

中航京能国际能源封闭式
基础设施证券投资基金
更新的招募说明书（2026 年第 3 号）

基金管理人：中航基金管理有限公司

基金托管人：华夏银行股份有限公司

日期：2026 年 4 月

扉页

中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金（以下简称“本基金”或“基金”或“不动产基金”）由中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更名而来。中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金经中国证券监督管理委员会（简称“中国证监会”）2023年3月2日证监许可〔2023〕455号文注册募集。经中国证监会书面确认，《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金合同》于2023年3月20日生效。中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金2024年度第一次扩募并新购入基础设施项目经中国证监会证监许可〔2025〕1633号文准予变更注册，《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金合同》更新自2025年12月25日生效。

2026年2月13日，中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金变更为中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金，《中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》自基金管理人公告的生效之日起生效，原《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金合同》同日起失效。

基金管理人保证招募说明书的内容真实、准确、完整。中国证监会对本基金募集的注册以及上海证券交易所同意基金份额上市，并不表明其对本基金的价值和收益作出实质性判断或者保证，也不表明投资于本基金没有风险。

本基金为不动产基金。不动产基金与投资股票或者债券的公开募集证券投资基金具有不同的风险收益特征。不动产基金80%以上的基金资产投资于不动产资产支持证券，通过持有其全部份额取得不动产项目公司全部股权、不动产项目完全所有权或者经营权利，以获取不动产项目租金、收费等稳定现金流为主要目的，收益分配比例不低于合并后基金年度可供分配金额的90%。

基金管理人管理的其他基金的过往业绩并不预示本基金未来表现。本基金的可供分配金额测算以及不动产资产评估结果不代表实际现金流分配或者资产实际可交易价格。**投资有风险，投资者应认真阅读招募说明书及有关的信息披露文件，审慎判断相关风险，自主作出投资决策。**

本基金采取封闭式运作并在上海证券交易所上市，不开放申购与赎回。使用场外基金账户认购的基金份额持有人可通过办理跨系统转托管业务参与上海

证券交易所场内交易或直接参与相关平台交易，具体可参照上海证券交易所、中国证券登记结算有限责任公司相关规则办理。

普通投资者在首次购买本基金时须签署风险揭示书，确认已了解本基金产品特征及主要风险。基金管理人提醒投资者基金投资的“买者自负”原则，在投资者作出投资决策后，因基金运营状况导致的投资风险，由投资者自行承担。

不动产项目在评估、现金流测算等过程中，使用了较多的假设前提，这些假设前提在未来是否能够实现存在一定不确定性，投资者应当对这些假设前提进行审慎判断。

投资有风险，投资者在投资本基金之前，请仔细阅读本基金的招募说明书、基金合同、基金产品资料概要，全面认识本基金的风险收益特征和产品特性，并充分考虑自身的风险承受能力，理性判断市场，谨慎做出投资决策。投资者应当认真阅读并完全理解基金合同第二十三部分规定的免责条款、第二十四部分规定的争议处理方式。

基金管理人依照恪尽职守、诚实信用、谨慎勤勉的原则管理和运用基金财产，但不保证基金一定盈利，也不保证最低收益。

本基金主要投资于以不动产项目为最终投资标的的不动产资产支持专项计划。本基金在投资运作、交易等环节的主要风险包括与不动产基金相关的风险、与不动产项目相关的风险等。具体请见本招募说明书第一章第四节。

特别地，提请投资人知悉：本基金本次更新的招募说明书只对第一章 一般规定之第二节 释义之二、基金、专项计划相关的主要法律文件中关于“运营管理服务协议/《运营管理服务协议》”的释义、第一章 一般规定之第三节 招募说明书概要之七、不动产基金治理及运营管理安排情况、第四章 治理机制与运营管理安排之第二节 运营管理安排之一、运营管理安排、第五章 不动产基金之第一节 本次发行参与机构的基本情况之一、基金管理人、第五章 不动产基金之第四节 基金运作之三、基金经理情况的相关信息进行更新，更新截止日为2026年4月7日，其他内容未作更新。

表 1 基金发行的简要情况表

基金名称	中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金
不动产项目名称	首发：榆林光伏项目和晶泰光伏项目 扩募：苏家河口水电站和松山河口水电站项目

募集规模	首发：29.35 亿元 扩募：29.22 亿元
上市的证券交易所	上海证券交易所
基金管理人	中航基金管理有限公司
基金托管人	华夏银行股份有限公司
资产支持证券管理人	中航证券有限公司
财务顾问	招商证券股份有限公司
原始权益人	首发：联合光伏（常州）投资集团有限公司、京能国际能源发展（北京）有限公司 扩募：云南保山槟榔江水电开发有限公司
运营管理机构	首发：内蒙古京能新能源科技有限公司 扩募：运营管理统筹机构为保山能源发展股份有限公司、运营管理实施机构为保山腾冲保能和顺能源科技有限公司
招募说明书签署日期	2026 年 3 月

重大风险提示

本基金的投资运作、交易等环节的主要风险包括但不限于：

一、与不动产基金相关的风险

（一）作为上市基金存在的风险

1. 暂停上市或终止上市风险

在基金合同生效且本基金符合上市交易条件后，本基金将在上交所挂牌上市交易。上市期间可能因信息披露等原因导致本基金停牌，投资者在停牌期间不能买卖基金份额，由此产生流动性风险；同时，本基金运作过程中可能因触发法律法规或上交所规定的终止上市情形而终止上市（包括但不限于本基金不符合基金上市条件被上交所终止上市，连续 2 年未按照法律法规规定进行收益分配的，基金管理人按照有关规定申请基金终止上市），导致投资者无法在二级市场交易。

2. 流动性风险

按照《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（以下简称“《基金指引》”）《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 3 号——扩募及新购入不动产（试行）》（以下简称“《扩募及新购入不动产指引》”）等有关法律法规及监管政策要求，本基金战略投资者所持有的战略配售份额需要满足一定的持有期要求，在一定时间内无法交易。因此本基金基金份额（含扩募份额）上市初期可交易份额并非本基金的全部份额，本基金面临因上市交易份额不充分而可能导致的流动性风险。

本基金采用封闭式运作，基金份额持有人无法向基金管理人申请赎回基金份额，仅能在本基金获准上市后，通过在上海证券交易所交易基金份额的方式实现基金份额出售。结合本基金作为上市基金存在的风险，存在基金份额持有人需要资金时不能随时变现的流动性风险。

3. 基金价格波动风险

不动产基金大部分资产投资于不动产项目，具有权益属性，受经济环境、运营管理等因素影响，不动产项目市场价值及现金流情况可能发生变化，可能

引起不动产基金价格波动。同时，存在不动产项目遭遇极端事件（如地震、台风等）发生较大损失而影响基金价格的风险。

（二）作为不动产基金存在的风险

1. 集中度风险

通常证券投资基金采用分散化投资的方式减少非系统性风险对基金投资的影响，而本基金将集中投资于能源类型的资产支持证券，间接投资能源类型不动产项目，行业较为集中，间接投资的能源类型不动产项目个数较少。因此，相较于分散化投资的其他证券投资基金，本基金将受到所投资目标个体较大的影响，具有较高的集中度风险。

2. 新种类基金不达预期风险

不动产基金属于中国证监会新设的基金种类，可能难以准确评价该业务的前景。过往的财务资料未必一定能反映本基金日后的经营业绩、财务状况及现金流量，不能保证基金未来能成功地从不动产经营中产生足够收益。

3. 不动产基金关联交易与利益冲突风险

（1）关联交易风险

不动产基金或者其控制的特殊目的载体与关联方之间发生的转移资源或者义务的事项构成不动产基金的关联交易。除基金管理人运用基金财产买卖基金管理人、基金托管人及其控股股东、实际控制人或者与其有重大利害关系的公司发行的证券或者承销期内承销的证券等事项外，关联交易还包括但不限于购买资产支持证券、聘请运营管理机构、不动产项目购入与出售及不动产项目运营及管理阶段存在的购买、销售等行为，存在关联交易风险。

根据不动产基金的基金合同，计划管理人、不动产项目的原始权益人、外部管理机构为不动产基金的关联方，本基金保山能源发展股份有限公司（简称“保山能源”）、保山能源子公司保山腾冲保能和顺能源科技有限公司（简称“保能和顺公司”）和内蒙古京能新能源科技有限公司（简称“内蒙古京能”）担任不动产基金的运营管理机构，为不动产项目提供运营管理服务，相关事项构成不动产基金的关联交易，可能存在利益冲突的风险。

云南保山电力股份有限公司（简称“保山电力”）为本基金持有的不动产项目重要现金流提供方，保山电力的法定代表人同时担任原始权益人的母公司保山能源董事，因此保山电力与原始权益人存在关联关系，即保山电力是原始权益人槟榔江水电关联方。因此，与保山电力的交易行为构成关联交易，可能存在关联交易风险。

（2）利益冲突风险

不动产基金运作过程中将面临与基金管理人、原始权益人、发起人、运营管理机构之间的潜在利益冲突。

1）首发不动产项目利益冲突风险

内蒙古京能新能源科技有限公司（简称“内蒙古京能”）为首发不动产项目提供运营管理服务。内蒙古京能虽在湖北省随州市、陕西省榆林市未持有或运营与本基金投资的不动产项目类似的光伏发电项目，但不排除在本基金存续期间，内蒙古京能继续投资建设、收购或运营管理此类光伏发电项目。如内蒙古京能投资建设、收购或运营管理此类光伏发电项目，本基金与内蒙古京能之间存在包括但不限于如下方面的潜在竞争和冲突风险：投资机会、项目收购、不动产项目运营管理等。此外，本基金存续期间如收购内蒙古京能直接或间接拥有的不动产项目，则存在关联交易从而引发利益冲突的风险。

2）新购入不动产项目利益冲突风险

截至 2025 年 6 月 30 日，原始权益人云南保山槟榔江水电开发有限公司（简称“槟榔江水电”）及下属公司共持有 4 座电站¹，分别是：三岔河水电站项目（72 兆瓦）、苏家河口水电站项目（315 兆瓦）、松山河口水电站项目（168 兆瓦）、猴桥水电站项目（48 兆瓦）。运营管理统筹机构保山能源、运营管理实施机构保能和顺公司为新购入不动产项目提供运营服务。截至 2025 年 6 月 30 日，运营管理统筹机构保山能源及下属公司共管理 26 座水电站，总装机容量 952.44 兆瓦，均位于保山市境内，其中槟榔江流域 4 座（包括新购入不动产项目苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目）、龙川江及其支流流域 7 座、怒江支流流域 4 座、湾甸河及其支流流域 7 座、澜沧江支流流域 4 座；运

¹ 合并口径下，槟榔江水电共持有三岔河水电站、猴桥水电站、苏家河口水电站、松山河口水电站 4 座并网水电站。其中，三岔河水电站、猴桥水电站由槟榔江水电直接持有，苏家河口水电站、松山河口水电站由槟榔江水电全资子公司两河水电公司持有。

营管理实施机构保能和顺公司为保山能源新设立的全资子公司，拟作为保山能源旗下运营管理全部 26 座水电站的水电站专业运营平台。此外，北京能源国际控股有限公司（简称“京能国际”）及其同一控制下的关联方在中国境内也以自有资金投资、持有或管理竞争性项目。原始权益人、发起人、运营管理机构持续为境内竞争性项目提供运营管理服务，因此可能与不动产基金所投资的不动产项目存在业务竞争关系，存在利益冲突风险。

（3）受同一基金管理人管理基金之间的竞争、利益冲突风险

本基金主要投资于可再生能源类型不动产项目。基金管理人在本基金存续期间可能管理其他同样投资于可再生能源类型不动产项目的基金，尽管本基金与该等基金为完全独立的基金、彼此不发生相互交易且投资策略不同，但受同一基金管理人、资产支持证券管理人管理，同时底层不动产项目存在同质性，理论上存在同业竞争和利益冲突（包括但不限于发展定位、拟收购项目、投资机会、招商等方面的竞争和冲突）的风险。

4. 不动产基金与交易安排相关的风险

（1）本基金通过持有不动产资产支持证券份额等特殊目的载体间接持有不动产项目的所有权，除运营管理服务协议另有约定外，就不动产项目的运营管理和出售等，本基金将通过各层特殊目的载体最终向项目公司和不动产项目出具相关指令或决定，其中任一环节存在瑕疵或延时的，均可能导致相关指令或决定无法及时、完全传递至项目公司和不动产项目，由此可能对项目公司和不动产项目的运作造成不利影响。

（2）本基金通过持有不动产资产支持证券份额等特殊目的载体间接持有不动产项目的完全所有权或经营权利，资产支持证券管理人、资产支持证券托管人等按照法律法规和相关文件规定需要更换的，是否可能会导致本基金的基金管理人、基金托管人亦需要相应更换，存在不确定性，需要根据届时适用的法律而定；如根据届时适用的法律需要更换的，可能会对本基金运作的稳定性造成不利影响。

（3）专项计划等特殊目的载体提前终止的风险

发生专项计划等特殊目的载体相关的法律文件约定的提前终止事项，导致专项计划等特殊目的载体提前终止的，可能导致资产支持证券持有人（即本基

金）无法获得预期收益、专项计划更换资产支持证券管理人甚至导致基金合同提前终止。

5. 税务等政策调整风险

目前公开募集不动产投资信托基金尚属证券市场中的创新产品，相关法律制度、配套政策仍在不断调整和更新的过程之中，如果国家相关法律法规及配套政策发生变化，可能使得未来实际产生的现金流入不能达到预计的目标，从而影响基金收益。

此外，不动产基金运作过程中可能涉及基金份额持有人、不动产基金、资产支持证券、不动产项目公司（定义见下）等多层面税负，如果国家税收政策发生调整，可能影响投资运作与基金收益。

6. 对外借款相关风险

本基金存续期间，在履行适当程序后，可直接或通过项目公司等间接对外借入款项。本基金对外借款可能导致本基金存在如下特殊风险：

（1）如本基金对外借款的，本基金需支付利息和其他资金成本（如有），由此可能提高本基金的偿债压力、减少项目公司等借款人和本基金可支配的资金、减少本基金直接或间接对外继续申请借款的机会，进而对本基金的财务状况造成不利影响，从而导致本基金运营在资金的灵活性方面可能受到不利影响。

（2）本基金在存续期间申请续借或新增借款的，相关资金成本可能较本基金成立时有所提升，从而对基金年度可供分配金额造成不利影响，进而影响投资者可能获得分配的收益。

（3）本基金无法按时偿还债务或发生其他违约行为的风险

本基金存续期间，如不动产项目运营的现金流不足或因其他原因而导致借款人可供支配的现金流不足以按时偿还已到期债务的，或因任何原因而导致借款人存在其他违约行为的，借款人将需要按照法律法规和相关贷款合同的约定承担违约责任，包括但不限于：贷款人宣布尚未到期的债务全部或部分提前到期，宣布借款人支付罚息、违约金或损害赔偿金，基于交叉违约条款（如有）宣布借款人在其他贷款合同项下的债务提前到期等。据此，借款人财务状况、资信能力可能受到不利影响。

如借款人无法按时偿还债务的，贷款人可能提起诉讼、仲裁或者依法采取相关保全措施，借款人的日常运营、资产买卖等行为将受到一定程度的限制，可能对借款人的经营造成不利影响，进而影响本基金的现金流，此外，在相关司法程序中可能需要对不动产项目（适用于借款人为项目公司的情形）或其他财产进行拍卖、变卖以偿还相关债务，拍卖、变卖的价格可能低于甚至远远低于市场公允价格，从而可能对借款人造成不利影响，进而影响本基金的现金流。

特别地，如借款人无法按时偿还债务的情形对本基金造成极端不利影响的，可能导致本基金需要提前终止基金合同并进入清算程序、对基金资产进行拍卖或变卖等，拍卖、变卖的价格可能低于甚至远远低于市场公允价格，可能对本基金剩余非现金资产的变现造成不利影响，从而对投资者的投资收益造成不利影响。

（4）本基金存续期间，如为项目收购申请借款且已获得借款资金但最终项目收购失败的，则本基金在无法获取新项目预期可能获得的收益的同时，还需要就已经获得的借款资金承担还本付息的义务，由此可能对本基金的财务状况造成不利影响。

7. 管理风险

在基金管理运作过程中，基金管理人的知识、经验、判断、决策、技能等，会影响其对信息的占有和对经济形势、证券价格走势的判断，从而影响基金收益水平。本基金的收益水平与基金管理人的管理水平、管理手段和管理技术等相关性较大，可能因为基金管理人的因素而影响基金收益水平。

8. 信用风险

基金在交易过程中发生违约，或交易对手方可能因财务状况或其他原因不能履行付款或结算的义务，从而对基金资产价值造成不利影响，导致基金资产损失。

9. 行业特有的自然灾害风险

光伏电站、水电站一般面临的自然灾害包含雷电、暴风暴雨、洪水、龙卷风、冰雹、台风、飓风、暴雪、冰凌、沙尘暴等。针对这些自然灾害，在光伏电站和水电站的全生命周期内，项目通过“人防物防技防”等多重手段进行风

险缓释。在建设前期，项目依据当地可能出现的灾害性天气，在选址、设备选型、设计和施工等方面进行风险前置管理，并建设完成对应防护措施的系统。在后期运营中，运营单位则主要从三方面进一步加强风险防范：a.拥有专业的运营团队与安全生产巡检与风险管理制度，定期巡检、排查风险、完成考核与演练，以提升风险管理与突发灾害预警防范及应急处置能力；b.与当地应急管理中心建立联防联控机制，以供应紧急事故处理；c.在项目运营期内，持续地为光伏电站、水电站购买足额的财产类保险以保障在事故发生后维护投资人的利益。

10. 不可抗力风险

不动产基金运行期间，直接或间接因基金管理人和计划管理人所不能控制的情况、环境导致基金管理人、计划管理人和/或相关方延迟或未能履行义务，或因前述情况、环境直接或间接导致不动产基金损失的风险。该等情况、环境包括但不限于政府限制、盗窃、战争、罢工、社会骚乱、恐怖活动、自然灾害等。湖北晶泰光伏电站位于湖北省随州市高新区淅河镇，江山永宸光伏电站位于陕西省榆林市榆阳区小壕兔乡。榆林市位于陕西最北部，黄土高原和毛乌素沙地交界处，是黄土高原与内蒙古高原的过渡区，东临黄河与山西省隔河相望，西连宁夏、甘肃，南接延安，北与鄂尔多斯相连，系陕、甘、宁、蒙、晋五省区交界地；随州位于湖北省北部，地处长江流域和淮河流域的交汇地带，东承武汉，西接襄阳，北邻南阳、信阳，南达荆州。苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目位于保山市腾冲市猴桥镇境内。腾冲市位于腾冲-耿马地震带，地处欧亚大陆板块与印度大陆板块交汇处，地壳运动活跃，且拥有活火山群；猴桥镇地处腾冲市西北部，西北与缅甸联邦共和国接壤，距缅甸甘拜地镇 31.5 公里，国境线长 72.8 公里。如未来当地发生地震、火山爆发、山洪、泥石流、山体滑坡等自然灾害等不可抗力风险，或邻邦发生武装冲突、跨国犯罪等导致安全形势不稳定或战争等不可抗力风险，可能导致不动产项目被物理性破坏，影响不动产项目正常运营，并可能带来额外的修复成本，导致不动产项目的经营现金流中断，资产估值下降。若发生上述不可抗力因素，可能会对不动产项目，继而对不动产基金和基金份额持有人收益产生不利影响。

11. 其他风险

（1）战争、自然灾害、疫情等不可抗力因素的出现，将会严重影响证券市场的运行，可能导致基金财产的损失；

（2）金融市场危机、行业竞争、托管人违约等超出基金管理人自身直接控制能力的风险，可能导致基金或者基金份额持有人利益受损；

（3）因人为因素而产生的风险，如基金经理违反职业操守的道德风险，以及因内幕交易、欺诈等行为产生的违规风险；

（4）本基金法律文件风险收益特征表述与销售机构基金风险评价可能不一致的风险。

（三）不动产基金的交易风险

1. 首发不动产项目的交易风险

（1）根据交易安排，在晶泰光伏项目机组设计寿命届满（即 2040 年 1 月 25 日）当日及以后任意一次延寿后届满日（如有），或在《榆林农村集体土地租赁合同》签订满 20 年（即 2042 年 4 月 2 日）当日及以后任意一次续期后届满日（如有），基金管理人应提请召开基金份额持有人大会，决策是否处置晶泰光伏项目或榆林光伏项目。无论是何种情形下的资产出售及处置，京能国际及其指定主体均享有同等条件下的优先购买权。特别地，a.在晶泰光伏项目机组设计寿命届满（即 2040 年 1 月 25 日）当日及以后，如处置晶泰光伏项目（含湖北晶泰光伏电力有限公司，其简称“湖北晶泰”）股权、晶泰光伏项目资产），京能国际或其指定关联方有权无偿受让；b.在《榆林农村集体土地租赁合同》签订满 20 年（即 2042 年 4 月 2 日）当日及以后，如处置榆林光伏项目（含江山永宸新能源有限公司，其简称“江山永宸”）股权、榆林光伏项目资产），京能国际或其指定关联方有权无偿受让；若京能国际或其指定关联方放弃优先购买权，基金管理人将按照市场化原则对不动产项目进行处置，处置收益由基金份额持有人享有。为避免异议，如京能国际或其指定受让方无偿受让晶泰光伏项目、榆林光伏项目，晶泰光伏项目或榆林光伏项目在其决定无偿受让之前产生的运营收入等收入的，由此产生的基金收益由基金份额持有人享有；在此之后晶泰光伏项目或榆林光伏项目产生的运营收入等收入由受让方享有。

(2) 为尽可能降低可再生能源电价附加补助资金（简称“国补”）回款周期的不确定性对基金分红造成的影响，增强基金分红的持续性和稳定性，湖北晶泰、江山永宸已分别与监管银行签署《保理业务合作协议》，约定基金存续期内拟安排最晚于每个自然年度结束前 30 个工作日将上一年度的新增国补应收账款平价转让予监管银行开展保理业务合作；保理业务合作期限与不动产 REITs 存续期保持一致，具体为自首次募集基金合同生效之日起 20 年；每笔国补应收账款的保理融资期限应以其实际回款时间确定，原则上每笔国补应收账款的保理融资期限不得超过 3 年；就任意一笔国补应收账款的保理业务而言，保理融资利率不超过 3.6%/年；受限于前述条件，国补应收账款保理的具体安排以湖北晶泰、江山永宸与监管银行分别签署的《保理合同》约定为准。为进一步缓释补助资金的流动性，各首发项目公司将分别与华夏银行、首发不动产项目原始权益人京能国际能源发展（北京）有限公司（简称“京能发展（北京）”）签署《应收账款回购协议》，履行并促使京能发展（北京）履行应收账款回购义务。理论上，榆林光伏项目享受国补至 2034 年，晶泰光伏项目享受国补至 2035 年，剩余期限较长，因存在监管政策、市场环境、审批条件变化等因素，可能导致监管银行不能按方案受让国补应收账款债权，预期的现金流入无法实现，对基金的分红带来不确定性。

(3) 在基金合同期限届满之前，如基金所持有的不动产项目资产由于国补到期的原因收益大幅下降，导致基金“任一年度（指完整国补收入最后一年之后的任一年度，下同）营业收入”较“基金享有完整国补收入最后一年（完整国补收入最后一年，指基金根据法律法规现持有的应当享有国补收入的全部不动产项目，全部月份均享有国补收入的最后完整会计年度，下同）的营业收入”下降 40%及以上，基金合同于该年度报告披露之日终止，此种情形下无需召开基金份额持有人大会。

2. 新购入不动产项目的交易风险

(1) 股权转让前项目公司可能存在的税务、或有事项等风险

不动产基金交易安排中，不动产基金通过“中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划”（简称“新购入专项计划”）收购新购入项目公司全部股权，在不动产基金通过新购入资产支持专项计划受让新购入项目公司股权前，新购

入项目公司可能存在不可预见的税务风险、行政处罚、或有负债及其他或有事项。如不动产基金通过新购入资产支持专项计划受让新购入项目公司股权后发生上述事项，可能影响新购入项目公司的正常运营，进而影响基金份额持有人的投资收益。

（2）新购入不动产项目公司减资风险

本基金投资的不动产资产支持专项计划设立后，资产支持证券管理人（代表专项计划）收购新购入项目公司 100%股权，并向新购入项目公司原股东支付股权转让价款。若前述交易安排未能在预定时间内完成或由于特殊原因未能完成，会对本基金的顺利运作造成不利影响，甚至可能导致本次扩募失败。新购入专项计划取得新购入项目公司的 100%股权后，为搭建新购入专项计划对新购入项目公司的投资结构，新购入专项计划将视情况对新购入项目公司进行减资，具体以实际签署的减资决议为准。如未能完成减资，则新购入项目公司将承担较高的税收成本。

（3）新购入不动产项目机组设计寿命届满后处置风险

就新购入不动产项目，在苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目机组设计寿命届满（即 2051 年 6 月 30 日）当日及以后，京能国际或其指定关联方优先无偿受让苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的大坝、水库、生产建筑、生产辅助建筑、构筑物等不动产资产。并且基金管理人应提请召开基金份额持有人大会，决策苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的其他资产（水轮机、发电机、调速器、主变压器等设备）是否由京能国际或其指定关联方无偿受让或进行市场化处置。

如持有人大会决策由京能国际或其指定关联方无偿受让苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的其他资产（水轮机、发电机、调速器、主变压器等设备），基金份额持有人可能无法享受设备残值处置的对价收益。如京能国际或其指定关联方放弃无偿受让上述其他资产的，基金管理人将按照市场化原则进行处置，处置收益由基金份额持有人享有。苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目在基金持有人大会决定由京能国际或其指定关联方无偿受让之前产生的运营收入等收入的，由此产生的基金收益由基金份额持有人享有；在决定受让之后产生的收益由受让方享有。

（四）本次扩募发售及新购入不动产项目相关的风险

1. 摊薄即期回报的风险

本次扩募发售以及新购入不动产项目完成后，基金总资产及净资产均将有所增长，新购入不动产项目与已持有不动产项目运营收入在本基金合并计算。在前述情况下，如新购入不动产项目未来运营收入未达预期，或未产生与基金总资产和净资产相应幅度的增长，基金收益指标可能出现一定幅度的下降，基金份额持有人即期回报存在被摊薄的风险。

此外，本次扩募发售结果将受到宏观经济和行业发展情况、证券市场整体情况、前一阶段基金份额净值走势、投资者对本次发售方案的认可程度等多种内外部因素的影响，扩募发售结果可能影响本基金扩募后的基金总份额数量，进而影响单位基金份额即期回报被摊薄的幅度。

二、与不动产项目相关的风险

（一）不动产项目行业风险

1. 宏观经济环境变化可能导致的行业风险

中国经济在过去实现了较高的增长速度，电力是国民经济的支柱产业，电力需求主要受我国经济发展影响。近年来国内外宏观经济形势变化、国家宏观经济政策调整，可能导致电力需求发生变化，从而影响未来不动产项目生产经营活动，对基金收益造成一定影响。

2. 首发不动产项目行业风险

本基金存续期内随着社会的进步、科技的发展，光伏发电行业存在技术更新迭代的可能，首发不动产项目现有设备面临升级换代的可能性，即存在发生超预期的大额资本性支出的风险，将影响项目收入和投资者预期收益的实现。

3. 新购入不动产项目行业风险

（1）水力发电政策变化的风险

国家宏观政策及行政法规对水力发电行业影响重大。水电具有技术成熟、发电成本低、调整能力强、利用小时数高、运行灵活等诸多优势，与我国电力

行业发展政策契合，对助力国家双碳目标实现具有重要意义，若国家宏观经济政策和电力产业政策发生调整，则可能对不动产项目的经营业绩产生不利影响。

（2）水电行业竞争的风险

在国家双碳战略的背景下，近年来云南省新能源装机容量占比不断加大，新能源在电力市场的份额快速上升，2022年12月，云南省人民政府办公厅印发《云南省绿色能源发展“十四五”规划的通知》，提出“十四五”期间云南省要加快布局风电、光伏等新能源，到2025年全省电源装机容量超过1.6亿千瓦。持续优先开发水电，“十四五”期间，全省新增水电装机1,110万千瓦。优化布局全面有序开发风电光伏新能源，“十四五”新增装机规模5,000万千瓦以上。随着绿电政策的不断完善，清洁能源的开发受到重视，光伏和风电等新能源装机容量和发电快速发展，未来如云南省出现电网调度负荷持续走低或装机容量过剩导致平均利用小时数降低的情况，可能会对未来不动产项目经营造成一定影响。

（3）地区环保整治的风险

目前，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目所发的电量除优先发电计划（西电东送）外，剩余部分电量主要为满足保山当地电网电力消纳，穿透来看其电力用户主要为保山市当地居民及大工业、一般工商业等。“十一五”期间，保山市把“工业立市”作为推进新型工业化进程的发展战略，并实施了“工业连续倍增计划”，以施甸七零七水泥厂、龙陵永昌硅铁、工贸园区隆基硅为代表的工业负荷相继投产，未来如区域环保整治力度继续加强，可能出现工业用户停产整治的情况，停产整治或将造成不动产项目电量销售规模波动，从而产生电费收入下降风险。

（二）不动产项目经营风险

1. 首发不动产项目经营风险

（1）上网电价国补收入部分延后收到的风险

根据《可再生能源电价附加资金管理办法》规定，可再生能源电价附加补助资金属于可再生能源发展基金，是国家为支持可再生能源发电、促进可再生能源发电行业稳定发展而设立的政府性基金。补助资金由可再生能源电价附加

收入筹集，回收的确定性较高，但无明确的回款期限，实际回款情况可能与现金流预测产生偏差，影响投资者当期预期收益。

对此，基金上市后，平价转让不动产项目的国补应收账款债权，从而实现稳定现金流的目的。

（2）上网电价国补退坡的风险

根据国家发展和改革委员会（简称“国家发展改革委”）、财政部、国家能源局于 2020 年 1 月 20 日印发的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》及国家发展改革委、财政部、国家能源局于 2020 年 9 月 29 日联合印发的《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〕第 426 号），发电补贴实行“新老划断”，即 2020 年 1 月 20 日前纳入国家补贴名录的光伏电站项目保持原补贴政策，但按合理利用小时数核定中央财政补贴额度。光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为 32,000 小时、26,000 小时和 22,000 小时。国家确定的光伏领跑者基地项目和 2019、2020 年竞价项目全生命周期合理利用小时数在所在资源区小时数基础上增加 10%（简称“合理利用小时数”）。根据上述规定，本项目 2034 年及以后年份面临国补退坡的风险，如国补退坡后没有其他弥补措施，项目公司从 2034 年起每年营业收入将预计下降约 60%。《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》进一步规定，纳入可再生能源发电补贴清单范围的光伏发电项目自并网之日起满 20 年后或累计上网电量超过上述合理利用小时数的（以孰早者为准），不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。国补退坡后通过绿证交易获得的收益能否完全弥补国补退坡的影响存在不确定性，因此基于审慎原则，不动产项目估值时已考虑国补退坡带来的现金流入减少，且估值时未考虑绿证交易获得收益对项目收入的补充。

此外，在基金合同期限届满之前，如基金所持有的不动产项目资产由于国补到期导致收益大幅下降，导致基金“任一年度营业收入”较“基金享有完整国补收入最后一年的营业收入”下降 40%及以上，基金合同于该年度报告披露之日终止；此种情形下无需召开基金份额持有人大会。

（3）环保不达标风险

光伏发电项目的建设和运营过程中会产生固体废弃物，需遵守环境保护方面的相关法律法规要求，随着国家对环境保护的日益重视和公众环保意识的不断提高，国家政策、法律法规对环保的要求将更为严格，如果首发项目公司未能严格满足环保法规要求乃至发生环境污染事件，将面临受到行政处罚的风险。同时，随着有关环保标准的不断提高，环保投入将随之增加，可能对项目公司的盈利能力造成一定影响。

(4) 首发项目公司营业收入季节性波动风险

太阳能资源直接影响光伏电站运营状况，而太阳能资源受昼夜时长、太阳高度、环境温度及气候状况、季节更替变化等自然条件的影响较大，在光伏电站所在固定地理位置上的季节分布存在一定差异。通常而言，冬季昼短夜长，太阳辐射能量较少，光伏电站发电量相对较少；而在夏季太阳辐射能量较高，春夏及夏秋交替时期，环境温度更适宜光伏设备散热，发电表现也会较为优异，故发电量相对较多。

因此，在同一年度内的不同季节中，首发不动产项目的发电表现将有一定的差异，该差异将直接反映在首发项目公司不同季度的营业收入中，该季节表现特性对跨年度的同期营收表现差异影响较小。

(5) 《电力业务许可证》续期风险

湖北晶泰从事发电业务所需的《电力业务许可证》由国家能源局华中监管局核发，有效期自 2016 年 5 月 25 日至 2036 年 5 月 24 日止；江山永宸从事发电业务所需的《电力业务许可证》由国家能源局西北监管局核发，有效期自 2017 年 11 月 30 日至 2037 年 11 月 29 日止。首发项目公司持有的《电力业务许可证》有效期均无法覆盖不动产资产支持证券及不动产基金的存续期，若基金存续期内《电力业务许可证》无法续期，首发项目公司可能面临无法正常从事发电业务的风险。

《电力业务许可证管理规定》第三十条规定：“电力业务许可证有效期届满需要延续的，被许可人应当在有效期届满 30 日前向电监会提出申请。电监会应当在电力业务许可证有效期届满前作出是否准予延续的决定。逾期未作出决定的，视为同意延续并补办相应手续”。

(6) 农村集体土地租赁合同到期续期风险

湖北晶泰（承租方）已就晶泰光伏项目的光伏方阵用地租赁事宜与曾都区淅河镇梨园村民委员会、曾都区淅河镇邵家岗村民委员会、曾都区淅河镇先觉庙村民委员会（出租方）分别签订了《湖北农村集体土地租赁合同》，约定的租赁期限自 2022 年 4 月 1 日分别至 2044 年 5 月 18 日、2045 年 1 月 18 日、2044 年 5 月 18 日、2044 年 5 月 18 日；江山永宸已就榆林光伏项目的光伏方阵用地与榆阳区小壕兔乡早留太村民委员会（出租方）签订了《榆林农村集体土地租赁合同》，约定的租赁期限自 2022 年 4 月 3 日至 2044 年 7 月 30 日。上述农村集体土地租赁合同均约定，合同任何一方不得以约定的租赁期限超过 20 年为由，主张超过部分的租约无效。

如超过 20 年部分的租约无效，则《湖北农村集体土地租赁合同》《榆林农村集体土地租赁合同》约定的租赁期限均无法覆盖不动产资产支持证券及不动产基金的存续期。对此，《湖北农村集体土地租赁合同》《榆林农村集体土地租赁合同》均约定，在租赁期限届满后，湖北晶泰、江山永宸在同等条件下享有优先承租权。

（7）电力市场化交易风险

电力改革与电力市场化交易政策变动、指导方案及交易规则的变动可能给不动产项目资产带来市场化交易部分的电量和电价波动性风险，进而引致电费收入不确定性风险。晶泰光伏项目、榆林光伏项目计划按国家和省级电力交易规则和年度交易方案指引，在项目运行中 a. 优先完成优先发电计划及光伏保障性电量，以批复价格完成电费结算；b. 市场化交易电量部分，以参与多月、年度或多年中长期电力交易合同为主，获取相对稳定的交易价格，进而增加不动产项目资产年发电收入的相对稳定性；c. 国补退坡后，按绿电交易指引在电力市场化交易价格基础上，进一步挖掘绿色电力的环境价值，挖掘项目收入潜力。

2. 新购入不动产项目经营风险

（1）取水许可证续期风险

截至 2025 年 6 月 30 日，新购入不动产项目对应的两份取水许可证已换发至两河水电公司，该等取水许可证有效期均为 2024 年 5 月 16 日至 2028 年 6 月 27 日，根据《取水许可和水资源费征收管理条例》，取水许可证有效期限一般为 5 年，最长不超过 10 年。如新购入项目公司取水许可证到期后未完成续期的，

新购入项目公司存在被责令限期采取补救措施、罚款、排除妨碍的风险，可能对基金收益造成影响。

(2) 电力业务许可证续期风险

截至 2025 年 6 月 30 日，新购入不动产项目对应的电力业务许可证已换签至两河水电公司，根据国家能源局云南监管办公室向两河水电公司颁发的《电力业务许可证》，证载有效期为 2024 年 7 月 29 日至 2044 年 7 月 28 日。根据 2005 年 10 月 13 日国家电监会发布的《电力业务许可证管理规定》（国家电力监管委员会令第 9 号），电力业务许可证有效期为 20 年。如新购入项目公司电力业务许可证到期后未完成续期的，可能会对新购入不动产资产的生产经营与现金流造成不利影响，进而对基金的正常运作产生不利影响。

(3) 《并网调度协议》的延期、续签风险

两河水电公司与云南电网有限责任公司（简称“云南电网公司”）于 2024 年 8 月 23 日就苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目签署《并网调度协议》，协议约定“本协议期限，自签订之日起至 2025 年 12 月 31 日止”。同时约定“协议期限届满前 30 日，若双方无异议，本协议到期后自动延期一年，延期次数不限”。如《并网调度协议》在后续到期后未及时完成延期或续签，则可能会影响不动产项目的生产经营与现金流，进而对基金未来收益产生不利影响。

(4) 《购售电合同》的延期、续签风险

两河水电公司与云南电网公司于 2024 年 8 月 15 日就苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目签署《苏家河口、松山河口电厂购售电合同》，合同约定合同期限自 2024 年 8 月 25 日起至 2025 年 8 月 24 日止，在合同期限届满前，若双方均未提出修改或终止合同，则合同期限自动延长，延长的期限与合同期限一致，展期次数不限。如《购售电合同》后续到期前未能顺利延期或续签，则可能会影响不动产项目的生产经营与现金流，进而对基金未来收益产生不利影响。

(5) 气候环境影响导致新购入不动产项目来水量波动的风险

苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目为水力发电项目，其电费收入与其流域每年来水量直接相关，电费收入的波动主要受流域每年来水量波动所致。

通常而言，河流来水分汛期和枯水期。汛期是指河流由于季节性降水或冰雪融化引起的定时性的水位上涨，与之对应的就是枯水期。一般来说夏季降水集中，河流水位高，流量大，形成汛期；冬季降水少，河流水位低，流量小，形成枯水期。苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目位于保山市腾冲市境内的槟榔江上，槟榔江属伊洛瓦底江水系，为大盈江上游河段。槟榔江全长119千米，控制流域面积约为2,321平方千米，多年平均水量为40.68亿立方米。槟榔江流域多年平均径流深为1,753毫米，其径流随面积增大而增加，但单位面积的产水量，从上游往下游减小。苏家河口水电站、松山河口水电站多年平均径流深分别为1,901毫米、1,880毫米。槟榔江流域径流主要来源于降雨，并有少量融雪补给，流域产水量丰富，枯水期水量稳定。根据云南省年降水量等值线等资料，流域北部、西部中缅边境分水岭一带为极多雨区，年降水量可达3,000毫米-4,000毫米；其他地区为多雨区，年降水量约1,400毫米-2,000毫米左右。降水主要集中于5月-10月，降水分布较为不均。

气候或环境对水电站发电量影响较大。自2009年10月以来，受全球气候变暖、太平洋厄尔尼诺现象加剧影响，2009-2013年云南省连续出现全省性干旱灾害，这5年每年年降水量较常年偏少5%以上，其中2010年、2011年、2012年连续三年偏少14%²，来水量降低；2020年8月，盈江出现暴雨、局部大暴雨天气，槟榔江流域出现二十年一遇洪水。2021年、2023年槟榔江流域遭遇干旱天气，2021年全省平均降水量958.4毫米，较常年偏少127.8毫米（偏少11.8%）³，2023年云南省平均降水量887.2毫米，较常年偏少17%⁴，来水量较往年平均来水量降幅较大。因此未来如受气候或环境影响，槟榔江流域来水量产生波动，将影响苏家河口水电站和松山河口水电站发电量。特别是如果出现极端高温少雨天气，导致槟榔江流域极端枯水期延长，来水量将大幅下降，进而导致水电站发电量下降，从而影响不动产项目现金流，对基金收益造成不利影响。

（6）电价波动的风险

² 资料来源：http://yn.cma.gov.cn/qxkp_137/qxbk/201501/t20150127_713835.html。

³ 资料来源：http://yn.cma.gov.cn/zfxgk/zwgk/qxbg/202205/t20220509_4812836.html，2021年云南省气候公报。

⁴ 资料来源：2023年中国气候公报。

不动产项目产生的上网电量由优先发电计划（西电东送⁵）上网电量和市场化上网电量构成。优先发电计划（西电东送）上网电量执行政府确定的价格，市场化上网电量的成交价格由市场主体通过市场化方式形成。2017年1月起，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目全面参与云南电力市场交易，通过电力市场交易形成上网电价。如未来电价受市场供需以及政府指导价等影响发生波动，可能对不动产项目现金流产生不利影响，从而影响基金收益。

（7）重要现金流提供方履约能力下降的风险

不动产项目产生的上网电量由优先发电计划（西电东送）和市场化上网电量构成，其直接购电方为云南电网公司。优先发电计划（西电东送）范围内的电量，由云南电网公司支付上网电费；参与市场化交易的电量，由云南电网公司提供输配电服务，支付上网电费，但穿透来看，其重要现金流提供方为保山电力。2个电站与保山电力的交易电量主要集中在每年11月至次年5月，占比均较高。

此外，2023年3月31日，保山电力（作为甲方、购电方）、槟榔江水电（作为乙方、售电方）签署了《电力交易合同》（已于2024年12月31日终止执行）。2024年12月30日，保山电力（作为甲方、购电人）、两河水电公司（作为乙方、售电人）与槟榔江水电（作为丙方、原售电人）签署了《电力交易合同》（合同编号：（售电人）HT-RC-2024-12-3700），约定2025年1月1日至2026年12月31日电力交易相关事项由两河水电公司履行。上述《电力交易合同》约定2023年至2026年苏家河口、松山河口电厂全年发电量，在符合调度及市场交易规则下除优先发电计划（西电东送）外剩余电量全部售予保山电力，2022至2026年结算上网电量加权平均电价（含税）分别不低于0.205元/千瓦时、0.215元/千瓦时、0.226元/千瓦时、0.237元/千瓦时、0.237元/千瓦时。

因此在2025年至2026年期间，如出现年度结算的加权平均电价低于上述结算电价，需由保山电力进行补差。如未来极端情形下保山电力经营恶化，丧失清偿能力或破产导致无法履约，可能对新购入不动产项目未来现金流造成不利影响，影响基金正常运作。

⁵ 《云南省能源局关于印发2025年云南电网优先发电计划安排的通知》（云能源运行〔2024〕233号）规定：根据“十四五”云电送粤、云电送桂框架协议，2025年云南省西电东送计划电量按协议计划电量1,452亿千瓦时安排。同时，根据云电送粤框架协议关于“点对网”和“网对网”总协议电量统筹完成的机制，“点对网”电厂送电计划按768亿千瓦时预安排，剩余电量由“网对网”部分保障完成（约684亿千瓦时）。

(8) 重要现金流提供方被云南电网公司收购的风险

苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目由云南电网公司为其提供输配电服务。基金存续期内，云南电网公司可能将本次新购入不动产项目的重要现金流提供方保山电力视为潜在收购对象，如未来云南电网公司与保山电力就收购相关事宜谈判破裂或双方产生矛盾，可能会影响新购入不动产项目正常运营，进而对基金收益造成不利影响。

(9) 不动产项目主要运营指标实际值较预测值存在波动的风险

新购入不动产项目受天气等自然条件及电力供需不平衡等外部因素影响，主要运营指标实际完成值较预测值可能存在波动。

1) 天气等自然条件影响

新购入不动产项目属于发电类资产，受来水量、汛期/枯水期及天气环境变化等自然条件变化的影响，电站发电表现在不同季节、不同年份会存在一定程度的波动情况。汛期上游流域水资源丰富，电站发电量一般偏高，枯水期上游流域水资源相对有限，电站发电量一般偏低。跨年度的来水情况也分为丰水年、枯水年，因此，不同年份的水电发电表现也不一致。该差异将直接反映在项目公司不同期间的预期主营业务收入表现中，进而对投资人在不同期间的投资回报产生波动性影响。

在新购入不动产项目资产评估过程中，已将 2018-2024 年间包含丰水年、枯水年的实际平均发电情况（对应本次扩募水电预测）纳入未来发电表现的假设参数选取中综合考虑，可一定程度的减缓未来不动产项目实际发电表现较预测值发生偏差的情况。需要说明的是，虽然来水情况和天气变化在短期内可能造成一定的波动性影响，但从中长期投资角度来看，对不动产项目经营表现的影响将随着投资时间拉长而逐渐降低。

2) 电力供需不平衡等外部因素影响

“十四五”期间，全国各省份风电、光伏等新能源新增装机规模激增，项目所在地区供电电源结构也发生了一定程度的变化，导致电力供需不平衡。

根据国家发展改革委、国家能源局、国家数据局联合发布《关于印发〈加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）〉的通知》，未来国家层面围绕规划建设新型能源体系、加快构建新型电力系统的总目标，将在 2024-2027 年重点开展大规模高比例新能源外送攻坚、新能源系统友好性能提升、新一代煤

电升级、电力系统调节能力优化等 9 项专项行动，并就各项行动明确了行动要求。目前，各省正在加快新型电力系统建设，其中煤电灵活性改造、电网投资与外送工程建设均在有序推进，电力用户侧也在持续推进工业电气化，部分省份开展社区“煤改电”采暖等绿色低碳、节能减排的措施，也引入了新的用电需求。结合前述电力系统行动方案以及新型电力系统建设，未来电力供需不平衡情况将有望缓解。

3. 合规运营及安全生产风险

项目公司生产经营、建设维护过程对操作人员的技术要求较高，如果员工在日常生产中出现操作不当、设备使用失误等意外事故，将面临违反相关安全生产法律法规，被处以罚款等行政处罚的风险，乃至发生安全生产事故、产生人员伤亡赔偿及财产损失等风险，可能对不动产项目的现金流产生不利影响。

4. 市场风险

国家宏观经济和行业周期的影响、不动产项目所在区域的区位风险及周边其他不动产项目带来的市场竞争、不动产项目所在区域经济下滑带来的市场调整，都将给不动产项目经营带来不确定性，这些不确定性可能影响未来不动产项目的运营收益，造成投资收益率波动的风险。极端情况下，若不动产项目经营不善，项目公司可能出现无法按时偿还借款，出现资不抵债的情况，甚至导致项目公司破产清算，进而给本基金投资本金和收益造成严重威胁。

5. 相关配套设施未纳入入池资产范围相关风险

根据资产重组安排，220 千伏送电线路将保留在槟榔江水电，不重组至两河水电公司，上述资产未纳入入池资产范围。槟榔江水电和两河水电公司已于 2024 年 3 月 26 日签署《云南保山槟榔江水电开发有限公司与云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司关于苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目之 220 千伏送电线路工程租赁协议》，协议约定，就两河水电公司租赁并使用 220 千伏送电线路工程事项，两河水电公司每年应按固定金额向槟榔江水电支付租金。除线路租金外，不动产基金存续期间，两河水电公司无需向槟榔江水电就线路租赁事项支付其他费用。如两河水电公司与原始权益人槟榔江水电就

220 千伏送出线路相关安排产生纠纷，可能影响苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目电力输送，进而对投资者收益产生不利影响。

（三）估值与现金流预测风险

1. 估值及公允价值变动的相关风险

不动产资产的评估采用收益法，收益法进行估价时需要测算收益期、测算未来收益、确定报酬率或者资本化率，并将未来收益折现为现值。由于不动产资产的评估值是基于相关假设条件测算得到的，估值技术和信息的局限性导致不动产资产的评估值并不代表不动产资产真实的公允价值，也不构成未来可交易价格的保证。收益法估值对于项目现金流和收入增长的预测、折现率的选择、运营管理的成本等参数需要进行大量的假设。由于预测期限长，部分假设较小幅度的偏差可能会很大程度上影响不动产资产的估值，可能导致评估值不能完全反映不动产资产的公允价值。同时，不动产资产的评估结果并未考虑因设立基金而发生的基金管理费、专项计划的计划管理费等费用，而该等费用需要由基金财产承担。由于现金流和收入预测普遍不考虑突发因素或不可抗力带来的收入下降，在未来持续运作过程中，可能会出现长期收益不及预期的风险。

若不动产项目的经营现金流下降，或遇有自然灾害等不可抗力导致设施受损，可能导致资产估值及公允价值下跌。同时，不动产项目的市场估值及公允价值受宏观经济环境、行业政策导向等外部因素综合影响，上述因素也会导致资产估值及公允价值波动。此外，不动产资产在重新估值的过程中，可能出现估值下跌的情况。投资者应根据基金定期报告中披露的不动产资产估值信息，特别是基金年度报告中载有的评估报告，了解基金运作期内不动产资产的价值变动情况。

2. 基金可供分配金额预测风险

不动产基金可供分配金额主要由项目公司所持不动产项目所产生的电费收入形成。在基金运行期内，不动产项目可能因经济环境变化或运营状况不达预期等因素影响，导致实际现金流偏离测算现金流，存在基金向基金份额持有人实际分配金额低于预测的可供分配金额的风险。同时，《基金可供分配金额测

算报告》是在相关假设基础上编制的，相关假设存在一定不确定性，因此不动产基金的可供分配金额预测值不代表对基金运行期间实际分配金额的保证。

（四）不动产项目收购与出售的相关风险

本基金的资产处置方式包括转让不动产资产支持证券份额、对项目公司享有的股权、不动产项目等。由于不动产项目的公允价值可能受到当时市场景气程度的影响，导致售价出现不确定性，或由于不动产项目无法按照公允价值出售，从而影响本基金获得的现金流规模，进而导致本基金的基金份额持有人投资损失。

本基金存续期届满后，经基金份额持有人大会决议通过，本基金可延长存续期限。否则，本基金存续期届满后将终止运作并进入清算期。如本基金存续期届满后终止运作的，则面临基金财产的处置问题，不动产资产支持证券份额、项目公司股权的价值最终取决于不动产项目的价值。由于不动产项目流动性较差，极端情况下有可能出现清算期内无法完成资产处置、需要延长清算期的风险。极端情况下还有可能出现合理期限内找不到合适交易对手等原因导致资产成交时间推迟的风险。

不动产基金存续期内及清算时，如若发生不动产资产或项目公司股权的转让，由于法律法规、不动产资产所在地的地方性法规及政策或相关协议中存在关于不动产资产或项目公司股权转让过程中相关交易流程及所需满足的前置条件方面的要求，在未来收购或处置相关不动产资产或项目公司股权的过程中，可能存在因无法按时完成或满足上述流程及前置条件导致无法顺利收购或处置该等不动产资产或项目公司股权的风险。

不动产基金存续期内及清算时，如若发生须进行不动产资产或项目公司股权的转让的，运营管理机构将积极协助基金管理人及项目公司沟通有关主管部门，尽早取得有关主管部门的批准同意意见，或者按照届时有效的相关规定履行前置手续（如有）。

本风险揭示的揭示事项仅为列举事项，未能详尽列明不动产基金的所有风险。投资者在参与不动产基金相关业务前，应认真阅读基金合同、招募说明书和基金产品资料概要等法律文件，熟悉不动产基金相关规则，自主判断基金投资价值，自主做出投资决策，自行承担投资风险。

本基金本次更新的招募说明书只对第一章 一般规定之第二节 释义之二、基金、专项计划相关的主要法律文件中关于“运营管理服务协议/《运营管理服务协议》”的释义、第一章 一般规定之第三节 招募说明书概要之七、不动产基金治理及运营管理安排情况、第四章 治理机制与运营管理安排之第二节 运营管理安排之一、运营管理安排、第五章 不动产基金之第一节 本次发行参与机构的基本情况之一、基金管理人、第五章 不动产基金之第四节 基金运作之三、基金经理情况的相关信息进行更新，更新截止日为 2026 年 4 月 7 日，其他内容未作更新。

目录

扉页	1
重大风险提示	4
目录	27
第一章 一般规定	28
第一节 绪言	28
第二节 释义	30
第三节 招募说明书概要	42
第四节 风险因素	71
第二章 不动产项目	94
第一节 不动产项目概况	94
第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析	327
第三节 发起人及原始权益人	405
第四节 运营管理机构	496
第五节 存在重要影响的其他事项	569
第三章 资产评估与现金流测算	573
第一节 资产评估	573
第二节 现金流测算分析	611
第四章 治理机制与运营管理安排	639
第一节 不动产基金治理机制	639
第二节 运营管理安排	677
第五章 不动产基金	701
第一节 本次发行参与机构的基本情况	701
第二节 不动产基金的交易安排	722
第三节 关联交易与利益冲突	750
第四节 基金运作	784
第五节 其他应披露事项	851
第六节 其他事项	855
第六章 附件	858

第一章 一般规定

第一节 绪言

本招募说明书依据《中华人民共和国民法典》（简称“《民法典》”）、《中华人民共和国证券投资基金法》（简称“《基金法》”）、《公开募集证券投资基金运作管理办法》（简称“《运作办法》”）、《公开募集证券投资基金销售机构监督管理办法》（简称“《销售办法》”）、《公开募集证券投资基金信息披露管理办法》（简称“《信息披露办法》”）、《中国证监会、国家发展改革委关于推进不动产领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（简称“《通知》”）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（简称“《基金指引》”）、《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务办法（试行）》（简称“《业务办法》”）、《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第1号——审核关注事项（试行）》（以下简称“《审核关注事项》”）、《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第2号——发售业务（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第3号——扩募及新购入不动产（试行）》（简称“《扩募及新购入不动产指引》”）《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第4号——审核程序（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第5号——临时报告（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第6号——年度报告（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第7号——中期报告和季度报告（试行）》《公开募集不动产投资信托基金网下投资者管理规则》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）尽职调查工作指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》《中国证券登记结算有限责任公司公开募集不动产投资信托基金登记结算业务指引（试行）》及其他有关规定以及《中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》（简称“基金合同”）编写。

基金管理人承诺本招募说明书不存在任何虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对其真实性、准确性、完整性承担法律责任。本基金是根据本招募说明书所载明的资料申请募集的。本基金管理人没有委托或授权任何其他人提供未在本招募说明书中载明的信息，或对本招募说明书作任何解释或者说明。

本招募说明书内容包括不动产基金、不动产项目及基金合同的重要内容。基金合同是约定基金当事人之间权利、义务的法律文件。投资者自依基金合同取得基金份额，即成为基金份额持有人和本基金合同的当事人，其持有基金份额的行为本身即表明其对基金合同的承认和接受，并按照《基金法》、基金合同及其他有关规定享有权利、承担义务。投资者欲了解基金份额持有人的权利和义务，应详细查阅基金合同。

本基金按照中国法律法规成立并运作，若基金合同、招募说明书的内容与届时有效的法律法规的强制性规定不一致，应当以届时有效的法律法规的规定为准。

第二节 释义

在本招募说明书中，除非文意另有所指，下列词语或简称具有如下含义：

一、基金涉及的主体定义

1. 基金/本基金/不动产基金/中航京能国际能源 REIT：指中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金。
2. 基金管理人：指中航基金管理有限公司，或根据基金合同任命的作为基金管理人的继任机构。
3. 基金托管人：指华夏银行股份有限公司（以下简称“华夏银行”），或根据基金合同、托管协议任命的作为基金托管人的继任机构。
4. 基金份额持有人：指依据基金合同和招募说明书合法取得基金份额的投资者。
5. 基金合同当事人：指受基金合同约束，根据基金合同享有权利并承担义务的法律主体，包括基金管理人、基金托管人和基金份额持有人。
6. 投资者：指个人投资者、机构投资者、合格境外机构投资者和人民币合格境外机构投资者以及法律法规或中国证监会允许购买证券投资基金的其他投资者的合称。
7. 个人投资者：指依据有关法律法规规定可投资于证券投资基金的自然人。
8. 机构投资者：指依法可以投资证券投资基金的、在中华人民共和国境内合法登记并存续或经有关政府部门批准设立并存续的企业法人、事业法人、社会团体或其他组织。
9. 网下投资者：参与网下询价的专业机构投资者，包括证券公司、基金管理人、保险公司以及前述机构资产管理子公司、商业银行、政策性银行、理财公司、期货公司、信托公司、财务公司、合格境外投资者、符合一定条件的私募基金管理人以及其他中国证监会认可的专业机构投资者。全国社会保障基金、基本养老保险基金、年金基金等可根据有关规定参与不动产基金网下询价。
10. 战略投资者：指符合国家法律、法规，通过战略配售认购本基金基金份额并签署战略投资者配售协议的投资者。

11. 公众投资者：指符合法律法规规定的可投资于不动产投资信托基金的个人投资者、机构投资者、合格境外机构投资者和人民币合格境外机构投资者以及法律法规或中国证监会允许购买证券投资基金的其他投资人。参与网下询价的配售对象及其关联账户不得再通过面向公众投资者发售部分认购基金份额。

12. 合格境外机构投资者：指符合《合格境外机构投资者和人民币合格境外机构投资者境内证券期货投资管理办法》（包括其不时修订）及相关法律法规规定，经中国证监会批准，使用来自境外的资金进行境内证券期货投资的境外机构投资者。

13. 人民币合格境外机构投资者：指符合《合格境外机构投资者和人民币合格境外机构投资者境内证券期货投资管理办法》（包括其不时修订）及相关法律法规规定，经中国证监会批准，使用来自境外的人民币资金进行境内证券期货投资的境外机构投资者。

14. 投资人/投资者：指个人投资者、机构投资者、合格境外机构投资者和人民币合格境外机构投资者以及法律法规或中国证监会允许购买证券投资基金的其他投资人的合称。

15. 原始权益人：指不动产基金持有的不动产项目的原所有权人，包括本基金首发原始权益人为联合光伏（常州）投资集团有限公司、京能国际能源发展（北京）有限公司；扩募原始权益人为云南保山槟榔江水电开发有限公司。及因本基金扩募或其他原因所持有的其他符合《基金指引》和中国证监会其他规定的不动产项目的原所有权人。

16. 首发原始权益人：指不动产基金首发持有的不动产项目的原所有权人，本不动产基金的首发原始权益人即联合光伏（常州）投资集团有限公司、京能国际能源发展（北京）有限公司。

17. 新购入不动产项目原始权益人/扩募原始权益人：指不动产基金扩募持有的不动产项目的原所有权人，本基金第一次新购入不动产项目的原始权益人为云南保山槟榔江水电开发有限公司。

18. 不动产项目公司/项目公司：指持有不动产资产完全所有权或经营权利的公司。

19. 首发项目公司：指持有首发不动产资产的项目公司。

20. 新购入项目公司：指持有新购入不动产资产的项目公司。

21. 湖北晶泰：指持有位于湖北省随州市淅河镇的湖北晶泰光伏电力有限公司 100MWp 光伏并网发电项目（含房屋所有权及其所占范围内的建设用地使用权）的湖北晶泰光伏电力有限公司。

22. 江山永宸：指持有位于榆林市榆阳区小壕兔乡的榆林市榆阳区 300MWp 光伏发电项目（含房屋所有权及其所占范围内的建设用地使用权）的榆林市江山永宸新能源有限公司。

23. 两河水电公司：指持有位于腾冲市槟榔江流域的保山市槟榔江苏家河口水电站项目、保山市槟榔江松山河口水电站项目（含房屋所有权及其所占范围内的建设用地使用权）的云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司。

24. 特殊目的载体：指由本基金根据《基金指引》的规定，直接或间接全资拥有的法律载体，本基金透过特殊目的载体取得不动产项目完全所有权或经营权利。

25. 运营管理机构：指根据《基金指引》第三十九条的规定，按照运营管理服务协议约定提供不动产项目运营管理服务的机构，具体指为首发不动产项目提供运营管理服务的内蒙古京能新能源科技有限公司，为新购入不动产项目提供运营服务的运营管理统筹机构保山能源发展股份有限公司、运营管理实施机构保山腾冲保能和顺能源科技有限公司。

26. 参与机构：指为本基金提供专业服务的评估机构、律师事务所、会计师事务所、财务顾问、运营管理机构等专业机构。

27. 评估机构：指符合法律法规规定的条件，基金管理人依法聘请的为不动产项目提供资产评估服务的专业评估机构及其继任机构。

28. 律师事务所：指符合法律法规规定的条件，基金管理人依法聘请的为本基金提供法律咨询服务的律师事务所及其继任机构。

29. 会计师事务所/审计机构：指符合法律法规规定的条件，基金管理人依法聘请为本基金提供会计/审计服务的会计师事务所及其继任机构。

30. 财务顾问：指符合法律法规规定的条件，基金管理人依法聘请的对不动产项目进行尽职调查的证券公司，财务顾问对不动产项目进行尽职调查、出具财务顾问报告或受托办理不动产基金份额发售的路演、询价、定价、配售及扩募等相关业务。

31. 税务机构：指符合法律法规规定的条件，由基金管理人依法聘请为本基金提供税务咨询服务的税务事务所及其继任机构。

32. 流动性服务商：指为不动产基金提供双边报价等服务的专业机构。

33. 基金销售机构/销售机构：指中航基金以及符合《销售办法》和中国证监会规定的其他条件，取得基金销售业务资格并与基金管理人签订了基金销售服务协议，办理基金销售业务的机构，以及可通过上海证券交易所办理基金销售业务的会员单位。其中，可通过上海证券交易所办理本基金销售业务的机构必须是具有基金销售业务资格、并经上交所和中国结算认可的上交所会员单位。

34. 认购人/专项计划认购人/资产支持证券认购人/资产支持证券投资者：指按照《计划说明书》《认购协议》的约定，认购资产支持证券，将其合法拥有的人民币资金委托给计划管理人管理、运用，并按照其取得的资产支持证券享有专项计划利益、承担专项计划资产风险的人，即不动产基金。

35. 不动产资产支持证券持有人/资产支持证券持有人：指合法持有资产支持证券的投资者。不动产资产支持证券持有人享有专项计划收益，承担专项计划资产风险。专项计划全部不动产资产支持证券由基金管理人（代表不动产基金）持有。

36. 国家发改委：指中华人民共和国国家发展和改革委员会。

37. 银行业监督管理机构：指中国人民银行和/或国家金融监督管理总局。

38. 中国证监会/证监会：指中国证券监督管理委员会。

39. 证券交易所/上交所：指上海证券交易所。

40. 基金业协会：指中国证券投资基金业协会。

二、基金、专项计划相关的主要法律文件

1. 基金合同/《基金合同》：指《中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》及对该合同的任何有效修订、补充或更新。

2. 基金托管协议/《基金托管协议》：指《中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金托管协议》及对该协议的任何有效修订、补充或更新。

3. 资产支持证券托管协议/《资产支持证券托管协议》：指《中航-京能水电1号基础设施资产支持专项计划托管协议》及对该协议的任何有效修订、补充或更新。

4. 运营管理服务协议/《运营管理服务协议》：指中航基金、各运营管理机构与各项目公司就不动产项目运营管理事宜分别签订的《运营管理服务协议》及对该协议的任何有效修订、补充和续期。

5. 项目公司监管协议/《项目公司监管协议》：指基金管理人、资产支持证券管理人（代表专项计划）、监管银行与各项目公司分别签署的《资金监管协议》及对该协议的任何有效修订和补充。

6. 项目公司股权转让协议/《项目公司股权转让协议》：系指资产支持证券管理人（代表专项计划）与各项目公司原股东就各项目公司 100%股权转让事宜分别签订的《股权转让协议》，以及对该协议的任何有效修改或补充或更新。

7. 《两河水电公司股权转让协议》：指中航证券（代表中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划）、原始权益人槟榔江水电就两河水电公司 100%股权转让事宜签署的《云南保山槟榔江水电开发有限公司与中航证券有限公司关于云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司之股权转让协议》。

8. 《股东借款协议》：指资产支持证券管理人（代表新购入专项计划）作为新购入项目公司股东与新购入项目公司就股东借款相关安排及事宜签署的《股东借款协议》及对该协议的任何有效修订和补充。

9. 专项计划文件：指与不动产资产支持专项计划有关的主要交易文件及募集文件。

10. 招募说明书/《招募说明书》：指《中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金招募说明书》及其更新。

11. 基金份额发售公告：指《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金份额发售公告》及对该发售公告的任何有效修订、补充或更新。

12. 基金产品资料概要：指《中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金产品资料概要》及对该资料概要的任何有效修订、补充或更新。

13. 上市交易公告书：指《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金上市交易公告书》及对该文件的任何有效修订、补充或更新。

14. 基金份额询价公告：指《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金份额询价公告》及对该文件的任何有效修订、补充或更新。

三、与基金和专项计划相关的定义

1. 不动产资产支持证券/资产支持证券：指本基金以基金资产投资的，依据《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》（以下简称《管理规定》）等有关规定，以不动产项目产生的现金流为偿付来源，以不动产资产支持专项计划为载体，向投资者发行的代表不动产财产或财产权益份额的有价证券。

2. 不动产资产支持专项计划/资产支持专项计划/专项计划：指不动产资产支持证券的发行载体。

3. 新购入专项计划：指中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划。

4. 资产支持证券管理人/计划管理人：指专项计划及资产支持证券的管理人，为中航证券有限公司（以下简称“中航证券”）。

5. 资产支持证券托管人/计划托管人：指专项计划及资产支持证券的托管人，为华夏银行股份有限公司。

6. 监管银行：系指根据《项目公司监管协议》（定义见下）为项目公司监管账户提供监管服务的华夏银行股份有限公司北京国贸支行，或根据该等协议任命的作为监管银行的继任机构。

7. 封闭式基金：指基金份额总额在基金合同期限内固定不变，基金份额持有人不得申请赎回的证券投资基金，因扩募或者因本基金发生份额折算导致基金份额总额变更的情况除外。

8. 不动产项目：指基金根据《基金指引》通过资产支持专项计划持有的项目公司、不动产资产的合称。

9. 新购入不动产项目：指在基金存续期间内，在满足法定条件的前提下，经履行变更注册程序、取得基金份额持有人大会表决通过（如不动产项目交易金额超过基金净资产 20%或涉及扩募安排）等规定程序后，基金单独或同时以留存资金、对外借款或者扩募资金等作为资金来源新增购入不动产项目。具体新购入不动产项目安排根据基金变更注册法律文件及基金份额持有人大会决议确定（如涉及）。

10. 扩募/扩募发售：指在基金存续期间内，经履行变更注册程序、取得基金份额持有人大会表决通过等规定程序后，基金启动新一轮募集发售并将募集

资金用于新购入不动产项目等相关法律法规允许的用途。具体扩募安排根据基金份额持有人大会决议确定。

11. 本次交易：本基金通过扩募发售募集资金，投资中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划，以穿透持有新购入不动产项目完全所有权或经营权利。

12. 京能国际：指北京能源国际控股有限公司。

13. 不动产资产/不动产项目资产：指本基金所投资的符合《基金指引》的底层资产。

14. 京能光伏项目：指晶泰光伏项目和榆林光伏项目。

15. 晶泰光伏项目：指湖北晶泰持有的位于湖北省随州市淅河镇的湖北晶泰光伏电力有限公司 100MWp 光伏并网发电项目（含房屋所有权及其所占范围内的建设用地使用权）。

16. 榆林光伏项目：指江山永宸持有的位于榆林市榆阳区小壕兔乡的榆林市榆阳区 300MWp 光伏发电项目（含房屋所有权及其所占范围内的建设用地使用权）。

17. 苏家河口水电站项目：指两河水电公司持有的位于腾冲市槟榔江流域的保山市槟榔江苏家河口水电站项目（含房屋所有权及其所占范围内的建设用地使用权）。

18. 松山河口水电站项目：指两河水电公司持有的位于腾冲市槟榔江流域的保山市槟榔江松山河口水电站项目（含房屋所有权及其所占范围内的建设用地使用权）。

19. 国补：指根据《可再生能源电价附加资金管理办法》规定，不动产项目资产享有的可再生能源电价附加补助资金。

20. 战略配售：指以锁定持有基金份额一定期限为代价获得优先认购基金份额的权利的配售方式。

21. 基金销售业务：指基金管理人或销售机构宣传推介基金，发售基金份额，办理基金份额的转托管等业务。

22. 场外：指通过上交所交易系统外的销售机构进行基金份额认购等业务的场所。通过该等场所办理基金份额的认购也称为场外认购。

23. 场内：指通过上交所交易系统内具有基金销售业务资格的会员单位通过上交所系统进行基金份额认购以及上市交易的场所。通过该等场所办理基金份额的认购也称为场内认购。

24. 会员单位：指具有基金销售业务资格并经上交所和中国结算认可的上交所会员单位。

25. 登记业务：指中国结算相关业务规则定义的基金登记、存管、过户、清算和结算业务，具体内容包括投资人基金账户的建立和管理、基金份额登记、基金销售业务的确认、清算和结算、代理发放红利、建立并保管基金份额持有人名册和办理非交易过户等。

26. 登记机构/中证登/中国结算：指办理登记业务的机构。本基金的登记机构为中国证券登记结算有限责任公司。

27. 登记结算系统：指中国结算开放式基金登记结算系统。投资人通过场外基金销售机构认购所得的基金份额登记在该系统下。

28. 证券登记结算系统：指中国结算上海分公司证券登记结算系统。投资人通过场内会员单位认购或买入所得的基金份额登记在该系统下。

29. 场外基金账户：指投资者通过场外销售机构在中国证券登记结算有限责任公司注册的、用于记录其持有的、基金管理人所管理的基金份额余额及其变动情况的中国结算开放式基金账户

30. 场内证券账户：指投资人在中国证券登记结算有限责任公司上海分公司开立的上海人民币普通股票账户或封闭式基金账户。

31. 基金交易账户：指销售机构为投资人开立的、记录投资人通过该销售机构办理认购、转托管等业务而引起的基金份额变动及结余情况的账户。

32. 基金成立：指基金合同生效后使基金产生法律约束力，基金成立日与基金合同生效日为同一日。

33. 认购：指在基金募集期内，投资者根据基金合同和招募说明书的规定申请购买基金份额的行为。

34. 转托管：指基金份额持有人在本基金的不同销售机构之间实施的变更所持基金份额销售机构的操作，包括系统内转托管和跨系统转托管。

35. 系统内转托管：指基金份额持有人将其持有的基金份额在登记结算系统内不同销售机构（网点）之间系统内转托管或证券登记结算系统内不同会员单位（交易单元）之间进行转托管的行为。

36. 跨系统转托管：指基金份额持有人将其持有的基金份额在登记结算系统和证券登记结算系统之间进行转托管的行为。

37. 基金可供分配金额：指在净利润基础上进行合理调整后的金额，相关计算调整项目至少包括不动产项目资产的折旧与摊销，同时应当综合考虑项目公司持续发展、项目公司偿债能力和经营现金流等因素，具体法律法规另有规定的，从其规定。

38. 不动产基金的交易：不动产基金可以采用竞价、大宗和询价等上海证券交易所认可的交易方式进行交易。

39. 基金收益：指基金投资所得资产支持证券分配收益、债券利息、买卖证券价差、银行存款利息、已实现的其他合法收入及因运用基金财产带来的成本和费用的节约。

40. 基金资产总值/基金总资产：指基金拥有的不动产资产支持证券（包含应纳入合并范围的各会计主体所拥有的资产）、其他各类证券、银行存款本息和基金应收款项以及其他投资所形成的价值总和，即基金合并财务报表层面计量的总资产。

41. 基金资产净值/基金净资产：指基金资产总值减去基金负债后的价值，即基金合并财务报表层面计量的净资产。

42. 基金份额净值：指估值日基金资产净值除以估值日基金份额总数。

43. 基金资产估值：指计算评估基金资产和负债的价值，以确定基金资产净值和基金份额净值的过程。

44. 估值日：指根据国家法律法规规定需要对外披露财务报表的资产负债表日，估值日包括自然年度的半年度和年度最后一日。

45. 预留费用：指本基金成立后，预留在本基金、专项计划相关账户待支付给相关机构的费用，包括上市费用、登记费用、基金成立后首期审计费用、信息披露费、证券账户开户及维护费用、证券登记费用、专项计划设立验资费用、银行划转手续费用、受让方收购标的股权应缴纳的印花税等。具体金额以项目公司股权转让协议为准。

四、法律法规的定义

1. 法律法规：指中国现行有效并公布实施的法律、行政法规、规范性文件、司法解释、行政规章以及其他对基金合同当事人有约束力的决定、决议、通知等。

2. 《民法典》：指经第十三届全国人民代表大会第三次会议于 2020 年 5 月 28 日通过，自 2021 年 1 月 1 日起实施的《中华人民共和国民法典》及其颁布机关对其不时做出的修订。

3. 《基金法》：指 2003 年 10 月 28 日经第十届全国人民代表大会常务委员会第五次会议通过，经 2012 年 12 月 28 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议修订，自 2013 年 6 月 1 日起实施，并经 2015 年 4 月 24 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议《全国人民代表大会常务委员会关于修改〈中华人民共和国港口法〉等七部法律的决定》修正的《中华人民共和国证券投资基金法》及颁布机关对其不时做出的修订。

4. 《证券法》：指 1998 年 12 月 29 日经第九届全国人民代表大会常务委员会第六次会议通过，经 2004 年 8 月 28 日第十届全国人民代表大会常务委员会第十一次会议第一次修正，经 2005 年 10 月 27 日第十届全国人民代表大会常务委员会第十八次会议第一次修订，经 2013 年 6 月 29 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第三次会议《关于修改〈中华人民共和国文物保护法〉等十二部法律的决定》第二次修正，经 2014 年 8 月 31 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改〈中华人民共和国保险法〉等五部法律的决定》第三次修正，经 2019 年 12 月 28 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十五次会议第二次修订的《中华人民共和国证券法》及颁布机关对其不时做出的修订。

5. 《销售办法》：指中国证监会 2020 年 8 月 28 日颁布、同年 10 月 1 日实施的《公开募集证券投资基金销售机构监督管理办法》及颁布机关对其不时做出的修订。

6. 《信息披露办法》：指中国证监会 2019 年 7 月 26 日颁布、同年 9 月 1 日实施，并经 2020 年 3 月 20 日中国证监会《关于修改部分证券期货规章的决

定》修正的《公开募集证券投资基金信息披露管理办法》及颁布机关对其不时做出的修订。

7. 《运作办法》：指中国证监会 2014 年 7 月 7 日颁布、同年 8 月 8 日实施的《公开募集证券投资基金运作管理办法》及颁布机关对其不时做出的修订。

8. 《上市公司收购管理办法》：指 2006 年 5 月 17 日经中国证券监督管理委员会第 180 次主席办公会议审议通过，根据 2008 年 8 月 27 日中国证券监督管理委员会《关于修改〈上市公司收购管理办法〉第六十三条的决定》、2012 年 2 月 14 日中国证券监督管理委员会《关于修改〈上市公司收购管理办法〉第六十二条及第六十三条的决定》、2014 年 10 月 23 日中国证券监督管理委员会《关于修改〈上市公司收购管理办法〉的决定》、2020 年 3 月 20 日中国证券监督管理委员会《关于修改部分证券期货规章的决定》、2025 年 2 月 19 日中国证券监督管理委员会《关于修改部分证券期货规章的决定》修正的《上市公司收购管理办法》及颁布机关对其不时做出的修订。

9. 业务规则：指上交所业务规则、证券业协会业务规则、基金业协会业务规则、中国结算业务规则及基金管理人、销售机构相关业务规则的合称。

五、其他

1. 基金合同生效日：指基金募集达到法律法规规定及基金合同规定的条件，基金管理人向中国证监会办理完毕基金备案手续，并获得中国证监会书面确认的日期。

2. 基金合同终止日：指基金合同规定的基金合同终止事由出现后，基金财产清算完毕，清算结果报中国证监会备案并予以公告的日期。

3. 交割日：指专项计划设立日，自该日起计划管理人（代表专项计划的利益）即成为目标股权的所有权人，即项目公司的唯一股东，享有目标股权所附带的一切权利和利益，并承担相应的股东义务。

4. 交割基准日：指交割日前一日。

5. 基金募集期：指自基金份额发售之日起至发售结束之日止的期间，具体详见基金份额发售公告。

6. 存续期/基金封闭期/封闭期：指基金合同生效至终止之间的期限，但基金合同另有约定的除外。

7. 工作日/交易日：指上海证券交易所的正常交易日。
8. 规定媒介：指符合中国证监会规定条件的用以进行信息披露的全国性报刊及《信息披露办法》规定的互联网网站（包括基金管理人网站、基金托管人网站、中国证监会基金电子披露网站）等媒介。
9. 不可抗力：指基金合同当事人不能预见、不能避免且不能克服的客观事件。
10. 中国：指中华人民共和国。
11. 元：指人民币元。

第三节 招募说明书概要

本概要仅对招募说明书全文作扼要提示。投资者作出投资决策前，应当认真阅读招募说明书正文和附件。

一、重大事项提示

本基金收益依赖底层光伏发电不动产项目和水电不动产项目的运营情况，项目可能面临宏观经济、政策调整、气候变化、国补退坡等多重因素影响，导致实际运营收入不及预期，进而影响基金的可供分配金额。提醒投资者重点关注本招募说明书“第二章 不动产项目”中的第一节和第二节。

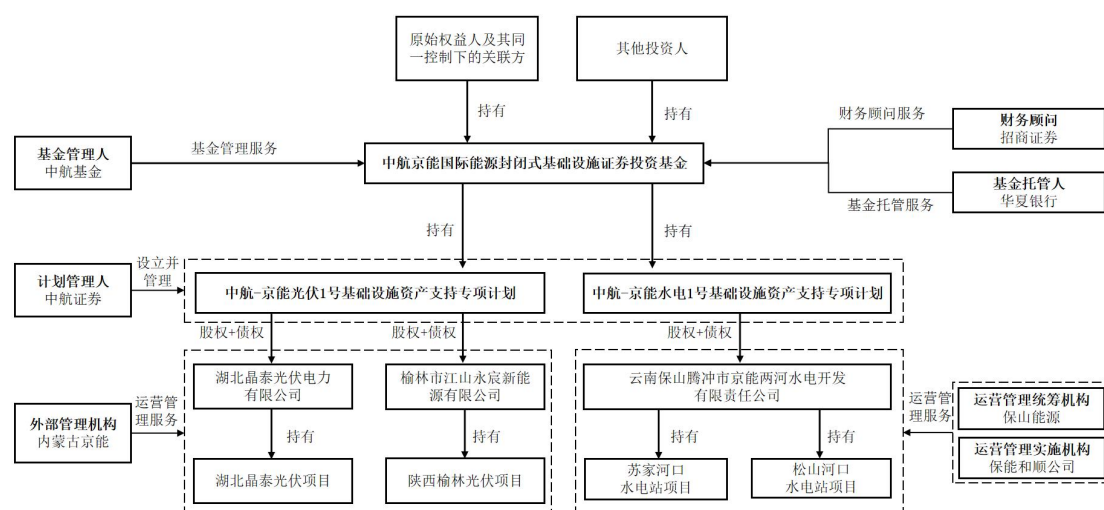
二、不动产基金整体框架

本基金以首发募集资金、扩募募集资金分别扣除基金预留费用后的全部资金用于分别认购不动产资产支持证券中航-京能光伏 1 号基础设施资产支持专项计划资产支持证券、中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划资产支持证券，通过持有上述资产支持证券的全部份额，进而持有首发项目公司（江山永宸、湖北晶泰）、新购入项目公司（即“两河水电公司”）的全部股权及对该各个项目公司的全部股东借款债权。

本基金现通过持有 2 个不动产资产支持证券的全部份额，进而持有 3 家项目公司的全部股权及对该等项目公司的全部股东借款债权，穿透持有共计 4 处不动产资产。

本基金整体架构图如下：

图 1 不动产基金整体架构图



本基金的基金管理人为中航基金管理有限公司，资产支持证券管理人为中航证券有限公司，本基金的托管人为华夏银行股份有限公司。内蒙古京能新能源科技有限公司为首发不动产项目（榆林光伏项目、湖北晶泰项目）提供运营管理服务；保山能源发展股份有限公司为运营管理统筹机构，增聘保山腾冲保能和顺能源科技有限公司为运营管理实施机构，为新购入不动产项目（苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目）共同提供运营管理服务。上述不动产基金的整体架构符合《基金指引》的规定。

三、基金发行概况及发行的中介机构基本情况表

表 2 基金概况及中介机构基本情况表

基本情况	
基金名称	中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金
专项计划名称	中航-京能光伏 1 号基础设施资产支持专项计划 中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划
不动产项目业态	能源设施
基金投资标的	本基金存续期内按照基金合同的约定主要投资于不动产资产支持证券份额。本基金的其他基金资产可以投资于利率债（国债、政策性金融债、地方政府债、央行票据）、AAA 级信用债（企业债、公司债、金融债、中期票据、短期融资券、超短期融资债券、公开发行的次级债、可分离交易可转债的纯债部分）或货币市场工具（同业存单、债券回购、协议存款、定期存款及其他银行存款等）等法律法规或中国证监会允许基金投资的其他金融工具（但须符合中国证监会的相关规定）。如本基金所投资的信用债因评级下调导致不符合前述投资范围的，基金管理人应当在三个月之内进行调整。

	本基金不投资于股票等权益类资产，也不投资于可转换债券（可分离交易可转债的纯债部分除外）、可交换债券。 如法律法规或监管机构以后允许基金投资其他品种，基金管理人在履行适当程序后，可以将其纳入投资范围，并可依据届时有效的法律法规适时合理地调整投资范围。
基金存续期限	27 年
专项计划期限	27 年
基金募集份额（亿份）	首发：3.00 扩募：3.01
募集规模（亿元）	首发：29.346 扩募：29.22
不动产项目估值（亿元）	首发：24.54（基准日 2022 年 9 月 30 日） 扩募：25.41（基准日 2025 年 6 月 30 日）
净现金流分派率/IRR	2025 年 7-12 月、2026 年预测基金合并现金分派率分别为 5.67%、7.23%⁶ 提醒投资者关注本基金定期报告、临时公告中相关内容的更新。
基金收益预计分配频率及分配比例	在符合有关基金分红条件的前提下，本基金应当将 90% 以上合并后基金年度可供分配金额分配给投资者，每年不得少于 1 次，若基金合同生效不满 6 个月可不进行收益分配；本基金收益分配方式为现金分红；每一基金份额享有同等分配权；法律法规或监管机关另有规定的，从其规定。
回收资金用途	首发实现的回收资金已全部使用完毕。 扩募活动实现的回收资金拟全部以资本金形式用于以下项目： 1、云南保山施甸县保山能源水电站 6.7 兆瓦分布式光伏发电项目； 2、云南保山腾冲市保山能源水电站 31 兆瓦分布式光伏发电项目； 3、云南保山昌宁县保山能源水电站 2.4 兆瓦分布式光伏发电项目； 4、云南保山龙陵县保山能源水电站 17 兆瓦分布式光伏发电项目； 5、云南保山龙陵县木城 60 兆瓦牧光互补项目； 6、云南保山昌宁县珠街 18 兆瓦林光互补项目； 7、云南保山龙陵县老寨子 48.4 兆瓦光伏发电项目； 8、云南保山龙陵县小田坝 31.2 兆瓦光伏发电项目； 9、北京密云穆家峪达岩京能光伏发电项目（一期）； 10、天津武清城关 215 兆瓦风电项目； 11、河北沧州黄骅市南大港 80 兆瓦风电项目。 提醒投资者关注本基金定期报告、临时公告中相关内容的更新。

⁶ 计算方式详见本招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第二节 现金流测算分析”之“三、现金流分派率及 IRR”。

原始权益人及其同一控制下关联方持股比例	51%
预计是否出表	否
特殊条款（如有）	/
参与人概况	
基金管理人	中航基金管理有限公司
专项计划管理人	中航证券有限公司
托管人	华夏银行股份有限公司
财务顾问	招商证券股份有限公司
原始权益人	首发不动产项目的原始权益人：京能国际能源发展（北京）有限公司、联合光伏（常州）投资集团有限公司 扩募不动产项目的原始权益人：云南保山槟榔江水电开发有限公司
原始权益人企业性质	国企
原始权益人所属行业	电力、热力、燃气及水生产和供应业
原始权益人注册地	京能国际能源发展（北京）有限公司（首发）：北京市平谷区中关村科技园区平谷园物流基地 5 号-5375-20131（集群注册） 联合光伏（常州）投资集团有限公司（首发）：武进国家高新技术产业开发区阳湖西路 66 号 云南保山槟榔江水电开发有限公司（扩募）：云南省保山市隆阳区永昌街道永昌路 348 号
原始权益人控股股东和持股比例	京能国际能源发展（北京）有限公司（首发）：北京能源国际投资有限公司 56.45% 联合光伏（常州）投资集团有限公司（首发）：北京能源国际投资有限公司 70% 云南保山槟榔江水电开发有限公司（扩募）：保山能源发展股份有限公司 100%
原始权益人实控人	北京能源国际控股有限公司
原始权益人上市地点和股票代码（如有）	不涉及
运营管理机构	首发不动产项目的运营管理机构：内蒙古京能新能源科技有限公司 扩募不动产项目的运营管理统筹机构：保山能源发展股份有限公司 扩募不动产项目的运营管理实施机构：保山腾冲保能和顺能源科技有限公司
运营管理机构注册地	首发不动产项目的运营管理机构：内蒙古呼和浩特市如意开发区如意和大街西蒙奈伦广场 7 号楼 B 座 4 层 扩募不动产项目的运营管理统筹机构：云南省保山市隆阳区永昌街道永昌路 348 号 扩募不动产项目的运营管理实施机构：云南省保山市腾

	冲市曲石镇曲石社区曲石街小组 110 号 1 楼
运营管理机构经营地	首发不动产项目的运营管理机构：内蒙古自治区呼和浩特市新城区乌兰察布西街兴泰御都国际 22 层 扩募不动产项目的运营管理统筹机构：云南省保山市隆阳区永昌街道永昌路 348 号 扩募不动产项目的运营管理实施机构：云南省保山市腾冲市曲石镇曲石社区曲石街小组 110 号 1 楼
重要现金流提供方（如有）	首发不动产项目：国网陕西省电力有限公司、国网湖北省电力有限公司 扩募不动产项目：云南保山电力股份有限公司
资产评估机构	北京天健兴业资产评估有限公司（2024-2026 年） 北京国荣兴华资产评估有限责任公司（2027 年）
基金法律顾问	北京市汉坤律师事务所
专项计划法律顾问	北京市汉坤律师事务所
审计不动产项目财务情况的会计师事务所	致同会计师事务所（特殊普通合伙）
审阅基金可供分配金额测算报告的会计师事务所	致同会计师事务所（特殊普通合伙）
现金流测算机构	不涉及
流动性服务商	华泰证券股份有限公司、中国银河证券股份有限公司、中国国际金融股份有限公司、申万宏源证券有限公司、中信证券股份有限公司

四、不动产项目概况

（一）首次发行

表 3 首次发行不动产项目概况

项目	项目一	项目二
不动产项目名称	榆林光伏项目	晶泰光伏项目
不动产项目业态	能源设施	能源设施
项目所在地	陕西省榆林市榆阳区小壕兔乡	湖北省随州市曾都区淅河镇
资产范围	榆林光伏项目资产范围，包括用于光伏发电的多晶硅电池组件、升压站等建筑物及其占地范围的用地、设施设备等。根据榆林光伏项目的投资立项备案文件，榆林光伏项目总装机容量 300 兆瓦，主要建设内容包括安装单个容量为 250 瓦的多晶硅电池组件 132 万块及其支架，35 千伏箱式升压变 300 台，500 千瓦的并网逆变器 600 台，敷设电力、控制、通讯电缆，以及发电设备基础、综合办公楼、配电室等工程。	晶泰光伏项目资产范围，包括用于光伏发电的多晶硅电池组件、升压站等建筑物及其占地范围的用地、设施设备等。根据晶泰光伏项目的投资立项备案文件和本基金发行前湖北晶泰出具的《承诺及声明函》，晶泰光伏项目，包括湖北晶星科技股份有限公司地面 70MW 太阳能光伏发电项目（即“晶泰光伏一期项目”）及湖北晶星公司随州高新区淅河二期 30MWp 光伏电站项目（即“晶泰光伏二期项目”）。晶泰光伏一期项目主要建设内容包括 70MW 太阳能光伏发电组件铺设、逆变器安装及电网接入等配套工程建设；包括一座 110kV 升压站，以及发电设备基础、综合办公楼、配电室等工程。晶泰光伏二期项目主要建设内容包括 30MWp 太阳能光伏发电组件、逆变器的安装及电网接入等配套工程建设；晶泰光伏一期项目与晶泰光伏二期项目共用一个升压站并网。
建设内容和规模	项目占地面积 6,531,582 平方米，其中永久占地 42,806 平方米，主要建设内容包括安装单个容量为 250 瓦的多晶硅电池组件 132 万块及其支架，35 千伏箱式升压变 300 台，500 千瓦的并网逆变器 600 台，敷设电力、控	项目占地面积 1,612,054 平方米，其中永久占地 6,500.00 平方米，随州淅河 100MWp 光伏发电项目包含两期工程，一期项目的主要建设内容包括 70MWp 太阳能光伏发电组件铺设、逆变器安装及电网接入等配套工

	制、通讯电缆，以及发电设备基础、330 千伏升压站、综合办公楼、配电室等工程。	程建设；二期项目的主要建设内容包括 30MWp 太阳能光伏发电组件、逆变器安装及电网接入等配套工程建设。
建筑面积和可供出租或者经营使用面积（如有）	不涉及	不涉及
开竣工时间以及投入运营时间	开工时间：2016 年 10 月；竣工时间：2017 年 11 月	开工时间：2014 年 7 月；竣工时间：2016 年 9 月
使用期限	光伏电站经济寿命年限 25 年，集体土地租赁期 20 年	光伏电站经济寿命年限 25 年，集体土地租赁期 20 年
剩余年限	评估基准日至 2042 年 4 月	评估基准日至 2040 年 1 月
用地性质	升压站等生产建筑：出让光伏方阵：农村集体土地	升压站等生产建筑：划拨光伏方阵：农村集体土地
可供分配金额测算	首次发行时，预测 2023 年及 2024 年可供分配金额分别为 326,524,250.26 元、333,595,981.04 元。	
投保情况（投保险种投保金额、投保期限）	电厂财产一切险、电厂营业中断险、电厂机器损坏保险、电厂营业中断险、公众责任保险	电厂财产一切险、电厂营业中断险、电厂机器损坏保险、电厂营业中断险、公众责任保险
项目权属	榆林市江山永宸新能源有限公司拥有榆林光伏项目所有权；湖北晶泰光伏电力有限公司拥有晶泰光伏项目所有权	
他项权利（如有）	不涉及	不涉及

（二）扩募发行

表 4 扩募发行不动产项目概况

项目	项目一	项目二
不动产项目名称	苏家河口水电站项目	松山河口水电站项目
不动产项目业态	能源不动产	能源不动产
项目所在地	云南省保山市腾冲市猴桥镇	云南省保山市腾冲市猴桥镇
资产范围	首部工程位于保山市腾冲市猴桥镇花水村民小组段槟榔江与熊脚沟交汇口下游约 410 米（直线距离）处，厂区枢纽位于苏家河口上游约 0.5 千米处；电站首部距昆明市公路里程约 730 千米，距保山市公路里程约 220 千米，距腾冲市城区公路里程约 80 千米。 项目总占地面积 5,980,401.23 平方米，其	首部工程位于保山市腾冲市猴桥镇和德宏州盈江县支那乡交界段槟榔江与苏家河口交汇口下游约 0.25 千米（直线距离）处，厂区枢纽位于坝址下游约 5 千米（直线距离）处。电站首部距昆明市公路里程约 751 千米，距保山市公路里程约 238 千米，距腾冲市城区公路里程约 98 千米。 项目总占地面积 438,402.52

	中，大坝及水库淹没区占地 5,907,130.58 平方米，枢纽工程区占地 73,270.65 平方米。	平方米，其中，大坝及水库淹没区占地 106,781.07 平方米，枢纽工程区占地 331,621.45 平方米。
建设内容和规模	建设内容：苏家河口水电站工程由首部枢纽、左岸引水系统和厂区枢纽等组成：首部枢纽由混凝土面板堆石坝、右岸溢洪道、左岸泄洪放空洞等组成；引水系统由电站进水口、引水隧洞、调压井及钢管道等组成；厂区枢纽由地面主厂房及 GIS 楼组成。苏家河口水电站工程等别为 II 等工程，工程规模为大（2）型，混凝土面板堆石坝最大坝高 131.49 米；大坝、泄洪、放空、电站进水口等为 1 级，引水发电建筑物为 2 级，次要建筑物为 3 级。 核心设备：水轮机 3 台，型号为 HL(F)-LJ-181，额定功率 107.14 兆瓦，额定转速 428.6 转/每分钟；发电机 3 台，型号为 SF-J105-12/5400，额定容量 120 兆伏安；主变压器 3 台，型号为 SSP10-H-120000/220。 建设规模：苏家河口水电站项目总占地面积 5,980,401.23 平方米，房屋建筑面积 17,139.44 平方米。	建设内容：松山河口水电站工程由首部枢纽、引水系统和厂区枢纽三部分组成：首部枢纽由混凝土重力坝非溢流坝段、溢流坝段、泄洪（冲沙）底孔及电站进水口等建筑物组成；引水系统布置在槟榔江左岸，由电站进水口、压力圆形引水洞、阻抗式调压井及钢管道组成；厂区枢纽建筑物由地面厂房及 GIS 楼组成。松山河口水电站为引水式开发，电站工程等别为 III 等，工程规模为中型，主要建筑物为 3 级建筑物，次要建筑物为 4 级建筑物，临时性建筑物为 5 级建筑物。 核心设备：水轮机 3 台，型号为 HLA575C-LJ-230，额定功率 57.14 兆瓦，额定转速 375 转/每分钟；发电机 3 台，型号为 SF56-16/5400，额定容量 65.8824 兆伏安；主变压器 3 台，型号为 SSP9-H-70000/220GY。 建设规模：松山河口水电站项目总占地面积 438,402.52 平方米，房屋建筑面积 9,533.56 平方米。
建筑面积和可供出租或者经营使用面积（如有）	不涉及	不涉及
开竣工时间以及投入运营时间	开工时间：2006 年 8 月 竣工时间：2015 年 8 月，完成工程质量验收。 投入运营时间：1#机组运营起始时间为 2011 年 1 月；2#机组运营起始时间为 2011 年 5 月；3#机组运营起始时间为 2011 年 6 月。	开工时间：2007 年 1 月 竣工时间：2015 年 5 月，完成工程质量验收。 投入运营时间：1#机组运营起始时间为 2011 年 1 月；2#机组运营起始时间为 2011 年 4 月；3#机组运营起始时间为 2011 年 6 月。
使用期限	苏家河口水电站水轮机组设计使用寿命预计为 40 年。	松山河口水电站水轮机组设计使用寿命预计为 40 年。
剩余年限	截至 2025 年 6 月 30 日，剩余年限为 26 年。	截至 2025 年 6 月 30 日，剩余年限为 26 年。
用地性质	划拨	划拨

可供分配金额测算	新购入不动产项目 2025 年 7-12 月、2026 年可供分配金额预测值分别为 70,737,311.45 元、208,053,691.58 元。	
投保情况（投保险种投保金额、投保期限）	截至 2025 年 6 月 30 日，苏家河口水电站项目已投保：财产一切险、营业中断险（财一项下）、营业中断险（机损项下）、机器损坏险、公众责任险。	截至 2025 年 6 月 30 日，松山河口水电站项目已投保：财产一切险、营业中断险（财一项下）、（3）营业中断险（机损项下）、机器损坏险、公众责任险。
项目权属	云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司拥有苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目所有权	
他项权利（如有）	不涉及	不涉及

五、不动产项目经营情况

（一）行业和区域竞争情况

1. 行业及竞争情况

首发项目公司（江山永宸、湖北晶泰）主营业务为太阳能光伏发电业务，其所处新能源发电行业符合不动产投资信托基金（REITs）的行业范围要求。

光伏发电的行业情况，具体详见《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更新的招募说明书（2025 年第 1 号）》之“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“十、基础设施项目所属行业和市场概况”之“（三）行业情况”。

新购入项目公司（两河水电公司）主营业务为水力发电业务，其所处水力发电行业符合不动产投资信托基金（REITs）的行业范围要求。

（1）中国电力行业发展现状

电力生产供应情况，2024 年我国全口径发电量 100,868 亿千瓦时，比上年增长 6.7%，发电量保持平稳增长。电力消费情况，2024 年全国全社会用电量 98,521 亿千瓦时，比上年增长 6.8%，增速比上年提高 0.1 个百分点，国民经济回升向好拉动电力消费增速同比提高。

电力投资与建设，2024 年全国重点调查企业电力完成投资合计 1.78 万亿元，同比增长 13.2%。全国新增发电装机容量 4.3 亿千瓦。可再生能源发电新增装机 3.7 亿千瓦，同比增长 23%，占电力新增装机的 86%。

电力供需情况，全国 2024 年全国电力供需形势总体平衡，电力安全可靠供应得到有力保障。展望 2025 年，全国电力供需有望继续保持总体平衡，但高峰时段部分地区仍需关注保障压力。

（2）陕西电力行业发展现状

截至 2026 年 1 月末，陕西省累计装机容量 1.28 亿千瓦，同比增加 7.98%，其中水电减少 0.99 万千瓦，火电减少 25.42 万千瓦，风电增加 7.27 万千瓦，光伏增加 18.04 万千瓦。

发电量方面，陕西省作为电力资源型省份，发电资源较为充足。2024 年，陕西全年发电 3,174 亿千瓦时，同比增长约 6.2%，累计向省外输送电量约 936 亿千瓦时，同比增长 16.9%，保障四川、重庆、湖北、山东、河北等地电力稳定供应。截至 2024 年 12 月 31 日，全省可再生能源装机规模达到 5,507 万千瓦，占全省电力装机 47% 左右，其中风电 1,494 万千瓦、光伏 3,433 万千瓦、水电 507 万千瓦、生物质 73 万千瓦，新能源利用率保持在 95% 以上。

（3）湖北电力行业发展现状

湖北省是“西电东送”、“南北互济”的重要枢纽，也是华中特高压交流环网的核心地区。根据湖北省发展和改革委员会公开数据，2024 年，湖北全省总发电量（不含三峡）2,649.64 亿千瓦时，其中火电发电量 1,648.94 亿千瓦时，占比总发电量的 62.2%，水电发电量（不含三峡）481.91 亿千瓦时，占比 18.2%，风电发电量 171.97 亿千瓦时，占比 6.5%，太阳能发电量 346.80 亿千瓦时，占比 13.1%。同年，湖北全省全社会用电量 2,943.98 亿千瓦时，分产业来看，第一、二、三产业用电量分别为 41.09 亿千瓦时、1664.41 亿千瓦时、633.56 亿千瓦时，分别占比总用电量的 1.4%、56.5%、21.5%，居民生活用电量为 604.91 亿千瓦时，占比 20.5%。

（4）云南电力行业发展现状

发电量方面，云南省作为绿色能源生产基地，清洁能源发电指标较为突出。2024 年全省统调发电量 3,921 亿千瓦时，其中新能源发电量 702.2 亿千瓦时，占比 17.9%，新能源单日发电量最大达 3.8 亿千瓦时，创历史新高，新能源成为增量电源主力军。省内消纳方面，2024 年，云南省全社会用电量为 2,788.33 亿千瓦时，同比增长 10.9%。

（5）中国光伏行业发展现状

在全球能源转型浪潮中，中国光伏行业已成长为推动能源绿色革命的核心力量。截至 2024 年末，全国光伏发电装机容量突破 8 亿千瓦，连续多年稳居全球首位，“十四五”前四年累计新增装机超“十三五”时期总量的 3 倍。

作为全球光伏产业的“压舱石”，中国已构建起从硅料提纯到系统集成的全链条自主可控体系，产业链各环节技术水平与市场份额均居世界领先地位。2024 年，我国硅料、硅片、电池片、组件产量占全球比重均超过 80%，N 型电池等高效技术路线全面渗透，市场占比突破 70%，光伏组件转换效率屡创世界纪录。

在政策引导与市场需求的驱动下，国内光伏应用场景持续拓展，分布式光伏装机占比稳步提升，“光伏+农业”“光伏+储能”等创新模式不断涌现。同时，中国光伏产品凭借技术与成本优势，出口规模连续多年位居全球第一，成为中国制造的亮丽名片。

面向未来，在“双碳”目标指引下，光伏产业将继续通过技术迭代与模式创新，加速迈向高质量发展新阶段，为全球能源转型贡献中国方案。

（6）中国水电行业发展现状

我国的水能资源蕴藏量和开发量均居世界第一位，水能资源蕴藏量为 676 吉瓦，理论发电量 59,200 亿千瓦时。由于气候和地形地势等因素的影响，我国的水力资源在不同地区 and 不同流域的分布很不均匀，其特点是西部水力资源比较丰富，而东部则较稀缺贫乏。水电作为一种利用水流落差动能来产生电能的可再生发电方式，既具有火电的稳定性又具有新能源的清洁性，对优化我国能源结构、保障能源安全、减排温室气体、保护生态环境等方面具有重要推动作用，是替代高碳能源的不二之选。

水电站是利用水能资源发电的场所，是水、机、电的综合体。要充分利用河流的水能资源，首先要使水电站的上、下游形成一定的落差，构成发电水头。因此就开发河流水能的水电站而言，按其集中水头的方式不同分为坝式、引水式和混合式三种基本方式。不动产项目之一的松山河口水电站项目即为引水式水电站。不动产项目之一的苏家河口水电站项目即为混合式水电站。

（7）陕西光伏行业发展现状

陕西省光照资源丰富，光伏装机增长迅猛。截至 2024 年末，陕西省 2024 年新增集中式并网光伏电站 704.4 万千瓦，累计集中式并网装机容量为 2,523.9 万千瓦。未来，陕西省发展和改革委员会将继续锚定“双碳”目标，加快构建新型电力系统，进一步提升可再生能源在电力供应中的比重，推动可再生能源大规模、高比例、市场化、高质量发展。

（8）湖北光伏行业发展现状

在国家“双碳”战略目标的推动下，截至 2024 年末，湖北省 2024 年新增集中式并网光伏电站 398.7 万千瓦，累计集中式并网装机容量为 2,147.8 万千瓦。湖北省 2024 年谋划推进 75 个重大能源项目，其中可再生能源项目 17 个，抽水蓄能项目 11 个，同时湖北搭建±800 千伏金沙江上游到湖北特高压直流工程（湖北段）和 1000 千伏武汉到南昌特高压线路（湖北段）等“能源高速通道”。

（9）云南水电行业发展现状

云南是水能资源大省，水能资源蕴藏量达 1.04 亿千瓦，居全国第 3 位，水能资源主要集中于滇西北的金沙江、澜沧江、怒江三大水系；可开发装机容量 0.9 亿千瓦，居全国第 2 位。

保山市水电资源主要集中在腾冲市和龙陵县，两市县水电装机分别为 108.07 万千瓦、62.86 万千瓦；其次是隆阳区，昌宁县和施甸县属于水电资源较为匮乏的地区，水电装机较少。槟榔江最引人注目的是丰富的水能资源，槟榔江的水能资源主要集中在中上游腾冲市境内。

具体详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目情况”之“十、行业及竞争情况”。

提醒投资者关注本基金定期报告、临时公告相关情况。

2. 区域分析

（1）首发项目所在地宏观经济概况

首发项目公司（江山永宸、湖北晶泰）分别位于陕西省榆林市和湖北省随州市，项目所在地宏观经济概况，具体详见《中航京能光伏封闭式基础设施证

券投资基金更新的招募说明书（2025年第1号）》之“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“九、基础设施项目所在地区宏观经济概况”。

（2）云南省宏观经济概况

2024年云南省地区生产总值31,534.10亿元，按不变价格计算，比上年增长3.3%。分产业看，第一产业增加值4,192.92亿元，增长2.5%；第二产业增加值10,330.03亿元，增长2.7%；第三产业增加值17,011.15亿元，增长3.9%。2024年全年全省居民人均可支配收入29,932元，比上年增长5.3%，扣除价格因素实际增长5.1%。2025年上半年，云南省实现地区生产总值15,537.44亿元，同比增长4.4%。分产业看，第一产业增加值1,293.57亿元，增长2.7%；第二产业增加值5,109.39亿元，增长3.8%；第三产业增加值9,134.48亿元，增长4.9%。2025年上半年，全省居民人均可支配收入15,050元，同比名义增长5.3%，扣除价格因素实际增长5.3%。

（3）保山市宏观经济概况

2024年，保山市地区生产总值1,281.91亿元，按可比价格计算，比上年增长2.6%；全年固定资产投资（不含农户）比上年增长3.9%，一般公共预算收入完成60.22亿元，比上年下降13.4%；一般公共预算支出完成253.84亿元，比上年增长2.9%；社会消费品零售总额完成577.15亿元，比上年增长2%；城镇常住居民人均可支配收入44,033元，比上年增长4.4%；农村常住居民人均可支配收入18,304元，比上年增长7%。保山市清洁能源资源较为丰富，全市可开发利用水能资源821.6万千瓦。

（4）区域内现有在运营和未来三年已规划可比竞品分析

目前槟榔江全流域范围内水电开发程度较高，干流有三岔河、猴桥、苏家河口、松山河口、勐乃、朗外河、土仓、槟榔江八个梯级投产发电，装机容量分别为72兆瓦、48兆瓦、315兆瓦、168兆瓦、30兆瓦、45兆瓦、35兆瓦、21兆瓦，支流上也有多个水电站，但装机容量小，基本没有调节性能。

两河水电公司的实际控制人京能国际兼具国资控股和香港上市公司背景。依托京能国际在行业中的领先地位，保山能源可以借助京能国际协同优势，利用京能国际优势资源，不断改善经营，扩大市场份额，在竞争中占据有利位置。

对比槟榔江上其他水电站项目，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目装机容量较大、估值情况好、合规性手续较为完备。苏家河口水电站项目和三岔河口水电站项目均拥有水库，能起到一定“蓄丰补枯”作用。根据《保山市能源发展“十四五”规划》提出的发展目标，到 2025 年，全市电力装机 5,000 兆瓦以上，全市发电量 125 亿千瓦时，全社会用电量在经济平稳增长的情况下达 250 亿千瓦时，不动产项目在保山市内具有足够的消纳空间。不动产资产委托保山能源作为运营管理统筹机构。保山能源公司管理层和运营团队拥有丰富的运营经验以及优异的过往业绩。

苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目为水力发电，其电费收入与其流域每年来水量直接相关，电站电费收入的波动主要受流域每年来水量波动所致。未来如受气候或环境影响，槟榔江流域来水量波动，将影响苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目发电量，特别如出现极端高温少雨天气，导致槟榔江流域极端枯水期延长，来水量将大幅下降，可能会对不动产项目现金流造成不利影响。

详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目情况”之“十一、区域分析”。

提醒投资者关注本基金定期报告、临时公告相关情况。

（二）不动产项目主要经营指标

1. 不动产项目主要财务指标

表 5 首发项目公司（江山永宸、湖北晶泰）主要财务指标

单位：亿元；%

项目财务指标	2025 年 1-6 月/6 月末	2024 年度/末	2023 年度/末	2022 年度/末
总资产	39.96	40.68	40.87	42.98
资产负债率	58.07	59.17	59.16	59.02
营业毛利率	68.88	66.32	67.27	65.09
营业收入	3.36	4.11	4.35	3.89
净利润	1.12	1.26	0.97	0.73

具体详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“一、不动产项目经营及模拟财务情况”。更多财务指标信息请投资者关注本基金定期报告、临时公告相关内容。

表 6 新购入项目公司（两河水电公司）主要财务指标

单位：亿元；%

项目财务指标	2025 年 1-6 月/6 月末	2024 年度/末	2023 年度/末	2022 年度/末
总资产	24.39	23.86	22.94	23.84
资产负债率	43.93	44.52	26.56	40.12
营业毛利率	56.56	56.37	53.55	63.66
营业收入	1.57	3.45	2.66	3.63
净利润	0.58	1.30	0.82	1.37

具体详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“一、不动产项目经营及模拟财务情况”。

2. 不动产项目主要经营指标

首次发行时，届时不动产项目（江山永宸、湖北晶泰）各类型生产任务的收入主要为电力销售收入，包括保障小时-标杆/基准电价结算的电量、保障小时外-市场化交易电价结算的电量。

表 7 江山永宸电量表现指标

单位：万度、%

江山永宸光伏电站	2021 年		2022 年 1-9 月	
	电量	占比	电量	占比
保障小时-标杆/基准电价结算的电量	37,089	80	26,373	71
保障小时外-市场化交易电价结算的电量	9,340	20	10,897	29
总电量	46,429	100	37,270	100
备注：所有电量均享受可再生能源补贴。				

其中上表所提及的江山永宸光伏电站标杆/基准电价，具体为 0.8 元/度；市场化交易电价具体为：

表 8 江山永宸电价表现指标

单位：元/度

年份/项目	2021 年	2022 年 1-9 月	预测电价
江山永宸	0.23	0.28	0.26

表 9 湖北晶泰电量表现指标

单位：万度、%

湖北晶泰光伏电站	2021 年		2022 年 1-9 月	
	电量	占比	电量	占比
市场化交易的电量	2,400	21	1,800	19

市场化交易电量外-标杆/基准电价结算的 电量	8,761	79	7,637	81
总电量	11,161	100	9,437	100
备注： 1. 根据 2022 年市场化交易电量合同，全年签约交易电量与 2021 年相同，为 2400 万度。 2. 所有电量均享受可再生能源补贴。				

其中上表所提及的湖北晶泰光伏电站标杆/基准电价，具体为 1 元/度；市场化交易电价具体为：

表 10 湖北晶泰表现指标

单位：元/度

年份/项目	2021 年	2022 年 1-9 月	预测电价
湖北晶泰	0.41	0.45	0.43

新购入不动产项目（苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目）报告期内各类型生产任务的收入主要为电力销售收入，包括市场化交易收入、优先发电计划（西电东送）收入、固定提取资金和考核补偿/费用。2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，新购入不动产项目售电收入分别为 36,279.48 万元、26,638.10 万元、34,491.03 万元和 15,710.06 万元，全部为电力销售收入。新购入不动产项目报告期内各类型生产任务的收入及占比情况如下：

表 11 新购入不动产项目主要经营指标

单位：万元、%

项目		2025 年 1-6 月		2024 年度		2023 年度		2022 年度	
		金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
苏家河口水电站项目	优先发电计划（西电东送）	279.07	2.70	1,720.74	7.55	1,746.55	10.01	1,735.47	7.35
	市场化交易 ⁷	10,340.70	100.16	21,662.36	95.07	16,026.29	91.85	22,852.82	96.82
	固定提取资金	-371.25	-3.60	-994.62	-4.37	-784.24	-4.49	-1,062.69	-4.50
	考核补偿/费用	75.80	0.73	396.09	1.74	459.32	2.63	78.29	0.33
	小计	10,324.32	100.00	22,784.57	100.00	17,447.91	100.00	23,603.88	100.00
松山河口水电站项目	优先发电计划（西电东送）	148.84	2.76	917.73	7.84	931.49	10.14	925.58	7.30
	市场化交易	5,459.14	101.36	11,249.46	96.10	8,460.10	92.06	12,305.52	97.08
	固定提取资金	-195.47	-3.63	-515.67	-4.40	-416.24	-4.53	-573.81	-4.53
	考核补偿/费用	-26.77	-0.50	54.94	0.47	214.83	2.34	18.31	0.14
	小计	5,385.74	100.00	11,706.46	100.00	9,190.18	100.00	12,675.60	100.00
合计	优先发电计划（西电东送）	427.90	2.72	2,638.47	7.65	2,678.04	10.05	2,661.05	7.33

⁷ 鉴于固定提取资金为负数，且 2025 年 1-5 月未发生优先发电计划（西电东送）交易，市场化交易收入占比超过 100%，下同。

市场化交易	15,799.84	100.57	32,911.82	95.42	24,486.39	91.92	35,158.34	96.91
固定提取资金	-566.72	-3.61	-1,510.29	-4.38	-1,200.48	-4.51	-1,636.50	-4.51
考核补偿/费用	49.03	0.31	451.04	1.31	674.14	2.53	96.59	0.27
合计	15,710.06	100.00	34,491.03	100.00	26,638.10	100.00	36,279.48	100.00

注：

①市场化交易收入=每年电费收入（不含税）⁸-优先发电计划（西电东送）收入（不含税）-固定提取资金（不含税）-考核补偿/费用（不含税）。

②固定提取资金：按政策以电量为基础，按 0.01 元/千瓦时（含税）提取，作为收入的扣除项纳入系统平衡调节资金统筹管理。

③考核补偿/费用：包括向电力系统提供调峰、调频、调相等服务相应取得的辅助服务补偿电费以及电网偏差考核产生的调整项。

④部分数据可能因四舍五入产生尾差，下同。

详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“二、新购入不动产项目概况及运营情况”之“（二）新购入不动产项目的运营模式”。

更多财务指标信息请投资者关注本基金定期报告、临时公告相关情况。

（三）现金流直接提供方和重要现金流提供方

榆林光伏项目、晶泰光伏项目的直接现金流提供方为国网陕西省电力有限公司、国网湖北省电力有限公司；苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目现金流直接提供方为云南电网公司。根据穿透原则界定，本基金所持有不动产项目的重要现金流提供方为国网陕西省电力有限公司、国网湖北省电力有限公司、云南保山电力股份有限公司。各不动产项目具备长期稳定的终端电力销售收入，现金流具备独立性、稳定性以及分散性。

不动产项目现金流独立性、稳定性和分散性情况，现金流直接提供方情况和重要现金流提供方情况，详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目情况”之“九、现金流直接提供方和重要现金流提供方”。

六、不动产项目资产评估及现金流预测情况

表 12 不动产项目资产评估及现金流预测表

单位：年；万元；%

项目	榆林光伏项目	晶泰光伏项目	苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目

⁸ 电价对应收入为经审计数据，未考虑跨年结算电费。由于年度审计时，昆明电力交易中心尚未出具个别月份正式结算清单或调整单，导致在编制年度审计报告时，全年最终考核结果尚未出具，因此，结算电费存在跨年度的多退少补。跨年结算电费属于经营过程中的正常现象，且涉及金额较小，下同。

收益年限	19.25	17.32	27
估值方法	收益法	收益法	收益法
评估基准日	2022年9月30日	2022年9月30日	2025年6月30日
估值规模	190,800.00	54,600.00	254,100.00
评估增值率	10.82	6.96	19.10
折现率	9.03	9.89	7.99（税前）
Caprate	不适用	不适用	不适用

七、不动产基金治理及运营管理安排情况

表 12 REITs 治理架构表

层级	机制设计要点
持有人大会	基金份额持有人大会由基金份额持有人组成，基金份额持有人的合法授权代表有权代表基金份额持有人出席会议并表决。基金份额持有人持有的每一基金份额拥有平等的投票权。 基金份额持有人大会不设日常机构。若将来法律法规对基金份额持有人大会另有规定的，以届时有效的法律法规为准。 1. 当出现或需要决定下列事由之一的，应当召开基金份额持有人大会，但法律法规、中国证监会另有规定或基金合同另有约定的除外： （1）转换基金运作方式； （2）本基金与其他基金的合并； （3）更换基金管理人； （4）更换基金托管人； （5）提前终止基金合同； （6）延长基金合同期限； （7）对本基金的投资目标、投资策略等作出调整； （8）变更本基金投资范围； （9）金额超过基金净资产 20%的其他不动产项目或不动产资产支持证券的购入或出售（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）； （10）本基金进行扩募； （11）本基金成立后发生的金额超过本基金净资产 5%的关联交易（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）； （12）调整基金管理人、基金托管人的报酬标准； （13）变更基金类别； （14）变更基金份额持有人大会程序； （15）决定提前终止上市交易； （16）修改基金合同的重要内容（但基金合同另有约定的除外）； （17）除基金合同约定的解聘运营管理机构法定情形外，基金管理人提议解聘、更换运营管理机构的； （18）本基金可供分配金额计算调整项的变更。但相关法律法规或相应规则对基金可供分配金额的计算另有调整的，基金管理人履行提前公告程序后，可直接对本部分内容进行修改和调整，无需召开基

	金份额持有人大会审议； (19) 法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的对基金合同当事人权利和义务产生重大影响的其他事项，以及其他应当召开基金份额持有人大会的事项。 2. 在法律法规规定和基金合同约定的范围内且对基金份额持有人利益无实质性不利影响的前提下，以下情况可由基金管理人和基金托管人协商后实施和/或修改，不需召开基金份额持有人大会： (1) 法律法规要求增加的基金费用的收取和其他应由基金和特殊目的载体承担的费用收取； (2) 按照法律法规的规定，调整有关基金认购、基金交易、非交易过户、转托管等业务的规则； (3) 按照法律法规的规定，增加、减少或调整基金份额类别设置及对基金份额分类办法、规则进行调整； (4) 因相关的法律法规，上海证券交易所或登记机构的相关业务规则发生变动而应当对基金合同进行修改； (5) 对基金合同进行对基金份额持有人利益无实质性不利影响或不涉及基金合同当事人权利义务关系发生重大变化的修改； (6) 基金管理人因第三方机构提供服务时存在违法违规或其他损害基金份额持有人利益的行为而解聘上述机构； (7) 基金管理人在发生解聘运营管理机构法定情形时解聘运营管理机构从而应当对基金合同及相关文件进行修改； (8) 项目公司按照《保理业务合作协议》《保理合同》约定平价转让不动产项目国补应收账款债权予监管银行开展保理业务或依照《应收账款回购协议》履行到期未足额偿付的国补应收账款回购义务； (9) 按照专项计划文件约定对项目公司进行减资； (10) 在基金合同期限届满之前，如基金所持有的不动产项目资产由于国补到期的原因收益大幅下降，导致基金“任一年度营业收入”较“基金享有完整国补收入最后一年的营业收入”下降 40%及以上，基金合同于该年度报告披露之日终止； (11) 履行相关程序后，基金推出新业务或服务； (12) 若上海证券交易所、中国结算增加了基金上市交易、份额转让的新功能，基金管理人在履行相关程序后增加相应功能； (13) 按照专项计划文件的约定，在专项计划文件中约定的分配兑付日外，增设专项计划的分配兑付日； (14) 按照法律法规和基金合同规定不需召开基金份额持有人大会的其他情形。
基金管理人	公开募集不动产投资信托基金运行管理委员会（简称“不动产基金运管委员会”）是公司经理层下设的专门委员会，负责不动产基金（包括基金、资产支持证券、项目公司层面，下同）相关重大事项的审批决策。。 1. 人员组成 第三条不动产基金运管委员会设主席、秘书一名、委员若干名。主席由公司总经理指定人员担任，委员由公司不动产投资部负责人指定的部门相关人员（若干）、监察稽核部负责人指定的部门相关人员（1 人）、风险管理部负责人指定的部门相关人员（1 人）、财务部负责人指定的部门相关人员（1 人）组成，秘书由主席指定人员担任。督察长、合规管理人员、基金事务部相关人员等可以列席会议。 经主席同意，可以调整、增加其他人员。根据审议事项需要，经主席同意，其他人员可列席参会。 2. 决策事项

	不动产基金运管委员会负责决策不动产基金的投资、运营等重大事项，包括： （1）依照监管规定与《基金合同》，确立公司所管理的不动产基金所持有的不动产项目投资、运行、财务等的总体计划； （2）作为资产支持证券持有人，决定包括但不限于专项计划的扩募、延长专项计划期限、修改专项计划法律文件重要内容等； （3）不动产基金直接或间接新增对外借款； （4）金额低于基金净资产 20%的不动产项目或不动产资产支持证券购入或出售（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）； （5）不动产项目固定资产投资计划（资本性支出）、重大合同/协议的签署； （6）基金扩募方案； （7）调整运营管理机构运营成本标准； （8）选择、更换律师事务所、会计师事务所、资产评估机构、运营管理机构（包括发生法定解聘情形，解聘运营管理机构）、流动性服务商或其他为基金提供服务的外部机构； （9）委派人员担任不动产项目公司董事、监事、高级管理人员等人员； （10）决定单只不动产基金成立项目管理委员会，并确定、调整对该项目管理委员会的授权事项； （11）不动产基金分红； （12）不动产基金重大关联交易； （13）按照《基金合同》约定需要基金份额持有人大会审议事项； （14）对年度基金运营管理履职工作报告的审议； （15）对外部运管机构履职评估报告的审议； （16）基金经理的选聘、变更、解聘等相关事项； （17）不动产基金运管委员会外聘专家顾问的选聘、变更、解聘等相关事项； （18）公司所管理的不动产基金所持有的不动产项目公司关于修订公司章程、分红、增减资安排、制定或修订项目公司基本制度等相关重大事项； （19）决定其他与不动产基金相关的重要事项。 根据法律法规、证监会规定及《基金合同》约定应由基金管理人决策的其他事项，由管理不动产基金的基金经理共同决策后实施，如基金经理意见不一致的，需提交至不动产基金运管委员会决议。如公司其他制度规定需进行相应审批的，按照公司制度规定执行。不动产基金运管委员会可调整对上述事项的授权事项。 上述第（12）项经不动产基金运管委员会审议通过后，并经不动产投资部负责人、风险管理部、监察稽核部、督察长审批后，提交公司董事会审议，并经过三分之二以上独立董事通过，还需事先取得基金托管人同意。 上述第（13）项经不动产基金运管委员会审议通过后，还需经总办会审议决策，之后按照《基金合同》约定程序提交基金份额持有人大会审议。
基金经理情况	现任基金经理 张为先生，基金经理，FRM，中国国籍，中共党员，经济学硕士，具有五年以上不动产项目投资管理经验。曾供职于中国投融资担保股份有限公司、渤海银行股份有限公司总行、中融（北京）资产管理有限公司、中裕睿信（北京）资产管理有限公司。2020 年 11 月加入中航基金管理有限公司。2021 年 6 月 7 日至 2022 年 12 月 16 日，担任中航首钢

	生物质封闭式基础设施证券投资基金基金经理。2023年3月至今，担任中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金经理。 褚西舒女士，基金经理，中国国籍，理学硕士学位，美国 PMP 项目管理专业人士资格认证，中级电力工程师（发电），具有五年以上风电、光伏、水电等新能源不动产项目运营管理与技术咨询经验。曾供职于英国伍德集团峰能斯格尔（北京）可再生能源科技有限公司、法燃晟电（上海）新能源科技有限公司、法能（中国）能源技术有限公司、中瑞恒丰（上海）新能源发展有限公司。2022年11月加入中航基金管理有限公司。2023年3月至今，担任中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金经理。 邢薛程先生，基金经理，中国国籍，管理学学士学位，具有五年以上不动产项目运营管理经验。曾供职于烟台传化公路港物流有限公司、滕州传化公路港物流有限公司、青岛传化公路港物流有限公司，现供职于中航基金管理有限公司。2025年5月至今，担任中航首钢生物质封闭式基础设施证券投资基金基金经理；2026年3月至今，担任中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金经理。 截至本招募说明书出具之日，邢薛程先生已担任中航首钢生物质封闭式基础设施证券投资基金基金经理。
专项计划管理人	1. 资产支持证券持有人大会 (1) 组成 资产支持证券持有人大会由全体资产支持证券持有人组成。 (2) 召集的事由 除资产管理合同另有约定外，在专项计划存续期间，出现以下情形之一的，资产支持证券管理人应召开资产支持证券持有人大会： 1) 发生资产支持证券管理人解任事件或资产支持证券托管人解任事件，或资产支持证券管理人或资产支持证券托管人根据相关协议的约定提出辞任，需要更换前述机构； 2) 对是否启动处分进行审议； 3) 对处分方案和/或拍卖方案进行制定、审议； 4) 对清算方案进行审议； 5) 提前终止或者延长专项计划存续期限，但《标准条款》已明文规定的情形除外； 6) 审议批准关联交易事项； 7) 当基金管理人（代表不动产基金）为资产支持证券持有人时，根据《基金合同》的规定应召集资产支持证券持有人大会或由基金管理人决定的涉及专项计划、项目公司的事项； 8) 资产管理合同约定的，或资产支持证券管理人认为需提议资产支持证券持有人大会审议的其他事项。
项目公司	1.对于首发不动产项目（榆林光伏项目、晶泰光伏项目），基金管理人（代表基金的利益）通过中航-京能光伏1号基础设施资产支持专项计划资产支持证券和首发项目公司取得拟购入不动产项目完全所有权或经营权利，首次发行时项目公司的股东权责安排具体如下： (1) 股东：公司不设股东会，由股东依照《公司法》等法律法规，以及相关制度对公司履行出资人职责。 (2) 董事会：公司不设董事会，设执行董事一人，执行董事可以兼任公司经理。执行董事由股东委派。执行董事任期三年，任期届满，经股东委派可以连任。 (3) 经营管理层：公司设经理一名，由董事聘任或解聘。经理每届任期三年。 (4) 监事或监事会：公司不设监事会或者监事。

	2.对于新购入不动产项目（苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目），基金管理人（代表基金的利益）通过中航-京能水电1号基础设施资产支持专项计划资产支持证券和新购入项目公司取得拟购入不动产项目完全所有权或经营权利，新购入项目公司的股东权责安排具体如下： （1）股东：公司不设股东会，股东为公司最高的权力机构。 （2）董事会：公司不设董事会，设董事一名，代表公司执行公司事务，任期三年，由股东以股东决定的形式任免。董事任期届满，可以连任。 （3）经营管理层：公司设总经理一名，由董事兼任。 （4）监事、监事会或审计委员会：公司不设监事、监事会或审计委员会。

表 13 运营管理安排表

运营管理机构名称	首发不动产项目的运营管理机构：内蒙古京能新能源科技有限公司 扩募不动产项目的运营管理统筹机构：保山能源发展股份有限公司 扩募不动产项目的运营管理实施机构：保山腾冲保能和顺能源科技有限公司
运营管理机构企业性质	国企
运营管理机构控股股东和持股比例	内蒙古京能新能源科技有限公司（首发）：丝绸之路新能源（常州）有限公司 100% 保山能源发展股份有限公司（扩募）：北京云保能源开发有限公司 66.44% 保山腾冲保能和顺能源科技有限公司（扩募）：保山能源发展股份有限公司 100%
运营管理机构实际控制人	北京能源国际控股有限公司
运营管理机构所属行业	电力、热力、燃气及水生产和供应业
运营管理机构主营业务	内蒙古京能新能源科技有限公司（首发）：营业收入主要为运营管理相关服务费 保山能源发展股份有限公司（扩募）：营业收入主要为电力销售 保山腾冲保能和顺能源科技有限公司（扩募）：营业收入主要为运营管理相关服务费
不动产项目管理经验	截至 2022 年 9 月 30 日，内蒙古京能持有光伏电站 10 座，装机容量合计为 555 兆瓦；除持有的光伏电站外，参与运营的光伏电站 17 座，装机容量合计为 955 兆瓦。 截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源及下属公司共运营管理 26 座水电站，总装机容量 952.44 兆瓦，均位于保山境内，其中槟榔江流域 4 座、龙川江及其支流流域 7 座、怒江支流流域 4 座、湾甸河及其支流流域 7 座、澜沧江支流流域 4 座，主要电站包括：三岔河水电站、苏家河口水电站、松山河口水电站、猴桥水电站、等壳水电站、腾龙桥一级水电站等。

运管管理安排	本基金聘请内蒙古京能作为首发不动产项目的运营管理机构，聘请保山能源、保能和顺作为新购入不动产项目的运营管理机构，由各方根据《运营管理服务协议》的约定向基金管理人、项目公司提供运营管理服务，具体负责执行《运营管理服务协议》项下涉及新购入项目的运营管理服务委托事项、其他服务事项及协助事项。
运营管理决策流程	本基金从提高决策效率和质量的角度出发，在项目公司、基金管理人、计划管理人、基金份额持有人大会等各个层次设置了有效的决策机制，能充分发挥运营管理机构及相关方参与不动产项目运营的作用，给予运营管理机构充分的独立自主权，从而保障不动产项目平稳有序运行。

表 14 运营管理费用表（江山永宸、湖北晶泰）

运营管理费用	计费基础	具体计算方式	与本项目历史收取情况及同行业可比项目的对比情况
运营管理成本	运营管理成本为除项目支出之外的底层资产维护管理事项相关的成本费用，由运营管理机构自主决策具体费用的使用。	1、晶泰光伏项目：本基金发行首年（2023 年）全年的运营管理成本为 335.24 万元（含税），次年（2024 年）全年的运营管理成本为 390.40 万元（含税）。自 2025 年起，运营管理成本原则上按照每年 2%的比例较上一年度进行调增。2023 年一季度，运营管理成本中不包括光伏组件区清洗和除草相关费用，自 2023 年二季度起，运营管理成本包含光伏组件区清洗和除草相关费用。 2、榆林光伏项目：本基金发行首年（2023 年）全年的运营管理成本为 667.79 万元（含税）。自 2024 年起，运营管理成本原则上按照每年 2%的比例较上一年度进行调增。2023 年至 2027 年，运营管理成本中不包括光伏组件区清洗和除草相关费用，2028 年及以后年度根据运营管理服务实际内容可相应调整运营管理成本。 3、若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述费用时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。	本项目运营管理成本参考历史数据确定，并出于谨慎考虑，对未来运营各项费用做出年度增长率的安排。 本项目为全国首批新能源领域公募 REIT 项目之一，届时无同行业可比项目。 提醒投资者可关注市场上其他以集中式地面光伏为入池资产的公募 REITs 基金产品。

运营管理服务费	实际净收入、目标净收入	1、固定运营管理服务费 （1）晶泰光伏项目：本基金发行首年（2023 年）、次年（2024 年）的固定运营管理服务费为 286.20 万元（含税）/年。 （2）榆林光伏项目：本基金发行首年（2023 年）、次年（2024 年）的固定运营管理服务费为 498.20 万元（含税）/年。 （3）运营管理服务费原则上按照每三年调整一次，每次调整较前次基数增长 5%，首次调增年份为 2025 年。2025 年，晶泰光伏项目全年固定运营管理服务费为 300.51 万元（含税），榆林光伏项目全年固定运营管理服务费为 523.11 万元（含税）。 （4）若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述费用时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。 2、激励运营管理服务费 激励运营管理服务费为每一个会计年度结束后，对不动产基金项下首发项目公司每自然年度合计实际净收入进行考核，根据实际净收入确定的激励运营管理服务费。具体而言，激励运营管理服务费（含税金额）=（Y-X）×N%，其中，Y 为实际净收入，即不动产基金项下首发项目公司根据项目公司当年年度审计报告计算的每自然年度合计年度净收入。X 为目标净收入，即不动产基金项下首发项目公司根据项目公司发行前首次评估报告计算的同期合计年度预测净收入。 项目公司年度净收入=营业总收入-营业总成本-资本性支出。注：营业总成本不考虑折旧摊销、财务费用、激	本项目运营管理成本参考历史数据确定，并出于谨慎考虑，对未来运营各项费用做出年度增长率的安排。 本项目为全国首批新能源领域公募 REIT 项目之一，届时无同行业可比项目。 提醒投资者可关注市场上其他以集中式地面光伏为入池资产的公募 REITs 基金产品。

		励运营管理服务费；资本性支出是指年度资本性支出类的技术升级改造项目等费用。 激励运营管理服务费的费率N%相关约定具体如下： A.当实际净收入高于目标净收入时，激励运营管理服务费为正，运营管理机构有权收取激励运营管理服务费。具体系指： a.当实际净收入高于目标净收入*100%，但不高于目标净收入*110%时，年度激励运营管理服务费（含税金额）=（实际净收入-目标净收入）×5%； b.当实际净收入高于目标净收入*110%时，年度激励运营管理服务费（含税额）=（实际净收入-目标净收入）×10%。 B.当实际净收入低于目标净收入时，激励运营管理服务费为负，即基金管理人和项目公司按公式计算金额对应扣减固定运营管理服务费。具体系指： a.当实际净收入低于目标净收入*100%，但不低于目标净收入*90%时，需扣减的年度激励运营管理服务费（含税金额）=（目标净收入-实际净收入）×5%； b.当实际净收入低于目标净收入*90%时，需扣减的年度激励运营管理服务费（含税金额）=（目标净收入-实际净收入）×10%。 若出现年度激励运营管理服务费需要扣减的情形，则抵扣安排如下：需扣减的当年度激励运营管理服务费在项目公司支付最近一季度固定运营管理服务费时予以相应扣减。为保障项目公司安全生产和稳定运营的基本要求，2026年度激励服务费的累计奖励或扣减金额均不超过当年运营管理服务费的5%，2027年度、2028年度	

		激励服务费的单一年度累计奖励或扣减金额均不超过当年运营管理服务费的 15%。若当年激励运营管理服务费大于 0，运营管理机构应从激励运营管理服务费中安排部分资金，对安全稳定、高效运营、项目公司经营等做出突出贡献的一线员工进行专项奖励；若当年激励运营管理服务费小于等于 0，可不进行突出贡献一线员工激励。突出贡献一线员工激励原则上不低于激励运营管理服务费（即奖励费用）的 20%，奖励金额最高不超过对运营管理机构所获得的年度激励运营管理服务费。突出贡献一线员工名单确认及奖励发放由运营管理机构负责，发放完成后报基金管理人备案。具体约定以项目公司《运营管理服务协议》为准。	

表 15 运营管理费用表（两河水电项目）

运营管理费用	计费基础	具体计算方式	与本项目历史收取情况及同行业可比项目的对比情况
基础管理费	运营管理成本是针对运营管理机构提供运营管理服务所产生的相关费用成本而应支付给运营管理机构费用，运营管理服务费是针对运营管理机构提供运营管理服务的人员成本和合理回报。	1、运营管理成本为 2,560 万元（含税）/年，其中包括槟榔江流域集中控制中心的运营管理成本为 440 万元（含税）/年。各方确认，在槟榔江流域集中控制中心投运前，项目公司无需支付该中心对应的运营管理成本，不足完整年度的，可按日折算计费。 2、2024 年固定运营管理服务费为 2,400 万元（含税）/年，但如《运营管理服务协议》2024 年未生效，无需支付，《运营管理服务协议》约定的各项费用自协议生效日起开始计算和收费。固定运营管理服务费原则上按照每年调整一次，每次调整较	本项目运营管理费参考历史数据确定，并出于谨慎考虑，对未来运营各项费用的提升预留了较为充足的空间。 本项目的同行业可比项目主要为中国电建清洁能源 REIT，该项目 2024 年基础管理费上限金额为 1,731.57 万元，后续年度运营管理实施机构每年编制基础管理费预算，在预算内包干使用。

		前次基数增长 3%，首次调增年份为 2026 年。	
浮动管理费	实际净收入、目标净收入	激励运营管理服务费为每一个会计年度结束后，对新购入项目公司的净收入指标进行考核，根据新购入项目公司实际净收入确定的运营管理服务费。具体而言，激励运营管理服务费（含税金额）=（Y-X）×N%。 其中，Y 为实际净收入，即根据新购入项目公司当年年度审计报告计算的项目公司年度净收入。X 为目标净收入，即根据新购入的不动产项目初始评估报告计算的项目公司对应年度净收入。 新购入项目公司年度净收入=营业总收入-营业总成本-资本性支出。 注：营业总成本不考虑折旧摊销、财务费用、激励运营管理服务费；资本性支出含重大专项修理及技术改造等费用。 激励运营管理服务费的费率 N%具体如下： 1）当项目公司的实际净收入高于目标净收入时，激励运营管理服务费为正，运营管理机构有权收取激励运营管理服务费。具体系指： a）当实际净收入高于目标净收入*100%，但不高于目标净收入*110%时，年度激励运营管理服务费（含税金额）=（实际净收入-目标净收入）×5%； b）当实际净收入高于目标净收入*110%时，年度激励运营管理服务费（含税金额）=（实际净收入-目标净收入）×10%。 2）当实际净收入低于目标净收入时，激励运营管理服务费为负，即基金管理人和项目公司按公式计算金额对应扣减运营管理服务费。具体系指： a）当实际净收入低于目标净收入*100%，但不低于目	浮动管理费用设置了对等的正向激励和负向扣减机制，可以实现激励约束效果

		标净收入*90%时，需扣减的年度激励运营管理服务费（含税金额）=（目标净收入-实际净收入）×5%； b）当实际净收入低于目标净收入*90%时，需扣减的年度激励运营管理服务费（含税金额）=（目标净收入-实际净收入）×10%。 若出现年度激励运营管理服务费需要扣减的情形，则抵扣安排如下：需扣减的当年度激励运营管理服务费在项目公司支付最近一季度固定运营管理服务费时予以相应扣减，最近一季度固定运营管理服务费不足抵扣时，继续抵扣次季度固定运营管理服务费，直至抵扣完毕。 若当年激励运营管理服务费大于0，运营管理机构应从激励运营管理服务费中安排部分资金，对安全稳定、高效运营、项目公司经营等做出突出贡献的一线员工进行专项奖励；若当年激励运营管理服务费小于等于0，可不进行突出贡献一线员工激励。 突出贡献一线员工激励原则上不低于激励运营管理服务费的20%，奖励金额最高不超过55万元；若激励运营管理服务费的20%超过55万元，按55万元执行。 突出贡献一线员工名单确认及奖励发放由运营管理机构负责，发放完成后报基金管理人备案，具体约定以拟新购入不动产项目的《运营管理服务协议》为准。	

八、基金合同的主要内容

基金合同主要约定以下事项：基金份额持有人、基金管理人和基金托管人的权利与义务；基金份额持有人大会召集、议事及表决的程序和规则；基金收益分配原则、执行方式；与基金财产管理、运用有关费用的提取、支付方式与比例；基金财产的投资方向和投资限制；基金资产净值的计算方法和公告方式；

基金合同解除和终止的事由、程序以及基金财产清算方式；争议解决方式；基金合同存放地和投资者取得基金合同的方式等内容。

具体约定详见本招募说明书“第五章 不动产基金”之“第四节 基金运作”之“二、基金合同及基金托管协议”和本基金基金合同。

九、其他对本次发行有重大影响的事项。

无。

第四节 风险因素

本基金是不动产基金，通过持有不动产资产支持证券份额等特殊目的载体间接持有不动产项目的完全所有权或经营权利，以获取不动产项目稳定现金流为主要目的，通过获取不动产项目运营收益并提升不动产项目的价值，争取为投资者提供稳定的收益分配和可持续、长期增值回报。不动产基金与投资股票或债券的公募基金具有不同的风险收益特征。

投资不动产基金可能面临以下风险，包括但不限于：

一、与不动产基金相关的风险

（一）作为上市基金存在的风险

1. 暂停上市或终止上市风险

在基金合同生效且本基金符合上市交易条件后，本基金将在上交所挂牌上市交易。上市期间可能因信息披露等原因导致本基金停牌，投资者在停牌期间不能买卖基金份额，由此产生流动性风险；同时，本基金运作过程中可能因触发法律法规或上交所规定的终止上市情形而终止上市（包括但不限于本基金不符合基金上市条件被上交所终止上市，连续 2 年未按照法律法规规定进行收益分配的，基金管理人按照有关规定申请基金终止上市），导致投资者无法在二级市场交易。

2. 流动性风险

按照《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（以下简称“《基金指引》”）《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 3 号——扩募及新购入不动产（试行）》（以下简称“《扩募及新购入不动产指引》”）等有关法律法规及监管政策要求，本基金战略投资者所持有的战略配售份额需要满足一定的持有期要求，在一定时间内无法交易。因此本基金基金份额（含扩募份额）上市初期可交易份额并非本基金的全部份额，本基金面临因上市交易份额不充分而可能导致的流动性风险。

本基金采用封闭式运作，基金份额持有人无法向基金管理人申请赎回基金份额，仅能在本基金获准上市后，通过在上海证券交易所交易基金份额的方式实现基金份额出售。结合本基金作为上市基金存在的风险，存在基金份额持有人需要资金时不能随时变现的流动性风险。

3. 基金价格波动风险

不动产基金大部分资产投资于不动产项目，具有权益属性，受经济环境、运营管理等因素影响，不动产项目市场价值及现金流情况可能发生变化，可能引起不动产基金价格波动。同时，存在不动产项目遭遇极端事件（如地震、台风等）发生较大损失而影响基金价格的风险。

（二）作为不动产基金存在的风险

1. 集中度风险

通常证券投资基金采用分散化投资的方式减少非系统性风险对基金投资的影响，而本基金将集中投资于能源类型的资产支持证券，间接投资能源类型不动产项目，行业较为集中，间接投资的能源类型不动产项目个数较少。因此，相较于分散化投资的其他证券投资基金，本基金将受到所投资目标个体较大的影响，具有较高的集中度风险。

2. 新种类基金不达预期风险

不动产基金属于中国证监会新设的基金种类，可能难以准确评价该业务的前景。过往的财务资料未必一定能反映本基金日后的经营业绩、财务状况及现金流量，不能保证基金未来能成功地从不动产经营中产生足够收益。

3. 不动产基金关联交易与利益冲突风险

（1）关联交易风险

不动产基金或者其控制的特殊目的载体与关联方之间发生的转移资源或者义务的事项构成不动产基金的关联交易。除基金管理人运用基金财产买卖基金管理人、基金托管人及其控股股东、实际控制人或者与其有重大利害关系的公司发行的证券或者承销期内承销的证券等事项外，关联交易还包括但不限于购

买资产支持证券、聘请运营管理机构、不动产项目购入与出售及不动产项目运营及管理阶段存在的购买、销售等行为，存在关联交易风险。

根据不动产基金的基金合同，计划管理人、不动产项目的原始权益人、外部管理机构为不动产基金的关联方，本基金保山能源发展股份有限公司（简称“保山能源”）、保山能源子公司保山腾冲保能和顺能源科技有限公司（简称“保能和顺公司”）和内蒙古京能新能源科技有限公司（简称“内蒙古京能”）担任不动产基金的运营管理机构，为不动产项目提供运营管理服务，相关事项构成不动产基金的关联交易，可能存在利益冲突的风险。

云南保山电力股份有限公司（简称“保山电力”）为本基金持有的不动产项目重要现金流提供方，保山电力的法定代表人同时担任原始权益人的母公司保山能源董事，因此保山电力与原始权益人存在关联关系，即保山电力是原始权益人槟榔江水电关联方。因此，与保山电力的交易行为构成关联交易，可能存在关联交易风险。

（2）利益冲突风险

不动产基金运作过程中将面临与基金管理人、原始权益人、发起人、运营管理机构之间的潜在利益冲突。

1）首发不动产项目利益冲突风险

内蒙古京能新能源科技有限公司（简称“内蒙古京能”）为首发不动产项目提供运营管理服务。内蒙古京能虽在湖北省随州市、陕西省榆林市未持有或运营与本基金投资的不动产项目类似的光伏发电项目，但不排除在本基金存续期间，内蒙古京能继续投资建设、收购或运营管理此类光伏发电项目。如内蒙古京能投资建设、收购或运营管理此类光伏发电项目，本基金与内蒙古京能之间存在包括但不限于如下方面的潜在竞争和冲突风险：投资机会、项目收购、不动产项目运营管理等。此外，本基金存续期间如收购内蒙古京能直接或间接拥有的不动产项目，则存在关联交易从而引发利益冲突的风险。

2）新购入不动产项目利益冲突风险

截至 2025 年 6 月 30 日，原始权益人云南保山槟榔江水电开发有限公司（简称“槟榔江水电”）及下属公司共持有 4 座电站⁹，分别是：三岔河水电站项目（72 兆瓦）、苏家河口水电站项目（315 兆瓦）、松山河口水电站项目（168 兆瓦）、猴桥水电站项目（48 兆瓦）。运营管理统筹机构保山能源、运营管理实施机构保能和顺公司为新购入不动产项目提供运营服务。截至 2025 年 6 月 30 日，运营管理统筹机构保山能源及下属公司共管理 26 座水电站，总装机容量 952.44 兆瓦，均位于保山市境内，其中槟榔江流域 4 座（包括新购入不动产项目苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目）、龙川江及其支流流域 7 座、怒江支流流域 4 座、湾甸河及其支流流域 7 座、澜沧江支流流域 4 座；运营管理实施机构保能和顺公司为保山能源新设立的全资子公司，拟作为保山能源旗下运营管理全部 26 座水电站的水电站专业运营平台。此外，北京能源国际控股有限公司（简称“京能国际”）及其同一控制下的关联方在中国境内也以自有资金投资、持有或管理竞争性项目。原始权益人、发起人、运营管理机构持续为境内竞争性项目提供运营管理服务，因此可能与不动产基金所投资的不动产项目存在业务竞争关系，存在利益冲突风险。

（3）受同一基金管理人管理基金之间的竞争、利益冲突风险

本基金主要投资于可再生能源类型不动产项目。基金管理人在本基金存续期间可能管理其他同样投资于可再生能源类型不动产项目的基金，尽管本基金与该等基金为完全独立的基金、彼此不发生相互交易且投资策略不同，但受同一基金管理人、资产支持证券管理人管理，同时底层不动产项目存在同质性，理论上存在同业竞争和利益冲突（包括但不限于发展定位、拟收购项目、投资机会、招商等方面的竞争和冲突）的风险。

4. 不动产基金与交易安排相关的风险

（1）本基金通过持有不动产资产支持证券份额等特殊目的载体间接持有不动产项目的所有权，除运营管理服务协议另有约定外，就不动产项目的运营管理和出售等，本基金将通过各层特殊目的载体最终向项目公司和不动产项目出

⁹ 合并口径下，槟榔江水电共持有三岔河水电站、猴桥水电站、苏家河口水电站、松山河口水电站 4 座并网水电站。其中，三岔河水电站、猴桥水电站由槟榔江水电直接持有，苏家河口水电站、松山河口水电站由槟榔江水电全资子公司两河水电公司持有。

具相关指令或决定，其中任一环节存在瑕疵或延时的，均可能导致相关指令或决定无法及时、完全传递至项目公司和不动产项目，由此可能对项目公司和不动产项目的运作造成不利影响。

（2）本基金通过持有不动产资产支持证券份额等特殊目的载体间接持有不动产项目的完全所有权或经营权利，资产支持证券管理人、资产支持证券托管人等按照法律法规和相关文件规定需要更换的，是否可能会导致本基金的基金管理人、基金托管人亦需要相应更换，存在不确定性，需要根据届时适用的法律而定；如根据届时适用的法律需要更换的，可能会对本基金运作的稳定性造成不利影响。

（3）专项计划等特殊目的载体提前终止的风险

发生专项计划等特殊目的载体相关的法律文件约定的提前终止事项，导致专项计划等特殊目的载体提前终止的，可能导致资产支持证券持有人（即本基金）无法获得预期收益、专项计划更换资产支持证券管理人甚至导致基金合同提前终止。

5. 税务等政策调整风险

目前公开募集不动产投资信托基金尚属证券市场中的创新产品，相关法律制度、配套政策仍在不断调整和更新的过程之中，如果国家相关法律法规及配套政策发生变化，可能使得未来实际产生的现金流入不能达到预计的目标，从而影响基金收益。

此外，不动产基金运作过程中可能涉及基金份额持有人、不动产基金、资产支持证券、不动产项目公司（定义见下）等多层面税负，如果国家税收政策发生调整，可能影响投资运作与基金收益。

6. 对外借款相关风险

本基金存续期间，在履行适当程序后，可直接或通过项目公司等间接对外借入款项。本基金对外借款可能导致本基金存在如下特殊风险：

（1）如本基金对外借款的，本基金需支付利息和其他资金成本（如有），由此可能提高本基金的偿债压力、减少项目公司等借款人和本基金可支配的资

金、减少本基金直接或间接对外继续申请借款的机会，进而对本基金的财务状况造成不利影响，从而导致本基金运营在资金的灵活性方面可能受到不利影响。

（2）本基金在存续期间申请续借或新增借款的，相关资金成本可能较本基金成立时有所提升，从而对基金年度可供分配金额造成不利影响，进而影响投资者可能获得分配的收益。

（3）本基金无法按时偿还债务或发生其他违约行为的风险

本基金存续期间，如不动产项目运营的现金流不足或因其他原因而导致借款人可供支配的现金流不足以按时偿还已到期债务的，或因任何原因而导致借款人存在其他违约行为的，借款人将需要按照法律法规和相关贷款合同的约定承担违约责任，包括但不限于：贷款人宣布尚未到期的债务全部或部分提前到期，宣布借款人支付罚息、违约金或损害赔偿金，基于交叉违约条款（如有）宣布借款人在其他贷款合同项下的债务提前到期等。据此，借款人财务状况、资信能力可能受到不利影响。

如借款人无法按时偿还债务的，贷款人可能提起诉讼、仲裁或者依法采取相关保全措施，借款人的日常运营、资产买卖等行为将受到一定程度的限制，可能对借款人的经营造成不利影响，进而影响本基金的现金流，此外，在相关司法程序中可能需要对不动产项目（适用于借款人为项目公司的情形）或其他财产进行拍卖、变卖以偿还相关债务，拍卖、变卖的价格可能低于甚至远远低于市场公允价格，从而可能对借款人造成不利影响，进而影响本基金的现金流。

特别地，如借款人无法按时偿还债务的情形对本基金造成极端不利影响的，可能导致本基金需要提前终止基金合同并进入清算程序、对基金资产进行拍卖或变卖等，拍卖、变卖的价格可能低于甚至远远低于市场公允价格，可能对本基金剩余非现金资产的变现造成不利影响，从而对投资者的投资收益造成不利影响。

（4）本基金存续期间，如为项目收购申请借款且已获得借款资金但最终项目收购失败的，则本基金在无法获取新项目预期可能获得的收益的同时，还需要就已经获得的借款资金承担还本付息的义务，由此可能对本基金的财务状况造成不利影响。

7. 管理风险

在基金管理运作过程中，基金管理人的知识、经验、判断、决策、技能等，会影响其对信息的占有和对经济形势、证券价格走势的判断，从而影响基金收益水平。本基金的收益水平与基金管理人的管理水平、管理手段和管理技术等相关性较大，可能因为基金管理人的因素而影响基金收益水平。

8. 信用风险

基金在交易过程中发生违约，或交易对手方可能因财务状况或其他原因不能履行付款或结算的义务，从而对基金资产价值造成不利影响，导致基金资产损失。

9. 行业特有的自然灾害风险

光伏电站、水电站一般面临的自然灾害包含雷电、暴风暴雨、洪水、龙卷风、冰雹、台风、飓风、暴雪、冰凌、沙尘暴等。针对这些自然灾害，在光伏电站和水电站的全生命周期内，项目通过“人防物防技防”等多重手段进行风险缓释。在建设前期，项目依据当地可能出现的灾害性天气，在选址、设备选型、设计和施工等方面进行风险前置管理，并建设完成对应防护措施设施系统。在后期运营中，运营单位则主要从三方面进一步加强风险防范：**a.**拥有专业的运营团队与安全生产巡检与风险管理制度，定期巡检、排查风险、完成考核与演练，以提升风险管理与突发灾害预警防范及应急处置能力；**b.**与当地应急管理中心建立联防联控机制，以供应紧急事故处理；**c.**在项目运营期内，持续地为光伏电站、水电站购买足额的财产类保险以保障在事故发生后维护投资人的利益。

10. 不可抗力风险

不动产基金运行期间，直接或间接因基金管理人和计划管理人所不能控制的情况、环境导致基金管理人、计划管理人和/或相关方延迟或未能履行义务，或因前述情况、环境直接或间接导致不动产基金损失的风险。该等情况、环境包括但不限于政府限制、盗窃、战争、罢工、社会骚乱、恐怖活动、自然灾害等。湖北晶泰光伏电站位于湖北省随州市高新区淅河镇，江山永宸光伏电站位

于陕西省榆林市榆阳区小壕兔乡。榆林市位于陕西最北部，黄土高原和毛乌素沙地交界处，是黄土高原与内蒙古高原的过渡区，东临黄河与山西省隔河相望，西连宁夏、甘肃，南接延安，北与鄂尔多斯相连，系陕、甘、宁、蒙、晋五省区交界地；随州位于湖北省北部，地处长江流域和淮河流域的交汇地带，东承武汉，西接襄阳，北邻南阳、信阳，南达荆州。苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目位于保山市腾冲市猴桥镇境内。腾冲市位于腾冲-耿马地震带，地处欧亚大陆板块与印度大陆板块交汇处，地壳运动活跃，且拥有活火山群；猴桥镇地处腾冲市西北部，西北与缅甸联邦共和国接壤，距缅甸甘拜地镇 31.5 公里，国境线长 72.8 公里。如未来当地发生地震、火山爆发、山洪、泥石流、山体滑坡等自然灾害等不可抗力风险，或邻邦发生武装冲突、跨国犯罪等导致安全形势不稳定或战争等不可抗力风险，可能导致不动产项目被物理性破坏，影响不动产项目正常运营，并可能带来额外的修复成本，导致不动产项目的经营现金流中断，资产估值下降。若发生上述不可抗力因素，可能会对不动产项目，继而对不动产基金和基金份额持有人收益产生不利影响。

11. 其他风险

（1）战争、自然灾害、疫情等不可抗力因素的出现，将会严重影响证券市场的运行，可能导致基金财产的损失；

（2）金融市场危机、行业竞争、托管人违约等超出基金管理人自身直接控制能力的风险，可能导致基金或者基金份额持有人利益受损；

（3）因人为因素而产生的风险，如基金经理违反职业操守的道德风险，以及因内幕交易、欺诈等行为产生的违规风险；

（4）本基金法律文件风险收益特征表述与销售机构基金风险评价可能不一致的风险。

（三）不动产基金的交易风险

1. 首发不动产项目的交易风险

（1）根据交易安排，在晶泰光伏项目机组设计寿命届满（即 2040 年 1 月 25 日）当日及以后任意一次延寿后届满日（如有），或在《榆林农村集体土地租赁合同》签订满 20 年（即 2042 年 4 月 2 日）当日及以后任意一次续期后届

满日（如有），基金管理人应提请召开基金份额持有人大会，决策是否处置晶泰光伏项目或榆林光伏项目。无论是何种情形下的资产出售及处置，京能国际及其指定主体均享有同等条件下的优先购买权。特别地，a.在晶泰光伏项目机组设计寿命届满（即 2040 年 1 月 25 日）当日及以后，如处置晶泰光伏项目（含湖北晶泰光伏电力有限公司，其简称“湖北晶泰”）股权、晶泰光伏项目资产），京能国际或其指定关联方有权无偿受让；b.在《榆林农村集体土地租赁合同》签订满 20 年（即 2042 年 4 月 2 日）当日及以后，如处置榆林光伏项目（含江山永宸新能源有限公司，其简称“江山永宸”）股权、榆林光伏项目资产），京能国际或其指定关联方有权无偿受让；若京能国际或其指定关联方放弃优先购买权，基金管理人将按照市场化原则对不动产项目进行处置，处置收益由基金份额持有人享有。为避免异议，如京能国际或其指定受让方无偿受让晶泰光伏项目、榆林光伏项目，晶泰光伏项目或榆林光伏项目在其决定无偿受让之前产生的运营收入等收入的，由此产生的基金收益由基金份额持有人享有；在此之后晶泰光伏项目或榆林光伏项目产生的运营收入等收入由受让方享有。

（2）为尽可能降低可再生能源电价附加补助资金（简称“国补”）回款周期的不确定性对基金分红造成的影响，增强基金分红的持续性和稳定性，湖北晶泰、江山永宸已分别与监管银行签署《保理业务合作协议》，约定基金存续期内拟安排最晚于每个自然年度结束前 30 个工作日将上一年度的新增国补应收账款平价转让予监管银行开展保理业务合作；保理业务合作期限与不动产 REITs 存续期保持一致，具体为自首次募集基金合同生效之日起 20 年；每笔国补应收账款的保理融资期限应以其实际回款时间确定，原则上每笔国补应收账款的保理融资期限不得超过 3 年；就任意一笔国补应收账款的保理业务而言，保理融资利率不超过 3.6%/年；受限于前述条件，国补应收账款保理的具体安排以湖北晶泰、江山永宸与监管银行分别签署的《保理合同》约定为准。为进一步缓释补助资金的流动性，各首发项目公司将分别与华夏银行、首发不动产项目原始权益人京能国际能源发展（北京）有限公司（简称“京能发展（北京）”）签署《应收账款回购协议》，履行并促使京能发展（北京）履行应收账款回购义务。理论上，榆林光伏项目享受国补至 2034 年，晶泰光伏项目享受国补至 2035 年，剩余期限较长，因存在监管政策、市场环境、审批条件变化等

因素，可能导致监管银行不能按方案受让国补应收账款债权，预期的现金流入无法实现，对基金的分红带来不确定性。

（3）在基金合同期限届满之前，如基金所持有的不动产项目资产由于国补到期的原因收益大幅下降，导致基金“任一年度（指完整国补收入最后一年之后的任一年度，下同）营业收入”较“基金享有完整国补收入最后一年（完整国补收入最后一年，指基金根据法律法规现持有的应当享有国补收入的全部不动产项目，全部月份均享有国补收入的最后完整会计年度，下同）的营业收入”下降 40%及以上，基金合同于该年度报告披露之日终止，此种情形下无需召开基金份额持有人大会。

2. 新购入不动产项目的交易风险

（1）股权转让前项目公司可能存在的税务、或有事项等风险

不动产基金交易安排中，不动产基金通过“中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划”（简称“新购入专项计划”）收购新购入项目公司全部股权，在不动产基金通过新购入资产支持专项计划受让新购入项目公司股权前，新购入项目公司可能存在不可预见的税务风险、行政处罚、或有负债及其他或有事项。如不动产基金通过新购入资产支持专项计划受让新购入项目公司股权后发生上述事项，可能影响新购入项目公司的正常运营，进而影响基金份额持有人的投资收益。

（2）新购入不动产项目公司减资风险

本基金投资的不动产资产支持专项计划设立后，资产支持证券管理人（代表专项计划）收购新购入项目公司 100%股权，并向新购入项目公司原股东支付股权转让价款。若前述交易安排未能在预定时间内完成或由于特殊原因未能完成，会对本基金的顺利运作造成不利影响，甚至可能导致本次扩募失败。新购入专项计划取得新购入项目公司的 100%股权后，为搭建新购入专项计划对新购入项目公司的投资结构，新购入专项计划将视情况对新购入项目公司进行减资，具体以实际签署的减资决议为准。如未能完成减资，则新购入项目公司将承担较高的税收成本。

（3）新购入不动产项目机组设计寿命届满后处置风险

就新购入不动产项目，在苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目机组设计寿命届满（即 2051 年 6 月 30 日）当日及以后，京能国际或其指定关联方优先无偿受让苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的大坝、水库、生产建筑、生产辅助建筑、构筑物等不动产资产。并且基金管理人应提请召开基金份额持有人大会，决策苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的其他资产（水轮机、发电机、调速器、主变压器等设备）是否由京能国际或其指定关联方无偿受让或进行市场化处置。

如持有人大会决策由京能国际或其指定关联方无偿受让苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的其他资产（水轮机、发电机、调速器、主变压器等设备），基金份额持有人可能无法享受设备残值处置的对价收益。如京能国际或其指定关联方放弃无偿受让上述其他资产的，基金管理人将按照市场化原则进行处置，处置收益由基金份额持有人享有。苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目在基金持有人大会决定由京能国际或其指定关联方无偿受让之前产生的运营收入等收入的，由此产生的基金收益由基金份额持有人享有；在决定受让之后产生的收益由受让方享有。

（四）本次扩募发售及新购入不动产项目相关的风险

1. 摊薄即期回报的风险

本次扩募发售以及新购入不动产项目完成后，基金总资产及净资产均将有所增长，新购入不动产项目与已持有不动产项目运营收入在本基金合并计算。在前述情况下，如新购入不动产项目未来运营收入未达预期，或未产生与基金总资产和净资产相应幅度的增长，基金收益指标可能出现一定幅度的下降，基金份额持有人即期回报存在被摊薄的风险。

此外，本次扩募发售结果将受到宏观经济和行业发展情况、证券市场整体情况、前一阶段基金份额净值走势、投资者对本次发售方案的认可程度等多种内外部因素的影响，扩募发售结果可能影响本基金扩募后的基金总份额数量，进而影响单位基金份额即期回报被摊薄的幅度。

二、与不动产项目相关的风险

（一）不动产项目行业风险

1. 宏观经济环境变化可能导致的行业风险

中国经济在过去实现了较高的增长速度，电力是国民经济的支柱产业，电力需求主要受我国经济发展影响。近年来国内外宏观经济形势变化、国家宏观经济政策调整，可能导致电力需求发生变化，从而影响未来不动产项目生产经营活动，对基金收益造成一定影响。

2. 首发不动产项目行业风险

本基金存续期内随着社会的进步、科技的发展，光伏发电行业存在技术更新迭代的可能，首发不动产项目现有设备面临升级换代的可能性，即存在发生超预期的大额资本性支出的风险，将影响项目收入和投资者预期收益的实现。

3. 新购入不动产项目行业风险

（1）水力发电政策变化的风险

国家宏观政策及行政法规对水力发电行业影响重大。水电具有技术成熟、发电成本低、调整能力强、利用小时数高、运行灵活等诸多优势，与我国电力行业发展政策契合，对助力国家双碳目标实现具有重要意义，若国家宏观经济政策和电力产业政策发生调整，则可能对不动产项目的经营业绩产生不利影响。

（2）水电行业竞争的风险

在国家双碳战略的背景下，近年来云南省新能源装机容量占比不断加大，新能源在电力市场的份额快速上升，2022年12月，云南省人民政府办公厅印发《云南省绿色能源发展“十四五”规划的通知》，提出“十四五”期间云南省要加快布局风电、光伏等新能源，到2025年全省电源装机容量超过1.6亿千瓦。持续优先开发水电，“十四五”期间，全省新增水电装机1,110万千瓦。优化布局全面有序开发风电光伏新能源，“十四五”新增装机规模5,000万千瓦以上。随着绿电政策的不断完善，清洁能源的开发受到重视，光伏和风电等新能源装机容量和发电快速发展，未来如云南省出现电网调度负荷持续走低或

装机容量过剩导致平均利用小时数降低的情况，可能会对未来不动产项目经营造成一定影响。

（3）地区环保整治的风险

目前，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目所发的电量除优先发电计划（西电东送）外，剩余部分电量主要为满足保山当地电网电力消纳，穿透来看其电力用户主要为保山市当地居民及大工业、一般工商业等。“十一五”期间，保山市把“工业立市”作为推进新型工业化进程的发展战略，并实施了“工业连续倍增计划”，以施甸七零七水泥厂、龙陵永昌硅铁、工贸园区隆基硅为代表的工业负荷相继投产，未来如区域环保整治力度继续加强，可能出现工业用户停产整治的情况，停产整治或将造成不动产项目电量销售规模波动，从而产生电费收入下降风险。

（二）不动产项目经营风险

1. 首发不动产项目经营风险

（1）上网电价国补收入部分延后收到的风险

根据《可再生能源电价附加资金管理办法》规定，可再生能源电价附加补助资金属于可再生能源发展基金，是国家为支持可再生能源发电、促进可再生能源发电行业稳定发展而设立的政府性基金。补助资金由可再生能源电价附加收入筹集，回收的确定性较高，但无明确的回款期限，实际回款情况可能与现金流预测产生偏差，影响投资者当期预期收益。

对此，基金上市后，平价转让不动产项目的国补应收账款债权，从而实现稳定现金流的目的。

（2）上网电价国补退坡的风险

根据国家发展和改革委员会（简称“国家发展改革委”）、财政部、国家能源局于 2020 年 1 月 20 日印发的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》及国家发展改革委、财政部、国家能源局于 2020 年 9 月 29 日联合印发的《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〕第426号），发电补贴实行“新老划断”，即2020年1月20日前纳入国家补贴名录的光伏电站项目保持原补贴政策，但按合理利用小时数核定中央财政补贴额度。光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为32,000小时、26,000小时和22,000小时。国家确定的光伏领跑者基地项目和2019、2020年竞价项目全生命周期合理利用小时数在所在资源区小时数基础上增加10%（简称“合理利用小时数”）。根据上述规定，本项目2034年及以后年份面临国补退坡的风险，如国补退坡后没有其他弥补措施，项目公司从2034年起每年营业收入将预计下降约60%。《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》进一步规定，纳入可再生能源发电补贴清单范围的光伏发电项目自并网之日起满20年后或累计上网电量超过上述合理利用小时数的（以孰早者为准），不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。国补退坡后通过绿证交易获得的收益能否完全弥补国补退坡的影响存在不确定性，因此基于审慎原则，不动产项目估值时已考虑国补退坡带来的现金流入减少，且估值时未考虑绿证交易获得收益对项目收入的补充。

此外，在基金合同期限届满之前，如基金所持有的不动产项目资产由于国补到期导致收益大幅下降，导致基金“任一年度营业收入”较“基金享有完整国补收入最后一年的营业收入”下降40%及以上，基金合同于该年度报告披露之日终止；此种情形下无需召开基金份额持有人大会。

（3）环保不达标的风险

光伏发电项目的建设和运营过程中会产生固体废弃物，需遵守环境保护方面的相关法律法规要求，随着国家对环境保护的日益重视和公众环保意识的不断提高，国家政策、法律法规对环保的要求将更为严格，如果首发项目公司未能严格满足环保法规要求乃至发生环境污染事件，将面临受到行政处罚的风险。同时，随着有关环保标准的不断提高，环保投入将随之增加，可能对项目公司的盈利能力造成一定影响。

(4) 首发项目公司营业收入季节性波动风险

太阳能资源直接影响光伏电站运营状况，而太阳能资源受昼夜时长、太阳高度、环境温度及气候状况、季节更替变化等自然条件的影响较大，在光伏电站所在固定地理位置上的季节分布存在一定差异。通常而言，冬季昼短夜长，太阳辐射能量较少，光伏电站发电量相对较少；而在夏季太阳辐射能量较高，春夏及夏秋交替时期，环境温度更适宜光伏设备散热，发电表现也会较为优异，故发电量相对较多。

因此，在同一年度内的不同季节中，首发不动产项目的发电表现将有一定的差异，该差异将直接反映在首发项目公司不同季度的营业收入中，该季节表现特性对跨年度的同期营收表现差异影响较小。

(5) 《电力业务许可证》续期风险

湖北晶泰从事发电业务所需的《电力业务许可证》由国家能源局华中监管局核发，有效期自 2016 年 5 月 25 日至 2036 年 5 月 24 日止；江山永宸从事发电业务所需的《电力业务许可证》由国家能源局西北监管局核发，有效期自 2017 年 11 月 30 日至 2037 年 11 月 29 日止。首发项目公司持有的《电力业务许可证》有效期均无法覆盖不动产资产支持证券及不动产基金的存续期，若基金存续期内《电力业务许可证》无法续期，首发项目公司可能面临无法正常从事发电业务的风险。

《电力业务许可证管理规定》第三十条规定：“电力业务许可证有效期届满需要延续的，被许可人应当在有效期届满 30 日前向电监会提出申请。电监会应当在电力业务许可证有效期届满前作出是否准予延续的决定。逾期未作出决定的，视为同意延续并补办相应手续”。

(6) 农村集体土地租赁合同到期续期风险

湖北晶泰（承租方）已就晶泰光伏项目的光伏方阵用地租赁事宜与曾都区淅河镇梨园村民委员会、曾都区淅河镇邵家岗村民委员会、曾都区淅河镇先觉庙村民委员会（出租方）分别签订了《湖北农村集体土地租赁合同》，约定的租赁期限自 2022 年 4 月 1 日分别至 2044 年 5 月 18 日、2045 年 1 月 18 日、2044 年 5 月 18 日、2044 年 5 月 18 日；江山永宸已就榆林光伏项目的光伏方阵

用地与榆阳区小壕兔乡早留太村民委员会（出租方）签订了《榆林农村集体土地租赁合同》，约定的租赁期限自 2022 年 4 月 3 日至 2044 年 7 月 30 日。上述农村集体土地租赁合同均约定，合同任何一方不得以约定的租赁期限超过 20 年为由，主张超过部分的租约无效。

如超过 20 年部分的租约无效，则《湖北农村集体土地租赁合同》《榆林农村集体土地租赁合同》约定的租赁期限均无法覆盖不动产资产支持证券及不动产基金的存续期。对此，《湖北农村集体土地租赁合同》《榆林农村集体土地租赁合同》均约定，在租赁期限届满后，湖北晶泰、江山永宸在同等条件下享有优先承租权。

（7）电力市场化交易风险

电力改革与电力市场化交易政策变动、指导方案及交易规则的变动可能给不动产项目资产带来市场化交易部分的电量和电价波动性风险，进而引致电费收入不确定性风险。晶泰光伏项目、榆林光伏项目计划按国家和省级电力交易规则和年度交易方案指引，在项目运行中 a.优先完成优先发电计划及光伏保障性电量，以批复价格完成电费结算；b.市场化交易电量部分，以参与多月、年度或多年中长期电力交易合同为主，获取相对稳定的交易价格，进而增加不动产项目资产年发电收入的相对稳定性；c.国补退坡后，按绿电交易指引在电力市场化交易价格基础上，进一步挖掘绿色电力的环境价值，挖掘项目收入潜力。

2. 新购入不动产项目经营风险

（1）取水许可证续期风险

截至 2025 年 6 月 30 日，新购入不动产项目对应的两份取水许可证已换发至两河水电公司，该等取水许可证有效期均为 2024 年 5 月 16 日至 2028 年 6 月 27 日，根据《取水许可和水资源费征收管理条例》，取水许可证有效期限一般为 5 年，最长不超过 10 年。如新购入项目公司取水许可证到期后未完成续期的，新购入项目公司存在被责令限期采取补救措施、罚款、排除妨碍的风险，可能对基金收益造成影响。

（2）电力业务许可证续期风险

截至 2025 年 6 月 30 日，新购入不动产项目对应的电力业务许可证已换签至两河水电公司，根据国家能源局云南监管办公室向两河水电公司颁发的《电力业务许可证》，证载有效期为 2024 年 7 月 29 日至 2044 年 7 月 28 日。根据 2005 年 10 月 13 日国家电监会发布的《电力业务许可证管理规定》（国家电力监管委员会令第 9 号），电力业务许可证有效期为 20 年。如新购入项目公司电力业务许可证到期后未完成续期的，可能会对新购入不动产资产的生产经营与现金流造成不利影响，进而对基金的正常运作产生不利影响。

（3）《并网调度协议》的延期、续签风险

两河水电公司与云南电网有限责任公司（简称“云南电网公司”）于 2024 年 8 月 23 日就苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目签署《并网调度协议》，协议约定“本协议期限，自签订之日起至 2025 年 12 月 31 日止”。同时约定“协议期限届满前 30 日，若双方无异议，本协议到期后自动延期一年，延期次数不限”。如《并网调度协议》在后续到期后未及时完成延期或续签，则可能会影响不动产项目的生产经营与现金流，进而对基金未来收益产生不利影响。

（4）《购售电合同》的延期、续签风险

两河水电公司与云南电网公司于 2024 年 8 月 15 日就苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目签署《苏家河口、松山河口电厂购售电合同》，合同约定合同期限自 2024 年 8 月 25 日起至 2025 年 8 月 24 日止，在合同期限届满前，若双方均未提出修改或终止合同，则合同期限自动延长，延长的期限与合同期限一致，展期次数不限。如《购售电合同》后续到期前未能顺利延期或续签，则可能会影响不动产项目的生产经营与现金流，进而对基金未来收益产生不利影响。

（5）气候环境影响导致新购入不动产项目来水量波动的风险

苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目为水力发电项目，其电费收入与其流域每年来水量直接相关，电费收入的波动主要受流域每年来水量波动所致。

通常而言，河流来水分汛期和枯水期。汛期是指河流由于季节性降水或冰雪融化引起的定时性的水位上涨，与之对应的就是枯水期。一般来说夏季降水集中，河流水位高，流量大，形成汛期；冬季降水少，河流水位低，流量小，

形成枯水期。苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目位于保山市腾冲市境内的槟榔江上，槟榔江属伊洛瓦底江水系，为大盈江上游河段。槟榔江全长119千米，控制流域面积约为2,321平方千米，多年平均水量为40.68亿立方米。槟榔江流域多年平均径流深为1,753毫米，其径流随面积增大而增加，但单位面积的产水量，从上游往下游减小。苏家河口水电站、松山河口水电站多年平均径流深分别为1,901毫米、1,880毫米。槟榔江流域径流主要来源于降雨，并有少量融雪补给，流域产水量丰富，枯水期水量稳定。根据云南省年降水量等值线等资料，流域北部、西部中缅边境分水岭一带为极多雨区，年降水量可达3,000毫米-4,000毫米；其他地区为多雨区，年降水量约1,400毫米-2,000毫米左右。降水主要集中于5月-10月，降水分布较为不均。

气候或环境对水电站发电量影响较大。自2009年10月以来，受全球气候变暖、太平洋厄尔尼诺现象加剧影响，2009-2013年云南省连续出现全省性干旱灾害，这5年每年年降水量较常年偏少5%以上，其中2010年、2011年、2012年连续三年偏少14%¹⁰，来水量降低；2020年8月，盈江出现暴雨、局部大暴雨天气，槟榔江流域出现二十年一遇洪水。2021年、2023年槟榔江流域遭遇干旱天气，2021年全省平均降水量958.4毫米，较常年偏少127.8毫米（偏少11.8%）¹¹，2023年云南省平均降水量887.2毫米，较常年偏少17%¹²，来水量较往年平均来水量降幅较大。因此未来如受气候或环境影响，槟榔江流域来水量产生波动，将影响苏家河口水电站和松山河口水电站发电量。特别是如果出现极端高温少雨天气，导致槟榔江流域极端枯水期延长，来水量将大幅下降，进而导致水电站发电量下降，从而影响不动产项目现金流，对基金收益造成不利影响。

（6）电价波动的风险

¹⁰ 资料来源：http://yn.cma.gov.cn/qxkp_137/qxbk/201501/t20150127_713835.html。

¹¹ 资料来源：http://yn.cma.gov.cn/zfxgk/zwgk/qxbg/202205/t20220509_4812836.html，2021年云南省气候公报。

¹² 资料来源：2023年中国气候公报。

不动产项目产生的上网电量由优先发电计划（西电东送¹³）上网电量和市场化上网电量构成。优先发电计划（西电东送）上网电量执行政府确定的价格，市场化上网电量的成交价格由市场主体通过市场化方式形成。2017年1月起，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目全面参与云南电力市场交易，通过电力市场交易形成上网电价。如未来电价受市场供需以及政府指导价等影响发生波动，可能对不动产项目现金流产生不利影响，从而影响基金收益。

（7）重要现金流提供方履约能力下降的风险

不动产项目产生的上网电量由优先发电计划（西电东送）和市场化上网电量构成，其直接购电方为云南电网公司。优先发电计划（西电东送）范围内的电量，由云南电网公司支付上网电费；参与市场化交易的电量，由云南电网公司提供输配电服务，支付上网电费，但穿透来看，其重要现金流提供方为保山电力。2个电站与保山电力的交易电量主要集中在每年11月至次年5月，占比均较高。

此外，2023年3月31日，保山电力（作为甲方、购电方）、槟榔江水电（作为乙方、售电方）签署了《电力交易合同》（已于2024年12月31日终止执行）。2024年12月30日，保山电力（作为甲方、购电人）、两河水电公司（作为乙方、售电人）与槟榔江水电（作为丙方、原售电人）签署了《电力交易合同》（合同编号：（售电人）HT-RC-2024-12-3700），约定2025年1月1日至2026年12月31日电力交易相关事项由两河水电公司履行。上述《电力交易合同》约定2023年至2026年苏家河口、松山河口电厂全年发电量，在符合调度及市场交易规则下除优先发电计划（西电东送）外剩余电量全部售予保山电力，2022至2026年结算上网电量加权平均电价（含税）分别不低于0.205元/千瓦时、0.215元/千瓦时、0.226元/千瓦时、0.237元/千瓦时、0.237元/千瓦时。

因此在2025年至2026年期间，如出现年度结算的加权平均电价低于上述结算电价，需由保山电力进行补差。如未来极端情形下保山电力经营恶化，丧失清偿能力或破产导致无法履约，可能对新购入不动产项目未来现金流造成不利影响，影响基金正常运作。

¹³ 《云南省能源局关于印发2025年云南电网优先发电计划安排的通知》（云能源运行〔2024〕233号）规定：根据“十四五”云电送粤、云电送桂框架协议，2025年云南省西电东送计划电量按协议计划电量1,452亿千瓦时安排。同时，根据云电送粤框架协议关于“点对网”和“网对网”总协议电量统筹完成的机制，“点对网”电厂送电计划按768亿千瓦时预安排，剩余电量由“网对网”部分保障完成（约684亿千瓦时）。

(8) 重要现金流提供方被云南电网公司收购的风险

苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目由云南电网公司为其提供输配电服务。基金存续期内，云南电网公司可能将本次新购入不动产项目的重要现金流提供方保山电力视为潜在收购对象，如未来云南电网公司与保山电力就收购相关事宜谈判破裂或双方产生矛盾，可能会影响新购入不动产项目正常运营，进而对基金收益造成不利影响。

(9) 不动产项目主要运营指标实际值较预测值存在波动的风险

新购入不动产项目受天气等自然条件及电力供需不平衡等外部因素影响，主要运营指标实际完成值较预测值可能存在波动。

1) 天气等自然条件影响

新购入不动产项目属于发电类资产，受来水量、汛期/枯水期及天气环境变化等自然条件变化的影响，电站发电表现在不同季节、不同年份会存在一定程度的波动情况。汛期上游流域水资源丰富，电站发电量一般偏高，枯水期上游流域水资源相对有限，电站发电量一般偏低。跨年度的来水情况也分为丰水年、枯水年，因此，不同年份的水电发电表现也不一致。该差异将直接反映在项目公司不同期间的预期主营业务收入表现中，进而对投资人在不同期间的投资回报产生波动性影响。

在新购入不动产项目资产评估过程中，已将 2018-2024 年间包含丰水年、枯水年的实际平均发电情况（对应本次扩募水电预测）纳入未来发电表现的假设参数选取中综合考虑，可一定程度的减缓未来不动产项目实际发电表现较预测值发生偏差的情况。需要说明的是，虽然来水情况和天气变化在短期内可能造成一定的波动性影响，但从中长期投资角度来看，对不动产项目经营表现的影响将随着投资时间拉长而逐渐降低。

2) 电力供需不平衡等外部因素影响

“十四五”期间，全国各省份风电、光伏等新能源新增装机规模激增，项目所在地区供电电源结构也发生了一定程度的变化，导致电力供需不平衡。

根据国家发展改革委、国家能源局、国家数据局联合发布《关于印发〈加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）〉的通知》，未来国家层面围绕规划建设新型能源体系、加快构建新型电力系统的总目标，将在 2024-2027 年重点开展大规模高比例新能源外送攻坚、新能源系统友好性能提升、新一代煤

电升级、电力系统调节能力优化等 9 项专项行动，并就各项行动明确了行动要求。目前，各省正在加快新型电力系统建设，其中煤电灵活性改造、电网投资与外送工程建设均在有序推进，电力用户侧也在持续推进工业电气化，部分省份开展社区“煤改电”采暖等绿色低碳、节能减排的措施，也引入了新的用电需求。结合前述电力系统行动方案以及新型电力系统建设，未来电力供需不平衡情况将有望缓解。

3. 合规运营及安全生产风险

项目公司生产经营、建设维护过程对操作人员的技术要求较高，如果员工在日常生产中出现操作不当、设备使用失误等意外事故，将面临违反相关安全生产法律法规，被处以罚款等行政处罚的风险，乃至发生安全生产事故、产生人员伤亡赔偿及财产损失等风险，可能对不动产项目的现金流产生不利影响。

4. 市场风险

国家宏观经济和行业周期的影响、不动产项目所在区域的区位风险及周边其他不动产项目带来的市场竞争、不动产项目所在区域经济下滑带来的市场调整，都将给不动产项目经营带来不确定性，这些不确定性可能影响未来不动产项目的运营收益，造成投资收益率波动的风险。极端情况下，若不动产项目经营不善，项目公司可能出现无法按时偿还借款，出现资不抵债的情况，甚至导致项目公司破产清算，进而给本基金投资本金和收益造成严重威胁。

5. 相关配套设施未纳入入池资产范围相关风险

根据资产重组安排，220 千伏送电线路将保留在槟榔江水电，不重组至两河水电公司，上述资产未纳入入池资产范围。槟榔江水电和两河水电公司已于 2024 年 3 月 26 日签署《云南保山槟榔江水电开发有限公司与云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司关于苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目之 220 千伏送电线路工程租赁协议》，协议约定，就两河水电公司租赁并使用 220 千伏送电线路工程事项，两河水电公司每年应按固定金额向槟榔江水电支付租金。除线路租金外，不动产基金存续期间，两河水电公司无需向槟榔江水电就线路租赁事项支付其他费用。如两河水电公司与原始权益人槟榔江水电就

220 千伏送出线路相关安排产生纠纷，可能影响苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目电力输送，进而对投资者收益产生不利影响。

（三）估值与现金流预测风险

1. 估值及公允价值变动的相关风险

不动产资产的评估采用收益法，收益法进行估价时需要测算收益期、测算未来收益、确定报酬率或者资本化率，并将未来收益折现为现值。由于不动产资产的评估值是基于相关假设条件测算得到的，估值技术和信息的局限性导致不动产资产的评估值并不代表不动产资产真实的公允价值，也不构成未来可交易价格的保证。收益法估值对于项目现金流和收入增长的预测、折现率的选择、运营管理的成本等参数需要进行大量的假设。由于预测期限长，部分假设较小幅度的偏差可能会很大程度上影响不动产资产的估值，可能导致评估值不能完全反映不动产资产的公允价值。同时，不动产资产的评估结果并未考虑因设立基金而发生的基金管理费、专项计划的计划管理费等费用，而该等费用需要由基金财产承担。由于现金流和收入预测普遍不考虑突发因素或不可抗力带来的收入下降，在未来持续运作过程中，可能会出现长期收益不及预期的风险。

若不动产项目的经营现金流下降，或遇有自然灾害等不可抗力导致设施受损，可能导致资产估值及公允价值下跌。同时，不动产项目的市场估值及公允价值受宏观经济环境、行业政策导向等外部因素综合影响，上述因素也会导致资产估值及公允价值波动。此外，不动产资产在重新估值的过程中，可能出现估值下跌的情况。投资者应根据基金定期报告中披露的不动产资产估值信息，特别是基金年度报告中载有的评估报告，了解基金运作期内不动产资产的价值变动情况。

2. 基金可供分配金额预测风险

不动产基金可供分配金额主要由项目公司所持不动产项目所产生的电费收入形成。在基金运行期内，不动产项目可能因经济环境变化或运营状况不达预期等因素影响，导致实际现金流偏离测算现金流，存在基金向基金份额持有人实际分配金额低于预测的可供分配金额的风险。同时，《基金可供分配金额测

算报告》是在相关假设基础上编制的，相关假设存在一定不确定性，因此不动产基金的可供分配金额预测值不代表对基金运行期间实际分配金额的保证。

（四）不动产项目收购与出售的相关风险

本基金的资产处置方式包括转让不动产资产支持证券份额、对项目公司享有的股权、不动产项目等。由于不动产项目的公允价值可能受到当时市场景气程度的影响，导致售价出现不确定性，或由于不动产项目无法按照公允价值出售，从而影响本基金获得的现金流规模，进而导致本基金的基金份额持有人投资损失。

本基金存续期届满后，经基金份额持有人大会决议通过，本基金可延长存续期限。否则，本基金存续期届满后将终止运作并进入清算期。如本基金存续期届满后终止运作的，则面临基金财产的处置问题，不动产资产支持证券份额、项目公司股权的价值最终取决于不动产项目的价值。由于不动产项目流动性较差，极端情况下有可能出现清算期内无法完成资产处置、需要延长清算期的风险。极端情况下还有可能出现合理期限内找不到合适交易对手等原因导致资产成交时间推迟的风险。

不动产基金存续期内及清算时，如若发生不动产资产或项目公司股权的转让，由于法律法规、不动产资产所在地的地方性法规及政策或相关协议中存在关于不动产资产或项目公司股权转让过程中相关交易流程及所需满足的前置条件方面的要求，在未来收购或处置相关不动产资产或项目公司股权的过程中，可能存在因无法按时完成或满足上述流程及前置条件导致无法顺利收购或处置该等不动产资产或项目公司股权的风险。

不动产基金存续期内及清算时，如若发生须进行不动产资产或项目公司股权的转让的，运营管理机构将积极协助基金管理人及项目公司沟通有关主管部门，尽早取得有关主管部门的批准同意意见，或者按照届时有效的相关规定履行前置手续（如有）。

本风险揭示的揭示事项仅为列举事项，未能详尽列明不动产基金的所有风险。投资者在参与不动产基金相关业务前，应认真阅读基金合同、招募说明书和基金产品资料概要等法律文件，熟悉不动产基金相关规则，自主判断基金投资价值，自主做出投资决策，自行承担投资风险。

第二章 不动产项目

第一节 不动产项目概况

本基金首次发行不动产项目为京能光伏项目，具体包括榆林光伏项目、晶泰光伏项目，新购入的不动产项目为苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目。首发不动产项目具体请参阅本基金披露的《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金招募说明书》（2025 年第 1 号）之“第十四部分 基础设施项目基本情况”。

一、首发不动产项目基本情况

（一）首发不动产项目概况

本基金首次发行不动产项目为京能光伏项目，具体包括榆林光伏项目、晶泰光伏项目，榆林光伏项目位于陕西省榆林市榆阳区，总装机容量 300 兆瓦；晶泰光伏项目位于湖北省随州市淅河镇，总装机容量 100 兆瓦。首发不动产项目的概况如下：

表 16 首次发行不动产项目概况

项目	项目一	项目二
不动产项目名称	榆林光伏项目	晶泰光伏项目
不动产项目业态	能源设施	能源设施
项目所在地	陕西省榆林市榆阳区小壕兔乡	湖北省随州市曾都区淅河镇
资产范围	榆林光伏项目资产范围，包括用于光伏发电的多晶硅电池组件、升压站等建筑物及其占地范围的用地、设施设备等。根据榆林光伏项目的投资立项备案文件，榆林光伏项目总装机容量 300 兆瓦，主要建设内容包括安装单个容量为 250 瓦的多晶硅电池组件 132 万块及其支架，35 千伏箱式升压变 300 台，500 千瓦的并网逆变器 600 台，敷设电力、控制、	晶泰光伏项目资产范围，包括用于光伏发电的多晶硅电池组件、升压站等建筑物及其占地范围的用地、设施设备等。根据晶泰光伏项目的投资立项备案文件和本基金发行前湖北晶泰出具的《承诺及声明函》，晶泰光伏项目，包括湖北晶星科技股份有限公司地面 70MW 太阳能光伏发电项目（即“晶泰光伏一期项目”）及湖北晶星公司随州高新区淅河二期

	通讯电缆，以及发电设备基础、综合办公楼、配电室等工程。	30MWp 光伏电站项目（即“晶泰光伏二期项目”）。晶泰光伏一期项目主要建设内容包括 70MW 太阳能光伏发电组件铺设、逆变器安装及电网接入等配套工程建设；包括一座 110kV 升压站，以及发电设备基础、综合办公楼、配电室等工程。晶泰光伏二期项目主要建设内容包括 30MWp 太阳能光伏发电组件、逆变器的安装及电网接入等配套工程建设；晶泰光伏一期项目与晶泰光伏二期项目共用一个升压站并网。
建设内容和规模	项目占地面积 6,531,582 平方米，其中永久占地 42,806 平方米，主要建设内容包括安装单个容量为 250 瓦的多晶硅电池组件 132 万块及其支架，35 千伏箱式升压变 300 台，500 千瓦的并网逆变器 600 台，敷设电力、控制、通讯电缆，以及发电设备基础、330 千伏升压站、综合办公楼、配电室等工程。	项目占地面积 1,612,054 平方米，其中永久占地 6,500.00 平方米，随州浙河 100MWp 光伏发电项目包含两期工程，一期项目的主要建设内容包括 70MWp 太阳能光伏发电组件铺设、逆变器安装及电网接入等配套工程建设；二期项目的主要建设内容包括 30MWp 太阳能光伏发电组件、逆变器安装及电网接入等配套工程建设。
建筑面积和可供出租或者经营使用面积（如有）	不涉及	不涉及
开竣工时间以及投入运营时间	开工时间：2016 年 10 月； 竣工时间：2017 年 11 月	开工时间：2014 年 7 月； 竣工时间：2016 年 9 月
使用期限	光伏电站经济寿命年限 25 年，集体土地租赁期 20 年	光伏电站经济寿命年限 25 年，集体土地租赁期 20 年
剩余年限	截至 2022 年 9 月 30 日，剩余年限至 2042 年 4 月止	截至 2022 年 9 月 30 日，剩余年限至 2040 年 1 月止
用地性质	升压站等生产建筑：出让 光伏方阵：农村集体土地	升压站等生产建筑：划拨 光伏方阵：农村集体土地
可供分配金额测算	首次发行时，预测 2023 年及 2024 年可供分配金额分别为 326,524,250.26 元、333,595,981.04 元。	
投保情况（投保险种投保金额、投保期限）	电厂财产一切险、电厂营业中断险、电厂机器损坏保险、电厂营业中断险、公众责任保险	电厂财产一切险、电厂营业中断险、电厂机器损坏保险、电厂营业中断险、公众责任保险
项目权属	榆林市江山永宸新能源有限公司拥有榆林光伏项目所有权 湖北晶泰光伏电力有限公司拥有晶泰光伏项目所有权	

他项权利（如有）	不涉及	不涉及

（二）首发不动产项目的运营模式

1. 晶泰光伏项目的收费权、电力交易机制

（1）上网电价批复

根据湖北省物价局于 2014 年 11 月 26 日作出的《省物价局关于湖北晶泰光伏电力有限公司光伏电站上网电价的批复》（鄂价环资函〔2014〕134 号），晶泰光伏项目建设规模为 100MWp，湖北省物价局批复晶泰光伏项目自发电机组并网发电之日起按照上网电价为每千瓦时 1 元（含税）执行，其中在湖北省现行燃煤机组标杆上网电价（含脱硫等环保电价，下同）以内的部分由省电力公司承担，超出标杆上网电价部分通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。燃煤机组标杆上网电价调整后，该上网电价中由省电力公司负担的部分相应调整。

（2）《购售电合同》

国网湖北省电力有限公司（购电人）与湖北晶泰（售电人）于 2022 年 5 月 10 日签署了两份《2022 年度购售电协议》，协议分别约定由国网湖北省电力有限公司购买晶泰光伏一期项目、晶泰光伏二期项目的电能，上网电价（含税）执行 0.4161 元/度，可再生能源补贴（含税）为 0.5839 元/度。如政府价格主管部门调整售电人电厂的上网电价，则按政府价格主管部门确定的起始时间和价格执行；协议期限自 2022 年 1 月 1 日至 2022 年 12 月 31 日。

截至 2023 年 12 月 31 日，国网湖北省电力有限公司（购电人）与湖北晶泰（售电人）于 2023 年 11 月 26 日、2023 年 9 月 14 日分别签署了两份《购售电合同》和两份《2023 年度购售电协议》，约定的上网电价与可再生能源补贴未发生变动。《购售电合同》协议期限自 2023 年 9 月 1 日至 2028 年 8 月 31 日，《2023 年度购售电协议》协议期限自 2023 年 1 月 1 日至 2023 年 12 月 31 日。截至 2024 年 12 月 31 日，2024 年国网湖北省电力有限公司未再组织签订《年度

购售电协议》，但前述《购售电合同》持续有效，晶泰光伏项目继续享有收费权，上网电价、可再生能源补贴未发生变动。

（3）可再生能源电价附加资金补助（国补）

根据 2016 年 8 月 24 日财政部、国家发展改革委、国家能源局发布的《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第六批）的通知》（财建〔2016〕669 号），湖北晶泰光伏电力随州晶星地面太阳能光伏发电项目 70.0MW 发电工程、湖北晶泰光伏电力随州晶星浙河光伏电站项目二期 30.0MW 发电工程已列入可再生能源电价附加资金补助目录（第六批），并已列入第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单，可按电量享受补贴。

根据《可再生能源电价附加补助资金管理办法》第二条规定，可再生能源电价附加补助资金（简称“补助资金”）属于可再生能源发展基金，是国家为支持可再生能源发电、促进可再生能源发电行业稳定发展而设立的政府性基金。补助资金由可再生能源电价附加收入筹集。

（4）燃煤发电标杆上网电价改为执行“基准价+上下浮动”市场化价格机制

2015 年 3 月 15 日印发的《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》（中发〔2015〕9 号）中的意见提出：为进一步深化电力体制改革，解决制约电力行业科学发展的突出矛盾和深层次问题，推动结构调整和产业升级，坚持市场化改革。区分竞争性和垄断性环节，在发电侧和售电侧开展有效竞争，培育独立的市场主体，着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，形成适应市场要求的电价机制，激发企业内在活力，使市场在资源配置中起决定性作用。

根据 2019 年 10 月 21 日国家发展和改革委员会印发的《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》，燃煤发电标杆上网电价已改为执行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。基准价按当地燃煤发电标杆上网电价确定（现行含税价格为 0.4161 元/度），浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%。2021 年 10 月，国家发改委价格司发布《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，文件要求，将燃煤发电市场交

易价格扩大为上下浮动均不超过 20%（高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。电力现货价格不受上述幅度限制）。

所有上网电量仍可享受可再生能源补贴（现执行含税价格 0.5839 元/度）。至此，上网电价改为由“基准价+上下浮动”和可再生能源补贴两部分组成，即：

上网电价 = “基准价 + 上下浮动”（包含脱硫、脱硝和除尘）+ 国补

（5）光伏电站结算电费的计算方法

光伏电站结算电费 = 结算电量 × 结算电价

结算电价 = 上网电价 + 其他费用

结算电量，以地方电网企业或电力交易中心最终确认的电表计量数据为准。

结算电价，以上网电价为基础，外加其他费用（辅助服务费用、双细则考核及市场补偿和分摊等）后的价格。辅助服务费用、双细则考核及市场补偿和分摊费用，主要为保障电网安全性和稳定性运行，并网接入的任一发电企业、电力用户等市场主体享受其他市场主体提供调峰调频等辅助服务、市场补偿及分摊性费用，以及按双细则相关政策要求的电站运行考核性费用，以地方电网公司或电力交易中心最终确认金额为准。

上网电价 = “基准价 + 上下浮动”（包含脱硫、脱硝和除尘）+ 国补。其中，根据不同电量类别，“基准价+上下浮动”部分分别按各地燃煤发电标杆上网电价、电力市场交易结算价格，或政府定价计算；国补部分，现行价格为批复或承诺上网电价减基准价，即 0.5839 元/度（含税）。

截至 2025 年 12 月 31 日，随电力市场化改革推进，结算电价仍以上网电价为主、其他费用为辅，但细分项分类和性质有所调整。

结算电价 = “基准价 + 上下浮动”（即基准价或市场化交易电价）+ 国补 + 辅助服务交易电价 + 权益凭证类交易及容量、分摊、补偿费用

其中“基准价或市场化交易电价 + 国补”随有关政府机构公布的基准电价、电力市场化交易后的交易电价发生波动，加上国补后的电价对标原上网电价（即 0.8 元/千瓦时），为结算电价的主要部分；辅助服务交易、权益凭证类交易及容量、分摊、补偿费用，代替原“其他费用”，为结算电价构成中的辅要部分。

以调频、调峰、备用为主的辅助服务部分的费用，随辅助服务市场逐步建设完善，已逐步改为“辅助服务交易”（即电站由原被动式接受电网公司按相关规定分摊发电站的辅助服务费用，改为通过市场化交易方式，发电站提供或获取辅助服务并享有或支付的费用）。两个细则费用、市场运营费、系统运行费用、偏差费用等各类费用，则统一归类入权益凭证类交易及容量、分摊、补偿费用。

关于结算电费的划分，具体详见下表：

表 17 晶泰光伏项目的结算电费划分

	一级科目	二级科目	说明	备注
结算电价	电量电价	基准价或 市场化交易电价	-	结算电价的主要 部分，对标电价 为上网电价 （0.8元/千瓦 时）
		国补	可再生能源电价附加 补助资金	
		辅助服务交易电价 （或费用）	以调频、调峰、备用 为主的辅助服务电价 或费用均价	结算电价的辅要 部分
	权益凭证类 交易及容 量、分摊、 补偿费用	两个细则费用	以《发电厂并网运行 管理实施细则》和 《并网发电厂辅助服 务管理实施细则》为 主的两个细则奖惩、 考核、返还、分摊等 费用	
		市场运营费	就晶泰光伏项目，主 要为市场平衡类费用	
		系统运行费用	以支持电力系统运行 所需的辅助服务对应 的费用分摊	
		权益和凭证交易	晶泰光伏项目暂不涉 及，主要为（对应绿 电的）环境权益等	

		容量费用、偏差费用及其他	晶泰光伏项目暂不涉及，煤电和抽水蓄能容量电费等	

（6）保障性电量的结算机制改为差价结算的市场化机制

2025年1月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》发改价格〔2025〕136号，其中明确新能源项目（具体指太阳能发电、风电）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。

该《通知》明确提出“建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制，纳入机制的新能源电价水平（简称“机制电价”）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。对纳入机制的电量（简称“机制电量”），市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。对于2025年6月1日以前投产的新能源存量项目（即适用于榆林光伏项目）：

1）机制电量，在由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策的基础上，新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争。

2）机制电价，按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价。

3）执行期限，按照现行相关政策保障期限确定（参考：历史近3年的保障性相关电量的执行期限为1年）。

根据湖北省发展和改革委员会、湖北省能源局发布的《关于印发湖北省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案的通知》（鄂发改价管〔2025〕222号），其中明确：

a. 机制电量占比：晶泰光伏项目的机制电量执行省内上网电量比例上限12.5%。后续每年可按照不高于省有关机构部门规定比例上限执行。

b. 差价结算费用：机制电量对应的差价结算费用，是在市场交易均价的基础上差价补偿至当地煤电基准价的费用，按月结算。差价结算费用=机制电量×（机制电价-市场交易均价）。市场交易均价按月度发电侧实时市场同类项目加权均价确定。差价结算费用纳入系统运行费，由全体工商业用户分摊或分享。

需要特别说明的是：前述市场交易均价不是指各项目自身的市场交易均价，而是同一省份全市场同类项目的市场交易均价。因此单一发电项目计入实际结算的机制电价不一定等于煤电基准价。

c. 执行期限：湖北省按 2025 年 10 月底各项目剩余全生命周期合理利用小时数对应月份与投产满 20 年对应月份较早者确定。

上述政策自 2025 年 10 月 1 日起实施。

未来，晶泰光伏项目将根据地方政府机构发布关于差价结算机制的后续政策，开展对应部分电费的结算。

（7）结算电量均享受国补

根据国家财政部、发展改革委、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）及《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）要求执行。

截至 2025 年 12 月 31 日，晶泰光伏项目实际运行过程中，所有结算电量均享受国补。

（8）实际结算电量与实际结算电价（2021 年）

根据湖北省发展和改革委员会于 2020 年 11 月 9 日印发的《2021 年湖北省电力市场化交易实施方案》中规定的电力市场化交易调整，参与交易的市场主体包含统调风电、光伏发电企业（不含光伏扶贫电站），交易电量按不低于设计上网电量的 20% 参与交易（剩余电量正常上网）（注：与陕西省不同，湖北省电价收入中优先确认交易电量，而后确认剩余电量）。交易品种主要包括年度交易、月度交易、特色专场交易、合同转让交易等交易方式为双边协商、集中交易等。全年成交电量低于上述规定部分，结算价格=政府核定上网电价-|

燃煤机组基准价格—燃煤机组全年成交均价 $\times 1.2$ ，与政府核定上网电价差额部分，全年清算时按成交电量比例分配给所有发电企业。

2021 年，晶泰光伏项目设计上网电量为 12,000 万度，年度累计结算电量 11,161.13 万度，全电量综合平均结算电价为 0.9995 元/度（含税），其中包含可再生能源补贴 0.5839 元/度（含税）。

其中，通过年度双边协商电力市场化交易出售至第三方购电公司（即设计电量 12,000 万度 $\times 20\%$ 为要求交易的电量），年度累计交易电量 2,400 万度，平均结算电价 0.9977 元/度（含税，含国补）；剩余电量 8,761.13 万度以当地燃煤发电标杆上网电价外加国补（即 1 元/度）为基础执行。

（9）实际结算电量与实际结算电价（2022 年）

根据湖北省发展和改革委员会于 2021 年 12 月 23 日印发的《2022 年湖北省电力中长期交易实施方案》中规定的电力市场化交易调整，新能源企业按其设计上网电量的 20%参与市场交易（剩余电量正常上网）。参与电力市场交易部分的电量，新能源企业可通过年度、月度和月内中长期交易完成，实行“按月结算、按年清算”，发电侧合同电价为发电企业与售电企业或电力用户通过市场交易形成的价格，新能源机组市场交易价格允许浮动范围为-15%至+10%，其市场交易全年成交电量未达到要求的，缺额部分按照扣减 0.05 元/度予以偏差考核。新能源考核电费按发电企业全年市场交易电量占比在年底一次性分配。

参与电力市场化交易的新能源电量，按照实际交易价格结算；剩余电量仍按当地燃煤发电标杆上网电价（现行含税价格为 0.4161 元/度）确定执行。国家和地方另有规定的，遵照规定执行。

2022 年，晶泰光伏项目设计上网电量为 12,000 万度，年度累计结算电量 11,814.53 万度，全电量综合平均结算电价为 1.0082 元/度（含税），其中包含可再生能源补贴 0.5839 元/度（含税）。

其中，按现有电力电量供需平衡情况及电网安全运行要求，通过年度双边协商电力市场化交易出售至第三方购电公司，当前年度交易电量共计 2,400 万度（即设计电量 12,000 万度 $\times 20\%$ 为要求交易的电量），交易成交价格为 0.45771 元/度（含税），该交易合同已签订且在电力交易平台完成备案，平均

结算电价 1.0409 元/度（含税，含国补）；剩余电量以当地燃煤发电标杆上网电价外加国补（即 1 元/度）为基础执行。

由于新能源发电受到天气环境变化、机组运行情况变动、电力电网实际调度运行等各种因素影响，最终实际发电情况可能与上述发电计划产生较小偏差量。为促进新能源企业更好地完成年内电力市场交易电量（设计发电量的 20%），降低偏差考核风险，发电企业可根据电力交易中心及相关部门通知要求，于每年 9-10 月前后（具体以实际通知要求时间为准）按实际发电情况更新上报年度预测发电量，并与电网公司签订《购售电补充协议》，根据需求参与常态化合同电量转让交易。

（10）实际结算电量与实际结算电价（2023 年）

根据湖北省能源局于 2022 年 12 月 9 日印发的《2023 年湖北省电力中长期交易实施方案》要求，新能源发电企业未纳入中长期交易实施方案。根据购售电相关协议，湖北晶泰项目将其所发电量售出至电网公司，并以当地燃煤发电标杆上网电价外加国补（即 1 元/度）为基础进行结算。

根据湖北电力交易中心有限公司《关于开展湖北省 2023 年 6/7/8 月上/中/下旬新能源季节性竞价上网的公告》《省能源局关于开展电力现货市场长周期结算试运行的通知》《省能源局关于开展 10 月份电力现货市场长周期结算试运行的通知》《省能源局关于继续开展 2023 年电力现货市场长周期结算试运行的通知》等相关要求，2023 年 6 月下旬至 8 月底，湖北晶泰参加了新能源季节性竞价上网交易活动，并于 2023 年 9-11 月参加了电力现货交易活动。2023 年 11 月 22 日《省能源局关于调整湖北电力现货市场试运行有关安排的通知》，文件要求从 12 月 1 日起暂停电力现货市场试运行。

相关电量及电价信息，已于 2023 年年度审计工作完成后，在定期报告中做出相关信息披露。

（11）实际结算电量与实际结算电价（2023 年及后续年度）

2023 年及后续年度的不同售电模式下的实际结算电量与实际结算电价情况，请详见本基金于上海证券交易所公开披露的定期报告内容。

2. 榆林光伏项目的收费权、电力交易机制

（1）上网电价政策及承诺电价

根据陕西省物价局于 2017 年 6 月 21 日发布的《关于省内上网电价管理有关问题的通知》（陕价商发〔2017〕67 号），陕西省已制定统一上网电价政策，不再针对特定企业单独发文明确具体上网电价。

江山永宸已将《榆林市江山永宸新能源有限公司榆阳区 300MW 光伏电站项目承诺函》（江山永宸字〔2017〕9 号）于 2017 年 3 月报送至陕西省发展和改革委员会备案，该承诺函中已承诺执行上网电价 0.8 元/度（含税、含脱硫、脱硝和除尘）。

榆林光伏项目执行的上网电价为 0.8 元/度，该信息已在国家电网新能源云网站公布。

该上网电价由燃煤发电标杆上网电价（含脱硫、脱硝和除尘）及可再生能源补贴构成，即：

上网电价（元/度）= 燃煤发电标杆上网电价（含脱硫、脱硝和除尘）+ 国补。

（2）《购售电合同》

国网陕西省电力有限公司（购电人）与江山永宸（售电人）分别于 2022 年 6 月 10 日、2023 年 5 月 20 日签署了《购售电合同》及其补充协议，合同约定由国网陕西省电力有限公司购买榆林光伏项目的电能，并将对应电费支付至江山永宸现持有的唯一银行账户。合同期内若国家主管部门出台新的电价文件，则按新的电价文件执行。合同期限自 2022 年 6 月 10 日至 2027 年 6 月 10 日。

（3）可再生能源电价附加资金补助（国补）

榆林光伏项目已列入可再生能源电价附加资金补助目录，并已列入第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单，可按电量享受补贴。

如前所述，补助资金属于可再生能源发展基金，是国家为支持可再生能源发电、促进可再生能源发电行业稳定发展而设立由政府性基金。补助资金由可再生能源电价附加收入筹集。

（4）燃煤发电标杆上网电价改为执行“基准价+上下浮动”市场化价格机制

2015年3月15日印发的《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》（中发〔2015〕9号）中的意见提出：为进一步深化电力体制改革，解决制约电力行业科学发展的突出矛盾和深层次问题，推动结构调整和产业升级，坚持市场化改革。区分竞争性和垄断性环节，在发电侧和售电侧开展有效竞争，培育独立的市场主体，着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，形成适应市场要求的电价机制，激发企业内在活力，使市场在资源配置中起决定性作用。

根据2019年10月21日国家发展和改革委员会印发的《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》，燃煤发电标杆上网电价已改为执行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。基准价按当地燃煤发电标杆上网电价确定（现行含税价格为0.3345元/度），浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%。2021年10月，国家发改委价格司发布《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，文件要求，将燃煤发电市场交易价格扩大为上下浮动均不超过20%（高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。电力现货价格不受上述幅度限制）。

至此，上网电价改为由“基准价+上下浮动”（含脱硫、脱硝和除尘）和可再生能源补贴两部分组成，即：

上网电价 = “基准价 + 上下浮动”（包含脱硫、脱硝和除尘） + 国补

（5）光伏电站结算电费的计算方法

光伏电站结算电费 = 结算电量 × 结算电价

结算电价 = 上网电价 + 其他费用

结算电量，以地方电网公司或电力交易中心最终确认的电表计量数据和相关经安全校核后的交易结算电量为准。

结算电价，以上网电价为基础，外加其他费用（辅助服务费用、双细则考核及市场补偿和分摊等）后的价格。辅助服务费用、双细则考核及市场补偿和分摊费用，主要为保障电网安全性和稳定性运行，并网接入的任一发电企业、电力用户等市场主体享受其他市场主体提供调峰调频等辅助服务、市场补偿及

分摊性费用，以及按双细则相关政策要求的电站运行考核性费用，以地方电网公司或电力交易中心最终确认金额为准。

上网电价 = “基准价 + 上下浮动”（包含脱硫、脱硝和除尘）+ 国补。其中，根据不同电量类别，“基准价+上下浮动”部分分别按各地燃煤发电标杆上网电价、电力市场交易结算价格，或政府定价计算；国补部分，现行价格为批复或承诺上网电价减基准价，即 0.4655 元/度（含税）。

截至 2024 年 12 月 31 日，随电力市场化改革推进，结算电价仍以上网电价为主、其他费用为辅，但细分项分类和性质有所调整。

结算电价 = “基准价 + 上下浮动”（即基准价或市场化交易电价）+ 国补 + 辅助服务交易电价 + 权益凭证类交易及容量、分摊、补偿费用

其中“基准价或市场化交易电价 + 国补”随有关政府机构公布的基准电价、电力市场化交易后的交易电价发生波动，加上国补后的电价对标原上网电价（即 0.8 元/千瓦时），为结算电价的主要部分；辅助服务交易、权益凭证类交易及容量、分摊、补偿费用，代替原“其他费用”，为结算电价构成中的辅要部分。

以调频、调峰、备用为主的辅助服务部分的费用，随辅助服务市场逐步建设完善，已逐步改为“辅助服务交易”（即电站由原被动式接受电网公司按相关规定分摊发电站的辅助服务费用，改为通过市场化交易方式，发电站提供或获取辅助服务并享有或支付的费用）。两个细则费用、市场运营费、系统运行费用、偏差费用等各类费用，则统一归类入权益凭证类交易及容量、分摊、补偿费用。

关于结算电费的划分，具体详见下表：

表 18 榆林光伏项目的结算电费划分

	一级科目	二级科目	说明	备注
结算电价	电量电价	基准价或 市场化交易电价	-	结算电价的主要部分，对标电价为上网电价（0.8 元/千瓦时）
		国补	可再生能源电价附加补助资金	
		辅助服务交易电价	以调频、调峰、备用	结算电价的辅要

		(或费用)	为主的辅助服务电价或费用均价	部分
	权益凭证类交易及容量、分摊、补偿费用	两个细则费用	以《发电厂并网运行管理实施细则》和《并网发电厂辅助服务管理实施细则》为主的两项细则奖惩、考核、返还、分摊等费用	
		市场运营费	就榆林光伏项目，主要为市场平衡类费用	
		系统运行费用	以支持电力系统运行所需的辅助服务对应的费用分摊	
		权益和凭证交易	榆林光伏项目暂不涉及，主要为（对应绿电的）环境权益等	
		容量费用、偏差费用及其他	榆林光伏项目暂不涉及，煤电和抽水蓄能容量电费等	

（6）保障性质电量的结算机制改为差价结算的市场化机制

同前述，详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“一、首发不动产项目基本情况”之“（二）首发不动产项目的运营模式”之“1.晶泰光伏项目的收费权、电力交易机制”之“（6）保障性质电量的结算机制改为差价结算的市场化机制”。

根据陕西省发展和改革委员会《关于印发〈陕西省深化新能源上网电价市场化改革实施方案〉的通知》（陕发改价格〔2025〕1491号），其中明确：

a. 机制电量占比：自2026年起，榆林光伏项目的机制电量在改革过渡期内于2026年-2030年按上网电量的75%计。后续每年可按照不高于省有关机构部门规定比例上限执行。

b. 差价结算费用：机制电量对应的差价结算费用，是在市场交易均价的基础上差价补偿至当地煤电基准价的费用，按月结算。差价结算费用=机制电量×（机制电价-市场交易均价）。市场交易均价按月度发电侧实时市场同类项目加权均价确定。差价结算费用纳入系统运行费，由全体工商业用户分摊或分享。

需要特别说明的是：前述市场交易均价不是指各项目自身的市场交易均价，而是同一省份全市场同类项目的市场交易均价。因此单一发电项目计入实际结算的机制电价不一定等于煤电基准价。

c. 执行期限：陕西省按 2025 年 5 月底各项目剩余全生命周期合理利用小时数对应月份与投产满 20 年对应月份较早者确定。

上述政策自 2026 年起实施。

未来，榆林光伏项目将根据地方政府机构发布关于差价结算机制的后续政策，开展对应部分电费的结算。

（7）结算电量均享受国补

根据 2022 年 2 月 15 日陕西省发展和改革委员会关于印发《陕西省 2022 年新能源发电企业参与市场化交易实施方案》的通知（陕发改运行〔2022〕177 号）及其年度内相关交易公告，参与交易的新能源企业补贴资金不受市场化交易价格的影响，按照国家财政部、发展改革委、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）及《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）要求执行。

截至 2025 年 12 月 31 日，榆林光伏项目实际运行过程中，所有结算电量均享受国补。

（8）实际结算电量与实际结算电价（2021 年）

据 2021 年 1 月 22 日陕西省发展和改革委员会、国家能源局西北监管局印发的《陕西省 2021 年新能源发电企业参与市场化交易实施方案》（陕发改运行〔2021〕111 号）及 2021 年 3 月 19 日陕西省发展和改革委员会《关于印发 2021 年陕西电网统调发电企业优先发电量计划的通知》（陕发改运行〔2021〕370 号），为进一步发挥新能源发电企业边际成本优势，重点围绕“保障能源安

全、推进电力市场化交易、促进清洁能源消纳”的工作思路，综合考虑陕西电网网架结构和陕西省电力体制改革进程实际，坚持“保量保价”与“保量竞价”相结合。上述政策中规定，如交易电价国家和地方另有规定的，须遵照规定执行。

光伏电站上网电量 = “保量保价”电量 + “保量竞价”电量 + “超发电量”，其中：

1) “保量保价”电量

“保量保价”电量是指电站在年度保障利用小时数以内所发的电量作为电力调度中心的“保量保价”优先发电计划电量。即：

年度“保量保价”电量（兆瓦时）= 电站装机容量（兆瓦）× 陕西省发改委或西北能源监管局及其指定相关部门发布的光伏年度保障利用小时数（小时），2021 年陕西省光伏保障利用小时数为 1,250 小时。

2021 年，榆林光伏项目“保量保价”部分的年度结算电量约为 37,088.67 万度，约占年度总结算电量的 79.88%，结算电价以当地燃煤机组上网基准电价及国补合计 0.8 元/度（含税，含国补）为基础执行，平均结算电价为 0.7787 元/度。

2) “保量竞价”电量

“保量竞价”电量是指超出保障利用小时数且通过市场化交易获得的电量。

2021 年，榆林光伏项目“保量竞价”部分的年度结算电量约为 9,340.17 万度，约占年度总结算电量的 20.12%，平均结算电价为 0.6791 元/度（含税，含国补）。

3) “超发电量”

“保量保价”优先发电计划电量和“保量竞价”市场化交易发电量以外的发电部分视为“超发电量”。

2021 年，榆林光伏项目不涉及该电量部分。

上述政策文件中还提出，根据电力市场化交易规模逐年增加的政策原则，暂接近三年陕西新能源（含风电、光伏）发电利用小时数 15% 左右的规模进入市场化交易。

（9）实际结算电量与实际结算电价（2022 年）

2022 年 2 月 15 日，陕西省发展和改革委员会关于印发《陕西省 2022 年新能源发电企业参与市场化交易实施方案》的通知（陕发改运行〔2022〕177 号）及其年度内相关交易公告文件中明确：2022 年

1）优先发用电计划：纳入国家及省级建设规划的光伏项目所发电量，将优先用于保障省内居民、农业用电，这部分电量的年度预测总需求约 200.43 亿千瓦时（注：本次政策未进一步详细说明保障性光伏发电电量）。

2022 年，榆林光伏项目保障省内居民、农业用电部分的年度结算电量为 32,321.05 万度，约占年度总结算电量的 66.34%，结算电价以当地燃煤机组上网基准电价及国补合计 0.8 元/度（含税，含国补）为基础执行，平均结算电价为 0.7822 元/度。

2）市场化交易：剩余发电电量参与电力市场化交易，光伏年度交易电量以实际交易为准。满足市场需求之外仍有富余发电能力（即富余电量），将作为电网企业代理购电电量来源。

3）偏差电量：新能源企业实际上网电量与合同售出电量（即优先发用电计划量与已落实市场化交易量的总和），超发/欠发电量按当月风电、光伏市场化交易月度平均价的 0.90/1.10 倍结算。

2022 年，榆林光伏项目市场化交易、富余电量和/或偏差电量的结算电量为 16,399.38 万度，约占年度总结算电量的 33.66%（其中包含偏差电量部分，占比总结算电量低于 2%），该部分的实际综合平均结算电价为 0.7167 元/度（含税，含国补）。

该部分电量包含，电力中长期交易部分（涉及多年/年度/多月/月度/周内交易）及电力现货交易部分（日前及日内市场）。本项目涉及的中长期交易品种包含红色革命场馆打包交易、煤改电用户电采暖打包交易、小微企业及个体工商户打包交易、智慧车联网充电设施与新能源发电企业双边协商多月交易、陕西省第十七届运动会比赛场馆及涉赛酒店与新能源多月挂牌交易、省间外送交易，和跨省跨区集中竞价直接交易（西北送山东）、合同电量转让交易、富余发电能力对应电量及欠发电量总额等。

（10）实际结算电量与实际结算电价（2023 年）

2022 年 12 月 11 日，陕西省发展和改革委员会关于印发《陕西省 2023 年新能源发电企业参与市场化交易实施方案》的通知（陕发改运行〔2022〕2159 号）及其年度内相关交易公告文件中明确：2023 年

1) 优先发电电量：纳入规划的光伏发电电量优先用于保障居民、农业用电量（含线损电量）、农业用电，优先发电电量执行政府定价（注：本次政策未进一步详细说明保障用电需求电量及光伏保障利用小时数）。

2) 市场化交易：优先发电电量以外部分，原则上全部进入市场，执行市场化合同价格。

3) 偏差电量：电费结算计量点的实际上网电量与合同净售出量之间的偏差电量，按照偏差价格进行结算。其中，合同净售出量为各类交易合同售出电量减去各类交易合同购入电量。超发/少发电量超出合同净售出电量 5% 以内的部分电量，结算价格为风电、光伏市场化交易月度平均价，超出 5% 以外的部分电量，结算价格执行该平均价的 0.90/1.10 倍。

该部分电量包含，电力中长期交易部分（涉及多年/年度/多月/月度/周内交易）及电力现货交易部分（日前及日内市场）。交易品种包含年度中长期挂牌交易、多月与月内中长期挂牌交易、煤改电交易、车联网交易、省间送受电交易、省间现货交易、省间调峰电量交易、合同电量转让交易、超欠发电量及应急调度交易等。

2023 年 10 月 12 日，国家发改委办公厅、国家能源局综合司发布了《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》。该通知文件要求：陕西、湖北等省份力争在 2023 年底前开展长周期结算试运行；按照 2030 年新能源全面参与市场交易的时间节点，现货试点地区结合实际制定分步实施方案；统筹做好现货与中长期交易、现货交易与辅助服务各类市场机制衔接，完善电力市场价格体系，探索建立容量补偿机制。

相关电量及电价信息，已于 2023 年年度审计工作完成后，在定期报告中做出相关信息披露。

(11) 项目发电情况、实际结算电量与实际结算电价汇总（2021 年、2022 年）

2021 年，榆林光伏项目年度预测发电量为 47,000 万度，年度实际发电量为 47,623.29 万度，年度实际结算电量为 46,428.83 万度，全电量综合平均结算电价为 0.7797 元/度（含税，含国补），其中国补金额为 0.4655 元/度（含税）。

2022 年，榆林光伏项目年度预测发电量为 48,000-49,000 万度。年度实际发电量为 49,980.00 万度，累计实际结算电量为 48,720.43 万度，全电量综合平均结算电价为 0.7602 元/度（含税，含国补），其中执行国补金额为 0.4655 元/度（含税）。

上述实际发电量与实际结算电量的差额，主要为发电端至电网公司结算关口之间的各类设备及输电线路造成的电能量损耗、部分厂用电及主变压器变电损耗等。

(12) 项目发电情况、实际结算电量与实际结算电价汇总（2023 年及后续年度）

2023 年及后续年度的项目发电情况、实际结算电量与实际结算电价情况，请详见本基金于上海证券交易所公开披露的定期报告内容。

综上，湖北晶泰、江山永宸就不动产项目享有的收费权包括基于《中华人民共和国可再生能源法》《可再生能源电价附加补助资金管理办法》等法律法规及《省物价局关于湖北晶泰光伏电力有限公司光伏电站上网电价的批复》《购售电合同》及相关电力交易合同享有的发电收入，包括列入可再生能源电价附加资金补助目录享有的可再生能源电价附加补助资金部分。

电站发电运行期间，新能源电站仍需按照其与地方电网公司签订的《购售电合同》《购售电协议》《并网协议/并网调度协议》履行权利与义务，执行电力调度机构按照新能源优先发电计划、电力交易结果、地方电力电量供需平衡、输配电电网输送通道运行情况等各项因素制定并下达的在实际调度计划曲线。

（三）不动产基金历史情况

中航京能国际能源 REIT2023 年度¹⁴、2024 年度及 2025 年度上半年合并层面实现收入 3.28 亿元、3.91 亿元及 1.53 亿元，净利润 1.25 亿元、1.73 亿元及 0.56 亿元，经营活动产生的现金流量净额 2.52 亿元、2.12 亿元及 0.05 亿元。

截至 2025 年 6 月 30 日，基金总资产 29.42 亿元，基金净资产 26.15 亿元，期末基金份额净值 8.7181 元。

（四）首发不动产项目历史运营情况

首发不动产项目的主要运营指标及分析情况如下：

表 19 首发不动产项目主要运营指标

单位：万千瓦时、元/千瓦时、%

相关指标		2024 年度			2023 年度		
		实际值	预测值	完成情况	实际值 ¹⁵	预测值	完成情况
首发项目	电量	52,102.28	60,789.28	85.71	56,486.33	61,217.81	92.27
	电价	0.7803	0.8058	96.84	0.8152	0.8056	101.19

2023 年、2024 年榆林光伏项目、晶泰光伏项目合计电量完成率分别为 92.27%和 85.71%，电量略低于预测值，主要系光伏电站项目受自然环境变化、外部电网检修和电力供需不平衡等重要因素影响所致；同期，电价较预测值分别完成 101.19%和 96.84%，主要系受电力市场化交易电价波动、两个细则和辅助服务等费用上涨且多月累计费用单次结算等多重因素影响，致使电价产生相应波动所致。

结合首发项目历史运营表现数据，光伏项目在同一年度内的不同季节中，不动产项目的发电表现将有一定的差异，该差异将连同届时实际光辐射量、天气变化、地方电力供需情况、电站设备设施运营、外部电网运营等情况，将影响电站发电表现和电价，并综合反映在项目公司不同季度的预期营业收入中。

¹⁴ 本基金于 2023 年 3 月 20 日成立，本处基金合并层面 2023 年数据期间为基金成立之日起至 2023 年 12 月 31 日。

¹⁵ 中航京能国际能源 REIT 于 2023 年 3 月 20 日成立，2023 年度非完整年度，因此全年电量实际值以 3 月 20 日至 12 月 31 日期间数据按日折算至全年计算，电价为含税电费收入除以电量。

二、新购入不动产项目概况及运营情况

（一）新购入不动产项目概况

本基金新购入的不动产项目为苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目，新购入不动产项目的生产建筑及生产辅助建筑、构筑物的房屋所有权及占用范围内的国有建设用地使用权，以及相关机器设备和其他附属设施已全部纳入入池资产范围，具体包括苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目枢纽工程、大坝、水库¹⁶等。

苏家河口水电站配套水库具有季调节性能，苏家河口水电站坝址控制流域面积 939 平方千米，水库正常蓄水位 1,590 米，相应库容 2.23 亿立方米，调节库容 1.22 亿立方米。

松山河口水电站配套水库具有日调节性能，松山河口水电站坝址控制流域面积 993 平方千米，正常蓄水位 1,243 米，相应库容 0.0054 亿立方米，调节库容 0.0027 亿立方米。

苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目配套水库属于两个水电站运营所必备的资产，均已纳入扩募入池资产范围。

¹⁶ 水库淹没区占用范围内的国有建设用地使用权均已取得不动产权证书。

图 2 苏家河口水电站项目厂房及大坝外景图



苏家河口水电站项目位于云南省保山市腾冲市猴桥镇槟榔江中游干流，是槟榔江干流中游河段梯级电站开发中容量最大的一级电站，采用混合式开发。水电站工程等别为II等，工程规模为大（2）型。电站坝址控制流域面积 939 平方千米，电站装机容量 315 兆瓦（ 3×105 兆瓦），设计年发电量 13.03 亿千瓦时，设计装机年利用小时数 4,137 小时，三岔河水电站投产后，经第三方水文专业机构复核后的多年平均发电量¹⁷11.94 亿千瓦时，复核后的装机年利用小时数 3,790 小时。

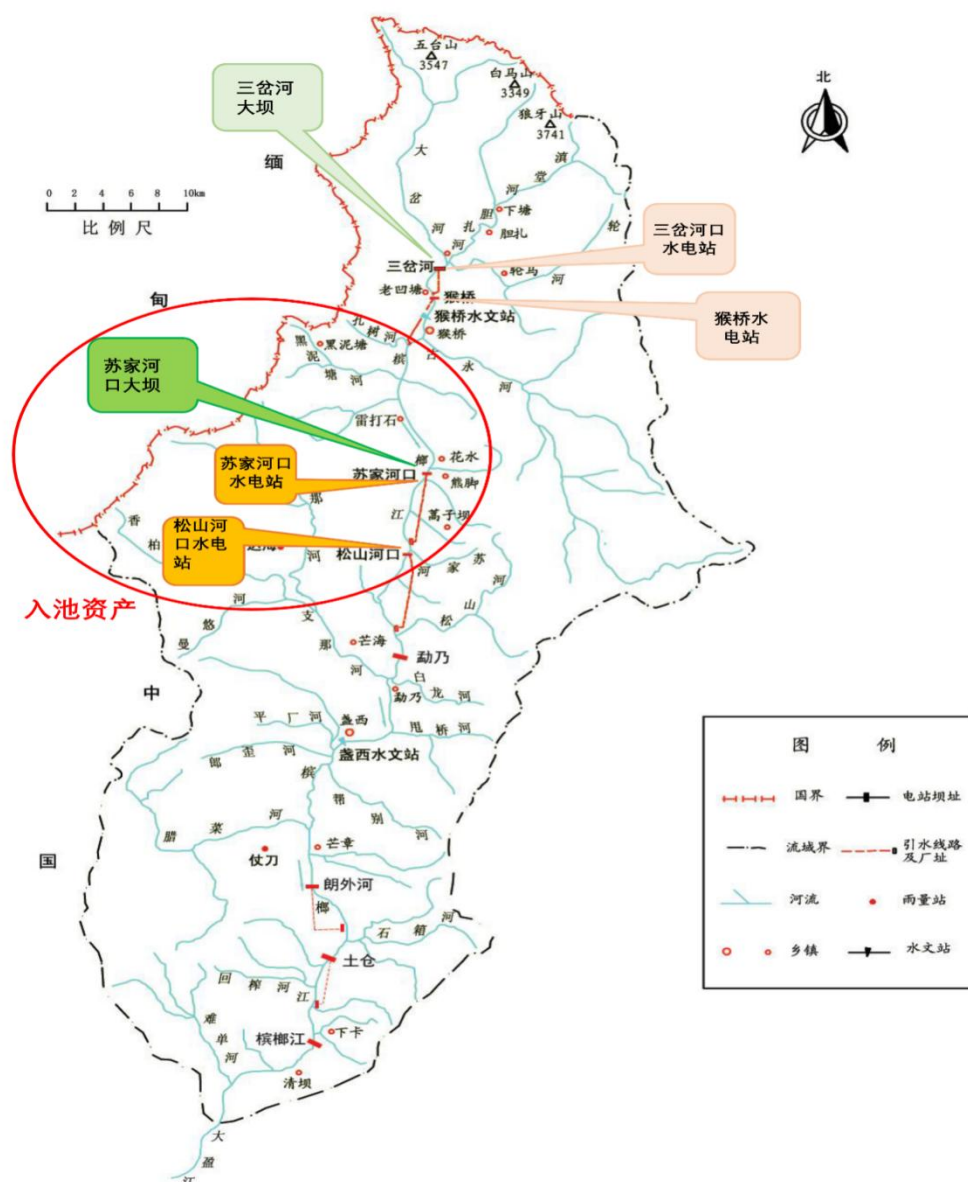
¹⁷ 多年平均发电量是指水电站在多年内每年发电量的平均值，反映了水电站在一个长期时间段内的发电能力，通常用于评估水电站的经济效益和发电潜力，下同。

图 3 松山河口水电站项目厂房及大坝外景图



松山河口水电站项目位于云南省保山市腾冲市猴桥镇槟榔江中下游干流，采用引水式开发。水电站工程等别为Ⅲ等，工程规模为中型。电站坝址控制流域面积 993 平方千米，电站装机容量 168 兆瓦（3×56 兆瓦），设计年发电量 6.89 亿千瓦时，设计装机年利用小时数 4,101 小时，三岔河水电站投产后，经第三方水文专业机构复核后的多年平均发电量 6.68 亿千瓦时，复核后的装机年利用小时数 3,974 小时。

图 4 槟榔江河段“两库四级”电站分布图



苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目位于保山市腾冲市境内的槟榔江上，槟榔江属伊洛瓦底江水系，为大盈江上游河段支流。根据云南省发展和改革委员会（简称“云南省发改委”）批复的《云南省槟榔江雷打石～苏家河口段开发方案研究专题报告》（云发改能源〔2005〕1203号），苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目分别为槟榔江流域“二库四级”开发方案的第三级、第四级。

资产重组前，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目由原始权益人槟榔江水电直接持有，目前，资产重组已完成，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目由槟榔江水电新设的项目公司两河水电公司持有。

截至 2025 年 6 月 30 日，新购入不动产项目的概况如下：

表 20 新购入不动产项目概况

项目	项目一	项目二
不动产项目名称	苏家河口水电站项目	松山河口水电站项目
不动产项目业态	能源设施	能源设施
项目所在地	云南省保山市腾冲市猴桥镇	云南省保山市腾冲市猴桥镇
资产范围	首部工程位于保山市腾冲市猴桥镇花水村民小组段槟榔江与熊脚沟交汇口下游约 410 米（直线距离）处，厂区枢纽位于苏家河口上游约 0.5 千米处；电站首部距昆明市公路里程约 730 千米，距保山市公路里程约 220 千米，距腾冲市城区公路里程约 80 千米。项目总占地面积 5,980,401.23 平方米，其中，大坝及水库淹没区占地 5,907,130.58 平方米，枢纽工程区占地 73,270.65 平方米。	首部工程位于保山市腾冲市猴桥镇和德宏州盈江县支那乡交界段槟榔江与苏家河口交汇口下游约 0.25 千米（直线距离）处，厂区枢纽位于坝址下游约 5 千米（直线距离）处。电站首部距昆明市公路里程约 751 千米，距保山市公路里程约 238 千米，距腾冲市城区公路里程约 98 千米。项目总占地面积 438,402.52 平方米，其中，大坝及水库淹没区占地 106,781.07 平方米，枢纽工程区占地 331,621.45 平方米。
建设内容和规模	建设内容：苏家河口水电站工程由首部枢纽、左岸引水系统和厂区枢纽等组成：首部枢纽由混凝土面板堆石坝、右岸溢洪道、左岸泄洪放空洞等组成；引水系统由电站进水口、引水隧洞、调压井及钢管道等组成；厂区枢纽由地面主厂房及 GIS 楼组成。苏家河口水电站工程等别为 II 等工程，工程规模为大（2）型，混凝土面板堆石坝最大坝高 131.49 米；大坝、泄洪、放空、电站进水口等为 1 级，引水发电建筑物为 2 级，次要建筑物为 3 级。核心设备：水轮机 3 台，型号为 HL(F)-LJ-181，额定功率 107.14 兆瓦，额定转速 428.6 转/每分钟；发电机 3 台，型号为 SF-J105-12/5400，额定容量 120 兆伏安；主变压器 3 台，型号为 SSP10-H-120000/220。建设规模：苏家河口水电站项目总占地面积 5,980,401.23 平方米，房屋建筑面积 17,139.44	建设内容：松山河口水电站工程由首部枢纽、引水系统和厂区枢纽三部分组成：首部枢纽由混凝土重力坝非溢流坝段、溢流坝段、泄洪（冲沙）底孔及电站进水口等建筑物组成；引水系统布置在槟榔江左岸，由电站进水口、压力圆形引水洞、阻抗式调压井及钢管道组成；厂区枢纽建筑物由地面厂房及 GIS 楼组成。松山河口水电站为引水式开发，电站工程等别为 III 等，工程规模为中型，主要建筑物为 3 级建筑物，次要建筑物为 4 级建筑物，临时性建筑物为 5 级建筑物。核心设备：水轮机 3 台，型号为 HLA575C-LJ-230，额定功率 57.14 兆瓦，额定转速 375 转/每分钟；发电机 3 台，型号为 SF56-16/5400，额定容量 65.8824 兆伏安；主变压器 3 台，型号为 SSP9-H-70000/220GY。建设规模：松山河口水电站项目

	平方米。	总占地面积 438,402.52 平方米，房屋建筑面积 9,533.56 平方米。
建筑面积和可供出租或者经营使用面积（如有）	不涉及	不涉及
开竣工时间以及投入运营时间	开工时间：2006 年 8 月 竣工时间：2015 年 8 月，完成工程质量验收。 投入运营时间：1#机组运营起始时间为 2011 年 1 月；2#机组运营起始时间为 2011 年 5 月；3#机组运营起始时间为 2011 年 6 月。	开工时间：2007 年 1 月 竣工时间：2015 年 5 月，完成工程质量验收。 投入运营时间：1#机组运营起始时间为 2011 年 1 月；2#机组运营起始时间为 2011 年 4 月；3#机组运营起始时间：2011 年 6 月。
使用期限	苏家河口水电站水轮机组设计使用寿命预计为 40 年。	松山河口水电站水轮机组设计使用寿命预计为 40 年。
剩余年限	截至 2025 年 6 月 30 日，剩余年限为 26 年。	截至 2025 年 6 月 30 日，剩余年限为 26 年。
用地性质	划拨	划拨
可供分配金额测算	新购入不动产项目 2025 年 7-12 月、2026 年可供分配金额预测值分别为 70,737,311.45 元、208,053,691.58 元。	
投保情况（投保险种、投保金额、投保期限）	截至 2025 年 6 月 30 日，苏家河口水电站项目已投保：财产一切险、营业中断险（财一项下）、营业中断险（机损项下）、机器损坏险、公众责任险。	截至 2025 年 6 月 30 日，松山河口水电站项目已投保：财产一切险、营业中断险（财一项下）、（3）营业中断险（机损项下）、机器损坏险、公众责任险。
项目权属	云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司拥有苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目所有权	

（二）新购入不动产项目的运营模式

1. 新购入不动产项目的生产模式

（1）生产流程

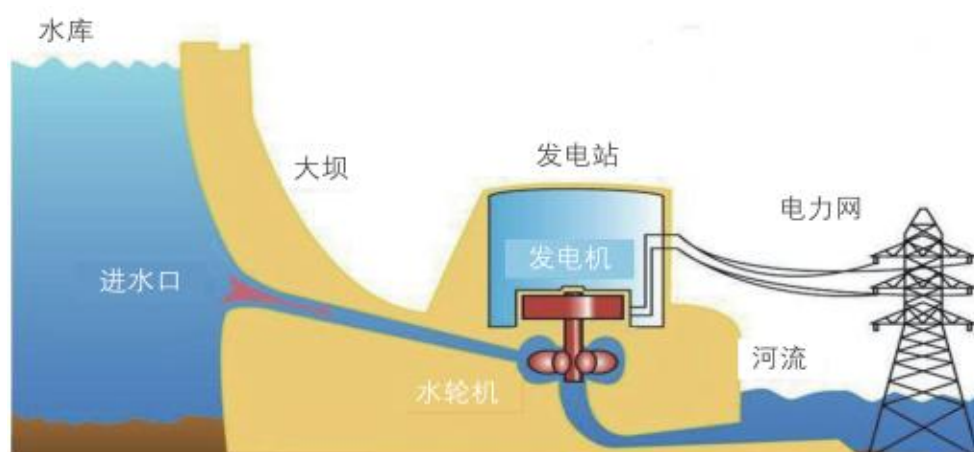
水力发电是运用水的势能（水能）转换成电能的发电方式，其原理是利用大坝上下高低水位的落差（势能）使水在重力作用下流动（动能），再通过水轮机转动带动发电机将动能转化为电能。

水力发电的主要生产流程为：

- 1) 修建水库蓄水，使水位产生高度落差并储蓄势能；
- 2) 通过导流渠道将水流引导到水轮机处。其中，导流渠道可以控制水流的流量，以调整发电的产能；

- 3) 水流冲击水轮机叶片，使其旋转；
- 4) 水轮机带动发电机运转，发电机通过电磁感应产生电能；
- 5) 发电机产生的电能，通过外送线路输送至公共电网，最终将电能供应给农业、工商业和家庭等终端电力用户。

图 5 水力发电原理示意图¹⁸



水电系统中，水电站除了向电力系统提供电能外，还承担以下职责：

1) 调峰

电力系统负荷根据用电需求而不断变化。夏季和冬季，工商业和居民供冷供热需求会加大电力系统的用电负荷；傍晚和夜间，居民家用电器的使用也使得用电负荷出现分时段高峰，一年的某几个季度或一天以内的某几个时段会出现用电负荷的高峰期以及低峰期。由于用电负荷变化频繁，且电力系统中电能需保持供需实时平衡、无法大量储存，而风电、光伏等新能源电源的发电表现存在间歇性问题，因此需要电力调度机构实时跟踪电力系统发用两侧负荷的峰谷变化及可再生能源出力变化，并向具有出力调节能力的并网电站发出电力调度指令进行功率调整或设备启停，以达到电力系统中电量与负荷实时平衡的目的，即为“调峰”。

由于现阶段我国正处于能源转型时期，风电、光伏等新能源装机大规模并网运行，但其发电表现存在间歇性问题，电力系统调峰运营压力较高。水电站的水轮发电机组一般能在几分钟内迅速启停，具备出力调节能力，所以当电力

¹⁸ 资料来源：长江电力官网《长江电力价值手册 2022 版》

系统负荷突然变化时，水电站能在电力调度指令下较好向公共电网提供有偿调峰服务。

2) 调频

由于水电机组增减负荷操作较火电、气电更为简易，当电力系统负荷的不断变化引起电网频率发生较大的波动时，为保证电网频率稳定性（我国为 50 赫兹），避免电力系统失衡，经常由水电站通过有偿增减出力负荷来满足电力系统的调频要求。

3) 调相

调相运行是指发电机不发出有功功率，只用来向电网输送感性无功功率的运行状态，从而起到调节系统无功、维持系统电压水平的作用。发电机的进相运行是指电力系统在运行过程中，如果无功功率过剩，电力系统的电压就会升高，影响系统的正常运行，此时需要将发电机调整到进相运行状态，发出有功功率吸收无功功率，起到降低系统电压的作用。

水轮发电机组的运行方式转换迅速、灵活，在电力系统需要无功功率时，可以快速由发电转为调相，或在空档期“空转”的运行方式，向电力系统有偿输送无功功率。

4) 事故备用

由于水轮发电机组具有迅速启动的能力，当电力系统突然发生事故时，急需补充电量，常把水电站的机组作为事故备用机组。

5) 蓄能

水电站可利用电力负荷低谷时的电能抽水至上水库，以水势能的形式储存，并在电力负荷高峰期再放水至下游水库发电。可将电网负荷低时的多余电能，转变为电网高峰时期的高价值电能。

(2) 梯级发电

苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目位于保山市腾冲市境内的槟榔江干流，为了科学、合理利用水资源，2005 年 12 月 15 日，云南省发展和改革委员会以云发改能源〔2005〕1203 号文批复了《云南省槟榔江雷打石～苏家河口段开发方案研究专题报告》，制定了槟榔江流域“二库四级”（即两个水库，四级水电站）开发方案，目前该开发方案内的四个水电站（三岔河水电站、猴

桥水电站、苏家河口水电站和松山河口水电站）均已投产，其中苏家河口水电站为“二库四级”的第三级，松山河口水电站为“二库四级”的第四级。

槟榔江流域各电站呈阶梯式分布，第一级电站三岔河水电站于 2016 年投产，三岔河水库具有年调节能力，调节库容 2.4007 亿立方米，在其调蓄作用下，下游梯级电站的汛期弃水明显减少，枯水期发电量大量增加，整体发电效益更好；猴桥水电站是槟榔江中上游河段规划的二级电站。

苏家河口水电站为“二库四级”开发方案的第三级电站，拥有该流域四个水电站中第二大库容的水库，苏家河口水库正常蓄水位 1,590 米，调节库容 1.22 亿立方米，具有季调节性能。

松山河口水电站为“二库四级”开发方案的第四级电站，松山河水库正常蓄水位 1,243 米，调节库容 0.0027 亿立方米，具有日调节性能。

结合苏家河口水电站和松山河口水电站实际运行数据，苏家河口水电站在汛期开始蓄水，汛期维持高水位运行，保证机组出力最大，枯水期使用自身调节库容发电，并对下游梯级进行补偿¹⁹；松山河水库调节能力相对有限，主要受上游调节水库的影响，电站运行期间常年保持较高水位运行。

2. 新购入不动产项目电力销售模式

根据《云南省能源局关于印发 2025 年云南电网优先发电计划安排的通知》（云能源运行〔2024〕233 号）等政策文件及项目实际情况，新购入不动产项目电力销售模式类型划分如下：

表 21 新购入不动产项目电力销售模式

一级分类	二级分类
优先发电计划	保障居民、农业等用电的优先发电计划 ²⁰
	西电东送计划
市场化交易	市场化中长期交易
	现货交易

¹⁹ 就苏家河口水电站对下游梯级电站带来的补偿，保山市无明确的补偿政策，亦未签署相关协议，故对下游梯级进行补偿的同时并未收取补偿费用。

²⁰ 新购入不动产项目历史三年及一期的经营数据显示，新购入不动产项目未参与该类型的优先发电计划。

（1）优先发电计划

近三年及一期，云南省能源局每年印发关于云南电网优先发电计划安排的相关通知。根据通知文件，优先发电计划包括“保障居民、农业等用电的优先发电计划”和“西电东送计划”两部分，新购入不动产项目未纳入“保障居民、农业等用电的优先发电计划”，仅参与“西电东送计划”。

西电东送是西部大开发的标志性工程之一，是国家为促进区域协调发展、实现全国电力资源优化配置而作出的重大决策。1993年8月，鲁布革—天生桥220千伏交流输变电工程顺利投产，云南开始向广东输送季节性电能，正式迈出了西电东送的第一步，成为国内西电东送起步最早、发展最快的省份。30多年来，云南省能源建设规模、发电量规模实现了历史性跨越，能源已成为云南省支柱产业之一，强有力的电力支撑为西电东送持续发展奠定稳固基础。

（2）市场化交易

市场化交易是指按照南方区域电网及云南省电力市场化交易规则进行的电能交易，在满足优先发电计划后，新购入不动产项目以剩余发电能力参与市场化交易。

根据昆明电力交易中心有限责任公司统计，云南省近5年市场化交易电价复合增长率为5.86%，电价整体呈现波动上涨趋势。具体如下：

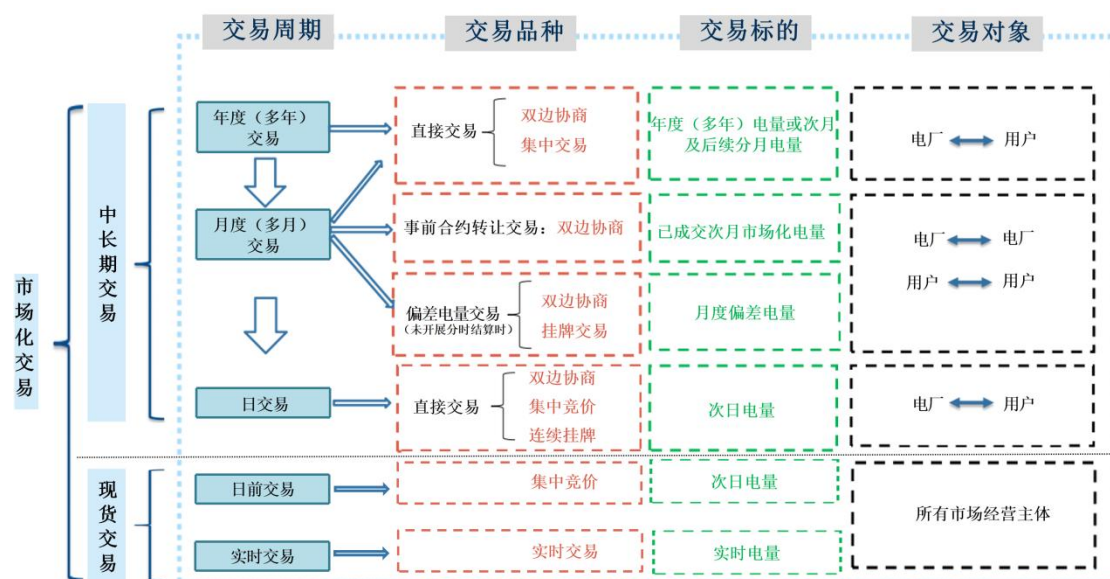
表 22 2020 年-2024 年云南省市场化交易电价统计

单位：元/千瓦时、%

年份	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
电价	0.1845	0.2026	0.2230	0.2170	0.2317
增长率	-	9.81	10.08	-2.69	6.76
复合增长率	5.86				

根据结算周期等交易规则不同，市场化交易进一步划分为中长期交易、现货交易。新购入不动产项目涉及的市场化交易情况具体如下：

图 6 新购入不动产项目市场化交易简化分析图



注：

- ①集中交易包括集中竞价交易（集中撮合交易）、连续挂牌交易（滚动撮合交易）和挂牌交易。
- ②日交易遇节假日，可开展多个自然日电量交易。
- ③新购入不动产项目市场化交易现为上图所示，电力交易中心可根据电力交易及电力系统运行情况进行调整。

1) 市场化中长期交易

a. 交易周期及交易标的

根据《云南电力中长期交易实施细则》《云南电力市场交易组织管理办法》等交易文件规定，云南省市场化交易方式按周期划分，包括年度（多年）交易、月度（多月）交易和月内（多日）交易（含日交易）。新购入不动产项目以年度（多年）交易为主，根据年内发电预测及实际发电情况辅以月度（多月）交易和月内（多日）交易。

年度（多年）交易：标的物为次年（多年）的分月的日分时电量。年度（多年）交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展，具体交易标的物及交易方式以电力交易中心发布的交易通知文件为准。

按国家发展改革委、国家能源局及云南省能源局关于发挥好中长期“压舱石”作用的政策方向指引，新购入不动产项目主要开展年度（多年）交易，并在该阶段完成大部分市场化电量的销售。2022年3月9日，槟榔江水电与保山电力签署了《2022年至2026年电力交易合同》，约定2022年至2026年苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目上网电量除优先发电计划（西电东送）电

量外全部售予保山电力²¹。2023年3月31日，槟榔江水电与保山电力签署了新的《电力交易合同》²²，在延续2022年合同内容基础上，进一步细化了相关交易规则并对合同部分条款进行了调整。2024年12月30日，保山电力（作为甲方、购电人）、两河水电公司（作为乙方、售电人）与槟榔江水电（作为丙方、原售电人）签署了《电力交易合同》²³（合同编号：（售电人）HT-RC-2024-12-3700），约定2023年1月1日至2024年12月31日电力交易相关事项由槟榔江水电履行，2025年1月1日至2026年12月31日电力交易相关事项由两河水电公司履行。

月度（多月）交易：月度交易是年度（多年）交易的补充。月度交易的标的物为次月日分时电量或年度内剩余月份的月度日分时电量。月度交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展，具体交易标的物及交易方式以电力交易中心发布的交易通知文件为准。

根据最新预计发电情况和年度（多年）交易计划的偏差，新购入不动产项目通过月度（多月）交易进行计划调整，按最新预估发电情况更新次月或年内剩余月份的交易电量，以缩小未来实际发电与交易电量的偏差，降低偏差考核。

月内（多日）交易：标的物为月内剩余天数或者特定天数的日分时电量，包括周（多周）、日（多日）交易。月内（多日）交易可通过双边协商或者集中交易方式开展，具体交易标的物及交易方式以电力交易中心发布的交易通知文件为准。

新购入不动产项目参与的月内（多日）交易主要为日交易，即于某工作日组织开展下一个自然日的电量交易，若遇节假日则可同时开展多个自然日的电量交易（包括最后一个工作日及其紧邻的节假日），交易标的为日电量。通过日交易，可进一步缩小实际发电与年度/月度交易电量的偏差，降低偏差考核。

b.交易品种

市场化中长期交易品种包括双边协商交易和集中交易，其中集中交易包括集中竞价交易（集中撮合交易）、连续挂牌交易（滚动撮合交易）和挂牌交易三种形式。

²¹ 不包含日交易、事后合约转让、现货交易等的电量，电费以及辅助服务考核等费用。

²² 2022年3月签署的《2022年至2026年电力交易合同》作废。

²³ 2023年3月签署的《电力交易合同》终止执行。

双边协商交易是指市场经营主体之间自主协商电量交割时段、交易电量、价格，形成双边协商意向协议，在交易时间内通过电力交易平台进行申报和确认，并经电网调度机构及电力交易中心校核后成交的交易形式。

集中竞价交易（集中撮合交易），是指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总市场经营主体提交的交易申报信息，按照交易规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果的交易形式。集中竞价交易可采用边际出清或高低匹配等价格形成机制，出清机制具体以开展该笔电力交易的通知文件及届时有效的交易规则为准。

连续挂牌交易（滚动撮合交易），是指在规定的交易起止时间内，市场经营主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交的交易形式。

挂牌交易，是指市场经营主体通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方市场经营主体提出接受该要约申请，并最终达成交易的交易形式。

开展上述各类交易活动中，市场交易出清结果均需经电网调度机构及电力交易中心完成校核后才可成交，并最终形成交易合同。

新购入不动产项目主要进行双边协商交易，通过年度双边协商交易出售大部分市场化电量。

c. 交易价格

不动产项目的市场化交易电价通过市场化方式形成，《云南电力市场燃煤发电交易实施办法》（昆明交易〔2022〕287号）明确了省内清洁能源价格的上下限区间，规定：“试行期内水电和新能源全年分月电量电价加权平均电价在前3年年度市场均价上下浮动10%区间内形成，超过上限部分纳入电力成本分担机制。”

市场化水电交易价格呈现出“汛期价低、枯水期价高”的特征。具体而言，汛期电力市场发电端供给量相对较大，水电交易电价较低；枯水期电力市场发电端供给量相对较小，水电交易电价较高。

2022年-2024年，槟榔江流域平均来水量13.24亿立方米，苏家河口水电站具备调节库容1.22亿立方米，其上游三岔河水电站具备调节库容2.4007亿立方米，两者合计调节库容达3.62亿立方米，两水库蓄满情况下，调节库容达近3

年平均来水量的 27.34%，可有效进行季节和年度调节，汛期发电同时进行蓄水，枯水期放水增加发电，增加枯水期发电量，提升收益能力。

项目年度交易电价一般以双边协商方式确定，与保山电力等市场经营主体签署年度双边交易合同，在合同中确定交易电量、电价。并通过月度交易、月内交易调整，减少实际发电与交易计划间的偏差。

d.交易对象

a) 报告期内主要交易对手方

新购入不动产项目主要通过双边协商开展市场化交易。本项目双边协商的交易对手方（买方）主要为保山电力、大型售电公司和其他用电市场主体。保山电力是其最主要交易对手方，保山电力为地方电网公司，供电范围覆盖保山市隆阳区、施甸县、昌宁县、龙陵县和腾冲市。本项目报告期内的交易对手方如下：

表 23 新购入不动产项目报告期内市场化电力交易的对手方

时间	交易对手方名称
2022 年	富源粤电电力有限公司
	云南省电力配售有限责任公司
	云南保山电力股份有限公司
	云南天安化工有限公司
	云南玉溪玉昆钢铁集团有限公司
2023 年	富源粤电电力有限公司
	昆明耀龙配售电运行有限公司
	南方电网云南国际有限责任公司
	云南保山电力股份有限公司
	云南电网能源投资有限责任公司
	云南恩景电力工程有限公司
	云南汇升电力售电有限公司
2024 年	云南宏润绿色能源有限公司
	云南保山电力股份有限公司
2025 年 1-6 月	云南保山电力股份有限公司

注：保山电力与新购入不动产项目签署了《电力交易合同》，其第七条载明：“在符合调度及市场交易规则下，若甲方不能完全消纳乙方电量，则由甲方对外销售，该部分电量需按甲乙双方原约定电价结算，若低于双方原约定定价，需由甲方对乙方进行补差……”结合合同整体理解“则由甲方对外销售”指的是保山电力负责协助项目公司消纳新购入不动产项目的电量。实践中，为履行上述《电力交易合同》项下义务，

保山电力作为地方电网公司²⁴，可直接消纳，亦可通过营销第三方电力客户消纳的形式，履行消纳新购入不动产项目生产电量的义务，并以补偿价差电费的形式承担相应责任。因此，保山电力消纳全部剩余电量构成其义务。

新购入不动产项目与保山电力之外的交易对手开展双边协商交易的情况基本只发生在汛期，主要系汛期全市中小水电站发电量较枯水期大幅提升，保山电力作为地方电网公司，为确保本地清洁能源最大化消纳，实现电力安全稳定供应，统一决定各电厂上网电量的分配与调度；对于拥有较强蓄能调节作用的本项目，保山电力以营销第三方客户的形式协助进行消纳。本项目经保山电力营销第三方客户的售电量，也全额纳入保山电力消纳电量的范围之内。

b) 报告期内各类交易对象的收入占比情况

本项目西电东送的电量、电价由政府统一确定，除西电东送外，新购入不动产项目的收入来源形式上主要体现为与各类交易对象开展市场化交易，两种方式均通过云南电网统一结算电费。但由于电能具有同质性以及无仓储性，且合计电费中的考核补偿/费用部分由电网并网主体共同分摊，难以单独分摊至每个交易对手，因此两种方式均无法穿透确定具体交易对象。

故此处各类交易对象的收入占比情况仅列示市场化交易中各交易对象双边协商合约电费情况，具体为：合约电费=双边协商约定电价*双边协商约定电量。本项目各交易对象的合约电费情况如下表所示：

表 24 新购入不动产项目报告期内各交易对象的合约电费情况表（含税）

单位：万千瓦时、万元、%

年份	交易对象	合约电量	合约电费	合约电费占比
2022 年度	云南保山电力股份有限公司	135,460.86	33,831.29	80.43 ²⁵
	云南省电力配售有限责任公司	42,500.00	6,744.98	16.04
	富源粤电电力有限公司	8,000.00	1,046.00	2.49
	云南天安化工有限公司	2,000.00	300.00	0.71
	云南玉溪玉昆钢铁集团有限公司	1,000.00	139.00	0.33
	合计	188,960.86	42,061.27	100.00
2023 年度	云南保山电力股份有限公司	150,543.20	33,815.22	92.80
	云南电网能源投资有限责任公司	6,600.00	946.67	2.60
	富源粤电电力有限公司	4,500.00	652.50	1.79
	南方电网云南国际有限责任公司	3,200.00	473.99	1.30

²⁴ 根据《云南电力市场准入与退出管理办法》，保山电力作为地方电网参与市场，可直接注册参与云南省电力市场化交易。

²⁵ 2022 年保山电力合约电费占比较低主要原因系 2022 年来水量相对较高，汛期保山电力以营销第三方电力用户的形式协助本项目售电量较多所致，即该部分电量是由保山电力寻找交易对手，本项目与其寻找的交易对手签约的电量不计算在保山电力的合约电量内。

年份	交易对象	合约电量	合约电费	合约电费占比
	云南恩景电力工程有限公司	2,400.00	330.67	0.91
	昆明耀龙配售电运行有限公司	1,000.00	145.10	0.40
	云南汇升电力售电有限公司	500.00	73.00	0.20
	合计	168,743.20	36,437.15	100.00
2024 年 度	云南保山电力股份有限公司	161,011.40	38,036.58	96.10
	云南宏润绿色能源有限公司	9,996.00	1,544.36	3.90
	合计	171,007.40	39,580.93	100.00
2025 年 1-6 月	云南保山电力股份有限公司	63,435.66	18,743.55	100.00
	合计	63,435.66	18,743.55	100.00

注：

①以上计算合约电费的电价未考虑固定提取资金、考核补偿/费用等影响。

②以上计算合约电费的电量为双边协商交易约定电量，未考虑偏差电量对电费的影响。偏差电量为新购入不动产项目实际发电量与双边协商合约电量之间的差异。

2) 现货交易

根据 2023 年 9 月 7 日国家发展改革委、国家能源局发布的《关于印发〈电力现货市场基本规则（试行）〉的通知》（发改能源规〔2023〕1217 号），电力现货市场应依序开展模拟试运行、结算试运行和正式运行，启动相关试运行和正式运行前按各省（区、市）/区域电力现货市场规则规定的程序开展相关市场运行工作。电力现货市场是指符合准入条件的经营主体开展日前、日内和实时电能量交易的市场。电力现货市场通过竞争形成体现时空价值的市场出清²⁶价格，并配套开展调频、备用等辅助服务交易。

根据国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司于 2023 年 10 月 12 日发布的《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813 号），为加快全国统一电力市场体系建设，推动电力资源在更大范围共享互济和优化配置，在确保有利于电力安全稳定供应的前提下，有序实现电力现货市场全覆盖。要求南方区域电力现货市场在 2023 年底前启动结算试运行。

a. 交易周期及交易标的

根据《云南电力市场现货电能量交易实施细则（V2.0 版）》，新购入不动产项目现货交易包括开展日前交易、实时交易。

2023 年 11 月前，新购入不动产项目未涉及现货结算试运行。2023 年 12 月 15 日、16 日，新购入不动产项目根据昆明电力交易中心发布的《关于南方区域电力现货市场调电及结算试运行期间交易有关事项的通知》开展现货短周期结算试运行。

²⁶ 市场出清（Market Clearing）：电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

根据《南方区域电力市场 2024 年试运行方案》，总体安排如下：

- a) 第一季度：开展短周期结算试运行；
- b) 第二季度：按周结算试运行；
- c) 第三季度：按周（旬）结算试运行；
- d) 第四季度：按月结算试运行。

2024 年南方区域电力现货市场试运行时间安排如下

表 25 2024 年南方区域电力现货市场试运行时间安排

第一季度	1 月份	2 月份	3 月份
	日前+实时连续运行	日前+实时连续运行	■ 日前+实时连续运行 ■ 开展 4 天结算（覆盖周末）
第二季度	4 月份	5 月份	6 月份
	■ 日前+实时连续运行 ■ 开展 1-2 次按周结算试运行		
第三季度	7 月份	8 月份	9 月份
	■ 日前+实时连续运行 ■ 开展 1-2 次按周（旬）结算，支持具备条件的省区开展全月结算试运行		
第四季度	10 月份	11 月份	12 月份
	■ 日前+实时连续运行 ■ 选取一月开展全月结算试运行		■ 日前+实时连续运行 ■ 视情况开展结算试运行

2024 年南方区域电力现货市场实际试运行情况如下

表 26 2024 年南方区域电力现货市场实际试运行情况

第一季度	1 月份	2 月份	3 月份
	日前+实时连续运行（仅模拟运行，不发生实际结算）	日前+实时连续运行（仅模拟运行，不发生实际结算）	■ 日前+实时连续运行 ■ 于 3 月 28 日-3 月 31 日开展 4 天结算（覆盖周末）
第二季度	4 月份	5 月份	6 月份
	日前+实时连续运行（仅模拟运行，不发生实际结算）	日前+实时连续运行（仅模拟运行，不发生实际结算）	■ 日前+实时连续运行 ■ 6 月 6 日至 7 日开展 2 天结算，于 6 月 24 日至 30 日开展 7 天结算（覆盖周末）
第三季度	7 月份	8 月份	9 月份

	日前+实时连续运行 （仅模拟运行，不发生实际结算）	■ 日前+实时连续运行 ■ 8月22日至8月31日开展10天结算	日前+实时连续运行 （仅模拟运行，不发生实际结算）
第四季度	10月份	11月份	12月份
	日前+实时连续运行 （仅模拟运行，不发生实际结算）	11月开展全月现货结算试运行	日前+实时连续运行 （仅模拟运行，不发生实际结算）

根据中国南方电网电力调度控制中心于2025年1月24日发布的《南方区域电力市场2025年工作方案（征求意见稿）》，稳步推进南方区域现货市场连续结算试运行。

2025年南方区域电力现货市场试运行时间安排如下：

（a）连续结算试运行前

结合2024年全月结算试运行中发现的问题，对业务流程、出清模型及参数设置等机制及技术支持系统功能进行完善后，在2025年4月择机开展10天左右的短周期结算试运行。

（b）连续结算试运行期间

在2025年6月择机启动南方区域电力现货市场连续结算试运行。按照“边运行、边完善”的原则，动态调整市场参数、检验关键机制，在实践中不断提升市场运营水平。

b. 交易价格

现货交易由发电企业自主申报拟出售的电量和价格，用户自主申报拟购买电量，经过交易平台竞价撮合，并通过电网运行安全检验，每15分钟形成一个电价，不同时段（每15分钟）用电价格不同，每小时内4个15分钟的节点电价的算术平均值计为该节点每小时的平均节点电价，日前电能市场、实时电能市场中，市场化电厂以电厂（机组）所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

c. 交易对象

新购入不动产项目现货市场交易主体包括电厂、用户等电力市场各类经营主体。

(3) 售电收入构成及其占比情况

新购入不动产项目报告期内各类型生产任务的收入全部为电力销售收入，包括市场化交易收入、优先发电计划（西电东送）收入、固定提取资金和考核补偿/费用。其中固定提取资金按政策以电量为基础，按 0.01 元/千瓦时提取，作为收入的扣除项纳入系统平衡调节资金统筹管理；考核补偿/费用包括向电力系统提供调峰、调频、调相等职责相应取得的辅助服务补偿电费以及电网偏差考核产生的调整项。

水力发电项目由于具有启停迅速、出力调节灵活的特点，拥有快速响应负荷变化的能力，可以有效承担电力系统的调峰调频等任务，维持电力系统频率和电压稳定，保障电力系统安全稳定运行。因此，电网公司会对其贡献予以补偿并纳入电费结算。本项目参与调峰、调频、调相等生产任务取得的辅助服务补偿电费依据《南方区域电力辅助服务管理实施细则》等相关规则，由电力交易中心和电网公司统一计算，并由电网公司统一纳入电费结算。

2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，新购入不动产项目售电收入分别为 36,279.48 万元、26,638.10 万元、34,491.03 万元和 15,710.06 万元，全部为电力销售收入。新购入不动产项目报告期内各类型生产任务的收入及占比情况如下：

表 27 购入不动产项目售电收入（不含税）构成及其占比情况

单位：万元、%

项目		2025 年 1-6 月		2024 年度		2023 年度		2022 年度	
		金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
苏家河口水电站项目	优先发电计划（西电东送）	279.07	2.70	1,720.74	7.55	1,746.55	10.01	1,735.47	7.35
	市场化交易 ²⁷	10,340.70	100.16	21,662.36	95.07	16,026.29	91.85	22,852.82	96.82
	固定提取资金	-371.25	-3.60	-994.62	-4.37	-784.24	-4.49	-1,062.69	-4.50
	考核补偿/费用	75.80	0.73	396.09	1.74	459.32	2.63	78.29	0.33
	小计	10,324.32	100.00	22,784.57	100.00	17,447.91	100.00	23,603.88	100.00
松山河口水电站项目	优先发电计划（西电东送）	148.84	2.76	917.73	7.84	931.49	10.14	925.58	7.30
	市场化交易	5,459.14	101.36	11,249.46	96.10	8,460.10	92.06	12,305.52	97.08
	固定提取资金	-195.47	-3.63	-515.67	-4.40	-416.24	-4.53	-573.81	-4.53

²⁷ 鉴于固定提取资金为负数，且 2025 年 1-5 月未发生优先发电计划（西电东送）交易，市场化交易收入占比超过 100%，下同。

目	考核补偿/费用	-26.77	-0.50	54.94	0.47	214.83	2.34	18.31	0.14
	小计	5,385.74	100.00	11,706.46	100.00	9,190.18	100.00	12,675.60	100.00
合计	优先发电计划 (西电东送)	427.90	2.72	2,638.47	7.65	2,678.04	10.05	2,661.05	7.33
	市场化交易	15,799.84	100.57	32,911.82	95.42	24,486.39	91.92	35,158.34	96.91
	固定提取资金	-566.72	-3.61	-1,510.29	-4.38	-1,200.48	-4.51	-1,636.50	-4.51
	考核补偿/费用	49.03	0.31	451.04	1.31	674.14	2.53	96.59	0.27
	合计	15,710.06	100.00	34,491.03	100.00	26,638.10	100.00	36,279.48	100.00

注：

①市场化交易收入=每年电费收入（不含税）²⁸-优先发电计划（西电东送）收入（不含税）-固定提取资金（不含税）-考核补偿/费用（不含税）。

②固定提取资金：按政策以电量为基础，按 0.01 元/千瓦时（含税）提取，作为收入的扣除项纳入系统平衡调节资金统筹管理。

③考核补偿/费用：包括向电力系统提供调峰、调频、调相等服务相应取得的辅助服务补偿电费以及电网偏差考核产生的调整项。

④部分数据可能因四舍五入产生尾差，下同。

3. 新购入不动产项目售电交易流程

(1) 交易依据

云南电网公司和两河水电公司于 2024 年 8 月签订了《苏家河口电厂并网调度协议》和《松山河口电厂并网调度协议》，同意苏家河口水电站、松山河口水电站并入云南电网运行。

云南电网公司（购电人）和槟榔江水电（售电人）于 2021 年 4 月 22 日签署了《苏家河口、松山河口电厂购售电合同》（合同编号：0500002021020204SC00019），就两方优先发电计划 and 市场化交易的购售电事宜进行了约定。该合同有效期自 2021 年 4 月 30 日起至 2022 年 4 月 29 日止，合同约定到期后，如协议双方均未提出异议，合同继续有效，自动展期 1 年，展期不受次数限制。

云南电网公司（购电人）与两河水电公司（售电人）于 2024 年 8 月 15 日就苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目签署《苏家河口、松山河口电厂购售电合同》（合同编号：0500002024020201SC00129）（简称“《购售电合同》”），合同约定合同期限自 2024 年 8 月 25 日起至 2025 年 8 月 24 日止，在合同期限届满前，若双方均未提出修改或终止合同，则合同期限自动延长，延长的期限与合同期限一致，展期次数不限。

²⁸ 电价对应收入为经审计数据，未考虑跨年结算电费。由于年度审计时，昆明电力交易中心尚未出具个别月份正式结算清单或调整单，导致在编制年度审计报告时，全年最终考核结果尚未出具，因此，结算电费存在跨年度的多退少补。跨年结算电费属于经营过程中的正常现象，且涉及金额较小，下同。

截至 2025 年 6 月 30 日，《购售电合同》持续有效。

（2）交易流程

1）优先发电计划（西电东送）

依据西电东送政策要求、云南省优先发电计划以及《购售电合同》的有关约定，新购入不动产项目优先发电计划（西电东送）电量的安排具体如下：

a.交易电量

苏家河口水电站、松山河口水电站参与“网对网”西电东送电量中“中小水电”部分，根据当年云南省年度优先发电计划安排，于每年汛期（6 月至 10 月）按照电网调度参与。

《云南省能源局关于印发 2025 年云南电网优先发电计划安排的通知》（云能源运行〔2024〕233 号）规定，“220 千伏及以下电压等级的市场化中小水电西电东送电量 30 亿千瓦时，汛期各月平均安排，各市场化中小水电厂按装机容量等比例承接。”

苏家河口、松山河口水电站按自身装机容量占全部中小水电站装机容量比例²⁹承接电量。

b.定价机制

国家发展改革委《关于南方电网 2016 年西电东送及省间交易计划的复函》（发改运行〔2016〕1132 号）要求：“南方电网应会同 4 省（区）³⁰尽快签订协议或合同，积极协商并签订‘十三五’送受电框架协议，鼓励通过中长期合同落实国家计划、地方政府间协议”。据此，西电东送的定价机制的形式为：由中国南方电网有限责任公司（以下简称南方电网）牵头，会同省级政府签订地方政府间送受电协议，形成跨省跨区送受电计划以及西电东送交易价格。

2022 年，国家能源局指导广州电力交易中心修订印发《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则》，根据该规则和云南省能源局关于优先发电计划安排的相关通知：1）电网公司负责落实国家指令性计划、政府间协议、国家下达的年度跨区跨省优先送受电计划，签订和履行电力交易合同；2）两河水电公司系云南电网西电东送安排的发电企业之一。按规定，两河水电公司西电东送安排系

²⁹ 具体比例未公布，电站按电网调度发电。

³⁰ 4 省（区）：广东、广西、贵州、云南 4 省（区）。

南方区域跨区跨省电力交易落实国家指令性计划、政府间框架协议的一部分，应在交易中根据国家指令性计划、政府间框架协议形成成交价格。

c.历史电价

历史三年一期协议内优先发电计划（西电东送）电价情况如下：

表 28 优先发电计划（西电东送）电价

单位：元/千瓦时

优先发电计划（西电东送） 电价（含税）	2025 年 1-6 月	2024 年	2023 年	2022 年
苏家河口水电站	0.2246	0.2345	0.2356	0.2339
松山河口水电站	0.2246	0.2345	0.2356	0.2339

注：上述电价未考虑考核补偿/费用、固定提取资金等影响。

2）市场化交易

市场化交易中，现货交易尚处于结算试运行阶段，新购入不动产项目仅开展了数日现货交易，市场化交易主要为市场化中长期交易。历史三年一期中，市场化中长期交易主要基于与保山电力等用电主体的交易合同，以双边协商形式开展，主要交易流程如下：

a.交易电量

除优先发电计划（西电东送）电量，新购入不动产项目剩余电量通过市场化交易售出，主要采用双边协商方式交易。同时，按照云南省能源局发布的《云南省能源局关于做好 2024 年云南电力中长期合同签订履约工作的通知》（云能源运行〔2023〕321 号）规定：水电厂 2024 年年度中长期合同签约电量（不含西电东送电量）应不低于其上一年度（2022 年 12 月至 2023 年 11 月）上网电量扣减同期承担西电东送电量后的 80%，[...]所有电厂需要通过后续月度、日前交易、当月交易电量（含事前合约转让、偏差电量交易）达到当月实际上网电量的 90%，视为月度足量签约。苏家河口水电站和松山河口水电站需满足以上签约比例要求。《云南省能源局关于做好 2025 年云南电力中长期合同签订履约工作的通知》（云能源运行〔2024〕232 号），亦延续了上述规定。

年度签约电量完成后，每月槟榔江水电通过双边协商交易、事前合约转让交易、偏差电量交易³¹（即事后合约转让交易）等方式，对当月实际发电量与合约电量存在的偏差进行调节，提升电站整体收益。各交易方式具体如下：

双边协商交易，是指市场经营主体之间自主协商电量交割时段、交易电量、价格，形成双边协商意向协议，在交易时间内通过电力交易平台进行申报和确认，并经电网调度机构及电力交易中心校核后成交的交易形式。

事前合约转让交易发生在正式发用电交割前，每月采用双边协商交易方式在正式发用电交割前组织开展次月已成交电量的事前合约转让交易。2024 年分时模式下的事前合约转让交易调整为当月所有交易品种关闸后开展。

偏差电量交易发生在发用电结束后，在发用电结束后，采用双边协商交易、挂牌交易等方式开展偏差电量交易。槟榔江水电开展偏差电量交易的交易对手主要为存在少发电力的发电企业和存在超发电力的发电企业，交易标的为月度偏差电量。2024 年分时模式下偏差电量交易调整为分时段结算，暂不开展事后偏差电量交易。

b.定价机制

电价根据市场交易相关规则形成。新购入不动产项目历史近三年及一期主要与保山电力开展中长期交易。以保山电力为例来说，新购入不动产项目历史上与保山电力开展的市场化电力交易的成交价格主要通过双边协商交易方式形成，由交易双方在规定时间内自主协商确定分时段电量、电价。按交易周期分类，新购入不动产项目与保山电力分别开展年度（多年）交易和月度（多月）交易，具体定价方式如下：

（a）年度（多年）交易

新购入不动产项目年度（多年）交易电价主要以双边协商方式确定，新购入不动产项目开展年度（多年）交易具体定价方式如下：新购入不动产项目年度（多年）交易一般在每年 12 月开展，由售电方（2025 年之前为槟榔江水电、2025 年及以后为两河水电公司）与购电方保山电力对次年全年分月电量电价自

³¹ 合约转让交易是指在发电企业之间、电力用户（售电公司）之间对双方持有的电力合约互相进行转让的交易。偏差交易（即事后合约转让交易）是在每月发用电结束后，将自身偏差电量（超发电量/少发电量）进行转让/购买，可有效降低偏差考核风险，提高合同履约率。事后合约转让交易产生原因主要系随着云南省中长期电力市场建设的持续推进和市场化交易电量比例的不断增长，交易电量与实际发(用)电量偏差的问题逐渐凸显。市场主体在发(用)电前精准预测发(用)电量难度大，发(用)电过程中不确定因素多，致使市场主体的实际发(用)电量与交易电量间难以避免地出现偏差，单纯地进行偏差电量考核将给市场主体带来较大的负担，引入合约转让交易机制处理偏差电量。

主进行年度（多年）议价协商谈判，双方综合考虑未来一年电力市场供需形势、电网电力负荷、电力消纳能力、不动产项目来水量、发电量预期，以及参考云南电力市场其他主体询价、报价结果等因素，预测未来一年云南电力市场价格行情，以历史月度上调服务基准价³²均值为基准价格进行上下浮动，形成次年全年分月电量的申报价格。协商达成一致后，双方向云南电力交易系统提交申报价格，交易数据申报需通过电力调度机构安全校核及昆明电力交易中心对售方发电能力、购方用电需求等合理性校验，最终双边协商的成交价格以云南电力交易系统中公布的成交信息统计为准。

（b）月度（多月）交易

新购入不动产项目月度（多月）交易电价以月度双边协商方式确定。根据《云南电力市场交易组织管理办法》第三十八条，双边协商交易的双方可在规定时间内对双边交易合同价格进行调整，由一方填报经双方协商一致后的合同价格，另一方确认后生效。若未填报或未经确认，则继续执行原交易合同价格。因此，若经与保山电力协商一致，新购入不动产项目可以在后续月度双边协商交易时对月度电量、电价进行调整。若未进行调整，则继续执行年度（多年）交易约定的各月电价。

新购入不动产项目月度双边协商具体定价方式如下：新购入不动产项目月度交易一般在每月月末开展，月度双边协商成交电价由售电方与购电方自主进行协商议价，综合考虑最新的电力市场供需形势、电网电力负荷、电力消纳能力、不动产项目来水量、发电量预期，以及参考云南电力市场其他主体询价、报价结果等因素，结合最新云南电力市场价格行情，以调价时公布的当月月度上调服务基准价均值为基准进行上下浮动，形成次月月度双边协商的申报价格。双方对申报价格协商达成一致后，向云南电力交易系统提交申报价格，交易数据申报需通过电力调度机构安全校核及昆明电力交易中心对售方发电能力、购方用电需求等合理性校验，最终月度双边协商的成交价格以云南电力交易系统中公布的成交信息统计为准。

（c）报告期内各类型交易方式的实际占比情况

³² 根据《云南电力市场交易组织管理办法》，月度上调服务基准价（ P_0 ）系清洁能源市场中月度省内中长期电能量交易加权平均成交价，昆明电力交易中心计算并发布月度上调服务基准价，为市场主体提供参考。

新购入不动产项目报告期内各类型交易方式主要包括年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）交易。其中 2022 年度、2023 年度、2024 年度以及 2025 年 1-6 月，新购入不动产项目年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）交易的电量情况如下表所示：

表 29 近三年及一期新购入不动产项目的年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）交易的电量及占比情况

单位：万千瓦时、%

交易周期	2025 年 1-6 月		2024 年		2023 年		2022 年	
	电量	占比	电量	占比	电量	占比	电量	占比
年度（多年）交易	75,397.68	118.86	143,380.80	83.84	154,708.80	102.29	131,218.70	73.64
月度（多月）交易	-11,962.02	-18.86	27,626.60	16.16	-3,467.44	-2.29	37,472.59	21.03
月内（多日）交易	-	-	-	-	-	-	9,509.04	5.34
合计	63,435.66	100.00	171,007.40	100.00	151,241.36	100.00	178,200.33	100.00

注：

①2022 年来水充裕，新购入不动产项目根据实际来水情况上调 2022 年发电计划，电量通过月度（多月）交易调整，因此 2022 年月度（多月）交易的合约电量较高。

2023 年来水偏枯，新购入不动产项目下调 2023 年发电计划，电量通过月度（多月）交易调整，最终 2023 年月度（多月）交易的合约电量为负数。

2025 年 1-6 月新购入不动产项目根据实际来水情况下调 2025 年 1-6 月发电计划，电量通过月度（多月）交易调整，因此 2025 年 1-6 月月度（多月）交易电量为负数。

②以上计算未考虑偏差电量的影响。

③新购入不动产项目自 2022 年后未开展月内（多日）交易。

（d）报告期内各类型交易方式的价格差异情况

2022 年度、2023 年度、2024 年度以及 2025 年 1-6 月，新购入不动产项目年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）交易的加权平均电价（含税）如下表所示：

表 30 近三年及一期新购入不动产项目的年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）交易的加权平均电价情况（含税）

单位：元/千瓦时

交易周期	2025 年 1-6 月	2024 年	2023 年	2022 年
年度（多年）交易	0.2762	0.2363	0.2250	0.2401
月度（多月）交易	0.2773	0.2182	0.1722	0.1836

月内（多日）交易	-	-	-	0.2581

注：

①月度（多月）交易电价的计算方式为年内每月月度交易电费的绝对值之和除年内每月月度交易电量绝对值之和。

②电价为未扣除每千瓦时 0.01 元的固定提取资金前的电价。

在同一年度，年度（多年）交易与月度（多月）交易上网电价存在差异主要因为月度（多月）交易集中发生在每年的汛期，汛期电价低于全年平均电价所致。2025 年 1-6 月，月度（多月）交易价格较高主要是由于云南电力市场供需变化，市场电价发生波动，签署的月度（多月）交易电价高于年度（多年）交易预测值所致。

2022 年度月度（多月）交易与月内（多日）交易上网电价存在差异的主要原因为月度（多月）交易主要发生在汛期，上网电价较低，而月内（多日）交易主要发生在枯水期，上网电价较高所致。

不同年度间的年度（多年）交易上网电价差异较小，该差异主要为不同年度云南电力市场电价的波动导致。2025 年 1-6 月的年度（多年）交易电价为 1-6 月的加权平均值，期间内枯水期占比较高，电价较高，因而年度（多年）交易电价高于往年。

不同年度间的月度（多月）交易上网电价存在差异，主要因为虽然月度（多月）交易集中发生在汛期，但不同年度在汛期集中进行的月度（多月）交易电量比例仍存在区别，加权平均电价随之波动。其中，2022 年、2023 年的月度（多月）交易更集中地发生在汛期，因此月度（多月）交易上网电价较低；2024 年月度（多月）交易则较为分散，因此月度（多月）交易上网电价相较 2022 年、2023 年相比偏高。

（e）新购入不动产项目与保山电力已经签署《电力交易合同》的情况下，开展月度（多月）和月内（多日）交易具备合理性

新购入不动产项目开展月度（多月）交易、月内（多日）交易主要有以下两个原因：一是政策要求。根据国家能源局和云南省能源局政策要求，并网水电站需要参与电力中长期交易，电力中长期交易包括年度（多年）、月度（多月）交易和月内（多日）交易。因此，新购入不动产项目参与月度（多月）交易和月内（多日）交易具有政策合理性。二是调整预测电量与最终交易电量偏差。因实操过程中预测电量与最终交易电量存在差异，所以需要根据实际情况通过调整次月电量、次日电量的方式作为年度（多年）交易的补充。

a) 开展月度（多月）交易具备合理性

根据国家发展改革委、国家能源局发布关于做好当年度电力中长期合同签订履约工作的通知，为了充分发挥中长期交易稳定市场的“压舱石”作用，要求坚持电力中长期合同高签约比例。为了满足电厂侧签约比例的要求，除需要签署年度中长期合同外，电厂还需要通过后续月度（多月）交易、月内（多日）交易，满足月度的足量签约。

以 2024 年为例，云南省能源局按照《国家发展改革委国家能源局关于做好 2024 年电力中长期合同签订履约工作的通知》（发改运行〔2023〕1662 号）要求，制订了《云南省能源局关于做好 2024 年云南电力中长期合同签订履约工作的通知》（云能源运行〔2023〕321 号），该通知第二条（二）款电厂侧签约比例约定：“考虑 2024 年供需预测情况，为与用电侧电量匹配，水电厂 2024 年年度中长期合同签约电量（不含西电东送电量）应不低于其上一年度（2022 年 12 月至 2023 年 11 月）上网电量扣减同期承担西电东送电量后的 80%…所有电厂需要通过后续月度、日前交易，当月交易电量（含事前合约转让、偏差电量交易）达到当月实际上网电量的 90%，视为月度足量签约。”《云南省能源局关于做好 2025 年云南电力中长期合同签订履约工作的通知》（云能源运行〔2024〕232 号）亦延续了上述规定。

新购入不动产项目为满足以上年度电厂侧签约比例要求，每年 1 月，新购入不动产项目需与保山电力在“云南电力交易系统”签署年度《云南电力中长期交易合同示范文本》，约定每年分月交易电量和交易电价。年度《云南电力中长期交易合同示范文本》是在每年年初签署，而每年电厂实际发电量受到气候、来水量、电网调配（如有）等影响，因此每月实际发电量可能高于或低于《云南电力中长期交易合同示范文本》约定的分月交易电量。同时，由于云南电网每月会对未足量签约的市场主体进行考核³³，因此，实操过程中新购入不动产项目一般会在每月月底前根据实际情况在“云南电力交易系统”调整次月交易电量，进行月度（多月）交易。

³³ 以 2024 年为例，根据《云南省能源局关于做好 2024 年云南电力中长期合同签订履约工作的通知》（云能源运行〔2023〕321 号）第二条（三）款“激励机制”，对未足量签约的市场主体进行考核，批发交易市场主体考核费用为 $\max\{\text{当月实际上网（用）电量} - \text{当月交易电量}, 0\} * K * \text{当月清洁能源市场月度偏差电量基准价}$ 。其中：年度足量签约但月度未足量签约的市场主体考核系数 K 为 0.03，年度未足量签约但月度足量签约的市场主体考核系数 K 为 0.05，年度未足量签约且月度未足量签约的市场主体考核系数 K 为 0.1。

综上所述，通过以上月度（多月）交易，新购入不动产项目最终满足云南省能源局制定的对水电厂当月交易电量达到当月实际上网电量的 90% 的规则要求。

b) 开展月内（多日）交易具备合理性

为进一步缩小实际发电与年度/月度交易电量的偏差，降低偏差考核，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目还会开展更细维度的交易，即月内（多日）交易（一般为日交易）。为进一步提高发电效益、提升电厂收入，新购入不动产项目在出现次日电价较高等情况时，也可酌情进行日交易获取更多经济收益。

因此，月内（多日）交易具备合理性。

(f) 月度（多月）交易、月内（多日）交易与《电力交易合同》约定的交易不冲突

经核查，《电力交易合同》不涉及定制化服务、独占排他合作关系，不属于独占垄断交易，并允许月度（多月）交易、月内（多日）交易，月度（多月）交易和月内（多日）交易不与《电力交易合同》约定的交易冲突。

《电力交易合同》约定，若保山电力不能完全消纳新购入不动产项目电量，则由保山电力对外销售该部分电量。实操中，为履行上述《电力交易合同》项下义务，保山电力以营销第三方电力客户的形式协助本项目消纳，新购入不动产项目与其寻找的交易对手签约，对该部分交易电量，也全额纳入保山电力消纳电量的范围之内。其中，如云南宏润绿色能源有限公司（作为电力用户，以下简称云南宏润）、槟榔江水电（作为发电企业）、云南电网（作为电网企业）就苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目签署了《云南电力中长期交易合同示范文本》（合同编号分别为 F1-2024-010993、F1-2024-010992），约定通过云南电网完成中长期购售电交易，合同交易电量以电力交易平台数据为准，电量交割时间为自 2024 年 7 月 1 日 0 时至 2024 年 8 月 31 日 24 时。

综上所述，《电力交易合同》并未对电力交易的形式和对象进行制约，未限制新购入不动产项目与其他购电方交易，允许月度（多月）交易、月内（多日）交易，二者不产生冲突。

(g) 项目与保山电力的合约电价情况

近三年及一期，新购入不动产项目历史上与保山电力在云南电力交易系统中公布的各月双边协商合约电价如下所示：

表 31 近三年及一期不动产项目与保山电力月度双边协商合约电价

单位：元/千瓦时（含税）

合约电价/时间	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年 1-6 月
1 月	0.27203	0.27839	0.29208	0.30712
2 月	0.27200	0.27759	0.29070	0.30559
3 月	0.27202	0.27723	0.29091	0.30562
4 月	0.27200	0.27739	0.29109	0.30589
5 月	0.27000	0.27533	0.28922	0.30403
6 月	0.22254	0.21462	0.23079	0.24433
7 月	0.18000	0.14861	0.15861	/
8 月	0.17500	0.14134	0.15173	
9 月	0.16500	0.14102	0.15160	
10 月	0.18500	0.15743	0.17076	
11 月	0.27900	0.27660	0.29131	
12 月	0.27305	0.27833	0.29075	

注：以上合约电价未考虑固定提取资金、考核补偿/费用等影响。

近三年及一期，新购入不动产项目历史上与保山电力在云南电力交易系统中公布的年度加权平均双边协商合约电价如下所示：

表 32 近三年及一期新购入不动产项目与保山电力加权平均双边协商合约电价情况

单位：元/千瓦时（含税）

年份	合约电价
2022 年	0.24975
2023 年	0.22462
2024 年	0.23624
2025 年 1-6 月	0.29547

注：加权平均双边合约电价=年度合约电费/年度合约电量；年度合约电费为当年各月月度合约电价乘以合约电量之和。

此外，根据《云南电力市场燃煤发电交易实施办法》（昆明交易〔2022〕287 号）明确了电网结算价格的上下限区间，规定：试行期内水电和新能源全年分月电量电价加权平均电价在前 3 年年度市场均价上下浮动 10%区间内形成，超过上限部分纳入电力成本分担机制。水电和新能源开展年度、月度、日等各

类周期的电力直接交易时，分月（及日交易）申报价格不超过前三年对应的月度上调服务基准价的算术平均值的上下浮动 10% 区间。新购入不动产项目满足以上要求。

（h）项目与其他主体的合约电价情况

以 2024 年与云南宏润绿色能源有限公司（简称“云南宏润”）的中长期交易电价的定价为例。2024 年 7-8 月的汛期，新购入不动产项目具备充足的发电能力，且云南宏润作为售电公司有较为突出的购电需求，二者相匹配。因此，新购入不动产项目、云南宏润和云南电网于 2024 年 1 月签署了电力中长期交易合同，约定了 2024 年 7-8 月的合约电量和合约电价。

新购入不动产项目与云南宏润综合考虑云南宏润在 2024 年 7-8 月较为突出的购电需求，以及未来一年云南电力市场供需形势、新购入不动产项目来水量、发电量预期、电网电力负荷等因素，并参考云南电力市场其他主体询价、报价等结果，最终在 2024 年 1 月签署的电力中长期合同中约定 2024 年 7 月、8 月的合约电价为 0.15761 元/千瓦时、0.15073 元/千瓦时。

其中，在 2023 年末双方对 2024 年 7-8 月的合约电价进行预测时，参考了过往三年（2021 年-2023 年）同期 7-8 月的上调服务基准价，双方预测的合约电价在过往三年同期的上调服务基准价算术平均值上下 10% 的区间内，预测较为合理。

表 33 2021 年-2023 年 7-8 月上调服务基准价及其算术平均值的上下浮动 10% 区间与约定合约电价对比情况

单位：元/千瓦时

月份	2023 年 7 月	2022 年 7 月	2021 年 7 月	算数平均值	上浮 10% 价格	下浮 10% 价格	2024 年 7 月 约定 合约电价
上调服务基准价 (P ₀)	0.14810	0.15499	0.12949	0.14419	0.15861	0.12977	0.15761
月份	2023 年 8 月	2022 年 8 月	2021 年 8 月	算数平均值	上浮 10% 价格	下浮 10% 价格	2024 年 8 月 约定 合约电价
上调服务基准价 (P ₀)	0.14091	0.14977	0.12313	0.13794	0.15173	0.12414	0.15073

此外，2024 年 7-8 月云南市场实际的实际上调服务基准价如下表所示，双方约定的合约电价与市场实际上调服务基准价相差较小。

表 34 2024 年 7-8 月实际上调服务基准价与合约电价对比情况

单位：元

月份	2024 年 7 月	2024 年 8 月
合约电价	0.15761	0.15073
实际上调服务基准价（ P_0 ）	0.15803	0.15110
预测差异比例	-0.27%	-0.24%

（3）交易顺序

1) 各交易对手在合约签订事宜上，无先后顺序之别

年度交易首先由新购入不动产项目与市场上潜在的交易对手方接触，双方根据发电计划、电量需求、电价等进行协商。然后由新购入不动产项目综合统筹确定符合未来一年发电计划且满足新购入不动产项目综合利益最大化的交易对手及相应交易电量。最终，双方协商一致后，向云南电力交易系统提交申报价格。交易数据经过校验后，双方正式签署中长期电力合同。

因此，年度交易由新购入不动产项目考虑未来发电计划以及对手方报量、报价后综合决定，各交易对手间不存在签署顺序或交易顺序的先后安排。

2) 年度交易中同月涉及多个交易对手方的情形，电力输配工作的实施不存在优先级差异

鉴于电能的同质性特征，无法特定化，发电侧无法将每一度电与终端电力用户进行精准匹配。在此背景下，新购入不动产项目所发电力的直接采购方为云南电网。新购入不动产项目须按照相关规定，将电力中长期合同中约定的电量统一输送至云南电网，云南电网凭借其调度协调体系，对电能进行统筹分配，最终将电力输送至各电力终端用户，保障电力供应的有序流转。

因此，新购入不动产项目年度交易中同月涉及多个交易对手方的情形，电力输配工作的实施不存在优先级差异。

4. 新购入不动产项目的售电结算模式

（1）概述

昆明电力交易中心负责向各市场主体提供电力交易结算依据，各市场主体电费支付结算通过电网企业完成。发电企业上网电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险。

电网统一收取电力用户支付的电费资金，结算后最终支付给发电企业，发电企业的售电现金流入均来自于电网企业。根据云南电网和两河水电公司于2024年8月签订的《苏家河口电厂并网调度协议》《松山河口电厂并网调度协议》，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目的电费均由云南电网直接支付。因此，云南电网作为电网企业直接承担电力用户侧的欠费风险，本项目的现金流稳定性可获保障。

穿透来看，新购入不动产项目所发电量主要由保山市电力用户消纳，并且本项目可以与除保山电力外的省内其他购电主体开展中长期交易实现跨市消纳，未来也可以通过云南电网实现跨省输送和消纳。因此，新购入不动产项目发电量的消纳无需依赖保山电力，可依靠自身销售渠道消纳，或自由选择云南省内众多售电公司协助消纳。

根据《关于印发〈云南电力市场准入与退出管理办法〉等六个管理办法的通知》（昆明交易〔2023〕405号）之《云南电力市场交易组织管理办法》《云南电力市场结算管理办法》，分时结算模式下电力中长期交易适用于未开展云南省电力现货市场结算试运行期间，现货市场环境下中长期交易按照云南省现货市场相关规则执行。

（2）中长期交易结算模式

根据《关于印发〈云南电力市场准入与退出管理办法〉等六个管理办法的通知》（昆明交易〔2023〕405号）、《云南省能源局关于做好2025年云南电力中长期合同签订履约工作的通知》（云能源运行〔2024〕232号），参加批发市场的市场主体（电厂）按时段开展电力中长期交易，根据发用电预测数据协商确定分时段电量、电价。电力市场中长期分时段交易暂将每日分为24个时段，每小时为一个时段，即分时模式，以每个时段的电量为交易标的，组织发

电侧与批发交易用户按时段开展电力中长期交易，相应结算模式为分时结算模式。

(3) 现货交易结算模式

现货交易方面，发电侧现货市场结算电价为机组所在物理节点的节点电价，用户侧现货市场结算电价采用统一结算点电价进行结算，发、用电两侧每小时的节点电价等于该时段内每 15 分钟节点电价的算术平均值。

5. 新购入不动产项目发电运营独立性情况

(1) 新购入不动产项目资产具有独立性

截至 2025 年 6 月 30 日，新购入不动产项目苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目相关资产、债务及人员已一并划转至两河水电公司名下，具体而言，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目涉及的全部 16 份不动产权证书已由槟榔江水电转移登记至两河水电公司，新购入不动产项目对应的不动产权已完成变更登记，2 份取水许可证、电力业务许可证也已换发至两河水电公司；与新购入不动产项目相关的设备设施已划转至两河水电公司；相关融资合同已完成换签；相关人员已与两河水电公司重新签署劳动合同；《并网调度协议》《购售电合同》以及《电力交易合同》均已换签至两河水电公司名下，重组事项已完成。

因此，两河水电公司 100%持有新购入不动产项目苏家河口水电站和松山河口水电站，资产具有独立性。

(2) 新购入不动产项目的电力交易具有独立性

截至 2025 年 6 月 30 日，新购入不动产项目的《并网调度协议》《购售电合同》以及与保山电力的《电力交易合同》（合同编号：（售电人）HT-RC-2024-12-3700）已换签至两河水电公司名下。两河水电公司已开立基本户、税号，可以正常经营，并自 2024 年 10 月起从云南电网直接收取苏家河口水电站和松山河口水电站的电费收入，并自主对外付费。电费收入和费用支付都具有独立性。

截至 2025 年 6 月 30 日，苏家河口水电站和松山河口水电站在“云南电力交易系统”的交易主体已变更为两河水电公司，2024 年与槟榔江水电就苏家河口水电站和松山河口水电站在“云南电力交易系统”中进行中长期交易签署的《云南电力中长期交易合同示范文本（2024）》已履行完毕，截至 2025 年 6 月 30 日，两河水电公司作为发电企业，与保山电力（作为电力用户）、云南电网（作为电网企业）在“云南电力交易系统”中已签署《云南电力中长期交易合同示范文本（2025）》。

两河水电公司作为发电企业就苏家河口水电站和松山河口水电站在云南电力市场与其他电力交易主体独立开展年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）交易，与保山电力等购电主体独立签订年度《云南电力中长期交易合同示范文本》，通过双边协商等方式开展年度（多年）或月度（多月）的中长期电力交易。

因此新购入不动产项目的电力交易具有独立性。

（3）新购入不动产项目的发电调度具有独立性

两河水电公司持有的苏家河口水电站和松山河口水电站由云南电网的一级调度机构云南电力调度控制中心发电调度，而保山能源持有的其他 24 座水电站由云南电网的三级调度机构云南保山电力股份有限公司电力调度中心进行发电调度，具体如下：

根据两河水电公司（重组完成前为槟榔江水电）与云南电网（作为电网经营企业）签署的苏家河口水电站和松山河口水电站的《并网调度协议》，苏家河口水电站和松山河口水电站并入云南电网运行，由电力调度机构云南电力调度控制中心（即省调，云南电网的一级调度机构）根据电站申请审核编制月度发电计划、日发电调度计划曲线等，两河水电公司（重组完成前为槟榔江水电）需严格执行电力调度机构下达的日发电调度计划曲线和调度指令。

而三岔河水电站在内的其他保山能源持有的 24 座水电站与保山电力（作为电网经营企业）签署《并网调度协议》，其他 24 座水电站由云南保山电力股份有限公司电力调度中心（即保山市调，云南电网的三级调度机构）结合电网运行实际情况，根据电站申请审核编制月度发电计划、日发电调度计划曲线及无

功出力曲线（或电压曲线），保山能源及其子公司需按照电网调度机构调度制度组织电厂实时生产运行。

因此，苏家河口水电站和松山河口水电站由省调进行发电调度，独立于保山能源持有的其他 24 座水电站，新购入不动产项目的发电调度具有独立性。

（4）新购入不动产项目运营管理具有独立性

新购入不动产项目苏家河口水电站和松山河口水电站的运营管理统筹机构为保山能源，运营管理实施机构为保山能源全资子公司保能和顺公司。

三岔河水电站由本次运营管理统筹机构保山能源持有运营，保山能源已出具《保山能源发展股份有限公司关于避免同业竞争的承诺函》，承诺“对本公司持有并运营的竞争性项目，本公司承诺在担任运营管理机构期间，将采取充分、适当的措施，公平对待新购入不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将新购入项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用本公司或本公司同一控制下的关联方不动产基金份额持有人的地位或利用该地位获得的信息作出不利于不动产基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。同时，在竞争性项目符合不动产基金适用法律法规要求的不动产项目条件的情况下，将给予不动产基金在同等条件下优先收购该等竞争性项目的权利”。

因此，新购入不动产项目的运营管理具有独立性。

（5）新购入不动产项目现金流具有持续性、稳定性

苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目现金流直接提供方为云南电网，重要现金流提供方为保山电力。根据穿透原则界定，购买不动产项目上网电量的实际底层电力用户，除西电东送外，主要为保山市当地居民及大工业、一般工商业等，现金流的底层提供方极为分散，且现金流提供方对于电力购买具有持续刚性需求，因此，该项目具备长期稳定的终端电力销售收入，购电方集中度风险较低。

因此，新购入不动产项目的现金流来源为电力销售结算，现金流具有稳定性和持续性。

综上所述，新购入不动产项目的资产现金流具备独立性、持续性和稳定性。

6. 水库调蓄及调度情况说明及分析

(1) 苏家河口水电站、松山河口水电站的来水依赖三岔河水库的运作

苏家河口水电站、松山河口水电站和三岔河水电站同属槟榔江流域，下游水电站的来水量取决于径流和上游水电站的放水情况，苏家河口水库通过与三岔河水库联合调节后实现年调节。具体而言，三岔河水库为梯级龙头年调节水库，能对下游水库特别是苏家河口水库形成有效补给。汛期前（每年5月31日前）三岔河水库尽量通过发电腾出库容，保持低水位运行，洪峰过后适时回蓄。汛末，为满足工程安全和下游电站防洪要求，水库水位维持在正常蓄水位附近。非汛期水库水位计划性回落，补给下游水库。

通过以上调蓄，充分利用水量保障苏家河口水库保持较高水位运行状态，减少下游苏家河口水电站的耗水率³⁴。因此，三岔河水库投产后对新购入不动产项目起到了一定“蓄丰补枯”、提升发电效率作用。

(2) 三岔河水库投产后对新购入不动产项目发电量产生正向影响

自三岔河水电站投入运营后，苏家河口电站和松山河口水电站汛期弃水明显减少，电站枯期发电量增加，汛枯期发电更加均匀，年均发电总量明显增加，电能质量较好。

依据中国电建集团昆明勘测设计研究院有限公司出具的《苏家河口水电站和松山河口水电站水量及发电量分析报告》，在三岔河电站投产前，苏家河口和松山河口水电站经复核多年平均发电量分别为11.42亿千瓦时、6.53亿千瓦时；三岔河水电站投产后，苏家河口和松山河口水电站经复核多年平均发电量分别为11.94亿千瓦时、6.68亿千瓦时，较未投产之前分别增加4.6%、2.2%。

三岔河水电站投产前后，苏家河口与松山河口水电站经复核发电量情况如下：

表 35 苏家河口水电站项目电量复核成果表

单位：立方米/秒；亿千瓦时；小时；兆瓦；%

项目	单位	三岔河水电站	三岔河水电站	差值

³⁴ 耗水率是指单位发电量所消耗的水量，通常用于衡量水电站的用水效率。

		投产前复核结果	投产后复核结果	
坝址径流	立方米/秒	56.60	56.60	0.0%
下泄生态流量	立方米/秒	5.98	5.98	0.0%
多年平均发电量	亿千瓦时	11.42	11.94	4.6%
装机年利用小时数	小时	3,625.00	3,790.00	4.6%
保证出力量 (P ³⁵ =90%)	兆瓦	57.50	97.80	70.1%

表 36 松山河口水电站项目电量复核成果表

单位：立方米/秒；亿千瓦时；小时；兆瓦；%

项目	三岔河水电站投产前复核结果	三岔河水电站投产后复核结果	差值
坝址径流	59.10	59.10	0.0
下泄生态流量	6.26	6.26	0.0
多年平均发电量	6.53	6.68	2.2
装机年利用小时数	3,888.00	3,974.00	2.2
保证出力量 (P=90%)	32.90	54.90	66.9

(3) 三岔河水电站、苏家河口水电站、松山河口水电站利益一致，不构成直接竞争关系

对于同一流域的梯级水电站，上下游电站的发电逻辑使其利益一致。梯级水库上一级发电后的尾水，流入下一级再次发电，一股水流多次转化成电能，通过水库有效地配合衔接可提高发电效率，高效利用水资源。

上下游水电站的连接决定了两者发电效益高度绑定，而非零和博弈，上游三岔河口水电站在追求自身发电目标的同时，水亦将通过依次来水快速流至下游各级水电站，上下游水电站运营时不存在水量争夺问题。

(一) 新购入不动产项目的运营数据

1. 来水量

槟榔江流域近十年及 2025 年 1-6 月份天然来水量具体如下：

³⁵ P 指降雨量，下同。

表 37 槟榔江流域天然来水量³⁶

单位：万立方米

时间	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年 1-6 月
1 月	3,946	3,552	4,609	4,481	4,427	4,987	5,607	4,438	4,112	3,832	4,125
2 月	2,827	4,305	3,986	3,561	3,576	3,380	4,084	3,542	3,065	4,438	2,936
3 月	2,744	2,835	6,870	3,769	4,942	3,069	3,768	4,261	3,355	3,914	3,166
4 月	4,317	9,532	12,843	3,499	4,409	3,945	3,039	6,812	3,153	4,613	3,377
5 月	3,859	13,296	6,930	9,064	4,170	7,256	5,732	16,908	4,079	9,409	12,082
6 月	14,310	17,279	20,241	25,998	18,377	21,436	16,582	35,419	15,480	14,466	20,067
7 月	19,589	32,010	21,002	30,464	45,514	47,196	20,331	20,500	19,057	33,980	-
8 月	18,897	20,512	23,640	20,517	17,244	38,947	27,116	16,274	28,440	23,449	
9 月	18,899	16,046	16,442	21,656	16,843	27,229	17,600	13,066	12,584	10,878	
10 月	13,292	10,649	12,872	16,033	12,398	21,751	10,714	12,597	15,320	10,987	
11 月	6,364	12,226	7,527	6,667	7,055	13,577	5,396	6,078	6,786	6,881	
12 月	4,066	5,194	4,526	5,689	4,749	7,425	4,591	4,792	5,401	4,694	
合计	113,110	147,437	141,488	151,396	143,704	200,197	124,559	144,687	120,830	131,541	-
月均	9,426	12,286	11,791	12,616	11,975	16,683	10,380	12,057	10,069	10,962	-

2. 弃水量

弃水是指在水电站发电能力下可用来发电但因各种原因所致实际未用于发电的水量，弃水水量理论上对应的可发出电量称为弃水电量。弃水电量受电力供需情况及电网消纳能力影响。

2022 年-2025 年 6 月末，随着清洁能源消纳政策落地、省内供需格局改善和电网输送能力提升，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目均不存在弃水情况。

3. 发电量

发电量系指水电站发电机组在一定时间内产生的电能总量³⁷。新购入不动产项目发电量情况如下：

³⁶ 流域天然来水量，为剔除了电站水库调蓄影响后的来水量；同时为充分展示来水量信息，本处来水量披露 2015 年至 2025 年 6 月份数据。

³⁷ 发电量扣除各项损耗后为上网电量。

（1）苏家河口水电站项目

苏家河口水电站项目是槟榔江干流中游河段梯级电站开发中容量最大的一级电站，电站坝址控制流域面积 939 平方千米，水库正常蓄水位 1,590 米，相应库容 2.23 亿立方米，调节库容 1.22 亿立方米，水库具有季调节性能，可通过调节水量适度平滑汛期、枯水期发电量。

其 2022 年-2025 年 6 月发电量存在一定波动，主要受流域内来水量波动导致，具体如下：

表 38 苏家河口水电站项目发电量³⁸

单位：万千瓦时

时间	2025 年 1-6 月	2024 年	2023 年	2022 年
1 月	5,520	8,826	6,182	6,754
2 月	4,334	6,868	6,376	6,729
3 月	9,390	7,786	6,694	9,159
4 月	4,361	4,947	2,236	8,030
5 月	5,777	9,965	10,478	18,529
6 月	13,067	13,106	8,692	17,121
7 月	/	14,482	14,579	20,999
8 月		17,948	5,957	9,476
9 月		9,160	10,174	3,646
10 月		4,484	6,434	4,120
11 月		11,316	6,564	11,851
12 月		4,845	5,276	5,125
合计	42,449	113,732	89,641	121,539
均值	7,075	9,478	7,470	10,128

（2）松山河口水电站项目

松山河口水电站项目电站坝址控制流域面积 993 平方千米，正常蓄水位 1,243 米，相应库容 0.0054 亿立方米，调节库容 0.0027 亿立方米。

其 2022 年-2025 年 6 月发电量存在一定波动，主要受流域内来水量波动导致，具体如下：

³⁸ 因四舍五入等问题，本申报材料中合计数与分类数据（如本表中分月数据）直接加总可能存在尾差，下同。

表 39 松山河口水电站项目发电量

单位：万千瓦时

时间	2025 年 1-6 月	2024 年	2023 年	2022 年
1 月	2,968	4,356	3,366	3,588
2 月	2,321	3,477	3,460	3,587
3 月	4,898	4,071	3,758	4,890
4 月	2,286	2,624	1,366	4,327
5 月	3,148	5,395	5,461	9,680
6 月	6,726	6,952	4,576	9,296
7 月	/	7,497	7,600	11,210
8 月		8,984	3,287	5,375
9 月		4,648	5,252	2,287
10 月		2,377	3,371	2,319
11 月		5,903	3,411	6,168
12 月		2,629	2,651	2,870
合计	22,345	58,911	47,558	65,594
均值	3,724	4,909	3,963	5,466

4. 上网电量

上网电量系指发电厂向电网输送的电量，即水电站发电量扣除各项损耗后向电网输送的电量。受发电量变化影响，新购入不动产项目上网电量存在一定波动。新购入不动产项目优先发电计划（西电东送）及市场化交易具体电量构成及比例如下：

表 40 苏家河口及松山河口水电站项目上网电量

单位：万千瓦时、%

年份		2025 年 1-6 月		2024 年		2023 年		2022 年	
		电量	占比	电量	占比	电量	占比	电量	占比
苏家河口水电站	优先发电计划（西电东送）	1,403.92	3.35	8,291.30	7.38	8,376.62	9.45	8,384.07	6.98
	市场化交易	40,546.88	96.65	104,101.10	92.62	80,242.30	90.55	111,700.03	93.02
	小计	41,950.80	100.00	112,392.40	100.00	88,618.92	100.00	120,084.10	100.00
松山河口水电站	优先发电计划（西电东送）	748.76	3.39	4,422.03	7.59	4,467.53	9.50	4,471.50	6.90
	市场化交易	21,339.63	96.61	53,848.33	92.41	42,567.73	90.50	60,368.66	93.10

年份		2025 年 1-6 月		2024 年		2023 年		2022 年	
		电量	占比	电量	占比	电量	占比	电量	占比
	小计	22,088.39	100.00	58,270.36	100.00	47,035.26	100.00	64,840.16	100.00
合计	优先发电计划（西电东送）	2,152.68	3.36	12,713.33	7.45	12,844.15	9.47	12,855.57	6.95
	市场化交易	61,886.51	96.64	157,949.44	92.55	122,810.03	90.53	172,068.69	93.05
	合计	64,039.18	100.00	170,662.76	100.00	135,654.18	100.00	184,924.26	100.00

5. 上网电价

新购入不动产项目上网电价分为优先发电计划（西电东送）电价和市场化交易电价。优先发电计划（西电东送）电价由政府根据相关机制确定，市场化交易电价主要通过双边协商等市场化方式确定，同时接受相关考核。历史三年一期电价情况如下：

表 41 苏家河口及松山河口水电站项目上网电价（含税）构成

单位：元/千瓦时

年份		2025 年 1-6 月	2024 年	2023 年	2022 年
苏家河口 水电站	优先发电计划（西电东送）	0.2246	0.2345	0.2356	0.2339
	市场化交易	0.2882	0.2351	0.2257	0.2312
	固定提取资金	-0.0100	-0.0100	-0.0100	-0.0100
	考核补偿/费用	0.0020	0.0040	0.0059	0.0007
	平均电价	0.2781	0.2291	0.2225	0.2221
松山河口 水电站	优先发电计划（西电东送）	0.2246	0.2345	0.2356	0.2339
	市场化交易	0.2891	0.2361	0.2246	0.2303
	固定提取资金	-0.0100	-0.0100	-0.0100	-0.0100
	考核补偿/费用	-0.0014	0.0011	0.0052	0.0003
	平均电价	0.2755	0.2270	0.2208	0.2209
合计	优先发电计划（西电东送）	0.2246	0.2345	0.2356	0.2339
	市场化交易	0.2885	0.2355	0.2253	0.2309

年份		2025 年 1-6 月	2024 年	2023 年	2022 年
	固定提取资金	-0.0100	-0.0100	-0.0100	-0.0100
	考核补偿/费用	0.0009	0.0030	0.0056	0.0006
	平均电价	0.2772	0.2284	0.2219	0.2217

注：

①市场化电价=（每年电费收入（含税）³⁹-优先发电计划（西电东送）电费（含税）-固定提取资金（含税）-考核补偿/费用（含税））/市场化电量。

②固定提取资金：按政策以电量为基础，按 0.01 元/千瓦时（含税）提取，作为收入的扣除项纳入系统平衡调节资金统筹管理。

③考核补偿/费用：包括向电力系统提供调峰、调频、调相等服务相应取得的辅助服务补偿电费以及电网偏差考核产生的调整项。

④平均电价=每年电费收入（含税）/上网电量。

（1）电价变动原因说明

1）西电东送电价

国家发展改革委《关于南方电网 2016 年西电东送及省间交易计划的复函》（发改运行〔2016〕1132 号）明确要求：“南方电网应会同 4 省（区）⁴⁰尽快签订协议或合同，积极协商并签订‘十三五’送受电框架协议，鼓励通过中长期合同落实国家计划、地方政府间协议”。据此，西电东送的定价机制的形式为：由南方电网牵头，会同省级政府签订地方政府间送受电协议，形成跨省跨区送受电计划以及西电东送交易价格。

2022 年，国家能源局指导广州电力交易中心修订印发《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则》。根据该规则和云南省能源局关于优先发电计划安排的相关通知：1）电网公司负责落实国家指令性计划、政府间协议、国家下达的年度跨区跨省优先送受电计划，签订和履行电力交易合同；2）两河水电公司系云南电网西电东送安排的发电企业之一。按规定，两河水电公司西电东送安排系南方区域跨区跨省电力交易落实国家指令性计划、政府间框架协议的一部分，应在交易中根据国家指令性计划、政府间框架协议形成成交价格。

2）市场化交易电价

³⁹ 电价对应收入为经审计数据，未考虑跨年结算电费。由于年度审计时，昆明电力交易中心尚未出具个别月份正式结算清单或调整单，导致在编制年度审计报告时，全年最终考核结果尚未出具，因此，结算电费存在跨年度的多退少补。跨年结算电费属于经营过程中的正常现象，且涉及金额较小，下同。

⁴⁰ 4 省（区）：广东、广西、贵州、云南 4 省（区）。

本次扩募水电项目的市场化交易电价，主要受自然条件及市场环境变化影响而波动，具体包括地方经济发展水平、能源与环保政策变化、气候条件变化、地方电力供需情况、电网阻塞及运行检修状态、不同电源发电成本及项目竞争力、市场舆情干扰等多重因素影响。其中气候条件变化、地方电力供需平衡为主要影响因素：

a.气候条件变化方面，例如来水量、风光资源条件、极热极寒和沙尘暴等特殊天气变化，甚至极端暴雨所引发的泥石流，均有可能导致高比例水电和新能源电源结构下发电侧的可发电量，或电力用户侧的用电需求产生波动情况，进而导致地方电力供需不平衡，影响电力交易价格。

b.地方电力供需平衡，除上述情况外，还可能会因为新增风电光伏等发电机组大规模并网致使供给增加，或地方大型发电设施检修停产致使供给偏紧等长期或短期电力供需情形变化，进而影响电力交易价格。结合云南电力供需实际情况，市场化水电交易价格呈现出“汛期价低、枯水期价高”的特征。具体而言，汛期云南省电力市场发电端供给量相对较大，水电交易电价较低；枯水期云南省电力市场发电端供给量相对较小，水电交易电价较高。本次扩募的两个水电项目均以中长期电力交易为主，受实时（或短期）电力供需平衡影响较小，但中长期电力供需平衡发生变化时，将会对新购入不动产项目的电价和项目收益产生一定程度的影响。

（2）未来展望

2023年3月31日，槟榔江水电与保山电力签订《电力交易合同》（已于2024年12月终止执行），约定2023年至2026年苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目上网电量除优先电量外全部售予云南保山电力股份有限公司，上网电量加权平均电价按2021年结算的上网电量加权平均电价0.195元/千瓦时（含税）为基数，确保连续4年不低于5%的增长率，2022至2026年结算上网电量加权平均电价（含税）分别不低于0.205元/千瓦时、0.215元/千瓦时、0.226元/千瓦时、0.237元/千瓦时、0.237元/千瓦时。每年与当期云南电力市场电价对比，按孰高执行。

2024年12月30日，保山电力（作为甲方、购电人）、两河水电公司（作为乙方、售电人）与槟榔江水电（作为丙方、原售电人）签署了《电力交易合

同》（合同编号：（售电人）HT-RC-2024-12-3700），约定 2023 年 1 月 1 日至 2024 年 12 月 31 日电力交易相关事项由槟榔江水电履行，2025 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日电力交易相关事项由两河水电公司履行。

此外，水电为可再生清洁能源，发展水电符合国家能源发展战略，节能减排效益显著，未来较长一段时间水电仍是能源优先发展的重点领域。同时，根据相关报告⁴¹对云南省电力市场消纳情况的分析，未来全省将面临较大的电量缺口，电力市场消纳能力逐渐增大，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目所发电量预期能够被市场消纳。

6. 市场消纳能力

（1）历史情况

a.新购入不动产项目具备云南省级电量输送能力

苏家河口水电站和松山河口水电站是目前保山市少数以 220 千伏电压等级接入系统的电站，具备在整个云南省输送电量的能力。

2019 年以前，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目送出通道仅为 220 千伏保腾线，送出相对受限。2019 年 11 月底 220 千伏兰腾线的投运，发电能力强的腾冲片区送出线路在 220 千伏保腾双回路基础上增加了 220 千伏兰腾双回路，由原来的 2 回线路增加为 4 回线路，解决了腾冲市向保山市电力送出受阻问题。

2019 年 4 月，500 千伏兰城变电站投运，保山区域与外部通道（云南省）的联通路径从原单一的 220 千伏线路增加为 500 千伏与 220 千伏线路，外送能力得到大幅提高。

b.保山市消纳能力良好

根据《云南电网公司关于保山市苏家河口、松山河口水电站接入系统设计审查的意见》（云电计〔2010〕218 号），新购入不动产项目接入系统设计之初，就确立了苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目的电能主要立足于保山地区消纳，汛期盈余电力的消纳视全省供需情况而定。保山市近年来用电量增长加快，当前项目电量，除优先发电计划（西电东送）电量外，基于就近原

⁴¹ 内容取自《苏家河口水电站和松山河口水电站水量及发电量分析报告》。

则主要由保山市消纳。近年来，保山市确立了工业立市的发展战略，并实施了“工业连续倍增计划”，以施甸七零七水泥厂、龙陵永昌硅铁、工贸园区隆基硅为代表的工业负荷相继投产，带动了用电量的增长。同时 2008 年和 2009 年受国际金融危机影响，部分载能工业开工不足，2010 年经济复苏后，累积产能得到释放。在用电量分产业构成中，第二产业、第三产业近年来发展迅速，用电量增长较快。“十四五”期间，保山市将继续围绕绿色硅材产业建链、补链、延链、强链目标，推动工业硅产品高端化，建设硅基千亿级产业集群。随着高载能产业的落地，保山市未来用电需求将有较大幅度的提升。

2023 年，保山市全社会用电量 140 亿千瓦时，同比增长 19.24%，保山市规模以上工业用电量 110.5 亿千瓦时，同比增长 21.1%。2024 年，保山市全社会用电量 184 亿千瓦时，同比增长 31.43%，增速位居全省前列，“十四五”以来呈持续增长态势。

（2）未来展望

“十三五”以来，保山市全面落实云南省打造“绿色能源强省”和世界一流“绿色能源示范区”的安排部署，有序推进电源项目开发，不断优化电网架构，稳步推进能源体制改革，能源基础设施和能源供应保障体系建设取得新成效。

从保山市电量需求情况来看，“十四五”期间，保山市计划继续发展壮大绿色载能产业，围绕绿色硅材产业建链、补链、延链、强链目标，推动工业硅产品高端化，建设硅基千亿级产业集群。随着高载能产业的落地，保山市未来用电需求将有较大幅度的提升，根据《保山市能源发展“十四五”规划》，若考虑在建与审批项目、高载能硅产业项目顺利投产，保山市 2025 年用电量可达 250 亿千瓦时左右，若考虑远期绿色硅材产业强链补链、新能源电池、光伏玻璃、稀土产业等项目落地，保山市用电量可达 500 亿千瓦时左右。

从保山市电量供给情况来看，截至 2024 年末，保山市电力装机突破 500 万千瓦大关，达 504 万千瓦。其中：水力发电 207.90 万千瓦，风力发电 17.45 万千瓦，光伏发电 267.95 万千瓦，垃圾发电 1.80 万千瓦，余热发电 8.90 万千瓦，但由于新能源的随机性、波动性，与负荷匹配性较差等特点，无法为系统提供有效的电力支撑，保山市中长期将持续存在电力电量缺口。

（二）新购入不动产项目设备情况

1. 建筑物和设备使用现状

（1）主要设施设备概况

苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目与电力生产相关的资产分类为1) 水工建筑物；2) 水力机械；3) 电工部分；4) 通风空调与消防系统；5) 金属结构。

苏家河口水电站项目水工建筑物主要包括混凝土面板堆石坝、右岸开敞式溢洪道、左岸泄洪放空洞、电站进水口、有压引水隧洞、地下双室式调压井、厂房等；水力机械主要包括溢洪道检修门台式启闭机和弧形工作门液压启闭机、放空洞检修门台式启闭机和工作门液压启闭机、进水口事故闸门液压启闭机、尾水闸门启闭机等；电工部分主要包括水轮发电机组、主变压器、GIS、GCB、10千伏及400伏配电设备、励磁系统、调速系统、继电保护及安全稳定装置、直流系统等；通风空调与消防系统主要包括厂房排烟风机、厂房火灾自动报警系统、主变喷淋设备、机组消防系统设备、室内空调等；金属结构主要包括溢洪道检修闸门和弧形工作闸门、放空洞检修闸门和弧形工作闸门、进水口事故闸门、尾水闸门等。

松山河口水电站项目水工建筑物主要包括混凝土重力坝、左岸进水口、泄洪冲砂底孔、溢流表孔、水库、引水隧洞、厂房、调压井等；水力机械主要包括水轮机、蜗壳、导叶、水轮机进水液动蝶阀等；电工部分主要包括发电机、发电机出口断路器、隔离开关、主变压器（主变）、励磁系统、厂用电变压器、GIS组合电器或高压开关柜、继电保护设备、通信系统等；通风空调与消防系统主要包括排风系统、送风系统、机电消防、建筑消防、火灾报警系统、消防水池等；金属结构主要包括表孔弧形工作门、表孔弧形工作闸门门槽、表孔弧形工作闸门液压启闭机表孔检修闸门、表孔检修闸门门槽、表孔检修闸门启闭机、进水口事故检修闸门、进水口事故检修闸门启闭机、泄洪冲砂底孔工作闸门、泄洪冲砂底孔事故检修闸门、尾水检修闸门、尾水检修闸门台车式启闭机等。

(2) 核心设备情况

水电站核心设备为水轮发电机组等，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目核心设备为行业主流设备，两个电站 2011 年投运至今，核心设备未发生过整体更换，具体情况如下：

表 42 苏家河口水电站项目水轮机、发电机等核心设备型号与生产厂商情况

单位：年

设备/设施	规格型号/参数	厂商	数量	设计年限	已使用年限
发电机	SF-J105-12/5400	通用电气亚洲水电设备有限公司	3	40	14
水轮机	HF(F)-LJ-181	通用电气亚洲水电设备有限公司	3	40	14
调速器	SAFR-2000H	南京南瑞集团公司	3	30	14
主变压器	SSP10-H-120000/220	特变电工衡阳变压器有限公司	3	40	14
励磁系统	NES6100 型自并励磁系统	南京南瑞集团公司	3	大于 20	14
220 千伏 GIS	8DN9-11	SIEMENS 公司	1	大于 30	14

表 43 松山河口水电站项目水轮机、发电机等核心设备型号与生产厂商情况

单位：年

设备/设施	规格型号/参数	厂商	数量	设计年限	已使用年限
发电机	SF56-16/5400	重庆水轮机厂有限责任公司	3	40	14
水轮机	HLA575C-LJ-230	重庆水轮机厂有限责任公司	3	40	14
调速器	SAFR-2000H	南京南瑞集团公司	3	30	14
主变压器	SSP9-H-70000/220GY	云南变压器电器股份有限公司	3	40	14
励磁系统	NES5100 型自并励磁系统	南京南瑞集团公司	3	大于 20	14
220 千伏 GIS	ZF11-252 (L) 型	河南平高电气股份有限公司	1	大于 30	14

2. 主要设备检修情况

保山能源根据《电力安全工作规程发电站和变电站电气部分》（GB26860-2011）、《立式水轮发电机检修技术规程》（DL/T817-2014）、《水轮发电机

启动试验规程》（DL/T507-2014）、《水电站设备检修管理导则》（DL/T1066-2007）等规范性文件制定了《水轮发电机检修管理办法》《设备检修管理规定》等内部制度，为保持或恢复发电机组及设备规定的性能而进行检查和修理。

（1）检修项目

检修项目主要包括：

- 1）水轮机大修；
- 2）发电机大修；
- 3）水轮发电机组小修；
- 4）发电设备、升压站及站内输变电设备的检修及预防性试验内容（根据电力设备预防性试验规定要求及设备运营情况制定）；
- 5）新机投产后的一年左右可视设备运行状况安排一次检查性大修；
- 6）对运行状态较好的发电机，为降低检修费用，应积极采取措施，逐步延长检修间隔，但必须经过技术鉴定，并报上一级主管部门批准；
- 7）为防止水轮发电机失修，确保设备健康，凡水轮发电机技术状况不好的，经过技术鉴定确认出下列设备状态，经安全生产部同意后可调整间隔时间：
 - a.主要运行参数经常超过规定值，机组效率和出力明显降低；
 - b.机组振动或摆动不合格，而小修不能消除；
 - c.定子或转子绕组绝缘不良，威胁安全运行；
 - d.电站（生产中心）所处地域水系泥沙含量大，机组泥沙磨损严重。
- 8）水轮发电机或运行设备因确需进行计划外检修的，需由生产单位书面报请安全生产部进行审核并经保山能源批准后实施；
- 9）事故性抢修，由经营计划部、安全生产部、财务管理部会同生产单位商定抢修方案，报请保山能源批准后实施。

（2）发电机组检修安排和历史检修情况

以发电机组检修规模和停电时间为原则，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目将发电机组检修分为A、B、C、D四个等级。

1）新购入不动产项目检修安排

针对苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目发电机组的A级检修、B级检修、C级检修、D级检修安排如下：

表 44 苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目发电机组检修安排

分类	具体检修事项	苏家河口水电站		松山河口水电站	
		检修间隔年限	检修工日	检修间隔年限	检修工日
A 级检修	指对发电机组进行全面的解体检查和修理，以保持、恢复或提高设备性能。如吊出发电机转子或定子，并同时解体水轮机的检修。	机组 A 级检修间隔约为 6-7 年	苏家河口水电站 A 级检修工日为 55 天	机组 A 级检修间隔约为 6-7 年	松山河口水电站 A 级检修工日为 55 天
B 级检修	指针对发电机组某些设备存在问题，对发电机组部分设备进行解体检查和修理。B 级检修可根据机组状态评估结果，有针对性地实施部分 A 级检修项目或定期滚动检修项目。	B 级检修间隔约为 3-4 年	苏家河口水电站未开展过 B 级检修	B 级检修间隔约为 3-4 年	松山河口水电站 B 级检修工日为 25 天左右
C 级检修	指根据设备的磨损、老化规律，有重点地对发电机组进行检查、评估、修理、清扫和消缺。C 级检修可进行少量零件的更换，设备的消缺、调整、预防性试验等作业，以及实施部分 B 级检修项目或定期滚动检修项目。	C 级检修间隔约为 2-3 年	苏家河口水电站 C 级检修工日为 15 天	C 级检修间隔约为 2-3 年	松山河口水电站 C 级检修工日为 15 天
D 级检修	指当发电机组总体运行状况良好，而对主要设备的附属系统和设备进行消缺。D 级检修除进行附属系统和设备消缺外，还可根据设备状态的评估结果，安排部分 C 级检修项目。	D 级检修 1 年开展 1 次	苏家河口水电站 D 级检修工日为 7-10 天	D 级检修 1 年开展 1 次	松山河口水电站 D 级检修工日为 7-10 天

2) 近三年及一期苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目发电机组检修情况

2022 年至 2025 年 6 月末，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目发电机组发生的检修以计划性检修为主，未影响水电站正常发电。具体情况如下：

表 45 苏家河口水电站项目 2022 年至 2025 年 6 月末发电机组检修情况

事项（计划性/非计划性）	施工时间	检修原因	检修的设备	是否影响发电	备注（不影响发电情况说明）
计划性	2022 年 11 月 25 日至 2022 年 12 月 1 日	D 级检修	苏家河口水电站#1 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
计划性	2022 年 12 月 2 日至 2022 年 12 月 8 日	D 级检修	苏家河口水电站#2 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
计划性	2022 年 12 月 9 日至 2022 年 12 月 15 日	D 级检修	苏家河口水电站#3 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
计划性	2023 年 3 月 9 日至 2023 年 3 月 15 日	D 级检修	苏家河口水电站#1 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
计划性	2023 年 3 月 16 日至 2023 年 3 月 22 日	D 级检修	苏家河口水电站#2 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
计划性	2023 年 3 月 25 日至 2023 年 3 月 31 日	D 级检修	苏家河口水电站#3 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
计划性	2024 年 4 月 20 日至 2024 年 5 月 31 日	A 级检修	苏家河口水电站#3 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
计划性	2025 年 3 月 5 日至 2025 年 3 月 8 日	D 级检修	苏家河口水电站#2 机组	否	水电站 1 号机、3 号机正常发电，不产生弃水

表 46 松山河口水电站项目 2022 年至 2025 年 6 月末发电机组检修情况

事项（计划性/非计划性）	施工时间	检修原因	检修的设备	是否影响发电	备注（不影响发电情况说明）
计划性	2022 年 1 月 12 日至 2022 年 1 月 14 日	D 级检修	松山河口水电站#1 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
计划性	2022 年 6 月 3 日	D 级检修	松山河口水电站#1 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
非计划性	2022 年 6 月 23 日至 2022 年 6 月 24 日	D 级检修	松山河口水电站#1 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
非计划性	2022 年 7 月 15 日	D 级检修	松山河口水电站#1 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
非计划性	2022 年 8 月 11 日	D 级检修	松山河口水电站#1 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
计划性	2022 年 9 月 18 日至 2022 年 9 月 22 日	D 级检修	松山河口水电站#3 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
计划性	2022 年 10 月 28 日至 2022 年 10 月 30 日	D 级检修	松山河口水电站#2 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
计划性	2022 年 11 月 25 日至 2022 年 12 月 12 日	C 级检修	松山河口水电站#1 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水
计划性	2022 年 12 月 16 日至 2022 年 12 月 25 日	C 级检修	松山河口水电站#2 机组	否	水电站 3 台机组轮流检修，不产生弃水

事项（计划性/ 非计划性）	施工时间	检修原因	检修的设备	是否 影响发电	备注（不影响发电情况 说明）
计划性	2022 年 12 月 23 日	D 级检修	松山河口水 电站#3 机组	否	水电站 3 台机组轮流检 修，不产生弃水
计划性	2022 年 12 月 26 日 至 2023 年 1 月 4 日	C 级检修	松山河口水 电站#3 机组	否	水电站 3 台机组轮流检 修，不产生弃水
计划性	2023 年 3 月 9 日至 2023 年 3 月 18 日	C 级检修	松山河口水 电站#2 机组	否	水电站 3 台机组轮流检 修，不产生弃水
计划性	2023 年 3 月 19 日至 2023 年 3 月 28 日	C 级检修	松山河口水 电站#1 机组	否	水电站 3 台机组轮流检 修，不产生弃水
计划性	2023 年 3 月 29 日至 2023 年 4 月 7 日	C 级检修	松山河口水 电站#3 机组	否	水电站 3 台机组轮流检 修，不产生弃水
计划性	2023 年 6 月 1 日	D 级检修	松山河口水 电站#3 机组	否	水电站 3 台机组轮流检 修，不产生弃水
非计划性	2023 年 6 月 16 日至 2023 年 6 月 18 日	D 级检修	松山河口水 电站#3 机组	否	水电站 3 台机组轮流检 修，不产生弃水
计划性	2023 年 10 月 11 日 至 2023 年 10 月 13 日	D 级检修	松山河口水 电站#1 机组	否	水电站 3 台机组轮流检 修，不产生弃水
计划性	2023 年 11 月 28 日	D 级检修	松山河口水 电站#3 机组	否	水电站 3 台机组轮流检 修，不产生弃水
计划性	2024 年 4 月 2 日至 2024 年 4 月 10 日	C 级检修	松山河口水 电站#3 机组	否	水电站 3 台机组轮流检 修，不产生弃水
计划性	2024 年 4 月 11 日至 2024 年 4 月 20 日	C 级检修	松山河口水 电站#1 机组	否	水电站 3 台机组轮流检 修，不产生弃水
计划性	2024 年 4 月 21 日至 2024 年 5 月 18 日	A 级检修	松山河口水 电站#2 机组	否	水电站 3 台机组轮流检 修，不产生弃水
计划性	2024 年 11 月 1 日至 2024 年 11 月 5 日	D 级检修	松山河口水 电站#3 机组	否	水电站 1 号机、2 号机 正常发电，不产生弃水
计划性	2024 年 11 月 6 日至 2024 年 11 月 9 日	D 级检修	松山河口水 电站#1 机组	否	水电站 2 号机、3 号机 正常发电，不产生弃水
计划性	2025 年 4 月 1 日至 2025 年 5 月 15 日	A 级检修	松山河口水 电站#3 发电 机 A 级检修	否	水电站 1 号机、2 号机 正常发电，不产生弃水
计划性	2025 年 5 月 23 日至 2025 年 5 月 28 日	C 级检修	松山河口水 电站#1 发电 机 C 级检修	否	水电站 2 号机、3 号机 正常发电，不产生弃水
计划性	2025 年 5 月 29 日至 2025 年 6 月 5 日	C 级检修	松山河口水 电站#2 发电 机 C 级检修	否	水电站 1 号机、3 号机 正常发电，不产生弃水

（3）近三年及一期送出线路发生检修情况

2022 年至 2025 年 6 月末，苏家河口水电站送出线路（苏家河口水电站 220 千伏送出线路，简称“苏腾线”）和松山河口水电站送出线路（松山河口水电

站 220 千伏送出线路，简称“松腾线”，与苏腾线合称“220 千伏送电线路”）

未发生非计划性检修，具体历史计划性检修如下：

1) 苏腾线

表 47 苏腾线历史计划性检修情况

事项（计划性/非计划性）	检修时间	工期（天）	检修内容	是否影响发电	备注（不影响发电情况说明）
计划性	2022 年 5 月 17 日至 2022 年 5 月 18 日	1	#25 号杆塔 B 相绝缘子更换 1 个，#29 号杆塔 A 相绝缘子更换 1 个	否	线路消缺期间，水电站机组陪停，不产生弃水，没有电量损失
计划性	2024 年 4 月 2 日至 2024 年 4 月 7 日	5	#65 号杆塔 B 相绝缘子更换 1 个，#80 号杆塔 B 相绝缘子更换 1 个；#69 号、#70 号、#71 号、#72 号、#80 号杆塔绝缘子串清洗	否	线路消缺期间，水电站机组陪停，不产生弃水，没有电量损失
计划性	2025 年 1 月 2 日至 2025 年 1 月 8 日	7	保山供电局金家变新建电力线路下穿 220kV 苏腾线，需要对部分 220kV 苏腾线进行改造；58 号杆塔 A 相绝缘子、22 号杆塔 C 相绝缘子、69 号杆塔 A 相绝缘子更换；220kV 苏腾线树障清理。	否	线路消缺期间，水电站机组陪停，不产生弃水，没有电量损失
计划性	2025 年 4 月 8 日至 2025 年 4 月 20 日	13	开展腾冲变断路器 A 修、隔离开关 A 修、两侧线路主一保护改造、线路母线两套保护装置改造、I 段直流系统更换	否	全站停电，水电站机组陪停，不产生弃水，没有电量损失

2) 松腾线

表 48 松腾线历史计划性检修情况

事项（计划性/非计划性）	检修时间	工期（天）	检修内容	是否影响发电	备注（不影响发电情况说明）
计划性	2024 年 4 月 2 日至 2024 年 4 月 7 日	5	加装#39 号杆塔 C 相防振锤 4 个、加装#39 号杆塔 A 相防振锤 2 个、加装#44 号杆塔 A 相防振锤 2 个、加装#44 号杆塔 C 相防振锤 2 个、加装#45 号杆塔 A 相防振锤 2 个、加装#45 号杆塔 B 相防振锤 2 个、加装#45 号杆塔 C 相防振锤 2 个。#64 号杆塔 C 相绝缘子更换 1 个。#64 号、#65 号、#66 号、#67 号、#01 号杆塔绝缘子串清洗。#65 杆塔和#66 杆塔之间线路树木清障。	否	线路消缺期间，水电站机组陪停，不产生弃水，没有电量损失
计划性	2025 年 1 月	7	保山供电局金家变新建电力线	否	线路消缺期间，水

	2日至2025年1月8日		路下穿220kV松腾线，需要对部分220kV松腾线进行改造；松腾线20号杆塔A相绝缘子、23号杆塔C相绝缘子更换；220kV松腾线树障清理。		电站机组陪停，不产生弃水，没有电量损失
计划性	2025年4月8日至2025年4月20日	13	开展腾冲变断路器A修、隔离开关A修、两侧线路主一保护改造、线路母线两套保护装置改造、故障录波装置改造等	否	全站停电，水电站机组陪停，不产生弃水，没有电量损失

3) 送出线路租赁情况

苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目资产范围，包括新购入不动产项目的生产建筑及生产辅助建筑、构筑物的房屋所有权及占用范围内的国有建设用地使用权，以及相关机器设备和其他附属设施。其中，220千伏送电线路不在入池资产范围中。根据资产重组方案，220千伏送电线路将保留在槟榔江水电。

槟榔江水电和两河水电公司已于2024年3月26日签署《云南保山槟榔江水电开发有限公司与云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司关于苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目之220千伏送电线路工程租赁协议》，协议约定，就两河水电公司租赁并使用220千伏送电线路工程事项，两河水电公司应每年向槟榔江水电按固定金额支付租金；由槟榔江水电负责220千伏送电线路工程及相关线路设备的维护、改造和大修。

线路租金涵盖线路折旧及维护费用，除线路租金外，不动产基金存续期间，两河公司无需向槟榔江水电就线路租赁事项支付其他费用。

不动产基金存续期间，租赁期限届满后，若两河水电公司继续租赁220千伏送电线路工程的，在同等条件下，两河水电公司享有优先承租的权利，以保障不动产项目的稳定运营。

3. 报告期内技改及资本性支出情况

(1) 报告期内苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目技改及资本性支出情况

苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目技改及资本性支出主要涵盖设备使用寿命到期的正常更换、为满足行业或电网公司要求对主要发电设备进行

的技术改造、为提高生产效率或降低成本等原因而对现有设备的投入以及办公设备的购置等。2022年至2025年6月末，两个电站技改及资本性支出具体情况如下：

表 49 苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目技改及资本性支出情况

单位：万元

项目	2025 年 1-6 月	2024 年	2023 年	2022 年
苏家河口水电站	192.92	371.58	162.94	4.98
松山河口水电站	40.38	64.31	216.86	2.06
合计	233.30	435.90	379.80	7.04

(2) 预测期技改及资本性支出安排

苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目 2025 年 7 月 1 日至 2051 年 6 月 30 日电站机组寿命届满之日，预测的技改及资本性支出合计金额 21,934.29 万元，年均支出金额 846.34 万元，高于历史期的技改及资本性支出。具体情况如下：

表 50 苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目技改及资本性支出预测

单位：万元

项目	2025 年 7 月 1 日至机组寿命届满日（2051 年 6 月 30 日）技改及资本性支出总额	2025 年 7 月 1 日至机组寿命届满日（2051 年 6 月 30 日）技改及资本性支出年平均值	近三年一期平均值
苏家河口水电站	10,151.00	391.68	183.11
松山河口水电站	11,783.29	454.66	80.90
合计	21,934.29	846.34	264.01

此外，为扎实开展国家能源局印发的《水电站大坝安全提升专项行动方案》（国能发安全〔2023〕19 号），并考虑到电网系统对电站运行管理的需求，拟提高电站运行自动化程度，积极做好梯级电站优化、安全运行等工作。基于审慎性原则，本次评估因此预留了较为充足的政策性固定资产投入等技改项目及资本性支出。2025 年 7 月 1 日至 2051 年 6 月 30 日电站机组寿命届满之日前，额外考虑合计 16,670.00 万元，即年均 643.22 万元的技改项目支出及资本性支出相关费用。

4. 苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目机组设计寿命及评估假设

新购入不动产项目在本次评估预测期限内不再设置机组延寿假设。根据国家能源局云南监管办公室于 2024 年 7 月 29 日颁发的《电力业务许可证》（许可证编号：1063024-01779），苏家河口水电站 1、2、3 号机组分别于 2011 年 1 月、2011 年 5 月、2011 年 6 月投产；松山河口水电站 1、2、3 号机组分别于 2011 年 1 月、2011 年 4 月、2011 年 6 月投产。该《电力业务许可证》未记载机组使用寿命。

新购入不动产项目水轮发电机组采购安装时适用的国家标准《水轮机基本技术条件》（GB/T 15468-2006）第 5.11 条“可靠性指标”规定：“在一般水质条件下，水轮机应具有以下可靠性指标：……水轮机平均寿命不少于 40 年。”

《水轮发电机基本技术条件》（GB/T 7894-2001）未明确对水轮发电机寿命的要求，其第 1 条规定：“如有特殊要求，用户和制造厂可在专用的技术协议中规定。”基于上述技术标准，新购入不动产项目水轮发电机组的设计使用寿命为 40 年符合国家标准。

两河水电公司提供的新购入不动产项目水轮发电机组对应的《云南保山槟榔江苏家河口水电站水轮发电机组及其附属设备采购投标文件》第 11.1.14 条“可靠性指标”载明：“退役前的使用期限不少于 40 年”，第 11.2.11 条“水轮发电机性能保证”之“可靠性指标”载明：“退役前的使用期限 $\geq$ 40 年”；

《云南保山槟榔江梯级松山河口水电站建设工程水轮发电机组及其附属设备制造、运输及服务投标文件》第 4.1.14 条“水轮机性能保证”之“可靠性指标”载明：“退役前的使用期限不少于 40 年”，第 4.2.10 条“水轮发电机性能保证”之“可靠性指标”载明：“退役前的使用期限 $\geq$ 40 年”；《云南保山槟榔江水电开发有限公司苏家河口水电站工程水轮发电机组及附属设备制造、运输及服务技术协议》（合同编号：SJHK-JD/2）第 5.1.3.7 条“水轮机性能保证要求”之“可靠性指标（设计、制造准则）”约定：“在规定的运行工况下，机组及附属设备的可靠性指标规定如下：……（4）退役前的使用年限不小于 40 年。”第 5.2.6.12 条“水轮发电机及附属设备主要参数及技术性能”之“可靠性指标（设计、制造准则）”约定：“退役前的使用期限不小于 40 年。”基于上述投标文件及技术协议，新购入不动产项目机组采购时在技术标准上已确立了使用

期限为 40 年，技术服务方有义务根据技术协议及投标文件约定，确保机组按照不小于 40 年的使用寿命运行。

鉴上，本次评估基于水轮发电机组运行可达到 40 年设计使用年限进行预测符合国家技术标准和机组技术协议的约定。因此，本次评估按照水轮发电机组运行可达到 40 年设计使用年限进行预测，在本次评估预测期限内不涉及延寿问题，故评估未在估值中考虑该情况下所涉及的收益或支出。

（三）新购入不动产项目相关极端风险应对预案

1. 不动产项目遭受自然灾害可能性及应对预案

（1）不动产项目遭受自然灾害可能性

苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目均位于云南省保山市腾冲市，地形地貌复杂，气候多样，存在遭受地震、暴雨、山洪、泥石流等自然灾害的风险。如自然灾害导致不动产项目无法正常运营或造成不动产项目资产损失等，可能对不动产项目的持续经营和经营业绩产生不利影响。

（2）不动产项目遭受自然灾害应对预案

1) 已建立完善的突发事件应急预案体系

苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目针对主要自然灾害，建立了相应的应急预案，规范水电站突发事件应急管理工作，提高处置突发事件的能力，最大限度地预防突发事件发生、降低突发事件造成的损失和影响，保证水电站员工安全与健康，维护正常的生产秩序。如：苏家河口水电站项目地质灾害专项应急预案、苏家河口水电站项目地震灾害专项应急预案、苏家河口水电站项目水淹厂房事故专项应急预案、苏家河口水电站项目漫坝垮坝事故专项应急预案、松山河口水电站项目地质灾害应急预案、松山河口水电站项目防地震灾害专项应急预案、松山河口水电站项目漫坝垮坝事故应急预案、松山河口水电站项目水淹厂房应急预案。

2) 基金管理人将督促运营管理机构加强应急管理工作

根据《运营管理服务协议》约定，基金管理人委托运营管理机构开展如下不动产项目运营管理服务，包括：两河水电公司资产范围内的全部安全生产管

理、负责组织事故（事件）应急处置工作，当电站发生设备事故（事件）、损坏等事故时，应第一时间通知基金管理人和政府有权管辖部门，并负责做好应急、抢险、现场取证、索赔和/或理赔资料收集，协助项目公司进行索赔和/或理赔谈判事宜。

3) 项目公司已为不动产项目购买了相应的保险

对于可能发生的自然灾害，已为苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目投保了财产一切险、机器损坏险、营业中断险（财一项下）、营业中断险（机损项下），保险合同每年签署一次。

2. 不动产项目遭遇极端气候可能性及应对预案

(1) 不动产项目遭受极端气候可能性

不动产基金存续期间，如个别年份出现极端高温少雨天气，可能导致苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所在流域干旱，进而可能对不动产项目的经营业绩产生不利影响。

(2) 不动产项目遭受极端气候应对预案

苏家河口水电站为“二库四级”开发方案的第三级，苏家河口水库相应库容 2.23 亿立方米，调节库容 1.22 亿立方米，水库具有季调节性能。苏家河口水电站可以利用径流调节，在来水量不变的情况下使发电水量更加均衡，苏家河口水电站在汛期开始蓄水，汛期维持高水位运行，保证机组出力最大，枯水期使用自身调节库容发电，并对下游梯级进行补偿；松山河水库只具备日调节能力，水库调节能力相对有限，主要受上游调节水库的影响，松山河口水电站运行期间常年保持较高水位运行。

三岔河水电站为“二库四级”开发方案的第一级，三岔河水库是槟榔江梯级电站的龙头水库，采用混合式开发。电站坝址控制流域面积 382.4 平方千米，坝址多年平均流量 29.6 立方米/秒，水库正常蓄水位 1,895 米，相应库容 2.59 亿立方米，调节库容 2.4007 亿立方米，水库具有年调节性能。三岔河水库发电下泄的水可使苏家河口水电站、松山河口水电站继续引水发电。

三、不动产项目的合规性

（一）不动产项目符合相关政策要求的情况

1. 首发不动产项目

（1）符合国家重大战略情况

国家发展改革委《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》（发改投资〔2021〕958号）指出“重点支持位于京津冀协同发展、长江经济带发展、粤港澳大湾区建设、长三角一体化发展、海南全面深化改革开放、黄河流域生态保护和高质量发展等国家重大战略区域，符合‘十四五’有关战略规划和实施方案要求的基础设施项目”。

榆林光伏项目位于陕西省，晶泰光伏项目位于湖北省，募集资金拟投入的新项目位于山东、海南、广西、云南、内蒙古。项目所在省份符合长江经济带、海南全面深化改革开放试验区、黄河流域生态保护和高质量发展的重大战略区域要求。

国家发展改革委《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》（发改投资〔2021〕958号）明确将“能源基础设施。包括风电、光伏发电、水力发电、天然气发电、生物质发电、核电等清洁能源项目，特高压输电项目，增量配电网、微电网、充电基础设施项目，分布式冷热电项目”纳入试点行业。

榆林光伏项目和晶泰光伏项目的主营业务均为光伏发电，为能源行业，属于补短板的基础设施领域，项目符合试点行业范围。

（2）符合国家宏观调控政策情况

根据《湖北省能源发展“十四五”规划》， “十四五”期间，湖北省将大规模发展光伏发电、风电。综合考虑资源禀赋、生态环境承载力、电网消纳特点，坚持集中式和分布式并举、多元发展和多能互补并行的发展模式。加快布局建设风光水火储一体化百万千瓦新能源基地，构建区域综合能源供应体系，提高能源供应效率和稳定性。大力推进“新能源+”项目建设，积极探索源网荷储一体

化和风光水火互补开发模式。积极推进“光伏+”发展模式，大力支持分布式光伏发电应用。有序推进集中式风电项目建设，加快推进分散式风电项目开发。

根据陕西省统计局发布的《能源生产消费高质量发展成效显著——“十三五”时期陕西经济社会发展成就系列报告之六》，未来几年，陕西省将以碳中和为引领，进一步统筹火力发电与光伏、风电等新能源发电规模。有计划有目标地进一步提升光伏、风电装机容量，提升新能源发电的并网和消纳能力，提升陕西省新能源发电占比。

（3）符合国民经济、社会发展及区域规划情况

“十四五”期间，湖北省还将积极推进“光伏+”发展模式，充分利用襄阳、宜昌、黄石、十堰、荆州、孝感、黄冈、随州等地区的一般农用地、鱼塘、水面、采矿废弃地等土地资源，建设一批光伏+农业（养殖、种植）、光伏+多能互补、光伏+储能、光伏+旅游项目。大力支持分布式光伏发电应用。积极推进整县（市、区）屋顶分布式光伏开发，支持在开发区、工业园区、大型商业区等建筑屋顶及附属场地，建设就地消纳的分布式光伏发电项目，鼓励居民利用自有建筑屋顶安装户用光伏发电系统。

根据《2021年榆林市政府工作报告》，未来几年榆林市将推动经济高质量发展迈出更大步伐，统筹发展光伏、风电等清洁能源，通过竞争性配置撬动上下游产业发展，新增新能源装机 300 万千瓦。

2014 年，国家能源局将榆林市列入第一批新能源示范城市名单，并重点发展太阳能和风能，建设太阳能热利用、生物质能利用、分布式光伏发电应用、分散式风电应用等工程；充分利用沙漠化土地、煤矿塌陷区建设光伏电站，在工业园区建设分布式光伏发电，积极开展分散式风电应用，探索建立太阳能热发电应用示范。

2017 年 6 月 8 日，榆林市人民政府发布《榆林市人民政府办公室印发榆林市“十三五”节能降碳行动计划的通知》（榆政办发〔2017〕69 号），明确“榆林市把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主要方向，着力发展非煤能源，形成煤、油、气、新能源、可再生能源等多元供应体系；招商引资一大批光伏电站和风电等新能源项目，全面启动新能源基地建设，建成全国首个分散式风电项目，投运陕西省首个风电场、首个大型光伏电站”。

（4）符合《产业结构调整指导目录》的相关规定

当前，我国经济已由高速增长阶段转向高质量发展阶段，产业结构正在面临深刻调整。2023 年 12 月，国家发展改革委修订发布了新版《产业结构调整指导目录（2024 年本）》。《目录（2024 年本）》为深入贯彻党的二十大精神，落实中央财经委第一次会议部署，适应产业发展新形势新任务新要求，加快建设现代化产业体系，根据《国务院关于发布实施〈促进产业结构调整暂行规定〉的决定》（国发〔2005〕40 号），国家发展改革委牵头会同相关部门共同修订形成。本项目属于光伏发电行业，根据《目录（2024 年本）》，为“鼓励类”的产业目录。本项目作为光伏可再生能源发电不动产项目，符合《产业结构调整指导目录》和行业政策规定。

2. 新购入不动产项目

（1）符合国家重大战略情况

国家层面，党的十八大以来，以习近平同志为核心的党中央把生态文明建设纳入中国特色社会主义事业“五位一体”总体布局，提出了实现 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和的重大战略决策。党的二十大报告提出，协同推进降碳、减污、扩绿、增长，推进生态优先、节约集约、绿色低碳发展。苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目作为低排放、高效能的新型水力发电站，符合国家双碳战略。

区域层面，云南省“十四五”规划中强调优化工业布局、引导企业集聚，形成一批布局合理、重点突出、各具特色的优势产业集群。在全省发展战略布局中，滇西地区以打造世界级旅游目的地、筑牢滇西生态安全屏障为发展宗旨；其中项目所在保山市将打造文化体验目的地、田园综合体和温泉康养度假中心，并在“十四五”期间迈入全省旅游产业第一梯队。与之相配合，滇西地区将重点布局发展清洁能源、绿色食品加工、特色消费品加工、清洁载能等产业，培育发展生物医药、新材料、电子信息等新兴产业。苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目作为清洁能源项目，符合区域产业发展规划，亦为保山绿色硅产业、滇西新兴产业乃至全省工业产业的发展和集聚提供了能源保障。

行业范围方面，1014号文规定的行业范围包括能源基础设施。包括风电、太阳能发电、水力发电、天然气发电、生物质发电、核电等清洁能源项目；储能设施项目；清洁低碳、灵活高效的燃煤发电（含热电联产煤电）项目。苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目属于水力发电行业，其营业收入100%来源于水力发电，符合支持国家重大战略实施的政策导向和REITs行业范围的要求。

（2）符合国家宏观调控政策情况

京能国际以苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目参与本次扩募，是贯彻落实党中央、国务院关于深化投融资体制改革、积极稳妥降低企业杠杆率的重要举措。《国务院办公厅关于进一步盘活存量资产扩大有效投资的意见》（国办发〔2022〕19号）提出，有效盘活存量资产，形成存量资产和新增投资的良性循环。本项目可助力京能国际通过权益融资的方式盘活项目资产，进一步拓宽融资渠道，符合国家宏观调控政策。

（3）符合国民经济和社会发展规划情况

水力发电有利于节省不可再生资源，目前不可再生能源储量越来越少，因而新能源的开发已经提高到了战略高度。2005年2月28日通过的《中华人民共和国可再生能源法》明确提出：“国家鼓励和支持风能、太阳能、水能、生物质能和海洋能等非化石能源并网发电”。水电站的建设不仅可以提高土地的利用率和价值，还可以带动保山市的就业和经济增长。苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目的平稳高效运转为当地人民带来了更多就业机会和更多收入渠道。

（4）符合有关专项规划和区域规划（实施方案）

2021年4月19日，“十四五”规划等党中央、国务院有关决策部署强调：应深入落实我国碳达峰、碳中和目标要求，推动能源生产和消费革命，高质量发展可再生能源。2022年4月21日，云南省政府通过《云南省“十四五”区域协调发展规划》，贯彻落实《中共中央国务院关于建立更加有效的区域协调发展新机制的意见》，提出“滇中崛起、沿边开放、滇东北开发、滇西一体化”

区域协调发展格局。其中推动滇西地区一体化要求筑牢滇西生态安全屏障、加快推进大滇西旅游环线建设、打造世界级旅游目的地。此外，电力生产和输送通道布局进一步优化和缩小区域间公共服务、基础设施、居民收入差距也被列入云南省“十四五”发展目标。苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目所属的水力发电行业为我国双碳目标能源生产部分的重要推动力，符合有关专项规划和区域规划。

（5）符合《产业结构调整指导目录》的相关规定

《产业结构调整指导目录》是 2005 年 12 月 2 日由国务院发布实施的《促进产业结构调整暂行规定》的配套文件。《促进产业结构调整暂行规定》及其配套的《产业结构调整指导目录》是贯彻落实党的十六届五中全会精神，实现“十一五”规划目标的重要举措，对于推进产业结构调整和优化升级，保持国民经济平稳较快发展具有重要意义。经国务院批准，国家发展改革委多次根据国民经济发展的实际情况修改《产业结构调整指导目录》，最新版为 2024 年修改的《产业结构调整指导目录（2024 年版）》。

本项目属于水力发电行业，其中苏家河口水电站项目装机量为 315 兆瓦，属于大型水电站；松山河口水电站项目装机量为 168 兆瓦，属于中型水电站，均符合国务院发布的《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“第一类 鼓励类”之“四、电力”之第二条“电力基础设施建设中大中型水力发电及抽水蓄能电站”的标准。

（二）不动产项目固定资产投资管理手续

1. 首发不动产项目

首发项目已完成了固定资产投资建设的基本程序，包括投资立项、环评、接入系统设计审查、节能、水土保持、地质灾害危险性评估、用地、规划、施工许可、竣工验收、电力业务许可证等。截至 2022 年 12 月 31 日，已取得的固定资产投资管理手续如下：

表 51 项目固定资产投资管理手续情况

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	备注
子项目 1：榆林光伏项目						
1	企业投资项目备案		2013 年 12 月 27 日	陕西省发展和改革委员会	陕发改新能源〔2013〕1900 号	/
2	规划	建设项目选址意见书	2014 年 5 月 4 日	陕西省住房和城乡建设厅	选字第 610000201400014 号	/
		建设用地规划许可证	2021 年 10 月 26 日	榆林市榆阳区行政审批服务局	地字第 61080220210002（补办）号	/
		建设工程规划许可证	2021 年 11 月 2 日	榆林市榆阳区行政审批服务局	建字第 610802202100022（补办）号	/
3	土地	土地取得方式	招拍挂出让			
		建设用地批准证书	2019 年 5 月 10 日	榆林市榆阳区人民政府	榆区政土批〔2019〕6 号	/
		建设项目不动产权证	2019 年 7 月 19 日	榆林市不动产登记局	陕〔2019〕榆林市不动产权第 06334 号	/
			2022 年 12 月 28 日	榆林市不动产登记局	陕〔2022〕榆林市不动产权第 18136 号	/
4	并网	光伏电站并网事宜的批复文件	2014 年 11 月 4 日	国网陕西省电力公司	陕电发展〔2014〕405 号	/
			2015 年 1 月 9 日	国网陕西省电力公司榆林供电公司	榆供电函〔2015〕10 号	

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	备注
5	环评	环境影响评价批复	2013 年 10 月 29 日	榆林市环境保护局	榆政环发〔2013〕245 号榆政环函〔2017〕586 号	/
6	施工许可	施工许可证	2021 年 12 月 6 日	榆林市榆阳区行政审批服务局	编号 610802202112060101 (补办)	/
7	竣工验收	建设工程竣工验收	2017 年 11 月 30 日	业主单位、总包单位、设计单位、监理单位的竣工验收	/	详见《工程竣工验收鉴定书》，注明本项目通过竣工验收的时间为 2017 年 11 月 30 日。
			2022 年 4 月 26 日	榆林市榆阳区行政审批服务局	/	准予备案。详见行政审批服务局出具的《备案机关意见》
		规划验收	2022 年 1 月 19 日	榆林市榆阳区行政审批服务局	建规验字第 2022[002] 号	/
		水土保持设施验收文件	2017 年 10 月 11 日	陕西省水土保持局	/	陕西省水土保持局组织下，验收组同意通过竣工验收。详见《生产建设项目水土保持设施验收鉴定书》
		环保验收文件-固体废物污染防治竣工环境保护验收	2019 年 6 月 12 日	榆林市环境保护局榆阳分局	榆区环发〔2019〕213 号	/
		环保验收文件-废水、大气污染防治设施竣工验收	2018 年 6 月 22 日	西安瑞谱检测技术有限公司	瑞谱（验）字（2018）第 002 号	榆林市环保局主持召开了相关竣工验收会，同意项目通过自主环境保护验收。

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	备注
		消防验收文件	2022 年 3 月 22 日	榆林市榆阳区行政审批服务局	榆区政审消竣备字（2022）第 0006 号	/
		节能验收文件	2022 年 1 月 19 日	榆林市榆阳区行政审批服务局	备案编号：2022-01	/
8	发电许可	电力业务许可证（发电类）	2017 年 11 月 30 日	国家能源局西北监管局	许可证编号：1031017-00480	有效期自 2017 年 11 月 30 日至 2037 年 11 月 29 日止；经向国家能源局西北监管局咨询，《电力业务许可证》到期前，项目公司按规定向当地能源监管部门提出延期申请，可正常办理。
9	外资	/	/	/	/	不涉及
10	其他重要手续	节能审查文件	2017 年 9 月 27 日	榆林市发展和改革委员会	榆政发改发（2017）729 号	/
		地质灾害危险性评估备案登记	2017 年 8 月 28 日	榆林市国土资源局榆阳分局	榆阳区国土地质评备 11 号	/
		水土保持方案批复	2014 年 11 月 25 日	陕西省水土保持局	陕水保函（2014）240 号	/
			2017 年 12 月 4 日	陕西省水土保持局	陕水保证费（2017）58 号	水土保持补偿费已完成缴纳
		压覆矿产资源文件	2018 年 1 月 11 日	陕西省国土资源厅	陕国土资储函（2018）006 号	/
备注：2021 年 8 月和 11 月，江山永宸分别因为在未办理《建设工程规划许可证》和《建筑工程施工许可证》的情况下修建江山永宸公司综合楼和附属用房而受到榆林市榆阳区住房和城乡建设局的行政处罚，并责令整改。上述行政处罚涉及的罚款已由江山永宸缴纳完毕，且江山永宸已按照行政处罚决定书要求补办相关证照，考虑到榆林光伏项目已完成相关专项验收、竣工验收手续并正式并网运营，上述行政处罚应不会对榆林光伏项目的运营造成重大影响。						
子项目 2：晶泰光伏项目						

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	备注
1	企业投资项目备案		2013年12月24日	湖北省发展和改革委员会	/	登记备案项目编号：2013000044190064
			2014年7月16日	湖北省发展和改革委员会	/	登记备案项目编号：2014000044190025
			2014年10月11日	湖北省能源局	/	同意变更投资主体为湖北晶泰
2	规划	建设项目选址意见书	2013年5月30日	随州市国土资源局	随土资函（2013）26号	/
		建设用地规划许可证	2015年12月15日	随州市城乡规划局	地字第[2015]053号	/
		建设工程规划许可证	2016年1月22日	随州市城乡规划局	建字第[2016]028号	/
			2016年1月22日	随州市城乡规划局	建字第[2016]029号	/
			/	/	/	根据随州市自然资源和规划局出具的《关于湖北随州100MWp光伏发电项目升压设备等免于办理建设工程规划许可的回函》之“一、根据《随州市自然资源和规划局关于公布第一批建设工程规划许可证豁免清单（试行）的通知》第一项第四、五条规定，用于安装灯光、旗杆，户外配电箱等设施的基座建筑构件等；用于安装无线电发射设施（塔、铁架、斜拉杆等）而建造的构筑物免于办理建设工程规划许可证”。项目升压设备、变配电设备等基座、建筑构件参照上述规定免于办理建设工程规划许可证。
3	土地	土地取得方式	划拨			
		建设用地划拨决定书	2016年1月18日	随州市国土资源局	/	/

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	备注
		建设项目不动产权证	2016年1月19日	随州市国土资源局	鄂（2016）随州市不动产权第0000441号	/
			2016年4月25日	随州市国土资源局	鄂（2016）随州市不动产权第0003540号	/
			2016年4月25日	随州市国土资源局	鄂（2016）随州市不动产权第0003565号	/
4	并网	电力接入系统方案审查意见的通知	2014年4月16日	国网湖北省电力有限公司（曾用名国网湖北省电力公司）	鄂电司发展〔2014〕87号	/
			2014年12月16日	国网湖北省电力有限公司（曾用名国网湖北省电力公司）	鄂电司发展〔2014〕298号	/
5	环评	环境影响评价批复	2013年12月2日	随州市环境保护局	随环建审〔2013〕132号	/
			2014年7月11日	随州市环境保护局	随环建审〔2014〕102号	/
			2014年9月10日	随州市环境保护局	随环建审〔2014〕132号	/
6	施工许可	施工许可证	2016年1月22日	随州市住房和城乡建设委员会	编号：421301201601220101	2016年1月22日，随州市住房和城乡建设委员会为晶泰光伏项目35kV配电室、生产综合楼核发了《建筑工程施工许可证》（编号：421301201601220101）

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	备注
			/	/	/	根据随州市住房和城乡建设局于 2022 年 3 月 16 日出具的《关于对请示出具晶泰光伏项目建筑工程施工许可相关情况的函的复函》，随州市住房和城乡建设局答复：根据住建部令第 42 号《建筑工程施工许可管理办法》第二条规定，湖北晶泰的光伏发电项目的升压设备、变配电设备等基座、建筑构件不在受理建筑工程施工许可证核发的范围之内。
7	竣工验收	建设工程竣工验收	2016 年 9 月 30 日	建设单位、设计单位、监理单位、施工单位、勘察单位的竣工验收	/	详见《项目竣工验收证明书》
		环保验收文件	2015 年 10 月 15 日	随州市环境保护局	随环管验〔2015〕28 号	/
		水土保持设施验收	2015 年 9 月 10 日	随州市水利局	随水审批〔2015〕9 号	/
		消防验收文件	2016 年 3 月 31 日	随州市经济开发区公安消防大队	随开公消竣备字[2016]第 0005 号	/
8	发电许可	电力业务许可证（发电类）	2016 年 5 月 25 日	国家能源局华中监管局	许可证编号：1052216-00485	有效期自 2016 年 5 月 25 日至 2036 年 5 月 24 日止；经向国家能源局华中监管局咨询，《电力业务许可证》到期前，项目公司按规定向当地能源监管部门提出延期申请，可正常办理。
9	外资	外商投资批准证书	2015 年 10 月 28 日	湖北省人民政府	商外资鄂审字[2015]0009 号	/
10	其他重要手续	节能登记备案文件	2014 年 12 月 8 日	随州市发展和改革委员会	/	项目编号：140056
		水土保持方案	2013 年 11 月 12 日	随州市水利局	随水审批〔2013〕29 号	/

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	备注
		批复	2014年5月16日	随州市水利局	随水审批〔2014〕6号	/
			2014年7月15日	随州市水利局	随水函〔2014〕34号	/
		地质灾害危险性评估批复	2014年1月7日	湖北省国土资源厅	/	同意备案意见。详见《地质灾害危险性评估报告备案登记表》。
			2014年5月6日	随州市国土资源局经济开发区分局	/	同意备案意见。详见《地质灾害危险性评估报告备案登记表》。
		压覆矿产资源文件	2015年1月15日	随州市国土资源局	/	项目查询范围内未设置采矿权。详见《关于齐星湖北随州浙河二期光伏发电建设工程项目压覆矿产资源查询结果》

截至 2023 年 12 月 31 日，固定资产投资管理手续更新如下：

1、江山永宸现持有国家能源局西北监管局于 2023 年 4 月 23 日颁发的《电力业务许可证》（许可证编号：1031017-00480），法定代表人：张为，许可类别：发电类，有效期自 2017 年 11 月 30 日至 2037 年 11 月 29 日止。

2、湖北晶泰现持有国家能源局华中监管局于 2023 年 4 月 23 日颁发的《电力业务许可证》（许可证编号：1052215-00435），法定代表人：张为，许可类别：发电类，有效期自 2015 年 5 月 12 日至 2035 年 5 月 11 日止。

2. 新购入不动产项目

（1）苏家河口水电站项目

1) 投资管理手续情况

a.投资立项

2006年7月24日，云南省发改委作出《关于保山市苏家河口水电站项目核准的批复》（云发改能源〔2006〕848号），核准事项包括：同意建设位于保山市腾冲县境内的槟榔江中游河段上的槟榔江苏家河口水电站项目，总装机容量24万千瓦。

保山市发展和改革委员会（简称“保山市发改委”）于2014年1月29日核发《保山市发展和改革委员会关于核准腾冲县苏家河口水电站装机增容的批复》（保发改能源〔2014〕49号），批复：“苏家河口水电站增容后装机容量31.5万千瓦（3*10.5万千瓦），联合运行时电站保证出力11.07万千瓦，多年发电量为14亿千瓦时”，并确认“苏家河口水电站增容工程不涉及新增建设征地和移民安置，不涉及环保和水保等相关问题”。

b.环境影响评价

2006年6月19日，云南省环境保护局作出《准予行政许可决定书》（云环许准[2006]74号），该决定书载明：“经审查，你公司于2006年6月15日提出的报批《云南省槟榔江苏家河口水电站环境影响报告书》的申请，符合国家及我省对建设项目环境影响评价文件审批的有关规定，我局决定准予许可。”

c.其他专项审批情况

（a）水资源论证报告审查

2006年6月30日，云南省水利厅作出《关于对保山市槟榔江苏家河口水电站水资源论证报告书的审查意见》（云水政资〔2006〕55号），批复同意苏家河口水电站项目水资源论证报告书的评审意见。

2016年5月16日，云南省水利厅作出《云南省水利厅关于准予云南省保山市槟榔江苏家河口水电站装机增容项目水资源论证报告的行政许可决定书》（云水资源许〔2016〕6号），决定准予苏家河口水电站项目装机增容项目水资源论证报告的行政许可。

（b）水土保持方案批复

2006年5月30日，云南省水利厅作出《云南省水利厅关于保山市槟榔江苏家河口水电站水土保持方案初步设计报告的批复》（云水保〔2006〕72号），批复同意苏家河口水电站项目的水土保持方案。

（c）移民安置方案批复

2006年5月26日，云南省移民开发局作出《关于〈云南省槟榔江苏家河口水电站可行性研究阶段征地和移民安置规划设计专题报告〉审定本）的审查批复》（云移技〔2006〕11号），批复同意《云南省槟榔江苏家河口水电站可行性研究阶段征地和移民安置规划设计专题报告》的专家审查意见。

（d）压覆矿产资源评估报告批复

2005年7月22日，云南省国土资源厅作出《关于保山市槟榔江苏家河口水电站建设项目矿产资源调查的批复》（云国土资储〔2005〕193号），批复“电站用地及淹没地区范围内没有已探明的矿产资源分布，故拟建电站工程建设用地没有压覆矿产资源。”

（e）节能审查手续

根据《关于保山市槟榔江苏家河口水电站项目核准的批复》（云发改能源〔2006〕848号），云南省发改委已于2006年7月24日批复同意苏家河口水电站项目建设，苏家河口水电站项目核准时间早于《国务院关于加强节能工作的决定》（国发〔2006〕28号）⁴²发布日期，根据当时适用的法律法规，苏家河口水电站项目无需办理节能审查手续。

就苏家河口水电站项目装机增容工程，槟榔江水电已于2014年1月10日填报《固定资产投资项目节能登记表》（项目编号：314530522441002），保山市发改委已同意该项目备案。

（f）大坝安全备案

2024年11月15日，国家能源局大坝安全监察中心颁发《水电站大坝安全注册登记证》（注册登记号：BI0342-F530522），载明大坝名称为苏家河口大坝，注册等级为甲级。

（g）防洪评价审批

2023年10月31日，保山市水务局出具《保山市水务局关于对“苏家河口水电站、松山河口水电站涉河违建”问题予以认定销号的请示》（保水

⁴² 国务院于2006年8月6日发布《国务院关于加强节能工作的决定》（国发〔2006〕28号）。

（2023）96号），请示载明“保山市水务局于2023年10月16日委托保山天乙工程咨询有限公司对《槟榔江苏家河口水电站工程洪水影响评价报告》《槟榔江松山河口水电站工程洪水影响评价报告》进行技术评审，经审查，专家组认为苏家河口水电站、松山河口水电站符合相关规划的要求，工程运行期间对河道情势、防洪安全、防汛抢险及上下游工程设施均无不利影响，不会造成第三人合法水事权益问题。”

2023年11月27日，云南省水利厅出具《云南省水利厅关于对金沙江鹤庆段中江码头等违建项目整改予以销号的通知》（云水防御〔2023〕74号），明确苏家河口水电站项目已完成整改。

（h）地震安全评价

2006年7月5日，云南省地震局作出《对槟榔江苏家河口水电站工程场地地震安全性评价报告的批复》（云震安评〔2006〕41号），批复云南省地震工程研究院完成的《槟榔江苏家河口水电站工程场地地震安全性评价报告》结果可作为槟榔江苏家河口水电站工程抗震设计的依据。

2023年保山市地震局出具《保山市地震局关于保山能源发展股份有限公司26座水电站建设工程地震安全性评价工作审查意见的复函》（保震函〔2023〕1号），复函载明苏家河口水电站项目已开展地震安全性评价工作。

d.规划许可

（a）建设项目选址意见书

2006年7月12日，腾冲县建设局核发《建设工程选址意见书》（编号：第2006-096号），选址地点为腾冲县猴桥镇苏家河，用地控制面积为598.0402公顷。

（b）建设用地规划许可证

2006年7月12日，腾冲县建设局核发《建设用地规划许可证》（编号：2006-005），证载主要内容如下：

表 52 苏家河口水电站建设用地规划许可证主要内容

用地单位	云南保山槟榔江水电开发有限公司
用地项目名称	水电设施用地（苏家河口水电站）
用地位置	腾冲县猴桥镇苏家河
用地面积	598.0402 公顷

（c）建设工程规划许可证

经查，苏家河口水电站项目未办理建设工程规划许可证。根据腾冲市自然资源局于 2023 年 12 月 14 日出具的《腾冲市自然资源局关于支持槟榔江水电公司申报基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目的复函》（简称“《腾冲市自然资源局复函》”），腾冲市自然资源局确认“只有在城市规划区内新建、扩建和改建的建筑物、构筑物、道路管线和其他工程实施，需要办理建设工程规划许可证，保山市苏家河口水电站项目、保山市槟榔江松山河口水电站项目分别于 2006 年底、2007 年初开工建设，不在腾冲市城市规划区范围内。根据当时的《中华人民共和国城市规划法》，保山市苏家河口水电站项目、保山市槟榔江松山河口水电站项目的建筑物、构筑物、道路管线等工程无需办理建设工程规划许可证。”

根据苏家河口水电站项目立项时有效的《中华人民共和国城市规划法》（1990 年 4 月 1 日施行，2008 年 1 月 1 日失效）规定，“城市规划区，是指城市市区、近郊区以及城市行政区域内因城市建设和发展需要实行规划控制的区域”，“在城市规划区内新建、扩建和改建建筑物、构筑物、道路、管线和其他工程设施，必须持有关批准文件向城市规划行政主管部门提出申请，由城市规划行政主管部门根据城市规划提出的规划设计要求，核发建设工程规划许可证件”。

鉴上，苏家河口水电站项目不在城市规划区范围内，根据苏家河口水电站项目立项时有效的《中华人民共和国城市规划法》等法律法规及《腾冲市自然资源局复函》，苏家河口水电站项目不在腾冲市城市规划区范围内，无需办理建设工程规划许可证。

e.开工备案手续

苏家河口水电站项目建设时有效的《中华人民共和国建筑法》（1997 年 11 月 1 日颁布，2011 年 4 月 22 日修订版，简称“《建筑法》”）第二条规定：“本法所称建筑活动，是指各类房屋建筑及其附属设施的建造和与其配套的线路、管道、设备的安装活动。”第七条规定：“按照国务院规定的权限和程序批准开工报告的建筑工程，不再领取施工许可证。”《水利工程建设项目管理规定（试行）》（水建〔1995〕128 号，已被修订）第十三条规定：“项目法人或建设单位向主管部门提出主体工程开工申请报告，按审批权限，经批准后，

方能正式开工。”苏家河口水电站项目作为水利水电项目不属于《建筑法》所规制的房屋建筑及其配套附属设施范畴。

因此苏家河口水电站项目系水电项目，不属于《建筑法》规定的应当由住建部门监管的建筑活动范围，水电站项目及相关经营单位无需在住建部门申请施工许可证。

2013年之前，水电项目开工执行审批制。主要法律依据包括《水利工程建设项目管理规定（试行）》（水建〔1995〕128号，已被修订）、《水利基本建设投资计划管理暂行办法》（水规计〔2003〕344号）。2013年5月15日，国务院印发《关于取消和下放一批行政审批项目等事项的决定》（国发〔2013〕19号），取消了水利部实施的水利工程开工审批。2013年7月11日，水利部印发《关于取消三项水利部行政许可项目的公告》，明确取消水利工程开工审批等3项水利部行政许可项目。2013年8月8日，水利部颁布的《关于水利工程开工审批取消后加强后续监管工作的通知》（水建管〔2013〕331号）第三条、第四条规定水利工程具备开工条件后，由项目法人自主确定工程开工并将开工情况的书面报告报主管单位备案。此后，水利工程开工不再需要主管部门批准。

经查，苏家河口水电站项目在项目建设时自主组织开工，向腾冲市水务局提交开工令等文件，腾冲市水务局出具了《腾冲市水务局关于苏家河口、松山河口两座水电站项目开工备案函》，确认苏家河口水电站项目开工备案资料收悉，符合备案条件，不用再另行补办开工审批手续。

此外，槟榔江水电出具了《承诺及说明函》，承诺苏家河口水电站项目依法合规取得了开工手续，且已经正常办理项目竣工验收、发电并网等手续，无任何政府部门对苏家河口水电站项目建设合规性手续提出异议。

f.竣工验收

（a）消防验收

2012年9月13日，保山市公安消防支队作出《关于槟榔江苏家河口水电站工程消防验收合格的意见》（保公消验[2012]第0040号），认定苏家河口水电站项目消防验收合格。

2025年2月18日，腾冲市住房和城乡建设局（简称“腾冲市住建局”）就苏家河口水电站项目附属工程的消防验收事项出具了《建设工程消防验收备案/

不予备案凭证》（腾建消验备凭字（2025）005号），认定苏家河口水电站项目的办公楼、宿舍楼、食堂等附属工程的消防验收备案的备案材料齐全，准予备案。

（b）环保验收

2017年9月28日，保山市环境保护局作出《建设项目环境影响评价行政许可决定书》（保环准〔2017〕102号），同意苏家河口水电站项目通过项目竣工环境保护验收。

（c）水土保持设施验收

2015年1月15日，云南省水利厅作出《关于准予保山市槟榔江苏家河口水电站工程水土保持设施验收的行政许可决定书》（云水保许〔2015〕4号），同意苏家河口水电站项目水土保持设施验收。

（d）移民安置验收

2024年7月8日，云南省搬迁安置办公室作出《云南省搬迁安置办公室关于印送〈云南省槟榔江苏家河口水电站工程竣工建设征地移民安置终验委员会验收报告〉的函》（云搬函〔2024〕40号），该函载明，云南省槟榔江苏家河口水电站工程竣工建设征地移民安置验收委员会已于2024年6月24日组织召开了验收大会，提出了云南省槟榔江苏家河口水电站工程竣工建设征地移民安置终验委员会验收意见，同意验收通过。

（e）综合竣工验收

2024年7月16日，保山市能源局出具《保山市能源局关于槟榔江苏家河口水电站工程竣工验收的批复》（保能源电力〔2024〕6号），批复苏家河口水电站项目建设符合国家基本建设程序，各项审批手续齐全，工程质量合格，同意通过工程竣工验收。

鉴上，苏家河口水电站项目已完成上述固定资产投资建设的基本程序。

2）并网发电情况

a.并网安全性评价

2012年4月27日，国家电力监管委员会云南省电力监管专员办公室出具《云南省电监办关于云南保山槟榔江水电开发有限公司苏家河口、松山河口水电站#1~#3机组通过并网安全性评价的通知》，同意苏家河口水电站项目通过并网安全性评价。

b.并网运行批复

2009年3月31日，云南电网公司核发《云南电网公司关于保山市腾冲县苏家河口水电站并网的批复》（云电计〔2009〕158号），批复同意苏家河口水电站项目并网运行。

c.并网调度协议

2024年8月23日，两河水电公司与云南电网公司签署《苏家河口电厂并网调度协议》（合同编号：05000020240201050500117），云南电网公司同意苏家河口水电站项目并入云南电网公司拥有的电网并网运行。该协议期限为自签订之日起至2025年12月31日止，协议期限届满前30日，若双方无异议，该协议到期后自动延期一年，延期次数不限。

d.购售电合同

2024年8月15日，两河水电公司（作为售电人）已与云南电网公司（作为购电人）签署《苏家河口、松山河口电厂购售电合同》（合同编号：0500002024020201SC00129），约定两河水电公司的苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目在优先发电计划内的全部上网电量（包括按照政府优先发电政策或电力市场交易规则确定不参与电力市场交易的电量），由云南电网公司按照政府部门确定的价格机制结算。该合同有效期自2024年8月25日至2025年8月24日止，在合同期限届满前，若双方均未提出修改或终止合同，则合同期限自动延长，延长的期限与该合同期限一致，展期次数不限。

e.电力交易合同

2025年1月20日，保山电力（作为电力用户或售电公司）、两河水电公司（作为发电企业）与云南电网公司（作为电网企业）签署了《云南电力中长期交易合同示范文本（2025版）》（合同编号：F1-2025-012627），约定保山电力与两河水电公司通过云南电网公司完成中长期购售电交易，合同交易电量以电力交易平台数据为准，电量交割时间为自2025年1月1日0时至2025年12月31日24时。

2023年3月31日，保山电力（作为甲方、购电方）、槟榔江水电（作为乙方、售电方）签署了《电力交易合同》（已于2024年12月31日终止执行）。2024年12月30日，保山电力（作为甲方、购电人）、两河水电公司（作为乙方、售电人）与槟榔江水电（作为丙方、原售电人）签署了《电力交易合同》

（合同编号：（售电人）HT-RC-2024-12-3700），约定 2025 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日电力交易相关事项由两河水电公司履行，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目全年发电量，在符合调度及市场交易规则下除优先发电计划（西电东送）电量外剩余电量全部售予保山电力（若保山电力不能完全消纳该部分电量，则由保山电力对外销售该部分电量，若低于协议约定价格，保山电力仍需按双方原约定电价向槟榔江水电结算，价差电费由保山电力进行补差）。

（2）松山河口水电站项目

1) 投资管理手续情况

a.投资立项

2006 年 12 月 23 日，云南省发改委作出《关于保山市槟榔江松山河口水电站项目核准的批复》（云发改能源〔2006〕1573 号），同意建设位于保山市腾冲县境内的槟榔江中游河段上的槟榔江松山河口水电站项目。

b.环境影响评价

2006 年 11 月 3 日，云南省环境保护局作出《准予行政许可决定书》（云环许准[2006]163 号），该决定书载明：“经审查，你公司报送的《云南省槟榔江松山河口水电站环境影响报告书（报批稿）》符合国家及我省对建设项目环境影响评价文件审批的有关规定，我局决定给予行政许可。”

c.其他专项审批情况

（a）水土保持方案批复

2006 年 10 月 13 日，云南省水利厅作出《关于槟榔江松山河口水电站水土保持方案初步设计报告的批复》（云水保〔2006〕138 号），批复同意松山河口水电站项目的水土保持方案。

（b）水资源论证报告审查

2006 年 12 月 8 日，云南省水利厅作出《关于对槟榔江松山河口水电站工程水资源论证报告书的审查意见》（云水政资〔2006〕111 号），批复同意《云南省槟榔江松山河口水电站工程水资源论证报告书》。

（c）移民安置方案批复

2006年12月5日，云南省移民开发局作出《关于〈槟榔江松山河口水电站可行性研究阶段建设征地和移民安置专题报告〉的审查批复》（云移技〔2006〕30号），批复《槟榔江松山河口水电站可行性研究阶段建设征地和移民安置专题报告》可作为下阶段水电站建设征地移民安置工作的依据。

（d）压覆矿产资源评估报告批复

2006年4月21日，云南省国土资源厅作出《关于云南省保山市槟榔江松山河口水电建设项目矿产资源调查结果的备案证明》（云国土资储备字〔2006〕111号），批复“拟建项目用地范围内没有已探明的矿产资源分布，该项目建设用地没有压覆矿产资源。”

（e）节能审查手续

经查，松山河口水电站项目未办理节能审查手续。保山市发改委已于2023年9月15日出具《保山市发展和改革委员会关于松山河口水电站项目节能审查手续办理的意见》（保发改资环〔2023〕309号），确认“松山河口水电站项目于2006年4月30日前完成项目可研报告编制工作并以云保槟字2006年10号文件上报了《关于审批〈云南省槟榔江松山河口水电站工程可行性研究报告〉的请示》至省发展改革委。2006年11月18日，省发展改革委委托云南省工程咨询中心审查了项目可研报告，并于2006年12月23日以云发改能源〔2006〕1573号文件出具了《关于保山市槟榔江松山河口水电站项目核准的批复》。项目于2007年1月开工建设，2010年12月建成发电。由于该项目在2006年8月6日国务院出台《国务院关于加强节能工作的决定》（国发〔2006〕28号）文件前就已经完成项目可研报告编制工作并上报省发展改革委核准，在项目待批复期间，云南保山槟榔江水电开发有限公司没有收到省级有关部门需要补充或提供项目节能工作材料的相关要求”，保山市发改委认为“节能审查属于行政许可事项，在无节能审查办法的情况下，从国家、省、市、县层面均无节能审查受理机构，项目法人无法办理项目节能审查手续。该项目2006年12月23日核准时，国家、云南省、保山市仅提出了节能审查的政策概念，但均未出台节能审查办法，致使项目法人无法办理节能审查手续，且按目前现行的节能审查政策，水电站项目不再单独进行节能审查”，并确认松山河口水电站项目“无需办理节能审查手续”。

（f）大坝安全备案

2024年11月15日，国家能源局大坝安全监察中心颁发《水电站大坝安全注册登记证》（注册登记号：BI0723-F533123），载明大坝名称为松山河口大坝，注册等级为甲级。

（g）防洪评价审批

2023年10月31日，保山市水务局出具《保山市水务局关于对“苏家河口水电站、松山河口水电站涉河违建”问题予以认定销号的请示》（保水〔2023〕96号），请示载明“保山市水务局于2023年10月16日委托保山天乙工程咨询有限公司对《槟榔江苏家河口水电站工程洪水影响评价报告》《槟榔江松山河口水电站工程洪水影响评价报告》进行技术评审，经审查，专家组认为苏家河口水电站、松山河口水电站符合相关规划的要求，工程运行期间对河道情势、防洪安全、防汛抢险及上下游工程设施均无不利影响，不会造成第三人合法水事权益问题。”

2023年11月27日，云南省水利厅出具《云南省水利厅关于对金沙江鹤庆段中江码头等违建项目整改予以销号的通知》（云水防御〔2023〕74号），明确松山河口水电站项目已完成整改。

（h）地震安全评价

2023年保山市地震局出具《保山市地震局关于保山能源发展股份有限公司26座水电站建设工程地震安全性评价工作审查意见的复函》（保震函〔2023〕1号），复函载明松山河口水电站项目未达到开展建设工程场地地震安全性评价工作的标准要求（规划容量200兆瓦以上），所以不需要开展专门的建设工程场地地震安全性评价工作。

d.规划许可

（a）建设项目选址意见书

2006年12月31日，腾冲县建设局核发《建设工程选址意见书》（编号：第2006-168号），选址地点为腾冲县猴桥镇永兴村，用地控制面积为438,404.00平方米。

（b）建设用地规划许可证

2006年12月31日，腾冲县建设局核发《建设用地规划许可证》（编号：村2006-168），证载主要内容如下：

表 53 松山河口水电站建设用地规划许可证主要内容

用地单位	云南保山槟榔江水电开发有限公司
用地项目名称	槟榔江松山河水电站
用地位置	腾冲县猴桥镇永兴村
用地面积	43.8404 公顷

(c) 建设工程规划许可证

经查，松山河口水电站项目未办理建设工程规划许可证。根据《腾冲市自然资源局复函》，“保山市槟榔江松山河口水电站项目于 2007 年初开工建设时不在腾冲市城市规划区范围内。根据当时有效的《中华人民共和国城市规划法》，无需办理建设工程规划许可证。”

e. 开工备案手续

松山河口水电站项目系水电项目，不属于《建筑法》规定的应当由住建部门监管的建筑活动范围，水电站项目及相关经营单位无需在住建部门申请施工许可证。

松山河口水电站项目在项目建设时自主组织开工，向腾冲市水务局提交开工令等文件，腾冲市水务局出具了《腾冲市水务局关于苏家河口、松山河口两座水电站项目开工备案函》，确认松山河口水电站项目开工备案资料收悉，符合备案条件，不用再另行补办开工审批手续。

此外，槟榔江水电出具了《承诺及说明函》，承诺松山河口水电站项目依法合规取得了开工手续，且已经正常办理项目竣工验收、发电并网等手续，无任何政府部门对松山河口水电站项目建设合规性手续提出异议。

f. 竣工验收

(a) 环保验收

2017 年 1 月 17 日，云南省环境保护厅作出《负责验收的环境保护行政主管部门意见》（云环验〔2017〕1 号），该意见载明：“经组织现场检查、评议和公示，云南保山槟榔江水电开发有限公司申请的‘云南省槟榔江松山河口水电站工程’符合建设项目竣工环保验收的有关规定，我厅同意该项目通过竣工环保验收。”

(b) 水土保持设施验收

2015年1月15日，云南省水利厅作出《关于准予云南省槟榔江松山河口水电站工程水土保持设施验收的行政许可决定书》（云水保许〔2015〕5号），准予松山河口水电站项目水土保持设施验收。

（c）消防验收

根据《建设工程竣工验收消防备案检查材料受理凭证》，槟榔江水电已于2013年1月21日经网上备案受理系统进行了松山河口水电站工程竣工验收消防备案，备案号为530000WYS120005662。

2025年2月18日，腾冲市住建局就松山河口水电站项目附属工程的消防验收事项出具了《建设工程消防验收备案/不予备案凭证》（腾建消验备凭字〔2025〕005号），认定松山河口水电站项目的仓库、大坝值班室等附属工程的消防验收备案的备案材料齐全，准予备案。

（d）移民安置验收

保山市移民局提供的《云南省人民政府办公厅关于公布云南省州级及以下政务服务事项（2020年版）的通知》（云政办发〔2020〕46号，2020年8月3日印发）规定，云南省州级及以下政务服务事项包括“金沙江、澜沧江、怒江干流以外跨省河流上建设的单站总装机容量不足50万千瓦且不涉及跨省的水电站、非跨界和非跨省河流上建设的单站总装机容量25万千瓦以下的水电站项目核准”。2024年2月2日，保山市人民政府办公室出具《保山市人民政府办公室关于转发云南省松山河口水电站工程竣工建设征地移民安置终验委员会验收意见的通知》，批复经保山市人民政府同意，转发《云南省槟榔江松山河口水电站工程竣工建设征地移民安置终验委员会验收意见》。根据该验收意见，终验委员会认为松山河口水电站项目建设征地移民安置具备竣工验收条件，同意通过验收。

（e）综合竣工验收

2024年2月26日，保山市能源局出具《保山市能源局关于槟榔江松山河口水电站工程竣工验收的批复》（保能源电力〔2024〕3号），批复松山河口水电站项目建设符合国家基本建设程序，各项审批手续齐全，工程质量合格，同意通过工程竣工验收。

鉴上，松山河口水电站项目已完成固定资产投资建设的基本程序。

2) 并网发电情况

a. 并网安全性评价

2012年4月27日，国家电力监管委员会云南省电力监管专员办公室出具《云南省电监办关于云南保山槟榔江水电开发有限公司苏家河口、松山河口水电站#1~#3机组通过并网安全性评价的通知》，同意松山河口水电站项目通过并网安全性评价。

b. 并网运行批复

2010年2月25日，云南电网公司核发《云南电网公司关于保山市腾冲县松山河口水电站并网的意见》（云电计〔2010〕112号），批复同意松山河口水电站项目并网运行。

c. 并网调度协议

2024年8月23日，两河水电公司与云南电网公司签署《松山河口电厂并网调度协议》（合同编号：05000020240201050500118），云南电网公司同意松山河口水电站项目并入云南电网公司拥有的电网并网运行。该协议期限为自签订之日起至2025年12月31日止，协议期限届满前30日，若双方无异议，该协议到期后自动延期一年，延期次数不限。

d. 购售电合同

2024年8月15日，两河水电公司（作为售电人）已与云南电网公司（作为购电人）签署《苏家河口、松山河口电厂购售电合同》（合同编号：0500002024020201SC00129），约定两河水电公司的苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目在优先发电计划内的全部上网电量，由云南电网公司按照政府部门确定的价格机制结算。该合同有效期自2024年8月25日至2025年8月24日止，在合同期限届满前，若双方均未提出修改或终止合同，则合同期限自动延长，延长的期限与该合同期限一致，展期次数不限。

e. 电力交易合同

2025年1月20日，保山电力（作为电力用户或售电公司）、两河水电公司（作为发电企业）与云南电网公司（作为电网企业）签署了《云南电力中长期交易合同示范文本（2025版）》（合同编号：F1-2025-012626），约定保山电力与两河水电公司通过云南电网公司完成中长期购售电交易，合同交易电量以电力交易平台数据为准，电量交割时间为自2025年1月1日0时至2025年12月31日24时。

2023年3月31日，保山电力（作为甲方、购电方）、槟榔江水电（作为乙方、售电方）签署了《电力交易合同》（已于2024年12月31日终止执行）。2024年12月30日，保山电力（作为甲方、购电人）、两河水电公司（作为乙方、售电人）与槟榔江水电（作为丙方、原售电人）签署了《电力交易合同》（合同编号：（售电人）HT-RC-2024-12-3700），约定2025年1月1日至2026年12月31日电力交易相关事项由两河水电公司履行，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目全年发电量，在符合调度及市场交易规则下除优先发电计划（西电东送）电量外剩余电量全部售予保山电力。

四、关于未入池资产

（一）首发不动产项目

江山永宸（1）持有榆林江山永宸榆阳 300MWp 光伏发电项目资产 110kV 送出线路工程（简称“陕西 110kV 送出线路”）；（2）与榆林隆源光伏电力有限公司（简称“榆林隆源”）共有乌素升压站（330kV 变电站）和对应的 330kV 送出线路工程。经江山永宸、榆林隆源双方书面确认，江山永宸持有该等资产 3/8 的份额（简称“乌素站工程份额”）。根据本基金发行前江山永宸提供的两份《资产转让协议》（编号分别为“SPHT-2021-H-00187”“SPHT-2021-H-00188”）、《资产转让协议之补充协议》（编号分别为“SPHT-2022-H-00025”“SPHT-2022-H-00024”）及出具的《承诺及声明函》，江山永宸已将陕西 110kV 送出线路及乌素站工程份额划转至京能发展（北京），不江山永宸已将陕西 110kV 送出线路及乌素站工程份额划转至京能发展（北京）、湖北晶泰已将湖北 110kV 送出线路划转至联合光伏（常州），不作为本项目的底层资产。

湖北晶泰持有湖北齐星淅河光伏电站 110kV 上网线路工程（简称“湖北 110kV 送出线路”），工程建设规模为：新建 110kV 线路 12.5km，扩建 110kV 出线间隔 1 个。根据本基金发行前湖北晶泰提供的《资产转让协议》（编号为“SPHT-2021-H-00186”）、《资产转让协议之补充协议》（编号为“SPHT-2022-00026”）及出具的《承诺及声明函》，湖北晶泰已将湖北 110kV 送出线路划转至联合光伏（常州），不作为本项目的底层资产。

上述陕西 110kV 送出线路、乌素站工程份额、湖北 110kV 送出线路的租金涵盖线路折旧及维护费用，除线路租金外，不动产基金存续期间，江山永宸、湖北晶泰无需向京能发展（北京）、联合光伏（常州）就线路租赁事项支付其他费用。

不动产基金存续期间，租赁期限届满后，若江山永宸、湖北晶泰继续租赁 220 千伏送电线路工程的，在同等条件下，江山永宸、湖北晶泰享有优先承租的权利，以保障不动产项目的稳定运营。

关于上述送出线路、乌素站工程份额的运营及合规情况、未纳入不动产项目资产范围的原因及合理性、线路转让方式及会计处理、租金水平及其合理性，具体详见《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更新的招募说明书（2025 年第 1 号）》之“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“一、基础设施项目概况”之“3.送出线路未纳入基础设施资产范围”。

（二）新购入不动产项目

220 千伏送电线路不在入池资产范围中。根据资产重组方案，220 千伏送电线路将保留在槟榔江水电。

槟榔江水电和两河水电公司已于 2024 年 3 月 26 日签署《云南保山槟榔江水电开发有限公司与云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司关于苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目之 220 千伏送电线路工程租赁协议》，协议约定，就两河水电公司租赁并使用 220 千伏送电线路工程事项，两河水电公司应每年向槟榔江水电按固定金额支付租金；由槟榔江水电负责 220 千伏送电线路工程及相关线路设备的维护、改造和大修。

线路租金涵盖线路折旧及维护费用，除线路租金外，不动产基金存续期间，两河公司无需向槟榔江水电就线路租赁事项支付其他费用。

不动产基金存续期间，租赁期限届满后，若两河水电公司继续租赁 220 千伏送电线路工程的，在同等条件下，两河水电公司享有优先承租的权利，以保障不动产项目的稳定运营。

五、关于共用资产

不涉及。

六、资产转让

（一）首发不动产项目的资产转让

本基金已于首次发行阶段完成了首发不动产项目公司（江山永宸、湖北晶泰）及首发不动产项目（榆林光伏项目、晶泰光伏项目）的资产转让活动。

资产权属、资产范围、资产转让行为的合法性，具体详见《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更新的招募说明书（2025年第1号）》之“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“一、基础设施项目概况”和“三、基础设施项目转让行为的合法性”。

（二）新购入不动产项目的资产转让

1. 新购入不动产项目的资产权属

（1）原始权益人享有新购入项目权益的情况

1) 京能国际取得原始权益人实际控制权的基本情况

保山能源持有槟榔江水电 100%的股权，为槟榔江水电的唯一股东。京能国际间接持有北京云保 100%股权，通过北京云保持有保山能源 66.44%的股权，间接持有槟榔江水电 66.44%股权，为槟榔江水电的实际控制人。

《北京能源国际控股有限公司 2023 年第二次董事会会议纪要》载明，京能国际董事会同意以北京云保作为投资主体，以增资入股的方式收购保山能源 65.70%股权，增资完成后京能国际对保山能源进行并表；《保山能源发展股份有限公司股东大会第十一次会议决议》载明，保山能源股东大会于 2023 年 2 月 21 日审议通过了《关于保山能源发展股份有限公司增资方案的议案》《关于签订保山能源发展股份有限公司增资扩股协议及其附件的议案》，表决结果显示，同意上述议案的股数为 41,000,000 股，占出席会议股东及股东代表有表决权股份总数的 100%。

2023 年 3 月 4 日，北京云保与保山能源原股东保山市国有资产经营有限责任公司、腾冲县国有资产经营有限责任公司、龙陵县国有资产经营有限责任公司、施甸县国有资产经营集团有限责任公司、保山市隆阳区国有资产经营有限责任公司、昌宁县国有资产经营有限责任公司及保山市人民政府国有资产监督管理委员会（简称“保山市国资委”）、保山市国有资本运营（集团）有限公

司共同签署了《关于保山能源发展股份有限公司之增资扩股协议》（简称“《保山能源增资扩股协议》”），约定北京云保以货币向保山能源出资960,000,000元，并在本次增资扩股后取得保山能源65.70%的股份⁴³，保山能源原股东不认购增资（以上安排简称“保山能源增资扩股”）。《保山能源增资扩股协议》约定增资款分三次缴付，前两次增资款已全额缴付到位，第三次增资款金额为本次增资款总额的30%，共计2.88亿元，北京云保将于下列条件全部满足之时予以支付：第一期、第二期增资款的支付条件持续满足；在第三期增资款前完成的名下全部电站的水土保持方案和批复、安全预评价报告批复、水资源论证报告批复等合规性消缺事项（合称“增资款支付先决条件”）；按照约定完成名下全部房产及土地的不动产权属登记手续等。截至2025年6月30日，保山能源名下全部电站的合规性消缺事项尚未全部完成，第三笔增资款支付先决条件尚未满足，因此第三笔增资款未予缴付。

第三笔增资款未予支付不会直接导致保山能源享有协议解除权。《保山能源增资扩股协议》第3.2条第（3）款规定，如增资款支付先决条件未在约定的最后期限内得到全部满足的，甲方有权决定附条件地延长保山能源完成本协议第3.2条约定的认购增资先决条件达成最后期限，或向保山能源发出先决条件豁免通知书。同时，《保山能源增资扩股协议》第十四条“违约责任”规定，如未完成增资款支付先决条件，北京云保能源开发有限公司可要求保山能源原股东以现金或其他合理方式承担违约责任。

经核查《保山能源增资扩股协议》，第三期增资款的支付先决条件未满足之时，北京云保有权采取下列救济措施：给予保山能源宽限期、向保山能源发出豁免通知，或要求导致保山能源原股东以现金或其他合理方式承担违约责任。然而若增资款支付先决条件未能于约定期限内达成，《保山能源增资扩股协议》并未赋予保山能源或保山能源原股东单方解除该协议的权利。在第三期增资款支付先决条件未满足之时，北京云保可暂不予支付第三期增资款，该等情形不会导致《保山能源增资扩股协议》约定的增资安排失效。

《保山能源发展股份有限公司股东大会第十二次会议决议》载明，保山能源股东大会于2023年4月23日审议通过了《关于保山能源发展股份有限公司

⁴³ 根据2025年5月16日签署的最新《保山能源发展股份有限公司章程》，北京云保持股比例已调整为66.44%。

增资入股引入北京云保能源开发有限公司的议案》，同意由北京云保对保山能源实施增资，增资后相应变更保山能源的注册资本金及各股东持股比例。

根据《保山能源增资入股协议》第 19.1 条，该协议自各方签字盖章且保山能源的主管国资监管部门已经审议通过并同意实施增资入股之日起生效。经查，《保山能源增资入股协议》已经各方法定代表人签字并加盖公章，保山市国资委已于 2023 年 2 月 24 日出具《保山市人民政府国有资产监督管理委员会关于保山能源发展股份有限公司以非公开协议方式实施增资入股有关事项的通知》（保国资函〔2022〕28 号），同意以非公开协议方式实施保山能源增资入股，鉴上，《保山能源增资入股协议》已于 2023 年 3 月 4 日生效。

《保山能源发展股份有限公司股东大会第十二次会议决议》显示北京云保增资入股保山能源已经保山能源股东大会同意；保山市国资委已批复同意实施保山能源增资入股；《保山能源增资入股协议》已经北京云保、保山能源原股东签署生效；增资入股后保山能源股东大会已通过《保山能源发展股份有限公司章程》，载明北京云保享有保山能源 65.70% 的股份⁴⁴；《保山能源发展股份有限公司股东名册》已载明北京云保系保山能源股东且完成了工商变更登记手续。增资行为已经取得内外部决策，《保山能源增资入股协议》已生效，北京云保可作为保山能源控股股东享有股东权利，京能国际可通过北京云保实际控制保山能源。

综上所述，1）北京云保已通过对保山能源的增资入股取得保山能源 65.70% 的股份⁴⁵，可作为保山能源的股东合法享有股东权利、履行股东义务。北京云保系保山能源的控股股东，京能国际间接持有北京云保 100% 股权，系保山能源的实际控制人，且工商变更登记已完成，增资行为已发生法律效力，增资款的缴付进度变化不会导致增资行为被撤销、被认定为无效。2）在支付先决条件未满足之时，京能国际方不予支付第三笔增资款，不会直接导致保山能源方有权单方解除《保山能源增资入股协议》，亦不会导致《保山能源增资入股协议》约定的增资安排失效；3）增资款缴付进度不会影响京能国际对保山能源、

⁴⁴ 根据 2025 年 5 月 16 日签署的最新《保山能源发展股份有限公司章程》，北京云保持股比例已调整为 66.44%。

⁴⁵ 根据 2025 年 5 月 16 日签署的最新《保山能源发展股份有限公司章程》，北京云保持股比例已调整为 66.44%。

槟榔江水电的实际控制，不会影响保山能源担任新购入不动产项目运营管理统筹机构、槟榔江水电担任原始权益人的资格和资质。

（2）原始权益人享有新购入项目公司权益的情况

经核查两河水电公司的公司章程和工商登记文件，并经查询国家企业信用信息公示系统⁴⁶，截至 2025 年 10 月 15 日，槟榔江水电系两河水电公司的股东，持有两河水电公司 100%的股权，且该等股权不存在质押或被冻结的情形。

（3）原始权益人将新购入不动产资产增资划转至两河水电公司

根据《腾冲市人民政府关于苏家河口、松山河口水电站项目划拨土地转移登记的批复》（腾政复〔2023〕256 号），腾冲市人民政府（简称“腾冲市政府”）同意将槟榔江水电持有的 15 本不动产权证书（宗地面积共计 6,362,109.75 平方米，建筑面积 26,673 平方米）转移登记至槟榔江水电新设子公司两河水电公司名下；根据《盈江县人民政府关于云南保山槟榔江水电开发有限公司土地转移登记的批复》（盈政复〔2024〕41 号），盈江县人民政府（简称“盈江县政府”），原则同意将“云（2023）盈江县不动产权第 0004174 号”《不动产权证书》项下土地面积 56,694 平方米的国有建设用地使用权转移登记到两河水电公司名下，根据槟榔江水电、两河水电公司出具的说明，两河水电公司已经办理完毕上述苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目对应不动产权证书的转移登记手续。

根据槟榔江水电、两河水电公司签署的《增资划转协议》及《增资划转协议补充协议》（合称“《增资划转协议》”），槟榔江水电已将新购入不动产资产及相关的资产、债权债务、员工、业务合同划转至两河水电公司，并办理不动产权转移登记、许可证照换发、业务合同换签、工商变更登记及备案等相关手续。《增资划转协议》约定，双方应签署《交割确认书》并于《交割确认书》中确定的增资划转完成日完成不动产资产的实际交付以及业务合同、关联员工、关联债权债务项下相关权利义务的转移（上述安排简称“增资划转”）。

截至 2025 年 6 月 30 日，本次增资划转已经完成，槟榔江水电已经将其持有的苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目及相关的资产、债权债务、员

⁴⁶ 网址：www.gsxt.gov.cn

工划转至两河水电公司，并办理完毕了不动产权转移登记、许可证照换发、业务合同换签等相关手续。

2. 新购入不动产项目的资产范围

经查阅新购入不动产资产固定资产投资建设相关的批复文件，不动产 REITs 投资的新购入不动产资产为苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目，具体包括不动产项目的生产建筑及生产辅助建筑、构筑物的房屋所有权及占用范围内的国有建设用地使用权，以及苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目的机器设备和其他附属设施，具体包括苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目枢纽工程、大坝、水库⁴⁷等。

（1）苏家河口水电站项目

不动产 REITs 投资的新购入不动产资产包括苏家河口水电站项目，苏家河口水电站项目的具体资产范围为苏家河口水电站项目生产建筑及生产辅助建筑、构筑物的房屋所有权及其占用范围内的国有建设用地使用权，以及苏家河口水电站项目的机器设备和其他附属设施。根据苏家河口水电站项目的投资立项核准文件，苏家河口水电站项目总装机容量 315 兆瓦，主要建设内容包括混凝土面板堆石坝、右岸开敞式溢洪道、左岸泄洪放空洞组、电站进水口、有压引水隧洞、双室式调压井、压力钢管道及地面厂房、3 台 105 兆瓦立轴混流式水轮机组等。

（2）松山河口水电站项目

不动产 REITs 投资的新购入不动产资产包括松山河口水电站项目，松山河口水电站项目的具体资产范围为松山河口水电站项目生产建筑及生产辅助建筑、构筑物的房屋所有权及其占用范围内的国有建设用地使用权，以及松山河口水电站项目的机器设备和其他附属设施。根据松山河口水电站项目的投资立项核准文件，松山河口水电站项目总装机容量 168 兆瓦，主要建设内容包括首部枢纽、引水系统和厂区枢纽三部分组成：首部枢纽由混凝土重力坝非溢流坝段、溢流坝段、泄洪（冲沙）底孔及电站进水口等建筑物、构筑物组成；引水系统

⁴⁷ 水库淹没区占用范围内的国有建设用地使用权均已取得不动产权证书。

布置在槟榔江左岸，由电站进水口、压力圆形引水洞、阻抗式调压井及钢管道组成；厂区枢纽建筑物由地面厂房及 GIS 楼、3 台 56 兆瓦机组等。

3. 新购入不动产项目的资产权属及其取得过程

根据槟榔江水电、两河水电公司签署的《增资划转协议》及槟榔江水电、两河水电公司出具的说明，槟榔江水电已经将其持有的苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目及相关的资产、债权债务、员工、业务合同划转至两河水电公司，并已办理完成不动产权转移登记、许可证照换发、业务合同换签等相关事项。

(1) 苏家河口水电站项目

1) 不动产权

槟榔江水电就苏家河口水电站项目生产建筑及生产辅助建筑、构筑物的房屋所有权及其占用范围内的国有建设用地使用权取得了《不动产权证书》，两河水电公司已根据《增资划转协议》办理完毕该等《不动产权证书》的转移登记手续。就苏家河口水电站项目用地，原始权益人取得了如下手续：

a.土地预审意见

2006 年 6 月 26 日，云南省国土资源厅作出《关于槟榔江苏家河口水电站的用地预审意见》（云国土资预[2006]34 号），该意见载明：“槟榔江苏家河口水电站是云南省发展和改革委员会核准开展前期工作的项目，同意通过用地预审。待项目核准后，依法做好土地利用总体规划的修改工作。”

b.建设用地批准

2008 年 1 月 22 日，腾冲县国土资源局核发《建设用地批准书》（市（县）[2008]字第 2058004 号），证载主要内容如下：

表 54 苏家河口水电站项目建设用地批准书主要内容

权利人	云南保山槟榔江水电开发有限公司
项目名称	保山市腾冲县槟榔江苏家河口水电站工程建设用地
批准用地机关及批准文号	腾冲县国土资源局 腾国土资（建）复（2008）第 26 号

土地取得方式	划拨
土地坐落	腾冲县猴桥镇苏家河口
用途	水电站
面积	5,980,402.00 平方米

c.国有建设用地划拨决定书

2008 年 1 月 22 日，腾冲县国土资源局（作为划拨人）与槟榔江水电（作为受让人）签订了《国有土地划拨决定书》（腾国土资（建）复（2008）第 26 号），将位于腾冲县猴桥镇苏家河口的宗地划拨予槟榔江水电，宗地总面积为 5,980,402.00 平方米。

d.不动产权证书

根据苏家河口水电站项目对应的《不动产权证书》及腾冲市不动产登记中心、盈江县自然资源局出具的相关不动产查询结果证明，截至 2025 年 6 月 30 日，两河水电公司合法享有苏家河口水电站项目的办公楼、宿舍楼、仓库、厂房及 GIS 楼等生产建筑及辅助建筑、构筑物的房屋所有权及其占用范围内的国有建设用地使用权。苏家河口水电站项目对应的《不动产权证书》证载内容如下：

表 55 苏家河口水电站项目不动产权办理情况

序号	不动产资产名称	产权证书编号	坐落	房屋建筑面积 (m²)	土地使用权面积 (m²)	用途
1	苏家河口水电站	云（2024）腾冲市不动产权第 0006524 号	腾冲市猴桥镇苏家河口	-	12,432.88	水工建筑用地
2		云（2024）腾冲市不动产权第 0006526 号	腾冲市猴桥镇苏家河口	-	24,066.83	水工建筑用地
3		云（2024）腾冲市不动产权第 0006905 号	腾冲市猴桥镇苏家河口	16,344.93	36,770.94	水工建筑用地/工业/办公/集体宿舍/其他/仓储

序号	不动产资产名称	产权证书编号	坐落	房屋建筑面积 (m²)	土地使用权面积 (m²)	用途
4		云（2024）腾冲市不动产权第0006904号	腾冲市猴桥镇苏家河口	794.51	5,907,130.58	水工建筑用地/其他

2) 其他资产权属

根据槟榔江水电、两河水电公司的说明，苏家河口水电站项目的资产还包括下表所列示的与苏家河口水电站项目运营相关资产。

表 56 苏家河口水电站项目主要设施设备清单（截至 2025 年 6 月 30 日）

序号	资产类别名称	计数	序号	资产类别名称	计数
1	1#井字架 10 千伏线路	1	67	机组在线监测系统设备	1
2	10 千伏变配电（大坝）	1	68	计算机	1
3	10 千伏变配电（营地）	1	69	计算机监控系统	1
4	10 千伏变配电（右岸大坝）	1	70	继电保护系统	1
5	10 千伏跌落式高压熔断器	1	71	加密装置	1
6	10 千伏负荷开关	1	72	间隔设备	2
7	10 千伏高压开关柜	1	73	监测自动化设备	1
8	10 千伏线路	1	74	江铃（新驭胜）汽车（云 MJ4926）	1
9	10 千伏线路（大坝进水口）	1	75	江铃全顺商务车（云 M82655）	1
10	10 千伏预装箱式变电站	2	76	交换机	1
11	12 千伏户外氧化锌避雷器	3	77	接入调度数据网	1
12	220 千伏 SF6 全封闭组合电器（GIS）	1	78	接入调度数据网设备	1
13	220 千伏电容式电压互感器	3	79	卷扬式启闭机（清污机）设备	1
14	220 千伏线路保护设备	2	80	空调	1
15	220 千伏氧化锌避雷器	3	81	冷柜	1
16	35 千伏及以上输电线路	1	82	励磁设备	1
17	400 伏厂用配电盘	1	83	联想启天 M455 电脑	2
18	E1 保护倒换模块	4	84	联想小新 14 笔记本电脑	1
19	GIS 楼屋顶出线构架	1	85	滤油机	1
20	HP 工作站	4	86	普通工具柜	2
21	安全信息自动报送设备	1	87	气体监测报警装置	1
22	安稳装置设备	1	88	汽油发电机	1
23	坝区通信光缆	1	89	潜水排污泵	1

序号	资产类别名称	计数	序号	资产类别名称	计数
24	保护通信子站	1	90	桥式起重机	1
25	备投控制柜设备	1	91	全自动滤水器	6
26	备用电源自动投入装置	1	92	锐骐皮卡车（东风日产）（云 MH1108）	1
27	不锈钢阀门及附件	1	93	三星传真机	1
28	彩色复印机	1	94	三星激光打印机	1
29	测量型 GNSS 接收机	1	95	渗漏泵电机	1
30	叉车	1	96	生态流量计	1
31	柴油发电机	1	97	生态流量泄放设施及在线监测设备	1
32	柴油发电机组	1	98	视频会议摄像头套装	1
33	柴油水泵	1	99	视频会议系统	1
34	厂内光传设备	1	100	视频会议系统设备	1
35	厂用干式变压器	1	101	枢纽建筑物安全监测系统	1
36	超声波测深仪	1	102	数码相机	1
37	沉降仪	1	103	数字程控调度交换机	1
38	冲锋舟	2	104	水泵控制柜	1
39	除湿机	2	105	水泵设备	1
40	大坝观测徕卡全站仪	1	106	水轮发电机组	3
41	大坝外观观测自动化设备	1	107	水轮机调速器及油压装置	1
42	大坝至熊脚变电站 10 千伏线路	1	108	水轮机进水球阀及其附属设备	3
43	大坝左岸 10 千伏线路及通讯线路	1	109	水情测报及水库调度自动化设备	1
44	档案密集架	1	110	水情测报系统	1
45	电动单梁桥式起重机	1	111	水位测量设备	1
46	电焊机	1	112	苏家河厂房至松山河临时变 10 千伏线	1
47	电话光端机	1	113	天融信防火墙、路由器	1
48	电缆桥架	1	114	通风空调系统设备	1
49	电力变压器	4	115	通信电源设备	1
50	电力电缆	1	116	投入式液位变送器	2
51	调度远动通信和计划曲线专用装置	2	117	投影机	1
52	东风皮卡车（云 ME2055）	1	118	污水泵	20
53	发电机断路器	3	119	箱式变压器/营地	1
54	防水淹厂房控制屏	1	120	消防设备	1
55	放空洞闸门拦污栅	1	121	液压启闭机	1
56	飞利浦 55 英寸电视	1	122	液压式升降平台	1
57	丰田越野车（云	1	123	一体机	1

序号	资产类别名称	计数	序号	资产类别名称	计数
	MB8291)				
58	干式变压器	2	124	溢洪道闸门	1
59	工业电视系统	1	125	音箱设备	1
60	公用辅机控制系统设备	1	126	有线电视网络	1
61	光传输设备	1	127	直流系统设备	1
62	海尔冷柜	1	128	智能工具柜	1
63	海尔洗衣机	1	129	中低压供气系统	4
64	惠普笔记本电脑	1	130	主变中性点接地保护装置	3
65	惠普电脑	1	131	自动电压控制系统设备	1
66	机架式电能采集终端设备	1	132	自动气象监测站	1

鉴上，两河水电公司享有苏家河口水电站项目办公楼、宿舍楼、仓库、厂房及 GIS 楼等生产建筑及辅助建筑、构筑物的房屋所有权及国有建设用地使用权，持有“苏家河口水电站项目主要设施设备清单”列示的苏家河口水电站项目相关设施设备的所有权。

（2）松山河口水电站项目

1) 不动产权

槟榔江水电已就松山河口水电站项目生产建筑及生产辅助建筑、构筑物的房屋所有权及其占用范围内的国有建设用地使用权取得《不动产权证书》，两河水电公司已根据《增资划转协议》办理完毕该等《不动产权证书》的转移登记手续。就松山河口水电站项目用地，原始权益人取得了如下手续：

a.土地预审意见

2006 年 10 月 23 日，云南省国土资源厅作出《关于保山市槟榔江松山河口水电站的用地预审意见》（云国土资预〔2006〕63 号），该意见载明：“项目符合国家供地政策，同意通过用地预审。待项目核准后，依法做好土地利用总体规划的修改工作。”

b.建设用地批准

2008 年 2 月 4 日，腾冲县国土资源局核发《建设用地批准书》（市（县）[2008]字第 2008015 号），证载主要内容如下：

表 57 建设用地批准书主要内容（市（县）[2008]字第 2008015 号）

权利人	云南保山槟榔江水电开发有限公司
项目名称	保山市槟榔江松山河口水电站
批准用地机关	腾冲县国土资源局
土地取得方式	划拨
土地坐落	腾冲县猴桥镇
用途	水电站
面积	381,710.00 平方米

2008 年 3 月 13 日，盈江县国土资源局核发《建设用地批准书》（盈江县[2008]独字第 01 号），证载主要内容如下：

表 58 建设用地批准书主要内容（盈江县[2008]独字第 01 号）

权利人	云南保山槟榔江水电开发有限公司
项目名称	槟榔江松山河口水电站
土地取得方式	划拨
土地坐落	盈江县支那乡
用途	水工建筑
面积	56,694.00 平方米

c. 国有建设用地划拨决定书

2008 年 2 月 4 日，腾冲县国土资源局（作为划拨人）与槟榔江水电签订了《国有土地划拨决定书》（腾国土资（建）复（2008）第 71 号），将位于猴桥镇的宗地划拨予槟榔江水电，宗地总面积为 381,710.00 平方米。

2008 年 3 月 13 日，盈江县国土资源局（作为划拨人）与槟榔江水电签订了《国有土地划拨决定书》，将位于盈江县支那乡的宗地划拨予槟榔江水电，宗地总面积为 56,694 平方米。

d. 不动产权证书

根据松山河口水电站项目对应的《不动产权证书》及腾冲市不动产登记中心、盈江县自然资源局出具的相关不动产查询结果证明，截至 2025 年 6 月 30 日，两河水电公司合法享有松山河口水电站项目的仓库、厂房及 GIS 楼等生产

建筑及辅助建筑、构筑物的房屋所有权及项目占用范围内的国有建设用地使用权。松山河口水电站项目对应的《不动产权证书》证载内容如下：

表 59 松山河口水电站项目不动产权办理情况

单位：平方米

序号	不动产资产名称	产权证书编号	坐落	房屋建筑面积	土地使用权面积	用途
1	松山河口水电站项目	云（2024）腾冲市不动产权第0006906号	腾冲市猴桥镇松山河口	-	5,301.96	水工建筑用地
2		云（2024）腾冲市不动产权第0006953号	腾冲市猴桥镇松山河口	9,186.61	21,229.68	水工建筑用地/工业/仓储
3		云（2024）腾冲市不动产权第0006873号	腾冲市猴桥镇松山河口	-	67,416.68	水工建筑用地
4		云（2024）腾冲市不动产权第0006951号	腾冲市猴桥镇松山河口	346.95	50,087.07	水工建筑用地/其他
5		云（2024）腾冲市不动产权第0006867号	腾冲市猴桥镇松山河口	-	7,670	水工建筑用地
6		云（2024）腾冲市不动产权第0006907号	腾冲市猴桥镇松山河口	-	46,105	水工建筑用地
7		云（2024）腾冲市不动产权第0006869号	腾冲市猴桥镇松山河口	-	45,681.82	水工建筑用地
8		云（2024）腾冲市不动产权第0006871号	腾冲市猴桥镇松山河口	-	50,451	水工建筑用地
8		云（2024）腾冲市不动产权第0006903号	腾冲市猴桥镇松山河口	-	69,881	水工建筑用地

序号	不动产资产名称	产权证书编号	坐落	房屋建筑面积	土地使用权面积	用途
10		云（2024）腾冲市不动产权第0006865号	腾冲市猴桥镇松山河口	-	15,521.81	水工建筑用地
11		云（2024）腾冲市不动产权第0006872号	腾冲市猴桥镇松山河口	-	2,362.5	水工建筑用地
12		云（2024）盈江县不动产权第0001206号	盈江县支那乡	-	56,694	水工建筑用地

2) 其他资产权属

根据槟榔江水电、两河水电公司的说明，松山河口水电站项目的资产还包括下表所列示的与松山河口水电站项目运营相关资产。

表 51 松山河口水电站项目主要设施设备清单（截至 2025 年 6 月 30 日）

序号	资产类别名称	计数	序号	资产类别名称	计数
1	10 千伏高压开关柜	3	44	机组在线监测系统	3
2	10 千伏共箱封闭母线	3	45	计算机	3
3	10 千伏线路	1	46	计算机监控系统	1
4	10 千伏线路（大坝至厂房）	1	47	继电保护系统	1
5	10 千伏预装箱式变电站	1	48	加密装置	1
6	12 千伏户外氧化锌避雷器	1	49	间隔设备	2
7	12 千伏户外柱上一体化断路器	1	50	交换机	1
8	220 千伏电容式电压互感器	3	51	接入调度数据网	1
9	220 千伏线路保护设备	2	52	接入调度数据网设备	1
10	220 千伏氧化锌避雷器	3	53	警报器	1
11	220 千伏主变压器	3	54	空调	2
12	400 伏厂用配电盘	1	55	励磁工控机	1
13	E1 保护倒换模块	4	56	励磁设备	3
14	GIS 楼屋顶出线构架	1	57	临时变至厂房 10 千伏线路	1
15	HP 工作站	4	58	滤油机	2
16	安全监测自动化设备	1	59	偏磁式消弧线圈	3
17	安稳装置设备	3	60	普通工具柜	2
18	保护通信子站	1	61	启闭机	1

序号	资产类别名称	计数	序号	资产类别名称	计数
19	备投控制柜设备	1	62	汽油发电机	1
20	笔记本电脑	2	63	桥式起重机	1
21	冰箱	2	64	全封闭组合电器	1
22	彩色复印机	1	65	全自动滤水器	8
23	叉车	1	66	渗漏集水井潜水泵	1
24	柴油发电机	1	67	渗漏排水控制设备	2
25	柴油发电机组	1	68	生态流量泄放设施及在线监测设备	1
26	柴油水泵	1	69	视频会议系统设备	1
27	厂内光传设备	1	70	数字程控调度交换机	1
28	大坝闸门	1	71	水泵	1
29	电动单梁桥式起重机	1	72	水轮发电机组	3
30	电动警报器	1	73	水轮机调速器及油压装置	3
31	电焊机	1	74	水位测量设备	1
32	电缆桥架	1	75	通风空调系统设备	1
33	电力变压器	1	76	通信电源设备	1
34	电力电缆	1	77	通讯光缆线路	1
35	电站阀门及其附件	1	78	卫星电话	1
36	调度远动通信和计划曲线专用装置	2	79	西门子冰箱	1
37	辅机及公用控制系统设备	3	80	消防设备	1
38	干式变压器	1	81	液压启闭机	1
39	格力空调	5	82	直流系统及其附属设备	1
40	工业电视系统	1	83	智能工具柜	1
41	光传输设备	1	84	中低压供气系统设备	2
42	海尔空调	2	85	主变中性点接地保护装置	3
43	惠普 HP Rro Tower ZHAN99 台式机	1	86	自动电压控制系统设备	1

鉴上，两河水电公司享有松山河口水电站项目的仓库、厂房及 GIS 楼等生产建筑及辅助建筑、构筑物的房屋所有权、项目占用范围内的国有建设用地使

用权，持有“松山河口水电站项目主要设施设备清单”列示的松山河口水电站项目相关设施设备的所有权。

4. 新购入不动产项目转让行为的合法性

为发行不动产 REITs，槟榔江水电将其持有的两河水电公司 100%股权转让予不动产 REITs 项下的不动产资产支持专项计划。

(1) 新购入不动产项目转让行为

1) 转让行为

本次扩募涉及的转让行为系指原始权益人向新购入专项计划等特殊目的载体转让新购入项目公司 100%股权的交易（简称“新购入不动产项目转让行为”或“转让行为”）。

就前述转让行为，根据《两河水电公司股权转让协议》的约定，自新购入专项计划设立之日起（含该日，简称“交割日”），根据中国法律和公司章程规定的新购入项目公司 100%股权所代表的一切权利义务和损益由中航证券（代表新购入专项计划）享有和承担；于交割日或之前，由中航证券（代表新购入专项计划）取得中航证券（代表新购入专项计划）登记为持有新购入项目公司 100%股权之股东的公司股东名册、出资证明书及公司章程。此外，《两河水电公司股权转让协议》约定各方应尽快配合办理新购入项目公司股权转让涉及的相关工商变更登记流程及变更登记手续，并于不动产基金本次扩募份额上市前办理完毕股权变更登记手续。

《公司法》第八十六条规定：“股东转让股权的，应当书面通知公司，请求变更股东名册；需要办理变更登记的，并请求公司向公司登记机关办理变更登记。公司拒绝或者在合理期限内不予答复的，转让人、受让人可以依法向人民法院提起诉讼。股权转让的，受让人自记载于股东名册时起可以向公司主张行使股东权利。”因此，中航证券（代表新购入专项计划）自其被记载于新购入项目公司股东名册时起，可以行使股东权利；同时，自该等股东变更完成公司登记机关的工商变更登记后，中航证券（代表新购入专项计划）作为新购入项目公司股东可对抗第三人。

2) 转让对价的支付及公允性

根据《两河水电公司股权转让协议》，交易各方同意根据国有产权交易相关规定进行备案的股权评估价值确定项目公司股权转让价款，同时以不动产项目的评估价值为依据，根据下述公式确定新购入项目公司股权转让价款：

股权转让对价=专项计划可投资金额（两河水电公司）-股东借款（两河水电公司）

其中，专项计划可投资金额（两河水电公司）=不动产基金本次扩募募集资金-不动产基金预留费用-专项计划预留费用。

且若最终确定的项目公司股权转让价款低于按照国有产权交易相关规定进行备案的股权评估价值，则对应的《两河水电公司股权转让协议》自动终止。

不动产基金本次扩募的发售方式具体详见基金扩募方案、基金招募说明书及基金份额持有人大会决议等相关公告。根据《上交所新购入项目指引（试行）》的相关规定，不动产基金扩募方式包括定向扩募、向原持有人配售及公开扩募，其中，若采用向原持有人配售或公开扩募的，基金管理人、财务顾问应当遵循基金份额持有人利益优先的原则，根据不动产基金二级市场交易价格和新购入不动产项目的市场价值等有关因素，合理确定配售或发售价格，若采用公开扩募的，公开扩募的发售价格应当不低于发售阶段公告招募说明书前 20 个交易日或者前 1 个交易日的不动产基金交易均价；若采用定向扩募的，不动产基金定向扩募份额的发售价格不得低于定价基准日前 20 个交易日不动产基金交易均价的 90%，若定向发售对象不属于《上交所新购入项目指引（试行）》规定的特定对象的，应当以竞价方式确定发售价格和发售对象。

鉴此，不动产基金扩募份额定价参照二级市场交易价格或以竞价方式确定，符合公开、公平和公正的原则，具备公允性，因此，以本次扩募募集资金规模为基础进行调整的新购入项目公司股权转让价款具有公允性。

（2）内部授权

1) 发起人的内部决策程序

发起人京能国际已于 2024 年 1 月 26 日作出《董事会决议》，同意京能国际作为发起人，以苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目作为新购入不动产资产，参与中航京能国际能源 REIT 扩募份额的发行，或以监管认可的方式发行水电资产公开募集不动产投资信托基金；同意将两河水电公司 100%股权转

让予中航京能国际能源 REIT（或新设的不动产投资信托基金）项下的不动产资产支持证券等特殊目的载体（视最终交易结构而定）并签署并适当履行股权转让协议等法律文件，办理相关转让登记等其他相关手续。针对前述事项，百慕达法律顾问 Carey Olsen Hong Kong LLP 于 2025 年 2 月 14 日出具了法律意见，法律意见载明：“会议记录所载的决议均已获董事妥为通过，属于有效决议，且会议记录所载的决议均已获董事根据组织章程大纲和细则妥为通过，而不会违反公司目前在百慕达须遵守的任何法律。”

京能国际已于 2025 年 2 月 18 日召开股东特别大会，通过普通决议案《批准建议转让（包括股权转让协议）及条款以及其项下拟进行之交易》，同意槟榔江水电向资产支持计划管理人出售项目公司 100% 的股权等事项。针对前述事项，百慕达法律顾问 Carey Olsen Hong Kong LLP 于 2025 年 3 月 11 日出具了法律意见，法律意见载明：“会议记录所载的普通决议均已获股东妥为通过，属于有效决议，且会议记录所载的普通决议均已获股东根据组织章程大纲和细则妥为通过，而不会违反公司目前在百慕达须遵守的任何法律。”

2) 原始权益人的内部决策程序

槟榔江水电的唯一股东保山能源已于 2024 年 2 月 27 日通过《保山能源发展股份有限公司股东大会关于保山能源水电 REITs 项目申报发行相关问题的决议》，同意槟榔江水电对两河水电公司及新购入不动产资产实施重组；同意槟榔江水电作为原始权益人以苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目作为新购入不动产资产参与本基金扩募份额的发行。经查，该决议已经代表保山能源股东大会 97.85% 表决权的股东盖章同意，符合《公司法》、保山能源的公司章程第二十七条⁴⁸关于股东大会决议有效性的要求，该等决议合法有效。

槟榔江水电的唯一股东保山能源已于 2024 年 2 月 28 日作出《云南保山槟榔江水电开发有限公司股东决定书》，同意槟榔江水电对两河水电公司及新购入不动产资产实施重组；同意将两河水电公司 100% 股权转让予中航京能国际能源 REIT（或新设的不动产投资信托基金）项下的不动产资产支持证券等特殊目的载体（视最终交易结构而定），签署并适当履行股权转让协议等法律文件，办理相关转让登记等其他相关手续。

⁴⁸ 《保山能源发展股份有限公司章程》第二十七条规定：“股东大会对修改公司章程、增加或者减少注册资本以及公司合并、分立、解散或者变更公司形式作出决议，必须经出席会议的股东所持表决权的三分之二以上（含本数）通过。”

3) 新购入项目公司内部决策

两河水电公司的唯一股东槟榔江水电已于 2024 年 3 月 6 日作出《云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司股东决定书》，同意将不动产资产的相关资产、债权、负债和劳动力等增资划转至两河水电公司，签署资产划转协议等协议，办理不动产权转移登记、许可证照换发、业务合同换签、工商变更登记及备案等相关手续；同意将两河水电公司 100%股权转让予中航京能国际能源 REIT（或新设的不动产投资信托基金）项下的不动产资产支持证券等特殊目的载体（视最终交易结构而定）并签署并适当履行股权转让协议等法律文件，办理相关转让登记等其他相关手续。

根据《公司法》、槟榔江水电及新购入项目公司的公司章程，发起人、原始权益人及新购入项目公司的决议、决定合法、有效。

(3) 外部审批

1) 划拨用地转让的相关限制性约定及解除情况

就新购入不动产项目占用范围内槟榔江水电以划拨方式取得的国有建设用地使用权（简称“划拨用地”）而言，根据《中华人民共和国城镇国有土地使用权出让和转让暂行条例》第四十五条，划拨土地使用权在满足如下条件且经过市县人民政府土地管理部门和房产管理部门批准后，方可转让：（1）土地使用权者为公司、企业、其他经济组织和个人；（2）领有国有土地使用证；（3）具有地上建筑物、其他附着物合法的产权证明；（4）签订土地使用权出让合同，向当地市、县人民政府补交土地使用权出让金或者以转让、出租、抵押所获收益抵交土地使用权出让金。

根据《国务院办公厅关于完善建设用地使用权转让、出租、抵押二级市场的指导意见》（国办发〔2019〕34 号）（简称“《建设用地使用权的指导意见》”）第（六）项的规定，以划拨方式取得的建设用地使用权转让，需经依法批准，土地用途符合《划拨用地目录》的，可不补缴土地出让价款，按转移登记办理；不符合《划拨用地目录》的，在符合规划的前提下，由受让方依法依规补缴土地出让价款。根据国土资源部《不动产登记操作规范（试行）》（国土资规〔2016〕6 号）第 8.3.3 条，申请划拨取得国有建设用地使用权转移登记的，应当提交有批准权的人民政府的批准文件。另据《中华人民共和国城

市房地产管理法》第二十三条，有批准权的人民政府系指批准土地使用权划拨的县级以上人民政府⁴⁹。

就转让行为，腾冲市政府已出具《腾冲市人民政府关于苏家河口、松山河口水电站项目划拨土地转移登记的批复》（腾政复〔2023〕256号），原则同意将槟榔江水电持有的15本不动产权证书（宗地面积共计6,362,109.75平方米，建筑面积26,673平方米）转移登记至槟榔江水电新设子公司两河水电公司名下；盈江县政府已出具《盈江县人民政府关于云南保山槟榔江水电开发有限公司土地转移登记的批复》（盈政复〔2024〕41号），原则同意将“云（2023）盈江县不动产权第0004174号”《不动产权证书》项下土地面积56,694平方米的国有建设用地使用权转移登记到两河水电公司名下，两河水电公司已经办理完毕上述苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目对应不动产权证书的转移登记手续；腾冲市自然资源局已出具《腾冲市自然资源局复函》，确认对新购入不动产项目以100%股权转让方式发行不动产REITs无异议。盈江县自然资源局已经出具《关于云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司申报基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目的复函》（盈自然资函〔2024〕286号），确认对位于盈江县辖区范围内的槟榔江松山河口水电站项目以100%股权转让方式发行不动产REITs无异议，上述转让限制已获解除。

2）国有资产转让的相关要求及解除情况

根据槟榔江水电及新购入项目公司的章程，并经查询国家企业信用信息公示系统等，槟榔江水电持有新购入项目公司100%股权，保山能源持有槟榔江水电100%的股权，北京云保持有保山能源66.44%的股权，京能国际间接持有北京云保100%股权。根据京能国际《2023年年报》《2024年年报》，北京能源投资集团（香港）有限公司（简称“京能香港公司”）持有京能国际32.14%股权，为京能国际的直接控股股东。另查，北京能源集团有限责任公司（简称“京能集团”）持有京能香港公司100%股权，北京国有资本运营管理有限公司（简称“北京国资运营管理公司”）持有京能集团100%股权，北京市人民政府国有资产监督管理委员会（简称“北京市国资委”）持有北京国资运营管理公

⁴⁹《中华人民共和国城市房地产管理法》第二十三条：“土地使用权划拨，是指县级以上人民政府依法批准，在土地使用者缴纳补偿、安置等费用后将该幅土地交付其使用，或者将土地使用权无偿交付给土地使用者使用的行为”。

司 100% 股权。除京能香港公司对京能国际 32.14% 的持股外，招商局集团有限公司（简称“招商局集团”）持有京能国际 15.22% 股权，中国国有企业结构调整基金股份有限公司（简称“国企基金公司”）持有京能国际 5.45% 股权，京能香港公司、招商局集团与国企基金公司合计持有京能国际 52.81% 的股权。

由于：1）北京市国资委间接持有京能香港公司 100% 的股权，京能香港公司持有京能国际 32.14% 股权并为其直接控股股东；2）国务院国有资产监督管理委员会（简称“国务院国资委”）直接持有招商局集团 100% 股权；3）国务院国资委直接持有中国诚通控股集团有限公司（简称“中国诚通”）、国家能源投资集团有限责任公司（简称“国能投”）、中国交通建设集团有限公司（简称“中国交建”）、中国兵器工业集团有限公司（简称“兵器工业”）、中国移动通信集团有限公司（简称“中国移动”）、中国石油化工集团有限公司（简称“中国石化”）100% 股权，中国诚通持有国企基金公司 30.3564% 股权，国能投、中国交建、兵器工业、中国移动、中国石化各持有国企基金公司 5.0594% 股权。京能香港公司、招商局集团均为《企业国有资产交易监督管理办法》（国务院国资委 财政部令第 32 号，简称“32 号令”）第四条第（一）项项下国有全资企业；中国诚通、国能投、中国交建、兵器工业、中国移动、中国石化均为 32 号令第四条第（一）项项下国有全资企业；中国诚通、国能投、中国交建、兵器工业、中国移动、中国石化合计持有国企基金公司 55.6535% 股权，京能香港公司、招商局集团、国企基金公司合计持有京能国际 52.81% 股权。根据 32 号令及京能国际上述穿透股权结构，京能国际为 32 号令第四条第（三）项下的“国有及国有控股企业”。

因此，槟榔江水电属于 32 号令项下的“国有及国有控股企业、国有实际控制企业”，槟榔江水电转让新购入项目公司股权属于 32 号令规定的“企业国有资产交易行为”，应根据 32 号令履行国有产权转让程序。

《国务院办公厅关于进一步盘活存量资产扩大有效投资的意见》（国办发〔2022〕19 号）第（四）条规定，“国有企业发行基础设施 REITs 涉及国有产权非公开协议转让的，按规定报同级国有资产监督管理机构批准。”《关于企业国有资产交易流转有关事项的通知》（国资发产权规〔2022〕39 号）第三条规定，“国家出资企业及其子企业通过发行基础设施 REITs 盘活存量资产，应当做好可行性分析，合理确定交易价格，对后续运营管理责任和风险防范作出

安排，涉及国有产权非公开协议转让按规定报同级国有资产监督管理机构批准。”32号令第八条规定，“转让方为多家国有股东共同持股的企业，由其中持股比例最大的国有股东负责履行相关批准程序；[...]”。

京能国际持股比例最大的国有股东为京能香港公司，北京市国资委为其同级国有资产监督管理机构。就转让行为，北京市国资委已于2024年11月8日出具了《北京市人民政府国有资产监督管理委员会关于北京能源集团有限责任公司申报基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)新购入基础设施资产有关事项的批复》（京国资〔2024〕57号），批复原则同意相关方所涉及的产权转让事项可通过非公开协议转让方式实施，转让价格不低于国有资产评估备案结果。保山市国资委已于2024年11月18日出具了《保山市人民政府国有资产监督管理委员会关于保山能源公司发行基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)无异议的函》（保国资函〔2024〕118号），函复以非公开协议方式转让项目公司100%股权发行基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)相关事宜已取得《北京市人民政府国有资产监督管理委员会关于北京能源集团有限责任公司申报基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)新购入基础设施资产有关事项的批复》（京国资〔2024〕57号），保山市国资委对上述事项无异议。

3) 贷款合同及担保合同相关限制

a. 《工行贷款合同》及担保合同

两河水电公司（作为借款人）与工行腾冲支行（作为贷款人）签署了2份《固定资产借款合同》（编号为0251000011-2025年（腾冲）字00015号与0251000011-2025年（腾冲）字00016号，合称“《2025年工行贷款合同》”）。《2025年工行贷款合同》第一部分基本约定第11条约定：“3.[...]如转让本项目经营性资产或经营资产无法使用、项目建设及运营模式发生重大变化、借款人发生股权转让或其他重大股权结构变动等情况，须事先征得贷款人书面同意。否则视同借款人违约，贷款人有权要求提前收回全部贷款本息。”第二部分具体条款第8.6条约定：“进行合并、分立、减资、股权变动、股权质押、重大资产和债权转让、对外提供担保、重大对外投资、实质性增加债务融资以及其他可能对贷款人权益造成不利影响的行动时，事先征得贷款人书面同意或就贷款人债权的实现作出令贷款人满意的安排方可进行。”为担保

《2025 年工行贷款合同》项下借款债权的实现，两河水电公司（作为出质人、乙方）与工行腾冲支行（作为质权人、甲方）签署的《质押合同》（编号为 0251000011-2025 年（腾冲）字 00015 号质押 01 与 0251000011-2025 年（腾冲）字 00016 号质押 01，合称“《2025 年工行质押合同》”）第 8.2 条约定：“在本合同有效期内，未经甲方书面同意，不以馈赠、转让或许可他人使用等方式处分质物”。工行腾冲支行（作为甲方）与两河水电公司（作为乙方）签署了编号为 0251000011-2025 年（腾冲）字 00015 号监管 01 与 0251000011-2025 年（腾冲）字 00016 号监管 01 的 2 份《账户监管协议》，《账户监管协议》第 6.5 条约定：“乙方有下列情形之一的，应当及时书面通知甲方：[···]（2）经营机制发生变化，包括但不限于实行合并、分立、股份制改造、与外商合资合作等”。

就上述转让限制，工行腾冲支行于 2025 年 3 月 4 日出具《关于同意提前还款并解除担保的函》，该函载明：“同意两河水电公司为发行基础设施基金之目的实施基础设施 REITs 转让事项，同意将两河水电公司 100%的股权及基础设施项目转让予基础设施基金及其下设特殊目的载体，对以两河水电公司 100%股权发行基础设施 REITs 无异议。”

b. 《中行贷款合同》及担保合同

经查，槟榔江水电（作为甲方、借款人）与中国银行股份有限公司保山市分行（简称“中行保山分行”，作为乙方、贷款人）签署了《固定资产借款合同》，（编号：保山 2016-002 号，简称“《中行贷款合同》”）。《中行贷款合同》第十一条第 2 款第（5）项约定：“如借款人发生进行合并、分立、减资、股权转让、对外投资、实质性增加债务融资、重大资产和债权转让以及其他可能对借款人的偿债能力产生不利影响的事项时，须事先征得贷款人的书面同意。”

2024 年 8 月 29 日，槟榔江水电（甲方）、两河水电公司（乙方）与中行保山分行（丙方）签署了编号为“保债承 2024-001 号”的《债务承继协议》（简称“《债务承继协议》”），约定槟榔江水电将《固定资产借款合同》项下的全部债务转让给两河水电公司。

为确保《债务承继协议》的履行，两河水电公司（作为出质人）与中行保山分行（作为质权人）于 2024 年 8 月 29 日签订了《应收账款质押合同》（合同编号：2024 年保中银质字 002 号，简称“《中行应收账款质押合同》”），约定将出质人在中行保山分行贷款余额占出质人总贷款余额比例确定的电费收费权质押给质权人，同时签署了编号为“保中银质字 2024-001 号”的《应收账款质押登记协议》。为确保《债务承继协议》的履行，中行保山分行（甲方）、两河水电公司（乙方）于 2024 年 8 月 29 日签订了《资金监管协议》（编号：2024 年保监字 003 号）。《中行应收账款质押合同》第十一条约定：“下列情况之一即构成出质人在本合同项下违约：[...]3、出质人违反本合同的约定，擅自转让或以其他方式全部或部分处分应收账款/收费权。”

就上述转让限制，中行保山分行于 2024 年 9 月 12 日出具《关于同意提前还款并解除担保的函》，该函载明：“为发行基础设施基金之目的，同意槟榔江水电、两河水电公司实施内部重组事项及基础设施 REITs 转让事项，同意将两河水电公司 100%的股权及基础设施项目转让予基础设施基金及其下设特殊目的载体，对以两河水电公司 100%股权发行基础设施 REITs 无异议。同意借款人提前一次性偿还《固定资产借款合同》《债务承继协议》项下全部应付借款本息。……如届时借款人以基础设施项目（包括但不限于以不动产权提供抵押（如有）、以应收账款提供质押等）为《固定资产借款合同》《债务承继协议》提供担保的，则该担保合同项下的担保亦同时消灭，贷款人同意配合借款人办理质押等担保的解除手续。”

c.《建行贷款合同》及担保合同

槟榔江水电（作为甲方、借款人）与中国建设银行股份有限公司腾冲支行（简称“建行腾冲支行”，作为乙方、贷款人）签署了《人民币资金借款合同》《固定资产借款合同》（合同编号：JD2009003、JD2009004）。槟榔江水电（作为甲方、借款人）与中国建设银行股份有限公司保山市分行（简称“建行保山分行”，作为乙方、贷款人）签署了 2 份《项目融资贷款合同》（合同编号：HTZ530720000XMRZ2023N004、HTZ530720000XMRZ2023N005，上述合同合称“《建行贷款合同》”）。合同编号为 JD2009004 的《固定资产借款合同》及两份《项目融资贷款合同》第八条第二款第（九）项均约定：“甲方进

行合并、分立、股权转让、对外投资、实质性增加债务融资等重大事项前，应征得乙方的书面同意。但乙方的书面同意，并不影响日后乙方认为上述行为可能危及乙方债权安全时行使本合同所约定救济措施的权利”。

2024年8月30日，槟榔江水电（作为原借款人，甲方）、建行腾冲支行（作为贷款人，乙方）与两河水电公司（作为新债务人，丙方）签署了编号为BSZWZY20240807-2的《借款债务转移协议》，约定槟榔江水电将其与建行腾冲支行签订的编号为JD2009003的《人民币资金借款合同》、JD2009004的《固定资产借款合同》项下债务转移给两河水电公司。2024年8月30日，槟榔江水电（作为原借款人，甲方）、建行保山分行（作为贷款人，乙方）与两河水电公司（作为新债务人，丙方）签署了编号为BSZWZY20240807-1的《借款债务转移协议》，约定槟榔江水电将其与建行保山分行签订的编号为HTZ530720000XMRZ2023N004、HTZ530720000XMRZ2023N005的《项目融资借款合同》项下债务转移给两河水电公司。

为确保编号为BSZWZY20240807-1的《借款债务转移协议》的履行，两河水电公司（作为出质人、甲方）与建行保山分行（作为质权人、乙方）签订了《应收账款（收费权）质押合同》（合同编号：BSYSZY20240807-1号），为确保编号为BSZWZY20240807-2的《借款债务转移协议》的履行，两河水电公司（作为出质人、甲方）与建行腾冲支行（作为质权人、乙方）签订了《应收账款（收费权）质押合同》（合同编号：BSYSZY20240807-2号，与BSYSZY20240807-1号合称“《建行应收账款质押合同》”），《建行应收账款质押合同》第一条第三款约定：“未经乙方事先书面同意，甲方不得以任何方式处分收费权及相关权利，包括但不限于重复担保与转让”。

为确保编号为BSZWZY20240807-1的《借款债务转移协议》的履行，两河水电公司（甲方）、建行保山分行（乙方）、槟榔江水电（丙方）与保山能源（丁方）签订了《账户监管协议》（编号：BSJGXY20240807-1号）。为确保编号为BSZWZY20240807-2的《借款债务转移协议》的履行，两河水电公司（甲方）、建行腾冲支行（乙方）、槟榔江水电（丙方）与保山能源（丁方）签订了《账户监管协议》（编号：BSJGXY20240807-2号，与BSJGXY20240807-1号合称“《建行账户监管协议》”）。《建行账户监管协

议》第一条第五款约定：“在足额清偿乙方当期贷款本息前，未经乙方同意，甲方不得以任何方式（包括但不限于转账、支用）处分账户内的资金。”

就上述转让限制，建行保山分行、建行腾冲支行于 2024 年 9 月 18 日出具《关于同意提前还款并解除担保的函》，该函载明：“为发行基础设施基金之目的，同意槟榔江水电、两河水电公司实施内部重组事项及基础设施 REITs 转让事项，同意将两河水电公司 100%的股权及不动产项目转让予基础设施基金及其下设特殊目的载体，对以两河水电公司 100%股权发行基础设施 REITs 无异议。”

（4）相关文件约定的转让限制及解除情况

根据云南省发改委核发的《关于保山市槟榔江苏家河口水电站项目核准的批复》（云发改能源〔2006〕848 号）及《关于保山市槟榔江松山河口水电站项目核准的批复》（云发改能源〔2006〕1573 号）（合称“不动产项目核准文件”）规定，“未经项目核准部门同意，项目法人不得对项目进行转让、拍卖或采取其他方式变更投资方和投资比例”，因此转让事项须经云南省发展和改革委员会批准。

云南省发改委办公室已于 2023 年 11 月 1 日出具《云南省发展和改革委员会办公室关于反馈云南保山槟榔江水电开发有限公司股东变更办理意见的复函》，批复“根据《云南省人民政府关于发布政府核准的投资项目目录（云南省 2016 年本）的通知》（云政发〔2017〕17 号）文件精神，该类项目经省人民政府同意后，由州、市人民政府投资主管部门核准。鉴于该类项目核准事权已下放至各州、市人民政府投资主管部门，请你们结合实际情况，依法依规对上述项目股东变更出具意见。”

保山市发改委已于 2023 年 11 月 13 日出具《关于云南保山槟榔江水电开发有限公司股东变更事项的批复》（保发改基础〔2023〕395 号），批复同意槟榔江水电历史上的历次股东变更。

保山市发改委已于 2024 年 9 月 27 日出具《保山市发展和改革委员会关于苏家河口水电站和松山河口水电站项目以 100%股权转让方式发行基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）意见的函》（保发改基础〔2024〕274 号），确

认对苏家河口水电站和松山河口水电站项目以 100%股权转让方式发行基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）无异议。

云南省发改委已于 2024 年 10 月 29 日出具《云南省发展和改革委员会关于同意苏家河口水电站 松山河口水电站项目以 100%股权转让方式发行基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）的函》（云发改能源函〔2024〕386 号），确认对苏家河口水电站、松山河口水电站项目以 100%股权转让方式发行基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）无异议。

就转让行为，《关于保山市槟榔江苏家河口水电站项目核准的批复》（云发改能源〔2006〕848 号）及《关于保山市槟榔江松山河口水电站项目核准的批复》（云发改能源〔2006〕1573 号）约定的转让限制已获解除。

（5）联交所分拆上市情况

发起人京能国际于香港联合交易所有限公司（以下简称“联交所”）主板上市，股票代码：686.HK。根据《第 15 项应用指引-有关发行人呈交的将其现有集团全部或部分资产或业务在本交易所或其他地方分拆作独立上市的建议之指引》（以下简称“PN15 规则”），香港上市公司资产分拆独立上市需按照 PN15 规则向联交所提交分拆上市的书面申请，并获得联交所的批准。

京能国际已委托亚司特律师事务所就本次扩募事宜与联交所进行沟通，联交所告知，本次扩募只涉及把两个电站项目通过扩募置入基金当中，并不会产生一个新的上市地位。因此，PN15 规则并不适用于本次扩募，京能国际亦不需要根据 PN15 规则向联交所作出申请。

根据亚司特律师事务所出具的《关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金扩募项目所涉及京能国际香港交易所上市规则合规事宜之备忘录》，本次扩募对于京能国际而言，属于《香港联合交易所有限公司证券上市规则》第 14.08 条中提及的主要交易-出售事项，京能需要按照《香港联合交易所有限公司证券上市规则》第 14.33 条的规定就该项目遵守有关通知香港联交所、刊发公告、向股东发通函以及取得股东批准的要求，且京能国际无需根据 PN15 规则向联交所作出分拆上市申请。

京能国际已经按照《香港联合交易所有限公司证券上市规则》第 14.33 条的规定完成了通知联交所、刊发公告、向股东发通函以及取得股东批准的要求

程序：2024年5月7日，京能国际于联交所网站上刊发有关中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金扩募项目的公告；2024年5月31日，京能国际通过其香港法律顾问向联交所提交了通函草稿，2024年12月10日，联交所函件方式通知京能国际的香港法律顾问对通函草稿内容无进一步意见，该通函于2025年1月23日在联交所网站上披露；2025年2月18日，京能国际召开股东特别大会，通过普通决议案《批准建议转让（包括股权转让协议）及条款以及其项下拟进行之交易》，同意槟榔江水电向资产支持计划管理人出售项目公司100%的股权等事项。针对前述事项，百慕达（Bermuda）法律顾问 Carey Olsen Hong Kong LLP 于2025年3月11日出具了法律意见，法律意见载明：“会议记录所载的普通决议均已获股东妥为通过，属于有效决议，且会议记录所载的普通决议均已获股东根据组织章程大纲和细则妥为通过，而不会违反公司目前在百慕达须遵守的任何法律。”

综上所述，京能国际已召开股东特别大会，同意槟榔江水电转让两河水电公司100%股权。就本次扩募，京能国际已履行完毕内部决策程序，PN15规则并不适用于本次扩募，京能国际无需取得联交所批复文件。

七、资产到期处置方式

（一）首发不动产项目的资产到期处置方式

1. 项目公司发电业务资质期限

江山永宸现持有国家能源局西北监管局于2023年4月23日颁发的《电力业务许可证》（许可证编号：1031017-00480），法定代表人：张为，许可类别：发电类，有效期自2017年11月30日至2037年11月29日止。

湖北晶泰现持有国家能源局华中监管局于2023年4月23日颁发的《电力业务许可证》（许可证编号：1052215-00435），法定代表人：张为，许可类别：发电类，有效期自2015年5月12日至2035年5月11日。

《电力业务许可证管理规定》第三十条规定：“电力业务许可证有效期届满需要延续的，被许可人应当在有效期届满30日前向电监会提出申请。电监会应当在电力业务许可证有效期届满前作出是否准予延续的决定。逾期未作出决定的，视为同意延续并补办相应手续”。

经向国家能源局华中监管局和国家能源局西北监管局咨询，《电力业务许可证》到期前，项目公司按规定向当地能源监管部门提出延期申请，可正常办理。运营管理机构届时将协助基金管理人、项目公司向主管部门申请延长《电力业务许可证》。

2. 发电业务资质续期的风险缓释措施

基金管理人与运营管理机构将组织相关人员提前熟悉电力业务许可证和取水许可证的续期程序，并与国家能源局华中监管局、国家能源局西北监管局等相关部门保持充分沟通。在相关业务许可证到期之前，双方将共同制定详细的工作计划，严格按照国家法律法规的要求准备续期所需材料，及时提交续期申请，并跟进后续的现场核查等流程（如需），确保整个续期过程的顺利进行。为规避江山永宸、湖北晶泰财务状况、电力设施运行能力等许可条件发生重大变化的风险，各方将积极采取有效措施，保障相关业务许可证的顺利续期。

3. 不动产项目设计使用年限

湖北晶泰、江山永宸所持有的两个项目光伏电站晶泰光伏项目、榆林光伏项目分别自 2015 年 5 月、2017 年 6 月全容量并网发电，光伏机组设计寿命均为 25 年。光伏组件作为两个电站项目的主要光伏系统发电设备，其设计寿命同为 25 年。

4. 不动产项目到期处置方式

基金存续期内，针对首发不动产项目，本基金将按照《保理业务合作协议》约定平价转让首发不动产项目国补应收账款债权予监管银行开展保理业务。

基金存续期内，若出现基金原有部分或全部资产持有期收益率下降、资产运营质量下降或有更好的收购标的等情况时，基金管理人将寻求机会出售资产。基金管理人将积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，将资产择机出售。

如确认基金存续期届满将进入清算期，基金管理人将提前积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，在清算期内完成资产处置。

无论是何种情形下的不动产项目的出售及处置，京能国际及其指定主体均享有同等条件下的优先购买权。就首发不动产项目所涉的机组设计寿命的到期安排和光伏阵区农村集体土地租赁合同续签问题，在晶泰光伏项目机组设计寿命届满（即 2040 年 1 月 25 日）当日及以后任意一次延寿后届满日（如有），或在《榆林农村集体土地租赁合同》签订满 20 年（即 2042 年 4 月 2 日）当日及以后任意一次续期后届满日（如有），基金管理人应提请召开基金份额持有人大会，决策是否处置晶泰光伏项目或榆林光伏项目。如京能国际或其指定关联方放弃优先购买权，基金管理人将按照市场化原则对不动产项目进行处置，处置收益由基金份额持有人享有。

特别地，1）在晶泰光伏项目机组设计寿命届满（即 2040 年 1 月 25 日）当日及以后，如处置晶泰光伏项目（含湖北晶泰股权、晶泰光伏项目资产），京能国际或其指定关联方有权无偿受让；2）在《榆林农村集体土地租赁合同》签订满 20 年（即 2042 年 4 月 2 日）当日及以后，如处置榆林光伏项目（含江山永宸股权、榆林光伏项目资产），京能国际或其指定关联方有权无偿受让。

为避免异议，如京能国际或其指定受让方无偿受让晶泰光伏项目、榆林光伏项目，该等不动产资产在其决定无偿受让之前产生的运营收入等收入的，由此产生的基金收益由基金份额持有人享有；在此之后该等不动产资产产生的运营收入等收入由受让方享有。

（二）新购入不动产项目的资产到期处置方式

1. 项目公司发电业务资质期限

两河水电公司现持有国家能源局云南监管办公室于 2024 年 7 月 29 日颁发的《中华人民共和国电力业务许可证》（许可证编号：1063024-01779），证书有效期自 2024 年 7 月 29 日至 2044 年 7 月 28 日止。

根据《电力业务许可证监督管理办法》（国能发资质〔2020〕69 号）第十七条⁵⁰的规定，电力业务许可证有效期届满需要延续的，持证企业应当在有效期届满 30 日前向派出机构提出许可证有效期延续申请。根据国家能源局公布的

⁵⁰ 《电力业务许可证监督管理办法》第十七条规定，电力业务许可证有效期届满需要延续的，持证企业应当在有效期届满 30 日前向派出机构提出许可证有效期延续申请。

《国家能源局综合司关于印发电力业务许可证申请表的通知》⁵¹中《电力业务许可证申请表（发电类）》的规定，续期时持证企业财务状况、电力设施运行能力等满足许可条件即可办理延续手续。

两河水电公司财务状况、电力设施运行能力等是保证不动产项目稳定运营的关键因素。因此，在不动产基金的存续期内，基金管理人与运营管理机构将严格遵循法律法规要求，切实履行好运营管理职责，若前述条件未发生重大变动，则根据现行法规，两河水电公司持有的电力业务许可证能够正常进行续期。

2. 项目公司取水资质期限

两河水电公司现持有保山市水务局于 2024 年 5 月 16 日颁发的编号分别为 MC530581S2023-0010、MC530581S2023-0011 的两份《中华人民共和国取水许可证》，证书有效期均为自 2024 年 5 月 16 日至 2028 年 6 月 27 日止。

根据《取水许可和水资源费征收管理条例》第二十五条⁵²规定，取水许可证有效期届满，需要延续的，取水单位或者个人应当在有效期届满 45 日前向原审批机关提出申请，原审批机关应当在有效期届满前，作出是否延续的决定。根据《取水许可管理办法》第二十六条⁵³规定，取水审批机关应当对原批准的取水量、实际取水量、节水水平和退水水质状况以及取水单位或者个人所在行业的平均用水水平、当地水资源供需状况等进行全面评估，在取水许可证届满前决定是否批准延续。批准延续的，应当核发新的取水许可证；不批准延续的，应当书面说明理由。

两河水电公司取水量、实际取水量、节水水平和退水水质状况以及取水单位或者个人所在行业的平均用水水平、当地水资源供需状况等是不动产项目稳定运营的重要因素。不动产基金存续期间，基金管理人与运营管理机构将依法依规做好运营管理工作，若前述条件未发生重大变动，则根据现行法规，两河水电公司持有的取水许可证能够正常进行续期。

⁵¹ 参考网站：https://www.nea.gov.cn/2021-09/07/c_1310172718.htm

⁵² 《取水许可和水资源费征收管理条例》第二十五条规定，取水许可证有效期限一般为 5 年，最长不超过 10 年。有效期届满，需要延续的，取水单位或者个人应当在有效期届满 45 日前向原审批机关提出申请，原审批机关应当在有效期届满前，作出是否延续的决定。

⁵³ 《取水许可管理办法》第二十六条规定，按照《取水条例》第二十五条规定，取水单位或者个人向原取水审批机关提出延续取水申请时应当提交下列材料：（一）延续取水申请书；（二）原取水申请批准文件和取水许可证。取水审批机关应当对原批准的取水量、实际取水量、节水水平和退水水质状况以及取水单位或者个人所在行业的平均用水水平、当地水资源供需状况等进行全面评估，在取水许可证届满前决定是否批准延续。批准延续的，应当核发新的取水许可证；不批准延续的，应当书面说明理由。

3. 发电业务资质与取水资质续期的风险缓释措施

基金管理人与运营管理机构将组织相关人员提前熟悉电力业务许可证和取水许可证的续期程序，并与国家能源局云南监管办公室、云南省水利厅、保山市水务局等相关部门保持充分沟通。在相关业务许可证到期之前，双方将共同制定详细的工作计划，严格按照国家法律法规的要求准备续期所需材料，及时提交续期申请，并跟进后续的现场核查等流程（如需），确保整个续期过程的顺利进行。为规避两河水电公司财务状况、电力设施运行能力等许可条件发生重大变化的风险，各方将积极采取有效措施，保障相关业务许可证的顺利续期。

4. 不动产项目设计使用年限

根据《云南保山槟榔江水电开发有限公司苏家河口水电站工程水轮发电机组及附属设备制造、运输及服务技术协议》及《云南保山槟榔江梯级松山河口水电站建设工程水轮发电机组及附属设备制造、运输及服务投标文件》的相关资料显示，两个电站在退役前的使用寿命不低于 40 年，故假设两个电站的发电机组能通过评估检测并继续运行至 2051 年 6 月 30 日。

5. 不动产项目到期处置方式

基金存续期内，针对首发不动产项目，本基金将按照《保理业务合作协议》约定平价转让首发不动产项目国补应收账款债权予监管银行开展保理业务。

基金存续期内，若出现基金原有部分或全部资产持有期收益率下降、资产运营质量下降或有更好的收购标的等情况时，基金管理人将寻求机会出售资产。基金管理人将积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，将资产择机出售。

如确认基金存续期届满将进入清算期，基金管理人将提前积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，在清算期内完成资产处置。

无论是何种情形下的不动产项目的出售及处置，京能国际及其指定主体均享有同等条件下的优先购买权。就首发不动产项目所涉的机组设计寿命的到期安排和光伏阵区农村集体土地租赁合同续签问题，在晶泰光伏项目机组设计寿命届满（即 2040 年 1 月 25 日）当日及以后任意一次延寿后届满日（如有），

或在《榆林农村集体土地租赁合同》签订满 20 年（即 2042 年 4 月 2 日）当日及以后任意一次续期后届满日（如有），基金管理人应提请召开基金份额持有人大会，决策是否处置晶泰光伏项目或榆林光伏项目。如京能国际或其指定关联方放弃优先购买权，基金管理人将按照市场化原则对不动产项目进行处置，处置收益由基金份额持有人享有。

特别地，1）在晶泰光伏项目机组设计寿命届满（即 2040 年 1 月 25 日）当日及以后，如处置晶泰光伏项目（含湖北晶泰股权、晶泰光伏项目资产），京能国际或其指定关联方有权无偿受让；2）在《榆林农村集体土地租赁合同》签订满 20 年（即 2042 年 4 月 2 日）当日及以后，如处置榆林光伏项目（含江山永宸股权、榆林光伏项目资产），京能国际或其指定关联方有权无偿受让。

为避免异议，如京能国际或其指定受让方无偿受让晶泰光伏项目、榆林光伏项目，该等不动产资产在其决定无偿受让之前产生的运营收入等收入的，由此产生的基金收益由基金份额持有人享有；在此之后该等不动产资产产生的运营收入等收入由受让方享有。

就新购入不动产项目，在苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目机组设计寿命届满（即 2051 年 6 月 30 日）当日及以后，京能国际或其指定关联方优先无偿受让苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的大坝、水库、生产建筑、生产辅助建筑、构筑物等不动产资产。并且基金管理人应提请召开基金份额持有人大会，决策苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的其他资产（水轮机、发电机、调速器、主变压器等设备）是否由京能国际或其指定关联方无偿受让或进行市场化处置。

如京能国际或其指定关联方放弃无偿受让苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的其他资产（水轮机、发电机、调速器、主变压器等设备）的，基金管理人将按照市场化原则进行处置，处置收益由基金份额持有人享有。苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目在基金持有人大会决定由京能国际或其指定关联方无偿受让之前产生的运营收入等收入的，由此产生的基金收益由基金份额持有人享有；在决定受让之后产生的收益由受让方享有。

八、项目公司基本情况

（一）项目公司基本情况

持有榆林光伏项目的项目公司为江山永宸；持有晶泰光伏项目的项目公司为湖北晶泰。

1. 江山永宸

（1）江山永宸的主体资格

根据榆林市行政审批服务局于 2023 年 6 月 6 日核发的《营业执照》（统一社会信用代码：9161080006481082X4）、江山永宸现行有效的公司章程以及国家企业信用信息公示系统的公示信息，江山永宸的基本情况如下：

表 60 江山永宸的基本情况

名称	榆林市江山永宸新能源有限公司
类型	其他有限责任公司
住所	陕西省榆林市榆阳区小壕兔乡早留太村
法定代表人	张为
注册资本	62,000 万元人民币
成立日期	2013 年 3 月 27 日
经营范围	太阳能光伏电站建设、运营、维护及管理服务；太阳能光伏发电项目技术咨询；太阳能光伏发电产品销售（以上经营范围涉及许可证管理的，凭许可证在有效期内经营）。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

经核查江山永宸的《营业执照》、公司章程等材料，以及榆林市行政审批服务局于 2023 年 1 月 6 日出具的工商登记文件，并经查询国家企业信用信息公示系统，截至 2023 年 2 月 16 日，江山永宸系合法设立并有效存续的有限责任公司，公司章程不违反《公司法》的有关规定，不存在《公司法》等中国法律及其公司章程规定的应当终止的情形。

截至 2023 年 2 月 16 日，京能发展（北京）为江山永宸股东，合法持有江山永宸 100%的股权，京能发展（北京）所持江山永宸的全部股权上不存在质押、查封、冻结等权利限制或负担。

2023 年 3 月 24 日，江山永宸股东变更为中航证券有限公司，后者代表资产支持专项计划持有江山永宸 100%股份。

（2）江山永宸的业务资质

江山永宸现持有国家能源局西北监管局于 2023 年 4 月 23 日颁发的《电力业务许可证》（许可证编号：1031017-00480），法定代表人：张为，许可类别：发电类，有效期自 2017 年 11 月 30 日至 2037 年 11 月 29 日止。

（3）江山永宸的治理结构

根据江山永宸现行有效的公司章程等资料，江山永宸的治理结构包括股东、执行董事、经理及监事。江山永宸不设董事会，设执行董事一人；设经理一人，由董事兼（聘）任；不设监事会、监事。法定代表人由执行董事担任。

（4）江山永宸的违法违规、失信、诉讼仲裁情况核查

通过中国证监会网站、应急管理部网站、生态环境部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、国家税务总局陕西省税务局网站、国家企业信用信息公示系统、“信用中国”平台、证券期货市场失信记录查询平台、中国执行信息公开网失信被执行人查询系统和中国执行信息公开网被执行人信息查询系统进行的公开媒体渠道检索，截至 2023 年 2 月 16 日，于前述信息渠道，江山永宸最近三年不存在被公布为失信被执行人的情况，江山永宸最近三年不存在于安全生产领域、环境保护领域、产品质量领域、财政性资金管理使用领域的失信记录，江山永宸最近三年不存在被公示为重大税收违法案件当事人的情况。

截至本招募说明书更新之日，上述情况未发生重大变动。

2. 湖北晶泰

（1）湖北晶泰的主体资格

根据随州市市场监督管理局于 2023 年 6 月 12 日核发的《营业执照》（统一社会信用代码：914200000972778303）、湖北晶泰现行有效的公司章程以及国家企业信用信息公示系统的公示信息，湖北晶泰的基本情况如下：

表 61 湖北晶泰的基本情况

名称	湖北晶泰光伏电力有限公司
类型	有限责任公司（港澳台法人独资）
住所	随州经济开发区

法定代表人	张为
注册资本	13,000 万元人民币
成立日期	2014 年 4 月 15 日
经营范围	光伏电站的建设和管理。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

经核查湖北晶泰的《营业执照》、公司章程等材料以及随州市市场监督管理局于 2023 年 1 月 9 日出具的工商登记文件，并经查询国家企业信用信息公示系统，湖北晶泰系合法设立并有效存续的有限责任公司，公司章程不违反《公司法》的有关规定，不存在《公司法》等中国法律及其公司章程规定的应当终止的情形。

截至 2023 年 2 月 16 日，联合光伏（常州）为湖北晶泰股东，合法持有湖北晶泰 100%的股权。湖北晶泰的全部股权上不存在质押、查封、冻结等权利限制或负担。

2023 年 3 月 23 日，湖北晶泰股东变更为中航证券有限公司，后者代表资产支持专项计划持有湖北晶泰 100%股份。

（2）湖北晶泰的业务资质

湖北晶泰现持有国家能源局华中监管局于 2023 年 4 月 23 日颁发的《电力业务许可证》（许可证编号：1052215-00435），法定代表人：张为，许可类别：发电类，有效期自 2015 年 5 月 12 日至 2035 年 5 月 11 日。

（3）湖北晶泰的治理结构

根据湖北晶泰现行有效的公司章程等资料，湖北晶泰的治理结构包括股东、执行董事、监事及经理。湖北晶泰不设股东会；不设董事会，设董事一人，由股东委派；不设监事会、监事；设经理一人，由执行董事决定聘任或解聘。法定代表人由执行董事担任。

（4）湖北晶泰的违法违规、失信、诉讼仲裁情况核查

通过中国证监会网站、应急管理部网站、生态环境部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、国家税务总局湖北省税务局网站、国家企业信用信息公示系统、“信用中国”平台、证券期货市场失信记录查询平台、中国执行信息公开网失信被执行人查询

系统和中國執行信息公開網被執行人信息查詢系統進行的公開媒體渠道檢索，截至 2023 年 2 月 16 日，於前述信息渠道，湖北晶泰最近三年不存在被公布為失信被執行人情況，湖北晶泰最近三年不存在於安全生產領域、環境保護領域、產品質量領域、財政性資金管理使用領域的失信記錄，湖北晶泰最近三年不存在被公示為重大稅收違法案件當事人的情況。

截至本招募說明書更新之日，上述情況未發生重大變動。

3. 兩河水電

(1) 兩河水電的主體資格

根據騰沖市市場監督管理局於 2025 年 6 月 10 日核發的《營業執照》（統一社會信用代碼：91530581MAD9T8FM4T），兩河水電公司的公司章程以及國家企業信用信息公示系統的公示信息，兩河水電公司的基本情況如下：

表 62 兩河水電公司的基本情況

名稱	雲南保山騰沖市京能兩河水電開發有限責任公司
類型	有限責任公司（非自然人投資或控股的法人獨資）
住所	雲南省保山市騰沖市猴橋鎮上街村蘇家河口水電站辦公樓 101 室
法定代表人	肖勇
註冊資本	120,000 萬元人民幣
成立日期	2024 年 1 月 30 日
營業期限	2024 年 1 月 30 日至 2074 年 1 月 29 日
經營範圍	許可項目：發電業務、輸電業務、供（配）電業務；水力發電；輸電、供電、受電電力設施的安裝、維修和試驗。（依法須經批准的項目，經相關部門批准後方可開展經營活動，具體經營項目以相關部門批准文件或許可證件為準）一般項目：發電技術服務；以自有資金從事投資活動；信息諮詢服務（不含許可類信息諮詢服務）；商務代理代辦服務。（除依法須經批准的項目外，憑營業執照依法自主開展經營活動）

經核查兩河水電公司的《營業執照》、公司章程，並經查詢國家企業信用信息公示系統，截至網絡核查日（即 2025 年 10 月 15 日），兩河水電公司系有效存續的有限責任公司，不存在《公司法》等中國法律及其公司章程規定的應當終止的情形，檳榔江水電持有兩河水電公司的 100% 股權，且兩河水電公司的股權不存在質押或凍結的情形。

（2）两河水电的业务资质

1）《电力业务许可证》

两河水电公司现持有国家能源局云南监管办公室于 2024 年 7 月 29 日颁发的《电力业务许可证》（许可证编号：1063024-01779），许可类别：发电类，有效期自 2024 年 7 月 29 日至 2044 年 7 月 28 日。

2）《取水许可证》

表 55 取水许可证证载内容

编号	单位名称	取水地点	取水用途
MC530581S2023-0010	云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司（松山河口水电站）	槟榔江干流中段与苏家河交汇口下游约 200 米处	河道内生产用水-水力发电
MC530581S2023-0011	云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司（苏家河口水电站）	腾冲市槟榔江与其支流熊脚沟交汇口下游约 430 米处	河道内生产用水-水力发电

（3）两河水电的治理结构

根据两河水电公司的公司章程，两河水电公司不设股东会，股东为公司最高的权力机构；不设董事会，设董事一名，代表公司执行公司事务，任期三年，由股东以股东决定的形式任免。董事任期届满，可以连任；公司的法定代表人由代表公司执行公司事务的董事担任；公司设总经理一名，由董事兼任；不设监事、监事会或审计委员会。

（4）两河水电的违法违规、失信、诉讼仲裁情况核查

经查询中国执行信息公开网及全国法院失信被执行人名单信息公布与查询平台，在前述网站公布的信息中未发现新购入项目公司在报告期内存在被列入失信被执行人名单的情况。经查询中国证监会网站、国家金融监督管理总局网站、国家外汇管理局网站、中国人民银行网站）、应急管理部网站、生态环境部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、国家税务总局云南省税务局网站、国家企业信用信息公示系统、“信用中国”平台、证券期货市场失信记录查询平台进行检索，截

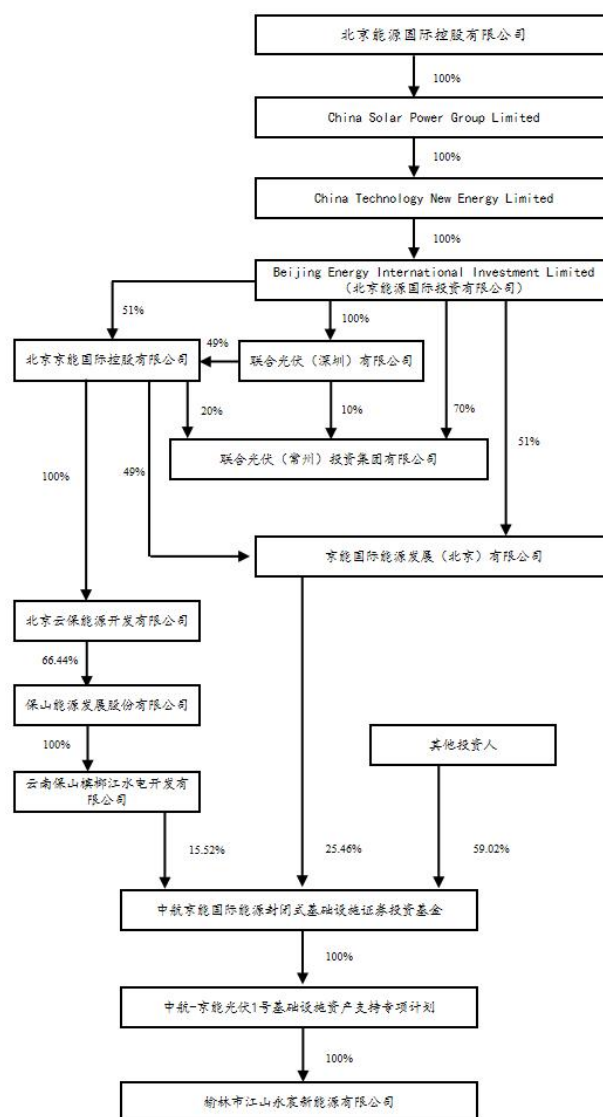
至 2025 年 10 月 15 日，于前述信息渠道，两河水电在安全生产领域、环境保护领域、产品质量领域、财政性资金管理使用领域不存在重大行政处罚记录或失信记录，不存在被公示为重大税收违法案件当事人的情形。

截至 2025 年 12 月 31 日，上述情况未发生重大变动。提醒投资者关注本基金定期报告、临时公告相关内容。

（二）项目公司股权结构

1. 江山永宸

榆林光伏项目由江山永宸负责建设、运营和管理。截至本招募说明书更新发布之日，江山永宸法定代表人为张为，股权结构如下图所示。



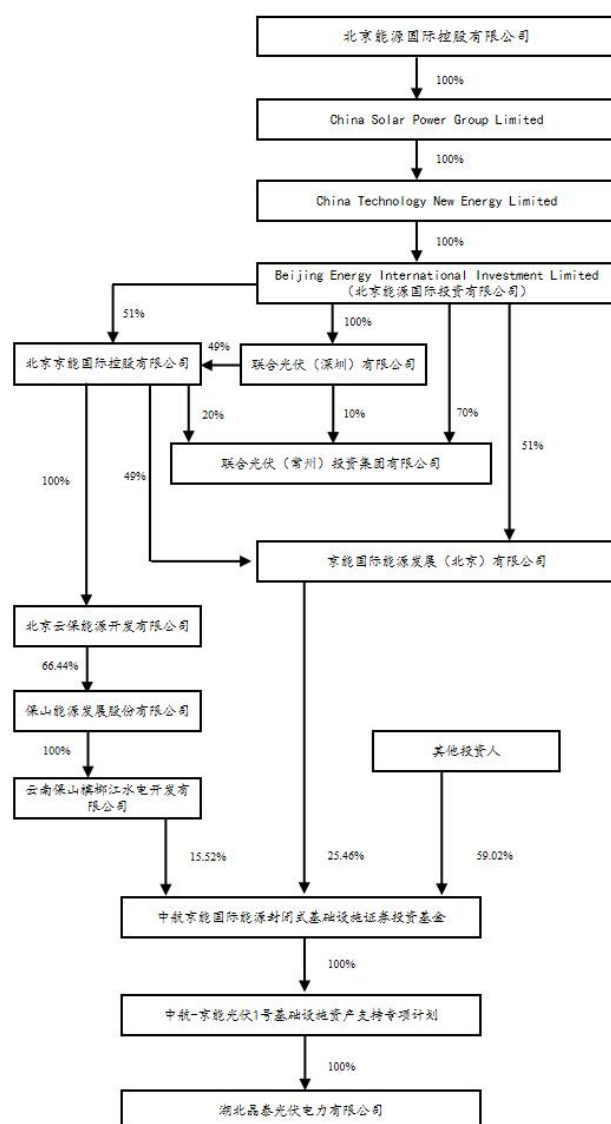
股东名称及持股情况如下表：

表 63 江山永宸股东名称及持股情况

序号	股东名称	认缴出资额 (万元)	实缴出资额(万元)	出资方式	持股比例
1	中航证券有限公司	62,000	62,000	货币	100%
合计		62,000	62,000	-	100%

2. 湖北晶泰

晶泰光伏项目由湖北晶泰负责建设、运营和管理。截至本招募说明书更新发布之日，湖北晶泰法定代表人为张为，股权结构如下图所示。



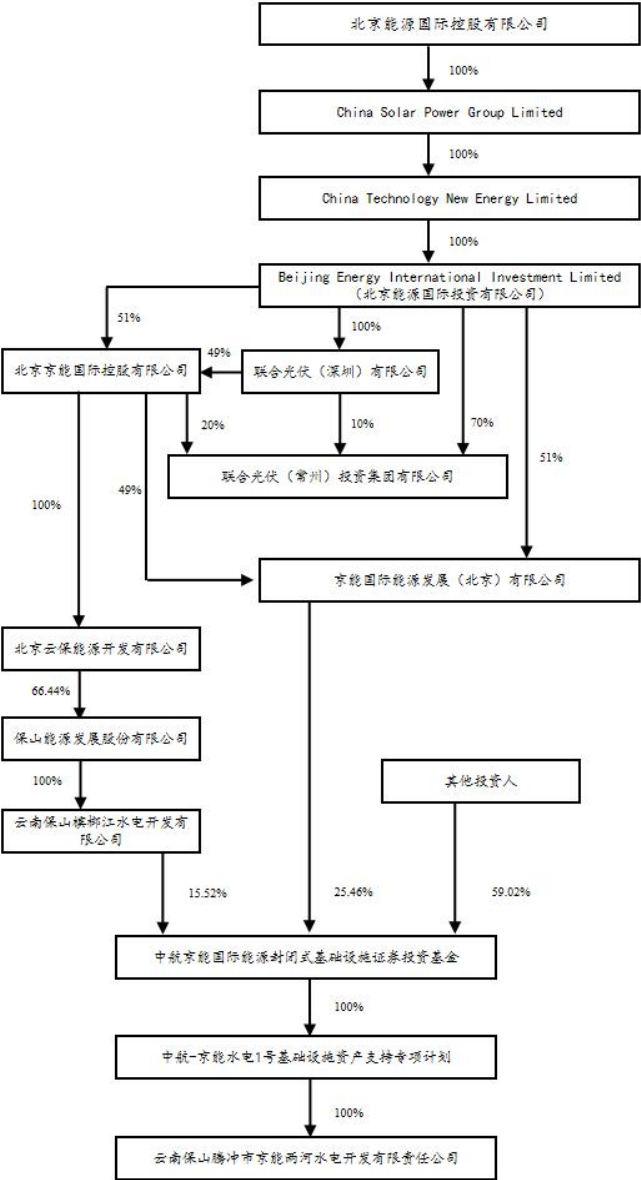
股东名称及持股状况如下表：

表 64 湖北晶泰股东名称及持股情况

序号	股东名称	认缴出资额 (万元)	实缴出资额（万元）	出资方式	持股比例
1	中航证券有限公司	13,000	13,000	货币	100%
合计		13,000	13,000	-	100%

5. 两河水电

新购入项目公司两河水电公司于 2024 年 1 月 30 日设立。截至本招募说明书更新发布之日，两河水电法定代表人为张为，股权结构如下图所示。



股东名称及持股状况如下表：

表 65 两河水电股东名称及持股情况

序号	股东名称	认缴出资额 (万元)	实缴出资额(万元)	出资方式	持股比例
1	中航证券有限公司	12,000	12,000	货币	100%
合计		12,000	12,000	-	100%

(三) 项目公司治理结构与组织架构

1. 组织架构

根据项目公司《公司章程》，其不设股东会、董事会、监事会与监事。股东、执行董事、经理及其他公司高级管理人员形成了公司决策、监督和执行相分离的管理体系。

2. 治理结构

首发及新购入项目公司设立后不断完善治理结构，制定了相关的配套制度。公司治理结构如下：

(1) 股东

公司不设股东会，股东为公司最高的权力机构，行使下列职权：

- 1) 决定公司的经营方针和投资计划；
- 2) 任免公司董事，决定有关董事的报酬事项；
- 3) 决定聘任或解聘总经理、副总经理、财务负责人，决定总经理、副总经理、财务负责人报酬事项；
- 4) 批准董事的报告；
- 5) 批准公司的年度财务预算方案、决算方案；
- 6) 批准公司的利润分配方案和弥补亏损的方案；
- 7) 对公司增加或减少注册资本作出决定；
- 8) 对发行公司债券作出决定；

9) 对公司合并、分立、解散、清算、转让公司股权或者变更公司形式作出决定;

10) 修改公司章程;

11) 有关法律、法规、部门规章、规范性文件和公司章程规定的其他职权。

(1) 董事会

公司不设董事会, 设董事一名, 代表公司执行公司事务, 任期三年, 由股东以股东决定的形式任免。董事每届任期三年, 任期届满, 可连任。

董事对股东负责, 行使下列职权:

1) 向股东报告工作;

2) 执行股东的决定;

3) 决定公司的经营计划和投资方案;

4) 制订公司的年度财务预算方案、决算方案;

5) 制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案;

6) 制订公司增加或者减少注册资本以及发行公司债券的方案;

7) 拟订公司合并、分立、解散或者变更公司形式的方案;

8) 制定公司法制建设实施方案;

9) 决定公司内部管理机构的设置;

10) 制定公司的基本管理制度;

11) 法律、行政法规、本章程规定和股东授权行使的其他职权。

(2) 经营管理层

公司设总经理一名, 由董事兼任。总经理行使下列职权:

1) 主持公司的生产经营管理工作, 组织实施执行股东决定、董事决定;

2) 组织实施公司年度经营计划和投资计划;

3) 拟订公司内部管理机构设置方案;

- 4) 拟订公司的基本管理制度、具体规章；
- 5) 组织实施年度预算内的公司经营、投资事项；
- 6) 决定聘任或者解聘除应由股东决定聘任或者解聘以外的负责管理人员；
- 7) 处理公司股东、董事交办的日常工作；
- 8) 法律、行政法规、公司章程规定和董事授予的其他职权。

(3) 监事、监事会或审计委员会

公司不设监事、监事会或审计委员会。

(四) 项目公司独立性情况

1. 资产独立性

不动产项目对应的不动产权已完成变更登记，相关取水许可证、电力业务许可证也已换发至项目公司；与不动产项目相关的设备设施、融资合同已划转至公司；《并网调度协议》《购售电合同》以及与《电力交易合同》已换签至项目公司名下。项目公司为有效存续的企业法人，具备独立法人资格。项目公司资产具备独立性。

2. 财务独立性

项目公司已制定独立的财务管理制度和内部审计制度。已开立基本户、税号，可以正常经营，对外直接收取电费收入，并自主对外付费，在本基金设立后，基金管理人向项目公司派财务负责人，具备财务人员，并建立独立的会计核算体系，设立监管账户（即基本户）监管项目公司的收入和支出，并至少每年进行一次审计工作。项目公司具备财务独立性。

九、现金流直接提供方和重要现金流提供方

榆林光伏项目、晶泰光伏项目的直接现金流提供方及重要现金流提供方均为国网陕西省电力有限公司、国网湖北省电力有限公司；苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目现金流直接提供方为云南电网公司。根据穿透原则界定，重要现金流提供方为保山电力。其中，首发不动产项目现金流情况详见《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更新的招募说明书（2025年第1号）》

之“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“七、基础设施项目现金流情况说明”。

（一）现金流独立性、稳定性和分散性情况

1. 首发不动产项目

江山永宸、湖北晶泰的上网电价由燃煤发电标杆上网电价（含脱硫、脱硝和除尘）及可再生能源电价附加资金补助构成（简称“国补”）。

其中的燃煤发电标杆上网电价电费收入最终来源于居民和工业厂商等电力用户，且国网公司就电力用户终端电价有成熟可靠的电价收取机制。国补根据《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》相关规定，由可再生能源发展基金支出。

综上，首发不动产项目现金流穿透看来源于广大电力终端用户及可再生能源发展基金，具有稳定、分散的特点。

2. 新购入不动产项目

根据两河水电公司（作为售电人）与云南电网（作为购电人）于 2024 年 8 月 15 日签署的《苏家河口、松山河口电厂购售电合同》（合同编号：0500002024020201SC00129）及相关结算单，新购入不动产项目上网电量由优先发电计划（西电东送）和市场化交易上网电量构成，其直接购电方为云南电网。云南电网并非新购入不动产项目的原始权益人及关联方。新购入不动产项目在电力生产与电力销售方面均可不依赖原始权益人及其关联方独立运营，现金流具备独立性。

本项目优先发电计划（西电东送）的电量、电价由政府统一确定，除西电东送外，新购入不动产项目的收入来源形式上主要体现为与各类交易对象开展市场化交易，两种方式均通过云南电网统一结算电费。

购买不动产项目上网电量的实际底层电力用户主要为保山市以及西电东送城市的居民和工商业客户等。现金流的底层提供方极为分散，且居民和工商业客户作为现金流提供方对于电力购买具有持续刚性需求。

因此，新购入不动产项目具备长期稳定的终端电力销售收入，现金流具备独立性、稳定性以及分散性。

（二）现金流直接提供方

首发不动产项目直接现金流提供方为国网陕西省电力有限公司、国网湖北省电力有限公司，均由国家电网有限公司 100%持股，经营活动发展良好，财务状况稳健。

新购入不动产项目直接现金流提供方云南电网有限责任公司由中国南方电网有限责任公司 100%持股，中国南方电网有限责任公司成立于 2002 年 12 月 29 日，由国资委控股，是中央管理的国有重要骨干企业。公司主要覆盖我国广东等五省区，且紧密连接港澳地区，并与东南亚国家的电网相连，是国务院确定的大湄公河次区域电力合作中方执行单位，具备优秀的电力运营资质。

中国南方电网有限责任公司近三年及一期的主要财务指标如下：

表 66 中国南方电网有限责任公司近三年及一期的主要财务指标

单位：万元

项目	2025 年 6 月 30 日 /2025 年 1-6 月	2024 年 12 月 31 日 /2024 年度	2023 年 12 月 31 日 /2023 年度	2022 年 12 月 31 日 /2022 年度
总资产	138,947,853.96	134,910,869.35	122,819,787.57	114,511,539.26
总负债	84,186,194.24	83,010,217.62	74,547,209.56	70,379,050.28
营业总收入	39,855,086.78	85,339,948.12	84,110,863.38	76,465,825.64
净利润	1,540,222.24	1,973,887.87	1,856,962.12	1,205,857.76
经营活动现金流量净额	3,015,982.51	12,226,564.18	10,139,399.51	9,970,409.44

中国南方电网有限责任公司总资产近三年及一期内逐年稳步上升，营业收入持续稳定，且中国南方电网有限责任公司经营活动发展良好，现金回收能力较强，整体财务状况稳健。

于网络核查日（即 2025 年 10 月 15 日），经查询中国执行信息公开网（<http://zxgk.court.gov.cn>）及全国法院失信被执行人名单信息公布与查询平台（<http://zxgk.court.gov.cn>），在前述网站公布的信息中未发现云南电网有限责任公司在报告期内存在被列入失信被执行人名单的情况。经查询中国证监会网站（<http://www.csrc.gov.cn>）、国家金融监督管理总局网站（<https://www.nfra.gov.cn>）、国家外汇管理局网站（<http://www.safe.gov.cn>）、中国人民银行网站（<http://www.pbc.gov.cn>）、应急管理部网站（<http://www.mem.gov.cn>）、生态环境部网站（<http://www.mee.gov.cn>）、国家

市场监督管理总局网站（<http://www.samr.gov.cn>）、国家发展和改革委员会网站（<http://www.ndrc.gov.cn>）、财政部网站（<http://www.mof.gov.cn>）、国家税务总局网站（<http://www.chinatax.gov.cn>）、国家税务总局云南省税务局网站（<https://yunnan.chinatax.gov.cn>）、国家企业信用信息公示系统（<https://www.gsxt.gov.cn>）、“信用中国”平台（<https://www.creditchina.gov.cn>）、证券期货市场失信记录查询平台（<https://neris.csrc.gov.cn>）进行检索，云南电网有限责任公司在投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务等方面不存在重大违法违规记录。

综上，现金流直接提供方云南电网公司具有持续经营能力，与原始权益人不存在关联关系，最近三年内不存在因严重违法失信行为，不存在被有权部门认定为失信被执行人、重大税收违法案件当事人或涉及金融严重失信人的情形，具有良好的履约能力。

（三）重要现金流提供方⁵⁴

1. 首发不动产项目

首发不动产项目重要现金流提供方为国网陕西省电力有限公司、国网湖北省电力有限公司，均由国家电网有限公司 100%持股，经营活动发展良好，财务状况稳健。

2. 新购入不动产项目

新购入不动产项目重要现金流提供方为云南保山电力股份有限公司。

（1）云南保山电力股份有限公司概述

云南保山电力股份有限公司成立于 1996 年 10 月 21 日，第一大股东是保山市国有资产经营有限责任公司，持股比例为 36.93%，实控人为保山市国资委。

保山电力主营电网资产，承担着保山市行政区划范围内除保山工贸园区以外的 110 千伏及以下电压等级的所有类型供电任务，同时，保山电力公司负责从事周边区域及境外的电网投资、建设和运营管理，保障电网安全经济可靠运

⁵⁴ 重要现金流提供方认定方式为按照穿透原则，在尽职调查基准日前的一个完整自然年度中，不动产资产单一现金流提供方及其关联方合计提供的现金流超过不动产资产同一时期现金流总额的 10%，应当视为重要现金流提供方。因市场化交易实际上网电量通过云南电网公司统一结算，且保山电力从多家电厂购电，不动产资产产生的现金流无法对应到具体终端用电客户，因此重要现金流提供方仅穿透至保山电力。

行。保山电力是保山市主要的终端供电企业，供电范围覆盖保山市隆阳区、施甸县、昌宁县、龙陵县和腾冲市，负责 110 千伏及以下电压等级电网建设和运营管理，公司在供电区域上具有很强的专营优势。

保山电力所售电量全部来源于外购电量。公司近三年购电量稳定增长，以小水电电量和市场化购电量为主，其中市场化购电占比逐年增长。外购电价方面，近年来，保山电力平均外购电价持续增长，其中小水电外购电价相对较低，市场化外购电价逐年增长。

保山电力营业收入主要来源于电力供应业务，近三年来占比在 95%以上，近年来，随着售电量和电费收入增加，公司营业收入持续增长。公司其他业务主要为输电线路和变电站的建筑安装等。保山电力近三年来实现了销售电量、电力供应收入的稳步增长。售电客户方面，主要为居民、一般工商业和大工业的客户，近三年前述三类客户合计占公司售电量的比例较大，各类客户用电量有所波动，但售电客户结构相对稳定。

保山电力近三年及一期的主要财务指标如下：

表 67 云南保山电力股份有限公司近三年及一期的主要财务指标

单位：万元

项目	2025 年 6 月 30 日 /2025 年 1-6 月	2024 年 12 月 31 日 /2024 年度	2023 年 12 月 31 日/2023 年度	2022 年 12 月 31 日/2022 年度
总资产	914,556.48	974,829.39	1,065,426.23	1,308,530.26
总负债	582,202.64	644,570.28	747,651.80	996,618.73
营业总收入	136,236.99	341,247.34	379,996.96	327,533.11
净利润	1,230.92	7,381.52	5,930.31	3,481.02
经营活动现金流量净额	67,803.56	90,831.77	270,523.59	76,422.15

保山电力近三年内总资产规模有所波动，主要系负债下降导致。资产结构以输配电工程、设备及在建的农网升级改造项目等非流动资产为主，固定资产逐年下降，主要为每年农网升级改造工程完工转固以及固定资产折旧等因素综合影响所致。公司经营活动发展较为良好，电力供应业务具有很强的现金获取能力，现金回收能力较强，整体财务状况稳健。

2024 年 11 月 28 日，东方金诚国际信用评估有限公司评定保山电力主体信用等级 AA，评级展望为稳定，评级有效期至 2025 年 11 月 27 日。该评级表明保山电力偿债能力较强，受不利经济环境的影响不大，违约风险较低。

于网络核查日（即 2025 年 10 月 15 日），经查询中国执行信息公开网（<http://zxgk.court.gov.cn>）及全国法院失信被执行人名单信息公布与查询平台（<http://zxgk.court.gov.cn>），在前述网站公布的信息中未发现云南保山电力股份有限公司在报告期内存在被列入失信被执行人名单的情况。经查询中国证监会网站（<http://www.csrc.gov.cn>）、国家金融监督管理总局网站（<https://www.nfra.gov.cn>）、国家外汇管理局网站（<http://www.safe.gov.cn>）、中国人民银行网站（<http://www.pbc.gov.cn>）、应急管理部网站（<http://www.mem.gov.cn>）、生态环境部网站（<http://www.mee.gov.cn>）、国家市场监督管理总局网站（<http://www.samr.gov.cn>）、国家发展和改革委员会网站（<http://www.ndrc.gov.cn>）、财政部网站（<http://www.mof.gov.cn>）、国家税务总局网站（<http://www.chinatax.gov.cn>）、国家税务总局云南省税务局网站（<https://yunnan.chinatax.gov.cn>）、国家企业信用信息公示系统（<http://www.gsxt.gov.cn>）、“信用中国”平台（<http://www.creditchina.gov.cn>）、证券期货市场失信记录查询平台（<http://neris.csrc.gov.cn>）进行检索，云南保山电力股份有限公司在投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务等方面不存在重大违法违规记录。

综上，保山电力具有持续经营能力，最近三年不存在严重违法失信行为，不存在被有权部门认定为失信被执行人的情形；公司严格履行纳税义务，不存在被有权部门认定为重大税收违法案件当事人的情形；公司严格按照合同履行还款义务，不存在涉及金融严重失信的情形。

2022 年度、2023 年度、2024 年度和 2025 年 1-6 月，来自于保山电力的收入占不动产项目收入比例分别为 70.97%、80.59%、81.15%和 85.71%，具体情况如下：

表 68 不动产项目重要现金流提供方收入占比

单位：万元、元/千瓦时

交易信息	2025 年 1-6 月	2024 年	2023 年	2022 年
不动产项目与保山电力的电费收入	13,464.48	27,990.02	21,467.78	25,748.00
不动产项目营业总收入	15,710.12	34,491.03	26,638.10	36,279.48
不动产项目重要现金流提供方收入占比	85.71%	81.15%	80.59%	70.97%

不动产项目产生的上网电量由优先发电计划（西电东送）上网电量和市场化上网电量构成，其直接购电方为云南电网公司。西电东送计划范围内的电量，由云南电网公司支付上网电费；参与市场化交易的电量，由云南电网公司提供输配电服务，支付上网电费，但根据穿透原则界定，其重要现金流提供方为保山电力。

综上，重要现金流提供方为保山电力，尽管重要现金流提供方收入占比较高，但根据穿透原则界定，购买不动产项目上网电量的实际底层电力用户，除西电东送外，主要为保山市当地居民及大工业、一般工商业等，现金流的底层提供方极为分散，且现金流提供方对于电力购买具有持续刚性需求，因此该项目具备长期稳定的终端电力销售收入，购电方集中度风险较低。

（2）保山电力对外售电情况

1）保山电力对外售电价格

保山电力作为地方电网公司，通过购入网内中小水电站电量和市场化外购电量等方式，依托自有输配电网络，将电能输送、分配到终端用户，满足保山市内各类用户的用电需求，包括居民、一般工商业和大宗工业等用户。保山电力对于居民和农业用电价格按居民生活用电阶梯一、阶梯二价格执行，对于一般工商业等用户按代理购电电价执行，保山电力具体对外售电价格情况如下：

a.居民和农业用电价格

居民、农业生产用电价格按照保山市价格主管部门电价文件《保山市发展和改革委员会、保山市能源局关于市内代理购电有关问题的通知》（保发改价格〔2021〕451号）⁵⁵执行。具体来看，保山电力对城市、集镇、村社路灯、学校、非营利性景区旅游亮化工程及智慧城市监控设备等用电继续执行居民生活用电阶梯一价格，即 0.35375 元/千瓦时；对城乡社区居民委员会、社会福利场所等继续执行居民生活用电阶梯二价格，即 0.40 元/千瓦时。

b.代理购电价格

2021 年 10 月 23 日，国家发展改革委发布《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809 号），鼓励新进入市场电力用户通过直接参与市场形成用电价格，对暂未直接参与市场交易的用户，由

⁵⁵ 资料来源：<https://www.baoshan.gov.cn/info/5251/2778924.htm>

电网企业通过市场化方式代理购电。2021年12月31日，保山市发展和改革委员会、保山市能源局发布《关于市内代理购电有关问题的通知》（保发改价格〔2021〕451号），结合保山市实际制定了《保山市代理工商业用户购电实施方案（试行）》，保山电力供电辖区范围内除居民和农业用电以外的用户由保山电力代理购电，从2022年1月1日开始执行。

（a）一般工商业及其他用户代理购电用户电价

一般工商业及其他用电类别用户，由保山电力、保山工贸园区配售电公司按照自然月进行抄表结算，法定假日顺延。用电报装容量在100千伏安及以上用户，按照峰、平、谷分时电价进行结算。一般工商业及其他用户代理购电用户电价由代理购电价格、输配电价、政府性基金及附加组成。其中，代理购电价格，经保山市发改委备案由电网企业每月公布后执行；输配电价暂按《云南省发展和改革委员会关于云南电网2020-2022年输配电价和销售电价有关事项的通知》（云发改价格〔2020〕1115号）《云南省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（云发改价格〔2023〕509号）规定执行；政府代征基金及附加按保山市现行标准执行。

（b）大工业用户代理购电用户电价

大工业用户代理购电用户电价由代理购电价格、输配电价、政府性基金及附加组成。代理购电价格，经市发改委备案由电网企业每月公布后执行；输配电费（含电度电费、基本电费）按云发改价格〔2020〕1115号、云发改价格〔2023〕509号文件规定执行；政府性基金及附加按保山现行标准执行。

根据云发改价格〔2020〕1115号文件，保山电力收取的输配电费按照云南电网输配电价表执行（2021年1月1日起执行），具体价格如下：

表 69 云南电网输配电价表

单位：元/千瓦时

项目	电度电价					基本电价	
	不满1 千伏	1-10 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏	最大需量	变压器容量
						（元/千 瓦·月）	（元/千伏 安·月）
一、一般 工商业及 其他用电	0.1411	0.1311	0.1211	/	/	/	

二、大工业用电	/	0.1459	0.1229	0.0791	0.0611	37	27

注：
①表中各电价含增值税、线损及交叉补贴，不含政府性基金及附加。
②参与电力市场化交易用户的输配电价水平执行上表价格，并按规定标准另行征收政府性基金及附加。其他用户继续执行目录销售电价政策。
③500千伏“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省内输电价格为每千瓦时不超过 0.064 元（含税、含线损）。

根据云发改价格〔2023〕509 号文件，保山电力收取的输配电费按照最新云南电网输配电价表执行（2023 年 6 月 1 日起执行），具体价格如下：

表 70 云南电网输配电价表（现行）

单位：元/千瓦时

用电分类		电量电价（元/千瓦时）					容（需）量电价							
							需量电价（元/千瓦·月）				容量电价（元/千伏安·月）			
		不满 1 千伏	1~10（20）千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏及以上	1~10（20）千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏及以上	1~10（20）千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏及以上
工商业用电	单一制	0.1620	0.1520	0.1420	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	两部制	/	0.1296	0.1045	0.0749	0.0555	38.4	38.4	36.8	36.8	24.0	24.0	23.0	23.0

注：
①表中各电价含增值税、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用。
②原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为 4.90%。
③工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
④500 千伏“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省内输电价格为每千瓦时不超过 0.064 元（含税、含线损）。

2）主要售电对象或售电对象分类

保山电力主要售电对象为居民、一般工商业和大宗工业，近三年上述三类售电对象合计占比均超过公司售电量的 70%，各类售电对象用电量有所波动，但售电对象结构相对稳定。2022-2024 年保山电力售电对象结构情况如下：

表 71 保山电力售电对象结构情况

单位：亿千瓦时、%

项目	2022 年	2023 年	2024 年

	电量	占比	电量	占比	电量	占比
居民用电量	15.86	15.79	15.80	14.33	16.87	16.77
一般工商业及其他	10.74	10.69	11.97	10.86	13.84	13.76
大宗工业	44.88	44.67	50.99	46.25	45.16	44.89
农业农排	1.19	1.18	1.46	1.32	1.91	1.90
工贸园区配售电公司	18.69	18.60	20.91	18.96	12.09	12.02
余电上网	7.75	7.71	5.29	4.80	7.49	7.45
其他用电	1.36	1.35	3.84	3.48	3.24	3.22
合计	100.47	100.00	110.26	100.00	100.60	100.00

(3) 本项目运营收入预计来自保山电力的比例

前述《电力交易合同》有效期至 2026 年末，暂无到期后续签安排，本项目 2025 年、2026 年运营收入预计来自保山电力的比例如下所示：

表 72 2025-2026 年新购入不动产项目收入来自保山电力的比例

单位：万元、万千瓦时

项目	2025 年	2026 年
预测来自保山电力的收入（不含税）	30,574.90	31,167.41
已经签约电量	146,315.68	/
评估预测年度上网电量	158,122.40	161,245.99
评估预测总营业收入（不含税）	33,042.09	33,682.41
预测来自保山电力收入占比	92.53%	92.53%

注：

①2025 年，根据 2025 年新购入不动产项目年度交易合同《云南电力中长期交易合同》，两河水电公司与保山电力通过电力交易平台申报预交易电量 146,315.68 万千瓦时，电量交割时间为自 2025 年 1 月 1 日 0 时至 2025 年 12 月 31 日 24 时。

②参考新购入不动产项目年度交易合同中与保山电力的预交易电量占评估预测年度发电量占比作为来自保山电力收入占比。2025 年来自保山电力收入=评估预测总营业收入*来自保山电力收入占比。

③假设 2026 年来自保山电力收入占比与 2025 年保持一致。

(4) 保山电力具备充分的电力消纳能力情况说明

通过从电网供电能力、市场供需以及排他性等角度进行分析，管理人认为保山电力具备充分的电力消纳能力，具体分析如下：

1) 保山电力具备较强的供电能力

保山电力作为地方电网企业，主要从事电力传输配送、电力调度以及电网投资运行，负责保山市行政区划范围内 110 千伏及以下电压等级电网的建设和

运营管理⁵⁶，供电范围覆盖保山市隆阳区、施甸县、昌宁县、龙陵县和腾冲市，终端用户以居民、农业及工商业企业为主，保山电力在供电区域上具有很强的专营优势。

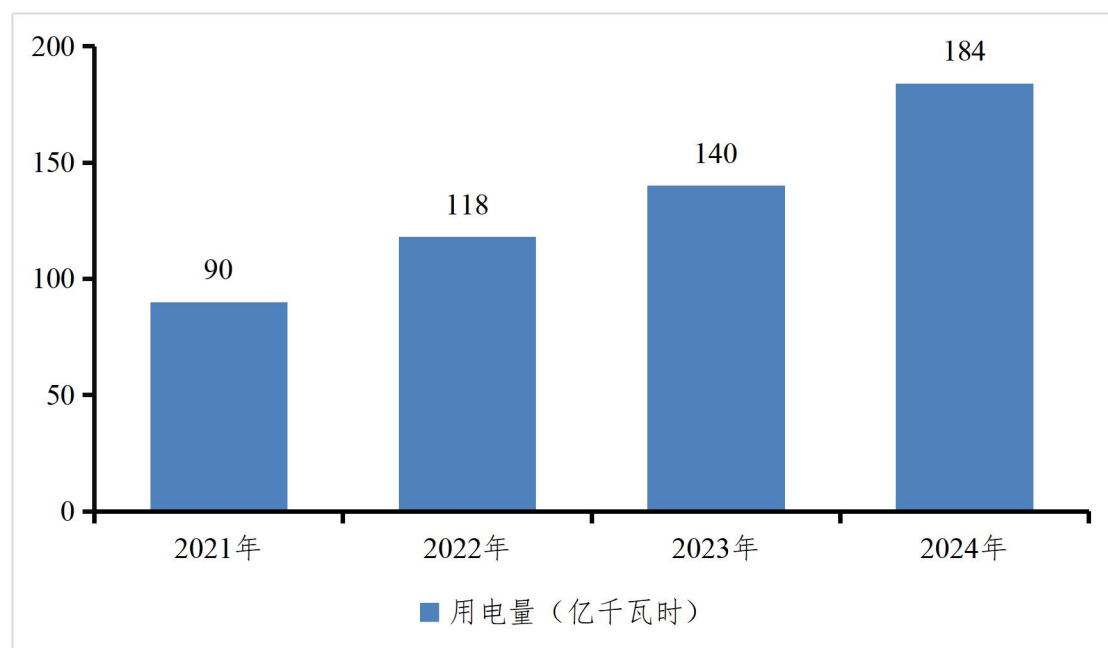
保山电力是保山市主要的终端供电企业，依托自身在保山市内的电网网架结构、输配电设施将电能销售、传输至各终端电力用户，供电能力较强。保山电力 2024 年售电量 100.60 亿千瓦时，2024 年供电可靠率 99.80%，综合电压合格率达 99.82%，保障电网安全经济可靠运行。

此外，保山市电网规划、投资、建设水平得到加强，电网整体送电能力持续提升。2024 年，500 千伏兰城变二期、三期扩建项目建成投运，新增电力负荷保障能力 120 万千瓦；500 千伏隆阳（保东）变项目建成投运，新增电力负荷保障能力 160 万千瓦。保山市能源保障能力不断提升，供给侧，全市电力负荷保障能力提升至 480 万千瓦，需求侧，目前最大用电负荷为 350 万千瓦，电力保障充足，高效保障重大工业用户等用电需求。

综上，保山电力电网投资建设持续完善，保山市外输通道容量充足，电力系统具备供电裕度，保山电力具备较强的供电能力与消纳能力。

2) 保山市用电需求稳步增长

图 7 保山市“十四五”以来全社会用电量统计图



⁵⁶ 220 千伏及以上电网由云南电网建设和运营管理。

保山市用电需求 2021 年以来呈持续增长态势，2021 年-2024 年，保山市全社会用电量持续增长，分别约为 90 亿千瓦时、118 亿千瓦时、140 亿千瓦时和 184 亿千瓦时，2024 年同比增长 31.85%，增速位居全省前列。然而，2024 年保山市并网电源发电量仅为 101 亿千瓦时，存在较大用电缺口，保山市需要向市外购电才能满足用电需求。

保山电力 2022-2024 年售电量为 100.47 亿千瓦时、110.26 亿千瓦时、100.60 亿千瓦时，均消纳保山市当年超过一半的用电量，且接入 110 千伏及以下的终端用户以居民、农业及工商业企业为主，负荷及用电需求相对稳定，保山电力的终端电力用户具有持续刚性需求。

综上，保山市用电需求稳步增长，且存在电力缺口，保山电力具备较强消纳能力。

3) 保山电力供电具备排他性

作为地方电网公司和保山市主要的终端供电企业，保山电力独家负责对网内 110 千伏及以下的电力用户供电，终端用户以居民、农业及工商业企业为主。保山电力统一代理保山地区用户参与市场化交易。根据《保山市代理工商业用户购电实施方案（试行）》，保山电力供电辖区范围内除居民和农业用电以外的用户由保山电力代理购电⁵⁷，从 2022 年 1 月 1 日开始执行。

根据《云南电力市场交易组织管理办法》，符合准入范围的电力用户完成市场注册后，可参加电力市场交易，由于保山电力网内用户物理上未接入云南电网，无法注册参与电力市场，无法与发电企业、售电公司等市场主体开展市场化交易。

综上所述，保山电力作为地方电网公司供电能力较强，保山市电力需求稳步增长、电网容量充足，且保山电力对网内电力用户供电具备排他性。因此，管理人认为保山电力具备充分的电力消纳能力。

（5）保山电力与两河水电公司签署的《电力交易合同》的续签安排

《电力交易合同》系京能国际增资入股保山能源的附属安排，并无定期续约安排。京能国际增资入股保山能源时，为确保保山能源旗下水电站具有其所

⁵⁷ 国家电力体制改革后，电网“放开两头，管住中间”，电力用户仅需向电网缴纳“过网费”，发电企业和用电企业就可以逐步实现直接交易。针对暂未直接参与电力市场交易的工商业用户，可以选择参与电网代理购电。

承诺的稳定运营状态及良好消纳能力，各方在《保山能源增资扩股协议》中特别设置了运营业绩考察期。因此，2023年3月4日《保山能源增资扩股协议》生效后，槟榔江水电与保山电力于2023年3月31日签署了《电力交易合同》（已于2024年12月31日终止执行）；2024年12月30日，保山电力（作为甲方、购电人）、两河水电公司（作为乙方、售电人）与槟榔江水电（作为丙方、原售电人）签署了《电力交易合同》（合同编号：（售电人）HT-RC-2024-12-3700），约定2025年1月1日至2026年12月31日电力交易相关事项由两河水电公司履行。

十、行业及竞争情况

（一）行业监管体系与政策法规

1. 首发项目公司

（1）行业监管体系与主管部门

光伏发电项目投资运营受到的监管包括行业管理、环境保护、投资建设和电力等方面。其中，国家发改委、国家能源局是行业主管部门；生态环境部及地方生态环境保护部门负责对环保工作的监督管理；国家发改委及地方发改部门负责光伏发电投资建设项目的核准（2013年12月以后的光伏项目，核准管理变更为建设项目纳入年度规模管理和企业投资项目备案管理）；国家能源局、地方能源管理部门及其派出监管机构负责对电力工作的监督管理。此外，本行业还受到中国光伏行业协会等行业自律组织的指导和监督。

1) 国家发改委及地方发改部门

国家发改委负责提出全社会固定资产投资总规模、规划重大项目和生产力布局；推进可持续发展战略和节能减排的综合协调工作；组织拟订应对气候变化重大战略、规划和政策；组织拟订发展循环经济、全社会能源资源节约和综合利用规划及政策措施并协调实施；参与编制生态建设、环境保护规划，协调生态建设、能源资源节约和综合利用的重大问题；综合协调环保产业和清洁生产促进有关工作。

国家发改委及地方发改部门负责推动并贯彻电力体制改革，并对不同类别的光伏发电项目进行评估和审批，国家发改委价格司及其地方部门负责上网电价相关政策。

2) 国家能源局、地方能源管理部门及其派出监管机构

国家能源局为国家发改委管理的国家局，其主要职责是：起草能源发展和有关监督管理的法律法规送审稿和规章；拟订并组织实施能源发展战略、规划和政策，推进能源体制改革；组织制定各种传统能源、新能源和可再生能源等的产业政策及相关标准，审批能源固定资产投资项；组织推进能源重大设备研发及其相关重大科研项目，组织协调相关重大示范工程和推广应用新产品、新技术、新设备；制定与能源相关的资源、财税、环保及应对气候变化政策等。

地方能源管理部门主要职责是：科学分析、细致研究、突出重点，充分发挥地方能源监管职能；激活区域内的行业活力；助力地方经济发展等。

国家能源局派出的电力行业主要监管机构为华北、东北、西北、华东、华中、南方共六个区域电力监管局，后者向各地方省市单位派驻监管办公室，主要职责为监管电力市场运行，规范电力市场秩序；监管电力调度交易，监管电力普遍服务政策的实施；负责电力等能源行政执法工作，依法查处有关违法违纪行为，监督检查有关电价；负责电力建设工程施工安全、工程质量安全的监督管理以及电力应急和可靠性管理；负责组织实施电力业务许可以及依法设定的其他行政许可；负责协调有关跨省、跨区能源监管业务等。

3) 生态环境部及地方生态环境保护部门

生态环境部是国务院直属的环境保护最高行政部门，对全国环境保护工作实施统一监督管理，其主要职责包括拟定国家环境保护方针、政策、法规和行政规章；制定和发布国家环境质量和污染物排放标准；指导和协调地方、各部门以及跨地区、跨流域的重大环境问题等。地方生态环境保护部门负责对本辖区的环境保护工作实施统一监督管理，对环保企业从事环保设施运营的资质进行管理。

(2) 与光伏发电项目投资运营相关的主要法律法规、规划与政策

截至 2022 年 12 月 31 日，光伏行业发展历程中，与光伏发电项目投资运营相关的主要法律法规、规划与政策列示如下：

表 73 与光伏发电项目投资运营相关的重要法律法规、规划与政策（截至 2022 年 12 月 31 日）

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2006.01.04	《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》	国家发改委	可再生能源发电价格和分摊标准应以促进发展、提高效率、规范管理及公平负担为原则来制定。
2006.01.05	《可再生能源发电有关管理规定》	国家发改委	可再生能源项目的上网电价由国务院价格主管部门主导，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的适时发展进行调整。
2006.02.09	《国家中长期科学和技术发展规划纲要》	国务院	将能源开发、节能技术和清洁能源技术突破，促进能源结构优化列为重要的发展目标；优先可再生能源低成本规模化开发利用，重点研究高性价比太阳能光伏电池及利用技术，太阳能热发电技术，太阳能建筑一体化技术。
2007.01.11	《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》	国家发改委	成立可再生能源发展基金用于支持可再生能源发电和开发利用活动包括可再生能源开发利用的科学技术研究、标准制定和示范工程；可再生能源的独立电力系统建设；促进可再生能源开发利用设备的本地化生产等。
2007.07.25	《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》	国家电监会	电网企业应全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目上网电量，可再生能源发电企业应当协助、配合，并按照规划建设或者改造可再生能源发电配套电网设施，按期完成可再生能源发电项目接入工程的建设、调试、验收和投入使用，保证可再生能源并网发电机组电力送出的必要网络条件。
2007.08.31	《可再生能源中长期发展规划》	国家发改委	发挥太阳能光伏发电适宜分散供电的优势，在偏远地区推广使用户用光伏发电系统或建设小型光伏电站，解决无电人口的供电问题；在城市的建筑物和公共设施配套安装太阳能光伏发电装置，扩大城市可再生能源的利用量，并为太阳能光伏发电提供必要的市场规模；到 2010 年，太阳能发电总容量达到 30 万千瓦，到 2020 年达到 180 万千瓦。
2009.03.23	《关于加快推进太阳能光电建筑应用的实施意见》	财政部住房和城乡建设部	重视太阳能光电建筑的应用，将推动光电建筑应用作为扩内需、调结构、保增长的重要着力点，支持开展光电建筑应用示范，实施“太阳能屋顶计划”，并对光电建筑的应用工程项目、技术进步以及科技创新。
2010.10.18	《国务院关于加强培育和发展战略性新兴产业的决定》	国务院	加快培育和发展战略性新兴产业，推动节能环保、新能源、信息等新兴产业快速发展，力争将新能源产业成为国民经济的先导产业；加快太阳能热利用技术推广应用，开拓多元化的太阳能光伏光热发电市场，建设适应新能源发展的智能电网及运行体系建设
2011.07.24	《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》	国家发改委	按照社会平均投资和运营成本，参考太阳能光伏电站招标价格，以及我国太阳能资源状况，对非招标太阳能光伏发电项目实行全国统一的标杆上网电价。

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2011.11.29	《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》	财政部国家发展改革委国家能源局	可再生能源发展专项资金主要用于支持以下可再生能源开发利用活动：1.可再生能源开发利用的科学技术研究、标准制定和示范工程；2.农村、牧区生活用能的可再生能源利用项目；3.偏远地区 and 海岛可再生能源独立电力系统建设；4.可再生能源的资源勘查、评价和相关信息系统建设；5.促进可再生能源开发利用设备的本地化生产；6.《中华人民共和国可再生能源法》规定的其他相关事项。
2012.03.14	《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》	财政部国家发展改革委国家能源局	光电项目补贴=（光电上网电价－当地省级电网脱硫燃煤机组标杆电价）×光电上网电量。
2012.10.26	《做好分布式光伏发电并网服务的工作意见》	国家电网	分布式光伏发电对优化能源结构、推动节能减排、实现经济可持续发展具有重要意义，国家电网公司应认真贯彻落实国家能源发展，积极支持分布式光伏发电加快发展；电网企业积极为分布式光伏发电项目接入电网提供便利条件，为接入系统工程建设开辟绿色通道；建于用户内部场所的分布式光伏发电项目，发电量可以全部上网、全部自用或自发自用余电上网，由用户自行选择，用户不足电量由电网企业提供。上、下网电量分开结算，电价执行国家相关政策；分布式光伏发电项目免收系统备用容量费。
2013.07.15	《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》	国务院	把扩大国内市场、提高技术水平、加快产业转型升级作为促进光伏产业持续健康发展的根本出路和基本立足点，建立适应国内市场的光伏产品生产、销售和服务体系，形成有利于产业持续健康发展的法规、政策、标准体系和市场环境；大力开拓分布式光伏发电市场，鼓励各类电力用户按照“自发自用，余量上网，电网调节”的方式建设分布式光伏发电系统。
2013.08.26	《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》	国家发改委	对分布式光伏发电实行按照全电量补贴的政策。通过可再生能源发展基金予以支付，由电网企业转付，其中分布式光伏发电系统自用有余上网的电量，由电网企业按照当地燃煤机组标杆上网电价收购；对分布式光伏发电系统自用电量免收随电价征收的各类基金和附加，以及系统备用容量费和其他相关并网服务费；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，并根据光伏发电发展规模、发电成本变化情况等因素，逐步调减光伏电站标杆上网电价和分布式光伏发电电价补贴标准，以促进科技进步，降低成本，提高光伏发电市场竞争力。

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2013.11.18	《关于印发分布式光伏发电项目管理暂行办法的通知》	国家能源局	省级及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。项目备案工作应根据分布式光伏发电项目特点尽可能简化程序，免除发电业务许可、规划选址、土地预审、水土保持、环境影响评价、节能评估及社会风险评估等支持性文件。
2014.06.07	《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》	国务院办公厅	到2020年，非化石能源占一次能源消费比重达到15%，天然气比重达到10%以上，煤炭消费比重控制在62%以内。加快发展太阳能发电。有序推进光伏基地建设，同步做好就地消纳利用和集中送出通道建设。加快建设分布式光伏发电应用示范区，稳步实施太阳能热发电示范工程。加强太阳能发电并网服务。鼓励大型公共建筑及公用设施、工业园区等建设屋顶分布式光伏发电。到2020年，光伏装机达到1亿千瓦左右，光伏发电与电网销售电价相当。
2014.07.09	《关于推荐分布式光伏发电示范区的通知》	国家能源局	建设共30个国家首批基础设施等领域鼓励社会投资分布式光伏发电应用示范区。各省（自治区、直辖市）能源主管部门优先将分布式光伏发电示范区建设规模纳入本地区光伏发电年度管理计划，制定支持光伏应用的配套政策措施，建立和完善分布式光伏应用管理制度和工作推进机制等。
2014.09.02	《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》	国家能源局	提出15条措施加强落实光伏发电有关政策。具体包括各地区要加强分布式光伏发电应用规划工作；鼓励开展多种形式的分布式光伏发电应用；加强对建筑屋顶资源使用的统筹协调；完善分布式光伏发电工程标准和质量管理；建立简便高效规范的项目备案管理工作机制。
2014.10.09	《关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知》	国家能源局	规范光伏电站建设和运行管理，统筹推进大型光伏电站基地建设。
2015.06.01	《关于促进先进光伏技术产品应用和产业升级的意见》	国家能源局	光伏发电项目采用的光伏组件、逆变器及关键产品，须通过国家认监委批准的认证机构认证且与认证送检产品保持一致。各光伏发电开发投资企业应建立光伏发电关键设备的技术及质量管理制度，在产品招标采购、到货验收、竣工验收环节，对光伏产品技术指标提出明确的要求。
2015.11.26	《关于有序放开发用电计划的实施意见》	国家发改委 国家能源局	坚持节能减排和清洁能源优先上网。在确保供电安全的前提下，优先保障水电和规划内的风能、太阳能、生物质能等清洁能源发电上网，促进清洁能源多发满发；在政府定价相同的原则下，优先出售可再生能源的发电电量，对拥有分布式风电、太阳能发电的用户通过供电企业足额收购予以保障，目前不参与市场竞争。

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2016.03.23	《关于实施光伏发电扶贫工作的意见》	国家发改委	对以扶贫为目的的村级光伏电站和集中式光伏电站，以及地方政府统筹其他建设资金建设的光伏扶贫项目，以县为单元分年度专项下达光伏发电建设规模；国家开发银行、中国农业发展银行为光伏扶贫工程提供优惠贷款，根据资金来源成本情况在央行同期贷款基准利率基础上适度下浮。鼓励其他银行以及社保、保险、基金等资金在获得合理回报的前提下为光伏扶贫项目提供低成本融资。鼓励众筹等创新金融融资方式支持光伏扶贫项目建设，鼓励企业提供包括直接投资和技术服务在内的多种支持；电网企业应按国家有关部门关于可再生能源发电补贴资金发放管理制度，优先将光伏扶贫项目的补贴需求列入年度计划，电网企业优先确保光伏扶贫项目按月足额结算电费和领取国家补贴资金。
2016.03.29	《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》	国家发改委	电网企业根据国家确定的上网标杆电价和保障性收购利用小时数，结合市场竞争机制，通过落实优先发电制度，在确保供电安全的前提下，全额收购规划范围内的可再生能源发电项目的上网电量。
2016.06.03	《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》	国家发改委 国家能源局	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，各地区可随时受理项目备案，项目投产后即纳入国家可再生能源发电补贴范围。光伏扶贫中的村级电站和集中式电站，不占国家能源局下达的所在省（自治区、直辖市）普通光伏电站建设规模。
2016.11.07	《电力发展“十三五”规划》	国家发改委 国家能源局	规划中明确，将大力发展新能源，优化调整开布局。到 2020 年，太阳能发电新增投产 0.68 亿千瓦以上，到 2020 年，总装机达到 1.1 亿千瓦以上，其中分布式光伏 6000 万千瓦以上、光热发电 500 万千瓦。依托电力外送通道，有序推进“三北”地区可再生能源跨省区消纳 4000 万千瓦，存量优先。
2016.11.29	《“十三五”国家战略性新兴产业发展规划》	国务院	加快发展先进核电、高效光电光热、大型风电、高效储能、分布式能源等，加速提升新能源产品经济性，加快构建适应新能源高比例发展的电力体制机制、新型电网和创新支撑体系，促进多能互补和协同优化，引领能源生产与消费革命。到 2020 年，核电、风电、太阳能、生物质能等占能源消费总量比重达到 8% 以上，产业产值规模超过 1.5 万亿元，打造世界领先的新能源产业；到 2020 年，太阳能发电装机规模达到 1.1 亿千瓦以上，力争实现用户侧平价上网。其中，分布式光伏发电、光伏电站、光热发电装机规模分别达到 6000 万千瓦、4500 万千瓦、500 万千瓦。

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2016.12.16	《太阳能发展“十三五”规划》	国家发改委国家能源局	到 2020 年底，太阳能发电装机 1.1 亿千瓦以上；规划要求全面推进分布式光伏和“光伏+”综合利用工程。继续支持在已建成且具备条件的工业园区、经济开发区等用电集中区域规模化推广屋顶光伏发电系统；积极鼓励在电力负荷大、工商业基础好的中东部城市和工业区周边，按照就近利用的原则建设光伏电站项目；结合土地综合利用，依托农业种植、渔业养殖、林业栽培等，因地制宜创新各类“光伏+”综合利用商业模式，促进光伏与其他产业有机融合；创新光伏的分布利用模式，在中东部等有条件的地区，开展“人人 1 千瓦光伏”。
2016.12.26	《能源发展“十三五”规划》	国家发改委国家能源局	规划要求“十三五”期间非化石能源消费比重提高到 15%以上，天然气消费比重力争达 10%，煤炭消费比重降到 58%以下。将风电、光伏布局向东中部转移，新增风电装机中，中东部地区约占 58%，新增太阳能装机中，中东部地区约占 56%，并以分布式开发，就地消纳为主。
2017.07.19	《关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》	国家能源局	国家能源局将各省（区、市）分年度建设规模方案予以公布，要求各省（区、市）能源主管部门按此方案做好规划实施工作。对屋顶光伏以及建立市场化交易机制就近消纳的 2 万千瓦以下光伏电站等分布式项目，市场主体在符合技术条件和市场规则的情况下自主建设；对集中式光伏电站，以不发生限电为前提，设定技术进步、市场消纳、降低补贴等条件，通过竞争配置方式组织建设；光伏扶贫根据有关地区扶贫任务的需要，有关省（区、市）能源主管部门会同扶贫部门组织地方政府编制光伏扶贫计划。
2017.11.08	《解决弃水弃风弃光问题实施方案》	国家发改委国家能源局	2020 年在全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题。国家能源局将根据全国非化石能源占一次能源消费比重到 2020 年、2030 年分别达到 15%、20%的目标，对各地区可再生能源比重指标完成情况进行监测和评价。
2018.05.31	《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》	国家发改委财政部国家能源局	合理把握普通电站发展节奏，支持分布式有序发展，并有序推进领跑基地建设；下调新投运的光伏电站标杆上网电价和分布式光伏发电度电补贴标准。
2018.09.13	《关于加快推进风电、光伏发电平价上网有关工作的通知》	国家能源局	对符合各省（区、市）可再生能源建设规划、落实接网消纳条件、符合有关监测预警管理要求的项目不再实施年度建设规模管理。
2018.10.30	《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》	国家发改委国家能源局	2018 年，清洁能源消纳取得显著成效；到 2020 年，基本解决清洁能源消纳问题。2020 年，确保全国光伏发电利用率高于 95%，弃光率低于 5%。
2018.11.13	《关于实行可再生能源电力配额制的通知》	国家能源局	加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，促进可再生能源开发利用，对电力消费设定可再生能源配额。

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2019.01.07	《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》	国家发改委国家能源局	开展平价上网项目和低价上网试点项目建设；优化平价上网项目和低价上网项目投资环境；保障优先发电和全额保障性收购；鼓励平价上网项目和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿；促进风电、光伏发电通过电力市场化交易无补贴发展；创新金融支持方式等。
2019.04.28	《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》	国家发改委	将集中式光伏电站标杆上网电价改为指导价，将纳入国家财政补贴范围的 I-III 类资源区新增集中式光伏电站指导价分别确定为每千瓦时 0.40 元、0.45 元、0.55 元。新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，但不得超过所在资源区指导价。采用“自发自用、余量上网”模式的工商业分布式光伏发电项目，全发电量补贴标准调整为每千瓦时 0.10 元；采用“全额上网”模式的工商业分布式光伏发电项目，按所在资源区集中式光伏电站指导价执行；统一实行市场竞争方式配置的工商业分布式项目，市场竞争形成的价格不得超过所在资源区指导价，且补贴标准不得超过每千瓦时 0.10 元。采用“自发自用、余量上网”模式和“全额上网”模式的户用分布式光伏全发电量补贴标准调整为每千瓦时 0.18 元。
2019.05.10	《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》	国家发改委国家能源局	按省级行政区域对电力消费规定应达到的可再生能源消纳责任权重（包括可再生能源电力总量消纳责任权重和非水电可再生能源电力消纳责任权重），以及各省级行政区域必须达到的最低比重指标（最低消纳责任权重）和超过即奖励的激励性消纳责任权重。
2019.05.28	《关于 2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》	国家能源局	明确要求积极推进并优先建设光伏发电平价上网项目，严格规范光伏发电补贴项目竞争配置，加大需国家补贴的光伏发电项目竞争配置力度。
2019.07.10	《关于公布 2019 年光伏发电项目国家补贴竞价结果的通知》	国家能源局	将北京、天津等 22 个省（区、市）的 3921 个项目纳入 2019 年国家竞价补贴范围，总装机容量 2,278.8642 万千瓦，其中普通光伏电站 366 个、装机容量 1,812.3316 万千瓦，工商业分布式光伏发电项目 3,555 个、装机容量 466.5326 万千瓦。
2020.01.20	《可再生能源电价附加资金管理办法》	财政部国家发改委国家能源局	文件基于火电电价机制转轨，将“燃煤标杆上网电价”修改为“燃煤发电上网基准价”，电网企业按照上网电价（含通过招标等竞争方式确定的）和光伏发电量给予补助的，光伏发电项目补贴=（电网企业收购价格－燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）×光伏发电量。
2020.02.03	《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》	财政部国家发改委国家能源局	完善现行补贴方式，以收定支，合理确定新增补贴项目规模；充分保障政策延续性和存量项目合理收益。继续实施光伏电站、工商业分布式光伏等上网指导价退坡机制。合理设置退坡幅度，引导光伏电站、工商业分布式光伏尽快实现平价上网。

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2020.03.05	《关于 2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》	国家能源局	一是对省级能源主管部门，要求根据国家可再生能源“十三五”相关规划、电网消纳能力、监测预警要求等，规范有序组织项目建设。二是对电网企业，要求及时测算论证 2020 年风电、光伏发电新增消纳能力并落实消纳方案等。三是对投资企业，要求理性投资、防范投资风险，严格落实各项建设条件，有序组织项目开工建设，加强监控。四是对各派出机构，要求加强对规划落实、消纳能力论证、项目竞争配置、电网送出工程建设、项目并网消纳等事项的监管。
2020.03.31	《关于 2020 年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》	国家发改委	确定 2020 年光伏竞争配置工作将延续 2019 年的竞价模式开展。调整纳入国家财政补贴范围的 I-III 类资源区新增集中式光伏电站指导价分别为每千瓦时 0.35 元、0.4 元、0.49 元。对于工商业分布式光伏，纳入 2020 年财政补贴规模，采用“自发自用、余量上网”模式的工商业分布式光伏发电项目，全发电量补贴标准每千瓦时 0.05 元；采用“全额上网”模式的工商业分布式光伏发电项目，按所在资源区集中式光伏电站指导价执行。对于户用分布式光伏，纳入 2020 年财政补贴规模的户用分布式光伏全发电量补贴标准每千瓦时 0.08 元。
2020.04.09	《关于做好可再生能源发展“十四五”规划编制工作有关事项的通知》	国家能源局	“十四五”规划要求充分发挥可再生能源成本竞争优势，坚持市场化方向，优先发展、优先利用可再生能源。通知明确，将推动“十四五”期间可再生能源成为能源消费主体，为实现“2030 年非化石能源消费占比 20%”的战略目标奠定坚实基础。回顾“十三五”规划，其将该比例在 2020 年的目标值设定为 15%。2018 年，非化石能源消费占比已达 14.3%，预计 2020 年能够实现该目标。通知明确，各地区需制定可再生能源电力、非水可再生能源电力占全社会用电量的比重，并建立相应的指标体系。
2020.05.18	《关于印发各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重的通知》	国家发改委 国家能源局	国家发展改革委、国家能源局有关部门将加强跟踪监测，计划 2020 年 9 月组织开展全国可再生能源电力消纳责任权重执行情况评估，并根据评估情况督促各省级能源主管部门、各电网企业、各派出机构进一步落实 2020 年可再生能源电力消纳责任，研究提出 2021 年可再生能源电力消纳责任权重初步安排。
2020.06.05	《2020 年能源工作指导意见》	国家能源局	推动能源绿色低碳转型，风电、光伏发电合理规模和发展节奏继续保持，集中式风电、光伏和海上风电建设有序推进，中东部和南方地区分布式光伏、分散式风电加快发展步伐。

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2020.09.29	《<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》	财政部	1.按照合理利用小时数限定补贴：全生命周期合理利用小时数 I 至 III 类资源区分别为 32000、26000 和 22000 小时；合理利用小时数以内的电量，全部享受补贴；超过电量，按当地火电基准电价收购，并核发绿证参与绿证交易。2.按照补贴年数限定补贴：光伏发电项目自并网之日起满 20 年，无论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，核发绿证参与绿证交易。3.光伏发电项目补贴总额=（竞争确定上网电价-燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）×项目容量×项目全生命周期合理利用小时数（以合理利用小时数及年数限定孰早达成者为准）。
2020.12.31	《绿色技术推广目录（2020 年）》	国家发改委	多项光伏、储能技术列入了绿色推广技术目录。
2021.01.18	《西部地区鼓励类产业目录（2020 年本）》	国家发改委	将“风电、光伏、氢能、地热等新能源及相关装置制造产业；太阳能光伏发电系统检测、建设及运营”列入陕西省鼓励类产业目录。
2021.02.02	《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》	国务院	推动能源体系绿色低碳转型，坚持节能优先，完善能源消费总量和强度双控制度。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。
2021.02.24	《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》	国家发改委	对于可再生能源企业，通过九大措施加大金融支持力度，促进风电和光伏发电等行业健康有序发展。
2021.02.25	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	国家发改委国家能源局	统筹各类电源规划、设计、建设、运营，优先发展新能源，积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火（储）一体化”，推进多能互补，提升可再生能源消纳水平。
2021 年 3 月	《关于落实 2022 年光伏发电有关工作的通知》	国家能源局	从降低补贴强度、加强电网消纳、提升光伏产业竞争能力等方面提出了一系列具体措施并要求光伏产业发展。
2021.04.25	《关于报送“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补发展工作方案的通知》	国家能源局	稳妥实施“风光火（储）一体化”，鼓励“风光水（储）”“风光储”一体化。优先依托存量煤电项目推动风光火（储）一体化发展，扩大新能源电力打捆规模。
2021.04.19	《2021 年能源工作指导意见》	国家能源局	风电、光伏发电占全社会用电量的比重达到 11%左右，风电和光伏发电量的占比提升还将进一步加速。

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2021.07.15	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	国家发改委国家能源局	新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，在低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟，装机规模达 3000 万千瓦以上。
2021.05.11	《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	国家能源局	建立并网多元保障机制。将光伏发电项目分为两类，一是各省（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为保障性并网项目，由电网企业实行保障性并网。二是保障性并网范围以外仍有意愿并网的项目为市场化并网项目，可通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实并网条件后，由电网企业予以并网。明确 2021 年户用光伏发电项目国家财政补贴预算额度为 5 亿元。
2021.05.21	《关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》	国家发改委国家能源局	从 2021 年起，每年初滚动发布各省权重，同时印发当年和次年消纳责任权重，当年权重为约束性指标，各省按此进行考核评估，次年权重为预期性指标，各省按此开展项目储备。各省在确保完成 2025 年消纳责任权重预期目标的前提下，由于当地水电、核电集中投产影响消纳空间或其他客观原因，当年未完成消纳责任权重的，可以将未完成的消纳责任权重累计到下一年度一并完成。各省可以根据各自经济发展需要、资源禀赋和消纳能力等，相互协商采取灵活有效的方式，共同完成消纳责任权重。对超额完成激励性权重的，在能源双控考核时按国家有关政策给予激励。
2021.06.07	《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》	国家发改委	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。2021 年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价。
2021.06.20	《关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》	国家能源局	对屋顶资源丰富，具备安装光伏能力且符合消纳能力的建筑屋顶进行分布式光伏安装试点，共有 676 个地点入围，按照全国 2860 个县级行政区计算，试点数量占比 24%。党政机关建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 50%；学校、医院、村委会等公共建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 40%；工商业厂房屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 30%；农村居民屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 20%。

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2021.07.29	《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	国家发改委 国家能源局	在电网企业承担风电和太阳能发电等可再生能源保障性并网责任以外，仍有投资建设意愿的可再生能源发电企业，鼓励在自愿的前提下自建储能或调峰资源增加并网规模。对按规定比例要求配建储能或调峰能力的可再生能源发电企业，经电网企业按程序认定后，可安排相应装机并网。为鼓励发电企业市场化参与调峰资源建设，超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率 15% 的挂钩比例（时长 4 小时以上，下同）配建调峰能力，按照 20% 以上挂钩比例进行配建的优先并网。配建比例 2022 年后根据情况适时调整，每年公布一次。
2021.09.08	《关于公布整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点名单的通知》	国家能源局	各省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团共报送试点县（市、区）676 个，全部列为整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点。2023 年底前，试点地区各类屋顶安装光伏发电的比例均达到《通知》要求的，列为整县（市、区）屋顶分布式光伏开发示范县。
2021.10.24	《关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》	国务院	到 2025 年，非化石能源消费比重达到 20% 左右，单位国内生产总值能源消耗比 2020 年下降 13.5%，单位国内生产总值二氧化碳排放比 2020 年下降 18%，为实现碳达峰奠定坚实基础。全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展，坚持集中式与分布式并举，加快建设风电和光伏发电基地。加快智能光伏产业创新升级和特色应用，创新“光伏+”模式，推进光伏发电多元布局。优化新型基础设施用能结构，采用直流供电、分布式储能、“光伏+储能”等模式，探索多样化能源供应，提高非化石能源消费比重。
2021.10.21	《关于印发“十四五”可再生能源发展规划的通知》	国家发改委 国家能源局 财政部 自然资源部 生态环境部等	大力推进风电和光伏发电基地化开发：统筹推进陆上风电和光伏发电基地建设；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；大力推动光伏发电多场景融合开发。推动其他新型储能规模化应用；促进可再生能源就地就近消纳。
2022.01.29	《“十四五”现代能源体系规划》	国家发改委 国家能源局	加快发展风电、太阳能发电。在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续整装开发条件、符合区域生态环境保护等要求的地区，有序推进风电和光伏发电集中式开发，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项目建设，积极推进黄河上游、新疆、冀北等多能互补清洁能源基地建设。积极推动工业园区、经济开发区等屋顶光伏开发利用，推广光伏发电与建筑一体化应用。开展风电、光伏发电制氢示范。

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2022.01.30	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	国家发改委国家能源局	推动构建以清洁低碳能源为主体的能源供应体系。以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点，加快推进大型风电、光伏发电基地建设，对区域内现有煤电机组进行升级改造，探索建立送受两端协同为新能源电力输送提供调节的机制，支持新能源电力能建尽建、能并尽并、能发尽发。围绕做好碳达峰碳中和工作，统筹考虑清洁低碳能源开发以及能源输送、储存等基础设施用地用海需求。完善能源项目建设用地分类指导政策，调整优化可再生能源开发用地用海要求，制定利用沙漠、戈壁、荒漠土地建设可再生能源发电工程的土地支持政策
2022.04.08	《关于 2022 年新建风电、光伏发电项目延续平价上网政策的函》	国家发改委	2022 年，对新核准陆上风电项目、新备案集中式光伏电站和工商业分布式光伏项目（以下简称“新建项目”），延续平价上网政策，上网电价按当地燃煤发电基准价执行。新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以充分体现新能源的绿色电力价值。鼓励各地出台针对性扶持政策，支持风电、光伏发电产业高质量发展。
2022.05.06	《国家能源局 2022 年深化“放管服”改革优化营商环境重点任务分工方案》	国家能源局	完善市场交易机制，支持分布式发电就近参与市场交易，推动分布式发电参与绿色电力交易。推动建设基于区块链等技术的交易平台，研究适应可再生能源微电网、存量地方电网、增量配电网与大电网开展交易的体制机制。
2022.05.14	《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》	国务院办公厅、国家发展改革委、国家能源局	要实现到 2030 年风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上的目标，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系。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。鼓励煤电企业与新能源企业开展实质性联营。开展绿色电力交易试点，推动绿色电力在交易组织、电网调度、价格形成机制等方面体现优先地位。完善绿色电力证书制度，推广绿色电力证书交易，加强与碳排放权交易市场的有效衔接。
2022.06.07	《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》	财政部	可再生能源电价附加补助，共计资金 27.5496 亿元。其中，风电补贴 14.7 亿元，光伏补贴 12.5 亿元，生物质能补贴 2890 万元。
2022.07.08	《工业领域碳达峰实施方案》	工信部国家发改委生态环境部	鼓励企业、园区就近利用清洁能源，支持具备条件的企业开展“光伏+储能”等自备电厂、自备电源建设。引导企业、园区加快分布式光伏、智慧能源管控等一体化系统开发运行，推进多能高效互补利用，促进就近大规模高比例消纳可再生能源。

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2022.08.15	《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》	国家发改委国家统计局国家能源局	准确界定新增可再生能源电力消费量范围，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；明确以绿证作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证；完善可再生能源消费数据统计核算体系；统筹做好各地能耗双控考核。
2022.08.17	《关于促进光伏产业链供应链协同发展的通知》	工信部市监总局国家能源局	在光伏发电项目开发建设中，不得囤积倒卖电站开发等资源、强制要求配套产业投资、采购本地产品。各地要深入落实《光伏制造行业规范条件》等政策，积极规范产业发展秩序，光伏电站投资建设应对照规范要求和相关标准。落实新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制的精神，统筹推进光伏存量项目建设，加强多晶硅等新增项目储备，协调手续办理工作，根据下游需求稳妥加快产能释放和有序扩产。
2022.08.25	《关于推动能源电子产业发展的指导意见（征求意见稿）》	工业和信息化部电子信息司	探索建立光伏“碳足迹”评价标准并开展认证。
2022.09.19	《关于进一步明确电网企业与发电企业电费结算有关要求的通知》	国家能源局综合司	电网企业与发电企业签订购售电合同未事先明确约定使用非现金结算支付的，应使用现金结算支付，不得使用承兑汇票（包括银行承兑汇票、财务公司承兑汇票、商业承兑汇票）、国内信用证，以及业务规则、业务形式、应用场景与票据类似的应收账款电子凭证等企业自设电子债务凭证工具延期支付。需使用承兑汇票等非现金支付工具延期支付电费的，应采取买方付息等方式承担资金成本和兑付风险，由双方协商一致以书面形式明确支付条件。电网企业应进一步加强信息报送工作，每半年向所在地能源监管机构报送电费结算使用承兑汇票等情况。
2022.10.09	三部门集体约谈部分光伏企业及行业机构	工信部市监总局国家能源局	近期集体约谈了部分多晶硅骨干企业及行业机构，引导相关单位加强自律自查和规范管理：一是要着眼大局和长远利益，坚持上下游合作共赢，促进光伏产业高质量发展；二是要切实加强企业自律，深入开展自查自纠，自觉规范销售行为，不搞囤积居奇、借机炒作等哄抬价格行为；三是要统筹推进光伏存量项目建设，合理释放已建产能，适度加快在建合规项目建设步伐，同时对后续新建产能大规模投产要提前研判、防范风险。
2022.09.13	《关于促进光伏产业链健康发展有关事项的通知》	国家发改委国家能源局	通知涵盖了八方面具体要求，包括多措并举保障多晶硅合理产量、创造条件支持多晶硅先进产能按期达产、鼓励多晶硅企业合理控制产品价格水平、充分保障多晶硅生产企业电力需求、鼓励光伏产业制造环节加大绿电消纳等。

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2022.10.16	党的二十大报告	/	积极稳妥推进碳达峰碳中和，立足我国能源资源禀赋，坚持先立后破，有计划分步骤实施碳达峰行动，深入推进能源革命，加强煤炭清洁高效利用，加快规划建设新型能源体系，积极参与应对气候变化全球治理。党的二十大报告还提出，积极稳妥推进碳达峰碳中和。重点控制化石能源消费，逐步转向碳排放总量和强度“双控”制度。完善碳排放统计核算制度，健全碳排放权市场交易制度。这标志着我国实现由能耗“双控”转向碳排放“双控”已成为必然趋势
2022.11.02	《建材行业碳达峰实施方案》	工信部国家发改委生态环境部住建部	要求转换用能结构，加快清洁绿色能源应用。引导建材企业积极消纳太阳能、风能等可再生能源，促进可再生能源电力消纳责任权重高于本区域最低消纳责任权重，减少化石能源消费。
2022.11.10	《有色金属行业碳达峰实施方案》	工信部国家发改委生态环境部	要求推进清洁能源替代。支持企业参与光伏、风电等可再生能源和氢能、储能系统开发建设。提高可再生能源使用比例，鼓励企业在资源环境可承载的前提下向可再生能源富集地区有序转移，逐步减少使用火电的电解铝产能。鼓励和引导有色金属企业通过绿色电力交易、购买绿色电力证书等方式积极消纳可再生能源，确保可再生能源电力消纳责任权重高于本区域最低消纳责任权重。力争 2025 年、2030 年电解铝使用可再生能源比例分别达到 25%、30% 以上。
2022.11.28	《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》	国家能源局综合司	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。各单位应加大统筹协调力度，加大配套接网工程建设，与风电、光伏发电项目建设做好充分衔接，力争同步建成投运。
2022.12.12	《关于深入推进黄河流域工业绿色发展的指导意见》	工信部国家发改委住建部水利部	支持青海、宁夏等风能、太阳能丰富地区发展屋顶光伏、智能光伏、分散式风电、多元储能、高效热泵等，在河南等省、区开展工业绿色微电网建设，推进多能高效互补利用，为黄河流域工业企业提供高品质清洁能源。提前布局退役光伏、风力发电装置等新兴固废综合利用。

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2022.11.30	《国资央企努力在碳达峰行动中发挥示范引领作用——“碳达峰十大行动”进展（七）》	国家发改委	中央发电企业清洁能源装机容量占比超过 45%，电网企业新能源利用率超过 95%，新能源消纳和调控能力进一步提升。稳步构建氢能产业体系，推进氢能制、储、输、用一体化发展，超过三分之一的中央企业布局氢能产业。国家电网在张北建成世界首个柔性直流电网工程，助力实现冬奥场馆 100%绿电供应；南方电网广东梅州、阳江抽水蓄能电站全面建成投产，粤港澳大湾区抽水蓄能装机容量达到 968 万千瓦。强化碳排放数据统计核算。积极参与碳减排市场机制建设。探索建立中央企业碳汇管理综合服务平台，指导中央企业积极参加全国碳排放权交易市场。
2022.12.22	《关于做好 2023 年电力中长期合同签订履约工作的通知》	国家发改委 国家能源局	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%。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。完善新能源合同市场化调整机制。完善与新能源发电特性相适应的中长期交易机制，满足新能源对合同电量、曲线的灵活调节需求，鼓励新能源高占比地区探索丰富新能源参与市场交易品种，不断完善新能源中长期合同市场化调整机制，丰富市场主体调整合同偏差手段。完善偏差电量结算机制。针对新能源高占比地区可适当放宽分时段偏差电量结算要求，并视市场建设进程逐步收紧。
2022.12.26	《关于印发<光伏电站开发建设管理办法>的通知》	国家能源局	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）。光伏电站选址，要符合用地用海和河湖管理、生态环保等有关要求。给光伏电站建档立卡，生成唯一身份识别代码，作为项目全生命周期的唯一身份识别代码。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，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。省级能源主管部门根据本省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。电网要保障光伏项目“能并尽并”，不附加不合理条件。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。该《办法》自发布之日起施行，有效期 5 年。

时间	文件	颁布部门	主要相关内容
2022.12.30	2023 年全国能源工作会议	/	加强风电、太阳能发电建设：2023 年风电装机规模达到 4.3 亿千瓦左右、太阳能发电装机规模达到 4.9 亿千瓦左右；统筹水电开发和生态保护：推动主要流域水风光一体化开发建设，2023 年水电装机规模达到 4.23 亿千瓦；积极安全有序发展核电：2023 年新增核电装机 289 万千瓦，在运规模达到 5846 万千瓦；加强民生用能工程建设：开展农村能源革命试点，抓好北方地区冬季清洁取暖。推进跨省区输电通道规划建设：推动驻马店—武汉、武汉—南昌、张北—胜利、川渝特高压、陇东—山东、宁夏—湖南等工程建设。加快全国统一电力市场体系建设：研究制订全国统一电力市场发展规划，明确各类市场功能定位，确保市场基础制度规则统一。

（3）行业主要法律法规政策及其对不动产项目运营的影响

价格是引导资源配置的灵敏信号。近年来，国家发改委逐步建立并完善上网电价政策，不断调低了光伏上网电价。2013 年发改委颁布《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》，依照各地太阳能资源条件和建设成本的标准，将全国各地划分为三类太阳能资源区，根据所划分的资源区制定光伏电站的标杆上网电价。2013 年至 2019 年间，国家发改委逐年调整光伏行业的标杆上网电价。从 2019 年开始，政府努力实现光伏发电的市场化交易，将推进光伏发电平价上网作为今后制定光伏电价政策的发展方向。2021 年 5 月 11 日国家能源局在《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》中提出纳入保障性并网规模的项目由各省级能源主管部门以项目上网电价或同一业主在运补贴项目减补金额等为标准开展竞争性配置；此后发改委进一步颁布《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》，对于集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目中央财政不再补贴，已实现全面平价。

随着光伏发电补贴政策的不断完善，我国光伏发电行业经历了初装补贴到度电补贴再到竞价补贴政策时期，随着光伏发电度电成本的下降，集中式光伏平价上网条件已经具备。根据国家发展改革委 2021 年 6 月 7 日印发的《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》，明确从 2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。2021 年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行，可自愿通过参与市场化交易形成上网电价。而对于存量项目，根据国家相关规定，其补贴强度将保持长期稳定。

近年来，我国清洁能源产业不断发展壮大，已成为推动能源转型发展的重要力量，为建设清洁低碳、安全高效的能源体系做出了突出贡献。但同时清洁能源发展不平衡不充分的矛盾也日益凸显，特别是清洁能源消纳问题突出，已严重制约行业健康发展，引起了国家的高度重视。为了更好地促进风电、光伏发电、水电和核电等清洁能源高质量发展，可以从“输电”和“储能”两方面共同助力光电消纳，最终建立起清洁能源消纳的长效机制。

2. 新购入项目公司

(1) 新购入项目公司所属行业

根据两河水电公司的营业执照，两河水电公司的经营范围为“许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；水力发电；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）。一般项目：发电技术服务；以自有资金从事投资活动；信息咨询服务（不含许可类信息咨询服务）；商务代理代办服务。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。”根据国家统计局起草，国家质量监督检验检疫总局、国家标准化管理委员会批准发布的《国民经济行业分类》（2017年修订）国家标准，两河水电公司所处行业为“44 电力、热力生产和供应业”中的“4413 水力发电”行业，即指“通过建设水电站、水利枢纽、航电枢纽等工程、将水能转换成电能的生产活动”的行业。

2021年6月29日，国家发展改革委印发《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》（发改投资〔2021〕958号），根据附件《基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点项目申报要求》，试点行业包括：能源基础设施。包括风电、光伏发电、水力发电、天然气发电、生物质发电、核电等清洁能源项目，特高压输电项目，增量配电网、微电网、充电不动产项目，分布式冷热电项目，新购入项目公司所处水力发电行业属于不动产投资信托基金（REITs）的试点行业。

2024年7月6日，国家发展改革委印发《国家发展改革委关于全面推动基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目常态化发行的通知》（发改投资〔2024〕1014号），根据附件《基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报要求》，行业范围要求包括：能源基础设施。包括风电、太阳能发电、水力发电、天然气发电、生物质发电、核电等清洁能源项目；储能设施项目；清洁低碳、灵活高效的燃煤发电（含热电联产煤电）项目；特高压输电项目，增量配电网、微电网、充电不动产项目。其中，燃煤发电项目应具备以下一项或多项条件：纯凝工况最小发电出力在30%额定负荷及以下；掺烧生物质、氢、氨等低碳燃料，掺烧热量比例不低于10%；配备大规模碳捕集利用与封存

（CCUS）设备，新购入项目公司所处水力发电行业符合公开募集不动产投资信托基金（REITs）的行业范围要求。

（2）新购入项目公司所属行业监管体系

我国水力发电行业监管部门主要为国家发展改革委和地方发展改革委、水利部、自然资源部、生态环境部、国家能源局。具体职能及职责划分如下：

表 74 行业监管体系与主管部门

监管部门	主要职责
国家发展改革委和地方发展改革委	主要负责制定电力行业的中长期发展战略规划，研究和制定重大政策，对重大水电站建设项目进行核准。其中，国家发展改革委主要负责核准在跨界河流、跨省（区、市）上的单站总装机容量 50 万千瓦及以上的水电站项目，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。其余的由地方各级发改委核准。 国家发展改革委还负责指导我国电价的形成。
水利部	负责保障水资源的合理开发利用。拟订水利战略规划和政策，起草有关法律法规草案，制定部门规章；负责生活、生产经营和生态环境用水的统筹和保障；按规定制定水利工程建设有关制度并组织实施；指导水资源保护工作；指导水利设施、水域及其岸线的管理、保护与综合利用；指导水利工程移民管理工作。
自然资源部	负责自然资源的合理开发和应用，自然资源资产有偿使用工作，负责组织实施耕地保护制度，对水电项目占地是否符合规划、管理、保护与合理运用等相关规定进行审批等。履行全民所有土地、矿产、森林、草原、湿地、水、海洋等自然资源资产所有者职责和所有国土空间用途管制职责。依法管理水文地质勘查和评价工作。监督管理地下水过量开采及引发的地面沉降等地质问题等。
生态环境部	负责水电项目等重大环境问题的统筹协调和监督管理。负责对水电项目进行环境影响评价，对建设项目环境影响评价文件进行审批、建设过程中环保“三同时”工作监管和阶段及竣工环保验收。
国家能源局	监管电力市场运行，规范电力市场秩序，监督检查有关电价，拟订各项电力辅助服务价格，研究提出电力普遍服务政策的建议并监督实施，负责电力行政执法。组织拟订电力运行安全、电力建设工程施工安全、工程质量安全监督管理办法的政策措施并监督实施，承担电力安全生产监督管理、可靠性管理和电力应急工作，负责水电站大坝的安全监督管理，依法组织或参与电力生产安全事故调查处理。

（3）新购入项目公司所属行业的政策法规

新购入项目公司主营业务为水力发电业务。水电是技术成熟、运行灵活的清洁低碳可再生能源，具有防洪、供水、航运、灌溉等综合利用功能，经济、

社会、生态效益显著。我国政府对清洁能源发电及电网建设项目的重视程度较高，在政策导向上对水力发电业务的支持力度较大。近年来，水力发电领域行业重要行业政策法规如下：

1) 水力发电行业政策

表 75 水力发电行业政策

文件名称	成文/发布日期	发文单位	支持水力发电行业发展的有关内容
关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见	2025 年 3 月	国家发展改革委、国家能源局	完善全国统一的绿证交易体系，强化绿证交易平台建设。推动发用双方签订绿证中长期购买协议。支持代理机构参与分布式新能源发电项目绿证核发和交易。加快设立省级绿证账户，完善电网代理购电相应存量水电绿证的划转机制。
抽水蓄能电站开发建设管理暂行办法	2025 年 1 月	国家发展改革委、国家能源局	抽水蓄能项目开发建设立足加快规划建设新型能源体系和构建新型电力系统，坚持“生态优先、需求导向、优化布局、有序建设”总体原则，与国土空间规划、能源电力规划、其他相关规划和生态环境分区管控方案等统筹衔接，确保工程质量和安全，促进产业高质量发展。
电力系统调节能力优化专项行动实施方案(2025-2027 年)	2024 年 12 月	国家发展改革委、国家能源局	大力支持流域龙头水库电站建设，积极推进流域水电扩机增容等灵活性提升改造，着力提高流域整体调节能力。积极布局系统友好型新能源电站建设，充分发挥新能源主动调节能力。因地制宜建设光热电站，鼓励生物质发电发挥调节能力。
关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见	2024 年 10 月	国家发展改革委、国家能源局	科学有序推进大型水电基地建设，统筹推进水风光综合开发。研究推进大型水电站优化升级，有序建设抽水蓄能电站。加强新型储能技术攻关和多场景应用。
能源重点领域大规模设备更新实施方案	2024 年 8 月	国家发展改革委、国家能源局	稳妥推进水电设备更新改造。研究提升水轮发电机组灵活性、宽负荷运行能力，开展水电资源潜力挖掘，提升老旧机组运行效率，增加机组稳定运行能力，更好适应新型电力系统运行需要。针对电力系统有需求、电站有条件、要素有保障的水电项目，研究推进机组更新改造。推动流域水电集控建设，开展智慧水电相关技术研究，逐步推动设备及产品智慧运营。
关于印发《绿色低碳转型产业指导目录（2024 年版）》的通知	2024 年 2 月	国家发展改革委、工业和信息化部等十部门	2024 版《目录》首次将小型水电站更新改造纳入其中，包括对小型水电站进行更新改造，消除安全隐患，提高能效水平，实现无人值班、远程监控，具备条件的通过集控中心实现集约化管理；提升优化小型水电站生态流量泄放设施、过鱼设施、监测设施、监管平台，保障减水河段生态流量和促进河流连通性恢复。

文件名称	成文/发布日期	发文单位	支持水力发电行业发展的有关内容
关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见	2024 年 2 月	国家发展改革委、国家能源局	积极推动流域龙头水库电站建设，推动水电扩机增容及发电潜力利用，开展梯级水电站协同优化调度，提升水电调峰能力。充分发挥光热发电的调峰作用。推动系统友好型新能源电站建设，通过加强高精度、长时间功率预测技术和智慧集控技术的应用，实现风光储协调互补，推动电站具备一定的电网调峰和容量支撑能力。
国家能源局综合司关于进一步做好抽水蓄能规划建设工作有关事项的通知	2023 年 5 月	国家能源局	抽水蓄能是电力系统重要的绿色低碳清洁灵活调节电源，合理规划建设抽水蓄能电站，可为新能源大规模接入电力系统安全稳定运行提供有效支撑，有利于新能源大规模高比例高质量发展，对构建新型电力系统、促进能源绿色低碳转型意义重大。
“十四五”可再生能源发展规划	2022 年 6 月	国家发展改革委、国家能源局、财政部、自然资源部等	科学有序推进大型水电基地建设。积极推进大型水电站优化升级，发挥水电调节潜力。科学推进金沙江、雅砻江、大渡河、乌江、红水河、黄河上游等主要水电基地扩机。做好生态环境保护与移民安置。继续做好水电规划环境影响评价和项目环境影响评价，加强保护措施效果跟踪监测，推进环境影响跟踪评价，持续改进和提升生态环境保护措施及其运行效果。依托西南水电基地统筹推进水风光综合基地建设。做好主要流域周边风能、太阳能资源勘查，依托已建成水电、“十四五”期间新投产水电调节能力和水电外送通道，推进“十四五”期间水风光综合基地统筹开发。
关于印发扎实稳住经济一揽子政策措施的通知	2022 年 5 月	国务院	推动能源领域基本具备条件今年可开工的重大项目尽快实施。积极稳妥推进金沙江龙盘等水电项目前期研究论证和设计优化工作。
“十四五”现代能源体系规划	2022 年 1 月	国家发展改革委、国家能源局	因地制宜开发水电。坚持生态优先、统筹考虑、适度开发、确保底线，积极推进水电基地建设，推动金沙江上游、雅砻江中游、黄河上游等河段水电项目开工建设。实施雅鲁藏布江下游水电开发等重大工程。实施小水电清理整改，推进绿色改造和现代化提升。推动西南地区水电与风电、太阳能发电协同互补。到 2025 年，常规水电装机容量达到 3.8 亿千瓦左右。 加快推进抽水蓄能电站建设，实施全国新一轮抽水蓄能中长期发展规划，推动已纳入规划、条件成熟的大型抽水蓄能电站开工建设。
2030 年前碳达峰行动方案	2021 年 10 月	国务院	因地制宜开发水电。积极推进水电基地建设，推动金沙江上游、澜沧江上游、雅砻江中游、黄河上游等已纳入规划、符合生态保护要求的水电项目开工建设，推进雅鲁藏布江下游水电开发，推动小水电绿色发展。推动西南地区水电与风电、太阳能发电协同互补。统筹水电开发和生态保护，探索建立水能资源开发生态保护补偿机制。“十四五”“十五五”期间分别新增水电装机容量 4,000 万千瓦

文件名称	成文/发布日期	发文单位	支持水力发电行业发展的有关内容
			左右，西南地区以水电为主的可再生能源体系基本建立。
抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）	2021年9月	国家能源局	抽水蓄能是当前技术最成熟、经济性最优、最具大规模开发条件的电力系统绿色低碳清洁灵活调节电源，与风电、太阳能发电、核电、火电等配合效果较好。加快发展抽水蓄能，是构建以新能源为主体的新型电力系统的迫切要求，是保障电力系统安全稳定运行的重要支撑，是可再生能源大规模发展的重要保障。
水利工程建设项目管理规定	2021年6月	水利部	项目档案工作是水利工程建设项目建设管理工作的重要组成部分，应融入建设管理全过程，纳入建设计划、质量保证体系、项目管理程序、合同管理和岗位责任制，与建设管理同步实施，所需费用应列入工程投资。
水利部2021年政务公开工作实施方案	2021年5月	水利部	做好华北地区地下水超采综合治理、永定河综合整治和生态修复、水系连通及水美乡村建设、绿色小水电示范创建等领域信息公开工作。
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	2021年3月	全国人大	加快西南水电基地建设，安全稳妥推动沿海核电建设，建设一批多能互补的清洁能源基地；建设雅鲁藏布江下游水电基地；加强重点水源和城市应急备用水源工程建设；布局一批坚强局部电网，建设本地支撑电源和重要用户应急保安电源。建设电力应急指挥系统、大型水电站安全和应急管理平台。
关于加强长江经济带小水电站生态流量监管的通知	2019年8月	水利部、生态环境部	此通知适用于单站装机5万千瓦及以下的小水电站。该通知要求：科学确定小水电站生态流量；完善小水电站生态流量泄放设施；做好小水电站生态流量监测监控；推动小水电站开展生态调度运行；建立小水电站生态用水保障机制；强化小水电站生态流量监督管理。
关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知	2019年5月	国家发展改革委、国家能源局	该通知以《可再生能源法》为依据，提出建立健全可再生能源电力消纳保障机制。核心是确定各省级区域的可再生能源电量在电力消费中的占比目标，即“可再生能源电力消纳责任权重”。目的是促使各省级区域优先消纳可再生能源，加快解决弃水弃风弃光问题，同时促使各类市场主体公平承担消纳责任，形成可再生能源电力消费引领的长效机制。
关于调整水电建设管理主要河流划分的通知	2016年7月	国家发展改革委	明确划分水电建设的主要河流，有利于加强水电开发生态环境保护工作，统筹各流域干流与支流、主要河流与非主要河流的开发，确保水能资源的合理开发和有效利用，保障水电持续健康有序发展。

2) 水力发电行业电价政策

表 76 水力发电行业电价政策

文件名称	成文/发布日期	发文单位	完善水力发电价格形成机制的有关内容
关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知	2025 年 1 月	国家发展改革委、国家能源局	按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的总体思路，深化新能源上网电价市场化改革，推动风电、太阳能发电等新能源上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成；同步建立支持新能源可持续发展的价格结算机制，区分存量和增量项目分类施策，促进行业高质量发展。
关于公开征求《电力辅助服务市场基本规则》意见的通知	2024 年 10 月	国家能源局综合司	稳妥有序推动辅助服务价格由市场形成。具备市场交易条件的辅助服务品种，按照国家有关规定建立健全市场价格机制，通过市场交易方式形成辅助服务费用。经营主体提供辅助服务过程中产生的电能量费用，按现货市场价格结算，未开展现货市场地区按中长期交易规则结算。按照“谁提供、谁获利”的原则，公平合理给予经营主体辅助服务补偿，充分调动灵活调节资源积极性。
南方区域电力市场 2024 年试运行方案	2024 年 3 月	国家能源局南方监管局 中国南方电网有限责任公司	健全完善区域市场模式下中长期交易与现货交易的衔接，研究建立跨省中长期价格机制在现货交易开展前转化为绝对价格的机制。进一步完善各省代理购电机制，按国家相关要求，结合各省实际完善代理购电参与市场偏差结算有关措施，实现与现货市场的有序衔接。
关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知	2023 年 10 月	国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司	各省/区域、省间现货市场连续运行一年以上，并依据市场出清结果进行调度生产和结算的，可按程序转入正式运行。第一责任单位要委托具备专业能力和经验的第三方机构开展评估并形成正式评估报告。在满足各项条件的基础上，报国家发展改革委、国家能源局备案；更好发挥中长期交易在平衡长期供需、稳定市场预期的基础作用，优化中长期合同市场化调整机制，缩短交易周期，提高交易频次，完善交易品种，推动中长期与现货交易更好统筹衔接。考虑新能源难以长周期准确预测的特性，为更好地适应新能源参与现货市场需求，研究对新能源占比较高的省份，适当放宽年度中长期合同签约比例。
关于印发《电力现货市场基本规则（试行）》的通知	2023 年 9 月	国家发展改革委、国家能源局	对市场成员、市场构成与价格、现货市场运营、市场衔接机制、计量、市场结算、风险防控、市场干预等内容进行了规定。
“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知	2021 年 5 月	国家发展改革委	持续深化电价改革。进一步完善省级电网、区域电网、跨省跨区专项工程、增量配电网价格形成机制，加快理顺输配电价结构。持续深化燃煤发电、燃气发电、水电、核电等上网电价市场化改革，完善风电、光伏发电、抽水蓄能价格形成机制，建立新型储能价格机制。平稳推进销售电价改革，有序推动经营性电力用户进入电力市场，完善居民阶梯电价制度。

文件名称	成文/发布日期	发文单位	完善水力发电价格形成机制的有关内容
关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见	2021年4月	国家发展改革委	抽水蓄能电站具有调峰、调频、调压、系统备用和黑启动等多种功能，是电力系统的主要调节电源。《意见》要求：坚持并优化抽水蓄能两部制电价政策；健全抽水蓄能电站费用分摊疏导方式；强化抽水蓄能电站建设运行管理。
关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知	2018年7月	国家发展改革委、国家能源局	通知明确为促进清洁能源消纳，支持电力用户与水电、风电、太阳能发电、核电等清洁能源发电企业开展市场化交易。尽快建立清洁能源配额制。要坚持完善机制，引导交易双方建立“基准电价+浮动机制”的市场化价格形成机制，共担市场风险。
关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知	2015年5月	国家发展改革委	该《通知》有利于完善电价形成机制，推进跨省跨区电力市场化交易，促进电力资源在更大范围优化配置。跨省跨区送电由送电、受电市场主体双方在自愿平等基础上，在贯彻落实国家能源战略的前提下，按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化交易方式确定送受电量、价格，并建立相应的价格调整机制。鼓励通过招标等竞争方式确定新建跨省跨区送电项目业主和电价。国家已核定的跨省跨区电能交易送电价格，送受电双方可重新协商并按照协商确定的价格执行，协商结果报送国家发展改革委和国家能源局。
关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知	2014年7月	国家发展改革委	为推动抽水蓄能电站电价市场化，在具备条件的地区，鼓励采用招标、市场竞价等方式确定抽水蓄能电站项目业主、电量、容量电价、抽水电价和上网电价。
关于完善水电上网电价形成机制的通知	2014年1月	国家发展改革委	为合理反映水电市场价值，更大程度地发挥市场在资源配置中的作用，促进水电产业健康发展，决定完善水电上网电价形成机制。《通知》明确：跨省跨区域交易价格由供需双方协商确定；省内上网电价实行标杆电价制度；建立水电价格动态调整机制；鼓励通过竞争方式确定水电价格；逐步统一流域梯级水电站上网电价。

3) 云南省水力发电开发和投资政策

表 77 云南省水力发电行业政策

文件名称	成文/发布日期	发文单位	云南省支持水力发电行业发展的有关内容
云南省人民政府工作报告（2024年）	2024年1月	云南省人民政府	稳能源电力。增煤电、扩光伏、优水电、配储能、强电网，力争供应电煤 3500 万吨以上，开工和投产新能源项目各 1600 万千瓦，加快抽水蓄能项目建设，确保托巴水电站投产，力争红河电厂建成发电。推动“水火风光储”多能协同和“源网荷储一体化”发展，加快打造国家清洁能源基地和全国新型电力系统示范区。
云南省绿色能源发	2022年12月	云南省人民政府	持续优先开发水电。积极推动金沙江、澜沧江国家大型水电基地建设，确保乌东德、白鹤滩、托巴水电站等续建电

文件名称	成文/发布日期	发文单位	云南省支持水力发电行业发展的有关内容
展“十四五”规划			站全部建成投产。在做好环境保护、移民安置工作和统筹电力市场的基础上，加快推进金沙江旭龙、奔子栏及澜沧江古水电站开工，积极稳妥推进大江干流剩余水电资源开发深化论证，提高流域水电质量和开发效益。加快提高金沙江下游电源支撑能力，协调国家电网争取溪洛渡水电站右岸机组增发。积极开展西电东送接续电源和电网互联相关研究。加强中小水电管理，坚持生态优先，严格落实生态环境保护要求，原则上不再新开发中小水电。“十四五”期间，全省新增水电装机 1,110 万千瓦。
云南省人民政府关于贯彻落实扎实稳住经济一揽子政策措施的意见	2022 年 6 月	云南省人民政府办公厅	加快能源项目建设。推动“风光水火储”多能互补基地、“新能源+”和分布式光伏建设。确保白鹤滩水电站全部投产、托巴水电站按期投产。加快推进风电、光伏发电项目建设、接网和消纳，全年新开工新能源装机 2,000 万千瓦、投产 1,100 万千瓦以上。
云南省小水电站生态流量管理办法（试行）	2021 年 12 月	云南省水利厅	在生态流量核定及监测和信息报送要求、生态流量泄放及调度管理、监督考核以及问题处置四个方面做出了明确规定。
云南省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要	2021 年 2 月	云南省人民政府	优先布局绿色能源开发，以绿色电源建设为重点，加快金沙江、澜沧江等国家水电基地建设。推进乌东德、白鹤滩、托巴水电站建成投产，旭龙、奔子栏、古水水电站开工建设，深入开展大江干流水电站前期研究工作；积极推进已建水电站扩机项目，充分发挥水资源优势，提高资源利用效率。加强中小水电有序规范管理。统筹协调风能、太阳能等新能源开发利用，以金沙江下游、澜沧江中下游大型水电站基地以及送出线路为依托，建设“风光水储一体化”国家示范基地。
关于调整 2018-2022 年大中型水电工程移民逐年补偿增长标准的通知	2019 年 4 月	云南省人民政府办公厅	对 2018-2022 年大中型水电工程移民逐年补偿增长标准进行了明确。
关于加强中小水电开发利用管理的意见	2016 年 7 月	云南省人民政府	要求科学开发中小水电，要严肃水电规划指导作用和严控新建项目核准审批。此外还要求调整中小水电功能定位。

（二）行业发展现状

首发项目公司（江山永宸、湖北晶泰）主营业务为太阳能光伏发电业务，其所处新能源发电行业符合不动产投资信托基金（REITs）的行业范围要求。

光伏发电的行业情况，具体详见《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更新的招募说明书（2025年第1号）》之“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“十、基础设施项目所属行业和市场概况”之“（三）行业情况”。

新购入项目公司（两河水电公司）主营业务为水力发电业务，其所处水力发电行业符合不动产投资信托基金（REITs）的行业范围要求。

1. 中国电力行业发展现状

（1）电力生产供应情况

2024年，我国全口径发电量100,868亿千瓦时，比上年增长6.7%，发电量保持平稳增长。其中，水电14,257亿千瓦时，比上年增长10.9%，占全口径发电量的14.1%；火电63,743亿千瓦时，比上年增长1.7%，占全口径发电量的63.2%；核电4,509亿千瓦时，比上年增长3.7%，占全口径发电量的4.5%；风电9,970亿千瓦时，比上年增长12.5%，占全口径发电量的9.9%；并网太阳能发电8,390亿千瓦时，比上年增长43.6%，占全口径发电量的8.3%，火电发挥了电力供应基础保障作用，新能源成为我国新增发电量的主体。2024年，全国规模以上工业发电量9.42万亿千瓦时，比上年增长4.6%；全国规模以上电厂火电、水电、核电、风电、太阳能发电量同比分别增长1.5%、10.7%、2.7%、11.1%和28.2%；煤电充分发挥了基础保障性和系统调节性作用。2025年上半年，全国规模以上工业发电量45,371亿千瓦时，同比增长0.8%。

电力装机容量方面，2024年我国发电装机容量同比增长14.6%，新能源发电增势强劲。截至2024年底，全国全口径发电装机容量334,862万千瓦，比上年增长14.6%，增速比上年提升0.7个百分点。其中，水电43,595万千瓦（抽水蓄能5,869万千瓦，比上年增长15.2%），比上年增长3.2%；火电144,445万千瓦，比上年增长3.8%（煤电119,498万千瓦，比上年增长2.6%；气电14,367万千瓦，比上年增长13.8%）；核电6,083万千瓦，比上年增长6.9%；并网风电52,068万千瓦，比上年增长18.0%；并网太阳能发电88,666万千瓦，比上年

增长 45.2%。包括风电、太阳能发电以及生物质发电在内的新能源发电装机达到 14.5 亿千瓦，首次超过火电装机规模；全国全口径非化石能源发电量同比增长 15.4%，全口径非化石能源发电量同比增量占总发电量增量的比重超过八成，达到 84.2%，电力行业绿色低碳转型成效显著。截至 2025 年 6 月末，我国全国累计发电装机容量 364,807 万千瓦，同比增长 18.7%。其中，太阳能发电装机容量 110,003 万千瓦，同比增长 54.2%；风电装机容量 57,260 亿千瓦，同比增长 22.7%；水电 43,996 万千瓦，同比增长 3.0%；火电 147,452 万千瓦，同比增长 4.7%；核电 6,091 万千瓦，同比增长 4.9%。

（2）电力消费情况

2024 年，全国全社会用电量 98,521 亿千瓦时，比上年增长 6.8%，增速比上年提高 0.1 个百分点，国民经济回升向好拉动电力消费增速同比提高。2024 年全国统调最高用电负荷达 14.5 亿千瓦，同比提高 1.1 亿千瓦，创历史新高。用电结构方面，2024 年第一产业用电量 1,357 亿千瓦时，占全社会用电量的 1.4%，同比增长 6.3%；第二产业用电量 63,874 亿千瓦时，占全社会用电量的 64.8%，同比增长 5.1%；第三产业用电量 18,348 亿千瓦时，占全社会用电量的 18.6%，同比增长 9.9%；城乡居民生活用电量 14,942 亿千瓦时，占全社会用电量的 15.2%，同比增长 10.6%，第二产业保持用电主体地位，用电结构持续优化。

2025 年 1-6 月，全国全社会用电量累计 48,418 亿千瓦时，同比增长 3.7%，能源消费总体保持增长态势。其中规模以上工业发电量为 45,371 亿千瓦时。从分产业用电看，第一产业用电量 676 亿千瓦时，同比增长 8.7%；第二产业用电量 31,485 亿千瓦时，同比增长 2.4%；第三产业用电量 9,164 亿千瓦时，同比增长 7.1%；城乡居民生活用电量 7,093 亿千瓦时，同比增长 4.9%。天然气需求小幅增长，城镇燃气是主要拉动因素。煤炭消费小幅下降，主要受暖冬天气、新能源出力明显增加等因素影响。成品油消费延续负增长态势，新能源汽车和液化天然气重卡对交通用油的替代效应持续显现。

（3）电力投资与建设

2024 年，全国重点调查企业电力完成投资合计 1.78 万亿元，同比增长 13.2%。其中，电源完成投资 1.17 万亿元，同比增长 12.1%；风电和太阳能发电全年合计新增装机 3.6 亿千瓦，占新增发电装机总容量的比重达到 82.6%。

2024 年，全国新增发电装机容量 4.3 亿千瓦。可再生能源发电新增装机 3.7 亿千瓦，同比增长 23%，占电力新增装机的 86%。其中，水电新增 1,378 万千瓦（常规水电 625 万千瓦，抽水蓄能 753 万千瓦），风电新增 7,982 万千瓦（陆上风电 7579 万千瓦，海上风电 404 万千瓦），太阳能发电新增 2.8 亿千瓦（集中式光伏 1.6 亿千瓦，分布式光伏 1.2 亿千瓦），生物质发电新增 185 万千瓦。可再生能源发电新增装机占新增装机总容量的比重达到 86.7%，成为新增装机的绝对主体。

2024 年全国电网工程建设完成投资 6,083 亿元，同比增长 15.3%。分交直流看，交流工程投资同比增长 8.5%，其中，110 千伏及以下等级电网投资 3,194 亿元，同比增长 10.1%，占电网工程完成投资总额的 52.5%。直流工程投资同比增长 227.5%，绝大部分为±800 千伏等级电网投资，上年同期基数偏小叠加上年四季度以来新开工部分直流特高压工程，拉动直流工程投资高速增长。2024 年，全国新增 220 千伏及以上变电设备容量（交流）32,119 万千伏安，同比多投产 4,569 万千伏安；新增 220 千伏及以上输电线路长度 32,270 千米，同比少投产 9,102 千米。电网投资持续提升，重点输电通道建设稳步推进。

2025 年 1-6 月，全国主要发电企业电源工程完成投资 3,635 亿元，同比上升 5.9%；电网工程完成投资 2,911 亿元，同比增长 14.6%。

（4）电力供需情况及展望

2022 年全国电力供需总体紧平衡，2 月，少数省份在部分用电高峰时段电力供需平衡偏紧；7、8 月，全国有 21 个省级电网用电负荷创新高，电力保供形势严峻，全国日最大错避峰负荷超过 5,000 万千瓦；12 月，少数省份电力供需形势较为紧张。分区域看，华北区域电力供需总体平衡；东北区域电力供需总体平衡有余；华东区域夏季电力供需形势紧张，浙江、江苏、安徽、上海部分时段采取负荷管理措施；华中区域夏季电力供需形势紧张，四川、重庆、湖

北、湖南、河南、江西部分时段采取负荷管理措施，其中四川供需形势尤为严峻；西北区域电力供需总体平衡；南方区域夏季和冬季电力供需形势紧张，广东、广西、云南、贵州在夏季启动多轮次电力需求响应，贵州、云南在冬季部分时段采取负荷管理措施。

2023 年全国电力供需总体平衡，年初，受来水偏枯、电煤供应紧张、用电负荷增长等因素叠加影响，云南、贵州、蒙西等少数省级电网在部分时段电力供需形势较为紧张，通过源网荷储协同发力，守牢了民生用电安全底线。夏季，各相关政府部门及电力企业提前做好了充分准备，迎峰度夏期间全国电力供需形势总体平衡，各省级电网均未采取有序用电措施，创造了近年来迎峰度夏电力保供最好成效。冬季，12 月多地出现大范围强寒潮、强雨雪天气，电力行业企业全力应对雨雪冰冻，全国近十个省级电网电力供需形势偏紧，部分省级电网通过需求侧响应等措施，保障了电力系统安全稳定运行。

2024 年全国电力供需形势总体平衡，电力安全可靠供应得到有力保障。年初全国出现大范围寒潮天气，多地出现大幅降温，用电负荷快速增长，华北、华东、南方等区域部分省份在用电高峰时段电力供应偏紧，通过源网荷储协同发力，守牢了民生用电安全底线。夏季全国平均气温达到 1961 年以来历史同期最高，全国统调最高用电负荷达 14.5 亿千瓦，同比提高 1.1 亿千瓦，创历史新高；华东、华中、西南等区域夏季出现持续高温天气，部分时段电力供应偏紧，通过省间现货、应急调度、需求响应等多项措施协同发力，保障了电力系统安全稳定运行，未出现有序用电情况。冬季气温偏暖，全国最高用电负荷低于上年同期，同时，全国电煤库存整体处于较高水平，全国电力供应保障有力有效，为经济社会发展和人民美好生活提供了坚强电力保障。

展望 2025 年，全国电力供需有望继续保持总体平衡，但高峰时段部分地区仍需关注保障压力。据中电联预测，在经济平稳增长和“双碳”转型推进下，用电需求将延续中高速增长态势。电力供应侧将有强力支撑，全年预计新投产发电装机 4.5 亿千瓦以上，其中新能源发电装机超过 3 亿千瓦。到 2025 年底，全国发电总装机容量有望突破 38 亿千瓦。随着新能源装机占比进一步提高，预计 2025 年底煤电装机占比将降至约 1/3。综合考虑需求增长、电源投产以及一次能源情况，预计 2025 年迎峰度夏期间，华东、西南、华中、南方区域中部分省级电网电力供需形势紧平衡，通过增购外电、最大化跨省跨区支援等措施，

电力供需偏紧局势可得到缓解。迎峰度冬期间，随着常规电源的进一步投产，电力供需形势改善。综合判断，2025 年全国电力供需将延续基本平衡格局，电力可靠供应能力进一步增强。与此同时，新能源大规模并网和高峰负荷增长也对电力系统提出了更高要求，需要统筹源网荷储协调发展，确保关键时段电力安全充足供应。

2. 陕西电力行业发展现状

截至 2026 年 1 月末，陕西省累计装机容量 1.28 亿千瓦，同比增加 7.98%，其中水电减少 0.99 万千瓦，火电减少 25.42 万千瓦，风电增加 7.27 万千瓦，光伏增加 18.04 万千瓦。

发电量方面，陕西省作为电力资源型省份，发电资源较为充足。2024 年，陕西全年发电 3,174 亿千瓦时，同比增长约 6.2%，累计向省外输送电量约 936 亿千瓦时，同比增长 16.9%，保障四川、重庆、湖北、山东、河北等地电力稳定供应。截至 2024 年 12 月 31 日，全省可再生能源装机规模达到 5,507 万千瓦，占全省电力装机 47%左右，其中风电 1,494 万千瓦、光伏 3,433 万千瓦、水电 507 万千瓦、生物质 73 万千瓦，新能源利用率保持在 95%以上。

3. 湖北电力行业发展现状

湖北省是“西电东送”、“南北互济”的重要枢纽，也是华中特高压交流环网的核心地区。根据湖北省发展和改革委员会公开数据，2024 年，湖北全省总发电量（不含三峡）2,649.64 亿千瓦时，其中火电发电量 1,648.94 亿千瓦时，占比总发电量的 62.2%，水电发电量（不含三峡）481.91 亿千瓦时，占比 18.2%，风电发电量 171.97 亿千瓦时，占比 6.5%，太阳能发电量 346.80 亿千瓦时，占比 13.1%。同年，湖北全省全社会用电量 2,943.98 亿千瓦时，分产业来看，第一、二、三产业用电量分别为 41.09 亿千瓦时、1664.41 亿千瓦时、633.56 亿千瓦时，分别占比总用电量的 1.4%、56.5%、21.5%，居民生活用电量为 604.91 亿千瓦时，占比 20.5%。

4. 云南电力行业发展现状

（1）发电侧

发电量方面，云南省作为绿色能源生产基地，清洁能源发电指标较为突出。2024 年全省统调发电量 3,921 亿千瓦时，其中新能源发电量 702.2 亿千瓦时，占比 17.9%，新能源单日发电量最大达 3.8 亿千瓦时，创历史新高，新能源成为增量电源主力军。2024 年云南全省全部发电量 4,646.35 亿千瓦时，同比增长 11.9%。全省规模以上发电企业发电量 4,362.91 亿千瓦时，同比增长 10.6%，其中，火力发电量 599.66 亿千瓦时，同比下降 6.5%；水力发电量 3,107.26 亿千瓦时，同比增长 6.9%；风力发电量 374.30 亿千瓦时，同比增长 32.6%；太阳能发电量 281.70 亿千瓦时，同比增长 151.0%。发电量中清洁电力（水力发电、风力发电、光伏发电）比重为 86.3%，较上年同期提高 2.7 个百分点。2025 年 1-6 月，全省规模以上工业发电量 2,029.36 亿千瓦时，同比增长 6.7%。水力发电量 1,277.61 千瓦时，同比增长 9.1%；太阳能光伏发电量 199.34 亿千瓦时，增长 40.5%；风力发电量 221.19 亿千瓦时，下降 14.4%。发电量中清洁电力（水力发电、风力发电、太阳能光伏发电）比重为 83.7%，较 2024 年同期提高 1.3 个百分点。

装机方面，截至 2024 年 12 月底，云南省电源总装机容量超过 1.5 亿千瓦，其中，可再生能源装机超过 1.3 亿千瓦，规模居全国第一位；水电装机增至 8,360.36 万千瓦，规模跃居全国第二位；全年新增新能源装机 1,612 万千瓦，新能源装机突破 5,000 万千瓦、成为全省第二大电源；建设投产集中式光伏装机 1,478.72 万千瓦、风电装机 133.15 万千瓦、太阳能装机 3,723 万千瓦。

（2）用电侧

省内消纳方面，2024 年，云南省全社会用电量为 2,788.33 亿千瓦时，同比增长 10.9%。从用电结构看，全省第一产业用电量 35.75 亿千瓦时，同比增长 9.1%；第二产业用电量 2,062.06 亿千瓦时，同比增长 12.6%（其中工业用电量 2,026.60 亿千瓦时，增长 13.1%）；第三产业用电量 385.85 亿千瓦时，同比增长 10.1%；城乡居民生活用电量 304.67 亿千瓦时，同比增长 2.0%。

西电东送方面，2024 年，云南省西电东送电量首超 1,600 亿千瓦时，同比增长 19.0%。2023 年，云南省西电东送电量 1,344.98 亿千瓦时，同比下降 6.4%，其中云南电网公司网对网方式完成西电东送电量 565.80 亿千瓦时，同比下降 10.9%；溪洛渡送广东实际完成 229.91 亿千瓦时，比年度计划少送 15.17 亿千瓦时；滇西北送广东实际完成 261.75 亿千瓦时，比年度计划多送 32.93 亿千瓦时；乌东德送广东实际完成 179.64 亿千瓦时，比年度计划少送 18.46 亿千瓦时，送广西实际完成 107.88 亿千瓦时，比年度计划少送 11.06 亿千瓦时。

5. 中国光伏行业发展现状

在全球能源转型浪潮中，中国光伏行业已成长为推动能源绿色革命的核心力量。截至 2024 年末，全国光伏发电装机容量突破 8 亿千瓦，连续多年稳居全球首位，“十四五”前四年累计新增装机超“十三五”时期总量的 3 倍。

作为全球光伏产业的“压舱石”，中国已构建起从硅料提纯到系统集成的全链条自主可控体系，产业链各环节技术水平与市场份额均居世界领先地位。2024 年，我国硅料、硅片、电池片、组件产量占全球比重均超过 80%，N 型电池等高效技术路线全面渗透，市场占比突破 70%，光伏组件转换效率屡创世界纪录。

在政策引导与市场需求的驱动下，国内光伏应用场景持续拓展，分布式光伏装机占比稳步提升，“光伏+农业”“光伏+储能”等创新模式不断涌现。同时，中国光伏产品凭借技术与成本优势，出口规模连续多年位居全球第一，成为中国制造的亮丽名片。

面向未来，在“双碳”目标指引下，光伏产业将继续通过技术迭代与模式创新，加速迈向高质量发展新阶段，为全球能源转型贡献中国方案。

6. 中国水电行业发展现状

（1）中国水电行业市场概况

我国的水能资源蕴藏量和开发量均居世界第一位，水能资源蕴藏量为 676 吉瓦，理论发电量 59,200 亿千瓦时。由于气候和地形地势等因素的影响，我国的水力资源在不同地区 and 不同流域的分布很不均匀，其特点是西部水力资源比较丰富，而东部则较稀缺贫乏。

我国水电开发历史较长。中国在 1905 年-1937 年的 33 年间，共建成 7 座小型水电站，总装机容量 2.66 兆瓦左右，即中国台湾地区的龟山水电站（1905 年建成，装机容量 60 千瓦），云南昆明市的石龙坝水电站（1912 年建成，经过 7 次扩建，目前共有 4 台机组，总装机容量 7360 千瓦），四川泸县的洞窝水电站，成都市洗面桥水电站（1926 年建成，装机容量 10 千瓦），成都市的猛追湾水电站（1930 年建成，装机容量 100 千瓦），四川金堂的玉虹水电站（1933 年建成，装机容量 40 千瓦），西藏拉萨市郊的夺地水电站。直到 1949 年，中国建成的小水电站共 39 座，总装机容量 11.39 兆瓦。新中国成立后，水电建设蒸蒸日上。1949-1957 年是水电建设的开创阶段。到 1957 年底，全国水电装机容量达到 1,019 兆瓦，年发电量 48.2 亿千瓦时。1957 年浙江新安江水电站和黄河三门峡水利枢纽开工，中国开始建设大型水电站。1958 年-1965 年是中国水电建设的较大发展阶段。截至 1965 年底，全国水电装机容量达 3,020 兆瓦，年发电量 104.1 亿千瓦时。1966 年-1976 年，由于前一时期工作的基础扎实和水电职工的努力，这一阶段的水电建设仍取得较大成果，先后投产的有甘肃的刘家峡和碧口，湖北的丹江口，四川的龚嘴，浙江的富春江，宁夏的青铜峡和河南的三门峡等 7 座大型水电站。1977 年-1985 年是水电建设进一步发展的阶段。在此期间，葛洲坝一期工程 965 兆瓦、白山一期 900 兆瓦、乌江渡 630 兆瓦，大化 400 兆瓦等大型水电站陆续发电，太平湾、红石、马迹塘、恶滩、牛路岭、南桡河、大寨等一批中型水电站也陆续投产。截至 1985 年底，全国水电装机容量达 25.6 吉瓦，年发电量达 868 亿千瓦时。1986-2000 年是中国水电建设蓬勃发展阶段。1986 年 3 月第六届全国人大第四次会议通过的“七五”计划要求：“大力开发黄河上游、长江中上游干支流和红水河流域水能资源，建设一批大型水电站，在东北、华东等地区建设一批中型水电站。”在此期间投产的水电站中，百万千瓦以上的水电站共有 16 座，包括：四川的二滩，湖北的葛洲坝，青海的龙羊峡和李家峡，福建的水口，广西、贵州的天生桥一级和天生桥二级，云南的漫湾，湖南的五强溪，湖北的隔河岩，广西的岩滩，山西的万家寨；还有吉林的丰满和白山经过扩建后晋升为百万千瓦以上电站。这一时期是中国水电发展最快的时期，特别是 1994 年 12 月 14 日世界上最大的水电站——三峡工程正式开工建设，标志着中国水电建设进入了全盛时期。中国水电建设取得举

世瞩目的成就，为解决电力短缺和洪旱灾害问题提供了巨大支撑，促进了国家经济社会发展。

水电作为一种利用水流落差动能来产生电能的可再生发电方式，既具有火电的稳定性又具有新能源的清洁性，对优化我国能源结构、保障能源安全、减排温室气体、保护生态环境等方面具有重要推动作用，是替代高碳能源的不二之选。长期以来，我国水电装机规模一直处于稳步增长态势。2024 年末全国发电装机容量 334,862 万千瓦，比上年末增长 14.6%，其中水电装机容量 43,595 万千瓦，同比增长 3.2%。2024 年，全国新增水电装机容量 1,378 万千瓦，其中常规水电 625 万千瓦，抽水蓄能 753 万千瓦。截至 2025 年 6 月底，全国累计发电装机容量约 364,807 万千瓦，其中水电装机容量 43,997 万千瓦，同比增长 3.0%。2025 年上半年，全国新增水电并网容量 393 万千瓦，其中常规水电 110 万千瓦，抽水蓄能 283 万千瓦。

从发电量看，2024 年全国规模以上电厂发电量 94,181 亿千瓦时，同比增长 4.6%。2024 年全年水电发电量 14,239 亿千瓦时，占发电总量的 13.53%，仅次于煤电，排在第 2 位；规模以上水电年平均利用小时数为 3,349 小时。在双碳目标和新能源快速发展的大背景下，水电以其稳定、清洁的特点，成为我国清洁能源供应的可靠保证。2025 年上半年，全国规模以上工业发电量 45,371 亿千瓦时，同比增长 0.8%；其中，全国规模以上水电累计发电量 5,398 亿千瓦时，全国水电累计平均利用小时数为 1,377 小时。

2024 年，全国 6,000 千瓦及以上电厂发电设备累计平均利用 3,442 小时，比上年同期减少 157 小时。全国主要发电企业电源工程完成投资 11,687 亿元，同比增长 12.1%。2025 年 1-6 月，全国发电设备累计平均利用 1504 小时，比上年同期减少 162 小时；全国主要发电企业电源工程完成投资 3,635 亿元，同比增长 5.9%。

虽然我国常规水电发展的高峰期已过，但随着对可再生能源的需求不断增长，水力发电将在推动“风光水一体化”方面发挥愈发重要的作用。根据国家发展改革委、国家能源局、财政部、自然资源部、生态环境部、住房和城乡建设部、农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局等九部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》要求，充分发挥水电既有调峰潜力，在保护生态的前提下，进一步提升水电灵活调节能力，支撑风电和光伏发电大规模开发。

在中东部及西部地区，适应新能源的大规模发展，对已建、在建水电机组进行增容改造。依托西南水电基地统筹推进水风光综合基地开发建设。依托已建成水电、“十四五”期间新投产水电调节能力和水电外送通道，推进“十四五”期间水风光综合基地统筹开发。针对前期和规划水电项目，按照建设水风光综合基地为导向，统筹进行水风光综合开发前期工作。统筹水电和新能源开发时序，完善水风光综合基地的资源开发、市场交易和调度运行机制，推进川滇黔桂、藏东南水风光综合基地开发建设。依托水电调节能力及外送通道，重点推进金沙江上游川藏段（四川侧）和川滇段、金沙江中下游、大渡河、雅砻江、乌江、红水河等水风光基地综合开发。

此外，随着新型电力系统加快构建，充分利用抽水蓄能电站调峰填谷和调频调相的独特优势，也已成为构建新型电力系统关键要素和重要支撑。截至2024年底，我国水电总装机容量达到4.36亿千瓦，占我国电力总装机的13.02%，较2023年新增装机容量1,378万千瓦，同比增长3.2%，其中，常规水电装机规模3.77亿千瓦，同比增加625万千瓦；抽水蓄能装机规模5,869万千瓦，同比增加753万千瓦。截至2025年6月底，全国水电累计装机容量达4.4亿千瓦，其中常规水电3.79亿千瓦，抽水蓄能6,129万千瓦。“十四五”以来，国家政府机构陆续出台了一系列政策明确要大力推动抽水蓄能行业发展。2021年9月出台的《抽水蓄能中长期规划（2021-2035）》中，明确了今后的发展方向，计划及任务目标，提出到2025年，抽水蓄能投产总规模6,200万千瓦以上；到2030年，投产总规模1.2亿千瓦左右，省级电网基本具备5%以上的尖峰负荷响应能力。

2024年，全国全社会用电量9.85万亿千瓦时，同比增长6.8%，增速比上年提高0.1个百分点；2025年上半年，全社会用电量累计48,418亿千瓦时，同比增长3.7%。水电是全球公认的清洁、优质、灵活的可再生能源电力。世界各国无不把水电开发放在优先地位，西方发达国家在20世纪80年代基本完成其水能资源开发任务。目前中国总体还处于工业化中后期和城镇化快速推进期，随着经济高质量发展和持续增长，预计未来30年能源消费总量仍将保持持续增长，电力增速更快。

（2）中国水力发电行业的市场细分

水力发电行业是以利用水的势能或动能来发电的行业，其原理是利用水位的落差（势能）在重力作用下流动（动能），例如从河流或水库等高位水源引水流至较低位处，水流推动水轮机使之旋转，带动发电机发电。

水电站是利用水能资源发电的场所，是水、机、电的综合体。要充分利用河流的水能资源，首先要使水电站的上、下游形成一定的落差，构成发电水头。因此就开发河流水能的水电站而言，按其集中水头的方式不同分为坝式、引水式和混合式三种基本方式。

1) 坝式水电站

在河流峡谷处拦河筑坝，坝前雍水，在坝址处形成集中落差，这种开发方式为坝式开发。在坝址处引取上游水库中水流，通过设在水电站厂房内的水轮机，发电后将尾水引至下游原河道，上下游的水位差即是水电站所获取的水头。用坝集中水头的水电站称为坝式水电站。其水坝的特点为：

a.坝式水电站的水头取决于坝高。目前坝式水电站的最大水头不超过 300 米；

b.坝式水电站的引用流量较大，电站的规模也大，水能利用较充分。（由于筑坝，上游形成的水库，可以用来调节流量）目前世界上装机容量超过 2,000 兆瓦的巨型水电站大都是坝式水电站。此外坝式水电站水库的综合利用效益高，可同时满足防洪、发电、供水等兴利要求。

c.坝式水电站的投资大，工期长。原因在于工程规模大，水库造成的淹没范围大，迁移人口多。适用于河道坡降较缓，流量较大，并有筑坝建库的情形。

坝式水电站从类型上可分为河床式电站和坝后式水电站。

河床式电站：水电厂的厂房代替一部分坝体，厂房也起挡水作用，直接承受上游水的压力，因修建在河床中，故名河床式。水流由上游进入厂房，驱动水轮发电机后泄入下游。这种电厂无库容，也不需要专门的引水管道，一般建于中、下游平原河段。厂房本身起挡水作用是河床式水电站的主要特征。葛洲坝水电厂就是这种形式。

坝后式水电站：厂房建在坝的后面，厂房不承受上游水压，全部水压由坝体承受，适用于水头较高的情况。水库的水流经坝体内的压力水管引入厂房推

动水轮发电机发电。这是我国最常见的水电厂形式，如三门峡、刘家峡，丹江口、三峡水电站等。

2) 引水式水电站

水电厂建筑在山区水流湍急的河道上，或河床坡度较陡的河段上筑一低坝（或不需修坝）取水，通过人工修建的引水道（渠道、隧洞、管道）引水到河段下游，由引水道造成水头，集中落差，再经压力管道引水到水轮机进行发电。用引水道集中水头的电站称为引水式水电站。适用条件：适合河道坡降较陡，流量较小的山区性河段。其水坝特点为：

- a.水头相对较高，目前最大水头已达 2,000 米以上。
- b.引用流量较小，没有水库调节径流，水量利用率较低，综合利用价值较差。
- c.电站库容很小，基本无水库淹没损失，工程量较小，单位造价较低。

不动产项目之一的松山河口水电站项目即为引水式水电站。

3) 混合式水电站

在一个河段上，同时采用高坝和有压引水道共同集中落差的开发方式称为混合式开发。水电厂的水头则由两部分落差共同形成，坝集中一部分落差后，再通过引水道集中坝后河段上另一部分落差，形成了电站的总水头。这种开发方式的水电站称为混合式水电站。其水坝特点为：

- a.适用于上游有优良坝址，适宜建库，而紧接水库以下河道突然变陡或河流有较大的转弯。

- b.同时兼有坝式和引水式水电站的优点。

不动产项目之一的苏家河口水电站项目即为混合式水电站。

此外，抽水蓄能电站、潮汐电站和阶梯电站也是水能利用的重要形式。

水电开发既是带动新能源发展、优化能源结构、减少碳排放的需要，也是实现水资源综合利用、防灾减灾和保护生态的需要，未来 30 年，水电仍需积极开发、大力开发，水电开发大有可为。以国家规划的水电基地为基础，借助水库的储能和调蓄能力及电力输送通道，建设水、风、光互补的清洁能源基地，将是中国落实应对气候变化有关承诺，加速能源结构转型的重要举措。

7. 陕西光伏行业发展现状

陕西省光照资源丰富，光伏装机增长迅猛。截至 2024 年末，陕西省 2024 年新增集中式并网光伏电站 704.4 万千瓦，累计集中式并网装机容量为 2,523.9 万千瓦。未来，陕西省发展和改革委员会将继续锚定“双碳”目标，加快构建新型电力系统，进一步提升可再生能源在电力供应中的比重，推动可再生能源大规模、高比例、市场化、高质量发展。

8. 湖北光伏行业发展现状

在国家“双碳”战略目标的推动下，截至 2024 年末，湖北省 2024 年新增集中式并网光伏电站 398.7 万千瓦，累计集中式并网装机容量为 2,147.8 万千瓦。湖北省 2024 年谋划推进 75 个重大能源项目，其中可再生能源项目 17 个，抽水蓄能项目 11 个，同时湖北搭建±800 千伏金沙江上游到湖北特高压直流工程（湖北段）和 1000 千伏武汉到南昌特高压线路（湖北段）等“能源高速通道”。

9. 云南水电行业发展现状

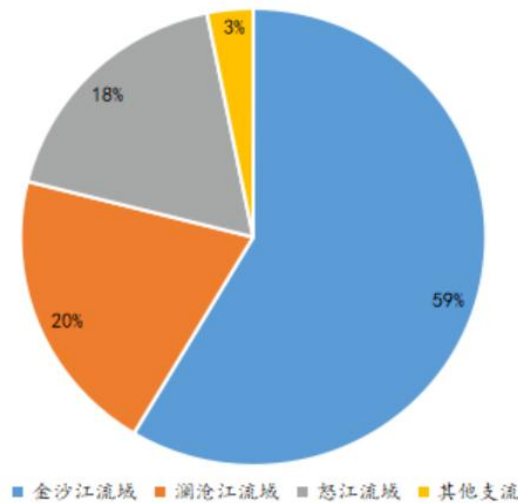
（1）云南省水电行业现状

云南是水能资源大省，水能资源蕴藏量达 1.04 亿千瓦，居全国第 3 位，水能资源主要集中于滇西北的金沙江、澜沧江、怒江三大水系；可开发装机容量 0.9 亿千瓦，居全国第 2 位。

充分利用水能资源，适度开发干流水电，提高清洁能源占比，从“十二五”以来一直是云南能源发展的重要战略。依靠地理优势，在国家“西部大开发”及西电东送，绿色硅铝项目总体布局规划等政策的支持下，云南省发电装机新增较快，结构持续优化。截至 2024 年底，全省电源总装机容量超过 1.5 亿千瓦，其中，可再生能源装机超过 1.3 亿千瓦，规模居全国第一位；水电装机增至 8,360 万千瓦，规模跃居全国第二位。截至 2024 年底，全国水电装机总量为 43,595 万千瓦，云南省水电装机总量占全国水电装机总量的 19.2%。

在整个云南水系中，三大主要流域装机量比重占总量约 97%左右；其中，金沙江流域装机容量达到 6,026.8 万千瓦，为全省各流域第一，占总装机量 59%；澜沧江流域装机容量 2,093 万千瓦，占比 20%；怒江流域装机量 1,842 万千瓦，占总装机量 18%。

图 8 2022 年云南主要流域水电装机容量比例



资料来源：云南省电力协会、新湖期货研究所

金沙江为长江上游干流河段，范围涵盖长江上游玉树县的直门达至四川宜宾段，分上中下共 27 级流域阶段，流域目前规划的水电站共 25 座。其中上游旭龙水电站至中游观音岩水电站，以及下游乌东德水电站至向家坝水电站均属于云南省，分布在云南的东北地区。特别是下游的 4 级巨型水电站，乌东德、白鹤滩、溪洛渡及向家坝，目前设计开发建设水电装机容量约 2,186 万千瓦，规划的总装机容量为 4,210 万千瓦，年发电量为 1,843 亿千瓦时，规模相当于两个三峡电站。

金沙江降雨径流主要来源于石鼓以下及其支流雅砻江，其上段区间径流约只占 27%。金沙江的径流和降雨都集中在汛期 6 至 10 月，汛期水量占全年水量的 74%至 81%；枯水期从 11 月至次年 5 月，枯季径流量约占年径流总量的 25%左右。

云南省水电项目建设以三大流域为主。目前，白鹤滩水电站 16 台机组已全部投产发电；托巴水电站建设进展顺利，于 2024 年 6 月 15 日顺利完成 72 小时满负荷试运行后正式进入商业运行，该水电站装机容量 140 万千瓦，设计多年平均发电量 62.3 亿千瓦时；旭龙水电站于 2022 年 6 月通过国家核准，开工建设，2023 年 11 月 11 日，金沙江旭龙水电站成功实现大江截流，标志着该项目由前期准备工程阶段全面进入主体工程施工阶段。云南省水电资源丰富，境内澜沧江、金沙江、怒江三大河流规划水电站装机容量 13,029.8 万千瓦，目前澜沧江和金沙江大部分已经开发。

2024 年，云南全省全部发电量 4,646.35 亿千瓦时，同比增长 11.9%。全省规模以上发电企业发电量 4,362.91 亿千瓦时，同比增长 10.6%。其中水电 3,107.26 亿千瓦时，增长 6.9%；火电 599.66 亿千瓦时，下降 6.5%；风电 374.30 亿千瓦时，增长 32.6%；太阳能发电 281.70 亿千瓦时，增长 151.0%。全省全社会用电量 2,788.33 亿千瓦时，同比增长 10.9%。其中一产用电量 35.75 亿千瓦时，增长 9.1%；二产用电量 2,062.06 亿千瓦时，增长 12.6%；三产用电量 385.85 亿千瓦时，增长 10.1%；城乡居民生活用电量 304.67 亿千瓦时，增长 2.0%。全省外送电量 2,105.20 亿千瓦时，增长 15.4%。

当前，我国能源绿色低碳转型持续加速推进，2024 年全国新能源发电装机规模首次超过火电，清洁能源在我国能源结构中已占据主导地位。“十五五”是我国全面建设社会主义现代化国家的关键时期，在“双碳”战略目标引领下，我国清洁能源将保持高速发展的良好态势。预计到 2030 年，非化石能源占一次能源消费比重将占到四分之一，风电、光伏发电装机将突破 12 亿千瓦。区域能源发展面临清洁能源发展环境持续向好，云南持续实施绿色能源强省战略，全力推动建设国家清洁能源基地。

（2）保山市水电行业现状

2024 年，保山市全年完成能源工业增加值 47 亿元，同比增 21%；全社会用电量 184 亿千瓦时，同比增 31%；新增新能源投产并网装机 108 万千瓦，新能源项目谋划通过率位居全省第 1 名，新能源项目投产转化率位居全省第 3 名，全市电力装机达 504 万千瓦；发电量 101 亿千瓦时，同比增长 32%。

保山有澜沧江、怒江、伊洛瓦底江三大世界水系过境，全市水能资源理论蕴藏量 1,023.7 万千瓦，在现有条件下可开发量为 821.6 万千瓦，目前水电装机为 210 万千瓦左右。

保山市水电资源主要集中在腾冲市和龙陵县，两市县水电装机分别为 108.07 万千瓦、62.86 万千瓦；其次是隆阳区，昌宁县和施甸县属于水电资源较为匮乏的地区，水电装机较少。

苏家河口水电站项目（315 兆瓦）和松山河口水电站项目（168 兆瓦）以 220 千伏电压等级接入系统，总装机 483 兆瓦；110 千伏接入电厂装机 1,511.25

兆瓦，35 千伏接入电厂装机 284.94 兆瓦，10 千伏及以下接入电厂装机 96.085 兆瓦。保山市电源装机现状情况如下表所示：

表 78 保山市电源装机现状情况

单位：千伏；兆瓦

接入电压等级	项目内容	数据
220	装机容量	483
110	装机容量	1,511.25
35	装机容量	284.94
10	装机容量	96.085

(3) 腾冲市地形地貌与槟榔江流域水电开发情况

腾冲市地处云贵高原横断山南缘，地势北部、西部高，南部低，形成了一个以腾冲盆地为中心的地形格局。因横断山系切割地貌形成龙川江、大盈江、槟榔江 3 条主河流，径流面积 5,845 平方千米。属印度洋季风气候，气候温和，有干湿季之分，年平均气温 15.1℃、降雨量 1,531 毫米。腾冲市最高点为高黎贡山的大脑子峰，海拔 3,780.9 米，最低点为腾冲、龙陵、梁河三县交界速庆，海拔 930 米，相对最大高差 2,850.9 米。

图 10 腾冲地形示意图



槟榔江位于西南国际河流伊洛瓦底江水系大盈江上游，发源于高黎贡山支系—云南省保山地区腾冲市西北的五台山与狼牙山，河源由胆扎河、轮马河及大岔河等组成。这 3 条小河在三岔河村交汇后称为槟榔江。

槟榔江流域地势北高南低，最高点为源头狼牙山，海拔 3,741 米，分水岭高程在 1,200 米-3,700 米之间。最低点为槟榔江与大盈江交汇处，海拔约 837 米。工程区地处横断山脉南段，地势北高南低，一般海拔高程 1,000 米-2,300 米之间，相对高差 500 米-1,300 米，属中高山剥蚀地貌。地貌发育受构造控制，沿南北断裂带形成胆扎、轮马、猴桥镇等一系列断陷盆地，盆地内地形平坦、海拔 1,870 米-1,825 米⁵⁸。

槟榔江最引人注目的是丰富的水能资源，其中三岔河村至松山河口 38.2 千米河段内，集中落差 778 米，平均比降为 20.4‰，尤以马过口-长岭岗段最为陡峻，比降达 40‰-60‰⁵⁹。1988 年，云南省德宏州盈江县首先在槟榔江下游新城乡建成了 1 座水电站，取得了较好的经济效益和社会效益。槟榔江的水能资源主要集中在中上游腾冲市境内。

1997 年 6 月 10 日，原云南省计划委员会以云计能交〔97〕421 号批复了《槟榔江水电规划报告（胆扎～松山河口）》，批复的槟榔江河段水电规划报告为“一库五级”开发方案；由于第一级电站龙头水库的水位调整降低，影响下游梯级电站的调节性能和补偿效益，为了科学、合理利用水资源，2005 年 12 月 15 日，云南省发展和改革委员会以云发改能源〔2005〕1203 号文批复了《云南省槟榔江雷打石～苏家河口段开发方案研究专题报告》，开发方案由原规划的“一库五级”调整为“二库四级”，即三岔河一级，猴桥二级、苏家河三级、松山河四级，后两者即为本项目所涉及的水电站。三岔河水电站于 2015 年 12 月投入运行，电站工程规模为大（2）型，调节库容 2.4007 亿立方米，总装机容量 72 兆瓦。大坝为混凝土面板堆石坝，最大坝高 94 米，坝顶长度 331 米，坝顶宽度 8 米，土石方总填筑量为 170 万立方米。猴桥水电站于 2005 年 9 月投入运行，距腾冲市区 70 千米，电站装机容量 48 兆瓦，设计保证出力 7.5 兆瓦，设计年发电量 2.35 亿千瓦时。

⁵⁸ 引自《苏家河口水电站和松山河口水电站水量及发电量分析报告》。

⁵⁹ 引自《苏家河口水电站和松山河口水电站水量及发电量分析报告》。

（三）行业经营模式、特征及壁垒

1. 首发项目公司

（1）行业主要经营模式

根据并网方式的不同，光伏电站一般分为集中式光伏电站、分布式光伏电站和离网式光伏电站。

集中式光伏电站，是将光伏列阵直接生产的电能，经并网逆变器转变为交流电，升压后并入电网，由电网公司收购并统一调度分配，与公共电网相连接并共同承担供电任务的太阳能光伏电站。在光伏电站发展的初期，以集中式光伏电站为主，新建单个集中式光伏电站建设规模有增大趋势，大部分均在 100MW 以上。随着我国光伏大基地项目的陆续开工建设，大型高效率、风光储一体化集中式光伏电站将陆续投运。



资料来源：公开资料

分布式光伏电站通常是利用分散式资源，将光伏电池、汇流箱、逆变器等设备置于厂房、办公楼等屋顶上，将光伏电力并入用户侧，自发自用，余量上网。其装机规模一般在 1MW-20MW 之间，且以经济发达地区的屋顶电站为主，电力消纳条件好。

从装机总量上来看，集中式光伏大幅领先分布式光伏。2020 年集中式光伏总装机 174.4GW，占总装机的 69%；分布式光伏总装机为 78.3GW，占仅总装机容量的 31%。从新增装机结构来看，分布式占比逐渐提升。近五年，集中式

光伏新增装机占总装机的比例呈现下降趋势。2021 年一季度，分布式光伏新增装机首次超过集中式光伏。

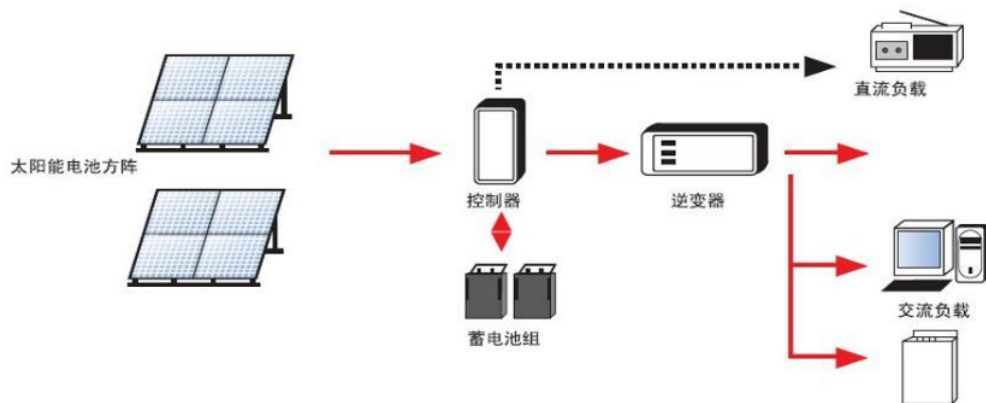
分布式光伏电站应用场景



资料来源：公开资料

离网式光伏电站，在有光照时通过太阳能充放电控制器给负载供电，同时给蓄电池充电；在无光照时通过太阳能充放电控制器由蓄电池组给直流负载供电，同时蓄电池给独立逆变器供电，通过独立逆变器逆变成交流电，给交流负载供电。离网式电站用电系统不并入电网，而是通过蓄电池储能等技术实现局部场所的太阳能电力自发自用，常应用于独立用电系统或偏远地区，如太阳能路灯等。

离网式光伏发电示意图



资料来源：公开资料

总体来说，集中式与分布式光伏各有优势，目前并举发展。分布式光伏能够就地取能，以分散灵活的巨大优势靠近用电区域开发，从而作为能源的重要补充；分布式光伏的一大优势是可以采用“自发自用，余量上网”的模式，在用电需求较大、用户电价较高的中东部地区可以因地制宜发展分布式光伏。集中式光伏电站趋向于在光照条件好、地广人稀的地区开展新能源大基地建设。未来，集中式与分布式光伏将进一步做到优势互补，共同促进光伏产业的协同发展。

（2）行业周期性、区域性、季节性特征

1）周期性

在全球及我国碳达峰、碳中和背景下，光伏发电行业作为能源转型的重要组成部分，国内国际光伏发电市场处于高速增长阶段。

光伏发电行业首先会受到国内国际政策性需求周期影响，某一主要市场的大规模补贴或装机规划、补贴下调或取消、贸易保护或取消，均会影响光伏发电的需求；其次传统能源价格波动，会导致光伏发电行业需求随之变化，电站投资及运营呈现周期性波动；第三，光伏行业技术升级或迭代存在周期变化，当新技术具备量产性价比优势，老技术的市场份额将逐步缩减。

2）区域性

光伏电站设备固定安装于地面、水面、屋顶等处，且其布局与日照资源、经济条件等密切相关，具有很强的区域性特征。从全球范围来看，欧洲是传统的光伏发电市场，而近年来，中国、日本、美国的光伏发电行业增长迅速，特别是我国目前已经在光伏行业全产业链上均处于绝对领先地位；从国内市场来看，集中式光伏电站由于受到光照资源、土地保护政策等影响，主要以西部地区为主；伴随分布式光伏电站的迅猛发展，中东部地区光伏装机规模的比重不断提升。未来伴随行业发展逐步优化，国内光伏新增装机的区域分布，将与光伏电站建设应用需求更加匹配。

3）季节性

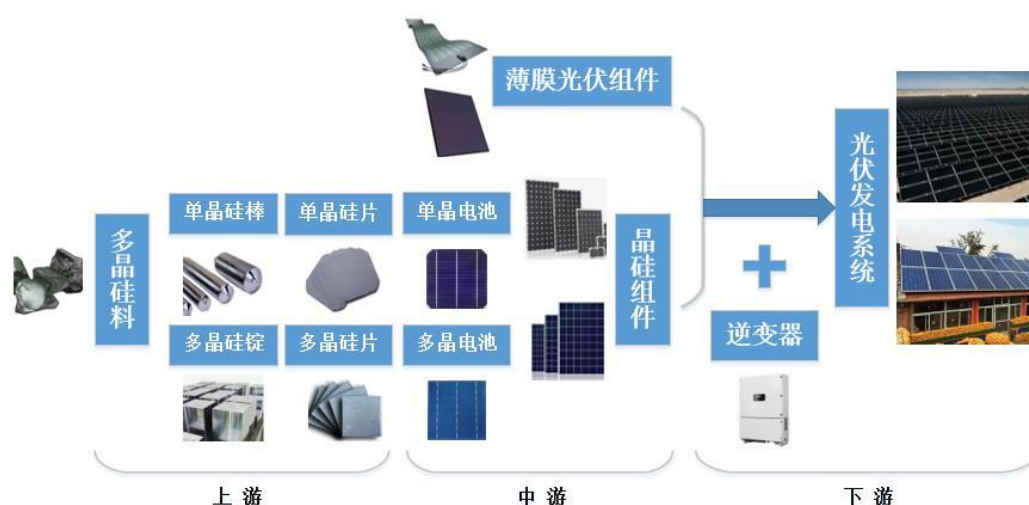
太阳能资源直接影响光伏电站运营状况，而太阳能资源受昼夜时长、太阳高度、气候状况等自然条件的影响较大，前述因素在固定地理位置上的季节分布存在一定差异，故光伏电站运营行业具有相应的季节性特征。通常而言，冬季昼短夜长、太阳高度角小，太阳辐射能量较少，光伏电站发电量相对较少；而在其他季节，发电量相对较多。

（3）行业技术水平及技术特点

光伏产业是半导体技术与新能源需求相结合而衍生的产业。我国已将光伏产业列为国家战略性新兴产业之一，在产业政策引导和市场需求驱动的双重作用下，全国光伏产业技术不断更新迭代、工艺不断优化改进，实现了行业全产业链快速发展，已经成为我国为数不多可参与国际竞争并取得领先优势的产业。

总体来说，光伏发电系统主要部件由电池组件、控制器、逆变器和升压设备组成。光伏发电特点是：没有转动部分，不产生噪声；没有空气污染，不排放废水；没有燃烧过程，不需要燃料；维护保养简单，维护费用低；运行可靠，无工质消耗；作为关键部分的太阳电池使用寿命长；启动快，有太阳光照就能发电；安装容易，建设周期短，容易根据需要扩大发电规模。光伏发电也存在较大的不足：太阳光照射的能量分布密度小，需要占用巨大面积；获得的能源同所在区域四季、昼夜及阴晴等气象条件有关，相对于火力发电，发电机会成本高。

在光伏发电快速发展的同时，配合风电、储能设施的开发，建设新型电力系统，保障电力系统的稳定。



光伏产业链构成如上图所示。光伏行业产业链包括硅料、硅片、电池片、组件等，中国光伏发电产业链上游参与者为硅片、银浆、PET 基膜及氟膜等领域供应商；中游主体为电池片、光伏玻璃、逆变器等制造商；下游涉及光伏电站及不同的应用场景。由于光伏电池片是光伏发电的“心脏”，因此以光伏发电为主的产业链中游为中国光伏发电的核心。

1) 多晶硅环节

多晶硅方面，2021 年，全国多晶硅产量达 50.5 万吨，同比增长 27.5%。2022 年随着多晶硅企业技改及新建产能的释放，产量预计将超过 70 万吨。

多晶硅工艺技术瓶颈不断突破，工厂智能化制造水平的不断提升，其生产环节中，还原电耗、冷氢化电耗、综合电耗、水耗、蒸汽耗量、综合能耗、硅单耗等关键指标都将逐步降低，还原余热利用率升高，多晶硅工厂的人均产出也将快速提升。2021 年多晶硅生产线人均产出量为 39.9 吨/年/人。2023 年，随着多晶硅新投产线单线规模增大，自动化程度提升，人均产出量将提高到 53.8 吨/年/人，到 2030 年提高到 66.5 吨/年/人。

2) 硅片环节

硅片方面，2021 年全国硅片产量约为 227GW。随着头部企业加速扩张，预计 2022 年全国硅片产量将超过 293GW。

硅片制造环节工艺技术瓶颈也是不断突破，其生产环节中，拉棒电耗、铸锭电耗、耗硅量、耗水量逐渐降低，拉棒单炉投料量、铸锭投料量仍在增长，硅片人均产出也将快速提升。

不同类型硅片发展方面，2021 年，单晶硅片 P 型+N 型市场占比约 94.5%，其中 P 型单晶硅片 90.4%，n 型单晶硅片约 4.1%。随着下游对单晶产品的需求增大，单晶硅片市场占比也将进一步增大，且 N 型单晶硅片占比将持续提升。多晶硅片的市场份额未来呈逐步下降趋势，但仍会在细分市场保持一定需求量。铸锭单晶市场占比达到 0.3%，未来市场份额增长不明显。

硅片尺寸方面，2021 年市场上硅片尺寸种类多样，且各占有一定的市场份额，未来硅片尺寸有增大趋势。其中，158.75mm 和 166mm 尺寸占比合计达到

50%；2021 年 182mm 和 210mm 尺寸合计占比由 2020 年的 4.5%迅速增长至 45%，未来其占比仍将快速扩大。

3) 电池片环节

晶硅电池片方面，2021 年，全国电池片产量约为 198GW，同比增长 46.9%。预计 2022 年全国电池片产量将超过 261GW。

电池转换效率方面：2021 年，规模化生产的 P 型单晶电池均采用 PERC 技术，平均转换效率达到 23.1%，较 2020 年提高 0.3 个百分点；采用 PERC 技术的多晶黑硅电池片转换效率达到 21.0%，较 2020 年提高 0.2 个百分点；常规多晶黑硅电池效率提升动力不强，2021 年转换效率约 19.5%，仅提升 0.1 个百分点，未来效率提升空间有限；铸锭单晶 PERC 电池平均转换效率为 22.4%，较单晶 PERC 电池低 0.7 个百分点。

N 型 TOPCon 电池平均转换效率达到 24%，异质结电池平均转换效率达到 24.2%，两者较 2020 年均有较大提升，IBC 电池平均转换效率达到 24.1%。今后随着技术发展，TBC、HBC 等电池技术也可能会不断取得进步。未来随着在生产成本的降低及良率的提升，N 型电池将会是电池技术的主要发展方向之一。

2021 年，新建量产产线仍以 PERC 电池产线为主。随着 PERC 电池片新产能持续释放，PERC 电池片市场占比预计将进一步提升至 90%以上。随着国内户用项目的产品需求开始转向高效产品，原本对常规多晶产品需求较高的海外市场也转向高效产品，2021 年常规电池片（BSF 电池）市场占比下降至 5%，较 2020 年下降 3.8 个百分点。N 型电池（主要包括异质结电池和 TOPCon 电池）相对成本较高，量产规模仍较少，目前市场占比约为 3%，较 2020 年基本持平，未来具备发展趋势。

从当前光伏电池行业发展的情况来看，单晶取代多晶、N 型取代 P 型、双面取代单面，将是未来光伏电池发展的趋势。

4) 组件环节

组件方面，2021 年，全国组件产量达到 182GW，以晶硅组件为主。预计 2022 年组件产量将超过 233GW。

2021 年，常规多晶黑硅组件功率约为 345W，PERC 多晶黑硅组件功率约为 420W；P 型单晶 PERC 单晶电池的组件功率已达到 455-660W；n 型单晶的 TOPCon、异质结单晶电池组件功率可以达到 465W-570W；MWT 单晶组件功率可达到 465W、575W；叠瓦 TOPCon 单晶组件功率为 645W。未来各类型组件功率都将不断增大。

另外随着组件技术进步、工艺改进、原材料优化，组件电耗、组件单位产能设备投资额呈现下降趋势，组件人均产出率升高。

5) 逆变器

2021 年，光伏逆变器市场仍然以集中式逆变器和组串式逆变器为主，集散式逆变器占比较小。其中，组串式逆变器占比为 69.6%，集中式逆变器占比为 27.7%，集散式逆变器的市场占有率约为 2.7%。受应用场景变化、技术进步等多种因素影响，未来不同类型逆变器市场占比变化的不确定性较大。

逆变器单机主流额定功率方面，2021 年，集中式逆变器单机功率为 3125kW/台，集中式电站用组串式逆变器单机功率为 250kW/台，集散式逆变器单机功率为 3150kW/台，户用光伏逆变器单机功率，在 220V 电压下为 8kW/台，在 380V

电压下约 20-30kW/台，但受不同地区单体建筑面积的影响，逆变器功率也可能有所变化。随着未来分布式光伏应用场景多样化，所涉及屋顶类型较多，使用的逆变器功率等级差别也将较大。未来逆变器单机额定功率的提升除技术创新外，也要考虑 LCOE 成本最优以及与高功率组件的匹配等因素，因此市场中逆变器单机主流额定功率，将由市场需求确定。

逆变器功率密度是指逆变器额定输出功率与逆变器设备自身的重量比值。随着电力电子器件的升级以及逆变器生产厂家的在逆变器结构上的创新，逆变器的功率密度显著提升。2021 年集中式逆变器功率密度为 1.17kW/kg，集中式电站用组串式逆变器功率密度为 2.39kW/kg，集散式逆变器功率密度为 1.17kW/kg。随着技术进步，各类型逆变器功率密度都有望进一步提升。

2. 新购入项目公司

(1) 行业主要经营模式

1) 水力发电基本原理

详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“二、新购入不动产项目概况及运营情况”之“(二) 新购入不动产项目的运营模式”之“1.新购入不动产项目的生产模式”。

2) 水电行业商业模式

水能来自河川天然径流，而河川天然径流主要是由自然界气、水循环形成，水的循环使水能可以再生循环使用，故水能称为“再生能源”。水力发电只利用水流中的能量，不消耗水量。电能不能储存，生产和消费是同时完成的。

水电站生命周期分为建设期和运营期。

建设期：建设成本主要为工程费用和水库淹没处理补偿费，合计可占到总成本 90%。目前大中型水电站的建设期大致在 5-10 年，部分小型水电站建设期略短，大致在 2-3 年。

运营期：水电站投入运营后，水电企业的盈利模式中发电收入取决于上网电价和上网电量，目前，水电站上网电价的主要定价方式主要分为四种：成本加成法、落地省区电价倒推法、水电标杆电价法、市场化定价法。上网电量的计算公式为发电量*（1-厂用电率）-线损，发电量的计算公式为装机容量*利用小时数，在装机容量、厂用电率基本不变的情况下，上网电量主要取决于利用小时的高低，而利用小时的高低则取决于来水情况、电力消纳以及节水增发能力（流域梯级联调）三个方面。运营期成本则主要表现为固定资产折旧和财务费用（融资成本），其中，固定资产折旧费在成本中占比最大，大致在 40%-45%，此外，还包括水电站维修维护费、库区基金费、水资源费，以及保险费、职工薪酬、材料费和其他费用等。

3) 水电行业技术水平及技术特点

“十三五”以来，我国水电技术实现跨越式发展，目前我国水电开发综合能力处于全球领先水平，具备了全球单机容量最大的百万千瓦水轮机组和 700

米级水头、单机容量 40 万千瓦抽水蓄能机组的自主设计制造能力，在特高坝建设与防震抗震、大型地下洞室设计施工等领域创造诸多世界第一。

（2）行业特征及风险

1) 行业周期性

水电行业受来水量影响，来水量呈现汛期和枯水期交替变换。根据水利部发布的近十年的数据来看，我国大陆地表流域内水资源量呈现丰枯交替的变化趋势。2020-2022 年是本世纪首次出现三重拉尼娜事件⁶⁰，以 2022 年汛期来说，四川、云南等水电大省都经历了罕见的高温干旱天气，2023 年，我国气候状况总体偏差，暖干气候特征明显，旱涝灾害突出。全国平均气温为历史最高，降水量为 2012 年以来第二少，全国平均降水量 615.0 毫米，较常年偏少 3.9%，冬、春、夏三季降水偏少。2023 年全国水电发电量仅 12,858.5 亿千瓦时，相比 2022 年减少 663.5 亿千瓦时，同比减少 4.9%。区域性和阶段性干旱明显，西南地区出现冬春连旱，长江中下游、西南和华南降水量偏少，云南发生自 1961 年以来最强气象干旱过程，属于异常枯水年，降水量为 1961 年以来第三少，偏少 17%。

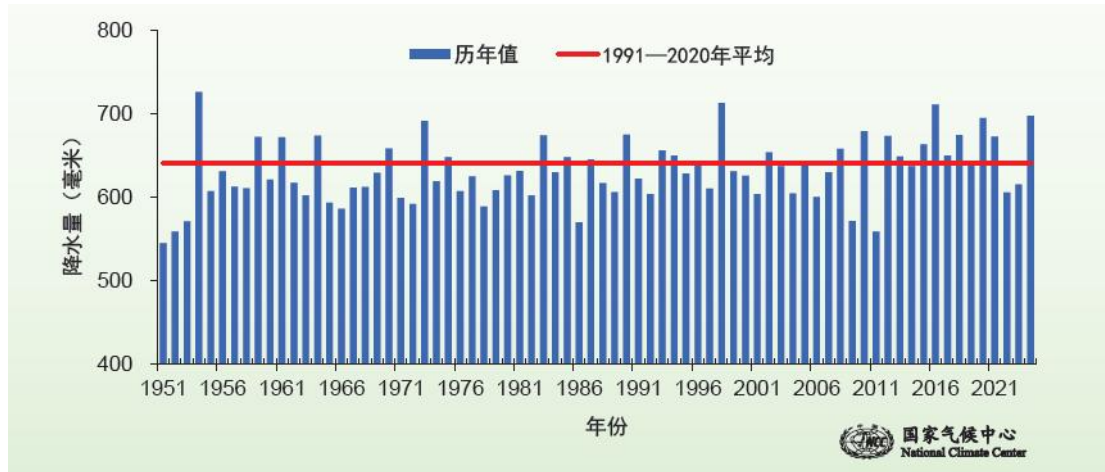
2024 年，全国平均降水量 697.7 毫米，比常年偏多 9.0%，为 1951 年以来历史第四多，四季降水均偏多。2024 年云南省平均降水量 987.6 毫米，较常年偏少 77.6 毫米（偏少 7.3%），已连续 6 年偏少。其中春季降水量偏少，冬季、夏季、秋季接近常年同期。雨季开始期和结束期均晚于常年，雨季长度较常年偏长 5 天，雨季降水量偏少 5.2%。

图 10 1951-2024 年全国平均降水量历年变化⁶¹

单位：毫米

⁶⁰ 厄尔尼诺/拉尼娜是赤道中东太平洋海表大范围持续异常偏暖/冷的现象，两者通常交替出现。

⁶¹ 图中横坐标轴按五年一个期间标注年份。



2) 行业区域性

截至 2024 年 12 月底，全国十大水电装机省份分别是：四川 9,770 万千瓦、云南 8,360 万千瓦、湖北 3,812 万千瓦、贵州 2,298 万千瓦、广东 1,905 万千瓦、广西 1,904 万千瓦、福建 1,720 万千瓦、青海 1,640 万千瓦、湖南 1,637 万千瓦、浙江 1,498 万千瓦。

3) 行业季节性

通常而言，河流来水主要分汛期和枯水期。汛期是指河流由于季节性降水或冰雪融化引起的定时性的水位上涨，与之对应的就是枯水期。一般来说夏季降水集中，河流水位高，流量大，形成汛期；冬季降水少，河流水位低，流量小，形成枯水期。我国地域幅员辽阔，跨纬度较广，距海远近差距较大，加之地势高低不同，地形类型及山脉走向多样，因而气温降水的组合多种多样。东部属季风气候（又可分为亚热带季风气候、温带季风气候和热带季风气候），西北部属温带大陆性气候，西南地区地形复杂，气候也复杂多样，四川东部盆地、重庆及贵州主要属于亚热带湿润气候，云南基本属于亚热带高原季风型气候，而青藏高原属于高寒气候。气温和降水的季节性变化明显，大部分地区四季分明，冬季寒冷少雨，夏季炎热多雨，春秋两过渡季节较短。

新购入不动产项目苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目位于保山市腾冲市境内的槟榔江干流，腾冲属印度洋季风气候，有干湿季之分，一般当年 5 月至 10 月为雨季，降水量较多，11 月至翌年 4 月为旱季，降水量较少。槟榔江属伊洛瓦底江水系，为大盈江上游河段支流，槟榔江流域径流主要来源于降雨，并有少量融雪补给，流域产水量丰富，枯水期水量稳定，根据云南省年降水量等值线等资料，流域北部、西部中缅边境分水岭一带为极多雨区，年降水

量可达 3,000 毫米-4,000 毫米，其他地区为多雨区，年降水量约 1,400 毫米-2,000 毫米左右。降水主要集中于 5 月-10 月。汛期（6 月-10 月）和枯水期（11 月-次年 5 月）降水分布明显不均。在同一年度的不同季节，汛期来水量多，发电量大，则电价下降；枯水期来水量降低，发电量少，则电价上浮，干湿季降水量的差异造成不动产项目发电量以及电费收入的波动。

4) 行业风险情况

水力发电行业风险请见本招募说明书“第一章 一般规定”之“第四节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”之“（一）不动产项目行业风险”。

（3）行业壁垒情况

1) 资金壁垒

水电行业属于重资产行业，兴建水电站土石方和混凝土工程巨大，建设期建设周期长、资金需求大，如三峡工程建设工期长达 17 年，总投资高达 2,035 亿元；同时建造水电站会造成相当大的淹没损失，须支付巨额移民安置费用。即使由各受益部门分摊水利工程的部分投资，水电的单位千瓦投资也比火电高出很多。此外，水电站初期的建设工程几乎不产生任何回报。

2) 技术壁垒

水电行业涉及环保、水土保持、水文、地质、机电等多个领域，是技术密集型行业。水电站建设需要集安全性、经济性、环境保护于一体，后期的水电站运行不仅需要根据来水量对独立的水库水位进行调节，还需要调节流域多个梯级电站的水位，实现整体流域水电站的效益最大化。因此水电站的前期建设和后期运行均拥有较高技术含量，对于水电开发商的技术基础和管理水平提出了很高的要求，水电行业存在较高的技术壁垒。

3) 水电剩余可开发资源有限的壁垒

我国水电剩余可开发资源有限，优质大水电资产稀缺性强。截至 2025 年 6 月底，全国水电装机容量 43,996 万千瓦，就装机容量来看，已建容量已达水力资源技术可开发量的 64.0%，我国水资源技术逐渐接近技术可开发容量上限，优质大水电具有较强的稀缺性。剩余资源主要在雅鲁藏布江、怒江、金沙江中上游、雅砻江、澜沧江上游、黄河上游等地区。

（四）水电行业竞争情况及项目竞争优势分析

当前，我国主要流域的开发进度较高，优质水资源集中在十三大水电基地内，大水电资产具有较强稀缺性。截至 2024 年 12 月底，全国十大水电装机省份分别是：四川 9,770 万千瓦、云南 8,360 万千瓦、湖北 3,812 万千瓦、贵州 2,298 万千瓦、广东 1,905 万千瓦、广西 1,904 万千瓦、福建 1,720 万千瓦、青海 1,640 万千瓦、湖南 1,637 万千瓦、浙江 1,498 万千瓦。其中，四川和云南是我国水电开发大省。

从水电行业产业链来看，水力发电行业上游主要包括工程咨询、原材料与设备供应商，设备主要有发电机、水轮机和变电器等，上游工程咨询企业包括中国电建等；原材料与设备供应商企业包括海螺水泥、宝钢股份、东方电气等；中游主要是水力发电项目建设和运营，中游企业的最大成本为折旧，收入来源主要为发电售电收入，中游水力发电建设和运营企业数量较多，以长江电力和五大集团为主；下游主要涉及售电主体和电力用户，售电主体为国家电网、南方电网等央企。

我国的水力发电建设和运营企业以国有垄断为主，除了五大发电集团以外，我国水电领域也有众多优秀的发电企业。五大集团以外的企业以三峡集团旗下的长江电力为代表，是单体水电装机容量最大的企业。目前行业主要上市公司包括：长江电力（600900）、湖南发展（000722）、闽东电力（000993）、黔源电力（002039）、三峡水利（600116）、桂冠电力（600236）、桂东电力（600310）、西昌电力（600505）、郴电国际（600969）、湖北能源（000883）等。

1. 国家能源投资集团有限责任公司（简称“国家能源集团”）

截至 2024 年末，国家能源集团水电装机突破 2,000 万千瓦，常规水电在建规模 824 万千瓦、位居全国第一。旗下主要上市公司国电电力发展股份有限公司（简称“国电电力”）截至 2024 年末可控水电装机容量 1,495.06 万千瓦，占总可控装机容量（11,170 万千瓦）的 13.38%，水电装机主要集中在大渡河流域，未来国电电力将加快大渡河流域龙头水库双江口水电站建设，预计将于“十四五”期间投产。

2. 中国华能集团有限公司（简称“中国华能”）

截至 2024 年末，中国华能总装机规模突破 2.4 亿千瓦，清洁能源装机占比达 51.8%，公司水电装机主要集中在澜沧江干流域和云南区域，旗下主要上市公司华能澜沧江水电股份有限公司（简称“华能水电”）是云南省最大的发电企业，拥有澜沧江全境流域的水电开发权。截至 2024 年末华能水电已投产装机容量达 3,100.85 万千瓦，其中水电装机 2,730.58 万千瓦，新能源装机 370.27 万千瓦。华能水电机组以水力发电为主，且水电项目集中于澜沧江流域，拥有小湾水电站（装机容量 420 万千瓦）和糯扎渡水电站（装机容量 585 万千瓦），其中小湾水电站是西电东送的标志性工程，是澜沧江中下游的“龙头水库”，糯扎渡水电站是国家“十二五”期间西电东送重大能源建设项目和自主化示范工程。

3. 中国华电集团有限公司（以下简称“华电集团”）

截至 2024 年末，华电集团总装机规模突破 2.4 亿千瓦，境内清洁能源装机占比 56.2%，在国内同类型企业中水电装机最多，拥有全国首座水力发电站。华电集团分别在金沙江中游、金沙江上游、乌江流域以及怒江流域设立水电基地，控股规划装机容量 2,115 万千瓦的云南金沙江中游水电开发有限公司和装机容量 800 多万千瓦的贵州乌江水电开发有限责任公司，公司在建水电工程主要为金沙江水电项目。

4. 中国大唐集团有限公司（以下简称“大唐集团”）

截至 2024 年末，大唐集团发电装机容量突破 2 亿千瓦，清洁能源发电装机比重近 50%。旗下重要上市公司大唐国际发电股份有限公司（简称“大唐发电”）截至 2024 年末在役装机容量约 7,911.12 万千瓦，其中水电装机容量 920.47 万千瓦，约占总装机容量的 11.64%，旗下水电项目大多位于西南地区，水电上网电量主要集中于四川、重庆和云南。

5. 国家电力投资集团有限公司（以下简称“国电投集团”）

截至 2024 年末，国电投集团总装机容量达 2.6 亿千瓦，清洁能源装机占比达 72.71%。公司水电资产主要分布在中国青海、湖南等 14 个省区，承担了中国 13 大水电流域基地中 2 个（黄河上游、湘西）流域基地开发任务，同时开发

澳大利亚、南美和缅甸等海外地区水电业务，拥有承担流域开发的黄河上游水电开发有限责任公司和五凌电力有限公司。

6. 中国长江三峡集团有限公司（以下简称“三峡集团”）

截至 2024 年末，三峡集团可控装机 1.58 亿千瓦。中国长江电力股份有限公司（简称“长江电力”）是三峡集团水电主要运营主体，长江电力为全球最大的水电上市公司，截至 2024 年末水电总装机容量 7,179.5 万千瓦，其中，国内水电装机 7,169.5 万千瓦，占全国水电装机的 16.45%，其中三峡（装机容量 2,250 万千瓦）、白鹤滩（装机容量 1,600 万千瓦）、溪洛渡（装机容量 1,386 万千瓦）、乌东德（装机容量 1,020 万千瓦）、向家坝（装机容量 640 万千瓦）、葛洲坝（装机容量 273.5 万千瓦），2024 年水电发电量 2,959.04 亿千瓦时，同比增长 7.11%。消纳方面，长江电力 6 座电站均为国家能源重点工程和西电东送骨干电源。

重庆三峡水利电力（集团）股份有限公司（以下简称“三峡水利”）为三峡集团内以配售电为主业的唯一上市平台，截至 2024 年末，三峡水利控股拥有统调电源装机约 220.7 万千瓦，其中水电装机 85 万千瓦（含自有水电装机 75 万千瓦）。

水电开发周期长、投资金额大，并且存在环境、跨省开发、跨区域售电、大量移民等问题，因此，由政府认定投资主体并逐一核准项目，特大型项目须上报中央部委核准，并在国务院办公会上会，行业进入的高门槛使得新进入者的威胁较小。同时，水力发电行业以国有企业为主、原材料和设备的供应充足、下游需求比较稳定，因此行业竞争、上游议价能力和下游议价能力均处于适中的水平。

十一、区域分析

（一）所在地区宏观经济概况

1. 江山永宸项目

榆林光伏项目位于陕西省榆林市榆阳区小壕兔乡。

（1）陕西省宏观经济概况

陕西省位于中国内陆腹地，黄河中游，东邻山西、河南，西连宁夏、甘肃，南抵四川、重庆、湖北，北接内蒙古，介于东经 105°29'—111°15'，北纬 31°42'—39°35'之间，总面积 20.56 万平方千米。截至 2020 年，陕西省下辖 10 个地级市（其中省会西安为副省级市）、31 个市辖区、7 个县级市、69 个县。截至 2020 年末，陕西省常住人口 3,952.90 万人。

2020 年，在新冠疫情的严重冲击下，陕西省保持经济持续稳定增长，呈现结构优化、活力增强、高质量发展稳步推进的良好态势。2020 年实现生产总值 26,181.86 亿元，比上年增长 2.2%。其中，第一产业增加值 2,267.54 亿元，增长 3.3%；第二产业 11,362.58 亿元，增长 1.4%；第三产业 12,551.74 亿元，增长 2.8%。

“十三五”期间，陕西省综合实力明显增强，质量效益稳步提升，脱贫攻坚取得决定性胜利，经济社会发展取得新的历史性成就，全面建成小康社会目标如期实现，为“十四五”发展奠定了坚实基础。

表 79 陕西省 2016-2021 年主要经济社会指标统计

单位：万人；亿元；%；元；%；亿元

年份	2016	2017	2018	2019	2020	2021
年底总人口	3,874	3,904	3,931	3,944	3,955	3,954
生产总值	19,045.75	21,473.45	23,941.88	25,793.17	26,181.86	29,800.98
第一产业占比	8.91	8.11	7.64	7.72	8.66	8.1
第二产业占比	46.76	47.10	46.84	45.67	43.40	46.3
第三产业占比	44.33	44.79	45.51	46.61	47.94	45.6
人均生产总值	49,341	55,216	61,115	65,506	66,292	75,360
全社会固定资产投资	12.1	14.4	10.2	2.4	3.6	-3.1
一般公共预算收入	1,833.99	2,006.69	2,243.14	2,287.90	2,257.31	2,775.27

资料来源：陕西省历年统计年鉴

2016-2020 年间，陕西省经济总量在全国位次前移。“十三五”期间，陕西省地区生产总值年均增长 6.3%，高于全国平均水平 0.6 个百分点，在全国的位次由第 15 位前移至 14 位。人均生产总值稳步增加，人均 GDP 年均增长 6.7%，在全国的位次由第 14 位前移至 12 位。财政收入的质量持续改善，“十三五”期

间五年累计减税降费超过 1800 亿元，“十三五”末较“十二五”末提高 15 个百分点。三次产业结构趋优，“十三五”末陕西省三次产业结构比调整为 8.7:43.4:47.9，与“十二五”末相比，第一产业、第二产业占比分别下降 0.2 个和 5 个百分点，第三产业占比提高 5.2 个百分点。从投资角度看，第三产业投资占比高达 68.9%，是投资的最主要方向。

基础设施体系更加健全。“十三五”以来，陕西省全社会固定资产投资年均增长 10.2%，其中，基础设施投资年均增长 17.4%，高于投资 7.2 个百分点，基础设施投资占固定资产投资的比重达到 31.7%，较 2015 年提高 4.8 个百分点；2020 年。引汉济渭、东庄水利枢纽等一批事关全局、群众期盼的重大水利工程取得突破进展，三星芯片、中兴智能终端、吉利汽车等一批重大项目建成投产，陕西现代基础设施体系更加健全，发展基础更加坚实。

能源利用效率不断提升。在保持经济较快发展的同时，陕西省坚持落实绿色发展理念，大力发展低能耗、高价值的工业行业。2020 年，高耗能行业增加值占规模以上工业的比重达 25.8%，比 2015 年降低 0.9 个百分点。2016-2019 年，全省单位国内生产总值能耗累计下降 13.58%。

表 80 陕西省 2016-2020 能源生产和消费构成统计

单位：万吨标准煤；%

指标	2016	2017	2018	2019	2020
能源生产总量	47,078.64	51,485.48	56,467.33	56,781.90	59,167.58
原煤	36,186.58	40,347.64	44,788.77	44,675.88	47,703.74
原油	5,003.57	4,985.56	5,031.53	5,061.86	3,848.25
天然气	5,345.34	5,429.29	5,713.23	5,948.14	6,543.74
水电、风电及其他 能发电	543.15	723.00	933.80	1096.03	1071.85
能源生产构成	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
原煤	76.86	78.37	79.32	78.68	80.62
原油	10.63	9.68	8.91	8.91	6.50
天然气	11.35	10.55	10.12	10.48	11.06
水电、风电及其他 能发电	1.15	1.40	1.65	1.93	1.81
能源消费总量	12,146.47	12,548.52	12,900.38	13,478.06	13,512.26
煤品	9,105.79	9,368.33	9,518.02	9,802.13	10,168.92
油品	1,167.72	1,078.97	1,083.73	1,039.89	860.36
天然气	1,276.93	1,337.92	1,364.83	1,540.01	1,413.60

水电、风电及其他 能发电	596.03	763.29	933.80	1096.03	1069.38
能源消费构成	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
煤品	74.97	74.66	73.78	72.73	75.26
油品	9.61	8.60	8.40	7.72	6.37
天然气	10.51	10.66	10.58	11.43	10.46
水电、风电及其他 能发电	4.91	6.08	7.24	8.13	7.91

资料来源：陕西省历年统计年鉴

“十三五”期间，陕西省发电量年均增速居首。随着陕西省经济发展，对电力的需求逐渐提高，发电量不断上升，年均增速高于煤油气。2020 年全省规模以上工业发电量 2,293.82 亿千瓦时，同比增长 7.3%，“十三五”年均增长 7.5%，在各主要能源品种中增速位居首位，为全省经济稳定持续增长提供有力的电力保障。从发电量构成看，火力发电是发电量的主力军。2020 年规模以上工业火力发电量 2,024.16 亿千瓦时，水力发电量 120.66 亿千瓦时，风力发电量 81.65 亿千瓦时，光伏发电量 67.33 亿千瓦时，分别占规上工业总发电量的 88.2%、5.3%、3.6%和 2.9%，火力发电仍是陕西省发电的主要方式，但发电结构较“十二五”有所优化。

根据陕西省统计局发布的《能源生产消费高质量发展成效显著——“十三五”时期陕西经济社会发展成就系列报告之六》，未来几年，陕西省将以碳中和为引领，进一步统筹火力发电与光伏、风电等新能源发电规模。有计划有目标地进一步提升光伏、风电装机容量，提升新能源发电的并网和消纳能力，提升陕西省新能源发电占比。

（2）榆林市宏观经济概况

榆林市是陕西省辖地级市，位于陕西最北部，黄土高原和毛乌素沙地交界处，是黄土高原与内蒙古高原的过渡区，东临黄河与山西省隔河相望，西连宁夏、甘肃，南接延安，北与鄂尔多斯相连，系陕、甘、宁、蒙、晋五省区交界地，总面积 42,920.2 平方公里。截至 2020 年，全市辖 2 个市辖区、9 个县，代管 1 个县级市。截至 2020 年末，榆林市常住人口为 3,624,750 人。

根据地区生产总值统一核算结果，全年实现生产总值 4,089.66 亿元，比上年增长 4.5%。其中，第一产业增加值 272.48 亿元，增长 2.3%；第二产业增加

值 2,555.64 亿元，增长 5.6%；第三产业增加值 1,261.55 亿元，增长 2.6%。一、二、三产业增加值占生产总值的比重分别为 6.7%、62.5%和 30.8%。

表 81 榆林市 2016-2021 年主要经济社会指标统计

单元：万人；亿元；%；元；%；亿元

年份	2016	2017	2018	2019	2020	2021
年底总人口 (万人)	354	357	360	361	363	362.18
生产总值 (亿元)	2,725.24	3,284.95	3,818.28	4,149.12	4,089.66	5,435.18
第一产业占比	8.01%	6.75%	6.06%	6.04%	6.66%	5.3%
第二产业占比	61.19%	64.29%	64.94%	64.52%	62.49%	68.2%
第三产业占比	30.80%	28.97%	29.00%	29.43%	30.85%	26.5%
人均生产总值 (元)	77,093	92,404	106,507	115,904	112,974	149,899
全社会固定资 产投资 (%)	6.0	7.5	8.5	14.2	-2.5	-13.5
一般公共预算 收入 (亿元)	406.24	312.94	389.76	405.63	406.24	587.3

2014 年，国家能源局将榆林市列入第一批新能源示范城市名单，并重点发展太阳能和风能，建设太阳能热利用、生物质能利用、分布式光伏发电应用、分散式风电应用等工程；充分利用沙漠化土地、煤矿塌陷区建设光伏电站，在工业园区建设分布式光伏发电，积极开展分散式风电应用，探索建立太阳能热发电应用示范。

2017 年 6 月 8 日，榆林市人民政府发布《榆林市人民政府办公室引发榆林市“十三五”节能降碳行动计划的通知》（榆政办发〔2017〕69 号），明确“榆林市把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主要方向，着力发展非煤能源，形成煤、油、气、新能源、可再生能源等多元供应体系；招商引资一大批光伏电站和风电等新能源项目，全面启动新能源基地建设，建成全国首个分散式风电项目，投运陕西省首个风电场、首个大型光伏电站”。

2020 年，榆林市规上能源工业企业产值 3,787.29 亿元，比上年下降 3.6%，非能源工业产值 925.69 亿元，下降 2.6%，能源工业与非能源工业产值占全市规上工业产值的比重分别为 80.4%、19.6%。能源工业中，煤炭开采和洗选业完成产值 2,258.84 亿元，下降 0.4%；石油天然气开采业 459.14 亿元，下降 13.7%；

石油和煤炭加工业完成产值 579.69 亿元，下降 13.9%；电力热力生产供应业 489.62 亿元，增长 7.9%。非能源工业中，化学原料制品制造 442.75 亿元，下降 4.9%；有色金属冶炼业 138.69 亿元，下降 1.4%。

根据《2021 年榆林市政府工作报告》，未来几年榆林市将推动经济高质量发展迈出更大步伐，统筹发展光伏、风电等清洁能源，通过竞争性配置撬动上下游产业发展，新增新能源装机 300 万千瓦。

2. 湖北晶泰项目

晶泰光伏项目位于湖北省随州市曾都区淅河镇。

(1) 湖北省宏观经济概况

湖北省，简称“鄂”，中华人民共和国省级行政区，省会武汉。地处中国中部地区，东邻安徽，西连重庆，西北与陕西接壤，南接江西、湖南，北与河南毗邻，介于北纬 29°01'53"—33°6'47"、东经 108°21'42"—116°07'50"之间，东西长约 740 千米，南北宽约 470 千米，总面积 18.59 万平方千米，占中国总面积的 1.94%。最东端是黄梅县，最西端是利川市，最南端是来凤县，最北端是郧西县。2020 年，湖北省共辖 12 个地级市、1 个自治州，共有 26 个县级市、35 个县、2 个自治县、1 个林区，常住人口 5,775 万人。

2021 年湖北地区生产总值增长 12.9%，总量迈上 5 万亿元大台阶，达到 50,012.94 亿元。其中，第一产业增加值 4,661.67 亿元，增长 11.1%；第二产业增加值 18,952.90 亿元，增长 13.6%；第三产业增加值 26,398.37 亿元，增长 12.6%。三次产业结构由 2020 年的 9.6：37.1：53.3 调整为 9.3:37.9:52.8。在第三产业中，交通运输仓储和邮政业、批发和零售业、住宿和餐饮业、金融业、房地产业、其他服务业增加值分别增长 22.9%、18.3%、19.9%、4.5%、9.3%、12.4%。人均地区生产总值为 86416 元，按可比价格计算，比上年增长 13.8%。

表 82 湖北省 2016-2021 年主要经济社会指标统计

单位：万人；亿元；%；元；%；亿元

年份	2016	2017	2018	2019	2020	2021
年底总人口	5,885.0	5,904.0	5,917.0	5,927.0	5,775.3	5,830
生产总值	32,665.38	35,478.09	39,366.55	45,828.31	43,443.46	50,012.94
第一产业占比	11.2%	10.0%	9.0%	8.3%	9.5%	9.30%

第二产业占比	44.8%	43.5%	43.4%	41.7%	39.2%	37.90%
第三产业占比	44.0%	46.5%	47.6%	50.0%	51.3%	52.80%
人均生产总值	55,664.60	60,198.68	66,615.70	77,386.54	74,440.47	86,416
全社会固定资产投资	13.1	11	11	10.6	-18.8	20.4
一般公共预算收入	3,102.06	3,248.44	3,307.08	3,388.57	2,511.52	3,283.3

2015年至2021年3月间，湖北省累计建成光伏扶贫电站5,646个，总装机122.77万千瓦，累计发电40多亿千瓦时，总收益30多亿元，涉及93个县市区3700个贫困村，惠及26.75万户贫困户、80.34万贫困人口，2020年设置光伏扶贫公益岗位7.8万余个，为全省脱贫攻坚任务的全面完成作出重大贡献。

根据《湖北省能源发展“十四五”规划》，“十四五”期间，湖北省将大规模发展光伏发电、风电。综合考虑资源禀赋、生态环境承载力、电网消纳特点，坚持集中式和分布式并举、多元发展和多能互补并行的发展模式。加快布局建设风光水火储一体化百万千瓦新能源基地，构建区域综合能源供应体系，提高能源供应效率和稳定性。大力推进“新能源+”项目建设，积极探索源网荷储一体化和风光水火互补开发模式。积极推进“光伏+”发展模式，大力支持分布式光伏发电应用。有序推进集中式风电项目建设，加快推进分散式风电项目开发。分别新增光伏发电、风电装机1,500、500万千瓦，2025年光伏、风电发电总装机达到3,200万千瓦，年发电量400亿千瓦时。

此外，“十四五”期间，湖北省还将积极推进“光伏+”发展模式，充分利用襄阳、宜昌、黄石、十堰、荆州、孝感、黄冈、随州等地区的一般农用地、鱼塘、水面、采矿废弃地等土地资源，建设一批光伏+农业（养殖、种植）、光伏+多能互补、光伏+储能、光伏+旅游项目。大力支持分布式光伏发电应用。积极推进整县（市、区）屋顶分布式光伏开发，支持在开发区、工业园区、大型商业区等建筑屋顶及附属场地，建设就地消纳的分布式光伏发电项目，鼓励居民利用自有建筑屋顶安装户用光伏发电系统。在襄阳、宜昌、荆门、孝感、黄冈、咸宁、随州、恩施等风能资源丰富区，有序推进集中式风电项目建设，支持已投运风电场扩容改造。加快推进分散式风电项目开发，在江汉平原、港口、开发区等区域，结合用电负荷需求和接入条件，建设以就地消纳为主的分散式风电项目、风光互补和风电+旅游等项目。鼓励创新发展模式，因地制宜开展“田

园风电”“景观风电”项目建设。到 2025 年，光伏发电、风电装机分别达到 2,200、1,000 万千瓦。

表 83 湖北省 2016-2020 能源生产和消费构成统计

单元：万吨；亿立方米；亿千瓦时；百万吨焦

指标	2016	2017	2018	2019	2020
能源生产总量					
原煤	547.42	311.59	58.46	38.53	40.27
原油	58.09	55.50	54.25	53.62	53.50
天然气	1.31	1.27	5.09	4.89	1.01
水电	1,379.30	1,459.22	1,430.89	1,330.27	1,574.53
能源消费总量	13,954.63	14,159.66	14,074.61	15,019.74	13,468.37
煤品	8,720.61	8,394.6	8,987.5	9,914.4	8,572.4
油品	2,007.96	2,245.00	1,786.43	1,902.60	1,592.93
焦炭、其他焦化产品	1,096.99	1,063.05	1,132.20	1,115.78	1,114.11
天然气、煤气	400.27	441.85	448.82	449.85	418.92
热力	7,860.91	8,875.93	9,206.97	9,668.64	9,673.38
电力	1,311.43	1,290.62	1,298.95	1,350.86	1,251.51
其他燃料	23.21	22.00	20.93	19.65	12.46

（2）随州市宏观经济概况

随州位于湖北省北部，地处长江流域和淮河流域的交汇地带，东承武汉，西接襄阳，北邻南阳、信阳，南达荆州，居“荆豫要冲”，扼“汉襄咽喉”，为“鄂北重镇”，是湖北省对外开放的“北大门”，国家实施西部大开发战略由东向西的重要接力站和中转站，国务院于 2000 年 6 月 25 日批准设立的地级市。全市版图面积 9,636 平方公里。根据第七次人口普查数据，截至 2020 年 11 月 1 日零时，随州市常住人口为 2,047,923 人。

2021 年随州市实现生产总值（GDP）1,241.45 亿元，按可比价格计算，比上年增长 12.0%。其中，第一产业实现增加值 186.23 亿元，增长 11.1%；第二产业实现增加值 525.14 亿元，增长 14%；第三产业实现增加值 530.09 亿元，增长 10.4%。三次产业比重由 2020 年的 16.0:40.8:43.2 调整为 15.0:42.3:42.7。按 2021 年底常住人口计算，全市人均 GDP 为 61102 元，按年平均汇率计算折合 9,471 美元。

表 84 随州市 2016-2021 年主要经济社会指标统计

单元：万人；亿元；%；元；%；亿元

年份	2016	2017	2018	2019	2020	2021
年底总人口	220.18	221.05	221.67	222.1	204.79	201.56
生产总值	855.37	942.43	1,061.75	1,162.23	1,096.72	1,241.45
第一产业占比	16.5%	16.1%	13.6%	13.4%	16.0%	15.0%
第二产业占比	46.8%	46.8%	46.8%	46.8%	40.8%	42.3%
第三产业占比	36.7%	37.1%	39.6%	39.8%	43.2%	42.7%
人均生产总值	38,801	42,414	45,681	52,380	49,380	61,102
全社会固定资产投资	17.7	16.3	11.2	11.3	-23.3	21
一般公共预算收入	45.55	48.6	47.38	49.1	35.88	50.38

截至 2022 年 4 月，随州新能源并网装机容量 297.99 万千瓦，其中：风电装机容量 166.44 万千瓦、集中式光伏装机容量 110 万千瓦、分布式光伏装机容量 18.35 万千瓦，垃圾电站发电容量 3.2 万千瓦， 占全省新能源装机容量的 15.52%。随州新能源发电量 225.17 亿千瓦时， 占全省新能源发电量的 26.18%。

近年来，随州市风电、光伏发电迅速崛起，新能源装机和累计发电量均居于湖北省首位，成为全省新能源第一大市。

3. 两河水电项目

(1) 云南省宏观经济概况

云南简称“云”或“滇”，地处中国西南边陲，位于东经 97°31'-106°11'，北纬 21°8'-29°15'之间，北回归线横贯本省南部，属低纬度内陆地区，辖 16 个市（州），129 个县（市、区）。全省国土总面积 39.41 万平方千米，占全国国土总面积的 4.1%。东部与贵州省、广西壮族自治区相邻，北部以金沙江为界与四川省隔江相望，西北部紧依西藏自治区，西部与缅甸接壤，南部和老挝、越南毗邻，云南省是中国通往东南亚、南亚的窗口和门户，共有 27 个口岸，其中一类口岸 21 个、二类口岸 6 个。2024 年末，云南省常住人口 4,655 万人。

根据云南省统计局的数据，2024 年全省地区生产总值 31,534.10 亿元，按不变价格计算，比上年增长 3.3%。分产业看，第一产业增加值 4,192.92 亿元，增长 2.5%；第二产业增加值 10,330.03 亿元，增长 2.7%；第三产业增加值 17,011.15 亿元，增长 3.9%。2024 年全年全省居民人均可支配收入 29,932 元，

比上年增长 5.3%，扣除价格因素实际增长 5.1%。2025 年上半年，云南省实现地区生产总值 15,537.44 亿元，同比增长 4.4%。分产业看，第一产业增加值 1,293.57 亿元，增长 2.7%；第二产业增加值 5,109.39 亿元，增长 3.8%；第三产业增加值 9,134.48 亿元，增长 4.9%。2025 年上半年，全省居民人均可支配收入 15,050 元，同比名义增长 5.3%，扣除价格因素实际增长 5.3%。

云南省坚持“三个定位”，锚定“3815”战略发展目标，大力发展资源经济、园区经济、口岸经济，坚定不移推进市场化、产业化、法治化、生态化、数字化进程，深入实施系列三年行动，难中求进、干中求进、变中求进、稳中求进，经济持续恢复向好，发展质量稳步提升。党的十八大以来，云南产业结构发生了翻天覆地的变化，服务业撑起全省经济总量半壁江山，工业结构转变为烟草和能源两大支柱产业双驱动，绿色铝、硅光伏等先进制造业快速发展，新产业、新产品、新业态不断涌现，成为引领产业转型升级的标杆。

根据云南省历年统计公报和统计年鉴，对其宏观经济表现的指标梳理如下：

表 85 云南省历年宏观经济表现的指标

单位：亿元；万人；元

年份	地区生产总值	常住人口	人均可支配收入
2024	31,534.10	4,655	29,932
2023	30,021.12	4,673	28,421
2022	28,954.20	4,693	26,937
2021	27,146.8	4,690	25,666
2020	24,555.7	4,722	23,295
2019	23,223.8	4,714	22,082
2018	20,880.6	4,703	20,084
2017	18,486	4,693	18,348
2016	16,369	4,677	16,720
2015	14,960	4,663	15,223
2014	14,041.7	4,653	13,772
2013	12,825.5	4,641	12,578
2012	11,097.4	4,631	11,233
2011	9,523.1	4,620	9,739

（2）保山市宏观经济概况

保山地处云南西部，市政府所在地距昆明 498 公里，内与大理、临沧、怒江、德宏毗邻，外与缅甸山水相连，国境线长 167.78 公里。保山市辖隆阳区、腾冲市、施甸县、龙陵县、昌宁县 1 区 1 市 3 县，共有 8 个街道、36 个镇、32 个乡。2024 年末，全市常住人口 239.9 万人，世居少数民族主要有彝、白、傣、傈僳、回、苗、布朗、佤、阿昌、景颇、满、德昂 12 个世居少数民族，也是傣泰民族的发祥地。

保山市是国家、省商品粮基地，国家糖料基地、优质香料基地、咖啡基地。保山地处“西南三江”多金属成矿带，已发现矿产资源 70 种，探明资源储量列入云南省储量统计管理的矿种有 37 种。境内分布有大面积亚热带常绿阔叶林，拥有大量珍贵、稀有生物种类，保存有少量热带起源的古老生物。

保山市清洁能源资源较为丰富，全市可开发利用水能资源 821.6 万千瓦。境内江河分属澜沧江、怒江和伊洛瓦底江水系，其中澜沧江在境内流程 133.2 千米，怒江在境内流程 269.4 千米，大盈江（伊洛瓦底江上游）在境内流程 101 千米；保山市属云南省太阳能资源开发的较佳开发区，隆阳区为全省 12 个最佳开发区之一，太阳总辐射量水平分布特征为东高西低、北高南低；隆阳坝区、蒲缥、施甸坝区及以北为 5,800 至 5,890 兆焦耳/平方米之间的太阳能辐射高值区，腾冲市、龙陵县及昌宁县的东南、西南部为相对低值区，均为 5,500 兆焦耳/平方米左右，全市可开发利用光伏资源 520 万千瓦以上。保山市年平均风速在 4.5 米/秒-9.5 米/秒左右，市域内除怒江、澜沧江两大河流（含支流）峡谷和坝区外的高海拔山地上均具有不同程度的风能开发资源，全市可开发利用风电资源 52.7 万千瓦以上。保山地热资源丰富，大小温泉、沸泉群（点）317 处，被誉为“世界温泉博物馆”，境内腾冲火山群是全国著名的新生代火山群，有 99 座保存完好的火山，是中国已知的第二大热气田，热能蕴藏量达 250 多万千瓦。

2024 年，保山市地区生产总值 1,281.91 亿元，按可比价格计算，比上年增长 2.6%；全年固定资产投资（不含农户）比上年增长 3.9%，一般公共预算收入完成 60.22 亿元，比上年下降 13.4%；一般公共预算支出完成 253.84 亿元，比上年增长 2.9%；社会消费品零售总额完成 577.15 亿元，比上年增长 2%；城

镇常住居民人均可支配收入 44,033 元，比上年增长 4.4%；农村常住居民人均可支配收入 18,304 元，比上年增长 7%。

根据保山市历年统计公报，对其宏观经济表现的指标梳理如下：

表 86 保山市历年宏观经济表现的指标

单位：亿元；万人；元

年份	地区生产总值	常住人口	人均可支配收入
2024	1,281.91	239.9	26,537
2023	1,254.20	240.7	25,133
2022	1,262.44	239.7	23,647
2021	1,165.5	265.0	22,616
2020	1,052.6	264.7	20,555
2019	960.7	263.0	35,351（城镇） 12,499（农村）
2018	738.1	262.7	32,636（城镇） 11,280（农村）
2017	678.9	261.4	30,164（城镇） 10,321（农村）
2016	613.4	259.7	27,801（城镇） 9,426（农村）
2015	551.96	258.1	25,647（城镇） 8,572（农村）
2014	500.98	258.82	23,638（城镇） 7,626（农村）
2013	449.74	256.92	21,555（城镇） 6,275（农村）
2012	389.96	255.56	18,906.6（城镇） 5,331（农村）
2011	319.6	254.2	16,228（城镇） 4,439（农村）

（3）腾冲市宏观经济概况

腾冲位于云南省西部，是保山市代管的县级市，其名始于《旧唐书》，自西汉起几经更迭，1913 年设腾冲县，2015 年撤县设市。全市国土面积 5,845 平方公里，国境线长 150 公里，下设 12 镇 5 乡 2 街道，居住着汉、回、傣、佤、傈僳、阿昌等 25 个民族，户籍总人口 69.4 万人（城镇人口 32.5 万人），其中少数民族 6.03 万人。腾冲被徐霞客称为“极边第一城”，是全国文明城市、国家卫生城市、首批国家全域旅游示范区、全国第二批“绿水青山就是金山银山”实践创新基地、第一批“国家森林康养基地”。

图 11 腾冲市地理位置图



腾冲地处亚欧板块与印度板块相撞交接的地方，是世界上最典型的火山地热并存区。99 座火山雄峙苍穹，88 处温泉喷珠溅玉。翡翠产于缅甸克钦邦帕敢地区，腾冲人最早发现了翡翠的商业价值，首开翡翠加工先河，至今已有 600 年历史。

2024 年，全市实现生产总值 355.62 亿元、增长 3.3%（其中第一产业 68.46 亿元、增长 2.6%，第二产业 116.58 亿元、增长 1.8%，全部工业增加值 50.87 亿元、下降 9%，第三产业 170.57 亿元、增长 4.5%）。实现一般公共预算收入 17.63 亿元、增长 2%；一般公共预算支出 63.3 亿元、增长 4.8%；完成固定资产投资 396.45 亿元、增长 9.3%；社会消费品零售总额 131.13 亿元、增长 2.9%；城乡常住居民人均可支配收入分别增长 4.6%、7.3%；金融机构存贷款余额分别为 434.1 亿元、424.4 亿元，分别增长 5.4%、4.8%；接待游客 2,162.5 万人次、增长 10.3%，实现旅游业总收入 298.4 亿元、增长 15.1%。

根据腾冲市历年统计公报，对其宏观经济表现的指标梳理如下：

表 87 腾冲市历年宏观经济表现的指标

单位：亿元；万人；元

年份	地区生产总值 (亿元)	常住人口 (万人)	人均可支配收入 (元)
2024	355.6	64.5	43,658（城镇） 18,674（农村）

年份	地区生产总值 (亿元)	常住人口 (万人)	人均可支配收入 (元)
2023	343.6	64.5	41,751 (城镇) 17,398 (农村)
2022	347.9	64.1	40,100 (城镇) 15,887 (农村)
2021	321.9	64.3	39,234 (城镇) 14,917 (农村)
2020	282.5	69.0	35,667 (城镇) 13,463 (农村)
2019	256.6	67.4	34,428 (城镇) 12,512 (农村)
2018	222.4	67.3	31,702 (城镇) 11,292 (农村)
2017	196.8	66.9	29,245 (城镇) 10,331 (农村)
2016	173.6	66.6	26,979 (城镇) 9,400 (农村)
2015	145.9	66.3	24,629 (城镇) 9,400 (农村)
2014	134.1	65.9	23,042 (城镇) 8,484 (农村)
2013	123.1	65.6	22,238 (城镇) 7,502 (农村)
2012	105.2	65.3	19,072 (城镇) 7,420 (农村)
2011	87.4	64.9	16,097 (城镇) 5,018 (农村)

(二) 区域内现有在运营和未来三年已规划可比竞品分析

1. 首发项目部分竞争性项目情况

(1) 项目公司的竞争优势

1) 集团协同优势

项目公司的实际控制人京能国际兼具国资控股和香港上市公司背景。公司于香港联交所主板上市，股份代码：00686.HK。京能集团于 2020 年 2 月成为第一大股东，占股 32%。京能国际是京能集团国际化的清洁能源业务管理平台，目标打造国际一流的清洁能源投资运营商。京能国际主营业务为光伏发电、风电、综合能源服务、能源交易等，业务范围遍布全国 20 多个省市自治区，以及澳洲、欧洲、“一带一路”沿线国家等海外新能源市场。截至 2022 年 6 月 30 日，京能国际总资产达 497.72 亿元，净资产达 91.80 亿元，2022 年 1-6 月完成营业收入 19.85 亿元，利润总额 3.64 亿元。截至 2022 年 9 月 30 日，京能国际拥有

101 座太阳能发电站及 16 座风力发电站，电站网络覆盖北京、河北、内蒙古、陕西、青海、广东等多个省市及自治区，总装机容量约 5.22GW。

依托京能集团在行业中的领先地位，江山永宸和湖北晶泰可以借助集团协同优势，利用集团优势资源，不断改善经营，扩大市场份额，在竞争中占据有利位置。

2) 光伏补贴均为国补，收入确定性较高

不动产项目被列入国补目录，可以依法享受中央补贴，国补具备较强的兑付能力。此外，项目公司及行业内光伏电站的历史运营情况说明，列入电网企业可再生能源发电项目补贴清单的光伏电站项目均可获得补贴，信用风险较低。

3) 项目合规手续齐备，经营风险较低

目前项目公司已完成合规手续的办理工作，与光伏行业整体情况相比，合规风险较低。

此外，不动产项目的光伏方阵用地均由项目公司租用当地农村集体土地，其中榆林光伏项目的光伏方阵用地由江山永宸自榆阳区小壕兔乡早留太村租用，晶泰光伏项目的光伏方阵用地由湖北晶泰自高新区淅河镇梨园村民委员会、邵家岗村民委员会、先觉庙村民委员会租用。当前所签订的土地租赁协议的期限均为 30 年期，至少可覆盖专项计划存续期限。

榆林光伏项目、晶泰光伏项目已完成固定资产投资建设的基本程序，包括投资立项、环评、接入系统设计审查、节能、水土保持、地质灾害危险性评估、用地、规划、施工许可、竣工验收、电力业务许可证等，经营期内合规风险较低。

(2) 项目公司存在的挑战

榆林光伏项目自 2017 年实际运营，晶泰光伏项目自 2015 年实际运营，按照现有政策，结合各项目实际运营情况，项目组对榆林光伏项目和晶泰光伏项目在未来专项计划存续期间的发电情况开展合理预测，预计榆林光伏项目和晶泰光伏项目可享受可再生能源发电补贴的剩余年限分别为 12 年和 13 年，且当前距离光伏电站 25 年经济寿命到期的剩余年限为 17 年-20 年。不动产项目预计可享受可再生能源发电补贴的年限和剩余经济寿命内的年限较短，不动产项目

收入水平在可再生能源发电补贴到期后将大幅下降，且光伏电站 25 年经济寿命到期后的运行维护成本可能会同比增长。

2. 新购入项目部分竞争性项目情况

目前槟榔江全流域范围内水电开发程度较高，干流有三岔河、猴桥、苏家河口、松山河口、勐乃、朗外河、土仓、槟榔江八个梯级投产发电，装机容量分别为 72 兆瓦、48 兆瓦、315 兆瓦、168 兆瓦、30 兆瓦、45 兆瓦、35 兆瓦、21 兆瓦，支流上也有多个水电站，但装机容量小，基本没有调节性能。除苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目外，槟榔江流域内其他主要水电站建设情况如下表所示：

表 88 槟榔江流域内其他主要水电站建设情况

单位：平方千米；米；亿立方米；兆瓦

项目	流域面积	开发方式	正常蓄水位	死水位	调节库容	调节性能	装机容量	建设情况
三岔河水电站	382.4	混合式	1,895	1,848	2.4007	年调节	72	已建
猴桥水电站	399.4	引水式	1,719	1,713	0.0041	日调节	48	已建
勐乃水电站	1,086	坝后式	1,057	1,054	0.0232	日调节	30	已建
朗外河水电站	1,949	引水式	983.7	980.7	0.188	日调节	45	已建
土仓水电站	2,124	引水式	932.5	932.5	/	无调节	35	已建
槟榔江水电站	2,160	引水式	878	878	/	无调节	21	已建

(1) 目标不动产资产的优势

1) 协同优势

两河水电公司的实际控制人京能国际兼具国资控股和香港上市公司背景。公司于香港联交所主板上市，股份代码：686.HK。北京能源集团有限责任公司于 2020 年 2 月成为第一大股东，持股比例 32%。京能国际是京能集团国际化的清洁能源业务管理平台，目标为打造国际一流的清洁能源投资运营商。京能国际主要从事开发、投资、营运及管理发电站及其他可再生能源项目，业务范围遍布全国 20 多个省市自治区，以及澳洲、欧洲、“一带一路”沿线国家等海外

新能源市场。截至 2025 年 6 月 30 日，京能国际总资产达 1,056.27 亿元，收入总额 40.86 亿元，净利润 2.93 亿元。截至 2025 年 6 月 30 日，京能国际拥有 187 座太阳能发电站、39 座风力发电站、26 座水力发电站及 3 座储能电站，总装机容量达到 13,692 兆瓦，电站网络覆盖北京、河北、内蒙古、陕西、青海、广东、云南等多个省市及自治区。

依托京能国际在行业中的领先地位，保山能源可以借助京能国际协同优势，利用京能国际优势资源，不断改善经营，扩大市场份额，在竞争中占据有利位置。同时，扩募发行完成后，水电及光伏资产的运营管理将由京能国际统筹协调，将两类资产装入同一只基金，能够有效降低运营管理机构及基金管理人管理成本，提升基金管理效率，实现规模效应。

2) 装机容量大、合规手续齐备

苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目建设情况如下：

表 89 苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目建设情况

单位：平方千米；米；亿立方米；兆瓦

项目	流域面积	开发方式	正常蓄水位	死水位	调节库容	调节性能	装机容量	建设情况
苏家河口水电站项目	939	混合式	1,590	1,560	1.22	季调节	315	已建
松山河口水电站项目	993	引水式	1,243	1,237.5	0.0027	日调节	168	已建

对比槟榔江上其他水电站项目，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目装机容量较大、估值情况好、合规性手续较为完备。

3) 苏家河口水电站项目和三岔河口水电站项目均拥有水库，能起到一定“蓄丰补枯”作用

苏家河口水电站工程规模为大（2）型，苏家河口水库具有季调节性能，能起到一定“蓄丰补枯”作用。

此外，运营管理统筹机构保山能源旗下的三岔河水库水电站是槟榔江规划梯级的“龙头水库”。三岔河水电站工程规模为大（2）型，水库具有年调节性能。三岔河水库于 2016 年投产后，由于其调节性能较好，“蓄丰补枯”作用显

著，经径流调节计算，三岔河水电站项目可以使苏家河口水电站项目多年平均发电量增加 4.6%。

三岔河水电站项目投产前，苏家河口水电站项目复核后的多年平均发电量 11.42 亿千瓦时，其中汛期（6 月-10 月）发电量 7.76 亿千瓦时，枯水期（11 月-次年 5 月）发电量 3.66 亿千瓦时，复核后的装机年利用小时数 3,625 小时。

三岔河水电站项目投产后，苏家河口水电站项目复核后的多年平均发电量 11.94 亿千瓦时，其中汛期（6 月-10 月）发电量 6.91 亿千瓦时，枯水期（11 月-次年 5 月）发电量 5.03 亿千瓦时，复核后的装机年利用小时数 3,790 小时。

三岔河水电站项目投产前，松山河口水电站项目复核后的多年平均发电量 6.53 亿千瓦时，其中汛期（6 月-10 月）发电量 4.42 亿千瓦时，枯水期（11 月-次年 5 月）发电量 2.11 亿千瓦时，复核后的装机年利用小时数 3,888 小时。

三岔河水电站项目投产后，松山河口水电站项目复核后的多年平均发电量 6.68 亿千瓦时，其中汛期（6 月-10 月）发电量 3.87 亿千瓦时，枯水期（11 月-次年 5 月）发电量 2.81 亿千瓦时，复核后的装机年利用小时数 3,974 小时。

苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目汛期弃水明显减少，电站枯水期发电量增加，汛枯期出力更加均匀，整体发电量增加，电能质量显著提高。

4) 保山市经济快速发展，电力需求大

根据《保山市“十四五”电网发展规划》，预计保山市 2025 年全社会用量为 124.6 亿千瓦时，2020-2025 年全社会用量年均增长率为 6.6%；最大负荷为 2,330 兆瓦，2020 年-2025 年最大负荷增长率为 6.4%，2025 年-2030 年的用电量递增率约为 4.5%-6%。近年来保山市用电量增长较快，其原因主要系保山市确立了工业立市的发展战略，并实施了“工业连续倍增计划”。工业负荷相继投产，带动了用电量的增长。同时 2010 年经济复苏后，累积产能得到释放。在用电量分产业构成中，第二产业、第三产业近年来发展迅速，用电量增长较快。根据《保山市能源发展“十四五”规划》提出的发展目标，到 2025 年，全市电力装机 5,000 兆瓦以上，全市发电量 125 亿千瓦时，全社会用电量在经济平稳增长的情况下达 250 亿千瓦时。初步判断保山市 2025 年存在约 120 亿千瓦时的电量缺口，需持续向区外购电满足用电需求，外购电量比重在 50%以上。经测算，苏家河口和松山河口水电站年发电量合计为 18.62 亿千瓦时（三岔河水电站项目投产后），不动产项目在保山市内具有足够的消纳空间。

5) 专业化的运营管理团队

不动产资产委托保山能源作为运营管理统筹机构。保山能源公司管理层和运营团队拥有丰富的运营经验以及优异的过往业绩。截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源及下属公司共有 26 座水电站，均位于保山境内，运营和拥有的全资发电装机容量 952.44 兆瓦），全年发电量达到 40 亿度左右，具有丰富的实践经验。

（2）目标不动产资产的挑战

苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目为水力发电，其电费收入与其流域每年来水量直接相关，电站电费收入的波动主要受流域每年来水量波动所致。未来如受气候或环境影响，槟榔江流域来水量波动，将影响苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目发电量，特别如出现极端高温少雨天气，导致槟榔江流域极端枯水期延长，来水量将大幅下降，可能会对不动产项目现金流造成不利影响。

第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析

一、首发不动产项目经营及模拟财务情况

(一) 不动产项目模拟汇总财务状况

尤尼泰振青会计师事务所（特殊普通合伙）对江山永宸、湖北晶泰 2019 年 12 月 31 日、2020 年 12 月 31 日、2021 年 12 月 31 日、2022 年 9 月 30 日的模拟汇总资产负债表，2019 年度、2020 年度、2021 年度、2022 年 1-9 月的模拟汇总利润表、模拟汇总现金流量表进行了审计，并出具了编号为“尤振审字[2023]第 0006 号”的审计报告与财务报表。

1. 模拟汇总财务报表

(1) 模拟汇总资产负债表

表 90 备考资产负债表

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	7,494,737.29	19,678,743.74	103,461,898.28	77,384,396.19
应收账款	869,880,662.21	818,406,097.68	615,232,061.89	582,895,233.39
预付款项	23,905.79	1,454,958.33	966,710.66	20,404,636.77
其他应收款	866,611,569.32	685,315,179.11	507,465,843.83	595,192,986.16
存货	-	53,777.78	53,777.78	53,777.78
其他流动资产	13,223,868.06	40,524,539.25	43,822,371.18	50,299,718.19
流动资产合计	1,757,234,742.67	1,565,433,295.89	1,271,002,663.62	1,326,230,748.48
非流动资产：				
长期应收款	-	-	165,000,000.00	165,000,000.00
固定资产	2,184,025,650.10	2,389,495,430.72	2,517,476,732.00	2,630,354,410.36
在建工程	920,530.97			
使用权资产	49,214,302.57	30,473,949.18	23,114,014.48	24,097,636.46
无形资产	4,641,242.48	4,801,285.34	5,014,675.82	5,228,066.30
长期待摊费用	-	-	8,771,816.67	9,200,076.67
其他非流动资产	-	77,329,185.74	96,155,011.06	138,027,653.40

非流动资产合计	2,238,801,726.12	2,502,099,850.98	2,815,532,250.03	2,971,907,843.19
资产总计	3,996,036,468.79	4,067,533,146.87	4,086,534,913.65	4,298,138,591.67
流动负债：				
应付账款	23,945,682.39	84,409,536.28	106,182,493.31	85,812,591.16
应付职工薪酬	6,413.85	15,358.59	123,978.87	257,200.00
应交税费	10,234,679.96	6,168,464.43	2,962,903.11	911,121.74
其他应付款	331,235,797.85	376,962,247.71	272,511,836.10	134,309,461.46
其中：应付利息	-	-	-	-
应付股利	224,000,000.00	134,000,000.00	232,530,340.36	42,763,954.76
一年内到期的非流动负债	164,115,941.34	16,002,313.33	138,768,476.24	228,976,729.15
流动负债合计	529,538,515.39	483,557,920.34	520,549,687.63	450,267,103.51
非流动负债：				
长期借款	-	-	427,764,930.00	389,450,000.00
租赁负债	18,948,581.65	-	-	-
长期应付款	1,772,027,804.15	1,923,095,118.44	1,469,340,588.34	1,696,967,540.13
非流动负债合计	1,790,976,385.80	1,923,095,118.44	1,897,105,518.34	2,086,417,540.13
负债合计	2,320,514,901.19	2,406,653,038.78	2,417,655,205.97	2,536,684,643.64
所有者权益：				
实收资本	1,450,000,000.00	1,450,000,000.00	1,450,000,000.00	1,450,000,000.00
盈余公积	63,899,517.29	63,899,517.29	51,299,477.25	41,580,262.72
未分配利润	161,622,050.31	146,980,590.80	167,580,230.43	269,873,685.31
所有者权益合计	1,675,521,567.60	1,660,880,108.09	1,668,879,707.68	1,761,453,948.03
负债和所有者权益总计	3,996,036,468.79	4,067,533,146.87	4,086,534,913.65	4,298,138,591.67

(1) 利润表

表 91 备考利润表

单位：元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
一、营业收入	335,505,380.83	410,881,458.28	435,078,085.61	389,294,164.54
减：营业成本	104,406,973.11	138,375,992.20	142,394,258.14	135,905,723.75
税金及附加	1,444,782.75	1,965,432.79	2,454,506.75	58,572.28
管理费用	8,717,980.10	2,465,247.22	7,761,770.80	9,333,076.05

财务费用	81,367,513.64	124,681,589.92	176,875,437.28	165,138,209.85
其中：利息费用	77,264,590.03	112,566,976.64	134,490,435.61	131,408,444.64
利息收入	85,992.53	313,230.45	327,052.72	268,975.52
加：其他收益	300,459.75	152,398.06	160,917.06	151,180.18
投资收益(损失以“-”号填列)	-11,383,628.13	-	-	-
其中：对联营企业和合营企业的投资收益	-	-	-	-
以摊余成本计量的金融资产终止确认收益(损失以“-”号填列)	-11,383,628.13	-	-	-
资产处置收益（损失以“-”号填列）	-	-	-13,876.01	-
二、营业利润（亏损以“-”号填列）	128,484,962.85	143,545,594.21	105,739,153.69	79,009,762.79
加：营业外收入	1,030.00	54,154.71	52,260.21	1,290,246.76
减：营业外支出	2.49	700.00	60,000.00	-
三、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	128,485,990.36	143,599,048.92	105,731,413.90	80,300,009.55
减：所得税费用	16,855,228.70	17,598,648.51	8,539,268.65	6,908,129.64
四、净利润（净亏损以“-”号填列）	111,630,761.66	126,000,400.41	97,192,145.25	73,391,879.91
（一）按经营持续性分类：				
其中：持续经营净利润（净亏损以“-”号填列）	111,630,761.66	126,000,400.41	97,192,145.25	73,391,879.91
（二）按所有权归属分类：				
其中：归属于母公司股东的净利润（净亏损以“-”号填列）	111,630,761.66	126,000,400.41	97,192,145.25	73,391,879.91
五、其他综合收益的税后净额	-	-	-	-

六、综合收益总额	111,630,761.66	126,000,400.41	97,192,145.25	73,391,879.91
归属于母公司股东的综合收益总额	111,630,761.66	126,000,400.41	97,192,145.25	73,391,879.91

(2) 模拟汇总现金流量表

表 92 备考利润表

单位：元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	201,363,146.95	261,122,012.03	459,298,449.99	249,511,811.90
收到的税费返还	66,720,259.83	-	-	-
收到其他与经营活动有关的现金	412,285.79	557,311.44	858,755.26	749,026.85
经营活动现金流入小计	268,495,692.57	261,679,323.47	460,157,205.25	250,260,838.75
购买商品、接受劳务支付的现金	15,565,962.79	32,750,559.58	9,712,759.54	11,249,089.82
支付给职工以及为职工支付的现金	1,696,042.71	2,200,273.91	2,022,829.02	4,090,591.44
支付的各项税费	33,757,665.07	29,675,359.03	15,111,567.64	7,220,200.71
支付其他与经营活动有关的现金	1,059,344.11	1,414,060.86	2,250,748.75	4,535,616.44
经营活动现金流出小计	52,079,014.68	66,040,253.38	29,097,904.95	27,095,498.41
经营活动产生的现金流量净额	216,416,677.89	195,639,070.09	431,059,300.30	223,165,340.34
二、投资活动产生的现金流量：				
收到其他与投资活动有关的现金	37,600,000.00	606,037,512.10	234,932,500.00	80,220,000.00
投资活动现金流入小计	37,600,000.00	606,037,512.10	234,932,500.00	80,220,000.00

购置固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	1,327,406.89	7,996,504.20	1,841,625.97	3,724,570.15
支付其他与投资活动有关的现金	146,146,000.00	960,094,000.00	147,930,000.00	294,975,861.10
投资活动现金流出小计	147,473,406.89	968,090,504.20	149,771,625.97	298,700,431.25
投资活动产生的现金流量净额	-109,873,406.89	-362,052,992.10	85,160,874.03	-218,480,431.25
三、筹资活动产生的现金流量：				
取得借款收到的现金	-	500,000,000.00	88,860,000.00	680,000,000.00
收到其他与筹资活动有关的现金	43,676,025.05	432,046,635.73	4,880,000.00	227,342,104.53
筹资活动现金流入小计	43,676,025.05	932,046,635.73	93,740,000.00	907,342,104.53
偿还债务支付的现金	7,350,000.00	603,280,000.02	376,539,999.98	384,940,000.00
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	77,149,779.99	113,471,078.19	136,152,672.26	118,679,505.76
支付其他与筹资活动有关的现金	70,903,522.51	132,664,790.05	71,190,000.00	440,470,433.43
筹资活动现金流出小计	155,403,302.50	849,415,868.26	583,882,672.24	944,089,939.19
筹资活动产生的现金流量净额	-111,727,277.45	82,630,767.47	-490,142,672.24	-36,747,834.66
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-	-	-	-
五、现金及现金等价物净增加额	-5,184,006.45	-83,783,154.54	26,077,502.09	-32,062,925.57
加：期初现金及现金等价物余额	12,678,743.74	96,461,898.28	70,384,396.19	102,447,321.76
六、期末现金及现金等价物余额	7,494,737.29	12,678,743.74	96,461,898.28	70,384,396.19

(二) 经营业绩分析

1. 资产负债状况分析

(1) 资产构成及变动情况

表 93 资产构成及变动情况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动资产：								
货币资金	7,494,737.29	0.19%	19,678,743.74	0.48%	103,461,898.28	2.53%	77,384,396.19	1.80%
应收账款	869,880,662.21	21.77%	818,406,097.68	20.12%	615,232,061.89	15.06%	582,895,233.39	13.56%
预付款项	23,905.79	0.00%	1,454,958.33	0.04%	966,710.66	0.02%	20,404,636.77	0.47%
其他应收款	866,611,569.32	21.69%	685,315,179.11	16.85%	507,465,843.83	12.42%	595,192,986.16	13.85%
存货	-	-	53,777.78	0.00%	53,777.78	0.00%	53,777.78	0.00%
其他流动资产	13,223,868.06	0.33%	40,524,539.25	1.00%	43,822,371.18	1.07%	50,299,718.19	1.17%
非流动资产：								
长期应收款	-	-	-	-	165,000,000.00	4.04%	165,000,000.00	3.84%
固定资产	2,184,025,650.10	54.65%	2,389,495,430.72	58.75%	2,517,476,732.00	61.60%	2,630,354,410.36	61.20%
在建工程	920,530.97	0.02%	-	-	-	-	-	-
使用权资产	49,214,302.57	1.23%	30,473,949.18	0.75%	23,114,014.48	0.57%	24,097,636.46	0.56%
无形资产	4,641,242.48	0.12%	4,801,285.34	0.12%	5,014,675.82	0.12%	5,228,066.30	0.12%
长期待摊费用	-	-	-	-	8,771,816.67	0.21%	9,200,076.67	0.21%
其他非流动资产	-	0.19%	77,329,185.74	1.90%	96,155,011.06	2.35%	138,027,653.40	3.21%
资产总计	3,996,036,468.79	100.00%	4,067,533,146.87	100.00%	4,086,534,913.65	100.00%	4,298,138,591.67	100.00%

1) 应收账款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，两个项目公司合并应收账款账面余额分别为 5.83 亿元、6.15 亿元、8.18 亿元和 8.70 亿元，占总资产比例分别为 13.56%、15.06%、20.12%和 21.77%。合并口径应收账款主要由国网陕西省电力有限公司、国网湖北省电力有限公司尚未支付的国补构成，因国补回款速率低于新增应收国补增长的速率，合并口径应收账款总体呈逐年上升的趋势。

2022 年，湖北晶泰与联合光伏（常州）签订了《债权转让协议》，约定将湖北晶泰截至 2021 年 12 月 31 日的应收国补 11,905.35 万元转让给母公司联合光伏（常州），转让交易已完成，截至 2022 年 9 月 30 日的合并应收账款中已不含该笔应收国补。

2023 年，江山永宸股东京能发展（北京）出具股东决议，同意江山永宸将截至 2021 年 12 月 31 日形成的账面价值为人民币 14,146.07 万元的应收国补余额转让给京能发展（北京）或其指定主体。签订实际债权转让协议前，该应收款金额发生变化的，具体转让金额价格等条款和条件以实际签署的协议为准。本基金成立前，江山永宸将执行与京能发展（北京）的国补应收款转让交易。

应收账款账龄分布情况如下：

表 94 应收账款账龄分布情况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
1 年以内	328,099,227.56	301,521,124.83	304,199,975.85	271,588,078.29
1 至 2 年	216,126,224.58	277,963,213.57	184,047,634.60	243,762,757.30
2 至 3 年	224,079,583.97	184,047,634.60	126,984,451.44	67,544,397.80
3 至 4 年	101,575,626.10	54,874,124.68	-	-
应收账款合计	869,880,662.21	818,406,097.68	615,232,061.89	582,895,233.39

两个项目已纳入国补名录，且已配合完成 2022 年 3 月起由国家发改委、财政部、国家能源局开展的国补核查工作，并作为合规项目于 2022 年 11 月完成

公示。国补由国家可再生能源发展基金提供资金，此类应收账款的违约风险较低。

2) 其他应收款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，两个项目公司合并口径其他应收款账面余额分别为 5.95 亿元、5.07 亿元、6.85 亿元和 8.67 亿元，占总资产比例分别为 13.85%、12.42%、16.85%和 21.69%。合并口径其他应收款主要是项目公司与股东的关联方往来款。京能国际对旗下光伏电站项目公司采取统一财务管理体系，母公司对项目公司收到的电费收入通过银行转账方式进行集中调配，形成母公司对项目公司的往来借款即项目公司的其他应收款，项目公司需要偿还融资本息或对外支付大额款项时，母公司向项目公司形成往来借款，以提升京能国际整体资金使用效率。

截至 2022 年 9 月末，合并口径其他应收款主要为京能发展（北京）对江山永宸的往来借款。截至 2023 年 1 月 18 日，京能发展（北京）对江山永宸的往来借款已全部归还。本基金成立后，项目公司与京能国际及其同一控制下的关联方将不再新增该等往来款项。

3) 固定资产

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，两个项目公司汇总口径固定资产余额分别为 26.30 亿元、25.17 亿元、23.89 亿元和 21.84 亿元，主要为整体电站、运输设备和电子设备，占总资产比例分别为 61.20%、61.60%、58.75%和 54.65%，是项目公司最主要的资产。近三年及一期内固定资产账面价值呈下降趋势主要系整体电站、运输设备和电子设备逐年计提折旧所致，符合光伏行业特点。

4) 使用权资产

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，两个项目公司汇总口径使用权资产余额分别为 0.24 亿元、0.23 亿元、0.30 亿元和 0.49 亿元，占总资产比例分别为 0.56%、0.57%、0.75%和 1.23%。项目公司使用权资产主要系签订送出线路租赁协议、土地租赁协议所致。

2022年江山永宸与母公司京能发展（北京）签订110kV及330kV送出线路租赁协议，协议约定租赁期限自2022年1月1日起至2042年7月1日止，租金为1,160.81万元/年（含税），租金每半年支付一次。

2022年湖北晶泰与母公司联合光伏（常州）签订送出线路租赁合同，约定租赁期间自2022年1月1日到2040年1月31日。租金为每年124.26万元（含税），租金每半年支付一次。

2014年7月，湖北晶泰公司与浙河镇梨园村民委员会、邵家岗村民委员会、先觉庙村民委员会签订项目用地租赁合同，租用土地3,681.90亩，共计支付租金11,270,000.00元。根据新租赁准则，从2019年1月1日开始，长期待摊费用余额重分类至使用权资产科目。2022年4月，湖北晶泰公司与邵家岗村民委员会、先觉庙村民委员会重新签订租赁协议，约定租赁期间自2022年4月1日到2044年5月18日。2022年4月，湖北晶泰公司与浙河镇梨园村民委员会重新签订租赁协议，约定租赁期间自2022年4月1日到2045年1月18日。

2014年7月，江山永宸与榆阳区小壕兔乡早留太村签订项目用地租赁合同，租用未利用荒地9,817.864亩，共计支付租金29,453,592.00元。2016年11月，江山永宸与榆阳区小壕兔乡早留太村签订项目用地租赁合同，租用未利用荒地6.90081亩，共计支付租金48,305.67元。根据新租赁准则，从2019年1月1日开始，长期待摊费用余额重分类至使用权资产科目。2022年3月江山永宸与榆阳区小壕兔乡早留太村重新签订土地租赁协议，约定租赁期间为2022年4月3日至2044年7月30日。

（2）负债构成及变动情况

表 95 负债构成及变动情况

单位：元

项目	2022年9月30日		2021年12月31日		2020年12月31日		2019年12月31日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动负债：								
应付账款	23,945,682.39	1.03%	84,409,536.28	3.51%	106,182,493.31	4.39%	85,812,591.16	3.38%
应付职工薪酬	6,413.85	0.00%	15,358.59	0.00%	123,978.87	0.01%	257,200.00	0.01%

应交税费	10,234,679.96	0.44%	6,168,464.43	0.26%	2,962,903.11	0.12%	911,121.74	0.04%
其他应付款	331,235,797.85	14.27%	376,962,247.71	15.66%	272,511,836.10	11.27%	134,309,461.46	5.29%
其中：应付利息	-	-	-	-	-	-	-	-
应付股利	224,000,000.00	9.65%	134,000,000.00	5.57%	232,530,340.36	9.62%	42,763,954.76	1.69%
一年内到期的非流动负债	164,115,941.34	7.07%	16,002,313.33	0.66%	138,768,476.24	5.74%	228,976,729.15	9.03%
非流动负债：								
长期借款	-	-	-	-	427,764,930.00	17.69%	389,450,000.00	15.35%
租赁负债	18,948,581.65	0.82%	-	-	-	-	-	-
长期应付款	1,772,027,804.15	76.36%	1,923,095,118.44	79.91%	1,469,340,588.34	60.78%	1,696,967,540.13	66.90%
负债合计	2,320,514,901.19	100%	2,406,653,038.78	100%	2,417,655,205.97	100%	2,536,684,643.64	100%

1) 其他应付款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，两个项目公司汇总合并口径其他应付款分别为 1.34 亿元、2.73 亿元、3.77 元和 3.31 亿元，占总负债的比例为 5.29%、11.27%、15.66%和 14.27%。其他应付款主要由项目公司应付股东股利及与股东往来款构成。截至 2022 年 9 月末，应付股东股利 2.24 亿元，本基金成立后项目公司向股东支付；其他应付款的剩余部分主要为应付往来款 1.07 亿元，系湖北晶泰对联合光伏（常州）借款所致，本基金成立后项目公司向股东进行偿还。

2) 一年内到期的非流动负债

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，项目公司汇总合并口径一年内到期的非流动负债分别为 2.29 亿元、1.39 亿元、0.16 亿元和 1.64 亿元，占总负债的比例分别为 9.03%、5.74%、0.66%和 7.07%。一年内到期的非流动负债主要系项目公司对外融资所致。本基金成立后，项目公司将清偿全部对外融资。

3) 长期应付款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，项目公司汇总合并口径长期应付款分别为 16.97 亿元、14.69 亿元、19.23 亿元和 17.72 亿元，占总负债的比例分别为 66.90%、60.78%、79.91%和 76.36%。长期应付款系项目公司对外融资所致。本基金成立后，项目公司将清偿全部对外融资。

2. 盈利能力分析

表 96 盈利能力情况

单位：元；%

指标	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
营业收入	335,505,380.83	410,881,458.28	435,078,085.61	389,294,164.54
营业成本	104,406,973.11	138,375,992.20	142,394,258.14	135,905,723.75
毛利率	68.88	66.32	67.27	65.09
管理费用	8,717,980.10	2,465,247.22	7,761,770.80	9,333,076.05
财务费用	81,367,513.64	124,681,589.92	176,875,437.28	165,138,209.85
期间费用占营业收入比率	26.85	30.94	42.44	44.82
其他收益	300,459.75	152,398.06	160,917.06	151,180.18
利润总额	128,485,990.36	143,599,048.92	105,731,413.90	80,300,009.55
营业利润率	38.30	34.95	24.30	20.30
净利润率	33.27	30.67	22.34	18.85

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，两个项目公司汇总合并口径营业收入分别为 3.89 亿元、4.35 亿元、4.11 亿元和 3.36 亿元，主要为电力销售收入。其中，近三年及一期湖北晶泰收入基本稳定；江山永宸 2020 年得益于限电率降低，结算电量提升，营业收入较 2019 年有较大增幅，2021 年因配合 330kV 线路停电检修预试和天气原因，营业收入较 2020 年有所降低，2022 年 1-9 月电力销售正常。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，两个项目公司汇总合并口径营业成本分别为 1.36 亿元、1.42 亿元、1.38 亿元和 1.04 亿元，均为电力销售成本，主要包括运维分包费用、土地租赁费用、光伏发电设备折旧费用等，近三年及一期内相对稳定。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，两个项目公司毛利率基本维持在 65%-69%之间，相对稳定。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，两个项目公司汇总合并期间费用占营业收入比例分别为 44.82%%、42.44%、30.94%和 26.85%。期间费用主要为项目公司对外融资产生的财务费用。2021 年度期间费用占营业收入比例较 2020 年度有较大幅度下降，主要系湖北晶泰归还外部融资、降低财务费用支出所致。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，两个项目公司汇总合并口径利润总额及营业利润率整体呈现上升趋势，主要是江山永宸限电率下降、湖北晶泰偿还外部融资后财务费用降低等原因所致。

3. 现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，两个项目公司汇总合并口径现金流量情况如下：

表 97 汇总合并口径现金流量

单位：元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
经营活动现金流入小计	268,495,692.57	261,679,323.47	460,157,205.25	250,260,838.75
经营活动现金流出小计	52,079,014.68	66,040,253.38	29,097,904.95	27,095,498.41
经营活动产生的现金流量净额	216,416,677.89	195,639,070.09	431,059,300.30	223,165,340.34
投资活动现金流入小计	37,600,000.00	606,037,512.10	234,932,500.00	80,220,000.00
投资活动现金流出小计	147,473,406.89	968,090,504.20	149,771,625.97	298,700,431.25
投资活动产生的现金流量净额	-109,873,406.89	-362,052,992.10	85,160,874.03	-218,480,431.25
筹资活动现金流入小计	43,676,025.05	932,046,635.73	93,740,000.00	907,342,104.53

筹资活动现金流出小计	155,403,302.50	849,415,868.26	583,882,672.24	944,089,939.19
筹资活动产生的现金流量净额	-111,727,277.45	82,630,767.47	-490,142,672.24	-36,747,834.66

(1) 经营活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，两个项目公司汇总合并口径经营活动产生的现金流量净额均保持净流入状态，其中经营活动产生的现金流入分别为 2.50 亿元、4.60 亿元、2.62 亿元和 2.68 亿元。2020 年度较 2019 年度经营活动产生的现金流入大幅增长，主要是 2020 年度国补回款情况较好。项目公司分别于 2020 年 9 月及 12 月收到国补回款 2.33 亿元及 0.34 亿元。2021 年度项目公司国补回款较少，致使经营活动现金流入大幅减少。项目公司经营活动产生的现金流入有较大波动，主要系近三年及一期内受国补回款进度影响所致。

(2) 投资活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，两个项目公司汇总合并口径投资活动现金流入及流出分别为 0.80 亿元、2.35 亿元、6.06 亿元、0.38 及 2.99 亿元、1.50 亿元、9.68 亿元、1.47 亿元。整体看，项目公司投资活动现金流出金额较大，主要系项目公司与关联方的往来借款所致。除项目公司与关联方往来借款外，投资活动现金流出主要是购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金。

(3) 筹资活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，两个项目公司汇总合并口径筹资活动产生的现金流量净额分别为-0.37 亿元、-4.90 亿元、0.83 亿元、-1.12 亿元。项目公司筹资活动现金流入主要为从外部取得融资；筹资活动现金流出主要为偿还外部融资本息及向股东分配股利。

（三）承诺及或有事项、资产负债表日后事项及其他重要事项

1. 重要承诺及或有事项

关于经营租赁承诺，截至 2022 年 9 月 30 日，两个项目公司对外签订的不可撤销的经营租赁合约主要涉及江山永宸 110kV 送出线路、330kV 送出线路及湖北晶泰 110kV 送出线路。具体信息详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“一、首发不动产项目经营及模拟财务状况”之“（四）首发不动产项目单体财务状况”“5.资产负债表日后事项、或有事项及其他重要事项”。

截至 2022 年 9 月 30 日，两个项目公司不存在应披露的未决诉讼、对外担保等或有事项。

2. 资产负债表日后事项

截至 2023 年 1 月 13 日，两个项目公司不存在应披露的资产负债表日后事项。

3. 其他重要事项

其他重要事项主要包含关于两个项目公司将送出线路工程及与该目标资产相关的业务合同项下的全部权利和义务转让给母公司、湖北晶泰将截至 2021 年 12 月 31 日的应收补贴款余额 11,905.35 万元转让给母公司联合光伏（常州），以及湖北晶泰与华夏银行股份有限公司北京国贸支行的保理业务合作。具体信息详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“一、首发不动产项目经营及模拟财务状况”之“（四）首发不动产项目单体财务状况”“5.资产负债表日后事项、或有事项及其他重要事项”。

2021 年 12 月，江山永宸将 110kV 送出线路工程及与目标资产相关的业务合同项下的全部权利和义务转让给母公司京能发展（北京），送出线路资产金额为 1,142.17 万元（不含税金额 1,010.77 万元），根据 2021 年 12 月 31 日资产账面价值，加上增值税确定。

2021 年 12 月，江山永宸与母公司京能发展（北京）签订资产转让协议，约定将 330kV 升压站和对应的 330kV 送出线路工程资产 3/8 的份额以及与目标

资产相关的业务合同项下的全部权利和义务转让给母公司京能发展（北京），送出线路资产、债权和债务金额分别为 14,232.36 万元（不含税金额 12,595.01 万元）、144.75 万元和 7,800.07 万元，应收取价款共计 6,577.03 万元。根据 2021 年 12 月 31 日资产账面价值，加上增值税以及预付运维费用，减去应付工程款确定。2022 年江山永宸与京能发展（北京）、榆林隆源光伏电力有限公司（简称“榆林隆源”）签订权利义务转让协议，各方同意自 2022 年 1 月 1 日起，江山永宸将上述债权债务转让予母公司京能发展（北京），基于 2022 年 1 月 1 日前合同履行应由江山永宸承担的义务，榆林隆源可向京能发展（北京）及江山永宸同时主张并要求其承担连带责任。

2022 年 7 月，江山永宸股东作出决定，将其截至 2021 年 12 月 31 日的账面价值为人民币 67,912.76 万元的可再生能源补贴应收账款，在解除相关应收账款质押后转让给母公司京能发展（北京）有限公司或其指定主体，具体条款和条件以实际签署的协议为准（截至 2022 年 12 月 31 日，因国补回款，截至 2021 年 12 月 31 日的国补应收款账面余额已下降至 14,146.07 万元）。

2021 年 12 月，湖北晶泰将 110kV 送出线路以及与目标资产相关的业务合同项下的全部权利和义务转让给母公司联合光伏（常州），送出线路资产和债权金额分别为 1,249.46 万元（不含税金额 1,105.72 万元）和 1.34 万元，根据 2021 年 12 月 31 日资产账面价值，加上增值税以及预付运维费用确定。

2022 年，湖北晶泰将截至 2021 年 12 月 31 日的应收补贴款余额 11,905.35 万元转让给母公司联合光伏（常州）。估值报告根据回款期间和资金成本测算现值 10,818.47 万元。现值与转让价格之间差异按权益性交易处理，计入未分配利润。

（四）首发不动产项目单体财务状况

尤尼泰振青会计师事务所（特殊普通合伙）对江山永宸、湖北晶泰 2019 年末、2020 年末、2021 年末和 2022 年 9 月末的资产负债表，2019 年度、2020 年度、2021 年度和 2022 年 1-9 月的利润表和现金流量表进行了审计，出具了无保留意见的审计报告（尤振审字[2023]第 0005 号和尤振审字[2023]第 0004 号）。未经特别说明，本招募说明书中江山永宸、湖北晶泰 2019 年至 2022 年 9 月的财务数据均引自上述审计报告与财务报表。

1. 财务报表

(1) 资产负债表

江山永宸 2019 年 12 月 31 日、2020 年 12 月 31 日、2021 年 12 月 31 日、2022 年 9 月 30 日资产负债表如下：

表 98 江山永宸 2019 年-2022 年 1-9 月资产负债表

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	6,966,463.07	12,531,631.61	63,187,756.99	65,170,665.44
应收账款	822,407,636.49	695,891,539.77	548,150,102.25	428,953,627.11
预付款项	3,905.79	1,447,458.33	856,210.66	20,395,636.77
其他应收款	866,490,154.42	685,213,719.76	193,226,983.53	193,967,726.14
其他流动资产	13,223,868.06	40,524,539.25	43,629,857.22	43,547,612.00
流动资产合计	1,709,092,027.83	1,435,608,888.72	849,050,910.65	752,035,267.46
非流动资产：				
长期应收款	-	-	165,000,000.00	165,000,000.00
固定资产	1,682,487,603.83	1,867,917,476.59	1,959,281,582.72	2,044,877,696.04
使用权资产	27,649,106.78	22,130,392.51	23,114,014.48	24,097,636.46
无形资产	4,641,242.48	4,801,285.34	5,014,675.82	5,228,066.30
长期待摊费用	-	-	-	-
其他非流动资产	-	77,329,185.74	96,155,011.06	138,027,653.40
非流动资产合计	1,714,777,953.09	1,972,178,340.18	2,248,565,284.08	2,377,231,052.20
资产总计	3,423,869,980.92	3,407,787,228.90	3,097,616,194.73	3,129,266,319.66
流动负债：				
应付账款	14,312,931.57	83,838,657.26	102,781,017.28	82,043,876.03
应付职工薪酬	-	-	-	50,000.00
应交税费	2,518,159.69	2,045,010.02	2,273,416.32	-
其他应付款	90,000,000.00	298,500.00	266,785,675.46	73,133,286.67
其中：应付利息	-	-	-	-
应付股利	90,000,000.00	-	232,530,340.36	42,763,954.76
一年内到期的非流动	163,557,260.23	16,002,313.33	13,320,072.92	13,866,729.17

负债				
流动负债合计	270,388,351.49	102,184,480.61	385,160,181.98	169,093,891.87
非流动负债：				
租赁负债	6,033,236.84	-	-	-
长期应付款	1,772,027,804.15	1,923,095,118.44	1,426,593,713.32	1,569,807,123.44
非流动负债合计	1,778,061,040.99	1,923,095,118.44	1,426,593,713.32	1,569,807,123.44
负债合计	2,048,449,392.48	2,025,279,599.05	1,811,753,895.30	1,738,901,015.31
所有者权益：				
实收资本	1,200,000,000.00	1,200,000,000.00	1,200,000,000.00	1,200,000,000.00
盈余公积	41,503,797.02	41,503,797.02	31,839,263.98	23,312,925.91
未分配利润	133,916,791.42	141,003,832.83	54,023,035.45	167,052,378.44
所有者权益合计	1,375,420,588.44	1,382,507,629.85	1,285,862,299.43	1,390,365,304.35
负债和所有者权益总计	3,423,869,980.92	3,407,787,228.90	3,097,616,194.73	3,129,266,319.66

湖北晶泰 2019 年 12 月 31 日、2020 年 12 月 31 日、2021 年 12 月 31 日、
2022 年 9 月 30 日资产负债表如下：

表 99 湖北晶泰 2019 年-2022 年 1-9 月资产负债表

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	528,274.22	7,147,112.13	40,274,141.29	12,213,730.75
应收账款	47,473,025.72	122,514,557.91	67,081,959.64	153,941,606.28
预付款项	20,000.00	7,500.00	110,500.00	9,000.00
其他应收款	121,414.90	101,459.35	314,238,860.30	401,225,260.02
存货	-	53,777.78	53,777.78	53,777.78
其他流动资产	-	-	192,513.96	6,752,106.19
流动资产合计	48,142,714.84	129,824,407.17	421,951,752.97	574,195,481.02
非流动资产：				

固定资产	501,538,046.27	521,577,954.13	558,195,149.28	585,476,714.32
在建工程	920,530.97	-	-	-
使用权资产	21,565,195.79	8,343,556.67	-	-
长期待摊费用	-	-	8,771,816.67	9,200,076.67
非流动资产合计	524,023,773.03	529,921,510.80	566,966,965.95	594,676,790.99
资产总计	572,166,487.87	659,745,917.97	988,918,718.92	1,168,872,272.01
流动负债：				
应付账款	9,632,750.82	570,879.02	3,401,476.03	3,768,715.13
应付职工薪酬	6,413.85	15,358.59	123,978.87	207,200.00
应交税费	7,716,520.27	4,123,454.41	689,486.79	911,121.74
其他应付款	241,235,797.85	376,663,747.71	5,726,160.64	61,176,174.79
其中：应付利息	-	-	706,133.64	741,505.69
应付股利	134,000,000.00	134,000,000.00	-	-
一年内到期的非流动 负债	558,681.11	-	125,448,403.32	215,109,999.98
流动负债合计	259,150,163.90	381,373,439.73	135,389,505.65	281,173,211.64
非流动负债：				
长期借款	-	-	427,764,930.00	389,450,000.00
租赁负债	12,915,344.81	-	-	-
长期应付款	-	-	42,746,875.02	127,160,416.69
非流动负债合计	12,915,344.81	-	470,511,805.02	516,610,416.69
负债合计	272,065,508.71	381,373,439.73	605,901,310.67	797,783,628.33
所有者权益				
实收资本	250,000,000.00	250,000,000.00	250,000,000.00	250,000,000.00
盈余公积	22,395,720.27	22,395,720.27	19,460,213.27	18,267,336.81
未分配利润	27,705,258.89	5,976,757.97	113,557,194.98	102,821,306.87

所有者权益合计	300,100,979.16	278,372,478.24	383,017,408.25	371,088,643.68
负债和所有者权益总计	572,166,487.87	659,745,917.97	988,918,718.92	1,168,872,272.01

(2) 利润表

江山永宸 2019 年-2022 年 1-9 月利润表如下：

表 100 江山永宸 2019 年-2022 年 1-9 月利润表

单位：元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
一、营业收入	251,347,199.60	311,727,225.02	334,832,294.49	277,202,248.93
减：营业成本	74,432,150.55	99,295,662.79	108,963,549.79	102,053,393.46
税金及附加	311,065.00	309,970.47	1,733,230.57	2,585.00
管理费用	5,943,396.21	2,432,980.03	4,887,363.72	5,501,102.05
财务费用	80,967,106.27	105,274,953.01	127,141,970.12	130,620,802.41
其中：利息费用	76,845,666.68	93,094,734.72	100,479,093.76	103,654,395.83
利息收入	62,728.38	239,591.93	249,957.03	219,029.63
加：其他收益	-	100,000.00	100,000.00	100,000.00
资产处置收益（损失以“-”号填列）	-	-	-13,876.01	-
二、营业利润（亏损以“-”号填列）	89,693,481.57	104,513,658.72	92,192,304.28	39,124,366.01
减：营业外支出	-	-	60,000.00	-
三、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	89,693,481.57	104,513,658.72	92,132,304.28	39,124,366.01
减：所得税费用	6,780,522.98	7,868,328.30	6,868,923.60	-
四、净利润（净亏损以“-”号填列）	82,912,958.59	96,645,330.42	85,263,380.68	39,124,366.01
（一）按经营持续性分类：				
其中：持续经营净利润（净亏损以“-”号填列）	82,912,958.59	96,645,330.42	85,263,380.68	39,124,366.01

(二) 按所有权归属分类:				
其中: 归属于母公司股东的净利润 (净亏损以“-”号填列)	82,912,958.59	96,645,330.42	85,263,380.68	39,124,366.01
五、其他综合收益的税后净额	-	-	-	-
六、综合收益总额	82,912,958.59	96,645,330.42	85,263,380.68	39,124,366.01
归属于母公司股东的综合收益总额	82,912,958.59	96,645,330.42	85,263,380.68	39,124,366.01

湖北晶泰公司 2019 年-2022 年 1-9 月利润表如下:

表 101 湖北晶泰 2019 年-2022 年 1-9 月利润表

单位: 元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
一、营业收入	84,158,181.23	99,154,233.26	100,245,791.12	112,091,915.61
减: 营业成本	29,974,822.56	39,080,329.41	33,430,708.35	33,852,330.29
税金及附加	1,133,717.75	1,655,462.32	721,276.18	55,987.28
管理费用	2,774,583.89	32,267.19	2,874,407.08	3,831,974.00
财务费用	400,407.37	19,406,636.91	49,733,467.16	34,517,407.44
其中: 利息费用	418,923.35	19,472,241.92	34,011,341.85	27,754,048.81
利息收入	23,264.15	73,638.52	77,095.69	49,945.89
加: 其他收益	300,459.75	52,398.06	60,917.06	51,180.18
投资收益 (损失以“-”号填列)	-11,383,628.13	-	-	-
其中: 对联营企	-	-	-	-

业和合营企业的投资收益				
以摊余成本计量的金融资产终止确认收益（损失以“-”号填列）	-11,383,628.13	-	-	-
二、营业利润（亏损以“-”号填列）	38,791,481.28	39,031,935.49	13,546,849.41	39,885,396.78
加：营业外收入	1,030.00	54,154.71	52,260.21	1,290,246.76
减：营业外支出	2.49	700.00	-	-
三、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	38,792,508.79	39,085,390.20	13,599,109.62	41,175,643.54
减：所得税费用	10,074,705.72	9,730,320.21	1,670,345.05	6,908,129.64
四、净利润（净亏损以“-”号填列）	28,717,803.07	29,355,069.99	11,928,764.57	34,267,513.90
（一）按经营持续性分类：				
其中：持续经营净利润（净亏损以“-”号填列）	28,717,803.07	29,355,069.99	11,928,764.57	34,267,513.90
（二）按所有权归属分类：				
其中：归属于母公司股东的净利润（净亏损以“-”号填列）	28,717,803.07	29,355,069.99	11,928,764.57	34,267,513.90
五、其他综合收益的	-	-	-	-

税后净额				
六、综合收益总额	28,717,803.07	29,355,069.99	11,928,764.57	34,267,513.90
归属于母公司股东的综合收益总额	28,717,803.07	29,355,069.99	11,928,764.57	34,267,513.90

(3) 现金流量表

江山永宸 2019 年-2022 年 1-9 月现金流量表如下：

表 102 江山永宸 2019 年-2022 年 1-9 月现金流量表

单位：元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	150,791,238.79	204,510,326.76	259,164,017.61	133,500,000.00
收到的税费返还	66,720,259.83	-	-	-
收到其他与经营活动有关的现金	77,728.38	341,591.93	499,315.69	331,029.63
经营活动现金流入小计	217,589,227.00	204,851,918.69	259,663,333.30	133,831,029.63
购买商品、接受劳务支付的现金	13,387,719.59	21,170,330.75	3,667,024.71	10,924,619.92
支付给职工以及为职工支付的现金	-	-	29,904.24	1,854,378.12
支付的各项税费	16,084,135.37	8,406,705.07	6,420,268.85	157,685.00
支付其他与经营活动有关的现金	4,153.70	278,902.52	561,467.97	735,449.30
经营活动现金流出小计	29,476,008.66	29,855,938.34	10,678,665.77	13,672,132.34
经营活动产生的现金流量净额	188,113,218.34	174,995,980.35	248,984,667.53	120,158,897.29

二、投资活动产生的现金流量：				
收到其他与投资活动有关的现金	37,600,000.00	197,992,000.00	-	-
投资活动现金流入小计	37,600,000.00	197,992,000.00	-	-
购置固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	632,606.89	6,504,969.20	1,821,825.97	3,342,621.15
支付其他与投资活动有关的现金	146,146,000.00	870,524,000.00	-	-
投资活动现金流出小计	146,778,606.89	877,028,969.20	1,821,825.97	3,342,621.15
投资活动产生的现金流量净额	-109,178,606.89	-679,036,969.20	-1,821,825.97	-3,342,621.15
三、筹资活动产生的现金流量：				
取得借款收到的现金	-	500,000,000.00	-	-
收到其他与筹资活动有关的现金	-	174,362,147.83	4,880,000.00	30,432,104.53
筹资活动现金流入小计	-	674,362,147.83	4,880,000.00	30,432,104.53
偿还债务支付的现金	7,350,000.00	8,400,000.00	153,000,000.00	8,000,000.00
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	77,149,779.99	92,212,494.31	101,025,750.01	97,787,666.66
支付其他与筹资活动有关的现金	-	120,364,790.05	-	57,536,294.53
筹资活动现金流出小计	84,499,779.99	220,977,284.36	254,025,750.01	163,323,961.19
筹资活动产生的现金流量净额	-84,499,779.99	453,384,863.47	-249,145,750.01	-132,891,856.66
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-	-	-	-

五、现金及现金等价物净增加额	-5,565,168.54	-50,656,125.38	-1,982,908.45	-16,075,580.52
加：期初现金及现金等价物余额	12,531,631.61	63,187,756.99	65,170,665.44	81,246,245.96
六、期末现金及现金等价物余额	6,966,463.07	12,531,631.61	63,187,756.99	65,170,665.44

湖北晶泰 2019 年-2022 年 1-9 月现金流量表如下：

表 103 湖北晶泰 2019 年-2022 年 1-9 月现金流量表

单位：元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	50,571,908.16	56,611,685.27	200,134,432.38	116,011,811.90
收到的税费返还	-	-	-	-
收到其他与经营活动有关的现金	334,557.41	215,719.51	359,439.57	417,997.22
经营活动现金流入小计	50,906,465.57	56,827,404.78	200,493,871.95	116,429,809.12
购买商品、接受劳务支付的现金	2,178,243.20	11,580,228.83	6,045,734.83	324,469.90
支付给职工以及为职工支付的现金	1,696,042.71	2,200,273.91	1,992,924.78	2,236,213.32
支付的各项税费	17,673,529.70	21,268,653.96	8,691,298.79	7,062,515.71
支付其他与经营活动有关的现金	1,055,190.41	1,135,158.34	1,689,280.78	3,800,167.14

经营活动现金流出小计	22,603,006.02	36,184,315.04	18,419,239.18	13,423,366.07
经营活动产生的现金流量净额	28,303,459.55	20,643,089.74	182,074,632.77	103,006,443.05
二、投资活动产生的现金流量：				
收到其他与投资活动有关的现金	-	408,045,512.10	234,932,500.00	80,220,000.00
投资活动现金流入小计	-	408,045,512.10	234,932,500.00	80,220,000.00
购置固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	694,800.00	1,491,535.00	19,800.00	381,949.00
支付其他与投资活动有关的现金	-	89,570,000.00	147,930,000.00	294,975,861.10
投资活动现金流出小计	694,800.00	91,061,535.00	147,949,800.00	295,357,810.10
投资活动产生的现金流量净额	-694,800.00	316,983,977.10	86,982,700.00	-215,137,810.10
三、筹资活动产生的现金流量：				
取得借款收到的现金	-	-	88,860,000.00	680,000,000.00
收到其他与筹资活动有关的现金	43,676,025.05	257,684,487.90	-	196,910,000.00
筹资活动现金流入小计	43,676,025.05	257,684,487.90	88,860,000.00	876,910,000.00
偿还债务支付的现金	-	594,880,000.02	223,539,999.98	376,940,000.00
分配股利、利润或偿付	-	21,258,583.88	35,126,922.25	20,891,839.10

利息支付的现金				
支付其他与筹资活动有关的现金	70,903,522.51	12,300,000.00	71,190,000.00	382,934,138.90
筹资活动现金流出小计	70,903,522.51	628,438,583.90	329,856,922.23	780,765,978.00
筹资活动产生的现金流量净额	-27,227,497.46	-370,754,096.00	-240,996,922.23	96,144,022.00
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-	-	-	-
五、现金及现金等价物净增加额	381,162.09	-33,127,029.16	28,060,410.54	-15,987,345.05
加：期初现金及现金等价物余额	147,112.13	33,274,141.29	5,213,730.75	21,201,075.80
六、期末现金及现金等价物余额	528,274.22	147,112.13	33,274,141.29	5,213,730.75

2. 经营业绩分析

(1) 江山永宸经营业绩分析

1) 资产负债状况分析

a. 资产构成及变动情况

表 104 江山永宸资产构成及变动情况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动资产合计	1,709,092,027.83	49.92%	1,435,608,888.72	42.13%	849,050,910.65	27.41%	752,035,267.46	24.03%
非流动资产合计	1,714,777,953.09	50.08%	1,972,178,340.18	57.87%	2,248,565,284.08	72.59%	2,377,231,052.20	75.97%

资产总计	3,423,869,980.92	100.00%	3,407,787,228.90	100.00%	3,097,616,194.73	100.00%	3,129,266,319.66	100.00%

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸流动资产总额分别为 7.52 亿元、8.49 亿元、14.36 亿元及 17.09 亿元，占总资产的比例分别为 24.03%、27.41%、42.13%和 49.92%。其中 2021 年末流动资产较 2020 年末增加 5.87 亿元，增幅 69.08%，主要系对京能发展（北京）的其他应收款增加所致。

（a）流动资产分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸的流动资产构成情况如下：

表 105 江山永宸的流动资产构成情况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
货币资金	6,966,463.07	0.41%	12,531,631.61	0.87%	63,187,756.99	7.44%	65,170,665.44	8.67%
应收账款	822,407,636.49	48.12%	695,891,539.77	48.47%	548,150,102.25	64.56%	428,953,627.11	57.04%
预付款项	3,905.79	0.00%	1,447,458.33	0.10%	856,210.66	0.10%	20,395,636.77	2.71%
其他应收款	866,490,154.42	50.70%	685,213,719.76	47.73%	193,226,983.53	22.76%	193,967,726.14	25.79%
其他流动资产	13,223,868.06	0.77%	40,524,539.25	2.82%	43,629,857.22	5.14%	43,547,612.00	5.79%
流动资产合计	1,709,092,027.83	100.00%	1,435,608,888.72	100.00%	849,050,910.65	100.00%	752,035,267.46	100.00%

a) 货币资金

江山永宸的货币资金主要是银行存款，截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸货币资金账面余额分别为 0.65 亿元、0.63 亿元、0.13 亿元和 0.07 亿元，占流动资产比例分别为 8.67%、7.44%、0.87%和 0.41%。

江山永宸的货币资金主要为在监管账户的银行存款，该资金只能用于光伏电站经营所发生的必要且合理的运营维护费用、税收等支出以及偿还国银租赁

的债务。2021 年末江山永宸货币资金较 2020 年末减少 80.17%，主要系偿还国银租赁的本息所致；2022 年 9 月末货币资金较 2021 年末降低 44.41%，主要系银行存款减少所致。

b) 应收账款

表 106 江山永宸的应收账款情况

单位：元

账龄	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
1 年以内	280,626,201.84	232,890,196.52	237,118,016.21	190,101,466.31
1 至 2 年	216,126,224.58	224,079,583.97	184,047,634.60	171,307,763.00
2 至 3 年	224,079,583.97	184,047,634.60	126,984,451.44	67,544,397.80
3 至 4 年	101,575,626.10	54,874,124.68	-	-
应收账款合计	822,407,636.49	695,891,539.77	548,150,102.25	428,953,627.11
占流动资产比例	48.12%	48.47%	64.56%	57.04%

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸应收账款分别为 4.29 亿元、5.48 亿元、6.96 亿元和 8.22 亿元，占流动资产比例分别为 57.04%、64.56%、48.47%和 48.12%。

江山永宸应收账款主要构成为国网陕西省电力有限公司尚未支付的可再生能源补贴款。2019 年末至 2022 年 9 月末应收账款逐年增加，主要系国网陕西省电力有限公司购买江山永宸电能的国补款逐年累加所致。截至 2022 年 9 月 30 日，经核查，榆林光伏项目已纳入国补清单，由于可再生能源补贴款纳入中央财政预算，故此类应收账款的违约风险较小，且国网陕西省电力有限公司不履约产生亏损的风险较低。

c) 其他应收款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸其他应收款分别为 1.94 亿元、1.93 亿元、6.85 亿元和 8.66 亿元，占流动资产比例分别为 25.79%、22.76%、47.73%和 50.70%。江山永宸的其他应收款主要由应收押

金和保证金以及来自关联方的往来款项组成，2021 年末其他应收款较上年末上涨 254.62%，系与京能发展（北京）往来款增加所致，2022 年 9 月末其他应收款增加 26.46%，主要系与京能发展（北京）的往来款增加所致。截至 2023 年 1 月 18 日，京能发展（北京）对江山永宸的往来借款已全部归还。

d) 其他流动资产

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸其他流动资产分别为 0.44 亿元、0.44 亿元、0.41 亿元和 0.13 亿元，占流动资产比例分别为 5.79%、5.14%、2.82%和 0.77%。2022 年 9 月末其他流动资产规模较 2021 年末下降 67.37%，主要系江山永宸根据相关税负法律于 2022 年 6 月申请增值税留抵退税，待抵扣进项税相应减少所致。

(b) 非流动资产分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸非流动资产构成情况如下：

表 107 江山永宸非流动资产构成情况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
长期应 收款	-	-	-	-	165,000,000.00	7.34%	165,000,000.00	6.94%
固定资 产	1,682,487,603.83	98.12%	1,867,917,476.59	94.71%	1,959,281,582.72	87.13%	2,044,877,696.04	86.02%
使用 权资产	27,649,106.78	1.61%	22,130,392.51	1.12%	23,114,014.48	1.03%	24,097,636.46	1.01%
无形 资产	4,641,242.48	0.27%	4,801,285.34	0.24%	5,014,675.82	0.22%	5,228,066.30	0.22%
其他非 流动资	-	-	77,329,185.74	3.92%	96,155,011.06	4.28%	138,027,653.40	5.81%

项目	2022年9月30日		2021年12月31日		2020年12月31日		2019年12月31日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
产								
非流动资产合计	1,714,777,953.09	100.00%	1,972,178,340.18	100.00%	2,248,565,284.08	100.00%	2,377,231,052.20	100.00%

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸非流动资产分别为 23.77 亿元、22.49 亿元、19.72 亿元和 17.15 亿元，占总资产比例分别为 75.97%、72.59%、57.87%和 50.08%。江山永宸非流动资产主要由固定资产组成，且近三年及一期内固定资产占非流动资产比例不断上升。截至 2022 年 9 月末，江山永宸固定资产在非流动资产中占比达 98.12%。

a) 长期应收款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸长期应收款余额分别为 1.65 亿元、1.65 亿元、0 元和 0 元，占非流动资产比例分别为 6.94%、7.34%、0.00%和 0.00%。2019 年末与 2020 年末的长期应收款主要是由江山永宸与国银租赁签署的《融资租赁合同》中规定江山永宸支付给国银租赁的风险缓释金组成。2021 年国银租赁的融资租赁风险缓释金在京能发展（北京）收购江山永宸后提前解除收回，因此长期应收款余额降为 0 元。2022 年 1-9 月江山永宸长期应收款未有增加。

b) 固定资产

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸固定资产分别为 20.45 亿元、19.59 亿元、18.68 亿元和 16.82 亿元，主要为整体电站、运输设备和电子设备，占非流动资产比例分别为 86.02%、87.13%、94.71%和 98.12%，近三年及一期内固定资产账面价值逐年稳定下降主要系整体电站、运输设备和电子设备逐年计提折旧所致，符合光伏行业特点。

c) 其他非流动资产

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸其他非流动性资产分别为 1.38 亿元、0.96 亿元、0.77 亿元和 0.00 亿元，占非流动资产

比例分别为 5.81%、4.28%、3.92%和 0.00%。2020 年末、2021 年末和 2022 年 9 月末，其他非流动资产较上期末分别下降了 30.34%、19.58%和 100.00%。截至 2022 年 9 月末，江山永宸其他非流动资产规模下降至 0 元，主要系江山永宸根据相关税负法律于 2022 年 6 月申请增值税留抵退税，导致待抵扣进项税相应减少，其他非流动资产规模大幅下降。

b. 负债构成及变动情况

表 108 江山永宸负债构成及变动情况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动负债合计	270,388,351.49	13.20%	102,184,480.61	5.05%	385,160,181.98	21.26%	169,093,891.87	9.72%
非流动负债合计	1,778,061,040.99	86.80%	1,923,095,118.44	94.95%	1,426,593,713.32	78.74%	1,569,807,123.44	90.28%
负债总计	2,048,449,392.48	100.00%	2,025,279,599.05	100.00%	1,811,753,895.30	100.00%	1,738,901,015.31	100.00%

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸负债总计分别为 17.39 亿元、18.12 亿元、20.25 亿元和 20.48 亿元，主要由非流动负债构成。

(a) 流动负债分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸流动负债构成情况如下：

表 109 江山永宸流动负债构成情况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
应付账款	14,312,931.57	5.29%	83,838,657.26	82.05%	102,781,017.28	26.69%	82,043,876.03	48.52%

应付职工薪酬	-	-	-	-	-	-	50,000.00	0.03%
应交税费	2,518,159.69	0.93%	2,045,010.02	2.00%	2,273,416.32	0.59%	-	-
其他应付款	90,000,000.00	33.29%	298,500.00	0.29%	266,785,675.46	69.27%	73,133,286.67	43.25%
其中：应付股利	90,000,000.00	33.29%	-	-	232,530,340.36	60.37%	42,763,954.76	25.29%
一年内到期的非流动负债	163,557,260.23	60.49%	16,002,313.33	15.66%	13,320,072.92	3.46%	13,866,729.17	8.20%
流动负债合计	270,388,351.49	100.00%	102,184,480.61	100.00%	385,160,181.98	100.00%	169,093,891.87	100.00%

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸流动负债分别为 1.69 亿元、3.85 亿元、1.02 亿元和 2.70 亿元，占总负债比例为 9.72%、21.26%、5.05%和 13.20%。流动负债主要包括应付账款、其他应付款和一年内到期的非流动负债。2020 年末江山永宸应付股利较 2019 年末上涨 443.75%，导致其他应付款占比增加。2021 年末流动负债较 2020 年末下降了 73.47%，主要系 2021 年江山永宸进行股利支付所致。2022 年 9 月末流动负债较 2021 年末上涨 164.61%，主要系应付股利和一年内到期的应付融资租赁款增加所致。

a) 应付账款

表 110 江山永宸应付账款情况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
应付账款：				
工程款	54,836.99	78,131,743.88	66,409,640.97	62,227,865.82
运维费	3,712,627.29	3,670,500.01	13,000,000.00	943,396.23
线路使用费	8,706,075.01	-	-	-
服务费	242,000.00	242,000.00	20,807,600.00	16,279,164.14
绿化费	-	-	1,005,041.25	1,005,041.25
材料款	298,000.00	990,000.00	518,584.07	-
融资租赁	124,911.50	-	-	-
其他	1,174,480.78	804,413.37	1,040,150.99	1,588,408.59
应付账款合计	14,312,931.57	83,838,657.26	102,781,017.28	82,043,876.03
占流动负债比例	5.29%	82.05%	26.69%	48.52%

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸应付账款分别为 0.82 亿元、1.03 亿元、0.84 亿元及 0.14 亿元，占流动负债的比例分别为 48.52%、26.69%、82.05%和 5.29%。2022 年 9 月末应付账款在流动负债中的占比下降，主要系应付股利与一年内到期的非流动负债增加所致。

2019 年末、2020 年末应付账款主要组成部分是应付工程款。2022 年 9 月末应付账款较 2021 年末下降 82.93%，主要系 2021 年 12 月江山永宸将 110kV 送出线路工程、330kV 升压站和对应的 330kV 送出线路工程资产 3/8 的份额以及目标资产相关的业务合同项下的全部权利和义务转让给母公司京能发展（北京），相应的应付工程款于 2022 年上半年随之转让，因此应付工程款相应减少。

b) 其他应付款

表 111 江山永宸其他应付账款况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
应付股利	90,000,000.00	-	232,530,340.36	42,763,954.76
其中：普通股股利	90,000,000.00	-	232,530,340.36	42,763,954.76
其他应付款	-	298,500.00	34,255,335.10	30,369,331.91
其中：往来款	-	298,500.00	34,083,702.56	29,203,702.56
职工款项	-	-	171,632.54	165,629.35
押金保证金	-	-	-	1,000,000.00
合计	90,000,000.00	298,500.00	266,785,675.46	73,133,286.67
占流动负债比例	33.29%	0.29%	69.27%	43.25%

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸其他应付款分别为 0.73 亿元、2.67 亿元、0.01 亿元和 0.90 亿元，占流动负债的比例分别为 43.25%、69.27%、0.29%和 33.29%。2021 年末其他应付款较 2020 年末下降 99.89%，主要系 2021 年江山永宸支付了 2.33 亿元的股东股利所致。2022 年 9 月末江山永宸其他应付款较 2021 年末增长 8,970.15 万元，主要系 2022 年 1-9 月应付股利增加所致。

c) 一年内到期的非流动负债

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸一年内到期的非流动负债分别为 0.14 亿元、0.13 亿元、0.16 亿元和 1.64 亿元，占流动负债的比例分别为 8.20%、3.46%、15.66%和 60.49%。2021 年末，一年内到期的非流动负债有较大的增长，主要系江山永宸与国银租赁签订了《融资租赁合同》所致；同时，一年内到期的非流动负债占流动负债比重大幅上升，主要系支付股利导致的流动负债总规模下降。2022 年 9 月末，江山永宸一年内到期的非流动负债较 2021 年末上升 922.09%，主要系根据还款计划，江山永宸应付融资租赁款增加所致。

d) 非流动负债分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸非流动负债构成情况如下：

表 112 江山永宸非流动负债构成情况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
长期应付款	1,772,027,804.15	99.66%	1,923,095,118.44	100.00%	1,426,593,713.32	100.00%	1,569,807,123.44	100.00%
租赁负债	6,033,236.84	0.34%	-	-	-	-	-	-
非流动负债合计	1,778,061,040.99	100.00%	1,923,095,118.44	100.00%	1,426,593,713.32	100.00%	1,569,807,123.44	100.00%

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸非流动负债分别为 15.70 亿元、14.27 亿元、19.23 亿元和 17.78 亿元，占总负债的比例分别为 90.28%、78.74%、94.95%和 86.80%。

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸长期应付款分别为 15.70 亿元、14.27 亿元、19.23 亿元和 17.72 亿元。江山永宸长期应付款主要由 2018 年与国银租赁签署的《融资租赁合同》所产生的融资租赁款构成。2020 年末长期应付款较 2019 年末下降 9.12%，主要系江山永宸每季度均会偿还国银租赁部分本金所致。2021 年末长期应付款较 2020 年末上涨 34.80%，

主要系 2021 年 8 月江山永宸与国银租赁补充签署了转让价款为 5.00 亿元的售后回租合同所致。2022 年 9 月末长期应付款下降，主要系根据还款计划，江山永宸 2023 年度应付融资租赁款增加，并相应转入到一年内到期的非流动负债科目所致。

2) 偿债能力分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸偿债能力指标如下：

表 113 江山永宸偿债能力指标情况

单位：%，元

主要财务指标	2022 年 9 月 30 日 /2022 年 1-9 月	2021 年 12 月 31 日 /2021 年度	2020 年 12 月 31 日 /2020 年度	2019 年 12 月 31 日 /2019 年度
流动比率	6.32	14.05	2.20	4.45
速动比率	6.27	13.64	2.09	4.07
资产负债率	59.83	59.43	58.49	55.57
营业利润	89,693,481.57	104,513,658.72	92,192,304.28	39,124,366.01
净利润	82,912,958.59	96,645,330.42	85,263,380.68	39,124,366.01

从短期偿债能力指标来看，截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸流动比率分别为 4.45、2.20、14.05 和 6.32，速动比率分别为 4.07、2.09、13.64 和 6.27。其中江山永宸 2021 年末流动比率和速动比率较 2020 年末上涨 537.32%和 552.90%，主要系江山永宸 2021 年应收账款和其他应收款大幅增长，导致流动资产大幅增长，而其他应付款下降导致流动负债大幅下降。2022 年 9 月末流动比率和速动比率较 2021 年末分别下降 55.01%和 54.01%，主要系一年内到期的非流动负债和应付股利增加，导致流动负债大幅增加所致。

从长期偿债能力指标来看，截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，江山永宸资产负债结构较为稳定，资产负债率波动不大，长期偿债能力保持稳定。

总体来看，江山永宸资产变现能力较好，具有良好的偿债能力。近三年及一期内江山永宸业务规模逐渐增长，运营效率逐渐提升，其营业收入保持健康稳定的增长态势。

3) 盈利能力分析

表 114 江山永宸盈利能力指标情况

单位：元；%

指标	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
营业总收入	251,347,199.60	311,727,225.02	334,832,294.49	277,202,248.93
营业总成本	74,432,150.55	99,295,662.79	108,963,549.79	102,053,393.46
毛利率	70.39	68.15	67.46	63.18
管理费用	5,943,396.21	2,432,980.03	4,887,363.72	5,501,102.05
财务费用	80,967,106.27	105,274,953.01	127,141,970.12	130,620,802.41
期间费用占营业收入比率	34.58	34.55	39.43	49.11
其他收益	-	100,000.00	100,000.00	100,000.00
利润总额	89,693,481.57	104,513,658.72	92,132,304.28	39,124,366.01
营业利润率	35.69	33.53	27.52	14.11
净利润率	32.99	31.00	25.46	14.11

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，江山永宸营业总收入分别为 2.77 亿元、3.35 亿元、3.12 亿元和 2.51 亿元，主要为电力销售收入。近三年及一期内榆林光伏项目限电率逐渐降低，其中限电率降低的主要原因为：一方面火电等传统能源发电让出发电负荷，增加新能源的空间；另一方面，陕西电网架构也在逐渐完善，使得榆林光伏项目限电情况得以改善。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，江山永宸营业总成本分别为 1.02 亿元、1.09 亿元、0.99 亿元和 0.74 亿元，均为电力销售成本，主要包括运维分包费用、土地租赁费用、折旧等，营业总成本在近三年及一期内保持稳定。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，江山永宸毛利润分别 1.75 亿元、2.26 亿元、2.12 亿元及 1.77 亿元，毛利率分别为 63.18%、67.46%、68.15%和 70.39%。近三年及一期内江山永宸毛利润和毛利率逐年增长，主要系

电力销售收入逐步上升，电力销售成本逐步下降。其中，2021 年度毛利润较 2020 年度略有下降，主要系财务费用提升所致。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，江山永宸期间费用占营业收入比例分别为 49.11%、39.43%、34.55%和 34.58%，期间费用占营业收入比例较高，主要系近三年及一期内江山永宸融资租赁产生的相关费用所致。2019 年度江山永宸财务费用较高，主要系 2018 年底与国银租赁签订了总额为 16.50 亿元的融资租赁合同，双方约定从 2019 年起支付利息及租赁产生的手续费；2020 年度财务费用下降，主要系江山永宸偿还借款本金所致；2021 年度财务费用下降，主要系江山永宸借款利率及手续费下降所致。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，江山永宸利润总额为 0.39 亿元、0.92 亿元、1.05 亿元及 0.90 亿元，近三年利润总额总体呈现上升趋势，主要系江山永宸的主营业务电力销售的收入不断增长及财务费用的下降所致。

4) 现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，江山永宸的现金流量情况如下：

表 115 江山永宸现金流量情况

单位：元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
经营活动现金流入小计	217,589,227.00	204,851,918.69	259,663,333.30	133,831,029.63
经营活动现金流出小计	29,476,008.66	29,855,938.34	10,678,665.77	13,672,132.34
经营活动产生的现金流量净额	188,113,218.34	174,995,980.35	248,984,667.53	120,158,897.29
投资活动现金流入小计	37,600,000.00	197,992,000.00	-	-
投资活动现金流出小计	146,778,606.89	877,028,969.20	1,821,825.97	3,342,621.15

投资活动产生的现金流量净额	-109,178,606.89	-679,036,969.20	-1,821,825.97	-3,342,621.15
筹资活动现金流入小计	-	674,362,147.83	4,880,000.00	30,432,104.53
筹资活动现金流出小计	84,499,779.99	220,977,284.36	254,025,750.01	163,323,961.19
筹资活动产生的现金流量净额	-84,499,779.99	453,384,863.47	-249,145,750.01	-132,891,856.66

a.经营活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，江山永宸经营活动产生的现金流量净额分别为 1.20 亿元、2.49 亿元、1.75 亿元和 1.88 亿元，均保持大幅净流入，有较好的短期偿债能力。其中 2020 年度经营活动产生现金流量较高，一方面是因为发电利用小时数提高，主营业务现金收入大幅增长；另一方面江山永宸分别于 2020 年 9 月及 12 月收到补贴收入回款 10,139.40 万元及 1,046.00 万元。2021 年度江山永宸经营活动产生的现金流量较 2020 年度下降 29.72%，主要系 2021 年收到国补收入回款 7,211.03 万元，少于 2020 年度收到国补收入回款。

b.投资活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，江山永宸投资活动产生的现金流量净额分别为-0.03 亿元、-0.02 亿元、-6.79 亿元和-1.09 亿元。其中 2021 年度投资活动产生的现金流量净额较 2020 年度增加 37,172.33%，投资支出增加 48,040.11%，主要系江山永宸与关联方资金拆借所致。

c.筹资活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，江山永宸筹资活动产生的现金流量净额分别为-1.33 亿元、-2.49 亿元、4.53 亿元及-0.84 亿元。2019 年度及 2020 年度，江山永宸筹资活动产生的现金流量净额为负，主要系偿付利息和分配利润所致。2021 年度筹资活动产生的现金流量较 2020 年度上涨 281.93%，主要系江山永宸与国银租赁签订合同金额 5.00 亿元售后回租协议，

取得借款现金。2022 年 1-9 月江山永宸筹资活动产生的现金流量净额为负，主要系还本付息所致。

（2）湖北晶泰经营业绩分析

1) 资产负债状况分析

a. 资产构成及变动情况

表 116 湖北晶泰资产构成及变动情况

单位：元；%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动资产合计	48,142,714.84	8.41	129,824,407.17	19.68	421,951,752.97	42.67	574,195,481.02	49.12
非流动资产合计	524,023,773.03	91.59	529,921,510.80	80.32	566,966,965.95	57.33	594,676,790.99	50.88
资产总计	572,166,487.87	100.00	659,745,917.97	100.00	988,918,718.92	100.00	1,168,872,272.01	100.00

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰资产总额分别为 11.69 亿元、9.89 亿元、6.60 亿元、5.72 亿元。从资产构成来看，湖北晶泰非流动资产占比较高，主要系湖北晶泰以光伏发电为主业，拥有较多光伏发电所需的固定资产所致。

（a）流动资产分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰流动资产构成情况如下：

表 117 湖北晶泰流动资产构成情况

单位：元；%

项目	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日

	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
货币资金	528,274.22	1.10	7,147,112.13	5.51	40,274,141.29	9.54	12,213,730.75	2.13
应收账款	47,473,025.72	98.61	122,514,557.91	94.37	67,081,959.64	15.90	153,941,606.28	26.81
预付款项	20,000.00	0.04	7,500.00	0.01	110,500.00	0.03	9,000.00	0.00
其他应收款	121,414.90	0.25	101,459.35	0.08	314,238,860.30	74.47	401,225,260.02	69.88
存货	-	-	53,777.78	0.04	53,777.78	0.01	53,777.78	0.01
其他流动资产	-	-	-	-	192,513.96	0.05	6,752,106.19	1.18
流动资产合计	48,142,714.84	100.00	129,824,407.17	100.00	421,951,752.97	100.00	574,195,481.02	100.00

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰流动资产总额分别为 5.74 亿元、4.22 亿元、1.30 亿元和 0.48 亿元，占总资产比例分别为 49.12%、42.67%、19.68%和 8.41%。

a) 货币资金

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰货币资金分别为 0.12 亿元、0.40 亿元、0.07 亿元和 0.005 亿元，占流动资产比例分别为 2.13%、9.54%、5.51%和 1.10%。湖北晶泰货币资金主要由银行存款组成，2020 年末货币资金上涨 229.74%，主要系长期借款增加所致。2021 年末货币资金相比 2020 年末下降 82.25%，主要系湖北晶泰向平安租赁提前支付了融资租赁款。2022 年 9 月末货币资金相比 2021 年末下降 92.61%，主要系湖北晶泰银行存款下降所致。

b) 应收账款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰应收账款分别为 1.54 亿元、0.67 亿元、1.23 亿元和 0.47 亿元，占流动资产比例分别为 26.81%、15.90%、94.37%和 98.61%。湖北晶泰应收账款主要由国网湖北省电力有限公司的售电款及国补应收款构成。2020 年末应收账款金额较小，主要系湖北晶泰集中收回了部分国补应收款所致。2022 年 9 月末应收账款较 2021 年末下降 61.25%，主要系湖北晶泰与联合光伏（常州）签订《债权转让协议》，将湖

北晶泰截至 2021 年 12 月 31 日的国补应收款 11,905.35 万元转让给母公司联合光伏（常州）。

c) 其他应收款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰其他应收款分别为 4.01 亿元、3.14 亿元、0.001 亿元和 0.001 亿元，占流动资产比例分别为 69.88%、74.47%、0.08%和 0.25%。2020 年末其他应收款相比 2019 年末下降 0.87 亿元，主要系湖北晶泰收回了与哈密辉腾光伏电力有限公司和部分联合光伏（常州）的往来款。2021 年末其他应收款相比 2020 年末减少 99.97%，主要系湖北晶泰收回了与联合光伏（常州）的往来款。

(b) 非流动资产分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰非流动资产构成情况如下：

表 118 湖北晶泰非流动资产构成情况

单位：元；%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
固定资产	501,538,046.27	95.71	521,577,954.13	98.43	558,195,149.28	98.45	585,476,714.32	98.45
在建工程	920,530.97	0.18	-	-	-	-	-	-
使用权资产	21,565,195.79	4.12	8,343,556.67	1.57	-	-	-	-
长期待摊费用	-	-	-	-	8,771,816.67	1.55	9,200,076.67	1.55
非流动资产合计	524,023,773.03	100.00	529,921,510.80	100.00	566,966,965.95	100.00	594,676,790.99	100.00

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰非流动资产总额分别为 5.95 亿元、5.67 亿元、5.30 亿元和 5.24 亿元，占总资产比例为 50.88%、57.33%、80.32%和 91.59%。2019 年末至 2022 年 9 月末湖北晶泰非流动资产总额占总资产比例逐年上涨，主要系湖北晶泰流动资产总额逐年下降。

a) 固定资产

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰固定资产分别为 5.85 亿元、5.58 亿元、5.22 亿元和 5.02 亿元，占非流动资产比例分别为 98.45%、98.45%、98.43%和 95.71%，固定资产主要由整体电站、运输设备和其他设备组成。固定资产账面价值在近三年及一期内逐年稳定下降，主要系整体电站、运输设备和其他设备逐年计提折旧所致，符合光伏行业特点。

b. 负债构成及变动情况

表 119 湖北晶泰负债构成及变动情况

单位：元；%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动负债合计	259,150,163.90	95.25	381,373,439.73	100.00	135,389,505.65	22.35	281,173,211.64	35.24
非流动负债合计	12,915,344.81	4.75	-	-	470,511,805.02	77.65	516,610,416.69	64.76
负债总计	272,065,508.71	100.00	381,373,439.73	100.00	605,901,310.67	100.00	797,783,628.33	100.00

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰负债总额分别为 7.98 亿元、6.06 亿元、3.81 亿元和 2.72 亿元，从负债整体结构上来看，2019 年末和 2020 年末，非流动负债占比较高。2021 年末湖北晶泰负债全部由流动负债构成。

（a）流动负债分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰流动负债构成情况如下：

表 120 湖北晶泰流动负债构成情况

单位：元；%

项目	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日

	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
应付账款	9,632,750.82	3.72	570,879.02	0.15	3,401,476.03	2.51	3,768,715.13	1.34
应付职工薪酬	6,413.85	0.00	15,358.59	0.00	123,978.87	0.09	207,200.00	0.07
应交税费	7,716,520.27	2.98	4,123,454.41	1.08	689,486.79	0.51	911,121.74	0.32
其他应付款	241,235,797.85	93.09	376,663,747.71	98.77	5,726,160.64	4.23	61,176,174.79	21.76
其中：应付利息	-	-	-	-	706,133.64	0.52	741,505.69	0.26
应付股利	134,000,000.00	51.71	134,000,000.00	35.14	-	-	-	-
一年内到期的非流动负债	558,681.11	0.22	-	-	125,448,403.32	92.66	215,109,999.98	76.50
流动负债合计	259,150,163.90	100.00	381,373,439.73	100.00	135,389,505.65	100.00	281,173,211.64	100.00

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰流动负债总额分别为 2.81 亿元、1.35 亿元、3.81 亿元和 2.59 亿元，占总负债比例分别为 35.24%、22.35%、100.00%和 95.25%。

a) 其他应付款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰其他应付款分别为 0.61 亿元、0.06 亿元、3.77 亿元和 2.41 亿元，占流动负债比例分别为 21.76%、4.23%、98.77%和 93.09%。2020 年末其他应付款较 2019 年末下降 90.64%，主要系湖北晶泰偿还应付常州鼎晖新能源有限公司关联方往来款 5,000 万元所致。2021 年末其他应付款较 2020 年末上涨 3.71 亿元，主要系应付普通股股利和与联合光伏（常州）的关联方往来款增加所致。2022 年 9 月末其他应付款较 2021 年末下降 1.35 亿元，主要系湖北晶泰与联合光伏（常州）之间的往来款减少所致。湖北晶泰对联合光伏（常州）的应付款主要系联合光伏（常州）借款至湖北晶泰偿还对外融资。本基金成立后，项目公司与京能国际及其同一控制下的关联方将不再新增该等往来款项，原有的往来借款将在本基金成立后清理完毕。

b) 一年内到期的非流动负债

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰一年内到期的非流动负债分别为 2.15 亿元、1.25 亿元、0 元和 0.006 亿元，占流动负债比例分别为 76.50%、92.66%、0.00%和 0.22%。2020 年末湖北晶泰一年内到期的非流动负债较上年末减少 41.68%，主要系湖北晶泰支付了部分平安租赁融资租赁款，并偿还了部分工行常州武进支行和工行随州分行的质押借款所致。2021 年末湖北晶泰一年内到期的非流动负债为 0 元，主要系湖北晶泰提前偿还长期借款和融资租赁款所致。

(b) 非流动负债分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰非流动负债构成情况如下：

表 121 湖北晶泰非流动负债构成情况

单位：元；%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
长期借款	-	-	-	-	427,764,930.00	90.91	389,450,000.00	75.39
长期应付款	-	-	-	-	42,746,875.02	9.09	127,160,416.69	24.61
租赁负债	12,915,344.81	100.00	-	-	-	-	-	-
非流动负债合计	12,915,344.81	100.00	-	-	470,511,805.02	100.00	516,610,416.69	100.00

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰非流动负债总额分别为 5.17 亿元、4.71 亿元、0 元和 0.13 亿元，占总负债比例分别为 64.76%、77.65%、0.00%和 4.75%。

a) 长期借款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰长期借款分别为 3.89 亿元、4.28 亿元、0 元和 0 元，占非流动负债比例分别为 75.39%、90.91%、0.00%和 0.00%。2020 年末长期借款较 2019 年末有所上升，主要系湖

北晶泰对工行常州武进支行借款金额持续上升；2021 年长期借款为 0 元，主要系湖北晶泰于 2021 年 9 月提前偿还长期借款，本金及利息均已清偿完毕。

b) 长期应付款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰长期应付款分别为 1.27 亿元、0.43 亿元、0 元和 0 元，占非流动负债比例分别为 24.61%、9.09%、0.00%和 0.00%。2020 年末长期应付款减少，主要系湖北晶泰需要偿还的融资租赁本金减少。2021 年末长期应付款减少，主要系湖北晶泰于 2021 年 11 月提前偿还融资租赁款，本金及利息均已清偿完毕。

c) 租赁负债

截至 2022 年 9 月末，湖北晶泰租赁负债为 0.13 亿元，占非流动负债比例为 100%，租赁负债主要系湖北晶泰与母公司联合光伏（常州）新签订的送出线路租赁款项所致。

2) 偿债能力分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，湖北晶泰偿债能力指标如下：

表 122 湖北晶泰偿债能力指标

单位：%，元

主要财务指标	2022 年 9 月 30 日/2022 年 1-9 月	2021 年 12 月 31 日/2021 年度	2020 年 12 月 31 日/2020 年度	2019 年 12 月 31 日/2019 年度
流动比率	0.19	0.34	3.12	2.04
速动比率	0.19	0.34	3.11	2.02
资产负债率	47.55	57.81	61.27	68.25
营业利润	38,791,481.28	39,031,935.49	13,546,849.41	39,885,396.78
净利润	28,717,803.07	29,355,069.99	11,928,764.57	34,267,513.90

从短期偿债能力指标来看，截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末以及 2022 年 9 月末，湖北晶泰流动比率分别为 2.04、3.12、0.34 及 0.19，速动比率分别为 2.02、3.11、0.34 和 0.19，其中湖北晶泰 2021 年末流动比率和速动比率下降较大，主要系湖北晶泰收到关联方提供的用于提前偿还长期借款和融资租赁款的资金拆借款，导致流动资产减少，流动负债增加。2022 年 9 月末较 2021 年末流动比率和速动比率分别下降 45.43%和 45.42%，主要系湖北晶泰向联合

光伏（常州）集中转让截至 2021 年 12 月 31 日的国补应收款，使得流动资产下降所致。从长期偿债能力指标来看，截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，资产负债率分别为 68.25%、61.27%、57.81%和 47.55%，资产负债结构不断优化。

3) 盈利能力分析

表 123 湖北晶泰盈利能力指标

单位：元；%

指标	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
营业收入	84,158,181.23	99,154,233.26	100,245,791.12	112,091,915.61
营业成本	29,974,822.56	39,080,329.41	33,430,708.35	33,852,330.29
毛利率	64.38	60.59	66.65	69.80
管理费用	2,774,583.89	32,267.19	2,874,407.08	3,831,974.00
财务费用	400,407.37	19,406,636.91	49,733,467.16	34,517,407.44
期间费用占营业收入比率	3.77	19.60	52.48	34.21
其他收益	300,459.75	52,398.06	60,917.06	51,180.18
利润总额	38,792,508.79	39,085,390.20	13,599,109.62	41,175,643.54
营业利润率	46.09	39.36	13.51	35.58
净利润率	34.12	29.61	11.90	30.57

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，湖北晶泰营业收入分别为 1.12 亿元、1.00 亿元、0.99 亿元和 0.84 亿元，主要为电力销售收入。2019 年至 2022 年 9 月末，晶泰光伏项目上网电量保持相对稳定。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，湖北晶泰营业成本分别为 0.34 亿元、0.33 亿元、0.39 亿元和 0.30 亿元，均为电力销售成本，主要由运维分包费用、土地租赁费用、光伏发电设备折旧费用等组成，营业成本近三年及一期保持稳定。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，湖北晶泰毛利润分别为 0.78 亿元、0.67 亿元、0.60 亿元和 0.54 亿元，毛利率分别为 69.80%、66.65%、60.59%和 64.38%，2020 年度毛利润和毛利率较 2019 年度略有下降。2020 年度毛利润和毛利率双降，主要系 2020 年 4 月开始湖北省不再对晶泰光伏项目进行补贴；2021 年度毛利润和毛利率双降主要是电力销售成本上升所致。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，湖北晶泰期间费用分别为 0.38 亿元、0.53 亿元、0.19 亿元和 0.03 亿元，分别占营业收入的比例为 34.21%、52.48%、19.60%和 3.77%。2019 年度至 2021 年度，期间费用波动明显，2020 年度相比 2019 年度期间费用金额上升 37.18%，主要系湖北晶泰与平安租赁签订的《售后回租合同》、与工行常州武进支行签订的《固定资产借款合同》需要偿还本息使得财务费用上升；2021 年度相比 2020 年度期间费用下降 63.05%，主要系 2021 年湖北晶泰提前偿还工行常州武进支行的长期借款和平安租赁的融资租赁款，导致财务费用大幅下降所致。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，湖北晶泰利润总额为 0.41 亿元、0.14 亿元、0.39 亿元和 0.39 亿元，2019 年度至 2021 年度，利润总额波动明显，主要系湖北晶泰与平安租赁签订的《售后回租合同》、与工行常州武进支行签订的《固定资产借款合同》需要偿还本息；2021 年度利润总额较上年度增加 187.41%，主要系湖北晶泰提前清偿了长期借款和融资租赁款本金和利息，使得财务费用大幅下降所致。

4) 现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，湖北晶泰现金流量情况如下：

表 124 湖北晶泰现金流量情况

单位：元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
经营活动现金流入小计	50,906,465.57	56,827,404.78	200,493,871.95	116,429,809.12
经营活动现金流出小计	22,603,006.02	36,184,315.04	18,419,239.18	13,423,366.07
经营活动产生的现金流量净额	28,303,459.55	20,643,089.74	182,074,632.77	103,006,443.05
投资活动现金流入小计	-	408,045,512.10	234,932,500.00	80,220,000.00
投资活动现金流出小计	694,800.00	91,061,535.00	147,949,800.00	295,357,810.10

投资活动产生的现金流量净额	-694,800.00	316,983,977.10	86,982,700.00	-215,137,810.10
筹资活动现金流入小计	43,676,025.05	257,684,487.90	88,860,000.00	876,910,000.00
筹资活动现金流出小计	70,903,522.51	628,438,583.90	329,856,922.23	780,765,978.00
筹资活动产生的现金流量净额	-27,227,497.46	-370,754,096.00	-240,996,922.23	96,144,022.00

a.经营活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，湖北晶泰每年经营活动产生的现金流量均保持净流入，经营活动产生的现金流量净额分别为 1.03 亿元、1.82 亿元、0.21 亿元和 0.28 亿元，湖北晶泰近三年及一期内经营活动产生的现金流量净额均为正值，经营性现金流情况良好。其中，2020 年度经营活动产生现金流量较上年度上升 76.76%，主要因为湖北晶泰于 2020 年收到国补收入回款 13,116.13 万元，收到省补收入回款 2,324.84 万元；2021 年度经营活动产生现金流量净额相比 2020 年下降 88.66%，主要系晶泰光伏项目 2020 年度收到大量国补款项而 2021 年度收到的国补款项较少所致。

b.投资活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，湖北晶泰投资活动产生的现金流量净额分别为-2.15 亿元、0.87 亿元、3.17 亿元和-0.007 亿元。2020 年度、2021 年度投资活动产生的现金流量由净流出转为净流入，分别较上年度增加 140.43%和 264.42%，主要系关联方资金拆借款项的流入所致。2022 年 1-9 月投资活动产生的现金流量净额由净流入转为净流出，主要系期间内无投资活动现金流入，同时支付在建工程支付款所致。

c.筹资活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，湖北晶泰筹资活动产生的现金流量净额分别为 0.96 亿元、-2.41 亿元、-3.71 亿元和-0.27 亿元，筹资活动产生的现金流量净额在 2020 年度、2021 年度为净流出且金额较大，主要系湖北晶泰偿还长期借款和融资租赁款项且不再有大额借款现金流入；2022 年

1-9 月，筹资活动产生的现金流量净额上涨主要系关联方资金拆借款项流出减少所致。

3. 资本市场融资情况及历史信用表现

(1) 江山永宸

截至 2022 年 9 月 30 日，江山永宸未在资本市场发行股票及债券等公开市场融资，江山永宸最近三年无重大违约、虚假信息披露的情形。

(2) 湖北晶泰

截至 2022 年 9 月 30 日，湖北晶泰未在资本市场发行股票及债券等公开市场融资，湖北晶泰最近三年无重大违约、虚假信息披露情形。

4. 授信使用情况及对外担保情况

(1) 江山永宸

截至 2022 年 9 月 30 日，江山永宸无授信，无对外担保。

(2) 湖北晶泰

截至 2022 年 9 月 30 日，湖北晶泰无授信，无对外担保。

5. 资产负债表日后事项、或有事项及其他重要事项

(1) 重要的承诺事项

1) 江山永宸

截至 2022 年 9 月 30 日，江山永宸对外签订的不可撤销的经营租赁合同情况如下：

a.110kV 送出线路使用

表 125 江山永宸 110kV 送出线路使用情况

单位：元

不可撤销经营租赁的最低付款额	金额
资产负债表日后第 1 年	499,646.02
资产负债表日后第 2 年	499,646.02

资产负债表日后第 3 年	499,646.02
以后年度	8,244,159.33
合计	9,743,097.39

b.330kV 送出线路使用

表 126 江山永宸 330kV 送出线路使用情况

单位：元

不可撤销经营租赁的最低付款额	金额
资产负债表日后第 1 年	9,773,008.85
资产负债表日后第 2 年	9,773,008.85
资产负债表日后第 3 年	9,773,008.85
以后年度	163,697,898.23
合计	193,016,924.78

2) 湖北晶泰

截至 2022 年 9 月 30 日，湖北晶泰对外签订的不可撤销的经营租赁合约情况如下：

表 127 湖北晶泰对外签订的不可撤销的经营租赁合约情况

单位：元

不可撤销经营租赁的最低付款额	金额
资产负债表日后第 1 年	1,099,646.02
资产负债表日后第 2 年	1,099,646.02
资产负债表日后第 3 年	1,099,646.02
以后年度	15,486,681.45
合计	18,785,619.51

(2) 或有事项

截至 2022 年 9 月 30 日，江山永宸不存在应披露的未决诉讼、对外担保等或有事项。

截至 2022 年 9 月 30 日，湖北晶泰不存在应披露的未决诉讼、对外担保等或有事项。

（3）资产负债表日后事项

截至 2023 年 1 月 13 日，江山永宸、湖北晶泰不存在应披露的资产负债表日后事项。

（4）其他重要事项

1) 江山永宸

a.重要资产转让及出售

2021 年 12 月，江山永宸将 110kV 送出线路工程及与目标资产相关的业务合同项下的全部权利和义务转让给母公司京能发展（北京），送出线路资产金额为 1,142.17 万元（不含税金额 1,010.77 万元），根据 2021 年 12 月 31 日资产账面价值，加上增值税确定。

2021 年 12 月，江山永宸与母公司京能发展（北京）签订资产转让协议，约定将 330kV 升压站和对应的 330kV 送出线路工程资产 3/8 的份额以及与目标资产相关的业务合同项下的全部权利和义务转让给母公司京能发展（北京），送出线路资产、债权和债务金额分别为 14,232.36 万元（不含税金额 12,595.01 万元）、144.75 万元和 7,800.07 万元，应收取价款共计 6,577.03 万元。根据 2021 年 12 月 31 日资产账面价值，加上增值税以及预付运维费用，减去应付工程款确定。2022 年江山永宸与京能发展（北京）、榆林隆源签订权利义务转让协议，各方同意自 2022 年 1 月 1 日起，江山永宸将上述债权债务转让予母公司京能发展（北京），基于 2022 年 1 月 1 日前合同履行应由江山永宸承担的义务，榆林隆源可向京能发展（北京）及江山永宸同时主张并要求其承担连带责任。

b.应收账款转让

2022 年 7 月，江山永宸股东作出决定，将其截至 2021 年 12 月 31 日的账面价值为人民币 67,912.76 万元的可再生能源补贴应收账款，在解除相关应收账款质押后转让给江山永宸母公司京能发展（北京）或其指定主体，具体条款和条件以实际签署的协议为准（截至 2022 年 12 月 31 日，因国补回款，截至 2021 年 12 月 31 日的国补应收款账面余额已下降至 14,146.07 万元）。

2) 湖北晶泰

a.重要资产转让及出售

2021年12月，湖北晶泰将110kV送出线路以及与目标资产相关的业务合同项下的全部权利和义务转让给母公司联合光伏（常州），送出线路资产和债权金额分别为1,249.46万元（不含税金额1,105.72万元）和1.34万元，根据2021年12月31日资产账面价值，加上增值税以及预付运维费用确定。

湖北晶泰将截至2021年12月31日的应收补贴款余额11,905.35万元转让给母公司联合光伏（常州）。估值报告根据回款期间和资金成本测算现值10,818.47万元。现值与转让价格之间差异按权益性交易处理，计入未分配利润。

2022年9月15日，湖北晶泰与华夏银行股份有限公司北京国贸支行签订《国内保理业务合同》，约定将湖北晶泰基于晶泰光伏项目以及《购售电合同》、《2022年购售电协议》，就2022年1月-3月期间向国网湖北省电力有限公司应收未收的可再生能源补贴总计人民币12,467,600.00元，转让给华夏银行股份有限公司北京国贸支行，2022年9月22日湖北晶泰收到上述债权转让对价款。

b.保理业务情况

2022年9月15日，湖北晶泰与华夏银行股份有限公司北京国贸支行签订《国内保理业务合同》，约定华夏银行为湖北晶泰核定的保理额度为人民币6,000万元，保理期限截至2023年7月12日止。截至2022年9月30日，该项保理业务的保理额度除上述应收债权转让对价外，其余额度尚未使用。

二、新购入不动产项目经营及模拟财务情况

（一）备考财务报表的编制基础

本备考财务报表主要用于反映两河水电公司所持有的不动产项目于2022年12月31日、2023年12月31日、2024年12月31日及2025年6月30日的财务状况以及2022年度、2023年度、2024年度及2025年1-6月的经营成果。假设不动产项目及相关业务架构作为一个整体，于2022年1月1日已经存在。

（二）重要会计政策、会计估计变更及前期差错更正

1. 重要会计政策变更

（1）企业会计准则解释第 15 号

财政部于 2021 年 12 月发布了《企业会计准则解释第 15 号》（财会〔2021〕35 号）（以下简称“解释第 15 号”）。

解释第 15 号规定，企业将固定资产达到预定可使用状态前或者研发过程中产出的产品或副产品对外销售（以下统称试运行销售）的，应当按照《企业会计准则第 14 号——收入》《企业会计准则第 1 号——存货》等规定，对试运行销售相关的收入和成本分别进行会计处理，计入当期损益，不应将试运行销售相关收入抵销相关成本后的净额冲减固定资产成本或者研发支出。试运行产出的有关产品或副产品在对外销售前，符合《企业会计准则第 1 号——存货》规定的应当确认为存货，符合其他相关企业会计准则中有关资产确认条件的应当确认为相关资产。

本备考财务报表主体自 2022 年 1 月 1 日起执行解释第 15 号“关于企业将固定资产达到预定可使用状态前或者研发过程中产出的产品或副产品对外销售的会计处理”的规定，进行追溯调整。

解释第 15 号规定，亏损合同中“履行合同义务不可避免会发生的成本”应当反映退出该合同的最低净成本，即履行该合同的成本与未能履行该合同发生的补偿或处罚两者之间的较低者。企业履行该合同的成本包括履行合同的增量成本和与履行合同直接相关的其他成本的分摊金额。其中，履行合同的增量成本包括直接人工、直接材料等；与履行合同直接相关的其他成本的分摊金额包括用于履行合同的固定资产的折旧费用分摊金额等。

本备考财务报表主体自 2022 年 1 月 1 日起执行解释第 15 号“关于亏损合同的判断”的规定，追溯调整 2022 年 1 月 1 日留存收益，不调整前期比较财务报表数据。

采用解释第 15 号未对本备考财务报表主体财务状况和经营成果产生影响。

（2）企业会计准则解释第 16 号

财政部于 2022 年 11 月发布了《企业会计准则解释第 16 号》（财会〔2022〕31 号）（以下简称“解释第 16 号”）。

解释第 16 号规定，对于分类为权益工具的永续债等金融工具，企业应当在确认应付股利时，确认与股利相关的所得税影响。对于所分配的利润来源于以前产生损益的交易或事项，该股利的所得税影响应当计入当期损益；对于所分配的利润来源于以前确认在所有者权益中的交易或事项，该股利的所得税影响应当计入所有者权益项目。

对分类为权益工具的金融工具确认应付股利发生在本年度的，涉及所得税影响按照上述解释第 16 号的规定进行会计处理，对发生在 2022 年 1 月 1 日之前且相关金融工具在 2022 年 1 月 1 日尚未终止确认的，涉及所得税影响进行追溯调整。

解释第 16 号规定，企业修改以现金结算的股份支付协议中的条款和条件，使其成为以权益结算的股份支付的，在修改日，企业应当按照所授予权益工具当日的公允价值计量以权益结算的股份支付，将已取得的服务计入资本公积，同时终止确认以现金结算的股份支付在修改日已确认的负债，两者之间的差额计入当期损益。如果由于修改延长或缩短了等待期，企业应当按照修改后的等待期进行上述会计处理（无需考虑不利修改的有关会计处理规定）。

本年度发生的以现金结算的股份支付修改为以权益结算的股份支付，按照上述解释第 16 号的规定进行会计处理，对于 2022 年 1 月 1 日之前发生的该类交易调整 2022 年 1 月 1 日留存收益及其他相关财务报表项目，对可比期间信息不予调整。

解释第 16 号规定，对于不是企业合并、交易发生时既不影响会计利润也不影响应纳税所得额（或可抵扣亏损）、且初始确认的资产和负债导致产生等额应纳税暂时性差异和可抵扣暂时性差异的单项交易，因资产和负债的初始确认所产生的应纳税暂时性差异和可抵扣暂时性差异，应当根据《企业会计准则第 18 号所得税》等有关规定，在交易发生时分别确认相应的递延所得税负债和递延所得税资产。对于在首次施行上述规定的财务报表列报最早期间的期初至本解释施行日之间发生的上述交易，企业应当按照上述规定，将累积影响数调整

财务报表列报最早期间的期初留存收益及其他相关财务报表项目。上述会计处理规定自 2023 年 1 月 1 日起施行。

本备考财务报表主体对租赁业务确认的租赁负债和使用权资产，以及确认的弃置义务相关预计负债和对应的相关资产，产生应纳税暂时性差异和可抵扣暂时性差异的，按照解释第 16 号的规定进行调整。

采用解释第 16 号未对本备考财务报表主体财务状况和经营成果产生影响。

（3）企业会计准则解释第 17 号

财政部于 2023 年 11 月发布了《企业会计准则解释第 17 号》（财会〔2023〕21 号）（以下简称“解释第 17 号”）。

解释第 17 号规定，对于企业贷款安排产生的负债，企业将负债清偿推迟至资产负债表日后一年以上的权利可能取决于企业是否遵循了贷款安排中规定的条件（以下简称“契约条件”）。企业根据准则规定对该负债的流动性进行划分时，应当区别下列情况考虑在资产负债表日是否具有推迟清偿负债的权利：

（1）企业在资产负债表日或者之前应遵循的契约条件，即使在资产负债表日之后才对该契约条件的遵循情况进行评估（如有的契约条件规定在资产负债表日之后基于资产负债表日财务状况进行评估），影响该权利在资产负债表日是否存在的判断，进而影响该负债在资产负债表日的流动性划分。（2）企业在资产负债表日之后应遵循的契约条件（如有的契约条件规定基于资产负债表日之后 6 个月的财务状况进行评估），不影响该权利在资产负债表日是否存在的判断，与该负债在资产负债表日的流动性划分无关。

负债的条款导致企业在交易对手方选择的情况下通过交付自身权益工具进行清偿的，如果按照准则规定该选择权分类为权益工具并将其作为复合金融工具的权益组成部分单独确认，则该条款不影响该项负债的流动性划分。

该规定自 2024 年 1 月 1 日起施行，对可比期间信息进行调整。

解释第 17 号规定，对于供应商融资安排应披露：（1）供应商融资安排的条款和条件（如延长付款期限和担保提供情况等）。（2）①属于供应商融资安排的金融负债在资产负债表中的列报项目和账面金额。②供应商已从融资提供方收到款项的，应披露所对应的金融负债的列报项目和账面金额；③以及相关金融负债的付款到期日区间，以及不属于供应商融资安排的可比应付账款的付

款到期日区间。如果付款到期日区间的范围较大，企业还应当披露有关这些区间的解释性信息或额外的区间信息；（3）相关金融负债账面金额中不涉及现金收支的当期变动（包括企业合并、汇率变动以及其他不需使用现金或现金等价物的交易或事项）的类型和影响。

企业在根据相关准则的要求披露流动性风险信息时，应当考虑其是否已获得或已有途径获得通过供应商融资安排向企业提供延期付款或向其供应商提供提前收款的授信。企业在根据相关准则的要求识别流动性风险集中度时，应当考虑供应商融资安排导致企业将其原来应付供应商的部分金融负债集中于融资提供方这一因素。该规定自 2024 年 1 月 1 日起施行。企业在首次执行本解释的规定时，无需披露可比期间相关信息，并且无需在首次执行本解释规定的年度报告中披露第（2）项下②和③所要求的期初信息。

解释第 17 号规定，对于资产转让属于销售的售后租回交易中形成的使用权资产和租赁负债，应当按照《企业会计准则第 21 号——租赁》中的相关规定进行后续计量。承租人在对售后租回所形成的租赁负债进行后续计量时，确定租赁付款额或变更后租赁付款额的方式不得导致其确认与租回所获得的使用权有关的利得或损失。租赁变更导致租赁范围缩小或租赁期缩短的，承租人仍应当按照《企业会计准则第 21 号——租赁》的规定将部分终止或完全终止租赁的相关利得或损失计入当期损益，不受前款规定的限制。企业应当按照本解释的规定对《企业会计准则第 21 号——租赁》首次执行日后开展的售后租回交易进行追溯调整。该规定自 2024 年 1 月 1 日起施行。

采用解释第 17 号未对本备考财务报表主体财务状况和经营成果产生影响。

2. 重要会计估计变更

表 128 固定资产折旧年限变更情况

单位：元

会计估计变更的内容和原因	审批程序	开始适用的时点	受影响的报表项目	影响金额（2023 年度）
槟榔江水电控制方发生变更，参考专业机构对固定资产的未来可使用寿命进行评估，并结合集团的固定资产折旧年限，制定合理的折旧年限	董事会	2023 年 5 月 1 日	①固定资产	-2,350,153.69
			②营业成本	2,350,153.69
			③未分配利润	-2,350,153.69

2023 年 12 月 24 日，槟榔江水电母公司保山能源发展股份有限公司召开固定资产折旧年限调整专题会及 2023 年第十次临时董事会，会议同意参考集团《固定资产折旧管理办法》，结合槟榔江水电实际情况，经固定资产使用部门研判后确定调整年限，并自 2023 年 5 月 1 日开始适用。

3. 前期差错更正

无。

(三) 备考财务报表

致同会计师事务所（特殊普通合伙）对由云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司所持有的苏家河口和松山河口水电站相关资产及业务的备考财务报表进行了审计，包括 2022 年 12 月 31 日、2023 年 12 月 31 日、2024 年 12 月 31 日及 2025 年 6 月 30 日的备考资产负债表，2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月的备考利润表以及备考财务报表附注，并出具了《云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司持有的苏家河口和松山河口水电站基础设施相关资产及业务 2022 年、2023 年、2024 年及 2025 年 1-6 月备考财务报表审计报告》，非经特别说明，本招募说明书中两河水电公司的财务数据均引自上述备考财务报表审计报告。

1. 资产负债表

表 129 备考资产负债表

单位：元

项目	2025 年 6 月 30 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	212,275.34	60,952.40	-	-
交易性金融资产	-	-	-	-
衍生金融资产	-	-	-	-
应收票据	-	-	-	-
应收账款	43,124,817.61	21,623,740.37	24,058,547.96	20,196,592.02
应收款项融资	-	-	-	-
预付款项	192,082.81	222,144.42	149,337.56	809,014.82
其他应收款	212,798,481.60	142,275,724.10	-	16,930,000.00

其中：应收利息	-	-	-	-
应收股利	-	-	-	-
存货	4,864,193.85	5,044,121.62	4,741,918.70	4,718,969.37
合同资产	-	-	-	-
持有待售资产	-	-	-	-
一年内到期的非流动资产	-	-	-	-
其他流动资产	-	-	-	-
流动资产合计	261,191,851.21	169,226,682.91	28,949,804.22	42,654,576.21
非流动资产：				
债权投资	-	-	-	-
其他债权投资	-	-	-	-
长期应收款	-	-	-	-
长期股权投资	-	-	-	-
其他权益工具投资	-	-	-	-
其他非流动金融资产	-	-	-	-
投资性房地产	-	-	-	-
固定资产	2,152,031,370.58	2,190,502,951.03	2,264,748,583.07	2,340,908,379.19
在建工程	-	-	-	-
生产性生物资产	-	-	-	-
油气资产	-	-	-	-
使用权资产	25,555,446.58	26,243,037.10	-	-
无形资产	-	-	-	-
开发支出	-	-	-	-
商誉	-	-	-	-
长期待摊费用	-	-	-	-
递延所得税资产	154,172.42	108,402.66	-	-
其他非流动资产	-	-	-	-
非流动资产合计	2,177,740,989.58	2,216,854,390.79	2,264,748,583.07	2,340,908,379.19
资产总计	2,438,932,840.79	2,386,081,073.70	2,293,698,387.29	2,383,562,955.40
流动负债：				
短期借款	-	-	-	-
交易性金融负债	-	-	-	-
衍生金融负债	-	-	-	-

应付票据	-	-	-	-
应付账款	63,250,030.76	44,497,325.97	5,751,642.47	7,856,222.51
预收款项	-	-	-	-
合同负债	-	-	-	-
应付职工薪酬	2,732.71	4,078.16	54,340.87	2,683,856.24
应交税费	6,630,435.21	4,757,759.07	1,233,771.99	79,272,391.02
其他应付款	14,867,603.18	657,175.10	370,618.44	2,623,334.07
其中：应付利息	-	-	-	-
应付股利	14,267,000.00	-	-	-
持有待售负债	-	-	-	-
一年内到期的非流动负债	103,921,990.80	79,719,067.36	59,103,624.02	268,021,163.30
其他流动负债	-	-	-	-
流动负债合计	188,672,792.66	129,635,405.66	66,513,997.79	360,456,967.14
非流动负债：				
长期借款	839,393,750.00	889,175,000.00	524,737,500.00	541,900,000.00
应付债券	-	-	-	-
租赁负债	24,813,691.85	25,353,728.78	-	-
长期应付款	18,425,033.74	18,059,332.27	18,017,753.40	53,979,940.61
长期应付职工薪酬	-	-	-	-
预计负债	-	-	-	-
递延收益	-	-	-	-
递延所得税负债	-	-	-	-
其他非流动负债	-	-	-	-
非流动负债合计	882,632,475.59	932,588,061.05	542,755,253.40	595,879,940.61
负债合计	1,071,305,268.25	1,062,223,466.71	609,269,251.19	956,336,907.75
所有者权益合计：				
实收资本	1,200,000,000.00	1,200,000,000.00	-	-
资本公积	108,005,355.79	108,005,355.79	-	-
专项储备	-	-	-	-
盈余公积	7,388,921.68	1,585,225.12	-	-
未分配利润	52,233,295.07	14,267,026.08	-	-
归属于母公司股东权益合计	1,367,627,572.54	1,323,857,606.99	1,684,429,136.10	1,427,226,047.65
少数股东权益	-	-	-	-

所有者权益	1,367,627,572.54	1,323,857,606.99	1,684,429,136.10	1,427,226,047.65
负债和股东权益总计	2,438,932,840.79	2,386,081,073.70	2,293,698,387.29	2,383,562,955.40

2. 利润表

表 130 备考利润表

单位：元

项目	2025 年 1-6 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
一、营业收入	157,101,239.04	344,910,262.16	266,380,970.34	362,794,829.18
减：营业成本	68,250,855.36	150,495,703.54	123,734,774.50	131,828,140.51
税金及附加	6,211,391.65	5,790,620.22	5,234,792.48	5,843,012.07
销售费用	-	-	-	-
管理费用	-	2,139,593.21	7,469,384.66	8,824,759.63
研发费用	-	-	-	-
财务费用	14,195,662.60	33,405,928.48	33,238,417.26	55,702,861.91
其中：利息费用	13,823,432.54	32,696,790.96	28,873,882.61	50,380,232.49
利息收入	1,853.11	468.44	-	-
加：其他收益	-	-	-	-
投资收益（损失以“-”号填列）	-	-	-	-
其中：对联营企业和合营企业的投资收益	-	-	-	-
以摊余成本计量的金融资产终止确认收益（损失以“-”号填列）	-	-	-	-
净敞口套期收益（损失以“-”号填列）	-	-	-	-
公允价值变动收益（损失以“-”号填列）	-	-	-	-
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-	-	-	-
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-	-	-	-
资产处置收益（损失以“-”号填列）	-	-	-	-
二、营业利润（亏损以“-”号填列）	68,443,329.43	153,078,416.71	96,703,601.44	160,596,055.06
加：营业外收入	9,428.55	17,872.00	-	-
减：营业外支出	-	-	4,759.76	-
三、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	68,452,757.98	153,096,288.71	96,698,841.68	160,596,055.06
减：所得税费用	10,415,792.43	22,856,040.65	14,504,826.25	24,089,408.26
四、净利润（净亏损以“-”号填列）	58,036,965.55	130,240,248.06	82,194,015.43	136,506,646.80
（一）按经营持续性分类：			-	-

其中：持续经营净利润（净亏损以“-”号填列）	58,036,965.55	130,240,248.06	82,194,015.43	136,506,646.80
终止经营净利润（净亏损以“-”号填列）	-	-	-	-
（二）按所有权归属分类：	-	-	-	-
其中：归属于母公司股东的净利润（净亏损以“-”号填列）	58,036,965.55	130,240,248.06	82,194,015.43	136,506,646.80
少数股东损益（净亏损以“-”号填列）	-	-	-	-
五、其他综合收益的税后净额	-	-	-	-
归属于母公司股东的其他综合收益的税后净额	-	-	-	-
（一）不能重分类进损益的其他综合收益	-	-	-	-
（二）将重分类进损益的其他综合收益	-	-	-	-
归属于少数股东的其他综合收益的税后净额	-	-	-	-
六、综合收益总额	58,036,965.55	130,240,248.06	82,194,015.43	136,506,646.80
归属于母公司股东的综合收益总额	58,036,965.55	130,240,248.06	82,194,015.43	136,506,646.80
归属于少数股东的综合收益总额	-	-	-	-
七、每股收益	-	-	-	-
（一）基本每股收益	-	-	-	-
（二）稀释每股收益	-	-	-	-

三、新购入不动产项目主要报表科目分析

（一）资产负债状况分析

1. 资产结构分析

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司的资产总额分别为 238,356.30 万元、229,369.84 万元、238,608.11 万元和 243,893.28 万元。

从资产结构来看，两河水电公司的流动资产占比较少，截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，公司流动资产占总资产的比重分别为 1.79%、1.26%、7.09%和 10.71%，流动资产占总资产的比重逐年上升，主要包括应收账款、预付账款、其他应收款和存货等项目。

两河水电公司的非流动资产占比较大。截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，非流动资产占总资产的比重分别为 98.21%、98.74%、

92.91%和 89.29%。主要由固定资产等项目构成，固定资产在非流动资产中的占比分别为 100.00%、100.00%、98.81%和 98.82%。

(1) 流动资产分析

表 131 两河水电公司流动资产构成情况

单位：万元、%

项目	2025 年 6 月 30 日		2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
货币资金	21.23	0.08	6.10	0.04	-	-	-	-
应收账款	4,312.48	16.51	2,162.37	12.78	2,405.85	83.10	2,019.66	47.35
预付款项	19.21	0.07	22.21	0.13	14.93	0.52	80.90	1.90
其他应收款	21,279.85	81.47	14,227.57	84.07	-	-	1,693.00	39.69
存货	486.42	1.86	504.41	2.98	474.19	16.38	471.90	11.06
流动资产合计	26,119.19	100.00	16,922.67	100.00	2,894.98	100.00	4,265.46	100.00

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，公司流动资产主要由应收账款、其他应收款和存货构成，上述资产合计占流动资产的比例分别为 98.10%、99.48%、99.83%和 99.85%。报告期内两河水电公司的流动资产存在一定波动，主要系应收账款、其他应收款波动导致。

1) 货币资金

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司的货币资金分别为 0.00 万元、0.00 万元、6.10 万元和 21.23 万元，占流动资产比例分别为 0.00%、0.00%、0.04%和 0.08%。2024 年末，两河水电公司新增货币资金 6.10 万元，均为银行存款；2025 年 6 月末，两河水电公司新增货币资金 15.13 万元，均为银行存款。

2) 应收账款

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司的应收账款分别为 2,019.66 万元、2,405.85 万元、2,162.37 万元和 4,312.48 万元，占流动资产比例分别为 47.35%、83.10%、12.78%和 16.51%。2025 年 6 月末较 2024 年末增加 2,150.11 万元，主要系 2025 年 6 月末对云南电网有限责任公司的应收售电款上升导致。

表 132 两河水电公司应收账款构成情况

单位：万元、%

客户	2025 年 6 月 30 日		2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
云南电网有限责任公司	4,312.48	100.00	2,162.37	100.00	2,156.60	89.64	2,019.66	100.00
云南保山电力股份有限公司	-	-	-	-	249.25	10.36	-	-
应收账款合计	4,312.48	100.00	2,162.37	100.00	2,405.85	100.00	2,019.66	100.00

表 133 两河水电公司应收账款账龄情况

单位：万元

账龄	2025 年 6 月 30 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日
1 年以内	4,312.48	2,162.37	2,405.85	2,019.66
1 年以上	-	-	-	-
应收账款合计	4,312.48	2,162.37	2,405.85	2,019.66

3) 其他应收款

表 134 两河水电公司其他应收款构成情况

单位：万元、%

账龄	2025 年 6 月 30 日		2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
应收押金和保证金	-	-	-	-	-	-	1,690.00	99.82
应收其他款项	-	-	-	-	-	-	3.00	0.18
应收关联方款项	21,279.85	100.00	14,227.57	100.00	-	-	-	-
其他应收款合计	21,279.85	100.00	14,227.57	100.00	-	-	1,693.00	100.00

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司的其他应收款总额分别为 1,693.00 万元、0.00 万元、14,227.57 万元和 21,279.85 万元，占流动资产比例分别为 39.69%、0.00%、84.07%和 81.47 %。2023 年末，两河水电公司的其他应收款总额归零，主要系京能国际收购保山能源后替换高息借款，提前偿还融资租赁款后，收回押金、保证金所致。2024 年末，两河水电新增其他应收款 14,227.57 万元，均为应收云南保山槟榔江水电开发有限公司的往来款，账龄为 1 年以内；2025 年 6 月末，两河水电新增其他应收款 7,052.28 万元，均为应收云南保山槟榔江水电开发有限公司的往来款，账龄为 1 年以内。该款项主要为依据《增资划转协议》及《增资划转协议补充协议》，自划转基准日后，云南保山槟榔江水电开发有限公司代收款项。

4) 存货

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司存货金额分别为 471.90 万元、474.19 万元、504.41 万元和 486.42 万元，2022 年-2025 年 6 月保持稳定。存货主要为备品备件、低值易耗品、防洪度汛物资等。

（2）非流动资产分析

表 135 两河水电公司非流动资产情况

单位：万元、%

项目	2025年6月30日		2024年12月31日		2023年12月31日		2022年12月31日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
固定资产	215,203.14	98.82	219,050.30	98.81	226,474.86	100.00	234,090.84	100.00
使用权资产	2,555.54	1.17	2,624.30	1.18	-	-	-	-
递延所得税资产	15.42	0.01	10.84	0.00	-	-	-	-
非流动资产合计	217,774.10	100.00	221,685.44	100.00	226,474.86	100.00	234,090.84	100.00

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司的固定资产分别为 234,090.84 万元、226,474.86 万元、219,050.30 万元和 215,203.14 万元，主要为发电资产及设备，固定资产占非流动资产的比例分别为 100.00%、100.00%、98.81%和 98.82%，金额逐步下降，主要系发电资产及设备每年折旧和摊销所致。

1) 固定资产

两河水电公司的非流动资产主要由固定资产构成。截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司固定资产分别为 234,090.84 万元、226,474.86 万元、219,050.30 万元和 215,203.14 万元，占非流动资产的比例分别为 100.00%、100.00%、98.81%和 98.82%。

2) 使用权资产

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司的使用权资产分别为 0.00 万元、0.00 万元、2,624.30 万元和 2,555.54 万元，2024 年末新增使用权资产 2,624.30 万元，主要系租入 220 千伏送电线路导致。

3) 递延所得税资产

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司的递延所得税资产分别 0.00 万元、0.00 万元、10.84 万元和 15.42 万元。

2. 负债结构分析

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司的负债总额分别为 95,633.69 万元、60,926.93 万元、106,222.35 万元和 107,130.53 万元，2022 年末至 2023 年末负债总额持续降低。2024 年末负债总额较 2023 年末上升 45,295.42 万元，主要系新增与中国建设银行保山分行的银行借款所致。

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司的负债构成情况如下：

(1) 流动负债分析

表 136 两河水电公司流动负债构成情况

单位：万元、%

项目	2025年6月30日		2024年12月31日		2023年12月31日		2022年12月31日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
应付账款	6,325.00	33.52	4,449.73	34.32	575.16	8.65	785.62	2.18
应付职工薪酬	0.27	0.00	0.41	0.00	5.43	0.08	268.39	0.74
应交税费	663.04	3.51	475.78	3.67	123.38	1.85	7,927.24	21.99
其他应付款	1,486.76	7.88	65.72	0.51	37.06	0.56	262.33	0.73
其中：应付利息	1,426.70	7.56	-	-	-	-	-	-
一年内到期的非流动负债	10,392.20	55.08	7,971.91	61.49	5,910.36	88.86	26,802.12	74.36
流动负债合计	18,867.28	100.00	12,963.54	100.00	6,651.40	100.00	36,045.70	100.00

两河水电公司的流动负债主要由应付账款、应交税费和一年内到期的非流动负债构成。截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，应付账款占流动负债比例分别为 2.18%、8.65%、34.32%和 33.52 %。应交税费占流动负债比例分别为 21.99%、1.85%、3.67%和 3.51%。一年内到期的非流动负债占流动负债比例分别为 74.36%、88.86%、61.49%和 55.08%。2022 年末至 2023 年末，两河水电流动负债规模明显降低，主要系两河水电公司偿还金融租赁借款及欠缴税费所致，2024 年末，两河水电流动负债规模较 2023 年末上升 6,312.14 万元，主要为应付账款及资产划转后一年内到期的非流动负债增加所致。

1) 应付账款

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司应付账款分别为 785.62 万元、575.16 万元、4,449.73 万元和 6,325.00 万元，主要由服务费、设备款和修理费等构成，2024 年末应付账款较 2023 年末增加 3,874.57 万元，主要为服务费、设备款和修理费增加所致。具体如下表所示：

表 137 两河水电公司应付账款明细情况

单位：万元

项目	2025年6月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日
服务费	5,940.09	3,784.33	506.40	415.73
修理费	110.85	429.38	25.02	194.10
设备款	209.89	209.89	27.07	65.49
线路租赁费	35.10	23.40	-	-
其他	29.07	2.74	16.67	110.29
合计	6,325.00	4,449.73	575.16	785.62

2) 应交税费

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司应交税费分别为 7,927.24 万元、123.38 万元、475.78 万元和 663.04 万元，2022 年末至 2023 年末应交税费金额呈下降趋势，主要系京能国际收购保山能源后逐步安排资金补缴以前年度欠缴水资源费和库区基金所致。2024 年末应交税费较 2023 年末增加 352.40 万元，主要为企业所得税、增值税等增加所致；2025 年 6 月末应交税费较 2024 年末增加 187.27 万元，主要为增值税、水资源税和库区基金等增加所致。两河水电公司 2022 年-2025 年 6 月应交税费明细情况如下表所示：

表 138 两河水电公司应交税费明细情况

单位：万元

税项	2025年6月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日
企业所得税	176.76	283.32	-	-
增值税	144.55	42.63	-	-
库区基金	156.49	59.00	62.61	5,395.43
水资源税	151.62	57.16	60.77	2,531.81
城市维护建设税	15.52	7.37	-	-
教育费附加	15.52	7.37	-	-

印花税	2.52	17.49	-	-
个人所得税	0.07	1.43	-	-
合计	663.04	475.78	123.38	7,927.24

3) 一年内到期的非流动负债

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司一年内到期的非流动负债分别为 26,802.12 万元、5,910.36 万元、7,971.91 万元和 10,392.20 万元，分别占流动负债的 74.36%、88.86%、61.49%和 55.08%，一年内到期的非流动负债主要由一年内到期的长期借款和一年内到期的长期应付款构成，2022 至 2023 年一年内到期的非流动负债逐年下降主要系两河水电公司提前偿还融资租赁款导致，2024 年末一年内到期的非流动负债较 2023 年末增加 2,061.54 万元，主要系一年内到期的长期借款和线路租赁款增加所致。

(2) 非流动负债分析

表 139 两河水电公司非流动负债构成情况

单位：万元、%

项目	2025年6月30日		2024年12月31日		2023年12月31日		2022年12月31日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
长期借款	83,939.38	95.10	88,917.50	95.34	52,473.75	96.68	54,190.00	90.94
租赁负债	2,481.37	2.81	2,535.37	2.72	-	-	-	-
长期应付款	1,842.50	2.09	1,805.93	1.94	1,801.78	3.32	5,397.99	9.06
非流动负债合计	88,263.25	100.00	93,258.81	100.00	54,275.53	100.00	59,587.99	100.00

非流动负债方面，两河水电公司的非流动负债以长期借款为主。截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，长期借款余额分别为 54,190.00 万元、52,473.75 万元、88,917.50 万元和 83,939.38 万元，占非流动负债比例为 90.94%、96.68%、95.34%及 95.10%。非流动负债在 2022 年末至 2023 年末持续下降，主要系偿还长期借款和长期应付款所致。2024 年末，两河水电公司非流动负债较 2023 年末增长较多，主要系新增银行长期借款所致。

1) 长期借款

表 140 两河水电公司长期借款构成具体情况

单位：万元、%

项目	2025年6月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日

质押借款	93,915.26	96,565.42	25,175.47	30,593.87
抵押借款	0.00	0.00	24,864.07	21,751.19
保证借款	0.00	0.00	8,308.37	10,312.78
小计	93,915.26	96,565.42	58,347.91	62,657.84
减：一年内到期的长期借款	9,975.89	7,647.92	5,874.16	8,467.84
合计	83,939.38	88,917.50	52,473.75	54,190.00

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司的长期借款金额分别为 54,190.00 万元、52,473.75 万元、88,917.50 万元和 83,939.38 万元。2024 年末，两河水电公司的长期借款大幅增加，较 2023 年末增加 36,443.75 万元，主要系新增与中国建设银行保山分行的质押借款增加所致。截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司长期借款主要由质押借款及抵押借款构成，其中质押借款金额分别为 30,593.87 万元、25,175.47 万元、96,565.42 万元和 93,915.26 万元；抵押借款金额分别为 21,751.19 万元、24,864.07 万元、0.00 万元和 0.00 万元。

截至 2025 年 6 月 30 日，两河水电公司存续借款（不含一年内到期的长期借款）具体情况如下：

表 141 截至 2025 年 6 月末两河水电公司存续借款情况

单位：万元

序号	金融机构	合同编号	借款日	到期日	借款本金余额	一年内到期的利息	利率	所涉电站	担保方式
1	中国建设银行保山市分行	保山 2016-002 号	2017/8/1	2036/8/1	18,780.00	14.60	2.5%	苏家河口水电站项目	质押
2	中国建设银行腾冲支行	JD2009003	2009/8/25	2027/8/24	2,640.00	2.69	2.5%	苏家河口水电站项目	质押
3		JD2009004	2009/12/14	2027/8/24	1,660.00	1.68	2.5%	苏家河口水电站项目	质押
4	中国建设银行保山分行	HTZ530720000XMRZ2023N004	2024/1/1	2035/12/31	8,950.00	7.09	2.7%	松山河口水电站项目	质押
5		HTZ530720000XMRZ2023N005	2024/1/1	2035/12/31	32,350.00	25.46	2.7%	苏家河口水电站项目	质押

6	中国工商银行腾冲支行	0251000011-2025 年(腾冲)字 00015 号	2025/2/14	2031/7/18	12,787.50	11.84	2.82%	苏家河口水电站项目	质押
7		0251000011-2025 年(腾冲)字 00016 号	2025/2/14	2031/7/18	6,771.88	6.27	2.82%	松山河口水电站项目	质押
-	合计	-	-	-	83,939.38	69.64	-	-	-

注：
中国建设银行保山分行于 2024 年 1 月 1 日与槟榔江水电签署 2 份《项目融资贷款合同》，约定提供本金金额合计为人民币 45,000.00 万元的借款，因该两笔借款用途与苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目相关，故将其由槟榔江水电重组至两河水电公司，在两河水电公司 2025 年 6 月 30 日备考资产负债表中列示。

两河水电公司抵质押情况具体详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“三、抵押、质押、担保和其他权利限制安排”之“（四）对不动产项目未来经营有重大影响的资产调查情况”。

2) 租赁负债

表 142 两河水电公司租赁负债构成具体情况

单位：万元

项目	2025年6月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日
租赁付款额	3,600.00	3,600.00	-	-
减：未确认的融资费用	741.40	778.94	-	-
小计	2,858.60	2,821.06	-	-
减：一年内到期的租赁负债	377.23	285.68	-	-
合计	2,481.37	2,535.37	-	-

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司租赁负债分别为 0.00 万元、0.00 万元、2,535.37 万元和 2481.37 万元，2024 年末新增租赁负债 2,535.37 万元，主要系依据《关于苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目 220kV 送电线路工程租赁协议》承租的 220 千伏送电线路费用。

3) 长期应付款

表 143 两河水电公司长期应付款构成具体情况

单位：万元

项目	2025年6月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日
实物补偿费	1,881.59	1,844.24	1,837.98	1,982.26

应付融资租赁款	-	-	-	21,750.00
小计	1,881.59	1,844.24	1,837.98	23,732.27
减：一年内到期长期应付款	39.08	38.31	36.21	18,334.27
合计	1,842.50	1,805.93	1,801.78	5,397.99

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司长期应付款分别为 5,397.99 万元、1,801.78 万元、1,805.93 万元和 1,842.50 万元，2023 年末长期应付款规模明显降低，主要系两河水电公司提前偿还融资租赁款导致。

（二）盈利能力分析

表 144 两河水电公司盈利能力分析

单位：万元

盈利能力指标	2025年1-6月	2024年度	2023年度	2022年度
总资产收益率（年化）（%）	4.81	5.57	3.51	5.61
净资产收益率（年化）（%）	8.63	8.66	5.28	10.27
营业收入	15,710.12	34,491.03	26,638.10	36,279.48
营业成本	6,825.09	15,049.57	12,373.48	13,182.81
毛利润	8,885.04	19,441.46	14,264.62	23,096.67
毛利率（%）	56.56	56.37	53.55	63.66
管理费用	0.00	213.96	746.94	882.48
财务费用	1,419.57	3,340.59	3,323.84	5,570.29
期间费用	1,419.57	3,554.55	4,070.78	6,452.76
期间费用占营业收入比率（%）	9.04	10.31	15.28	17.79
利润总额	6,845.28	15,309.63	9,669.88	16,059.61
净利润	5,803.70	13,024.02	8,219.40	13,650.66
净利率（%）	36.94	37.76	30.86	37.63

注：
 ①总资产收益率（年化）=净利润÷（（期初资产总额+期末资产总额）/2）×100%，其中 2025 年 1-6 月的总资产收益率=（2025 年 1-6 月净利润*2）÷（（期初资产总额+期末资产总额）/2）×100%
 ②净资产收益率（年化）=净利润÷（（期初净资产+期末净资产）/2）×100%，其中 2025 年 1-6 月的净资产收益率=（2025 年 1-6 月净利润*2）÷（（期初净资产+期末净资产）/2）×100%
 ③毛利率=（营业收入－营业成本）/营业收入×100%
 ④净利率=（净利润/主营业务收入）×100%

2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，两河水电公司营业收入分别为 36,279.48 万元、26,638.10 万元、34,491.03 万元和 15,710.12 万元，全部为电力销售收入。2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，收入存在一定波动，主要系流域来水量波动导致发电量波动所致。2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，槟榔江流域天然来水量分别为 144,687 万立方米、120,830 万立方米以及 131,541 万立方米及 45,753 万立方米，其中苏家河口和松山河口水电站合计发电量分别为 187,133 万千瓦时、137,199 万千瓦时、172,643 万千瓦时及 64,794 万千瓦时。

2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，两河水电公司营业成本分别为 13,182.81 万元、12,373.48 万元、15,049.57 万元和 6,825.09 万元，近三年营业成本的波动主要是发电量波动带来的水资源费和库区基金变动。2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，两河水电公司期间费用分别为 6,452.76 万元、4,070.78 万元、3,554.55 万元和 1,419.57 万元，占营业收入比例分别为 17.79%、15.28%、10.31%和 9.04%，最近三年及一期比例及金额逐步降低，主要系两河水电公司偿还融资租赁款，财务费用相应减少所致。从营业成本结构来看，营业成本中占比较大的项目分别为折旧费、水资源费、库区基金、托管运营费用（含人工和运营）等，其中，托管运营费用（含人工和运营）主要系槟榔江水电将苏家河口水电站、松山河口水电站人员划转至保能和顺公司后，由保能和顺公司为两河水电公司苏家河口水电站、松山河口水电站提供运营管理服务，两河水电公司所支付的托管运营费用，服务内容包括但不限于执行日常运营服务、实施水电站维修、改造等。

表 145 两河水电公司营业成本分析

单位：万元、%

项目	2025年1-6月		2024年度		2023年度		2022年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
折旧费	3,847.16	56.37	7,604.49	50.53	8,049.07	65.05	7,818.10	59.31
职工薪酬	40.52	0.59	237.94	1.58	1,144.54	9.25	1,160.08	8.80
维护维修费	133.91	1.96	387.95	2.58	194.70	1.57	615.77	4.67
水资源费	-	-	1,265.08	8.41	1,050.03	8.49	1,484.95	11.26
库区基金	512.31	7.51	1,365.30	9.07	1,085.23	8.77	1,534.76	11.64

保险费	26.22	0.38	35.86	0.24	117.38	0.95	189.24	1.44
托管运营费用（含人工和运营）	1,816.07	26.61	2,820.65	18.74 ⁶²	-	-	-	-
220KV线路使用费	68.76	1.01	126.06	0.84	-	-	-	-
实物补偿费	-	-	1.38	0.01	5.53	0.04	-	-
安全生产费	314.91	4.61	944.07	6.27	492.09	3.98	135.13	1.03
电力交易服务费	14.24	0.21	21.38	0.14	55.26	0.45	60.06	0.46
其他	50.99	0.75	239.40	1.59	179.65	1.45	184.73	1.40
小计	6,825.09	100.00	15,049.57	100.00	12,373.48	100.00	13,182.81	100.00

2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，两河水电公司净利润分别为 13,650.66 万元、8,219.40 万元、13,024.02 万元和 5,803.70 万元，主要受营业收入和财务费用影响，导致净利润波动较大。2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，两河水电公司总资产收益率分别为 5.61%、3.51%、5.57%及 4.81%，净资产收益率分别为 10.27%、5.28%、8.66%及 8.63%，近三年及一期存在一定波动。

（三）偿债能力分析

表 146 两河水电公司偿债能力分析

单位：%

指标	2025 年 1-6 月/6 月末	2024 年度/末	2023 年度/末	2022 年度/末
资产负债率	43.93	44.52	26.56	40.12
流动比率	1.38	1.31	0.44	0.12
速动比率	1.36	1.27	0.36	0.11

从短期偿债能力指标来看，两河水电公司截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末流动比率分别为 0.12、0.44、1.31 及 1.38，速动比率分别为 0.11、0.36、1.27 及 1.36，总体呈上升趋势，短期偿债能力提升。

从长期偿债能力来看，截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司资产负债率分别为 40.12%、26.56%、44.52%及 43.93%。2022 年末至 2023 年末，两河水电公司资产负债率持续下降，主要系逐步偿还负债所致。2024 年末资产负债率有所增高，主要系本年新增长期借款所致，其

⁶² 2024 年 3 月之后，本项目运营管理方式发生改变，由保能和顺公司向两个电站提供运营管理服务并收取相应费用（包括与日常运维管理事项相关的成本费用、运营管理实施机构提供运营管理服务对应的人员成本和合理回报），使得项目的营业成本结构发生较大变化。

中 2024 年 1 月 1 日新增 2 笔与建行保山分行的银行借款，本金金额合计人民币 45,000.00 万元。

四、抵押、质押、担保和其他权利限制安排

（一）贷款及担保基本情况

1. 《工行贷款合同》及担保合同

两河水电公司（作为借款人）与工行腾冲支行（作为贷款人）签署了 2 份《固定资产借款合同》（编号为 0251000011-2025 年（腾冲）字 00015 号与 0251000011-2025 年（腾冲）字 00016 号，合称“《2025 年工行贷款合同》”）。《2025 年工行贷款合同》第一部分基本约定第 11 条约定：“3.[…]如转让本项目经营性资产或经营资产无法使用、项目建设及运营模式发生重大变化、借款人发生股权转让或其他重大股权结构变动等情况，须事先征得贷款人书面同意。否则视同借款人违约，贷款人有权要求提前收回全部贷款本息。”第二部分具体条款第 8.6 条约定：“进行合并、分立、减资、股权变动、股权质押、重大资产和债权转让、对外提供担保、重大对外投资、实质性增加债务融资以及其他可能对贷款人权益造成不利影响的行动时，事先征得贷款人书面同意或就贷款人债权的实现作出令贷款人满意的安排方可进行。”为担保《2025 年工行贷款合同》项下借款债权的实现，两河水电公司（作为出质人、乙方）与工行腾冲支行（作为质权人、甲方）签署的《质押合同》（编号为 0251000011-2025 年（腾冲）字 00015 号质押 01 与 0251000011-2025 年（腾冲）字 00016 号质押 01，合称“《2025 年工行质押合同》”）第 8.2 条约定：“在本合同有效期内，未经甲方书面同意，不以馈赠、转让或许可他人使用等方式处分质物”。工行腾冲支行（作为甲方）与两河水电公司（作为乙方）签署了编号为 0251000011-2025 年（腾冲）字 00015 号监管 01 与 0251000011-2025 年（腾冲）字 00016 号监管 01 的 2 份《账户监管协议》，《账户监管协议》第 6.5 条约定：“乙方有下列情形之一的，应当及时书面通知甲方：[…](2) 经营机制发生变化，包括但不限于实行合并、分立、股份制改造、与外商合资合作等”。

就上述转让限制，工行腾冲支行于 2025 年 3 月 4 日出具《关于同意提前还款并解除担保的函》，该函载明：“同意两河水电公司为发行基础设施基金之

目的实施基础设施 REITs 转让事项，同意将两河水电公司 100%的股权及基础设施项目转让予基础设施基金及其下设特殊目的载体，对以两河水电公司 100%股权发行基础设施 REITs 无异议。”

2. 《中行贷款合同》及担保合同

经查，槟榔江水电（作为甲方、借款人）与中国银行股份有限公司保山市分行（简称“中行保山分行”，作为乙方、贷款人）签署了《固定资产借款合同》，（编号：保山 2016-002 号，简称“《中行贷款合同》”）。《中行贷款合同》第十一条第 2 款第（5）项约定：“如借款人发生进行合并、分立、减资、股权转让、对外投资、实质性增加债务融资、重大资产和债权转让以及其他可能对借款人的偿债能力产生不利影响的事项时，须事先征得贷款人的书面同意。”

2024 年 8 月 29 日，槟榔江水电（甲方）、两河水电公司（乙方）与中行保山分行（丙方）签署了编号为“保债承 2024-001 号”的《债务承继协议》（简称“《债务承继协议》”），约定槟榔江水电将《固定资产借款合同》项下的全部债务转让给两河水电公司。

为确保《债务承继协议》的履行，两河水电公司（作为出质人）与中行保山分行（作为质权人）于 2024 年 8 月 29 日签订了《应收账款质押合同》（合同编号：2024 年保中银质字 002 号，简称“《中行应收账款质押合同》”），约定将出质人在中行保山分行贷款余额占出质人总贷款余额比例确定的电费收费权质押给质权人，同时签署了编号为“保中银质字 2024-001 号”的《应收账款质押登记协议》。为确保《债务承继协议》的履行，中行保山分行（甲方）、两河水电公司（乙方）于 2024 年 8 月 29 日签订了《资金监管协议》（编号：2024 年保监字 003 号）。《中行应收账款质押合同》第十一条约定：“下列情况之一即构成出质人在本合同项下违约：[...]3、出质人违反本合同的约定，擅自转让或以其他方式全部或部分处分应收账款/收费权。”

就上述转让限制，中行保山分行于 2024 年 9 月 12 日出具《关于同意提前还款并解除担保的函》，该函载明：“为发行基础设施基金之目的，同意槟榔江水电、两河水电公司实施内部重组事项及基础设施 REITs 转让事项，同意将两河水电公司 100%的股权及基础设施项目转让予基础设施基金及其下设特殊目

的载体，对以两河水电公司 100%股权发行基础设施 REITs 无异议。同意借款人提前一次性偿还《固定资产借款合同》《债务承继协议》项下全部应付借款本息。……如届时借款人以基础设施项目（包括但不限于以不动产权提供抵押（如有）、以应收账款提供质押等）为《固定资产借款合同》《债务承继协议》提供担保的，则该担保合同项下的担保亦同时消灭，贷款人同意配合借款人办理质押等担保的解除手续。”

3. 《建行贷款合同》及担保合同

槟榔江水电（作为甲方、借款人）与中国建设银行股份有限公司腾冲支行（简称“建行腾冲支行”，作为乙方、贷款人）签署了《人民币资金借款合同》《固定资产借款合同》（合同编号：JD2009003、JD2009004）。槟榔江水电（作为甲方、借款人）与中国建设银行股份有限公司保山市分行（简称“建行保山分行”，作为乙方、贷款人）签署了 2 份《项目融资贷款合同》（合同编号：HTZ530720000XMRZ2023N004、HTZ530720000XMRZ2023N005，上述合同合称“《建行贷款合同》”）。合同编号为 JD2009004 的《固定资产借款合同》及两份《项目融资贷款合同》第八条第二款第（九）项均约定：“甲方进行合并、分立、股权转让、对外投资、实质性增加债务融资等重大事项前，应征得乙方的书面同意。但乙方的书面同意，并不影响日后乙方认为上述行为可能危及乙方债权安全时行使本合同所约定救济措施的权利”。

2024 年 8 月 30 日，槟榔江水电（作为原借款人，甲方）、建行腾冲支行（作为贷款人，乙方）与两河水电公司（作为新债务人，丙方）签署了编号为 BSZWZY20240807-2 的《借款债务转移协议》，约定槟榔江水电将其与建行腾冲支行签订的编号为 JD2009003 的《人民币资金借款合同》、JD2009004 的《固定资产借款合同》项下债务转移给两河水电公司。2024 年 8 月 30 日，槟榔江水电（作为原借款人，甲方）、建行保山分行（作为贷款人，乙方）与两河水电公司（作为新债务人，丙方）签署了编号为 BSZWZY20240807-1 的《借款债务转移协议》，约定槟榔江水电将其与建行保山分行签订的编号为 HTZ530720000XMRZ2023N004、HTZ530720000XMRZ2023N005 的《项目融资贷款合同》项下债务转移给两河水电公司。

为确保编号为 BSZWZY20240807-1 的《借款债务转移协议》的履行，两河水电公司（作为出质人、甲方）与建行保山分行（作为质权人、乙方）签订了《应收账款（收费权）质押合同》（合同编号：BSYSZY20240807-1 号），为确保编号为 BSZWZY20240807-2 的《借款债务转移协议》的履行，两河水电公司（作为出质人、甲方）与建行腾冲支行（作为质权人、乙方）签订了《应收账款（收费权）质押合同》（合同编号：BSYSZY20240807-2 号，与 BSYSZY20240807-1 号合称“《建行应收账款质押合同》”），《建行应收账款质押合同》第一条第三款约定：“未经乙方事先书面同意，甲方不得以任何方式处分收费权及相关权利，包括但不限于重复担保与转让”。

为确保编号为 BSZWZY20240807-1 的《借款债务转移协议》的履行，两河水电公司（甲方）、建行保山分行（乙方）、槟榔江水电（丙方）与保山能源（丁方）签订了《账户监管协议》（编号：BSJGXY20240807-1 号）。为确保编号为 BSZWZY20240807-2 的《借款债务转移协议》的履行，两河水电公司（甲方）、建行腾冲支行（乙方）、槟榔江水电（丙方）与保山能源（丁方）签订了《账户监管协议》（编号：BSJGXY20240807-2 号，与 BSJGXY20240807-1 号合称“《建行账户监管协议》”）。《建行账户监管协议》第一条第五款约定：“在足额清偿乙方当期贷款本息前，未经乙方同意，甲方不得以任何方式（包括但不限于转账、支用）处分账户内的资金。”

就上述转让限制，建行保山分行、建行腾冲支行于 2024 年 9 月 18 日出具《关于同意提前还款并解除担保的函》，该函载明：“为发行基础设施基金之目的，同意槟榔江水电、两河水电公司实施内部重组事项及基础设施 REITs 转让事项，同意将两河水电公司 100%的股权及基础设施项目转让予基础设施基金及其下设特殊目的载体，对以两河水电公司 100%股权发行基础设施 REITs 无异议。”

（二）资本市场融资情况及历史信用表现

截至 2025 年 6 月 30 日，两河水电公司尚无公开市场融资记录。

（三）对外担保情况

截至 2025 年 6 月 30 日，两河水电公司不存在对外担保情况。

（四）对不动产项目未来经营有重大影响的资产调查情况

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，两河水电公司所有权或使用权受到限制的资产情况如下：

表 147 两河水电公司所有权或使用权受到限制的资产情况

单位：万元

项目	2025年6月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日	受限原因
应收账款	4,312.48	2,162.37	2,405.85	2,019.66	质押
固定资产	-	-	6,383.16	59,028.07	抵押
合计	4,312.48	2,162.37	8,789.02	61,047.73	-

两河水电公司所有权或使用权受到限制情况说明如下：

所有权或使用权受到限制情况详见前述“（一）贷款及担保基本情况”。

（五）承诺及或有事项、日后事项

截至 2025 年 6 月 30 日，两河水电公司不存在应披露的未决诉讼、对外担保等或有事项，不存在应披露的资产负债表日后事项。

五、税收

新购入项目公司适用西部大开发政策 15% 的所得税税率。根据财政部、税务总局、国家发展改革委下发的《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告 2020 年第 23 号），自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15% 的税率征收企业所得税。因此，自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，新购入项目公司可继续适用西部大开发政策 15% 的所得税税率。

六、资产选取依据

在保山能源及下属公司持有的 26 座水电站中，从装机容量来看，苏家河口水电站项目装机容量为 315 兆瓦，装机容量排名 1/26，松山河口水电站项目装机容量为 168 兆瓦，装机容量排名 2/26。

从保山能源及下属公司持有的 26 座水电站 2024 年度的营业收入来看，苏家河口水电站项目营业收入为 22,784.57 万元，营收能力排名 1/26，松山河口水电站项目营业收入为 11,706.46 万元，营收能力排名 2/26。

从投资管理手续来看，选取的苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目立项、规划、用地、环评、施工许可、竣工验收及不动产权证等合规手续较其他水电站更为齐备。

综上所述，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目从装机容量、营业收入方面来看，在原始权益人实际控制人体系内排名靠前，经营表现优异，同时合规手续较为齐备，故作为本次扩募资产。

七、会计政策

不动产项目会计政策和会计估计详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“一、不动产项目经营及模拟财务情况”。

第三节 发起人及原始权益人

首发不动产项目的原始权益人一为京能国际能源发展（北京）有限公司，原始权益人二为联合光伏（常州）投资集团有限公司。新购入不动产项目的原始权益人为云南保山槟榔江水电开发有限公司。

一、首发不动产项目原始权益人

（一）原始权益人基本情况

1. 京能国际能源发展（北京）有限公司

京能发展（北京）是榆林光伏项目的原始权益人。

（1）基本情况

2016年6月20日，北京联合荣邦新能源科技有限公司在北京市工商行政管理局注册成立，注册资本为500万元人民币，由丝绸之路新能源（常州）有限公司100%出资。

2022年8月12日，北京联合荣邦领取了新的营业执照（营业执照注册号：110106021483341），对于公司注册资本做出调整，注册资本为600,000万元，公司正式更名为京能国际能源发展（北京）有限公司。

截至2022年9月30日，京能发展（北京）注册资本为600,000万元人民币，北京能源国际投资有限公司持有公司99.92%的股权，为公司控股股东，丝绸之路新能源（常州）有限公司持有公司0.08%股权。京能国际间接持有北京能源国际投资有限公司与丝绸之路新能源（常州）有限公司100%股权，为京能发展（北京）的实际控制人。

2023年4月17日，发起机构股东作出股东会决议，同意京能国际能源发展（北京）有限公司引入农银金融资产投资有限公司（以下简称“农银投资”）现金增资100,000万元，其中，认缴出资额58,644.22万元，资本公积金41,355.78万元；同意京能国际注册资本增加到658,644.22万元；同意京能国际新增董事一名，由农银投资委派张希担任；同意终止京能国际原章程，启用新章程。

2024年12月17日，发起机构股东作出股东会决议，同意发起机构增加新股东北京京能国际控股有限公司，同意旧股东农银金融资产投资有限公司退出，同意股东农银金融资产投资有限公司将其持有的8.90%股权，出资额58,644.22万元，其中实缴出资额58,644.22万元转让给北京京能国际控股有限公司，同意修改公司章程。

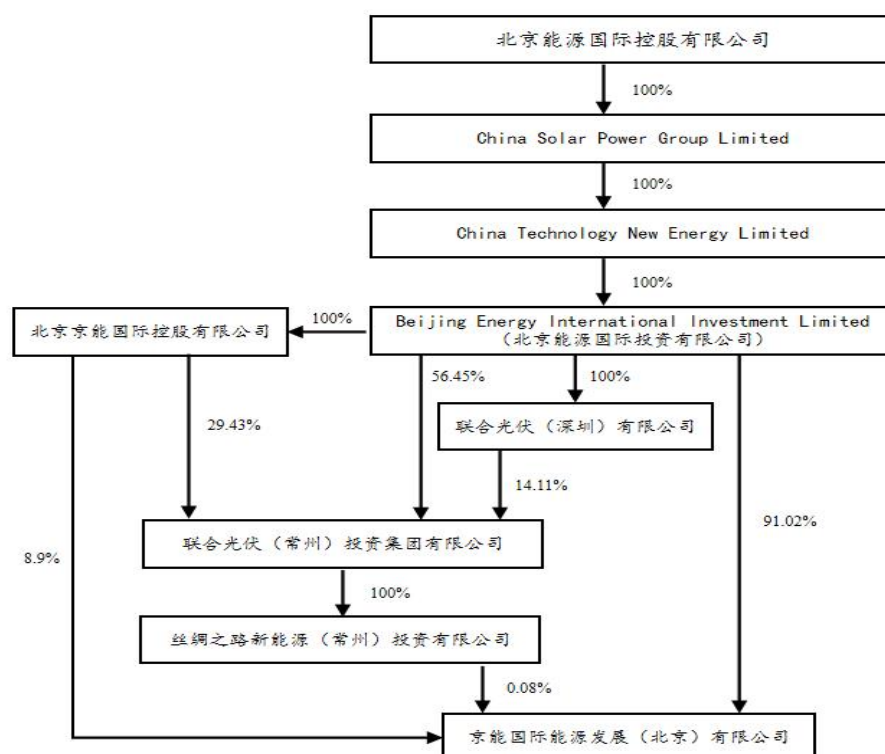
2024年12月17日，发起机构股东作出股东会决议，同意由北京能源国际投资有限公司、丝绸之路新能源（常州）有限公司、北京京能国际控股有限公司组成新的股东会，其中北京能源国际投资有限公司认缴出资599,500万元人民币、丝绸之路新能源（常州）有限公司认缴出资500万元人民币、北京京能国际控股有限公司认缴出资58,644.22万元人民币，同意修改公司章程，同意免去张希董事职务。

（2）股权结构、控股股东和实际控制人情况

1) 股权结构

截至2024年12月31日，京能发展（北京）的股权结构如下图所示：

图 12 京能发展（北京）股权结构图



2) 控股股东和实际控制人情况

截至 2024 年 12 月 31 日，北京能源国际投资有限公司为京能发展（北京）控股股东，京能国际为京能发展（北京）的实际控制人。

2023 年 12 月，惠誉评级（Fitch Ratings）已确认发起人京能国际长期外币发行人违约评级为“A”，展望稳定；惠誉评级同时确认京能国际的高级无抵押评级为“A”。

2023 年 9 月，标普全球评级（S&P Global Ratings）已确认发起人京能国际评级为“BBB+”，展望稳定。

2024 年 7 月，联合资信授予京能国际“AAA”信用评级，评级展望为稳定。

2023 年 7 月，惠誉常青（Sustainable Fitch）授予京能国际“2”的 ESG（环境、社会 and 治理）主体评级，评定其主体得分为“76”，京能国际 ESG 表现良好。

2024 年 8 月，京能国际再次获得惠誉常青（Sustainable Fitch）关于对公司环境、社会及管治（ESG）的主体评级，惠誉常青对京能国际维持了“2”的主体评级，并且主体评分由 76 分提升至 78 分。

2024 年 10 月，标普评级确认京能国际的发行人信用评级为“BBB+”。

2024 年 12 月，惠誉评级（Fitch Ratings）确认京能国际长期外币发行人违约评级为“A”。

2025 年 4 月，惠誉评级（Fitch Ratings）确认京能国际长期外币发行人违约评级为“A-”。

(3) 组织架构、治理结构、主要负责人和持续经营能力

1) 组织架构

京能发展（北京）为京能国际的投资主体之一，组织架构设置较为简单，由经理负责企业的日常经营管理并向董事会汇报。公司设董事会，成员为 3 人，由股东会选举产生。董事任期 3 年，任期届满可连选连任，董事长为公司的法定代表人。公司设经理，由董事会决定聘任或解聘。设监事 1 人，由股东会选举产生。

2) 治理结构

a.股东会

股东会由全体股东组成，是公司的权力机构，决定公司的经营方针和投资计划；选举和更换非由职工代表担任的董事、监事，决定有关董事、监事的报酬事项；审议批准董事会的报告；审议批准监事的报告；审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案；审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损的方案；对公司增加或者减少注册资本作出决议；对发行公司债券作出决议；对公司合并、分立、解散、清算或者变更公司形式作出决议；修改公司章程。

股东会的首次会议由出资最多的股东召集和主持。股东会会议由股东按照出资比例行使表决权。股东会会议作出修改公司章程、增加或者减少注册资本的决议，以及公司合并、分立、解散或者变更公司形式的决议，必须经代表三分之二以上表决权的股东通过。

b.董事会

公司设董事会，成员为3人，由股东会选举产生。董事任期3年，任期届满，可连选连任。董事会设董事长一人，由董事会选举产生。董事会行使下列职权：负责召集股东会，并向股东会议报告工作；执行股东决定；审定公司的经营计划和投资方案；制定公司的年度财务预算方案、决算方案；制订公司的利润分配方案和弥补亏损的方案；制订公司增加或者减少注册资本以及发行公司债券的方案；制订公司合并、分立、变更公司形式、解散的方案；决定公司内部管理机构的设置；决定聘任或者解聘公司经理及其报酬事项，并根据经理的提名决定聘任或者解聘公司副经理，财务负责人及其报酬事项；制定公司的基本管理制度。

董事会会议由董事长召集和主持。董事长不能履行职务或者不履行职务的，由半数以上董事共同推举一名董事召集和主持。董事会决议的表决，实行一人一票。

c.经理层

公司设经理，由董事会决定聘任或者解聘。经理对董事会负责，主持公司的生产经营管理工作，组织实施董事会决议；组织实施公司年度经营计划和投资方案；拟订公司内部管理机构设置方案；拟订公司的基本管理制度；制定公司的具体规章；提请聘任或者解聘公司副经理、财务负责人；聘任或者解聘除应由董事会决定聘任或者解聘以外的负责管理人员。

经理列席董事会会议。

d. 监事

公司设监事 1 人，由股东会选举产生。监事任期每届三年，任期届满，可连选连任。监事负责检查公司财务；对董事、高级管理人员执行公司职务的行为进行监督，对违反法律、行政法规、公司章程或者股东会决议的董事、高级管理人员提出罢免的建议；当董事和高级管理人员的行为损害公司的利益时，要求董事和高级管理人员予以纠正；提议召开临时股东会会议，在董事会不履行规定的召集和主持股东会会议职责时召集和主持股东会会议，向股东会会议提出提案；依照《公司法》第一百五十二条的规定，对董事、高级管理人员提起诉讼。

监事可以列席董事会会议。

3) 主要负责人员情况

京能发展（北京）主要负责人员情况如下：

朱军先生，公司董事长兼总经理。朱军先生于 2020 年 3 月加入京能发展（北京）控股股东京能国际，担任首席执行官和董事。加入京能国际前，朱军先生曾先后任山西漳山发电有限责任公司设备维护部经理、助理总经理、党支部书记；山西漳山发电总工程师、副总经理；国电电力大连庄河发电有限责任公司副总经理；北京京丰燃气发电有限责任公司党委书记、执行董事、总经理，北京京丰热电有限责任公司执行董事、总经理；北京京能清洁能源电力股份有限公司副总经理，京能清洁能源执行董事。朱军先生具有丰富的能源行业从业经验。朱军先生为电力工程技术高级工程师，毕业于山西太原工业大学电力分院动力系发电厂热能动力专业，并获武汉大学动力与机械工程学院工业工程专业颁授工程硕士学位。

黄慧先生，公司董事。黄慧先生现任京能发展（北京）控股股东京能国际首席财务官、北京能源集团（香港）有限责任公司董事、副总经理，京能集团财务有限公司董事，北京京能清洁能源电力股份有限公司监事。黄慧先生曾任内蒙古电力（集团）有限责任公司财务部管理科副科长、价格管理处处长；北京京能国际能源股份有限公司财务部副经理；北京京能热电股份有限公司总会计师兼董事会秘书；北京京能清洁能源电力股份有限公司总会计师、北京分公

司总会计师等。黄慧先生具有丰富的财务、管理从业经验。黄慧先生毕业于内蒙古财经学院金融系货币银行学专业，取得经济学学士学位，并获华北电力大学颁授工商管理硕士学位。

刘东升先生，公司董事。刘东升先生毕业于首都师范大学生物学专业，取得生物学学士学位、北京建筑工程学院经济学学士学位，以及 NHTV 布雷达应用科学大学工商管理硕士学位，有着 30 年以上的投资及公司管理经验。

4) 持续经营能力

业务方面，京能发展（北京）主营业务是华北及西北地区光伏绿色新能源项目的投资、建设与运营，通过光伏电站收购，并辅以自建方式实现装机容量的快速增长，目前已投运的发电资产主要为地面集中式光伏发电电站，分布区域主要集中于新疆、内蒙古、陕西、山西、山东、河北等地。

财务方面，截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）的总资产规模分别为 4.42 亿元、20.22 亿元、203.03 亿元和 304.96 亿元，随着公司业务的不扩张，2020 年末资产规模同比涨幅为 356.88%，2021 年末同比涨幅为 904.29%，2022 年 9 月末相比 2021 年末涨幅为 50.21%。近三年及一期内，京能发展（北京）营业收入分别为 0.61 亿元、0.95 亿元、8.81 亿元和 14.01 亿元，受益于政策支持和行业的快速发展，营业收入逐年大幅上涨；近三年及一期，京能发展（北京）经营活动产生的现金流量净额分别为 0.16 亿元、-1.22 亿元、17.07 亿元和 14.71 亿元，经营活动现金流充裕。此外，虽然近三年及一期内京能发展（北京）负债水平持续提高，筹资活动产生的现金流出逐年增大，但融资渠道畅通，预计不会对持续经营能力造成重大不利影响。

此外，京能发展（北京）股东背景较为雄厚，京能集团于 2020 年 2 月成为京能发展（北京）实际控股公司京能国际的第一大股东，使得京能国际在业务市场、资本市场上的品牌能力和议价能力得到极大的提升，受益于股权结构的优化，京能发展（北京）的整体实力进一步增强。京能发展（北京）专业人员储备充足，技术骨干年轻化，在已投运的项目中有丰富的经验积累。

（4）内部控制情况和不动产运营相关业务流程、管理制度、风险控制制度

1) 内部控制情况

作为京能国际的控股子公司，江山永宸沿用京能国际的内部控制制度。

京能国际为提升其经营管理水平，确保各项工作规范、有序地开展，最大限度地减少或规避风险，按照财政部《内部会计控制规范》，财政部、证监会、审计署、银监会、保监会五部委《企业内部控制基本规范》及《中央企业内部控制配套指引》，国资委《中央公司全面风险管理指引》和公司风险管理和内部控制要求，建立了统一、规范、科学和有效的内部控制体系，制定了内部控制制度。

京能国际内部控制的总体目标是建立符合京能国际管理实际的、满足相关法律法规要求的内部控制体系，全面提升京能国际的管理水平，增强风险防范能力，为京能国际持续健康发展和实现战略目标提供合理保证。

内部控制制度通过内部环境、风险评估、控制活动、信息与沟通、内部监督等 5 个内部控制要素，和不兼容职务分离控制、授权审批控制、会计系统控制、预算控制、财产保护控制、运营分析控制、绩效考评控制等 7 项控制标准系统地建立了内部控制体系，以全面、有效地指导内部控制体系建设工作。

a.采购管理办法

该采购管理办法规定了京能国际采购管理工作的相关职责、标准、管理内容、方法，适用于京能国际总部、分、子公司采购管理工作。采购管理办法有利于规范采购行为、发挥集中采购优势、保证采购质量、降低采购成本、防范采购风险，从而规范并加快完善企业标准体系，适应国家标准和国际先进标准的需要。

b.无形资产管理办法

该无形资产管理办法规定了京能国际无形资产管理职责、内容和要求，适用于京能国际总部、分、子公司无形资产管理。无形资产管理办法有利于规范无形资产管理，提高资产利用效率，从而规范并加快完善企业标准体系，适应国家标准和国际先进标准的需要。

c.招标管理办法

该招标管理办法规定了京能国际招标采购管理工作的内容、方法、要求，适用于京能国际总部、各分子公司、项目公司、电站境内招标采购管理工作。招标管理办法有利于加强公司招标采购管理工作，规范采购行为，提高公司资金使用效益，保证项目质量，维护国家利益和社会公共利益，从而规范并加快完善企业标准体系，适应国家标准和国际先进标准的需要。

d.合同管理办法

该合同管理办法规定了京能国际总部、分、子公司合同管理的内容、职责、程序和要求，适用于京能国际总部、分、子公司的合同管理。合同管理办法明确了合同管理要求，有利于规范合同审核、审批程序，落实合同管理职责，防范合同管理过程中的风险，提高管理效率。从而规范并加快企业标准体系的完善，适应国家标准和国际先进标准的需要。

e.安全生产工作规定

该安全生产工作规定规定了京能国际总部及其所属分、子公司安全生产管理工作的职责、内容、方法，适用于京能国际安全生产管理工作。安全风险预控管理规定贯彻“生命至上，安全发展”的理念，坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，保证员工在生产经营活动中的人身安全，避免国家和投资者的财产损失，努力实现本质安全，从而规范并加快企业标准体系的完善，适应国家标准和国际先进标准的需要。

2) 不动产运营相关业务流程、管理制度、风险控制制度

京能发展（北京）作为京能国际的控股子公司，资产运行的相关流程与制度沿用京能国际相关制度。

《产权登记管理办法》保证对产权登记与年检工作进行及时的监督、检查和指导工作，确保产权登记与年检工作及时有效地进行。

《资产评估管理办法》保证对资产评估申请、评估机构、资产评估报告履行严格、有效的审批程序，确保资产评估遵守国家法律、行政法规、规章和政策规定，资产评估工作顺利进行，维护国有利益。

《产权转让管理办法》保证可研报告的编制依据充分、合理，对可研报告、转让方式、转让方案、资产评估报告履行严格的审批程序，确保产权转让遵守

国家法律、行政法规、规章和政策规定，产权转让工作顺利进行，提高企业核心竞争力，促进企业持续发展。

《资产核销管理办法》保证资产减值证据及资产减值评估报告、资产减值转回证据合理、可靠、合法，确保资产减值计提或减值转回合规。保证资产核销报告合理、客观、合规并经有效审批，确保国有资产管理有序。

（5）主营业务情况

京能发展（北京）致力于华北及西北地区绿色新能源项目的投资、建设与运营，以市场为基础，以资本为依托，以技术为先导，以管理为核心，通过光伏电站收购，并辅以自建方式实现装机容量的快速增长。目前已投运的发电资产主要为地面集中式光伏发电电站，分布区域主要集中于内蒙古、新疆、陕西、山西、山东、河北等地。2020年来，随着发电机组的陆续竣工投产和收购，京能发展（北京）装机规模快速提升，上网电量随之逐年大幅增长。

截至2022年9月30日，京能发展（北京）投资66个电站项目，可控装机容量为3.34 GW（含光伏与风电）。京能发展（北京）的主营业务收入来源包括电力销售、商品销售和服务业务，2019年至2022年9月主营业务收入情况如下表所示：

表 148 京能发展（北京）2019 年至 2022 年 9 月主营业务收入情况

单位：万元

主营业务 (按产品或板块)	2022 年 1-9 月		2021 年		2020 年		2019 年	
	营业收入	占比	营业收入	占比	营业收入	占比	营业收入	占比
电力销售	137,894.83	98.40%	66,869.40	75.94%	5,941.95	62.29%	4,641.34	76.12%
商品销售	-	-	21,188.82	24.06%	2,263.96	23.74%	-	-
服务业务	2,243.61	1.60%	-	-	1,332.50	13.97%	1,456.00	23.88%
合计	140,138.44	100%	88,058.22	100%	9,538.41	100%	6,097.34	100%

电力销售收入是京能发展（北京）的主要收入来源，近三年及一期占比均超过 60%。2021 年公司开始聚焦电力行业，逐渐剥离其他主营业务，2022 年 1-9 月，电力销售业务占主营业务比例约为 98.40%。

（6）财务情况

深圳新洲会计师事务所（普通合伙）依据中国注册会计师准则分别对京能发展（北京）2019年12月31日的资产负债表，2019年度的利润表、现金流量表进行了审计，并出具了标准无保留意见的深新洲审字[2020]第A104号审计报告。致同会计师事务所（特殊普通合伙）依据中国注册会计师准则对其2020年12月31日和2021年12月31日的资产负债表，2020年度和2021年度的利润表和现金流量表进行了审计，并分别出具了标准无保留意见的致同审字（2021）第110C015565号和致同审字（2022）第110C021290号审计报告。此外，京能发展（北京）提供了2022年1-9月未经审计的财务报表。未经特别说明，近三年及一期京能发展（北京）的财务数据均引自上述审计报告及财务报表。

1）资产负债表

京能发展（北京）2019年至2022年9月期末资产负债表如下：

表 149 京能发展（北京）2019 年至 2022 年 9 月期末资产负债表情况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	2,127,600,313.18	896,110,165.35	165,732,900.66	5,109,838.63
应收账款	3,460,337,455.47	2,216,283,759.40	138,768,749.25	48,521,682.08
预付款项	11,878,970.00	50,563,425.08	191,560.87	391,120.78
其他应收款	573,356,218.06	345,655,716.86	683,202,332.44	22,778,694.40
存货	2,582,120.88	2,582,120.88	207,725,425.26	-
其他流动资产	3,480,407,486.51	2,140,790,663.83	10,634,179.30	23,414,646.65
流动资产合计	9,656,162,564.10	5,651,985,851.40	1,206,255,147.78	100,215,982.54
非流动资产：				
长期应收款	25,186,470.53	-	25,800,000.00	9,000,000.00
固定资产	14,662,058,911.48	8,240,641,054.86	643,582,588.95	327,218,029.66
在建工程	2,832,577,770.94	4,406,771,369.24	490.00	162,290.70
使用权资产	723,087,243.74	684,828,799.59	-	-
无形资产	65,360,474.02	53,632,904.05	439,217.12	-

项目	2022年9月30日	2021年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
商誉	305,192,624.83	101,137,240.99	-	-
长期待摊费用	31,641,869.34	14,640,608.22	19,232,111.60	5,884,421.30
递延所得税资产	10,855,284.98	3,521,883.97	-	-
其他非流动资产	2,184,135,688.23	1,145,714,348.85	126,308,317.42	-
非流动资产合计	20,840,096,338.09	14,650,888,209.77	815,362,725.09	342,264,741.66
资产总计	30,496,258,902.19	20,302,874,061.17	2,021,617,872.87	442,480,724.20
流动负债：				
短期借款	4,287,503,395.75	1,322,128,500.03	200,000,000.00	-
应付账款	1,765,365,813.73	561,755,392.35	69,071,074.05	27,091,486.05
预收款项	15,864,916.96	15,853,210.96	-	-
应付职工薪酬	1,631,657.15	234,295.44	1,037,167.84	870,281.29
应交税费	19,152,219.05	14,218,486.77	1,398,404.71	24,553.34
其他应付款	5,896,468,316.87	4,780,904,065.64	1,250,062,305.09	78,564,583.77
一年内到期的非流动负债	2,261,438,807.22	1,083,006,538.67	62,223,879.55	24,769,947.06
其他流动负债	-	-	-	4,923,611.90
流动负债合计	14,247,425,126.73	7,778,100,489.86	1,583,792,831.24	136,244,463.41
非流动负债：				
长期借款	8,638,245,305.35	4,512,467,866.98	71,000,000.00	93,000,000.00
租赁负债	625,673,015.91	544,193,295.64	-	-
长期应付款	5,189,746,273.05	6,673,828,924.80	332,401,454.61	176,230,052.94
递延收益	12,691,472.73	-	-	-
递延所得税负债	226,576,330.25	133,966,273.62	999,766.74	-
非流动负债合计	14,692,932,397.29	11,864,456,361.04	404,401,221.35	269,230,052.94
负债合计	28,940,357,524.02	19,642,556,850.90	1,988,194,052.59	405,474,516.35
所有者权益（或股东权益）：				
实收资本（或股本）	809,412,433.50	135,385,000.00	5,000,000.00	5,000,000.00
资本公积	-	143,257,033.50	-	-
未分配利润	721,951,492.28	359,795,943.08	-1,350,209.87	5,926,596.61
归属于母公司所有者权益合计	1,531,363,925.78	638,437,976.58	3,649,790.13	10,926,596.61

项目	2022年9月30日	2021年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
少数股东权益	24,537,452.39	21,879,233.69	29,774,030.15	26,079,611.24
所有者权益（或股东权益）合计	1,555,901,378.17	660,317,210.27	33,423,820.28	37,006,207.85
负债和所有者权益（或股东权益）总计	30,496,258,902.19	20,302,874,061.17	2,021,617,872.87	442,480,724.20

2) 利润表

京能发展（北京）2019年至2022年9月的利润表如下：

表 150 京能发展（北京）2019 年至 2022 年 9 月利润表情况

单位：元

项目	2022年1-9月	2021年度	2020年度	2019年度
一、营业收入	1,401,384,356.62	880,591,757.76	95,384,052.77	60,973,351.14
减：营业成本	542,744,139.78	446,084,318.40	54,077,057.17	23,206,984.19
税金及附加	7,005,075.36	5,372,869.02	148,837.96	26,110.10
管理费用	25,439,672.04	51,818,340.90	19,172,580.37	13,016,906.81
财务费用	467,981,507.06	219,138,557.31	26,582,482.56	13,988,735.63
资产减值损失	-	-	-	-5,000.00
加：其他收益	4,853,934.96	620,694.25	73,655.55	-
投资收益（损失以“-”号填列）	-	-12,944,288.23	-	-
二、营业利润（亏损以号填列）	363,067,897.34	145,854,078.15	-4,523,249.74	10,739,614.41
加：营业外收入	28,340,142.00	244,901,857.68	1,199,314.91	29,363.45
减：营业外支出	229,233.00	2,544,156.04	7,880.00	76.63
三、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	391,178,806.34	388,211,779.79	-3,331,814.83	10,768,901.23
减：所得税费用	26,365,038.45	19,120,258.54	250,572.74	-
四、净利润（净亏损以“-”号填列）	364,813,767.89	369,091,521.25	-3,582,387.57	10,768,901.23
（一）归属于母公司股东的净利润	362,155,549.18	361,146,152.95	-7,276,806.48	4,901,946.63
（二）少数股东损益	2,658,218.71	7,945,368.30	3,694,418.91	5,866,954.60
五、综合收益总额	364,813,767.89	369,091,521.25	-3,582,387.57	10,768,901.23

3) 现金流量表

京能发展（北京）2019年至2022年9月的现金流量表如下：

表 151 京能发展（北京）2019 年至 2022 年 9 月现金流量表情况

单位：元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	986,817,683.66	548,581,200.34	72,429,526.24	42,049,042.56
收到的税费返还	145,885,301.31	157,995.03	-	1,000.00
收到其他与经营活动有关的现金	660,902,136.55	1,371,456,869.48	16,717,128.16	12,182,356.41
经营活动现金流入小计	1,793,605,121.52	1,920,196,064.85	89,146,654.40	54,232,398.97
购买商品、接受劳务支付的现金	60,235,913.86	100,499,501.68	197,698,603.60	10,609,930.94
支付给职工以及为职工支付的现金	16,978,432.69	29,842,047.13	11,643,752.49	9,316,322.64
支付的各项税费	122,395,392.47	51,121,324.76	344,578.91	473,423.77
支付其他与经营活动有关的现金	122,547,997.63	31,687,737.67	984,373.99	17,479,274.54
经营活动现金流出小计	322,157,736.65	213,150,611.24	210,671,308.99	37,878,951.89
经营活动产生的现金流量净额	1,471,447,384.87	1,707,045,453.61	-121,524,654.59	16,353,447.08
二、投资活动产生的现金流量：				
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	2,333,700.00	-	1.00	-
收到其他与投资活动有关的现金	162,109,129.78	21,000,000.00	-	-
投资活动现金流入小计	164,442,829.78	21,000,000.00	1.00	-
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	2,775,181,054.61	1,598,723,875.82	21,575,173.24	94,994,205.67
投资支付的现金	-	-	-	4,000,000.00
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	1,569,209,647.69	1,849,703,243.67	16,206,767.74	57,040,001.00
支付其他与投资活动有关的现金	1,180,193,447.05	1,914,511,301.55	742,805,148.85	-
投资活动现金流出小计	5,524,584,149.35	5,362,938,421.04	780,587,089.83	156,034,206.67
投资活动产生的现金流量净额	-5,360,141,319.57	-5,341,938,421.04	-780,587,088.83	-156,034,206.67
三、筹资活动产生的现金流量：				
吸收投资收到的现金	530,770,400.00	207,647,793.50	-	4,000,000.00
取得借款收到的现金	9,875,520,041.21	5,883,467,866.38	200,000,000.00	89,000,000.00

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
收到其他与筹资活动有关的现金	116,694,682.92	854,481,429.22	1,215,300,000.00	413,558,287.57
筹资活动现金流入小计	10,522,985,124.13	6,945,597,089.10	1,415,300,000.00	506,558,287.57
偿还债务支付的现金	3,241,479,307.46	1,675,746,766.89	46,475,025.73	20,000,000.00
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	459,522,131.78	203,446,104.25	23,108,000.00	10,021,655.55
支付其他与筹资活动有关的现金	1,703,025,678.13	775,598,671.87	282,982,168.82	334,486,089.00
筹资活动现金流出小计	5,404,027,117.37	2,654,791,543.01	352,565,194.55	364,507,744.55
筹资活动产生的现金流量净额	5,118,958,006.76	4,290,805,546.09	1,062,734,805.45	142,050,543.02
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	1,220,769.46	-2,201,504.81	-	-
五、现金及现金等价物净增加额	1,231,484,841.52	653,711,073.85	160,623,062.03	2,369,783.43
加：期初现金及现金等价物余额	885,092,496.28	231,381,422.43	5,109,838.63	2,740,055.20
六、期末现金及现金等价物余额	2,116,577,337.80	885,092,496.28	165,732,900.66	5,109,838.63

4) 主要报表科目分析

a. 资产负债状况分析

(a) 资产构成及变动情况

表 152 京能发展（北京）资产构成及变动情况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动资产合计	9,656,162,564.10	31.66%	5,651,985,851.40	27.84%	1,206,255,147.78	59.67%	100,215,982.54	22.65%
非流动资产合计	20,840,096,338.09	68.34%	14,650,888,209.77	72.16%	815,362,725.09	40.33%	342,264,741.66	77.35%
资产总计	30,496,258,902.19	100%	20,302,874,061.17	100%	2,021,617,872.87	100%	442,480,724.20	100%

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）流动资产总额分别为 1.00 亿元、12.06 亿元、56.52 亿元和 96.56 亿元，占总资

产的比例分别为 22.65%、59.67%、27.84%和 31.66%。非流动资产总额分别为 3.42 亿元、8.15 亿元、146.51 亿元和 208.40 亿元，占总资产的比例分别为 77.35%、40.33%、72.16%和 68.34%。2020 年末及 2021 年末，京能发展（北京）流动资产规模分别较前一年末增长 1,103.66%及 368.56%，非流动资产规模分别较前一年末增长 138.23%及 1,696.86%，其原因系公司近年不断扩大业务且于 2020 年度及 2021 年度集中收购光伏和风电发电项目导致合并财务报表所合并的主体数量和规模均大幅增加所致，2022 年 9 月末流动资产规模较 2021 年末进一步增长，主要系经营活动和筹资活动现金流入导致货币资金、应收款项及其他流动资产增加。

a) 流动资产分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）流动资产构成情况如下：

表 153 京能发展（北京）流动资产构成情况

单位：元；%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
货币资金	2,127,600,313.18	22.03	896,110,165.35	15.85	165,732,900.66	13.74	5,109,838.63	5.10
应收账款	3,460,337,455.47	35.84	2,216,283,759.40	39.21	138,768,749.25	11.50	48,521,682.08	48.42
预付款项	11,878,970.00	0.12	50,563,425.08	0.89	191,560.87	0.02	391,120.78	0.39
其他应收款	573,356,218.06	5.94	345,655,716.86	6.12	683,202,332.44	56.64	22,778,694.40	22.73
存货	2,582,120.88	0.03	2,582,120.88	0.05	207,725,425.26	17.22	-	-
其他流动资产	3,480,407,486.51	36.04	2,140,790,663.83	37.88	10,634,179.30	0.88	23,414,646.65	23.36
流动资产合计	9,656,162,564.10	100	5,651,985,851.40	100	1,206,255,147.78	100	100,215,982.54	100

货币资金

京能发展（北京）货币资金主要是银行存款，截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）货币资金账面余额分别为 0.05 亿元、1.66 亿元、8.96 亿元和 21.28 亿元，占流动资产比例分别为 5.10%、13.74%、15.85%和 22.03%。2021 年末货币资金同比大幅增长 7.30 亿元，主要系京能发展（北京）2021 年度筹资活动现金大幅流入所致。2022 年 9 月末货币

资金相比 2021 年底大幅增长 12.31 亿元，主要原因系 2022 年 1-9 月经营活动和筹资活动现金流入增加所致。

应收账款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）应收账款分别为 0.49 亿元、1.39 亿元、22.16 亿元和 34.60 亿元，占流动资产比例分别为 48.42%、11.50%、39.21%和 35.84%。京能发展（北京）2021 年末的应收账款相比 2020 年末增长 1,497.11%，2022 年 9 月末的应收账款账面余额相比 2021 年末增长 56.13%，主要系合并财务报表所合并的主体数量增加所致。

截至 2022 年 9 月末，京能发展（北京）应收账款主要构成为国网陕西省电力有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、国网山西省电力公司、国网河北省电力有限公司和国网新疆电力有限公司等尚未支付的购电款，所对应的应收账款账面余额占应收账款总体账面余额比例为 84.11%。

其他流动资产

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）其他流动资产分别为 0.23 亿元、0.11 亿元、21.41 亿元和 34.80 亿元，占流动资产比例分别为 23.36%、0.88%、37.88%和 36.04%。京能发展（北京）的其他流动资产主要包括投资意向金、待抵扣进项税额和委托贷款，京能发展（北京）2021 年末其他流动资产较 2020 年末相比增加 20,031.23%，2022 年 9 月末其他流动资产较 2021 年末相比增加 62.58%，主要原因系收购子公司而支付收购款项规模大幅增加所致。

b) 非流动资产分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）非流动资产构成情况如下：

表 154 京能发展（北京）非流动资产构成情况

单位：元；%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
长期应收款	25,186,470.53	0.12	-	-	25,800,000.00	3.16	9,000,000.00	2.63
固定资产	14,662,058,911.48	70.37	8,240,641,054.86	56.25	643,582,588.95	78.93	327,218,029.66	95.60
在建工程	2,832,577,770.94	13.59	4,406,771,369.24	30.08	490.00	0.00	162,290.70	0.05
使用权资产	723,087,243.74	3.47	684,828,799.59	4.67	-	-	-	-
无形资产	65,360,474.02	0.31	53,632,904.05	0.37	439,217.12	0.05	-	-
商誉	305,192,624.83	1.46	101,137,240.99	0.69	-	-	-	-
长期待摊费用	31,641,869.34	0.15	14,640,608.22	0.10	19,232,111.60	2.36	5,884,421.30	1.72
递延所得税资产	10,855,284.98	0.05	3,521,883.97	0.02	-	-	-	-
其他非流动资产	2,184,135,688.23	10.48	1,145,714,348.85	7.82	126,308,317.42	15.49	-	-
非流动资产合计	20,840,096,338.09	100	14,650,888,209.77	100	815,362,725.09	100	342,264,741.66	100

固定资产

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）固定资产分别为 3.27 亿元、6.44 亿元、82.41 亿元和 146.62 亿元，主要为发电资产及设备，占非流动资产比例分别为 95.60%、78.93%、56.25%和 70.37%，京能发展（北京）固定资产逐年上升，2021 年末较 2020 年末增长 1,180.43%，主要系公司收购光伏和风电发电项目、合并财务报表所合并的主体数量和规模增加所致。京能发展（北京）固定资产包括发电资产及设备和房屋及建筑物等，其中绝大部分为发电资产及设备，京能发展（北京）2022 年 9 月末的发电资产及设备账面余额占固定资产账面余额总额的比值为 96.58%。

在建工程

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）在建工程余额分别为 0.02 亿元、0.00 亿元、44.07 亿元和 28.33 亿元，占非流动资产比例分别为 0.05%、0.00%、30.08%和 13.59%，京能发展（北京）2021 年末在建工程较 2020 年末增长 44.07 亿元，主要系公司 2020 年度至 2021 年度持续集中收购光伏和风电发电项目、合并财务报表所合并的主体数量和规模增加所致；2022 年 9 月末在建工程较 2021 年末减少 35.72%，主要系 2022 年 1-9 月在建工程完工转入固定资产所致。

（b）负债构成及变动情况

表 155 京能发展（北京）负债构成及变动情况

单位：元；%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动负债合计	14,247,425,126.73	49.23	7,778,100,489.86	39.60	1,583,792,831.24	79.66	136,244,463.41	33.60
非流动负债合计	14,692,932,397.29	50.77	11,864,456,361.04	60.40	404,401,221.35	20.34	269,230,052.94	66.40
负债总计	28,940,357,524.02	100	19,642,556,850.90	100	1,988,194,052.59	100	405,474,516.35	100

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）流动负债总额分别为 1.36 亿元、15.84 亿元、77.78 亿元和 142.47 亿元，占总负债的比例分别为 33.60%、79.66%、39.60%和 49.23%；非流动负债总额分别为 2.69 亿元、4.04 亿元、118.64 亿元和 146.93 亿元，占总负债的比例分别为 66.40%、20.34%、60.40%和 50.77%。2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）流动负债规模分别增长 1,062.46%、391.11%和 83.17%，非流动负债规模分别增长 50.21%、2,833.83%和 23.84%，主要系公司近年不断扩大业务且于 2020 年度及 2021 年度集中收购光伏和风电发电项目所致。此外，京能发展（北京）因收购和建设光伏和风电发电项目新增大量借款和拆借款。

a) 流动负债分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）流动负债构成情况如下：

表 156 京能发展（北京）流动负债构成情况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
短期借款	4,287,503,395.75	30.09	1,322,128,500.03	17.00	200,000,000.00	12.63	-	-
应付账款	1,765,365,813.73	12.39	561,755,392.35	7.22	69,071,074.05	4.36	27,091,486.05	19.88
预收款项	15,864,916.96	0.11	15,853,210.96	0.20	-	-	-	-
应付职工薪酬	1,631,657.15	0.01	234,295.44	0.00	1,037,167.84	0.07	870,281.29	0.64
应交税费	19,152,219.05	0.13	14,218,486.77	0.18	1,398,404.71	0.09	24,553.34	0.02
其他应付款	5,896,468,316.87	41.40	4,780,904,065.64	61.48	1,250,062,305.09	78.93	78,564,583.77	57.66
一年内到期的非流动负债	2,261,438,807.22	15.87	1,083,006,538.67	13.92	62,223,879.55	3.93	24,769,947.06	18.18
其他流动负债	-	-	-	-	-	-	4,923,611.90	3.61
流动负债合计	14,247,425,126.73	100.00	7,778,100,489.86	100.00	1,583,792,831.24	100.00	136,244,463.41	100

短期借款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）短期借款分别为 0 元、2.00 亿元、13.22 亿元和 42.88 亿元，占流动负债的比例为 0.00%、12.63%、17.00%和 30.09%。京能发展（北京）2021 年末短期借款较 2020 年末增长 561.06%，2022 年 9 月末短期借款较 2021 年末增长 224.29%，主要系公司收购和新建光伏和风电发电项目，因自有资金不足而通过借款筹措资金所致。

其他应付款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）其他应付款分别为 0.79 亿元、12.50 亿元、47.81 亿元和 58.96 亿元，占流动负债的比例为 57.66%、78.93%、61.48%和 41.40%。2020 年末及 2021 年末，京能发展（北京）其他应付款分别较上一年末增长 1,491.13%和 282.45%，主要系公司收购光伏和风电发电项目，因自有资金不足而通过关联方拆借的形式筹集资金所致。此外，京能发展（北京）于 2022 年 9 月末的其他应付款还包括应付项目代垫款项、应付股权转让款和应付其他往来款等共计 14.96 亿元。

b) 非流动负债分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）非流动负债构成情况如下：

表 157 京能发展（北京）非流动负债构成情况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
长期借款	8,638,245,305.35	58.79	4,512,467,866.98	38.03	71,000,000.00	17.56	93,000,000.00	34.54
租赁负债	625,673,015.91	4.26	544,193,295.64	4.59	-	-	-	-
长期应付款	5,189,746,273.05	35.32	6,673,828,924.80	56.25	332,401,454.61	82.20	176,230,052.94	65.46
递延收益	12,691,472.73	0.09	-	-	-	-	-	-
递延所得税负债	226,576,330.25	1.54	133,966,273.62	1.13	999,766.74	0.25	-	-
非流动负债合计	14,692,932,397.29	100.00	11,864,456,361.04	100.00	404,401,221.35	100.00	269,230,052.94	100.00

长期借款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）长期借款分别为 0.93 亿元、0.71 亿元、45.12 亿元和 86.38 亿元，分别占非流动负债合计的 34.54%、17.56%、38.03%和 58.79%。京能发展（北京）2021 年末相比 2020 年末的长期借款增加 6,255.59%，主要系 2021 年度持续集中收购光伏和风电发电项目，因自有资金不足而通过银行借款筹措资金所致。截至 2022 年 9 月末，京能发展（北京）长期借款主要为关联方借款，账面余额为 54.75 亿元。

长期应付款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）长期应付款分别为 1.76 亿元、3.32 亿元、66.74 亿元和 51.90 亿元，分别占非流动负债合计的 65.46%、82.20%、56.25%和 35.32%。2020 年末及 2021 年末，京能发展（北京）长期应付款分别较上一年末增长 88.62%和 1,907.76%，主要系 2020 年至 2021 年持续集中收购光伏和风电发电项目，合并财务报表所合并的主体数量和规模均大幅增加所致。近三年及一期内京能发展（北京）长期应付

款主要为应付融资租赁款，截至 2022 年 9 月末，京能发展（北京）应付融资租赁款的账面余额为 51.33 亿元。

b. 偿债能力分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）偿债能力指标如下：

表 158 京能发展（北京）偿债能力指标情况

单位：%

主要财务指标	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
流动比率	0.68	0.73	0.76	0.74
速动比率	0.43	0.44	0.62	0.56
资产负债率	94.90	96.75	98.35	91.64

从短期偿债能力指标来看，截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）流动比率分别为 0.74、0.76、0.73 和 0.68，速动比率分别为 0.56、0.62、0.44 和 0.43，较为平稳；近三年及一期内短期偿债能力较弱，主要系近年投资建设项目较多所致；从长期偿债能力指标来看，截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，京能发展（北京）资产负债结构较为稳定，资产负债率波动不大，长期偿债能力保持稳定。

目前，京能发展（北京）股东正持续向京能发展（北京）注入资本金，待公司业务扩张放缓，预计偿债能力会有所提高。近年来，京能发展（北京）业务规模逐渐增长，运营效率逐渐提升，其营业收入保持健康稳定的增长态势。随着京能发展（北京）发电量与销售电量的增加，营业收入和净利润也将进一步增加，为其债务偿还提供良好的支撑。

c. 盈利能力分析

表 159 京能发展（北京）盈利能力指标情况

单位：元；%

指标	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
营业收入	1,401,384,356.62	880,591,757.76	95,384,052.77	60,973,351.14

指标	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
营业成本	542,744,139.78	446,084,318.40	54,077,057.17	23,206,984.19
毛利率	61.27	49.34	43.31	61.94
管理费用	25,439,672.04	51,818,340.90	19,172,580.37	13,016,906.81
财务费用	467,981,507.06	219,138,557.31	26,582,482.56	13,988,735.63
期间费用占营业收入比率	35.21	30.77	47.97	44.29
其他收益	4,853,934.96	620,694.25	73,655.55	-
利润总额	391,178,806.34	388,211,779.79	-3,331,814.83	10,768,901.23
营业利润率	25.91	16.56	-4.74	17.61
净利润率	26.03	41.91	-3.76	17.66

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，京能发展（北京）营业收入分别为 0.61 亿元、0.95 亿元、8.81 亿元和 14.01 亿元，营业成本分别为 0.23 亿元、0.54 亿元、4.46 亿元和 5.43 亿元。公司主营业务主要为电力销售业务和商品销售业务，其中电力销售收入占比较高。近三年及一期内京能发展（北京）营业收入逐年递增且 2021 年增长 823.21%，营业成本逐年递增且 2021 年增长 724.90%，主要系业务规模不断扩大并于 2021 年集中收购发电项目，合并财务报表所合并的主体数量和规模均大幅增加导致营业收入和营业成本大幅增加。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，京能发展（北京）利润总额为 0.11 亿元、-0.03 亿元、3.88 亿元和 3.91 亿元，利润总额总体呈现上升趋势。随着京能发展（北京）2021 年度集中收购优质发电项目，合并财务报表所合并的主体数量和规模均大幅增加，导致 2021 年利润总额增加 11,751.66%。此外，京能国际通过集中收购并表至京能发展（北京）形成一定的规模优势，因此京能发展（北京）的电力销售业务的毛利率随之提高。

d.现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，京能发展（北京）现金流量情况如下：

表 160 京能发展（北京）现金流量情况

单位：元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
经营活动现金流入小计	1,793,605,121.52	1,920,196,064.85	89,146,654.40	54,232,398.97
经营活动现金流出小计	322,157,736.65	213,150,611.24	210,671,308.99	37,878,951.89
经营活动产生的现金流量净额	1,471,447,384.87	1,707,045,453.61	-121,524,654.59	16,353,447.08
投资活动现金流入小计	164,442,829.78	21,000,000.00	1.00	-
投资活动现金流出小计	5,524,584,149.35	5,362,938,421.04	780,587,089.83	156,034,206.67
投资活动产生的现金流量净额	-5,360,141,319.57	-5,341,938,421.04	-780,587,088.83	-156,034,206.67
筹资活动现金流入小计	10,522,985,124.13	6,945,597,089.10	1,415,300,000.00	506,558,287.57
筹资活动现金流出小计	5,404,027,117.37	2,654,791,543.01	352,565,194.55	364,507,744.55
筹资活动产生的现金流量净额	5,118,958,006.76	4,290,805,546.09	1,062,734,805.45	142,050,543.02
现金及现金等价物净增加额	1,231,484,841.52	653,711,073.85	160,623,062.03	2,369,783.43

（a）经营活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，京能发展（北京）经营活动产生的现金流量净额分别为 0.16 亿元、-1.22 亿元、17.07 亿元和 14.71 亿元。京能发展（北京）2021 年经营活动现金流量净额较 2020 年增长 1,504.69%，主要系业务规模不断扩大并于 2021 年集中收购发电项目所致，合并财务报表所合并的主体数量和规模均大幅增加导致经营活动现金流量净额大幅增加。

（b）投资活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，京能发展（北京）投资活动产生的现金流量净额分别为-1.56 亿元、-7.81 亿元、-53.42 亿元和-53.60 亿元。近三年及一期内京能发展（北京）投资活动产生的现金流量均为净流出且 2020 年及 2021 年净流出规模分别增加 400.27%和 584.35%，主要系业务发展而集中收购发电项目所致。

（c）筹资活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度和 2022 年 1-9 月，京能发展（北京）筹资活动产生的现金流量净额分别为 1.42 亿元、10.63 亿元、42.91 亿元和 51.19 亿元。近三年及一期内京能发展（北京）筹资活动产生的现金流量均为净流入且 2020 年及 2021 年净流入规模分别同比增加 648.14%和 303.75%，主要系因业

务发展而集中收购发电项目，因自有资金不足而通过银行借款等途径筹措资金所致。

5) 资产负债表日后事项、或有事项及其他重要事项

a.或有事项

截至 2022 年 9 月 30 日，京能发展（北京）为下列单位贷款提供保证：

表 161 京能发展（北京）担保情况

单位：元

被担保单位名称	担保事项	担保金额	期限
山东新泰楼德佳光伏发电有限公司	租赁	102,000,000.00	2021/03-2031/03
京能（烟台栖霞市）光伏发电有限公司	贷款	27,807,866.38	2021/12-2037/12
京能（烟台栖霞市）光伏发电有限公司	贷款	205,501,874.77	2022/01-2037/12
浑源斯能新能源有限公司	贷款	246,639,531.48	2022/04-2032/04
和顺县斯能风电有限公司	贷款	181,414,635.00	2022/04-2031/04
京能（烟台栖霞市）光伏发电有限公司	贷款	4,246,912.66	2022/06-2037/12
北京京能马坊新能源科技有限公司	贷款	9,600,000.00	2022/06-2037/6
北京京能雁栖新能源技术有限公司	贷款	10,000,000.00	2022/06-2037/6
京能（烟台栖霞市）光伏发电有限公司	贷款	27,205,077.34	2022/06-2037/12
京能（高碑店）新能源科技有限公司	贷款	10,000,000.00	2022/09 - 2037/09
隆尧县国昌新能源科技有限公司	贷款	10,000,000.00	2022/09 - 2023/09
合计	-	834,415,897.63	-

b.资产负债表日后事项

截至 2023 年 1 月 6 日，京能发展（北京）投资新设子公司 12 家，以下为公司明细：

表 162 京能发展（北京）投资新设子公司情况

被投资企业名称	并购/新设日期
京欣（代县）新能源有限公司	2023/1/6
京卜（天津）新能源有限公司	2023/1/3
京粤（台山）新能源有限公司	2022/12/21

京能（廉江）光伏发电有限公司	2022/12/8
京能（清远市清城区）光伏发电有限公司	2022/12/5
京能（昌江）光伏发电有限公司	2022/12/5
京能（文昌）光伏发电有限公司	2022/11/30
京能（莆田城厢）新能源有限公司	2022/11/16
京源（沂源县）新能源有限公司	2022/11/16
京欣（平顶山）新能源有限公司	2022/11/10
京能（湖州吴兴）光伏发电有限公司	2022/11/8
京云东邵渠新能源（北京）有限公司	2022/10/18

c.其他重要事项

截至 2022 年 9 月 30 日，京能发展（北京）不存在应披露的其他重要事项。

（7）资信情况

根据京能发展（北京）提供的 2023 年 1 月 6 日的《企业信用报告》（自主查询版），京能发展（北京）最近三年不存在不良或违约负债余额，其作为保证人/反担保人为其他借款人承担的相关还款均正常还款，未出现本息逾期情况。

通过中国证监会证券期货市场失信信息公开查询平台（<https://neris.csrc.gov.cn/shixinchaxun/>）、“信用中国”网站（<https://www.creditchina.gov.cn/>）、国家企业信用信息公示系统（<http://www.gsxt.gov.cn/index.html>）、国家税务总局的重大税收违法失信案件信息公布栏（<http://www.chinatax.gov.cn/chinatax/c101249/n2020011502>）、中国执行信息公开网全国法院被执行人信息查询平台（<http://zxgk.court.gov.cn/zhixing/>）、中国执行信息公开网全国法院失信被执行人名单信息公布与查询平台（<http://zxgk.court.gov.cn/zhixing/>）、国家发展和改革委员会（<https://www.ndrc.gov.cn/?code=&state=123>）、中国裁判文书网（<https://wenshu.court.gov.cn/>）、国家应急管理部（<https://www.mem.gov.cn/>）、国家生态环境部（<https://www.mee.gov.cn/>）、国家市场监督管理总局（<http://www.samr.gov.cn/>）、国家工业和信息化部（<https://www.miit.gov.cn/>）、国家统计局（<http://www.stats.gov.cn/>）、中国海关企业进出口信用公示平台（<http://credit.customs.gov.cn/>）等平台查询，截至

2023年2月1日，京能发展（北京）最近三年在投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务等方面不存在重大不良记录，不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、失信生产经营单位或者其他失信单位并被暂停或者限制进行融资的情形。

2. 联合光伏（常州）投资集团有限公司

联合光伏（常州）是晶泰光伏项目的原始权益人。

（1）基本情况

2012年6月12日，中利腾晖光伏科技有限公司出资设立中利腾晖光伏常州有限公司，设立时注册资本为人民币1,000.00万元。

2013年12月1日，中利腾晖光伏常州有限公司由中利腾晖光伏常州有限公司更名为联合光伏（常州）投资有限公司，并新增注册资本10亿港币，变更后的注册资本为101,228.109万港币。

2018年9月20日，根据《常州市武进区市场监督管理局外商投资公司准予变更登记受理通知书》（（04830046）外商投资公司变更登记[2018]第09200001号）批准，公司名称由联合光伏（常州）投资有限公司变更为联合光伏（常州）投资集团有限公司。

截至2022年9月30日，联合光伏（常州）注册资本为809,174.12万元人民币，其中北京能源国际投资有限公司认缴出资456,814.40万元，持股比例为56.46%；联合光伏（深圳）有限公司认缴出资114,203.60万元，持股比例为14.11%；工银金融资产投资有限公司认缴出资238,156.12万元，持股比例为29.43%。其中，工银金融资产投资有限公司已全部实缴，北京能源国际投资有限公司和联合光伏（深圳）有限公司分别实缴432,429.15万元和99,558.28万元。公司控股股东为北京能源国际投资有限公司，京能国际间接持有联合光伏（常州）70.57%股权，为公司实际控制人。

2023年4月17日，发起机构股东作出股东会决议，同意京能国际能源发展（北京）有限公司引入农银金融资产投资有限公司（以下简称“农银投资”）现金增资100,000万元，其中，认缴出资额58,644.22万元，资本公积金41,355.78万元；同意京能国际注册资本增加到658,644.22万元；同意京能国际

新增董事一名，由农银投资委派张希担任；同意终止京能国际原章程，启用新章程。

2024年12月17日，发起机构股东作出股东会决议，同意发起机构增加新股东北京京能国际控股有限公司，同意旧股东农银金融资产投资有限公司退出，同意股东农银金融资产投资有限公司将其持有的8.90%股权，出资额58,644.22万元，其中实缴出资额58,644.22万元转让给北京京能国际控股有限公司，同意修改公司章程。

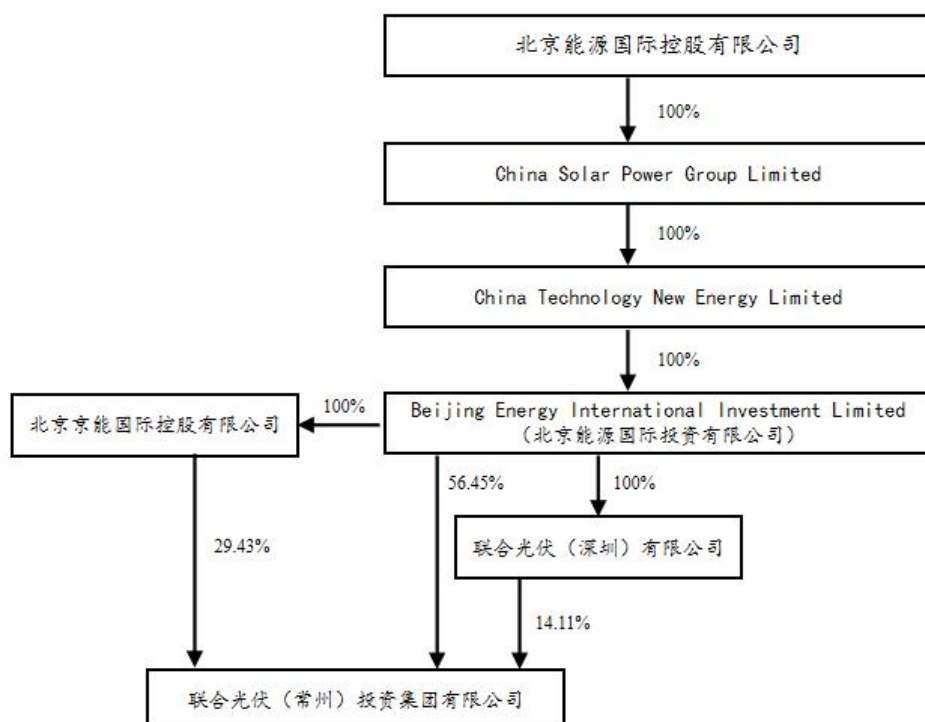
2024年12月17日，发起机构股东作出股东会决议，同意由北京能源国际投资有限公司、丝绸之路新能源（常州）有限公司、北京京能国际控股有限公司组成新的股东会，其中北京能源国际投资有限公司认缴出资599,500万元人民币、丝绸之路新能源（常州）有限公司认缴出资500万元人民币、北京京能国际控股有限公司认缴出资58,644.22万元人民币，同意修改公司章程，同意免去张希董事职务。

（2）股权结构、控股股东和实际控制人情况

1) 股权结构

截至2024年12月31日，联合光伏（常州）的股权结构如下图所示：

图 13 联合光伏（常州）股权结构图



2) 控股股东和实际控制人情况

截至 2024 年 12 月 31 日，北京能源国际投资有限公司持有联合光伏（常州）56.45%的股权，联合光伏（深圳）有限公司持有联合光伏（常州）14.11%的股权，北京京能国际控股有限公司持有联合光伏（常州）29.43%的股权。公司的控股股东为北京能源国际投资有限公司，京能国际间接持有联合光伏（常州）100%股权，为公司实际控制人。

2023 年 12 月，惠誉评级（Fitch Ratings）已确认发起人京能国际长期外币发行人违约评级为“A”，展望稳定；惠誉评级同时确认京能国际的高级无抵押评级为“A”。

2023 年 9 月，标普全球评级（S&P Global Ratings）已确认发起人京能国际评级为“BBB+”，展望稳定。

2024 年 7 月，联合资信授予京能国际“AAA”信用评级，评级展望为稳定。

2023 年 7 月，惠誉常青（Sustainable Fitch）授予京能国际“2”的 ESG（环境、社会 and 治理）主体评级，评定其主体得分为“76”，京能国际 ESG 表现良好。

2024年8月，京能国际再次获得惠誉常青（Sustainable Fitch）关于对公司环境、社会及管治（ESG）的主体评级，惠誉常青对京能国际维持了“2”的主体评级，并且主体评分由76分提升至78分。

2024年10月，标普评级确认京能国际的发行人信用评级为“BBB+”。

2024年12月，惠誉评级（Fitch Ratings）确认京能国际长期外币发行人违约评级为“A”。

2025年4月，惠誉评级（Fitch Ratings）确认京能国际长期外币发行人违约评级为“A-”。

（3）组织架构、治理结构、主要负责人和持续经营能力

1）组织架构

作为北京能源国际投资有限公司的投资主体之一，联合光伏（常州）组织架构设置较为简单，公司设立经营管理部门，具体机构设置由董事会议决定。设总经理一名，由董事会聘请。总经理对董事会负责，组织实施董事会的各项决定，负责组织公司的生产经营管理工作。总经理任期为3年，可以连任。设财务总监一名，由董事会聘请。企业不设监事会，设1名监事，由联合光伏（深圳）有限公司委派。

2）治理结构

a.股东会

公司设置股东会，由全体股东组成。股东会会议分为定期会议和临时会议。股东会定期会议应每年召开1次。股东会行使下列职权：

- （a）决定公司的经营方针和投资计划；
- （b）选举和更换非由工银金融资产投资有限公司委派的董事、监事；
- （c）审议批准董事会的报告；
- （d）审议批准监事的报告；
- （e）审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案；
- （f）审议批准员工股权激励计划；
- （g）对发行公司债券作出决议；
- （h）修改公司章程；

(i) 增加或者减少注册资本的决议；

(j) 公司上市、合并、重组、分立、变更公司形式、解散和清算以及公司的控制权的改变；

(k) 选举和罢免工银金融资产投资有限公司提名的公司董事、监事；

(l) 审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案。

b. 董事会

公司董事会的组成人数为 5 人，由公司股东会选举产生。其中，工银金融资产投资有限公司有权提名 1 人作为董事候选人；联合光伏（深圳）有限公司有权提名 4 人作为董事候选人；董事长由联合光伏（深圳）有限公司提名并经股东会选举产生。每届董事任期 3 年，可连选连任。董事会会议分为定期会议和临时会议。全体董事过半数以上出席，董事会会议方可召开。董事会定期会议每年至少召开一次。董事会对股东负责，并行使下列职权：

(a) 召集股东会会议，并向股东会报告工作；

(b) 执行股东会的决议；

(c) 制定公司的经营计划和投资方案；

(d) 制订公司的年度财务预算方案、决算方案；

(e) 制订公司的年度利润分配方案和弥补亏损方案；

(f) 制订公司增加或者减少注册资本以及发行公司债券的方案；

(g) 制订公司合并、分立、解散或者变更公司形式的方案；

(h) 决定公司内部管理机构的设置，制定公司的基本管理制度；

(i) 决定聘任或者解聘公司总经理及其报酬事项；

(j) 决定总经理的权限；

(k) 制订公司的高级管理人员、员工激励方案；

(l) 决定公司大额融资（指单笔金额超过人民币 3 亿元，或者年度累计净增加额超过人民币 15 亿元的当笔及当年度内后续各笔的融资，或者公司最近一期合并财务报表资产负债率超过 66% 的当笔及其后的任何一笔融资）；

(m) 向公司合并报表范围内子公司新增提供的重大担保（指单笔金额超过人民币 8 亿元的担保，或者年度累计金额超过人民币 50 亿元的当笔及当年度内后续各笔担保）；

(n) 在京能国际向公司提供反担保的情况下，公司向京能国际及其合并报表范围内子公司（除公司合并报表范围内子公司外）提供担保（指单笔金额超过人民币 4 亿元的担保，或者年度累计金额超过人民币 15 亿元的当笔及当年度内后续各笔的担保）；

(o) 向其他第三方提供担保、承担债务或者财务资助，或向京能国际及其合并报表范围内子公司（除公司合并报表范围内子公司外）提供担保，但京能国际未提供反担保；

(p) 决定公司重大对外投资、资产购置（指单笔金额超过人民币 5 亿元，或者年度累计金额超过人民币 20 亿元的当笔及当年度内后续各笔）；

(q) 决定公司或公司控股子公司的长期股权投资的转让、资产出售、租赁或转让；

(r) 直接或间接向关联方承担债务或提供财务资助（含借款），期限超过 2 年或利率低于同期限贷款基准利率下浮 10% 的；

(s) 审议批准公司给独立第三方的任何技术或知识产权的转让或许可。

董事会决议的表决，实行一人一票，但上述事项中 c、d、e、l 至 s 项决议事项须经董事会全体董事一致通过，其余事项经董事会半数以上的董事同意后通过。

c. 监事

公司不设监事会，由联合光伏（深圳）有限公司提名一名监事并经股东会选举产生。监事的任期为每届 3 年，任期届满可以连任。公司董事、总经理及财务总监不得兼任监事。监事行使以下职权：

(a) 检查公司财务；

(b) 对董事、高级管理人员执行公司职务的行为进行监督，对违反法律、行政法规、公司章程或者股东会选举或委派的董事、高级管理人员提出罢免的建议；

(c) 当董事、高级管理人员的行为损害公司的利益时，要求董事、高级管理人员予以纠正；

(d) 提议召开临时股东会会议，在董事会不履行本法规定的召集和主持股东会会议职责时召集和主持股东会会议；

(e) 向股东会提出提案；

(f) 依法对董事、高级管理人员提起诉讼。

监事列席董事会会议，并对董事会决议事项提出质询或建议。监事发现公司经营情况异常，可以进行调查；必要时，可以聘请会计师事务所等协助其工作，费用由公司承担。

3) 主要负责人员情况

朱军先生，公司董事长兼总经理。朱军先生于 2020 年 3 月加入联合光伏（常州）控股东京能国际，担任首席执行官和董事。加入京能国际前，朱军先生曾先后任山西漳山发电有限责任公司设备维护部经理、助理总经理、党支部书记；山西漳山发电总工程师、副总经理；国电电力大连庄河发电有限责任公司副总经理；北京京丰燃气发电有限责任公司党委书记、执行董事、总经理，北京京丰热电有限责任公司执行董事、总经理；北京京能清洁能源电力股份有限公司副总经理，京能清洁能源执行董事。朱军先生具有丰富的能源行业从业经验。朱军先生为电力工程技术高级工程师，毕业于山西太原工业大学电力分院动力系发电厂热能动力专业，并获武汉大学动力与机械工程学院工业工程专业颁授工程硕士学位。

黄慧先生，公司董事。黄慧先生现任联合光伏（常州）控股东京能国际首席财务官、北京能源集团（香港）有限责任公司董事、副总经理、京能集团财务有限公司董事、北京京能清洁能源电力股份有限公司监事。黄慧先生曾任内蒙古电力（集团）有限责任公司财务部管理科副科长、价格管理处处长；北京京能国际能源股份有限公司财务部副经理；北京京能热电股份有限公司总会计师兼董事会秘书；北京京能清洁能源电力股份有限公司总会计师、北京分公司总会计师等。黄慧先生具有丰富的财务、管理从业经验。黄慧先生毕业于内蒙古财经学院金融系货币银行学专业，取得经济学学士学位，并获华北电力大学颁授工商管理硕士学位。

王洋先生，公司董事。王洋先生曾为 Huarong (Hong Kong) Industry and Investment Co., Ltd. 副总经理；中国华融（澳门）国际股份有限公司北京子公司（拟筹）副总经理；华融华侨资产管理股份有限公司并购重组部总经理助理；中国华融国际控股有限公司投资运营部担任助理主管；华泰联合证券有限公司固定收益部副总裁；民生证券股份有限公司投资银行部项目经理。王洋先生于

投资银行、项目投资及融资以及业务运营方面拥有超过 10 年经验，并全面了解境内及境外资本市场以及不同的金融工具的综合运用。其于公司运营、资本市场运营、公司融资及其他相关金融及法律知识方面拥有丰富经验。王洋先生于 2007 年取得中国人民大学财政金融学院金融学士学位，并获得美国特许金融分析师、金融风险经理，及中国证券业协会的相关资质。

赵立先生，公司董事。赵先生毕业于天津大学动力机械及工程专业，并取得硕士学位。赵先生具有丰富的企业管理经验，曾任中国水利电力物资有限公司火电设备部项目经理、技术开发部技术主管、工程咨询公司市场经理、管道公司项目经理；内蒙古岱海发电有限责任公司总经理工作部副部长、总经理工作部部长、总经理助理兼人力资源部部长；北京市发展和改革委员会能源处干部；国家电力投资集团天津分公司战略协同部总经理；北京能源国际控股有限公司投资总监兼战略投资部总经理。现任北京能源国际控股有限公司投资总监兼战略投资部总经理兼算力公司筹备组组长，公司董事。

王玥女士，公司董事。王女士毕业于西南财经大学金融专业，并取得硕士学位。王女士具有丰富的投资业务经验，曾任工行北京王府井支行电信大楼网点支行副科长、工行总行信贷与投资管理部信息系统管理处副处长、工行总行信贷与投资管理部信息系统管理处处长、交流任工银投资投资业务一部董事总经理、投后管理团队负责人、交流任工银投后管理团队董事总经理，现任工银投资投后管理部（团队）主管兼董事总经理，公司董事。

4) 持续经营能力

在业务方面，联合光伏（常州）的业务模式简单清晰，均为光伏电站（及少量风电）的开发持有和运营，通过新能源电站收购以及自建方式实现装机容量的增长，固定收益属性较强。

财务方面，截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）资产总额分别为 192.46 亿元、188.96 亿元、223.75 亿元和 224.95 亿元；负债总额分别为 133.51 亿元、123.19 亿元、124.64 亿元和 128.83 亿元，资产负债率由 69.37% 下降至 57.27%，资产负债结构不断优化。2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，营业收入分别为 19.60 亿元、17.25 亿元、17.08 亿元和 13.41 亿元，联合光伏（常州）近三年电力销售收入总体保持

稳定，营业收入逐年降低的主要原因在于商品销售业务规模逐年下降。2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，联合光伏（常州）经营活动产生的现金流量净额分别为 1.83 亿元、3.43 亿元、-12.59 亿元和 -3.10 亿元，其中 2021 年度经营活动产生的现金流量净额相比 2020 年度大幅下降，主要原因系联合光伏（常州）2021 年度集中偿还欠款且收到的国补应收账款较 2020 年度大幅下降所致。

此外，联合光伏（常州）股东背景较为雄厚，公司母公司为香港联交所主板上市公司京能国际，京能集团于 2020 年 2 月成为京能国际的第一大股东，使得京能国际在业务市场、资本市场上的品牌能力和议价能力得到极大的提升，受益于股权结构的优化，联合光伏（常州）的整体实力进一步增强，京能集团入股后对公司的管控及支持力度大幅增强，目前董事会及管理层核心岗位均由大股东京能集团委派。公司持有和运营的电站质量优质，专业人员储备充足，在已投运的项目中有丰富的经验积累。

（4）内部控制情况和不动产运营相关业务流程、管理制度、风险控制制度

1) 内部控制情况

联合光伏（常州）作为京能国际的控股子公司沿用京能国际的内部控制制度。内部控制制度见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第三节 发起人及原始权益人”之“一、首发不动产项目原始权益人”之“（一）原始权益人基本情况”之“1.京能国际能源发展（北京）有限公司”之“（4）内部控制情况和不动产运营相关业务流程、管理制度、风险控制制度”之“1）内部控制情况”。

2) 不动产运营相关业务流程、管理制度、风险控制制度

联合光伏（常州）作为京能国际的控股子公司，在不动产基金发行前，资产运行的相关流程与制度沿用京能国际相关制度。具体制度见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第三节 发起人及原始权益人”之“一、首发不动产项目原始权益人”之“（一）原始权益人基本情况”之“1.京能国际能源发展（北京）有限公司”之“（4）内部控制情况和不动产运营相关业务流程、管理制度、风险控制制度”之“2）不动产运营相关业务流程、管理制度、风险控制制度”。

（5）主营业务情况

联合光伏（常州）致力于光伏绿色新能源项目的投资、建设与运营，以市场为基础，以资本为依托，以技术为先导，以管理为核心，通过新能源电站收购以及自建方式实现装机容量的增长。

截至 2022 年 9 月 30 日，联合光伏（常州）投资 32 个电站项目，可控装机容量为 1.56 GW。大部分已纳入国家第六批、第七批及第八批补贴名录，补贴的持续性和稳定性具有保障。公司的主营业务收入来源包括电力销售、商品销售和服务业务，2019 年至 2022 年 9 月主营业务收入情况如下表所示：

表 163 联合光伏（常州）主营业务收入情况

单位：万元；%

主营业务	2022 年 1-9 月		2021 年度		2020 年度		2019 年度	
（按产品或板块）	营业收入	占比	营业收入	占比	营业收入	占比	营业收入	占比
电力销售	130,814.27	97.57	169,612.37	99.29	167,006.38	96.81	173,430.25	88.56
商品销售	797.85	0.60	518.72	0.30	4,648.18	2.69	20,715.19	10.58
服务业务	2,449.13	1.83	704.95	0.41	855.99	0.50	1,675.10	0.86
合计	134,061.25	100.00	170,836.04	100.00	172,510.55	100.00	195,820.54	100.00

其中电力销售收入是联合光伏（常州）的主要收入来源，近三年一期占比均超过 85%，客户为各区域电网企业。2022 年 1-9 月，电力销售业务占主营业务比例约为 97.57%。

（6）财务情况

中审亚太会计师事务所（特殊普通合伙）、致同会计师事务所（特殊普通合伙）分别对联合光伏（常州）2019 年 12 月 31 日、2020 年 12 月 31 日、2021 年 12 月 31 日的资产负债表，2019 年度、2020 年度、2021 年度的利润表、现金流量表进行了审计，出具了标准无保留意见的审计报告[中审亚太审字 2020020218 号、致同审字（2021）第 110C016276 号和致同审字（2022）第 110C021036 号]审计报告。此外，联合光伏（常州）提供了 2022 年 1-9 月未经

审计的财务报表。未经特别说明，联合光伏（常州）2019年度、2020年度、2021年度及2022年1-9月的财务数据均引自上述审计报告及财务报表。

1) 资产负债表

联合光伏（常州）2019年至2022年9月的资产负债表如下：

表 164 联合光伏（常州）2019 年至 2022 年 9 月资产负债表

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	1,292,251,871.69	2,655,049,353.71	1,557,986,493.11	2,235,318,462.46
交易性金融资产	13,523,879.70	17,929,829.28	-	-
应收票据	21,780,898.57	14,561,964.00	40,827,426.06	-
应收账款	4,755,378,629.48	4,016,576,809.38	3,094,652,679.90	3,096,055,346.15
预付款项	15,728,704.27	2,499,902.87	7,165,899.85	1,219,508,410.91
其他应收款	6,346,880,852.60	4,852,402,983.58	3,031,068,443.33	878,038,569.85
其中：应收股利	-	49,026,839.91	-	-
存货	1,058,042.35	7,684,911.90	25,002,764.88	147,900,757.65
一年内到期的非流动资产	13,297,275.24	22,000,000.00	-	-
其他流动资产	122,453,712.32	332,590,289.21	128,679,520.05	392,845,595.27
流动资产合计	12,582,353,866.22	11,921,296,043.93	7,885,383,227.18	7,969,667,142.29
非流动资产：				
可供出售金融资产	-	-	28,789,260.57	221,866,540.98
长期应收款	174,900,000.00	164,900,000.00	297,960,000.00	328,156,000.00
长期股权投资	253,464,107.34	241,424,415.09	219,063,774.52	196,622,807.16
其他权益工具投资	22,851,050.63	22,800,120.87	-	-
固定资产	9,184,434,395.13	9,513,671,417.11	9,908,479,134.65	10,055,572,398.18
在建工程	1,473,703.54	42,241.38	2,101,486.99	208,996,384.39
使用权资产	183,708,488.53	183,844,115.86	-	-
无形资产	82,837,306.57	84,135,816.66	86,095,209.48	80,674,865.31
商誉	6,197,086.89	6,197,086.89	6,197,086.89	6,197,086.89

项目	2022年9月30日	2021年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
长期待摊费用	1,507,033.42	1,855,141.58	126,549,522.11	127,117,836.81
递延所得税资产	953,680.49	953,680.49	926,577.16	1,041,970.13
其他非流动资产	500,000.00	233,722,996.20	334,084,165.75	50,000,000.00
非流动资产合计	9,912,826,852.54	10,453,547,032.13	11,010,246,218.12	11,276,245,889.85
资产总计	22,495,180,718.76	22,374,843,076.06	18,895,629,445.30	19,245,913,032.14
流动负债：				
短期借款	151,268,055.59	1,666,044,583.32	1,244,763,392.51	765,000,000.00
应付票据	19,968,739.00	-	7,000,000.00	686,030,000.00
应付账款	207,832,652.69	266,519,819.74	383,719,708.48	608,963,061.84
预收款项	100,000.00	100,000.00	100,000.00	17,227,432.32
应付职工薪酬	874,691.32	372,015.21	2,373,405.16	5,831,469.80
应交税费	41,879,399.76	31,965,188.83	33,586,645.99	27,933,639.92
其他应付款	857,464,845.85	322,391,217.56	617,689,021.56	904,001,552.46
一年内到期的非流动 负债	1,440,595,429.82	829,124,919.51	1,520,074,483.99	2,670,622,571.75
其他流动负债	-	4,700,000.00	200,000.00	-
流动负债合计	2,719,983,814.03	3,121,217,744.17	3,809,506,657.69	5,685,609,728.09
非流动负债：				
长期借款	8,415,453,224.22	7,931,186,844.01	6,402,201,774.01	4,261,696,844.01
应付债券	-	-	-	298,938,133.95
租赁负债	84,663,959.92	76,372,299.31	-	-
长期应付款	1,663,377,558.79	1,335,226,117.75	2,106,959,362.78	3,093,467,151.30
预计负债	-	-	-	11,382,483.56
递延所得税负债	-	-	-	212,100.32
非流动负债合计	10,163,494,742.93	9,342,785,261.07	8,509,161,136.79	7,665,696,713.14
负债合计	12,883,478,556.96	12,464,003,005.24	12,318,667,794.48	13,351,306,441.23
所有者权益：				
实收资本	7,701,435,500.19	7,701,435,500.19	5,319,874,283.19	5,011,232,278.19
资本公积	618,438,783.00	618,438,783.00	-	-
其他综合收益	50,929.76	-	-	636,300.96
盈余公积	89,854,438.35	47,348,489.31	20,248,368.22	9,808,039.53
未分配利润	1,077,515,365.41	1,429,411,316.37	1,135,298,090.00	753,216,507.42

项目	2022年9月30日	2021年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
归属于母公司股东权益合计	9,487,295,016.71	9,796,634,088.87	6,475,420,741.41	5,774,893,126.10
少数股东权益	124,407,145.09	114,205,981.95	101,540,909.41	119,713,464.81
股东权益合计	9,611,702,161.80	9,910,840,070.82	6,576,961,650.82	5,894,606,590.91
负债和股东权益总计	22,495,180,718.76	22,374,843,076.06	18,895,629,445.30	19,245,913,032.14

2) 利润表

联合光伏（常州）2019年至2022年9月的利润表如下：

表 165 联合光伏（常州）2019 年至 2022 年 9 月利润表

单位：元

项目	2022年1-9月	2021年度	2020年度	2019年度
一、营业总收入	1,340,612,476.69	1,708,451,797.21	1,725,249,677.55	1,959,508,114.85
其中：营业收入	1,340,612,476.69	1,708,451,797.21	1,725,249,677.55	1,959,508,114.85
二、营业总成本				
其中：营业成本	547,172,081.60	674,087,542.39	654,552,049.93	776,192,054.16
税金及附加	10,864,622.88	14,030,517.22	12,316,430.41	13,077,055.04
管理费用	4,842,932.13	17,093,999.71	41,796,053.88	58,017,756.80
研发费用	-	-	709,107.48	609,213.51
财务费用	406,210,815.64	452,940,043.21	614,416,484.24	686,078,728.15
其中：利息费用	410,963,002.22	518,419,514.54	594,110,070.47	710,624,308.38
利息收入	12,941,474.42	83,748,891.57	26,201,225.39	16,945,977.50
加：其他收益	405,934.96	469,559.86	3,867,485.40	843,007.56
投资收益	19,102,454.35	14,169,305.24	66,626,717.36	-28,661,588.29
其中：对联营企业和合营企业的投资收益	-	14,169,305.24	52,375,695.13	9,290,005.61
公允价值变动收益（损失以“-”号填列）	11,083,006.94	-	-	-
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-	-59,852,104.74	-	-
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-	-	-9,436,031.00	-506,005,379.57

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
填列)				
资产处置收益 (损失以“-”号填列)	-	-	-	243,222.14
三、营业利润	402,113,420.69	505,086,455.04	462,517,723.37	-108,047,430.97
加: 营业外收入	1,559,861.83	3,749,830.01	17,893,479.34	10,169,262.13
减: 营业外支出	17,132,029.53	18,352,776.72	24,915,880.59	27,963,514.33
四、利润总额	386,541,252.99	490,483,508.33	455,495,322.12	-125,841,683.17
减: 所得税费用	76,189,455.73	76,677,428.31	51,180,420.27	51,360,524.12
五、净利润	310,351,797.26	413,806,080.02	404,314,901.85	-177,202,207.29
(一) 按所有权归属分类:				
归属于母公司股东的净利润	300,150,634.12	401,141,007.48	392,521,911.27	-192,835,320.24
少数股东损益	10,201,163.14	12,665,072.54	11,792,990.58	15,633,112.95
(二) 按经营持续性分类:				
持续经营净利润	310,351,797.26	413,806,080.02	404,314,901.85	-177,202,207.29
终止经营净利润	-	-	-	-
六、其他综合收益的税后净额	50,929.76	-	-636,300.96	-3,258,781.08
归属母公司股东的其他综合收益的税后净额	50,929.76	-	-636,300.96	-3,258,781.08
七、综合收益总额	310,402,727.02	413,806,080.02	403,678,600.89	-180,460,988.37
归属于母公司股东的综合收益总额	300,201,563.88	401,141,007.48	391,885,610.31	-196,094,101.32
归属于少数股东的综合收益总额	10,201,163.14	12,665,072.54	11,792,990.58	15,633,112.95

3) 现金流量表

联合光伏(常州)2019年至2022年9月的现金流量表如下:

表 166 联合光伏(常州)2019 年至 2022 年 9 月现金流量表

单位: 元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	718,485,993.19	938,249,671.12	1,661,628,351.49	1,138,471,115.08
收到的税费返还	152,540,151.38	532,265.68	4,387.51	1,040,677.51
收到其他与经营活动有关的现金	52,486,644.27	113,394,221.52	65,114,065.94	25,123,524.85
经营活动现金流入小计	923,512,788.84	1,052,176,158.32	1,726,746,804.94	1,164,635,317.44
购买商品、接受劳务支付的现金	116,660,434.58	89,318,700.49	747,797,251.85	806,349,635.56
支付给职工以及为职工支付的现金	40,235,481.69	53,539,237.37	50,435,506.49	49,598,306.88
支付的各项税费	192,899,724.45	171,046,958.00	145,148,297.09	78,740,373.32
支付其他与经营活动有关的现金	883,800,808.44	1,996,822,304.74	440,634,567.58	46,521,496.58
经营活动现金流出小计	1,233,596,449.16	2,310,727,200.60	1,384,015,623.01	981,209,812.34
经营活动产生的现金流量净额	-310,083,660.32	-1,258,551,042.28	342,731,181.93	183,425,505.10
二、投资活动产生的现金流量：				
收回投资收到的现金	-	205,332,800.00	220,019,005.91	62,957,947.40
取得投资收益收到的现金	-	9,177,077.13	11,197,645.00	48,052,623.12
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	-	30,300.00	16,000.00	-
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	1,520,000.00	64,119,450.94	123,942,089.39
收到其他与投资活动有关的现金	101,736,361.81	15,841.69	5,273,976.96	1,000,000.00
投资活动现金流入小计	101,736,361.81	216,076,018.82	300,626,078.81	235,952,659.91
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	36,619,126.84	491,179,199.04	217,702,217.51	357,394,562.89
投资支付的现金	-	-	98,489,958.53	68,640,002.00
取得子公司及其他营业单位支	-	37,310,400.00	40,074,022.25	-

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
付的现金净额				
支付其他与投资活动有关的现金	502,614.00	720,657,107.00	991,275,462.69	-
投资活动现金流出小计	37,121,740.84	1,249,146,706.04	1,347,541,660.98	426,034,564.89
投资活动产生的现金流量净额	64,614,620.97	-1,033,070,687.22	-1,046,915,582.17	-190,081,904.98
三、筹资活动产生的现金流量：				
吸收投资收到的现金	-	3,000,000,000.00	308,642,005.00	307,102,110.00
其中：子公司吸收少数股东投资收到的现金	-	-	-	-
取得借款收到的现金	2,210,769,270.83	6,172,000,000.00	4,003,860,000.00	2,299,481,500.00
收到其他与筹资活动有关的现金	1,063,079,801.73	702,722,457.69	1,684,116,966.04	5,769,808,178.00
筹资活动现金流入小计	3,273,849,072.56	9,874,722,457.69	5,996,618,971.04	8,376,391,788.00
偿还债务支付的现金	2,490,287,455.30	5,539,247,698.60	3,592,206,066.86	2,200,672,102.68
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	485,142,923.20	632,247,538.35	666,609,545.01	627,701,651.21
其中：子公司支付给少数股东的股利、利润	89,454,246.58	-	-	-
支付其他与筹资活动有关的现金	1,448,661,598.73	282,139,210.16	934,199,703.71	5,860,735,964.27
筹资活动现金流出小计	4,424,091,977.23	6,453,634,447.11	5,193,015,315.58	8,689,109,718.16
筹资活动产生的现金流量净额	-1,150,242,904.67	3,421,088,010.58	803,603,655.46	-312,717,930.16
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	224.20	-149.23	413,523.99	-415,132.29
五、现金及现金等价物净增加额	-1,395,711,719.82	1,129,466,131.85	99,832,779.21	-319,789,462.33
加：期初现金及现金等价物余额	2,563,173,017.57	1,433,706,885.72	1,333,874,106.51	1,653,663,568.84
六、期末现金及现金等价物余额	1,167,461,297.75	2,563,173,017.57	1,433,706,885.72	1,333,874,106.51

4) 主要报表科目分析

a. 资产负债状况分析

(a) 资产构成及变动情况

表 167 联合光伏（常州）资产构成及变动情况

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动资产合计	12,582,353,866.22	55.93%	11,921,296,043.93	53.28%	7,885,383,227.18	41.73%	7,969,667,142.29	41.41%
非流动资产合计	9,912,826,852.54	44.07%	10,453,547,032.13	46.72%	11,010,246,218.12	58.27%	11,276,245,889.85	58.59%
资产总计	22,495,180,718.76	100%	22,374,843,076.06	100%	18,895,629,445.30	100%	19,245,913,032.14	100%

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）流动资产总额分别为 79.70 亿元、78.85 亿元、119.21 亿元和 125.82 亿元，占总资产的比例分别为 41.41%、41.73%、53.28%和 55.93%。非流动资产总额分别为 112.76 亿元、110.10 亿元、104.54 亿元和 99.13 亿元，占总资产的比例分别为 58.59%、58.27%、46.72%和 44.07%。近三年及一期内联合光伏（常州）非流动资产规模保持稳定，流动资产规模 2021 年末较 2020 年末上升 51.18%，主要系联合光伏（常州）货币资金、应收账款、其他应收款增加所致。

a) 流动资产分析

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）流动资产构成情况如下：

表 168 联合光伏（常州）流动资产构成情况

单位：元；%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
货币资金	1,292,251,871.69	10.27	2,655,049,353.71	22.27	1,557,986,493.11	19.76	2,235,318,462.46	28.05
交易性金融资产	13,523,879.70	0.11	17,929,829.28	0.15	-	-	-	-

项目	2022年9月30日		2021年12月31日		2020年12月31日		2019年12月31日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
应收票据	21,780,898.57	0.17	14,561,964.00	0.12	40,827,426.06	0.52	-	-
应收账款	4,755,378,629.48	37.79	4,016,576,809.38	33.69	3,094,652,679.90	39.25	3,096,055,346.15	38.85
预付款项	15,728,704.27	0.13	2,499,902.87	0.02	7,165,899.85	0.09	1,219,508,410.91	15.30
其他应收款	6,346,880,852.60	50.44	4,852,402,983.58	40.70	3,031,068,443.33	38.44	878,038,569.85	11.02
存货	1,058,042.35	0.01	7,684,911.90	0.06	25,002,764.88	0.32	147,900,757.65	1.86
一年内到期的非流动资产	13,297,275.24	0.11	22,000,000.00	0.18	-	-	-	-
其他流动资产	122,453,712.32	0.97	332,590,289.21	2.79	128,679,520.05	1.63	392,845,595.27	4.93
流动资产合计	12,582,353,866.22	100	11,921,296,043.93	100	7,885,383,227.18	100	7,969,667,142.29	100

货币资金

联合光伏（常州）货币资金主要是银行存款，截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）货币资金账面余额分别为 22.35 亿元、15.58 亿元、26.55 亿元和 12.92 亿元，占流动资产比例分别为 28.05%、19.76%、22.27%和 10.27%。2021 年末货币资金较 2020 年末增加 70.42%，原因主要在于联合光伏（常州）新股东工银金融资产投资有限公司于 2021 年度实缴出资 30 亿元。2022 年 9 月末货币资金较 2021 年末减少 51.33%，主要系筹资活动现金净流出金额增加所致。

应收账款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）应收账款分别为 30.96 亿元、30.95 亿元、40.17 亿元和 47.55 亿元，占流动资产比例分别为 38.85%、39.25%、33.69%和 37.79%。联合光伏（常州）2021 年末的应收账款相比 2020 年末增长 29.79%，2022 年 9 月末的应收账款账面余额相比 2021 年末增长 18.39%，主要系应收国补款项的增加所致。

截至 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）应收账款主要构成为内蒙古电力（集团）有限责任公司、国网宁夏电力有限公司、国网青海省电力公司、国网甘肃省电力有限公司和国网山西省电力有限公司尚未支付的购电款，所对应的应收账款账面余额占应收账款总体账面余额比例为 72.83%。

其他应收款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）其他应收款分别为 8.78 亿元、30.31 亿元、48.52 亿元和 63.47 亿元，占流动资产比例分别为 11.02%、38.44%、40.70%和 50.44%。联合光伏（常州）的其他应收款主要是来自关联方的往来款项，近三年及一期内其他应收款持续增加，主要系联合光伏（常州）与股东联合光伏（深圳）有限公司和关联方京能发展（北京）往来款大幅增加所致。

b) 非流动资产分析

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）非流动资产构成情况如下：

表 169 联合光伏（常州）非流动资产构成情况

单位：元；%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
可供出售金融资产	-	-	-	-	28,789,260.57	0.26	221,866,540.98	1.97
长期应收款	174,900,000.00	1.76	164,900,000.00	1.58	297,960,000.00	2.71	328,156,000.00	2.91
长期股权投资	253,464,107.34	2.56	241,424,415.09	2.31	219,063,774.52	1.99	196,622,807.16	1.74
其他权益工具投资	22,851,050.63	0.23	22,800,120.87	0.22	-	-	-	-
固定资产	9,184,434,395.13	92.65	9,513,671,417.11	91.01	9,908,479,134.65	89.99	10,055,572,398.18	89.17
在建工程	1,473,703.54	0.01	42,241.38	0.00	2,101,486.99	0.02	208,996,384.39	1.85
使用权资产	183,708,488.53	1.85	183,844,115.86	1.76	-	-	-	-
无形资产	82,837,306.57	0.84	84,135,816.66	0.80	86,095,209.48	0.78	80,674,865.31	0.72

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
商誉	6,197,086.89	0.06	6,197,086.89	0.06	6,197,086.89	0.06	6,197,086.89	0.05
长期待摊费用	1,507,033.42	0.02	1,855,141.58	0.02	126,549,522.11	1.15	127,117,836.81	1.13
递延所得税资产	953,680.49	0.01	953,680.49	0.01	926,577.16	0.01	1,041,970.13	0.01
其他非流动资产	500,000.00	0.01	233,722,996.20	2.24	334,084,165.75	3.03	50,000,000.00	0.44
非流动资产合计	9,912,826,852.54	100.00	10,453,547,032.13	100.00	11,010,246,218.12	100.00	11,276,245,889.85	100

固定资产

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）固定资产分别为 100.56 亿元、99.08 亿元、95.14 亿元和 91.84 亿元，占非流动资产比例分别为 89.17%、89.99%、91.01%和 92.65%。近三年及一期内，联合光伏（常州）固定资产账面价值逐年稳定下降，主要系固定资产逐年计提折旧所致，符合行业特点。联合光伏（常州）固定资产包括发电资产及设备和房屋及建筑物等，其中绝大部分为发电资产及设备，截至 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）的发电资产及设备账面余额占固定资产账面余额总额的比值为 99.59%。

（b）负债构成及变动情况

表 170 联合光伏（常州）负债构成及变动情况

单位：元；%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动负债合计	2,719,983,814.03	21.11	3,121,217,744.17	25.04	3,809,506,657.69	30.92	5,685,609,728.09	42.58
非流动负债合计	10,163,494,742.93	78.89	9,342,785,261.07	74.96	8,509,161,136.79	69.08	7,665,696,713.14	57.42
负债总计	12,883,478,556.96	100	12,464,003,005.24	100.00	12,318,667,794.48	100.00	13,351,306,441.23	100

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）流动负债分别为 56.86 亿元、38.10 亿元、31.21 亿元和 27.20 亿元，占总负债的比例分别为 42.58%、30.92%、25.04%和 21.11%；非流动负债分别为 76.66 亿元、85.09 亿元、93.43 亿元和 101.63 亿元，占总负债的比例分别为 57.42%、69.08%、74.96%和 78.89%。近三年及一期内联合光伏（常州）流动负债规模逐年减低，非流动负债规模逐年上升，主要系平均外部借款期限的延长所致。

a) 流动负债分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）流动负债构成情况如下：

表 171 联合光伏（常州）流动负债构成情况

单位：元；%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
短期借款	151,268,055.59	5.56	1,666,044,583.32	53.38	1,244,763,392.51	32.68	765,000,000.00	13.46
应付票据	19,968,739.00	0.73	-	-	7,000,000.00	0.18	686,030,000.00	12.07
应付账款	207,832,652.69	7.64	266,519,819.74	8.54	383,719,708.48	10.07	608,963,061.84	10.71
预收款项	100,000.00	0.00	100,000.00	0.00	100,000.00	0.00	17,227,432.32	0.30
应付职工薪酬	874,691.32	0.03	372,015.21	0.01	2,373,405.16	0.06	5,831,469.80	0.10
应交税费	41,879,399.76	1.54	31,965,188.83	1.02	33,586,645.99	0.88	27,933,639.92	0.49
其他应付款	857,464,845.85	31.52	322,391,217.56	10.33	617,689,021.56	16.21	904,001,552.46	15.90
一年内到期的非流动负债	1,440,595,429.82	52.96	829,124,919.51	26.56	1,520,074,483.99	39.90	2,670,622,571.75	46.97
其他流动负债	-	-	4,700,000.00	0.15	200,000.00	0.01	-	-
流动负债合计	2,719,983,814.03	100.00	3,121,217,744.17	100.00	3,809,506,657.69	100.00	5,685,609,728.09	100

短期借款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）短期借款分别为 7.65 亿元、12.45 亿元、16.66 亿元和 1.51 亿元，占流动负债的比例为 13.46%、32.68%、53.38%和 5.56%。联合光伏（常州）2019 年末至 2021 年末短期借款规模逐年提高，主要系新增大额信用借款及保证借款所致。

2022 年 9 月末短期借款规模较 2021 年末下降 90.92%，系公司偿还短期借款所致。

其他应付款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）其他应付款分别为 9.04 亿元、6.18 亿元、3.22 亿元和 8.57 亿元，占流动负债的比例为 15.90%、16.21%、10.33%和 31.52%。联合光伏（常州）2022 年 9 月末其他应付款相比 2021 年末增长 165.97%，主要原因系公司于 2022 年度决议向股东分红，应付股利余额增加 5.2 亿元所致。

一年内到期的非流动负债

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）一年内到期的非流动负债分别为 26.71 亿元、15.20 亿元、8.29 亿元和 14.41 亿元，占流动负债的比例分别为 46.97%、39.90%、26.56%和 52.96%。2019 年至 2021 年，联合光伏（常州）一年内到期的非流动负债逐年降低，主要系 2020 年度完成兑付 2019 年度一年内到期的应付债券 17 联合 01、17 联合 02、17 联合 03、17 联合 04，且 2021 年度完成兑付 2020 年度一年内到期的应付债券 18 联合光伏 MTN001 所致，同时一年内到期的长期应付款余额大幅降低。2022 年 9 月末联合光伏（常州）一年内到期的非流动负债较 2021 年末增长 73.75%，主要系临近到期的债务金额较大，一年内到期的非流动负债相应增加所致。

b) 非流动负债分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）非流动负债构成情况如下：

表 172 联合光伏（常州）非流动负债构成情况

单位：元；%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
长期借款	8,415,453,224.22	82.80	7,931,186,844.01	84.89	6,402,201,774.01	75.24	4,261,696,844.01	55.59
应付债券	-	-	-	-	-	-	298,938,133.95	3.90
租赁负债	84,663,959.92	0.83	76,372,299.31	0.82	-	-	-	-

长期应付款	1,663,377,558.79	16.37	1,335,226,117.75	14.29	2,106,959,362.78	24.76	3,093,467,151.30	40.35
预计负债	-	-	-	-	-	-	11,382,483.56	0.15
递延所得税 负债	-	-	-	-	-	-	212,100.32	0.00
非流动负债 合计	10,163,494,742.93	100	9,342,785,261.07	100	8,509,161,136.79	100	7,665,696,713.14	100

长期借款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）长期借款分别为 42.62 亿元、64.02 亿元、79.31 亿元和 84.15 亿元，占非流动负债的比例分别为 55.59%、75.24%、84.89%和 82.80%。联合光伏（常州）2020 年末和 2021 年末长期借款规模较上年末分别增加 50.23%和 23.88%，主要原因在于原有借款和债券陆续到期，需相应筹措资金。联合光伏（常州）的长期借款主要由保证借款、抵押借款、信用借款及质押借款构成。

长期应付款

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）长期应付款分别为 30.93 亿元、21.07 亿元、13.35 亿元和 16.63 亿元，占非流动负债的比例分别为 40.35%、24.76%、14.29%和 16.37%。2020 年末及 2021 年末，联合光伏（常州）长期应付款主要为应付融资租赁款，规模分别降低 31.89%和 36.63%，主要系偿还融资租赁款本息所致。2022 年 1-9 月长期应付款相比 2021 年末增长 24.58%，主要系子公司新增租赁借款所致。

b. 偿债能力分析

截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）偿债能力指标如下：

表 173 联合光伏（常州）偿债能力指标情况

单位：%

主要财务指标	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
流动比率	4.63	3.82	2.07	1.40

主要财务指标	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
速动比率	4.57	3.70	2.03	1.09
资产负债率	57.27	55.71	65.19	69.37

从短期偿债能力指标来看，截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）流动比率分别为 1.40、2.07、3.82 和 4.63，速动比率分别为 1.09、2.03、3.70 和 4.57，有较强的短期偿债能力；从长期偿债能力指标来看，截至 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，联合光伏（常州）的资产负债率分别为 69.37%、65.19%、55.71%和 57.27%，联合光伏（常州）资产负债结构较为稳定，资产负债率总体呈逐年降低趋势，有较强的长期偿债能力。

总体来看，近三年及一期内联合光伏（常州）资产变现能力较好，具有良好的偿债能力。

c.盈利能力分析

表 174 联合光伏（常州）盈利能力指标情况

单位：元；%

指标	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
营业收入	1,340,612,476.69	1,708,451,797.21	1,725,249,677.55	1,959,508,114.85
营业成本	547,172,081.60	674,087,542.39	654,552,049.93	776,192,054.16
毛利率	59.18	60.54	62.06	60.39
管理费用	4,842,932.13	17,093,999.71	41,796,053.88	58,017,756.80
财务费用	406,210,815.64	452,940,043.21	614,416,484.24	686,078,728.15
研发费用	-	-	709,107.48	609,213.51
期间费用占营业收入比率	30.66	27.51	38.04	37.97
其他收益	405,934.96	469,559.86	3,867,485.40	843,007.56
利润总额	386,541,252.99	490,483,508.33	455,495,322.12	-125,841,683.17
营业利润率	29.99	29.56	26.81	-5.51
净利润率	23.15	24.22	23.44	-9.04

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，联合光伏（常州）营业收入分别为 19.60 亿元、17.25 亿元、17.08 亿元和 13.41 亿元，主要为电力销售收入。联合光伏（常州）营业的收入类型主要包括电力销售收入、商品销售收入和服务业务收入，其中电力销售收入占比较高。近三年及一期内联合光伏（常州）电力销售收入规模逐年增长，营业收入逐年降低的主要原因在于商品销售业务收入逐年下降。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，联合光伏（常州）营业成本分别为 7.76 亿元、6.55 亿元、6.74 亿元及 5.47 亿元，联合光伏（常州）的营业成本由电力销售成本、商品销售成本和服务业务成本组成，其中电力销售成本主要包括运维分包费用、土地租赁费用、光伏发电设备折旧费用等。近三年及一期内联合光伏（常州）电力销售成本基本保持稳定。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，联合光伏（常州）毛利润分别 11.83 亿元、10.71 亿元、10.34 亿元和 7.93 亿元，毛利率分别为 60.39%、62.06%、60.54%和 59.18%。近三年及一期内联合光伏（常州）的毛利润和毛利率基本保持稳定。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，联合光伏（常州）期间费用分别为 7.44 亿元、6.56 亿元、4.70 亿元和 4.11 亿元，占营业收入比例分别为 37.97%、38.04%、27.51%和 30.66%，期间费用占营业收入比例都维持在较高的水平，主要原因在于与银行借款和融资租赁相关的利息费用规模较高。近三年因为联合光伏（常州）的借款规模和平均借款利率持续下降，所以财务费用的规模随之降低。联合光伏（常州）2021 年度职工薪酬和咨询服务费等管理费用与 2020 年度相比分别下降 47.97%和 67.00%，两者共同导致 2021 年度期间费用规模较 2020 年度下降 28.37%。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，联合光伏（常州）利润总额为-1.26 亿元、4.55 亿元、4.90 亿元和 3.87 亿元，近三年利润总额总体呈现上升趋势。

d.现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，联合光伏（常州）现金流量情况如下：

表 175 联合光伏（常州）现金流量情况

单位：元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
经营活动现金流入小计	923,512,788.84	1,052,176,158.32	1,726,746,804.94	1,164,635,317.44
经营活动现金流出小计	1,233,596,449.16	2,310,727,200.60	1,384,015,623.01	981,209,812.34
经营活动产生的现金流量净额	-310,083,660.32	-1,258,551,042.28	342,731,181.93	183,425,505.10
投资活动现金流入小计	101,736,361.81	216,076,018.82	300,626,078.81	235,952,659.91
投资活动现金流出小计	37,121,740.84	1,249,146,706.04	1,347,541,660.98	426,034,564.89
投资活动产生的现金流量净额	64,614,620.97	-1,033,070,687.22	-1,046,915,582.17	-190,081,904.98
筹资活动现金流入小计	3,273,849,072.56	9,874,722,457.69	5,996,618,971.04	8,376,391,788.00
筹资活动现金流出小计	4,424,091,977.23	6,453,634,447.11	5,193,015,315.58	8,689,109,718.16
筹资活动产生的现金流量净额	-1,150,242,904.67	3,421,088,010.58	803,603,655.46	-312,717,930.16
现金及现金等价物净增加额	-1,395,711,719.82	1,129,466,131.85	99,832,779.21	-319,789,462.33

(a) 经营活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度和 2022 年 1-9 月，联合光伏（常州）经营活动产生的现金流量净额分别为 1.83 亿元、3.43 亿元、-12.59 亿元和-3.10 亿元，其中 2021 年度经营活动产生的现金流量净额相比 2020 年度下降 467.21%，主要系联合光伏（常州）2021 年度收到的国补应收账款与 2020 年度相比大幅下降所致，同时 2021 年度支付关联方往来款导致了现金流出大幅增加所致。

(b) 投资活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，联合光伏（常州）投资活动产生的现金流量净额分别为-1.90 亿元、-10.47 亿元、-10.33 亿元和 0.65 亿元。2019 年度、2020 年度 2021 年度，联合光伏（常州）投资活动产生的现金流量净额均为负值，其中 2020 年度的投资活动产生的现金净流出与 2019 年度相比增加 450.77%，主要系 2020 年度支付的其他与投资活动有关的现金流出增加所致。

(c) 筹资活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，联合光伏（常州）筹资活动产生的现金流量净额分别为-3.13 亿元、8.04 亿元、34.21 亿元和-11.50 亿元。近三年联合光伏（常州）的筹资活动现金流量净额逐年增加，主要原因在

于取得借款收到的现金规模增加。此外，联合光伏（常州）新股东工银金融资产投资有限公司于 2021 年度实缴出资 30 亿元，导致企业 2021 年度筹资活动产生的现金流量净额同比增加 325.72%。联合光伏（常州）2022 年 1-9 月的筹资活动现金流量净额为净流出 11.50 亿元，主要系偿还融资租赁借款本息所致。

5) 资产负债表日后事项、或有事项及其他重要事项

a.或有事项

截至 2022 年 9 月 30 日，联合光伏（常州）为下列单位债务提供担保：

表 176 联合光伏（常州）对外担保情况

单位：元

被担保单位名称	担保事	担保金额	期限	备注
一、子公司				
中利腾晖共和新能源有限公司	贷款	330,000,000.00	2014/11 - 2028/11	-
中利腾晖共和新能源有限公司	租赁	8,576,648.06	2014/12 - 2022/12	-
中利腾晖共和新能源有限公司	贷款	39,000,000.00	2014/12 - 2028/12	-
中利腾晖共和光伏发电有限公司	贷款	47,000,000.00	2016/02 - 2026/02	-
国电托克托县光伏发电有限公司	贷款	154,000,000.00	2016/09 - 2026/07	-
国电乌拉特后旗光伏发电有限公司	贷款	160,900,000.00	2016/12 - 2026/12	-
大同联合光伏新能源有限公司	贷款	364,935,344.01	2017/02 - 2029/02	-
安徽招联清洁能源有限公司	租赁	420,000,000.00	2017/06 - 2031/06	-
安徽招联清洁能源有限公司	租赁	125,000,000.00	2017/06 - 2031/06	-
国电察哈尔右翼前旗光伏发电有限公司	贷款	204,800,000.00	2018/02 - 2030/02	-
汉寿昊晖太阳能发电有限公司	租赁	146,299,940.43	2018/04 - 2030/03	-
卓资县陆阳新能源有限公司	租赁	61,249,398.00	2018/06 - 2028/06	-
宁夏中自太阳能光伏发电有限公司	贷款	860,000,000.00	2018/09 - 2028/05	-
哈密辉腾光伏电力有限公司	租赁	110,864,707.57	2018/12 - 2026/12	-
石拐丝绸之路光伏发电有限公司	租赁	89,288,440.73	2019/06 - 2029/06	-
石拐丝绸之路光伏发电有限公司	租赁	81,087,617.84	2019/06 - 2029/06	-
乡城联合光伏开发有限公司	贷款	158,550,000.00	2021/11 - 2036/11	-
炉霍联合光伏开发有限公司	贷款	65,745,000.00	2021/11 - 2036/11	-

被担保单位名称	担保事	担保金额	期限	备注
内蒙古国润（察右前旗）发电有限公司	贷款	258,000,000.00	2022/03 - 2036/01	-
汉寿中晖太阳能发电有限公司	贷款	285,730,807.29	2022/03 - 2027/03	-
中利腾晖共和新能源有限公司	贷款	140,000,000.00	2022/06 - 2029/06	-
阳春市招联绿辉光伏发电有限公司	租赁	72,000,000.00	2022/02 - 2023/02	-
小计	——	4,183,027,903.93	——	-
二、公司外				
吐鲁番中利腾晖光伏发电有限公司	贷款	93,326,792.40	2016/03 - 2025/03	同一控制下
国电商都县第二光伏发电有限公司	贷款	125,200,000.00	2016/06 - 2026/05	
五家渠利商光伏电力有限公司	贷款	67,563,200.00	2016/09 - 2026/09	
国电科左中旗光伏发电有限公司	贷款	131,200,000.00	2016/10 - 2026/10	
国电察哈尔右翼前旗第二光伏发电有限公司	贷款	50,000,000.00	2016/10 - 2026/10	
贵港市绿色方舟新能源有限公司	租赁	270,000,000.00	2017/01 - 2030/01	
贵港市绿色方舟新能源有限公司	租赁	84,000,000.00	2017/01 - 2030/01	
唐山招新太阳能发电有限公司	贷款	59,000,000.00	2017/02 - 2025/02	
海阳鑫顺风光电科技有限公司	租赁	104,776,014.00	2017/08 - 2024/08	
西藏昌都藏能新能源开发有限公司	贷款	104,941,166.53	2017/10 - 2029/10	
西藏顺吉新能源科技有限公司	贷款	230,000,000.00	2018/04 - 2025/04	
偏关县斯能风电有限公司	贷款	219,800,000.30	2019/08 - 2033/08	
威县天海光伏发电有限公司	租赁	69,138,324.46	2020/12 - 2026/02	
阳原中久能源开发科技有限公司	贷款	57,507,054.44	2021/11 - 2031/11	
联合光伏（深圳）有限公司	贷款	144,000,000.00	2021/12 - 2022/12	
小计	——	1,810,452,552.13	——	-

b.资产负债表日后事项

截至 2022 年 1 月 13 日，联合光伏（常州）不存在应披露的资产负债表日后事项。

c.其他重要事项

截至 2022 年 9 月 30 日，联合光伏（常州）不存在应披露的其他重要事项。

（7）资信情况

根据联合光伏（常州）提供的 2023 年 1 月 4 日的《企业信用报告》（自主查询版），联合光伏（常州）最近三年不存在不良或违约负债余额，其作为保证人/反担保人为其他借款人承担的相关还款均正常还款，未出现本息逾期情况。

通过中国证监会证券期货市场失信信息公开查询平台（<https://neris.csrc.gov.cn/shixinchaxun/>）、“信用中国”网站（<https://www.creditchina.gov.cn/>）、国家企业信用信息公示系统（<http://www.gsxt.gov.cn/index.html>）、国家税务总局的重大税收违法案件信息公布栏（<http://www.chinatax.gov.cn/chinatax/c101249/n2020011502>）、中国执行信息公开网全国法院被执行人信息查询平台（<http://zxgk.court.gov.cn/zhixing/>）、中国执行信息公开网全国法院失信被执行人名单信息公布与查询平台（<http://zxgk.court.gov.cn/zhixing/>）、国家发展和改革委员会（<https://www.ndrc.gov.cn/?code=&state=123>）、中国裁判文书网（<https://wenshu.court.gov.cn/>）、国家应急管理部（<https://www.mem.gov.cn/>）、国家生态环境部（<https://www.mee.gov.cn/>）、国家市场监督管理总局（<http://www.samr.gov.cn/>）、国家工业和信息化部（<https://www.miit.gov.cn/>）、国家统计局（<http://www.stats.gov.cn/>）、中国海关企业进出口信用公示平台（<http://credit.customs.gov.cn/>）等平台查询，截至 2023 年 2 月 16 日，联合光伏（常州）最近三年在投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务等方面不存在重大不良记录，不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、失信生产经营单位或者其他失信单位并被暂停或者限制进行融资的情形。

（二）本次发行前原始权益人对不动产项目的所有权情况及原始权益人针对本次发行的内部授权与外部审批情况

1. 原始权益人享有不动产项目完全所有权的情况

（1）京能国际能源发展（北京）有限公司

经核查江山永宸的《营业执照》、公司章程等材料，以及榆林市行政审批服务局于 2023 年 1 月 6 日出具的工商登记文件，并经查询国家企业信用信息公

示系统，并经查询国家企业信用信息公示系统，截至 2023 年 2 月 16 日，京能发展（北京）为江山永宸股东，持有江山永宸 100%的股权，京能发展（北京）所持江山永宸的全部股权上不存在质押、查封、冻结等权利限制或负担。

江山永宸享有的不动产项目所有权和经营权利情况详见《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更新的招募说明书（2025 年第 1 号）》“第十四部分基础设施项目基本情况”之“一、基础设施项目概况”所述基础设施项目的资产范围、收费权与电量交易机制、资产权属、土地的取得、权属期限、经营资质及展期安排情况。

就《融资租赁合同》《2021 年融资租赁合同》及其账户监管协议项下限制江山永宸股权转让、资产转让、应收账款转让的约定，国银租赁已于 2022 年 4 月 13 日出具《关于同意榆林市江山永宸新能源有限公司提前还款的函》，原则同意江山永宸提前偿还《融资租赁合同》《2021 年融资租赁合同》项下全部债务，同意在收到江山永宸应偿付的全部款项后，融资租赁项目项下租赁物所有权即转移给江山永宸，与融资租赁项目项下贷款债权相关的所有担保（包括但不限于连带责任保证、账户监管等）即告解除。国银租赁将出具租赁物所有权转移证书。在江山永宸提前还款且解除应收账款转让限制后，该等转让限制将获得解除。

（2）联合光伏（常州）投资集团有限公司

经核查湖北晶泰的《营业执照》、公司章程等材料以及随州市市场监督管理局于 2023 年 1 月 9 日出具的工商登记文件，并经查询国家企业信用信息公示系统，截至 2023 年 2 月 16 日，联合光伏（常州）为湖北晶泰股东，持有湖北晶泰 100%的股权，联合光伏（常州）所持湖北晶泰的全部股权上不存在质押、查封、冻结等权利限制或负担。

湖北晶泰享有的不动产项目所有权和经营权利情况详见《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更新的招募说明书（2025 年第 1 号）》“第十四部分基础设施项目基本情况”之“一、基础设施项目概况”所述资产范围、收费权与电量交易机制、资产权属、土地的取得、权属期限、经营资质及展期安排情况。

2. 原始权益人内部授权情况

（1）京能国际能源发展（北京）有限公司

根据《公司法》、京能发展（北京）的公司章程、Conyers Dill & Pearman 出具的“关于北京能源国际控股有限公司董事会会议决议的意见书”及“关于北京能源国际控股有限公司股东大会会议决议的意见书”，江山永宸重组及转让事项已完成了必要的内部决策，相关内部决议、决定合法、有效。原始权益人具体内部授权情况，详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“六、资产转让”。

（2）联合光伏（常州）投资集团有限公司

根据《公司法》、联合光伏（常州）的公司章程、Conyers Dill & Pearman 出具的“关于北京能源国际控股有限公司董事会会议决议的意见书”及“关于北京能源国际控股有限公司股东大会会议决议的意见书”，湖北晶泰重组及转让事项已完成了必要的内部决策，相关内部决议、决定合法、有效。原始权益人具体内部授权情况，详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“六、资产转让”。

综上所述，不动产基金可以合法取得不动产项目的所有权或经营权利。

3. 外部审批情况

就本项目涉及的国有资产转让事宜，京能集团作为原始权益人的国家出资企业，向北京国资委进行了请示，北京国资委批复：“原则同意你公司依法依规开展基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作，相关方所涉及的产权转让事项可通过非公开协议转让方式实施”，详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“六、资产转让”。

（三）原始权益人的主要义务

根据《基础设施投资基金指引》第四十三条，原始权益人不得侵占、损害本基金所持有的标的不动产项目，并应当履行下列义务：

1.配合基金管理人、基金托管人以及其他为本基金提供服务的专业机构履行职责；

2.确保标的不动产项目真实、合法，确保向基金管理人等机构提供的文件资料真实、准确、完整，不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏；

3.依据法律法规、基金合同及相关协议约定及时移交标的不动产项目及相关印章证照、账册合同、账户管理权限等；

4.法律法规及相关协议约定的其他义务。

主要原始权益人及其控股股东、实际控制人提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假内容等重大违法违规行为的，应当购回全部基金份额或不动产项目权益。

（四）募集资金拟投资固定资产项目情况及相关承诺

1. 募集资金拟投资固定资产项目情况

原始权益人京能发展（北京）通过本次不动产 REITs 发行盘活资产，实现的回收资金将全部以资本金形式用于以下项目：（1）山东烟台栖霞市郭格庄 112 MW 农光互补项目；（2）云南昆明寻甸县 60MW（一期 20MW）分布式光伏项目；（3）广西百色平果 300MW 农光互补项目（一期 150MW）；（4）海南琼海 100MW 农业大棚光伏发电项目；（5）山东威海南海新区纽莱 39.5MW 分布式光伏项目；（6）通辽科左后旗新通 1,000MW 风电项目。项目信息如下：

表 177 京能发展（北京）募集资金拟投资固定资产项目情况

单位：亿元

类别	募集资金投资项目情况					
项目名称	山东日照五莲县宁旭 200MW 平价光伏项目	云南昆明寻甸县 60MW（一期 20MW）分布式光伏项目	广西百色平果 300MW 农光互补项目（一期 150MW）	海南琼海 100MW 农业大棚光伏发电项目	山东威海南海新区纽莱 39.5MW 分布式光伏项目	通辽科左后旗新通 1,000MW 风电项目
项目总投资	9.23	0.86	6.02	5.43	1.71	74.80
项目资本金	1.85	0.26	1.20	1.09	0.51	14.96

项目资本金缺口	1.09	0.23	1.20	0.50	0.16	3.27
建设内容和规模	建设内容：农光互补光伏电站计划装机规模：200MW	建设内容：分布式光伏电站计划装机规模：60MW	建设内容：农光互补光伏电站计划装机规模：150MW	建设内容：农业大棚光伏电站计划装机规模：100MW	建设内容：分布式光伏电站计划装机规模：39.5MW	建设内容：风力电站计划装机规模：1,000MW
前期工作进展	1.已取得备案证、接入批复、并网资格；2.已取得各级政府意见函及批复；3.已签订 3087 亩土地租赁合同；4.已完成 200MW 集电线路、220kV 升压站、220kV 送出线路的建设和调试；5.已建设完成 90MW 光伏电场，并达到并网条件。	1.已取得备案证；2.已取得电网接入系统意见；3.已签订 EPC 合同	1.已取得备案证；2.已取得项目涉及的各项评估报告及批复意见；3.环评，水保、地灾等手续正在办理中；4.已租赁第一阶段土地 2021.74 亩。	1.已取得核准文件；2.已取得项目涉及的各项评估报告及批复意见；3.已完成项目用地测绘工作；4.已完成光伏区桩基基础施工 7.89MW。	1.已取得 39.5MW 项目备案证；2.已并网 23.07MW 光伏电站。	1.已取得核准批复文件、可行性研究报告及 EPC 工程招标 2.已完成关于项目用地敏感性因数排查、地形图测量、选址工作。
（拟）开工时间	2020 年 11 月 14 日	2022 年 12 月 17 日	2023 年 3 月	2022 年 7 月 14 日	2022 年 3 月 31 日	2022 年 12 月 30 日
拟使用募集资金规模 ⁶³	1.09	0.23	1.20	0.50	0.16	3.27
募集资金投入项目的具体方式	项目资本金投入					

2. 相关承诺

（1）京能国际已出具承诺函，就拟投资的固定资产投资项目的真实性作出如下承诺：

⁶³ 数据取整至百万元。

拟新投资的项目真实存在，且前期工作相对成熟，项目符合国家和京能国际主营业务，符合国家重大战略、发展规划、产业政策等情况；将以项目资本金方式将募集资金用于拟新投资的项目。

（2）京能发展（北京）及联合光伏（常州）已出具承诺函，就拟投资的固定资产投资项目的真实性作出承诺：

拟新投资的项目真实存在，且前期工作相对成熟，项目符合国家和京能发展（北京）、联合光伏（常州）主营业务，符合国家重大战略、发展规划、产业政策等情况；将以项目资本金方式将募集资金用于拟新投资的项目。

（五）原始权益人或其同一控制下的关联方拟认购的基金份额的情况

京能发展（北京）作为本基金首发原始权益人之一，通过战略配售认购本基金首发份额，占首发基金总份额的 51%。

以上比例以基金合同生效公告中披露的情况为准。基金份额持有期间不允许质押。

二、新购入不动产项目原始权益人

（一）新购入不动产项目原始权益人基本情况

1. 基本情况

企业名称：云南保山槟榔江水电开发有限公司

注册资本：175,817.992782 万元人民币

法定代表人：肖勇

成立日期：2004 年 1 月 6 日

注册地址：云南省保山市隆阳区永昌街道永昌路 348 号

统一社会信用代码：9153050075066253XT

经营范围：水电开发，发电销售上网，工程建设，电厂运行管理，投资及管理，水产养殖经营活动。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

2. 原始权益人的设立、存续和历史沿革情况

（1）公司设立

根据槟榔江水电提供的工商档案、国家企业信用信息公示系统的公示信息，槟榔江水电于 2004 年 1 月 6 日由保山电力出资 5,100 万元（持股 51%）、云南机械设备进出口有限公司出资 2,900 万元（持股 29%）、国家电力公司昆明勘测设计研究院出资 2,000 万元（持股 20%）共同出资设立，设立时的注册资本为 10,000 万元。

（2）增资

截至 2025 年 6 月 30 日，槟榔江水电的注册资本变更情况如下：

1) 第一、二次增资

2005 年 4 月 17 日，槟榔江水电召开第一届四次股东会会议，审议通过了公司第二次资本金注入方案，云南保山电力股份有限公司、云南机械设备进出口有限公司、中国水电顾问集团昆明勘测设计研究院⁶⁴（原国家电力公司昆明勘测设计研究院）分别按原出资比例出资，共注入 10,000 万元。根据保中信验报字[2006]第 007 号验资报告，截至 2005 年 12 月 16 日，变更后的累计注册资本实收金额为 20,000 万元；2006 年 3 月 18 日，槟榔江水电召开了第一届五次股东会会议，审议通过了第三期资本金注入方案，云南保山电力股份有限公司、云南机械设备进出口有限公司、国家电力公司昆明勘测设计研究院分别按原出资比例出资，共注入 10,000 万元。根据保中信验报字[2007]第 002 号验资报告，截至 2006 年 12 月 28 日，变更后的累计注册资本实收金额为 30,000 万元。

2) 第三次增资

2007 年 11 月 3 日，槟榔江水电召开了第二届二次股东会，会议审议通过了公司第四期资本金注入方案，云南保山电力股份有限公司、广东电力发展股份有限公司⁶⁵（简称“粤电力”）、中国水电顾问集团国家电力公司昆明勘测设计

⁶⁴ 根据 2004 年 8 月 9 日中国水电工程顾问集团公司出具的《关于变更国家电力公司各直属勘测设计研究院单位名称的通知》（水电顾人劳[2004]0057 号），原国家电力公司昆明勘测设计研究院更名为中国水电顾问集团昆明勘测设计研究院，并于 2004 年换发了营业执照。

⁶⁵ 槟榔江水电股东会于 2007 年 5 月 15 日作出决议，同意云南机械设备进出口有限公司将所持有股权转让于广东电力发展股份有限公司，双方于 2007 年 5 月 18 日签署了《股权转让协议》。

研究院分别按 51%、29%、20%的原出资比例出资，共注入 10,000 万元。经二至四期资金注入，槟榔江水电注册资本增加至 40,000 万元人民币。

3) 第四次增资

2008 年 3 月 19 日，槟榔江水电召开二届三次股东会，同意公司 2008 年度注入第五期资本金 11,300 万元（含转增资本 1,300 万元）。根据保中信验字[2008]第 031 号验资报告，截至 2008 年 5 月 13 日，槟榔江水电变更后的累计注册资本为人民币 51,300 万元，实收资本为人民币 51,300 万元。变更后，保山电力出资额占注册资本的 51%，广东电力发展股份有限公司出资额占注册资本的 29%，中国水电顾问集团昆明勘测设计研究院出资额占注册资本的 20%。

4) 第五次增资

2009 年 2 月 12 日，槟榔江水电召开第二届四次股东会，会议同意将注册资本由 51,300 万元调整为 61,300 万元，由原股东按原出资比例进行增资。根据验资报告，截至 2009 年 4 月 14 日，槟榔江水电注册资本为 61,300 万元，实收资本为 61,300 万元。

5) 第六次增资

2010 年 3 月 17 日，槟榔江水电召开第二届五次股东会，审议批准《2010 年度第七期资本金注入方案》，将注册资本由 61,300 万元调整为 71,300 万元，原股东按原出资比例进行增资。根据保中信验字[2010]046 号验资报告，截至 2010 年 5 月 31 日，槟榔江水电注册资本为 71,300 万元，实收资本为 71,300 万元。

6) 第七次增资

2015 年 9 月 17 日，槟榔江水电股东作出决定，股东变更⁶⁶后，公司股东为保山电力，决定增加公司注册资本，新增注册资本 62,007.582 万元，增资后注册资本为 133,307.582 万元，由保山电力全额认缴，出资比例 100%。

7) 第八次增资

⁶⁶ 2015 年 5 月 18 日，槟榔江水电出具股东会决议，决定变更股东，公司原股东保山电力、广东电力发展股份有限公司、中国电建集团昆明勘测设计研究院有限公司（原中国水电顾问集团昆明勘测设计研究院，2012 年 5 月改制并入中国电力建设集团有限公司），变更为保山电力、广东电力发展股份有限公司，并办理工商登记变更。中国电建集团昆明勘测设计研究院 20%出资 14,260 万元全部转让给保山电力。2015 年 9 月 17 日，槟榔江水电出具股东会决议，决定变更股东，公司原股东保山电力、广东电力发展股份有限公司，变更为保山电力。广东电力发展股份有限公司 29%出资 20,677 万元全部转让给保山电力，并办理工商登记变更。

2022年3月15日，槟榔江水电股东保山能源发展股份有限公司⁶⁷作出决定，决定增加槟榔江水电注册资本，增资后注册资本为175,817.992782万元，由保山能源全额认缴，出资比例100%。

（3）股权变更

截至2025年6月30日，槟榔江水电的股权变更情况如下：

1) 第一次股权转让

2007年5月18日，云南机械设备进出口有限公司与广东电力发展股份有限公司签署《股权转让协议》，将其持有的29%股权转让予广东电力发展股份有限公司，并于2007年11月9日完成工商变更登记。槟榔江水电公司股东变更为保山电力出资20,400万元，持股51%；广东电力发展股份有限公司出资11,600万元，持股29%；中国水电顾问集团昆明勘测设计研究院出资8,000万元，持股20%。

针对本次股权转让，云南省发展和改革委员会于2007年6月4日下发《关于核准保山市槟榔江（三岔河-松山河口段）梯级水电站项目股权变更的批复》（云发改能源〔2007〕667号），同意槟榔江水电股东变更为保山电力出资20,400万元，持股51%；广东电力发展股份有限公司出资11,600万元，持股29%；中国水电顾问集团昆明勘测设计研究院有限公司出资8,000万元，持股20%，同时明确未经云南省发展和改革委员会的同意，槟榔江水电不得擅自变更投资方和投资比例。

2) 第二次股权转让

2015年6月12日，中国电建集团昆明勘测设计研究院有限公司（简称“昆明院”，原中国水电顾问集团昆明勘测设计研究院）将其持有的槟榔江水电20%通过北京产权交易所挂牌出让，并完成工商变更登记。槟榔江水电股东变更为保山电力出资50,623万元，持股71%；广东电力发展股份有限公司出资20,677万元，持股29%。

⁶⁷ 2019年4月30日，槟榔江水电出具股东决定，决定变更公司股东，由保山电力变更为保山能源。根据中共保山市委办公室、保山市人民政府办公室《关于印发〈保山市电力体制改革工作方案〉的通知》（保办字〔2017〕9号）精神，同意保山电力将持有槟榔江水电100%股权（出资额133,307.582万元）无偿划转给保山能源，并办理工商登记变更。2019年4月30日，槟榔江水电出具股东决定，公司股东变更后，公司由保山能源全额出资设立，注册资本133,307.582万元人民币，出资比例100%。

针对本次股权转让，保山市人民政府 2015 年 4 月 1 日下发《关于保山电力股份有限公司受让保山槟榔江水电开发有限公司有关股权的批复》（保政复〔2015〕10 号），同意保山电力按照相关规定和程序择优受让中国水电顾问集团昆明勘测设计研究院有限公司或广东电力发展股份有限公司股权。

3) 第三次股权转让

2016 年 3 月 30 日，广东电力发展股份有限公司将其持有的槟榔江水电 29%股权转让予保山电力。槟榔江水电股东变更为保山电力出资 133,307.582 万元，持股 100%。

针对本次股权转让，保山市人民政府于 2015 年 4 月 28 日下发《关于受让保山槟榔江水电开发有限公司有关股权的批复》（保政复〔2015〕17 号），同意保山电力受让广东电力发展股份有限公司持有的槟榔江水电 29%股权。

4) 第四次股权转让

2019 年 4 月 30 日，保山电力与保山能源签署《股权划转协议》，将其持有的槟榔江水电公司 100%股权转让予保山能源，并于 2019 年 5 月 10 日完成工商变更。槟榔江水电公司股东变更为保山能源出资 133,307.582 万元，持股 100%。

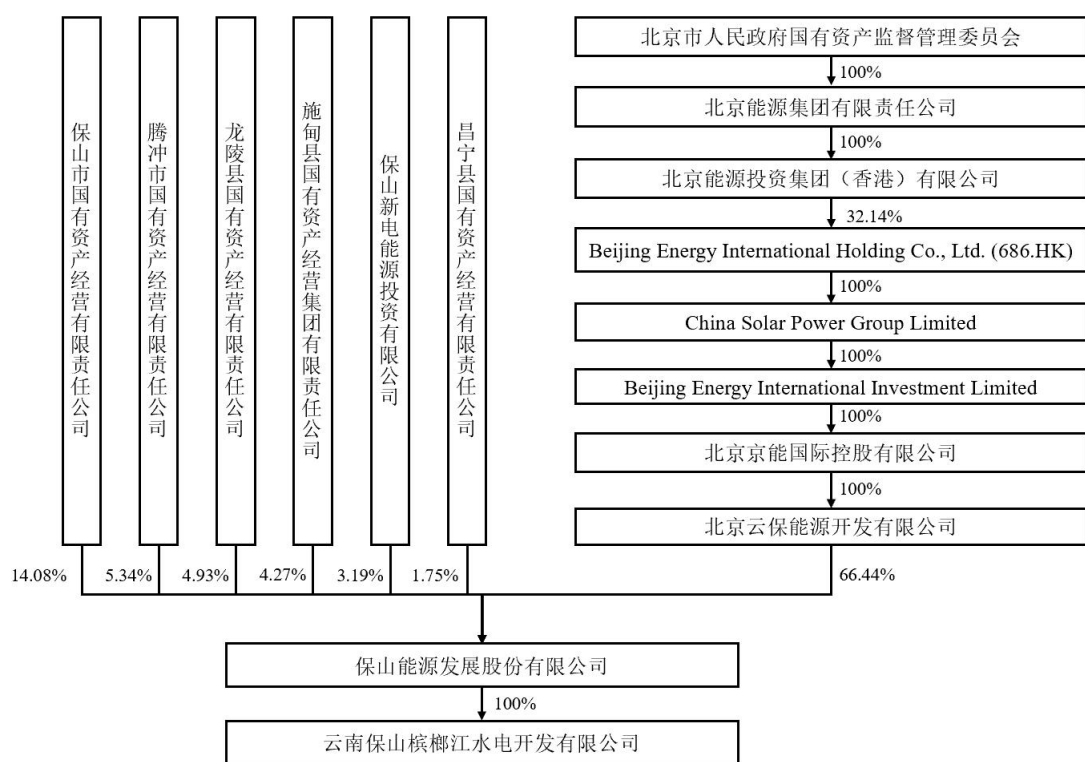
为落实电力体制改革关于“厂网分离”的精神，2017 年 3 月 20 日，保山市国资委作出《关于保山电力厂网分开清产核资及资产划转方案请示的批复》（保国资监〔2017〕28 号），批复保山电力将其持有的槟榔江水电 100%股权划转至保山能源。

3. 股权结构、控股股东及实际控制人情况

（1）股权结构

截至本招募说明书出具之日，槟榔江水电的股权结构如下图所示：

图 14 槟榔江水电的股权结构图



(2) 控股股东及实际控制人

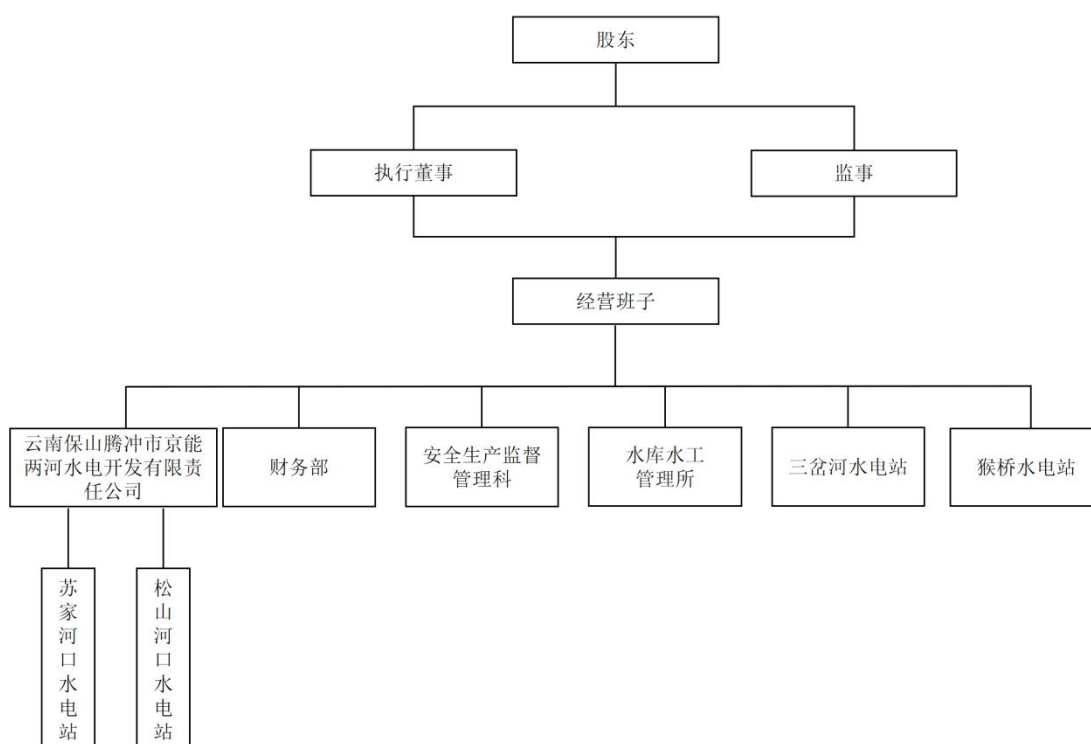
截至本说明书出具之日，槟榔江水电注册资本为 175,817.992782 万元人民币，保山能源持有槟榔江水电 100%的股权，是槟榔江水电的唯一股东。北京能源国际控股有限公司间接持有槟榔江水电 66.44%股权，为槟榔江水电的实际控制人。

4. 组织架构、治理结构及内部控制情况

(1) 组织架构

槟榔江水电设有财务部、水库水工管理所和安全生产监督管理科，槟榔江水电的具体组织架构图如下：

图 15 槟榔江水电组织架构图



(2) 治理结构

1) 股东

槟榔江水电不设股东会，公司股东一人，行使下列职权：

- a. 决定公司的经营方针和投资计划；
- b. 决定委派和更换董事，决定董事报酬事项
- c. 决定聘任或解聘总经理、副总经理、财务负责人，决定总经理、副总经理、财务负责人报酬事项；
- d. 批准董事的报告；
- e. 批准公司的年度财务预算方案、决算方案；
- f. 批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- g. 对公司增加或者减少注册资本作出决定；
- h. 对发行公司债券作出决定；
- i. 对公司合并、分立、解散、清算、转让公司股权或者变更公司形式作出决议；
- j. 修改公司章程；

k.有关法律、法规、部门规章、规范性文件和章程规定的其他职权。

2) 董事

槟榔江水电不设董事会，设董事一人，代表公司执行公司事务，由股东委派或更换。董事每届任期三年，任期届满，可连任。董事对股东负责，行使下列职权：

- a.向股东报告工作；
- b.执行股东的决定；
- c.决定公司的经营计划和投资方案；
- d.制订公司的年度财务预算方案、决算方案；
- e.制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- f.制订公司增加或者减少注册资本以及发行公司债券的方案；
- g.拟订公司合并、分立、解散或者变更公司形式的方案；
- h.决定公司内部管理机构的设置；
- i.制定公司的基本管理制度；
- j.法律、行政法规、章程规定和股东授权行使的其他职权。

3) 经理

槟榔江水电设总经理一名、副总经理两名，其中，一名财务负责人，一名分管安全生产工作，由股东决定聘任或解聘。总经理对董事负责，行使下列职权：

- a.主持公司的生产经营管理工作；
- b.组织实施公司年度经营计划和投资方案；
- c.拟订公司内部管理机构设置方案；
- d.拟订公司的基本管理制度；
- e.制定公司的具体规章；
- f.决定聘任或者解聘除应由股东聘任或解聘以外的管理人员；
- g.处理公司股东、董事交办的日常工作；
- h.法律、行政法规、章程规定和董事授予的其他职权。

4) 监事

槟榔江水电不设监事、监事会或审计委员会。

(3) 内部控制情况

槟榔江水电作为保山能源全资子公司沿用其内部控制制度，具体而言，槟榔江水电主要施行了保山能源的下列内部控制制度：

1) 《内部控制管理办法》

保山能源为规范公司内部控制管理的内容和要求、加快推进企业标准体系的完善、适应国家标准和国际先进标准的需要，制定了内部控制管理办法，用于公司的内控管理工作，主要内容如下：

a. 内部控制

内部环境是实施内部控制的重要基础，一般包括治理结构、机构设置及权责分配、内部审计、人力资源政策、企业文化等，就内部环境建设，保山能源的内部控制制度设置了下列要求：

(a) 建立规范的公司治理结构和议事规则，明确决策、执行、监督等方面的职责权限，形成科学有效的职责分工和制衡机制。

(b) 总经理办公会负责内部控制的建立健全和有效实施过程的决策。管理层负责组织领导公司内部控制的日常运行。

(c) 全面风险与内部控制管理部门（合规监督部）具体负责组织协调内部控制的建立实施及日常工作。随着内控工作的逐步深化和完善，应当编制内部管理手册，使全体员工掌握内部机构设置、岗位职责、业务流程等情况，明确权责分配，正确行使职权。

(d) 审计监督人员结合内部审计监督，对内部控制的有效性进行监督检查，对检查中发现的内部控制缺陷，按照公司内部审计工作程序进行报告。

(e) 按照科学、精简、高效、透明、制衡的原则，综合考虑企业性质、发展战略、文化理念和管理要求等因素，合理设置内部职能机构，明确各机构的职责权限，避免职能交叉、缺失或权责过于集中，形成各司其职、各负其责、相互制约、相互协调的工作机制。

(f) 对各机构的职能进行科学合理的分解，确定具体岗位的名称、职责和工作要求等，明确各个岗位的权限和相互关系。

(g) 根据发展战略，结合人力资源现状和未来需求预测，建立人力资源发展目标，制定人力资源总体规划，全面提升企业核心竞争力。

风险评估是实施内部控制的重要环节，包括信息收集、风险识别、风险分析和风险应对。保山能源的内部控制制度主要从下列方面进行风险评估：

(a) 信息收集：根据设定的控制目标，全面、系统、持续地收集内外部相关信息，包括战略风险、财务风险、市场风险、经营风险、安全风险、法律风险等方面信息。

(b) 风险识别：对相关的内部风险和外部风险进行准确识别，内容包括：风险源、风险原因、现场潜在的后果、影响范围和风险清单等。

(c) 风险分析：在风险识别的基础上，采用定性和定量相结合的方法，按照风险发生的可能性及其影响程度，对识别的风险进行分析和排序，确定关注重点和优先控制的风险。

(d) 风险应对：根据风险分析的结果，结合风险偏好和风险承受度，权衡风险与收益，确定风险应对策略（包括风险承担、风险规避、风险转移、风险控制等），采取相应的措施，将风险控制在可承受范围之内。

控制活动是实施内部控制的重要手段，根据风险评估结果，采用相应的控制措施，将风险控制在可承受度之内。保山能源的内部控制制度主要从下列方面进行风险控制：

(a) 根据风险管理的有关标准开展风险评估及应对工作。结合风险评估结果，根据内部控制目标，结合风险应对策略，对公司规划、计划、投融资、财务、市场运营、采购、销售、安全生产、环境保护、内部审计、法律事务、人力资源、信息化管理等各项业务和事项，综合运用控制政策、程序、措施等手段，达到有效控制。控制措施一般包括：不相容职务分离控制、授权审批控制、会计系统控制、财产保护控制、预算控制、运营分析控制和绩效考评控制等。

(b) 不相容职务分离控制：公司要全面系统地分析、梳理业务流程中所涉及的不相容职务，实施相应的分离措施，形成各司其职、各负其责、相互制约的工作机制，保证实施不相容职务分离控制。

(c) 授权审批控制：公司根据需要，严格控制特别授权，切实实施授权审批控制。各级管理人员在授权范围内行使职权和承担责任。对于重大决策、重大事项、重要人事任免及大额资金支付业务等应当按照规定的权限和程序实行集体决策审批或者联签制。

(d) 会计系统控制：公司要严格执行国家统一的会计准则，加强会计基础工作，明确会计凭证、会计账簿和财务会计报告的处理程序，保证会计资料真实完整；依法设置会计机构，配备会计从业人员。从事会计工作的人员，必须取得会计从业资格证书。

(e) 财产保护控制：建立财产日常管理体系，编制财务管理相关标准和定期清查相关机制，采取财产记录、实物保管、定期盘点、账实核对等措施，确保财产安全，其中：财产记录控制，要求妥善保管涉及资产的各种文件资料，避免记录受损、被盗、被毁，重要资料应留存备份记录，保管、批准、记录职务应相互分离；实物保管控制，严格限制未经授权的人员接触和处置财产，并运用财产保险降低财产运行风险；编制盘点管理相关规定，明确各类资产盘点频率、盘点流程和责任单位，定期对实物资产进行盘点，将盘点结果与会计记录核对，进行差异调查和调整。

(f) 预算控制：公司实施全面预算管理，严格执行全面预算相关标准，明确各责任单位在预算管理中的职责权限，规范预算的编制、审定、分解、下达和执行程序，明确预算执行的审批权限和要求，落实预算执行责任制，加强对预算执行的分析和监控，建立严格的预算考核机制，强化预算约束。

(g) 运营情况分析机制：管理层综合运用生产、购销、投资、筹资、财务等方面的信息，通过因素分析、对比分析、趋势分析等方法，定期开展运营情况分析，发现存在的问题，及时查明原因并加以改进，切实做好运营分析控制。

(h) 绩效考评控制：公司要建立和实施绩效考评机制，科学设置考核指标体系，对内部各责任单位和全体员工的业绩进行定期考核和客观评价，将考评结果作为确定员工薪酬以及职务晋升、评优、降级、调岗、辞退等的依据。

(i) 设定内部控制目标，结合风险应对策略，综合运用控制措施，对各种业务和事项实施有效控制。

(j) 重大风险预警机制和突发事件应急处理机制，明确风险预警标准，对可能发生的重大风险或突发事件，制定应急预案、明确责任人员、规范处置程序，确保突发事件得到及时妥善处理。

(k) 全部领域的内控管理标准：包括但不限于：资金活动、采购业务、资产管理、销售业务、研究与开发、工程项目、担保业务、业务外包、财务报告、全面预算、合同管理等。公司内控管理标准除涵盖上述领域外，还包括贯穿于经营活动各环节之中的各项管理标准，包括但不限于：印章使用管理、票据领用管理、档案管理等专门管理标准。

b.内部控制建设

保山能源依据风险控制系列标准要求，按照《企业内部控制基本规范》《企业内部控制应用指引》及《企业内部控制评价指引》等对内部控制的要求，以风险管理为导向，构建全面、适宜、充分、有效的内部控制体系，提高公司管控能力和管理水平及管理效率。

c.内部控制运行

保山能源要求合规监督部负责组织、协调、监督、检查内部控制体系的运行、评价和改进工作，其他专业及职能部门是内部控制运行的执行主体，负责职责范围内的业务流程及相关制度的执行和自我监督，并对缺陷进行整改。

d.内部控制评价

保山能源要求下属公司每年度对内部控制设计与执行的有效性进行自我评价，查找内部控制缺陷并及时改进，揭示和防范各种经营风险，促进内部控制体系的不断完善。

2) 《合规管理办法》

保山能源为规范公司合规管理的内容和方法，构建合规管理体系、完善合规管理流程，建立合规管理运行机制，评价合规管理的工作质量，切实防范合规风险，提升依法合规的运营水平，规范并加快公司标准体系的完善，适应国家标准和国际先进标准的需要，制定了合规管理办法。主要包括合规管理总则、合规管理组织体系、合规管理标准体系、合规重点领域、重点环节和重点人员管理、合规管理运营机制、合规管理保障机制等。

3) 《工程建设项目合规管理指引》

保山能源为规范公司工程建设过程管理，完善工程建设合规管理标准，加强工程建设合规风险管控，制定了《工程建设项目合规管理指引》。该指引规定了公司工程建设项目合规管理的职责、内容和方法，适用于公司工程建设项目合规管理工作，覆盖项目立项阶段、开工前阶段、施工阶段、竣工阶段，同时也对工程建设责任追究、境外工程建设项目合规管理作出规定。

5. 业务模式、行业地位和持续经营能力分析

业务方面，槟榔江水电主营业务是槟榔江流域“二库四级”水电站的投资、开发及运营。截至 2025 年 6 月 30 日，槟榔江水电及下属公司共运营 4 座⁶⁸水电站，合计装机容量 603 兆瓦。直接购电方主要为云南电网，云南电网为中国南方电网有限责任公司（简称“南方电网”）的全资子公司，南方电网由国资委控股，是中央管理的国有重要骨干企业，主要覆盖我国广东等南方五省区；保山电力是保山市主要的终端供电企业，实控人为保山市国资委。直接购电方资质优良，财务稳健，具备持续稳定的电力购买能力。

财务方面，截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，槟榔江水电的固定资产余额分别为 51.76 亿元、50.22 亿元、48.91 亿元及 48.15 亿元，固定资产规模稳定。2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，槟榔江水电营业收入分别为 5.21 亿元、3.31 亿元、4.77 亿元及 2.25 亿元，近三年营业收入波动较大，主要系 2023 年槟榔江流域来水量较少，发电收入降低所致。

槟榔江水电专业人员储备充足，在已投运的项目中积累了丰富的经验，同时，槟榔江水电股东背景较为雄厚。自 2023 年 4 月北京云保增资入股保山能源后，北京能源国际控股有限公司作为北京云保的控股股东，目前已间接持有槟榔江水电 66.44% 股权，槟榔江水电背靠京能集团，使得其整体实力进一步增强。

基于上述条件，基金管理人认为，槟榔江水电具备持续经营能力。

⁶⁸ 合并口径下，槟榔江水电共持有三岔河水电站、猴桥水电站、苏家河口水电站、松山河口水电站 4 座并网水电站。其中，三岔河水电站、猴桥水电站由槟榔江水电直接持有，苏家河口水电站、松山河口水电站由槟榔江水电全资子公司两河水电公司持有。

6. 主营业务情况

槟榔江水电主营业务是槟榔江流域“二库四级”开发方案所涉水电站的投资、开发及运营。截至 2025 年 6 月 30 日，槟榔江水电及下属公司共持有三岔河水电站、猴桥水电站、苏家河口水电站、松山河口水电站 4 座并网水电站，合计装机容量 603 兆瓦。

上述 4 座电站运营年限较久，其中三岔河水电站 3 台机组自 2016 年 5 月全部投产，猴桥水电站 3 台机组自 2005 年 12 月全部投产，苏家河口水电站 3 台机组自 2011 年 6 月全部投产，松山河口水电站 3 台机组自 2011 年 6 月全部投产。

售电收入是槟榔江水电的主要收入来源，报告期内占比均超过 99%。槟榔江水电近三年主营业务收入情况如下表所示：

表 178 槟榔江水电近三年主营业务收入情况

单位：万元；%

项目	2022 年度		2023 年度		2024 年度		2025 年 1-6 月	
	收入	占比	收入	占比	收入	占比	收入	占比
售电收入	52,088.45	99.93	33,116.85	99.996	47,714.46	99.98	22,488.54	99.95
其他业务收入	38.18	0.07	1.28	0.004	10.68	0.02	11.65	0.05
合计	52,126.63	100.00	33,118.13	100.00	47,725.14	100.00	22,500.19	100.00

7. 主要负责人员情况

槟榔江水电主要负责人员情况如下：

肖勇先生，男，汉族，中共党员，1984 年 7 月生，内蒙古呼和浩特市人。2007 年 7 月华北电力大学电力系统及其自动化专业毕业，高级工程师，2007 年参加工作。曾任内蒙古京隆发电有限责任公司设备管理部支部书记、北京京能国际控股有限公司北方分公司工程管理部副经理、经理，通辽市铭龙新能源有限公司任通辽 138 工程项目部总经理助理，北京京能国际控股有限公司北方分公司通辽 138 工程项目部副总经理，北京京能国际控股有限公司北方分公司通辽项目运营中心副总经理。现任保山能源党委书记；槟榔江水电法定代表人、董事；保能和顺公司法定代表人、董事。

万自鹏先生，男，汉族，中共党员，1975年12月生，云南省保山市人，1999年7月云南工业大学热能工程专业毕业，持有注册咨询工程师证书，1999年参加工作。曾任保山市（隆阳区）街道乡政府党政办办公室主任、隆阳区街道乡政府副乡长、隆阳区工业园区管理委员会副主任、保山市长水工业园区管理委员会副科级干部、主任科员、保山市长水工业园区管理委员会经济发展局局长。现任保山能源总经理；槟榔江水电总经理；保能和顺公司经理。

杨贵元先生，男，汉族，中共党员，1972年4月生，云南省腾冲市人，1995年7月云南工业大学电力学院水动专业毕业，工程师职称，1995年参加工作。曾任三江口电厂发电运行、检修班长、生技科科长、支部书记、厂长、保山能源发展股份有限公司三江口电厂支部书记、厂长（期间兼任槟榔江水电班子成员）保山能源党委委员、副总经理。现任保山能源副总经理；槟榔江水电副总经理。

8. 对不动产项目的所有权情况

（1）原始权益人享有项目公司 100%股权

经核查两河水电公司的公司章程和工商登记文件，并经查询国家企业信用信息公示系统，截至2025年6月30日，槟榔江水电系两河水电公司的股东，持有两河水电公司100%的股权，且该等股权不存在质押或被冻结的情形。

（2）原始权益人将不动产资产增资划转至项目公司

根据《腾冲市人民政府关于苏家河口、松山河口水电站项目划拨土地转移登记的批复》（腾政复〔2023〕256号），腾冲市政府同意将槟榔江水电持有的15本不动产权证书（宗地面积共计6,362,109.75平方米，建筑面积26,673平方米）转移登记至槟榔江水电新设子公司两河水电公司名下；根据《盈江县人民政府关于云南保山槟榔江水电开发有限公司土地转移登记的批复》（盈政复〔2024〕41号），盈江县政府原则同意将“云（2023）盈江县不动产权第0004174号”《不动产权证书》项下土地面积56,694平方米的国有建设用地使用权转移登记到两河水电公司名下；根据槟榔江水电、两河水电公司出具的说明，双方已签署《增资划转协议》，两河水电公司已经办理完毕上述苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目对应不动产权证书的转移登记手续。

根据槟榔江水电、两河水电公司签署的《增资划转协议》及《增资划转协议补充协议》（合称“《增资划转协议》”），槟榔江水电已将新购入不动产资产及相关的资产、债权债务、员工、业务合同划转至两河水电公司，并办理不动产权转移登记、许可证照换发、业务合同换签、工商变更登记及备案等相关手续。《增资划转协议》约定，双方应签署《交割确认书》并于《交割确认书》中确定的增资划转完成日完成不动产资产的实际交付以及业务合同、关联员工、关联债权债务项下相关权利义务的转移（上述安排简称“增资划转”）。

本次增资划转已经完成，槟榔江水电已经将其持有的苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目及相关的资产、债权债务、员工划转至两河水电公司，并办理完毕了不动产权转移登记、许可证照换发、业务合同换签等相关手续。

（3）础资产转让行为取得的批准

详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目概况”之“六、资产转让”之“（四）新购入不动产项目转让行为的合法性”。

9. 公司财务情况

中审亚太会计师事务所（特殊普通合伙）云南分所依据中国注册会计师准则对槟榔江水电 2022 年 12 月 31 日的资产负债表，2022 年度的利润表和现金流量表进行了审计，并出具了无保留意见（带有强调事项段和其他事项段）的中审亚太滇审字（2023）000095 号审计报告。致同会计师事务所（特殊普通合伙）依据中国注册会计师准则对槟榔江水电 2023 年 12 月 31 日的资产负债表，2023 年度的利润表和现金流量表进行了审计，并出具了标准无保留意见的致同审字（2024）第 110C011873 号审计报告。致同会计师事务所（特殊普通合伙）依据中国注册会计师准则对槟榔江水电 2024 年 12 月 31 日的资产负债表，2024 年度的利润表和现金流量表进行了审计，并出具了标准无保留意见的致同审字（2025）第 110C018785 号审计报告。此外，槟榔江水电 2025 年 6 月末、1-6 月财务数据未经审计。未经特别说明，原始权益人槟榔江水电 2022 年-2025 年 6 月的财务数据均引自上述审计报告和财务报表。

(1) 资产负债表

原始权益人槟榔江水电 2022 年至 2025 年 6 月资产负债表如下：

表 179 槟榔江水电最近三年及一期资产负债表

单位：元

项目	2025 年 6 月 30 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	593,763.16	455,383.77	412,093.70	47,991,974.01
应收账款	66,239,521.63	31,558,779.92	21,011,568.41	48,041,479.71
预付款项	560,753.47	242,823.66	244,118.05	339,044.61
其他应收款	1,012,526,421.43	711,367,796.16	2,708,517.04	410,905,665.75
存货	5,255,186.83	5,366,305.49	5,048,121.11	5,048,662.39
其他流动资产	-	-	-	1,448,029.88
流动资产合计	1,085,175,646.52	748,991,089.00	29,424,418.31	513,774,856.35
非流动资产：				
固定资产	4,815,252,659.67	4,891,357,828.00	5,022,168,951.18	5,175,966,996.25
在建工程	-	-	-	860,142.69
递延所得税资产	108,402.66	83,275.03	-	44,228.84
其他非流动资产	-	-	-	1,156,076.64
非流动资产合计	4,815,361,062.33	4,891,441,103.03	5,022,168,951.18	5,178,027,444.42
资产总计	5,900,536,708.85	5,640,432,192.03	5,051,593,369.49	5,691,802,300.77
流动负债：				
短期借款	-	-	45,045,375.00	-
应付账款	74,393,121.52	51,130,273.63	9,720,375.32	125,892,633.37
预收款项	-	-	-	-
合同负债	-	-	23,141,672.50	-
应付职工薪酬	671,959.07	700,064.73	685,645.44	8,220,357.49
应交税费	10,414,305.47	6,761,546.92	3,932,713.30	5,568,103.06
其他应付款	82,993,133.53	80,292,116.66	1,095,670,364.86	1,227,959,784.46
一年内到期的非流动负债	272,813,048.78	221,783,882.17	244,269,027.78	496,485,544.16
其他流动负债	-	-	-	5,788,318.98
流动负债合计	441,285,568.37	360,667,884.11	1,422,465,174.20	1,869,914,741.52
非流动负债：				
长期借款	4,093,393,750.00	3,929,300,000.00	2,342,937,500.00	2,597,473,249.57
长期应付款	127,565,873.37	134,309,332.27	131,250,000.00	-
递延收益	-	-	-	-
非流动负债合计	4,220,959,623.37	4,063,609,332.27	2,474,187,500.00	2,597,473,249.57
负债合计	4,662,245,191.74	4,424,277,216.38	3,896,652,674.20	4,467,387,991.09
所有者权益：				
实收资本（或股本）	1,758,179,927.82	1,758,179,927.82	1,758,179,927.82	1,758,179,927.82
专项储备	1,111,794.84	-	-	1,999,504.95
盈余公积	2,951,081.50	2,951,081.50	2,951,081.50	2,951,081.50
未分配利润	-523,951,287.05	-544,976,033.67	-606,190,314.03	-538,716,204.59

项目	2025年6月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日
归属于母公司所有者权益合计	1,238,291,517.11	1,216,154,975.65	1,154,940,695.29	1,224,414,309.68
少数股东权益	-	-	-	-
所有者权益合计	1,238,291,517.11	1,216,154,975.65	1,154,940,695.29	1,224,414,309.68
负债和所有者权益总计	5,900,536,708.85	5,640,432,192.03	5,051,593,369.49	5,691,802,300.77

（2）利润表

原始权益人槟榔江水电 2022 年至 2025 年 6 月的利润表如下：

表 180 槟榔江水电最近三年及一期的利润表

单位：元

项目	2025年1-6月	2024年度	2023年度	2022年度
一、营业收入	225,001,926.17	477,251,421.34	331,181,338.78	521,266,266.62
减：营业成本	122,344,275.51	254,653,793.85	222,875,946.50	223,836,891.56
税金及附加	8,648,881.78	7,844,497.05	6,916,421.69	8,481,907.98
管理费用	3,432,508.07	10,080,082.55	9,423,323.15	10,546,134.34
财务费用	58,884,064.26	130,355,555.66	148,325,303.31	213,759,848.76
加：信用减值损失	-	-	55,588.61	-185,995.53
其他收益	10,126.84	13,736.12	-	-
二、营业利润（亏损以号填列）	31,702,323.39	74,331,228.35	-56,304,067.26	64,455,488.45
加：营业外收入	9,428.55	17,872.00	60,632,641.47	-
减：营业外支出	-	10,384,851.90	2,221.22	-
三、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	31,711,751.94	63,964,248.45	4,326,352.99	64,455,488.45
减：所得税费用	10,687,005.32	2,749,968.09	12,811.62	-27,899.33
四、净利润（净亏损以“-”号填列）	21,024,746.62	61,214,280.36	4,313,541.37	64,483,387.78
五、综合收益总额	21,024,746.62	61,214,280.36	4,313,541.37	64,483,387.78
归属于母公司所有者的综合收益总额	21,024,746.62	61,214,280.36	4,313,541.37	64,483,387.78
*归属于少数股东的综合收益总额	-	-	-	-

（3）现金流量表

原始权益人槟榔江水电 2022 年至 2025 年 6 月的现金流量表如下：

表 181 槟榔江水电最近三年及一期的现金流量表

单位：元

项目	2025 年 1-6 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	219,474,215.41	494,953,615.45	374,615,048.76	521,179,622.00
收到其他与经营活动有关的现金	212,807.67	11,365,096.39	936,368.69	1,776,216,350.38
经营活动现金流入小计	219,687,023.08	506,318,711.84	375,551,417.45	2,297,395,972.38
购买商品、接受劳务支付的现金	7,763,477.24	14,292,279.60	50,919,869.04	56,495,882.69
支付给职工以及为职工支付的现金	10,590,462.57	23,423,519.14	33,855,456.61	27,860,252.14
支付的各项税费	49,309,321.98	99,502,550.63	184,395,131.83	80,726,112.12
支付其他与经营活动有关的现金	500,853.85	23,229,425.46	2,098,915.73	1,534,426,810.49
经营活动现金流出小计	68,164,115.64	160,447,774.83	271,269,373.21	1,699,509,057.44
经营活动产生的现金流量净额	151,522,907.44	345,870,937.01	104,282,044.24	597,886,914.94
二、投资活动产生的现金流量：				
投资活动现金流入小计	-	-	-	-
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	306,739.77	4,896,343.24	8,678,728.38	-
投资活动现金流出小计	306,739.77	4,896,343.24	8,678,728.38	-
投资活动产生的现金流量净额	-306,739.77	-4,896,343.24	-8,678,728.38	-
三、筹资活动产生的现金流量：				
取得借款收到的现金	556,937,500.00	2,054,000,000.00	1,254,500,000.00	-
收到其他与筹资活动有关的现金	205,989,830.00	491,156,182.81	1,994,979,467.60	-
筹资活动现金流入小计	762,927,330.00	2,545,156,182.81	3,249,479,467.60	-
偿还债务支付的现金	348,093,750.00	551,787,500.00	1,851,208,793.73	353,442,841.20
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	61,771,368.28	128,666,680.82	139,163,468.04	213,108,562.16
支付其他与筹资活动有关的现金	504,140,000.00	2,205,633,305.69	1,402,290,402.00	-
筹资活动现金流出小计	914,005,118.28	2,886,087,486.51	3,392,662,663.77	566,551,403.36
筹资活动产生的现金流量净额	-151,077,788.28	-340,931,303.70	-143,183,196.17	-566,551,403.36
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-	-	-	-
五、现金及现金等价物净增加额	138,379.39	43,290.07	-47,579,880.31	31,335,511.58
加：期初现金及现金等价物余额	455,383.77	412,093.70	47,991,974.01	16,656,462.43
六、期末现金及现金等价物余额	593,763.16	455,383.77	412,093.70	47,991,974.01

（4）资产结构分析

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，槟榔江水电的资产总额分别为 569,180.23 万元、505,159.34 万元 564,043.22 万元和 590,053.67 万元。

从资产结构来看，槟榔江水电的流动资产占比较少，截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，公司流动资产占比为 9.03%、0.58%、13.28%和 18.39%。流动资产主要包括货币资金、应收账款、其他应收款和存货等项目。

槟榔江水电的非流动资产占比较大。截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，非流动资产占总资产的比重分别为 90.97%、99.42%、86.72%和 81.61%，主要由固定资产等项目构成，固定资产在非流动资产中的占比分别为 99.96%、100.00%、100.00%和 100.00%。

1) 流动资产分析

表 182 槟榔江水电流动资产构成

单位：万元、%

项目	2025 年 6 月 30 日		2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
货币资金	59.38	0.05	45.54	0.06	41.21	1.40	4,799.20	9.34
应收账款	6,623.95	6.10	3,155.88	4.21	2,101.16	71.41	4,804.15	9.35
预付款项	56.08	0.05	24.28	0.03	24.41	0.83	33.90	0.07
其他应收款	101,252.64	93.31	71,136.78	94.98	270.85	9.20	41,090.57	79.98
存货	525.52	0.48	536.63	0.72	504.81	17.16	504.87	0.98
其他流动资产	-	-	-	-	-	-	144.80	0.28
流动资产合计	108,517.56	100.00	74,899.11	100.00	2,942.44	100.00	51,377.49	100.00

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，槟榔江水电的流动资产主要由应收账款、其他应收款构成，上述资产合计占流动资产的比例分别为 89.33%、80.61%、99.19%和 99.41%。

a. 应收账款

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，槟榔江水电的应收账款分别为 4,804.15 万元、2,101.16 万元、3,155.88 万元和 6,623.95 万元，2023 年末较 2022 年末减少 2,702.99 万元，降幅约为 56.26%，主要系保山电力结清了三岔河水电站、猴桥水电站历史期电费所致。2024 年末较 2023 年末增长 1,054.72 万元，增幅约为 50.20%，应收账款主要为期末应收电费收入，应收电费收入主要系电网公司通常于次月支付电费，2024 年 12 月电费收入同比

2023 年 12 月有所增长所致。2025 年 6 月末较 2024 年末增长 3,468.07 万元，增幅约 109.89%，主要系 2025 年 6 月电费收入较 2024 年 12 月增长所致。

b.其他应收款

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，槟榔江水电的其他应收款余额分别为 41,090.57 万元、270.85 万元、71,136.78 万元和 101,252.64 万元，其他应收款在 2023 年末大幅减少，主要系当年保山能源、槟榔江水电与保山电力签署《债权债务抵消抵减协议》，槟榔江水电将其他应收款债权转让给保山电力，抵消了部分历史应付保山电力往来款项所致。2024 年末公司其他应收款同比 2023 年末大幅增长，主要系槟榔江水电将资金归集至母公司保山能源，形成其他应收账款所致。2025 年 6 月末公司其他应收款同比 2024 年末增长 30,115.86 万元，主要系槟榔江水电将资金归集至母公司保山能源，形成其他应收账款所致。

2) 非流动资产分析

表 183 槟榔江水电非流动资产构成

单位：万元、%

项目	2025 年 6 月 30 日		2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
固定资产	481,525.27	100.00	489,135.78	100.00	502,216.90	100.00	517,596.70	99.96
在建工程	-	-	-	-	-	-	86.01	0.02
递延所得税资产	10.84	0.00	8.33	0.00	-	-	4.42	0.00
其他非流动资产	-	-	-	-	-	-	115.61	0.02
非流动资产合计	481,536.11	100.00	489,144.11	100.00	502,216.90	100.00	517,802.74	100.00

槟榔江水电的非流动资产主要由固定资产构成。截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，固定资产分别为 517,596.70 万元、502,216.90 万元、489,135.78 万元及 481,525.27 万元，占非流动资产的比例为 99.96%、100.00%、100.00%和 100.00%，固定资产主要为三岔河水电站、猴桥水电站、苏家河口水电站、松山河口水电站项目相关建筑物及设备。

（5）负债结构分析

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，槟榔江水电的负债总额分别为 446,738.80 万元、389,665.27 万元、442,427.72 万元和 466,224.52 万元，2022 年末至 2024 年末负债总额存在波动，其中 2023 年负债下降主要系公司当年偿还银行贷款及融资租赁款本金，并于当年缴清前期欠缴的水资源费、库区基金所致。

1) 流动负债分析

表 184 槟榔江水电非流动负债构成

单位：万元、%

项目	2025 年 6 月 30 日		2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
短期借款	-	-	-	-	4,504.54	3.17	-	-
应付账款	7,439.31	16.86	5,113.03	14.18	972.04	0.68	12,589.26	6.73
预收款项	-	-	-	-	-	-	-	-
合同负债	-	-	-	-	2,314.17	1.63	-	-
应付职工薪酬	67.20	0.15	70.01	0.19	68.56	0.05	822.04	0.44
应交税费	1,041.43	2.36	676.15	1.87	393.27	0.28	556.81	0.30
其他应付款	8,299.31	18.81	8,029.21	22.26	109,567.04	77.03	122,795.98	65.67
一年内到期的非流动负债	27,281.30	61.82	22,178.39	61.49	24,426.90	17.17	49,648.55	26.55
其他流动负债	-	-	-	-	-	-	578.83	0.31
流动负债合计	44,128.56	100.00	36,065.63	100.00	142,246.52	100.00	186,991.47	100.00

槟榔江水电的流动负债主要由其他应付款和一年内到期的非流动负债构成。

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，其他应付款占流动负债的比例分别为 65.67%、77.03%、22.26%和 18.81%；一年内到期的非流动负债占流动负债的比例分别为 26.55%、17.17%、61.49%和 61.82%。

a. 应付账款

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，槟榔江水电应付账款分别为 12,589.26 万元、972.04 万元和 5,113.03 万元和 7,439.31 万元。2023 年末公司应付账款较上年末大幅下降，主要系 2023 年缴清前期欠缴的水资源费和库区基金所致；2024 年末公司应付账款较上年末大幅增长，主要系 2024 年工程合同预结算入账、新增暂估实物补偿费应付款及新增待支付的代运维费用

所致。2025 年 6 月末应付账款较 2024 年末上涨 2,326.28 万元，主要系工程合同预结算入账、新增待支付的代运维费用所致。

b. 应交税费

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，槟榔江水电应交税费分别为 556.81 万元、393.27 万元、676.15 万元和 1,041.43 万元。主要为应交增值税、库区基金、水资源费等，2024 年末，应交税费较 2023 年末增加 282.88 万元，增幅为 71.93%，主要系 2024 年来水量较 2023 年增加明显，槟榔江水电发电收入快速增长，应交税费相应增加所致。

c. 其他应付款

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，槟榔江水电其他应付款分别为 122,795.98 万元、109,567.04 万元、8,029.21 万元和 8,299.31 万元，主要由关联方款项、往来款与应付工程款构成，近三年其他应付款逐年减少，主要系自 2023 年 5 月起槟榔江水电向保山能源大额归集资金，导致槟榔江水电对保山能源的其他应付款转负，进而转移至其他应收款项进行核算所致。

d. 一年内到期的非流动负债

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，槟榔江水电一年内到期的非流动负债分别为 49,648.55 万元、24,426.90 万元、22,178.39 万元和 27,281.30 万元，主要由一年内到期的长期借款构成，2023 年末一年内到期的非流动负债大幅下降主要系 2023 年京能国际完成对槟榔江水电母公司保山能源收购后，加速偿还银行贷款及融资租赁款本金减少所致。

2) 非流动负债分析

表 185 槟榔江水电非流动负债分析

单位：万元、%

项目	2025 年 6 月 30 日		2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
长期借款	409,339.38	96.98	392,930.00	96.69	234,293.75	94.70	259,747.32	100.00
长期应付款	12,756.59	3.02	13,430.93	3.31	13,125.00	5.30	-	-
递延收益	-	-	-	-	-	-	-	-
非流动负债合计	422,095.96	100.00	406,360.93	100.00	247,418.75	100.00	259,747.32	100.00

非流动负债方面，槟榔江水电的非流动负债以长期借款为主，截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，长期借款余额分别为 259,747.32

万元、234,293.75 万元、392,930.00 万元及 409,339.38 万元，占非流动负债比例为 100.00%、94.70%、96.69%及 96.98%。长期借款主要为银行贷款及融资租赁款，2023 年末长期借款同比下降，主要系公司偿还银行贷款及融资租赁款本金所致，2024 年末长期借款大幅上升，主要系槟榔江水电当年新增多笔银行借款所致。

（6）现金流量分析

2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，槟榔江水电经营活动产生的现金流量净额分别为 59,788.69 万元、10,428.20 万元、34,587.09 万元和 15,152.29 万元，2023 年较 2022 年出现较大幅度下降，主要系 2023 年槟榔江流域来水量较低导致发电收入下降，以及将取得关联方往来款从收到其他与经营活动有关的现金调整分类至筹资活动产生的现金流量中取得借款收到的现金所致。2024 年公司经营活动产生的现金流量净额同比大幅增长，主要系 2024 年发售电量较 2023 年增多，电费收入相应增加，经营活动现金流入增加所致。

2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，投资活动产生的现金流量净额分别为 0.00 万元、-867.87 万元、-489.63 万元和-30.67 万元，2023 年投资活动产生的现金流量为负主要系当年支付工程款所致。2024 年公司投资活动产生的现金流量净流出同比 2023 年有所减少，主要系 2024 年在建工程减少导致的项目投资支出减少所致。

2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，筹资活动产生的现金流量净额分别为-56,655.14 万元、-14,318.32 万元、-34,093.13 万元和-15,107.78 万元，2023 年较 2022 年筹资活动产生的现金流量净额上升主要系取得京能国际关联方借款所致。2024 年较 2023 年筹资活动产生的现金流量净额下降 19,774.81 万元，主要系 2024 年收到保山能源往来款减少所致。

（7）盈利能力分析

表 186 槟榔江水电盈利能力分析

单位：%，万元

盈利能力指标	2025 年 1-6 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度

总资产收益率	0.73	1.15	0.08	1.12
净资产收益率	3.43	5.16	0.36	6.59
毛利率	14.09	46.64	32.70	57.06
净利润率	9.34	12.83	1.30	12.38
EBIT	9,060.01	19,051.98	15,278.71	27,827.67
EBITDA	16,682.69	34,101.63	30,146.79	42,365.71

注：

①总资产收益率=净利润÷（（期初资产总额+期末资产总额）/2）×100%，其中2025年1-6月的总资产收益率=（2025年1-6月净利润/1*2）÷（（期初资产总额+期末资产总额）/2）×100%

②净资产收益率=净利润÷（（期初净资产+期末净资产）/2）×100%，其中2025年1-6月的净资产收益率=（2025年1-6月净利润/1*2）÷（（期初净资产+期末净资产）/2）×100%

③毛利率=（营业收入-营业成本）/营业收入×100%

④净利润率=（净利润/主营业务收入）×100%

⑤EBIT=净利润+所得税+利息

⑥EBITDA=EBIT+折旧+摊销

2022年度、2023年度、2024年度及2025年1-6月，槟榔江水电营业收入分别为52,126.63万元、33,118.13万元、47,725.14万元和22,500.19万元，主要为售电收入。公司2022年度至2024年度营业收入波动较大，主要系2023年槟榔江流域来水量较少，发电收入降低所致。2022年度、2023年度、2024年度及2025年1-6月，槟榔江水电营业成本分别为22,383.69万元、22,287.59万元、25,465.38万元和12,234.43万元，主要为售电业务相关成本，营业利润分别为6,445.55万元、-5,630.41万元、7,433.12万元和3,170.23万元；2022年度、2023年度、2024年度及2025年1-6月，槟榔江水电净利润分别为6,448.34万元、431.35万元、6,121.43万元和2,102.47万元，总资产收益率分别为1.12%、0.08%、1.15%和0.73%，净资产收益率分别为6.59%、0.36%、5.16%和3.43%，营业利润、净利润、总资产收益率、净资产收益率波动较大，主要系2022年-2025年6月每年计提固定资产折旧、利息费用以及来水量波动导致发电收入波动所致；2023年净利润较2022年大幅下降，主要系2023年槟榔江流域来水量再次下降至较低水平所致（120,830.12万立方米），而2023年末产生净亏损主要系槟榔江水电缴清前期欠缴的水资源费、库区基金，冲回前期计提的滞纳金、罚款，产生6,063.26万元营业外收入所致。京能国际收购槟榔江水电母公司保山能源以来，依靠其自身信用优势对保山能源以及其下属子公司槟榔江水电等的债务合同条款进行重新协定，通过利率压降、期限展期的谈判，实现对槟榔江水电现有银行贷款资金成本与未来资金压力的降低，一定程度上缓解了槟榔江水电债务压力，使得槟榔江水电利息费用逐步降低。

(8) 偿债能力分析

表 187 槟榔江水电偿债能力分析

单位：%

偿债能力指标	2025 年 1-6 月 /2025 年 6 月末	2024 年度 /2024 年末	2023 年度/ 2023 年末	2022 年度/ 2022 年末
资产负债率	79.01	78.44	77.14	78.49
流动比率	2.46	2.08	0.02	0.27
速动比率	2.45	2.06	0.02	0.27
EBITDA 利息保障倍数	2.83	2.69	2.03	1.98

从短期偿债能力指标来看，截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，槟榔江水电流动比率分别为 0.27、0.02、2.08 和 2.46，速动比率分别为 0.27、0.02、2.06 和 2.45。2023 年末流动比率和速动比率发生较大幅度的下降，主要系当年保山能源、槟榔江水电与保山电力签署《债权债务抵消抵减协议》，槟榔江水电将其他应收款债权转让给保山电力，抵消了部分历史应付保山电力往来款项，导致其他应收款大幅减少所致，2024 年末流动比率和速动比率大幅上升，主要系偿还大量保山能源和保山电力关联方款项，其他应付款大幅下降所致。槟榔江水电 2022 年末至 2023 年末短期偿债能力指标较弱，主要系历年关联方往来款余额规模较大所致。从长期偿债能力来看，截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，槟榔江水电资产负债率分别为 78.49%、77.14%、78.44%和 79.01%，报告期内资产负债率波动较小，近三年及一期资产负债结构较为稳定。

(9) 公开市场融资

截至 2025 年 6 月 30 日，槟榔江水电无公开市场融资情况。

(10) 对外担保情况

截至 2025 年 6 月 30 日，槟榔江水电无对外担保。

(11) 公司资信情况

根据槟榔江水电提供的 2025 年 9 月 10 日的《企业信用报告》，槟榔江水电不存在不良或违约负债余额。于网络核查日（即 2025 年 10 月 15 日），通过

中国证监会证券期货市场失信信息公开查询平台（<https://neris.csrc.gov.cn>）、“信用中国”网站（<https://www.creditchina.gov.cn>）、国家企业信用信息公示系统（<http://www.gsxt.gov.cn>）、国家税务总局的重大税收违法失信案件信息公布栏（<http://www.chinatax.gov.cn>）、中国执行信息公开网全国法院被执行人信息查询平台（<http://zxgk.court.gov.cn>）、中国执行信息公开网全国法院失信被执行人名单信息公布与查询平台（<http://zxgk.court.gov.cn>）、国家发展和改革委员会（<https://www.ndrc.gov.cn>）、中国裁判文书网（<https://wenshu.court.gov.cn>）、国家应急管理部（<https://www.mem.gov.cn>）、国家生态环境部（<https://www.mee.gov.cn>）、国家市场监督管理总局（<http://www.samr.gov.cn>）、国家工业和信息化部（<https://www.miit.gov.cn>）、国家统计局（<http://www.stats.gov.cn>）、中国海关企业进出口信用公示平台（<http://credit.customs.gov.cn>）等平台查询，槟榔江水电最近三年在投资建设、生产运营、金融监管、市场监管、税务等方面无重大违法违规记录，不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、失信生产经营单位或者其他失信单位并被暂停或者限制进行融资的情形。

（二）本次发行前原始权益人对新购入不动产项目的所有权情况及原始权益人针对本次发行的内部授权与外部审批情况

1. 原始权益人享有不动产项目完全所有权的情况

详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“六、资产转让”之“（一）新购入不动产项目的资产权属”。

2. 原始权益人内部授权情况

详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“六、资产转让”之“（四）新购入不动产项目转让行为的合法性”之“2、内部授权”。

3. 外部审批情况

详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“六、资产转让”之“（四）新购入不动产项目转让行为的合法性”之“3、外部审批”。

（三）新购入不动产项目原始权益人的主要义务

根据《基金指引》第四十三条，原始权益人不得侵占、损害本基金所持有的标的不动产项目，并应当履行下列义务：

1.配合基金管理人、基金托管人以及其他为本基金提供服务的专业机构履行职责；

2.确保标的不动产项目真实、合法，确保向基金管理人等机构提供的文件资料真实、准确、完整，不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏；

3.依据法律法规、基金合同及相关协议约定配合项目公司办理项目公司股权变更登记手续，及时移交标的不动产项目及相关印章证照、账册合同、账户管理权限等；

4.法律法规及相关协议约定的其他义务。

主要原始权益人及其控股股东、实际控制人提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假内容等重大违法违规行为的，应当购回全部基金份额或不动产项目权益。

（四）新购入不动产项目募集资金拟投资固定资产项目情况及相关承诺

1. 募集资金拟投资固定资产项目情况

发起人北京能源国际控股有限公司通过本次不动产 REITs 发行盘活资产，实现的回收资金拟全部以资本金形式用于以下项目：

- （1）云南保山施甸县保山能源水电站 6.7 兆瓦分布式光伏发电项目；
- （2）云南保山腾冲市保山能源水电站 31 兆瓦分布式光伏发电项目；
- （3）云南保山昌宁县保山能源水电站 2.4 兆瓦分布式光伏发电项目；
- （4）云南保山龙陵县保山能源水电站 17 兆瓦分布式光伏发电项目；
- （5）云南保山龙陵县木城 60 兆瓦牧光互补项目；

- (6) 云南保山昌宁县珠街 18 兆瓦林光互补项目；
- (7) 云南保山龙陵县老寨子 48.4 兆瓦光伏发电项目；
- (8) 云南保山龙陵县小田坝 31.2 兆瓦光伏发电项目；
- (9) 北京密云穆家峪达岩京能光伏发电项目（一期）；
- (10) 天津武清城关 215 兆瓦风电项目；
- (11) 河北沧州黄骅市南大港 80 兆瓦风电项目。

项目信息如下：

表 188 募集资金投资项目情况

单位：万元

类别	募集资金投资项目情况					
项目名称	云南保山施甸县保山能源水电站 6.7 兆瓦分布式光伏发电项目	云南保山腾冲市保山能源水电站 31 兆瓦分布式光伏发电项目	云南保山昌宁县保山能源水电站 2.4 兆瓦分布式光伏发电项目	云南保山龙陵县保山能源水电站 17 兆瓦分布式光伏发电项目	云南保山龙陵县木城 60 兆瓦牧光互补项目	云南保山昌宁县珠街 18 兆瓦林光互补项目
项目总投资（万元）	2,900	13,000	1,000	6,800	28,800	8,000
项目资本金（万元）	900	3,900	300	2,000	5,800	1,600
项目资本金缺口（万元）	500	3,000	200	2,000	4,500	1,500
建设地点	云南省保山市	云南省保山市	云南省保山市	云南省保山市	云南省保山市	云南省保山市
建设内容和规模	装机容量 0.67 万千瓦（直流侧装机容量 0.79 万千瓦）	装机容量 3.1 万千瓦（直流侧装机容量 3.50 万千瓦）	装机容量 0.24 万千瓦（直流侧装机容量 0.27 万千瓦）	装机容量 1.7 万千瓦（直流侧装机容量 1.85 万千瓦）	装机容量 6 万千瓦（直流侧装机容量 7.5 万千瓦），同步建设 1 座 110 千伏升压站	装机容量 1.8 万千瓦（直流侧装机容量 2.25 万千瓦），同步建设 1 座 35 千伏开关站
前期工作进展	已取得项目审核备案	已取得项目审核备案	已取得项目审核备案	已取得项目审核备案	已取得项目审核备案	已取得项目审核备案
（拟）开工时间	2025 年 1 月 4 日	2025 年 2 月 15 日	2025 年 1 月 4 日	2024 年 12 月 25 日	2025 年 10 月 1 日	2025 年 1 月 4 日
拟竣工时间	2025 年 10 月 30 日	2025 年 10 月 30 日	2025 年 10 月 30 日	2025 年 10 月 30 日	2026 年 1 月 31 日	2025 年 10 月 30 日

拟使用募集资金规模 ⁶⁹	500	3,000	200	1,900	4,500	1,400
募集资金投入项目的具体方式	项目资本金投入					

表 189 募集资金投资项目情况

单位：万元

类别	募集资金投资项目情况				
项目名称	云南保山龙陵县老寨子 48.4 兆瓦光伏发电项目	云南保山龙陵县小田坝 31.2 兆瓦光伏发电项目	北京密云穆家峪达岩京能光伏发电项目（一期）	天津武清城关 215 兆瓦风电项目	河北沧州黄骅市南大港 80 兆瓦风电项目
项目总投资	20,000	12,000	27,000	154,184	53,213
项目资本金	4,000	2,400	8,500	36,900	16,750
项目资本金缺口	4,000	2,400	8,500	36,900	16,750
建设地点	云南省保山市	云南省保山市	北京市密云区	天津市武清区	河北省沧州市
建设内容和规模	装机容量 4.84 万千瓦（直流侧装机容量 6.05 万千瓦），占地面积 1400 亩；同步建设 1 座 110 千伏升压站	装机容量 3.12 万千瓦（直流侧装机容量 3.9 万千瓦），占地面积 880 亩；同步建设 1 座 35 千伏开关站	装机容量 6 万千瓦	装机容量 21.5 万千瓦	装机容量 8 万千瓦
前期工作进展	已取得项目审核备案	已取得项目审核备案	已取得项目审核备案	已取得核准批复	已取得核准批复
（拟）开工时间	2025 年 8 月 1 日	2025 年 8 月 1 日	2025 年 12 月 31 日	2025 年 10 月 1 日	2025 年 5 月 30 日
拟竣工时间	2025 年 12 月 31 日	2025 年 12 月 31 日	2026 年 12 月 31 日	2026 年 10 月 1 日	2026 年 6 月 30 日

⁶⁹ 数据取整至百万元。

拟使用募集资金规模 ⁷⁰	4,000	2,400	8,500	26,800	11,400
募集资金投入项目的具体方式	项目资本金投入				

⁷⁰ 数据取整至百万元。

2. 相关承诺

(1) 发起人京能国际已出具承诺函，就拟投资的固定资产投资项目的真实性作出如下承诺：

本次扩募回收资金拟投资或收购的固定资产投资项目情况真实。

(2) 原始权益人槟榔江水电已出具承诺函，就拟投资的固定资产投资项目的真实性作出承诺：

本次扩募回收资金拟投资或收购的固定资产投资项目情况真实。

(五) 新购入不动产项目原始权益人或其同一控制下的关联方拟认购的基金份额的情况

新购入不动产项目原始权益人云南保山槟榔江水电开发有限公司或其同一控制下的关联方参与不动产基金份额战略配售的比例合计不得低于本次基金份额发售总量的 20%，以上比例以基金合同生效公告中披露的情况为准。基金份额持有期间不允许质押。

第四节 运营管理机构

首发不动产项目的运营管理机构为内蒙古京能新能源科技有限公司。新购入不动产项目的运营管理机构为保山能源发展股份有限公司和保山腾冲保能和顺能源科技有限公司。

一、首发不动产项目运营管理机构情况

首发不动产项目的运营管理机构为内蒙古京能，为晶泰光伏项目、榆林光伏项目提供运营管理服务。

（一）基本情况

企业名称：内蒙古京能新能源科技有限公司

注册资本：100,000 万人民币

法定代表人：王若涛

成立日期：2016 年 6 月 14 日

注册地址：内蒙古呼和浩特市如意开发区如意和大街西蒙奈伦广场 7 号楼 B 座 4 层

经营范围：许可经营项目：无 一般经营项目：光伏电站开发、建设、运营；新能源技术咨询服务；节能技术推广服务；新能源设备采购、销售（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。

统一社会信用代码：91150100MA0MY3YR88

（二）设立及历史沿革情况

2016 年 6 月 2 日，呼和浩特市工商行政管理局如意开发分局出具《企业名称预先核准通知书》[（呼如）内名预核【2016】第 1601100230 号]，预先核准公司名称为“内蒙古兴邦联合光伏新能源有限公司”。

2016 年 6 月 6 日，内蒙古兴邦联合光伏新能源有限公司制定了《内蒙古兴邦联合光伏新能源有限公司章程》，公司不设股东会；公司不设董事会，设一名执行董事；公司不设监事会，设监事一名；公司设经理一名。同日，丝绸之路新能源（常州）有限公司作为公司唯一股东，出具《内蒙古兴邦联合光伏新

能源有限公司股东决定》，任命王卫东为公司执行董事，任命王太坤为监事，任命郭峰为经理。

2016年6月14日，内蒙古兴邦联合光伏新能源有限公司在呼和浩特市工商行政管理局注册成立，注册资本为20,000万元人民币，由丝绸之路新能源（常州）有限公司100%出资。

2017年9月4日，根据丝绸之路新能源（常州）有限公司出具的《内蒙古兴邦联合光伏新能源有限公司股东决定》，将内蒙古兴邦联合光伏新能源有限公司的注册资本从人民币20,000万元增加为人民币100,000万元，此次增资额为人民币80,000万元，出资方式为货币；股东同意修改公司章程。同日，内蒙古兴邦联合光伏新能源有限公司根据上述事项出具《内蒙古兴邦联合光伏新能源有限公司公司章程修正案》，对注册资本进行变更。

2017年9月11日，内蒙古兴邦联合光伏新能源有限公司领取了新的营业执照，对于注册资本进行变更。

2021年9月26日，根据丝绸之路新能源（常州）有限公司出具的《内蒙古兴邦联合光伏新能源有限公司股东决定》，将内蒙古兴邦联合光伏新能源有限公司名称变更为内蒙古京能新能源科技有限公司。同日，内蒙古兴邦联合光伏新能源有限公司根据上述事项出具《内蒙古兴邦联合光伏新能源有限公司公司章程修正案》，对公司名称进行变更。2021年10月26日，公司名称完成工商变更，并领取了新的营业执照。

截至2022年9月30日，内蒙古京能的注册资本为100,000万元，公司执行董事、监事、经理任职情况如下表：

表 190 内蒙古京能执行董事、监事、经理任职情况

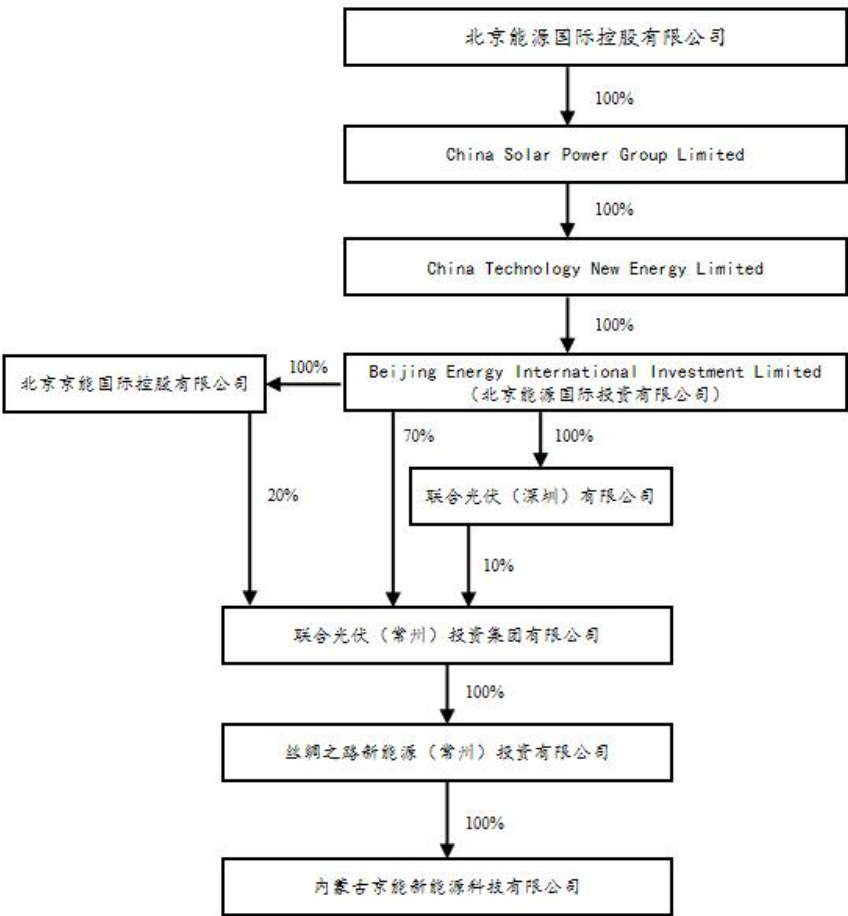
职位	姓名
执行董事兼法定代表人、经理	刘磊
监事	李培龙

截至2024年12月31日，内蒙古京能的执行董事兼法定代表人、经理已变更为王若涛。

（三）股权结构、组织架构及治理情况

1. 股权结构

内蒙古京能现有股东 1 名，即丝绸之路新能源（常州）。截至 2025 年 12 月 31 日，丝绸之路新能源（常州）持有内蒙古京能 100%股权。



图：【】

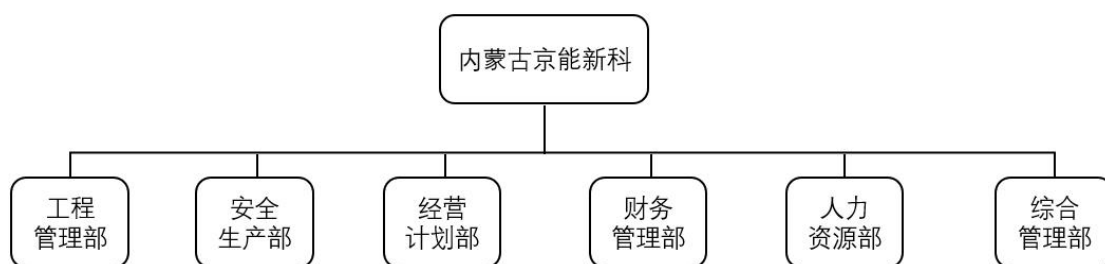
表 191 内蒙古京能股东名称及持股结构

单位：万元；%

序号	股东名称	认缴出资额	实缴出资额	出资方式	持股比例
1	丝绸之路新能源（常州）有限公司	100,000	100,000	货币	100.00
合计		100,000	100,000	-	100.00

2. 组织架构

根据业务与经营管理的需要，公司的组织结构图如下：



图：【】

截至 2022 年 9 月 30 日，根据自身业务特点和管理需要，内蒙古京能设立了 6 个职能部门，其部门职责如下表：

表 192 内蒙古京能职能部门及对应职责

职能部门	部门职责
工程管理部	(1) 公司基建工程项目前期准备工作管理权； (2) 公司基建工程项目安全管理权； (3) 公司基建工程项目质量管理权； (4) 公司基建工程项目进度管理权； (5) 公司基建工程项目招标辅助管理权； (6) 公司基建工程项目造价辅助管理权； (7) 公司基建工程项目统计分析管理权； (8) 公司基建工程项目物资管理辅助管理权； (9) 公司基建工程项目文明施工管理权； (10) 公司基建工程项目工程设计、设备监造、调试、试运、整套启动、竣工验收管理权； (11) 开展本部门标准化管理和全方位对标管理权； (12) 组建公司基建工程项目现场管理机构，并督促其按公司要求对基建项目进行全过程管理。
安全生产部	(1) 对国家有关安全生产的法律、法规、政策及上级公司的安全生产有关规定贯彻执行及管理权； (2) 对分公司生产运行执行及管理权； (3) 对分公司节能减排执行及管理权； (4) 对分公司生产运行的统计分析执行及管理权；

	(5) 对分公司电力设备检修执行及管理权； (6) 对分公司安全监督执行及管理权； (7) 对分公司环保执行及管理权； (8) 对分公司应急执行及管理权； (9) 对分公司消防执行及管理权； (10) 对分公司科技、技改、专修项目执行及管理权； (11) 对分公司高新科技执行及管理权； (12) 对分公司创新管理执行及管理权； (13) 对分公司电力交易执行及管理权； (14) 对分公司碳资产执行及管理权； (15) 对分公司电网协调执行及管理权。
经营计划部	(1) 对公司经济计划工作管理权； (2) 对公司经济活动分析工作管理权； (3) 对公司综合统计工作管理权； (4) 对公司资金计划工作管理权； (5) 对公司招标采购工作管理权； (6) 对公司合同管理工作管理权； (7) 对公司物资管理工作管理权； (8) 对公司对标管理工作管理权； (9) 对公司固定资产工作管理权； (10) 对公司概预算工作管理权； (11) 对公司投资项目后评价工作管理权。
财务管理部	(1) 对公司统一的财务管理制度并组织实施，建立、实施财务授权管理体系并进行监督管理权； (2) 对公司财务预算、决算，定期出具财务分析报告的管理权； (3) 对公司的资产财务管理，会计报表管理以及公司会计核算管理权； (4) 对相关部门完成资产盘点监督权； (5) 参与制定公司资金使用计划，对合理统筹安排资金的使用管理权； (6) 对公司融资及资金管理相关工作、合同款项支付审核与控制以及成本控制管理权； (7) 对公司税、费的缴纳管理及税收筹划管理权； (8) 配合京能集团各类审计、评估、尽调工作，并协助投资建设部完成项目并购建议权； (9) 对京能国际各项财务管理建议权；

	(10) 负责公司内财产保险等产权管理权。
人力资源部	(1) 负责公司人力资源规划和组织机构的建议和执行权； (2) 对公司的劳动定员和用工总量的管理权； (3) 对公司工资总额及薪酬、福利的管理权和执行权； (4) 对公司绩效考评及奖惩的管理权和执行权； (5) 对公司干部的培养、考评、选拔、任用的建议、监督和管理权。 (6) 对公司培训工作的监督权和管理权； (7) 对公司员工的招聘、甄选、录用的建议和执行权； (8) 对公司员工社会保险、住房公积金工作管理权和执行权； (9) 对公司人事管理、人员调配的建议权和执行权； (10) 对公司外包人员的监督权； (11) 完成本部门业务范围内规章制度、工作标准和管理标准的起草、发布、修订工作； (12) 完成公司领导交办的其他工作任务。
综合管理部	(1) 对公司行政政务及事务处理的监督指导权和建议权； (2) 对公司各项文字材料的审核权、规章制度的监督指导权； (3) 对党建、党务日常工作的协调管理权； (4) 负责权属公司前期、建设期、运营期文件合法合规； (5) 对公司车辆、接待、后勤业务、档案工作的管辖权； (6) 对纪检工作的执行、监督权。

3. 治理结构

(1) 股东

公司不设股东会，股东行使下列职权：

- 1) 决定公司的经营方针和投资计划；
- 2) 委派和更换非由职工代表担任的董事，决定有关董事的报酬事项；
- 3) 审议批准董事的报告；
- 4) 审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案；
- 5) 审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损的方案；
- 6) 对公司增加或者减少注册资本作出决议；
- 7) 对发行公司债券做出决议；
- 8) 对公司合并、分立、变更公司形式、解散和清算作出决定；

9) 修改公司章程。

(2) 董事

公司不设董事会，设董事 1 名，由股东委派。董事任期三年，任期届满，可连续连任。

董事行使下列职权：

- 1) 负责向股东报告工作；
- 2) 执行股东的决定；
- 3) 审定公司的经营计划和投资方案；
- 4) 制订公司的年度财务预算方案、决算方案；
- 5) 制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- 6) 制订公司增加或者减少注册资本以及发行公司债券的方案；
- 7) 制订公司合并、分立、变更公司形式、解散的方案；
- 8) 决定公司内部管理机构的设置；
- 9) 决定聘任或者解聘公司经理及报酬事项，并根据经理的提名决定聘任或者解聘公司副经理、财务负责人及其报酬事项；
- 10) 制定公司的基本管理制度。

(3) 经理/法定代表人

公司设经理一名，由股东委派产生。经理对董事负责，行使下列职权。经理为公司的法定代表人，由股东委派，任期三年，任期届满，可连选连任：

- 1) 主持公司的生产经营管理工作，组织实施股东决定；
- 2) 组织实施公司年度经营计划和投资方案；
- 3) 拟订公司内部管理机构设置方案；
- 4) 拟订公司的基本管理制度；
- 5) 制定公司的具体规章；
- 6) 提请聘任或者解聘公司财务负责人；
- 7) 决定聘任或者解除应由股东会决定聘任或解聘以外的负责管理人员；
- 8) 股东会授予的其他职权。

（四）业务模式和持续经营能力

运营管理机构内蒙古京能主要从事光伏电站开发、建设、运营。

从财务角度 2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能总资产规模分别为 644,629.92 万元、542,045.91 万元、532,577.29 万元和 585,709.02 万元，负债总额分别为 493,893.56 万元、392,332.46 万元、360,567.98 万元和 403,025.00 万元，近三年及一期资产和负债规模有所波动，资产负债率由 2019 年末的 76.62% 下降至 2022 年 9 月 30 日的 68.81%，资产负债结构不断优化。2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，内蒙古京能净利润分别为 22,482.81 万元、23,688.84 万元、22,295.85 万元和 19,669.61 万元，净利润较为稳定；经营活动产生的现金流量净额分别为 36,928.26 万元、72,744.18 万元、70,804.24 万元和 26,378.82 万元。近三年，内蒙古京能经营活动产生的现金流量净额趋于平稳，其中 2020 年度较 2019 年度增长 96.99%，主要系国补应收账款集中到账所致。内蒙古京能在优化负债结构的同时，仍然能保持净利润及现金流水平，具有较强的持续经营能力。

内蒙古京能在光伏电站运营方面资历较深，近三年及一期内不断扩大其专业团队规模，可以保证榆林光伏项目、晶泰光伏项目及后续新建项目的运营。

（五）不动产项目运营管理资质和经验

1. 运营资质

截至 2022 年 9 月 30 日，根据内蒙古京能营业执照，内蒙古京能经营范围包括：光伏电站开发、建设、运营；新能源技术咨询服务；节能技术推广服务；新能源设备采购、销售（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。

光伏行业运营管理机构不涉及特定的法定运营管理资质要求，内蒙古京能作为首发不动产项目运营管理机构，可按照营业执照批准的营业范围从事港服项目运营管理。同时，内蒙古京能持有承装（修、试）电力设施许可证，许可类别和登记为承装类四级、承修类四级、承试类四级资质，根据《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》相关规定，可从事 35 千伏以下电压等级电力设施的安装、维修和试验活动。

截至 2025 年 12 月 31 日，内蒙古京能持有承装（修、试）电力设施许可证，许可类别和登记已更新为承装类三级、承修类三级、承试类三级资质，根据《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》相关规定，可从事 35 千伏以下电压等级电力设施的安装、维修和试验活动。

2. 同类不动产项目运营管理经验

截至 2022 年 9 月 30 日，内蒙古京能持有光伏电站 10 座，装机容量合计为 555 MW；除持有的光伏电站外，参与运营的光伏电站 17 座，装机容量合计为 955 MW（未计入风电项目），具体情况如下：

（1）持有的光伏电站

表 193 内蒙古京能持有的光伏电站

单位：MW；%

子公司名称	项目名称	装机容量	股权比例
国电托克托县光伏发电有限公司	京能托克托图家营光伏电站	40	93
国电察哈尔右翼前旗光伏发电有限公司	京能察右前旗乌尔图光伏电站	50	90
国电乌拉特后旗光伏发电有限公司	京能乌拉特后旗青山光伏电站	40	94
宁夏中自太阳能光伏发电有限公司	宁夏红寺堡 200MW	200	100
察右前旗联合光伏发电有限公司	京能察右前旗乌尔图光伏电站	50	100
内蒙古国润（察右前旗）发电有限公司	京能察右前旗宿泥梁光伏电站	50	100
林周藏电开发有限公司	西藏林周一期 10MW、西藏林周二期 20MW	30	100
曲水茂昌光伏产业发展有限公司	西藏曲水 25MW	25	100
卓资县陆阳新能源有限公司	京能卓资喇嘛孔岱光伏电站	20	100
杭锦后旗国电光伏发电有限公司	京能杭锦后旗太阳庙光伏电站	50	80
合计		555	
备注：			
1. 因联合光伏（常州）间接持有内蒙古京能 100%股权，上述光伏电站同时出现在联合光伏（常州）的持有光伏电站清单中。			

(2) 除持有的光伏电站外，参与运营的光伏电站

表 194 内蒙古京能参与运营的光伏电站

单位：MW

公司名称	项目名称	装机容量
杭锦后旗国电光伏发电有限公司	京能杭锦后旗太阳庙光伏电站	50
国电乌拉特后旗光伏发电有限公司	京能乌拉特后旗青山光伏电站	40
乌拉特后旗源海新能源有限责任公司	京能源海光伏电站	50
石拐丝绸之路光伏发电有限公司	京能石拐梁茂居光伏电站	50
内蒙古明华新能源股份有限公司	京能土右北只图光伏电站	30
内蒙古傲都能源有限公司	京能达茂傲都光伏电站	20
国电托克托县光伏发电有限公司	京能托克托图家营光伏电站	40
呼和浩特市联合新能源开发有限公司	京能清水河康圣庄光伏电站	60
清水河县惠民光伏发电有限公司	京能清水河康圣庄光伏电站	5
国电察哈尔右翼前旗光伏发电有限公司	京能察右前旗乌尔图光伏电站	50
国电察哈尔右翼前旗第二光伏发电有限公司	京能察右前旗乌尔图光伏电站	30
内蒙古国润（察右前旗）发电有限公司	京能察右前旗宿泥梁光伏电站	50
卓资县陆阳新能源有限公司	京能卓资喇嘛孔岱光伏电站	20
国电商都县第二光伏发电有限公司	京能商都那日图光伏电站	50
正蓝旗国电光伏发电有限公司	京能正蓝旗四郎城光伏电站	50
国电科左中旗光伏发电有限公司	京能科左中旗呼和图雅光伏电站	60
榆林市江山永宸新能源有限公司	京能榆林丰融光伏电站	300
合计		955

(六) 不动产项目运营管理业务流程、管理制度

基金管理人、项目公司已委托内蒙古京能总包负责榆林光伏项目和晶泰光伏项目的运营管理工作。

内蒙古京能沿用京能国际的内部控制制度。内部控制制度详见本招募说明书“第三节 发起人及原始权益人”之“一、首发不动产项目原始权益人”之“（一）原始权益人基本情况”之“（4）内部控制情况和不动产运营相关业务流程、管理制度、风险控制制度”。

(七) 内部控制制度

内蒙古京能的内部控制制度情况，详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第三节 发起人及原始权益人”之“一、首发不动产项目原始权益人”之

“（一）原始权益人基本情况”之“（4）内部控制情况和不动产运营相关业务流程、管理制度、风险控制制度”。

（八）运营管理机构管理人员及人员配备情况

截至 2022 年 9 月 30 日，运营管理机构内蒙古京能共有员工 188 人，其中高级管理人员及其他管理岗位人员共 47 人，现场运营人员 141 人。高级管理人员及其他管理岗位人员均由北方分公司派驻，包含总经理 1 人，副总经理 6 人，部门领导 9 人，其他管理岗位人员 31 人。除公司高级管理人员外，内蒙古京能所配备的专业人员包括乔燕军、董正茂、于俊峰等，均具备 5 年以上光伏项目运营管理经验。

根据交易安排，拟将项目公司江山永宸、湖北晶泰原班运营管理人员在 REITs 发行后剥离至运营管理机构内蒙古京能，基金管理人委托运营管理机构负责项目公司江山永宸、湖北晶泰的日常运营管理，故榆林光伏项目和晶泰光伏项目可由原班运营管理人员进行运营。

截至 2022 年 9 月 30 日，江山永宸委托内蒙古京能履行电站运维管理工作，派驻运维管理人员 4 人，其中管理人员 2 人；运维人员 2 人，主要负责运维管理工作。工作年限 6-10 年共 1 人，11-20 年共 1 人，21-30 年共 1 人，31 年以上共 1 人。硕士研究生 1 人，本科 2 人，大专 1 人。除正式职工外，江山永宸其他运维人员均为北京鑫泰绿能科技有限公司派驻人员，主要负责日常电站运维工作。

截至 2022 年 9 月 30 日，湖北晶泰正式职工共计 13 人，其中管理人员 2 人；运维人员 11 人。运维人员工作年限不超过 5 年共 3 人；6-10 年共 5 人；11-20 年共 3 人。硕士研究生 1 人；本科 8 人；大专 2 人。

江山永宸、湖北晶泰的员工平均工作年限较长，学历水平较高。公募基金发行后，运维人员将全部由内蒙古京能统一委托派驻。该公司具备丰富的新能源发电项目运营经验，可以保障两个光伏项目的长期平稳运营。

截至 2022 年 9 月 30 日，内蒙古京能现有高级管理人员情况如下：

刘磊先生，男，汉族，1972 年 5 月生，现年 50 岁，武汉市人，1991 年参加工作，1998 年 7 月华北电力大学电力系统及其自动化专业本科毕业，2007 年

12月内蒙古工业大学控制工程硕士研究生毕业，2008年11月取得高级工程师职称。现任京能国际北方分公司总经理和江山永宸的法定代表人、总经理。

李培龙先生，男，汉族，1973年12月出生，49岁，内蒙古呼和浩特市人，1996年7月内蒙古财经学院大学会计系本科毕业，2020年9月取得高级会计师职称。李培龙先生于1996年9月参加工作，有20年电力行业从业经验。李培龙先生现任京能国际内蒙分公司副总经理，兼任江山永宸监事和内蒙古京能监事。

截至2024年12月31日，内蒙古京能现有高级管理人员中，原刘磊先生的职务已变更由王若涛先生担任，王若涛先生的情况如下：

王若涛，男，1988年4月出生，内蒙古包头市人，中共党员，硕士研究生学历。2011年8月参加工作，2010年12月入党，曾任北京京能国际控股有限公司华南分公司常务副总、北京京能国际控股有限公司华南分公司总经理、北京京能国际控股有限公司北方分公司党支部书记、总经理，现任北京京能国际控股有限公司北方分公司总经理兼内蒙古京能新能源科技有限公司执行董事、经理（法定代表人）。

（九）运营管理机构财务情况

致同会计师事务所（特殊普通合伙）对内蒙古京能2020年12月31日、2021年12月31日的资产负债表，2020年度、2021年度的利润表、现金流量表进行了审计，出具了标准无保留意见的审计报告[致同审字（2022）第110C021047号、致同审字（2021）第110AC015563号]；中审亚太会计师事务所（特殊普通合伙）对内蒙古京能2019年12月31日的资产负债表，2019年度的利润表、现金流量表进行了审计，出具了标准无保留意见的审计报告[中审亚太审字（2020）020218-38号]，2022年1-9月财务数据未经审计。未经特别说明，本招募说明书中运营管理机构内蒙古京能2019年、2020年、2021年、2022年1-9月的财务数据均引自上述审计报告和财务报表。

1. 资产负债表

内蒙古京能2019年至2022年9月末资产负债表如下：

表 195 内蒙古京能 2019 年至 2022 年 9 月末资产负债表

单位：元

项目	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
货币资金	99,217,858.59	77,502,353.76	207,566,147.38	379,569,619.91
应收票据	5,399,616.00	5,700,000.00	21,235,133.46	-
应收账款	2,092,787,550.21	1,731,342,002.91	1,353,359,657.10	1,325,463,318.64
预付款项	2,122,757.75	652,065.17	1,210,554.19	359,539,846.32
其他应收款	507,374,267.72	184,480,167.07	333,600,276.63	635,608,131.47
存货	864,522.20	-	995,822.78	5,483,546.79
其他流动资产	50,662,926.75	49,314,029.15	50,014,385.70	215,024,608.41
流动资产合计	2,758,429,499.22	2,048,990,618.06	1,967,981,977.24	2,920,689,071.54
长期应收款	-	-	-	12,000,000.00
其他权益工具投资	15,079,929.76	15,029,000.00	-	-
固定资产	2,942,957,221.40	3,051,682,521.18	3,195,258,946.72	3,355,414,366.02
在建工程	-	-	-	742,023.59
使用权资产	60,920,117.41	66,000,471.52	-	-
无形资产	74,789,115.88	75,935,636.31	77,703,309.59	78,521,126.88
长期待摊费用	4,511,798.28	-	72,120,932.84	78,383,102.64
递延所得税资产	402,492.31	402,492.31	382,095.17	549,487.51
其他非流动资产	-	67,732,155.40	107,011,849.61	-
非流动资产合计	3,098,660,675.04	3,276,782,276.72	3,452,477,133.93	3,525,610,106.64
资产总计	5,857,090,174.26	5,325,772,894.78	5,420,459,111.17	6,446,299,178.18
短期借款	-	-	468,000,000.00	-
应付票据	-	-	2,000,000.00	330,000,000.00
应付账款	44,633,920.67	44,829,771.65	48,980,485.40	123,316,270.09
预收款项	100,000.00	100,000.00	100,000.00	60,091,431.94
应付职工薪酬	200,451.17	262,169.07	1,012,922.23	2,264,554.74
应交税费	11,643,572.27	9,361,952.87	5,729,123.93	6,429,949.48
其他应付款	1,283,795,799.87	1,018,434,329.06	571,994,810.53	1,270,716,377.33
一年内到期的非流动 负债	334,202,436.50	345,497,887.82	369,070,568.19	388,363,767.63
其他流动负债	-	2,000,000.00	100,000.00	-
流动负债合计	1,674,576,180.48	1,420,486,110.47	1,466,987,910.28	2,181,182,351.21

项目	2022年9月30日	2021年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
长期借款	2,093,431,500.00	2,027,981,500.00	2,232,181,500.00	2,260,381,500.00
长期应付款	262,242,355.62	156,235,963.52	224,155,168.17	497,371,737.83
租赁负债	-	976,257.79	-	-
非流动负债合计	2,355,673,855.62	2,185,193,721.31	2,456,336,668.17	2,757,753,237.83
负债合计	4,030,250,036.10	3,605,679,831.78	3,923,324,578.45	4,938,935,589.04
实收资本（或股本）	1,000,000,000.00	1,000,000,000.00	1,000,000,000.00	1,000,000,000.00
其他综合收益	50,929.76	-	-	-
盈余公积	27,587,297.83	27,587,297.83	27,587,297.83	1,907,699.96
未分配利润	695,973,077.66	597,317,355.20	384,643,517.74	428,615,935.41
归属于母公司股东权益合计	1,723,611,305.25	1,624,904,653.03	1,412,230,815.57	1,430,523,635.37
少数股东权益	103,228,832.91	95,188,409.97	84,903,717.15	76,839,953.77
所有者权益合计	1,826,840,138.16	1,720,093,063.00	1,497,134,532.72	1,507,363,589.14
负债和股东权益总计	5,857,090,174.26	5,325,772,894.78	5,420,459,111.17	6,446,299,178.18

2. 利润表

内蒙古京能 2019 年至 2022 年 9 月利润表如下：

表 196 内蒙古京能 2019 年至 2022 年 9 月利润表

单位：元

项目	2022年1-9月	2021年度	2020年度	2019年度
一、营业收入	503,047,352.64	634,366,128.06	747,166,544.39	875,271,753.18
减：营业成本	184,943,037.52	223,417,994.21	346,511,045.14	389,463,735.62
税金及附加	3,079,428.87	3,883,167.10	3,426,727.89	7,021,605.00
管理费用	641,224.75	7,161,516.72	9,026,991.15	25,259,390.86
财务费用	89,377,591.51	141,705,931.93	147,631,254.05	181,118,763.04
其中：利息费用	88,452,276.66	141,057,481.16	147,170,700.78	189,500,775.41
利息收入	388,736.54	596,095.09	5,541,728.37	8,616,752.17
加：其他收益	18,506.28	4,302.93	3,015,994.93	-
投资收益（损失以“-”号填列）	-	-	-	-18,562,047.71
其中：对联营企业	-	-	-	-

和合营企业的投资收益				
公允价值变动收益 (损失以“-”号填列)	-	-	-	-
信用减值损失(损失 以“-”号填列)	-	-148,716.96	-	-
资产减值损失(损失 以“-”号填列)	-	-	1,949,502.39	-5,841,794.35
资产处置收益(损失 以“-”号填列)	-	-	-	243,222.14
二、营业利润(亏损以“-”号填列)	225,024,576.27	258,053,104.07	245,536,023.48	248,247,638.74
加: 营业外收入	0.66	30,397.13	17,128,706.93	1,520,021.69
减: 营业外支出	42,220.00	6,218,765.10	984,632.97	8,004,264.59
三、利润总额(亏损总额以“-”号填列)	224,982,356.93	251,864,736.10	261,680,097.44	241,763,395.84
减: 所得税费用	28,286,211.53	28,906,205.82	24,791,653.86	16,935,267.01
四、净利润(净亏损以“-”号填列)	196,696,145.40	222,958,530.28	236,888,443.58	224,828,128.83
(一) 按经营持续性分类				
其中: 持续经营净利润 净亏损以“-”号填列	196,696,145.40	222,958,530.28	236,888,443.58	224,828,128.83
终止经营净利润净亏损 以“-”号填列	-	-	-	-
(二) 按所有权归属分类				
其中: 归属于母公司股东的净利润净亏损以“-”号填列)	188,655,722.46	212,673,837.46	228,824,680.20	214,710,647.68
少数股东损益净亏损以“-”号填列	8,040,422.94	10,284,692.82	8,063,763.38	10,117,481.15
五、其他综合收益的税后净额	50,929.76	-	-	-
归属于母公司股东的其他综合收益的税后净额	50,929.76	-	-	-

（一）不能重分类进损益的其他综合收益	50,929.76	-	-	-
（二）将重分类进损益的其他综合收益	-	-	-	-
归属于少数股东的其他综合收益的税后净额	-	-	-	-
六、综合收益总额	196,747,075.16	222,958,530.28	236,888,443.58	224,828,128.83

3. 现金流量表

内蒙古京能近 2019 年至 2022 年 9 月现金流量表如下：

表 197 内蒙古京能 2019 年至 2022 年 9 月利润表

单位：元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	168,682,105.78	295,077,258.89	713,809,393.67	447,669,628.30
收到的税费返还	43,117,266.50	269,816.63	-	-
收到其他与经营活动有关的现金	188,681,568.54	531,075,871.20	146,173,393.97	16,915,175.11
经营活动现金流入小计	400,480,940.82	826,422,946.72	859,982,787.64	464,584,803.41
购买商品、接受劳务支付的现金	49,154,277.93	35,246,212.27	44,519,373.16	46,050,798.79
支付给职工以及为职工支付的现金	19,546,740.55	23,339,577.65	16,049,293.35	15,589,009.51
支付的各项税费	63,925,862.71	56,620,425.21	69,054,328.15	20,578,040.75
支付其他与经营活动有关的现金	4,065,856.83	3,174,371.68	2,917,963.22	13,084,392.81
经营活动现金流出小计	136,692,738.02	118,380,586.81	132,540,957.88	95,302,241.86
经营活动产生的现金流量净额	263,788,202.80	708,042,359.91	727,441,829.76	369,282,561.55
二、投资活动产生的现金				

流量：				
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	-	30,300.00	-	-
投资活动现金流入小计	-	30,300.00	-	-
购置固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	1,225,996.56	33,067,137.96	13,208,219.23	116,118,185.44
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	-	34,690,400.00	40,074,022.25	-
投资活动现金流出小计	1,225,996.56	67,757,537.96	53,282,241.48	116,118,185.44
投资活动产生的现金流量净额	-1,225,996.56	-67,727,237.96	-53,282,241.48	-116,118,185.44
三、筹资活动产生的现金流量：				
取得借款收到的现金	510,000,000.00	900,000,000.00	630,000,000.00	605,481,500.00
收到其他与筹资活动有关的现金	292,800,000.00	1,214,193,293.23	581,736,500.39	1,179,582,339.99
筹资活动现金流入小计	802,800,000.00	2,114,193,293.23	1,211,736,500.39	1,785,063,839.99
偿还债务支付的现金	347,076,842.29	1,677,913,630.88	564,949,769.10	889,420,931.77
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	89,072,804.98	143,392,283.60	180,845,485.18	170,909,921.21
其中：子公司支付少数股东的股利、利润	-	-	-	-
支付其他与筹资活动有关的现金	616,227,926.83	1,003,388,950.07	1,107,129,184.00	1,311,149,920.88
筹资活动现金流出小计	1,052,377,574.10	2,824,694,864.55	1,852,924,438.28	2,371,480,773.86
筹资活动产生的现金流量净额	-249,577,574.10	-710,501,571.32	-641,187,937.89	-586,416,933.87
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-	-	-	-
五、现金及现金等价物净增加额	12,984,632.14	-70,186,449.37	32,971,650.39	-333,252,557.76

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
加：期初现金及现金等价物余额	25,710,854.45	95,897,303.82	62,925,653.43	396,178,211.19
六、期末现金及现金等价物余额	38,695,486.59	25,710,854.45	95,897,303.82	62,925,653.43

4. 主要报表科目分析

(1) 资产负债状况分析

1) 资产构成及变动情况

表 198 内蒙古京能资产构成及变动情况

单位：元，%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动资产合计	2,758,429,499.22	47.10	2,048,990,618.06	38.47	1,967,981,977.24	36.31	2,920,689,071.54	45.31
非流动资产合计	3,098,660,675.04	52.90	3,276,782,276.72	61.53	3,452,477,133.93	63.69	3,525,610,106.64	54.69
资产总计	5,857,090,174.26	100.00	5,325,772,894.78	100.00	5,420,459,111.17	100.00	6,446,299,178.18	100.00

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能流动资产总额分别为 29.21 亿元、19.68 亿元、20.49 亿元和 27.58 亿元，占总资产的比例分别为 45.31%、36.31%、38.47%和 47.10%，非流动资产总额分别为 35.26 亿元、34.52 亿元、32.77 亿元和 30.99 亿元，占总资产的比例分别为 54.69%、63.69%、61.53%和 52.90%。近三年及一期内流动资产和非流动资产占总资产比例呈波动趋势，主要系实收国补款项波动的影响所致。

a.流动资产分析

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能流动资产构成情况如下：

表 199 内蒙古京能流动资产构成情况

单位：元，%

项目	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日

	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
货币资金	99,217,858.59	3.60	77,502,353.76	3.78	207,566,147.38	10.55	379,569,619.91	13.00
应收票据	5,399,616.00	0.20	5,700,000.00	0.28	21,235,133.46	1.08	-	-
应收账款	2,092,787,550.21	75.86	1,731,342,002.91	84.50	1,353,359,657.10	68.77	1,325,463,318.64	45.38
预付款项	2,122,757.75	0.08	652,065.17	0.03	1,210,554.19	0.06	359,539,846.32	12.31
其他应收款	507,374,267.72	18.39	184,480,167.07	9.00	333,600,276.63	16.95	635,608,131.47	21.76
存货	864,522.20	0.03	-	-	995,822.78	0.05	5,483,546.79	0.19
其他流动资产	50,662,926.75	1.84	49,314,029.15	2.41	50,014,385.70	2.54	215,024,608.41	7.36
流动资产合计	2,758,429,499.22	100.00	2,048,990,618.06	100.00	1,967,981,977.24	100.00	2,920,689,071.54	100.00

(a) 货币资金

内蒙古京能货币资金主要是银行存款，2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能货币资金账面余额分别为 3.80 亿元、2.08 亿元、0.78 亿元和 0.99 亿元，占流动资产比例分别为 13.00%、10.55%、3.78%和 3.60%。2019 年末至 2021 年末货币资金的变动主要系银行承兑汇票保证金规模的持续降低所致。

(b) 应收账款

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能应收账款分别为 13.25 亿元、13.53 亿元、17.31 亿元及 20.93 亿元，占流动资产比例分别为 45.38%、68.77%、84.50%和 75.86%。2021 年末的应收账款相比 2020 年末增长 27.93%，2022 年 9 月末的应收账款相比 2021 年末增长 20.88%，主要系国补应收账款的增加所致。

2022 年 9 月末，内蒙古京能应收账款主要构成为内蒙古电力（集团）有限责任公司、国网宁夏电力有限公司和国网西藏电力有限公司尚未支付的购电款，所对应的应收账款账面余额占应收账款总体账面余额比例为 99.85%。

(c) 其他应收款

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能其他应收款分别为 6.36 亿元、3.34 亿元、1.84 亿元和 5.07 亿元。占流动资产比例分别为 21.76%、16.95%、9.00%和 18.39%。内蒙古京能的其他应收款主要是来自关联方的往来款项，2022 年 9 月末其他应收款账面余额较 2021 年末上涨约 3.23 亿元，主要为应收关联方的往来款项的变动。

(d) 其他流动资产

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能其他流动资产分别为 2.15 亿元、0.50 亿元、0.49 亿元和 0.51 亿元，占流动资产比例分别为 7.36%、2.54%、2.41%和 1.84%。内蒙古京能的其他流动资产均为待抵扣进项税。

b. 非流动资产分析

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能非流动资产构成情况如下：

表 200 内蒙古京能非流动资产构成情况

单位：元，%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
长期应收款	-	-	-	-	-	-	12,000,000.00	0.34
其他权益工具投资	15,079,929.76	0.49	15,029,000.00	0.46	-	-	-	-
固定资产	2,942,957,221.40	94.97	3,051,682,521.18	93.13	3,195,258,946.72	92.55	3,355,414,366.02	95.17
在建工程	-	-	-	-	-	-	742,023.59	0.02
使用权资产	60,920,117.41	1.97	66,000,471.52	2.01	-	-	-	-
无形资产	74,789,115.88	2.41	75,935,636.31	2.32	77,703,309.59	2.25	78,521,126.88	2.23
长期待摊费用	4,511,798.28	0.15	-	-	72,120,932.84	2.09	78,383,102.64	2.22
递延所得税资产	402,492.31	0.01	402,492.31	0.01	382,095.17	0.01	549,487.51	0.02
其他非流动资产	-	-	67,732,155.40	2.07	107,011,849.61	3.10	-	-
非流动资产合计	3,098,660,675.04	100.00	3,276,782,276.72	100.00	3,452,477,133.93	100.00	3,525,610,106.64	100.00

(a) 固定资产

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能固定资产分别为 33.55 亿元、31.95 亿元、30.52 亿元和 29.43 亿元，占非流动资产比例分

别为 95.17%、92.55%、93.13%和 94.97%。近三年及一期内，内蒙古京能固定资产账面价值逐年稳定下降，主要系固定资产逐年计提折旧所致，符合光伏行业特点。内蒙古京能固定资产包括发电资产及设备、房屋及建筑物和办公设备等，其中绝大部分为发电资产及设备，内蒙古京能 2022 年 9 月末的发电资产及设备账面余额占固定资产账面余额总额的比值为 99.59%。

c. 负债构成及变动情况

表 201 内蒙古京能负债构成及变动情况

单位：元，%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动负债合计	1,674,576,180.48	41.55	1,420,486,110.47	39.40	1,466,987,910.28	37.39	2,181,182,351.21	44.16
非流动负债合计	2,355,673,855.62	58.45	2,185,193,721.31	60.60	2,456,336,668.17	62.61	2,757,753,237.83	55.84
负债总计	4,030,250,036.10	100.00	3,605,679,831.78	100.00	3,923,324,578.45	100.00	4,938,935,589.04	100.00

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能总负债分别为 49.39 亿元、39.23 亿元、36.06 亿元及 40.30 亿元，其中流动负债总额分别为 21.81 亿元、14.67 亿元、14.20 亿元和 16.75 亿元，占总负债的比例分别为 44.16%、37.39%、39.40%和 41.55%，非流动负债总额分别为 27.58 亿元、24.56 亿元、21.85 亿元和 23.56 亿元，占总负债的比例分别为 55.84%、62.61%、60.60%和 58.45%。受筹资活动安排的影响，流动负债和非流动负债占总负债比例呈波动变化的趋势。

d. 流动负债分析

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能流动负债构成情况如下：

表 202 内蒙古京能流动负债构成情况

单位：元，%

项目	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日

	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
短期借款	-	-	-	-	468,000,000.00	31.90	-	-
应付票据	-	-	-	-	2,000,000.00	0.14	330,000,000.00	15.13
应付账款	44,633,920.67	2.67	44,829,771.65	3.16	48,980,485.40	3.34	123,316,270.09	5.65
预收款项	100,000.00	0.01	100,000.00	0.01	100,000.00	0.01	60,091,431.94	2.75
应付职工薪酬	200,451.17	0.01	262,169.07	0.02	1,012,922.23	0.07	2,264,554.74	0.10
应交税费	11,643,572.27	0.70	9,361,952.87	0.66	5,729,123.93	0.39	6,429,949.48	0.29
其他应付款	1,283,795,799.87	76.65	1,018,434,329.06	71.70	571,994,810.53	38.99	1,270,716,377.33	58.26
一年内到期的非流动负债	334,202,436.50	19.96	345,497,887.82	24.32	369,070,568.19	25.16	388,363,767.63	17.81
其他流动负债	-	-	2,000,000.00	0.14	100,000.00	0.01	-	-
流动负债合计	1,674,576,180.48	100.00	1,420,486,110.47	100.00	1,466,987,910.28	100.00	2,181,182,351.21	100.00

(a) 其他应付款

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能其他应付款分别为 12.71 亿元、5.72 亿元、10.18 亿元和 12.84 亿元，占流动负债的比例为 58.26%、38.99%、71.70%和 76.65%。近三年及一期内其他应付款波动较大，主要系内蒙古京能与关联方往来款的变动所致。

(b) 一年内到期的非流动负债

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能一年内到期的非流动负债分别为 3.88 亿元、3.69 亿元、3.45 亿元和 3.34 亿元，占流动负债的比例分别为 17.81%、25.16%、24.32%和 19.96%。近三年及一期内一年内到期的非流动负债基本保持稳定，其构成主要包括一年内到期的长期借款和一年内到期的长期应付款。

e.非流动负债分析

2019 年末、2020 年末、2021 年末和 2022 年 9 月末，内蒙古京能非流动负债构成情况如下：

表 203 内蒙古京能非流动负债构成情况

单位：元，%

项目	2022 年 9 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比

长期借款	2,093,431,500.00	88.87	2,027,981,500.00	92.81	2,232,181,500.00	90.87	2,260,381,500.00	81.96
长期应付款	262,242,355.62	11.13	156,235,963.52	7.15	224,155,168.17	9.13	497,371,737.83	18.04
租赁负债	-	-	976,257.79	0.04	-	-	-	-
非流动负债合计	2,355,673,855.62	100.00	2,185,193,721.31	100.00	2,456,336,668.17	100.00	2,757,753,237.83	100.00

(a) 长期借款

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能长期借款分别为 22.60 亿元、22.32 亿元、20.28 亿元和 20.93 亿元，近三年及一期内，内蒙古京能的长期借款包括抵押借款、质押借款和信用借款等，其中主要为抵押借款。近三年及一期，内蒙古京能长期借款金额持续降低的原因在于借款本息的持续偿还。

(b) 长期应付款

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能长期应付款分别为 4.97 亿元、2.24 亿元、1.56 亿元和 2.62 亿元，分别占非流动负债合计的 18.04%、9.13%、7.15%和 11.13%。近三年及一期内，内蒙古京能长期应付款主要为应付融资租赁款，近三年及一期余额持续下降的原因在于融资租赁款项本息的持续偿还。

(2) 偿债能力分析

2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能偿债能力指标如下：

表 204 内蒙古京能偿债能力指标情况

单位：%

主要财务指标	2022 年 9 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
流动比率	1.65	1.44	1.34	1.34
速动比率	1.62	1.41	1.31	1.07
资产负债率	68.81	67.70	72.38	76.62

从短期偿债能力指标来看，2019 年末、2020 年末、2021 年末及 2022 年 9 月末，内蒙古京能流动比率分别为 1.34、1.34、1.44 和 1.65，速动比率分别为 1.07、1.31、1.41 和 1.62，近三年及一期内呈持续增长趋势；从长期偿债能力指

标来看，2019 年末、2020 年末、2021 年末和 2022 年 9 月末，内蒙古京能资产负债率分别为 76.62%、72.38%、67.70%和 68.81%。资产负债结构较为稳定，近三年及一期内资产负债率持续下降。

总体来看，内蒙古京能资产变现能力较好，具有良好的偿债能力。

(3) 盈利能力分析

表 205 内蒙古京能盈利能力指标情况

单位：元，%

指标	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
营业收入	503,047,352.64	634,366,128.06	747,166,544.39	875,271,753.18
营业成本	184,943,037.52	223,417,994.21	346,511,045.14	389,463,735.62
毛利率	63.24	64.78	53.62	55.50
管理费用	641,224.75	7,161,516.72	9,026,991.15	25,259,390.86
财务费用	89,377,591.51	141,705,931.93	147,631,254.05	181,118,763.04
期间费用占营业收入比率	17.89	23.47	20.97%	23.58
其他收益	18,506.28	4,302.93	3,015,994.93	-
利润总额	224,982,356.93	251,864,736.10	261,680,097.44	241,763,395.84
营业利润率	44.73	40.68	32.86	28.36
净利润率	39.10	35.15	31.70	25.69

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，内蒙古京能营业收入分别为 8.75 亿元、7.47 亿元、6.34 亿元和 5.03 亿元，近三年及一期内，内蒙古京能的营业收入包含电力销售收入、商品销售收入和服务业务收入等，主要为电力销售收入。内蒙古京能 2020 年度营业收入相比 2019 年度减少，原因是交易电量逐渐增多但交易电费普遍较低，从而造成电费收入减少；同时，由于内蒙古京能在 2020 年度无新建项目，导致内蒙古京能与关联方之间进行的光伏组件交易量减少。2021 年度营业收入与 2020 年度相比进一步下降，主要系内蒙古京能本年度几乎未发生光伏组件交易，商品销售收入从 1.36 亿元降至 0.01 亿元所致。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，内蒙古京能营业成本分别为 3.89 亿元、3.47 亿元、2.23 亿元和 1.85 亿元，内蒙古京能的营业成本由

电力销售成本、商品销售成本和服务业务成本组成，其中电力销售成本主要包括运维分包费用、土地租赁费用、光伏发电设备折旧费用等。近三年及一期内内蒙古京能营业成本持续下降，主要原因在于商品销售成本逐年下降，与营业收入的变动趋势相匹配。近三年及一期内电力销售成本基本保持稳定。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，内蒙古京能毛利润分别 4.86 亿元、4.01 亿元、4.11 亿元和 3.18 亿元，毛利率分别为 55.50%、53.62%、64.78%和 63.24%。近三年及一期内，内蒙古京能毛利率总体呈现增长趋势，主要因为低毛利的商品销售业务的占比持续降低、高毛利的电力销售业务的占比逐年增加。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，内蒙古京能期间费用分别为 2.06 亿元、1.57 亿元、1.49 亿元和 0.90 亿元，占营业收入比例分别为 23.58%、20.97%、23.47%和 17.89%，占营业收入比例都维持在较高的水平，主要系与银行借款和融资租赁相关的利息费用规模较高所致。因内蒙古京能近三年及一期内的借款规模持续下降，所以财务费用的规模随之降低。

（4）现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，内蒙古京能现金流量情况如下：

表 206 内蒙古京能现金流量情况

单位：元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
经营活动现金流入小计	400,480,940.82	826,422,946.72	859,982,787.64	464,584,803.41
经营活动现金流出小计	136,692,738.02	118,380,586.81	132,540,957.88	95,302,241.86
经营活动产生的现金流量净额	263,788,202.80	708,042,359.91	727,441,829.76	369,282,561.55
投资活动现金流入小计（元）	-	30,300.00	-	-
投资活动现金流出小计（元）	1,225,996.56	67,757,537.96	53,282,241.48	116,118,185.44
投资活动产生的现金流量净额	-1,225,996.56	-67,727,237.96	-53,282,241.48	-116,118,185.44
筹资活动现金流入小计（元）	802,800,000.00	2,114,193,293.23	1,211,736,500.39	1,785,063,839.99
筹资活动现金流出小计（元）	1,052,377,574.10	2,824,694,864.55	1,852,924,438.28	2,371,480,773.86
筹资活动产生的现金流量净额	-249,577,574.10	-710,501,571.32	-641,187,937.89	-586,416,933.87
现金及现金等价物净增加额	12,984,632.14	-70,186,449.37	32,971,650.39	-333,252,557.76

1) 经营活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，内蒙古京能经营活动产生的现金流量净额分别为 3.69 亿元、7.27 亿元、7.08 亿元和 2.64 亿元，其中 2020 年度经营活动产生的现金流量净额相比 2019 年度上涨 96.99%，主要系国补应收账款集中到账所致；2022 年 1-9 月经营活动产生的现金流量净额下降为 2.64 亿元，主要原因是国补款项流入规模较低导致经营活动现金流入大幅下降。

2) 投资活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，内蒙古京能投资活动产生的现金流量净额分别为-1.16 亿元、-0.53 亿元、-0.68 亿元和-0.01 亿元，其中 2020 年度投资活动产生的现金流量流出较 2019 年下降 54.11%，主要系内蒙古京能新建项目已于 2019 年底完工，2020 年度投资活动产生的现金流量已恢复正常水平所致。

3) 筹资活动现金流量分析

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，内蒙古京能筹资活动产生的现金流量净额分别为-5.86 亿元、-6.41 亿元、-7.11 亿元和-2.50 亿元。近三年及一期内蒙古京能筹资活动产生的现金流量净额均为净流出，筹资活动产生的现金流量净流出额逐年增加，与内蒙古京能的外部借款变动和关联方拆借安排有关。

(十) 避免可能出现的利益冲突的措施

1. 防范关联交易的主要安排

(1) 在不对不动产基金及其基金份额持有人的利益构成不利影响的前提下，运营管理统筹机构及其控制的企业将采取措施规范并尽量减少与新购入不动产项目之间的关联交易。

(2) 对于正常经营范围内无法避免或有合理理由存在的关联交易，将本着公开、公平、公正的原则确定交易价格，依法与本项目项下相关载体签订规范的关联交易合同，保证关联交易价格的公允性。

(3) 为督促外部管理机构公平合理、市场化地处理关联交易相关业务，基金管理人将按照法律法规要求，履行不动产基金的管理职责，定期对关联交易进行审查，防范关联交易风险。

2. 避免同业竞争的主要安排

（1）《运营管理服务协议》已就避免利益冲突进行约定

根据基金管理人、项目公司、运营管理机构签署的《运营管理服务协议》，在运营管理机构任期内，运营管理机构同时向其他机构就其他不动产项目提供运营服务的，应当采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，并配合履行信息披露义务。

（2）运营管理机构已出具关于避免同业竞争的承诺函

作为本基金聘任的运营管理机构，内蒙古京能已出具《关于避免同业竞争的承诺函》，承诺如下：

“一、截至本承诺函出具之日，本公司和本公司实际控制的关联方不存在直接或通过其他任何方式间接持有或运营其他同一服务区域的与京能光伏项目存在直接竞争的集中式光伏发电项目（简称“竞争性项目”），不存在直接的同业竞争的情形。

二、本公司承诺，本公司将制定或完善与同业竞争相关联的制度、规定。

三、本公司承诺，在本公司作为基础设施基金的运营管理机构期间，将针对京能光伏项目内设独立机构，本公司将确保京能光伏项目的账务、人员与其他集中式光伏发电项目相互独立，以降低或有的同业竞争与利益冲突风险。

四、本公司承诺，本公司将根据自身针对集中式光伏发电项目同类资产的既有管理规范 and 标准以及《运营管理服务协议》生效后针对同类资产制定的新的管理规范 and 标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于本公司管理的其他同类资产的运营管理水平为京能光伏项目提供运营管理服务，在管理运营其他同类资产时，将公平公正对待不同的基础设施项目，采取适当措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

五、在本公司作为基础设施基金的运营管理机构期间或在本公司或本公司同一控制下的关联方持有基础设施基金份额期间，如本公司和/或本公司实际控制的关联方直接或通过其他任何方式间接持有或运营竞争性项目，本公司将采取充分、适当的措施，公平对待京能光伏项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将项目公司所取得或可能取得的优先业务机会授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用基础设施基金运营管理机构地位

或利用该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

六、如因京能光伏项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基础设施基金投资者利益的，本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

本承诺函为本公司的真实意思表示，对本公司具有法律约束力，且是不可撤销的。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督，积极采取措施履行本承诺，并依法承担相应责任。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺，任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性”。

（十一）运营管理机构资信情况

根据内蒙古京能提供的 2023 年 1 月 6 日的《企业信用报告》（自主查询版），内蒙古京能最近三年不存在不良或违约负债余额，其作为保证人/反担保人为其他借款人承担的相关还款均正常还款，未出现本息逾期情况。

通过中国证监会证券期货市场失信信息公开查询平台（<https://neris.csrc.gov.cn/shixinchaxun/>）、“信用中国”网站（<https://www.creditchina.gov.cn/>）、国家企业信用信息公示系统（<http://www.gsxt.gov.cn/index.html>）、国家税务总局的重大税收违法案件信息公布栏（<http://www.chinatax.gov.cn/chinatax/c101249/n2020011502>）、中国执行信息公开网全国法院被执行人信息查询平台（<http://zxgk.court.gov.cn/zhixing/>）、中国执行信息公开网全国法院失信被执行人名单信息公布与查询平台（<http://zxgk.court.gov.cn/zhixing/>）国家发展和改革委员会（<https://www.ndrc.gov.cn/?code=&state=123>）、中国裁判文书网（<https://wenshu.court.gov.cn/>）、国家应急管理部（<https://www.mem.gov.cn/>）、国家生态环境部（<https://www.mee.gov.cn/>）、国家市场监督管理总局（<http://www.samr.gov.cn/>）、国家工业和信息化部（<https://www.miit.gov.cn/>）、国家统计局（<http://www.stats.gov.cn/>）、中国海关企业进出口信用公示平台（<http://credit.customs.gov.cn/>）等平台查询，截至 2023 年 2 月 16 日，内蒙古京能最近三年在投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务等方面无重大违法

违规记录，项目运营期间未出现安全、质量、环保等方面的重大问题。运营管理机构内蒙古京能信用状况良好。

二、新购入不动产项目运营管理统筹机构情况

基金管理人聘请保山能源作为运营管理统筹机构、保能和顺公司作为运营管理实施机构，为苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目提供运营管理服务。根据各方已就新购入不动产项目运营管理事宜签署的《运营管理服务协议》，保山能源负责统筹、协调和安排新购入不动产项目的运营管理工作，保能和顺公司负责具体实施新购入不动产项目的相关运营管理工作。运营管理统筹机构与运营管理实施机构统称为运营管理机构。

（一）基本情况

企业名称：保山能源发展股份有限公司

注册资本：119,522.341 万元人民币

法定代表人：朱军

成立日期：2017 年 7 月 19 日

注册地址：云南省保山市隆阳区永昌街道永昌路 348 号

统一社会信用代码：91530500MA6KUM4B5Y

经营范围：电力生产、经营和投资；水电工程检修维护；电力市场上网交易和向大用户直接交易；道路货物运输、货运配载、仓储理货（不含危险化学品）；搬运装卸，货运信息咨询；旅游项目的投资及经营管理；商贸代理。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。

（二）设立及历史沿革情况

2017 年 2 月 7 日，中共保山市委办公室、保山市人民政府办公室下发《关于印发〈保山市电力体制改革工作方案〉的通知》（保办字〔2017〕9 号），根据《保山市电力体制改革工作方案》，保山市要求以保山电力现有人、财、物为基础，通过清产核资、财务审计、账务分离，分离重组电网企业和发电企业，分离后的电网企业以存续形式继续使用“云南保山电力股份有限公司”，分离后的发电企业以发起设立方式组建“云南保山能源发展股份有限公司”，分立重组后的保山电力和“保山能源发展股份有限公司”属市直国有企业，由

市国资委监管，实行市级工商注册，具有独立企业法人资格，遵循属地纳税原则，原保山电力全体股东在分离重组后的新公司分别持有的股比不变。2017年7月19日，保山能源发展股份有限公司（简称“保山能源”）由保山市国有资产经营有限责任公司、腾冲县国有资产经营有限责任公司等8家股东出资1,000万元人民币设立，注册资本为1,000万元人民币，法定代表人为杨思锋。

2019年1月23日，保山能源注册资本由1,000万元变更为41,000万元。各股东出资情况如下表所示：

表 207 变更注册资本后保山能源各股东出资情况

单位：元；%

股东	出资方式	出资额	出资比例
保山市国有资产经营有限责任公司	货币	168,239,915.00	41.03
腾冲县国有资产经营有限责任公司	货币	63,878,367.00	15.58
龙陵县国有资产经营有限责任公司	货币	58,917,137.00	14.37
施甸县国有资产经营集团有限责任公司	货币	51,086,404.00	12.46
保山市隆阳区国有资产经营有限责任公司	货币	38,170,719.00	9.31
昌宁县国有资产经营有限责任公司	货币	20,869,414.00	5.09
云南省地方电力实业开发有限公司	货币	6,748,724.00	1.65
中国三峡新能源（集团）股份有限公司	货币	2,089,320.00	0.51
合计	-	410,000,000.00	100.00

2023年4月23日，北京云保通过增资扩股方式向保山能源增资78,522.34万元，注册资本变更为119,522.34万元，保山能源的法定代表人变更为张平。增资扩股后，各股东出资情况如下表所示：

表 208 增资扩股后保山能源各股东出资情况

单位：元；%

股东	出资方式	出资额	出资比例
北京云保能源开发有限公司	货币	785,223,410.00	65.70
保山市国有资产经营有限责任公司	货币	168,239,915.00	14.08
腾冲县国有资产经营有限责任公司	货币	63,878,367.00	5.34
龙陵县国有资产经营有限责任公司	货币	58,917,137.00	4.93
施甸县国有资产经营集团有限责任公司	货币	51,086,404.00	4.27
保山市隆阳区国有资产经营有限责任公司	货币	38,170,719.00	3.19
昌宁县国有资产经营有限责任公司	货币	20,869,414.00	1.75
云南省地方电力实业开发有限公司	货币	6,748,724.00	0.56
中国三峡新能源（集团）股份有限公司	货币	2,089,320.00	0.18

合计	-	1,195,223,410.00	100.00

根据保山能源于 2025 年 5 月 16 日出具的《保山能源发展股份有限公司章程》，保山能源股权结构发生变化，各股东最新出资情况如下表所示：

表 209 表 119 保山能源各股东最新出资情况

单位：元；%

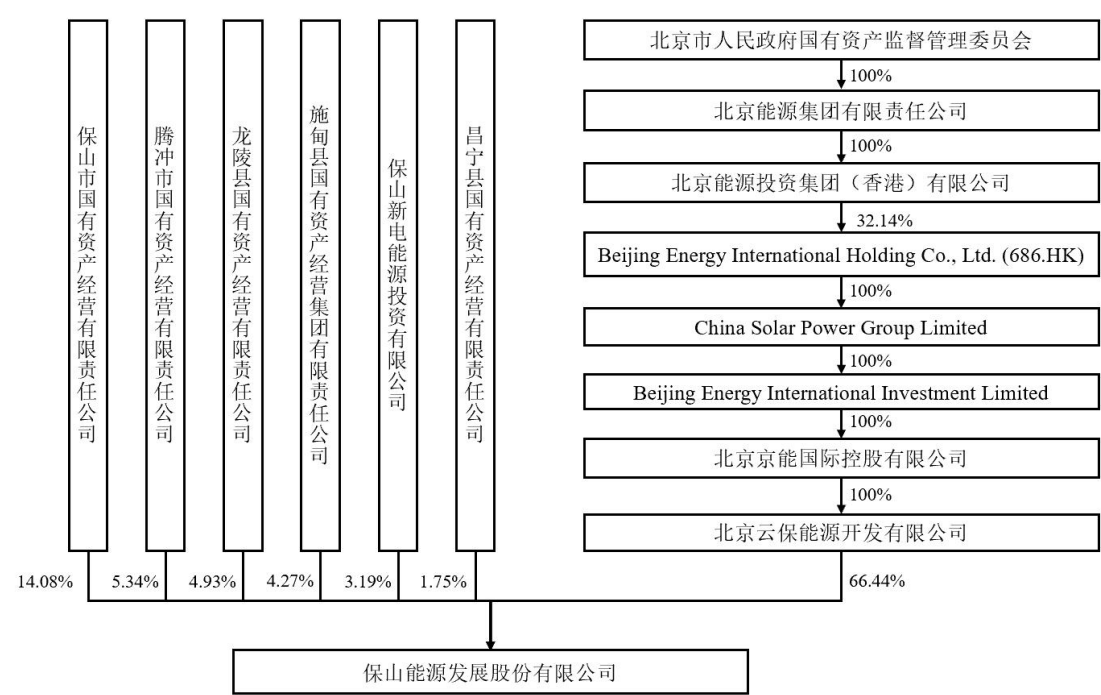
股东名称	出资方式	出资额	出资比例
北京云保能源开发有限公司	货币	794,061,454.00	66.44
保山市国有资产经营有限责任公司	货币	168,239,915.00	14.08
腾冲市国有资产经营有限责任公司	货币	63,878,367.00	5.34
龙陵县国有资产经营有限责任公司	货币	58,917,137.00	4.93
施甸县国有资产经营集团有限责任公司	货币	51,086,404.00	4.27
保山新电能源投资有限公司	货币	38,170,719.00	3.19
昌宁县国有资产经营有限责任公司	货币	20,869,414.00	1.75
合计	-	1,195,223,410.00	100.00

（三）股权结构、组织架构及治理情况

1. 股权结构

截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源的股权结构如下图所示：

图 14 保山能源发展股份有限公司股权结构图



截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源控股股东为北京云保，实际控制人为京能国际。

2023 年 12 月，惠誉评级（Fitch Ratings）已确认发起人京能国际长期外币发行人违约评级为“A”，展望稳定；惠誉评级同时确认京能国际的高级无抵押评级为“A”。

2023 年 9 月，标普全球评级（S&P Global Ratings）已确认发起人京能国际评级为“BBB+”，展望稳定。

2024 年 7 月，联合资信授予京能国际“AAA”信用评级，评级展望为稳定。

2023 年 7 月，惠誉常青（Sustainable Fitch）授予京能国际“2”的 ESG（环境、社会和治理）主体评级，评定其主体得分为“76”，京能国际 ESG 表现良好。

2024 年 8 月，京能国际再次获得惠誉常青（Sustainable Fitch）关于对公司环境、社会及管治（ESG）的主体评级，惠誉常青对京能国际维持了“2”的主体评级，并且主体评分由 76 分提升至 78 分。

2024 年 10 月，标普评级确认京能国际的发行人信用评级为“BBB+”。

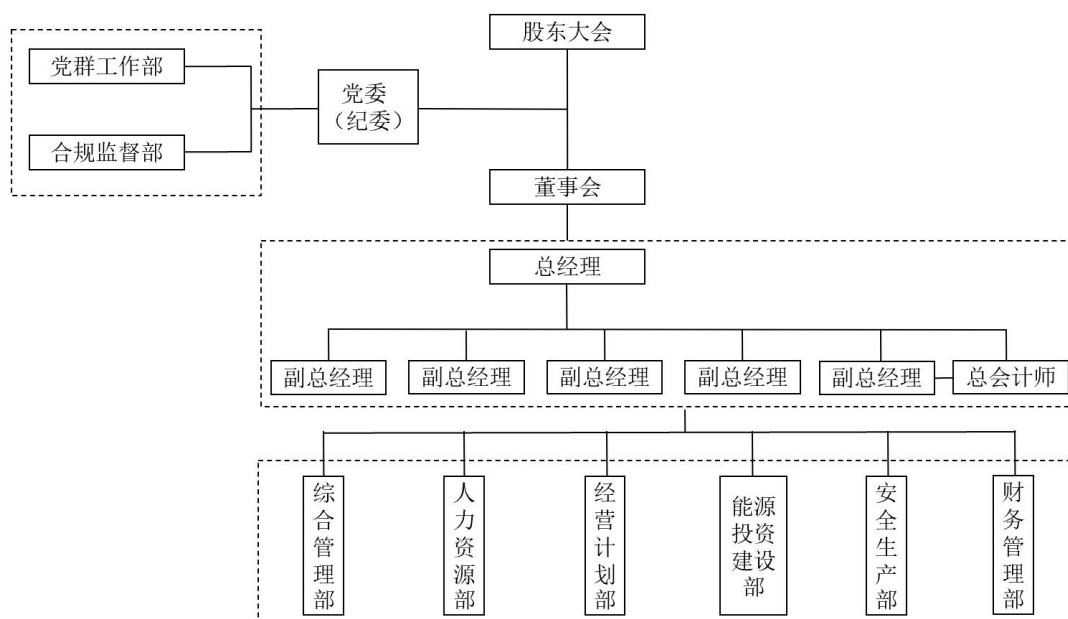
2024 年 12 月，惠誉评级（Fitch Ratings）确认京能国际长期外币发行人违约评级为“A”。

2025 年 4 月，惠誉评级（Fitch Ratings）确认京能国际长期外币发行人违约评级为“A-”。

2. 组织架构

截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源的组织结构图如下：

图 15 保山能源组织结构图



保山能源按照《中华人民共和国公司法》《企业国有资产监督管理暂行条例》等有关法律法规的要求建立了法人治理结构，并按有关规定规范运作。保山能源设置了综合管理部、人力资源部、经营计划部、财务管理部、能源投资建设部、安全生产部 6 个职能部门。公司党委机构设置党群工作部 1 个职能部门。公司纪委机构设置合规监督部 1 个职能部门。

保山能源下设 24 个发电生产单位，具体如下：三江口电站、等壳电站、猴桥电站、苏家河口水电站、松山河口水电站、三岔河电站、腾龙桥一级电站、龙江二级电站、勐梅河一级电站、勐梅河二级电站、曲石电站、姚关河电站、瓦窑电站、丙麻电站、橄榄河电站、香柏河电站、三八沟电站、九甲电站、弯弓桥电站、户南河电站、龙江三级电站、邱家寨 110 兆瓦光伏电站、王家寨 55 兆瓦光伏电站、产业园区 24 兆瓦光伏电站。此外，为集约高效开展公司大坝安全管理工作，满足监管单位要求，公司成立大坝管理中心，办公地点暂设在原槟榔江水库管理所。

保山能源各部门主要职能情况如下：

（1）综合管理部

职能类别：行政管理、法人治理、上市监管。

职能描述：公司行政公文、机要和档案管理；公司会议管理；公司行政事务及后勤管理；公司公章、资质、证照保管使用管理；公司品牌、企业文化及媒体新闻管理；公共关系及公共事件维护处理；外事管理等。

（2）人力资源部

职能类别：人力资源管理。

职能描述：人力资源规划与发展；公司组织机构设置及岗位设置；职务职级体系管理；薪酬福利管理、员工绩效考核与员工奖惩、招聘与人才调配、培训开发与人才发展、员工关系管理、干部管理。

（3）经营计划部

职能类别：经营管理、资产管理、采购管理、产权管理、合同管理。

职能描述：年度综合计划；投资计划与统计；运营监控与统计分析、召开月季年经济活动分析会；重点经营问题督办；资产管理；投资项目后评价；组织绩效考核及目标责任书管理；内外部生产经营对标管理；管理创新优化及先进管理经验推广；集团板块业务协同；采购策略及采购计划管理；供应商管理及关系维护；产权管理；采购执行；招标采购；合同管理；合同规范化、合同审核的执行和监督；废旧及报废物资处置；物资储备管理等。

（4）财务管理部

职能类别：财务管理、债券融资管理、权益融资管理。

职能描述：与上市公司合并报表相关事宜；财务基础管理；预决算管理；会计核算；资金管理；财务分析；税务管理；管理会计与其他；财务信息化支持；鉴证审计。债务融资体系及渠道搭建，资金成本控制及业务支持、创新等；权益融资管理，引入战略投资者等。

（5）能源投资建设部

职能类别：能源投资市场拓展、能源项目投资管理、工程管理。

职能描述：负责公司战略规划，负责境内行业环境分析，前期拓展和项目并购，项目立项、项目审查与项目投资决策，投资项目实施监控，资产优化处置。工程项目可研评审、建设方案编制、初设评审；工程建设期安全、质量、

进度、造价全过程管理；工程建设期监督、指导和协调；工程概预算管理；工程验收及工程竣工结算管理等。

(6) 安全生产部

职能类别：安全管理、生产管理、市场营销管理、技术管理、科技管理、环保管理、信息管理。

职能描述：安全管理；电站运行管理；检修技改管理；可靠性及生产对标管理；生产成本和费用管理；电量市场交易及营销管理；设备管理；科技管理；环保管理；知识产权管理、碳资产管理等；IT 综合服务及信息化建设、维护。

(7) 党群工作部

职能类别：党群管理、工团管理。

职能描述：党的建设、党委行政事务管理；全面从严治党主体责任的落实；形势任务教育；公司党宣、统战、意识形态及维稳工作；工会和团青管理。

(8) 合规监督部

职能类别：纪检监察管理、审计管理、法律事务管理、标准化管理、风控管理、合规管理。

职能描述：经济责任审计；工程审计；专项审计；财务及经营监督；审计机构管理；内控评价、内控专项检查、内控审计、内控缺陷整改监督及风险管理监督评价；审计整改监督；纪检监察执纪问责等。公司投资、并购、融资、资产处置等各类重大经济活动法律支持；法律事务管理；纠纷争议解决管理；律师机构管理；法制宣传培训；内控与风险管理体系建设，风险识别，重大风险防范与应对支持、内控与风险管理宣贯培训等；合规管理体系建设与更新；制度流程、标准化体系及公司管理体系认证管理。

3. 治理结构

(1) 股东会

保山能源股东会由全体股东组成，股东会是公司的权力机构，股东会行使下列职权：

- 1) 决定公司的经营方针和投融资计划；

- 2) 选举和更换董事，决定有关董事的报酬事项；
- 3) 审议批准董事会的报告；
- 4) 审议审计委员会的报告；
- 5) 审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案；
- 6) 审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- 7) 对公司增加或者减少注册资本作出决议；
- 8) 对发行公司债券、股票作出决议；
- 9) 对公司收购本公司股份作出决议；
- 10) 对公司合并、分立、解散、清算或者变更公司形式等事项作出决议；
- 11) 修改公司章程；
- 12) 对年度投资计划外金额超过人民币 500 万元（含 500 万元）的生产投资事项作出决议；
- 13) 对公司对外投资、担保、类担保金额超过人民币 500 万元（含 500 万元）的事项作出决议；
- 14) 对公司关联交易金额超过人民币 500 万元（含 500 万元）的事项作出决议；
- 15) 其他应由股东会决定的事项。

(2) 董事会

保山能源设立董事会，成员为五人。其中，北京云保推荐三名候选人，保山市国有资产经营有限责任公司推荐二名候选人，并经股东会选举产生。董事任期为三年，任期届满，可连选连任。董事会行使以下职权：

- 1) 负责召集股东会会议，并向股东会报告工作；
- 2) 执行股东会的决议；
- 3) 决定公司的经营计划和投资方案；
- 4) 制订公司的年度财务预算方案、决算方案；
- 5) 制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- 6) 制订公司增加或者减少注册资本以及发行公司债券的方案；
- 7) 拟订公司合并、分立、解散或者变更公司形式的方案；
- 8) 决定公司内部管理机构的设置；

- 9) 决定聘任或者解聘公司总经理，并根据总经理提名，决定聘任或者解聘公司副总经理、总工程师、财务总监、总会计师等高级管理人员及其报酬事项；
- 10) 制定公司的基本管理制度；
- 11) 决定公司对外投资、担保或借款金额在人民币 500 万元（不含 500 万元）以内的事项；
- 12) 决定公司关联交易金额在人民币 500 万元（不含 500 万元）以内的事项；
- 13) 股东会赋予的其他职权。

(3) 经理层

保山能源经理层成员为六人，设总经理一名，由董事长提名、董事会聘任或者解聘。总经理每届任期为三年，任期届满，可连选连任。公司设副总经理五名（含一名分管财务的副总经理），分管财务副总经理由北京云保能源开发有限公司推荐，并由董事会聘任，其他副总经理由总经理提名，董事会决定并聘任。总经理行使下列职权：

- 1) 组织实施董事会决议，主持公司的生产经营管理工作；
- 2) 组织实施公司年度经营计划和投资方案；
- 3) 拟订公司内部管理机构设置方案；
- 4) 拟订公司的基本管理制度；
- 5) 制定公司的具体规章；
- 6) 提请董事会聘任或者解聘公司的副总经理、总工程师、财务总监、总会计师、合规执行官及其他高级管理人员；
- 7) 聘任或者解聘除应由董事会聘任或者解聘以外的人员；
- 8) 列席董事会会议；
- 9) 董事会授予的其他职权。

(4) 审计委员会

保山能源不设立监事会或者监事，董事会设置由董事组成的审计委员会，履行监事会职责。审计委员会成员共三人，过半数成员不得在公司担任除董事以外的其他职务，且不得与公司存在任何可能影响其独立客观判断的关系。审计委员会成员由股东会选举产生。审计委员会设主任一名，由审计委员会全体

成员过半数选举产生。审计委员会成员的任期每届为三年，任期届满，可连选连任。审计委员会行使下列职权：

- 1) 检查公司财务；
- 2) 对董事、高级管理人员执行公司职务的行为进行监督，对违反法律、行政法规、公司章程或者股东会决议的董事、高级管理人员提出解任的建议；
- 3) 当董事、高级管理人员的行为损害公司的利益时，要求董事、高级管理人员予以纠正；
- 4) 提议召开临时股东会，在董事会不履行公司章程规定的召集和主持股东会职责时召集和主持股东会；
- 5) 向股东会提出提案；
- 6) 依照《公司法》第一百八十九条的规定，对董事、高级管理人员提起诉讼；
- 7) 股东会授予的其他职权。

（四）业务模式和持续经营能力

运营管理统筹机构保山能源主要从事水电站开发、建设、运营。

从业务角度来看，保山能源在水电站运营方面资历较深，近几年不断扩大其专业团队规模，可以保证新购入不动产项目及后续新建项目的运营。保山能源的运营管理资质和经验请详见本节“（五）不动产项目运营管理资质和经验”。

从财务角度来看，截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源资产负债率分别为 104.95%、98.52%、96.20%和 95.52%，资产负债率较高，主要由于水电站项目投资成本较高，除资本金外，还需要通过融资的方式获取大量资金，债务负担较重，财务费用较高，加之计提固定资产折旧以及来水量波动导致发电收入波动，致使历史年度保山能源发生经营亏损，引起所有者权益减少，使得资产负债率维持在高位。2023 年 4 月及 2024 年 3 月，京能国际收购保山能源第一期及第二期增资款完成支付，在京能国际认缴的增资款全部实缴到位后，保山能源资产负债率将进一步下降。增资入股保山能源后，京能国际以流动资金贷款的形式协助保山能源畅通融资渠道，以股东贷款形式逐层提供至保山能源用于往来款项资金偿还。此外，京能国际将依靠自身

信用优势对债务合同条款进行重新协定，通过压降利率、延展期限等方式，降低现有银行贷款资金成本与未来资金压力，缓解保山能源债务压力。保山能源在优化负债结构的同时，仍然能保持一定的净利润及现金流水平，具有较强的持续经营能力。

从股东背景角度来看，保山能源股东背景较为雄厚，截至 2025 年 6 月 30 日，注册资本 119,522.34 万元，其中：北京云保持股比例 66.44%；保山市国有资产经营有限责任公司持股比例 14.08%。京能国际收购保山能源后，使得保山能源在业务市场、资本市场上的品牌能力和议价能力得到极大地提升，同时资本结构优化带来公司整体实力的增强。

基于上述条件，基金管理人认为，保山能源具备持续经营能力。

（五）运营管理资质和经验

1. 运营资质

截至 2025 年 6 月 30 日，根据保山能源营业执照，保山能源经营范围包括：电力生产、经营和投资；水电工程检修维护；电力市场上网交易和向大用户直接交易；道路货物运输、货运配载、仓储理货（不含危险化学品）；搬运装卸，货运信息咨询；旅游项目的投资及经营管理；商贸代理。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。

水电行业运营管理机构不涉及特定的法定运营管理资质要求，保山能源作为不动产运营管理统筹机构可按照营业执照批准的营业范围从事水电项目运营管理。

2. 同类不动产项目运营管理经验

保山能源是保山市最大发电企业，具有丰富的水电站运营管理经验，截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源水电发电装机容量约占保山市水电装机的 50%，年发电量逾 30 亿千瓦时，占保山市全社会用电量约 40%，为保山经济社会发展提供重要能源支撑。

截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源及下属公司共运营管理 26 座水电站，总装机容量 952.44 兆瓦，均位于保山境内，其中槟榔江流域 4 座、龙川江及其支流流域 7 座、怒江支流流域 4 座、湾甸河及其支流流域 7 座、澜沧江支流流域 4

座，主要电站包括：三岔河水电站、苏家河口水电站、松山河口水电站、猴桥水电站、等壳水电站、腾龙桥一级水电站等。具体情况如下表所示：

表 210 运营管理统筹机构运营的水力发电项目

单位：兆瓦；%

水电站	装机容量	股权占比	位置	投产时间 ⁷¹
三岔河水电站	72	100	云南省保山市腾冲市猴桥镇猴桥村	2015 年 12 月
猴桥水电站	48	100	云南省保山市腾冲市猴桥镇猴桥村	2005 年 9 月
苏家河口水电站	315	100	云南省保山市腾冲市猴桥镇	2011 年 1 月
松山河口水电站	168	100	云南省保山市腾冲市猴桥镇	2011 年 1 月
龙江三级水电站	1.25	100	云南省保山市腾冲市芒棒镇坪地村	1988 年 5 月
龙江二级水电站	20	100	云南省保山市腾冲市北海镇双坡村	1988 年 5 月
曲石水电站	8	100	云南省保山市腾冲市曲石镇曲石村	1981 年 12 月
橄榄河一级水电站	4	100	云南省保山市昌宁县大田坝镇湾岗村	1992 年 12 月
橄榄河二级水电站	3.2	100	云南省保山市昌宁县柯街镇柯街村	1997 年 1 月
九甲水电站	2.5	100	云南省保山市昌宁县温泉镇大九甲村	1976 年 2 月
三八沟水电站	0.8	100	云南省保山市昌宁县柯街镇联合村	1982 年 3 月
弯弓桥一级水电站	0.64	100	云南省保山市昌宁县耆街乡打平村	1993 年 7 月
弯弓桥二级水电站	1	100	云南省保山市昌宁县耆街乡打平村	1998 年 6 月
姚关河二级水电站	1.25	100	云南省保山市施甸县姚关镇河尾村	1973 年 2 月
姚关河三级水电站	6.4	100	云南省保山市施甸县姚关镇河尾村	1988 年 3 月
姚关河四级水电站	2.5	100	云南省保山市施甸县姚关镇摆马村	1994 年 3 月
瓦窑水电站	6	100	云南省保山市隆阳区瓦窑镇南河村	1971 年 10 月
丙麻水电站	5	100	云南省保山市隆阳区丙麻乡奎阁村	1980 年 2 月
户南河水电站	1	100	云南省保山市隆阳区潞江镇芒颜村	1966 年 11 月
香柏河一级水电站	2.5	100	云南省保山市龙陵县龙山镇横山村	1979 年 3 月
香柏河二级水电站	4.4	100	云南省保山市龙陵县龙山镇横山村	1972 年 6 月
勐梅河一级水电站	18	100	云南省保山市龙陵县镇安镇芒告村	1998 年 11 月
勐梅河二级水电站	16	100	云南省保山市龙陵县镇安镇芒告村	2004 年 10 月
等壳水电站	120	100	云南省保山市龙陵县龙山镇麦地村	2012 年 6 月
三江口水电站	30	100	云南省保山市龙陵县碧寨乡三江口	1993 年 4 月
腾龙桥一级水电站	95	50	云南省保山市腾冲市团田乡帕允村	2018 年 8 月

⁷¹ 此处投产时间是指首台机组的投产时间。

水电站	装机容量	股权占比	位置	投产时间 ⁷¹
合计	952.44	-	-	-

（六）运营管理业务流程、管理制度

1. 业务流程

保山能源主要业务之一为水电站运营，与新购入不动产项目业务流程一致。电站运营模式及流程请详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“二、新购入不动产项目概况及运营情况”之“（二）新购入不动产项目的运营模式”。

2. 生产运营管理制度

为使水电发电机组的运营指标处于最佳水平，实现发电机组的安全、可靠、经济、环保运行，保山能源制定了《水轮发电机组检修管理办法》《生产运营指标管理规定》《可靠性管理规定》《水工建筑物维护、检修及安全作业规程》等生产运营相关的运营管理制度，以实现降本增效的目标。

3. 安全生产管理制度

为保证水电站的安全运营管理，保山能源制定了《水电站大坝安全管理规定》《危险废物处理与处置管理规定》《特种作业和特种设备操作人员管理规定》《安全性评价与生产管理评价管理规定》《地震灾害应急处置工作方案》《安全生产应急管理的规定》等安全生产相关的运营管理制度，全面保障水电站安全稳定运营。

4. 项目投资及工程建设管理制度

为规范工程基建项目管理，明确公司项目管理职责，保山能源制定了《境内投资项目管理规定》《工程建设管理规定》《工程竣工验收管理办法》《工程质量管理规定》等项目投资及工程建设相关的运营管理制度，以确保工程项目质量达标，加强投产后项目盈利，提高公司投资效益。

（七）内部控制制度

保山能源的内部控制制度情况详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第三节 发起人及原始权益人”之“二、新购入不动产项目原始权益人基本情况”之“（四）组织架构、治理结构及内部控制情况”。

（八）运营管理统筹机构管理人员及人员配备情况

1. 人员配备及员工分布情况

截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源共有员工 311 人，其中 135 人享有专业技术职称，具体包括：96 人享有初级职称，37 人享有中级职称，2 人享有高级职称；11 人享有相关专业的执业资格，包括二级建造师 5 人，注册安全工程师 1 人，注册咨询工程师 1 人，助理理财规划师 1 人，助理营销师 1 人，注册会计师 1 人，法律职业资格 1 人；苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目各配备运营人员 19 人。

公司管理层和运营团队拥有丰富的运营经验以及优异的过往业绩，具有丰富的实践经验。保山能源相关运营人员已按照《中华人民共和国安全生产法》等有关法律法规的要求，持有特种作业操作（高压电工）证书、特种设备 A 安全管理证书、压力容器 R 证书、起重机械指挥 Q1、起重机械司机 Q2、Q3 等证书，员工概况和专业技术证书持证情况如下表所示：

表 211 保山能源员工情况

单位：人、%

员工情况		保山能源
员工概况	员工数量	311
	5 年以上工龄员工数量	302
	5 年以上工龄员工占比	97.11
专业技术证书持证情况	特种作业操作（高压电工）人员	264
	特种设备 A 安全管理人员	9
	压力容器 R 证书	3
	起重机械指挥 Q1	8
	起重机械司机 Q2、Q3	16

截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源共有员工 311 人，平均工作年限 23 年。其中，工作年限 0-10 年（含）共 25 人，11-20 年（含）共 86 人，21-30 年（含）共 108 人，31 年及以上共 92 人，员工工作年限统计情况如下表所示：

表 212 保山能源员工按工作年限划分情况

单位：人；%

工龄	人数	占总员工人数的比例
31 年及以上	92	29.58
21-30 年（含）	108	34.73
11-20 年（含）	86	27.65
0-10 年（含）	25	8.04
总计	311	100.00

截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源员工中硕士研究生学历 2 人，本科学历 91 人，大专学历 129 人。保山能源员工学历划分情况如下表所示：

表 213 保山能源员工按学历划分情况

单位：人；%

学历	人数	占总员工人数的比例
硕士研究生	2	0.64
本科	91	29.26
大专	129	41.48
其他学历	89	28.62
总计	311	100.00

2. 主要负责人员情况

保山能源高级管理人员情况如下：

表 214 保山能源高级管理人员团队

姓名	主要职务
朱 军	董事长
肖 勇	党委书记
万自鹏	总经理
王 平	副总经理
汤文军	纪委书记、副总经理、合规执行官
杨贵元	副总经理
李 军	副总经理

保山能源高级管理人员的人员履历及其在不动产项目领域的运营或投资管理经验如下：

朱军先生，男，五十七岁，于 2020 年 9 月 18 日获委任为京能国际首席执行官。彼亦为京能国际总裁及京能国际若干附属公司之董事。朱先生曾先后任山西漳山发电有限责任公司设备维护部经理、助理总经理、党支部书记；山西漳山发电有限责任公司总工程师、副总经理；国电电力大连庄河发电有限责任公司副总经理；北京京丰燃气发电有限责任公司党委书记、执行董事、总经理，北京京丰热电有限责任公司执行董事、总经理；北京京能清洁能源电力股份有限公司副总经理；北京京能清洁能源电力股份有限公司执行董事。朱先生具有丰富的能源行业从业经验。朱先生为电力工程技术高级工程师，毕业于太原理工大学电力分院动力系发电厂热能动力专业，并获武汉大学动力与机械工程学院工业工程专业颁授工程硕士学位。现任保山能源董事长。

肖勇先生，男，汉族，中共党员，1984 年 7 月生，内蒙古呼和浩特市人。2007 年 7 月华北电力大学电力系统及其自动化专业毕业，高级工程师，2007 年参加工作。曾任内蒙古京隆发电有限责任公司设备管理部支部书记、北京京能国际控股有限公司北方分公司工程管理部副经理、经理，通辽市铭龙新能源有限公司任通辽 138 工程项目部总经理助理，北京京能国际控股有限公司北方分公司通辽 138 工程项目部副总经理，北京京能国际控股有限公司北方分公司通辽项目运营中心副总经理。现任保山能源党委书记；槟榔江水电法定代表人、董事；保能和顺公司法定代表人、董事。

万自鹏先生，男，汉族，中共党员，1975年12月生，云南省保山市人，1999年7月云南工业大学热能工程专业毕业，持有注册咨询工程师证书，1999年参加工作。曾任保山市（隆阳区）街道乡政府党政办办公室主任、隆阳区街道乡政府副乡长、隆阳区工业园区管理委员会副主任、保山市长水工业园区管理委员会副科级干部、主任科员、保山市长水工业园区管理委员会经济发展局局长。现任保山能源总经理；槟榔江水电总经理；保能和顺公司经理。

王平先生，男，蒙古族，中共党员，1977年4月生，内蒙古赤峰市人，1998年内蒙古财经学院会计学专业毕业，高级会计师，2002年参加工作。曾任中国联合网络通信有限公司赤峰市分公司财务部会计、财务部会计主管、财务部副经理、京能（赤峰）能源发展有限公司财务部主管会计、京能秦皇岛开发区热电项目筹建处（借调）主持财务工作、京能秦皇岛热电有限公司财务管理部副部长（主持工作）、财务管理部部长、北京能源国际控股有限公司华中分公司副总经理。现任保山能源副总经理。

汤文军先生，男，汉族，中共党员，1983年10月生，湖北省仙桃市人，2004年7月东北电力学院热能与动力工程专业毕业，热动工程师，拥有注册安全工程师、法律职业资格证书和注册会计师证书，2004年参加工作。曾任内蒙古岱海发电有限责任公司发电运行部值长、安全专工、副部长、部长、副书记、生产技术中心副主任、首席工程师、北京能源国际控股有限公司华中分公司专业经理、华中分公司总经理助理、总部安全生产部副总经理。现任保山能源纪委书记、副总经理。

杨贵元先生，男，汉族，中共党员，1972年4月生，云南省腾冲市人，1995年7月云南工业大学电力学院水动专业毕业，工程师职称，1995年参加工作。曾任三江口电厂发电运行、检修班长、生技科科长、支部书记、厂长、保山能源发展股份有限公司三江口电厂支部书记、厂长（期间兼任槟榔江水电班子成员）保山能源党委委员、副总经理。现任保山能源副总经理；槟榔江水电副总经理。

李军先生，男，汉族，中共党员，1971年10月生，内蒙古呼和浩特市人，1997年天津大学建筑工程专业毕业，工程师职称，1993年参加工作。曾任内蒙古第二电力工程有限公司技术员、工地主任、项目经理、工程部长、总工程师、分公司副经理，北京京能新能源有限公司凉城风电项目经理，北京京能新能源

有限公司贺兰鱼塘光伏项目总经理，北京京能新能源有限公司中宁喊叫水风电项目总经理兼靖远项目总经理，北京京能清洁能源电力股份有限公司西北分公司开发建设部部长，北京京能国际控股有限公司华北分公司总经理助理，北京京能国际控股有限公司京能国际通辽 100 工程项目部总经理，现任保山能源副总经理。

（九）运营管理统筹机构财务情况

中审亚太会计师事务所（特殊普通合伙）云南分所对保山能源 2022 年 12 月 31 日的资产负债表、2022 年度利润表、现金流量表进行了审计，出具了无保留意见（带有强调事项段和其他事项段）的审计报告（中审亚太滇审字（2023）000091 号）；致同会计师事务所（特殊普通合伙）对保山能源 2023 年 12 月 31 日的资产负债表、2023 年度的利润表、现金流量表进行了审计，出具了标准无保留意见的审计报告（致同审字（2024）第 110C012282 号）；致同会计师事务所（特殊普通合伙）对保山能源 2024 年 12 月 31 日的资产负债表、2024 年度的利润表、现金流量表进行了审计，出具了标准无保留意见的审计报告（致同审字（2025）第 110C018786 号）；2025 年 6 月末/1-6 月财务数据未经审计。未经特别说明，本招募说明书中不动产运营管理统筹机构保山能源报告期内的财务数据均引自上述审计报告和财务报表。

1. 资产负债表

保山能源 2022 年至 2025 年 6 月资产负债表如下：

表 215 保山能源 2022 年至 2025 年 6 月资产负债表

单位：元

项目	2025 年 6 月 30 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	2,208,829.50	1,623,497.16	1,965,583.07	139,802,605.19
应收账款	125,460,919.89	75,008,268.85	21,424,150.91	172,359,375.98
预付款项	34,737,927.83	1,004,737.29	1,100,030.44	1,204,847.48
其他应收款	40,250,968.62	40,113,957.71	263,843,112.31	1,155,315,899.72
存货	6,519,791.47	6,600,714.28	6,196,824.59	6,260,924.71
持有待售资产	35,712,953.67	35,712,953.67	-	-

项目	2025年6月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日
一年内到期的非流动资产	-	-	-	-
其他流动资产	97,007,780.92	11,791,786.67	-	1,448,029.88
流动资产合计	341,899,171.90	171,855,915.63	294,529,701.32	1,476,391,682.96
非流动资产：				
长期股权投资	297,214,473.23	293,272,123.75	288,650,488.40	305,703,895.32
投资性房地产	-	-	-	-
固定资产	6,936,852,634.31	7,053,146,806.17	6,453,039,570.87	6,570,853,907.90
在建工程	71,072,368.81	4,223,964.60	701,246,151.95	9,541,600.76
使用权资产	122,567,838.84	126,063,740.87	116,447,772.04	-
无形资产	53,349,712.28	46,779,967.64	47,608,281.41	48,704,290.30
商誉	5,619,436.70	5,619,436.70	5,619,436.70	-
长期待摊费用	13,629,476.72	8,599,085.32	1,724,311.93	-
递延所得税资产	349,832.41	324,704.78	201,175.81	319,329.43
其他非流动资产	-	89,479,936.66	69,368,123.53	6,702,928.87
非流动资产合计	7,500,655,773.30	7,627,509,766.49	7,683,905,312.64	6,941,825,952.58
资产总计	7,842,554,945.20	7,799,365,682.12	7,978,435,013.96	8,418,217,635.54
流动负债：				
短期借款	-	-	181,507,045.93	20,000,000.00
应付账款	171,012,370.75	175,519,561.89	176,611,562.35	176,434,885.85
预收款项	-	-	-	-
合同负债	-	-	81,209,155.25	-
应付职工薪酬	8,949,684.59	3,735,347.74	3,690,730.77	33,836,671.68
应交税费	19,095,507.50	11,243,896.78	7,673,734.50	8,074,591.96
其他应付款	1,210,423,839.46	1,401,950,646.41	3,239,884,548.29	4,935,661,620.02
一年内到期的非流动负债	438,229,254.07	375,303,555.75	379,720,757.52	564,985,544.16
其他流动负债	-	-	-	5,788,318.98
流动负债合计	1,847,710,656.37	1,967,753,008.57	4,070,297,534.61	5,744,781,632.65
非流动负债：				
长期借款	4,967,058,187.62	4,846,572,460.20	3,066,497,257.93	3,075,573,249.57
租赁负债	29,764,648.56	25,785,756.90	2,902,614.81	-
长期应付款	637,320,337.80	647,027,264.78	703,489,560.00	6,069,600.00
长期应付职工薪酬	-	6,292,925.38	7,346,670.69	8,229,227.66

项目	2025年6月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日
递延收益	-	-	-	-
递延所得税负债	9,404,307.90	9,404,307.90	9,732,365.15	-
其他非流动负债	-	-	-	-
非流动负债合计	5,643,547,481.88	5,535,082,715.16	3,789,968,468.58	3,089,872,077.23
负债合计	7,491,258,138.25	7,502,835,723.73	7,860,266,003.19	8,834,653,709.88
所有者权益：				
股本	939,847,279.79	939,847,279.97	939,847,279.97	410,000,000.00
资本公积	67,687,095.76	67,687,095.76	67,968,073.21	-
盈余公积	99,222,156.37	99,222,156.37	99,222,156.37	96,792,556.37
专项储备	2,307,607.51	682,204.66	-	2,613,972.83
未分配利润	-889,598,548.43	-943,380,941.69	-1,113,864,149.60	-1,024,364,248.62
归属于母公司股东权益合计	219,465,591.00	164,057,795.07	-6,826,640.05	-514,957,719.42
少数股东权益	131,831,215.95	132,472,163.32	124,995,650.82	98,521,645.08
所有者权益合计	351,296,806.95	296,529,958.39	118,169,010.77	-416,436,074.34
负债和股东权益总计	7,842,554,945.20	7,799,365,682.12	7,978,435,013.96	8,418,217,635.54

2. 利润表

不动产运营管理统筹机构保山能源 2022 年至 2025 年 6 月利润表如下：

表 216 保山能源 2022 年至 2025 年 6 月利润表

单位：元

项目	2025年1-6月	2024年度	2023年度	2022年度
一、营业总收入	380,439,455.45	841,611,012.29	628,023,563.49	829,199,252.41
其中：营业收入	380,439,455.45	841,611,012.29	628,023,563.49	829,199,252.41
二、营业总成本	318,634,442.46	661,740,185.13	709,139,096.52	860,480,539.34
其中：营业成本	189,197,876.59	399,102,228.18	377,620,276.41	401,345,202.71
税金及附加	12,871,451.73	13,492,559.20	11,634,359.67	12,787,932.34
管理费用	14,939,537.66	43,773,521.74	38,126,530.08	33,193,519.98
财务费用	101,625,576.48	205,371,876.01	281,757,930.36	413,153,884.31
其中：利息费用	101,635,194.65	201,602,331.14	282,440,274.62	414,959,204.89
利息收入	17,576.95	75,710.38	723,919.83	1,871,398.49
加：其他收益	39,513.08	53,340.03	307,546.82	12,159.98

项目	2025 年 1-6 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
投资收益（损失以“-”号填列）	3,942,349.51	12,438,612.80	758,621.49	16,769,462.70
其中：对联营企业和合营企业的投资收益	-20,417,250.49	12,438,612.80	758,621.49	16,769,462.70
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-	-	1,989,005.99	-245,001.40
资产处置收益（损失以“-”号填列）	-	312,947.43	-	-
三、营业利润（亏损以“-”号填列）	65,786,875.58	192,675,727.42	-78,060,358.73	-14,744,665.65
加：营业外收入	560,418.20	58,898.60	92,944,744.93	1,445.00
减：营业外支出	440,000.00	10,406,138.87	1,154,644.93	6,167.19
四、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	65,907,293.78	182,328,487.15	13,729,741.27	-14,749,387.84
减：所得税费用	12,926,443.79	4,368,766.74	-29,771.61	-36,750.21
五、净利润（净亏损以“-”号填列）	52,980,849.99	177,959,720.41	13,759,512.88	-14,712,637.63
（一）按所有权归属分类				
其中：归属于母公司股东的净利润净亏损以“-”号填列）	53,782,393.26	170,483,207.91	9,073,139.50	-14,814,612.28
少数股东损益净亏损以“-”号填列	-801,543.27	7,476,512.50	4,686,373.38	101,974.65
（二）按经营持续性分类				
其中：持续经营净利润	52,980,849.99	177,959,720.41	13,759,512.88	-14,712,637.63
终止经营净利润	-	-	-	-
六、综合收益总额	52,980,849.99	177,959,720.41	13,759,512.88	-14,712,637.63
归属于母公司所有者的综合收益总额	53,782,393.26	170,483,207.91	9,073,139.50	-14,814,612.28
归属于少数股东的综合收益总额	-801,543.27	7,476,512.50	4,686,373.38	101,974.65

3. 现金流量表

不动产运营管理统筹机构保山能源 2022 年至 2025 年 6 月现金流量表如下：

表 217 保山能源 2022 年至 2025 年 6 月现金流量表

单位：元

项目	2025 年 1-6 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
一、经营活动产生的现金流量：				

项目	2025年1-6月	2024年度	2023年度	2022年度
销售商品、提供劳务收到的现金	378,738,608.69	810,606,224.77	768,075,614.37	825,974,935.80
收到的税费返还	-	-	-	-
收到其他与经营活动有关的现金	1,871,055.03	12,660,256.93	3,828,732.90	4,712,352,171.24
经营活动现金流入小计	380,609,663.72	823,266,481.70	771,904,347.27	5,538,327,107.04
购买商品、接受劳务支付的现金	25,872,379.37	39,591,420.79	77,811,490.15	89,097,791.61
支付给职工以及为职工支付的现金	54,059,438.23	117,561,886.17	134,533,426.67	131,033,291.50
支付的各项税费	67,274,122.36	164,033,805.00	278,839,158.84	123,683,052.50
支付其他与经营活动有关的现金	6,758,128.99	26,016,939.20	12,151,493.83	4,448,080,218.43
经营活动现金流出小计	153,964,068.95	347,204,051.16	503,335,569.49	4,791,894,354.04
经营活动产生的现金流量净额	226,645,594.77	476,062,430.54	268,568,777.78	746,432,753.00
二、投资活动产生的现金流量：				
取得投资收益收到的现金	-	7,536,000.00	18,086,400.00	-
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	-	-	500.00	-
收到其他与投资活动有关的现金	785.81	400,002.77	1,233,227.54	-
投资活动现金流入小计	785.81	7,936,002.77	19,320,127.54	-
购置固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	95,589,043.53	175,901,902.47	680,005,237.12	882,724.97
支付其他与投资活动有关的现金	670,700.00	7,059,283.85	63,803,552.24	-
投资活动现金流出小计	96,259,743.53	182,961,186.32	743,808,789.36	882,724.97
投资活动产生的现金流量净额	-96,258,957.72	-175,025,183.55	-724,488,661.82	-882,724.97
三、筹资活动产生的现金流量：				
吸收投资所收到的现金	-	213,534,375.73	384,000,000.00	-
借款所收到的现金	585,746,568.24	2,261,691,889.93	2,346,486,242.48	60,000,000.00
收到其他与筹资活动有关的现金	1,167,333,610.64	1,321,020,000.00	5,792,203,533.35	250,000,000.00
筹资活动现金流入小计	1,753,080,178.88	3,796,246,265.66	8,522,689,775.83	310,000,000.00

项目	2025 年 1-6 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
偿还债务支付的现金	657,859,636.84	720,167,500.00	1,988,817,093.75	681,942,841.20
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	78,808,236.11	174,865,261.73	167,449,268.09	253,461,798.20
支付其他与筹资活动有关的现金	1,146,213,610.64	3,202,225,548.35	6,048,713,440.55	-
筹资活动现金流出小计	1,882,881,483.59	4,097,258,310.08	8,204,979,802.39	935,404,639.40
筹资活动产生的现金流量净额	-129,801,304.71	-301,012,044.42	317,709,973.44	-625,404,639.40
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-	-	-	-
五、现金及现金等价物净增加额	585,332.34	25,202.57	-138,209,910.60	120,145,388.63
加：期初现金及现金等价物余额	1,623,497.16	1,592,694.59	139,802,605.19	19,657,216.56
六、期末现金及现金等价物余额	2,208,829.50	1,617,897.16	1,592,694.59	139,802,605.19

4. 资产结构分析

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源的资产总额分别为 841,821.76 万元、797,843.50 万元、779,936.57 万元和 784,255.49 万元。其中，流动资产分别为 147,639.17 万元、29,452.97 万元、17,185.59 万元和 34,189.92 万元，占各期末资产总额的比例分别为 17.54%、3.69%、2.20%和 4.36%；非流动资产分别为 694,182.60 万元、768,390.53 万元、762,750.98 万元和 750,065.58 万元，占各期末资产总额比例分别为 82.46%、96.31%、97.80%和 95.64%。

(1) 流动资产分析

表 218 保山能源流动资产构成

单位：万元、%

项目	2025 年 6 月 30 日		2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
货币资金	220.88	0.65	162.35	0.94	196.56	0.67	13,980.26	9.47
应收账款	12,546.09	36.70	7,500.83	43.65	2,142.42	7.27	17,235.94	11.67
预付款项	3,473.79	10.16	100.47	0.58	110.00	0.37	120.48	0.08
其他应收款	4,025.10	11.77	4,011.40	23.34	26,384.31	89.58	115,531.59	78.25
存货	651.98	1.91	660.07	3.84	619.68	2.10	626.09	0.42

一年内到期的非流动资产	-	-	-	-	-	-	-	-
持有待售资产	3,571.30	10.45	3,571.30	20.78	-	-	-	-
其他流动资产	9,700.78	28.37	1,179.18	6.86	-	-	144.80	0.10
流动资产合计	34,189.92	100.00	17,185.59	100.00	29,452.97	100.00	147,639.17	100.00

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源的流动资产主要由应收账款、其他应收款及其他流动资产构成。截至 2022 年末、2023 年末 2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源应收账款、其他应收款及其他流动资产的合计值占流动资产的占比分别为 90.03%、96.85%、73.85%和 76.84%。

1) 应收账款

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源的应收账款分别为 17,235.94 万元、2,142.42 万元、7,500.83 万元和 12,546.09 万元。2024 年末，应收账款同比 2023 年末增长 250.11%，主要系电网公司电费收入通常于次月结算，2024 年 12 月电费收入同比 2023 年 12 月增长所致。2025 年 6 月末，应收账款较 2024 年末增长 67.26%，主要系 6 月份为丰水期，发电量增加，当期电费尚未回款导致应收账款增加所致。

2) 其他应收款

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源的其他应收款分别为 115,531.59 万元、26,384.31 万元、4,011.40 万元和 4,025.10 万元。2023 年末同比 2022 年末下降 77.16%，主要系当年保山能源与保山电力签署《债权债务抵消抵减协议》，保山能源将其他应收款债权转让给保山电力，抵消了历史应付保山电力往来款项所致。2024 年末，其他应收款同比 2023 年末下降 84.80%，主要系 2023 年末其他应收款中应收股东资本金收回所致。

3) 其他流动资产

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源的其他流动资产分别为 144.80 万元、0.00 万元、1,179.18 万元和 9,700.78 万元。2024 年末，保山能源的其他流动资产较过去两年末大幅上涨，主要系保山能源部分新建项目达到经营状态，部分留抵进项税由其他非流动负债重分类至其他流动资产所致。2025 年 6 月末保山能源的其他流动资产较 2024 年末大幅增长，主要系留抵进项税全部分类至其他流动资产所致。

(2) 非流动资产分析

表 219 保山能源非流动资产构成

单位：万元、%

项目	2025 年 6 月 30 日		2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
长期股权投资	29,721.45	3.96	29,327.21	3.84	28,865.05	3.76	30,570.39	4.40
投资性房地产	-	-	-	-	-	-	-	-
固定资产	693,685.26	92.48	705,314.68	92.47	645,303.96	83.98	657,085.39	94.66
在建工程	7,107.24	0.95	422.40	0.06	70,124.62	9.13	954.16	0.14
使用权资产	12,256.78	1.63	12,606.37	1.65	11,644.78	1.52	-	-
无形资产	5,334.97	0.71	4,678.00	0.61	4,760.83	0.62	4,870.43	0.70
商誉	561.94	0.07	561.94	0.07	561.94	0.07	-	-
长期待摊费用	1,362.95	0.18	859.91	0.11	172.43	0.02	-	-
递延所得税资产	34.98	0.00	32.47	0.00	20.12	0.00	31.93	0.00
其他非流动资产	-	-	8,947.99	1.17	6,936.81	0.90	670.29	0.10
非流动资产合计	750,065.58	100.00	762,750.98	100.00	768,390.53	100.00	694,182.60	100.00

保山能源的非流动资产主要由固定资产构成，截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源的固定资产分别为 657,085.39 万元、645,303.96 万元、705,314.68 万元和 693,685.26 万元，占非流动资产比例分别为 94.66%、83.98%、92.47%和 92.48%，主要为发电资产及设备、房屋及建筑物、仪器仪表、运输设备等。2024 年末，保山能源的固定资产较 2023 年末增长 9.30%，主要系期间多个光伏项目完工，在建工程转入固定资产所致。

5. 负债结构分析

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源的负债总额分别为 883,465.37 万元、786,026.60 万元、750,282.41 万元和 749,125.81 万元。其中流动负债分别为 574,478.16 万元、407,029.75 万元、196,774.14 万元和 184,771.07 万元，占各期末负债总额的比例分别为 65.03%、51.78%、26.23%和 24.66%，非流动负债分别为 308,987.21 万元、378,996.85 万元、553,508.27 万元和 564,354.75 万元，占各期末负债总额的比例分别为 34.97%、48.22%、73.77%和 75.34%。

(1) 流动负债分析

表 220 保山能源流动负债构成

单位：万元、%

项目	2025 年 6 月 30 日		2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
短期借款	-	-	-	-	18,150.70	4.46	2,000.00	0.35
应付账款	17,101.24	9.26	17,551.96	8.92	17,661.16	4.34	17,643.49	3.07
预收款项	-	-	-	-	-	-	-	-
合同负债	-	-	-	-	8,120.92	2.00	-	-
应付职工薪酬	894.97	0.48	373.53	0.19	369.07	0.09	3,383.67	0.59
应交税费	19,09.55	1.03	1,124.39	0.57	767.37	0.19	807.46	0.14
其他应付款	121,042.38	65.51	140,195.06	71.25	323,988.45	79.60	493,566.16	85.92
一年内到期的非流动负债	43,822.93	23.72	37,530.36	19.07	37,972.08	9.33	56,498.55	9.83
其他流动负债	-	-	-	-	-	-	578.83	0.10
流动负债合计	184,771.07	100.00	196,775.30	100.00	407,029.75	100.00	574,478.16	100.00

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源的流动负债主要由应付账款、其他应付款及一年内到期的非流动负债构成。上述三项负债占流动负债的比例分别为 98.82%、93.27%、99.24%和 98.48%。

1) 应付账款

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源的应付账款分别为 17,643.49 万元、17,661.16 万元、17,551.96 万元和 17,101.24 万元。

2) 其他应付款

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源的其他应付款分别为 493,566.16 万元、323,988.45 万元、140,195.06 万元和 121,042.38 万元。2023 年末，保山能源其他应付款同比 2022 年末减少 34.36%，主要系当年保山能源与保山电力签署《债权债务抵消抵减协议》，保山能源将其他应收款债权转让给保山电力，抵消了历史应付保山电力往来款项所致。2024 年末，其他应付款较 2023 年末减少约 56.73%，主要系保山能源持续偿还保山电力借款所致。

3) 一年内到期的非流动负债

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源的一年内到期的非流动负债分别为 56,498.55 万元、37,972.08 万元、37,530.36 万元和

43,822.93 万元。2023 年末，保山能源的一年内到期的非流动负债同比 2022 年末下降 32.79%，主要系保山能源当年偿还银行借款，使一年内到期的长期借款大幅下降所致。

（2）非流动负债分析

表 221 保山能源非流动负债构成

单位：万元、%

项目	2025 年 6 月 30 日		2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
长期借款	496,705.82	88.01	484,657.25	87.56	306,649.73	80.91	307,557.32	99.54
租赁负债	2,976.46	0.53	2,578.58	0.47	290.26	0.08	-	-
长期应付款	63,732.03	11.29	64,702.73	11.69	70,348.96	18.56	606.96	0.20
长期应付职工薪酬	-	-	629.29	0.11	734.67	0.19	822.92	0.27
递延收益	-	-	-	-	-	-	-	-
递延所得税负债	940.43	0.17	940.43	0.17	973.24	0.26	-	-
其他非流动负债	-	-	-	-	-	-	-	-
非流动负债合计	564,354.75	100.00	553,508.27	100.00	378,996.85	100.00	308,987.21	100.00

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源非流动负债主要由长期借款及长期应付款构成。截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，长期借款余额和长期应付款余额占非流动负债比例分别为 99.73%、99.47%、99.25%和 99.31%。

1) 长期借款

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源长期借款分别为 307,557.32 万元、306,649.73 万元、484,657.25 万元和 496,705.82 万元。2024 年末，长期借款较 2023 年末增长 58.05%，主要系保山能源当年新增银行借款所致。

2) 长期应付款

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源长期应付款分别为 606.96 万元、70,348.96 万元、64,702.73 万元和 63,732.03 万元。2023 年末，长期应付款同比 2022 年末大幅增长，主要系保山能源以融资租赁形式融入资金所致。

6. 现金流量分析

2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，保山能源经营活动产生的现金流量净额分别为 74,643.28 万元、26,856.88 万元、47,606.24 万元和 22,664.56 万元，报告期内经营活动产生的现金流持续为正。2023 年度，保山能源经营活动产生的现金流量净额同比 2022 年度下降 64.02%，主要系 2023 年电力销售收入同比下降、补缴水资源费及库区基金所致。2024 年度，保山能源经营活动产生的现金流量净额同比 2023 年度增长 77.26%，主要系 2024 年电站流域降水量较 2023 年度增加电力销售收入增加、支付水资源费及库区基金下降所致。

2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，保山能源投资活动产生的现金流量净额分别为 -88.27 万元、-72,448.87 万元、-17,502.52 万元和 -9,625.90 万元。2023 年度，保山能源投资活动产生的现金流量净流出同比 2022 年度大幅上升，主要系当年王家寨林光互补项目、邱家寨林光互补项目、大汪塘林光互补项目等项目开工建设所致。2024 年度，保山能源投资活动产生的现金流量净流出同比 2023 年度大幅下降，主要系 2023 年多个光伏项目同时在建，而 2024 年新开工项目同比下降，工程款支出相应减少所致。

2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，保山能源筹资活动产生的现金流量净额分别为 -62,540.46 万元、31,771.00 万元、-30,101.20 万元和 -12,980.13 万元。2023 年，保山能源筹资活动产生的现金流量净额同比 2022 年度增加 94,311.46 万元，主要系当年新增债务融资、京能国际增资所致。2024 年度，保山能源筹资活动产生的现金流量净额同比 2023 年度大幅下降，主要系京能国际第二期增资款项较第一期有所下降、当年京能国际提供的用于置换存量贷款的借款减少，筹资活动现金流入同比 2023 年大幅下降所致。

7. 盈利能力分析

表 222 保山能源盈利能力分析

单位：万元

项目	2025 年 1-6 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
营业收入	38,043.95	84,161.10	62,802.36	82,919.93
利润总额	6,590.73	18,232.85	1,372.97	-1,474.94
净利润	5,298.08	17,795.97	1,375.95	-1,471.26

2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，保山能源的营业收入分别为 82,919.93 万元、62,802.36 万元、84,161.10 万元和 38,043.95 万元。2022-2024 年度，保山能源营业收入有所波动。2023 年度，保山能源营业收入同比 2022 年度下降 24.26%，主要系 2023 年保山能源旗下水电站所在流域来水量同比 2022 年下降，电力销售收入降低所致。2024 年度，保山能源营业收入同比 2023 年度增长 34.01%，主要系 2024 年保山能源旗下水电站所在流域来水量同比 2023 年增长，电力销售收入增长所致。

2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-6 月，保山能源的净利润分别为-1,471.26 万元、1,375.95 万元、17,795.97 万元和 5,298.08 万元。2023 年度净利润由负转正，主要系财务成本降低所致。2024 年度保山能源净利润同比 2023 年度大幅增长，主要系 2024 年度水电站流域来水量同比增长电力销售收入随之增长，以及财务费用同比 2023 年度下降所致。

8. 偿债能力分析

截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 6 月末，保山能源资产负债率分别为 104.95%、98.52%、96.20%和 95.52%，资产负债率较高，主要由于水电站项目投资成本较高，除资本金外，还需要通过融资的方式获取大量资金，债务负担较重，财务费用较高，加之计提固定资产折旧以及来水量波动导致发电收入波动，导致历史年度保山能源发生经营亏损，引起所有者权益减少，使得资产负债率维持在高位。2023 年 4 月，京能国际以增资入股的方式入主保山能源后，保山能源股东背景及主体资信显著提升，融资成本下降，偿债能力全面提高；在增资款 9.60 亿元全部实缴到位后，保山能源资产负债率将进一步下降。

9. 公开市场融资

截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源无公开市场融资情况。

10. 对外担保情况

截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源无对外担保余额。

（十）避免可能出现的利益冲突的措施

1. 防范关联交易的主要安排

（1）在不对不动产基金及其基金份额持有人的利益构成不利影响的前提下，运营管理统筹机构及其控制的企业将采取措施规范并尽量减少与新购入不动产项目之间的关联交易。

（2）对于正常经营范围内无法避免或有合理理由存在的关联交易，将本着公开、公平、公正的原则确定交易价格，依法与本项目项下相关载体签订规范的关联交易合同，保证关联交易价格的公允性。

（3）为督促外部管理机构公平合理、市场化地处理关联交易相关业务，基金管理人将按照法律法规要求，履行不动产基金的管理职责，定期对关联交易进行审查，防范关联交易风险。

2. 避免同业竞争的主要安排

（1）《运营管理服务协议》已就避免利益冲突进行约定

根据基金管理人、项目公司、运营管理统筹机构、运营管理实施机构签署的《运营管理服务协议》，在运营管理机构任期内，运营管理机构同时向其他机构就其他不动产项目提供运营服务的，应当采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，并配合履行信息披露义务。

（2）运营管理统筹机构已出具关于避免同业竞争的承诺函

作为运营管理统筹机构，保山能源已出具《保山能源发展股份有限公司关于避免同业竞争的承诺函》，承诺如下：

“本公司作为运营管理机构承诺将负责新购入不动产项目的运营管理工作，签署并适当履行运营管理协议，在新购入不动产项目的运营管理安排中，本公司将为促进新购入不动产项目持续健康平稳运行设置有效保障措施。

在本基金存续期间，本公司承诺将严格遵守相关法律法规及公司内部控制制度的规定，控制产生同业竞争或利益冲突的潜在风险，并及时披露或有的同业竞争或利益冲突的事项。

对本公司持有并运营的竞争性项目，本公司承诺在担任运营管理机构期间，将采取充分、适当的措施，公平对待新购入不动产项目和该等竞争性项目，避

免可能出现的利益冲突。本公司不会将新购入项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用本公司或本公司同一控制下的关联方不动产基金份额持有人的地位或利用该地位获得的信息作出不利于不动产基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。同时，在竞争性项目符合不动产基金适用法律法规要求的不动产项目条件的情况下，将给予不动产基金在同等条件下优先收购该等竞争性项目的权利。

本承诺函为本公司的真实意思表示，对本公司具有法律约束力，且是不可撤销的。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺，任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督，积极采取合法措施履行本承诺，并依法承担相应责任。”

（十一）运营管理统筹机构资信情况

根据保山能源提供的 2025 年 9 月 10 日的《企业信用报告》，保山能源发展股份有限公司不存在不良或违约负债余额。于网络核查日（即 2025 年 10 月 15 日），通过中国证监会证券期货市场失信信息公开查询平台（<https://neris.csrc.gov.cn>）、“信用中国”网站（<https://www.creditchina.gov.cn>）、国家企业信用信息公示系统（<http://www.gsxt.gov.cn>）、国家税务总局的重大税收违法失信案件信息公布栏（<http://www.chinatax.gov.cn>）、中国执行信息公开网全国法院被执行人信息查询平台（<http://zxgk.court.gov.cn>）、中国执行信息公开网全国法院失信被执行人名单信息公布与查询平台（<http://zxgk.court.gov.cn>）、国家发展和改革委员会（<https://www.ndrc.gov.cn>）、中国裁判文书网（<https://wenshu.court.gov.cn>）、国家应急管理部（<https://www.mem.gov.cn>）、国家生态环境部（<https://www.mee.gov.cn>）、国家市场监督管理总局（<http://www.samr.gov.cn>）、国家工业和信息化部（<https://www.miit.gov.cn>）、国家统计局（<http://www.stats.gov.cn>）、中国海关企业进出口信用公示平台（<http://credit.customs.gov.cn>）等平台查询，运营管理机构保山能源在投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务等方面无重大违法违规记录，项目运营期间

未出现安全、质量、环保等方面的重大问题。不动产运营管理统筹机构保山能源信用状况良好。

三、新购入不动产项目运营管理实施机构情况

保能和顺公司为本次新购入不动产项目的运营管理实施机构，具体情况如下。

（一）基本情况

企业名称：保山腾冲保能和顺能源科技有限公司

注册资本：1,000.00 万元人民币

法定代表人：肖勇

成立日期：2024 年 1 月 23 日

注册地址：云南省保山市腾冲市曲石镇曲石社区曲石街小组 110 号 1 楼

统一社会信用代码：91530581MAD9APEQ3M

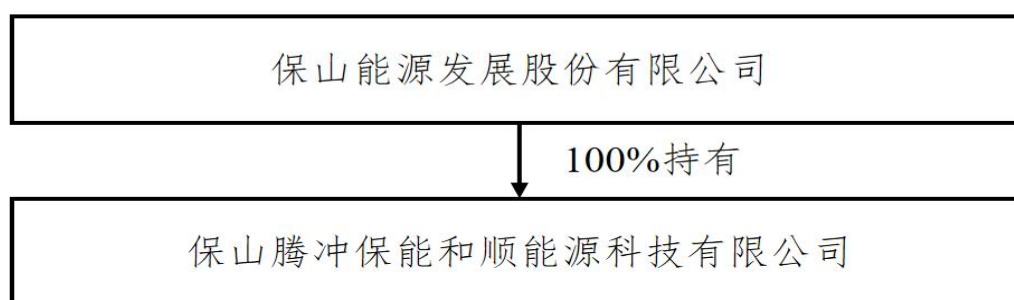
经营范围：许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；电气安装服务；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验；水力发电。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：太阳能发电技术服务；风力发电技术服务；生物质能技术服务；新兴能源技术研发；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；电气设备修理；发电技术服务。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。

（二）股权结构、组织架构及治理情况

1. 股权结构

截至 2025 年 6 月 30 日，保能和顺公司股权结构如下：

图 16 运营管理实施机构股权结构图



截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源持有保能和顺公司 100%股权，为保能和顺公司的唯一股东，实际控制人为京能国际。

2. 组织架构

保能和顺公司设置检修技术中心、运维管理中心、集中控制中心 3 个职能部门。其他职能部门暂不设置，由公司各职能部门垂直管理。

3. 治理结构

根据《公司章程》，保能和顺公司的治理机制安排如下：

（1）股东

保能和顺公司不设股东会，公司股东一人，行使下列职权：

- 1) 决定公司的经营方针和投资计划；
- 2) 决定委派或更换董事，决定董事报酬事项；
- 3) 决定聘任或解聘经理、副经理、财务负责人，决定经理、副经理、财务负责人报酬事项；
- 4) 批准董事的报告；
- 5) 批准公司的年度财务预算方案、决算方案；
- 6) 批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- 7) 对公司增加或者减少注册资本作出决定；
- 8) 对发行公司债券作出决定；
- 9) 对公司合并、分立、解散、清算、转让公司股权或者变更公司形式作出决定；
- 10) 修改公司章程；

11) 公司不得为他人提供担保。

(2) 董事

保能和顺公司不设董事会，设董事一人，代表公司执行公司事务，由股东委派或更换。董事每届任期三年，任期届满，可连任。董事对股东负责，行使下列职权：

- 1) 向股东报告工作；
- 2) 执行股东的决定；
- 3) 决定公司的经营计划和投资方案；
- 4) 制订公司的年度财务预算方案、决算方案；
- 5) 制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- 6) 制订公司增加或者减少注册资本以及发行公司债券的方案；
- 7) 拟订公司合并、分立、解散或者变更公司形式的方案；
- 8) 决定公司内部管理机构的设置；
- 9) 制定公司的基本管理制度。
- 10) 法律、行政法规、本章程规定和股东授权行使的其他职权。

(3) 经理层

保能和顺公司设经理一名，副经理一名（分管安全生产工作），由股东决定聘任或解聘。经理对董事负责，行使下列职权：

- 1) 主持公司的生产经营管理工作；
- 2) 组织实施公司年度经营计划和投资方案；
- 3) 拟定公司内部管理机构设置方案；
- 4) 拟定公司的基本管理制度；
- 5) 制定公司的具体规章；
- 6) 提请聘任或者解聘公司副经理，财务负责人；
- 7) 决定聘任或者解聘除应由股东决定聘任或者解聘以外的负责管理人员。
- 8) 处理股东、董事交办的日常工作；
- 9) 法律、行政法规、本章程规定和董事授予的其他职权。

（4）监事

保能和顺公司不设监事、监事会或审计委员会。

（三）内部控制情况

运营管理实施机构保能和顺沿用保山能源的内部控制制度。因此，保能和顺的内部控制制度情况详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第三节 发起人及原始权益人”之“一、新购入不动产项目原始权益人基本情况”之“（四）组织架构、治理结构及内部控制情况”。

（四）业务模式和持续经营能力

1. 主营业务

保能和顺公司为新设立公司，担任本次扩募的运营管理实施机构，具体负责苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目的日常运营管理工作。保能和顺公司规划及战略定位如下：

- （1）承接保山能源水电 REITs 项目剥离人员，并负责相关厂站的代运维工作。
- （2）负责保山能源水电站运维、预试定检等核心的技术工作及检修管理工作。
- （3）负责保山能源公司集控中心监控、运行工作。
- （4）承接京能国际系统内光伏电站运维、预试定检及设备检修等工作。
- （5）负责保山能源委托的其他工作。

本次扩募后，保能和顺公司将根据《运营管理服务协议》为新购入不动产项目提供运营管理服务。

2. 持续经营能力

保能和顺公司为新设公司，其运营管理团队与保山能源互相配合。保山能源是保山市最大发电企业，具有丰富的水电站运营管理经验，同时具有较为深厚的股东背景，具有较强的持续经营能力，具体详见本部分“一、新购入不动产项目运营管理统筹机构情况”之“（四）持续经营能力”。

（五）不动产项目运营管理资质和经验

1. 运营资质

根据保能和顺公司营业执照，保能和顺公司经营范围包括：许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；电气安装服务；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验；水力发电。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：太阳能发电技术服务；风力发电技术服务；生物质能技术服务；新兴能源技术研发；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；电气设备修理；发电技术服务。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。

保能和顺公司作为不动产运营实施机构可按照营业执照批准的营业范围从事水电项目运营管理。

2. 同类不动产项目运营管理经验

保能和顺公司为新设立公司，但保能和顺公司的管理层和运营团队均为保山能源原运营本次新购入不动产项目的人员，拥有丰富的水电站运营经验，可为本不动产项目的运营管理提供良好保障。

截至 2025 年 6 月 30 日，保能和顺共运营管理 2 座水电站，总装机容量 483 兆瓦，均位于云南省保山市。具体情况如下表所示：

表 223 保能和顺公司运营管理水电站情况

单位：兆瓦

水电站	装机容量	位置	投产时间 ⁷²
苏家河口水电站	315	云南省保山市腾冲市猴桥镇	2011 年 1 月
松山河口水电站	168	云南省保山市腾冲市猴桥镇	2011 年 1 月
合计	483	-	-

（六）不动产运营管理实施机构财务情况

致同会计师事务所（特殊普通合伙）对保能和顺公司 2024 年 12 月 31 日的资产负债表、2024 年度的利润表、现金流量表进行了审计，出具了标准无保留意见的审计报告（致同审字（2025）第 110C017259 号）；2025 年 6 月末/1-6 月

⁷² 此处投产时间是指首台机组的投产时间。

财务数据未经审计。未经特别说明，本招募说明书中不动产运营管理实施机构保能和顺公司报告期内的财务数据均引自上述财务报表。

1. 资产负债表

表 224 保能和顺公司资产负债表

单位：元

项目	2025 年 6 月 30 日	2024 年 12 月 31 日
流动资产：		
货币资金	206,566.57	240,635.39
应收账款	57,051,197.70	35,342,176.17
预付款项	99,660.52	46,065.19
其他应收款	20,000.00	4,176.00
存货	11,057.62	-
其他流动资产	-	824,522.38
流动资产合计	57,388,482.41	36,457,575.13
非流动资产：		
非流动资产合计	-	-
资产总计	57,388,482.41	36,457,575.13
流动负债：		
应付账款	10,055,302.57	9,995,818.00
应付职工薪酬	60,892.61	72,265.25
应交税费	1,484,565.61	170,734.64
其中：应交税金	1,484,565.61	170,734.64
其他应付款	26,949,560.67	9,668,127.25
流动负债合计	38,550,321.46	19,906,945.14
非流动负债：		
非流动负债合计	-	-
负债合计	38,550,321.46	19,906,945.14
所有者权益：		
实收资本	5,000,000.00	5,000,000.00
专项储备	-	-
盈余公积	1,155,063.00	1,155,063.00
未分配利润	12,683,097.95	10,395,566.99

项目	2025年6月30日	2024年12月31日
归属于母公司所有者权益合计	18,838,160.95	16,550,629.99
少数股东权益	-	-
所有者权益合计	18,838,160.95	16,550,629.99
负债和股东权益总计	57,388,482.41	36,457,575.13

2. 利润表

表 225 保能和顺公司利润表

单位：元

项目	2025年1-6月	2024年度
一、营业总收入	26,880,852.92	37,807,098.25
其中：营业收入	26,880,852.92	37,807,098.25
二、营业总成本	11,959,940.10	24,218,160.14
其中：营业成本	11,658,828.90	20,396,230.29
税金及附加	74,029.78	108,652.12
管理费用	-4,905.66	3,713,396.23
财务费用	231,987.08	-118.50
其中：利息费用	232,290.04	-
利息收入	302.96	766.61
加：其他收益	1,656.13	-
投资收益（损失以“-”号填列）	-	29.31
三、营业利润（亏损以“-”号填列）	14,922,568.95	13,588,967.42
加：营业外收入	-	9.03
四、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	14,922,568.95	13,588,976.45
减：所得税费用	2,239,437.99	2,038,346.46
五、净利润（净亏损以“-”号填列）	12,683,130.96	11,550,629.99
（一）按所有权归属分类	12,683,130.96	-
其中：归属于母公司股东的净利润净亏损以“-”号填列）	12,683,130.96	11,550,629.99
（二）按经营持续性分类	12,683,130.96	-
其中：持续经营净利润	12,683,130.96	11,550,629.99
六、综合收益总额	12,683,130.96	11,550,629.99
归属于母公司所有者的综合收益总额	12,683,130.96	11,550,629.99

3. 现金流量表

表 226 保能和顺公司现金流量表

单位：元

项目	2025 年 1-6 月	2024 年度
一、经营活动产生的现金流量：		
销售商品、提供劳务收到的现金	6,590,484.27	4,887,650.49
收到的税费返还	-	-
收到其他与经营活动有关的现金	675,435.00	259,609.36
经营活动现金流入小计	7,265,919.27	5,147,259.85
购买商品、接受劳务支付的现金	1,461,283.93	1,712,251.99
支付给职工以及为职工支付的现金	9,026,931.06	12,593,738.64
支付的各项税费	1,909,053.15	4,949,387.33
支付其他与经营活动有关的现金	1,532,719.95	1,246.50
经营活动现金流出小计	13,929,988.09	19,256,624.46
经营活动产生的现金流量净额	-6,664,068.82	-14,109,364.61
二、投资活动产生的现金流量：		
投资活动现金流入小计：	-	-
投资活动现金流出小计：	-	-
投资活动产生的现金流量净额：	-	-
三、筹资活动产生的现金流量：		
吸收投资所收到的现金	-	5,000,000.00
收到其他与筹资活动有关的现金	10,200,000.00	16,050,000.00
筹资活动现金流入小计	10,200,000.00	21,050,000.00
支付其他与筹资活动有关的现金	3,570,000.00	6,700,000.00
筹资活动现金流出小计	3,570,000.00	6,700,000.00
筹资活动产生的现金流量净额	6,630,000.00	14,350,000.00
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-	-
五、现金及现金等价物净增加额	-34,068.82	240,635.39
加：期初现金及现金等价物余额	240,635.39	-
六、期末现金及现金等价物余额	206,566.57	240,635.39

4. 主要财务指标分析

截至 2024 年末及 2025 年 6 月末，保能和顺公司的资产总额分别为 3,645.76 万元和 5,738.85 万元，全部为流动资产，其中应收账款分别为 3,534.22 万元和 5,705.12 万元，分别占资产总额的 96.94%、99.41%，主要为应收苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目运营管理服务收入。2025 年 6 月末，保能和顺公司应收账款较 2024 年末增长 61.43%，主要系应收运营管理服务款项增加所致。

截至 2024 年末及 2025 年 6 月末，保能和顺公司负债总额分别为 1,990.69 万元和 3,855.03 万元，全部为流动负债，其中应付账款分别为 1,005.53 万元和 970.47 万元，分别占负债总额的 26.08%和 39.04%；其他应付款分别为 966.81 万元和 2,694.96 万元，分别占负债总额的 48.57%和 69.91%，2025 年 6 月末其他应付款上升主要系增加股东借款所致。

截至 2024 年末及 2025 年 6 月末，保能和顺公司所有者权益合计分别为 1,655.06 万元和 1,883.82 万元，其中实收资本均为 500.00 万元，未分配利润分别为 1,039.56 万元和 1,268.31 万元。

2024 年度及 2025 年 1-6 月，保能和顺公司营业收入分别为 3,780.71 万元和 2,688.09 万元，主要为运营管理相关服务费，期间保能和顺公司营业成本分别为 2,039.62 万元和 1,165.88 万元，主要由人工成本、物资采购及车辆等运营管理相关成本性费用构成；期间保能和顺公司营业利润分别为 1,358.90 万元和 1,492.26 万元；期间净利润分别为 1,155.06 万元和 1,268.31 万元。

2024 年度及 2025 年 1-6 月，保能和顺公司经营活动产生的现金流量净额分别为-1,410.94 万元和-666.41 万元，近一年一期公司经营活动产生的现金流量净额为负，主要系代运维收入暂未结算所致。投资活动产生的现金流量净额均为 0.00 万元，筹资活动产生的现金流量净额分别为 1,435.00 万元和 663.00 万元。

（七）运营管理统筹机构与运营管理实施机构的职责分工、治理机制等安排及合理性

1. 职责分工

在《运营管理服务协议》有效期限内，运营管理统筹机构和运营管理实施机构分别应向基金管理人提供以下运营管理服务：

保山能源为运营管理统筹机构，负责统筹、协调和安排《运营管理服务协议》项下的运营管理工作，包括但不限于履行信息披露义务，严格执行项目公司制度或经基金管理人审阅后认定可参照执行的运管机构现行有效制度，对保能和顺公司及与本项目相关的其他区域公司进行不动产项目运营管理统筹协调，并按《运营管理服务协议》约定完成运管机构的年度考核与履职评估工作，监督保能和顺公司等工作。

保能和顺为运营管理实施机构，具体实施运营管理工作。

2. 治理机制

本次扩募前，新购入项目公司资产重组前，保山能源的全资子公司槟榔江水电直接持有苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目，并主要负责两个不动产项目的日常运营管理工作。保山能源履行管理者职责，负责统筹、协调和安排运营管理工作。

本次扩募前，新购入项目公司资产重组后，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目资产重组至新购入项目公司，保山能源新设的全资子公司保能和顺公司继续承接槟榔江水电的日常运营管理职责。截至 2025 年 6 月 30 日，拟新购入不动产项目运营管理相关主要人员的劳动关系已全部由槟榔江水电转移到保能和顺公司。

本次扩募后，保能和顺公司继续负责苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目的日常运营管理职责。从而保障发行前后不动产项目运营管理的延续性和稳定性。

运营管理统筹机构和运营管理实施机构在本基金本次发行前后的治理机制在实质上保持一致。

3. 运营管理统筹机构与运营管理实施机构的设置合理性论证

截至 2025 年 6 月 30 日，拟新购入不动产项目运营管理相关主要人员的劳动关系已全部由槟榔江水电转移到保能和顺公司。保山能源作为上级单位，统筹、协调和安排保能和顺公司具体负责苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目的日常运营管理工作。

本次扩募后，新购入不动产项目享受的运营管理服务与本次扩募前的管理服务模式在实质上保持一致，项目的经营管理团队保持不变，具备运营管理的一致性与延续性，有利于维持项目稳定运营。

（八）不动产运营管理实施机构管理人员及人员配备情况

1. 人员配备及员工分布情况

截至 2025 年 6 月 30 日，保能和顺共有员工 81 人，其中 67 人享有专业技术职称，具体包括：25 人享有初级职称，42 人享有中级职称；2 人享有相关专业的执业资格，包括二级建造师 1 人，注册安全工程师 1 人；苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目各配备运营人员 19 人。

截至 2025 年 6 月 30 日，保能和顺公司硕士研究生 1 人，本科 61 人，大专学历 11 人，其他学历 8 人。从学历构成看，保能和顺公司员工学历层次合理。员工学历划分情况如下表所示：

表 227 保能和顺公司员工按学历划分情况

单位：人；%

学历	人数	占总员工人数的比例
硕士研究生	1	1.23
本科	61	75.31
大专	11	13.51
其他学历	8	9.88
总计	81	100.00

2. 主要负责人员情况

保能和顺公司现有高级管理人员情况如下：

表 228 保能和顺公司高级管理人员团队

姓名	主要职责
肖勇	法定代表人、董事
万自鹏	经理

保能和顺公司高级管理人员的人员履历及其在不动产项目领域的运营或投资管理经验如下：

肖勇先生，男，汉族，中共党员，1984 年 7 月生，内蒙古呼和浩特市人。2007 年 7 月华北电力大学电力系统及其自动化专业毕业，高级工程师，2007 年参加工作。曾任内蒙古京隆发电有限责任公司设备管理部支部书记、北京京能

国际控股有限公司北方分公司工程管理部副经理、经理，通辽市铭龙新能源有限公司任通辽 138 工程项目部总经理助理，北京京能国际控股有限公司北方分公司通辽 138 工程项目部副总经理，北京京能国际控股有限公司北方分公司通辽项目运营中心副总经理。现任保山能源党委书记；槟榔江水电法定代表人、董事；保能和顺公司法定代表人、董事。

万自鹏先生，男，汉族，中共党员，1975 年 12 月生，云南省保山市人，1999 年 7 月云南工业大学热能工程专业毕业，持有注册咨询工程师证书，1999 年参加工作。曾任保山市（隆阳区）街道乡政府党政办办公室主任、隆阳区街道乡政府副乡长、隆阳区工业园区管理委员会副主任、保山市长水工业园区管理委员会副科级干部、主任科员、保山市长水工业园区管理委员会经济发展局局长。现任保山能源总经理；槟榔江水电总经理；保能和顺公司经理。

（九）避免可能出现的利益冲突的措施

1. 防范关联交易的主要安排

（1）在不对不动产基金及其基金份额持有人的利益构成不利影响的前提下，运营管理实施机构及其控制的企业将采取措施规范并尽量减少与新购入不动产项目之间的关联交易。

（2）对于正常经营范围内无法避免或有合理理由存在的关联交易，将本着公开、公平、公正的原则确定交易价格，依法与本项目项下相关载体签订规范的关联交易合同，保证关联交易价格的公允性。

（3）为督促外部管理机构公平合理、市场化地处理关联交易相关业务，基金管理人将按照法律法规要求，履行不动产基金的管理职责，采取定期对关联交易进行审查，防范关联交易风险。

2. 避免同业竞争的主要安排

（1）《运营管理服务协议》已就避免利益冲突进行约定

根据基金管理人、项目公司、运营管理统筹机构、运营管理实施机构签署的《运营管理服务协议》，在运营管理机构任期内，运营管理机构同时向其他机构就其他不动产项目提供运营服务的，应当采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，并配合履行信息披露义务。

（2）运营管理实施机构已出具关于避免同业竞争的承诺函

作为运营管理实施机构，保能和顺公司已出具《保山腾冲保能和顺能源科技有限公司关于避免同业竞争的承诺函》，承诺如下：

“本公司作为运营管理机构承诺将负责新购入不动产项目的运营管理工作，签署并适当履行运营管理协议，在新购入不动产项目的运营管理安排中，本公司将为促进新购入不动产项目持续健康平稳运行设置有效保障措施。

在本基金存续期间，本公司承诺将严格遵守相关法律法规及公司内部控制制度的规定，控制产生同业竞争或利益冲突的潜在风险，并及时披露或有的同业竞争或利益冲突的事项。

对本公司持有并运营的竞争性项目，本公司承诺在担任运营管理机构期间，将采取充分、适当的措施，公平对待新购入不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将新购入项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用本公司或本公司同一控制下的关联方不动产基金份额持有人的地位或利用该地位获得的信息作出不利于不动产基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。同时，在竞争性项目符合不动产基金适用法律法规要求的不动产项目条件的情况下，将给予不动产基金在同等条件下优先收购该等竞争性项目的权利。

本承诺函为本公司的真实意思表示，对本公司具有法律约束力，且是不可撤销的。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督，积极采取合法措施履行本承诺，并依法承担相应责任。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺，任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性”。

（十）不动产运营管理实施机构资信情况

根据保能和顺公司提供的 2025 年 9 月 10 日的《企业信用报告》，保能和顺公司不存在不良或违约负债余额，公司无对外担保情况。于网络核查日（即 2025 年 10 月 15 日），通过中国证监会证券期货市场失信信息公开查询平台（<https://neris.csrc.gov.cn>）、“信用中国”网站（<https://www.creditchina.gov.cn>）、国家企业信用信息公示系统

(<http://www.gsxt.gov.cn>)、国家税务总局的重大税收违法失信案件信息公布栏(<http://www.chinatax.gov.cn>)、中国执行信息公开网全国法院被执行人信息查询平台(<http://zxgk.court.gov.cn>)、中国执行信息公开网全国法院失信被执行人名单信息公布与查询平台(<http://zxgk.court.gov.cn>)、国家发展和改革委员会(<https://www.ndrc.gov.cn>)、中国裁判文书网(<https://wenshu.court.gov.cn>)、国家应急管理部(<https://www.mem.gov.cn>)、国家生态环境部(<https://www.mee.gov.cn>)、国家市场监督管理总局(<http://www.samr.gov.cn>)、国家工业和信息化部(<https://www.miit.gov.cn>)、国家统计局(<http://www.stats.gov.cn>)、中国海关企业进出口信用信息公示平台(<http://credit.customs.gov.cn>)等平台查询,运营管理实施机构保能和顺公司在投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务等方面无重大违法违规记录,项目运营期间未出现安全、质量、环保等方面的重大问题。不动产运营管理实施机构保能和顺公司信用状况良好。

第五节 存在重要影响的其他事项

一、存在重要影响的合同情况

（一）并网调度协议

1. 晶泰光伏项目

2024年8月，国网湖北省电力有限公司与湖北晶泰签订了编号为“HB-SZ-00-0029-2024”的《光伏电站并网调度协议》。根据该协议，国网湖北省电力有限公司同意湖北晶泰拥有的新能源场站并入电网运行。该协议有效期自2024年8月25日至2029年8月25日止。本协议期限届满前30日，若双方无异议，本协议到期后自动延期2年，延期次数不限。

2. 榆林光伏项目

2022年7月4日，国网陕西省电力有限公司与湖北晶泰签订了《光伏电站并网调度协议》。根据该协议，国网陕西省电力公司同意榆林光伏项目并入其电网运行。该协议有效期自生效之日起至满五年止（即2027年7月3日）。在该协议期满前六个月，双方应就续签该协议的有关事项进行商谈。

3. 苏家河口水电站项目

2024年8月23日，两河水电公司与云南电网公司签署《苏家河口电厂并网调度协议》（合同编号：05000020240201050500117），云南电网公司同意苏家河口水电站项目并入云南电网公司拥有的电网并网运行。该协议期限为自签订之日起至2025年12月31日止，协议期限届满前30日，若双方无异议，该协议到期后自动延期一年，延期次数不限。

4. 松山河口水电站项目

2024年8月23日，两河水电公司与云南电网公司签署《松山河口电厂并网调度协议》（合同编号：05000020240201050500118），云南电网公司同意松山河口水电站项目并入云南电网公司拥有的电网并网运行。该协议期限为自签订之日起至2025年12月31日止，协议期限届满前30日，若双方无异议，该协议到期后自动延期一年，延期次数不限。

（二）购售电合同

1. 晶泰光伏项目

国网湖北省电力有限公司（购电人）与湖北晶泰（售电人）于 2022 年 5 月 10 日签署了两份《2022 年度购售电协议》，协议分别约定由国网湖北省电力有限公司购买晶泰光伏一期项目、晶泰光伏二期项目的电能，上网电价（含税）执行 0.4161 元/度，可再生能源补贴（含税）为 0.5839 元/度。如政府价格主管部门调整售电人电厂的上网电价，则按政府价格主管部门确定的起始时间和价格执行；协议期限自 2022 年 1 月 1 日至 2022 年 12 月 31 日。

截至 2023 年 12 月 31 日，国网湖北省电力有限公司（购电人）与湖北晶泰（售电人）于 2023 年 11 月 26 日、2023 年 9 月 14 日分别签署了两份《购售电合同》和两份《2023 年度购售电协议》，约定的上网电价与可再生能源补贴未发生变动。《购售电合同》协议期限自 2023 年 9 月 1 日至 2028 年 8 月 31 日，《2023 年度购售电协议》协议期限自 2023 年 1 月 1 日至 2023 年 12 月 31 日。截至 2025 年 12 月 31 日，2024 年国网湖北省电力有限公司未再组织签订《年度购售电协议》，但前述《购售电合同》持续有效，晶泰光伏项目继续享有收费权，上网电价、可再生能源补贴未发生变动。

2. 榆林光伏项目

国网陕西省电力有限公司（购电人）与江山永宸（售电人）分别于 2022 年 6 月 10 日、2023 年 5 月 20 日签署了《购售电合同》及其补充协议，合同约定由国网陕西省电力有限公司购买榆林光伏项目的电能，并将对应电费支付至江山永宸现持有的唯一银行账户。合同期内若国家主管部门出台新的电价文件，则按新的电价文件执行。合同期限自 2022 年 6 月 10 日至 2027 年 6 月 10 日。

3. 苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目

2024 年 8 月 15 日，两河水电公司（作为售电人）已与云南电网公司（作为购电人）签署《苏家河口、松山河口电厂购售电合同》（合同编号：0500002024020201SC00129），约定两河水电公司的苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目在优先发电计划内的全部上网电量（包括按照政府优先发电政策或电力市场交易规则确定不参与电力市场交易的电量），由云南电网公司

按照政府部门确定的价格机制结算。该合同有效期自 2024 年 8 月 25 日至 2025 年 8 月 24 日止，在合同期限届满前，若双方均未提出修改或终止合同，则合同期限自动延长，延长的期限与该合同期限一致，展期次数不限。

（三）电力交易合同

1. 晶泰光伏项目、榆林光伏项目

本基金首次发行时，电力市场化交易仍处于较早期阶段，晶泰光伏项目、榆林光伏项目的市场化比例较低。

2. 苏家河口水电站项目

2025 年 1 月 20 日，保山电力（作为电力用户或售电公司）、两河水电公司（作为发电企业）与云南电网公司（作为电网企业）签署了《云南电力中长期交易合同示范文本（2025 版）》（合同编号：F1-2025-012627），约定保山电力与两河水电公司通过云南电网公司完成中长期购售电交易，合同交易电量以电力交易平台数据为准，电量交割时间为自 2025 年 1 月 1 日 0 时至 2025 年 12 月 31 日 24 时。

2023 年 3 月 31 日，保山电力（作为甲方、购电方）、槟榔江水电（作为乙方、售电方）签署了《电力交易合同》（已于 2024 年 12 月 31 日终止执行）。2024 年 12 月 30 日，保山电力（作为甲方、购电人）、两河水电公司（作为乙方、售电人）与槟榔江水电（作为丙方、原售电人）签署了《电力交易合同》（合同编号：（售电人）HT-RC-2024-12-3700），约定 2025 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日电力交易相关事项由两河水电公司履行，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目全年发电量，在符合调度及市场交易规则下除优先发电计划（西电东送）电量外剩余电量全部售予保山电力（若保山电力不能完全消纳该部分电量，则由保山电力对外销售该部分电量，若低于协议约定价格，保山电力仍需按双方原约定电价向槟榔江水电结算，价差电费由保山电力进行补差）。

3. 松山河口水电站项目

2025 年 1 月 20 日，保山电力（作为电力用户或售电公司）、两河水电公司（作为发电企业）与云南电网公司（作为电网企业）签署了《云南电力中长期

交易合同示范文本（2025 版）》（合同编号：F1-2025-012626），约定保山电力与两河水电公司通过云南电网公司完成中长期购售电交易，合同交易电量以电力交易平台数据为准，电量交割时间为自 2025 年 1 月 1 日 0 时至 2025 年 12 月 31 日 24 时。

2023 年 3 月 31 日，保山电力（作为甲方、购电方）、槟榔江水电（作为乙方、售电方）签署了《电力交易合同》（已于 2024 年 12 月 31 日终止执行）。2024 年 12 月 30 日，保山电力（作为甲方、购电人）、两河水电公司（作为乙方、售电人）与槟榔江水电（作为丙方、原售电人）签署了《电力交易合同》（合同编号：（售电人）HT-RC-2024-12-3700），约定 2025 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日电力交易相关事项由两河水电公司履行，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目全年发电量，在符合调度及市场交易规则下除优先发电计划（西电东送）电量外剩余电量全部售予保山电力。

提醒投资者重点关注本基金定期报告、临时公告中相关内容。

二、有较大影响的诉讼及仲裁

不涉及。

第三章 资产评估与现金流测算

第一节 资产评估

一、首发不动产项目评估情况

以下内容是以 2022 年 9 月 30 日为基准日的评估结果及预测参数的合理性分析。后续年度评估情况，请详见本基金在上海证券交易所平台上公开披露的年度评估报告。

（一）评估结果

1. 榆林光伏项目

北京天健兴业资产评估有限公司出具了《中航基金管理有限公司拟申请募集基础设施基金事宜所涉及榆林市江山永宸新能源有限公司持有的不动产项目价值资产评估报告》（天兴评报字（2023）第 0014 号）。

（1）评估目的：根据申请募集基础设施基金方案，中航基金管理有限公司拟申请募集基础设施基金事宜，因此需要对榆林市江山永宸新能源有限公司持有的不动产项目价值进行评估，为上述经济行为提供价值参考依据。

（2）评估基准日：2022 年 9 月 30 日。

（3）评估对象：榆林市江山永宸新能源有限公司于评估基准日的不动产项目价值。

（4）评估范围：榆林市江山永宸新能源有限公司持有的不动产项目价值的评估范围包括其他流动资产、固定资产、无形资产、使用权资产。

（5）价值类型：市场价值。

（6）评估方法：收益法。

（7）评估结论

本次评估，评估人员采用收益法对不动产项目价值进行了评估，经分析最终评估结论为：

经收益法评估，榆林市江山永宸新能源有限公司持有的不动产项目账面价值为 172,174.52 万元，评估价值为 190,800.00 万元，增值额为 18,625.48 万元，评估增值率为 10.82%。

2. 晶泰光伏项目

北京天健兴业资产评估有限公司出具了《中航基金管理有限公司拟申请募集基础设施基金事宜所涉及湖北晶泰光伏电力有限公司持有的不动产项目价值资产评估报告》（天兴评报字（2023）第 0015 号）。

（1）评估目的：根据申请募集基础设施基金方案，中航基金管理有限公司拟申请募集基础设施基金事宜，因此需要对湖北晶泰光伏电力有限公司持有的不动产项目价值进行评估，为上述经济行为提供价值参考依据。

（2）评估基准日：2022 年 9 月 30 日。

（3）评估对象：湖北晶泰光伏电力有限公司于评估基准日持有的不动产项目价值。

（4）评估范围：湖北晶泰光伏电力有限公司不动产项目价值的评估范围包括固定资产、在建工程、使用权资产、无形资产。

（5）价值类型：市场价值。

（6）评估方法：收益法。

（7）评估结论

本次评估，评估人员采用收益法对不动产项目价值进行了评估，经分析最终评估结论为：

经收益法评估，湖北晶泰光伏电力有限公司不动产项目账面价值为 51,045.61 万元，评估价值为 54,600.00 万元，增值额为 3,554.39 万元，评估增值率为 6.96%。

评估过程及参数选取详见 2023 年 3 月 6 日披露的本基金招募说明书附件中评估报告及评估说明全文。

（二）评估中的收益预测及合理性说明

1. 榆林光伏项目

（1）发电收入

光伏发电收入由电价收入及补贴收入两部分组成，电价收入又包括基础电量电价收入和交易电量电价收入，具体公式如下：

公式①：发电小时数 = 理论发电小时数 × (1 - 衰减率) × (1 - 限电率)

公式②：结算电量 = 发电小时数 × 实际装机容量 × (1 - 损失率)

公式③：发电收入 = 电价收入 + 补贴收入 = (结算电量交易电量部分 × 交易电价 + 结算保障小时数以内 (或优先发用电计划内) 电量部分 × 标杆或基准电价) + 结算电量 × 可再生能源补贴

影响发电收入的核心参数有理论发电小时数、衰减率⁷³、限电率⁷⁴、损失率⁷⁵、结算电量和对应电价等。

1) 理论发电小时数：从项目公司所在区域发电情况分析，江山永宸的理论发电小时数预测合理

表 229 江山永宸所在区域发电情况对比

单位：小时

项目	小时数
所在区域同业平均等效发电小时数 (2021 年)	1,653
电站光资源理论发电小时数 (历史卫星气象数据多年度平均值)	1,514-1,778
江山永宸电站预测值 (2023 年)	1,650
备注：	
1. 所在区域同业平均等效发电小时数：在同等发电条件下，同区域电站发电小时数 (原始数据来源：《国家能源局关于 2021 年度全国可再生能源电力发展监测评价结果的通报》(国能发新能〔2022〕82 号)，暂未公示 2022 年年度数据)。	
2. 电站光资源理论发电小时数：按电站所在榆林市榆林区太阳能光照资源条件查询所得数据，即 1,646 小时 ±8% (后者为卫星数据不确定性区间)，可得理论小时数范围为 1,514-1,778 小时。数据来源：世界银行、SolarGIS。	

2023 年江山永宸理论发电小时数预测值约为 1,650 小时，对比项目所在地区同业平均等效发电小时数 1,653 小时，项目所在地榆林市榆林区光照资源条件下光伏项目理论发电小时数 1,514-1,778 小时范围，该理论发电小时数预测数值与同业平均等效及光资源理论值相近。

2) 衰减率

⁷³ 衰减率：在标准条件下，光伏组件运行一段时间后，发电效率的下降的比值。

⁷⁴ 限电率：限电，即限制电力的输出，指的是地方电力调度中心出于电力系统安全性与稳定性的考虑，限制电站发电而不能全力运行的情况 (限电率=限电量÷电站全力运行下发电量)。

⁷⁵ 损失率：指电站发电端到电网结算端之间会产生电量损失，主要包括送出线路线损、厂用电等电能损失，将此电量损失的比率称之为损失率。损失率的产生主要与线路的导线电阻率、温度、长度等因素有关。

根据《光伏制造行业规范条件（2018 年本）》，榆林光伏项目剩余运行年限内组件衰减率为 0.70%/年。

3) 限电率及消纳环境：从项目公司所在区域用电情况以及当地消纳环境分析，江山永宸的限电率预测合理。

近年来，陕西省全社会用电量需求稳定增长，省内新能源发电空间的扩大、电力市场化交易的推进、电网输电环境的日趋友好，这些因素均有效地改善了陕西省新能源电力消纳，使得 2021 年陕西省光伏利用率高达 98%。在现有消纳条件下，考虑新能源发电成本比传统火电的优势、西电东输的总体战略布局，新能源电力消纳还有进一步提升的空间。具体说明如下：

a.陕西省全社会用电量整体呈增长趋势

表 230 陕西省全社会用电量情况

单位：亿千瓦时；%

项目	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
用电量	1,594.17	1,682.82	1,740.90	1,966.34
同比增速	6.7	5.6	3.5	13.0

2018 年度至 2021 年度，陕西省全社会用电量整体呈增长趋势，用电量增加 372 亿千瓦时。2021 年度，陕西省全社会用电 1,966.34 亿千瓦时，同比增长 13.0%，增速较上年同期加快 9.5 个百分点。

b.陕西省历史年度新能源消纳环境总体向好

榆林光伏项目历史限电较高是由于当地电力消纳有限、外送通道容量不足、省内多家电网企业致使跨网调度需要跨企业协调等客观因素，使得该项目在历史发电中受限较多。近两年限电情况有所缓解，一是因为在双碳政策下火电等传统能源发电让出发电与输电空间，改为灵活性可调节的发电机组，增加新能源的空间的同时，加强了电力电源的整体灵活性；二是因为陕西电网网架结构的完善，电量交易规则以及交易品种的增加（如省间交易、双边协商交易、替代交易），进一步通过市场化的方式促进电力消纳；三是原持有榆林地方电网的陕西省地方电力（集团）有限公司已于 2021 年并入国家电网体系，进一步增强全省区电网的统一规划、统一建设、统一调度、统一管理，加快解决国家电网企业与地方电网企业管辖下不同地区电网的发展不平衡不充分问题。在国家

碳达峰和碳中和的战略背景下，西北电网年电力运行情况呈现良好发展态势，新能源消纳成效显著。

c. 陕北区域消纳能力未来有进一步的提升空间

（a）陕西省新能源消纳总体较好

根据全国新能源消纳监测预警中心发布数据，2021 年，全国光伏利用率为 98%，陕西省光伏利用率为 98%；2022 年，全国光伏利用率为 98.3%，陕西省光伏利用率为 97.8%。

（b）新能源交易相较于传统火电交易具有成本优势

陕西地区为鼓励风电、光伏等新能源机组替代常规火电机组发电交易，从长期电力交易的角度上，综合考虑煤炭价格和人力成本、通货膨胀下材料维修费用增加的背景，新能源发电成本将低于火电机组发电成本，使新能源在未来电力市场上更具竞争力。榆林市光照条件绩优，在同等建设运营条件下，榆林光伏电站拥有更低的发电成本，更具有市场竞争力。

（c）“西电东输”未来新能源限电率将进一步降低

2021 年，陕西电网外送电量 689.79 亿千瓦时，同比增长 36.78%。未来随着陕西电网特高压供电线路的陆续投运，榆林市陕北特高压换流站的持续优化运营，将提高外送能力，榆林市电力整体消纳能力还将持续增强。

d. 评估预测数据

随着当地消纳能力的提高，根据江山永宸发电数据统计，江山永宸的限电率逐年降低，2021 年度及 2022 年度限电率统计如下：

表 231 江山永宸的限电率情况

单位：%

年度/期间	1-9 月	10-12 月	1-12 月
2021 年度	12	13	12
2022 年度	6	5	6

根据上表数据可以看出，2022 年 10 月及以后限电率存在进一步下降的趋势，在第四季度也已降至 5%以内，2022 年度全年限电率不超过 6%。

根据以上分析，随着社会用电的增加，消纳能力的提高，2022年1-11月陕西光伏利用率已达到97.8%，未来的限电率有望进一步下降。但是出于保守合理估计，此次评估结合2022年限电情况，预计2023年及后续年度限电率保持为6%。

4) 发电小时数

综上所述，根据公式①发电小时数=理论发电小时数×(1-衰减率)×(1-限电率)，可得基金成立后首年2023年度江山永宸发电小时数为1,540小时。项目剩余运行期内，后续年发电小时数预测值同理可计。

5) 损失率

根据电站发电经营数据显示，2018年至2022年的损失率为0.31%、2.62%、1.93%、1.90%及1.94%，考虑到近4年的波动较小，在2.00%上下，故本次对于2023年及以后的预测采用2019年至2022年的平均数2.1%作为取数依据。

6) 结算电量：从项目公司所在区域售电情况分析，结算电量预测合理

综上，根据公式②，可得2023年榆林光伏项目结算电量的预测值约为5.00亿千瓦时。

据了解，同等电站规模条件下，2022年项目所在地（榆林市榆阳区）的电站平均结算电量约为4.7亿千瓦时（即同业平均售电量），最高结算电量约为5.03亿千瓦时（即同业最高售电量）。2022年榆林光伏项目实际结算电量约4.87亿千瓦时，同期排名靠前。

榆林光伏项目2023年结算电量预测值（5.00亿千瓦时）位于区域内同业平均售电量（4.7亿千瓦时）与最高售电量（5.03亿千瓦时）之间，榆林光伏项目实际发电相比同区域电站靠前，本次预测值属于合理范围内。

7) 结算电价：从项目公司历史电费结算政策机制，合理预测不同分段结算电量及对应结算电价

如前文公式③所述，发电收入=电价收入+补贴收入。

根据2021年及2022年电力市场化交易政策文件，电价收入分别按保障性小时数（或优先发用电计划）内的电量和市场化交易电量两部分结算。其中，①保障小时数以内的结算电量，按照燃煤机组上网标杆/基准电价及可再生能源补贴总和（即批复上网单价）执行；②参与市场化交易部分的电量及超欠发部

分的电量，分别按交易合同电价及可再生能源补贴的总和金额和以风、光市场化月度交易平均价格为基础的调整金额执行（下述电价均为含税价格）。

a.保障性结算电量及其对应电价

（a）保障性小时数电量

2021年1月，陕西省发展和改革委员会发布《陕西省2021年新能源发电企业参与市场化交易实施方案》，文件指出2021年光伏保障利用小时数为1,250小时，后续年份根据新能源装机容量变化和市场化需求再行调整。

2022年2月，陕西省发展和改革委员会发布《陕西省2022年新能源发电企业参与市场化交易实施方案》，确认2022年纳入规划的风电、光伏发电电量优先用于保障省内居民、农业用电，执行政府定价，这部分电量需求约200.43亿千瓦时（注：本次政策未进一步详细说明保障性光伏发电电量）。

因此，根据上述政策，江山永宸年度保障小时数预测值为1,250小时。

（b）保障性小时数内电量对应的电价

适用于保障小时数以内对应的结算电量，江山永宸承诺与备案的上网电价（含税）为0.8元/kWh。其中包含：标杆/基准电价0.3345元/kWh（依据为陕价商发〔2018〕75号），可再生能源补贴现行电价为0.4655元/kWh（批复上网电价—标杆/基准电价）。

本次评估假设2023年及以后新能源保障利用小时数为光伏1,250小时，保障小时数以内电量的结算电价为0.8元/kWh。

b.市场化交易与超欠发的电量及对应电价

（a）市场化交易与超欠发的电量

结算电量中，除保障性电量以外的剩余电量均为市场化交易与超欠发的电量。2021年度及2022年1-9月，江山永宸实际结算情况如下：

表 232 江山永宸电量实际结算情况

单位：万度；%

江山永宸光伏电站	2021 年		2022 年 1-9 月	
	电量	占比	电量	占比

保障小时-标杆/基准电价结算的电量	37,089	80	26,373	71
保障小时外-市场化交易电价结算的电量	9,340	20	10,897	29
总电量	46,429	100	37,270	100
备注：所有电量均享受可再生能源补贴。				

如上表所示，2021 年及 2022 年 1-9 月以市场化交易电价结算的电量部分占总销售电量比例约为 20%-30%。

本项目预测的市场化交易及超欠发电量，按结算电量减去保障小时数以内的电量确定。

(b) 市场化交易与超欠发电量对应的市场化交易与超欠发的电量的电价
根据《陕西省 2021 年新能源发电企业参与市场化交易实施方案》《陕西省 2022 年新能源发电企业参与市场化交易实施方案》：

- 市场化交易电量部分：按交易合同电价结算；
- 超发电量或偏差电量部分：即保障小时数电量及已签约市场化交易电量以外的剩余电量。2021 年，该电量按当年新能源发电企业外送平均价下浮 10% 结算；2022 年按照风、光市场化月度交易平均价格的 0.9/1.1 倍（对应超/欠发电量）执行。
- 国补：上述电量均享受现行 0.4655 元/度补贴（批复电价－标杆/基准电价）。

2021 年度及 2022 年 1-9 月，江山永宸市场化平均交易电价如下所示（不含补贴）：

表 233 江山永宸市场化平均交易电价

单位：元/度

年份/项目	2021 年	2022 年 1-9 月	预测电价
江山永宸	0.23	0.28	0.26

因市场通货膨胀及煤炭价格攀升引致火电发电成本上涨，2022 年市场平均交易电价相较于 2021 年增加约 20%。

出于谨慎合理的考虑，预测期 2023 年-2042 年采用 2021 年电站加入陕西省电力市场化连续集中交易后的综合平均价格较为合理，即 0.2574 元/kWh（综合平均市场交易价格=市场交易总收入/市场交易总电量）。与此同时，所有电站结算电量均享受现行 0.4655 元/kWh 补贴（批复电价—标杆/基准电价）。预测期按照该补贴电价进行预测。

综上，本次评估假设 2023 年及以后保障小时数外的交易部分电量的电价 = $0.2574 + 0.4655 = 0.7229$ 元/kWh。

8) 发电收入

根据公式③：发电收入=电价收入+补贴收入=（结算电量交易电量部分×交易电价+结算保障小时数内电量部分×标杆/基准电价）+结算电量×可再生能源补贴，及上述分析所得的各项合理预测值，可得电站剩余运营期内逐年发电收入。

因 2021 年至 2022 年 1-9 月市场化交易电量及平均交易电价的上涨（如上一页列表所示），2022 年 1-9 月保障小时数以外交易部分的售电收入从 2021 年度的 2,180.93 万元（含税）上涨至 3,036.00 万元（含税）。

对比传统模式下与电网公司开展售电业务，市场化交易的逐步开放使得各电站可自主与多个买家开展电量销售。在新能源发电度电成本低于火电度电成本的基础优势下，市场化交易售电活动也有效推动了新能源的有效利用和用电消纳。

2021 年江山永宸总售电量为 4.64 亿，随着市场化交易有效提升新能源消纳，2022 年总售电量为 4.87 亿，提升 5%，对应售电收入提升 5%。本次估值中，基于审慎分析，对于电站未来因陕西电网网架结构的进一步完善，电量交易规则以及交易品种增加等因素带来的新能源消纳潜力，以及售电量与售电收入的增长潜力，均未在现金预测的估值中考虑。

（2）成本及其他费用

江山永宸的营业成本主要包括运维成本、330kV 乌素站及送出线路的租金、保险费、下网电费、折旧摊销、其他等。

1) 运维成本

江山永宸主要是通过第三方公司对电站进行运营维护，根据江山永宸 2021 年至 2022 年签订的《运维服务合同》及《2022 年度电站运维服务协议》，运

维公司主要提供的服务内容为江山永宸 300MW 光伏电站设备及设施的运行维护工作，以及属于榆林市江山永宸新能源有限公司资产范围内的全部安全生产管理，文明生产，环境保护，卫生清洁；不含下网电费、电站财产保险费用。预测期假设电站的运维方式不发生改变，结合被评估单位访谈及运营管理水平，预计每年按 2% 增长。

2) 330kV 乌素站及送出线路的租金

330kV 乌素站及送出线路租金为江山永宸使用上述资产的使用费，根据 2022 年签署的租赁合同显示，年租金为 1,160.81 万元（含税），租赁资产的运维服务由出租方提供，假设预测期该使用费保持不变。

3) 保险费

保险费主要为财产险，根据公司签订的保险合同，按照实际缴纳保费进行预测，并假设未来维持该成本水平。

4) 下网电费

下网电费为江山永宸电站运营中电费的消耗，根据电站历史运营成本显示，年平均成本为 150 万，假设未来维持该成本水平。

5) 折旧及摊销费用

固定资产折旧、土地使用权摊销及使用权资产的折旧是根据企业会计准则进行测算。

6) 其他费用

其他费用包含备品备件费、试验费、支付小壕兔村民燃火补贴费等，预测期按照 2022 年度规模进行预测。

营业成本、税金及附加及管理费用等预测，详见 2023 年 3 月 6 日披露的本基金招募说明书附件中评估说明。

(3) 折现率的选取

折现率反映项目公司现金流预测的风险，体现宏观经济政策、行业政策、区域性环境以及项目公司本身的经营风险等。折现率通常与预期收益的口径保持一致。由于本次评估的预期收益口径为税前净现金流，故相应的折现率为税前折现率，本次通过加权平均资本成本（WACC）（税后）计算取得，采用单变量求解，以税后折现值与税前现金流为基础将 WACC 调整为税前折现率。

江山永宸税前折现率为 9.03%、税后折现率为 7.73%及 7.47%。折现率测算过程详见 2023 年 3 月 6 日披露的本基金招募说明书附件中评估说明。

(4) 收益期限的说明

不动产项目价值评估中的收益期限通常是指光伏电站未来获取收益的年限。为了合理预测其未来收益，收益期根据光伏电站经济寿命年限 25 年及租赁用地租期孰短确定，因此，本次评估采用有限年期作为收益期。江山永宸集体土地租赁期起始按为 2022 年 4 月 3 日，故收益预测期为评估基准日至 2042 年 4 月 2 日。即：经营性业务价值=明确预测期收益现值+到期回收资产现值。

2. 晶泰光伏项目

(1) 发电收入

光伏发电收入由电价收入及补贴收入两部分组成，电价收入又包括交易电量电价收入和剩余电量电价收入，具体公式如下：

公式①：发电小时数 = 理论发电小时数 × (1 - 衰减率) × (1 - 限电率)

公式②：结算电量 = 发电小时数 × 实际装机容量 × (1 - 损失率)

公式③：发电收入 = 电价收入 + 补贴收入 = (结算电量交易电量部分 × 交易电价 + 剩余售电量部分 × 标杆/基准电价) + 结算电量 × 可再生能源补贴。

(注：与陕西省不同，湖北省电价收入中优先确认交易电量，而后确认剩余电量)

影响收入的核心参数有理论发电小时数、衰减率、限电率、损失率、结算电量和对应电价等。

1) 理论发电小时数：从项目公司所在区域发电情况分析，湖北晶泰的理论发电小时数预测合理。

湖北晶泰所在区域发电情况对比：

表 234 湖北晶泰所在区域发电情况

单位：小时

项目	小时数
所在区域同业平均等效发电小时数（2022 年）	1,170

电站光资源理论发电小时数（历史卫星气象数据多年度平均值）	1,029-1,208
湖北晶泰电站预测值（2023 年）	1,140
备注： 1. 所在区域同业平均等效发电小时数：在同等发电条件下，同区域电站发电小时数（原始数据来源：企业提供项目所在区域多个光伏电站平均数据）。 2. 电站光资源理论发电小时数：按电站所在湖北省随州市太阳能光照资源条件查询所得，即 1,119 小时 $\pm$ 8%（后者为卫星数据不确定性区间），可得理论小时数范围为 1,029-1,208 小时。数据来源：世界银行、SolarGIS。	

2023 年湖北晶泰理论发电小时数预测值约为 1,140 小时，对比项目所在地区同业平均等效发电小时数 1,170 小时，项目所在地随州市光照资源条件下光伏项目理论发电小时数在 1,029-1,208 小时范围内，该预测数值与同业平均等效及光资源理论值相近。

2) 衰减率

根据《光伏制造行业规范条件（2018 年本）》，晶泰光伏项目剩余运行年限内组件衰减率为 0.70%/年。

3) 限电率及消纳环境：从项目公司所在区域用电情况以及当地消纳环节分析，湖北晶泰的限电率预测合理。

目前湖北电力供需整体处于电力紧张状态，而省内用电总量需求增速高于全国水平，因此湖北省总体新能源消纳能力较强，地方政策与规划层面也大力支持。具体论证分析如下：

a. 湖北能源洼地现象

虽然湖北省拥有三峡水电站，但三峡电力电量主要供向华东、华南及华中各省份，分配方案中湖北仅分得 13%-15%。2021 年，湖北省全社会用电量累计 2,471.54 亿千瓦时，剔除三峡发电量，全省发电量 2,260.01 亿千瓦时，属于电量紧张情况，夏季电力供需尤为紧张。

b. 湖北省全社会用电量整体呈增长趋势

湖北省历史全社会用电量如下：

表 235 湖北省历史全社会用电量情况

单位：亿千瓦时；%

项目	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
用电量	2,071.43	2,214.30	2,144.18	2,471.54
同比增速	10.8	6.9	-3.2	15.3

尽管 2020 年度受新冠肺炎疫情影响，湖北省用电量有所下降，但从 2018 年度至 2021 年度连续数据来看，湖北省全社会用电量整体呈增长趋势，用电量增加 400 亿千瓦时。2021 年度湖北省全社会用电量为 2,471.54 亿千瓦时，同比增长 15.27%，增速高于同年全国水平（10.3%）。

c.湖北省总体消纳能力强，光伏利用率 100%

根据全国新能源消纳监测预警中心发布数据来看，2021 年及 2022 年 1-11 月，湖北省光伏利用率均为 100%，高于同期全国光伏利用率水平（98.2%）。

d.湖北省地方政策和规划支持新能源的消纳

2022 年 4 月，湖北省发布《省人民政府关于印发湖北省能源发展“十四五”规划的通知》（鄂政发〔2022〕13 号），提到“十四五”湖北省能源发展主要目标之一为“绿色转型”，是以新能源为主体的新型电力系统加快构建，清洁能源成为能源消费增量的主体，全省新增用电量的 50%由新增可再生能源电量提供；电网建设重点包括新建 500kV 变动站 8 座、扩建 500kV 变电站 13 座，新增变电容量 2,275 万 kVA，新建及改造线路长度 2,459 公里；新建 220kV 变电站 82 座，新增变电容量 3,425 万 kVA，新增线路 4,853 公里。推动电网更好适应大规模高比例新能源发展，增强电网就地平衡能力。

e.评估预测数据

根据湖北晶泰发电数据统计，历史年度没有因电力消纳不足产生限电的情况，即电量 100%消纳，限电率为 0%。

根据上述分析，随着社会用电的增加，湖北省消纳能力的增加，未来光伏发电能够保持完全消纳的状态。结合历史年度情况以及当地情况分析，湖北晶泰未来保持无限电。

4) 发电小时数

综上所述，根据公式①发电小时数 = 理论发电小时数 × (1 - 衰减率) × (1 - 限电率)，可得基金成立后首年 2023 年度湖北晶泰发电小时数为 1,132 小时。项目剩余运行期内，后续年发电小时数预测值同理可计。

5) 损失率

根据电站发电经营数据显示，2018年至2022年的损失率分别为1.19%、1.09%、1.09%、1.07%、1.09%。由于湖北晶泰光伏项目运行时间较早，2018年已达到稳定状态，故本次对于2023年及以后的预测采用2019年至2022年间的平均数1.09%作为取数依据。

6) 结算电量：从项目公司所在区域售电情况分析，结算电量预测合理

综上，根据公式②，可得2023年晶泰光伏项目结算电量的预测值约为1.12亿千瓦时。

据了解，同等电站规模条件下，2022年项目所在同区域（湖北省随州市）的电站平均结算电量约为1.16亿千瓦时（即同业平均售电量），最高结算电量约为1.21亿千瓦时（即同业最高售电量）。2022年晶泰光伏项目实际结算电量1.19亿千瓦时，同期排名靠前。

晶泰光伏项目2023年结算电量预测值（1.12亿千瓦时）低于同等规模电站下的2022年区域内同业平均售电量（1.16亿千瓦时），一是因为2022年湖北省随州市地方整体光照条件好，致使当年实际结算电量较高；二是预测数值采用的是晶泰光伏电站历史平均数，而非单一的2022年发电生产数据。

7) 结算电价

如前文公式③所述，发电收入=电价收入+补贴收入，电价收入又包括交易电量电价收入和剩余电量电价收入。

根据2021年至2022年政策要求，交易电量为电站设计电量的20%（即2,400万kWh），以市场交易价格为基础结算；剩余售电量以标杆/基础电价结算（注：湖北省的政策与一般省份有差别，先根据交易电量政策要求确认交易电量，故对于按标杆/基准电价结算的剩余售电量的预测是变动的）。

相关政策及预测数值合理性分析如下：

a. 市场化交易的电量及对应电价

（a）市场化交易的电量

根据湖北省发展和改革委员会印发的《2021年湖北省电力市场化交易实施方案》《2022年湖北省电力中长期交易实施方案》和购售电协议规定，新能源电厂发电量参与电力市场化交易电量不低于设计电量的20%，即2,400万千瓦时。湖北晶泰2021年度及2022年度电量结算及占比具体数据如下：

表 236 湖北晶泰 2021 年度及 2022 年度电量结算及占比情况

单位：万度；%

湖北晶泰光伏电站	2021 年		2022 年 1-9 月	
	电量	占比	电量	占比
市场化交易的电量	2,400	21	1,800	19
市场化交易电量外-标杆/基准电价 结算的电量	8,761	79	7,637	81
总电量	11,161	100	9,437	100
备注：				
1. 根据 2022 年市场化交易电量合同，全年签约交易电量与 2021 年相同，为 2400 万度。				
2. 所有电量均享受可再生能源补贴。				

如上表所示，2021 年至 2022 年 1-9 月晶泰光伏项目以市场化交易电价结算的电量部分占总电量比例约为 20%左右。

参考上述 2021 年至 2022 年电价政策及湖北晶泰连续两年实际签约的交易电量为 2,400 万千瓦时，本次评估假设未来交易电量均按 2,400 万千瓦时结算。

(b) 市场化交易电量的对应电价

根据湖北省发改委《2021 年湖北省电力市场化交易实施方案》：

- 发电企业结算价格=交易电价+（参与交易机组同期政府核定上网电价—燃煤机组基准价格）；

- 全年成交电量低于规定部分（2,400 万千瓦时），结算价格=政府核定上网电价—|燃煤机组基准价格—燃煤机组全年成交均价|×1.2。

根据湖北省发改委《2022 年湖北省电力中长期交易实施方案》：发电侧合同电价为发电企业与售电企业或电力用户通过市场交易形成的价格，新能源机组市场交易价格允许浮动范围为-15%至+10%，其市场交易全年成交电量未达到规定部分（2,400 万千瓦时）的，缺额部分按照扣减 0.05 元/千瓦时予以偏差考核。

市场交易电量均享受现行 0.5839 元/kWh 的补贴（批复上网电价—标杆/基准电价）。

2021 年与 2022 年 1-9 月湖北晶泰市场化平均交易电价如下表所示：

表 237 湖北晶泰市场化平均交易电价情况

单位：元/度

年份/项目	2021 年	2022 年 1-9 月	预测电价
湖北晶泰	0.41	0.45	0.43

因煤炭价格升高，2022 年市场平均交易电价较 2021 年上涨约 9%。

出于谨慎合理的考虑，在预测期 2023 年至 2040 年采用 2021 年及以后平均市场交易电价，即 0.4288 元/kWh（含税）进行预测（其中：平均市场交易价格=市场交易总收入/市场交易总电量）。与此同时，电站全部结算电量均享有现行 0.5839 元/kWh 补贴（批复电价一标杆/基准电价）。预测期按照该补贴电价进行预测。

综上，本次评估假设 2023 年及以后交易部分电量的电价 = $0.4288 + 0.5839 = 1.0127$ 元/kWh。

b. 剩余售电量及对应电价

（a）剩余售电量

剩余售电量，即总结算电量减去 2,400 万千瓦时，按批复电价结算。

（b）剩余售电量的对应电价

湖北晶泰批复上网电价为 1 元/kWh。其中包含：湖北晶泰适用的标杆/基准电价为 0.4161 元/kWh（鄂发改价管〔2019〕453 号）；可再生能源补贴电价为 0.5839 元/kWh（批复上网电价一标杆/基准电价），预测期按照该补贴电价进行预测。

综上，本次评估假设 2023 年及以后交易部分电量外的剩余售电量为总结算电量减去 2,400 万千瓦时计算，结算电价为 1 元/kWh。

8) 发电收入

根据公式③：发电收入=（结算电量交易电量部分×交易电价+结算保障小时数内部分×标杆/基准电价）+结算电量×可再生能源补贴，及上述分析所得的各项预测值，可得电站剩余运营期内逐年发电收入。

（2）成本及其他费用

湖北晶泰的营业成本主要包括外包运维费、折旧摊销、职工薪酬、保险费、维修保养费用、下网电费、送出线路租金及其他费用等。

1) 外包运维费

外包运维费主要为外包的基础维护包括除草、组件清洁等的费用。根据湖北晶泰与随州市全能能源设备维护有限公司、随州市梨园新能源维护服务有限公司、随州市顺吉新能源维护服务有限公司分别签署的维护协议，合同金额合计为 190.00 万元（含税价），未来考虑一定增长率进行预测，假设未来按 2% 增长。

2) 折旧摊销

折旧摊销主要为光伏发电相关设备和使用权资产的折旧费，根据企业会计折旧政策进行测算。

3) 职工薪酬

职工薪酬为电站运营人员成本，根据企业预算，未来考虑一定增长率进行预测，假设未来按 3% 增长。

4) 保险费

保险费主要为财产险，根据公司签订的保险合同，按照实际缴纳保费进行预测，并假设未来维持该成本水平。

5) 维修保养费用

维修保养费用为光伏设备运营过程中产生的维修相关成本，本次预测根据历史水平，结合产权持有单位访谈及运营管理安排，预计每年按 2% 增长。

6) 下网电费

下网电费为场区部分用电相关费用，根据历史年度水平和企业预算，下网电费为 85 万左右，假设未来维持该成本水平。

7) 送出线路租金

送出线路租金为湖北晶泰使用上述资产的使用费，根据 2022 年签署的租赁合同显示，该费用为 124.26 万元（含税），租赁资产的运维服务由出租方提供，假设未来维持该成本水平。

8) 其他

其他成本主要为电网技术监督、差旅费等，按企业预算数确定，并假设未来维持该成本水平。

营业成本、税金及附加及管理费用等预测，详见 2023 年 3 月 6 日披露的本基金招募说明书附件中评估说明。

（3）折现率的选取

折现率反映了项目公司现金流预测的风险，体现了宏观经济政策、行业政策、区域性环境以及项目公司本身的经营风险等。折现率通常与预期收益的口径保持一致。由于本次评估的预期收益口径为税前净现金流，故相应的折现率为税前折现率，本次通过加权平均资本成本（WACC）（税后）计算取得，采用单变量求解，以税后折现值与税前现金流为基础将 WACC 调整为税前折现率。

湖北晶泰税前折现率为 9.89%，税后折现率为 7.13%。折现率测算过程详见 2023 年 3 月 6 日披露的本基金招募说明书附件中评估说明。

（4）收益期限的说明

不动产项目价值评估中的收益期限通常是指光伏电站未来获取收益的年限。为了合理预测其未来收益，收益期根据光伏电站经济寿命年限 25 年及租赁用地租期孰短确定，由于光伏电站的经营期限为 25 年更短，因此，本次评估收益期根据光伏电站寿命年限 25 年确定。湖北晶泰于 2015 年 1 月底并网发电，故收益预测期为评估基准日至 2040 年 1 月 25 日。即：经营性业务价值=明确预测期收益现值+到期回收资产现值。

评估过程及参数选取详见 2023 年 3 月 6 日披露的本基金招募说明书附件中评估报告及评估说明。

二、新购入不动产项目评估情况

（一）评估基准日

2025 年 6 月 30 日。

（二）评估对象

两河水电公司于评估基准日持有的苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目价值。

（三）评估范围

不动产项目价值的评估范围包括固定资产、无形资产，其中：固定资产核算内容是水电站发电设备及房屋建构物，无形资产核算的是土地使用权。

（四）价值类型：市场价值

根据本次评估目的确定本次评估的价值类型为市场价值，市场价值是指自愿买方和自愿卖方在各自理性行事且未受任何强迫的情况下，评估对象在评估基准日进行正常公平交易的价值估计数额。

（五）评估方法：收益法

收益法评估的基础是经济学预期效用理论，是通过对评估对象所运用的资产进行综合分析，从资产整体运营收益的角度出发，测算被评估资产在未来的预期收益值，并按特定的折现系数估算出其企业资产现时公平市值的一种评估方法。收益法在理论上是一种比较完善和全面的方法，该方法提供了从整体上分析衡量一个企业盈利能力，从而确定企业资产价值的途径。这种方法不仅考虑了企业基本有形资产获取收益的因素，同时还考虑了无形资产、特别是一些不可确指无形资产获取收益的因素。

（六）评估假设条件

1. 评估假设

（1）一般假设

1）交易假设：假定所有待评估资产已经处在交易过程中，评估师根据待评估资产的交易条件等模拟市场进行估价。

2）公开市场假设：公开市场假设是对资产拟进入的市场的条件以及资产在这样的市场条件下接受何种影响的一种假定。公开市场是指充分发达与完善的市场条件，是指一个有自愿的买方和卖方的竞争性市场，在这个市场上，买方和卖方的地位平等，都有获取足够市场信息的机会和时间，买卖双方的交易都是在自愿的、理智的、非强制性或不受限制的条件下进行。

3）持续使用假设：持续使用假设是对资产拟进入市场的条件以及资产在这样的市场条件下的资产状态的一种假定。首先被评估资产正处于使用状态，其次假定处于使用状态的资产还将继续使用下去。在持续使用假设条件下，没有考虑资产用途转换或者最佳利用条件，其评估结果的使用范围受到限制。

4) 持续经营假设：两河水电公司作为经营主体，在所处的外部环境下，按照经营目标，持续经营下去。企业经营者负责并有能力担当责任，企业合法经营，维持持续经营能力。

(2) 收益法评估假设

1) 国家现行的有关法律、法规及政策，国家宏观经济形势无重大变化；本次交易各方所处地区的政治、经济和社会环境无重大变化；无其他不可预测和不可抗力因素造成的重大不利影响。

2) 假设企业的经营者是负责的，且企业管理层有能力担当其职务。

3) 除非另有说明，假设企业完全遵守所有有关的法律和法规。

4) 假设企业未来将采取的会计政策和编写此份报告时所采用的会计政策在重要方面基本一致。

5) 假设企业在现有的管理方式和管理水平的基础上，经营范围、方式与现时方向保持一致。

6) 有关利率、汇率、赋税基准及税率，政策性征收费用等不发生重大变化。

7) 无其他人力不可抗拒因素及不可预见因素对企业造成重大不利影响。

8) 本次苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目 2025 年-2026 年的市场交易电价是基于《电力交易合同》进行预测的，假设合同到期后，2027 年及以后电价与 2024 年电价保持一致，预测期不发生变化。

9) 假设苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目在经营期限内持续使用只做简单维护，不发生重大改良、重置。

10) 苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目在历史年度因送出受限存在弃水情况，随着 500 千伏兰城变、220 千伏兰腾线的投运及当地电力需求提升，自 2021 年以来弃水电量为 0，本次根据两河水电预估及云南省电力供需情况，假设预测期弃水电量占比为 3%。

11) 根据《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告 2020 年第 23 号），自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15% 的税率征收企业所得税。假设该政策到期后两河水电适用的所得税税率恢复至 25%。

12) 苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目目前为委托运维方式，假设预测期运维方式不发生改变。

13) 根据《云南省腾冲县槟榔江苏家河口水电站建设征地移民安置任务和投资包干协议》《云南省腾冲县槟榔江松山河口水电站建设征地和移民安置工作协议》，苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目涉及的水田、旱地在电站运行期内按长期固定实物量定时补偿所支付的费用，假设预测期补偿方式不发生改变。

14) 根据国家能源局云南监管办公室发放的《电力业务许可证》，该许可证的有效期自 2024 年 7 月 29 日至 2044 年 7 月 28 日，本次评估假设《电力业务许可证》到期后可续期，在项目运营期满前持续有效。

15) 假设苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目的发电机组在退役前的使用寿命不低于 40 年。

16) 假设预测期现金流均匀发生。

17) 提供资料合法、真实、完整假设：在评估过程中，委托人和两河水电公司向评估人员提供了关于公司资产、业务、经营状况等相关资料，评估报告是在其提供的资料合法、真实、完整的前提下完成的。

评估人员根据运用收益法对企业进行评估的要求，认定这些假设条件在评估基准日时成立，并根据这些假设推论出相应的评估结论。如果未来经济环境发生较大变化或其他假设条件不成立时，评估结果会发生较大的变化。

2. 主要假设条件说明

(1) 收益法评估模型

本次收益法评估采用现金流量折现法，选取的现金流量口径为税前净现金流，得出不动产项目价值。

本次评估以未来若干年度内的税前净现金流量作为依据，采用适当税前折现率折现后加总计算得出不动产项目价值。

1) 评估模型

本次评估选用的是税前净现金流折现法，将税前净流量作为预期收益的量化指标，并使用与之匹配的税前折现率。

2) 计算公式

不动产项目评估价值 P 按如下公式求取：

$$P = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{(1+r)^i} + \frac{V_n}{(1+r)^i} - L$$

上式中：

R_i ：明确预测期的第 i 期的税前净现金流；

i ：明确预测期期数 1, 2, 3, ..., n ；

r ：折现率；

V_n ：经营性资产到期终值；

n ：预测期第末年；

L ：期初营运资金。

（2）收益期的确定

本次评估采用有限年期作为收益期，收益期根据水轮机机组的设计使用寿命确认的，根据《云南保山槟榔江水电开发有限公司苏家河口水电站工程水轮发电机组及附属设备制造、运输及服务技术协议》及《云南保山槟榔江梯级松山河口水电站建设工程水轮发电机组及附属设备制造、运输及服务投标文件》的相关资料显示，发电机组退役前的使用寿命不少于 40 年。

本次评估的预测年期为 2025 年 7 月 1 日至 2051 年 6 月 30 日。

（3）预期收益的确定

本次将税前净现金流作为企业预期收益的量化指标。

其计算公式为：

税前净现金流量 = 息税折旧摊销前利润 - 资本性支出 - 营运资金变动

（4）折现率的确定

确定折现率有多种方法和途径，按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估收益额口径为税前净现金流，则折现率选取税前折现率确定。

3. 收益期限及预测期的说明

不动产项目价值评估中的收益期限通常是指水电站未来获取收益的年限。为了合理预测其未来收益，收益期根据水轮机发电机组剩余使用寿命确定，因

此，本次评估采用有限年期作为收益期。即：经营性业务价值=明确预测期收益现值+到期回收资产现值。

（七）评估参数设置依据

1. 折现率的确定

（1）折现率模型的选取

折现率应该与预期收益的口径保持一致。由于评估报告选用的是税前净现金流模型，预期收益口径为税前净现金流，故相应的税前折现率通过加权平均资本成本（WACC）及单变量求解获取，计算公式如下：

$$WACC = K_e \times \frac{E}{D+E} + K_d \times (1-t) \times \frac{D}{D+E}$$

式中：

WACC：加权平均资本成本；

E：权益的市场价值；

D：债务的市场价值；

K_e ：权益资本成本；

K_d ：债务资本成本；

t：被评估企业的所得税税率。

加权平均资本成本 WACC 计算公式中，权益资本成本 K_e 按照国际惯常作法采用资本资产定价模型（CAPM）估算，计算公式如下：

$$K_e = R_f + \beta \times MRP + R_c$$

式中：

K_e ：权益资本成本；

R_f ：无风险收益率；

β ：权益系统风险系数；

MRP：市场风险溢价；

R_c ：企业特定风险调整系数；

本次通过单变量求解，以税后折现值与税前现金流为基础将 WACC 调整为税前折现率。

(2) 折现率具体参数的确定

1) 无风险收益率的确定

国债收益率通常被认为是无风险的，因为持有该债权到期不能兑付的风险很小，可以忽略不计。无风险利率以中央国债登记结算公司（CCDC）提供的距离评估基准日剩余期限为 10 年期的全部国债的到期收益率表示，评估报告以 1.81% 作为无风险收益率。

2) 贝塔系数 β_L 的确定

a. 计算公式

两河水电公司的权益系统风险系数计算公式如下：

$$\beta_L = [1 + (1 - t) \times D/E] \times \beta_U$$

式中：

β_L ：有财务杠杆的 Beta；

β_U ：无财务杠杆的 Beta；

T：两河水电公司的所得税税率；

D/E：两河水电公司的目标资本结构。

b. 两河水电公司无财务杠杆 β_U 的确定

根据两河水电公司的业务特点，评估人员通过 Wind 资讯系统查询了 6 家沪深 A 股可比上市公司的 β_L 值，然后根据可比上市公司的所得税率、资本结构换算成 β_U 值。在计算资本结构时 D、E 按市场价值确定。将计算出来的 β_U 取平均值 0.4355 作为两河水电公司的 β_U 值，具体数据见下表：

表 238 六家沪深 A 股可比上市公司的 β_L 值情况

序号	证券代码	证券简称	BETA 值	负息债务/ 权益（市 值）	年末所得税率	无负债 beta 值
1	600116.SH	三峡水利	0.7648	0.8251	15.00	0.4495
2	600236.SH	桂冠电力	0.5922	0.4860	25.00	0.4340
3	600025.SH	华能水电	0.5356	0.7349	15.00	0.3297
4	600900.SH	长江电力	0.4293	0.4001	25.00	0.3302
5	600674.SH	川投能源	0.5018	0.2270	25.00	0.4288
6	000993.SZ	闽东电力	0.7067	0.1368	25.00	0.6410
平均值	-	-	0.5884	0.4683	-	0.4355

c. 产权持有单位资本结构 D/E 的确定

明确预测期按上述上市公司的 D/E 结构确认评估对象的资本结构，取值为 0.4683。

d. β_L 计算结果

将上述确定的参数代入权益系统风险系数计算公式，计算得出两河水电公司的权益系统风险系数。

3) 市场风险溢价的确定

采用中国证券市场指数测算市场风险溢价，市场风险溢价用公式表示为：

中国市场风险溢价=中国股票市场平均收益率－中国无风险利率。

其中，中国股票市场平均收益率以沪深 300 指数的历史数据为基础，从 Wind 资讯行情数据库选择沪深 300 指数自正式发布之日（2005 年 4 月 8 日）起截至评估基准日的月度数据，采用 10 年移动算术平均方法进行测算；中国无风险利率以上述距离评估基准日剩余期限为 10 年期的全部国债到期收益率表示。

以 2025 年 6 月 30 日为基准日，经测算中国市场风险溢价为 6.52%。

4) 企业特定风险调整系数的确定

企业特定风险调整系数指的是企业相对于同行业企业的特定风险，影响因素主要有：企业所处经营阶段；历史经营状况；主要产品所处发展阶段；企业经营业务、产品和地区的分布；公司内部管理及控制机制；管理人员的经验和资历；企业经营规模；对主要客户及供应商的依赖；财务风险；法律、环保等方面的风险。

综合考虑上述因素，我们将本次评估中的个别风险报酬率确定为 2%。

5) 税前折现率计算结果

a. 计算权益资本成本

将上述确定的参数代入权益资本成本计算公式，计算得出两河水电公司的权益资本成本，计算公式为：

$$\begin{aligned} K_e &= R_f + \beta \times MRP + R_c \\ &= 7.62\% \text{（2030 年及之前，预计所得税率为 15%）}^{76} \\ &\text{及 } 7.49\% \text{（2030 年后，预计所得税率为 25%）} \end{aligned}$$

⁷⁶ 根据《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告 2020 年第 23 号），新购入不动产项目适用所得税税率 15%，有效期为 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，假设该政策到期后两河水电适用的所得税税率恢复至 25%。下同。

b. 计算加权平均资本成本

债务成本一般以全国银行间同业拆借中心公布的贷款市场报价利率（LPR）为基础调整得到。本次评估采用五年期以上 LPR 即 3.60% 作为债务成本代入计算。将上述确定的参数代入加权平均资本成本计算公式，计算得出被评估单位的加权平均资本成本。

$$WACC = K_e \times \frac{E}{D+E} + K_d \times (1-t) \times \frac{D}{D+E}$$

=6.14%（2030 年及之前，预计所得税率为 15%）

及 5.94%（2030 年后，预计所得税率为 25%）

在计算过程中，D/E、E/（D+E）、D/（D+E）均按可比上市公司平均资本结构确定。

c. 明确预测期税前折现率的确定

将相关数据代入上式计算得出税后折现率后，再通过单变量求解得出税前折现率为 7.99%。

2. 经营性业务价值的估算及分析过程

(1) 营业收入预测

两河水电公司的业务单一，营业收入主要为售电收入，收入情况受上网电量影响。松山河口水电站项目及苏家河口水电站项目 2018 年-2025 年 6 月的上网电量及发电收入情况统计如下，上网电量存在波动主要系受来水量波动影响。

表 239 松山河口水电站项目 2018 年-2025 年 6 月电量情况

单位：万千瓦时

内容	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年 1-6 月
理论发电量	59,746	69,433	80,099	50,383	65,594	47,558	58,911	22,345
弃水电量	6,867	9,077	1,906	-	-	-	-	-
发电量	52,879	60,356	78,193	50,383	65,594	47,558	58,911	22,345
上网电量	52,283	59,666	77,255	49,798	64,840	47,035	58,270	22,088

表 240 苏家河口水电站项目 2018 年-2025 年 6 月电量情况

单位：万千瓦时

内容	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年 1-6 月

内容	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年 1-6 月
理论发电量	112,715	127,531	152,196	93,458	121,539	89,641	113,732	42,449
弃水电量	11,572	13,995	3,911	-	-	-	-	-
发电量	101,144	113,535	148,286	93,458	121,539	89,641	113,732	42,449
上网电量	100,024	112,214	146,432	92,354	120,084	88,619	112,392	41,951

1) 发电量的预测

理论发电小时=实际发电小时数+弃水电量折算小时数

理论发电量=理论发电小时×装机容量

发电量=理论发电量-弃水电量

a.理论发电小时数

本次评估参考 2018 年-2024 年实际发电情况进行预测，是由于 2016 年位于槟榔江上游的三岔河水电站建成，三岔河水库是槟榔江水电规划梯级的“龙头水库”。河流梯级上的“龙头”水库及调节性能好的水电站，通过梯级电站的联合运行，可使水电站群的保证出力增幅明显，多年平均发电量也有所增加，并且能够在一定程度上将价值较低的汛期电量转化为价值较高的枯水期电量，大大提高下游梯级电站的电能质量和数量，使下游梯级得到显著的梯级补偿效益⁷⁷，从而在很大程度上改善该河流各梯级的电能质量。槟榔江上具有季调节以上性能的电站为三岔河和苏家河口，其余梯级电站的调节性能均较差，为日调节或无调节电站，考虑到水能资源的利用，故采用“龙头水库”稳定投运后的发电数据进行预测。

考虑到天气的极端情况对水电站的发电影响较大，本次采用剔除理论发电的峰值后剩余实际数据进行估算，预计苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目理论发电小时数分别为 3,480 小时及 3,490 小时。对比 2018 年-2024 年，预测期理论发电量的取值仅高于 2021 年及 2023 年两个枯水年，发电预测谨慎。

b.弃水电量占比

2019 年 4 月，500 千伏兰城变的投运，使保山区域电网与省电网连接的电压等级从原 220 千伏升级为 500 千伏，保山区域电网的稳定性及上下网能力得到大幅提高。同时，2019 年 11 月底，220 千伏兰腾线的投运使得发电能力强的

⁷⁷ 同时，苏家河口水电站汛期维持高水位运行，枯期使用自身调节库容发电，也可对下游梯级进行补偿。据了解，保山市就苏家河口水电站对下游梯级电站带来的补偿无明确的当地补偿政策且苏家河口水电站未收取补偿费用，故本次评估未考虑补偿费用对估值的影响。

腾冲片区送出线路在 220 千伏保腾双回路基础上增加了 220 千伏兰腾双回路，由原来的 2 回线路增加为 4 回线路，解决了腾冲片区送出受阻问题，也解决了苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目汛期送出受限问题。故 2021 年之后无弃水电量，结合云南省电力供需情况，两河水电公司未来存在弃水情况的可能性较小，出于审慎考虑，本次评估在预测期按 3% 的弃水电量占比预测。

2) 上网电量预测

上网电量=发电量×(1-损失率)

损失率与线路线损、厂用电等相关，历史期间基本维持稳定，波动较小，具体如下：

表 241 上网电量预测情况

单位：万千瓦时、%

年份	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	均值
发电量	154,023	173,891	226,479	143,841	187,133	137,199	172,643	170,744
上网电量	152,307	171,880	223,687	142,152	184,924	135,654	170,662	168,752
损失率	1.11%	1.16%	1.23%	1.17%	1.18%	1.13%	1.15%	1.17%

2018 年-2024 年平均损失率为 1.17%，本次评估损失率从谨慎角度按照 1.20% 预测。

经向企业了解，上网电量主要包括优先发电计划（西电东送）及市场化交易：

a. 优先发电计划

本次评估，2025 年的结算电量根据已结算电量及云南电力交易系统分配电量进行预测，2026 年及以后电量参照 2024 年的结算电量进行预测。

b. 市场化交易

除优先发电计划安排外，假设其他电量均参与市场化交易。

3) 销售电价的预测

根据 2022 年-2025 年 6 月审定收入及上网电量得出平均不含税电价情况如下：

表 242 平均不含税电价情况⁷⁸

单位：万元；万千瓦时；元/千瓦时

内容	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年 1-6 月
苏家河口水电站项目售电收入	23,604	17,448	22,785	10,324
苏家河口水电站项目上网电量	120,084	88,619	112,392	41,951
苏家河口水电站项目不含税电价	0.197	0.197	0.203	0.246
松山河口水电站项目售电收入	12,676	9,190	11,706	5,386
松山河口水电站项目上网电量	64,840	47,035	58,270	22,088
松山河口水电站项目不含税电价	0.195	0.195	0.201	0.244

a. 优先发电计划的电价

本次评估，2025 年 7-10 月根据已结算及云南电力交易系统分配电量的电价进行预测，2026 年及以后参考 2024 年的平均结算电价进行预测。

b. 市场化交易的电价

本次评估对于 2025 年-2026 年的电价是根据《电力交易合同》中约定的电价进行预测的，假设《电力交易合同》到期后，2027 年及以后的电价按照 2024 年的平均电价进行预测，预测期维持不变。

合同约定电价情况如下：

表 243 合同约定电价情况

单位：元/千瓦时

年度	2025 年度	2026 年度
含税电价	0.237	0.237
不含税电价	0.210	0.210

(2) 营业成本预测

苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目的营业成本主要包括折旧费、运营管理费用、维护维修费、220 千伏线路使用费、水资源费、库区基金、保险费、实物补偿费、电力交易服务费。

1) 折旧费

固定资产折旧是根据企业会计准则进行测算。

2) 运营管理费用

⁷⁸ 该电价计算中未将固定提取资金，考核补偿/费用进行单独拆分。

根据《运营管理服务协议》，保山腾冲保能和顺能源科技有限公司向苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目提供运营管理服务，该服务费用包含运营管理成本和运营管理服务费。运营管理成本包括与日常运维管理事项相关的成本费用，运营管理成本为 2,560 万元/年（含税）；运营管理服务费为运营管理实施机构提供运营管理服务对应的人员成本和合理回报，2025 年固定运营管理费用为 2,400 万元/年（含税）。

3) 维护维修费

维护维修费主要为苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目运营相关的大修费用，本次评估根据 2025 年-2051 年电站生产计划费用申报情况进行预测。

4) 220 千伏线路使用费

根据《220 千伏送电线路工程租赁协议》，220 千伏线路使用费为苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目使用 220 千伏送电线路工程的使用费，租赁期为 2024 年 2 月 1 日起 20 年止，租赁费为 203.4 万元/年，本次评估根据《220 千伏送电线路工程租赁协议》进行预测。

5) 库区基金

根据云南省财政厅《云南省财政厅关于印发云南省大中型水库库区基金征收使用管理实施细则的通知》，装机容量 5 万千瓦以上的征收率为 8 厘/千瓦时，2.5 万-5 万千瓦（含本级数）的征收率为 6 厘/千瓦时，苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目装机容量均高于 5 万千瓦，故按照 8 厘/千瓦时进行预测。

6) 保险费

保险费主要为财产险、机器损坏险等，根据苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目历史签订的保险合同费用额进行预测，并假设未来维持该成本水平。

7) 实物补偿费

实物补偿费是槟榔江流域水电站开发试行“实物补偿”安置方式，涉及的水田、旱地在电站运行期内按长期固定实物量定时补偿所支付的费用。根据《槟榔江松山河口水电站长期固定实物补偿协议》《槟榔江苏家河口水电站长期固定实物补偿协议》等与实物补偿相关文件，“2006 年开始，对征用的水田旱地按长期固定实物的标准以标准品稻谷计算，即水田 450 千克/亩·年，旱地 300 千克/亩·年，按每十年递增 1 个百分点计算。至 2016 年补偿已满十年，补

偿基数增加 1%，水田为 454.5 千克/亩·年，旱地为 303 千克/亩·年，后续照此类推”。两河水电涉水田 695.5415 亩、旱地 70.77 亩，其中：苏家河口水电站项目水田 458.05 亩、旱地 70.77 亩；松山河口水电站项目水田 237.4915 亩。

8) 电力交易服务费

交易服务费为向昆明电力交易中心有限责任公司缴纳的服务费，本次评估根据《昆明电力交易中心有限责任公司关于公布 2025 年电力交易服务费收费标准的通知》中的收费标准进行预测。

9) 营业成本历史对比

苏家河口水电站及松山河口水电站项目在 2024 年 3 月之前以自运维方式进行运营，主要成本包括折旧费、职工薪酬、维护维修费、水资源费、库区基金、保险费、实物补偿费等。截至 2025 年 6 月 30 日，电站的运营管理方式发生改变，由保能和顺公司向两个电站提供运营管理服务（包括与日常运维管理事项相关的成本费用、运营管理实施机构提供运营管理服务对应的人员成本和合理回报），使得项目的营业成本结构在运营方式变化前后发生较大变化。具体如下：

表 244 营业成本历史对比情况

单位：万元、%

项目	2025 年 1-6 月		2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
折旧费	3,847.16	56.37	7,604.49	50.53	8,049.07	65.05	7,818.10	59.31
职工薪酬	40.52	0.59	237.94	1.58	1,144.54	9.25	1,160.08	8.80
维护维修费	133.91	1.96	387.95	2.58	194.70	1.57	615.77	4.67
水资源费	-	-	1,265.08	8.41	1,050.03	8.49	1,484.95	11.26
库区基金	512.31	7.51	1,365.30	9.07	1,085.23	8.77	1,534.76	11.64
保险费	26.22	0.38	35.86	0.24	117.38	0.95	189.24	1.44
托管运营费用（含人工和运营）	1,816.07	26.61	2,820.65	18.74	-	-	-	-
220KV 线路使用费	68.76	1.01	126.06	0.84	-	-	-	-
实物补偿费	-	-	1.38	0.01	5.53	0.04	-	-
安全生产费	314.91	4.61	944.07	6.27	492.09	3.98	135.13	1.03
电力交易服务费	14.24	0.21	21.38	0.14	55.26	0.45	60.06	0.46
其他	50.99	0.75	239.40	1.59	179.65	1.45	184.73	1.40
小计	6,825.09	100.00	15,049.57	100.00	12,373.48	100.00	13,182.81	100.00

由于运维方式变更为由保能和顺公司负责水电站的运营维护，原管理费用中核算的职工薪酬、办公费、中介费等均在营业成本中核算。此外，在京能国际收购保山能源后，按照京能国际的要求和标准加强电站的规范化管理，故电站的主营业务成本中的付现支出有所增加。

(3) 税金及附加预测

税金附加主要为城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加、印花税等。城建税、教育费附加及地方教育费附加的计算基数为流转税（主要为增值税）。

1) 流转税（增值税）

增值税以销项税和进项税之间的差额计算。

a.销项税

对于销项税，根据财政部、税务总局、海关总署《关于深化增值税改革有关政策的公告》（财政部、税务总局、海关总署公告 2019 年第 39 号），槟榔江水电所实现的收入应缴纳销项税，适用 13%的税率，故评估基准日之后按照 13%进行预测。

b.进项税

当期可抵扣进项税的成本费用主要包括相关服务、材料采购，按 6%、9% 及 13%的税率执行。

2) 城市维护建设税和教育费附加

城市维护建设税率为 5%，教育费附加率均为 3%，地方教育费附加为 2%。

3) 水资源税

根据《云南省财政厅 国家税务总局云南省税务局 云南省水利厅关于云南省水资源税改革试点有关事项的公告》，大型水力发电按 0.008 元/千瓦时收取，中型水力发电按 0.007 元/千瓦时收取，小型水力发电按 0.004 元/千瓦时收取。苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目分别适用 0.008 元/瓦时及 0.007 元/千瓦时。

4) 印花税

根据 0.03%进行预测。

（4）财务费用预测

财务费用主要为利息收入、利息支出及银行手续费等费用。

利息支出主要为金融机构借款产生的利息，由于该支出在现金流预测中加回，故未单独进行预测。由于公司货币资金利息收入及手续费金额较小，本次评估假设净额为 0 元。

（5）所得税预测

根据《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告 2020 年第 23 号），槟榔江水电适用所得税税率 15%，有效期为 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，假设该政策到期后两河水电适用的所得税税率恢复至 25%。

（6）营运资金预测

营运资金包括必要现金、经营性应收款项、预付账款、存货、应付账款、应交税费。

1) 必要现金

根据被评估公司历史经营情况，根据企业付现成本及费用确定必要现金水平。

2) 经营性应收款项

经营性应收账款为剔除溢余款项以后的应收款项。经核实，应收账款主要为电费收入，本次参照历史周转情况进行预测。

3) 预付账款

预付账款主要是预付的电力交易服务费，未来根据历史周转情况进行考虑。

4) 存货

存货为与电站生产相关的备品备件的库存，未来根据存货及付现成本及费用的周转情况进行预测。

5) 应付账款

经与企业相关负责人沟通，应付款项主要为应支付运维相关款项等，未来根据费用的支付方式及付现成本的支付周期进行预测。

6) 应交税费

应交税费主要为应交城市维护建设税、教育税及附加、水资源税、库区基金等，按照各税种支付方式进行预测。

(7) 资本性支出预测

本次评估，对于发电设备、运输设备、电子及办公设备根据电站对设备更新的需求，考虑一定的更新支出。

(8) 预测期末企业资产变现价值的预测

根据前述预测模式，截至预测期末两河水电公司可变现的资产主要为当期营运资金金额、固定资产残值、无形资产净值。

根据公募 REITs 方案中“不动产项目的出售及处置策略”，关于项目届满处置安排如下：

在苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目机组设计寿命届满（即 2051 年 6 月 30 日）当日及以后：1）北京能源国际控股有限公司或其指定关联方优先无偿受让苏家河口水电站、松山河口水电站大坝、水库、生产建筑、生产辅助建筑、构筑物等不动产资产；2）基金管理人中航基金管理有限公司应提请召开基金份额持有人大会，决策其他资产（水轮机、发电机、调速器、主变压器等设备）是否由北京能源国际控股有限公司或其指定关联方无偿受让或进行市场化处置。如北京能源国际控股有限公司或其指定关联方放弃无偿受让其他资产的，基金管理人将按照市场化原则对不动产项目进行处置，处置收益由基金份额持有人享有。

根据上述安排，本次评估对经营期结束后固定资产残值回收的考虑方式如下：

1) 对于不动产资产，考虑到经营期结束时，由于北京能源国际控股有限公司或其指定关联方可优先无偿受让，故本次评估未考虑上述资产残值对评估结论的影响。

2) 对于其余资产，由于上述资产的处置方式尚未确定，故本次评估未考虑上述资产残值对评估结论的影响。

(9) 税前现金流量表的编制

经实施以上分析预测，确定税前现金流量表，税前现金流=未来年度自由现金流+所得税，未来年度税前现金流量汇总如下表所示：

表 245 税前现金流量预测表

单位：万元

项目	2025年 7-12月	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年
一、营业收入	17,331.97	33,682.41	32,578.55	32,578.55	32,578.55	32,578.55	32,578.55
减：营业成本	7,027.58	14,238.21	14,184.83	14,355.65	14,614.97	14,647.18	14,639.07
营业税金及附加	939.28	1,653.93	1,638.06	1,634.73	1,635.90	1,634.46	1,627.96
管理费用	-	-	-	-	-	-	-
财务费用	-	-	-	-	-	-	-
二、营业利润	9,365.11	17,790.27	16,755.66	16,588.17	16,327.68	16,296.91	16,311.52
三、息税前利润	9,365.11	17,790.27	16,755.66	16,588.17	16,327.68	16,296.91	16,311.52
减：营运资金增加	4,832.77	335.02	-96.43	30.86	47.01	-0.34	-10.17
资本性支出	477.96	926.55	1,051.86	1,248.67	1,054.87	1,165.49	1,691.68
加：折旧摊销	3,821.97	7,568.05	7,595.65	7,637.81	7,671.95	7,704.17	7,752.66
期末营运资金回收	-	-	-	-	-	-	-
四、税前现金流	7,876.35	24,096.75	23,395.88	22,946.44	22,897.76	22,835.93	22,382.67
税前折现率	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%
税前折现系数	0.9808	0.9257	0.8572	0.7937	0.7350	0.6806	0.6302
五、税前现金流量现值	7,725.15	22,306.01	20,054.12	18,212.95	16,829.01	15,541.22	14,105.19

项目	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年
一、营业收入	32,578.55	32,578.55	32,578.55	32,578.55	32,578.55	32,578.55	32,578.55
减：营业成本	14,539.93	14,583.61	14,842.31	14,892.79	14,182.60	13,946.63	14,001.64
营业税金及附加	1,627.43	1,631.51	1,626.01	1,627.30	1,624.35	1,635.56	1,627.21
管理费用	-	-	-	-	-	-	-
财务费用	-	-	-	-	-	-	-
二、营业利润	16,411.20	16,363.44	16,110.23	16,058.46	16,771.60	16,996.36	16,949.70
三、息税前利润	16,411.20	16,363.44	16,110.23	16,058.46	16,771.60	16,996.36	16,949.70
减：营运资金增加	-23.16	0.96	30.38	0.31	-0.53	-29.03	-1.97
资本性支出	1,802.65	1,488.50	1,815.93	1,716.46	1,943.36	1,176.99	1,819.47
加：折旧摊销	7,804.46	7,848.14	7,899.30	7,949.78	7,238.47	7,210.06	7,265.07
期末营运资金回收	-	-	-	-	-	-	-
四、税前现金流	22,436.17	22,722.12	22,163.23	22,291.47	22,067.24	23,058.45	22,397.27
税前折现率	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%
税前折现系数	0.5835	0.5403	0.5003	0.4633	0.4290	0.3973	0.3679
五、税前现金流量现值	13,092.32	12,277.71	11,089.25	10,327.82	9,467.14	9,160.13	8,238.86

项目	2039年	2040年	2041年	2042年	2043年	2044年	2045年

项目	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年	2044 年	2045 年
一、营业收入	32,578.55	32,578.55	32,578.55	32,578.55	32,578.55	32,578.55	32,578.55
减：营业成本	14,199.54	14,302.20	13,429.05	13,232.94	13,209.41	13,393.24	13,443.62
营业税金及附加	1,634.02	1,630.51	1,636.58	1,633.23	1,636.31	1,632.79	1,628.43
管理费用	-	-	-	-	-	-	-
财务费用	-	-	-	-	-	-	-
二、营业利润	16,745.00	16,645.85	17,512.92	17,712.39	17,732.83	17,552.52	17,506.50
三、息税前利润	16,745.00	16,645.85	17,512.92	17,712.39	17,732.83	17,552.52	17,506.50
减：营运资金增加	24.64	7.81	1.43	-23.83	-7.91	22.20	-1.03
资本性支出	1,226.19	1,469.91	1,002.65	1,330.09	1,119.12	1,320.35	1,655.75
加：折旧摊销	7,312.02	7,358.07	6,484.93	6,439.76	6,472.83	6,505.72	6,556.10
期末营运资金回收	-	-	-	-	-	-	-
四、税前现金流	22,806.18	22,526.20	22,993.76	22,845.88	23,094.46	22,715.68	22,407.88
税前折现率	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%
税前折现系数	0.3406	0.3154	0.2921	0.2704	0.2504	0.2319	0.2147
五、税前现金流量现值	7,768.29	7,104.96	6,715.59	6,178.50	5,783.40	5,267.47	4,811.47

项目	2046 年	2047 年	2048 年	2049 年	2050 年	2051 年 1-6 月	期末回 收
一、营业收入	32,578.55	32,578.55	32,578.55	32,578.55	32,578.55	16,301.88	-
减：营业成本	13,527.52	13,407.98	13,431.06	13,556.33	13,587.61	6,879.11	-
营业税金及附加	1,636.83	1,636.42	1,640.48	1,636.25	1,636.44	815.12	-
管理费用	-	-	-	-	-	-	-
财务费用	-	-	-	-	-	-	-
二、营业利润	17,414.20	17,534.15	17,507.02	17,385.97	17,354.51	8,607.65	-
三、息税前利润	17,414.20	17,534.15	17,507.02	17,385.97	17,354.51	8,607.65	-
减：营运资金增加	10.79	-23.13	0.96	13.40	0.04	31.84	-
资本性支出	983.19	1,084.60	772.57	1,053.98	1,039.82	724.42	-
加：折旧摊销	6,582.27	6,613.68	6,636.75	6,667.69	6,698.96	3,331.76	-
期末营运资金回 收	-	-	-	-	-	-	5,148.57
四、税前现金流	23,002.49	23,086.36	23,370.25	22,986.27	23,013.61	11,183.14	5,148.57
税前折现率	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%	7.99%
税前折现系数	0.1988	0.1841	0.1705	0.1579	0.1462	0.1380	0.1354
五、税前现金流量现 值	4,573.54	4,250.44	3,984.21	3,628.68	3,364.07	1,543.35	696.90

（八）评估价值

北京天健兴业资产评估有限公司出具了《中航京能光伏 REIT 拟扩募并新购入不动产项目事宜所涉及云南保山槟榔江水电开发有限公司持有的苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目价值资产评估报告》（天兴评报字（2025）第 1530 号）。

经收益法评估，苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目账面价值为 213,352.24 万元，评估价值为 254,100.00 万元，增值额为 40,747.76 万元，评估增值率为 19.10%。

（九）存续期内部收益率（IRR）

内部收益率（IRR）为使得投资基金产生的未来现金流折现现值等于买入成本的收益率。

1. 基金扩募前内部收益率

如不实施本次扩募交易，本基金 2025 年 6 月 30 日（不含）前 20 个交易日不动产基金交易均价为 12.1050 元/份，假设投资者于 2025 年 7 月 1 日以 12.1050 元/份价格的 90% 买入⁷⁹，全体投资者买入成本假设为 12.1050 元/份 $\times$ 90% $\times$ 扩募前基金份额总数 3 亿份；假设可供分配现金于当年 100% 向投资者分配；基于本基金扩募前全周期可供分配现金流预测，则扩募前内部收益率为 0.88%。

2. 新购入不动产项目内部收益率

投资者买入成本假设为新购入不动产项目估值 25.41 亿元；投资者所得未来现金流为基于新购入不动产资产评估报告测算的新购入不动产项目全周期可供分配现金流；假设可供分配现金于当年 100% 向投资者分配；则新购入不动产项目内部收益率为 5.67%。

3. 基金扩募后合并内部收益率

投资者买入成本假设为 12.1050 元/份 $\times$ 90% $\times$ 扩募前基金份额总数 3 亿份 + 新购入不动产项目估值 25.41 亿元；投资者所得未来现金流为基金扩募前全周期可供分配现金流 + 新购入不动产项目全周期可供分配现金流；假设可供分配现金于当年 100% 向投资者分配；则新购入不动产项目后内部收益率为 3.75%。

综上，扩募后本基金内部收益率预测值相较扩募前提升了 2.86%。

⁷⁹ 根据《扩募及新购入不动产指引》第四十七条，定向扩募的发售价格应当不低于定价基准日前 20 个交易日不动产基金交易均价的 90%。

此外，如二级市场交易价格上涨会导致买入成本上涨，导致投资者实际全周期内部收益率降低。二级市场交易价格下跌会导致买入成本下降，导致投资者实际全周期内部收益率提高。

以上内部收益率预测值系基于新购入不动产资产评估报告中的全周期现金流、相关可供分配金额测算结果，以及分派时点等假设条件，因未来经营的不确定性，不代表投资者未来实际可得的内部收益率。

三、期后重大事项

评估基准日后不动产项目未发生可能导致收入或成本重大变化或者对评估价值、现金流产生重大影响的事项。

第二节 现金流测算分析

可供分配金额测算报告在预测的假设前提与限制条件下编制，所依据的各种假设具有不确定性，实际结果可能与预测性财务信息存在差异。若预测假设与限制条件发生变化，将会对可供分配金额测算的结果产生影响，投资者进行投资决策时应谨慎使用。请投资者阅读可供分配金额测算报告及审阅报告全文。

一、不动产项目的可供分配金额测算

致同会计师事务所（特殊普通合伙）审核了本基金扩募后的公募基金 2025 年度 7-12 月和 2026 年度（简称“预测期”）的可供分配金额测算，包括预测合并利润表及拟扩募不动产基金预测利润表、预测合并现金流量表及拟扩募不动产基金预测现金流量表、合并可供分配金额测算表及拟扩募不动产基金可供分配金额测算表，以及相关附注，并出具了《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2025 年 7-12 月、2026 年度可供分配金额测算审核报告》（简称“《扩募可供分配金额测算报告》”）。

（一）新购入不动产项目可供分配金额测算情况

新购入不动产项目可供分配金额测算的预测期限为自 2025 年 7 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日止。预测期间的可供分配金额测算，均假设本基金扩募完成于 2025 年 7 月 1 日，且于 2025 年 7 月 1 日已完成对新购入不动产项目的资产重组、专项计划设立、收购项目公司和发放股东借款等相关事宜。

表 246 新购入不动产项目可供分配金额计算表

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
	预测数	预测数
一、净利润（净亏损以“-”号填列）	66,416,060.63	126,318,544.81
折旧和摊销	47,057,518.77	93,211,439.00
利息支出	741,208.72	1,443,428.42
所得税费用	11,324,296.37	20,781,685.24
二、税息折旧及摊销前利润	125,539,084.49	241,755,097.47
三、调整项	-54,801,773.04	-33,701,405.89

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
	预测数	预测数
不动产基金发行份额募集的资金	2,541,000,000.00	-
收购不动产项目所支付的现金净额	-1,774,725,064.82	-
取得借款收到的本金	-	-
偿还借款支付的本金	-938,456,250.00	-
支付的利息和所得税费用	-8,148,696.45	-21,333,142.88
应收和应付项目的变动	160,779,212.81	433,510.16
未来合理相关支出预留	-29,850,026.58	-32,181,799.75
--重大资本性支出	-	-
--预留运营管理成本和服务费	-12,580,000.00	-12,765,400.00
--预留年末负债余额	-17,270,026.58	-19,416,399.75
其他调整项目	-5,400,948.00	19,380,026.58
--期初现金余额	-	29,850,026.58
--存货的变动	-	-
--当期资本性支出	-5,400,948.00	-10,470,000.00
四、可供分配金额	70,737,311.45	208,053,691.58

表 247 预测期新购入不动产项目利润表

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
	预测数	预测数
一、营业总收入	173,379,690.90	336,944,128.79
营业收入	173,319,690.90	336,824,128.79
利息收入	60,000.00	120,000.00
二、营业总成本	95,639,333.90	189,843,898.74
营业成本	77,488,900.13	156,169,997.72
利息支出	741,208.72	1,443,428.42
税金及附加	9,658,486.64	17,314,393.19
管理费用	1,106,056.07	943,396.23
财务费用	2,261,457.34	6,489,469.25
管理人报酬	4,256,175.00	7,229,545.66
托管费	127,050.00	253,668.27
三、营业利润(亏损以“-”号填列)	77,740,357.00	147,100,230.05

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
	预测数	预测数
加：营业外收入	-	-
减：营业外支出	-	-
四、利润总额(亏损总额以“-”号填列)	77,740,357.00	147,100,230.05
减：所得税费用	11,324,296.37	20,781,685.24
五、净利润(净亏损以“-”号填列)	66,416,060.63	126,318,544.81
六、其他综合收益的税后净额	-	-
七、综合收益总额	66,416,060.63	126,318,544.81

表 248 预测期新购入不动产项目现金流量表

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
	预测数	预测数
一、经营活动产生的现金流量：		
销售商品、提供劳务收到的现金	216,070,834.63	380,166,576.54
取得利息收入收到的现金	60,000.00	120,000.00
收到其他与经营活动有关的现金	198,531,481.60	-
经营活动现金流入小计	414,662,316.23	380,286,576.54
购买商品、接受劳务支付的现金	89,874,301.57	61,620,937.57
支付的各项税费	45,922,049.74	97,810,174.22
支付其他与经营活动有关的现金	-	-
经营活动现金流出小计	135,796,351.31	159,431,111.79
经营活动产生的现金流量净额	278,865,964.92	220,855,464.75
二、投资活动产生的现金流量：		
收到其他与投资活动有关的现金	-	-
投资活动现金流入小计	-	-
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	5,400,948.00	10,470,000.00
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	1,774,725,064.82	-
投资活动现金流出小计	1,780,126,012.82	10,470,000.00
投资活动产生的现金流量净额	-1,780,126,012.82	-10,470,000.00
三、筹资活动产生的现金流量：		
认购/申购收到的现金	2,541,000,000.00	

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
	预测数	预测数
取得借款收到的现金	-	-
筹资活动现金流入小计	2,541,000,000.00	-
偿还借款支付的现金	938,456,250.00	-
偿付利息支付的现金	696,364.07	-
分配支付的现金	70,737,311.45	208,053,691.58
筹资活动现金流出小计	1,009,889,925.52	208,053,691.58
筹资活动产生的现金流量净额	1,531,110,074.48	-208,053,691.58
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响		
五、现金及现金等价物净增加额	29,850,026.58	2,331,773.17
加：期初现金及现金等价物余额	-	29,850,026.58
六、期末现金及现金等价物余额	29,850,026.58	32,181,799.75

（二）基金扩募及新购入不动产项目后合并可供分配金额测算情况

本基金扩募及新购入不动产项目后合并可供分配金额测算的预测期限为自 2025 年 7 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日止。预测期间的可供分配金额测算，均假设本基金扩募完成于 2025 年 7 月 1 日，且于 2025 年 7 月 1 日已完成对新购入不动产项目的资产重组、专项计划设立、收购项目公司和发放股东借款等相关事宜。

表 249 预测期基金扩募后合并可供分配金额计算表

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
	预测数	预测数
一、净利润（净亏损以“-”号填列）	108,364,870.89	240,791,474.29
折旧和摊销	111,388,999.40	222,238,457.21
利息支出	5,242,068.03	12,317,802.88
所得税费用	19,394,943.64	41,302,273.47
二、税息折旧及摊销前利润	244,390,881.96	516,650,007.85
三、调整项	84,948,871.27	-96,634,697.47
不动产基金发行份额募集的资金	2,541,000,000.00	-
收购不动产项目所支付的现金净额	-1,774,725,064.82	-

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
	预测数	预测数
取得借款收到的本金	194,099,262.32	179,453,511.09
偿还借款支付的本金	-1,100,365,173.29	-208,796,426.38
支付的利息和所得税费用	-27,247,318.34	-50,952,061.83
应收和应付项目的变动	208,892,496.32	-2,660,800.63
未来合理相关支出预留	-56,376,593.45	-53,585,513.17
--重大资本性支出	-	-
--预留运营管理成本和服务费	-17,426,136.65	-17,667,278.38
--预留年末负债余额	-38,950,456.80	-35,918,234.79
其他调整项目	99,671,262.53	39,906,593.45
--期初现金余额	115,749,667.66	56,376,593.45
--存货的变动	-	-
--当期资本性支出	-16,078,405.13	-16,470,000.00
四、可供分配金额	329,339,753.23	420,015,310.38

表 250 预测期基金扩募后合并利润表

单位：元

项 目	2025 年 7-12 月	2026 年度
	预测数	预测数
一、营业总收入	323,485,205.50	662,832,247.18
营业收入	323,309,205.50	662,490,247.18
利息收入	176,000.00	342,000.00
二、营业总成本	195,725,390.97	380,738,499.42
营业成本	158,975,106.57	317,468,338.56
利息支出	5,242,068.03	12,317,802.88
税金及附加	12,461,273.90	22,390,012.79
管理费用	2,488,131.55	2,325,471.71
财务费用	9,014,605.88	12,319,822.21
管理人报酬	7,288,135.44	13,400,777.39
托管费	256,069.60	516,273.88
三、营业利润(亏损以“-”号填列)	127,759,814.53	282,093,747.76
加：营业外收入	-	-

项 目	2025 年 7-12 月	2026 年度
	预测数	预测数
减：营业外支出	-	-
四、利润总额(亏损总额以“-”号填列)	127,759,814.53	282,093,747.76
减：所得税费用	19,394,943.64	41,302,273.47
五、净利润(净亏损以“-”号填列)	108,364,870.89	240,791,474.29
六、其他综合收益的税后净额	-	-
七、综合收益总额	108,364,870.89	240,791,474.29

表 251 预测期基金扩募后合并现金流量表

单位：元

项 目	2025 年 7-12 月	2026 年度
	预测数	预测数
一、经营活动产生的现金流量：		
销售商品、提供劳务收到的现金	440,803,803.46	752,945,701.63
取得利息收入收到的现金	176,000.00	342,000.00
收到其他与经营活动有关的现金	198,531,481.60	-
经营活动现金流入小计	639,511,285.06	753,287,701.63
购买商品、接受劳务支付的现金	118,397,182.69	106,201,972.52
支付的各项税费	84,404,117.68	167,136,924.85
支付其他与经营活动有关的现金	-	6,770,000.00
经营活动现金流出小计	202,801,300.37	280,108,897.37
经营活动产生的现金流量净额	436,709,984.69	473,178,804.26
二、投资活动产生的现金流量：		
收到其他与投资活动有关的现金	-	-
投资活动现金流入小计	-	-
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	18,518,563.41	16,470,000.00
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	1,774,725,064.82	-
投资活动现金流出小计	1,793,243,628.23	16,470,000.00
投资活动产生的现金流量净额	-1,793,243,628.23	-16,470,000.00
三、筹资活动产生的现金流量：		
认购/申购收到的现金	2,541,000,000.00	-
取得借款收到的现金	194,099,262.32	179,453,511.09

项 目	2025 年 7-12 月	2026 年度
	预测数	预测数
筹资活动现金流入小计	2,735,099,262.32	179,453,511.09
偿还借款支付的现金	1,100,365,173.29	208,796,426.38
偿付利息支付的现金	8,233,766.47	10,141,658.87
分配支付的现金	329,339,753.23	420,015,310.38
筹资活动现金流出小计	1,437,938,692.99	638,953,395.63
筹资活动产生的现金流量净额	1,297,160,569.33	-459,499,884.54
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响		
五、现金及现金等价物净增加额	-59,373,074.21	-2,791,080.28
加：期初现金及现金等价物余额	115,749,667.66	56,376,593.45
六、期末现金及现金等价物余额	56,376,593.45	53,585,513.17

二、关键假设

（一）基金募集情况假设

假定本基金于 2025 年 7 月 1 日完成扩募，根据评估机构对不动产项目的评估价值，假定募集规模总计为 254,100.00 万元。

募集资金扣除预留现金后拟全部投资于专项计划，专项计划扣除预留现金后，向原始权益人支付股权转让对价并向项目公司发放股东借款。项目公司收到专项计划股东借款，与自有资金一起用于偿还项目公司存量负债。

（二）预测合并利润表相关假设

1. 营业收入

项目公司主营业务为光伏发电和水力发电。

光伏发电项目电价根据 2020 年第二批次可再生能源发电项目补贴项目清单公示文件和湖北省物价局下发鄂价环资函〔2014〕134 号文件确定的电价进行预测，同时考虑预测项目公司所在地区电力市场的竞价因素的影响。

水力发电项目电价根据历史已结算平均电价和《电力交易合同》的约定进行预测。电量根据项目实际情况谨慎预测。

2. 利息收入

利息收入主要为存放银行的存款产生的利息，本基金计划将募集的资金扣除预留资金后全部投资于不动产项目公司。项目公司拟开展协定存款和通知存款等取得闲置资金的利息收入，按年化 0.30% 收益率进行测算。

3. 营业成本

营业成本主要包括不动产项目的运营成本，包括运营管理成本和服务费、折旧和摊销和库区基金等：

（1）运营管理成本和服务费根据中航基金与运营管理机构、项目公司签署的《运营管理服务协议》约定的金额及定价机制预测。其中：榆林永宸和湖北晶泰运营管理机构为内蒙古京能，两河水电运营管理统筹机构为保山能源、运营管理实施机构为保能和顺公司。

榆林永宸项目公司 2025 年 7-12 月和 2026 年度光伏区组件清洗和除草支出根据榆阳区小壕兔乡早留太村民委员会与项目公司于 2022 年 3 月签署的《陕西永宸电站光伏区组件清洗和除草合同》约定的金额及定价机制预测，服务期限自 2023 年 1 月 1 日至 2027 年 12 月 31 日。

（2）折旧和摊销是基于本基金收购项目公司的固定资产及无形资产的公允价值进行持续计量，假设原有预计使用寿命及预计净残值率保持不变，并考虑资产剩余使用寿命以及项目公司 2025 年 7-12 月和 2026 年度预计的资产购置和资本性支出的折旧和摊销影响进行预测。

（3）库区基金是两河水电根据《云南省财政厅关于印发云南省大中型水库库区基金征收使用管理实施细则的通知》和预计电量进行预测。

（4）大修理费是两河口水电运营相关的修理技改费用等，包括发电设备维护、水工建筑维护、线路维护等费用，根据电站生产计划进行预测。

（5）其他支出主要为不动产项目耗用的电费、支付的保险费等，根据不动产项目预计未来运营状况，并参考同类历史支出情况进行预测。

4. 利息支出

（1）因租赁产生的租赁负债利息，按初始确认时的增量借款利率进行计算。

(2) 榆林永宸和湖北晶泰公司拟将前一年度未收回的应收电价补贴转让给银行开展保理业务，即 2025 年末转让 2024 年度产生的应收电价补贴，2026 年末转让 2025 年度产生的应收电价补贴。就单笔保理业务，保理银行拟平价购买前一年度的应收电价补贴，并向项目公司支付购买对价。项目公司收到该部分电价补贴的回款后，即转付给保理银行。融资期限根据历史国补回款周期减去转让时已有账龄进行计算，并假设电价补贴于年末收款。已签订协议的保理借款年利率根据协议约定，未签订协议的保理借款根据保理业务合作协议确定为 3.6%。

5. 税金及附加

增值税附加税费、印花税等税项根据预测期间相关纳税主体适用的税率及预测的纳税基础进行预测。根据财政部 2024 年 10 月发布的《关于印发《水资源税改革试点实施办法》的通知》，自 2024 年 12 月 1 日起，水资源费改革为水资源税，以前期间为水资源费。

6. 管理人报酬

管理人报酬包括基金管理人的管理费，根据草拟的《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金合同》的约定计算。

7. 托管费

托管费为向基金托管人支付的托管费，根据草拟的《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金合同》的约定计算。

8. 其他费用

其他费用主要包括管理费用和财务费用，管理费用包括中介服务等，参照本基金预计发生中介服务费的类型和市场询价进行预测，财务费用主要包括无法抵扣的利息增值税、银行转账手续费支出等，参考历史支出水平进行预测。

项目公司历史上未发生销售费用及研发费用，假设在预测期内维持项目公司原有业务形态及成本构成，故不对销售费用及研发费用进行预测，同时其他成本费用结构不发生重大变化。

9. 其他收入及费用

其他收入及费用主要包括资产处置收益、资产减值损失、信用减值损失及营业外收入/支出等其他利润表项目。本基金依据不动产项目资产的现有运行状况、项目公司有关过去事项、当前状况以及对未来经济状况的预期，预测不存在重大的上述其他收入及费用发生，故预测金额为零。

（三）预测合并现金流量表相关假设

1. 收入实际收回时间假设

根据项目公司历史收入回款情况，光伏标杆电费和水电交易电费的回款周期通常为 1-2 个月，榆林永宸电价补贴回款周期平均为 2.5 年，湖北晶泰电价补贴回款周期平均为 1.5 年，实际收到电网公司拨付电价补贴回款为每年三、四季度，主要集中在四季度，假设项目公司预测期回款周期与历史情况相似。

2. 成本及税费支付时间假设

假定成本税费中支付频率较低的线路使用费、保险费等于当年支付，计入当年度现金流出；中介机构服务费、基金管理费和托管费于当年计提，计入负债余额进行预留，于下一年度进行支付计入下一年度现金流出。

按季度支付的运营管理成本和运营管理服务费于季度初支付当季度费用，计入当年度现金流出。按季度或月度支付的增值税、所得税、水资源税、库区基金、下网电费等，季度末或者月末余额于下季度初或下月初支付，12 月余额于下一年初进行支付计入下一年度现金流出。

3. 投资人收益分配时间假设

预测期内符合分配条件下每年度分配一次，收益分配基准日为当年 12 月 31 日，于当年宣告分配并实施。

4. 可供分配金额分配率假设

向基金份额持有人分配支付的现金为当期可分配金额的 100%。

5. 期初现金余额假设

基于不动产项目公司为持续经营主体，期初现金余额为基金合并层面于预测期初预计拥有的现金及现金等价物余额。

6. 资本性支出的预留和使用

资本性支出主要包括原有固定资产的大修支出及更新改造支出，假设尚未支出的部分在未来期间内按季度平均支出。

榆林永宸和湖北晶泰每年预测 600.00 万元作为不动产项目存续期内资本性支出资金。2024 年度资本支出未支付和未使用部分假设全部于 2025 年度支付和使用完毕。

两河水电根据不动产项目资产状况，2025 年 7-12 月预测 540.09 万元资本支出，2026 年预测 1,047.00 万元资本支出，实际使用根据不动产项目的运营情况作相应调整。

7. 收购不动产项目所支付的现金净额

收购不动产项目所支付的现金净额为本基金购买不动产项目的对价抵减本基金收购两河水电货币资金后的净额，即减去预计 2025 年 7 月 1 日两河水电货币资金余额。本基金收购两河水电取得的现金可计入本基金成立当期的可供分配金额，并参与本基金的收益分配。两河水电已完成重组，货币资金余额为 212,275.34 元。

（四）可供分配金额测算说明

1. 营业收入

表 252 营业收入情况

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
榆林永宸项目	108,420,472.76	241,336,539.05
湖北晶泰项目	41,569,041.84	84,329,579.34
两河水电项目	173,319,690.90	336,824,128.79
合计	323,309,205.50	662,490,247.18

（1）榆林永宸项目

1) 电价：2020 年 7 月 31 日榆林永宸列入国家电网有限公司 2020 年第二批次可再生能源发电项目补贴项目清单，根据现行陕西省电力市场交易规则，电费收入主要由优先发电交易收入、市场交易收入、可再生能源补贴收入及电网考核费用等构成。

根据电价公示文件含税电价为 0.80 元/千瓦时。其中，标杆电价 0.3345 元/千瓦时（含税），可再生能源补贴电价为 0.4655 元/千瓦时（含税）。在现行陕西省电力市场交易规则下，优先发电电量单价按照标杆电价确认，市场交易上网电量单价按交易平台的市场竞价结果确认，2025 年 7-12 月、2026 年参考以前年度平均电价进行预测。

2) 结算电量：根据榆林永宸项目的实际装机容量、历史平均发电小时数、线损电量和优先发电电量、市场交易电量占比等进行预测。

3) 电网考核费用：按照以前年度平均考核费用进行预测。

（2）湖北晶泰项目

1) 电价：2016 年 8 月 24 日，湖北晶泰光伏电力有限公司一期 30 兆瓦项目列入国家电网有限公司 2016 年第六批次可再生能源发电项目补贴项目清单，2018 年 6 月 11 日，湖北晶泰光伏电力有限公司二期 70 兆瓦项目列入国家电网有限公司 2018 年第六批次可再生能源发电项目补贴项目清单。根据现行湖北省电力市场交易规则，电费收入主要由优先发电交易收入、市场交易收入、可再生能源补贴收入及电网考核费用等构成。

2014 年 11 月 26 日，湖北省物价局下发鄂价环资函（2014）134 号文件，同意湖北晶泰光伏电力 100 兆瓦太阳能光伏电站项目电价为每千瓦时 1.00 元（含税）。其中，标杆电价 0.4161 元/千瓦时（含税），可再生能源补贴电价为 0.5839 元/千瓦时（含税）。在现行湖北省电力市场交易规则下，优先发电电量交易电量单价按照标杆电价确认，市场交易上网电量单价按交易平台的市场竞价结果确认，预测期间电价参考以前年度平均电价进行预测。

2) 结算电量：根据湖北晶泰项目的实际装机容量、历史平均发电小时数、线损电量和优先发电电量、市场交易电量占比等进行预测。

3) 电网考核费用：按照以前年度平均考核费用进行预测。

（3）两河水电项目

1) 电价：根据现行云南省电力市场交易规则，电费收入主要由优先发电计划收入、市场化交易收入等构成。

优先发电计划电价根据已结算的平均电价进行预测，市场化交易电价根据已签订的《电力交易合同》约定的价格、历史平均电价进行预测。

2) 电量：根据两河水电项目的实际装机容量、历史平均发电小时数、损失率等进行预测。

2. 利息收入

表 253 利息收入情况

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
利息收入	176,000.00	342,000.00
合计	176,000.00	342,000.00

项目公司拟开展协定存款和通知存款等取得闲置资金的利息收入，按年化 0.30% 收益率和平均余额进行测算预计 2025 年 7-12 月利息收入为 17.60 万元，2026 年度利息收入为 34.20 万元。

3. 营业成本

表 254 营业成本情况

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
榆林永宸项目	60,929,626.33	120,026,496.60
湖北晶泰项目	20,556,580.11	41,271,844.24
两河水电项目	77,488,900.13	156,169,997.72
合计	158,975,106.57	317,468,338.56

(1) 榆林永宸项目

主营业务成本主要包括固定资产折旧、运营管理成本和服务费、线路使用费、使用权资产摊销和下网电费等。

表 255 榆林永宸项目营业成本情况

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
固定资产折旧	46,715,547.66	93,660,241.05

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
运营管理成本和服务费	7,324,620.82	12,705,403.93
线路使用费	4,886,504.42	9,773,008.85
下网电费	854,627.43	1,600,000.00
使用权资产摊销	650,363.20	1,300,726.41
财产保险费	308,404.62	608,000.00
无形资产摊销	189,558.18	379,116.36
合计	60,929,626.33	120,026,496.60

1) 固定资产折旧：为光伏电站的折旧，包括根据测算期光伏电站的初始入账价值、资本性支出及剩余年限计算的折旧，以及本基金收购项目公司固定资产增值部分对折旧的影响。在可供分配金额测算中已加回此部分非付现成本。预计 2025 年 7-12 月和 2026 年度固定资产折旧金额分别为 4,671.55 万元和 9,366.02 万元。

项目公司每年资本性支出预计 400.00 万元，计入固定资产原值，并在剩余使用寿命内进行折旧，因此每年计提折旧金额相应增加。

2) 运营管理成本和服务费：根据《运营管理服务协议》，京能国际下属公司内蒙古京能为榆林永宸项目提供运营管理服务，并取得相应的运营管理成本和运营管理服务费。根据《运营管理服务协议》，预计 2025 年 7-12 月和 2026 年度运营管理成本和服务费金额分别为 574.47 万元和 1,162.05 万元。

根据《陕西永宸电站光伏区组件清洗和除草合同》，榆阳区小壕兔乡早留太村民委员会为榆林永宸项目提供光伏区组件清洗和除草服务，服务期限自 2023 年 1 月 1 日至 2027 年 12 月 31 日，不含税合同总额 542.45 万元。前期未提供的服务预计在 2025 年提供，预计 2025 年 7-12 月和 2026 年度相关支出分别为 157.99 万元和 108.49 万元。

3) 线路使用费：榆林永宸公司自 2022 年 1 月 1 日起向京能发展（北京）租赁 330 千伏送出线路（共用），并支付线路使用费。根据协议，预计线路使用费为 977.30 万元/年。

4) 下网电费：为电站运行和厂区生活用电所产生的电费，与发电量和上网电量相关性较小，主要根据不动产项目公司历史实际情况进行预测。下网电费一般与电站资产规模相关，因此未考虑增长，按历史数据预计下网电费 160.00 万元/年。

5) 使用权资产摊销：包括已缴纳的土地租金摊销，根据测算期土地租金的初始入账价值及剩余租赁年限测算，以及租赁 110kv 送出线路租金摊销，根据租赁协议及剩余使用年限测算，并在可供分配金额测算中加回此部分非付现成本，使用权资产摊销金额为 130.07 万元/年。

6) 财产保险费：榆林永宸向保险公司投保，险种为财产一切险、机器损坏险和公众责任险等，2025 年 7-12 月按照已签订合同确认保险费为 30.84 万元，2026 年财产保险费预计为 60.80 万元/年。

7) 无形资产摊销：为土地出让金摊销，根据测算期土地出让金初始入账价值及剩余年限测算，并在可供分配金额测算中加回此部分非付现成本，无形资产摊销金额为 37.91 万元/年。

(2) 湖北晶泰项目

主营业务成本主要包括固定资产折旧、运营管理成本和服务费、使用权资产摊销、下网电费等。

表 256 湖北晶泰项目营业成本情况

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
固定资产折旧	16,153,938.61	32,442,788.43
运营管理成本和服务费	3,295,836.70	6,666,809.85
使用权资产摊销	622,072.98	1,244,145.96
下网电费	404,819.07	710,000.00
财产保险费	79,912.75	208,100.00
合计	20,556,580.11	41,271,844.24

1) 固定资产折旧：为光伏电站的折旧，包括根据测算期光伏电站的初始入账价值、资本性支出及剩余年限计算的折旧，以及本基金收购项目公司固定资产增值部分对折旧的影响。

在可供分配金额测算中已加回此部分非付现成本。预计 2025 年 7-12 月和 2026 年度固定资产折旧金额分别为 1,615.39 万元和 3,244.28 万元。

项目公司每年资本性支出预计 200.00 万元，计入固定资产原值，并在剩余使用寿命内进行折旧，因此每年计提折旧金额相应增加。

2) 运营管理成本和服务费：根据《运营管理服务协议》，由京能国际下属公司内蒙古京能为湖北晶泰项目提供运营管理服务，并取得相应的运营管理成本和运营管理服务费。根据《运营管理服务协议》，预计 2025 年 7-12 月和 2026 年度运营管理成本和服务费金额分别为 329.58 万元和 666.68 万元。

3) 使用权资产摊销：包括已缴纳的土地租金摊销，根据测算期土地租金的初始入账价值及剩余租赁年限测算，以及租赁 110kv 送出线路租金摊销，根据租赁协议及剩余使用年限测算，并在可供分配金额测算中加回此部分非付现成本，使用权资产摊销金额为 124.41 万元/年。

4) 下网电费：为电站运行和厂区生活用电所产生的电费，与发电量和上网电量相关性较小，根据不动产项目公司历史实际情况进行预测。下网电费一般与电站资产规模相关，因此未考虑增长，按历史数据预计下网电费 71.00 万元/年。

5) 财产保险费：湖北晶泰向保险公司投保，险种为财产一切险、机器损坏险和公众责任险等，财产保险费测算主要依据上述保险费标准预计为 20.81 万元/年。

(3) 两河水电项目

主营业务成本主要包括固定资产折旧、运营管理成本和服务费、库区基金、大修理费和使用权资产摊销等。

表 257 两河水电项目营业成本情况

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
固定资产折旧	46,369,928.25	91,836,257.96
运营管理	21,320,754.72	47,471,698.12
库区基金	7,526,657.03	12,899,678.94
大修费用	1,138,200.00	1,743,400.00
使用权资产摊销	687,590.52	1,375,181.04
电力交易服务费	190,296.61	326,142.83
保险费	255,473.00	517,638.83
合计	77,488,900.13	156,169,997.72

1) 两河口水电站的折旧, 包括根据测算期两河口水电站的初始入账价值、资本性支出及剩余年限计算的折旧, 以及本基金收购项目公司固定资产增值部分对折旧的影响。在可供分配金额测算中已加回此部分非付现成本。预计 2025 年 7-12 月和 2026 年度固定资产折旧金额分别 4,636.99 万元和 9,183.63 万元。

项目公司 2025 年 7-12 月预测 540.09 万元资本支出, 2026 年预测 1,047.00 万元资本支出, 计入固定资产原值, 并在剩余使用寿命内进行折旧, 因此每年计提折旧金额相应增加。

2) 运营管理成本和服务费: 根据《运营管理服务协议》, 京能国际下属公司保山能源和保能和顺为两河水电项目提供运营管理服务, 并取得相应的运营管理成本和运营管理服务费。根据《运营管理服务协议》, 预计 2025 年 7-12 月和 2026 年度运营管理成本和服务费金额分别为 2,132.08 万元和 4,747.17 万元。

3) 库区基金: 根据云南省财政厅《云南省财政厅关于印发云南省大中型水库库区基金征收使用管理实施细则的通知》, 装机容量 5 万千瓦以上的征收率为 8 厘/千瓦时, 2.5 万-5 万千瓦 (含本级数) 的征收率为 6 厘/千瓦时。苏家河口和松山河口电站装机容量均高于 5 万千瓦, 按照 8 厘/千瓦时和电量预计 2025 年 7-12 月和 2026 年度库区基金为 752.67 万元和 1,289.97 万元。

4) 大修费用: 主要为两河口水电运营相关的修理技改费用等, 包括发电设备维护、水工建筑维护、线路维护等费用, 根据电站生产计划预计 2025 年 7-12 月和 2026 年度大修理支出分别为 113.82 万元和 174.34 万元。

5) 使用权资产摊销: 为租赁 220kV 送出线路使用权资产摊销, 根据租赁协议及剩余使用年限测算, 并在可供分配金额测算中加回此部分非付现成本, 使用权资产摊销金额为 137.52 万元/年。

6) 电力交易服务费: 向昆明电力交易中心有限责任公司缴纳的服务费, 根据历史年度平均度电费用预计 2025 年 7-12 月和 2026 年度金额为 19.03 万元和 32.61 万元。

7) 财产保险费: 两河水电向保险公司投保, 险种为财产一切险、机器损坏险和公众责任险等, 财产保险费测算主要依据上述保险费标准预计为 51.76 万元/年。

4. 利息支出

表 258 利息支出情况

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
保理借款利息	4,120,831.08	10,141,658.87
租赁负债利息	747,778.06	1,444,741.05
长期应付款利息	373,458.89	731,402.96
合计	5,242,068.03	12,317,802.88

（1）保理借款利息：榆林永宸和湖北晶泰每年将已产生且未收回的应收电价补贴转让给银行产生的利息，年利率根据保理借款协议和保理业务合作协议确定，预计 2025 年 7-12 月和 2026 年度计提利息分别为 412.08 万元和 1,014.17 万元。因榆林永宸应收电价补贴回款周期较长，2026 年借款余额比 2025 年有所增长，利息支出相应增长。

（2）租赁负债利息：因榆林永宸、湖北晶泰和两河水电分别向京能发展（北京）、联合光伏（常州）公司和槟榔江水电租入送出线路，根据租赁协议确认使用权资产和租赁负债，预计 2025 年 7-12 月和 2026 年度利息分别为 74.78 万元和 144.47 万元。

（3）长期应付款利息：因两河水电对电站开发期间占用的水田和旱地在电站运行期内每年支付补偿，根据相关协议确认长期应付款，预计 2025 年 7-12 月和 2026 年度计提利息分别为 37.35 万元和 73.14 万元。

5. 税金及附加

表 259 税金及附加情况

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
城市维护建设税	2,639,290.67	4,996,368.24
教育费附加	2,359,560.81	4,544,349.10
水资源税	7,287,123.92	12,487,624.80
印花税	116,088.26	236,002.38
水利建设基金	54,210.24	120,668.27
车船使用税	5,000.00	5,000.00
合计	12,461,273.90	22,390,012.79

(1) 水资源税根据《云南省物价局 云南省财政厅 云南省水利厅 关于水资源费征收标准的通知》，大型（总装机 25 万千瓦及以上）水电企业发电用水按每千瓦时 0.8 分收取，中型（总装机 5 万至 25 万千瓦）水电企业发电用水按每千瓦时 0.7 分收取。苏家河口和松山河口水电站分别为大型及中型水电站，按照 0.8 分及 0.7 分标准和结算电量预计 2025 年 7-12 月和 2026 年度水资源税分别为 728.71 万元和 1,248.76 万元。

(2) 本基金合并范围内公司的除水资源税之外的税金及附加以现行税项、税率及政策为依据分别进行测算。

6. 管理费用

表 260 管理费用情况

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
中介服务费	2,125,471.71	2,125,471.71
其他	362,659.84	200,000.00
合计	2,488,131.55	2,325,471.71

本基金存续期间发生的中介服务费，预计每年发生额为人民币 212.55 万元，其他费用为信息披露费和专项计划设立时支付的登记费用等。

7. 财务费用

表 261 财务费用情况

单位：元

项目	2025年7-12月	2026年度
无法抵扣的利息增值税	9,014,605.88	12,319,822.21
合计	9,014,605.88	12,319,822.21

根据 REITs 发行安排，专项计划向项目公司发放股东借款，并收取利息，适用简易计税方法，按照 3% 的征收率缴纳增值税。增值税款在编制本基金合并财务报表时作为无法抵扣的利息增值税列示。

8. 管理人报酬

表 262 管理人报酬情况

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度

项目	2025年7-12月	2026年度
基金管理费	7,288,135.44	13,400,777.39
合计	7,288,135.44	13,400,777.39

本基金在预测期内的管理人报酬按基金规模的一定比例进行确定，并假定于预测期内保持不变。根据《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金合同（草案）》，自首次扩募基金合同更新生效之日起一年内，首次扩募募集净额部分按0.335%收取，首次扩募前基金披露的最新一期基金资产净值部分按0.235%收取。首次扩募基金合同更新生效后满一年之日（含）起，按0.235%收取。

9. 托管费

表 263 托管费情况

单位：元

项目	2025年7-12月	2026年度
基金托管费	256,069.60	516,273.88
合计	256,069.60	516,273.88

本基金在预测期内托管费按基金规模的一定比例进行确定，并假定于预测期内保持不变。根据《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金合同（草案）》，基金托管费按基金资产净值的0.01%和天数计算。基金资产净值根据基金募集资金金额、预测期净利润、分配金额等进行测算。

10. 所得税费用

表 264 所得税情况

单位：元

项目	2025年7-12月	2026年度
按税法及相关规定计算的当期所得税	19,468,868.22	41,434,625.14
递延所得税费用	-73,924.58	-132,351.67
合计	19,394,943.64	41,302,273.47

根据《企业所得税法实施条例》第三十八条规定，企业在生产经营活动中发生的下列利息支出，准予扣除：非金融企业向非金融企业借款的利息支出，不超过按照金融企业同期同类贷款利率计算的数额的部分。此外，项目公司在计算应纳税所得额时，实际支付给关联方的利息支出，其中接受关联方债权性

投资与其权益性投资不超过 2:1 比例和税法及其实实施条例有关规定计算的部分，准予扣除。假设预测期内已持有的项目与拟扩募项目公司收到的专项计划股东借款分别按照 3.50%、2.82% 的利率计算的利息可于税前扣除。

11. 收购不动产项目等资本性支出所支付的现金净额（支出项以“-”号填列）

表 265 收购不动产项目等资本性支出所支付的现金净额

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
两河水电项目	-1,774,725,064.82	-
合计	-1,774,725,064.82	-

购买不动产项目的支出为专项计划预计向槟榔江水电支付的购买两河水电公司股权的对价 177,405.03 万元，加上股权转让相关税费 88.70 万元，扣除两河水电公司于购买日持有现金余额 21.23 万元后的净额。

12. 取得借款收到的本金

表 266 取得借款收到的本金

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
保理借款	194,099,262.32	179,453,511.09
合计	194,099,262.32	179,453,511.09

榆林永宸和湖北晶泰拟将前一年度未收回的应收电价补贴转让给银行开展保理业务，即 2025 年末转让 2024 年度产生的应收电价补贴，2026 年末转让 2025 年度产生的应收电价补贴。就单笔保理业务，保理银行拟平价购买前一年度的应收电价补贴，并向项目公司支付购买对价。2025 年度末取得保理借款金额 19,409.93 万元，2026 年度末取得保理借款金额 17,945.35 万元。

13. 偿还借款支付的本金（支出项以“-”号填列）

表 267 偿还借款支付的本金

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
存量借款	-938,456,250.00	-
保理借款	-161,908,923.29	-208,796,426.38

合计	-1,100,365,173.29	-208,796,426.38

(1) 两河水电收到专项计划股东借款后，偿还存量借款本金 93,845.63 万元。

(2) 榆林永宸和湖北晶泰收到已转让部分应收电价补贴的回款后，即转付给保理银行。融资期限根据历史国补回款周期减去转让时已有账龄进行计算，并假设电价补贴于年末收款。榆林永宸电价补贴回款周期平均为 2.5 年，湖北晶泰电价补贴回款周期平均为 1.5 年，因此预计于 2025 和 2026 年末收到应收电价补贴并转付保理银行分别为 16,190.89 万元和 20,879.64 万元。

14. 支付的利息及所得税费用（支出项以“-”号填列）

表 268 支付的利息及所得税费用

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
支付的利息	-8,233,766.47	-10,141,658.87
支付的所得税费用	-19,013,551.87	-40,810,402.96
合计	-27,247,318.34	-50,952,061.83

15. 应收和应付项目的变动（支出项以“-”号填列）

表 269 应收和应付项目的变动

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
应收账款减少	75,464,401.24	4,331,722.31
应付账款增加	-64,406,648.08	3,263,403.93
其他应收款减少	308,404.62	-
其他应付款增加	212,798,481.60	-
其他项目小计	-14,867,603.18	-6,770,000.00
合计	-404,539.88	-3,485,926.87

可供分配金额测算以利润表为基础，加回折旧和摊销等非付现损益的影响后，再通过预测应收账款、应付账款、其他应收款、其他应付款、应交税费、租赁负债等科目的变动预测资金占用情况，将其调整为现金流量。

(1) 应收账款减少

项目公司应收账款中应收售电款回款周期通常为 1-2 个月，榆林永宸电价补贴回款周期平均为 2.5 年，湖北晶泰电价补贴回款周期平均为 1.5 年，假设项目公司预测期回款周期与历史情况相似，通过本项目调整年度收入预测现金流。

(2) 应付账款增加

主要为项目公司和专项计划运营过程中支付的成本费用。

(3) 其他应收款减少

两河水电收回槟榔江水电代收代付的资金及往来款。

(4) 其他应付款增加

两河水电分红款及往来款。

16. 未来合理相关支出预留（支出项以“-”号填列）**表 270 未来合理相关支出预留**

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
重大资本性支出	-	-
预留运营管理成本和服务费	-17,426,136.65	-17,667,278.38
预留年末负债余额	-38,950,456.80	-35,918,234.79
合计	-56,376,593.45	-53,585,513.17

(1) 重大资本性支出

项目公司综合考虑项目设施设备现状、剩余期限等情况，预计每年资本性支出，按实际支出进行列支。假设 2025 年 7-12 月和 2026 年当年资本性支出全部用完，因此无预留重大资本性支出余额。

(2) 预留运营管理成本和服务费**表 271 预留运营管理成本和服务费**

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
榆林永宸项目	-3,079,432.04	-3,114,865.18
湖北晶泰项目	-1,766,704.61	-1,787,013.20

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
两河水电项目	-12,580,000.00	-12,765,400.00
合计	-17,426,136.65	-17,667,278.38

根据《运营管理服务协议》，项目公司运营管理成本和运营管理服务费按季度支付，每季度初支付当季度费用，因此 2025 年末和 2026 年末分别预留 1,742.61 万元和 1,766.73 万元。

（3）预留年末负债余额

本基金年末对应交税费、应付费用等负债余额进行预留，具体见下表：

表 272 预留年末负债余额

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
应交税费	-19,257,994.46	-19,732,368.52
应付费用	-9,038,815.00	-2,268,815.00
应付管理人报酬和托管费	-10,653,647.34	-13,917,051.27
合计	-38,950,456.80	-35,918,234.79

17. 其他调整项目（支出项以“-”号填列）

表 273 其他调整项目

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
期初现金余额	115,749,667.66	56,376,593.45
存货的变动	-	-
当期资本性支出	-16,078,405.13	-16,470,000.00
合计	99,671,262.53	39,906,593.45

当期资本性支出如下：

表 274 当期资本性支出情况

单位：元

项目	2025 年 7-12 月	2026 年度
榆林永宸项目	-7,417,956.00	-4,000,000.00
湖北晶泰项目	-3,259,501.13	-2,000,000.00
两河水电项目	-5,400,948.00	-10,470,000.00
合计	-16,078,405.13	-16,470,000.00

项目公司综合考虑项目设施设备现状、剩余期限等情况，预计每年资本性支出，按实际支出进行列支。资本支出仅假设在剩余期限内对原有设备进行改造重置情况，不考虑新增投资情况。

（五）影响可供分配金额测算结果实现的主要因素

本基金所编制可供分配金额测算报告已综合考虑各方面因素，并遵循了谨慎性原则。但由于可供分配金额测算所依据的各种假设具有不确定性，本基金提醒投资者进行投资决策时不应过于依赖该项资料，并注意以下有关风险的影响。

1.受国家经济增长情况影响，若经济增长放缓，导致用电需求下降或环境治理需求下降，将对本项目营业收入回款现金流造成较大不利影响。

2.受国家增值税税收政策影响，若增值税税率发生变化，将对本项目盈利能力及现金流造成较大影响；受国家所得税税收政策影响，若本基金、专项计划及项目公司所享受所得税优惠政策发生变化，将对本项目盈利能力及现金流造成较大影响；受地方税收征收政策影响，若项目公司股东内部借款利息不能按预测进行税前抵扣，将对本项目盈利能力及现金流造成较大影响。

3.受国补政策影响，若财政部、国家发展改革委及国家能源局发布新的可再生能源电价附加政策，将可能对本项目盈利能力及现金流造成不利影响。

（六）评估报告与可供分配金额测算报告对拟扩募不动产项目现金流预测结果的差异情况

经计算，可供分配现金流测算中预测不动产项目运营净现金流⁸⁰2025年7-12月为13,261.78万元、2026年为25,650.65万元；评估报告中预测不动产项目运营净现金流2025年7-12月为13,187.08万元、2026年为25,358.32万元，比较可供分配现金流测算与评估报告2025年7-12月、2026年不动产项目运营净现金流差异分别为0.57%、1.15%，未超过5%。

⁸⁰ 运营净现金流采用息税折旧摊销前利润口径计算。

三、现金流分派率及 IRR

（一）预测现金流分派率

1. 基金扩募前现金流分派率

如不实施本次扩募交易，本基金预测现金流分派率=预测期可供分配现金流÷投资者买入成本

其中：

投资者买入成本=2025 年 6 月 30 日（不含）前 20 个交易日不动产基金交易均价 12.1050 元/份×90%×扩募前基金份额总数 3 亿份整。

本基金 2025 年度尚未分配的可供分配金额预测值为 258,602,441.78 元、2026 年度的可供分配现金预测值为 211,961,618.80 元，对应期间现金流分派率预测值分别为 7.91%和 6.49%。

2. 新购入不动产项目现金流分派率

基金扩募部分的现金分派率为新购入不动产项目年度可供分配金额除以基金预计发售规模。基金预计发售规模假定为评估机构对拟新购入不动产项目的评估价值 25.41 亿元，2025 年 7-12 月、2026 年可供分配金额预测值分别为 70,737,311.45 元、208,053,691.58 元，对应期间现金分派率分别为 2.78%、8.19%。

3. 基金扩募后合并现金流分派率

扩募新购入不动产项目后合并现金流分派率=预测期合并可供分配现金预测值÷（扩募前投资者买入成本+新购入不动产项目预计发售规模）

其中：

扩募前投资者买入成本=2025 年 6 月 30 日（不含）前 20 个交易日不动产基金交易均价 12.1050 元/份×90%×扩募前基金份额总数 3 亿份整。

新购入不动产项目预计发售规模假定为评估价值 25.41 亿元。

本基金扩募新购入不动产项目后，2025 年 7-12 月、2026 年预测基金合并现金分派率分别为 5.67%、7.23%。

（二）预测内部收益率（IRR）

内部收益率（IRR）为使得投资基金产生的未来现金流折现现值等于买入成本的收益率。

1. 基金扩募前内部收益率

如不实施本次扩募交易，本基金 2025 年 6 月 30 日（不含）前 20 个交易日不动产基金交易均价为 12.1050 元/份，假设投资者于 2025 年 7 月 1 日以 12.1050 元/份价格的 90% 买入⁸¹，全体投资者买入成本假设为 12.1050 元/份 $\times$ 90% $\times$ 扩募前基金份额总数 3 亿份；假设可供分配现金于当年 100% 向投资者分配；基于本基金扩募前全周期可供分配现金流预测，则扩募前内部收益率为 0.88%。

2. 新购入不动产项目内部收益率

投资者买入成本假设为新购入不动产项目估值 25.41 亿元；投资者所得未来现金流为基于新购入不动产资产评估报告测算的新购入不动产项目全周期可供分配现金流；假设可供分配现金于当年 100% 向投资者分配；则新购入不动产项目内部收益率为 5.67%。

3. 基金扩募后合并内部收益率

投资者买入成本假设为 12.1050 元/份 $\times$ 90% $\times$ 扩募前基金份额总数 3 亿份+ 新购入不动产项目估值 25.41 亿元；投资者所得未来现金流为基金扩募前全周期可供分配现金流+新购入不动产项目全周期可供分配现金流；假设可供分配现金于当年 100% 向投资者分配；则新购入不动产项目后内部收益率为 3.75%。

综上，扩募后本基金内部收益率预测值相较扩募前提升了 2.86%。

此外，如二级市场交易价格上涨会导致买入成本上涨，导致投资者实际全周期内部收益率降低。二级市场交易价格下跌会导致买入成本下降，导致投资者实际全周期内部收益率提高。

以上内部收益率预测值系基于新购入不动产资产评估报告中的全周期现金流、相关可供分配金额测算结果，以及分派时点等假设条件，因未来经营的不

⁸¹ 根据《扩募及新购入不动产指引》第四十七条，定向扩募的发售价格应当不低于定价基准日前 20 个交易日不动产基金交易均价的 90%。

确定性，不代表投资者未来实际可得的内收益率。

第四章 治理机制与运营管理安排

第一节 不动产基金治理机制

一、基金层面治理安排

（一）基金份额持有人大会

基金份额持有人大会由基金份额持有人组成，基金份额持有人的合法授权代表有权代表基金份额持有人出席会议并表决。基金份额持有人持有的每一基金份额拥有平等的投票权。

基金份额持有人大会不设日常机构。若将来法律法规对基金份额持有人大会另有规定的，以届时有效的法律法规为准。

1. 召开事由

（1）当出现或需要决定下列事由之一的，应当召开基金份额持有人大会，但法律法规、中国证监会另有规定或基金合同另有约定的除外：

- 1) 转换基金运作方式；
- 2) 本基金与其他基金的合并；
- 3) 更换基金管理人；
- 4) 更换基金托管人；
- 5) 提前终止基金合同；
- 6) 延长基金合同期限；
- 7) 对本基金的投资目标、投资策略等作出调整；
- 8) 变更本基金投资范围；
- 9) 金额超过基金净资产 20% 的其他不动产项目或不动产资产支持证券的购入或出售（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；
- 10) 本基金进行扩募；
- 11) 本基金成立后发生的金额超过本基金净资产 5% 的关联交易（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；
- 12) 调整基金管理人、基金托管人的报酬标准；

- 13) 变更基金类别;
- 14) 变更基金份额持有人大会程序;
- 15) 决定提前终止上市交易;
- 16) 修改基金合同的重要内容(但基金合同另有约定的除外);
- 17) 除基金合同约定的解聘运营管理机构法定情形外,基金管理人提议解聘、更换运营管理机构的;
- 18) 本基金可供分配金额计算调整项的变更。但相关法律法规或相应规则对基金可供分配金额的计算另有调整的,基金管理人履行提前公告程序后,可直接对本部分内容进行修改和调整,无需召开基金份额持有人大会审议;
- 19) 法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的对基金合同当事人权利和义务产生重大影响的其他事项,以及其他应当召开基金份额持有人大会的事项。

(2) 在法律法规规定和基金合同约定的范围内且对基金份额持有人利益无实质性不利影响的前提下,以下情况可由基金管理人和基金托管人协商后实施和/或修改,不需召开基金份额持有人大会:

- 1) 法律法规要求增加的基金费用的收取和其他应由基金和特殊目的载体承担的费用收取;
- 2) 按照法律法规的规定,调整有关基金认购、基金交易、非交易过户、转托管等业务的规则;
- 3) 按照法律法规的规定,增加、减少或调整基金份额类别设置及对基金份额分类办法、规则进行调整;
- 4) 因相关的法律法规,上海证券交易所或登记机构的相关业务规则发生变动而应当对基金合同进行修改;
- 5) 对基金合同进行对基金份额持有人利益无实质性不利影响或不涉及基金合同当事人权利义务关系发生重大变化的修改;
- 6) 基金管理人因第三方机构提供服务时存在违法违规或其他损害基金份额持有人利益的行为而解聘上述机构;
- 7) 基金管理人在发生解聘运营管理机构的法定情形时解聘运营管理机构从而应当对基金合同及相关文件进行修改;

8) 项目公司按照《保理业务合作协议》《保理合同》约定平价转让不动产项目国补应收账款债权予监管银行开展保理业务或依照《应收账款回购协议》履行到期未足额偿付的国补应收账款回购义务；

9) 按照专项计划文件约定对项目公司进行减资；

10) 在基金合同期限届满之前，如基金所持有的不动产项目资产由于国补到期的原因收益大幅下降，导致基金“任一年度营业收入”较“基金享有完整国补收入最后一年的营业收入”下降 40%及以上，基金合同于该年度报告披露之日终止；

11) 履行相关程序后，基金推出新业务或服务；

12) 若上海证券交易所、中国结算增加了基金上市交易、份额转让的新功能，基金管理人在履行相关程序后增加相应功能；

13) 按照专项计划文件的约定，在专项计划文件中约定的分配兑付日外，增设专项计划的分配兑付日；

14) 按照法律法规和基金合同规定不需召开基金份额持有人大会的其他情形。

2. 会议召集人及召集方式

(1) 除法律法规规定或基金合同另有约定外，基金份额持有人大会由基金管理人召集。

(2) 基金管理人未按规定召集或不能召集时，由基金托管人召集。

(3) 基金托管人认为有必要召开基金份额持有人大会的，应当向基金管理人提出书面提议。基金管理人应当自收到书面提议之日起 10 日内决定是否召集，并书面告知基金托管人。基金管理人决定召集的，应当自出具书面决定之日起 60 日内召开；基金管理人决定不召集，基金托管人仍认为有必要召开的，应当由基金托管人自行召集，并自出具书面决定之日起 60 日内召开并告知基金管理人，基金管理人应当配合。

(4) 代表基金份额 10%以上（含 10%）的基金份额持有人就同一事项书面要求召开基金份额持有人大会，应当向基金管理人提出书面提议。基金管理人应当自收到书面提议之日起 10 日内决定是否召集，并书面告知提出提议的基金份额持有人代表和基金托管人。基金管理人决定召集的，应当自出具书面决

定之日起 60 日内召开；基金管理人决定不召集，单独或合计代表基金份额 10% 以上（含 10%）的基金份额持有人仍认为有必要召开的，应当向基金托管人提出书面提议。基金托管人应当自收到书面提议之日起 10 日内决定是否召集，并书面告知提出提议的基金份额持有人代表和基金管理人；基金托管人决定召集的，应当自出具书面决定之日起 60 日内召开并告知基金管理人，基金管理人应当配合。

（5）单独或合计代表基金份额 10% 以上（含 10%）的基金份额持有人就同一事项要求召开基金份额持有人大会，而基金管理人、基金托管人都不召集的，单独或合计代表基金份额 10% 以上（含 10%）的基金份额持有人有权自行召集，并至少提前 30 日报中国证监会备案。基金份额持有人依法自行召集基金份额持有人大会的，基金管理人、基金托管人应当配合，不得阻碍、干扰。

（6）基金份额持有人会议的召集人负责选择确定开会时间、地点、方式和权益登记日。

3. 召开基金份额持有人大会的通知时间、通知内容、通知方式

（1）召开基金份额持有人大会，召集人应于会议召开前 30 日，在规定媒介公告。基金份额持有人大会通知应至少载明以下内容：

- 1) 会议召开的时间、地点和会议形式；
- 2) 会议拟审议的事项、议事程序和表决方式；
- 3) 有权出席基金份额持有人大会的基金份额持有人的权益登记日；
- 4) 授权委托证明的内容要求（包括但不限于代理人身份、代理权限和代理有效期限等）、送达时间和地点；
- 5) 会务常设联系人姓名及联系电话；
- 6) 出席会议者必须准备的文件和必须履行的手续；
- 7) 召集人需要通知的其他事项。

（2）基金就扩募、项目购入或出售等重大事项召开基金份额持有人大会的，相关信息披露义务人应当依法公告持有人大会事项，披露相关重大事项的详细方案及法律意见书等文件，方案内容包括但不限于：交易概况、交易标的及交易对手方的基本情况、交易标的定价方式、交易主要风险、交易各方声明与承诺等。

(3) 采取通讯开会方式并进行表决的情况下，由会议召集人决定在会议通知中说明本次基金份额持有人大会所采取的具体通讯方式、委托的公证机关及其联系方式和联系人、表决意见寄交的截止时间和收取方式。明确采用网络投票方式的，由会议召集人在会议通知中说明网络投票的方式、时间、表决方式、投票网络系统名称、网络投票系统的注册/登录网址、移动终端应用/公众号/程序名称、网络投票流程、操作指引等。

(4) 如召集人为基金管理人，还应另行书面通知基金托管人到指定地点对表决意见的计票进行监督；如召集人为基金托管人，则应另行书面通知基金管理人到指定地点对表决意见的计票进行监督；如召集人为基金份额持有人，则应另行书面通知基金管理人和基金托管人到指定地点对表决意见的计票进行监督。基金管理人或基金托管人拒不派代表对表决意见的计票进行监督的，不影响表决意见的计票效力。

(5) 当出现基金合同约定的基金份额持有人大会召集事由时，基金管理人、基金托管人、代表基金份额 10%以上的基金份额持有人，可以向基金份额持有人大会提出议案。

4. 基金份额持有人出席会议的方式

基金份额持有人大会可通过现场开会方式、通讯开会方式或法律法规和监管机关允许的其他方式召开，会议的召开方式由会议召集人确定。

(1) 现场开会。由基金份额持有人本人出席或以代理投票授权委托证明委派代表出席，现场开会时基金管理人和基金托管人的授权代表应当列席基金份额持有人大会，基金管理人或基金托管人不派代表列席的，不影响表决效力。现场开会同时符合以下条件时，可以进行基金份额持有人大会议程：

1) 亲自出席会议者持有基金份额的凭证、受托出席会议者出具的委托人持有基金份额的凭证及委托人的代理投票授权委托证明符合法律法规、基金合同和会议通知的规定，并且持有基金份额的凭证与基金管理人持有的登记资料相符；

2) 经核对，汇总到会者出示的在权益登记日持有基金份额的凭证显示，有效的基金份额不少于本基金在权益登记日基金总份额的二分之一（含二分之一）。若到会者在权益登记日代表的有效的基金份额少于本基金在权益登记日

基金总份额的二分之一，召集人可以在原公告的基金份额持有人大会召开时间的3个月以后、6个月以内，就原定审议事项重新召集基金份额持有人大会。重新召集的基金份额持有人大会到会者在权益登记日代表的有效的基金份额应不少于本基金在权益登记日基金总份额的三分之一（含三分之一）。

（2）通讯开会。通讯开会系指基金份额持有人将其对表决事项的投票以书面形式或基金合同约定的其他方式在表决截止日以前送达至召集人指定的地址，或通过指定的网络投票系统采用网络投票的方式行使投票权。通讯开会应以书面方式、网络投票方式或基金合同约定的其他方式进行表决。召集人应当提供网络投票和其他合法方式为基金份额持有人行使投票权提供便利。

在同时符合以下条件时，通讯开会的方式视为有效：

1）会议召集人按基金合同约定公布会议通知后，在2个工作日内连续公布相关提示性公告；

2）召集人按基金合同约定通知基金托管人（如果基金托管人为召集人，则为基金管理人）到指定地点对表决意见及/或网络投票的计票进行监督。会议召集人在基金托管人（如果基金托管人为召集人，则为基金管理人）和公证机关的监督下按照会议通知规定的方式收取基金份额持有人的表决意见及/或网络投票；基金托管人或基金管理人经通知不参加收取表决意见及/或网络投票的，不影响表决效力；

3）本人直接出具表决意见/进行网络投票或授权他人代表出具表决意见/进行网络投票的，基金份额持有人所持有的基金份额不小于在权益登记日基金总份额的二分之一（含二分之一）；若本人直接出具表决意见/进行网络投票或授权他人代表出具表决意见/进行网络投票基金份额持有人所持有的基金份额小于在权益登记日基金总份额的二分之一，召集人可以在原公告的基金份额持有人大会召开时间的3个月以后、6个月以内，就原定审议事项重新召集基金份额持有人大会。重新召集的基金份额持有人大会应当有代表三分之一以上（含三分之一）基金份额的持有人直接出具表决意见/进行网络投票或授权他人代表出具表决意见/进行网络投票；

4）上述第3）项中直接出具表决意见/进行网络投票的基金份额持有人或受托代表他人出具表决意见/进行网络投票的代理人，同时提交的持有基金份额的凭证、受托出具表决意见的代理人出具的委托人持有基金份额的凭证及委托人

的代理投票授权委托证明符合法律法规、基金合同和会议通知的规定，并与基金登记机构记录相符。

(3) 在不与法律法规冲突的前提下，基金份额持有人大会可通过网络、电话或其他方式召开，基金份额持有人可以采用书面、网络、电话、短信或其他方式进行表决，具体方式由会议召集人确定并在会议通知中列明。

(4) 在不与法律法规冲突的前提下，基金份额持有人授权他人代为出席会议并表决的，授权方式可以采用书面、网络、电话、短信或其他方式，具体方式在会议通知中列明。

5. 议事内容与程序

(1) 议事内容及提案权

议事内容为关系基金份额持有人利益的重大事项，如基金合同的重大修改、决定终止基金合同、更换基金管理人、更换基金托管人、与其他基金合并、法律法规及基金合同规定的其他事项以及会议召集人认为需提交基金份额持有人大会讨论的其他事项。

基金份额持有人大会的召集人发出召集会议的通知后，对原有提案的修改应当在基金份额持有人大会召开前及时公告。

基金份额持有人大会不得对未事先公告的议事内容进行表决。

本基金存续期间拟购入不动产项目的，应当按照《运作办法》第四十条相关规定履行变更注册等程序。需提交基金份额持有人大会投票表决的，应当事先履行变更注册程序。本基金存续期间拟购入不动产项目的标准和要求、战略配售安排、尽职调查要求、信息披露等应当与本基金首次发售要求一致，中国证监会认定的情形除外。

(2) 议事程序

1) 现场开会

在现场开会的方式下，首先由大会主持人按照下列第7条规定程序确定和公布监票人，然后由大会主持人宣读提案，经讨论后进行表决，并形成大会决议。大会主持人为基金管理人授权出席会议的代表，在基金管理人授权代表未能主持大会的情况下，由出席会议的基金托管人授权代表主持；如果基金管理

人授权代表和基金托管人授权代表均未能主持大会，则由出席大会的基金份额持有人和代理人所持表决权的二分之一以上（含二分之一）选举产生一名基金份额持有人作为该次基金份额持有人大会的主持人。基金管理人和基金托管人拒不出席或主持基金份额持有人大会，不影响基金份额持有人大会作出的决议的效力。

会议召集人应当制作出席会议人员的签名册。签名册载明参加会议人员姓名（或单位名称）、身份证明文件号码、持有或代表有表决权的基金份额、委托人姓名（或单位名称）和联系方式等事项。

2) 通讯开会

在通讯开会的情况下，首先由召集人在收取会议审议事项表决意见截止时间提前 30 日公布提案，在所通知的表决截止日期后 2 个工作日内在公证机关监督下由召集人统计全部有效表决，在公证机关监督下形成决议。

3) 其他开会方式

在不与法律法规冲突的前提下，基金份额持有人大会可通过网络、电话或其他方式召开，基金份额持有人可以采用书面、网络、电话、短信或其他方式进行表决，具体方式由会议召集人确定并在会议通知中列明。采用网络投票的，持有人大会网络投票期间结束后，召集人可以通过网络投票系统查询持有人大会的投票情况，并根据法律法规的要求对全部网络数据进行确认。

6. 表决

基金份额持有人所持每份基金份额有一票表决权。

基金份额持有人与表决事项存在关联关系时，应当回避表决，其所持份额不计入有表决权的基金份额总数。但与运营管理机构存在关联关系的基金份额持有人就解聘、更换运营管理机构事项无需回避表决，中国证监会认可的特殊情形除外。

基金份额持有人大会决议分为一般决议和特别决议：

(1) 一般决议

一般决议须经参加大会的基金份额持有人或其代理人所持表决权的二分之一以上（含二分之一）通过方为有效；除法律法规规定或基金合同约定须以特别决议通过的事项以外，下列事项以一般决议的方式通过方为有效：

- 1) 调整基金管理人、基金托管人的报酬标准；
- 2) 变更基金类别；
- 3) 变更本基金投资范围；
- 4) 变更基金份额持有人大会程序；
- 5) 决定提前终止上市交易；
- 6) 修改基金合同的重要内容（但基金合同另有约定的除外）；
- 7) 除基金合同约定的解聘运营管理机构法定情形外，基金管理人提议解聘运营管理机构；
- 8) 金额超过基金净资产 20%且低于基金净资产 50%的不动产项目或不动产资产支持证券购入或出售（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；
- 9) 金额低于基金净资产 50%的不动产基金扩募（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；
- 10) 本基金成立后发生的金额超过基金净资产 5%且低于基金净资产 20%的关联交易（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；
- 11) 延长基金合同期限；
- 12) 本基金可供分配金额计算调整项的变更。但相关法律法规或相应规则对基金可供分配金额的计算另有调整的，基金管理人履行提前公告程序后，可直接对本部分内容进行修改和调整，无需召开基金份额持有人大会审议；
- 13) 除基金合同约定的必须以特别决议形式进行审议决策以外的其他应当召开基金份额持有人大会的事项。

(2) 特别决议

特别决议应当经参加大会的基金份额持有人或其代理人所持表决权的三分之二以上（含三分之二）通过方可做出。除法律法规、监管机构另有规定或基金合同另有约定外，涉及如下事项须特别决议通过方为有效：

- 1) 转换基金运作方式;
- 2) 本基金与其他基金的合并;
- 3) 更换基金管理人;
- 4) 更换基金托管人;
- 5) 提前终止基金合同;
- 6) 对本基金的投资目标、投资策略等作出重大调整;
- 7) 金额占基金净资产 50%及以上的不动产项目或不动产资产支持证券购入或出售（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）;
- 8) 金额占基金净资产 50%及以上的扩募（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）;
- 9) 本基金成立后发生的金额占基金净资产 20%及以上的关联交易（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）。

基金份额持有人大会采取记名方式进行投票表决。

采取通讯方式进行表决时，除非在计票时有充分的相反证据证明，否则提交符合会议通知中规定的确认投资者身份文件的表决视为有效出席的投资者，表面符合会议通知规定的表决意见视为有效表决，表决意见模糊不清或相互矛盾的视为弃权表决，但应当计入出具表决意见的基金份额持有人所代表的基金份额总数。

基金份额持有人大会的各项提案或同一项提案内并列的各项议题应当分开审议、逐项表决。

7. 计票

（1）现场开会

如大会由基金管理人或基金托管人召集，基金份额持有人大会的主持人应当在会议开始后宣布在出席会议的基金份额持有人和代理人中选举两名基金份额持有人代表与大会召集人授权的一名监督员共同担任监票人；如大会由基金份额持有人自行召集或大会虽然由基金管理人或基金托管人召集，但是基金管理人或基金托管人未出席大会的，基金份额持有人大会的主持人应当在会议开

始后宣布在出席会议的基金份额持有人中选举三名基金份额持有人代表担任监票人。基金管理人或基金托管人不出席大会的，不影响计票的效力。

监票人应当在基金份额持有人表决后立即进行清点并由大会主持人当场公布计票结果。

如果会议主持人或基金份额持有人或代理人对于提交的表决结果有怀疑，可以在宣布表决结果后立即对所投票数要求进行重新清点。监票人应当进行重新清点，重新清点以一次为限。重新清点后，大会主持人应当当场公布重新清点结果。

计票过程应由公证机关予以公证，基金管理人或基金托管人拒不出席大会的，不影响计票的效力。

(2) 通讯开会

在通讯开会的情况下，计票方式为：由大会召集人授权的两名监督员在基金托管人授权代表（若由基金托管人召集，则为基金管理人授权代表）的监督下进行计票，并由公证机关对其计票过程予以公证。基金管理人或基金托管人拒派代表对表决意见的计票进行监督的，不影响计票和表决结果。

(3) 其他开会方式

在不与法律法规冲突的前提下，基金份额持有人大会可通过网络、电话或其他方式召开，基金份额持有人可以采用书面、网络、电话、短信或其他方式进行表决，具体方式由会议召集人确定并在会议通知中列明。采用网络投票的，持有人大会网络投票期间结束后，召集人可以通过网络投票系统查询持有人大会的投票情况，并根据法律法规的要求对全部网络数据进行确认。

8. 生效与公告

基金份额持有人大会的决议，召集人应当自通过之日起 5 日内报中国证监会备案。

基金份额持有人大会的决议自表决通过之日起生效。

基金份额持有人大会决议自生效之日起2日内按规定在规定媒介上公告。如果采用网络投票或通讯方式进行表决，在公告基金份额持有人大会决议时，必须将公证书全文、公证机构、公证员姓名等一同公告。

召集人应当聘请律师事务所对基金份额持有人大会的召开时间、会议形式、审议事项、议事程序、表决方式及决议结果等事项出具法律意见，并与基金份额持有人大会决议一并披露。

基金管理人、基金托管人和基金份额持有人应当执行生效的基金份额持有人大会的决议。生效的基金份额持有人大会决议对全体基金份额持有人、基金管理人、基金托管人均有约束力。基金管理人、基金托管人依据基金份额持有人大会生效决议行事的结果由全体基金份额持有人承担。

召开基金份额持有人大会的，基金管理人、基金销售机构及上交所会员等相关机构应当及时告知投资者基金份额持有人大会相关事宜。

本部分关于基金份额持有人大会召开事由、召开条件、议事程序、表决条件、网络投票方式等规定，凡是直接引用法律法规或监管规则的部分，如将来法律法规或监管规则修改导致相关内容被取消或变更的，基金管理人与基金托管人根据新颁布的法律法规或监管规则协商一致并提前公告后，可直接对本部分内容进行修改和调整，无需召开基金份额持有人大会审议。

（二）基金管理人的权利与义务

1. 根据《基金法》《运作办法》《基金指引》及其他有关规定，基金管理人的权利包括但不限于：

- （1）依法募集资金；
- （2）自基金合同生效之日起，根据法律法规和基金合同独立运用并管理基金财产；
- （3）依照基金合同收取基金管理费（即报酬）以及法律法规规定或中国证监会批准的其他费用；
- （4）销售基金份额；
- （5）按照规定召集基金份额持有人大会；

(6) 依据基金合同及有关法律规定的监督基金托管人，如认为基金托管人违反了基金合同及国家有关法律规定，应呈报中国证监会和其他监管部门，并采取必要措施保护基金投资者的利益；

(7) 在基金托管人更换时，提名新的基金托管人；

(8) 选择、更换基金销售机构，对基金销售机构的相关行为进行监督和处理；

(9) 担任或委托其他符合条件的机构担任基金登记机构办理基金登记业务并获得基金合同规定的费用；

(10) 依据基金合同及有关法律规定的基金收益的分配方案；

(11) 依照法律法规为基金的利益对不动产项目行使相关权利，为基金的利益行使因基金财产投资于证券所产生的权利，包括但不限于：在履行适当程序后行使资产支持证券持有人权利、通过特殊目的载体间接行使对不动产项目所享有的权利、通过委派人员或指定专人等方式实现对不动产项目公司和不动产项目的治理；

(12) 在法律法规允许的前提下，为基金的利益依法为基金进行融资；

(13) 以基金管理人的名义，代表基金份额持有人的利益行使诉讼权利或者实施其他法律行为；

(14) 选择、更换律师事务所、会计师事务所、证券经纪商、资产评估机构、运营管理机构或其他为基金提供服务的外部机构，基金合同另有约定的除外；

(15) 在符合有关法律、法规的前提下，制订和调整有关基金认购、非交易过户等业务规则；

(16) 按照有关规定运营管理不动产项目，设立专门的子公司或委托运营管理机构承担部分不动产项目运营管理职责，派员负责不动产项目公司财务管理，监督、检查运营管理机构履职情况，基金管理人依法应当承担的责任不因委托而免除；

(17) 发生法定解聘情形的，解聘运营管理机构；

(18) 对相关资产进行出售可行性分析和资产评估等工作；

(19) 决定不动产基金直接或间接新增对外借款；在符合有关法律、法规的前提下，制订、实施及调整有关基金直接或间接的对外借款方案，借款用途

限于不动产项目日常运营、维修改造、项目收购等，且基金总资产不得超过基金净资产的 140%；本基金总资产被动超过基金净资产 140%的，本基金不得新增借款，基金管理人应当及时向中国证监会报告相关情况以及拟采取的措施等；

（20）决定金额不高于基金净资产 20%的不动产项目或不动产资产支持证券购入或出售（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；

（21）在发生解聘运营管理机构法定情形时解聘运营管理机构从而应当对基金合同及相关文件进行修改；

（22）决定专项计划涉及的如下事宜：

1）决定提前终止或者延长专项计划存续期限，但专项计划文件已明文规定的情形除外；

2）对是否启动专项计划处分进行审议；

3）对专项计划处分方案和/或拍卖方案进行审议；

4）对专项计划清算方案进行审议；

5）发生资产支持证券管理人解任事件或资产支持证券托管人解任事件，或资产支持证券管理人或资产支持证券托管人根据相关协议的约定提出辞任，需要更换前述机构；

（23）为基金利益通过专项计划行使对项目公司所享有的权利，决定项目公司涉及的如下事宜：

1）项目公司的合并（基金合同另有约定除外）、分立、解散或者变更公司形式；

2）审议批准公司对外投资、借款及融资事项；

3）审议批准公司对外担保（包括公司股权质押、资产抵押、收费权及应收账款质押等）事项；

4）审议批准公司的发展战略与规划；

5）决定公司的经营方针和投资计划；

6）委派和更换公司董事、监事（如有），决定其薪酬和奖惩，对其履职进行评价；

7）决定委派、聘任或者解聘公司财务总监及其报酬事项；

8）审议批准公司董事、监事（如有）的报告；

9）审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案；

10) 审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案;

11) 对公司增加或者减少注册资本做出决定;

12) 对发行公司债券做出决定;

13) 审议批准公司章程和章程修改方案;

14) 按照专项计划文件约定对项目公司进行减资。

(24) 调整运营管理机构报酬标准;

(25) 经与基金托管人协商一致后决定本基金可供分配金额计算调整项的相关事宜, 适用法律法规或相应规则对本基金可供分配金额的计算另有调整的, 基金管理人提前履行公告程序后, 直接对该部分内容进行调整;

(26) 审议本基金成立后发生的金额不超过本基金净资产 5% 的关联交易 (金额是指连续 12 个月内累计发生金额);

(27) 法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的其他权利。

2. 根据《基金法》《运作办法》《基金指引》及其他有关规定, 基金管理人的义务包括但不限于:

(1) 依法募集资金, 办理或者委托经中国证监会认定的其他机构代为办理基金份额的发售和登记事宜;

(2) 办理基金备案和基金上市所需手续;

(3) 自基金合同生效之日起, 以诚实信用、谨慎勤勉的原则管理和运用基金财产;

(4) 配备足够的具有专业资格的人员进行基金投资分析、决策, 以专业化的经营方式管理和运作基金财产;

(5) 制定完善的尽职调查内部管理制度, 建立健全业务流程; 建立健全内部风险控制、监察与稽核、财务管理及人事管理等制度, 保证所管理的基金财产和基金管理人的财产相互独立, 对所管理的不同基金分别管理, 分别记账, 进行证券投资;

(6) 除依据《基金法》、基金合同及其他有关规定外, 不得利用基金财产为自己及任何第三人谋取利益, 不得委托第三人运作基金财产;

(7) 依法接受基金托管人的监督和对相关事项的复核;

(8) 采取适当合理的措施使计算基金份额认购和注销价格的方法符合基金合同等法律文件的规定，按有关规定计算并公告基金净值信息；

(9) 在本基金网下询价阶段，根据网下投资者报价确定基金份额认购价格；

(10) 进行基金会计核算并按照法律法规、企业会计准则及中国证监会相关规定进行资产负债确认计量，编制本基金中期与年度合并及单独财务报表，财务报表至少包括资产负债表、利润表、现金流量表、所有者权益变动表及报表附注；

(11) 编制基金定期与临时报告，编制基金中期与年度合并及单独财务报表；

(12) 严格按照《基金法》《基金指引》、基金合同及其他有关规定，履行信息披露及报告义务；

(13) 保守基金商业秘密，不泄露基金投资计划、投资意向等。除《基金法》、基金合同及其他有关法律法规或监管机构另有规定或要求外，在基金信息公开披露前应予保密，不向他人泄露，但向监管机构、司法机关或因审计、法律、资产评估、财务顾问、运营管理机构等外部专业顾问提供服务而向其提供的情况除外；

(14) 按基金合同的约定确定基金收益分配方案，及时向基金份额持有人分配基金收益；

(15) 依据《基金法》、基金合同及其他有关规定召集基金份额持有人大会或配合基金托管人、基金份额持有人依法召集基金份额持有人大会；

(16) 保存基金财产管理业务活动的会计账册、报表、记录和其他相关资料 20 年以上；保留路演、定价、配售等过程中的相关资料至少 20 年并存档备查，包括推介宣传材料、路演现场录音等，且能如实、全面反映询价、定价和配售过程；

(17) 确保需要向基金投资者提供的各项文件或资料在规定时间内发出，并且保证投资者能够按照基金合同约定的时间和方式，随时查阅到与基金有关的公开资料，并在支付合理成本的条件下得到有关资料的复印件；

(18) 组织并参加基金财产清算小组，参与基金财产的保管、清理、估价、变现和分配，并按照法律法规规定和基金合同约定履行信息披露义务；

（19）基金清算涉及不动产项目处置的，应遵循基金份额持有人利益优先的原则，按照法律法规规定进行资产处置，并尽快完成剩余财产的分配；

（20）面临解散、依法被撤销或者被依法宣告破产时，及时报告中国证监会并通知基金托管人；

（21）因违反基金合同导致基金财产的损失或损害基金份额持有人合法权益时，应当承担赔偿责任，其赔偿责任不因其退任而免除；

（22）监督基金托管人按法律法规和基金合同约定履行自己的义务，基金托管人违反基金合同造成基金财产损失时，基金管理人应为基金份额持有人利益向基金托管人追偿；

（23）当基金管理人将其义务委托第三方处理时，应当对第三方处理有关基金事务的行为承担责任；

（24）以基金管理人名义，代表基金份额持有人利益行使诉讼权利或实施其他法律行为；

（25）扩募发售失败的，基金管理人将投资人已交纳款项并加计银行同期活期存款利息在基金募集期结束后 30 日内退还扩募份额认购人；

（26）执行生效的基金份额持有人大会的决议；

（27）建立并保存基金份额持有人名册；

（28）本基金运作过程中，基金管理人应当按照法律法规规定和基金合同约定专业审慎运营管理不动产项目，主动履行《基金指引》第三十八条规定的不动产项目运营管理职责，包括：

- 1) 及时办理不动产项目、印章证照、账册合同、账户管理权限交割等；
- 2) 建立账户和现金流管理机制，有效管理不动产项目租赁、运营等产生的现金流，防止现金流流失、挪用等；
- 3) 建立印章管理、使用机制，妥善管理不动产项目各种印章；
- 4) 为不动产项目购买足够的财产保险和公众责任保险；
- 5) 制定及落实不动产项目运营策略；
- 6) 签署并执行不动产项目运营的相关协议；
- 7) 收取不动产项目租赁、运营等产生的收益，追收欠缴款项等；
- 8) 执行日常运营服务，如安保、消防、通讯及紧急事故管理等；
- 9) 实施不动产项目维修、改造等；

10) 负责不动产项目档案归集管理;

11) 聘请评估机构、审计机构进行评估与审计;

12) 依法披露不动产项目运营情况;

13) 提供公共产品和服务的不动产资产的运营管理, 应符合国家有关监管要求, 严格履行运营管理义务, 保障公共利益;

14) 建立相关机制防范运营管理机构履约风险、不动产项目经营风险、关联交易及利益冲突风险、利益输送和内部人控制风险等不动产项目运营过程中的风险;

15) 按照基金合同约定和持有人利益优先的原则, 专业审慎处置资产;

16) 中国证监会规定的其他职责;

(29) 基金管理人可以设立专门的子公司承担不动产项目运营管理职责, 也可以委托运营管理机构负责上述第(28)条第4)至9)项运营管理职责, 其依法应当承担的责任不因委托而免除;

(30) 基金管理人委托运营管理机构运营管理不动产项目的, 应当自行派员负责不动产项目公司财务管理。基金管理人与运营管理机构应当签订不动产项目运营管理服务协议, 明确双方的权利义务、费用收取、运营管理机构考核安排、运营管理机构解聘情形和程序、协议终止情形和程序等事项;

(31) 基金管理人应当对接受委托的运营管理机构进行充分的尽职调查, 确保其在专业资质(如有)、人员配备、公司治理等方面符合法律法规要求, 具备充分的履职能力;

(32) 基金管理人应当持续加强对运营管理机构履职情况的监督, 至少每年对其履职情况进行评估, 确保其勤勉尽责履行运营管理职责。基金管理人应当定期检查运营管理机构就其获委托从事不动产项目运营管理活动而保存的记录、合同等文件, 检查频率不少于每半年1次;

(33) 委托事项终止后, 基金管理人应当妥善保管不动产项目运营维护相关档案;

(34) 发生法定解聘情形时, 基金管理人应当解聘运营管理机构;

(35) 本基金存续期间, 基金管理人应当聘请评估机构对不动产项目资产每年进行1次评估。出现下列情形之一的, 基金管理人应当及时聘请评估机构对不动产项目资产进行评估:

- 1) 不动产项目购入或出售;
- 2) 本基金扩募;
- 3) 提前终止基金合同拟进行资产处置;
- 4) 不动产项目现金流发生重大变化且对持有人利益有实质性影响;
- 5) 对基金份额持有人利益有重大影响的其他情形;

(36) 充分揭示风险, 设置相应风险缓释措施, 保障基金份额持有人权益;

(37) 基金管理人将采取聘用流动性服务商等一系列措施提高基金产品的流动性, 不动产基金上市期间, 基金管理人原则上应当选定不少于 1 家流动性服务商为不动产基金提供双边报价等服务;

(38) 法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的其他义务。

3. 基金管理人设立的公开募集不动产投资信托基金运行管理委员会（简称“不动产基金运管委员会”）

不动产基金运管委员会是中航基金经理层下设的专门委员会, 负责公司管理的不动产基金（包括基金、资产支持证券、项目公司层面）重大事项的审批决策。

（1）人员组成

不动产基金运管委员会设主席、秘书一名、委员若干名。主席由公司总经理指定人员担任, 委员由公司不动产投资部负责人指定的部门相关人员（若干）、监察稽核部负责人指定的部门相关人员（1 人）、风险管理部负责人指定的部门相关人员（1 人）、财务部负责人指定的部门相关人员（1 人）组成, 秘书由主席指定人员担任。督察长、合规管理人员、基金事务部相关人员等可以列席会议。

经主席同意, 可以调整、增加其他人员。根据审议事项需要, 经主席同意, 其他人员可列席参会。

（2）决策事项

不动产基金运管委员会负责决策不动产基金的投资、运营等重大事项, 包括:

- 1) 依照监管规定与《基金合同》，确立公司所管理的不动产基金所持有的不动产项目投资、运行、财务等的总体计划。
- 2) 作为资产支持证券持有人，决定包括但不限于专项计划的扩募、延长专项计划期限、修改专项计划法律文件重要内容等。
- 3) 不动产基金直接或间接新增对外借款。
- 4) 金额低于基金净资产 20%的不动产项目或不动产资产支持证券购入或出售（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）。
- 5) 不动产项目固定资产投资计划（资本性支出）、重大合同/协议的签署。
- 6) 基金扩募方案。
- 7) 调整运营管理机构运营成本标准。
- 8) 选择、更换律师事务所、会计师事务所、资产评估机构、运营管理机构（包括发生法定解聘情形，解聘运营管理机构）、流动性服务商或其他为基金提供服务的外部机构。
- 9) 委派人员担任不动产项目公司董事、监事、高级管理人员等人员。
- 10) 决定单只不动产基金成立项目管理委员会，并确定、调整对该项目管理委员会的授权事项。
- 11) 不动产基金分红。
- 12) 不动产基金重大关联交易。
- 13) 按照《基金合同》约定需要基金份额持有人大会审议事项。
- 14) 对年度基金运营管理履职工作报告的审议。
- 15) 对外部运管机构履职评估报告的审议。
- 16) 基金经理的选聘、变更、解聘等相关事项。
- 17) 不动产基金运管委员会外聘专家顾问的选聘、变更、解聘等相关事项。
- 18) 公司所管理的不动产基金所持有的不动产项目公司关于修订公司章程、分红、增减资安排、制定或修订项目公司基本制度等相关重大事项。
- 19) 决定其他与不动产基金相关的重要事项。

根据法律法规、证监会规定及《基金合同》约定应由基金管理人决策的其他事项，由管理不动产基金的基金经理共同决策后实施，如基金经理意见不一致的，需提交至不动产基金运管委员会决议。如公司其他制度规定需进行相应

审批的，按照公司制度规定执行。不动产基金运管委员会可调整对上述事项的授权事项。

上述第 12 项经不动产基金运管委员会审议通过后，并经不动产投资部负责人、风险管理部、监察稽核部、督察长审批后，提交公司董事会审议，并经过三分之二以上独立董事通过，还需事先取得基金托管人同意。

上述第 13 项经不动产基金运管委员会审议通过后，还需经总办会审议决策，之后按照《基金合同》约定程序提交基金份额持有人大会审议。

(3) 议事规则

1) 不动产基金运管委员会会议由不动产基金运管委员会主席召集并主持，主席因故不能履行职责时，由主席指定的其他委员召集并主持会议。

2) 不动产基金运管委员会每季度至少召开 1 次，会议由主席召集召开或委员在认为有必要的情况下提议召开。

3) 不动产基金运管委员会召开会议时，议事按下列要求进行：

a. 委员必须按时出席会议，不得无故缺席，如确有特殊原因不能出席会议的，应向不动产基金运管委员会召集人说明原因，可书面委托其他委员代为出席或代签名表决，会议须有三分之二以上（包含本数）委员出席方能正式召开。

b. 委员在对议案表决前必须仔细阅读议案的相关材料，可以对议案进行讨论，与会人员对议案内容有疑问或者发现议案内容材料不完整的，可以向相关人员提出问询意见或要求补充。

c. 每位委员享有一票表决权，参加会议的委员对所表决的事项行使表决权，对投票行为承担相应的责任，必须明确个人意见为“同意、赞同”或“反对、否定”，不得弃权不参与表决。

d. 为保障不动产基金运管委员会决策的公正性，有效防范利益冲突，委员与表决事项存在利害关系的，不得参与该事项的表决。

e. 会议决议经参与决议的委员三分之二以上（包含本数）通过即形成决议。

f. 经不动产基金运管委员会主席同意，委员可通过书面或通讯形式参加会议并行使表决权，以通讯形式表决的，相关人员应及时补签相关文件。

4) 会议秘书负责会议记录并妥善保管，记录内容主要包括：

a. 提案的具体内容。

b.各委员的主要观点。

c.各委员的表决意见。

出席会议的委员必须在会议记录上签名,记录至少保存 20 年。

5) 对于不动产基金运管委员会做出的决定,基金经理或公司委派至不动产项目公司的人员必须及时反馈实施情况。在实施过程中,如需要对方案进行重大修改,基金经理或公司委派至不动产项目公司的人员必须将修改后的方案提交不动产基金运管委员会会议审议,待不动产基金运管委员会审议通过后才能实施。

6) 不动产基金运管委员会委员、秘书及其他参会人员未公开的会议内容负有严格的保密义务。

(三) 基金托管人的权利与义务

1. 根据《基金法》《运作办法》《基金指引》及其他有关规定,基金托管人的权利包括但不限于:

(1) 自基金合同生效之日起,依法法律法规规定和基金合同的约定安全保管基金财产;

(2) 依基金合同约定获得基金托管费以及法律法规规定或监管部门批准的其他费用;

(3) 监督不动产基金资金账户、不动产项目运营收支账户等重要资金账户及资金流向,确保符合法律法规和基金合同约定,保证基金资产在监督账户内封闭运行;

(4) 监督基金管理人对本基金的投资运作,如发现基金管理人违反基金合同及国家法律法规的行为,对基金财产、其他当事人的利益造成重大损失的情形,应呈报中国证监会,并采取必要措施保护基金投资者的利益;

(5) 根据相关市场规则,为基金开设资金账户、证券账户等投资所需账户,为基金办理证券交易资金清算;

(6) 提议召开或召集基金份额持有人大会;

(7) 在基金管理人更换时,提名新的基金管理人;

(8) 监督基金管理人为不动产项目购买足够的保险;

(9) 法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的其他权利。

2. 根据《基金法》《运作办法》《基金指引》及其他有关规定，基金托管人的义务包括但不限于：

(1) 以诚实信用、勤勉尽责的原则持有并安全保管基金财产、权属证书及相关文件；

(2) 设立专门的基金托管部门，具有符合要求的营业场所，配备足够的、合格的熟悉基金托管业务的专职人员，负责基金财产托管事宜；

(3) 建立健全内部风险控制、监察与稽核、财务管理及人事管理等制度，确保基金财产的安全，保证其托管的基金财产与基金托管人自有财产以及不同的基金财产相互独立；对所托管的不同的基金分别设置账户，独立核算，分账管理，保证不同基金之间在账户设置、资金划拨、账册记录等方面相互独立；

(4) 除依据《基金法》、基金合同及其他有关规定外，不得为自己及任何第三人谋取利益，不得委托第三人托管基金财产；

(5) 按规定开设基金财产的资金账户和证券账户等投资所需账户，按照基金合同的约定，根据基金管理人的投资指令，及时办理清算、交割事宜；

(6) 保守基金商业秘密，除《基金法》、基金合同及其他有关法律法规或监管机构另有规定或要求外，在基金信息公开披露前予以保密，不得向他人泄露，但向监管机构、司法机关或因审计、法律等外部专业顾问提供服务而向其提供的情况除外；

(7) 办理与基金托管业务活动有关的信息披露事项；

(8) 对基金财务会计报告、季度报告、中期报告和年度报告出具意见，说明基金管理人在各重要方面的运作是否严格按照基金合同的规定进行；如果基金管理人未执行基金合同规定的行为，还应当说明基金托管人是否采取了适当的措施；

(9) 保存基金托管业务活动的记录、账册、报表和其他相关资料 20 年以上；

(10) 保存基金份额持有人名册；

(11) 按规定制作相关账册并与基金管理人核对；

(12) 依据基金管理人的指令或有关规定向基金份额持有人支付基金收益；

(13) 依据《基金法》、基金合同及其他有关规定，召集基金份额持有人大会或配合基金管理人、基金份额持有人依法召集基金份额持有人大会；

(14) 参加基金财产清算小组，参与基金财产的保管、清理、估价、变现和分配，并按照法律法规规定和基金合同约定履行信息披露义务；

(15) 面临解散、依法被撤销或者被依法宣告破产时，及时报告中国证监会和国务院银行业监督管理机构，并通知基金管理人；

(16) 因基金托管人违反基金合同导致基金财产损失且不存在任何免责事由时，应承担赔偿责任，其赔偿责任不因其退任而免除；

(17) 按规定监督基金管理人按法律法规和基金合同约定履行自己的义务，基金管理人因违反基金合同造成基金财产损失时，应为基金份额持有人利益向基金管理人追偿；

(18) 执行生效的基金份额持有人大会的决议；

(19) 监管本基金资金账户、不动产项目运营收支账户等重要资金账户及资金流向，确保符合法律法规规定和基金合同约定，保证基金资产在监督账户内封闭运行；

(20) 监督、复核基金管理人按照法律法规规定、基金合同和托管协议约定进行投资运作、收益分配、信息披露等；

(21) 监督本基金借入款项安排，确保基金借款符合法律法规规定及约定用途；

(22) 复核本基金信息披露文件中的财务数据；

(23) 复核本基金信息披露文件，复核、审查基金管理人计算的基金净资产、基金份额净值；

(24) 复核基金信息披露文件时，加强对基金管理人资产确认计量过程的复核；

(25) 法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的其他义务。

二、资产支持证券层面治理安排

关于中航-京能光伏1号基础设施资产支持专项计划资产支持证券管理人的权利与义务，具体详见《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更新的招

募说明书（2025 年第 1 号）》之“第四部分 基础设施基金治理”之“二、资产支持证券层面治理安排。

关于中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划资产支持证券管理人的权利与义务，具体如下：

（一）资产支持证券管理人的权利与义务

除《资产支持证券认购协议》及《标准条款》其他条款规定的权利和义务之外，资产支持证券管理人还应享有以下权利，承担以下义务：

1. 资产支持证券管理人的权利

（1）资产支持证券管理人有权根据《标准条款》及《资产支持证券认购协议》的约定将专项计划发行收入用于购买基础资产，并管理专项计划资产、分配专项计划利益；

（2）资产支持证券管理人有权根据《标准条款》第十八条的规定终止专项计划的运作；

（3）资产支持证券管理人有权委托资产支持证券托管人托管专项计划资金，根据资产支持证券持有人大会决议更换资产支持证券托管人，并根据《专项计划托管协议》的约定，监督资产支持证券托管人的托管行为，并针对资产支持证券托管人的违约行为采取必要措施保护资产支持证券持有人的合法权益；

（4）当专项计划资产或资产支持证券持有人的利益受到其他任何第三方损害时，资产支持证券管理人有权代表全体资产支持证券持有人依法向相关责任方追究法律责任；

（5）资产支持证券管理人有权根据《标准条款》及《资产支持证券认购协议》的约定召集资产支持证券持有人大会；

（6）资产支持证券管理人有权按照《标准条款》的约定取得已经实际垫付但未受偿的专项计划费用；

（7）资产支持证券管理人有权为资产支持证券持有人的利益，在法律顾问、会计师事务所等专项计划参与主体不能履职时，聘任相关继任机构；

（8）如专项计划文件的修改对资产支持证券持有人利益无实质性不利影响或修改不涉及专项计划文件当事人权利义务关系发生重大变化的，资产支持证

券管理人亦有权对前述文件进行修改；本约定构成专项计划及资产支持证券持有人对资产支持证券管理人的不可撤销的授权。

2. 资产支持证券管理人的义务

（1）资产支持证券管理人应在专项计划管理中恪尽职守，根据《资产支持证券认购协议》及《标准条款》的规定为资产支持证券持有人提供服务；

（2）资产支持证券管理人应根据《管理规定》建立健全内部风险控制，将专项计划的资产与其固有财产分开管理，并将不同客户资产支持专项计划的资产分别记账，切实防范专项计划资产与其他资产混同以及被侵占、挪用等风险；

（3）资产支持证券管理人应根据资产管理合同的规定，将专项计划认购资金用于向原始权益人购买基础资产以及进行合格投资，并进行基础资产追加投资；

（4）资产支持证券管理人在管理、运用专项计划资产时，应根据《管理规定》和《专项计划托管协议》的约定，接受资产支持证券托管人对专项计划资金拨付的监督；

（5）资产支持证券管理人应根据《管理规定》及《标准条款》的约定，按期出具资产支持证券管理人报告，保证资产支持证券持有人能够及时了解有关专项计划资产与收益等信息；

（6）资产支持证券管理人应按照《标准条款》第十二条的规定向资产支持证券持有人分配专项计划利益；

（7）资产支持证券管理人应按照《管理规定》及《标准条款》的约定，妥善保存与专项计划有关的合同、协议、销售文件、交易记录、会计账册等文件、资料，保存期不少于专项计划终止后 20 年；

（8）在专项计划终止时，资产支持证券管理人应按照《管理规定》《标准条款》及《专项计划托管协议》的约定，妥善处理有关清算事宜；

（9）资产支持证券管理人因自身或其代理人的过错造成专项计划资产损失的，应向资产支持证券持有人承担赔偿责任；

（10）因资产支持证券托管人过错造成专项计划资产损失时，资产支持证券管理人应代资产支持证券持有人向资产支持证券托管人追偿；

（11）资产支持证券管理人应监督资产支持证券托管人、项目公司及其他相关机构履行各自在专项计划文件项下的职责或义务，如前述机构发生违约情形，则资产支持证券管理人应代资产支持证券持有人根据有关专项计划文件的规定追究其违约责任；

（12）资产支持证券管理人应当在资产支持证券存续期履职过程中，遵守交易场所关于资产支持证券存续期信用风险管理的相关要求，履行信用风险管理职责；

（13）在基金管理人（代表不动产基金）成为专项计划唯一的资产支持证券持有人的情况下，资产支持证券管理人应配合基金管理人根据《基金合同》规定开展联合工作，就根据《基金合同》的约定应召开不动产基金份额持有人大会或由基金管理人决定的涉及专项计划、项目公司的事宜，资产支持证券管理人应根据基金管理人（代表不动产基金）的决定或指示行使及履行其作为项目公司股东、依据项目公司章程及/或中国法律规定所享有及承担的股东权利、权力及职责；在资产支持证券管理人需要行使或履行其作为项目公司股东的股东权利、权力及职责的情形时，资产支持证券管理人应当向基金管理人发出问询通知，基金管理人（代表不动产基金）应当在收到前述问询通知后5个工作日内将其作为资产支持证券持有人作出的书面决定发送资产支持证券管理人。

（二）资产支持证券托管人的权利与义务

除《资产支持证券托管协议》规定的权利和义务之外，资产支持证券托管人还应享有以下权利，承担以下义务：

1. 资产支持证券托管人的权利

（1）资产支持证券托管人有权根据《专项计划托管协议》约定，依法保管专项计划资产；

（2）资产支持证券托管人有权根据《专项计划托管协议》对专项计划账户内的资金运作行使监督权。资产支持证券托管人发现资产支持证券管理人有违反《专项计划托管协议》约定的行为，应及时以书面形式通知资产支持证券管理人限期纠正，资产支持证券管理人应在收到通知后两个工作日内及时核对确认并以书面形式对资产支持证券托管人发出回函，说明违规原因及纠正期限，

并保证在纠正期限内及时改正。在专项计划存续期间内，资产支持证券托管人有权随时对通知的违规事项进行复查，督促资产支持证券管理人改正。资产支持证券管理人对资产支持证券托管人通知的违规事项未能在纠正期限内纠正的，资产支持证券托管人应当拒绝执行资产支持证券管理人指令，并及时向中国证券投资基金业协会报告。

(3) 因资产支持证券管理人故意或重大过失导致专项计划资产产生任何损失时，资产支持证券托管人有权向资产支持证券管理人进行追偿，追偿所得应归入专项计划资产。

2. 资产支持证券托管人的主要义务

(1) 资产支持证券托管人应在专项计划托管活动中恪尽职守，履行诚实信用、谨慎勤勉的义务，妥善保管专项计划账户内资金（资产支持证券托管人对非因资产支持证券托管人原因导致资产的灭失不承担责任），确保专项计划账户内资金的独立和安全，依法保护资产支持证券持有人的财产权益。资产支持证券托管人对于专项计划资金的保管职责始于专项计划募集资金专户内的认购资金划付至专项计划账户之时。资产支持证券托管人对存放在专项计划账户之外的资产不承担保管责任；

(2) 资产支持证券托管人应依据《专项计划托管协议》的约定，管理专项计划账户，执行资产支持证券管理人的划款指令，负责办理专项计划名下的资金往来；

(3) 资产支持证券托管人发现资产支持证券管理人的划款指令金额与《专项计划托管协议》和/或《收益分配报告》不符的，应当拒绝执行，要求其改正；发现资产支持证券管理人出具的划款指令违反《专项计划说明书》和《专项计划托管协议》约定的，应当要求其改正，并拒绝执行；资产支持证券管理人未能在合理期限内改正的，资产支持证券托管人应当拒绝执行，并应及时向中国证券投资基金业协会报告。由此给专项计划或资产支持证券持有人造成的损失，资产支持证券托管人不承担责任；

(4) 专项计划资产应独立于原始权益人、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人及其他业务参与人的固有财产。资产支持证券托管人必须协助资产

支持证券管理人为专项计划资产设立独立的账户，将专项计划资产与资产支持证券托管人自有资产及其他托管资产实行严格的分账管理；

（5）未经资产支持证券管理人出具《专项计划托管协议》约定的指令，资产支持证券托管人不得自行运用、处分、分配专项计划资产，但《标准条款》及《专项计划托管协议》约定不需指令的情形除外；

（6）资产支持证券托管人应当设立专门的托管部门，具有符合要求的营业场所，配备足够的、合格的熟悉资产支持专项计划托管业务的专职人员，负责专项计划资产托管事宜；建立健全内部风险监控制度，对负责专项计划资产托管的部门和人员的行为进行事先控制和事后监督，防范和减少风险；

（7）除依据法律规定和《专项计划托管协议》约定外，资产支持证券托管人不得委托第三人托管专项计划资产；

（8）资产支持证券托管人应按《专项计划托管协议》的约定制作并按时向资产支持证券管理人提供有关资产支持证券托管人履行《专项计划托管协议》项下义务的《托管报告》；

（9）专项计划存续期内，如果发生下列可能对资产支持证券持有人权益产生重大影响的临时事项，资产支持证券托管人应在知道或应当知道该临时事项发生之日起 5 个工作日内以邮寄和传真的方式通知资产支持证券管理人：

- 1）发生资产支持证券托管人解任事件；
- 2）资产支持证券托管人的法定名称、住所等工商登记事项发生变更；
- 3）资产支持证券托管人涉及法律纠纷，可能影响资产支持证券按时分配收益；
- 4）资产支持证券托管人经营情况发生重大变化，或者作出减资、合并、分立、解散、申请破产等决定；

（10）资产支持证券托管人应妥善保管与专项计划有关的托管协议、记账凭证、会计账册等文件、资料，保存期不少于专项计划终止后 20 年；

（11）在专项计划到期终止时，资产支持证券托管人应协助资产支持证券管理人妥善处理有关清算事宜，包括但不限于复核资产支持证券管理人编制的清算报告，以及办理专项计划资金的分配；

（12）资产支持证券托管人由于故意或重大过失未按《专项计划托管协议》约定执行指令或者错误执行指令进而导致专项计划资产产生损失的，资产支持

证券托管人发现后应及时采取措施予以弥补，并对由此造成的实际损失负赔偿责任，但因不可抗力或《专项计划托管协议》约定的资产支持证券托管人不承担赔偿责任的情形除外。

（三）资产支持证券持有人职权及行权安排

1. 资产支持证券持有人的权利与义务

除《资产支持证券认购协议》及《标准条款》其他条款规定的权利和义务之外，专项计划的资产支持证券持有人还应享有以下权利，并承担以下义务：

（1）资产支持证券持有人的权利

1）专项计划的资产支持证券持有人有权按照《标准条款》的规定，取得专项计划利益；

2）专项计划的资产支持证券持有人有权依据专项计划文件的约定知悉有关专项计划投资运作的信息，包括专项计划资产配置、投资比例、损益状况等，有权了解专项计划资产的管理、运用、处分及收支情况；

3）专项计划的资产支持证券持有人有权按照《标准条款》第十三条的规定，知悉有关专项计划利益的分配信息；

4）专项计划的资产支持证券持有人的合法权益因资产支持证券管理人、资产支持证券托管人过错而受到损害的，有权按照《标准条款》及其他专项计划文件的规定取得赔偿；

5）专项计划的资产支持证券持有人有权将其所持有的资产支持证券在上海证券交易所固定收益证券综合电子平台进行转让；

6）专项计划的资产支持证券持有人享有按照《标准条款》第十四条的约定召集或出席资产支持证券持有人大会，并行使表决等权利；

7）专项计划的资产支持证券持有人有权按照《标准条款》的约定参与分配清算后的专项计划剩余资产；

8）专项计划的资产支持证券持有人有权以交易或质押等方式处分资产支持证券，且有权根据交易场所的相关规则通过回购进行融资。

（2）资产支持证券持有人的义务

- 1）专项计划的资产支持证券持有人应根据《资产支持证券认购协议》及《标准条款》的规定，按期缴纳专项计划的认购资金，并承担相应的费用；
- 2）专项计划的资产支持证券持有人应自行承担专项计划的投资损失；
- 3）专项计划的资产支持证券持有人按法律法规规定承担纳税义务；
- 4）专项计划存续期间，资产支持证券持有人不得要求专项计划赎回其取得或受让的资产支持证券。

2. 资产支持证券持有人大会

（1）组成

资产支持证券持有人大会由全体资产支持证券持有人组成。

（2）召集的事由

除资产管理合同另有约定外，在专项计划存续期间，出现以下情形之一的，资产支持证券管理人应召开资产支持证券持有人大会：

- 1）发生资产支持证券管理人解任事件或资产支持证券托管人解任事件，或资产支持证券管理人或资产支持证券托管人根据相关协议的约定提出辞任，需要更换前述机构；
- 2）对是否启动处分进行审议；
- 3）对处分方案和/或拍卖方案进行制定、审议；
- 4）对清算方案进行审议；
- 5）提前终止或者延长专项计划存续期限，但《标准条款》已明文规定的情形除外；
- 6）审议批准关联交易事项；
- 7）当基金管理人（代表不动产基金）为资产支持证券持有人时，根据《基金合同》的规定应召集资产支持证券持有人大会或由基金管理人决定的涉及专项计划、项目公司的事项；
- 8）资产管理合同约定的，或资产支持证券管理人认为需提议资产支持证券持有人大会审议的其他事项。

（3）召集的方式

1) 资产支持证券管理人召集

出现上列第（2）条规定的事由，资产支持证券管理人应召集资产支持证券持有人大会，并确定资产支持证券持有人大会的开会时间、地点及权益登记日。

2) 资产支持证券持有人召集

a.单独或合计持有资产支持证券份额 1/3 以上（含 1/3）的资产支持证券持有人就上列第（2）条规定的事项认为有必要召开资产支持证券持有人大会的，可向资产支持证券管理人提出书面提议。

b.资产支持证券管理人应当自收到书面提议之日起 15 个工作日内决定是否召集，并书面告知提出提议的资产支持证券持有人和资产支持证券托管人。

c.资产支持证券管理人决定召集的，应当自出具书面决定之日起 10 个工作日内发出会议通知；资产支持证券管理人决定不召集，单独或合计代表资产支持证券份额 2/3 以上（含 2/3）的资产支持证券持有人仍认为有必要召开的，可以自行召集资产支持证券持有人大会。资产支持证券管理人应于提议召开的资产支持证券持有人决定召集之日起 5 个工作日内向其提供资产支持证券持有人的名单。

（4）通知

1) 召开资产支持证券持有人大会，召集人应提前 15 个工作日以邮寄、传真、电子邮件或公告方式通知全体资产支持证券持有人，经单独或合计持有资产支持证券份额 2/3 以上（含 2/3）的资产支持证券持有人同意，可豁免前述会议通知期限。会议通知至少应载明以下内容：

a.专项计划的基本情况；

b.召集人、联系人姓名及联系方式；

c.会议时间和地点；

d.会议召开形式：可以采用现场、非现场或者两者相结合的形式；

e.会议拟审议议案：议案应当属于资产支持证券持有人大会权限范围、有明确的决议事项，并且符合法律、法规和上交所业务规则的相关规定；

f.会议议事程序：包括会议的召集方式、表决方式、表决时间和其他相关事项；

g.有权参加资产支持证券持有人大会的权益登记日（该日不得晚于资产支持证券持有人大会召开之日前 2 个工作日）；

h.委托事项：持有人委托他人参会的，受托参会人员应当出具授权委托书和身份证明，在授权范围内参加持有人会议并履行义务。

2）有权参加资产支持证券持有人大会并享有表决权的资产支持证券持有人以权益登记日收市后的持有人名册为准。

（5）会议的召开

1）资产支持证券持有人大会应当由持有资产支持证券份额 2/3 以上（含 2/3）的资产支持证券持有人出席，方可有效召开。

2）出席大会的资产支持证券持有人应委派至少 1 名授权代表出席会议，并出具加盖单位公章的代理投票授权委托书。资产支持证券管理人和资产支持证券托管人的授权代表应当列席资产支持证券持有人大会。

3）非现场方式开会符合以下条件时，方为有效：a.召集人按《标准条款》约定公布会议通知；b.召集人按照会议通知约定的方式收取资产支持证券持有人的书面表决意见；c.直接出具书面意见的资产支持证券持有人或受托代表他人出具书面意见的代理人所代表的资产支持证券份额须合计达到资产支持证券份额总数的 2/3 以上（含 2/3）。

（6）议事程序

以现场方式开会的，首先由大会主持人按照下列第（8）条的规定确定和公布监票人，然后由大会主持人宣读提案，经讨论后进行表决，并形成大会决议，大会决议应当于表决截止日次一个工作日内予以公告。大会主持人为资产支持证券管理人授权出席会议的代表，在资产支持证券管理人未能主持大会的情况下，由出席大会的资产支持证券持有人以所代表的资产支持证券份额 1/2 以上多数（不含 1/2）选举产生一名资产支持证券持有人的授权代表作为该次资产支持证券持有人大会的主持人。

以非现场方式开会的，应以书面方式进行表决，由召集人在律师事务所的监督下按照会议通知规定的方式收取的资产支持证券持有人的书面表决意见。

(7) 会议的表决

- 1) 资产支持证券持有人所持的每份资产支持证券享有一票表决权。
- 2) 资产支持证券持有人大会决议须经参加会议的资产支持证券持有人所持表决权的 2/3 以上（含 2/3）通过方为有效。
- 3) 资产支持证券持有人大会采取记名方式进行投票表决。
- 4) 资产支持证券持有人大会的各项提案或同一项提案内并列的各项议题应当分开审议、逐项表决。

(8) 计票

- 1) 以现场方式开会的，资产支持证券持有人大会的计票方式为：
 - a. 如资产支持证券持有人大会由资产支持证券管理人召集，大会主持人应当在会议开始后宣布在出席会议的资产支持证券持有人中选举两名资产支持证券持有人的授权代表与大会召集人授权的一名监督员共同担任监票人；如大会由资产支持证券持有人自行召集，大会主持人应当在会议开始后宣布在出席会议的资产支持证券持有人中选举三名资产支持证券持有人的授权代表担任监票人。
 - b. 监票人应当在资产支持证券持有人表决后立即进行清点并由大会主持人当场公布计票结果。
 - c. 如果会议主持人对于提交的表决结果有怀疑，可以对所投票数进行重新清点；如果会议主持人未进行重新清点，而出席会议的资产支持证券持有人代表对会议主持人宣布的表决结果有异议，有权在宣布表决结果后立即要求重新清点，会议主持人应当立即重新清点并公布重新清点结果。
- 2) 以非现场方式开会的，召集人在所通知的表决截止日期当日或次日在律师事务所见证下统计全部有效表决并形成决议。符合会议通知约定的书面表决意见视为有效表决。表决意见模糊不清或相互矛盾的视为弃权表决，但应当计入出具书面意见的资产支持证券持有人所代表的资产支持证券总数。

（9）决议的生效与效力

1）见证律师应当对资产支持证券持有人大会的召集、召开、表决程序、出席会议人员资格和有效表决权等事项出具法律意见书（简称“见证法律意见书”）。

2）资产支持证券持有人大会表决通过的大会决议应当在表决截止日次一个工作日内予以公告并一同披露见证法律意见书，且在公告之日起5个工作日内由资产支持证券管理人根据相关法律规定报中国证券投资基金业协会备案。资产支持证券持有人大会的大会决议应当自公告之日起生效（简称“生效决议”）。

3）生效决议对全体资产支持证券持有人、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人均具有法律约束力。全体资产支持证券持有人、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人均应遵守和执行生效决议中的具体约定。

4）生效决议应当按《标准条款》及《计划说明书》约定的披露方式进行披露。

5）资产支持证券持有人在资产支持证券持有人大会上行使权利所产生的一切后果均由全体资产支持证券持有人按资产支持证券份额享有或承担。若发生不当行使而造成资产支持证券管理人、资产支持证券托管人或其他人的一切损失，由全体资产支持证券持有人承担赔偿责任。

（10）特别决议

在基金管理人（代表不动产基金）成为专项计划的唯一的资产支持证券持有人的情况下，针对上列第（2）条约定召集资产支持证券持有人大会事由，如不动产基金的基金份额持有人大会已经做出生效决议或者基金管理人已经根据《基金合同》的约定做出决定的，无需召开资产支持证券持有人大会，由基金管理人（代表不动产基金）根据基金份额持有人大会的生效决议或者根据《基金合同》约定就与专项计划相关的事项直接作出书面决议（简称“特别决议”），并在该等决议上签章后发送给资产支持证券管理人，该等决议与召开资产支持证券持有人大会作出的生效决议具有同等法律效力，对全体资产支持证券持有人、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人均具有法律约束力。

资产支持证券管理人、资产支持证券托管人应当遵守并执行前述生效决议中的相关约定。

（11）争议解决机制

若召开资产支持证券持有人大会在程序上或决议内容上明显违反相关法律法规、《标准条款》或其他资产管理合同约定的，资产支持证券持有人有权按照《标准条款》第 22.2 条约定协商或解决争议。

三、项目公司层面治理安排

对于已持有不动产项目，本基金发行后项目公司已变更新章程，项目公司股东变为中航-京能光伏 1 号基础设施资产支持专项计划（由资产支持证券管理人直接管理）。首发不动产项目所属项目公司层面的治理安排，具体详见《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更新的招募说明书（2025 年第 1 号）》之“第四部分 基础设施基金治理”之“三、项目公司层面治理安排”。

对于新购入不动产项目，基金管理人已（代表基金的利益）通过中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划资产支持证券和新购入项目公司取得拟购入不动产项目完全所有权或经营权利，新购入项目公司的股东权责安排具体如下：

（一）股东

公司不设股东会，股东为公司最高的权力机构，行使下列职权：

- 1、决定公司的经营方针和投资计划；
- 2、任免公司董事，决定有关董事的报酬事项；
- 3、决定聘任或解聘总经理、副总经理、财务负责人，决定总经理、副总经理、财务负责人报酬事项；
- 4、批准董事的报告；
- 5、批准公司的年度财务预算方案、决算方案；
- 6、批准公司的利润分配方案和弥补亏损的方案；
- 7、对公司增加或减少注册资本作出决定；
- 8、对发行公司债券作出决定；

- 9、对公司合并、分立、解散、清算、转让公司股权或者变更公司形式作出决定；
- 10、修改公司章程；
- 11、有关法律、法规、部门规章、规范性文件和公司章程规定的其他职权。

（二）董事会

公司不设董事会，设董事一名，代表公司执行公司事务，任期三年，由股东以股东决定的形式任免。董事任期届满，可以连任。

董事对股东负责，行使下列职权：

- 1、向股东报告工作；
- 2、执行股东的决定；
- 3、决定公司的经营计划和投资方案；
- 4、制订公司的年度财务预算方案、决算方案；
- 5、制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- 6、制订公司增加或者减少注册资本以及发行公司债券的方案；
- 7、制订公司合并、分立、解散、变更公司形式的方案；
- 8、制订公司法制建设实施方案；
- 9、决定公司内部管理机构的设置；
- 10、制定公司的基本管理制度；
- 11、法律、行政法规、公司章程规定和股东授权行使的其他职权。

（三）经营管理层

公司设总经理一名，由董事兼任。总经理行使下列职权：

- 1、主持公司的生产经营管理工作，组织实施执行股东决定、董事决定；
- 2、组织实施公司年度经营计划和投资计划；
- 3、拟定公司内部管理机构设置方案；
- 4、拟定公司的基本管理制度、具体规章；
- 5、组织实施年度预算内的公司经营、投资事项；
- 6、决定聘任或者解聘除应由股东决定聘任或者解聘以外的负责管理人员；
- 7、处理公司股东、董事交办的日常工作；

8、法律、行政法规、公司章程规定和董事授权行使的其他职权。

（四）监事、监事会或审计委员会

公司不设监事、监事会或审计委员会。

（五）项目公司人员安排

基金管理人设立的公开募集不动产投资信托基金运行管理委员会审议通过项目公司拟任董事、法定代表人、总经理、财务负责人人选；基金管理人通过资产支持证券持有人大会特别决议程序作出特别决议，并向资产支持证券管理人（代表专项计划）推荐；资产支持证券管理人内部审议通过项目公司拟任董事、法定代表人、总经理、财务负责人人选；资产支持证券管理人（代表专项计划）作为项目公司股东，做出股东决定，委派项目公司董事、法定代表人、总经理，项目公司董事作出决定聘任财务负责人，项目公司向拟任财务负责人发放聘书。

项目公司董事、法定代表人、总经理、财务负责人由基金管理人不动产投资部相关人员担任。委派到项目公司的董事、法定代表人、总经理、财务负责人，劳动关系隶属于基金管理人；项目公司向财务负责人发放聘书，但财务负责人仅与基金管理人签署书面劳动合同；前述委派人员均不在项目公司领薪，薪酬支付方为基金管理人。

第二节 运营管理安排

一、运营管理安排

（一）运营管理机构提供运营管理服务的内容

1. 首发不动产项目

基金管理人、首发不动产项目的运营管理机构、首发项目公司就首发不动产项目（晶泰光伏项目、榆林光伏项目）分别签署《运营管理服务协议》及其续期协议（如有），聘任运营管理机构按照运营管理服务协议约定为不动产项目提供各项运营管理服务，明确各方的权利和义务。本节所提及的运营管理机构，具体为内蒙古京能，不包含保山能源、保能和顺。

运营管理职责划分如下：

表 275 运营管理职责划分（晶泰光伏项目、榆林光伏项目）

运营 管理 内容	运营管理机构的运营管理服务范围	基金管理人
制 定 及 落 实 基 础 设 施 项 目 运 营 策 略	（1）协助项目公司制定年度项目运营策略，包括项目基本情况、运营宗旨、运营目标、业务经营计划、年度安全生产目标、年度电力营销计划、年度经营目标等，并依据年度经营策略编制项目年度经营预算，年度经营预算包括但不限于经营收入、年度资本性支出类的技术升级改造费用等。 （2）对年度经营计划、年度经营预算外的重大事项提出申请。 （3）制定运行、检修规程及管理制度。 （4）及时反馈运营策略落实情况，分析与计划、预算的差异，制定相应措施。 （5）对基金拟购入的底层资产，拟定预算和管理方案，并就此向基金管理人提供咨询服务。 （6）配合项目公司及基金管理人进行财务管理，负责日常收款、报税、核算等基础财务工作；配合进行审计、评估及基金信息披露工作。	（1）审批项目年度运营策略，并根据法规要求进行信息披露。 （2）对年度经营计划、年度经营预算、年度经营预算外的重大事项进行审批。 （3）定期对运营策略落实情况进行评估。 （4）审批运行、检修规程及管理制度，并定期检查执行情况。
签 署 并 执 行 基 础 设 施 项	（1）就需要以项目公司名义签署的底层资产运营的相关协议（包括但不限于购售电合同、购售电协议（如有）、并网调度协议、高压供用电合同、年度资本性支出类的技术升级改造项目合同等），在协议期限届满或运营期限届满后与合同相对方的商讨、谈判。 （2）以项目公司名义签署并执行底层资产运营的相关协议，负责草拟相关协议文件并提交基金管理人审批。	（1）制定相应审批流程，审批运营管理机构申请的底层资产运营的相关协议并签署。 （2）监督、检查运营管理机构对项目签署的相关协议的

目 运 营 的 相 关 协 议		履行情况。
收 取 基 础 设 施 项 目 运 营 等 产 生 的 收 益 ， 追 收 欠 缴 款 项 等	(1) 负责底层资产的电力市场营销。 (2) 协助项目公司维护与政府方电网公司、电力交易中心、电力调度、应急管理中心等有关机构的关系，根据项目协议关于付款前提、条件、节点等安排及时与政府、机构进行沟通付费。 (3) 提供资金管理服务，包括但不限于账户管理、资金来源管理、资金划拨管理等，负责发电收费、政府补贴（如有）等费用的催收以及欠款的追缴等。 (4) 及时向基金管理人汇报费用收缴情况，对费用回收异常、项目协议提前终止等情况及时向基金管理人报告风险。 (5) 负责定期与电网公司、电力交易中心等有关机构核对电量结算单、电费结算单，负责电费、政府补贴及前述其他涉及项目公司运营收入和支出费用的结算工作。	(1) 全程监督项目资金情况，对运营收入及时归集。 (2) 及时关注和披露预算外的重大变化和异常事项。
执 行 日 常 运 营 服 务 ， 如 安 保 、 消 防 、 通 讯 及 紧 急 事 故 管 理等	(1) 根据底层资产对应的购售电合同、购售电协议（如有）、高压供用电合同、并网调度协议等底层资产文件、电力规程相关规定对运营的要求和标准，按照谨慎运营惯例，运营和维护底层资产设施、设备，确保该等设施、设备始终处于良好运营状态。 (2) 晶泰光伏项目所有设备及设施（含自动化设备、通信设备、保护装置、直流系统等所有二次设备）、消防设施、生活设施、安全设施、环保设施、35kV 及以下集电线路、箱变、汇流箱、逆变器、组件、光伏场区内设备、升压站相关设备等所有设备设施的运行、巡视、维护、检修工作，及属于湖北晶泰资产范围内的全部安全生产管理，文明生产，环境保护，卫生清洁。 (3) 承担底层资产营运有关的职工薪酬、设备清洗费、环保系统运行费、试验检验费、电网技术监督费、水费、保洁费、安保费、养护费、维修保养及修理费、电信及通讯费、备品备件费、土地及房屋场地费、除草费、土建维护费、高压电气设备预防性试验、防雷检测、油样检测、电力调度通道维护费、气象数据服务费、安全措施费、车辆及使用相关费用（含车辆保险）、办公费、业务招待费、公关费、交通差旅费、污水处理费、垃圾处理费、危废处理费、安全生产应急方案编制及备案及其他与运营服务相关的合理支出。 (4) 落实紧急事故预防工作和临时沟通机制。 (5) 确保底层资产经营的合法合规，包括但不限于协助基金管理人开展项目公司的工商管理、印鉴及证照管理、税	(1) 监督、检查运营管理机构运营情况，开展运营考核与评估。 (2) 批准运营管理机构在运营过程中提交审批的事项。

务管理、招投标等工作，积极协调并协助项目公司向有权主管机关及时申请、维持、更新或补办（如适用）与底层资产相关各项事宜所涉及的各项批准或核准、许可、备案、报告、证书/证照等手续/资料。

（6）在《运营管理服务协议》委托范围内负责底层资产运营的安全生产管理并承担相应的安全生产管理责任，建立、健全安全生产责任制，组织实施安全生产教育培训，制定年度安全生产目标。

（7）负责光伏组件区域及站内安全保卫工作。

（8）负责事故（事件）应急预案编制及备案工作，组织事故（事件）应急处置工作、电站发生设备事故（事件），当电站发生设备事故（事件）、损坏等事故时，应第一时间通知基金管理人和政府有权管辖部门，并负责做好应急、抢险、现场取证、索赔和/或理赔资料收集，协助项目公司进行索赔和/或理赔谈判事宜。

（9）定期编制项目运营定期报告，包括但不限于项目建设（如有）及运营情况、重大改造维修情况、电费的回收等情况，并及时发送基金管理人。

（10）保证设备年可利用率不低于 99.5%，加强设备缺陷管理，定期向基金管理人通报缺陷，按设备缺陷的严重程度进行分类，做好记录，并及时进行消缺处理。

（11）负责电气设备预防性试验、继电保护及安全自动装置校验。

（12）负责安全工器具校验，电测仪表、仪器检测，电能表、防雷检测、变压器油化验、检验。

（13）及时维护、修缮、更新安全标志、设备、职业危害因素、有限空间作业、消防、道路交通等各类标志标识。

（14）人员驻站安排：应根据底层资产的具体要求、特点和性质，选送合格的人员担任工作。运营管理岗位设置要求定员至少 10 人，其他辅助人员由乙方自行配置。其中项目负责人 1 人（为日常工作联系人）、安全生产负责人 1 人，专业技术人员 8 人，聘用的运营管理人员应是本行业中业务熟练、经验丰富的，管理、技术人员应占定员的 80%以上。聘用从事相关工作的一般劳务人员及临时工人不得超过定员配置的 20%，并符合上岗条件。驻场从事相关专业的技术人员需考取特种作业电工证，管理人员（站长、安全专工）需考取安监局下发的安全管理证书，值长要取得调度证书，运营管理机构应将上述凭证和资格证书扫描件提供给基金管理人备案，人员变动或资格证书续期时及时将变动人员资料备案给基金管理人。

（15）应保证每日驻站负责现场运营的管理人员不少于 6 人，且需满足现场运营要求，其中至少包含项目负责人或安全生产负责人 1 人，值长 1 人，专业技术人员 4 人，节假日需提供值班名单报基金管理人备案。每月 28 日报送下月值班表。

（16）定期组织光伏组件、支架、基础等连接螺栓紧固。

（17）每年度热成像测温一次，并出具测温报告。

（18）负责底层资产范围内满足国家相关环保要求的光伏电站污水、危废、固废、生活垃圾等废弃物的处置。

（19）对各种生产技术指标进行计算统计，按时向基金管理人、电网公司及相关管理部门报送相关数据，并保证数

	据准确性。 (20) 发生电网紧急情况时, 在符合法律法规、电力行业惯例和技术限制的情况下, 依照购售电合同和并网调度协议及其他相关规定服从调度命令。 (21) 协助项目公司接受监管机构、政府主管部门的检查等。 (22) 负责开展电力市场化交易。 (23) 协助项目公司实施核证自愿减排量等碳资产、绿电、绿证开发及交易。 (24) 定期报告中编制季度工作总结和计划, 应包括安全生产指标、运营指标及主要工作完成情况、下一步重点工作、检修计划等, 并报基金管理人。	
实施基础设施项目维修、改造等	(1) 负责组织并实施包括但不限于底层资产的发电设施、库房、宿舍、车辆、工器具、建筑物、道路、围栏、围墙等专项修理或技术改造。 (2) 根据项目运营需要安排年度资本性支出类的技术升级改造, 每年年底前编制下一年度资本性支出类的技术升级改造方案, 如遇到紧急情况(如不可抗力或政府、电网公司强制要求), 可随时向基金管理人提交临时方案。 (3) 对项目进行的年度资本性支出类的技术升级改造方案应包括项目的具体实施方案及预算。技术改造费用(系指项目公司为满足国家、行业或电网公司要求、或可显著提升发电性能, 对主要发电设备进行的技术改造)应为根据届时有有效的会计准则确定的可列入资本性支出的费用。 (4) 负责年度资本性支出类的技术升级改造项目的具体实施, 包括但不限于协助基金管理人开展供应商选聘、合同签署, 负责底层资产的施工管理、竣工验收、办理结算、竣工资料归档等。	(1) 审阅运营管理机构提报的年度资本性支出类的技术升级改造事项, 如有需要依据法规要求进行信息披露。 (2) 建立年度资本性支出类的技术升级改造项目的审批流程, 对运营管理机构的年度资本性支出类的技术升级改造申请进行审批, 必要时根据基金合同规定提交基金份额持有人大会审议。 (3) 审核运营管理机构制定的年度资本性支出类的技术升级改造方案及年内的方案变更。

2. 新购入不动产项目

基金管理人、新购入不动产项目的运营管理机构(含不动产运营管理统筹机构、不动产运营管理实施机构)、新购入项目公司已就新购入不动产项目(苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目)分别签署《运营管理服务协议》, 聘任运营管理机构按照运营管理服务协议约定为不动产项目提供各项运营管理服务, 明确各方的权利和义务。本节所提及的运营管理机构, 具体为保山能源、保能和顺, 不包含内蒙古京能。

运营管理职责划分如下：

表 276 运营管理职责划分

运营 管理 内容	运营管理机构的运营管理服务范围	基金管理人
制定 及 实 施 基 础 施 项 目 运 营 策 略	(1) 协助项目公司制定年度项目运营策略，包括项目基本情况、运营宗旨、运营目标、业务经营计划、年度安全生产目标、年度电力营销计划、年度经营目标等，并依据年度经营策略编制项目年度经营预算，年度经营预算包括但不限于经营收入、资本性支出等。 (2) 对年度经营计划、年度经营预算外的重大事项提出申请。 (3) 制定运行、检修规程及管理制度。 (4) 及时反馈运营策略落实情况，分析与计划、预算的差异，制定相应措施。 (5) 对基金拟购入的基础设施项目，拟定预算和管理方案，并就此向基金管理人提供咨询服务。 (6) 配合项目公司及基金管理人进行财务管理，负责日常收款、报税、核算等基础财务工作；配合进行审计、评估及基金信息披露工作。	(1) 审批项目年度运营策略，并根据法规要求进行信息披露。 (2) 对年度经营计划、年度经营预算、年度经营预算外的重大事项进行审批。 (3) 对运营策略落实情况进行评估。 (4) 审批运行、检修规程及管理制度，并定期检查执行情况。
签 署 并 行 基 础 施 项 目 运 营 的 相 关 协 议	(1) 就需要以项目公司名义签署的基础设施运营的相关协议（包括但不限于购售电合同、购售电协议（如有）、并网调度协议、高压供用电合同、重大技术改造合同、重大专项修理合同等），在协议期限届满或运营期限届满后与合同相对方商讨、谈判。 (2) 以项目公司名义签署并执行基础设施项目运营的相关协议，负责草拟相关协议文件并提交基金管理人审批。	(1) 制定相应审批流程，审批运营管理机构申请的基础设施项目运营的相关协议并签署。 (2) 监督、检查运营管理机构对项目签署的相关协议的履行情况。
收 取 基 础 施 项 目 运 营 等 生 产 的 收 益 ， 追 收 欠 款 等	(1) 负责基础设施项目的电力市场营销，负责与监管部门沟通电价核准事宜。 (2) 协助项目公司维护与政府方、电网公司、电力交易中心、电力调度、大坝安全管理中心、应急管理中心、水库移民安置等有关机构的关系，根据项目协议关于付款前提、条件、节点等安排及时与政府、机构进行沟通付费。 (3) 提供资金管理服务，包括但不限于账户管理、资金来源管理、资金划拨管理等，负责发电收费、政府补贴（如有）等费用的催收以及欠款的追缴等。 (4) 及时向基金管理人汇报费用收缴情况，对费用回收异常、项目协议提前终止等情况及时向基金管理人报告风险。 (5) 负责定期与电网公司、电力交易中心、水库基金管理单位、水库移民安置等有关机构核对电量结算单、电费结算单、水库基金费用、实物补偿费，负责电费、政府补贴及前述其他涉及项目公司运营收入和支出费用的结算工作。	(1) 监督项目资金情况。 (2) 及时关注和披露重大变化和异常事项。
执 行 日 常	(1) 根据基础设施项目对应的购售电合同、购售电协议（如有）、高压供用电合同、并网调度协议等基础设施项	(1) 监督、检查运营管理机构运营情

运营服务，如安保、消防、通讯及紧急事故管理等	目文件、电力规程和大坝安全管理相关规定对运营的要求和标准，按照谨慎运营惯例，运营和维护基础设施项目设施、设备，确保该等设施、设备始终处于良好运营状态。 (2) 基础设施项目所有设备及设施（含苏家河口水电站项目：3台120MW主变、GIS；松山河口水电站项目：混凝土重力坝、左岸进水口、泄洪冲砂底孔、溢流表孔、水库、引水隧洞、厂房、调压井、3台56MW水轮发电机组、开关柜、主变、GIS等）、及右岸开敞式溢洪道、左岸泄洪防空洞组、电站进水口、有压引水隧洞、双室式调压井、压力钢管道及地面厂房、3台105MW立轴混流式水轮机组等相关设备等所有设备设施的运行、巡视、维护、检修工作，及属于两河水电公司资产范围内的全部安全生产管理，文明生产，环境保护，卫生清洁。 (3) 水工建筑物管理。负责基础设施项目所有水工建筑物日常监测、压力钢管检测、水毁工程维修、水工岁修、巡检以及运行、专项监测、水库取水证手续、大坝中心备案及定检等管理。 (4) 承担基础设施项目营运有关的职工薪酬、设备清洗费、环保系统运行费、试验检验费、电网技术监督费、水费、保洁费、安保费、养护费、维修保养及修理费、大坝维修维护及安全管理相关的费用、电信及通讯费、备品备件费、土地及房屋场地费、除草费、土建维护费、大坝定检、高压电气设备预防性试验、防雷检测、油样检测、电力调度通道维护费、气象数据服务费、水文数据服务费、安全措施费、车辆及使用相关费用（含车辆保险）、办公费、业务招待费、公关费、交通差旅费、污水处理费、垃圾处理费、危废及垃圾处理费、安全生产应急预案编制及备案、取水证等小型定期许可证件办理费用及其他与运营服务相关的合理支出。 (5) 落实紧急事故预防工作和临时沟通机制。 (6) 确保基础设施项目经营的合法合规，包括但不限于协助基金管理人开展项目公司的工商管理、印鉴及证照管理、税务管理、招投标等工作，积极协调并协助项目公司向有权主管机关及时申请、维持、更新或补办（如适用）与基础设施项目相关各项事宜所涉及的各项批准或核准、许可、备案、报告、证书/证照等手续/资料。 (7) 在《运营管理服务协议》委托范围内负责基础设施项目运营的安全生产管理并承担相应的安全生产管理责任，建立、健全安全生产责任制，组织实施安全生产教育培训。 (8) 负责水电生产及周边区域的安全保卫工作。 (9) 负责事故（事件）应急预案编制及备案工作，组织事故（事件）应急处置工作、电站发生设备事故（事件），当电站发生设备事故（事件）、损坏等事故时，应第一时间通知基金管理人和政府有权管辖部门，并负责做好应急、抢险、现场取证、索赔和/或理赔资料收集，协助项目公司进行索赔和/或理赔谈判事宜。 (10) 定期编制项目运营定期报告，包括但不限于项目建设（如有）及运营情况、重大改造维修情况、电费的回收等情况，并及时发送基金管理人。 (11) 加强设备缺陷管理，定期向基金管理人通报缺陷，	况，开展运营考核与评估。 (2) 批准运营管理机构在运营过程中提交审批的事项。

	按设备缺陷的严重程度进行分类, 做好记录, 并及时进行消缺处理。 (12) 负责电气设备预防性试验、继电保护及安全自动装置校验。 (13) 负责安全工器具校验, 电测仪表、仪器检测, 电能表、防雷检测、变压器油化验、检验。 (14) 及时维护、修缮、更新安全标志、设备、职业危害因素、有限空间作业、消防、道路交通等各类标志标识。 (15) 人员驻站安排: 应根据基础设施项目的具体要求、特点和性质, 选送合格的人员担任工作。运营管理岗位设置要求每个水电站定员至少 15 人, 其他辅助人员由乙方自行配置。其中项目负责人 1 人 (为日常工作联系人)、安全生产负责人 1 人, 专业技术人员 13 人, 聘用的运营管理人员应是本行业中业务熟练、经验丰富的, 管理、技术人员应占定员的 80% 以上。聘用从事相关工作的一般劳务人员及临时工人不得超过定员配置的 20%, 并符合上岗条件。驻场从事相关专业的技术人员需考取特种作业电工证, 管理人员 (站长、安全专工) 需考取安监局下发的安全管理证书, 值长要取得调度证书, 运营管理机构应将上述凭证和资格证书扫描件提供给基金管理人备案, 人员变动或资格证书续期时及时将变动人员资料备案给基金管理人。 (16) 应保证每个水电站每日驻站负责现场运营的管理人员不少于 6 人, 且需满足现场运营需求, 其中至少包含项目负责人或安全生产负责人 1 人, 值长及专业技术人员 5 人。 (17) 负责基础设施项目范围内满足国家相关环保要求的水电站污水、危废、固废、生活垃圾等废弃物的处置。 (18) 对各种生产技术指标进行计算统计, 按时向基金管理人、电网公司及相关管理部门报送相关数据, 并保证数据准确性。 (19) 发生电网紧急情况时, 在符合法律法规、电力行业惯例和技术限制的情况下, 依照购售电合同和并网调度协议及其他相关规定服从调度命令。 (20) 协助项目公司接受监管机构、政府主管部门的检查等。 (21) 负责开展电力市场化交易。 (22) 定期报告中编制工作总结和计划, 应包括安全生产指标、运营指标及主要工作完成情况、下一步重点工作、检修计划等, 并报基金管理人。	
实 基 设 项 维 修 改 等	施 施 施 目 、 造 (1) 负责组织并实施包括但不限于基础设施项目的发电设施、库房、宿舍、车辆、工器具、建筑物、道路、围栏、围墙等重大专项修理或技术改造。 (2) 根据项目运营需要安排重大专项修理或技术改造, 每年年底前启动编制下一年重大专项修理或技术改造方案, 如遇到紧急情况 (如不可抗力或政府、电网公司强制要求), 可随时向基金管理人提交临时方案。 (3) 对项目进行的重大专项修理或技术改造方案应包括项目的具体实施方案及预算。其中技术改造费用 (系指项目公司为满足国家、行业或电网公司要求、或可显著提升发电性能, 对主要发电设备进行的技术改造) 应为根据届时	(1) 审阅运营管理机构提报的重大的维修、改造事项, 如有需要依据法规要求进行信息披露。 (2) 建立资本性支出项目 (含专项修理及技术改造) 的审批流程, 对运营管理机构资本性

	有效的会计准则确定的可列入资本性支出的费用，而专项修理费用（系指项目公司为恢复基础设施项目相关固定资产的性能，对其进行大部分或全部的修理所需承担的成本和费用）应为根据届时有效的会计准则确定费用。 （4）负责专项修理和技术改造项目的具体实施，包括但不限于协助基金管理人开展供应商选聘、合同签署，负责基础设施项目的施工管理、竣工验收、办理结算、竣工资料归档等。	支出申请进行审批，必要时根据基金合同规定提交基金份额持有人大会审议。 （3）审核运营管理机构制定的年度或临时重大专项修理或技术改造方案。

（二）运营管理机构任期、续期、解聘及新任运营管理机构的选任程序

1. 首发不动产项目

（1）任期

基金管理人根据《运营管理服务协议》聘请内蒙古京能担任运营管理机构，的任期为本协议生效日起三年（简称“任期”），但发生《运营管理服务协议》约定的提前终止事由时除外。

（2）续期

任何一次任期届满前 3 个月内，在运营管理机构不存在《运营管理服务协议》项下违约（经基金管理人豁免的情形除外）并符合监管机构（包括行业监管机构、境内外资本市场监管机构）的监管要求的情况下，经运营管理机构向基金管理人提出续期申请的，基金管理人应在任期届满后继续聘用运营管理机构，每次续期期限原则上为三年，连续任期最长至不动产基金的基金合同终止之日。继续聘用运营管理机构，各方应友好协商，每次续期后的具体安排以各方届时另行书面签署的运营管理服务协议为准。

（3）解聘

1) 法定情形

发生下列情形（简称“法定情形”）之一的，基金管理人应当解聘运营管理机构：

a.运营管理机构因故意或重大过失给不动产基金造成重大损失。

b.运营管理机构依法解散、被依法撤销、被依法宣告破产或者出现重大违法违规行为。

c.运营管理机构专业资质、人员配备等发生重大不利变化已无法继续履职，包括但不限于专业资质有效期届满终止未续期或被吊销，管理团队中的主要负责人员、管理人员离任且未在合理期限内补充或调整。

为免歧义，任期内因适用的法律法规或监管规则变更导致上述法定情形调整（包括内容变更、标准细化、新增或减少情形等）的，上述法定情形应相应调整并直接适用，且无需另行签署补充协议。

2) 约定情形

除上述法定情形外，当且仅当出现以下约定情形（简称“约定情形”）之一的，基金管理人可解聘、更换运营管理机构，并应当提交不动产基金份额持有人大会投票表决，并需经参加大会的不动产基金份额持有人所持表决权的二分之一以上表决通过。与运营管理机构存在关联关系的基金份额持有人就解聘、更换运营管理机构事项无需回避表决，中国证监会认可的特殊情形除外：

a.运营管理机构运营效率持续低下，根据《运营管理服务协议》约定的运营考核结果连续两年不合格；

b.运营管理机构在任期内出现与主营业务相关的重大法律纠纷、重大违约事项等可能严重影响底层资产后续平稳高效运营的事项；

c.运营管理机构（及其聘请的第三方，如有）未妥善管理生产运营资料及合作方等项目相关信息，致使发生内幕信息泄露的；

d.运营管理机构因故意或重大过失导致项目公司底层资产无法继续运营或暂停运营超过半年的事项；

e.因运营管理机构或其监督管理不到位，致使发生重大人员伤亡事故的，或发生重大电网、生产设备或综合性办公设施相关事故或火灾的，造成全场停电事故的、误操作事故；

f.有确定证据显示运营管理机构可能发生严重影响其项目运营能力以致无法提供《运营管理服务协议》约定的服务。

除根据上述法定情形和约定情形解聘运营管理机构外，基金管理人不得解聘运营管理机构。基金管理人基于法定情形和约定情形解聘运营管理机构，有权选聘新的运营管理机构提供底层资产的运营服务。

在任期内，基金管理人基于《运营管理服务协议》法定情形解聘运营管理机构，则自基金管理人作出解聘运营管理机构决定并且基金管理人发出解聘

的书面通知之日起《运营管理服务协议》终止；基金管理人基于《运营管理服务协议》约定情形解聘运营管理机构的，则自不动产基金份额持有人大会作出解聘运营管理机构的决议并且发出解聘的书面通知之日起《运营管理服务协议》终止。

2. 新购入不动产项目

（1）任期

基金管理人聘请保山能源、保能和顺公司担任新购入不动产项目运营管理机构的初始任期为自《运营管理服务协议》生效日起三年（简称“任期”），但发生《运营管理服务协议》约定的提前终止事由时除外。

（2）续期

任何一次任期届满前 3 个月内，在新购入不动产项目的运营管理机构不存在《运营管理服务协议》项下违约（经基金管理人豁免的情形除外）情形，且符合监管机构（包括行业监管机构、境内外资本市场监管机构）监管要求的情况下，经运营管理机构向基金管理人提出续期申请的，基金管理人应在任期届满后继续聘用运营管理机构，每次续期期限原则上为三年，连续任期最长至不动产基金的基金合同终止之日。继续聘用运营管理机构的，各方应友好协商，续期后的具体安排以各方届时另行书面签署的运营管理服务协议为准。

（3）解聘

1) 法定情形

发生下列法定情形之一的，基金管理人应当解聘新购入不动产项目的运营管理机构：

- a.运营管理机构因故意或重大过失给不动产基金造成重大损失；
- b.运营管理机构依法解散、被依法撤销、被依法宣告破产或者出现重大违法违规行为；
- c.运营管理机构专业资质、人员配备等发生重大不利变化已无法继续履职，包括但不限于专业资质有效期届满终止未续期或被吊销，管理团队中的主要负责人员、管理人员离任且未在合理期限内补充或调整。

为免歧义，任期内因适用的法律法规或监管规则变更导致上述法定情形调整（包括内容变更、标准细化、新增或减少情形等）的，上述法定情形应相应调整并直接适用，且无需另行签署《运营管理服务协议》之补充协议。

2) 约定情形

除上述约定的法定情形外，当且仅当出现以下约定情形（简称“约定情形”）之一的，基金管理人可解聘、更换运营管理机构，并应当提交不动产基金份额持有人大会投票表决，并需经参加大会的不动产基金份额持有人所持表决权的二分之一以上表决通过。与新购入不动产项目的运营管理机构存在关联关系的基金份额持有人就解聘、更换运营管理机构事项无需回避表决，中国证监会认可的特殊情形除外：

a.运营管理机构运营效率持续低下，根据《运营管理服务协议》约定的运营考核结果连续两年不合格；

b.运营管理机构在任期内出现与主营业务相关的重大法律纠纷、重大违约事项等可能严重影响不动产项目后续平稳高效运营的事项；

c.运营管理机构（及其聘请的第三方，如有）未妥善管理生产运营资料及合作方等项目相关信息，致使发生内幕信息泄露的；

d.运营管理机构因故意或重大过失导致项目公司违反购售电合同、购售电协议、并网调度协议等项目相关协议约定，导致不动产项目无法继续运营的事项（本款适用于首发不动产项目。就新购入不动产项目，运营管理机构因故意或重大过失导致项目公司不动产项目无法继续运营或暂停运营超过半年的事项）；

e.运营管理机构或其监督管理不到位，致使人员发生重大伤亡事故的，发生重大电网、生产设备、火灾事故的，造成全场停电事故的、误操作事故(本款适用于首发不动产项目。就新购入不动产项目，因运营管理机构或其监督管理不到位，致使发生重大人员伤亡事故的，发生重大电网、生产设备或综合性办公设施、大灾等事故的，造成全场停电事故的、误操作事故的）；

f.有确定证据显示运营管理机构可能发生严重影响其项目运营能力以致无法提供《运营管理服务协议》约定的服务。

3. 首发及新购入不动产项目的运营管理机构选任程序

(1) 运营管理机构解聘流程

1) 因法定情形解聘运营管理机构

发生解聘运营管理机构的法定情形的，基金管理人应当解聘运营管理机构，且无需提交基金份额持有人大会投票表决。

基金管理人应在法定情形发生之后 6 个月内提名新任运营管理机构，并根据以下第（2）项“新任运营管理机构的选任流程”召集基金份额持有人大会，由基金份额持有人大会选任新任运营管理机构。

2) 因约定情形解聘运营管理机构

发生解聘运营管理机构的约定情形的，基金管理人或基金托管人或单独或合计持有 10%以上（含 10%）基金份额的基金份额持有人有权根据以下第（2）项“新任运营管理机构的选任流程”召集基金份额持有人大会，提请基金份额持有人大会解聘运营管理机构并选任新任运营管理机构。基金管理人或基金托管人或单独或合计持有 10%以上（含 10%）基金份额的基金份额持有人应在提请解聘运营管理机构的同时提名新任运营管理机构，方可召集基金份额持有人大会。

(2) 新任运营管理机构的选任流程

1) 提名：新任运营管理机构由基金管理人或由单独或合计持有 10%以上（含 10%）基金份额的基金份额持有人提名，被提名的新任运营管理机构需要满足法律法规相关资质要求；基金管理人应当对提名的运营管理机构进行充分的尽职调查，确保其在专业资质（如有）、人员配备、公司治理等方面符合法律法规要求，具备充分的履职能力；

2) 决议：基金份额持有人大会在运营管理机构职责终止后 6 个月内对被提名的运营管理机构形成决议，该决议需经参加大会的基金份额持有人所持表决权的二分之一以上（含二分之一）表决通过，决议自表决通过之日起生效；

3) 临时运营管理机构：新任运营管理机构产生之前，由基金管理人指定临时运营管理机构；

- 4) 备案：基金份额持有人大会更换运营管理机构决议须报中国证监会备案；
- 5) 公告：运营管理机构更换后，由基金管理人在更换运营管理机构的基金份额持有人大会决议生效后按规定在规定媒介公告；
- 6) 交接：运营管理机构职责终止的，应当妥善保管运营管理相关业务资料，及时办理运营管理业务的移交手续，新任运营管理机构或者临时运营管理机构应当及时接收。

（三）基金管理人的监督、检查

在首发不动产项目、新购入不动产项目的《运营管理服务协议》履行期间，运营管理机构接受基金管理人对其运营管理服务内容的监督，根据要求配合基金管理人开展监管工作，并及时提供符合要求的相关资料，回复基金管理人、项目公司提出的问题。必要时，为基金管理人顺利开展监督工作免费提供所需的场地及设备和其他一切必要的便利和支持。运营管理机构履行运营管理职责不符合适用法律规定和《运营管理服务协议》约定的，基金管理人、项目公司有权责令其在合理期限内进行整改。

基金管理人、项目公司有权自行或者聘请专业机构：1、查阅与底层资产相关的、由运营管理机构保管的文档、记录、证书、账册或会计凭证；2、检查底层资产的状况；及3、就基金管理人为维持底层资产正常运营认为必要的其他事项进行检查。基金管理人在进行前述查阅或检查时，应提前通知运营管理机构并尽量避免由此给运营管理机构的正常经营活动和/或运营管理服务的提供造成妨碍或其他不利影响。检查频率不少于每半年1次，并由基金管理人自行承担相关费用。

基金管理人、项目公司有权按照《基金指引》的规定自行或聘请专业的审计机构和评估机构并无需运营管理机构承担相关费用，对项目公司开展全面审计/评估或专项审计/评估工作，审计工作包括但不限于审核项目公司的财务报告、评估内部审计制度及内控制度的有效性；审计重大交易和关联交易；对项目公司财务、会计基础制度、内控制度进行监督等；评估工作包括但不限于：1、底层资产每年1次常规评估；2、当出现底层资产购入或出售、不动产基金扩募、提前终止基金合同拟进行资产处置、底层资产现金流发生重大变化且对持有人

利益有实质性影响、对基金份额持有人利益有重大影响的其他情形等情形所进行的对底层资产进行的评估。

（四）运营管理成本及费用安排

项目支出，是指项目公司应就底层资产承担的费用、税款等支出，包括但不限于：1. 保险费、下网电费、年度审计、评估等专业咨询服务费、ESG 评价费（如有）法律诉讼费、法律服务费、咨询顾问费、划付手续费等；2. 底层资产相关的各项税费，包括增值税、城建税、教育费附加、地方教育费附加、房产税、土地使用税、土地增值税、印花税、企业所得税等；3. 年度资本性支出类的技术升级改造费用；4. 按照项目公司支出审批流程批准的其他合理的费用。

除项目支出外，针对运营管理机构提供的各项运营管理服务，项目公司应向运营管理机构支付运营管理成本和运营管理服务费，前述费用应由项目公司监管账户向运营管理机构统一支付。

其中，运营管理成本是针对运营管理机构提供运营管理服务所产生的相关费用成本而应支付给运营管理机构费用，运营管理服务费是针对运营管理机构提供运营管理服务的人员成本和合理回报。

1. 首发不动产项目

（1）运营管理成本

运营管理成本为除项目支出之外的底层资产维护管理事项相关的成本费用，由运营管理机构自主决策具体费用的使用。运营管理成本主要参考项目公司历史年度实际成本并结合项目公司 2023 年度预算而制定。

晶泰光伏项目：本基金发行首年（2023 年）全年的运营管理成本为 335.24 万元（含税），次年（2024 年）全年的运营管理成本为 390.40 万元（含税）。自 2025 年起，运营管理成本原则上按照每年 2% 的比例较上一年度进行调增。2023 年一季度，运营管理成本中不包括光伏组件区清洗和除草相关费用，自 2023 年二季度起，运营管理成本包含光伏组件区清洗和除草相关费用。

榆林光伏项目：本基金发行首年（2023 年）全年的运营管理成本为 667.79 万元（含税）。自 2024 年起，运营管理成本原则上按照每年 2% 的比例较上一年度进行调增。2023 年至 2027 年，运营管理成本中不包括光伏组件区清洗和

除草相关费用，2028 年及以后年度根据运营管理服务实际内容可相应调整运营管理成本。

运营管理成本按季度支付，每次支付的金额为全年支付金额的 25%。由项目公司在不晚于每个季度初的 20 个工作日内向运营管理机构支付该季度的运营管理成本，经项目公司确认并支付或扣除激励运营管理服务费和考核费用后运营管理机构应向项目公司开具符合法律规定的等额增值税专用发票（税率 6%）。运营管理机构应在每季度初及时核对运营管理成本金额并发起付款申请，若因运营管理机构申请延迟等原因导致付款逾期，相应责任由运营管理机构承担。

若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述费用时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。

若因政府或相关监管部门的相关政策或要求，底层资产需向基金管理人提请年度资本性支出类的技术升级改造之外的修理、技术改造事项的，应由运营管理机构向基金管理人提起书面申请并进行充分说明，并经基金管理人审批后按照预算外支出或基金管理人指定程序进行支付。就此类支出而言，基金管理人应根据政府或相关监管部门的相关政策或要求的时限，在保证预留足够的实施时间的前提下，尽快完成审核和支付流程。

（2）运营管理服务费

运营管理机构提供《运营管理服务协议》约定的底层资产运营服务，有权向项目公司收取运营管理服务费，包括固定运营管理服务费和激励运营管理服务费。固定运营管理服务费为运营管理实施机构提供运营管理服务对应的人员成本和合理回报，由运营管理实施机构自主决策具体费用的使用。激励运营管理服务费是根据《运营管理服务协议》对运营管理机构、运营管理团队人员依据年度实际净收入设立了年度奖惩考核机制。

1) 固定运营管理服务费

晶泰光伏项目：本基金发行首年（2023 年）、次年（2024 年）的固定运营管理服务费为 286.20 万元（含税）/年。

榆林光伏项目：本基金发行首年（2023 年）、次年（2024 年）的固定运营管理服务费为 498.20 万元（含税）/年。

运营管理服务费原则上按照每三年调整一次，每次调整较前次基数增长 5%，首次调增年份为 2025 年。

固定运营管理服务费按季度支付，每次支付的金额为全年支付金额的 25%。由项目公司在不晚于每个季度初的 20 个工作日内向运营管理机构支付该季度的固定运营管理服务费，运营管理机构应向项目公司开具符合法律规定的等额增值税专用发票（税率 6%）。运营管理机构应在每季度初及时核对固定运营管理服务费金额并发起付款申请，若因运营管理机构申请延迟等原因导致付款逾期，相应责任由运营管理机构承担。

若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述费用时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。

特别地，如基金管理人依照《运营管理服务协议》约定对运营管理机构进行考核需扣减运营管理服务费，项目公司在支付最近一季度固定运营管理服务费时予以相应扣减。

2) 激励运营管理服务费

激励运营管理服务费为每一个会计年度结束后，对不动产基金项下首发项目公司每自然年度合计实际净收入进行考核，根据实际净收入确定的激励运营管理服务费。具体而言，激励运营管理服务费（含税金额）= $(Y-X) \times N\%$ ，其中，Y 为实际净收入，即不动产基金项下首发项目公司根据项目公司当年年度审计报告计算的每自然年度合计年度净收入。X 为目标净收入，即不动产基金项下首发项目公司根据项目公司发行前首次评估报告计算的同期合计年度预测净收入。

项目公司年度净收入=营业总收入-营业总成本-资本性支出。注：营业总成本不考虑折旧摊销、财务费用、激励运营管理服务费；资本性支出是指年度资本性支出类的技术升级改造项目等费用。

激励运营管理服务费的费率 N% 具体数值以如下表格为准：

区间	激励运营管理服务费的费率
$Y < 0.9X$	10
$0.9X \leq Y < X$	5
$Y = X$	0
$X < Y \leq 1.1X$	5

1.1X<Y	10

a.当实际净收入高于目标净收入时，激励运营管理服务费为正，运营管理机构有权收取激励运营管理服务费。具体系指：

（a）当实际净收入高于目标净收入*100%，但不高于目标净收入*110%时，年度激励运营管理服务费（含税金额）=（实际净收入-目标净收入）×5%；

（b）当实际净收入高于目标净收入*110%时，年度激励运营管理服务费（含税额）=（实际净收入-目标净收入）×10%。

b.当实际净收入低于目标净收入时，激励运营管理服务费为负，即基金管理人、项目公司按公式计算金额对应扣减固定运营管理服务费。具体系指：

（a）当实际净收入低于目标净收入*100%，但不低于目标净收入*90%时，需扣减的年度激励运营管理服务费（含税金额）=（目标净收入-实际净收入）×5%；

（b）当实际净收入低于目标净收入*90%时，需扣减的年度激励运营管理服务费（含税金额）=（目标净收入-实际净收入）×10%。

若出现年度激励运营管理服务费需要扣减的情形，则抵扣安排如下：需扣减的当年度激励运营管理服务费在项目公司支付最近一季度固定运营管理服务费时予以相应扣减。尽管有上述约定，为保障项目公司安全生产和稳定运营的基本要求，2026年度激励服务费的累计奖励或扣减金额均不超过当年运营管理服务费的5%，2027年度、2028年度激励服务费的单一年度累计奖励或扣减金额均不超过当年运营管理服务费的15%。

项目公司应于不动产基金年度报告出具后30个工作日内且获取运营管理机构向项目公司开具的符合法律规定的等额增值税专用发票后（如非工作日，顺延至第1个工作日；税率为6%），按相应流程向运营管理机构支付或扣减上一年度的激励运营管理服务费。

若当年激励运营管理服务费大于0，运营管理机构应从激励运营管理服务费中安排部分资金，对安全稳定、高效运营、项目公司经营等做出突出贡献的一线员工进行专项奖励；若当年激励运营管理服务费小于等于0，可不进行突出贡献一线员工激励。突出贡献一线员工激励原则上不低于激励运营管理服务费（即奖励费用）的20%，奖励金额最高不超过对运营管理机构所获得的年度

激励运营管理服务费。突出贡献一线员工名单确认及奖励发放由运营管理机构负责，发放完成后报基金管理人备案。具体约定以项目公司《运营管理服务协议》为准。

2. 新购入不动产项目

(1) 运营管理成本

运营管理成本为 2,560 万元（含税）/年，其中包括槟榔江流域集中控制中心的运营管理成本为 440 万元（含税）/年。截至新购入不动产项目《运营管理服务协议》签署之日，槟榔江流域集中控制中心尚未投运，各方确认，在槟榔江流域集中控制中心投运前，项目公司无需支付该中心对应的运营管理成本，不足完整年度的，可按日折算计费。

在运营管理机构任期内，运营管理成本原则上不调整。发生下列情形时，各方同意可调整：

1) 如因新购入项目公司现有职员劳动关系未按新购入不动产项目《两河水电公司股权转让协议》等协议约定在交割日前完成转移，导致新购入项目公司发生额外人员成本，或在任期内发生新购入项目公司为运营管理机构垫付或代运营管理机构承担了运营管理机构应承担的费用的，基金管理人有权按照发生的前述成本和费用等额扣减运营管理成本。

2) 任期内，发生不动产新购入项目公司业务结构发生重大变化等对新购入不动产项目运营造成实质影响的因素时，各方可协商对运营管理成本进行调整。

运营管理成本按季度支付，每次支付的金额为全年支付金额的 25%。由项目公司在不晚于每个季度初的 30 个工作日内向运营管理机构支付该季度的运营管理成本，经项目公司确认并扣除考核费用后运营管理机构应向项目公司开具符合法律规定的等额增值税专用发票（税率 6%）。运营管理机构应在每季度初及时核对运营管理成本金额并发起付款申请，若因运营管理机构申请延迟等原因导致付款逾期，相应责任由运营管理机构承担。

若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述费用时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。

若因政府或相关监管部门的相关政策或要求，不动产资产需向基金管理人提请年度重大专项修理或技术改造之外的修理、技术改造事项的，应由运营管理机构向基金管理人提起书面申请并进行充分说明，并经基金管理人审批后按照预算外支出程序进行支付。就上述预算外支出而言，基金管理人应根据政府或相关监管部门的相关政策或要求的时限，在保证预留足够的实施时间的前提下，尽快完成审核和支付流程。

（2）运营管理服务费

运营管理机构提供《运营管理服务协议》约定的不动产资产运营服务，有权向项目公司收取运营管理服务费，运营管理服务费包括固定运营管理服务费和激励运营管理服务费。

1) 固定运营管理服务费

固定运营管理服务费为运营管理实施机构提供运营管理服务对应的人员成本和合理回报，由运营管理实施机构自主决策具体费用的使用。

就新购入不动产项目，2024 年固定运营管理服务费为 2,400 万元（含税）/ 年，但如《运营管理服务协议》2024 年未生效，无需支付，《运营管理服务协议》约定的各项费用自协议生效日起开始计算和收费。

固定运营管理服务费按季度支付，每次支付的金额为全年支付金额的 25%。由项目公司在不晚于每个季度初的 30 个工作日内向运营管理机构支付该季度的固定运营管理服务费，运营管理机构应向项目公司开具符合法律规定的等额增值税专用发票（税率 6%）。运营管理机构应在每季度初及时核对固定运营管理服务费金额并发起付款申请，若因运营管理机构申请延迟等原因导致付款逾期，相应责任由运营管理机构承担。

特别地，如基金管理人依照《运营管理服务协议》对运营管理机构进行考核需扣减运营管理服务费，项目公司在支付最近一季度固定运营管理服务费时予以相应扣减。

若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述费用时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。

固定运营管理服务费初始任期内原则上按照每年调整一次，每次调整较前次基数增长 3%，首次调增年份为 2026 年，初始任期结束后各方根据实际情况另行协商。

2) 激励运营管理服务费

激励运营管理服务费为每一个会计年度结束后，对新购入项目公司的净收入指标进行考核，根据新购入项目公司实际净收入确定的运营管理服务费。具体而言，激励运营管理服务费（含税金额）=（Y-X）×N%，其中，Y 为实际净收入，即根据新购入项目公司当年年度审计报告计算的项目公司年度净收入。X 为目标净收入，即根据新购入的不动产项目初始评估报告计算的项目公司对应年度净收入。

新购入项目公司年度净收入=营业总收入-营业总成本-资本性支出。

注：营业总成本不考虑折旧摊销、财务费用、激励运营管理服务费；资本性支出含重大专项修理及技术改造等费用。

激励运营管理服务费的费率 N%具体数值以如下表格为准：

表 277 激励运营管理服务费的费率

单位：%

区间	激励运营管理服务费的费率
$Y < 0.9X$	10
$0.9X \leq Y < X$	5
$Y = X$	0
$X < Y \leq 1.1X$	5
$1.1X < Y$	10

a. 当项目公司的实际净收入高于目标净收入时，激励运营管理服务费为正，运营管理机构有权收取激励运营管理服务费。具体系指：

（a）当实际净收入高于目标净收入*100%，但不高于目标净收入*110%时，年度激励运营管理服务费（含税金额）=（实际净收入-目标净收入）×5%；

（b）当实际净收入高于目标净收入*110%时，年度激励运营管理服务费（含税额）=（实际净收入-目标净收入）×10%。

b 当实际净收入低于目标净收入时，激励运营管理服务费为负，即基金管理人 和 项目公司按公式计算金额对应扣减运营管理服务费。具体系指：

(a) 当实际净收入低于目标净收入*100%，但不低于目标净收入*90%时，需扣减的年度激励运营管理服务费（含税金额）=（目标净收入-实际净收入）×5%；

(b) 当实际净收入低于目标净收入*90%时，需扣减的年度激励运营管理服务费（含税金额）=（目标净收入-实际净收入）×10%。

若出现年度激励运营管理服务费需要扣减的情形，则抵扣安排如下：需扣减的当年度激励运营管理服务费在项目公司支付最近一季度固定运营管理服务费时予以相应扣减，最近一季度固定运营管理服务费不足抵扣时，继续抵扣次季度固定运营管理服务费，直至抵扣完毕。

项目公司应于不动产基金年度报告出具后 30 个工作日内按相应流程向运营管理机构支付上一年度的激励运营管理服务费，运营管理机构应向项目公司开具符合法律规定的等额增值税专用发票（税率 6%）。

若当年激励运营管理服务费大于 0，运营管理机构应从激励运营管理服务费中安排部分资金，对安全稳定、高效运营、项目公司经营等做出突出贡献的一线员工进行专项奖励；若当年激励运营管理服务费小于等于 0，可不进行突出贡献一线员工激励。突出贡献一线员工激励原则上不低于激励运营管理服务费的 20%，奖励金额最高不超过 55 万元；若激励运营管理服务费的 20%超过 55 万元，按 55 万元执行。突出贡献一线员工名单确认及奖励发放由运营管理机构负责，发放完成后报基金管理人备案，具体约定以拟新购入不动产项目的《运营管理服务协议》为准。

（五）考核管理

依据《基金指引》，基金管理人对于首发不动产项目、新购入不动产项目的运营管理机构以负面清单的形式进行考核，并根据考核情况扣减固定运营管理服务费。首发不动产项目、新购入不动产项目的运营管理机构分别按《运营管理服务协议》约定进行分开考核。如首发不动产项目、新购入不动产项目某一年度因如下负面清单事宜扣减固定运营管理服务费分别累积超过 30 万元（不包括本数），视为当年考核不合格。

1. 如因运营管理机构导致项目公司出现安全、环保、报废品和危废品等相关各类警告、处罚、罚款，或导致项目公司被列入企业经营异常名录、失信企

业名单、纳税等级下降等情况的，除因处罚或罚款给项目公司带来的损失由运营管理机构承担外，将视具体情况扣减运营管理机构 10-20 万元固定运营管理服务费。

2.如因运营管理机构导致项目公司信息披露不及时、信息披露不准确等，将视具体情况扣减运营管理机构 5-10 万元固定运营管理服务费。

3.如运营管理机构瞒报、漏报项目公司重大事故、事件、事项或向基金管理人提供误导性信息，或发生重大事件后未及时报送事故事件实际发生情况和原因、经营性影响分析情况等原因致使基金管理人无法按照监管机构要求完成信息披露或信息披露延误的，将视具体情况扣减运营管理机构 10-20 万元固定运营管理服务费。

4.如运营管理机构及其职工泄露项目公司的未公开信息，或者利用该信息从事或者明示、暗示他人从事相关交易活动，将视具体情况扣减运营管理机构 5-10 万元固定运营管理服务费或认定运营管理机构考核不合格。

二、现金归集安排

（一）账户设置及变更安排

1. 账户设置情况及资金归集

截至 2023 年 12 月 31 日，湖北晶泰仅在监管银行华夏银行开立有一个银行账户，其余账户已注销；江山永宸仅在监管银行华夏银行开立有一个银行账户，其余账户已注销；两河水电公司仅在监管银行华夏银行开立有一个银行账户，其余账户已注销。

鉴上，湖北晶泰、江山永宸、两河水电公司均不涉及项目公司账户间的资金归集。

2. 资金安全保障安排

根据《项目公司监管协议》，基金管理人、资产支持证券管理人、监管银行、两河水电公司，约定由基金管理人、资产支持证券管理人、监管银行对不动产项目现有监管账户进行监管，具体监管措施（含监管账户监管措施）包括但不限于：

(1) 在监管期间，被监管人资金监管账户内的资金仅能用于向基金管理人和被监管人共同确认的账户划转。未经基金管理人书面同意，被监管人、监管银行均不得动用被监管人监管账户的资金；

(2) 未经监管银行同意，基金管理人、资产支持证券管理人、项目公司等相关机构均不得变更账户预留印鉴；账户开立、变更、销户时签订的合同文本、申请资料回单原件以及预留银行印鉴卡原件等相关文件，在监管协议有效期内由监管银行保管、使用；

(3) 未经基金管理人及监管银行书面同意，被监管人不得单方面增加、改变或撤销被监管人监管账户；

(4) 监管银行应对被监管人监管账户的资金流向进行监督；

(5) 被监管人监管账户的银行预留印鉴需加盖监管银行印章；

(6) 被监管人监管账户不得开通通兑功能、不得开通电话银行支付功能（但可以开通查询功能），不得支取现金。

（二）资金归集安排

湖北晶泰、江山永宸、两河水电公司均通过偿还股东借款本息或分配利润的方式向专项计划支付价款，达到资金归集的目的。

于专项计划普通分配实施前，基金管理人应当根据其对各个项目支付价款的核算结果，确认项目公司当期应当偿付的项目公司股东债权利息及本金（如有）及/或应当分配的利润（如有）；于项目公司支付日前3个工作日（S-3）之前，基金管理人（代表不动产基金，作为专项计划的唯一的资产支持证券持有人）应以专项计划直接决议的方式发送给资产支持证券管理人；

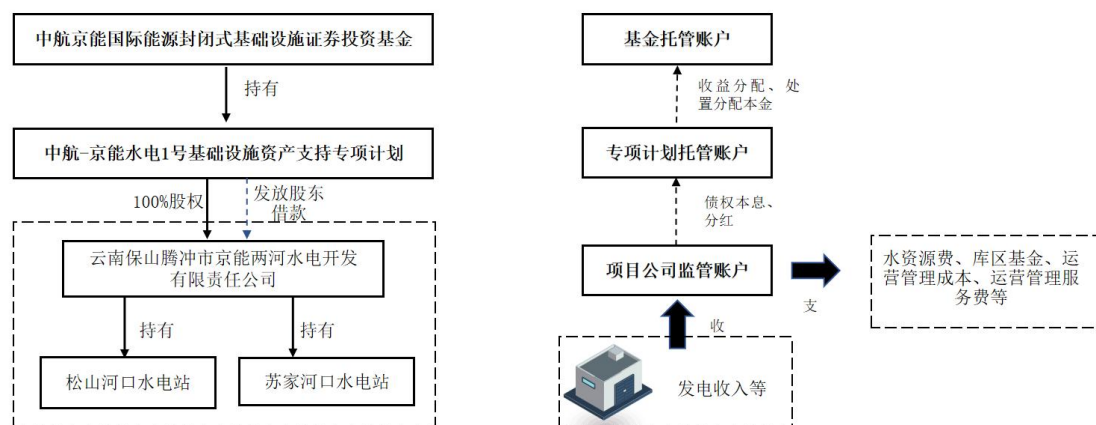
资产支持证券管理人应当在收到前述普通分配决议后2个工作日内，向项目公司发出《付息还款通知书》《提前还款通知书》（如有）及/或向项目公司发出《利润分配决议》（如有），要求项目公司按照普通分配决议确认的方案偿付项目公司股东借款利息及本金（如有）及/或进行利润分配（如有）；项目公司应当根据《股东借款合同》及/或《利润分配决议》（如有）的要求，向专项计划支付当期股东借款应付利息及本金（如有）及/或当期股东利润（如有）；

在项目公司支付日（在普通分配情形下，该日为S日），项目公司应根据《股东借款合同》的约定，按照资产支持证券管理人《付息还款通知书》《提

前还款通知书》（如有）的要求，将股东借款的当期应付股东借款利息及本金（如有）转入专项计划账户；项目公司应按照资产支持证券管理人《利润分配决议》（如有）的要求，将当期股东利润（如有）转入专项计划账户。

专项计划基于项目公司支付价款、合格投资收益回收款（如有）向资产支持证券持有人进行分配。

图 17 购入基础设施各层级账户资金流转示意图（以两河水电公司为例）



第五章 不动产基金

第一节 本次发行参与机构的基本情况

一、基金管理人

（一）基金管理人概况

名称：中航基金管理有限公司

注册地址：北京市石景山区五一剧场南路2号院1号楼7层702E

办公地址：北京市朝阳区天辰东路1号院亚洲金融大厦D座第8层801\805\806单元

邮政编码：100101

法定代表人：杨彦伟

成立日期：2016年06月16日

批准设立机关及批准设立文号：中国证监会证监许可〔2016〕1249号

经营范围：基金募集、基金销售、特定客户资产管理、资产管理和中国证监会许可的其他业务。（“1、未经有关部门批准，不得以公开方式募集资金；2、不得公开开展证券类产品和金融衍生品交易活动；3、不得发放贷款；4、不得对所投资企业以外的其他企业提供担保；5、不得向投资者承诺投资本金不受损失或者承诺最低收益”；市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）

组织形式：其他有限责任公司

注册资本：3亿元

联系人：蒋莹

电话：010-56716199

存续期限：2016年6月16日至无固定期限

股权结构：中航证券有限公司持有中航基金55%的股权、北京首钢基金有限公司持有中航基金45%的股权。

基金管理人公司治理结构完善，经营运作规范，能够切实维护基金投资者的利益。股东会决定公司的经营方针以及选举和更换董事等事宜。公司章程中明确公司股东依法行使权利，不得以任何形式直接或者间接干预公司的经营管理和基金资产的投资运作。

董事会为公司的决策机构，对股东会负责。根据公司章程的规定，董事会行使《公司法》规定的有关重大事项的决策权、对公司基本制度的制定权和对经营管理人员的聘任和解聘。

（二）主要人员情况

1. 董事及高级管理人员

杨彦伟先生，董事长，1975年3月生，中国国籍，中共党员，硕士学位，毕业于华中科技大学工商管理专业，历任中航证券有限公司郑州嵩山营业部电脑部经理、总经理助理、信息技术部总经理助理、结算存管部副总经理（主持工作）、结算存管部总经理、财务部总经理、财务副总监，现担任中航证券有限公司总会计师（财务总监）、工会主席、公司董事、董事会秘书、中航期货有限公司董事。2020年12月30日起，经选举担任中航基金管理有限公司董事长、法定代表人。

刘建先生，联席董事长，1964年8月生，中国国籍，经济学硕士，曾先后任职于中国建设银行总行、中信银行总行、中银国际证券有限责任公司、泰达宏利基金管理有限公司。自2020年7月至2024年6月，担任中航基金管理有限公司总经理兼副董事长；自2024年7月至2025年4月，担任中航基金管理有限公司副董事长、督察长，代任总经理；自2025年4月至2026年2月，担任中航基金管理有限公司联席董事长、督察长。自2026年2月至今，担任中航基金管理有限公司联席董事长。现兼任中国证券投资基金业协会公募基金专业委员会联席主席、资产证券化业务委员会联席主席。

裴荣荣女士，董事、公司总经理、财务总监，1986年12月生，中国国籍，中共党员，硕士研究生，毕业于英国伦敦大学学院工商管理专业，香港注册会计师、加拿大注册会计师。曾任职于北京国锐信达税务师事务所有限公司、中瑞岳华会计师事务所、安永华明会计师事务所、中航证券有限公司。2019年9

月加入中航基金管理有限公司，担任财务总监；2021年12月15日起，担任中航基金管理有限公司副总经理兼财务总监；2025年4月起，担任中航基金管理有限公司董事、总经理、财务总监。现兼任北京证券业协会运营与托管经理人联席会成员、北京证券业协会第六届理事单位代表人。

肖军生先生，董事，1977年9月生，中国国籍，中共党员，厦门大学理学学士学位，曾先后任职于深圳康泰生物制品有限公司、深圳江南天慧网络公司、中航证券有限公司、中航期货有限公司。2024年10月至今，担任中航证券有限公司财富管理部总经理。2025年5月30日起，兼任中航基金管理有限公司董事。

李笛女士，董事，1983年12月生，中国国籍，中共党员，河海大学法学学士学位。自2009年至今，任职于中航证券有限公司，先后担任中航证券另类投资子公司航证科创投资有限公司合规及风险管理负责人、中航证券合规部副总经理（主持工作）等职，现担任中航证券党委委员、合规部总经理。现兼任中证资本市场法律服务中心公益调解员、江西省证券期货业协会第一届监事会副监事长。自2026年3月30日起，兼任中航基金管理有限公司董事。

张蕴女士，董事，1978年10月生，中国国籍，中共党员，硕士研究生，毕业于中央财经大学金融学专业。曾供职于中兴财会计师事务所山西分所、中华人民共和国审计署。2017年8月加入北京首钢基金有限公司，现担任北京首钢基金有限公司副总经理。现兼任北京资产管理有限公司董事、北京侨创兴业房地产经纪有限公司监事。自2024年7月25日起，兼任中航基金管理有限公司董事。

范立夫先生，独立董事，1972年10月生，中国国籍，中共党员，经济学博士，毕业于东北财经大学金融学专业。历任东北财经大学助教、讲师、副教授，2011年7月晋升为教授，现任东北财经大学普惠金融研究院院长，兼任大连市金融学会监事、大连市农村金融学会理事与副会长、大连獐子岛海洋发展集团有限公司外部董事、浙江宁银消费金融股份有限公司独立董事。自2020年12月9日起兼任中航基金管理有限公司独立董事。

孙宝文先生，独立董事，1964年9月生，中国国籍，中共党员，经济学博士，毕业于中央财经大学国民经济专业。自1989年毕业至今，在中央财经大学工作，历任中央财经大学信息系副主任、科研处处长等职，现担任中央财经

大学中国互联网经济研究院教授、博士研究生导师，兼任北方导航控制技术股份有限公司独立董事（上市公司），兼任北京英视睿达环保科技股份有限公司、汇友财产相互保险社独立董事。自 2020 年 7 月 1 日起，兼任中航基金管理有限公司独立董事。

朱磊先生，独立董事，1983 年 11 月生，中国国籍，中共党员，管理学博士，毕业于中国科学技术大学管理科学与工程专业。曾任职于中国科学院科技政策与管理科学研究所先后担任助理研究员、副研究员。2015 年 12 月至今，任职于北京航空航天大学经济管理学院先后担任副教授、教授。自 2023 年 10 月 13 日起，兼任中航基金管理有限公司独立董事。

宋鑫先生，公司督察长，1983 年 12 月生，中国国籍，中共党员，硕士研究生，曾任职于北京市泽元律师事务所、北京市环球律师事务所、中石化石油化工科学研究院、泰达宏利基金管理有限公司；2020 年 8 月加入中航基金管理有限公司，先后担任创新业务部筹备负责人、不动产投资部负责人、不动产投资部副总经理（主持工作）、不动产投资部总经理、公司总经理助理兼不动产投资部总经理。2026 年 2 月 2 日起，担任中航基金管理有限公司督察长。

韩浩先生，公司副总经理兼权益投资部总经理、研究部总经理，1981 年 1 月生，中国国籍，中共党员，硕士研究生，曾任职于中国民族证券有限责任公司、金元证券股份有限公司、中航证券有限公司；2016 年 9 月加入中航基金管理有限公司，先后担任权益投资部副总监、公司总经理助理兼权益投资部总经理、研究部总经理；2025 年 11 月 19 日起，担任中航基金管理有限公司副总经理兼权益投资部总经理、研究部总经理。

王君彧先生，公司首席信息官，1979 年 10 月生，中国国籍，中共党员，硕士研究生，曾任职于深圳金证科技股份有限公司任信息系统开发，中航证券有限公司先后任系统开发岗、金融创新部开发负责人、信息技术部副总经理、总经理。2023 年 4 月加入中航基金管理有限公司，自 2023 年 5 月 31 日起，担任中航基金管理有限公司首席信息官，现兼任北京证券业协会创新与发展专业委员会委员、北京证券业协会金融科技与信息技术委员会委员。

2. 管理不动产基金配备主要负责人员/基金经理情况

管理不动产基金配备主要负责人员/基金经理情况如下：

张为先生，基金经理，FRM，中国国籍，中共党员，经济学硕士，具有五年以上不动产项目投资管理经验。曾供职于中国投融资担保股份有限公司、渤海银行股份有限公司总行、中融（北京）资产管理有限公司、中裕睿信（北京）资产管理有限公司。2020年11月加入中航基金管理有限公司。2021年6月7日至2022年12月16日，担任中航首钢生物质封闭式基础设施证券投资基金基金经理。2023年3月起，担任中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金经理。

褚西舒女士，基金经理，中国国籍，理学硕士学位，美国PMP项目管理专业人士资格认证，中级电力工程师（发电），具有五年以上风电、光伏、水电等新能源不动产项目运营管理与技术咨询经验。曾供职于英国伍德集团峰能斯格尔（北京）可再生能源科技有限公司、法燃晟电（上海）新能源科技有限公司、法能（中国）能源技术有限公司、中瑞恒丰（上海）新能源发展有限公司。2022年11月加入中航基金管理有限公司。2023年3月起，担任中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金经理。

邢薛程先生，基金经理，中国国籍，管理学学士学位，具有五年以上不动产项目运营管理经验。曾供职于烟台传化公路港物流有限公司、滕州传化公路港物流有限公司、青岛传化公路港物流有限公司，现供职于中航基金管理有限公司。2025年5月至今，担任中航首钢生物质封闭式基础设施证券投资基金基金经理；2026年3月至今，担任中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金经理。

历任基金经理：侯明博先生，2023年3月20日-2023年11月22日担任本基金基金经理。

张凯先生，2023年11月21日-2026年3月19日担任本基金基金经理。

3. 公开募集不动产投资信托基金运行管理委员会成员

公开募集不动产投资信托基金运行管理委员会成员情况如下：

张为先生，联席主席，中国国籍，中共党员，硕士学位，曾供职于中国投融资担保股份有限公司、渤海银行股份有限公司总行、中融（北京）资产管理有限公司、中裕睿信（北京）资产管理有限公司。2020年11月加入中航基金

管理有限公司。2021年6月7日至2022年12月16日，担任中航首钢生物质封闭式基础设施证券投资基金基金经理，于2022年12月17日起不再担任中航首钢生物质封闭式基础设施证券投资基金基金经理。2023年3月至今，担任中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金经理。

姜倩倩女士，联席主席，不动产投资部联席总经理，1992年9月生，中国国籍，工程管理硕士学位，曾供职于德勤华永会计师事务所（特殊普通合伙）审计鉴证部。2021年2月加入中航基金管理有限公司，现担任不动产投资部联席总经理。

朱小东先生，委员，不动产投资部总经理助理，高级工程师，1983年10月生，中国国籍，工程硕士学位，毕业于华北电力大学动力工程领域工程专业，具有五年以上不动产项目（电厂）运营管理及技术管理经验。曾供职于内蒙古岱海发电有限责任公司、华电电力科学研究院有限公司、北京华源惠众环保科技有限公司，2021年3月加入中航基金管理有限公司。2021年6月7日至2024年4月26日，担任中航首钢生物质封闭式基础设施证券投资基金基金经理。2024年12月24日起担任中航易商仓储物流封闭式基础设施证券投资基金基金经理。

文佩女士，委员，不动产投资部高级总监，中共党员，中国国籍，硕士研究生学位，曾供职于中国东方资产管理股份有限公司、中信证券股份有限公司。2024年8月加入中航基金管理有限公司。2024年12月31日起，担任中航易商仓储物流封闭式基础设施证券投资基金基金经理。

周少锴先生，委员，监察稽核部总经理，中共党员，中国国籍，硕士研究生，曾供职于中国证券投资基金业协会。2026年1月加入中航基金管理有限公司，现担任监察稽核部总经理。

张建波先生，委员，风险管理部副总经理（主持工作），中国国籍，硕士研究生学位，曾任职于先锋基金管理有限公司、国融基金管理有限公司，2021年10月加入中航基金管理有限公司，现担任风险管理部副总经理（主持工作）。

曹思嘉女士，委员，财务部总监助理，1996年5月生，中国国籍，硕士研究生学位，曾供职于德勤华永会计师事务所（特殊普通合伙）广州分所审计鉴证部。2023年8月加入中航基金管理有限公司。

4. 上述人员之间均不存在近亲属关系

（三）基金管理人承诺

1. 一般承诺

基金管理人承诺不从事违反《证券法》《基金法》《销售办法》《运作办法》《信息披露办法》等法律法规的行为，并承诺建立健全内部控制制度，采取有效措施，防止违法行为的发生。

2. 基金管理人的禁止行为

- （1）将基金管理人固有财产或者他人财产混同于基金财产从事证券投资；
- （2）不公平地对待公司管理的不同基金财产；
- （3）利用基金财产或职务之便为基金份额持有人以外的第三人牟取利益；
- （4）向基金份额持有人违规承诺收益或者承担损失；
- （5）侵占、挪用基金财产；
- （6）泄露因职务便利获取的未公开信息、利用该信息从事或者明示、暗示他人从事相关的交易活动；
- （7）玩忽职守，不按照规定履行职责；
- （8）法律、行政法规以及中国证监会规定禁止的其他行为。

3. 基金管理人的其他承诺

基金管理人承诺加强人员管理，强化职业操守，督促和约束员工遵守国家有关法律法规及行业规范，诚实信用、勤勉尽责，不从事以下活动：

- (1) 越权或违规经营；
- (2) 违反法律法规、基金合同或托管协议；
- (3) 故意损害基金份额持有人或基金合同其他当事人的合法权益；
- (4) 在向中国证监会报送的资料中弄虚作假；
- (5) 拒绝、干扰、阻挠或严重影响中国证监会依法监管；
- (6) 玩忽职守、滥用职权，不按照规定履行职责；
- (7) 泄露在任职期间知悉的有关证券、基金的商业秘密、尚未依法公开的基金投资内容、基金投资计划等信息，或泄露因职务便利获取的未公开信息，利用该信息从事或者明示、暗示他人从事相关的交易活动；
- (8) 协助、接受委托或以其他任何形式为其他组织或个人进行证券交易；
- (9) 违反证券交易所业务规则，利用对敲、倒仓等非法手段操纵市场价格，扰乱市场秩序；
- (10) 贬损同行，以提高自己；
- (11) 在公开信息披露和广告中故意含有虚假、误导、欺诈成分；
- (12) 以不正当手段谋求业务发展；
- (13) 有悖社会公德，损害证券投资基金人员形象；
- (14) 其他法律、行政法规以及中国证监会禁止的行为。

4. 基金经理的承诺

- (1) 依照有关法律法规和基金合同的规定，本着谨慎的原则为基金份额持有人谋取最大利益；
- (2) 不得利用职务之便为自己、受雇人或任何第三者谋取利益；
- (3) 不违反现行有效的有关法律法规、基金合同和中国证监会的有关规定，泄露在任职期间知悉的有关证券、基金的商业秘密，尚未依法公开的基金投资内容、基金投资计划等信息，或利用该信息从事或者明示、暗示他人从事相关的交易活动；
- (4) 不从事损害基金财产和基金份额持有人利益的证券交易及其他活动。

（四）基金管理人内部控制制度

1. 内部控制的原则

基金管理人的内部控制遵循以下原则：

（1）全面性原则：内部控制必须覆盖公司的所有部门和岗位，渗透各项业务过程和业务环节，并普遍适用于公司每一位员工；

（2）独立性原则：公司根据业务发展的需要设立相对独立的机构、部门和岗位，并在相关部门建立防火墙；公司设立独立的风险管理部门和监察稽核部门，保持高度的独立性和权威性，分别履行风险管理和合规监察职责，并协助和配合督察长负责对公司各项内部控制工作进行稽核和检查；

（3）审慎性原则：内部控制的核心是有效防范各种风险，任何制度的建立都要以防范风险、审慎经营为出发点；

（4）有效性原则：公司内部管理制度具有高度的权威性，是所有员工严格遵守的行动指南。执行内部控制制度不能有任何例外，任何人不得拥有超越制度或违反规章的权力；

（5）及时性原则：内部控制制度的建立应与现代科技的应用相结合，充分利用电脑网络，建立电脑预警系统，保证监控的及时性；

（6）适时性原则：内部控制制度的制订应具有前瞻性，并且必须随着公司经营战略、经营理念等内部环境的变化和国家法律、法规、政策等外部环境的改变及时进行相应的修改和完善；

（7）定量与定性相结合的原则：建立完备的内部控制指标体系，使内部控制更具客观性和操作性；

（8）成本效益原则：公司运用科学化的经营管理方法降低运作成本，提高经济效益，以合理地控制成本达到最佳的内部控制效果；

（9）相互制约原则：公司内部部门和岗位的设置应当权责分明、相互制衡。

2. 内部控制制度

基金管理人严格按照《基金法》及其配套法规、《证券投资基金管理公司内部控制指导意见》等相关法律法规的规定，按照合法合规性、全面性、审慎

性、适时性原则，建立健全内部控制制度。公司内部控制制度由内部控制大纲、基本管理制度和部门业务规章等三部分有机组成。

（1）公司内部控制大纲是对公司章程规定的内控原则的细化和展开，是公司各项基本管理制度的纲要和总揽，内部控制大纲对内控目标、内控原则、控制环境、内控措施等内容加以明确。

（2）公司基本管理制度包括风险管理制度、监察稽核制度、投资管理制度、基金会计核算制度、信息披露制度、信息技术管理制度、公司财务制度、资料档案管理制度和紧急应变制度等。

（3）部门业务规章是在公司基本管理制度的基础上，对各部门的主要职责、岗位设置、岗位职责、业务流程和操作守则等的具体说明。部门业务规章由公司相关部门依据公司章程和基本管理制度，并结合部门职责和业务运作的要求拟定。

3. 完备严密的内部控制体系

基金管理人建立独立的内部控制体系，董事会层面设立合规及风险管理委员会，管理层设立督察长，独立于其他业务部门的监察稽核部门，通过风险管理制度和监察稽核制度两个层面构建独立、完整、相互制约、关注成本效益的内部监督体系，对公司内部控制和风险管理制度及其执行情况进行持续的监督和反馈，保障公司内部控制机制的严格落实。

风险管理方面由董事会下设的合规及风险管理委员会制定风险管理政策，由管理层的风险控制委员会负责实施，由风险管理部门专职落实和监督，公司各业务部门制定审慎的作业流程和风险管理措施，全面把握风险点，将风险管理责任落实到人，实现对风险的日常管理和过程中管理，防范、化解和控制公司所面临的、潜在的和已经发生的各种风险。

监察稽核制度在督察长的领导下严格实施，由监察稽核部门协助和配合督察长履行监察稽核职能。通过对公司日常业务的各个方面和各个环节的合法合规性进行评估，监督公司及员工遵守国家相关法律法规、监管规定、公司对外承诺性文件和内部管理制度的情况，识别、防范和及时杜绝公司内部管理及基金运作中的各种违规风险，提出并完善公司各项合规性制度，以充分维护公司客户的合法权益。通过检查公司内部管理制度、资讯管制、投资决策与执行、

基金营销、公司财务与投资管理、基金会计、信息披露、行政管理、电脑系统等公司所有部门和工作环节，对公司自身经营、资产管理和内部管理制度等的合法性、合规性、合理性和有效性进行监督、评价、报告和建议，从而保护公司客户和公司股东的合法权益。

4. 基金管理人关于内部控制的声明

基金管理人确知建立内部控制系统、维持其有效性以及有效执行内部控制制度是基金管理人董事会及管理层的责任，董事会承担最终有效性责任；基金管理人特别声明以上关于内部控制和风险管理的披露真实、准确，并承诺根据市场的变化和公司的发展不断完善风险管理和内部控制制度。

（五）基金管理人同类产品、业务投资管理或运营专业经验说明

2021年6月7日，中航首钢生物质封闭式基础设施证券投资基金正式成立，于2021年6月21日在深圳证券交易所上市交易。

2023年3月20日，中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金正式成立，于2023年3月29日在上海证券交易所上市交易。

2024年12月24日，中航易商仓储物流封闭式基础设施证券投资基金正式成立，于2025年1月24日在上海证券交易所上市交易。

中航基金在不动产业务领域和同类产品中不存在重大未决风险事项。

（六）基金管理人符合《基金指引》的说明

基金管理人符合《基金法》《运作办法》规定的相关条件，并满足下列要求：

- 1.公司成立满3年，资产管理经验丰富，公司治理健全，内控制度完善；
- 2.设置独立的不动产基金投资管理部门，配备不少于3名具有5年以上不动产项目运营或不动产项目投资管理经验的主要负责人员，其中至少2名具备5年以上不动产项目运营经验；
- 3.财务状况良好，能满足公司持续运营、业务发展和风险防范的需要；
- 4.具有良好的社会声誉，在金融监管、工商、税务等方面不存在重大不良记录；

5.具备健全有效的不动产基金投资管理、项目运营、内部控制与风险管理制度和流程；

6.基金管理人的中航基金管理有限公司及其控股股东中航证券有限公司具有不动产研究经验，配备充足的专业研究人员；具有同类产品或业务投资管理或运营专业经验，且同类产品或业务不存在重大未决风险事项。

二、基金托管人

（一）基金托管人概况

1. 基本情况

名称：华夏银行股份有限公司（简称“华夏银行”）

设立日期：1992年10月14日

注册地址：北京市东城区建国门内大街22号（100005）

办公地址：北京市东城区建国门内大街22号（100005）

注册资本：1,591,492.8468万元人民币

统一社会信用代码：9111000010112001XW

法定代表人：杨书剑

基金托管业务批准文号：中国证监会证监基金字[2005]25号

电话：（010）85238667

传真：（010）85238680

基金托管部信息披露负责人：朱绍纲

2. 发展概况

华夏银行于1992年10月在北京成立。1996年4月完成股份制改造；2003年9月首次公开发行股票并上市交易，是全国第五家上市银行。华夏银行积极落实“创新、协调、绿色、开放、共享”五大发展理念，立足服务实体经济，立足为客户和股东创造价值。面向企业客户和机构客户提供存款、贷款、投资银行、贸易金融、绿色金融、网络金融和现金管理等专业化、特色化和综合化金融服务。面向个人客户提供存款、消费金融、借记卡、信用卡、财富管理、私人银行、电子银行、养老金融等多元化金融产品及服务，全方位满足个人客

户的综合金融服务需求。以合规经营和创新发展的主旨，持续推动金融市场、资产管理、资产托管等业务协同稳健发展，不断提升服务实体经济和客户能力。在 2024 年英国《银行家》全球 1,000 家银行排名中，华夏银行按一级资本排名全球第 49 位⁸²、按资产规模排名全球第 57 位。

华夏银行财务状况良好，风险控制指标符合监管部门相关规定。根据《华夏银行股份有限公司二〇二五年半年度报告》披露的财务数据，截至报告期末，华夏银行实现营业收入 455.22 亿元，同比下降 5.86%；实现归属于上市公司股东的净利润 114.70 亿元，同比下降 7.95%。报告期末，资产总额 45,496.25 亿元，较上年末增长 3.96%；贷款总额 24,170.95 亿元，较上年末增长 2.15%。负债总额 41,801.02 亿元，较上年末增长 4.22%；存款总额 23,231.59 亿元，较上年末增长 7.99%。报告期末，华夏银行不良贷款率 1.60%，与上年末持平；拨备覆盖率 156.67%，较上年末下降 5.22 个百分点；贷款拨备率 2.51%，比上年末下降 0.08 个百分点。

华夏银行总行资产托管部于 2004 年 7 月成立，于 2005 年 2 月 23 日经中国证监会和中国银行业监督管理委员会核准，获得证券投资基金托管资格，是《中华人民共和国证券投资基金法》和《证券投资基金托管资格管理办法》实施后取得证券投资基金托管资格的第一家银行；2005 年 7 月获得全国社会保障基金托管资格；2009 年 6 月获得保险资金托管资格。自成立以来，华夏银行资产托管部本着“诚实信用、勤勉尽责”的行业精神，始终遵循“安全保管基金资产，提供优质托管服务”的原则，坚持以客户为中心的服务理念，依托严格的内控管理、先进的技术系统、优秀的业务团队、丰富的业务经验，严格履行法律和托管协议所规定的各项义务，为广大基金份额持有人和资产管理机构提供安全、高效、专业的托管服务，取得了优异业绩。截至 2025 年 12 月末，托管证券投资基金、券商资产管理计划、银行理财、保险资管计划、资产支持专项计划、股权投资基金等各类产品合计 12107 只，证券投资基金 165 只，全行资产托管规模达到 40629.39 亿元。

⁸² 资料来源：<https://www.hxb.com.cn/index.shtml>

（二）主要人员情况

杨书剑，党委书记、董事长，男，1969年8月出生，博士研究生，高级经济师。曾任北京银行股份有限公司董事会秘书，北京银行股份有限公司副行长兼石家庄分行行长，北京银行股份有限公司党委委员、副行长，北京银行股份有限公司党委副书记、董事、行长。现任华夏银行党委书记、董事长。

唐一鸣，副行长，男，1979年12月出生，大学本科，硕士学位。曾任北京银行研究发展部（创新办公室）总经理，北京银行通州管理部党总支书记、总经理，北京银行京南管理部党总支书记、常务副总经理，北京银行南昌分行党委书记、行长，北京银行北京分行党委书记、行长。现任华夏银行副行长。

（三）不动产基金托管业务主要人员情况

杨书剑，党委书记、董事长，简历请详见上述“（二）主要人员情况”。

唐一鸣，副行长，简历请详见上述“（二）主要人员情况”。

陈秀良，华夏银行资产托管部总经理，博士研究生毕业，高级经济师，具有基金托管人高级管理人员任职资格、证券投资基金资格认证。1994年7月加入华夏银行，历任华夏银行国际部、发展研究部和计划部员工，资金计划部综合计划室经理，稽核部稽核一处处长，正处级秘书，信贷管理部副总经理，信贷审查部副总经理，成都分行党委委员、副行长，国际业务部副总经理，资产托管部副总经理等职务，具有28年银行及托管从业经验。

（四）基金托管业务经营情况

截至2025年12月末，托管证券投资基金、券商资产管理计划、银行理财、保险资管计划、资产支持专项计划、股权投资基金等各类产品合计12107只，证券投资基金165只，全行资产托管规模达到40629.39亿元。

华夏银行最近一年向中国证监会提交的注册基金申请材料不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏。

（五）不动产基金托管业务经营情况

华夏银行具有丰富的证券投资基金托管经验，配备了为开展不动产基金托管业务配备了充足的专业人员。

截至 2025 年 6 月 30 日，华夏银行存量托管 174 只证券投资基金，具备不动产领域资产管理产品托管经验。华夏银行总行托管部从业人员数量 52 人，目前已为开展不动产基金托管业务配备了充足的专业人员，包括 6 名不动产托管业务主要人员。

（六）基金托管人内部控制制度

1. 内部控制目标

严格遵守国家有关托管业务的法律法规、行业监管规章和行内有关管理规定，守法经营、规范运作、严格监察，确保业务的稳健运行，保证基金资产的安全完整，确保有关信息的真实、准确、完整、及时，保护基金份额持有人的合法权益。

2. 内部控制组织结构

风险管理委员会负责华夏银行的风险管理与内部控制工作，总行审计部对托管业务风险控制工作进行检查指导。资产托管部内部专门设置了风险与合规管理室，配备了专职内控监督人员负责托管业务的内控监督工作，具有独立行使监督稽核工作的职权和能力。

3. 内部风险控制的原则

1、合法性原则：必须符合国家及监管部门的法律法规和各项制度并贯穿于托管业务经营管理活动的始终；

2、完整性原则：一切业务、管理活动的发生都必须有相应的规范程序和监督制约；监督制约必须渗透到托管业务的全过程和各个操作环节，覆盖到资产托管部所有的部门、岗位和人员；

3、及时性原则：托管业务经营活动必须在发生时能准确及时地记录；按照“内控优先”原则，新设机构或新增业务品种时，必须做到已建立相关的规章制度；

4、审慎性原则：必须实现防范风险、审慎经营，保证基金财产的安全与完整；

5、有效性原则：必须根据国家政策、法律及华夏银行经营管理的发展变化进行适时修订；必须保证制度的全面落实执行，不得有任何空间、时限及人员的例外；

6、独立性原则：资产托管部内部专门设置了风险与合规管理室，配备了专职内控监督人员负责托管业务的内控监督工作，具有独立行使监督稽核工作的职权和能力。

4. 内部控制制度及措施

具备系统、完善的制度控制体系，建立了管理办法、实施细则、岗位职责、业务操作流程等，可以保证托管业务的规范操作和顺利进行；业务人员具备从业资格；业务管理实行严格的复核、审核、检查制度，授权工作实行集中控制，业务印章按规程保管、存放、使用，账户资料严格保管，制约机制严格有效；专门设置业务操作区，封闭管理，实施音像监控；指定专人负责受托资产的信息披露工作，防止泄密；业务实现自动化操作，防止人为事故的发生，技术系统完整、独立。

（七）基金托管人对基金管理人运作不动产基金进行监督的方法和程序

根据《中华人民共和国证券投资基金法》《公开募集证券投资基金运作管理办法》等有关法律法规的规定及基金合同、托管协议的约定，对基金投资范围、投资比例、投资组合等情况的合法性、合规性进行监督和核查。

在为基金投资运作所提供的基金清算和核算服务环节中，基金托管人对基金管理人发送的投资指令、基金管理人对各基金费用的提取与支付情况进行检查监督，对违反法律法规、基金合同的指令拒绝执行，并立即通知基金管理人。

基金托管人如发现基金管理人依据交易程序已经生效的投资指令违反法律、行政法规和其他有关规定，或者违反基金合同约定，及时以书面形式通知基金管理人进行整改，整改的时限应符合法律法规及基金合同允许的调整期限。基金管理人收到通知后应及时核对确认并以书面形式向基金托管人发出回函并改正。基金管理人对于基金托管人通知的违规事项未能在限期内纠正的，基金托管人应报告中国证监会。

三、资产支持证券管理人

名称：中航证券有限公司

注册地址：江西省南昌市红谷滩新区红谷中大道 1619 号南昌国际金融大厦 A 栋 41 层

办公地址：北京市朝阳区望京东园四区 2 号楼中航产融大厦 36 层

法定代表人：戚侠

设立日期：2002 年 10 月 8 日

电话：010-59562487

传真：010-59562608

联系人：彭雷旻、李永镇、蔡言祥、鲍祥蒙、蔡宁、荆滢

四、财务顾问

名称：招商证券股份有限公司

注册地址：深圳市福田区福田街道福华一路 111 号

办公地址：北京市西城区月坛南街 1 号院 3 号楼 17 层

法定代表人：霍达

设立日期：1993 年 8 月 1 日

电话：010-57783222

传真：010-57782988

联系人：陈诗蓓、梅锦涵、杨忆川、李夏木

五、基金份额发售机构

（一）场外销售机构

1. 直销机构

直销中心：中航基金管理有限公司

注册地址：北京市石景山区五一剧场南路 2 号院 1 号楼 7 层 702E

办公地址：北京市朝阳区天辰东路 1 号院亚洲金融大厦 D 座第 8 层 801\805\806 单元

法定代表人：杨彦伟

联系人：杨娜

电话：010-56716116

客服电话：400-666-2186

网址：www.avicfund.cn

2. 中航基金管理有限公司网上交易平台

网上交易平台包括基金管理人公司网站（www.avicfund.cn）和基金管理人指定电子交易平台。个人投资者可登录基金管理人公司网站（www.avicfund.cn）和基金管理人指定电子交易平台，在与基金管理人达成网上交易的相关协议、接受基金管理人有关服务条款、了解有关基金网上交易的具体业务规则后，通过基金管理人网上交易平台办理开户、认购等业务。具体交易细则请参阅基金管理人相关公告。

3. 其他销售机构

销售机构的具体名单详见基金份额发售公告。

基金管理人可以根据相关法律法规要求，选择其他符合要求的机构销售本基金，并及时公告。

（一）场内销售机构

场内销售机构为具有基金销售资格、并经上海证券交易所和中国证券登记结算有限责任公司认可的上海证券交易所场内会员单位（具体名单可在上海证券交易所网站查询）。

六、注册登记机构

名称：中国证券登记结算有限责任公司

注册地址：北京市西城区太平桥大街 17 号

注册登记业务办公地址：北京市西城区太平桥大街 17 号

法定代表人：于文强

电话：010-50938782

传真：010-50938991

联系人：赵亦清

七、律师事务所

名称：北京市汉坤律师事务所

注册地址：北京市东城区东长安街一号“东方广场”东方经贸城 C1 座 9 层

3-7 单元

办公地址：中国北京市东长安街 1 号东方广场 C1 座 9 层

负责人：李卓蔚

设立日期：2004 年 12 月 20 日

电话：010-85249486

传真：010-85255511/5522

联系人：方榕

八、会计师事务所

名称：致同会计师事务所（特殊普通合伙）

注册地址：北京市朝阳区建国门外大街 22 号赛特广场五层

办公地址：中国北京市朝阳区建国门外大街 22 号赛特广场五层

执行事务合伙人：李惠琦

设立日期：2011 年 12 月 22 日

电话：010-85665669

传真：010-85665120

联系人：刘霖

九、资产评估机构

（一）资产评估机构一（首次发行至 2025 年 12 月 21 日）

名称：北京天健兴业资产评估有限公司

注册地址：北京市西城区月坛北街 2 号月坛大厦 A 座 23 层 2306A 室

办公地址：北京市西城区月坛北街 2 号月坛大厦 A 座 23 层 2306A 室

法定代表人：孙建民

成立日期：2000 年 7 月 19 日

电话：010-68081471

传真：010-68081109

联系人：刘兴旺

（二）资产评估机构二（2025 年 12 月 22 日至今）

名称：北京国融兴华资产评估有限责任公司

注册地址：北京市东城区安定门外大街 189 号 7 层 701A

办公地址：北京市东城区安定门外大街 189 号 7 层

法定代表人：赵向阳

成立日期：1999 年 11 月 5 日

电话：010-51667811

传真：010-82253743

联系人：毛勇

十、税务咨询机构

名称：致同（北京）税务师事务所有限责任公司

注册地址：北京市朝阳区建国门外大街 22 号赛特广场五层

办公地址：北京市朝阳区建国门外大街 22 号赛特广场六层

法定代表人：潘晓东

设立日期：1985 年 5 月 21 日

电话：010-85665100

传真：010-85665050

联系人：张莉、杨丽

十一、审阅基金可供分配金额测算报告的会计师事务所

名称：致同会计师事务所（特殊普通合伙）

注册地址：北京市朝阳区建国门外大街 22 号赛特广场五层

办公地址：中国北京市朝阳区建国门外大街 22 号赛特广场五层

执行事务合伙人：李惠琦

设立日期：2011 年 12 月 22 日

电话：010-85665669

传真：010-85665120

联系人：刘霖

十二、审计机构（基金存续期）

名称：致同会计师事务所（特殊普通合伙）

注册地址：北京市朝阳区建国门外大街 22 号赛特广场五层

办公地址：中国北京市朝阳区建国门外大街 22 号赛特广场五层

执行事务合伙人：李惠琦

设立日期：2011 年 12 月 22 日

电话：010-85665588

传真：010-85665120

联系人：刘霖

第二节 不动产基金的交易安排

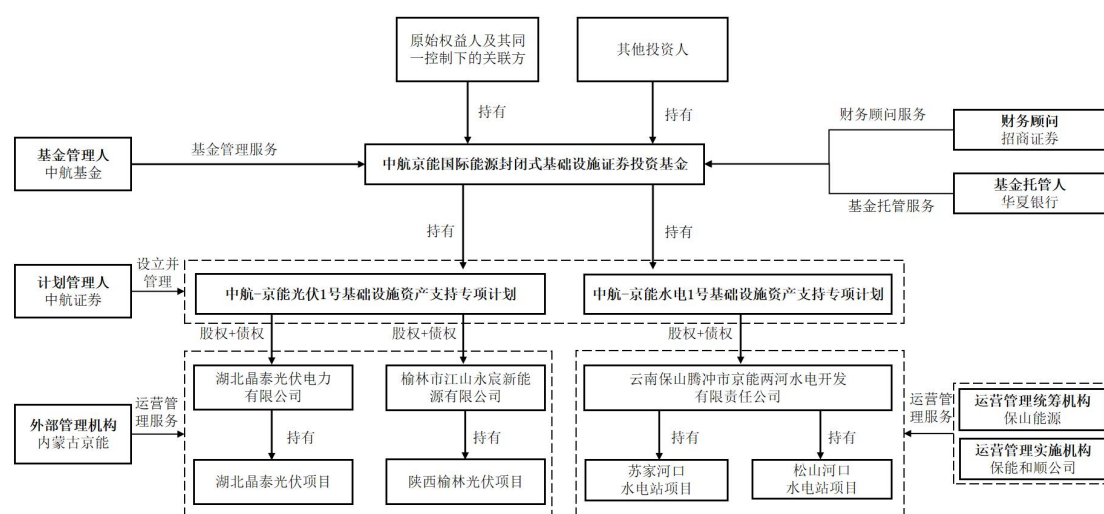
一、不动产基金整体架构

（一）本基金实施本次扩募及新购入不动产项目交易后的整体架构

本基金以首发募集资金、扩募募集资金分别扣除基金预留费用后的全部资金用于分别认购不动产资产支持证券中航-京能光伏1号基础设施资产支持专项计划资产支持证券、中航-京能水电1号基础设施资产支持专项计划资产支持证券，通过持有上述资产支持证券的全部份额，进而持有首发项目公司（江山永宸、湖北晶泰）、新购入项目公司（即“两河水电公司”）的全部股权及对该各个项目公司的全部股东借款债权。

本基金现通过持有2个不动产资产支持证券的全部份额，进而持有3家项目公司的全部股权及对该等项目公司的全部股东借款债权，穿透持有共计4处不动产资产：

图 18 不动产基金整体架构图



本基金的基金管理人为中航基金管理有限公司，资产支持证券管理人为中航证券有限公司，本基金的托管人为华夏银行股份有限公司。内蒙古京能新能源科技有限公司为首发不动产项目（湖北晶泰项目、榆林光伏项目）提供运营管理服务；保山能源发展股份有限公司为运营管理统筹机构，增聘保山腾冲保能和顺能源科技有限公司为运营管理实施机构，为新购入不动产项目（苏家河

口水电站项目、松山河口水电站项目）共同提供运营管理服务。上述不动产基金的整体架构符合《基金指引》的规定。

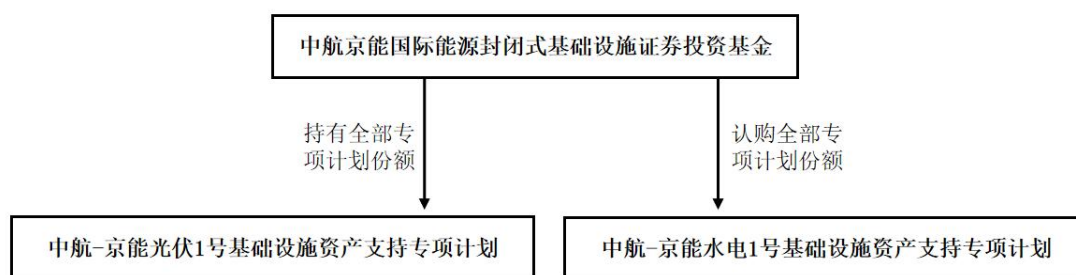
（二）本基金首发不动产项目的交易步骤

本基金首发不动产项目的交易步骤（涵盖基金募集、专项计划设立、项目公司股权收购、发放股东借款并支付股转对价、股权转让变更登记、项目公司减资安排）均已完成，具体交易步骤详见《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更新的招募说明书（2025年第1号）》之“第三部分 基础设施基金整体架构”之“一、产品架构”以实际发行时募集资金为准），新购入不动产项目原始权益人槟榔江水电或其同一控制下的关联方参与不动产基金份额战略配售的比例合计不低于本次基金份额发售数量的20%。

1. 新购入专项计划设立

中航基金将本次扩募的募集资金扣除基金预留的必要费用后，拟全部用于认购由中航证券设立的中航-京能水电1号基础设施资产支持专项计划的全部资产支持证券份额，并由计划管理人宣布资产支持专项计划设立。

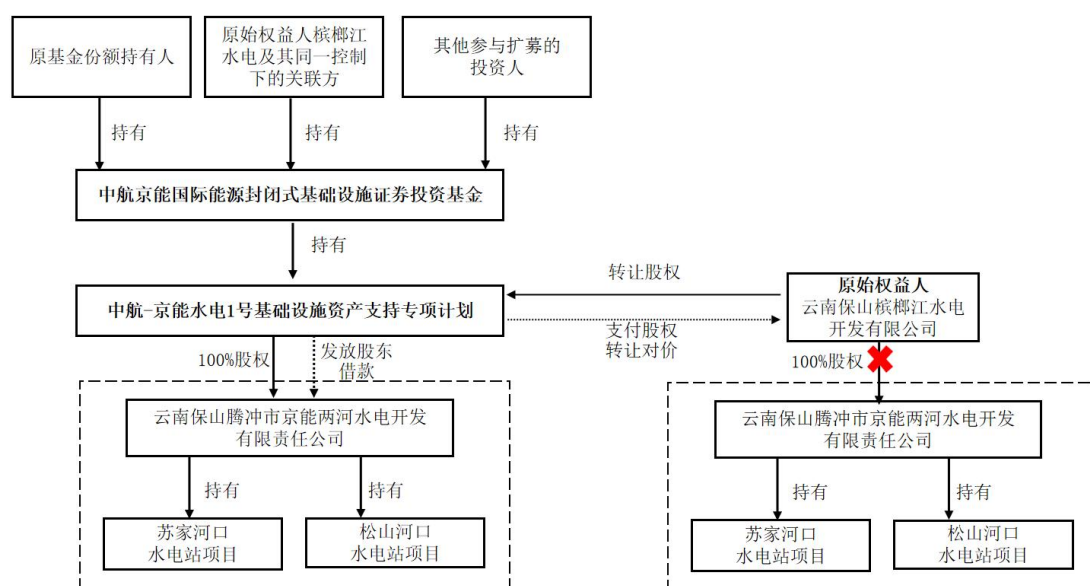
图 19 专项计划设立



2. 新购入项目公司股权收购、发放股东借款并支付股权转让对价

专项计划募集的认购资金划至专项计划账户后，计划管理人先行扣除新购入专项计划预留的必要费用，随后向云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司（简称“两河水电公司”）发放股东借款，用于偿还存量负债（具体条件与金额，以《股东借款协议》为准），剩余资金全部向两河水电公司股东槟榔江水电支付股权转让对价款（具体条件与金额，以《两河水电公司股权转让协议》为准）。

图 20 专项计划购买项目公司全部股权



3. 股权转让变更登记

新购入专项计划设立时，新购入不动产项目原始权益人槟榔江水电将促使两河水电公司于交割日或交割日前，交付中航证券（代表新购入专项计划）被登记为两河水电公司 100%股权之股东的股东名册、出资证明书及公司章程。另外，新购入不动产项目原始权益人将配合中航证券（代表新购入专项计划）进行股权转让工商变更登记。

4. 新购入项目公司减资安排

中航证券（代表新购入专项计划）受让取得两河水电公司 100%股权后，拟作出股东决定，同意两河水电公司进行减资，待履行完相关工商及法律程序后完成减资，两河水电公司不实际支付减资款，形成对股东的应付款，经中航证券（代表新购入专项计划）与两河水电公司签署《债权债务确认协议》，确认该笔债权款（具体减资金额和安排，以项目公司股东决定为准）。

两河水电公司减资完成后新形成的债权，加之专项计划设立时向两河水电公司直接发放的股东借款债权，形成最终的股东借款债权总额。

二、不动产基金相关交易安排

（一）本基金首次发行时的相关交易安排

本基金首次发行时的交易活动（涵盖基金合同成立、生效与基金投资、资产支持专项计划设立与投资、首发不动产项目所属项目公司股权转让对价支付安排、股权交割、工商变更登记安排等）均已完成，具体详见《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更新的招募说明书（2025年第1号）》之“第三部分 基础设施基金整体架构”之“一、产品架构”之“（二）交易步骤”和“二、基础设施基金相关交易安排”。

此外，关于基金存续期国补应收账款处理相关的交易安排如下：

1. 基金存续期国补应收账款的处理

（1）国补应收账款现状

首发不动产项目（晶泰光伏项目、榆林光伏项目）均为光伏项目。光伏项目全容量并网日为该项目计算享受国补的起点，但需等待不动产项目正式纳入国补名录后，电网公司才会向项目公司拨付国补款项。榆林光伏项目2017年6月全容量并网发电，但因政策原因，2020年才纳入国补名录并开始获得国补款项拨付。即2017年至2020年期间产生的国补应收账款于2020年才开始发生回款。因此一般国补回款周期较长（回款周期指国补产生时点至国补收回时点）。

截至2022年12月31日，榆林光伏项目国补历史回款共计7.22亿元，加权平均回款天数为1,079.10天（即2.96年）。晶泰光伏项目2015年5月全容量并网发电，2017年纳入国补名录后获得国补款项拨付，经测算晶泰光伏项目历史国补回款3.70亿元，加权平均回款天数563.35天（即1.54年），国补账期整体相对较短。两个项目按照国补回收金额加权计算，平均回款年数为2.48年。具体情况如下表所示：

表 278 首发不动产项目历史国补回款情况统计表

单位：元，%

年份	新增 国补	国补回款							
		2016	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	合计

	应收	年															
		金 额	占 比	金 额	占 比	金 额	占 比	金 额	占 比	金 额	占 比	金 额	占 比	金 额	占 比	金 额	占 比
2016 年	0.62			0.59	94	0.03	6									0.62	100
2017 年	1.38					0.31	22	0.39	28	0.68	49					1.38	100
2018 年	2.40							0.07	3	1.05	44	0.72	30	0.55	23	2.40	100
2019 年	2.52									0.68	27			1.84	73	2.52	100
2020 年	2.89									0.03	1	0.17	6	2.69	93	2.89	100
2021 年	2.81													1.12	40	1.12	40
2022 年 1-9 月	3.16															0.00	0

国补回款的最新情况，具体详见本基金定期报告、临时公告相关情况。

（2）国补应收账款处理方案

国补回收有一定账期，且回收周期有较大不确定性。为平滑基金存续期内的基金现金流，使得本基金每年可供分配金额相对平稳，降低因国补回款周期的不确定性对本基金可供分配金额的影响。基金存续期间，计划每年湖北晶泰、江山永宸将前一年度形成且未回款的国补通过保理方式平价转让给保理银行，保理银行向各项目公司支付相应对价。

（3）保理方案核心条款

湖北晶泰、江山永宸两个项目公司与保理银行已分别签署《保理业务合作协议》，对保理标的标准、保理合作期限与保理期限、保理息费安排、账户管理、还款保障等内容进行了约定，核心条款如下：

1) 保理合作期限与保理期限

与本基金存续期限保持一致，具体为自基金合同生效之日起 20 年。原则上，每笔应收账款的保理融资期限不得超过 3 年。

2) 保理息费安排

在未来任意时间依据《保理业务合作协议》开展的任意一笔保理业务，保理融资利率不超过 3.6%/年。保理融资的结息频率为按年结息，发放融资后，

按日计息（日利率 = 年利率 / 360），融资到期时，未结利息随融资本金共同结清。

3) 账户管理

由湖北晶泰、江山永宸两个项目公司在保理银行或其分（支）行开立或指定的账户作为监管账户。各项目公司通过监管账户接收、存放、支出保理资金。

4) 还款保障

保理融资第一还款来源和保障是国补所产生的相关现金流。同时为进一步缓释国补的流动性，湖北晶泰、江山永宸两个项目公司与保理银行、原始权益人京能发展（北京）签署《应收账款回购协议》。

a. 回购安排

每年实施保理业务时，拟签署的《应收账款回购协议》中约定，如保理银行在国补标的债权付款日未能足额收到标的债权对应款项和/或保理融资利息的，项目公司或京能发展（北京）应于标的债权交易对价支付日届满 3 年之日无条件回购保理银行持有的国补标的债权，并按约定的金额及进度向保理银行支付回购价款。

项目公司同意，如京能发展（北京）根据保理银行要求履行回购义务，项目公司应向京能发展（北京）支付一笔资金占用费，资金占用费率与保理融资利率相同。

b. 触发应收账款回购的可能性分析

根据保理方案，项目公司向保理银行转让国补应收款时，应收账款已有平均 1.5 年账期，加之保理期限 3 年，即应收账款平均账期超过 4.5 年时，才会触发回购义务。结合前述国补回款账期分析，保理期限到期时，触发回购义务的可能性较小。

(4) 基金存续期杠杆率测算

经测算，自 2023 年启动保理业务后，2024 年度至 2034 年度保理余额保持相对稳定，而基金净资产随基金分红逐年降低，致使基金杠杆率逐步攀升并于 2034 年达到期内峰值，但仍低于基金杠杆率限额（140%）。

另外，为满足基金杠杆率不超过 140% 的要求，且考虑到国补应收款回款周期可能明显缩短的情况，根据《保理业务合作协议》约定，湖北晶泰、江山永

宸有权自主决定是否开展单笔保理业务合作以及开展单笔保理业务合作的时点，湖北晶泰、江山永宸未提起单笔保理业务合作的，不视为湖北晶泰、江山永宸对《保理业务合作协议》项下权利的放弃或更改，也不视为任何一方违约。湖北晶泰、江山永宸与保理银行在合作期限内应继续按保理业务合作协议的约定开展保理业务合作。

2. 国补到期后极端风险处置方案

在基金合同期限届满之前，如基金所持有的不动产项目资产由于国补到期的原因收益大幅下降，基金管理人根据已披露的基金四季度报告数据，有合理理由相信基金该年度（指完整国补收入最后一年之后的任一年度）营业收入相较“基金享有完整国补收入最后一年（完整国补收入最后一年，指基金根据法律法规现持有的应当享有国补收入的不动产项目，全部月份均享有国补收入的最后完整会计年度）的营业收入”将下降 40%及以上的，应当于基金四季度报告披露之日发布提示性公告，并每隔 5 日发布一次，直到基金年度报告披露。

基金管理人应当于国补到期的首年开始，披露定期报告的同时，并进行国补到期的风险提示公告，提醒投资人国补到期可能对本基金投资收益带来的风险。

基金管理人应当于基金年度报告披露之日，根据基金年度报告数据确认是否触发基金该年度营业收入，相较“基金享有国补收入的最后一年的营业收入”下降 40%及以上。如触发的，基金管理人应当于该年度基金报告披露之日公告基金合同终止，并同时向上交所申请基金终止上市，及时披露基金终止上市相关公告。

基金自年度基金报告披露之日起开始停牌。披露日为非交易日的，于次一交易日起开始停牌。

发生上述基金合同终止情形的，基金管理人应当遵循基金份额持有人利益优先的原则，按照法律法规规定及基金合同约定处置不动产项目（含不动产项目资产、项目公司股权），并按照基金合同“第二十二部分 基金合同的变更、终止与基金财产的清算”约定进行财产清算，具体按照本基金的《基金合同》相关约定执行。

3. 首发不动产项目到期安排

首发不动产项目的到期处置方式，具体详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“七、资产到期处置方式”之“5. 不动产项目到期处置方式”。

4. 国有资产转让审批情况

就本项目涉及的国有资产转让事宜，北京能源集团有限责任公司（简称“京能集团”）作为原始权益人的国家出资企业，向北京市人民政府国有资产监督管理委员会（简称“北京国资委”）进行了请示，北京国资委于2022年6月1日核发的《北京市人民政府国有资产监督管理委员会关于北京能源集团有限责任公司申报基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点有关事项的批复》（京国资〔2022〕68号）中提出：“原则同意你公司依法合规开展基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作，相关方所涉及的产权转让事项可通过非公开协议转让方式实施”。

（二）本基金本次扩募时的相关交易安排

1. 基金的变更注册、基金扩募与新基金合同生效

（1）基金管理人获得中国证监会关于准予本基金变更注册的批文及上海证券交易所关于同意基金变更的无异议函，计划管理人获得上交所关于同意不动产资产支持证券挂牌的无异议函。

（2）基金管理人应按照法律法规及基金合同约定，及时召集基金份额持有人大会并就扩募及新购入不动产项目、调整基金存续期限等相关议案开会进行表决。

本次扩募涉及基金存续期限调整，基金管理人中航基金已于2024年3月13日召开了2024年第5次REITs运行管理委员会会议，作出了《中航基金管理有限公司REITs运行管理委员会2024年第5次会议决议》，审议通过了本基金拟扩募并新购入不动产项目的议案，通过《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金产品变更草案》。如基金份额持有人大会表决通过扩募及新购入不

动产项目、调整基金存续期限等相关议案，基金份额持有人大会决议将自表决通过之日起生效。

(3) 基金管理人按照基金份额持有人大会决议通过的扩募方案，以及上交所相关规定，启动并完成扩募发售工作。

(4) 办理完成扩募发售相关手续后，基金管理人公告新基金合同生效，原基金合同失效，本基金当事人将按照新基金合同享受权利并承担义务。就基金存续期限调整事项，基金管理人将报中国证监会备案，完成与基金期限调整有关的外部备案程序。

(5) 基金管理人根据基金合同以及基金管理人与计划管理人签订的《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划认购协议》的约定，以本次基金扩募的募集资金在扣除基金层面预留费用后，拟全部用于认购中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划的全部资产支持证券份额，上述专项计划成立后，本基金取得专项计划资产支持证券的全部份额，成为其唯一持有人。

2. 新购入专项计划设立与投资

(1) 新购入专项计划设立

新购入专项计划认购期间内，如基金管理人（代表本基金）认购资金总额（不含新购入专项计划认购期间认购资金产生的利息）达到专项计划目标募集规模，专项计划认购期间终止，经会计师事务所进行验资并出具验资报告后，计划管理人将认购资金（不包括利息）全部划转至已开立的资产支持专项计划账户，认购资金划入资产支持专项计划账户之日为资产支持专项计划设立日，计划管理人于该日宣布资产支持专项计划设立。

(2) 新购入专项计划投资

新购入专项计划根据专项计划资产管理合同、《两河水电公司股权转让协议》等约定，拟以本基金扩募募集资金的认购款：

- 1) 预留并支付专项计划费用，包括向登记托管机构支付证券登记费、缴纳《两河水电公司股权转让协议》项下应由买方承担的印花税等；
- 2) 基础资产投资，包括收购新购入不动产项目原始权益人持有的两河水电公司 100%股权并向两河水电公司发放股东借款；

3) 合格投资, 在《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》允许的范围内, 资产支持证券管理人可以在有效控制风险、保持流动性的前提下, 以现金管理为目的, 指示资产支持证券托管人将专项计划账户中的资金进行合格投资。

3. 两河水电公司股权转让对价支付安排、股权交割、工商变更登记安排等

(1) 股权转让对价支付安排

1) 股权转让对价计算方式

股权转让对价=中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划可投资金额(两河水电公司)-股东借款(两河水电公司)

其中:

中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划可投资金额=不动产基金募集资金-不动产基金预留费用-专项计划预留费用;

中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划发放的股东借款具体金额以《股东借款协议》中约定金额为准;

不动产基金预留费用及中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划预留费用包括但不限于: 基金层面预留费用-证券账户开户及维护费、专项计划预留费用-证券登记费、专项计划预留费用-专项计划设立所需验资费、专项计划预留费用-银行划转手续费、专项计划预留费用-收购两河水电公司股权预留印花税等。

本次交易, 目标股权的最终股权转让价款应不低于按照国有产权交易相关规定在国有资产监督管理部门(以下简称“国资监管部门”)或其授权部门备案的股权评估价值。

2) 股权转让价款的支付

中航证券(代表新购入专项计划)应在《两河水电公司股权转让协议》生效后 5 个工作日内, 向原始权益人槟榔江水电一次性支付股权转让价款。槟榔江水电应在中航证券(代表新购入专项计划)支付转让价款前清偿全部与两河水电公司的关联方借款/往来(如有)。

（2）股权交割

根据《两河水电公司股权转让协议》，自中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划设立日（含该日）起，两河水电公司股权自评估基准日（含该日）起的全部权利和义务由槟榔江水电转让至计划管理人中航证券（代表新购入专项计划），中航证券（代表新购入专项计划）将成为两河水电公司股权的所有权人，即新购入项目公司的唯一股东，享有标的股权所附带的一切权利和利益，并承担相应的股东义务。

（3）交割审计及损益安排

中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划设立后，将选聘一家具有相应专业资质的会计师事务所，以交割日为交割审计基准日完成交割审计。会计师事务所于专项计划设立后 30 日内出具交割审计报告。

根据《两河水电公司股权转让协议》，各方同意标的股权自评估基准日（含该日）起对应的全部权益、利益及风险（含风险费用、成本、税费、支出等）于交割日转移至受让方（指中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划），在评估基准日之前的全部权益、利益及风险（含风险费用、成本、税费、支出等）归属于转让方（指槟榔江水电）。在前述原则下：

1）转让方应确保新购入项目公司的资产负债情况于交割审计基准日与评估基准日无重大实质变化且不正常的变化，双方基于交割审计报告就评估基准日至交割审计基准日之间新购入项目公司是否存在《两河水电公司股权转让协议》附件三列示的审计调整事项，在交割审计报告出具后 10 个工作日内进行确认。如存在该等调整事项的，转让方应当在双方确认后 10 个工作日内向受让方予以等额补足或从股权转让价款中向受让方等额退还调整资金。

2）转让方不可撤销的同意，受让方实际需支付的股权转让价款不因交割审计确认的新购入项目公司净资产价值高于评估基准日股权净资产金额而进行调整。

（4）工商变更登记安排

在《两河水电公司股权转让协议》生效后，原始权益人及项目公司将向市场监督管理机关提交新购入项目公司股权变更登记所需的文件、材料，计划管理人应积极予以配合，并在市场监督管理机关完成本次股权转让变更登记。

4. 不动产项目到期安排

基金存续期内，针对首发不动产项目，本基金将按照《保理业务合作协议》约定平价转让首发不动产项目国补应收账款债权予监管银行开展保理业务。

基金存续期内，若出现基金原有部分或全部资产持有期收益率下降、资产运营质量下降或有更好的收购标的等情况时，基金管理人将寻求机会出售资产。基金管理人将积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，将资产择机出售。

如确认基金存续期届满将进入清算期，基金管理人将提前积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，在清算期内完成资产处置。

无论是何种情形下的不动产项目的出售及处置，京能国际及其指定主体均享有同等条件下的优先购买权。就首发不动产项目所涉的机组设计寿命的到期安排和光伏阵区农村集体土地租赁合同续签问题，在晶泰光伏项目机组设计寿命届满（即 2040 年 1 月 25 日）当日及以后任意一次延寿后届满日（如有），或在《榆林农村集体土地租赁合同》签订满 20 年（即 2042 年 4 月 2 日）当日及以后任意一次续期后届满日（如有），基金管理人应提请召开基金份额持有人大会，决策是否处置晶泰光伏项目或榆林光伏项目。如京能国际或其指定关联方放弃优先购买权，基金管理人将按照市场化原则对不动产项目进行处置，处置收益由基金份额持有人享有。

特别地，1）在晶泰光伏项目机组设计寿命届满（即 2040 年 1 月 25 日）当日及以后，如处置晶泰光伏项目（含湖北晶泰股权、晶泰光伏项目资产），京能国际或其指定关联方有权无偿受让；2）在《榆林农村集体土地租赁合同》签订满 20 年（即 2042 年 4 月 2 日）当日及以后，如处置榆林光伏项目（含江山永宸股权、榆林光伏项目资产），京能国际或其指定关联方有权无偿受让。

如京能国际或其指定受让方无偿受让晶泰光伏项目、榆林光伏项目，该等不动产资产在其决定无偿受让之前产生的运营收入等收入的，由此产生的基金收益由基金份额持有人享有；在此之后该等不动产资产产生的运营收入等收入由受让方享有。

就新购入不动产项目，在苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目机组设计寿命届满（即 2051 年 6 月 30 日）当日及以后，京能国际或其指定关联方优先无偿受让苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的大坝、水库、生产建筑、生产辅助建筑、构筑物等不动产资产。并且基金管理人应提请召开基金份额持有人大会，决策苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的其他资产（水轮机、发电机、调速器、主变压器等设备）是否由京能国际或其指定关联方无偿受让或进行市场化处置。

如京能国际或其指定关联方放弃无偿受让苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的其他资产（水轮机、发电机、调速器、主变压器等设备）的，基金管理人将按照市场化原则进行处置，处置收益由基金份额持有人享有。苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目在基金持有人大会决定由京能国际或其指定关联方无偿受让之前产生的运营收入等收入的，由此产生的基金收益由基金份额持有人享有；在决定受让之后产生的收益由受让方享有。

5. 国有资产转让审批情况

就本项目涉及的国有资产转让事宜，京能国际和原始权益人已与北京市国资委沟通了本项目国有企业资产转让、产权转让程序的相关事项，并于 2024 年 11 月 8 日获得北京市国资委同意以非公开协议转让方式实施新购入项目公司 100%股权转让事项的批复。

三、资产支持证券相关情况

（一）本基金首次发行时资产支持证券基本情况

本基金首次发行时资产支持证券为中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划资产支持证券，该资产支持证券的基本情况、专项计划资产的构成及其管理、运营和处分、专项计划的设立、终止、信息披露安排、主要交易文件摘要等基本情况，具体详见《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更新的

招募说明书（2025 年第 1 号）》之“第三部分 基础设施基金整体架构”之“三、资产支持证券相关情况”。

（二）本基金本次扩募所设资产支持证券基本情况

1. 资产支持证券名称

中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划资产支持证券。

2. 资产支持证券管理人

中航证券有限公司。

3. 规模

资产支持证券的募集总规模将根据不动产基金询价发行结果，由基金管理人和资产支持证券管理人届时共同签署的《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划认购协议》确定，具体以基金管理人和资产支持证券管理人届时共同签署的《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划认购协议》中确认的金额为准。

4. 发行方式

面值发行。

5. 资产支持证券面值

每份资产支持证券的面值为 100 元。

6. 产品期限

资产支持证券期限为 27 年，自专项计划设立日起算，但资产支持证券可根据《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》第 18.2.2 条的约定提前终止，亦可根据资产支持证券持有人大会决议进行延期。

7. 预期收益率

资产支持证券不设预期收益率。

8. 利益分配

资产支持证券持有人有权根据《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》第 12.3.1 条、第 12.3.2 条、第 18.2.5 条的约定在普通分配、处分分配、清算分配中取得专项计划利益。

9. 分配方式

按照《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》第十二条和第十八条的规定进行分配。

10. 权益登记日

权益登记日为每个兑付日前第 1 个工作日。每个权益登记日日终在登记托管机构登记在册的资产支持证券持有人有权于该兑付日取得资产支持证券的利益。

（三）本基金本次扩募所设专项计划资产的构成及其管理、运用和处分

1. 专项计划资产包括但不限于以下资产：

（1）投资者根据《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划认购协议》及《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》第三条交付的认购资金；

（2）专项计划设立后，资产支持证券管理人按照《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》管理、运用认购资金而形成的全部资产及其任何权利、权益或收益（包括但不限于基础资产、基础资产追加投资、合格投资、回收款、不可预见费用以及其他根据专项计划文件属于专项计划的资产）；

（3）其他根据中国法律的规定或专项计划文件的约定因专项计划资产的管理、运用、处分或其他情形而取得财产。

2. 资产支持证券的基础资产

由资产支持证券原始权益人持有的并在新购入专项计划设立日转让给资产支持证券管理人（代表专项计划）的新购入项目公司 100%的股权及其他附属权

益（如有）。在专项计划设立后，基础资产还包括专项计划进行基础资产追加投资所形成的资产。

3. 专项计划资金的运用

(1) 基础资产购买及追加投资

1) 购买基础资产

在专项计划设立后且在《两河水电公司股权转让协议》约定的转让价款支付时间内，资产支持证券管理人应向资产支持证券托管人发出付款指令，指示资产支持证券托管人将付款指令载明金额作为项目公司股权转让价款划拨至资产支持证券原始权益人指定的账户，用于购买项目公司股权。资产支持证券托管人应根据《两河水电公司股权转让协议》及《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划托管协议》的约定对付款指令中资金的用途及金额进行核对，核对无误后应按照《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》与《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划托管协议》的约定予以划款。

资产支持证券管理人于专项计划设立日取得资产支持证券原始权益人持有的基础资产，资产支持证券原始权益人应根据《两河水电公司股权转让协议》完成基础资产的交付。

2) 基础资产追加投资

资产支持证券管理人应代表专项计划向资产支持证券托管人发出付款指令，并指示资产支持证券托管人将专项计划认购资金按照《股东借款协议》的约定向项目公司发放股东借款。资产支持证券托管人应根据相关交易文件及《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划托管协议》的约定对付款指令中资金的用途及金额进行核对，核对无误后应按照《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划托管协议》的约定予以划款。

专项计划取得项目公司的 100%股权后，为搭建和重组专项计划对项目公司的投资结构，专项计划将视情况对项目公司进行减资，具体以实际签署的减资决定为准。

（2）合格投资

1) 在《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》允许的范围内，资产支持证券管理人可以在有效控制风险、保持流动性的前提下，以现金管理为目的，指示资产支持证券托管人将专项计划账户中待分配的资金（不包括不可预见费用）进行合格投资，即资产支持证券管理人以专项计划账户内的资金购买基础资产、进行基础资产追加投资后，剩余资金投资于利率债、AAA 级信用债及货币市场工具。

2) 合格投资中相当于当期分配所需的部分应于专项计划账户核算日之前到期、变现并转入专项计划账户。专项计划资金进行合格投资的全部投资收益构成回收款的一部分，资产支持证券托管人应根据资产支持证券管理人的划款指令将投资收益直接转入专项计划账户，如果资产支持证券管理人收到该投资收益的退税款项，应将该款项作为专项计划资产转入专项计划账户。

3) 只要资产支持证券管理人按照专项计划文件的规定，指示资产支持证券托管人将专项计划账户中的资金进行合格投资，资产支持证券托管人按照《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》和《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划托管协议》的约定将专项计划账户中的资金用于合格投资，则资产支持证券管理人和资产支持证券托管人对于因价值贬值或该等合格投资造成的任何损失不承担责任，对于该等投资的回报少于采用其他方式投资所得的回报也不承担责任。

（3）不可预见费用

专项计划存续期内，专项计划账户内应当自回收款中留存金额为人民币 10 万元的不可预见费用（简称“不可预见费用”）用于日常不可预见开支（包括但不限于专项计划设立时未预见到可能发生的费用，或者实际发生金额较专项计划设立时预测增加的费用）。专项计划存续期内，发生不可预见的费用支出时，首先以不可预见费用进行支付，由此导致专项计划账户内不可预见费用减少的，无需予以补足。不可预见费用不得用于合格投资，且不得用于专项计划的普通分配、处分分配，仅参与专项计划清算完成后的清算分配。

4. 专项计划资产的处分限制

(1) 专项计划资金由资产支持证券托管人托管，并独立于原始权益人、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人及其他业务参与人的固有财产及前述主体管理、托管的其他资产。

(2) 原始权益人、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人及其他业务参与机构因依法解散、被依法撤销或者宣告破产等原因进行清算的，专项计划资产不属于其清算财产。

(3) 资产支持证券管理人管理、运用和处分专项计划资产所产生的债权（如有），不得与原始权益人、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人、资产支持证券持有人及其他业务参与机构的固有财产产生的债务相互抵销。资产支持证券管理人管理、运用和处分不同专项计划资产所产生的债权债务，不得相互抵销。

(4) 除依《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》（简称“《管理规定》”）及其他有关规定和《中航-京能水电1号基础设施资产支持专项计划标准条款》约定处分外，专项计划资产不得被处分。

5. 特定资产的处分安排

(1) 处分期内特定资产的处分

处分期内，资产支持证券管理人应按照资产支持证券持有人会议决议确定的处分方案处分特定资产，并以处分所得的处分收入向资产支持证券持有人兑付专项计划利益。资产支持证券在处分期内持续存续，直至相应的资产支持证券根据《中航-京能水电1号基础设施资产支持专项计划标准条款》的约定被终止。

(2) 特定资产的公开拍卖

如1)在专项计划进入处分期后6个月届满之日（含当日）实施处分方案，而资产支持证券管理人尚未签订持续有效的任何具有法律约束力的处分法律文件，或2)在专项计划进入处分期后6个月届满之日（含当日）尚未形成一项有效处分方案的，则资产支持证券管理人可提请资产支持证券持有人会议审议

是否通过公开拍卖的方式处分特定资产，并按照资产支持证券持有人会议决议确定的拍卖方案处分特定资产。

（四）本基金本次扩募所设专项计划的设立、终止

1. 专项计划的设立

专项计划发行期结束或根据《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》第 3.2 条规定发行期提前结束时，若资产支持证券投资者的认购资金总额（不含发行期认购资金产生的利息）达到或超过资产支持证券目标募集规模的 100%，则资产支持证券管理人应不晚于资产支持证券缴款截止日后的第一个工作日内将专项计划认购资金（不包括认购资金在专项计划募集资金专户中产生的利息）扣除银行手续费后全部划转至已开立的专项计划账户。资产支持证券管理人宣布专项计划设立，宣布设立之日即为专项计划设立日。

专项计划设立后，认购资金在投资者实际缴付认购资金之日（含该日）至专项计划设立日前一日（含该日）期间不计息。

2. 专项计划未成功设立

发行期结束时，若资产支持证券投资者的认购资金总额低于资产支持证券募集规模，则专项计划未成功设立。资产支持证券管理人将在发行期结束后 10 个工作日内，在扣除银行划转手续费后，向投资者退还其所交付的认购资金，并加算该等资金自交付日（含该日）至退还日（不含该日）期间的银行同期活期存款利息（按专项计划募集资金专户的开户银行规定的活期存款利率计算）。

前述约定为《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》特别条款，具有独立于《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》的特殊法律效力，如专项计划未成功设立，仍对专项计划当事人具有约束力。

3. 专项计划的终止与清算

（1）专项计划不因资产支持证券持有人解散、被撤销、破产、清算或资产支持证券管理人的解任或辞任而终止；资产支持证券持有人的承继人或指定受益人以及继任资产支持证券管理人承担并享有《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》的相应权利义务。

(2) 以下事件为专项计划终止事件，如发生以下第 1) 至 3) 项任一事件的，专项计划于该等任一事件发生之日终止：如发生以下第 4) 至 7) 项任一事件的，资产支持证券管理人有权宣布专项计划终止，专项计划自资产支持证券管理人宣布的专项计划终止之日终止：如发生以下第 8) 项情形的，由资产支持证券管理人按照资产管理合同的约定执行：

1) 专项计划被法院或仲裁机构依法撤销、被认定为无效或被判决终止；

2) 完成处分分配；

3) 全体资产支持证券持有人一致同意专项计划终止的（且无需召集资产支持证券持有人大会）；

4) 发生火灾、不可抗力事件（如地震、政府征收等），使新购入不动产项目的运行情况或产生现金流的能力发生重大变化，资产支持证券管理人决定终止专项计划；

5) 专项计划设立后 120 个工作日或资产支持证券管理人另行指定的合理期限后，新购入不动产项目的运营收入上仍存在未注销的质权等第三方权利限制，但为担保专项计划对项目公司的投资而设立的质权等第三方权利限制除外，资产支持证券持有人大会决定终止专项计划；

6) 由于法律或法规的修改或变更导致继续进行专项计划将成为不合法，资产支持证券管理人决定终止专项计划；

7) 当基金管理人（代表不动产基金）作为资产支持证券持有人时，根据《基金合同》的约定发生应终止专项计划的事项，资产支持证券管理人决定终止专项计划；

8) 资产管理合同约定的其他专项计划终止事由。

(3) 清算小组

1) 自专项计划终止之日起 3 个工作日内由资产支持证券管理人组织成立清算小组。

2) 清算小组成员由资产支持证券管理人、资产支持证券托管人、会计师事务所和律师事务所组成，清算小组的会计师事务所和律师事务所由资产支持证券管理人聘请。

3) 清算小组负责专项计划资产的保管、清理、估价、变现和分配。

4) 清算小组在进行资产清算过程中发生的所有合理费用，如专项计划资产不足以支付的，由资产支持证券管理人负责支付。

(4) 清算程序

1) 专项计划终止后，由清算小组统一接管专项计划，对专项计划资产和债权债务进行清理和确认，对专项计划资产进行估值和变现。

2) 清算小组应当在专项计划终止日后 15 个工作日内或资产支持证券管理人认可的合理期限内完成清算方案的编制。

3) 资产支持证券管理人应按照《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》第十四条的约定召集资产支持证券持有人大会，对清算方案进行审议。

4) 资产支持证券持有人大会审议通过清算方案的，清算小组应按照经审议通过的清算方案对专项计划资产进行清理、处分、变现；资产支持证券持有人大会审议未通过清算方案的，应向清算小组提出书面的修改建议（但该建议应不违反《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》的约定），清算小组将按照资产支持证券持有人大会的意见修改清算方案，并执行修改后的清算方案。

5) 在专项计划账户核算日（即清算变现完成日后的第 1 个工作日），资产支持证券托管人应对专项计划账户资金进行核算并将专项计划账户资金的初始核算结果及专项计划账户到账情况以电话、传真或双方认可的其他方式通知资产支持证券管理人。

6) 在资产支持证券托管人报告日（即清算变现完成日后的第 2 个工作日），资产支持证券托管人应按照《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划托管协议》的约定向资产支持证券管理人出具《当期托管报告》。

7) 资产支持证券管理人应于收益分配报告提交日（即清算变现完成日后的第 3 个工作日）按照《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》规定的分配顺序拟定当期收入分配方案，制作《收益分配报告》，并提交交易场所和登记托管机构。

8) 清算小组应按照经审核通过的清算方案在清算方案中确定的清算分配兑付日对专项计划资产进行分配，并最终注销专项计划账户。

9) 资产支持证券管理人应当自专项计划清算变现完成日起 10 个工作日内, 向资产支持证券托管人、资产支持证券持有人出具清算报告(对资产支持证券持有人按照《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》第十三条规定的方式进行披露), 并将清算结果向中国证券投资基金业协会报告。清算报告需经具有证券期货相关业务资格的会计师事务所出具审计意见。资产支持证券持有人不得对清算报告提出异议, 但资产支持证券管理人存在过错的除外。清算报告向资产支持证券持有人公布后 15 个工作日内, 清算小组未收到书面异议的, 资产支持证券管理人和资产支持证券托管人就清算报告所列事项解除责任。

(5) 专项计划资产的清算分配顺序

专项计划终止后, 专项计划资产按下列顺序清偿(若同一顺序的多笔款项不能足额分配时, 按各项应受偿金额的比例支付):

1) 支付清算费用(含中介机构服务费);

2) 缴纳专项计划所欠税款(如有);

3) 清偿未受偿的其他专项计划费用;

4) 将支付前述各项费用或分配后的余额(如有)作为专项计划利益支付给资产支持证券持有人。

(6) 清算账册及有关文件的保存

清算账册及有关文件由资产支持证券管理人和资产支持证券托管人保存二十年以上。

(五) 本基金本次扩募所设专项计划的信息披露安排

1. 信息披露的形式

专项计划信息披露事项将在以下指定网站(简称“披露网站”)上公告:

(1) 中航证券有限公司: <https://www.avicsec.com/main/home/index.shtml>;

(2) 上海证券交易所网站: <http://www.sse.com.cn>;

(3) 中国证券投资基金业协会指定的其他网站。

2. 信息披露的内容及时间

(1) 定期公告

1) 《资产管理报告》

资产支持证券管理人应于专项计划存续期间内每个公历年度3月31日前向资产支持证券持有人提供专项计划的《年度资产管理报告》，并向中国证券投资基金业协会报告。如专项计划设立日至该年度应当披露的《年度资产管理报告》的报告期末不足2个月或者每年3月31日之前专项计划所有挂牌证券全部被摘牌的，资产支持证券管理人可不编制和披露该年度的《年度资产管理报告》。

《年度资产管理报告》内容包括但不限于：专项计划的基本情况（包括专项计划设立情况、发行规模、交易结构、基础资产类型及具体内容、资产支持证券挂牌转让场所等）；基础资产的情况（包括但不限于基础资产数量、金额的报告期初、期末情况，报告期内变化情况及其原因等）；原始权益人、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人等业务参与人的履约情况；资金收支与投资管理情况（包括专项计划现金流的回款和归集情况、专项计划账户资金管理、运用、处分情况等）；特定原始权益人情况（如有）；增信措施及其执行情况（如有）等。具体以中国证监会及上交所的具体要求为准。

2) 《审计报告》

资产支持证券管理人应聘请完成从事证券服务业务会计师事务所备案的会计师事务所对专项计划年度运行情况出具审计意见。会计师事务所应不晚于资产支持证券管理人发布《年度资产管理报告》之日的前3个工作日内向资产支持证券管理人提供专项计划的《审计报告》。

3) 《托管报告》

资产支持证券托管人应于每个资产支持证券托管人报告日向资产支持证券管理人提供一份专项计划的《当期托管报告》，并于专项计划存续期间内每个公历年度3月31日前向资产支持证券管理人提供专项计划的《年度托管报告》，资产支持证券管理人应向资产支持证券持有人披露，并向中国证券投资基金业协会报告。如专项计划设立日至该年度应当披露的《年度托管报告》的报告期

末不足 2 个月或者每年 3 月 31 日之前专项计划所有挂牌证券全部被摘牌的，资产支持证券托管人可不编制和披露该年度的《年度托管报告》。

《当期托管报告》和《年度托管报告》内容包括但不限于：专项计划资产托管情况，包括托管资产变动及状态、资产支持证券托管人履责情况、专项计划资产隔离情况、管理人对专项计划资产运作情况、专项计划资金运用、处分情况等；对资产支持证券管理人的监督情况，包括资产支持证券管理人的管理指令遵守《标准条款》《计划说明书》或者《专项计划托管协议》约定的情况以及对《资产管理报告》有关数据的真实性、准确性、完整性的复核情况等；需要对资产支持证券持有人报告的其他事项。

4) 《收益分配报告》

资产支持证券管理人应于收益分配报告提交日按照中国证监会规定的方式向交易场所和登记托管机构提交《收益分配报告》，并于专项计划每个兑付日的 5 个工作日内按照中国证监会规定的方式披露《收益分配报告》，披露该次资产支持证券的分配信息，内容包括但不限于：权益登记日、兑付日、兑付办法以及每份资产支持证券的兑付数额。

5) 《清算报告》

专项计划清算完成之日起 10 个工作日内，资产支持证券管理人应向资产支持证券托管人、资产支持证券持有人出具《清算报告》，并将清算结果向中国证券投资基金业协会报告。《清算报告》的内容主要包括专项计划终止后的清算情况，及完成从事证券服务业务会计师事务所备案的会计师事务所对清算报告的审计意见。

(2) 临时公告

专项计划存续期间，在发生可能对资产支持证券投资价值或价格有实质性影响的下述重大事件时，资产支持证券管理人应在知悉或应当知悉重大事件发生后以及取得相关进展后两个工作日内按照《管理规定》《上海证券交易所债券自律监管规则适用指引第 5 号——资产支持证券持续信息披露》等适用法律及中国证监会规定的方式向资产支持证券持有人作临时披露，说明事件的起因、目前的状态和可能产生的法律后果，并向交易场所、中国证券投资基金业协会报告：

- 1) 未按照专项计划文件约定的时间、金额、方式分配资产支持证券收益;
- 2) 任一会计年度内专项计划发生的资产损失累计每超过资产支持证券未偿还本金余额 10%以上 (含 10%) 的损失;
- 3) 基础资产的运行情况、产生现金流的能力或现金流重要提供方发生重大变化;
- 4) 资产支持证券原始权益人、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人、监管银行等资产证券化业务参与人或者基础资产涉及法律纠纷, 且可能影响资产支持证券按时分配利益;
- 5) 基础资产在任一预测周期内实际产生的现金流较对应期间的最近一次现金流预测结果下降 20%以上 (含 20%), 或最近一次对任一预测周期的现金流预测结果比上一次披露的预测结果下降 20%以上 (含 20%);
- 6) 资产支持证券原始权益人、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人、监管银行等资产证券化业务参与人违反专项计划文件约定, 对资产支持证券持有人利益产生不利影响;
- 7) 资产支持证券原始权益人、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人、监管银行等资产证券化业务参与人的资信状况或经营情况发生重大变化, 或被列为失信被执行人, 受到刑事处罚、重大行政处罚或者相关立案调查, 发生超过上年末合并口径净资产 5%且超过 5000 万元的债务违约或者其他资信状况的重大变化, 可能影响资产支持证券投资者权益, 或者发生公开市场债务违约;
- 8) 资产支持证券管理人、资产支持证券托管人等资产证券化业务参与人作出减资、合并、分立等决定, 可能影响资产支持证券投资者权益的, 或者作出解散、申请破产等决定, 被申请破产的;
- 9) 资产支持证券管理人、资产支持证券托管人、监管银行等资产证券化业务参与人发生变更;
- 10) 资产支持证券原始权益人、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人、监管银行等资产证券化业务参与人 (或其总公司) 信用等级发生调整, 包括信用评级或评级展望发生变化、被列入信用观察名单等, 且可能影响资产支持证券持有人利益;
- 11) 发生资产支持证券管理人解任事件或资产支持证券托管人解任事件;

12) 资产支持证券基本要素条款、专项计划收益分配安排、资金保管使用安排、风险隔离措施、增信措施（如有）、基础资产合格标准和持有人会议安排等专项计划文件的主要约定发生变化；

13) 专项计划文件约定在专项计划设立后完成相关资产抵质押登记、解除相关资产权利负担，或承诺履行其他事项的，前述约定或承诺事项未在相应期限内完成；

14) 不动产项目和/或基础资产权属发生变化或者争议，被设置权利负担或其他权利限制；

15) 专项计划现金流归集相关账户因涉及法律纠纷被查封、冻结或限制使用，或基础资产现金流出现被滞留、截留、挪用等情况，可能对资产支持证券投资者权益产生重大不利影响的；

16) 市场上出现关于专项计划或资产支持证券原始权益人等资产证券化业务参与机构的重大不利报道或负面市场传闻，可能影响资产支持证券投资者利益；

17) 可能对资产支持证券持有人利益产生重大影响的其他情形。

3. 澄清公告与说明

在任何公共传播媒介中出现的或者在市场上流传的消息可能对资产支持证券持有人的收益预期产生误导性影响或引起较大恐慌时，相关的信息披露义务人知悉后应当立即对该消息进行澄清或说明，并将有关情况立即向交易场所、中国证券投资基金业协会报告。

4. 信息披露文件的存放与查阅

定期公告和临时公告的文本文件在编制完成后，将存放于资产支持证券管理人所在地、资产支持证券托管人所在地，并在指定网站披露，供资产支持证券持有人查阅。资产支持证券持有人在支付工本费后，可在合理时间内取得上述文件复制件或复印件。

资产支持证券管理人和资产支持证券托管人保证文本的内容与所公告的内容完全一致。资产支持证券持有人按上述方式所获得的文件或其复印件，资产支持证券管理人和资产支持证券托管人应保证与所公告的内容完全一致。

5. 向监管机构的备案及信息披露

(1) 专项计划设立之日起 5 个工作日内，资产支持证券管理人应将专项计划的设立情况报中国证券投资基金业协会备案。

(2) 定期公告、临时公告、澄清公告与说明在指定网站对资产支持证券持有人披露后 5 个工作日内由资产支持证券管理人向中国证券投资基金业协会备案。

(3) 资产支持证券管理人职责终止的，应当在完成移交手续之日起 5 个工作日内向中国证券投资基金业协会报告。

(4) 专项计划清算完成之日起 10 个工作日内，资产支持证券管理人应将清算结果向中国证券投资基金业协会报告。

(5) 监管机构如有其他信息披露规定及监管要求的，从其规定执行。

(六) 本基金本次扩募所设专项计划的主要交易文件摘要

1. 《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》

《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》明确约定了专项计划资金的运用和收益、资产支持证券、资产支持证券管理人的陈述和保证以及权利和义务、资产支持证券持有人的权利和义务、专项计划账户、专项计划的分配、信息披露、不动产资产支持证券持有人大会、资产支持证券管理人的解任和辞任、专项计划费用、风险揭示、资产管理合同和专项计划的终止等内容。

2. 《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划资产支持证券认购协议》

资产支持证券管理人将与资产支持证券认购人签署相应的《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划资产支持证券认购协议》及对该协议的任何有效修订和补充。《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划资产支持证券认购协议》及其任何有效修订和补充均按照《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划标准条款》约定的原则，确定资产支持证券具体的认购份数、认购价格以及认购资金数额等事项。

3. 《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划托管协议》

《中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划托管协议》将主要约定资产支持证券管理人及资产支持证券托管人的陈述与保证、权利和义务，与专项计划有关的账户的开立和管理、划款指令的发送、确认和执行、专项计划资金的保管和运用、专项计划的会计核算和账户核对、信息披露及托管报告、资产支持证券托管人和资产支持证券管理人之间的业务监督、资产支持证券托管人的解任和资产支持证券管理人的更换等内容。

4. 《两河水电公司股权转让协议》

指资产支持证券管理人（代表专项计划）与原始权益人就新购入项目公司的股权转让相关事宜签署的《两河水电公司股权转让协议》及对该协议的任何有效修订和补充，《两河水电公司股权转让协议》及其相关修订和补充文件主要约定交易步骤、转让价款及支付条件、交割安排、陈述、承诺与保证、违约及提前终止等内容。

5. 《股东借款协议》

指资产支持证券管理人（代表新购入专项计划）作为新购入项目公司股东与新购入项目公司就股东借款相关安排及事宜签署《股东借款协议》及对该协议的任何有效修订和补充，《股东借款协议》及其修订和补充文件具体约定了股东借款金额、借款用途、借款期限、借款利率及付息方式、借款的偿还、双方的权利和义务、双方的陈述与保证等内容。

第三节 关联交易与利益冲突

一、基金存在或可能存在利益冲突的情形

（一）基金管理人利益冲突情况

截至 2025 年 6 月 30 日，基金管理人不存在管理其他同类型不动产基金、不动产项目的情形。

基金管理人后续若同时管理投资于其他清洁能源类不动产项目的不动产基金，如该等不动产基金的投资策略、不动产项目所在区域、不动产项目运营管理策略与本基金相同或相近的，本基金与基金管理人管理的其他清洁能源类不动产基金将可能面临潜在利益冲突，包括：投资、项目收购、运营、采购服务、市场地位及其他经营层面的竞争和利益冲突。

（二）发起人利益冲突情况

截至 2025 年 6 月 30 日，发起人京能国际拥有 166 座太阳能发电站、38 座风力发电站、26 座水力发电站及 3 座储能电站，总装机容量达到 12,639 兆瓦。其中，发起人京能国际持有的 26 座水力发电站，总装机容量 952.44 兆瓦，主要分布在云南保山地区，为其控股子公司运营管理统筹机构保山能源及其子公司运营管理，其中槟榔江流域 4 座（包括不动产项目苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目）、龙川江及其支流流域 7 座、怒江支流流域 4 座、湾甸河及其支流流域 7 座、澜沧江支流流域 4 座。

1. 新购入不动产项目上网线路分析

除项目公司两河水电公司直接持有的新购入不动产项目苏家河口水电站和松山河口水电站以 220 千伏电压等级接入云南电网公司运行，并由云南电网直接支付电费外，其余 24 座水电站虽位于保山境内，但均以 110 千伏及以下电压等级接入保山电力运行，在上网线路运行上并不构成直接的同业竞争关系。

2. 新购入不动产项目发电调度分析

苏家河口水电站和松山河口水电站由云南电网的一级调度机构云南电力调度控制中心发电调度，而保山能源持有的其他 24 座水电站由云南电网的三级调

度机构云南保山电力股份有限公司电力调度中心进行发电调度。因此，苏家河口水电站和松山河口水电站发电调度独立于保山能源持有的其他 24 座水电站，不构成直接的同业竞争关系。

（三）运营管理机构利益冲突情况

1. 首发项目运营管理机构

截至 2022 年 9 月 30 日，内蒙古京能持有光伏电站 10 座，装机容量合计为 555 MW；除持有的光伏电站外，参与运营的光伏电站 17 座，装机容量合计为 955 MW（未计入风电项目），具体情况如下：

（1）持有的光伏电站

表 279 内蒙古京能持有光伏电站情况

单位：MW；%

子公司名称	项目名称	装机容量	股权比例
国电托克托县光伏发电有限公司	京能托克托图家营光伏电站	40	93
国电察哈尔右翼前旗光伏发电有限公司	京能察右前旗乌尔图光伏电站	50	90
国电乌拉特后旗光伏发电有限公司	京能乌拉特后旗青山光伏电站	40	94
宁夏中自太阳能光伏发电有限公司	宁夏红寺堡 200MW	200	100
察右前旗联合光伏发电有限公司	京能察右前旗乌尔图光伏电站	50	100
内蒙古国润（察右前旗）发电有限公司	京能察右前旗宿泥梁光伏电站	50	100
林周藏电开发有限公司	西藏林周一期 10MW、西藏林周二期 20MW	30	100
曲水茂昌光伏产业发展有限公司	西藏曲水 25MW	25	100
卓资县陆阳新能源有限公司	京能卓资喇嘛孔岱光伏电站	20	100
杭锦后旗国电光伏发电有限公司	京能杭锦后旗太阳庙光伏电站	50	80
合计		555	
备注：			
1. 因联合光伏（常州）间接持有内蒙古京能 100%股权，上述光伏电站同时出现在联合光伏（常州）的持有光伏电站清单中。			

(2) 除持有的光伏电站外，参与运营的光伏电站

表 280 内蒙古京能运营光伏电站情况

单位：MW

公司名称	项目名称	装机容量
杭锦后旗国电光伏发电有限公司	京能杭锦后旗太阳庙光伏电站	50
国电乌拉特后旗光伏发电有限公司	京能乌拉特后旗青山光伏电站	40
乌拉特后旗源海新能源有限责任公司	京能源海光伏电站	50
石拐丝绸之路光伏发电有限公司	京能石拐梁茂居光伏电站	50
内蒙古明华新能源股份有限公司	京能土右北只图光伏电站	30
内蒙古傲都能源有限公司	京能达茂傲都光伏电站	20
国电托克托县光伏发电有限公司	京能托克托图家营光伏电站	40
呼和浩特市联合新能源开发有限公司	京能清水河康圣庄光伏电站	60
清水河县惠民光伏发电有限公司	京能清水河康圣庄光伏电站	5
国电察哈尔右翼前旗光伏发电有限公司	京能察右前旗乌尔图光伏电站	50
国电察哈尔右翼前旗第二光伏发电有限公司	京能察右前旗乌尔图光伏电站	30
内蒙古国润（察右前旗）发电有限公司	京能察右前旗宿泥梁光伏电站	50
卓资县陆阳新能源有限公司	京能卓资喇嘛孔岱光伏电站	20
国电商都县第二光伏发电有限公司	京能商都那日图光伏电站	50
正蓝旗国电光伏发电有限公司	京能正蓝旗四郎城光伏电站	50
国电科左中旗光伏发电有限公司	京能科左中旗呼和图雅光伏电站	60
榆林市江山永宸新能源有限公司	京能榆林丰融光伏电站	300
合计		955

2. 扩募项目运营管理机构

苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目的运营管理统筹机构为保山能源，运营管理实施机构为保能和顺公司。

截至 2025 年 6 月 30 日，运营管理统筹机构保山能源及下属公司共管理 26 座水电站，总装机容量 952.44 兆瓦，均位于保山境内，其中槟榔江流域 4 座（包括不动产项目苏家河口水电站和松山河口水电站）、龙川江及其支流流域 7 座、怒江支流流域 4 座、湾甸河及其支流流域 7 座、澜沧江支流流域 4 座。

运营管理实施机构保能和顺公司为保山能源新设立的电站专业运营平台，未来规划由保能和顺公司负责运营保山能源管理的全部 26 座水电站。

运营管理机构持续为境内竞争性项目提供运营管理服务，因此可能与不动产基金所投资的不动产项目存在业务竞争关系，存在利益冲突风险。

表 281 运营管理统筹机构运营的水力发电项目

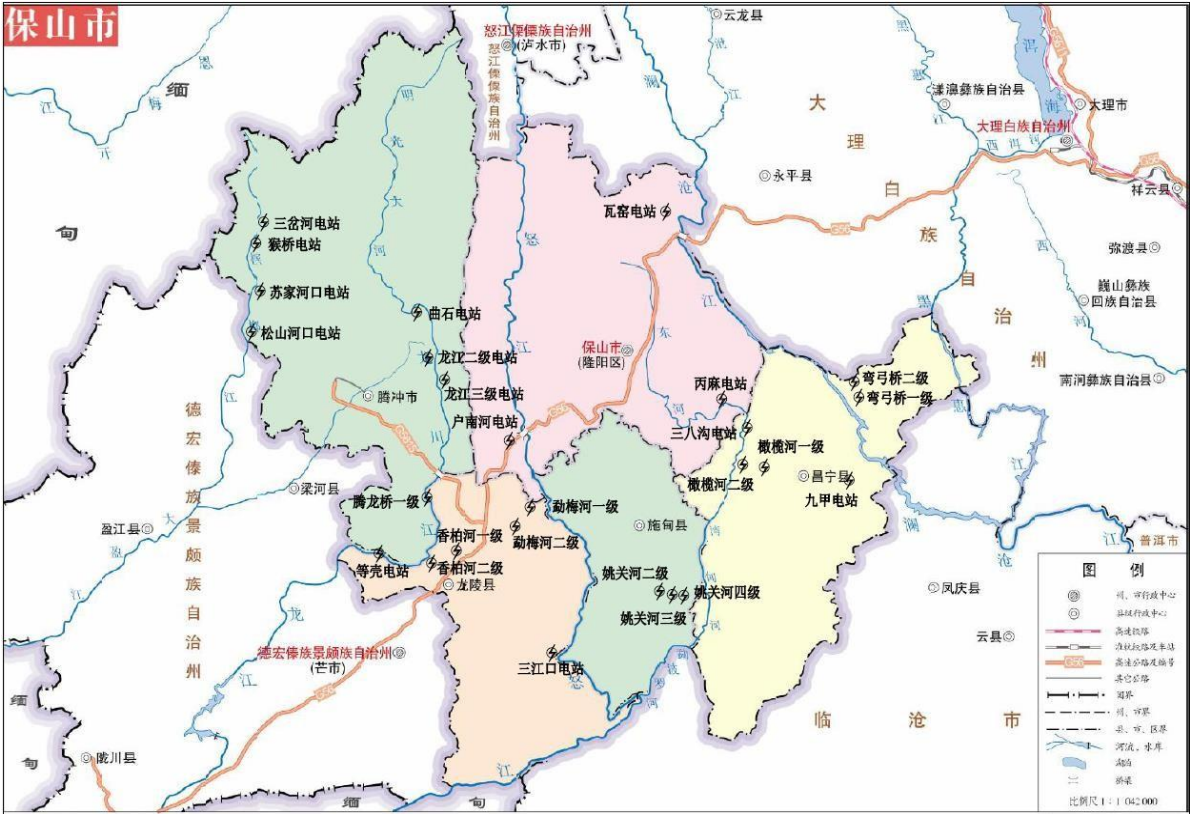
单位：兆瓦；%

水电站	装机容量 (兆瓦)	股权占比 (%)	位置	投产时间 ⁸³
三岔河水电站	72	100	云南省保山市腾冲市猴桥镇猴桥村	2015 年 12 月
猴桥水电站	48	100	云南省保山市腾冲市猴桥镇猴桥村	2005 年 9 月
苏家河口水电站	315	100	云南省保山市腾冲市猴桥镇	2011 年 1 月
松山河口水电站	168	100	云南省保山市腾冲市猴桥镇	2011 年 1 月
龙江三级水电站	1.25	100	云南省保山市腾冲市芒棒镇坪地村	1988 年 5 月
龙江二级水电站	20	100	云南省保山市腾冲市北海镇双坡村	1988 年 5 月
曲石水电站	8	100	云南省保山市腾冲市曲石镇曲石村	1981 年 12 月
橄榄河一级水电站	4	100	云南省保山市昌宁县大田坝镇湾岗村	1992 年 12 月
橄榄河二级水电站	3.2	100	云南省保山市昌宁县柯街镇柯街村	1997 年 1 月
九甲水电站	2.5	100	云南省保山市昌宁县温泉镇大九甲村	1976 年 2 月
三八沟水电站	0.8	100	云南省保山市昌宁县柯街镇联合村	1982 年 3 月
弯弓桥一级水电站	0.64	100	云南省保山市昌宁县耆街乡打平村	1993 年 7 月
弯弓桥二级水电站	1	100	云南省保山市昌宁县耆街乡打平村	1998 年 6 月
姚关河二级水电站	1.25	100	云南省保山市施甸县姚关镇河尾村	1973 年 2 月
姚关河三级水电站	6.4	100	云南省保山市施甸县姚关镇河尾村	1988 年 3 月
姚关河四级水电站	2.5	100	云南省保山市施甸县姚关镇摆马村	1994 年 3 月
瓦窑水电站	6	100	云南省保山市隆阳区瓦窑镇南河村	1971 年 10 月
丙麻水电站	5	100	云南省保山市隆阳区丙麻乡奎阁村	1980 年 2 月
户南河水电站	1	100	云南省保山市隆阳区潞江镇芒颜村	1966 年 11 月
香柏河一级水电站	2.5	100	云南省保山市龙陵县龙山镇横山村	1979 年 3 月
香柏河二级水电站	4.4	100	云南省保山市龙陵县龙山镇横山村	1972 年 6 月
勐梅河一级水电站	18	100	云南省保山市龙陵县镇安镇芒告村	1998 年 11 月
勐梅河二级水电站	16	100	云南省保山市龙陵县镇安镇芒告村	2004 年 10 月
等壳水电站	120	100	云南省保山市龙陵县龙山镇麦地村	2012 年 6 月
三江口水电站	30	100	云南省保山市龙陵县碧寨乡三江口	1993 年 4 月

⁸³ 此处投产时间是指首台机组的投产时间。

水电站	装机容量 (兆瓦)	股权占比 (%)	位置	投产时间 ⁸³
腾龙桥一级水电站	95	50	云南省保山市腾冲市团田乡帕允村	2018 年 8 月
合计	952.44	-	-	-

图 23 各电站地理位置图



（四）原始权益人利益冲突情况

1. 首发项目原始权益人

截至 2022 年 9 月 30 日，原始权益人之一的京能发展（北京）持有光伏电站 56 座，装机容量 2,997.30 MW，具体情况如下：

表 282 京能发展（北京）持有光伏电站情况

单位：MW；%

项目公司名称	项目名称	装机容量	股权比例
唐山招新太阳能发电有限公司	河北唐山 17.29MW	17.29	100.00

威县天海光伏发电有限公司	河北威县 30MW	30	100.00
山东楼德佳阳光光伏发电有限公司	山东楼德 20MW	20	100.00
内蒙古傲都能源有限公司	内蒙古达茂旗 20MW	20	100.00
呼和浩特市联合新能源开发有限公司	内蒙古清水河一期 50MW	50	100.00
	内蒙古清水河二期 10MW	10	100.00
清水河县惠民光伏发电有限公司	内蒙古清水河三期 5MW	5	51.00
内蒙古明华新能源股份有限公司	内蒙古土右旗一期 20MW	20	100.00
	内蒙古土右旗二期 10MW	10	100.00
正蓝旗国电光伏发电有限公司	内蒙古正蓝旗 50MW	50	100.00
德州市陵城区乾超兄弟能源科技有限公司	山东陵城 20MW	20	100.00
昌吉亿晶光伏科技有限公司	新疆昌吉 200MW	200	100.00
榆林市江山永宸新能源有限公司	陕西榆林 300MW	300	100.00
新疆信友新能源发电有限公司	新疆北塔山 50MW	50	100.00
乌拉特后旗源海新能源有限责任公司	内蒙古乌拉特源海一期 10MW	10	100.00
	内蒙古乌拉特源海二期 20MW	20	100.00
	内蒙古乌拉特源海三期 10MW	10	100.00
	内蒙古乌拉特源海四期 10MW	10	100.00
木垒县通川风光新能源有限公司	新疆木垒通川 49.5MW	49.5	100.00
浙江阿波溪仑光伏科技有限公司	浙江湖州埭溪 60MW	60	100.00
平山县天汇能源科技有限公司	河北平山天汇 20MW	20	100.00
白城市华儒新能源开发有限公司	吉林白城华儒 15MW	15	100.00
南宫市国隆新能源科技有限公司	河北南宫国隆 170MW	170	100.00
隆尧县烁昇新能源科技有限公司	河北隆尧远大 5.99MW	5.99	100.00
邢台市邦力新能源科技有限公司	河北邢台金后盾 5.32MW	5.32	100.00
河北度凯新能源科技有限公司	河北邯郸中德 3.33MW	3.33	100.00
涉县耀光新能源科技有限公司	河北涉县新圆旭 3.43MW	3.43	100.00
河北盈坤新能源开发有限公司	河北石家庄经贸 2.63MW	2.63	100.00
正定启阳光伏发电有限公司	河北正定启阳 5.89MW	5.89	100.00
成安县华辉新能源科技有限公司	河北成安启源 3.51MW	3.51	100.00
邢台信诺新能源开发有限公司	河北南宫信诺 4.92MW	4.92	100.00
绍兴昱耀新能源科技有限公司	浙江邵兴宏发 1.32MW	1.32	100.00
焦作市盈聚新能源科技有限公司	河南焦作盈聚 4.42MW	4.42	100.00

绍兴上虞昱煌新能源科技有限公司	浙江邵兴奥龙 1.97MW	1.97	100.00
	浙江邵兴元泰 1.97MW	1.97	100.00
光山县辉达新能源科技有限公司	河南光山祥宇 2.61MW	2.61	100.00
	河南光山同富 3.26MW	3.26	100.00
南宫市国瑞新能源科技有限公司	河北南宫国瑞 30MW	30	100.00
隆尧县国昌新能源科技有限公司	河北隆尧国昌 400MW	400	100.00
南宫市国顺新能源科技有限公司	河北南宫国顺 400MW	400	100.00
广宗县国瑞能源有限公司	河北广宗国瑞 300MW	300	100.00
偏关县斯能风电有限公司	山西偏关鹰鹞山 50MW	50	100.00
阳曲县蔚蓝新能源有限公司	山西阳曲庚熙山 50MW	50	100.00
和顺县斯能风电有限公司	山西和顺莲花山 40MW	40	100.00
浑源斯能新能源有限公司	山西浑源米嘉峪 50MW	50	100.00
青海思迅新能源有限公司	青海乐都智兴 40MW	40	100.00
京能（嘉兴秀洲）新能源有限公司	浙江嘉兴隆基 17MW	17	100.00
京能国际发展（北京）有限公司	北京丰台站 6.54MW	6.54	100.00
北京京能马坊新能源科技有限公司	北京马坊陆港 3.4MW	3.4	100.00
诸城维奥新能源有限公司	山东诸城维奥 50MW	50	100.00
茶陵京能新能源有限公司	湖南茶陵龙华 10MW	10	100.00
京能（烟台栖霞市）光伏发电有限公司	山东栖霞观里 112MW	112	100.00
霍邱县华钦新能源有限公司	安徽霍邱华阳 108MW	108	100.00
南昌京能富蓝新能源有限公司	江西南昌江铃 63MW	63	100.00
宁夏盐池凯能光伏发电有限公司	宁夏盐池凯能 20MW	20	100.00
京能（高碑店）新能源科技有限公司	河北高碑店 30MW	30	100.00
合计（总装机容量）		2,997.30	

截至 2022 年 9 月 30 日，原始权益人之一的联合光伏（常州）持有光伏电站 32 座，装机容量 1,555.41 MW，具体情况如下：

表 283 联合光伏（常州）持有光伏电站情况

单位：MW；%

项目公司名称	项目名称	装机容量	股权比例
中利腾晖（嘉峪关）光伏发电有限公司	甘肃嘉峪关 100MW	100	100
海南州亚晖新能源电力有限公司	青海共和 30MW	30	100
中利腾晖共和光伏发电有限公司	青海共和 20MW	20	100
中利腾晖共和新能源有限公司	青海共和 50MW	50	100
中利腾晖共和新能源有限公司	青海共和 100MW	100	100
哈密辉腾光伏电力有限公司	新疆哈密 40MW	40	100
民丰县昂立光伏科技有限公司	新疆民丰一期 20MW	20	91
吐鲁番禾粟农业科技有限公司	新疆吐鲁番葡光互补 151.2kWp	0.1512	100
国电乌拉特后旗光伏发电有限公司	内蒙古乌拉特 40MW	40	94
国电托克托县光伏发电有限公司	内蒙古托克托 40MW	40	93
国电察哈尔右翼前旗光伏发电有限公司	内蒙古察右一期 50MW	50	90
大同联合光伏新能源有限公司	山西大同领跑者 100MW	100	100
湖北晶泰光伏电力有限公司	湖北随州 100MW	100	100
宁夏中自太阳能光伏发电有限公司	宁夏红寺堡 200MW	200	50
大同熊猫光伏发电有限公司	山西大同熊猫 50MW	50	100
内蒙古国润（察右前旗）发电有限公司	内蒙古察右三期 50MW	50	95
汉寿昊晖太阳能发电有限公司	湖南汉寿一期 40MW	40	100
汉寿中晖太阳能发电有限公司	湖南汉寿二期 80MW	80	100
曲水茂昌光伏产业发展有限公司	西藏曲水 25MW	25	100
林周藏电开发有限公司	西藏林周一期 10MW	10	100
林周藏电开发有限公司	西藏林周二期 20MW	20	100

宁波保税区招联绿邦新能源有限公司	浙江宁波 3MW	3	100
安徽招联清洁能源有限公司	安徽两淮领跑者 100MW	100	100
昆明邦业新能源发电有限公司	云南昆明屋顶 2.3MW	2.257	100
卓资县陆阳新能源有限公司	内蒙古卓资一期 10MW	10	100
卓资县陆阳新能源有限公司	内蒙古卓资二期 10MW	10	100
杭锦后旗国电光伏发电有限公司	内蒙古杭锦后旗 50MW	50	80
阳春市招联绿辉光伏发电有限公司	广东阳江一期 75MW	75	95
炉霍联合光伏开发有限公司	四川炉霍 20MW	20	75
乡城联合光伏开发有限公司	四川乡城 30MW	30	75
东源县老围光电科技有限公司	广东河源 40MW	40	100
石拐丝绸之路光伏发电有限公司	内蒙古包头 50MW	50	100
合计（总装机容量）		1,605.41	
备注： 1. 因联合光伏（常州）间接持有内蒙古京能 100 股权，上述部分光伏电站同时出现在内蒙古京能的持有光伏电站清单中。			

2. 扩募项目原始权益人

（1）原始权益人及其控股股东、实际控制人持有的其他水电资产情况

1) 原始权益人持有的水电资产情况

原始权益人槟榔江水电主营业务是槟榔江流域“二库四级”开发方案所涉水电站的投资、开发及运营。截至 2025 年 6 月 30 日，槟榔江水电及下属公司共持有⁸⁴三岔河水电站、猴桥水电站、苏家河口水电站、松山河口水电站 4 座并网水电站，合计装机容量 603 兆瓦。

2) 原始权益人控股股东持有的水电资产情况

⁸⁴ 合并口径下，槟榔江水电共持有三岔河水电站、猴桥水电站、苏家河口水电站、松山河口水电站 4 座并网水电站。其中，三岔河水电站、猴桥水电站由槟榔江水电直接持有，苏家河口水电站、松山河口水电站由槟榔江水电全资子公司两河水电公司持有。

截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源持有槟榔江水电 100%的股权，是原始权益人槟榔江水电的唯一股东。

截至 2025 年 6 月 30 日，保山能源及下属公司共持有并运营管理 26 座水电站，总装机容量 952.44 兆瓦，均位于保山境内，其中槟榔江流域 4 座、龙川江及其支流流域 7 座、怒江支流流域 4 座、湾甸河及其支流流域 7 座、澜沧江支流流域 4 座，主要电站包括：三岔河水电站、苏家河口水电站、松山河口水电站、猴桥水电站、等壳水电站、腾龙桥一级水电站等。具体如下表所示：

表 284 保山能源及下属公司持有水力发电项目情况

单位：兆瓦、万元

序号	水电站	所属公司	装机容量	位置	2024 年营业收入
1	苏家河口水电站	云南保山腾冲市京能两河水电公司开发有限责任公司	315	云南省保山市腾冲市猴桥镇	22,927.73
2	松山河口水电站		168	云南省保山市腾冲市猴桥镇	11,795.01
3	三岔河水电站	云南保山槟榔江水电开发有限公司	72	云南省保山市腾冲市猴桥镇猴桥村	7,831.81
4	猴桥水电站		48	云南省保山市腾冲市猴桥镇猴桥村	5,083.50
5	龙江三级水电站	保山能源发展股份有限公司	1.25	云南省保山市腾冲市芒棒镇坪地村	228.56
6	龙江二级水电站		20	云南省保山市腾冲市北海镇双坡村	3,401.09
7	曲石水电站		8	云南省保山市腾冲市曲石镇曲石村	1,362.53
8	橄榄河一级水电站		4	云南省保山市昌宁县大田坝镇湾岗村	557.90
9	橄榄河二级水电站		3.2	云南省保山市昌宁县柯街镇柯街村	
10	九甲水电站		2.5	云南省保山市昌宁县温泉镇大九甲村	177.85
11	三八沟水电站		0.8	云南省保山市昌宁县柯街镇联合村	116.44
12	弯弓桥一级水电站		0.64	云南省保山市昌宁县耆街乡打平村	118.01
13	弯弓桥二级水电站		1	云南省保山市昌宁县耆街乡打平村	
14	姚关河二级		1.25	云南省保山市施甸县姚关镇河尾村	1,015.56

	水电站				
15	姚关河三级水电站		6.4	云南省保山市施甸县姚关镇河尾村	
16	姚关河四级水电站		2.5	云南省保山市施甸县姚关镇摆马村	
17	瓦窑水电站		6	云南省保山市隆阳区瓦窑镇南河村	725.95
18	丙麻水电站		5	云南省保山市隆阳区丙麻乡奎阁村	772.67
19	户南河水电站		1	云南省保山市隆阳区潞江镇芒颜村	74.66
20	香柏河一级水电站		2.5	云南省保山市龙陵县龙山镇横山村	740.98
21	香柏河二级水电站		4.4	云南省保山市龙陵县龙山镇横山村	
22	勐梅河一级水电站		18	云南省保山市龙陵县镇安镇芒告村	1,452.71
23	勐梅河二级水电站		16	云南省保山市龙陵县镇安镇芒告村	1,011.38
24	等壳水电站		120	云南省保山市龙陵县龙山镇麦地村	8,874.98
25	三江口水电站		30	云南省保山市龙陵县碧寨乡三江口	3,123.52
26	腾龙桥一级水电站	保山龙川江水电开发有限公司	95	云南省保山市腾冲市团田乡帕允村	6,988.38
	合计	-	952.44	-	78,381.22

3) 原始权益人实际控制人持有的水电资产情况

截至本招募说明书披露之日，保山能源持有槟榔江水电 100%的股权，是槟榔江水电的唯一股东。京能国际间接持有槟榔江水电 66.44%股权，为槟榔江水电的实际控制人。

京能国际及下属公司持有的水力发电站数量为 26 座，均由保山能源及下属公司持有。

(2) 原始权益人及其控股股东、实际控制人持有的同类项目与本项目不存在直接竞争关系

原始权益人及其控股股东、实际控制人所持其他水电资产均与电网公司签订购售电合同，由电网公司根据国家政策和公平、公正、公开的调度原则以及

区域电力需求等情况决定各电站上网电量的分配与调度。原始权益人及其控股股东、实际控制人对电网公司的上网电量及分配调度不产生影响，因此不存在直接竞争关系。

（3）防范利益冲突的措施

1）保山能源已出具关于避免同业竞争的承诺函，防范利益冲突

作为运营管理统筹机构，保山能源已出具《保山能源发展股份有限公司关于避免同业竞争的承诺函》，承诺：

将严格遵守相关法律法规及公司内部控制制度的规定，控制产生同业竞争或利益冲突的潜在风险，并及时披露或有的同业竞争或利益冲突的事项；

公平对待新购入不动产项目和公司持有并运营的竞争性项目，避免可能出现的利益冲突；

不会将新购入项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用本公司或本公司同一控制下的关联方不动产基金份额持有人的地位或利用该地位获得的信息作出不利于不动产基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。同时，在竞争性项目符合不动产基金适用法律法规要求的不动产项目条件的情况下，将给予不动产基金在同等条件下优先收购该等竞争性项目的权利；

基金存续期管理时，基金管理人也将定期要求保山能源提供其在基金存续期内履行上述承诺的进展情况，并持续监督运营管理机构承诺履行。

2）京能国际现有内部制度已建立防范利益冲突的管理体系

保山能源、保能和顺公司为京能国际下属公司，执行京能国际的内部制度与管理体系。就防范利益冲突，京能国际已制定并执行《关联交易管理办法》

《内部审计工作管理办法》《内部审计整改管理办法》《合规行为准则》《合规管理办法》《合规咨询与合规举报管理办法》《全面风险管理办法》《内部控制管理办法》等制度，从企业内部对关联交易及防范利益冲突进行了规定、监督和约束。

（五）扩募项目同一流域范围内水电站利益冲突情况

1. 同一流域范围内水电站情况

苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目位于保山市腾冲市境内的槟榔江干流。目前槟榔江全流域范围内水电开发程度较高，干流有三岔河、猴桥、苏家河口、松山河口、勐乃、朗外河、土仓、槟榔江八个梯级水电站投产发电，支流上也有多个水电站，但装机容量小，基本没有调节性能。除苏家河口、松山河口水电站外，槟榔江流域内其他主要水电站建设情况如下表所示：

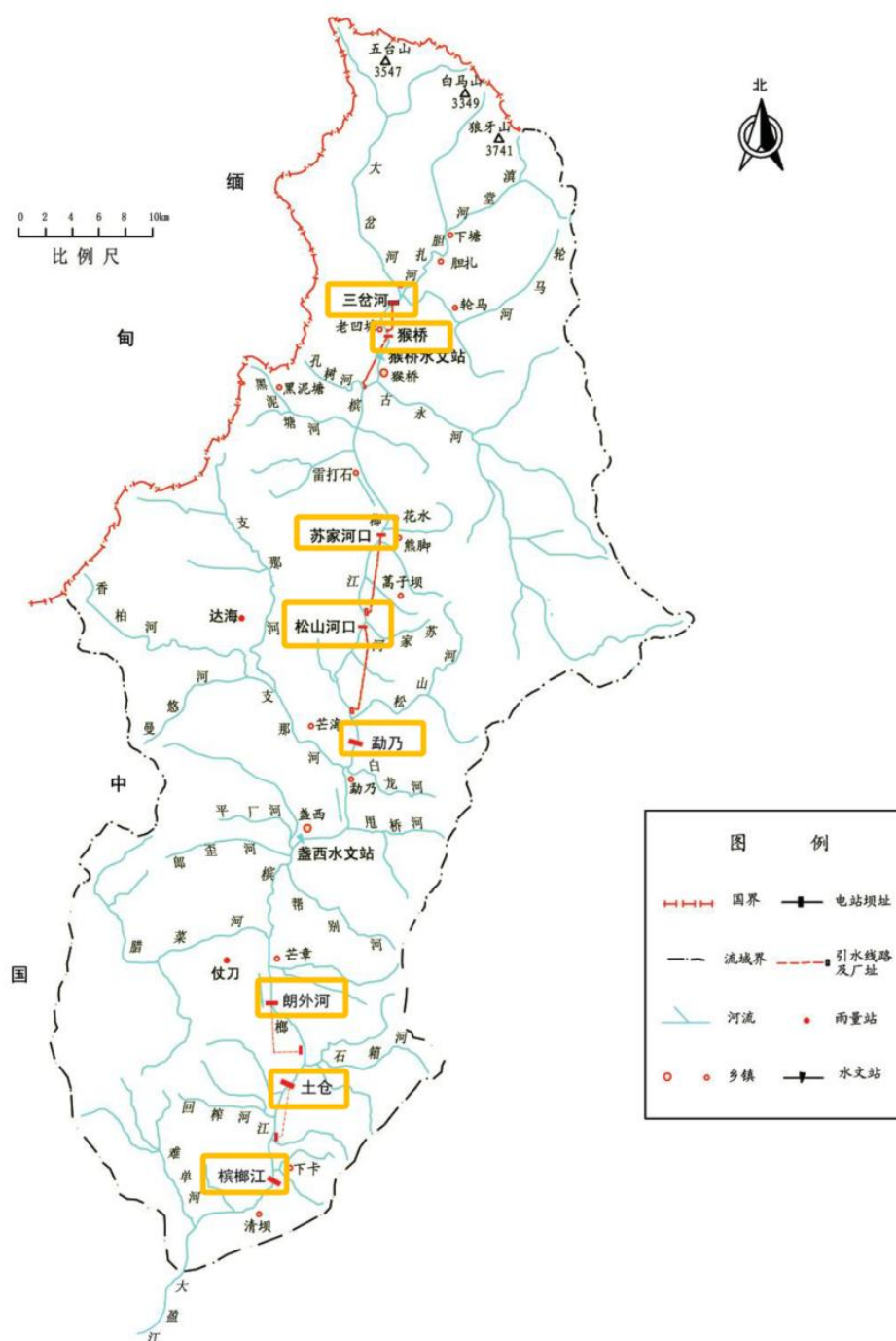
表 285 槟榔江流域内其他主要水电站建设情况

单位：平方千米；米；亿立方米；兆瓦

项目	流域面积	开发方式	正常蓄水位	死水位	调节库容	调节性能	装机容量	建设情况
三岔河	382.4	混合式	1,895	1,848	2.4007	年调节	72	已建
猴桥	399.4	引水式	1,719	1,713	0.0041	日调节	48	已建
勐乃	1,086	坝后式	1,057	1,054	0.0232	日调节	30	已建
朗外河	1,949	引水式	983.7	980.7	0.188	日调节	45	已建
土仓	2,124	引水式	932.5	932.5	-	无调节	35	已建
槟榔江	2,160	引水式	878	878	-	无调节	21	已建

槟榔江流域各水电站情况如下图所示：

图 24 槟榔江流域各水电站情况



2. 同一流域范围内水电站来水量的竞争情况

对于同一流域的梯级水电站，上下游电站的发电逻辑使其利益一致。梯级水库上一级发电后的尾水，流入下一级再次发电，一股水流多次转化成电能，通过水库有效地配合衔接可提高发电效率，高效利用水资源。

上下游水电站的连接决定了两者发电效益高度绑定，而非零和博弈，上游水电站在追求自身发电目标的同时，水亦将通过依次来水快速流至下游各级水电站，从根本上避免了上下游电站运营时可能出现的水量争夺或低效利用问题。

因此，新购入不动产项目与槟榔江流域其他梯级电站在来水方面利益一致，不构成直接竞争关系。

二、防范利益冲突的安排及信息披露

（一）利益冲突的防范措施

1. 基金管理人

基金管理人公司制度、工作流程、议事规则等的制订，公司各部门和员工的从业行为都以保护投资者利益为根本出发点。

基金管理人将严格依法依规，就发生的各类利益冲突情形，进行全面、及时的信息披露。

基金管理人严格遵守公平交易的规定，在投资管理活动中公平对待不同的不动产基金。

2. 发起人

发起人京能国际已出具《北京能源国际控股有限公司关于避免同业竞争的承诺函》，承诺：1）本公司和/或同一控制下的关联方直接或通过其他任何方式间接拥有、管理和运营的其他与新购入不动产项目位于同一城市的水电站项目，构成不动产项目的竞争性项目（简称“竞争性项目”）；2）对本公司持有并运营的竞争性项目，本公司承诺在本公司或本公司同一控制下的关联方持有基础设施份额期间，将采取充分、适当的措施，公平对待新购入不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将新购入项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用本公司或本公司同一控制下的关联方不动产基金份额持有人的地位或利用该地位获得的信息作出不利于不动产基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。同时，在竞争性项目符合不动产基金适用法律

法规要求的不动产项目条件的情况下，将给予不动产基金在同等条件下优先收购该等竞争性项目的权利。

3. 运营管理机构

(1) 首发项目运营管理机构

运营管理机构要以委托人的利益优先，保护委托人的根本利益。

运营管理机构严格依法依规，就发生的各类利益冲突情形，进行全面、及时的信息披露。

运营管理机构严格遵守公平原则，在管理不动产项目中公平对待不同的不动产项目，以不低于管理自持项目的标准管理受委托项目。

作为本基金聘任的运营管理机构，内蒙古京能新能源科技有限公司已出具《关于避免同业竞争的承诺函》，承诺如下：

“一、截至本承诺函出具之日，本公司和本公司实际控制的关联方不存在直接或通过其他任何方式间接持有或运营其他同一服务区域的与京能光伏项目存在直接竞争的集中式光伏发电项目（简称“竞争性项目”），不存在直接的同业竞争的情形。

二、本公司承诺，本公司将制定或完善与同业竞争相关联的制度、规定。

三、本公司承诺，在本公司作为基础设施基金的运营管理机构期间，将针对京能光伏项目内设独立机构，本公司将确保京能光伏项目的账务、人员与其他集中式光伏发电项目相互独立，以降低或有的同业竞争与利益冲突风险。

四、本公司承诺，本公司将根据自身针对集中式光伏发电项目同类资产的既有管理规范 and 标准以及《运营管理服务协议》生效后针对同类资产制定的新的管理规范 and 标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于本公司管理的其他同类资产的运营管理水平为京能光伏项目提供运营管理服务，在管理运营其他同类资产时，将公平公正对待不同的基础设施项目，采取适当措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

五、在本公司作为基础设施基金的运营管理机构期间或在本公司或本公司同一控制下的关联方持有基础设施基金份额期间，如本公司和/或本公司实际控制的关联方直接或通过其他任何方式间接持有或运营竞争性项目，本公司将采

取充分、适当的措施，公平对待京能光伏项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将项目公司所取得或可能取得的优先业务机会授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用基础设施基金运营管理机构或该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

六、如因京能光伏项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基础设施基金投资者利益的，本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

本承诺函为本公司的真实意思表示，对本公司具有法律约束力，且是不可撤销的。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督，积极采取措施履行本承诺，并依法承担相应责任。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺，任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性”。

(2) 扩募项目运营管理机构

运营管理机构应以委托人的利益优先，保护委托人的根本利益。

1) 《运营管理服务协议》就避免利益冲突进行约定

运营管理机构在运营管理机构任期内，运营管理机构同时向其他机构就其他不动产项目提供运营服务的，应当采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，并配合履行信息披露义务。

对于其自持不动产项目或为其他项目提供运营管理服务中可能与其履行《运营管理服务协议》下职责出现利益冲突的，运营管理机构应当事先按照监管机构的要求向基金管理人披露，并不得损害不动产基金及其持有人的利益。

2) 《运营管理服务协议》中设置激励运营管理服务费

本基金设置激励运营管理服务费，如不动产基金存续期间，不动产项目运营良好产生超额收益，激励运营管理服务费合计为超额净收入的 5%、10%。本基金设置运营管理服务费扣减机制，当不动产项目运营不及预期，将扣减运营管理机构收取的运营管理服务费。

同时，依据《基金指引》，基金管理人对运营管理机构以负面清单的形式进行考核，并根据考核情况扣减运营管理服务费。如某一年度因负面清单事宜扣减固定运营管理服务费累积超过 30 万元（不包括本数），视为当年考核不合格。运营考核结果连续两年不合格，则基金管理人可解聘、更换运营管理机构，并应当提交不动产基金份额持有人大会投票表决，且需经参加大会的不动产基金份额持有人所持表决权的二分之一以上表决通过。

3) 运营管理机构已出具关于同业竞争和利益冲突防范措施的承诺函

根据《保山能源发展股份有限公司关于避免同业竞争的承诺函》《保山腾冲保能和顺能源科技有限公司关于避免同业竞争的承诺函》，保山能源和保能和顺公司承诺：1）本公司和/或同一控制下的关联方直接或通过其他任何方式间接拥有、管理和运营的其他与新购入不动产项目位于同一城市的水电站项目，构成不动产项目的竞争性项目（简称“竞争性项目”）；2）对本公司持有并运营的竞争性项目，在担任运营管理机构期间，将采取充分、适当的措施，公平对待新购入不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将新购入项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用本公司或本公司同一控制下的关联方不动产基金份额持有人的地位或利用该地位获得的信息作出不利于不动产基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。同时，在竞争性项目符合不动产基金适用法律法规要求的不动产项目条件的情况下，将给予不动产基金在同等条件下优先收购该等竞争性项目的权利。

4. 原始权益人

（1）首发项目原始权益人

作为本基金原始权益人，京能发展（北京）、联合光伏（常州）已出具《关于避免同业竞争的承诺函》，承诺如下：

“一、截至本承诺函出具之日，本公司不存在直接或通过其他任何方式间接持有或运营其他同一服务区域的与京能光伏项目存在直接竞争的集中式光伏发电项目，但有在湖北省规划投资 2GW 光伏或风力发电项目的计划（具体需

视资源落地情况），前述拟投资的光伏发电项目与晶泰光伏项目存在竞争，为竞争性项目。

二、本公司承诺，本公司将制定与同业竞争相关联的制度、规定。

三、对本公司持有并运营的竞争性项目，本公司承诺在本公司或本公司同一控制下的关联方持有基础设施份额期间，将采取充分、适当的措施，公平对待京能光伏项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用本公司或本公司同一控制下的关联方基础设施基金份额持有人的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。同时，在竞争性项目符合基础设施基金适用法律法规要求的基础设施项目条件的情况下，将给予基础设施基金在同等条件下优先收购该等竞争性项目的权利。

四、在本公司或本公司同一控制下的关联方持有基础设施基金份额期间，如本公司和/或本公司实际控制的关联方直接或通过其他任何方式间接持有或运营竞争性项目，本公司将采取充分、适当的措施，公平对待京能光伏项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将项目公司所取得或可能取得的优先业务机会授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用基础设施基金原始权益人的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

五、如因京能光伏项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基础设施基金投资者利益的，本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

本承诺函为本公司的真实意思表示，对本公司具有法律约束力，且是不可撤销的。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督，积极采取措施履行本承诺，并依法承担相应责任。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺，任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性”。

（2）扩募项目原始权益人

作为新购入不动产项目的原始权益人，槟榔江水电已出具《云南保山槟榔江水电开发有限公司关于避免同业竞争的承诺函》，承诺：1）本公司和/或同

一控制下的关联方直接或通过其他任何方式间接拥有、管理和运营的其他与新购入不动产项目位于同一城市的水电站项目，构成不动产项目的竞争性项目（简称“竞争性项目”）；2）对本公司持有并运营的竞争性项目，本公司承诺在本公司或本公司同一控制下的关联方持有基础设施份额期间，将采取充分、适当的措施，公平对待新购入不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将新购入项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用本公司或本公司同一控制下的关联方不动产基金份额持有人的地位或利用该地位获得的信息作出不利于不动产基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。同时，在竞争性项目符合不动产基金适用法律法规要求的不动产项目条件的情况下，将给予不动产基金在同等条件下优先收购该等竞争性项目的权利；3）针对本公司和/或同一控制下的关联方持有的其他不动产项目，若本公司、不动产项目的直接持有主体、基金管理人各方一致认为具备注入本基金的条件时，经基金管理人或专项计划管理人申请，本公司和不动产项目的直接持有主体完成内部决策并履行各级监管单位审批程序后，将在同等条件下优先将相关资产注入本基金。

（二）信息披露

1. 披露方式

基金管理人、运营管理机构或原始权益人存在利益冲突情形的，基金管理人在定期报告中披露。

2. 披露内容

基金管理人在定期报告中披露基金管理人管理同类型基金的相关安排、运营管理机构以及原始权益人自持或委托管理同类型不动产项目的情况。

3. 披露频率

基金管理人将按定期报告披露的频率披露利益冲突的情形。

三、本次扩募前新购入不动产项目的关联交易

（一）首发项目

1. 历史关联交易类型

根据尤尼泰振青会计师事务所（特殊普通合伙）出具的编号为“尤振审字[2023]第 0005 号”的《榆林市江山永宸新能源有限公司审计报告及财务报表 2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月》、江山永宸于本基金发行前出具的《承诺与声明函》，并经抽样核查相关关联交易合同等资料，江山永宸报告期内（即 2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，下同）与关联方之间的关联交易主要包括采购商品、接受劳务、销售商品、提供服务、关联租赁、关联担保、应收应付等。

根据尤尼泰振青会计师事务所（特殊普通合伙）出具的编号为“尤振审字[2023]第 0004 号”的《湖北晶泰光伏电力有限公司审计报告及财务报表 2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月》、湖北晶泰于本基金发行前出具的《承诺与声明函》，并经抽样核查相关关联交易合同等资料，湖北晶泰报告期内与关联方之间的关联交易主要包括采购商品、接受劳务、转让债权、关联租赁、关联担保、应收应付等。

2. 历史关联交易金额

（1）江山永宸历史关联交易

根据《榆林市江山永宸新能源有限公司审计报告及财务报表 2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月》，在合并报表范围内，江山永宸与关联方发生的关联交易、截至 2022 年 9 月 30 日的关联交易余额及项目组对发生的关联交易进行的核查结果如下：

1) 采购货物及接受劳务

表 286 江山永宸向关联方采购货物及接受劳务情况

单位：元

关联方	关联交易内容	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
内蒙古京能新能源	运营管理及运	10,507,435.71	1,099,056.60	-	-

关联方	关联交易内容	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
科技有限公司	维费				
京能国际能源发展（北京）有限公司	线路使用费	7,329,756.63	-	-	-
北京鑫泰绿能科技有限公司	运维费	-	6,717,924.53	11,320,754.37	943,396.11
中科恒源科技股份有限公司	担保费	-	5,707,547.17	17,122,641.55	17,122,641.55
江山永泰投资控股有限公司	运维费及服务 费	-	1,384,842.73	4,154,528.16	4,154,500.65
陕西亿润新能源科技有限公司	预防性试验费	-	-	1,698,113.16	-
合计		17,837,192.34	14,909,371.03	34,296,037.24	22,220,538.31

2) 销售商品、出售资产、转让债权情况表

表 287 江山永宸向关联方销售商品、出售资产、转让债权情况

单位：元

关联方	关联交易内容	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
陕西亿润新能源科技有限公司	售车	-	-	106,738.53	-
京能国际能源发展（北京）有限公司	转让送出线路	125,950,074.34	10,107,688.20	-	-
京能国际能源发展（北京）有限公司	送出线路债权转让	1,447,458.33	-	-	-
京能国际能源发展（北京）有限公司	送出线路债务转让	78,000,700.00	-	-	-
合计		205,398,232.67	10,107,688.20	106,738.53	-

3) 公司承租关联方资产

表 288 江山永宸承租关联方资产情况

单位：元

出租方名称	租赁资产 种类	应支付的租赁款项			
		2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
京能国际能源发展（北京）有限公司	送出线路	8,706,075.01	-	-	-

4) 接受关联方担保

表 289 江山永宸接受关联方担保情况

单位：元

担保方	担保金额	担保起始日	担保终止日	担保是否已经履行完毕
北京能源国际控股有限公司	1,935,389,337.50	2021/4/30	2030/12/26	否

5) 应收关联方款项

表 290 江山永宸应收关联方款项情况

单位：元

关联方	科目名称	2022 年 9 月 末	2021 年末	2020 年末	2019 年末
京能国际能源发展 (北京) 有限公司	其他应收款	865,990,062.0 9	684,713,719.7 6	-	-
江山永泰投资控股 有限公司	其他应收款	-	-	192,724,983.5 3	187,724,983, 53
中科恒源科技股份 有限公司	预付账款	-	-	856,210.66	17,978,852.1 7
商翺	其他应收款	-	-	-	5,680,742.61
合计		865,990,062.0 9	684,713,719.7 6	193,581,194.1 9	211,384,578. 31

6) 应付关联方款项

表 291 江山永宸 6) 应付关联方款项情况

单位：元

科目名称	关联方	2022 年 9 月末	2021 年末	2020 年末	2019 年末
应付账款	北京鑫泰绿能科技 有限公司	-	3,670,500.01	13,000,000.00	943,396.23
应付账款	内蒙古京能新能源 科技有限公司	3,712,627.29	110,000.00	-	-
应付账款	江山永泰投资控股 有限公司	-	-	20,807,600.00	16,279,164.14

应收账款	京能国际能源发展（北京）有限公司	8,706,075.015		-	-
应付账款	陕西亿润新能源科技有限公司	-	-	1,800,000.00	-
应付股利	江山丰融投资有限公司	-	-	232,530,340.36	42,763,954.76
应付股利	京能国际能源发展（北京）有限公司	90,000,000.00	-	-	-
其他应付款	江山丰融投资有限公司	-	-	5,000,000.00	5,000,000.00
其他应付款	江山新能源投资（扬州）有限公司	-	-	26,082,104.53	21,202,104.53
其他应付款	江天新能源贸易（扬州）有限公司	-	-	2,703,098.03	2,703,098.03
其他应付款	中科恒源科技股份有限公司	-	298,500.00	298,500.00	298,500.00
一年内到期的非流动负债	京能国际能源发展（北京）有限公司	195,726.88	-	-	-
租赁负债	京能国际能源发展（北京）有限公司	6,033,236.84	-	-	-
合计		108,647,666.03	4,079,000.01	302,221,642.92	89,190,217.69

江山永宸作为京能国际的控股公司，其内部沿用京能国际的内部控制制度。京能国际已制定《招标管理办法》《采购管理办法》和《合同管理办法》，对公司的招标、采购和合同签署等业务流程进行了规范和指导，确保各业务流程合法、有效。同时，江山永宸制定了《关联交易管理制度》，该制度规定了关联方、关联交易的认定方式，以及关联交易的决策权限与程序。

经核查，京能发展（北京）完成对江山永宸的股权收购、江山永宸完成股东工商变更后，江山永宸与原始权益人及其控股股东、实际控制人等关联方的关联交易履行了必要的决策程序，并签署了相关协议、与银行流水核对一致，未识别出前述程序存在以不合理的条件对交易对手方实行差别待遇的情况，符

合《公司法》等相关法律法规的规定及项目公司的公司章程、《招标管理办法》《采购管理办法》《合同管理办法》和《关联交易管理制度》等管理制度要求。

(2) 湖北晶泰历史关联交易

根据《湖北晶泰光伏电力有限公司审计报告及财务报表 2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月》，在合并报表范围内，湖北晶泰与关联方发生的关联交易、截至 2022 年 9 月 30 日的关联交易余额及项目组对发生的关联交易进行的核查结果如下：

1) 采购商品、接受劳务

表 292 湖北晶泰向关联方采购商品、接受劳务情况

单位：元

供应商名称	关联交易内容	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
北京京能国际控股有限公司华中分公司	运维服务	7,075,471.71	-	-	-
北京京能国际控股有限公司华南分公司	运维服务	-	4,716,981.00	-	-
京能国际能源发展（北京）有限公司	咨询服务	-	-	2,500,000.00	2,500,000.00
合计		7,075,471.71	4,716,981.00	2,500,000.00	2,500,000.00

2) 出售资产、转让债权情况表

表 293 湖北晶泰向关联方出售资产、转让债权情况

单位：元

关联方	关联交易内容	关联交易定价方式及决策程序	2022 年 1-9 月	2021 年度
联合光伏（常州）投资集团有限公司	转让应收补贴款	以八五折为依据定价 经理办公会审批	119,053,456.00	-

联合光伏（常州）投资集团有限公司	转让送出线路	以账面净值为依据定价 经理办公会审批	-	11,057,155.00
联合光伏（常州）投资集团有限公司	送出线路债权转让	以账面净值为依据定价 经理办公会审批	-	13,400.00
合计		-	119,053,456.00	11,070,555.00

3) 关联租赁情况（承租）

表 294 湖北晶泰承租关联方资产情况

单位：元

出租方名称	租赁资产种类	应支付的租赁款项			
		2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
联合光伏（常州）投资集团有限公司	送出线路	1,242,600.00	-	-	-

4) 接受关联方担保（作为被担保方）

表 295 湖北晶泰接受关联方担保情况

单位：元

担保方	担保事项	担保金额	担保起始日	担保终止日	担保是否已经履行完毕
联合光伏（常州）投资集团有限公司	贷款	518,860,000.00	2019/9/30	2021/9/2	是
联合光伏（常州）投资集团有限公司	租赁	250,000,000.00	2019/10/31	2021/11/15	是

5) 应收关联方款项

表 296 湖北晶泰应收关联方款项情况

单位：元

项目名称	关联方	2022 年 9 月末	2021 年末	2020 年末	2019 年末
其他应收款	联合光伏（常州）投资集团有限公司	-	-	314,112,018.95	393,082,018.95

其他应收款	哈密辉腾光伏电力有限公司	-	-	-	8,030,000.00
其他应收款	丝绸之路招商新能源（常州）有限公司	-	-	-	2,500.00
合计		-	-	314,112,018.95	401,114,518.95

6) 应付关联方款项

表 297 湖北晶泰应付关联方款项情况

单位：元

项目名称	关联方	2022 年 9 月末	2021 年末	2020 年末	2019 年末
应付账款	京能国际能源发展（北京）有限公司	-	-	2,650,000.00	2,650,000.00
应付账款	北京京能国际控股有限公司华中分公司	5,000,000.00	-	-	-
应付账款	联合光伏（常州）投资集团有限公司	1,242,600.00	-	-	-
应付股利	联合光伏（常州）投资集团有限公司	134,000,000.00	134,000,000.00	-	-
其他应付款	联合光伏（常州）投资集团有限公司	96,083,567.69	237,639,995.90	-	-
其他应付款	常州鼎晖新能源有限公司	-	-	-	50,000,000.00
其他应付款	丝绸之路新能源（常州）有限公司	-	-	-	1,000,000.00
一年内到期的非流动负债	联合光伏（常州）投资集团有限公司	558,681.11	-	-	-
租赁负债	联合光伏（常州）投资集团有限公司	12,915,344.81	-	-	-
合计		249,800,193.62	371,639,995.90	2,650,000.00	53,650,000.00

湖北晶泰作为京能国际的控股公司，其内部沿用京能国际的内部控制制度。

京能国际已制定《招标管理办法》《采购管理办法》和《合同管理办法》，对公司的招标、采购和合同签署等业务流程进行了规范和指导，确保各业务流程

合法、有效。同时，京能国际制定了《关联交易管理制度》，该制度规定了关联方、关联交易的认定方式，以及关联交易的决策权限与程序。

经核查，湖北晶泰与原始权益人及其控股股东、实际控制人等关联方的关联交易履行了必要的决策程序，并签署了相关协议，与银行流水核对一致，未识别出前述程序存在以不合理的条件对交易对手方实行差别待遇的情况，符合《公司法》等相关法律法规的规定及公司章程、《招标管理办法》《采购管理办法》《合同管理办法》和《关联交易管理制度》等管理制度要求。

（二）新购入不动产项目

1. 与新购入不动产项目发生交易的关联方情况

表 298 与新购入不动产项目发生交易的关联方情况

关联方名称	与不动产项目关系
云南槟榔江水电开发有限公司	母公司
云南保山电力股份有限公司	其法定代表人担任保山能源董事，保山能源为槟榔江水电唯一股东
保山腾冲保能和顺能源科技有限公司	最终同一控制方

2. 新购入不动产项目历史关联交易类型

根据致同会计师事务所（特殊普通合伙）出具的编号为“致同审字(2025)第 110A034610 号”的《云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司持有的苏家河口和松山河口水电站基础设施相关资产及业务 2022 年、2023 年、2024 年及 2025 年 1-6 月备考财务报表审计报告》，截至 2025 年 6 月 30 日，新购入不动产项目近三年及一期与其关联方槟榔江水电之间的关联交易主要为两河水电公司 2024 年度及 2025 年 1-6 月向槟榔江水电租赁 220 千伏送出线路而产生的应支付租赁款项。

新购入不动产项目近三年及一期与其关联方保山电力之间的关联交易主要包括通过电力交易平台开展交易产生的售电收入。保山电力法人杨思锋担任保山能源董事，保山能源直接控制槟榔江水电，并间接控制项目公司两河水电公司，故保山电力为两河水电公司关联方，两河水电公司与保山电力发生的电力

交易构成关联交易。保山电力是原始权益人槟榔江水电的关联方，因此，槟榔江水电与保山电力签署的《电力交易合同》被认定为关联交易⁸⁵。

新购入不动产项目近三年及一期与其关联方保能和顺公司之间的关联交易主要为保能和顺公司为两河水电公司提供的运维服务。

3. 新购入不动产项目历史关联交易金额

(1) 与槟榔江水电的历史关联交易金额

根据《云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司持有的苏家河口和松山河口水电站基础设施相关资产及业务 2022 年、2023 年、2024 年及 2025 年 1-6 月备考财务报表审计报告》，截至 2025 年 6 月 30 日，新购入不动产项目与关联方发生的关联交易余额如下：

两河水电公司 2025 年 1-6 月应支付槟榔江水电的租赁款项金额为 101.70 万元。2024 年及 2025 年 1-6 月，两河水电公司应支付槟榔江水电的租赁负债利息支出金额分别为 70.69 万元、37.54 万元。

(2) 与保山电力的历史关联交易金额

根据《云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司持有的苏家河口和松山河口水电站基础设施相关资产及业务 2022 年、2023 年、2024 年及 2025 年 1-6 月备考财务报表审计报告》，截至 2025 年 6 月 30 日，新购入不动产项目与关联方发生的关联交易余额如下：

⁸⁵ 结合《公司法》第二百六十五条第（四）项规定，“关联关系”是指公司控股股东、实际控制人、董事、监事、高级管理人员与其直接或者间接控制的企业之间的关系，以及可能导致公司利益转移的其他关系。据此，公司法规定的关联关系包括两种：（1）控股股东、实际控制人和董监高与其直接或间接控制的企业之间的关系；以及（2）可能导致公司利益转移的其他关系。结合《公司法》第一百八十二条的规定，“可能导致公司利益转移的其他关系”又主要包括三个方面关系：一是董监高的近亲属与公司形成的关系；二是董监高或者其近亲属直接或者间接控制的企业与公司形成的关系；三是与董监高有其他关联关系的关联方与公司形成的关系。《企业会计准则第 36 号--关联方披露》（财会〔2006〕3 号）第四条规定：“下列各方构成企业的关联方：……（十）该企业主要投资者个人、关键管理人员或与其关系密切的家庭成员控制、共同控制或施加重大影响的其他企业。”第七条规定：“关联方交易是指关联方之间转移资源、劳务或义务的行为，而不论是否收取价款。”根据《上海证券交易所股票上市规则》6.3.3 规定：具有以下情形之一的自然人，为上市公司的关联自然人：直接或者间接地控制上市公司的法人（或者其他组织）的董事、监事和高级管理人员。具有以下情形之一的法人（或者其他组织），为上市公司的关联法人（或者其他组织）：关联自然人直接或者间接控制的、或者担任董事（不含同为双方的独立董事）、高级管理人员的。

槟榔江水电 2020 年至 2025 年与保山电力签订中长期交易合同和电力交易合同，通过电力交易平台开展交易，由电力交易机构正式发布的交易结果确认交易电量。槟榔江水电与保山电力双方在基准价的基础上协商确定交易价格。

表 299 新购入不动产项目近三年一期与保山电力关联交易情况

单位：万元

关联方	关联交易内容	2025 年 1-6 月	2024 年	2023 年	2022 年
云南保山电力股份有限公司	售电	13,464.48	27,990.02	21,467.78	25,748.00

(3) 与保能和顺公司的历史关联交易金额

根据《云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司持有的苏家河口和松山河口水电站基础设施相关资产及业务 2022 年、2023 年、2024 年及 2025 年 1-6 月备考财务报表审计报告》，截至 2025 年 6 月 30 日，项目公司两河水电公司与关联方发生的关联交易余额如下：

根据保山能源、保能和顺公司与两河水电公司签署的《运营管理协议》，约定自 2024 年 7 月 1 日至协议约定终止事件发生的期间内，由保能和顺公司为两河水电公司提供运营管理服务，服务内容包括但不限于执行日常运营服务、实施水电站维修、改造等。2024 年及 2025 年 1-6 月，运营管理成本及运营管理服务费合计分别为 2,872.83 万元、2,028.82 万元。

4. 新购入不动产项目关联交易及定价公允性

新购入不动产项目产生的上网电量由优先发电计划（西电东送）和市场化上网电量构成，其直接购电方为云南电网公司。协议内西电东送电量，由云南电网公司按相关规定向广东省等东部沿海地区输送，并按政府相关规定确定价格；市场化交易电量部分，按市场化方式进行定价。

两河水电公司作为售电方、保山电力作为购电方参与电力中长期交易主要通过双边协商方式进行，双方依照《云南电力市场交易组织管理办法》《云南电力市场结算管理办法》（昆明交易〔2023〕405 号）、《云南电力中长期交易实施细则》（云监能市场〔2024〕145 号）、《云南电力市场结算实施细则（V2.0 版）》（昆明交易〔2024〕530 号）等电力市场交易规则执行，通过电

力交易平台签署《云南电力中长期交易合同示范文本》，自主协商不动产项目电量交割时段、交易电量、价格，在交易时间内通过昆明电力交易中心进行申报和确认，并经电力调度机构及电力交易中心校核后成交，交易程序符合相关规则，遵循了市场化交易原则。

5. 关联交易对新购入不动产项目市场化运营的影响

保山电力虽然是不动产项目的重要现金流提供方和关联交易方，但穿透来看，市场化交易部分的电力用户主要为保山市当地居民及大工业、一般工商业等，现金流的底层提供方极为分散，且现金流提供方对于电力购买具有持续刚性需求，因此该项目具备长期稳定的终端电力销售收入，购电方集中度风险较低，关联交易对不动产项目市场化运营基本不会造成影响。

四、基金存续期关联交易管理

（一）本基金关联方

根据《基金法》《基金指引》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》《企业会计准则第 36 号—关联方披露》及《基金管理人年度报告内容与格式准则》第二十七条等有关关联方的相关规定，本基金关联方应当区分为关联法人与关联自然人。

1. 关联法人

（1）直接或者间接持有本基金 30%以上基金份额的法人或其他组织，及其直接或间接控制的法人或其他组织；

（2）持有本基金 10%以上基金份额的法人或其他组织；

（3）基金管理人、基金托管人、资产支持证券管理人、运营管理机构及其控股股东、实际控制人或者与其有其他重大利害关系的法人或其他组织；

（4）同一基金管理人、资产支持证券管理人管理的同类型产品，同类型产品是指投资对象与本基金投资不动产项目类型相同或相似的产品；

（5）由本基金的关联自然人直接或者间接控制的，或者由关联自然人担任董事、高级管理人员的除本基金及其控股子公司以外的法人或其他组织；

（6）根据实质重于形式原则认定的其他与本基金有特殊关系，可能导致本基金利益对其倾斜的法人或其他组织。

以上涉及投资者持有的基金份额的界定，包括登记在其名下和虽未登记在其名下但该投资者可以实际支配表决权的份额。

2. 关联自然人

（1）直接或间接持有本基金 10%以上基金份额的自然人；

（2）基金管理人、资产支持证券管理人、运营管理机构、项目公司的董事、监事（如有）和高级管理人员；

（3）本条第（1）项和第（2）项所述人士的关系密切的家庭成员，包括配偶、年满 18 周岁的子女及其配偶、父母及配偶的父母、兄弟姐妹及其配偶、配偶的兄弟姐妹、子女配偶的父母；

（4）根据实质重于形式原则认定的其他与本基金有特殊关系，可能导致本基金利益对其倾斜的自然人。

（二）关联交易

根据《企业会计准则第 36 号—关联方披露》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》及《基金管理公司年度报告内容与格式准则》第二十七条等有关关联交易的相关规定，本基金的关联交易是指本基金或者其控制的特殊目的载体与关联方之间发生的转移资源或者义务的事项，除传统基金界定的买卖关联方发行的证券或承销期内承销的证券等事项外，还包括但不限于以下交易：

1、本基金层面：不动产基金购买资产支持证券、不动产基金借入款项、聘请运营管理机构等。

2、资产支持证券层面：专项计划购买、出售项目公司股权。

3、项目公司层面：不动产项目出售与购入；不动产项目运营、管理阶段存在的购买、销售等行为。

其中，关联交易的金额计算系指连续 12 个月内累计发生金额。就本基金而言，关联交易具体包括如下事项：

1、购买或者出售资产；

- 2、对外投资（含委托理财、委托贷款等）；
- 3、提供财务资助；
- 4、提供担保；
- 5、租入或者租出资产；
- 6、委托或者受托管理资产和业务；
- 7、赠予或者受赠资产；
- 8、债权、债务重组；
- 9、签订许可使用协议；
- 10、转让或者受让研究与开发项目；
- 11、购买原材料、燃料、动力；
- 12、销售产品、商品；
- 13、提供或者接受劳务；
- 14、委托或者受托销售；
- 15、在关联人的财务公司存贷款；
- 16、与关联人共同投资；
- 17、根据实质重于形式原则认定的其他通过约定可能引致资源或者义务转移的事项；
- 18、法律法规规定的其他情形。

（三）关联交易的决策与审批

1、基金管理人已制定基金资产关联交易相关的管理办法，并对重大关联交易、一般限制性关联交易分别制定了对应的内部审议程序。

2、不动产基金成立后发生的金额超过基金净资产 5%且低于基金净资产 20%的关联交易（金额是指连续 12 个月内累计发生金额），应当经参加大会的基金份额持有人所持表决权的二分之一以上表决通过。

3、不动产基金成立后发生的金额占基金净资产 20%及以上的关联交易（金额是指连续 12 个月内累计发生金额），应当经参加大会的基金份额持有人所持表决权的三分之二以上表决通过。

4、无需另行决策与审批的关联交易事项

如京能国际或其指定受让方依照基金合同约定无偿受让、优先受让、以届时不动产项目评估值受让晶泰光伏项目、榆林光伏项目、苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目，无需另行进行关联交易决策与审批。

就基金合同、招募说明书等信息披露文件以及专项计划文件已明确约定的关联交易事项，该等关联交易事项无需另行进行决策与审批，但在发生后应及时进行信息披露。

第四节 基金运作

一、基金的信息披露

（一）本基金的信息披露应符合《基金法》《运作办法》《信息披露办法》《公开募集开放式证券投资基金流动性风险管理规定》《基金指引》《上海证券交易所证券投资基金上市规则（修订稿）》、基金合同及其他有关规定。相关法律法规关于信息披露的披露方式、披露内容、登载媒介、报备方式等规定发生变化时，本基金从其最新规定。

本基金应当充分披露与产品特征相关的重要信息。确不适用的常规基金信息披露事项，可不予披露，包括但不限于：每周基金资产净值和基金份额净值，半年度和年度最后一个交易日基金份额净值和基金份额累计净值，定期报告基金净值增长率及相关比较信息。

（二）信息披露义务人

本基金信息披露义务人包括基金管理人、基金托管人、召集基金份额持有人大会的基金份额持有人、基金的收购及基金份额权益变动活动中的信息披露义务人等法律、行政法规和中国证监会规定的自然人、法人和非法人组织。

本基金信息披露义务人以保护基金份额持有人利益为根本出发点，按照法律法规和中国证监会的规定披露基金信息，并保证所披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性、简明性和易得性。

本基金信息披露义务人应当在中国证监会规定时间内，将应予披露的基金信息通过中国证监会规定媒介披露，并保证基金投资者能够按照基金合同约定的时间和方式查阅或者复制公开披露的信息资料。

（三）信息披露的禁止行为

本基金信息披露义务人承诺公开披露的基金信息，不得有下列行为：

- 1.虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏；
- 2.对证券投资业绩进行预测；
- 3.违规承诺收益或者承担损失；
- 4.诋毁其他基金管理人、基金托管人或者基金销售机构；

- 5.登载任何自然人、法人和非法人组织的祝贺性、恭维性或推荐性的文字；
- 6.中国证监会禁止的其他行为。

（四）公开披露的种类和事项

公开披露的种类和事项包括：

1. 基金合同、招募说明书、基金托管协议、基金产品资料概要

（1）基金合同是界定基金合同当事人的各项权利、义务关系，明确基金份额持有人大会召开的规则及具体程序，说明基金产品的特性等涉及基金投资者重大利益的事项的法律文件。

（2）招募说明书应当最大限度地披露影响基金投资者决策的全部事项，说明基金认购安排、基金投资、基金产品特性、风险揭示、信息披露及基金份额持有人服务、本基金整体架构及持有特殊目的载体的情况、预计上市时间表、募集资金用途、资产支持证券基本情况、不动产项目基本情况、不动产项目财务状况及经营业绩分析、不动产项目现金流测算分析、不动产项目运营未来展望、不动产项目最近3年及一期的财务报告及审计报告、不动产项目运营管理安排、借款安排、关联交易情况、原始权益人基本情况及原始权益人拟认购不动产基金份额情况、不动产项目评估报告、相关参与主体的基本情况、战略投资者选取标准、向战略投资者配售的基金份额数量及占本次基金发售数量的比例以及持有期限安排、审计与验资费、评估费、律师费、信息披露费、发售的手续费及相应的费用承担方式、可能影响投资者决策的其他重要信息等内容。基金合同生效后，招募说明书的信息发生重大变更的，基金管理人应当在三个工作日内，更新招募说明书并登载在规定网站上；招募说明书其他信息发生变更的，基金管理人至少每年更新一次。基金终止运作的，基金管理人不再更新招募说明书。

（3）基金托管协议是界定基金托管人和基金管理人在基金财产保管及基金运作监督等活动中的权利、义务关系的法律文件。

（4）基金产品资料概要是招募说明书的摘要文件，用于向投资者提供简明的基金概要信息。基金合同生效后，基金产品资料概要的信息发生重大变更的，基金管理人应当在三个工作日内，更新基金产品资料概要，并登载在规定网站

及基金销售机构网站或营业网点；基金产品资料概要其他信息发生变更的，基金管理人至少每年更新一次。基金终止运作的，基金管理人不再更新基金产品资料概要。

基金募集申请经中国证监会注册后，基金管理人在基金份额发售的3日前，将基金份额发售公告、招募说明书提示性公告和基金合同提示性公告登载在指定报刊上，将基金份额发售公告、招募说明书、基金产品资料概要、基金合同和基金托管协议登载在指定网站上，并将基金产品资料概要登载在基金销售机构网站或营业网点。

2. 不动产基金询价公告

基金管理人应当就本基金发售、询价的具体事宜编制基金发售方案及询价公告，上海证券交易所对发售申请无异议的，连同基金合同、招募说明书及产品资料概要登载于规定媒介。

3. 基金份额发售公告

基金管理人应当就基金份额发售的具体事宜编制基金份额发售公告，并在基金份额认购首日的3日之前登载于规定媒介上。

4. 基金合同生效公告

基金管理人应当在基金合同生效的次日在指定媒介上登载基金合同生效公告。基金管理人应当在公告中披露最终向战略投资者、网下投资者和公众投资者发售的基金份额数量及其比例，获配战略投资者、网下投资者名称以及每个获配投资者的报价、认购数量、获配数量以及战略投资者的持有期限安排等，并明确说明自主配售的结果是否符合事先公布的配售原则。对于提供有效报价但未参与认购，或实际认购数量明显少于报价时拟认购量的网下投资者应列表公示并着重说明。

5. 基金份额上市交易公告书

基金份额获准在上海证券交易所上市交易的，基金管理人应当在基金份额上市交易的三个工作日前，将基金份额上市交易公告书登载在规定网站上，并将上市交易公告书提示性公告登载在规定报刊上。

6. 基金定期报告，包括基金年度报告、基金中期报告和基金季度报告

基金管理人应当在每年结束之日起三个月内，编制完成基金年度报告，将年度报告登载在规定网站上，并将年度报告提示性公告登载在规定报刊上。基金年度报告中的财务会计报告应当经过符合《证券法》规定的会计师事务所审计。

基金管理人应当在上半年结束之日起两个月内，编制完成基金中期报告，将中期报告登载在规定网站上，并将中期报告提示性公告登载在规定报刊上。

基金管理人应当在季度结束之日起 15 个工作日内，编制完成基金季度报告，将季度报告登载在规定网站上，并将季度报告提示性公告登载在规定报刊上。

基金合同生效不足 2 个月的，基金管理人可以不编制当期季度报告、中期报告或者年度报告。

本基金定期报告除按照法规要求披露相关信息外，还应当设立专门章节详细披露下列信息：

（1）本基金产品概况及主要财务指标。季度报告主要财务指标包括基金本期收入、本期净利润、本期经营活动产生的现金流量、本期可供分配金额和单位可供分配金额及计算过程、本期及过往实际分配金额（如有）和单位实际分配金额（如有）等；中期报告和年度报告主要财务指标除前述指标外还应当包括期末基金总资产、期末基金净资产、期末基金份额净值、基金总资产占基金净资产比例等，年度报告需说明实际可供分配金额与测算可供分配金额差异情况（如有）；

（2）不动产项目明细及运营情况；

（3）本基金财务报告及不动产项目财务状况、业绩表现、未来展望情况；

（4）不动产项目现金流归集、管理、使用及变化情况，如单一客户占比较高的，应当说明该收入的公允性和稳定性；

(5) 不动产项目公司对外借入款项及使用情况，包括但不限于符合《基金指引》借款要求的情况说明；

(6) 不动产基金及资产支持证券管理人、托管人及运营管理机构等履职情况；

(7) 不动产基金及资产支持证券管理人、托管人及参与机构费用收取情况；

(8) 报告期内购入或出售不动产项目情况；

(9) 关联关系、报告期内发生的关联交易及相关利益冲突防范措施；

(10) 报告期内基金份额持有人结构变化情况，并说明关联方持有基金份额及变化情况；

(11) 可能影响投资者决策的其他重要信息。

本基金季度报告披露内容可不包括前款第(3)、(6)、(9)、(10)项，本基金年度报告还应当载有不动产项目的评估报告、年度审计报告。

7. 临时报告

本基金发生重大事件，有关信息披露义务人应当按规定编制临时报告书，并登载在规定报刊和规定网站上。

前款所称重大事件，是指可能对基金份额持有人权益或者基金份额的价格产生重大影响的下列事件：

(1) 基金份额持有人大会的召开及决定的事项；

(2) 基金终止上市交易、基金合同终止、基金清算；

(3) 基金扩募、延长基金合同期限；

(4) 转换基金运作方式、基金合并；

(5) 更换基金管理人、基金托管人、基金份额登记机构，基金更换会计师事务所、律师事务所、评估机构等专业服务机构；

(6) 基金管理人委托基金服务机构代为办理基金的份额登记、核算、估值等事项，基金托管人委托基金服务机构代为办理基金的核算、估值、复核等事项；

(7) 基金管理人、基金托管人的法定名称、住所发生变更；

(8) 基金管理人股东及其出资比例发生变更，基金管理人变更持有百分之五以上股权的股东、基金管理人的实际控制人变更；

(9) 基金募集期延长或提前结束募集；

(10) 基金管理人的高级管理人员、基金经理和基金托管人专门基金托管部门负责人发生变动；

(11) 基金管理人的董事在最近 12 个月内变更超过百分之五十，基金管理人、基金托管人专门基金托管部门的主要业务人员在最近 12 个月内变动超过百分之三十；

(12) 涉及基金财产、基金管理业务、基金托管业务的诉讼或仲裁；

(13) 基金管理人或其高级管理人员、基金经理因基金管理业务相关行为受到重大行政处罚、刑事处罚，基金托管人或其专门基金托管部门负责人因基金托管业务相关行为受到重大行政处罚、刑事处罚；

(14) 基金管理人运用基金财产买卖基金管理人、基金托管人及其控股股东、实际控制人或者与其有重大利害关系的公司发行的证券或者承销期内承销的证券，或者从事其他重大关联交易事项，但中国证监会另有规定的除外；

(15) 基金收益分配事项；

(16) 管理费、托管费服务报酬及不动产项目运营方运营成本等费用计提标准、计提方式和费率发生变更；

(17) 基金份额净值计价错误达基金份额净值百分之零点五；

(18) 基金交易价格发生较大波动、基金份额停复牌；

(19) 基金管理人、基金托管人受到监管部门的调查；

(20) 变更基金份额发售机构；

(21) 基金更换注册登记机构。

除《信息披露办法》规定的情形外，发生下列情形时，基金管理人应当依法编制并发布临时公告：

(1) 本基金发生重大关联交易；

(2) 不动产项目公司对外借入款项或者基金总资产被动超过基金净资产 140%；

(3) 金额占基金净资产 10%及以上的交易；

(4) 金额占基金净资产 10%及以上的损失；

(5) 不动产项目购入或出售；

(6) 不动产项目运营情况、现金流或产生现金流能力发生重大变化；

(7) 基金管理人、资产支持证券管理人发生重大变化或管理不动产基金的主要负责人员发生变动，项目公司、运营管理机构发生重大变化；

(8) 基金管理人、基金托管人、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人、项目公司、运营管理机构等涉及重大诉讼或者仲裁；

(9) 基金更换评估机构、律师事务所、会计师事务所等专业机构；

(10) 基金管理人、资产支持证券管理人发生重大变化或者管理不动产基金的主要负责人员发生变动；

(11) 原始权益人或其同一控制下的关联方卖出战略配售取得的基金份额；

(12) 基金管理人委托的运营管理机构发生变更；

(13) 不动产基金估值发生重大调整；

(14) 出现要约收购情形时；

(15) 出现可能对基金份额价格产生误导性影响或者引起较大波动，以及可能损害基金份额持有人权益的传闻或者报道；

(16) 法律法规、中国证监会、本所规定，或者基金信息披露义务人认为可能对不动产基金份额持有人利益或基金资产净值产生重大影响的其他事项；

(17) 基金清算期，在不动产项目处置期间，基金管理人应当按照法规规定和基金合同约定履行信息披露义务；

(18) 基金信息披露义务人认为可能对基金份额持有人权益或者基金份额的价格产生重大影响的其他事项或中国证监会规定和基金合同约定的其他事项。

8. 澄清公告

在基金存续期内，任何公共媒介中出现的或者在市场上流传的消息可能对基金份额价格产生误导性影响或者引起较大波动，以及可能损害基金份额持有人权益的，相关信息披露义务人知悉后应当立即对该消息进行公开澄清，并将有关情况立即报告中国证监会和基金上市交易的证券交易所。

9. 基金份额持有人大会决议

基金份额持有人大会决定的事项，应当依法报中国证监会备案，并予以公告。

10. 清算报告

基金终止运作的，基金管理人应当依法组织基金财产清算小组对基金财产进行清算并作出清算报告。基金财产清算小组应当将清算报告登载在规定网站上，并将清算报告提示性公告登载在规定报刊上。

11. 国补到期后极端风险信息披露

在基金合同期限届满之前，如基金所持有的不动产项目资产由于国补到期的原因收益大幅下降，基金管理人根据已披露的基金四季度报告数据，有合理理由相信基金该年度（指完整国补收入最后一年之后的任一年度）营业收入相较“基金享有完整国补收入最后一年（完整国补收入最后一年，指基金根据法律法规现持有的应当享有国补收入的全部不动产项目，全部月份均享有国补收入的最后完整会计年度）的营业收入”将下降 40%及以上的，应当于基金四季度报告披露之日发布提示性公告，并每隔 5 日发布一次，直到基金年度报告披露。

基金管理人应当于国补到期的首年开始，披露定期报告的同时，并进行国补到期的风险提示公告，提醒投资人国补到期可能对本基金投资收益带来的风险。

基金管理人应当于基金年度报告披露之日，根据基金年度报告数据确认是否触发基金该年度营业收入，相较“基金享有国补收入的最后一年的营业收入”下降 40%及以上。如触发的，基金管理人应当于该年度基金报告披露之日公告基金合同终止，并同时向上交所申请基金终止上市，及时披露基金终止上市相关公告。

基金自年度基金报告披露之日起开始停牌。披露日为非交易日的，于次一交易日起开始停牌。

12. 中国证监会规定的其他信息

（五）信息披露的其他说明

本基金公开披露的信息应采用中文文本。同时采用外文文本的，基金信息披露义务人应保证不同文本的内容一致。不同文本之间发生歧义的，以中文文本为准。

本基金公开披露的信息采用阿拉伯数字；除特别说明外，货币单位为人民币元。

（六）信息披露事务管理

基金管理人、基金托管人、运营管理机构应当建立健全信息披露管理制度，指定专门部门及高级管理人员负责管理信息披露事务。

基金信息披露义务人公开披露基金信息，应当符合中国证监会相关基金信息披露内容与格式准则等法规以及证券交易所的自律管理规则规定。

基金托管人应当按照相关法律法规、中国证监会的规定和基金合同的约定，对基金管理人编制的基金资产净值、基金份额净值、基金定期报告、更新的招募说明书、基金产品资料概要、基金清算报告等相关基金信息进行复核、审查，并向基金管理人进行书面或电子确认。基金托管人复核基金信息披露文件时，应当加强对基金管理人资产确认计量过程的复核。

基金管理人、基金托管人应当在规定报刊中选择一家报刊披露本基金信息。基金管理人、基金托管人应当向中国证监会基金电子披露网站报送拟披露的基金信息，并保证相关报送信息的真实、准确、完整、及时。

基金管理人、基金托管人除依法在规定媒介上披露信息外，还可以根据需要其他公共媒介披露信息，但是其他公共媒介不得早于规定媒介和基金上市的证券交易所网站披露信息，并且在不同媒介上披露同一信息的内容应当一致。

基金管理人、基金托管人除按法律法规要求披露信息外，也可着眼于为投资者决策提供有用信息的角度，在保证公平对待投资者、不误导投资者、不影响基金正常投资操作的前提下，自主提升信息披露服务的质量。具体要求应当符合中国证监会及自律规则的相关规定。前述自主披露如产生信息披露费用，该费用不得从基金财产中列支。

为基金信息披露义务人公开披露的基金信息出具审计报告、法律意见书的专业机构，应当制作工作底稿，并将相关档案至少保存到基金合同终止后 10 年。

（七）信息披露文件的存放与查阅

依法必须披露的信息发布后，基金管理人、基金托管人应当按照相关法律法规规定将信息置备于各自住所、基金上市交易的证券交易所，供社会公众查阅、复制。

（八）暂停、暂缓或延迟披露基金相关信息的情形

当出现下述情况时，基金管理人和基金托管人可暂停或延迟披露基金相关信息：

- 1、基金投资所涉及的证券交易所遇法定节假日或因其他原因暂停营业时；
- 2、不可抗力；
- 3、法律法规规定、中国证监会或基金合同认定的其他情形。

拟披露的信息存在不确定性、属于临时性商业秘密或者具有上交所认可的其他情形，及时披露可能会损害基金利益或者误导投资者，基金管理人等信息披露义务人经审慎评估及严格履行内部决策程序，且符合以下条件的，基金管理人等信息披露义务人可以暂缓披露：

- 1、拟披露的信息未泄漏；
- 2、有关内幕信息知情人已书面承诺保密；
- 3、不动产基金交易未发生异常波动。

暂缓披露的信息确实难以保密、已经泄漏或者出现市场传闻，导致不动产基金交易价格发生大幅波动的，信息披露义务人应当立即予以披露。

二、基金合同及基金托管协议

基金合同及基金托管协议中涉及基金的募集、基金合同的历史沿革、基金份额的交易、基金的投资、基金的财产、不动产基金扩募、基金资产的估值、基金的收益与分配、基金的费用与税收、基金的会计与审计、基金的终止与清算、基金合同的内容摘要、基金托管协议的内容摘要简述如下文所示。详细内

容详见信息披露文件《中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》、《中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金托管协议》。

（一）基金的募集

基金份额发售的相关业务活动应当符合法律法规、《业务办法》及上交所不动产基金发售业务的有关规定。若上交所、中国结算、证券业协会及相关登记机构、销售机构针对不动产基金的发售发布新的规则或对现有规则进行调整，基金管理人可相应对本基金的发售方式进行调整，但应在实施日前依照《信息披露办法》的有关规定在指定媒介上公告。

1. 初始募集概况

本基金经中国证监会 2023 年 3 月 2 日证监许可〔2023〕455 号文注册募集。经中国证监会书面确认，《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金合同》于 2023 年 3 月 20 日生效。

发售日期：本基金自 2023 年 3 月 14 日起向社会公开募集，公众投资者的募集期于 2023 年 3 月 14 日结束，战略投资者及网下投资者的募集期于 2023 年 3 月 15 日结束。

发售方式：基金份额的首次发售采用向战略投资者定向配售、网下向符合条件的网下投资者询价配售与网上向持有场内证券账户及持有场外基金账户的社会公众投资者定价发售相结合的方式。

本基金初始募集所有资金已于 2023 年 3 月 17 日全部划至本基金托管人华夏银行股份有限公司开立的中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金托管专户，本次募集有效认购户数为 51,450 户，有效认购份额为 300,000,000.00 份，按照每份基金份额发售价格 9.782 元人民币计算，本次募集的有效认购资金为人民币 2,934,599,976.59 元，已分别计入各基金份额持有人的基金账户，归各基金份额持有人所有。

首次发售中，京能国际能源发展（北京）有限公司认购本基金份额 15,300.00 万份，占本次基金发售比例的 51%，占基金发售总量的 20%部分持有期自上市之日起不少于 60 个月，超过 20%部分持有期自上市之日起不少于 36 个月，北京京能绿色能源并购投资基金（有限合伙）（执行事务合伙人：北京

京能同鑫投资管理有限公司）认购本基金份额 999.99 万份，占首次基金发售比例的 3.3333%，持有期自上市之日起不少于 36 个月，基金份额持有期间不允许质押。其它参与战略配售的专业机构投资者持有本基金的基金份额期限自上市之日起不少于 12 个月。

2. 本次扩募发售募集情况

本次扩募拟发售金额不高于 29.2215 亿元（含）且不低于 25.4100 亿元（含）；拟发售份额不高于 3.2522 亿份（含）。其中本次扩募发售份额上限=本次扩募发售金额上限÷（本次基金份额持有人大会公告日⁸⁶前 20 个交易日本基金交易均价×90%）×（1+调增系数）；本次调增系数=10%；向上取整。本次扩募发售待基金份额持有人大会表决通过后实施。

本次扩募拟发售金额上限的合理性分析如下：

（1）拟发售金额上限的溢价水平低于本基金二级市场的溢价水平

本次拟发售金额上限为 29.2215 亿元（含），相对于本次扩募资产估值（25.41 亿元）溢价为 15%，以基金份额持有人大会公告日为基准日（不含当日），本基金近 20 个交易日的平均市值约为 32.9457 亿元，该市值相对于本基金已投资的不动产资产估值的溢价水平，高于本次扩募发售金额上限对应的溢价水平。

（2）扩募完成后预计内部收益率将有所提升

以基金份额持有人大会公告日为基准日（不含当日），本基金近 20 个交易日的份额均价为 10.9819 元，基金市值约为 32.9457 亿元。扩募前本基金预测内部收益率为 0.49%。按本次扩募基金发售金额上限计算，拟购入不动产项目内部收益率约为 4.45%。扩募后本基金内部收益率约为 2.98%，提升了 249 个基点。

⁸⁶ 基金份额持有人大会公告日为 2025 年 11 月 5 日。

3. 扩募发售安排

(1) 基金扩募份额的发售时间、发售方式、发售流程、发售对象范围及选择标准

1) 扩募发售时间

本基金的扩募份额发售业务在本基金获得变更注册批复、基金份额持有人大会决议生效后择机实施，具体时间安排详见基金扩募方案、基金份额持有人大会决议等相关公告。

2) 扩募发售方式

本基金可选的扩募发售方式，包括向不特定对象发售、向特定对象发售（简称“定向扩募”）。其中，向不特定对象发售包括向原不动产基金持有人配售份额（简称“向原持有人配售”）和向不特定对象募集（简称“公开扩募”）。

本基金首次扩募的份额发售方式为定向扩募，具体详见基金扩募方案及基金份额持有人大会决议等相关公告。

3) 扩募发售对象

通过定向扩募认购并获得该次向特定对象发售基金份额的法人、自然人或者其他合法投资组织不超过 35 名。证券投资基金管理公司、证券公司、银行理财子公司、保险资产管理公司、合格境外机构投资者、人民币合格境外机构投资者以其管理的 2 只以上产品认购的，视为一个发售对象。

如定向扩募的发售对象属于《扩募及新购入不动产指引》第四十八条第二款规定以外的情形的，最终发售对象将在获得中国证监会准予本基金变更注册、交易所审核通过本基金的不动产基金产品变更申请并经基金份额持有人大会决议通过后，由基金管理人按照中国证监会、上海证券交易所相关规定，以竞价方式确定。定向扩募的特定投资者名称、扩募份额数量以及限售期安排等以发行情况报告书中披露的情况为准。

本基金首次扩募的发售对象、扩募份额数量以及限售期安排等具体详见基金扩募方案及基金份额持有人大会决议等相关公告。

4) 基金的扩募规模总额

遵循基金份额持有人利益优先的原则，本次扩募拟发售金额不高于 29.2215 亿元（含）且不低于 25.4100 亿元（含），拟发售份额不高于 3.2522 亿份（含）。本次扩募拟发售份额数量上限根据上述发售金额上限计算确定。本次扩募发售已获中国证监会对本基金变更注册批复，于基金份额持有人大会表决通过后实施。

（2）本基金特定投资者认购扩募份额及持有期限

根据《扩募及新购入不动产指引》，不动产基金扩募的，向新购入不动产项目的原始权益人或者其同一控制下的关联方配售的基金份额、占本次扩募发售比例及持有期限等应当符合《基金指引》第十八条相关规定，中国证监会认定的情形除外。

如基金份额持有人大会决议本次扩募发售采用定向扩募方式的，其它参与定向扩募的投资者持有本基金的扩募份额期限自扩募份额上市之日起 6 个月内不得转让；发售对象属于《扩募及新购入不动产指引》相关规定情形的，其认购的基金份额自上市之日起 18 个月内不得转让。

本次扩募的特定投资者名称、扩募份额数量以及限售期安排等以发行情况报告书中披露的情况为准。

（3）定价基准日、认购价格及定价原则

本次扩募的定价基准日为基金本次扩募的发售期首日或法律法规、《扩募及新购入不动产指引》允许的其他日期。

公开扩募的发售价格应当由基金管理人、财务顾问（如有）遵循基金份额持有人利益优先的原则，根据不动产基金二级市场交易价格和新购入不动产项目的市场价值等有关因素，合理确定。公开扩募的发售价格应当不低于发售阶段公告招募说明书前 20 个交易日或者前 1 个交易日的不动产基金交易均价。

定向扩募的发售价格应当不低于定价基准日前 20 个交易日不动产基金交易均价的 90%。

其中，定价基准日前 20 个交易日不动产基金交易均价=定价基准日前 20 个交易日不动产基金交易总额÷定价基准日前 20 个交易日不动产基金交易总量。

如定向扩募的发售对象属于《扩募及新购入不动产指引》第四十八条第二款规定以外的情形的，具体发售价格将在获得中国证监会准予本基金变更注册、上海证券交易所审核通过本基金的不动产基金产品变更申请并经基金份额持有人大会审议通过后，由基金管理人按照相关法律法规以及交易所监管规则的规定，以竞价方式确定。

关于本次扩募发行定价的具体安排，以基金管理人后续披露的基金份额持有人大会决议及相关发售公告中披露为准。

（4）发行前累计收益的分配方案

本次扩募发行完成前最近一次收益分配基准日至本次扩募发行完成相关监管备案程序之日产生的累计可供分配金额将由本次扩募完成后的新增基金份额持有人与本次扩募前原基金份额持有人共同享有，每一基金份额享有同等分配权。收益分配的具体信息以基金管理人届时披露的收益分配公告为准。

（5）扩募发售失败的情形及处理方式

基金扩募发售期限届满，出现下列情形之一的，不动产基金扩募发售失败：

- 1）基金扩募份额总额未达到准予注册规模的 80%；
- 2）新购入不动产项目的原始权益人或者其同一控制下的关联方等未按规定参与战略配售；
- 3）导致基金扩募发售失败的其他情形；

基金扩募发售失败的，基金管理人应当在募集期限届满后 30 日内退还投资人已缴纳的款项，并加计银行同期存款利息。

（二）基金的历史沿革

中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金由中航基金管理有限公司依照有关法律法规进行募集，并于 2023 年 3 月 2 日经中国证监会证监许可〔2023〕455 号文注册，《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金合同》自 2023 年 3 月 20 日生效。

中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金就基金变更事宜向中国证监会进行变更注册，并取得中国证监会证监许〔2025〕1633 号《关于准予中航京能

光伏封闭式基础设施证券投资基金变更注册的批复》，变更注册内容主要涉及延长基金合同期限、基金的扩募及新购入不动产项目相关事项等内容，并相应修订基金合同。2025年11月12日至2025年12月4日，中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金的基金份额持有人大会以通讯方式召开，大会审议通过了关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金2024年度第一次扩募并新购入基础设施项目等相关议案。本次扩募发售达到法律法规规定及基金合同约定的条件，修订后的《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金合同》于2025年12月25日正式生效。

2026年2月13日，中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金变更为中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金，《中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》自基金管理人公告的生效之日起生效，原《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金合同》同日起失效。

（三）基金份额的上市和交易

1. 基金份额的上市

基金合同生效后，在满足法律法规和上海证券交易所规定的上市条件的情况下，基金管理人可向上海证券交易所申请基金份额上市。

本基金已于2023年3月29日起在上海证券交易所上市交易，基金管理人于2023年3月24日依据法律法规规定在规定媒介上刊登《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金上市交易公告书》。

在本基金所投资的专项计划成立、且满足法律法规和上海证券交易所规定的上市条件后，本基金扩募发售份额可向上海证券交易所申请上市。在确定上市交易的时间后，基金管理人应依据法律法规规定在规定媒介上刊登基金份额上市交易公告书及提示性公告。

2. 基金份额的上市交易

本基金上市交易后，登记在证券登记结算系统中的基金份额可直接在上交所上市；使用场外基金账户认购的基金份额可通过转托管参与上交所场内交易或在基金通平台转让，具体可参照上交所、中国结算规则办理。

3. 上市交易的地点

上海证券交易所。

4. 上市交易的规则

本基金在上交所的上市交易需遵循《上海证券交易所交易规则》《上海证券交易所证券投资基金上市规则（修订稿）》《业务办法》等有关规定及其不时修订和补充。

5. 上市交易的费用

上市交易的费用按照上交所有关规定办理。

6. 上市交易的停复牌和终止上市

上市基金份额的停复牌和终止上市按照《基金法》《上海证券交易所证券投资基金上市规则（修订稿）》及其他相关规定和上交所的相关规定执行。具体情况见基金管理人届时相关公告。

基金份额上市交易后，有下列情形之一的，由上交所终止其上市交易，并报中国证监会备案：

- 1) 不再具备基金合同约定的上市交易条件；
- 2) 基金存续期限届满未予以续期的；
- 3) 基金份额持有人大会决定提前终止上市交易；
- 4) 基金份额相关上市交易规则规定的终止上市交易的其他情形。

本基金应当严格按照法律法规进行收益分配，连续 2 年未按照规定进行收益分配的，基金管理人应当申请本基金终止上市。

当本基金发生应当终止上市的情形时，本基金将变更为非上市的证券投资基金，无需召开基金份额持有人大会。

基金变更并终止上市后，对于本基金场内份额的处理规则由基金管理人制定并按规定公告。

7. 基金份额的交易、结算方式

(1) 交易方式

本基金可以采用竞价、大宗、报价、询价、指定对手方和协议交易等上交所认可的交易方式交易。本基金采用竞价交易的，单笔申报的最大数量应当不超过 1 亿份；不动产基金采用询价和大宗交易的，单笔申报数量应当为 1,000 份或者其整数倍，具体的委托、报价、成交等事宜按照上交所相关规定执行。

本基金可作为质押券按照上交所规定参与质押式协议回购、质押式三方回购等业务。原始权益人或其同一控制下的关联方在限售期届满后参与上述业务的，质押的战略配售取得的不动产基金份额累计不得超过其所持全部该类份额的 50%，上交所另有规定除外。

(2) 结算方式

本基金的基金份额的结算按照《中国证券登记结算有限责任公司公开募集不动产投资信托基金登记结算业务指引（试行）》执行。

8. 基金份额收购及份额权益变动

(1) 投资者及其一致行动人的承诺

投资者及其一致行动人同意并确认，自拥有基金份额时即视为对如下两条事项作出了不可撤销的承诺：

1) 通过上交所交易或上交所认可的其他方式，投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到本基金的基金份额的 10% 时，应当在该事实发生之日起 3 日内编制权益变动报告书，通知基金管理人，并予公告；在上述期限内，不得再行买卖本基金的份额，但另有规定的除外。

2) 投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到本基金的基金份额的 10% 后，其通过上交所交易拥有权益的基金份额占本基金的基金份额的比例每增加或者减少 5%，应当在该事实发生之日起 3 日内编制权益变动报告书，通知本基金管理人，并予公告。在该事实发生之日起至公告后 3 日内，不得再行买卖本基金的份额，但另有规定的除外。

投资者及其一致行动人同意在拥有基金份额时即视为承诺，承诺若违反上述第1）、2）条规定买入在本基金中拥有权益的基金份额的，在买入后的36个月内对该超过规定比例部分的基金份额不行使表决权。

3）投资者及其一致行动人应当参照《上市公司收购管理办法》、中国证监会公开发行证券的公司权益变动报告书内容与格式规定以及其他有关上市公司收购及股份权益变动的规定编制相关份额权益变动报告书等信息披露文件并予公告。

4）原始权益人或其同一控制下的关联方卖出战略配售取得本基金的不动产基金份额导致份额权益发生前述变动的，应当按前述规定履行相应的通知、公告等义务。

（2）要约收购

投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到不动产基金份额50%时，继续增持该不动产基金份额的，应当按照《上市公司收购管理办法》以及其他有关上市公司收购及股份权益变动的规定，采取要约方式进行并履行相应的程序或者义务，但符合《业务办法》规定情形的可免除发出要约。

投资者及其一致行动人通过首次发售拥有权益的基金份额达到或超过不动产基金份额50%的，继续增持该不动产基金份额的，适用前述规定。

被收购不动产基金的管理人应当参照《上市公司收购管理办法》的规定，编制并公告管理人报告书，聘请独立财务顾问出具专业意见并予公告。

以要约方式进行不动产基金收购的，要约收购期限届满至要约收购结果公告前，不动产基金应当停牌。基金管理人披露要约收购结果公告日复牌，公告日为非交易日的，于次一交易日起复牌。

以要约方式进行不动产基金收购的，当事人应当参照上交所和中国结算上市公司要约收购业务的有关规定办理相关手续。

（3）免于发出要约的情形

投资者及其一致行动人拥有权益的不动产基金份额达到或者超过不动产基金份额的2/3的，继续增持该不动产基金份额的，可免于发出要约。

除符合上述规定的条件外，投资者及其一致行动人拥有权益的不动产基金份额达到或者超过不动产基金份额的 50% 的，且符合《上市公司收购管理办法》第六十三条列举情形之一的，可免于发出要约。

符合《上市公司收购管理办法》第六十二条列举情形之一的，投资者可以免于以要约方式增持不动产基金份额。

9. 扩募基金份额的上市

不动产基金存续期间购入不动产项目完成后，涉及扩募基金份额上市的，基金管理人需参照《业务办法》向上交所申请新增基金份额上市。

10. 流动性服务业务方案

“上交所上市基金流动性服务”是指符合条件的机构通过基金公司报送交易所，经过上交所的许可，为上交所上市基金提供的持续双边报价等服务。流动性服务机构通过提供流动性服务，作为市场投资者的对手方，可以有效地稳定基金产品价格、提升市场流动性。

基金管理人每年聘请一次流动性服务机构，并在本基金存续期内，保持至少聘请一家流动性服务机构。基金管理人及流动性服务商开展基金流动性服务业务，按照上海证券交易所上市基金做市业务等相关规定执行。

11. 其他

相关法律法规、中国证监会及上交所对基金上市交易的规则等相关规定进行调整的，基金合同相应予以修改，且此项修改无需召开基金份额持有人大会，并在本基金更新的招募说明书中列示。

若上交所、中国结算增加了基金上市交易、转让的新功能，本基金管理人可以在履行适当的程序后增加相应功能，且无需召开基金份额持有人大会。

在不违反法律法规及不损害基金份额持有人利益的前提下，本基金可以申请在包括境外交易所在内的其他交易场所上市交易。

（四）基金的投资

1. 投资目标

除基金合同另有约定外，本基金全部募集资金在扣除预留费用后，剩余基金资产全部用于购买资产支持证券份额，存续期 80%以上的基金资产投资于不动产资产支持证券，并持有其全部份额，通过不动产资产支持证券持有项目公司全部股权，并通过项目公司取得不动产资产完全所有权或经营权利。基金管理人通过主动的投资管理和运营管理，力争为基金份额持有人提供稳定的收益分配及长期可持续的收益分配增长，并争取提升不动产项目价值。

2. 投资范围及比例

（1）投资范围

本基金存续期内按照基金合同的约定主要投资于不动产资产支持证券份额。本基金的其他基金资产可以投资于利率债（国债、政策性金融债、地方政府债、央行票据）、AAA 级信用债（企业债、公司债、金融债、中期票据、短期融资券、超短期融资债券、公开发行的次级债、可分离交易可转债的纯债部分）或货币市场工具（同业存单、债券回购、协议存款、定期存款及其他银行存款等）等法律法规或中国证监会允许基金投资的其他金融工具（但须符合中国证监会的相关规定）。如本基金所投资的信用债因评级下调导致不符合前述投资范围的，基金管理人应当在三个月之内进行调整。

本基金不投资于股票等权益类资产，也不投资于可转换债券（可分离交易可转债的纯债部分除外）、可交换债券。

如法律法规或监管机构以后允许基金投资其他品种，基金管理人在履行适当程序后，可以将其纳入投资范围，并可依据届时有效的法律法规适时合理地调整投资范围。

（2）投资比例

除基金合同另有约定外，本基金的投资组合比例为：本基金投资于不动产资产支持证券的资产比例不低于基金资产的 80%，但因不动产项目出售、按照扩募方案实施扩募收购时收到扩募资金但尚未完成不动产项目购入及中国证监

会认可的其他因素致使基金投资比例不符合上述规定投资比例的不属于违反投资比例限制；因除上述原因以外的其他原因导致不满足上述比例限制的，基金管理人应在 60 个工作日内调整。

如法律法规或监管机构以后允许基金投资其他品种的，基金管理人在履行适当程序后，可以将其纳入投资范围，并可依据届时有效的法律法规适时合理地调整投资范围。

本基金不受中国证监会《关于证券投资基金投资资产支持证券有关事项的通知》第七条、第八条、第九条、第十条、第十三条的限制，亦不受《运作办法》第三十二条第（一）项、第（二）项限制。本基金符合《基金指引》的投资要求。

（3）本基金以首次发售募集资金投资的资产支持证券和不动产项目

本基金初始募集资金在扣除预留费用后全部用于认购中航-京能光伏 1 号基础设施资产支持专项计划的资产支持证券，该不动产资产支持证券的管理人为中航证券，不动产资产支持证券对不动产项目公司湖北晶泰、江山永宸进行 100%股权及其他形式投资，不动产资产包括（1）位于湖北省随州市淅河镇的湖北晶泰光伏电力有限公司 100MWp 光伏并网发电项目（含房屋所有权及其所占范围内的建设用地使用权），及（2）位于榆林市榆阳区小壕兔乡的榆林市榆阳区 300MWp 光伏发电项目（含房屋所有权及其所占范围内的建设用地使用权），首次发行不动产项目的原始权益人为联合光伏（常州）、京能发展（北京）。

（4）本次扩募以募集资金投资的资产支持证券和不动产项目

本次扩募发售完成后，本次扩募的募集资金在扣除预留费用后全部用于认购中航-京能水电 1 号基础设施资产支持专项计划的资产支持证券，该不动产资产支持证券的管理人为中航证券，该不动产资产支持证券对新购入项目公司两河水电公司进行 100%股权及其他形式投资，新购入不动产资产包括苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目，具体包括苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目的生产建筑及生产辅助建筑、构筑物的房屋所有权及占用范围内的国

有建设用地使用权，以及苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目的机器设备和其他附属设施。新购入不动产项目的原始权益人为槟榔江水电。

3. 投资比例超限的处理方式和流程

因不动产项目出售、按照扩募方案实施扩募收购时收到扩募资金但尚未完成不动产项目购入及中国证监会认可的其他因素致使基金投资比例不符合上述规定投资比例的不属于违反投资比例限制。上述原因以外的其他原因导致不满足上述比例限制的，基金管理人应在 60 个工作日内进行调整。

如果法律法规对投资比例要求有变更的，基金管理人在履行适当程序后，可对本基金的投资比例进行相应调整。

4. 投资策略

基金合同生效后，本基金全部募集资金在扣除预留费用后，剩余基金资产全部用于购买资产支持证券份额，存续期 80%以上的初始基金资产投资于不动产资产支持证券，并持有其全部份额，通过不动产资产支持证券投资于项目公司，最终取得由项目公司持有的不动产项目的完全所有权或经营权利。

（1）不动产项目的购入策略

基金存续期内，基金管理人在基金份额持有人利益优先的基本原则下，积极审慎进行不动产项目的购入，通过资产支持证券投资于项目公司，最终取得由项目公司持有的不动产项目的完全所有权或经营权利。

基金存续期间购入不动产项目的，基金管理人应当按照《运作办法》第四十条相关规定履行变更注册等程序，需提交基金份额持有人大会投票表决的，应当事先履行变更注册程序。在本基金存续期内，连续 12 个月内不动产项目购入累计发生金额超过基金净资产 20%的，需提交基金份额持有人大会投票表决，并应当事先履行变更注册程序；但连续 12 个月内累计发生金额不超过基金净资产 20%的不动产项目购入的，无需召开基金份额持有人大会。本基金不动产项目购入的资金来源包括基金及其穿透持有的特殊目的载体的账面现金、基金直接或间接对外借入款项、基金扩募资金、不动产项目出售回收资金等。

本基金存续期间拟购入不动产项目的标准和要求、战略配售安排、尽职调查要求、信息披露等应当与基金首次发售的要求一致，中国证监会认定的情形除外。基金管理人将对拟投资的不动产项目进行全面的尽职调查，并可以与资产支持证券管理人联合开展尽职调查，但应当各自依法承担相应的责任；基金管理人可聘请第三方财务顾问开展尽职调查，并出具财务顾问报告。基金管理人将聘请独立的评估机构对拟投资的不动产项目进行评估，并出具评估报告。基金管理人将聘请符合条件的律师事务所就不动产项目合法合规性、不动产项目转让行为合法性、主要参与机构资质等出具法律意见书。基金管理人将聘请符合条件的会计师事务所对不动产项目财务情况进行审计并出具报告。在基金管理人认为必要的情况下，基金管理人可聘请其他中介机构对不动产项目的购入提供专业服务。

本基金存续期间，基金管理人作出拟购入不动产项目决定的，应当及时编制并发布临时公告，披露拟购入不动产项目的相关情况及安排。

就拟购入不动产项目发布首次临时公告后，基金管理人应当定期发布进展公告，说明本次购入不动产项目的具体进展情况。若本次购入不动产项目发生重大进展或者重大变化，基金管理人应当及时披露。

在购入不动产项目交易中，基金管理人应当制定切实可行的保密措施，严格履行保密义务。

涉及停复牌的，基金管理人应当按照《上海证券交易所证券投资基金上市规则（修订稿）》及其他相关规定办理。

（2）不动产项目的出售及处置策略

基金存续期内，若出现基金原有部分或全部资产持有期收益率下降、资产运营质量下降或有更好的收购标的等情况时，基金管理人将寻求机会出售资产。基金管理人将积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，将资产择机出售。

如确认基金存续期届满将进入清算期，基金管理人将提前积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，在清算期内完成资产处置。

无论是何种情形下的不动产项目的出售及处置，京能国际及其指定主体均享有同等条件下的优先购买权。

1) 首发不动产项目

就首发不动产项目所涉的机组设计寿命的到期安排和光伏阵区农村集体土地租赁合同续签问题，在晶泰光伏项目机组设计寿命届满（即 2040 年 1 月 25 日）当日及以后任意一次延寿后届满日（如有），或在《榆林农村集体土地租赁合同》签订满 20 年（即 2042 年 4 月 2 日）当日及以后任意一次续期后届满日（如有），基金管理人应提请召开基金份额持有人大会，决策是否处置晶泰光伏项目或榆林光伏项目。如京能国际或其指定关联方放弃优先购买权，基金管理人将按照市场化原则对不动产项目进行处置，处置收益由基金份额持有人享有。

特别地，1) 在晶泰光伏项目机组设计寿命届满（即 2040 年 1 月 25 日）当日及以后，如处置晶泰光伏项目（含湖北晶泰股权、晶泰光伏项目资产），京能国际或其指定关联方有权无偿受让；2) 在《榆林农村集体土地租赁合同》签订满 20 年（即 2042 年 4 月 2 日）当日及以后，如处置榆林光伏项目（含江山永宸股权、榆林光伏项目资产），京能国际或其指定关联方有权无偿受让。

为避免异议，如京能国际或其指定受让方无偿受让晶泰光伏项目、榆林光伏项目，该等不动产资产在其决定无偿受让之前产生的运营收入等收入的，由此产生的基金收益由基金份额持有人享有；在此之后该等不动产资产产生的运营收入等收入由受让方享有。

2) 新购入不动产项目

在苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目机组设计寿命届满（即 2051 年 6 月 30 日）当日及以后，京能国际或其指定关联方有权无偿受让苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的大坝、水库、生产建筑、生产辅助建筑、构筑物等不动产资产；基金管理人应提请召开基金份额持有人大会，决策苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的其他资产（水轮机、发电机、调速器、主变压器等设备）是否由京能国际或其指定关联方无偿受让或进行市场化处置。

如京能国际或其指定关联方放弃无偿受让苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的大坝、水库、生产建筑、生产辅助建筑、构筑物等不动产资

产或在基金份额持有人大会决议苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的其他资产（水轮机、发电机、调速器、主变压器等设备）由京能国际或其指定关联方无偿受让但京能国际或其指定关联方放弃无偿受让其他资产的，基金管理人将按照市场化原则进行处置，处置收益由基金份额持有人享有。

为避免异议，如京能国际或其指定受让方决定无偿受让苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目在其决定无偿受让之前产生的运营收入等收入的，由此产生的基金收益由基金份额持有人享有；在此之后该等不动产资产产生的运营收入等收入由受让方享有。

（3）基金扩募收购策略

本基金存续期间扩募收购的，基金管理人应当按照《运作办法》第四十条、《扩募及新购入不动产指引》以及基金合同相关规定履行变更注册等程序，并在履行变更注册程序后，提交基金份额持有人大会投票表决。在变更注册程序履行完毕并取得基金份额持有人大会表决通过后，基金管理人根据中国证监会、证券交易所等相关要求履行适当程序启动扩募发售工作。在基金管理人认为必要的情况下，基金管理人可聘请其他中介机构对基金的扩募收购提供专业服务。

（4）不动产项目的运营管理策略

基金管理人根据运营管理服务协议约定委托运营管理机构负责不动产项目的部分运营管理职责，力争获取稳定的运营收益，具体以运营管理服务协议的约定为准。但基金管理人应遵守以下约定：

- 1）基金管理人应当自行派员负责不动产项目公司财务管理；
- 2）基金管理人应当与运营管理机构签订不动产项目运营管理服务协议，明确双方的权利义务、费用收取、运营管理机构考核安排、运营管理机构解聘情形和程序、协议终止情形和程序等事项；
- 3）基金管理人应当对接受委托的运营管理机构进行充分的尽职调查，确保其在专业资质（如有）、人员配备、公司治理等方面符合法规要求，具备充分的履职能力；
- 4）基金管理人应当持续加强对运营管理机构履职情况的监督，至少每年对其履职情况进行评估，确保其勤勉尽责履行运营管理职责；

5) 基金管理人应当定期检查运营管理机构就其获委托从事不动产项目运营管理活动而保存的记录、合同等文件, 检查频率不少于每半年 1 次。

(5) 固定收益投资策略

本基金除投资不动产资产支持证券外, 其余基金资产应当依法投资于利率债、AAA 级信用债或货币市场工具。该部分基金资产的投资策略如下:

在债券投资策略方面, 采用宏观环境分析和微观市场定价分析两个方面进行债券资产的投资。在宏观环境分析方面, 结合对宏观经济、市场利率、债券供求等因素的综合分析, 根据交易所市场与银行间市场类属资产的风险收益特征, 定期对投资组合类属资产进行优化配置和调整, 确定不同类属资产的最优权重。在微观市场定价分析方面, 本基金以中长期利率趋势分析为基础, 结合经济趋势、货币政策及不同债券品种的收益率水平、流动性和信用风险等因素, 重点选择流动性好、风险水平合理、到期收益率与信用质量较高的债券品种。

信用品种收益率的主要影响因素为利率品种基准收益与信用利差, 信用利差是信用产品相对国债、央行票据等利率产品获取较高收益的来源。信用债市场整体的信用利差水平和信用债发行主体自身信用状况的变化都会对信用债个券的利差水平产生重要影响, 因此, 一方面, 本基金将从经济周期、宏观政策、行业景气度和债券市场的供求状况等多个方面考量信用利差的整体变化趋势; 另一方面, 本基金还将以内部信用评级为主、外部信用评级为辅, 综合评估债券发行主体企业的信用风险状况, 并结合信用利差情况, 在有效控制投资组合信用风险的基础上, 进行信用债投资标的的选择, 但为控制本基金的信用风险, 本基金对信用品种仅投资于 AAA 级信用债。如本基金所投资的信用债因评级下调导致不符合前述投资范围的, 基金管理人应当在三个月之内进行调整。

本基金也将部分基金资产投资于回购、银行存款等货币市场工具, 保持基金资产高流动性的同时, 提供相对稳定的收益。

5. 业绩比较基准

本基金暂不设立业绩比较基准。

如果相关法律法规发生变化，或者有更权威的、更能为市场普遍接受的业绩比较基准推出，经基金管理人与基金托管人协商，本基金可以在报中国证监会备案后增加或变更业绩比较基准并及时公告，无须召开基金份额持有人大会。

6. 风险收益特征

本基金在存续期内主要投资于不动产资产支持证券全部份额，以获取不动产运营收益并承担标的资产价格波动，因此与股票型基金和债券型基金有不同的风险收益特征。一般情况下，本基金预期风险和收益高于债券型基金和货币型基金，低于股票型基金。

7. 投资限制

(1) 组合限制

基金的投资组合应遵循以下限制：

1) 在存续期内，本基金的投资组合比例为：本基金投资于不动产资产支持证券的资产比例不低于基金资产的 80%，但因不动产项目出售、按照扩募方案实施扩募收购时收到扩募资金但尚未完成不动产项目购入及中国证监会认可的其他因素致使基金投资比例不符合该比例限制的除外；因除上述原因以外的其他原因导致不满足上述比例限制的，基金管理人应在 60 个工作日内调整；

2) 除基金合同另有约定外，本基金持有一家公司发行的证券，其市值不超过基金资产净值的 10%；

3) 除基金合同另有约定外，本基金管理人管理的全部基金持有一家公司发行的证券，不超过该证券的 10%；

4) 本基金进入全国银行间同业市场进行债券回购的最长期限为 1 年，债券回购到期后不得展期；

5) 本基金与私募类证券资管产品及中国证监会认定的其他主体为交易对手开展逆回购交易的，可接受质押品的资质要求应当与基金合同约定的投资范围保持一致；

6) 本基金可以直接或间接对外借款，但基金总资产不得超过基金净资产的 140%，借款用途限于不动产项目日常运营、维修改造、项目收购等；

7) 法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的其他投资限制。

因证券市场波动、证券发行人合并、基金规模变动等基金管理人之外的因素致使基金投资比例不符合上述第2项、第3项中规定的比例的，基金管理人应当在10个交易日内进行调整，但中国证监会规定的特殊情形除外。法律法规另有规定的，从其规定。

除基金合同另有约定外，基金管理人应当自基金合同生效之日起6个月内使基金的投资组合比例符合基金合同的有关约定。在上述期间内，本基金的投资范围、投资策略应当符合基金合同的约定。基金托管人对基金的投资的监督与检查自基金合同生效之日起开始。

如果法律法规或监管部门对上述投资组合比例限制进行变更的，以变更后的规定为准，无需经基金份额持有人大会审议。法律法规或监管部门取消上述限制，如适用于本基金，基金管理人在履行适当程序后，则本基金投资不再受相关限制。

（2）禁止行为

为维护基金份额持有人的合法权益，基金财产不得用于下列投资或者活动：

- 1) 承销证券；
- 2) 违反规定向他人贷款或者提供担保；
- 3) 从事承担无限责任的投资；
- 4) 买卖其他基金份额，但是中国证监会另有规定的除外；
- 5) 向基金管理人、基金托管人出资；
- 6) 从事内幕交易、操纵证券交易价格及其他不正当的证券交易活动；
- 7) 法律、行政法规和中国证监会规定禁止的其他活动。

基金管理人运用基金财产买卖基金管理人、基金托管人及其控股股东、实际控制人或者与其有重大利害关系的公司发行的证券或者承销期内承销的证券，或者从事其他重大关联交易的，应当符合基金的投资目标和投资策略，遵循基金份额持有人利益优先原则，防范利益冲突，建立健全内部审批机制和评估机制，按照市场公平合理价格执行。相关交易必须事先得到基金托管人的同意，并按法律法规予以披露。重大关联交易应提交基金管理人董事会审议，并经过三分之二以上的独立董事通过。基金管理人董事会应至少每半年对关联交易事项进行审查。

如法律、行政法规或监管部门取消或变更上述限制，如适用于本基金，则本基金投资不再受相关限制或按变更后的规定执行。

8. 对外借款限制

不动产基金直接或间接对外借入款项，应当遵循基金份额持有人利益优先原则，不得依赖外部增信，借款用途限于不动产项目日常运营、维修改造、项目收购等，且基金总资产不得超过基金净资产的 140%。

其中，本基金用于不动产项目收购的借款应当符合下列条件：

- （1）借款金额不得超过基金净资产的 20%；
- （2）不动产基金运作稳健，未发生重大法律、财务、经营等风险；
- （3）不动产基金已持有不动产资产和拟收购不动产相关资产变现能力较强且可以分拆转让以满足偿还借款要求，偿付安排不影响基金持续稳定运作；
- （4）不动产基金可支配现金流足以支付已借款和拟借款本息支出，并能保障基金分红稳定性；
- （5）不动产基金具有完善的融资安排及风险应对预案；
- （6）中国证监会规定的其他要求。

基金总资产被动超过基金净资产 140%的，基金不得新增借款，基金管理人应当及时向中国证监会报告相关情况及拟采取的措施等。

本基金将确保杠杆比例符合相关法律法规允许的范围规定。法律法规或监管机构另有规定的从其规定。

9. 基金管理人代表基金行使股东或债权人权利的处理原则及方法

- （1）基金管理人按照国家有关规定代表基金独立行使资产支持证券持有人、股东或债权人权利，保护基金份额持有人的利益；
- （2）有利于基金财产的安全与增值；
- （3）不通过关联交易为自身、雇员、授权代理人或任何存在利害关系的第三人牟取任何不当利益。

10. 投资组合报告

本投资组合报告所载数据截至 2025 年 12 月 31 日（“报告期末”），本报告所列财务数据未经审计。提醒投资者关注本基金定期报告、临时公告相关内容。

以下内容摘自本基金 2025 年第四季度报告：

(1) 主要财务指标和基金收益分配情况

1) 主要财务指标

单位：人民币元

主要财务指标	报告期（2025 年 10 月 1 日 — 2025 年 12 月 31 日）
1.本期收入	70,594,093.41
2.本期净利润	13,498,829.40
3.本期经营活动产生的现金流量净额	129,183,960.41
4.本期现金流分派率（%）	0.92
5.年化现金流分派率（%）	5.33

注：1.第 3 章节数据均为合并财务报表层面的数据；

2.本期现金流分派率指报告期可供分配金额/报告期末市值；

3.年化现金流分派率指截至报告期末本年累计可供分配金额/报告期末市值/年初至报告期末实际天数×本年总天数；年化现金流分派率较同期偏低，主要原因为报告期内本基金完成 2024 年度第一次扩募并新购入不动产项目，基金报告期末市值提高，而新购入不动产项目产生的可供分配金额并非完整年度（自评估基准日 2025 年 6 月 30 日起至 2025 年 12 月 31 日）。

4.由于季度间发电表现变化及保理安排等因素，本产品现金流分派率存在季度差异；

5.本期收入、本期净利润及本期经营活动产生的现金流量净额等财务指标已计入新购入不动产项目公司自 2025 年 12 月 27 日（交割日次日）起至 2025 年 12 月 31 日相关财务数据。

2) 不动产基金收益分配情况

a.本报告期的可供分配金额

单位：人民币元

期间	可供分配金额	单位可供分配金额	备注

期间	可供分配金额	单位可供分配金额	备注
本期	56,034,244.04	0.0933	单位可供分配金额按扩募后基金总份额计算
本年累计	323,515,390.85	0.5384	单位可供分配金额按扩募后基金总份额计算

b.本报告期的实际分配金额

单位：人民币元

期间	实际分配金额	单位实际分配金额	备注
本期	-	-	-
本年累计	71,148,003.98	0.2372	-

注：本年实际完成分红一次，收益分配基准日为 2025 年 6 月 30 日，单位实际分配金额为 0.2372 元，以扩募前基金总份额计算。

(2) 不动产项目运营相关财务信息

1) 不动产项目公司整体财务情况

序号	科目名称	报告期末金额 (元)	上年末金额 (元)	变动比例 (%)
1	总资产	4,730,136,209.70	2,496,373,013.75	89.48
2	总负债	2,749,635,791.94	1,829,939,975.01	50.26
序号	科目名称	报告期金额(元)	上年同期金额(元)	变动比例(%)
1	营业收入	70,095,645.64	60,704,564.17	15.47
2	营业成本/费用	206,206,108.90	141,410,690.86	45.82
3	EBITDA	60,238,730.63	54,409,532.09	10.71

注：截至报告期末，本基金项下不动产项目公司合计总资产、总负债分别同比提高 89.48%、50.26%，主要系报告期内本基金完成扩募所致；报告期内，本基金项下不动产项目公司合计营业成本/费用同比提高 45.82%，主要系计提的内部利息较同期增加 59,497,167.68 元所致。

2) 重要不动产项目公司的主要资产负债科目分析

项目公司名称：湖北晶泰光伏电力有限公司

序号	构成	报告期末金额 (元)	上年末金额 (元)	较上年末变动 (%)
主要资产科目				
1	应收账款	131,550,091.33	116,140,890.07	13.27
2	固定资产	419,428,750.66	446,337,398.67	-6.03
主要负债科目				

1	短期借款	83,041,473.91	52,608,814.82	57.85
2	长期应付款	321,100,000.00	353,100,000.00	-9.06

注：截至报告期末，湖北晶泰短期借款余额较上年末增加 57.85%，主要原因为湖北晶泰年内新增保理融资本金 65,806,541.31 元（含 2025 年上半年新增保理融资本金），归还保理融资本金 36,249,680.40 元。其中，归还保理融资本金金额主要受国补回款周期影响。

项目公司名称：榆林市江山永宸新能源有限公司

序号	构成	报告期末金额 (元)	上年末金额 (元)	较上年末变动 (%)
主要资产科目				
1	应收账款	369,893,870.18	357,018,916.97	3.61
2	固定资产	1,407,878,765.95	1,485,920,420.59	-5.25
主要负债科目				
1	短期借款	260,026,801.91	175,118,463.32	48.49
2	长期应付款	1,200,600,000.00	1,200,600,000.00	0.00

注：截至报告期末，江山永宸短期借款余额较上年末增加 48.49%，主要原因为江山永宸年内新增保理融资本金 190,061,695.83 元（含 2025 年上半年新增保理融资本金），归还保理融资本金 107,727,083.23 元。其中，归还保理融资本金金额主要受国补回款周期影响。

项目公司名称：云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司

序号	构成	报告期末金额 (元)	上年末金额 (元)	较上年末变动 (%)
主要资产科目				
1	固定资产	2,113,649,051.08	-	-
主要负债科目				
1	长期应付款	783,949,332.27	-	-

注：两河水电公司为报告期内新购入项目公司，无同比数据，下同。

3) 重要不动产项目公司的营业收入分析

项目公司名称：湖北晶泰光伏电力有限公司

序号	构成	本期 2025 年 10 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日	上年同期 2024 年 10 月 1 日至 2024 年 12 月 31 日	金额同比 (%)

		金额（元）	占该项目总收入比例（%）	金额（元）	占该项目总收入比例（%）	
1	发电收入	14,308,825.55	100.00	18,169,827.42	100.00	-21.25
2	其他收入	-	-	-	-	-
3	营业收入合计	14,308,825.55	100.00	18,169,827.42	100.00	-21.25

项目公司名称：榆林市江山永宸新能源有限公司

序号	构成	本期 2025年10月1日至2025年12月31日		上年同期 2024年10月1日至2024年12月31日		金额同比（%）
		金额（元）	占该项目总收入比例（%）	金额（元）	占该项目总收入比例（%）	
1	发电收入	50,310,281.91	100.00	42,534,736.75	100.00	18.28
2	其他收入	-	-	-	-	-
3	营业收入合计	50,310,281.91	100.00	42,534,736.75	100.00	18.28

项目公司名称：云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司

序号	构成	本期 2025年10月1日至2025年12月31日		上年同期 2024年10月1日至2024年12月31日		金额同比（%）
		金额（元）	占该项目总收入比例（%）	金额（元）	占该项目总收入比例（%）	
1	发电收入	5,476,538.18	100.00	-	-	-
2	其他收入	-	-	-	-	-
3	营业收入合计	5,476,538.18	100.00	-	-	-

注：表格列示数据为自 2025 年 12 月 27 日（交割日次日）起至 2025 年 12 月 31 日两河水电公司营业收入情况。

4）重要不动产项目公司的营业成本及主要费用分析

项目公司名称：湖北晶泰光伏电力有限公司

序号	构成	本期 2025年10月1日至2025年12月31日		上年同期 2024年10月1日至2024年12月31日		金额同比（%）
		金额（元）	占该项目总成本比例（%）	金额（元）	占该项目总成本比例（%）	
1	运营管理成本及运营管理服务费	1,640,033.67	5.04	1,595,754.72	5.45	2.77
2	折旧及摊销	7,128,823.06	21.90	7,120,666.28	24.30	0.11
3	利息支出	22,985,250.54	70.63	19,738,997.58	67.37	16.45

4	其他成本/费用	790,658.20	2.43	843,752.02	2.88	-6.29
5	营业成本/费用合计	32,544,765.47	100.00	29,299,170.60	100.00	11.08

注：利息支出主要为项目公司对资产支持专项计划的有息负债计提的利息费用，属于内部利息费用，在基金合并层面抵消，不影响基金合并层面利润。

项目公司名称：榆林市江山永宸新能源有限公司

序号	构成	本期 2025年10月1日至2025 年12月31日		上年同期 2024年10月1日至 2024年12月31日		金额 同比 (%)
		金额（元）	占该项目总 成本比例 (%)	金额（元）	占该项目 总成本比 例（%）	
1	运营管理成本及运营 管理服务费	2,756,637.11	1.61	2,781,475.94	2.48	-0.89
2	折旧及摊销	20,094,781.33	11.74	20,095,992.01	17.93	-0.01
3	利息支出	144,150,104.93	84.25	87,857,092.72	78.36	64.07
4	其他成本/费用	4,106,268.26	2.40	1,376,959.59	1.23	198.21
5	营业成本/费用合计	171,107,791.63	100.00	112,111,520.26	100.00	52.62

注：利息支出主要为项目公司对资产支持专项计划的有息负债计提的利息费用，属于内部利息费用，在基金合并层面抵消，不影响基金合并层面利润。报告期内利息支出同比提高 64.07%，主要原因为计提的内部利息较去年同期增加 55,984,142.47 元；报告期内其他成本/费用同比提高 198.21%，主要原因为 2024 年前三季度计提专项储备后未使用，于 2024 年第四季度集中使用，致使同期其他成本/费用偏低；报告期内营业成本及主要费用同比提高 52.62%，主要原因为计提的内部利息增加。

项目公司名称：云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司

序号	构成	本期 2025年10月1日至2025 年12月31日		上年同期 2024年10月1日至 2024年12月31日		金额 同比 (%)
		金额（元）	占该项目总 成本比例 (%)	金额（元）	占该项目 总成本比 例（%）	
1	运营管理成本及运营 管理服务费	584,130.26	22.88	-	-	-
2	折旧及摊销	1,052,729.20	41.23	-	-	-
3	利息支出	557,269.68	21.82	-	-	-
4	其他成本/费用	359,422.66	14.07	-	-	-
5	营业成本/费用合计	2,553,551.80	100.00	-	-	-

注：表格列示数据为自 2025 年 12 月 27 日（交割日次日）起至 2025 年 12 月 31 日两河水电公司营业成本及主要费用情况。

5）重要不动产项目公司的财务业绩衡量指标分析

项目公司名称：湖北晶泰光伏电力有限公司

序号	指标名称	指标含义说明及计算公式	指标单位	本期 2025 年 10 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日	上年同期 2024 年 10 月 1 日至 2024 年 12 月 31 日
				指标数值	指标数值
1	毛利率	毛利率=毛利/主营业务收入	%	36.99%	50.78%
2	息税折旧摊销前利润率	息税折旧摊销前利润/营业收入	%	84.11%	86.98%

项目公司名称：榆林市江山永宸新能源有限公司

序号	指标名称	指标含义说明及计算公式	指标单位	本期 2025 年 10 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日	上年同期 2024 年 10 月 1 日至 2024 年 12 月 31 日
				指标数值	指标数值
1	毛利率	毛利率=毛利/主营业务收入	%	48.35%	44.71%
2	息税折旧摊销前利润率	息税折旧摊销前利润/营业收入	%	86.80%	90.76%

项目公司名称：云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司

序号	指标名称	指标含义说明及计算公式	指标单位	本期 2025 年 10 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日	上年同期 2024 年 10 月 1 日至 2024 年 12 月 31 日
				指标数值	指标数值
1	毛利率	毛利率=毛利/主营业务收入	%	67.04%	-
2	息税折旧摊销前利润率	息税折旧摊销前利润/营业收入	%	82.77%	-

注：表格列示数据为自 2025 年 12 月 27 日（交割日次日）起至 2025 年 12 月 31 日两河水电公司财务业绩衡量指标。

(3) 不动产项目运营情况

详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“一、首发不动产项目基本情况”之“（四）首发不动产项目历史运营情况”。

(4) 除不动产资产支持证券之外的投资组合报告

1) 报告期末不动产基金资产组合情况

序号	项目	金额（元）	占不动产资产支持证券之外的投资组合的比例（%）
1	固定收益投资	—	—
	其中：债券	—	—
	资产支持证券	—	—
2	买入返售金融资产	—	—
	其中：买断式回购的买入返售金融资产	—	—
3	银行存款和结算备付金合计	220,054,789.14	100.00
4	其他资产	—	—
5	合计	220,054,789.14	100.00

注：第5章节数据均为基金单体层面数据。

(5) 其他投资情况说明

无。

11. 基金份额的冻结和解冻

登记机构只受理国家有权机关依法要求的基金份额的冻结与解冻，以及登记机构认可、符合法律法规的其他情况下的冻结与解冻。场外基金账户/场内证券账户或基金份额被冻结的，被冻结基金份额所产生的权益一并冻结，法律法规、中国证监会或法院判决、裁定另有规定的除外。

12. 基金份额的转让

在法律法规允许且条件具备的情况下，基金管理人可受理基金份额持有人通过中国证监会认可的交易场所或者交易方式进行份额转让的申请并由登记机构办理基金份额的过户登记。基金管理人拟受理基金份额转让业务的，将提前公告，基金份额持有人应根据基金管理人公告的业务规则办理基金份额转让业务。

战略投资者持有的不动产基金战略配售份额应当按照《基金指引》的规定以及相关约定进行限售管理。基金管理人应当制定专项制度，加强对战略投资者持有基金份额的限售管理。

（五）基金的财产

1. 基金资产总值

基金资产总值是指基金合并财务报表层面计量的总资产，指基金拥有的不动产资产支持证券（包含应纳入合并范围的各会计主体所拥有的资产）、其他各类证券、银行存款本息和基金应收款项以及其他投资所形成的价值总和。

2. 基金资产净值

基金资产净值是指基金合并财务报表层面计量的净资产，指基金总资产减去基金负债后的价值。

3. 基金财产的账户

基金托管人根据相关法律法规、规范性文件为本基金开立资金账户、证券账户以及投资所需的其他专用账户，并由基金托管人按照基金合同及托管协议等的约定进行管理。开立的基金专用账户与基金管理人、基金托管人、基金销售机构和基金登记机构自有的财产账户以及其他基金财产账户相独立。

资产支持证券托管人根据相关法律法规、规范性文件以及专项计划文件的约定为专项计划开立专项计划托管账户，并由资产支持证券托管人按照专项计划托管协议的约定进行管理。专项计划的相关货币收支活动，包括但不限于接收资产支持证券认购者的认购资金、接收所转付的不动产项目收入及其他应属专项计划的款项、支付基础资产购买价款、进行基础资产追加投资、进行合格投资、支付专项计划利益及专项计划费用，均必须通过该账户进行。

4. 基金财产的保管和处分

本基金财产独立于基金份额持有人、原始权益人、基金管理人、基金托管人、运营管理机构、基金销售机构、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人等相关主体的财产，并由基金托管人保管。基金份额持有人、原始权益人、

基金管理人、基金托管人、运营管理机构、基金销售机构、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人及其他参与机构以其自有的财产承担其自身的法律责任，其债权人不得对本基金财产行使请求冻结、扣押或其他权利。除依法法律法规和基金合同的规定处分外，基金财产不得被处分。

基金份额持有人、原始权益人、基金管理人、基金托管人、运营管理机构、基金销售机构、资产支持证券管理人、资产支持证券托管人因依法解散、被依法撤销或者被依法宣告破产等原因进行清算的，基金财产不属于其清算财产。基金管理人管理运作基金财产所产生的债权，不得与其固有资产产生的债务相互抵销；基金管理人管理运作不同基金的基金财产所产生的债权债务不得相互抵销；不动产基金财产的债权，不得与原始权益人、基金管理人、基金托管人及其他参与机构的固有财产产生的债务相抵销。非因基金财产本身承担的债务，不得对基金财产强制执行。

（六）不动产基金扩募

1. 新购入不动产项目的条件

在符合法律法规、监管机构、业务规则的相关规定的前提下，本基金应当符合下列条件：

（1）符合《基金法》《运作办法》《基金指引》《业务办法》等法律、行政法规、部门规章、规范性文件及有关规定的要求；

（2）不动产基金投资运作稳健，上市之日至提交基金变更注册申请之日原则上满 12 个月，运营业绩良好，治理结构健全，不存在运营管理混乱、内部控制和 risk 管理制度无法得到有效执行、财务状况恶化等重大经营风险；

（3）持有的不动产项目运营状况良好，现金流稳定，不存在对持续经营有重大不利影响的情形；

（4）会计基础工作规范，最近 1 年财务报表的编制和披露符合企业会计准则或者相关信息披露规则的规定，最近 1 年财务会计报告未被出具否定意见或者无法表示意见的审计报告；最近 1 年财务会计报告被出具保留意见审计报告的，保留意见所涉及事项对基金的重大不利影响已经消除；

（5）中国证监会和上交所规定的其他条件。

2. 新购入不动产项目与扩募的程序

（1）初步磋商

基金管理人与交易对方就不动产项目购入进行初步磋商时，应当立即采取必要且充分的保密措施，制定严格有效的保密制度，限定相关敏感信息的知悉范围。基金管理人及交易对方聘请专业机构的，应当立即与所聘请专业机构签署保密协议。基金管理人披露拟购入不动产项目的决定前，相关信息已在媒体上传播或者不动产基金交易出现异常波动的，基金管理人应当立即将有关计划、方案或者相关事项的现状以及相关进展情况和风险因素等予以公告，并按照有关信息披露规则办理其他相关事宜。

（2）尽职调查

基金管理人应当按照《基金指引》等相关规定对拟购入的不动产项目进行全面尽职调查，基金管理人可以与资产支持证券管理人联合开展尽职调查，必要时还可以聘请财务顾问开展尽职调查，尽职调查要求与不动产基金首次发售要求一致。

基金管理人或其关联方与新购入不动产项目原始权益人存在关联关系，或享有不动产项目权益时，应当聘请第三方财务顾问独立开展尽职调查，并出具财务顾问报告。

涉及新设不动产资产支持证券的，基金管理人应当与不动产资产支持证券管理人协商确定不动产资产支持证券设立、发行等相关事宜，确保基金变更注册、扩募（如有）、投资运作与资产支持证券设立、发行之间有效衔接。

基金管理人应当聘请符合法律法规规定的律师事务所、评估机构、会计师事务所等专业机构就新购入不动产项目出具意见。

（3）基金管理人决策

基金管理人应当在作出拟购入不动产项目决定前履行必要内部决策程序，并于作出拟购入不动产项目决定后2日内披露临时公告，同时披露拟购入不动产项目的决定、产品变更方案、扩募方案（如有）等。

（4）向中国证监会、上交所同时提交申请文件，召开基金份额持有人大会

基金管理人依法作出拟购入不动产项目决定的，应当履行中国证监会变更注册、上交所不动产基金产品变更和不动产资产支持证券相关申请确认程序（简称“变更注册程序”）。对于不动产项目交易金额超过基金净资产 20%的或者涉及扩募安排的，基金管理人应当在履行变更注册程序后提交基金份额持有人大会批准。基金管理人就拟购入不动产项目召开基金份额持有人大会的，不动产基金应当自基金份额持有人大会召开之日（以现场方式召开的）或者基金份额持有人大会计票之日（以通讯方式召开的）开市起停牌，至基金份额持有人大会决议生效公告日复牌（如公告日为非交易日，公告后第一个交易日复牌）。

基金管理人首次发布新购入不动产项目临时公告至提交基金变更注册申请之前，应当及时披露重大进展或者重大变化，并在定期报告中披露进展情况。

基金管理人向中国证监会申请不动产基金产品变更注册的，基金管理人和资产支持证券管理人应当同时向上交所提交不动产基金产品变更申请和不动产资产支持证券相关申请，以及《业务办法》第十二条、第五十二条规定的申请文件，上交所认可的情形除外。基金管理人应当同时披露提交基金产品变更申请的公告及相关申请文件。

（5）其他

- 1) 经履行适当程序后，基金管理人将发布基金份额扩募公告。
- 2) 基金扩募的，可以向不特定对象发售，也可以向特定对象发售。向不特定对象发售包括向原不动产基金持有人配售份额和向不特定对象募集。

3. 扩募定价原则、定价方法

（1）向原持有人配售

基金管理人、财务顾问（如有）应当遵循基金份额持有人利益优先的原则，根据不动产基金二级市场交易价格和新购入不动产项目的市场价值等有关因素，合理确定配售价格。

（2）公开扩募

基金管理人、财务顾问（如有）应当遵循基金份额持有人利益优先的原则，根据不动产基金二级市场交易价格和新购入不动产项目的市场价值等有关因素，合理确定公开扩募的发售价格。公开扩募的发售价格应当不低于发售阶段公告招募说明书前 20 个交易日或者前 1 个交易日的不动产基金交易均价。

（3）定向扩募

1) 定向扩募的发售价格应当不低于定价基准日前 20 个交易日不动产基金交易均价的 90%。

2) 定向扩募的定价基准日为基金发售期首日。基金份额持有人大会决议提前确定全部发售对象，且发售对象属于下列情形之一的，定价基准日可以为本次扩募的基金产品变更草案公告日、基金份额持有人大会决议公告日或者发售期首日：

- a. 持有份额超过 20% 的第一大不动产基金持有人或者通过认购本次发售份额成为持有份额超过 20% 的第一大不动产基金持有人的投资者；
- b. 新购入不动产项目的原始权益人或者其同一控制下的关联方；
- c. 通过本次扩募拟引入的专业机构投资者。

3) 定向扩募的发售对象属于前述第 2) 款的 a-c 规定以外的情形的，基金管理人、财务顾问（如有）应当以竞价方式确定发售价格和发售对象。基金份额持有人大会决议确定部分发售对象的，确定的发售对象不得参与竞价，且应当接受竞价结果，并明确在通过竞价方式未能产生发售价格的情况下，是否继续参与认购、价格确定原则及认购数量。

4. 扩募的发售方式

本基金可选择的扩募发售方式，包括向不特定对象发售、向特定对象发售。本次扩募的具体发售方式、发行时间、发售对象及认购方式、基金定价基准日、发行价格及定价方式等以基金份额持有人大会决议等相关公告为准。

具体见届时基金管理人发布的扩募发售公告等相关公告。

5. 扩募变更注册的新基金合同不能生效时募集资金的处理方式

如果扩募募集期限届满，未满足扩募发售成功条件的，应按照如下方式处理：

1) 基金管理人应当在基金扩募募集期限届满后 30 日内返还投资者已缴纳的款项，并加计银行同期活期存款利息；

2) 扩募涉及新购入不动产项目的，评估费、财务顾问费、会计师费、律师费等相关费用，不得从投资者认购款项中支付。

3) 如基金扩募募集失败，基金管理人、基金托管人及销售机构不得向投资者请求报酬。基金管理人、基金托管人和销售机构为基金募集支付之一切费用应由各方各自承担。

6. 若法律法规、业务规则就不动产基金扩募另有规定的，按照届时有效的规定执行。

（七）基金资产的估值

1. 估值时间

本基金的估值日为每自然半年度最后一日、每自然年度最后一日以及法律法规规定的其他日期。

2. 估值对象

本基金及纳入合并范围的各类会计主体所持有的各项资产和负债，包括但不限于不动产资产支持证券、债券、银行存款、应收款项、无形资产、固定资产、借款、应付款项等。

3. 核算及估值方法

基金管理人按照《企业会计准则》的规定，遵循实质重于形式的原则，编制不动产基金合并及个别财务报表，以反映不动产基金整体财务状况、经营成果和现金流量。由于不动产基金通过不动产资产支持证券和不动产项目公司等特殊目的载体获得不动产项目完全所有权或经营权利，并拥有特殊目的载体及不动产项目完全的控制权和处置权，基金管理人在编制企业合并财务报表时应当统一特殊目的载体所采用的会计政策。

基金管理人在确定相关资产和负债的价值和不动产基金合并财务报表及个别财务报表的净资产时，应符合《企业会计准则》和监管部门的有关规定，并按照以下方法执行：

（1）基金管理人在编制不动产基金合并日或购买日合并资产负债表时，审慎判断取得的不动产基金项目是否构成业务。不构成业务的，应作为取得一组资产及负债（如有）进行确认和计量；构成业务的，审慎判断基金收购项目公司股权的交易性质，确定属于同一控制下的企业合并或是非同一控制下的企业合并，并进行相应的会计确认和计量。属于非同一控制下企业合并的，基金管理人应对不动产项目各项可辨认资产、负债按照购买日确定的公允价值进行初始计量。

（2）基金管理人对不动产基金的各项资产和负债进行后续计量时，除依据《企业会计准则》规定可采用公允价值模式进行后续计量外，不动产项目资产原则上采用成本模式计量，以购买日的账面价值为基础，对其计提折旧、摊销及减值。计量模式一经确定，除符合会计准则规定的变更情形外，不得随意变更。在符合企业会计准则（即有确凿证据证明公允价值持续可靠计量）和最大限度保护基金份额持有人利益的前提下，如项目资产公允价值显著高于账面价值时，经持有人大会同意并公告，基金管理人可以将相关资产计量从成本模式调整为公允价值模式。

（3）基金管理人对于采用成本模式计量的固定资产、使用寿命确定的无形资产、长期股权投资等长期资产，若存在减值迹象的，应当根据《企业会计准则》的规定进行减值测试并计提资产减值准备。上述资产减值损失一经确认，在以后会计期间不再转回。基金管理人应于每年年度终了对长期资产的折旧和摊销的期限及方法进行复核并作适当调整。

（4）基金管理人应当按照投资成本将不动产基金持有的资产支持证券在个别财务报表上确认为一项长期股权投资，采用成本法进行后续计量。

（5）证券交易所上市的有价证券的估值

1) 交易所上市的有价证券，以其估值日在证券交易所挂牌的市价（收盘价）估值；估值日无交易的，且最近交易日后经济环境未发生重大变化或证券发行机构未发生影响证券价格的重大事件的，以最近交易日的市价（收盘价）估值；如最近交易日后经济环境发生了重大变化或证券发行机构发生影响证券价格的

重大事件的，可参考类似投资品种的现行市价及重大变化因素，调整最近交易市价，确定公允价格。

2) 对于已上市或已挂牌转让的不含权固定收益品种，选取第三方估值基准服务机构提供的相应品种当日的估值全价，基金管理人应根据相关法律、法规的规定进行涉税处理。具体第三方估值基准服务机构由基金管理人与基金托管人另行协商约定。

3) 对于已上市或已挂牌转让的含权固定收益品种，选取第三方估值基准服务机构提供的相应品种当日的唯一估值全价或推荐估值全价。

4) 对于含投资者回售权的固定收益品种，行使回售权的，在回售登记日至实际收款日期间选取第三方估值基准服务机构提供的相应品种的唯一估值全价或推荐估值全价，同时应充分考虑发行人的信用风险变化对公允价值的影响。回售登记期截止日（含当日）后未行使回售权的按照长待偿期所对应的价格进行估值。

5) 对于在交易所市场上市交易的公开发行的可转换债券等有活跃市场的含转股权的债券，实行全价交易的债券选取估值日收盘价作为估值全价；实行净价交易的债券选取估值日收盘价并加计每百元税前应计利息作为估值全价。

(6) 对于未上市或未挂牌转让且不存在活跃市场的固定收益品种，采用在当前情况下适用并且有足够可利用数据和其他信息支持的估值技术确定其公允价值。

(7) 同一债券同时在两个或两个以上市场交易的，按债券所处的市场分别估值。

(8) 如有确凿证据表明按上述第（5）至（7）项进行估值不能客观反映上述金融资产或金融负债公允价值的，基金管理人可根据具体情况与基金托管人商定后，按最能反映公允价值的方法估值。

(9) 无形资产仅在与有关的经济利益很可能流入本核算主体，且其成本能够可靠地计量时才予以确认，并以成本进行初始计量。但核算主体合并中取得的无形资产，其公允价值能够可靠地计量的，即单独确认为无形资产并按照公允价值进行初始计量并按成本法进行后续计量。无形资产按照其能为本核算主体带来经济利益的期限确定使用寿命，无法预见其为本核算主体带来经济利益期限的作为使用寿命不确定的无形资产。

（10）相关法律法规以及监管部门、自律规则另有规定的，从其规定。如有新增事项，按国家最新规定核算及估值。

如基金管理人或基金托管人发现基金估值违反基金合同订明的核算及估值方法、程序及相关法律法规的规定或者未能充分维护基金份额持有人利益时，应立即通知对方，共同查明原因，双方协商解决。

根据有关法律法规，基金净资产计算和基金会计核算的义务由基金管理人承担。本基金的基金会计责任方由基金管理人担任，因此，就与本基金有关的会计问题，如经相关各方在平等基础上充分讨论后，仍无法达成一致的意见，按照基金管理人对不动产基金财务报表的净资产计算结果对外予以公布。由此给基金份额持有人和不动产基金造成的损失，由基金管理人负责赔付。

4. 核算及估值程序

（1）基金份额净值是按照估值日闭市后，不动产基金合并财务报表的净资产除以当日基金份额的余额数量计算，精确到 0.0001 元，小数点后第 5 位四舍五入。由此产生的误差计入基金财产。法律法规、监管机构、基金合同另有规定的，从其规定。

（2）基金管理人应计算每个中期报告和年度报告的不动产基金合并财务报表的净资产和基金份额净值。

（3）根据《基金指引》的有关规定，不动产基金存续期间，基金管理人应当聘请评估机构对不动产项目资产每年进行 1 次评估，并在不动产基金年度报告中披露评估报告。对于采用成本模式计量的不动产项目资产，上述评估结果不影响不动产基金合并财务报表的净资产及基金份额净值。

（4）基金管理人应至少每半年度、每年度对基金资产进行核算及估值，但基金管理人根据法律法规或基金合同的规定暂停估值时除外。基金管理人每半年度、每年度对基金资产核算及估值后，将基金净资产和基金份额净值结果发送基金托管人复核，并由管理人按照监管机构要求在定期报告中对外公布。

5. 核算及估值错误的处理

基金管理人和基金托管人将采取必要、适当、合理的措施确保基金资产核算及估值的准确性、及时性。当不动产基金财务报表的净资产和基金份额净值发生可能误导财务报表使用者的重大错误时，视为基金份额净值错误。

基金合同的当事人应按照以下约定处理：

（1）估值错误类型

本基金运作过程中，如果由于基金管理人或基金托管人、或登记机构、或销售机构、或投资人自身的过错造成估值错误，导致其他当事人遭受损失的，过错的责任人应当对由于该估值错误遭受损失当事人（“受损方”）的直接损失按下述“估值错误处理原则”给予赔偿，承担赔偿责任。

上述估值错误的主要类型包括但不限于：资料申报差错、数据传输差错、数据计算差错、系统故障差错、下达指令差错等。对于因技术原因引起的差错，若系同行业现有技术水平不能预见、不能避免、不能克服，则属不可抗力，按照下述规定执行。

由于不可抗力原因造成投资人的交易资料灭失或被错误处理或造成其他差错，因不可抗力原因出现差错的当事人不对其他当事人承担赔偿责任，但因该差错取得不当得利的当事人仍应负有返还不当得利的义务。

（2）估值错误处理原则

1) 估值错误已发生，但尚未给当事人造成损失时，估值错误责任方应及时协调各方，及时进行更正，因更正估值错误发生的费用由估值错误责任方承担；由于估值错误责任方未及时更正已产生的估值错误，给当事人造成损失的，由估值错误责任方对直接损失承担赔偿责任；若估值错误责任方已经积极协调，并且有协助义务的当事人有足够的时间进行更正而未更正，则其应当承担相应赔偿责任。估值错误责任方应对更正的情况向有关当事人进行确认，确保估值错误已得到更正；

2) 估值错误的责任方对有关当事人的直接损失负责，不对间接损失负责，并且仅对估值错误的有关直接当事人负责，不对第三方负责；

3) 因估值错误而获得不当得利的当事人负有及时返还不当得利的义务。但估值错误责任方仍应对估值错误负责。如果由于获得不当得利的当事人不返还或不全部返还不当得利造成其他当事人的利益损失（“不当得利受损方”），则估值错误责任方应赔偿不当得利受损方的损失，并在其支付的赔偿金额的范围内对获得不当得利的当事人享有要求交付不当得利的权利；如果获得不当得利的当事人已经将此部分不当得利返还给不当得利受损方，则不当得利受损方应当将其已经获得的赔偿额加上已经获得的不当得利返还的总和超过其实际损失的差额部分支付给估值错误责任方；

4) 估值错误调整采用尽量恢复至假设未发生估值错误的正确情形的方式。

(3) 估值错误处理程序

估值错误被发现后，有关的当事人应当及时进行处理，处理的程序如下：

1) 查明估值错误发生的原因，列明所有的当事人，并根据估值错误发生的原因确定估值错误的责任方；

2) 根据估值错误处理原则或当事人协商的方法对因估值错误造成的损失进行评估；

3) 根据估值错误处理原则或当事人协商的方法由估值错误的责任方进行更正和赔偿损失；

4) 根据估值方法，需要修改基金登记机构交易数据的，由基金登记机构进行更正，并就估值错误的更正向有关当事人进行确认。

(4) 基金份额净值估值错误处理的方法如下：

1) 基金份额净值计算出现错误时，基金管理人应当立即予以纠正，通报基金托管人，并采取合理的措施防止损失进一步扩大。

2) 错误偏差达到基金份额净值的 0.25% 时，基金管理人应当通报基金托管人并报中国证监会备案；错误偏差达到基金份额净值的 0.5% 时，基金管理人应当公告，通报基金托管人并报中国证监会备案。

3) 前述内容如法律法规或监管机关另有规定的，从其规定处理。如果行业另有通行做法，基金管理人、基金托管人应本着平等和保护基金份额持有人利益的原则进行协商。

6. 暂停估值的情形

- (1) 基金投资所涉及的证券交易市场遇法定节假日或因其他原因暂停营业时；
- (2) 因不可抗力致使基金管理人、基金托管人无法准确核算及评估基金资产价值时；
- (3) 法律法规规定、中国证监会和基金合同认定的其它情形。

7. 基金净值的确认

不动产基金财务报表的净资产和基金份额净值由基金管理人负责计算，基金托管人负责进行复核。基金管理人在披露不动产基金财务报表的净资产和基金份额净值前，应将净资产和基金份额净值计算结果发送给基金托管人。基金托管人对计算结果复核确认后发送给基金管理人，由基金管理人按规定在定期报告中对外公布。

8. 特殊情况的处理

(1) 基金管理人或基金托管人按核算及估值方法的第(8)项进行估值时，所造成的误差不作为基金资产核算及估值错误处理。

(2) 由于不可抗力原因，或由于证券交易所及登记结算公司以及存款银行等第三方机构发送的数据错误，或国家会计政策变更、市场规则变更等，基金管理人和基金托管人虽然已经采取必要、适当、合理的措施进行检查，但未能发现错误的，由此造成的基金资产核算及估值错误，基金管理人和基金托管人免除赔偿责任。但基金管理人、基金托管人应当积极采取必要的措施减轻或消除由此造成的影响。

9. 不动产项目的评估

(1) 不动产项目评估结果不代表真实市场价值，也不代表不动产项目资产能够按照评估结果进行转让。

(2) 不动产项目评估情形

本基金存续期间，基金管理人应当聘请评估机构对不动产项目资产每年进行 1 次评估。基金管理人聘请的评估机构应当经中国证监会备案，且评估机构为同一只不动产基金提供评估服务不得连续超过 3 年。

发生如下情形，基金管理人应聘请评估机构对不动产项目进行评估：

- 1) 基金运作过程中发生购入或出售不动产项目等情形时；
- 2) 本基金扩募；
- 3) 提前终止基金合同拟进行资产处置；
- 4) 不动产项目现金流发生重大变化且对持有人利益有实质性影响；
- 5) 对基金份额持有人利益有重大影响的其他情形。

本基金的基金份额首次发售，评估基准日距离基金份额发售公告日不得超过 6 个月；基金运作过程中发生购入或出售不动产项目等情形时，评估基准日距离签署购入或出售协议等情形发生日不得超过 6 个月。

(3) 评估报告的内容

评估报告应包括下列内容：

- 1) 评估基础及所用假设的全部重要信息；
- 2) 所采用的评估方法及评估方法的选择依据和合理性说明；
- 3) 不动产项目详细信息，包括不动产项目地址、权属性质、现有用途、经营现状等，每期运营收入、应缴税收、各项支出等收益情况及其他相关事项；
- 4) 不动产项目的市场情况，包括供求情况、市场趋势等；
- 5) 影响评估结果的重要参数，包括土地使用权或经营权利剩余期限、运营收入、运营成本、运营净收益、资本性支出、未来现金流变动预期、折现率等；
- 6) 评估机构独立性、评估报告公允性的相关说明；
- 7) 调整所采用评估方法或重要参数情况及理由（如有）；
- 8) 可能影响不动产项目评估的其他事项。

(4) 更换评估机构程序

不动产基金存续期限内，基金管理人有权自行决定更换评估机构，基金管理人更换评估机构后应及时进行披露。

（八）基金的收益与分配

1. 基金可供分配金额的计算方式

可供分配金额是在合并净利润基础上进行合理调整后的金额，包括合并净利润和超出合并净利润的其他返还，具体由中国证券投资基金业协会另行规定。

基金管理人计算可供分配金额过程中，应当先将合并净利润调整为税息折旧及摊销前利润（EBITDA），并在此基础上综合考虑项目公司持续发展、项目公司偿债能力、经营现金流等因素后确定可供分配金额计算调整项。将净利润调整为税息折旧及摊销前利润（EBITDA）需加回以下调整项：

- （1）折旧和摊销；
- （2）利息支出；
- （3）所得税费用。

将税息折旧及摊销前利润调整为可供分配金额涉及的调整项包括：

- （1）不动产基金发行份额募集的资金；
- （2）收购不动产项目所支付的现金净额，包括收购不动产项目所支付的对价抵减收购日取得的项目公司货币资金；
- （3）支付的所得税费用；
- （4）应收项目的变动；
- （5）应付项目的变动；
- （6）取得借款收到的本金；
- （7）偿还借款支付的本金；
- （8）存货的变动；
- （9）当期资本性支出；
- （10）期初现金余额；
- （11）本期分配金额；
- （12）上期未分配金额；
- （13）其他可能的调整项（处置不动产项目资产取得的现金、金融资产相关调整、资产减值损失、信用减值损失、公允价值变动损益等）；
- （14）未来合理的相关支出预留，包括重大资本性支出（榆林光伏项目、晶泰光伏项目每年新增预留原则上不超过 600 万元，苏家河口水电站项目、松

山河口水电站项目每年参考扩募披露的资产评估报告预测金额进行预留。各项目具体以实际发生为准）、预留下一年度运营费用（下一年度年初需支付的运营管理成本、运营管理服务费、缴纳的保险费等）、期末负债余额（包括归属于当期成本费用但尚未支付的部分，及归属下期收入但已预收的部分）等。

2. 基金可供分配金额相关计算调整项的变更程序

基金可供分配金额计算调整项的变更需要经基金份额持有人大会审议通过方可实施。但相关法律法规或相应规则对基金可供分配金额的计算另有调整的，基金管理人履行提前公告程序后，可直接对本部分内容进行修改和调整，无需召开基金份额持有人大会审议。

3. 基金收益分配原则

（1）本基金收益分配采取现金分红方式，具体权益分派程序等有关事项遵循上海证券交易所及中国结算的相关规定。

（2）若基金合同生效不满 3 个月可不进行收益分配。

（3）本基金应当将 90%以上合并后年度可供分配金额以现金形式分配给投资者。本基金的收益分配在符合分配条件的情况下每年不得少于 1 次。若基金合同生效不满 3 个月可不进行分配。

（4）每一基金份额享有同等分配权。

（5）基金连续两年未按照法律法规进行收益分配的，基金管理人应当申请基金终止上市。

（6）法律法规或监管机关另有规定的，从其规定。

如基金份额持有人大会决议延长基金期限的，不动产项目在延长的基金期限内仍产生运营收入等现金流，由此产生的基金收益归基金份额持有人享有，且资产支持证券管理人（代表专项计划）无需向原始权益人补充支付任何对价。但在京能国际或其指定关联方依据基金合同约定决定无偿受让榆林光伏项目/晶泰光伏项目/苏家河口水电站项目不动产资产/松山河口水电站项目不动产资产情况下，榆林光伏项目/晶泰光伏项目/苏家河口水电站项目不动产资产/松山河口水电站项目不动产资产在其决定无偿受让之后产生的收益归属于相应的受让方。

如基金份额持有人大会决议对苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所属的其他资产（水轮机、发电机、调速器、主变压器等设备）进行市场化处置或如京能国际或其关联方放弃无偿受让榆林光伏项目/晶泰光伏项目/苏家河口水电站项目/松山河口水电站项目，则基金管理人有权进行市场化处置，市场化处置产生的基金收益由基金份额持有人享有。

在不违反法律法规、基金合同的约定以及对基金份额持有人利益无实质不利影响的前提下，基金管理人可在与基金托管人协商一致，并按照监管部门要求履行适当程序后对基金收益分配原则和支付方式进行调整，不需召开基金份额持有人大会，但应于变更实施日在规定媒介公告。

本基金连续 2 年未按照法律法规规定进行收益分配的，基金管理人应当申请基金终止上市，不需召开基金份额持有人大会。

4. 收益分配方案

基金收益分配方案中应载明权益登记日、收益分配基准日、现金红利发放日、可供分配金额（含净利润、调整项目及调整原因）、按照基金合同约定应分配金额等事项。

5. 收益分配方案的确定、公告与实施

本基金收益分配方案由基金管理人拟定，并由基金托管人复核收益分配总额，基金管理人应当至少在权益登记日前 2 个交易日公告收益分配方案。

6. 基金收益分配中发生的费用

基金收益分配时所发生的银行转账或其他手续费用由投资者自行承担。

（九）基金的费用与税收

1. 基金费用的种类

- （1）基金管理人的管理费；
- （2）基金托管人的托管费；
- （3）基金上市费用及年费、登记结算费用；

(4) 基金合同生效后与基金相关的信息披露费用，法律法规、中国证监会另有规定的除外；

(5) 基金合同生效后，为基金提供专业服务的会计师事务所、律师事务所、评估机构等收取的费用，包括但不限于会计师费、律师费、资产评估费、审计费、诉讼费和仲裁费；

(6) 基金份额持有人大会费用；

(7) 基金的证券交易费用；

(8) 基金的银行汇划费用；

(9) 基金相关账户的开户及维护费用；

(10) 基金在资产购入和出售过程中产生的会计师费、律师费、资产评估费、审计费、诉讼费等相关中介费用；

(11) 按照国家有关规定、基金合同等，在不动产项目运营过程中可以在基金财产中列支的其他费用。

上述费用包括基金、资产支持证券、项目公司层面发生的各类费用。

2. 基金费用计提方法、计提标准和支付方式

(1) 基金管理费

基金管理费由基金管理人收取，计算方法如下：

1) 首次扩募基金合同更新生效之日起一年内，基金管理费计算方法如下：

$$H = E \times (P_1 \div P \times 0.335\% + P_2 \div P \times 0.235\%) \div \text{当年天数}$$

2) 首次扩募基金合同更新生效后满一年之日（含）起，基金管理费计算方法如下：

$$H = E \times 0.235\% \div \text{当年天数}$$

其中，

H 为按日应计提的基金管理费

自首次扩募基金合同更新生效日至扩募后首次披露的基金资产净值基准日期间，E 为前一估值日基金资产净值与首次扩募募集净金额之和；自扩募后首次披露基金资产净值的基准日（含）后，E 为最新一期基金资产净值

P_1 为首次扩募募集净金额

P_2 为首次扩募前基金披露的最新一期基金资产净值

$$P=P_1+P_2$$

基金管理费按日计提、按年收取。

基金管理费包括基金管理人和资产支持证券管理人的管理费。

基金管理人与基金托管人双方核对无误后，基金托管人按照与基金管理人协商一致的方式从基金财产中一次性支付给基金管理人。若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

（2）运营管理费

本基金的运营管理费为运营管理机构在运营管理服务协议项下就提供各项运营管理服务而向项目公司收取的费用，包括运营管理成本和运营管理服务费。运营管理服务费包括固定运营管理服务费和激励运营管理服务费。运营管理费具体约定以《运营管理服务协议》为准。

1) 首发不动产项目运营管理费

具体请详见本招募说明书之第四章 治理机制与运营管理安排之第二节 运营管理安排之一、运营管理安排的相关信息。

2) 新购入不动产项目运营管理费

a. 运营管理成本

运营管理成本为 2,560 万元（含税）/年，其中包括槟榔江流域集中控制中心的运营管理成本为 440 万元（含税）/年。截至新购入不动产项目《运营管理服务协议》签署之日，槟榔江流域集中控制中心尚未投运，各方确认，在槟榔江流域集中控制中心投运前，新购入项目公司无需支付该中心对应的运营管理成本，不足完整年度的，可按日折算计费。

在运营管理机构任期内，运营管理成本原则上不调整。发生下列情形时，各方同意可调整：

（a）如因新购入项目公司现有职员劳动关系未按新购入不动产项目《两河水电公司股权转让协议》等协议约定在交割日前完成转移，导致新购入项目公司发生额外人员成本，或在任期内发生新购入项目公司为运营管理机构垫付或代运营管理机构承担了运营管理机构应承担的费用的，基金管理人有权按照发生的前述成本和费用等额扣减运营管理成本。

(b) 任期内，发生不动产新购入项目公司业务结构发生重大变化等对新购入不动产项目运营造成实质影响的因素时，各方可协商对运营管理成本进行调整。

运营管理成本按季度支付，每次支付的金额为全年支付金额的 25%。由新购入项目公司在不晚于每个季度初的 30 个工作日内向运营管理机构支付该季度的运营管理成本，经新购入项目公司确认并扣除考核费用后运营管理机构应向新购入项目公司开具符合法律规定的等额增值税专用发票（税率 6%）。运营管理机构应在每季度初及时核对运营管理成本金额并发起付款申请，若因运营管理机构申请延迟等原因导致付款逾期，相应责任由运营管理机构承担。

若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述费用时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。

若因政府或相关监管部门的相关政策或要求，不动产资产需向基金管理人提请年度重大专项修理或技术改造之外的修理、技术改造事项的，应由运营管理机构向基金管理人提起书面申请并进行充分说明，并经基金管理人审批后按照预算外支出程序进行支付。就上述预算外支出而言，基金管理人应根据政府或相关监管部门的相关政策或要求的时限，在保证预留足够的实施时间的前提下，尽快完成审核和支付流程。

b. 运营管理服务费

运营管理机构提供《运营管理服务协议》约定的不动产资产运营服务，有权向新购入项目公司收取运营管理服务费，运营管理服务费包括固定运营管理服务费和激励运营管理服务费。

(a) 固定运营管理服务费

固定运营管理服务费为运营管理实施机构提供运营管理服务对应的人员成本和合理回报，由运营管理实施机构自主决策具体费用的使用。

就新购入不动产项目，2024 年固定运营管理服务费为 2,400 万元（含税）/ 年，但如《运营管理服务协议》2024 年未生效，无需支付，《运营管理服务协议》约定的各项费用自协议生效日起开始计算和收费。

固定运营管理服务费按季度支付，每次支付的金额为全年支付金额的 25%。由新购入项目公司在不晚于每个季度初的 30 个工作日内向运营管理机构支付该

季度的固定运营管理服务费，运营管理机构应向新购入项目公司开具符合法律规定的等额增值税专用发票（税率 6%）。运营管理机构应在每季度初及时核对固定运营管理服务费金额并发起付款申请，若因运营管理机构申请延迟等原因导致付款逾期，相应责任由运营管理机构承担。

特别地，如基金管理人依照《运营管理服务协议》对运营管理机构进行考核需扣减运营管理服务费，新购入项目公司在支付最近一季度固定运营管理服务费时予以相应扣减。

若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述费用时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。

固定运营管理服务费原则上按照每年调整一次，每次调整较前次基数增长 3%，首次调增年份为 2026 年，初始任期结束后各方根据实际情况另行协商。

（b）激励运营管理服务费

激励运营管理服务费为每一个会计年度结束后，对新购入项目公司的净收入指标进行考核，根据新购入项目公司实际净收入确定的运营管理服务费。具体而言，激励运营管理服务费（含税金额）= $(Y - X) \times N\%$ ，其中，Y 为实际净收入，即根据新购入项目公司当年年度审计报告计算的新购入项目公司年度净收入。X 为目标净收入，即根据新购入的不动产项目初始评估报告计算的新购入项目公司对应年度净收入。

新购入项目公司年度净收入=营业总收入-营业总成本-资本性支出。

注：营业总成本不考虑折旧摊销、财务费用、激励运营管理服务费；资本性支出含重大专项修理及技术改造等费用。

激励运营管理服务费的费率 N% 具体数值以如下表格为准：

表 300 激励运营管理服务费费率情况

单位：%

区间	激励运营管理服务费的费率（N%）
$Y < 0.9X$	10
$0.9X \leq Y < X$	5
$Y = X$	0
$X < Y \leq 1.1X$	5

1.1X<Y	10

a) 当新购入项目公司的实际净收入高于目标净收入时，激励运营管理服务费为正，运营管理机构有权收取激励运营管理服务费。具体系指：

当实际净收入高于目标净收入*100%，但不高于目标净收入*110%时，年度激励运营管理服务费（含税金额）=（实际净收入-目标净收入）×5%；

当实际净收入高于目标净收入*110%时，年度激励运营管理服务费（含税金额）=（实际净收入-目标净收入）×10%。

b) 当实际净收入低于目标净收入时，激励运营管理服务费为负，即基金管理人和新购入项目公司按公式计算金额对应扣减运营管理服务费。具体系指：

当实际净收入低于目标净收入*100%，但不低于目标净收入*90%时，需扣减的年度激励运营管理服务费（含税金额）=（目标净收入-实际净收入）×5%；

当实际净收入低于目标净收入*90%时，需扣减的年度激励运营管理服务费（含税金额）=（目标净收入-实际净收入）×10%。

若出现年度激励运营管理服务费需要扣减的情形，则抵扣安排如下：需扣减的当年度激励运营管理服务费在新购入项目公司支付最近一季度固定运营管理服务费时予以相应扣减，最近一季度固定运营管理服务费不足抵扣时，继续抵扣次季度固定运营管理服务费，直至抵扣完毕。

新购入项目公司应于不动产基金年度报告出具后 30 个工作日内按相应流程向运营管理机构支付上一年度的激励运营管理服务费，运营管理机构应向新购入项目公司开具符合法律规定的等额增值税专用发票（税率 6%）。

若当年激励运营管理服务费大于 0，运营管理机构应从激励运营管理服务费中安排部分资金，对安全稳定、高效运营、新购入项目公司经营等做出突出贡献的一线员工进行专项奖励；若当年激励运营管理服务费小于等于 0，可不进行突出贡献一线员工激励。突出贡献一线员工激励原则上不低于激励运营管理服务费的 20%，奖励金额最高不超过 55 万元；若激励运营管理服务费的 20%超过 55 万元，按 55 万元执行。突出贡献一线员工名单确认及奖励发放由运营管理机构负责，发放完成后报基金管理人备案，具体约定以新购入不动产项目的《运营管理服务协议》为准。

(3) 基金托管人的托管费

本基金的托管费按前一估值日基金资产净值的 0.01% 年费率计提。托管费的计算方法如下：

$$H = E \times 0.01\% \div \text{当年天数}$$

H 为按日应计提的基金托管费

自首次扩募基金合同更新生效日至扩募后首次披露的基金资产净值基准日期间，E 为前一估值日基金资产净值与首次扩募募集净金额之和；自扩募后首次披露基金资产净值的基准日（含）后，E 为最新一期基金资产净值。

基金托管费按日计提，按年支付。基金管理人与基金托管人双方核对无误后，基金托管人按照与基金管理人协商一致的方式从基金财产中一次性支取。若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

上述“1.基金费用的种类”中的其他费用，根据有关法规及相应协议规定，按费用实际支出金额列入当期费用，由基金托管人从基金财产中支付。

3. 不列入基金费用的项目

下列费用不列入基金费用：

- 1) 基金管理人和基金托管人因未履行或未完全履行义务导致的费用支出或基金财产的损失；
- 2) 基金管理人和基金托管人处理与基金运作无关的事项发生的费用；
- 3) 基金合同生效前的相关费用；
- 4) 不动产基金募集（包括但不限于基金首次募集及扩募募集）期间产生的评估费、财务顾问费（如有）、会计师费、律师费等各项费用不得从基金财产中列支；如不动产基金募集失败，上述相关费用不得从投资者认购款项中支付；
- 5) 其他根据相关法律法规及中国证监会的有关规定不得列入基金费用的项目。

4. 基金税收

本基金运作过程中涉及的各纳税主体，其纳税义务按国家税收法律、法规执行。基金财产投资的相关税收，由基金份额持有人承担，基金管理人或者其他扣缴义务人按照国家有关税收征收的规定代扣代缴。

（十）基金的会计与审计

1. 基金会计政策

（1）基金管理人为本基金的基金会计责任方。

（2）基金的会计年度为公历年度的1月1日至12月31日；基金首次募集的会计年度按如下原则：如果基金合同生效少于2个月，可以并入下一个会计年度披露。

（3）基金核算以人民币为记账本位币，以人民币元为记账单位。

（4）会计制度执行国家有关会计制度。

（5）本基金独立建账、独立核算。

（6）基金管理人及基金托管人各自保留完整的会计账目、凭证并进行日常的会计核算，按照有关规定至少于自然半年与年度结束后编制基金合并及单独财务报表。基金托管人定期与基金管理人就基金的会计核算、报表编制等进行核对。

（7）基金托管人与基金管理人于每年中期报告和年度报告出具前就基金的会计核算、报表编制等进行核对并以书面方式或双方约定的其他方式确认。

（8）基金管理人应当按照法律法规、企业会计准则及中国证监会相关规定进行资产负债确认计量，编制本基金中期与年度合并及单独财务报表，财务报表至少包括资产负债表、利润表、现金流量表、所有者权益变动表及报表附注。

2. 基金的年度审计

（1）基金管理人聘请与基金管理人、基金托管人相互独立的符合《证券法》规定的会计师事务所及其注册会计师对本基金的年度财务报表进行审计。

（2）会计师事务所更换经办注册会计师，应事先征得基金管理人同意。

（3）基金管理人认为有充足理由更换会计师事务所，须通报基金托管人。更换会计师事务所需按规定在规定媒介公告。

（4）会计师事务所在年度审计中应当评价基金管理人和评估机构采用的评估方法和参数的合理性。

（十一）基金的终止与清算

1. 基金合同的变更

（1）变更基金合同涉及法律法规规定或基金合同约定应经基金份额持有人大会决议通过的事项的，或对基金合同当事人权利、义务产生重大影响的，应召开基金份额持有人大会决议通过。对于法律法规规定和基金合同约定可不经基金份额持有人大会决议通过的事项，由基金管理人和基金托管人同意后变更并公告，并报中国证监会备案。

（2）关于基金合同变更的基金份额持有人大会决议自生效后方可执行，并自决议生效后按规定在规定媒介公告。

2. 基金合同的终止事由

有下列情形之一的，经履行相关程序后，基金合同应当终止：

- （1）本基金存续期届满，且未延长合同有效期限；
- （2）基金份额持有人大会决定终止的；
- （3）基金管理人、基金托管人职责终止，在 6 个月内没有新基金管理人、新基金托管人承接的；
- （4）本基金所持全部资产支持证券或专项计划终止，并完成清算分配的；
- （5）本基金所持有的资产支持证券在基金合同期限届满前全部变现的；
- （6）本基金所持有的专项计划在基金合同生效之日起 6 个月内未成功设立或本基金未成功购入资产支持证券的；
- （7）本基金投资的全部不动产项目无法维持正常、持续运营；
- （8）本基金投资的全部不动产项目难以再产生持续、稳定现金流；
- （9）在基金合同期限届满之前，如基金所持有的不动产项目资产由于国补到期的原因收益大幅下降，导致基金“任一年度营业收入”较“基金享有完整国补收入最后一年的营业收入”下降 40%及以上，基金合同于该年度报告披露之日终止；
- （10）基金合同约定的其他情形；
- （11）相关法律法规和中国证监会规定的其他情况。

3. 基金财产的清算

(1) 基金财产清算小组：自出现基金合同终止事由之日起 30 个工作日内成立清算小组，基金管理人组织基金财产清算小组并在中国证监会的监督下进行基金清算。

(2) 在基金财产清算小组接管基金财产之前，基金管理人和基金托管人应按照基金合同和托管协议的规定继续履行保护基金财产安全的职责。

(3) 基金财产清算小组组成：基金财产清算小组成员由基金管理人、基金托管人、符合《证券法》规定的注册会计师、律师以及中国证监会指定的人员组成。基金财产清算小组可以聘用必要的工作人员。

(4) 基金财产清算小组职责：基金财产清算小组负责基金财产的保管、清理、估价、变现和分配，并按照法律法规规定和基金合同约定履行信息披露义务。基金财产清算小组可以依法进行必要的民事活动。

(5) 基金财产清算程序：

- 1) 基金合同终止情形出现时，由基金财产清算小组统一接管基金；
- 2) 对基金财产和债权债务进行清理和确认；
- 3) 对基金财产进行评估；
- 4) 制作清算报告；
- 5) 聘请会计师事务所对清算报告进行外部审计，聘请律师事务所对清算报告出具法律意见书；
- 6) 将清算报告报中国证监会备案并公告；
- 7) 对基金剩余财产进行分配。

(6) 基金财产清算的期限为 6 个月，但因本基金所持资产支持证券份额或其他证券的流动性受到限制而不能及时变现的，清算期限可相应顺延，若清算时间超过 6 个月则应当以公告形式告知基金份额持有人，此后每顺延 6 个月应当公告一次。在清算期间，管理人可以将已清算的基金财产按比例分配给持有人。在清算完成后，管理人应当在清算完成日期起计的 1 个月内作出一次性的分配。

(7) 基金清算涉及不动产项目处置的，基金管理人应当遵循基金份额持有人利益优先的原则，按照法律法规规定进行资产处置，并尽快完成剩余财产的分

配。资产处置期间，基金管理人应当按照法律法规规定和基金合同约定履行信息披露义务。

不动产基金清算时，如不动产基金拟对不动产项目资产或项目公司股权进行处置或转让，仍需就不动产项目所涉及的各类转让限制约定，满足以下前置条件或要求后，方可实施处置或转让：

表 301 不动产项目资产或项目公司股权转让限制条件

转让限制条件	需满足的前置条件
根据《中华人民共和国城镇国有土地使用权出让和转让暂行条例》第四十五条，划拨土地使用权在满足如下条件且经过市县人民政府土地管理部门和房产管理部门批准后，方可转让：（1）土地使用者为公司、企业、其他经济组织和个人；（2）领有国有土地使用证；（3）具有地上建筑物、其他附着物合法的产权证明；（4）签订土地使用权出让合同，向当地市、县人民政府补交土地使用权出让金或者以转让、出租、抵押所获收益抵交土地使用权出让金。 根据《国务院办公厅关于完善建设用地使用权转让、出租、抵押二级市场的指导意见》（国办发〔2019〕34号）（以下简称《建设用地使用权的指导意见》）第（六）项的规定，以划拨方式取得的建设用地使用权转让，需经依法批准，土地用途符合《划拨用地目录》的，可不补缴土地出让价款，按转移登记办理；不符合《划拨用地目录》的，在符合规划的前提下，由受让方依法依规补缴土地出让价款。根据国土资源部《不动产登记操作规范（试行）》（国土资规〔2016〕6号）第8.3.3条，申请划拨取得国有建设用地使用权转移登记的，应当提交有批准权的人民政府的批准文件。 另据《中华人民共和国城市房地产管理法》第二十三条，有批准权的人民政府系指批准土地使用权划拨的县级以上人民政府。 新购入不动产项目的土地取得方式均为划拨方式，因此，如果项目处置或转让，涉及到以划拨方式取得的建设用地使用权转让事项，须取得上述相应层级的人民政府及相关部门审批。	腾冲市人民政府或腾冲市自然资源局批准；盈江县人民政府或盈江县自然资源局批准；
根据云南省发改委核发的《关于保山市槟榔江苏家河口水电站项目核准的批复》（云发改能源〔2006〕848号）及《关于保山市槟榔江松山河口水电站项目核准的批复》（云发改能源〔2006〕1573号）（合称“基础设施项目核准文件”）规定，“未经项目核准部门同意，项目法人不得对项目进行转让、拍卖或采取其他方式变更投资方和投资比例”，因此重组及转让事项须经云南省发展和改革委员会批准。	云南省发展和改革委员会批准

除前述现行有效的法律法规、政策要求外，还包括本基金存续期间因颁布新的法律法规、政策，或法律法规、政策变更等原因，对不动产项目资产转让或项目公司股权转让提出新的限制性要求等。

4. 清算费用

清算费用是指基金财产清算小组在进行基金清算过程中发生的所有合理费用，清算费用由基金财产清算小组优先从基金剩余财产中支付。

5. 基金财产清算剩余资产的分配

依据基金财产清算的分配方案，将基金财产清算后的全部剩余资产扣除基金财产清算费用、缴纳所欠税款并清偿基金债务后，按基金份额持有人持有的基金份额比例进行分配。

6. 基金财产清算的公告

清算过程中的有关重大事项须及时公告；基金财产清算报告经符合《证券法》规定的会计师事务所审计并由律师事务所出具法律意见书后报中国证监会备案并公告。基金财产清算公告于基金财产清算报告报中国证监会备案后按照《信息披露办法》的规定由基金财产清算小组进行公告，基金财产清算小组应当将清算报告登载在规定网站上，并将清算报告提示性公告登载在规定报刊上。

7. 基金财产清算账册及文件的保存

基金财产清算账册及有关文件由基金托管人保存 20 年以上，法律法规另有规定的从其规定。

（十二）基金合同的内容摘要

基金合同主要约定以下事项：基金份额持有人、基金管理人和基金托管人的权利与义务；基金份额持有人大会召集、议事及表决的程序和规则；基金收益分配原则、执行方式；与基金财产管理、运用有关费用的提取、支付方式与比例；基金财产的投资方向和投资限制；基金资产净值的计算方法和公告方式；基金合同解除和终止的事由、程序以及基金财产清算方式；争议解决方式；基金合同存放地和投资者取得基金合同的方式等内容。

具体约定详见本招募说明书“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第一节 不动产基金治理机制”之“一、基金层面治理安排”、“第五章 不动产基金”之“第四节 基金运作”之“二、基金合同及基金托管协议”和本基金基金合同。

（十三）基金托管协议的内容摘要

《托管协议》主要约定以下事项：基金托管协议当事人、基金托管人对基金管理人的业务监督和核查、基金管理人对其基金托管人的业务核查、基金财产的保管、基金净资产计算和会计核算、基金份额持有人名册的保管、托管协议的变更、终止与基金财产的清算、争议解决方式等内容。

具体约定详见本招募说明书“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第一节 不动产基金治理机制”之“一、基金层面治理安排”、“第五章 不动产基金”之“第四节 基金运作”之“二、基金合同及基金托管协议”和本基金基金合同。

三、基金经理情况

（一）管理不动产基金配备主要负责人员/基金经理情况

管理不动产基金配备主要负责人员/基金经理情况如下：

张为先生，基金经理，FRM，中国国籍，中共党员，经济学硕士，具有五年以上不动产项目投资管理经验。曾供职于中国投融资担保股份有限公司、渤海银行股份有限公司总行、中融（北京）资产管理有限公司、中裕睿信（北京）资产管理有限公司。2020年11月加入中航基金管理有限公司。2021年6月7日至2022年12月16日，担任中航首钢生物质封闭式基础设施证券投资基金基金经理。2023年3月起，担任中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金经理。

褚西舒女士，基金经理，中国国籍，理学硕士学位，美国PMP项目管理专业人士资格认证，中级电力工程师（发电），具有五年以上风电、光伏、水电等新能源不动产项目运营管理与技术咨询经验。曾供职于英国伍德集团峰能斯格尔（北京）可再生能源科技有限公司、法燃晟电（上海）新能源科技有限公司、法能（中国）能源技术有限公司、中瑞恒丰（上海）新能源发展有限公司。2022年11月加入中航基金管理有限公司。2023年3月起，担任中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金经理。

邢薛程先生，基金经理，中国国籍，管理学学士学位，具有五年以上不动产项目运营管理经验。曾供职于烟台传化公路港物流有限公司、滕州传化公路港物流有限公司、青岛传化公路港物流有限公司，现供职于中航基金管理有限

公司。2025年5月至今，担任中航首钢生物质封闭式基础设施证券投资基金基金经理；2026年3月至今，担任中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金经理。

历任基金经理：侯明博先生，2023年3月20日-2023年11月22日担任本基金基金经理。

张凯先生，2023年11月21日-2026年3月19日担任本基金基金经理。

（二）基金经理兼任情况

截至本招募说明书出具之日，邢薛程先生已担任中航首钢生物质封闭式基础设施证券投资基金基金经理。

本次基金经理的兼任安排符合《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第1号——审核关注事项（试行）》第五十八条的相关条件要求，新任基金经理邢薛程先生担任中航首钢生物质封闭式基础设施证券投资基金的基金经理已满六个月，兼任后同时担任两单REITs产品的基金经理；邢薛程先生在担任REITs基金经理之前，从事了多年不动产项目相关运营管理工作，具备丰富的不动产项目运营管理经验，并自2025年5月16日起正式担任中航首钢生物质封闭式基础设施证券投资基金的基金经理，负责基金运营管理工作，已经积累了丰富的REITs运营管理经验。此外，中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金不动产项目业态为能源设施，中航首钢生物质封闭式基础设施证券投资基金不动产项目业态为生态环保，两只基金持有的不动产项目业态不同，两只基金的基金经理兼任安排不存在潜在利益冲突风险。中航基金管理有限公司在管已上市REITs产品共3只，且同一资产业态的运营管理基金经理岗位适格人员不少于2人。基金管理人已建立了完善的内控机制、考核安排、相关信息披露和内部监察安排，本次基金经理兼任不存在潜在利益冲突风险。本次基金经理兼任对于基金份额持有人利益没有不利影响。

综上所述，基金管理人认为基金经理具备专业胜任能力，相关基金经理职责分工及兼任安排具备合理性。

第五节 其他应披露事项

本基金的其他应披露事项将严格按照《基金法》《运作办法》《销售办法》《信息披露办法》等相关法律法规规定的内容与格式进行披露，并在规定媒介上公告。

序号	公告事项	披露日期
1	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更新的招募说明书（2025 年第 1 号）	2025-3-19
2	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金产品资料概要（更新）	2025-3-19
3	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2024 年年度报告	2025-3-31
4	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2024 年度审计报告及财务报表	2025-3-31
5	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基础资产 2024 年度评估报告	2025-3-31
6	关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金召开 2024 年度投资者交流会的公告	2025-4-2
7	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金产品变更暨扩募份额上市申请收到上海证券交易所受理反馈意见的公告	2025-4-17
8	中航基金管理有限公司关于公司住所变更的公告	2025-4-18
9	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金底层项目公司 2025 年第 1 季度经营情况的临时公告	2025-4-19
10	中航基金管理有限公司关于高级管理人员变更的公告	2025-4-19
11	中航基金管理有限公司关于副董事长刘建先生职务名称变更为联席董事长的公告	2025-4-19
12	关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金召开 2025 年第 1 季度业绩说明会的公告	2025-4-22
13	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2025 年	2025-4-22

	第 1 季度报告	
14	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金底层项目公司 2025 年第 2 季度经营情况的临时公告	2025-7-19
15	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金提交上海证券交易所反馈意见答复的公告	2025-7-19
16	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2025 年第 2 季度报告	2025-7-21
17	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金停复牌及交易情况提示公告	2025-7-22
18	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金收到中国证监会关于基金变更注册批复以及上海证券交易所关于变更申请无异议函的公告	2025-8-7
19	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金分红的公告	2025-8-12
20	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2025 年中期报告	2025-8-30
21	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金保理借款情况的临时公告	2025-9-17
22	关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金召开 2025 年中期业绩说明会的公告	2025-9-18
23	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金底层项目公司 2025 年第 3 季度经营情况的临时公告	2025-10-18
24	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2025 年第 3 季度报告	2025-10-27
25	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金关于举办投资者开放日活动的公告	2025-10-31
26	中航基金管理有限公司关于以通讯方式召开中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金份额持有人大	2025-11-5

	会的公告	
27	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2024 年度第一次扩募并新购入基础设施项目招募说明书（草案）	2025-11-5
28	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金合同（草案）	2025-11-5
29	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金托管协议（草案）	2025-11-5
30	北京市汉坤律师事务所关于申请变更注册中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金的法律意见书	2025-11-5
31	中航基金管理有限公司关于以通讯方式召开中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金份额持有人大会的第一次提示性公告	2025-11-6
32	中航基金管理有限公司关于以通讯方式召开中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金份额持有人大会的第二次提示性公告	2025-11-7
33	中航基金管理有限公司关于高级管理人员变更的公告	2025-11-14
34	中航基金管理有限公司关于高级管理人员变更的公告	2025-11-20
35	中航基金管理有限公司关于撤销监事会的公告	2025-11-28
36	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金关于停复牌的提示性公告	2025-12-5
37	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金份额持有人大会表决结果暨决议生效的公告	2025-12-6
38	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2024 年度第一次扩募并新购入基础设施项目招募说明书	2025-12-6
39	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金产品资料概要更新	2025-12-6
40	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金合同	2025-12-6
41	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金托管协议	2025-12-6
42	北京市汉坤律师事务所关于中航基金管理有限公司召	2025-12-6

	开中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金份额持有人大会的法律意见书	
43	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金更换存续期评估机构的临时公告	2025-12-23
44	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金合同更新公告	2025-12-26
45	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金基金产品资料概要更新	2025-12-26
46	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金定向扩募发行情况报告书	2025-12-26
47	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2024 年度第一次扩募引入战略投资者专项核查报告	2025-12-26
48	北京市汉坤律师事务所关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2024 年度第一次扩募并新购入基础设施项目战略配售专项核查法律意见书	2025-12-26
49	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金扩募份额限售公告	2025-12-31
50	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2024 年度第一次扩募不动产项目公司完成权属变更登记的公告	2026-1-7
51	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金关于 2024 年度第一次扩募并新购入不动产项目交易实施情况报告书	2026-1-8
52	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2024 年度第一次扩募之扩募份额上市交易公告书	2026-1-12
53	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2024 年度第一次扩募之扩募份额上市交易公告书提示性公告	2026-1-12
54	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金分红的公告	2026-1-15
55	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2024 年度第一次扩募之扩募份额上市交易提示性公告	2026-1-15

56	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金不动产项目 2025 年第 4 季度经营及现金流情况的临时公告	2026-1-16
57	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金 2025 年第 4 季度报告	2026-1-22
58	中航基金管理有限公司关于高级管理人员变更的公告	2026-2-4
59	中航基金管理有限公司关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金变更基金名称、场内扩位简称、场内短简称的公告	2026-2-13
60	中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金产品资料概要更新	2026-2-13
61	中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同	2026-2-13
62	中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金托管协议	2026-2-13
63	中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金招募说明书	2026-2-13

第六节 其他事项

一、对基金份额持有人的服务、招募说明书存放及查阅方式

基金管理人承诺为基金份额持有人提供一系列的服务。基金管理人根据基金份额持有人的需要和市场的变化，有权增加或变更服务项目。主要服务内容如下：

（一）资料寄送服务

基金管理人负责向基金份额持有人寄送相关资料。

1. 投资者对账单

基金投资者对账单包括季度对账单与年度对账单。季度对账单在每季结束后的 15 个工作日内向有交易的持有人以书面或电子文件形式寄送，年度对账单

由登记机构在每年度结束后 20 个工作日内对所有持有人以书面或电子文件形式寄送。

2. 其他相关的信息资料

介绍国内外金融市场动态、投资机会和投资产品等。

（二）资讯服务

投资者如果了解交易情况、基金账户余额、基金产品与服务等信息，请拨打 400-666-2186 基金管理人客户服务中心电话或登录基金管理人网站进行咨询、查询。

1. 客户服务电话

全国统一客户服务号码：400-666-2186

2. 互联网站

基金管理人网址：www.avicfund.cn

电子信箱：services@avicfund.cn

（三）投诉受理

投资者可以拨打基金管理人客户服务中心电话或致函，投诉其他销售机构的人员和服务。

（四）其他

如本招募说明书存在任何您/贵机构无法理解的内容，请通过上述方式联系基金管理人。请确保投资前，您/贵机构已经全面理解了本招募说明书。

二、备查事项

（一）本基金备查文件包括下列文件：

1. 中国证监会准予本基金募集注册的文件；
2. 《中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》；

3. 《中航京能国际能源封闭式基础设施证券投资基金托管协议》；
4. 法律意见书；
5. 基金管理人业务资格批件、营业执照；
6. 基金托管人业务资格批件、营业执照；
7. 中国证监会要求的其他文件。

（二）备查文件的存放地点和投资者查阅方式

1. 存放地点：备查文件第 6 项存放在基金托管人的住所；其余备查文件存放在基金管理人处。
2. 查阅方式：投资者可在营业时间免费到存放地点查阅，也可按工本费购买复印件。

第六章 附件

附件一：原始权益人、运营管理机构及其控股股东、实际控制人承诺函

附件二：不动产项目最近三年及一期的财务报告及审计报告

附件三：经会计师事务所审阅的基金可供分配金额测算报告

附件四：不动产项目尽职调查报告

附件五：不动产项目财务顾问报告

附件六：不动产项目评估报告

附件七：基金合同及托管协议内容摘要

附件八：本次发行参与机构的基本情况

中航基金管理有限公司

2026年4月9日