

## 内蒙古电投能源股份有限公司 关于优化调整国家电投赤峰高新区红山产业园 风储绿色供电项目投资方案公告

本公司及董事会全体成员保证公告内容的真实、准确和完整,不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏。

2023年7月18日,投资建设国家电投赤峰高新区红山产业园11万千瓦风储绿色供电项目的议案经内蒙古电投能源股份有限公司(简称“电投能源”或“公司”)第七届董事会第十次会议审议通过,详见《内蒙古电投能源股份有限公司关于电投能源(赤峰)有限责任公司增加注册资本及投资建设国家电投赤峰高新区红山产业园11万千瓦风储绿色供电项目公告》。项目按照送出线路由电网公司建设完成项目投资决策。9月,国网蒙东公司内部研究后,对于区内绿色供电项目不予投资建设送出线路。10月,红山区政府组织电网公司及项目单位召开送出线路建设主体协商会,下达《关于赤峰高新区红山产业园风储绿色供电项目送出线路建设事宜的函》(赤峰市红山区人民政府〔2021〕79号),明确送出线路由我公司建设,蒙东电网赤峰供电公司适时依法依规根据政策启动相关回购工作。因项目主要边界条件发生重大变化,电投能源重新履行决策程序。现将相关事项公告如下:

### 一、概述

#### (一)原决策情况

2023年7月18日,投资建设国家电投赤峰高新区红山产业园11

万千瓦风储绿色供电项目的议案经电投能源第七届董事会第十次会议审议通过，7月24日下发《关于国家电投兴安盟突泉县火电灵改风电等三个项目投资决策的批复》（国家电投能源发展〔2023〕59号）。

送出线路工程电网公司建设，项目年平均发电量为3.2亿千瓦时，年均利用小时2780h，电价0.2880元/千瓦时，项目工程静态投资7.51亿元，工程动态投资为7.64亿元，项目投资回收期（税后）为13.09年，资本金财务内部收益率为8.13%。

## （二）本次决策调整情况

与原决策相比，项目边界条件发生变化主要为：一是项目送出线路改自建后，增加部分投资，且项目风电场本体设备已完成招标，项目总投资及经济性发生变化。二是对项目发电量及利用小时数进行了修正，理论发电量由3.2亿千瓦时降为3.03亿千瓦时，利用小时由2780h调整为2496h。三是与负荷企业重新洽谈了用电协议内容，供电电价由0.288元/千瓦时提升至0.2887元/千瓦时。

（三）公司2024年第四次临时董事会审议通过《关于优化调整国家电投赤峰高新区红山产业园风储绿色供电项目投资方案的议案》。

（四）该投资事宜不构成关联交易，不构成重大资产重组。

## 二、项目基本情况

根据项目可研报告，项目动态投资6.72亿元，项目静态投资6.62亿元，动态造价6111元/千瓦，静态造价6016元/千瓦。

项目剔除储能、送出线路投资后，动态造价5197元/千瓦，

低于集团公司动态造价 5311 元/千瓦标准值。

项目资本金占比 20%，其余 80%为银行贷款。资本金来源及比例最终以批复为准。

### 三、项目投资及经济性评价和技术性评价

#### （一）经济性评价

本项目按售电价 0.2887 元/千瓦时，发电小时数为 2496 小时，贷款利率 3.95%，测算项目投资回收期（税后）为 12.63 年，资本金财务内部收益率为 10.17%，全投资收益率为 4.21%，符合集团公司相关标准。

#### （二）技术性评价

##### 1. 新增送出线路

本项目建设内容较原投资决策新增一回 66kV 送出线路，线路长度约 11.71km。新建线路采用架空和电缆直埋方式建设，其中新建架空线路设计杆塔 47 基，架空线路路径约为 10.22km，电缆直埋线路路径约为 1.49km。送出线路永久征地 4.99 亩，临时占地 45 亩，送出线路总投资 3606 万元。

##### 2. 发电量调整

通过最新的生产模拟仿真，理论发电量由 3.2 亿千瓦时/年调整为 3 亿千瓦时/年，可由新增负荷消纳电量为 2.7 亿千瓦时/年，年平均实际等效利用小时由 2780h 调整为 2496h（考虑 9.57%的弃风）。我公司已与远联钢铁有限公司及赤峰中色锌业有限公司签订供电协议，可全额消纳本项目所发电量，后续利用小时有一定上浮空间。

#### 四、项目建设必要性

一是由于国网蒙东电力公司明确不予投资建设该项目送出线路，经地方政府协商，由我公司自建项目送出线路，可确保项目如期并网。二是结合已完成招标的设备价格，总投资较上次投资决策降低约 9176 万元，增加送出线路部分投资后，项目财务资本金内部收益率 10.17%，项目经济性较好。

#### 五、项目风险及应对措施以及项目投资对公司的影响

##### （一）项目风险及应对措施

##### 1. 电价降低风险

风险分析：本项目是市场化消纳项目，项目电价逐年签订，受后续区域平价新能源项目电价水平波动影响，存在项目电价降低、收益降低的风险。

应对措施：一是与新增负荷企业加强沟通，力争签订高电价购售电协议，并明确违约责任，确保项目电价满足收益要求。二是跟踪地方高耗能企业电网购电价变化情况，对区域电力市场做好分析和预测，及时做出应对措施。

##### 2. 项目全容量投产风险

风险描述：按照地方政府要求，项目需于 2024 年末全容量投产。目前，两家用电企业新增负荷均已开工建设，计划 10 月份投产，城东变对侧间隔改造也在同步进行。如新增负荷不能按时投产或接入对侧间隔改造进度滞后，可能导致新能源项目无法按计划并网。

防范措施：一是通过地方政府协调新增负荷企业加快建设进度，

确保用电企业新增负荷按期投产。二是协调国网赤峰电网公司出具明确的间隔改造施工计划，确保源、网、荷同步投运。

### 3. 电量消纳风险

风险描述：存在负荷企业因市场原因减产，不能履行已签订用电协议，导致项目电量无法消纳的风险。

防范措施：一是与新增负荷企业签订长期购售电协议，明确违约责任。二是跟踪负荷企业经营状况，并通过红山区政府了解红山产业园企业入驻情况，及时变更用电负荷。

## **(二)前述项目对上市公司未来财务状况和经营成果的影响情况**

根据修编后的可研数据，在边际条件保持一定情形下，该项目在投产运营期预计累计实现利润总额 39777 万元，资本金财务内部收益率 10.17%，项目投资财务净现值（税后）5624 万元，资本金财务净现值 4737 万元；项目资本金净利润率（ROE）为 11.5%，项目投资回收期（所得税后）为 12.63 年。通过计算结果进行分析，本项目投资财务内部收益率（税前、税后）及资本金财务内部收益率均高于行业基准收益率，资本金财务净现值大于零，说明本项目在财务上可行。项目动态总投资 6.72 亿元，资本金投资比例为动态总投资的 20%，其余 80%为国内银行贷款。项目累计盈余资金 22087.19 万元，整个运行期每年累计盈余资金均大于零，有足够的净现金流量维持正常运营，能实现财务可持续性，具有生存能力。项目资产负债率最大值为 80%，项目建设周期 12 个月，运营期开始即开始盈利，资产负债率逐年下降，还清固定资产投资借款本息后，资产负债率趋于 0。说明本

项目财务风险较低，偿还债务能力较强。除此之外，项目对公司未来财务状况和经营成果无其他重大影响。

## 六、备查文件

2024年第四次临时董事会决议。

内蒙古电投能源股份有限公司董事会

2024年5月30日