导性指标，根据可再生能源资源情况、跨省跨区通道输送可再生能源情况进行动态调整。2020年指标测算时酒泉—湖南、扎鲁特—山

东、宁夏—山东、上海庙—山东、宁东—浙江特高压输电通道中可再生能源电量比例按不低于 30%考虑；

4、有跨省跨区输入可再生能源电力的受端地区，如实际运行时通道输送可再生能源电量未达配额测算时的设定值，则在区域配额监测评价和市场主体配额完成考核时相应核减。

5、对可再生能源电力总量配额指标达到 80%的省级行政区域，不进行约束性监测评价，对区域内市场主体是否进行总量配额考核，由有关省级能源主管部门按省级人民政府的意见自行决定。不进行配额考核的市场主体不参与配额完成量交易。西藏自治区不实行配额考核，除国家另有规定外，市场主体不参与配额完成量交易。

附件 3

各省（区、市）非水电可再生能源电力配额指标

附件3

各省(区、市)非水电可再生能源电力配额指标

省(区、市)	2018年约束性指标	2018年激励性指标	2020年约束性指标	2020年激励性指标
北京	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
天津	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
河北	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
山西	12.5%	13.8%	14.5%	16.0%
内蒙古	18.0%	19.8%	18.0%	19.8%
辽宁	10.0%	11.0%	10.5%	11.6%
吉林	15.0%	16.0%	16.5%	18.2%
黑龙江	15.0%	16.5%	20.5%	22.6%
上海	2.5%	2.8%	3.0%	3.3%
江苏	5.5%	6.1%	7.5%	8.3%
浙江	5.0%	5.5%	7.5%	8.3%
安徽	9.5%	10.5%	11.5%	12.7%
福建	4.5%	5.0%	6.0%	6.6%
江西	6.5%	7.2%	8.0%	8.8%
山东	9.0%	9.9%	10.5%	11.6%
河南	9.0%	9.9%	10.5%	11.6%
湖北	7.5%	8.3%	10.0%	11.0%
湖南	9.0%	9.9%	13.0%	14.3%
广东	3.5%	3.9%	4.0%	4.4%
广西	4.0%	4.4%	5.0%	5.5%
海南	4.5%	5.0%	5.0%	5.5%
重庆	2.0%	2.2%	2.5%	2.8%
四川	3.5%	3.9%	3.5%	3.9%
贵州	4.5%	5.0%	5.0%	5.5%
云南	11.5%	12.7%	11.5%	12.7%
西藏	不考核	不考核	不考核	不考核
陕西	9.0%	9.9%	12.0%	13.2%
甘肃	15.5%	17.1%	19.0%	20.9%
青海	19.0%	20.9%	25.0%	27.5%
宁夏	18.0%	19.8%	20.0%	22.0%
新疆	14.5%	16.0%	16.0%	17.6%

注：1、京津冀地区执行统一的配额指标；

2、内蒙古自治区可按蒙西、蒙东地区分开考核，具体分区域配额指标由内蒙古自治区能源主管部门确定；

3、2020年指标为指导性指标，根据可再生能源资源情况、跨省跨区通道输送可再生能源情况进行动态调整。2020年指标测算时酒泉—湖南、扎鲁特—山东、宁夏—山东、上海庙—山东、宁东—浙江特高压输电通道中可再生能源电量比例按不低于30%考虑；

4、有跨省跨区输入可再生能源电力的受端地区，如实际运行时通道输送可再生能源电量未达配额测算时的设定值，则在区域配额监测评价和市场主体配额完成考核时相应核减。

5、西藏自治区不实行配额考核，除国家另有规定外，市场主体不参与配额完成量交易。

（本文摘自《国家能源局》）

2、【浙江前三季度全额收购可再生能源电量】

日前，国家能源局浙江监管办公室发布《2018年前三季度浙江省电力行业节能减排情况的通报》（以下简称《通报》）。《通报》指出，前三季度浙江可再生能源电量得到了全额收购，电网综合线损率大幅下降，发电企业主要污染物排放浓度继续下降，超标排放时数大幅减少。但存在部分发电企业耗煤量和二氧化硫、氮氧化物排放量较大幅度增加，供电煤耗上升等问题。

电网企业方面，前三季度浙江电网综合线损率 2.92%，同比下降 1.1 个百分点；电网消纳可再生能源发电量 258.66 亿千瓦时（省内发电机组，含华东统调），同比增长 4.31%，其中水电 151.54 亿千瓦时，风电 21.76 亿千瓦时，光伏发电量 76.24 亿千瓦时，生物质和海洋能发电量 9.12 亿千瓦时；前三季度消纳的可再生能源电量折算成标煤约 752.7 万吨，相当于减排二氧化硫 16.86 万吨，减排氮氧化物 2.82 万吨。

燃煤发电企业方面，前三季度浙江统调燃煤机组平均发电利用小时数 3849 小时，同比上升 292 小时；统调燃煤机组共耗用标煤约 5074 万吨，增长率 12.93%，平均供电煤耗 298.02 克/千瓦时，同比上升 0.13 克/千瓦时；统调燃煤机组平均厂用电率为 4.71%，同比下降 0.03 个百分点。

燃煤发电企业主要烟气污染物减排方面，前三季度浙江统调燃煤机组（除巨化热电厂外）超低排放设施运行稳定，超低排放平均达线率 99.90%，同比上升 0.11 个百分点；主要烟气污染物（除巨化热电厂外）未达到国家火电厂基本排放标准时间为 324.83 小时，同比下降 42.47%；统调燃煤机组共排放二氧化硫 9605 吨，增长率 8.83%，排放氮氧化物 20325 吨，增长率 6.02%，排放烟尘 1123 吨，下降率 5.16%。

（本文摘自《中国电力新闻网》）