

节能动态

(2022 年第 04 期)



中材节能国际投资有限公司

2022 年 4 月 30 日

目 录:

一、政策解读

- 1、10 部门：推进电能替代+综合能源服务（分布式能源 2022-03-29）
- 2、发改委：全面停止新建境外煤电项目（分布式能源 2022-03-29）

二、行业动态

（一）、火力发电

- 1、火电至暗时刻(原创 王秀强 能源杂志 2022-04-07)
- 2、国家能源局：煤电仍将长时期承担保障电力安全的重要作用（中国能源报 2022-04-24）
- 3、有电厂巨亏百亿，煤电的光辉岁月是否过去（原创 2022-02-03 木头男）

（二）、光伏发电

- 1、光伏工程需要办理什么资质？（行业全面分析）发布时间：2021-10-19
- 2、隆基股份不再享受云南优惠电价政策（证券时报 2022-04-06）

（三）、储能技术

- 1、储能调峰补偿上涨至 0.792 元/kWh！南方区域两个细则征求意见！（分布式能源 2022-03-25）

（四）、其他新能源等动态

- 1、新能源拖欠补贴发放在即，影响几何？（全民光伏 2022-03-29）
- 2、氢能的应用领域与成长空间（原创 张茜 苗盛 陶光远 能源杂志 2022-03-30）
- 3、风电这么赚钱，为什么到处在拆除风机？3 条原因哪条是你没想到的（原创 2022-04-20）

（五）、国外节能动态

- 1、中国企业如何在菲律宾发掘新能源合作新优势(原创 党侃 国际工程与劳务杂志 2022-04-13)
- 2、中国与 84 个共建"一带一路"国家开展科技合作（天津企业走出去指引 2022-04-13）
- 3、中亚再布局！Masdar 进军吉尔吉斯斯坦可再生能源市场（原创 国复咨询 走出去情报 2022-04-21）

三、中国建材集团、中材节能动态

- 1、大举布局！海螺集团与中国建材再次合作！共同看好这个领域（水泥网 APP 2022-03-29）
- 2、中材节能投资的菲律宾 AP0 项目取得新进展（中材节能 2022-04-08 ）
- 3、中材节能总承包的朔州山水新时代水泥有限公司水泥窑烟气 NOx 超低排放（脱硝系统）改造工程顺利竣工（中材节能 2022-04-08 ）

4、中材节能顺利完成《CO₂ 捕集与封存技术设计咨询合同》（中材节能国际投资 2022-04-18）

5、【高端访谈】中材节能董事长孟庆林：克服疫情不利影响 坚定不移“走出去”（原创 王宁、李亭 中国经济信息社 2022-04-19）

四、竞争对手动态

1、中国能建签约越南 130MW 光伏项目(带路高参私享汇 2022-03-28)

2、中国能建连签四单，都在一国！（带路高参私享汇 2022-03-29）

五、其他信息

1、“吃”进二氧化碳“吐”出石油 大港油田这项新技术“一举两得”（学习强国 2022-03-30）

2、万亿级电力市场来袭，售电公司应何去何从？（原创 2022-04-27 北极星电力网）

六、我们的投资机会及投资风险

七、封面：2022 年 3 月 25 日下午，安徽海螺新能源有限公司与中建材浚鑫科技有限公司举行股权合作框架协议签约仪式

一、政策解读

1、10 部门：推进电能替代+综合能源服务（分布式能源 2022-03-29）

3 月 9 日，国家发展改革委、国家能源局、工业和信息化部、财政部、生态环境部、住房城乡建设部、交通运输部、农业农村部、国家机关事务管理局、中国民用航空局等 10 部门联合印发《关于进一步推进电能替代的指导意见》，其中多处提及综合能源服务相关内容，摘录如下。

拓宽电能替代领域，发展综合能源服务，提高电能占终端能源消费比重。全面推进终端用能绿色低碳转型，积极消纳可再生能源，系统提升能源利用效率，推动清洁、低碳、安全、高效的现代能源体系加快建设。

推进“电能替代+综合能源服务”。鼓励综合能源服务公司搭建数字化、智能化信息服务平台，推广建筑综合能量管理和工业系统能源综合服务。鼓励电动汽车 V2G、大数据中心、5G 数据通讯基站等利用虚拟电厂参与系统互动。大力培育负荷聚合商，整合分散用户响应资源，释放居民、商业和一般工业负荷的用电弹性，促进用户积极主动参与需求侧响应，更多消费风电、光伏等绿色电力。

加快工业绿色微电网建设，引导企业和园区加快厂房光伏、分布式风电、多元储能、热泵、余热余压利用、智慧能源管控等一体化系统开发运行，推进多能高效互补利用。

推进电能替代+数字化，充分利用云计算、大数据、物联网、移动互联网、人工智能等先进信息通信控制技术，为实现电能替代设施智能控制、参与电力系统灵活互动提供技术支撑。

鼓励有条件的地区推广冷热联供技术，采用电气化方式取暖和制冷。鼓励机关、学校、医院等公共机构建筑和办公楼、酒店、商业综合体等大型公共建筑围绕减碳提效，实施电气化改造。充分利用自有屋顶、场地等资源条件，不断扩大自发自用的新能源开发规模，提高终端用能中的绿色电力比重。

2、发改委：全面停止新建境外煤电项目（分布式能源 2022-03-29）

3 月 28 日，国家发改委、外交部、生态环境部、商务部等部门发布《关于推进共建“一带一路”绿色发展的意见》。意见提出：全面停止新建境外煤电项目，审慎推进在建境外煤电项目。推动建成境外煤电项目绿色低碳发展，鼓励相关企业加强煤炭清洁高效利用，采用高效脱硫、脱硝、除尘以及二氧化碳捕集利用与封存等先进技术，升级节能环保设施。研究推动钢铁等行业国际合作绿色低碳发展。

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团推进“一带一路”建设工作领导小组，推进“一带一路”建设工作领导小组成员单位，银保监会、证监会、铁路局、民航局：

推进共建“一带一路”绿色发展，是践行绿色发展理念、推进生态文明建设的内在要求，是积极应对气候变化、维护全球生态安全的重大举措，是推进共建“一带一路”高质量发展、构建人与自然生命共同体的重要载体。共建“一带一路”倡议提出以来，特别是习近平总书记提出建设绿色丝绸之路 5 年来，共建“一带一路”绿色发展取得积极进展，理念引领不断增强，交流机制不断完善，务实合作不断深化，我国成为全球生态文明建设的重要参与者、贡献者、引领者。同时，共建“一带一路”绿色发展面临的风险挑战依然突出，生态环保国际合作水平有待提升，应对气候变化约束条件更为严格。为进一步推进共建“一带一

路”绿色发展，让绿色切实成为共建“一带一路”的底色，经推进“一带一路”建设工作领导小组同意，现提出如下意见。

一、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历次全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想和习近平总书记关于共建“一带一路”的系列重要讲话精神，坚持稳中求进工作总基调，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，坚持稳字当头、稳中求进，按照第三次“一带一路”建设座谈会会议要求，践行共商共建共享原则，以高标准、可持续、惠民生为目标，坚持绿水青山就是金山银山，坚持人与自然和谐共生，建设更紧密的绿色发展伙伴关系，推动构建人与自然生命共同体。

（二）基本原则。

绿色引领，互利共赢。以绿色发展理念为引领，注重经济社会发展与生态环境保护相协调，不断充实完善绿色丝绸之路思想内涵和理念体系。坚持多边主义，坚持共同但有区别的责任原则和各自能力原则，充分尊重共建“一带一路”国家实际，互学互鉴，携手合作，促进经济社会发展与生态环境保护相协调，共享绿色发展成果。

政府引导，企业主体。积极发挥政府引导作用，完善绿色发展政策支撑，搭建绿色交流合作平台，建立环境风险防控体系。更好发挥企业主体作用，压实企业生态环境保护主体责任，健全市场机制，调动企业参与共建“一带一路”绿色发展的积极性，鼓励全社会共同参与。

统筹推进，示范带动。坚持系统观念，加强部门、地方、企业联动，完善共建“一带一路”绿色发展顶层设计和标准体系，统筹推进绿色基建、绿色能源、绿色交通、绿色金融等领域合作。完善绿色发展合作平台，扎实开展绿色领域重点项目，形成示范带动效应。

依法依规，防范风险。严格遵守东道国生态环保法律法规和规则标准，高度重视当地民众绿色发展和生态环保诉求。坚持危地不往、乱地不去，严防严控企业海外无序竞争。强化境外项目环境风险防控，加强企业能力建设，切实保障生态安全。

（三）主要目标。到 2025 年，共建“一带一路”生态环保与气候变化国际交流合作不断深化，绿色丝绸之路理念得到各方认可，绿色基建、绿色能源、绿色交通、绿色金融等领域务实合作扎实推进，绿色示范项目引领作用更加明显，境外项目环境风险防范能力显著提升，共建“一带一路”绿色发展取得明显成效。

到 2030 年，共建“一带一路”绿色发展理念更加深入人心，绿色发展伙伴关系更加紧密，“走出去”企业绿色发展能力显著增强，境外项目环境风险防控体系更加完善，共建“一带一路”绿色发展格局基本形成。

二、统筹推进绿色发展重点领域合作

（四）加强绿色基础设施互联互通。引导企业推广基础设施绿色环保标准和最佳实践，在设计阶段合理选址选线，降低对各类保护区和生态敏感脆弱区的影响，做好环境影响评价工作，在建设期和运行期实施切实可行的生态环境保护措施，不断提升基础设施运营、管理和维护过程中的绿色低碳发展水平。引导企业在建设境外基础设施过程中采用节能节水标准，减少材料、能源和水资源浪费，提高资源利用率，降低废弃物排放，加强废弃物处理。

(五) 加强绿色能源合作。深化绿色清洁能源合作,推动能源国际合作绿色低碳转型发展。鼓励太阳能发电、风电等企业“走出去”,推动建成一批绿色能源最佳实践项目。深化能源技术装备领域合作,重点围绕高效低成本可再生能源发电、先进核电、智能电网、氢能、储能、二氧化碳捕集利用与封存等开展联合研究及交流培训。

(六) 加强绿色交通合作。加强绿色交通领域国际合作,助力共建“一带一路”国家发展绿色交通。积极推动国际海运和国际航空低碳发展。推广新能源和清洁能源车船等节能低碳型交通工具,推广智能交通中国方案。鼓励企业参与境外铁路电气化升级改造项目,巩固稳定提升中欧班列良好发展态势,发展多式联运和绿色物流。

(七) 加强绿色产业合作。鼓励企业开展新能源产业、新能源汽车制造等领域投资合作,推动“走出去”企业绿色低碳发展。鼓励企业赴境外设立聚焦绿色低碳领域的股权投资基金,通过多种方式灵活开展绿色产业投资合作。

(八) 加强绿色贸易合作。持续优化贸易结构,大力发展高质量、高技术、高附加值的绿色产品贸易。加强节能环保产品和服务进出口。

(九) 加强绿色金融合作。在联合国、二十国集团等多边合作框架下,推广与绿色投融资相关的自愿准则和最佳经验,促进绿色金融领域的能力建设。用好国际金融机构贷款,撬动民间绿色投资。鼓励金融机构落实《“一带一路”绿色投资原则》。

(十) 加强绿色科技合作。加强绿色技术科技攻关和推广应用,强化基础研究和前沿技术布局,加快先进适用技术研发和推广,鼓励企业优先采用低碳、节能、节水、环保的材料与技术工艺。发挥“一带一路”科技创新行动计划等机制作用,支持在绿色技术领域开展人文交流、联合研究、平台建设等合作,实施面向可持续发展的技术转移专项行动,建设“一带一路”绿色技术储备库,推动绿色科技合作网络与基地建设。

(十一) 加强绿色标准合作。积极参与国际绿色标准制定,加强与共建“一带一路”国家绿色标准对接。鼓励行业协会等机构制定发布与国际接轨的行业绿色标准、规范及指南。

(十二) 加强应对气候变化合作。推动各方全面履行《联合国气候变化框架公约》及其《巴黎协定》,积极寻求与共建“一带一路”国家应对气候变化“最大公约数”,加强与有关国家对话交流合作,推动建立公平合理、合作共赢的全球气候治理体系。继续实施“一带一路”应对气候变化南南合作计划,推进低碳示范区建设和减缓、适应气候变化项目实施,提供绿色低碳和节能环保等应对气候变化相关物资援助,帮助共建“一带一路”国家提升应对气候变化能力。

三、统筹推进境外项目绿色发展

(十三) 规范企业境外环境行为。压实企业境外环境行为主体责任,指导企业严格遵守东道国生态环保相关法律法规和标准规范,鼓励企业参照国际通行标准或中国更高标准开展环境保护工作。加强企业依法合规经营能力建设,鼓励企业定期发布环境报告。指导有关行业协会、商会建立企业境外投资环境行为准则,通过行业自律引导企业规范环境行为。

(十四) 促进煤电等项目绿色低碳发展。全面停止新建境外煤电项目,稳慎推进在建境外煤电项目。推动建成境外煤电项目绿色低碳发展,鼓励相关企业加强煤炭清洁高效利用,采用高效脱硫、脱硝、除尘以及二氧化碳捕集利用与封存等先进技术,升级节能环保设施。研究推动钢铁等行业国际合作绿色低碳发展。

四、统筹完善绿色发展支撑保障体系

(十五) 完善资金支撑保障。有序推进绿色金融市场双向开放, 鼓励金融机构和相关企业在国际市场开展绿色融资, 支持国际金融组织和跨国公司在境内发行绿色债券、开展绿色投资。

(十六) 完善绿色发展合作平台支撑保障。进一步完善“一带一路”绿色发展国际联盟, 积极搭建“一带一路”绿色发展政策对话和沟通平台, 不断提升国际影响力。加强“一带一路”生态环保大数据服务平台建设, 加强生态环境及应对气候变化相关信息共享、技术交流合作, 强化生态环保法律法规和国际通行规则研究。发挥“一带一路”能源合作伙伴关系、“一带一路”可持续城市联盟等合作平台作用, 建立多元交流与合作平台。

(十七) 完善绿色发展能力建设支撑保障。支持环境技术交流与转移基地、绿色技术示范推广基地和绿色科技园区等平台建设, 强化科技创新能力保障, 加强“一带一路”环境技术交流与转移中心(深圳)示范作用。实施绿色丝路使者计划, 加强环境管理人员和专业技术人才互动交流, 提升共建“一带一路”国家环保能力和水平。开展共建“一带一路”绿色发展专题培训, 提高对共建“一带一路”绿色发展的人才支持力度。建设绿色丝绸之路新型智库, 构建共建“一带一路”绿色发展智力支撑体系。

(十八) 完善境外项目环境风险防控支撑保障。指导企业提高环境风险意识, 加强境外项目环境管理, 做好境外项目投资建设前的环境影响评价, 及时识别和防范环境风险, 采取有效的生态环保措施。组织编制重点行业绿色可持续发展指南, 引导企业切实做好境外项目环境影响管理工作。通过正面引导、跟踪服务等多种措施, 加强项目建设运营期环境指导和服务。

五、统筹加强组织实施

(十九) 加强组织领导。加强党对共建“一带一路”绿色发展工作的集中统一领导。推进“一带一路”建设工作领导小组办公室要加强对共建“一带一路”绿色发展工作的统筹协调和系统推进。各地方和有关部门要把共建“一带一路”绿色发展工作摆上重要位置, 加强领导、统一部署, 确保相关重点任务及时落地见效。

(二十) 加强宣传引导。加强和改进“一带一路”国际传播工作, 及时澄清、批驳负面声音和不实炒作; 强化正面舆论引导, 讲好共建“一带一路”绿色发展“中国故事”。

(二十一) 加强跟踪评估。推进“一带一路”建设工作领导小组办公室要加强共建“一带一路”绿色发展各项任务的指导规范, 及时掌握进展情况, 适时组织开展评估。各地方和有关部门贯彻落实情况要及时报送推进“一带一路”建设工作领导小组办公室。

二、行业动态

(一)、火力发电

1、火电至暗时刻(原创 王秀强 能源杂志 2022-04-07)

如果煤炭与电力之间的关系不能理顺、市场化的价格机制始终缺席, 缺煤停机、拉闸限电则不是偶发事件。

煤炭和煤电如同天平两端的砝码, 此起彼伏。

煤价高涨、电力保供等压力下，2021 年煤电行业进入前所未有的至暗时刻，发电企业煤炭库存、可用天数在去年下半年创下新低，电厂多发多亏，全行业普遍亏损。



“市场煤、计划电”矛盾加剧是煤电行业亏损的本源。解铃尚需系铃人，完善的煤炭、电价市场化机制是稳定电力供应、实现“双碳”战略的关键。

全行业亏损

煤电企业面临极限压力、极限挑战

01 2021 年煤电行业陷入全面亏损，包括五大发电集团在内的煤电企业拉响警报，陷入普遍亏损的泥淖。在资本市场，火电资产频频遭遇抛售，投资者资产配置比例处于低位。

面对煤炭供应紧张、煤价大幅上涨的严峻形势，以及能源安全保供的压力，2021 年煤电企业经营困难超出预期，“面临前所未有的极限压力、极限挑战和极限影响”。

证券代码	上市企业	总市值（亿元）	2021年净利润亏损（亿元）
600011.SH	华能国际	1345	98—117
601991.SH	大唐发电	524	90—108
600023.SH	浙能电力	509	7.6—11.4
600795.SH	国电电力	507	16—23
600027.SH	华电国际	419	45—53
600021.SH	上海电力	298	17.85—19.85
000539.SZ	粤电力A	293	29—35
600578.SH	京能电力	209	28.08—32.1
合计			331.53—399.35

华能、大唐、华电、国家能源所属的上市公司均发布业绩预亏公告。其中，华能国际预计亏损 98-117 亿元，大唐发电预亏 90-108 亿元，华电国际预亏 45-53 亿元。根据领航智库统计，A 股市值 200 亿元以上的电力上市公司 2021 年净利

润亏损额为 331-399 亿元。在清洁能源转型战略下，可再生能源为发电企业贡献了较大利润，剔除可再生能源的业绩对冲，主要发电企业火电板块亏损额预计在 1000 亿元左右。

在高煤价的市场格局下，上海电力公告称，2021 年公司所属燃煤电厂普遍亏损。全年累计煤折标煤单价约 1097 元/吨（不含税），同比增加 442 元/吨（不含税），增幅达 67%，增加公司全年燃料成本约 53 亿元。

国电电力初步统计，2021 年公司入炉综合标煤单价约 890 元/吨（不含税），同比上涨约 300 元/吨，公司燃料成本大幅增加，导致公司年内业绩亏损。

在电力保供的压力下，发电企业按照国家和中央部署，“应发尽发、满发稳发”，极大缓解了电力供应紧张形势。“但面对严峻经营形势，本公司深入推进提质增效、融资创新，努力挖潜增效，但仍然无法弥补煤炭价格上涨给本公司效益造成的极大冲击。”华电国际公告称。

在电力供需紧张的格局下，2021 年东北等地区出现拉闸限电、电力中断，对经济社会运行产生重要影响。北京工业大学《电力中断对供应链网络的影响》研究报告提出，局部地区缺电、限电、断电对产业链稳定和居民生活带来广泛而深远的影响。德国全国平均总停电成本约为每小时 4.3 亿欧元，美国每年电力消费者的停电成本估计为 790 亿美元。

在全球流动性宽松的背景下，电力中断带来的影响主要通过供应链传播。2021 年国内缺电带来的冲击在工业制造领域不断传导，表现为钢铁、水泥、建材、有色、原油等基础原材料价格高涨，由此带来全社会数万亿元以上成本上涨。受此影响，2021 年 9 月国内 PPI（工业品出厂价格指数）突破 10%，通货膨胀承压。

“市场煤、计划电”

矛盾加剧，产业链利益分配失衡

02 煤炭价格管理失控、电价市场化机制不完善，“市场煤、计划电”矛盾加剧，是煤电企业陷入“扭亏-亏损”恶性循环的根本原因。



在我国特殊的资源禀赋和经济社会治理模式下，煤炭市场化程度远远高于电力行业。自 2013 年起，我国结束“计划煤、市场煤”的双轨制管理模式，煤价由市场决定。

秦皇岛港是国内重要的煤炭转运集散地，港口煤价是行业风向标。2021 年 5 月以来，秦皇岛 5500 大卡动力煤市场价格由年初 500 元/吨攀升至 2592 元/吨的高位。

与之相对，在电价政府管理的惯性下，国内电力产业发展对价格政策具有强依赖性，政府管理部门是电价调控的主要实施主体。“计划电、市场电”长期并存，政府核准燃煤发电企业基准电价，并对电力市场交易规则进行管控。基于此，发电价格难以及时反映用电成本、市场供求状况、资源稀缺程度和环境保护支出。

在煤炭和电力市场不同价格调节机制的作用下，加之资本炒作，煤炭、煤电矛盾加剧，行业上下游利益分配失衡。在煤价大幅上涨的背景下，2021 年煤炭行业赚得盆满钵满，拿走煤电产业链条的大部分收益。国家统计局统计显示，2021 年全国规模以上煤炭企业实现利润总额 7023.1 亿元，同比增长 212.7%。4343 家规模以上煤炭企业营业收入 32896.6 亿元，同比增长 58.3%。

在“双碳”战略下，缺电、拉闸限电令能源管理者、能源行业措手不及。鉴于电力安全保供的特殊形势，国家发改委在 2021 年 10 月启动进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革，这一措施是电价改革中的重要环节，也为煤电企业电价上涨打开了空间。

从政策的要义看，《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439 号）将国内电力市场建设推向一个新阶段。改革方案明确，燃煤发电的电量原则上要全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价；扩大市场交易电价上下浮动范围，上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价、电力现货价格不受上浮 20%限制。



《能源》杂志获悉，在 2021 年的电力市场中，煤电企业在电价新政、电力市场交易中获得一定裨益，达到调价增收的目标。其中，华电集团煤机交易电价

同比提高 1.5 分/千瓦时，华能集团平均结算电价同比提高 2.4 分/千瓦时，带来百亿元以上的业绩贡献。

与此同时，2021 年下半年国家发改委等部门组织煤炭增产保供、严查恶意炒作囤积，煤炭价格在短期内快速回落，煤电企业的经营压力得以暂缓。

加剧 2021 年煤炭市场失衡的另一个原因是国际煤炭进口受阻力。2011 年开始，中国成为世界最大煤炭进口国。根据国家海关总署统计，在强劲的煤炭需求支撑下，2021 年我国进口煤炭 3.23 亿吨，同比增加 1955.9 万吨，增长 6.6%，印度尼西亚、俄罗斯、蒙古是主要进口国。

考虑当前地缘政治等因素影响，我国需要完善煤炭进出口和储备管理，扩大在亚太动力煤市场的进口，更好引导和稳定市场预期，保证国内能源市场平稳运行。

2、国家能源局：煤电仍将长时期承担保障电力安全的重要作用（中国能源报 2022-04-24）

我国以煤为主的资源禀赋，决定了煤电在相当长时期内仍将承担保障我国能源电力安全的重要作用。

这是国家能源局副局长余兵 24 日在全国煤电“三改联动”典型案例和技术推介会上说的。他表示，2021 年煤电以不足 50%的装机占比，生产了全国 60%的电量，承担了 70%的顶峰任务，发挥了保障电力安全稳定供应的“顶梁柱”和“压舱石”作用。

余兵介绍，随着我国碳达峰、碳中和目标的提出，电力系统清洁低碳转型的步伐将进一步加快，煤电将逐步由提供电力电量的主体电源转变为电力电量并重的支撑性和调节性电源，概括讲就是“两降低、两提升”，“两降低”就是装机占比和发电量占比的降低，“两提升”就是灵活调节能力和清洁高效水平的提升。

“2021 年我国煤电度电煤耗大约为 305 克，尽管已经优于美国 and 德国、仅次于日本，且超临界和超超临界机组占比已经超过 50%，但亚临界机组还有近 4 亿千瓦，这部分机组的煤耗明显偏高，需要尽快实施节能降碳改造。”余兵说，大电厂覆盖范围内还有一些 20 蒸吨甚至 10 蒸吨的燃煤小锅炉和运行年限长的小热电，应当抓紧实施替代。

余兵表示，在当前的技术条件和装机结构下，煤电是最经济可行、安全可靠的灵活调节资源，在提升电力保供能力的同时促进可再生能源发展。

全国煤电“三改联动”典型案例和技术推介会由国家能源局委托电力规划设计总院 24 日在京举办，一批典型案例和先进技术在全行业得到推介。

3、有电厂巨亏百亿，煤电的光辉岁月是否过去（原创 2022-02-03 木头男）

当前，受到高煤价的影响，对于煤电行业来说，不亏钱简直是天方夜谭。煤电同行见面的问候礼不是“吃了吗？”，而是“亏了吗？亏多少？”。

2021 年，煤炭的供不应求、价格屡创历史新高，使得华南某燃煤发电厂净亏数百万，员工年终福利明显减少，这在该电厂十年余的历史中尚属首次。

发电普遍性赔钱，已经成为全国煤电企业的真实写照。根据媒体调查，受动力煤价格暴涨的影响，过去一年，有的煤电上市公司出现了百亿元的亏损。

经不完全统计，五大发电集团旗下煤电上市公司，净利润均同比下降，其中跌幅最大的是内蒙华电、大唐发电、华能国际，跌幅均在 100%左右。

我国的煤电装机总量占比已经不足一半，但是却发出了 62%的发电比，承担了 75%的高峰用电负荷，煤电对维系国计民生至关重要。

然而由于电厂燃煤库存下降，价格飙升，电厂发一度亏一毛线，有的电厂干脆停机检修，煤电兜底保障作用减弱、产能不足，对电力供应安全造成影响。

煤电遭逢的产业困局，因为煤炭价格暴涨达到高峰，也严重挫伤了煤电人的热情。许多煤电企业纷纷转型搞新能源，一些老煤电职工更是辞职进入新能源企业。

不少业内人士笑谈，煤电已经不再是电老虎而是病猫，属于煤电的光辉岁月已经过去，未来是属于以风电和光伏为代表的清洁能源的新型电力时代。

不得不说，风电和光伏发电装机暴涨，让煤电日薄西山的境况更加逼真。可是风电和光伏真的可以替代煤电吗？我国庞大的工业生产用能真得离得开煤电吗。

煤电供需矛盾持续紧张，引发了煤电生存危机，也蒙蔽了业内人的双眼。或许属于煤电的光辉岁月已经过去，但并不意味着电力安全压仓石的地位可以动摇。

家贫靠孝子，国难显忠良！2021 十年难得一遇的电荒，最终还是要靠煤电满负荷运行解决，冬季采暖问题还是要通过对煤电保供度过难关。

我国庞大的工业生产，对热负荷的需求远远超过了用电量，这是风电和光伏根本无法解决的生产问题，最终也是依靠煤电来支撑工业生产。

燃煤价格暴涨并非是产业的常态，而是资本幕后恶意操控的结果。在主管部门联手打压下，煤炭价格一夜之间回落，也说明煤电供需矛盾暂时人为操控。

2021 年的电荒，对煤电的打击是严重的，同时也让我们认识到风电和光伏等新能源的脆弱和不可靠性，更加认识到目前我们还离不开煤电。

当前，国家正在调整双碳战略路线，强调能源替代要立足以煤为主的基本国情。煤电上网电价市场化改革、煤电灵活性改造已经开始，重拾煤电往昔的风采不远啦。

（二）、光伏发电

1、光伏工程需要办理什么资质？（行业全面分析）发布时间：2021-10-19

近期很多朋友咨询，光伏工程需要哪些资质或者资格证书，最新资质标准调整后，工程资质和人员职业资格方面都有了非常大的变化，今天结合最新的政策给大家分析一下现阶段光伏行业的企业资质证书及人员职业资格证书的要求。



一、关于企业资质证书

光伏项目从开始到结束可分如下三个阶段，我们来分阶段分析。

前期咨询--工程设计--工程施工

1、前期咨询阶段

以前申请光伏项目核准或备案，需要有具有下面这个资格证书的单位编制的《可行性研究报告》。

《企业投资项目核准和备案管理条例》要求：项目申请书由企业自主组织编制，任何单位和个人不得强制企业委托中介服务机构编制项目申请书。即从本月起，光伏项目核准或备案不再需要找工程咨询单位编制《可行性研究报告》了，自己编制《项目申请书》即可。

值得注意的是，虽然根据《企业投资项目核准和备案管理条例》，项目申请企业自主组织编制项目申请书即可。但很多投资企业在专业领域的专业度不高，还是需要第三方咨询单位来提供项目申请书的编制服务。为了确保投资项目的稳定进行，上月初国家发改委发布的《工程咨询单位资格认定和管理办法（征求意见稿）》提出：中国工程咨询协会（以下简称中咨协会），是工程咨询行业自律组织，负责全国工程咨询单位资格的认定和管理，着力塑造诚信高效、社会信赖的行业形象。也提出：工程咨询单位应取得《工程咨询单位资格证书》，在认定的专业和服务范围内开展工程咨询业务。也就是说，原由国家发展改革委颁发的《工程咨询资格证书》未来会由中咨协颁发的《工程咨询单位资格证书》来代替，相关单位需做好过渡准备或申请工作。

需要注意的是，《工程咨询单位资格认定和管理办法（征求意见稿）》中把工程设计也包括进去了！未来是不是一个证书即可做咨询又可做设计呢？

在征求意见稿中“新能源”作为一个单独专业出现。不再是《工程咨询资格证书》时代龟缩在“其他（新能源）”类别中，说明新能源这一行业已经进入成熟期。



2、工程设计阶段

现行《建设工程勘察设计资质管理规定》（2015 年修正本）规定：国务院建设主管部门负责全国建设工程勘察、工程设计资质的统一监督管理。

因此目前光伏工程设计领域只有住建部门颁发的《工程设计资质证书》，资质类别是：电力行业（新能源发电）。

3、工程施工阶段

有一个问题：光伏施工安装属于建筑行业、电力行业还是机电行业？

现行《建筑业企业资质标准》中包括施工总承包、专业承包和施工劳务三大序列，施工总承包序列中包括：建筑工程、电力工程、机电工程等 12 个类别。

其中，电力工程总承包资质可承包的工程范围包括：发电工程、送电线路和变电站。该项有如下注明：电力工程是指与电能的生产、运输及分配有关的工程。包括火力发电、水利发电、核能发电、风电、太阳能及其它能源发电、输配电等工程及其配套工程。

而机电工程总承包资质可承担各类机电工程的施工。该项有如下注明：机电工程是指未列入港口与航道、水利水电……等其他工业工程的机电安装工程。

我们可以回答上面的问题了，光伏工程施工属于建筑业中的电力工程总承包类别。

但是，我们在做分布式光伏并网时电网公司又会要求我们提供下面这张许可证：

大家注意到，这个《承装（修、试）电力设施许可证》的颁发单位是发改委下属的国家能源局，也就是原来的国家电力监管委员会，这个许可证也是从电监会时代遗传过来的。

我们来对比一下住建部门和能源部门两个证书：

可以看出，能源部门的许可证比住建部门的资质证书多了电力维修和试验的内容。

其他国家多不存在企业资质，而是实行注册师执业资格制度，但中国目前依然是企业资质主导。国务院办公厅日前发布的《关于促进建筑业持续健康发展的意见》（国办发〔2017〕19 号）提出：进一步简化工程建设企业资质类别和等级设置，减少不必要的资质认定。但这些工作都需要时日，我们期待多证合一的到来及注册师执业资格制度早日到来！



二、说完了企业资质证书，再来说说光伏从业人员资格证书

现行《劳动法》第六十九条规定：国家确定职业分类，对规定的职业制定职业技能标准，实行职业资格证书制度，由经过政府批准的考核鉴定机构负责对劳动者实施职业技能考核鉴定。据此而编制的《中国职业大典》（2015 版）对职业做了如下分类：

本人翻完厚达 698 页的《中国职业大典》，也没有找到“光伏高级工程师”、“高级光伏工程师”等高大上的职业，关于光伏应用职业，只在第五大类中的“农村能源利用人员”一栏找到了“太阳能利用工”这一职业。

为什么“太阳能利用工”这一职业在农业领域？因为光伏早期是和太阳能热水器一同为农村偏远地区服务的，所以在最早编制《中国职业大典》的时候就归属农业部管理了，也因此“太阳能利用工”包括太阳能热利用和太阳能光伏两块内容。

大家都知道，2013 年以来国务院已分 7 批取消了 434 项职业资格许可和认定事项。上面我们提到到的《中国职业大典》（2015 版）中的“农村能源利用人员”包括如下几个职业

而其中下面这几个职业资格已经取消：

但是“沼气工”和“太阳能利用工”并未取消，这是为何？因为沼气和太阳能为国家主推的、市场规模较大的可再生能源。

国家职业资格分为准入类和水平评价类。准入类意味着没有证书就不能从事此项工作，如驾驶证、医师资格证等。而水平评价类是对个人技术能力的一个评定，不作为行业准入的门槛。

2、隆基股份不再享受云南优惠电价政策（证券时报 2022-04-06）

4 月 5 日晚间，隆基股份(601012)公告，公司收到云南省发改委函件，根据国家有关部门清理优惠电价政策的要求，取消公司在云南省享有的优惠电价政策和措施，自 2021 年 9 月 1 日起，公司全部用电价格通过电力市场化交易方式形成，直接与电网企业结算。

隆基股份表示，鉴于公司在云南省内的投资项目不能再执行原合作协议中双方约定的电价，将会在一定程度上增加云南省内投资企业的生产成本，电费占硅片全工序加工成本比例为 15%左右，对公司利润会产生一定不利影响。

就 2021 年中报而言，位于云南省的保山隆基、楚雄隆基等硅棒、硅片子分公司是隆基股份的重要利润来源。

针对不再享受云南省优惠电价政策一事，隆基股份特别提到，上述公司在云南投资项目中未完成的部分存在发生变更的风险。上个月，隆基股份披露了一项在内蒙古的投资计划，涉及年产 20GW 单晶硅棒和切片等多个项目，总投资约 195 亿元，而翻看隆基股份的投资版图，此前很少在内蒙古投资。

从隆基股份的产业版图来看，云南省是其投资重地。早在 2016 年 3 月，隆基股份就与云南省政府签署了战略合作框架协议，就公司在云南省投资建设单晶硅棒硅片、高效电池组件、特色农业光伏电站产业链，带动千亿级单晶光伏产业集群和云南省给予相关优惠政策支持达成战略合作意向。

自 2016 年开始，隆基股份陆续分别与云南省发改委、能源局，云南省保山市政府、丽江市市政府、楚雄彝族自治州政府、腾冲市政府、曲靖市政府等云南省多地签订了项目投资协议，推动上述战略协议的有效落实。

数据显示，截至 2021 年末，隆基股份已在云南省形成约 67GW 的拉晶产能和 57GW 的切片产能，丽江三期年产 10GW 单晶硅棒建设项目、曲靖二期年产 20GW 单晶硅棒和 30GW 单晶硅片项目、曲靖年产 30GW 单晶电池项目尚未开工或投产。

此外，截至 2021 年末，隆基股份在云南已投产的切片产能占公司总产能的比例约为 54%。隆基股份 2021 年中报提到，公司单晶硅棒、硅片生产基地主要集中于陕西(西安)、宁夏(银川、中宁)、云南(丽江、保山、曲靖、楚雄)和马来西亚(古晋)。

（三）、储能技术

1、储能调峰补偿上涨至 0.792 元/kWh！南方区域两个细则征求意见稿！（分布式能源 2022-03-25）

3 月 22 日，南方能源监管局就《关于公开征求《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》（征求意见稿）》公开征求意见。其中新型储能、直控型可调节负荷、抽水蓄能等纳入并网主体管理，增加了电力辅助服务种类，首次建立用户参与辅助服务分担共享机制，补偿标准也有大幅提升！附件《南方区域新型储能并网运行及辅助服务管理实施细则（征求意见稿）》明确：适用于南方区域地市级及以上电力调度机构直接调度的容量为 10 兆瓦/1 小时及以上的独立电化学储能电站。其他飞轮、压缩空气等新型储能电站参照执行。

储能细则显示，新型储能可以参与一次调频、二次调频、无功调节以及调峰辅助服务并获得补偿，补偿规则标准主要为：

一次调频：小频差扰动：独立储能电站月度补偿=超过理论动作积分电量 70% 的月度动作积分电量（兆瓦时） $\times 0.5 \times R1$ （元/兆瓦时）。即补偿标准为 0.5×150000 元/兆瓦时=75 元/kWh。大频差扰动：独立储能电站月度补偿=超过理论动作积分电量 70% 的月度动作积分电量（兆瓦时） $\times 10 \times R1$ （元/兆瓦时）。即补偿标准为 10×150000 元/兆瓦时=1500 元/kWh。

二次调频补偿：调节容量补偿费用=调节容量服务供应量 $\times R2$ （元/兆瓦时），各种 AGC 控制模式均可获得容量补偿费用。即补偿标准为广东 12 元/MWh、广西 5 元/MWh、云南 5 元/MWh、贵州 10 元/MWh、海南 10 元/MWh。

AGC 投调频控制模式的，调节电量补偿费用=AGC 实际调节电量（兆瓦时） $\times R3$ （元/兆瓦时）。即补偿标准为广东 80 元/MWh、广西 20 元/MWh、云南 40 元/MWh、贵州 80 元/MWh、海南 80 元/MWh。

调峰补偿：在储能参与调峰辅助服务中，独立储能电站参照煤机深度调峰第二档的补偿标准，对其充电电量进行补偿，具体补偿标准为 $24 \times R5$ （元/兆瓦时）。即补偿标准为广东 24×33 元/MWh=0.792 元/kWh（较 2020 年版提高 0.292 元/kWh），广西 24×16.5 元/MWh=0.396 元/kWh，云南 24×27.6 元/MWh=0.6624 元/kWh，贵州 24×9.9 元/MWh=0.2376 元/kWh，云南 24×24.8 元/MWh=0.5952 元/kWh。

无功补偿：独立储能电站无功电压补偿：对独立储能电站注入无功，维持系统电压水平的服务供应量按照 $R10$ （元/兆乏小时）的标准补偿；对独立储能电站吸收无功，防止系统电压过高的服务供应量按照 $15 \times R10$ （元/兆乏时）的标准补偿。标准为 $R10=1$ 元/兆乏时。此外，文件明确根据“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，电力用户将参与电力辅助服务补偿费用分摊。如一次调频、二次调频、调峰等辅助服务都提出补偿费用由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同分摊；为特定并网主体或电力用户服务的电力辅助服务，补偿费用由相关并网主体或电力用户分摊。两个细则还指出，现阶段，抽水蓄能、新型储能不参与电力辅助服务费用分摊，而且也不参与电力并网运行考核费用返还。细则自发布之日起施行，有效期 5 年。文件提到的南方区域各种电力辅助服务补偿标准如下图所示：

附表 1

南方区域电力辅助服务参数表

参数类型	细则中对应的符号	单位	广东省	广西区	云南省	贵州省	海南省
当年累计抽发利用小时数调节系数	H1	-	1	1	1	1	1
当年累计抽水利用小时数调节系数	H2	-	1	1	1	1	1
一次调频超额积分电量补偿标准	R1	元/兆瓦时	150000	150000	150000	150000	150000
AGC 服务调节容量补偿标准	R2	元/兆瓦时	12	5	5	10	10
AGC 服务调节电量补偿标准	R3	元/兆瓦时	80	20	40	80	80
启停调峰补偿标准	R4	万元/万千瓦	2.5	2	2	2.5	2
旋转备用补偿标准	R5	元/兆瓦时	33	16.5	27.6（火电） /66.5（水电）	9.9	24.8
冷备用补偿标准	R6	元/兆瓦时	5	5	2.5	5	5
转动惯量补偿标准	R7	元/兆瓦秒方时	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015
自动电压控制（AVC）容量补偿标准	R8	万元/每月/每台	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
自动电压控制（AVC）效果补偿标准	R9	元/兆瓦时	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
迟相运行无功调节补偿标准	R10	元/兆乏小时	1	1	1	1	1

参数类型	细则中对应的符号	单位	广东省	广西区	云南省	贵州省	海南省
稳定切机补偿标准能力费	R11	万元/每年/每台	2	2	1.5	1.5	2
稳定切机补偿标准使用费	R12	元/兆瓦时	火电 400 水电 130	火电 400 水电 130	火电 300 水电 100	火电 300 水电 100	火电 400 水电 130
稳定切负荷补偿标准能力费	R13	万元/每年/兆瓦	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
稳定切负荷补偿标准使用费	R14	元/兆瓦时	1584	792	1325	475	1190
黑启动服务能力补偿标准	R15-1	非 FCB 机组：万元/月/台	30（火电）/3 （水电）	30（火电）/3 （水电）	30（火电）/3 （水电）	30（火电）/3 （水电）	30（火电）/3 （水电）
	R15-2	FCB 机组：万元/万千瓦/月	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
黑启动服务使用补偿标准	R16	万元/台次	480	360	300	300	150
一次调频分摊系数	K1	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
二次调频分摊系数	K2	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
调峰分摊系数	K3	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
旋转备用分摊系数	K4	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
冷备用分摊系数	K5	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
转动惯量分摊系数	K6	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
自动电压控制分摊系数	K7	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
无功调节分摊系数	K8	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
调相分摊系数	K9	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
稳定切机分摊系数	K10	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
稳定切负荷分摊系数	K11	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5

参数类型	细则中对应的符号	单位	广东省	广西区	云南省	贵州省	海南省
黑启动分摊系数	K12	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5

（四）、其他新能源等动态

1、新能源拖欠补贴发放在即，影响几何？（全民光伏 2022-03-29）

2022 年 3 月 24 日，财政部发布 2022 年中央政府性基金支出预算表，其中可再生能源电价附加收入项目支出有望超 4500 亿元。同日，三部委开展光伏、风电等 2021 年底前并网补贴自查工作，上报预计 4 月 15 日完成。国联证券就此点评称，补贴发放将极大释放新能源运营商的开发意愿。补贴拖欠问题解决，将极大提升新能源运营商财务状况和资产价值，推荐补贴金额占比高、弹性大的光伏运营商太阳能（000591.SZ），正在从核电业务全面向综合绿电运营商转型的

中国核电（601985.SH），关注分布式光伏领域龙头林洋能源（601222.SH）。2018 年，可再生能源补贴申报在第七批后戛然而止。2019 年 9 月，财政部将申报、审核、发放补贴资金环节下放至对应电网企业，2020 年国网以清单模式正式开始录入 2020 年前并网项目，但录入速度明显下降，集中式光伏装机列入补贴目录比例从 2016 年 3 月底的 99.5%逐步下降至 2021 年底的 52.6%。大量新能源项目应收款不断增加，现金流紧张影响正常经营。

2022 年其他政府性基金支出 4594.47 亿元，同比 2021 年净增超 3600 亿元。根据国联证券测算，2021 年底补贴累计缺口达到 4656 亿元。此次新能源补贴发放金额远超预期，可覆盖几乎全部补贴拖欠，补贴拖欠问题将迎刃而解，极大释放新能源运营商的开发意愿和资金活力。

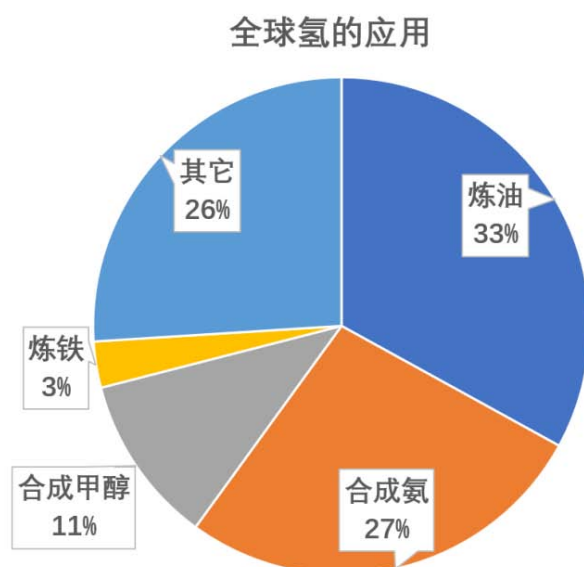
国联证券认为，补贴拖欠问题解决对于行业有如下积极影响：

一，改善运营商财务状况：补贴收回将大幅减少应收账款，提升现金流，降低企业融资压力，提升电站资产价值。

二，补贴作为新项目资本金扩大项目规模：按照单项目资本金占比 30%，杠杆率 3.3 倍，4500 亿补贴款能够撬动 1.35 万亿的项目投资，按照当前光伏 4 元/W、风电 6 元/W 建设成本的中位数 5 元/W 计算，可支撑 270GW 风光项目建设。

2、氢能的应用领域与成长空间（原创 张茜 苗盛 陶光远 能源杂志 2022-03-30）

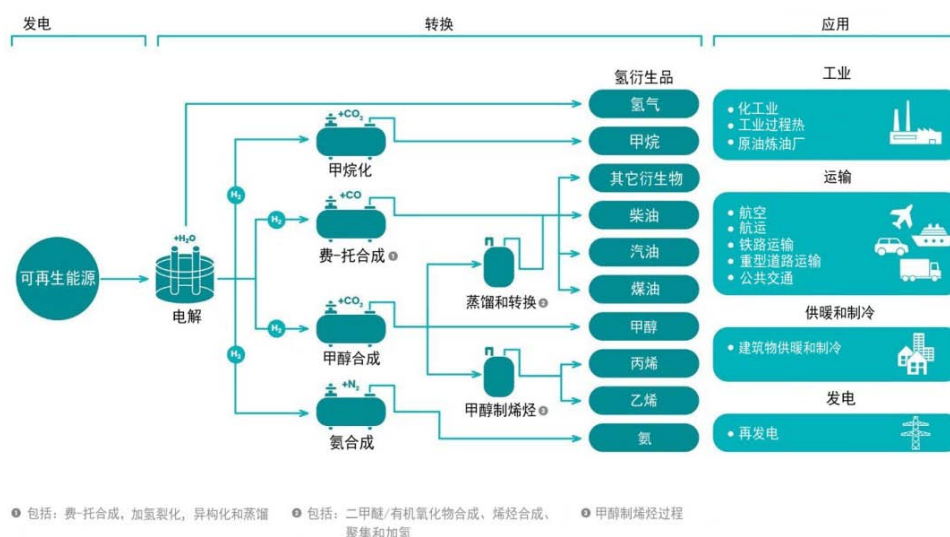
当前全球氢的应用主要集中于作为炼油厂的原料和用于化肥生产。目前全球生产的氢：33%用于炼油，27%用于氨气生产（80%的氨用于化肥生产），11%用于甲醇生产，3%用于在钢铁生产中直接还原铁矿石。



随着全球为限制气候变化和建立可持续经济所作的努力，使用氢作为能源载体替代化石能源将成为另一项重要应用。除了可再生能源和能源效率作为高效能源转型的两个支柱之外，氢及其衍生物可以成为让难以电气化的工艺摆脱化石燃料局限的一个重要能源补充。

然而氢作为原料和作为能量载体是互相密切联系的。例如，在合成液体燃料（航空燃料等）的生产过程中，氢气被用作原料。但是，能量转为液体燃料的最终目的又是充当能量载体。此外，该过程中产生的其它产物，例如蜡，适合非能源类的使用。因此，氢同时充当原料和能量载体的角色，大多数氢的应用都具有这种特性。

下图显示了用可再生能源生产的绿氢作为起点的许多不同的氢和氢衍生物应用以及所需的转化过程。



交通领域的应用

在新一轮的氢能浪潮中，应用的发展重点首先是在现在普遍使用燃油作为能源的交通运输领域。道理很简单：

- 1) 氢能作为零碳能源燃料在运输领域的作用至关重要，是对使用电力的补充。
- 2) 氢能用于交通运输领域，不仅可减少二氧化碳的排放，而且有利于消除空气污染，并提高能源供应的安全性。
- 3) 现在交通工具使用灰氢的能源成本已经低于燃油。绿氢的成本也在不断下降，不久的将来成本也会低于燃油。

大部分公路运输的货物吨位大，距离远。这使得直接使用电能较困难，因为纯电动卡车的行驶距离有限且充电周期长，在给定的车辆重量下电池的重量会限制可用的有效载荷。通过架空线进行直接电气化会带来高昂的基础设施成本，并且对于不那么频繁的路线通常不具成本效益。根据壳牌公司最近对全球 150 多位高管和专家进行对于未来公路货运的调查报告，氢被绝大多数被调查者视为全球公路货运的主要能源，而现在使用蓄电池的纯电动汽车是短途小型车辆最经济有效和最环保的解决方案。

德国在汽车领域推广氢能应用的策略是，首先建成加氢站网络，籍此才能推广氢能汽车的应用和发展。现在绿氢和蓝氢的成本还较高，因此使用灰氢支撑氢能汽车的应用推广，以促进德国氢能汽车的发展。

与使用蓄电池的纯电动汽车相比，氢燃料电池汽车的主要优势是续航里程长。电动汽车现在所用蓄电池系统的能量密度只有 150Wh/kg 左右，而车载氢气系统的能量密度则远超 1000Wh/kg。氢燃料电池汽车加注氢只需几分钟，而纯电动汽车的快速充电也需要几十分钟。

需要注意的是，在纯电动汽车能源供应的综合成本中主要不是电力费用，而是蓄电池的折旧费用。未来电动汽车实施智能充电，使用的电力很大一部分是弃风弃光电或低谷电力。在中国，弃风弃光电费或低谷电力加上充电服务费未来平均不到 0.4 元/千瓦时，但是现在蓄电池的折旧是约 1.00 元/千瓦时，远高于电费+充电服务费。虽然蓄电池的折旧费用未来会有所下降，但是在可以看到的未来，仍会高于电费+充电服务费。

电动汽车消耗 1 千瓦时电力给车轮的能量，大约等同于氢燃料汽车 0.05 千克氢气给车轮的能量。现在 1 千瓦时电力的电费+充电服务费+蓄电池折旧费为 1.4 元左右。而 0.05 千克洗净的灰氢的制氢费+加氢费，仅为 1.0 元左右。

小汽车每年的行驶里程短，重量小，能耗低，因此，能源供应的综合成本在车辆的总成本中占比不高。而重载卡车每年的行驶里程长，重量大，能耗高，是小汽车的十几倍甚至几十倍，能源供应的综合成本在车辆的总成本中占比较高。因此，对行驶里程较长载重量较大的重载卡车来说，氢能重载卡车的总成本反而低于纯电动重载卡车的总成本。譬如，一辆在露天煤矿运输煤炭的燃油重卡，年油耗为 50,000 升，用纯电动重卡替代，每年耗电约 150,000 千瓦时，充电和电池折旧费用为约 21 万元；而用氢燃料电池替代，每年耗氢约 7500 千克，使用灰氢，为约 15 万元。且氢能重卡补充能源的时间远低于纯电动重卡，蓄电池的重量占用大量的有效载重空间。

中国现在的燃油重卡每年消耗 1 亿多吨柴油，如果全部用氢能重卡替代，每年的氢耗量为 1000 多万吨。中国重卡的数量还在不断增加。

德国能源署认为，在未来 10 年内，氢燃料电池汽车的总拥有成本（TCO）预计将下降 50% 左右，在不远的将来甚至可能会低于纯电动汽车。因此，未来氢燃料电池汽车除了在重载卡车领域成为主流的车型外，而且还有可能会在小汽车领域获得相当的占有率。

德国为了保持其在氢燃料电池汽车领域的领先地位，正在加速建设加氢站，以求尽快在德国形成加氢站全覆盖，籍此推动氢燃料电池汽车的大规模应用。德国计划到 2023 年底，在德国全境建成 400 个加氢站。截止到 2021 年底，已经有 91 个加氢站建成投入运行。还有 17 个加氢站在规划、建设、检测或试运行的进程中。现在这些加氢站使用的氢大部分是用天然气蒸汽重整工艺生产的灰氢。只有少数加氢站使用绿氢。未来所有的加氢站会逐渐转为使用绿氢和蓝氢。

用可再生能源电力生产绿氢，或用天然气生产蓝氢给氢动力汽车使用，在欧洲氢能示范项目中的占比是最高的。这也说明氢能汽车及其氢能的供应是当前欧洲氢能发展领域中的重中之重。

在运行不频繁的铁路线上实行电气化在经济上是不划算的，相比之下使用氢燃料电池列车减少二氧化碳排放在经济上更划算。2018 年德国联邦经济部的研究报告表明，由于氢燃料电池有更高的能效以及更低的维护成本，氢燃料电池列车比柴油列车可以节省多达 25% 的运营成本。

2018 年，由阿尔斯通公司开发的氢燃料电池列车在德国开始商业运营，最高时速可达 140 公里/小时，续航里程为约 1000 公里。西门子交通集团和德国铁路公司也宣布将测试氢燃料电池列车，该项目将在 2024 年投入运营。据预测，它的续航里程超过 600 公里，最高时速可达 160 公里/小时，加氢仅需约 15 分钟的时间。

在航运领域，液氢、氨、甲醇和有机氢载体（LOHC）都是未来可能的氢能载体。在欧洲氢能示范项目中有好几个氢能船舶的示范项目。

在航空领域使用氢能的难度最大。比较稳妥的解决方法是用生物质、绿氢或蓝氢生产零碳燃油，供飞机使用，这样飞机现有的燃油动力系统的形式可以保持不变。

工业领域应用

在工业领域，氢的主要应用领域在化工领域，包括钢铁冶金、合成氨和碳氢化合物的生产。

在钢铁冶金领域，氢将主要用来替代焦炭作为冶炼铁及其它金属的还原剂和能源。现在全球以铁矿石为原料生产钢的主要工艺分两步：用高炉生产生铁，使用焦炭既作为还原剂又作为能源供应；而后通过纯氧转炉生产钢。

钢铁行业目前仍然非常依赖炼焦煤。可行的替代方案是使用氢气直接还原铁（DRI），这种直接还原铁的工艺路线已占铁矿石炼钢产量的约 7%，目前使用的主要是天然气。在全球使用绿氢或蓝氢直接还原铁每年可以减少大约 23 亿吨二氧化碳排放量，这将成为未来最有希望的铁矿石炼钢工艺。

欧洲使用氢直接炼钢的示范项目虽然不多，但却是重大示范项目。譬如，欧洲最大钢铁厂杜伊斯堡-沃尔苏姆（德国）的 500 MW 电解水制氢、用氢作为还原剂炼钢的项目。

中国每年使用大约 4 亿吨焦炭和大约 1 亿吨半焦，使用这些焦炭和半焦，每年排放大约 12 亿吨二氧化碳，超过中国二氧化碳年排放的 10%。替代这 5 亿吨焦炭和半焦，需要大约数千万吨的氢作为还原剂。

在化学工业，对氢气的主要需求来自于制造氨和甲醇等化学物质以及烯烃、乙烯、丙烯和芳烃（苯，甲苯和二甲苯）。目前大多数所需的氢是通过蒸汽甲烷重整（SRM）过程中生产或煤炭气化生产。在炼油厂中，氢主要用于长链碳氢化合物的加氢脱硫和加氢裂化，特别是用于生产汽油和柴油。在有机化学工业中，转化过程以碳和氢为基本原料。{Citation}工业价值链中的大多数主要化学品都是基于合成气的技术路线合成的，而合成路线又是通过氢气、一氧化碳和二氧化碳的混合物的反应来合成的。

中国现在每年生产 2000 多万吨灰氢，主要用于生产氨和甲醇，其次是炼油和其它有机化学品的生产。有机化学品的产量未来还会大幅增长，因此这个领域的用氢量还会大幅增长。为实现碳中和，这些灰氢将来都要用绿氢或蓝氢替代。

在发电领域，氢能主要用于替代天然气作为补偿电源。风光水等可再生能源电力有季节性波动，一般在冬季资源量小，而在春夏秋季资源量大。这样，就可在风光水电过剩时电解水制氢，并在岩穴（譬如采空的盐矿）和采空的天然气田等处低成本存储；在风光水电有较长时间的短缺时，用氢能通过燃料电池或燃气轮机发电或热电联供。这样可再生能源电力制氢+氢能发电就成为碳中和时代电力系统中储能容量最大的储能模式。风光水电的短时间波动则主要由抽水蓄能、蓄电池储能电站、电动汽车智能充电、储热储冷和用户侧响应来进行消纳和补偿。

在风光电作为发电主力时，需要大量灵活性电源作为补偿电源，大部分灵活性电源的年利用小时数很低，有很大的比例利用小时数为 1000 小时左右。在这种情况下，发电系统投资的折旧和利息在发电成本中就会占很大的比例。而氢燃料电池发电系统的成本未来会远远低于燃煤和燃气发电系统，因此特别适合作为年利用小时数较低的补偿电源。

氢燃料电池系统的成本正在迅速下降，2030 年单位功率的成本大概率会低于 1500 元/千瓦。下表分析了年利用小时数仅为 1000 小时、发电系统静态投资折旧年限按 10 年计的发发电系统折旧成本在单位发电量成本中的金额：

2050 年左右，如果中国年用电量为 15 万亿千瓦时，其中有 4%即 6000 亿千瓦时的电力使用氢能发电或热电联供，就需要 2000 多万吨氢。未来建筑供暖除了生物质能源外，还有两种模式：风光电过剩时用风光电作为采暖的能源；在风光电供应不足时，使用氢作为热电联供的能源，这样既提供热力又提供电力，与波动的光光电是非常好的配合。

将中国在上述领域未来的用氢量累加起来，估计为 1 亿吨/年左右。如果 2050 年用可再生能源电力电解水制 1 亿吨绿氢，则用电量将超过 5 万亿千瓦时。相比之下，现在中国的年用电量不过才 7 万多亿千瓦时。2050 年，如果中国的总用电量为 15 万亿千瓦时左右，则电解水制氢的耗电量会达到总用电量的 1/3 左右。届时，电解水制氢也就成为消纳过剩风光电的主力。

从经济性的角度看，未来氢能将首先在交通运输系统中应用，替代燃油；其次在钢铁冶金行业和发电/热电联供中应用，替代煤炭和天然气；最后在含氢的化学产品生产领域应用，替代部分煤炭和石油。

在上述的化石能源价格中，未来还会增加价格越来越高的二氧化碳排放费用。这项费用的高低对于绿氢和蓝氢应用范围的扩展速度起着很大的影响。

3、风电这么赚钱，为什么到处在拆除风机？3 条原因哪条是你没想到的（原创 2022-04-20）

挖个坑，栽个杆，风一吹，一年就能赚几百万！为什么有些地方在大量拆除风电呢？特别是一打开网络，搜一下风电拆除，映入眼帘的都是风电拆除的负面消息，这又是为什么呢？难道风电真的是垃圾电吗？

风电是新能源的一种，也是人类利用自然界非化石能源的一种。风是可再生的，风力发电成本是最廉价的。

2035 年确保达到碳达峰，2060 年达到碳中和，靠的就是新能源发电，只有当新能源发电占总能源供应一定比例，才能确保碳达峰。

减少常规火电、石油、煤碳的使用，增加水电、风电、太阳能发电的发电占比，我们生活的环境才能逐渐清新起来，生态才会越来越好，人类环境才会变得更加美丽。

随着科技的发展，氢能、核能也都在整体布局和推进中。

可以说，现在新能源已普遍走进人们的生活，将来更是人们生产生活的最基本支撑。

为什么有些地方正在拆除风电？

工地上大型吊机将一根根塔杆拆除，再运出去，把它们当作废品变卖，然后将原风电机位进行生态恢复，这是多么大的浪费啊！

其实，风电对于我国是一种新兴起的自然能，是充分利用自然资源的清洁发电方式。

从风电技术传入我国，到现在还不足 30 年时间，一直至碳达峰，这一路上，风电还会突飞猛进的向前高速发展。

今天的风电产业，可以说是才刚成熟，刚开始！

更加快速发展的前景正在向我们走来！局部地区在拆除风电，并不表明风电过时了。或者如激进者所说的，风电是垃圾电能，这种说法都是不专业的。

目前来讲拆除风电设施的原因有以下三个：

第一、违法用地。

前几年，一些大型企业为了抢占风电市场，神州大地到处跑马圈地，甚至在土地使用证没有办理下来的情况下，就大张旗鼓地开建。

其中一些中介或称资源方，还有一些地方，为凸显招商引资亮丽政绩，轻易向企业承诺，“土地使用证办下来没问题，你们抓紧大干吧！”

待风电场建成了，发电了，运行了。结果，土地使用证因为这事那事的原因一直没有办理下来，这就导致了违法用地的事实，这些风场也变成了违建了。

当然迎接这些风电场的命运就是拆除。

第二、风电场选址错误。

最典型的就是风电场建在了生态保护红线以内，如生态保护区、风景名胜区、水源保护地等。

现在承建风场的不但有民营企业，更多的是国企或央企，他们的董事经理一个比一个精明，为什么会选址到这些不该选的地方呢？那不是糊涂吗？

有些时候，责任并不全在于企业；

有些时候，违法破坏生态区也不是他们的初衷。

举个例子，这块地建风电场时，并不属于生态保护区；

当风场建好后，没运行几年，这些风场区被重新规划成了生态保护区。

作为企业建风场就是为了赚钱，既然要赚钱，这就是商业行为，当然就要承担这些风险。

在工程建设过程中，用地属性的改变属于不可抗力的政策风险，没有回旋余地。

无论什么类型的企业，胳膊拧不过大腿，为了生态环境，只有将该风电场拆除。

第三、“以大换小”更新换代。

有些风场建得早，已运行了二十多年、十多年，当时风电技术还不够成熟。用现代设计的眼光看，设计的标准低了、保守了，经过长时间运行，发电效益已不足抵运行成本。

新能源企业为了充分利用风电场资源，用大风机代替老旧小风机，对风电场进行扩容，充分利用土地，增加投资收益。

有的风场是拆除老旧风机，同时新建大的风机；

有的是先将风场内的老旧风机拆除，然后再统一建造新的大型风机。无论怎样拆，这都是有计划的更新换代之举，没有任何可以非议之处。

当然，拆除风电的原因还有很多，但主要的还是以上三个方面。

那么，风电是垃圾电吗？

风电是发电成本最低的新能源电能，它依靠自然界的风能，风机利用风能转化为机械能，然后通过发电机输出电能，而大自然风可以循环使用，又是清洁的无污染的。

原理就这么简单，和水力发电原理有异曲同工之处。

风电也有缺点，它的缺点就是不稳定，风大的时候产生的电就多；无风或风小的时候，不产生电能或产生电能效率就小。

也许当人们夏天正热，大家需要打开空调的时候，但因为没有风，风机转不起来，风机发的电就不能满足人们的生产生活需要。

当人们不需要的时候，也许这时候风大，风机转得就快，产生的电就多；但人们这时候却不需要大量的电能，于是弃风弃电就成了一个新的问题。

随着电力技术的提高，储能装置也在日新月异的发展，当人们不需要电的时候，大量的风电可以先将其关进储能装置里；当没有风的时候，再打开储能装置，让电能释放出来，来点亮人们的美好生活。

储能装置就解决了弃风的问题，也解决了风电的短板。

还有人说，我国都在大规模地上风电，而外国都在拆除风电？片面认为我们太落后了，其实这种思想是错误的。外国拆除风电，都是在更新换代，并不是拒绝使用风电！认识到这一点很重要。

所以，风电和其它新能源一样，有一个产生发展的过程，技术也在逐步提高。但风电自人类开始使用它，就表现出很强的生命力和亲自然性，直到现在，仍没有任何一种新能源可以完全代替风电。

（五）、国外节能动态

1、中国企业如何在菲律宾发掘新能源合作新优势(原创 党侃 国际工程与劳务杂志 2022-04-13)



中国企业参与菲律宾新能源项目概况

菲律宾是全球太阳能资源最丰富的地区之一。全国太阳能资源分布较均匀，年总辐射量在 1500kWh/m²-2100kWh/m² 之间。从全国范围来看，菲律宾年太阳总辐射量的两个高值区分别位于菲律宾北部吕宋地区和南部棉兰老岛地区，年总辐射量在 2000kWh/m² 以上，其余地区介于 1500kWh/m²-2000kWh/m² 之间。

菲律宾风资源十分丰富，基本遍布全国，其中风资源最丰富的地区在南他加禄地区和西米沙鄢地区，整体平均风速较高。

中国企业在菲律宾光伏领域具有较大的竞争力，截至目前，中国光伏组件和逆变器的大多一类厂家在菲律宾均有出货，中国的大型建设央企，如中国电建、中国能建、中国国机等公司，以及一些地方国企，甚至民营企业也都参与了菲律宾的光伏项目建设。目前，也有多家央企和民营企业在菲律宾积极开展光伏项目开发，开发模式包括绿地开发和投资并购。

菲律宾对欧美风机品牌的认可度极高，已建成的风电项目均使用歌美飒、维斯塔斯及西门子风机，中国企业投资开发的风电项目尚未开工建设，因此，中国企业在菲律宾尚无风电投建营的经验。

中国企业参与菲律宾新能源项目投建营一体化 SWOT 分析

一、优势分析

依托中国强大的制造业水平、宏大的新能源规划以及国内积累的丰富 EPC 经验，中国企业在新能源领域制造能力及开发规模已经处于全球引领地位，中国的财务投资公司、能源发电公司、电力建设公司、装备制造厂家等几乎新能源全产业链的公司都具备投建营一体化开发菲律宾新能源项目的能力。因此，综合来看，中国企业在新能源项目投建营一体化开发的主要优势有：强大的新能源装备制造的技术和价格优势以及丰富的 EPC 总包经验。

二、劣势分析

与此同时，中国企业的劣势也很明显。一是在投资阶段，很多中国企业缺乏科学的决策体系，要求低风险高收益，投资决策程序缓慢，导致项目迟迟无法通过投资审批，丧失投资机会；或者不重视法律和财税尽职调查，为项目后续开发埋下隐患，导致项目最终无法落地。另外，中国企业使用国内资金成本比日本、欧美等国际银团高，拉低项目投资收益，劣势明显。二是在建设阶段，中国公司仍然需要进一步加强综合（商务和管理）能力和资源整合能力，由粗放型向精细化管理迈进。比如许多中国 EPC 公司仍然不愿意承担项目建设过程中的电网接入图纸审批工作，或者要求业主解决自己队伍的工作签证等问题，这些都暴露了自身能力的短板，使业主对承包商的能力有所质疑。三是由于中国人力成本的不断增高，中国工人的成本优势越来越低，运营成本逐渐增高，竞争力减弱。

三、机会分析

从市场环境来看，目前正值菲律宾新能源项目的高速发展时期。菲律宾在 2016 年取消新能源电价补贴后，导致大批新能源项目开发搁浅，目前菲律宾能源部主要通过颁布绿色能源政策，即鼓励终端用户直接从发电端购买绿色能源、开展绿色能源项目拍卖等方式，提高新能源市场电价，促进新能源项目快速发展。

在全球推进的减碳大背景下，菲律宾也在着手制定煤电的退出计划，将来的电力缺口仍然主要靠新能源项目来弥补。根据菲律宾能源部颁布的《菲律宾能源计划 2020-2040：迈向可持续与清洁能源的未来》中显示，计划到 2030 年菲律宾可再生能源占比要达到 35% 以上，到 2040 年要达到 50% 以上，而菲律宾目前可再生能源的占比尚不足 30%。可再生能源中，由于水电和地热项目开发周期长，生物质电站难以形成规模效应，可以预见该规划仍然主要依靠新能源项目的增长来实现，可见菲律宾新能源需求之大。

预计疫情结束后，菲律宾新能源项目将迎来发展高潮。这正是中国企业投建营一体化开发菲律宾新能源项目的良好契机。

四、威胁分析

从自身来看，由于中国企业在投资阶段的劣势，目前尚无在菲律宾成功开发新能源项目的案例，但日本、欧美等国际银团支持的项目均有已建和在建项目，中国企业已失去投资的先发优势。

从外部环境看，菲律宾也存在对外资比例的限制、政策多变、当地劳工效率低下等问题，中国企业应当客观看待该市场，做好相应的防范措施。

中国企业如何实现菲律宾新能源项目投建营一体化开发

一、投资阶段

1. 建立科学高效的投资决策程序

一般来说,中国国有企业实行集体决策制,这个制度最大的优势是依靠集体智慧,防止个人武断,但伴随的劣势往往是放大项目风险、决策程序复杂,也会导致错失投资机遇。目前菲律宾正处于新能源发展崛起阶段,新能源项目的投资竞争非常激烈,本土财团、日韩、欧美、中东等国际财团也都在菲律宾有待开发或已开发项目,中国企业投资决策程序不改革,投建营一体化就无从谈起。建立科学的高效的投资决策程序,需要每个公司根据自己的管理规定,从项目的调研、分析、判断和决策形成一个系统性的决策程序,将风险与收益并行考虑,建立风险评判体系,对于中高收益项目,允许承受一定的风险;同时,对于低风险项目,则应降低收益预期。

2. 多渠道融资,降低资金成本

菲律宾的电力项目允许项目融资,即投资方可以直接抵押项目,而不用抵押母公司资产进行贷款。因此,中国企业可以尝试从当地本土银行或外资银行多渠道融资,选择成本较低的方式融资。如项目能与配电方签订长期购电协议,则可以项目抵押选择长期低息贷款,节省资金成本。

另外,中国企业也应与中国国家开发银行、中国进出口银行等政策性银行,以及亚洲基础设施投资银行、亚洲开发银行等多边金融机构保持沟通,尝试取得资金支持,降低融资压力。

3. 做好前期工作,重视尽职调查对于菲律宾的新能源项目开发,难点主要集中在3个方面:即申请取得一系列项目许可、项目征地和购电协议签订,任何一个环节出现问题,都会导致项目搁浅。对于绿地开发项目,中国企业需要寻找有一定实力的当地合作方,与当地合作方一起做好筹划,做实前期可研、地勘等技术工作,并与当地政府、能源部、土地管理机构、土地业主、购电方、电监会等做好沟通交流,一步步做好许可获批、征地和电价谈判,切勿幻想有捷径可走。对于并购项目,要重视对项目公司的法律和财税尽职调查,尤其关注项目许可是否完整并在有效期内、征地工作是否完成以及购电协议是否经过电监会批准等,尽职调查越深入越能发现项目开发的真实进展,从而为项目价格评估及后续工作的开展奠定基础。另外,如果项目尚未完成开发,中国企业应在并购协议中设置付款节点,完成某阶段的工作,再支付相应款项。

二、建设阶段

中国企业在建设阶段的最大优势是技术能力强、建设速度快和工程经验丰富,但存在的劣势也很明显,即缺乏综合管理能力和当地资源调配能力。

1. 项目管理团队必须掌握英语

归根结底,中国企业在建设阶段的劣势就缺乏沟通,而缺乏沟通的原因就是中方人员普遍英语较差,从而拉低了整个团队的商务能力,与电网公司、移民局等当地机构交流困难,以致关系难以融洽,审批受阻。但实际上,只要交流顺畅,这些琐事要比干工程本身简单。因此,作为现代化的工程公司,项目管理团队必须掌握英语,增强沟通交流和应变能力,这会迅速提高整个团队的商务能力。合格的EPC承包商,必须“干得好”,还要能“服务好”。

2. 重视当地法律法规

菲律宾是一个法制较为健全的国家，但同时存在选择性执法、执法不严等问题，一些惯用的工作方法可能存在违法违规嫌疑，中国企业必须高度重视菲律宾的法律法规，避免法律风险。比如菲律宾要求承包商必须取得施工执照才能进行施工，很多中国企业借用当地公司资质施工，这其实有很大的法律风险。另外，当地的施工企业需要给当地政府缴纳“当地社区税”，而且这个税率是可以与当地政府商定的，有些承包商为了节省成本，担心政府官员换届后重复征税，通过贿赂当地官员而逃脱征税，这也造成了较大税务和法律风险。建议中国企业在建设阶段也应聘请当地有经验的律师事务所和会计师事务所作为法律和财税顾问，严格按照当地法律法规，文明施工，依法纳税。

3. 加强当地调研，掌握当地资源 中国企业应提前调研摸排当地资源，包括但不限于对当地承包商、供货商、相关准证服务商、外围关系协调方等。一方面，中国企业可以有效利用当地资源，降低建设成本，提高项目建设效率；另一方面，也能有效应对建设阶段的各类风险，并为有效处理突发事件奠定基础。

三、运营阶段

由于中国人力成本的持续上涨，使用中国人从事运营工作已无明显的成本优势。为有效降低运营成本，可以从以下方面入手。一是尽量使用当地工人进行运行和维护。当地工人的优势是成本低廉，但也存在技术人员缺乏、技术能力弱等问题，要想在菲律宾市场上招到数量足够、技术熟练的运维人员难度比较大，中国企业可以提前招聘运营人员，由中方人员在工作中培训，到一定阶段后方可上岗独立操作。二是做好与厂家的沟通，在成本相同的情况下，使用先进的运维技术，如果光伏组件清扫机器人等，同时要求厂家做好服务，配备足量的备品备件，以节省成本。

结语

菲律宾新能源正值发展的黄金期，本土与国际资本已经竞相涌入，只有积极尝试投建营一体化开发，才是中国企业立于不败之地的唯一出路。在投建营一体化方面，中国企业优劣势并存，总体来说，仍然是建设运营优势明显，投资劣势也明显，但由于中国制造的强大优势，只要能在投资阶段积极探索，在建设运营阶段再接再厉，中国企业在菲律宾新能源领域的投建营一体化发展必然大有可为。（作者单位：中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司）

2、中国与 84 个共建“一带一路”国家开展科技合作（天津企业走出去指引 2022-04-13）

自 2017 年共建“一带一路”科技创新行动计划启动以来，中国与共建“一带一路”国家在科技人文交流、共建联合实验室、科技园区合作、技术转移等方面开展合作，共同迎接新一轮科技革命和产业变革，推动创新之路建设。

截至去年底，中国已和 84 个共建国家建立科技合作关系，支持联合研究项目 1118 项，在农业、新能源、卫生健康等领域启动建设 53 家联合实验室，“创新丝绸之路”建设朝气蓬勃。

埃及——智能灌溉技术，给沙漠农业带来新希望

沙漠地区高温干旱、水资源短缺，如何提高水资源利用率，一直是困扰埃及农业发展的难题。在连接埃及两大城市的开罗—亚历山大沙漠公路旁，坐落着埃及农业研究中心沙漠农场。两年多来，来自中国的节水灌溉系统助力当地开展沙漠种植。

青芒果试验田里，芒果个大饱满，长势良好，地面上却看不到一根灌溉管道。研究人员打开手机，轻轻一点，试验田旁由太阳能发电驱动的水泵开始抽水，通过地下渗透管，水源被源源不断输送到植物根部，1 个小时就可以浇灌 50 亩农田。

这套智能风光互补节水灌溉系统来自中国宁夏，由地下渗透管与风能、太阳能提水设备和手机智能控制灌溉设备组成。“比传统灌溉更绿色环保高效，而且还可以通过手机和电脑实现远程控制。加上灌溉设备铺设在地下，不受紫外线照射，使用寿命相对更长。”宁夏大学资源环境学院院长、研发带头人孙兆军介绍。

2019 年，由宁夏大学资源环境学院和埃及艾因夏姆斯大学共建的国际联合节水灌溉实验室成立。在埃及国家研究中心农场和埃及农业研究中心沙漠农场，中埃双方建起两个智能风光互补节水灌溉试验基地，总面积 320 亩，并与当地企业合作，示范推广 3 万多亩。

“联合实验室的成立，不仅便于我们获得实验数据，还能培训学生使用这些系统。”艾因夏姆斯大学农学院院长艾哈迈德·贾拉勒说，发展沙漠农业的最大问题是缺水缺电，节水灌溉系统通过利用太阳能、风能和地下渗透管，节水率达到 40%，令人印象深刻。

共建智能节水灌溉实验室是近年来中埃科技合作的一个缩影。随着共建“一带一路”倡议与埃及“2030 愿景”深度对接，中埃不断创新科技合作形式、拓展合作领域。从埃及首个卫星总装集成测试中心，到正在实施的埃及二号卫星项目，再到中埃农业绿色发展联合实验室合作备忘录的签署，中埃科技合作互利共赢之路越走越宽。

埃及高等教育与科学研究部副部长亚西尔·里法特表示：“中国已成为埃及最重要的科技创新合作伙伴之一，埃方愿与中方进一步深化和扩大科技创新合作，共同进步，携手成功。”

巴西——从卫星到 BINGO，筑梦太空续写新篇章

去年底，巴西帕拉伊巴州州长若昂·阿泽维多签署了一项总额为 1200 万雷亚尔(约合 1476 万元人民币)的项目资金拨款协议，用于在该州内陆地区建造 BINGO 项目所需的大型单口径射电望远镜。BINGO 是射电天文和宇宙学领域的一项重大国际合作计划，于去年 7 月启动，由中国、巴西、英国、法国、瑞士等国科研人员共同合作，以探测宇宙深空发射来的重要信号，从而揭示宇宙结构和暗能量的奥秘。

1988 年，中巴两国签署合作协议，正式拉开研制中巴地球资源卫星的序幕。1999 年，第一颗中巴“资源一号”卫星发射升空，开创了发展中国家航天领域合作成功先例。截至目前，中巴已联合研制 6 颗地球资源卫星，卫星数据广泛应用于两国农业、林业、水利、国土资源、环保和防灾减灾等领域，为政府部门科学决策提供有力支撑。

中巴地球资源卫星项目巴方负责人布埃诺从一开始就参与了项目工作，中方同事亲切地称他为“老布”。30 多年来，从发电报传递信息到形成步骤清晰明确的合作指导文件，从共同攻克一大批关键产品核心技术到开展一系列研制协调沟通，老布与中方同事在工作和生活中建立了牢固的友谊。

因项目需求，老布在疫情前平均每年到中国出差一到两次，参加技术会议、设计评审、发射跟踪和环境测试等。“参与这个项目让我有机会了解中国科技发展和中国文化，并目睹中国发生的巨大变化。我期待巴中地球资源卫星项目影响力不断扩大，巴中两国航天合作继续谱写新篇章。”

“巴西非常需要中国这样的合作伙伴。”在巴西科技创新与通信部部长马科斯·彭特斯看来，巴中在航天领域，特别是地球资源卫星项目上长达 30 余年的合作，为两国乃至其他发展中国家经济社会发展提供了技术支持，用空间技术来改善、提高人们的生活质量，体现了“未来眼光”。

葡萄牙——打造“蓝色伙伴关系”，培育多领域合作亮点

去年 12 月，由中国科学院微小卫星创新研究院(以下简称“卫星创新院”)和葡萄牙科技基金会联合牵头筹建的中国—葡萄牙星海“一带一路”联合实验室在上海正式揭牌启动。中葡将在海洋与空间领域开展合作，携手推进两国“蓝色伙伴关系”发展。

“上海与里斯本分别位于太平洋与大西洋沿岸，葡萄牙的亚速尔群岛有特殊的气候与地理区位优势，是一个天然实验场。”卫星创新院副院长胡海鹰说，建设中葡海洋与空间领域的科技创新合作平台，聚焦海洋与空间领域工程技术和科学应用，有助于推进两国蓝色经济发展和航天合作。

葡萄牙拥有悠久的海洋文化和开发利用海洋资源的丰富经验。近年来，中葡两国在海洋科学领域的合作越来越密切，葡萄牙更是欧盟国家中第一个与中国正式建立“蓝色伙伴关系”的国家。

中葡海洋科技合作已见成效。2017 年 9 月，中葡海洋生物科学国际联合实验室在上海海洋大学揭牌成立，上海海洋大学与葡萄牙阿尔加夫大学联合开展鱼类和贝类免疫进化与适应、鱼类繁殖发育、海洋微生物、海洋生态系统、极地海洋等多学科交叉合作。

阿尔加夫大学海洋科学研究中心主任阿德利诺·卡纳里奥是联合实验室葡方主任。他表示，在海洋科研、海洋开发和保护等领域，葡萄牙可以与中国实现信息共享，双方共建联合实验室实现了科研能力互补，促进了更多科研人员交流，推动了海洋生物科学和技术的研究、转化与创新，提高了两国海洋生物领域科技创新能力。

近年来，随着共建“一带一路”框架下双边合作不断推进，围绕科研平台建设、联合研发攻关等，中葡开展了多维度交流合作。截至目前，共有 3 家中国—葡萄牙“一带一路”联合实验室获批筹建，领域覆盖空间海洋、材料、文化遗产等重点领域。

葡萄牙科学、技术与高等教育部部长埃托尔认为，科技合作一直是葡中友好关系的重要组成部分，双方在这些领域建设的联合研究平台，正在为联合研究、人员交流、产学研结合等发挥重要作用。(作者：沈小晓 毕梦瀛 姜波 俞懿春)

3、中亚再布局！Masdar 进军吉尔吉斯斯坦可再生能源市场（原创 国复咨询 走出去情报 2022-04-21）

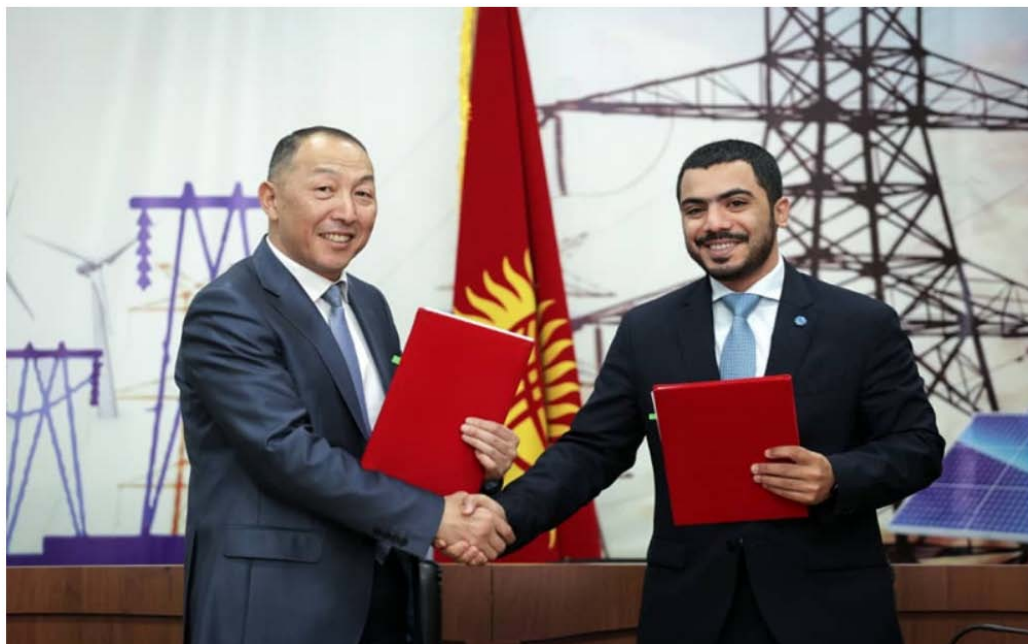
日前，阿联酋能源巨头 Masdar 与吉尔吉斯斯坦能源部签署了 1GW 可再生能源项目开发协议。

该协议的签署，意味着继成功进军乌兹别克斯坦可再生能源市场并在当地成为主要玩家后，Masdar 在中亚可再生能源领域的再布局。

此次框架协议下 1GW 的可再生能源项目包括陆地光伏、水面光伏以及水电站。

该协议的签署是为了助力吉尔吉斯斯坦实现其低碳减排目标——至 2030 年，温室气体排放减少 44%；至 2050 年，实现碳中和。

但是，从吉尔吉斯斯坦当前的电力装机结构来看，其清洁能源电力的占比已经达到了 90%以上。



那么，吉政府为什么还要致力于开发新的可再生能源项目？



电站老化严重



得益于其丰富的水能资源，乌兹别克电力装机以水电为主，占比 90%以上。但是这些水电站面临严重的老化问题，吉由于极低的电价水平，电力系统一直面临较大的财政压力，而日益增长的电站维修费用进一步增加政府财政负担。



电力供应缺口

吉目前的电力供应勉强可满足国内需求，其可能面临的电力供应不足主要源自以下几个方面：

(1) 新增电力需求：吉电力消费每年增幅为 3%-5%，但是设备老化及超负荷运转严重，而由于资金短缺，新增发电能力有限，不能满足与日俱增的用电需求。

(2) 季节性电力短缺：水力发电易受季节性和天气相关的影响波动，吉冬季存在电力短缺现象；

(2) 地区性缺电：吉电力需求主要来自北方，而 80%的水电站主要分布在南方，加上吉老化的输电设施，电力供应的稳定性受到威胁。

(3) 电力供热：电锅炉是吉某些地区的主要热源，极大增高了电力消费需求。

(4) 电力出口：吉国内电网与哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦及中国相联通，根据两国双边协议，吉每年从乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦进口部分电力，并向哈萨克斯坦、中国出口部分电力。但是随着现役水电站的老化以及国内电力需求的增长，吉电力出口将面临短缺问题。



可再生能源开发潜力

*电力出口是吉的外汇收入来源之一，为了促进同周边国家电网互通和电力出口，吉同塔吉克、阿富汗、巴基斯坦四国策划了 CASA-1000（中亚-南亚输变

电线)项目,该项目于2012年提出,于2019年开始动工,目前正在建设中,项目建成后吉可向阿富汗、巴基斯坦出口电力。

吉现有电力结构较为单一,为了增强电力供应安全性和稳定性,吉政府希望推动电力结构的多元化。在全球低碳减排趋势,结合吉自身的资源禀赋,可再生能源成为重要的转型方向。

吉的可再生能源电力开发潜力主要存在于水电和光伏:

(1) 水资源:吉境内河流湖泊众多,水资源极其丰富,总储量约1425亿度,目前仅开发了10%。吉政府鼓励进一步开发小水电。

(2) 太阳能:吉的地理位置和气候条件十分有利于太阳能的发展,年发电量有望达到300千瓦时(kWh/m²)。

目前,吉尚没有光伏装机。去年11月在吉总理见证下,中铁二十局与吉尔吉斯斯坦经济与商务部签订了伊塞克库勒1000兆瓦光伏项目和托古兹600兆瓦水电站项目谅解备忘录,其中伊塞克库勒光伏项目是吉国第一个大型光伏发电项目。

三、中国建材集团、中材节能动态

1、大举布局!海螺集团与中国建材再次合作!共同看好这个领域(水泥网APP 2022-03-29)

3月25日下午,安徽海螺新能源有限公司与中建材浚鑫科技有限公司股权合作框架协议签约仪式举行。安徽安庆市市委书记张祥安、市长张君毅,中国工程院院士、中国建材集团总工程师、凯盛科技集团董事长彭寿,海螺集团党委书记、董事长王诚见证签约。市领导花家红、徐雄,市政府秘书长刘文俊出席仪式。

彭寿感谢市委、市政府的大力支持并表示:中建材将充分发挥团队研发和技术优势,进一步深化资源协同,探索在新能源、新材料等产业项目上的深度合作,赋能“十四五”低碳产业高质量发展,构建起央企、国企之间协同联动、同频共振的良好生态系统。

王诚对合作内容和未来发展规划进行了简要介绍并表示:随着能源结构的调整构筑起新的成本模式,绿色经济和产业升级成为大势所趋,减排降碳、布局新能源也成为水泥行业的必由之路。海螺集团响应国家“双碳”政策号召,大举布局新能源,助力公司乃至水泥行业的转型升级。海螺集团将按照框架协议进一步落实落细合作项目,努力为安庆经济社会高质量发展作出新的更大贡献。

关于海螺新能源:

2021年8月,海螺水泥与关联方海螺投资公司签署了股权收购协议,收购后者持有的海螺新能源100%股权,交易总对价为4.43亿元,旨在推动公司绿色转型。今年1月中旬,海螺新能源注册资金由5亿元猛增至50亿元。

关于中建材浚鑫:

据介绍,中建材浚鑫是世界500强-中国建材集团旗下新能源板块旗舰企业。自2004年成立以来,专注于高效电池片及差异化组件的研发、生产及销售,产品广泛应用于国内外的住宅、商业和地面光伏电站发电系统。截止目前,中建材浚鑫拥有电池片产能2GW、组件产能2.5GW以及1GW光伏发电系统年投资和建设能力。

据悉,海螺水泥与中国建材已不是第一次合作新能源项目。

2021 年 12 月 26 日，海螺集团与中国建材旗下凯盛科技集团签署新能源项目战略合作协议。



中国建材集团党委书记、董事长周育先表示，中国建材集团与海螺集团拥有深厚的合作基础，**都面临着转型发展的战略需求**，双方应加强创新合作、协同合作、资本合作，不断开拓新材料、**新能源“赛道”**，实现共赢发展。

海螺集团党委书记、董事长表示，当前海螺集团正在加强“双碳”平台建设，聚力碳科技研发，加快新材料、**新能源产业发展不仅是双方达成的战略共识，也是实现双方高质量发展的必然选择**。未来海螺集团愿与中国建材集团深化双新产业的交流合作，践行国有企业责任使命，实现互惠互利、优势互补、合作共赢。

2021 年 12 月 18 日，中国工程院院士、中国建材集团总工程师、凯盛科技集团董事长彭寿，安徽海螺集团党委书记、董事长王诚一行 12 人赴安徽理工大学交流，三方进一步讨论**拟在淮南成立新能源公司和新能源研究院**。

分析人士指出，水泥企业布局新能源领域不仅符合当前低碳发展的时代主题，也能为企业带来更好的经济效益。

日前，海螺水泥、塔牌集团、冀东水泥、天山股份等水泥行业上市公司对外披露 2021 年年报。从披露的业绩看，多家公司的营收、利润均出现不同程度的下滑，并且均指出**煤电成本上涨**对企业业绩下滑产生了重要影响。

今年，水泥行业仍然将面临成本居高不下、能耗管控等诸多挑战。多家公司表示，将积极延伸主业相关产业链，**打造新的经济增长点**。

据悉，“双碳”目标下，处于高能耗行业的水泥行业已开始**大手笔布局新能源领域**，在推进节能降耗的同时，打造新的产业增长极。

3 月 28 日，**冀东水泥**回答投资者提问时表示，公司正在积极探索新能源领域，有相关的规划，正在推进前期工作。

3月9日，**海螺水泥**发布新能源业务投资计划，拟斥资50亿元，用于发展光伏电站、储能项目，实现下属工厂光伏发电全覆盖，预计到2022年度，光伏发电装机容量可达1GW，年发电能力10亿度。



2月17日晚，**上峰水泥**最新公告，计划使用不超过5亿元自有资金进行新经济产业股权投资，主要面向以新能源及科技创新驱动、绿色高质量发展为主导的，包括但不限于新能源储能、芯片半导体、新材料、环保等行业优质成长性项目。2021年6月，**塔牌集团**亦发布分布式光伏发电储能一体化项目投资计划，拟利用下属公司厂区及矿区等场地建设光伏及储能电站，项目投资金额累计达13.39亿元。近日，塔牌梅州金塔水泥有限公司分布式光伏发电项目全面实现并网发电，预计年平均发电量约1180万千瓦时，每年可节约标煤约3700吨，减少二氧化碳排放约7600吨。在有效节能减排的同时每年可节约电费600多万元，真正实现经济效益与生态效益双赢。



此外，**万年青**早在2020年便开始在部分生产基地建设光伏发电项目，随着能耗

“双控”政策的实施，将加快推进光伏发电项目建设。2021 年 1 月，公司下属上犹万年青新材公司 500 千瓦分布式屋顶光伏电站成功并入国网运行。

2、中材节能投资的菲律宾 APO 项目取得新进展（中材节能 2022-04-08） 项目成功通过 72 小时性能考核

近日，由中材节能股份有限公司（以下简称“中材节能”）投资建设的菲律宾 APO 项目顺利通过 72 小时性能考核，电站平均功率基本保持在满负荷状态。APO 余热发电项目位于菲律宾宿务省 CEMEX APO 水泥厂内，是为 APO 水泥厂 2500t/d 水泥熟料生产线配套投资建设的 4.5MW 余热电站，是中材节能与 CEMEX 集团继菲律宾 SOLID 项目合作后的又一余热电站投资项目。



该项目在 APO 项目部全体员工的共同努力下，克服了周边山体滑坡、台风、严重疫情等影响，近期顺利通过 72 小时性能考核，电站平均功率基本保持在满负荷状态。正式运营后每年将为水泥厂提供绿色电力约 2600 万度，年节约标煤约 8578 吨，减少二氧化碳排放约 2.13 万吨。

CEMEX 集团领导对 APO 项目高度重视，运营副总裁 Mr.fernando enriquez martin 亲自到项目现场进行了调研，对电站顺利进入稳定试运行表示祝贺，并希望双方下一步能够深入合作，充分利用余热资源，共同建立节能、循环、环保的经济项目。



运营团队提前到位，宿务子公司获评“先锋企业”

负责后续运营的中材节能（宿务）余热发电有限公司（以下简称“宿务子公司”）员工在设备调试和试运行阶段就完成了严格的岗前技能操作培训，并达到了独立运行操作的水平。目前已全部到岗就位，为后期正式运营做好了充分准备。

宿务子公司中方驻场人员总结前期菲律宾 SOLID 项目手续办理经验，提前筹划，认真研究菲律宾法规政策，积极与菲律宾能源局、投资委员会等部门沟通协调，详细介绍余热发电的工艺流程和生产技术，能够为水泥厂提供绿色清洁电力能源，具有良好的社会效益和经济效益，最终宿务子公司成功被菲律宾投资委员会认定为清洁能源类“先锋企业”。同时获得了菲律宾政府为期五年的企业所得税免收优惠和五年后的税收增强扣除，不仅为子公司商业运营增加了额外收益，也进一步提高了中材节能投资盈利能力。

菲律宾 APO 项目是中材节能在海外投资的第二个余热发电 BOOT 项目，目前取得的成功进展，是公司在坚持开放合作，践行国家“一带一路”倡议的具体体现，中材节能将继续致力于深化中菲节能服务合作，为推动中菲两国可持续发展贡献央企力量。



3、中材节能总承包的朔州山水新时代水泥有限公司水泥窑烟气 NO_x 超低排放（脱硝系统）改造工程顺利竣工（中材节能 2022-04-08）

2022 年 4 月 3 日，由中材节能股份有限公司（以下简称“中材节能”）总承包的朔州山水新时代水泥有限公司水泥窑烟气 NO_x 超低排放脱硝系统正式投运，这标志着中材节能在烟气 SCR 脱硝领域里首个中低温脱硝工程顺利竣工！



该项目采用了世界先进的中温中尘 SCR 脱硝系统，生产成本更低，对熟料影响更小。在保证提供优质水泥的前提下，实现 NO_x 超低排放，降低了氨水耗量，且拦截氨逃逸效果显著，高标准实现项目环保和减排要求，受到业主高度赞誉。



项目部本着“全心全意为业主环保大计服务”的精神，克服了严寒作业、现场地质较差等施工难题。面对新冠疫情对工期的不利影响，全体项目部成员坚守岗位，假期无休，连续奋战，保证了项目的顺利推进。项目部高度重视工程质量和施工安全，对项目质量进行全过程监督，实现施工全周期内无重大质量事故和安全事故。

该项目是在国家“双碳”战略大背景下，中材节能积极求变、勇于探索、抓住政策机遇、率先抢占水泥线脱硝市场的重大硕果。项目的顺利竣工为中材节能在水泥线脱硝领域的开拓打下坚实基础。中材节能脱硝业务已涵盖到水泥窑烟气、生物质发电、铝用炭素等多个工业领域，这是其助力实现国家“双碳”目标的具体体现！

4、中材节能顺利完成《CO₂ 捕集与封存技术设计咨询合同》（中材节能国际投资 2022-04-18）

近日，中材节能股份有限公司（以下简称“中材节能”）参与编制的水泥厂全尺寸碳捕集项目可行性研究报告（以下简称“可研报告”）在 ERA（Emission Reduction Alberta）网站正式发布，这标志着中材节能顺利地完成了与加拿大 CCS 知识中心签订的《CO₂ 捕集与封存技术设计咨询合同》。

[IMPACT](#)
[FUNDING](#)
[ABOUT](#)

LEHIGH CEMENT EDMONTON CCUS FEASIBILITY PROJECT

Lehigh Cement, a division of Lehigh Hanson Materials Ltd. (Lehigh)

PROJECT TYPE Research & Development	PROJECT VALUE \$3,000,000	PROJECT STATUS Active	LOCATION Edmonton, Alberta	FUNDING AMOUNT \$1,400,000
---	-------------------------------------	---------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------

Currently, the cement industry contributes as much as eight per cent of global greenhouse gas (GHG) emissions and it's predicted the global demand for cement is expected to increase upwards of 22 per cent by 2050.

Together, Lehigh Cement and the International CCS Knowledge Centre partnered to conduct a feasibility study to assess the technical and economic viability of a commercial-scale carbon capture and storage (CCS) project as a solution to cut GHG emissions in the cement industry. The study targeted the feasibility of capturing large amounts of carbon dioxide (CO₂) from the flue gas of the Lehigh Cement plant to capture most of the process and combustion GHG emissions.

The feasibility study concluded that amine-based post-combustion capture technology can capture 90% of the CO₂ from the combined flue gas from the cement plant and the auxiliary steam boiler required for the carbon capture process. The preliminary capture plant design concluded that the captured CO₂ quality would be comparable with either enhanced oil recovery (EOR) or storage in deep geological saline reservoirs.

If this technology reaches commercial deployment, it could accelerate the adoption of CCS technology in the cement industry globally.

[Download Final Outcomes Report](#)

NEWSLETTER

Subscribe to our newsletter to stay up to date for funding opportunities and other valuable news for the technical community.

[Sign Up](#)

Final Outcomes Report

Non-Confidential Version

LEHIGH CEMENT EDMONTON CCUS FEASIBILITY PROJECT

ERA Project ID: E0160698
Name and contact information of recipient contact:
Kent Stauffer, VP Cement Operations CAN
Kent.Stauffer@lehighhanson.com
(804) 952-5683
Name of ERA Project Advisor: Rick Nelson
Completion date of the project: Dec. 15, 2021
Total ERA funds authorized: \$1,400,000

7.3.2 System Description

The WHR system was designed by Sinoma Energy Conservation Limited. To recover heat from the flue gas exiting the preheater tower and clinker cooler air, two different types of boilers, one to recover heat from each of the waste heat sources, would be needed (See Figure 7.4). An SP boiler would be utilized to recover heat from the portion of the flue gas from the preheater flue gas while an AQC boiler would be used to recover heat from the clinker cooler air. These two boilers would function together to produce steam which would then be fed to the required areas of the CO₂ capture and compression process. To ensure boiler failure would not affect cement production, each waste heat boiler would be equipped with bypass gas ducting. In the case of waste heat failure, the waste heat boilers can be isolated and removed from the cement production system without hindering normal cement production operations.

FIGURE 7.4 FLOW DIAGRAM OF WASTE HEAT RECOVERY SYSTEM (GAS)

When both boilers are in service, condensate from the CCS plant would be fed to a deaerator. Boiler feed pumps would be used to drive the condensate to the AQC boiler which would function as an economizer to preheat the condensate. Some of the preheated condensate would be fed to the bottom of the AQC boiler to generate steam. The remaining condensate would be sent to the SP boiler. Steam generated from both boilers would be combined and sent to the CO₂ capture plant for CO₂ compressing and solvent regeneration needs (See Figure 7.5).

加拿大 CCS 知识中心是由全球知名 CCUS（碳捕获、利用与封存）服务商组成的一家非营利性的社会组织。此次，为了研究 CCUS 技术应用的可行性，加拿大 CCS 知识中心与中材节能以及世界 CCUS 领域知名服务商三菱重工(MHI)集团、Peter Kiewit Sons ULC 签署了《CO₂ 捕集与封存技术设计咨询合同》，邀请三家公司共同参与到 CCUS 技术在海德堡 Lehigh 水泥厂应用的可研报告编制当中，中材节能主要负责水泥线余热回收工艺方面的内容。该合同要求按照美标完成余热利用技术方案，这对中材节能是一个不小的挑战。

为了做好本次咨询服务，中材节能成立了专项小组。由中材节能设计院总工程师带队，全面负责可研报告相关部分的编制工作。自开展工作以来，从现场参数确认到具体设备布置工作，全部细化到每一个工作人员。由于疫情原因，无法进行现场沟通，我们采取电话、邮件、视频会议等多种方式与各方保持紧密沟通，就相关问题进行讨论并达成一致意见。在整个团队的极力配合下，经过 9 个月的辛苦努力，最终顺利完成了该报告的编制。

此次是中材节能作为知名余热利用服务商首次参与到国际碳捕集与封存项目的研究当中，参与完成了世界上首个 CCUS 应用可研报告。咨询合同的顺利完

成，不仅为中材节能迈入 CCUS 领域打下了坚实的基础，也进一步提升了中材节能在国际余热利用行业的影响力，为中材节能在全球范围进军碳减排事业迈出了坚实的一步。

5、【高端访谈】中材节能董事长孟庆林：克服疫情不利影响 坚定不移“走出去”（原创 王宁、李亭 中国经济信息社 2022-04-19）

工业领域节能减排是助力我国实现碳达峰、碳中和的重要组成部分。作为中国建材集团旗下专业从事节能环保业务的上市公司，中材节能（603126）长期致力于节能环保技术创新和产业应用，在余热余压利用、绿色建材等领域具备行业领先优势。

近日，中材节能股份有限公司党委书记、董事长孟庆林在接受新华财经记者专访时表示，中材节能的业绩持续增长得益于国家高质量发展大背景下，节能环保与绿色建材产业市场需求增加，下一步将持续加大“零外购电”工厂、硅酸钙板产业化等重点领域投入，引领行业转型升级，助力国家“双碳”目标实现。



图为中材节能党委书记、董事长孟庆林单人照

聚焦“双碳”目标 三大赛道齐发力

日前，中材节能发布的 2021 年年报显示，公司营收、利润双双实现两位数增长。其中，实现营业收入 29.41 亿元，同比增长 13.24%；实现利润 2.09 亿元，同比增长 10.61%。

“在经济下行压力和全球疫情蔓延的不利影响下，中材节能交出这样的‘成绩单’很不容易。”孟庆林表示，业绩的取得，一方面得益于高质量发展背景下绿色低碳发展的产业转型需要和市场趋势，另一方面来自公司长期以来坚持科技创新的成果转化。

孟庆林说，为应对原材料普遍上涨、经营成本增加的不利条件，中材节能重点通过精细化管理，优化组织结构和人才结构，加强债务风险防范，公司运营能力和劳动生产率得到显著提升，同时抓住了行业转型升级的市场机遇。

近年来，中国坚定不移走生态优先、绿色低碳发展道路，节能减排、绿色发展成为各行业转型升级的必然方向。建筑材料行业作为传统的碳排放大户，转型

刻不容缓。《中国建筑材料工业碳排放报告(2020 年度)》数据显示,初步核算,中国建筑材料工业 2020 年二氧化碳排放 14.8 亿吨,同比上升 2.7%。其中,水泥工业排放 12.3 亿吨,同比上升 1.8%。

“行业的痛点、市场的需求是我们业务探索的重点。”孟庆林说,公司长期从事的节能环保工程及装备、建筑节能材料三大业务板块均与助力实现“双碳”目标紧密相关,且前正处于上升期,前景广阔。

“高耗能行业存在极大节能减排需求,但余热利用率较低,余热利用提升潜力较大。目前,中材节能在全球 20 多个国家和地区投资或参与了 400 多个工业余热利用项目,二氧化碳年排放量累计减少约 2000 万吨。”孟庆林说,尽管公司 2021 年节能环保工程收入同比略有减少,但未来依然是公司主体业务,市场空间巨大。

装备制造板块同样保持稳步增长,收入同比增长 28.85%,尤其是高端装备制造越来越受到关注。据中材节能销售业绩统计,使用中材节能提供的垃圾焚烧发电余热锅炉且正在运行的垃圾焚烧厂有近 300 座,日处理垃圾约 23 万吨,占全国垃圾焚烧处理规模的近 30%。

建筑节能材料是中材节能业绩增长最快的板块,2021 年营业收入同比增长 70.24%。孟庆林介绍,发展绿色建筑和绿色建材背景下,传统建材增长动力逐步减弱,硅酸钙板等节能新型建材较传统建材具有耐候性和隔热性强等优势,有望实现持续大幅增长。“目前三大板块的比重大约是节能环保工程、装备制造各占 40%以上,建筑节能材料约占 10%,从目前产业发展趋势看,预计未来能实现三大产业‘三足鼎立’,同步发展。”孟庆林说。

瞄准两大重点方向 引领行业转型升级

对于节能环保与建材行业而言,技术创新是行业转型升级的必由之路。孟庆林说:“中材节能十分重视创新驱动,去年在经营压力加大的情况下,研发投入依然实现近 50%的同比增速,今年这一趋势将继续保持。”他表示,中材节能将围绕公司主业,加强核心关键技术研发,并持续开展数字化、智能化改造,加速产业智能化转型。

谈到公司下一步重点发展方向,孟庆林说,节能、环保、降碳依然是主题,其中,节能环保工程方面,继续巩固余热余压利用领域的龙头地位,持续推动更低品位热源利用等工业节能技术的研发、应用及推广,并积极开拓风能、太阳能、地热能、生物质能、储能等领域的工程服务;建筑节能材料方面,发挥技术、装备优势,加速推进行业技术升级,确保行业领先,加大硅酸钙板及耐火装饰板等深加工产品的投资力度,加快产业化布局;装备制造方面,积极发展特种锅炉等节能环保装备、建筑节能材料装备、新材料产业相关装备。

孟庆林介绍,在三大板块业务开拓过程中,中材节能将把技术和资金重点投入在两个方面:一是打造“零外购电”工厂,二是实现硅酸钙板的产业化。

一方面,在“双碳”目标的引领下,建材行业绿色低碳发展迫在眉睫,而电力是扼住水泥行业发展的命脉,如何实现水泥厂用电的清洁、低成本、不受限成为亟待解决的问题。孟庆林说,中材节能正是看中这一发展机遇,将目标聚焦于打造“零外购电”工厂,即以水泥工厂全系统为对象,通过余热发电、新能源发电、地热、储能等多能互补,打造局域“源-网-荷-储”智能微网,从而实现水泥工厂外购电“零”的突破,这也就减少了在水泥生产过程中由于电力消耗引起的间接碳排放。

对于实现这一目标，孟庆林信心十足：“中材节能在综合能源解决方案方面具备专业优势和核心技术，而通过与中国建材集团内部企业的协同合作，将工厂和矿山作为应用场景，为‘零外购电’模式的落地提供助力。”

另一方面，作为中材节能三大主业之一的硅酸钙板产业是中材节能下一步的主攻方向。孟庆林说，目前中材节能已在国内外多点布局建设硅酸钙板生产线，产业化势头良好。“硅酸钙板的制造大多使用工业尾矿为原料，兼具保温和装饰两种功能，具有良好的耐寒和隔热性能，可有效降低冬季采暖和夏季制冷能耗。低碳节能贯穿于硅酸钙板的生产全过程乃至全生命周期，可以说从原材料到成品、再到后续使用，都在为减污降碳作贡献。”

此外，孟庆林表示，中材节能围绕“双碳”战略，积极布局，与科研院所、高校、行业机构、企业等建立合作关系，在二氧化碳的捕集、利用、封存、绿氢的制备、储能应用等领域开展联合开发，与武汉理工大学共建了新型建材碳中和技术和工艺技术的应用研发中心，致力于在建材领域加快低碳科研成果的转换。

克服疫情不利影响 坚定不移“走出去”

国际化程度高是中材节能的一大特色。孟庆林表示，中材节能始终积极践行“走出去”和“一带一路”倡议，业务遍布 20 多个国家和地区，国际业务收入占比约 30%，其中余热发电、硅酸钙板成为国际市场开拓的领军者。

孟庆林介绍，中材节能自成立以来累计签订境外总包合同超过 100 亿元，涉及工业余热发电、生物质电站、绿色节能建材等业务领域。其中签约的 YCC 项目创下同行业规模最大、单机余热发电量最高纪录，是全球最大的水泥余热发电项目。

为强化海外产业链、服务链，中材节能与中国建材进出口公司密切协作，建设系列海外备件仓。2021 年 10 月，中材节能首家海外备件仓——迪拜仓正式挂牌。同时，中材节能在境外投资了两个余热发电站，在埃及参股的纤维水泥板生产线正在建设中，控股的年产 500 万平方米的尼日利亚硅酸钙板生产线项目已于 2021 年投产……



图为 2022 年 1 月，中材节能首个海外硅酸钙板工厂——中国建材尼日利亚新材料有限公司实现批量化生产

近两年来，全球持续蔓延的疫情对中国企业“走出去”带来了不小的影响。孟庆林坦言，疫情放缓了中材节能“走出去”的步伐，项目执行和产品出口存在工期、运输延迟等风险，公司境外业务成本上升，履约风险增加。公司正在加强海外项目风险的梳理和评估，将通过完善海外经营、税务和合规风险管理体系，努力控制风险。

谈到下一步公司“走出去”的前景，孟庆林表示，国际化是打造世界一流企业的必由之路，而且随着海外疫情趋于常态化，疫情对公司海外业务的相关影响正在降低。下一步，中材节能会坚持开放合作，持续提高国际化水平，在“一带一路”沿线区域加快推进资产结构、组织结构、业务结构和人才结构的调整，着力构建国际化管理体系，提升国际化运营水平。

“具体来看，一是加大余热发电、硅酸钙板海外投资力度；二是充分发挥公司国际化市场优势，开展属地化经营，在已有业务的国家深耕细作，从‘走出去’发展为‘走进来’；三是加强与国际知名企业、国内优势企业的合作，引入境内外各类投资基金及第三方机构，建立合作机制和发展平台，形成优势互补、风险共担的联盟发展模式，共同推进国际化发展进程。”孟庆林说。（王宁、李亭）

四、竞争对手动态

1、中国能建签约越南 130MW 光伏项目(带路高参私享汇 2022-03-28)

3 月 26 日，中国能建国际集团与中国能建葛洲坝国际公司组成的联营体与越南二河光伏项目股份公司在越南河内签署了越南天新 3.1 号 130MW 光伏电站项目，实现了越南电力市场滚动发展。



图 | 签约现场

该项目位于越南宁顺省顺南县二河乡，总装机 130MWp，年均发电量 28 万 MWh，主要工程包括地面光伏电站的设计、土建、供货、安装及调试等。



图 | 项目位置

越南近年来经济快速发展，电力缺口较大，项目的顺利建设将有效缓解越南宁顺省电力紧缺问题，加快能源结构转型升级，同时带动相关产业发展，增加地方财政收入，为当地创造大量就业机会，培养一大批有经验的技术工人，促进当地社会经济发展。

越南是中国能建在东南亚的重点市场，集团成员企业在越先后投资了海阳燃煤电站、宁顺正胜 50 兆瓦风电项目，承建了永新一期 $2 \times 600\text{MW}$ 燃煤电厂项目、广治 50MW 风电项目、黄安华会 257MWp 光伏项目等一系列电力项目，为越南电力发展做出突出贡献。中国能建葛洲坝国际公司将继续积极践行“1466”战略，在中国能建国际集团引领统筹下，协同中国能建“2+N+X”兄弟单位，为越南电力发展提供一体化解决方案，助力越南能源转型与经济发展。

中国能建国际集团东南亚区域总部、越南代表处，中国能建葛洲坝国际公司、中南院、安徽电建一公司相关人员参加了签约仪式。

2、中国能建连签四单，都在一国！（带路高参私享汇 2022-03-29）

当地时间 3 月 24 日至 26 日, 第一届塔什干国际投资论坛在乌兹别克斯坦首都塔什干举行。作为乌兹别克斯坦中国企业商会副会长单位, 中国能建国际集团受邀参加, 期间成功签约 4 个项目, 涵盖建材、市政、房建等多个领域。

一、乌兹别克斯坦费尔干纳州水泥厂项目

中国能建国际集团与乌兹别克斯坦乔伊丹姆房屋建设有限公司签署费尔干纳州乌兹别克斯坦区舒尔苏夫镇水泥厂项目合作协议。

双方计划联合开发日产 3500 吨、年产 120 万吨的新型干法水泥熟料生产线。该生产线具有传热迅速、热效率高, 单位容积较湿法水泥产量大、热耗低等特点。将有效助力当地完善产业链条, 实现产业升级。

二、乌兹别克斯坦吉扎克州纺织综合体项目

中国能建国际集团与中国能建葛洲坝国际公司组成的联合体与乌兹别克斯坦吉扎克州签署纺织综合体建设项目框架合同。

该项目占地约 7 公顷, 主要内容为建设纺织生产厂房、科研中心、环保设施、附属建筑及办公空间等, 业主为吉扎克市政府。项目建成后将成为吉扎克地区集研发、织造、染整、服装为一体的现代化新型纺织科技产业园, 预计年出产纺织品 4000 吨, 提供超过 300 个工作岗位, 有效拉动当地社会经济发展。

三、乌兹别克斯坦吉扎克州农业物流中心项目

中国能建国际集团与中国能建葛洲坝国际公司组成的联合体与乌兹别克斯坦吉扎克州签署农业物流中心建设项目框架合同。

项目占地面积约 4 公顷, 内容为建设两座库容 4 万吨冷链储藏库及配套的制冷机组机房。项目建成后将成为集仓储、冷藏、物流、配送、电子结算等多项功能于一体的农产品交易集散中心, 是沟通分散农户与市场的桥梁以及连接周边地区的交通枢纽。

四、乌兹别克斯坦塔什干市汽车城项目

中国能建国际集团与中国能建葛洲坝国际公司组成的联合体与中国机械有限公司在塔什干市歇尔戈里区签署乌兹别克斯坦塔什干市汽车城建设项目框架合同。

中国能建联营体将承担项目 EPC 工程建设, 包括项目场地内道路、地下管网、钢结构、土建施工及项目周边路灯改造附属工程。项目建成后将成为乌兹别克规模最大的汽车交易中心。

五、其他信息

1、“吃”进二氧化碳“吐”出石油 大港油田这项新技术“一举两得”(学习强国 2022-03-30)

近日, 大港油田公司正在为一项“双碳”重点工程开展准备工作。按照规划, 这一工程将着力打造具有大港油田特色的二氧化碳捕集、碳利用与碳封存全流程的产业化新模式。大港油田公司执行董事、党委书记赵贤正说:“在实现碳达峰、碳中和的进程中, 大港油田正创新应用二氧化碳驱油与封存新技术, 迎来绿色低碳高质量发展的转型新阶段。”

吞吐新技术变废为宝

作为开发超过 50 年的老油田, 大港油田已经开发的普通稠油油藏普遍面临单井产量低、含水率高、开发效果差等问题, 大量低产低效井无法通过常规技术措施实现有效增产。

板桥油田是大港油田中早期的产油“明星”，经过 40 余年的开发，部分稠油油藏进入开发瓶颈期，急需寻找到提高原油产量的新途径。

板桥油田 62-36k 井就是一口典型井。2020 年 3 月，依靠二氧化碳吞吐新技术，该油井完成了逆袭，日产能力增加一倍以上，达到 7.7 吨，并保持稳产达产。与此同时，板桥油田实施该项技术的另外 25 口井增油降水效果也十分明显，平均单井日增油 4.5 吨，年累计减少采出水近 50 万立方米。

大港油田公司总经理、党委副书记周立宏说：“利用二氧化碳捕集、利用与封存新技术，将二氧化碳注入地层，不仅增加了原油产量，同时实现了二氧化碳的埋存，实现了环境保护与原油效益开发共赢。”

自 2018 年起，大港油田开展二氧化碳吞吐技术先导试验，将二氧化碳注入稠油井，使原油黏度大幅降低、体积膨胀增加弹性驱动能，提高了原油流动性能并改善油水流动度比，有效改善稠油井低产低效的生产现状。此举将稠油油藏这样的难动用储量变为优质储量的同时，实现了二氧化碳的地质封存。“化工企业捕集、油田驱油利用，使二氧化碳有了‘新家’，将二氧化碳‘上天为害’变为了‘入地为宝’。”周立宏说。

截至目前，大港油田累计实施二氧化碳吞吐 260 余井次，综合利用二氧化碳 11 万余吨，累计增油 14 万吨。

应用实现大跨步

从 2018 年开始的二氧化碳吞吐技术先导试验，到 2019 年实施 11 井次的扩大推广试验，再到如今 260 余井次的规模化推广，二氧化碳吞吐新技术在大港油田稠油井实现了应用的大跨步。

不只如此，据大港油田公司油气开发处副处长周建文介绍，在稠油井逐步实施二氧化碳吞吐新技术规模应用的同时，大港油田研究团队积极开展致密油油藏二氧化碳驱油与埋存产业化模式的研究，形成了一套具备现场实施条件的碳捕获、利用、封存与提高采收率技术体系。

2021 年 4 月，在叶三拨油田叶 21 断块致密油藏现场实施 2 口井二氧化碳碳驱油碳埋存试验，2 口注气井实现二氧化碳注入量 11553 吨，进行了有益探索，验证了技术可行性，标志着大港油田特色碳捕获、利用、封存与提高采收率关键技术体系初步形成。

大港油田三次采油企业技术专家王晓燕说，立足叶三拨油田，大港油田攻关团队又提出了“二氧化碳+”增产复合技术，相继探索了二氧化碳气驱+纳米水驱油、二氧化碳气驱+化学剂驱油等一批新技术。

打造封存利用“升级版”

资料显示，每 100 万吨二氧化碳实现地下封存，减排量就相当于植树近 900 万棵，或者近 60 万辆经济型轿车停开一年。二氧化碳实现地下封存生态效益显著。但是，二氧化碳被注入油层后，只有 50%至 60%被永久封存于地下，剩余的则随着油田伴生气返回地面。

为了打造二氧化碳封存利用“升级版”，促进二氧化碳技术的可持续发展，大港油田开发出二氧化碳吞吐产出气分离、回收及回注工艺。该项具有自主知识产权的“碳捕获”技术装置日前建成，并荣获 2021 年“共筑梦想、创赢未来”绿色产业创新创业大赛全国一等奖。

滨港公司经理庞玉山说，这项技术可将产出气中天然气和二氧化碳分离提纯至 90%以上，天然气回收率达 95%，通过“液化回收”工艺进行再利用，实现二

氧化碳零外排，有力支撑二氧化碳增产技术向能源与环境双赢循环模式发展。（作者单位：新华社）

2、万亿级电力市场来袭，售电公司应何去何从？（原创 2022-04-27 北极星电力网）

一、电力体制改革政策背景

2015年3月15日，中共中央、国务院下发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发〔2015〕9号）文》，拉开了新一轮电力体制改革的序幕。电改9号文后，《售电公司准入与退出管理办法》和《有序放开配电网业务管理办法》的陆续颁布，使有序向社会资本放开的配售电业务推向新的高潮。近年来，售电公司如雨后春笋般涌现，与电力用户共同分享电改红利。

（来源：北极星售电网 文|谌运 阳光时代 商事争议解决业务部律师；杜赛阳光时代 ERE 研究中心）

2021年10月12日，国家发展改革委印发《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，此次电价市场化改革将市场交易电价上下浮动范围扩大为20%，用电多的高耗能行业电价不受上浮20%限制，另外取消工商业目录销售电价，全部工商业企业将采取直接参与电力市场交易或代理购电形式购买电力，电价高低交由市场这只“无形的手”来决定，真正建立起“能涨能跌”的市场化电价机制。

电价市场化改革之前，我国只有44%的工商业用户进入电力交易市场，56%的工商业还未进入，改革后意味着100%的工商业用户将逐渐全部进入市场，万亿级市场逐步来临，售电公司的机会和风险都将放大。

二、电力市场热点提问

《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》明确了推动工商业用户都进入市场的原则，要求各地有序推动工商业用户全部进入电力市场，对暂未直接从电力市场购电的用户由电网企业代理购电。《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》则对代理购电工作进行了进一步的细化：取消工商业目录销售电价后，10千伏及以上用户原则上要直接参与市场交易（直接向发电企业或售电公司购电，下同），暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电；鼓励其他工商业用户直接参与市场交易，未直接参与市场交易的由电网企业代理购电。各地要结合当地电力市场发展情况，不断缩小电网企业代理购电范围。

经初步测算，电价市场化改革初期，国网经营区内将有超过4000万户工商业企业要通过电网公司来代理购电。因此，近期电力市场电力用户热点提问是：到底是选择国网代理购电，还是选择售电公司代理购电？哪一种方式更优？其实目前，无论通过何种方式购电，电价确定均依赖于当地电力市场化交易方式形成的价格。

三、万亿级市场来临，电力用户“一女二嫁”现象将会更加突出

所谓电力市场的“一女二嫁”，是指电力用户根据电力市场交易规则选择一家售电公司签署《购售电合同》后，又受其他售电公司更加优惠方案吸引，而再选择与另外一家售电公司签署《购售电合同》，并在电力交易中心完成注册和捆绑。作为电力用户具有逐利性，本无可厚非，但作为原售电公司而言，因电力用户的根本性违约行为产生损失怎么办呢？因此，原售电公司应当如何主张违约损失，是未来售电公司普遍面临的问题。

司法实务案例【引自（2018）粤03民终18276号】：

案情简介：2017年6月27日，售电公司某能源公司与电力用户某森公司签订《购售电合同》，约定自2017年6月27日至2022年12月31日为双方进行电力交易期，某森公司委托某能源公司购电，每年购电量约4342万千瓦时；双方同意上述约定电量中的3000万千瓦时按现行目录电价的基础上下降3分/千瓦时（含税）的价格进行电力交易，此价差与某森公司现行的目录电价联动，长协其余收益为某能源公司所有；本协议签订后，某森公司在本协议有效期内不得与其他市场主体再次签订购电协议，违反此约定的，某森公司将按合同法相关法律规定承担违约责任。

2017年10月20日，某能源公司与东莞某发电厂签订《购售电合同》，约定：自2018年1月1日至2018年12月31日，某能源公司向东莞某发电厂购买长协电量40000万千瓦时，长协电量优惠价差为在东莞某发电厂现行上网电价的基础上下降0.076元/千瓦时（含税）。

2017年10月，某森公司与案外人签订购售电合同，并在电力交易平台进行了注册和绑定。

一审、二审、再审法院认为：电力用户某森公司在与售电公司某能源公司《购售电合同》依法成立并生效的情况下，与案外人签订购售电合同，并在电力交易平台进行了注册和绑定，严重违反合同约定，已经构成了根本违约，应向某能源公司支付因违约造成的损失，包括合同履行后可以获得的利益。

违约损失/可获得利益算法：（1）按照双方签署长协保底用电量3000万千瓦时/年 $\times$ （电力用户从案外人处获取的优惠部分电价6.5分/千瓦时-电力用户从某能源公司可获取的优惠部分电价3分/千瓦时）=105万（违约方获利可作为守约方损失参考）；（2）按照双方签署长协保底用电量3000万千瓦时/年 $\times$ （某能源公司从电厂处获取的总优惠部分电价7.5分/千瓦时-某能源公司应优惠给电力用户电价3分/千瓦时）=138万（守约方可遇见获利计算；同时法院考虑虽然双方合同服务期为5年度，但综合只考虑近一年的可获利）。

现因国家发改委取消工商业目录销售电价，会对上述违约损失/可获利益算法造成冲击，故售电公司未来将更加依赖专业律所代理方能穷尽主张违约损失。

四、售电公司应对建议

今年1月，国家发改委、国家能源局联合发布了《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，为统一电力市场体系下的售电市场建设带来新机遇。面对不断深化的电力市场改革，售电公司如何巩固优势和适应变化显得尤为重要，阳光所作为长期深耕电力行业专业所，特对售电公司提出如下简要应对建议：

1、加快完善公司运营管理，特别是对于主营售电业务应第一时间完成与电力用户《购售电合同》在电力交易中心的注册和捆绑。

根据各地电力交易规则，比较普遍的是电力交易中心只允许电力用户在年度期限内绑定一家售电公司，具体是以在电力交易中操作系统中完成注册和绑定为准。现全部工商业用户已经全部推入电力交易市场，售电公司应当缩减电力用户准入电力交易市场的时间，尽快完成电力用户与售电公司在电力交易中心操作系统中的绑定，避免因时间过长带来的市场自由竞争而产生的商务风险。

2、2021年度电力市场加速改革，原购售电合同版本已经不适应新的政策与规则，售电公司应尽快完成购售电合同版本的修改。

工商业用户已经全部推入电力交易市场，售电公司目前都在猛攻电力用户，多签《购售电合同》，但却忽略了原来《购售电合同》模板其实已经不能适应新

的政策与规则，售电公司应尽快聘请专业律所对《购售电合同》进行符合实际规则的修改，避免因争议发生却无可执行的损失计算条款的窘境。

3、高度重视公司合规管理建设，特别是要形成合规管理闭环体系，在风云变幻的电力市场中稳步发展。

以拓展电力用户、合同管理、电力市场交易、合作伙伴等为重要方面，在规范营销行为、完善合规业务审批流程、建立电力交易操作指引等层面进行优化，构建合规管理闭环，为公司重点业务和重要客户提供服务保障。目前看来，在电力市场改革加速、深化改革的背景下，一套完善的风险应急处置指南已经是售电公司必不可少的了。

售电公司作为新一轮电改的产物，在电力批发市场与零售市场之间起到了连接作用，帮助用户规避波动风险并提供电力增值服务。随着碳达峰碳中和的推进，售电市场对推动电力供给侧与需求侧转型升级将发挥积极的促进作用。阳光时代律师事务所也将继续在合同范本制定、新型商业模式探索、公司合规管理、售电争议解决等方面为我国的电力市场改革做出应有的贡献。

六、我们的投资机会及投资风险

本期共收集 23 篇文章，关注政策带给我们的减税红利。