

植德新能源法律观察

2023年
第3期

总第3期



CONTENT

目录

- 分布式光伏发电法规梳理与 EMC 开发模式关键条款提示
- 光热发电行业概览与法律合规要点
- 欧盟《电池与废电池法》获通过——谈电池出海面临的新挑战与应对措施
- 储能收并购：我国储能市场规模、技术发展路线与并购交易概况
- 国内储能行业观察——以政策法规嬗变为视角
- CCER 重启在即,为碳市场交易注入强心剂

分布式光伏发电法规梳理 与 EMC 开发模式关键条款提示

高高松

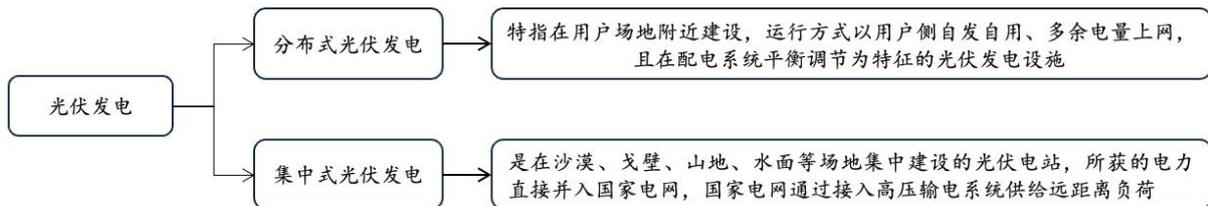
光伏产业是全球能源科技和产业的重要发展方向,光伏发电技术以其环保、可再生、低碳的特点受到广泛关注,已成为清洁能源领域的重要组成部分。光伏发电行业的投资吸引力日益增强,不仅得到了大量企业的关注,也吸引了投资者纷纷涌入。然而,投资光伏发电项目也面临一定的法律风险。本文通过梳理光伏发电行业相关政策法规,并总结分布式光伏发电 EMC 开发模式关键条款,供读者参阅。

一、光伏发电行业概况

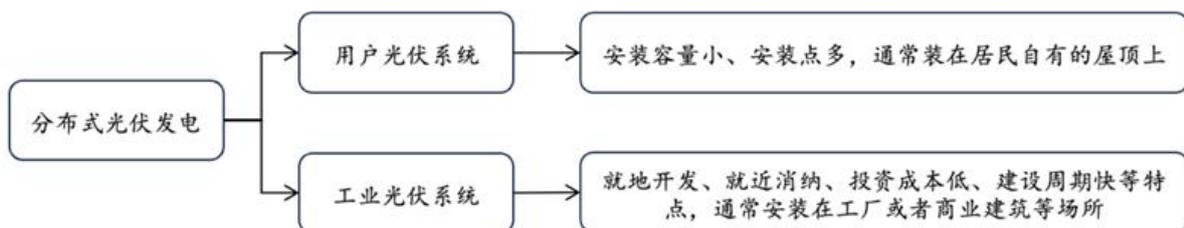
太阳能发电分为光热发电和光伏发电,通常说的太阳能发电指的是太阳能光伏发电,简称“光电”。光伏发电是利用半导体界面的光生伏特效应而将光能直接转变为电能的一种技术。¹

1. 光伏发电系统介绍

根据光伏发电系统的建设规模和集中程度,可以分为集中式光伏发电系统以及分布式光伏发电系统。



分布式光伏发电系统遵循因地制宜、清洁高效、分散布局、就近利用的原则,充分利用当地太阳能资源,替代和减少化石能源消费。分布式光伏发电系统通常包括户用光伏系统和工业光伏系统:



¹ 《光伏发电系统有哪些分类?光伏发电系统的分类和介绍》,太阳能光伏网,2021年7月21日发布。

2. 分布式光伏发电系统与集中式光伏发电系统区别

随着工商业和居民对电力需求的不断增长,分布式光伏电站的安装正变得越来越普遍和受欢迎。这种类型的光伏电站可以在不同的用电场所近距离地建设,从而有效地解决用电问题。另一方面,对于集中式光伏电站,其选址则需要满足一系列特定的条件,因为它们需要在较大规模的用地上建设。两者存在一定区别:



总而言之,分布式光伏电站适用于更为灵活和小规模的用电场景,可以提供更稳定、高效的电力供应。而集中式光伏电站则更适合在日照条件较好且有足够用地的地区建设,以实现较大规模的电力生产。在能源规划和项目选择时,根据不同的用电需求和地理条件,选择合适的光伏电站模式将有助于优化能源利用和供应效率。本文因篇幅有限,后文将侧重讨论分布式光伏电站的相关准入规定(备案)、建设、电力业务许可(6MW以上)、运营和相关法律风险防范。



3. 光伏发电相关政策动态

根据国家发改委能源研究所作的“光伏发电政策情况及趋势分析”报告,2022年以来,从中央到地方多项光伏发电直接或间接相关政策出台,“十四五”以来光伏发电政策落地和见成效。

新能源发展综合性政策

- “十四五”可再生能源发展规划,2022年6月
- “十四五”现代能源体系规划,2022年1月
- 关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见,2022年1月
- 促进新时代新能源高质量发展实施方案,2022年5月

推进新能源开发建设和消纳相关政策

- 2022年新能源电价政策,2022年4月
- 关于印发第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电、光伏基地建设项目清单的通知,2022年11月
- 大型风光基地布局方案,2022年1月
- 第二批沙漠、戈壁、荒漠大型风光基地,2022年7月
- 关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知,2022年8月
- 关于2022年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知
- 关于推动电力交易机构开展绿色电力证书交易的通知,2022年9月
- 关于积极推动新能源发电项目应并尽并、能并早并有关工作的通知,2022年11月
- 光伏电站开发建设管理办法,2022年11月

推进新型电力系统建设、有利于新能源消纳的关联政策

- “十四五”节能减排综合方案,2021年12月
- “十四五”新型储能发展实施方案,2022年1月
- 关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见,2022年1月
- 关于加快推进电力现货市场建设工作的通知,2022年2月
- 进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知,2022年5月

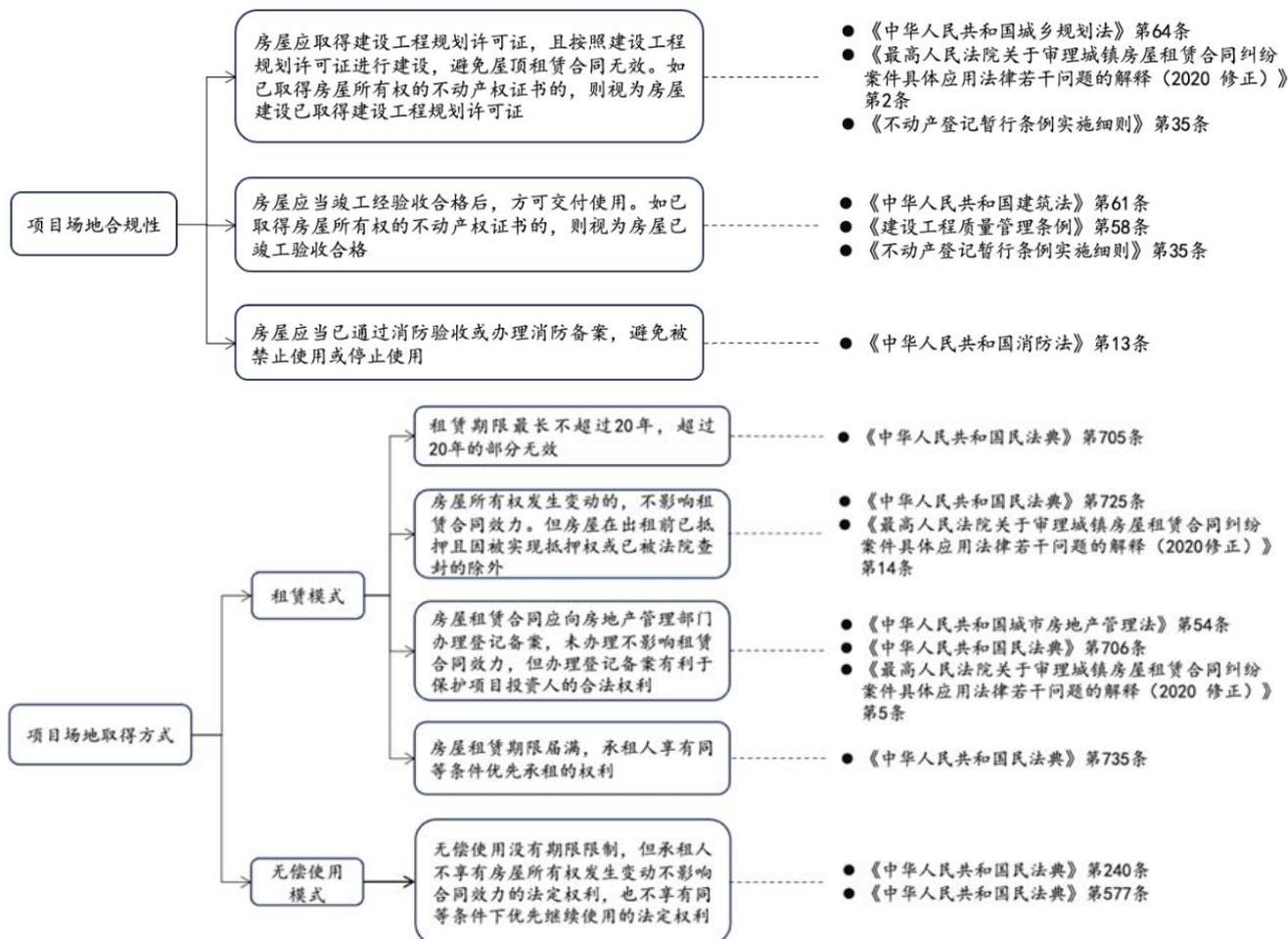
光伏发电产业链建设、项目建设土地生态环保的关联政策

- 水利部关于加强河湖水域岸线空间管控的指导意见,2022年5月
- 可再生能源效能标杆水平和基准水平,2022年5月
- 关于促进光伏产业链健康发展有关事项的通知,2022年9月
- 关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知,2023年3月

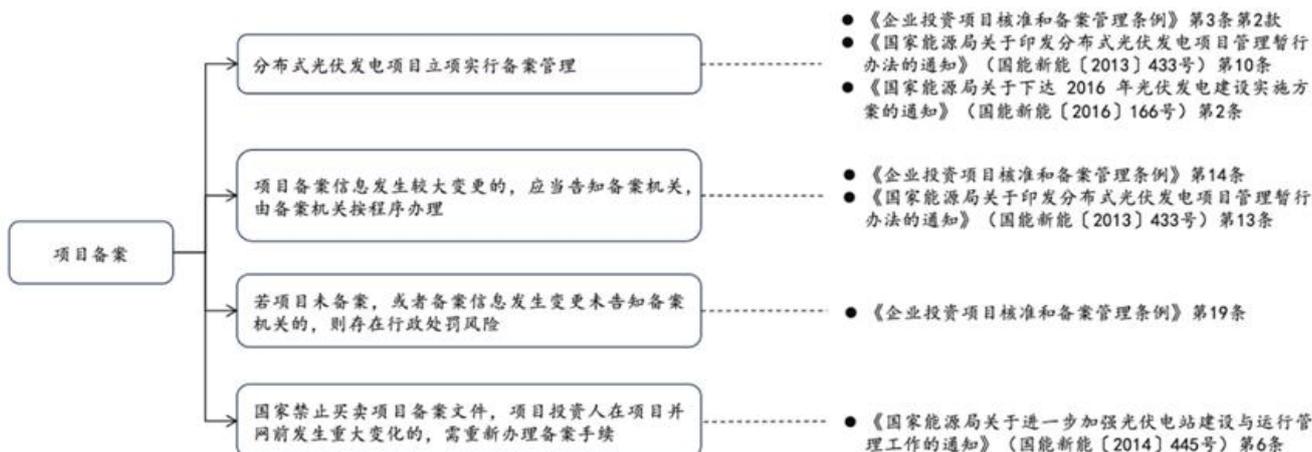
二、分布式光伏发电投资法律风险防范

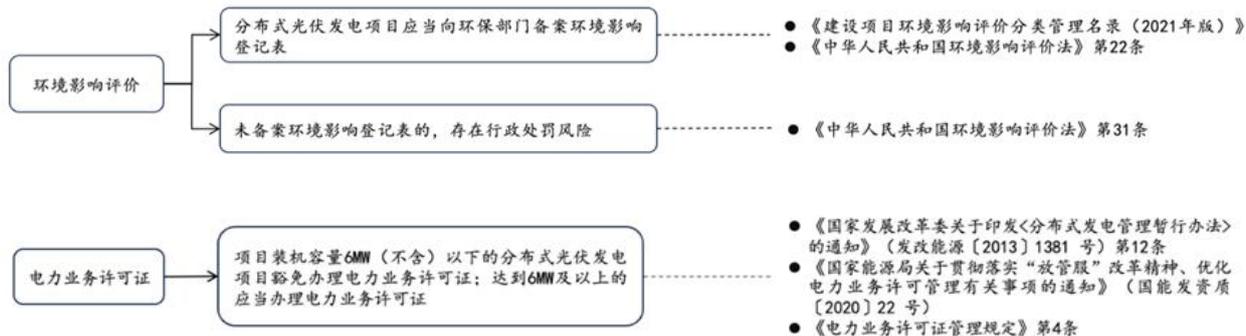
本文结合相关法律法规对分布式光伏发电项目的投资、建设及运营过程中, 主要涉及的法律风险归纳如下:

1. 分布式光伏发电项目场地

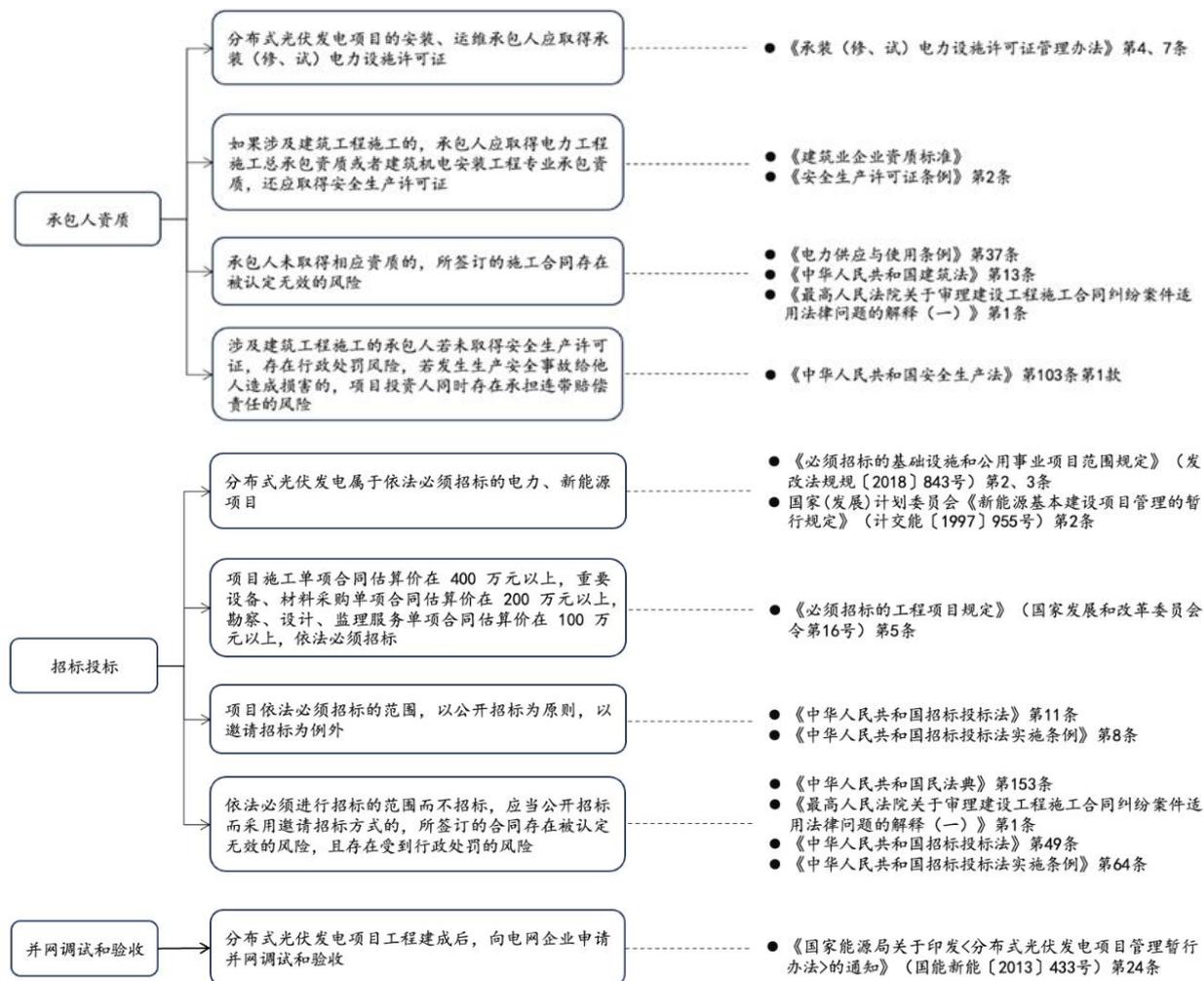


2. 分布式光伏发电项目手续





3. 分布式光伏发电项目建设



4. 分布式光伏发电项目运营



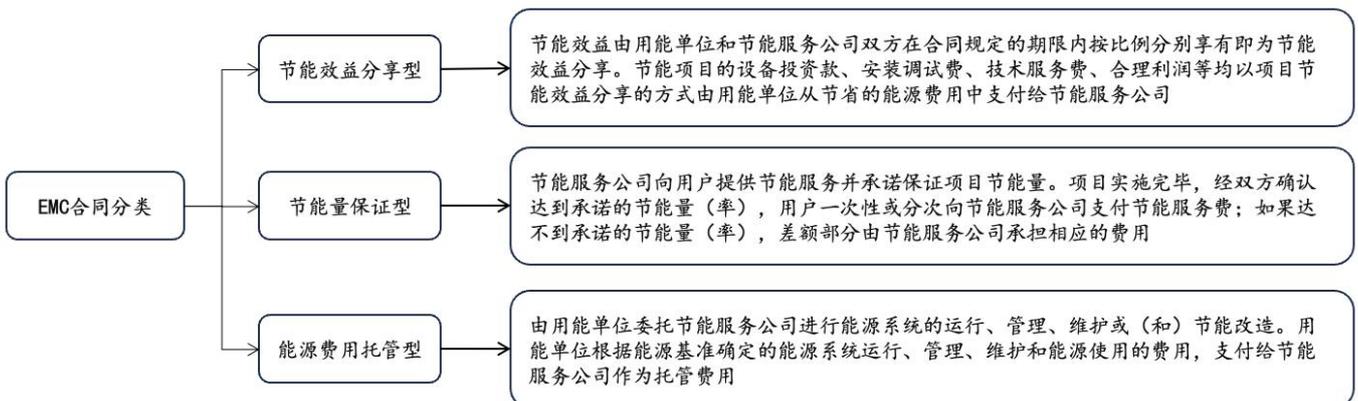
三、分布式光伏发电开发合作模式

目前在市场上，工商业分布式光伏电站的建设模式主要有两种，企业自投建设和委托专业电站开发团队建设（即采用EMC模式）。近年来，EMC模式备受业内人士青睐，相较于企业自投建设，EMC模式成为主流方向。

1. EMC 模式

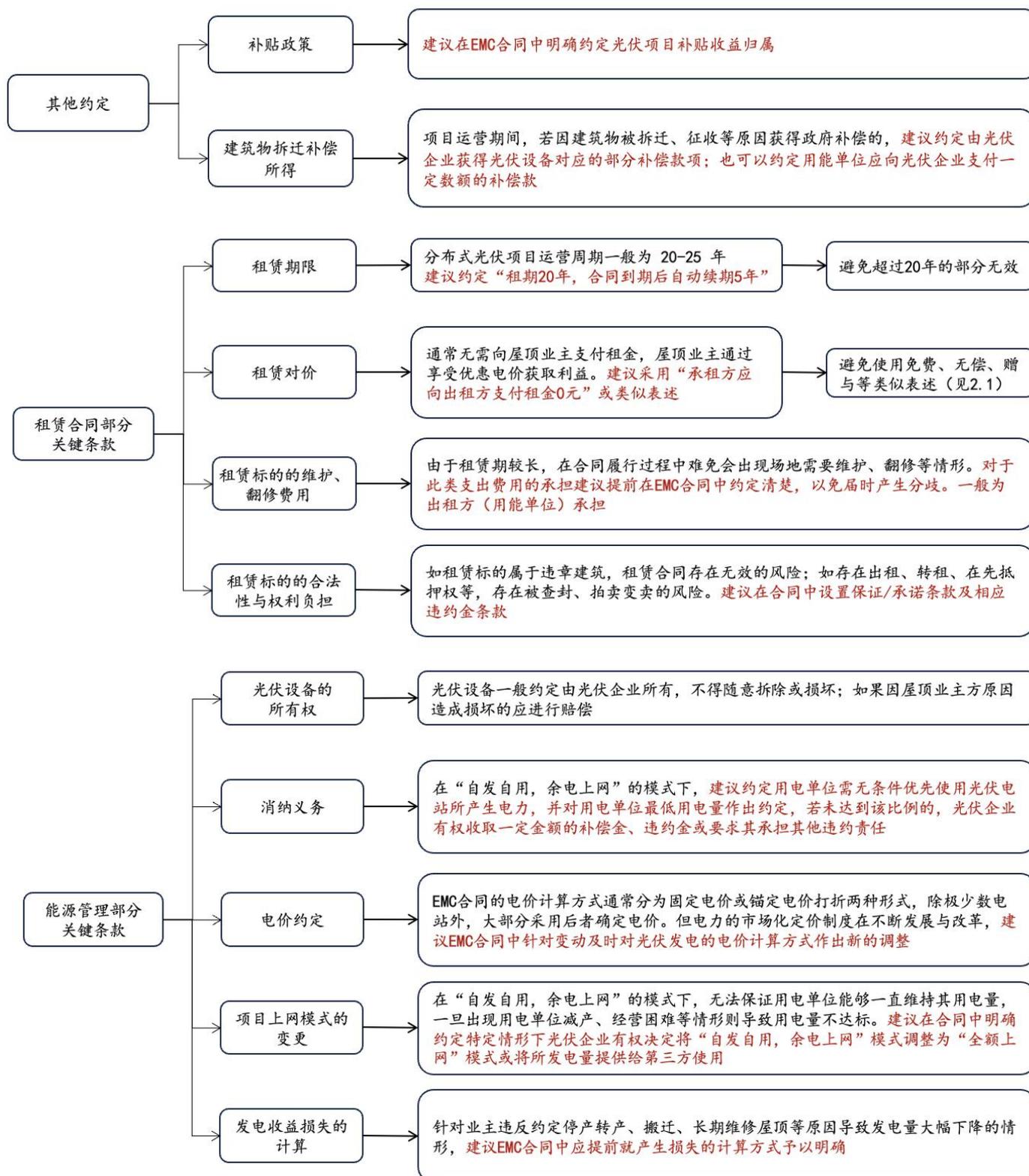
EMC合同全称为Energy Management Contracting，即“合同能源管理”。根据《合同能源管理技术通则》（GB/T 24915-2020），“合同能源管理”指：节能服务公司与用能单位以契约形式约定节能项目的节能目标，节能服务公司为实现节能目标向用能单位提供必要的服务，用能单位以节能效益、节能服务费或能源托管费支付节能服务公司的投入及其合理利润的节能服务机制。

2. EMC 合同的分类



3. EMC 合同关键条款

EMC 合同是光伏电站投资建设最重要的一份合同,是电站投资建设的合法性依据,其合同双方是投资者(光伏企业)和用能单位(业主方)。本文梳理了 EMC 合同中的关键条款如下:



四、结语

投资光伏发电项目虽然有着可观的吸引力,但也面临一系列潜在的法律风险。投资者在项目前期需要充分了解并评估政策、市场、环境和技术等多方面因素。作为新能源行业的法律服务者,我们将持续关注相关政策、市场环境的变化,为投资者提供专业法律意见和建议,以制定全面的风险防范策略,最大程度地保护投资安全。

参考资料

- 《分布式光伏发电项目投资法律风险防范指引》,广州市律协能源与环保业务专业委员会,载于《广州律协》,2021年10月
- 《分布式光伏发电和集中式光伏发电的区别是什么?》,索比光伏网,2023年7月
- 《EMC 合同法律分析及风险提示》,冯家容,载于《律师论建》,2022年12月
- 《屋顶分布式光伏 EMC 合同的关键条款》,载于《三牛说法》,2023年3月



光热发电行业概览与法律合规要点

任谷龙 池喜千慧

光热发电和光伏发电是太阳能转化技术的两种形式。当前光伏发电的技术和产业已发展成熟,相比于光伏发电,光热发电仍在规模化发展阶段。¹作为太阳能的一种利用方式,光热发电在连续发电、储能容量、储能成本、稳定性、安全性、环保性及寿命等方面均具有优势,可作为光伏转换的补充,在构建新型电力系统、保障我国的电力安全方面发挥重要作用。

近年来,光热发电作为一项重要的清洁能源利用技术获得了越来越多的关注。本文简要分析光热发电市场及投资法律合规风险。

一、光热发电行业概述

太阳能光热发电(Solar Thermal Electrical Power Generation),又称太阳能聚热发电(Concentrated Solar Power Generation),是指利用反射镜或透镜²将太阳能集中转化为热能,通过热功转换过程(通常为高温高压蒸汽驱动涡轮发动机)进行发电。光热发电系统在运行过程中不产生任何有害物质或气体,且系统设备制造过程对环境无害。简单来说,光热发电就是利用太阳光的热量来发电,是真正的“绿色清洁能源”。

截至2022年底,全球光热发电总装机增至约6892MW,我国并网发电光热发电示范项目共9个,总容量55万千瓦。³2023年底前预计国内还有超500MW光热项目可实现并网投运。⁴对比“每年新增开工规模达到300万千瓦左右”目标,光热发电规模有望迎来高速增长。根据国际能源署(IEA)的预测,中国光热发电市场到2030年将达到29GW装机,到2040年翻至88GW装机,到2050年将达到118GW装机,有望成为全球继美国、中东、印度、非洲之后的又一大市场,光热发电万亿级市场才刚刚拉开帷幕。⁵



¹ http://www.nea.gov.cn/2023-04/28/c_1310715051.htm.

² 通常为大规模阵列式的平面反光镜、抛物面反射镜或碟形太阳光反射镜。

³ 国家能源局:http://www.nea.gov.cn/2023-04/28/c_1310715051.htm.

⁴ <https://solar.in-en.com/html/solar-2416798.shtml>.

⁵ <https://xueqiu.com/5605365462/198444697>.

1. 光热发电的主要形式

一般来说, 太阳能热发电有槽式、菲涅耳式、塔式和碟式四种结构技术形式, 其中槽式存量最大, 但塔式的增量最多。⁶在我国已建成的太阳能热发电系统中, 塔式占比约 60%, 槽式约 28%, 菲涅耳式约占 12%。⁷

1

槽式太阳能热发电系统的全称是槽式抛物面反射镜太阳能热发电系统, 工作原理是将多个槽型抛物面聚光集热器经过串并联的排列, 聚焦太阳直射光, 加热真空集热管里面的工质, 产生高温蒸汽以驱动汽轮机发电机组发电。2018 年 10 月 10 日由中国电建核电公司建设的中广核新能源青海德令哈 50 兆瓦光热示范电站是我国首个大型商业化槽式光热项目, 也是目前全球海拔最高、极端温度最低的大型商业化光热电站。⁸

2

菲涅耳式光热发电技术与槽式技术类似, 区别在于菲涅耳式使用的是平面反射镜, 集热管为固定式, 建设成本较槽式光热发电技术较低。兰州大成敦煌熔盐线性菲涅耳式 50MW 光热发电示范项目是全球首座正式投入商运的商业化熔盐线性菲涅耳式光热电站。⁹



⁶ https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202109191517269182_1.pdf?1632241665000.pdf.

⁷ 《中国太阳能热发电行业蓝皮书(2021)》。

⁸ <http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c9683489/content.html>。

⁹ <https://www.csplaza.com/article-18683-1.html>。

3

塔式热发电系统需要在较大面积的场地上安装多台大型太阳能反射镜(通常称为定日镜)并各自配备跟踪装置,在将太阳光反射集中到高塔顶部的接受器转化为热能后,经蓄热环节再输入热动力带动发电机以电能形式输出。我国首个百兆瓦级首批光热示范电站——首航节能敦煌 100 兆瓦熔盐塔式光热电站于 2018 年 12 月 28 日成功并网发电,是全球聚光规模最大、吸热塔最高、建设周期最短、可 24 小时连续发电的光热电站。玉门鑫能 50 兆瓦熔盐塔式光热发电项目是全球首个基于二次反射的商业化塔式电站,是在一次反射塔式聚光系统的焦点处安装所需光学元件,改变一次系统汇聚后光线的传播方向,将光线反射到地面吸热器。

4

碟式发电也称盘式系统,主要特征是采用盘状抛物面聚光集热器。中航工业西安航空发动机公司投资建设的碟式太阳能实验基地,是国内第一座兆瓦级碟式斯特林太阳能发电示范电站。

2. 光热发电的优点

(1) 光热发电技术是唯一可同时实现友好并网与有效调峰的可再生能源发电技术,可与其他可再生能源发电技术混合发电,发电效果理想。

(2) 建设光热电站不仅对环境无污染,也为治理荒漠化提供了新途径。光热电站的大面积镜场能有效阻挡风沙、定日镜反射阳光能减少现场土地的水分蒸发量、定日镜清洗用水再利用可以大幅提升土壤湿度,有利于荒漠植被恢复。



(3) 采用太阳能热发电技术避免了昂贵的硅晶光电转换工艺,可以大大降低太阳能发电环节的成本¹⁰。同时,光热发电产业链长,可消化提升特种玻璃、钢铁、水泥、熔融盐等传统产业,还可带动新材料、智能控制等新兴产业发展。

(4) 此外,太阳能热发电还可根据电网用电负荷的需要,参与电力系统的一次调频和二次调频,确保电网频率稳定,保证电网安全。

¹⁰ 由于商业化程度低,太阳能热发电站整体成本比光伏电站成本高,但是就热转电环节来说,光热发电的成本比硅晶光电转换成本低。

二、光热发电相关产业政策

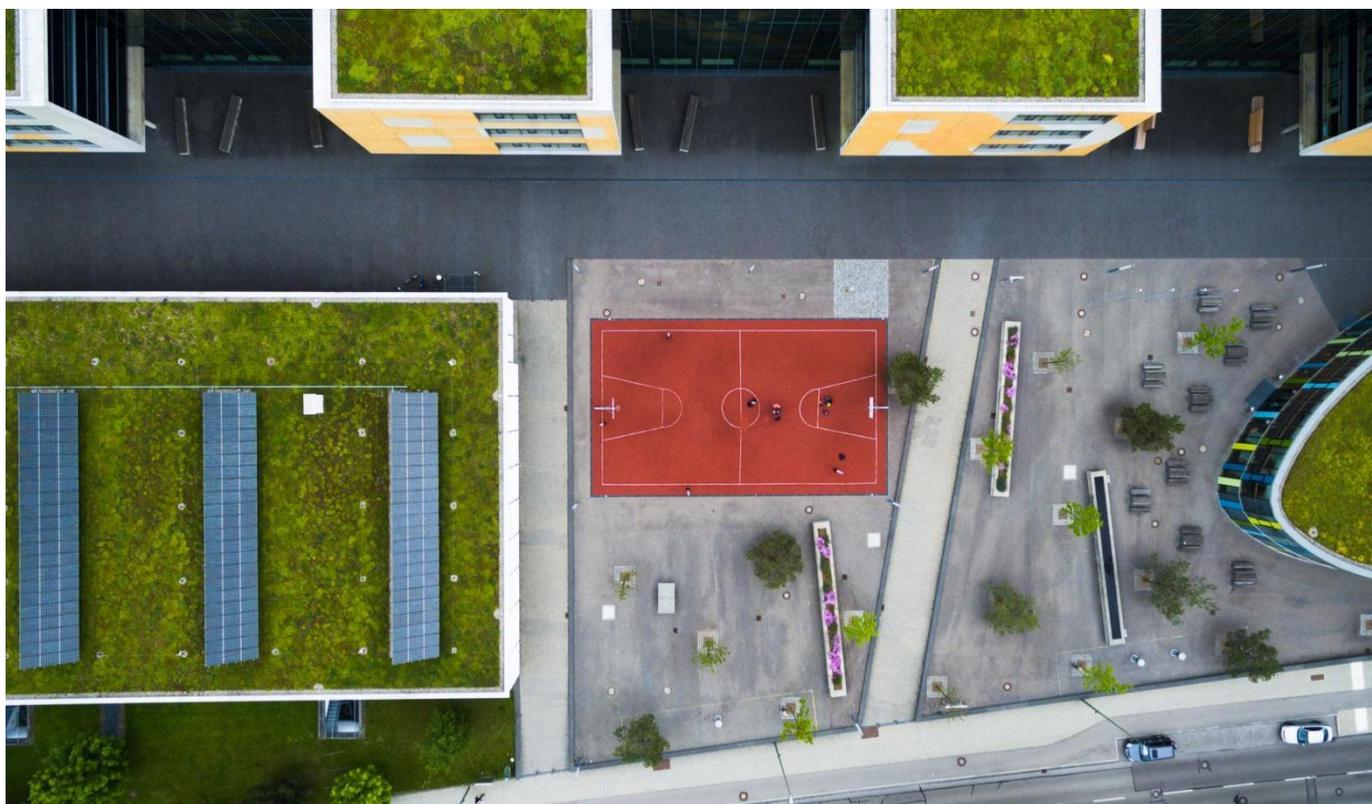
自 2015 年始,我国光热发电相关的产业政策和技术统一规范情况可归纳如下:

1. 国家层面

2015 年 9 月,国家能源局印发《关于组织太阳能热发电示范项目建设的通知》(国能新能[2015]355 号) (“**355 号文**”),在全国范围内征集太阳能热发电示范项目,并就《太阳能热发电示范项目实施方案》的编制进行规范。根据 355 号文,国家能源局负责组织专家对各申报项目及上网电价进行审核、确认。示范项目建成后,由省级能源主管部门汇同国家能源局派出机构进行验收,组织编制项目验收报告,并上报国家能源局。

2016 年 9 月,国家能源局印发《关于建设太阳能热发电示范项目的通知》(国能新能[2016]223 号),发布了经组织专家评审确定的第一批共 20 个太阳能热发电示范项目名单及建设并网要求。

2023 年 4 月,为进一步推动光热发电的规模化发展,国家能源局综合司印发《关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》(国能综通新能[2023]28 号) (“**28 号文**”)。根据 28 号文,除结合沙漠、戈壁、荒漠地区风电光伏基地建设,尽快落地一批光热发电项目外,鼓励有条件的省份和地区尽快研究出台财政、价格、土地等支持光热发电规模化发展的配套政策,并请电网公司对配置光热发电的基地项目在并网和调度方面给予优惠支持。



2. 地方层面

为响应国家“十四五”可再生能源规划明确的光热发电行业发展主基调,部分光热资源充足的省份和地区陆续发布相关文件,但与光伏发电项目配套政策相比,依然较为抽象。

(1) 青海省——加大电价支持

2023年7月3日,青海省能源局、国家能源局西北监管局等五部门联合对外发布《青海省能源局关于推动“十四五”光热发电项目规模化发展的通知》(青能新能[2023]57号),从土地规划、开展竞争配置、加大电价支持等方面支持光热发电项目的规模化发展。根据通知,光热项目应单独结算、单独计量,按照青海省、西北区域电力辅助服务市场运营规则或西北地区“两个细则”参与电力辅助服务获得相应收益。对配置天然气熔盐加热炉、大功率电制热设备的光热发电项目不收取过网费或容量费。

(2) 甘肃省——推进无补贴发展

2021年12月出台的《甘肃省“十四五”能源发展规划》支持酒泉地区积极推进太阳能光热发电无补贴发展,形成风电、光伏发电、光热发电、储能等融合发展新格局。对于资源丰富的敦煌、阿克塞、肃北、金塔、玉门、高台、金川、民勤、古浪、景泰等地区谋划实施“光热+风光电”一体化项目,增强自我调峰能力,实现光热项目无补贴发展。

(3) 内蒙古自治区——建立市场化补偿机制

2022年3月内蒙古自治区能源局发布了《内蒙古自治区“十四五”可再生能源发展规划》,推动光热发电产业和光伏发电产业享有同等的财税优惠政策,助力光热发电产业持续健康发展。根据该规划,应当建立储能市场化补偿机制,规范新型储能行业管理体系,为新型储能规模化应用创造良好的政策环境。鼓励社会资本按照市场化原则,多渠道筹资,设立投资基金,支持可再生能源产业发展。

3. 技术统一规范

自2018年7月以来,住房和城乡建设部陆续发布了《塔式太阳能光热发电站设计标准》(GB/T51307-2018)、《槽式太阳能光热发电站涉及标准》(GB/T51396—2019)以及《线性菲涅耳式太阳能光热发电站技术标准(征求意见稿)》,规范光热发电站的设计,满足安全可靠、技术先进、经济合理的要求。

2021年11月,为规范太阳能热发电厂储热系统设计,国家能源局发布了《太阳能热发电场储热系统设计规范》(DL/T5622-2021),该标准也同样适用于太阳能热发电与其他发电方式互补项目中太阳能热发电储热系统的设计。

三、光热发电投资审批/备案要求

1. 项目备案

由于国家尚未出台光热发电项目管理办法,根据《企业投资项目核准和备案管理条例》、《企业投资项目核准和备案管理办法》,除国务院另有规定,实行备案管理的项目按照属地原则备案,备案机关及其权限由省、自治区、直辖市和计划单列市人民政府规定。

目前而言,大部分省份已将审批、备案权限进一步下放至市级或县级。以甘肃省为例,光热项目备案流程为:市发改委(能源局)根据“就近接入、就地消纳”能力选择确定项目业主,并依据国家审定的甘肃省光热项目普查选址结果,申请纳入全省规模指标,项目业主据此办理电网接入前置性文件,经电网审查并出具并网接入意见函后,申请备案。¹¹

如涉及光热发电示范项目申报,还应符合《太阳能光热发电示范项目实施方案》的编制要求¹²。

2. 项目用地

由于光热发电站较光伏发电占地面积大,选址要求也更为严格。除取得必要的用地预审和选址意见书批复、建设用地规划许可证、建设项目压覆重要矿产资源审批、土地权属证明外,还需特别注意占用农用地的的问题,这也是新能源项目普遍会遇到的问题之一。



据有关资料显示,中广核太阳能德令哈项目因占用草原需接受处罚,并补办草原征占用手续。此外,黄河公司德令哈塔式光热发电项目由于涉及中外合资,而德令哈市为非对外开放城市,尽管在项目启动前已经取得了青海省发展改革委的项目备案,但在项目启动后需重新选址,并变更技术路线。因此,如项目存在外商投资¹³,还应在项目选址阶段关注是否涉及我国的控制开放地区或非开放地区,避免后重新选址导致的额外项目成本。

¹¹ 见甘肃省发改委政民信箱答复:

http://fzgg.gansu.gov.cn/fzgg/c106175/mail_detail.shtml?id=488ea2a931e9411cbdae405253017c。

¹² 详见:http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201509/t20150930_1968.htm。

¹³ 根据《鼓励外商投资产业目录(2022年版)》第四条,新能源电站(包括太阳能、风能、地热能、潮汐能、潮流能、波浪能、生物质能等)建设、经营属于鼓励外商投资的产业。

3. 项目建设

参照光伏电站及其他新能源电站的项目建设要求,光热发电项目的建设也应当按照《城乡规划法》《建筑工程施工许可管理办法》《矿产资源法》及其实施细则、《环境影响评价法》《电力建设工程质量监督管理暂行规定》等法律法规办理和取得建设工程规划许可证、施工许可证、征占用林地/草地批复、压覆矿审批手续、环境影响评价批复、消防设计审核或备案文件、水土保持方案批复、无军事设施证明批复、文物影响评估批复等文件和手续,并依法对电力建设工程的质量负责。

根据《地质灾害防治条例》第二十一条第一款规定:“在地质灾害易发区内进行工程建设应当在可行性研究阶段进行地质灾害危险性评估,并将评估结果作为可行性研究报告的组成部分;可行性研究报告未包含地质灾害危险性评估结果的,不得批准其可行性研究报告。”相对适宜开发建设大规模光热发电站且光热资源丰富的地区主要集中在青藏高原、甘肃、宁夏、新疆、内蒙等地,而西北地区是我国五个地震多发区之一,地址环境复杂,地质灾害多发,制约了工程建设和经济发展。因而在光热电站项目过程中,还应当依法进行地质灾害危险性评估。



4. 并网和电力业务许可

为获得发改委项目备案,光热电站首先应取得项目接入电网意见函。建设单位应委托具有资信评价等级的工程咨询单位编制接入系统方案报告(含一、二次)。35kV及以上新能源发电项目还应编制电能质量预测评估报告或篇章,制定解决措施。接入系统设计工作完成后,业主应将接入系统设计报告报公司相应层级规划部门批准并取得接入系统批复函。原则上批复函的有效期为两年,但若有效期内项目未获核准(备案)、未开工建设或变更业主,需重新办理审批手续,电网公司可以选择重新批复或延期,但延长期不能超过两年。¹⁴

¹⁴ 参见《南方电网并网服务管理办法 2022》第二章新建电源并网服务。

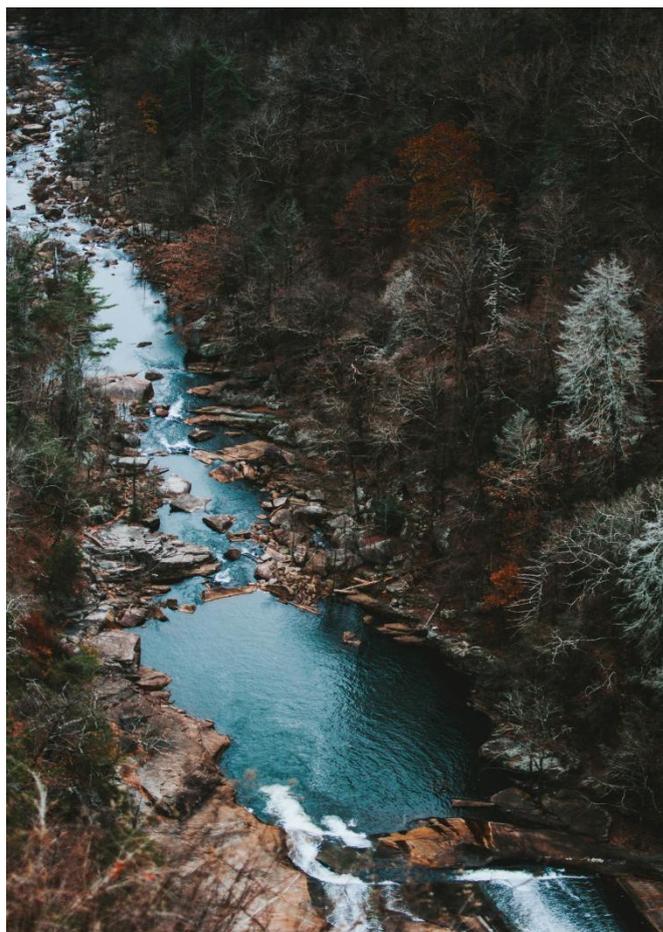
除依法豁免取得电力业务许可证的情形外¹⁵，包括光热电站项目在内的新能源项目均应根据《电力业务许可证管理规定》，在竣工验收，或发电机组通过启动验收的证明材料或者有关主管部门认可的质量监督机构同意整套启动的质量监督检查报告后，向国家能源局的派出机构申领电力业务许可证。

四、光热发电项目投资风险和应对

1. 政策风险

总体而言，由于当前我国光热发电项目尚处于示范阶段，第二批光热示范项目申报仍待启动，产业政策主要集中在宏观层面。相比于光伏产业，无论是国家还是地方层面，与光热发电站建设配套的土地、财政、税费、信贷、行政审批、并网接入等具体政策尚未到位。

以新疆维吾尔自治区为例，根据2022年8月新疆发改委的发文《双碳目标下新疆新能源发展的对策建议》，除地方性能源法律体系不健全外，新疆地区的新能源产业政策也不够完善，一方面体现在产业政策补贴多数集中于新能源的制造阶段，对于新能源的开发阶段和应用阶段以及后期的维护阶段中的政策补贴比较少。另一方面表现为产业政策中限制类政策多于鼓励类政策，产生该问题的原因是由于新疆各地方政府的财政收入不同，地方政府在收入约束下会提出一些限制条款，导致新能源产业扶持政策不能有效地实行。¹⁶



作为投资者，在投资光热发电项目前应先就项目所在地区和行业的政策法规进行尽职调查，明确需要取得的全部审批（备案）文件或批复，依法依规履行必要的核准、备案手续，必要时聘请专业的法律或技术团队参与谈判。

¹⁵ 根据国家能源局电力业务资质管理中心于2022年1月印发的《电力业务许可证问答手册》第1章，可以豁免电力业务许可项目为：(1) 经能源主管部门以备案（核准）等方式明确的分布式发电项目；(2) 单站装机容量 6MW（不含）以下的小水电站；(3) 项目装机容量 6MW（不含）以下的太阳能、风能、生物质能（含垃圾发电）、海洋能、地热能等可再生能源发电项目；(4) 项目装机容量 6MW（不含）以下的余热余压余气发电、煤矿瓦斯发电等资源综合利用项目；(5) 并网运行的非燃煤自备电站，以及所发电量全部自用不上网交易的自备电站。依法不需要取得电力业务资质许可的，由国家能源局派出机构出具《行政许可不予受理通知书》。

¹⁶ <http://xjdr.c.xinjiang.gov.cn/xjfgw/hgjj/202208/25e2ba4b54a940dfbaf2eb47cb70b51e.shtml>。

2. 并网和电价补贴风险

2016年9月,国家发展改革委印发《关于太阳能热发电标杆上网电价政策的通知》(发改价格[2016]1881号),核定了全国统一太阳能热发电标杆上网电价。财政部、国家发展改革委和国家能源局联合发布的《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),明确新增光热项目不再纳入中央财政补贴范围,按规定完成核准(备案)并于2021年12月31日前全部机组完成并网的存量海上风力发电和太阳能光热发电项目,按相应价格政策纳入中央财政补贴范围。

光热发电首批示范项目中的中国电建共和塔式光热发电项目和黄河德令哈塔式光热发电项目虽然已分别在2015年10月和6月取得了青海省发展改革委的项目备案,但由于未进入实质性开工建设阶段,并网投运时间滞后于国家能源局建成投运的时限要求,因此无法享受光热发电标杆电价(1.15元/千瓦时)。而2018年底前投运的青海省光热发电示范项目,虽然能够取得相应的补贴收入,但由于补贴目录的申报周期为一年,间隔时间较长,并且补贴发放延迟的情况已经常态化,导致项目业主对投运后预期收益并不乐观。

2022年4月29日,青海省能源局发布《关于进一步加强新能源市场化并网项目管理的通知》。根据该《通知》,由于各市州核准备案的市场化并网规模急剧增长,严重超出新能源消纳空间,将对项目进行全面核查,对于自2021年1月1日发文之日未纳入《2021年青海省新能源开发建设方案》的市场化项目一律暂缓实施,省电力公司暂缓办理接入电网手续。如不能顺利并网,项目投资成本和收益率将受到进一步的影响。



根据《国家能源局关于印发新建电源项目投资开发秩序监管报告(新能源部分)及工作要求的通知》(国能监管〔2015〕384),未经主管部门同意,新能源项目并网前不得变更投资主体。如果未经核准/备案机关同意即擅自变更投资主体的,则主管部门有权取消可再生能源电价补贴。2020年9月29日发布的《<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》(财建〔2020〕426号)中也明确规定,项目纳入可再生能源发电补贴清单时,项目业主应对项目实际容量进行申报。如在核查中发现申报容量与实际容量不符的,将按不符容量的2倍核减补贴资金。

对此,一方面,投资者应持续关注所投光热项目地并网以及电价补贴相关的政策及动态,另一方面,在签署投资协议或转让协议时,应结合具体项目情况,将最终项目所执行的电价未达到双方预期、项目未在特定时间前全容量并网发电、项目未在特定时间内被纳入补贴目录等情况写入承诺赔偿条款或回购条款,并明确具体的赔偿或回购计算公式,必要时可以要求由 EPC 方或第三方对电价补贴收益进行担保,以保障投资者的权益。

3. 项目管理风险

(1) 安全生产

5月7日在河南省发生一起熔盐储热项目高温爆裂事故造成1人死亡,13人受伤。该起熔盐储热爆炸事故引起国家能源局高度重视。2023年5月22日,国家能源局发布《国家能源局综合司关于开展熔盐储热等能源综合利用项目安全排查的通知》,要求系统排查并报送熔盐储热项目及其安全风险管控情况。

早在2009年,山东省德州就曾发生过熔盐爆炸事故,造成5人死亡,9人受伤。2015年,国家太阳能光热产业技术创新战略联盟曾召开熔融盐安全问题研讨会,但太阳能热发电领域中的熔融盐安全使用的规定仍然空白。目前熔盐储热发电系统应用于中广核新能源青海德令哈50MW槽式电站、青海中控50MW塔式电站、中控太阳能甘肃敦煌100MW塔式电站、中电建青海共和50MW塔式电站等光热发电项目。



(2) 工期延误

工期延误是项目施工建设中较为常见的问题,但在光热发电项目中,工期的延误还将导致直接影响到发电量以及电费补贴,甚至是相关项目的建设资格。

2023年7月,青海省发改委、能源局、林业局联合发布的《关于推动“十四五”光热发电项目规模化发展的通知》第六项“加强项目管理”中规定,竞争配置的光热一体化项目中的光热部分应自取得开发权之日起,在6个月内完成备案和各项前期工作,12个月内完成投资决策和主体开工建设,30个月内应具备全容量投产条件,12个月内未开展镜场平施工且未完成主体工程第一方混凝土浇筑的,取消建设资格,自取消之日起项目业主1年内不得参与省内同类新能源开发。

太阳能热发电技术是试验示范阶段的新技术,缺乏具体项目技术和管理经验。因此,投资者在投资光热发电项目前,应结合过去国内外光热发电项目中存在的技术、安全问题及项目管理风险,对项目的设备和技术利用、系统集成能力、项目运营管理水平等方面开展尽职调查,对施工过程予以必要监督,或是向专业的技术团队寻求帮助,在投资前厘清项目施工过程中可能存在的各类风险,制定应对方案,防患于未然。

4. 不可抗力

尽管光热电站因其对工作温度的要求高,一般选择建设在沙漠中,相比于海上风电项目不可抗力发生的概率较低,但由于光热发电需要大面积的光学反射装置和昂贵的接收装置将太阳能直接转换为热能,发电成本居高不下,发生后将导致的高昂修复或重建费用。

因此,除了投资协议中应当明确项目业主、EPC 方或有关方的对应责任外,必要时投资方可以要求办理电费收益权质押登记以降低对投资的不利影响,还可以要求第三方补充提供增信措施,如指定购买项目保险产品、在交易文件中增加第三方承担担保责任的条款,或是由投资方与第三方另行签订担保合同等。



欧盟《电池与废电池法》获通过 ——谈电池出海面临的新挑战与应对措施

杜莉莉 张天慧 胡宝花 谢道平

2023年7月10日,欧盟理事会通过了一项旨在增强电池与废电池可持续性的法规¹《REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL concerning batteries and waste batteries, amending Directive 2008/98/EC and Regulation (EU) 2019/1020 and repealing Directive 2006/66/EC》²(以下称“《电池与废电池法》”),该法规由欧盟理事会和欧洲议会签署并在欧盟官方公报上公布后,在20天内生效。《电池与废电池法》将规范电池从生产到再利用和回收的整个生命周期,并确保电池的安全性、可持续性和竞争力。

《电池与废电池法》的推出和实施,对电池产业链的上下游提出了全新的要求,也产生了新的机遇和风险。中国电池产业已经站在全球新能源产业发展的领跑地位,彭博新能源财经数据显示,2022年中国电池产能居全球第一,893GWh,占比达77%,产品出口配套持续攀升,企业出海建厂动作活跃。如果中国企业想要继续保持这种竞争优势,就必须认真分析和应对新规定可能带来的影响。

本文以《电池与废电池法》为研究对象,分析梳理欧盟关于电池生产以及利用回收相关的法律制度,为国内电池产业链上下游企业出口相关产品提供借鉴及参考。



¹ <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/07/10/council-adopts-new-regulation-on-batteries-and-waste-batteries/>.

² <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-2-2023-IN1T/en/pdf>.

一、《电池与废电池法》的立法背景和立法沿革

1. 立法背景

2019年12月,欧盟委员会达成《the European Green Deal》³(以下称“《欧洲绿色协议》”),《欧洲绿色协议》提出2050年净零碳排放,经济发展和资源使用脱钩的目标。为实现《欧洲绿色协议》的目标,欧盟从产品的源头与生产对相关产品的可持续提出了要求。

电池作为重要能源是保障可持续发展、清洁能源、气候中和的关键之一,特别是电力新能源汽车近年来的发展对电池的需求不断增强,欧盟认为有必要建立电池可持续性、性能、安全、收集、回收利用以及电池信息的相关规则,为欧盟市场建立规范电池全生命周期的监管框架。

虽然2006年9月26日正式公布的《Directive 2006/66/EC of the European Parliament and of the Council of 6 September 2006 on batteries and accumulators and waste batteries and accumulators and repealing Directive 91/157/EEC》(以下称“《2006/66/EC指令》”)对电池以及废电池建立了基础的规则,但鉴于电池行业的不断发展,欧盟认为有必要对于欧洲整个电池行业全产业链进行规范,完善现有立法。

2. 立法沿革

《电池与废电池法》的正式发布历经三年,立法沿革如下:

2020年12月10日,欧盟委员会提交了一份关于电池法规提案;

2022年3月17日,欧盟理事会通过了总体方针;

2022年3月10日,欧洲议会在全体会议上达成其谈判立场,经过机构间谈判,理事会主席和欧洲议会谈判代表达成了临时协议;

2023年6月14日,欧洲议会全体会议通过了关于电池法的协议;

2023年7月10日,欧盟理事会通过了《电池与废电池法》。



³ https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.

二、《电池与废电池法》的主要内容

1. 适用范围

(1) 适用电池种类范围

《电池与废电池法》的规定将适用于所有电池, 不论是否属于通用产品或是定制产品, 主要包括所有便携式电池、电动汽车电池、工业电池(重量大于 5kg 的电池)、SLI 电池(主要用于车辆和机械的启动、照明或点火)以及 LMT 电池(主要用于轻型运输工具, 例如电动自行车、电动轻便摩托车、电动滑板车的小于等于 25kg 电池)。⁴

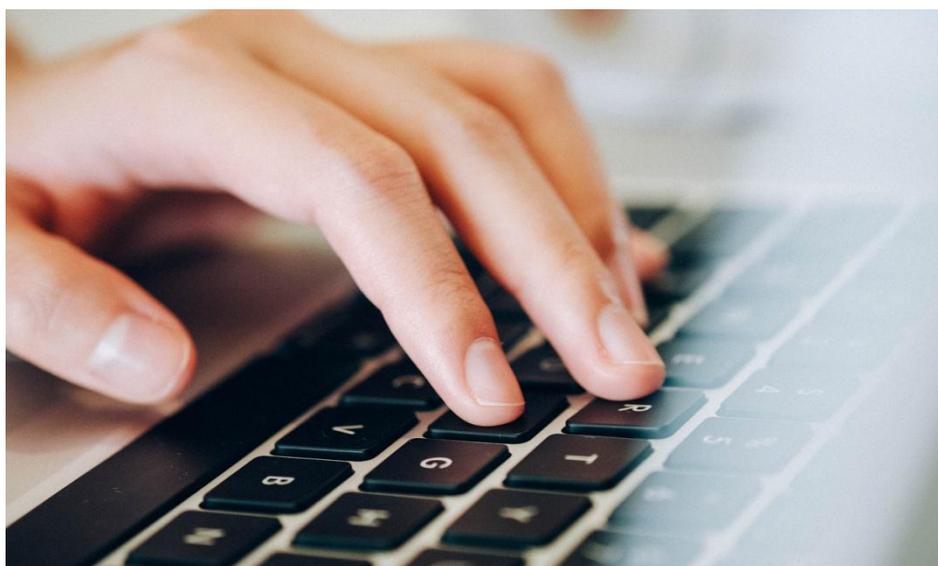
(2) 适用地域范围

根据《电池与废电池法》的规定⁵, 不论电池是否生产于欧盟或是进口, 不论电池是否被安装至电器、轻型交通工具或其他车辆或其他产品中, 不论该电池是否单独投放于欧盟市场, 《电池与废电池法》适用于欧盟市场的上述所有电池种类。

(3) 适用主体范围

当电池首次在欧盟市场上市时, 不论产品是否免费, 电池的经销商(包括零售商、批发商和制造商的销售部门)都需要遵守《电池与废电池法》的相关规定, 但是在《电池与废电池法》实施之日前在欧盟库存的电池无需满足相关要求。

2. 经济经营者的尽职调查义务



《电池与废电池法》规定了经济经营者的尽职调查义务。《电池与废电池法》中的“经济经营者”指制造商、授权代表、进口商、分销商或履行服务提供商, 或任何其他自然人或法人, 涵盖了电池从生产到销售环节的全部经济参与者。经济经营者对电池的制造、再利用准备、再利用或再制造负有相关义务。

⁴ 参见《电池与废电池法》Article 1 Subject matter and scope.

⁵ 参见《电池与废电池法》Whereas (11) .

根据《电池与废电池法》第 47 条的规定,除上一年度净利润少于 4000 万欧元,且不属于母子公司合并范围内超过 4000 万欧元的经济经营者外,所有在欧盟市场上销售电池的经济经营者都必须制定并实施“尽职调查政策”,以应对与原材料和二次原材料的采购、加工和贸易有关的社会和环境风险。其中包括传达电池供应链尽职调查政策、进行责任分配、建立透明的供应链管控程序、建立申诉机制、建立风险识别机制、提供尽职调查证据及第三方认证结果等程序,其基本要求是对电池中钴、锂、镍、天然石墨等材料的供应链开展社会、环境风险尽职调。“尽职调查政策”需要由第三方进行认证并且定期由通知机构进行审计,保证电池符合《电池与废电池法》的相关要求,“尽职调查政策”的相关记录需要留存 10 年。

根据《电池与废电池法》第 49 条的规定,经济经营者需要建立管理系统,用于向供应商和公众公示公司电池尽职调查的政策,建立和运行供应链控制和透明度系统,包括监管链或可追溯性系统,确定供应链中的上游供应商,同时需要建立申诉机制、建立风险识别机制。

由此,经济经营者必须核实投放市场的电池所用原材料的来源,这些要求包括在采购电池原料时考虑对环境的影响,并确保整个供应链体系各环节有效遵守社会和环境要求。这在某种程度上要求我国电池生产企业必须着眼于减少电池在整个生命周期内对环境的影响。



3. 碳足迹相关要求

《电池与废电池法》第 7 条规定了电动汽车电池、可充电工业电池和 LMT 电池的碳足迹的相关要求,即电动汽车电池、容量大于 2 千瓦时(kWh)的可充电工业电池和 LMT 电池(轻便交通工具电池)需要根据规定,为每个电池型号起草碳足迹声明,声明需要包含碳足迹信息。“碳足迹”是指产品系统中温室气体排放和温室气体清除的总和,以二氧化碳当量表示,并基于使用气候变化单一影响类别的产品环境足迹(PEF)。“碳足迹”信息包含制造商的管理信息、电池型号的信息、电池制造厂地理位置的信息、电池的碳足迹(按电池在预期使用寿命内提供的总能量每千瓦时二氧化碳当量千克计算)、各个生命周期阶段的碳足迹,电池的欧盟合规声明标识编号、获取碳足迹声明结果的公开网络链接等至少七项内容。

《电池与废电池法》中规定碳足迹需要进行核算的生命周期阶段包括:材料获取及前处理阶段、产品生产阶段、分销运输阶段、收集和回收阶段,在不同的电池生命周期阶段,电池的碳足迹要求有所不同。供应商需要自证相关电池型号声明的生命周期中,碳足迹值低于法案确定的最大阈值。

4. 数字电池护照(Digital Battery Passport)

《电池与废电池法》第九章规定了数字电池护照的相关内容。《电池与废电池法》第 77 条规定在《电池与废电池法》生效后的 42 个月后,任何 LMT 电池、任何容量大于 2 千瓦时(kWh)的工业电池、任何电动汽车电池都需要数字电池护照。“电池护照”是需要提供给公众的包含电池产品的基本信息及电池使用的相关信息,是存储整个电池生命周期内相关电池数据的文件。其目的是确保电池符合电池法规的要求,并提供电池历史记录。这对于出售给消费者的电池尤为重要,因为它可以向消费者保证他们购买的电池是安全且符合法规要求的。



根据《电池与废电池法》,供公众参阅的电池产品的基本信息主要包括:(1)一般的电池信息,主要是生产商、生产地点、生产日期、重量、容量、化学物质、现有电池风险物质、关键的原材料等;(2)电池成分的相关信息,包括现有电池的相关化学物质、除汞、镉或铅以外的有害物质;(3)碳足迹的相关信息;(4)电池尽调政策相关的信息;(5)电池重复再利用的相关成分信息;(6)再利用容量的份额;(7)额定容量;(8)预期电池寿命等信息。特定主体能获取的关于电池的相关信息主要包括:(1)详细的成分、材料;(2)部件的零件号和替换备件来源的详细信息;(3)拆卸信息;(4)安全措施相关信息。

《电池与废电池法》要求电池护照的信息应可通过二维码访问,且信息准确、完整并及时更新。结合标准化认证可追溯的电子护照,出口电池会得到一定程度的“身份认同”从而打通市场渠道,然而业内也对此表示担忧,认为尽管我国当前在新能源领域技术有“弯道超车”的迹象,但在产品出口领域,面对海外纷繁严格的劳务合规、环境合规体系之上,为产品添加电子护照,既对企业核心信息泄露造成了风险,也让企业负担了更多成本,在海外市场的价格优势很难不被削弱。

三、《电池与废电池法》的应对措施

欧盟《电池与废电池法》的实施势必对我国电池产业出口产生强有力的冲击。

在今年全国“两会”期间,全国政协委员、宁德时代新能源科技股份有限公司董事长曾毓群曾提出《关于加快我国电池碳足迹研究并建立中欧互认机制的提案》,曾毓群认为,尽快启动中国电池碳足迹标准和方法论研究,建立产品碳排放管理体系,参与全球碳中和规则制定,推动与欧盟建立电池碳足迹管理互认机制。这对于确保我国电池领域全球竞争力十分重要。他为此提出三个建议:

A. 借助中国产业链完善、应用数据丰富的优势,加快我国电池碳足迹方法论研究。同时与欧盟积极沟通,建立合作交流机制,推动中欧电池产品碳足迹方法论的协调与互认。

B. 有关部门按年度、分区域更新发布我国电力碳排放因子,并以此为基础建立我国电池产业链各环节碳排放因子数据库,及时更新并向国际通报。

C. 加强绿色电力认证国际合作。研究适用于我国电池产业发展和产品需求的绿证管理制度,并通过区块链、5G、物联网等数字化技术为其确权。

对于电池产业链生产经营企业,尤其是主要销售市场在欧盟的企业而言,快速制定应对《电池与废电池法》监管的各项措施已成为关系到该企业是否能够长期稳定发展的关键,笔者认为可以从以下几个方面采取应对措施:

制定合规的生产经营制度

《电池与废电池法》的出台对于在欧盟市场销售电池的企业提出了更高的要求,电池生产企业应根据《电池与废电池法》规定的尽职调查政策、碳足迹、电池护照、电池回收的相关要求制定生产经营制度,在生产运营环节严格执行合规制度,加强对电池生产原材料采购、物流、海外仓存储等重点流程的监督检查,确保公司的业务符合《电池与废电池法》的规定。

加强对上游供应商的筛选与管理

鉴于《电池与废电池法》要求对电池的原材料进行溯源,电池生产企业应加强对上游各链条供应商的管理,在生产环节严格执行生产合规制度,加强对电池生产原材料采购、物流、海外仓存储等重点流程的监督检查,确保生产经营符合《电池与废电池法》的要求。

加强电子系统的 研发与管理

《电池与废电池法》规定经济经营者需要建立管理系统、供应链控制和透明度系统、监管链或可追溯性系统,对于电池生产经营者的管理系统提出了更高的要求,电池生产经营企业需要加强对上述系统的研发与管理。

加强《电池与废 电池法》相关规 定的培训

企业应针对《电池与废电池法》的内容,结合企业为应对《电池与废电池法》制定的一系列规章制度及采用的管理系统,有针对性的加强对管理层及员工的培训,使企业管理层及员工能够熟悉《电池与废电池法》各项规定,从管理和日常生产经营中,规避因违反《电池与废电池法》规定可能带来的风险。

通过海外工厂转 变角色降低税率 与合规风险

对华相对友好,工业基础扎实的欧盟国家是进击中的中国动力电池和新能源汽车必经路径,但非欧盟成员国在此交易,需要上缴巨大的税收,通过在欧盟国家投资建厂,能够有效降低税率和合规风险,另外,针对新能源汽车产业,匈牙利政府具有竞争力的税收补贴政策也会成国内动力电池企业进军欧洲市场据点的重要搭手。截止六月下旬,已有宁德、亿纬锂能、恩捷等企业在欧盟国家完成投资建厂,比亚迪、中创新航、蜂巢能源、香港 CHR、华友钴业等企业也纷纷宣布在匈牙利建厂或准备建厂。即使采取此种方式,仍需符合《电池与废电池法》的相关规定。



储能收并购：我国储能市场规模、技术发展路线与并购交易概况

黄思童 严彬瑜

2021年7月，国家能源局和发改委出台《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，明确我国储能规模发展目标——2025年锚定3000万千瓦作为基本规模目标，并预计在2030年实现全面市场化；强调统筹电源侧、电网侧与用户侧储能全面发展，将发展新型储能作为构建新型电力系统的重要举措与碳达峰与碳中和的关键支撑。

此后，中央至地方陆续出台的多项鼓励储能建设发展的驱动政策，包括《“十四五”新型储能发展实施方案》《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》《工业领域碳达峰实施方案》《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》等；广东、河南、山东等地亦陆续发文强制要求发电项目在配置一定比例容量的储能设施后方可并网，且对投运时间也有了更加严格的要求。在强制政策的约束及利好政策的双向驱动下，中国储能市场在近两年迎来爆发。

本文为植德观点——储能收并购项目系列的第一篇，拟对我国储能市场规模、技术路线及收并购交易现状进行梳理，并将在后篇结合本所储能行业收并购交易实践经验分析不同市场参与者在该行业的并购动因、不同并购动因所对应的交易谈判策略、尽调关注点、交易文件关注点。



一、我国储能市场规模

2022年,中国市场储能装机量达6.9GW/15.3GWh,超过了过去十年装机量总和;其中,第四季度的装机环比增速达2000%,2023年第一季度同比增长1500%;根据2023年7月举行的国家能源局三季度例行新闻发布会数据显示,2023上半年新增装机规模相当于此前历年装机规模总和。

图:中国历年储能新增装机量(MW/MWh)

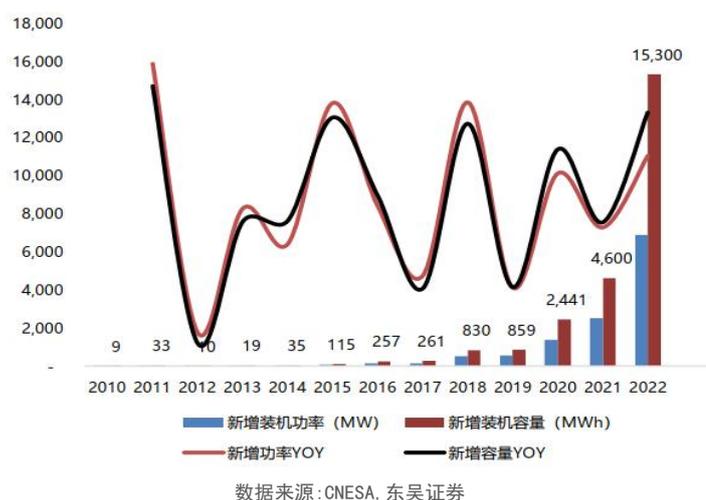
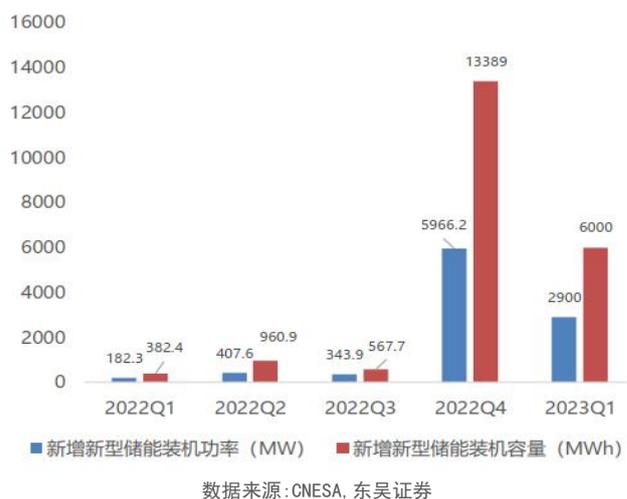
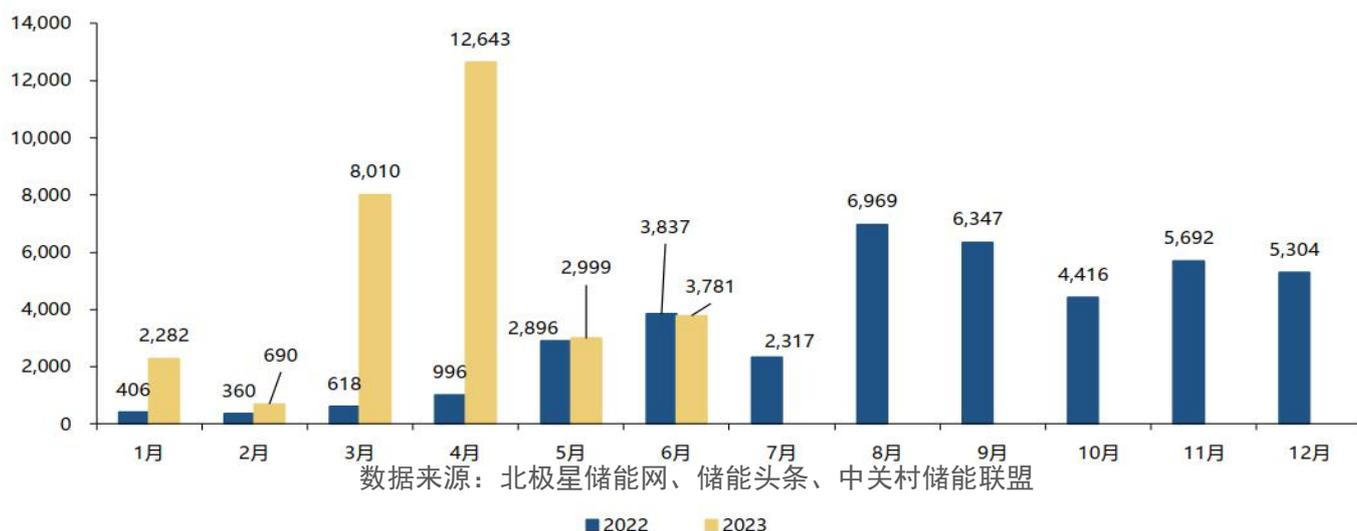


图:2022 中国储能新增装机量 (MW/MWh)



从市场交易数据来看,2023年上半年全国储能招标总量达30.4GWh,同比增长234%,储能中标量达28.7GWh,同比增长533%;从并网数据来看,2023年上半年并网量达15.6GWh,超过2022年全年总量,同比增长727%。

图:2022-2023年6月储能每月招标量(MWh)



我国储能项目根据应用场景可分为适用于电源侧、电网侧的大型储能项目(“大储”)、适用于工业园、商业地产等工商项目的中型储能项目(“工商储”)以及适用于家庭乃至个人的户用储能项目(“户储”)与便携储能项目(“微储”)。据统计,2022年我国新增新型储能项目中,大储占新增装机量的90%;工商储亦在2022年迎来发展元年,有望在2025年达到66GW装机量;户储与微储的现有及未来在国内市场的预期占比相对较小,交易机会更多或会存在于海外市场。

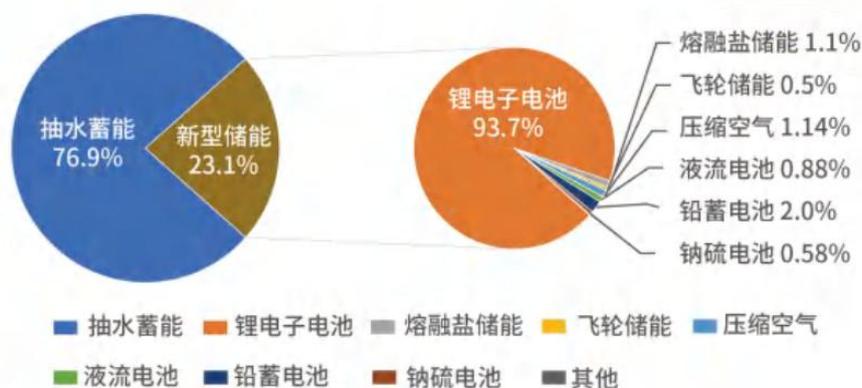
二、我国储能行业技术发展历程

根据能量转换方式的不同，储能可分为物理储能、电化学储能和其他储能：

- 物理储能包括抽水蓄能、压缩空气储能、重力储能和飞轮储能等，其中抽水蓄能容量大且成本低，是最传统亦最常见的物理储能方式；
- 电化学储能为近年来发展最为迅猛的储能类型，主要包括锂电池储能、钠电池储能、铅蓄电池储能和液流电池储能等，其中锂电池是目前电化学储能中最主流的储能方式；
- 其他储能包括超导和超级电容等，均处研发初阶。

储能技术发展至今已形成了多种技术路径，各具特点，在实际应用中需综合考虑储能技术的特点以及优缺点，选择最为适宜的技术方案。目前而言，抽水蓄能是最成熟的技术之一，存量市场占有率最高；锂电池储能在我国近年来得到了极大发展，是最热门、最受关注的储能技术路线；此外，压缩空气、液流电池等新储能模式也逐渐开启商业化应用。

1. 储能新增装机技术结构



图：中国电力储能累计装机规模技术类型分布

数据来源：国家能源局、EESA 数据库、普华永道



图：2017-2022 国内新增储能装机结构

数据来源：国家能源局、中关村储能

从存量项目数据看，抽水蓄能是中国装机应用规模最大的技术路线类别，占比高达 77%；新型储能紧随其后，占比 23%，其中锂电池储能占比高达 93.7%。从增量项目数据看，2022 年电化学储能增量超过抽水蓄能，其中占比最大的类别仍系锂电池储能，随着 2023 年碳酸锂价格下滑带动锂电池储能项目成本下降，锂电池储能占比预计将进一步上升。值得注意的是，压缩空气、液流电池等新型储能技术在新增装机量中的占比也有所增长，分别为 1.13%、0.88%。

2. 电化学储能

电化学储能作为新型储能主力军，包括锂电池、液流电池及最近兴起的钠电池等；电化学电池储能可供电网侧调峰调频，实现持续供电、基站储能、平滑间歇性波动等。

(1) 锂电池储能

锂电池由正极、负极、隔膜和电解液构成，目前主流产品正极通常采用三元材料、磷酸铁锂、钴酸锂、锰酸锂等，而负极则通常采用石墨等碳素材料。锂电池具有能量密度大、无记忆效应、充放电速度快、响应速度快等优点，可广泛应用于风电光伏等新能源发电侧的配储和用户侧储能项目，而高效的能量转换能力和长寿命使其成为储存电能的最佳选择，为大储、工商储及微储各类应用场景提供可靠的电力供应；现今市场中，锂电池是最快实现规模商用的电化学储能技术路线，具备极高的成本优势。

图：锂电池应用场景



数据来源：艾瑞研究院

目前我国锂电池储能行业整体发展位于全球前列，其中成本占比最高的锂电池制造技术与能量管理系统(EMS)处于国际先进水平。但需承认的是，我国锂电池储能系统的自动化程度有待提高，部分高精尖机器设备仍需向海外采购；电池管理系统(BMS)受高端芯片研发设计限制，国产化率仅 10%；储能变流器(PCS)作为储能系统能量转换核心部件，对能源转换效率影响极大，国内厂商正在寻求技术突破提升功率容量。

(2) 钠电池储能

对比锂电池, 钠电池具有明显劣势——循环寿命更短、质量和体积更大、能量密度更低, 但钠电池在低温性能、安全性、快充性能等方面相较锂电池均有更好的表现, 因此钠电池十分适合储能、低速车等场景。根据中科海纳官网数据, 由于碳酸钠的成本不到碳酸锂的 1%, 钠电池的 BOM 成本, 尤其是正极成本远低于锂电池, 吸引了众多生产企业与投资机构的目光。

从投融资市场来看, 2023 年为钠电池量产应用元年, 市场参与者纷纷加码投资。2023 年 4 月 16 日, 宁德时代宣布钠离子电池将首发落地奇瑞车型。比亚迪、蜂巢能源、中科海纳、亿纬锂能、孚能科技等电池开发制造企业也先后推进钠电池项目。

(3) 熔融盐储能

熔融盐储能技术系用熔盐在升温和降温过程中的温差实现热能存储。熔盐是指熔融态下的液体盐, 工程中使用的熔盐通常指无机盐熔融体, 具有高沸点、低粘度、低蒸汽压力和高体积热的特点, 是一种优良的传热储热介质。

然而, 熔盐储能的缺点来自于熔盐本身固有的缺陷, 如: 低热导率、低比热容、腐蚀性和相变过程中的液体泄漏, 这些缺点要求相应的蓄热装置材料具有高抗腐蚀性, 大大制约了熔盐储能发展。全球首个应用熔融盐蓄热储能技术的太阳能光热发电项目是 Solar Two 实验电站; 在国内, 中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司建设的青海共和 50MW 光热电站也采用了熔盐塔式技术路线, 其熔盐储热系统可在无太阳的情况下, 供发电系统继续满负荷运行 6 小时。

根据能源局发布的《2021-2025 年储能规划》, 到 2025 年, 中国储能在 2023-2025 年内, 市场量将达到 742-850 亿元; 到 2030 年, 国内熔融盐储能装机容量可能超 16GW。从项目角度来看, 目前中国熔融盐储能项目主要分布在新疆、甘肃、青海等地, 这些地区拥有丰富的太阳能和风能资源, 非常适合光热电站和光热储能项目的建设。



(4) 液流电池储能

液流电池是一种利用两种化学溶液进行离子交换来进行充放电的电池,其电压一般在 1.0-2.2V 之间,存在多种不同的形式,但其中全钒液流电池是目前最接近产业化和规模化应用的一种电池。目前,全钒液流电池储能仍处于商业化运营初期,主要研发生产参与者包括科研院所、零部件供应商和一体化布局厂商等。由于长时储能项目更为注重单位能量的投资成本而非单位功率的投资成本,而全钒液流电池储能配套时长较长,随着储能时长的增加,全钒液流电池系统的单位成本将得到明显降低,而锂电池系统的单位成本则基本固定,不会因为时间而变化,因此全钒液流电池在长时储能项目中具备成本优势。

3. 物理储能技术路线

(1) 抽水蓄能

物流储能的应用在我国储能市场由来已久,而抽水蓄能是最为成熟的储能技术之一,具有技术稳定、成本低、寿命长、容量大、效率高等优点,其容量主要取决于上下水库的高度差和水库容量,而水的蒸发渗漏等现象导致的损失几乎可以忽略不计,因此抽水蓄能的储能周期得以无限延长,可适用于各种储能周期;然而,抽水蓄能受地理条件与生态环保因素制约,建设成本管控难,且面临主要设备制造产能不足、大型变速机组国产化进程较慢的技术难点,规模增量现已放缓。



(2) 压缩空气储能

压缩空气储能系通过将空气压缩并存储在地下储存设施中,然后在需要电力的时候放出空气并通过发电机发电,具备单位成本低(主要是储气罐成本)的优势,但同时亦存在依赖空间大的洞穴地理条件存储空气及能效低的缺点——当前设计运行的压缩空气储能项目的电对电效率大约在50%-70%之间,距离较成熟的抽水蓄能的76%左右的效率存在差距,经济性尚显不足。

(3) 重力储能

重力储能系利用建筑物、山体、地形等高度差,通过将“重物”运上运下,实现电能和重力势能之间的转换,进而储电与发电。理论上重力储能的成本比抽水和电池更低,具有原理简单、技术门槛低、储能效率高达85%、启动快速、使用寿命长等优点;然而,重力储能技术存在能量密度较低,建设规模较大、所需的高塔平均在一百米以上,而输出功率有限的问题。

重力储能在中国目前还处于探索阶段,尚未形成规模化的应用。国内首个重力储能技术应用示范项目——如东100MWh重力储能项目正在江苏如东建设中,预计2023年三季度并网发电。该项目是由国内上市公司中国天楹(000035.SZ)的全资子公司江苏能楹投资,运用瑞士重力储能技术公司(Energy Vault)授权的技术进行建设的全球第一个电网级重力储能项目,利用人工智能算法控制单元模块的高度来实现势能与电能的转换。目前,中国天楹是国内唯一拥有重力储能技术并正在建设大规模商业化项目的公司。今年6月,天楹的全资子公司江苏能楹还与河北怀来县达成协议,建设全球首个服务于数据中心的重力储能项目,装机容量为100MWh。

(4) 其他储能方式

其他新型储能技术路线还包括氢燃料电池储能与超级电容等。

氢燃料电池系通过将氢与氧气反应产生电力,并生成水作为副产品,通常用于需要长时间储存能量或在需要高功率输出的应用中。氢燃料电池在交通运输和工业领域具有潜力,但氢气的存储、输送及安全问题仍是亟待解决的难题。目前我国已经在进行燃气轮机掺氢燃烧的实验,但富氢、纯氢燃气轮机的研发仍处在起步阶段。目前氢燃气轮机燃烧技术中存在的安全问题有自燃、回火氮氧化物超标等,若要实现燃气轮机富氢纯氢发电,则需要对其燃烧器进行改造甚至重构,技术难度很大。

超级电容器系利用电场存储电能,具有高功率密度、长循环寿命、能源效率高、响应速度快、环境适应性强的优点,但相应的单位能量成本高达40-120元/Wh,适用于短时高功率需求。2022年是超级电容在电网调频、混合储能领域规模落地的元年,其在电网各环节调频应用中的经济性开始凸显,包括岸储一体化、一次调频、火储联调、混合储能等领域均有落地案例。

三、储能市场交易状况

1. 交易标金额、交易数量与交易标的

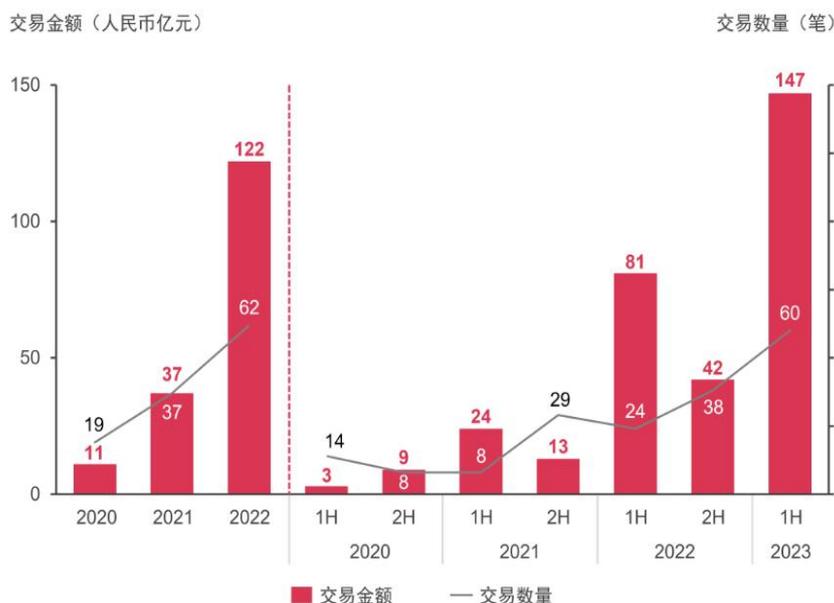
从市场交易金额看, 2020 至 2022 三年间交易金额持续上涨, 尤其在 2022 年迎来爆发, 总额超过 2020 与 2021 总和, 单位标的额也上涨超 2 倍。2023 年, 储能赛道交易量同比增长长达 150%。

随着多省政策性拉大工商业峰谷价差, 市场开始关注工商业储能赛道。具备工商业储能集成实力的企业凭借在产品研发、项目综合承做能力、客户市场及运营实践等方面优势, 更符合交易者投资预期, 亦更能满足交易者统筹布局储能业务的商业目的。

2. 投资主体类别

据统计, 私募基金与风险投资基金是储能投资并购活动的主要交易者, 2022 年交易量同比增长近 100%, 交易聚焦于初创至成长期的新型储能技术创新企业(钠电池、液流电池等)和储能集成商; 私企投资人参与储能行业投资并购交易数量亦在 2022 年同比增长长达 90%, 其中约半数为新能源行业内投资人; 此外, 亦有少部分国企通过基金 LP 的形式参与储能行业投融资。

植德团队在今年亦为储能行业收并购提供了全流程法律支持, 将在下一篇中结合法律服务经验具体分析不同市场参与者在该行业的并购动因、不同并购动因所对应的交易谈判策略、尽调关注点、交易文件关注点, 敬请关注。



图：2020 年至 2023 年上半年储能行业并购交易数量及金额
数据来源：投中数据、汤森路透、清科数据、Mergermarket 及普华永道分析



图：2020 年至 2023 年不同类别投资人参与上半年储能行业并购交易数量
数据来源：投中数据、汤森路透、清科数据、Mergermarket 及普华永道分析

国内储能行业观察 ——以政策法规嬗变为视角

孙凌岳 文亚庆

近些年来,国家日益重视对新能源和可再生能源的研究和开发。在“双碳”目标提出后,储能领域随之备受关注,国家和地方相继出台各种扶持政策。对于一个新兴行业而言,政策法规的发展往往能从一个侧面反映出该行业的发展历程和趋势。本文将从这一角度对国内储能行业进行审视,希望对读者有所帮助。

一、国内储能行业立法基本发展历程

1. 对于储能概念和范围的探索

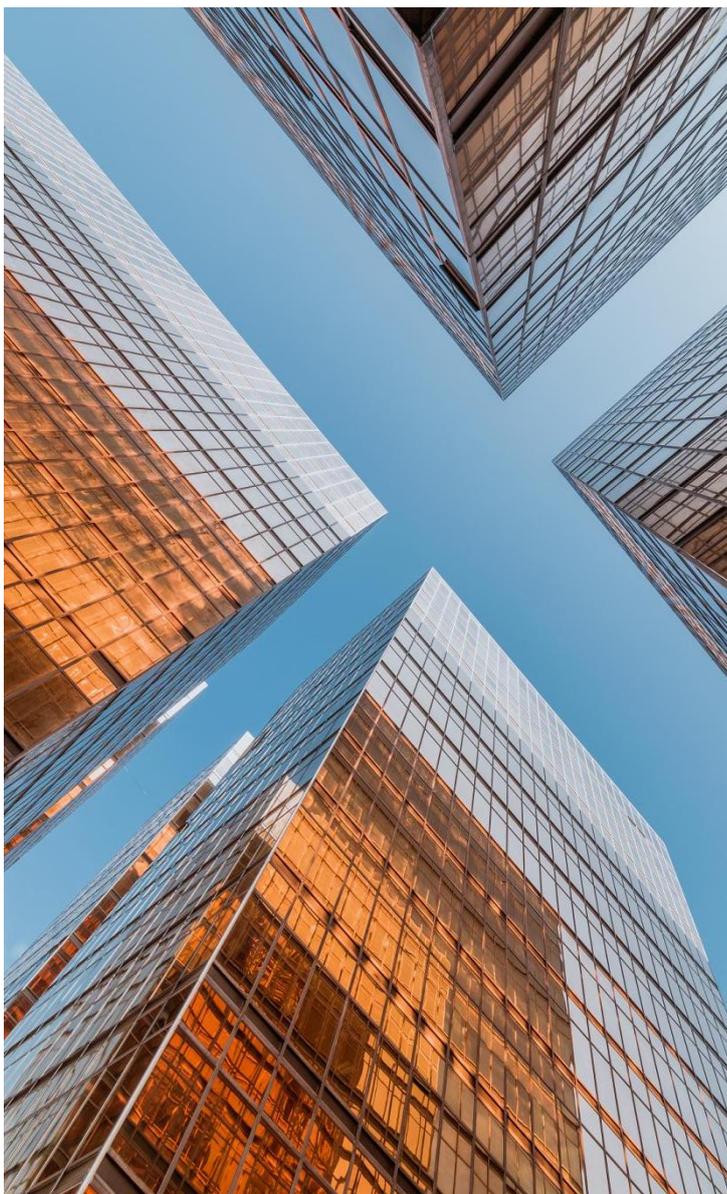
2005年11月29日,国家发改委发布《可再生能源产业发展指导目录》(发改能源[2005]2517),首次提及“氧化还原液流储能电池”的发展现状。2009年12月26日,随着《可再生能源法》修订,要求电网企业应当发展和应用智能电网、储能等技术,“储能”首次被写进我国法律。2011年3月14日,全国人大发布《中华人民共和国国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》,要求依托信息、控制和储能等先进技术,推进智能电网建设,储能产业首次出现在国家纲领性的计划文件中。2012年7月9日,国务院发布《“十二五”国家战略性新兴产业发展规划》,储能技术同时被纳入风能产业、太阳能产业、高效节能产业的发展方向。



2. 储能向商业化和规模化应用发展

2017年9月22日,国家发改委、财政部、科学技术部、工业和信息化部、国家能源局联合发布《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》(以下简称《储能指导意见》),明确未来10年储能分两阶段推进工作:第一阶段即“十三五”期间,实现储能由研发示范向商业化初期过渡;第二阶段即“十四五”期间,实现商业化初期向规模化发展转变。

为落实《储能指导意见》,2020年1月9日,国家能源局综合司、应急管理部办公厅、国家市场监督管理总局发布了《关于加强储能标准化工作的实施方案》,确定工作目标为到2021年,形成政府引导、多方参与的储能标准化工作机制,推进建立较为系统的储能标准体系,加强储能关键技术标准制修订和储能标准国际化。2021年7月15日,国家发改委和能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》,对抽水储能项目和新型储能项目进行了区分。同年9月24日,针对新型储能项目,国家能源局出台了《新型储能项目管理规范(暂行)》,对新型储能项目的规划引导、备案建设、并网运行、监测监督进行了规定。



3. 双碳目标赋予储能发展新内涵

双碳目标提出后,中央发布的各碳达峰、碳中和行动方案、实施方案均对储能产业进行了布局 and 规划。例如,国务院于2021年10月24日发布的《2030年前碳达峰行动方案》要求,“到2025年,新型储能装机容量达到3000万千瓦以上。到2030年,抽水蓄能电站装机容量达到1.2亿千瓦左右,省级电网基本具备5%以上的尖峰负荷响应能力。”

2021年3月,《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》发布,其中明确“加快抽水蓄能电站建设和新型储能技术规模化应用”,储能产业发展正式被列入“十四五规划”和“2035远景目标”。此后,《“十四五”现代能源体系规划》《“十四五”新型储能发展实施方案》相继制定及发布,对能源体系及储能产业进行了进一步的规划和指导。

二、国家储能产业政策梳理

2022年至2023年期间,国家密集出台政策文件,促进和支持储能产业发展。截至2023年6月,其中主要规范包括如下:

序号	发布时间	发布主体	文件名称	文号	储能相关内容
1	2022年1月29日	国家发改委、国家能源局	“十四五”现代能源体系规划	发改能源〔2022〕210号	加快新型储能技术规模化应用。大力推进电源侧储能发展,合理配置储能规模,改善新能源场站出力特性,支持分布式新能源合理配置储能系统。
2	2022年1月29日	国家发改委、国家能源局	“十四五”新型储能发展实施方案	发改能源〔2022〕209号	发展目标为到2025年,新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段,具备大规模商业化应用条件;到2030年,新型储能全面市场化发展。
3	2022年1月30日	国家发改委、国家能源局	关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见	发改能源〔2022〕206号	支持微电网、分布式电源、储能和负荷聚合商等新兴市场主体独立参与电力交易。发挥太阳能热发电的调节作用,开展废弃矿井改造储能等新型储能项目研究示范,逐步扩大新型储能应用。完善抽水蓄能、新型储能参与电力市场的机制,更好发挥相关设施调节作用。
4	2022年3月17日	国家能源局	2022年能源工作指导意见	国能发规划〔2022〕31号	“十四五”新型储能发展实施方案,跟踪评估首批科技创新(储能)试点示范项目;健全分时电价、峰谷电价,支持用户侧储能多元化发展。快新型储能、氢能等低碳零碳负碳重大关键技术研究。
5	2022年5月14日	国务院办公厅	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	完善调峰调频电源补偿机制,加大煤电机组灵活性改造、水电扩机、抽水蓄能和太阳能热发电项目建设力度,推动新型储能快速发展。研究储能成本回收机制。
6	2022年5月24日	国家发改委办公厅,国家能源局综合司	关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知	发改办运行〔2022〕475号	新型储能可作为独立储能参与电力市场;鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场;加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰;充分发挥独立储能技术优势提供辅助服务。
7	2022年6月24日	科学技术部、国家发改委、工业和信息化部、生态环境部、住房和城乡建设部、交通运输部、中国科学院、中国工程院、国家能源局	科技支撑碳达峰碳中和实施方案(2022—2030年)	国科发社〔2022〕157号	研发压缩空气储能、飞轮储能、液态和固态锂离子电池储能、钠离子电池储能、液流电池储能等高效储能技术;研发梯级电站大型储能等新型储能应用技术以及相关储能安全技术。

序号	发布时间	发布主体	文件名称	文号	储能相关内容
8	2022年7月7日	工业和信息化部、国家发改委、生态环境部	关于印发工业领域碳达峰实施方案的通知	工信部联节〔2022〕88号	鼓励企业、园区就近利用清洁能源，支持具备条件的企业开展“光伏+储能”等自备电厂、自备电源建设。加快新型储能规模化应用。
9	2022年8月24日	工业和信息化部、财政部、商务部、国务院国有资产监督管理委员会、国家市场监督管理总局	关于印发加快电力装备绿色低碳创新发展行动计划的通知	工信部联重装〔2022〕105号	大幅提升电化学储能装备的可靠性，加快压缩空气储能、飞轮储能装备的研制，研发储能电站消防安全多级保障技术和装备。在新能源资源富集地区，推动新型储能+可再生能源发电、风光火（水）储一体化供能试点。
10	2023年1月3日	工业和信息化部、教育部、科学技术部、中国人民银行、中国银行保险监督管理委员会、国家能源局	关于推动能源电子产业发展的指导意见	工信部联电子〔2022〕181号	加强新型储能电池产业化技术攻关，推进先进储能技术及产品规模化应用。研究突破超长寿命高安全性电池体系、大规模大容量高效储能、交通工具移动储能等关键技术，加快研发固态电池、钠离子电池、氢储能/燃料电池等新型电池。
11	2023年1月4日	国家能源局	2023年能源监管工作要点	国能发监管〔2023〕4号	加快推进辅助服务市场建设，建立电力辅助服务市场专项工作机制，研究制定电力辅助服务价格办法，建立健全用户参与的辅助服务分担共享机制，推动调频、备用等品种市场化，不断引导虚拟电厂、新型储能等新型主体参与系统调节。
12	2023年2月5日	国家标准化管理委员会、国家能源局	新型储能标准体系建设指南	/	2023年制修订100项以上新型储能重点标准；到2025年，在电化学储能、压缩空气储能、可逆燃料电池储能、超级电容储能、飞轮储能、超导储能等领域形成较为完善的系列标准。
13	2022年4月24日	国家能源局综合司	关于加强电化学储能电站安全管理的通知	国能综通安全〔2022〕37号	高度重视电化学储能电站安全管理、加强电化学储能电站规划设计安全管理、做好电化学储能电站设备选型、严格电化学储能电站施工验收、加强电化学储能电站运行维护安全管理、提升电化学储能电站应急消防处置能力。

三、储能行业立法展望

1. 双碳目标促进储能产业发展

减少碳排放的重要举措之一是发展新能源。由于风能、光能等可再生资源利用的受限条件多，其自身波动性、间歇性等缺点决定了灵活性将是新的能源系统必不可少的组成部分，而从技术属性来看，储能技术正好能够满足新的能源系统对灵活性的需求。在双碳目标下，储能作为构建零碳电力系统的关键组成部分，迎来了爆发性的发展机遇。因此，储能技术发展不仅被写进多个双碳行动方案、十四五规划，同时中央和地方也在此背景下相继出台了诸多鼓励储能技术、储能项目发展的产业政策。

“十四五”时期是我国实现双碳目标的关键期和窗口期，也是新型储能发展的重要战略机遇期。《“十四五”新型储能发展实施方案》再次强调，新型储能产业的发展目标为“到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件；到 2030 年，新型储能全面市场化发展”。同时要求做好政策保障，健全新型储能管理体系，积极试点示范，稳妥推进新型储能产业化进程。

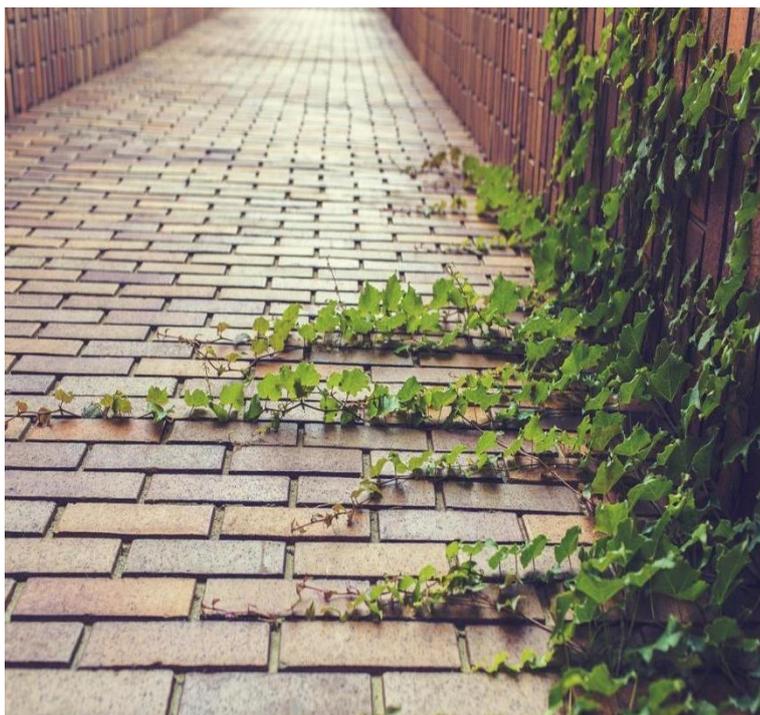
2. 储能法律法规层级有待进一步提高

尽管当前国家和地方出台的储能政策层出不穷，但经梳理可发现大多为其他规范性文件。在法律方面，目前仅有《可再生能源法》中提及“发展和应用智能电网、储能等技术，完善电网运行管理”，《能源法（征求意见稿）》对此进行了重申，但该法自 2020 年 4 月 10 日公开征求意见以来，至今仍未实施。

在行政规章层面，国家能源局于 2021 年 9 月 24 日发布了《新型储能项目管理规范（暂行）》，为国家层面的第一个对新型储能项目备案建设、并网运行等进行系统规定的规范性文件。此外，2021 年 12 月，国家能源局修订发布了《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》，正式承认新型储能拥有独立的并网主体地位。

而在其他规范性文件层面，国家和地方上均出台了大量的相关文件，据不完全统计，2023 年 1-6 月，国家和地方各省市自治区一共出台了 300 余项储能产业相关政策。

因此，整体来看，尽管储能产业高速发展，其配套的法规政策也显示出井喷的形式，但从层级来看，该等文件多为其他规范性文件，鲜有涉及立法层面，储能法律法规层级有待进一步提高。

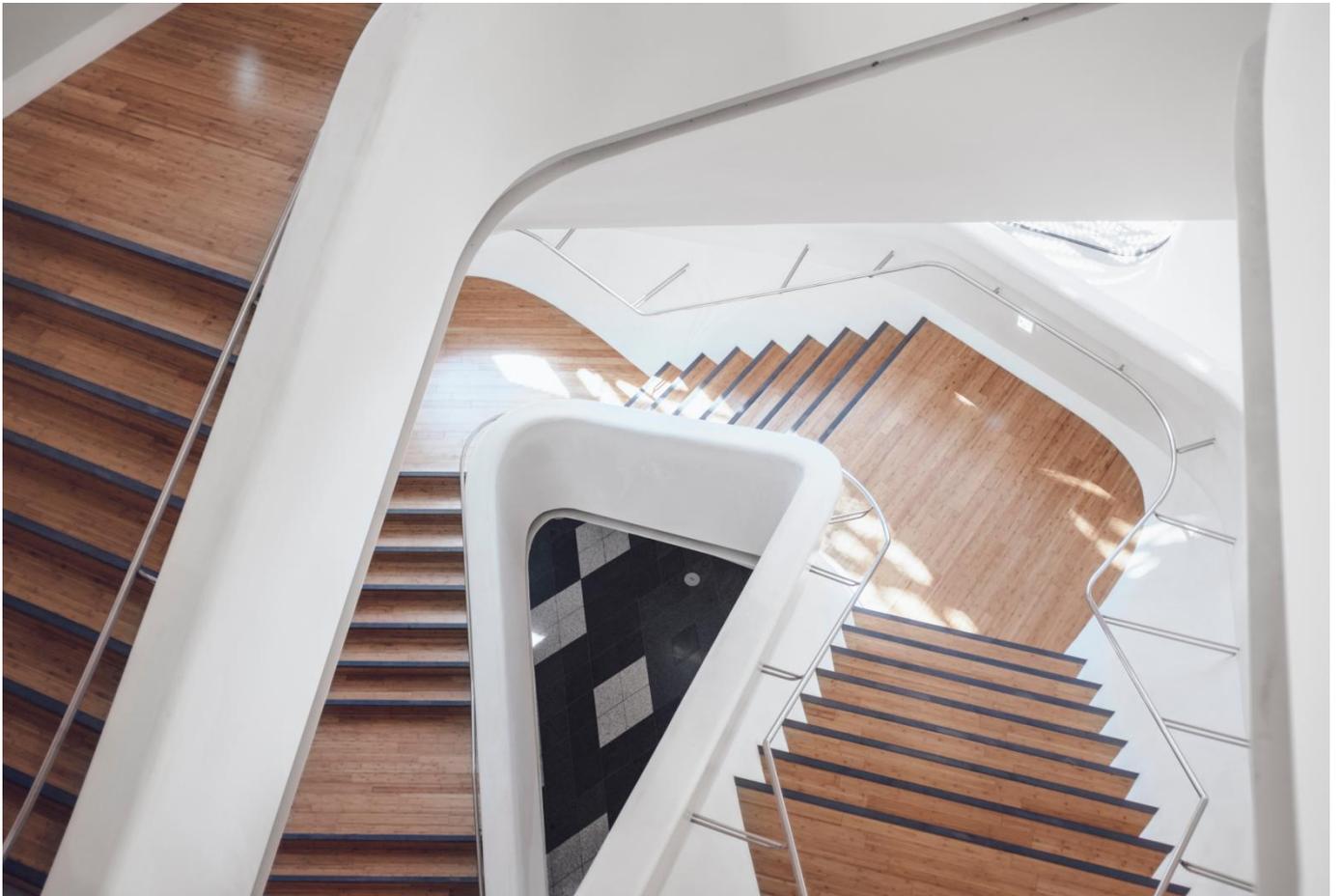


3. 期待各地补贴政策促进储能技术落地

2022年5月24日,国家发改委办公厅、国家能源局综合司联合发布《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》,要求建立完善适应储能参与的市场机制,鼓励新型储能自主选择参与电力市场,坚持以市场化方式形成价格,持续完善调度运行机制,发挥储能技术优势,提升储能总体利用水平,保障储能合理收益,促进行业健康发展。

在工商业储能补贴政策方面,截至目前,全国各地正在执行的储能补贴政策主要以用户侧为主,注重与分布式光伏相结合,补贴的方式主要有投资补贴、容量补贴和放电补贴。据不完全统计,2023年上半年,各地发布新型储能补贴政策达到26条,其中广东省和浙江省发布的补贴政策较多。

根据《“十四五”新型储能发展实施方案》,到2030年,要实现新型储能全面市场化发展。为促进储能技术发展和落地,期待各地方能在目前的基础上出台更多补贴政策及相关市场规则,促进储能企业平等参与市场交易,通过政策先行的方式引导储能产业的市场化。



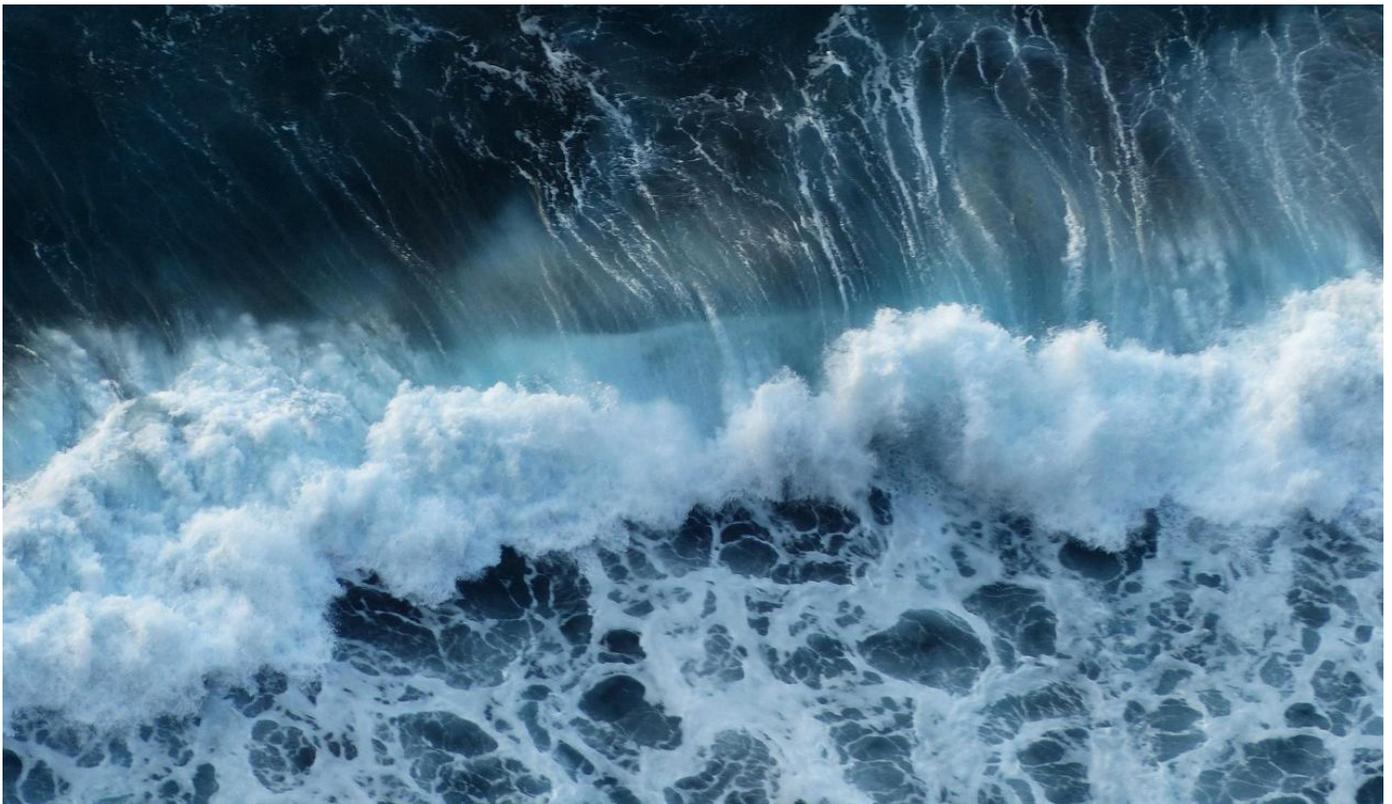
CCER 重启在即， 为碳市场交易注入强心剂

郑筱卉 王浩然

一、前言

国家核证自愿减排量(Chinese Certified Emission Reduction, 简称“CCER”)是指对我国境内可再生能源、林业碳汇、甲烷利用等项目的温室气体减排效果进行量化核证,并在国家温室气体自愿减排交易注册登记系统中登记的温室气体减排量。超出排放限额的企业可以在市场上购买 CCER 弥补超额部分,用于配额的清缴,抵销企业部分超额排放量,促成企业实现履约。因此,CCER 交易市场,不仅可以对强制性碳交易市场形成有益补充,还有利于最大范围地调动全社会力量减排。自 2017 年暂缓备案至今,特别是 2021 年 7 月全国碳排放权交易市场正式启动之后,关于重启 CCER 的信息便层出不穷。

2023 年 7 月 7 日,生态环境部发布了关于《温室气体自愿减排交易管理办法(试行)》(“《管理办法》”)面向全社会公开征求意见的通知。2023 年 9 月 15 日,生态环境部部长黄润秋主持召开部务会议,审议并原则通过《管理办法》。自此,重启 CCER 基本已经确定。本文拟对 CCER 的发展沿革以及《管理办法》中的重点内容进行梳理和分析。



二、CCER 发展沿革

第一阶段(2005 年-2012 年):CCER 出台前阶段

1997 年 12 月,《〈联合国气候变化框架公约〉京都议定书》(“**京都议定书**”)在日本京都通过,中国于 1998 年 5 月签署并于 2002 年 8 月核准了该议定书。京都议定书制定了三种碳交易机制,其中,清洁发展机制(CDM)允许《京都议定书》相关发达国家通过资金支持或者技术援助等形式,与发展中国家开展减少温室气体排放的项目开发与合作,取得相应的减排量。该等减排量被核实认证后,成为核证减排量(Certified Emission Reductions),可用于发达国家履约。

因此,在上述机制下,我国为加强对 CDM 项目活动的有效管理,保证 CDM 项目有序进行,2004 年 5 月 31 日国家发展和改革委员会(“**发改委**”)出台了《清洁发展机制项目运行管理暂行办法》(同年 6 月 30 日生效);2005 年 10 月,为适应当时工作实际,出台了《清洁发展机制项目运行管理办法(2005)》。自 2005 年开始,中国作为卖方积极参与 CDM 项目,活跃于国际碳交易市场。

第二阶段(2013 年-2017 年):CCER 进入交易阶段

在欧盟限制 CDM 项目的背景下,我国积极推进建立并实施 CCER 交易制度。2012 年 6 月 13 日,发改委出台《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》(“**原办法**”),并建立国内自愿减排交易市场,标志着我国 CCER 正式启动。2014 年首批 CCER 备案完成;2015 年发改委上线“自愿减排交易信息平台”,CCER 进入交易阶段。

第三阶段(2018 年-2020 年):CCER 备案中止

CCER 交易运行两年后,由于施行过程中存在减排量交易小、个别项目不够规范等问题,发改委暂停了对 CCER 项目的备案。暂缓受理不影响已备案的温室气体自愿减排项目和减排量在国家登记簿登记,也不影响已备案的 CCER 参与交易。2018 年 5 月,国家应对气候变化战略研究和国际合作中心宣布,国家核证自愿减排量交易平台(CCER 注册登记系统)恢复上线运行,受理 CCER 交易注册登记业务,存量 CCER 交易重启,市场已逐渐进入恢复期。由于新规仍未出台,CCER 增量项目备案申请仍然处于停滞状态。

第四阶段(2021 年至今):碳交易体系逐渐完善,CCER 重启

自“双碳”战略目标提出后,我国碳交易市场建立的进程按下快门键,2021 年全国碳排放权交易市场正式启动,制定并出台《碳排放权交易管理办法(试行)》(“**碳权交易办法**”)及其各项配套细则。根据碳权交易办法的规定,“重点排放单位每年可以使用国家核证自愿减排量抵销碳排放配额的清缴,抵销比例不得超过应清缴碳排放配额的 5%”。在此背景下,《管理办法》征求意见稿的出台,意味着 CCER 即将重启。

三、《管理办法》中的重点内容

1. 基本原则

《管理办法》中提到, 温室气体自愿减排项目应当具备真实性、唯一性和额外性, 项目产生的减排量应当可测量、可追溯、可核查。

对于 CCER 交易机制而言, 真实性是基础, 唯一性和额外性是 CCER 交易核心的内在要求。《管理办法》中制定的相关审定与核查制度、项目公示制度、监督管理制度、原始记录保存要求以及对应的法律责任, 均旨在通过建立可测量、可追溯及可核查的制度和手段来保障相关项目减排量的真实性、唯一性与额外性。

2. 主要交易主体

《管理办法》对可以参与 CCER 交易的主体进行了规定, 我国境内登记的法人和其他组织, 可以开展温室气体自愿减排活动, 申请温室气体自愿减排项目和减排量的登记。符合国家有关规定的法人、其他组织和个人, 可以依据本办法开展温室气体自愿减排交易活动。

就法人主体而言, 主要分为负有强制性减排法律义务的企业和自愿进行碳排放抵销的企业。前者受限于监管规定, 将构成 CCER 的主要需求方; 而随着国家环保要求的日益提高, 后者出于体现企业对于环境问题的关注和塑造负责任的企业形象的考虑, 也将会成为重要的需求方。



就法人主体而言, 主要分为负有强制性减排法律义务的企业和自愿进行碳排放抵销的企业。前者受限于监管规定, 将构成 CCER 的主要需求方; 而随着国家环保要求的日益提高, 后者出于体现企业对于环境问题的关注和塑造负责任的企业形象的考虑, 也将会成为重要的需求方。

3. 主要监管/服务主体

《管理办法》对 CCER 交易所涉及的主要监管部门, 以及交易、登记、审核等各个服务的提供主体作出了规定。

生态环境部及其下辖省市级生态环境主管部门, 负责 CCER 市场建立、管理、实施和监督。市场监督管理部门与生态环境主管部门根据职责分工对从事 CCER 项目审定与核查的机构进行监督管理。生态环境部负责组织建立统一的 CCER 注册登记机构、交易机构, 并组织建设 CCER 登记及交易系统。北京绿色交易所将作为 CCER 交易中心, 是面向全球的国家级绿色交易所。

4. CCER 项目准入要求

关于时间要求:根据《管理办法》的规定,项目开工建设应为 CCER 交易机制实施(2012 年 6 月 13 日)之后;减排量的产生时间应为中国提出“双碳”目标(2020 年 9 月 22 日)之后;申请登记的减排量需要在项目申请登记之日前 5 年以内产生。《管理办法》提到,“2017 年 3 月 14 日前已经获得备案的减排量,由注册登记机构在注册登记系统中继续予以登记,并可以依照国家有关规定使用”。意味着此前已申请备案的 CCER 项目仍可继续参与交易,但其具体认定和处理,仍待进一步明确。

关于范围要求:根据《管理办法》的规定,温室气体自愿减排项目应当来自于可再生能源、林业碳汇、甲烷减排、节能增效等有利于减碳增汇的领域,能够避免、减少温室气体排放,或者实现温室气体的清除。相较于原办法中以是否采用经备案的方法学开发、是否批准作为清洁发展机制项目等作为判断自愿减排项目范围的标准而言,《管理办法》则更为准确。

5. 项目审定与登记以及减排量核查与登记的流程

(1) 项目审定与登记流程

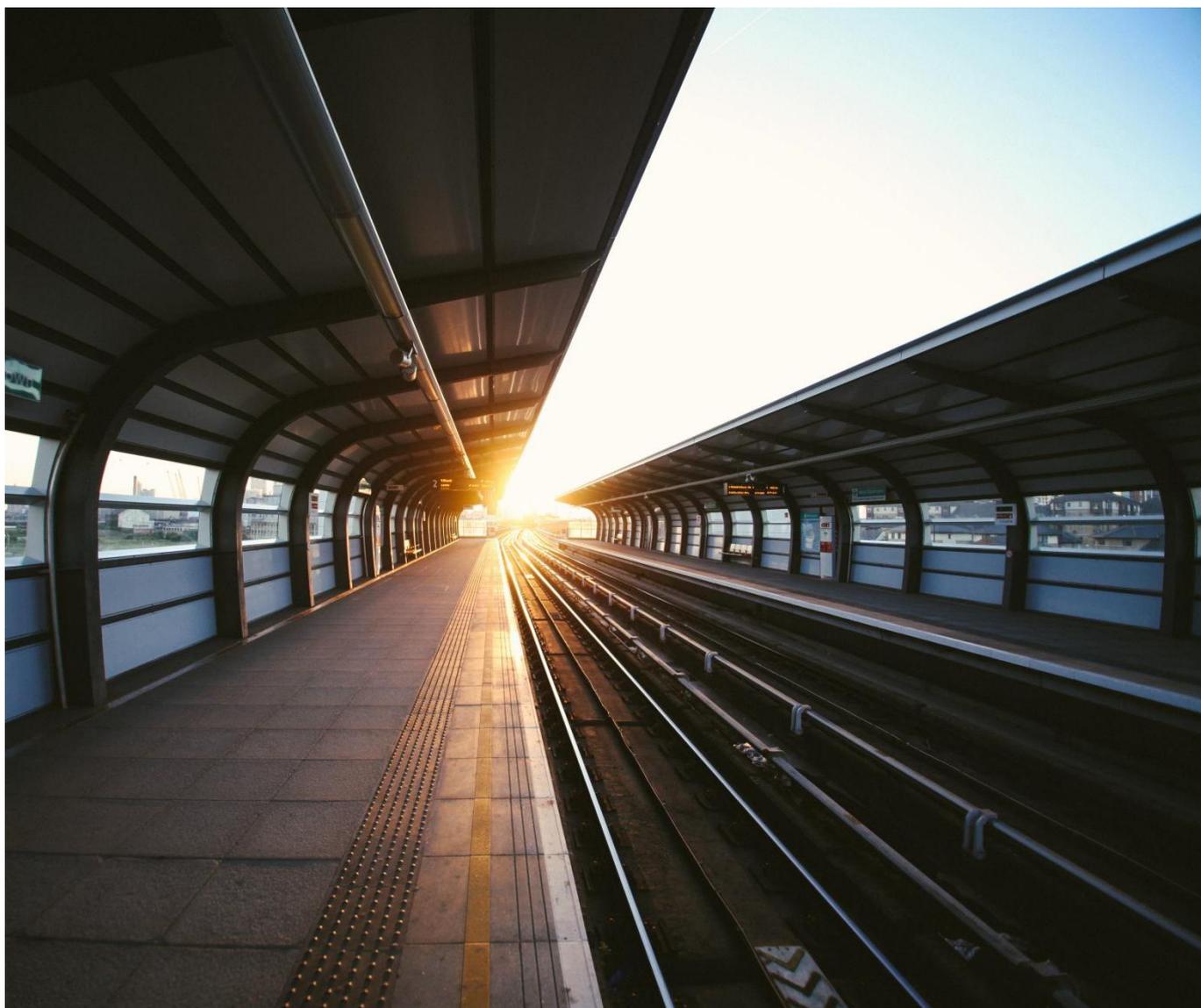
在明确符合准入要求的基础上,首先项目业主应按照方法学设计项目,并由具有相关资质的机构对项目进行审定。之后,项目业主通过注册登记系统对项目进行公示。公示期满且审定与核查机构出具审定报告后,项目业主可以向注册登记机构申请项目登记。注册登记机构对项目业主提交材料的完整性、规范性进行审核,予以登记的项目应公开项目登记情况以及项目业主提交的材料。

(2) 减排量核查与登记流程

在明确符合准入要求的基础上,项目业主应按照相应方法学编制减排量核算报告,并委托具有相关资质的机构对减排量进行核查。申请减排量登记前,项目业主应当通过注册登记系统公示减排量核算报告。审定与核查机构出具核查报告后,项目业主可以向注册登记机构申请减排量登记。

6. CCER 交易

《管理办法》明确,交易主体应当通过交易系统进行交易,可以采取协议转让、单向竞价、挂牌点选及其他符合规定的交易方式。针对各交易方式的具体交易流程,则应遵循各碳交易市场的相关规则。



| 结语

CCER 是我国自愿减排市场的核心碳金融产品,既可以满足强制减排主体的碳配额需求,为自愿减排主体创造额外收益,还可以为金融机构、碳资产管理机构、第三方咨询机构等市场主体参与国内碳市场提供参与工具,对完善我国碳交易市场机制,促进碳交易市场活力具有重要意义。然而,CCER 交易体系的正式落地,除制度层面不断完善外,还有待相应登记、核证等配套体系的建立和完善。就目前看来,仍任务艰巨。

植德新能源与新材料行业委员会介绍

植德新能源与新材料行业委员会集植德全所之力深入研究新能源与新材料行业上下游产业链，范围包括但不限于：清洁能源（光伏、风电、氢能等）、储能、新材料与矿产资源（电池材料、生态环保材料，上游的矿产等）、新能源汽车，以及环境、社会与治理（ESG）合规。植德将以各个专业领域的高精尖律师队伍，紧跟新能源与新材料行业动态，提供定制化、差异化、全流程、高时效的法律服务。

植德新能源与新材料行业委员会成员（合伙人按姓氏首字母排序）：



蔡庆虹



邓伟方



杜莉莉



高嵩松



黄思童



任谷龙



孙凌岳



张萍



郑筱卉



郑彦



钟静晶



钟凯文



周皓



张宝旺

北京

东城区东直门南大街1号
来福士中心办公楼5、12层
电话:010-56500900
传真:010-56500999
邮编:100007

上海

长宁区长宁路1133号
来福士T1办公楼18、25层
电话:021-52533500
传真:021-52533599
邮编:200051

深圳

南山区科苑南路2666号
中国华润大厦9层
电话:0755-33257500
传真:0755-33257555
邮编:518052

武汉

江岸区中山大道1505号
企业天地1号45层
电话:027-82772772
传真:027-82772773
邮编:430014

杭州

西湖区双龙街99号
三深国际中心G座6层
电话:0571-86776616
传真:0571-86776616
邮编:310012

青岛

崂山区海尔路190号
民生银行大厦12层
电话:0532-83888339
邮编:266061

成都

武侯区人民南路四段3号
来福士T1办公楼2804
电话:028-82360000
邮编:610044

海口

龙华区国贸大道
帝国大厦B座5楼512
邮编:570125

香港

中环康乐广场1号
怡和大厦33楼3310
电话:852-22532700
传真:852-28869282
邮编:510000

