

关于《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及中航-京能水电1号基础设施资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见》的回复

上海证券交易所：

中航基金管理有限公司、中航证券有限公司（以下简称管理人）已收到《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及中航-京能水电1号基础设施资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见》（20240329R0006），经认真研究相关问询问题，结合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（以下简称《基础设施基金指引》）、《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》《上海证券交易所公开募集基础设施证券投资基金（REITs）业务办法（试行）》（以下简称《基础设施基金业务办法》）、《上海证券交易所资产支持证券业务规则》等有关法律法规及有关规章的规定，就反馈意见答复如下：

一、主要反馈问题

(一) 关于项目运营情况。根据申报材料，中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金（以下简称基础设施基金）本次拟新购入基础设施项目（以下简称本项目）为苏家河口水电站、松山河口水电站。原始权益人云南保山槟榔江水电开发有限公司（以下简称槟榔江水电）与保山市主要的终端供电企业云南保山电力股份有限公司（以下简称保山电力）签署了《电力交易合同》，约定2023年至2026年本项目全年发电量在剔除西电东送电量后，全部售予保山电力，并明确约定了电价。

1.关于业务模式。根据申报材料，本项目承担供电、调峰、调频、调相等生产任务。历史电力交易包括西电东送和市场化交易，报告期内两类交易电价均有所波动，其市场化交易对象包括售电公司、终端用户等主体。

(1) 请管理人补充披露本项目报告期内各类型生产任务的收入、成本及占比情况，以及各类交易对象的收入占比情况；补充披露报告期内西电东送电价的确定依据以及交易电价变动的原因。

答复：

1) 新购入基础设施项目报告期内各类型生产任务的收入及占比情况

新购入基础设施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。

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 1-3 月，新购入基础设施项目营业收入分别为 36,279.48 万元、26,638.10 万元、34,491.03 万元和 7,634.95 万元，全部为电力销售收入。新购入基础设施项目报告期内各类型生产任务的收入及占比情况如下：

表 新购入基础设施项目报告期内各类型生产任务的收入及占比情况

单位：万元、%

项目（不含税）		2025年1-3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）	-	-	1,720.74	7.55	1,746.55	10.01	1,735.47	7.35
	市场化交易 ¹	5,140.25	102.87	21,662.36	95.07	16,026.29	91.85	22,852.82	96.82
	固定提取资金	-168.19	-3.37	-994.62	-4.37	-784.24	-4.49	-1,062.69	-4.50
	考核补偿/费用	24.76	0.50	396.09	1.74	459.32	2.63	78.29	0.33
	小计	4,996.82	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）	-	-	917.73	7.84	931.49	10.14	925.58	7.30
	市场化交易	2,722.89	103.21	11,249.46	96.10	8,460.10	92.06	12,305.52	97.08
	固定提取资金	-89.06	-3.38	-515.67	-4.40	-416.24	-4.53	-573.81	-4.53
	考核补偿/费用	4.30	0.16	54.94	0.47	214.83	2.34	18.31	0.14
	小计	2,638.13	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）	-	-	2,638.47	7.65	2,678.04	10.05	2,661.05	7.33
	市场化交易	7,863.13	102.99	32,911.82	95.42	24,486.39	91.92	35,158.34	96.91
	固定提取资金	-257.25	-3.37	-1,510.29	-4.38	-1,200.48	-4.51	-1,636.50	-4.51
	考核补偿/费用	29.06	0.38	451.04	1.31	674.14	2.53	96.59	0.27
	合计	7,634.95	100.00	34,491.03	100.00	26,638.10	100.00	36,279.48	100.00

注：

¹ 鉴于固定提取资金为负数，且2025年1-3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。

①市场化交易收入=每年电费收入（不含税）²-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。

上述内容已补充至《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）》（以下简称《招募说明书》）“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、新购入基础设施项目概况及运营情况”之“（二）新购入基础设施项目的运营模式”。

2) 新购入基础设施项目报告期内各类型生产任务的成本及占比情况

2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-3 月，新购入基础设施项目营业成本分别为 13,182.81 万元、12,373.48 万元、15,049.57 万元和 3,337.61 万元，近三年及一期基本保持稳定，营业成本的波动主要系发电量波动带来的水资源费和库区基金变动所致。

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，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山腾冲保能和顺能源科技有限公司（以下简称保能和顺公司）后，由保能和顺公司为云南保山腾冲市

² 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。

京能两河水电开发有限责任公司（以下简称两河水电公司）苏家河口水电站、松山河口水电站提供运营管理服务³，两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 新购入基础设施项目报告期内各项成本及占比情况表

单位：万元、%

项目	2025年1-3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	1,922.56	57.60	7,604.49	50.53	8,049.07	65.05	7,818.10	59.31
职工薪酬	20.22	0.61	237.94	1.58	1,144.54	9.25	1,160.08	8.80
维护维修费	33.81	1.01	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	232.55	6.97	1,365.30	9.07	1,085.23	8.77	1,534.76	11.64
保险费	12.99	0.39	35.86	0.24	117.38	0.95	189.24	1.44
托管运营费用 (含人工和运营)	952.44	28.54	2,820.65	18.74 ⁴	-	-	-	-
220KV线路使用费	34.38	1.03	126.06	0.84	-	-	-	-
实物补偿费	-	-	1.38	0.01	5.53	0.04	-	-
安全生产费	99.32	2.98	944.07	6.27	492.09	3.98	135.13	1.03
电力交易服务费	5.93	0.18	21.38	0.14	55.26	0.45	60.06	0.46
其他	23.43	0.70	239.40	1.59	179.65	1.45	184.73	1.40
小计	3,337.61	100.00	15,049.57	100.00	12,373.48	100.00	13,182.81	100.00

³ 扩募完成后，该托管运营费用包括在《运营管理服务协议》所约定的运营管理成本及运营管理服务费中。

⁴ 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，使得项目的营业成本结构发生较大变化。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十五部分 基础设施项目财务状况及经营业绩分析”之“二、新购入基础设施项目主要报表科目分析”之“（二）盈利能力分析”。

3) 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，新购入基础设施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 新购入基础设施项目报告期内各交易对象的合约电费情况表

单位：万千瓦时、万元、%

年份	交易对象	合约电量	合约电费（含税）	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 ⁵
	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

⁵ 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客户的形式协助本项目售电电量较多所致，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（含税）	合约电费占比
	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
	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 1-3 月	云南保山电力股份有限公司	29,303.52	8,968.19	100.00
	合计	29,303.52	8,968.19	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。偏差电量为新购入基础设施项目实际发电量与双边协商合约电量之间的差异。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、新购入基础设施项目概况及运营情况”之“（二）新购入基础设施项目的运营模式”。

4）西电东送电价的确定依据

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）⁶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”。届此，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。

综上，本次扩募水电项目西电东送电价由各地方政府签订的政府间框架协议、跨区跨省电力交易价格所形成，报告期内西电东送电价上下浮动较小。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、新购入基础设施项目概况及运营情况”之“（三）新购入基础设施项目的运营数据”。

5) 市场化交易电价变动的原因

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

⁶ 广东、广西、贵州、云南 4 省（区）

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，将会对新购入基础设施项目的电价和项目收益产生一定程度的影响。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、新购入基础设施项目概况及运营情况”之“（三）新购入基础设施项目的运营数据”。

(2) 本项目电力交易方式包括年度(多年)、月度、月内(多日), 年度交易电价一般以双边协商方式确定, 并在合同中确定交易电量、电价。请管理人、律师补充核查上述交易方式是否符合《云南电力市场燃煤发电交易实施办法》等规定要求; 请管理人补充披露本项目报告期内各类型交易方式的实际占比情况及价格差异情况, 并说明在与保山电力已经签署《电力交易合同》的情况下, 开展月度和月内交易的原因及合理性、是否与《电力交易合同》约定的独占垄断交易冲突。

答复:

1) 新购入基础设施项目电力交易方式符合《云南电力市场燃煤发电交易实施办法》等云南省电力交易规则要求

经管理人、律师核查, 《云南电力市场燃煤发电交易实施办法》系根据《云南省燃煤发电市场化改革实施方案(试行)》⁷制定的具体实施细则, 主要为完善燃煤发电市场化交易和结算相关工作出台, 其中“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。买卖双方可区分汛期、枯期发用电情况自主协商确定月度、月内等不同交易结算价格”与水电项目相关, 本项目交易符合上述规定。

目前云南省内水电项目的交易和结算主要受《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〕

⁷ 自2023年1月1日起试行

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)等规则规制。经核查,新购入基础设施项目电力交易方式符合上述云南省电力交易规则要求。

首先,新购入基础设施项目开展的年度(多年)、月度(多月)、月内(多日)三类电力交易形式符合《云南电力中长期交易实施细则》(云监能市场〔2024〕145号)等规则要求。该实施细则规定,“电力交易机构按照年度(多年)、月度(多月)、周(多周)、日(多日)的顺序组织开展电能量交易”;年度(多年)交易的标的物为次年(多年)的分月的日分时电量,月度(多月)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,月内(多日)交易的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。因此,新购入基础设施项目开展的年度(多年)、月度(多月)、月内(多日)系《云南电力中长期交易实施细则》规定的电力交易形式。

其次,通过双边协商确定交易电价符合《云南电力中长期交易实施细则》规定。根据该实施细则,年度(多年)交易、月度(多月)交易、月内(多日)交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展,经营主体经过双边协商形成的意向协议,需要在双边协商交易申报截止前,通过电力交易平台提交至电力交易机构。因此,年度(多年)交易、月度(多月)交易、月内(多日)交易等交易方式均可以通过双边协商方式确定电量、电价。

最后，在合同中确定基本交易电量、电价符合《云南电力市场结算实施细则（V2.0版）》规定。年度（多年）交易、月度（多月）交易、月内（多日）交易等交易形式均适用《云南电力中长期交易实施细则》规则，根据《云南电力市场结算实施细则（V2.0版）》第3.2.1条“中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算所在节点/分区与中长期结算参考点的现货价格差值，实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算”。新购入基础设施项目按中长期合同价格结算，在合同基础上的偏差电量按照现货市场价格结算的模式符合云南省电力交易规则。

2) 报告期内各类型交易方式的实际占比情况

新购入基础设施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1-3月，新购入基础设施项目年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）交易的电量情况如下表所示：

表 近三年及一期新购入基础设施项目的年度（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1-3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	32,392.08	110.54	143,380.80	83.84	154,708.80	102.29	131,218.70	73.64
月度（多月）交易	-3,088.56	-10.54	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	29,303.52	100.00	171,007.40	100.00	151,241.36	100.00	178,200.33	100.00

注：

①2022 年来水充裕，新购入基础设施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，新购入基础设施项目下调 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 1-3 月新购入基础设施项目根据实际来水情况下调 2025 年 1-3 月发电计划，电量通过月度（多月）交易调整，因此 2025 年 1-3 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新购入基础设施项目自 2022 年后未开展月内（多日）交易。

3）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 1-3 月，新购入基础设施项目年度（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 近三年及一期新购入基础设施项目的年度（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 1-3 月	2024 年	2023 年 ⁸	2022 年
年度（多年）交易	0.2875	0.2363	0.2250	0.2401
月度（多月）交易	0.3056	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 1-3 月，月度（多月）交易价

⁸ 《云南省燃煤发电市场化改革实施方案（试行）》自 2023 年 1 月 1 日起试行，该文件规定，“试行期内（即 2023 年 1 月 1 日以后）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”。受 2020 年、2021 年市场均价较低的影响，2023 年度交易电价偏低。

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1-3月的年度（多年）交易电价为1-3月的加权平均值，1-3月为枯水期，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）交易更集中的发生在汛期，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年比偏高。

4) 新购入基础设施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

新购入基础设施项目开展月度（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，新购入基础设施项目参与月度（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订电量（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（投产不满一年的，参照同类型同机组发电量）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。

新购入基础设施项目为满足以上年度电厂侧签约比例要求，每年 1 月，新购入基础设施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⁹，因此，实操过程中新购入基础设施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。

综上所述，通过以上月度（多月）交易，新购入基础设施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

⁹ 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

发电效益、提升电厂收入，新购入基础设施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。

5) 月度交易、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基础设施项目电量，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，新购入基础设施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，未限制新购入基础设施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。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、新购入基础设施项目概况及运营情况”之“（二）新购入基础设施项目的运营模式”。

2.关于历史运营情况。根据申报材料，报告期内本项目发电量出现较明显的波动，项目公司 2021 年及 2022 年息税折旧摊销前利润较前一年度分别波动-25.72%、51.85%。

（1）请管理人根据《基础设施基金指引》第十五条（十九）相关要求，更新全套申报材料的财务数据至最近一期，并披露更新财务数据后本项目最近三年及一期的运营情况，包括但不限于来水量、弃水量、发电量、上网电量、电价等；运营情况环比或同比出现明显波动的，请管理人补充核查并披露具体原因，充分揭示相关风险。

答复：

已根据《基础设施基金指引》第十五条（十九）相关要求更新全套申报材料的财务数据至 2025 年 3 月 31 日。并已于《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、新购入基础设施项目概况及运营情况”之“（三）新购入基础设施项目的运营数据”中披露新购入基础设施项目最近三年及一期的运营情况。

2022 年至 2025 年 3 月 31 日，新购入基础设施项目运营情况环比或同比存在波动，主要系来水量波动导致，平均电价则稳中有升。

相关风险已于《招募说明书》“重要风险揭示”及“第八部分 风险揭示”章节进行了充分揭示。

新购入基础设施项目最近三年及一期的运营情况具体如下：

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：

表 槟榔江流域天然来水量¹⁰

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	

¹⁰ 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。

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
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

2022年至2025年3月31日，新购入基础设施项目未发生弃水弃电。

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。

a. 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3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 苏家河口水电站项目发电量¹¹

单位：万千瓦时

时间	2025年1-3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

¹¹ 因四舍五入等问题，本回复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。

时间	2025年1-3月	2024年	2023年	2022年	
3月	9,390	7,786	6,694	9,159	
4月	/	4,947	2,236	8,030	
5月		9,965	10,478	18,529	
6月		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		19,244	113,732	89,641	121,539
均值		6,415	9,478	7,470	10,128

b.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 3 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 松山河口水电站项目发电量

单位：万千瓦时

时间	2025年1-3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

时间	2025年1-3月	2024年	2023年	2022年	
4月	/	2,624	1,366	4,327	
5月		5,395	5,461	9,680	
6月		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		10,186	58,911	47,558	65,594
均值		3,396	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，新购入基础设施项目上网电量存在一定波动。

新购入基础设施项目上网电量分为优先发电计划（西电东送）上网电量及市场化交易上网电量，其中，优先发电计划（西电东送）上网电量由政府按照云南省年度西电东送计划总量、新购入基础设施项目装机容量占云南省全部中小水电站装机容量比例等因素安排¹²，其2022年-2025年3月绝对值较为稳定，具体如下：

¹² 《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》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）。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

表 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1-3月		2024年		2023年		2022年	
		电量	占比	电量	占比	电量	占比	电量	占比
苏家河口水电站项目	优先发电计划 (西电东送)	-	-	8,291.30	7.38	8,376.62	9.45	8,384.07	6.98
	市场化交易	19,005.89	100.00	104,101.10	92.62	80,242.30	90.55	111,700.03	93.02
	小计	19,005.89	100.00	112,392.40	100.00	88,618.92	100.00	120,084.10	100.00
松山河口水电站项目	优先发电计划 (西电东送)	-	-	4,422.03	7.59	4,467.53	9.50	4,471.50	6.90
	市场化交易	10,063.24	100.00	53,848.33	92.41	42,567.73	90.50	60,368.66	93.10
	小计	10,063.24	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)	-	-	12,713.33	7.45	12,844.15	9.47	12,855.57	6.95
	市场化交易	29,069.13	100.00	157,949.44	92.55	122,810.03	90.53	172,068.69	93.05
	合计	29,069.13	100.00	170,662.76	100.00	135,654.18	100.00	184,924.26	100.00

5) 上网电价

新购入基础设施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。2022年-2025年3月平均电价稳中有升¹³。

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》规定：安排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。

¹³ 水电项目电价枯水期、汛期等存在较大差异，2025年度非完整年度，平均电价和历史完整年度电价无法直接对比，且2025年1-3月份，未发生优先发电计划（西电东送）。

同时项目为水电项目，启停便利，参与电网调度等产生考核补偿/费用多为正数¹⁴，2022年至2025年3月31日电价具体情况如下：

表 苏家河口及松山河口水电站项目上网电价（含税）

单位：元/千瓦时

年份		2025年1-3月	2024年	2023年	2022年
苏家河口水电站 项目	优先发电计划 (西电东送)	-	0.2345	0.2356	0.2339
	市场化交易	0.3056	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	0.0015	0.0040	0.0059	0.0007
	平均电价	0.2971	0.2291	0.2225	0.2221
松山河口水电站 项目	优先发电计划 (西电东送)	-	0.2345	0.2356	0.2339
	市场化交易	0.3058	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	0.0005	0.0011	0.0052	0.0003
	平均电价	0.2962	0.2270	0.2208	0.2209
合计	优先发电计划 (西电东送)	-	0.2345	0.2356	0.2339
	市场化交易	0.3057	0.2355	0.2253	0.2309
	固定提取资金	-0.0100	-0.0100	-0.0100	-0.0100

¹⁴ 考核补偿/费用由电力交易中心和电网公司统一计算，电网公司统一结算。水电资产由于可以快速启停，多可通过按电网指令及时启动或停机，对电网维持负荷平衡等做出贡献。因此会对其贡献予以补偿并纳入电费结算。

	考核补偿/费用	0.0011	0.0030	0.0056	0.0006
	平均电价	0.2968	0.2284	0.2219	0.2217

注：

①市场化交易的电价=（每年电费收入（含税）¹⁵-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。

6) 已于《招募说明书》中进行风险提示

针对上述来水量波动及其引发的发电量、上网电量波动，以及上网电价变化的运营风险，基金管理人已更新《招募说明书》，并在“重要风险揭示”及“第八部分 风险揭示”章节进行了风险提示，包括“气候环境影响导致新购入基础设施项目来水量波动的风险”及“电价波动的风险”。

(2)请管理人、律师结合本项目报告期内的运营表现及问题(一)第 2 项(1)的答复情况，就本项目是否符合《基础设施基金指引》第八条(三)、《上海证券交易所公开募集基础设施证券投资基金(REITs)规则适用指引第 1 号——审核关注事项(试行)(2024 年修订)》(以下简称《审核关注事项》)第十五条、第十六条要求逐条发表明确意见。

¹⁵ 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。

答复：

经管理人、律师核查，意见如下：

1) 新购入基础设施项目符合《基础设施基金指引》第八条（三）款的要求

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。截至2025年3月31日，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目自全部机组的投产时间起均已运营满13年。2022年度、2023年度、2024年度及2025年1-3月，新购入基础设施项目净利润分别为13,650.66万元、8,219.40万元、13,024.02万元和2,803.53万元，最近三年平均净利润为正。根据致同会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称致同）出具的编号为“致同审字（2025）第110A021116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1-3月备考财务报表审计报告》《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金2025年4-12月、2026年度可供分配金额测算审核报告》，并经原始权益人确认，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目已运营3年以上，已产生持续、稳定现金流，投资回报良好，具有持续经营能力、增长潜力较好，符合《基础设施基金指引》第八条第（三）款的规定。

2) 新购入基础设施项目符合《审核关注事项》第十五条、第十六条要求

a. 新购入基础设施项目运营情况符合《审核关注事项》第十五条¹⁶要求

a) 新购入基础设施项目具备成熟稳定的运营模式：结合《云南电力中长期交易实施细则》等政策文件及项目实际情况，新购入基础设施项目的电力销售模式可分为优先发电计划与市场化交易两种电力销售模式，在满足优先发电计划后，新购入基础设施项目以剩余发电能力参与市场化交易，具备成熟稳定的运营模式，符合《审核关注事项》第十五条第一款规定。新购入基础设施项目的电力销售模式、售电交易流程及结算模式详见《招募说明书》之“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、新购入基础设施项目概况及运营情况”部分。

b) 新购入基础设施项目可独立运营：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，新购入基础设施项目上

¹⁶ 《审核关注事项》第十五条基础设施项目运营情况应当符合下列条件：

- （一）具备成熟稳定的运营模式；
- （二）能够独立运营，不依赖于原始权益人及其关联方；
- （三）原则上持续运营三年以上，投资回报良好；
- （四）最近三年平均净利润或者经营性净现金流为正；
- （五）主要依托租赁收入的，最近三年出租率较高，租金收缴情况良好，主要承租人资信状况良好、租约稳定；主要依托收费收入的，最近三年产能利用率、使用率较高，或者使用需求充足稳定；
- （六）中国证监会和本所规定的其他条件。

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基础设施项目的原始权益人及关联方。穿透来看，底层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，非关联方。因此新购入基础设施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，符合《审核关注事项》第十五条第二款规定。

c) 新购入基础设施项目持续运营三年以上，投资回报良好：经核查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），新购入基础设施项目已运营超过13年，近三年及一期净利润为正，符合《审核关注事项》第十五条第三款规定。

d) 新购入基础设施项目最近三年平均净利润为正：2022年度、2023年度、2024年度及2025年1-3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2,803.53万元，最近三年平均净利润为正，符合《审核关注事项》第十五条第四款规定。

e) 新购入基础设施项目主要依托电费收入，最近三年产能利用率、使用率较高，使用需求充足稳定：新购入基础设施项目为水电项目，水电作为一种可再生的清洁能源，其发展符合我国能源战略规划，且在节能减排方面具有显著效益。收入为电费收入，苏家河口水电站项目设计年利用小时数4,137小时，松山河口水电站项目设

计年利用小时数 4,101 小时；三岔河口水电站项目投运后，苏家河口水电站项目装机年利用小时数 3,790 小时，松山河口水电站项目装机年利用小时数 3,974 小时，产能利用率较高。根据对云南省电力市场消纳情况分析，预计 2030 年和 2035 年云南电网电力缺口分别约为 17,600 兆瓦和 22,000 兆瓦，保山市 2025 年-2030 年的用电量递增率约为 4.5%-6%。因此，未来云南省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计可被市场消纳，使用需求充足稳定，符合《审核关注事项》第十五条第五款规定。

b.新购入基础设施项目现金流情况符合《审核关注事项》第十六条¹⁷要求

a)新购入基础设施项目现金流基于真实、合法的经营活动产生：本项目的直接购电方为云南电网，云南电网为南方电网的全资子公司。

两河水电公司（作为售电人）与云南电网（作为购电人）签署了《苏家河口、松山河口电厂购售电合同》（合同编号：0500002024020201SC00129），合同约定按照政府部门确定的价格机

¹⁷ 《审核关注事项》第十六条基础设施项目现金流应当符合下列条件：

- （一）基于真实、合法的经营活动产生，形成现金流的法律协议或者文件（如有）合法、有效，价格或者收费标准符合相关法律法规规定（如有）；
- （二）符合市场化原则，原则上不依赖第三方补贴等非经常性收入；
- （三）具有独立性、持续性和稳定性；
- （四）来源合理分散，直接或者穿透后来源于多个现金流提供方；因商业模式或者经营业态等原因，现金流提供方较少或者现金流来源较集中的，管理人应当说明原因以及合理性，充分揭示风险，并设置风险缓释措施；
- （五）中国证监会和本所规定的其他条件。

制进行结算，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目并入云南电网运行，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，电力用户向云南电网缴纳电费，并由云南电网承担电力用户侧的欠费风险。另查，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）签署的《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（若保山电力不能完全消纳新购入基础设施项目电量，则由保山电力对外销售该部分电量，且需按双方原约定电价结算，若低于双方原约定电价，需由保山电力进行补差）。

因此，基础设施项目现金流基于真实、合法的经营活动产生，形成现金流的法律协议或者文件合法、有效，符合《审核关注事项》第十六条第一款规定。

b) 新购入基础设施项目现金流符合市场化原则：新购入基础设施项目主要的收入来源为上网电费收入，上网电量由优先发电计划（西电东送）上网电量和市场化交易上网电量构成，电价不包含补贴。结算方为电网公司，穿透后使用者为各分散的电力用户。因此，新购入基础设施项目现金流主要由电力销售产生，符合市场化原则，符合《审核关注事项》第十六条第二款规定。

c) 新购入基础设施项目现金流具有独立性、持续性和稳定性，来源合理分散：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，现金流来源为电力销售收入，具有独立性、稳定性和持续性。根据穿透原则界定，购买基础设施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，新购入基础设施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，符合《审核关注事项》第十六条第三款与第四款规定。

3.关于区域竞争情况。根据申报材料，原始权益人持有 4 座水电站，其中三岔河水电站水库是槟榔江梯级电站的龙头水库，水库具有年调节性能，苏家河口水电站、松山河口水电站位于三岔河水电站下游，来水受到三岔河水电站的调节，同一流域上的各级电站在来水量方面可能存在竞争关系。原始权益人控股股东、本项目运营管理统筹机构保山能源发展股份有限公司（以下简称保山能源）持有 26 座水电站，未来拟全部由运营管理实施机构保山腾冲保能和顺能源科技有限公司（以下简称保能和顺公司）运营。

（1）请管理人补充披露苏家河口水电站、松山河口水电站的配套设施中是否有发电用水库、其来水是否依赖于三岔河水电站水库的运作，量化分析三岔河水电站水库出库量对本项目发电量的影响以及上下游各级电站来水量的竞争情况，并对本项目是否符合《审核关注事项》第十六条（三）的要求发表明确意见。

答复:

1) 苏家河口水电站、松山河口水电站均配有发电用水库且为本次扩募的入池资产

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。

2) 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，但三岔河水库投产后对新购入基础设施项目起到“蓄丰补枯”作用，并对发电量产生正向影响

a. 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¹⁸。因此，三岔河水库投产后对新购入基础设施项目起到了一定“蓄丰补枯”、提升发电效率作用。

b.三岔河水库投产后对新购入基础设施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：

¹⁸ 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。

表 苏家河口水电站项目电量复核成果表¹⁹

项目	单位	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	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 ²⁰ =90%)	兆瓦	57.50	97.80	70.1%

表 松山河口水电站项目电量复核成果表

项目	单位	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	立方米/秒	59.10	59.10	0.0%
下泄生态流量	立方米/秒	6.26	6.26	0.0%
多年平均发电量	亿千瓦时	6.53	6.68	2.2%
装机年利用小时数	小时	3,888.00	3,974.00	2.2%
保证出力量 (P=90%)	兆瓦	32.90	54.90	66.9%

c.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，通过水库有效的配合衔接可提高发电效率，

¹⁹ 数据来源：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》。

²⁰ P 指频率，下同。

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。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、新购入基础设施项目概况及运营情况”之“(二)新购入基础设施项目的运营模式”。

3) 新购入基础设施项目的资产现金流具备独立性、持续性和稳定性，符合《审核关注事项》第十六条(三)的要求

a.新购入基础设施项目资产具有独立性

截至 2025 年 3 月 31 日，新购入基础设施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，新购入基础设施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；与新购入基础设施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%持有新购入基础设施项目苏家河口水

电站和松山河口水电站，资产具有独立性。

b.新购入基础设施项目电力交易具有独立性

截至 2025 年 3 月 31 日，新购入基础设施项目的《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 3 月 31 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 3 月 31 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、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。因此新购入基础设施项目的电力交易具有独立性。

c.新购入基础设施项目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进行发电调度，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）根据电站的申请审核并编制月度发电计划、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，根据电站的申请审核并编制月度发电计划、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，新购入基础设施项目的发电调度具有独立性。

d.新购入基础设施项目运营管理具有独立性

新购入基础设施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，公平对待新购入基础设施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”。

因此，新购入基础设施项目的运营管理具有独立性。

e.新购入基础设施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，购买基础设施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，新购入基础设施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，新购入基础设施项目的资产现金流具备独立性、持续性和稳定性，符合《审核关注事项》第十六条（三）的要求。

（2）请管理人根据《审核关注事项》第三十九条相关要求，补充披露原始权益人以及其他主体在本项目同区域运营或者在建的同类基础设施项目情况，包括主要运营主体、项目主要经营情况等，说明同类项目与本项目的竞争关系，以及拟采取的减少利益冲突的充分、适当的措施，并充分揭示风险；结合上述情况，补充披露拟新购入苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目的主要考虑。

答复：

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

a.原始权益人持有的其他水电资产情况

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3月31日，槟榔江水电及下属公司共持有²¹三岔河水电站、猴桥水电站、苏家河

²¹ 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

口水电站、松山河口水电站 4 座并网水电站，合计装机容量总计 603 兆瓦。

b.原始权益人控股股东持有的其他水电资产情况

截至 2025 年 3 月 31 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 3 月 31 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：

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。

表 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	云南保山腾冲市京能两河水电开发有限责任公司	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	7,831.81
4	猴桥水电站	云南保山槟榔江水电开发有限公司	48	云南省保山市腾冲市猴桥镇	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	228.56
6	龙江二级水电站		20	云南省保山市腾冲市北海镇	3,401.09
7	曲石水电站		8	云南省保山市腾冲市曲石镇	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	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	
10	九甲水电站		2.5	云南省保山市昌宁县温泉镇	177.85
11	三八沟水电站		0.8	云南省保山市昌宁县柯街镇	116.44
12	弯弓桥一级水电站		0.64	云南省保山市昌宁县耇街乡	118.01
13	弯弓桥二级水电站		1	云南省保山市昌宁县耇街乡	
14	姚关河二级水电站		1.25	云南省保山市施甸县姚关镇	1,015.56
15	姚关河三级		6.4	云南省保山市施甸县姚关镇	

	水电站				
16	姚关河四级水电站		2.5	云南省保山市施甸县姚关镇	
17	瓦窑水电站		6	云南省保山市隆阳区瓦窑镇	725.95
18	丙麻水电站		5	云南省保山市隆阳区丙麻乡	772.67
19	户南河水电站		1	云南省保山市隆阳区潞江镇	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	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	
22	勐梅河一级水电站		18	云南省保山市龙陵县镇安镇	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	1,011.38
24	等壳水电站		120	云南省保山市龙陵县龙山镇	8,874.98
25	三江口水电站		30	云南省保山市龙陵县碧寨乡	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	6,988.38
	合计		952.44		78,381.22

c.原始权益人实际控制人持有的其他水电资产情况

截至本反馈回复之日，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。北京能源国际控股有限公司（以下简称京能国际）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。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十九部分 利益冲突与关联交易”之“一、基金存在或可能存在利益冲突的情形”之“(四) 原始权益人利益冲突情况”。

3) 拟采取的减少利益冲突的充分、适当的措施及风险揭示

a. 防范利益冲突的措施

a) 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；

公平对待新购入基础设施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；

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，持续监督运营管理机构的承诺履行。

b) 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。

b.相关风险揭示

基金管理人已在《招募说明书》“重要风险揭示”及“第八部分 风险揭示”之“(一)与基础设施基金相关的风险”中进行了风险揭示。

4) 以苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目作为扩募资产的主要考虑

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。苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目合计装机容量为 483 兆瓦。

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。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、新购入基础设施项目概况及运营情况”之“(一) 新购入基础设施项目概况”。

(二) 关于交易对象。根据申报材料，原始权益人与保山电力签署的《电力交易合同》属于关联交易。报告期内原始权益人与保山电力之间的关联交易规模分别为 1.91 亿元、1.65 亿元、2.57 亿元和 1.61 亿元，占原始权益人当年营业收入的比重分别为 43%、40%、49%和 64%。此外，云南宏润绿色能源有限公司（以下简称云南宏润）就本项目与槟榔江水电、云南电网有限责任公司（以下简称云南电网）签署了《云南电力中长期交易合同示范文本》，约定通过云南电网完成中长期购售电交易。

1.关于与保山电力的交易。

(1) 请管理人补充披露本项目报告期内的主要交易对手方、历史上与保山电力开展市场化电力交易的定价方式、电价、保山电力消纳全部剩余电量是否构成其义务、保山电力购入电量的对外售电价格及其主要的售电对象或售电对象分类（居民或非居民），并根据前述《电力交易合同》，补充披露本项目运营收入中预计来自保山电力的比例，并对保山电力是否具备充分的电力消纳能力发表核查意见。

答复：

1) 本项目报告期内的主要交易对手方

报告期内，除优先发电计划（西电东送）外，新购入基础设施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 新购入基础设施项目报告期内的交易对手方

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 1-3 月	云南保山电力股份有限公司

新购入基础设施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。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、新购入基础设施项目概况及运营情况”之“(二) 新购入基础设施项目的运营模式”。

2) 历史上与保山电力开展市场化电力交易的定价方式、电价

a.历史上与保山电力开展市场化电力交易的定价方式

新购入基础设施项目历史上与保山电力开展的市场化电力交易为中长期交易，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，新购入基础设施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

新购入基础设施项目年度交易电价主要以双边协商方式确定，新购入基础设施项目开展年度交易具体定价方式如下：新购入基础设施项目年度交易一般在每年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主进行年度议价协商谈判，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、基础设施项目来水量、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²²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

新购入基础设施项目月度（多月）交易电价以双边协商方式确定。根据《云南电力市场交易组织管理办法》，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，新购入基础设施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，则继续执行年度交易约定的各月电价。

新购入基础设施项目月度（多月）双边协商具体定价方式如下：新购入基础设施项目月度（多月）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、基础设施项目来水量、发电量预期，以及参考云南电力市场其他主体询价、

²² 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。

报价结果等因素，结合最新云南电力市场价格行情，以当月月度上调服务基准价均值²³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。

b.历史上与保山电力开展市场化电力交易的价格

近三年及一期，新购入基础设施项目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 近三年及一期基础设施项目与保山电力月度双边协商合约电价

单位：元/千瓦时

合约电价（含税）/时间	2022年	2023年	2024年	2025年1-3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	/
5月	0.27000	0.27533	0.28922	
6月	0.22254	0.21462	0.23079	
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	

²³ 昆明电力交易中心在每月的双边合同价格调整环节发布上调服务基准价（P₀）。

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，新购入基础设施项目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 近三年及一期新购入基础设施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1-3月	0.30604

注：加权平均合约电价=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。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、新购入基础设施项目概况及运营情况”之“(二) 新购入基础设施项目的运营模式。

3) 保山电力消纳全部剩余电量构成其义务

义务是法律或合同规定的主体必须履行的某种责任或行为约束，未履行可能导致法律责任。《电力交易合同》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

入基础设施项目的电量。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，履行消纳新购入基础设施项目生产电量的义务。

因此，保山电力消纳全部剩余电量构成其义务。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、新购入基础设施项目概况及运营情况”之“(二)新购入基础设施项目的运营模式”。

4) 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）²⁵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

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 资料来源：<https://www.baoshan.gov.cn/info/5251/2778924.htm>。

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。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号文件、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 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)
一般工商业及其他用电	0.1411	0.1311	0.1211	/	/	/	/
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 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）。

2022年以来，保山电力每月公布保山电力代理购电电价表，以

高耗能用电类型、电压等级为 110 千伏的代理购电电价为例，近三年及一期保山电力代理购电电价情况如下：

图 近三年及一期保山电力高耗能 110 千伏代理购电电价

单位：元/千瓦时



近三年及一期，保山电力高耗能 110 千伏代理购电电价²⁶区间为 0.28-0.48 元/千瓦时，呈整体上升趋势，每年 6-10 月为全年电价低谷，主要由于 6-10 月为汛期，来水量、发电量增大导致市场化交易电价降低，从而降低代理购电价格所致。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“七、基础设施项目的现金流直接提供方和重要现金流提供

²⁶ 此处代理购电电价由代理购电价格、输配电价、政府性基金及附加组成。

方”之“（三）重要现金流提供方”。

5) 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 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
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

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“七、基础设施项目的现金流直接提供方和重要现金流提供方”之“（三）重要现金流提供方”。

6) 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 2025-2026 年新购入基础设施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）	30,563.64	30,565.02
已经签约电量	146,315.68	/
评估预测年度上网电量	161,238.72	161,245.99
评估预测总营业收入（不含税）	33,680.89	33,682.41
预测来自保山电力收入占比	90.74%	90.74%

注：

①根据 2025 年新购入基础设施项目年度交易合同《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 01 月 01 日 0 时至 2025 年 12 月 31 日 24 时。

②参考新购入基础设施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上网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。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“七、基础设施项目的现金流直接提供方和重要现金流提供方”之“（三）重要现金流提供方”。

7) 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：

a. 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²⁷，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。截至 2025 年 3 月 31 日，保山电力调度电站 148 座，并入保山电力电网的电站装机 1,946.38 兆瓦，保山电力网内变电站 155 座，变电总容量 538.71 万千伏安，输电线路总长度 3,072.51 公里，一户一表用户 93.81 万户。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。

²⁷ 220 千伏及以上电网由云南电网建设和运营管理。

b.保山市用电需求稳步增长

图 保山市“十四五”以来全社会用电量统计图



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。

c.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²⁸，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。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“七、基础设施项目的现金流直接提供方和重要现金流提供方”之“（三）重要现金流提供方”。

²⁸ 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。

(2)请管理人结合同行业市场化电力交易模式，以及问题(二)第1项(1)的答复情况，充分说明以保山电力作为本项目市场化电力交易的唯一对手方的具体原因及商业合理性，并对项目公司及运营管理机构等主体是否具备市场化电力销售能力、是否符合《审核关注事项》第十五条(二)、第十六条(四)的要求发表明确意见。

答复：

1)保山电力作为本项目市场化电力交易唯一对手方具备合理原因及商业合理性

发电行业市场化电力交易模式主要包括双边协商、集中竞价、连续挂牌等方式。结合本文关于问题(二)第1项(1)的表述，新购入基础设施项目开展市场化交易主要通过双边协商方式进行，最重要的交易对手方为保山电力。

保山电力作为保山市的地方电网公司和保山市主要的终端供电企业，通过购买网内中小水电站电量和市场化外购电量等方式分别为本地居民、农业等保障性用户以及工商业用户供电，并通过在保山市内的电网设施将电能销售、传输至各终端电力用户。

对于坐落于保山市的新购入基础设施项目而言，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)，新购入基础设施项目的电能除西电东送电量外，应基于就近原则主要立足于保山地区消纳。就近消纳原则也符合缩短传输距离、减小电量损耗的商业逻辑。

此外，报告期内新购入基础设施项目存在与除保山电力外的第三方客户进行交易，其均为保山电力营销协助进行消纳的第三方客户。根据《电力交易合同》约定，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，因此保山电力视同为新购入基础设施项目市场化电力交易的唯一对手方。

综上，根据保山电力作为保山市的地方电网公司的特殊地位，以及新购入基础设施项目与保山电力经商业谈判签署的《电力交易合同》中“乙方参与市场化交易电站（苏家河口、松山河口电站）全年发电量，在符合调度及市场交易规则下除优先电量外剩余电量全部售与甲方（保山电力）”的约定，保山电力作为新购入基础设施项目市场化电力交易的唯一对手方具有合理的原因和商业合理性。

2) 新购入基础设施项目运营管理统筹机构具备市场化电力销售能力

a. 保山能源下设市场化电力营销部门，并配备充足人员

电力营销工作由运营管理统筹机构保山能源安全生产部负责。保山能源配备的电力营销工作人员均具备新能源电力市场交易3年以上的交易或营销经验，且自2017年以来一直负责电力交易工作，以及保山能源所持有的26个水电站的电力营销工作，具有丰富的市场化电力营销经验及相关资源。

b.在 2022 年与保山电力签署《2022 年至 2026 年电力交易合同》前，保山能源独立负责新购入基础设施项目电力营销，并为新购入基础设施项目签约多个交易对手方

2022 年 3 月 9 日，在槟榔江水电与保山电力签署《2022 年至 2026 年电力交易合同》并约定 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西电东送电量外全部售予保山电力前，保山能源负责统筹新购入基础设施项目的市场化电力销售工作。

2019 年-2021 年，保山能源在市场上引入了如保山电力、富源粤电电力有限公司、昆明耀龙配售电运行有限公司等市场化电力用户进行消纳，具备市场化电力销售能力。

2019 年-2021 年，新购入基础设施项目双边协商交易各交易对手方合约电量情况如下表所示：

表 新购入基础设施项目 2019 年-2021 年双边协商各交易对手方合约电量情况表

单位：万千瓦时、%

年份	交易对手方	合约电量	合约电量占比
2019 年度	云南保山电力股份有限公司	119,230.00	73.45%
	云南农垦配售电有限责任公司	25,400.00	15.65%
	云南恩景电力工程有限公司	15,000.00	9.24%
	大理州配售电有限公司	2,700.00	1.66%
	总计	162,330.00	100.00%
2020 年度	云南保山电力股份有限公司	121,170.00	76.84%
	富源粤电电力有限公司	20,000.00	12.68%

年份	交易对手方	合约电量	合约电量占比
	昆明耀龙配售电运行有限公司	11,000.00	6.98%
	大理大钢钢铁有限公司	1,600.00	1.01%
	马关县金欣铁合金有限责任公司	1,020.00	0.65%
	云南祥云飞龙再生科技股份有限公司	1,000.00	0.63%
	云峡电能（云南）有限公司	800.00	0.51%
	华润电力（云南）销售有限公司	500.00	0.32%
	昆明配售电有限公司	400.00	0.25%
	云南昌旭能源发展有限公司	205.00	0.13%
	总计	157,695.00	100.00%
2021 年度	云南保山电力股份有限公司	106,068.50	89.91%
	云南亿电配售电有限责任公司	2,500.00	2.12%
	云南电网能源投资有限责任公司	2,500.00	2.12%
	云南省电力配售有限责任公司	2,100.00	1.78%
	云南中广核能源服务有限公司	1,800.00	1.53%
	昆明配售电有限公司	1,500.00	1.27%
	富源粤电电力有限公司	800.00	0.68%
	云南中广核能源服务有限公司	400.00	0.34%
	曲靖云电阳光配售电有限公司	300.00	0.25%
	总计	117,968.50	100.00%

c.2022 年签署《2022 年至 2026 年电力交易合同》后，保山能源配合保山电力开展市场化电力营销，并持续接触市场其他电力交易对手方构建市场化交易对手储备库

根据 2022 年签署的《2022 年至 2026 年电力交易合同》约定，保山能源不再主动开展市场化电力销售，转为配合保山电力开展市

场化电力销售，并在 2024 年配合引入了如云南宏润等市场化电力购买机构进行消纳。

同时，保山能源并未停止接触市场电力交易对手方，接触了保山市以及云南省内的工商业企业、高耗能企业和售电公司，并构建了包含云南恩景电力工程有限公司等十余家公司在内的市场化交易对手储备库，为《电力交易合同》结束后重新主导新购入基础设施项目的市场化电力销售打下基础。

d.保山能源在《电力营销管理办法》中明确了保山能源电力营销管理工作方案制定、市场调研与分析的操作方案和激励方法，规范《电力交易合同》结束后市场化电力销售工作

自 2024 年 9 月 11 日起，保山能源开始执行《电力营销管理办法》，对未来市场化电力营销提供指导。具体如下：

①每年 10 月 30 日前，大坝管理中心编制完成槟榔江梯级水电站当年实测来水情况分析 & 次年度水库调度方案，完成苏家河口水电站、松山河口水电站来水情况分析。

②每年 11 月 5 日前，公司电力营销归口管理部门启动次年电力营销工作沟通会，与各子公司、生产单位就下一年电力营销工作进行沟通，启动年度电力营销政策信息收集和方案编制工作。

③每年 12 月 5 日前，各子公司编制完成年度电力营销方案并向公司报备。同步收集上报各省（区）近期网架架构图、主管单位发布的政策性文件（包括年度电力直接交易方案、中长期交易规则、现货交易规则等）、主要外送线路网损折价测算模型以及子公司年

度营销培训计划等。

④各子公司要加强与地方政府主管部门、电网公司的沟通和协调。实行优先发电电量奖惩政策的，应积极争取年度优先发电量。

⑤各子公司应加强营销政策和信息收集、研究，科学研判市场趋势，动态调整营销计划，确保计划紧随市场调整，有效指导营销计划。

此外，《电力营销管理办法》也详细规定了保山能源在电力营销市场调研与分析的操作方案，具体如下：

①市场调研与分析工作主要包括市场供需情况、竞争对手情况、政策法规变化等。

②应加强市场调研与分析工作，及时掌握市场动态和政策变化，为制定电力营销策略提供有力的数据支持。

③应定期进行市场分析，制定相应的市场应对策略，提高在电力市场的竞争力和适应能力。

最后，为规范保山能源电力营销管理，充分调动保山能源电力营销人员开拓电力营销市场的积极性，充分利用内外部资源开展电力营销工作，保山能源在《电力营销管理办法》中明确了奖金分配原则：

电量营销奖励坚持按贡献（影响）大小分配，重奖贡献突出人员的原则，子公司、生产单位应按本原则制定分配细则，重点奖励营销工作人员以及争取电量的策划人、实施人。

综上所述，保山能源《电力营销管理办法》拥有较为完善的电

力营销管理工作方案和激励方法，可以规范指导《电力交易合同》结束后，新购入基础设施项目的市场化电力销售工作。

3) 新购入基础设施项目符合《审核关注事项》第十五条²⁹二的要求

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，新购入基础设施项目上网电量由西电东送电量和市场化上网电量构成，其直接购电方均为云南电网。

经核查，云南电网并非新购入基础设施项目的原始权益人及关联方。新购入的基础设施项目在电力生产与电力销售均可不依赖原始权益人及其关联方独立运营，符合《审核关注事项》第十五条第二款规定。

²⁹ 第十五条 基础设施项目运营情况应当符合下列条件：

- （一）具备成熟稳定的运营模式；
- （二）能够独立运营，不依赖于原始权益人及其关联方；
- （三）原则上持续运营三年以上，投资回报良好；
- （四）最近三年平均净利润或者经营性净现金流为正；
- （五）主要依托租赁收入的，最近三年出租率较高，租金收缴情况良好，主要承租人资信状况良好、租约稳定；主要依托收费收入的，最近三年产能利用率、使用率较高，或者使用需求充足稳定；

4) 新购入基础设施项目符合《审核关注事项》第十六条³⁰四的要求

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并入云南电网运行，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，保山电力向云南电网缴纳电费，并由云南电网承担电力用户侧的欠费风险。

保山电力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。保山电力所售电量全部来源于外购电量，沿电力销售路径追溯至终端电力用户后，基础设施项目市场化交易电量的客户主要为保山市居民、工业厂商，现金流的底层提供方极为分散，满足基础设施项目现金流“来源合理分散，直接或者穿透后来源于多个现金流提供方”的要求。

综上所述，新购入基础设施项目符合《审核关注事项》第十五条二、第十六条四之规定。

³⁰ 《审核关注事项》第十六条 基础设施项目现金流应当符合下列条件：

- (一) 基于真实、合法的经营活动产生，形成现金流的法律协议或者文件（如有）合法、有效，价格或者收费标准符合相关法律法规规定（如有）；
- (二) 符合市场化原则，原则上不依赖第三方补贴等非经常性收入；
- (三) 具有独立性、持续性和稳定性；
- (四) 来源合理分散，直接或者穿透后来源于多个现金流提供方；因商业模式或者经营业态等原因，现金流提供方较少或者现金流来源较集中的，基金管理人应当说明原因以及合理性，充分揭示风险，并设置风险缓释措施；
- (五) 中国证监会和本所规定的其他条件。

(3) 根据申报材料，若未来保山电力被收购导致其不能履约，云南电网与保山电力就收购事宜谈判破裂或产生矛盾，将影响本项目的正常运营。请管理人进一步说明上述事项及保山电力持续运营能力对本项目发电、并网、售电等业务开展的具体影响。

答复：

保山电力存在被云南电网收购的潜在风险；保山电力持续运营能力对新购入基础设施项目的发电、并网、售电等运营存在影响，但影响程度较小。

1) 发电方面

新购入基础设施项目的发电运营与购电方保山电力无关，新购入基础设施项目发电能力与槟榔江流域降雨量、来水量等水文、气候条件，以及云南电力市场供需形势、电价水平密切相关，发电效率受到水轮机、发电机等设备的性能影响。此外，新购入基础设施项目并网接入 220 千伏云南电网运行，由云南电网进行调度，合理安排新购入基础设施项目机组发电、停电计划和下达发电调度计划曲线等。保山电力仅作为市场化购电方，无权利及义务安排新购入基础设施项目的发电计划，此外，即使保山电力在法律形式上被收购，其电网网架结构、输配电设施在物理上也不会发生实质改变。因此，保山电力被收购事项潜在风险及保山电力持续运营能力对新购入基础设施项目的发电影响程度较小。

2) 并网方面

云南电网和两河水电公司已签订《苏家河口、松山河口电厂购售电合同》《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》，新购入基础设施项目并网接入 220 千伏云南电网运行，输出电压、频率与云南电网电压等级相匹配，且约定了云南电网支付上网电费、提供输配电服务的义务，根据云南电网负荷需求和发电能力，合理分配电站的发电量。保山电力仅作为市场化购电方，无法改变新购入基础设施项目目前的并网情况，因此，保山电力被收购事项潜在风险及保山电力持续运营能力对新购入基础设施项目的并网影响程度较小。

3) 售电方面

《电力交易合同》约定在 2026 年之前苏家河口、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电量（西电东送电量）外剩余电量全部售予保山电力，由保山电力负责新购入基础设施项目电力销售。如果保山电力被收购或《电力交易合同》到期后不再续签，则需由运营管理统筹机构保山能源自行负责电力销售，但对新购入基础设施项目售电影响较小，具体分析如下：

一是在签订《电力交易合同》前，历史上保山能源电力营销部门一直负责新购入基础设施项目电力销售，保山能源自身具备较强的市场化电力销售能力与购电主体渠道资源。保山能源电力营销策略以中长期交易为保障，电力现货市场、辅助服务市场为补充实现量价最大化。根据电力市场行情，保山能源能够利用水库调蓄能力，

优化调配水资源，并通过加强与云南电网调度中心沟通掌握电网运行方式，优化发电计划曲线，提高消纳能力。

二是保山能源可以选择寻找专业的售电公司，售电公司能够集中大量用户的用电需求，形成规模效应，从而电力市场上获得更强的议价能力，且拥有强大的专门销售人员与客户资源，了解当地电力市场用电大户需求，在销售电力具有多方面的优势。

三是即使保山电力已被收购，保山市内的终端电力用户仍然存在，本项目可以与保山当地工商业企业等用户通过云南电力市场直接开展市场化交易，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所发电量仍可由保山市电力用户消纳。此外，除保山电力外，本项目报告期内的交易对手存在云南省内其他购电主体。本项目可以与省内其他购电主体开展中长期交易实现跨市消纳，也可以通过云南电网实现跨省输送和消纳³¹。

因此，即使未来保山电力被收购，新购入基础设施项目发电量的消纳无需依赖保山电力，仍可以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。保山电力被收购事项潜在风险及保山电力持续运营能力对新购入基础设施项目的售电影响较小。

2.关于与其他主体的交易。请管理人补充披露与云南宏润约定的中长期购售电交易的定价依据，以及该主体、保山电力与本项目交易的先后次序。

³¹ 根据中国南方电网电力调度控制中心发布的《南方区域电力市场 2025 年工作方案（征求意见稿）》，要求完善跨省中长期增量交易价格机制，适应电力保供和清洁能源消纳，衔接现货电量优化出清，健全区域现货环境下跨省绿电交易机制。

答复：

(1) 云南宏润约定的中长期购售电交易定价依据

1) 拟新购入基础设施项目与云南宏润中长期电力交易的背景

2024年7-8月的汛期，新购入基础设施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，新购入基础设施项目、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。

2) 拟新购入基础设施项目与云南宏润中长期电力交易价格具备合理性

新购入基础设施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、新购入基础设施项目来水量、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 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 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

综上所述，新购入基础设施项目与云南宏润中长期电力交易价格具备合理性。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、新购入基础设施项目概况及运营情况”之“(二)

新购入基础设施项目的运营模式”。

(2) 云南宏润、保山电力与本项目交易的先后次序说明

1) 云南宏润和保山电力在合约签订事宜上，无先后顺序之别

年度交易首先由新购入基础设施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。然后由新购入基础设施项目综合统筹确定符合未来一年发电计划且满足新购入基础设施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，年度交易由新购入基础设施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，新购入基础设施项目所发电力的直接采购方为云南电网。新购入基础设施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，新购入基础设施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。

3.关于关联交易。请管理人补充披露同区域同类型市场化电力交易价格，对本项目与保山电力的交易定价是否符合《审核关注事项》第四十条第一款相关要求发表明确意见；根据《审核关注事项》第四十条第二、三款相关要求，结合《电力交易合同》续签安排、交易价格调整、定制化服务（如有）、独占排他合作关系等情况，披露保障现金流稳定性的具体措施。

答复：

（1）本项目与保山电力的交易定价符合《审核关注事项》第四十条第一款相关要求

《审核关注事项》第四十条第一款要求“管理人应当披露报告期内基础设施项目关联交易情况，包括定价依据是否充分、定价是否公允、与市场交易价格或者独立第三方价格是否存在较大差异及其原因……”，本项目与保山电力的交易定价符合上述规定，具体如下：

1）项目与保山电力的交易定价依据充分

结合上文关于“（二）关于交易对象之1.关于与保山电力的交易之（1）、（2）”问题的回复，本项目与保山电力的交易定价符合《云南电力市场燃煤发电交易实施办法》等相关电力交易政策，并按照政策规定于规定的电力交易平台（云南电力交易系统）中进行电力交易，双边协商合约电价不超过《云南电力市场燃煤发电交

易实施办法》（昆明交易〔2022〕287号）等相关规定要求的上下限，定价依据充分，定价公允合理。

2) 项目与保山电力的交易定价同市场交易价格不存在较大差异、定价公允

根据《电力交易合同》³²，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目与保山电力的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，2022年至2025年复合增长率为4.95%，2026年电价不增长。

而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。因此，电力交易合同约定的增长率较为合理。具体数据如下：

表 2020年-2024年云南省电力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 ³³
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				

同时，对比2022年至2024年度项目与保山电力的交易定价、

³² 本处指2022年3月9日签署的《2022年至2026年电力交易合同》，后续重签/修订/补充的电力交易合同，未改变上述对应年份电价。

³³ 2020-2023年数据取自昆明电力交易中心出具的《云南电力市场2021年运行总结及2022年预测分析报告》、《云南电力市场2022年运行总结及2023年预测分析报告》、《云南电力市场2023年运行总结及2024年预测分析报告》，2024年该文件尚未出具，数据取自昆明电力交易中心出具的快报。

云南省市场化交易电价，差异在上下 4%以内波动，价格不存在较大差异，具体数据如下：

表 2022 年-2024 年电价对比表

单位：元/千瓦时、%

年份	2022 年	2023 年	2024 年
项目与保山电力交易电价 ³⁴	0.2150	0.2250	0.2360
云南省市场化交易电价	0.2230	0.2170	0.2317
差额	-0.0080	0.0080	0.0043
差异比例	-3.59	3.69	1.86

综上，项目与保山电力的交易定价同市场交易价格不存在较大差异、定价公允。

上述云南省市场化交易电价已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、基础设施项目概况及运营情况”之“（二）新购入基础设施项目的运营模式”。

（2）《电力交易合同》的续签安排、交易价格调整、定制化服务（如有）、独占排他合作关系情况

1）《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

³⁴ 云南省内市场化交易电价中未扣除固定提取资金 0.01 元/千瓦时，为保证口径一致可比，本处基于《电力交易合同》约定电价加上 0.01 元/千瓦时计算。

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）。《电力交易合同》的有效期限与《保山能源增资扩股协议》中设定的运营业绩考察期相匹配，未来并无定期续约安排。

2) 《电力交易合同》定价机制符合市场化原则

2022 年与 2023 年未开展云南省电力现货市场结算试运行期间，电力中长期交易适用不分时结算模式，开展云南省电力现货市场结算试运行期间，适用现货交易结算模式。

2024 年-2025 年 3 月，未开展云南省电力现货市场结算试运行期间适用分时结算模式，开展云南省电力现货市场结算试运行期间适用现货交易结算模式。

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）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。此外，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，该申报价格即槟榔江水电和保山电力进行双边协商交易的电价。

槟榔江水电（重组完成后为两河水电公司）与保山电力双方在电力交易中心公布的基准价基础上协商确定交易价格，双边协商合约电价不超过《云南电力市场燃煤发电交易实施办法》（昆明交易〔2022〕287号）等相关规定要求的上下限，定价公允合理。

3）《电力交易合同》不涉及定制化服务、独占排他合作关系

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。《电力交易合同》约定，若保山电力不能完全消纳槟榔江水电/两河水电公司电量，则由保山电力对外销售该部分电量。实践中，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，新购入基础设施项目与其寻找的交易对手签约，对该部分交易电量电价交易，保山电力按照《电力交易合同》约定执行。如云南宏润（作为电力用户或售电公司）、槟榔江水电（作为发电企业）、云南电网（作为电网企业）就苏家河口水电站和松山河口水电站签署了《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。因此，《电力交易合同》并未对电力交易的形式和对象进行制约，未限制新购入基础设施项目与其他购电方交易，不涉及定制化服务、独占排他合作关系。

(3) 水电项目由电网企业承担用户侧欠费风险，且新购入基础设施项目所发电量可由保山市电力用户消纳，本项目的现金流稳定性可获保障

根据《云南电力市场结算管理办法》³⁵，各市场主体电费支付结算通过电网企业完成，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。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，新购入基础设施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，新购入基础设施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

³⁵ 资料来源：2023年12月12日，昆明电力交易中心有限责任公司关于印发《<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）

消纳，本项目的现金流稳定性可获保障。

上述保障现金流稳定性的相关内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、基础设施项目概况及运营情况”之“（二）新购入基础设施项目的运营模式”。

（三）关于估值与现金流预测。

答复：

本次评估资产组估值由 28.60 亿元（评估基准日：2023 年 9 月 30 日）调整为 25.50 亿元（评估基准日：2025 年 3 月 31 日）。因评估基准日调整，部分评估参数结合近期实际经营情况进行了调整。

调整前后的估值变化情况总结如下：

项目	申报版	反馈回复版	估值影响
评估基准日	2023 年 9 月 30 日	2025 年 3 月 31 日	因基准日调整致使反馈回复版预测期缩短 1.5 年，但 2023 年 10 月及以后的现金流也提前 1.5 年折现，合计估值下降约 0.98 亿元。
发电量	理论发电情况： 根据 2018 年-2023 年实际未考虑限电情况下的发电水平进行估算，预计未来苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目理论发电量为 17.84 亿千瓦时。	理论发电情况： 在参考 2018 年-2024 年实际未考虑限电情况下的发电水平（同时扣除峰值）进行估算，预计未来苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目理论发电量为 16.83 亿千瓦时。	在下调理论发电量及上调预测弃水电量情况下，苏家河口水电站、松山河口水电站的电量下降。 此外，优先发电计划（西电东送）及市场化交易电价均有所下调。 在考虑发电量及电价的共同影响后，估值下降约 3.57

项目	申报版	反馈回复版	估值影响
	<p>弃水电量占比：</p> <p>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 500kV 兰城变、220kV 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，故该评估基准日假设弃水电量为 0。</p>	<p>弃水电量占比：</p> <p>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，反馈回复版评估基准日在预测期按 3% 的弃水电量占比确认。</p>	<p>亿元。</p>
电价	<p>西电东送电价：</p> <p>对于 2024 年及以后的西电东送电量的电价参考 2021 年-2023 年已结算的平均电价进行预测，不含税电价为 0.202 元/千瓦时。</p>	<p>西电东送电价：</p> <p>对于 2025 年及以后的西电东送电量的电价参考 2024 年的平均电价进行预测，不含税电价为 0.199 元/千瓦时。</p>	
	<p>市场化交易的电价：</p> <p>根据与保山电力签订的《电力交易合同》中的约定，2024 年-2026 年不含税电价分别为 0.200 元/千瓦时、0.210 元/千瓦时、0.210 元/千瓦时，假设合同到期后，2027 年及以后不含税电价与 2026 年电价</p>	<p>市场化交易的电价：</p> <p>2025 年-2026 年的电价是根据与保山电力签订的《电力交易合同》确认，不含税电价均为 0.210 元/千瓦时；假设合同到期后，2027 年及以后不含税电价与 2024 年实际不含税电价一致，即苏家河口水</p>	

项目	申报版	反馈回复版	估值影响
	一致即 0.210 元/千瓦时。	电站项目及松山河口水电站项目分别为 0.203 元/千瓦时、0.201 元/千瓦时。	
主营业务成本	<p>截至本次评估基准日，苏家河口水电站及松山河口水电站尚由槟榔江水电运营管理（自运维方式），其构成包括折旧费用、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、安全生产费、电力交易服务费及其他。</p> <p>评估机构根据产权持有单位槟榔江水电的预测及相关政策确认，预测期年度平均主营业务成本（付现）规模约 7,000 万元-7,100 万元。</p>	<p>2024 年 3 月，苏家河口水电站及松山河口水电站均委托保能和顺公司负责运营管理，使得主营业务成本的构成发生变化，本次反馈回复版本中的主营业务成本包括折旧费、维护维修费、水资源费（税）、库区基金、保险费、运营管理费用、实物补偿费、电力交易服务费及其他，评估机构根据企业预测、《运营管理服务协议》及相关政策确认，预测期年度平均主营业务成本（付现）规模约 8,100 万元-8,200 万元。</p>	<p>申报版及反馈回复版的主营业务成本及管理费用的付现部分合计差异较小，其付现差异主要是由于税金及附加中城市维护建设税率的变更产生的，估值增加 0.17 亿元。</p> <p>注：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，水资源费改革为水资源税，在税金及附加列示，以前期间在成本科目列示，考虑到两次评估基准日的差异，将水资源费（税）还原至主营业务成本（付现）中进行对比。</p>
税金及附加	<p>苏家河口水电站及松山河口水电站项目的税率是参照槟榔江水电的情况进行预测，其中：城市维护建设税率为 7%，教育费附加税</p>	<p>两河水电公司已成立，故本次基准日下苏家河口水电站及松山河口水电站项目的税率是参照两河水电公司的情况进行预测，其</p>	

项目	申报版	反馈回复版	估值影响
	率为 3%，地方教育费附加税率为 2%。	中：城市维护建设税率为 5%，教育费附加税率为 3%，地方教育费附加税率为 2%。	
管理费用	截至本次评估基准日，苏家河口水电站及松山河口水电站尚由槟榔江水电运营管理（自运维方式），其构成包括职工薪酬、中介费、运输费、办公差旅费等，预测期年度平均管理费用（付现）规模约 1,100 万元-1,200 万元。	截至本次评估基准日，苏家河口水电站及松山河口水电站均委托保能和顺公司负责管理，相关管理费用包含于《运营管理服务协议》中，故管理费用在主营业务成本的运营管理费用中合并预测。	
所得税率	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。假设该政策到期后能够延续，西部地区继续执行 15% 的优惠税率直到预测期结束。	假设西部大开发政策到期后两河水电公司适用的所得税税率恢复至 25%。	因调整西部大开发政策税率相关假设，估值下降 1.31 亿元。
税前折现率	8.46%:	8.01%:	税前折现率是根据 WACC

项目	申报版	反馈回复版	估值影响
	该折现率是基于2023/9/30评估基准日的参数进行估算，主要参数为：无风险报酬率2.68%和LPR4.20%。	该折现率是基于2025/3/31评估基准日的参数进行估算，主要变动参数为：无风险报酬率1.81%和LPR3.60%。	公式计算出的税后折现率调整所得，通过对比前后两次参数，由于无风险报酬率（10年期国债到期收益率）及人民银行公布的LPR整体呈现下降趋势，使得折现率下降，估值增加约2.59亿元。
估值结论	28.60亿元	25.50亿元	估值下降3.10亿元

1.关于电量预测。根据申报材料，2009年以来，本项目涉及流域的降雨量及河流径流量减少，2011-2023年，苏家河口、松山河口的来水呈下降趋势，基本处于多年平均径流量以下。2020年以来，本项目发电量存在明显波动。

(1) 根据申报材料，本项目预测期间采用理论发电小时数测算发电量，不考虑限电和弃水。请管理人充分说明上述假设的合理性，并说明是否已将来水量波动纳入估值考虑。

答复：

结合云南省电力供需情况及两河水电公司的访谈了解，本次反馈回复版评估报告（评估基准日2025年3月31日）中已考虑3%的弃水电量占比。此外，对于未来发电水平的预测是基于2018年-2024年时间段数据进行考虑的，来水量的变化已含在取值中。同时，预测发电水平时，采取先行剔除2018-2024年的理论发电小时最高值，再取平均值方式测算，预测较为谨慎。

1) 评估预测情况

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

上网电量=发电量*(1-损失率³⁶)

具体数据如下表所示:

表 新购入基础设施项目 2018-2024 年电量及评估预测情况

单位: 万千瓦时

项目/年份		2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	评估取值
苏家河口	理论发电量	112,715	127,531	152,196	93,458	121,539	89,641	113,732	109,620
	弃水电量	11,572	13,995	3,911	-	-	-	-	3,289
	发电量	101,144	113,535	148,286	93,458	121,539	89,641	113,732	106,331
	上网电量	100,024	112,214	146,432	92,354	120,084	88,619	112,392	105,055
松山河口	理论发电量	59,746	69,433	80,099	50,383	65,594	47,558	58,911	58,632
	弃水电量	6,867	9,077	1,906	-	-	-	-	1,759
	发电量	52,879	60,356	78,193	50,383	65,594	47,558	58,911	56,873
	上网电量	52,283	59,666	77,255	49,798	64,840	47,035	58,270	56,191
合并	理论发电量	172,461	196,964	232,295	143,841	187,133	137,199	172,643	168,252
	弃水电量	18,439	23,072	5,817	-	-	-	-	5,048
	发电量	154,023	173,891	226,479	143,841	187,133	137,199	172,643	163,204

³⁶ 发电量与上网电量存在差异,为电站发电端到电网上网并结算之间产生的电量损失。主要包括送出线路线损、厂用电等电能损失。

	上网电量	152,307	171,880	223,687	142,152	184,924	135,654	170,662	161,246
--	------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

2) 弃水电量情况说明

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。2021-2024年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。

a.送出通道打开，解决电力送出受阻情况

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，有效缓解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³⁷，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.保山市具备消纳能力

“十四五”期间，云南省加速构建现代化产业体系，打造“中国铝谷”和“世界光伏之都”，用电需求将大幅度增长。云南省将大规模发展绿色铝硅产业，根据相关规划，绿色铝产业重点布局在文山、昭通、大理、红河等地区。绿色硅产业重点布局在曲靖、保山、丽江、楚雄、大理等州市。

³⁷ 2024年，500千伏兰城变的二期、三期扩建项目建成投运。

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31.85%，增速位居全省前列。“十四五”以来呈持续增长态势。

根据上述情况来看，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，报告期内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。经与两河水电公司了解并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%的弃水电量占比测算。

c.来水量的变化在估值中的考虑

尽管2011年以来苏家河口、松山河口的来水呈下降趋势且基本处于多年平均径流量以下，但评估采用2018年-2024年的时间段数据在来水下降之后，且以均值的方式取数，来水量的变化已含在取值中。

此外，三岔河水电站为“二库四级”的第一级，三岔河水电站水库是槟榔江梯级电站的龙头水库。电站坝址控制流域面积382.4平方千米，多年平均流量31.3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2.40亿立方米，水库具有年调节性能，起到了蓄丰补枯的作用为下游电站做出了贡献。

(2) 请管理人补充披露上网电量波动的具体原因，以及估值中对上网电量的假设情况。

答复：

受来水量影响，上网电量存在波动，具体如下：

1) 2020年-2025年3月苏家河口水电站及松山河口水电站电量统计情况

上网电量=发电量×(1-损失率)，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目情况如下：

表 2020年-2025年3月苏家河口水电站项目发电量及上网电量统计

单位：万千瓦时

年份	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年1-3月
发电量	148,286	93,458	121,539	89,641	113,732	19,244
上网电量	146,432	92,354	120,084	88,619	112,392	19,006

表 2020年-2025年3月松山河口水电站项目发电量及上网电量统计

单位：万千瓦时

年份	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年1-3月
发电量	78,193	50,383	65,594	47,558	58,911	10,186
上网电量	77,255	49,798	64,840	47,035	58,270	10,063

2) 2021年及2023年来水量下降致使与2020年相比发电量波动较大

苏家河口水电站及松山河口水电站2020年发电量为14.83亿千瓦时及7.82亿千瓦时，2021年发电量分别为9.34亿千瓦时及5.04亿千瓦时，2023年发电量分别为8.96亿千瓦时及4.76亿千瓦时，差异率为35%-40%，主要系来水量波动所致。

2020年，槟榔江流域来水量为20.02亿立方米，为自水电站投运以来最高来水量，然而自2020年10月下旬开始连续近80天无有

效降雨，2021年春干旱较明显；初夏气温持续偏高，降雨稀少，干旱较重，形成了冬春夏三季连旱的情况，致使全市五县大部分乡镇发生了中旱至重旱局部特旱情况。云南省应急管理厅发布的《2021年云南省自然灾害情况》中提到“春季至初夏旱情较重，4月4日全省气象干旱达到最重，120个站点出现气象干旱，中旱以上101个，其中重特旱76个，气象干旱为近五年同期最重，旱情严重区域主要在滇西及滇西北等地”。2021年，槟榔江流域来水量为12.46亿立方米，相较于2020年下降约38%。

根据云南省水利厅显示信息，2023年以来云南遭遇了1961年有记录以来最严重的气象干旱，全省降雨较常年同期偏少近两成。2023年，槟榔江流域来水量仅12.08亿立方米，相较于2020年下降约40%。

由于2021年及2023年云南省出现旱情使得槟榔江流域来水量减少，使得发电量相较于2020年出现较大波动。

3) 电量预测

a.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，三岔河水电站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期电量，大大提高下游梯级电站的发电能力，使下游梯级得到显著的梯级补偿效益，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水电站和苏家河口水电站，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 千伏兰城变电站的投运，使保山区域电网与省电网联接的电压等级从原 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。2019 年 11 月底，220 千伏兰腾线的投运使得发电能力强的腾冲片区送出线路在 220k 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，故新购入基础设施项目 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。

b.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 新购入基础设施项目 2018-2024 年损失率统计

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。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“八、基础设施项目评估情况”之“(二)重要评估内容”。

(3) 关于发电机组检修。根据申报材料，苏家河口水电站报告期内未进行 A、B 级检修。请管理人、评估机构补充核查存续期内进行 A、B 级检修是否影响发电量，并在估值中予以充分考虑。

答复：

苏家河口水电站发电机组检修情况如下：

1) 苏家河口水电站报告期修理情况

参照电力行业标准 DL/T1066-2007《水电站设备检修管理导则》，A 级检修是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；B 级检修是指针对机组某些设备存在问题，对机组部分设备进行解体检查和修理。B 级检修可根据机组设备状态评估结果，有针对性地实施部分 A 级检修项目或定期滚动检修项目。

苏家河口水电站在 2017 年安排 A 级检修工作，机组 A 级检修间隔约为 6—7 年，故在原报告期内未发生 A 级检修，根据水电站最新检修信息显示，苏家河口水电站已在 2024 年上半年完成 3#机组的 A 级检修工作。由于苏家河口水电站的水轮机组制造质量较好，A 级检修工作及日常维护检修工作基本能满足设备的正常运行，报告期内苏家河口水电站未开展过 B 级检修工作。

2) A 级、B 级检修计划基本不影响水电站发电

a.A、B 级的计划检修均安排在枯水期（A 修停机维修时间一般为 55 天、B 修停机维修时间一般为 25 天），枯水期来水量小，三台机组均未满负荷发电，故对三台机组进行轮流检修，其余未检修机组可继续发电。

b.苏家河口水电站及松山河口水电站向云南电网提交水电站的年度、月度发电计划，并将设备检修计划报送电力调度机构，电力调度机构综合考虑电厂设备检修计划进行电力调度。

综上，经管理人、评估机构核查，A、B 级检修计划基本不影响水电站的发电，本次评估已按历史情况在估值中予以充分考虑。

(4) 请管理人、评估机构结合电力市场化改革及区域经济人口发展背景、区域来水量、自然灾害和极端天气影响、电网建设、供需情况、市场消纳能力、新增装机安排（如有）、上游水库建设情况、本项目历史发电数据（总发电量、弃水电量等）等因素，以及问题（一）及（二）的相关答复情况，充分说明发电量等相关指标设置的合理性。

答复：

1) 电力市场化改革及区域经济人口发展背景

自 2014 年云南省在全国率先启动电力市场化交易以来，市场化规模逐年扩大，电力市场改革红利持续释放。截至 2024 年 12 月底，全省注册各类电力市场主体增至近 35 万户，市场化交易电量突破 2000 亿千瓦时，同比增长 8.1%；清洁能源交易电量占市场化交易电量比重达 85%，保持全国领先水平，电力中长期交易“压舱石”作用更加凸显。

目前，云南中长期电力市场已发展成为国内市场活跃、运行平稳、技术先进、品种丰富的省级电力市场之一，建立了以中长期交易为主、日前短期交易为补充的电力市场体系。同时，通过分设清洁能源市场和燃煤发电市场，持续优化完善不同类型电源市场化交易机制和高成本电源价格疏导机制，更好地满足云南电力供需形势和能源电力保供要求。

经济及人口方面，2024 年末，云南省常住人口 4,655 万人。2024

年全省地区生产总值 31,534.10 亿元，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%。保山市 2024 年末常住人口 239.9 万人。2024 年，保山市地区生产总值 1,281.91 亿元，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%。

2) 区域来水量情况

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，其发电量与其流域每年来水量直接相关，发电量的波动主要受流域每年来水量波动所致。

槟榔江属伊洛瓦底江水系，为大盈江上游河段。槟榔江“二库四级”电站三岔河、猴桥、苏家河口、松山河口水电站多年平均径流深分别为 2,444 毫米、2,447 毫米、1,901 毫米、1,880 毫米，远高于云南省平均径流深 454.8 毫米及全国多年平均值 281.8 毫米，流域来水量较为丰沛。

槟榔江“二库四级”中的三岔河、苏家河口水电站工程规模均为大（2）型。三岔河水库是槟榔江梯级电站的龙头水库，水库具有年调节性能，苏家河口水库具有季调节性能。自 2016 年三岔河水库投产后，能起到一定“蓄丰补枯”作用，使基础设施项目汛期弃水减少，枯水期发电量增加。

根据中国电建集团昆明勘测设计研究院有限公司还原成果，槟榔江“二库四级”电站三岔河、猴桥、苏家河口、松山河口水电站坝址多年平均流量（1959 年-2023 年）分别为 29.6 立方米/秒、31.0

立方米/秒、56.6 立方米/秒、59.1 立方米/秒；其中运行期(2011 年-2023 年)多年平均流量分别为 23.2 立方米/秒、24.2 立方米/秒、44.8 立方米/秒、46.9 立方米/秒，来水基本处于多年平均流量以下，是由于自 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，云南省多次出现干旱灾害，来水量降低，但槟榔江流域年径流绝对比为 2.00-2.08，在国内已披露数据河流中处于较稳定水平。

3) 极端天气/灾害在发电量预测的考量

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%，来水量较低。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%)，2023 年云南省平均降水量 887.2 毫米，较常年偏少 17%，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。

本次评估参考 2018 年-2024 年实际发电情况进行预测，考虑到天气的极端情况对水电站的发电影响较大，故本次在剔除理论发电的最大值后，采用剩余实际数据进行估算，以减小极端天气下对电量的影响。

4) 云南省内电网网架系统日趋完善

近年来，云南电网持续加快电网规划建设，从“十五”末期形成的“日”字形单环网，“十一五”期间形成围绕滇中和滇东的“品”字形 500 千伏主干网架，到“十二五”期间在“品”字形 500 千伏主干网架的基础上形成“两纵两横一中心”的网架结构，再到 2022 年底建成“四横三纵一中心”的 500 千伏主网架格局，云南省内电网网架系统日趋完善。

2024 年，随着云南 500 千伏光辉输变电工程、隆阳输变电工程等一批重点工程的集中投产，云南电网“四纵四横一中心”主网架全面建成，有力支撑云南打造绿色能源强省。

5) 云南省电力市场需求充足，具备消纳能力

“十四五”期间，云南省加速构建现代化产业体系，打造“中国铝谷”和“世界光伏之都”，用电需求将大幅度增长。云南省将大规模发展绿色铝硅产业，根据相关规划，绿色铝产业重点布局在文山、昭通、大理、红河等地区。绿色硅产业重点布局在曲靖、保山、丽江、楚雄、大理等州市。

此外，根据中国电建集团昆明勘测设计研究院有限公司对云南省电力市场消纳情况的分析，预计 2030 年和 2035 年云南电网电力缺口分别为 17,600 兆瓦和 22,000 兆瓦，保山市 2025 年-2030 年的用电量递增率约为 4.5%-6%，未来云南全省将面临较大的电量缺口，电力市场消纳能力逐渐增大。因此，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目所发电量预计能够被市场消纳，使用需求充足稳定。

根据上述情况来看，云南省具备消纳能力，且电力市场的需求保持增长趋势。

6) 保山市水电近期暂无新增水电装机

根据《保山市能源发展“十四五”规划》，电源开发主要围绕建设光伏、风电为主，规划光伏项目 71 个，风电项目 7 个，水电项目 1 个。《保山市能源发展“十四五”规划》涉及水电站建设的规划仅包含“推进腾冲龙文桥电站前期工作，装机 30 万千瓦”。经核查政府及主管部门公开信息并向保山市发改委电话咨询，未发现腾冲龙文桥电站完成立项、开工等信息。因水电项目建设周期较长，腾冲龙文桥电站前期工作进展相对缓慢，保山市近期新增水电装机的可能性较低。

7) 上游大坝助力苏家河口水电站及松山河口水电站

三岔河水电站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，使下游梯级电站得到显著的梯级补偿效益。

2005 年 4 月，中国电建集团昆明勘测设计研究院有限公司对槟榔江流域规划河段进行了综合查勘，出具《云南省槟榔江雷打石~苏家河口河段开发方案研究专题报告》并通过云南省发展改革委组织的审查，为了科学、合理利用水资源，河段梯级开发方案确定为“二

库四级”开发。截至本反馈回复出具之日，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目前均已投产发电，电站及配套水库建设工程设计符合“二库四级”的流域开发规划要求。因水电项目建设周期较长，槟榔江流域水电开发规划已经完工，流域上游新增水库建设可能性较低。

综上，考虑到来水量的稳定、市场需求的增加、“龙头水库”的助益、弱化极端天气下电量的影响等，本次对于苏家河口水电站及松山河口水电站的发电量预测的参数选取是具有合理性的。

2.关于电价预测。根据申报材料，本项目西电东送电价近三年呈波动下降趋势，市场化交易电价自2021年以来已高于云南省平均上网电价。预测期间，西电东送电价按照2021-2023年平均值预测，市场化交易电价假设2023-2026年按照与保山电力签订的《电力交易合同》执行，其中2025年含税电价较2024年大幅提升，2027年及之后电价与2026年保持一致。

请管理人、评估机构充分说明西电东送电价预测假设的合理性、说明《电力交易合同》到期后市场化交易电价按照协议约定的最高价格预测假设的依据及合理性；结合本项目西电东送及市场化交易电价历史变化趋势、云南省平均上网电价复合增长率情况、《电力交易合同》续签可能性，充分说明电价假设的合理性。

答复：

(1) 西电东送电价预测的假设及合理性说明

本次更新的资产评估报告（评估基准日：2025年3月31日）已对西电东送部分的电价预测进行调整，本次是基于2024年西电东送平均电价进行预测。

苏家河口水电站及松山河口水电站每年有约1.3亿千瓦时电量为西电东送部分，具体情况如下所示：

表 2021年-2024年新购入基础设施项目西电东送电量及电价统计

单位：万千瓦时、元/千瓦时

电站	项目/年份	2021年	2022年	2023年	2024年
苏家河口 水电站	电量	8,850	8,384	8,377	8,291
	含税电价	0.246	0.234	0.236	0.235
松山河口 水电站	电量	4,720	4,472	4,468	4,422
	含税电价	0.246	0.234	0.236	0.235
合计	电量	13,570	12,856	12,844	12,713
	含税电价	0.246	0.234	0.236	0.235

根据上表数据显示，2021年西电东送电价相对较高，2022年-2024年西电东送电价略有下调且数据趋近，考虑到该情况，故在本次评估基准日（2025年3月31日）更新中仅采用最新一年数据即2024年西电东送电价进行预测，该取值贴合现行交易情况，具有合理性。

(2) 《电力交易合同》到期后市场化交易电价的预测及合理性说明

前次资产评估报告（评估基准日：2023年9月30日）假设《电

力交易合同》到期后，2027年及以后不含税电价与2026年电价一致，苏家河口水电站及松山河口水电站均为0.210元/千瓦时。

本次反馈回复的资产评估报告(评估基准日：2025年3月31日)已对《电力交易合同》到期后市场化交易电价的假设调整，出于审慎考虑，假设2027年及以后的电价按照2024年的平均电价进行预测，即苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目不含税电价分别为0.203元/千瓦时、0.201元/千瓦时，预测期市场化交易电价较前次评估预测有所下调。

1) 云南省平均上网电价稳中有升

近5年云南省电价稳中有升，复合增长率5.86%。根据昆明电力交易中心有限责任公司统计，2020年-2024年电价整体呈现波动上涨趋势，具体数据如下：

表 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《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电量外全部售予保山电力，2022年至2026年结算上网电量加权平均电价(含税)分别不低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，增长率分别为 5%、5%、5%、0%。其增长率与云南省电力市场化交易平均电价复合增长率趋同，故预测期维持现有的电价水平是具有合理性的。

2) 苏家河口水电站及松山河口水电站交易价格呈现增长趋势

报告期内，2022 年-2025 年 3 月苏家河口水电站及松山河口水电站的平均市场化交易电价（含税）分别为 0.2309 元/千瓦时、0.2253 元/千瓦时、0.2355 元/千瓦时、0.3057 元/千瓦时，整体呈现上涨趋势。

本项目市场化交易电价高于云南省市场化交易电价，主要系本项目拥有具备季调节能力的苏家河口水库，且项目上游三岔河水库具有年调节性能，苏家河口水库通过与三岔河水库联合调节后实现年调节，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期电量，从而提升年度平均电价。

3) 华能澜沧江水电股份有限公司（股票代码：600025，以下简称华能水电）电价水平及趋势与两河水电公司一致

华能水电所开发的水电站位于云南省澜沧江流域，其电站主要并入云南电网运行，与两河水电公司具有较高的相似性。根据公开数据整理，2020 年-2024 年水电平均电价为 0.198 元/千瓦时、0.212 元/千瓦时、0.210 元/千瓦时、0.219 元/千瓦时、0.220 元/千瓦时，整体呈现上涨趋势。尽管华能水电电站体量及流域与两河水电公司存在差异，但是通过华能水电的电价可以看出稳中有升，两河水电公司的电价在未来具有可实现性。

尽管云南省及水电站实际电价整体呈现上涨趋势，但本次反馈

的预测中考虑到《电力交易合同》中约定的 2026 年电价的可持续性存在不确定性，出于审慎考虑，假设本次合同到期后，2027 年及以后与 2024 年的平均电价保持一致。

3.关于其他收入预测。根据申报材料，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，并对下游梯级进行补偿。请管理人补充披露苏家河口水电站对下游梯级进行补偿是否收取相关费用，若收取，请在估值中予以充分考虑。

答复：

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，并对下游梯级进行补偿。经了解，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。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“八、基础设施项目评估情况”之“（二）重要评估内容”。

4.关于成本预测。请管理人补充披露估值中对于营业成本的预测假设、主要构成、与历史实际发生额是否存在明显差异；若存在明显差异，请说明原因及合理性。

答复：

（1）营业成本的预测假设及构成（评估基准日 2025 年 3 月 31 日）

苏家河口水电站及松山河口水电站项目预测期的营业成本主要包括折旧费、运营管理费、维护维修费、220千伏线路使用费、库区基金、保险费、实物补偿费、安全生产费、电力交易服务费及其他。具体情况如下：

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

根据《运营管理服务协议》，保能和顺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，2024 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 2024 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（含税），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 450kg/亩·年，旱地 300kg/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 454.5kg/亩·年，旱地为 303kg/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。

(2) 营业成本的对比说明

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。目前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。

表 新购入基础设施项目报告期内各项成本及占比情况表

单位：万元、%

项目	2025 年 1-3 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	1,922.56	57.60	7,604.49	50.53	8,049.07	65.05	7,818.10	59.31
职工薪酬	20.22	0.61	237.94	1.58	1,144.54	9.25	1,160.08	8.80
维护维修费	33.81	1.01	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

项目	2025年1-3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
库区基金	232.55	6.97	1,365.30	9.07	1,085.23	8.77	1,534.76	11.64
保险费	12.99	0.39	35.86	0.24	117.38	0.95	189.24	1.44
托管运营费用(含人工和运营)	952.44	28.54	2,820.65	18.74	-	-	-	-
220KV线路使用费	34.38	1.03	126.06	0.84	-	-	-	-
实物补偿费	-	-	1.38	0.01	5.53	0.04	-	-
安全生产费	99.32	2.98	944.07	6.27	492.09	3.98	135.13	1.03
电力交易服务费	5.93	0.18	21.38	0.14	55.26	0.45	60.06	0.46
其他	23.43	0.70	239.40	1.59	179.65	1.45	184.73	1.40
小计	3,337.61	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是具有合理性的。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“八、基础设施项目评估情况”之“(二)重要评估内容”。

5.关于资本性支出。根据申报材料，报告期内本项目的技改及资本性支出分别为 237.89 万元、5.43 万元、7.04 万元和 257.10 万元。请管理人结合历史期间资本性支出变化情况，说明预测期间资本性支出净额持续为加回正项的原因，说明该假设与历史情况是否相符。

答复：

(1) 资本性支出金额与折旧金额

预测期间资本性支出净额持续为加回正项，是由于该金额实际为资本性支出与折旧金额的净额数，故存在持续加回的情况，经拆分后具体数据如下：

表 预测期间资本性支出及折旧费用表

单位：万元

年份	2025 年 4-12 月	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
折旧额 (+)	5,751.17	7,592.74	7,617.38	7,659.47	7,693.69	7,722.75
资本性支出 (-)	-1,264.19	-676.99	-1,051.86	-1,248.67	-1,054.87	-1,165.49
净额	4,486.98	6,915.75	6,565.52	6,410.80	6,638.82	6,557.26
年份	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年
折旧额 (+)	7,768.32	7,820.15	7,863.80	7,914.97	7,965.43	7,256.35
资本性支出 (-)	-1,691.68	-1,802.65	-1,488.50	-1,815.93	-1,716.46	-1,943.36
净额	6,076.64	6,017.49	6,375.30	6,099.05	6,248.97	5,312.99
年份	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年
折旧额 (+)	7,225.90	7,280.91	7,327.86	7,373.91	6,501.65	6,455.66
资本性支出 (-)	-1,176.99	-1,819.47	-1,226.19	-1,469.91	-1,002.65	-1,330.09
净额	6,048.91	5,461.44	6,101.66	5,904.00	5,498.99	5,125.57

年份	2043年	2044年	2045年	2046年	2047年	2048年
折旧额(+)	6,488.72	6,521.72	6,572.04	6,598.17	6,629.58	6,652.65
资本性支出(-)	-1,119.12	-1,320.35	-1,655.75	-983.19	-1,084.60	-772.57
净额	5,369.61	5,201.37	4,916.29	5,614.99	5,544.98	5,880.09
年份	2049年	2050年	2051年			
折旧额(+)	6,683.59	6,714.87	3,339.64			
资本性支出(-)	-1,053.98	-1,039.82	-724.42			
净额	5,629.61	5,675.04	2,615.22			

(2) 历史期及预测期支出安排

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-2025年3月，苏家河口水电站项目及松山河口水电站项目的技改项目支出及资本性支出情况如下：

表 2022年-2025年3月技改项目支出及资本性支出情况

单位：万元

项目名称	2025年1-3月	2024年	2023年	2022年
苏家河口水电站	-	371.58	162.94	4.98
松山河口水电站	24.88	64.31	216.86	2.06
小计	24.88	435.90	379.80	7.04

2025年4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22,130.74万元，年均支出金额843.08万元，高于历史期的技改项目支出及资本性支出。具体情况

如下：

表 预测期技改项目支出及资本性支出情况

单位：万元

项目名称	2025年4月1日至机组寿命届满日 (2051年6月30日)技改项目支出 及资本性支出总额	2025年4月1日至机组寿命届满日 (2051年6月30日)技改项目支出及 资本性支出年平均值
苏家河口水电站	11,916.74	453.97
松山河口水电站	10,214.00	389.10
小计	22,130.74	843.08

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4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17,080.00万元，即年均650.67万元的技改项目支出及资本性支出相关费用。

根据上表所示，历史期支出与预测期支出相比较少，主要原因为各类资产使用状态和使用期限的不同，预测期内技改或更换的安排如下：

水工建筑物方面，水工建筑物的合理使用年限为50年，合理使用年限是不需进行大修即可按其预定目的使用的期限，因此在预测期内仅考虑常规维修养护。

主要发电设备方面，本项目按周期预测了不同等级维修费。主要发电设备的构成部件较多，部分核心部件使用期限较长，以维修为主，核心部件设计使用寿命不小于 30-40 年，是否更换需要做相关的试验和检测。其他部件在检修期将视情况进行维修或更换，一般不会对设备进行全部报废和更换。

辅助发电设备及控制系统设备方面，一般以 10-15 年为周期进行技改、部分或整体更换。

6.评估报告假设本项目能完成机组延寿。请管理人、律师就机组延寿事项是否具备政策依据、是否具备可行性发表意见，并审慎评估该假设的合理性。

请管理人补充披露机组延寿是否涉及大修支出或重大资本支出，若涉及，说明该等支出承担方、估值中是否已考虑该等支出、该等支出规模与机组延寿所需的修理技改要求是否匹配。

答复：

根据现行规定，新购入基础设施项目在本次评估预测期限内不再设置机组延寿假设。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），该《电力业务许可证》未记载机组使用寿命。

新购入基础设施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，新购入基础设施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基础设施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 ≥ 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 ≥ 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，新购入基础设施项目机组采购时在

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，经管理人、律师核查，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。

上述内容已更新至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“二、新购入基础设施项目概况及运营情况”之“(四) 新购入基础设施项目设备情况”。

7.根据申报材料，评估机构假设对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的政策能够延续至预测期结束。请管理人进一步论证项目公司 15%的企业所得税优惠税率政策在 2030 年后能够延续至预测期结束的假设合理性，揭示相关风险，做好充分的风险缓释措施，并请管理人、评估机构评估该变化对现金流的影响。

答复：

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，本次反馈回复版资产评估报告（评估基准日：2025年3月31日）已对该假设进行调整，假设该政策到期后，两河水电公司适用所得税税率恢复至25%。

8.根据申报材料，本项目税前折现率为8.46%。请管理人、评估机构根据《审核关注事项》第四十四条第二款要求，结合项目运营模式、经营情况、行业类型等，以及区域可比竞品（如有）、同行业上市公司重大资产重组及大宗交易等折现率参数选取情况，说明折现率取值的合理性。

请管理人根据《审核关注事项》第四十七条第三款相关要求，补充披露评估报告与可供分配金额测算报告对本项目现金流预测结果的差异情况，差异比例超过5%的，说明差异原因及合理性。

答复：

（1）折现率的选取及合理性说明

根据《审核关注事项》第四十四条第二款要求，结合水电行业收益风险特征、项目运营模式、经营情况、行业类型等要素，以及同行业上市公司重大资产重组及大宗交易等折现率参数选取情况，本次评估税前折现率取值为8.01%（评估基准日2025年3月31日），折现率参数取值合理性分析如下：

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。由于本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 按照国际惯常做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

a. 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，本评估报告以 1.81% 作为无风险收益率。

b. 贝塔系数 β_L 的确定

a) 计算公式

产权持有单位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：产权持有单位的所得税税率；

D/E：产权持有单位的目标资本结构。

b) 产权持有单位无财务杠杆 β_U 的确定

根据产权持有单位的业务特点，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 0.4177 作为产权持有单位的 β_U 值。

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 0.4808。

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，计算得出产权持有单位的权益系统风险系数，计算公式如下：

$$\beta_L = [1 + (1 - t) \times D/E] \times \beta_U$$

c. 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 3 月 31 日为基准日，经测算中国市场风险溢价为 6.57%。

d. 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，本次评估中的个别风险报酬率确定为 2%。

e. 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，计算得出产权持有单位的权益资本成本，计算公式为：

$$\beta = [1 + (1 - t) \times D/E] \times \beta_U$$

$$K_e = R_f + \beta \times MRP + R_c$$

$$= 7.68\% \text{ (2030 年及之前, 预计所得税率为 15\%)}^{38}$$

及 7.54% (2030 年后, 预计所得税率为 25%)

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 2025 年 3 月公布的五年期以上 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。

$$WACC = K_e \times \frac{E}{D+E} + K_d \times (1-t) \times \frac{D}{D+E}$$

$$= 6.18\% \text{ (2030 年及之前, 预计所得税率为 15\%)}$$

及 5.97% (2030 年后, 预计所得税率为 25%)

³⁸ 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)，新购入基础设施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。

c)明确预测期税前折现率的确定

在计算得出加权平均资本成本后，再通过单变量求解得出税前折现率为 8.01%。

3) 水电行业收益风险特征、运营模式、经营情况和行业类型分析

水力发电属于清洁能源行业，受政策支持力度较大，运营模式成熟，在我国能源结构转型中占有极其重要的地位，具备较强的稳定性。

折现率是投资者在投资风险一定的情形下，对投资所期望的回报率。在资产评估中，因资产的行业分布、种类、经营情况运营模式等的不同，导致获取回报的风险不相同，因此折现率不相同。如果资产所处行业运营模式成熟、受政策鼓励支持、经营情况稳定，其投资风险相对较小，则要求的期望报酬率相对较低折现率也相对较低。

水力发电行业的商业模式成熟，属于政策支持的清洁能源行业，设备技术成熟国产化程度高，具备较强的稳定性。

4) 折现率的对比

上市公司重大资产重组通常采用税后折现率口径，考虑到折现率口径的一致性，故统一采用税后折现率进行对比分析。

本次评估选取了《中国长江电力股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书》《四川川投能源股份有限公司重大资产购买报告书（草案）》及《嘉实中国电建清

洁能源封闭式基础设施证券投资基金招募说明书》中的案例进行对比分析，具体情况如下：

项目	长江电力	川投能源	嘉实电建	本次评估
评估基准日	2022/1/31	2022/5/31	2023/9/30	2025/3/31
折现率	6.07%-6.79%	5.85%-6.15%	6.86%	5.97%、6.18%
无风险收益率	2.6997%	2.74%	2.9595%	1.81%
市场风险溢价	7.25%	7.36%	6.11%	6.57%
β_U	0.447	0.3533	0.3096	0.4177
企业特定风险调整	0.50%	1%	2.60%	2%
债务成本	4.09%	3.52%-4.01%	4.20%	3.60%

长江电力、川投能源及嘉实电建项目中的折现率范围为5.85%-6.86%，本次评估折现率取值在该区间内，具有合理性。

（2）关于估值与可供分配现金流预测结果的差异说明

为满足申报材料时效性要求，基金管理人已将申报材料基准日更新至2025年3月31日。

经计算，可供分配现金流测算中预测基础设施项目运营净现金流³⁹2025年4-12月为20,152.34万元、2026年为25,656.41万元；评估报告中预测基础设施项目运营净现金流2025年4-12月为19,981.86万元、2026年为25,355.07万元，比较可供分配现金流测算与评估报告2025年4-12月、2026年基础设施项目运营净现金流差异分别为0.85%、1.19%，未超过5%。

上述内容已更新至《招募说明书》“第十六部分 现金流测算分

³⁹ 运营净现金流采用息税折旧摊销前利润口径计算。

析及未来运营展望”之“二、关键假设”之“(六)评估报告与可供分配金额测算报告对拟扩募基础设施项目现金流预测结果的差异情况”

9.请管理人按照《基础设施基金指引》第十二条第二款的规定，提交有效期内的评估报告。

本次已将《资产评估报告》评估基准日更新至2025年3月31日。

(四)关于运营管理安排。

1.基础设施基金首发时的运营管理机构为内蒙古京能新能源科技有限公司，本次扩募的运营管理机构包括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。

(1)请管理人说明如何做好扩募与首发运营管理事务的统筹安排。

答复：

本次扩募后，中航基金作为基金管理人，将继续对首发基础设施项目、新购入基础设施项目实行统筹管理。目前拟采取以下措施做好首发及扩募项目的运营管理事务的统筹安排：

1)首发和扩募的运营管理机构都将统一执行京能国际内部的统一运营管理体系，实现运营标准一致性

首发基础设施项目的运营管理机构内蒙古京能新能源科技有限公司（以下简称内蒙古京能）、新购入基础设施项目的运营管理机构

构保山能源和保能和顺公司，均为发起人京能国际的控股下属机构，执行京能国际内部统一的公司治理体系与运营管理体系，同时，运营管理机构将按照京能国际已发布实施的《基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目运营管理办法（试行）》相关要求，配合基金管理人做好基金项下的运营管理工作与信息披露、内部信息管理等工作。通过统一的体系化管理，可实现上述多家外部运营管理机构在开展项目公司工商系统信息管理、财税管理、手续更新与维护等经营合规管理工作，运营检修与维护等日常设备设施运营管理工作，电力交易决策与营销活动，配合基金管理人完成定期报告、临时报告等不同类型的日常业务性工作时，按同一套企业标准与要求执行，有效避免了运营管理业务流程差异可能带来的统筹管理冲突，确保扩募发行后的平稳运营与高效管理。

2) 充分借鉴现有跨区域项目管理的统筹经验

本基金首发时，底层两个光伏发电项目分别位于陕西省榆林市和湖北省随州市，基金成立以来，项目运行情况较为稳定，体现了基金管理人和运营管理机构的跨区域统筹管理能力。一方面，基金管理人结合两地电站的实际需求与运行情况，通过定期会议、现场巡回检查、同一 OA 平台系统下的日常业务监督审批、同一 REITs 项目按需集中开展重大运营决策事项审议等管理方式，实现了底层资产的跨省跨区域统筹管理；另一方面，首发运营管理机构内蒙古京能拥有丰富的跨省跨地区多项目的平行运营管理经验，保障了两个光伏电站的安全稳定运行。基金管理人将协同首发及本次扩募涉

及的运营管理机构，继续充分运用现有跨区域的项目管理统筹经验，做好存续期管理工作，保障投资人利益。

3) 基金管理人向项目公司委派董监高管理团队，继续履行基金管理人管理职责

本次扩募后，基金管理人将继续严格履行管理职责，统筹协调本基金运营管理机构开展基础设施项目运营管理相关工作。同时，基金管理人将向两河水电公司委派公司董事、法定代表人、总经理、财务负责人等。委派人员平行管理首发和本次扩募的底层项目公司，并执行基金持有人大会、基金管理人、项目公司股东等有权机构和主体的决议（决定），保障各个项目公司之间的有效统筹管理与决议（决定）的贯彻执行。

(2) 请管理人根据《审核关注事项》第九条第二款的要求，充分说明本项目同时设置运营管理统筹机构和运营管理实施机构的必要性。

答复：

根据《审核关注事项》第九条要求，基金管理人聘请的专业机构，应当符合《基础设施基金指引》规定的条件和要求。资产支持证券管理人可以与基金管理人聘请相同的专业机构。管理人聘请专业机构应当遵循最少必需原则，精简产品结构，降低运营成本，提高运营效率。本次扩募时，基金管理人综合考虑了未来项目实际运营需求、运营效率管理需求和合理的业务合作安排后，拟聘请保山

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，符合最少必需原则，精简产品结构，提高运营效率。具体情况如下：

1) 从实质性工作管理内容来看，运营管理统筹机构和运营管理实施机构各有分工，协同实现水电站的整体运营管理

保山能源与保能和顺公司作为发起人京能国际体系内具有协同效应的母子公司，在标准化治理框架下分别承担区域性核心平台与专业化实施主体的差异化职能。其中，保山能源定位为京能国际水电资产集约化运营统筹管理机构，保能和顺公司则聚焦新购入基础设施下项目日常运营管理工作，二者通过战略定位、业务边界、决策层级的系统性分工，形成“战略统筹－专业执行”的双层管理体系。

其中，保山能源作为保能和顺公司上级单位，统筹、协调和安排保能和顺公司具体负责新购入基础设施项目的日常运营管理工作。保山能源作为本基金发起人京能国际旗下核心水电资产管理平台，其战略定位和区域统筹能力可为新购入基础设施项目提供运营管理服务：

a.保山能源的企业治理与运营体系，可为新购入基础设施项目提供持续稳健经营的制度性保障

保山能源是本基金发起人京能国际的重要水电资产持有与运营平台，由原保山电力重组剥离并于2017年成立，现由北京云保能源开发有限公司（以下简称北京云保）控股，实际控制权归属京能国际。组织架构层面，保山能源设立综合管理部、人力资源部、经营

计划部等六大职能部门，统筹管理下属 24 个发电生产单位（含 26 座水电站），构建了涵盖战略决策、运营监控、风险防控的完整治理体系。基于京能国际成熟的内部管理体系和事务审批机制，保山能源已进一步优化并形成了国际化、规范化的公司治理结构，其项目决策机制、风险管控流程及运营管理经验，为本次新购入基础设施项目的持续稳健经营提供了制度性保障。

b.保山能源的区域资源整合能力，可为新购入基础设施项目提供区域化运营支持的核心优势

依托资产重组形成的水电资产规模化优势，保山能源自成立以来持续深化政企协同：一方面依托京能国际与云南省、保山市各级政府及电网企业建立了战略合作关系，另一方面与区域电力用户、售电企业形成良性协同合作机制，同时与水电设备供应商、技术服务商保持长期战略伙伴关系。这种多维度的资源整合能力，使保山能源具备为本次新购入基础设施项目提供区域化运营支持的核心优势，例如集约化电力营销体系可提升项目收益水平、集中采购机制有效降低运维成本、属地化政企关系网络保障项目合规运营等。

c.保山能源的专业化运营管理优势，可为新购入基础设施项目的运营效率提升及持续优化提供可靠保障

保山能源作为京能国际水电板块的专业化运营主体，公司通过多年实践已形成标准化水电项目管理体系，涵盖安全生产管理、经营策略管理、财税统筹、人力资源、电力营销、工程技改及能效提升等全周期管理环节。其特有的“战略统筹+平台化运营”模式，既

能实现跨项目的资源统筹配置，又可针对具体项目特点实施精准化管理，这种双重管理机制为新增水电资产的运营效率提升及持续优化提供了可靠保障。

根据京能国际及保山能源内部职责分工定位，保山能源无直接团队负责新购入基础设施项目设备技术检修与维护、日常管理等工作。

保能和顺公司作为保山能源的全资子公司，担任本次新购入基础设施项目运营管理实施机构，在保山能源的统筹、协调和安排下，负责新购入基础设施项目的日常运营管理工作。基金管理人或项目公司向运营管理机构发出的各项指令、要求、通知、授权等具体归口至保山能源（另有约定的除外），并由保山能源作为运营管理统筹机构负责统一组织落实和组织实施。

d.保能和顺公司具有集约化运营管理体系，可为新购入基础设施项目提供标准化运营服务解决方案

保能和顺公司于2024年1月正式设立，该平台公司构建了涵盖检修技术中心、运维管理中心与集中控制中心的集约化运营管理体系，通过专业化人才梯队建设与智能化技术集成应用，已形成覆盖多个水电资产全周期运维的标准化服务体系，有效满足日常生产运营、设备维保、集中监测及技术风险防范等核心需求，为本次新购入基础设施项目提供标准化服务解决方案。

因此，运营管理统筹机构和运营管理实施机构的职责分工不同，同时聘请为运营管理机构可实现在不改变发起人京能国际水电资产

管理内部组织架构的前提下，形成“战略统筹－专业执行”的双层管理体系，实现新购入基础设施项目稳定、专业、高效运营。

2) 保山能源、保能和顺公司分别作为新购入基础设施项目运营管理统筹机构和实施机构，具备运营管理的一致性与延续性

新购入基础设施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，新购入基础设施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，有利于维持项目稳健运营。

3) 保山能源、保能和顺公司分别作为新购入基础设施项目运营管理统筹机构和实施机构，有助于激励约束机制的有效实施

相较于单一委托保山能源作为运营管理主体、并通过业务分包或人员借调方式为新购入基础设施项目提供运维服务的传统模式，采用保山能源与保能和顺公司双主体协同运营机制具有显著优势。该模式优势体现在：在维持现有管理架构完整性的前提下，通过契约化管理框架将《运营管理服务协议》项下的激励约束条款进行结构化设计，可为保能和顺公司派驻新购入基础设施项目的绩效突出人员设置专项激励获取通道。此项安排不仅实现激励资源向一线生产单元的有效传导，更构建起权责利对等的长效激励机制。

4) 运营管理统筹机构和运营管理实施机构共同负责完成本基金信息披露配合事务，有助于实现本基金信息披露的完整性、及时性和准确性

如前述，运营管理统筹机构、运营管理实施机构的职责分工不同。本次扩募后，在同时聘请运营管理统筹机构、运营管理实施机构的情况下，运营管理实施机构将有更多的机会直接参与到信息披露事务中，有助于基金管理人了解水电站运营的一线具体情况和数据，同时依托保山能源的公司内部治理及其与保能和顺公司母子公司的管理关系，该设置安排将有利于提高信息披露的管理效率，提升基金管理人统筹信息披露的管理边界，有助于实现本产品信息披露的完整性、及时性和准确性。

2.根据申报材料，保山能源报告期内所有者权益持续为负，请管理人就该事项是否影响其持续运营、保山能源是否符合《审核关注事项》第八条的要求发表明确核查意见。

答复：

保山能源报告期内所有者权益为负数，主要系其前期债务较高及受财务费用影响产生亏损导致，其生产运营正常且持续运转。截至2025年3月31日，保山能源已获得京能国际增资，并借助京能国际信用优势压降债务成本，所有者权益已转为正数，不会影响其持续运营。

经核查，保山能源符合《审核关注事项》第八条“基金管理人

委托外部管理机构运营管理基础设施项目的，外部管理机构应当符合《基础设施基金指引》的规定以及下列条件：（一）具有持续经营能力。……”等规定。

具体分析如下：

保山能源截至 2022 年末、2023 年末、2024 年末及 2025 年 3 月 31 日，所有者权益分别为-4.16 亿元、1.18 亿元、2.97 亿元及 3.19 亿元。前期所有者权益为负数，主要系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。

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，保山能源所有者权益增加，已于 2023 年末转为正数。在京能国际认缴的增资款全部实缴到位后，保山能源所有者权益预计将进一步提升。

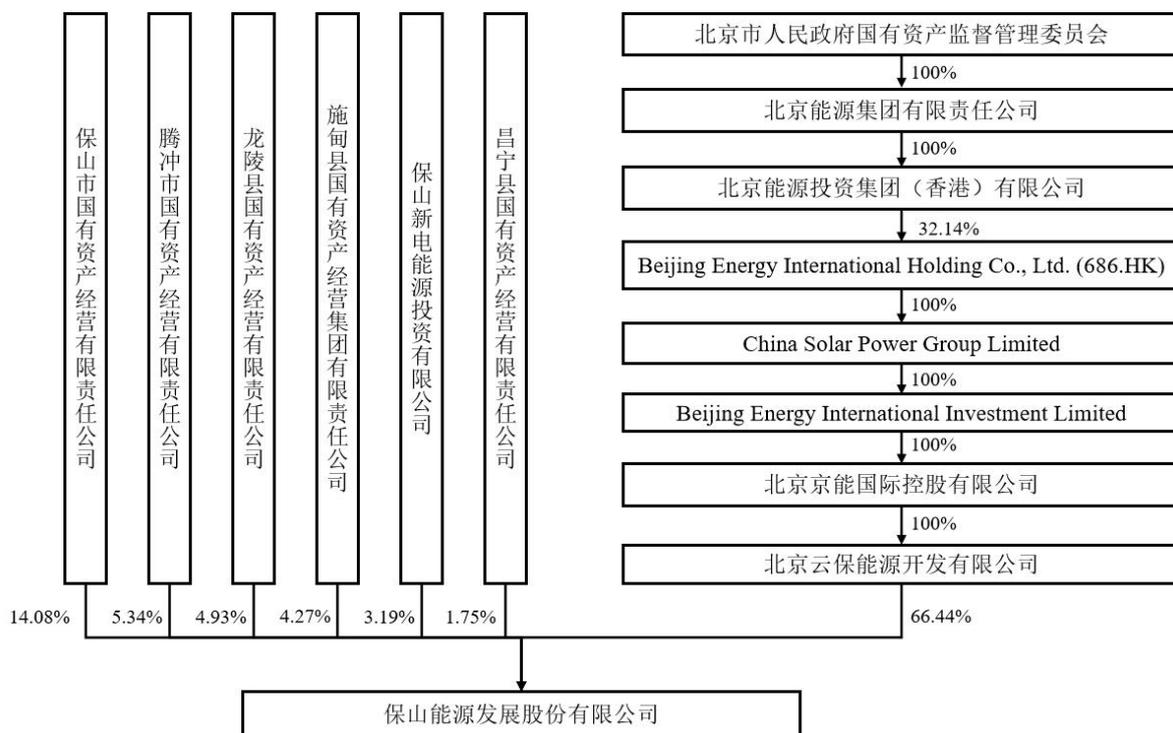
债务方面，增资入股保山能源后，京能国际以支持保山能源获取流动资金贷款的形式畅通其融资渠道，并以股东贷款形式逐层提供至保山能源用于偿还往来款项资金。同时，京能国际依靠自身信用优势对债务合同条款进行重新协定，通过压降利率、延展期限等方式，有效降低保山能源现有银行贷款资金成本与未来资金周转压力，缓解保山能源债务压力。

2023 年，保山能源财务费用 2.82 亿元，较 2022 年度财务费用 3.89 亿元下降 1.07 亿元，2023 年扭亏为盈，实现净利润 0.14 亿元；

2024年，保山能源财务费用继续下降至2.05亿元，较2023年下降0.77亿元，实现净利润1.78亿元。保山能源已具有较强的持续经营能力。

股东背景方面，保山能源股东背景较为雄厚，截至本反馈回复之日，注册资本119,522.34万元，其中：北京云保持持股比例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、资本市场上的品牌影响力和议价能力得到极大的提升，同时依托资本结构优化，使公司整体实力得到增强。

图 保山能源股权结构图



此外，京能国际子公司现持有中航京能光伏REIT51%份额，对基金/底层项目实施并表管理。京能国际及京能集团高度重视该REIT

平台，拟持续注入资产，扩大规模。本次实现扩募后，将继续购买扩募份额，保持并表管理，并保障底层项目运营稳定。

综上所述，基金管理人认为，保山能源具有持续经营能力，符合《审核关注事项》第八条的要求。

3.根据《运营管理服务协议》，本项目支付运营管理成本 2,460 万元（含税）/年，其中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；支付固定运营管理服务费 2,400 万元（含税）/年，自 2026 年起每年上调 3%，根据项目实际净收入情况支付激励运营管理服务费。

（1）请管理人说明槟榔江流域集中控制中心的角色定位及其与运营管理统筹机构、运营管理实施机构之间的关系，充分论证该中心设置的合理性、必要性。槟榔江流域集中控制中心尚未投运，请管理人说明本项目向其支付运营管理成本的原因、定价依据及合理性。

答复：

1) 槟榔江流域集中控制中心的角色定位

槟榔江流域集中控制中心（以下简称集控中心）拟管辖槟榔江流域云南省调调度的 2 个水电站（即苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目），集控中心作为水电站的异地值班单位，承担受控水电站的主控室职能，属于调度系统的一部分，作为调度机构的调

度对象接受相应调度机构的调度指挥和专业管理。集控中心的建设旨在提升运行自动化程度，实现电站“无人值班，少人值守”，提高管理效率，降低运营成本。

集控中心的建设拟实现槟榔江梯级 2 个电站（即苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目）集中控制，搭建以计算机监控系统、通信网络系统及数据存储与处理为核心的集控平台，进行对远方电厂集中实时监视和控制，优化水利资源配置，提高自动化水平及劳动生产率，提高水电站的经济效益和企业的市场竞争能力。

2) 集控中心与运营管理统筹机构、运营管理实施机构之间的关系

云南电力调度控制中心于 2020 年 9 月 21 日印发《关于同意云南保山槟榔江水电开发有限公司建设水电集控中心的批复》（调度〔2020〕157 号），同意云南保山槟榔江水电开发有限公司以“云南保山槟榔江水电集控中心”为名启动集控中心建设相关工作。

云南电力调度控制中心于 2024 年 9 月 3 日印发《关于同意变更云南保山槟榔江水电集控中心建设主体的复函》（调度〔2024〕380 号），同意云南保山槟榔江水电集控中心的建设主体发生变更，集控中心的名称不作修改。

槟榔江水电为运营管理统筹机构保山能源全资子公司，随着企业的发展，保山能源对企业经营和管理模式进行了调整，于 2024 年 1 月 23 日全资设立了保能和顺公司，将集控中心建设及运行管理业务由槟榔江水电划转到了保能和顺公司，同时将集控中心建设主体

由槟榔江水电变更为保能和顺公司，并获得云南电力调度控制中心同意。故集控中心拟由运营管理实施机构保能和顺公司作为建设主体。

3) 中心设置的合理性、必要性

a.合理性

集控中心将发挥着重要的职能作用，具备相应的合理性，集控中心职能如下：

a) 实现水电站集中管理，辅助决策分析。集控中心根据电网调度部门的调度和制定的优化运行计划，实现对各水电站集中化的实时监视、运行操作、负荷分配和调整控制命令等，对各水电站运行数据进行综合统计分析，为相关人员提供各水电站信息查看的便捷途径，以便于决策层对各受控场站进行更有效的管理。

b) 为设备故障提供准确判断依据。对各水电站的生产运行数据进行实时采集与分析，为运维人员提供全面的数据支持，以便相关人员及时发现发电设备缺陷，及时调整机组运行计划，完成消缺工作，从而提高发电量。

c) 提高水电站运营整体水平，提高整体发电效益。对各水电站的设备运行数据进行全面、多维度的统计分析，包括水电站综合利用效率、设备运行效率、设备运行参数对比等，提升水电站运营的整体水平，提高电站的发电效益。

d) 实现水电站无人值班、少人值守，提升运维效率。由集控中心对各水电站进行远方实时控制调节、安全监视，实现联合优化调

度、经济运行和统一调度管理，实时了解各水电站运行状况，满足运行人员日常操作、上级系统或电网调度系统对水电站的监视、业主对水电站运行管理的需求，将各水电站逐步向智能数字化、一体化控制模式转变，可有效整合资源，减少现场运维人员，提升运维效率。

e) 为水电站投资提供决策支持。收集各电站数据，涵盖不同设备配置、不同运行情况、各种突发情况、各年运行数据等全面的水电站综合运行数据，为今后电站设备选型、项目投资提供依据。

b.必要性

当前，苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目的运行管理模式以自主运行、维护、检修为主，存在专业技术人员分散、管理跨度大等问题。建设集控中心，可以集中人才和技术优势，对水电站实行集中监控和统一管理，提高设备运行管理水平和生产管理效率，为水电站可靠运行提供有力的人才和技术保障，保障电网安全稳定运行。同时，实行集中控制管理，可大幅改善员工工作和生活环境，提高其工作积极性，增强其向心力和凝聚力，有效降低运行值班人员进出水电站路途交通安全风险。

4) 向集控中心支付运营管理成本的原因、定价依据

集控中心投入运营后，将为苏家河口水电站项目和松山河口水电站项目提供上述服务，可提高基础设施项目自动化水平、劳动生产率以及经济效益，因此，项目公司需要支付相应运营管理成本。

根据《保山能源发展股份有限公司集控中心建设项目可行性研

究报告》，主要建设内容分为“槟榔江集控中心”和“京能保山能源集控中心”两部分，根据两部分各自机电设备及安装工程概算金额占比对初始投建总成本进行分拆后，“槟榔江集控中心”投资建设成本为1,777.40万元，“槟榔江集控中心”部分的后续全周期运维成本预计为10,102.72万元，合计总支出为11,880.12万元，预计使用期限为27年，因此，平均每年成本为440万元。根据《运营管理服务协议》，项目公司在集控中心投运后仅按440万元（含税）/年支付使用成本，不承担其他额外建设或运维成本。

5) 该控制中心尚未投运已约定需支付的管理成本的合理性

根据最新《运营管理服务协议》，各方一致同意，运营管理成本为2,560万元（含税）/年，包含槟榔江流域集中控制中心的运营管理成本440万元（含税）/年。鉴于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，无需支付该中心对应的运营管理成本。

(2) 请管理人结合本项目历史运营成本，说明运营管理成本及固定运营管理服务费定价的公允性、合理性，并就定价是否符合《审核关注事项》第六十九条第一款的要求发表核查意见。

答复：

经核查，运营管理成本及固定运营管理服务费定价具备公允性、合理性，符合《审核关注事项》第六十九条第一款“运营管理协议应当明确约定运营管理费用的构成、收取基准、计算方式、调整安排、

支付主体、支付方式和支付频次等。运营管理费用设置应当合理、公允、符合交易习惯”要求。具体说明如下：

1) 运营管理协议明确约定了费用构成、收取基准等条件

最新的运营管理成本较申报版本增加 100 万元（含税）/年，主要系新购入基础设施项目重组至两河水电公司后，新增部分办公运维支出，各方协商确认增加，相应增加成本也已在估值测算中予以考虑。

根据最新《运营管理服务协议》附件四约定：

a. 费用构成

包括运营管理成本和运营管理服务费，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的费用，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。

b. 收取基准、计算方式、调整安排

约定运营管理成本 2,560 万元（含税）/年，不含税金额 2,415.09 万元/年，其中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，不含税金额 415.09 万元/年，集中控制中心投运前，无需支付该中心对应的运营管理成本，任期内运营管理成本原则上不调整；支付固定运营管理服务费 2,400 万元（含税）/年，不含税金额 2,264.15 万元，自 2026 年起原则上每年上调 3%；同时，根据项目实际净收入情况支付激励运营管理服务费。

c.支付主体

约定运营管理成本、运营管理服务费由项目公司监管账户向运营管理实施机构支付。

d.支付方式和支付频次等

约定运营管理成本、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；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；于基础设施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。

2) 运营管理成本及固定运营管理服务费定价公允、合理

运营管理成本及固定运营管理服务费历史年度及未来对比情况如下：

表 历史及未来运营管理成本与固定运营管理服务费（不含税）⁴⁰情况

单位：万元

项目内容		2022 年	2023 年	2026 年	2026-2050 年 均值
固定运营管理服务费	职工薪酬(含工会)	1,977.60	1,849.90	2,332.08	2,530.85
运营管理成本	办公水电及其他	248.83	220.94	2,000.00	2,000.00

⁴⁰ 鉴于 2024 年 3 月已开始进行资产重组，为保障和 REITs 发行衔接顺利，2024 年 3 月后已参照 REITs 发行后运营模式，委托保能和顺公司运营并支付对应费用，数据不具有参考性，因此以 2022 年、2023 年实际和 2026 年预测数据进行对比。

	日常维修	615.77	194.70		
	安全生产费	135.13	492.09		
	集控中心	-	-	415.09	415.09

a.运营管理成本设置依据

运营管理成本对应运营管理机构所承担的办公水电费用，日常运营中的维修费用、计提的安全生产费用以及拟建设的集控中心使用费用。其中，集控中心未建设并投入使用前，相应费用不予支付。

办公水电及维修费用方面。考虑到项目一方面已运营超过 13 年，部分设备及备件需要陆续更换、维修，预计后续日常维修费用将增加；另一方面，2023 年 10 月，国家能源局颁发了《发电企业安全生产标准化实施指南》，对发电企业安全生产投入、现场管理、安全风险管控及隐患排查治理、事故处理等方面提出了进一步要求，预计办公及运维成本提升。同时，项目持有水库，涉及大坝管理，国家能源局 2023 年度颁发了《水电站大坝安全提升专项行动方案》（国能发安全〔2023〕19 号），进一步要求整治大坝风险隐患，堵塞管理漏洞。综上，为保障项目安全，在预测中提升相关方面的资金投入，并将相应成本纳入评估，以降低未来相应资金不足风险，充分保障投资者利益。

安全生产费用方面。关于印发《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的通知（财资〔2022〕136 号）规定：a）电力生产与供应企业应以上一年度营业收入为依据，采取超额累退方式确定本年度应计提安全生产费用金额；b）电力生产与供应企业安全生产费用

应当用于完善、改造和维护安全防护设备、设施支出；配备、维护、保养应急救援器材、设备设施支出和应急救援队伍建设、应急预案制修订与应急演练支出；开展重大危险源检测、评估、监控支出，安全风险分级管控和事故隐患排查整改支出（不含水电站大坝重大隐患除险加固支出、燃煤发电厂贮灰场重大隐患除险加固治理支出），安全生产信息化、智能化建设、运维和网路安全支出；安全生产检查、评估评价（不含新建、改建、扩建项目安全评价）、咨询和标准化建设支出；安全生产宣传、教育、培训和从业人员发现并报告事故隐患的奖励支出；配备和更新现场作业人员安全防护用品支出等。

基于本基金架构设置，项目公司日常运营管理委托运营管理机构进行，并由运营管理机构进行日常维修、安全生产相关的人员培训及设备支出。财资〔2022〕136号规定的安全生产费用相关使用范围在运营管理机构委托职责内。因此，安全生产费纳入运营管理成本，由项目公司计提后，以运营管理成本形式支付至运营管理机构。

b.固定运营管理服务费设置依据

固定运营管理服务费对应职工薪酬，参照历史数据确定，并考虑 REITs 发行后更为严格的运营管理要求和人员要求，协商约定对应的人员增长空间、培训费用等。同时考虑通货膨胀及职工薪资增长等情况，约定运营管理机构初始任期⁴¹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

⁴¹ 初始任期为三年。

结束后各方根据实际情况另行协商。

综上，出于谨慎考虑，基金管理人和评估机构对于未来运营中的各项费用提升，预留了较为充足的空间，以充分覆盖未来安全、维修等方面的支出，减少安全隐患，保障项目持续安全运转，降低未来运营支出超出预测的风险，并通过纳入运营管理成本、固定运营管理服务费的方式，将相应支出在评估预测中予以考虑，以充分保障基金份额持有人权益。

（3）根据《运营管理服务协议》，基于当前评估报告、现金流预测报告确定的电费收入发生较大调整时，各方可协商对运营管理成本进行调整。请管理人结合运营管理成本的构成，说明基于电费收入调整运营管理成本，是否具备合理性。

答复：

上述条款主要为应对底层项目收入发生较大变化时，双方可结合届时情况协商处理方案，而无需推翻原有协议所设置的条款。

鉴于《运营管理服务协议》其他部分已约定“在基础设施项目运营管理过程中，出现本协议中没有约定或约定不明确事项的，各方应当尽快协商签署补充协议，作为本协议的组成部分”等届时协商的商业条款。

最新《运营管理服务协议》已删除“任期内，基于基础设施基金发行前评估报告、现金流预测报告确定的电费收入发生较大调整，各方可协商对运营管理成本进行调整”约定。

(4) 请管理人根据《审核关注事项》第六十九条第二款的要求，结合浮动费用与运营管理团队的绩效评价、收入分配的关联关系，对现有机制能否有效实现激励约束目标发表明确意见，并评估通过运营管理协议予以明确。

答复：

经核查，管理人认为现有机制能有效实现激励约束目标，并已经通过运营管理服务协议予以明确。

具体如下：

按照《审核关注事项》第六十九条第二款⁴²的要求，管理人与运营管理机构协商确认了激励运营管理服务费机制，以根据基础设施项目初始评估报告计算的项目公司对应年度净收入为基础，按照对等原则对运营管理机构超额完成目标予以激励，对运营管理机构未完成目标予以考核，以提高基础设施项目运营管理效率、强化资产维护运营。同时，明确约定了对于突出贡献一线员工的激励，以切实激发运营管理团队积极性。参考最新《运营管理服务协议》“附件四：运营管理成本、运营管理服务费和考核管理”，具体约定如下：

1) 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，对项目公司的

⁴² 《审核关注事项》第六十九条第二款：

外部管理机构收取的运营管理费应当包含基础管理费以及浮动管理费。基础管理费可以结合基础设施项目历史运营管理成本费用支出情况确定，保障项目稳定运营。浮动管理费应当有利于提高基础设施项目运营管理效率、强化资产维护运营，以业绩增长为前提，能够有效体现对等的激励与约束。

净收入指标进行考核，根据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，即根据基础设施项目初始评估报告计算的项目公司对应年度净收入。

项目公司年度净收入=营业总收入-营业总成本-资本性支出。其中，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；资本性支出含专项修理及技术改造等费用。

表 激励运营管理服务费费率 N%标准

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：

①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%；

②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：

①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%；

②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%。

c.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。

综上所述，现有机制具有激励与考核作用。

2) 突出贡献一线员工激励服务费

a.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。

b.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。

c.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。

4.请管理人对保山能源、保能和顺公司是否设立独立机构或独立部门负责本项目的运营管理发表意见，并对防范利益冲突相关措施的合理性、充分性和可行性进行核查并发表明确意见。

答复：

(1) 运营管理机构设立独立机构或独立部门开展运营管理

发行前，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目已从槟榔江水电重组至两河水电公司，两河水电公司为独立法人主体。同时，驻场运营管理团队人员的劳务聘请变更至保能和顺公司，为基金扩募后底层资产独立运营管理奠定了基础条件。

发行后，保山能源、保能和顺公司拟在电站现场运维检修团队专项负责两个水电项目的设备设施维护工作的基础上，从电力营销、财税管理、经营计划管理、工商信息报送和档案管理等不同业务需求层面，派遣相关部门人员按指定人员专项专责的原则，成立独立驻场运营管理团队，并通过该独立驻场运营管理团队开展两河水电公司的日常运营管理工作，包括但不限于：

1) 通过资产重组后的项目公司独立法人主体，开展底层资产的独立经营；

2) 通过电站运维检修团队，实现项目固定资产设备设施和备品备件库的独立管理；

3) 通过制定独立的预算、建账、核算、审计等方式，实现独立

财务管理；

4) 通过单独编制项目公司经营计划，实现独立的业务管理；

5) 通过项目公司在电网公司设立的独立电费结算账户、在电力交易中心注册唯一的经营主体及电力交易账户，实现独立电力营销业务与电费结算。

综合以上，最终实现通过独立运营管理团队为项目公司提供独立资产运营管理服务的目标。

(2) 防范利益冲突的相关措施

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：

a. 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。

b. 公平对待新购入基础设施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。

c. 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。

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，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、保能和顺公司均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。

3) 运营管理服务协议对运营管理机构的约束

根据目前《运营管理服务协议》相关约定，运营管理机构承诺其作为外部运营管理机构在任期内承接拟购入基础设施项目运营管理工作；不得泄露因职务便利获取的未公开信息，不得利用该信息从事或者明示、暗示他人从事相关交易活动；作为运营管理机构同时向其他机构提供基础设施项目运营管理服务的，应当采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突；对于其自持基础设施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》项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，并不得损害基础设施基金及其持有人的利

益。

此外，通过目前《运营管理服务协议》约定和工作安排，在未来资产运营管理过程中，运营管理机构需积极配合基金管理人、项目公司对公司经营策略与预算、现金支付、采购及合同签署等项目日常运营管理业务层面，采用运营管理机构、基金管理人双层审批的特定业务审批流程，执行项目公司全面预算与财务管理、利润分配等事项的安排。

4) 运营管理服务协议对运营管理机构奖惩考核安排

根据目前《运营管理服务协议》，运营管理服务费中包含固定运营管理服务费和激励运营管理服务费、突出贡献一线员工激励服务费。

激励运营管理服务费，是根据本次扩募项目公司每年经审计的实际净收入与目标净收入的差额，设置上下阶梯式浮动费率，从而对运营管理机构形成激励奖惩机制。若出现需要扣减的惩罚性激励服务费时，则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，当最近一个季度的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。突出贡献一线员工激励服务费，是在当年激励运营管理服务费大于0时，要求运营管理机构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。

此外，《运营管理服务协议》中还通过设置负面清单考核，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的，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。考核结果连续两年不合格的，基金管理人可解聘、更换运营管理机构，并经基础设施基金份额持有人大会投票表决通过后，正式解聘、更换运营管理机构，从而进一步防范可能发生的防范利益冲突。

上述激励运营管理服务费与负面清单考核机制设置，可有效促进运营管理机构、运营管理团队工作人员，勤勉尽责并努力提升基础设施项目运营业绩表现，具有较好的激励性，有利于运营管理机构提升基础设施项目的运营管理效率和收益水平。

5) 基金管理人的监督与检查

在新购入基础设施项目的《运营管理服务协议》履行期间，运营管理机构需接受基金管理人对其提供运营管理服务内容进行的监督，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。

同时，基金管理人有权按照《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》的规定自行或聘请专业机构，对项目公司开展全面审计/评估或专项审计/评估工作，其中审计工作包括但不限于审核项目公司的财务报告、评估内部会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；基金管理人有权自行或者聘请专业机构：**a.**查阅与基础设施项目相关的、由运营管理机构保管的文档、记录、证书、账册或会计凭证；**b.**检查基础设施项目的状况；**c.**就基金管理人为维持基础设施项目正常运营认为必要的其他事项进行检查。检查频率不少于每半年1次。

新购入基础设施项目的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，基金管理人有权责令其在合理期限内进行整改。

综上所述，管理人认为，保山能源、保能和顺公司通过采取以上措施将新购入基础设施项目相关的人、财、物、经营管理实现与其他业务的剥离，及时披露或有的同业竞争或利益冲突的事项，接受并积极配合基金管理人的履职评估与监督检查，具有合理性、充分性、可行性，可有效防范利益冲突。

5.根据《运营管理服务协议》，项目公司应当自监管账户向运营管理机构支付运营管理成本及运营管理服务费，经基金管理人与运营管理机构协商一致，运营管理服务费可由项目公司外的其他委托方账户向运营管理机构支付。

请管理人说明“其他委托方”的具体指向，并说明上述安排是否符合《基础设施基金指引》第三十八条（二）的规定，不符合的，请调整相关安排。

答复：

最新《运营管理服务协议》，已删除“运营管理服务费可由项目公司外的其他委托方账户向运营管理机构支付”的对应约定。

未来实际运营时，将由项目公司监管银行账户按《运营管理服务协议》约定直接支付至运营管理实施机构，不存在其他委托方代为支付的情况，符合《基础设施基金指引》关于基础设施基金账户及资金流向管理的相关要求。

（五）关于新购入基础设施项目要求。根据申报材料，基础设施基金首次募集时购入的基础设施项目为光伏发电项目，本项目为水力发电项目。

1.请管理人、律师对本项目是否符合《上海证券交易所公开募集基础设施证券投资基金（REITs）规则适用指引第3号—新购入基础设施项目（试行）》（以下简称《新购入项目指引》）第五条（三）相关要求发表明确意见。

答复：

经管理人及律师核查，扩募拟购入水力发电项目，符合《新购入项目指引》第五条（三）“拟购入的基础设施项目原则上与基础设施基金当前持有基础设施项目为同一类型”的要求，具体核查意见如下：

（1）首次募集购入的基础设施项目与扩募拟购入水力发电项目同属电力、热力生产和供应业

根据《国民经济行业分类》⁴³（GB/T4754-2017）的分类标准，水力发电（代码：D 44 441 4413）与光伏发电（代码：D 44 441 4416）同属于电力、热力生产和供应业。

（2）首次募集购入的基础设施项目与扩募拟购入水力发电项目属于“1014 号文”中同一行业范畴

国家发展改革委发布的《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》（以下简称 1014 号文）之《基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报要求》中“一、行业范围要求”规定：“2.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、充电基础设施项目。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。”

首次募集购入的光伏发电项目与扩募拟购入水力发电项目同属“1014 号文”中“能源基础设施”的范畴，扩募拟购入水力发电项目原则上与基础设施基金当前持有光伏发电项目同为“能源基础设施”类型。

⁴³ 资料来源：<https://www.mca.gov.cn/images3/www/file/201711/1509495881341.pdf>。

(3) 首次募集购入的基础设施项目与扩募拟购入水力发电项目在经营模式上较为接近

经营方式较为相似：光伏发电项目与水力发电项目均属于发电行业中可再生能源发电的子类，以绿色低碳的电量为主要产品，通过向项目所在地电网企业提供电力，并以电力销售作为主要营业收入来源。除发电技术差异以外，项目公司主要经营方式、资产类型、业务管理需求均高度一致。

成本结构存在共性：在成本构成上，两者都以固定资产投资和运营维护成本为主。前期都需要投入大量资金用于建设发电设施，如水电站的大坝、水轮机、发电厂房等，光伏电站的太阳能电池板、逆变器、支架等。项目建成后，都需要持续投入资金进行设备的维护、检修、更新等工作，以确保发电设备的正常运行和发电效率。

综上所述，管理人和律师认为，本次扩募拟购入的基础设施项目原则上与基础设施基金当前持有基础设施项目为同一类型，符合《新购入项目指引》第五条第（三）款要求。

2.请管理人补充核查并披露基础设施基金报告期内运营情况和持有的基础设施项目运营情况，说明是否达到预测可供分配金额，并对基础设施基金是否符合《新购入项目指引》第六条（三）（四）相关要求发表明确意见。

答复：

(1) 2023 年度、2024 年度基础设施基金、基础设施项目运营情况较为稳定，可供分配金额完成预测值

1) 基础设施基金 2023 年度、2024 年度运营表现良好

基础设施基金 2023 年度⁴⁴、2024 年度合并层面实现收入 3.28 亿元和 3.91 亿元，净利润 1.25 亿元和 1.73 亿元，经营活动产生的现金流量净额 2.52 亿元和 2.12 亿元。截至 2024 年末，基金总资产 28.50 亿元，基金净资产 25.59 亿元；期末基金份额净值 8.5312 元，期末基金份额公允价值参考净值 7.7370 元。

2) 基础设施项目 2023 年度、2024 年度运营基本稳定

本基金首发基础设施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。两个底层基础设施资产的主要运营指标及分析情况如下：

表 首发基础设施项目主要运营指标

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 ⁴⁵	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

⁴⁴ 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。

⁴⁵ 中航京能光伏 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。

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%，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，基础设施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。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“一、首发基础设施项目基本情况”。

3) 2023年度及2024年度可供分配金额完成预测值

首发基础设施项目2023年度、2024年度可供分配金额均超预期完成。

2023年度完成可供分配金额3.28亿元，为预测金额的100.50%；2024年度完成可供分配金额3.48亿元，为预测金额的104.32%。2024年度可供分配金额超预期，主要是除正常营业收入外，项目公司江山永宸收到榆林市林业和草原局所属单位返还的项目建设期植被恢复保证金剩余部分共计1,944.34万元；获得项目公司江山永宸2023年末设备故障所致经营性损失为主的保险赔偿金额共计427.32万元。

前述两项资金流入均为一次性流入，不计为营业收入，但纳入可供分配金额。

(2) 基础设施基金符合《新购入项目指引》第六条(三)(四)相关要求

1) 根据本基金 2023 年、2024 年、2025 年 1-3 月定期报告及临时公告等文件，结合本题(1)的论述，本次扩募符合《新购入项目指引》第六条(三)“持有的基础设施项目运营状况良好，现金流稳定，不存在对持续经营有重大不利影响的情形”之要求。

2) 本基金最近 1 年财务报表的编制和披露符合企业会计准则的相关规定，最近 1 年财务会计报告未被出具否定意见，最近 1 年标准无保留意见的审计报告已完成公开披露，符合《新购入项目指引》第六条(四)“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”之要求。

3.请管理人补充披露本次扩募前后基础设施基金的收益率情况，并对基础设施基金购入本项目是否符合《新购入项目指引》第五条(四)相关要求发表明确意见。

(1) 本次扩募前后基础设施基金的收益率情况

本次扩募前，基础设施基金内部收益率（IRR）⁴⁶为 1.29%，本次扩募后，基础设施基金内部收益率为 3.94%，增长 2.65%，具体测算如下：

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 3 月 31 日（不含）前 20 个交易日基础设施基金交易均价为 11.9214 元/份，假设投资者于 2025 年 4 月 1 日以 11.9214 元/份价格的 90% 买入⁴⁷，全体投资者买入成本假设为 11.9214 元/份 × 90% × 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 1.29%。

2) 新购入基础设施项目内部收益率

投资者买入成本假设为新购入基础设施项目估值 25.50 亿元；投资者所得未来现金流为基于新购入基础设施项目资产评估报告测算的新购入基础设施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；则新购入基础设施项目内部收益率为 5.70%。

3) 基金扩募后合并内部收益率

投资者买入成本假设为 11.9214 元/份 × 90% × 扩募前基金份额总数 3 亿份 + 新购入基础设施项目估值 25.50 亿元；投资者所得未来

⁴⁶ 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。

⁴⁷ 根据《上海证券交易所公开募集基础设施证券投资基金（REITs）规则适用指引第 3 号—新购入基础设施项目（试行）》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 个交易日基础设施基金交易均价的 90%。

现金流为基金扩募前全周期可供分配现金流+新购入基础设施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；则新购入基础设施项目后内部收益率为 3.94%。

综上，扩募后本基金内部收益率预测值相较扩募前提升了 2.65%。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十六部分 现金流测算分析及未来运营展望”之“一、基础设施项目的可供分配金额测算”之“（三）预测内部收益率”。

（2）基础设施基金购入本项目符合《新购入项目指引》第五条

（四）相关要求

本次新购入基础设施项目属于水力发电项目，首发基础设施项目属于光伏发电项目，资产相互组合可有效平滑光伏发电的波动性等问题，优化投资组合，提升竞争力和吸引力。

此外，结合本题（1）的论述，水力发电项目的购入，可有效提升基础设施基金的内部收益率（IRR）。

综上，基础设施基金购入本水力发电项目符合《新购入项目指引》第五条（四）“有利于基础设施基金形成或者保持良好的基础设施项目投资组合，不损害基金份额持有人合法权益”相关要求。

4.请管理人、律师对基础设施基金新购入本项目是否符合《新购入项目指引》第五条、第六条要求发表明确意见。

（1）本基金符合《新购入项目指引》第五条的要求

1) 新购入基础设施项目符合国家重大战略、发展规划、产业政策、投资管理法规、反垄断等法律法规的规定

国家战略层面，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，符合“新发展理念”。区域发展规划层面，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；优化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、基础设施差距也被列入《云南省“十四五”区域协调发展规划》，就保山市所在滇西地区，云南省“十四五”规划提出重点布局滇西地区发展清洁能源、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，可为保山绿色硅产业、滇西新兴产业乃至全省工业产业的发展 and 集聚提供能源保障。产业政策层面，苏家河口水电站项目装机量为 315 兆瓦，松山河口水电站项目装机量为 168 兆瓦，属于大、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。

投资管理法规层面，经核查，新购入基础设施项目已完成立项、规划、用地、环保、施工、竣工验收等固定资产投资建设的基本程序。反垄断法规层面，新购入专项计划通过收购两河水电公司 100% 股权的方式收购基础设施项目，因参与经营者集中的项目公司不满

足上一会计年度在中国境内的营业额超过 8 亿元人民币的标准，而无需就本次交易提起经营者集中申报，符合《中华人民共和国反垄断法》的相关规定。基于前述，本基金符合《新购入项目指引》第五条第（一）款规定。

2) 新购入基础设施项目不会导致基础设施基金不符合基金上市条件

《上海证券交易所证券投资基金上市规则》第四条规定了基金在上海证券交易所上市的条件，包括：经中国证监会核准发售且基金合同生效；基金合同期限五年以上；基金募集金额不低于二亿元人民币；基金份额持有人不少于一千人；有经核准的基金管理人和基金托管人；上海证券交易所要求的其他条件。

本基金经中国证券监督管理委员会（以下简称中国证监会）2023 年 3 月 2 日证监许可〔2023〕455 号文准予注册，本基金基金合同于 2023 年 3 月 20 日生效，现行有效的基金合同约定本基金存续期（即基金封闭期）为基金合同生效之日起 20 年，满足基金份额上市交易所需的合同期限为五年以上的要求。本基金首次发售上市时，基金份额总额为 300,000,000.00 份，募集金额合计 29.346 亿元，本次扩募拟根据新购入基础设施项目批复估值金额新增发售基金份额，预计基金募集金额将进一步增加，满足基金份额上市交易所需的基金募集金额不低于二亿元人民币的要求。截至 2024 年 12 月 31 日，本基金募集资金规模超过 2 亿元，基金份额持有人远超 1,000 户。本基金的基金管理人为中航基金，基金托管人为华夏银行，中航基金持

有中国证监会于 2020 年 6 月 23 日核发的《经营证券期货业务许可证》（流水号：000000042661），经核准的证券期货业务范围：公开募集证券投资基金管理、基金销售、特定客户资产管理。根据中国证券投资基金业协会网站的公示信息⁴⁸，中航基金已被纳入“公募基金管理人名录”，且中航基金公司治理健全，内部控制制度完善，已设置独立的基础设施投资管理部门，配备 12 名具有五年以上基础设施项目运营或基础设施项目投资管理经验的主要负责人员，其中 8 名具备五年以上基础设施项目运营管理经验，具备《中华人民共和国证券投资基金法》（以下简称《证券投资基金法》）、《公开募集证券投资基金运作管理办法》（以下简称《公募基金运作办法》）《基础设施基金指引》及《新购入项目指引》规定的担任基金管理人的资格和条件。华夏银行现持有原中国银行保险监督管理委员会（现国家金融监督管理总局）于 2022 年 4 月 29 日核发的《金融许可证》（机构编码：B0008H111000001），截至 2025 年 3 月 31 日，华夏银行已为开展基础设施基金托管业务配备了充足的专业人员，包括 3 名基础设施基金托管业务主要人员，且累计托管 163 只证券投资基金，具备基础设施领域资产管理产品托管经验，因此，华夏银行具备《证券投资基金法》《公募基金运作办法》及《基础设施基金指引》规定的担任基金托管人的资格和条件。

本基金存续期间本次新购入基础设施项目将在募集资金规模、投资人认购户数等方面继续满足《上海证券交易所证券投资基金上

⁴⁸ 网址：www.amac.org.cn。

市规则》《基础设施基金指引》等法律法规规定的基金上市条件，因此，新购入基础设施项目不会导致基础设施基金不符合基金上市条件，符合《新购入项目指引》第五条第（二）款规定。

3) 拟购入的基础设施项目原则上与基础设施基金当前持有基础设施项目为同一类型

拟购入的基础设施项目与本基金当前持有基础设施项目同属“1014号文”中“能源基础设施”的范畴，为同一类型的电力资产，符合《新购入项目指引》第五条第（三）款规定，详细分析参见本反馈回复“（五）关于新购入基础设施项目要求之第1问”的答复。

4) 新购入基础设施项目有利于基础设施基金形成或者保持良好的基础设施项目投资组合，不损害基金份额持有人合法权益，有利于基础设施基金提升持续运作水平，提升综合竞争力和吸引力

新购入基础设施项目属于水力发电项目，首发基础设施项目属于光伏发电项目，发电资产相互组合可有效平滑风光发电波动性等问题。因此，本次扩募有利于本基金形成或者保持良好的基础设施项目投资组合，不损害基金份额持有人合法权益，有利于本基金增强持续运作水平，提升综合竞争力和吸引力，符合《新购入项目指引》第五条第（四）款、第（五）款规定。

5) 拟购入基础设施项目涉及扩募份额导致基础设施基金持有人结构发生重大变化的，相关变化不影响基金保持健全有效的治理结构

本次扩募前，原始权益人京能国际能源发展（北京）有限公司及其同一控制下的关联方持有 51% 基金份额，本次扩募完成后，扩募原始权益人槟榔江水电或其同一控制下的关联方作为本基金战略投资者拟认购本次发售不低于 20% 的基金份额，且首发原始权益人联合光伏（常州）投资集团有限公司、京能国际能源发展（北京）有限公司和本次扩募原始权益人槟榔江水电均受京能国际实际控制，且考虑到其他投资人较为分散，预计本基金扩募后原始权益人及其同一控制下的关联方的控制权不会发生变化。

本次扩募发售阶段，基金管理人将积极寻找具有与基础设施项目同行业或相关行业较强的重要战略性资源，与基础设施基金谋求双方协调互补的长期共同战略利益的战略投资者参与本次扩募的战略配售，并根据届时基金份额持有人大会决议的发售方式进行扩募份额发售，预计本基金持有人结构不会发生重大变化。根据本基金基金合同，本基金的治理结构包括基金管理人、基金托管人、基金份额持有人、基金份额持有人大会。基金合同约定了基金管理人、基金托管人、基金份额持有人的权利和义务，基金份额持有人大会的召集事由、召集人及召集方式、基金份额持有人出席会议方式、表决等事项。基金保持健全有效的治理结构依赖于上述主体适当履行基金合同及其他相关协议，不因基金份额持有人发生变化而受到

影响。本基金仍将保持健全有效的治理结构，符合《新购入项目指引》第五条第（六）款规定。

6) 拟购入基础设施项目主要新增原始权益人、运营管理机构，相关变化不会对基础设施基金当前持有的基础设施项目运营产生不利影响

本基金新购入基础设施项目后，新增扩募原始权益人为槟榔江水电，新购入基础设施项目的运营管理机构为保山能源和保能和顺公司，槟榔江水电、保山能源和保能和顺公司具备《审核关注事项》、《新购入项目指引》规定的担任新购入基础设施项目原始权益人和基础设施基金运营管理机构的主体资格；本次扩募后，新购入基础设施项目运营管理机构将专项负责水电项目运营管理，管理人将协调与统筹安排扩募与首发的运营管理事务，新增原始权益人、运营管理机构不会对本基金当前持有的基础设施项目运营产生不利影响。

本基金首次发行时为项目公司财务报表提供审计服务的审计机构为尤尼泰振青会计师事务所（特殊普通合伙），本基金新购入基础设施项目时审计机构为致同，根据北京市财政局核发的《会计师事务所执业证书》（证书序号：0014469），致同具备执行注册会计师法定业务的资格，具有执行证券、期货相关业务的资质，根据中国证监会公布的《从事证券服务业务会计师事务所名录》⁴⁹，致同已完成从事证券服务业务会计师事务所备案，具备为本次扩募为项目公司财务报表提供审计服务的主体资格及相应资质；基金管理人、

⁴⁹ 网址：<http://www.csrc.gov.cn/csrc/c105942/c7177461/content.shtml>。

基金托管人与其他专项顾问机构等未发生变化，符合《新购入项目指引》第五条第（七）款规定。

综上所述，管理人和律师认为本基金符合《新购入项目指引》第五条规定。

（2）本基金符合《新购入项目指引》第六条的要求

1) 本基金符合《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》《基础设施基金指引》《基础设施基金业务办法》及相关规定的要求

根据本基金 2023 年、2024 年、2025 年 1-3 月定期报告及临时公告等文件，并经查询中国证监会网站⁵⁰、中国证监会证券期货市场失信记录查询网站⁵¹、上交所网站⁵²，截至 2025 年 3 月 31 日，本基金在上述公开网站及公告中不存在违反《证券投资基金法》《公开募集证券投资基金运作管理办法》《基础设施基金指引》《基础设施基金业务办法》的情况，符合《新购入项目指引》第六条第（一）款规定。

⁵⁰ 网址：<http://www.csrc.gov.cn>。

⁵¹ 网址：<http://neris.csrc.gov.cn/shixinchaxun/>。

⁵² 网址：<http://www.sse.com.cn/>。

2) 本基金投资运作稳健，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

本基金 2023 年 3 月 29 日上市，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事项于 2024 年 4 月 1 日获中国证监会和上海证券交易所受理，上市之日至提交基金变更注册申请之日满 12 个月；根据《基金合同》的约定，基础设施基金安排基础设施基金管理人及资产支持证券管理人共两个层级的管理人，基金管理人按照法律法规规定和基金合同约定履行基础设施项目运营管理职责。自设立以来基金运作情况良好，基金管理人已就本基金运营管理、投资管理等业务环节制定了相关制度，设置了相关技术系统。于本次扩募前，内蒙古京能新能源科技有限公司作为首次发行基础设施项目的外部管理机构承担基础设施项目的运营管理职责。根据本基金 2023 年、2024 年、2025 年 1-3 月定期报告及临时公告等文件，并经查询中国证监会网站⁵³、中国证监会证券期货市场失信记录查询网站⁵⁴、上交所网站⁵⁵，截至 2025 年 3 月 31 日，本基金投资运作稳健，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

⁵³ 网址：<http://www.csrc.gov.cn>。

⁵⁴ 网址：<http://neris.csrc.gov.cn/shixinchaxun/>。

⁵⁵ 网址：<http://www.sse.com.cn/>。

化等重大经营风险，符合《新购入项目指引》第六条第（二）款规定。

3) 本基金持有的基础设施项目运营状况良好，现金流稳定，不存在对持续经营有重大不利影响的情形

结合本文“（五）关于新购入基础设施项目要求之2”关于基础设施基金报告期内运营情况和持有的基础设施项目运营情况、可供分配金额完成情况等相关分析，本基金持有的基础设施项目运营状况良好，现金流稳定，不存在对持续经营有重大不利影响的情形，符合《新购入项目指引》第六条第（三）款规定。

4) 本基金会计基础工作规范

本基金最近1年财务报表的编制和披露符合企业会计准则的相关规定，最近1年财务会计报告未被出具否定意见，最近1年标准无保留意见的审计报告已完成公开披露，符合《新购入项目指引》第六条（四）“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”之要求。

综上所述，管理人和律师认为本基金符合《新购入项目指引》第六条之规定。

（六）关于合规性及交易安排。

1.根据申报材料，本次扩募前，本项目需要由原始权益人划拨至项目公司，完成资产重组，并由项目公司申请换发《电力业务许可证》《取水许可证》。请管理人披露目前重组及申请换发经营证照的进度，尚未完成的请明确具体完成时点。

答复：

截至本反馈回复之日，新购入基础设施项目所涉重组事项已完成，相关经营证照已全部完成换发，具体情况如下：

（1）目前重组已完成

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基础设施项目及相关的资产、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基础设施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（上述安排以下简称增资划转）。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。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“四、基础设施项目合规情况”之“（三）基础设施项目的资产权属”与“第十七部分 原始权益人”之“一、新购入基础设施项目原始权益人基本情况”之“（八）对基础设施项目的所有权情况”。

（2）换发经营证照事项已完成

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，两河水电公司可依据该资质正常开展发电业务。

2）取水许可证

两河水电公司现持有保山市水务局于2024年5月16日颁发的两份《取水许可证》（许可证编号：MC530581S2023-0010、MC530581S2023-0011），有效期均为自2024年5月16日至2028年6月27日止，两河水电公司可依据该资质正常开展取水发电业务。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“四、基础设施项目合规情况”之“（二）基础设施项目固定资产投资管理手续”。

2.根据申报材料,本项目的转让事项尚未取得云南省发改委同意,划拨土地变更至项目公司尚未取得盈江县政府同意,项目公司股权转让涉及的国资转让审批及豁免进场交易事项尚未取得北京市国资委同意,发起人京能国际关于本次出售项目公司股权尚未取得香港联交所关于分拆上市申请的批复意见。

请管理人取得上述主管部门关于转让等事项的书面同意。

答复:

截至本反馈回复之日,新购入基础设施项目转让行为不存在未解除或不满足解除条件的转让限制,转让行为可通过非公开协议转让方式实施,具体情况如下:

(1) 转让事项已经取得云南省发改委同意

云南省发展和改革委员会已于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。

(2) 划拨土地变更至项目公司已经取得盈江县政府同意

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(以下简称盈江县政府)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。

(3) 项目公司股权转让涉及的国资转让审批及豁免进场交易事项已取得北京市国资委同意

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。

(4) 本次扩募无需取得香港联交所关于分拆上市申请的批复意见

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，经联交所告知，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。

经查，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，联交所以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，同意原始权益人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。

3.根据申报材料，苏家河口水电站项目未办理开工许可批复手续，尚待取得云南省水利厅出具的无需办理开工审批手续的说明；移民安置验收、工程质量验收手续正在办理中。松山河口水电站项目未办理开工许可批复手续，尚待取得云南省水利厅出具的无需办理开工审批手续的说明。

请管理人取得上述合规手续办理完毕的书面证明文件。

答复：

新购入基础设施项目已按照现行有效的法律规定补办完成开工备案手续，苏家河口水电站项目已补办移民安置验收、工程质量验收手续，具体情况如下：

（1）新购入基础设施项目投资建设时应办理开工许可手续，现已按照现行法律规定，办理完成开工备案手续

苏家河口水电站项目、松山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，以下简称《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、松山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、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。

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。

苏家河口水电站项目与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》，确认苏家河口水电站项目与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》，承诺苏家河口水电站项目与松山河口水电站项目依法依规取得了开工手续，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与松山河口水电站项目建设合规性手续提出异议。

（2）苏家河口水电站项目已经取得移民安置验收、综合（质量）验收手续

2024年7月8日，云南省搬迁安置办公室（以下简称云南省搬迁安置办）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。

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。

综上所述，苏家河口水电站项目已经取得移民安置验收、综合（质量）验收手续。

4.根据申报材料，腾冲市人民政府办公室已出具《腾冲市人民政府请示报告承办卡》并原则同意槟榔江水电将本项目占用范围内的国有建设用地使用权转移登记至项目公司。请管理人、律师及财务顾问就上述“承办卡”是否具备法律效力发表意见。

答复：

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。《腾冲市人民政府请示报告承办卡》为过程性文件，苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目所涉国有建设用地使用权转移登记手续已取得腾冲市政府出具的上述批复，转让行为合法有效。

5.根据申报材料，原始权益人与工商银行保山分行、中国银行保山分行、建设银行腾冲支行三家银行及京能集团财务公司（以下合称债权人）签订借款合同，质押基础设施项目收费权。原始权益人拟与相关方签署协议，由项目公司受让相关债务，于本次扩募后偿还上述债务并解除质押。

（1）请管理人核查债权人是否同意提前偿还上述债务并解除质押，请相关方落实相关补充协议。

答复：

债权人已同意提前偿还新购入基础设施项目所涉债务并解除质押，并已签署相关补充协议：

1）《工行借款合同》及担保合同的提前偿还及解除质押安排

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年工行借款合同》”）。《2025年工行借款合同》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”。

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。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。”

2) 《中行贷款合同》及担保合同的提前偿还及解除质押安排

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（以下简称中行保山分行，作为乙方、贷款人）签署了1份《固定资产借款合同》，（编号：保山2016-002号，以下简称《中行贷款合同》）。

2024年8月29日，槟榔江水电（甲方）、两河水电公司（乙方）与中行保山市分行（丙方）签署了编号为“保债承2024-001号”的《债务承继协议》（以下简称《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）与中行保山市分行（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，以下简称《中行应收账款质押合同》），约定将出质人在中行保山市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，中行保山市分行（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) 《建行借款合同》及担保合同的提前偿还及解除质押安排

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（以下简称建行腾冲支行，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（以下简称建行保山分行，作为乙方、贷款人）签署了 2 份《项目融资借款合同》（合同编号：HTZ530720000XMRZ2023N004、HTZ530720000XMRZ2023N005，上述合同合称“《建行借款合同》”）。

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》（与编号为 BSZWZY20240807-2 的《借款债务转移协议》合称“《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》”）。

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。本函项下安排不构成《人民币资金借款合同》《固定资产贷款合同》《项目融资贷款合同》《借款债务转移协议》《应收账款质押合同》《账户监管协议》等相关合同项下两河水电公司的违约，两河水电公司无需因本函项下安排在应付本息之外支付其他资金……”

4) 原始权益人与京能集团财务公司的借款合同的提前偿还及解除质押安排

原始权益人（作为乙方、借款人、质押人）与京能集团财务有限公司（以下简称京能集团财务公司，作为甲方、贷款人、质权人）于2023年11月30日签署了《借款合同》（编号：2023年京能财借字第160号，以下简称《京能集团财务公司借款合同》），《京能集团财务公司借款合同》第5.1条约定：“由云南保山槟榔江水电开发有限公司提供质押担保，并与甲方另行签订相应的《一般电费收

益权质押合同》（合同编号为 2023 年京能财电费收益权一般质字第 03 号）”。原始权益人与京能集团财务公司于 2024 年 6 月 5 日已签署《〈电费收益权质押合同〉之补充协议》（编号：2024 年京能财质押补字第 01 号），约定解除了新购入基础设施项目电费收益权的质押。同时两河水电公司与京能集团财务公司之间不涉及债权债务关系。

（2）请管理人、律师就上述安排是否符合《基础设施基金指引》第二十八条第一款的规定发表核查意见。

答复：

根据《基础设施基金指引》第二十八条第一款，基础设施基金成立前，基础设施项目已存在对外借款的，应当在基础设施基金成立后以募集资金予以偿还，满足本条第二款规定且不存在他项权利设定的对外借款除外。

就上述转让限制，债权银行均已分别出具《关于同意提前还款并解除担保的函》，载明同意基础设施 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，同意两河水电公司提前还款。

在基础设施基金成立后以募集资金予以偿还完毕存量负债后，基金总资产将不超过基金净资产的 140%，符合《基础设施基金指引》第二十八条第一款的要求。

综上所述，管理人和律师认为，上述债务偿还及权利负担解除

安排符合《基础设施基金指引》第二十八条第一款的规定。原始权益人与项目公司、债权银行均签署完毕相关补充协议，债权银行均同意提前偿还债务并同意解除质押。

6.根据申报材料，槟榔江水电和云南电网签署《并网调度协议》《购售电合同》；槟榔江水电、云南电网和保山电力签署《电力交易合同》，上述合同将由项目公司续/换签。

请管理人补充披露本项目涉及的《并网调度协议》《购售电合同》和《电力交易合同》的续/换签进展。

答复：

项目公司已完成上述《并网调度协议》《购售电合同》和《电力交易合同》的换签工作，具体情况如下：

(1) 《并网调度协议》已完成换签

2024年8月23日，两河水电公司与云南电网签署《苏家河口电厂并网调度协议》（合同编号：05000020240201050500117），云南电网同意苏家河口水电站项目并入云南电网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。

2024年8月23日，两河水电公司与云南电网签署《松山河口电厂并网调度协议》（合同编号：05000020240201050500118），云南电网同意松山河口水电站项目并入云南电网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。

(2) 《购售电合同》已完成换签

2024 年 8 月 15 日，两河水电公司（作为售电人）已与云南电网（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）。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。

(3) 《电力交易合同》已完成换签

2023 年 3 月 31 日，保山电力（作为甲方、购电方）与槟榔江水电（作为乙方、售电方）与签署了《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。

2025 年 1 月 20 日，保山电力（作为电力用户）、两河水电公司（作为发电企业）与云南电网（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，苏家河口水电站）以及《云南电力中长期交易合同示范文本（2025

版)》(合同编号:F1-2025-012626,松山河口水电站),约定保山电力与两河水电公司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2025年1月1日0时至2025年12月31日24时。

上述内容已补充至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“四、基础设施项目合规情况”之“(二)基础设施项目固定资产投资管理手续”。

7.根据申报材料,本项目经营期届满后将由京能国际或其指定关联方无偿受让,届时无需召开基金份额持有人大会。请管理人就上述主体无偿受让本项目的合理性发表明确意见,补充核查相关交易安排完成后是否转移全部风险收益、无偿移交资产的交易安排是否充分保护投资者合法权益,并评估调整相关安排。

答复:

(1) 调整后的经营期届满处置安排

借鉴已上市同类型项目经营期届满处置安排,并结合本项目实际情况,管理人对项目经营期届满处置安排进行了调整,调整前后对比如下:

表 项目经营期届满处置安排调整前后对比

事项	调整前 (首次申报)	调整后
大坝、水库、生产建筑、生产辅助建	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	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

筑、构筑物等不动产	2051年5月31日)当日及以后,如处置苏家河口水电站项目、松山河口水电站项目(含两河水电公司股权,苏家河口水电站项目资产、松山河口水电站项目资产),京能	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、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。
其他资产(水轮机、发电机、调速器、主变压器等设备)	国际或其指定关联方有权无偿受让。	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,基金管理人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其他资产的,基金管理人将按照市场化原则对基础设施项目进行处置,处置收益由基金份额持有人享有。

(2) 调整后的经营期届满处置安排具有合理性

1) 投资者交易对价与基础设施项目经营期限届满前获取的现金流收益相匹配

基础设施项目按照收益法进行估值,且本次设定项目到期回收价值为0,即估值中不考虑残值回收。投资者支付的交易对价与基础设施项目经营期限届满前获取的现金流收益相匹配。从评估期限来看,本次评估假定基础设施项目经营期将于2051年6月30日届满,到期不再续期。从收入端来看,本次基础设施估值仅包含经营期届满前的电费收入,不包含资产经营期限届满后的残值处置收入。从

成本端来看，本次基础设施估值已考虑了基金存续期间对基础设施项目持续投入维修保养、技术改造，以及设备置换等费用。因此，投资者支付的交易对价与当前交易安排具有一致性。

2) 大坝、水库、生产建筑、生产辅助建筑、构筑物等不动产由京能国际或其关联方无偿受让安排具有合理性

根据调整后的到期处置安排，经营期届满当日及以后，苏家河口水电站、松山河口水电站所属大坝、水库、生产建筑、生产辅助建筑、构筑物等不动产由京能国际或其关联方无偿受让。根据水电行业特性，水工建筑物在经营期届满后的状态存在不确定性，且在对资产进行评估时，是以经营期届满前的现金流进行折现，并未在评估中考虑经营期届满后大坝、水库、生产建筑、生产辅助建筑、构筑物等不动产的价值或潜在成本，因此由京能国际或其指定关联方无偿受让具有一定合理性。

综上，调整后的经营期届满处置安排已转移全部风险收益，相关安排可以保护投资者合法权益。

二、其他反馈意见

(一) 关于基础设施基金年限。根据申报材料，本次扩募后，基金存续期限由首发时的 20 年调整为 29 年。请管理人据《审核关注事项》第五十二条相关要求，合理评估设置基金存续期限，并补充披露期限调整需履行的相关安排和决策机制。

答复：

经管理人核查，除尚待召开持有人会议外，基金存续期限调整已经履行有效的内外部决策程序，经合理评估水电站水轮机组设计使用寿命期限、基础设施基金期限、基础设施资产支持证券期限三者的匹配性，最新基金存续期限扩募后调整为 27 年。具体情况如下：

（1）基金存续期限调整所涉基金管理人内部决策程序已履行完毕，尚需履行基金持有人大会决策程序

1）基金管理人中航基金已经履行完毕内部程序

基金管理人中航基金于 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基础设施项目的议案，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》，草案内容已覆盖本次扩募所涉基金存续期限调整事项。

2）尚待召开基金份额持有人会议决策

本次扩募所涉基金存续期限调整事项尚待召开基金份额持有人会议决策，根据《基金合同》“第八部分 基金份额持有人大会（一）召开事由”约定：“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：[...]（6）延长基金合同期限”，“第八部分 基金份额持有人大会（六）表决”约定：“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。”《证券

《证券投资基金法》第七十九条规定：“封闭式基金扩募或者延长基金合同期限，应当符合下列条件，并报国务院证券监督管理机构备案：[...]

（三）基金份额持有人大会决议通过”。

取得中国证监会与上交所作出的核准基金变更注册批复后，本基金将通过召开基金份额持有人大会，由持有人大会审议《扩募并新购入基础设施项目的议案》《延长基金合同期限的议案》等议案，履行基金存续期限调整所涉基金持有人大会决策程序。

履行完毕基金持有人大会决策程序后，本基金即可就基金存续期限调整事项报中国证监会备案，完成与基金期限调整有关的外部备案程序。

基金期限调整需履行的相关安排和决策机制已补充披露至《招募说明书》“第三部分 基础设施基金整体架构”之“二、基础设施基金相关交易安排”之“（一）基金的变更注册、基金扩募与新基金合同生效”部分。

（2）基础设施基金期限、基础设施资产支持证券期限与水电站水轮机组设计使用寿命期限相匹配，基础设施基金期限不短于基础设施资产支持证券期限，符合《审核关注事项》要求

管理人已根据《审核关注事项》第五十二条第一款⁵⁶要求，根据基础设施项目土地使用权或者经营权的剩余期限、主要固定资产的

⁵⁶ 《审核关注事项》第五十二条第一款 管理人应当合理确定基础设施基金与基础设施资产支持证券的期限。基础设施基金期限、基础设施资产支持证券期限应当与基础设施项目土地使用权或者经营权的剩余期限、主要固定资产的剩余使用寿命等相匹配。基础设施基金期限不得短于基础设施资产支持证券期限。

剩余使用寿命合理设置基础设施基金期限、基础设施资产支持证券期限。

1) 基础设施基金期限调整为 27 年

由于基准日已从 2023 年 9 月 30 日调整至 2025 年 3 月 31 日，故基础设施基金期限拟从 29 年调整为 27 年，与主要固定资产的剩余使用寿命相匹配，经营期末，预留约 1 年期限作为资产处置期，符合《审核关注事项》要求。

2) 基础设施资产支持证券期限调整为 27 年

资产支持证券期限拟从 29 年调整为 27 年，自专项计划设立日起算。同时，基础设施基金期限不短于基础设施资产支持证券期限。

综上所述，管理人和律师认为，基础设施基金期限、基础设施资产支持证券期限设置符合《审核关注事项》第五十二条第一款要求，且具备合理原因。

(二) 关于参与方。根据申报材料，京能国际以增资入股方式收购保山能源 65.7% 的股权。保山能源持有原始权益人槟榔江水电 100% 的股权，是槟榔江水电的控股股东。截至 2023 年 9 月 30 日，增资款尚未支付完毕。

请管理人补充披露增资款支付最新进展情况以及后续支付安排，并就该事项对扩募后保山能源作为扩募资产的运营管理统筹机构、槟榔江水电作为原始权益人是否构成影响发表明确意见。

答复：

经核查，京能国际通过下属公司北京云保增资保山能源的第三笔增资款将在协议约定的支付条件满足之时予以支付，但第三笔增资款的支付进度不会直接导致保山能源享有协议单方解除权，不会影响京能国际对保山能源、槟榔江水电的实际控制，以及保山能源担任扩募资产的运营统筹机构、槟榔江水电担任扩募的原始权益人。

（1）京能国际增资保山能源第三笔增资款的支付条件尚未满足

根据《关于保山能源发展股份有限公司之增资扩股协议》（以下简称《保山能源增资扩股协议》），京能国际下属公司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，保山能源原股东不认购增资（以上安排以下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。截至本反馈回复之日，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。

（2）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。

（3）增资款缴付进度不会影响京能国际对保山能源、槟榔江水电的实际控制

《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增资扩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《保山能源增资扩股协议》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扩股之日起生效。经查，《保山能源增资扩股协议》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扩股有关事项的通知》（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扩股，综上所述，《保山能源增资扩股协议》已于 2023 年 3 月 4 日生效。

经查，《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扩股；《保山能源增资扩股协议》已经北京云保、保山能源原股东签署生效；增资扩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》，该章程载明北京云保享有保山能源 65.70% 的股份⁵⁷，并可相应享有表决权；《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，增资行为已经内外部决策，《保山能源增资扩股协议》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扩股取得保山

⁵⁷ 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%。

能源 65.70%的股份⁵⁸，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《保山能源增资扩股协议》，亦不会导致《保山能源增资扩股协议》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、槟榔江水电的实际控制，不会影响保山能源担任新购入基础设施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。

上述内容已补充披露至《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“四、基础设施项目合规情况”之“（三）基础设施项目的资产权属”部分。

（三）关于收益分配。请管理人根据《关于规范公开募集基础设施证券投资基金（REITs）收益分配相关事项的通知》的要求，在基金文件中对收益分配安排进行充分约定，并向投资者充分揭示未按照规定进行收益分配可能导致基金终止上市的风险。

答复：

⁵⁸ 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%。

(1) 管理人已根据上述要求在基金文件中对收益分配安排进行充分约定。

相关内容管理人已在《招募说明书》“第二十二部分 基金的收益与分配”之“三、基金收益分配原则”和《基金合同》“第十九部分 基金的收益与分配”之“三、基金收益分配原则”进行补充，具体内容如下：

“（一）本基金收益分配采取现金分红方式。

（二）若基金合同生效不满 3 个月可不进行收益分配。

（三）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。

（四）每一基金份额享有同等分配权。

（五）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。

（六）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，基础设施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。

就首发基础设施项目，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/晶泰光伏项目的，在京能国际或其指定关联方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，在其决定无偿受让之后产生的基金收益由相应的受让方享有；在其决定无偿受让之后产生的收益由相应的受让方享有。如京能国际或其关联方放弃行使优先购买权，则基金管理人有权将首发基础设施项目进行市场化处置，由此产生的基金收益由基金份额持有人享有。

就新购入基础设施项目，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。

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。”

（2）管理人已进行充分的风险揭示

管理人已在《招募说明书》“重要风险揭示”及“第八部分 风险揭示”进行了风险揭示，符合《关于规范公开募集基础设施证券投资基金（REITs）收益分配相关事项的通知》的相关要求，具体如下：

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。

（四）关于流动性服务机制。根据申报材料，本基金为封闭式基金，存在流动性风险。请管理人根据《审核关注事项》第五十六条相关要求，评估在基金相关法律文件中明确约定基金管理人关于流动性管理的相关安排。

答复：

由于基础设施基金采取封闭式运作，不开通申购赎回，只能在二级市场交易，管理人根据《审核关注事项》第五十六条等相关要求对基金文件所涉流动性服务安排进行了完善：

（1）在《招募说明书》“第十一部分 基金份额的上市交易和结算”之“十、流动性服务业务方案”及《基金合同》“第六部分 基金份额的上市交易与结算”之“十、流动性服务业务方案”中已补充披露关于流动性服务相关安排如下：

“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。”

（2）管理人在《招募说明书》“第四部分 基础设施基金治理”

之“一、基金层面治理安排”之“(二)基金管理人的权利与义务”及《基金合同》“第七部分 基金合同当事人及权利义务”之“(二)基金管理人的权利与义务”中补充，具体表述为：

“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，基础设施基金上市期间，基金管理人原则上应当选定不少于1家流动性服务商为基础设施基金提供双边报价等服务。”

(五)关于存续期内转让限制。请管理人、律师根据《审核关注事项》第六十一条相关要求，在基金文件中补充披露基础设施基金存续期内以及清算时，本项目可能面临的限制转让情形，完善相关风险揭示，并设置风险缓释措施。

答复：

(1)已在《招募说明书》中披露基金存续期间及清算时的项目转让限制条件

基础设施基金存续期间及清算时，如基础设施基金拟对基础设施项目资产或项目公司股权进行处置或转让，仍需就基础设施项目所涉及各类转让限制约定，满足以下前置条件或要求后，方可实施处置或转让：

表 项目处置或转让的前置条件

转让限制条件	需满足的前置条件
--------	----------

<p>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。</p> <p>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。</p> <p>新购入基础设施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。</p>	<p>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；</p>
<p>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”，因此转让事项须</p>	<p>云南省发展和改革委员会批准</p>

经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，对基础设施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。

管理人已在《招募说明书》“第二十六部分 基金合同的变更、终止与基金财产的清算”之“三、基金财产的清算”章节中补充披露基础设施基金拟对基础设施项目资产或项目公司股权进行处置或转让可能面临的限制转让情形。

(2) 管理人已进行充分的风险揭示并设置缓释措施

管理人已在《招募说明书》“重要风险揭示”及“第八部分 风险揭示”之“二、与基础设施项目相关的风险”章节中揭示相关风险并补充设置缓释措施，具体如下：

基础设施项目收购与出售的相关风险

基础设施基金存续期内及清算时，如若发生基础设施资产或项目公司股权的转让，鉴于基础设施资产所在地的地方性法规及政策或相关协议中存在关于基础设施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基础设施资产或项目公司股权的过程中，可能存在因为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基础设施资产或项目公司股权的风险。

基础设施基金存续期内及清算时，如若发生须进行基础设施资

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其他规定履行前置手续（如有）。

(本页无正文，为《关于<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及中航-京能水电1号基础设施资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见>的回复》之盖章页)

中航基金管理有限公司
2025年7月17日



(本页无正文，为《关于<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及中航-京能水电1号基础设施资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见>的回复》之盖章页)

