

ZHONGLUN

NEW ENERGY

RULES AND
INNOVATION
IN VARIABLES

中伦新能源法律文集

<变量中的法则与创新>

开发建设与融资 | 并购境外工程承包
上市与资产证券化 | 争议解决与环保合规

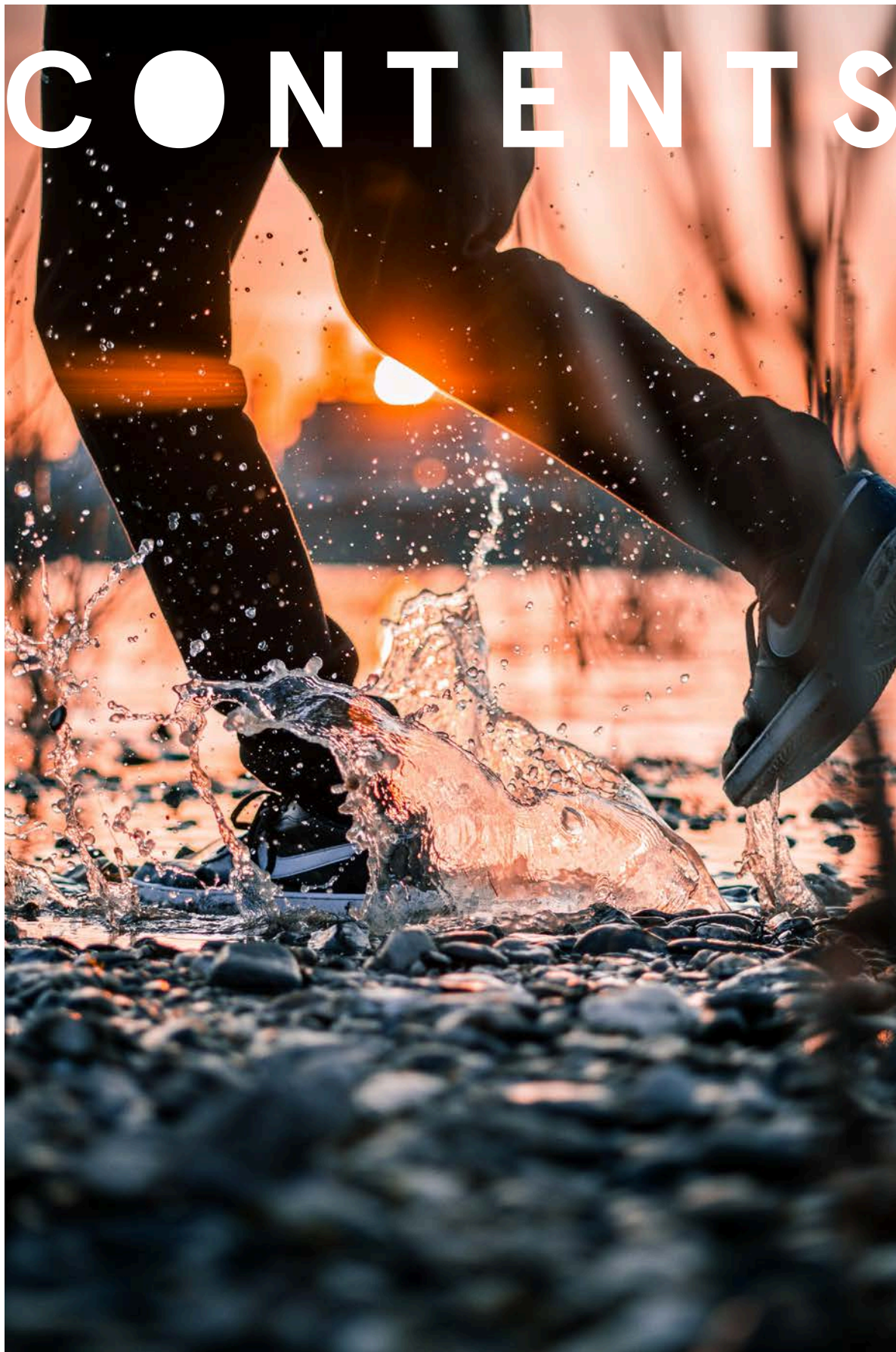


中伦律师事务所
ZHONG LUN LAW FIRM



中倫研究院出品

CONTENTS



C●NTENTS

PREFACE

前言

CHAPTER 1

变量中的法则与创新

- 一、新能源相关概念的内涵及外延 007
- 二、观察：新时代的中国新能源产业发展 010
- 三、新能源产业法律法规框架梳理 011

CHAPTER 2

新能源项目的重点法律问题

- 一、新能源项目的开发 021
 - 01/ 新能源电站价值在哪——谈项目指标与电价 022
 - 02/ 新能源项目实施前的关键准备工作——谈项目立项与选址 033
 - 03/ 新能源项目的开发流程中的合规关注要点——以地面光伏电站为例 041
- 二、新能源项目的建设 049
 - 01/ 新能源项目建设中的用地问题 050
 - 02/ 新能源项目招投标及工程承包需关注的法律风险 060
 - 03/ 外商投资新能源项目的准入、开发和建设相关法律合规要点解析 068
 - 04/ 境外新能源工程承包项目合作模式中的风险防范 086

C O N T E N T S



C O N T E N T S

三、新能源项目的融资并购	094
01/ 新能源并购项目如何成功落地 ——谈新能源项目并购中的几个典型法律问题及其解决方案	095
02/ 新能源项目预收购交易架构设计和重点条款安排	102
03/ 新能源项目特殊收购模式的风险及防控	110
04/ 新能源项目融资租赁的担保问题	117
四、新能源项目争议解决典型案例分析	127

CHAPTER 3

新能源产业新业态

一、碳中和背景下新能源碳减排项目的机遇与风险应对	138
二、新能源风口下氢能产业关键点——加氢站的发展及法律监管	147
三、扬帆起航“十四五”——海上风电政策与实务要点指南	155
四、新能源的次时代风向标——氢燃料电池产业概述	166
五、屋顶分布式光伏开发法律问题解析	177

CHAPTER 4

新能源项目的交叉业务实务解读

一、新能源与资本市场	188
01/ 新能源企业上市主要法律问题及应对措施	189
02/ 可再生能源发电应收补贴款资产证券化项目相关法律问题探讨	197
03/ “双碳”目标下新能源企业ESG风险管理的三个维度	206
二、走进新能源产业基金	214
三、从典型生态影响类环境公益诉讼案看清洁能源项目的环境合规	223

P R E F A C E



P R E F A C E

新能源技术正以前所未有的速度加快迭代,绿色低碳已经成为能源技术创新的主要方向。尽管可能在短期内,化石能源主体地位难以替代,但在低碳发展的大势下,世界各国已经纷纷加入了能源转型的浪潮,进入了能源技术创新活跃期:欧盟委员会公布《欧洲气候法》草案,以立法的形式明确2050年实现碳中和的目标;美国宣布重返《巴黎协定》,发布了《全面能源战略》等计划;日本陆续出台了《面向2030年能源环境创新战略》等战略计划;韩国于2020年公布了一项可再生能源长期计划,将持续减少使用煤电和核电,加大可再生能源电力开发。目前,世界主要国家均把能源技术视为新一轮科技和产业革命突破口,制定各种政策措施抢占发展制高点。而自新冠疫情对全球经济产生巨大冲击以来,新能源相关技术及产业逐渐成为“绿色复苏”的重要手段,为各国经济复苏提供新的方向与动力。

中国作为世界上最大的能源生产消费国和能源利用效率提升最快的国家,始终积极建设现代能源体系,推进能源革命,将新能源作为我国战略性新兴产业体系的新支柱。十四五期间,新能源产业力争抓住全球新一轮科技革命与产业变革的机遇,在能源领域大力实施创新驱动发展战略,增强能源科技创新动力,通过技术进步推动产业高质量发展,全方位解决能源、环境、生态等多重问题与挑战。

而自2020年以来,“碳中和”与“碳达峰”的目标给我国能源发展开启了新的篇章,也同时提出了新的挑战与要求:如何在保持经济增长的同时,实现能源的高质量发展,将成为我国在新能源探索道路上乘风破浪时必须面临的重要问题。可以预见,未来我国将进一步加重对新能源相关产业的关注,并将通过立法引导等方式确保相关产业的可持续发展。例如,《能源法(征求意见稿)》中就对优化能源结构、可再生能源开发利用、新能源技术发展等热点问题予以回应。

在此背景下,《中伦新能源法律文集》(下称“《文集》”)立足于现今能源产业发展趋势,结合中伦律师事务所多位长期耕耘此领域资深律师的宝贵经验,布局新能源项目开发、建设、融资、潜在争议解决的全线流程,从专业角度为新能源项目中普遍存在的法律问题答疑解惑。《文集》也对新能源行业的交叉业务进行了深入解析,涵盖新能源产业新业态,帮助企业在展望未来,抓住机遇的同时,也能同样在其他相关领域“乘风破浪”。伴随着碳交易市场的逐步建立、相关法规立法的逐步更新完善,在服务经济社会发展的同时,一个清洁、美丽、健康的新时代绿色中国也正在向我们招手。

CHAPTER ONE

变量中的 法则与创新

能源是现代化社会的奠基石,煤炭、石油等传统化石能源的广泛使用推动了工业革命,促使人类文明进步和世界经济的发展。但随着传统化石能源的大量使用,生态环境保护和应对气候变化的压力日渐加大。可再生能源为加速能源改革、促进绿色转型指明了一条新路。根据全球可再生能源权威平台REN21的最新统计,2009年起至2019年间,全球可再生能源的增长量保持在每年近5%的速度,超过化石燃料(1.7%)。

新能源技术正以前所未有的速度加快迭代,绿色低碳是能源技术创新的主要方向,集中在传统化石能源清洁高效利用、新能源大规模开发利用、能源互联网和大规模储能以及先进能源设备及关键材料等重点领域。尽管在短期内,化石能源主体地位难以替代,但在低碳发展的大势下,世界各国纷纷加入了能源转型的浪潮,已然进入了能源技术创新活跃期,多项具体的研究和政策纷纷落地。欧盟委员会公布《欧洲气候法》,以立法的形式明确2050年实现碳中和的目标;美国宣布重返《巴黎协定》,发布了《全面能源战略》等计划;日本陆续出台了《面向2030年能源环境创新战略》等战略计划;韩国于2020年公布了一项可再生能源长期计划,将持续减少使用煤电和核电,加大可再生能源电力开发,根据该计划,到2034年韩国所有运营30年以上的燃煤电厂都将退役;中国在第七十五届联合国大会一般性辩论中提出了“碳达峰、碳中和”目标。着眼于现在和未来,世界主要国家均把能源技术视为新一轮科技和产业革命突破口,制定各种政策措施抢占发展制高点。自新冠疫情对全球经济产生巨大冲击以来,新能源相关技术及产业逐渐成为“绿色复苏”的重要手段,为各国经济复苏提供新的方向与动力。

SECTION ONE

新能源相关概念的内涵及外延

1. 新能源的定义

能源,即能够提供能量的资源,是人类赖以生存的基础,也是人类文明进步的动力之一。根据《中华人民共和国节约能源法》第二条,“本法所称能源,是指煤炭、石油、天然气、生物质能和电力、热力以及其他直接或者通过加工、转换而取得有用能的各种资源。”而新能源又称非常规能源,学术界通常认为新能源是指传统能源之外的各种能源形式,即指刚开始开发利用或正在积极研究、有待推广的能源,如太阳能、地热能、风能、海洋能、生物质能和核聚变能等。¹

1. 郝利,《新能源项目开发建设与投资并购法律实务》,北京:中国计划出版社,p12。

1997年原国家计委颁布的《新能源基本建设项目管理的暂行规定》第二条第一次将新能源界定为：“风能、太阳能、地热能、海洋能、生物质能等可再生资源经转化或加工后的电力或洁净燃料。”根据《可再生能源法》第二条的规定，“本法所称可再生能源，是指风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源。”2020年公布的《能源法（征求意见稿）》中则将可再生能源与非化石能源分门别类，进一步将可再生能源定义为“自然界中可以循环再生、反复持续利用的一次能源，主要包括水能、风能、太阳能、生物质能、地热能和海洋能等。”因而学术界也一直有部分观点认为“新能源=可再生能源+核能。”由于我国尚未建立起系统完善的核法律体系，专门法律只有《核安全法》与《放射性污染防治法》两部。因此，本报告所讨论的“新能源”，将主要限于上述规定的可再生能源的范围，常见来说，即风能、氢能、太阳能等。

2. 常见新能源技术及相关产业分布

当今世界正经历百年未有之大变局，能源问题作为最重要、最严峻的全球问题之一，受到国际社会的广泛关注。全球主要国家与地区均将新能源治理与新能源技术作为新一轮科技创新的突破口，新兴技术不断涌现，整个新能源领域正以前所未有的速度不断更迭前进。根据中国科学院科技战略咨询研究院公布的《新能源技术研究的机遇与挑战》研究报告显示，全球新能源领域研究正进入加速发展期，太阳能、储能和氢能三个领域受到全球广泛的关注。²太阳能发电、风力发电的技术进步和成本下降帮助全球清洁能源产业规模大幅增长，太阳能燃料、海上风电等技术研发速度明显提升，体现了全社会对新能源发展潜力的期待。2020年9月22日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话中提出了“双碳”目标，“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。”2021年3月的“两会”期间，“碳中和”亦成为核心议题：2021年3月5日发布的《2021年政府工作报告》中亦明确，我国“十四五”规划期间的主要目标包括“推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。”甚至进一步具体拟定了到2025年，单位国内生产总值能耗和二氧化碳排放分别降低13.5%、18%的长远目标。可见，实现绿色低碳技术创新，减低碳排放总量是中国，也是世界刻不容缓的重大议题。就行业分布来看，我国新能源产业主要分布在以下几个主要领域：

2. 中国科学院科技战略咨询研究院，《未来科技系列报告第一期：新能源技术研究的机遇与挑战》，2021年3月。

(1) 氢能一直以来被视作21世纪最有发展潜力的新能源,其来源丰富、清洁低碳、高效灵活、应用广泛、安全可控的特性被全球广泛认可关注。作为推进能源体系深度脱碳的重要切入点,氢能技术也是缓解能源紧张以及环境污染问题不可或缺的手段,对于我国节能减排,低碳环保的未来至关重要。³例如氢能源汽车、氢能源发电等氢能技术始终被寄予厚望,从研究活跃度及研究成果而言,我国在氢能领域具有一定的领先优势,可以充分发挥所长,探索乃至引领相关产业的未来。

(2) 风能是一种清洁的可再生能源,也是太阳能的一种转化形式。作为最早利用风能的国家之一,我国陆地风能及海上风能资源广泛,具有良好的开发基础与优势。2021年9月,第四届风能开发企业领导人座谈会在京召开,国家能源局新能源和可再生能源司副司长王大鹏提出“十四五”期间的行业发展着眼于补短板、强弱项、谋创新,进一步加强产学研用的结合、基础性研究、推进大容量风电机组突破创新,改善涉网性能,提高风电主动支撑能力和抵御电力系统扰动能力;在加大技术攻关创新的同时加快应用创新和商业模式创新。⁴

(3) 新能源电池代表的一系列运用储能技术的产业是目前全球科研界及业界高度关注的热点领域。储能技术更是可再生能源发电、电动汽车、智能电网等全球重点新能源发展领域必不可少的技术支撑。从学界关注的热点话题而言,储能作为目前新能源研究中最高产的技术领域,主要聚焦于锂离子电池、钠离子电池、正负极材料、快充技术等新兴领域⁵,根据公开统计数据显示,2020年我国动力锂电池总装机量达到63.6GWh,相较于2019年来说增长2.3%。

(4) 太阳能作为长期以来受到全球广泛关注的重点领域,相关的太阳能光伏技术、太阳能燃料技术等等均是国际范围内的热点话题。太阳能是可被人类直接利用的太阳辐射能,是一种清洁、可再生的能源。目前太阳能的主要利用方式包括光伏发电、太阳能聚热系统、被动式太阳房等等。我国太阳能资源丰富,三分之二的国土面积年日照小时是在2,200小时以上,年太阳能辐射总量大于每平方米5,000兆焦,太阳能资源开发利用的潜力非常广阔。⁶目前,我国积极推进太阳能的多方式多元化利用,通过光伏产业等优势产业提供市场支撑的同时,开阔太阳能技术的新天地。

3. 申万宏源研究,《氢能源时代有望开启下一个万亿级市场看好——氢能源行业深度报告》,2020年2月11日。

4. 参考新闻:第四届风能开发企业领导人座谈会在京召开, <https://news.bjx.com.cn/html/20210913/1176358.shtml>

5. 中国科学院科技战略咨询研究院,《未来科技系列报告第一期:新能源技术研究的机遇与挑战》,2021年3月。

6. 中商产业研究院,《2021-2026年中国太阳能电池行业前景预测与市场调查报告》。

SECTION TWO

观察：新时代的中国新能源产业发展

中国作为世界上最大的能源生产消费国和能源利用效率提升最快的国家，积极建设现代能源体系，推进能源革命，将新能源作为我国战略性新兴产业体系新支柱是顺应时代的选择。新中国成立以来，我国逐步建成了较为完备的能源工业体系，基本形成了煤、油、气、电、核、新能源和可再生能源多轮驱动的能源生产体系。党的十八大以来，中国能源发展进入新时代。新时代的中国能源发展，贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略；推动能源消费革命，能源供给革命，能源技术革命，能源体制革命，全面加强国际合作，实现开放条件下能源安全；走中国特色能源发展新道路。

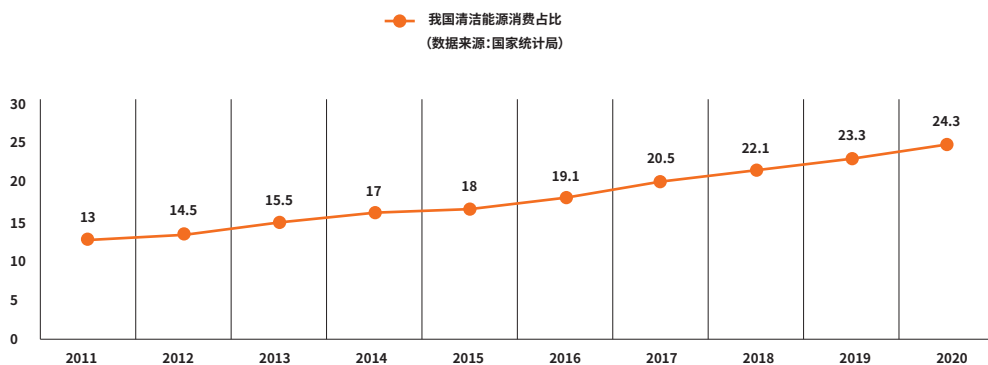
1. 深化能源供给侧结构性改革，优先发展非化石能源

在一系列政策措施的大力推动下，我国清洁能源继续快速发展，清洁能源比重进一步提升，能源生产结构持续优化。截至2020年底，我国可再生能源发电装机总规模达到9.3亿千瓦，占总装机的比重达到42.4%，较2012年增长14.6个百分点。其中：水电3.7亿千瓦、风电2.8亿千瓦、光伏发电2.5亿千瓦、生物质发电2952万千瓦，分别连续16年、11年、6年和3年稳居全球首位。清洁电力生产比重大幅提高。2020年，规模以上工业水电、核电、风电、太阳能发电等一次电力生产占全部发电量比重为28.8%，比上年提高1.0个百分点。近年来，能源企业、行业纷纷向新能源领域进军，将清洁低碳作为未来发展方向之一。国家电网发布“碳达峰、碳中和”行动方案，提出大力发展清洁能源，推动能源电力从高碳向低碳、从以化石能源为主向以清洁能源为主转变，在能源供给侧，构建多元化清洁能源供应体系。

2. 依托技术突破带动产业变革，加速能源消费结构绿色转型

目前我国的能源消费还是以化石能源燃料为主，从历年数据(如下图所示)来看，我国清洁能源消费的占比在过去十年内(2011-2020)增长了11%，取得了显著的减排效应。根据《中华人民共和国2020年国民经济和社会发展统计公报》，全国万元国内生产总值二氧化碳排放下降1.0%。2020年，中国清洁能源消费量占能源消费总量达24.3%。“一增一减”之间，反映出我国显著的碳减排效应。放眼国际合作，近年来我国持续赋能共建绿色“一带一路”，在新能源领域大力开展国际合作，水电业务遍及全球多个国家和地区，光伏产业为全球市场供应了超过

70%的组件。据新华社报道,中国光伏组件2021年全年出口量将首次超百吉瓦,同比增速将超过25%;出口金额将超200亿美元,同比增长15%~20%。



3. 坚持科技创新,推动新能源产业高质量发展

目前我国已经基本建立起完备的水电、风电、太阳能发电等清洁能源装备制造产业链,成功研发了全球最大单机容量100万千瓦水电机组,具备了最大单机容量达10兆瓦的全系列风电机组制造能力,不断刷新光伏电池转换效率世界纪录。建成规模最大、安全可靠、全球领先的电网,供电可靠性位居世界前列。“互联网+”智慧能源、储能、区块链、综合能源服务等一大批能源新技术、新模式、新业态正在蓬勃兴起。“十四五”期间,新能源产业力争抓住全球新一轮科技革命与产业变革的机遇,在能源领域大力实施创新驱动发展战略,增强能源科技创新动力,通过技术进步推动产业高质量发展,全方位解决能源、环境、生态等多重问题与挑战。

SECTION THREE

新能源产业法律法规框架梳理

根据安永2021年5月发布的《可再生能源国家吸引力指数报告》(RECAI)第57期,中国的可再生能源市场吸引力在全球位居第二,我国已经成为世界上最大的能源生产消费国和能源利用效率提升最快的国家之一。科学技术的创新发展离不开宏观政策的支持与指引。2021年是“十四五”规划开局之年,随着“双碳目标”(力争2030年实现碳达峰,2060年实现碳中和)的提出,中国减排行动的大幕已经开启。新能源产业的创新与发展壮大必然是扩大脱碳规模、成功实现碳中和的关键环节。

《第十四个五年规划和2035年远景目标》表示,我国下一步的目标包括“构建现代能源体系,大力发展绿色经济”,通过政策、经济、技术等方面全方位推进新一代能源革命与绿色转型,建设清洁低碳、安全高效的能源体系。另外,各省市也积极响应号召,相继出台各省份的《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》,确定各省份具体的新能源相关发展规划轨道。“十四五”规划指出,“要巩固提升新能源领域全产业链竞争力,发展壮大新能源产业,鼓励技术创新和企业兼并重组,发挥产业投资基金引导作用,加大融资担保和风险补偿力度”。自《可再生能源法》于2006年正式生效以来,立足于这部由人大颁布的基本法律,我国新能源领域相关立法,特别是发展较早的风电光伏领域,历经起步与发展、大规模发展以及加速平价上网三个阶段,不断丰富完善相关法律法规,形成法律、法规、部门规章、地方规范性文件等全面多方位的规范体系,逐步实现我国新能源的开发利用的法治化与规范化。例如,《能源法(征求意见稿)》中对优化能源结构、可再生能源开发利用、新能源技术发展等热点问题予以回应。可以预见,未来我国将进一步加重对新能源相关产业的关注,并将通过立法引导等方式确保相关产业的可持续发展。

1. 法律

目前,《可再生能源法》仍旧是新能源领域的“基本法律”,而部分新能源项目开发过程中,也可能会涉及到项目报批、招标投标、项目用地、环境影响评价等等环节,同样需要相关法律的支撑。随着“碳达峰”、“碳中和”目标的提出,可以预见,我国也将进一步加强新能源领域的法律法规建设,增强引导,为相关行业的下一步发展指明方向。

涉及领域	生效日期	法律	主要内容
新能源行业全领域	2010年4月1日	《可再生能源法》	新能源领域的“基本法律”,主要包括如下内容: <ul style="list-style-type: none"> • 总量目标制度(第四条) • 全额保障性收购制度(第十四条) • 分类电价制度(第二十二条) • 费用补偿制度(第二十条、第二十二條) • 专项基金制度(第二十四条)
	2018年10月26日	《节约能源法》	确定了新能源、可再生能源在产业发展中的优先地位。

涉及领域	生效日期	法律	主要内容
	2020年4月10日	《能源法 (征求意见稿)》	<ul style="list-style-type: none"> • 国家将优化能源结构,鼓励优先开发可再生能源,支持产业绿色节能发展; • 针对能源市场,新能源技术科技以及能源领域国际合作等热点问题也做了相应规定。
招投标问题	2017年12月28日	《招标投标法》	属于关系社会公共利益、公众安全的新能源项目,达到招标标准规模的,应当依法进行招标。
项目用地问题	2011年3月1日	《水土保持法》	部分可能造成水土流失的新能源项目需要编制水土保持方案。
	2020年1月1日	《土地管理法》	新能源项目建设涉及新增建设用地或需要扩大用地面积,应当依法申请并取得建设项目用地预审与选址意见书。
压覆矿产资源证明	2009年8月27日	《矿产资源法》	新能源项目建设单位须向所在省、自治区、直辖市地质矿产主管部门了解拟建工程所在地区的矿产资源分布和开采情况。非经国务院授权的部门批准,不得压覆重要矿床。
环境影响评价	2015年1月1日	《环境保护法》	新能源项目建设单位应根据新能源项目对环境影响程度编制建设项目环境影响报告书、环境影响报告表,由有审批权的生态环境主管部门审批,或填报并备案环境影响登记表。
	2018年12月29日	《环境影响评价法》	
安全生产要求	2021年9月1日	《安全生产法》	新能源项目生产开发过程中,生产经营单位应当防止和减少安全事故;新建、改建、扩建工程项目的安全设施,必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。
施工建设问题	2019年4月23日	《城乡规划法》	新能源项目建设应申请办理建设工程规划许可证。
	2019年4月23日	《建筑法》	

2. 行政法规

为更好地规范新能源项目落地、开发与实施，国务院也出台了一系列相应的行政法规，进一步细化了相关要求，为相关参与方提供了更具体的指引。例如在项目立项阶段，就将新能源相关产业领域予以细化，分别实施核准备案要求。而对于项目实施过程中可能面临的问题，也同样需要参照不同的行政法规，如《土地管理法实施条例（2021修订）》、《招标投标法实施条例（2019修订）》等相关规定，确保新能源项目的合法合规实施。

涉及领域	生效日期	行政法规	主要内容
立项核准备案	2013年5月15日	《关于取消和下放一批行政审批项目等事项的决定》	将风电项目核准权限下放至地方投资主管部门。
	2016年12月12日	《政府核准的投资项目目录（2016年本）》	<ul style="list-style-type: none"> • 风电站由地方政府在国家依据总量控制制定的建设规划及年度开发指导规模内核准； • 水电站：在跨界河流、跨省（区、市）河流上建设的单站总装机容量50万千瓦及以上项目由国务院投资主管部门核准，其中单站总装机容量300万千瓦及以上或者涉及移民1万人及以上的项目由国务院核准。其余项目由地方政府核准； • 抽水蓄能电站：由省级政府按照国家制定的相关规划核准； • 企业投资建设目录外的项目（如光伏、氢能等），实行备案管理。
招投标问题	2017年2月1日	《企业投资项目核准和备案管理条例》	<ul style="list-style-type: none"> • 对于实施备案制的项目，各省可自主规定备案机关及其权限； • 企业应当自开工建设前通过主管机关设立的在线平台将相关项目信息告知备案机关并取得备案证明文件。

涉及领域	生效日期	行政法规	主要内容
项目用地问题	2019年3月2日	《招标投标法实施条例 (2019修订)》	<ul style="list-style-type: none"> • 新能源项目应当依法招标； • 招标人与中标人应按照招标投标文件订立合同, 不得再行订立背离合同实质性内容的其他协议。
	2021年9月1日	《土地管理法实施条例 (2021修订)》	<ul style="list-style-type: none"> • 以划拨方式取得的国有土地使用权, 应向市、县自然资源主管部门提出建设用地规划许可申请, 并获得有批准权的人民政府批准后, 获得建设用地规划许可证、国有土地划拨决定书； • 以出让方式取得国有土地使用权的, 市、县自然资源主管部门依据规划条件编制土地出让方案, 经依法批准后组织土地供应, 将规划条件纳入国有建设用地使用权出让合同。
环境影响评价	2017年10月1日	《建设项目环境保护管理条例 (2017修订)》	<ul style="list-style-type: none"> • 建设项目环保设施竣工验收主体已由环保主管部门转为建设单位, 分布式光伏项目仅需要填报环境影响登记表, 无需进行环保验收。
施工建设问题	2019年4月23日	《建设工程质量管理条例 (2019修订)》	<ul style="list-style-type: none"> • 新能源项目的设计单位和施工单位应分别具有与工程规模相适应的设计和施工资质； • 新能源项目建设完成后, 应按照规定进行项目竣工验收, 未完成竣工验收的, 不能投产使用。除建设单位组织的竣工验收之外, 还应注意完成安全、环保、消防等专项验收。

3. 部门规章及规范性文件

除由全国人大及国务院制定公布的法律法规外，国务院各部委也纷纷出台了详细的规章及规范性文件，引领新能源产业发展，从更专业的角度为新能源产业发展护航。各部委根据新能源的来源，针对如光伏、风电、氢能等不同产业，从立项、招投标、项目用地、环境评价等各个角度出发，详细制定了各类管理办法，加强行业管理，为整个新能源行业提供良好的政策环境。

涉及领域	生效日期	规范性文件	主要内容
立项核准备案	2011年8月25日	国家能源局《风电开发建设管理暂行办法》	根据项目核准管理权限，省级政府投资主管部门核准的风电场工程项目，须按照报国务院能源主管部门备案后的风电场工程建设规划和年度开发计划进行。
	2013年8月29日	国家能源局《光伏电站项目管理暂行办法》	明确光伏发电项目的备案管理制度，省级能源主管部门依据国务院投资项目管理规定对光伏电站项目实行备案管理。
	2013年11月18日	国家能源局《分布式光伏发电项目管理暂行办法》	个人利用自有住宅及在住宅区域内建设的分布式光伏发电项目，由当地电网企业直接登记并集中向当地能源主管部门备案。
招投标问题	2018年6月1日	国家发展和改革委员会《必须招标的工程项目规定》	规定了必须招标的项目规模标准。
	2018年6月6日	国家发展和改革委员会《必须招标的基础设施和公用事业项目范围规定》	电力、新能源等能源基础设施项目，属于大型基础设施、公用事业等关系社会公共利益、公众安全的项目，达到法定规模标准的，无论是否使用国有资金，都属于法定必须招标项目。

涉及领域	生效日期	规范性文件	主要内容
项目用地问题	2016年1月1日	原国土资源部(已撤销)《光伏发电站工程项目用地控制指标》	风电、光伏项目的进场道路、运营期检修道路等严格来说应为永久用地, 需要按照建设用地进行管理。
	2016年12月29日	国家能源局与国家海洋局《海上风电开发建设管理办法》	
	2019年3月13日	国务院办公厅《关于全面开展工程建设项目审批制度改革的实施意见》	用地预审与选址意见书合并, 由自然资源主管部门统一核发建设项目用地预审与选址意见书, 不再单独核发建设项目选址意见书、建设项目用地预审意见。
	2017年9月25日	原国土资源部(已撤销)、国务院扶贫办、国家能源局《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》	<ul style="list-style-type: none"> • 光伏复合项目场内道路用地可按农村道路用地管理; • 利用农用地布设的光伏方阵可不改变原用地性质; • 采用直埋电缆方式敷设的集电线路用地, 实行与项目光伏方阵用地同样的管理方式。
环境影响评价	2019年3月13日	国务院办公厅《关于全面开展工程建设项目审批制度改革的实施意见》	环境影响评价无需在取得核准之前办理。
	2021年1月1日	生态环境部《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》	<ul style="list-style-type: none"> • 涉及环境敏感区的总装机容量5万kW及以上的陆上风电项目需要编制环境影响报告书; • 其他风电项目与地面光伏电站项目需要编制环境影响报告表; • 分布式光伏项目仅需要填报环境影响登记表, 无需进行环验验收。

涉及领域	生效日期	规范性文件	主要内容
社会稳定 风险评估	2012年8月16日	国家发展和改革委员会《重大固定资产投资项目社会稳定风险评估暂行办法》	新能源项目单位在组织开展重大项目前期工作时,应当对社会稳定风险进行调查分析,征询相关群众意见,查找并列出现风险点、风险发生的可能性及影响程度,提出防范和化解风险的方案措施,提出采取相关措施后的社会稳定风险等级建议。
项目并网	2021年5月11日	国家能源局《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	<ul style="list-style-type: none"> • 建立保障性并网、市场化并网等并网多元保障机制; • 各省(区、市)完成年度非水电最低消纳责任权重所必需的新增并网项目,由电网企业实行保障性并网,2021年保障性并网规模不低于9000万千瓦。
电价与补贴	2019年7月1日	国家发展和改革委员会《关于完善风电上网电价政策的通知》	<ul style="list-style-type: none"> • 风电项目标杆上网电价调整为指导价; • 将风电项目分为陆上风电项目与海上风电项目,不同类型的风电项目需要执行不同的上网电价政策。
	2019年7月1日	国家发展和改革委员会《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》	光伏项目分为集中式光伏发电项目与分布式光伏发电项目,不同项目类型执行不同的上网电价政策。
	2021年8月1日	国家发展和改革委员会《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》	<p>2021年起,对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目,中央财政不再补贴,实行平价上网。</p> <p>2021年起,新核准(备案)海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定,具备条件的可通过竞争性</p>

涉及领域	生效日期	规范性文件	主要内容
			配置方式形成, 上网电价高于当地燃煤发电基准价的, 基准价以内的部分由电网企业结算。

4. 地方规范性文件

而就各地方而言, 由于新能源项目往往对所在地自然情况、用地范围等依赖性较大, 涉及主体较为复杂, 各地通常会根据自身实际情况, 在国家规定的基础上进一步细化当地政策。以氢能为例, 北京、山东、河北、宁夏自治区等地均出台了当地氢能产业的发展规划, 充分因地制宜, 结合实际发展新能源产业。当然, 相关方在推进新能源产业项目必须关注当地政策, 随时注意当地规定的更新变化, 才能避免因此产生的诸多项目风险。

结语

生态兴则文明兴。作为“十四五”开局的2021年, 在政策的大力支持下, 各类市场主体均积极参与到新能源项目的投资、开发、建设过程中。相比于其他固定资产投资类项目而言, 归因于我国幅员辽阔, 各地地方政策不一, 同时新能源项目需要考虑到项目核准/备案、项目选址、用地手续办理、工程建设、验收等众多环节, 相对应的合规重点不尽相同, 所面临的法律风险侧重有差。随着项目模式的创新与迭代, 以及各地监管政策的变化与新法规的出台, 新能源行业会持续面临着合规的风险与挑战, 这一常态, 值得我们持续关注。

CHAPTER TWO

新能源项目的 重点法律问题



1

新能源项目的开发



新能源电站价值在哪 ——谈项目指标与电价

作者：朱颖、胡愔子、沈圆、谢嘉庭

近年来,国际社会应对气候变化的努力及能源低碳化减排越发成为共识,欧盟推出了能源系统一体化发展战略,为欧盟的绿色转型构建基本框架;中国宣布,二氧化碳排放量力争于2030年前达到峰值,努力争取在2060年前实现“碳中和”;美国近期也宣布正式重返《巴黎协定》。在上述共识的基础上,伴随着新能源技术的发展,多国积极推动新能源产业发展,使得新能源板块备受资本青睐。在世界经济受到疫情影响、多数行业投资并购活动减缓的情况下,国内新能源电力行业跑赢整体市场,投资并购活动依然保持较高的活跃度。新能源产业中,新能源电站以其较为稳定的现金流以及持续拓展应用的前景,受到投资者的重点关注。据第三方报告统计¹,2020年披露的可再生能源并购交易为304笔,投资总额由2018年的1,216亿元增长至2020年的1,954亿元,年平均增幅达27%,占电力行业投资总额已经超过80%。

2021年2月2日,国务院发布《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),指出“要推动能源体系绿色低碳转型,提升可再生能源利用比例,大力推动风电、光伏发电发展,因地制宜发展水能、地热能、海洋能、氢能、生物质能、光热发电”。可见,当前我国正坚定不移推进能源革命,旨在构建清洁低碳、安全高效的能源体系,以风电、光伏发电为代表的新能源电站累计装机容量均已居世界首位,光伏、风电依然是可再生能源领域的投资热点。农历新年行情肇始,新能源电站的投资并购将继续处于风口之中。

从市场上大量的新能源并购交易中,我们可以看到,新能源电站项目的收购通常采用项目公司股权转让方式。与通常股权投资并购所关注的侧重点相比,新能源电站项目公司股权收购的核心为获得新能源电站项目,故投资并购更侧重于项目本身,对于含补贴新能源电站项目而言,其价值核心为:建设规模指标与电价。对此,本文将围绕指标和电价这一话题,结合笔者在行业领域投资并购的经验进行梳理和解读,并就相关问题提供实务参考。

1. 《2020年中国电力与公共事业行业并购活动回顾及未来展望:低碳、多元、责任投资》,普华永道,2021年4月。

SECTION ONE

一、指标与电价监管概览

(一) 建设规模指标

1. 什么是建设规模指标？

依据《光伏电站项目管理暂行办法》与《风电开发建设管理暂行办法》的相关规定，受限于国家对于电力项目建设存有中长期建设规模规划，以及更加具体化的年度建设规划，行业内俗称的“建设规模指标”，系能源投资主管部门（通常为省级发改部门或者其下属的能源局）在其上级机关所赋予的权限内对新能源电站项目所核发的装机容量，就光伏、风电项目“建设规模指标”而言，其在法律上的称谓分别为“光伏电站建设年度实施方案”与“年度开发计划”。

2. 建设规模指标的重要性

新能源电站项目取得“建设规模指标”的，方有机会并网及获得补贴资格，是新能源电站项目价值的起点。不论是依据《可再生能源电价附加资金补助项目审核确认管理暂行办法》²，还是《可再生能源电价附加补助资金管理办法》³的规定，建设规模指标是风光新能源电站可获得可再生能源电价附加补助资金（“国补”）的核心“身份证”，其重要性不言而喻。新能源下游电站行业发展初期呈现高度非市场化特征，电站收益严重依赖国补，是否取得建设规模指标是衡量项目能否达到预期收益的决定性因素。即使在平价上网时代，是否能够取得、以及何时取得建设规模指标，也影响着项目并网及产生收益的时间，在项目价值测算中具有重大影响。

3. 建设规模指标监管概况

如前所述，新能源电站项目建设规模指标与项目收益率高度相关联，这也造就了以倒卖“路条”（例如倒卖项目权益、倒卖项目备案文件等行为）为特性的新能源电站投资二级市场的高度活跃，但由此衍生的问题是：推高项目建设成本，扰乱市场秩序。为此，国家能源局发布了一系列文件禁止倒卖“路条”，主要如下：

2. 《可再生能源电价附加资金补助项目审核确认管理暂行办法》第12、13条规定：国家能源局重点对审批、核准或备案项目是否符合规划和年度开发计划、程序是否合法、手续是否完备进行审查核实，对符合规划、程序合法、手续完备的项目予以确认，并集中公布审核确认名单。国家能源局根据有关规定对以下项目不予确认：……（二）对已实行年度开发计划管理的，未列入年度开发计划的项目。

3. 《可再生能源电价附加补助资金管理办法》第6条规定：电网企业应按照本办法要求，定期公布、及时调整符合补助条件的可再生能源发电补助项目清单，并定期将公布情况报送财政部、国家发展改革委、国家能源局。纳入补助项目清单项目的具体条件包括：（一）新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内。…

序号	时间	文件名称及文号	内容概要
1	2013/8/29	《光伏电站项目管理暂行办法》(国能新能(2013)329号)	第33条:项目单位不得自行变更光伏电站项目备案文件的重要事项,包括项目投资主体、项目场址、建设规模等主要边界条件。
2	2014/10/9	《国家能源局关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知》(国能新能(2014)445号)	禁止买卖项目备案文件及相关权益,已办理备案手续的光伏电站项目,如果投资主体发生重大变化,应当重新备案。
3	2014/10/12	《国家能源局关于开展新建电源项目投资开发秩序专项监管工作的通知》(国能监管(2014)450号)	进一步规范新建电源项目投资开发秩序,坚决制止新建电源项目投产前的投机行为。监管重点之一便是:“电源项目投产前的股权变动等情况”。
4	2014/10/28	《国家能源局关于规范光伏电站投资开发秩序的通知》(国能新能(2014)477号)	已办理备案手续的项目的投资主体在项目投产之前,未经备案机关同意,不得擅自将项目转让给其他投资主体。

在上述监管文件基础上,国家能源局在《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号)中进一步明确,从实质上而言,投资主体以融资、合作开发等形式,倒卖光伏、风电新能源项目立项文件(备案或者核准)及相关重要前期批复文件,均涉嫌违反投资项目核准与备案的相关规定。监管部门在检查过程中还会要求项目公司披露其所属母公司情况以判断是否发生投资主体变更情况。

上述监管文件及监管实践确立的原则为,除集团公司内部成员(控股或者全资)之间的股权转让外,禁止项目公司股权在新能源电站项目立项后至并网投产前发生变动,此即为“股权限制转让”的规定。依据前述能源发布的监管报告,违反上述股权限制规定的潜在后果为:责令相关投资主体限期严肃整改,对于拒不整改的,要采取公开通报、暂停或者取消相应项目可再生能源电价补贴、行政处罚以及移送司法机关。

(二) 电价

上网电价是新能源发电企业测算收益率的重要技术指标，在行业发展初期新能源电站度电成本过高、必然严重依赖国补的背景下，含补贴上网电价是否确定对收益测算尤为关键。近年来随着技术进步和成本下降速度明显，电价退坡机制的加速推进，光伏、风电新能源上网电价历经多次向下调整，现“十四五”时期已进入平价上网时代。

1. 上网电价演变历程

简而言之，在“十四五”之前，光伏、风电新能源上网电价历经政府定价和政府指导价两个阶段。以光伏为例，肇始于《国家发展改革委关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》(发改价格〔2011〕1594号)的发布，光伏上网电价采用标杆上网电价，亦即由政府定价。标杆上网电价政策的出台，极大地刺激了光伏下游电站行业的飞速发展。至2018年，随着国家发展改革委、财政部、国家能源局发布《关于2018年光伏发电有关事项的通知》(发改能源〔2018〕823号)的发布，地面集中式光伏电站进入政府指导价时代，亦即招标确定的价格不得高于标杆上网电价，旨在加速过渡至平价上网时代。

时间	规定	主要内容
2006	国家发展改革委《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》(发改价格〔2006〕7号)	起初风力发电项目的上网电价实行政府指导价，电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定。
2009	国家发展改革委《关于完善风力发电上网电价政策的通知》(发改价格〔2009〕1906号)	开始实施分资源区制定陆上风电标杆上网电价政策。
2018	国家能源局《关于2018年度风电建设管理有关要求的通知》(国能发新能〔2018〕47号)	地面集中式风电项目又进入政府指导价时代，亦即通过竞争性程序申报的电价不得高于国家规定的同类资源区标杆上网电价。

2. 上网电价的构成及锁定

根据国家发展改革委颁布的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》(发改价格〔2006〕7号)和《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》(发改价格〔2015〕3044号)，地面集中式风电、光伏电站上网标杆电价包括以下两部分⁴组成：

4. 如所在地方政府另行出台地方补贴，还包括地方政府财政补贴。

(1) 当地燃煤机组脱硫标杆上网电价, 该部分结算依据为可再生能源发电企业所签订的购售电合同, 结算对手为购售电合同项下的售电方电网企业;

(2) 高出当地燃煤机组标杆上网电价部分, 由可再生能源发展基金予以补贴, 亦即国补部分。

经我们梳理国家主管机关历年发布来的电价调整文件, 光伏电站执行的上网电价视并网投产时间而定, 通常电价发生下调的日期分割线为6月30日(例外情况: 2019、2020年度光伏发电项目国家补贴竞价项目电价下调的分割线分别为: 企业计划或者申报的并网时间, 以及2020年12月31日)⁵。

SECTION TWO

指标与电价核查要点

(一) 建设规模指标核查要点

1. 是否违反股权限转规定

如前所述, 丧失取得国补的资格是新能源项目违反股权限转规定最严重的后果。依我们的执业经验, 在行业发展初期, 违反股权限转规定的情形多有发生, 实践中存在因并网前股转而未取得可再生能源补贴的新能源发电项目。

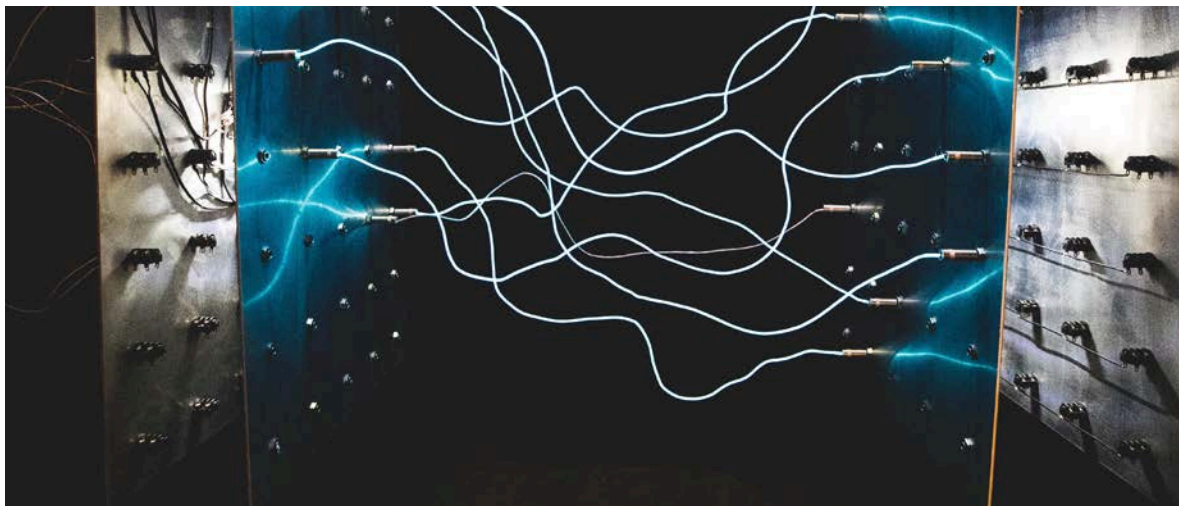
因此, 投资方在项目筛选过程中, 应对项目公司历史沿革做详实了解, 以免遗漏重大颠覆性风险, 可通过管理层访谈, 以及调取项目公司工商登记内档查证。同时, 在项目尽调过程中对项目核准备案部门进行访谈以了解监管部门的口径与态度。

2. 是否存在“超备”或者“超核”情况

除某些省份(例如江苏、福建等)实行严格的规模管理控制外, 某些年度许多省份(例如甘肃、内蒙、安徽、云南等)所核发的建设规模指标容量额度与项目立项文件(备案或者核准文件)所载明的装机容量并不匹配, 特别在开发难度、技术门槛相对较低的光伏电站投资领域, 能源投资主管机关存在“超备”的情况并不鲜见。部分省份就解决该等遗留问题执行“先建先得”政策, 此举无疑加剧了新能源电站投资秩序的混乱状态。

5.《国家能源局综合司关于公布2019年光伏发电项目国家补贴竞价结果的通知》(国能综通新能〔2019〕59号)规定:对于逾期未全容量建成并网的,每逾期一个季度并网电价补贴降低0.01元/千瓦时;在申报投产所在季度后两个季度内仍未建成并网的,取消项目补贴资格。

《国家能源局综合司关于公布2020年光伏发电项目国家补贴竞价结果的通知》规定:对于2020年底前未全容量建成并网的,每逾期一个季度并网电价补贴降低0.01元/千瓦时;逾期两个季度后仍未建成并网的,取消项目补贴资格。



与光伏电站项目不同,因风电项目存在较高的技术准入门槛,其在项目立项核准之前需取得建设规模指标(《风电开发建设管理暂行办法》第18条⁶),故相对更为规范,但是也不排除主管机关存在“超核”的例外情形,例如核准200MW风电场项目,其中100MW已纳入年度建设规模指标,其余100MW作为下一年度的备选建设规模指标,该指标取得往往仰赖于其他相关条件是否成就,例如先期指标建设容量是否并网投产、投资承诺是否实现等。

鉴于建设规模指标作为新能源电站项目的核心价值要素,对于已并网存量项目而言,如项目已经纳入国补目录或者补贴清单,应大概率可以判定已取得建设规模指标无虞,否则应在法律尽职调查过程中,重点核查建设规模指标的取得及其合规性。

3. 是否超越权限核发建设规模指标

行政机关作出合法的具体行政行为,核心要素之一便是应具有相应权限。依据《光伏电站项目管理暂行办法》及《风电开发建设管理暂行办法》的相关规定,核发风光项目建设规模指标的主体应为省级能源投资主管机关(通常为省级发改部门或者其下属的能源局),在该情形下核发的年度建设规模指标文件通常会随附项目清单。当然也存在地方权限下放的例外情形,个别省份在获得国家分配的建设规模指标后,将指标分配权限下放至下辖区地方主管机关。

6. 依据《风电开发建设管理暂行办法》第18条规定,风电场项目核准前须编制项目申请报告,而报告需附有“项目已经列入全国或者所在省(区、市)风电场工程建设规划及年度开发计划的依据文件”,因此风电场项目核准前,项目公司需事先取得建设规模指标。

建议在法律尽职调查过程中,对新能源项目建设规模指标取得的合法合规性进行审查,通常而言,可通过公开途径获悉的信息予以查证;但是在前述指标分配权限下放的情形,实际操作过程中,可能由于信息披露的不透明,需申请政府信息公开以查证核实,或者对关键政府部门进行走访。

4. 是否超建设规模指标容量建设

依据财政部、国家发展改革委、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,以下简称“4号文”)要求,国家不再发布可再生能源电价附加补助目录,而由电网企业确定并定期公布符合条件的可再生能源发电补贴项目清单。至此,审核确认新能源电站项目是否享有国补资格的权限已委托电网公司执行,电网公司作为受领国补的直接主体(《可再生能源法》第20条),自然会关心“新能源项目超建设规模指标容量建设”这一业内普遍存在的问题。国家财政部于2020年4月曾发布《关于开展可再生能源电价附加补助资金核查工作的通知》,该通知明确“实际装机容量与核准(备案)容量不一致情况”是本次核查的重点内容。通知发布之后,某些地方的新能源发电企业倍感压力,被要求拆除超装部分或者减少补贴容量范围。

因此,在尽职调查中需要核实项目实际装机容量,如存在项目实际装机容量与建设规模指标容量不符的情况,需访谈了解当地监管部门和电网公司对超装情形的态度,以进一步识别项目超装部分可能存在违规拆除以及项目公司无法获得国补的风险。

(二) 电价核查要点

1. 全容量并网时间

对于影响新能源电站所执行的电价,结合当前的政策文件,应着重关注的项目全容量并网时间点问题。新能源项目全容量并网时间对于项目能否锁定既定的电价与补贴具有至关重要的意义。此前对于该时间点认定,实践中存在口径不一致。作为前述4号文的配套文件,《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》的发布解决了以往争执,为确定项目全容量并网时间提供了清晰指引,具体内容如下:

时间口径	三者时间是否一致	是否影响电价	认定结果
项目承诺的全容量并网时间	√	-	此时间
电力业务许可证明明确的并网时间	X	X	项目承诺的全容量并网时间
并网调度协议明确的并网时间	X	√	三者中最晚时间

如经核实的实际全容量并网时间晚于项目承诺的全容量并网时间,且影响电价时,该文件还设置了较为严格的监管措施,具体内容如下:

滞后程度	是否影响电价	监管措施	备注
滞后3个月及以上	✓	移出补贴目录清单,且自移出之日起3年内不得再纳入补贴清单 移出补贴清单期间所发电量不予补贴	电价调整后可继续申报纳入补贴清单
滞后3个月以下、1个月以上	✓	在补贴目录清单中剔除该项目未按期并网发电的容量 并按实际发放补贴金额的3倍核减该项目补贴资金	调整未按期并网发电的容量电价后,可继续就该部分申报纳入补贴清单。
滞后1个月以下	✓	在补贴目录清单中剔除该项目未按期并网发电的容量 并按实际发放补贴金额的2倍核减该项目补贴资金	同上

实践中,新能源发电企业为了抢630、1231电价,项目首次并网投产时往往并未实现全容量并网。《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》的发布,使新能源发电企业遭遇了新的压力,如项目实际全容量并网时间滞后于项目承诺全容量并网时间,将招致相应罚则,这也必定为项目收购方测算收益率时所考虑。建议法律尽职调查过程中重点核查全容量并网时间点,并在交易文件中对此设置相应补偿机制,或者在项目估值中予以考虑。

2. 补贴年限

在《关于<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,以下简称“426号文”)发布之前,光伏电站项目补贴年限原则上为20年⁷,而风电项目补贴年限并未明确规定。426号文件规定,新能源电站补贴按全生命周期合理利用小时数计取,且风电、光伏发电项目自并网之日起满20年后,无论项目是否达到全生命周期补贴电量,都将不再享受中央财政补贴资金。

7.关于光伏项目补贴年限,国务院《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》

(国发〔2013〕24号)规定:“上网电价及补贴的执行期限原则上为20年。”又据国家发展改革委《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》(发改价格〔2013〕1638号)规定:“光伏发电项目自投入运营起执行标杆上网电价或电价补贴标准,期限原则上为20年。”

在新规施行的背景下,受限于20年补贴年限,对早年已经并网投产,但因为运维、限电等原因导致发电量不佳的新能源电站(特别是“三北”地区,即华北、东北、西北地区)将是不利消息,以目前市场上流行的资产评估方式来看,这将对项目估值构成不同程度的影响,值得关注。

SECTION THREE

投资风险防控措施

建设规模指标与全容量并网时间,与对项目收益率具有重要意义的电价相关联。对新能源电站项目而言,指标与电价构成了新能源电站价值核心。随着国家对风光项目监管措施的逐渐全面与完善,在对项目进行合法合规性评估时,指标与电价依然是不可避免的重要问题。针对前述风险问题,从投资方的角度,我们根据交易实务经验,将典型的风险防控措施做如下列举,以供参考:

风险要点	防控措施
违反股权限转规定	项目公司取得备案或者核准文件后,项目投产前,尽量避免股权变更;如系与第三方合作开发新能源项目,可通过BT模式、预收购模式等进行协议控制,待项目投产后再进行股权变更;如因特殊情况,确需在项目并网投产前进行股权变更的,投资方及项目公司应积极与当地能源主管部门联系,就项目公司股权变更后进行备案(核准)变更或重新备案(核准),以免被认定为“路条买卖”。
存在“超备”或者“超核”情况	出现此类情况,应走访相关政府部门,以了解竞取建设规模指标的必要条件,以及是否可以安排下一年度的建设规模指标,并根据情况调整项目估值,或者在收购协议中设置相应的特殊补偿机制。
超越权限核发建设规模指标	该情形大概率不会发生,如属实,应为项目收购的否决性条件。如因特殊原因需要收购,可在交易文件中设定,暂按平价项目收购,并设置正式取得建设规模指标后的调价或支付机制。
超建设规模指标容量建设	项目超装部分可能存在违规拆除以及项目公司无法获得国补的风险,可在交易文件对此设置特殊补偿的措施。

风险要点	防控措施
全容量并网时间点	需在尽职调查过程中, 核查项目实际全容量并网时间, 评估是否会触发扣减国补的后果, 并根据相关情况在项目估值中予以考虑, 或者交易文件对此设置特殊补偿的措施。
补贴年限	可在项目估值中予以考虑, 或者交易文件对此设置特殊补偿的措施。

结语

指标和电价对于新能源电站的意义是显而易见的, 构成了新能源电站投资价值的核心。在新能源电站投资并购持续火热的当下, 新能源电站的建设规模指标和稳定的含补贴电价, 是投资者获得稳定投资收益的最重要保障, 也是新能源并购交易中买卖双方对价谈判的核心要素。因此, 对新能源电站的指标和电价进行精准评估和仔细核查是每一个投资者最重要的必修课。



朱颖
合伙人
资本市场部
上海办公室
+86 21 6061 3080
juliazhu@zhonglun.com



胡愔子
非权益合伙人
资本市场部
上海办公室
+86 21 6061 3518
tedhu@zhonglun.com



新能源项目实施前的关键准备工作 ——谈项目立项与选址

作者：朱颖、胡惜子、谢嘉庭

2021年7月,英国石油公司发布第70版《BP世界能源统计年鉴》,年鉴认为,过去的2020年是现代全球能源史上最为动荡的一年,尽管能源需求总量在下滑,但风能和太阳能装机容量迅猛增长,合计达238吉瓦,比历史峰值高出50%。具体来看,太阳能装机容量增长127吉瓦,风能装机增长111吉瓦,几乎是往年最大增幅的2倍,中国是可再生能源增长的最大贡献者¹。

2020年中央经济工作会议提出“碳达峰”和“碳中和”目标,为新能源未来的发展指明了方向。2021年是“十四五”开局之年,各类市场主体积极参与,新能源行业仍处于行业投资的风口方向。2021年7月16日,国家能源局发布1-6月份全国电力工业统计数据,截至6月底,全国发电装机容量约为22.6亿千瓦,同比增长9.5%。其中,风电装机容量约为2.9亿千瓦,同比增长34.7%。太阳能发电装机容量约为2.7亿千瓦,同比增长23.7%²。

资本高歌猛进的同时,项目开发建设合规性也不容忽视,特别是对于新能源此类重资产投资项目。新能源项目与其他固定资产投资项目相比有其特殊性,在项目立项、合规支撑性文件方面存在较大不同,这归因于我国幅员辽阔各地政策不一,再者新能源项目往往为单独选址项目,用地手续办理繁杂,稍不注意便会陷入雷区,造成系统颠覆性风险。对此,本文将探讨新能源项目实施前的两个关键准备工作——项目立项与项目用地,并结合笔者在行业领域投资并购的经验进行梳理和解读,就相关重点问题提供实务参考。

1. 新闻稿《bp世界能源统计年鉴》2021年版:能源市场遭受巨大冲击,

https://www.bp.com/content/dam/bp/country-sites/zh_cn/china/home/reports/statistical-review-of-world-energy/2021/2021-bp-stats-review-press-release.pdf.

2. 国家能源局发布1-6月份全国电力工业统计数据, http://www.nea.gov.cn/2021-07/16/c_1310065397.htm.

SECTION ONE

项目立项

依据《企业投资项目核准和备案管理条例》《政府投资条例》的相关规定，国家投资主管部门对于投资项目立项管理采取三种管理方式，分别为审批、核准及备案。项目审批适用于政府投资项目，以笔者经验而言，参与新能源项目开发投资的主体为各类国企、民营企业，故此类项目均为企业投资项目。为此，以下将介绍项目核准及备案的两种立项管理模式，并围绕风电项目和光伏项目着重展开，此处关注要点为：项目立项仅是外表，实质在于取得项目建设规模指标。

(一) 项目核准

判断项目是否需要核准，需核验各地省政府发布的政府核准投资项目目录，在目录内的企业投资项目均需取得项目核准文件。以风电项目为例，目前全国大部分地区对风电项目实行核准管理，但也存在某些例外情形，例如在海南省，风电项目备案即可。通常而言，实行核准管理的企业投资项目，相比于备案项目而言，其准入门槛更高，依据《国家能源局关于印发〈风电开发建设管理暂行办法〉的通知》（国能新能〔2011〕285号）规定，申请风电项目核准前，项目公司应开展相应的前期工作，主要包括选址测风、风能资源评价、建设条件论证、项目开发申请、可行性研究和项目核准前的各项准备工作。

依据上述通知第十八条规定，通常而言，风电项目一经核准即表明已经取得相应核准容量的建设规模指标，但也存在例外情况：归因于建设规模指标的稀缺性，某些省份对风电项目存有诸如正式计划与备选计划，而后的取得仰赖于相应条件的达成，否则无法取得建设规模指标。此类特殊情况需要提请投资者关注。

(二) 项目备案

就光伏电站项目而言，在2013年8月29日实施《光伏电站项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕329号）前，全国各地对光伏电站项目实行核准管理，在取得项目核准前，项目公司需取得主管部门出具的关于同意开展前期工作的“小路条”，以便开展项目的相关前期工作，相关可研、用地、压覆矿、文物、军事等前期项目支撑性文件取得后，才能进入核准程序。在光伏项目核准时代，通常而言，项目一经核准即取得相应容量的建设规模指标。

光伏电站项目由核准转为备案之后,行业准入门槛大幅降低,全国各地大干快上,为了招商引资,某些地方政府存在超越国家下发的管理规模超备的现象,导致建设规模指标紧缺;更有甚者,采取“先建先得”模式,加剧了资本的无序扩张,最终未取得建设规模指标的存量项目唯有自愿转为平价项目,“以价换量”实属无奈之举。

《企业投资项目核准和备案管理办法》第三十九条至第四十一条对项目备案过程存有规定,简而言之,实行备案管理的项目,项目公司在开工建设前应通过在线平台将相关信息(项目单位基本情况、项目名称、建设地点、建设规模、建设内容、项目总投资额、项目符合产业政策声明)告知项目备案机关,项目备案机关收到上述全部信息即为备案。

尽管光伏电站项目备案流程简便,但实际上受限于地面电站建设规模指标的稀缺性,项目备案已然变成“项目核准”。今年为“十四五”开局之年,许多地方投资主管机关(例如河北、山西、广东等)均纷纷要求项目公司竞得建设规模指标后,方可对项目予以备案;此外,2021年以来最大的亮点在于,许多地方发布新规,普遍要求对竞取并网保障性规模指标的项目公司的资产规模、负债率及以往的开发业绩存有硬性要求,这对已完成前期项目手续的大部分民营企业来说影响较大,为此,民营企业大多提前寻求与央企或者地方国企合作开发。

(三) 项目容量超装问题

超装在光伏电站项目中较为常见,2021年6月30日,财政部经济建设司、国家发改委价格司及国家能源局新能源司发布《关于开展可再生能源电价附加补助资金核查工作的通知》,“实际并网装机容量与核准(备案)容量不一致”系重点检查内容。依据财政部、发展改革委、国家能源局《关于<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)规定,项目超装的后果为: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。为此,对于含补贴存量项目来说,项目是否超装是法律尽职调查重点核查的内容,建议在交易文件中对由超装问题引发的责任、补偿机制作出安排。

2021年是“十四五”开局之年,依据《国家发展改革委关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》(发改价格〔2021〕833号),2021年起,对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目,中央财政不再补贴,实行平价上网。2020年10月23日,国家能源局发布《光伏发电系统效能规范(NB/T 10394-2020)》以放开容配比,一定程度上允许项目超装,这对降低度电成本、促进光伏平价上网具有意义。但此处应提醒投资者注意的是,需结合电站地理位置、光照资源条件、建设成本等因素,在国标允许的范围内综合考虑光伏项目超装的规模,以最大化实现经济效益。

SECTION TWO

项目选址

新能源项目作为固定资产投资项目，与房地产项目有类似性，但因着眼于降低项目造价成本往往位于偏远地区，该等地区绝大部分位于城乡土地利用总体规划范围以外，与房地产项目从政府拿已纳入总体利用规划的“净地”有着很大不同。新能源项目往往需要单独选址，意味着项目公司需在项目用地倾注较多的心力，以积极推动政府应承担的用地前期工作职责。以往的经验表明，项目选址容易诱发颠覆性风险，需要通过前期深入的调研判断选址是否存在合规问题，涉及需要建设用地的后续是否能够拿到指标等问题。以下就风电、光伏项目选址重点问题做些探讨。

(一) 风电项目选址

与光伏电站项目比较而言，风电项目用地较为集约化，但因其风机基础面积较大，占压土地、已改变地表形态，无法按照《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新新用地的意见》(国土资规〔2015〕5号，以下简称“5号文”)的规定采用租赁方式(分散式风电租赁建设用地情形除外)取得用地使用权，往往以出让或者划拨方式取得，用地取得方式较为单一，选址核心需要考虑的问题在于项目用地是否符合当地规划，是否能够获得建设用地指标等。此外，还需注意以下两个容易忽略的问题：

1. 风机基础用地大小圈

基本农田事关国家粮食安全，依据《土地管理法》第三十五条规定，永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让永久基本农田，涉及农用地转用或者土地征收的，必须经国务院批准。为此，许多地方也发布配套文件，重申基本农田占压是踩红线问题，否则项目无法推进，严重造成土地资源毁坏的将构成刑事犯罪。

不得占用基本农田，已经成为业界项目开发的共识，无需多言，但应注意的是，对于平原风电项目而言，存在未按照实际占地面积(大圈)征用风机基础用地的违法行为(通常风机基础占用约300~400平方米，而某些项目仅征地100平方米，或者更少)，仅按照地表裸露面积(小圈)征地，此类项目往往选址于基本农田集中区域，可供使用的地块为零星分布的村民自留地、池塘等，如按实际面积征地将涉及周遭的基本农田，会导致用地审批无法推进。对于风电项目“大小圈”的情况，在投资并购的法律尽职调查过程中要予以重点关注。

2. 对外交通工程用地

对于山地风电而言,林地往往是不可回避的问题,在项目选址阶段,不仅要排查是否涉及禁止使用林地的地类,还要核查是否涉及自然保护区、森林公园、鸟类迁徙通道、风景名胜区、生态保护红线等关键问题。项目涉及上述禁止或者限制建设占用区域,可能会导致责令项目拆除的后果,例如国电安徽寿县八公山项目因涉及风景名胜区,严重破坏了该景区山体植被,现已被拆除。关于上述禁止使用的区域散落于中央及地方发布的各类规范性文件,在进行项目法律尽职调查时需予以注意。

除了风机基础、生活管理区及运行检修道路等常规用地项目外,风电项目的对外交通工程用地在法律尽职调查过程中容易被忽略,而对外交通工程是项目建设首要考虑的问题,牵涉到项目能否进场施工。对于地处南方山地植被茂密地区的山地风电,进场道路常涉及当地已经划定的自然保护区、森林公园、生态保护保护红线等。笔者就曾接触此类情形,风电场项目常规用地项目项下的风机点位、运行检修道路及升压站涉及的限制性因素均予以调规,但进场道路涉及到自然保护区、森林公园、生态保护保护红线。对此类问题,最优解决方式为:项目公司可依据《森林法实施条例》第十八条的规定,协调森林经营单位将风电场对外交通工程作为森林防火通道进行管理,并由县级以上人民政府林业主管部门批准。该种用地方式一来可以避免项目公司征用林地审批、调规等结果不确定性事项带来的风险,二来可兼顾当地林业管理,实现双赢。

(二) 光伏电站项目选址

光伏电站用地中,涉及办公用房及升压站的部位,与风电项目类似,通常需要以出让或划拨形式取得国有建设用地使用权,需关注规划及指标问题。与风电项目不同的是,光伏电站的光伏阵列区用地取得方式更为复杂,该部分土地使用权的取得既可以采用出让或者划拨的常规方式,也可以采用承包或者租赁的形式,在行业发展初期,前一种方式较为常见。随着5号文发布之后,以及《国土资源部、国务院扶贫办、国家能源局关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》(国土资规〔2017〕8号,以下简称“8号文”)对光伏项目占用一般农用地的无需办理转用手续的政策松动,后一种方式成为目前光伏阵列区土地使用权取得方式的主流。除了常规性问题外(不得占用基本农田、生态红线等),以下问题需重点关注:

1. 用地多头管理

2015年5号文的发布,未利用地作为光伏电站项目光伏阵列区的首选用地,成为项目开发者“跑马圈地”的对象,但受限于以往我国对土地存在国土、林业、草原等部门多头管理的情况,以及当前在自然资源管理部门整编后相关自然资源局仍下设林草部门的情况,同一地块国土部门认定为未利用地,也可能存在林业部门或者草地主管部门认定为林地、湿地或者草地的情形,在该情形下,项目开工建设前,项目公司需依据《森林法》《草原法》《湿地保护管理规定》的相关规定办理林地、湿地、草地使用审批手续,否则将会构成未批先建项目公司受罚,严重者将可能被予以拆除,例如涉及基本草原、禁止性占用的林地、森林公园、自然保护区等³。此外,项目占地可能还会涉及风景名胜区,系旅游主管部门管理;可能涉及相关涉河、湖等涉水保护事项,还需要取得水利主管部门的同意等。对此,建议在开展项目用地前期工作时,走访用地管理的所有相关部门,以排查相关限制性因素,做好选址优化工作。

2. 复合型项目

作为5号文的补充,光伏复合型项目系8号文确定的新概念,该文出台为以往各地出现的占用一般农用地进行项目建设的大量项目提供了政策支持,豁免了其违反5号文规定的占用农用地均按照建设用地进行管理的的规定而产生的责任。依据8号文规定,光伏复合型项目最基本的概念为项目光伏阵列区所使用的土地为非基本农田以外的农用地,亦即如占用为未利用地,则不作为光伏复合型项目进行管理。

实践中,很多压占内陆滩涂或者海域的光伏电站项目备案为“渔光互补项目”⁴。依据《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017)以及海域使用的相关法律规定,上述地类均不属于农用地,无需按照复合型项目进行管理,备案成“渔光互补项目”,项目建设内容含有复合项目建设内容,徒增建设成本,但有时也常常系因为复合项目更容易获得备案的缘故,故不论是否必须备案为复合项目,均先按照复合项目进行申报备案。从经济角度而言,建议投资者对此予以关注,对于此类光伏阵列区占用非农用地的项目可以普通项目备案管理,但如果确实备案为复合项目,仍需遵循复合项目的相关建设要求。

3. 依据《自然保护区条例》第三十二、三十五条规定,在自然保护区的核心区和缓冲区内,不得建设任何生产设施。

依据《国家林业局关于光伏电站建设使用林地有关问题的通知》(林资发〔2015〕153号)规定,各类自然保护区、森林公园(含同类型国家公园)、濒危物种栖息地、天然林保护工程区,为禁止建设区域。

依据《建设项目使用林地审核审批管理办法》(2016年修改)第四条规定,光伏电站项目不能使用I级保护林地、一级国家级公益林地。

4. 渔光互补:指渔业养殖与光伏发电相结合。

3. 政府供地承诺

实践中,有些地方政府出于招商引资的需要,通过与投资者签订合作协议或招商引资协议的方式,引入投资者到当地实施光伏电站项目开发。在这些协议中,通常会具有政府部门“负责提供项目用地”的约定,后续的用地也可能会由当地政府下设的部门、开发区管理委员会或政府投资平台公司与投资者以签订用地协议的方式供应。该等供地方式虽然减少了投资方直接选址并与当地村集体沟通的成本,但也存在着某些当地政府部门为了实现招商引资的目标,先占地并出租给投资方,后履行相应用地手续的问题。因此,投资者在遇到此类情形时,仍需要关注相关政府部门在供地过程中是否取得了相关供地权限,是否有权处分相关土地,相关土地的性质是否符合建设光伏电站的要求,并建议在与政府部门或供地方签订的协议中明确供地方作出的承诺及相应违约责任。

结语

当前我国正致力于“双碳目标”政治任务的达成,新能源下游电站业务仍属于行业投资的风口方向,项目立项与项目用地在新能源项目实施前应重点予以关注,否则容易引发颠覆性风险。本文就相关重要问题展开讨论,以供实务参考。简而言之,在平价上网时代,项目立项关系到项目是否容许建,项目选址合规问题则涉及是否可以建,两个相辅相成,在开展项目前期工作时两者需同时进行以推进项目。



朱颖
合伙人
资本市场部
上海办公室
+86 21 6061 3080
juliazhu@zhonglun.com



胡愔子
非权益合伙人
资本市场部
上海办公室
+86 21 6061 3518
tedhu@zhonglun.com



新能源项目的开发流程中的合规关注要点 ——以地面光伏电站为例

作者：朱颖、胡惜子、沈圆

2020年12月12日,习近平主席在气候雄心峰会提出到2030年单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上,非化石能源资源占一次能源消费比重将达到25%左右,森林蓄积量比2005年增加60亿立方米,风能、太阳能发电量将达到12亿千瓦以上的宏伟目标。作为实现“双碳”战略目标的重要力量,近年来,我国新能源项目的开发建设正在火热开展,新增装机容量正在高速增长。2012年我国新能源的累计装机容量仅为不足6500万千瓦,截至2020年底,新能源发电累计装机容量已达到9.34亿千瓦。

随着“双碳”战略的深入,大量新能源项目正在中国大地上广泛铺开,从西北的戈壁荒滩到东南的鱼塘水面,从内陆高原的山地、林地和草地到沿海的滩涂和海面,新能源项目正在改变中国的能源结构。在新能源项目开发热火朝天的时候,项目开发的合规性就更值得项目投资方、开发方、建设者和监管部门的关注。只有在新能源项目开发的过程中,依法合规进行开发,才能让新能源项目真正造福人类,真正助力“双碳”战略目标的实现。针对新能源项目的流程和合规要点,笔者通过本文,以地面光伏项目为例,结合开发流程对其合规要点进行分析,以便与读者做进一步探讨。

SECTION ONE

地面光伏电站开发流程概述

地面光伏电站的开发流程通常包括以下几个阶段:1.前期准备阶段;2.前期手续办理阶段;3.项目施工阶段;4.竣工阶段。

1. 前期准备阶段

在该阶段,开发方需要初步选定项目建设地点,了解项目建设地点的基本情况,包括拟使用土地的面积、性质、地类、是否压覆文物,是否压覆重要矿藏,地块本身条件是否能够满足项目建设,是否涉及拆迁、移树移坟等事项,送出线路走向和距离等。上述信息,开发方可通过实地踏勘,前往自然资源局、林业局、能源局、电网公司等有关部门进行核实等方式来取得和验证。在对项目拟建设地点进行踏勘,并认定项目具有可行性后,开发方应编制可行性研究报告等文件,为前期手续办理阶段做好准备。

2. 前期手续办理阶段

在前期手续办理阶段,开发方需要取得项目备案、建设指标和电网关于接入和消纳的初步意见,并着手办理项目开工前应当取得的各项手续。各地对于前期手续的要求可能存在差异,开发方应与当地有关部门沟通,明确所需办理的各项手续。以下是项目开工前通常需要取得的部分手续清单:

序号	主管部门	手续文件
1	自然资源部门	用地预审和选址意见书(部分地区分为用地预审意见和选址意见函)
2		未压覆重要矿产资源
3		地灾评估备案登记表
4	自然资源部门(林业)	使用林地的审核文件
5	自然资源部门(草原)	使用草原的审核文件
6	环保部门	环评批复
7	安监部门	安全预评价的批复
8	水利部门	水土保持方案的批复
9	文物部门	选址意见
10	武装部门	选址意见
11	发改部门	社会风险稳定评估报告(如有)
12	自然资源/发改部门	土地复合利用方案(如有)
13	水利/专门部门	洪水影响评价报告批复(如有)

在办理前期手续的同时,开发方还需要取得项目建设的开工许可,其中部分前期手续,如土地预审意见、选址意见书、使用林地/草原审核审批文件是办理开工许可的前置步骤。在取得项目备案和建设指标后,开发方还应与项目用地的所有权人签订土地租赁协议或其他取得土地使用权的文件。

通常而言,项目在取得建筑工程施工许可证后方可开工建设。对于在非建设用地上进行开发建设的地面光伏项目,取得建筑工程施工许可证,主要需要完成下列步骤:(1)土地利用调规(如需);(2)用地预审和项目选址;(3)项目用地申请;(4)农用地转建设用地审批;(5)土地征收;

(6)建设用地的出让/划拨;(7)取得建设用地规划许可证;(8)取得建设用地权属证书;(9)取得建设工程规划许可证;(10)取得建筑工程施工许可证。

实践中,很多项目在存在前期手续缺失或未取得建筑工程施工许可证的情况下,即已经开工,构成“未批先建”的不合规情形,项目后期补办施工许可证,往往需要面临先罚后补甚至无法补办的情形。

3. 项目施工阶段

在取得建筑工程施工许可证后,项目即可开工建设。在项目建设的过程中,开发方应敦促EPC(Engineering Procurement Construction,“EPC”)方和项目实际施工方确保项目建设的各项要求复合环评报告、水土保持报告、土地复合利用方案中确定的各项要求进行建设,同时建设安全生产和职业病防护设施。如送出线路也由开发方建设,则开发方也应根据送出线路核准、环评报告、水土保持报告等文件确定的要求,建设送出线路。

此外需要注意的是,如果项目土地涉及耕地占用税,开发方实际占用土地后,即应缴纳耕地占用税。

4. 竣工阶段

项目建成并网及竣工阶段,开发方应取得相应的质检和竣工验收手续,包括但不限于电力工程质量监督站出具的质检文件、环保验收、水保验收、职业病防护设施验收、安全设施验收、消防验收及竣工验收备案,否则项目公司可能会遭到行政处罚。

SECTION TWO

地面光伏电站开发过程中的合规重点

根据笔者在实务中遇到的项目情况,地面光伏电站开发的过程中,最容易出现不合规情形的,有两类问题,一是项目用地,二是前期手续缺失。

1. 项目用地

这是新能源项目开发过程中,开发方最为关注的问题,也是可能对新能源项目造成颠覆性影响的问题。尤其是不同地类,对于建设地面光伏项目存在不同的限制和要求,需要开发方特别关注。

(1) 基本农田

根据《支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》(国土资规[2017]8号,以下简称“8号文”)的规定,“禁止以任何方式占用永久基本农田。”故基本农田是地面光伏项目建设的红线。虽然可以通过调规等方式,将基本农田调整出项目建设用地的范围,但是其程序繁琐,所需时间和最终结果均难以控制。因此,开发方一旦发现项目用地可能占用基本农田,应提前修改项目选址,否则项目用地风险极大。

(2) 一般农用地

根据“8号文”和《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见》(国土资规[2015]5号,以下简称“5号文”)的规定,如地面光伏项目不是光伏复合型项目,建设占用农用地的,所有用地部分均应按建设用地管理,即光伏阵列和升压站用地均需转为建设用地,方可实施项目建设。

根据“8号文”的规定,“光伏复合项目用地中按农用地管理的,除桩基用地外,不得硬化地面、破坏耕作层,否则,应当依法办理建设用地审批手续”。因此,属于光伏复合项目的地面光伏项目,可以通过租赁的方式取得光伏阵列用地,而无需办理建设用地审批手续,但升压站、箱变、桩基等永久占地部分,仍需转为建设用地方可建设。

鉴于地面光伏项目占地面积较大,将农用地全面积转为建设用地往往比较困难,故开发方在选址时发现项目建设将占用农用地的,应以光伏复合项目的方式进行项目开发。



(3) 未利用地

根据“5号文”的规定，“光伏、风力发电等项目使用戈壁、荒漠、荒草地等未利用土地的，对不占压土地、不改变地表形态的用地部分，可按原地类认定，不改变土地用途，在年度土地变更调查时作出标注，用地允许以租赁等方式取得，双方签订好补偿协议，用地报当地县级国土资源部门备案；对项目永久性建筑用地部分，应依法按建设用地办理手续。”

根据“8号文”的规定，光伏电站项目用地中按未利用地管理的，除桩基用地外，不得硬化地面、破坏耕作层，否则，应当依法办理建设用地审批手续。

在地面光伏项目建设过程中，光伏阵列用地，除桩基和箱变用地外，通常无需进行地面硬化，或占压土地或改变地表形态。因此，地面光伏电站通过租赁方式取得未利用地作为光伏阵列用地是可行的。但是升压站、箱变、桩基等永久占地部分，需要根据前述取得建筑工程施工许可证过程中的有关步骤，将土地转为建设用地方可进行建设。

(4) 林地

根据《森林法》《森林法实施条例》等相关规定，建设项目涉及林地的，则应先行取得自然资源部门(林业)核发的使用林地审核同意书，之后再向国土部门提出用地申请。未办理林地批复则擅自占用林地的，不仅可能遭受行政处罚，还可能导致刑事责任。

根据《关于光伏电站建设使用林地有关问题的通知》(林资发〔2015〕153号，以下简称“153号文”)，“光伏电站的电池组件阵列禁止使用有林地、疏林地、未成林造林地、采伐迹地、火烧迹地，以及年降雨量400毫米以下区域覆盖度高于30%的灌木林地和年降雨量400毫米以上区域覆盖度高于50%的灌木林地”。此外，“对于森林资源调查确定为宜林地而第二次全国土地调查确定为未利用地的土地，应采用‘林光互补’用地模式，‘林光互补’模式光伏电站要确保使用的宜林地不改变林地性质”。“采用‘林光互补’用地模式的，电池组件阵列在施工期按临时占用林地办理使用林地手续，运营期双方可以签订补偿协议，通过租赁等方式使用林地。”

根据上述规定，对于需占用林地的项目，如无法采用“林光互补”模式，则全面积转为建设用地，实践中林地全面积转建设用地的难度往往较大。因此，开发方在选址时发现项目建设将占用林地的，应以“林光互补”的方式进行项目开发，或者在项目设计的过程中，绕开林地。

(5) 草原

与林地类似,根据《草原法》《草原征占用审核审批管理规范》等相关规定,开发方应先行经过草原行政主管部门审核,并取得审核同意书,之后再向国土部门提出用地申请,否则可能遭受行政处罚,还可能导致刑事责任。

不同于林地,对于光伏阵列占用草原的情况,并无类似153号文的明确规定,但根据笔者的实务经验,开发方应对占用草原办理草原征占用审核手续,否则可能导致合规性的瑕疵。

(6) 其他特殊地类

根据《湿地保护管理规定》,“建设项目应当不占或者少占湿地,经批准确需征收、占用湿地并转为其他用途的,用地单位应当按照‘先补后占、占补平衡’的原则,依法办理相关手续。”实践中,如何进行“先补后占、占补平衡”,各地缺少的统一的标准和实施细则,从而影响项目进度。故涉及湿地的项目,开发方应与当地的湿地主管部门提前沟通,寻找适当的解决途径,否则应调整项目选址。

根据“153号文”的规定,“各类自然保护区、森林公园(含同类型国家公园)、濒危物种栖息地、天然林保护工程区以及东北内蒙古重点国有林区,为光伏电站禁止建设区域”。

针对敏感的特殊地类,开发方与当地主管部门提前沟通,论证项目建设的风险和障碍,合理设置应对方案。

2. 前期手续缺失

新能源项目前期手续中的部分手续与土地问题也密切相关,如使用林地的审核文件、使用草原的审核文件、建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证。如果土地的合规性可以得到保障,则前期手续中土地相关手续的取得出现实质性障碍的概率也将大大降低。

除与土地相关的手续外,还有部分重要前期手续的缺失可能对项目建设和运营造成重大影响。

(1) 环境影响评价批复

根据《环境保护法》和《环境影响评价法》的规定,建设单位未依法提交建设项目环境影响评价文件或者环境影响评价文件未经批准,擅自开工建设的,可能遭到责令停止建设,处以罚款,责令恢复原状等行政处罚。因此,开发方未取得环境影响评价批复而擅自开工建设,可能导致项目被拆除。

此外需要注意的是,110KV以上升压站需要进行电磁环境影响评价。实践中,部分项目虽然完成了环境影响评价并取得批复,但是该环境影响评价中并未包括关于升压站电磁环境影响评价,也未就升压站单独进行电磁环境影响评价,从而导致项目环境影响评价手续存在瑕疵。

(2) 水土保持方案批复

根据《水土保持法》的规定,依法应当编制水土保持方案的生产建设项目,未编制水土保持方案或者编制的水土保持方案未经批准而开工建设的,可能遭到责令停止违法行为,罚款等行政处罚。因此,开发方未取得水土保持方案批复而擅自开工建设,可能导致项目的停工停产。

(3) 洪水影响评价报告批复

根据《防洪法》,“在洪泛区、蓄滞洪区内建设非防洪建设项目,应当就洪水对建设项目可能产生的影响和建设项目对防洪可能产生的影响作出评价,编制洪水影响评价报告,提出防御措施。洪水影响评价报告未经有关水行政主管部门审查批准的,建设单位不得开工建设。”在洪泛区、蓄滞洪区内建设非防洪建设项目,未编制洪水影响评价报告或者洪水影响评价报告未经审查批准开工建设的,可能遭到责令限期改正、罚款等行政处罚。因此,对于需要办理洪水影响评价报告的项目,应当及时完成洪水影响评价报告并取得批复,否则项目建设可能受到阻碍。

结语

随着“双碳”战略的深入贯彻,光伏、风电等新能源项目开发建设规模将日渐扩大,而新能源项目开发过程中的合规性关乎新能源项目的成败存亡,对于新能源项目全生命周期的运营和收益都有着重大影响。因此,开发方在新能源项目开发过程中对重大合规问题,尽早排查合规性风险,妥善设计开发方案,落实各项合规手续,确保项目开发过程中的合规性,为新能源项目的长期健康发展打下良好基础。



朱颖
合伙人
资本市场部
上海办公室
+86 21 6061 3080
juliazhu@zhonglun.com

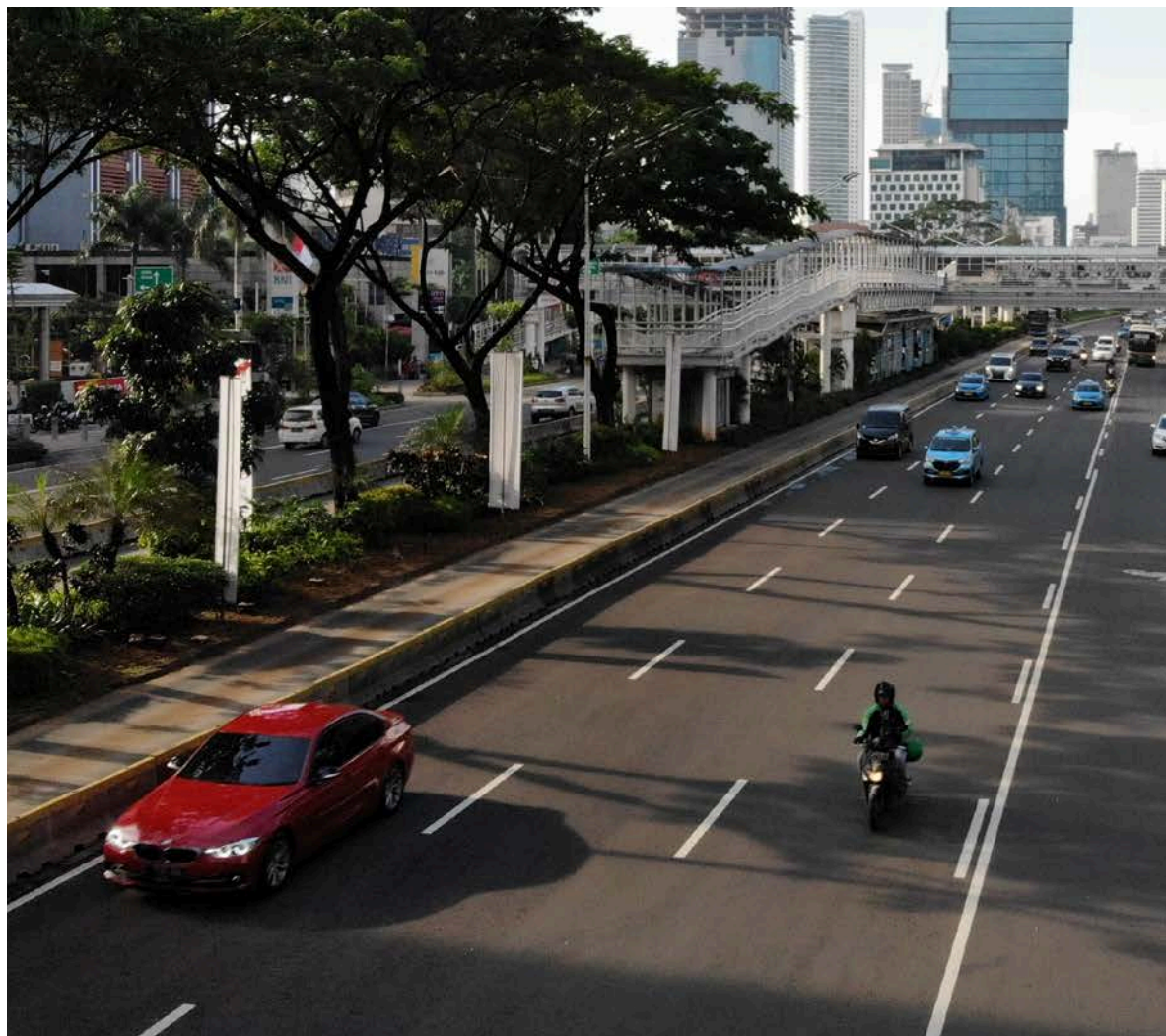


胡愔子
非权益合伙人
资本市场部
上海办公室
+86 21 6061 3518
tedhu@zhonglun.com

2

新能源项目的建设





新能源项目建设中的用地问题

作者：郝利、王威、金冲

以风电、光伏项目为代表的新能源项目普遍占地范围较大,且涉及土地类型复杂,用地目的多样,给新能源项目的开发建设带来了不少合规性风险。

SECTION ONE

项目用地的基本要求

(一) 项目用地的基本原则

作为基础设施建设项目,新能源项目应遵守《土地管理法》所确定的基本用地原则。根据《土地管理法》第四条的规定,“国家编制土地利用总体规划,规定土地用途,将土地分为农用地、建设用地和未利用地。”新能源项目用地应当按照功能分区分类管理。通常而言,风电、光伏项目升压站、综合楼及风电项目风机基础的用地应按建设用地进行管理;光伏项目的光伏阵列、检修道路等用地不改变原用地性质的,可通过租赁的方式解决用地;风电、光伏项目的进场道路、外送线路用地,严格而言均应符合建设用地的要求,不过实践中亦存在利用农村道路或其他现有道路,或按照要求通过“以偿代征”的方式解决相关用地;如果项目用地涉及林地、草地、永久基本农田、生态保护区等各类特殊用地的,还需先行履行相应的审批手续。

(二) 违法用地的主要后果

在新能源项目开发建设的过程中,如果发生违法用地情形的,项目投资方不仅可能需要承担民事赔偿责任,而且还可能遭受行政处罚,甚至承担刑事责任。

1. 违法用地可能涉及民事索赔

实践中,由于用地问题而导致的侵权案件十分常见。一般的侵权行为主要表现为“未批先建”、擅自占用他人土地、超出批准范围进行开发建设,或与不享有权利的主体签署用地协议等,比如使用集体用地时并未与村集体协商,而是直接与乡镇政府签署用地协议。项目公司还可能涉及因征地补偿而引发的次生诉讼,即土地权利人与地方政府就征地补偿事宜产生争议,转而向项目公司提出诉讼主张。

2. 违法用地可能遭受行政处罚

行政责任是项目公司在实践中因违法用地而承担的主要责任。非法占用土地的,可以由县级以上人民政府自然资源主管部门责令退还非法占用的土地,限期拆除在非法占用的土地上新建的建筑物和其他设施,恢复土地原状。同时,还可能涉及没收项目资产、罚款等处罚。

此外,需要注意的是,一旦发生违法用地情形,项目所在地市、县的国土资源主管部门有权将相关情况通知同级能源主管部门,并逐级上报国家能源局,将项目投资主体纳入能源领域失信主体名单,组织实施联合惩戒,并有可能影响后续投资。

3.违法用地可能遭受刑事处罚

严重的违法用地行为需要承担刑事责任,其主要涉及的罪名为非法占用农用地罪。需要注意的是,非法占用农用地罪采用双罚制,即项目公司、单位负责人均有可能构成非法占用农用地罪。根据《刑法》第三百四十二条的规定,构成非法占用农用地罪,需满足“数量较大,造成耕地、林地等农用地大量毁坏”等条件。

SECTION TWO

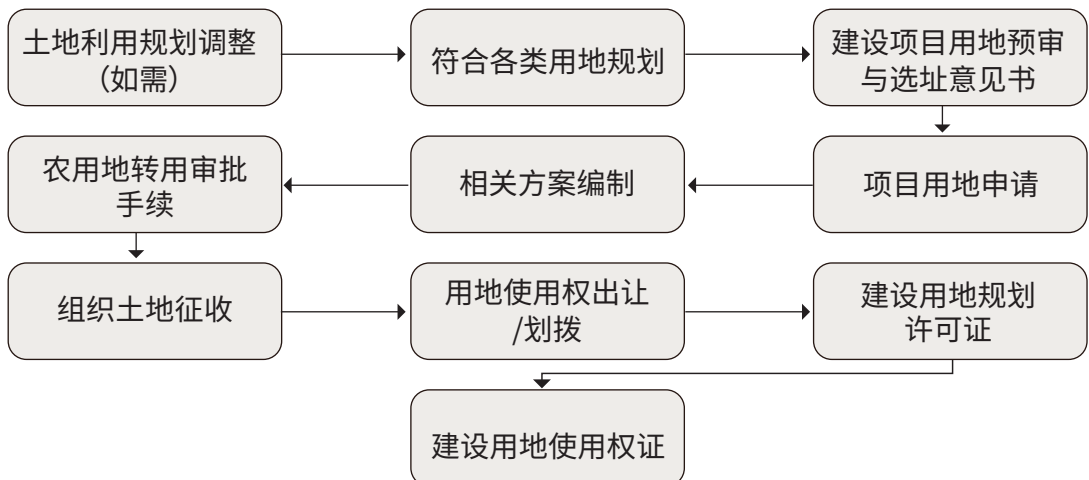
风机基础、升压站、管理用房的用地方式

(一) 风机基础、升压站、管理用房所涉用地的基本要求

一直以来,我国的项目建设需要使用土地的,均须依法申请取得建设用地使用权。¹涉及农用地转为建设用地的,应当办理农用地转用审批手续和征地审批手续。因此,对于风机基础、升压站、管理用房等永久用地部分,原则上均应按照建设用地进行管理。

(二) 风机基础、升压站、管理用房所涉用地的取得方式

对于风机基础、升压站、管理用房等永久用地的取得流程,一般如下:



1. 2020年1月1日施行的《土地管理法》已经允许集体经营性建设用地入市,因此目前项目建设除申请使用国有土地外,还可以尝试利用集体经营性建设用地。

1.项目用地应符合土地利用规划

根据《国土资源部关于严格土地利用总体规划实施管理的通知》(国土资发〔2012〕2号)的规定,凡不符合法律规定和土地利用总体规划的,不得通过建设项目用地预审。因此,若项目用地不符合土地利用总体规划、城市总体规划、村庄和集镇规划及其他专项规划等事项,则需报经原批准单位批准后,相应调整土地利用规划。

2.项目选址和用地预审是项目核准/备案阶段的重要文件

对于风电项目而言,项目建设单位在申报核准项目时,必须附省级国土资源管理部门用地预审意见;没有用地预审意见或预审未通过的,无法核准项目。对于光伏项目而言,其用地同样需要取得用地预审意见,并作为后续取得其他用地手续的前提要件。因此,若未办理用地预审意见的,则风电项目可能无法获得核准,且会对风电、光伏项目的合法用地造成阻碍。

目前,在《国务院办公厅关于全面开展工程建设项目审批制度改革的实施意见》(国办发〔2019〕11号)(以下简称“11号文”)实施后,用地预审已经与选址意见书合并,由自然资源主管部门统一核发建设项目用地预审与选址意见书,不再单独核发建设项目选址意见书、建设项目用地预审意见。

3.可通过划拨或出让方式取得项目用地

除了常见的出让方式外,《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见》(国土资规〔2015〕5号)(以下简称“5号文”)规定,新产业项目用地符合《划拨用地目录》的,可以划拨供应。发(变)电主厂房设施及配套库房设施、新能源发电工程电机,厢变、输电(含专用送出工程)、变电站设施,资源观测设施等被纳入《划拨用地目录》。因此,风电、光伏项目永久用地部分,也可以采用划拨方式获得土地使用权。

4.应完成建设用地批准手续并取得建设用地规划许可证

通常而言,根据《建设用地审查报批管理办法》等规定,用地批准文件是项目永久用地合法性的首要证明及重要节点,项目公司应至少在取得用地批准文件后,才能实际动工用地,否则将构成“未批先建”,违法用地。目前,在“11号文”公布后,自然资源主管部门已将建设用地规划许可证、建设用地批准书合并,统一核发新的建设用地规划许可证,不再单独核发建设用地批准书。

就其取得流程而言,以划拨方式取得国有土地使用权的,建设单位向所在地的市、县自然资源主管部门提出建设用地规划许可申请,由市、县自然资源主管部门向建设单位核发建设用地规划许可证、国有土地划拨决定书。以出让方式取得国有土地使用权的,建设单位在签订国有建设用地使用权出让合同后,市、县自然资源主管部门向建设单位核发建设用地规划许可证。

SECTION THREE

光伏阵列的用地方式

(一) 承包租赁用地的基本要求

“5号文”规定,光伏、风力发电等项目使用戈壁、荒漠、荒草地等未利用土地的,对不占压土地、不改变地表形态的用地部分,可按原地类认定,不改变土地用途,在年度土地变更调查时作出标注,用地允许以租赁等方式取得。《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》(国土资规〔2017〕8号)(以下简称“8号文”)又进一步明确了:光伏复合项目场内道路用地可按农村道路用地管理;利用农用地布设的光伏方阵可不改变原用地性质;采用直埋电缆方式敷设的集电线路用地,实行与项目光伏方阵用地同样的管理方式。

因此,从光伏项目角度而言,若光伏项目涉及农用地承包、租赁的,项目公司应首先对项目性质进行认定,确保项目系光伏复合项目,且已经体现于备案文件之上。需注意的是,部分地区(如宁夏)还明文要求光伏复合项目必须编制土地复合利用方案,并于项目所在地发改、自然资源部门报备。同时,光伏复合项目应当在运营中对农用地进行返租或通过其他方式保证农业生产,避免项目所涉农用地抛荒、撂荒。项目完成后不再使用农用地的,还应及时组织复垦,确保被压占土地恢复原土地使用现状。

(二) 承包或租赁用地的具体方式

1. 直接发包

直接发包,即由村集体直接向项目投资方进行发包的一种用地方式。因此,项目公司需要明确所涉土地的所有权人,并且与正确的发包方签订土地承包合同,避免仅与当地政府或其他不享有土地权利的主体签署承包合同,除非该主体已经取得书面授权。

同时,项目公司还需要根据《农村土地承包法》第五十二条的规定,要求发包方履行相应的民主决策程序,取得村民会议成员或村民代表三分之二以上的同意,并明确表示放弃优先权。否则,未经过民主决策程序即对外发包的,项目用地将存在瑕疵,可能会导致土地发包无效。

2. 租赁(转包)方式²

当项目土地已经被村集体发包给集体内的村民或单位后,项目投资方可以通过租赁的方式取得项目土地的经营权。

2.《农村土地经营权流转管理办法》于2021年3月1日正式施行后,对之前的规定进行了变更,并未对出租、转包作出明确区分。

对于租赁方式,项目公司应确定土地承包人并与之签署相关协议。若涉及的主体较多,可以考虑授权委托村集体统一流转承包土地的方式。项目公司应核查承包人出具的书面委托,其中载明委托事项、权限和期限,并有承包人的签名与盖章。若承包人系将转包、出租方式流转而得的土地实行再流转的,项目公司还应当要求其取得原承包方的同意。

在签订土地租赁合同过程中,项目投资方应注意租赁期限不应长于20年,否则超过20年的部分存在无效的风险。在达成租赁合意后,项目投资方作为受让主体,应按照分级审查审核的原则,分别向乡(镇)人民政府农村土地承包管理部门或者县级以上地方人民政府农业农村主管(农村经营管理)部门提出申请,并提交流转意向协议书、农业经营能力或者资质证明、流转项目规划等相关材料,由主管部门依法组织相关职能部门、农村集体经济组织代表、农民代表、专家等就土地用途、受让主体农业经营能力,以及经营项目是否符合粮食生产等产业规划等进行审查审核。审查审核通过的,由项目投资方作为受让主体与承包方签订土地经营权流转合同。否则,若未按规定提交审查审核申请或者审查审核未通过的,不得开展土地经营权流转活动。土地经营权流转合同签署后,项目投资方还应及时提交发包方和乡(镇)人民政府的农村土地承包管理部门备案,并申请登记以对抗第三人。

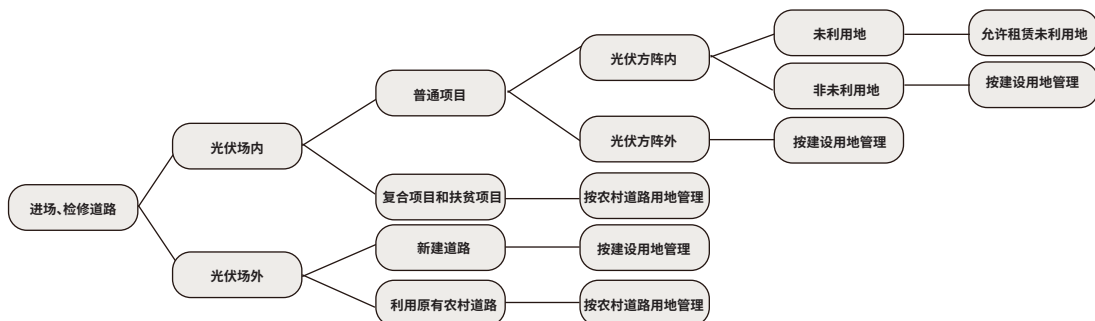
SECTION FOUR

进场道路、送出线路的用地方式

(一) 项目进场道路的用地要求与风险

风电、光伏项目的进场、检修道路是项目整体不可或缺的部分,就进场与检修道路而言,大体可以分为项目场内与场外两部分,场内道路还包含光伏方阵场内道路、风电场内道路和其他场内道路。道路所处的位置不同,用地规则也不同。

以光伏项目为例,一般而言,项目场内及进场用地的分类管理如下图:



1. 光伏方阵场内道路属于光伏方阵用地

根据《光伏电站工程项目用地控制指标》第3.1项“光伏方阵用地包括组件用地、逆变器室及箱变用地、方阵场内道路用地等”的规定，光伏方阵场内道路属于光伏方阵用地。因此，光伏方阵场内道路应适用光伏方阵用地的规定。³

2. 光伏方阵外的其他场内道路应按照项目性质区分管理

根据“8号文”的规定，对于普通项目而言，光伏阵列区以外的道路原则上均应当按照建设用地管理并办理相关的手续，而光伏扶贫项目与光伏复合项目场内道路可按农村道路用地管理。根据《土地利用现状分类》的规定，农村道路属于农用地，故无须另行办理建设用地转用手续。

3. 进场道路尽量使用原有农村道路，合作共建时需关注道路性质

根据《土地管理法》《光伏电站工程项目用地控制指标》及《电力工程项目建设用地指标（风电场）》等规定，风电、光伏项目的进场道路、运营期检修道路等严格来说应为永久用地，需要按照建设用地进行管理。不过，实践中较多采用租用、共用农村道路、防火通道等作为进场、检修通道的做法。根据《土地利用现状分类》的规定，农村道路为农用地，故使用原有农村道路时，仅需支付相对应的使用费，但项目投资方应注意核查农村道路手续是否完备，签订道路使用协议的主体是否享有权利等。

如项目进场道路采用新建道路的方式，则首先需要明确道路的性质。若为农村道路，其权利主体通常为村集体，项目公司应当与村集体签署合作共建协议，并由其按照《国土资源部关于促进农业稳定发展农民持续增收推动城乡统筹发展的若干意见》的要求办理设施农用地备案手续。若为农村公路，则权利主体一般为乡级人民政府或县级人民政府交通局等有关部门，项目公司应与其签署合作共建协议，并及时核查农村公路项目的审批文件和权属资料。此外，建设农村公路可能涉及征地问题，项目公司应确保政府部门已针对公路用地完成征地工作。

（二）项目送出线路的用地要求与风险

根据《土地管理法》《光伏电站工程项目用地控制指标》及《电力工程项目建设用地指标（风电场）》等规定，风电、光伏项目送出线路杆塔基础用地为永久用地，应按照建设用地管理，其面积按基础外轮廓尺寸计算。

3. 根据《国土资源部关于发布〈光伏电站工程项目用地控制指标〉的通知》（国土资规〔2015〕11号），《光伏电站工程项目用地控制指标》自2016年1月1日起实施，有效期5年。

不过,由于风电、光伏等输电项目存在一定的公益属性,因此各地可能还存在相关规定,明确项目可以采用“以偿代征”的方式取得项目用地,即对于杆、塔基础占用的土地不再实行征地,转而由项目公司对土地权利人给予一次性经济补偿,从而豁免其征地流程。例如《甘肃省电网建设与保护条例》第十七条第二款规定、《江苏省电力条例》第十八条第一款规定等地方性法规均有类似规定。但是,采用此种模式的前提是项目当地存在明确的规定,或项目地发改、国土部门明确以书面函件的方式予以确认或批复。

SECTION FIVE

涉及林地、草地、敏感区域的用地问题

(一) 涉及林地、草地的用地要求与风险

1. 林地

根据《森林法》《森林法实施条例》等相关规定,风电、光伏项目涉及林地的,包括临时使用林地的,均应先行取得省级林业部门核发的使用林地审核同意书,并按照规定的标准预交森林植被恢复费后,再向国土部门提出用地申请。未办理林地批复擅自占用林地的,不仅可能遭受行政处罚,还可能承担刑事责任。

就审核内容而言,则需分析项目拟用林地是否涉及限制或禁止占用的林地类型。根据《建设项目使用林地审核审批管理办法》第四条的规定,对不同保护等级林地的限制使用情况总结如下:

保护等级	限制情况
I级	项目不得使用I级保护林地
II级	一般除国务院有关部门和省级人民政府及其有关部门批准的基础设施、公共事业、民生建设项目外,不得使用II级保护林地,且项目送出线路等线路工程不得使用II级保护林地中的有林地
III级	项目送出线路等线路工程在国务院确定的国家所有的重点林区内的,不得使用III级以上保护林地中的有林地
IV级	无重大限制

另外,根据《国家林业局关于光伏电站建设使用林地有关问题的通知》(林资发〔2015〕153号)的规定,“光伏电站的电池组件阵列禁止使用有林地、疏林地、未成林造林地、采伐迹地、火烧迹地,以及年降雨量400毫米以下区域覆盖度高于30%的灌木林地和年降雨量400毫米以上区域覆盖度高于50%的灌木林地。”根据《国家林业和草原局关于规范风电场项目建设使用林地的通知》(林资发〔2019〕17号)的规定,风机基础、施工和检修道路、升压站、集电线路等,禁止占用天然乔木林(竹林)地、年降雨量400毫米以下区域的有林地、一级国家级公益林地和二级国家级公益林中的有林地⁴。

2. 草地

根据《草原法》《草原征占用审核审批管理规范》等相关规定,风电、光伏项目涉及草地的,则应先行取得省级草原行政主管部门核发的使用草地审核同意书,之后再向国土部门提出用地申请,未办理草地批复擅自占用草地的,不仅可能遭受行政处罚,还可能承担刑事责任。

就审核主体而言,根据《草原法》《草原征占用审核审批管理规范》的规定,具体权限划分为:(1)征收、征用或者使用草原超过七十公顷的,由国家林业和草原局审核;(2)征收、征用或者使用草原七十公顷及其以下的,由省级林业和草原主管部门审核。

(二) 涉及其他敏感区域的用地要求与风险

对于各类敏感区域,国家层面均有针对性地出台了相关规定,对项目选址、审批手续等事项提出了要求。

对于基本农田而言,根据《土地管理法》第三十五条规定,“永久基本农田经依法划定后,任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让永久基本农田,涉及农用地转用或者土地征收的,必须经国务院批准。禁止通过擅自调整县级土地利用总体规划、乡(镇)土地利用总体规划等方式规避永久基本农田农用地转用或者土地征收的审批。”

对于湿地而言,风电、光伏建设项目应当不占或者少占湿地,经批准确需征收、占用湿地并转为其他用途的,必须按照“先补后占、占补平衡”的原则,依法办理相关手续。对于湿地公园而言,我国明确禁止擅自征收、占用国家湿地公园的土地,确需征收、占用的,应当在征求省级林业主管部门的意见后,方可依法办理相关手续,由省级林业主管部门报国家林业局备案。

4.此外,在该通知下发之前已经核准但未取得使用林地手续的风电项目,要重新合理优化选址和建设方案,加强生态影响分析和评估,不得占用年降雨量400毫米以下区域的有林地和一级国家级公益林地,避让二级国家级公益林中有林地集中区域;2019年2月26日前已经核准但未取得使用林地手续的风电项目,要重新合理优化选址和建设方案,加强生态影响分析和评估,不得占用年降雨量400毫米以下区域的有林地和一级国家级公益林地,需避让二级国家级公益林中有林地集中区域。

对于自然保护区而言,在自然保护区的核心区和缓冲区内,不得建设任何生产设施。在自然保护区的实验区内,不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施;建设其他项目,其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。在自然保护区的实验区内已经建成的设施,其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的,应当限期治理;造成损害的,必须采取补救措施。在自然保护区的外围保护地带建设的项目,不得损害自然保护区内的环境质量;已造成损害的,应当限期治理。

对于风景名胜区而言,在风景名胜区范围内进行禁止范围以外的建设活动,应当经风景名胜区管理机构审核后,依照有关法律、法规的规定办理审批手续。

此外,针对其他敏感区域进行风电、光伏项目建设,国家还专门出台了相关规定予以规范。根据《国家林业局关于光伏电站建设使用林地有关问题的通知》的规定,各类自然保护区、森林公园(含同类型国家公园)、濒危物种栖息地、天然林保护工程区以及东北内蒙古重点国有林区,为光伏电站禁止建设区域。根据《国家林业和草原局关于规范风电场项目建设使用林地的通知》的规定,自然遗产地、国家公园、自然保护区、森林公园、湿地公园、地质公园、风景名胜区、鸟类主要迁徙通道和迁徙地等区域以及沿海基干林带和消浪林带,为风电场项目禁止建设区域。

结语

新能源项目用地问题涉及多种土地类型,相关法律问题复杂。在新能源项目的建设过程中,项目业主应依法办理相应的用地手续,并密切关注项目相关手续的办理情况,避免发生违法用地的情形。



郝利
合伙人
公司业务部
杭州办公室
+86 571 5692 1386
haoli@zhonglun.com



新能源项目招投标及工程承包 需关注的法律风险

作者：郝利、夏煜鑫、吕澄

新能源项目投资主体多元,工期要求紧,资金投入大,参与主体众多。为获取较高收益回报,投资方往往更加关注工期进度,却可能在项目招标、采购、建设中疏于管理,是风险较高、纠纷多发的领域。稍有不慎,就可能导致项目的招标采购、工程承包等方面产生法律风险,对投资方、承包方等各方主体产生重大损失。

SECTION ONE

合同招标采购法律风险

1. 新能源项目属于法定必须招标项目范围

根据《招标投标法》第三条的规定,在我国境内进行大型基础设施、公用事业等关系社会公共利益、公众安全的项目、全部或者部分使用国有资金投资或者国家融资的项目、以及使用国际组织或者外国政府贷款、援助资金的项目,包括项目的勘察、设计、施工、监理以及与工程建设有关的重要设备、材料等的采购,都必须进行招标。针对法定必须招标项目的范围,国家改委发布并经国务院批准的《必须招标的工程项目规定》进行了细化。

实践中,部分新能源项目为民营企业投资,不属于全部或者部分使用国有资金投资或者国家融资的项目和使用国际组织或者外国政府贷款、援助资金的项目,但根据国家发改委发布并经国务院批准的《必须招标的基础设施和公用事业项目范围规定》(发改法规规〔2018〕843号)第二条的规定,电力、新能源等能源基础设施项目,属于大型基础设施、公用事业等关系社会公共利益、公众安全的项目,达到法定规模标准的,仍属于法定必须招标项目。针对法定必须招标项目的规模,《必须招标的工程项目规定》也做了细化规定。

为此,新能源项目无论是国有还是民营投资,只要达到法定规模标准的,均属于法定必须招标项目,项目勘察设计、施工和货物及其他服务的发包,项目业主均应依法进行招标。未达到法定规模标准的,项目业主可自行选择招标投标或非招标方式进行发包。

我国招标方式分为公开招标和邀请招标,项目投资主体应按照项目审批、核准部门审批、核准确定的招标范围、招标方式、招标组织形式进行招标。如项目审批、核准部门未明确招标方式的,非国有资金占控股或者主导地位的依法必须进行招标的项目,项目投资主体可自行选择采用公开招标或邀请招标的方式进行工程招标采购。但国有资金占控股或者主导地位的依法必须进行招标的项目,除明确可进行邀请招标的外,均应采用公开招标的方式进行工程招标。

此外,根据《最高人民法院关于审理建设工程施工合同纠纷案件适用法律问题的解释(一)》第一条的规定,建设工程必须进行招标而未招标或者中标无效的,所签订的工程施工合同无效。

2. 招标项目的招标程序应规范

根据《招标投标法》《招标投标法实施条例》的规定,招标人的招标行为和投标人的投标行为应依法进行,不得实施与法律法规相悖的招标投标行为。同时《招标投标法实施条例》第五十七条规定,“招标人和中标人应当依法签订书面中标合同,中标合同的标的、价款、质量、履行期限等主要条款应当与招标文件和中标人的投标文件的内容一致,招标人和中标人不得再行订立背离合同实质性内容的其他协议。”但实践中,部分招标人为最大限度的压低合同价格,在招标过程中进行多轮竞价、实质性谈判等不规范行为也时有发生,但此类行为易导致后期形成工程结算纠纷等隐患。如发承包双方就工程款结算发生纠纷,发包人的压价行为还存在因违反法律强制性规定而无效,最后仍需要以承包人的投标价进行结算的风险。

招标人与中标人进行工期、价格等实质性谈判,不按照招标投标文件订立合同的,还可能被处以行政处罚。根据《招标投标法实施条例》第七十五条的规定,相关招标人中标人会由行政监督部门责令改正,并可处中标项目金额5‰以上10‰以下的罚款。

3. 招标人应提供充分和准确的报价基础资料

施工项目的招标,根据《建设工程工程量清单计价规范》的规定,全部使用国有资金投资或国有资金投资为主的工程建设项目,必须采用工程量清单计价,采用工程量清单方式招标,工程量清单必须作为招标文件的组成部分,其准确性和完整性由招标人负责。招标文件中的工程量清单标明的工程量是投标人投标报价的基础,竣工结算的工程量按发承包双方在合同中约定应予计量且实际完成的工程量确定。

新能源项目工期通常较紧,且项目在实施过程中容易发生变更,招标时往往无施工图纸,招标人编制准确的工程量清单难度较大。相对于招标人,投标人的报价经验往往更丰富,如果招标人编制的工程量清单不准确,可能被投标人利用进行不平衡报价,从而导致最终结算价格被抬高,招标人利益受到损害。

新能源项目工程总承包项目招标,通常采用固定价格合同,而投标人准确报价的前提条件是招标人能提供充分和准确的报价基础资料。参照《房屋建筑和市政基础设施项目工程总承包管理

办法》第九条的规定,招标人在招标文件中应提供明确的发包人要求,需列明项目的目标、范围、设计和其他技术标准,包括对项目的内容、范围、规模、标准、功能、质量、安全、节约能源、生态环境保护、工期、验收等的明确要求;并明确发包人应提供的资料和条件,包括发包前完成的水文地质、工程地质、地形等勘察资料,以及可行性研究报告、方案设计文件或者初步设计文件等。

实践中,中标合同签订后,在履行过程中承包人往往以项目发生变更或工程量增多等为由,主张对合同价格进行调增,但双方时常存在因报价基础资料不完备或不准确而对于项目是否发生变更产生争议,进而无法对合同价款是否应调整达成一致意见的情况。为减少此类纠纷,发包人在招标时应明确项目需求,并确保提供的项目基础资料充分和准确,以便发承包双方能准确判断项目的工作内容,以及在实施过程中是否发生变更。

SECTION TWO

合同签约管理法律风险防范

1. 承包人应具备法定的资质条件

根据《建筑法》《建设工程质量管理条例》的规定,新能源项目的设计单位和施工单位应分别具有与工程规模相适应的设计和施工资质。

如新能源项目采用工程总承包方式发包的,根据《关于培育发展工程总承包和工程项目管理企业的指导意见》(建市[2003]30号)的规定,工程总承包单位应具有工程勘察、设计或施工总承包资质。此后《住房城乡建设部关于进一步推进工程总承包发展的若干意见》(建市[2016]93号)又明确工程总承包单位应具有工程设计资质或者施工资质,将工程勘察资质排除在工程总承包资质之外。但2020年3月1日起施行的《房屋建筑和市政基础设施项目工程总承包管理办法》对工程总承包单位的资质条件进行了调整,该办法第十条规定,工程总承包单位应当同时具有与工程规模相适应的工程设计资质和施工资质,或者由具有相应资质的设计单位和施工单位组成联合体。虽然《房屋建筑和市政基础设施项目工程总承包管理办法》明确该办法适用于房屋建筑和市政基础设施项目,但考虑到该办法的发布单位中住房和城乡建设部是工程企业资质的主管部门,该办法中关于资质条件等内容也可参考适用于其他项目。笔者理解,这意味着仅具有施工资质或设计资质的企业可能将无法单独承接新能源项目的工程总承包业务。

新能源项目发包人应确保项目设计、施工或工程总承包合同的承包人具有法定的资质条件。如项目承包人不具有法定资质条件,存在借用资质、未取得资质或者超越资质等级等情形的,依据《最高人民法院关于审理建设工程施工合同纠纷案件适用法律问题的解释(一)》第一条的规定,所签订的工程合同无效。

2. 垫资承包项目和预收购项目合同的法律风险防控

新能源属于资金密集型行业,实践中部分新能源项目的投资方缺乏项目建设资金会要求承包人垫资。一旦承包人大量垫资后,若发包人无力支付工程款且担保措施不足,可能导致承包人垫资款难以全额收回。即使承包人发现继续垫资存在巨大风险,但如中途解除合同,项目处于未完工状态,无法产生售电收益,承包人的垫资款将更难以收回,承包人往往只能选择继续垫资,导致风险进一步扩大。

承包人垫资施工后,部分垫资项目的垫资款本可以通过预收购或项目融资等方式获得资金进行清偿,但由于项目本身问题或政策调整问题,导致融资受阻,继而使得发包人无力向承包人支付款项。在实践中,项目投资方容易变现的资产通常优先抵质押给融资机构,同时由于承包人与发包人之间地位的不平等性,承包人一般又难以要求发包人提供实质性担保,一旦发生违约,承包人的合法权益极易遭受损害。

垫资项目,在项目开工前,建议承包人对发包人的资信进行全面调查,对于资信情况不佳的企业,应当要求发包人提供适格担保,包括项目公司股权、电站电费收益权质押等。垫资款出现风险时,应及时停工或采取其他措施主张权利,适时要求追加担保增信措施,在项目建成后还可以合理行使建设工程优先受偿权进行弥补。

3. 避免合同全部或部分无效

新能源项目,如存在应招标但未招标的情况、承包人不具有法定资质条件、未办理建设工程规划许可证、合同实质性内容与招标投标文件内容不一致,或存在其他违反法律法规强制性规定情形的,所签订的合同将全部或部分无效。

如合同部分无效的,根据《民法典》第一百五十六条的规定,不影响其他部分效力的,其他部分仍然有效。如合同全部无效的,《民法典》第一百五十七条明确规定,“民事法律行为无效、被撤销或者确定不发生效力后,行为人因该行为取得的财产,应当予以返还;不能返还或者没有必要返还的,应当折价补偿。有过错的一方应当赔偿对方由此所受到的损失;各方都有过错

的,应当各自承担相应的责任。”同时,对于发包人为主合同的履行提供相应的担保的项目,承包人需要注意的是,依据《民法典》的规定,担保合同为从合同,债权债务合同无效的,担保合同无效。担保合同被确认无效后,担保人无需依据担保合同约定承担担保责任,债务人、担保人、债权人有过错的,应当根据其过错各自承担相应的民事责任。

SECTION THREE

合同履行法律风险防范

1.及时办理项目所需的手续

新能源项目涉及到的手续繁多,具体可分为项目开发手续和项目建设手续,如不及时办理,将使项目存在合规性瑕疵,严重的还可能导致项目停建或无法取得预期电价。

虽然项目手续的法定办理主体通常为项目业主,但实务中也存在通过合同约定由承包人负责项目手续办理的情形。为此,各方应根据合同约定或法律规定及时办理项目手续,确保项目手续齐全。前期未办理的,还应及时进行补办,避免影响到项目建设。

2.强化对项目工期的管理

近年来,国家大力推动风电、光伏竞价/平价甚至低价上网,如果项目未能在核准有效期内开工或规定的并网时间内并网,项目是否能够顺利锁定电价将存在极大的不确定性。为此,风电项目的开工时间和并网时间,光伏项目的并网时间对项目能否取得预期上网电价至关重要。

因此,与其他电力项目相比,新能源项目,尤其是风电、光伏项目,项目投资主体对项目的开工和/或并网时间更为关注,要求也更为苛刻。如工程管理不到位,造成工期延误的,不仅可能会引发承包人的工期索赔,及业主的发电量损失的反索赔,还可能会导致项目无法取得预期的上网电价,给项目业主造成巨大的电费损失,甚至导致整个项目达不到预期的投资回报率。

3.强化对工程分包商的管控

新能源项目存在违法转分包的情形,项目业主除选定具有相应资质的承包人,确保承包人具有建设项目的能力外,还需要对承包人的分包行为进行管控:承包人的分包行为,特别是分包商的选择,需获得发包人的认可,避免转包和违法分包影响到项目建设。

承包人转包或违法分包往往会产生工程质量和安全隐患,根据《建筑法》《建设工程安全生产管理条例》及《房屋建筑和市政基础设施项目工程总承包管理办法》的规定,总承包单位依法分包的情况下,总承包单位对施工现场的安全生产负总责,承包人需和转分包人就工程质量对项目业主承担连带责任,转包和违法分包合同为无效合同。同时,转分包人为实际施工人,可突破合同相对性,直接起诉项目业主,增加了项目业主被诉的风险。

承包人转分包后,特别是在层层转分包的情形下,容易引发工程款拖欠,发生群体事件,影响工程进度。另外,根据《保障农民工工资支付条例》第三十条的规定,如果转分包人未足额支付农民工工资的,由承包人先行清偿,再依法进行追偿。承包人可能存在工程款超付的风险,同时项目业主还应以未结清的工程款为限先行垫付被拖欠的农民工工资。

4. 加强工程款支付的管理

工程合同应明确约定发包人工程款的付款时间、付款条件,确保发包人支付的工程款能覆盖承包人对下游供应商和分包商的付款,同时还应避免约定严苛的付款条件,特别需避免将发包人可单方决定的事项作为付款条件。付款时间、付款条件不明确则容易产生付款争议,发包人有可能借此拖延付款,还不利于承包人追究发包人的逾期付款责任。

工程合同还应明确约定发包人的支付方式,是现金、电汇还是承兑汇票。通常而言,承包人应尽量约定发包人以现金或电汇的方式支付工程款,除非特殊情况,考虑到贴现的财务成本和兑付风险,一般不考虑接受商业承兑汇票作为付款方式。

对于承包人而言,如发包人逾期支付工程款的,应及时书面告知发包人,或通过工程例会或存在逾期付款的情况,以及逾期付款需承担的责任和将导致承包人停工的后果进行告知,并留存往来函件及会议纪要,作为发生争议后进行索赔或主张工期顺延的证据。如经多次催告后,发包人仍逾期付款的,承包人可视情况采取停工或撤场等方式,迫使发包人支付工程款,以减少承包人的损失。

5. 强化对工程结算的管理

工程经竣工验收合格后,发承包双方应及时依据工程合同约定进行结算,并支付工程结算款。

为避免争议, 工程合同中应明确适用的计价标准和结算方式, 对于约定的计价标准应当列明版本、发布主体等相关信息, 防止产生歧义。工程合同中还应明确约定工程结算流程, 约定工程竣工验收后, 承包人提交结算报告的期限, 约定发包人收到承包人的结算报告后的审核期限, 逾期未审核的需承担相应的工程款利息。

如果工程合同中途解约后, 承包人仅完成合同约定的部分工作内容, 如何结算? 为避免争议, 发承包双方可在缔约过程中明确约定组价明细, 以及中途解约后已完工程的计价方式。中途解约后, 应及时邀请监理单位对承包人的已完工程量进行确认, 必要时可聘请公证单位对证据进行保全, 作为结算的依据, 原承包人已完工程量和在工作界面确定后, 方能通知后续施工单位进场, 继续进行施工。

实践中, 还经常存在发承包双方签订合同的实质性内容与招标文件内容不一致的情形, 容易产生结算争议。根据《最高人民法院关于审理建设工程施工合同纠纷案件适用法律问题的解释(一)》第二十二条的规定, 另行签署与招标文件实质性内容不一致的合同, 不能作为结算依据, 当事人可请求将招标文件、投标文件、中标通知书作为结算工程价款的依据。

结语

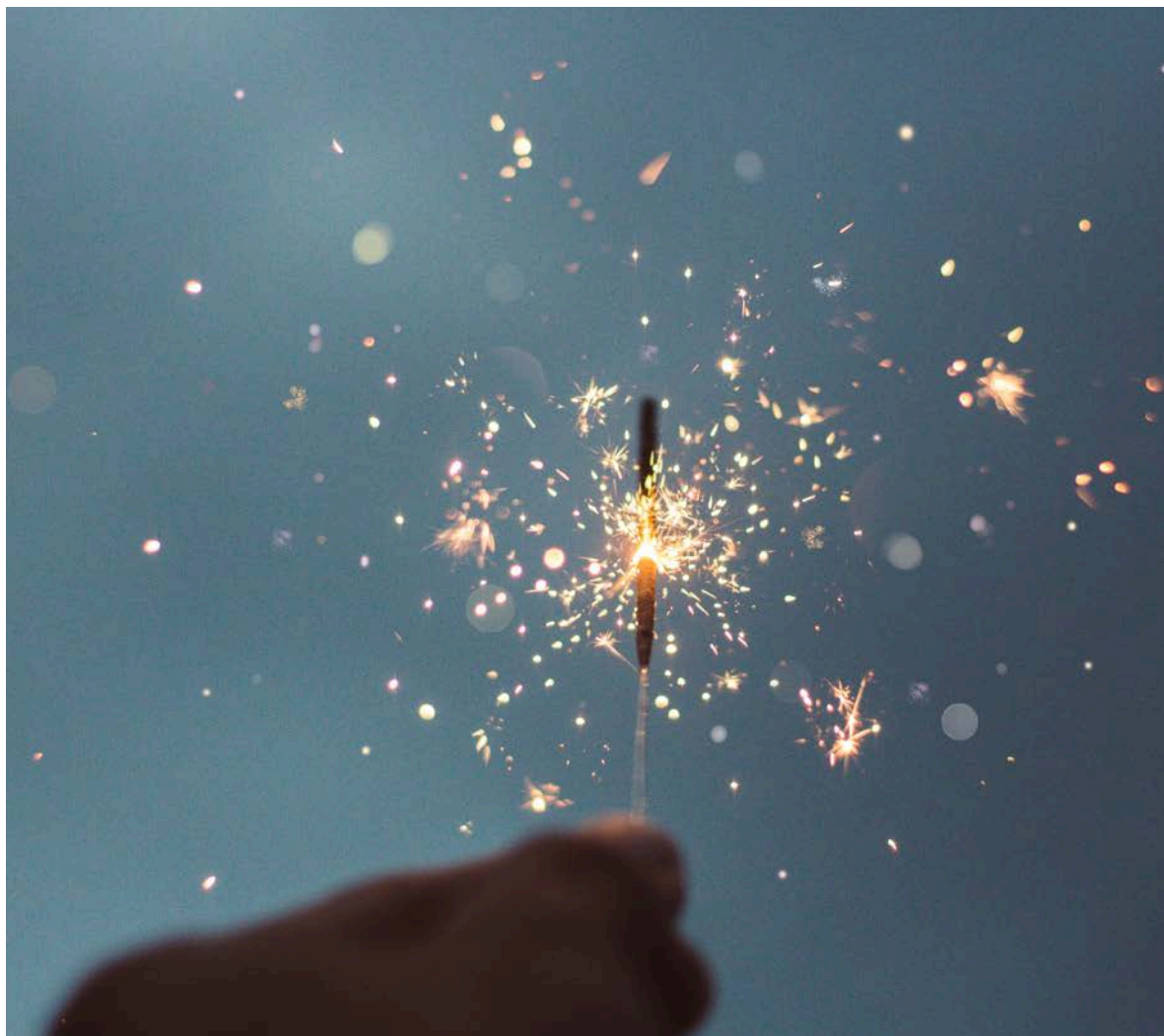
新能源项目招投标及工程承包过程中涉及到的参与主体众多, 相关问题复杂, 可能面临重点法律风险。企业应当在关注工期进行的同时, 对相关可能风险加以关注, 确保届时能够迅速合理地加以应对。



郝利
合伙人
公司业务部
杭州办公室
+86 571 5692 1386
haoli@zhonglun.com



夏煜鑫
非权益合伙人
公司业务部
杭州办公室
+86 571 5692 1389
xiayuxin@zhonglun.com



外商投资新能源项目的准入、开发和建设相关法律合规要点解析

作者：高燕、高雅

《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》(以下简称“《“十四五”规划纲要》”)提出,聚焦新能源、新材料、高端装备、新能源汽车、绿色环保等战略性新兴产业,加快关键核心技术创新应用,增强要素保障能力,培育壮大产业发展新动能”。《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)提出,提升可再生能源利用比例,大力推动风电、光伏发电发展,因地制宜发展水能、地热能、海洋能、氢能、生物质能、光热发电,加快大容量储能技术研发推广,提升电网汇集和外送能力。由此可见,“十四五”期间,加快壮大新能源产业将成为新的发展方向之一。

新能源产业具有技术含量高、投入成本大、回收周期长、附加值高等特点。随着中国提出“碳达峰、碳中和”的目标要求和实现绿色低碳转型的发展任务,环保和绿色投资等理念的不断深化,以及新能源行业相关技术的进步,新能源领域的投资和建设在中国已逐渐兴起,具有广阔的市场前景,并逐渐成为投资热点,这其中不乏跨国公司和外资企业的参与。

利用外资是我国对外开放基本国策和构建开放型经济新体制的重要内容。《新时代的中国能源发展》白皮书指出,“中国坚定不移维护全球能源市场稳定,扩大能源领域对外开放。”近年来,《中华人民共和国外商投资法》(以下简称“《外商投资法》”)、《鼓励外商投资产业目录(2020年版)》(国家发展和改革委员会、商务部令第38号)(以下简称“《鼓励外商投资产业目录(2020)》”)、《外商投资准入特别管理措施(负面清单)(2020年版)》(国家发展和改革委员会、商务部令第32号)(以下简称“《外商投资负面清单(2020)》”)等法律法规、政策性文件为外商在中国投资新能源产业创造了良好的投资环境并提供了较为健全的政策支持。

根据安永(Ernst & Young)于2021年5月发布的《可再生能源国家吸引力指数报告》(RECAI)第57期,中国大陆是全球最具有吸引力的可再生能源市场之一(排名第2位)。鉴于“碳达峰、碳中和”目标的明确提出,中国能源结构低碳化发展已成为必然,结合中国的发展趋势以及利好的外商投资政策,更多跨国公司、外资企业加快了调整其在中国业务布局的步伐,利用其融资成本低、技术和管理理念先进等优势,大力发展低碳能源,在确保能源供应的同时减少排放,实现投资回报的同时履行社会责任。

本文针对外商投资新能源项目的准入政策,以及外商投资新能源项目开发建设的合规要点进行梳理和讨论。

SECTION ONE

外商投资新能源项目的准入政策及相关法律法规

中国在国家层面和地方层面大力支持外商投资新能源项目,通过制定颁布相关政策法规,为外商投资新能源项目的准入、投资、建设、发展提供了政策方面的利好。

一、外商投资新能源领域的准入

(一) 国家层面准入政策

《中华人民共和国可再生能源法(2009修订)》(以下简称“《可再生能源法》”)第四条规定,“国家鼓励各种所有制经济主体参与可再生能源的开发利用,依法保护可再生能源开发利用者的合法权益”。《外商投资法》规定,国家坚持对外开放的基本国策,鼓励外国投资者依法在中国境内投资;国家对外商投资实行准入前国民待遇加负面清单管理制度;外商投资准入负面清单以外的领域,按照内外资一致的原则实施管理。前述法律规定为外商投资新能源领域奠定了法律基础。

《“十四五”规划纲要》提出,健全外商投资准入前国民待遇加负面清单管理制度,进一步缩减外资准入负面清单,落实准入后国民待遇,促进内外资企业公平竞争,进一步释放对外开放、支持外商投资的积极信号。

《新时代的中国能源发展》白皮书全面阐述了中国推进能源革命的主要政策和重大举措,包括大幅度放宽外商投资准入,全面实行准入前国民待遇加负面清单管理制度,能源领域外商投资准入限制持续减少,全面取消新能源等领域外资准入限制等推进对外开放的重要举措。

《国务院关于进一步做好利用外资工作的意见》(国发〔2019〕23号)(以下简称“《利用外资工作意见》”)明确,继续压减全国和自由贸易试验区外商投资准入负面清单,全面清理取消未纳入负面清单的限制措施,保障开放举措有效实施,持续提升开放水平。

《鼓励外商投资产业目录(2020)》中,将氢燃料生产、储存、运输、液化(66)、氢能制备与储运设备及检查系统制造(257)、燃料电池和混合燃料等新能源发动机(266)、新能源汽车关键

零部件研发、制造(269)、新能源发电成套设备或关键设备制造:光伏发电、光热发电、地热发电、潮汐发电、波浪发电、2.5兆瓦及以上风力发电设备(301)、太阳能电池等(304)、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(383)、加氢站建设、经营(394)等新能源领域列为鼓励外商投资的产业。

《外商投资负面清单(2020)》中,新能源产业并不在其中,《外商投资负面清单(2020)》对新能源产业的外商投资无特别限制。

(二) 地方层面准入政策

总体而言,外国投资者在中国投资新能源项目不存在准入、投资比例等方面的限制,且风电、新能源汽车、光伏、氢能、新能源电站、新能源电池等大多数新能源行业和领域作为鼓励外商投资的重点领域,外国投资者在中国投资新能源项目具备良好的政策环境。

国家发展和改革委员会、商务部发布的《海南自由贸易港外商投资准入特别管理措施(负面清单)(2020年版)》(国家发展和改革委员会、商务部令第39号)中,新能源产业不在其中,对新能源产业的外商投资无特别限制。

云南省于2021年2月27日发布《云南省人民政府办公厅关于印发〈云南省提升利用外资水平政策措施〉的通知》中明确,“支持外商投资能源装备制造业,各州、市在风电、光伏电站项目招投标过程中,支持鼓励项目投资企业与具备外资能力的装备制造业企业签订共同开发协议,组成联合体参与项目投资建设。各州、市要加快推出一批充电(气)站(桩)项目吸引外资参与建设。”“在中国(云南)自由贸易试验区放宽外商设立投资性公司条件,将设立申请前一年外国投资者资产总额降为不低于2亿美元,取消境内实缴注册资本或投资企业数量要求。”

除前述准入和奖励政策外,外国投资者也应注意,根据《外商投资法》、《中华人民共和国反垄断法》(以下简称“《反垄断法》”)、《国务院关于经营者集中申报标准的规定(2018修订)》、《经营者集中审查暂行规定》(国家市场监督管理总局令第30号)、《外商投资安全审查办法》(国家发展和改革委员会、商务部令第37号)、《外商投资项目核准和备案管理办法(2014修订)》等法律法规,外国投资者并购中国境内企业或者以其他方式参与经营者集中的,应当依照《反垄断法》的规定接受经营者集中审查;对影响或者可能影响国家安全的外商投资,也应接受相应的安全审查。

(三) 经营者集中申报

经营者集中是外国投资者在中国投资新能源项目时可能面临的合规审查之一。自2018年中国将反垄断职能统一整合到国家市场监督管理总局(以下简称“市场监管总局”)后,反垄断

迎来强监管时代,执法力度不断加强,自2020年12月以来,市场监管总局先后四次通报违法实施经营者集中案件。因此,外商投资新能源项目时,应依据法律法规加强反垄断合规管理,对于应进行经营者集中申报的项目应依法进行申报。

根据《反垄断法》规定,经营者集中是指下列情形:(1)经营者合并;(2)经营者通过取得股权或者资产的方式取得对其他经营者的控制权;或(3)经营者通过合同等方式取得对其他经营者的控制权或者能够对其他经营者施加决定性影响。经营者集中达到国务院规定的申报标准的,经营者应当事先向国务院反垄断执法机构申报,未申报的不得实施集中。

根据《国务院关于经营者集中申报标准的规定(2018修订)》第三条和第四条规定,“经营者集中达到下列标准之一的,经营者应当事先向国务院反垄断执法机构申报,未申报的不得实施集中:(1)参与集中的所有经营者上一会计年度在全球范围内的营业额合计超过100亿元人民币,并且其中至少两个经营者上一会计年度在中国境内的营业额均超过4亿元人民币;(2)参与集中的所有经营者上一会计年度在中国境内的营业额合计超过20亿元人民币,并且其中至少两个经营者上一会计年度在中国境内的营业额均超过4亿元人民币。”“经营者集中未达到前述申报标准,但按照规定程序收集的事实和证据表明该经营者集中具有或者可能具有排除、限制竞争效果的,国务院反垄断执法机构应当依法进行调查。”

根据《反垄断法》第二十二条规定,经营者集中有下列情形之一的,可以不向国务院反垄断执法机构申报:“(1)参与集中的一个经营者拥有其他每个经营者百分之五十以上有表决权的股份或者资产的;(2)参与集中的每个经营者百分之五十以上有表决权的股份或者资产被同一个未参与集中的经营者拥有的。”

《关于经营者集中申报的指导意见(2018修订)》第四条规定,“对于新设合营企业,如果至少有两个经营者共同控制该合营企业,则构成经营者集中;如果仅有一个经营者单独控制该合营企业,其他的经营者没有控制权,则不构成经营者集中。”

结合上述法律法规,外国投资者在中国投资新能源项目时,无论采取何种投资方式,均应关注反垄断合规事项,对于应进行经营者集中申报的项目,应依法进行申报。

(四) 外商投资安全审查

外商投资安全审查是外国投资者在中国投资新能源项目时可能面临的合规审查之一。对影响或者可能影响国家安全的外商投资进行安全审查是国际通行做法,2011年发布的《国务院办公厅关于建立外国投资者并购境内企业安全审查制度的通知》(国办发〔2011〕6号)建立了中国的外商投资安全审查制度;2014年发布并修订的《外商投资项目核准和备案管理办法

(2014修订)》规定了“外商投资涉及国家安全的,应当按照国家有关规定进行安全审查”;2020年1月1日正式实施的《外商投资法》明确了“国家建立外商投资安全审查制度,对影响或者可能影响国家安全的外商投资进行安全审查”的基本原则;2020年12月,国家发改委和商务部联合发布《外商投资安全审查办法》(国家发展和改革委员会、商务部令第37号)(以下简称“《安审办法》”),《安审办法》已于2021年1月18日正式实施,对外商投资安全审查制度作出较为全面系统的规定。

根据《安审办法》,适用安全审查的外商投资是指外国投资者直接或者间接在中华人民共和国境内(以下简称“境内”)进行的投资活动,包括下列情形:(1)外国投资者单独或者与其他投资者共同在境内投资新建项目或者设立企业;(2)外国投资者通过并购方式取得境内企业的股权或者资产;(3)外国投资者通过其他方式在境内投资。由此可知,无论外国投资者采取何种方式(包括但不限于设立外商独资企业、设立中外合资企业、并购、VIE架构、代持等)在中国投资新能源项目,均可能涉及国家安全审查。

根据《安审办法》,接受安全审查的外商投资范围包括:“(1)投资军工、军工配套等关系国防安全的领域,以及在军事设施和军工设施周边地域投资;(2)投资关系国家安全的重要农产品、重要能源和资源、重大装备制造、重要基础设施、重要运输服务、重要文化产品与服务、重要信息技术和互联网产品与服务、重要金融服务、关键技术以及其他重要领域,并取得所投资企业的实际控制权。”因此,如外商投资的新能源项目可能涉及“重要能源和资源”、“关键技术”或“在军事设施和军工设施周边地域投资”等情形,在投资前应重点关注是否需要接受安全审查。

根据《安审办法》,上述“实际控制权”包括下列情形:(1)外国投资者持有企业50%以上股权;(2)外国投资者持有企业股权不足50%,但其所享有的表决权能够对董事会、股东会或者股东大会的决议产生重大影响;(3)其他导致外国投资者能够对企业的经营决策、人事、财务、技术等产生重大影响的情形。因此,对于实际控制权,外国投资者亦应注意,即使在所投资企业持股比例不足50%,甚至形式上不具备股权关系,仍有可能被认为“实际控制权”。

另根据《安审办法》,投资者主动申报安全审查的时间节点为实施投资前,审查期间,当事人不得实施投资。如未主动申报,有关机关、企业、社会团体、社会公众等认为外商投资影响或者可能影响国家安全的,可以向工作机制办公室提出进行安全审查的建议。

因此,外国投资者在投资新能源项目时仍应注意可能面临的安全审查和相关反垄断审查等。在项目开发建设期间或之前,应与相关政府部门提前充分沟通,预留相应的审查时间,确保所投资的项目顺利开展和落地。

二、外商投资新能源领域的鼓励政策

除准入方面的政策外，国家和各省市对外商投资持开放、鼓励的态度，为招商引资亦颁布了多项优惠政策、奖励补贴。

（一）融资方面

《国务院关于进一步做好利用外资工作的意见》（国发〔2019〕23号）（以下简称“《利用外资工作意见》”）规定，降低资金跨境使用成本，支持外商投资企业扩大人民币跨境使用，支持外商投资企业自主选择借用外债模式，降低融资成本。鼓励外商投资企业资本金依法用于境内股权投资。

《国务院办公厅关于进一步做好稳外贸稳外资工作的意见》（国办发〔2020〕28号）（以下简称“《稳外资工作意见》”）规定，给予重点外资企业金融支持。外资企业同等适用现有1.5万亿元再贷款再贴现专项额度支持。加大对重点外资企业的金融支持力度，进出口银行5700亿元新增贷款规模可用于积极支持符合条件的重点外资企业。

（二）项目落地方面

《利用外资工作意见》规定，加快外资项目落地进度。合并规划选址和用地预审，合并建设用地规划许可和用地批准，推进多测整合、多验合一，推进信息共享，简化报件审批材料。《稳外资工作意见》规定，对全国范围内投资额1亿美元以上的重点外资项目，梳理形成清单，在前期、在建和投产等环节，内外资一视同仁加大用海、用地、能耗、环保等方面服务保障力度。

江苏省、上海市、青海省等省市均明确要求优化外资项目规划用地审批程序，以“多规合一”为基础，推动规划用地“多审合一、多证合一”，合并建设项目选址意见书、建设项目用地预审意见。

广东省将符合条件的投资总额1亿美元以上在谈、签约、在建外资项目按程序纳入省重大外资项目专班协调，由省政府协调统筹用地、能耗、污染物排放等事项，涉及国家部委协调事项的，及时报请国家部委支持解决。¹

云南省要求各州、市在安排新增建设用地计划指标时，对国家级开发区主导产业引进外资、促进转型升级等用地予以倾斜支持；在省级印发年度土地利用计划管理文件前，各州、市可按照有关规定预支使用新增建设用地计划指标。在土地供应时，依法平等对待外资企业和内资企业，各级政府在涉及到国有建设用地使用权的招标采购挂牌出让中，依法依规设置土地出让条件。²

1. 《广东省人民政府办公厅关于印发广东省进一步做好稳外资工作若干措施的通知》（粤府办〔2020〕15号）

2. 《云南省人民政府办公厅关于印发云南省提升利用外资水平政策措施的通知》

江苏省对以出让方式取得国有建设用地使用权的,将建设用地规划许可证、建设用地批准书合并,统一核发新的建设用地规划许可证;对以划拨方式取得国有建设用地使用权的,同步核发建设用地规划许可证和国有土地划拨决定书。³

宁夏回族自治区对拟申请核准的外商投资项目,项目单位提交项目申请报告,除《外商投资项目核准和备案管理办法(2014修订)》中有关核准的规定内容外,无需附企业财务报表、资金信用证明、环境影响评价审批文件、节能审查意见、国有资产出资确认文件。除法律、行政法规另有规定外,外资项目核准手续可与其他许可手续并行办理。⁴

(三) 奖励补贴方面

广东省对符合条件的年实际外资金额(不含外方股东贷款)超过5000万美元的新项目、超过3000万美元的增资项目等按不低于2%的比例予以奖励,最高奖励1亿元。对省级财政年度贡献首次超过1亿元的外资总部型企业,省财政按其当年对省级财政贡献量的30%给予一次性奖励,最高奖励1亿元。⁵

上海市明确对在本市设立的符合本市产业发展导向的外商投资新设或增资项目,各区可按照其对本区域的经济社会综合贡献度给予奖励。⁶

江苏省明确对符合当地产业发展导向的外商投资新设或增资项目,各地可按照其对当地的经济社会综合贡献度给予奖励。⁷

前述奖励政策有助于促进本地区对外开放水平,便利外国投资者融资、降低资金使用成本、推动项目落地。

三、新能源项目外商投资情况

(一) 风电领域

为实现力争2030年前二氧化碳排放达峰目标和努力争取2060年前实现碳中和的愿景,在“十四五”“十五五”期间,中国将进一步大力发展风电。虽然外国投资者在中国的风电投资曾经经历了“辉煌”到“水土不服”,但随着对中国对外开放程度的进一步提高以及中国风电市场的成熟,拥有技术和质量优势的外资企业正在获得新的发展机遇。

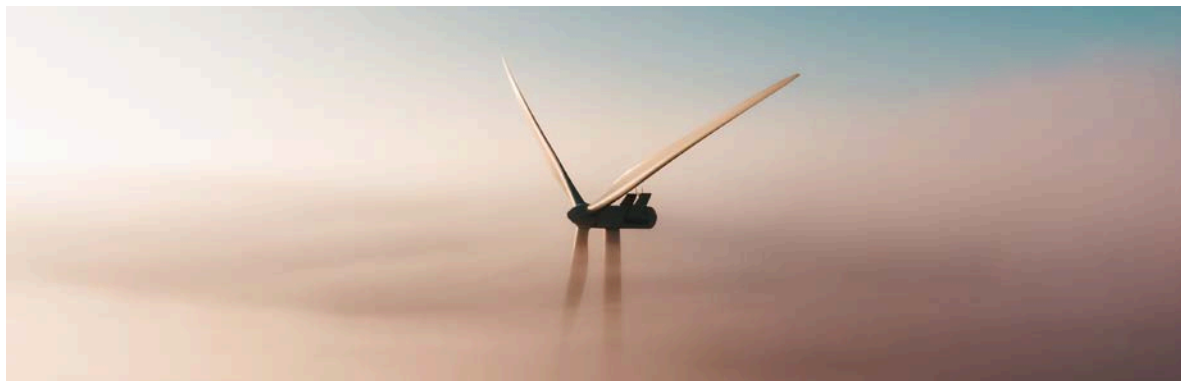
3. 《江苏省人民政府关于促进利用外资稳中提质做好招商安商稳商工作的若干意见》(苏政发〔2020〕43号)

4. 《宁夏回族自治区发展改革委关于进一步深化改革做好外资工作的通知》(宁发改开放外资〔2021〕255号)

5. 《广东省人民政府办公厅关于印发广东省进一步做好稳外资工作若干措施的通知》(粤府办〔2020〕15号)

6. 上海市人民政府关于印发《本市贯彻〈国务院关于进一步做好利用外资工作的意见〉若干措施》的通知(沪府规〔2020〕5号)

7. 《江苏省人民政府关于促进利用外资稳中提质做好招商安商稳商工作的若干意见》(苏政发〔2020〕43号)



2018年,美国苹果公司(Apple)投资成立中国清洁能源基金,用于投资位于湖南和湖北的三座风电场。⁸2019年3月,国家能源投资集团与法国电力集团签署了有关海上风电的合作协议,法国电力集团将入股国家能源投资集团开发建设的江苏东台四期和东台五期两个总装机规模为50万千瓦的海上风电项目。同年9月,国家电投下属公司中电国际(CPIH)与挪威国家石油公司(Equinor)在北京签署谅解备忘录,将共同开发中欧海上风电。⁹2020年12月,由法国电力集团投资的广西第一个由外资投资落地的新能源项目融水优能风力发电项目一、二期顺利并网发电,发电后可每年为融水苗族自治县纳税约2000万人民币。外国投资者对风电领域的投资有所回温,并延续了良好的发展态势。

(二) 光伏领域

面对日益严重的能源危机和大气污染,太阳能光伏正在成为未来新能源的主流形式,外国投资者对光伏领域的投资热度亦逐年升温。

2015年9月,由韩国奥瑟亚(嘉兴)光伏科技有限公司投资建设的屋顶分布式光伏电站一期项目正式竣工,总装机容量为2.5MW,总投资2100万元,利用屋顶建筑面积37378平方米。项目年均发电量约282万千瓦时,可供1000户家庭使用。2019年7月,道达尔与中国光伏企业远景集团各出资50%成立合资公司道达尔远景能源服务公司(以下简称“道达尔远景”),宣布进军中国分布式光伏行业。2021年5月,道达尔远景宣布,公司在中国为工商业客户提供的运营中的分布式太阳能发电项目装机量达到100MW;在建和运营中的太阳能项目总装机量已达150MW。2020年1月,德国跨国企业博世投资的博世太阳能光伏项目竣工,该

8. 《Apple 成立的中国清洁能源基金投资三座风电场》, <https://www.apple.com.cn/newsroom/2019/09/apple-launched-china-clean-energy-fund-invests-in-three-wind-farms/>

9. 《中国海上风电外商投资指南!》, <https://wind.in-en.com/html/wind-2355062.shtml>

项目为博世在中国最大的太阳能项目。该项目共分两期，首期占地面积10万平方米，组件共17422块。整体项目完成后，每年可供应的清洁光伏能源将达1068万千瓦时，能节约巨额能源成本、减少碳排放。

(三) 氢能领域

随着我国对发展新能源的支持，以氢能为代表的清洁能源受到了广泛关注。2017年10月，丰田汽车研发中心(中国)有限公司在中国的首座加氢站在常熟落成。2018年11月，日本JXTG能源集团将与中石化签署协议，双方将在第三方市场合作开发建设氢燃料加气站。2020年11月，东方电气集团东方锅炉股份有限公司与法马通德国公司签署氢能项目合作协议，将携手致力于氢能项目合作，计划投资15亿元建设西部氢能高端先进装备制造产业园，园内配套建设制氢加氢一体站。2020年11月，壳牌和张家口市交通建设投资控股集团有限公司联合宣布在河北省张家口市成立合资公司，未来将通过新公司在张家口市投资建设2万千瓦装机的可再生能源电解水制氢和加氢项目。2020年12月，壳牌与浙江省嘉兴市签署战略合作协议，双方将在氢能等新能源领域开展合作。

在《鼓励外商投资产业目录(2020)》中已明确包含氢燃料生产、储存、运输、液化、氢能制备与储运设备及检查系统制造以及加氢站的建设、运营等产业，进一步提升了外国投资者在中国开拓发展氢能领域的积极性。

SECTION TWO

外商投资开发建设新能源项目的法律合规要点

根据《外商投资负面清单(2020)》、《鼓励外商投资产业目录(2020)》以及《外商投资项目核准和备案管理办法(2014修订)》，新能源属于鼓励外商投资的产业，外国投资者投资风电领域实行“国民待遇”，无准入限制，无中方控股要求。

根据《外商投资法》第二十九条规定，“外商投资需要办理投资项目核准、备案的，按照国家有关规定执行”；第三十条规定，“外国投资者在依法需要取得许可的行业、领域进行投资的，应当依法办理相关许可手续。有关主管部门应当按照与内资一致的条件和程序，审核外国投资者的许可申请，法律、行政法规另有规定的除外。”因此，虽然外商投资新能源项目不存在准入方面的限制，但在“内外资一致”、“国民待遇”的原则下，外商投资的新能源项目仍应依照相关法律法规办理项目核准或备案以及相关许可手续。

本部分将就外商投资新能源项目值得关注的开发建设法律合规要点进行简要介绍。

一、开发阶段

(一) 列入年度开发建设方案

根据《政府核准的投资项目目录(2016年本)》(以下简称“《核准目录》”)规定,风电站由地方政府在国家依据总量控制制定的建设规划及年度开发指导规模内核准。

根据《风电开发建设管理暂行办法》(国能新能〔2011〕285号)规定,“国务院能源主管部门依法对地方规划进行备案管理,各省(区、市)风电场工程年度开发计划内的项目经国务院能源主管部门备案后,方可享受国家可再生能源发展基金的电价补贴。”同时,项目单位提交风电场工程项目申请报告时应附项目列入全国或所在省(区、市)风电场工程建设规划及年度开发计划的依据文件。

根据《海上风电开发建设管理办法》(国能新能〔2016〕394号)规定,“省级及以下能源主管部门按照有关法律法规,依据经国家能源局审定的海上风电发展规划,核准具备建设条件的海上风电项目。”未纳入海上风电发展规划的海上风电项目,开发企业不得开展海上风电项目建设。

根据《光伏电站项目管理暂行办法》(国能新能〔2013〕329号)规定,“国务院能源主管部门负责编制全国太阳能发电发展规划。根据国家能源发展规划、可再生能源发展规划,在论证各地区太阳能资源、光伏电站技术经济性、电力需求、电网条件的基础上,确定全国光伏电站建设规模、布局和各省(区、市)年度开发规模。”

根据《关于完善光伏发电规模管理和实施竞争方式配置项目的指导意见》(发改能源〔2016〕1163号)规定,“利用固定建筑物屋顶、墙面及附属场所建设的光伏发电项目以及全部自发自用的地面光伏电站项目不受年度规模限制。”因此,例如屋顶分布式光伏项目等光伏发电项目将不受年度规模限制,各地区可随时受理项目备案。

因此,在风电、光伏(另有规定的项目类型除外)等新能源项目,纳入建设规划、建设方案、发展规划是开展项目建设的重要前提,外商投资新能源项目应按照内外资一致原则,依法关注并确定项目是否已纳入年度开发建设方案或发展规划,否则可能影响项目获得可再生能源补贴(如适用)以及后续并网发电。

(二) 项目核准/备案

根据《外商投资项目核准和备案管理办法(2014修订)》,外商投资项目管理分为核准和备案两种方式。目前,外商投资项目核准权限、范围应按照《核准目录》执行,上述范围以外的外商投资项目由地方政府投资主管部门备案。

(1) 核准

根据《核准目录》规定，“风电站：由地方政府在国家依据总量控制制定的建设规划及年度开发指导规模内核准”；“水电站：在跨界河流、跨省（区、市）河流上建设的单站总装机容量50万千瓦及以上项目由国务院投资主管部门核准，其中单站总装机容量300万千瓦及以上或者涉及移民1万人及以上的项目由国务院核准。其余项目由地方政府核准”；“抽水蓄能电站：由省级政府按照国家制定的相关规划核准”；“核电站：由国务院核准”。

因此，外商投资风电、抽水蓄能电站、核电站等新能源项目应依法办理项目核准手续。具体应提交的文件应根据《外商投资项目核准和备案管理办法（2014修订）》以及项目所在地主管机关的具体要求确定。

(2) 备案

根据《核准目录》规定，企业投资建设目录外的项目，实行备案管理。光伏、氢能（加氢站）等项目属于企业投资建设目录外的项目，因此将按照备案管理。

以光伏项目为例，根据《光伏电站项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕329号）规定，光伏电站项目实行备案管理。

以加氢站建设项目为例，各地出台的关于加氢站建设项目审批亦按照备案的模式进行管理。但是《核准目录》中，对液化石油气接收、存储设施属于应由地方政府核准的项目，因此，对于加油（气）加氢合建站的建设，仍应按照规定取得核准。

(三) 项目用地

新能源项目的土地利用是项目开发过程中的重要环节。根据《中华人民共和国土地管理法实施条例（2021修订）》¹⁰《关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》（自然资规〔2019〕2号）的规定，如新能源项目建设涉及新增建设用地或需要扩大用地面积，应当依法申请并取得建设项目用地预审与选址意见书。如新能源项目将使用已经依法批准的建设用地进行建设，则无需再次办理用地预审。

如新能源项目用地是以划拨方式取得的国有土地使用权，应向市、县自然资源主管部门提出建设用地规划许可申请，并获得有批准权的人民政府批准后，获得建设用地规划许可证、国有土地划拨决定书。如新能源项目是以出让方式取得国有土地使用权的，市、县自然资源主管部门依据规划条件编制土地出让方案，经依法批准后组织土地供应，将规划条件纳入国有建设用地使用权出让合同。建设单位在签订国有建设用地使用权出让合同后获得建设用地规划许可证。

10. 《中华人民共和国土地管理法实施条例（2021修订）》于2021年7月2日发布，2021年9月1日生效。

以风电项目为例,因其用地范围较广,用地情况复杂,对于风机机组、升压站和综合楼用地和送出线路、吊装平台、道路用地等,可能存在不同的用地状态,同时根据项目所在地各地的规定和实操均存在一定的差异。根据《风电场工程建设用地和环境保护管理暂行办法》(发改能源〔2005〕1511号)规定,“风电场项目经核准后,项目建设单位应依法申请使用土地,涉及农用地和集体土地的,应依法办理农用地转用和土地征收手续。”“风电场工程建设用地按实际占用土地面积计算和征地。其中,非封闭管理的风电场中的风电机组用地,按照基础实际占用面积征地;风电场其它永久设施用地按照实际占地面积征地;建设施工期临时用地依法按规定办理。”因此,对于风电项目用地永久占地部分,应依法申请建设用地,办理农用地转用手续等程序并取得权属证书。

如项目存在占用林地、草地等情况,根据《国家林业和草原局关于规范风电场项目建设使用林地的通知》(林资发〔2019〕17号)规定,“自然遗产地、国家公园、自然保护区、森林公园、湿地公园、地质公园、风景名胜区、鸟类主要迁徙通道和迁徙地等区域以及沿海基干林带和消浪林带,为风电场项目禁止建设区域。”对于风电场道路和临时用地,林资发〔2019〕17号文也明确规定,“风电场施工和检修道路,应尽可能利用现有森林防火道路、林区道路、乡村道路等道路,在其基础上扩建的风电场道路原则上不得改变现有道路性质。”

综上所述,外商投资的新能源项目应在开发过程中对项目用地方面予以充分关注,及时办理相关用地手续,确保依法合规用地,避免违法用地情形。

(四) 环境影响评价

根据《中华人民共和国环境保护法(2014修订)》、《中华人民共和国环境影响评价法(2018修正)》,对于新能源项目,建设单位应根据新能源项目对环境影响程度(包括可能造成重大影响、可能造成轻度环境影响或对环境影响很小、不需要进行环境影响评价等程度),编制建设项目环境影响报告书、环境影响报告表,由有审批权的生态环境主管部门审批,或填报并备案环境影响登记表。

《国务院办公厅关于全面开展工程建设项目审批制度改革的实施意见》(国办发〔2019〕11号)规定,“环境影响评价、节能评价等评估评价和取水许可等事项在开工前完成即可”,因此,环境影响评价无需在取得核准之前办理,但环境影响评价是项目开发的重要文件之一,仍应按照相关法律法规在开工前办理完成。

(五) 社会稳定风险评估

根据《国家发展改革委重大固定资产投资项目社会稳定风险评估暂行办法》(发改投资(2012)2492号)规定,“项目单位在组织开展重大项目前期工作时,应当对社会稳定风险进行调查分析,征询相关群众意见,查找并列岀风险点、风险发生的可能性及影响程度,提出防范和化解风险的方案措施,提出采取相关措施后的社会稳定风险等级建议。”“国务院有关部门、省级发展改革部门、中央管理企业在向国家发展改革委报送项目可行性研究报告、项目申请报告的申报文件中,应当包含对该项目社会稳定风险评估报告的意见,并附社会稳定风险评估报告。”“各级地方发展改革部门可参照本办法,建立健全本地区重大项目社会稳定风险评估机制。”

虽然发改投资(2012)2492号文件仅适用于国家发展改革委审批、核准或者核报国务院审批、核准的在中华人民共和国境内建设实施的固定资产投资项 目,但在实践中,部分地区要求将社会稳定风险评估报告作为申请项目核准的前提条件或项目建设的必备文件,因此,即使外商投资的新能源项目不属于发改投资(2012)2492号文件的适用范围,仍可能需要根据项目所在地的具体要求办理相应的评估和审批。

(六) 压覆矿产资源证明

根据《中华人民共和国矿产资源法(2009修正)》,“在建设铁路、工厂、水库、输油管道、输电线路和各种大型建筑物或者建筑群之前,建设单位必须向所在省、自治区、直辖市地质矿产主管部门了解拟建工程所在地区的矿产资源分布和开采情况。非经国务院授权的部门批准,不得压覆重要矿床。”

根据《国土资源部关于进一步做好建设项目压覆重要矿产资源审批管理工作的通知》(国土资发(2010)137号)规定,建设项目压覆重要矿产资源由省级以上国土资源行政主管部门审批。

因此,外商在投资新能源项目时,应注意提前了解项目所在地矿产资源分布和开采情况,如不涉及压覆重要矿床情形,应取得相应级别国土资源行政主管部门出具的无压覆批复。如压覆重要矿床,应与相关所有权人签订补偿协议并完成补偿款的支付。如涉及建设项目所在地区存在他人采矿权、探矿权的情形,应与相关权利人签订框架协议,约定补偿发生时的处理机制和补偿标准,妥善处理压覆矿事宜,避免后续不必要的争议纠纷。

(七) 电网接入意见

对于风电项目,取得电网企业出具的电网接入意见是后续完成并网发电手续的前提。对于分散式风电项目,国家能源局《国家能源局关于加快推进分散式接入风电项目建设有关要求的通知》要求电网企业对具备分散式接入风电的变电站位置和周边负荷情况进行梳理,对各自供

电区域内的分散式接入风电项目规划方案出具意见函,对于规划内的项目应及时确保项目接入电网。

根据《可再生能源法》规定,国家鼓励和支持可再生能源并网发电,实行可再生能源发电全额保障性收购制度。“电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设,依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议,全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。”

根据《关于印发风电开发建设管理暂行办法的通知》(国能新能〔2011〕285号)规定,项目单位提交风电场工程项目申请报告时应附电网企业出具的关于风电场接入电网运行的意见,或省级以上政府能源主管部门关于项目接入电网的协调意见。

根据《光伏电站项目管理暂行办法》的规定,“光伏电站完成项目备案后,应抓紧落实各项建设条件,在办理法律法规要求的其他相关建设手续后及时开工建设,并与电网企业做好配套电力送出工程的衔接。”“光伏电站项目接网意见由省级电网企业出具,分散接入低压电网且规模小于6兆瓦的光伏电站项目的接网意见由地市级或县级电网企业出具。”

因此,风电、光伏等涉及发电的新能源项目,应尽早取得电网企业出具的电网接入意见,并及时与电网企业签订并网协议,保证项目建成后顺利接入电网并网发电。

(八) 其他文件

除取得前述文件之外,因新能源项目所在位置和项目具体情况不同,新能源项目还应办理和/或取得安全评价、水土保持方案审批、水资源论证报告及取水许可、洪水影响评价审批、军事设施(含军用机场)保护意见、地质灾害危险性评估、地震安全性评价、无风景名胜区或风景名胜区内建设活动审批、无文物证明或建设工程文物保护和考古许可、民用机场安全环境保护意见等文件。

二、建设阶段

(一) 招标投标

根据《中华人民共和国招标投标法(2017修正)》规定,“在中华人民共和国境内进行下列工程建设项目包括项目的勘察、设计、施工、监理以及与工程建设有关的重要设备、材料等的采购,必须进行招标:(1)大型基础设施、公用事业等关系社会公共利益、公众安全的项目;(2)全部或者部分使用国有资金投资或者国家融资的项目;(3)使用国际组织或者外国政府贷款、援助资金的项目。”

对于法定必须招标的范围,通常按照资金来源和采购标准来判断。

根据《必须招标的工程项目规定》(国家发展和改革委员会令第16号)第二条规定,“全部或者部分使用国有资金投资或者国家融资的项目包括:(1)使用预算资金200万元人民币以上,并且该资金占投资额10%以上的项目;(2)使用国有企业事业单位资金,并且该资金占控股或者主导地位的项目。”

根据《必须招标的工程项目规定》第五条规定,“本规定第二条至第四条规定范围内的项目,其勘察、设计、施工、监理以及与工程建设有关的重要设备、材料等的采购达到下列标准之一的,必须招标:(一)施工单项合同估算价在400万元人民币以上;(二)重要设备、材料等货物的采购,单项合同估算价在200万元人民币以上;(三)勘察、设计、监理等服务的采购,单项合同估算价在100万元人民币以上。同一项目中可以合并进行的勘察、设计、施工、监理以及与工程建设有关的重要设备、材料等的采购,合同估算价合计达到前款规定标准的,必须招标。”

即使新能源项目由外国投资者投资和/或民营企业投资,根据《必须招标的基础设施和公用事业项目范围规定》(发改法规规〔2018〕843号)第二条规定,“不属于《必须招标的工程项目规定》第二条、第三条规定情形的大型基础设施、公用事业等关系社会公共利益、公众安全的项目,必须招标的具体范围包括:(1)煤炭、石油、天然气、电力、新能源等能源基础设施项目;……。”

因此,风电、光伏等新能源项目属于关系社会公共利益、公众安全的项目,达到招标标准规模的,项目的勘察、设计、施工、监理以及与工程建设有关的重要设备、材料等的采购应当依法进行招标。

(二) 施工

根据《中华人民共和国城乡规划法(2019修订)》、《中华人民共和国建筑法(2019修订)》规定,新能源项目建设应由其建设单位向城市、县人民政府城乡规划主管部门或者省、自治区、直辖市人民政府确定的镇人民政府申请办理建设工程规划许可证;施工许可证,并于开工前按照国家有关规定向工程所在地县级以上人民政府建设行政主管部门申请领取施工许可证。

(三) 监理

根据《建设工程监理范围和规模标准规定》(建设部令〔第86号〕)第七条规定,项目总投资额在3000万元以上的电力、新能源等项目属于国家规定必须实行监理的其他工程。

因此,如外商投资新能源项目总投资额超过3000万元,应依法实行监理。

(四) 竣工验收

根据《建设工程质量管理条例(2019修订)》规定,“建设单位收到建设工程竣工报告后,应当组织设计、施工、工程监理等有关单位进行竣工验收。建设工程经验收合格的,方可交付使用。”

因此,新能源项目建设完成后,应按照规定进行项目竣工验收,未完成竣工验收的,不能投产使用。除建设单位组织的竣工验收之外,还应注意完成安全、环保、消防等专项验收。

同时,对于部分项目,还应符合项目所在地关于竣工验收的规定。以加氢站建设为例,根据《大同市加氢站审批和管理实施意见(试行)》,“加氢站建设竣工后须进行专项验收,由施工单位按审批权限分别向市县行政审批服务管理部门提出验收申请,由市城管局牵头组织规划、建设、消防、市场监管、气象、环保、人防、行政审批等相关职能部门进行综合验收,相关验收程序按照国家法律法规和技术规范执行,在各部门出具验收合格意见后进行工程竣工备案。”

综上,因新能源项目的开发和建设具有其自身的特点,外国投资者在开发建设前应充分了解项目所需建设手续,确保项目开发建设的合法合规性,为项目相关的运营、融资以及后续项目转让等环节奠定合规基础。

SECTION THREE

外商投资新能源项目的建议

外国投资者在中国的投资新能源项目主要采取直接投资开发建设、收购(包括对已建设完成项目的收购和“预收购”等)以及增资入股等投资模式。结合我们在法律实务中的经验,外国投资者在中国投资新能源项目具有资金雄厚、技术先进、融资便利且融资成本相对较低、项目所在地政府招商引资意愿高、外商在项目所在地投资新能源项目奖励丰厚等显著的优势。但是,对于新能源项目,因其建设流程较为复杂,前期手续涉及审批部门多、文件种类多、获取相关行政许可时间成本和管理成本高,项目所在地政策多变实践性强等特点,如外国投资者不熟悉中国和项目所在地法律法规和具体实践,以“单打独斗”的方式进行投资,可能会降低项目建设成功率和投资效率,开发建设成本将显著提高。对于新能源项目的开发和建设,前期文件尤其是项目核准、用地手续等是关键环节,项目建成后的运营也需要管理成本投入。

在笔者接触到的大部分案例中,外国投资者与项目所在地当地企业合资、合作开发建设新能源项目仍是目前主流的投资方式,即使是外商独资企业对新能源项目的开发,也会选择与当地政府签订框架协议或备忘录,从而使当地政府和企业合作解决了项目融资、资金缺口以及技术不足等问题,实现新能源项目落地,满足了低碳经济发展要求;外国投资者也解决了“单打独斗”投资效率低、不“接地气”等问题,更大程度提高实现投资回报的机会、践行社会责任,最终实现共赢。

但是,外国投资者也应注意,因中方和外方的投资诉求、管理理念的差异,合资合作的方式可能在合作开发、出资、经营管理过程中发生争议和纠纷,因此,外国投资者应在合资协商过程中,就合资事项、项目前景等进行全面调查和综合研判,就合资合同、合作协议等进行充分协商谈判,就新能源项目开发建设的合规要点进行充分了解,对项目开发建设的实施过程进行深度参与或监督,充分保障自身投资权益,确保项目合法合规。

自2020年9月中国在联合国大会上宣布2030年达到碳排放峰值、2060年实现碳中和的目标后,2020年12月生态环境部发布《碳排放权交易管理办法(试行)》(生态环境部令第19号)(2021年2月1日生效);2021年3月中央财经委员会第九次会议中明确了“碳达峰、碳中和”工作的定位;2021年7月全国碳排放权交易在上海环境能源交易所正式启动。“2030年达到碳排放峰值、2060年实现碳中和”的目标提出后,中国正在稳健有序地推动“双碳”时代的到来,中国能源供给结构也面临转型。同时,随着碳交易的启动以及“碳资产”概念的提出,碳排放成本将逐渐显现。可以预见,风电、光伏等为主体的新能源项目作为绿色能源的来源,将具有广阔的市场前景和发展空间,并持续成为中国和外国投资者青睐的投资方向和投资目标。



高燕
合伙人
公司业务部
北京办公室
+86 10 5957 2081
gaoyan@zhonglun.com



境外新能源工程承包项目 合作模式中的风险防范

作者：张炯、张文靖、杜照康

在新能源的国际环境与政策推动下,世界新能源产业市场如光伏、风电、核电等均在迅速发展,中国承包商也正在逐渐获得境外新能源工程的商业机会和市场份额。此类境外工程通常具有投入资金多、项目规模和技术难度大、工期长、资源依赖性强、政策环境和合作关系复杂等特点,加之以工程地点远在境外,存在着很强的不确定性。如果企业不能对潜在风险进行充分、准确的识别和预判,可能会使项目无利可图甚至蒙受巨大的经济损失。境外工程承包项目的开展,以合作架构为据,离不开与包括业主方、联合体合作方及分包商/供应商的合作,而主要的项目风险源恰恰又来自于这些合作关系。因此,如何优化合作模式是项目得以稳妥运行的重要保障,亦是中国承包商防控合作风险、提升境外承包经营管理水平的关键。

如前所述,作为承包商,在境外工程合作架构中的三个关键环节分别是:对上与业主的合作、平行与联合体单位的合作、对下与分包、分供单位的合作,本文将结合几则典型案例,分别从以上三个层面分析境外新能源工程承包合作模式中潜在的风险点及防控对策:

SECTION ONE

与业主单位的合作

作为项目的投资人和发包方,业主在项目承发包关系中通常具有较为强势的话语权,特别是不少项目通过招投标的方式遴选承包商,合作模式一旦由业主决定,为承包商留下的调整空间就十分有限,加之在“走出去”大环境中的激烈竞争态势,为保持竞争优势,有些承包商甚至对业主提出的合作模式全盘接受,而重大的风险也恰恰存在于这种模式所导致的不公平条件之下。

案例A:在土耳其的某EPC工程项目中,中国承包商负责的工作范围是设计、供货和施工监理,并不包含具体施工的工作内容,但业主却提出以EPC合同为框架签署合同,依照约定承包商需要对包括施工在内的项目整体工期和质量负责,将一个供应项目变成了“交钥匙工程”¹。

1. 在跨境工程承包中,交钥匙工程一般指跨国公司在东道国建造工程或其他工程项目时,一旦设计与建造工程完成,包括设备安装、试车及初步操作顺利运转后,即将该工厂或项目所有权和管理权的“钥匙”依合同完整地“交”给对方,由对方开始经营。(定义来源:MBA智库百科)

承包商未考虑到自身的管理能力有限,且在境外工程项目对施工单位更是鞭长莫及,完全接受了这一工作范围与风险和责任极不匹配的合作模式。在项目推进过程中,一方面,施工单位的施工质量和进度出现了严重问题,另一方面,承包商也在一定程度上疏于监督和管理,最终发现承包商对项目施工完全失控,工程在项目调试期暴露了大量安装问题。此时业主方依据EPC合同将工程工期延误和质量问题的责任均归因于承包商,并向承包商提出了巨额的索赔,这不仅给项目进度带来了明显不利的影响,也给承包商造成了重大的亏损。

在本案中,作为监理身份,承包商本不必对施工质量和工期承担如此直接和主要的责任,但因就范于业主提出的合作模式和EPC合同文本,使得己方承担了远远超过合理限度的风险。若承包商在合作初期对此有充分认识,本可以存在若干不同的解决渠道:1.即使在不改变基础合同文本的前提下,也可以与业主协商调整风险分配机制,对工程施工仅承担管理责任而不是施工责任;2.基于EPC合同的需要,要求将施工工作亦纳入本身的承包范围,从而在合作架构上能够更顺畅地管理施工单位;3.如果已经在合作模式中承担了施工责任,那么就不能再将自己仅仅定位为供货单位,而是要如代建单位一般在履约过程中加大施工管理的人力、物力投入;4.如果无法改变风险分配机制又对自身管理能力不具备充足的信心,则应当考虑果断地放弃项目。

案例B:【在合作模式的设计中,付款安排是否合理,可能成为承包商重要的风险源,直接影响着承包商的经济效益。】例如,若合同中规定无预付款或预付款比例过低,工程款支付周期过长,质保金返还条件严苛等都可能会给承包商造成不小的资金压力。举例而言,我国某央企作为承包商承揽了北非的新能源工程项目,在其合同履行过程中遇到业主方资金链断裂的问题,被迫中途终止合同。正因为该项目的合同未约定业主方支付预付款的义务,使得承包商前期投入的人力、机械设备及工程材料的损失无法得到补偿。因此,国内承包商应在投标时及时安排具备丰富业务经验的人员对项目资料进行收集整理和严格审查,仔细梳理相关合同、协议条款,避免合同条款的不合理安排造成的己方履约风险的累积。对于没有预付款和其它资金保障手段的长期垫资陷阱,应坚定地提出异议。

因此,中国承包商应在投标时及时安排具备丰富业务经验的人员对项目资料进行收集整理和严格审查,仔细梳理相关合同、协议条款,避免合同条款的不合理安排造成的己方履约风险的累积,以及因合同条款约定不明确引发的理解上的分歧或项目执行上的障碍。针对发现的问题,特别是涉及到付款安排、工程量变更、工期变更、竣工验收程序、环保标准、违约责任、保险、法律适用等方面,中国承包商应及时提出并进行讨论分析,严控因合同条款设置不合理给项目合作带来的风险。

当然,在境外工程项目中,合作模式和合同文本多由业主确定,但这绝不意味着承包商因此就无计可施。项目的风险和责任与工作范围和收益相匹配,将风控前置应当是境外工程承包商始终要牢牢把握的原则,针对可能给自身造成巨大风险和损失的不公平条件,应改变“低价中标,先拿项目,高价索赔,再拿利润”的思路。中国承包商需要意识到在境外不再有如国内一样从法律、政策到政府执法层面对承包商提供的全方位的保护,加之身处陌生且复杂的商业和文化环境,承包商抵抗风险的能力其实非常脆弱,很多境外工程项目的失败都源自于在前期为拿项目不谈条件,中期盲目自信疏于管理,后期问题暴露损失惨重。因此,中国承包商在承接境外工程时需要不断提升自身在合作模式规划阶段的风险分析和识别能力,在合同谈判时有所坚持,在风险巨大时亦敢于舍弃。

SECTION TWO

联合体合作

如上所述,由于境外新能源工程具有技术难度大、工期长、风险高等特点,国内承包商可能难以独自承揽。因此,形成相互协作、优势互补的联合体模式在境外新能源工程项目中被广泛应用。但与此同时,若联合体各方之间的合作出现问题或内部责任未清晰划分,就可能出现更加复杂的局面。如联合体内部目标和利益诉求发生变化,出现矛盾,进而互相推诿、扯皮,甚至引发联合体各方之间的相互追责和索赔。而一旦项目因此出现工期拖延、付款延迟等情况,业主方或分包商就很有可能会提出索赔。

(一) 联合体分工和收益模式

在澳门某联合体承包的垃圾焚烧项目中,联合体根据当地法律要求注册了项目实体,联合体的四方在项目设计方案和报价均不成熟的情况下,签订了合作备忘录,约定了5:3:1:1的股权比例,并同时约定项目实施时亦按此比例划分工作范围,并各自获得所承包范围内的收益。其中,中国企业在联合体中的股权比例为30%,负责本工程主要设备的供应。但在项目正式拟向业主报价并签订联合体的正式合作协议书时,随着条件的成熟,各方发现主要设备的价值已经大大超出了合同价值的30%,但其他各方依据备忘录中股权比例的要求,提出中国企业应删减设备的供应范围,以符合备忘录关于工作范围划分的约定。此时,中国企业面临非常被动的局面,若删减工作范围,可能造成利润无法达到预期,但若不删减工作范围,又直接违反了合作备忘录的约定。

究其原因,是因为合作备忘录在较早时已签订,而当时对实际情况又没有充分的评估,后续出现了联合体股权比例与其各自的工作内容价值占比不匹配的情况。实际上,作为联合体一方,理应确定股权比例及工作范围这样的重大事项时,对项目进行充分的预估和测评,就分工、股权比例、项目效益分成比例等应结合项目和各成员单位实际情况在联合体协议中作出科学、合理的约定,尽可能地实现各方收益和工作价值量的匹配。若条件不成熟的,宁可待条件相对成熟时再签署有关约定,也要避免为了仓促达成合作而将尚不清晰的商务条件过早锁定。

(二) 联合体决策机制

在某一境外工程项目中,外国A公司与中国B公司组成联合体承揽。后期由于原料价格出现明显的波动,A公司认为该情况属于情势变更,向业主单位索赔不成,欲提起仲裁。然而,依据联合体协议,出现特定情形时通过提起仲裁主张权益,需要联合体各单位的一致行动,故联合体各单位就是否有权单方面提起仲裁发生了争议,使中国企业在行使索赔权时受到重大程序性障碍。

另外,在一个南美工程项目的联合体合作机制中,中国企业投入了主要的资金、人力和物力以实施工程,另外两个当地联合体成员主要起到协调当地关系的作用,并未对项目有太多的实际投入,但在表决机制上,当地联合体成员要求和中国企业成立联合体技术委员会,并享有和中国企业同等比例的表决权,甚至提出设置当各方无法达成一致时采取抽签确定决策人的机制。显然,这根本无法保障中国企业与投入和风险相匹配的决策权。

因此,在组建联合体的过程中,关于各方发生分歧时的决策机制始终是合作谈判时的重中之重,在谈判中,务必要保证自身的决策权与自身的投入份额相匹配,并通过一致决、多数决、独立决等不同的事项层次,尽可能在重要的商务决策上争取到话语权。

(三) 联合体连带责任

由于国际新能源工程项目高投入、高风险等特点,一般对参与者的资信、财务(现金流)及履约能力要求很高,如果承包商在投标阶段对合作伙伴进行选择时未对其上述方面进行充分的尽职调查,就很可能为后续项目的顺利推进埋下隐患,甚至出现其中一方在项目执行阶段破产、无法正常履行合同义务的情形。

在约旦某新能源EPC工程中,联合体单位A公司负责供货,联合体单位B公司负责设计和施工,采购相对方由业主单位指定,在这种合作模式下,联合体A公司能获得的预期利润仅为900

万元,但作为联合体一方向业主承担了整个项目的风险。虽然联合体内部协议对A和B之间的责任有所隔离,但不料后来B公司因经营不善等原因进入破产程序,工程又因恶劣天气和质量问题遭遇重大的损毁,A公司马上面临着业主的巨额索赔,此时A公司为减少损失,不得不独力承担起将项目向前推进的重任。为尽快修复项目考虑,A公司又承接了B公司的分包商。B公司的分包商向B公司主张债权不成,转而向A公司索要工程及劳务款。并且,A公司还需承担B公司因设计问题造成质量事故的连带责任,来自于上下游各方矛盾的夹击使A公司不得不付出大量的资源和成本以协调关系和解决争议,并最终向业主支付了不菲的赔偿金。

在本案中,A公司的收益同样与风险严重不对称,整个项目在初期就利润极薄,承揽项目的主要动力是出于将集团的境外业绩做大做强,特别是因为多年缺乏境外项目的业绩,拿到一单生意成为公司的迫切需求。A公司本来认为,设计和施工由联合体合作方承担,供货单位又是业主指定,自身压力较小,可以接受不高的利润,故在未充分评估联合体合作方经营状况和履约能力的情况下,便将自己的利益和风险系于合作方一身,最终在其进入破产程序时措手不及。此外,既然公司并未以利润之上为目标,便应当将更多的资金和资源投入项目管理,而若A公司能够将更多的资源向工程的实际施工管理倾斜,在B公司已现危机之时确保不出现重大质量事故,项目可能仍有挽回的余地。毕竟,公司的商业目的、收益和风险是一个有机的整体,所有的收益和风险的安排必须围绕着商业目的的实现开展,才能取得良好的效果。

(四) 联合体退出机制

承包商A和非洲B公司组成联合体单位中标某海外新能源工程项目,非洲B公司将部分股份转让给项目所在国前总统亲属的私人C公司。后来,新上任总统签发总统令要求非洲B公司退出联合体,B公司由于政治原因被迫退出。此时,A公司本拟另行寻求联合体成员进行合作承揽该项目,但在联合体协议中却约定了双方互相排他的“共进退”机制,即当一方退出时,另一方不得再与其他方寻求合作。由于未事先在联合体协议中明确约定联合体成员单方退出的救济机制,项目一度陷入停滞状态,且A公司面临前期投入无法收回的窘境。

在另一个东南亚能源项目中,中国企业A公司与马来西亚B公司组成联合体中标后,A公司与C公司达成合作协议,约定A公司负责与B公司签署退出协议,C公司将就B公司的退出支付一笔补偿费。随后,A公司与B公司达成补偿协议,并联名就C公司的退出向业主单位提出书面提议,但被业主单位拒绝。最后,C公司以B公司未完成退出为由向A公司提出索赔。在本案中,A公司在未就B公司的退出提前与业主沟通的情况下,便分别与C公司、B公司达成合作协议和补偿协议,最终因业主的否决而被索赔,给自身招致了违约风险。

综上, 鉴于境外工程项目复杂的环境和潜在的诸多风险, 应当对新能源行业和市场信息展开持续且深入的调研分析, 尤其是在组成联合体时, 应慎重选择联合体合作方。若自身条件有限, 可以通过聘请工程咨询机构、律师事务所等第三方服务机构协助开展尽职调查与合作评估, 根据自身优劣势和需求, 有针对性地挑选合作伙伴, 确保合作相对方的资信情况、项目经验、财务能力、履约能力等满足项目合作的需要。另一方面, 应结合拟进行合作的项目实际情况, 在联合体协议中就各方的责权利进行合理的设置, 既要考虑可行性与可操作性, 又要尽可能做到权利与义务的平衡, 确保联合体机制的平稳运营。其中, 应重点关注联合体各方的分工界面、利润分配和收付款制度、决策机制、内部索赔机制和流程、违约责任的救济和补偿、退出机制、争议解决机制等方面。

SECTION THREE

与分包商/供应商的合作

在某海外光伏项目中, 业主单位指定了多家供应商, 总包方经询价后将供应商的报价纳入其投标报价中, 在还未和供应商签订供货协议的情况下, 即与业主签订了合同。实际履行过程中需要进行采购时, 部分供应商以物价上涨为由提出增加货款, 受合同条件的限制, 总包又不能更换业主指定的供应商, 最终造成了总包方的亏损。

因此, 作为总包方应注意: 一、在向业主报价前, 可与供应商事先签订供货合同或框架协议, 以锁定供货价格, 避免后期供货商坐地起价; 二、在承包合同中, 争取对在特定条件下反对指定分包/供货的权利作出明确约定, 例如, 当业主指定的供货单位不能以总包合同的价格供货时, 总包方将保留更换供货单位的权利。在总包项目的报价过程中, 可能会涉及大量的与分包商的沟通协调以及分供合同的谈判和签署事务, 这些事务虽然繁琐但极为重要, 是实现合作模式风险控制的有效手段。对此, 一方面, 在合作模式中应将履约风险尽可能地规避和转移, 如在合同中明确分供单位出现转让权利或义务、转包、违法分包、出现质量或安全事故、造成生态破坏或引发环境问题等情形时的追责机制。另一方面, 作为总承包商应当建立和分包商、供应商之间的高效、联动的沟通和协调程序, 可考虑通过定期召开碰头会等形式加强彼此间的联系, 实现合作模式风险的有效控制。

结语

作为境外新能源工程项目的承包商,在响应国策、走出国门进行工程项目实施的过程中,难免会由于不同的合作架构,面对来自业主方、联合体单位或分包分供单位等方面的多重风险。因此,国内企业应当不断提高风险意识,事先对项目合作模式进行充分的评估,加深对合同或协议条款的理解和研判,约定对己方更为有利的风险分配与责任分担机制,尽可能地达到风险与收益、责任与利润的平衡,以此更好地规避风险,减少不必要的损失,在境外新能源市场中为企业赢得最大的经济效益,实现预期的商业目标。



张炯
合伙人
公司业务部
北京办公室
+86 10 5957 2223
zhangjiong@zhonglun.com



张文靖
非权益合伙人
公司业务部
北京办公室
+86 10 5957 2466
zhangwenjing@zhonglun.com

3

新能源项目的融资并购





新能源并购项目如何成功落地？ ——谈新能源项目并购中的 几个典型法律问题及其解决方案

作者：朱颖、胡惜子

新能源行业投资并购领域持续火热,各大行业内的新老玩家,尤其是以各大中央及地方国有企业为代表的国家队,在新能源领域进行了大量的投资并购交易。随着新能源投资并购市场近年逐渐由买方市场向卖方市场转变,收购方获取好的并购标的难度愈发提高。且在新能源投资并购过程中,除了可能面临传统投资并购所涉及的各类风险之外,还可能将面临着新能源装机规模考核、交易成本等风险。为了实现提升装机规模的目标,并购交易的成功落地成为很多收购方在交易中的最高指导思想。而服务于这一目标,并购交易团队需要能够以最快的速度精准发现交易核心风险,设计出切实有效的交易结构,并在交易文件中设置相应条款安排,帮助交易能够最终落地。笔者拟根据从事新能源投资并购十余年来的项目经验,结合近年来新能源并购项目收购交易中对项目落地具有重大影响的典型事项进行归纳,并提出相应解决方案,以期提供相关实务参考。

SECTION ONE

交易卖方的交易权限受限问题

根据笔者的观察,新能源并购市场上,卖方以民营企业居多,其中包含民营上市公司以及部分非上市民营企业。这些企业可能较多存在通过标的项目进行对外融资的情形,除了常见的银行项目开发贷款、融资租赁、EPC (Engineering Procurement Construction, “EPC”) 垫资等传统融资方式之外,通过成立新能源股权投资基金、信托进行融资的情形也屡见不鲜。除此之外,笔者还遇到过某些民营企业由于融资渠道受限,通过卖出返售、第三方代持等非正常渠道进行融资。这些融资方式,将可能对新能源并购交易的落地产生以下障碍:

1. 项目公司股权过户需要相关债权人同意及配合,导致卖方可能无法处分交易标的

通常而言,无论是项目开发贷款、融资租赁还是EPC垫资,项目股权质押是最为常见和基本的担保方式。

项目公司股权质押直接导致的问题是并购交易的股权过户需要取得质权人的同意和配合方可实施。然而,由于银行、融资租赁公司等金融机构的风控要求,其是否配合办理解押及股权过户手续往往取决于债务人或并购方是否能够提供足额的担保,甚至有些金融机构要求必须要提前清偿融资本息方可办理解押及股权过户。

相对而言，EPC垫资的股权质押解除方式更为灵活一些。但是，新能源并购交易中的收购方通常为国有企业，根据国资监管的规定，无法在并购标的股权过户前为项目公司提供担保或资金支持，故相关质押解除事项通常只能由卖方解决。若卖方无法与相关金融机构就解押及配合过户事项达成一致意见，将可能导致卖方无法处分交易标的，对项目落地形成实质障碍。此外，有些融资合同中还会对债务人的股权转让或实际控制人变更事项作出相关限制性约定，要求债务人股权转让或实际控制人变更需要取得金融机构的同意，否则金融机构有权宣布相关债务提前到期。

2.项目公司实际权益拥有人与名义股权拥有人不一致，导致卖方可能无权处分交易标的

在通过成立新能源股权投资基金或信托融资方式进行融资的项目中，通常项目公司在企业登记机关登记的股权拥有者为新能源股权投资基金实体（以下简称“基金实体”）或信托公司，而该等项目公司的实际权益拥有人，通常为基金实体的劣后出资人，或成为信托公司的劣后级受益人，通过基金实体或信托计划间接享有项目公司权益。在通过卖出返售、第三方代持等非正常融资方式的情形下，项目公司的股权已经通过股权转让形式转由第三方持有，而项目公司的实际权益拥有人往往仅享有项目公司股权的回购请求权。在并购交易中，收购方通常能够直接接触到的出售方是实际权益拥有人，但是由于上述特殊融资方式造成的实际权益拥有者和名义股权拥有人不一致，将可能导致项目公司实际权益拥有人无法直接决定处分项目公司的股权，该等处分受限于名义股权拥有者的配合，而名义股权拥有者的配合又取决于其融资本息的保障。若相关交易需要推进落地，必须由收购方、实际权益拥有者和名义股权拥有人之间就交易价款及融资本息清偿事宜达成一致安排。

为解决上述障碍，笔者建议并购方在接触并购交易标的初期，就与交易相对方就交易标的的融资情况以及股权过户所涉及的限制进行梳理，以便初步判断相关限制是否属于能够解决的情形。同时在尽职调查过程中，要求卖方提供其融资相关的合同：在融资方式为借款的情形下，需要卖方提供借款合同、融资租赁合同及该等主债权合同项下的全部担保合同；在融资方式为基金的情形下，需要卖方提供基金合同及相关补充协议，以及基金债权保障的相关合同，例如远期回购协议、差额补足协议等；如果采用信托方式，则需要卖方提供相关信托合同及其补充协议，以及差额补足协议等增信措施协议；在卖出返售、股权代持等特殊融资方式项下，则需要卖方提供相关股权转让协议及回购协议，以及与名义股权持有人、债务人签订的与该等融资相关的其他所有合同。

通过梳理上述相关合同,收购方可以清晰了解交易标的的融资方式以及其卖方交易权限受限的具体方面,并尽早与交易对手就解决该等受限事项达成方案,在必要的情形下提早介入与相关债权人、名义股权拥有人的沟通。通常而言,较为可行的解决方案包括:(1)收购方向债权人出具相关安慰函,承诺在收购完成后负责清偿相关债务,并在收购交易文件中约定相关股权过户及债务清偿安排;(2)收购方与实际权益拥有人、名义股权拥有人在交易文件中作出相应安排,约定由收购方在支付交易价款时,直接支付到出让方指定的相关债务清偿账户中。在寻求上述解决方案的同时,出于收购方自身的风险控制,需要关注避免收购方在交易标的的股权过户之前承担相关担保或资金支持义务,以及避免在并购过户之后对卖方的债权人形成直接的债权债务关系,进而避免卷入收购方无法控制的债权债务纠纷中。

SECTION TWO

标的股权转让需要取得相关政府或合同相对方同意的问题

在新能源并购市场上,有一部分电站由于其稳定的收益和优先调度的特权,往往受到并购方的青睐,这些电站即是“领跑者项目”或“光伏扶贫项目”。然而,这些电站的高收益,同样伴随着对项目公司投资者的限制。通常而言,“领跑者项目”系当地政府建立领跑者基地后,通过公开竞标的方式引入投资者,并与投资者签订“领跑者项目”协议。在该等竞标文件或“领跑者项目”协议中,通常会对投资者的资信、资质作出相关限制性要求,并可能会约定项目公司的股东或实际控制人变更需要取得当地政府或“领跑者项目”协议相对方的同意。“光伏扶贫项目”通常也会受限于当地政府有关“光伏扶贫项目”的相关法规政策规定,同时也可能会签订相关光伏扶贫项目的投资协议,对投资者的资格及项目公司股权转让进行限制。以上限制性要求、规定或约定,将构成新能源项目交易的潜在障碍,若不予以解决,严重的情形下可能导致相关协议的违约解除后果,对新能源项目造成不利影响。

为解决上述问题,笔者建议在接触并购标的初期,即要求卖方披露其电站交易所需取得的政府或其他第三方同意事项,并在梳理相关具体限制性约定后,寻求在交易结构中解决或规避相关限制,例如在相关限制性约定仅仅约束项目公司自身股权转让的情形下,通过收购项目公司上层持股平台公司的方式解决需要获得第三方同意的问题。若无法通过交易结构的方式解决,则建议并购方尽早与当地政府进行沟通接触,寻求当地政府对并购交易的支持,同时在交易文件中,将取得相关政府同意作为交易先决条件,或在判断风险可控的情形下,设置卖方就股权转让第三方同意事项的特别承诺条款作为风控措施。

SECTION THREE

交易定价的确定以及定价假设条件如何达成问题

新能源项目中,交易定价也是贯穿始终的核心问题,虽然这个问题具有商业性,但仍与法律密切相关,并往往最终是通过法律方式予以解决。

通常而言,影响新能源项目的定价因素主要包括项目上网电价、应收国家补贴的金额和账期、项目的发电量(限电程度)、项目所涉耕地占用税/土地使用税等。对项目上网电价而言,早期的项目通常具有当地发改主管部门或物价部门出具的上网电价批复,比较容易确定电价;但自从2017年以来,各地普遍取消了上网电价批复,而改为电网企业依据政府能源主管部门制定的建设规划及年度开发指导规模,对照具体项目备案(核准)文件后,按照国家发展改革委有关电价政策规定执行。此外,由于各种原因导致的国补未到位,导致项目公司账面可能存在大额应收国家补贴,该等应收补贴金额的确权问题,以及账期导致的项目收益率影响,也会对项目定价产生影响。最后,项目的收益最终取决于项目电价乘以项目生命周期的发电量,而发电量取决于项目本身的运营情况、光伏组件或风机的运转效能以及项目受到的限电影响程度。对于耕地占用税和土地使用税而言,耕地占用税由于系一次性税费,比较容易判断并在定价中考虑,但土地使用税由于涉及是否收取问题以及按照何种标准收取的不确定性,导致交易双方在定价过程中会产生一定争议。

为解决上述问题,并购方首先需要与交易对手就交易定价的各项假设情况进行核对并达成一致意见,在此基础上通过尽职调查工作,对相关定价假设进行逐一核实。若尽职调查结果显示与相关假设不一致,则需要与交易对手就定价调整事项进行充分沟通。若有些假设无法通过尽调结果进行验证,而该等假设又是符合行业惯例且能够通过交易完成后并购方及交易对手的相关努力来实现的,则建议在交易文件中设置相应特别条款,例如关于项目电价的特别承诺、将项目公司进入国补目录作为交割先决条件或作为部分价款的支付条件、关于国补收回期限的特别承诺(或在交易价款中进行相应折现处理)、关于项目运维事项安排、关于项目发电量的特别承诺、将相关税费问题解决作为消缺事项或在项目价款中予以考虑等,将相关定价的假设通过交易相关方的权利义务形式进行固定,若发生违约情形,则视情况采取调整交易价款、要求交易对手赔偿损失甚至设置相应回购条款的方式,作为保底的风控措施。

SECTION FOUR

项目合规手续在短期内无法获得导致项目交割节点的问题

部分新能源项目可能会面临为了在电价调整关口期限届满之前并网而形成的抢工期情形,进而导致项目手续存在先建后办或边建边办的情况。数年前,在新能源并购市场还是买方市场的情形下,通常而言可能会将土地等重要合规手续的取得作为项目筛选的标准。然而基于目前的市场环境与笔者的经验,如果仍然单纯以是否取得相关项目手续作为项目筛选标准,将极大影响到并购项目的选择范围以及并购项目落地难度。

为解决这一问题,笔者建议并购方在初期接触并购项目时,对该等项目的重要手续情况进行梳理,确保不存在大量占用基本农田、违反生态红线建设等重大颠覆性问题。对项目缺失的手续,则需要在尽职调查过程中,聘请律师对该等手续缺失的原因、是否已经受到处罚、未来补办的难度等事项进行核查验证,并基于尽调结果作出风险判断。例如,对于项目土地未取得不动产权证的瑕疵,在确认建设用地已经获得用地预审手续,且后续办理不存在实质性障碍的前提下,可以接受将取得项目建设用地不动产权证作为交割完成后的消缺事项;对于项目的环保验收、水保验收、防洪验收等可以通过付出一定的成本解决或整改的事项,设置为消缺事项。同时,针对项目土地,以及环保、水保、防洪等严重情形下可能造成项目停产或拆除风险的合规手续,在交易文件中设置相应特别承诺条款,并约定在发生相关停产或拆除等极端风险的情形下,可以要求转让方或其担保方承担回购义务等方式,作为保底的风控措施。

SECTION FIVE

项目公司债权债务处置的问题

新能源项目公司的债权债务,也是并购交易中的核心关注要点。通常而言,项目公司除了日常的经营收支之外,还会存在其他重大债权债务,主要是项目应付工程款债务(典型包括EPC价款,部分未采用EPC模式项目则可能存在同时应付多个工程债权人的债务)和融资性债务(包括金融机构贷款以及股东往来款)。部分项目公司,由于卖方集团的统一融资安排,可能存在为卖方或其关联方提供担保的情形,构成“或有债务”。也有部分项目公司,可能处于卖方集团资金池内,导致其资金向上归集到卖方集团,形成对卖方或其关联方的债权等情形。这些债权债务若不在并购交易完成前进行梳理及处置,并购标的在由收购方接手之后,将可能会面临债务需要即刻清偿、债权无法及时收回以及并购标的持续或有负债无法解决等风险。

为解决上述债权债务风险,需要在尽职调查过程中对并购标的的债权债务情况进行充分梳理,并在此基础上在交易方案及交易文件中设置相关债权债务处置安排。例如,针对应付工程款债务,若项目已经竣工决算,则可以设置特别承诺条款,明确项目不再有任何应付工程债务;若项目尚未决算,则需要在协议中对工程款上限进行明确约定,超出上限部分的工程款由卖方承担。针对金融机构债务,建议根据是否在收购后继续承接作出相应安排,其中涉及卖方或其关联方对并购标的提供担保需要在并购后解除的,则需要明确卖方的配合义务。针对并购标的对外担保等“或有债务”,建议要求卖方在交割之前解除担保,并对“或有债务”的范围和金额作出特别承诺。针对其余的债权和债务,原则上要求卖方在并购交割之前进行清理和整合,确保在交割之前,并购标的除了买方同意保留的债权债务之外,其余债权债务均整合成并购标的应付卖方的债务,并在交易完成后通过债务承接安排,由并购标的向卖方清偿。特殊情形下若存在项目公司应收卖方债权,则笔者建议要求在交易交割之前由卖方偿还,或将该等债权的偿还作为后续付款条件,卖方以前期价款清偿所欠目标公司款项后,再由买方支付后续价款。

结语

新能源项目由于其不同的项目类型、不同的建设时期、不同的建设地点以及不同的投资方特点,在并购过程中会存在形形色色的问题,不同的问题还会形成交织钩稽的情形,如何促使项目成功落地,是对并购交易参与方的问题识别能力和解决能力的考验。受篇幅所限,笔者根据经验归纳的以上五个典型问题,未必能够覆盖新能源项目并购过程中的全部问题,但希望能够为并购参与方识别大多数问题及形成解决方案提供一些思路,起到抛砖引玉的作用。



朱颖
合伙人
资本市场部
上海办公室
+86 21 6061 3080
juliazhu@zhonglun.com



胡惜子
非权益合伙人
资本市场部
上海办公室
+86 21 6061 3518
tedhu@zhonglun.com



新能源项目预收购交易架构设计 和重点条款安排

作者：梁清华、邓克尔

预收购模式是风电、光伏等新能源收购项目常见的交易模式。在此模式下,买卖双方达成协议,约定项目由卖方负责开发建设,在建成投产并达到预设的交易条件下,由买方对项目进行正式收购;在项目开发阶段,买方有权对项目进行监督、管理,包括但不限于参与决定EPC(Engineering Procurement Construction,“EPC”)承包方的选择、工程建设质量/工期/成本的管理控制、项目资金来源安排、项目证照申领等。

预收购模式在实务中被大量采用的原因主要在于:(1)根据《关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知》(国能新能[2014]445号)、《关于开展新建电源项目投资开发秩序专项监管工作的通知》(国能监管[2014]450号)等文件的规定,光伏、风电项目投资人不得“倒卖路条”,即在项目完成备案或核准后至项目建成投产前,项目投资主体不得转让项目,否则,项目将会存在无法获得可再生能源补贴乃至被取消指标规模的风险。因此,如项目意向收购方有意愿收购特定项目的,其可通过预收购模式提前锁定项目收购机会;(2)对于项目卖方而言,采用预收购模式可提前确定退出渠道,具有获利预期;且在预收购模式下,买方通常更具有资金实力、项目开发经验及质量控制体系,因此,买方提前介入项目开发过程,有利于卖方获得资金、技术等方面的支持;(3)对于买方而言,一方面,由于新能源项目卖方通常对当地情况较为熟悉,拥有当地资源,故买方可依赖于卖方协调政府关系、获取项目用地资源,以此促使项目尽可能顺利投产;另一方面,买方通过预收购模式可以更好地控制交易风险,如项目最终不满足交易先决条件,买方可以拒绝收购,而无需承担违约责任。

当然,预收购模式对于交易双方亦存在法律风险。从卖方角度来看,卖方通常需承担项目前期开发成本,包括但不限于EPC工程款、土地租金、履约保函费等,因此,如何确保买方依约收购项目,是卖方需重点关注的问题;从买方角度来看,买方通常需在预收购协议签署后向卖方支付一定的资金作为定金,如何保障该部分资金安全,则是买方需重点关注的问题。因此,笔者旨通过本文分析预收购模式下的交易架构及重点条款,以期对有关实务工作有所裨益。

SECTION ONE

交易架构设计

1. 参与交易的主体

因在预收购交易中, 买方在项目早期即行介入, 故, 买方通常会着重关注项目工期、建设质量、建设资金成本等对于后续收购较为重要的事项。而卖方不投入资金或仅投入少量资金, 通过EPC承包方垫资来完成项目亦是常见的情况。同时, 为控制交易风险, 买方亦通常要求卖方实际控制人一并签署相关交易文件, 为卖方履约提供担保。因此, 参与预收购交易的主体一般不仅包括项目买卖双方与项目公司, 还包括卖方实际控制人、EPC承包方、融资租赁企业、土地使用权人; 各方签署的交易文件则包括预收购协议、EPC工程合同、融资租赁合同、土地租赁合同等。

2. 交易安排

预收购交易通常采用“建设-转让”模式, 具体交易安排通常如下:

(1) 在建设阶段, 项目买方先行委托法律服务、审计、技术检验等机构对项目进行预收购前的尽职调查, 以了解项目前期的整体情况, 并决定是否提前锁定项目。如买方决定预收购项目, 则买方、EPC承包方、卖方及卖方实际控制人将签署预收购协议, 约定由卖方及EPC承包方负责筹集建设资金、工程建设、办理相关审批手续、获取项目用地等, 卖方实际控制人为卖方上述义务承担连带责任; 买方则对项目进行整体监管, 包括但不限于项目工期、质量等方面。同时, 双方对项目投产后需满足的交易先决条件进行约定, 如相关条件均已实现, 买方应启动正式收购交易。此外, 为控制项目成本, 买方通常会要求卖方在签署有关融资租赁合同、土地租赁合同等与项目有关的重要文件前, 将相关文件内容提供给买方审阅, 并在征得买方事先许可后方可签署。

(2) 在正式转让阶段, 买方将根据预收购交易协议启动正式法律、财务及技术方面的尽职调查, 并根据尽职调查情况, 来综合判断预收购交易协议约定的交易先决条件是否满足; 如交易条件均已实现, 或虽未全部实现, 但买方仍决定启动正式收购交易, 则买卖双方将根据预收购协议约定的价款确定原则、支付安排、调价机制等, 进行协商并达成正式交易文件, 以完成收购。

SECTION TWO

重点条款安排

因交易各方在预收购交易中确定的各项安排将决定正式收购交易如何开展,故,预收购协议内容的拟定显得尤为重要。一般而言,预收购协议的重点内容包括:交易的先决条件、融资安排、买方介入的事项、收购价款及支付安排、EPC总承包(包括EPC总承包的选择、EPC合同价款的调整等)、收购方式、项目用地、过渡期的安排、项目运维、定金的支付、担保机制、退出机制等。

1. 收购交易的先决条件

签署预收购协议并非代表买方必然收购项目。通常买方会设置收购先决条件以确保项目在不符合预先设定的条件时,买方有退出的权利。该等条件通常包括:

- (1) 目标项目在特定日期前全容量并网投产并获得供电部门、质监部门验收批复,且已签订并网、调度、购售电协议,确定上网电价;
- (2) 目标项目经财务、技术、法律尽职调查及资产评估,并获买方认可;
- (3) 卖方及项目公司办理完成目标项目建设、并网发电运营所需的全部合法合规性相关手续,包括但不限于项目立项、获得光伏规模指标、取得项目接入系统设计批复、环评、水保、消防、用地等相关政府批准手续;
- (4) 卖方办理完成项目用地所需的全部用地;
- (5) 项目建设期的融资安排已经获得买方认可。

2. 项目用地

项目用地是项目建设的基础,对项目的建设、运营至关重要。该条款一般对用地面积、土地性质、用地成本(包括但不限于土地租金、土地税费、设施恢复费、耕地恢复费、青苗赔偿费)、使用年限、用地合法合规性(新能源项目用地通常涉及林地、草地、鱼塘等用地)等作出安排。

3. 项目融资安排

为控制项目成本,买方通常要求在预收购协议中加入项目融资限制,包括但不限于:

- (1) 项目公司在签署金融机构借款合同或融资租赁合同、股权质押合同、电费收益权质押合同、保证合同等协议前,事先应征得买方同意,并将最终签署的协议提交买方备案;



(2) 项目公司在筹集建设资金时,应事先与贷款方或融资租赁出租方就目标交易过程中须其予以配合事项作出妥善安排,并不得对目标交易构成交易障碍或设定限制条件;卖方及项目公司应确保买方有权在交易交割日(一般为项目公司股权变更登记至买方名下之日)后采用新的融资方式对项目公司原有融资进行置换,且应确保项目公司无须因此向原贷款方或融资租赁出租方支付违约金或者其他额外的利息或财务成本。

(3) 项目融资成本最高不应超过特定比例。

4. 项目收购价款及支付安排

因买卖双方签署预收购协议时,尚无法确定具体交易价格,因此,双方通常在协议中约定交易定价机制,以此作为正式收购价格确定的依据。实务中,买卖双方一般约定项目收购价款由最终装机容量、收购单价、项目公司负债情况、度电补贴损失等因素确定;而收购单价则由项目并网时间、适用电价、项目年利用小时数决定。为控制项目实际运营情况不符合预期的风险,买方会要求卖方在预收购协议中就项目前三年每年或平均利用小时数作出保底承诺,并约定:如项目实际年利用小时数未达承诺小时数的,则买方有权按一定公式调整收购单价。

考虑到项目收购价款通常与卖方承诺项目年利用小时数有关,因此,项目价款支付方式通常设定为分期支付。

5. 收购方式

如项目卖方为国有企业，则交易双方需考虑正式收购交易是否需通过公开交易的方式完成，并在预收购协议中予以约定；同时双方还需考虑在正式收购交易采用公开进场的方式的情形下，买方最终未成功摘牌的退出安排。

另根据《企业国有资产交易监督管理办法》第三十一条¹，“涉及主业处于关系国家安全、国民经济命脉的重要行业和关键领域企业的重组整合，对受让方有特殊要求，企业产权需要在国有及国有控股企业之间转让的，经国资监管机构批准，可以采取非公开协议转让方式”；根据国资委在其官网上的公开答复，上述条款中的命脉行业，包括军工国防科技、电网电力、石油石化、电信、煤炭、民航、航运、金融、文化9个行业。因此，如收购方亦为国有及国有控股企业的，收购方可考虑采用非公开协议方式完成收购，但需在预收购协议中明确卖方负有获得有关国资监管机构批准豁免进场交易的义务。

6. EPC总承包

笔者承办的光伏项目中，有部分项目存在项目卖方在项目建设期不投入资金或仅投入少量资金，而是选择具有资金实力的EPC总承包方，垫资建设项目，待项目投产后，项目卖方以名义价格出售项目，买方则通过向项目公司注资并向EPC总承包方支付工程款完成收购的情况。此类项目中，预收购协议关乎EPC总承包方的重大利益。因此，EPC总承包方亦会参与签署预收购协议，与项目卖方就相关事项承担连带责任。此外，在此类项目中，各方通常会在预收购协议中约定EPC工程价款与项目公司股权转让价款的联动机制，即实际EPC工程价款亦受项目负债、并网单价等决定股权转让价款的因素影响。

7. 买方介入事项

买方通常要求在预收购协议中有权对以下事项进行监管，包括但不限于：

- (1) 参与项目建设过程的质量监督、工期管理及成本控制；
- (2) 对履行项目公司管理职能有关的证照、文件、资料等进行监管；
- (3) 确认项目用地规模、租赁费用标准、年限等；
- (4) 参与决定项目适用的技术规范和标准；

1. 国务院国有资产监督管理委员会，《关于<企业国有资产交易监督管理办法>第31条的理解》，参考链接：<http://www.sasac.gov.cn/n2588040/n2590387/n9854167/c9930949/content.html>

- (5) 参与决定项目融资成本、方式等；
- (6) 参与决定EPC总承包的选择等；
- (7) 参与决定项目公司重大合同的签署；
- (8) 控制项目公司负债。

8. 过渡期安排

买卖双方在签署预收购协议后至项目交割通常需经历短则半年，多则一年或两年的交易过渡期。因此，在此期间内，为防止项目在过渡期内存在重大不利变化，买方通常要求卖方或项目公司在过渡期内不得处置项目公司股权或项目资产、不得为第三方提供担保、变更股权结构、分红、重组等。

9. 项目运营维护

实务中，因项目收购价格与项目年利用小时数相关，因此，买卖双方通常在预收购协议中约定由卖方提供与项目年利用小时数承诺年限相同期限的运营维护服务，并明确运营维护的费用、工作范围、考核标准。同时，双方还可约定，如项目实际年利用小时数超过卖方承诺标准的，卖方可就超额发电获得相应的分成。

10. 定金

在预收购模式下，买方通常需向卖方支付一定金额的定金作为正式收购的履约担保，并在买方确定开展正式收购交易时转为股权转让价款的预付款。因此，买卖双方在预收购协议中需明确定金支付条件、期限以及在买方终止收购的情况下的定金退还安排。

11. 担保机制

为控制交易风险，买方通常要求在预收购协议中约定卖方提供履约担保（一般体现为履行保函的形式），并约定在出现项目未如期投产、项目存在未披露的负债、项目建设期间发生重大影响社会稳定事件等情况时买方有权以卖方提供的履约担保弥补损失。

12. 退出机制

在预收购交易中，买卖方通常会关注项目无法收购时的退出机制。买方通常要求约定，如存在正式收购交易先决条件无法达成、项目未如期投产、项目并网电价不满足预期或项目存在

其他重大风险等情况的,买方有权终止收购,并要求卖方承担相应的违约责任;而卖方则通常要求约定,在交易先决条件满足的情况下买方不启动正式收购交易的,卖方有权终止出售项目,并要求买方承担相应的违约责任。

13. 独家谈判条款

为避免卖方待价而沽,买方通常要求在预收购协议中约定,自预收购协议生效之日起至项目全容量并网完成之日的特定期限内为目标项目的锁定期,在该期间内,项目卖方不得就目标项目转让、收购事宜与除买方之外的任何第三方进行接触、谈判、合作,也不得签署任何具有法律约束力的文件。

结语

限于篇幅,笔者仅对预收购交易架构设计及预收购协议的重点交易条款进行了简要分析。在整个交易过程中,交易主体将根据项目实际情况,签署不同的交易文件,包括但不限于融资租赁及相关担保协议、土地租赁合同、正式收购协议等。因此,建议交易主体注意通过将预收购协议的相关内容在其他交易文件进行细化、落实,以实现各交易文件的周密衔接,确保交易的顺利进行及完成。



梁清华
合伙人
合规与政府监管部
广州办公室
+86 20 2826 1689
liangqinghua@zhonglun.com



新能源项目特殊收购模式的风险及防控

作者：朱颖、胡惜子、沈圆

随着新能源行业的持续升温,以“五大四小”为代表的国有企业,在新能源领域进行了大量的投资并购交易。随着优质存量建成项目逐渐被各大国企集团收入囊中,通过收购存量建成项目实现大规模扩大新能源项目规模难度日益提高,而自行开发新项目又取决于前期项目选址及政府沟通,相关资源难以由投资方直接掌握,故投资方的视野逐渐从存量建成项目转向了在建项目甚至前期项目。为了更早取得新能源项目的控制权,确保项目最终能够被自己收入囊中,一些投资方开始采用更为创新的模式来推进交易。相比于传统的收购存量建成项目以及对在建/前期项目的预收购模式,这些新模式能够让投资方更早介入项目,更早取得项目的控制权,在项目尚在建设甚至建设前阶段,就锁定项目,大大减少竞争对手“横刀夺爱”的可能性。但是这些特殊投资模式,除了面临传统收购模式常见的风险外,也带来了传统收购模式所不曾面临的特殊风险。本文试以常见的两种特殊投资模式——直接收购前期项目和合作投资前期项目为例,及其特有的法律风险进行分析,以便与读者做进一步探讨。

SECTION ONE

传统投资模式与特殊投资模式的比较

传统投资模式,包括收购模式和投资前期项目模式。传统的收购模式,通常在交割时,新能源项目已经建成并网。投资方通常直接向建成项目的出售方收购项目公司或平台公司100%股权,取得建成项目的产权和控制权。如采用预收购模式,则投资方与出售方在项目建成前即签订预收购协议,约定项目建设的期限,以及投资方收购条件等要素,在项目建成且达到收购条件后,投资方再通过取得项目公司或平台公司100%股权的方式,取得建成项目的产权和控制权。简言之,传统收购模式,收购交易都是在项目建成并网之后才会最终完成,投资方收购的项目都是已建成并网的项目,投资方收购项目之后,主要工作就是继续运营这个项目并替换该等项目融资;而传统的投资前期项目模式,则是自始至终项目的投资和建设均由投资方自行主导。

与此相反,特殊投资模式下,投资方一方面需要借助合作方来共同完成项目开发或部分承担项目开发的任务,而不是全程独立实施项目开发和建设;同时投资方也不会等到项目建成才完成收购,而是在项目建成并网之前就已经取得项目公司或平台公司部分股权,我们通常见到的特殊投资模式包括直接收购前期项目(含在建项目,下同),以及与合作方共同直接参与项

目公司设立这两种模式。简言之，特殊投资模式，投资交易都是在项目建成并网之前已经完成，投资方所取得的项目是未开发的项目，需要投资方获得项目后自行开发项目，或者与合作方一同继续开发建设这个项目，并最终成为这个项目的运营者。

SECTION TWO

直接收购前期项目模式的法律风险

直接收购前期项目这种模式，在实践中长期存在，俗称收购“路条项目”，即项目建成之前，项目的投资主体就发生了变更，实际投资方从出售方变为投资方。这种收购模式天然带有不可规避的风险。

1. 关于“倒卖路条”的风险

由于直接收购前期项目这种收购的模式天然属性，“倒卖路条”的风险是这种收购模式最大的、也是难以回避的风险。所谓“倒卖路条”，就是在项目建成并网前，项目投资主体擅自发生了变更。“倒卖路条”一直是新能源领域存在的一种不合规情形，项目建成前发生“倒卖路条”将可能导致项目的核准/备案文件被撤销的风险：如果项目开发历史上存在“倒卖路条”的情形，那么项目获得可再生能源补贴或取得长期固定电价的资格就可能受到影响。国家能源主管部门历年发布的《光伏电站项目管理暂行办法》、《国家能源局关于规范光伏电站投资开发秩序的通知》（国能新能〔2014〕477号）、《新建电源项目投资开发秩序监管报告（新能源部分）》（国能监管〔2015〕384号）、《关于完善光伏发电规模管理和实行竞争方式配置项目的指导意见》（发改能源〔2016〕1163号）等文件，均对“倒卖路条”行为做了禁止性规定，再此不再赘列。

实践中，部分投资方通过收购夹层公司的方式，企图规避“倒卖路条”的法律风险，但实际上，收购夹层公司并不必然可以规避“倒卖路条”的风险。实践中，大量项目备案的投资主体并不是项目公司，而是实际上实施项目投资的母公司，甚至集团公司总部。在这种情况下，如果夹层公司股权发生了变更，投资主体也就实质上发生了变化，依然会被视为“倒卖路条”。

对于“倒卖路条”的风险，投资方需要通过向当地发改和能源管理部门咨询，了解当地监管的口径，并结合自身商业考虑和风险接受度，进行综合评估判断是否采用以直接收购前期项目模式。

2. 被收购项目后续开发及手续办理的风险

收购建成项目，或者对建成项目的预收购，均是在项目建成后，投资方才会完成收购，并支付绝大部分对价。因此，笔者理解，多数情况下项目建设过程中的风险主要在出售方，只有项目建成且达成相关收购条件，投资方才会实施收购。但是，直接收购前期项目的模式项下，投资方系收购前期项目公司的股权，后续的开发建设工作均需要投资方作为控股股东主导完成，项目手续办理、当地关系协调、项目工程推进，都需要投资方亲力亲为。如果投资方在项目所在地并未掌握足够的资源，也没有丰富的项目建设经验，那么项目建设很可能出现各种障碍，而投资方很难要求出售方对于交割后项目公司所遇到的问题承担责任。例如，在项目手续办理上，传统收购模式下项目手续的完备性，完全可以通过消缺以及出售方的承诺来控制风险，任何手续的缺失均可要求出售方承担相应的责任；但在直接收购前期项目的交易中，出售方通常只保证办理部分前期手续，具体由出售方办理的手续，需要投资方和出售方协商确定。考虑到项目建设的周期和手续办理的周期，通常涉及项目土地/海域的手续，不会由出售方全部办理，而需要投资方自行办理部分手续，一旦办理该等手续存在障碍，投资方将存在无法向出售方主张造成此类瑕疵的责任的可能。

对于上述风险，需要投资方在实施收购时，与出售方就项目手续办理责任进行充分沟通并以清单形式列明各自的责任，并引入EPC (Engineering-Procurement-Construction, “EPC”) 方就后续开发及手续办理责任进行约定，以减少后续开发障碍责任承担风险。

3. EPC工程质量及责任追究的风险

直接收购前期项目模式下，项目建设过程中另一个重要风险点就在EPC方。在传统收购模式中，投资方不与EPC方直接发生关系，在项目建成后，EPC方对于工程质量等方面的责任，投资方可以全部转嫁给出售方。一旦出现工程质量等问题，投资方可以直接通过股权转让协议中关于工程质量的承诺或陈述与保证，向出售方主张违约责任。至于出售方和EPC方如何分担责任，则无需投资方关注。但是在直接收购前期项目时，项目尚未建成，出售方通常也不会对项目工程质量进行承诺，那么一旦出现工程质量问题，或者工期延误问题，那么投资方作为工程的业主方需要直接向EPC方追责。相比与传统收购模式中，投资方手握消缺款，可以依照约定进行扣款的强势地位，为了项目按时并网，直接收购前期项目中的业主方在面对与EPC方的争议时往往需要做一些妥协。

对上述风险,需要投资方在实施收购时,即同步根据项目实际情况开展EPC合同谈判,夯实EPC方的责任,尽量争取有利于业主的条款,并在项目建设过程中,对工程质量和施工进度进行全程监控和管理。

SECTION THREE

合作投资前期项目模式的法律风险

合作投资前期项目模式下,投资方会先与项目的开发方共同投资设立项目公司或平台公司,并由项目公司进行项目开发。在双方的合作协议中约定项目开发方和投资方各自的义务,以及项目开发方的退出机制。其主要模式就是投资方提供资金等支持,项目开发方开发项目,开发完毕后,投资方收购项目开发方所持项目公司股权,完成整个交易。

这种模式可以有效规避“倒卖路条”的风险,投资方从一开始就是项目投资主体,直到建成并网,不存在中途变更项目投资主体的问题。而且,这种模式可以将项目开发方保留在项目公司,项目开发方为了顺利退出,也愿意推进项目的开发建设进程,以期早日完成退出,取得回报。但是,这种合作投资前期项目模式,也有自身特有的风险。

1. 合作项目开发失败的风险

不同于直接收购前期项目或建成项目,投资方在明确项目已经取得备案或者核准之后,才正式介入,不存在项目不成立的可能性。但是在合作投资前期项目模式下,投资方介入项目时间很早,项目甚至尚未正式取得备案和指标,投资方就已经与合作方共同设立了项目公司。在项目公司设立后,投资方与合作方一同开展前期工作,申报项目建设指标,与当地政府或村集体协商确定项目的地点,开展各项前期手续的办理。如果项目最终未能申报成功,那么前期已经发生的费用,需要由投资方和合作方最终承担。这种风险所导致成本及其分担方式,需要投资方和合作方在开展合作之前就协商确定,并在双方的合作协议中进行明确约定。

2. 合作方表见代理的风险

在合作投资前期项目模式中,项目公司设立时都是在项目开发的最前期,通常在尚未取得项目指标或刚刚取得项目指标,即设立项目公司,后续项目开发建设的各项手续,均以项目公司名义办理,但投资方往往需要借助合作方的资源推进项目的开发和建设。实际上负责办理各

类手续, 签订各类合同及办理手续的基本上都是合作方的人员, 因此就存在表见代理的风险。一旦投资方和项目公司授权给合作方人员代表投资方和项目公司处理具体事宜, 如果授权范围不够清晰明确, 合作方人利用该授权从事不符合投资方需求的各种行为, 或实施了违法行为, 其法律后果将由投资方和项目公司承担。

为规避上述风险, 投资方在授权合作方以投资方或项目公司名义实施任何行为时, 授权范围必须清晰, 授权事项应当具体明确, 尽量避免采用“代表投资方全权处理与XX方就XX项目开发有关的合作事宜”等宽泛表述。此外, 投资方还应当与合作方明确约定, 涉及项目公司的任何重大事项, 如向政府主管部门提交各类手续办理的正式申请材料、签订土地租赁合同等重大合同等, 均应事先经投资方同意。

3. 项目公司治理结构风险

不同于直接收购前期项目或建成项目, 出售方即使未出售100%股权, 其在项目公司也不再扮演任何重要角色, 其剩余股权往往质押给投资方作为出售方义务的担保。但在合作投资前期项目模式, 设立项目公司时, 合作方还需要继续在项目开发中扮演重要角色, 因此投资方和合作方在股东会、董事会以及高管的安排上, 就需要寻找到一个平衡点, 能够保证双方各自的权利和利益。

因此, 在合作设立项目公司之初, 交易各方就应在合作协议中对项目公司治理结构、股东会职权、董事会职权、董事会席位分配、高级管理人员产生方式等治理结构事项, 进行明确约定, 以免在合作过程中, 双方就治理结构发生分歧。同时, 如投资方对项目公司具有合并报表需求, 需在公司治理结构中安排股东会董事会相应表决事项可以由投资方单方表决通过, 并尽量避免设置合作方的一票否决权条款。

4. 合作方退出的风险

虽然合作方适时退出, 通常是合作方和投资方共同的诉求, 但是合作方退出的方式, 退出的对价都可能成为双方发生争议的点。在合作投资前期项目模式中, 合作方除了以退出方式获得回报外, 往往在项目开发建设的过程中, 还从其他途径取得收益, 例如项目EPC方或分包方系合作方的关联方等。合作方可能会通盘考虑其在项目上取得的收益, 如通过其他途径取得的收益不能满足其预期, 那么合作方就可能在退出对价上提出更高的要求。如果合作方提出的退出价格超过了投资方可以承受的上限, 那么合作方退出就可能会面临障碍。

为确保合作方未来顺利退出,需要交易相关方在合作设立项目公司初始,就对合作方退出的条件、定价机制以及投资方收购合作方股权的权利进行明确约定,对于国资投资方而言,笔者建议应当约定收购合作方股权的价格不能超过届时该等股权的国资评估备案价格,以免实际退出时合作方要求的价格超过法定上限。

5. 项目建设过程中的合规风险

投资方之所以与合作方进行合作,其中一个重要原因就是需要借助合作方在项目所在地的资源,以便顺利解决项目开发中遇到的各种阻力,确保项目顺利推进。但是,一部分合作方在办理各项前期和建设手续的过程中,可能存在一些不合规的支出或交易,或存在一些不符合投资方所适用的监管政策或内部规定的事项,从而对投资方和项目公司产生不利影响。

对此,投资方需要在各项手续办理的过程中,对合作方进行监督,确保合作方依法合规办理各项手续。同时,涉及违反投资方政策的事项,需避免由项目公司来承担,而是由合作方或EPC方自行解决,以起到风险隔离作用。

结语

相比于收购建成项目的传统收购模式,无论是直接收购前期项目还是合作投资前期项目模式,投资方都会更早介入项目的开发和建设,也将面临传统收购模式不会面临的风险。随着新能源领域收购的热度不断提高,特殊投资模式的出现有其商业上的合理性,但是特殊投资模式所带来的风险也需要投资方仔细考量,通过专业机构的详细尽职调查识别风险,并设置相应的风控措施妥善应对,在实现新能源装机容量扩大目标的同时做到合规稳健的经营。



朱颖
合伙人
资本市场部
上海办公室
+86 21 6061 3080
juliazhu@zhonglun.com



胡愔子
非权益合伙人
资本市场部
上海办公室
+86 21 6061 3518
tedhu@zhonglun.com



新能源项目融资租赁的担保问题

作者：夏煜鑫、张常睿

新能源项目的开发建设需要大量资金，融资几乎是每一个新能源项目都会面临的问题。新能源项目的融资模式有银行贷款、融资租赁、资产证券化以及绿色债券等。因新能源项目具有设备所占比重较高和长期运营的特性，与融资租赁具有天然的匹配性，以及融资租赁相对于银行贷款较易申请的优势，导致实践中新能源项目较多采用融资租赁的融资模式。本文以融资租赁为例，对新能源项目融资常见的担保措施进行介绍，并对实务中的融资担保合规性审查要点进行梳理和总结。

SECTION ONE

融资租赁担保的方式

1. 信用保证

新能源项目融资租赁中，出租人通常会要求承租人的股东/实际控制人及关联方对承租人在融资租赁合同项下的债务提供信用保证。

信用保证有一般保证和连带责任保证两种，一般保证的保证人享有先诉抗辩权，而连带责任保证的保证人不享有先诉抗辩权。根据《民法典》第六百八十六条的规定，当事人在保证合同中对保证方式没有约定或者约定不明确的，按照一般保证承担保证责任。《最高人民法院关于适用〈中华人民共和国民法典〉有关担保制度的解释》（以下简称“《担保制度司法解释》”）第二十五条对《民法典》的前述规定进行了限缩解释，当事人在保证合同中约定的内容不具有债务人应当先承担责任的意思表示的，应当认定为连带责任保证。为避免司法实践中对保证方式的理解出现争议，建议出租人与保证人在保证合同中明确约定保证方式。

此外，出租人与保证人在保证合同中还应约定明确的保证期间。对于保证期间而言，没有约定或者约定不明确的，保证期间为主债务履行期限届满之日起六个月。根据《担保制度司法解释》第三十二条规定，“保证人承担保证责任直至主债务本息还清时为止”等类似内容即视为约定不明。

2. 资产抵押

新能源项目融资租赁中，融资租赁机构通常会办理融资租赁资产的“自物抵押”或要求承租人提供其他资产进行抵押担保。

“自物抵押”即出租人要求承租人将融资租赁资产抵押给自己,对融资租赁主合同的债权提供担保,目的在于促进融资租赁业务的交易安全,增强融资租赁交易的公示效力,是出租人保障其对租赁物所有权的一种有效方式。随着《民法典》及《担保制度司法解释》的实施,以及《关于实施动产和权利担保统一登记的决定》等配套制度的跟进,融资租赁所有权保留登记的法律效力得到了明确,未来是否还有必要进行“自抵押”登记存在争议。由于中国人民银行征信中心动产融资统一登记公示系统(<https://www.zhongdengwang.org.cn/>) (以下简称“动产融资统一登记公示系统”)并未设置融资租赁所有权保留登记与抵押登记只能选其一,故在未出台明确规定的情况下,建议出租人可从保护自身权利出发,在进行融资租赁所有权保留登记后,视情况选择办理“自抵押”登记。

除“自物抵押”外,融资租赁机构还可以要求承租人或第三方为其融资租赁债权提供其他动产或不动产抵押,如承租人关联方以其名下土地、房产或动产设备/原料等提供抵押担保。

3.权利质押

新能源项目融资租赁中,权利质押也是较为常见的担保方式,主要类型为股权质押及电费收益权质押。

股权质押担保方式下,承租人(即项目公司)股东将其持有的承租人全部或部分股权质押给融资租赁机构。需要注意的是,股权质押需要与电站资产抵押相区分,对股权进行质押的,权利人有权就股权的变卖价款主张优先受偿,而项目公司对电站资产享有物权,可单独就资产进行抵押、质押,相关权利人可主张对电站资产变卖价款进行优先受偿,故项目公司股权的质押并不能阻却项目公司对抵押资产的处置。因此,实践中出租人不仅要取得项目公司的股权质押,还要取得电站资产抵押及电站电费收益权质押。

电费收益权质押属于权利质押的一种,是项目公司将电站项目并网发电后向电网企业或直供电购电方售电,获得应收账款进行质押的方式。《民法典》实施以前,理论界对于电费收益权是否属于应收账款存在一定的争议,但实务中以电费收益权质押的现象十分普遍,且司法实践中已对此种质押方式进行了实际认可,大部分法院认可电费收益权属于应收账款。

对于融资租赁公司来说,需要注意对电费收益账户进行特定化,若未对收取电费的账户进行特定化导致资金混同,则存在着融资租赁公司对已收取的电费不享有质权的风险。建议融资租赁公司对收费账户进行监管,或者要求承租人在其指定的银行开立收费专户,该账户专门用于归集电费收益权项下的电费收入。同时,承租人电费收益权的取得取决于电站资产的正常运

营,不能脱离电站资产而独立存在,为此建议融资租赁公司一并取得电费收益权质押权和电站资产抵押权,以便实现担保物权时对担保物的处置。

4.所有权保留

融资租赁合同中,出租人虽为承租人的使用购买租赁物,但出租人所购买的租赁物的所有权却是归出租人所有,出租人仅将物的使用、收益权授予了承租人,并在租赁期满且支付名义价款(如有)后,取得租赁物的所有权。

《民法典》实施后,采取了功能主义的担保观念,明确所有权保留是实质性的担保交易,并在第六百四十一条规定,“出卖人对标的物保留的所有权,未经登记,不得对抗善意第三人。”与之类似,针对融资租赁合同,《民法典》第七百四十五条规定,“出租人对租赁物享有的所有权,未经登记,不得对抗善意第三人。”故融资租赁合同中约定所有权保留条款的,融资租赁机构应及时办理所有权保留登记。

5.差额补足和债务加入

“差额补足”是指第三人就债务人未足额偿还债务的差额部分履行补足义务;“债务加入”指第三人表示愿意加入债务,并在其愿意承担的范围内承担连带责任。

与保证担保相比,实务中差额补足与债务加入属于两种被广泛使用的非典型的增信方式:差额补足与债务加入的增信方常以一种模糊不清的约定方式来承担增信责任,其目的通常是为在一定程度上规避构成典型的保证担保,从而避免较为严格的内部签约审批程序及直接在会计报表中或上市公司公告中披露。

《民法典》及《担保制度司法解释》实施后,对于差额补足及债务加入等增信文件的性质有了进一步明确的界定:首先,若增信文件的表述系第三人为债务人提供担保的意思,则其实际为典型的保证担保,按照保证担保的规则处理;其次,若第三人没有明确表示担保意思,但向债权人提供的承诺文件具有加入债务或者与债务人共同承担债务等意思表示的,则构成债务加入,按照债务加入处理;最后,若第三人没有担保意思,也没有债务加入意思,但就其向债权人提供的承诺文件也需要按照一般合同的约定承担相应法律责任。

需要注意,无论是差额补足还是债务加入,均需依据《公司法》第十六条的规定取得股东(大)会、董事会等公司机关的决议。

SECTION TWO

融资租赁担保的关注要点

1. 全面审查担保人资信

融资租赁合同签订前,出租人需要对担保人资信及履约能力进行详细的尽职调查,对能够反映担保人经营状况、商业信用的营业执照、税务登记证、银行信贷还款记录、财务报表、验资报告等材料进行认真审核,确保其具有良好的资信和履约能力。

融资租赁机构可通过裁判文书网、企业信用网、执行信息网等公开渠道,确定担保人是否涉及重大诉讼、执行案件,或被列入失信被执行人,或被行政处罚,初步判断合作方的资信情况,并通过与专业的信用评价机构合作,获取公开渠道无法获得的资信相关信息,建立担保人资信评级机制,根据审核结果评定担保人资信等级。

2. 及时进行担保权利公示

为担保债权的实现,除签订担保合同外,当事人还需要对担保权利进行登记,登记将影响担保权利的成立或能否对抗第三人,以及担保权利的清偿顺序。

在以登记为生效要件的担保权利中(如不动产抵押、权利质押),融资租赁机构应敦促担保人及时对担保权利进行登记,避免担保措施因未进行一定的公示程序而未设立。在第三人提供保证担保或差额补足、债务加入等非典型保证担保时,融资租赁机构应要求保证人提供与保证合同相符的公司内部决议,避免保证合同被认定为无效。在以登记为对抗要件的担保权利中(如动产抵押、所有权保留),融资租赁机构应及时进行所有权保留登记,避免租赁物被处分后无法对抗善意第三人。而且同一财产上可设立多个担保物权,就意定担保物权而言,应当按照登记的时间先后确定清偿顺序。实践中,租赁物的自抵押、电费收益权质押、所有权保留均可在动产融资统一登记公示系统进行登记,融资租赁机构在签订相应担保合同后应及时在上述系统中进行登记。

此外,考虑到融资租赁模式下租赁物所有权与使用权的分离,建议出租人采取在租赁物上贴附有效标识等手段,同时定期查看租赁物实际使用状况,防止出现承租人无权处置租赁物后被第三人善意取得物权的情形。

3. 审慎使用动产抵押制度

《民法典》实施后，为促进市场交易和商品流通，动产抵押制度发生了较大的变化，除准许抵押物自由转让外，还将“浮动抵押不得对抗正常经营活动中已经支付合理价款并取得抵押财产的买受人”的范围扩大至全部动产抵押。故融资租赁机构接受动产抵押存在一定的风险，若第三人在抵押人正常经营活动中通过支付合理对价取得该已被设立抵押的动产，融资租赁机构可能无法就该动产优先受偿。

为此，融资租赁机构应审慎使用动产抵押制度，确需接受动产抵押的，应对动产抵押财产进行全面审查，尽量避免丧失对动产抵押财产的优先受偿权或劣后于其他更优先的权利。

4. 合理约定行使担保物权的方式和条件

融资租赁机构与担保人签订的担保合同中应合理约定担保物权的行使方式和条件，如债务人不履行到期债务或者担保人发生担保合同项下的违约事件，则担保物权人可以与担保人协议以担保财产折价，也可以就拍卖、变卖担保财产所得的价款优先受偿。需注意的是，《民法典》实施后，笔者理解，“流押”、“流质”条款仍无法得到支持，在债务履行期限届满前，抵押权/质押权人与抵押/质押人约定债务人不履行到期债务时抵押/质押财产归债权人所有的，该约定无效，抵押权/质押权人只能依《民法典》规定就抵押/质押财产优先受偿。



5.有效设置租赁物取回机制

《民法典》第七百五十二条设置了租赁物取回规则,即“承租人经催告后在合理期限内仍不支付租金的,出租人可以请求支付全部租金;也可以解除合同,收回租赁物。”司法实践中,对于租赁物的取回是否在承租人任何违约情形下均可适用存在争议:部分法院认为融资租赁合同项下出租人的取回权属于救济权,只有在承租人严重违约,丧失了合法占有租赁物的基础时,出租人行使取回权的条件方能成就,即只有在承租人严重违约导致合同解除的情况下,出租人才能行使取回权;也有部分法院认为租赁物的取回条件应根据融资租赁合同中的约定确定。因此对于融资租赁机构来说,仍应在融资租赁合同中明确约定租赁物取回条件。

此外,出租人取回租赁物时,取回方式也极为关键。通常而言,出租人自力取回应取得承租人的同意,但实践中,在承租人违约的情况下,让承租人再同意配合出租人自力取回租赁物往往非常困难。如承租人不同意取回的情况下,出租人可要求拍卖、变卖租赁物,并以拍卖、变卖租赁物所得的价款受偿。

6.妥善利用价款超级优先权

《民法典》第四百一十六条规定,“动产抵押担保的主债权是抵押物的价款,标的物交付后十日内办理抵押登记的,该抵押权人优先于抵押物买受人的其他担保物权人受偿,但是留置权人除外。”该条款赋予抵押物出卖人享有“购买价金担保权”优先于其他抵押权人受偿的权利,这一权利被称为“价款超级优先权”。随后的《担保制度司法解释》第五十七条明确了融资租赁出租人在满足一定条件后,也能获得如动产购买价金提供者一样的“价款超级优先权”,即以融资方式出租动产的出租人,为确保租金的实现而订立担保合同,就该动产在交付后十日内办理登记的,其权利优先于承租人先设立的浮动抵押权或承租人为他人设立的担保物权。实践中,融资租赁机构应妥善利用“价款超级优先权”,在租赁物交付后及时办理融资租赁登记、所有权保留登记及自物抵押登记等。

7.优化担保权实现的顺序

根据《民法典》第三百九十二条的规定,担保权的实现顺序可以进行约定,没有约定或者约定不明确,债务人自己提供物的担保的,债权人应当先就该物的担保实现债权;第三人提供物的担保的,债权人可以就物的担保实现债权,也可以请求保证人承担保证责任。因此对于融资

租赁机构来说,为理顺不同担保之间的关系,可在融资租赁合同中明确对各种担保方式的运用、相互之间的关系等一并作出约定,以避免产生歧义,并在担保合同中(不仅应当在保证合同中约定,也应当在物的担保合同中约定)提前约定实现担保权利的顺序,即融资租赁机构有权自行决定先行使担保物权还是先要求保证人承担保证责任,最大程度保护融资租赁机构的利益,避免保证人对融资租赁机构享有物保先诉抗辩权。

8.合理安排承租人债务的清偿顺序

新能源项目建设过程中,承租人除融资租赁债务外,还存在承包商的EPC (Engineering Procurement Construction, “EPC”) 工程款债务等其他债务,而且根据《最高人民法院关于审理建设工程施工合同纠纷案件适用法律问题的解释(一)》第三十六条的规定,承包商享有建设工程价款优先受偿权,且优先于抵押权和其他债权。为此,融资租赁机构应分别与承租人和承包商约定,融资租赁债务应优先于包括EPC工程款在内的其他债务进行清偿,在融资租赁债务清偿完毕前,承租人未经融资租赁机构同意不得清偿其他债务,且承包商承诺放弃建设工程价款优先受偿权。

此外,在融资租赁合同中,承租人通常需要向出租人支付租金、利息;承租人发生违约等行为时,还需向出租人支付违约金及出租人实现债权的费用等。融资租赁机构应根据自身需求在融资租赁合同中合理约定承租人的债务清偿顺序,最大化保护自身权益。

SECTION THREE

担保合同无效的风险

1.担保合同无效的情形

融资租赁机构应尽量避免担保合同无效,根据《民法典》及《担保制度司法解释》的规定,担保合同无效主要有以下几种情形:

(1)主合同无效导致担保合同无效

担保合同是主债权债务合同的从合同,主债权债务合同无效的,除法律另有规定外,担保合同无效。融资租赁机构应确保融资租赁合同有效,避免因融资租赁合同无效导致其项下的担保合同也被认定为无效。

(2) 担保人主体不适格导致担保合同无效

根据《担保制度司法解释》第五条及第六条：机关法人提供担保的，担保合同无效，但是经国务院批准为使用外国政府或者国际经济组织贷款进行转贷的除外；居民委员会、村民委员会提供担保的，担保合同无效，但是依法代行村集体经济组织职能的村民委员会，依照村民委员会组织法规定的讨论决定程序对外提供担保的除外；以公益为目的的非营利性学校、幼儿园、医疗机构、养老机构等提供担保的，担保合同一般无效，但以融资租赁方式承租教育设施、医疗卫生设施、养老服务设施和其他公益设施时，出租人为担保租金实现而在该公益设施上保留所有权等情形的除外。

(3) 越权、未经授权、披露不合规等作出的担保导致担保合同无效

《公司法》第十六条规定，公司对外担保应取得股东（大）会、董事会等公司机关的决议。《合伙企业法》第三十一条规定，除合伙协议另有约定外，合伙企业的对外担保应当经全体合伙人一致同意。

根据《担保制度司法解释》第七条的规定，公司的法定代表人或分支机构违反对外担保决议程序的规定，或合伙企业违反合伙协议约定，未经全体合伙人一致同意，与相对人订立担保合同，若相对人善意的，担保合同对担保人发生法律效力；若相对人非善意的，担保合同对担保人不发生法律效力。此处“善意”，对法定代表人越权担保而言，指相对人在订立担保合同时不知道且不应当知道法定代表人超越权限。相对人有证据证明已对公司决议进行了合理审查的，应当被认定为善意，但是公司有证据证明相对人知道或者应当知道决议系伪造、变造的除外。

针对上市公司对外担保，相对人应根据上市公司公开披露的关于担保事项已经董事会或者股东大会决议通过的信息与上市公司订立的担保合同，否则担保合同无效。

(4) 以禁止流通物提供担保导致担保合同无效

根据《民法典》对不得抵押财产的相关规定，担保人以土地所有权，宅基地、自留地、自留山等集体所有土地的使用权（法律规定可以抵押的除外），学校、幼儿园、医疗机构等为公益目的成立的非营利法人的教育设施、医疗卫生设施和其他公益设施，所有权、使用权不明或者有争议的财产，依法被查封、扣押、监管的财产等提供抵押的，抵押合同无效。

2.担保合同无效的后果

根据《民法典》第三百八十八条的规定,担保合同被确认无效后,债务人、担保人、债权人有过错的,应当根据其过错各自承担相应的民事责任,具体如下:

(1)主合同有效,担保合同无效的

债权人与担保人均有过错的,担保人承担的赔偿责任不应超过债务人不能清偿部分的二分之一。担保人有过错而债权人无过错的,担保人对债务人不能清偿的部分承担赔偿责任。债权人有过错而担保人无过错的,担保人不承担赔偿责任。

但需要注意的是,如果上市公司越权对外担保的,根据《担保制度司法解释》第九条的规定,上市公司不仅无需对债权人承担担保责任,而且还无需承担赔偿责任。

(2)主合同无效导致担保合同无效的

担保人无过错的,不承担赔偿责任。担保人有过错的,其承担的赔偿责任不应超过债务人不能清偿部分的三分之一。

针对主合同无效导致担保合同无效的情形,由于担保人并非主合同当事人,如何认定担保人对主合同无效具有过错一般需要在个案中进行判断,司法实践中较为常见的担保人存在过错情形有:①担保人对主合同效力未尽到审查的义务。②担保人明知主合同无效仍促使主合同成立或为主合同的签订作中介。③担保人明知主合同无效仍为之提供担保。

此外,即使保证合同无效,债权人仍应当在约定或者法定的保证期间内向保证人主张权利,否则保证人不承担赔偿责任。

结语

新能源项目的融资租赁是新能源项目应当关注的重点问题,企业应当关注融租租赁过程中的相关要点,确保担保合同有效,并合理维护自身的合法权益。



夏煜鑫
非权益合伙人
公司业务部
杭州办公室
+86 571 5692 1389
xiayuxin@zhonglun.com

4

新能源项目争议解决 典型案例分析

作者：郝利、王威



发展新能源产业是我国力争达到“碳达峰”“碳中和”目标的重要途径。而新能源电站，如风电、光伏项目，更是因为其运营后较为稳定的现金流以及发展的可持续性获得了投资者的青睐。与此同时，新能源项目本身的特点决定了其在投资、建设、交付、运营的过程中，发生的争议相较于一般建设项目具有法律适用层面上的特殊性。本文中笔者将选取新能源项目所涉及的不同场景，以分析经典案例的方式，总结新能源项目争议解决的要点，以为读者提供借鉴。

SECTION ONE

新能源项目并购的典型纠纷与处理

根据我国规定，以风电、光伏项目为代表的部分新能源项目，在备案/核准后并网前不得擅自变更投资主体。故实践中为了不违反上述规定，风电光伏项目的投资方往往采用在项目投产前，收购方与投资方签订预收购合同，约定在项目投产后将项目公司股权进行转让及事先约定转让条件的收购模式，此模式也相应产生了一定的法律风险。

1. 案情简介

2017年6月26日，原告电子科技有限公司与被告光伏新能源公司签订《8.5MW项目预收购协议》，就被告开发的屋顶8.5MW光伏发电项目预收购事宜约定：自协议签订之日起，原告需在7个工作日内完成对项目的尽调工作，若项目通过原告尽调审核，被告需将合同约定的文件原件交于原告，同时原告支付被告预收购订金1万元；若原告40天不进场、不施工视为放弃，合同作废，保证金不退。

协议签订当日，原告给付被告项目订金1万元。同年7月20日原告又转账支付被告119000元。被告交付原告部分资质文件，原告人员予以签收。其余合同义务，双方均未履行。后双方就对合同履行产生争议，原告向法院起诉，要求解除《8.5MW项目预收购协议》，并要求被告承担原告信赖利益损失。

2. 案例分析

由于我国法规政策明令禁止风电、光伏项目在并网前擅自变更投资主体，部分投资人为提前锁定收购方，往往通过签订预收购合同的方式，约定于项目并网后进行项目股权收购。在该模式项下，仍存在买卖“路条”之嫌疑，预收购合同的效力存疑，尤其对于风电项目而言，因其采

用核准制,故预收购合同可能因违反行政许可法的规定而无效;对于光伏项目而言,其虽然采用备案制,但由于预收购协议一般仅约定股权收购的前提条件与基本要求,投资人亦只承担条件成就或期间届满后,就项目公司股权转让事项签署股权转让合同的义务。同时,转让方如违反预收购合同,也仅承担预收购合同项下的违约责任,收购方无法直接要求股权转让或对股权收益等可得利益主张赔偿;即便对于已经发生的合理损失,也可能会因为自己本身亦存在过错而分担损失。

如在上述案例中,法院虽未直接否定光伏项目预收购合同的效力,但由于双方订立协议时均未作好订约以及履约的必要准备,导致协议履行过程中争议不断,造成损失,双方均有责任。加之依据双方合同约定,如合同正常履行,双方均可受益,可得利益损失一致,现合同不能继续履行,理应互不承担利益损失之赔偿责任。故原告请求解除合同,因双方确在协议中约定“40天不进场、不施工视为放弃,合同作废”,法院对原告请求解除合同之诉请予以支持。同时法院认为,合同解除后原告预付之前期开发费用119000元,被告理应返还;原告另付之1万元属履约保证金,因双方就合同未履行完毕而解除均有责任,保证金应返还一半5000元。

【案例索引】

孝义市人民法院(2018)晋1181民初233号案

SECTION TWO

新能源项目工程承包有关的纠纷与处理

(一) 新能源项目工期相关争议与处理

新能源项目的投资主体对项目的开工和/或并网的时间非常关注,尤其对于风电、光伏项目来说,要求可能更为苛刻。如果因工程管理不到位造成工期延误,不仅可能会引发承包人的工期索赔以及业主发电量损失的反索赔,还有可能会导致项目无法取得预期的上网电价,给项目业主造成巨大的电费损失。

1. 案情简介

2016年6月8日,城建公司(承包人)与某建设公司(发包人)就分包蒋巷三洞湖150MWp渔光互补光伏发电项目公用土建工程签订《分包合同》。合同对工期约定:2016年4月20日开工,2016年6月30日完成全部工程,合同工期总日历天数70天。

2016年6月24日,某建设工作人员通过公司邮箱向城建公司发送了变更后的升压站水暖、土建、总图全套图纸,表明以前的图纸作废;7月5日,又通过公司邮箱向城建公司转发了光伏区土建图纸。后双方就工期延误问题产生争议,某建设公司诉请法院要求按照2016年6月30日完工计算城建公司逾期完工违约金。

2.案例分析

在平价上网之前,国家为规范风电、光伏项目建设,在诸多规范性文件中对项目的开工和/或并网时间进行了规定,并将其与上网电价相挂钩,如项目未在规定时间内开工和/或并网的,则会造成巨大的电费损失。

因此,一旦发生工期延误,则首先需要界定工期延误的原因。若由于承包人原因导致项目延期的,其需依法承担违约金、电费收益损失赔偿等违约责任。但若延期系发包人所致,则承包人有权要求工期顺延和相应停工、窝工赔偿。如在上述案件中,法院最终认定系由于该建设公司为应对新情况更改了施工图纸,变更后的土建图纸于2016年7月5日发送至城建公司,合同约定的2016年6月30日完工已无约束力,工期相应顺延。

同时,除了需要对工期延误的原因进行分析外,还需要关注开工和竣工时间的认定。对此,《最高人民法院关于审理建设工程施工合同纠纷案件适用法律问题的解释(一)》(法释〔2020〕25号)就不同情形下如何认定开工与竣工日期进行了规定。然而,对于光伏、风电项目而言,其具有自身特性,并不同于一般的房建项目,其涉及并网验收、试运行通过、移交生产等多个阶段。在司法实践中,若合同中不存在明确的约定,则前述节点均存在被认定为项目竣工时间的可能,仍需在个案中予以判断。

此外,在工期索赔事项发生后,索赔方应尽快收集整理索赔资料,并及时发出索赔通知。否则根据前述司法解释,若合同约定承包人未在约定期限内提出工期顺延申请视为工期不顺延的,则应按照约定处理,故承包人将丧失工期顺延之权利,除非发包人在约定期限后同意工期顺延或者承包人能够提出合理抗辩。

【案例索引】

江西省高级人民法院(2019)赣民终231号案

(二) 新能源项目发电量损失争议与处理

实务中,可能会存在新能源项目的承包人或供货商提供的设备不符合国家和行业标准,或不符合合同约定的标准的情形。此种情况下,承包人或供货商不仅应承担更换、维修、减少价款等违约责任,还可能需要承担项目业主发电量损失的赔偿责任。

1. 案情简介

雍泽公司为建设某光伏发电示范项目,与风行公司签订了购销合同,约定风行公司向其提供太阳能晶体硅电池组件,并特别约定所供组件应满足金太阳示范项目关键设备基本要求。然组件安装运行一年来,发电量与金太阳工程的要求相距甚远,双方为此开会协商并达成会议纪要,同意在风行公司所供组件中随机抽样9片送至上海市质检院进行检验,且各方均认可该院出具的检验报告。

质检院随后出具的检验报告显示,该批样品的平均输出功率已显著低于购销合同要求,组件的衰减率亦高于金太阳项目标准。后双方协商无果,雍泽公司遂诉请法院要求赔偿发电量损失。

2. 案例分析

发电量损失问题往往出现于新能源项目质量争议中,若项目承包人或供货商提供的设备不符合行业或合同约定标准,其不仅应承担更换、维修、减少价款等违约责任,还可能需承担项目业主发电量损失的赔偿责任。因为发电量损失在性质上属于可得利益损失,可被纳入违约方损失赔偿的范畴。

而发电量损失的计算由于较为复杂,需具体案件具体分析,实践中主要关注的即为电量、电价、期间三个要素。就电量而言,需比较实际发电量和考核发电量的差别。若合同中未具体约定发电量损失的计算方法,则可考虑根据合同中首年发电量、平均发电量指标、系统效率、组件衰减率等相关约定或标准计算考核发电量。若也不存在前述标准的约定,亦可考虑从可行性研究或行业习惯等相关方面寻求数据支持。就电价而言,可直接根据电价批复、结算单等确定。就期间而言,不妨先行针对已发电的期间和短期内能预测的发电期间提出索赔。对于需一次性解决争议的,业主可以再适时另行增加该案的诉讼或仲裁请求;若有必要对整个运营期电量分批次索赔的,则可在起诉状或仲裁申请书中明确就后续发电量损失保留索赔的权利,以免丧失诉权。对于承包人、供应商等主体而言,则可从因果关系、不可预见、相对方过错等方面就发电量损失索赔提出抗辩。

在上述案件中,由于双方共同委托鉴定且出具鉴定结论,故法院认为雍泽公司提出的损失数额系依据可行性研究报告中有关发电量、衰减率等数据,同时也结合了质检院检验报告的相关数据,以其实际开具的电费增值税专用发票显示的含税单价计算电费单价,有相应依据。遂综合考量涉案太阳能组件实际使用情况、正常衰减等因素,判决按照法院酌定的发电量损失承担赔偿责任。

【案例索引】

上海市第一中级人民法院(2016)沪01民终5721号案

SECTION THREE

新能源项目融资有关的纠纷与处理

(一) 新能源项目融资租赁争议与处理

因为新能源政策一般更新较快,项目业主往往又缺乏有效的担保措施,实践中很多新能源项目,尤其是光伏项目难以通过银行贷款的方式进行融资,因而通常采用融资租赁的方式。在融资租赁过程中,承租人通常以电站并网后的电费收益作为支付租金及其他费用的资金来源,然而一旦项目无法取得预期的电费收益,将很容易导致融租租赁合同的履行产生争议。

1. 案情简介

某金融租赁公司(出租人)与壮华公司(承租人)签订《融资租赁合同》约定,出租人根据承租人对卖方和租赁物的选择及确定的交易条件出资购买租赁物,再将租赁物以融资租赁方式出租给承租人使用。同日,某金融租赁公司、壮华公司与国建公司签订《融租购买协议》约定:鉴于壮华公司已自行选择并与国建公司签订了《项目采购协议》委托国建公司采购风电场项目设备,三方确认前述合同项下的采购设备由某金融租赁公司为壮华公司提供融资租赁服务,某金融租赁公司通过本协议追溯承认对壮华公司的委托购买行为。设备所有权为某金融租赁公司所有,且其仅承担根据壮华公司申请进行付款的义务。后该金融租赁公司依约向国建公司支付了设备购买款项。但因壮华公司未能按期支付其到期应付租金,某金融租赁公司遂向法院提起诉讼。

2. 案例分析

实践中,融资租赁是新能源项目获取融资的一种常见和重要的方式。但由于光伏、风电项目具有其特殊性,光伏组件、风机本身并不能产生收益,只有建设完成光伏、风电电站后才能取得发电收益。故一旦发生争议,则双方通常会就租赁物究竟是组件、风机,还是电站,以及是否完成

交付存在不同认识,这也会在一定程度上影响法院对于融资租赁关系的认定。对此,根据《最高人民法院关于审理融资租赁合同纠纷案件适用法律问题的解释》规定,需结合标的物的性质、价值、租金的构成以及当事人的合同权利和义务进行认定。如不存在确定的、客观存在的租赁物,或租赁物所有权未转移至出租人,抑或租赁物转让价值明显偏低而无法担保租赁债权,应认定该类合同没有融物属性,系以融资租赁之名行借贷之实,不构成融资租赁法律关系。而在上述案件中,法院认为,壮华公司与某金融租赁公司以附表的形式对《融资租赁合同》《项目采购协议》《融租购买协议》的对应关系及内容予以确认,双方签订合同的内容及履约事实符合融资租赁合同的基本特征,并判决壮华公司限期支付合同项下租金、租赁手续费及逾期罚息。

同时,若出租人欲进一步保证自身权益,则可以考虑在中国人民银行征信中心动产融资统一登记公示系统中对租赁物的所有权进行融资租赁、所有权保留、自抵押等相关登记,从而防止租赁物被第三方善意取得。

此外,从索赔角度而言,根据前述司法解释的规定,当承租人违约时,除赔偿损失外,出租人通常可要求解除合同并取回租赁物或请求支付全部未付租金(包括已到期及未到期租金),择一行之。若出租人请求承租人支付合同约定的全部未付租金,在判决后承租人未予履行的,出租人有权再行起诉请求解除合同、取回租赁物。就赔偿损失而言,在要求支付全部未付租金的情形下,主要表现为逾期利息、诉讼费用及其他合理支出等。在解除合同取回租赁物的情形下,除逾期利息外,其损失赔偿范围还包括承租人全部未付租金及其他费用与收回租赁物价值的差额;若租赁物期满后归出租人所有,则损失赔偿范围还应包括合同到期后租赁物的残值。

【案例索引】

北京市高级人民法院(2018)京民初字第190号案

(二) 新能源项目电费收益权质押争议与处理

新能源项目对外融资时,部分融资机构为确保项目业主适格履行融资合同项下的还款义务,会要求项目业主将其享有一定期限的电费应收账款进行质押,作为借款人/承租人还款的担保。电费收益权质押后,应及时办理质押登记,出质人到期不履行债务的,质权人有权就应收账款折价、拍卖、变卖所得款项优先受偿。

1. 案情简介

2019年7月26日,某资管公司就其与虞城公司的合同纠纷向法院申请强制执行,法院依据执行裁定及协助划拨存款通知书,将虞城公司名下张集镇光伏电站电费收入银行账户予以冻

结查封,并划转21137452.51元用于强制执行债务。但对于该电费收入,异议人Y公司称,虞城公司为担保Y公司向其发放的贷款,已于2016年以其持有的光伏电站电费收益权向Y公司提供质押担保,并办理了应收账款质押登记手续,即异议人对该电费收入享有质权,故请求停止对虞城公司电费收入的强制执行。

2.案例分析

风电、光伏项目对外融资时,融资机构一般会要求项目业主质押其一定期限的电费收益权作为还款的担保。电费收益权属于应收账款,应收账款质押采用登记设立主义,需在央行征信中心动产融资统一登记公示系统依法登记后,方可取得质押权。而就未来应收账款作为出质标的而言,基本限于有基础法律关系但尚未发生的应收账款;无基础法律关系的未来应收账款难以特定,不能作为出质权利。因此,质押电费收益权除需订立书面质押合同外,还需签署合法有效的购售电合同。

若出质人到期不履行债务,质权人有权就应收账款折价、拍卖、变卖所得款项优先受偿。由于电费收益表现为金钱形式,故当相关电费已实际结算完毕时,质权人通常可直接对前述款项予以划扣或要求电网公司支付该笔费用。若相关电费收益尚未结算完毕,则一般需对其进行评估作价后,再以折价、变卖、拍卖所得的价款优先受偿。

而当电费收益质押权与其他权利冲突时,实际支付的电费收益是否特定化便至关重要。如该案法院认为,Y公司虽就光伏电站的应收账款享有合法质权,但其与本案执行冻结、扣划的虞城公司账户存款21137452.51元不具有同一性。虽有证据证明电网公司曾向该账户支付光伏电站购电费,但由于金钱系一般种类物,质押双方既未在质押合同中约定以此银行账户内存款设立质押,亦未将该普通存款账户内金钱予以特定化并移交质权人占有,即Y公司将该银行账户视为购电费收入“特户”并对该账户内存款主张质权的证据不足。另外,质权作为担保物权就其性质而言是优先受偿权,Y公司对电站电费收益权折价或拍卖变卖的价款主张优先受偿权时,法院在执行过程中只需保障其在受偿顺位上的优先地位,并不排除该账户内存款的执行。故Y公司的异议理由不能成立。可见,质权人一般不能仅以其享有质押权为由阻却强制执行,但可通过设立仅用于收取项目电费收益的监管账户,甚至明确该账户内的资金均视为质押财产,以达到对账户内现有资金优先受偿的目的。

【案例索引】

江西省高级人民法院(2020)赣执异4号案

(三) 新能源项目资产抵押争议与处理

新能源项目的业主可以在其设备上设立抵押权,作为对外债务的担保。设备抵押权自抵押合同生效时设立,项目业主到期不履行债务的,抵押权人有权对抵押资产进行折价、变卖、拍卖,并对其所得价款优先受偿。另外,为避免其他债权人提出异议,抵押权人应当及时办理抵押权登记手续。

1. 案情简介

博恩公司与能源科技公司签订《光伏电站承包合同》委托能源科技公司承包建设其山东潍坊保税区15MW金太阳工程。随后双方于2014年5月签订《光伏电站抵押协议》约定,博恩公司以该光伏电站所有权为其最终工程决算价款作抵押担保。2018年3月,博恩公司又将涉案光伏电站中的主要设备抵押给日照银行潍坊分行等,并办理了抵押登记。后因博恩公司未能依约支付剩余工程款,能源科技公司向法院起诉要求就该光伏电站的拍卖、变卖价款优先受偿。

2. 案例分析

为担保对外债务,新能源项目业主通常会就项目设备设立抵押权。对于资产抵押的设立而言,设备抵押属动产抵押,自抵押合同生效时设立,但未经登记,不得对抗善意第三人。故在上述案件中,法院认为,光伏电站所有权抵押实质是光伏电站的设备抵押,应属动产抵押,未经登记不得对抗善意第三人。由于博恩公司与能源科技公司约定的抵押未办理登记,该抵押不能对抗已登记善意第三人。而博恩公司已将涉案光伏电站中的主要设备抵押给日照银行潍坊分行等,并办理了抵押登记,抵押权有效设立。故能源科技公司无权就剩余工程款及逾期利息对博恩公司提供的抵押物的拍卖、变卖价款享有优先受偿权。

对于抵押权的行使而言,若债务人不履行到期债务或者发生当事人约定的实现抵押权的情形,抵押权人可以抵押财产折价、拍卖、变卖所得的价款优先受偿。但是,新能源项目具有其特殊性,作为抵押标的物的光伏组件、风机、逆变器等项目资产,若其脱离项目本身而不再作为电站整体存在时,则其价值将大大减损。因此,一般可以考虑将抵押设备整体以电站资产的方式进行处置。此外,由于项目涉及核准、备案,以及相关的购售电、上网事项,故在进行资产处置时,还会涉及前述事项的变更,导致资产处置后的工作难度明显高于一般的股权处置,若操作不当,不仅极有可能发生执行争议,拖延债权的实现进程,还有可能导致项目无法变更核准、备案,导致项目后续经营困难。所以,在具体的资产处置过程中,尤其是采用司法拍卖时,权利人必须在拍卖前向当地发改部门进行咨询,明确资产拍卖后变更

核准、备案文件的要求,并提前了解当地资产评估的一般模式,继而从方便推进项目变更的角度出发,合理确定拍卖标的。

【案例索引】

山东省高级人民法院(2020)鲁民再77号案

结语

总结而言,新能源项目的争议解决应当在一般法律法规及司法解释的基础上,考虑新能源项目审批、建设运营、受益方式等方面的特殊性。在并购,尤其是预收购的场景下,由于新能源项目审批的特殊要求以及对并网前投资主体变更的管制,需要投资者关注预收购合同因无法履行而解除的法律风险。在工期有关争议中,由于项目从完工到交付期间仍要进行并网验收、试运行通过、移交生产等多个阶段,导致其竣工时间的不确定性,因而建议项目主体在合同中明确约定竣工时间点,并在工期索赔事项发生后,尽快收集整理资料,及时发出索赔通知。由于发电量计算的复杂性,建议在合同中明确首年发电量、平均发电量指标、系统效率、组件衰减率等标准以计算考核发电量;并且在分批次索赔的起诉状或仲裁申请书中明确就后续发电量损失保留索赔的权利。而在融资租赁的场景下,对租赁对象是设备组件还是整体电站项目易发生争议,因此当事人应当于合同中明确约定以减少纠纷,并关注租赁物转让价值与担保租赁债权的数额相匹配以确保融资租赁关系有效。在电费收益权质押的场景下,关注质权成立与生效的要件,及时在相关部门予以登记,并设立专门监管账户以实现优先受偿目的。在项目资产抵押时,亦应关注抵押登记的对抗效力,并关注抵押标的物的实现方式。



郝利
合伙人
公司业务部
杭州办公室
+86 571 5692 1386
haoli@zhonglun.com

CHAPTER THREE

新能源产业 新业态



碳中和背景下新能源 碳减排项目的机遇与风险应对

作者：周亚成、周旋

从全球应对气候变化的角度来看,运用零碳技术的新能源行业,自《京都议定书》下的清洁发展机制(Clean Development Mechanism,“CDM”)开始,就为减少二氧化碳排放作出了巨大贡献。现今我国要实现“2030年碳达峰、2060年碳中和”的“双碳”目标,必须从能源结构转型入手,提高新能源在能源结构中的占比。在实现“双碳”目标的百万亿级别资金需求下,新能源行业将迎来新的发展机遇。本文将通过对新能源行业在不同时期、不同市场环境下参与减排量项目的发展历程进行总结,分析在我国“双碳”目标背景下,新能源行业如何通过中国自愿减排量(Chinese Certified Emission Reduction,“CCER”)项目、碳金融工具为实现“双碳”目标作出贡献,提出规避法律风险、合规风险的建议,为开发新能源自愿减排量项目,助力双碳目标提供切实可行的实施方向。

SECTION ONE

我国新能源碳减排项目的发展历程

从我国新能源行业参与碳减排项目的不同阶段,可以划分为《京都议定书》阶段的CDM时期、我国的碳交易试点时期以及刚刚启动的全国碳交易时期。

(一) CDM时期

CDM是《京都议定书》中引入的灵活履约机制之一,是指发达国家通过购买发展中国家的减排项目产生的经核证的减排量(CER),并将其计入自身减排完成指标的交易机制。

新能源项目在CDM项目类型中的比例很高,截至2021年4月1日,已注册备案的项目主要集中于风能、水力、生物质能、甲烷发电、太阳能等领域,前五大类型共计6645个,占比达79%¹。我国在CDM时期的新能源碳减排项目,一方面促进了发达国家履行强制性减排义务的同时,也通过碳减排量交易为我国新能源事业的发展提供了资金支持,尤其是风能、水力、太阳能等领域的迅速发展。另一方面,为新能源减排项目的融资、商业模式创新提供了全新的视角,也为后续建立中国本土的碳交易和自愿减排制度提供了参考样本,积累了宝贵经验,进而形成了中国碳交易制度框架。

1.全球CDM项目概况:CDM项目聚焦可再生资源领域,中国占据全球首位;<http://m.tanpaifang.com/article/77838.html>

(二) 碳交易试点时期

1. CDM过渡时期

2012年后,各国间未能就《京都议定书》的下一个履行期达成一致,导致包括新能源项目在内的CDM项目从2013年开始几乎完全停滞。2012年6月,国家发展改革委印发《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》(简称“《自愿减排暂行办法》”),建立自愿减排机制,创设自愿减排量交易平台,²作为强制减排机制CDM的补充,这使得CDM后期的一些新能源项目及时转化为了国内自愿减排项目。

2. 全国开启碳交易试点

2011年10月,国家发改委公布了《国家发展改革委办公厅关于开展碳排放权交易试点工作的通知》,同意北京市、天津市、上海市、重庆市、湖北省、广东省及深圳市开展碳排放权交易试点。

试点时期的CCER注册项目中,仍然以新能源项目为主。作为碳交易试点市场的重要补充,各试点省市都允许CCER的抵销机制,比如2013年发布的《北京市发展和改革委员会关于开展碳排放权交易试点工作的通知》(现已失效)规定,重点排放单位可用核证自愿减排量抵销其排放量,使用比例不得高于当年排放配额数量的5%。

碳交易试点阶段开展的新能源减排项目,通过CCER平台保证了新能源减排项目的可持续发展,并通过抵销制度,为重点排放单位履约提供了更经济的选择,让自愿减排量项目在试点阶段得以继续发挥作用,并为接下来的全国碳交易市场建设积累经验,同时,为非重点排放单位且有意参与碳减排的业主提供机会,增加了碳中和背景下自愿减排行动的碳减排量来源。

(三) 全国碳交易时期

2020年12月31日,生态环境部发布《碳排放权交易管理办法(试行)》(简称“《碳排放权交易办法》”),明确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%。该办法已正式于2021年2月1日起开始施行。

需要说明的是,尽管自2017年3月17日以来,国家发改委暂缓受理自愿减排项目的备案,但随着我国“双碳”目标的确立,尤其是2021年7月16日全国碳交易市场正式开市交易,笔者预计CCER项目可能即将恢复备案。新能源自愿减排量项目将通过抵销配额、获取项目开发收益以及创新运用碳金融工具等方式,为减少碳排放发挥积极作用。

2. 清洁发展机制项目(CDM)和自愿减排项目(CCER)交易; <http://www.tanpaifang.com/CDMxiangmu/2021/0512/77838.html>

SECTION TWO

新能源自愿减排量项目的机遇及风险应对

全国碳市场的启动,必将加快CCER项目备案重启进程,同时也将为CCER项目类型的主要构成部分新能源自愿减排项目提供新的发展机会。与此同时,各参与方也应当关注其中的风险,做到合法合规,以确保自愿减排量市场的长久发展,助力“双碳”目标的实现。

(一) CCER项目开发

1. 开发CCER获取额外收益

新能源CCER项目开发收益,是指在新能源项目产生能源、取得发电收益的同时,还能产生碳减排量并通过交易取得发电收益以外的额外收益。根据《自愿减排暂行办法》的规定,参与温室气体自愿减排交易的项目和项目产生的减排量在国家主管部门备案和登记,并在经国家主管部门备案的交易机构内交易。根据《碳排放权交易办法》规定,新能源CCER项目产生的减排量可用于重点排放单位配额履约的抵销,即项目业主可以通过在自愿减排量交易机构出售CCER获得额外收益。

2. CCER项目开发风险及应对

新能源CCER项目虽然可以获得额外收益,但由于从项目开发、运行、项目管理和备案、减排量备案到最终交易,整个项目过程时间跨度较大,涉及流程较复杂,如果处理不当,可能导致项目无法获得预期的收益,甚至面临承担违约责任的风险。本文对相关风险进行了初步梳理,并提出了应对建议。

(1) 项目合规风险

根据《自愿减排暂行办法》的规定,CCER交易是指符合条件的项目业主,基于额外性,根据已经备案的方法学³,通过向主管部门申报备案,并在经过核查及核证后,取得经核准的减排量,在国家批准的交易机构进行交易的行为。

项目合规性是确保项目最终获取减排量的关键,这不仅体现在项目备案管理和减排量备案管理中的项目审定、减排量核证、申请备案、评估、审查等环节,例如,首先应对照方法学,判断其是否符合开发CCER的项目类型,然后判断项目是否具有“额外性”,即项目所带来的减排量相对于基准线是额外产生的,而额外性也需要对照已备案的方法学进行论证。其次,还体现

3.方法学指用于确定项目基准线、论证额外性、计算减排量、制定监测计划等的方法指南。

在对各个项目参与主体的合规要求,例如,审定及核证机构的不合规行为可能会面临处罚,一旦发生势必会影响项目的进展。随着全国碳市场的建立和发展,相关监管规定不断完善,合规性要求将会更加趋于严格。

(2) 流动性与交易风险

CCER交易与碳配额交易具有联动性,受碳配额交易影响较大。《碳排放权交易办法》第二十九条规定,“重点排放单位每年可以使用CCER抵销的比例不超过应清缴碳排放配额的5%”,具体的比例仍有待交易细则进行明确。CCER抵销的比例限制,实际是限制了CCER市场的需求量,而且CCER交易需要通过专门交易机构,根据交易规则进行,具有很强的市场属性。未来随着全国碳交易市场的发展而重启CCER项目备案后,CCER交易价格可能会随着供求状况出现波动风险,CCER项目业主应根据全国碳配额市场及CCER交易的市场动态提前统筹安排,合理确定交易时间,明确哪些项目的CCER更容易完成交易并取得较高的价格,甚至做好短期内无法完成交易或者低价出售的准备。

(3) 违约风险

新能源项目的CCER开发,开发周期长,且涉及新能源项目主体和自愿减排量项目主体两类参与主体,包括项目业主、建设方、EPC总包方、投资机构、融资机构、咨询机构、审定机构、核查核证机构等多个主体,任一主体在项目过程中的某一环节出现问题,都可能会导致违约风险。



建议由具备新能源和CCER项目开发及交易经验的顾问,充分评估从项目意向阶段开始,到谈判、起草项目开发协议、咨询协议等文件,到选择融资方式、交易、收益分成等各个环节的风险。

(4) 审批流程及政策风险

新能源CCER项目,除了项目是否符合审批条件等基础风险外,还存在审批流程及政策变动风险。司法实践中曾有相关案例,在江西丰林投资开发有限公司与厦门肃正资产管理有限公司买卖合同纠纷案(【2017】赣01民终800号)中,因申请文件提交时间、国家发改委审核、备案等原因,导致卖方未能按期交付CCER,后产生争议诉诸法院。

由于审批流程及政策风险并非人为可控,而新能源CCER项目又是在国家政策主导下开展的,受审批流程、政策及法律的影响较大,这就要求项目业主在遵守最新的政策、法律规定的同时,根据市场发展动向,随时保持对未来监管要求及流程的关注,进行提前预测和布局。

(二) CCER碳金融实践

从碳金融业务角度来看,碳债券、碳资产证券化和碳基金等金融产品,可以大幅提高碳交易市场的流动性和碳价格的有效性。广义的碳金融分为碳配额和CCER两类,前者适用于强制履约市场,后者则适用于自愿市场,本文仅讨论CCER相关碳金融的问题。

(1) 碳债券与CCER

碳债券在新能源CCER项目中的实践始于2014年5月,中广核发行了国内首单碳债券,募集资金用于发行人的风电场项目建设,项目运行获得的CCER碳交易产生的利润将作为碳债券的附加收益。⁴

在确定“双碳”目标的大背景下,中国银行间市场交易商协会于2021年3月18日发布了《关于明确碳中和债相关机制的通知》,提出了碳中和债是指募集资金专项用于具有碳减排效益的绿色项目的债务融资工具这一核心概念,以及四大核心要素,即满足绿色债券募集资金用途、项目评估与遴选、募集资金管理和存续期信息披露等。

“双碳”背景下的碳债券主要具有以下特点:一是资金用途更聚焦,碳中和债募投领域主要为包括光伏、风电及水电等清洁能源类项目等;二是环境效益需定量,由第三方专业机构对项目碳减排等预期环境效益进行测算,出具报告;三是信息披露更严格,发行人需定期披露碳减排效益等相关内容。随着未来CCER项目重启,有望与全国碳配额市场实现联动,通过碳债券等融资工具,可实现取得经济收益和取得良好示范的双重作用。

4 中广核风电成功发行国内首单“碳债券”;<http://www.cerx.cn/inews/1689.htm>

5. 疫情为全球绿色债券加温,真绿还是“漂绿”?质疑涌现;<https://www.yicai.com/news/100741624.html>

碳债券的风险点主要体现在三个方面：一是项目主体信用风险。例如，由于项目周期长，在债券存续期内，CCER项目主体可能出现信用状况恶化、丧失清偿能力甚至破产等情形。因CCER具备财产属性，可能被债权人采取保全措施，用于清偿债务。在陈自立、重庆吴泰实业有限公司诉前财产保全案中（【2019】鄂1321财保171号），法院即将被申请人重庆吴泰实业有限公司在四川联合环境交易所的CCER权益收益150万元予以冻结。二是信息披露不合规风险。企业应依法及时披露信息，且相关信息与CCER项目审批、新能源项目审批中提交的信息应当一致，否则不仅会受到监管机关的处罚，如果因提供虚假信息导致CCER项目未获备案，还可能因对投资者收益影响巨大而引发虚假陈述纠纷，导致巨额索赔。三是资金用途不合规风险。债券募集投资项目必须符合《绿色债券支持项目目录》，聚焦于碳减排领域且应符合“双碳”目标，但是目前碳债券发行类型有“打擦边球”的情况，⁵部分发行人将原本不符合条件的项目“漂绿”。随着配套法律的完善和市场的发展，未来监管必将会趋于严格。四是债券到期兑付风险。CCER开发周期长，且由于抵销比例限制，受碳交易市场价格波动影响显著，流动性风险高，债券到期能否兑付本息存在不确定性，应当适当安排内外部增信措施。

(2) CCER质押融资

新能源项目CCER质押融资，是指企业以其持有的CCER作为质押物，获得金融机构融资的业务模式。

CCER质押融资从试点期间就已经开始了相关实践，是较为成熟的碳金融实践类型。2014年12月11日，上海银行和上海宝碳新能源环保科技有限公司签署了国内首单CCER质押贷款协议，以CCER做质押担保，参照全国七个碳交易所的加权平均交易价，以70%的质押率申请贷款。⁶2021年7月15日，广东埃文低碳科技股份有限公司向海峡股权交易中心提交其与中国建设银行CCER质押登记的申请，质押物为金岩水电站等两个项目CCER。⁷未来随着法律制度的不断完善，CCER法律属性明确后，CCER质押融资的发展前景值得期待。

CCER质押融资主要存在两个方面的风险：一是CCER的法律性质在立法上还没有明确，尽管部分试点地区曾颁布CCER质押的具体操作规定，但能否产生国家层面的质押登记的物权效力还存在一定争议⁸，并且CCER质押需要通过交易所办理CCER冻结手续，而目前交易所层面并没有统一的质押登记管理规定；二是相比于碳配额，CCER还缺乏一个完善的价格发现机制，对于质押的CCER资产评估较为复杂，CCER的变现能力受市场影响较大，具有流动性和交易风险。

6. 东方早报：碳排放量也能质押贷款全国第一笔放出500万元；<https://www.163.com/money/article/AD8RV78H00253B0H.html>

7. 国家核证自愿减排量（CCER）质押登记公告<https://carbon.hxee.com.cn/xxzx/50683.htm>

8. 我国碳金融市场的机会与挑战；<https://huanbao.bjx.com.cn/news/20210707/1162464.shtml>

(3) 碳信托与CCER

CCER碳信托,是指信托公司通过开展信托业务,为CCER项目或相关技术进行融资、投资的金融活动。

2021年4月21日,中海信托股份有限公司与中海油能源发展股份有限公司成立全国首单以CCER为基础资产的碳中和服务信托——“中海蔚蓝CCER碳中和服务信托”,以其持有的CCER作为信托基础资产设立财产权信托,再将信托受益权通过信托公司转让信托份额的形式募集资金投入减排等产业。⁹2021年7月11日,中融信托设立了“中融-骥熙4号碳交易CCER投资集合资金信托计划”,由中融信托作为受托人,募集信托资金将投资CCER,该信托产品亮点一是产品期限设置较长,并有锁定期,引导“长期主义”投资。二是锁定期后,客户可以灵活选择赎回或继续持有。¹⁰碳信托不但可以引导社会资金参与碳交易,为企业提供多元融资支持,而且CCER资产的特殊性也可以为信托公司转型提供新的发展契机。

碳信托的风险点主要包括:一是CCER的定价机制尚不成熟,信托公司开展此类业务应该注意对碳资产价格有较准确的研判,二是若信托计划到期日尚有未卖出的CCER,对于这部分资产是否进行现状分配,还是持续变现至全部卖出为止,尚无确定的操作办法。

(4) 碳基金与CCER

碳基金,是指由政府、金融机构、企业或个人投资设立的专门基金,其致力于在特定范围投资于碳市场或新能源等温室气体减排项目,给予投资者市场收益回报,以帮助应对全球气候变化。

世界银行于1999年发起的原型碳基金是世界第一个碳基金,是一种封闭式的、政府和企业多投资方的基金,通过政府、公共、私营部门进行合作,基于CDM时期温室气体排放交易为发展中国家的可持续发展项目提供融资。

中国人民银行、财政部、发展改革委等联合发布的《关于构建绿色金融体系的指导意见》(银发〔2016〕228号)中提出,有序发展包括碳基金在内的碳金融产品与衍生工具,为支持和促进生态文明建设提供融资工具。2021年7月15日,中国宝武钢铁集团有限公司与国家绿色发展基金股份有限公司等机构设立宝武碳中和股权投资基金,总规模500亿元,将聚焦清洁能源等方向,挖掘风、光等清洁能源潜在发展地区和投资市场上优质的碳中和产业项目¹¹。

9. 中海信托成功发行全国首单CCER碳中和服务信托; <http://www.cdmfund.org/28572.html>

10. 中融·研究 | 全国碳市场正式启动,看信托公司如何参与? <http://trust.jrj.com.cn/2021/07/20083633122462.shtml>

11. 中国宝武发起设立总规模500亿元碳中和主题基金, <http://stock.xinhua08.com/a/20210715/1993902.shtml>

除了碳配额之外,CCER项目也可能成为“碳中和”主题基金重要的投资方向之一。如果投资建设新能源项目获得CCER,并参与碳交易,一旦形成规模或者竞争优势,就有可能获得私募基金的投资支持,甚至未来能够上市,在资本市场中获得更高的估值。不过,碳中和投资短期可能会受到资本追捧,但监管部门未来可能会对名称中含有“碳中和”基金的投资范围进行明确和规范,“碳中和”主题基金会随之减少,一旦相关主题基金盈利不佳或者上市公司业绩不达预期,“碳中和”基金热可能会退潮,企业的融资难度和成本可能会增加。综上,由于全国碳市场尚在发展初期,新能源项目投资周期较长,一方面,CCER项目的备案、减排量的核证、备案都存在风险;另一方面,价格风险因素不可避免,随着项目开发数量的快速增加,长远看可能出现供大于求的情况,导致将形成的碳资产进行交易时价格下跌,应谨慎处理对赌条款(如业绩承诺、上市计划)等事项。

(5) 其他碳金融实践

除了上述分析外,其他碳金融业务主要应用于碳配额领域,例如碳期货、碳期权、碳掉期等。随着全国碳市场的发展,尤其是自愿减排量项目恢复备案后,通过碳配额与CCER市场的联动,碳金融会有更大发展。

总结

目前全国碳交易市场已经开市,作为碳市场重要组成的自愿减排量项目已经被证明是减少碳排放量的有力补充。新能源项目作为自愿减排项目的主要类型之一,项目开发周期较长,涉及主体众多,法律关系复杂,容易发生相关风险。因此,新能源项目企业应当早做准备,在项目开发和交易过程中控制风险,聘请相关的专业机构为项目的开发建设保驾护航,形成固定有效的开发、交易模式,为实现“双碳”目标贡献力量。



周亚成
合伙人
公司业务部
北京办公室
+86 10 5957 2095
zhouyacheng@zhonglun.com



周旋
非权益合伙人
公司业务部
北京办公室
+86 10 5087 2832
zhouxuan@zhonglun.com



新能源风口下氢能产业关键点 ——加氢站的发展及法律监管

作者：朱颖、胡愔子、沈圆

随着我国能源领域清洁低碳的导向日益明晰, 新能源发展的东风劲吹, 而氢能乘势而上, 正成为其中的新宠。氢能作为一种来源广泛、清洁低碳、灵活高效、应用广泛、安全可控的二次能源, 是缓解我国能源紧张以及化石燃料燃烧副产品导致的环境污染问题的重要途径, 对于我国节能减排, 走低碳环保之路至关重要。¹加氢站作为氢能产业链枢纽, 连接上游的氢能制备、储运与装备制造环节, 以及下游的氢燃料电池汽车终端市场, 是氢能大规模应用的基础。

自2019年3月5日“推动加氢设施建设”首次写入政府工作报告以来, 国家和地方政府纷纷出台扶持政策, 推动我国氢能产业的发展。²2020年3月11日国家发改委和司法部联合发布的《关于加快建立绿色生产和消费法规政策体系的意见》中, 将研究制定氢能、海洋能等新能源发展的标准规范和支持政策作为2021年完成的重点任务之一。³2020年4月10日, 国家能源局发布的《中华人民共和国能源法(征求意见稿)》将氢能列入能源范畴。⁴2020年9月16日, 财政部、工信部、科技部、发改委和国家能源局联合发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》(财建[2020]394号), 明确通过“以奖代补”政策鼓励燃料电池汽车关键核心技术产业化, 促进燃料电池汽车产业的发展。2020年12月21日, 国务院新闻办公室发布了《新时代的中国能源发展》白皮书, 明确提出“加速发展绿氢制取、储运和应用等氢能产业链技术装备, 促进氢能燃料电池技术链、氢燃料电池汽车产业链发展。”伴随着氢能产业关配套举措的不断落地, 未来几年国内加氢站建设的版图有望扩大。氢能产业和加氢站建设也吸引了多家上市公司, 纷纷介入这个领域。我国布局加氢站的上市企业主要有中国石化(600028)、厚普股份(300471)、中国石油(601857)、美锦能源(000723)、金通灵(300091)、科融环境(300152)、东方电气(600875)、安泰科技(000969)、重庆燃气(600917)、嘉化能源(600273)、东华能源(002221)、华昌化工(002274)、雄韬股份(002733)、中国旭阳集团(01907.HK)、佛燃能源(002911)。⁵

1. 《氢能时代有望开启下一个万亿级市场看好——氢能行业深度报告》, 申万宏源研究, 2020年2月11日。

2. 《氢能迎来发展春风, 加氢站建设政策先行——燃料电池行业投资策略报告之四》, 万联证券研究所, 2020年1月15日。

3. 《国家发展改革委 司法部印发<关于加快建立绿色生产和消费法规政策体系的意见>的通知》发改环资[2020]379号。

4. 《中华人民共和国能源法(征求意见稿)》第一百一十五条第(一)项, 能源, 是指产生热能、机械能、电能、核能和化学能等能量的资源, 主要包括煤炭、石油、天然气(含页岩气、煤层气、生物天然气等)、核能、氢能、风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能、电力和热力以及其他直接或者通过加工、转换而取得有用能的各种资源。

5. https://www.sohu.com/a/474990539_473133, 2021年8月29日访问。

在上述背景下,笔者根据过往氢能产业相关投资并购法律服务的相关经验,基于对国内加氢站投资建设的发展现状、监管体系的梳理,简析国内开展加氢站投资建设的法律合规要点,供氢能产业的从业人士、投资者和关心氢能产业发展的人士参考。

SECTION ONE

国内加氢站发展现状

加氢站作为氢能利用和发展的中枢环节,是为燃料电池车充装燃料的专门场所。不同来源的氢气经氢气压缩机增压后,储存在高压储罐内,再通过氢气加注机为氢燃料电池车加注氢气。⁶按照不同类型的分类标准,加氢站大致可分为如下类别:⁷

分类依据	加氢站类型
氢气来源	<ol style="list-style-type: none"> 1. 外供氢加氢站:通过长管拖车、液氢槽车或者管道运输氢气至加氢站后,在站内进行压缩、存储、加注等操作 2. 内制氢加氢站:在加氢站内配备了制氢系统,制得的氢气经纯化、压缩后进行存储、加注
氢气储存相态	<ol style="list-style-type: none"> 1. 气氢加氢站:氢气以气态形式储存于储氢罐中,通过加注机为燃料电池车加注氢气 2. 液氢加氢站:氢气以液态形式储存于液氢储罐中,气化后通过加注站为燃料电池车加注氢气,液氢储运加氢站占地面积小,液氢储存量更大,适宜大规模加氢需求
建设形式	<ol style="list-style-type: none"> 1. 固定式:为氢能汽车、氢气内燃机汽车或氢气天然气混合燃料汽车等储氢瓶充装氢燃料的专门场所,占地面积约为2000-4000平方米,需要在城市总体规划中详细地划定用地边界,目前我国已建成的加氢站绝大多数均属于此种 2. 撬装式:将制氢装置、储氢装置、加注装置、连接管线和安全设施等集成到一个撬或几个撬,可整体移动 3. 移动式:集高压氢气的储存、运输、加载、自增压、卸载和加注功能为一体,适合与固定式加氢站配合,以固定站为母站,以被加注对象的运行范围为服务区域,与母站共同构成小型高压氢气加注网络

6.《中国氢能源及燃料电池产业白皮书(2019版)》。

7.《氢能迎来发展春风,加氢站建设政策先行——燃料电池行业投资策略报告之四》,万联证券研究所,2020年1月15日;《加氢站:千车易得,一“站”难寻——氢能与燃料电池产业前沿系列四》,光大证券,2019年8月7日, https://m.sohu.com/a/363032268_560178/?pvid=000115_3w_a&scm=1002.44003c.1e6021c.PC_ARTICLE_REC, 2021年8月29日访问。

根据香橙会氢能数据库显示,截至2021上半年,全国累计已建成加氢站146座,其中投入运营的有136座,在建/拟建为188座,相比于2020年底建成的118座,建成加氢站总量有了明显增加,但大多数加氢站集中在上海、江苏、浙江、广东、河北、辽宁等地,分布并不均匀。⁸

氢能行业和加氢站建设正在吸引更多资本进入这个领域,多家上市公司正加紧各自在加氢站领域的布局。据不完全统计,2021年以来,国内A股上市公司已发布关于布局氢能源的公告多达1.71万条,183家上市公司宣布将布局氢能源产业细分赛道,发掘氢能源绿色商机。⁹中石化董事长更是表示在“十四五”期间,要建成1000座加氢站。¹⁰

SECTION TWO

加氢站投资建设的鼓励政策和主管机构

(一) 国家和地方的氢能建设鼓励政策已相继出台

早在2005年,“氢能及燃料电池技术”就被列入《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006-2020年)》先进能源技术的前沿技术。2016年,发展氢能和燃料电池技术先后被《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006-2020年)》和《国家创新驱动发展战略纲要》列为重点任务和战略任务。自“推动加氢设施建设”首次写入政府工作报告后,财政部、工业和信息化部、科技部、发展改革委联合发布《关于进一步完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》(财建[2019]138号),要求地方完善政策,将补贴用于支持充电(加氢)基础设施“短板”建设和配套运营服务等方面。2020年10月20日,国务院办公厅发布《国务院办公厅关于印发<新能源汽车产业发展规划(2021—2035年)>的通知》(国办发[2020]39号),要求有序推进氢燃料供给体系建设,建立完善加氢基础设施的管理规范,引导企业根据氢燃料供给、消费需求等合理布局加氢基础设施,提升安全运行水平。2021年6月28日,住房和城乡建设部发布了《关于发布国家标准<汽车加油加气加氢站技术标准>的公告》(中华人民共和国住房和城乡建设部公告2021年第119号),《汽车加油加气加氢站技术标准》(GB 50156-2021)正式颁布,并将于2021年10月1日正式施行,从此汽车加氢站技术有了明确的国家标准。

各地也纷纷出台氢能建设鼓励政策,北京、河北、辽宁、山东、江苏、上海、浙江、广东、湖北等地,均已有相关政策出台。

8. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1704600641785298322&wfr=spider&for=pc>, 2021年8月29日访问。

9. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1708385979412005689&wfr=spider&for=pc>, 2021年8月29日访问。

10. <http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c18265087/content.html>, 2021年8月29日访问。

(二) 加氢站投资建设的主管机构仍不明确, 但实践中涉及多个监管部门

2019年3月29日, 国务院发布了《关于落实<政府工作报告>重点工作部门分工的意见》, 确定推动加氢等设施建设由财政部、工业和信息化部、国家发展改革委、商务部、交通运输部、住房城乡建设部、国家能源局等按职责分工负责, 但其中尚未明确具体的监管和审批部门。

由于尚未形成统一的监管意见, 各地对于加氢站投资建设的主管部门规定也不尽相同。例如, 在加氢站投资建设实践过程中, 上海已经明确了加氢站的审批主管部门是住房和城乡建设管理委员会¹¹, 在上海市住建委于2019年7月8日下发的《上海市汽车加氢站临时经营许可暂行管理办法(征求意见稿)》中, 则进一步确认市住房城乡建设部门负责汽车加氢站的经营许可管理工作, 实施汽车加氢站临时经营许可核发, 并对汽车加氢站的日常运营和安全进行监管; 同样作为氢燃料电池产业大省(市)的广东省, 于2018年6月13日下发的《广东省人民政府关于加快新能源汽车产业创新发展的意见》(粤府[2018]46号)中明确由省住房城乡建设厅负责“加氢站的规划和建设, 编制加氢站试点建设方案, 满足氢燃料电池汽车示范运营需求”, 并由各地住建部门办理加氢站的报建、验收等审批手续; 而作为国家级可再生能源示范区的张家口市, 于2019年6月20日下发的《张家口市加氢制氢企业投资项目核准和备案实施意见》(张政字[2019]26号)中加氢站参照天然气加气站模式进行管理, 城管综合行政执法局是行业监管部门; 其他各地的主管部门根据当地加氢站的管理政策亦有不同, 如武汉经济技术开发区(汉南区)由区行政审批局组织审查并出具准入意见¹²、潍坊市由城市管理局负责加氢站负责汽车加氢站的行业管理工作¹³、大连市由市委发展改革委统筹协调推进加氢站审批、建设、管理。¹⁴福州市由应急管理、自然资源和规划、建设、市场监管等部门, 依据各自职责共同进行加氢站管理。¹⁵

尽管国家尚未明确加氢站审批、建设、管理的主管部门, 各地的政策也不尽相同, 但由于加氢站从规划建设到运营管理全流程中通常会涉及发改、公安、自然资源和规划、生态环境、住建、交通、应急管理、审批服务、市场监管等多个部门, 因此在加氢站投资建设过程中需要符合各环节涉及的不同主管部门的监督管理要求。

11. <http://service.shanghai.gov.cn/SHVideo/newvideoshow.aspx?id=FCA2AE0A4E0AC3F1>, 2021年8月29日访问

12. 《武汉经济技术开发区(汉南区)加氢站审批及管理暂行办法》, 武汉开发区管委会、汉南区政府, 2018.4.25。

13. 《关于做好全市汽车加氢站规划建设运营管理工作的意见》, 潍坊市人民政府, 潍政办字(2019)61号, 2019.5.24。

14. 《关于加快新能源汽车产业创新发展的指导意见》, 大连市人民政府办公厅, 大政办发(2018)144号, 2018.10.25。

15. 《福州市加氢站建设及经营管理暂行办法》, 2020.11.17。

SECTION THREE

加氢站投资建设的行业法律合规要点

加氢站从规划建设到运营管理全流程中涉及各个部门的监管要求,因此在投资建设加氢站过程中需要尤为关注其中的法律合规要求,从而保障加氢站的正常运作。笔者结合过往相关项目经验,并参考各地的实践,梳理出如下要求,以供参考:

(一) 加氢站建设相关审批手续

1. 立项用地规划许可阶段

(1) 企业投资项目核准/备案:根据《政府核准的投资项目目录(2016年本)》的规定,企业投资建设目录外的项目,实行备案管理。目前,各地出台的关于加氢站建设项目审批也基本是按照备案管理的模式。另外,《政府核准的投资项目目录(2016年本)》中液化石油气接收、存储设施属于需核准的项目,因为若涉及投资建设加油(气)加氢合建站,仍需由地方政府核准。

(2) 建设项目用地预审与选址意见书:根据《中华人民共和国土地管理法实施条例》、《自然资源部关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》的规定,加氢站建设项目是否需取得项目用地预审与选址意见书取决于项目是否涉及新增建设用地,若涉及新增建设用地,视其用地预审权限取得主管部门核发的建设项目用地预审与选址意见书;若使用已经依法批准的建设用地进行建设的项目,无需办理用地预审。

(3) 建设用地规划许可证:根据《中华人民共和国城乡规划法》、《自然资源部关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》的规定,以出让方式取得国有土地使用权的,市、县自然资源主管部门依据规划条件编制土地出让方案,经依法批准后组织土地供应,将规划条件纳入国有建设用地使用权出让合同。加氢站建设项目的用地单位在签订国有建设用地使用权出让合同后,需取得市、县自然资源主管部门核发的建设用地规划许可证。

2. 工程报建许可阶段

(1) 建设工程规划许可证:根据《中华人民共和国城乡规划法》的规定,加氢站建设单位应当向城市、县人民政府城乡规划主管部门或者省、自治区、直辖市人民政府确定的镇人民政府申请办理建设工程规划许可证。

(2) 建筑工程施工许可证:根据《中华人民共和国建筑法》的规定,加氢站建设单位应当按照国家有关规定向工程所在地县级以上人民政府建设行政主管部门申请领取施工许可证。

(3) 环境影响评价文件批复/备案:根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》的规定,建设单位需根据加氢站对环境影响程度编制并依法报批建设项目环境影响报告书、报告表,或依法备案环境影响登记表。

(4) 防雷装置设计审核:根据《防雷装置设计审核和竣工验收规定》的规定,加氢站的防雷装置应当经过气象主管部门的设计审核。

(5) 消防设计审查:根据《建设工程消防设计审查验收管理暂行规定》的规定,加氢站作为易燃易爆气体的充装站、供应站,属于特殊建设工程,应当向消防设计审查验收主管部门申请消防设计审查。

3. 验收阶段

加氢站建设经营单位应在加氢站建设完成后通过项目验收。各地目前制定了关于加氢站建设完工后验收的要求,例如《乌海市加氢站管理办法(试行)(2019-2022)》规定,由施工单位向市区住建局提出验收申请,由市、区住建局发起并组织能源局、应急管理局、人防办、市场监管局等部门及五方责任主体(勘察、设计、建设、施工、监理)联合验收。

除上述规划、建设等方面的验收之外,加氢站往往还会涉及环保、消防、防雷等方面的验收的规定,由于各地政策不同,需关注项目运营前是否按照当地规定完成相应的审批及验收。

(二) 加氢站运营相关资质要求

当前,国家层面对于加氢站运营所需资质尚未有明确规定。因此,各地方也出台了一些地方规范性文件,对加氢站的经营资质做出规定。例如《济宁市加氢站建设管理暂行办法》就明确规定“国家明确加氢站经营管理办法前,加氢站经营单位无需办理经营许可,有关部门不得将经营许可作为办理加氢站营业执照的前置条件。加氢站经营单位因生产经营需求,确需办理经营许可的,可向有关部门申请办理《燃气经营许可证》。”

《乌海市加氢站管理办法(试行)》也存在类似规定,即在相关法律、法规无明确规定加氢站经营管理有关事项前,加氢站经营单位无需办理经营许可,市场监管局不得将经营许可作为办理加氢站营业执照的前置条件。但《乌海市加氢站管理办法(试行)》明确规定,加氢站向车用氢气瓶充装氢气的“则依据《中华人民共和国特种设备安全法》相关规定,须办理《气瓶充装许可证》后方可开展充装活动。”此外,如果加氢站因生产经营需要,确需办理经营许可的,则“可向住建局申请办理《燃气经营许可证》”。

部分地方关于加氢站管理办法的征求意见稿中则对加氢站的经营资质做了更为明确的规定,如《上海市汽车加氢站临时经营许可暂行管理办法(征求意见稿)》相关条款为“在本市设立汽车加氢站并开展汽车加氢服务的企业应当根据《上海市燃气管理条例》的规定,向市住房城乡建设部门申请并取得临时燃气经营许可证(车用氢气)”。

但需要注意的是,虽然在国家出台针对加氢站的管理办法之前,各地加氢站的经营资质应以地方规范性文件的规定为准,但是氢气作为列入《危险化学品目录》的危险化学品,其经营单位应根据《危险化学品经营许可证管理办法》,取得危险化学品经营许可证,否则将承担相应的法律责任。

结语

随着燃料电池汽车数量的逐步增长和国家及地方对于氢能建设的投入,随着“智慧能源”概念的引领,加氢站的数量和规模都将有长足的发展。随着我国氢能产业的发展,各项法律法规必将逐步完善,为我国氢能产业的健康发展保驾护航,今后对氢能项目的投资并购也将更有章可循。



朱颖
合伙人
资本市场部
上海办公室
+86 21 6061 3080
juliazhu@zhonglun.com



胡愔子
非权益合伙人
资本市场部
上海办公室
+86 21 6061 3518
tedhu@zhonglun.com



扬帆起航“十四五” ——海上风电政策与实务要点指南

作者：高燕、王弈林

SECTION ONE

海上风电项目的产业政策

1. “十三五”期间海上风电建设情况

根据国家能源局2016年印发的《风电发展“十三五”规划》，我国海上风电项目并网装机容量在“十三五”期间的发展目标为到2020年年底累计并网容量达到500万千瓦以上。“十三五”期间，我国海上风电在不断优化的政策机制和市场环境下获得了长足的发展，并提前一年完成了“十三五”规划的发展目标。除此之外，根据国家能源局公布的数据，截至2020年年底，我国海上风电累计装机容量达到约900万千瓦¹，已并网海上风电容量仅次于英国、德国，位居世界第三，已超额完成“十三五”规划发展目标。

截至2021年4月底，我国海上风电累计并网容量达到1042万千瓦²，已超过英国2020年底海上风电1021万千瓦的装机容量。在行业上，我国海上风电发电量占全国发电量的0.39%，年平均利用小时数约2500小时，比陆上风电年平均利用小时数高出约500小时。

2. 碳达峰与碳中和坚定风电发展方向

2020年9月22日，我国在第七十五届联合国大会一般性辩论上向国际社会作出“碳达峰、碳中和”的郑重承诺：中国将力争2030年前达到二氧化碳排放峰值，努力争取2060年前实现碳中和。2020年12月12日，在气候雄心峰会上我国提出：到2030年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，森林蓄积量将比2005年增加60亿立方米，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上，进一步坚定了我国未来大力发展风电项目的方向。

3. “十四五”海上风电政策

2021年3月12日，全国人民代表大会发布《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》（“国家十四五规划”），提出构建现代能源体系的要求，加快发展非化石能源，坚持集中式和分布式并举，大力提升风电、光伏发电规模，加快发展东中部分布式能源，有序发展海上风电。国家十四五规划还提出要在广东、福建、浙江、江苏、山东等地建设海上风电基地。

1. 国家能源局网站公告, http://www.nea.gov.cn/2021-01/30/c_139708580.htm

2. 国家能源局网站公告, http://www.nea.gov.cn/2021-05/26/c_139970677.htm

随后,各省市陆续出台了本省的十四五规划发展纲要,我们总结整理了广东、福建、浙江等地十四五规划发展纲要中对海上风电的发展规划,详情如下:

省	文件名称	内容
广东省	《广东省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》	<p>大力发展海上风电、太阳能发电等可再生能源,推动省管海域风电项目建成投产装机容量超800万千瓦,打造粤东千万千瓦级基地,加快8兆瓦及以上大容量机组规模化应用,促进海上风电实现平价上网。</p> <p>未来广东省将规模化开发海上风电,并将建设阳江沙扒、珠海金湾、湛江外罗、惠州港口、汕头勒门、揭阳神泉、汕尾后湖等地海上风电场项目列入“十四五”时期广东省能源保障体系重点建设工程。</p>
福建省	《福建省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》	<p>以沿海一带为新能源产业创新走廊,以莆田、泉州异质结电池及装备生产基地为产业核心,以宁德、漳州储能产业基地、兴化湾—平海湾海上风电产业园为两翼,打造“一核引领、两翼齐飞、一廊主轴、多点布局”新能源产业发展格局。将长乐外海、平海湾、漳浦六鳌等海上风电项目,深远海海上风电基地示范工程作为本省能源发展重大工程。</p>
浙江省	《浙江省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》	<p>全面提升能源安全保障能力。大力发展可再生能源,安全高效发展核电,鼓励发展天然气分布式能源、分布式光伏发电,有序推进抽水蓄能电站和海上风电布局建设,加快储能、氢能发展,到2025年清洁能源电力装机占比超过57%,高水平建成国家清洁能源示范省。</p> <p>将嘉兴1#、2#、嵊泗2#、5#、6#等海上风电作为能源重大项目,打造若干个百万千瓦级海上风电基地,到2025年海上风电装机达400万千瓦以上。</p>
江苏省	《江苏省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》	<p>加快能源绿色转型,全面提高非化石能源占一次能源消费比重。有序推进海上风电集中连片、规模化开发和可持续发展,加快建设陆上风电平价项目,打造国家级海上千万千瓦级风电基地。</p> <p>将南通、盐城海上风电场作为能源基础设施建设重点工程。</p>

省	文件名称	内容
山东省	《山东省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》	大力发展可再生能源,加强风电统一规划、一体开发,规划布局千万千瓦海上风电和陆上风电装备产业园。
	《山东省能源发展“十四五”规划》	以海上风电为重点,积极推进风电开发。加快发展海上风电。按照统一规划、分步实施的总体思路,积极开发渤中、半岛北、半岛南三大片区海上风电资源,重点打造千万千瓦级海上风电基地。推进海上风电与海洋牧场融合发展试点示范,加快启动平价海上风电项目建设,推动海上风电规模化发展。

同时,我们梳理了“十四五”期间主要省份提出的海上风电建设规模目标,具体情况如下:

省	文件名称	内容
广东省	《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展的实施方案》	到2021年底,全省海上风电累计建成投产装机容量达到400万千瓦;到2025年底,力争达到1800万千瓦,在全国率先实现平价并网。
浙江省	《浙江省可再生能源发展“十四五”规划》	2025年海上风电装机或开工目标1041万千瓦,“十四五”海上风电新增装机或开工目标996万千瓦。
江苏省	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划(征求意见稿)》	到2025年,海上风电新增约800万千瓦,新增投资约1000亿元。
山东省	《关于促进全省可再生能源高质量发展发展的意见》	2021年建成投运两个海上风电试点项目,实现山东省海上风电“零突破”。“十四五”期间,山东省海上风电争取启动1000万千瓦。

4. 海上风电项目的电价与补贴政策

(1) 海上风电项目的电价

2019年前核准的海上风电项目执行的标杆上网电价为0.85元/千瓦时,这一电价远高于同期的光伏和陆上风电标杆上网电价。2019年5月21日,国家发展和改革委员会下发《国家发展和改革委员会关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格[2019]882号)(以下简称

“882号文”),该文件是影响海上风电项目上网电价的关键文件。根据882号文的规定,自2019年起,海上风电的标杆上网电价由政府定价改为指导价,新核准海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价,且2019年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价为每千瓦时0.8元,2020年调整为每千瓦时0.75元。新核准近海风电项目通过竞争方式确定的上网电价,不得高于上述指导价。并且882号文对存量海上风电项目可享受的上网电价在并网时间上作出了限制:对2018年底前已核准的海上风电项目,如在2021年底前全部机组完成并网的,执行核准时的上网电价;2022年及以后全部机组完成并网的,执行并网年份的指导价。

国家发展和改革委员会于2021年6月7日发布了《国家发展改革委关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》(发改价格[2021]833号),进一步明确了海上风电项目上网电价制定权。根据该通知,2021年起,新核准海上风电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定,具备条件的可通过竞争性配置方式形成,上网电价高于当地燃煤发电基准价的,基准价以内的部分由电网企业结算。

(2) 海上风电项目的补贴

与各新能源发电领域一样,海上风电项目领域也即将迎来无补贴的平价时代,但与882号文对陆上风电可以享受中央财政补贴的严格并网时间限制相比,海上风电的补贴退坡政策相对更加缓和,对于存量项目不区分取得核准的年份,统一将2021年12月31日设定为可享受中央财政补贴的最后并网时限。根据财政部、国家发展和改革委员会、国家能源局于2020年1月20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》(财建〔2020〕4号),新增海上风电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项目,按相应价格政策纳入中央财政补贴范围。按照财建〔2020〕4号文的规定,自2020年起新增的海上风电项目将不再享受中央财政补贴,而存量项目则需在2021年12月31日前完成全部机组并网才能享受中央财政补贴,因此对于尚未完成并网的存量项目来说,2021年将是至关重要的一年。

此外,财建〔2020〕4号文还规定,经审核纳入补贴目录的可再生能源发电项目,将按合理利用小时数核定中央财政补贴额度。对于海上风电项目适用的合理利用小时数,按照财政部、国家发展和改革委员会、国家能源局于2020年9月29日发布的《关于<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)的规定,海上风电全生命周期合理利用小时数为52000小时。纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目在未超过

项目全生命周期合理利用小时数时,按项目当年实际发电量给予补贴;所发电量超过全生命周期补贴电量部分,不再享受中央财政补贴资金,核发绿证准许参与绿证交易,自并网之日起满20年后,无论项目是否达到全生命周期补贴电量,不再享受中央财政补贴资金,核发绿证准许参与绿证交易。

2020年起新增海上风电项目及2022年1月1日后并网的海上风电项目虽然不再享受中央财政补贴,但为接力国家财政支持政策,保障“十四五”期间我国海上风电产业稳步发展,部分地方政府出台了本地的海上风电奖补政策。目前上海市、广东省已经发布了地方的财政补贴政策。上海市于2020年6月2日发布《上海市可再生能源和新能源发展专项资金扶持办法(2020版)》,根据该办法,上海市对投资近海海上风电项目的投资主体根据实际电量,给予0.1元/千瓦时的奖励,奖励时间为连续5年,而对深远海风电项目的奖励标准则有待另行研究确定。广东省于2021年6月1日印发《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展实施方案》,根据该方案,为推动项目开发由补贴向平价平稳过渡,广东省自2022年起对省管海域未能享受国家补贴的项目进行投资补贴,项目并网价格执行广东省燃煤发电基准价(平价)。具体的补贴对象和补贴标准如下:

补贴对象	补贴标准	
2018年底前已完成核准、在	2022年全容量并网项目	1500元/千瓦时
2022年至2024年全容量并网的省管海域项目	2023年全容量并网项目	1000元/千瓦时
	2024年全容量并网项目	500元/千瓦时
2025年起并网的项目	不再补贴	

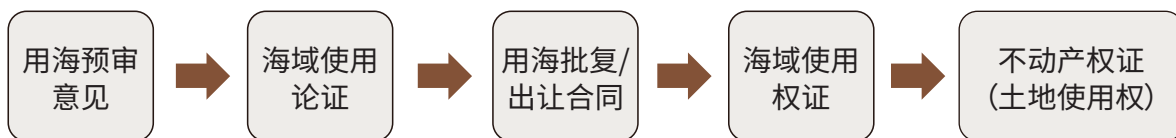
SECTION TWO

海上风电项目开发建设实务要点

海上风电项目涉及使用海域或海岛的需要遵守海域使用相关规定,建设施工在海上进行需要遵守关于海工建设的相关规定,相较于陆上风电项目的开发建设手续而言有着很大的不同,下文将对海上风电项目区别于陆上风电项目需要重点关注的用海及相关手续进行介绍。

1. 用海规范

(1) 海上风电项目需要取得的用海合规手续



在海上风电项目中涉及到需要使用海域的设施主要有风机组塔架以及海底电缆。根据《企业投资项目核准和备案管理办法》(国家发展和改革委员会令第2号)、《海上风电开发建设管理办法》(国能新能〔2016〕394号)的规定,项目单位在申请核准前,应向海洋行政主管部门提出用海预审申请,按规定程序和要求审查后,由海洋行政主管部门出具项目用海预审意见。根据《海域使用权管理规定》,在审核主体上,用海预审根据项目的审批层级分别由国家海洋行政主管部门和地方海洋行政主管部门进行审核:国务院或国务院投资主管部门审批、核准的建设项目的海域使用由国家海洋行政主管部门审核;地方人民政府或其投资主管部门审批、核准的建设项目的海域使用由地方海洋行政主管部门审核。用海预审意见的有效期为二年,有效期内,项目拟用海面积、位置和用途等发生改变的,应当重新提出海域使用申请。

根据国能新能〔2016〕394号文第二十二的规定,“海上风电项目核准后,项目单位应按照程序及时向海洋行政主管部门提出海域使用申请,依法取得海域使用权后方可开工建设。”根据《海域使用权管理规定》(国海发〔2006〕27号),海域使用权的取得主要通过申请审批的方式和招标、拍卖的方式。以申请审批方式申请海域使用权的,审批机关存在以下几种情形:第一种,由国家海洋行政主管部门受理;第二种,由县级海洋行政主管部门受理;第三种,跨管理海域的,由共同的上一级海洋行政主管部门受理。其中,由国家海洋行政主管部门受理的用海申请包括:国务院或国务院投资主管部门审批、核准的建设项目;省、自治区、直辖市管理海域以外或跨省、自治区、直辖市管理海域的项目;国防建设项目;油气及其他海洋矿产资源勘查开采项目;国家直接管理的海底电缆管道项目;国家级保护区内的开发项目及核心区用海。其他项目,如果不涉及跨管理海域的,均由县级海洋行政主管部门受理。

受理机关在收到申请材料后,将组织现场调查和权属核查并对申请材料进行审查,对于符合条件需要向上级报送的,受理机关将在收到申请材料之日起十日内提出初审意见并报上级机关进行审查、审核,符合条件不需要报送的,受理机关依法进行审核。审核机关对报送材料初步审查后,将通知申请人开展海域使用论证,收到论证报告后,组织专家评审。审核机关审查海

域使用申请后认为符合条件的,需提请同级人民政府批准,经批准后,由审核机关作出项目用海批复。对同一海域有两个或者两个以上用海意向人的,则应当采用招标、拍卖方式出让海域使用权,招标、拍卖方案由海洋行政主管部门根据海洋功能区划、海域使用论证结论、海域评估结果等制定,并报有审批权的人民政府批准。确定中标人、买受人后,海洋行政主管部门和中标人、买受人应签署成交确认书,并按规定签订海域使用权出让合同,中标人、买受人应当及时缴纳海域使用金。

对于以申请审批的方式申请海域使用权的,在取得项目用海批复后,海域使用申请人应当按项目用海批复要求办理海域使用权登记,领取海域使用权证书;对于以招标、拍卖方式出让海域使用权的,在签订海域使用权出让合同、缴纳海域使用金后应当持缴纳凭证和海域使用权出让合同,办理海域使用权登记,领取海域使用权证书³。海域使用权证书是海域使用权的法律凭证。

如果项目建设过程中存在需填海形成土地的,填海项目需首先取得单独的批准。国家近年来对于填海项目的管控越发严格,国务院于2018年下发《关于加强滨海湿地保护严格管控围填海的通知》(国发[2018]24号),在批准范围上,除国家重大战略项目外,全面停止新增围填海项目审批,在批准权限上,将全国范围内所有的新增围填海项目的审批权限收归国务院层面。对于取得了填海审批的项目,后续还面临海域使用权证换发不动产权证(土地使用权)的问题。根据《中华人民共和国海域使用管理法》第三十二条的规定,“海域使用权人应当自填海项目竣工之日起三个月内,凭海域使用权证书,向县级以上人民政府土地行政主管部门提出土地登记申请,由县级以上人民政府登记造册,换发国有土地使用权证书,确认土地使用权。”在填海项目竣工前,海域使用权人还需向竣工验收组织单位申请竣工验收,竣工验收合格后,才能办理相关登记手续。(此处笔者所称的竣工验收组织单位是指:对于由国务院审批的填海项目,竣工验收组织单位为国家海洋行政主管部门;对于由省、自治区、直辖市人民政府审批的填海项目,竣工验收组织单位为本省、自治区、直辖市海洋行政主管部门。)

对于海底电缆的铺设,还需要完成一系列审批、备案程序。根据《铺设海底电缆管道管理规定》及《铺设海底电缆管道管理规定实施办法》的规定,在对铺设路由进行调查、勘测实施六十天前,海底电缆所有者应向海洋行政主管部门提出申请,取得路由调查、勘测的审批手续;在计划铺设施工六十天前,应将最后确定的海底电缆路由报海洋行政主管部门审批,审批后由主管部门下发铺设施工许可证。在铺设施工完毕后九十天内,还应当将海底电缆的路线图、位置表等说明资料报送主管部门备案。在风电项目的日常运维中,如需对海底电缆进行维修、改造、拆

3. 由于国家海洋局撤销并入自然资源部,海域使用证到期以后,需要换不动产权证,旧的海域使用证未到期,可以继续使用,新申请的海域使用权直接发不动产权证。

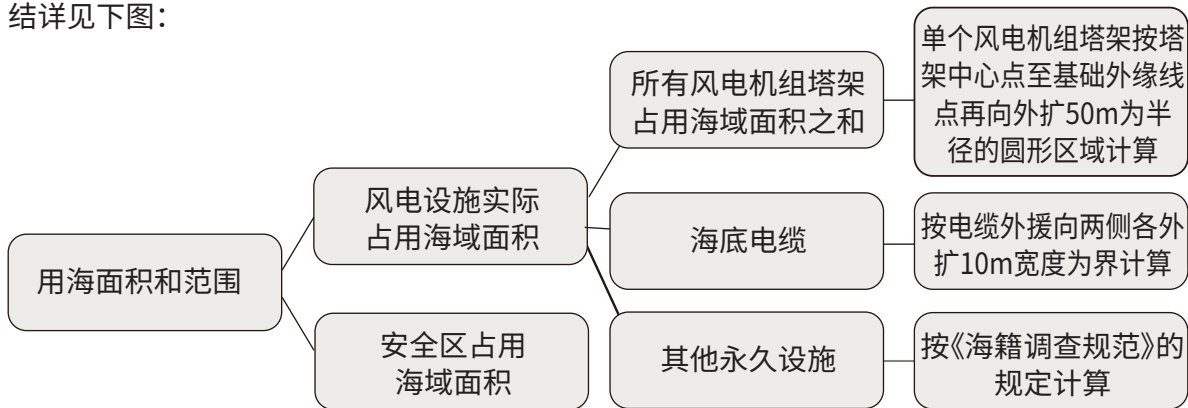
除,应在实施作业前三十天,将作业内容、原因、时间、海区及作业船只等情况书面报告主管部门,相关作业完毕后三十天内,相关作业结果报告也应当向主管部门报告。

(2) 海上风电项目用海的具体要求

海上风电项目用海的具体要求主要体现在《国家海洋局关于进一步规范海上风电用海管理的意见》(国海规范[2016]6号)和国能新能[2016]394号文中。上述规定均明确了“双十标准”,即,海上风电项目的选址原则上应在离岸距离不少于10公里、滩涂宽度超过10公里时海域水深不得少于10米的海域布局。同时,在各种海洋自然保护区、海洋特别保护区、自然历史遗迹保护区、重要渔业水域、河口、海湾、滨海湿地、鸟类迁徙通道、栖息地等重要、敏感和脆弱生态区域,以及划定的生态红线区内不得规划布局海上风电场。

此外,为提高海域资源利用效率,国海规范[2016]6号文还进一步提出节约和集约用海的原则:“单个海上风电场外缘边线包络海域面积原则上每10万千瓦控制在16平方公里左右,除因避让航道等情形以外,应当集中布置,不得随意分块。规划建设海上风电项目较多的地区,风电场应集中布局,统一规划海上送出工程输电电缆通道和登陆点,集约节约利用海域和海岸线资源。”

对于用海面积和范围的计算方法,国能新能[2016]394号文也给出了明确的规定,笔者总结详见下图:



海上风电项目中如涉及使用无居民海岛,还应当按照《海岛保护法》等法律法规办理无居民海岛使用申请审批手续,并取得无居民海岛使用权后,方可开工建设。根据《海岛保护法》等相关规定,开发利用无居民海岛应当向省、自治区、直辖市人民政府海洋主管部门提出申请,并提交项目论证报告、开发利用具体方案等申请文件,由海洋主管部门组织有关部门和专家审查,提出审查意见,报省、自治区、直辖市人民政府审批。用岛申请人应当按照财政部和海洋主管部门的要求缴纳无居民海岛使用金,并办理不动产登记手续,领取不动产权属证书。

2. 环境保护

按照国能新能[2016]394号文第二十四条的规定,“海上风电项目在提出海域使用权申请前,项目单位应依《海洋环境保护法》、《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》、地方海洋环境保护相关法规及相关技术标准要求,委托有资质的机构编制海上风电项目环境影响报告书,报海洋行政主管部门审查批准。”

根据《海洋环境保护法》、《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》的规定,海洋工程的环境影响报告书的审批机关为海洋行政主管部门,海洋行政主管部门在核准环境影响报告书后,需将报告书报同级环境保护主管部门备案,接受环境保护主管部门的监督,海上风电项目中的海洋环评批复与陆上风电项目环评的审批主体是不同的(为便于区分,对于环境保护主管部门批复的环评文件,实务中通常称为“工程环评”或“大环评”)。其次,按照国能新能[2016]394号文的规定,海洋环评取得的是“环境影响报告书”,而根据《建设项目环境影响评价分类管理目录》的规定,只有涉及环境敏感区的总装机容量5万千瓦及以上的风力发电才需要办理“环境影响报告书”,其余风电项目仅需办理“环境影响报告表”。

对于海上风电项目究竟需要办理哪一种环评手续,在实务中往往容易出现分歧和不确定性,尤其在对于一些存量项目的合规性进行审查时,很有可能出现仅有海洋环评批复或仅有工程环评批复的情况,其原因可能是多种多样的,既有可能与当地海洋行政主管部门与环境保护行政主管部门曾经权责界线不清晰的历史有关,也可能与经办人员的个人实务经验有关。根据笔者的实务经验和对法律法规的理解,《环境保护法》或《海洋环境保护法》并未将工程环评批复和海洋环评批复列为两项互相替代的批复文件,工程环评与海洋环评关注的重点也不同,前者是评估建设项目对整体生态环境的影响,后者则是专项评估建设项目对海洋生态环境的影响,因此笔者建议海上风电项目在办理环境保护手续时,将工程环评和海洋环评均列为需要办理的合规手续。

3. 海工手续

海上风电项目的施工建设需在海上进行,应当遵守在海上进行作业活动的相关规定。由于海上风电项目的建设可能对该水域相连的航道通航造成影响,根据《航道通航条件影响评价审核管理办法》的规定,项目业主可以自行编制,或委托具有相应经验、技术条件和能力,信誉良好的机构编制航道通航条件影响评价报告并提交交通运输主管部门或航道管理机构审核。

根据《中华人民共和国水上水下作业和活动通航安全管理规定》第五条的规定,在管辖海

域内进行(一)勘探,港外采掘、爆破;(二)构筑、维修、拆除水上水下构筑物或者设施;(三)航道建设、疏浚(航道养护疏浚除外)作业;(四)打捞沉船沉物等施工作业,应当经海事管理机构许可,并核定相应安全作业区。根据上述规定第十二条的要求,许可证应当注明有效期。根据第十三条规定,有效期届满前5个工作日需申请办理延期,但有效期最长不超过3年。此外,根据第二十六条及第二十七条规定:“建设单位应当在工程涉及通航安全的部分完工后或者工程竣工后,将工程有关通航安全的技术参数报海事管理机构备案。”“海事管理机构应当建立作业或者活动现场监督检查制度,依法检查建设单位、主办单位和施工单位所属船舶、海上设施或者内河浮动设施、人员水上通航安全作业条件、采取的通航安全保障措施、应急预案、责任制度落实情况。有关单位和人员应当予以配合。”

结语

我国的海上风电起步晚,距今不过十余年的发展历程,在“十三五”之后,我国海上风电并网规模持续增长,建设成本逐渐降低,主管部门也对海上风电的发展给予了高度重视。相关配套规定的不断完善和产业政策的支持与鼓励更是不断促进海上风电可持续发展。在国家“十四五”规划及“碳中和”的政策引导下,国家大力发展海上风电的大方向不会改变,海上风电规模化发展、补贴退坡、省补与国补接力、度电成本的进一步降低将会是政策和行业重点关注的领域。在海上风电的政策上,除了已经发布的国家“十四五”规划和部分地方出台的可再生能源政策,后续国家可再生能源发展“十四五”规划及各地方可再生能源专项“十四五”规划也将陆续出台,海上风电项目的开发建设正在进入新一轮的发展期。随着海上风电在我国经历从无到有,从有到大的发展历程,在新一轮投资海上风电项目的周期中,投资人需注重从大到优、从大到强的意识转变,增加对项目开发建设的流程及相关法律问题的了解,完善风险管控机制、提高建设和运营的质量,增强自身在行业中的竞争力。



高燕
合伙人
公司业务部
北京办公室
+86 10 5957 2081
gaoyan@zhonglun.com



新能源的次时代风向标 ——氢燃料电池产业概述

作者：丁恒、崔贤今、王诗梦、金享

清洁能源和生态环境是现今全球最热点的话题之一，2021年两会召开以来，“碳达峰”、“碳中和”成为了国家的重点工作，“十四五”规划也将加快推动绿色低碳发展列入重点任务。在众多的新能源形式中，全球主要国家陆续把发展氢能提升到能源发展的重要战略位置，就氢能的商业化利用方面，氢燃料电池因其燃料可并入生态圈在自然界中循环再生而被视为最具成长潜力的清洁能源形式，抓住氢燃料电池的发展也成为了引领新能源发展、转型的关键节点。

虽然当前氢燃料电池的整个相关行业仍处于初期起步阶段，但氢燃料电池性能的优秀之处不容否认。对比发动机、铅酸电池、锂离子电池和燃料电池这四种动力系统，氢燃料电池汽车可以真正实现零排放，同时还综合了续航长、加氢快、热值高、噪音低等诸多优点，被视为新能源汽车领域的终极方案。据2021年4月发布的《中国氢能源及燃料电池产业白皮书2020》，当前我国氢气产能约每年4100万吨，产量约3342万吨，是世界第一产氢国，拥有全球最大规模的氢能源，因此，氢燃料电池的使用在我国具有极大待开发潜力。《白皮书2020》预测，在2060年碳中和情景下可再生能源制氢规模有望达到1亿吨。¹

SECTION ONE

国家及地方产业政策

我国高度重视氢燃料电池产业的发展，一系列的产业政策及国家各部门、各地区的相关规定均从宏观政策层面引导氢燃料电池产业的发展，对关键技术的研发给予支持，并以财政补贴、税收减免等方式多方面、多角度推动氢燃料电池技术和氢燃料电池汽车行业的发展。其中，部分主要政策的内容如下表所示：

地域	政策名称	发布日期	颁布部门	主要内容
国家	《关于完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》(财建〔2020〕86号)	2020.04.23	财政部、科学技术部、工业和信息化部、国家发展和改革委员会	将当前对燃料电池汽车的购置补贴，调整为选择有基础、有积极性、有特色的城市或区域，重点围绕关键零部件的技术攻关

1. 新浪财经：《我国氢能产量全球第一 可再生能源制氢有望在2030年实现平价》<https://finance.sina.com.cn/chanjing/cywx/2021-04-22/doc-ikmyaawc1092680.shtml>

地域	政策名称	发布日期	颁布部门	主要内容
国家				和产业化应用开展示范, 中央财政将采取“以奖代补”方式对示范城市给予奖励。争取通过4年左右时间, 建立氢能和燃料电池汽车产业链, 关键核心技术取得突破, 形成布局合理、协同发展的良好局面。
	《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》(财建〔2020〕394号)	2020.09.16	财政部、工业和信息化部、科学技术部、国家发展和改革委员会、国家能源局	对燃料电池汽车的购置补贴政策, 调整为燃料电池汽车示范应用支持政策, 对符合条件的城市群开展燃料电池汽车关键核心技术产业化攻关和示范应用给予奖励, 形成布局合理、各有侧重、协同推进的燃料电池汽车发展新模式。示范期暂定为四年, 示范城市群采取地方自愿申报、专家评审方式确定。
	《国务院办公厅关于印发<新能源汽车产业发展规划(2021—2035年)>的通知》(国办发〔2020〕39号)	2020.10.20	国务院办公厅	力争经过15年的持续努力, 燃料电池汽车实现商业化应用, 高度自动驾驶汽车实现规模化应用, 充换电服务网络便捷高效, 氢燃料供给体系建设稳步推进, 有效促进节能减排水平和社会运行效率的提升。

地域	政策名称	发布日期	颁布部门	主要内容
北京	《北京市经济和信息化局关于印发<北京市氢燃料电池汽车产业发展规划(2020-2025年)>的通知》	2020.10.29	北京市经济和信息化局	2023年前,做好冬奥会和冬残奥会重大示范工程保障,培育3-5家具有国际影响力的氢燃料电池汽车产业链龙头企业,力争推广氢燃料电池汽车3000辆、建成加氢站37座,氢燃料电池汽车全产业链累计产值突破85亿元。
广州	《广州市发展改革委关于印发<广州市氢能产业发展规划(2019—2030年)>的通知》(穗发改〔2020〕67号)	2020.07.03	广州市发展和改革委员会	到2022年,完成氢能产业链关键企业布局,落实一批核心技术研发项目,推动氢能基础设施建设及示范应用。环卫领域新增、更换车辆中燃料电池汽车占比不低于10%;公交、物流、工程服务、仓储、港口等领域燃料电池汽车示范运行不低于3000辆;燃料电池乘用车在公务用车、出租车、共享租赁等领域示范应用达到百辆级规模。氢能及燃料电池在电力、热力等领域实现示范应用。建设绿色氢电综合调峰示范应用电站1座,建成加氢站不少于30座。氢能产业实现产值预计200亿元以上。

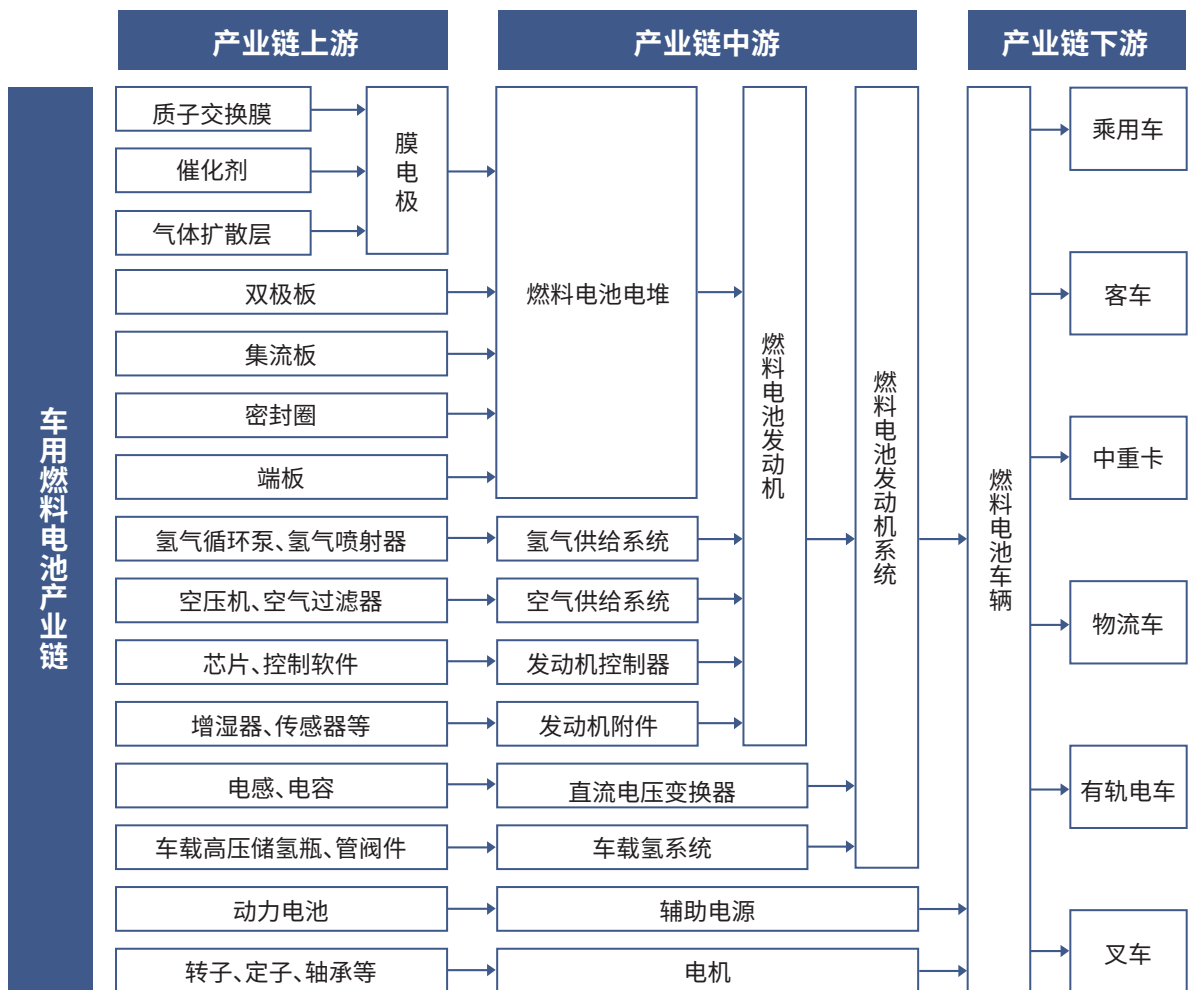
地域	政策名称	发布日期	颁布部门	主要内容
上海	《上海市人民政府关于印发<上海市推进新型基础设施建设行动方案(2020-2022年)>的通知》(沪府〔2020〕27号)	2020.04.29	上海市人民政府	适度超前布局燃料电池汽车终端设施,三年内建设20个左右加氢站,力争氢燃料电池汽车商业化率先应用落地。
江苏	《关于印发<江苏省氢燃料电池汽车产业发展行动规划>的通知》(苏工信产业〔2019〕513号)	2019.08.27	江苏省工业和信息化厅、江苏省发展和改革委员会、江苏省科学技术厅	至2021年,产业规模与技术水平处于全国领先地位,产业政策体系逐步建立,技术标准持续完善,示范应用不断扩大,初步建立完整的氢燃料电池汽车产业体系,成为我国氢燃料电池汽车发展的重要基地。产业规模持续扩大。氢能及氢燃料电池汽车相关产业主营收入达到500亿元,整车产能超过2000辆,电堆产能达到50万kW以上。

总体而言,目前国内氢燃料电池系统的下游应用场景主要集中在氢燃料电池汽车行业,且氢燃料电池企业的发展高度依赖于氢燃料电池汽车行业的产业支持政策及补贴政策。因此,在投资和开展氢燃料电池产业业务时,需要对国家及地方层面的相关产业政策的具体内容及影响进行详细评估。

SECTION TWO

产业链概况

在整个氢能产业链中,包括上游制氢、中游储运及下游应用。而进一步扩展至下游应用中的车用燃料电池产业,产业链上游主要为膜电极、双极板、各类管阀件与传感器、车载高压储氢瓶等发动机零部件生产制造行业,产业链中游主要为燃料电池发动机系统及电堆集成行业,产业链下游主要为燃料电池整车制造行业²。车用燃料电池产业链结构如下:



图片数据来源:北京亿华通科技股份有限公司招股说明书

2.北京亿华通科技股份有限公司招股说明书

SECTION THREE

外资限制

根据《鼓励外商投资产业目录(2020年版)》，燃料电池汽车及其关键零部件、燃料电池的研发与制造列为鼓励类项目。具体如下表所示。

《鼓励外商投资产业目录(2020年版)》	内容
全国鼓励外商投资产业目录 (十九)汽车制造业 266. 汽车发动机制造及发动机研发机构建设	燃料电池和混合燃料等新能源发动机
全国鼓励外商投资产业目录 (十九)汽车制造业 269. 新能源汽车关键零部件研发、制造	燃料电池发动机(质量比功率 $\geq 350\text{W/kg}$)、燃料电池堆(体积比功率 $\geq 3\text{kW/L}$)、膜电极(铂用量 $\leq 0.3\text{ g/kW}$)、质子交换膜(质子电导率 $\geq 0.08\text{S/cm}$)、双极板(金属双极板厚度 $\leq 1.2\text{mm}$,其他双极板厚度 $\leq 1.6\text{mm}$)、低铂催化剂、碳纸(电阻率 $\leq 3\text{m}\Omega\cdot\text{cm}$)、空气压缩机、氢气循环泵、氢气引射器、增湿器、燃料电池控制系统、升压DC/DC、70MPa氢瓶、车载氢气浓度传感器
全国鼓励外商投资产业目录 (二十一)电气机械和器材制造业 304. 高技术绿色电池制造	燃料电池
中西部地区外商投资优势产业目录 山西省 17. 汽车零部件制造	燃料电池系统

实践中,已有不少氢燃料电池企业与外国公司通过设立合资公司等方式开展合作。如潍柴动力与全球氢燃料电池领军企业巴拉德(Ballard)成立潍柴巴拉德氢能科技有限公司(潍柴动力持股51%),由潍柴巴拉德与加拿大巴拉德联合开发下一代质子交换膜燃料电池电堆,以及应用于客车、商用卡车和叉车的下一代质子交换膜燃料电池模组。潍柴巴拉德为联合开发提供工程服务、市场需求信息等相关支持,加拿大巴拉德为联合开发提供技术研发服务。³

3.《燃料电池系列报告之一 燃料电池步入发展快车道,产业链优质环节迎发展机遇》,长江证券,2021年4月23日。

SECTION FOUR

国内主要氢燃料电池企业的布局

虽然国内氢燃料电池产业链逐步完善,技术水平正在迅速提高,但多数企业仍然需要通过与国外企业的合作来进一步完善产业链和技术,同时,国内氢燃料电池产业的发展也引起了国外资本和技术的广泛关注。国内企业之间及国际间的合资公司设立、产业链合作、战略投资等节奏也不断加快。部分具有行业影响力的投资案例如下。

1. 合资、并购

除上文提到的设立合资公司的模式外,还有国内企业认购国外企业股份的模式。如美锦能源进一步受让佛山市汽车运输集团有限公司持有的佛山飞驰汽车制造有限公司15%股权,从而合计拥有51.2%的股权。潍柴动力认购巴拉德(Ballard) 19.9%股权成为巴拉德第一大股东,达成战略合作协议,同时支付9000万美元获得Ballard下一代燃料电池电堆在中国独家生产和组装权力。此外,雪人股份投资1.3亿元收购意大利的压缩机知名品牌“Refcomp”(莱富康)公司的资产,掌握了压缩机设计和制造的核心技术,此后,该公司旗下的并购基金投资4亿元收购瑞典OPCON核心业务两大子公司SRM和OES100%股权,获得先进的螺杆膨胀发电机技术和氢燃料电池空气循环系统核心技术,正式介入氢能领域⁴。

2. 技术授权、战略合作

例如亿华通与北汽福田、丰田汽车签署合作备忘录,三方合作开发燃料电池大巴作为北京2022年冬奥会用车。鲍斯股份与雄韬股份、华熵能源签订《战略合作三方协议》,三方将充分发挥自身优势,共同打造氢燃料电池汽车用的空压机、回氢泵等产品,并为新平台的良好发展提供帮助⁵。此外,大洋电机在2016年认购Ballard 9.9%股份,2017年获得Ballard氢燃料电池技术授权,快速切入氢能产业链中游环节,向东风特汽、中通客车、上汽大通、北汽福田、佛山飞驰等客户供应氢燃料电池⁶。

4. 《产业化进程加速,国内供应商将充分受益—燃料电池行业深度报告》,民生证券,2020年12月2日。

5. 《产业化进程加速,国内供应商将充分受益—燃料电池行业深度报告》,民生证券,2020年12月2日。

6. 《产业化提速,关注电堆系统及关键零部件国产化机会—燃料电池行业2021年年度策略》,中泰证券研究所,2021年1月18日。



SECTION FIVE

环保问题

1. 关于污染物的排放

氢燃料电池的生产过程中主要会涉及到的污染物包括含铅废渣、含铅废水、含铅(尘)、烟气、含铅(尘)废气、含酸废水及酸雾等。对于各类废水、废气、固废、噪声的处理,氢燃料电池生产企业应当采取有效的防治措施或委托有处理资质的企业统一处理,使污染物的排放可以满足法律法规以及相关标准的要求。

另外,我国依法实行排污许可管理制度。根据《固定污染源排污许可分类管理名录(2019年版)》第二条第一款,“国家根据排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者污染物产生量、排放量、对环境的影响程度等因素,实行排污许可重点管理、简化管理和登记管理。”其中,氢燃料电池制造行业属于排污许可简化管理的范畴。因此,氢燃料电池的生产企业应当根据《中华人民共和国环境保护法》、《排污许可管理条例》等相关规定的要求取得排污许可资质。

2. 关于环境影响评价

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》,氢燃料电池的生产属于应当制作环境影响报告表的建设项目。因此,企业在开工建设前应对氢燃料电池生产建设项目编制环境影响报告表,并经设区的市级以上人民政府生态环境主管部门审批。

SECTION SIX

氢燃料电池产业链的完善

氢燃料电池产业链的完善主要涉及氢的供应,也就是制氢、储运、加注等环节。

1. 上游制氢及中游储运

制氢制取方面,目前水制氢、煤制氢和天然气制氢、氯碱制氢是几大主要方式。储氢运氢环节,目前主要有气态运输、液态运输和固体运输三种方式。高压气态运输可分为长管拖车和管道运输两种;液态输氢通常适用于距离较远、运输量较大的场合;固态储氢具有储氢密度高、储氢压力低、安全性好、放氢纯度高等优势,作为运氢装置具有较大潜力。

我国目前尚未颁布关于氢能制取及储运的统一规定,因此,开展制氢、氢储运业务时需要按照安全生产、危险化学品处理、特种设备制造、环保等方面的具体法律法规执行。

在资质方面,在氢的制取和储运环节,根据具体制氢及储运方法,企业可能需要取得多种资质,包括但不限于《安全生产许可证》《危险化学品登记证》《全国工业产品生产许可证》《非药类易制毒化学品生产备案》《排污许可证》《取水许可证》《气瓶充装许可证》《移动式压力容器充装许可证》《特种设备涉及许可证》《特种设备制造许可证》等。需要提醒相关企业注意的是,除上述资质以外,不排除各地方出台地方规范性文件提出特殊要求,因此在开展相关项目是应以地方规范性文件的规定为准。

2. 下游加氢站

在氢能产业下游应用的发展中,加氢站对氢燃料电池产业及氢燃料电池汽车产业的发展的意义重大。我国对加氢站的各项规定及监管体系也在逐步完善。

关于加氢站的监管部门,财政部、工业和信息化部、国家发展改革委、商务部、交通运输部、住房城乡建设部、国家能源局等多个部门均发布了加氢站相关规定。但是在实践过程中,各地对于建设加氢站所涉及的审批及监管部门的规定不尽相同,在开展加氢站建设项目过程中可能会涉及发改、自然资源和规划、生态环境、交通、公安等多个部门的审批及监管。

关于加氢站建设所涉及的主要的审批及资质,按照各地方的一些地方规范性文件,可能涉及如下审批和资质:

(1) 加氢站建设报批阶段:企业投资项目核准/备案、建设项目用地审批、建设用地规划许可和建设工程规划许可。

(2) 加氢站建设、验收阶段:建筑工程施工许可、工程规划验收、房屋竣工备案、消防工程竣工验收、环境保护设施竣工验收、防雷装置竣工验收等。

(3) 加氢站运营阶段:气瓶充装许可证、加氢站经营许可证、燃气经营许可证、危险化学品经营许可证等。

但需要注意的是,在国家出台针对加氢站的统一规定之前,各地方的具体要求尚不统一,加氢站的具体审批要求及经营资质应以地方规范性文件的规定为准,同时应注意加氢站的设计、施工及安全管理等应当遵守《加氢站技术规范》(GB 50516-2010)、《氢气站设计规范》(GB 50177-2005)、《氢气使用安全技术规程》(GB 4962-2008)等国家有关标准或者规范的规定。

结语

在碳中和、碳达峰大背景下,氢燃料电池在国家政策的大力支持下有着较大的发展空间。但是目前关于氢燃料电池产业的相关规定还主要停留在国家及各地区的政策文件及一些国家标准中,因此,具体的法律法规及监管体系有待进一步完善,产业链中的各个参与者的合规建设也有待进一步加强。



丁恒
合伙人
公司业务部
上海办公室
+86 21 6061 3736
dingheng@zhonglun.com



屋顶分布式光伏开发法律问题解析

作者：高燕、李伟诚

“30·60双碳”目标的提出对我国新能源行业发展提出了新目标和新任务,明确2030年风电和太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上,预计“十四五”期间我国的新能源行业将进入高质量快速发展期。我国建筑屋顶资源丰富、分布广泛,开发建设屋顶分布式光伏潜力巨大。为加快推进屋顶分布式光伏发展,2021年6月20日,国家能源局综合司下发《关于报送整县(市、区)屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》,拟在全国组织开展整县(市、区)推进屋顶分布式光伏开发试点工作。截至2021年7月初,全国已有19个省份的省能源主管部门下发整县推进屋顶光伏开发试点的文件,更助推了开发屋顶分布式光伏项目的热潮。本文将对屋顶分布式光伏的前期开发、项目备案、设计施工、并网验收不同环节中可能面临的法律问题进行分析,并对重点合同文本进行解读。

SECTION ONE

何为屋顶分布式光伏

(一) 分布式光伏

目前我国将光伏发电分为集中式光伏电站与分布式光伏电站两大类进行管理,集中式光伏电站建设运营由《光伏电站项目管理暂行办法》(国能新能[2013]329号)规范,分布式光伏电站建设运营由《分布式光伏发电项目管理暂行办法》(国能新能[2013]433号)规范。

根据国家能源局于2013年11月18日印发的《分布式光伏发电项目管理暂行办法》对分布式光伏的定义,分布式光伏发电是指“在用户所在场地或附近建设运行,以用户侧自发自用为主、多余电量上网且在配电网系统平衡调节为特征的光伏发电设施”。分布式光伏发电实行“自发自用、余电上网、就近消纳、电网调节”的运营模式。

(二) 屋顶分布式光伏

屋顶分布式光伏为分布式光伏的一种。此前,《国家能源局关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》(国能新能[2014]406号)(现已被废止)实际上将分布式光伏分为建筑屋顶及其他场地两种,利用建筑屋顶及附属场地建设的分布式光伏发电项目,在项目备案时可选择“自发自用、余电上网”或“全额上网”的模式。从并网角度看,国家电网公司在《国家电网公司关于印发分布式电源并网服务管理规则的通知(修订版)》(国电营销[2014]174号)中将分布

式电源分为第一类和第二类¹，对于第一类的定义为10千伏以下电压等级接入，且单个并网点总装机容量不超过6兆瓦的分布式电源，屋顶分布式光伏一般属于第一类。

SECTION TWO

屋顶分布式光伏开发流程

屋顶分布式光伏电站项目以交付租金或电费折扣为对价，租用企业厂房、办公楼、居民楼等建筑物的屋顶作为载体来装置光伏发电装置。²屋顶分布式光伏开发可以分为前期开发、项目备案、设计施工、并网验收四个阶段，每个阶段会面临不同的法律问题。

(一) 前期开发

前期开发阶段为项目正式备案前阶段，包括寻找项目资源，确立开发意向，签订相关开发协议等。屋顶分布式光伏项目可分为工业园区与商业区两大类，其中工业园区中包括大型工矿企业、国家级高新技术产业园、地方高新技术产业园等有充足屋顶空间资源并且电量需求较高的工业企业或产业园区；商业区中包括宾馆饭店、体育场馆、大型商业中心等商业设施。

1. 尽职调查

在初步确定项目资源后，需要对拟开发资源进行尽职调查。尽职调查通常涉及到技术、财务与法律等方面。从法律尽调的角度来看，主要关注拟合作企业资质情况以及拟开发项目所涉及的建筑产权是否独立清晰。

拟合作企业资质情况可以通过国家企业信用信息公示系统查询企业注册资本、经营范围等基础信息，通过裁判文书网、执行信息网查询企业涉诉情况与被执行情况，通过要求企业提供人行征信报告初步判断拟合作企业资质情况。

拟开发项目所涉及的建筑产权是否独立清晰，房屋产权是否被质押等建筑权属信息可通过前往主管机关查询，核查房产证、土地证、建设规划许可证原件等方式进行核实。如果建筑物所有权人与实际使用人相同，项目长期运营的稳定性较强；如果建筑物所有权人与实际使用人不同，实际使用人为屋顶光伏发电量的实际使用者，则需要与建筑物所有权人进行协商。

1. 《国家电网公司关于印发分布式电源并网服务管理规则的通知(修订版)》：第四条 本规则适用于以下两种类型分布式电源(不含小水电)：

第一类：10千伏以下电压等级接入，且单个并网点总装机容量不超过6兆瓦的分布式电源。

第二类：35千伏电压等级接入，年自发自用大于50%的分布式电源，或10千伏电压等级接入且单个并网点总装机容量超过6兆瓦，年自发自用电量大于50%的分布式电源。

2. 朱建群等，屋顶分布式光伏电站项目的风险控制，《太阳能》，2017年第2期。

2. 设立项目公司

在技术尽调、财务尽调、法律尽调完成后,如经评估确定开发项目,屋顶光伏开发者可视情况在项目所在地注册成立项目公司,进行项目后续的开发工作。在当地设立项目公司便于办理当地手续,有利于高效建设和经营,同时方便未来项目转让。

3. 签署协议

在项目公司设立后,根据开发者与合作方不同的合作模式(如开发者向合作方支付租金或开发者向合作方提供优惠电价)签署《光伏电站屋顶租赁合同》或《购售电合同》。《光伏电站屋顶租赁合同》是保障屋顶光伏电站在二十五年运营期内稳定运行的核心法律文件之一,需要详细约定租赁双方的权利义务。

《光伏电站屋顶租赁合同》属于租赁合同,《民法典》第七百零三条规定:“租赁合同是出租人将租赁物交付承租人使用、收益,承租人支付租金的合同。”租赁合同的核心特征是租赁物的使用价值和租金之间的对价交易。对于出租人而言,其转移的是租赁物一定期限内的使用权,获得的是租金。对于承租人而言,其支出的是租金,获得的是一定期限内租赁物的使用权。

《光伏电站屋顶租赁合同》兼具租赁协议和项目开发合同的双重特性,重点条款如下:

(1) 租赁物

《光伏电站屋顶租赁合同》的租赁物为拟租赁屋顶,在租赁物条款中建议写明拟租赁屋顶所对应的具体房屋与面积,如“【】号库【】单元,建筑面积为【】平方米”,详细列明拟租赁房屋的屋顶结构、承重数据、抵押状况、屋面状况等信息,同时将拟租赁屋顶的平面图作为合同附件。

(2) 租赁期限

租期是租赁合同的必要条款。屋顶光伏电站的一般运营周期为二十五年,而《民法典》规定的最长有效租赁期限为二十年。³因此,对屋顶的租赁期限最长不能超过二十年,建议在合同中约定租期届满前一定时间双方签署与本合同所约定的条款和条件相同的、期限为租赁期限届满日起五年的《光伏电站屋顶租赁合同》。

在起草租赁期限条款时应注意约定租期的准确起止时间,并视具体情况约定一定的免租期。

(3) 租金

租金一般以每平方米每日/每月的金额乘以租赁面积计算得出,并明确约定租赁价格是否含税。因屋顶光伏项目运营周期较长,建议在租金条款中对支付方式与租金的支付节点进行明确约定。在实践中出租人可能会要求承租人交付一定月份的租金作为保证金。

3. 《民法典》第七百零五条第一款:租赁期限不得超过二十年。超过二十年的,超过部分无效。

(4) 租赁物移交

出租人与承租人双方应在《光伏电站屋顶租赁合同》中约定移交租赁屋顶时双方应同步办理的移交手续。在移交时承租人应确认租赁屋顶与合同约定的屋顶状况是否相符，一旦承租人签署屋顶移交函或占用屋顶，即证明承租人接受了屋顶且屋顶在被占用时处于良好并可进行使用的状况。如承租人在移交时发现屋顶有破损或漏水等重大问题需进行整改，应与出租人在屋顶移交函中进行记录，并约定出租人应当完成整改修缮的时间。整改完成后，双方再次办理移交手续。

(5) 租赁标的使用

《民法典》第七百零九条规定，承租人应当按照约定的方法使用租赁物。⁴承租人租赁屋顶的目的是为了安装太阳能发电装置及附属设备，通常会在《光伏电站屋顶租赁合同》中明确约定屋顶的用途，出租人则会要求承租方不能在屋顶堆放或者使用任何危险品，危险品的范围通常包含《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)规定的丙(1)类、乙类和甲类物品，《危险化学品目录》内所列的所有物品以及其他可能导致屋顶或屋顶所属房屋发生爆炸、火灾、烟雾、环境污染等风险的物品、材料或物质。

如果承租人需要在租赁期内对屋顶进行进一步改造改建或装修，则需要取得出租人的事先同意。⁵

(6) 保险

从降低商业风险，减少纠纷的角度考虑，承租方与租赁方通常会约定保险条款。一般出租人会对屋顶所在房屋投保财产一切险。承租人则会在租赁物移交之日起至租赁到期的期间内自费为承租人在屋顶安装的光伏面板及其他所有设施、设备的全部重置成本投保财产一切险、工伤险、以及第三方责任险。

(7) 修缮

根据《民法典》规定，如当事人未另行约定，出租人履行租赁物的维修义务。⁶因屋顶分布式光伏项目租赁屋顶时间较长，为保障屋顶光伏在项目运营期内的稳定持续运营，对于屋顶及屋顶所属房屋的修缮是合同中需要明确约定的重要内容，通常《光伏电站屋顶租赁合同》中会分别约定承租人与出租人的修缮义务。

4. 《民法典》第七百零九条：承租人应当按照约定的方法使用租赁物。对租赁物的使用方法没有约定或者约定不明确，依据本法第五百一十条的规定仍不能确定的，应当根据租赁物的性质使用。

5. 《民法典》第七百一十五条：承租人经出租人同意，可以对租赁物进行改善或者增设他物。承租人未经出租人同意，对租赁物进行改善或者增设他物的，出租人可以请求承租人恢复原状或者赔偿损失。

6. 《民法典》第七百一十二条：出租人应当履行租赁物的维修义务，但是当事人另有约定的除外。

① 出租人的修缮义务

虽然《光伏电站屋顶租赁》合同租赁标的为屋顶,但屋顶为其所属房屋的一部分,如果房屋存在质量问题,则作为房屋组成部分的屋顶也难言安全,故建议除在合同中要求出租人负责屋顶的正常维护和修缮外,还要明确要求出租人对房屋地基及外墙结构的维护义务,并且对房屋消防系统承担维修义务。

为避免屋顶及房屋需要维修时出租人怠于维修的情形,承租人在合同中可约定一定的维修期,如果超过维修期后出租人仍未完成修理修缮,则承租人有权自行或委托第三方进行维修,因此产生的费用由出租人承担。

② 承租人的修缮义务

承租人对屋顶安装的光伏电站及所属设施承担维修义务。如果光伏电站的损坏对出租人产生影响,则出租人有权自行修缮光伏电站。

(8) 光伏发电项目承租人的义务和责任

在租赁期内,承租人有义务保证光伏发电项目的备案合规,光伏发电设施的安装合格,以及光伏发电设施在运营期间的合规运行。

① 光伏发电项目手续合法合规

为确保光伏发电项目备案手续合法合规,在《光伏电站屋顶租赁合同》中会约定承租人合法合规办理政府备案手续以及运营本项目所需的电网并入相关批复的义务。为更好督促承租人履行上述义务,出租人会要求承租人在屋顶移交前将光伏发电项目的设计方案及图纸、施工建设方案及图纸及政府主管部门对本项目的所有备案等相关文件(下称“项目设计及许可文件”)原件提供给出租人核验,并将复印件提供予出租人留存。出租人会要求承租人进一步保证备案文件在整个租赁期限内持续有效性。

在承租人向出租人提供项目设计及许可文件并获得出租人的书面确认之前,承租人不得在屋顶上进行任何施工建设或进行任何与本项目有关的施工建设准备工作。

② 光伏发电设施安装符合要求

出租人可能会要求承租人严格按照“项目设计及许可文件”规定的技术标准与要求实施建设光伏发电项目,做好运营及维护管理。光伏发电项目所涉及的设施设备的施工、安装、调试及运营应符合国家、地方及行业有关的法律法规、管理条例、规定和技术标准规范。

出租人可进一步要求对光伏发电项目的施工建设进行监督,并要求承租人文明、安全施工,并遵守出租人制定或提出的合理施工、管理要求及相关规章制度,并要求承租人的实施项

目的施工及管理人员已覆盖工伤险,光伏发电项目覆盖建设工程险及第三方责任险,并提供保单复印件。

为确保房屋安全,涉及到消防、房屋结构以及电力的施工,出租人可要求承租人委托出租人指定或认可的承包商进行。

③ 光伏电站运营符合要求

光伏发电项目建成后,出租人可要求承租人建立健全项目运行维护管理制度,并严格执行。如出租人要求,承租人应向出租人提供项目运行维护管理制度全部文件。

为避免因屋顶增加金属件可能产生的雷电灾害,出租人会要求承租人设置足够的防雷设施,避免雷电感应或雷电波侵入造成的出租人用户侧电气设备及其他财产的损害。

承租人负责定期对光伏电站进行检测、保养、清洗等维护工作以及及时处理故障工作,因此产生的所有费用由承租人自行承担。

强势的出租方还有可能要求承租方在光伏发电项目施工建设及项目建成后的运营维护过程中确保本项目不影响出租人、出租人的客户(租户)及周边居民的正常生产和生活,并要求承租人在租赁期限的任何时候都应遵守所有由出租人随时或不时制订的包括使用屋顶和房屋的合理规定和规则。

(9) 屋顶通行权

为防止承租方随意进入屋顶,影响出租人对房屋的正常使用,出租人可能要求承租人提前通知出租人后方有权进入屋顶进行光伏电站所需作业。如承租人为设备进行日常维护之目的需进入屋顶的,承租人需提前2日书面通知出租人并告知具体的维护计划和内容,在出租人物业人员陪同下进入屋顶进行维护工作。如因设施设备出现故障需紧急维修的,承租人应提前3小时通知出租人,在出租人物业人员陪同下进入屋顶进行紧急维修工作。

(10) 光伏发电项目资产所有权及风险责任

① 光伏发电项目资产所有权

为避免权属纠纷,一般来说,《光伏电站屋顶租赁合同》中会写明承租人在屋顶的资产,包括采购并安装在“屋顶”的与光伏发电项目有关的所有设施设备(包括但不限于光伏组件、支架、逆变器、输电线路、计量设备等接至电力并网接驳点前的一切所需设备设施)的所有权属于承租人,并会将双方产权分界示意图作为合同附件。

为进一步区分双方财产,双方可约定承租人在项目完成建设并投产后1个月内向出租人提供一份项目资产清单,包括设备、设施、辅助设备设施的名称、型号、购入时间、价格及质保期

等,如项目资产发生变更、替换或去除的,承租人在7日内将更新的项目资产清单提供出租人。

② 光伏发电项目风险承担

为避免经营中出现光伏电站部件脱落,砸伤他人可能产生的对出租人索赔的情形,出租人会要求承租人负责对项目资产施以充分安全和维护措施,因项目资产跌落、坠落、滑脱、倾覆、松动、老化、失修等任何原因造成出租人、出租人的客户或任何第三方人身或财产损失的,应由承租人负全部赔偿责任并使出租人免于与之相关的一切损失和损害。

③ 出租人的义务

为便于光伏电站建设,承租人通常会要求出租人提供符合承租人建设电站实际要求的施工通道,提供承租人光伏电站建设所需的并网接入点,提供建设光伏电站期间临时用电、用水等能源与建设电站期间存放光伏电站所需关键设备、材料及工具的符合承租人要求的相关场所等。

(11) 产权转让

根据《民法典》规定,承租人对租赁物在同等条件下具有优先购买权,租赁物在租赁期限内发生所有权变动的,不影响租赁合同效力。⁷屋顶是房屋的一部分,房屋产权的转让必然会导致屋顶产权的变更。通常情况下,出租人会要求承租人放弃优先购买权,承租人则会要求出租人保证房屋的受让方同时受让本合同并同意承担本协议下出租人承担的所有义务。

(12) 租赁备案

《城市房地产管理法》第五十四条规定:“房屋租赁,出租人和承租人应当签订书面租赁合同,约定租赁期限、租赁用途、租赁价格、修缮责任等条款,以及双方的其他权利和义务,并向房产管理部门登记备案。”虽然根据《民法典》规定,未办理备案手续不影响合同效力⁸,但实践中也有法院认为屋顶光伏电站建设而进行的租赁显然是商业租赁,商业租赁的存在与“买卖不破租赁”保护居民居住权的立法意图不相一致,从平衡交易各方利益的角度看,倾向于未经登记的租赁合同不具有对抗善意第三人的效力,认为未经备案不适用“买卖不破租赁”原则⁹。从承租方的角度考虑,为获取“买卖不破租赁”原则的保护,需要在《光伏电站屋顶租赁合同》中约定由出租人负责按规定向房屋所在地相关的房屋管理部门办理登记备案,领取房屋租赁登记备案证明。

7.《民法典》第七百二十五条:租赁物在承租人按照租赁合同占有期限内发生所有权变动的,不影响租赁合同的效力。

第七百二十六条:出租人出卖租赁房屋的,应当在出卖之前的合理期限内通知承租人,承租人享有以同等条件优先购买的权利;但是,房屋按份共有人行使优先购买权或者出租人将房屋出卖给近亲属的除外。出租人履行通知义务后,承租人在十五日内未明确表示购买的,视为承租人放弃优先购买权。

8.《民法典》第七百零六条:当事人未依照法律、行政法规规定办理租赁合同登记备案手续的,不影响合同的效力。

9.《上海市高级人民法院民一庭关于处理房屋租赁纠纷若干法律适用问题的解答》(沪高法民一〔2010〕2号)第2条规定:租赁合同登记与否,不影响租赁合同效力。但未经登记的租赁合同,不得对抗第三人。……从平衡交易各方利益的角度看,我们倾向于未经登记的租赁合同不具有对抗善意第三人的效力。

(二) 项目备案

完成前期开发阶段工作后,屋顶光伏发电项目会来到项目备案阶段。根据《国家能源局关于印发分布式光伏发电项目管理暂行办法的通知》(国能新能[2013]433号)第十条规定¹⁰,屋顶分布式项目由项目所在地县级以上发改委备案。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》与《中华人民共和国环境影响评价法》第二十二条¹¹,屋顶分布式光伏应当编制建设项目环境影响登记表并备案。在此阶段屋顶光伏开发商还需要取得县级以上电网企业出具的《接入电网意见函》。

(三) 建设工程

取得项目备案与接入批复后,开发方会通过项目EPC招标采购方式确定施工方,在此阶段需要重点关注项目施工是否需要走招标程序以及EPC承包方的资质。

1. 招标投标程序

2018年6月6日,国家发改委印发《必须招标的基础设施和公用事业项目范围规定》(发改法规规[2018]843号),对《必须招标的工程项目规定》作出进一步细化,规定新能源等能源基础项目属于《必须招标的工程项目规定》第四条规定的情形,因此,分布式光伏电站EPC合同是否需要招标取决于采购额度是否达到《必须招标的工程项目规定》第五条规定的标准。¹²如应招标却未进行招标,作为开发方可能被处以项目合同金额千分之五以上千分之十以下的罚款;对全部或者部分使用国有资金的项目,可以暂停项目执行或者暂停资金拨付;对单位直接负责的主管人员和其他直接责任人员依法给予处分¹³,未经招标签署的EPC合同也面临无效的风险。¹⁴

2. EPC方资质要求

《分布式光伏发电项目管理暂行办法》(国能新能[2013]433号)要求施工单位应具备相应的资质要求,但实践中也存在认为分布式光伏发电项目不属于建设工程项目的观点,从合规角度考虑,建议审核承包方是否具有相应的工程资质和许可证,防范EPC合同无效风险。

10. 《国家能源局关于印发<分布式光伏发电项目管理暂行办法>的通知》(国能新能[2013]433号)第十条:省级以下能源主管部门依据国务院投资项目管理规定和国务院能源主管部门下达的本地区分布式光伏发电的年度指导规模指标,对分布式光伏发电项目实行备案管理,具体备案办法由省级人民政府制定。

11. 《建设项目环境影响评价分类管理名录》规定:其他光伏发电应当编制建设项目环境影响登记表。《中华人民共和国环境影响评价法》第二十二条:国家对环境影响登记表实行备案管理。

12. 《必须招标的工程项目规定》第五条:本规定第二条至第四条规定范围内的项目,其勘察、设计、施工、监理以及与工程建设有关的重要设备、材料等的采购达到下列标准之一的,必须招标

(一) 施工单项合同估算价在400万元人民币以上;(二) 重要设备、材料等货物的采购,单项合同估算价在200万元人民币以上;(三) 勘察、设计、监理等服务的采购,单项合同估算价在100万元人民币以上。

同一项目中可以合并进行的勘察、设计、施工、监理以及与工程建设有关的重要设备、材料等的采购,合同估算价合计达到前款规定标准的,必须招标。

13. 《招标投标法》第四十九条:违反本法规定,必须进行招标的项目而不招标的,将必须进行招标的项目化整为零或者以其他方式规避招标的,责令限期改正,可以处项目合同金额千分之五以上千分之十以下的罚款;对全部或者部分使用国有资金的项目,可以暂停项目执行或者暂停资金拨付;对单位直接负责的主管人员和其他直接责任人员依法给予处分。

14. 《最高人民法院关于审理建设工程施工合同纠纷案件适用法律问题的解释(一)》第一条(三)款:建设工程施工合同具有下列情形之一的,应当依照民法典第一百五十三条第一款的规定,认定无效:……

(三) 建设工程必须进行招标而未招标或者中标无效的。

(四) 并网验收

在EPC方完成项目建设后,由屋顶分布式光伏开发者向当地电网公司提出并网验收和调试申请,并与电网公司签订购售电合同与并网调度协议,完成并网验收与调试,最终实现项目并网运行。

结语

通过对屋顶分布式光伏开发建设流程进行梳理可以发现,相较于风电及集中式光伏,屋顶分布式光伏开发较为简便,项目涉及的审批手续少于前两者,其主要法律风险体现在作为开发基础《光伏电站屋顶租赁合同》的条款条件署以及工程建设阶段。屋顶分布式光伏开发者在实践中需要对上述阶段可能产生的法律风险重点关注,保障屋顶分布式光伏项目顺利并网并稳定持续运营。



高燕
合伙人
公司业务部
北京办公室
+86 10 5957 2081
gaoyan@zhonglun.com

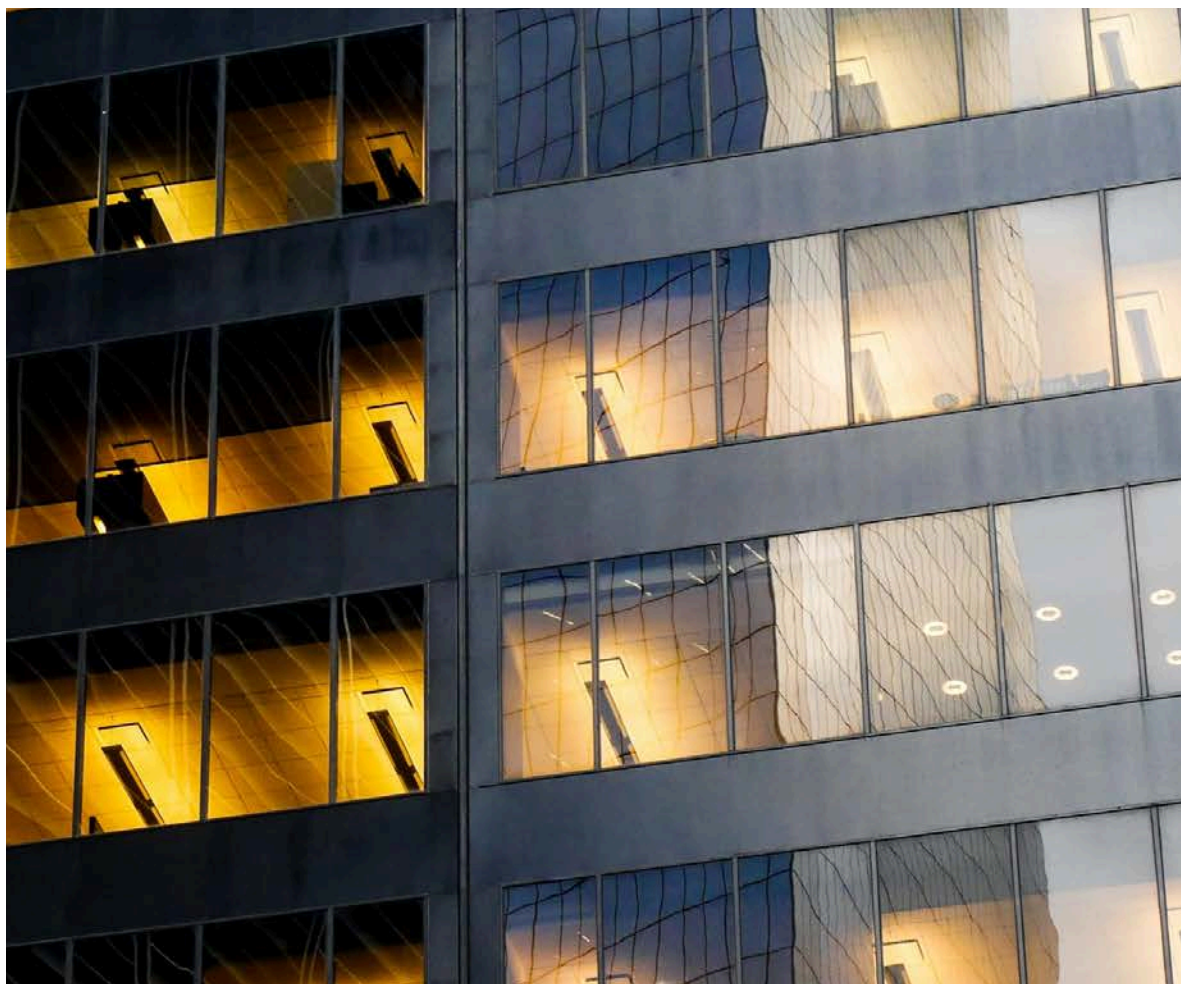
CHAPTER FOUR

**新 能 源 项 目 的 交 叉 业 务
实 务 解 读**



1

新能源与资本市场



新能源企业上市主要法律问题及应对措施

作者：郭克军、贾琛、刘宜鑫

近年来, 新能源发电行业的上市公司逐渐增多。三峡能源(股份代码: SH600905)的成功上市, 更是开启了国内A股市场中大型新能源发电企业上市的先河。一批早年实现了H股上市的大型国有新能源发电企业中, 也有不少已完成H股退市并紧锣密鼓的付诸行动准备回归A股上市。在国家“碳达峰”和“碳中和”的宏观政策背景下, 新能源发电行业将会进一步得到发展, 谋求上市的企业也将会日渐增多。新能源发电行业具有自身的特殊性, 也存在共性的法律问题。国内资本市场近年来虽然大力推行“注册制”改革, 但企业A股市场上上市的整体难度依旧高于H股市场, 合理规范解决相关法律问题是实现企业上市的必然选择。

本文将结合笔者自身办理新能源发电企业A股上市项目的经验及A股市场中其他新能源企业上市案例, 就新能源发电企业A股上市过程中所涉及的重点法律问题进行分析与介绍, 并有针对性的提出一些规范解决方案。

SECTION ONE

同业竞争及其规范解决思路

同业竞争问题是企业上市中的一项关键法律问题, 并且在新能源发电行业表现得更为普遍。在“碳达峰”“碳中和”的宏观政策背景下, 新能源发电行业的持续发展也都会继续带来同业竞争的问题。随着注册制的推行, 科创板与创业板对同业竞争的审核要求虽然有所降低, 从完全禁止同业竞争放宽至要求不存在构成重大不利影响的同业竞争。但无论是审核政策层面还是实际审核尺度方面, A股主板均未放松同业竞争的要求, 同业竞争依然是企业上市过程中的一道红线。A股主板是目前新能源发电企业上市的首选板块, 尤其是对于大型新能源发电企业更是如此, 能否顺利规范解决同业竞争问题将直接影响到企业上市成败。

(一) 同业竞争的认定

何为同业竞争, 同业竞争如何认定? 这在中国证监会2020年6月发布的《首发业务若干问题解答》中已有明确说明。本文将主要结合新能源行业的特殊性, 对新能源发电企业同业竞争认定的几个典型问题进行说明。

1. 不同电源类型是否构成同业竞争

火电、水电、风力发电、光伏发电属于不同的电源类型。根据《国民经济行业分类(GB/T 4754-2017)》的分类目录,火力发电(D4411)、水力发电(D4413)、风力发电(D4415)、太阳能发电(D4416)也分属于不同的行业分类。目前,国内的大型发电集团普遍持有多种电源类型的电力资产。不同电源类型并不必然构成同业竞争。如近期实现上市的“三峡能源”,其控股股东、实际控制人中国长江三峡集团有限公司(“三峡集团”)以大型水力发电作为主营业务,三峡集团下属上市主体长江电力持有国内多个大型水电站资产。三峡能源解释论证三峡集团及长江电力从事的大型水电业务与三峡能源不构成同业竞争获得了中国证监会的认可。与此类似的是,今年上市的浙江新能(股票代码:SH600032)的控股股东浙能集团下属其他企业主要从事火力发电、生物质发电,浙江新能解释该类业务与其不构成同业竞争也获得了中国证监会认可。

此外,分别从事风力发电和光伏发电的企业不构成同业竞争。中国节能环保集团有限公司下属节能风电(股票代码:SH601016)和太阳能(股票代码:000591)分别从事风力发电和光伏发电业务。节能风电于2014年9月实现首发上市,太阳能于2015年年底实现借壳上市。

2. 分布式光伏与集中式光伏是否构成同业竞争

集中式光伏发电项目是指发出电力在高压侧并网的光伏项目。集中式光伏电站发出的电力直接升压并网,由电网公司统一调度。分布式光伏发电项目是指发出电力在用户侧并网的光伏项目。

分布式光伏与集中式光伏同属于光伏发电,属于同一电源类型。对于同一电源类型,中国证监会目前原则上不接受不构成同业竞争的解釋。

(二) 同业竞争的规范解决

对于同业竞争问题,规范方式包括“关”“停”“并”“转”等。具体到新能源发电行业最有效的方式还是“并”和“转”,以从根本上解决同业竞争。如三峡能源在上市申报前收购了三峡集团下属同样从事新能源发电业务的长江三峡集团福建能源投资有限公司股权,以及上市审核过程中收购云南永善三发水电开发有限公司。

对于正常运行中的发电站及项目公司,进行关闭注销通常并不可取,但对于尚未开发的新能源资源,在发行人上市前暂缓开发也可以一定程度上避免同业竞争。但这仅是一种权宜之计,在发行人上市后开发仍依然会面临同业竞争问题,并且可能违背控股股东、实际控制人作出的避免同业竞争的公开承诺。

对于同业竞争事项,具体选择何种规范方式,也需要结合项目的具体情况有针对性的分析判断。

SECTION TWO

农用地使用问题及其规范解决思路

对于新能源发电企业的光伏项目而言,一个不可避免的问题就是农用地使用问题。光伏厂区铺设光伏板需要占用大量土地,在各地建设用地指标整体趋紧趋严的情况下,铺设光伏板的光伏方阵若全部使用建设用地既不现实也不具有经济效益。通常的做法是,企业以租赁方式利用未利用地和农用地铺设光伏方阵。如此,便会面临土地使用合规性问题。

土地使用合规性是企业上市过程中证券监管机构将会重点关注的事项,尤其是对于光伏发电企业作为业务开展基础生产资料的土地而言更是如此。中国证监会发布的《首发业务若干问题解答》也明确要求,发行人存在使用或租赁使用集体建设用地、划拨地、农用地、耕地、基本农田及其上建造的房产等情形的,保荐机构和发行人律师应对其取得和使用是否符合《土地管理法》等法律法规的规定、是否依法办理了必要的审批或租赁备案手续、有关房产是否为合法建筑、是否可能被行政处罚、是否构成重大违法行为出具明确意见,说明具体理由和依据。因此,如何合理规范农用地问题,对于新能源发电企业上市而言是至关重要的。

(一) 关于基本农田

基本农田一直是不可逾越的红线。《土地管理法》第十七条第一款第二项规定:“严格保护永久基本农田,严格控制非农业建设占用农用地”。《基本农田保护条例》第十五条规定:“基本农田保护区经依法划定后,任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区,需要占用基本农田,涉及农用地转用或者征收土地的,必须经国务院批准。”原国土资源部、国务院扶贫办、国家能源局联合印发的《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》(国土资规【2017】8号)也明确了禁止以任何方式占用永久基本农田。

因此,对于涉及占用基本农田的一般光伏项目,基本不可能完成农用地转用手续,将基本农田调整为建设用地。对于拟上市的新能源发电企业而言,应对涉及占用基本农田的光伏发电项目进行处置。结合不同项目的不同情况,可以采取不同的规范措施。对于基本农田占用面积

不大的光伏项目,可以考虑将基本农田范围的光伏发电设施拆除,恢复土地原状;对于基本农田占用面积较大,拆除占用范围内光伏设施后将导致项目整体失去经济效益的,则应考虑将项目公司整体对外转让。

(二) 关于林地和草地

根据《国家林业局关于光伏电站建设使用林地有关问题的通知》(林资发〔2015〕153号)及《国家林业和草原局关于规范风电场项目建设使用林地的通知》(林资发〔2019〕17号)的规定,除光伏厂区以“林光互补”模式使用未利用地性质的宜林地外,新能源发电项目使用林地的均需办理使用林地审核审批手续。采用“林光互补”用地模式的,光伏方阵在施工期按临时占用林地办理使用林地手续,运营期双方可以签订补偿协议,通过租赁等方式使用林地。

根据《草原征占用审核审批管理规范》第六条规定,“矿藏开采和工程建设确需征收、征用或者使用草原的,依照下列规定的权限办理:(一)征收、征用或者使用草原超过七十公顷的,由国家林业和草原局审核;(二)征收、征用或者使用草原七十公顷及其以下的,由省级林业和草原主管部门审核。”

因此,对于林地和草地使用问题,应考虑从以下三方面进行规范:(1)符合“林光互补”模式使用未利用地性质宜林地的,应取得当地林地主管部门关于符合“林光互补”要求的备案或说明文件;(2)占用非宜林地外的其他林地以及占用草地的,应办理取得光伏厂区的林地/草原使用审核同意书;(3)无法办理取得林地/草原使用审核同意书的,应在上市申报前取得当地林地/草原主管部门出具的专项证明,允许项目长期租赁使用相关土地。

(三) 关于一般农用地

除非经批准转为建设用地,农用地原则上不能用于非农业建设。但为鼓励新能源发电行业的发展、支持国家扶贫战略,相关土地使用政策为光伏扶贫项目和光伏复合项目设置了例外情形。

根据原国土资源部、国务院扶贫办、国家能源局于2017年9月25日联合印发的《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》(国土资规〔2017〕8号)的规定,对于光伏扶贫项目和光伏复合项目,场内道路用地可按农村道路用地管理;光伏方阵使用永久基本农田以外的农用地的,在不破坏农业生产条件的前提下,可不改变原用地性质;采用直埋电缆方式敷设的集电线路用地,实行与项目光伏方阵用地同样的管理方式。

因此,针对租赁农用地铺设光伏方阵的光伏项目,拟上市新能源发电企业可以首先考虑从光伏复合项目及光伏扶贫项目角度进行规范。对于符合光伏复合项目建设要求的,应申请认定为光伏复合项目,取得当地发改委、自然资源主管部门关于项目构成复合项目的专项说明或备案文件。其次,对于不能认定为光伏复合、光伏扶贫的项目,则应在上市申报前取得当地自然资源主管部门出具的专项证明,允许项目长期租赁使用农用地。

(四) 关于未利用地

原国土资源部、发改委等六部委于2015年联合发布了《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见》(国土资规[2015]5号,以下简称“《六部委用地意见》”),规定:“采取差别化用地政策支持新业态发展。光伏、风力发电等项目使用戈壁、荒漠、荒草地等未利用土地的,对不占压土地、不改变地表形态的用地部分,可按原地类认定,不改变土地用途,在年度土地变更调查时作出标注,用地允许以租赁等方式取得,双方签订好补偿协议,用地报当地县级国土资源部门备案”。

因此,新能源发电企业以租赁方式取得未利用地用于铺设光伏方阵,符合目前相关法规政策的要求,无需办理建设用地转用手续,但需履行县级自然资源部门备案程序。针对未完成未利用地租赁备案的拟上市新能源发电企业,应在上市申报前补充办理相关备案手续或取得县级自然资源部门的专项证明。

SECTION THREE

无证土地房产及其规范解决思路

新能源发电企业普遍持有大量土地和房产,作为企业生产经营的重要物质基础,自有土地房产权属是否清晰、是否取得权属证书、是否可以长期稳定使用既影响到企业日常经营,也将会直接影响到企业上市。

根据相关证券监管政策及上市审核实践情况,针对无证土地房产,证券监管机构会重点关注:(1) 无证土地房产的具体用途、面积占比,办理权属证书是否存在实质性法律障碍;(2) 无证土地房产所涉及项目对收入、利润的影响,无法办理取得权属证书是否对发行人的正常生产经营造成重大不利影响;(3) 是否存在行政处罚风险,无证房产是否存在被要求拆除的风险。

整体来看,证券监管机构目前对土地及房产的办证率并没有明确的百分比要求,需要综合

考虑办证率、未取得权属证书的原因、是否存在拆除的风险、是否对发行人的生产经营造成重大不利影响等多方面因素。但成功上市的企业在土地房产方面普遍有着较高的办证率，或是就未办证土地房产的情况向证券监管机构作出了合理解释，明确了不会对发行人生产经营造成重大不利影响。

根据笔者的项目经验，对于拟上市的新能源发电企业而言，需要持续性规范无证土地房产问题，具体措施包括：(1)持续推进权属证书办理工作，提升土地房产办证率；(2)在上市申报前，就无证土地房产取得主管部门出具的专项证明，确认办理取得权属证书不存在实质性障碍或不存在土地及房屋建设方面的违法违规行为；(3)结合土地房产权属证书办理的具体进度，详细论述无证土地房产办理权属证书是否存在实质性障碍，并从无证土地房产具体用途、面积占比及收入利润占比角度论述是否会对公司生产经营造成重大不利影响；(4)由控股股东、实际控制人出具兜底承诺，明确由控股股东、实际控制人承担发行人无法办理取得权属证书而可能遭受的损失。

SECTION FOUR

行政处罚及其规范解决思路

新能源发电项目审批环节多、开发建设周期短，对项目开发建设的合规性管理要求较高。在国家补贴持续退坡乃至全面平价时代到来的大背景下，为获得补贴资格或追求更高补贴电价，行业普遍存在“先上车后补票”现象，这也导致了部分新能源发电企业受到的行政处罚数量较多。

对于拟上市的新能源发电企业而言，如果最近三十六个月内存在重大违法违规行为，将会直接导致企业不符合发行上市条件。因此，在新能源发电企业上市过程中应严格控制新增行政处罚，并详细完整梳理既有行政处罚，及时进行规范解决，具体措施包括：(1)对于已有行政处罚，应及时缴纳罚款并进行规范整改，补办相关手续；(2)对于存在刑事犯罪，或导致严重环境污染、重大人员伤亡、社会影响恶劣等并被处以罚款以上行政处罚的项目公司，应在上市申报前予以转让剥离；(3)应在上市申报前就行政处罚事项取得主管部门的专项证明，确认企业不存在重大违法违规行为，相关处罚属于情节严重的处罚事项；(4)对于少量无法取得专项证明的处罚，应依据相关法律法规结合处罚的金额、违法行为后果进行深入分析论证，对是否构成重大违法违规行为做出实质性判断并发表相应意见。

SECTION FIVE

新能源补贴问题及其规范解决思路

国家补贴相关的政策一直深刻影响着新能源发电行业发展,从持续性的补贴退坡,到如今增量项目取消补贴,进入全面平价时代,每一次国家补贴政策的调整都牵动着行业神经。自2021年起,除海上风电项目、光热发电项目外,集中式光伏、工商业分布式光伏和陆上风电的新核准/备案的增量项目都将不再享受中央财政补贴。2019年1月1日至2020年底前核准的陆上风电项目,2021年底前仍未完成并网的,国家不再补贴。尽管如此,过去十多年形成的存量补贴项目体量巨大,国家补贴问题依旧是新能源发电企业上市过程中无法回避的问题。

项目并网发电时是否满足进入补贴目录/补贴清单的条件,是否符合国家相关政策,正在申请中但尚未进入补贴清单的项目未来进入补贴清单是否存在实质性障碍?这些都是证券监管机构在新能源发电企业上市过程中重点关注的法律问题。在财务层面,补贴收入确认时点是否合理,补贴应收账款坏账计提是否合理谨慎,是否与同行业公司一致等等,也都是证券监管机构重点关注的问题。

因此,对于拟上市新能源发电企业而言,需要完整保存梳理补贴项目符合补贴条件的文件资料,结合自身实际情况并参考同行业公司情况规范财务处理。

结语

综上,新能源发电行业企业在上市申报前,应当重点关注同业竞争、土地使用与土地权属、行政处罚状况以及补贴清单等方面的合规性。根据具体情况,及时采取关停、剥离、请有关部门出具证明等各种合规手段,以符合A股对公司上市的审核条件。



郭克军
合伙人
资本市场部
北京办公室
+86 10 5957 2082
guokejun@zhonglun.com



贾琛
合伙人
资本市场部
北京办公室
+86 10 5957 2428
jiachen@zhonglun.com



碳中和债——可再生能源发电应收补贴款 资产证券化项目相关法律问题探讨

作者：刘新宇、张淑敏

2020年9月22日,国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上承诺,“中国将提高国家自主贡献力度,采取更加有力的政策和措施,二氧化碳的碳排放力争于2030年前达到峰值,努力争取到2060年前实现‘碳中和’¹。”

中国银行间市场交易商协会(以下简称“交易商协会”)于2021年3月18日发布《关于明确碳中和债相关机制的通知》,在绿色债务融资工具项下,创新推出碳中和债,助力实现“30·60”目标²,通过专项产品持续引导资金流向绿色低碳循环领域,助力实现碳中和愿景。该通知第二条对“碳中和债”的募集资金用途领域作出了明确规定,其中第一类即为清洁能源类项目(包括光伏、风电及水电等项目)³;该通知明确鼓励企业注册发行以碳减排项目产生的现金流为支持的绿色资产支持票据等结构性债务融资工具创新产品。

2021年伊始到4月初,成功发行的碳中和资产证券化项目中,以可再生能源发电应收补贴款作为基础资产的有3只⁴:

名称	产品类型	基础资产类型
龙源电力可再生能源电价附加补助2期绿色资产支持专项计划(专项用于碳中和)	资产支持专项计划(ABS)	应收补贴款
国家电力投资集团有限公司2021年度新能源2号第一期绿色定向资产支持商业票据(碳中和债)	资产支持商业票据(ABCP)	应收补贴款
中国三峡新能源(集团)股份有限公司2021年第一期绿色资产支持票据(碳中和债)	资产支持票据(ABN)	应收补贴款

1. 引自《习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话》, http://www.xinhuanet.com/politics/leaders/2020-09/22/c_1126527652.htm, 查阅日期:2021年5月7日。

2. 参见交易商协会《关于明确碳中和债相关机制的通知》文首。

3. 参见交易商协会《关于明确碳中和债相关机制的通知》第二条第(一)款。

4. 数据引自《[ABS专题研究]大热的碳中和资产支持证券,香不香?》,来源:联合资信公众号。

笔者对以可再生能源发电应收补贴款作为基础资产进行资产证券化过程涉及的部分法律问题略有思考,谨以此文抛砖引玉,期待得到更多专家指正。

SECTION ONE

可再生能源发电应收补贴款作为基础资产开展 资产证券化项目的迫切性和可行性

可再生能源发电补贴,又称“可再生能源电价附加资金补助”,系由财政部设立的可再生能源发展基金,对已纳入可再生能源电价附加资金补助目录(以下简称“补贴清单”)的可再生能源发电项目下发的补助资金;而可再生能源发展基金系财政部按照《可再生能源法》要求,通过从电价中征收基金附加的形式筹集资金设立,支持电网企业收购光伏、风电、生物质等可再生能源发电量的政府性基金⁵。

自《可再生能源法》原则性地提出,“电网企业收购可再生能源电量所发生的费用,高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额,由在全国范围对销售电量征收可再生能源电价附加补偿”⁶以来,财政部、发改委、国家能源局等各部门陆续出台了多个文件对其予以规定、调整,主要相关文件整理如下:

序号	文件名称
1	《中华人民共和国可再生能源法》(2009修订)
2	《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》(财综〔2011〕115号)
3	《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》(财建〔2012〕102号)(已被《可再生能源电价附加补助资金管理办法》废止失效)
4	《国家发展改革委关于完善风力发电上网电价政策的通知》(发改价格〔2009〕1906号)
5	《国家发展改革委关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格〔2014〕3008号)
6	《国家发展改革委关于印发<可再生能源发电全额保障性收购管理办法>的通知》(发改能源〔2016〕625号))
7	《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》(发改价格〔2015〕3044号)

5. 财政部办公厅《“六保”财政政策措施问答》,第102项问答,网址:www.mof.gov.cn/zhengwuxinxi/caizhengxinwen/202007/t20200716_3550843.htm。

6. 参见《可再生能源法》第二十条。

序号	文件名称
8	《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格〔2016〕2729号)
9	《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格〔2019〕882号)
10	《财政部、国家发展和改革委员会、国家能源局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,以下简称“4号文”)
11	《财政部、国家发展和改革委员会、国家能源局关于印发<可再生能源电价附加资金管理办法>的通知》(财建〔2020〕5号,以下简称“5号文”)
12	《财政部办公厅关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》(财办建〔2020〕6号)
13	《财政部、国家发展和改革委员会、国家能源局关于<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)
14	《国家能源局关于印发<发电企业与电网企业电费结算办法>的通知》(国能发监〔2020〕79号)
15	《国家发展和改革委员会、财政部、中国人民银行、银保监会、国家能源局关于引导加大金融支持力度促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知》(发改运行〔2021〕266号)

上述文件明确规定了可再生能源发电补贴的资金来源、申报主体、申报流程、计算方式、结算方式等事项及调整,对已纳入补贴清单的项目而言,其就已完成发电和销售的电量享有的应收补贴系按照国家统一政策标准发放的中央财政补贴,权属明确且可依据相关法律产生预期可测的现金流,适合作为资产证券化的基础资产。

可再生能源发电补贴自2012年纳入政府性基金管理以来,中央财政累计拨付补贴资金超过5000亿元,有力支持我国可再生能源行业快速发展。但另一方面,由于可再生能源电价附加入不敷出,存在较大缺口,导致部分可再生能源发电企业未能及时获得补贴,已经成为行业广泛关心的重大问题。⁷

国家鼓励已纳入补贴清单的可再生能源项目所在企业,对已确权应收未收的财政补贴资金,通过向金融机构可申请补贴确权贷款或通过开展资产证券化项目进行融资⁸,以缓解可再生能源发电企业融资困境。因此,可再生能源发电企业对确权的应收补贴款,以通过资产证券化的方式进行融资,迫切且可行。

7. 引自《财政部对十三届全国人大三次会议第4544号建议的答复》(财建函〔2020〕48号),

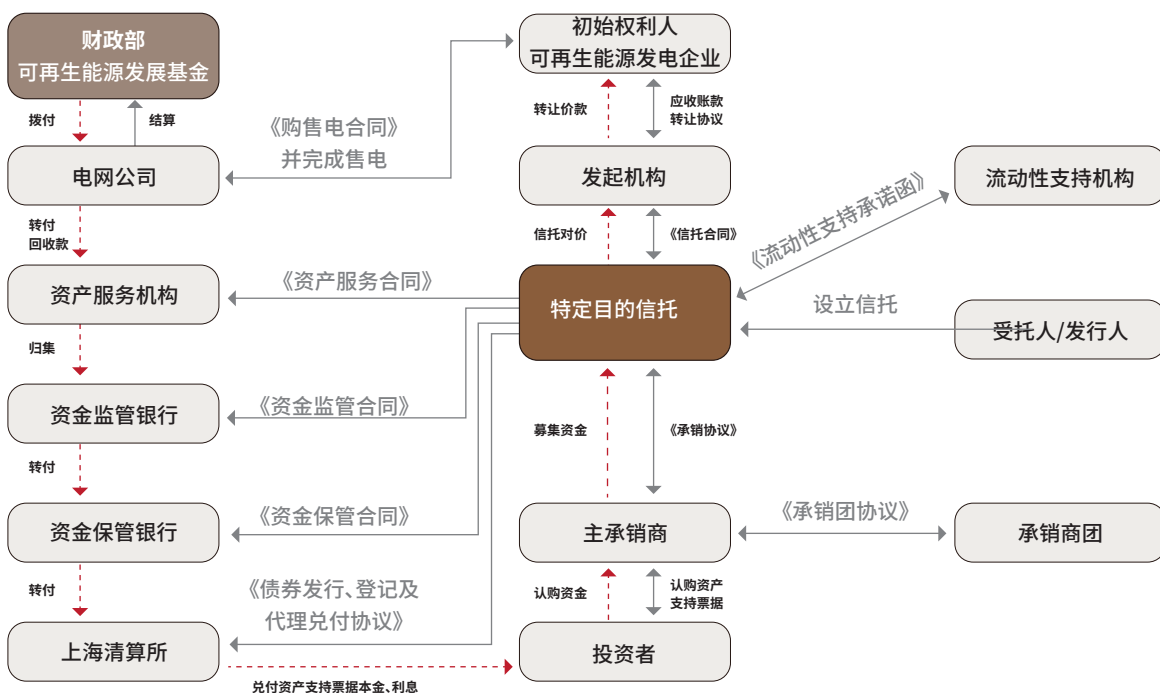
http://bgt.mof.gov.cn/zhuantilanmu/rdwyh/tianbanli/2020lh/2020fwgk/202010/t20201010_3601101.htm, 查阅日期:2021年5月13日。

8. 参见交易商协会《关于明确碳中和债相关机制的通知》第七条第(三)款和证监会《资产证券化监管问答(一)》第二条。

SECTION TWO

可再生能源发电应收补贴款ABN项目的交易结构

以某新能源发电企业可再生能源发电应收补贴款ABN项目为例,该项目交易结构如图:



SECTION THREE

可再生能源发电应收补贴款资产证券化项目
部分法律问题及解决方案探讨

(一)《购售电合同》项下之转让限制条款及解决方案探讨

根据相关合同示范文本,可再生能源发电企业与电网公司签署的《购售电合同》中一般存在如下类似约定:售电人和购电人明确表示,未经对方书面同意,均无权转让《购售电合同》项下所有或部分的权利或义务(以下称“购售电合同限制转让条款”)。

对此,笔者倾向性认为,由于该等发电企业(作为售电人)享有的请求支付该等可再生能源电价附加资金权利系按照国家统一政策标准发放的中央财政补贴,其产生和结算的主要依据为上述相关法律规定而非《购售电合同》,其支付义务人实际为可再生能源发展基金(财政部下

设,以下同)而非《购售电合同》项下购电人,该等补贴款应为法定之债,而非基于《购售电合同》创设的合同权利、义务,且其为金钱债权,以该等可再生能源发电应收补贴之收益作为基础资产的相关转让合同效力不应受到上述购售电合同限制转让条款之影响。理由如下:

1. 从法律规定的补贴对象和主体来看,相关文件明确规定的补贴对象为可再生能源发电项目,即享有可再生能源电价附加资金的权利主体为可再生能源发电企业,而非电力公司。

可再生能源发电补贴的申报单位为可再生能源发电企业;根据5号文,列入补贴清单的可再生能源发电项目可享受补助资金⁹;4号文第三条亦明确,按照5号文规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目,全生命周期补贴电量内所发电量,按照上网电价给予补贴。

2. 从购售电合同约定和相关法律规定来看,电力公司(作为购电人)对售电人就可再生能源补贴款承担的为转付义务而非以其自有资产或主体信用的支付义务,实际承担可再生能源补贴款支付义务的为可再生能源发展基金而非电力公司。

(1) 从合同约定来看,就可再生能源发电项目签署的《购售电合同》中一般将上网电价区分为“电网企业结算的电价”部分和“可再生能源补贴”两部分,且《购售电合同》明确售电人收取的上网电价中“可再生能源补贴”由可再生能源发展基金承担,对购电人承担上网电费部分一般会明确约定相关结算时间、结算方式以及未按期足额支付的违约责任,但对于“可再生能源补贴”的结算和支付通常仅原则性约定“可再生能源发展基金承担的上网电费部分按照国家法律法规和相关规定执行”。

(2) 从相关法律规定来看,可再生能源发电补贴的兑付、结算路径为¹⁰:

首先,财政部根据电网企业和省级相关部门申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况,按照以收定支的原则向电网企业和省级财政部门拨付补助资金;

第二,各级级财政部门收到补助资金后,向本级独立电网企业或公共可再生能源独立电力系统项目单位分解下达预算,并按照国库集中支付制度有关规定及时支付资金;

第三,电网企业及时足额向纳入国家补贴范围的可再生能源发电企业转付中央财政等补贴。原则上电网企业在收到中央财政补贴资金十个工作日内,按照有关要求及时兑付给可再生能源发电企业。

9. 参见《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》(已失效)第四条和5号文第四条。

10. 参见5号文第十条、第十二条和《发电企业与电网企业电费结算办法》第十二条。

由上述可知,电力公司并不以自有资产或主体信用对作为售电人的可再生能源发电企业承担该“可再生能源补贴款”的支付义务,其仅在收取到财政部门下发的补助资金后承担向发电企业及时转付、结算的义务;基于此,笔者倾向性认为,该类应收补贴款为法定补贴而非基于《购售电合同》为合同双方创设的合同权利、义务,购售电合同限制转让条款限制的应为合同双方根据《购售电合同》所创设的权利或义务,因此,可再生能源发电应收补贴收益之转让合同的效力不应受到购售电合同限制转让条款之影响。

3. 从《民法典》的最新规定来看,2020年及之前,根据当时实施的《合同法》第七十九条第(二)款规定:“债权人可以将合同的权利全部或者部分转让给第三人,但有下列情形之一的除外:(二)按照当事人约定不得转让。”对于违反原《合同法》第七十九条,在合同存在限制性约定的情况下转让合同债权的法律后果,并无明确规定。司法实践中有采取认定转让行为无效或效力待定的,裁判规则并不统一。¹¹但对于资产证券化项目而言,转让行为效力存在任何法律瑕疵则意味着该项目的交易基础缺失而难以进行。实践中,取得债权人书面同意这一要求,多数项目很难实现。《民法典》顺应了现实需求,其第五百四十五条在原《合同法》第七十九条基础上,增加了“当事人约定非金钱债权不得转让的,不得对抗善意第三人。当事人约定金钱债权不得转让的,不得对抗第三人”之规定。因此,退一万步来讲,即便认为可再生能源发电应收补贴款为合同之债,基于其金钱债权的属性,存在购售电合同限制转让条款亦不影响其转让的相关合同之效力。

综上,笔者倾向性认为,可再生能源发电应收补贴款系可再生能源发电企业基于相关法律规定,在满足法定条件后可依法自可再生能源发展基金获得的款项,其权利主体、补贴标准、结算规则和支付时间等均依照相关法律执行,其法律属性上应为法定补贴且为金钱债权,《民法典》施行后以可再生能源发电应收补贴款之收益作为基础资产进行转让开展资产证券化项目的,前述购售电合同限制转让条款不影响基础资产转让合同的效力。

但笔者提示,由于该等补贴款的取得须以可再生能源发电企业完成《购售电合同》项下电量销售为前提,对于该等补贴款为合同之债还是法定之债,实践中仍存争议,且《购售电合同》项下往往约定了较为宽泛的违约责任条款,直接以“应收可再生能源电价附加”或“可再生能源发电应收补贴款”作为基础资产进行转让开展资产证券化融资,可能引发购售电双方关于该等转让事项是否违反《购售电合同》的争议。因此,建议此类项目将基础资产定义为“应收可再生能源电价附加收益”,以缓释相关法律风险。

11. 引自《民法典对资产证券化的六大影响》,来源:柏梁团队abs法律评论,作者:路竞伟、刘小丽、张志杰、刘建剑。

(二)《购售电合同》项下应收账款存在权利负担及解决方案探讨

根据资产证券化业务的相关规定,拟进行证券化的基础资产均不得附带抵押、质押等担保负担或者其他权利限制,如基础资产附带抵押、质押等担保负担或其他权利限制的,应在发行文件中对该事项进行充分披露及风险提示,并对解除该等担保负担或其他权利限制的安排作出相应说明¹²。

实际操作中,可能存在企业已经将部分可再生能源发电项目未来某一期间所产生的电费收入(或表述为电费收费权、电费收益等)质押进行融资的情形。对此,笔者建议:

1. 甄别已质押财产的范围是否包括可再生能源发电应收补贴款。如质押合同中已明确质物仅包括基础电费,且质物清单所列示的应收账款金额仅列示了基础电费对应金额的,在没有其他相反证明资料的情况下,应可以认定可再生能源补贴未作为质物进行质押,不影响其作为基础资产入池。

2. 如根据质押合同、质押登记文件,无法将可再生能源发电应收补贴款排除在质押财产之外的,建议区分质押合同对应的主债权情况,采取如下措施:

(1) 如主债权余额较小的,建议由企业在封包日前结清原债权,注销相关质押登记,以确保其符合入池条件。

(2) 如主债权余额较大但剩余期限较短的,建议企业与主债权人进行沟通,尝试取得其同意,通过融资置换,以资产证券化项目募集资金提前归还相关融资,并取得其在一定期限内注销相关质押登记的承诺。

(3) 如主债权余额较大,且主债权存续期间内质物价值扣除可再生能源发电应收补贴款后的余额部分(即基础电费)已足额覆盖主债权本息且满足其质押率要求的,建议企业与主债权人进行沟通,尝试通过签署补充协议的方式,将该等质押合同的质押财产范围明确为基础电费部分,并办理相关质押变更登记手续。

但无论采取何种方式,以上操作均需相关主债权人的配合,项目方亦可通过由主债权人(如为金融机构)认购一定资产证券化产品份额、聘请其作为资金监管银行、托管银行等措施争取得到其支持。

12. 参见《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》(中国证券监督管理委员会公告〔2014〕49号)第二十四条、《非金融企业资产支持票据指引》(中国银行间市场交易商协会公告〔2017〕27号)第十八条。

(三) 可再生能源发电应收补贴款回款周期之不确定性及解决方案探讨

近年来国家已积极采取措施缓解补贴拖欠等问题,但可再生能源发电补贴发放时间仍存在一定的不确定性,由此可能带来资产支持证券端的流动性风险,一般建议采取如下风险缓释措施:

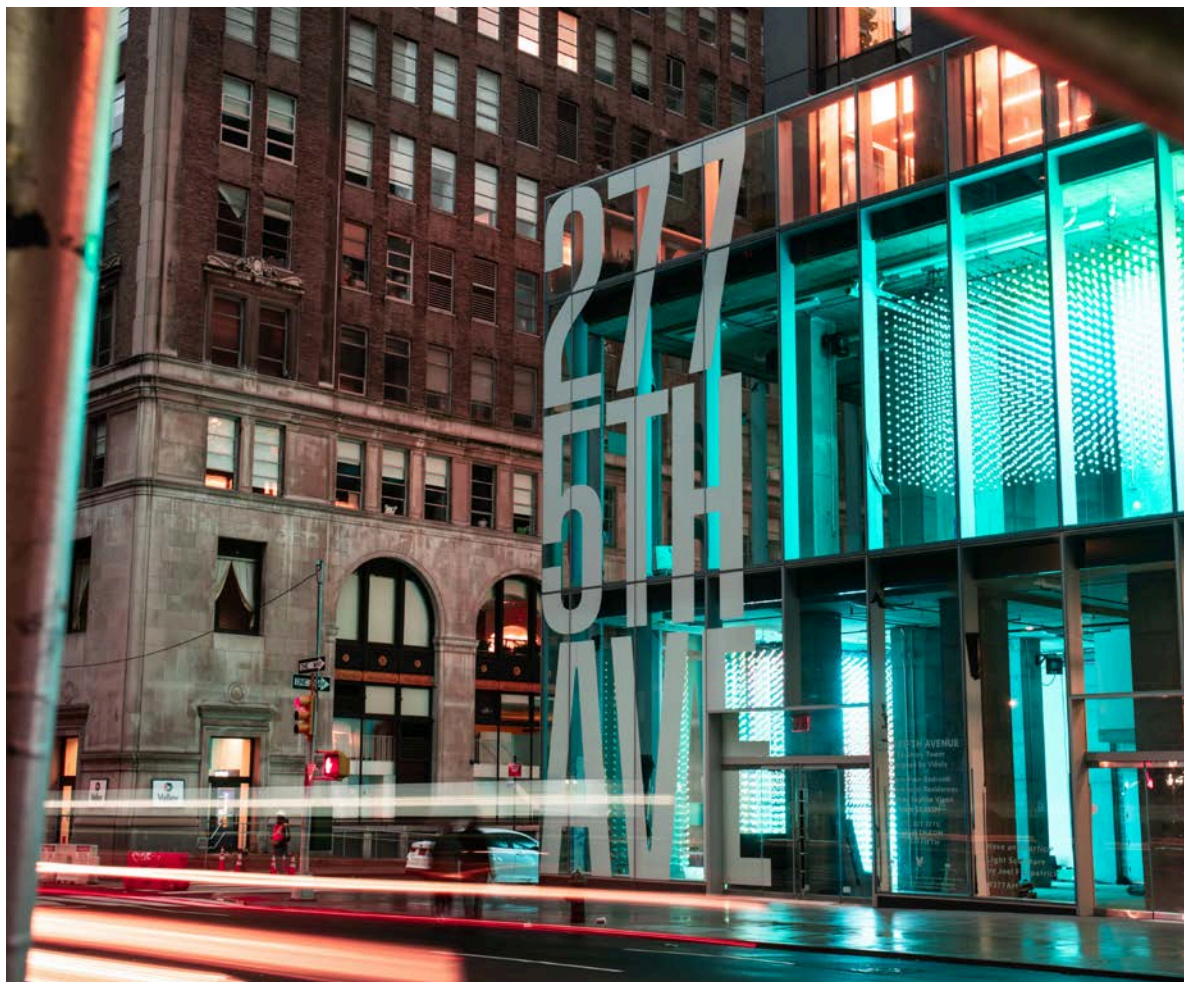
1. 证券端本金采取过手摊还机制,不采取固定期限还本摊还方式,避免因基础资产回款时间不确定导致优先档的本金无法足额兑付。
2. 建议设置流动性支持/差额支付等外部增信措施,以确保每个兑付日优先档的收益(和本金,如有)得到足额兑付,但对于出表型资产证券化项目而言,设置差额支付安排如对其出表可能构成障碍的,建议通过企业另行支付权利维持费等方式保障优先档收益的兑付。
3. 建议设置循环购买安排。现金流回款之不确定性不仅表现在其回款金额可能小于预期,也表现在某期间内回款金额可能超出预期。建议设置循环购买安排,循环购买期内,基础资产回收款用于向企业循环购买新的基础资产,以提高融资效率。

结语

以上为我们根据实践经验整理的可再生能源发电应收补贴款资产证券化项目中的部分法律问题及分析意见、解决建议,实际操作过程中各项目交易方案仍需基于不同项目的具体情况具体分析而定。另外,可再生能源发电企业可用于资产证券化的基础资产不仅限于应收补贴款,其融资实现路径和方式也可以更加多元化,我们期待更多的机构、专家关注并参与,群策群力,不断解决以碳减排项目产生的现金流为支持的资产证券化项目及其他“碳中和债”领域的相关法律难题,以专业助力“30·60”。



刘新宇
合伙人
私募基金与资管部
上海办公室
+86 21 6061 3700
jeffreylu@zhonglun.com



“双碳”目标下新能源企业 ESG风险管理的三个维度

作者：周兰萍、孟奕

2020年9月,习近平主席在第75届联合国大会提出我国实现2030年前碳达峰、2060年前碳中和目标(以下简称:“双碳”目标),得到了国际社会高度赞誉和广泛响应。“双碳”目标下,新能源投资和ESG逐渐成为了当前市场的两大关键词,同时两者也在相互促进和影响。本文即以ESG投资为视角,从环境、社会和公司治理三个维度探索新能源企业实现ESG风险管理的有效措施和可持续发展路径。

SECTION ONE

“双碳”目标背景下新能源投资和ESG的兴起

2021年的中央经济工作会议明确将做好碳达峰、碳中和工作列为今年八项重点任务之一。但是,作为全球最大的发展中国家和碳排放国,在推进发展的同时实现快速减排对于我国来说仍是非常艰巨的任务。从我国“十四五”规划要点来看,通过调整当前能源结构,大力发展清洁能源以控制和减少碳排放,以及通过大力发展降碳、零碳和负碳技术,利用技术手段实现产业转型已成为实现“双碳”目标的必然路径选择。未来,新能源将在我国能源系统中占据主体地位,新能源产业及企业也将具有更加广阔的发展空间。

而“双碳”目标的提出,不仅仅对我国应对气候变化、推进生态文明建设提出了更高要求,同时也对建立以绿色发展为价值引领和增长动力的现代经济体系,实现经济社会发展与生态环境保护可持续的协同发展赋予了更深远的意义。在此背景下,绿色投资和ESG理念也在近年来逐步兴起并引起了业内的广泛关注。

ESG,是环境(Environment)、社会(Social)、公司治理(Corporate Governance)的缩写,其起源于社会责任投资(Socially Responsible Investing, SRI)的概念,是一种以人与自然和谐共生为目标的可持续发展价值观。与关注企业盈利能力及财务状况的传统指标不同,ESG投资更着眼于从非财务角度考察企业价值与社会价值,是一种追求长期价值增长、兼顾经济和社会效益的投资方式。显然,ESG投资与“双碳”背景下我国深入实施可持续发展战略,促进生产生活方式绿色转型的目标不谋而合。

因此,新能源战略的全面实施和ESG投资理念的有效落实是促进“双碳”目标早日实现的两项重要手段,两者相辅相成,相互促进。而积极引入ESG投资理念,加强ESG风险管理将成为“双碳”目标下,特别是新能源企业实现高质量和可持续发展的重大课题。

SECTION TWO

ESG理念下新能源企业的环境(E)风险管理维度

国际研究机构的成果表明, ESG评价较高的公司比同行更具竞争力, 这种竞争优势可能源于其对资源更有效的利用、更好的人力资本发展或者更好的创新管理。而环境(E)因素作为ESG投资过程中的核心要素, 对于新能源企业而言也是关键竞争力所在。

从环境(E)风险管理维度, 新能源企业应重点关注以下方面:

1. 持续关注新能源项目的环境合规

(1) 项目立项审查阶段的环境合规

在该阶段内, 主要应关注环境影响评价制度对于项目立项的影响, 且随着我国环评制度的不断改革, 评价标准应逐渐向项目后端进行全生命周期的覆盖和延伸。

以受到社会高度关注的“云南绿孔雀”公益诉讼案为例, 法院认为由于戛洒江一级水电站的淹没区是绿孔雀栖息地, 一旦淹没很可能对绿孔雀的生存造成严重损害; 且由于《环境影响报告书》中未对陈氏苏铁进行评价, 也未对陈氏苏铁采取任何保护性措施, 若项目继续建设, 将使该区域的上述珍稀动植物的生存面临重大风险, 因此判决立即停止基于现有环境影响评价下的水电站项目建设。¹可见, 如企业在新能源项目前期缺少对于环境风险的全面评估, 对于新能源项目的正常开展将会造成严重的影响。

(2) 项目实施阶段的环境合规

针对项目实施阶段, 我国已相继出台《建设项目环境保护管理条例》《排污许可管理条例》《水污染防治法》等一系列法律政策, 建立了严格的环境监管和处罚机制, 避免项目建设过程中“无证排污”、“未验先投”、违反“三同时”验收制度等环境风险的发生。同时, 我国也开始适用项目环境影响后评价制度, 用以评估项目实施阶段对环境的影响, 并根据评价结果对项目后续运营和生态环境修复、保护开展进一步工作。

1. 《“云南绿孔雀”公益诉讼案一审宣判: 立即停止水电站建设》, 澎湃新闻, 2020年3月20日, 载于: https://m.thepaper.cn/newsDetail_forward_6604431?from=singlemessage&isappinstalled=0。

2. 《“云南绿孔雀”公益诉讼案一审宣判: 立即停止水电站建设》, 澎湃新闻, 2020年3月20日, 载于: https://m.thepaper.cn/newsDetail_forward_6604431?from=singlemessage&isappinstalled=0。

在生态环境部于2020年通报的行政执法正面清单实施期间第一批8个环境执法典型案例中,就存在辽宁沈阳国润低碳新能源科技有限公司利用雨水井以逃避监管的方式直接排放水污染物的违法行为,并被处以100万元的行政处罚金。²可见,新能源企业在正常项目经营过程中应当持续关注环境相关的风险因素,避免因被行政处罚使得企业遭受经济损失,甚至影响到企业声誉和社会地位。

2. 采取多样化措施积极减少企业碳足迹

“双碳”目标的实现依赖于控制和减少各重点行业领域内企业的碳排放以及促进和增加碳吸收技术的利用,因此对于新能源企业而言,无论是加大水电、风电、太阳能、氢能、生物质能等清洁能源领域项目的投资,还是加大对于碳捕集、利用与储存(CCUS)等固碳技术的研究开发,都将有巨大的成长空间和市场机会。

同时,在技术较为成熟的光伏等项目中,新能源企业也可以通过创新性的建设模式减少企业的碳足迹。例如,由于光伏项目所需占用的土地面积较大,但通常受制于土地指标、土地性质和所有权等问题,无法取得相应的建设用地。为此,多数企业已在积极采用“农光互补”、“渔光互补”等新型建设模式,通过在农业大棚或鱼塘上方建设光伏工程实现清洁能源发电,同时在棚下将光伏科技与现代农业或渔业养殖有机结合。该模式既具有无污染零排放的发电能力,又不额外占用土地,在实现了土地立体化的增值利用的同时,也实现了低碳经济和农业发展的双赢局面。

3. 利用新型投融资模式实现新能源和区域环境治理的融合

为实现“双碳”目标,加大生态修复和污染防治领域的投资开发必将是国家政策趋势所在,而新能源企业参与该类项目也具有天然的优势。但是,由于该类项目公益性较强、收益性较弱等特点也使得社会资本望而却步。对此,生态引领的城市可持续发展模式(LandsensesEcology-Oriented Sustainable Development, EOD)模式提供了一条解决路径,该模式以生态文明建设为引领,以特色产业运营为支撑,采取产业链延伸、联合经营、组合开发等方式,将公益性较强、收益性较弱的项目与可利用的区域性资源和产业融合,带动区域环境、经济、社会价值提升,实现可持续发展。

以“亿利集团库布其治沙保黄项目”为例,依托“十四五”期间规划建设的内蒙古库布其“两山”实践创新基地1000万千瓦绿色能源及外输项目,亿利集团将其中3GW光伏采用EOD模式

2.《“云南绿孔雀”公益诉讼案一审宣判:立即停止水电站建设》,澎湃新闻,2020年3月20日,载于:https://m.thepaper.cn/newsDetail_forward_6604431?from=singlemessage&isappinstalled=0.

进行建设,打造3GW沙漠光伏生态数智化产业园,形成规模化、市场化、产业化的可持续生态治理模式,实现“以生态治理营造绿色产业发展的基础条件,以绿色产业反哺沙漠生态建设”的良性生态循环发展模式。

4. 根据新能源产品的实际市场需求合理确定投资规模

“十三五”阶段,在国家政策大幅激励下,市场主体踊跃参与新能源的投资建设。但是在初期阶段,由于用电增速大幅降低和新能源开发布局过于集中,局部调节能力和外送互济能力未能匹配新能源的发展速度等原因,导致新能源消纳问题突出,并成为影响新能源发展布局的重要因素之一。

“十四五”期间,新能源发电将迎来巨大的发展机遇,但是由于我国电力系统调节能力建设总体还处于相对滞后状态,跨省区新能源电力配置水平也有待进一步提升,“十四五”新能源的消纳问题依然面临着严峻形势。今年1~5月份,青海、蒙西等局部地区已出现弃风弃光增长苗头。³因此,新能源企业在投资过程中,应高度关注新能源的消纳问题,对于新能源市场需求进行合理研判后再确定投资规模,避免因弃风弃光等原因导致资源浪费。

SECTION THREE

ESG理念下新能源企业的社会(S)风险管理维度

新能源项目的投资建设本身就能带来较高的社会效益,能够有效减少传统能源使用带来的污染排放和环境破坏,提升居民的生活环境 and 质量,同时也有利于解决各地区之间的能源资源不平等,减少因能源缺口问题导致的人口流动。

因此,为进一步提升新能源企业的社会(S)风险管理能力,可重点关注以下方面:

1. 通过新能源项目投资带动产业扶贫和乡村振兴

我国中西部地区和偏远农村地区土地广袤,自然条件优越,具有丰富的风能和光热资源,但是经济发展和产业结构相对落后。因此,将新能源利用、节能减排和产业扶贫、乡村振兴进行有机结合,助推中西部地区以及农村经济发展和产业结构调整也已成为新能源项目落地的关键。

3. 《采取可落地消纳举措 防范局部性弃风弃光演变为全局性反弹》,中国经济导报,2021年7月20日,载于:http://www.ceh.com.cn/epaper/uniflows/html/2021/07/20/07/07_50.htm。

以湖南桂阳县茶园村为例,该地区一度因农业产业落后,村集体收入薄弱导致经济发展困难。2019年,县政府通过招商引资建设了一座占地3000亩的光伏发电站。通过光伏产业的引入,不仅解决了茶园村山地撂荒问题,还能获得每年14余万元的固定村集体经济收入,并帮助25位村民就地就近就业。如今,光伏发电等新能源产业的发展已成为助推乡村振兴的重要支撑。

2. 减少对项目周边社区和居民的影响

虽然光伏发电等新能源产业作为新兴的环保产业为百姓熟知,并为居民生活,特别是电力资源相对匮乏的城镇居民带来了便利。但是,另一方面,新能源项目可能带来的负面影响也值得被关注。目前,例如在光伏发电项目的推广过程中,已有多起因影响采光、安全等问题遭受居民或业委会投诉,而被迫终止项目的案例发生。因此,新能源企业在项目实施前,特别是在城镇地区,还应注意采取必要措施尽可能减少对周边社区和居民生活的不利影响。

3. 项目实施过程中承担更多社会公益责任

在产业开发和项目投资过程中,新能源企业还应通过采取多样化手段创造更多社会价值,以提升企业形象和社会影响力。新能源企业在项目实施过程中,应重点注重对周边社区和居民权益的保障,积极承担公益责任。例如,参与区域公共设施投资建设(建造公共活动空间、公共基础设施等);对周边受影响人群进行培训;创造就业岗位等等。

再以上述“亿利集团库布其治沙保黄项目”为例,亿利集团在发掘库布其经济价值的同时,还积极追求社会效益,与当地政府共建集幼儿园、小学、初中为一体的亿利东方学校,图书馆、舞蹈房、多功能网络中心一应俱全,为当地儿童提供了新的希望。

SECTION FOUR

ESG理念下新能源企业的公司治理(G)风险管理维度

公司治理对企业的经营发展至关重要,且表现在公司治理结构、透明度、独立性、管理层和股东权利等多个方面,其相应的风险包括腐败与贿赂,违规罚款,负面新闻等。因此,与环境和社会风险相比,公司治理绩效对企业的财务绩效影响相对更大。

因此,从公司治理(G)风险管理维度,新能源企业应重点关注以下方面:

1. 规范公司治理尤其是董监高履职合规

尽管新能源作为国家支持的战略新兴产业获得了极大的政策支持和市场关注,但从发展之初其行业丑闻也在不断发生,例如2013年,由于多个光伏企业通过虚构合同、建后再拆和以次充好的方式“骗补”,导致国家级的金太阳示范工程草草收场;2019年,15家新能源车企集体舞弊,为数据接入合规行贿上海某机构等。这些个例的背后无不体现着企业治理规范的不足以及合规意识的淡薄。

因此,为由上而下地促进企业的ESG整合,创建以ESG理念为核心的企业指导原则、价值观和道德氛围,董事会和高级管理层应先理解ESG对企业的价值和关系,并重视员工履职合规。具体方式包括:(1) 确保董事会拥有具备相关ESG专业知识和经验的董事,以尽可能降低潜在的ESG风险和危机产生;(2) 组建专业的ESG风险合规及管理委员会,明确相应的职责和问责机制;(3) 制定并执行与ESG相关的政策、指引和其他要求,以指导管理层和各业务职能有效实施ESG战略以及处理关键ESG议题;(4) 招聘委聘请第三方顾问,协助提升董事会的ESG能力等。

2. 将ESG理念融入企业经营决策机制

除对企业的公司治理架构和企业文化进行审视之外,更重要的是应该将ESG理念和风险管理机制纳入到企业的投资决策机制和对第三方的管理流程当中,为企业创造更具持续性的价值。具体包括:(1) 将ESG风险和管理考虑因素纳入规划和运营决策流程,并建立正面和负面投资清单;(2) 将ESG风险应对纳入日常管理决策并形成管理指引;(3) 将企业的ESG风险应对措施应向关联方、合作方或供应商层面转化,避免出现因上下游环节的ESG合规问题导致对企业自身的经营管理和社会形象造成影响。

3. 提高企业的ESG披露水平

ESG能够反映传统财务报表难以向管理层和投资者传递的企业声誉、品牌价值、战略规划、产品安全、气候变化应对等企业可持续发展的内在价值,能够帮助投资者全面评估企业信用品质和风险管理能力。因此,境外资本市场对于上市企业的ESG信息披露具有严格的要求,而2019年上海证券交易所发布的《科创板股票上市规则》中,也明确提出了ESG相关信息强制披露要求。

经笔者检索, 东方电气、宝丽华新能源、通威股份、明阳智慧能源、正泰电器等众多新能源企业也都已经披露了2020年度的ESG或社会责任报告。因此, 对于广大新能源企业, 特别是境内外上市公司而言, 建立能够体现企业特色的ESG信息披露机制, 促进与利益相关方沟通, 对于推动公司可持续经营和发展具有深远的意义。

结语

在“十四五”规划和“双碳”目标的双重背景下, 未来新能源企业必然会迎来更多的市场机遇和发展空间。相应的, 注重ESG理念, 防范ESG风险, 规范ESG合规管理也将成为新能源企业在新时期业务转型和深化发展过程中的必然选择。唯有提前准备, 充分部署, 方能实现企业更高质量和可持续的发展。



周兰萍
合伙人
公司业务部
上海办公室
+86 21 6061 3766
laurazhou@zhonglun.com

2

走近新能源产业基金

作者：张平、戴夕宁、李嘉栋



SECTION ONE

新能源产业基金概述

在世界各国倡导低碳、环保的语境下，新能源无疑是当今最受瞩目的热点产业之一，其所涉及的细分领域既包括风电、光伏等传统产业，也涵盖了新能源汽车、储能技术等新兴赛道。新能源产业基金一般是指以上述产业及其上下游产业链、相关技术研发及应用作为投资方向的公募及私募基金产品。

其中，公募基金及私募证券基金主要以二级市场证券交易为投资方式，私募股权（创业）投资基金（统称“私募股权基金”）主要以一级市场未上市企业股权为投资目标。私募股权基金可为成长中的新能源企业直接提供资金支持，与产业发展深度绑定，其投资运作模式也与新能源产业的特征相互契合，因此本文主要围绕私募股权基金中的新能源产业基金进行介绍。

SECTION TWO

我国新能源产业的发展

（一）国家政策支持

2006年1月1日，《中华人民共和国可再生能源法》正式实施，标志着新能源产业进入规范化发展的快车道。此后，国家陆续出台关于风电、光伏、核电、新能源汽车等新能源产业的诸多配套政策，并逐步形成了涵盖市场准入、并网发电、上网定价、费用分摊、电价补贴、税收优惠等完整的规则体系。

2015年11月19日，国务院发布《关于积极发挥新消费引领作用加快培育形成新供给新动力的指导意见》（国发〔2015〕66号），首次提出“建立绿色金融体系，发展绿色基金”的要求。2016年3月16日，全国人民代表大会通过《国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》，再次重申“设立绿色发展基金”的环保产业目标，标志着新能源产业即将取得配套金融体系的助力。

2016年8月31日，中国人民银行、财政部、发展改革委、环境保护部、银监会、证监会、保监会联合颁布了《关于构建绿色金融体系的指导意见》（银发〔2016〕228号）（“《指导意见》”），正式明确建立绿色金融体系的重要意义及相关要求。《指导意见》支持设立各类绿色发展基金，实行市场化运作，其中国家层面由中央财政整合节能环保等专项资金设立国家绿色发展基金¹，投

1. 国家绿色发展基金是由中央财政和长江经济带沿线的11个省市地方财政共同出资，同时吸引社会资本参与成立的“国家绿色发展基金股份有限公司”，以公司制形式参与市场化运作，首期规模885亿元人民币。

资绿色产业,地方层面鼓励有条件的地方政府和社会资本共同发起区域性绿色发展基金,支持地方绿色产业发展,同时支持社会资本和国际资本设立各类民间绿色投资基金。政府出资的绿色发展基金要在确保执行国家绿色发展战略及政策的前提下,按照市场化方式进行投资管理;地方政府可通过放宽市场准入、完善公共服务定价、实施特许经营模式、落实财税和土地政策等措施,完善收益和成本风险共担机制,支持绿色发展基金所投资的项目。《指导意见》的颁布,适应了行业发展的现实需要,有效促进了绿色金融体系的建设,并激发了市场主体参与设立及投资新能源产业基金的动力。

2020年9月,习近平总书记提出“碳达峰”和“碳中和”战略目标后²，“十四五”规划³也进一步明确了绿色发展的战略目标和工作重点。根据我们的观察,基金业协会现已备案多只以“碳中和”命名的私募基金,市场上大量“碳中和”概念基金也在积极设立中。作为低碳转型、绿色发展的核心概念之一,新能源产业及新能源基金也将迎来前所未有的新机遇。

(二) 私募基金行业监管

基金业协会作为国内私募基金的主要监管机构,长期致力于基金行业对新能源等绿色产业的助力和支持,为贯彻落实《指导意见》关于发展绿色金融的要求,推动基金行业发展绿色投资及ESG⁴责任投资,鼓励基金管理人增强环境可持续方向上的投资能力,基金业协会于2018年11月发布了《绿色投资指引(试行)》(“《指引》”),首次对基金行业实施“绿色投资”的范围做出界定,即围绕环保、低碳、循环利用,包括并不限于提高能效、降低排放、清洁与可再生能源、环境保护及修复治理、循环经济等。

《指引》规定,开展绿色投资的基金管理人应当配置相应的研究团队,构建绿色投资相关的数据库、方法论和投资策略,并在投资过程中予以有效落实。基金管理人在发行、运作、管理绿色投资产品时,应对绿色投资情况予以充分披露,此外该等基金管理人每年应开展一次绿色投资情况自评估,并将评估信息报送给基金业协会。

2. 习近平总书记于2020年9月在第75届联合国大会提出我国2030年前“碳达峰”、2060年前“碳中和”目标。

3. 全国人民代表大会于2021年3月11日颁布并实施的《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》。

4. ESG,即环境、社会和公司治理(Environment, Social Responsibility, Corporate Governance),包括信息披露、评估评级和投资指引三个方面,是社会责任投资的基础,是绿色金融体系的重要组成部分。

《指引》颁布后,基金业协会以资产管理类会员机构为对象,分别开展了2019年度及2020年度的绿色投资评估,从战略管理、制度建设、产品运作三个维度对基金管理人的绿色投资体系建设情况进行了整体评价。⁵未来该项核查也将按照公募基金、私募证券基金、私募股权基金进行分类评价,并作为对基金行业绿色投资政策落实情况的常态化的监管手段,对于存在问题的基金管理人,基金业协会也将根据《指引》的规定要求基金管理人进行解释说明或做出整改。

根据基金业协会领导于2021年7月在资产管理高峰论坛上的致辞⁶,基金业协会下一步还将继续加强对绿色投资的基础研究和制度引导,适时完善绿色投资指引,探索ESG基金备案的绿色通道;推动优化相关税收政策,鼓励股权创投基金以碳中和为目标加大对绿色技术、绿色产业的投资。

尽管目前基金业协会在规则层面尚未对绿色基金及ESG基金提供额外优惠政策,ESG基金备案的绿色通道仍在探索过程中⁷。但我们理解,提前布局绿色投资评估体系、形成ESG基金的良好发展路径,其本身在基金募集特定资金(尤其是主导绿色发展概念的专项母基金)时可能构成一定优势。

(三) 相关数据统计

1. ESG与绿色投资调查

2019年,基金业协会以从事私募股权投资业务的会员机构(包括私募股权创投基金管理人、有相关业务的证券期货经营机构及其私募子公司)为调查对象开展了ESG与绿色投资问卷调查,并于2020年3月发布了《2019年度中国基金业ESG投资专题调查报告-股权版》(“《调查报告》”),《调查报告》基于149份有效样本,其中17家样本机构(占比11%)已开展ESG/绿色投资相关实践,其他样本机构则未开展实践或不了解相关内容;调查对象中11家机构填写了ESG/绿色投资相关产品情况,共计23只产品,规模合计约726亿元人民币。

2. 新能源产业基金及管理机构

根据基金业协会何艳春会长的报告⁸,截至2020年11月底,行业共计成立67只以生态、低碳、环保、绿色、环境治理、新能源、美丽中国、公司治理为投资方向的基金。

5.评价结果详见基金业协会发布的《基金管理人绿色投资自评报告(2019)》及《基金管理人绿色投资自评报告(2020)》。

6.详见基金业协会于2021年7月21日发布的《协会党委委员、副秘书长黄丽萍在资产管理高峰论坛上的致辞》。

7.相比之下,扶贫基金、纾困基金、抗疫基金早已适用于私募基金产品备案的绿色通道。

8.详见中国基金报于2020年12月26日发布的《中国证券投资基金业协会党委书记、会长何艳春:基金业要积极融入新发展格局 聚焦五大努力方向》。

鉴于基金业协会并未公示新能源产业基金这一细分领域的统计数据,我们以基金业协会官网⁹公示信息进行统计,截止2021年7月底,公司名称中包含“新能源”“清洁能源”字样的已登记私募股权、创业基金管理人共计16家,基金名称中包含“新能源”“清洁能源”字样的已备案且正在运作的私募股权基金约380只。尽管我们对上述统计标准进行了简化处理,但具体统计数据仍可体现出新能源产业私募股权基金及管理机构已具备一定规模。

SECTION THREE

新能源产业基金的特点

私募基金以其灵活的投资架构及条款安排,在不同产业投资中具备适配性优势,就新能源产业投资而言,基于不同项目类型及参与方的商业诉求,私募基金也会呈现出不同特点,本节我们将结合市场实践,对新能源产业基金的若干特点进行探讨。

(一) 投资风险

基于新能源产业的特殊性,新能源产业基金投资通常涉及以下投资风险:

1. 产业风险

新能源产业以重资产投资为主,无论是电站建设等能源类项目,还是新能源汽车、储能等科技类项目,均会涉及大量工程建设及技术研发工作,前期投入大、开发周期长,属于典型的长线投资,需要基金及投资者具备足够的资金实力及长期的投资规划。此外,新能源产业在政策鼓励下发展较快,若加速资本流入,盲目建设,可能导致产能过剩而无法及时消纳的问题,加之传统能源企业的低成本竞争,更进一步增加了投资风险。

2. 政策风险

我国新能源产业对国家政策扶持具有很强的依赖性,政策导向性相当明显。产业初期,政府为促进新能源产业的投资及市场活力,推行了各类补贴及税收优惠政策,使得新能源产业有能力参与与传统能源产业的竞争;而随着新技术的出现及上下游产业链的不断完善,行业整体成本处于下降趋势,相关优惠政策也相应放缓甚至退出,在此情况下,新能源产业需更多依赖于自身的技术、管理及资源整合能力,提高市场竞争力。未来新能源产业将进一步走向成熟并形成更

9. <https://www.amac.org.cn>.

激烈的竞争关系,国家也将推行如竞争性电价等市场化政策,因此新能源产业基金也需要结合产业发展动态,深入理解政策导向,选择合适的赛道,并妥善应对产业政策变化可能带来的影响。

(二) 参与主体

1. 私募管理机构

私募机构即新能源产业基金的管理人,具有私募基金管理人资质并配备专业的投资管理团队,负责新能源产业基金募集、投资、管理及退出的各项环节。结合新能源产业基金的特点,基金管理人通常存在以下三种架构:

(1) 基金管理人为产业方下属的私募机构,其投资管理团队往往内生自产业方自身投资部门及业务部门,长期深耕新能源产业领域,且通常具备一线项目管理经验,此类基金管理人募集基金主要以产业方作为基石投资者,基金的投资也主要服务于产业方孵化项目及对产业方上下游行业的投资布局,根据公示信息,典型案例如国能基金,管理人为国华能源投资公司的全资子公司。

基金名称	北京国能新能源产业投资基金(有限合伙)
基金规模	100.2亿元人民币
管理人名称	国华投资开发资产管理(北京)有限公司
管理人股权结构	国华能源投资有限公司:100%
基金权益架构	国华投资开发资产管理(北京)有限公司:0.10% 国新盛康投资基金(北京)有限公司:0.05% 北京光曜春岚企业管理咨询合伙企业(有限合伙):0.05% 国华能源投资有限公司:9.98% 中国国新资产管理有限公司:9.98% 中国神华能源股份有限公司:39.92% 中国东方资产管理股份有限公司:39.92%
主要投资方向	(1) 收购、并购市场风电、光伏项目 (2) 氢能、储能等相关新技术项目投资

(2) 基金管理人为市场化私募机构与产业方合资设立, 合资各方分别提供其在基金募资、投资管理、项目运营、产业研究等方面的优势资源, 并在合资公司层面共同参与基金决策, 共享基金投资收益。根据公示信息, 典型案例如浙能普华基金, 该管理人由上市公司浙能电力与普华资本合资设立。

管理人名称	浙江浙能普华股权投资有限公司
管理人股权结构	浙江浙能电力股份有限公司:45% 浙江普华天勤股权投资管理有限公司:35% 金华兴艾信息科技合伙企业(有限合伙):20%
在管基金	绍兴柯桥浙能普华堃泰股权投资合伙企业(有限合伙) 诸暨浙能普华恒泰股权投资合伙企业(有限合伙)

(3) 基金管理人为纯市场化私募机构, 此类管理人通常配备专注于新能源产业的管理团队, 并形成较为系统的研究模型、项目渠道及投资策略, 例如中金资本、开弦资本、鼎晖投资等。

2. 产业投资人

产业投资人主要指已具备一定规模及资金实力, 从事新能源及其上下游产业的企业, 包括各类国有企业、上市公司等, 其参与私募基金投资既可仅作有限合伙人(Limited Partner, LP), 也可能控股或参股GP(General Partner, GP)并担任基石LP, 具体架构安排取决于产业投资人参与拟设基金的目的。产业投资人参与新能源产业基金的投资通常基于两个目的: 一是希望以少量自有资金, 撬动大量外部资本参与新能源项目或资产的收购及运营, 并分摊投资风险, 例如前文所述的国能基金; 二是利用市场化私募机构的专业经验, 布局上下游产业及相关创新技术, 为产业投资人自身未来的战略发展提供资源储备, 例如前文所述的浙能普华基金。

3. 金融机构投资人

对于资金集中型的新能源投资项目, 除通过银行贷款等杠杆运营模式外, 基金还会引入金融机构作为投资者, 为项目投资提供主要资金来源。尤其是在并购基金领域, 产业投资人往往作为劣后级LP认缴较少基金份额, 而由金融机构作为优先级LP认缴多数基金份额。未来在基金取得可分配收益时, 除本金部分外, 金融机构作为优先级LP有权优先取得本金及一定比例的门槛收益回报, 此后再将剩余收益分配给产业方等劣后级LP。根据公示信息, 以中安阳光新能源产业基金为例说明如下:

基金名称	合肥中安阳光新能源产业投资合伙企业(有限合伙)
基金规模	94,520万元人民币
管理人名称	安徽中安资本管理有限公司
基金权益架构	安徽中安资本管理有限公司(GP):0.01% 合肥阳光中安新能源投资管理有限公司(GP):0.01% 阳光新能源开发有限公司(劣后级LP):6.80% 安徽省铁路发展基金股份有限公司(劣后级LP):13.20% 第一创业证券股份有限公司(优先级LP):79.98%
收益分配顺序	(1) 分配给第一创业证券直至其各期累计收益分配额达到各期实缴出资额的预期基本投资收益; (2) 支付基金产生的各种费用; (3) 剩余部分作为投资收益分配给安徽省出资人和阳光新能源。

4. 政府投资人

实践中政府投资人参与投资新能源产业基金主要分为两种模式,一种为政府部门直接出资设立以新能源产业为投资方向的政府投资基金或引导基金,例如国家绿色发展基金、吉林省国家新能源创业投资基金等,此类基金有明确的政策目标,其投资方式通常包括直接项目投资及通过投资其他子基金间接实现对新能源项目的投资;另一种模式则是政府投资平台或政府引导基金参与投资市场化新能源产业基金,为促进当地产业发展,政府参与此类基金的投资通常会提出特定的返投要求,例如基金对政府所属地区的新能源产业投资金额不低于政府出资金额的一定倍数,并对返投指标的完成情况予以定期考核。

(三) 投资方式及退出路径

新能源产业基金主要采取并购及参股投资两种模式。

并购模式主要适用于基金对风电、光伏电站项目的投资,基金在实施项目收购后,由管理人的关联方或委托第三方项目团队参与电站的建设运营,并在项目成熟后寻求基金产业投资人或其他产业方实施股权收购。具有此类投资及退出策略的基金包括国能基金、基点猛狮新能源产业并购基金等。

参股模式适用于基金对新能源产业相关科技企业的财务投资, 该等投资项目与市场化PE/VC投资无异, 被投资企业往往具有较强的成长性及明确的资本化运作安排, 基金对此类项目的投资可采取企业IPO、股权转让或上市公司重大资产重组等方式实现退出。具有此类投资及退出策略的基金包括浙能普华基金、银鞍岭英新能源产业投资基金等。

(四) 投资决策

对于有产业投资人参与的新能源产业基金, 产业投资人基于其在产业研究、产业资源方面的先天优势, 通常会要求参与具体项目的投资决策, 包括取得一定权重的投委会席位或对投资项目享有一票否决权。

此外, 新能源基金在项目投资及退出时往往涉及与产业投资人或GP方的关联交易, 为妥善处理此类利益冲突事项, 基金管理人应事先设置关联交易的特殊决策机制, 包括但不限于提交咨询顾问委员会、提交合伙人会议决策、事先在基金合同中约定全体合伙人已认可投资的关联项目等, 必要时还需对交易资产进行评估以确定交易价格的公允性。

我们相信, 新能源产业是大势所趋, 我们国家未来会诞生更多数量、更大规模的新能源产业基金。



张平
合伙人
私募基金与资管部
北京办公室
+86 139 1090 3393
pingzhang@zhonglun.com



3

从典型生态影响类环境公益诉讼案 看清洁能源项目的环境合规

作者：孙怀宁、杨关峰

近年来,生态影响类环境公益诉讼案例频发,水电、风电等清洁能源项目对自然保护区、野生动植物、水土保持等生态环境方面的影响成为公益诉讼的热点之一。该类诉讼的结果往往事关清洁能源项目的成败。本文选取“绿孔雀案”“长岛候鸟案”“黄羊案”“五小叶槭案”等典型案件,分析其反应出的生态保护红线环境合规、野生动植物环境合规、水土保持环境合规三个方面的清洁能源项目环境合规主要风险,并对此提出合规建议,以供相关从业人员参考。

SECTION ONE

公益诉讼案对清洁能源项目的主要影响

(一) 因停止建设、拆除设施对企业造成的经济损失

在“绿孔雀案”中,2017年3月,环保社会组织“野性中国”在云南恐龙河自然保护区附近进行野外调查时发现绿孔雀的栖息地恰好位于正在建设的红河(元江)干流某水电站的淹没区。自然之友提起环境民事公益诉讼,要求甲公司和乙公司共同消除某水电站建设对绿孔雀、苏铁等珍稀濒危野生动植物以及热带季雨林和热带雨林侵害的危险,立即停止该水电站建设,不得截流蓄水,不得对该水电站淹没区域植被进行砍伐等。昆明中院作出一审判决:甲公司立即停止基于现有环境影响评价下的“某水电站建设”项目,不得截流蓄水,不得对该水电站淹没区内植被进行砍伐。二审维持一审判决。

在“长岛候鸟案”中,丙公司在位于砣矶镇南岭、北岭至双顶山的自然保护区核心区共建有7台风电机组。中华环境保护基金会于2016年4月向烟台中院提起环境民事公益诉讼,要求丙公司拆除机组并承担环境修复责任。烟台中院受理案件后,组织双方当事人进行了多次调解、协商,促使双方最终达成调解:丙公司拆除涉案七台风机及配套设施;丙公司承担生态环境修复义务,由长岛保护区管理局对其修复过程进行监管,如果丙公司未按时将生态环境修复到损害发生之前状态,则由管理局负责实施修复行为,费用由丙公司承担。

“绿孔雀案”的停止建设判决,直接导致甲乙公司需要进行环境影响后评价,重新审视该水电项目的环境合法合规性,轻则降低最高蓄水位减少发电量,重则直接导致前期建设投资付诸东流。

“长岛候鸟案”的拆除风机设施判决,直接导致丙公司的七台风机及配套设施的安装费付之一炬,若无法重新选取合适地址,则丙公司的风电项目无法达到规划时的发电量,造成经济利润和相关补贴的损失,严重的可能导致整个风电项目化为泡影。

(二) 因赔礼道歉对企业造成的声誉损失

在“黄羊案”中,丁公司的风电项目及风电送出线路项目位于麦垛山黄羊栖息地,未批先建、大肆开挖麦垛山,对当地生态环境和国家二级保护动物黄羊的生存环境造成难以逆转的损害。北京市昌平区多元智能环境研究所于2020年9月提起环境民事公益诉讼,要求丁公司停止风电项目建设、在全国主流媒体向社会公众赔礼道歉。目前,该案件正在审理当中。

若丁公司的违法行为属实,且被法院判决赔礼道歉的,则丁公司需要在全国主流媒体发表声明向社会公众赔礼道歉,既影响丁公司的企业形象、社会声誉,又可能影响相关上市公司的股价以及后续其他清洁能源项目的建设。

SECTION TWO

清洁能源项目的生态保护红线环境合规

(一) 生态保护红线

生态保护红线是指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域,是保障和维护国家生态安全的底线和生命线。中共中央办公厅、国务院办公厅印发《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》(2017年)明确规定:“生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理。严禁不符合主体功能定位的各类开发活动,严禁任意改变用途。”

而与生态保护红线相联系的生态空间是指具有自然属性、以提供生态服务或生态产品为主体功能的国土空间,包括森林、草原、湿地、河流、湖泊、滩涂、岸线、海洋、荒地、荒漠、戈壁、冰川、高山冻原、无居民海岛等。与生态保护红线禁止开发的原则不同,以江苏省为例,生态空间管控区域是以生态保护为重点,原则上不得开展有损主导生态功能的开发建设活动。在一定程度上可以开发符合生态空间管控区域功能规划且没有被禁止的建设活动。

因水电、风电项目经常涉及自然保护区、风景名胜区、湿地、森林公园等生态保护红线或生态空间管控区域,若其选址位于禁止开发区域,即便环境影响报告书、报告表获生态环境主管部门审批通过,也可能因涉嫌违反《建设项目环境影响报告书(表)编制监督管理办法》第二十

七条第(七)项、《环境影响评价法》第三十二条的规定,即建设项目环评文件弄虚作假、存在严重质量问题,面临环评文件被撤销的风险。

(二) 自然保护区

《自然保护区条例》将自然保护区分为核心区、缓冲区和实验区,禁止任何单位和个人进入核心区,在缓冲区只能进入从事科学研究观测活动,在实验区可以进入从事科学试验、教学实习、参观考察、旅游以及驯化、繁殖珍稀、濒危野生动植物等活动,不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施。而2020年出台的《自然资源部国家林业和草原局关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》(自然资函〔2020〕71号)为科学界定自然保护区范围,优化功能分区,将自然保护区原核心区和原缓冲区转为核心保护区,将原实验区转为一般控制区。

若清洁能源项目在自然保护区范围内非法开发的,不仅面临被自然保护区行政主管部门依据《自然保护区条例》第三十五条的规定予以行政处罚,情节严重的,还面临承担《刑法》第三百四十二条之一的刑事责任。即使清洁能源项目不在自然保护区范围内开发建设,但周围存在自然保护区等环境保护目标,而环评文件遗漏自然保护区等环境保护目标,也属于环评文件严重质量问题。

(三) 饮用水水源保护区

《水污染防治法》将饮用水水源保护区分为一级保护区、二级保护区和准保护区。禁止在饮用水水源一级保护区内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目,禁止在饮用水水源二级保护区内新建、改建、扩建排放污染物的建设项目,禁止在饮用水水源准保护区内新建、扩建对水体污染严重的建设项目。

若清洁能源项目在饮用水水源保护区一级保护区和二级保护区非法开发的,则面临被处以罚款和责令拆除或关闭的行政处罚。

(四) 重大变动问题

在建设项目竣工验收前,建设项目的性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施五个因素中的一项或一项以上发生重大变动的,应当重新报批环评文件。在建设项目竣工验收后,建设项目发生重大变动的,应当依法履行新项目的环评审批手续。若没有履行重新报批或者新项目

报批环评而擅自开工建设的,则均构成“未批先建”违法行为。

对于“重大变动”的认定问题,原环境保护部于2015年出台的《水电建设项目重大变动清单(试行)》规定:“4.坝址重新选址,或坝轴线调整导致新增重大生态保护目标。6.施工方案发生变化直接涉及自然保护区、风景名胜区、集中饮用水水源保护区等环境敏感区。7.枢纽布置取消生态流量下泄保障设施、过鱼措施、分层取水水温减缓措施等主要环保措施。”江苏省生态环境厅于2021年出台的《生态影响类建设项目重大变动清单》规定:“9.工艺施工、运营方案发生变化,导致对自然保护区、风景名胜区、一级和二级饮用水水源保护区等环境敏感区的不利环境影响或者环境风险明显增加。”上述规定均是对生态影响类重大变动情形的定量化,也在一定程度上反映出政府对水电等清洁能源建设项目对生态影响的重视。

(五) 环境合规风险应对

生态保护红线其实是一个大概念,不仅包括上述自然保护区、饮用水水源保护区,还包括风景名胜区、森林公园、地质遗迹保护区、湿地等区域;生态保护红线也是企业环境合规的重点关注环节。而为避免清洁能源项目违反生态保护红线相关规定,企业应当在选址前重点审查当地规划以及规划环评文件。在云南省某水电站环境公益诉讼案中,原告认为该水电站违反生态环境部《关于某江中下游梯级电站环境影响研究和评价报告的审查意见》,亦即违反规划环评的审查意见,而规划环评的审查意见是规划审批决策的重要依据,也是建设项目环境影响评价的重要依据。若清洁能源项目的环评文件不符合规划环评结论和审查意见的,则无法通过环评审批,即使通过审批该环评文件也因存在严重质量问题,面临被撤销的风险。

若清洁能源项目涉及生态保护红线、自然保护区等,企业在无法调整清洁能源项目选址的前提下,可以尝试依据《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》第三条第(九)项规定:“生态保护红线划定后,只能增加、不能减少,因国家重大基础设施、重大民生保障项目建设等需要调整的,由省级政府组织论证,提出调整方案,经环境保护部、国家发展改革委会同有关部门提出审核意见后,报国务院批准。”和《自然保护区条例》第十五条的规定:“自然保护区的撤销及其性质、范围、界线的调整或者改变,应当经原批准建立自然保护区的人民政府批准。”向当地生态环境主管部门、自然保护区主管部门申请调整生态保护红线划定范围、自然保护区范围。



SECTION THREE

清洁能源项目的野生动植物环境合规

(一) 野生动物保护

《野生动物保护法》将国家重点保护的野生动物分为一级保护野生动物和二级保护野生动物。机场、铁路、公路、水利水电、围堰、围填海等建设项目的选址选线,应当避让相关自然保护区域、野生动物迁徙洄游通道;无法避让的,应当采取修建野生动物通道、过鱼设施等措施,消除或者减少对野生动物的不利影响。建设项目可能对相关自然保护区域、野生动物迁徙洄游通道产生影响的,环境影响评价文件的审批部门在审批环境影响评价文件时,涉及国家重点保护野生动物的,应当征求国务院野生动物保护主管部门意见;涉及地方重点保护野生动物的,应当征求省、自治区、直辖市人民政府野生动物保护主管部门意见。

若清洁能源项目可能对野生动物迁徙洄游通道产生影响的,但是环评文件遗漏野生动物这一重要生态敏感目标,该环评文件可能被认定为存在严重质量问题。

(二) 野生植物保护

《野生植物保护条例》将国家重点保护野生植物分为国家一级保护野生植物和国家二级保护野生植物。建设项目对国家重点保护野生植物和地方重点保护野生植物的生长环境产生不利影响的,建设单位提交的环境影响报告书中必须对此作出评价;环境保护部门在审批环境影响报告书时,应当征求野生植物行政主管部门的意见。

若清洁能源项目可能对野生植物的生长环境产生不利影响的,但是环评文件遗漏野生植物这一重要生态敏感目标,该环评文件可能被认定为存在严重质量问题。

(三) 重大风险问题

针对清洁能源项目环评文件遗漏野生动植物环境保护目标问题,除涉及环评弄虚作假行政处罚之外,还可能涉及环境民事公益诉讼的“重大风险”问题。

根据《最高人民法院关于审理环境民事公益诉讼案件适用法律若干问题的解释》第一条规定,社会公益组织有权对已经损害社会公共利益或者具有损害社会公共利益重大风险的污染环境、破坏生态的行为提起诉讼,其中“具有损害社会公共利益重大风险”这一新型“预防性公益诉讼”案件也逐渐出现,清洁能源项目的环境合规能起到至关重要的前期排雷作用。

在“五小叶槭案”中,法院认为,环境保护是我国的基本国策,并且环境保护应当坚持保护优先、预防为主的原则。预防原则要求在环境资源利用行为实施之前和实施之中,采取政治、法律、经济和行政等手段,防止环境利用行为导致环境污染或者生态破坏现象发生。它包括两层含义:一是运用已有的知识和经验,对开发和利用环境行为带来的可能的环境危害采取措施以避免危害的发生;二是在科学技术水平不确实的条件下,基于现实的科学知识评价风险,即对开发和利用环境的行为可能带来的尚未明确或者无法具体确定的环境危害进行事前预测、分析和评价,以促使开发决策避免可能造成的环境危害及其风险。鉴于五小叶槭在生物多样性红色名录中的等级及案涉某电站建成后可能存在对案涉地五小叶槭原生存环境造成破坏、影响其生存的潜在风险,从而可能损害社会公共利益。根据我国水电项目核准流程的规定,水电项目分为项目规划、项目预可研、项目可研、项目核准四个阶段,考虑到案涉某电站现处在项目预可研阶段,因此责令被告在项目可研阶段,加强对案涉五小叶槭的环境影响评价并履行法定审批手续后才能进行下一步的工作,尽可能避免出现危及野生五小叶槭生存的风险是必要和合理的。¹

1. 参见(2015)甘民初字第45号民事判决书。

(四) 野生动植物环境合规风险应对

在“绿孔雀案”中，法院也认为，某水电站淹没区对绿孔雀栖息地及热带雨林整体生态系统存在重大风险，在生态环境部已要求建设方开展环境影响后评价的基础上，某水电站是否应永久停建，应由行政主管部门根据环境影响后评价等情况依法作出决定，原审判决并无不当，应予维持。

因此，清洁能源项目在涉及野生动植物时，应当挑选优质的环评编制单位编制环境影响评价文件，并组织专家论证、文献查找、彻底摸排周边生态环境、与当地生态环境主管部门、林业主管部门等沟通咨询，编制《生态环境影响专项报告》，主要内容可以包括：陆生生态环境现状调查与评价、水生生态环境现状调查与评价、土地利用现状调查与评价、生态环境保护目标（重要野生动植物等）、生态环境总体质量及主要的生态环境问题、生态环境影响分析、生态环境影响保护措施等内容。以期最大程度地避免遗漏对野生动植物等生物资源的环境影响评价。

SECTION FOUR

清洁能源项目的水土保持环境合规

(一) 水土保持环境合规

水土保持设施的“三同时”与环境保护设施的“三同时”相类似。在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施，未经审批的不得开工建设。并且生产建设项目竣工验收时，应当验收水土保持设施，水土保持设施未经验收或者验收不合格的，生产建设项目不得投产使用。

开办生产建设项目或者从事其他生产建设活动造成水土流失的，应当进行治理。生产建设活动结束后，应当及时在取土场、开挖面和存放地的裸露土地上植树种草、恢复植被，对闭库的尾矿库进行复垦，亦即所谓的“复土绿化”。

(二) 水土保持环境合规风险应对

在“贵州省青年法学会与某风力发电公司生态破坏公益诉讼”一案中，某风电场占地面积约24平方公里，安装24台风机。该工程项目所在地属贵州省生态功能区划中喀斯特脆弱生态

区,以及国家级水土流失重点治理区。虽然案涉项目已经通过水土保持设施竣工验收,但是《水土保持监测报告表》载明新增1000余吨水土流失量,已经对生态环境造成影响。最终,在法院调解下,原被告双方达成由建设单位按照第三方制定的修复方案加紧实施水土保持植物措施整改工程,防止发生水土流失、山体滑坡风险的调解协议。

因此,清洁能源项目在涉及水土保持时,应当严格按照规定编制水土保持方案、报批、建设、验收,在建设过程中和验收完成后及时对水土流失进行治理。建设单位还应当与施工单位签订相关协议,要求施工单位严格按照水土保持方案进行施工,尽可能减少水土流失。

结语

从“绿孔雀案”“长岛候鸟案”“黄羊案”“五小叶槭案”等典型生态影响类环境公益诉讼案例频发可以看出,社会公众和社会组织不再仅仅关注超标排放污染物、偷排污染物等环境影响类案件,对于水电、风电等清洁能源项目对自然保护区、野生动植物、水土保持等生态影响亦会重点关注,从事后的损害型公益诉讼逐步扩展至事前的预防性公益诉讼。其要求企业承担停止侵害、消除危险、赔礼道歉、赔偿损失等责任,往往事关清洁能源项目的生死存亡。为避免清洁能源项目因生态影响类违法事项被行政处罚、被提起公益诉讼,企业应当就清洁能源项目立项-审批-建设-运营-搬迁全流程进行环境合规风险梳理,其中在环评编制完成后开工建设前的阶段介入环境合规最为有效,能最大程度地减少清洁能源项目的损失,起到四两拨千斤之功效。



孙怀宁
非权益合伙人
合规与政府监管部
南京办公室
+86 25 6951 1858
sunhuaining@zhonglun.com

总编辑：

龚乐凡

张炯

主编：

郝利

高燕

编委(按姓氏笔画排序)：

丁恒

孙怀宁

朱颖

刘新宇

张平

张文靖

周兰萍

周亚成

周旋

胡愷子

郝利

郭克军

梁清华

贾琛

夏煜鑫

高燕

