

节能动态

(2023 年第 08 期)



中材节能国际投资有限公司

2023 年 8 月 30 日

目录

一、政策解读

- 1、国家发展改革委、国家能源局有关负责同志就《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》答记者问（国家发展改革委 国家能源局 2023-08-03 21:25 发表于北京）
- 2、绿证新政出台，哪些问题没解决？（原创 魏然 能源新媒 2023-08-04 11:48 发表于北京）
- 3、利好生物质发电！河南出台集中供热设施绿色低碳发展指导意见（生物质能观察 2023-08-10 19:42 发表于北京）

二、行业动态

（一）、传统火力发电和余热发电

- 1、海外自备电厂的机遇和挑战（原创 国际电力 2023-08-12 20:30 发表于广东）

（二）、光伏发电

- 1、抢抢抢！一块光伏板中介费高达 200-400 元，屋顶争夺战激烈！（原创 燕七 北极星太阳能光伏网 2023-07-31 18:42 发表于北京）
- 2、50GW 光伏电站 EPC 定标解析：地面电站均价 4.37 元、分布式 4.2 元（原创 AL 北极星太阳能光伏网 2023-07-23 12:22 发表于北京）

（三）、储能技术

- 1、千亿虚拟电厂爆发！（储能 2023-08-12 17:50 发表于北京）
- 2、工商业储能多久能回本（江苏省储能行业协会 2023-08-12 18:15 发表于江苏）

（四）、其他新能源等动态

- 1、重磅！2023 年可再生能源电力消纳责任权重发布（北极星太阳能光伏网 2023-08-04 15:19 发表于北京）
- 2、近期多个垃圾焚烧发电项目遭“废标”，垃圾发电企业缘何不来投标了？（环联资讯 2023-08-06 18:09 发表于上海）
- 3、预计到 2025 年，国内地热发电装机量将突破 100 兆瓦（地热加 APP 地热加 2023-08-12 08:00 发表于北京）

（五）、国外节能动态

- 1、中国能建签约菲律宾 172MW 光伏项目（带路高参私享汇 2023-08-11 09:58 发表于北京）

三、中国建材集团、中材节能动态

- 1、世界 500 强 | 中国建材集团蝉联全球建材企业榜首 (中国建材集团 2023-08-03 19:58 发表于北京)
- 2、两家水泥企业余热发电项目近期顺利并网发电 (水泥网 APP 2023-07-16 00:05 发表于浙江)

四、竞争对手动态

- 1、南京凯盛更名中材智科 (黎凯, 海岚 水泥 2023-07-31 06:00 发表于北京)

五、其他信息

- 1、探索产业园区绿色低碳发展路径 天津经开区入选市级“双碳”领域典型案例 (地方平台发布内容, 滨海新区学习平台, 2023-07-28)
- 2、印度得寸进尺! 扣押小米几百亿卢比后, 又宣称中企逃税 900 亿 (原创一个大帅哥 照理说事 2023-08-05 16:30 发表于辽宁)

六、我们的投资机会及投资风险

七、封面：中国建材集团连续第 13 年入围榜单今年我们的排名为——第 247 位，蝉联全球建材企业榜首

一、政策解读

1、国家发展改革委、国家能源局有关负责同志就《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》答记者问（国家发展改革委 国家能源局 2023-08-03 21:25 发表于北京）

近日，国家发展改革委、财政部、国家能源局联合印发《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（以下简称《通知》）。《通知》对完善可再生能源绿色电力证书制度、促进可再生能源电力消费作出了哪些部署？记者专访了国家发展改革委、国家能源局有关负责同志。

问：《通知》出台的背景和意义是什么？

答：可再生能源绿色电力证书，即绿证，是对可再生能源发电项目所发绿色电力颁发的具有独特标识代码的电子证书，是可再生能源电量环境属性的唯一证明，也是认定绿色电力生产、消费的唯一凭证，1个绿证单位对应1000度可再生能源电量。以绿证认定可再生能源的绿色属性，鼓励用户购买绿证体现绿电消费是国际通行做法。

党中央、国务院高度重视绿色发展。党的二十大报告明确提出，推动绿色发展，加快发展方式绿色转型。《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（中发〔2021〕36号）提出，以经济社会发展全面绿色转型为引领，以能源绿色低碳发展为核心，加快形成绿色生产生活方式。国务院《2030年前碳达峰行动方案》（国发〔2021〕23号）要求，加快实现生产生活方式绿色变革，健全完善绿色低碳循环发展政策体系。国务院《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》（国发〔2021〕4号）和国务院办公厅转发国家发展改革委、国家能源局《关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》（国办函〔2022〕39号）中，对完善绿证制度、推广绿证交易、引领全社会提升绿色电力消费提出了明确要求。

国家发展改革委、国家能源局认真贯彻落实党中央、国务院决策部署，大力发展可再生能源，推动建立绿证制度并不断健全完善。2017年我国试行绿证核发和自愿认购制度，国家对享受补贴的陆上风电和集中式光伏发电项目上网电量核发绿证，明确用户可通过购买绿证作为消费绿电的凭证；2020年起实施可再生能源电力消纳保障机制，明确各承担消纳责任的市场主体可通过购买绿证完成消纳责任权重；2021年启动电力交易机构开展绿电交易；2022年明确可再生能源消费不纳入能源消耗总量和强度控制，绿电消费政策体系更加完善。绿证制度实施以来，初步推动全社会形成了较好的绿色电力消费意识，但仍存在绿证核发交易尚未全覆盖、绿证应用领域有待拓展等问题。

为进一步发挥绿证在构建可再生能源电力绿色低碳环境价值体系、促进可再生能源开发利用、引导全社会绿色消费等方面的作用，2022年以来，国家能源局会同国家发展改革委、财政部，在深入开展调研、广泛听取各方面意见建议的基础上，修订形成了《通知》，进一步明确了绿证的权威性、唯一性和通用性，实现对可再生能源电量绿证核发全覆盖，对规范绿证核发、完善绿证交易、做好绿证应用、鼓励绿电消费、强化绿证监管等提出了具体要求。

《通知》的印发实施，将有力推动绿证核发、交易全覆盖，进一步为扩大绿电供给、促进绿电消费奠定基础；将有力提升绿证的权威性、唯一性，进一步增强绿电消费的公信力；将有效拓展绿证应用，扩展绿证消费需求，进一步激发绿

电消费市场活力，对于推动能源绿色低碳转型、营造绿色消费环境、加快形成绿色生产方式和生活方式，助力经济社会全面绿色低碳发展具有重要的现实意义。

问：《通知》在提升绿证的权威性、唯一性和通用性方面作了哪些安排？

答：提升绿证的权威性、唯一性和通用性，对于增强绿电消费的公信力，更好培育绿证交易市场，构建绿色电力消费体系，推动绿证与国际接轨至关重要。为此，《通知》明确了以下要求。

权威性方面，明确国家能源局负责绿证相关管理工作，通过统筹各方面形成合力，进一步提升绿证的权威性，推动绿证在引领绿色电力消费、促进可再生能源发展、实现双碳目标中发挥更大作用。

唯一性方面，明确绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，也是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。为确保绿证的唯一性，明确绿证对应电量不得重复申领电力领域其他同属性凭证。

通用性方面，明确绿证支撑绿色电力交易、认定绿色电力消费、核算可再生能源电力消费量等基础性作用，同时推动绿证与国内碳市场、国际绿色消费和碳减排体系做好衔接。

问：《通知》在规范绿证核发方面作出了哪些具体规定？

答：为规范绿证核发，《通知》对不同品类可再生能源核发绿证等作出具体规定。

一是拓展绿证核发范围。将绿证核发范围从陆上风电和集中式光伏发电项目扩展到所有已建档立卡的可再生能源发电项目，实现绿证核发全覆盖。

二是区别品类提出具体要求。对风电、太阳能发电、生物质发电、地热能发电等可再生能源发电项目核发可交易绿证，可交易绿证既可以用作可再生能源电力消费凭证，也可通过参与绿证交易和绿电交易等方式在发电企业和用户间有偿转让。对常规存量水电项目，现阶段暂不核发可交易绿证，相应绿证随电量交易直接无偿划转；对2023年1月1日（含）以后新投产的完全市场化常规水电项目，核发可交易绿证。可交易绿证核发范围后续可根据可再生能源电力生产消费情况动态调整。

三是明确核发信息来源。绿证核发原则上以电网企业、电力交易机构提供的数据为基础，同时通过发电企业或项目业主提供的数据进行校核。对自发自用等电网企业、电力交易机构无法提供电量信息的情况，由相应发电企业或项目业主提供绿证核发所需信息。

此外，考虑到现阶段可再生能源非电利用准确计量尚不具备条件，目前绿证核发全覆盖仅针对可再生能源发电项目，待相关条件成熟后，适时将可再生能源非电利用纳入绿证体系。

问：《通知》对于完善绿证交易，作出了哪些具体安排？

答：围绕进一步激活绿证交易市场、扩大绿证交易规模，《通知》明确了绿证交易平台、交易方式、交易收益等方面的具体要求。

一是拓展绿证交易平台。将绿证交易平台从此前的中国绿色电力证书交易平台，扩展到北京电力交易中心和广州电力交易中心，后续适时拓展至国家认可的其他交易平台。买卖双方可自由选择任一绿证交易平台开展绿证交易。

二是明确绿证交易方式。绿证交易包括双边协商、挂牌和集中竞价三种方式，其中，对双边协商交易，由买卖双方自主协商绿证交易数量和价格，并签订一次性划转协议，通过绿证交易平台完成绿证交割；对挂牌交易，卖方将绿证数量和价格相关信息在绿证交易平台挂牌，买方通过摘牌的方式完成绿证交易；对集中

竞价交易，买卖双方通过绿证交易平台在截止时间前申报交易意向信息，以市场出清的方式确定绿证成交数量和价格。

三是明确绿证收益归属。一方面，对不再享受中央财政补贴的项目（包括平价（低价）项目、自愿放弃中央财政补贴、中央财政补贴已到期项目以及 2023 年 1 月 1 日及以后新投产的完全市场化常规水电项目），绿证收益归发电企业或项目业主所有，交易方式不限。另一方面，对享受中央财政补贴的项目，按照国家相关规定，属于国家保障性收购的，绿证收益等额冲抵中央财政补贴或归国家所有；属于市场化交易的，绿证收益在中央财政补贴发放时等额扣减。同时，对享受中央财政补贴的项目创造条件尽快采用集中竞价的方式进行交易。

此外，为防止绿证炒作，《通知》明确现阶段绿证仅可交易一次，交易完成后各交易平台需实时将相关信息同步至核发机构。

问：根据《通知》，如何做好绿证应用工作？

答：绿证既是可再生能源电力环境属性价值体现，又是精准的可再生能源电力消费量核算工具，也是国际通行的绿色电力消费证明方式。为提升绿证的通用性，《通知》围绕进一步拓展绿证应用场景，为绿证市场高质量发展提供了有力支撑。

一是支撑绿色电力交易。绿电交易是以绿色电力产品为标的物的电力中长期交易，用户同步获得绿色电力和绿证，是“证电合一”的特殊绿证交易形式，通过在交易合同中明确的绿证价格体现绿色环境价值。在电力交易机构参加绿色电力交易的，相应绿证由核发机构批量推送至电力交易机构，同时在交易合同中分别明确绿证和物理电量的交易量、交易价格。

二是核算可再生能源消费。发挥绿证可追溯、防篡改、精准认定可再生能源电力消费等作用，落实可再生能源消费不纳入能耗“双控”相关要求，《通知》明确由国家统计局会同国家能源局核定全国和各地区可再生能源电力消费数据。

三是认证绿色电力消费。为更好发挥绿证在评价、认证中的作用，推动构建科学、灵活的绿色电力消费体系，《通知》明确将绿证作为电力用户绿色电力消费和绿电属性标识认证的唯一凭证，要求推动建立基于绿证的绿色电力消费认证标准、制度和标识体系，为合法合规开展绿色电力消费认证提供依据。同时，参考国际通行做法，认证机构应通过两年内生产的电量对应绿证开展认证；为避免使用同一绿证开展多次认证，要求认证机构及时将认证信息同步至核发机构。

四是衔接碳市场。绿证与碳排放权交易都是以市场化手段推动绿色发展的重大制度创新，做好两者之间的衔接意义重大。《通知》明确研究推进绿证与全国碳排放权交易机制、温室气体自愿减排交易机制的衔接协调，为后续推动将绿证纳入碳市场相关核算体系创造条件。

五是推动绿证国际互认。目前，国内绿证已纳入国际绿电消费倡议（100% Renewable Electricity，简称 RE100）的认可范围，在国际社会和跨国企业间的影响力不断扩大。为进一步提升国内绿证的国际影响力和认可度，《通知》明确，我国可再生能源电量原则上只能申领国内绿证，在不影响国家自主贡献目标实现的前提下，积极推动国际组织的绿色消费、碳减排体系与国内绿证衔接。加强绿证核发、计量、交易等国际标准研究制定，提高绿证的国际认可度和影响力。

问：如何扩大绿色电力消费需求？

答：激发绿色电力消费潜力、扩大绿色电力消费需求，对推动全社会提升绿色电力消费水平意义重大。为此，《通知》专设章节，对推动绿色电力消费提出明确要求。一是鼓励跨国公司及其产业链企业、外向型企业、行业龙头企业购买

绿证、使用绿电，发挥示范带动作用。二是推动中央企业、地方国有企业、机关和事业单位发挥先行带头作用，稳步提升绿电消费比例。三是强化高耗能企业绿电消费责任，按要求提升绿电消费水平。四是支持重点企业、园区、城市等高比例消费绿色电力。同时，我们也将督促各地将可再生能源电力消纳责任权重分解落实到用能单位，推动以绿证核算用户使用可再生能源电力消费量，逐步建立“权重+绿证”约束机制，更好激发绿电消费市场活力。

2、绿证新政出台，哪些问题没解决？（原创 魏然 能源新媒 2023-08-04 11:48 发表于北京）

7月25日国家发改委、财政部、国家能源局联合发布了《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》（以下简称《通知》），对绿证核发、交易、应用和消费等问题进行了明确。

2017年，国家发展改革委、财政部和国家能源局发布了《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》及其附件《绿色电力证书核发及自愿认购规则（试行）》（以下简称“认购规则”），中国绿证交易正式开始。

2020年10月，国家财政部、发展改革委和能源局又发布了《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建[2020]4号），要求“全面推行绿色电力证书交易”。

当时长期以来，绿证交易在我国明显“叫好不叫座”。其主要原因包括：交易品种有限、无法二次交易、价格限制较大、交易未与消纳保障机制挂钩等等。

此番新政对此有着哪些推动呢？又有哪些问题，新政还是没有涉及呢？

范围扩大

《通知》明确了绿证的核发包含“全国风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量”。

其中绝大部分发电电源是上网电量核发绿证，而水电项目是“对存量常规水电项目，暂不核发可交易绿证，相应的绿证随电量直接无偿划转。对2023年1月1日（含）以后新投产的完全市场化常规水电项目，核发可交易绿证。”

这可以说是实现了对所有可再生能源发电的全面覆盖。这首先极大地扩展了国内绿证的范围；其次对于市场主体，尤其是买方来说，可选择的范围也大大扩展了。

证电冲突

《通知》明确了绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。

这里就有个问题。我国是同时存在绿电交易和绿证交易两种模式的。

2021年8月28日国家发改委和能源局于出具了《关于绿色电力交易试点工作的复函》（“1260号文”），同意中国南方电网有限公司和国家电网有限公司通过广州电力交易中心和北京电力交易中心开展以电力中长期交易为主的绿色电力交易，并引入了绿电与绿证的捆绑交易机制。

今年，国家发改委、财政部、国家能源局还联合发布《关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》，要求进一步完善绿电交易机制和政策，但都没有提及绿电和绿证的冲突问题。

如果说绿证是可再生能源电量环境属性的唯一证明，那么绿电和绿证之间的不协调、冲突、混乱问题，在所难免。

各类文件的发文机构都是平级，不存在谁高于谁的问题；甚至有些文件完全是相同部门发布。因此这种混乱、不协调势必会在实践中存在。必须这些部门或者更高级政府对此下文明确。

交易问题

在交易方面，《通知》依然只是规定了绿证只能交易一次。所以绿证的金融属性得以大大减弱。

这样看起来，再加上 CCER，绿证对于可再生能源发电来说似乎也存在重合的情况。不过这个问题可能不会太过复杂。绿证涵盖的是可再生能源发电；而 CCER 还包括林业碳汇等形式减排，范围更广。双方确实存在一定重合，但并非完全同质化。

买方完全可以根据实际的价格和目的进行选择，而卖方也可以根据自身偏好、价格等情况自由选择。当然，绿证和 CCER 的区别、衔接问题，还是需要更多的政策明确。

交易更受关注的点在价格方面。《通知》规定“绿证交易采取双边协商、挂牌、集中竞价等方式进行。”补贴项目、平价项目略有不同。

有观点提出绿证交易可以让可再生能源发电每度电多赚 3 分~5 分的利润。判断基础是根据“中国绿色电力证书认购交易平台”的数据显示，2023 年 1-7 月风电、光伏绿证平均销售价格约 42 元/张，交易价格多集中在 30-50 元/个（每张绿证 1000 度电）。

这显然是一种“博取眼球、毫无科学依据”的判断。前文提及了之前国内的绿证交易量远低于核发电量。这表明目前所谓的绿证交易，并没有存在成熟、健全、完整的市场，在没有碳约束的情况下，价格不具备参考性。

现在绿证全面核发之后，首先是供给海量增加；其次随着全国碳市场的推进，更多行业将会进入，需求也会变化。当一个行业供给和需求都出现激烈变化的时候，此前的任何价格都没有参考意义。

对了，也请不要忘记可再生能源发电不一定都去核准绿证，它也可以去卖 CCER。所有这些不确定性都让价格难以预测。

国际绿证

新政发布之后，路孚特电力与碳首席分析师秦炎在朋友圈分享，迅速被不下 10 家欧洲/挪威的绿证数据/交易公司联系解读。

如此引发国际关注的正是因为《通知》中提到“我国可再生能源电量原则上只能申领国内绿证”。

国际可再生能源证书又称国际绿证，英文统称 I-REC，它是可再生能源项目所生产电力的消费凭证，每一张绿证代表 1 兆瓦时绿色电力。

由于此前国内绿证市场的各种问题，很多可再生能源发电项目都选择了出售国际绿证。由于中国有着全世界最大规模的可再生能源发电装机和发电量，所以来自中国的绿证一直是国际市场的重要力量。

当然由于规则不完善等原因，国内可再生能源发电难免出现卖了国际再卖国内等问题。此番新政填补了这块漏洞，客观上保障了环境权益不外流，也让国内绿证的权威性大大提升。

下一步

规则明确之后，下一步的市场走向自然备受关注。除了上述存在的一些问题之外，绿证市场的健全成熟实际上也和碳市场的完善息息相关。

7月16日，全国碳市场正式启动两周年。生态环境部环境规划院此前多次召开“扩大全国碳市场行业覆盖范围专项研究”相关工作会议，已公开研究对象包括钢铁、石化、建材行业。

截至目前，除碳市场外，我国的各类碳约束实际上并不严苛。虽然大家购买绿证、绿电的热情存在，但是碳约束才是让绿证交易全面发展的根源。

现在绿证的供给全面放开，如果需求不能进一步跟进，那么将会面临此前几年一样的问题。绿证的出现与可再生能源消纳直接相关，但我们始终没有建立起来用户的可再生能源消纳机制。

如何把责权合理、科学地分配给用户，是政策的下一步大趋势。

3、利好生物质发电！河南出台集中供热设施绿色低碳发展指导意见（生物质能观察 2023-08-10 19:42 发表于北京）

7月26日，河南省发改委印发《关于加快开发区集中供热基础设施绿色低碳发展的指导意见》（以下简称《意见》），《意见》指出，到2025年，有序建设或改造一批工业集中热源和配套设施，全省有供热需求的开发区工业企业集中供热量占供热总规模达到80%以上，表示要积极推动生物质热电联产和生物质供热。主要包括：

1、**推动既有热源改造**原则上园区新增供热负荷由周边既有统调公用燃煤机组、农林生物质热电联产和生活垃圾焚烧发电项目保障。加快推进统调公用燃煤机组实施“三改联动”和生物质热电联产、生活垃圾发电厂供热改造。

2、**优选新建供热设施**以包装印刷、纺织服装、食品加工等为主导产业（中低品位蒸汽需求为主）的开发区，新建供热设施原则上优先选择生物质、电加热锅炉等低碳热源。鼓励农林生物质资源丰富的地区，因地制宜采取生物质锅炉供热，或以供热为主的生物质热电联产模式，优化原料配比和生产运行。生物质供热项目应认真论证可用资源量，避免与原有生物质利用项目发生原料冲突，确保安全稳定供热。

3、**完善供热配套设施**建设生物质供热项目的开发区，要同步配套建设林业废弃物、农业秸秆等生物质资源收储运体系，保障燃料源头供应。生活垃圾焚烧发电项目要因地制宜配套建设飞灰处置设施。

4、**提高节能环保水平**新建热电联产项目应优先选用高效节能锅炉、脱硫脱硝、除尘等节能环保设备。

5、**加大财政金融政策支持力度**符合政策方向和要求的相关项目，积极争取中央预算内资金、专项债支持。适时向金融机构推荐开发区供热设施绿色低碳发展重点项目，积极争取绿色信贷支持。积极落实生物质发电电价补贴地方分担部分。以下为通知原文：

关于加快开发区集中供热基础设施绿色低碳发展的指导意见

工业企业集中供热是开发区高质量发展的重要基础设施。“十三五”以来，全省组织开展了产业园区集中供热设施改造，能源利用效率、化石能源清洁利用水平显著提升。随着开发区发展规模日趋壮大，特别化工、包装印刷和农产品深加工等产业集聚发展，集中供热能力亟需提升，一些地方还存在统筹多种热源供给不到位、热网规划布局不合理、供热系统热效率不高等问题。为贯彻落实党中央、国务院碳达峰碳中和决策部署，扎实推进省委、省政府绿色低碳转型战略，加快开发区绿色低碳发展，规范工业集中供热设施建设，提出以下意见：



一、总体要求

(一) 指导思想。坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大精神，对标碳达峰碳中和目标要求，树牢绿色低碳发展理念，统筹产业发展和安全降碳，兼顾当前需要和长远发展，坚持优化提升存量和合理布局增量供热设施相结合，加强规划布局，健全政策体系，规范运行管理，全面提升开发区集中供热保障能力，为破解工业供热瓶颈制约、促进产业高质量发展提供有力支撑，为全省绿色低碳转型发展做出更大贡献。

(二) 主要目标。到 2025 年，有序建设或改造一批工业集中热源和配套设施，全省有供热需求的开发区工业企业集中供热量占供热总规模达到 80%以上，新增用热需求得到有效保障，能源清洁高效利用水平显著提升。

二、主要任务

(一) 合理测算供热需求。各类开发区要综合考虑中长期发展规划、主导产业、能源供给等因素，按照前瞻发展、适当超前原则，认真梳理在建项目及未来五年拟投产项目，同时可适当考虑城镇居民供暖，分类测算高、中、低品位热能需求，为供热设施能力建设提供基础数据支撑。

(二) 科学编制供热规划。各地开发区要全面梳理供热现状，摸清既有热源点、在建热源点供热能力，根据园区供热需求，按照本地国土空间规划、供热专项规划科学编制开发区集中供热规划，并衔接好相关市政基础设施专项规划和开发区发展规划等规划，明确集中供热覆盖范围、热源点类型、布局、燃料类型、供热管网半径等。各地要加强统筹协调，强化开发区工业集中供热规划编制和实施管理。

(三) 推动既有热源改造。统筹考虑开发区经济发展、城镇发展布局及供热资源分布等因素，积极推行统调公用燃煤机组热电联产供热模式，原则上园区新增供热负荷由周边既有统调公用燃煤机组、农林生物质热电联产和生活垃圾焚烧发电项目保障。加快推进统调公用燃煤机组实施节能降耗改造、供热改造、灵活性改造“三改联动”和生物质热电联产、生活垃圾发电厂供热改造，提升园区清洁供热能力。加强钢铁、焦化、水泥、化工、石化等工业企业和污水处理领域低品位余热资源开发利用，鼓励支持对周边企业和村镇集中供热。

(四) 优选新建供热设施。在既有热源改造后可满足供热需求情况下，开发区原则上不再新建热源点特别是企业自用燃煤背压机组。以包装印刷、纺织服装、

食品加工等为主导产业（中低品位蒸汽需求为主）的开发区，新建供热设施原则上优先选择生物质、电加热锅炉等低碳热源。鼓励农林生物质资源丰富的县（市、区），因地制宜采取生物质锅炉供热，或以供热为主的生物质热电联产模式，优化原料配比和生产运行。生物质供热项目应认真论证可用资源量，避免与原有生物质利用项目发生原料冲突，确保安全稳定供热。

（五）完善供热配套设施。各地开发区应当统筹工业集中供热、城镇居民用热，补齐供热管网短板，实现热源与末端的衔接配套，充分发挥热源供热能力。存在多个热源的供热系统，要按照“区域一张网”规划集中供热管网建设，满足多热源联网条件，逐步实现多热源联网运行，有效解决热源供热能力和供热区域负荷平衡匹配问题。建设生物质供热项目的开发区，要同步配套建设林业废弃物、农业秸秆等生物质资源收储运体系，保障燃料源头供应。生活垃圾焚烧发电项目要因地制宜配套建设飞灰处置设施。

（六）创新建设运营模式。鼓励热源点企业、用热企业组建开发区供热第三方运营公司，支持开发区国有投资平台公司主导或参与供热基础设施建设运营。积极发挥集中供热项目的规模化效益，鼓励园区供热、供冷、供水、污水处理系统实行一体化经营。完善特许经营制度，建立行业准入和退出机制，强化政府对供热经营运行事前、事中、事后监管，确保安全、可靠、经济供热。

（七）提高节能环保水平。新建热电联产项目应严格落实节能降碳、环境保护等要求，结合燃料类型、供热规模等因素，科学选定技术工艺，优先选用高效节能锅炉、脱硫脱硝、除尘等节能环保设备，确保能效水平达到行业标杆水平或先进水平，污染物排放优于或者满足国家及省级相关标准，推动经济效益和环境效益相统一。

三、完善政策措施

（一）加强组织领导。各省辖市人民政府、济源示范区管委会、航空港区管委会要建立健全工作推进机制，组织相关部门按照职责分工指导和推动开发区供热设施绿色低碳建设和运营。各开发区管理部门要落实主体责任，优先选择清洁低碳热源，提升开发区供热设施绿色低碳建设和运营水平。

（二）坚持清单化实施。全面梳理全省开发区供热情况，建立“十四五”热源点建设、配套管网等项目清单。对于清洁低碳热源项目，要加快开展项目前期工作，推动落地建设。对于确有必要新建、改扩建燃煤热源点的，各地要统筹考虑“三线一单”、能耗双控、煤炭消费替代、区域污染物削减等政策要求，充分开展科学论证，严格项目准入。

（三）完善工业用热价格形成机制。工业用热出厂价格和管网输送价格，按照风险共担、利益共享的原则，由供需双方协商确定，经协商无法达成一致意见的，可由当地政府协调确定。鼓励各地统筹园区产业发展需要和供热、用热企业承受能力，建立健全燃料价格、工业用热出厂价格、终端用热价格上下游联动机制，明确联动的触发条件、边界范围和校核周期等，推动出厂热价、终端热价处于合理区间，确保热力稳定供应。

（四）加大财政金融政策支持力度。统筹省级相关专项资金，支持开发区整体实施清洁低碳热源建设、存量热源点优化改造、供热系统优化、热能梯级利用等园区综合能效提升以及配套供热管网等项目。符合政策方向和要求的相关项目，积极争取中央预算内资金、专项债支持。适时向金融机构推荐开发区供热设施清洁低碳发展重点项目，积极争取绿色信贷支持。积极落实生物质发电电价补贴地方分担部分。

(五)加强监督管理。各地要加强事中事后监管,形成政府管理、企业履责、社会监督的工作体系。各开发区要建立完善供热运营监督评价机制,加强供热价格监测和信息公开,提升供热设施运营水平。

二、行业动态

(一)、传统火力发电和余热发电

1、海外自备电厂的机遇和挑战(原创 国际电力 2023-08-12 20:30 发表于广东)

海外电力投资决策的核心是项目的可融资性;而可融资性的核心,是电力项目的长期还款能力。影响还款能力的因素很多,包括项目自身条件、项目开发商、项目购电方和项目所在国等。

项目投资商。在银行看来,海外电力项目的最大风险是建成风险(超期、超支)。有经验和实力的项目投资商,在项目建设管理方面经验丰富,有能力保障项目的如期投产和性能指标,即便出现了超支超期,也有能力将项目最终实现投产。此外,有经验的投资商也能保障项目的长期稳定运营。

银行还有一层考虑,既在不论何种原因导致项目还款能力不足时(流动性危机),有实力的投资商作为股东还可以代替项目公司向银行还款。这也是为什么银行往往会要求股东为项目公司融资提供担保的原因。

项目购电方。在电站项目能够稳定运行的情况下,电力消纳和电费收取(不拖欠不折扣)是影响项目还款能力的另一个重要因素,因此有财务实力和消纳能力的购电方也是可融资性判断的重点。印尼的 PLN 算是较为优质的电网购电方。

项目所在国。项目所在国的安全、稳定、汇率稳定以及汇兑自由度也是影响项目成败的关键要素。银行会要求项目公司购买 eca 的政治保险,若发生战争、征收或者汇兑限制时,由 eca 来对银行贷款部分进行还款。

以上原则下,笔者分析认为,海外工业大用户的自备电源项目,也具备相应的可融资性。

1. 工业大用户作为购电方的可行性

不是所有的单一工业用户都是优质的购电方。例如,尚未建成的冶炼项目、招商初期的工业园区等,其用电负荷和营业收入都存在不确定性,此类项目的自备电厂投资需要格外谨慎。

优质的工业大用户,表现在长期稳定的消纳和强大的财务能力。以某央企海外冶炼项目为例,项目已经稳定运行十年,用电负荷 365*24h 稳定 200MW,用电需求大且稳定,未来还有扩建需求;该项目是该门类产品全球第一大项目,在该细分领域有绝对的定价权;产品在欧美和中国市场的需求巨大,产品出口收入货币为美元,有较强的创汇能力。总之,从用电稳定性和电费支付能力方面,该项目属于优质的购电方。

2. 国别风险是此类项目融资的主要挑战

尽管项目是由央企投资,但是此类直购电 ppa 项目对于金融机构仍属于创新项目,冶炼项目所在地的国别风险一般也较高,因此银行还是会要求股东对项目公司提供还款担保。

3. 为什么要投资此类项目？

项目用电负荷大，长期稳定的消纳；购电方自身美元造血能力强，电费支付有保障；相比并网电站项目，电价更高，回报率更好；央企海外子公司之间的直购电合同，合规风险较低。

4. 是否需要 PPA 的股东履约担保

当购电方项目自身的长期财务能力不确定的情况下，其 PPA 电费履约能力存疑。在这样的情况下，要求其上级股东对 PPA 履约提供增信担保有其合理性。

但是，项目自身的长期财务能力，是决定项目长久及时收取电费的根本，即便提供了股东层面的担保也容易出问题。此外，增加了购电方的审批难度，因为一般央企集团对子公司履约担保事项管控都很严格。

附件：工业类自备电厂项目的机遇

一、市场需求带来的机遇

1. 市场大。随着中企赴海外投资建厂的趋势，东道国电源和电网差，对供电需求旺盛。

2. 壁垒高。电站投资资金壁垒高，建设和运营技术难度大，工业企业无法自行投资和运营。

3. 履约好。工业企业在海外的项目财务健康，股东实力强大，与这些项目签署直购电协议，其履约能力甚至强过东道国电网公司和财政部。过去数年，由于疫情、战争以及内政管理问题，很多发展中国家出现了外汇不足、财政崩溃的案例，而且相当普遍。例如，斯里兰卡、巴基斯坦、赞比亚、埃塞俄比亚、刚果金等。在这些国家投资的电站，即便与国家电网签署完善的 ppa，并且有财政担保的情况下，也出现了违约。然而，矿企、冶炼企业、工业园区，自身的造血能力、持续能力，叠加股东的实力，与这些单一用户签署 ppa，不仅仅电价更高，往往比和国家电网签署 ppa 更可靠。

4. 电价高。自备电厂的投资还未形成共识和常态，需求远大于供应，因此，此时与自备电厂签署 ppa，电价往往比并网电站更高。

二 自备电厂投资的挑战

1. 打破传统思维。

电力投资主要还是央企和国企。在国内市场，电力央国企的业主和甲方思维严重，而且习惯于并网电站投资，未形成对于直购电合同的共识。到了海外更为陌生。央企和国企的创新性和服务意识等，成为制约投资的重要障碍。

2. 融资难度

金融机构，包括银行和信保等，对于海外的公司 ppa 直购电协议的融资经验和案例几乎没有。让银行和信保进行创新也很难。但是据悉已经有金融机构开始研究公司 ppa 的可融资性和方案。

此外，自备电源的需求往往在信用不高的国家，金融机构对于国别风险的顾虑也绕不过去。

目前看，对于此类项目的融资，银行还比较谨慎，会要求股东担保。

3. 跨行业的思维碰撞

电力投资国企比较习惯稳定的 ppa，并且希望购电方的上层股东提供履约担保。但是，购电方往往对此不予理解，双方往往就 PPA 的照付不议条款、履约担保问题达不成共识。

三 解决思路

1. 从简单入手

从央企投资的海外工业项目入手。两个央企海外项目公司之间签署直购电协议，其实无需再要求 PPA 的履约担保，因为上层都是国资委，即便出了电费拖欠问题，也可以找国资委协调（相比亏损与否，央企更在意的是责任主体的界定）。

此外，央企之间签署协议，合规风险和障碍较低。路走通之后，再复制到民企和外企项目。

2. 寻找财务健康的项目投资

PPA 能否长久安全的履约，最重要的是用户自身的财务健康和持久造血能力。在选择项目时，选择一个能长久挣钱的项目是最为重要的。对于这样的项目，即便没有集团担保，也不会出问题；反之，若是项目本身有问题，提供集团股东担保也无济于事。

（二）、光伏发电

1、抢抢抢！一块光伏板中介费高达 200-400 元，屋顶争夺战激烈！（原创 燕七 北极星太阳能光伏网 2023-07-31 18:42 发表于北京）

2023 年上半年，我国光伏新增并网规模再创新高，分布式光伏一路狂飙，新增并网 40.96GW，与去年全年数据相距仅 10GW 左右。户用光伏更是迅猛，上半年并网规模几乎追平去年。

如烈火烹油的分布式光伏，让屋顶成为企业争相抢夺的资源，尤其户用市场中，高昂的“中介费”几乎让经销商沦为“打工人”。

户用光伏：业务员费用暴涨

一直以来，光伏企业与终端用户之间存在信息差，光伏企业无法直接下沉一线对接老百姓，而老百姓想在屋顶安装光伏电站也无法直接与企业沟通。对此，经销商模式可以为企业与用户搭建桥梁，而要大范围的拓展业务，业务员更是不可或缺。

据了解，部分农村地区村里的电工更加熟悉情况，充当了业务员的角色。随着分布式光伏市场持续火爆，越来越多的业务员参与到户用光伏中来，由他们介绍成功安装光伏板的订单，可以获得一定的介绍费。

据一位光伏经销商介绍，近两年随着光伏企业竞争加剧，抬高了经销商的业务目标，而经销商为了拿到更多的订单完成业绩目标，不得不让利给业务员，中介费用一度上涨。

据了解，由于不同地区市场规模不同、光照资源、竞争程度等不同，业务员的中介费也存在差异。目前，江苏、陕西地区业务员费用为一块光伏板 100-200 元，安徽、河南地区一块光伏板的中介费约为 200-300 元，而山东地区一块光伏板的中介费高达 300-400 元。

而据北极星太阳能光伏网此前调研，这一水平已经远远超出光伏租赁的费用。以山东为例，多数租赁平台在山东地区给出的租金是一块光伏板每年 60 元租金，最高的 65 元左右，而纯租赁模式下价格会更低，一块光伏板约 40-50 元年。在其他地区，租金费用相对较低一点，在 40 元/板/年左右。

户用市场越“卷”越烈，尽管今年以来组件降幅明显，但高企的中介费用却不降反升。业内人士表示，“组件降价的利润全让给了业务员，从上游到经销商，到平台型企业、甚至投资方全给业务员‘打工’”。前述经销商对此情况也直呼离谱，但为了业务开展却不得不做。

工商业分布式：特许经营费动辄上亿

在工商业市场中，优质屋顶资源紧缺同样紧缺，部分政府和企业针对屋顶闲置资源，推出了特许经营权招标模式，光伏企业利用屋顶安装组件需要提供一定的特许经营费。

据了解，所谓特许经营模式，即光伏项目采用 TOT+BOT（转让—运营—移交和建设—运营—移交）运作方式。政府或企业将控制的存量屋顶资源转让给特许经营者，特许经营者向政府或企业方支付特许经营费，利用存量屋顶资源投资建设运营屋顶光伏项目，并取得经营收入，期满后屋顶资源和屋顶光伏项目无偿、完好的一并移交给实施机构或政府指定部门。

从公开消息来看，目前特许经营模式多以整县项目为主，经营年限在 25-30 年，部分地方政府明确的特许权经营费在 2~9.5 亿元不等，单瓦 2-4.5 元不等。目前多地区已执行分布式光伏配置储能政策，一定程度上增加了项目开发成本，而特许经营权这种模式，则进一步加重了企业负担。

部分地区还提出了附加要求，如项目获得的补助、补贴和财政拨款，由政府和项目公司共享；项目建成后绿证、CCER、碳排放等绿电权益归属招标方。

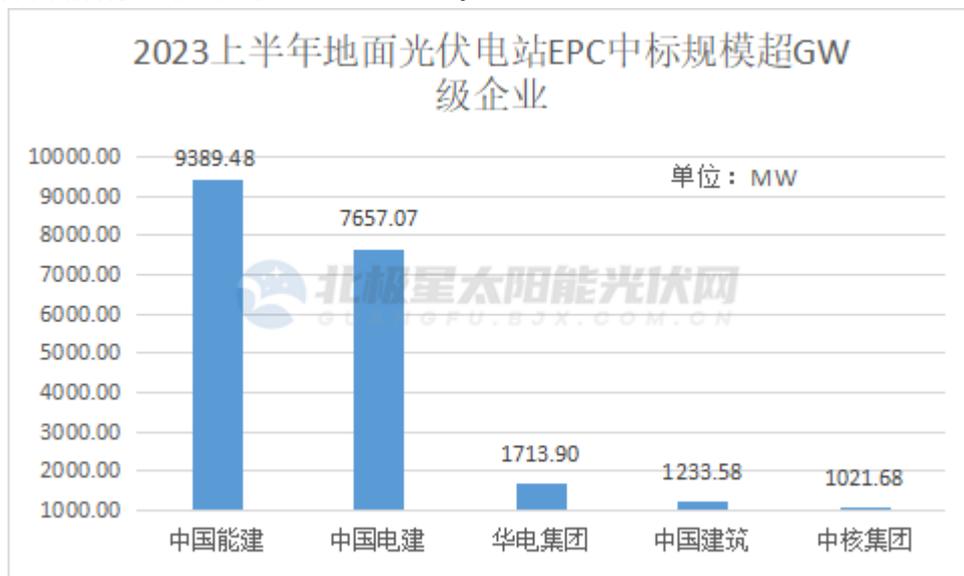
分布式光伏获得如今的成绩实属不易，跑马圈地式的抢夺屋顶、一段时间的“大快干上”将会带来消纳等一系列问题，而激烈的市场竞争又难免会出现价格战、以次充好等乱象，光伏产业长期、健康发展仍需各方回归理性。

2、50GW 光伏电站 EPC 定标解析：地面电站均价 4.37 元、分布式 4.2 元（原创 AL 北极星太阳能光伏网 2023-07-23 12:22 发表于北京）

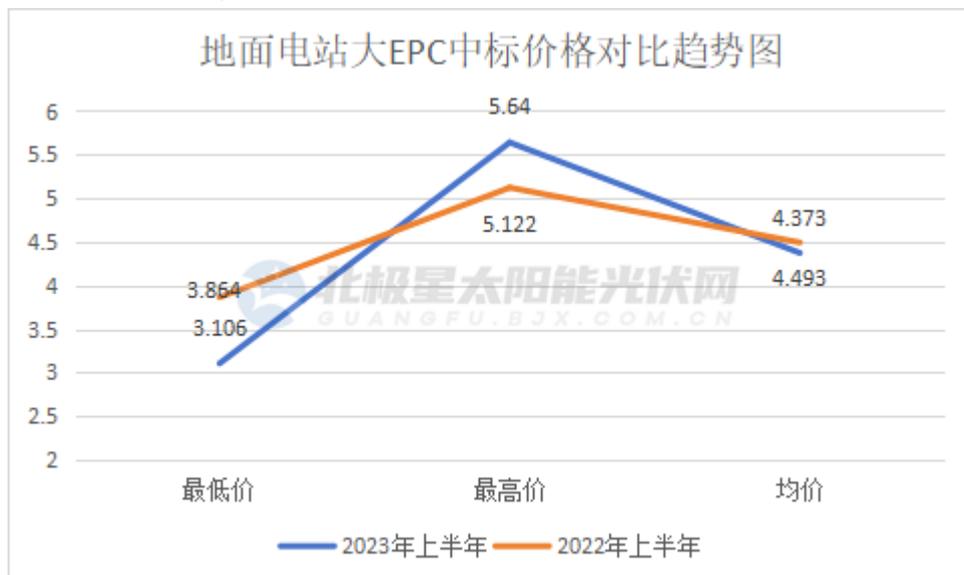
作者：AL2023 年上半年，伴随着光伏产业链价格下滑，光伏装机需求进一步释放，全国各地光伏 EPC 招投标项目愈发火热。北极星太阳能光伏网根据公开信息统计，以华电集团、华能集团、国家能源集团等为主的电站开发主力军，上半年启动了 77.8GW 光伏 EPC 招标项目。其中，地面电站总规模达到 41GW，分布式光伏项目 29.1GW，光伏基地项目 7.7GW。在近 80GW 招标项目中，已有 50GW 项目公布中标结果。从中标企业来看，中国能建、中国电建两大设计院“双雄”拿下了近 48% 的项目，合计中标规模超 24GW；中核集团、中国建筑集团、陕西建工控股集团紧随其后，中标规模在 1GW 以上。值得关注的是，民营企业表现强劲，阳光新能源、特变电工、天合光能、协鑫、尚特杰等在光伏项目中各有斩获。超 50GW 中标结果解析详情：[地面电站](#) 2023 年上半年，以华电集团、大唐集团、国家能源集团、中核集团为主央企，启动超过 41GW 地面电站 EPC 招标，确定中标规模超 27.4GW。



从招标方看，在 41GW 地面电站 EPC 招标项目中，华电集团启动规模排名第一，总规模超 7.6GW；大唐集团紧随其后，规模超 5GW；国家能源集团、中核集团招标规模均在 4GW 以上。除此之外，三峡集团、国家电投、华能集团、中国能建、中国石油招标规模分别在 1-3GW 左右。



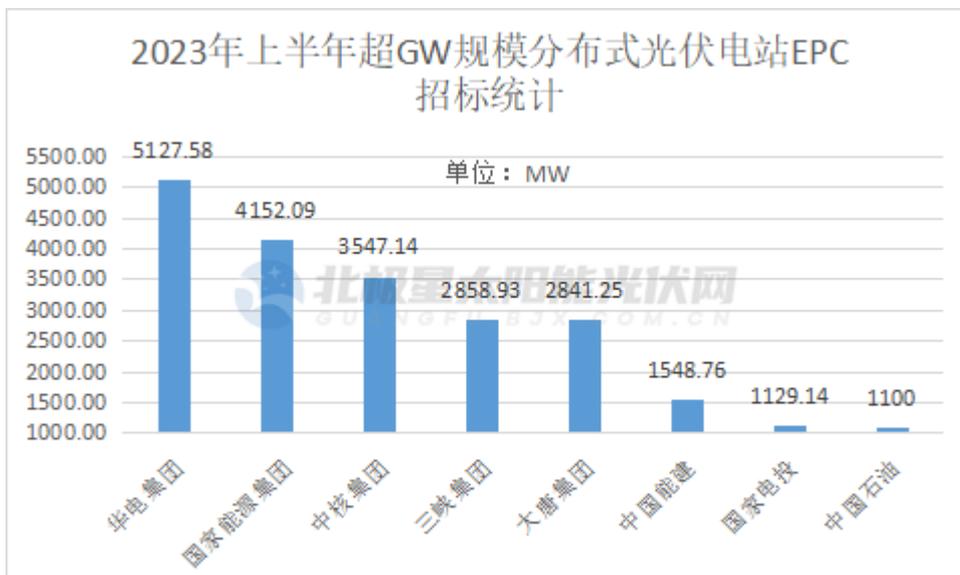
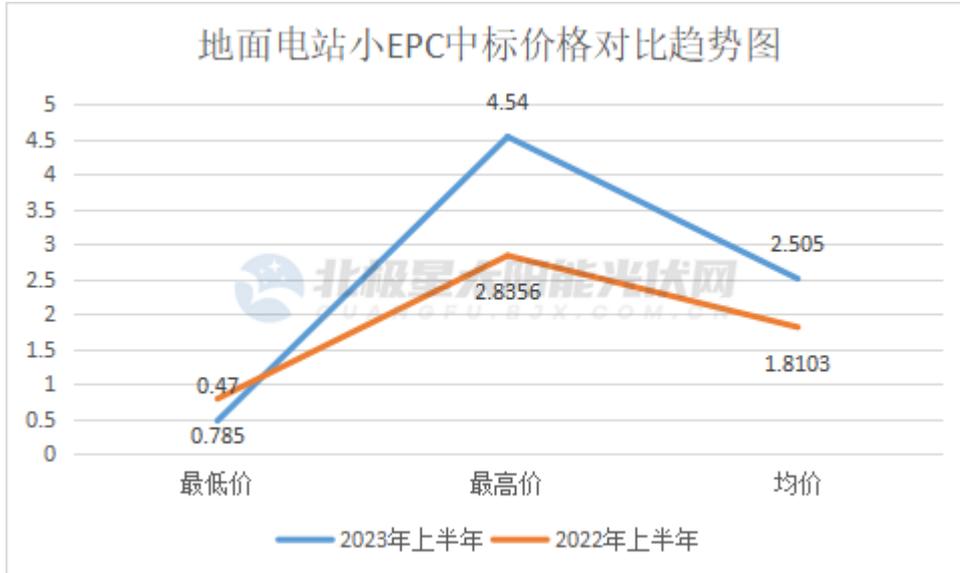
从 27.4GW 中标结果来看，毫无悬念，中国能建、中国电建仍旧是重头戏，中标规模分别达到 9.3GW、7.65GW。华电集团、中国建筑、中核集团下属公司中标规模均在 GW 以上。



具体到中标价格来看，2023 年上半年地面电站光伏大 EPC 投资有所下降，中标均价至 5.122 元/W，较去年同期降幅达 2.67%。其中，最低中标价格为 3.106 元/W，项目为湖南公司国能(东安)新能源永州东安县石期市镇 100MW 光伏发电项目 EPC 总承包；最高中标价格为 5.64 元/W，该项目为领路者新能源朔州有限公司平鲁区 390MW 光伏发电项目，要求配置 10%储能及消防、温控等系统。

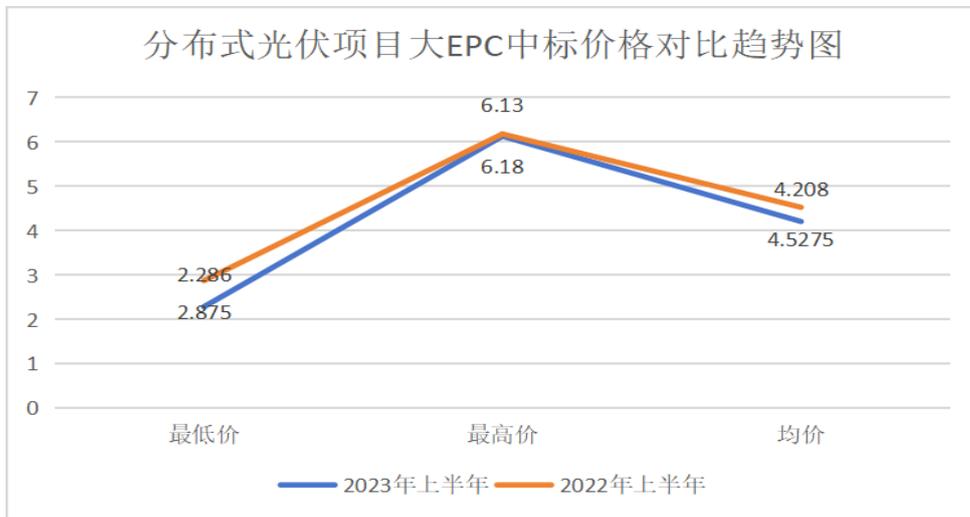
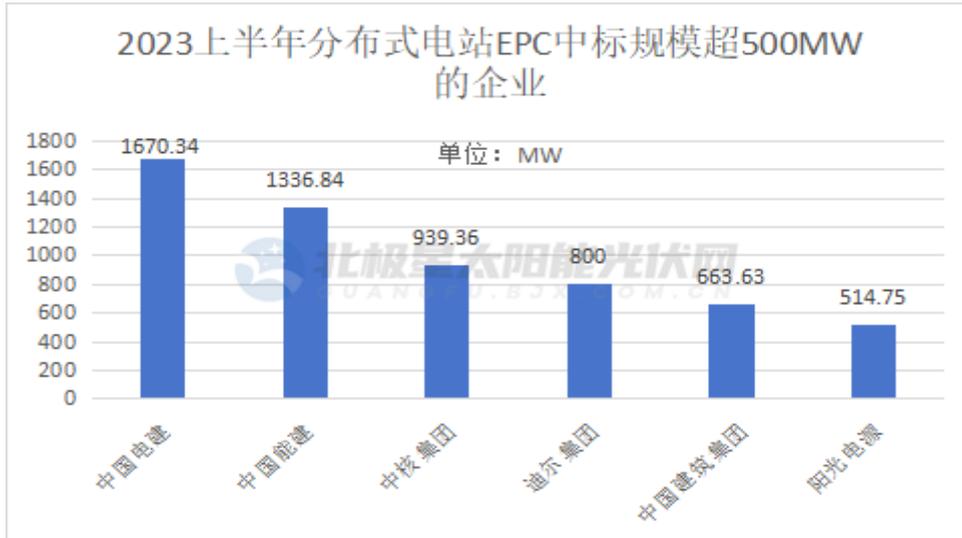
上半年，地面光伏电站小 EPC 中标均价起伏较大，均价在 0.47 元-4.54 元/W 之间；最高价格为 4.54 元/W，项目为中南电力甘肃武威古浪 50MW 光伏发电项目(包括土地租用协调费、首期土地租金、地上附着物补偿费、沙地治理费等)；最低价格为 0.47 元/W，项目为大唐宁夏分公司大唐平罗高仁二期 100MW 光伏复

合发电项目（光伏组件、逆变器、箱变、组件支架由发包人供应）。分布式光伏2023年上半年，分布式光伏维持高速发展态势，据国家能源局数据显示，一季度分布式光伏新增18.13GW，同比增长104.4%，强劲发展势头之下，促使分布式光伏EPC招标规模日益增长。据北极星太阳能光伏网跟踪统计，上半年，华电集团、国家能源集团、中核集团、三峡集团、大唐集团等电站开发企业开启超29.1GW分布式光伏电站EPC招标，中标规模达到15.9GW。

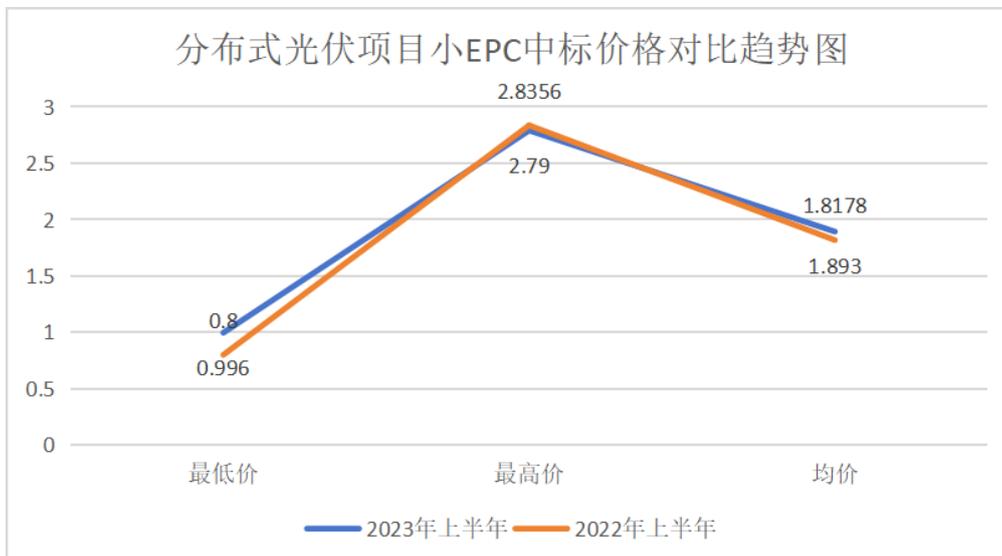


从招标方看，在29.1GW分布式光伏电站EPC招标项目中，华电集团启动招标规模约5.1GW，国家能源集团紧随其后，招标规模超4.1GW；中核集团、三峡集团、大唐集团紧随其后，招标规模均超2.8GW；中国能建、国家电投、中国石油EPC招标规模均达GW级规模。

从15.9GW中标情况来看，除了中国电建、中国能建两大央企分别拿下超1.67GW、1.336GW的中标规模之外；民企实力凸显，阳光电源、迪尔集团所获项目规模也均超500MW，协鑫、晶科电力、一道新能、正泰等均有所获。



从中标价格来看，分布式光伏电站大 EPC 中标均价为 4.208 元/W，较去年同期下降 7.06%。其中，最高价格 6.13 元/W，项目为天津建能节能科技有限公司 369.6kWp 分布式光伏发电 G17 项目，此工程须拆除不具备结构加固条件的桁架梁，并做加固处理及对柱脚进行防护；最低价格为 2.286 元/W，项目为江苏公司常州电厂建设常州宸泰、腾飞特材 2.81765MW 分布式光伏 EPC 项目。



| 日期 | 招标业主 | 项目 | 规模 (MW) | 中标企业 |
|--------------|---------|--|------------|--|
| 1月17日 | 国家能源集团 | 神府至河北南网石拉界300兆瓦、摆言采当300兆瓦、摆言采当400兆瓦光伏项目 | 1000 | 陕西建工新能源有限公司 |
| 3月15日 | 国家能源集团 | 宁夏电力宁东2GW光伏基地项目电力工程EPC总承包公开招标（六标段） | 200 | 中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司（中国能建） |
| 3月20日 | 国家能源集团 | 宁夏电力宁东2GW光伏基地项目电力工程EPC总承包公开招标（七标段） | 200 | 十一科技 |
| 4月23日 | 国家能源集团 | 宁夏电力宁东2GW光伏基地项目电力工程EPC总承包公开招标（八标段） | 200 | 中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司 |
| 4月23日 | 国家能源集团 | 宁夏电力宁东2GW光伏基地项目电力工程EPC总承包公开招标（九标段） | 200 | 中国电建集团核电工程有限公司 |
| 2月14日 | 国家电投 | 山丹东北滩百万千瓦级光伏发电基地10万千瓦光伏3#项目 | 120 | 中国能源建设集团西北电力建设甘肃工程有限公司 |
| 4月6日 | 华电集团 | 西藏昌都芒康昂多1800MW光伏发电项目光伏场区I标段 | 705.4776 | 中国华电科工集团有限公司 |
| 4月6日 | 华电集团 | 西藏昌都芒康昂多1800MW光伏发电项目、西藏昌都贡觉拉妥一期800MW光伏发电项目光伏场区-光伏场区I标段 | 417.3768 | 中国电建集团昆明勘测设计研究院有限公司 |
| 4月6日 | 华电集团 | 西藏昌都芒康昂多1800MW光伏发电项目、西藏昌都贡觉拉妥一期800MW光伏发电项目光伏场区-光伏场区II标段 | 705.4776 | 国电南京自动化股份有限公司 |
| 4月6日 | 华电集团 | 西藏昌都芒康昂多1800MW光伏发电项目、西藏昌都贡觉拉妥一期800MW光伏发电项目光伏场区-光伏场区III标段 | 701.784 | 中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司 |
| 4月6日 | 华电集团 | 西藏昌都芒康昂多1800MW光伏发电项目、西藏昌都贡觉拉妥一期800MW光伏发电项目光伏场区-光伏场区II标段 | 520.7976 | 中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司 |
| 5月11日 | 中国能建 | 兵团北疆石河子100万千瓦光伏基地项目中能建30万千瓦光伏发电项目（一期12万千瓦） | 120 | 中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司 |
| 12月30（中标候选人） | 三峡集团 | 库布齐大基地项目先导工程1标段50万千瓦光伏项目 | 500 | 上海勘测设计研究院有限公司 |
| 6月26日 | 云投集团 | 楚雄州大姚县52.3万千瓦光伏基地项目 | 523 | 中国电建集团昆明勘测设计研究院有限公司 |
| 4月28日 | 晋中市斯能电力 | 和顺县新能源+乡村振兴600MW光伏基地项目（重新招标） | 120 | 润世达工程有限公司（民企） |
| 6月20日 | 盘江股份 | 关岭县盘江百万千瓦级光伏基地项目标段三光伏场区1050MWp | 1050 | 联合体牵头人：中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司联合体成员：中国能源建设集团湖南火电建设有限公司 |

上半年，分布式光伏电站小 EPC 中标均价为 2.79 元/W，较去年同期相比下降 4.14%。其中，最高价格 2.79 元/W，项目为久裕交通器材和中海科技光伏发电项目 EPC 总承包工程（除光伏组件），需进行屋面修复等；最低价格为 0.996 元/W，项目为四川公司米易新能源公司余家湾排土场分布式光伏（一期）项目（除光伏组件、逆变器、电缆设备的采购及运输、项目前期、监理、建设用地的租赁等）。此外，值得一提的是，随着整县分布式光伏的不断推进，2023 年上半年，华能集团、中国能建、国家电投、国家能源集团、中国蓝田总公司等开发企业启动的超 6.8GW 整县分布式光伏项目 EPC 定标。从中标结果来看，整县分布式光伏

大 EPC 中标均价区间在 3.18 元/W—4.16 元/W，小 EPC 中标均价区间在 1.49 元/W—2.73 元/W。**基地项目**作为实现“双碳”目标的重要抓手，各地光伏等基地建设如火如荼。2023 年上半年，以华电集团、国家能源集团、盘江股份等央国企、地方企业超 7.28GW 项目定标。从招标方来看，在上半超 7.7GW 光伏基地项目招标中，华电集团有超 3GW 光伏基地项目，国家能源集团、盘江股份分别招标 1.8GW、1.05GW 光伏基地 EPC 招标项目；此外，云投集团、三峡集团招标规模均在 500MW 以上。

从中标情况来看，中国电建中标规模遥遥领先，达到 2.53GW 以上；中国能建、华电集团、陕西建工集团紧随其后，中标规模超 1GW。此外，三峡集团、无锡产业发展集团、润世达工程有限公司均有斩获。从中标价格来看，光伏基地 EPC 中标均价区间在 2.13 元/W—4.265 元/W，其中，最高价格为楚雄州大姚县 52.3 万千瓦光伏基地项目，项目包含勘察设计、光伏场区设备采购、建筑安装工程（含预留储能场地），项目地生态植被恢复等服务；最低价格为山丹东乐北滩百万千瓦级光伏基地 3#项目，中标价格为 2.13 元/W。

（三）、储能技术

1、千亿虚拟电厂爆发！（储能 2023-08-12 17:50 发表于北京）

与院士面对面：点击[此处](#)查看议程

双碳目标下，中期风光的制造端不再是核心矛盾，电力消纳、解决新能源发电波动问题成了新的核心矛盾。作为应对缺电和消纳的重要手段，国内虚拟电厂业务从去年开始井喷式发展。

那么，虚拟电厂究竟是什么？商业模式和逻辑是什么？业内相对成熟的国外的模式是怎样的？国内参与各方又面临哪些机遇和挑战？

一、何为虚拟电厂？

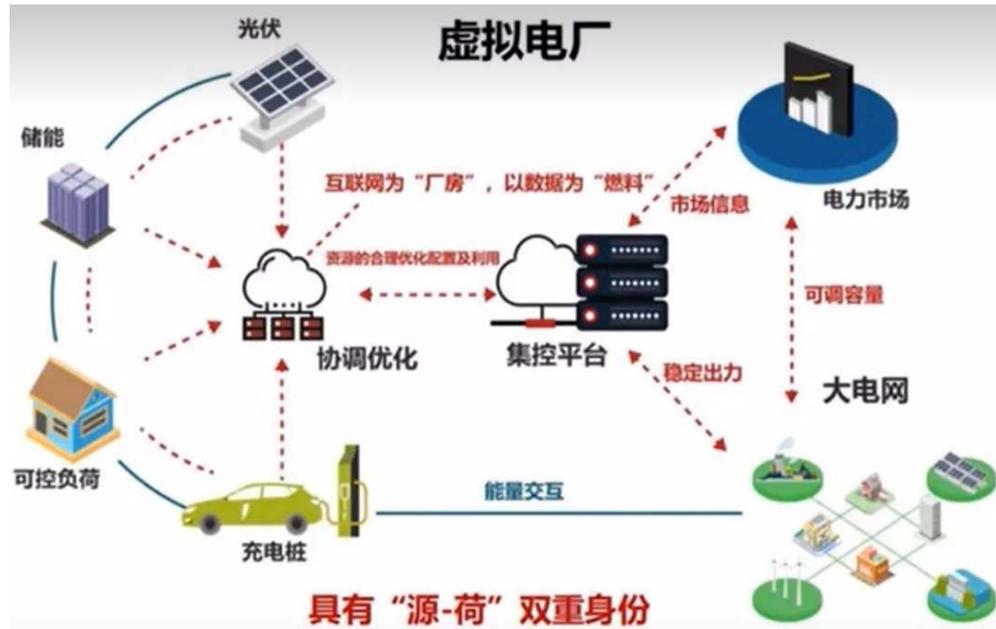
1、虚拟电厂定义

虚拟电厂是一种通过先进信息通信技术和软件系统，实现分布式电源 DG（distributed generator）、储能系统、可控负荷、电动汽车等分布式能源资源 DER（Distributed Energy Resource）的聚合和协调优化，以作为一个特殊电厂参与电力市场和电网运行的电源协调管理系统。虚拟电厂概念的核心可以总结为“通信”和“聚合”。虚拟电厂的关键技术主要包括协调控制技术、智能计量技术以及信息通信技术。虚拟电厂最具吸引力的功能在于能够聚合 DER 参与电力市场和辅助服务市场运行，为配电网和输电网提供管理和辅助服务。

“虚拟电厂”这一术语最早出现于 1997 年。“虚拟”即意味着并非实体，因此虚拟电厂本身并不发电，而是将电网中大量散落的、可调节的电力负荷整合起来，加入电网调度，实现有效削峰填谷。与此同时，还可以提供调频、调压、备用等电力辅助服务，增强电网安全性。所以，虚拟电厂本质上是一套软件平台系统，它聚合了现有的分布式资源，并通过协同控制，参与电力市场。

2、运行模式

在需求响应方面：建立一个平台，把各类可调负荷资源汇聚，根据电网削峰填谷的需求，进行线上填报，计划下发，执行反馈，类似于线上工单派单系统。电网给调度指令计划，需求响应调控计划，提前几天/几周把计划发下来。负荷集成商，虚拟电厂运营商，会把计划告诉客户，哪些时段把负荷停掉，把用电负荷降下来。



3、商业模式

虚拟电厂目前的商业模式仍处于探索阶段。现阶段主要的盈利模式为通过需求侧响应赚取辅助服务费用后的分成。虚拟电厂运营商和负荷聚合商通过聚合电力用户可调负荷，利用可控负荷进行需求侧响应或参与辅助服务，响应补贴和容量补贴即为总体收入。虚拟电厂运营商获得收入后需与电力用户进行分成，政策并不限定分成比例。

现货交易市场开放，虚拟电厂可调能力比火电厂调节能力更强，更快，更精准，虚拟电厂的优势凸显。在该背景下，虚拟电厂运营商的商业模式不只是参与辅助市场，还可以通过现货，市场化交易机制去盈利。参与现货市场盈利主要来自于现货交易的差价。现货市场报价机制来自于电力供需关系，可以控制和协同集成上来的可调负荷，同时增配储能，分布式能源，形成集合体。如果对区域内整体负荷的预测能力强，制定的报价策略更具有优势，差价就越大。具体的盈利情况，取决于电力现货交易的频次活跃度，区域范围内电力供需关系等等。

二、虚拟电厂有何作用？

首先，可缓解分布式发电的负面效应，提高电网运行稳定性。虚拟电厂对大电网来说是一个可视化的自组织，既可通过组合多种分布式资源进行发电，实现电力生产；又可通过调节可控负荷，采用分时电价、可中断电价及用户时段储能等措施，实现节能储备。虚拟电厂的协调控制优化大大减小了以往分布式资源并网对大电网造成的冲击，降低了分布式资源增长带来的调度难度，使配电管理更趋于合理有序，提高了系统运行的稳定性。

其次，可高效利用和促进分布式能源发电。近年来，我国分布式光伏、分散式风电等分布式能源增长很快，其大规模、高比例接入给电力系统的平衡和电网安全运行带来一系列挑战。如果这些分布式发电以虚拟电厂的形式参与大电网的运行，通过内部的组合优化，可消除其波动对电网的影响，实现高效利用。同时，虚拟电厂可以使分布式能源从电力市场中获取最大的经济效益，缩短成本回收周期，吸引和扩大此类投资，促进分布式能源的发展。

最后，可以以市场手段促进发电资源的优化配置。虚拟电厂最具吸引力的功能就在于能够聚合多种类型的分布式资源参与电力市场运行。虚拟电厂充当分布

式资源与电力调度机构、与电力市场之间的中介，代表分布式资源所有者执行市场出清结果，实现能源交易。从其他市场参与者的角度来看，虚拟电厂表现为传统的可调度发电厂。由于拥有多样化的发电资源，虚拟电厂既可以参与主能量市场，也可以参与辅助服务市场，参与多种电力市场的运营模式及其调度框架，对发电资源的广泛优化配置起到积极的促进作用。

三、我国虚拟电厂发展现状如何？

1997 以来，虚拟电厂受到北美、欧洲多个国家的广泛关注。各国的项目不同、应用场景不同，因此对虚拟电厂的研究侧重点也不一样：欧洲以分布式电源的聚合为主，参与电力市场交易，打造持续稳定发展的商业模式；北美地区的虚拟电厂主要基于需求响应发展而来，兼顾可再生能源的利用，希望通过自动需求响应和能效管理来提高综合能源的利用效率，因此可控负荷占据主要成分；日本侧重于用户侧储能和分布式电源，以参与需求响应为主。

我国的虚拟电厂以负荷侧资源调节为主，发展历程始于 2016 年，江苏率先从需求侧管理的层面进行尝试，开展了全球单次规模最大的需求响应，实现毫秒级的快速精准稳控切负荷。2019 年，国网冀北电力的虚拟电厂（以下简称“冀北虚拟电厂”）示范工程投运，参与华北（京津唐）调峰辅助服务市场。同年，上海建设了黄浦智能楼宇，参与需求侧管理。2019 年年底，经国家能源局批复，华北能源监管局印发了《第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场规则（试行）》，冀北虚拟电厂作为我国首个以市场化方式运营的虚拟电厂示范工程投运。

目前我国江苏、上海开展的虚拟电厂实践处于应用模式的第一阶段——邀约型，主要服务于需求响应，开展需求侧管理。国网冀北电力正在探索第二阶段——市场型虚拟电厂，旨在提升系统的灵活调节能力，实现连续闭环调控和市场运营，面向源荷储各类可调节资源。第三阶段的虚拟电厂有很强的自主性，因此被称为自主型虚拟电厂，可以在成熟电力市场环境下长期商业运营。

今年，深圳也建成了虚拟电厂管理平台，这是国内首家虚拟电厂管理中心，标志着深圳虚拟电厂即将迈入快速发展新阶段，也意味着国内虚拟电厂从初步探索阶段向实践阶段迈出重要一步。

政策方面，目前我国国家层面没有出台专项的虚拟电厂政策，省、市级层面仅有山西、上海、广州等出台了相关文件。广东省基于较好的电力市场环境，广州市发布了具体的实施方案，按照需求响应优先、有序用电保底的原则，进一步探索市场化需求响应竞价模式，以日前邀约型需求响应起步，逐步开展需求响应资源常态参与现货电能量市场交易和深度调峰。2022 年 6 月，山西省能源局发布《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》，成为首份省级虚拟电厂实施方案。

1、虚拟电厂相关政策

| 政策名称 | 地区 | 时间 | 内容 |
|--------------------------------|-----|------------|--|
| 《关于同意进一步开展上海市电力需求响应和虚拟电厂工作的批复》 | 上海市 | 2020.09.16 | 电力需求响应工作是上海市电力体制改革的重点工作之一，按照上海市电力体制改革工作方案，积极构建“城市电仓”，进一步建设虚拟电厂，深化双向负荷调控能力规模。统筹结合本市各领域需求侧管理，优化资源配置，促进清洁能源消纳，缓解电网运行压 |

| | | | |
|----------------------|-----|------------|---|
| | | | 力，切实提升上海市电力运行安全和保障水平。 |
| 《广州市虚拟电厂实施细则（征求意见稿）》 | 广州市 | 2021.02.10 | 提出目标是引导用户通过开展需求响应，实现削峰填谷，逐步形成约占我市统调最高负荷 3%左右的需求响应能力。电力用户、负荷聚合商可申请参与需求响应，需求响应分为邀约、实时两种类型，补贴费用=有效响应电量×补贴标准×响应系数，削峰补贴最高 5 元/度，填谷补贴最高 2 元/度。 |
| 《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》 | 山西省 | 2022.06.23 | 市场建设初期，“负荷类”虚拟电厂参与中长期、现货及辅助服务市场，“一体化”虚拟电厂参与现货及辅助服务市场，后期视电力市场发展情况适时进行调整。虚拟电厂参与现货市场时，仅参与日前现货市场，实时现货市场中作为固定出力机组参与出清，待条件具备后，再参与实时现货市场。 在调节容量及时长方面，要求虚拟电厂初期不低于 20MW，且不低于最大用电负荷的 10%，持续参与响应不小于 2 小时。 |

2、国内企业在虚拟电厂布局情况

| 公司名称 | 虚拟电厂布局情况 |
|------|---|
| 恒实科技 | 全程参与国网冀北电力公司虚拟电厂建设，在虚拟电厂规则制定、用户协议签订、智能终端安装与调试和市场化运营等方面具 |

| | |
|------|--|
| | 备丰富经验 |
| 国网信通 | 目前已有落地的虚拟电厂示范项目，在天津市滨海新区惠风溪智慧能源小镇构建虚拟电厂系统，装机容量 75MW，可调负荷 36MW。未来计划在北京、江苏、上海、湖南、湖北等区域构建体量更大的虚拟电厂 |
| 国电南瑞 | 在虚拟电厂上形成了完备的技术和产品体系，可灵活支撑市场上的多种新商业模式，优势在于丰富的电力系统运行经验 |
| 国能日新 | 参与国网综合能源服务集团虚拟电厂建设项目，建设虚拟电厂平台,实现聚合可控负荷、储能、分布式能源参与华北电力辅助服务市场,聚合同网集团韩村河蓄热电锅炉接入虚拟电厂平台 |
| 朗新科技 | 智慧能源管理系统中，包含了虚拟电厂的业务支撑能力。朗新的光伏云平台已经广泛接入了分布式光伏系统，新电途的聚合充电平台也已经接入了大量的电动汽车充电桩，基于这些分布式电源和分布式的负荷，朗新也在积极考虑和规划虚拟电厂、需求响应等电力辅助服务方面的业务发展 |
| 远光软件 | 在虚拟电厂方面，公司已研发并推出面向发电企业、电网企业以及第三方负荷聚合商的虚拟电厂运营管理平台，重点支持用户聚合分散的负荷、电源和储能资源参与电网的辅助服务交易，目前平台已经开始为部分客户提供相关服务 |

3、国内外虚拟电厂对比分析

| 分析角度 | 具体内容 |
|--------|---|
| 聚合资源类型 | 国外聚合的资源类型丰富，包括源侧、荷侧及储能等各类资源，尤其欧洲以分布式可再生能源为主（如 Next Kraftwerke 聚合的分布式可再生占 97%），负荷侧资源类型占比较小。国内则相反，仍旧以负荷侧资源调节为主。 |

| | |
|----------|---|
| | 未能发挥国内丰富的可再生能源资源优势，从而难以实现虚拟电厂的规模效益 |
| 政策及市场成熟度 | 国外的辅助服务市场和电力现货市场较国内市场机制更加完善，尤其是电力现货市场交易市场更加成熟。而国内这两类市场政策尚不完善，市场尚不成熟，大部分以试点省份的方式在推进 |
| 技术成熟度 | 国外虚拟电厂的核心技术更加成熟，尤其是其协调控制技术，可实现对各种可再生能源及负荷的灵活控制，对分布式可再生能源可控。拥有虚拟电厂相关的一切技术，从数据采集、电力交易、电力销售到用户结算，同时也可以为其他能源运营商提供虚拟电厂的运营服务和解决方案。而国内虚拟电厂，对发电侧分布式可再生能源尚不可控，且协调控制策略有待完善 |
| 商业模式 | 国外的虚拟电厂已实现商业化，主要通过以下方式获取收益：一是通过提供电力市场交易获得利润分成；二是主要通过参与调峰调频市场获取收益；三是通过配置储能装置获得辅助服务收益。而目前国内虚拟电厂商业模式尚不清晰，以参与相对成熟的需求响应市场及以虚拟电厂方式提供节能、用电监控等增值服务为主，参与辅助服务市场为辅，参与电力现货仍在尝试探索中 |

四、为何要发展虚拟电厂？

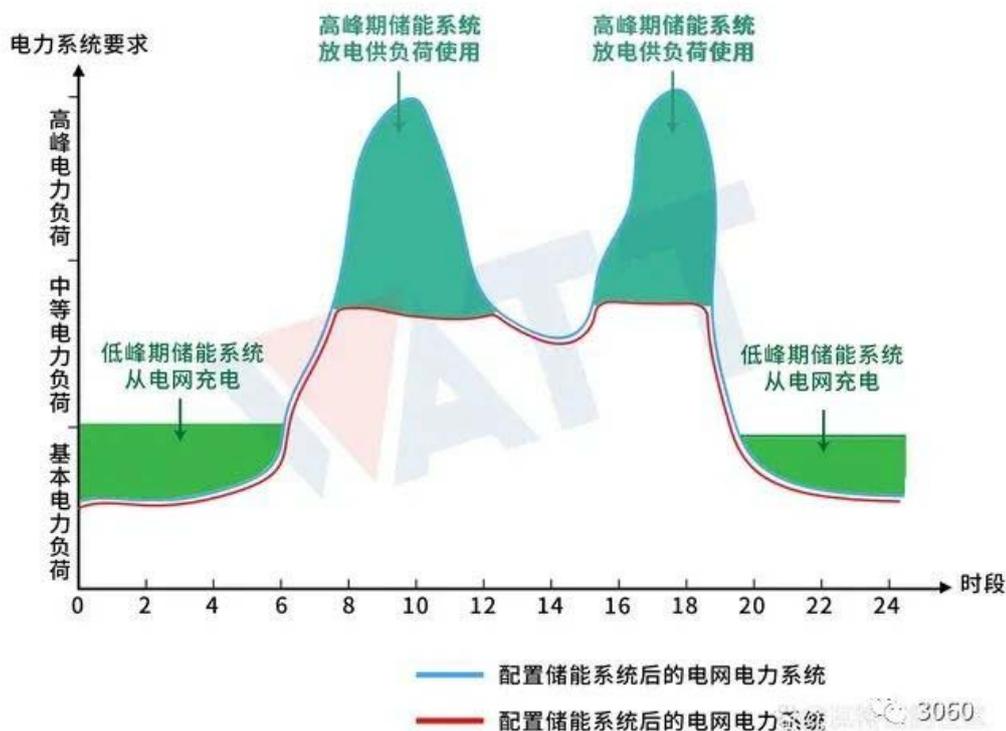
虚拟电厂“弹性电力”的出现，于现阶段的电网调控而言，是一种在不增加额外的基础设施下环保且经济的方案。就像是共享经济中对闲置资源剩余价值的再利用，提高资源的复用率，虚拟电厂则是通过信息化协调，将资源高效优化利用。下面主要从经济性角度介绍虚拟电网：

根据国网推算，通过建设煤电机组满足经营区内 5%的峰值负荷，需要投资 4000 亿元，并且尖峰负荷一年内可能仅会遇到有限的几次，为满足几次尖峰而建设的煤电机组实际上利用率会比较低，而通过虚拟电厂的建设、运营与激励，大约仅需煤电投资的 1/10。

2021 年浙江省国网平湖市供电公司构建了一个定位精准、需求精准、分配精准、方案精准的虚拟电网响应模式。在 2021 年夏季用电高峰期间，随着虚拟电厂项目推进，将可实现该市全域调峰 2 万至 3 万千瓦。以建设 100 万千瓦虚拟电厂资源池计算，预计每年可节约 3 亿元电网新建投资成本，提高清洁能源消纳空间 9600 万千瓦时电量，按生态环境部发布的《2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》中华东区域碳排放因子计算，可减少碳排放约 7.6 万吨。

2021 年 11 月，由南方电网深圳供电局、南方电网科学研究院联合研发，国内首个网地一体虚拟电厂运营管理平台（以下简称“虚拟电厂平台”）近日在深圳试运行。深圳供电局通过该平台向 10 余家用户发起电网调峰需求，深圳能源售电公司代理的深圳地铁集团站点、深圳水务集团笔架山水厂参与响应。随后，深圳地铁、深圳水务在保证正常安全生产的前提下，按照计划精准调节用电负荷共计 3000 千瓦，相当于 2000 户家庭的空调用电。

2、工商业储能多久能回本（江苏省储能行业协会 2023-08-12 18:15 发表于江苏）



目前，最新国内储能装机数据已经出炉，1-6 月累计装机 8GW/18.2GWh，已超 2022 全年新增装机规模，再次印证储能产业的高景气。而今年储能最亮眼的细分不是大储，而是工商业储能。在我国，工商业反哺居民生活用电，一直心照不宣，居民生活用电低价的“雷打不动”是靠工商业用电的“弹性”来保障的，包括输配电成本、运行费用等，均由工商业分摊。这意味着工商业用电的分时电价政策、峰谷价差会更为剧烈地变化，由工商业分摊风光新能源并网所带来的更高的运行费、损益费。应用场景上，工商业储能也更为灵活。因此，多重因素下

带动，工商业储能率先爆发，成为储能赛道中增速最快的分支，也成为投资人眼中的“香饽饽”。本文将对工商业储能的六种不同渠道进行经济性分析。

项目背景

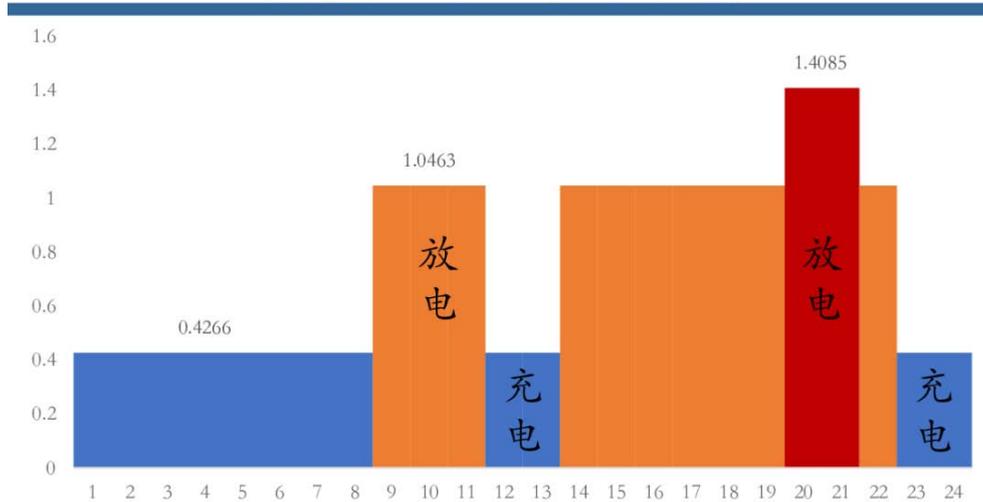
运用场景：在浙江省新建 3MW/6MWh 用户侧储能项目，升压至 10kV 接入厂区母线，工厂白天负荷稳定可完全消纳储能放电，且变压器容量满足储能充电需求。

两充两放：考虑工厂休息及设备检修，储能设备每年运行 300 天，每天两充两放。第一次在谷时 22:00-24:00 充电，在次日高峰段 9:00-11:00 放电；第二次在谷时 11:00-13:00 充电，在尖峰段 19:00-21:00 放电。

峰谷价差：2023 年 3 月浙江一般工商业用电为例，尖峰电价 1.4085 元/kWh，高峰电价 1.0463 元/kWh，谷时电价 0.4266 元/kWh。

基本假设：投资成本 1.8 元/Wh，总投资 1080 万元，其中银行贷款 70%，贷款利率 4.65%，DOD90%，充放电效率 92%，储能寿命为 10 年。

2023年3月浙江一般工商业分时电价



工商业储能经济性测算基本假设

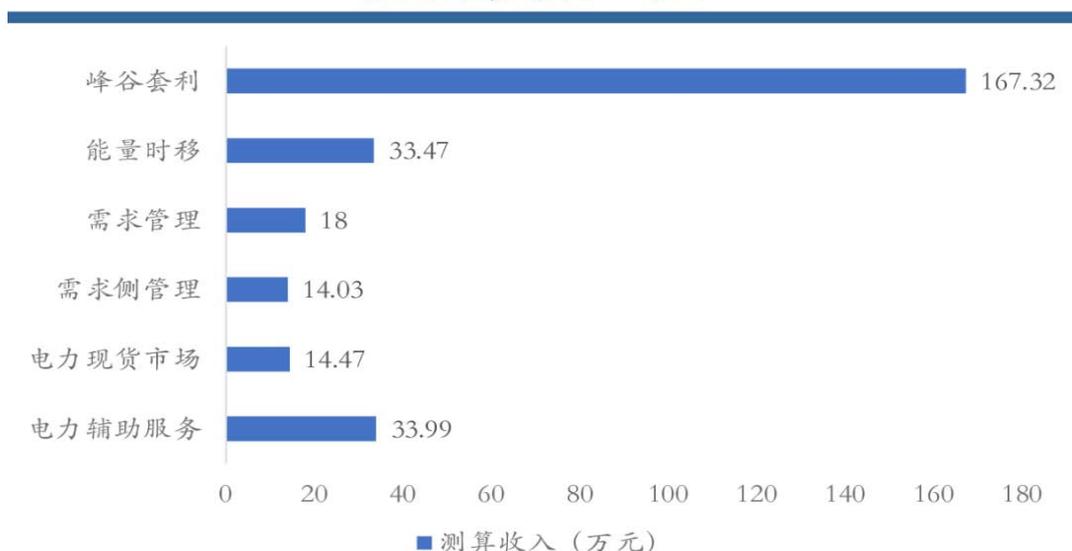
| | 参数名称 | 单位 | 假定值 |
|------|------------|------|---------|
| 基本假设 | 储能容量 | MWh | 6MWh |
| | 每年工作天数 | 天 | 300天 |
| | 每天充放次数 | 次 | 2次 |
| | 项目投资 | 元/Wh | 1.8元/Wh |
| | 运维费用 | %/年 | 1.67%/年 |
| | 贷款利率 | % | 4.65% |
| | 放电深度 (DOD) | % | 90% |
| | 充放电效率 | % | 92% |
| | 储能寿命 | 年 | 10年 |

盈利渠道

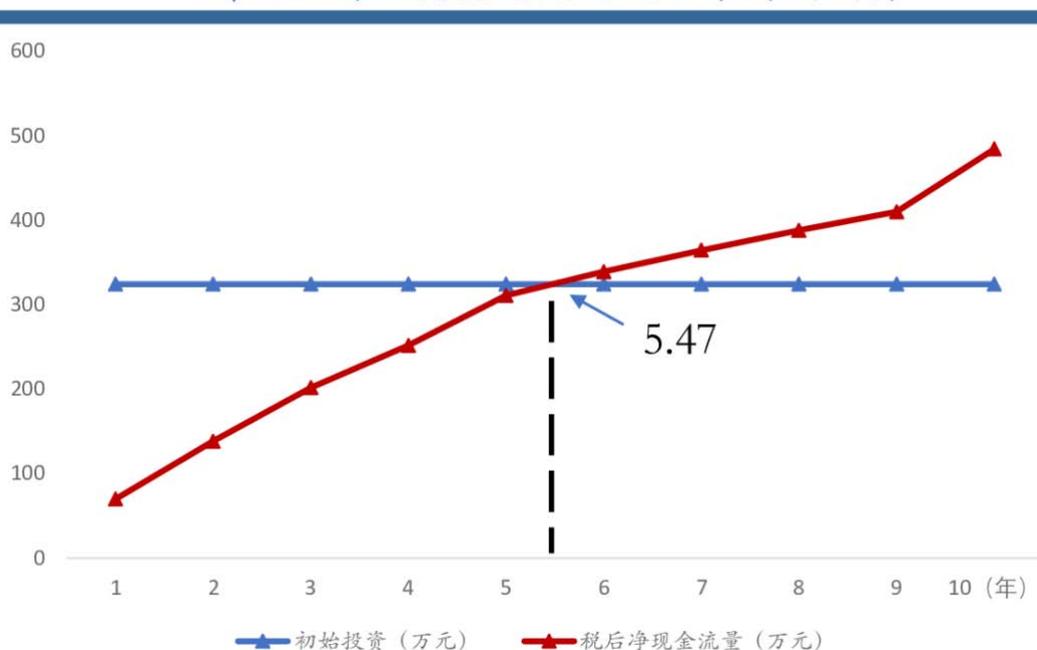
峰谷套利为主要盈利渠道。工商业储能盈利渠道有峰谷套利、能量时移、需求管理、需求侧响应、电力现货市场交易、电力辅助服务等，以浙江省工商业储能项目第一年收入为例，峰谷套利收入 167.32 万元，能量时移收入 33.47 万元，需求管理收入 18 万元，需求侧响应收入 14.03 万元，电力现货市场交易收入 14.47 万元，电力辅助服务收入 33.99 万元，其中峰谷套利收入远超其他盈利方式。此外，工商业储能可作为后备电源使用，但不直接产生经济效益。

经济性可观：在仅考虑峰谷套利收入的情况下，投资浙江省寿命为 10 年的 3MW/6MWh 储能系统项目，IRR 可达 9.36%，银行贷款以 70% 计算，预计 5.47 年收回投资成本，具备一定经济性。

各盈利渠道收入对比



浙江工商业储能两充两放回本时间测算



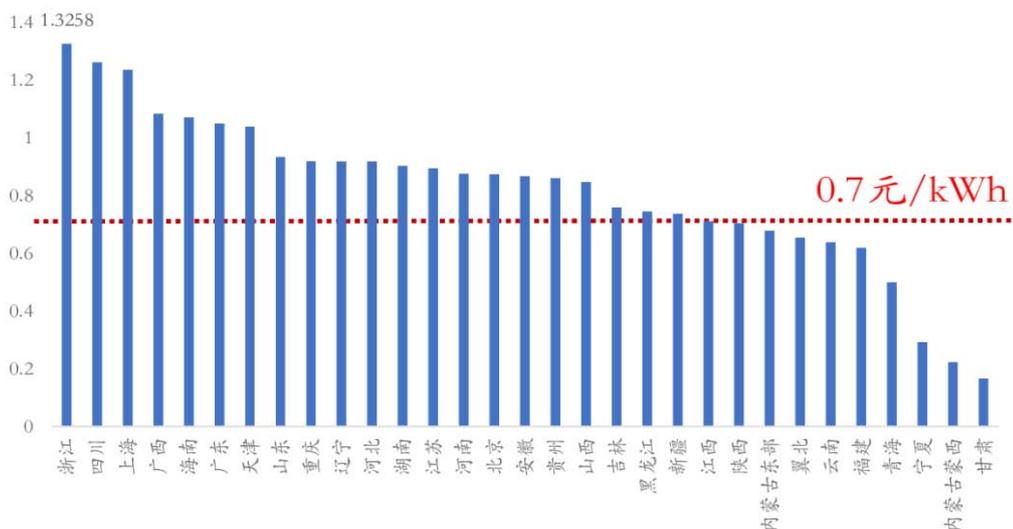
盈利渠道一：峰谷套利

峰谷电价差扩大提供套利空间。2023年3月电网代购电价格中，23个省区峰谷电价差超过0.7元以上，高于工商业储能用于峰谷套利的盈亏平衡点，其中浙江峰谷价差为全国最高，价格为1.3258元/度，有利于工商业储能峰谷套利。

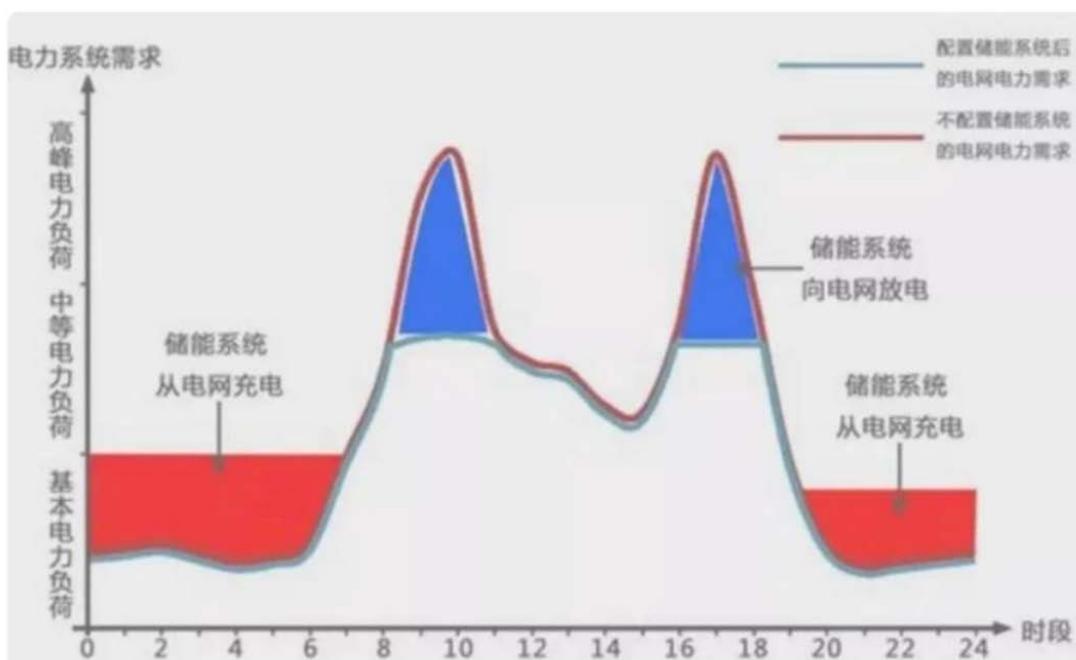
渠道一：峰谷套利。工商业用户可以在负荷低谷时，以较便宜的低谷电价对储能电池进行充电，在负荷高峰时，由储能电池向负荷供电，实现峰值负荷的转移，从峰谷电价中获取收益。

收入测算：据测算，在每度尖/峰谷电价差为0.9819/0.6197元且一年运行600次的情况下，第一年峰谷套利收入167.32万元，为工商业储能主要盈利方式。

2023年3月各地电网代理购电峰谷电价差



峰谷套利示意图



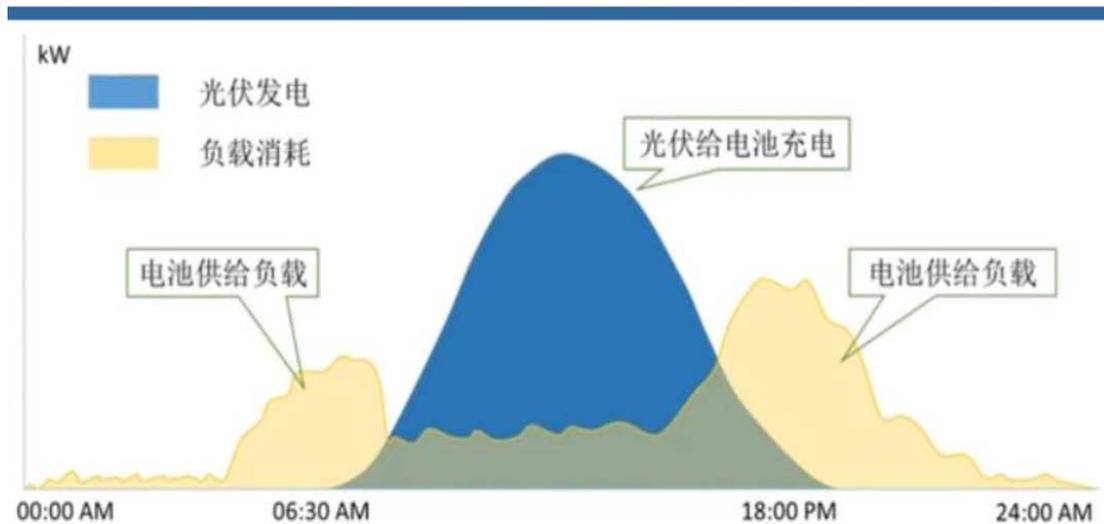
盈利渠道二：能量时移

未配储的光伏用户用电成本没有最优化。光伏发电具有间歇性和波动性，自发自用、余电上网的光伏系统发电量超出负荷所能消耗时，多余的电则以较低价格送入电网。当光伏供给负荷电量不够时，工商业用户又得以较高价格向电网购买电能，电网和光伏系统同时给负载供电，故工商业用户在配置光伏情况下用电成本没有得到最大化的降低。

渠道二：能量时移。工商业用户配置储能系统后，在光伏发电输出较大时，将暂时无法自用的电能储存到电池中，在光伏发电输出不足时，将电池中的电能释放给电力负荷使用，通过储能系统平滑发电量和用电量，提升光伏发电和消纳率，最大程度上实现用电利益最大化。

收入测算：假设该工商业用户拥有 2000m²屋顶，可配置 200kW 光伏，光伏组件第一年衰减 2%，此后每年衰减 0.50%，每天综合发电时长 4 小时，合计发电 800kWh 转移至尖峰时段使用，第一年能量时移收入 33.47 万元。

能量时移示意图



光伏发电收入测算

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|--------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 光伏年初功率 (kW) | 200 | 196 | 195.02 | 194.04 | 193.07 | 192.11 | 191.15 | 190.19 | 189.24 | 188.30 |
| 光伏组件衰减 | 2% | 0.50% | 0.50% | 0.50% | 0.50% | 0.50% | 0.50% | 0.50% | 0.50% | 0.50% |
| 光伏年末功率 (kW) | 196 | 195.02 | 194.04 | 193.07 | 192.11 | 191.15 | 190.19 | 189.24 | 188.30 | 187.35 |
| 每天发电时长 (h) | 4 | | | | | | | | | |
| 年发电天数 (天) | 300 | | | | | | | | | |
| 年光伏发电收入 (万元) | 33.47 | 33.05 | 32.88 | 32.72 | 32.55 | 32.39 | 32.23 | 32.07 | 31.91 | 31.75 |

盈利渠道三：需求管理

大工业用电采用两部制电价。我国针对受电变压器容量在 315 千伏安及以上的大工业用电采用两部制电价，基本电费是指按用户受电变压器（按容计费）或最大需量计算（按需计费）的电价收费，电度电费是指按用户实用电量计算的电价。

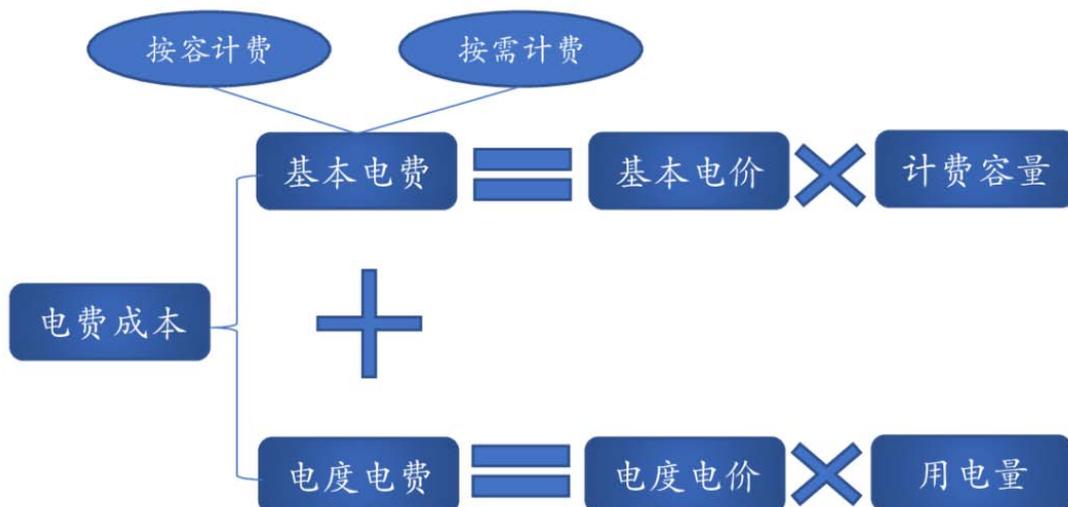
渠道三：需求管理。在基本电价按需收费的工商业园区安装储能系统后，可以监测到用户变压器的实时功率，在实时功率超过超出需量时，储能自动放电监测实时功率，减少变压器出力，保障变压器功率不会超出限制，从而达到降低用户需量电费，减少工商业园区用电成本的目的。

收入测算：以该 3MW 储能项目为例，每天两充两放，第一年可节约容量电费 18 万元。

浙江省2023年3月代理工商业用户购电价格

| | 电压等级 | 分时电度用电价格 (元/kWh) | | | 容(需)量用电价格 | |
|-------|----------|---------------------|--------|--------|------------------|--------------------|
| | | 尖峰时段 | 高峰时段 | 低谷时段 | 最大需量 (元/千瓦·月) | 变压器容量 (元/千伏安·月) |
| 大工业用电 | 1-10千伏 | 1.3231 | 1.1051 | 0.3533 | 40 | 30 |
| | 20千伏 | 1.3025 | 1.0830 | 0.3366 | 40 | 30 |
| | 35千伏 | 1.2919 | 1.0682 | 0.3248 | 40 | 30 |
| | 110千伏 | 1.2631 | 1.0456 | 0.3017 | 40 | 30 |
| | 220千伏及以上 | 1.2394 | 1.0271 | 0.2876 | 40 | 30 |

需求管理示意图



盈利渠道四：需求侧响应

渠道四：需求侧响应。指当电力批发市场价格升高或系统可靠性受威胁时，电力用户接收到供电方发出的诱导性减少负荷的直接补偿通知或者电力价格上升信号后，改变其固有的习惯用电模式，达到减少或者推移某时段的用电负荷而响应电力供应，从而保障电网稳定，并抑制电价上升的短期行为。即企业在电力用电紧张时，主动减少用电，通过削峰等方式，响应供电平衡，并由此获得经济补偿。

收入测算：假设年度需求侧响应 20 次，单次需求侧响应最高补贴 4 元/kWh，测算取平均价格 2 元/kWh，第一年需求侧响应收入 14.03 万元。

需求响应收入测算

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 日单次需充电量 (度) | 5684.21 | 5542.11 | 5403.55 | 5268.46 | 5136.75 | 5008.33 | 4883.13 | 4761.05 | 4642.02 | 4525.97 |
| 日单次充电电费 (万元) | 0.2425 | 0.2364 | 0.2305 | 0.2248 | 0.2191 | 0.2137 | 0.2083 | 0.2031 | 0.1980 | 0.1931 |
| 日单次放电电量 (度) | 4719.60 | 4601.61 | 4486.57 | 4374.41 | 4265.05 | 4158.42 | 4054.46 | 3953.10 | 3854.27 | 3757.91 |
| 需求响应补贴单价 (元/度) | 2 | | | | | | | | | |
| 单次需求响应收入 (万元) | 0.7014 | 0.6839 | 0.6668 | 0.6501 | 0.6339 | 0.6180 | 0.6026 | 0.5875 | 0.5728 | 0.5585 |
| 年响应次数 | 20 | | | | | | | | | |
| 年需求响应收入 (万元) | 14.03 | 13.68 | 13.36 | 13.00 | 12.68 | 12.36 | 12.05 | 11.75 | 11.46 | 11.17 |

盈利渠道五：电力现货交易

渠道五：电力现货交易。电力现货交易是指发电企业等市场主体以市场化交易的形式提供电力服务的交易机制，当前南方区域电力市场已经启动试运行，相关政策已明确将适时引入储能等市场主体参与绿色电力交易。工商业储能系统因容量较小的原因难以满足电力交易市场中买方对于一次性调用量的需求，可通过虚拟电厂（VPP）以聚合方式参与电力市场交易。

收入测算：假设每日参与一次电力现货交易，交易量为单次充放电电量差，结算价格取 0.5 元/kWh，第一年电力现货交易收入为 14.47 万元。

虚拟电厂



电力现货交易收入测算

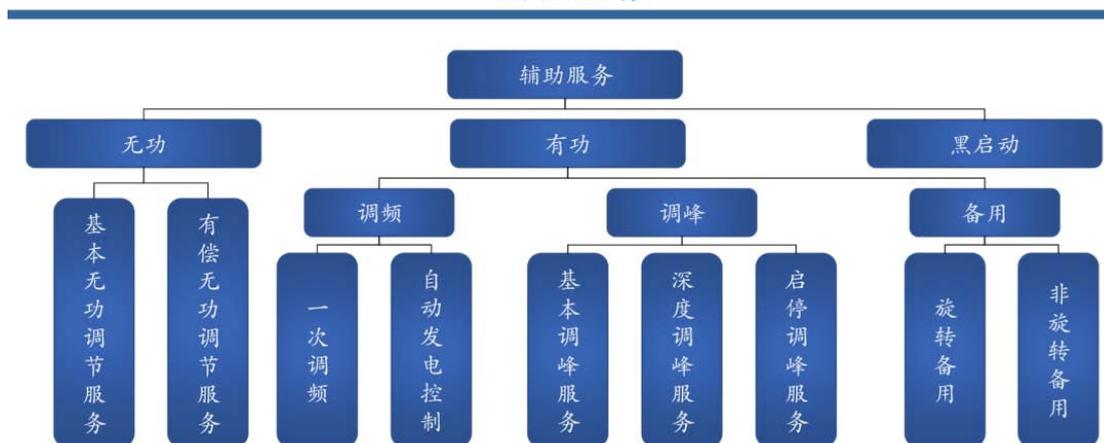
| | 日单次需充电量 (度) | 日单次放电电量 (度) | 日单次可交 易电量 (度) | 年现货交易收入 (万元) |
|----|----------------|----------------|------------------|-----------------|
| 1 | 5684.21 | 4719.60 | 964.61 | 14.47 |
| 2 | 5542.11 | 4601.61 | 940.50 | 14.11 |
| 3 | 5403.55 | 4486.57 | 916.98 | 13.75 |
| 4 | 5268.46 | 4374.41 | 894.06 | 13.41 |
| 5 | 5136.75 | 4265.05 | 871.71 | 13.08 |
| 6 | 5008.33 | 4158.42 | 849.91 | 12.75 |
| 7 | 4883.13 | 4054.46 | 828.67 | 12.43 |
| 8 | 4761.05 | 3953.10 | 807.95 | 12.12 |
| 9 | 4642.02 | 3854.27 | 787.75 | 11.82 |
| 10 | 4525.97 | 3757.91 | 768.06 | 11.52 |

盈利渠道六：电力辅助服务

渠道六：电力辅助服务。除正常电能生产、输送和使用外，为维护电力系统的安全稳定运行并保证电能质量，由发电企业、电网经营企业和电力用户所提供的服务。

收入测算：以工商业储能调频服务为代表进行测算，假设调频服务单位收入 0.75 元/kWh，年参与调频 300 次，第一年电力辅助服务收入 33.99 万元。

电力辅助服务



LCOE 测算

测算结果：度电成本 (LCOE) 是对储能项目全生命周期内投入和处理电量进行平准化计算得到的储能成本，经测算，本项目 LCOE 为 0.68 元/kWh，综合考虑后，取 0.7 元/kWh 为峰谷套利盈亏平衡点较为合适。

LCOE 计算公式：

度电成本=总投资成本/总处理电量；
 总投资成本=初始投资+利息+运维费用+项目管理费-残值，计算出其现值为1896.42万元；
 总处理电量=日单次处理电量*2*300

LCOE测算所需条件

| | 现值 | 折现率 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------------|---------|-----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 初始投资 | 1080 | 5% | | | | | | | | | | |
| 利息 | 224.11 | | 35.15 | 31.64 | 32.05 | 30.56 | 29.14 | 27.78 | 26.49 | 25.26 | 24.08 | 22.96 |
| 运维费用 | 138.99 | | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 |
| 项目管理费 | 486.47 | | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 |
| 残值 | 33.15 | | | | | | | | | | | |
| 总投资成本 | 1896.42 | | | | | | | | | | | |
| 日单次充电电量(度) | | | 5684.21 | 5542.11 | 5403.55 | 5268.46 | 5136.75 | 5008.33 | 4883.13 | 4761.05 | 4642.02 | 4525.97 |
| 日单次放电电量(度) | | | 4719.60 | 4601.61 | 4486.57 | 4374.41 | 4265.05 | 4158.42 | 4054.46 | 3953.10 | 3854.27 | 3757.91 |
| 日单次处理电量(度) | | | 5201.91 | 5071.86 | 4945.06 | 4821.43 | 4700.90 | 4583.38 | 4468.79 | 4357.07 | 4248.15 | 4141.94 |

经济性测算

敏感性分析：在仅考虑峰谷套利收入的情况下，当每度尖/峰谷电价差为0.9819/0.6197元，投资成本为1.8元/Wh时，工商业储能项目IRR达9.36%，在全国范围内峰谷价差持续拉大和储能投资成本不断下降的趋势下，有望将IRR提升至20%以上，工商业储能经济性愈发明显。

工商业储能项目IRR敏感性分析

| | 投资成本(元/Wh) | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|---------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| | 1.50 | 1.60 | 1.65 | 1.70 | 1.75 | 1.80 | 1.85 | 1.90 | 1.95 | 2.00 | 2.10 | 2.20 | 2.30 | |
| 尖/峰谷价差(元/kWh) | 0.9702/0.6115 | 14.07% | 11.74% | 10.67% | 9.67% | 8.73% | 7.84% | 6.99% | 6.19% | 5.43% | 4.70% | 3.35% | 2.11% | 0.97% |
| | 0.9819/0.6197 | 15.85% | 13.42% | 12.31% | 11.27% | 10.29% | 9.36% | 8.48% | 7.65% | 6.85% | 6.10% | 4.69% | 3.41% | 2.23% |
| | 0.9779/0.6151 | 16.00% | 13.56% | 12.45% | 11.41% | 10.43% | 9.49% | 8.61% | 7.77% | 6.98% | 6.22% | 4.81% | 3.52% | 2.34% |
| | 0.9678/0.6166 | 15.65% | 13.23% | 12.13% | 11.10% | 10.12% | 9.19% | 8.32% | 7.49% | 6.70% | 5.95% | 4.55% | 3.27% | 2.10% |
| | 0.9698/0.7518 | 25.87% | 22.87% | 21.51% | 20.23% | 19.02% | 17.88% | 16.81% | 15.79% | 14.82% | 13.90% | 12.18% | 10.62% | 9.20% |

投资热度——以浙江为例

工业活动发达、峰谷电价差大，浙江工商业储能项目投资积极性高。2023年1月，浙江省备案储能项目26个，其中储能建设项目16个，以工商业用户侧储能项目为主，总规模约68.82MW/385.39MWh，涉及投资金额约6.8亿元，储能时长配置以2小时为主。

2023年1月浙江省备案储能项目(部分)

| 项目名称 | 储能规模 | 投资金额(万元) | 项目单位 | 备案时间 | 项目起止时间 |
|--------------------------------------|-------------------|----------|-------------------|-----------|---------------|
| 温州王霞表面处理有限公司0.25MW/0.5MWh分布式储能电站项目 | 0.25MW/0.5MWh | 160 | 浙江泰照光伏发电有限公司 | 2023.1.19 | 2023.3-2024.3 |
| 衢州极电电动汽车技术有限公司33MW/66MWh储能项目 | 33MW/66MWh | 13200 | 国家电投集团衢州新能源有限公司 | 2023.1.18 | 2023.6-2024.6 |
| 桐乡市荣翔染整“数智共享”独立储能项目 | 28.98MW/305.23MWh | 25334 | 吉电(桐乡)智慧能源有限公司 | 2023.1.3 | 2023.1-2025.1 |
| 台州博业科技有限公司2.0MWh分布式用户侧储能项目 | 1.0MW/2.0MWh | 500 | 台州博业科技有限公司 | 2023.1.9 | 2023.2-2023.3 |
| 温州华良金属表面处理有限公司0.75MW/1.5MWh分布式储能电站项目 | 0.75MW/1.5MWh | 480 | 浙江泰照光伏发电有限公司 | 2023.1.18 | 2023.3-2024.3 |
| 乐清市艺创电泳涂装有限公司0.25MW/0.5MWh分布式储能电站项目 | 0.25MW/0.5MWh | 160 | 浙江泰照光伏发电有限公司 | 2023.1.19 | 2023.3-2024.3 |
| | | | | | |
| 储能建设项目小计 | | | 68.82MW/385.39MWh | | |

（四）、其他新能源等动态

1、重磅！2023 年可再生能源电力消纳责任权重发布（北极星太阳能光伏网 2023-08-04 15:19 发表于北京）

来源：国家发改委 8 月 4 日，国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于 2023 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知发布。通知指出，2023 年可再生能源电力消纳责任权重为约束性指标，各省（自治区、直辖市）按此进行考核评估；2024 年权重为预期性指标，各省（自治区、直辖市）按此开展项目储备。各省（自治区、直辖市）按照非水电消纳责任权重合理安排本省（自治区、直辖市）风电、光伏发电保障性并网规模。严格落实西电东送和跨省跨区输电通道可再生能源电量占比要求，2023 年的占比原则上不低于 2022 年实际执行情况。原文如下：

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于 2023 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知（发改办能源〔2023〕569 号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，天津市、辽宁省、上海市、重庆市、四川省、甘肃省经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，电力规划设计总院、水电水利规划设计总院：

为助力实现碳达峰、碳中和目标，加快规划建设新型能源体系，推动可再生能源高质量发展，根据《国家发展改革委、国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807 号），现将 2023 年可再生能源电力消纳责任权重和 2024 年预期目标印发给你们，并就有关事项通知如下。

一、2023 年可再生能源电力消纳责任权重为约束性指标，各省（自治区、直辖市）按此进行考核评估；2024 年权重为预期性指标，各省（自治区、直辖市）按此开展项目储备。2023 年各省（自治区、直辖市）可再生能源电力消纳责任权重见附件 1，2024 年各省（自治区、直辖市）预期目标见附件 2。

二、各省（自治区、直辖市）按照非水电消纳责任权重合理安排本省（自治区、直辖市）风电、光伏发电保障性并网规模。严格落实西电东送和跨省跨区输电通道可再生能源电量占比要求，2023 年的占比原则上不低于 2022 年实际执行情况。

三、各省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重完成情况以实际消纳的可再生能源物理电量为主要核算方式，各承担消纳责任的市场主体权重完成情况以自身持有的可再生能源绿色电力证书为主要核算方式，绿证核发交易按有关规定执行。

四、各省级能源主管部门会同经济运行管理部门要切实承担牵头责任，按照消纳责任权重积极推动本地区可再生能源电力建设，开展跨省跨区电力交易，制定本行政区域可再生能源电力消纳实施方案，切实将权重落实到承担消纳责任的市场主体。2024 年 2 月底前，向国家发展改革委、国家能源局报送 2023 年可再生能源电力消纳责任权重完成情况。

五、各电网企业要切实承担组织责任，密切配合省级能源主管部门，按照消纳责任权重组织调度、运行和交易等部门，认真做好可再生能源电力并网消纳、跨省跨区输送和市场交易。

2024 年 1 月底前，国家电网、南方电网所属省级电网企业和内蒙古电力（集团）有限责任公司向省级能源主管部门、经济运行管理部门和国家能源局相关派

出机构报送 2023 年本经营区及各承担消纳责任的市场主体可再生能源电力消纳量完成情况。

六、国家能源局各派出机构要切实承担监管责任，积极协调落实可再生能源电力并网消纳和跨省跨区交易，对监管区域内消纳责任权重完成情况开展监管。2024 年 2 月底前，向国家发展改革委、国家能源局报送 2023 年监管情况。国家发展改革委、国家能源局将组织电规总院、水电总院、国家发展改革委能源研究所等单位按月跟踪监测各省级行政区域可再生能源电力建设进展及消纳利用水平，按年度通报各省级行政区域消纳责任权重完成情况。

国家发展改革委办公厅国家能源局综合司

2023 年 7 月 16 日

2、近期多个垃圾焚烧发电项目遭“废标”，垃圾发电企业缘何不来投标了？（环联资讯 2023-08-06 18:09 发表于上海）

近期多个垃圾焚烧发电项目遭“废标”，释放了哪些信号？

8 月 3 日，贵州省赫章县生活垃圾焚烧发电项目特许经营权发布废标公告，公告显示，本项目对招标文件作实质响应的供应商不足三家，根据《政府采购法》相关规定，该项目作废标处理。

同日，四川剑阁县城乡生活垃圾无害化处理设施建设项目发布终止公告，终止原因为无有效报名投资人，这也是该项目第二次招标失败了。

北极星固废网了解到，近期，多个垃圾焚烧发电项目接连废标。

7 月 13 日，黑龙江省尚志市生活垃圾焚烧发电特许经营项目社会资本招标因投标人不满足三家，不符合法定开标条件而流标；

7 月 17 日，贵州贵阳市东部循环经济产业园生活垃圾焚烧发电特许经营项目同样因“对招标文件作实质响应的有效投标人不足三家”而废标；

7 月 26 日，陕西韩城市静脉产业园生活垃圾焚烧热电联产协同处置项目特许经营招标因递交文件的资格预审申请人不足三家而失败；

再算上文章开头说的贵州赫章县项目与四川剑阁县项目，仅 20 天时间，废标的垃圾焚烧发电项目高达 5 个，废标的原因均为“有效投标人不足三家”。作为环保领域的“流量小生”——垃圾焚烧发电行业热度退了吗？垃圾发电企业缘何不来投标了呢？

当然是垃圾发电企业投资项目更看重地域经济实力，降低企业运营风险。

首先，从上述废标项目的地域来看，主要分布在贵州、陕西、四川、黑龙江等地区，经济实力大不如东部沿海地区省份，其中赫章县是贵州省 16 个深度贫困县之一，也是全省 2020 年脱贫摘帽的最后 9 个深度贫困县之一，经济实力堪忧。在叠加前两年疫情导致政府财政大幅收紧，垃圾处理费作为垃圾焚烧发电企业主要营收之一，地方财政能不能及时支付是企业必然要考虑的问题之一。

其次，目前各大垃圾焚烧发电集团的营收账款持续走高，从 2022 年上市公司年报来看，光大环境与首创环保的应收账款超百亿，即便深耕经济发达的上海生活垃圾处理市场的上海环境，应收账款也达 24.37 亿。项目运营需要花费大量资金用于人员成本以及耗材等用料支出，应收账款的持续走高，可能会导致项目公司的资金链断裂，运营艰难。

另外，项目公司面临的运营难题也逐渐显现，首当其冲就是烟气污染物排放问题。

近期，垃圾焚烧大省——江苏发布《生活垃圾焚烧大气污染物排放标准（二次征求意见稿）》，将新建垃圾焚烧炉氮氧化物排放限值的1小时均值由第一次征求意见稿中的150mg/m³变更为80mg/m³，对于“拦腰斩”的情况，中华环保联合会能源环境专业委员会组织召开了意见反馈座谈会，专家代表一致认为，高标准意味着高投入，在当前行业电价补贴政策退出及产能过剩背景下，地方应出台明确的提标支持政策，确保提标改造和运行成本补偿体系具有合理性和有效性。

另一个垃圾焚烧发电大省——河北省，早在2020年就首次提出垃圾焚烧发电设施超低排放改造。河北省政府办公厅印发的《支持重点行业 and 重点设施超低排放改造（深度治理）的若干措施》中提到，针对垃圾焚烧发电设施超低排放改造提出，要提高垃圾处理费用补贴和支持评为更高等级。

河北省将利用3年左右时间，推进钢铁、焦化、水泥、平板玻璃、建筑陶瓷、火电、垃圾发电等7个重点行业265家企业环保绩效创A。北极星固废网注意到，今年河北省魏县、巨鹿、迁安等多地垃圾焚烧发电项目增加SCR脱硝系统，此举无疑给项目公司增加了生产成本和运营压力。

除了日益增加的运营压力外，在回归到这5起废标项目本身，如果说像赫章县项目，企业投标不积极还说得过去，那么身处贵州省会1000吨/日的贵阳市东部循环经济产业园生活垃圾焚烧发电特许经营项目为何投标人也不足三家？

根据贵阳市东部循环经济产业园生活垃圾焚烧发电特许经营项目的招标公告，本项目的生活垃圾处理服务费基本单价的投标限价为82.35元/吨，这个投标报价包括特许经营单位焚烧处理生活垃圾产生的渗滤液、飞灰、炉渣等全部处置成本、费用、利润及税金。

北极星固废网统计的上半年开标的垃圾焚烧发电项目垃圾处理费单价平均为113元/吨，相较之下，该项目的投标限价确实偏低了些。

此外，招标文件显示，贵阳项目特许经营服务范围为贵阳市乌当区以及贵阳市东部相邻区（市、县）、开发区的部分范围（镇、乡、街道），最终以贵阳市环境卫生行政主管部门的垃圾调配指令为准，贵阳市综合行政执法局、贵阳市各部门，各区（市、县）人民政府，开发区管委会不对本项目垃圾供应质量及数量进行任何形式的保底、兜底，不向中标特许经营单位承诺固定回报，最低需求等商业风险分担等。垃圾量供应不足的风险由中标特许经营单位承担。

或许，这一招“风险转移”才是让垃圾发电企业真正不参与投标的主要原因吧，毕竟82.35元/吨的垃圾处理费投标限价还算是“中规中矩”的。

垃圾供应量不保底，让投标企业“望而却步”，但在四川省剑阁县城乡生活垃圾无害化处理设施建设项目的招标文件中，“中选投资人需缴纳2000万的建设项目实力证明金”这一要求也引人关注。

在招投标过程中，比较常见的是缴纳投标保证金，但剑阁县城乡生活垃圾无害化处理设施建设项目招标文件要求，意向投资人需缴纳1000万实力证明金，确定中选投资人后，在签订投资合同之前，中选人需再缴纳剩余1000万建设项目实力证明金，确定中选投资人后，5个工作日内向未中选的投资者全额无息退还项目建设实力证明金；中选投资人实力证明金根据项目进度无息分次退还。

这一条件也对投标人的资金实力提出一定要求，据了解，剑阁县城乡生活垃圾无害化处理设施建设项目已多次因“无有效报名投资人”而废标，原因也或许在此。

除剑阁县项目建设规模不详外，赫章项目、韩城项目、尚志项目的建设规模均为 500 吨/日，贵阳项目建设规模为 1000 吨/日，在市场日渐下沉的背景下，这几个垃圾焚烧发电项目目前均未启动重新招标，未来会不会“抢手”，北极星固废网也会关注项目的后续进展。

3、预计到 2025 年，国内地热发电装机量将突破 100 兆瓦（地热加 APP 地热加 2023-08-12 08:00 发表于北京）

“据预测，至 2025 年底，国内地热发电装机量将突破 100 兆瓦。”近日，中国石化新星石油公司首席专家刘金侠在“媒体走进中国地热”采访团媒体沟通会上如是说。

业内专家表示，随着“双碳”进程加速推进，清洁能源应用迅速扩张。在光伏发电、风力发电等可再生能源应用突飞猛进的同时，能源行业将下一个目标瞄准了六大可再生能源之一的地热能。

刘金侠表示，我国地热能资源量约占全球六分之一，目前主要以水热型地热的直接利用为主，包括地源热泵、地热供暖、温泉洗浴等方式。与此同时，我国适于地热发电的高温水热型地热能 and 干热岩等资源储量也非常充沛，尤其是干热岩资源潜力巨大，3~10 千米深度干热岩资源储量相当于 860 万亿吨标准煤，有望成为战略性接替能源。

“与其他可再生能源相比，地热能的优势在于稳定性极高，不像太阳能和风能会受季节、气候、昼夜等自然条件影响，可以提供不间断的电力供应，年平均利用率可达 98%，是太阳能和风能的 5~8 倍。”谈及地热发电的优势，香港中文大学(深圳)城市地下空间及能源研究院院长、地热能科学技术(大理)研究院院长张大伟表示，地热电站年平均运行时间在 8000 小时以上，虽然早期投资较高，但运行费用极低，也不存在燃料成本，未来商业价值非常可观。

南京天加能源科技有限公司执行总裁邓壮则指出，由于地热发电的高稳定性，在世界上地热能开发应用比较好的国家，地热能常被用作基荷电力能源，相关市场也在迅速扩张。根据地热能领域信息服务商 ThinkGeoEnergy 统计，截至 2022 年底，全球地热发电总装机容量超过 1.6 万兆瓦，较 2021 年增加 286 兆瓦。据他介绍，地热能发电技术正向碳排放“双控”、绿色化、规模化转型。同时，地热发电产业还呈现出与其他产业联合的发展趋势，发电后的中低温资源可结合地方特点给工业制造、农业种植等供暖，能源有效利用效率可超过 50%。

“地热能的开发不仅能提供零碳、洁净、可持续开发的绿色能源，降低我们当下能源结构中化石能源消费比重，还能大气治理和‘双碳’目标的实现做出更大贡献。”刘金侠说。

（五）、国外节能动态

1、中国能建签约菲律宾 172MW 光伏项目（带路高参私享汇 2023-08-11 09:58 发表于北京）

8 月 10 日，中国能建国际集团与中国能建广东院组成的联营体与菲律宾 ABOITIZ 集团签署菲律宾奥隆阿坡 172MW 光伏项目 EPC 总承包合同，实现了菲律宾清洁能源市场滚动发展，助力菲律宾绿色能源转型目标加快实现。



工程内容主要包括一座总容量约为 172MW 地面光伏的设计、采购、施工、测试和调试

项目位于菲律宾吕宋三描礼士省奥隆阿坡市，距离马尼拉 126 公里，占地 196 公顷。项目建成后将通过 230kV 输电线路接到 16 公里外的卡斯蒂列雷斯 500kV 变电站。

菲律宾 ABOITIZ 集团是菲律宾第二大电力开发商，是菲律宾电力行业的龙头企业之一。该项目签约将进一步深化中国能建与菲律宾 ABOITIZ 集团的战略合作，共同促进当地电力供应模式多元化，进一步降低对化石能源的依赖，推动当地社会经济可持续发展。

三、中国建材集团、中材节能动态

1、世界 500 强 | 中国建材集团蝉联全球建材企业榜首（中国建材集团 2023-08-03 19:58 发表于北京）

《财富》世界 500 强新鲜出炉，中国建材集团连续第 13 年入围榜单今年我们的排名为——第 247 位，蝉联全球建材企业榜首

8 月 2 日，2023 年《财富》世界 500 强排行榜发布，中国建材集团连续第十三年入围该榜单，位列 247 位，继续稳坐全球建材企业榜首位置。同时上榜的建材企业还有法国圣戈班集团排 263 位，爱尔兰 CRH 排 459 位，安徽海螺集团排 464 位。另外，今年中国建材集团还连续第五年入围 Brand Finance 全球品牌价值 500 强排行榜，排名提升至 233 位。

2022 年党的二十大胜利召开，是党和国家历史上极为重要的一年，也是经营压力空前的大考之年，面对需求收缩、供给冲击、预期转弱“三重压力”和超预期因素冲击，中国建材集团统筹疫情防控和生产经营，统筹发展和安全，各项工作展现出强大韧性，举全力提质增效稳增长，实现了稳中有进、进中提质，全年实现营业收入 3802 亿元，经营业绩符合预期。

此次公布的世界 500 强企业名单中，中国公司数量为 142 家，其中大陆（含香港）公司 135 家。在这 142 家中国公司中，中国建材集团作为建材行业唯一一家央企，心系“国之大者”、打造“国之大材”，以改革转机制、以创新促发展，由一家水泥“一业为主”的建材产业集团快速转型为“基础建材、新材料、工程

技术服务”三足鼎立的材料产业投资集团，成为全球最大建材制造商、世界领先新材料开发商和综合服务商。

今年上半年，中国建材集团积极应对严峻复杂的国内外形势，迎难而上推动高质量发展，在加快建设现代化产业体系、服务构建新发展格局中取得了新进展新成效。集团入选创建世界一流示范企业名单，在 2022 年度央企考核中，获评经营业绩考核、专利评价 A 级。下一步，集团将以建设世界一流企业为目标，以高质量发展为路径，坚持战略性新兴产业和基础建材产业两端发力，积极拓展国际国内两个市场，扎实开展国企改革深化提升行动，确保实现质的有效提升和量的合理增长。

2、两家水泥企业余热发电项目近期顺利并网发电（水泥网 APP 2023-07-16 00:05 发表于浙江）

贵州都匀上峰项目余热发电工程成功并网发电

近日，中材节能总承包的贵州都匀上峰科技发展有限公司余热发电项目成功一次性并网发电，标志着贵州都匀上峰项目正式进入性能考核阶段。



该

项目为贵州都匀上峰科技发展有限公司 4000t/d 减量置换智能环保新型干法水泥生产线配套建设的 7.5MW 余热发电系统，与水泥生产线建设同期进行。中材节能项目部克服建设场地狭窄、施工交叉作业多、当地雨水频繁等诸多困难，优化配置有限人力、精心组织项目施工，想业主所想，急业主所急，最终实现了项目如期并网发电。

该项目投产后，各项指标将向国际同类水泥余热发电项目一流水平看齐，预计年发电量将达到 6000 万 kWh，折合标准煤 1.83 万吨，减少二氧化碳排放 5.05 万吨，相当于增加了 8.5 平方公里森林面积。



中材节能项目人员的敬业精神和高技术水平获得了业主各方的高度赞誉。该项目的并网投产，不仅为当地提供了绿色电能，实现能源的循环利用，达到节能减排的目标，更充分彰显了中材节能在余热发电领域的专业优势和雄厚实力。

天水市天祥水泥余热发电项目顺利并网发电

近日，由中材节能总承包的天水市天祥水泥余热发电项目顺利并网发电。该项目于2022年7月19日签署合同，2022年9月3日动土开工，2023年5月24日完成蒸汽吹管，2023年6月30日实现并网发电。



中材节能项目部精心规划各阶段的工作安排，确保项目如期发电。项目前期准备阶段，项目部积极协调各部门及时完成基本的设计和采购工作；开工后天水地区进入雨季，项目部全力组织施工单位、监理单位和业主加强协作，共同克服困难，保证施工进度；进入安装阶段，项目部全体成员克服疫情困难，坚守施工现场，加班加点，一人多岗，确保了项目按合同约定如期达到各工程节点。



项目并网发电后，预计年平均发电量约 3.68×10^7 千瓦时，每年节省标煤 10776 吨，减少二氧化碳排放约 29876.5 吨，为企业提高经济效益的同时，也为当地实现“双碳”目标做出积极贡献。

四、竞争对手动态

1、南京凯盛更名中材智科（黎凯，海岚水泥 2023-07-31 06:00 发表于北京）

摘要 7月25日，“南京凯盛国际工程有限公司”更名“中材国际智能科技有限公司（简称中材智科）”揭牌仪式在南京举行。

7月25日，“南京凯盛国际工程有限公司”更名“中材国际智能科技有限公司（简称中材智科）”揭牌仪式在南京举行。中材国际党委书记、董事长印志松，党委副书记、总裁朱兵，南京市鼓楼区副区长冯泉，鼓楼高新区党工委书记翁再宁，中材智科副董事长冯建华，党委书记、总经理高爱国等出席揭牌仪式，揭牌仪式由中材智科党委副书记、纪委书记陈昌柏主持。



南京凯盛成立至今已有22年，22年来南京凯盛完成了从单一的设计院到国际工程公司的成功转型，成为水泥行业在国内外有一定声誉的工程公司和智能工厂整体解决方案服务商。随着中材国际高质量发展和创建世界一流企业步伐的加快，按照中材国际数字化战略规划，南京凯盛更名为中材智科，开启战略再次转型，并将集合中材国际数字智能相关资源和业务，建设中材国际统一的数字化和工业智能化业务平台，打造 SINOMA 数字智能品牌，持续提升中材国际综合竞争力和影响力。

五、其他信息

1、探索产业园区绿色低碳发展路径 天津经开区入选市级“双碳”领域典型案例（地方平台发布内容，滨海新区学习平台，2023-07-28）

近日，天津市发展和改革委员会发布天津市“双碳”领域典型案例。该批案例共9个，《天津经开区探索产业园区绿色低碳发展路径》作为首个案例对外发布。

天津经开区成立于 1984 年，是首批国家级经济技术开发区之一，经过近 40 年发展，一座现代化产业新城拔地而起。在经济达到一定规模后，如何统筹绿色与发展，更好实现可持续发展，成为产业园区亟须解决的问题。

2020 年，天津经开区率先开始探索碳达峰实施路径，在推进区域绿色低碳发展过程中坚持顶层规划引领，结合产业园区特点设立能源领域、产业领域、建筑与交通领域、南港化工新材料领域、绿色金融领域五个专项小组，探索适合区域发展实际的碳达峰碳中和路径。2022 年，天津经开区编制完成《天津经开区碳达峰实施方案》，规划建设智能无人装备产业园和滨海—中关村科技园两个近零碳园区，以制度保障“双碳”目标实现。

坚持政府激励与服务，营造绿色低碳发展环境。2020 年，天津经开区发布《天津经济技术开发区促进绿色发展暂行办法》，并设立“绿色发展专项资金”，每年投入 1 亿元激励企业节能减碳，对资源综合利用、分布式光伏电站、绿色发展项目、绿色建筑项目、清洁生产改造、加氢站等项目予以补贴。2020—2022 年，企业申报项目共实现节能量 15913.47 吨标准煤。同时，天津经开区打造双碳大厦专业服务载体，引入天津泰达低碳经济促进中心、天津排放权交易所、中工经联双碳研究院等重点项目入驻双碳大厦，整合双碳相关资源，形成技术研发、应用示范、产业孵化、绿色金融、标准规范、保障措施等完整链条体系。

坚持产业绿色转型不动摇，夯实绿色低碳发展基础。在“十四五”生态文明发展规划中，天津经开区明确提出打造绿色制造体系示范区，2021 年编制绿色产业示范基地建设方案，2023 年携区域企业加入世界经济论坛“产业集群向净零转型倡议”，成为我国加入该倡议的首个国家级开发区、首个综合型产业园区。目前，天津经开区已谋划实施重大绿色项目 21 个，预计总投资超 500 亿元，推动绿色产业持续聚集。

坚持能源低碳转型，提供绿色低碳发展保障。天津经开区持续推进供热系统“煤改燃”工作，对区域化工企业生产过程中产生的余热进行回收，生产蒸汽和热水。谋划引入园区周边热电厂余热，开展数据中心余热回收，充分利用千万吨级 LNG 接收站资源优势，规划建设冷能空分、分布式能源、冷热互供、智慧电站、冷能发电等项目，打造国内首个冷能梯级利用示范区。通过以上措施的实施，预计可实现减少二氧化碳排放约 70 万吨/年。此外，天津经开区不断提升绿色能源利用比例，谋划构建多能互补的能源网络，以源网荷储一体化能源互联网为基础，实现多能互补，提升园区用能效率，满足绿色用能需求。（作者单位：天津经济技术开发区管委会）

2、印度得寸进尺！扣押小米几百亿卢比后，又宣称中企逃税 900 亿（原创一个大帅哥 照理说事 2023-08-05 16:30 发表于辽宁）

列位欢迎来到照理说事。中国企业在印度生存实在是太艰难了，按道理讲，我国人均 GDP 是印度的 5 倍以上，所以有大量的产业是很适合转移到印度去的。比如说手机产业，毕竟印度老百姓收入还是很低的，一个月能赚到 1000 人民币就很不错了。所以相比于 iPhone 这种高价手机，印度市场是更适合物美价廉的中国手机的。

咱们真的几百块钱、一千块钱就能造一台很好的智能机，这对印度老百姓来讲是个天大的好事，所以过去几年我国多家手机品牌在印度风生水起，斩获了一半以上的销售市场，当然也把印度本土手机品牌逼向了绝境，这是正常的市场竞争的结果。大家回想一下过往 20 年间的我国手机市场，国产手机也是几经沉浮的，当年什么诺基亚、三星、摩托罗拉占据大量市场份额的时候，国产手机曾

经也一度被逼到墙角。现在当年的那些国产手机品牌，什么波导、海信都已经退出了这个市场，但是随着竞争的不断加剧，最终我们国产手机又活过来了，我们又把失去的市场抢回来了。但是我们这种抢不是靠政策的打压，不是说我们要冻结摩托罗拉的银行账户，我们要去罚三星的款，不是这样的，我们是靠自己手机的品质赢得的市场。可是印度不这样，去年印度就把小米公司几百亿卢布的钱扣押下来了，今年甚至印度放出话来，说要把这几百亿卢布统统没收，而且印度政府似乎食髓知味，不但把魔爪伸向了小米，还伸向了其它中国手机品牌。比如说根据印媒的相关报道，印度财政部说他经过统计显示，在 2017 年到 2023 年 7 月期间里，小米、realme、OPPO、vivo 和 一加等中国手机制造商逃避了 110.9 亿卢比的商品和服务税，以及 796.6 亿卢比的关税，共计约 900 亿卢比。印度电子和信息技术服务部长拉杰夫·钱德拉塞卡概述了这些中国顶级智能手机品牌涉嫌逃税的商品和服务税及关税金额，他还表示说印度政府已经向这些公司说明了原因，说服这些公司缴纳适用的税款利息和罚款，并对多年来涉嫌的商品和服务税以及进口关税逃税行为启动调查。也就是说印度人的胃口是很大的，他指责你逃税逃了 900 亿，那么接下来他就会要求你把这 900 亿的税都补上，而且这些税是在过往 6 年间逃的，你还得把利息补上，更关键的是还有罚款，税加利息加罚款这是一笔天文数字。

这些中国手机品牌过往 10 年间在印度市场辛勤耕耘的钱，会不会一朝之间统统被印度全都收回呢？小米公司其实已经面临这样的窘境了，而且大家知道吗？你以为人家只要你的钱吗？你的企业人家同样要！前不久印度官方就和小米公司说，第一、扣押你那几百亿卢比是不可能还给你的，是要被没收掉的，因为你涉嫌偷税漏税。接下来你小米公司不是要在印度正常经营吗？你以后经营还按照原来的路子来，是不是继续会偷税漏税？所以为了防止你有这样的行为，印度政府建议小米的印度公司以后把所有的高管，大家记住，所有的从 CEO 到 CFO 等等通通换成印度人，这样你小米公司在印度才能继续正常经营。反过来讲，你要是不换的话，那么可能以后三天两头来查你的税，三天两头扣押你的资金，让你根本没法正常经营。现在看印度政府的这个行为并不只是针对小米公司的，对其他的中国手机品牌他们会逐一开刀的。前几天不还传出一个消息吗？说比亚迪公司本来准备投资 10 亿美元在印度建一条生产线，还是和印度企业合资，但是这个投资行为没有得到印度的批准，这就很有意思了。印度一方面去游说马斯克，希望特斯拉在印度建电动车生产线。另一方面咱们比亚迪上赶子去建个生产线他不要，为什么呢？因为印度一直在防着中国。

两三年前疫情刚刚爆发之时，借着疫情印度就通过了一则法律，说印度周边这些国家如果要到印度设厂的话，他们这个投资行为需要得到印度官方的批准。印度官方要考量这个企业到这里设厂会不会对印度本土的企业造成影响，以及对国家安全有没有影响。所以比亚迪恰撞在枪口之上，人家认为你比亚迪搞个电动车生产线到印度来对印度国家安全有影响，所以不批准。这说明什么？印度对中国的恐惧是多么的大。所以当很多人说印度你不能杀鸡取卵，印度你不应当对中国手机品牌如此严苛，您是想明白印度人的想法。印度人是这么设想的，反正我印度有一个庞大的 14 亿人口的市场，反正我印度人可以在全球买手机，所以你中国人是来赚钱的，你这些年来赚了我这么多钱，我要通过没收的方式一下子把你赚的钱通通拿回来。而且我还不害怕你走，一方面我要用各种各样的法律对你进行打击，今天说你偷税漏税，明天说你把钱运回中国，而且我要求你不单交罚款，还得把高管都换成印度人。而另一方面，如果你这个企业待不了了，你

自己撤资了那没关系，反正你撤资之后我印度的手机品牌可以应运而生。就像比亚迪一样，明明比亚迪到印度投资是给印度去送钱的，比亚迪生产出物美价廉的电动车，印度老百姓是能享受到实惠的，可是印度生生的就把这个投资给叫停了。说实话，中国这些手机品牌企业那去印度去的早，如果现在再宣布说到印度投资，可能真的人家根本就不批你这个投资。要知道印度人自己都清楚，中国主要的手机品牌 2022 财年在印度的累计营业额为 1.5 万亿卢比，直接雇佣了超过 7.5 万名员工进行制造，还有 8 万名以上的销售和运营人员。可即便这样，印度人拿你开刀的时候也毫不手软。

六、我们的投资机会及投资风险