



嘉兴市光伏行业协会
嘉兴市光伏产业联盟

光伏
信息
精选

2020.08.24-2020.08.30

嘉兴市光伏行业协会秘书处

目 录

行业聚焦	1
1、【关于目前光伏产业链涨价及其影响的思考】	1
2、【光伏电池变局】	2
3、【储能新政策征求意见稿发布 可再生能源发展再迎利好】	14
4、【全球光伏数据之“最”】	16
5、【未来十年 全球风能和太阳能投资将达 2.72 万亿美元】	19
6、【钙钛矿太阳能电池有望在 2021 年公开销售】	20
企业动态	20
1、【阿特斯位列彭博“2020 全球最具融资价值组件品牌”榜首】	20
2、【情系职工送清凉，酷暑慰问暖人“芯”】	22
光伏政策	24
1、【关于报送光伏竞价转平价上网项目的通知】	24
2、【两部委对《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见》公开征求意见】	25

行业聚焦

1、【关于目前光伏产业链涨价及其影响的思考】

关于目前光伏产业链涨价及其影响的思考：

（一）由于疫情及国内多晶硅厂商的自身原因，改变了光伏产业链上游硅料供求平衡状态，导致光伏产业链供不应求，导致光伏产业链的硅料、硅片、电池片及组件出现行业性供不应求，导致光伏产业链价格持续上涨。

（二）为保障大额全球订单的供应，部分企业大幅增加了光伏产业链库存，加剧了市场预期，加剧了市场涨价。

（三）光伏产业链扩产不平衡加剧了涨价。在光伏下游组件、电池片环节，产能扩张过快，上游硅料扩产速度跟不上，导致光伏产业链、供应链上下游供求失衡，加剧了此轮光伏产业链大幅涨价。

（四）全球范围内，光伏投资大幅加剧，资本大量进入，股价暴涨，油气、建材及矿业企业大举进入，光伏项目 GW 级国别市场大量增加，光伏项目招标由 100MW 级别及 GW 级别项目不断增加，冲击了市场预期，助推了产业链涨价。

本轮光伏产业链涨价的主要影响：

（一）冲击了产业项目的成本，使部分光伏平价上网项目变得无利可图甚至亏损，影响了项目工期及交付，延缓了光伏行业平价时代的深度和广度。

（二）由于涨价，可能会影响部分光伏 EPC+F 项目收益，冲击了项目的财务模型，部分光伏项目可能出现亏损。

（三）与光伏材料涨价（硅料-硅片-电池片及组件）传递路径相反，此轮涨价冲击影响的传递路径是（冲击电站收益，影响 EPC+F 预期，冲击组件及电池片供应等），可能导致部分电站项目投资节奏放缓，冲击光伏产能扩张速度，冲击产业链盈利，可能导致部分企业亏损。

（四）目前光伏产业链涨价冲击，行业普遍预期只是短期影响，但考虑 2021 年光伏产业链可能出现恢复性增长的预期，此轮涨价带来的冲击和影响有可能中期化。

（五）此轮光伏产业链涨价，可能加速光伏市场洗牌，部分龙头企业市场地

位更加突出，部分财务稳健的企业将获得更多的市场资源，部分特色不明显、竞争力不强的企业有可能进一步被边缘化。

（六）由于光伏涨价，光伏国际化发展面临的挑战更大，保光伏国际贸易份额及保光伏国际 EPC 份额的压力大幅增加。

（七）由于光伏产业链涨价，部分企业经营困难，甚至可能出现现金流断裂，行业重组与整合可能加快。

（本文摘自《新能源海外发展联盟》）

2、【光伏电池变局】

光伏电池产业是中国光伏制造业中产能最为分散的领域。中国光伏行业协会统计显示，2019年中国前5大光伏电池生产商产量仅占行业总产量的37.9%，集中度远低于多晶硅、硅片环节，也低于同样产能分散的组件端。

2019年中国多晶硅前五大生产商产量占比为69.3%，硅片则为72.8%。在组件环节，前五大生产商也占据了42.8%的产量份额。

中国光伏电池的头部厂商正在迅速扩产，以改变这一局面。今年2月，通威股份发布2020-2023年的发展计划，其中电池片产能计划到2023年达到80-100GW。该公司计划到2023年电池片产量占全球市场份额30-50%。

爱旭股份的扩产计划同样令人印象深刻。今年1月，爱旭股份发布了未来三年（2020~2022）扩产计划，计划到今年底将光伏电池产能扩张到22GW，2021年底达到32GW，2022年底达到45GW。

一线的光伏电池厂商也在紧跟头部企业扩产。由于整体光伏电池产能的严重过剩，这意味着大量的二三线电池生产商将逐渐出局。

光伏电池一线厂商的低成本、高品质，以及不断扩产的更具竞争力的新产能，让光伏电池行业呈现出强者愈强的格局。

但这样的趋势仍然存在变数。随着现有电池技术的转换效率逐渐达到天花板，光伏电池行业正在酝酿新一轮的技术革新，多种技术路线正在加紧赛跑，以率先突破技术经济性的临界点，成为下一代大规模商业化的主流电池技术。

在这个光伏电池技术变革的前夜，各家正在押注看好的下一代技术。由于光伏电池行业有专业的设备生产商，行业内人员流动频繁，几乎没有技术壁垒。这

意味着在下一代技术突破临界点后，押对方向的生产商，将享有最好的利润回报，并可以在最佳时机扩产，就像通威股份和爱旭股份走过的路一样。

通威股份和爱旭股份是现有电池技术的最大获利者，正在积极扩产，并布局各种技术方向，以在这个没有技术壁垒的行业建立壁垒。其他的一些电池生产商，也在押注下一代的电池技术，只等经济性一旦突破，就立刻扩产。还有一些投资商，也在密切关注、跟进下一代光伏电池技术的进展，他们也希望能够抢准时机，复制通威、爱旭的成功故事。

从前所未有的产能扩张，到又一次的技术更替关口，中国光伏电池业迎来了一个变局时刻。在中国光伏业大规模发展的近二十年，这样的变局已经发生了很多次。在最终结局尘埃落定之前，各家电池生产商的起伏成败都还是未知数。

01

电池双雄

第三方市场咨询机构 PVInfoLink 数据库统计，2019 年光伏电池片出货量排名前两位的分别为通威股份和爱旭股份。值得注意的是，这份榜单的出货统计，未计入垂直一体化厂商对自有组件的出货。

通威和爱旭在光伏电池上的领先地位，很大程度源于其在 PERC 电池上超前布局 and 大规模扩产。以 PERC 电池产能计，通威股份为全球第一，爱旭则紧随其后。

PERC 电池即钝化发射极和背面电池技术，最早可追溯至上世纪 80 年代，通过在常规电池的背面叠加钝化层，可以提高转换效率。相比常规电池，PERC 电池产线上只须增加两道工艺，一道镀膜钝化，一道激光开槽。

PERC 电池技术可在原电池产线升级改造。2014 年前后，中国光伏制造厂商开始逐渐导入 PERC 电池生产线。大规模产能扩产集中在 2018、2019 年。

中国光伏产业协会统计显示，2019 年 PERC 电池占比已经达到了 65%，超过了常规电池。与 PERC 电池市占率提高相对应，是 PERC 电池产能的快速扩张，2019 年 PERC 电池产能已达到 116GW，2019 年年初尚为 57GW，2020 年有望达到 188GW。

通威集团进入光伏电池领域要追溯到 2013 年（2016 年将光伏资产注入控股上市公司通威股份），以 8.7 亿元收购了原来的光伏龙头赛维 LDK 位于合肥的电池资产，并正式成立了通威太阳能（合肥）有限公司。在此之前，通威集团的主

营业务是水产饲料和畜禽饲料的生产和销售，并已经在 2007 年先行进入了光伏制造的上游多晶硅的生产和销售。

2015 年 4 月，通威太阳能公司首次亮相当年全球最大光伏展——SNEC 展会。当时业内还未预料到，这家光伏电池的新进入者很快会成为业内龙头。

通威的动作非常之快。赛维 LDK 的原电池产线是多晶电池技术路线，通威太阳能在合肥赛维的电池产线上积累技术经验。很快，在重新启动赛维电池产线两年后，通威开始在成都率先扩产新产能，布局双流的 5GW 晶硅电池项目，一期 1GW，二期 2GW，技术路线已经切换到单晶电池路线。

隆基股份作为单晶硅片的龙头，在 2014 年多晶占据市场顶点的时候，就看出单晶取代多晶的趋势，并向下游拓展，随着单晶取代多晶成为现实，隆基也成为全球最大的硅片生产商。

通威布局单晶的节奏与隆基相似。到 2017 年 9 月，通威已经拥有了 3GW 的单晶电池产线，以及原合肥 2.4GW 的多晶电池产线，当年产能已经达到了 5.4GW。

在 2015 年，仅依靠合肥旧有多晶电池线，通威就已经成为国内出货量第一的光伏电池生产商，并成功将赛维亏损的电池资产扭亏为盈。随着后续电池产能的逐步投产，通威很快成为全球出货量最大的电池厂商。

通威切入到 PERC 电池是在双流电池基地三期，3.2GW 的单晶电池产线加入了 PERC 工艺，并于 2018 年底投产，此外又在合肥投资 2.3GW 的 PERC 电池产线，并于 2019 年 1 月投产，这使得通威的 PERC 产能很快达到了 5.5GW。

到了 2019 年，通威的电池产能在双流、合肥两大生产基地的基础上，再次开辟四川眉山电池生产基地和成都金堂生产基地，每个生产基地的规划的电池产能都突破了 10GW，其中金堂电池生产基地规划产能达到了 30GW。

截至 2019 年底，通威的电池产能已经达到了 16GW，2019 年通威的单晶 PERC 电池片出货超过 10GW。据 PVInfoLink 统计，通威电池片出货量从 2017-2019 年连续三年位列世界第一。

相比通威股份，爱旭股份进入光伏电池领域的时间更早。爱旭股份成立于 2009 年，最早也是从事多晶电池的生产、销售。2017 年，爱旭股份将其广东佛山的多晶电池产线改造为单晶产线，并在次年再次升级为 PERC 电池产能。

广东佛山之外，爱旭股份还在浙江义乌和天津布局 PERC 电池生产基地。截

至2019年底，爱旭股份PERC电池产能达到了10GW，随着义乌二期电池项目在今年1月投产，爱旭股份的PERC电池产能达到了15GW，仅次于通威股份。

据PVInfoLink统计，2018、2019年，爱旭股份的电池片出货量仅次于通威，并在PERC电池出口方面位居第一。

爱旭股份和通威股份都公布了规模庞大的扩产计划。爱旭规划到2022年底，电池产能达到45GW；通威计划到2022年电池片产能达到6080GW，2023年达到80-100GW。

第三方产业咨询机构彭博新能源财经资深分析师江亚俐认为，2023年之前，全球光伏年新增装机预计不会超过170GW。

如果爱旭和通威的产能规划如约落地，这意味着到2022年底，仅爱旭、通威两家电池产能合计就将达到105-125GW。两家的全球市占率将可能达到70%以上。

两家企业都有电池行业的技术经验的积累，并超前布局，抓住了单晶替代多晶的历史机遇，并在后续PERC技术革新潮流中，抢准时机，在2018年就大规模扩产PERC电池产能，从而成为电池行业的领导者。

02

模式之争

通威和爱旭在光伏电池领域的快速崛起，掀起了一股专业电池生产商的潮流。两者的迅猛发展，不仅体现在产能的迅速扩张上，在光伏电池的成本控制方面，也远远优于行业平均水平。

“通威拥有最好的成本。”江亚俐说。在光伏行业内部，一般认为通威的成本控制能力是独一档，爱旭和其他一线电池厂商是一档，其他电池厂商再一档。

成本控制能力是光伏电池竞争的核心能力之一，由于光伏电池设备商可以提供标准化的设备，因此对整个生产流程的精细化管理，降低成本则成了电池生产商差异化竞争的关键。

业界一般认为，通威在光伏电池上做到的低成本与其在管理模式上的创新相关。

通过扩大生产规模、精细化管理以及引入先进的无人生产线，通威股份在光伏电池的非硅成本控制上一直优于行业平均水平。

年报显示,2019年通威电池片销量13.33GW,其中多晶3.2GW,单晶10.13GW,平均非硅成本0.23元/瓦。

通威公告显示,如果仅计算单晶PERC产能,通威的非硅成本平均为0.22元/W左右,低于中国光伏行业协会统计的行业内平均单晶PERC非硅成本0.34元/W的水平。

爱旭股份的非硅成本略高于通威,但仍远低于行业平均水平。据招商证券研报,2019年爱旭股份单晶PERC电池非硅成本为0.25元每瓦,未来随着兼容210mm大硅片的新产线投产,非硅成本有望达到0.21元/瓦。

值得注意的是,爱旭和通威均没有或仅有极小的组件产能,这意味着他们生产的光伏电池几乎全部供应到公开市场,这与垂直一体化厂商电池产能绝大多数都供应给自身的组件业务,形成鲜明对比。

不过多位业内人士认为,通威与爱旭在电池非硅成本控制上的优异表现,并非源于其专攻电池片生产。

“主要是新产能、新设备。”一位不愿具名的电池生产商负责人表示,在光伏电池领域,新投产的产线往往比旧有产线更具有竞争力,生产效率提高,同时投资成本降低。

不仅通威、爱旭,包括隆基股份、天合光能、晶科能源等一线厂商新投产的电池产线,同样具备与通威、爱旭相比肩的非硅成本。

咨询机构EnergyTrend曾在2018年做过各光伏电池企业非硅成本的分析,通威股份和隆基泰州工厂处于第一梯队,拥有最好的非硅成本,爱旭和天合、阿特斯、晶澳、晶科等一线厂商的新投产电池产线拥有相当的非硅成本,第三梯队则是一些二、三线电池生产商,第四梯队是产能小于1GW,不能正常运营的电池厂商。

不管从成本控制、还是转换效率提升,专业化生产的模式并没有相对垂直一体化模式的独特的竞争力,其成本控制和效率提升,仍然有赖各家提升管理水平、投产高效率新产线,以及各家的研发团队水平。

上述不愿具名电池厂商负责人表示,恰恰相反,专业电池生产商的电池产线,经过几年后,相比新建产能也会失去竞争力,这时候往往会选择向下游发展,去做组件,甚至发展电站业务,来尽可能延长这些已成为旧产线的生命周期,让生

产的失去竞争力的电池片在体系内消化。

晶澳太阳能就是一个典型案例，晶澳起家即从事光伏电池的研发、生产，2006年进入光伏电池领域后很快扩张产能，跃升为世界电池生产商前列，到了2011年，晶澳开始拓展组件业务，在合肥投资电池、组件一体化基地，之后又发展电站业务。

通威、爱旭大规模进入光伏电池领域的时间还不长，那些投产的电池产线还没有成为失去竞争力的“包袱”，不过通威已经呈现出向下游发展的趋势，除了上游更早进入的多晶硅领域，通威也有少量的组件业务，以及较大规模的光伏电站。

03

扩产不停歇

通威和爱旭在光伏电池上的扩产计划令业界印象深刻，但事实上，光伏电池的扩产是一线电池厂商的普遍行为。

上个月初，隆基股份在西安的5GW单晶电池项目正式投产，这只是隆基三年扩产计划（2019-2021）中电池产能布局的一个项目。按照隆基规划，2021年PERC电池产能将达到20GW。

从2019年以来，不仅通威、爱旭，包括隆基、阿特斯、晶科、晶澳等一线厂商均在PERC电池上不断扩产。

从去年7月份开始，单晶PERC电池开始快速跌价。去年6月底，单晶PERC电池片的市场均价还在1.16元/W左右，到今年6月，158.75mm单晶PERC电池片市场均价已经跌至0.79元/W，接近一年时间，单晶PERC电池的价格下跌了30%以上。

从去年下半年开始，PERC电池价格快速下跌开始冲击那些成本控制能力较弱的电池生产厂家，整个电池行业的出货量开始向一线大厂集中。

中国光伏行业协会统计显示，到2019年12月，产能小于1GW的电池厂商产能利用率跌到了4成，产能小于2GW大于1GW的电池厂商的产能利用率也跌到了5成以下。作为对比，2GW以上产能规模的电池生产商，产能利用率则不降反升，突破了8成。

至于成本控制能力公认最为出色的通威股份，截至2019年11月，其电池产

能已经连续 63 个月满产满销，开工率 100%。

PERC 电池产能过剩的背景下，成本控制能力优异的一线厂商加速扩产，来进一步提高行业集中度，并挤出那些成本控制能力较弱的中小电池生产商。

“通威、爱旭的扩产是零和游戏。”上述电池生产商的负责人表示。

事实上，一线大厂扩张的 PERC 电池新产能不仅将挤掉市场上弱势的多晶电池，也将对早期的 PERC 产能形成替代。

一家电池设备企业负责人在投资者交流会中表示，随着新 PERC 产能在 2020 年集中投产，预计 2020 年将有 30-40GW 多晶产能面临淘汰，同时前两三年投产的约 20GW 老 PERC 产能因成本较高也可能被淘汰。

光伏电池的头部厂商通过扩张产能来提升市占率仅是目标之一，事实上，由于新产能相比旧产能的竞争力优势，头部厂商也不得不继续扩产。

光伏电池产线作为固定资产投资，一般在十年折旧，但由于光伏行业技术更迭非常快速，电池产线往往在短短几年间就失去了市场竞争力。

在 PERC 电池从 2016 年快速产业化以来，光伏行业经历了一个技术更迭异常快速的 5 年，5 年间，每年 PERC 电池的转换效率都在不断提升，新建产能的生产效率在快速提高，投资成本却大幅下降。

2011-2016 年，光伏电池转换效率年提升约 0.3%，2016 年至今，PERC 电池的转换效率年提升达到了 0.5%，上个月隆基西安投产的 5GW 电池项目为例，PERC 电池量产效率已经超过了 23%。

据中国光伏行业协会统计，2019 年 PERC 电池产线投资成本已经降到了 30.3 万元/MW，折合约 3 亿元/GW。

一家电池厂商负责人表示，在 2016 年，一条 1GW 的电池长线投资成本要超过 5 亿元，但现在最新的投资成本只要 1.5 亿元/GW，如果配上好的设备，1GW 产线投资成本也就在 2 亿元左右。

与投资成本大幅降低相对应，是 PERC 电池产线生产效率的大幅提升，这些带来了新产能相比旧产能的竞争优势，随着 PERC 新产能的投产，早前从常规电池改造而来的 PERC 电池产线，以及二三年前投产的 PERC 电池产线，都面临淘汰风险。

“头部厂商需要扩张新产能，来保持竞争力。”上述负责人表示，为了摊薄

旧产能的相对较高的成本，也需要投产更大规模的低成本的新产能，“某种程度来说，电池厂商也不得不扩产。”

资本市场的普遍看好，也对电池厂商的扩产起到了巨大的推动作用。

隆基股份、通威股份、爱旭股份等在电池产能上扩产迅猛的厂商，均为国内资本市场上市，通过发行股票募资，扩充自身的电池产能，而新产能带来的竞争优势和市场地位提升，又反过来推动了公司市值的上涨。

7月24日，隆基股份市值突破2000亿元，再次创下记录，保持全球市值第一的光伏企业地位。7月21日，通威股份市值突破了1000亿元，成为全球第二家突破千亿市值的光伏企业，市值仅次于隆基。

上述电池厂商负责人表示，从投资回报的角度，由于光伏电池行业技术更新太快，把3年作为光伏电池产线的投资回收期比较合理，在现实中，如果一年半还没有收回投资，就可能存在成本收不回来的风险。

该负责人认为，从投资的角度，2GW的电池产能是一个较为合适的投产规模，其规模足以产生规模效益，尽可能在3年内收回成本，同时又不至于在旧技术、旧产能上投入太多，最后成为面临淘汰的“包袱”。

“现在电池厂商的大规模扩产，资本市场的推动是关键因素之一，”上述负责人表示，他不太认同如此大规模的扩产，“但资本市场还认可这个故事。”

04

技术大变局

PERC技术的量产效率在7月初到达了一个新的高度，隆基西安5GWPERC电池项目投产，PERC电池的平均量产效率超过了23%。

据中国光伏行业协会的最新统计，今年上半年，PERC单晶电池平均量产效率为22.4-22.5%，最高量产效率接近23%。

去年1月份，隆基曾宣布PERC电池实验室转换效率达到了24.06%，刷新了PERC电池转换效率的世界纪录。

业内普遍认为，23%的量产效率已经接近PERC电池技术的极限，未来还可以向24%效率提升，但将会是投入大、提效小的局面，和过去通过较少的投入，就可以获得比较明显的效率提升不同了。

光伏发电正处在普遍平价的前夜，光伏电站更低的度电成本意味着更高的投

资收益，这也倒逼整个光伏制造业，来提供更低度电成本的电池、组件产品。对下游电站来说，电池、组件转换效率的提升，对降低度电成本至关重要。

从2015年起，提升电池、组件的转换效率就成为光伏行业的中心逻辑。其背后，是组件成本在光伏电站系统成本中的比例不断降低，这意味着，仅仅降低组件成本对降低整个电站系统成本的收益越来越小。

通过提升电池、组件的转换效率，可以在同等面积、重量的组件产品上，输出更大的功率，这意味着光伏电站将需要更少的逆变器、电缆、支架等辅助设备，由于辅助系统成本在电站系统成本中的比例已经突破了50%，这使得转换效率提升相比降低组件成本，能为电站系统带来更大的度电成本降低。

由于PERC电池技术转换效率提升已经接近天花板，整个光伏制造业开始在硅片端进行革新，通过推出更大尺寸硅片产品，带动电池、组件产线生产效率提升，降低生产成本。同时，大硅片也推动着组件向更大功率发展。

大硅片带来的更大功率组件产品，与提高转换效率具有相同的效应，即降低辅助设备所需的数量，从而更有效降低度电成本。

硅片尺寸的提升在不断突破现有产业及配套供应链的边界条件。硅片尺寸从156.85mm提升到158.85mm，利用了组件的冗余面积，电池、组件旧有产线也仅需微调即可，最终电池、组件产线提升了效率，组件产品提升了功率，158.55mm硅片很快成为主流。

接下来是隆基推出的166mm硅片，组件面积增大，功率显著提高，电池、组件产线升级改造就可以兼容166mm硅片。

相比166mm硅片更大的182mm硅片，同样增大了组件面积，大幅提高了功率，让组件厂商的组件产品普遍突破了500W。兼容182mm硅片需要新建电池、组件产线，但这一尺寸考虑到了产业配套的成熟度，比如现有运输用的集装箱、逆变器、支架的匹配度。

中环股份推出的210mm硅片则突破了各项边界条件。兼容210mm硅片需要新建电池、组件产线。天合光能、东方日升基于210mm硅片推出了600W+的组件设计方案，为匹配这一大功率组件，逆变器、支架等辅助设备厂商正在研发相匹配的新产品。

光伏组件在短短的半年里，就从500W+跃升到600W+，进入了供应链需围绕

大功率组件研发新产品的阶段，这实际意味着通过增大硅片尺寸提高电池、组件产线生产效率，推动更大功率组件进一步降低度电成本逼近了现有光伏产业链水平的极限。

一位不愿具名的业内资深技术专家表示，通过增大硅片尺寸，来提高组件功率，降低系统度电成本，是一条较低投入较高回报的技术路径，因为硅片在尺寸上的革新，新型电池技术的商业化向后推迟了。

今年5月29日，工信部发布《光伏制造行业规范条件（2020年本）》，要求新增单晶电池片转换效率需大于23%，这个效率是目前PERC电池量产效率的最高值。

政策的推动，以及硅片向大尺寸演进接近极限，使得光伏电站降低度电成本的压力再次来到了电池端，光伏电池制造业面临着提高效率的压力。

各家电池厂商都在储备相应的电池技术，以保证在下一轮的电池技术革新中不至于掉队。比如在通威的四年扩产规划中，提到通威在PERC+、TOPCon、HJT新型电池技术上均有重点布局。

PERC+是在PERC电池技术上在加入其它工艺，来进一步提高转换效率，还是属于PERC电池技术范畴，TOPCon和HJT电池技术则是业内公认最有潜力的下一代电池技术。

TOPCon和HJT技术公认相比Perc更具有转换效率的增长潜力。中国科学院微电子研究所研究员贾锐表示，TOPCon技术的最高量产效率已经达到了23.6%；晋能科技则公开表示，其HJT技术量产平均效率已经达到了23.85%，并计划在今年年底突破24%。

但制约TOPCon和HJT技术产业化的关键在于投资成本。考虑到投资成本，PERC电池技术仍然是目前最具性价比的电池技术路线。

贾锐表示，同为1GW电池产线，TOPCon技术要比PERC技术高出30-40%的投资成本，而HJT技术则为PERC电池技术投资成本的3倍以上。此外，不管在电池片的良品率以及产线长周期稳定运行方面，TOPCon和HJT技术都难以比肩成熟的PERC电池技术。

江亚俐认为，至少在三年之内，PERC电池技术都将是市场的绝对主流。这也是光伏业内的主流观点。

上述资深技术专家表示，目前比较稳妥的一种技术升级路线是投资 PERC 产线，为后续的 PERC+、TopCon 技术预留升级空间，等待技术成熟，先升级 PERC+ 技术，再升级 TOPCon 技术，相对风险比较低。

TOPCon 技术可以在 PERC 电池产线上升级改造，而 HJT 电池技术则必须新建电池产线，而且 TOPCon 电池的投资成本要远低于 HJT 电池，因此多位业内人士均看好 TOPCon 技术成为 PERC 的替代技术。

深圳拉普拉斯能源技术公司是专注 TOPCon 电池技术的设备生产商。拉普拉斯总经理林佳继认为，PERC+技术也正在研究之中，并未成熟，并不一定是现有 PERC 技术到 TOPCon 技术的中间过渡技术路线，如果 TOPCon 技术成本进一步降低，现有的电池生产商完全没必要在 PERC+技术上继续投入精力，可以直接升级到 TOPCon 技术。

林佳继透露，今年拉普拉斯接到的设备订单对应的 TOPCon 产能已达 6GW，为应对即将到来 TOPCon 电池产能建设，拉普拉斯位于无锡的 TOPCon 设备生产基地将在年底投产，该基地的设备产能可供应每年 20GW 以上的 TOPCon 电池生产设备。

一家光伏电池上市公司的原首席技术官表示，他更看好 HJT 电池技术的前景，HJT 技术多年来进展缓慢，主要原因是 HJT 电池技术专利拥有者日本三洋的专利壁垒，2015 年三洋专利保护期满后，HJT 技术产业化进入了快车道。

“HJT 技术和 TOPCon 技术在赛跑，现在 TOPCon 技术跑得稍微领先一点，但不代表会先到终点。”上述技术专家表示，未来随着技术突破，HJT 技术的成本会大幅降低，就好像金刚线切割技术成熟，推动单晶成为主流一样。

江亚俐认为，至少在 2023 年之前，PERC 电池产能还将是新增电池产能的绝对主流，包括 HJT、TOPCon、HBC 在内的 N 型电池技术，将合计不足 10%的市场装机规模，其中 TOPCon 技术占据 6 成份额。

05

王无恒王？

在中国光伏电池业大规模发展的近二十年间，位列第一的电池生产商变动频繁。

尚德电力曾经是全球最大的光伏电池生产商，已经在 2019 年宣布破产；赛

维 LDK 也曾经进行过规模庞大的光伏电池扩产，如今其在合肥的电池资产已经出售给通威股份。

就在通威、爱旭快速崛起之前，中国台湾电池厂商还曾扮演过重要角色，以通威、爱旭为代表的专业电池生产商兴起后，台湾电池厂商的市场份额和产能都在不断萎缩。

晶澳也曾经登上过全球光伏电池第一的宝座，也在通威、爱旭的迅速扩产下，名次被挤到后面。

通威和爱旭都宣布了大规模的电池产能扩张计划，希望通过扩产，来提高市占率，巩固自身在光伏电池行业的地位。

上述两家公司都在借助这一轮的 PERC 电池技术浪潮兴起，考虑到中国光伏电池业正处于一个技术变革的关口，现在的头部电池厂商还会在下一个技术商业化时，保持在电池业内的领先地位吗？

多位业内人士认为，中国光伏电池产业技术更迭非常迅速，新产能在生产效率和投资成本上的比较优势，使其在与旧产能的竞争中处于优势地位。

相比常规单晶电池，PERC 电池在效率上占据优势，常规单晶电池在市场上又优于多晶电池，即使在 PERC 电池内部，新投产的 PERC 电池产能，要优于常规单晶电池升级改造而来的 PERC 电池产能，最新投产的 PERC 电池产能，又要明显优于早几年投产的 PERC 电池产能。

光伏电池的新进入者，其电池产能总是因为新投产，而在市场竞争中处于优势，就好像通威和爱旭的崛起一样，叠加新电池产能和新技术，是其非硅成本远低于行业平均水平的重要原因。

为应对新产能的冲击，头部电池厂商往往选择扩产来保持自己电池产能的竞争力，扩产的总是最具竞争力的新产能，不断有更大规模的新产能投产，也可以摊薄旧有产能相对较高的旧成本。

面对新产能的冲击，头部厂商还可以通过扩产来防御，但面对新兴电池技术的到来，头部厂商往往反应相对要慢一些。

由于具有专业的设备生产商，可以提供标准的产线设备，而业内人员又流动频繁，这使得中国光伏电池厂商很难保持相对竞争对手的技术壁垒。

一位业内技术专家认为，头部电池厂商意味着已经拥有庞大的电池产能，这

些产能往往还没有折旧完成,全部收回投资成本,这导致头部厂商在接纳新技术,并快速大规模扩产上态度偏向保守。

这首先要取决于新电池技术能够多快取代现有技术。行业主流观点认为 PERC 电池技术至少在 3-5 年内仍然会占据市场绝对主流。但押注 TOPCon 和 HJT 技术的相关厂商显然不这么认为。

作为一家 TOPCon 电池设备厂商的创始人,林佳继认为 TOPCon 技术就是下一代大规模商业化的新型电池技术。

“今年下半年到明年就是扩产的最佳时机。”林佳继表示,在这个时间节点扩产 TOPCon 电池的厂商,会在未来的电池市场中获得一个好的市场地位和投资回报。

一位正在寻求资本投资 HJT 产线的技术专家则表示,HJT 技术正处在成本快速下降的前夜,他预计到明年,HJT 技术的投资成本就会降到与 PERC 技术相当。

林佳继认为,新的电池厂商的领导者往往需要超前布局新技术,在合适的时机扩产,扩产要迅速,以拉开与同行的差距,因此,他觉得新技术出现会让行业再次出现跨界进入的电池投资商,这些投资商既没有存量的产能“包袱”,也没有思想包袱,就好像通威从水产饲料生产切入到光伏电池行业,东方希望集团切入到多晶硅行业一样。

“说不定新的光伏电池新星会来自家电等传统行业,”林佳继说,家电行业的收入、利润增长都到了天花板,通过管理控制成本也做到极致,而且家电巨头都对新能源行业密切关注,“TCL 控股中环股份就是一个信号。”

(本文摘自《能源杂志》)

3、【储能新政策征求意见稿发布 可再生能源发展再迎利好】

国家发展改革委、国家能源局 8 月 27 日联合发布《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见(征求意见稿)》(下称“征求意见稿”),提出要积极探索“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”(下称“两个一体化”)实施路径,将“两个一体化”作为电力工业高质量发展的重要举措,积极构建新型电力系统,促进电力工业转型升级。

可再生能源行业人士接受上海证券报记者采访时表示,储能是解决新能源电

力消纳的最有效途径，从政策层面促进储能在新能源项目上的应用，将让电力企业在投资新能源项目时更加放心，对于新能源产业发展可谓是又一利好。

征求意见稿提出，为提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率，更好指导送端电源基地规划开发和源网荷协调互动，要积极探索“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”实施路径。

根据征求意见稿，“风光水火储一体化”要侧重于电源基地开发，结合当地资源条件和能源特点，因地制宜采取风能、太阳能(4.410, 0.05, 1.15%)、水能、煤炭等多能源品种发电互相补充，并适度增加一定比例储能。强化电源侧灵活调节作用，力争各类可再生能源利用率在95%以上。优化各类电源规模配比，增量基地输电通道配套新能源年输送电量比例不低于40%，具体比例可在中长期送电协议中加以明确。确保电源基地送电可持续性，对于可再生能源开发，以充分利用、高效消纳为目标统筹优化近期开发外送规模与远期留存需求，超前谋划好电力接续。

对于“源网荷储一体化”，征求意见稿明确，将侧重于围绕负荷需求开展，充分发挥负荷侧的调节能力，实现就地就近、灵活坚强发展，激发市场活力、引导市场预期。在城市商业区、商业综合体，依托光伏发电、并网型微电网和电动汽车充电基础设施建设等，开展分布式发电与电动汽车灵活充放电相结合的园区级源网荷储一体化建设；在工业负荷规模大、新能源资源条件好的地区，支持分布式电源开发建设和就近接入消纳，结合增量配电网等工作，开展源网荷储一体化绿色供电工业园区建设。

厦门大学中国新能源(4.910, 0.01, 0.20%)政策研究院院长林伯强接受上海证券报记者采访时表示，风电、光伏等可再生能源具有不稳定性，发展储能可对冲这些不稳定性，有利于可再生能源的消纳。征求意见稿提到了“两个一体化”，把火电等也考虑进去，提供了更多的灵活性。不过，目前储能成本仍然偏高，部分投资主体存在顾虑。

在政策保障方面，此次征求意见稿提出，纳入国家电力规划的“两个一体化”项目，优先使用各省（区、市）可再生能源发展规模总量指标；鼓励具备条件地区开展“两个一体化”项目试点示范，支持参与跨省跨区电力市场化交易、增量配电改革及分布式发电市场化交易；鼓励“两个一体化”项目的多方投资主体通

过成立合资公司等资本合作方式实现一体化开发运营；鼓励民营企业等社会资本参与“两个一体化”项目开发建设。

光伏盒子运营总监梅伟对上海证券报记者表示，可再生能源项目配合储能，提高清洁电力利用是大势所趋。通过政策推动储能配套发展，将进一步推动光伏风电等可再生能源在能源结构的占比提高。光伏、风电龙头制造业企业有望长期受益。























据中关村储能联盟统计，截至今年6月底，我国投运的储能项目累计装机规模达到了32.7GW，约占全球装机规模的17.6%。

（本文摘自《上海证券报》）

4、【全球光伏数据之“最”】

1、全球光伏装机最多的国家——中国

中国已经是保持多年的“年新增装机”、“累计装机”的双料冠军！

TABLE 1: TOP 10 COUNTRIES FOR INSTALLATIONS AND TOTAL INSTALLED CAPACITY IN 2019							
FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY			FOR CUMULATIVE CAPACITY				
1		China	30,1 GW	1		China	204,7 GW
(2)		European Union	16,0 GW	(2)		European Union	131,7 GW
2		United States	13,3 GW	2		United States	75,9 GW
3		India	9,9 GW	3		Japan	63 GW
4		Japan	7,0 GW	4		Germany (EU)	49,2 GW
5		Vietnam	4,8 GW	5		India	42,8 GW
6		Spain (EU)	4,4 GW	6		Italy (EU)	20,8 GW
7		Germany (EU)	3,9 GW	7		Australia	14,6 GW
8		Australia	3,7 GW	8		UK (EU in 2019)	13,3 GW
9		Ukraine	3,5 GW	9		Korea	11,2 GW
10		Korea	3,1 GW	10		France (EU)	9,9 GW

Source: IEA PVPS

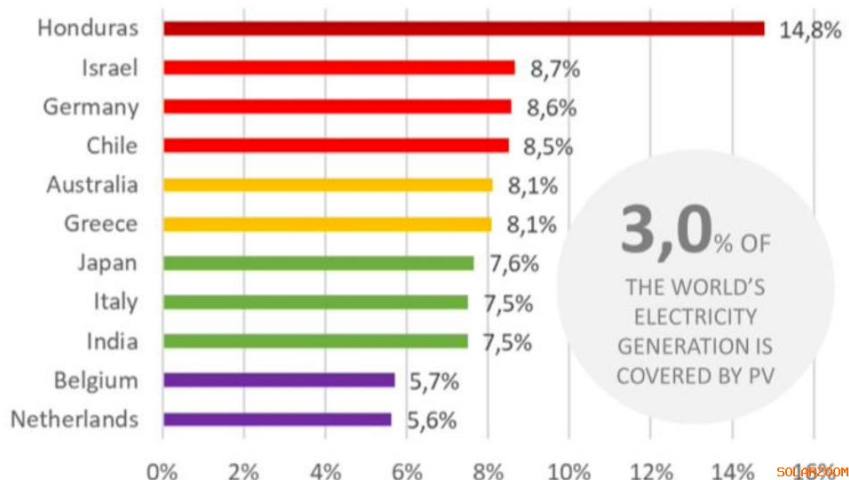
来源：IEA

图：2019年全球新增装机、累计装机前10名

2、全球光伏发电量占比最多的国家——洪都拉斯

2019年，光伏发电占全国发电量的3.02%，跟全球平均水平3%相当；

COUNTRIES WITH HIGHEST PV PENETRATION

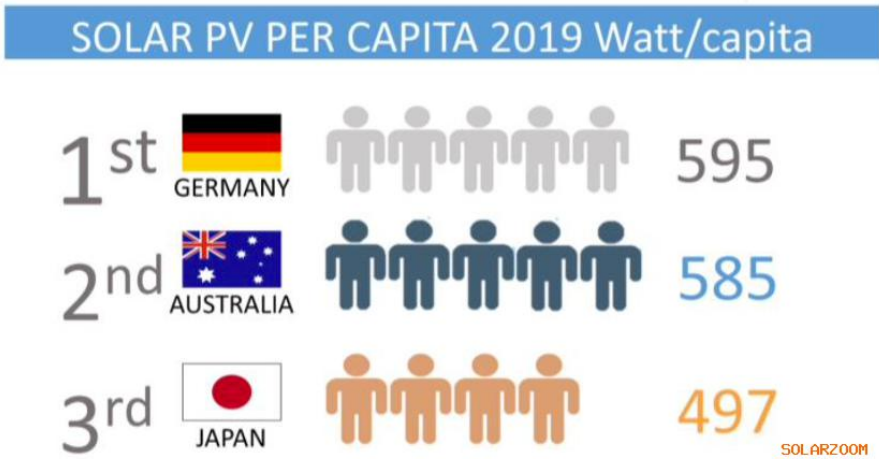


来源：IEA

图：2019 年光伏发电量在该国电力占比前 10 名

3、全球人均光伏最多的国家——德国，595W/人

2019 年底，中国光伏累计装机 204.3GW，如果按照 14 亿人口考虑，人均约 172kW



来源：IEA

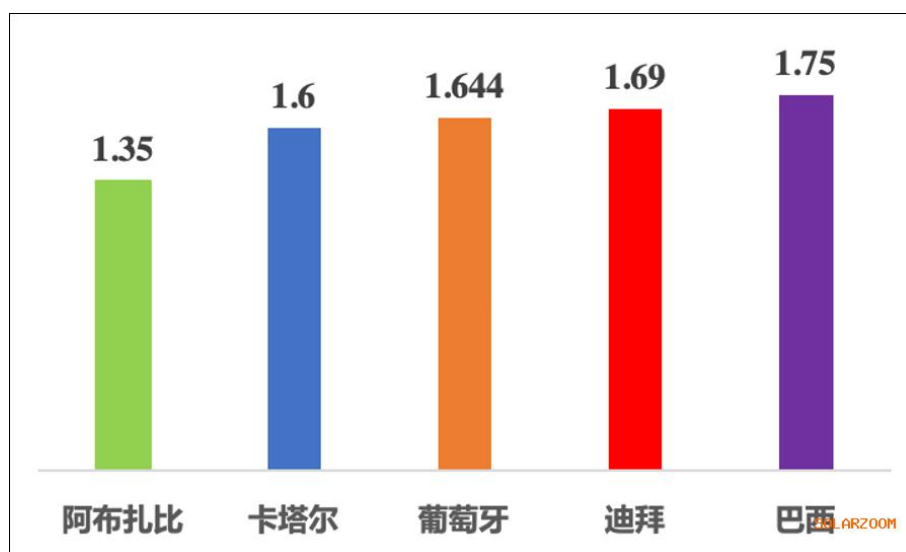
图：2019 年底，人均光伏装机前三名国家（单位：W/人）

4、全球光伏电价最低的国家——阿布扎比，1.35 美分/度

2020 年 4 月 28 日，阿布扎比的一个 2GW 的光伏电站投标中，法国 EDF 和中国晶科电力（Jinko Power）联合体投出了度电成本 1.35 美分/kWh！

目前，中国最低的电价为青海的无补贴平价上网光伏项目，上网电价为当地

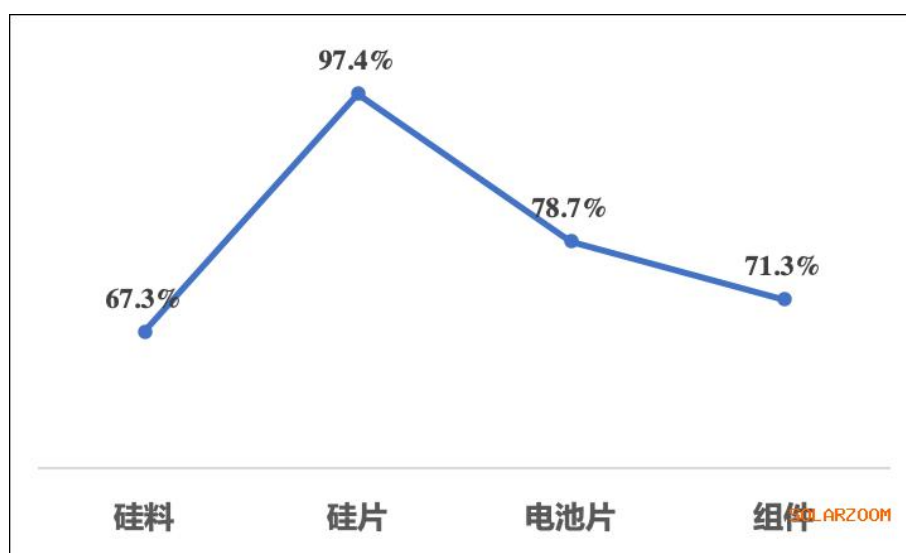
的水电价格——0.2277元/度，约折合3.25美分/kWh！目前，海外频繁出现低于2美分/kWh的电价，具体如下图所示。



图：近期全球中标电价低于2美分/kWh的光伏项目汇总（单位：美分/kWh）

5、全球光伏产品产量最大的国家——中国

根据中国光伏行业协会的统计，中国的光伏产品远销全球，2019年硅料、硅片、电池片、组件的产量分别占到全球的67%、97%、78%、71%！



数据来源：CPIA

图：2019年光伏产业各环节中国产量占比

（本文摘自《智汇光伏》）

5、【未来十年 全球风能和太阳能投资将达 2.72 万亿美元】

Frost&Sullivan 近期发布的《2019-2030 年全球电力市场脱碳带来的增长机遇》显示，随着向可再生能源过渡的趋势增加，而煤炭在大多数发达市场的表现低迷，2020 年对电力行业的所有参与者都至关重要。北美、拉丁美洲、欧洲、中东、中国和印度六个主要地区的几个国家所采取的成本下降和可再生能源友好政策是太阳能光伏(PV)和风力发电量增加量预计在十年飙升的主要原因。

据估计，未来十年，可再生能源投资将达 3.40 万亿美元，其中风能和太阳能投资将达 2.72 万亿美元。到 2030 年，54.1%的装机容量将是可再生的(包括水电)，37.9%将包括太阳能和风能。

传统发电厂运营商将需要极高的数字灵活性，以与替代电源竞争，并在长期内保持盈利。在这方面，数字化解决方案将使传统火力发电厂提高运营效率和资产利用率，以满足当前和未来智能电网的需求。市场参与者的增长机会将因地区而异：

北美：高能源成本推动了能源服务和绩效合约市场的强劲增长，在未来十年内，这一规模将翻一番多，到 2030 年将达到 191.4 亿美元。

拉丁美洲：人口和国内生产总值的增长，加上不断增长的电气化和工业化，预计到 2030 年，电力需求将以每年 3.15%的速度增长。

欧洲：到 2030 年，预计每年将有 129.1 亿美元投资于电池储能。预计到 2030 年，总装机容量将从 2019 年的 2.91GW 增至 70.02GW。

印度：未来十年，可再生能源将占印度新增产能的 72.04%。具有竞争力的太阳能光伏和风能项目成本将是未来投资的关键。

中国：储能技术在中国的应用将迅速加快。中国占全球电池存储产能的 62%，并正在投资以进一步提高产能。这将对储能行业有利，因为电池价格将下跌。

中东：在沙特阿拉伯能源政策转变的推动下，中东的太阳能市场将在 2020 年见证活动水平的激增。预计沙特阿拉伯、阿联酋、卡塔尔和伊朗将成为太阳能光伏的主要市场。

(本文摘自《美通社》)

6、【钙钛矿太阳能电池有望在 2021 年公开销售】

总部位于牛津的太阳能技术公司 Oxford PV 日前宣布，他们的钙钛矿太阳能电池产品将在今年年底实现量产，并在 2021 年公开销售。这将是全球第一款公开销售的钙钛矿太阳能电池板。

Oxford PV 公司在传统硅太阳能电池板中添加了一层钙钛矿材料，极大地提高了其转换效率。传统硅太阳能电池板将太阳能转换成电能的效率约为 22%；而在 2018 年，Oxford PV 研制出这款含有钙钛矿层的太阳能电池板，它的效率可以达到 27.3%。

钙钛矿太阳能电池板效率的提高，得益于更大比例的太阳光被吸收利用。太阳光并不是一个单色光，它覆盖了电磁波光谱中很宽的波长范围。传统太阳能电池板只能利用其中的一部分，而钙钛矿材料能利用更宽范围的电磁波，从而提高太阳能电池板的效率。

在过去十年间，全球的科学家和技术人员都在竞相开发钙钛矿太阳能电池板。如果进展顺利，Oxford PV 的产品将是第一狂公开销售的太阳电池板。这可能为人们在应对气候变化的过程中提供成本更低的清洁能源。

（本文摘自《百家号》）

企业动态

1、【阿特斯位列彭博“2020 全球最具融资价值组件品牌”榜首】

日前，全球知名研究机构彭博新能源财经 (BNEF) 公布了《2020 年组件与逆变器融资价值报告》(PV Module & Inverter Bankability 2020)，阿特斯阳光电力 (CSIQ) 再度凭借稳健的财务表现、可靠的产品质量、良好的企业商誉，获得可融资性 100% 评级，位列全球最具融资价值组件品牌榜单榜首！同时这也是阿特斯连续第六年登榜，获评“最具融资价值组件品牌”。

在此次针对 49 家太阳能制造商的排名中，BNEF 通过对来自世界各地的银行、

基金公司、工程总承包商、独立电力生产商（IPP）、技术顾问等全球重要光伏参与者的调查，对使用不同光伏组件品牌的项目从商业银行获得无追索权债务融资的能力进行评选。

同时结合对各家制造商产品质量、财务健康状况、组件产品的发电性能表现、以及产品质保和长期可靠性等多重因素的考量，阿特斯可融资性获得专家和受访者 100% 的认可，成为“2020 全球最具融资价值组件品牌”。这一评选结果意味着阿特斯品牌更易帮助项目开发商获得银行融资，同时表明阿特斯能够为全球客户带来长期稳定可持续的投资回报。

彭博新能源财经 (BNEF) 是全球新能源市场上最具公信力的第三方研究机构之一。作为全球商业、金融信息和财经资讯领先提供商彭博旗下的专业研究机构，他们定期发布的各类可再生能源领域专业分析报告，长期以来被众多国际金融机构广泛使用，作为开展信贷业务的重要参考依据。

阿特斯的全球化运营

阿特斯阳光电力集团由归国太阳能专家瞿晓铨博士于 2001 年创办，2006 年 9 月在美国纳斯达克股票交易所上市，全球员工总数超 1.4 万人。

成立 19 年来，通过多元化发展战略和市场布局，阿特斯已在全球 7 个国家和地区成立了 15 家光伏硅片、电池和组件生产企业，并在近 20 个国家和地区建立了 40 多家分支机构，与全球 73 家国际顶尖银行和金融机构建立了合作伙伴关系，是全球综合实力领先的太阳能公司。

截至 2020 年第二季度，阿特斯已累计为全球 160 多个国家的 2,000 余家活跃客户提供了约 46 吉瓦的太阳能光伏发电产品，销售额累计超过 2,000 亿元人民币。出口占比达 85%，出口创汇超 240 亿美元（约合 1,700 亿元人民币），连续多年获评“中国对外贸易 500 强企业”、《财富》中国 500 强企业。

作为全球领先的太阳能光伏组件制造商和太阳能整体解决方案提供商，阿特斯在世界各地拥有丰富的公用事业规模太阳能光伏电站项目储备。

2015 年，阿特斯以 16.56 亿元人民币收购了夏普的太阳能业务子公司 Recurrent Energy，跃升成为全球规模第二大的太阳能光伏电站项目开发、建设运营商和整体解决方案提供商。

依托遍布全球的营销与运营服务网络，以及为重点市场建设的专业化整体解

决方案服务团队，阿特斯海外电站开发足迹遍布全球 20 多个国家，全球处于项目开发后期的太阳能电站加项目储备总量超过 15.1 吉瓦，其中处于项目开发后期的公共事业规模光伏电站总量约 4.2 吉瓦，累计建成并网太阳能光伏电站总量超过 5.6 吉瓦，持有运营光伏电站总量 956 兆瓦，预估转售价值约 60 亿元人民币。

作为光伏行业最早响应国家“一带一路”战略的企业之一，阿特斯在“一带一路”沿线的泰国、越南、巴西、印尼设有生产基地，雇佣当地员工和管理人员近 3,000 人。为“一带一路”沿线 80 多个国家和地区的客户累计提供了超过 11 吉瓦的光伏组件和发电系统产品，销售额超 50 亿美元(约合人民币 350 亿元)，光伏制造和太阳能发电项目投资近 15 亿美元(约合人民币 103 亿元)。

在全球知名调研公司 IHS Markit 对太阳能行业客户发起的一次年度满意度独立调研中，阿特斯荣膺“质量最好”、“性价比最高”和“年度购买次数最多”的组件供应商。

在全球知名太阳能调研机构 GTM Research 发布的《全球顶级太阳能电站开发商》报告中，阿特斯位列全球第一大晶硅太阳能电站开发商！

在全球知名研究机构彭博新能源财经(BNEF)发布的《组件融资价值报告》中，阿特斯凭借稳健的财务表现、可靠的产品质量、良好的企业商誉，位列全球最具融资价值组件品牌榜单第一位。同时，阿特斯也是连续六年上榜“最具融资价值组件品牌”榜单的领军光伏企业。

(本文摘自《阿特斯阳光电力集团》)

2、【情系职工送清凉，酷暑慰问暖人“芯”】

立秋过后，暑气依旧未消。为做好高温季节防暑降温工作，切实保障一线职工的安全健康，有效预防和控制高温中暑和高温作业安全事故，2020年8月21日，芯能科技工会主席和人事行政部经理走访慰问了奋战在户外一线的部分职工，对他们战高温、斗酷暑，用责任和担当经受高温“烤”验，表示亲切慰问和衷心感谢，并送上风油精、藿香正气水、矿泉水、毛巾等防暑降温慰问品，带去公司对员工的关心、关爱。

每到一处慰问现场，他们都与员工们亲切交流，对大家在高温期间坚守岗位

表示感谢，并叮嘱员工在保障安全作业的同时，要注意劳逸结合，防止高温中暑，时刻绷紧安全责任弦，注重自身安全和生产安全，落实好防暑降温措施，做好员工的劳动保护和安全防范。

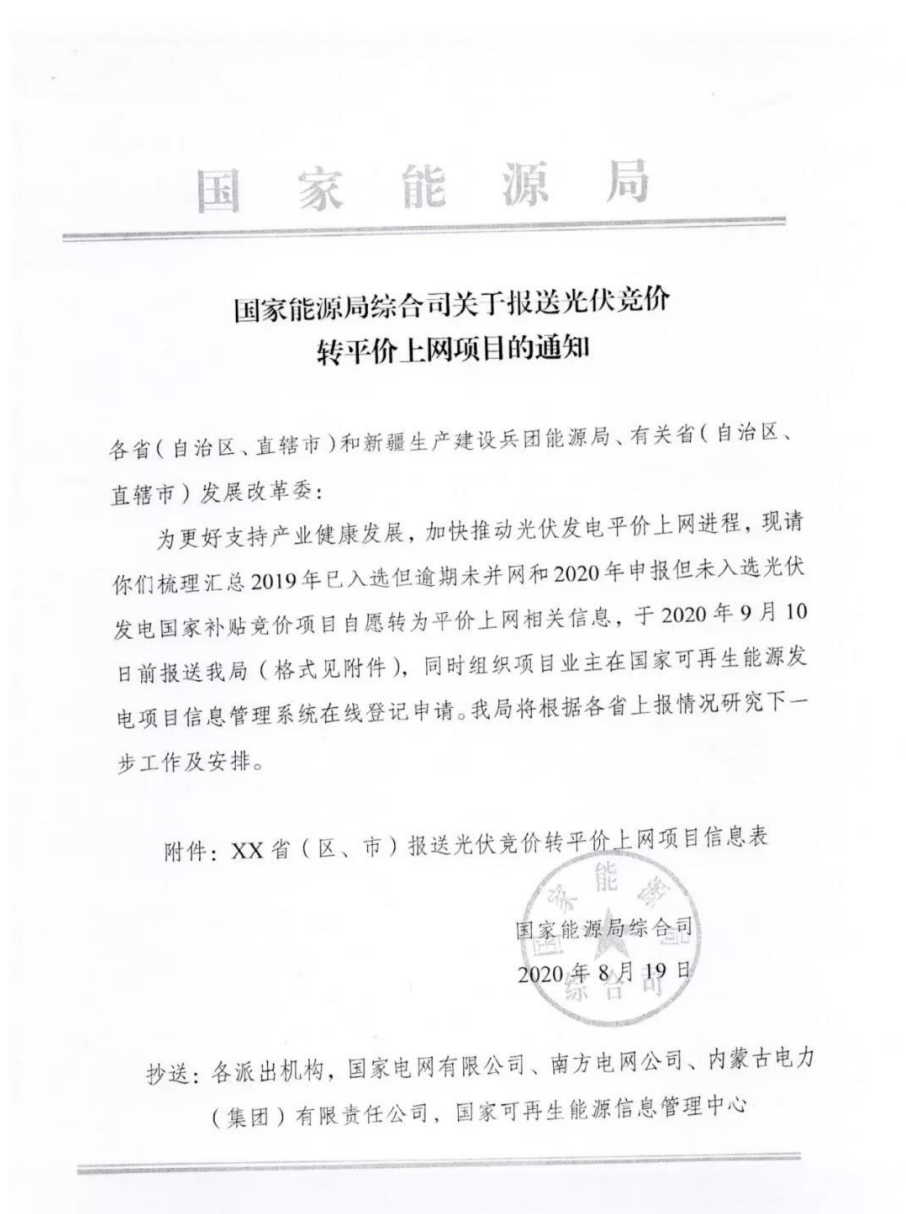
员工们也纷纷表示，天气虽然炎热，但是感受到了公司送来的关怀和清凉，一定会克服酷暑高温，以饱满的精神积极投身到工作中去。

炎热的夏日，高温的户外，忙碌的芯能人，组成了一幅幅动人的画卷，谱写了一曲曲感人的敬业之歌。夏日送清凉是芯能科技多年来坚持的一项关爱员工的传统活动，充分体现了公司“以人为本”的发展理念，彰显了公司领导对员工的关心和爱护，激发了广大员工爱岗敬业的热情和工作积极性。

（本文摘自《芯能科技》）

光伏政策

1、【关于报送光伏竞价转平价上网项目的通知】



附件

XX省（区、市）报送光伏竞价转平价上网项目信息表

序号	项目代码	项目名称	项目业主	装机容量（万千瓦）	建设地点	项目类型（A/B）	备注
1							
2							
.....							

注：1.项目代码、项目名称、项目业主、装机容量信息请与“国家可再生能源发电项目信息管理系统”中信息保持一致。

2.建设地点填写项目所在行政区域，具体到市、县。

3.项目类型：A、2019年光伏发电国家补贴竞价已入选但逾期未并网项目；B、2020年光伏发电国家补贴竞价申报但未入选项目。

2

（本文摘自国家能源局官网）

2、【两部委对《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见》公开征求意见】

为提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率，更好指导送端电源基地规划开发和源网荷协调互动，我们组织起草了《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿）》及编制说明，现向社会公开征求意见。

此次征求意见的时间为2020年8月27日至2020年9月27日。相关意见建议请传真至010-68555884，或通过电子邮件发至ducui@nea.gov.cn。

感谢您的参与和支持！

附件：1. 国家发展改革委 国家能源局关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿）

2. 编制说明

国家发展改革委
国家能源局
2020年8月27日

附件 1

国家发展改革委 国家能源局关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿）

党的十八大以来，我国电力工业发展取得了举世瞩目的成就，有力支撑了经济社会平稳有序发展。但同时电力系统综合效率不高、源网荷等环节协调不够、各类电源互补互济不足等深层次矛盾日益凸显，亟待统筹优化。为提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率，更好指导送端电源基地规划开发和源网荷协调互动，积极探索“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”（以下统称“两个一体化”）实施路径，现提出以下意见。

一、开展“两个一体化”的重要意义

“两个一体化”是实现电力系统高质量发展的应有之义，是提升能源电力发展质量和效率的重要抓手，符合新型电力系统的建设方向，对推进能源供给侧结构性改革，提高各类能源互补协调能力，促进我国能源转型和经济社会发展具有重要的现实意义和深远的战略意义。

（一）符合能源绿色低碳发展方向，有利于全面推进生态文明建设。增加以新能源为主体的非化石能源开发消纳，是提升非化石能源占比的决定性力量。通过优先利用清洁能源资源、充分发挥水电和煤电调节性能、适度配置储能设施、

调动需求侧积极响应积极性，有利于发挥新能源资源富集地区优势，实现清洁电力大规模消纳，优化能源结构，破解资源环境约束，促进能源领域与生态环境协调可持续发展，推进生态文明建设。

（二）符合供给侧结构性改革要求，有利于提升电力发展质量和效益。着力提升供给质量和效率、扩大有效供给、实现多能互补，是电力工业发展的必然要求。通过明确传统电源与新能源、基础电源与调峰电源、源网荷各环节的分工定位，有利于打破各个领域间的壁垒，统筹各类资源的协调开发、科学配置，实现源网荷储统筹协调发展，提高清洁能源利用率、提升电源开发综合效益。

（三）符合合作共享互利共赢理念，有利于促进区域协调发展。扩大电力资源优化配置规模，是电力行业落实区域协调发展战略的重要抓手。通过新能源就地开发消纳，优化电力资源配置结构、扩大电力资源配置规模，有利于促进边疆地区繁荣稳定，推进西部大开发形成新格局，改善东部地区环境质量，提升新能源电量消费比重，实现东西部地区共同发展。

二、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，以新时代电力“安全、

绿色、高效”发展目标为方向，以满足人民日益增长美好生活所需的多元化用电需要为目标，将“两个一体化”作为电力工业高质量发展的重要举措，积极构建新型电力系统，促进电力工业转型升级。

（二）基本原则

安全第一，绿色优先。尊重电力系统发展客观规律，坚守安全底线，加强配套电网建设，在确保电力系统安全稳定运行的前提下，优先考虑可再生能源电力开发消纳，促进能源转型和绿色发展。

保障消纳，合理配比。结合需求侧负荷特性、电源结构和调节能力，客观评估并发挥系统调节能力，因地制宜确定电源合理规模与配比，挖掘新能源消纳能力，加强送端“风光水火储一体化”和受端“源网荷储一体化”发展的协调配合，确保开发规模与消纳能力匹配，缓解弃电问题。

优先存量，优化增量。通过提高存量电源调节能力和清洁能源比例、输电通道利用水平、电力需求响应能力，重点提升存量电力设备利用效率；在资源条件较好、互补特性较优、需求市场较大的送受端，合理优化增量规模、结构与布局。

市场驱动，政策支持。发挥市场配置资源决定性作用，破除市场壁垒，依靠科技进步、提高效率、降低成本，不断提升竞争力。建立健全政策体系，加强引导扶持，试点先行，逐步推广。

三、“两个一体化”的范畴与内涵

（一）风光水火储一体化

“风光水火储一体化”侧重于电源基地开发，结合当地资源条件和能源特点，因地制宜采取风能、太阳能、水能、煤炭等多能源品种发电互相补充，并适度增加一定比例储能，统筹各类电源的规划、设计、建设、运营，积极探索“风光储一体化”，因地制宜开展“风光水储一体化”，稳妥推进“风光火储一体化”。

强化电源侧灵活调节作用。挖掘一体化配套电源的调峰潜力，完善电力系统调峰、调频等辅助服务市场机制。优化综合能源基地配套储能规模，充分发挥流域梯级水电站、具有较强调节性能水电站、火电机组、储能设施的调峰能力，减轻送受端系统的调峰压力，力争各类可再生能源利用率在95%以上。

优化各类电源规模配比。优化送端配套电源（含储能）规模，结合送受端负荷特性，合理确定送电曲线，提升通道利用效率。结合关键装备技术创新水平、送端资源特性、受端清洁能源电力消纳能力，最大化利用清洁能源，稳步提升存量通道配套新能源比重，增量基地输电通道配套新能源年输送电量比例不低于40%，具体比例可在中长期送电协议中加以明确。

确保电源基地送电可持续性。充分考虑送端地区中长期自身用电需求，统筹综合能源基地能源资源禀赋特点和生态

环保约束，合理确定中长期可持续外送电力规模。对于煤电开发，必须在确保未来15年近区电力自足的前提下，明确近期可持续外送规模；对于可再生能源开发，以充分利用、高效消纳为目标统筹优化近期开发外送规模与远期留存需求，超前谋划好电力接续。

（二）源网荷储一体化

“源网荷储一体化”侧重于围绕负荷需求开展，通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源要素，以储能等先进技术和体制机制创新为支撑，以安全、绿色、高效为目标，创新电力生产和消费模式，为构建源网荷高度融合的新一代电力系统探索发展路径，实现源、网、荷、储的深度协同，主要包括“区域（省）级源网荷储一体化”“市（县）级源网荷储一体化”“园区级源网荷储一体化”等具体模式。

充分发挥负荷侧的调节能力。依托“云大物移智链”等技术，进一步加强电源侧、电网侧、负荷侧、储能的多向互动，通过一体化管理模式聚合分布式电源、充电站和储能等负荷侧资源组成虚拟电厂，参与市场交易，为系统提供调节支撑能力。

实现就地就近、灵活坚强发展。增加本地电源支撑，提升电源供电保障能力、调动负荷响应能力，推进局部电力就地就近平衡，降低对大电网电力调节支撑需求；构建多层次的电力安全风险防御体系，以坚强局部电网建设为抓手，提

升重要负荷中心的应急保障能力；降低一次能源转化、输送、分配、利用等各环节的损耗，提高电力基础设施的利用效率。

激发市场活力，引导市场预期。以国家和地方相关规划为指导，发挥市场对资源优化配置的决定性作用，通过完善电价和市场交易机制，调动市场主体积极性，引导电源侧、电网侧、负荷侧要素主动作为、合理布局、优化运行，实现科学健康发展。

四、分类开展“风光水火储一体化”建设

（一）开展“风光火储一体化”建设。对于存量煤电发展为“一体化”项目，应结合送端新能源特性、受端系统条件和消纳空间，研究论证消纳近区风光电力、提升配套煤电调节性能、增加储能设施的必要性和可行性，鼓励存量煤电机组通过灵活性改造提升调节能力，明确就近打捆新能源电力的“一体化”实施方案。对于增量基地化开发外送“一体化”项目，按照国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用政策要求，以大型煤炭（或煤电）基地为基础，优先汇集近区新能源电力，优化配套储能规模，科学论证并严格控制煤电规模，明确风光火储一体化实施方案；对于增量就地开发消纳“一体化”项目，在充分评估当地资源条件和消纳能力的基础上，优先利用近区新能源电力，充分发挥配套煤电和储能设施调节能力，明确风光火储一体化实施方案。

（二）开展“风光水储一体化”建设。对于存量水电基地，

结合送端水电出力特性、新能源特性、受端系统条件和消纳空间，在保障可再生能源利用率的前提下，研究论证消纳近区风光电力、增加储能设施的必要性和可行性，鼓励存量水电机组通过龙头电站建设优化出力特性，明确就近打捆新能源电力的“一体化”实施方案。对于增量风光水储一体化，按照国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用政策要求，严控中小水电建设规模，以西南水电基地为基础，优先汇集近区新能源电力，优化配套储能规模，因地制宜明确风光水储一体化实施方案。

（三）开展“风光储一体化”建设。对于存量新能源外送基地，结合新能源特性、受端系统条件和消纳空间，研究论证增加储能设施的必要性和可行性，明确实施方案。对于增量风光储一体化，积极探索以具备丰富新能源资源条件基地为基础，优化配套储能规模，充分发挥配套储能设施的调峰、调频作用，最小化风光储综合发电成本，提升价格竞争力，明确风光储一体化实施方案。

五、分类开展“源网荷储一体化”建设

（一）开展“区域（省）级源网荷储一体化”建设。依托区域（省）级电力辅助服务市场、电力中长期和现货市场等市场体系建设，以完善区域（省）级主网架为基础，公平、无歧视引入电源侧、负荷侧、独立电储能等市场主体，全面放开市场化交易，通过价格信号引导各类电源、电力用户、

储能和虚拟电厂灵活调节、多向互动，推动建立可调负荷参与承担辅助服务的市场交易机制，培育用户负荷管理能力，提高用户侧调峰积极性。以本地区电力安全、绿色、高效发展为导向，以解决电力供需矛盾为切入点，研究提出源网荷储一体化实施的总体方案；依托现代信息通讯及智能化技术，加强全网统一调度，研究建立源网荷储灵活高效互动的电力运行与市场体系，充分发挥区域电网的调节作用，落实各类电源、电力用户、储能、虚拟电厂参与市场的机制。

（二）开展“市（县）级源网荷储一体化”建设。以保障重点城市清洁可靠用能、支持县域经济高质量发展和满足人民多元化美好用能需求为出发点，开展市（县）级源网荷储一体化。在重点城市开展源网荷储一体化坚强局部电网建设，梳理保障城市基本运转的重要负荷，研究局部电网结构加强方案，提出本地保障电源方案以及自备应急电源配置方案；结合清洁取暖和清洁能源消纳工作开展市（县）级源网荷储一体化示范，研究通过热电联产机组、新能源、灵活运行电热负荷一体化运营方案，实现能源的安全高效清洁利用，达到多能互补效果。

（三）开展“园区级源网荷储一体化”建设。以现代信息通讯技术、大数据、人工智能、储能等新技术为依托，充分调动负荷侧的调节响应能力。在城市商业区、商业综合体，依托光伏发电、并网型微电网和电动汽车充电基础设施建设等，开展分布式发电与电动汽车灵活充放电相结合的园区级

源网荷储一体化建设；在工业负荷规模大、新能源资源条件好的地区，支持分布式电源开发建设和就近接入消纳，结合增量配电网等工作，开展源网荷储一体化绿色供电工业园区建设。研究源、网、荷、储的综合优化配置方案，促进与多能互补示范园区、智慧综合能源服务的融合发展，在经济可行的条件下，提高自我平衡能力，减少对大电网调峰和容量备用需求。

六、完善政策措施

（一）加强组织领导。以电力系统安全稳定为基础、以市场消纳为导向，按照局部利益服从整体利益原则，强化国家能源主管部门的统筹领导作用，加强国家和地方电力发展规划与“两个一体化”项目规划的衔接，推动项目有序实施。在中介机构评估论证、充分征求送受端能源主管部门和电力企业意见基础上，通过国家电力发展规划编制、年度微调、中期滚动调整，将具备条件的“两个一体化”项目优先纳入国家电力发展规划。

（二）落实主体责任。各级能源主管部门应积极牵头组织相关电源企业、电网企业、咨询机构开展“两个一体化”项目及实施方案的分类组织、研究论证、评估筛选、编制报送、建设实施等工作。对于跨省区开发消纳的“两个一体化”项目，相关能源主管部门应在符合国家总体能源格局和电力流向的基础上，通过充分协商，达成初步意向，共同组织开展实施方案研究并行文上报国家能源主管部门。各地必须严格落

实国家电力规划，坚决防止借建设“两个一体化”项目名义，加剧电力供需和可再生能源消纳矛盾。

(三)完善支持政策。纳入国家电力规划的“两个一体化”项目，优先使用各省（区、市）可再生能源发展规模总量指标；鼓励具备条件地区开展“两个一体化”项目试点示范，支持参与跨省跨区电力市场化交易、增量配电改革及分布式发电市场化交易；鼓励“两个一体化”项目的多方投资主体通过成立合资公司等资本合作方式实现一体化开发运营；鼓励民营企业等社会资本参与“两个一体化”项目开发建设。

(四)加强监督管理。国家能源局派出机构应加强对“两个一体化”项目事中事后监管，全过程监管项目规划编制、核准、建设、并网和调度运行、市场化交易、电费结算及价格财税扶持政策等，并提出针对性监管意见，推动“两个一体化”有效实施和可持续发展。

附件 2

《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的
指导意见（征求意见稿）》编制说明

为全面贯彻落实习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，促进电力工业转型升级，提升清洁能源利用水平和电力系统运行效率，我们研究起草了《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿）》（以下简称《指导意见》），现就有关情况说明如下。

一、编制背景及依据

党的十八大以来，我国电力工业发展取得了举世瞩目的成就，有力支撑了经济社会平稳有序发展。然而，电力系统综合效率不高、源网荷等环节协调不够、各类电源互补互济不足等深层次矛盾日益凸显。一是“十三五”以前的北方能源基地以送出煤电为主，清洁能源外送比例明显偏低；二是送端基地的各类电源缺乏统筹协调、上下联动、互补互济机制，能源资源综合利用存在壁垒；三是当前运行及规划中的送端新能源均未考虑配置一定规模的调峰机组及储能装置，完全依托配套煤电、送受端系统的调节性能；四是源网荷不协调导致安全保障难度和代价加大、清洁能源消纳困难、系统运

行效率低。为此，需要积极推动“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”（以下统称“两个一体化”）发展模式，提升能源电力利用效率和发展质量，促进我国能源转型和经济社会发展。

《指导意见》的编制主要依据了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《能源规划管理办法》（国能发规划〔2019〕87号）、《电力规划管理办法》（国能电力〔2016〕139号）等文件规定。

二、编制过程

我们于2020年年初启动相关工作。2020年1月至4月，委托国家电力规划研究中心系统开展“两个一体化”研究工作。2020年5月至6月，组织国家电力规划研究中心起草《指导意见》初稿，形成征求意见稿。2020年7月，向委体改司、运行局、基础司、价格司，局法改司、规划司、核电司、新能源司、监管司书面征求了意见，并修改完善征求意见稿。2020年8月，发函征求各省（区、市）和新疆兵团能源局、有关省（市）发展改革委、能源局各派出机构、电力企业及相关咨询机构意见，并对征求意见稿进一步完善。

三、主要内容

《指导意见》在能源转型升级的总体要求和“清洁低碳、安全高效”基本原则框架下，提出“两个一体化”的范畴与内涵，强调统筹协调各类电源开发、提高清洁能源利用效率、

适度配置储能设施、充分发挥负荷侧调节能力。《指导意见》明确了分类开展“两个一体化”建设的具体路径，提出相应政策保障措施。

（一）“两个一体化”的重要意义

一是通过优先利用清洁能源资源、充分发挥水电和煤电调节性能、适度配置储能设施、调动需求侧灵活响应积极性，全面推进生态文明建设。二是通过明确传统电源与新能源、基础电源与调峰电源、源网荷各环节的分工定位，打破各个领域间的壁垒，统筹各类资源的协调开发、科学配置，实现源网荷储统筹协调发展，提高清洁能源利用率、提升电源开发综合效益。三是通过新能源就地开发消纳，优化电力资源配置结构、扩大电力资源配置规模，有利于促进边疆地区繁荣稳定，推进西部大开发形成新格局，改善东部地区环境质量，提升新能源电量消费比重，实现东西部地区共同发展。

（二）“两个一体化”的总体要求

一是坚守安全底线，在确保电力系统安全稳定运行的前提下，优先考虑可再生能源电力开发消纳，促进能源转型和绿色发展。二是客观评估并发挥系统调节能力，因地制宜确定电源合理规模与配比，挖掘新能源消纳能力，确保开发规模与消纳能力匹配，缓解弃电问题。三是通过提高存量电源调节能力和清洁能源比例、输电通道利用效率、电力需求响应能力，合理优化增量规模、结构与布局。四是发挥市场配

置资源决定性作用，破除市场壁垒，依靠技术进步、提高效率、降低成本，不断提升竞争力。

（三）“两个一体化”的范畴与内涵

一是“风光水火储一体化”侧重于电源基地开发，强化电源侧灵活调节作用，优化各类电源规模配比，确保电源基地送电可持续性。二是“源网荷储一体化”侧重于围绕负荷需求开展，充分发挥负荷侧的调节能力，实现就地就近、灵活坚强发展，激发市场活力、引导市场预期。

（四）分类开展“风光水火储一体化”建设

一是开展“风光火储一体化”建设，对于存量煤电发展为“一体化”项目，鼓励存量煤电机组通过灵活性改造提升调节能力，明确就近打捆新能源电力的“一体化”实施方案；对于增量基地化开发外送“一体化”项目，以大型煤炭（或煤电）基地为基础，优先汇集近区新能源电力，优化配套储能规模，科学论证并严控煤电规模，明确风光火储一体化实施方案；对于增量就地开发消纳“一体化”项目，优先利用近区新能源电力，充分发挥配套煤电和储能设施调节能力，明确风光火储一体化实施方案。二是开展“风光水储一体化”建设，对于存量水电基地，鼓励存量水电机组通过龙头电站建设优化出力特性，明确就近打捆新能源电力的“一体化”实施方案；对于增量风光水储一体化，以西南水电基地为基础，优先汇集近区新能源电力，优化配套储能规模，因地制宜明确风光水

储一体化实施方案。三是开展“风光储一体化”建设，对于存量新能源外送基地，研究论证增加储能设施的必要性和可行性，明确实施方案；对于增量风光储一体化，积极探索以具备丰富新能源资源条件基地为基础，充分发挥配套储能设施的调峰、调频作用，明确风光储一体化实施方案。

（五）分类开展“源网荷储一体化”建设

一是开展“区域（省）级源网荷储一体化”建设，以解决电力供需矛盾为切入点，研究提出源网荷储一体化实施的总体方案；研究建立源网荷储灵活高效互动的电力调度运行体系，落实各类电源、电力用户、储能、虚拟电厂参与市场的机制。二是开展“市（县）级源网荷储一体化”建设，在重点城市开展源网荷储一体化坚强局部电网建设，研究局部电网结构加强方案，提出本地保障电源方案以及自备应急电源配置方案；结合清洁取暖和清洁能源消纳工作开展市（县）级源网荷储一体化示范，研究通过热电联产机组、新能源、灵活运行电热负荷一体化运营方案，实现能源的高效清洁利用。三是开展“园区级源网荷储一体化”建设，在城市商业区、商业综合体，依托光伏发电、并网型微电网和电动汽车充电基础设施建设等，开展分布式发电与电动汽车灵活充放电相结合的园区级源网荷储一体化建设；在工业负荷规模大、新能源资源条件好的地区，结合增量配电网等工作，开展源网荷储一体化绿色供电工业园区建设。

（六）完善政策措施

一是加强组织领导，强化国家能源主管部门的统筹领导作用，通过国家电力发展规划编制、年度微调、中期滚动调整，将具备条件的“两个一体化”项目优先纳入国家电力发展规划。二是落实主体责任，各级能源主管部门积极牵头组织相关企业开展“两个一体化”项目及实施方案的研究论证、编制报送、建设实施等工作；严格落实国家电力规划，坚决防止借建设“两个一体化”项目名义，加剧电力供需和可再生能源消纳矛盾。三是完善支持政策，纳入国家电力规划的“两个一体化”项目，优先使用各省（区、市）可再生能源发展规模总量指标；鼓励具备条件地区开展“两个一体化”项目试点示范，支持参与市场化交易；鼓励“两个一体化”项目的多方投资主体通过成立合资公司等资本合作方式实现一体化开发运营；鼓励民营企业等社会资本参与“两个一体化”项目开发建设。四是加强监督管理，国家能源局派出机构加强对“两个一体化”项目事中事后监管，推动“两个一体化”的可持续发展。

6

（本文摘自《国家能源局》）