

君合专题研究报告

2023年3月30日

光伏发电行业 2022 年回顾及 2023 年展望

前言

2022 年是“十四五”的第二年，这一年，光伏发电领域的投资延续了“十四五”的开局之年的良好态势，光伏发电超越风电跻身全国第三大电源，新增装机创下历年新高；2022 年光伏发电新增装机容量 87.41GW，截至 2022 年底，光伏发电装机总容量达 392.6GW，其中，分布式光伏发电新增装机容量 51.114GW，再次实现对集中式电站的赶超，已成为新增装机主力，占当年光伏发电新增装机 58%以上。

在资本市场领域，2022 年光伏资本市场持续火热，据国际能源网/光伏头条统计，2022 年共有 12 家光伏企业成功登陆 A 股，另有许多大型企业也陆续跨界进入光伏领域或者加大光伏领域的投资，为光伏行业发展注入活力。光伏发电投资的狂飙，加剧上下游产业链的供需矛盾，带动硅料和组件价格一路猛增，直至 2022 年底才趋于理性。

本文将从行业动态、重点政策和市场交易等方面带领大家一起回顾 2022 年光伏发电行业的发展情况，并对 2023 年光伏发电行业的发展前景予以展望。

第一章、2022 年度光伏市场风向标

一、市场概况

2022 年度光伏发电装机容量快速增长，根据国家能源局于 2023 年 1 月 16 日发布的统计数据，2022 年，光伏发电新增装机 87.41GW，同比增幅 59.13%，在所有发电方式中新增装机排名第一。截至 2022 年底光伏发电装机总容量达 392.6GW，

同比增长 28.1%，2022 年新增装机中，集中式光伏发电新增装机 36.29GW，占比 41.52%；分布式光伏发电新增装机容量 51.114GW，同比增长 75%，占全部光伏发电新增装机规模的 58.48%，分布式光伏发电已经成为新增光伏装机的主要力量。分布式光伏发电新增装机容量中，户用光伏发电新增装机 25.26GW，占比 49.42%；工商业新增 25.85GW，占比 50.58%。国家能源局新能源司副司长熊敏峰指出，目前我国光伏产业已形成集中式电站、工商业分布式、户用光伏“三分天下”的新格局。从新增装机布局看，装机占比较高的省份为山东、河北和浙江，分别占全国新增装机的 10.89%、9.83%和 6.48%。

光伏发电及风电的发电量于 2022 年首次突破 1 万亿千瓦时。国家能源局数据显示，2022 年我国风电、光伏发电量，达到 1.19 万亿千瓦时，较 2021 年增加 2,073 亿千瓦时，同比增长 21%，占全社会用电量的 13.8%，同比提高 2%。

除装机容量和发电量方面的进步外，2022 年光伏发电利用率也有所提升。根据 2023 年 2 月 13 日全国新能源消纳监测预警中心发布的 2022 年 12 月全国新能源并网消纳情况，2022 年，全国光伏发电利用率 98.3%，同比提高 0.3%，继续保持较高利用水平。

二、行业动态

（一）全国统一电力市场建设踏上新台阶

2022 年 1 月 18 日中华人民共和国国家发展和改革委员会（以下简称“国家发改委”）、国家能源局发布的《关于加快建设全国统一电力市场体

系的指导意见》(以下简称“《统一电力市场指导意见》”,是继 2015 年《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》系列电改政策之后,我国电力市场建设的最新纲领性文件,首次明确提出了我国统一电力市场体系的总体目标,即“到 2025 年初步形成有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制,到 2030 年基本建成全国统一电力市场体系”。

在《统一电力市场指导意见》的纲领性指引下,2022 年 11 月 25 日,国家能源局综合司进一步发布关于公开征求《电力现货市场基本规则(征求意见稿)》《电力现货市场监管办法(征求意见稿)》两份全国统一电力现货市场建设的指导性文件,对市场成员、市场构成与价格及现货市场运营等做出细则性规定,准备将全国统一电力现货市场的建设与运行从研究推入实践,而电力现货市场恰是电力市场体系中的重要组成部分,能够发挥市场在电力资源配置中的决定性作用。因此,前述两份文件的推出和未来实践,也将进一步加速全国统一电力市场体系建设,使其踏上发展的新台阶。

(二) 跨界风潮继续席卷更多“玩家”入局光伏

根据北极星光伏网统计,2022 年以来,已有 69 家公司通过收购或设立光伏公司,投资新建光伏项目,或是与其他企业共建新公司的方式跨界进入光伏行业。相比 2021 年,分布式光伏发电成为 2022 年跨界进入的主要领域,比亚迪、恒大高新、中南文化、海尔集团、宏润建设、海马汽车、海印集团、中国燃气、道达尔及三峡新材等均跨界进入分布式光伏发电领域,而亚通股份、上峰水泥、华孚时尚、华翔股份、西子洁能、北元化工集团、及中兴通讯等主要跨界进入光伏电站领域。

近年来大量跨界玩家的涌入,为现有的光伏发电领域竞争格局注入了新的活力,也说明了光伏发电的发展前景已受普遍认可。

(三) 最严补贴核查开启,项目合规性面临

“大考”

2022 年 3 月 24 日,国家发改委、国家能源局以及中华人民共和国财政部(以下简称“财政部”)三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》,载明核查重点在于补贴取得的合规性,即项目的上网时间点及补贴的容量是否符合要求,是否存在“以少代全”、“批小建大”、“超期服役”、“以晚报早”等问题,涉及了包括光伏在内新能源行业的多个典型问题。

虽然在前几年有关部门也曾多次在补贴资金发放前夕开展可再生能源电价附加补助资金相关情况核查工作,但此次核查因具有牵头部门多、核查方式多样、资料收集全面、核查标准高等特点被业内称为“史上最严核查”。2022 年 10 月 28 日,国家发改委、财政部和国家能源局公示了第一批 7,344 个确认合规的项目清单。2023 年 1 月 6 日,国家电网有限公司(以下简称“国网”)和中国南方电网有限责任公司(以下简称“南网”)公布最终版首批合规清单(<https://sgnec.sgcc.com.cn/home/newsenergydetail?newsId=2301050404300117389>),共 7335 个项目率先通过考核,其中国网区域 6,821 个,较公示期减少 9 个,南网区域与公示清单一致,为 514 个。目前国家层面尚未公布不合规项目清单及处罚措施,但部分省市已经对不合规项目予以了严厉的处罚。截至目前,补贴核查工作尚未完全结束,光伏存量项目的合规性仍在接受考核。

虽然此次补贴核查范围广、标准严,部分企业也因项目历史上的合规性问题遭受处罚,但本次补贴核查也有其积极的一面。业内较多观点认为,本次补贴核查的直接目的在于在发放高额补贴、缩小欠补缺口之前摸清项目底数,补贴核查的开展和推进或将意味着欠补问题缓解有望。

(四) 央企收购节奏趋缓

“民营企业开发、建设+央国企收购、持有”是过去光伏项目的主流开发形式,但从 2022 年的光伏市场并购情况来看,由于项目合规性和收益率要求趋严,央企收购光伏电站的节奏趋缓。

央企收购项目趋缓的主要原因有两个：一是，出于项目合规性方面的考虑。近年来光伏项目用地、环保等方面监管口径逐步收紧，且上半年补贴核查的开展，均表明主管部门对于光伏项目的合规性要求在升高。对于央企而言，如收购的项目开发前期存在合规性瑕疵，可能会导致央企承担外部处罚和内部审计的双重风险。因此，央企在收购时也会更加谨慎地核查项目合规性，甚至暂停收购以避免前述风险；二是，项目成本及效益方面的考虑。以往收购在建或建成项目的模式在收购时会产生溢价，提高项目成本，因此部分央企为提升项目的经济性也逐步从收购转为自行投资建设。

（五）“光伏+”项目大放异彩

“光伏+”可以看作是传统农光互补、渔光互补等复合项目的升级版，是光伏与其他业态的深度融合，既包括与传统行业的融合，例如“光伏+大棚”、“光伏+畜牧”、“光伏+工业园区”、“光伏+建筑”以及“光伏+生态修复”等，也包括与不同发电形式的融合，例如“光伏+储能”及“光伏+风电”等。“光伏+”项目具有广泛拓宽应用场景、提高经济效益等优势。近年来国家电投、三峡能源、东方电气、中广核、华能等多家大型央企纷纷解锁各类“光伏+”项目，带动“光伏+”项目建设新风尚。

2022 年国家及地方陆续出台的鼓励性政策也催化了“光伏+”项目在 2022 年度的欣荣发展。例如，2022 年 6 月 29 日，工信部等六部门发布关于印发《工业能效提升行动计划》，提出创新“光伏+”模式，推进光伏发电多元布局，浙江、安徽、河南、宁夏、四川、上海等地，也纷纷发布能源行业发展规划或碳达峰实施方案，鼓励“光伏+”项目的投资建设。“光伏+”成为 2022 光伏行业投资热门。

（六）两网新设结算服务公司欠补问题有望通过发债加速解决

2022 年 8 月，国家发改委、财政部、国务院国资委联合发布《国家发展改革委 财政部 国

院国资委关于授权设立北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司统筹解决可再生能源发电补贴问题的复函》（以下简称“《复函》”）。《复函》显示三部门已经同意设立北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司，统筹解决可再生能源发电补贴问题。北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司将由国家电网公司和南方电网公司分别牵头负责成立，并分别隶属于两家央企。

北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司为自主经营、独立核算的市场主体，与输配电业务有效隔离，不影响电网公司正常生产经营和财务状况，承担可再生能源补贴资金管理业务。不以盈利为目的，将在财政拨款基础上，补贴资金缺口按照市场化原则通过专项融资解决，专项融资本息在可再生能源发展基金预算中列支。

北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司的成立，将有助于通过市场化融资手段让更多资金流入可再生能源领域，加快补贴缺口的填补，使补贴拖欠这一困扰新能源企业多年的“顽疾”加速痊愈。

第二章、2022 年度主要光伏政策

一、国家层面政策

（一）关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》为全国统一电力市场体系建设提供纲领性政策

2022 年 1 月 18 日，国家发改委和国家能源局联合发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，其主要内容如下：

1. 总体目标：到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成，国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行，电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营，跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，

市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。

2. 建设多层次统一电力市场体系：

a. 加快建设国家电力市场。充分发挥北京、广州电力交易中心作用，完善电力交易平台运营管理和跨省跨区市场交易机制。

b. 稳步推进省（区、市）/区域电力市场建设。充分发挥省（区、市）市场在全国统一电力市场体系的基础作用，提高省域内电力资源配置效率，保障地方电力基本平衡。

c. 引导各层次电力市场协同运行。有序推动国家市场、省（区、市）/区域电力市场建设，加强不同层次市场的相互耦合、有序衔接。

d. 有序推进跨省跨区市场间开放合作。在落实电网安全保供支撑电源电量的基础上，按照先增量、后存量原则，分类放开跨省跨区优先发电计划，推动将国家送电计划、地方政府送电协议转化为政府授权的中长期合同。建立多元市场主体参与跨省跨区交易的机制，鼓励支持发电企业与售电公司、用户等开展直接交易。

政策解读：2022年是新一轮电改的第七年，随着改革的不断加深，现有市场体系不完整、功能不完善、交易规则不统一，跨省跨区交易存在壁垒等问题更加凸显，呼唤电力市场顶层设计和统一规则的早日完善。在这一背景下，《统一电力市场指导意见》应运而生，提出了未来电力统一市场的基本构想，强调多层次电力市场的协同运行和融合发展，理顺统一市场与各地区域市场间关系，意在完善交易规则，破除行政区划壁垒，使全国电力市场的规则和体系更加清晰、各环节衔接更加流畅。

对于包括光伏在内的新能源企业而言，随着统一电力市场的建设和完善，将更容易以市场化方式实现绿色电力的环境价值。

（二）《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》拉开补贴核查工作大幕

2022年3月24日，国家发改委、能源局以及财政部三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，决定在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作。2022年9月30日，国家发改委、国家能源局、财政部联合发布《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》，对补贴核查的重点问题做出进一步解释。上述两个通知的主要内容分别摘要如下：

《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》

1. 自查范围：截至2021年12月31日已并网，有补贴需求的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目。

2. 自查内容：

a. 项目合规性：是否纳入计划、规模或者规划等管理文件相应的名单或清单，以及项目是否依法依规核准/备案等。

b. 项目规模：项目并网容量是否大于核准容量或年度建设规模；项目分批并网时间和对应容量以及全部容量并网时间与实际是否一致。在补贴退坡的关键时间节点，是否存在以少量机组并网代替全部机组并网投产的情况等。

c. 项目电量：项目补贴电量、补贴年限是否超过政策要求；项目实际年利用小时数与所在区域同类项目相比是否存在异常偏离情况等。

d. 项目电价：项目实际执行的上网电价，是否超过国家价格政策明确的上网电价（指导价），或是招投标或竞价确定的标杆上网电价，是否存在项目在补贴退坡关键时间节点之后投产，却享受退坡之前的补贴强度等。

e. 项目环境保护：生物质发电项目是否按要求完成环保设施建设，是否受到生态环境部门的违规处罚，是否违规掺烧化石能源等。

3. 惩戒措施：对于4月15日前企业自查发现并及时整改的问题，核查时将针对违规部分核减相应补贴资金，免于或从轻追究相关责任。对

于部分企业拒不开展自查，或存在信息填报不完整，准确度差、填报信息造假等情形，一经发现确认，将采取暂停补贴资金发放、核减相关补贴资金、上报企业信用不良记录、移出补贴清单等措施进行处理，并将相关情况通报组织、监察部门。

《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》

1. 关于部分特殊光伏发电项目上网电价的确定

a. 对于已履行核准（备案）变更程序分批次并网的项目，按每批次全容量并网的实际时间分别确定上网电价，且分批次变更程序的时间不得晚于项目全容量并网的时间。

b. 对于各省组织开展的竞争性配置光伏项目（光伏领跑者项目除外），如在竞争性配置政策中有具体并网时间要求和对应电价确定要求的，按要求执行；如无具体并网时间要求，或者有并网时间要求但未明确逾期并网电价如何调整的，上网电价执行项目竞争性配置确定的价格与项目全容量并网时对应的电价政策明确的价格中较低者。

c. 对于光伏发电领跑技术基地项目，若地方政府明确提出项目并网时间要求或者项目业主承诺并网时间的，项目如能按期投产，则执行招标电价（即竞争确定电价）；其他则执行招标电价（即竞争确定电价）与项目全容量并网时对应的电价政策明确的价格中较低者。

2. 关于纳入补贴项目容量的认定。纳入补贴范围的“项目容量”按照纳入国家补贴范围的规模、备案容量和实际并网容量三者最小值确定，实际并网容量超过纳入国家补贴范围规模与备案容量中较低者的部分，需按比例核减补贴资金。其中，实际并网容量不得高于备案容量的 103%；若实际并网容量低于备案容量，项目须履行备案容量变更或分批次并网变更程序，否则按照《企业投资项目核准和备案管理条例》（中华人民共和国国务院令 673 号）有关规定对企业进行处理。

3. 关于光伏备案容量的认定标准。依照《光伏发电系统能效规范》（NB/T10394-2020），备案容量指交流侧容量。若备案机关无特殊说明（如备案容量的单位使用特别标识光伏组件的单位“MWp”），备案容量按交流侧容量认定，需核查逆变器容量、无需核查项目容配比；若备案文件中装机规模的单位是“MWp”，备案容量按直流侧容量认定，应核查组件安装容量。

政策解读：我们理解，本次补贴核查工作的内容、重点和标准中对于新能源项目建设和运营的合规性尤其是补贴电价和电量的认定以及超装的判定标准等均是目前能源主管部门监管口径的体现，对后续光伏项目的设计、建设及运营有着极为重要的参考意义。另外，对于投资方而言，未来收购或投资存量补贴项目时，可将项目是否被纳入合规项目清单作为重点核查事项。

（三）《关于加强河湖水域岸线空间管控的指导意见》禁止在河道、湖泊、水库内建设光伏、风电项目

2022 年 5 月 24 日，水利部印发《关于加强河湖水域岸线空间管控的指导意见》（以下简称“《河湖水岸线空间管控指导意见》”），其主要内容如下：

1. 光伏电站、风力发电等项目不得在河道、湖泊、水库内建设。在湖泊周边、水库库汉建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利设施安全，不得影响河势稳定和航运安全。各省（自治区、直辖市）可结合实际依法依规对各类水域岸线利用行为做出具体规定。

2. 依法依规处置。统筹发展和安全，严守安全底线，聚焦河湖水域岸线空间范围内违法违规建筑物、构筑物，依法依规、实事求是、分类处置，不搞“一刀切”。

3. 对增量问题“零容忍”。2018 年底河湖长制全面建立，将 2019 年 1 月 1 日以后出现的涉水

违建问题作为增量问题，坚决依法依规清理整治。

4. 对存量问题依法处置。将 1988 年 6 月《中华人民共和国河道管理条例》出台后至 2018 年底的涉水违建问题作为存量问题，依法依规分类处理。对妨碍行洪、影响河势稳定、危害水工程安全的建筑物、构筑物，依法限期拆除并恢复原状。

政策解读：近年来，一些地方在河湖内建设光伏、风电项目，影响防洪安全，违反了《中华人民共和国水法》、《中华人民共和国防洪法》、《中华人民共和国河道管理条例》等法律法规关于禁止在河道、湖泊管理范围内建设妨碍行洪的建筑物、构筑物，从事影响河势稳定、危害河岸堤防安全和其他妨碍河道行洪的活动的规定。本次《河湖水岸线空间管控指导意见》旨在再次明确法规要求，禁止光伏电站、风力发电等项目在河道、湖泊、水库内建设。同时，《河湖水岸线空间管控指导意见》也考虑国家能源结构优化调整的需要，不搞“一刀切”，对于湖泊管理范围内的周边区域、水库库汉等水域岸线空间，允许在科学论证、依法审批的前提下开展新能源项目建设。因此，企业在涉河涉湖地区建设新项目，需避让禁止建设区，并依法完成各项审批手续，避免产生颠覆性风险。

（四）《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》推动新能源高质量发展

2022 年 5 月 31 日，国家发改委、国家能源局发布《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》（以下简称“《**新时代新能源实施方案**》”），其主要内容如下：

1. 加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设。加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，在土地预审、规划选址、环境保护等方面加强协调指导，提高审批效率。

2. 促进新能源开发利用与乡村振兴融合发

展。鼓励地方政府加大力度支持农民利用自有建筑屋顶建设户用光伏，积极推进乡村分散式风电开发。

3. 推动新能源在工业和建筑领域应用。在具备条件的工业企业、工业园区，加快发展分布式光伏、分散式风电等新能源项目，支持工业绿色微电网和源网荷储一体化项目建设，推进多能互补高效利用，开展新能源电力直供电试点，提高终端用能的新能源电力比重。推动太阳能与建筑深度融合发展。完善光伏建筑一体化应用技术体系，壮大光伏电力生产型消费者群体。到 2025 年，公共机构新建建筑屋顶光伏覆盖率力争达到 50%；鼓励公共机构既有建筑等安装光伏或太阳能热利用设施。

4. 继续提高项目审批效率。完善新能源项目投资核准（备案）制度，加强事前事中事后全链条全领域监管。依托全国投资项目在线审批监管平台，建立新能源项目集中审批绿色通道，制定项目准入负面清单和企业承诺事项清单，推进实施企业投资项目承诺制，不得以任何名义增加新能源企业的不合理投资成本。推动风电项目由核准制调整为备案制。以新能源为主体的多能互补、源网荷储、微电网等综合能源项目，可作为整体统一办理核准（备案）手续。

5. 完善新能源项目用地管制规则。建立自然资源、生态环境、能源主管部门等相关单位的协同机制。在符合国土空间规划和用途管制要求基础上，充分利用沙漠、戈壁、荒漠等未利用地，布局建设大型风光电基地。将新能源项目的空间信息按规定纳入国土空间规划“一张图”，严格落实生态环境分区管控要求，统筹安排大型风光电基地建设项目用地用林用草。地方政府要严格依法征收土地使用税费，不得超出法律规定征收费用。

6. 提高国土空间资源利用效率。新建新能源项目要严格执行土地使用标准，不得突破标准控制，鼓励推广应用节地技术和节地模式，用地节约集约化程度必须达到国内同行业先进水平。优化调整近岸风电场布局，鼓励发展深远海风电

项目；规范设置登陆电缆管廊，最大程度减少对岸线的占用和影响。鼓励“风光渔”融合发展，切实提高风电、光伏发电项目海域资源利用效率。

政策解读：目前，我国新能源开发利用仍存在以集中式为主、开发模式单一、项目审批手续繁杂及场地资源短缺等制约发展的问题，针对前述问题，《新时代新能源实施方案》着眼于解决新能源项目“立”的问题，综合通过深化“放管服”、提倡集中式与分布式并举及完善用地规则等措施助力新能源发展。

（五）《“十四五”可再生能源发展规划》勾勒“十四五”期间光伏发展蓝图

2022年6月1日，国家发改委、国家能源局、财政部、自然资源部、生态环境部、住房城乡建设部、农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》（以下简称“《十四五能源规划》”），引起了业内的广泛关注。《十四五能源规划》由九部委联合印发，充分体现了各领域主管部门在能源发展方面的协同合作，也符合“十四五”可再生能源因高质量跃升发展，任务更加艰巨，而对资源详查、用地用海、气象服务、生态环境、财政金融等方面提出的更新更高要求。十四五能源规划重点内容如下：

1. 2035远景目标：展望2035年，我国将基本实现社会主义现代化，碳排放达峰后稳中有降，在2030年非化石能源消费占比达到25%左右和风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的基础上，上述指标均进一步提高。可再生能源加速替代化石能源，新型电力系统取得实质性成效，可再生能源产业竞争力进一步巩固提升，基本建成清洁低碳、安全高效的能源体系。

2. “十四五”可再生能源发展主要目标。发电目标：2025年可再生能源年发电量达到3.3万亿千瓦小时左右，“十四五”期间发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过50%，风电和太阳能发电量实现翻倍；消纳目标：2025年全国可再生能源电力总量和非水电消纳责任权重分别达到33%和

18%左右，利用率保持在合理水平。

3. 统筹推进陆上风电和光伏发电基地建设。发挥区域市场优势，主要依托省级和区域电网消纳能力提升，创新开发利用方式，推进松辽、冀北、黄河下游等以就地消纳为主的大型风电和光伏发电基地建设。利用省内省外两个市场，依托既有和新增跨省跨区输电通道、火电“点对网”外送通道，推动光伏治沙、可再生能源制氢和多能互补开发，重点建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯等新能源基地。

4. 加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电太阳能发电基地。在内蒙古、青海、甘肃等西部北部沙漠、戈壁、荒漠地区，加快建设一批生态友好、经济优越、体现国家战略和国家意志的大型风电光伏基地项目。

5. 有序推进海上风电基地建设。开展省级海上风电规划制修订，同步开展规划环评，优化近海海上风电布局，鼓励地方政府出台支持政策，积极推动近海海上风电规模化发展。

6. 积极推动风电分布式就近开发。在工业园区、经济开发区、油气矿区及周边地区，积极推进风电分散式开发。重点推广应用低风速风电技术，合理利用荒山丘陵、沿海滩涂等土地资源，在符合区域生态环境保护要求的前提下，因地制宜推进中东南部风电就地就近开发。创新风电投资建设模式和土地利用机制，实施“千乡万村驭风行动”，大力推进乡村风电开发。积极推进资源优质地区老旧风电机组升级改造，提升风能利用效率。

7. 大力推动光伏发电多场景融合开发。全面推进分布式光伏开发，重点推进工业园区、经济开发区、公共建筑等屋顶光伏开发利用行动，在新建厂房和公共建筑积极推进光伏建筑一体化开发，实施“千家万户沐光行动”，规范有序推进整县（区）屋顶分布式光伏开发，建设光伏新村。积极推进“光伏+”综合利用行动，鼓励农（牧）光互补、渔光互补等复合开发模式，推动光伏发电与5G基站、大数据中心等信息产业融合发展，推

动光伏在新能源汽车充电桩、铁路沿线设施、高速公路服务区及沿线等交通领域应用，因地制宜开展光伏廊道示范。推进光伏电站开发建设，优先利用采煤沉陷区、矿山排土场等工矿废弃土地及油气矿区建设光伏电站。积极推动老旧光伏电站技改升级行动，提升发电效益。

8. 稳步发展生物质发电。优化生物质发电开发布局，稳步发展城镇生活垃圾焚烧发电，有序发展农林生物质发电和沼气发电，探索生物质发电与碳捕集、利用与封存相结合的发展潜力和示范研究。有序发展生物质热电联产，因地制宜加快生物质发电向热电联产转型升级，为具备资源条件的县城、人口集中的乡村提供民用供暖，为中小工业园区集中供热。开展生物质发电市场化示范，完善区域垃圾焚烧处理收费制度，还原生物质发电环境价值。

9. 推动其他新型储能规模化应用。明确新型储能独立市场主体地位，完善储能参与各类电力市场的交易机制和技术标准，发挥储能调峰调频、应急备用、容量支撑等多元功能，促进储能在电源侧、电网侧和用户侧多场景应用。创新储能发展商业模式，明确储能价格形成机制，鼓励储能为可再生能源发电和电力用户提供各类调节服务。创新协同运行模式，有序推动储能与可再生能源协同发展，提升可再生能源消纳利用水平。

10. 开展规模化可再生能源制氢示范。在可再生能源发电成本低、氢能储运用产业发展条件较好的地区，推进可再生能源发电制氢产业化发展，打造规模化的绿氢生产基地。

11. 推进化工、煤矿、交通等重点领域绿氢替代。推广燃料电池在工矿区、港区、船舶、重点产业园区等示范应用，统筹推进绿氢终端供应设施和能力建设，提高交通领域绿氢使用比例。在可再生能源资源丰富、现代煤化工或石油化工产业基础好的地区，重点开展能源化工基地绿氢替代。积极探索氢气在冶金化工领域的替代应用，降低冶金化工领域化石能源消耗。

政策解读：《十四五能源规划》是整个“十四

五”期间我国能源发展的宏观蓝图和总体纲领，也是我国“双碳”目标提出之后的第一个能源发展五年规划。从政策导向角度，《十四五能源规划》的出台，深入分析了当前能源发展的环境和形势，提出了符合实际切实可行的发展目标，准确回答了能源行业在推进“双碳”工作中做什么、如何做的现实问题，有助于指导各部委和地方政府合理、有序推进“双碳”目标的落实，对“运动式”减碳进行纠偏。

此外，在具体举措方面，《十四五能源规划》进一步推动新能源领域“放管服”改革深化，放松可再生能源的投资管理机制，并就未来能源发展提出了多项目标，制定了多个行动计划，坚持多种新能源协同发展，分布式与集中式并举，开启了可再生能源大规模、高比例、市场化和高质量发展新篇章。

（六）《关于下达 2022 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》金额达 671,946 万元

2022 年 6 月 24 日，财政部官网正式下发了《财政部关于下达 2022 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》，下达山西、内蒙古、吉林、浙江、湖南、广西、重庆、四川、贵州、云南、甘肃、青海和新疆 11 个省区可再生能源电价附加补助，金额总计 275,496 万元。加之 2021 年 11 月 16 日，财政部下发《关于提前下达 2022 年可再生能源申作价附加补助地方资金预算的通知》载明的 387,000 万元，2022 年补贴金额累计达 671,946 万元。本批次补贴拨付原则如下：

1. 优先足额拨付第一批至第三批国家光伏扶贫目录内项目（扶贫容量部分）至 2022 年底。
2. 优先足额拨付 50kW 及以下装机规模的自然人分布式项目至 2022 年底。
3. 优先足额拨付 2019 年采取竞价方式确定的光伏项目以及 2020 年采取“以收定支”原则确定的符合拨款条件的新增项目至 2021 年底。
4. 对于国家确定的光伏“领跑者”项目，以及国家认可的地方参照中央政策建设的村级光

伏扶贫项目，优先保障拨付项目至 2021 年底应付补贴资金的 50%。

5. 其他发电项目，按照各项目并网之日起至 2021 年底应付补贴资金，采取等比例方式拨付。

6. 对于发电小时数已达到合理利用小时数的项目，补贴资金拨付至合理利用小时数后停止拨付。拨付资金已超过合理利用小时数的项目，应在后续电费结算中予以抵扣，抵扣资金用于其他符合条件项目的补贴资金。

7. 电网企业应加强补贴资金管理，可再生能源发电项目上网电量扣除厂用电外购电部分后按规定享受补贴。同时，电网企业应按照《国家能源局综合司关于印发〈农林生物质发电项目防治掺煤监督管理指导意见〉的通知》（国能综新能〔2016〕623 号）要求加强补贴资金拨付审核，杜绝掺煤等情况的发生。

（七）《关于组织开展可再生能源发电项目建档立卡有关工作的通知》要求 2022 年 7 月 31 日前并网在运项目建档立卡

2022 年 8 月 19 日，国家能源局综合司发布《关于组织开展可再生能源发电项目建档立卡有关工作的通知》，其主要内容如下：

1. 建档立卡的对象为 2022 年 7 月 31 日前并网在运的风电、太阳能发电、常规水电、抽水蓄能和生物质发电项目，后续并网项目及时建档立卡。

2. 建档立卡的内容主要包括项目名称、所在地、项目业主、核准(审批、备案)时间、装机容量、并网时间、项目运行状态等。

3. 每个建档立卡项目由系统自动生成项目编号。该编码为项目全生命周期的唯一身份识别代码，将与绿色电力证书核发和交易、新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制认定等工作做好衔接。

4. 对 2022 年 7 月 31 日前并网在运的可再生能源发电项目，2022 年 10 月 31 日前完成建档立

卡。

5. 2022 年 7 月 31 日后续并网的项目，原则上在并网后一个月之内完成建档立卡。

政策解读：对项目进行建档立卡工作，有利于全面准确掌握全国可再生能源发电项目的数量和规模等情况，为绿色电力证书（以下简称“绿证”）核发和交易、新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制认定等工作的顺利开展打下基础。

（八）《加快电力装备绿色低碳创新发展行动计划》支持新建厂房和公共建筑开展 BIPV 建设及光伏复合项目发展

2022 年 8 月 29 日，工业和信息化部等五部门联合印发《加快电力装备绿色低碳创新发展行动计划》，其主要内容如下：

1. 重点发展高效低成本光伏电池技术。研发高可靠、智能化光伏组件及高电压、高功率、高效散热的逆变器以及智能故障检测、快速定位等关键技术。开发基于 5G、先进计算、人工智能等新一代信息技术的集成运维技术和智能光伏管理系统。积极发展太阳能光热发电，推动建立光热发电与光伏、储能等多能互补集成。研究光伏组件资源化利用实施路径。

2. 推动 TOPCon、HJT、IBC 等晶体硅太阳能电池技术和钙钛矿、叠层电池组件技术产业化，开展新型高效低成本光伏电池技术研究和应用，开展智能光伏试点示范和行业应用。

3. 推进新建厂房和公共建筑开展光伏建筑一体化建设，支持农（牧）光互补、渔光互补等复合开发，推动光伏与 5G 基站、大数据中心融合发展及在新能源汽车充换电站、高速公路服务区等交通领域应用。鼓励在沙漠、戈壁、荒漠、荒山、沿海滩涂、采煤沉陷区、矿山排土场等区域开发光伏电站。

（九）《关于提前下达 2023 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》金额达 47.1 亿元

2022年10月27日，财政部发布《关于提前下达2023年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》，载明2023年，风电项目补助合计204,582万元，光伏发电257,993万元，生物质发电8,425万元，合计47.1亿元，其主要内容如下：

1. 在拨付补贴资金时，应优先足额拨付国家光伏扶贫项目、50kW及以下装机规模的自然人分布式项目至2023年底；优先足额拨付公共可再生能源独立系统项目至2022年底；优先足额拨付2019年采取竞价方式确定的光伏项目、2020年起采取“以收定支”原则确定的符合拨款条件的新增项目至2022年底；对于国家确定的光伏“领跑者”项目和地方参照中央政策建设的村级光伏扶贫电站，优先保障拨付项目至2022年底应付补贴资金的50%；对于其他发电项目，按照各项目至2022年底应付补贴资金，采取等比例方式拨付。

2. 按照《财政部、国家发展改革委、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》，电网企业在拨付单个项目补贴资金时，不得超过发展改革委确定的合理利用小时数。

（十）《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》指出以绿证为可再生能源消费量的核算基准

2022年11月16日，国家发改委、国家统计局、国家能源局联合发布《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》（以下简称“《关于新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制的通知》”），其主要内容如下：

1. 不纳入能源消费总量的可再生能源，现阶段主要包括风电、太阳能发电、水电、生物质发电、地热能发电等可再生能源。

2. 以各地区2020年可再生能源电力消费量为基数，“十四五”期间每年较上一年新增的可再生能源电力消费量，在全国和地方能源消费总量考核时予以扣除。

3. 绿证是可再生能源电力消费的凭证。各

省级行政区域可再生能源消费量以本省各类型电力用户持有的当年度绿证作为相关核算工作的基准。企业可再生能源消费量以本企业持有的当年度绿证作为相关核算工作的基准。

4. 绿证核发范围覆盖所有可再生能源发电项目，建立全国统一的绿证体系，由国家可再生能源信息管理中心根据国家相关规定和电网提供的基础数据向可再生能源发电企业按照项目所发电量核发相应绿证。

5. 绿证原则上可转让，绿证转让按照有关规定执行。积极推进绿证交易市场建设，推动可再生能源参与绿证交易。

6. 统筹做好各地能耗双控考核。在“十四五”省级人民政府节能目标责任评价考核中，将新增可再生能源电力消费量从各地区能源消费总量中扣除，但仍纳入能耗强度考核。

政策解读： 在《关于新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制的通知》发布之前，根据2021年9月发布的《完善能源消费强度和总量双控制度方案》，仅超额消纳的可再生能源可以不纳入能源消费总量考核，对新能源消费的促进作用有限。本次《关于新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制的通知》明确新增的可再生能源电力消费量均可在全国和地方能源消费总量考核时予以扣除，使消纳新能源成为企业缓解能源双控压力的重要途径，无疑给了企业更为充分的绿电和绿证购买动力。因此，未来绿电交易需求侧潜力将进一步被激发，对于新能源企业而言，绿电销售收益有望稳步增长。对于国家和社会而言，这一举措可以引导能源消费结构转型，逐步养成绿色消费习惯。

（十一）《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》为电力现货市场的建设指明方向

2022年11月25日，国家能源局综合司发布关于公开征求《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》意见的通知，其主要内容分别摘要如下：

《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》

1. 电力现货市场近期建设主要任务：

a. 按照“统一市场、协同运行”的框架，构建省间、省/区域现货市场，建立健全日前、日内、实时市场。

b. 加强中长期市场与现货市场的衔接。

c. 做好调频、备用等辅助服务市场与现货市场的衔接，加强现货市场与调峰辅助服务市场融合，推动与辅助服务联合出清，加快辅助服务费用向用户侧合理疏导。

d. 稳妥有序推动新能源参与电力市场，并与现有新能源保障性政策做好衔接。

e. 推动储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易。

f. 直接参与市场的用户、售电公司、代理购电用户应参与现货市场结算，其中代理购电用户与其他用户平等参与现货交易，公平承担义务。推动代理购电用户、居民和农业用户的偏差电量分开核算，并按照现货价格结算。

g. 各地按照国家要求，结合电力市场发展情况和实际需要，探索建立市场化容量补偿机制。

h. 省间市场逐步引入其他市场主体，放开各类发电企业、用户、售电公司等参与交易。加强省间市场与省/区域市场在经济责任、价格形成机制等方面的动态衔接。

2. 电力现货市场中远期建设主要任务：

a. 进一步完善现货市场机制。扩大新兴市场主体参与交易的范围，缩短日内/实时现货市场交易周期。

b. 健全中长期市场。推进优先发电计划全面放开，通过政府授权合约等机制实现平稳过渡；进一步完善中长期与现货市场的衔接；探索输电权、电力期货和衍生品等交易。

c. 健全电力辅助服务市场。结合各地电力

系统运行需要，建立健全无功服务、黑启动的市场化采购机制，探索爬坡等新型辅助服务交易品种，推进更大范围内的辅助服务资源共享和互济。

d. 推动省/区域市场逐步融合，扩大省/区域市场范围，向全国统一电力市场体系过渡。

《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》

1. 能源监管机构对发电企业参与电力现货市场交易的下列情况实施监管：

a. 是否严格遵守市场注册管理制度，确保注册信息的真实准确性。

b. 是否落实市场交易合规管理和风险防范有关要求，包括但不限于：中长期合同电量分时结算等相关内容是否满足有关规定，出现现货交易申报数据与发电成本大幅偏离、短周期内报价数据较大变化等情形是否及时向电力现货市场运营机构说明。

c. 是否严格遵守电力调度管理规定，服从统一调度，及时、如实向电力调度机构报送以下内容：电厂燃料(蓄水)情况、机组一二次设备的状态和性能变化情况、发电负荷重大变化情况、未按照调度指令运行的情况说明报告以及电力调度机构认为与电力现货市场出清密切相关的信息等。储能等纳入电力调度机构调度管辖范围的市场主体，参照执行上述监管要求。

2. 能源监管机构不定期对市场主体参与市场情况开展现场检查，检查内容包括在电力市场中所占份额的比例、参与现货报价情况、合同履行情况、企业盈亏情况、有无市场操纵行为、合规性评估情况等内容。

3. 电力现货市场运营机构、电网企业和电力现货市场主体按季对照本办法开展合规性自评，形成合规性管理报告存档。能源监管机构按照“双随机，一公开”原则抽查市场主体提交的合规性管理报告，必要时进行现场检查。

政策解读：电力现货市场是电力市场体系中的重要组成部分，《电力现货市场基本规则（征求

意见稿)》和《电力现货市场监管办法(征求意见稿)》明确了电力现货市场建设目标、路径、任务和运行要求,并对参与市场主体、市场衔接、信用管理等作出了更为具体的要求。如果《电力现货市场基本规则》和《电力现货市场监管办法》出台,将有助于统一不同试点地区在电力现货市场建设核心方面的认识和规则,破除各地试点时期规则不同导致的区域壁垒,加速全国统一电力现货市场的建设。

(十二)《关于积极推动新能源发电项目应并尽并、能并早并有关工作的通知》不将全容量建成作必要条件,光伏项目应并尽并、能并早并

2022年11月29日,国家能源局综合司下发《关于积极推动新能源发电项目应并尽并、能并早并有关工作的通知》,其主要内容如下:

1. 请各电网企业在确保电网安全稳定、电力有序供应前提下,按照“应并尽并、能并早并”原则,对具备并网条件的风电、光伏发电项目,切实采取有效措施,保障及时并网,允许分批并网,不得将全容量建成作为新能源项目并网必要条件。

2. 对于第一批、第二批大型风电光伏基地项目,请各省级能源主管部门梳理本行政区域内尚未提交接网申请、接网送出工程建设滞后及接网送出工程未纳入国家或省级电力规划情况;请各电网企业梳理本供电营业区内尚未提交接网申请及接网送出工程未纳入国家或省级电力规划情况。

(十三)《光伏电站工程项目用地控制指标》进一步明确光伏用地指标

2022年12月5日,自然资源部发布《光伏电站工程项目用地控制指标(报批稿)》,其主要内容如下:

1. 用地原则:保护耕地原则、节约用地原则、统筹用地原则。

2. 用地界定:光伏电站工程项目用地包括光伏方阵、变电站及运行管理中心、集电线路

用地和场内道路的用地。

3. 总体指标:光伏电站工程项目用地总体指标按光伏组件的全面积效率、安装所在地纬度、所在地形区类别、光伏方阵安装排列方式及不同升压等级计算确定。

4. 地形区:光伏电站工程项目用地总体指标按I类地形区、II类地形区、III类地形区分别计算。

a. I类地形区是指地形无明显起伏,地面自然坡度不大于 3° 的平原地区。

b. II类地形区是指地形起伏不大,地面自然坡度大于 3° 且不大于 20° ,相对高差在200m以内的微丘地区。

c. III类地形区是指地形起伏较大,地面自然坡度大于 20° ,相对高差在200m以上的重丘或山岭地区。各类地形区的光伏电站工程项目用地总体指标应符合附录A的规定。光伏电站工程项目处于两个或两个以上地形区时,应根据不同地形区分别计算用地规模,再累计得出总用地面积。项目用地总面积应符合各地形区用地总体指标之和的规定。

政策解读:这一版《光伏电站工程项目用地控制指标(报批稿)》更加注重光伏建设项目的节约集约利用,引导光伏产业加快转型升级和结构调整。在光伏电站工程项目用地总体指标方面,在保持安装所在地纬度、所在地形区类别、光伏方阵安装排列方式及不同升压等级四项标准不变的情况下,对光伏组件的全面积效率进行了调整,对其中的12个表格里均删除了“光伏发电效率8%、10%、12%”的三个等级。在光伏方阵用地指标方面,在4个表格里均删除了“光伏发电效率8%、10%、12%”三个等级。

(十四)《关于做好2023年电力中长期合同签订履约工作的通知》继续鼓励中长期电力交易合同签订

2022年12月22日,国家发改委、国家能源局印发《关于做好2023年电力中长期合同签订履

约工作的通知》，其主要内容如下：

1. 坚持电力中长期合同高比例签约。市场化电力用户 2023 年年度中长期合同签订电量应高于上一年度用电量的 80%，并通过后续季度、月度、月内合同签订，保障全年中长期合同签订电量高于上一年度用电量的 90%。

2. 健全高耗能企业市场交易电价形成机制。基于国家出台的高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平，各地电力主管部门应推动相关职能部门及时出台并动态完善本地区高耗能企业目录清单。高耗能企业交易价格不受燃煤基准价上浮 20%限制。高耗能企业与其他企业同场交易的，供应紧张时可优先出清其他企业交易电量。优先推动高耗能用户落实可再生能源消纳责任权重，通过参与绿电交易或购买绿证方式完成消纳责任权重。

3. 完善绿电价格形成机制。鼓励电力用户与新能源企业签订年度及以上的绿电交易合同，为新能源企业锁定较长周期并且稳定的价格水平。绿色电力交易价格根据绿电供需形成，应在对标当地燃煤市场化均价基础上，进一步体现绿色电力的环境价值，在成交价格中分别明确绿色电力的电能量价格和绿色环境价值。落实绿色电力在交易组织、电网调度、交易结算等环节的优先定位，加强绿电交易与绿证交易衔接。

政策解读：《关于做好 2023 年电力中长期合同签订履约工作的通知》鼓励电力用户与企业签订年度及以上的电力合同，对于新能源企业而言，中长期合同的签订有助于为新能源企业锁定较长周期并且稳定的价格水平。另外，《关于做好 2023 年电力中长期合同签订履约工作的通知》再次强调健全高耗能企业市场交易电价形成机制、完善绿电价格形成机制和加强绿电交易与绿证交易衔接将促进绿电环境权益价值的反映和实现，激励新能源发展。

（十五）新版《光伏电站开发建设管理办法》发布

2022 年 12 月 26 日，国家能源局下发修订后

的《光伏电站开发建设管理办法》（国能发新能规〔2022〕104 号，以下简称“《开发建设管理办法》”），《开发建设管理办法》自发布之日起施行，有效期 5 年。而自 2013 年起实施的《光伏电站项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕329 号，以下简称“《项目管理暂行办法》”）同时废止，相比《项目管理暂行办法》，本次《开发建设管理办法》的新变化、新亮点主要如下：

1. 国家能源局依托国家可再生能源发电项目信息管理平台组织开展并网在运光伏电站项目的建档立卡工作。建档立卡的内容主要包括项目名称、建设地点、项目业主、装机容量、并网时间、项目运行状态等信息。每个建档立卡的光伏电站项目由系统自动生成项目编码，作为项目全生命周期的唯一身份识别代码。

2. 省级能源主管部门负责做好本省（区、市）可再生能源发展规划与国家能源、可再生能源、电力等发展规划和重大布局的衔接，根据本省（区、市）可再生能源发展规划、非水电可再生能源电力消纳责任权重以及电网接入与消纳条件等，制定光伏电站年度开发建设方案。涉及跨省跨区外送消纳的光伏电站，相关送受端省（区、市）能源主管部门在制定可再生能源发展规划、年度开发建设方案时应充分做好衔接。

3. 保障性并网项目原则上由省级能源主管部门通过竞争性配置方式确定。市场化并网项目按照国家和各省（区、市）有关规定确定，电网企业应配合省级能源主管部门对市场化并网项目通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实的并网条件予以认定。

4. 各级能源主管部门要优化营商环境，规范开发建设秩序，不得将强制配套产业或投资、违规收取项目保证金等作为项目开发建设的门槛。

5. 光伏电站项目建设前应做好规划选址、资源测评、建设条件论证、市场需求分析等各项准备工作，重点落实光伏电站项目的接网消纳条件，符合用地用海和河湖管理、生态环保等有关要求。

6. 光伏电站项目备案容量原则上为交流侧容量（即逆变器额定输出功率之和）。项目单位应按照备案信息进行建设，不得自行变更项目备案信息的重要事项。项目备案后，项目法人发生变化，项目建设地点、规模、内容发生重大变更，或者放弃项目建设的，项目单位应当及时告知备案机关并修改相关信息。各省级能源主管部门和备案机关可视需要组织核查备案后2年内未开工建设或者未办理任何其他手续的项目，及时废止确实不具备建设条件的项目。

7. 光伏电站项目接入系统设计工作一般应在电源项目本体可行性研究阶段开展，在纳入年度开发建设方案后20个工作日内向电网企业提交接入系统设计报告。鼓励电网企业推广新能源云等信息平台，提供项目可用接入点、可接入容量、技术规范等信息，实现接网全流程线上办理，提高接网申请审核效率。

8. 500千伏及以上的光伏电站配套电力送出工程，由项目所在地省（区、市）能源主管部门上报国家能源局，履行纳入规划程序；500千伏以下的光伏电站配套电力送出工程经项目所在地省（区、市）能源主管部门会同电网企业审核确认后自动纳入相应电力规划。

9. 电网企业建设确有困难或规划建设时序不匹配的光伏电站配套电力送出工程，允许光伏电站项目单位投资建设。光伏电站项目单位建设配套送出工程应充分进行论证，并完全自愿，可以多家企业联合建设，也可以一家企业建设，多家企业共享。光伏电站项目单位建设的配套电力送出工程，经电网企业与光伏电站项目单位双方协商同意，可由电网企业依法依规进行回购。

10. 光伏电站项目应符合国家有关光伏电站接入电网的技术标准规范等有关要求，科学合理确定容配比，交流侧容量不得大于备案容量或年度开发建设方案确定的规模。涉网设备必须通过经国家认可的检测认证机构检测认证，经检测认证合格的设备，电网企业非必要不得要求重复检测。项目单位要认真做好涉网设备管理，不得擅自停运和调整参数。

11. 除国家能源局规定的豁免情形外，光伏电站项目应当在并网后6个月内取得电力业务许可证，国家能源局派出机构按规定公开行政许可信息。电网企业不得允许并网后6个月内未取得电力业务许可证的光伏电站项目发电上网。

政策解读：《开发建设管理办法》在《项目管理暂行办法》的基础上，结合近年来光伏发电行业的重大变化，例如，全面进入平价阶段，不再实行规模管理而是建立规划引领和权重引导机制，加强网源协调以及环保和安全方面监管要求趋严等，作出了更贴合目前发展阶段的规定。《开发建设管理办法》还强调不得将强制配套产业或投资、违规收取项目保证金等作为项目开发建设的门槛，将优化营商环境，限制部分地方政府“以产业换项目”的投资限制。另外，需注意的是，虽然《开发建设管理办法》明确了地面集中式电站备案容量以交流侧为准，但由于《开发建设管理办法》适用范围不包括分布式项目，因此业内关心的分布式光伏备案是否也可以交流侧为准问题，仍需待后续分布式项目相关规则予以明确。

二、地方政策

（一）新疆发文细化复合项目用地及建设要求

2022年6月29日，新疆发改委、自然资源厅、生态环境厅、林业和草原局、国网新疆电力有限公司联合下发《关于建立新能源开发管理工作机制的通知》，其主要内容如下：

1. 叠加集成“一张图”。以县（区、市）为单位，通过“新能源资源禀赋、第三次全国国土调查成果、主干网架、产业布局四个叠加，形成区域新能源开发布局一张图。

2. 规范复合项目用地管理。优先利用沙地、裸土地、裸岩石砾地、盐碱地等国有未利用地，合理利用农用地，不占用生态保护红线、耕地、基本草原、I级林地、园地。对于不形成实际压占土地、不改变地表形态，不影响农业生产的农光互补、牧光互补等项目，允许不改变土地原有用途和性质，以“复合用地”方式使用（详见附

件)。简化风电场（风机点位）用地预审及变更审批手续，提升审批效率。

附件（《光伏复合项目建设管理要求（试行）》）主要内容如下：

a. 光伏复合项目的变电站及运行管理中心等永久用地按建设用地管理，依法办理建设用地审批手续；场内道路用地可按农村道路用地管理，宽度不得超过4米；采用直埋电缆方式敷设的集电线路塔标用地，实行与项目光伏方阵用地同样的管理方式。

b. 光伏复合项目的支架高度应根据地表植被的生长成熟高度和光伏项目建设方案科学合理确定。牧光互补项目光伏组件最低沿不低于1.5米；光伏治沙项目光伏组件的安装高度应满足其任何部位距离种植作物的高度不低于0.3米；受地形限制的，高度非达标支架不得超过全部支架总量的10%。桩机间列净间距应大于4米，行净间距大于6米。

3. 实施用地用林用草联审机制。对于符合国土空间规划和用途管制要求、纳入新能源建设清单的项目，及时开展新能源项目土地、林地、草地现场踏勘，实行用地手续并行办理，提升用地用林用草审批效率。项目用地供应及建设情况应及时在土地市场动态监管平台填报，依法依规办理不动产登记。

4. 招大引强新能源产业项目。坚持以提升产业绿电消纳能力作为重要前提，在源头上布局上推动新能源与产业项目有机协调，加快资源优势转换战略实施，扎实做好中东部产业承接转移，招商引资战略性新兴产业、先进装备制造、绿色能源、储能等产业来疆落地，对于其配套建设的自我消纳、自我调节新能源项目规模不限总量，培育发展用电负荷。

5. 创新融资方式。发行绿色金融债、碳中和债等绿色债券，建立绿色产业基金，积极支持我区新能源项目申报国家基础设施不动产投资信托基金REITs试点。

（二）山东发布海上光伏建设工程行动方案

2022年7月，山东省印发《山东省燃气机组建设工程等八个行动方案的通知》，其中《山东省海上光伏建设工程行动方案》的主要内容如下：

1. 按照由近及远、由易到难、示范先行、分步实施总思路，统筹推进海上光伏规模化、集约化、协同化发展，打造技术先进、生态友好、智慧融合的“环渤海、沿黄海”双千万千瓦级海上光伏基地。“环渤海”千万千瓦级海上光伏基地，布局海上光伏场址31个，总装机规模1,930万千瓦。其中，光伏场址20个，装机规模1,410万千瓦；“风光同场”场址11个，装机规模520万千瓦。“沿黄海”千万千瓦级海上光伏基地，布局海上光伏场址26个，总装机规模2,270万千瓦。其中，光伏场址9个，装机规模950万千瓦；“风光同场”场址17个，装机规模1,320万千瓦。

2. 加快推动桩基固定式海上光伏开发建设。以“环渤海”“沿黄海”浅海海域为重点，采用渔光互补、多能互补等模式，加快桩基固定式海上光伏项目开发建设。鼓励新能源开发企业与渔业养殖企业采用投资入股、海域使用金共担等方式合作，推动海上光伏工程与渔业养殖、海洋牧场等一体化设计建设运营。积极推动海上光伏集中连片开发，形成基地化、规模化开发格局，促进降本增效。

3. 积极稳妥推动漂浮式海上光伏发展。综合渤海和黄海海域项目经济性、结构安全性、极端天气适应性等因素，加快推动不同场景漂浮式试点示范项目建设，探索可复制、可推广的开发模式和技术路线，重点结合海上风电规划建设，创新打造“风光同场”一体化开发模式。

4. 实施综合开发利用。坚持集约节约用海，利用已规划布局的海上风电场，推动海上光伏与海上风电统一规划、统一建设、统一送出，提升海上风光基地送电稳定性和开发经济性。

5. 强化生态环境保护。加强海上光伏场址开发的研究论证，深入分析光伏建设项目对水动力的影响，确保建设场址避开海洋生态保护红线，

符合海域环境功能区划等要求。做好建设施工的生态保护，有效降低对海洋生物、海洋环境的影响。严格落实项目投产运营后的生态修复、环境监测评价等措施，实现经济、社会和环境效益的有机统一。

（三）河北分布式光伏参与春节调峰

2022年12月13日，河北发改委印发《关于做好春节等特殊时段河北南部电网安全稳定运行工作的通知》，其中要求各市电力运行管理部门于2022年12月31日前组织当地电网企业、分布式光伏并网主体签订并网调峰协议，明确分布式光伏参与调峰责任义务、启动条件、技术手段和相关免责条款。非户用分布式光伏需全部签订并网调峰协议，逾期未签订的优先安排其参与调峰；鼓励户用分布式光伏签订并网调峰协议，公平承担调峰义务。

（四）浙江明确光伏项目用海要求

2022年12月5日，浙江省自然资源厅印发《关于规范光伏项目用海管理的意见（试行）》，其主要内容如下：

1. 科学规划海上光伏项目布局。严禁在海洋自然保护区、重要滨海湿地等海洋生态红线以及其他相关法律法规禁止的区域内布局建设光伏项目。在杭州湾、三门湾、乐清湾、象山港等重点河口海湾内建设光伏项目，应控制开发强度，避让重要自然生态空间，在资源环境承载力评估的基础上重点论证生态环境影响。项目所在海湾涉及跨市县行政区域的，应征求相应海洋主管部门意见。

2. 支持在已开发利用的养殖用海等适宜区域开展立体分层设权，推广生态友好型“渔光互补”等立体开发模式。

3. 开放海域的桩基式光伏项目，适用以下指标要求：

a. 光伏阵列离岸距离。指光伏阵列边缘处离海岸线（包括大陆海岸线和海岛海岸线）的最短距离。控制值为距离人工岸线不小于100米，距

离自然岸线不小于200米；若同时涉及两种情形，则按照“就高不就低”的原则确定控制要求。

b. 光伏阵列投影面积比。指各光伏阵列垂直投影面积总和占项目用海总面积的比值。其中，光伏项目用海总面积包含光伏阵列、逆变器、集电电缆、检修通道、消浪设施、升压站等主体工程使用的海域面积及其他预留空间。控制值为不超过65%。

c. 光伏工程桩基面积比。指光伏工程的桩基占用海域面积总和占项目用海总面积的比值。控制值为不超过1%。

d. 除上述控制性指标外，提倡光伏板下缘距离滩涂面的高度一般不小于4米，光伏桩基南北向间距一般不小于6米，东西向间距一般不小于4米。

4. 海上光伏项目的出让方案中应明确要求一次性缴纳海域使用金，未缴清全部海域出让价款的，不予受理海域使用权不动产登记申请。实施立体分层设权管理的海域，应按现行有关文件（标准）分别计征海域使用金。

第三章、2022年度主要市场交易情况

根据市场公开信息，2022年度光伏发电市场主要并购交易如下：

一、国家电投收购正泰311MW户用光伏项目

2022年1月25日，浙江正泰安能电力系统工程有限责任公司将其持有的河北、安徽区域总计311.41MW户用光伏发电系统资产分两批转让给陕西电投泰集新能源科技有限公司，交易对价总计为12.47亿元。

二、林洋能源向国家电投出售154MW光伏电站

2022年4月14日，江苏林洋能源股份有限公司（以下简称“林洋能源”）发布关于下属子公司股权转让暨募投项目转让的公告。林洋能源全资子公司安徽林洋新能源科技有限公司与武汉绿曦新能源有限公司（以下简称“武汉绿曦”）签署了股权转让协议，安徽林洋拟将其持有的宿州金阳、

宿州金耀、萧县华耀、萧县华丰和萧县裕晟 5 个子
公司 100%股权转让给武汉绿曦。上述股权转让对
价为 36,470.15 万元，涉及的装机容量合计为
154MW。

三、国家电投收购巴西 738MW 光伏项目

2022 年 6 月 2 日，国家电投巴西能源公司与
阿特斯新能源控股有限公司签署协议，收购位于
巴西东北地区 Marangatu 和 Panati 项目 70%的股
份。通过此次合作，两家公司将投资超过 20 亿雷
亚尔，用于建造总装机容量为 73.8 万千瓦的光伏
电站，计划 2022 年第三季度开工，2023 年底投入
商运。

四、东方日升向中核汇能转让 30MW 光伏电站

2022 年 6 月 8 日，东方日升新能源股份有限
公司发布公告称，公司全资子公司东方日升（宁
波）电力开发有限公司拟与中核汇能有限公司
（以下简称“中核汇能”）签署《宁夏旭宁新能源
科技有限公司股权转让协议》，拟将持有的宁夏旭
宁新能源科技有限公司 100%的股权转让给中核汇
能，本次的交易总价为 3,500 万元。宁夏旭宁新能
源科技有限公司 30MWp 光伏电站项目位于宁夏回族
自治区银川市苏银产业园境内，电站的建设备案
总容量为 30MW，于 2014 年 12 月建成并网投入商
业化运营。

五、西电集团与南水北调集团签署预收购协 议

2022 年 6 月 13 日，中国西电集团所属西电新
能源与中国南水北调集团新能源投资有限公司签
订江西抚州宜黄 60MW 农光互补项目预收购协议，
标志着西电新能源实现了自主申报、自主建设及
项目转让的新运营模式，弥补了单一以 EPC 竞标获
取项目的模式。

六、海印股份孙公司收购广东恒炎新能源 30% 股权

2022 年 9 月 5 日，广东海印集团股份有限公
司发布公告称，为推进公司新能源项目建设进程，
便于开发建设运营江门市开平市百合镇 200MW 光伏

发电项目，公司全资孙公司海印蔚蓝新能源科技
有限公司拟收购广东恒炎新能源有限公司 30%股权
并与原始股东共同增资目标公司。本次交易完成
后，海印蔚蓝新能源科技有限公司将持有目标公
司 30%股权。目标公司的主要资产是持有开平市恒
炎新能源科技有限公司 100%股权、开平市恒炎新
能源科技有限公司已取得江门市开平市百合镇
200MW 光伏发电项目备案证。

七、华电新能源收购苏美达下属 8 家光伏项目 公司股权

2022 年 11 月，华电新能源发展有限公司收购
江苏苏美达新能源发展有限公司及其子公司持有
的东营市曙光太阳能有限责任公司、垦利万恒新
能源有限公司、徐州中宇发电有限公司、恩菲新
能源(中宁)有限公司、三门峡鹏辉新能源有限公
司、宿迁德信泰和能源科技有限公司、宁武县烁
晶能源科技有限公司、怀安美恒光伏发电有限公
司 8 家光伏电站项目公司 100%股权，交易对价共
计 179,866.44 万元。

八、北京能源国际附属公司收购淮南市凤台 县 150MW 的光伏发电项目

2022 年 12 月 12 日，北京能源国际控股有限
公司间接全资附属京能国际能源发展(北京)有
限公司作为买方，与卖方合肥谦和新能源投资有
限公司订立股权转让协议，卖方有条件同意出售及
买方有条件同意购买目标公司凤台县晟阳新能源
发电有限公司的全部股权，以获得对安徽省淮南
市凤台县的 150MW 的光伏发电项目的控制权，交易
总价约为人民币 4.52 亿元(含税)。

九、北京京能收购瑞和股份旗下光伏公司股 权

2022 年 12 月 20 日，深圳瑞和建筑装饰股份
有限公司发布公告称，公司的全资子公司深圳市
瑞和恒星科技发展有限公司拟与北京京能清能
能源电力股份有限公司（以下简称“北京京能”）签
署《股权转让协议》，将持有全资子公司瑞信新能
源（信丰）有限公司 100%股权转让于北京京能，
转让价款暂定为人民币 16,163.94395 万元。

十、上海电力收购匈牙利光伏项目

2022年12月26日，上海电力股份有限公司发布公告称，公司全资子公司羲和新能源发展有限公司已于近日完成匈牙利 Tokaj 光伏项目 100% 股权的交割手续，最终交易对价合计 3305 万欧元（约 2.45 亿元人民币）。此次收购标的匈牙利 Tokaj 项目资产包含 5 家项目公司，总装机容量约 200MW。项目预计于 2023 年开工，计划于 2024 年并网，投产后预计年发电量约 2.88 亿千瓦时。

十一、协鑫新能源多批出售光伏电站

2022年1月25日，协鑫新能源控股有限公司（以下简称“协鑫新能源”）的间接附属公司宁夏协鑫新能源投资有限公司（以下简称“宁夏协鑫”）作为卖方，与湖南新华水利电力有限公司（以下简称“湖南新华”）作为买方，签署了购股协议，宁夏协鑫新能源向湖南新华出售目标公司宁夏鑫垦简泉光伏电力有限公司全部股权，目标公司主要于中国从事经营光伏电站，交易金额约为人民币 2.33 亿元。

2022年3月16日，苏州协鑫新能源投资有限公司（以下简称“苏州协鑫”）及苏州协鑫新能源开发有限公司（以下简称“苏州协鑫开发”）作为卖方、江苏和盛新能源有限公司（以下简称“江苏和盛”）作为买方订立购股协议，苏州协鑫新能源及苏州协鑫开发同意向江苏和盛出售高邮协鑫光伏电力有限公司、南通海德新能源有限公司、邳州协鑫光伏电力有限公司、宿迁绿能电力有限公司、苏州工业园区鼎裕太阳能电力有限公司全部股权及江苏协鑫海滨新能源科技发展有限公司 60% 股权。交易总额约为人民币 9,037.98 万元。该等目标公司拥有共 7 座位于中国的已运营光伏电站，总并网容量为约 85MW。

2022年3月21日，苏州协鑫作为卖方向湖南新华作为买方出售其所持有的宁夏盛景太阳能科技有限公司 90.1% 的股权及在卖方自青岛昌盛收购目标公司 9.9% 的股权后向买方出售该等股权。宁夏盛景太阳能科技有限公司拥有一座位于中国的已运营的光伏电站，并网容量为 30MW，交易总额

约为人民币 1.53913 亿元。

2022年12月31日，苏州协鑫发展及山东协鑫新能源有限公司（以下简称“山东协鑫”）作为卖方与湖南新华作为买方订立购股协议。苏州协鑫发展及山东协鑫新能源向湖南新华出售磴口协鑫光伏的全部股权及郓城鑫华能源开发 51% 的股权。目标公司拥有两座已运营光伏电站，并网容量约为 50MW。该等交易的现金所得款项净额预计为约人民币 2.98 亿元。

第四章、2023 年度光伏发电发展趋势展望

一、疫情束缚渐解，光伏发电项目建设加快

在疫情期间，局部地区疫情应对措施对光伏供应链、项目建设进度均造成了较大的影响。以上海为例，2022 年上半年上海疫情期间，上海市太阳能学会曾针对本轮疫情对光伏行业的影响进行调研，结果显示：在供应链方面，59.57% 的受访者认为本轮疫情对供应链造成严重负面影响，导致企业物料紧张，上游硅料等的供应运输延迟或完全中断，也导致材料价格提升。在生产制造方面，53.19% 的受访者认为遭受严重影响。在供应链受阻，组件制造减缓的情况下，光伏电站的开工建设也会因此受到负面影响。就我们近年提供服务的光伏发电项目来看，因疫情影响导致项目开工、并网时间迟延的现象较为普遍，另外，实务中也出现自发自用的分布式光伏项目因业主受疫情影响用电量下降而导致分布式光伏项目收益减少的情况。

在 2022 年底至 2023 年初，疫情影响渐退，对于整体光伏行业而言可谓曙光降临。上游物料供应速度和数量有望逐步恢复，组件生产和电站建设均有望回归正轨。我们相信，2023 年随着疫情影响的渐弱，将会迎来光伏项目装机容量的进一步提升。

二、能耗双控进一步向碳排放总量和强度双控转变

由能耗双控向碳排放总量和强度双控转变，实际上是近年来逐渐显现的政策趋势。能耗双控

对于能源消费总量和能耗强度的管控并不区分能源类型，所以在以传统能源为主，新能源占比较低的时期，能耗双控可以有效起到整体控制能源消费量、降低碳排放的作用。但随着新能源装机容量的增加和所占比例的升高，能耗双控的局限性渐渐显露，不加区分地对所有能源进行管控，既无法满足优化能源消费结构的需求，也会对可再生能源的发展和消费产生限制。另外，在能耗双控制度的具体落实方面，也存在部分地方政府因前期额度使用不合理，而在临近考核时为完成目标采取一刀切式限电、限产等限制性措施，导致部分企业的生产受到影响。

各地能耗双控工作与经济快速增长间矛盾逐渐显化之际，2021年9月16日发布的《完善能源消费强度和总量双控制度方案》提出根据各省可再生能源电力消纳和绿色电力证书交易等情况，对超额完成激励性可再生能源电力消纳责任权重的地区，超出最低可再生能源电力消纳责任权重的消纳量不纳入该地区年度和五年规划当期能源消费总量考核。该方案对于能耗双控有所松动并激励了可再生能源消费但程度有限，仅限于超额消纳部分。2021年12月8日，召开的中央经济工作会议提出新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，创造条件尽早实现能耗双控向碳排放总量和强度双控转变，加快形成减污降碳的激励约束机制，防止简单层层分解，被业界视作利好消息。2022年11月，国家发改委发布《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》将新增可再生能源均不纳入能源消费总量控制的提议最终落地施行，这也被视作是又向碳排放总量和强度双控前进了一步。

我们相信，随着能耗双控逐步转为碳排放总量和强度双控，我国能源转型步伐将更符合我国实际和经济发展用能需求，也可以更好地将鼓励可再生能源发展，促进电力需求特别是绿色电力需求增加，有助于实现能源转型的目标。

三、跨界入局仍将是行业风潮

回溯上文提及的 2022 年度的主要国家层面政

策，不难看出包括光伏发电在内的新能源发电是未来国家能源转型的重点，是国家和地方大力支持的热门产业。在 2022 年积极政策的不断加温下，2023 年跨界入局光伏发电行业的风潮仍将继续。

更多企业进入光伏赛道，对于光伏行业本身而言也是一把“双刃剑”，一方面，更多不同类型的企业加入竞争将给现有光伏行业格局带来新的活力，在扩大光伏行业整体规模的同时激发行业内企业的前进动力，有利于光伏行业健康持续发展。另一方面，部分企业虽名义上跨界布局光伏，但本身技术和资本并不足以支撑其实际开展光伏项目投资建设，仅是借光伏产业的关注度与热点提升股价。此外，也有部分企业进入屋顶分布式光伏领域后哄抬屋顶租赁价格，且仅做短线投资，不维持项目后期的持续性运营，有损其他屋顶分布式光伏项目本身的用户认可度。

不论是传统光伏企业还是跨界追光者，欲在未来新竞争对手不断涌入市场的浪潮下谋求一席之地，唯有力求降本增效从而提升自身竞争力才是面对不断变化的市场格局的不二法门。

四、电力交易市场价格波动加大光伏项目收益不确定性

电费收益是光伏发电项目的核心收益来源，电价直接关系到光伏项目的投资回报。我国光伏项目的电价经历了四个阶段，从示范项目的单独定价到统一电价，再到分类电价之后的平价，目前随着我国电力市场的不断完善，光伏项目电价正在进入市场化定价阶段。2022 发布的《的关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》等政策文件明确，到 2030 年全国统一电力市场体系基本建成，新能源全面参与市场交易，光伏发电项目全面参与包括电力现货市场在内的电力市场化交易已是大势所趋。

电力市场化交易所带来的价格波动幅度加大，或将给光伏项目收益带来不确定性。以电力现货市场为例，参与电力现货市场主要将给光伏项目带来两方面挑战，一是电力现货市场电价受实时供需关系影响，波动频率高、幅度大，难以预测，

因此光伏电站投资者难以对电站年收益率做出准确、稳定的预估。二是目前不同地区电力现货市场电价差异较大，例如广东省电价包含绿电溢价，相对较高，但山西则与之相反。据光伏們统计，2020 年及以前，山西采样光伏电站的综合电价基本在 0.3 元/度及以上，基本接近山西的燃煤基准价。但从 2021 年 4 月开始，山西现货市场需要新能源电站长期的、稳定的、连续性的参与其中，采样光伏电站 2021 年的综合电价降至 0.24 元/度，降幅明显。

综上所述，我们理解，在新能源逐步全面参与市场化交易的大势不可逆转的当下，消极逃避市场交易并非长久之计，应尽早摸清市场交易规则、合理评估收益及风险，并积极探索除电费收益之外的环境权益收益等增收途径。

五、风光大基地项目陆续并网

风光大基地作为“十四五”期间可再生能源集中化、规模化发展的重要举措。2021 年 3 月发布的《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》首先提出建设一批多能互补的清洁能源基地。此后，2021 年 10 月，我国在联合国《生物多样性公约》第十五次缔约方大会上正式提出，将大力发展可再生能源，在沙漠、戈壁、荒漠地区加快规划建设大型风电光伏基地项目，并先后印发第一、二批风光大基地项目清单。能源大基地开发模式成为新能源领域的热点开发模式。

根据《关于组织拟纳入国家第二批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目的通知》，落实项目业主、用地、环评、并网消纳等条件，已核准（备案）且能够在 2022 年开工建设，原则上能在 2023 年内建成并网，部分受外部条件制约的项目应能在 2024 年建成并网。国家能源局 2023 年一季度新闻发布会上，新能源和可再生能源司副司长王大鹏表示，第一批 97.05GW 风光大基地已经全部开工、部分建成投产，第二批部分项目陆续开工，第三批风光大基地已经形成项目清单。

2023 年将是风光大基地项目陆续并网的一年，第三批风光大基地清单也将揭晓。

六、绿电和绿证将为光伏发电企业带来更多收益

2022 年 11 月 16 日国家发改委等三部委联合印发的《关于新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制的通知》明确将绿证核发范围扩大至包括分布式光伏在内的全部可再生能源发电项目，且提出新增可再生能源电力消费量不纳入能源消费总量控制。对于光伏发电企业而言，有两大直接好处：一是，原本无法获得绿证的分布式光伏项目也将可以通过绿证交易获取额外补贴；二是，新增可再生能源电力消费不再纳入总量控制将激发消费侧对于绿电和绿证的需求。

2023 年国家发改委、财政部、国家能源局下发《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》（以下简称“《补贴项目绿电交易通知》”）指出享受国家可再生能源补贴的绿色电力，参与绿电交易时高于项目所执行的煤电基准电价的溢价收益等额冲抵国家可再生能源补贴或归国家所有；发电企业放弃补贴的，参与绿电交易的全部收益归发电企业所有。参与电力市场的绿电由项目单位自行参加绿电或绿证交易。绿电溢价收益及绿证收益在国家补贴发放时等额扣减。不同于此前《自愿认购交易制度的通知》规定的风电、光伏企业出售绿证后，相应的电量不再享受国家可再生能源电价附加资金的补贴，《补贴项目绿电交易通知》明确绿电、绿证收益仅抵扣等额补贴，而不要求发电企业全额放弃补贴，给了发电企业参与绿电、绿证交易的更大动力也保障了其收益。

我们理解，在多重支持性政策的促进下，2023 年绿电交易和绿证交易的数量和频率都将踏上新的台阶。北京电力交易中心新能源交易部主任张显预计 2023 年国家将完成绿电交易超 500 亿千瓦时，完成绿证交易超 500 万张。

七、海上光伏成为行业新风口

随着可供铺设光伏电站的土地资源的日益紧

缺以及科研技术的不断进步，广阔的海域成为继屋顶之后，供光伏项目大展身手的另一片天地。而且相比陆上光伏，海上光伏具有光照遮挡物少、可用空间大、易与渔业等其他产业相结合的优势。近几年，越来越多的光伏项目布局在海上。

2022 年，山东、浙江等东南沿海省份先后出台了针对海上光伏的鼓励性政策和实施细则，均对未来海上光伏发展做出较高预期。

随着各项政策的支持，2023 年海上光伏项目将蓬勃发展。目前已并网和在建海上光伏项目多为沿海滩涂固定式项目，真正完全建设在海上的漂浮项目相对较少，未来仍有较大的发展空间。

八、新能源公募 REITs 将成为光伏项目融资新渠道

2021 年 6 月国家发展改革委发布《关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》明确将风电、光伏发电等能源基础设施纳入试点范围。

2023 年 3 月 2 日，证监会及上交所官网显示，中信建投国家电投新能源 REIT、中航京能光伏 REIT 正式获得批复，即将进入发售阶段。中航京能光伏 REIT 的发起人为北京京能国际控股有限公司，底层资产为陕西榆林的 300MW 光伏发电项目和湖北随州 100MW 光伏发电项目。中信建投国家电投新能源 REIT 发起人为国家电力投资集团有限公司，底层资产为江苏省盐城市的滨海北 H1、滨海北 H2 海上风电和配套运维驿站项目，合计装机规模 500MW。

对于新能源企业而言，公募 REITs 作为直接融资工具，可以打通行业“募-投-管-退”的路径、降低企业杠杆率、盘活大量基础资产、拓宽项目融资渠道以及缩短光伏等新能源项目的投资回报周期。对于国家而言，首批新能源公募 REITs 的发行，将为后续更多项目的落地和发行起到很好的示范和带头作用，引导更多资金流入新能源基础设施建设，助力国家“双碳”目标的实现。

参考文献：

1. 国家发改委：《〈关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见〉系列解读》，https://www.ndrc.gov.cn/fggz/fgzy/xmtjd/202201/t20220130_1314235.html。
2. 邱燕超：《不纳入消费总量控制利好可再生能源发展》，载《中国电力报》，2022 年 12 月 09 日第 003 版。
3. 中国电建西北勘测设计研究院：《电力市场化环境下光伏电站经济性分析》，https://www.sohu.com/a/643076617_703050。
4. 北极星太阳能光伏网：《69 家上市公司“追光”，跨界光伏热潮迭起》，<https://guangfu.bjx.com.cn/news/20230103/1280292.shtml>。
5. 华泰联合证券：《预见 2023·能源环保 | 百舸争流，能源强国》，<https://mp.weixin.qq.com/s/GyEEVcldEhVP3UU2tvIPCQ>。
6. 北极星太阳能光伏网：《“+光伏”成主流，工商业分布式迎来黄金时代！》，https://mp.weixin.qq.com/s/odossLd11f_Z_BV5m44qQw。
7. 财经十一人：《全国统一电力市场路线图确定，电力行业再启格局之变》，<https://mp.weixin.qq.com/s/mADkG0uHhGS7eYWcn5cc0g>。
8. 财联社：《全国统一电力市场体系将至！能源局两文件明确现货市场规则 价格激励催化新业态探索》，<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1750700740729753684&wfr=spider&for=pc>。
9. 光伏們：《史上最严格“补贴核查”：存量补贴风光项目等待“生死判决”》，

- <https://mp.weixin.qq.com/s/e0B3ClPTHihdKBV-L4Jz9w>。
10. 光伏們：《国家能源局：将推动出台光伏用地用林用草用海政策，着重解决储能“建而不调”问题》，
https://mp.weixin.qq.com/s/UqsgqxZFpse8V4skPLiy_Q。
 11. 东北证券，王小勇、陈基赟、陶昕媛：《光伏建筑行业深度报告：光伏之翼》，
<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1740307851528322863&wfr=spider&for=pc>。
 12. 北极星太阳能光伏网：《协鑫新能源：拟 880 万元出售宁夏鑫垦简泉光伏电力全部股权》，
<https://guangfu.bjx.com.cn/news/20220126/1201530.shtml>。
 13. 乐居财经：《正泰电器 12.47 亿元出售户用光伏发电系统资产，电投泰集接盘》，
<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1722919666603282429&wfr=spider&for=pc>。
 14. 沉浮十一年：《中国股市：“西部材料、林洋能源”等 6 家上市公司发布重大公告》，
<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1730051640704667248&wfr=spider&for=pc>。
 15. 界面新闻：《国家电投：中电国际签署收购巴西 73.8 万千瓦光伏项目股权协议》，
<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1734896635236045825&wfr=spider&for=pc>。
 16. 东方日升：《关于拟转让宁夏旭宁新能源科技有限公司 100% 股权的公告》，
http://vip.stock.finance.sina.com.cn/corp/view/vCB_AllBulletinDetail.php?gather=1&id=8281965。
 17. 证券时报：《西电集团：首个自主申报的光伏项目签订预收购协议》，
<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1735614302097616709&wfr=spider&for=pc>。
 18. SOLARZOOM 光伏太阳能网：《海印股份收购广东恒炎新能源 30% 股权推动集中式光伏项目的落地》，
<http://info.360inno.com/Resource/Information?piiiType=Industry&id=818c5f39-b50e-421c-8e18-8ef60953ff5e>。
 19. 长江有色金属网：《华电新能源 18 亿元接手苏美达新能源 8 家光伏电站项目公司 100% 股权》，
<https://www.ccmn.cn/news/ZX018/202211/02fa33422b454e7d9dac41ba6be16fe2.html>。
 20. 智通财经网：《北京能源国际 (00686) 附属拟斥资 4.52 亿元收购淮南市凤台县 150 兆瓦的光伏发电项目》，
<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1752020215389294171&wfr=spider&for=pc>。
 21. 界面新闻：《瑞和股份：全资子公司拟转让下属公司股权》，
<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1752646185692856775&wfr=spider&for=pc>。
 22. 光伏們：《光伏电价不足 0.2 元/度，投资考核被判“死刑”：山西电力现货交易一周年考》，
https://mp.weixin.qq.com/s/Pp9L1_NHtpgu0-rFLXq0mw。
 23. 智汇光伏：《超 50% 受访者认为：疫情对光伏企业生产影响严重！》，
<https://mp.weixin.qq.com/s/8TZJPGfrs5F6KLNDhmJLQQ>。
 24. 光伏头条：《价格波动、产能过剩、跨界竞争、技术迭代风险！中国光伏产业路在何方？》，

<https://mp.weixin.qq.com/s/wOfKFH135-p5Kwv-eoANZA>。

25. 南方能源观察：《二十大能源关键词② | 能耗“双控”向碳排放“双控”转变的思考及建议》，
<https://mp.weixin.qq.com/s/2I2JxRj3frLgM77-oLWcng>。

26. 北极星太阳能光伏网：《北京电力交易中心张显：预计 2023 年国家将完成绿电交易超 500 亿千瓦时 完成绿证交易超 500 万张》，
<https://guangfu.bjx.com.cn/news/20230216/1289143.shtml>。

27. 中国证券报：《零距离实探！向海争风迎绿电，全国首单央企新能源公募 REITs 底层资产长啥样？》，
<https://mp.weixin.qq.com/s/MOE-0kszeWaeJ1-0HHOfyQ>。

易芳 合伙人 电话：86-21 2208 6239 邮箱地址：yif@junhe.com

李德庭 合伙人 电话：86-21 2208 6303 邮箱地址：lidt@junhe.com

焦芙蓉 律师 电话：86-21 2208 6025 邮箱地址：jiaofr@junhe.com

王心怡 律师 电话：86-21 2208 6024 邮箱地址：wangxinyi_Monica@junhe.com

本文仅为分享信息之目的提供。本文的任何内容均不构成君合律师事务所的任何法律意见或建议。如您想获得更多讯息，敬请关注君合官方网站“www.junhe.com”或君合微信公众号“君合法律评论”/微信号“JUNHE_LegalUpdates”。

