



光伏信息精选

(2021.09.06-2021.09.12)

嘉兴市光伏行业协会编

电话/传真：0573-82763426

邮箱：jxgfhyxh@163.com

网址：www.jxgfzxh.org

微信：嘉兴市光伏行业协会

地址：嘉兴市康和路1288号嘉兴光伏科创园6号楼207室

目 录

行业聚焦

1. 浙江新能源装机占比首超两成 能源使用更干净..... 1
2. 人民日报：我国水电、风电、光伏装机规模等多项指标保持世界第一.... 3
3. 国家发改委：开展绿色电力交易试点 构建以新能源为主体的新型电力系统..... 4
4. WTO 驳回中方对美限制光伏电池进口措施提起的诉讼..... 7
5. 光伏行业领跑“双碳”新赛道..... 8
6. 太阳能制氢效率创下新纪录..... 11

企业动态

7. 推动行业标准化发展——晶澳、晶科、隆基联合发布 M10 系列组件产品标准..... 13
8. 阿特斯阳光电力集团股份有限公司为 1.4 吉瓦时“Crimson（酒红）”储能项目提供储能系统解决方案、EPC 和长期服务协议..... 14

政策信息

9. 省发展改革委关于进一步完善我省分时电价政策有关事项的通知..... 16

浙江新能源装机占比首超两成 能源使用更干净

截至 8 月底，浙江并网新能源电站 303 个，并网容量 2189 万千瓦，首次超过全省电源总装机容量的 20%，其中分布式光伏 1159 万千瓦，位列国家电网公司供电区域第二位，新能源今年累计发电量达 226 亿千瓦时。

5 月 16 日，浙江最大的海上风电项目——岱山 4 号海上风电正式并入电网，该海上风电场总装机规模 23.4 万千瓦，年发电量 6.18 亿千瓦时，将为浙江绿色石化基地提供清洁低碳用能保障。6 月 29 日，浙江象山长大涂滩涂光伏项目并网发电，这是全国最大的海岸滩涂渔光互补光伏项目，总装机容量 30 万千瓦，预计年均发电量 3.4 亿千瓦时。数据显示，该公司今年已累计并网 32 个新能源发电项目，总并网容量达到 246 万千瓦。

为推动新能源发展，加快建设新型电力系统省级示范区，国网浙江电力深化政策赋能，挖掘区域新能源发展潜力，加快配电网改造升级，保障新能源大规模接入。今年以来，全省所有县（市、区）先后出台“新能源+储能”政策，要求新能源按照发电容量的 10% 配备储能，为新能源发展提供有力支撑，加快形成新能源发展成本全社会共担、新能源发展成果全社会共享的新能源发展生态圈。国网浙江电力持续深化供给侧改革，推动政府理顺“双碳”目标下的能源电力价格体系，助力省内新能源发展。在浙江丽水，省发改委同意调整丽水市小水电上网峰谷时段，解决光伏发电能源外送通道挤占、负荷峰谷倒置问题，此举预计增加新能源装机消纳能力 50 万千瓦，进

一步提升新能源消纳效率。

国网浙江电力综合考虑省内资源禀赋等因素，测算不同区域新能源消纳规模，形成全省新能源经济开发分布“一张图”，指导新能源优化布局和规划建设。该公司提出实施风光倍增计划，在浙江省山区 26 个县率先推行“光伏富裕”工程，充分挖掘农村地区风能、太阳能等能源资源，形成新能源发展和经济社会发展新的增长极。依托“网上电网”，借助电网资源与土地控规“多规合一”等技术，研发出“光伏导航”，筛选出适合发展分布式光伏的地块资源，建立专业分析模型，评估光伏发展潜力值和光伏消纳平衡能力，帮助地方规划新能源发展路径。

新能源消纳是制约新能源发展的主要难题之一。近年来，浙江省持续加快配电网改造升级，满足分布式光伏发电项目大规模接入需求，保障整区分布式光伏发电全额消纳。同时，探索多能互补、互相转化的新能源利用新模式。在台州大陈岛，国网浙江电力试点构建基于 100% 新能源发电的氢能源综合利用系统，满足用户对电、氢、热多种能源的需求，实现从清洁电力到清洁气体能源转化及供应的全过程零碳与清洁能源 100% 消纳，为新能源全消纳提供了经验。

（本文摘选自《浙江在线》）

人民日报：我国水电、风电、光伏装机规模等多项指标保持世界第一

9月5日,《人民日报》发布了我国非化石能源发电装机容量数据。数据显示,截至7月底,我国非化石能源发电装机容量10.3亿千瓦,同比增长18.0%,相当于40多个三峡电站的装机容量,占全国发电总装机容量的45.5%,同比提高3.3个百分点。我国清洁低碳化进程不断加快,水电、风电、光伏、在建核电装机规模等多项指标保持世界第一。

——清洁能源供给能力持续扩大。看装机规模,截至7月底,我国水电装机容量3.8亿千瓦,同比增长4.9%;核电装机容量5326万千瓦,同比增长9.2%;风电装机容量2.9亿千瓦,同比增长34.4%;太阳能发电装机容量2.7亿千瓦,同比增长23.6%;生物质发电装机容量3409万千瓦,同比增长31.2%。看发电总量,上半年,水电、核电、风电、太阳能发电累计发电量同比增长10.2%。看电力投资,前7月,水电、核电、风电等清洁能源完成投资占电源完成投资的91.7%。

——清洁能源利用水平不断提升。上半年,全国主要流域水能利用率98.43%,全国平均风电利用率96.4%,全国平均光伏发电利用率97.9%,分别较上年同期提高0.07、0.3、0.07个百分点。

——风电光伏装机布局不断优化。开发建设从资源集中地区向负荷集中地区推进,从集中连片为主向集中与分散发展并举转变。从上半年风电新增装机容量看,中东部和南方地区占比约59%，“三北”地区占比约41%。光伏方面,上半年新增

装机容量较高的区域为华北、华东和华中地区，分别占全国新增装机容量的 44%、22%和 14%。户用光伏项目新增装机容量 586 万千瓦，占光伏新增装机容量的 45%，成为一个亮点。

——煤电清洁高效利用有力推进。截至去年底，煤电装机容量占比首次降至 50%以下，实现超低排放的煤电机组达到约 9.5 亿千瓦。今年前 7 月，全国供电煤耗率为 303 克/千瓦时，同比下降 1 克/千瓦时。

国家能源局负责人表示，接下来要加快煤炭减量步伐，严控煤电项目；加快发展风电、太阳能发电等非化石能源发电，不断扩大绿色低碳能源供给，“十四五”时期风电光伏要成为清洁能源增长的主力。

（本文摘自《人民日报》）

国家发改委：开展绿色电力交易试点 构建以新能源为主体的新型电力系统

近期，国家发展改革委、国家能源局正式复函国家电网公司、南方电网公司，推动开展绿色电力交易试点工作。为什么要推出绿色电力交易试点工作？绿色电力交易如何组织实施？记者专访了国家发展改革委有关负责人。

问：在党中央、国务院提出碳达峰、碳中和目标后，推出绿色电力交易试点工作的背景和出发点是什么？

答：为落实党中央、国务院关于碳达峰、碳中和的战略部署，加快构建以新能源为主体的新型电力系统，必须要采取有

力举措大力发展新能源。由于新能源发电出力不稳定等技术特点，电力系统消纳和运行成本将明显上升。要同时实现电力低碳转型、安全可靠、经济可承受等多重目标，必须要深化电力体制改革，在体制机制和市场建设上做出探索创新。通过开展绿色电力交易，将有意愿承担更多社会责任的一部分用户区分出来，与风电、光伏发电项目直接交易，以市场化方式引导绿色电力消费，体现出绿色电力的环境价值，产生的绿电收益将用于支持绿色电力发展和消纳，更好促进新型电力系统建设。

问：开展绿色电力交易的条件是否已经成熟，在技术上是否做好准备工作？

答：在设计研究过程中，国家发展改革委会同国家能源局、相关企业、专家学者等进行了深入调研，认为开展绿色电力市场的条件已经成熟。一是企业有需求。许多企业参与绿色电力交易有较强意愿，不少企业表示愿意为绿色电力的环境属性支付额外费用，未来随着更多有意愿的企业参与交易，交易规模将不断扩大。二是地方有意愿。一些地区已经就绿色电力交易开展了深入研究和基础性工作，对于开展绿色电力交易有很高积极性，同时也希望从国家层面进行总体设计，明确基本标准和规则。三是技术可实现。利用区块链等新技术，可以全面记录绿色电力生产、交易、消费各环节信息，保证不可篡改，实现绿色电力全生命周期追踪。目前，国家电网已将基于区块链的绿色证书交易系统申请专利。四是交易可组织。北京电力交易中心、广州电力交易中心进行了大量研究工作，目前交易平台已实现价格形成、合同签订、优先执行（出清）、优先结

算等满足绿色电力交易需求的功能。五是各方面已形成共识。各方普遍认为我国率先开展绿色电力交易意义重大，不仅对落实双碳目标、构建新型电力系统具有重要支撑作用，而且将会为全球可再生能源发展提供中国方案。随着新能源成为电力系统的主体，绿色电力交易也将在电力市场体系中发挥越来越重要的作用。

问：开展绿色电力交易试点总体考虑有哪些，如何通过绿色电力交易推动我国清洁低碳转型？

答：试点开展绿色电力交易总的考虑是，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，推动绿色电力在交易组织、电网调度、价格形成机制等方面体现优先地位，为市场主体提供功能健全、友好易用的绿色电力交易服务，全面反映绿色电力的环境价值。通过电力供给侧结构性改革引导全社会形成主动消费绿色电力的共识，充分激发供需双方潜力加快绿色能源发展，加快推动我国清洁低碳转型。

问：绿色电力与一般电力交易有区别吗，交易机制是怎么样？哪些市场主体可以参与？

答：绿色电力交易是在现有中长期交易框架下，设立独立的绿色电力交易品种，积极引导有绿色电力需求的用户直接与发电企业开展交易，绿色电力在电力市场交易和电网调度运行中优先组织、优先安排、优先执行、优先结算，通过相关政策措施激励用电侧购买绿色电力的积极性。参与绿色电力交易的市场主体，近期以风电和光伏发电为主，逐步扩大到水电等其他可再生能源，绿色电力交易优先安排完全市场化上网的绿色

电力，如果部分省份在市场初期完全市场化绿色电力规模有限，可考虑向电网企业购买政府补贴及其保障收购的绿色电力。

问：下一步将如何组织实施绿色电力试点工作？

答：绿色电力交易试点工作在国家发展改革委、国家能源局指导下，将由国家电网公司、南方电网公司组织北京电力交易中心、广州电力交易中心具体开展，编制绿色电力交易实施细则，进一步完善技术平台功能，组织开展市场主体注册及绿色电力交易。试点初期拟选取绿色电力消费意愿较强的地区，待绿色电力交易试点工作启动后，其他有意愿地区后续也给予积极支持。试点过程中，相关部门将加强指导，完善相关配套政策，及时协调解决相关问题，为开展绿色电力交易营造良好环境。

（本文摘自国家发改委网站）

WTO 驳回中方对美限制光伏电池进口措施提起的诉讼

9月2日，中国针对美国采取的限制进口光伏电池的措施所提起的诉讼被驳回。

世贸组织的三人专家组驳回了中国提出的所有四项主张，并表示美国的这些措施并没有违反全球贸易规则。

9月3日，外交部发言人例行记者会上，法新社记者针对该消息向外交部提问：世界贸易组织裁定支持美国对中国太阳

能电池板采取进口限制等措施，中方有何评论？外交部发言人汪文斌回应，中方对此表示遗憾。

此前 2018 年，在美国生产商抱怨某些晶体硅光伏电池进口量增加到了严重损害美国国内产业的程度后，美国实施了关税和配额制度。这套保障措施按计划执行四年，关税从最初的 30% 逐年递减。关税适用于太阳能模板和固定配额以外的太阳能电池。

中国的诉讼提出了一系列观点，比如华盛顿未能在增加进口与伤害业界之间建立因果关系。

美国贸易代表戴琪在声明中说：“我欢迎世贸组织专家组认为中国对美国太阳能保障措施提出的异议毫无根据而将其驳回的结论。”

这些保障措施是时任总统特朗普制定的，特朗普政府同时还针对洗衣机制定了类似的三年措施。特朗普 2021 年初在离任前把这些措施又延长了两年。

（本文摘选自《能源一号》）

光伏行业领跑“双碳”新赛道

今年以来，光伏行业迎来政策和需求双重利好。截至 8 月 30 日，A 股市场共有 57 家光伏上市公司披露 2021 年半年报，其中 21 家净利润同比增幅翻番。

专家预计，在中国努力实现碳达峰碳中和（“双碳”）目标的背景下，光伏行业仍将保持较高增长速度，预计下半年国

内光伏装机速度将会加快，这也对硅料企业产能提出更高要求。

快速增长势头持续

从近几年的发展来看，光伏产业的拐点出现在 2019 年。2020 年 9 月习近平主席在第七十五届联合国大会上提出“30·60 目标”后，光伏行业迎来了历史性发展机遇。

苏宁金融研究院研究员黄大智对国际商报记者表示，2019 年至今，由于成本持续下降，光伏发电价格逐步接近火力、水力发电的价格水平。政策也明确了竞价和平价共存的模式，2020 年国内竞价、平价结果超预期，再叠加全球碳减排目标提升，坚定了光伏行业发展的信心。今年以来，龙头企业大举扩产、新技术爆发也带动了光伏板块大幅上涨。

记者从中国机电产品进出口商会了解到的一组数据也证实了中国光伏行业发展的喜人之势。2020 年，中国光伏行业保持并延续了多项世界第一应用市场实现恢复性增长，2020 年中国光伏新增装机容量 48.2GW，连续 8 年位居全球首位；累计装机容量达 253GW，连续 6 年位居全球首位；产业规模持续扩大，制造端 4 个主要环节实现两位数增长，多晶硅产量 39.2 万吨，连续 10 年居全球首位；光伏组件产量 124.6GW，连续 14 年居全球首位。

今年一季度，中国光伏组件产量超过 30GW，同比增长 40%；国内装机量容量 5.3GW，同比增长 34%；1-4 月，光伏电池组件产品出口 73 亿美元，同比增长超过 30%。

展望未来，“在全球能源转型的大背景下，能源转型的迫

切性和光伏发电成本的持续下降决定了光伏市场需求仍将高企。”黄大智说。

中国机电产品进出口商会行业发展部总监高士旺在接受国际商报记者采访时表示，今年是中国光伏发电进入平价上网的关键之年，光伏应用市场将继续保持快速增长势头，预计新增装机容量为 55GW~65GW，其中外送及平价地面电站在 20GW~30GW。在“双碳”目标下，“十四五”期间中国光伏市场将迎来市场化建设高峰，预计国内年均光伏装机新增在 70GW，有望进一步加速中国能源转型。

上下游冰火两重天

作为“双碳”政策主力赛道之一，光伏企业的半年报则呈现冰火两重天的态势，净利润较高的企业几乎均是具备“材料”属性的上游企业，而下游企业却饱受原材料涨价困扰，利润受损。

今年以来，硅料价格一路走高，已从年初的 8 万元/吨上涨到 20 万元/吨，涨幅高达 150%。价格上涨传导至硅片、电池片、组件厂商及终端电站，整条光伏产业链均受影响。

河南某光伏企业相关负责人向国际商报记者透露：“硅料价格自去年 6 月以来开始暴涨，目前大多数下游企业处于暂时停滞状态，订单爆满，排到今年 8 月，但无法生产。成本与价格倒挂，原料价格上涨 200%，下游终端产品价格上涨 20%左右。”

黄大智直言，硅料是光伏产业链中的优势环节，当光伏行业景气度高时会推动对硅料的需求，目前硅料成本上升已成为制约光伏装机容量扩大的最大因素。

受访人士一致预计，硅料建设周期长，叠加年底光伏装机旺季来临，短期硅料价格或将继续高位震荡。不过，目前国内多个上游硅料端的龙头企业积极布局扩产，未来一段时间，随着产能的逐步释放，硅料价格有望理性回归。

高士旺建议，由行业组织牵头，加强对光伏行业供应链主要产品（当前主要是多晶硅料）现有产能、规划和在建产能，以及每月产品的出货量等数据的统计监测和分析工作，定期梳理并发布行业公告，减少由信息不对称引起的价格无序上涨；引导多晶硅料进入光伏的生产制造环节，而不是进入流通商、贸易商手中，避免囤积硅料；由政府主管部门和行业协会对产业发展的趋势进行科学预判，对可能出现短缺的产品进行合理指导，引导产业合理规划布局，推动中国光伏企业平稳健康可持续发展。

（本文摘自《国际商报》）

太阳能制氢效率创下新纪录

太阳能制氢是一种清洁能源系统，具有促进全球可持续发展努力的巨大潜力。不幸的是，由于与其生产和运营相关的高成本，它在很大程度上也不可行。

现在，澳大利亚国立大学和新南威尔士大学的研究人员在使用低成本材料从太阳能生产可再生氢的效率方面创造了新的世界纪录。科学家团队实现了超过 20% 的太阳能到氢气的转换效率。

研究人员专注于将串联太阳能电池与低成本催化剂材料相结合，通过电解将水分解为氢和氧。

研究合著者澳大利亚国立大学的 Siva Karuturi 博士告诉 RenewEconomy，他的团队将太阳能电池与氢电解槽组合成一个单元的新方法可以显著提高生产效率并降低成本。

“在通常依靠电网电力运行的集中式电解槽中，膜和电极被堆叠成多个——通常是数百个——以实现所需的生产能力，从而形成一个复杂的系统，” Karuturi 说。

Karuturi 补充说，在直接光伏 (PV) 电解中，单个电极和膜单元可以直接与光伏电池组合成一个简化的太阳能氢模块，摆脱对电力基础设施和电解槽的需求，从而实现更高的功率转换效率和降低成本。

该团队推测，他们的新设计可以将可再生氢的生产成本降低到每公斤 2.30 美元。这将符合美国能源部设定的目标。

这是一个可喜的消息，因为世界正在努力到 2050 年实现净零排放，这一目标是许多绿色氢项目背后的催化剂。2017 年，另一项能源创新使用浮动太阳能钻井平台利用海水生产氢燃料。但是，该技术仍然非常昂贵。

(本文摘选自《能源 100》)

推动行业标准化发展——晶澳、晶科、隆基联合发布

M10 系列组件产品标准

晶澳、晶科、隆基

关于 M10 系列组件产品标准化的共识

自 M10 硅片推出以来，得到了业界的广泛认可。但由于各厂商的技术路线、设计理念、安装方式存在差异，导致相同版型的组件产品长宽尺寸以及安装孔间距各不相同。这使得各种材料规格难以标准化，行业成本无法进一步降低，对上下游协同、系统的设计安装、客户的方案选择都造成一定困扰。

为改变这一现状，促进行业可持续发展，晶澳、晶科、隆基三家企业代表进行了坦诚深入的讨论，就 M10 系列组件产品的标准化问题达成共识，并决心共同倡导和推动该标准化方案被全行业接受，以促进光伏产业的健康发展。

三方共识的 M10 系列产品标准化方案如下：

- 1、54 版型组件尺寸：1722mm*1134mm，安装孔间距：1400mm；
- 2、72 版型组件尺寸：2278mm*1134mm，安装孔间距：400mm、1400mm；
- 3、78 版型组件尺寸：2465mm*1134mm；安装孔间距：400mm、1200mm/1500mm；

 晶澳太阳能
科技股份有限公司

晶科能源
股份有限公司

隆基绿能
科技股份有限公司

二零二一年九月六日

(本文摘自晶科能源 JinkoSolar)

阿特斯阳光电力集团股份有限公司为 1.4 吉瓦时 “Crimson（酒红）”储能项目提供储能系统解决方案、EPC 和长期服务协议

阿特斯阳光电力集团 (Canadian Solar Inc., NASDAQ: CSIQ, 简称“阿特斯集团”或“集团”) 2021 年 9 月 9 日发布新闻, 宣布其控股子公司阿特斯阳光电力集团股份有限公司 (“CSI Solar”) 就 “Crimson(酒红)” 独立储能项目签订合同, 为该项目提供全套电池储能系统、EPC(设计、采购和施工) 和长期运维服务。“Crimson(酒红)” 项目位于美国加州河滨县 (Riverside County)。

“Crimson(酒红)” 储能项目 80% 的所有权现为 Axium Infrastructure(简称 “Axium”) 公司拥有, 阿特斯集团拥有该项目其余 20% 所有权。

阿特斯集团之前就 “Crimson(酒红)” 项目分别与加州当地电力公司与南加州爱迪生电力公司 (“SCE”) 和太平洋天然气和电气公司 (“PG&E”) 签订了为期约 15 年的储能服务协议, 这两份合同都是加州电力委员会 (“CPUC”) 可靠性采购的一部分。

根据协议, 阿特斯阳光电力集团股份有限公司 (“CSI Solar”) 将为 “Crimson(酒红)” 储能项目提供全套储能系统解决方案、EPC 和长期运维服务。全套系统解决方案包括提供具有可融资性的磷酸铁锂电池储能系统。该储能项目即将开始设备交付和项目建设, 项目预计在 2022 年夏季投入商业运营。

此外，阿特斯阳光电力集团股份有限公司（“CSI Solar”）将为该电池储能项目提供为期 15 年的服务协议，以及容量和性能保障，确保系统的电力输出量、安全性和可靠性满足要求。长期服务协议包括电池储能项目运维以及未来储能的增容服务。该储能项目在 15 年的储能服务协议期限内，预计将有额外的 300 兆瓦时储能增容。

阿特斯阳光电力集团董事长兼首席执行官瞿晓铎博士表示：“‘Crimson (酒红)’ 储能项目通过提供急需的容量资源，帮助提高加州电网的稳定性和安全性。同时，该项目还将助力加州实现经济脱碳目标，为当地创造更多就业机会，应对环境变化带来的挑战。我们非常自豪，阿特斯集团不仅开发了该独立储能项目，同时，我们通过 CSI Solar 为该储能项目提供系统解决方案、EPC 和长期服务协议。我们感谢合作伙伴 Axium 对我们的信任和支持，双方会继续合作，在未来几个季度共同推进建设该储能项目。”

（本文摘自阿特斯阳光电力集团）

省发展改革委关于进一步完善我省分时电价政策有关事项的通知

各市、县（市、区）发展改革委（局），国网浙江省电力有限公司：

为适应我省电力系统峰谷特性变化、电力市场加快建设及新能源快速发展等新形势新要求，充分发挥分时电价信号作用，引导用户削峰填谷和提高电力系统运行效率，更好服务以新能源为主体的新型电力系统建设，促进能源绿色低碳发展，根据《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093号）要求，现就进一步完善我省分时电价政策有关事项通知如下。

一、政策调整范围

本次分时电价政策调整范围为大工业电价用户（不包括国家有专门规定的电气化铁路牵引用电等）。一般工商业、居民、农业生产等电价用户的分时电价政策本次不调整；一般工商业电价用户自2024年起全部执行分时电价，具体价格和峰谷时段另行制定。

二、政策完善内容

（一）优化时段划分。全年大工业电价峰谷时段调整为：尖峰：9:00-11:00，15:00-17:00；高峰：8:00-9:00，13:00-15:00，17:00-22:00；低谷：11:00-13:00，22:00-次日8:00。夏季7、8月份及冬季1、12月份的13:00-15:00由高峰时段调整为尖峰时段，执行尖峰电价。

（二）拉大峰谷价差。提高大工业尖峰电价每千瓦时5.6

分、高峰电价每千瓦时6分,降低大工业低谷电价每千瓦时6.38分。

三、其他事项

各级发展改革部门要加强对分时电价政策的解读宣传,及时报告政策执行效果。各级电网企业要采取多种方式将政策提前告知相关用户,加快表计更换和系统调整,确保政策及时执行到位。

本通知自2021年10月15日起执行,后续如国家出台新的政策,按国家政策进行调整。

附表:浙江省电网销售电价表

浙江省发展和改革委员会

2021年9月9日

浙江省电网销售电价表

(自 2021 年 10 月 15 日起执行)

单位：元/千瓦时（含税）

用电分类	电压等级		电度电价	分时电价			基本电价	
				尖峰电价	高峰电价	低谷电价	变压器容量 元/千伏安/月	最大需量 元/千瓦/月
一、居民生活用电	不满 1 千伏“一户一表”居民用户	年用电 2760 千瓦时及以下部分	0.5380		0.5680	0.2880		
		年用电 2761-4800 千瓦时部分	0.5880		0.6180	0.3380		
		年用电 4801 千瓦时及以上部分	0.8380		0.8680	0.5880		
		不满 1 千伏合表用户	0.5580					
		1-10 千伏及以上合表用户	0.5380					
		农村 1-10 千伏	0.5080					
		农村 1-10 千伏	0.6080	1.0057	0.9129	0.2901	30	40
二、大工业用电		1-10 千伏	0.6217	1.0957	0.9129	0.2901	30	40
		20 千伏	0.6017	1.0704	0.8896	0.2741	30	40
		35 千伏	0.5917	1.0577	0.8779	0.2661	30	40
		110 千伏	0.5717	1.0267	0.8509	0.2481	30	40
		220 千伏及以上	0.5547	1.0047	0.8309	0.2321	30	40
三、一般工商业及其他用电		不满 1 千伏	0.6964	1.2064	0.9014	0.3784		
		1-10 千伏	0.6656	1.1636	0.8656	0.3536		
		20 千伏	0.6494	1.1414	0.8467	0.3407		
		35 千伏及以上	0.6413	1.1303	0.8373	0.3343		
四、农业生产用电		不满 1 千伏	0.6280	0.8984	0.8486	0.3692		
		1-10 千伏	0.5900	0.8462	0.8016	0.3431		
		20 千伏	0.5700	0.8188	0.7769	0.3294		
		35 千伏及以上	0.6413	1.1303	0.8373	0.3343		
四、农业生产用电		不满 1 千伏	0.6280	0.8984	0.8486	0.3692		
		1-10 千伏	0.5900	0.8462	0.8016	0.3431		
		20 千伏	0.5700	0.8188	0.7769	0.3294		
		35 千伏及以上	0.5600	0.8052	0.7647	0.3226		
其中	农业排灌、脱粒用电	不满 1 千伏	0.4770	0.6542	0.5888	0.3271		
		1-10 千伏	0.4390	0.6020	0.5418	0.3010		
		20 千伏	0.4190	0.5746	0.5171	0.2873		
		35 千伏及以上	0.4090	0.5608	0.5047	0.2804		

注：1. 上表所列价格，均含国家重大水利工程建设基金 0.403875 分钱；除农业生产用电以外，均含大中型水库移民后

期扶持资金 0.62 分钱；除农业生产用电外，均含可再生能源电价附加，其中居民生活用电 0.1 分钱、其余各类用电 1.9 分钱；核工业铀扩散厂和堆化工厂生产用电价格，按上表所列的分类电价降低 1.7 分钱执行。

2. 大工业电价的分时电价时段划分：尖峰时段 9: 00-11: 00、15: 00-17: 00；高峰时段 8: 00-9: 00、13: 00-15: 00、17: 00-22: 00；低谷时段：11: 00-13: 00、22: 00-次日 8: 00。1 月、7 月、8 月和 12 月的 13: 00-15: 00 由高峰时段调整为尖峰时段，执行尖峰电价。7、8 月，大工业高峰电价在平时（非 7、8 月）电价基础上相应提高 2 分钱执行，低谷电价在平时（非 7、8 月）电价基础上相应降低 2 分钱执行。不满 1 千伏大工业用电价格在 1-10 千伏大工业用电价格基础上相应提高 3.8 分钱执行。

3. 一般工商业及其他电价、农业生产电价的分时电价时段划分：尖峰时段 19: 00-21: 00；高峰时段 8: 00-11: 00、13: 00-19: 00、21: 00-22: 00；低谷时段：11: 00-13: 00、22: 00-次日 8: 00。

4. 居民生活用电分时电价时段划分：高峰时段 8: 00-22: 00，低谷时段 22: 00-次日 8: 00。居民 1-10 千伏“一户一表”用户用电价格在不满足 1 千伏“一户一表”居民用电价格基础上相应降低 2 分钱执行。

（本文摘自省发展改革委网站）