

股票简称：内蒙华电

股票代码：600863



## 关于《关于请做好相关项目发审委会议准备工作的函》的回复

保荐机构（联席主承销商）



（深圳市福田区益田路江苏大厦A座38至45层）

二零一七年十一月

中国证券监督管理委员会：

根据贵会于 2017 年 11 月 1 日签发的《关于请做好相关项目发审委会议准备工作的函》（以下简称“《告知函》”），内蒙古蒙电华能热电股份有限公司（以下简称“内蒙华电”、“申请人”或“公司”）已会同中介机构对《告知函》所提问题进行了认真落实，书面回复说明如下，涉及募集说明书补充披露的内容以**楷体加粗**标识，请予以审核。

本告知函回复中的简称与募集说明书中的简称具有相同含义。

**1、本次收购为关联交易，且使用资产基础法的评估价值为 106,853.04 万元，评估减值 62,035.15 万元，减值率 36.73%；收益法的评估价值为 230,796.68 万元，评估增值 61,908.49 万元，增值率 36.66%。最终采用收益法作为评估结果。请保荐机构核查本次收购关联方资产审批程序是否合法合规，定价是否合理公允，是否存在损害中小股东利益的情形，并发表明确意见。**

回复：

一、申请人本次收购关联方资产审批程序合法合规

**1、本次收购关联方资产交易价格以资产评估结果为基础确定，评估机构具备独立性**

2017 年 5 月 31 日，申请人与北方电力签订《股权转让协议》，根据该协议：标的股权的交易价格，以经具有证券从业资格的资产评估机构评估并经有权之国有资产监督管理机构备案的评估结果为基础确定。2017 年 5 月 5 日，卓信大华出具卓信大华评报字（2017）第 3003 号《评估报告》，标的股权截至 2016 年 12 月 31 日的评估值为人民币 187,522.30 万元。2017 年 5 月 17 日，该资产评估报告经华能集团备案并取得 HNP G-2017-07 号《资产评估项目备案表》。

卓信大华作为一家具有证券从业资格的合法评估机构，具有为本次公开发行提供相应服务的资格和条件。卓信大华及其经办评估师除为本次交易提供资产评估服务的业务关系外，与公司、公司控股股东北方电力及标的公司北方龙源风电

之间不存在其他关联关系，也不存在影响其提供服务的现实及预期的利益或冲突，评估机构具备独立性。

## **2、本次收购关联方资产履行了相应内部决策程序**

2017年5月31日，申请人第八届董事会第二十一次会议审议通过了《关于公司签署附条件生效的<股权转让协议>暨涉及关联交易事项的议案》和《关于本次公开发行可转换公司债券涉及的相关审计报告、评估报告及盈利预测审核报告的议案》，《评估报告》及《股权转让协议》亦作为相关议案的附件提交董事会审议。董事会表决时，关联董事李向良、铁木尔、郝光平、薛惠民、张众青、锡斌、梁军回避表决，非关联董事一致同意上述议案。独立董事对本次发行涉及关联交易发表了事前认可意见，并对本次发行及本次股权转让相关议案发表了同意的独立意见。2017年6月1日，公司在公告该次董事会会议决议的同时，公告了资产评估报告及载有《股权转让协议》主要内容的《关于公开发行可转换公司债券涉及关联交易的公告》。

2017年5月31日，申请人第八届监事会第二十一次会议审议通过了《关于公司签署附条件生效的<股权转让协议>暨涉及关联交易事项的议案》和《关于本次公开发行可转换公司债券涉及的相关审计报告、评估报告及盈利预测审核报告的议案》，《评估报告》及《股权转让协议》亦作为相关议案的附件提交监事会审议。监事会表决时，所有监事一致同意上述议案。2017年6月1日，公司公告了该次监事会会议决议公告。

2017年6月28日，申请人召开2016年年度股东大会，审议通过了《关于公司签署附条件生效的<股权转让协议>暨涉及关联交易事项的议案》和《关于本次公开发行可转换公司债券涉及的相关审计报告、评估报告及盈利预测审核报告的议案》。股东大会表决时，关联股东北方电力回避表决。持股5%以下的中小投资者关于本次发行及本次股权转让相关议案的同意率均在99%以上。

## **3、本次收购关联方资产已取得国务院国资委批复**

2017年6月22日，国务院国资委出具《关于内蒙古蒙电华能热电股份有限公司公开发行可转换公司债券有关问题的批复》（国资产权【2017】495号），批

复原则同意申请人本次发行可转债募集资金用于收购北方龙源风电 81.25% 股权的整体方案。

综上所述，申请人本次收购关联方资产的决策程序合法合规。

## 二、本次收购的定价依据为独立资产评估机构出具的评估结果，定价合理公允

### （一）评估机构具备独立性

卓信大华作为一家具有证券从业资格的合法评估机构，具有为本次公开发行提供相应服务的资格和条件。卓信大华及其经办评估师除为本次交易提供资产评估服务的业务关系外，与公司、公司控股股东北方电力及标的公司北方龙源风电之间不存在其他关联关系，也不存在影响其提供服务的现实及预期的利益或冲突，评估机构具备独立性。

### （二）资产基础法评估价值低于收益法评估价值的原因

北方龙源风电的股东全部权益价值在评估基准日所表现的市场价值，采用资产基础法评估结果 106,853.04 万元，采用收益法评估结果 230,796.68 万元。

#### 1、资产基础法评估结果减值因素分析

资产基础法评估结果主要以资产负债表作为建造成本口径，确定企业在评估基准日实际拥有的各要素资产、负债的现行更新重置成本价值，评估思路是以重新再建现有状况企业所需要的市场价值投资额估算评估对象价值。

本次资产法评估主要减值项目是固定资产—机器设备，主要原因为：

（1）本次评估中设备类资产的重置全价为抵扣进项税的不含税价，因此造成设备评估原值、净值一定程度的减值；（2）企业主要设备资产为风力发电机组，其购建成本占设备投资的 70-80%，其中部分机组建成时间较早，2005 年前的机组多为进口设备，企业账面核算的风电设备资产平均千瓦造价达 7,990 元。近年随着国内制造厂家的兴起，技术普及，竞争加大，设备购置价出现较大的下降，风电机组千瓦造价从 6,000-7,000 元降至目前的近 4,000 元，风电设备资产的平均造价也降至 5,500 元左右，重置成本的下降造成主要设备评估原值、净值减值。

中国风力发电建设主要经历了国外进口、合资合作、全面国产化等三个阶段，

我国国产化政策有利地推动了国产风电设备的技术进步。随着国内外风机厂家增加，竞争越来越激烈；同时，国内风机厂家不断消化、吸收国外风机技术，打破国外厂家关键技术的垄断，不断改进国产风机设备性能，设备可利用率不断提高，设备价格不断下降。北方龙源风电并网型风电场始于 1989 年朱日和风电场的建设，是中国最早从事风力发电研究和生产的企业。经过近三十年的经营，目前已建成投产区域风电场 4 个，涉及 10 个 31 批次发电项目，经历了中国风电发展的全过程，风电机组采购价格也随市场趋势逐年下降。

虽然北方龙源风电的风电机组等主要固定资产存在一定的评估减值，但上述资产均处于正常使用状态，主要资产评估减值系由于风电设备行业整体发展趋势所导致的，并未影响北方龙源风电的日常生产经营，北方龙源风电近年来经营业绩稳定，2016 年和 2017 年 1-8 月分别实现净利润 8347.83 万元和 5835.22 万元，盈利能力良好，经营环境亦无重大变化情况，因此，以资产基础法对北方龙源风电进行评估的评估减值并不会影响北方龙源风电的持续盈利能力。

## 2、收益法评估结果增值因素分析

评估对象的账面价值体现按照会计政策核算方法形成的股东全部权益的历史成本价值，采用收益法计算的股东全部权益价值，体现企业未来持续经营的整体获利能力的完整价值体系，其中包含了账外潜在资源、资产价值，如：企业经营管理价值、客户资源价值、人力资源价值及无法归集、列示的其他无形资产等潜在资源、资产价值，而该等资源、资产价值是无法采用会计政策可靠计量的。从而导致收益法评估结果表现为增值。

### （三）采用收益法作为评估方法适用于标的资产

根据本次评估目的所对应的经济行为的特性，以及评估师现场所收集到的企业经营资料，考虑北方龙源风电的主营业务是电力生产，自 2001 年 8 月成立至评估基准日已持续经营近 16 年；目前企业已进入稳定发展阶段，未来具备可持续经营能力，可以用货币衡量其未来收益，其所承担的风险也可以用货币衡量，符合采用收益法的前提条件及评估准则的要求。同时，考虑到本次评估获取的评估资料较充分，故本次评估项目适宜采用收益法评估。

收益法的基础是经济学预期效用理论，是通过对评估对象所运用的资产进行

综合分析，从资产整体运营收益的角度出发，测算企业在未来的预期收益值。本次评估采用收益法作为评估结果，不仅考虑了企业各分项基本有形资产是否在企业中得到合理和充分利用、组合在一起时是否发挥了其应有的贡献等获取收益的因素，也考虑了风电行业近年投资及维护成本的降低等因素对企业股东全部权益价值的影响，考虑了企业所享受的各项优惠政策、运营资质、行业竞争力、公司的管理水平、人力资源、要素协同作用、外部市场环境及政策环境等资产基础法不可确指的、无法考量的无形资产获取收益的因素对股东全部权益价值的影响。因此，根据被评估单位所处行业和经营特点，收益法评估价值能比较客观、全面的反映目前企业的股东全部权益价值。

同时，近年来风电资产并购案例全部采用了收益法的评估结果作为评估结论。北方龙源风电本次评估采用收益法是符合评估准则和行业惯例的。

上市公司	时间	评估报告名称	报告号	评估机构	选用的评估方法	收益法增值率
*ST 川化 (000155)	2017/08	川化股份有限公司重大资产购买暨关联交易项目评估报告	中企华评报字[2017]第3739号	北京中企华资产评估有限责任公司	收益法	17.70%
中闽能源 (600163)	2017/03	中闽能源股份有限公司拟股权收购涉及的黑龙江富龙风力发电有限责任公司股东全部权益价值资产评估报告	闽中兴评字[2017]第5007-1号	福建中兴资产评估房地产土地估价有限责任公司	收益法	46.79%
		中闽能源股份有限公司拟股权收购涉及的黑龙江富龙风能科技开发有限责任公司股东全部权益价值资产评估报告	闽中兴评字[2017]第5007-2号	福建中兴资产评估房地产土地估价有限责任公司	收益法	9.53%
中国电建 (601669)	2015/07	中国水电顾问集团投资有限公司、中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司拟分别收购德昌风电开发有限公司51%、24%股权项目资产评估报告	中联评报字[2015]第806号	中联资产评估集团有限公司	收益法	0.53%
湖北能源 (000883)	2015/07	中国长江三峡集团公司拟转让所持三峡新能源利川风电有限公司100%股权项目所涉及的三峡新能源利川风电有限公司股东全部权益价值资产评估报告	中发评报字[2015]第031号	中发国际资产评估有限公司	收益法	38.22%

上市公司	时间	评估报告名称	报告号	评估机构	选用的评估方法	收益法增值率
福建南纸 (600163)	2015/04	福建省南纸股份有限公司拟资产重组涉及的拟置入的福建中闽能源投资有限责任公司的股东全部权益价值评估报告	闽中兴评字(2014)第7009号	福建中兴资产评估房地产土地估价有限责任公司	收益法	27.08%
漳泽电力 (000767)	2015/01	大同煤矿集团电力能源有限公司拟转让其风电分公司全部资产及负债项目评估报告	中企华评报字(2015)第3012号	北京中企华资产评估有限责任公司	收益法	23.83%
甘肃电投 (000791)	2014/12	甘肃电投能源发展股份有限公司非公开发行股票募集资金收购甘肃酒泉汇能风电开发有限公司100%股权项目资产评估报告	中联评报字[2014]第1258号	中联资产评估集团有限公司	收益法	84.54%
银星能源 (000862)	2014/09	宁夏银星能源股份有限公司拟非公开发行股票购买中铝宁夏能源集团有限公司持有的风电类等相关资产项目资产评估报告书(一) <sup>1</sup>	天兴评报字(2013)第601号	北京天健兴业资产评估有限公司	收益法	12.47%
		宁夏银星能源股份有限公司拟非公开发行股票购买中铝宁夏能源集团有限公司持有的风电类等相关资产项目资产评估报告书(二)	天兴评报字(2013)第601-1号	北京天健兴业资产评估有限公司	-	-
		宁夏银星能源股份有限公司拟非公开发行股票购买中铝宁夏能源集团有限公司持有的风电类等相关资产项目资产评估报告书(三)	天兴评报字(2013)第601-2号	北京天健兴业资产评估有限公司	-	-
		宁夏银星能源股份有限公司拟非公开发行股票购买中铝宁夏能源集团有限公司持有的风电类等相关资产项目资产评估报告书(四)	天兴评报字(2013)第601-3号	北京天健兴业资产评估有限公司	-	-
		宁夏银星能源股份有限公司拟非公开发行股票购买中铝宁夏能源集团有限公司持有的风电类等相关资产项目资产评估报告书(五)	天兴评报字(2013)第601-4号	北京天健兴业资产评估有限公司	-	-
		宁夏银星能源股份有限公司拟非公开发行股票购买中铝宁夏能源集团有限公司持有的风电类等相关资产项目资产评估报告书(六)	天兴评报字(2013)第601-5号	北京天健兴业资产评估有限公司	-	-

数据来源：Wind

注<sup>1</sup>：资产评估报告书（一）中所列收益法增值率为资产评估报告书（二）至（六）中资产收益法增值率的平均值，系银星能源此次收购全部资产的平均评估增值率。

从近年来风电资产收益法评估情况来看，评估增值率从 0.53 至 84.54% 不等，平均值为 28.97%。标的资产收益法评估增值率跨度区间较大，主要是由于所在区域、资产规模、盈利能力、评估时点所处的发展阶段差异较大，而上述因素均是影响风电资产评估值的重要因素。

北方龙源风电本次收益法评估增值率为 36.66%，落在上述可比案例的增值率区间内，并与平均值存在较强的可比性。同时，北方龙源风电是我国最早从事风力发电研究和生产的企业，资产规模较大，稳定运营时间长，区域优势和规模优势明显，具有较强的盈利能力，本次收益法评估增值具备合理性。

#### （四）收益法对应的评估假设合理

本次北方龙源风电收益法评估基于以下假设前提和限制条件：

- 1、假设评估基准日后被评估单位持续经营。
- 2、假定在市场上交易的资产或拟在市场上交易的资产，交易双方彼此地位平等，彼此都有获取足够市场信息的机会和时间，以便于对评估对象的交易价值作出理智的判断。
- 3、国家现行的有关法律法规及政策、国家宏观经济形势无重大变化，本次交易各方所处地区的政治、经济和社会环境无重大变化。
- 4、假设公司的经营者是负责的，且公司管理层有能力担当其职务。
- 5、假设公司保持现有的管理方式和管理水平，经营范围、方式与目前方向保持一致。
- 6、除非另有说明，假设公司完全遵守所有有关的法律法规。
- 7、假设公司未来将采取的会计政策和编写此份报告时所采用的会计政策在重要方面基本一致。
- 8、有关利率、赋税基准及税率、政策性征收费用等不发生重大变化。



9、假设委托方及被评估单位所提供的有关企业经营的一般资料、产权资料、政策文件等相关材料真实、有效。

10、假设评估对象所涉及资产的购置、取得、建造过程均符合国家有关法律、法规规定。

11、假设评估对象所涉及的实物资产无影响其持续使用的重大技术故障，假设其关键部件和材料无潜在的重大质量缺陷。

12、假设被评估单位提供的历年财务资料所采用的会计政策和进行收益预测时所采用的会计政策不存在重大差异。

13、假设企业未来的经营策略以及成本控制等不发生较大变化。

14、在可预见经营期内，未考虑公司经营可能发生的非经常性损益，包括但不限于以下项目：处置长期股权投资、固定资产、在建工程、无形资产、其他长期资产产生的损益以及其他营业外收入、支出。

15、不考虑未来股东或其他方增资对企业价值的影响。

16、假设企业正常经营所需的相关批准文件能够及时取得。

17、假设评估过程中涉及的重大投资或投资计划可如期完成并投入运营。

18、无其他人力不可抗拒因素及不可预见因素对企业造成重大不利影响。

#### （五）收益法下营业收入及净利润增长的依据及合理性分析

北方龙源风电本次收益法评估下，2018年至2023年收入及净利润增长率统计如下表所列：

单位：万元

项目	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年
营业收入	55,324.89	55,584.20	57,301.25	58,717.90	61,551.07	65,516.13
净利润	8,337.72	9,560.56	12,060.25	14,485.79	18,256.91	23,813.50
收入增长率%	-1.30	0.47	3.09	2.47	4.83	6.44
净利润增长率%	6.38	14.67	26.15	20.11	26.03	30.44

#### 1、营业收入增长的影响因素分析

本次评估中，未考虑产能扩张和机组容量增长的因素，营业收入的决定因素包括现有投产运营风电场的电价和售电量。营业收入预测相关参数如下表所示：

项目	单位	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年
机组容量	万千瓦	77.762	77.762	77.762	77.762	77.762	77.762	77.762
发电利用小时	小时	1,897.04	1,915.38	1,923.11	1,991.83	1,995.00	2,001.43	2,001.43
发电量	万千瓦时	147,517.84	148,943.44	149,544.54	154,888.64	155,135.50	155,635.50	155,635.50
售电量	万千瓦时	144,567.48	145,964.57	146,553.65	151,790.87	152,032.79	152,522.79	152,522.79
不含税销售单价	元/千千瓦时	387.73	379.03	379.28	377.50	386.22	403.55	429.55
售电收入	万元	56,052.71	55,324.89	55,584.20	57,301.25	58,717.90	61,551.07	65,516.13

### (1) 电价的预测

电价预测的基础性依据为各风场各期项目电价的批复价格，通过各期项目的装机容量加权平均确定各风场的综合电价。

根据国家发改委、能源局《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》(发改能源(2016)1150号)，对于北方龙源风电各电场所所在的蒙西地区，风电最低保障利用小时为2000小时，即在此年最低发电利用小时数范围内电网公司应按各期项目批复的上网电价全额保障性收购。

但是，我国近年弃风限电问题日益凸显，各地区对无法保障收购的电量实行上网交易定价。针对这一问题，相关监管部门于2016年开始颁发强制性政策，力求一举解决弃风限电顽疾：

①国家能源局2016年2月5日《关于做好“三北”地区可再生能源消纳工作的通知》(国能监管[2016]39号)；

②国家能源局2016年2月29日《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》(国能新能[2016]54号)；

③国家能源局2016年3月10日《关于推动电储能参与“三北”地区调峰辅助服务工作的通知(征求意见稿)》；

④国家能源局2016年3月17日《下达2016年全国风电开发建设方案的通知》(国能新能[2016]84号)；

⑤国家发展改革委 2016 年 3 月 24 日《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源[2016]625 号）；

⑥国家发展改革委办公厅 2016 年 4 月 5 日《关于同意甘肃省、内蒙古自治区、吉林省开展可再生能源就近消纳试点方案的复函》（发改办运行[2016]863 号）；

⑦国家能源局 2016 年 4 月 22 日《关于建立燃煤火电机组非水可再生能源发电配额考核制度有关要求的通知》；

⑧国家发改委、能源局 2016 年 5 月 27 日《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源[2016]1150 号）；

⑨国家能源局 2016 年 6 月 21 日《关于推动东北地区电力协调发展的实施意见》（国能电力[2016]179 号）；

国家发改委与能源局联合发文，足见国家对于可再生能源消纳问题的重视。上述政策不但发布了风电、光伏发电最低保障收购年利用小时数，还对地方有关部门提出了具体要求，对可再生能源发电全额保障性收购管理办法的落实起到了积极作用。文件强调，各地要严格落实规划内的风电及光伏保障收购电量，确保这些电量以最高优先等级优先发电，严禁对保障范围内的电量采取由可再生能源发电项目向煤电等其他电源支付费用的方式来获取发电权，弃风限电比例未达标的地区不得安排新的建设项目。此外，保障性收购电量应由电网企业按标杆上网电价和最低保障收购年利用小时数全额结算，超出最低保障收购年利用小时数的部分应通过市场交易方式消纳，由风电、光伏发电企业与售电企业通过市场化的方式进行交易，并按新能源标杆上网电价与当地煤电标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）差额享受可再生能源补贴。该等政策被行业视为可再生能源发展的“兜底政策”。

2017 年 2 月 23 日内蒙古自治区发展和改革委员会印发《关于进一步加强我区可再生能源开发建设管理的通知》（内发改能源字[2017]203 号），要求“有效扩大本地消纳能力，注重提高消纳质量；积极推进电力通道配置可再生能源基地建设”。提高可再生能源本地消纳能力，推动风电等可再生能源参与供暖等电能

替代工程，下大力气增加本地区风电和光伏的上网电量和运行小时数，优先保障现有已建风电利用水平，统筹好增量和存量的关系，控制新增可再生能源规模，避免盲目新上项目，加剧限电。“十三五”期间，抓住国家治理大气污染的契机，我区重点推动电力通道外送可再生能源基地的开发建设，国家要求电力通道均要配置一定比例可再生能源，开展好可再生能源规划、布局等工作。

2017年6月30日内蒙古自治区人民政府办公厅印发《内蒙古自治区能源发展“十三五”规划》（内政办发[2017]115号），提出大力发展可再生能源。加强可再生能源就地消纳利用，综合考虑网源协调、市场消纳等条件，积极落实可再生能源保障性收购机制，引导可再生能源优先发电；加快新能源外送基地建设，优化配电网、汇集站规划和建设，着力打造电力外送通道，加快推进通道配套外送新能源项目建设。

本次收益法评估出于谨慎性原则，考虑了目前内蒙古地区交易电量实际存在的客观事实。随着上述国家政策的逐步推进、执行力度加大，并结合甘肃等省份于2016年已经暂停执行与国家发改委保障性收购政策相悖的地方性交易电价政策的基本事实判断，内蒙古自治区关于最低保障性收购电量范围内交易电价的相关政策亦为临时性政策。评估师谨慎的预测，在2022年后企业经营将不存在交易电价因素影响，按国家政策精神在2000小时内的售电价格严格执行批复电价，即企业未来电价保持在稳定状态；而2017年-2022年，预测电价是基于企业电价构成的实际情况和国家、地方相关政策以及批复文件综合确定的，即上网电价及交易电价的加权平均价。交易电价依据2016年6月29日内蒙古自治区蒙西电网首次电力无限价挂牌交易价，即风电参与交易价差为0.2272元/千瓦时，交易电量比例结合历史经验和政策实施的预期呈先增后减的趋势，直至2023年不存在交易电量，因此，企业各年的综合电价也是变动的，总体呈先减后增的趋势。

## （2）售电量的预测

售电量与发电量直接相关，即发电利用小时数对营业收入的影响。

2017年7月24日国家能源局发布的2017年上半年全国风电并网数据显示：全国风电发电量1490亿千瓦时，同比增长21%；平均利用小时数984小时，同比增加67小时。全国弃风量、弃风率同比双降：风电弃风电量235亿千瓦时，

同比减少 91 亿千瓦时，大部分弃风限电严重地区的形势均有所好转。其中：内蒙古发电量 267 亿千瓦时，平均利用小时数 1023 小时，弃风电量 50.3 亿千瓦时，弃风率 16%，同比下降 14%。

国际环保组织绿色和平根据国家能源局数据制作的半年弃风率折线图显示，2014 年到 2016 年的全国弃风率逐年增高，2016 年下半年有所回落。2017 年上半年全国弃风率为 13.6%，比去年同期约下降 7 个百分点，回落到略低于 2015 年同期水平，但是相比 2014 年同期的 8.5% 还是较高。离国家电网提出的 2020 年弃风率下降到 5% 的目标，还有一定差距。

总体来说，2017 年上半年弃风量和弃风率的同比双降，很大一部分得益于中央层级的重视。缓解“三弃”问题被列入今年《政府工作报告》的重点工作，国家能源局也采取了一系列解决措施。内蒙古电网 4 月 16 日风电最大发电负荷达到 1038 万千瓦，最大占比达到全网实时出力的 42.02%，对其他地区清洁能源消纳起到了示范作用。

除受益于上述行业整体改善外，北方龙源风电发电利用小时数增长的原因还包括：新建风场产能逐步释放，如 2016 年 9 月投运的沙德格风电场；部分机组因未达设计指标，通过近年的技术攻关及调整试验，产能逐步提高，如柳兰站风场 200 台合计 300 兆瓦机组；企业近年对投运时间较早的老机组进行了技术改造，机组出力状况得到改善，如辉腾锡勒风场。

综上所述，根据国家发改委、能源局《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源(2016)1150 号）对于企业风电场所在的蒙西地区最低保障利用小时为 2000 小时。本次收益法评估预测发电利用小时数于 2022 年达到 2001.43 小时，以后年度保持不变，与国家发改委文件规定的最低保障利用小时数基本一致；同时，未预测 2000 小时外可参与市场交易的电量。因此，评估值对售电量的预测是相对保守及合理的。

## 2、净利润增长的影响因素分析

净利润增长的主要原因是受营业收入增长的影响。另外，净利润增长幅度大于营业收入的增长，主要由风力发电的特性所决定：

风力发电是依靠自然风力资源发电，不消耗常规能源，只需将风能转换成机械能，再由机械能转换成电能。根据成本费用理论，总成本费用包括风力发电机组自身的机械损耗、运行和管理人员的薪酬、管理费用及设备的故障维护、检修费用以及财务费用等，其中折旧费为固定费用，占营业成本的 70%左右，不随营业收入的增长而变化，人员薪酬及管理费用等增长有限，财务费用因贷款的减少而逐年降低。2018 年-2023 年，北方龙源风电主营业务成本从 39,835.17 万元增至 40,189.49 万元，增加额仅为 354.32 万元；财务费用由 8,180.20 万元减至 2,339.59 万元，减少额为 5,840.61 万元。

单位：万元

项目	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
主营业务成本	39,603.31	39,835.17	40,134.49	40,237.57	40,235.31	40,236.72	40,189.49
其中：固定成本	35,966.27	36,287.80	36,587.78	36,653.11	36,655.71	36,659.95	36,659.95
其中：折旧	28,701.89	28,727.22	28,727.22	28,727.22	28,727.22	28,727.22	28,727.22
职工薪酬及计划检修费	7,264.38	7,560.58	7,860.56	7,925.89	7,928.49	7,932.73	7,932.73
财务费用	9,745.32	8,180.20	6,705.39	5,568.64	4,492.52	3,421.14	2,339.59

此外，截至 2016 年末，北方龙源风电部分新建风电场基建期购买风电设备产生的增值税进项税额尚未被抵扣完毕，因此导致该部分风电场尚未开始缴纳增值税。未来，待增值税进项税额被抵扣完毕后，上述风电场需按电力销售收入缴纳增值税，根据增值税即征即退 50%的税收优惠政策，北方龙源风电的营业外收入的金额将进一步增加。根据预测，2018 年-2023 年，北方龙源风电营业外收入由 3,340.11 万元增至的 6,514.45 万元，增加额为 3,174.34 万元。

从以上分析可看出，随着发电量规模的增长、投资回收期的扩展与时间延长，风力发电的成本将显著降低，风力发电的边际成本接近于零，因此体现为净利润相比营业收入显著增长，是符合风力发电企业收益特性的。

## （六）折现率的计算

### 1、折现率模型

本次评估采用加权平均资本成本定价模型(WACC)。

$$R=Re \times We+Rd \times (1-T) \times Wd$$

式中：

**Re**：权益资本成本；

**Rd**：付息负债资本成本；

**We**：权益资本价值在投资性资产中所占的比例；

**Wd**：付息负债价值在投资性资产中所占的比例；

**T**：适用所得税税率。

其中，权益资本成本采用资本资产定价模型(CAPM)计算。

计算公式如下：

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

**Rf**：无风险收益率

**MRP**：**Rm-Rf**：市场平均风险溢价

**Rm**：市场预期收益率

**β**：预期市场风险系数

**Rc**：企业特定风险调整系数

其中：目标资本结构（**Wd/We**）参考可比公司的资本结构。

## 2、各项参数的选取过程

### （1）无风险报酬率的确定

安全收益率又被称为无风险收益率、安全利率，是指在当前市场状态下投资者应获得的最低收益率。在我国，国债是一种比较安全的投资，因此国债收益率可视为投资方案中最稳妥、也是最低的收益率，即安全收益率。本次评估，评估人员根据WIND资讯系统所披露的信息，以10年期国债在评估基准日的到期年收益率3.0115%作为无风险报酬。

### （2）市场平均风险溢价的确定

市场风险溢价（Market Risk Premium）是对于一个充分风险分散的市场投资组合，投资者所要求的高于无风险利率的回报率。

市场风险溢价=成熟股票市场的基本补偿额+国家风险补偿额

式中：成熟股票市场的基本补偿额取 1928-2015 年美国股票与国债的算术平

均收益差 6.18%；根据国家债务评级机构 Moody' Investors Service 对我国的债务评级为 Aa3，国家风险补偿额取 0.93%。

则： $MRP=6.18\%+0.93\%=7.11\%$

故本次市场风险溢价取 7.11%。

### (3) 风险系数 $\beta$ 值的确定

$\beta$  值被认为是衡量公司相对风险的指标。通过 Wind 证券资讯终端系统，查取可比上市公司的评估基准日有财务杠杆的  $\beta$  值、带息债务与权益资本比值，并求取平均数为 1.0968、企业所得税率为 15-25%，换算为无财务杠杆的  $\beta$  值，取其算术平均值为 0.6330，将此还原为被评估单位有财务杠杆  $\beta$  值为 1.2888。

### (4) 公司特定风险的确定

公司特定风险是指企业在经营过程中，由于市场需求变化、生产要素供给条件变化以及同类企业间的竞争，资金融通、资金周转等可能出现的不确定性因素对被评估单位预期收益带来的影响。

由于被评估单位为非上市公司，而评估参数选取的可比公司是上市公司，故需通过特定风险系数调整。综合考虑企业的生产经营规模、经营状况、财务状况及流动性等，确定被评估单位的特定风险系数为 2%。

### (5) 权益资本成本折现率的确定

将选取的无风险报酬率、风险报酬率代入折现率估算公式计算得出折现率并取整为 14.17%。

$$Re=Rf+\beta\times ERP+Rsp$$

$$=14.17\%$$

### (6) 加权平均资本成本折现率的确定

经 Wind 资讯查询，可比上市公司平均债务与股权价值比为 121.88%，则：

**Wd:** 付息负债价值在投资性资本中所占的比例 54.93%；



We: 权益资本价值在投资性资本中所占的比例 45.07%;

则根据公式:  $R=Re \times We + Rd \times (1-T) \times Wd$

$$= 8.68\%$$

折现率取整为 8.68%。

综上所述, 北方龙源风电收益法评估中相应的评估假设前提、评估参数是合理的。

综上, 卓信大华作为具备证券业务资格的独立的专业评估机构, 在评估过程中实施了必要的评估程序, 其出具的评估报告遵循了独立性、客观性、科学性、公正性的原则。评估假设前提合理、评估方法符合相关规定和评估对象的实际情况, 评估公式和评估参数的选用稳健, 符合谨慎性原则, 资产评估的结果是合理且公允的。

### 三、收益法评估结果对应的资产估值水平是合理的

截至评估基准日 2016 年 12 月 31 日, 北方龙源风电全部股东权益为 230,796.68 万元, 以 2016 年实现净利润 8,347.83 万元测算市盈率为 27.65 倍, 以 2017 年预测净利润 7,837.65 万元测算市盈率为 29.45 倍。

单位:万元

项目	2016 年	2017 年(E)	2018 年(E)	2019 年(E)	2020 年(E)	2021 年(E)	2022 年(E)	2023 年(E)
评估值	230,796.68							
净利润	8,347.83	7,837.65	8,337.72	9,560.56	12,060.25	14,485.79	18,256.91	23,813.50
市盈率	27.65	29.45	27.68	24.14	19.14	15.93	12.64	9.69

从行业整体估值水平来看, 由于新能源行业符合国家产业和环保政策, 行业发展前景广阔、增长速度较快, 越来越受资本市场的认可和追捧。最近三年, 我国 A 股市场新能源行业的市盈率一直处于 30 倍以上。北方龙源风电本次评估的估值水平低于行业整体估值水平。

板块名称 (剔除负值)	TTM (2017 年 8 月 31 日)	2016 年末	2015 年末	2014 年末
申万新能源发电板块	34.82	32.14	44.92	31.50

从风电行业的可比上市公司来看，截至 2017 年 8 月 31 日的交易数据，我国 A 股市场风电行业可比上市公司的滚动市盈率的平均值（剔除嘉泽新能异常值）为 49.84 倍。北方龙源风电本次评估的估值水平大幅低于 A 股同行业可比上市公司。

证券代码	证券简称	TTM（2017年8月31日）	2016年末	2015年末	2014年末
601016.SH	节能风电	59.92	97.50	161.23	100.10
000862.SZ	银星能源	81.18	417.39	-45.59	212.89
600163.SH	中闽能源	42.39	51.93	1,264.72	-6.70
002202.SZ	金风科技（注）	15.88	15.59	21.88	20.81
691619.SH	嘉泽新能	138.04	-	-	-

注：金风科技的主营业务包括风机制造、风场开发及风电服务等，其中，风机制造营业收入占总收入的比例超过 90%，风场开发收入占比约为 8-9%，因此，金风科技的市盈率较低主要是因为装备制造业的估值水平较低导致的。

从近年来风电资产可比交易案例来看，我国 A 股市场上市公司收购风电资产的规模及盈利情况差异较大，评估价值对应的市盈率在 10-32 倍之间。北方龙源风电本次评估的估值水平在市场估值范围内，尤其是\*ST 川化收购能投风电 55% 股权的案例，交易时间和标的资产规模都与内蒙华电本次收购北方龙源风电 81.25% 股权比较接近，标的资产的估值水平也具备较强的可比性。

评估基准日	资产买方	标的资产	交易类型	100%股权评估值（万元）	归母净资产（万元）	评估溢价率	上年归母净利润（万元）	市盈率	评估方法
2017年3月31日	*ST 川化	能投风电 55% 股权	重大资产重组	148,234.61	125,941.73	17.70%	5,771.67	25.68	收益法
2015年3月31日	湖北能源	利川风电 100% 股权	非公开发行	25,824.01	18,683.78	38.22%	2,471.81	10.45	收益法
2014年10月31日	甘肃电投	酒汇风电 100% 股权	非公开发行	68,018.10	36,858.01	84.54%	3,674.30	18.51	收益法
2014年7月31日	福建南纸	中闽能源 100% 股权	重大资产重组	117,512.23	92,467.67	27.08%	5,794.26	20.28	收益法
2013年5月31日	银星能源	银星风电 100% 股权	重大资产重组	16,958.89	13,992.76	21.20%	-246.17	-	收益法
		宁电风光 100% 股权		19,092.89	15,561.76	22.69%	913.05	20.91	收益法
		神州风电 50%		6,117.74	5,224.62	17.09%	39.79	153.75	收益法

评估基准日	资产买方	标的资产	交易类型	100%股权 评估值 (万元)	归母净资产 (万元)	评估值 溢价率	上年归母 净利润 (万元)	市盈率	评估方 法
		股权							
		阿左旗分公司		29,176.79	28,970.82	0.71%	-392.15	-	收益法
		贺兰山风电厂		15,610.69	14,977.89	4.22%	-93.01	-	收益法
		太阳山风电厂		33,762.69	32,291.36	4.56%	1,068.18	31.61	收益法

综上所述，北方龙源风电本次采用收益法评估结果对应的估值水平与 A 股市场可比交易案例具备可比性，同时大幅低于 A 股新能源行业整体估值水平以及同行业可比上市公司的估值水平，因此，北方龙源风电本次评估结果对应的估值水平是合理的，不存在高估的情况。

四、内蒙华电本次收购的主要目的是调整公司电源结构、提升公司资产规模和盈利能力，符合公司长期发展战略，符合全体股东的根本利益。本次关联交易程序合法合规，估值合理，与同行业具有可比性，不存在损害中小股东利益的情形。

#### （一）有利于调整电源结构，符合公司长期发展战略

2016 年 2 月 29 日，国家能源局发布《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》，明确指出，到 2020 年，除专门的非化石能源生产企业外，各发电企业非水电可再生能源发电量应达到全部发电量的 9% 以上，其中内蒙古自治区为 13%。由此，监管部门明确规定了现有电力企业所需实现的可再生能源发电量最低标准。

截至本回复报告出具日，内蒙华电风电装机容量占比仅为 1.45%，完成本次收购后，公司非水电可再生能源装机容量占比将提高至 8.41%。因此，公司本次收购北方龙源风电 81.25% 股权有利于调整公司电源结构，是公司长期战略布局中的重要步骤，有利于促进与现有业务协同发展，提升上市公司综合竞争能力。

#### （二）有利于提升公司资产规模

截至 2017 年 8 月 31 日，北方龙源风电总资产 47.82 亿元，净资产 17.50 亿元，公司本次公开发行收购北方龙源风电后，总资产、净资产都将有所提升，有利于降低财务风险，增强抵御风险的能力。

### （三）有利于提升公司营业收入和盈利能力

受宏观经济增速放缓需求下滑以及发改委连续下调火电上网标杆电价的影响，内蒙华电最近三年毛利率和净资产收益率连续下滑，公司亟需增加新的利润增长点来平滑火电板块对公司业绩的负面影响。而所处风电行业的北方龙源风电各项经营指标良好，具有较强的盈利能力。本次收购完成后，可有效提高公司装机容量，增强发电能力和业绩弹性，公司的主营业务收入和盈利水平将得到进一步提高。

综上所述，公司本次公开发行收购北方龙源风电 81.25% 股权，符合国家产业政策、证券监管政策以及行业发展趋势。本次发行完成后，公司资产及业务结构将得到优化，资产规模和盈利能力均有所提高，发展潜力将大为增强，公司核心竞争能力将得到有效提升，符合全体股东的根本利益。

### 五、北方龙源风电有着丰富的储备项目，发展潜力巨大

2017 年 4 月 12 日，乌达莱公司（北方龙源风电持股 35%，内蒙华电持股 25%）取得锡林郭勒盟发改委关于《锡盟特高压外送风电项目启动核准工作的函》，确定为乌达莱公司配置风电开发容量 95 万千瓦，其中近期开发规模为 47.5 万千瓦。2017 年 7 月 25 日，乌达莱公司取得锡林郭勒盟发改委《关于内蒙古乌达莱新能源有限公司锡林浩特 47.5 万千瓦瓦风电项目核准的批复》（锡发改发字[2017]80 号），同意建设锡林浩特 47.5 万千瓦项目。该项目目前已启动前期准备工作，预计将于 2018 年-2019 年建成投产。

乌达莱公司上述配置和核准风电项目为内蒙古自治区特高压外送项目，稳定接入锡盟—江苏特高压直流电网，电力消纳和装机利用小时数均有非常强的保障，未来几年将成为北方龙源风电重要的利润增长点。而该部分收益尚无法体现在现有的评估价值中，目前的评估价值是相对保守和谨慎的。

### 六、保荐机构核查意见

保荐机构查阅了本次公开发行涉及的董事会、监事会材料和决议决议、股东大会材料和决议及独立董事的事前认可意见和独立董事意见，复核了会计师出具的北方龙源风电审计报告和盈利预测审核报告，复核了评估师出具的资产

评估报告，访谈了北方电力、内蒙华电和北方龙源风电的相关管理层，对比分析了我国 A 股市场可比上市公司和同类型交易案例。

经核查，保荐机构认为，内蒙华电本次收购关联方资产审批程序合法合规，定价依据为独立资产评估机构出具的评估结果，定价合理公允；内蒙华电本次收购主要目的是调整公司电源结构、提升公司资产规模和盈利能力，符合全体股东的根本利益，不存在损害中小股东利益的情形。

## 七、补充披露

申请人在《募集说明书》“第八节 申请人募集资金运用情况”之“三、拟收购的资产的评估情况”之“(五) 评估结论”之“1、资产基础法评估结果”补充披露如下：

“资产基础法评估结果主要以资产负债表作为建造成本口径，确定企业在评估基准日实际拥有的各要素资产、负债的现行更新重置成本价值，评估思路是以重新再建现有状况企业所需要的市场价值投资额估算评估对象价值。

本次资产法评估主要减值项目是固定资产—机器设备，主要原因为：

(1) 本次评估中设备类资产的重置全价为抵扣进项税的不含税价，因此造成设备评估原值、净值一定程度的减值；(2) 企业主要设备资产为风力发电机组，其购建成本占设备投资的 70-80%，其中部分机组建成时间较早，2005 年前的机组多为进口设备，企业账面核算的风电设备资产平均千瓦造价达 7,990 元。近年随着国内制造厂家的兴起，技术普及，竞争加大，设备购置价出现较大的下降，风电机组千瓦造价从 6,000-7,000 元降至目前的近 4,000 元，风电设备资产的平均造价也降至 5,500 元左右，重置成本的下降造成主要设备评估原值、净值减值。

中国风力发电建设主要经历了国外进口、合资合作、全面国产化等三个阶段，我国国产化政策有利地推动了国产风电设备的技术进步。随着国内外风机厂家增加，竞争越来越激烈；同时，国内风机厂家不断消化、吸收国外风机技术，打破国外厂家关键技术的垄断，不断改进国产风机设备性能，设备可利用率不断提高，设备价格不断下降。北方龙源风电并网型风电场始于 1989 年朱日和风电场的建设，是中国最早从事风力发电研究和生产的企业。经过近三十年

的经营，目前已建成投产区域风电场 4 个，涉及 10 个 31 批次发电项目，经历了中国风电发展的全过程，风电机组采购价格也随市场趋势逐年下降。

虽然北方龙源风电的风电机组等主要固定资产存在一定的评估减值，但上述资产均处于正常使用状态，主要资产评估减值系由于风电设备行业整体发展趋势所导致的，并未影响北方龙源风电的日常生产经营，北方龙源风电近年来经营业绩稳定，2016 年和 2017 年 1-8 月分别实现净利润 8347.83 万元和 5835.22 万元，盈利能力良好，经营环境亦无重大变化情况，因此，以资产基础法对北方龙源风电进行评估的评估减值并不会影响北方龙源风电的持续盈利能力。”

申请人在《募集说明书》“第八节 申请人募集资金运用情况”之“三、拟收购的资产的评估情况”之“(五) 评估结论”之“2、收益法评估结果”补充披露如下：

“评估对象的账面价值体现按照会计政策核算方法形成的股东全部权益的历史成本价值，采用收益法计算的股东全部权益价值，体现企业未来持续经营的整体获利能力的完整价值体系，其中包含了账外潜在资源、资产价值，如：企业经营管理价值、客户资源价值、人力资源价值及无法归集、列示的其他无形资产等潜在资源、资产价值，而该等资源、资产价值是无法采用会计政策可靠计量的。从而导致收益法评估结果表现为增值。”

申请人在《募集说明书》“第八节 申请人募集资金运用情况”之“四、董事会关于标的资产定价合理性的讨论与分析”补充披露如下：

#### “(二) 收益法评估结果对应的资产估值水平合理性分析

截至评估基准日 2016 年 12 月 31 日，北方龙源风电全部股东权益为 230,796.68 万元，以 2016 年实现净利润 8,347.83 万元测算市盈率为 27.65 倍，以 2017 年预测净利润 7,837.65 万元测算市盈率为 29.45 倍。

单位：万元

项目	2016 年	2017 年 (E)	2018 年 (E)	2019 年 (E)	2020 年 (E)	2021 年 (E)	2022 年 (E)	2023 年 (E)
评估值	230,796.68							
净利润	8,347.83	7,837.65	8,337.72	9,560.56	12,060.25	14,485.79	18,256.91	23,813.50
市盈率	27.65	29.45	27.68	24.14	19.14	15.93	12.64	9.69

从行业整体估值水平来看，由于新能源行业符合国家产业和环保政策，行业发展前景广阔、增长速度较快，越来越受资本市场的认可和追捧。最近三年，我国 A 股市场新能源行业的市盈率一直处于 30 倍以上。北方龙源风电本次评估的估值水平低于行业整体估值水平。

板块名称 (剔除负值)	TTM (2017 年 8 月 31 日)	2016 年末	2015 年末	2014 年末
申万新能源发电板块	34.82	32.14	44.92	31.50

从风电行业的可比上市公司来看，截至 2017 年 8 月 31 日的交易数据，我国 A 股市场风电行业可比上市公司的滚动市盈率的平均值 (剔除嘉泽新能异常值) 为 49.84 倍。北方龙源风电本次评估的估值水平大幅低于 A 股同行业可比上市公司。

证券代码	证券简称	TTM (2017 年 8 月 31 日)	2016 年末	2015 年末	2014 年末
601016.SH	节能风电	59.92	97.50	161.23	100.10
000862.SZ	银星能源	81.18	417.39	-45.59	212.89
600163.SH	中闽能源	42.39	51.93	1,264.72	-6.70
002202.SZ	金风科技 (注)	15.88	15.59	21.88	20.81
691619.SH	嘉泽新能	138.04	-	-	-

注：金风科技的主营业务包括风机制造、风场开发及风电服务等，其中，风机制造营业收入占总收入的比例超过 90%，风场开发收入占比约为 8-9%，因此，金风科技的市盈率较低主要是因为装备制造业的估值水平较低导致的。

从近年来风电资产可比交易案例来看，我国 A 股市场上市公司收购风电资产的规模及盈利情况差异较大，评估价值对应的市盈率在 10-32 倍之间。北方龙源风电本次评估的估值水平在市场估值范围内，尤其是\*ST 川化收购能投风电 55% 股权的案例，交易时间和标的资产规模都与内蒙华电本次收购北方龙源风电 81.25% 股权比较接近，标的资产的估值水平也具备较强的可比性。

评估基准日	资产买方	标的资产	交易类型	100% 股权评估值 (万元)	归母净资产 (万元)	评估增值率	上年归母净利润 (万元)	市盈率	评估方法
2017 年 3 月 31 日	*ST 川化	能投风电 55% 股权	重大资产重组	148,234.61	125,941.73	17.70%	5,771.67	25.68	收益法
2015 年 3 月	湖北能源	利川风电 100%	非公开	25,824.01	18,683.78	38.22%	2,471.81	10.45	收益法

评估基准日	资产买方	标的资产	交易类型	100%股权评估值 (万元)	归母净资产 (万元)	评估增值率	上年归母净利润 (万元)	市盈率	评估方法
31日		股权	发行						
2014年10月31日	甘肃电投	酒汇风电100%股权	非公开发行	68,018.10	36,858.01	84.54%	3,674.30	18.51	收益法
2014年7月31日	福建南纸	中闽能源100%股权	重大资产重组	117,512.23	92,467.67	27.08%	5,794.26	20.28	收益法
2013年5月31日	银星能源	银星风电100%股权	重大资产重组	16,958.89	13,992.76	21.20%	-246.17	-	收益法
		宁电风光100%股权		19,092.89	15,561.76	22.69%	913.05	20.91	收益法
		神州风电50%股权		6,117.74	5,224.62	17.09%	39.79	153.75	收益法
		阿左旗分公司		29,176.79	28,970.82	0.71%	-392.15	-	收益法
		贺兰山风电厂		15,610.69	14,977.89	4.22%	-93.01	-	收益法
		太阳山风电厂		33,762.69	32,291.36	4.56%	1,068.18	31.61	收益法

综上所述，北方龙源风电本次采用收益法评估结果对应的估值水平与 A 股市场可比交易案例具备可比性，同时大幅低于 A 股新能源行业整体估值水平以及同行业可比上市公司的估值水平，因此，北方龙源风电本次评估结果对应的估值水平是合理的，不存在高估的情况。

### (三) 北方龙源风电有着丰富的储备项目，发展潜力巨大

2017年4月12日，乌达莱公司(北方龙源风电持股35%，内蒙华电持股25%)取得锡林郭勒盟发改委关于《锡盟特高压外送风电项目启动核准工作的函》，确定为乌达莱公司配置风电开发容量95万千瓦，其中近期开发规模为47.5万千瓦。2017年7月25日，乌达莱公司取得锡林郭勒盟发改委《关于内蒙古乌达莱新能源有限公司锡林浩特47.5万千瓦瓦风电项目核准的批复》(锡发改发字[2017]80号)，同意建设锡林浩特47.5万千瓦项目。该项目目前已启动前期准备工作，预计将于2018年-2019年建成投产。

乌达莱公司上述配置和核准风电项目为内蒙古自治区特高压外送项目，稳定接入锡盟—江苏特高压直流电网，电力消纳和装机利用小时数均有非常强的保障，未来几年将成为北方龙源风电重要的利润增长点。而该部分收益尚无法体现在现有的评估价值中，目前的评估价值是相对保守和谨慎的。

.....



## （六）保荐机构核查意见

保荐机构查阅了本次公开发行涉及的董事会、监事会材料和决议决议、股东大会材料和决议及独立董事的事前认可意见和独立董事意见，复核了会计师出具的北方龙源风电审计报告和盈利预测审核报告，复核了评估师出具的资产评估报告，访谈了北方电力、内蒙华电和北方龙源风电的相关管理层，对比分析了我国 A 股市场可比上市公司和同类型交易案例。

经核查，保荐机构认为，内蒙华电本次收购关联方资产审批程序合法合规，定价依据为独立资产评估机构出具的评估结果，定价合理公允；内蒙华电本次收购主要目的是调整公司电源结构、提升公司资产规模和盈利能力，符合全体股东的根本利益，不存在损害中小股东利益的情形。”

2、报告期内营业收入及净利润大幅下滑的原因，申请人是否具有持续盈利能力，营业收入和净利润变动情况与同行业是否存在显著差异。请会计师和保荐机构核查并发表意见。

### 一、申请人说明

#### （一）报告期内营业收入大幅下滑的原因

2014年-2016年及2017年1-9月，申请人营业收入分别为136.34亿元、108.29亿元、91.86亿元及81.58亿元。报告期内，申请人营业收入下滑的原因主要为平均售电单价及机组利用小时数的下降。

##### 1、平均售电单价下降

2014年8月20日，国家发展改革委发布《关于进一步疏导环保电价矛盾的通知》（发改价格〔2014〕1908号），自2014年9月1日起，降低有关省（自治区、直辖市）燃煤发电企业脱硫标杆上网电价。未执行标杆电价的统调燃煤发电企业上网电价同步下调。

2015年4月13日，国家发展改革委发布《关于降低燃煤发电上网电价和工商业用电价格的通知》（发改价格〔2015〕748号），自2015年4月20日起，全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时下调约2分钱（含税）。

2015年12月27日，国家发展改革委发布《国家发展改革委关于降低燃煤

发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（发改价格〔2015〕3105号），自2016年1月1日起，全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时下调约3分钱（含税），同幅度下调一般工商业销售电价。

此外，随着电力体制改革的不断推进，电力市场交易电量比例不断扩大。由于交易电量的电价普遍较低，交易电量的增加使得申请人的平均售电单价进一步下降。

综合上述两方面的影响，报告期内，申请人平均售电单价总体呈下降趋势，2014-2016年，申请人平均售电单价（不含税，下同）分别为278.31元/千千瓦时、266.63元/千千瓦时及231.50元/千千瓦时，分别相较上一年下降7.20元/千千瓦时、11.68元/千千瓦时及35.13元/千千瓦时，相应减少售电收入3.21亿元、4.44亿元及12.21亿元；按照《内蒙古自治区发展和改革委员会关于合理调整电价结构有关事项的通知》（内发改价字[2017]954号）精神及国家电网公司华北分部通知，自2017年7月1日起对内蒙古西部电网燃煤发电机组及内蒙古西部点对点网电厂燃煤发电机组标杆上网电价进行了上调，受此影响，2017年1-9月，申请人平均售电单价为241.31元/千千瓦时，同比增加4.55元/千千瓦时。

## 2、机组利用小时数下降

受宏观经济增速放缓及结构调整等因素综合影响，申请人所在区域电力需求增速放缓，再加之部分用电企业自备电厂、风力发电、光伏发电的电量增长，挤压了以直调公用火电为主的申请人部分发电市场份额，使申请人机组利用小时数及售电量相应下降。

2014-2016年，申请人平均发电利用小时分别为5,223小时、4,442小时及4,080小时，实现售电量分别为446.13亿千瓦时、380.41亿千瓦时、347.52亿千瓦时，相较上一年分别增加7.56亿千瓦时、-65.72亿千瓦时及-32.89亿千瓦时，相应增加2014年售电收入2.10亿元，减少2015-2016年售电收入17.52亿元及7.61亿元；2017年1-9月，由于魏家峁电厂一期2\*600MW机组于2017年一季度投产，申请人平均发电利用小时为3304.94小时，相较上年同期增加172.52小时，实现售电量308.32亿千瓦时，相较上年同期增加41.91亿千瓦时。

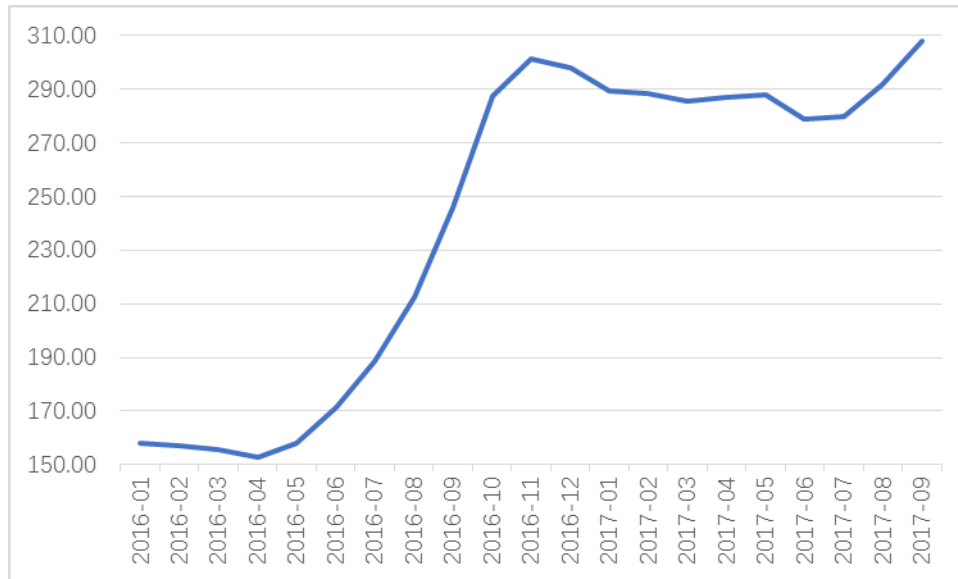
## （二）报告期内净利润大幅下滑的原因

2014年-2016年及2017年1-9月，申请人净利润分别为20.69亿元、12.19

亿元、5.95 亿元及 6.72 亿元。报告期内，申请人净利润下降一方面是由于前述营业收入下降而造成毛利下降，另一方面也是由于燃料成本大幅提升。

2016 年 2 月 5 日，国务院发布《国务院关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》（国发〔2016〕7 号），推进煤炭产业结构性改革。受此影响，蒙西地区电煤价格由 2016 年 1 月份 157.96 元/吨，上涨至 2016 年 12 月份 298.04 元/吨，2017 年 1-9 月，蒙西地区电煤价格在 280 元/吨-310 元/吨附近高位震荡。

蒙西地区电煤价格指数（元/吨）



申请人电源结构以燃煤火电机组为主，截至 2017 年 9 月 30 日，申请人可控装机容量 1,022.84 万千瓦，其中燃煤发电机组装机容量 1,008.00 万千瓦，占比 98.55%。煤价大幅上升对申请人的净利润带来了显著的负面影响。

### （三）申请人具有持续盈利能力

根据前述分析，影响申请人盈利能力的主要因素为申请人的平均售电单价及燃料成本。未来，申请人售电单价长期保持较低水平及煤炭价格持续上涨或长期维持在较高水平这两种情况不会同时发生。

2015 年 12 月 31 日，国家发展改革委发布《国家发展改革委关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》（发改价格〔2015〕3169 号），进一步完善了我国煤电价格联动机制，明确当煤价波动超过一定幅度时，将相应调整燃煤发电机组标杆上网电价，并随《通知》发布了具体的价格调整计算公式。

2017 年 6 月 16 日，国家发展改革委发布《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》，通知中称，自 2017 年 7 月 1 日起，取消向发

电企业征收的工业企业结构调整专项资金,腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆电价,缓解燃煤发电企业经营困难。2017年7月,申请人收到《内蒙古自治区发展和改革委员会关于合理调整电价结构有关事项的通知》(内发改价字[2017]954号),自2017年7月1日起,内蒙古西部电网燃煤发电标杆上网电价每千瓦时提高0.57分,按每千瓦时0.2829元(含税,含脱硫、脱硝和除尘)执行。2017年8月,申请人收到国家电网公司华北分部通知,自2017年7月1日起,内蒙古西部点对网电厂燃煤发电机组标杆上网电价按照京津唐三地售电量分电比加权平均计算,每千瓦时提高0.918分(含税)。

此外,申请人也在积极向国家鼓励的风力发电、光伏发电等清洁能源领域拓展。申请人本次发行募投项目为收购北方龙源风电81.25%股权,收购完成后,申请人将持有北方龙源风电100%股权。北方龙源风电主要从事风力发电等清洁能源发电业务,截至2017年9月30日,北方龙源风电拥有已建成投产风电场9个,合计装机容量75.69万千瓦;已建成投产光伏电站1个,装机容量2.07万千瓦;总装机容量77.76万千瓦。风力发电属于国家鼓励的清洁能源,在电力调度方面较有优势,同时其运营成本不受煤价波动影响,因而盈利能力较为稳定。

综合上述分析,申请人具备持续经营能力。

#### (四) 申请人营业收入和净利润变动情况与同行业不存在显著差异

报告期内,造成申请人营业收入和净利润下降的主要因素,也同样对其他火电企业的经营效益造成了负面影响,申请人营业收入和净利润变动情况与同行业不存在显著差异,具体如下表所示:

证券代码	证券简称	净利润(亿元)						
		2017年 1-9月	同比 变动	2016 年度	同比 变动	2015 年度	同比 变动	2014 年度
000027.SZ	深圳能源	8.82	-38.65%	14.07	-31.64%	20.58	-11.92%	23.36
000543.SZ	皖能电力	0.68	-93.74%	12.18	-38.50%	19.81	21.36%	16.32
000600.SZ	建投能源	3.83	-82.29%	19.45	-25.88%	26.24	-1.35%	26.60
000767.SZ	漳泽电力	-12.10	-1,077.56%	1.38	-77.05%	6.00	-11.32%	6.77
600021.SH	上海电力	7.58	-47.73%	16.54	-25.84%	22.30	14.21%	19.52
600098.SH	广州发展	7.23	-47.13%	10.12	-44.96%	18.38	7.71%	17.07
600396.SH	金山股份	-2.87	-196.99%	1.01	-79.61%	4.94	7.58%	4.60

600726.SH	华电能源	-4.24	-250.75%	1.72	523.34%	0.28	-82.52%	1.58
<b>600863.SH</b>	<b>内蒙华电</b>	<b>6.72</b>	<b>-23.49%</b>	<b>5.95</b>	<b>-51.18%</b>	<b>12.19</b>	<b>-41.06%</b>	<b>20.69</b>
证券代码	证券简称	营业收入（亿元）						
		2017年 1-9月	同比 变动	2016 年度	同比 变动	2015 年度	同比 变动	2014 年度
000027.SZ	深圳能源	104.46	21.11%	113.18	1.69%	111.30	-11.00%	125.06
000543.SZ	皖能电力	85.22	17.48%	106.33	-5.88%	112.98	-12.19%	128.66
000600.SZ	建投能源	71.94	6.04%	93.87	-2.48%	96.26	-11.62%	108.91
000767.SZ	漳泽电力	68.28	18.81%	82.58	-9.23%	90.97	-16.71%	109.23
600021.SH	上海电力	137.33	16.65%	160.46	-5.64%	170.06	5.62%	161.02
600098.SH	广州发展	174.63	8.96%	220.08	4.22%	211.17	8.59%	194.46
600396.SH	金山股份	50.40	5.06%	65.67	-8.20%	71.54	55.10%	46.12
600726.SH	华电能源	62.29	5.10%	86.33	-6.17%	92.01	-6.40%	98.29
<b>600863.SH</b>	<b>内蒙华电</b>	<b>81.58</b>	<b>17.75%</b>	<b>91.86</b>	<b>-15.18%</b>	<b>108.29</b>	<b>-20.57%</b>	<b>136.34</b>

注：根据营业收入与资产规模相近原则，选取了上述可比公司。

由上表中数据可以看出，报告期内申请人营业收入和净利润的变动情况与行业变化趋势不存在显著差异。

## 二、会计师核查意见

会计师核查了申请人报告期内营业收入及净利润变动情况，结合行业、地域因素分析了申请人营业收入和净利润变化的主要原因。

经核查，会计师认为：报告期内，申请人营业收入及净利润下降主要是由于售价价格下降、机组利用小时数下降以及燃料成本大幅提升。申请人具有持续盈利能力。申请人营业收入和净利润变动情况与同行业不存在显著差异。

## 三、保荐机构核查意见

保荐机构核查了申请人各期毛利、收入及成本变化情况，分析了申请人营业收入及净利润的主要变化原因，查阅了申请人同行业可比上市公司公开资料并了解了可比上市公司经营业绩变化情况。

经核查，保荐机构认为：报告期内，申请人营业收入大幅下滑的主要原因

是平均售电单价以及机组利用小时数的下降，申请人净利润大幅下滑的主要原因是营业收入的下降以及燃料成本大幅提升；经短暂的调整，申请人 2017 年 1-9 月实现净利润 6.72 亿元。前述使得申请人经营业绩下滑的不利因素不会长期同时存在，申请人具有持续盈利能力。申请人营业收入和净利润变动情况与同行业不存在显著差异。

3、北方龙源风电 2014-2016 风电机组平均利用小时数持续下降，请申请人结合区域政策披露收益法下营业收入及净利润增长的依据和合理性。请评估师和保荐机构核查并发表意见。

回复：

### 一、北方龙源风电 2014-2016 风电机组平均利用小时及影响因素分析

#### 1、北方龙源风电 2014-2016 机组平均利用小时

根据北方龙源风电历史年度的财务报表和生产经营资料，2014-2016 年机组平均利用小时数统计见下表：

项目	单位	历史年度		
		2014 年	2015 年	2016 年
电厂机组平均容量	万千瓦	658.88	727.62	777.62
发电利用小时(机组平均)	小时	1,520.68	1,808.58	1,774.15
发电量	万千瓦时	1,001,945.63	1,315,960.47	1,379,616.14

从统计数据来看，2014 年机组平均发电利用小时数偏低，2015 年增长 18.93%，2016 年下降 1.90%。2016 年 9 月北方龙源风电的沙德格风电场正式投入运营，其 9-12 月平均发电利用小时数 528.11 小时，为 4 个月的统计数据，若将其折算为年度数据，则北方龙源风电 2016 年平均发电利用小时数约为 1840 小时。

#### 2、影响发电平均利用小时数的影响因素

风电机组发电平均利用小时数实质是受弃风限电程度的影响，弃风限电是指风电机组处于正常情况下，由于当地电网接纳能力不足、风电场建设工期不匹配和风电不稳定等自身特点，导致电力调度机构要求部分风电场降低风机出力或暂停运行的现象。我国的弃风限电首现于 2010 年，此后弃风从零星现象快速扩散，

成为行业顽疾，其中以 2012 年的情况最为严重。此后经过一系列国家政策引导和行业主动调整，2013 年和 2014 年弃风现象有所缓解，呈逐年下降之势，而 2015 年平均弃风率大幅回升，2016 年下半年开始出现好转。

近年来，内蒙古风电装机容量一直稳居全国第一。然而，由于电力外送通道建设滞后、电力调峰机制不完善等因素，内蒙古也存在弃风限电情况，对风电健康发展造成一定负面影响。2015 年 3 月 13 日内蒙古自治区人民政府办公厅下发《关于建立可再生能源保障性收购长效机制的指导意见》（内政办发〔2015〕25 号），提出“以实施可再生能源保障性收购为核心，努力提高电网吸纳可再生能源发电电量的比例，明确可再生能源调峰主体，公平承担调峰责任，建立可再生能源保障性收购相关制度，做到有法可依、持续健康发展。”逐步改善弃风限电问题，2016 年政策的实施已初见成效。

## 二、收益法下营业收入及净利润增长的依据及合理性分析

北方龙源风电本次收益法评估下，2018 年至 2023 年收入及净利润增长率统计如下表所列：

单位：万元

项目	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
营业收入	55,324.89	55,584.20	57,301.25	58,717.90	61,551.07	65,516.13
净利润	8,337.72	9,560.56	12,060.25	14,485.79	18,256.91	23,813.50
收入增长率%	-1.30	0.47	3.09	2.47	4.83	6.44
净利润增长率%	6.38	14.67	26.15	20.11	26.03	30.44

### 1、营业收入增长的影响因素分析

本次评估中，未考虑产能扩张和机组容量增长的因素，营业收入的决定因素包括现有投产运营风电场的电价和售电量。营业收入预测相关参数如下表所示：

项目	单位	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
机组容量	万千瓦	77.762	77.762	77.762	77.762	77.762	77.762	77.762
发电利用小时	小时	1,897.04	1,915.38	1,923.11	1,991.83	1,995.00	2,001.43	2,001.43
发电量	万千瓦时	147,517.84	148,943.44	149,544.54	154,888.64	155,135.50	155,635.50	155,635.50
售电量	万千瓦时	144,567.48	145,964.57	146,553.65	151,790.87	152,032.79	152,522.79	152,522.79
不含税销售单价	元/万千瓦时	387.73	379.03	379.28	377.50	386.22	403.55	429.55

售电收入	万元	56,052.71	55,324.89	55,584.20	57,301.25	58,717.90	61,551.07	65,516.13
------	----	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

### (1) 电价的预测

电价预测的基础性依据为各风场各期项目电价的批复价格，通过各期项目的装机容量加权平均确定各风场的综合电价。

根据国家发改委、能源局《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》(发改能源[2016]1150号)，对于北方龙源风电各电场所所在的蒙西地区，风电最低保障利用小时为 2000 小时，即在此年最低发电利用小时数范围内电网公司应按各期项目批复的上网电价全额保障性收购。

但是，我国近年弃风限电问题日益凸显，各地区对无法保障收购的电量实行上网交易定价。针对这一问题，相关监管部门于 2016 年开始颁发强制性政策，力求一举解决弃风限电顽疾：

①国家能源局 2016 年 2 月 5 日《关于做好“三北”地区可再生能源消纳工作的通知》(国能监管[2016]39号)；

②国家能源局 2016 年 2 月 29 日《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》(国能新能[2016]54号)；

③国家能源局 2016 年 3 月 10 日《关于推动电储能参与“三北”地区调峰辅助服务工作的通知(征求意见稿)》；

④国家能源局 2016 年 3 月 17 日《下达 2016 年全国风电开发建设方案的通知》(国能新能[2016]84号)；

⑤国家发展改革委 2016 年 3 月 24 日《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》(发改能源[2016]625号)；

⑥国家发展改革委办公厅 2016 年 4 月 5 日《关于同意甘肃省、内蒙古自治区、吉林省开展可再生能源就近消纳试点方案的复函》(发改办运行[2016]863号)；

⑦国家能源局 2016 年 4 月 22 日《关于建立燃煤火电机组非水可再生能源发电配额考核制度有关要求的通知》；

⑧国家发改委、能源局 2016 年 5 月 27 日《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》(发改能源[2016]1150号)；

⑨国家能源局 2016 年 6 月 21 日《关于推动东北地区电力协调发展的实施意见》(国能电力[2016]179号)；



国家发改委与能源局联合发文，足见国家对于可再生能源消纳问题的重视。上述政策不但发布了风电、光伏发电最低保障收购年利用小时数，还对地方有关部门提出了具体要求，对可再生能源发电全额保障性收购管理办法的落实起到了积极作用。文件强调，各地要严格落实规划内的风电及光伏保障收购电量，确保这些电量以最高优先等级优先发电，严禁对保障范围内的电量采取由可再生能源发电项目向煤电等其他电源支付费用的方式来获取发电权，弃风限电比例未达标的地区不得安排新的建设项目。此外，保障性收购电量应由电网企业按标杆上网电价和最低保障收购年利用小时数全额结算，超出最低保障收购年利用小时数的部分应通过市场交易方式消纳，由风电、光伏发电企业与售电企业通过市场化的方式进行交易，并按新能源标杆上网电价与当地煤电标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）差额享受可再生能源补贴。该等政策被行业视为可再生能源发展的“兜底政策”。

2017年2月23日内蒙古自治区发展和改革委员会印发《关于进一步加强我区可再生能源开发建设管理的通知》（内发改能源字[2017]203号），要求“有效扩大本地消纳能力，注重提高消纳质量；积极推进电力通道配置可再生能源基地建设”。提高可再生能源本地消纳能力，推动风电等可再生能源参与供暖等电能替代工程，下大力气增加本地区风电和光伏的上网电量和运行小时数，优先保障现有已建风电利用水平，统筹好增量和存量的关系，控制新增可再生能源规模，避免盲目新上项目，加剧限电。“十三五”期间，抓住国家治理大气污染的契机，我区重点推动电力通道外送可再生能源基地的开发建设，国家要求电力通道均要配置一定比例可再生能源，开展好可再生能源规划、布局等工作。

2017年6月30日内蒙古自治区人民政府办公厅印发《内蒙古自治区能源发展“十三五”规划》（内政办发[2017]115号），提出大力发展可再生能源。加强可再生能源就地消纳利用，综合考虑网源协调、市场消纳等条件，积极落实可再生能源保障性收购机制，引导可再生能源优先发电；加快新能源外送基地建设，优化配电网、汇集站规划和建设，着力打造电力外送通道，加快推进通道配套外送新能源项目建设。

本次收益法评估出于谨慎性原则，考虑了目前内蒙古地区交易电量实际存在的客观事实。随着上述国家政策的逐步推进、执行力度加大，并结合甘肃等省份

于 2016 年已经暂停执行与国家发改委保障性收购政策相悖的地方性交易电价政策的基本事实判断，内蒙古自治区关于最低保障性收购电量范围内交易电价的相关政策亦为临时性政策。评估师谨慎的预测，在 2022 年后企业经营将不存在交易电价因素影响，按国家政策精神在 2000 小时内的售电价格严格执行批复电价，即企业未来电价保持在稳定状态；而 2017 年-2022 年，预测电价是基于企业电价构成的实际情况和国家、地方相关政策以及批复文件综合确定的，即上网电价及交易电价的加权平均价。交易电价依据 2016 年 6 月 29 日内蒙古自治区蒙西电网首次电力无限价挂牌交易价，即风电参与交易价差为 0.2272 元/千瓦时，交易电量比例结合历史经验和政策实施的预期呈先增后减的趋势，直至 2023 年不存在交易电量，因此，企业各年的综合电价也是变动的，总体呈先减后增的趋势。

## （2）售电量的预测

售电量与发电量直接相关，即发电利用小时数对营业收入的影响。

2017 年 7 月 24 日国家能源局发布的 2017 年上半年全国风电并网数据显示：全国风电发电量 1490 亿千瓦时，同比增长 21%；平均利用小时数 984 小时，同比增加 67 小时。全国弃风量、弃风率同比双降：风电弃风电量 235 亿千瓦时，同比减少 91 亿千瓦时，大部分弃风限电严重地区的形势均有所好转。其中：内蒙古发电量 267 亿千瓦时，平均利用小时数 1023 小时，弃风电量 50.3 亿千瓦时，弃风率 16%，同比下降 14%。

国际环保组织绿色和平根据国家能源局数据制作的半年弃风率折线图显示，2014 年到 2016 年的全国弃风率逐年增高，2016 年下半年有所回落。2017 年上半年全国弃风率为 13.6%，比去年同期约下降 7 个百分点，回落到略低于 2015 年同期水平，但是相比 2014 年同期的 8.5% 还是较高。离国家电网提出的 2020 年弃风率下降到 5% 的目标，还有一定差距。

总体来说，2017 年上半年弃风量和弃风率的同比双降，很大一部分得益于中央层级的重视。缓解“三弃”问题被列入今年《政府工作报告》的重点工作，国家能源局也采取了一系列解决措施。内蒙古电网 4 月 16 日风电最大发电负荷达到 1038 万千瓦，最大占比达到全网实时出力的 42.02%，对其他地区清洁能源消纳起到了示范作用。

除受益于上述行业整体改善外，北方龙源风电发电利用小时数增长的原因还

包括：新建风场产能逐步释放，如 2016 年 9 月投运的沙德格风电场；部分机组因未达设计指标，通过近年的技术攻关及调整试验，产能逐步提高，如柳兰站风场 200 台合计 300 兆瓦机组；企业近年对投运时间较早的老机组进行了技术改造，机组出力状况得到改善，如辉腾锡勒风场。

综上所述，根据国家发改委、能源局《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源(2016)1150 号）对于企业风电场所在的蒙西地区最低保障利用小时为 2000 小时。本次收益法评估预测发电利用小时数于 2022 年达到 2001.43 小时，以后年度保持不变，与国家发改委文件规定的最低保障利用小时数基本一致；同时，未预测 2000 小时外可参与市场交易的电量。因此，评估值对售电量的预测是相对保守及合理的。

## 2、净利润增长的影响因素分析

净利润增长的主要原因是受营业收入增长的影响。另外，净利润增长幅度大于营业收入的增长，主要由风力发电的特性所决定：

风力发电是依靠自然风力资源发电，不消耗常规能源，只需将风能转换成机械能，再由机械能转换成电能。根据成本费用理论，总成本费用包括风力发电机组自身的机械损耗、运行和管理人员的薪酬、管理费用及设备的故障维护、检修费用以及财务费用等，其中折旧费为固定费用，占营业成本的 70%左右，不随营业收入的增长而变化，人员薪酬及管理费用等增长有限，财务费用因贷款的减少而逐年降低。2018 年-2023 年，北方龙源风电主营业务成本从 39,835.17 万元增至 40,189.49 万元，增加额仅为 354.32 万元；财务费用由 8,180.20 万元减至 2,339.59 万元，减少额为 5,840.61 万元。

单位：万元

项目	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
主营业务成本	39,603.31	39,835.17	40,134.49	40,237.57	40,235.31	40,236.72	40,189.49
其中：固定成本	35,966.27	36,287.80	36,587.78	36,653.11	36,655.71	36,659.95	36,659.95
其中：折旧	28,701.89	28,727.22	28,727.22	28,727.22	28,727.22	28,727.22	28,727.22
职工薪酬及计划检修费	7,264.38	7,560.58	7,860.56	7,925.89	7,928.49	7,932.73	7,932.73
财务费用	9,745.32	8,180.20	6,705.39	5,568.64	4,492.52	3,421.14	2,339.59

此外，截至 2016 年末，北方龙源风电部分新建风电场基建期购买风电设备产生的增值税进项税额尚未被抵扣完毕，因此导致该部分风电场尚未开始缴纳增

值税。未来，待增值税进项税额被抵扣完毕后，上述风电场需按电力销售收入缴纳增值税，根据增值税即征即退 50%的税收优惠政策，北方龙源风电的营业外收入的金额将进一步增加。根据预测，2018 年-2023 年，北方龙源风电营业外收入由 3,340.11 万元增至的 6,514.45 万元，增加额为 3,174.34 万元。

从以上分析可看出，随着发电量规模的增长、投资回收期的扩展与时间延长，风力发电的成本将显著降低，风力发电的边际成本接近于零，因此体现为净利润相比营业收入显著增长，是符合风力发电企业收益特性的。

## 二、评估师核查意见

经核查，评估师认为，本次收益法评估对营业收入及净利润增长的预测符合国家发改委“电网企业（含电力调度机构）根据国家确定的上网标杆电价和保障性收购利用小时数，全额收购规划范围内的可再生能源发电项目的上网电量”的文件精神。同时，在 2017-2023 年预测期也考虑了风电企业暂时无法达到最低保障利用小时及参与市场交易的实际情况，因此，评估效益预测是谨慎的。而国家能源局发布的风电“十三五”规划，也明确了“十三五”期间重点不是装机和并网目标，而是保持政策稳定性和重点解决弃风限电问题，国家能源局将促进可再生能源全额保障性收购制度的落地，全力解决风电和光伏发电的限电和优先发电权的问题。2017 年初国家能源局明确内蒙古等六省区不得核准建设新的风电项目，并要采取有效措施着力解决弃风问题，已投入运行或在建的输电通道重点用于消纳存量风电项目。因此，基于随着风电利用小时数收购保障政策的执行、风电企业直供电量的扩大、特高压建设的推进等有利因素，行业基本面正逐步改善，收益法评估在明确预测期收入和净利润稳定增长依据是充分合理的。

## 三、保荐机构核查意见

经核查，保荐机构认为，本次收益法评估对营业收入及净利润增长的预测符合国家发改委“电网企业（含电力调度机构）根据国家确定的上网标杆电价和保障性收购利用小时数，全额收购规划范围内的可再生能源发电项目的上网电量”的文件精神。同时，在 2017-2023 年预测期也考虑了风电企业暂时无法达到最低保障利用小时及参与市场交易的实际情况，因此，评估效益预测是谨慎

的。而国家能源局发布的风电“十三五”规划，也明确了“十三五”期间重点不是装机和并网目标，而是保持政策稳定性和重点解决弃风限电问题，国家能源局将促进可再生能源全额保障性收购制度的落地，全力解决风电和光伏发电的限电和优先发电权的问题。2017年初国家能源局明确内蒙古等六省区不得核准建设新的风电项目，并要采取有效措施着力解决弃风问题，已投入运行或在建的输电通道重点用于消纳存量风电项目。因此，基于随着风电利用小时数收购保障政策的执行、风电企业直供电量的扩大、特高压建设的推进等有利因素，行业基本面正逐步改善，收益法评估在明确预测期收入和净利润稳定增长依据是充分合理的。

#### 四、补充披露

申请人已在《募集说明书》“第八节 申请人募集资金运用情况”之“三、拟收购标的资产的评估情况”之“(四) 收益法模型的确定和评估参数的选取”之“2、北方龙源风电 2014-2016 风电机组平均利用小时及影响因素分析”做如下补充披露：

##### “(1) 北方龙源风电 2014-2016 机组平均利用小时

根据北方龙源风电历史年度的财务报表和生产经营资料，2014-2016 年机组平均利用小时数统计见下表：

项目	单位	历史年度		
		2014 年	2015 年	2016 年
电厂机组平均容量	万千瓦	658.88	727.62	777.62
发电利用小时(机组平均)	小时	1,520.68	1,808.58	1,774.15
发电量	万千瓦时	1,001,945.63	1,315,960.47	1,379,616.14

从统计数据来看，2014 年机组平均发电利用小时数偏低，2015 年增长 18.93%，2016 年下降 1.90%。2016 年 9 月北方龙源风电的沙德格风电场正式投入运营，其 9-12 月平均发电利用小时数 528.11 小时，为 4 个月的统计数据，若将其折算为年度数据，则北方龙源风电 2016 年平均发电利用小时数约为 1840 小时。

##### “(2) 影响发电平均利用小时数的影响因素

风电机组发电平均利用小时数实质是受弃风限电程度的影响，弃风限电是指风电机组处于正常情况下，由于当地电网接纳能力不足、风电场建设工期不

匹配和风电不稳定等自身特点，导致电力调度机构要求部分风电场降低风机出力或暂停运行的现象。我国的弃风限电首现于2010年，此后弃风从零星现象快速扩散，成为行业顽疾，其中以2012年的情况最为严重。此后经过一系列国家政策引导和行业主动调整，2013年和2014年弃风现象有所缓解，呈逐年下降之势，而2015年平均弃风率大幅回升，2016年下半年开始出现好转。

近年来，内蒙古风电装机容量一直稳居全国第一。然而，由于电力外送通道建设滞后、电力调峰机制不完善等因素，内蒙古也存在弃风限电情况，对风电健康发展造成一定负面影响。2015年3月13日内蒙古自治区人民政府办公厅下发《关于建立可再生能源保障性收购长效机制的指导意见》（内政办发〔2015〕25号），提出“以实施可再生能源保障性收购为核心，努力提高电网吸纳可再生能源发电电量的比例，明确可再生能源调峰主体，公平承担调峰责任，建立可再生能源保障性收购相关制度，做到有法可依、持续健康发展。”逐步改善弃风限电问题，2016年政策的实施已初见成效。”

申请人已在《募集说明书》“第八节 申请人募集资金运用情况”之“三、拟收购标的资产的评估情况”之“（四）收益法模型的确定和评估参数的选取”之“3、营业收入及净利润增长的依据及合理性分析”做如下补充披露：

“2017年2月23日内蒙古自治区发展和改革委员会印发《关于进一步加强我区可再生能源开发建设管理的通知》（内发改能源字〔2017〕203号），要求“有效扩大本地消纳能力，注重提高消纳质量；积极推进电力通道配置可再生能源基地建设”。提高可再生能源本地消纳能力，推动风电等可再生能源参与供暖等电能替代工程，下大力气增加本地区风电和光伏的上网电量和运行小时数，优先保障现有已建风电利用水平，统筹好增量和存量的关系，控制新增可再生能源规模，避免盲目新上项目，加剧限电。“十三五”期间，抓住国家治理大气污染的契机，我区重点推动电力通道外送可再生能源基地的开发建设，国家要求电力通道均要配置一定比例可再生能源，开展好可再生能源规划、布局等工作。

2017年6月30日内蒙古自治区人民政府办公厅印发《内蒙古自治区能源发展“十三五”规划》（内政办发〔2017〕115号），提出大力发展可再生能源。加强可再生能源就地消纳利用，综合考虑网源协调、市场消纳等条件，积极落实可

再生能源保障性收购机制，引导可再生能源优先发电；加快新能源外送基地建设，优化配电网、汇集站规划和建设，着力打造电力外送通道，加快推进通道配套外送新能源项目建设。

.....

经核查，评估师和保荐机构认为，本次收益法评估对营业收入及净利润增长的预测符合国家发改委“电网企业（含电力调度机构）根据国家确定的上网标杆电价和保障性收购利用小时数，全额收购规划范围内的可再生能源发电项目的上网电量”的文件精神。同时，在 2017-2023 年预测期也考虑了风电企业暂时无法达到最低保障利用小时及参与市场交易的实际情况，因此，评估效益预测是谨慎的。而国家能源局发布的风电“十三五”规划，也明确了“十三五”期间重点不是装机和并网目标，而是保持政策稳定性和重点解决弃风限电问题，国家能源局将促进可再生能源全额保障性收购制度的落地，全力解决风电和光伏发电的限电和优先发电权的问题。2017 年初国家能源局明确内蒙古等六省区不得核准建设新的风电项目，并要采取有效措施着力解决弃风问题，已投入运行或在建的输电通道重点用于消纳存量风电项目。因此，基于随着风电利用小时数收购保障政策的执行、风电企业直供电量的扩大、特高压建设的推进等有利因素，行业基本面正逐步改善，收益法评估在明确预测期收入和净利润稳定增长依据是充分合理的。”

4、请申请人说明本次收购的商业合理性。请保荐机构核查并发表意见。

回复：

一、监管部门明确规定现有电力企业可再生能源发电量最低标准，本次收购有利于申请人调整电源结构，符合公司长期发展战略

2016 年 2 月 29 日，国家能源局发布《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》，明确指出，到 2020 年，除专门的非化石能源生产企业外，各发电企业非水电可再生能源发电量应达到全部发电量的 9% 以上，其中内蒙古自治区为 13%。由此，监管部门明确规定了现有电力企业所需实现的可再生能源发电量最低标准。

截至本回复报告出具日，内蒙华电风电装机容量占比仅为 1.45%，完成本次收购后，公司非水电可再生能源装机容量占比将提高至 8.41%。因此，公司本次收购北方龙源风电 81.25% 股权有利于调整公司电源结构，是公司长期战略布局中的重要步骤，有利于促进与现有业务协同发展，提升上市公司综合竞争能力。

## 二、内蒙华电本次选择收购风电资产而非新建风电场的原因和必要性

### 1、内蒙古地区 2017 年不得核准新风电项目，新建风电场存在重大不确定性

2017 年 2 月 17 日，国家能源局发布《关于发布 2017 年度风电投资监测预警结果的通知》（国能新能[2017]52 号），内蒙古等六省（区）被列为风电开发建设红色预警区域，该区域不得核准建设新的风电项目，并要采取有效措施着力解决弃风问题，电网企业不得受理风电项目的新增并网申请（含在建、已核准和纳入规划的项目），派出机构不再发放新的发电业务许可。根据上述政策要求，内蒙华电至少在 2017 年不能启动风电场建设的前期工作，后续年度是否能够取得核准批文也存在重大不确定性。

### 2、风电场建设周期较长，过程复杂，建设时间和效果存在不确定性

一般情况下，从风资源的测试到取得核准批文再到建成投产，一般需要 2-3 年的时间，周期相对较长。开工建设之前需要进行风力测试、地形、地表粗糙度及大气热稳定度的调查评估等前期准备工作，取得地方（国家）发改委、国土资源、林业、规划管理、安全生产监督、电网公司等十余个主管部门的相关批复文件，需要耗费大量的人力、物力和财力。同时，在整个前期工作及建设过程中，外部行业政策、建设地人文地理条件、上下游行业发展趋势等影响因素众多，风电场能否按时建成并网发电，以及建成后的运营指标是否理想均存在不确定性。

综上所述，为达到监管部门对现有电力企业可再生能源发电量的最低标准，在内蒙古地区 2017 年不再核准新项目的情况下，即使未来年度该政策放开，内蒙华电通过自己取得核准批文建设风电场的时间也非常紧张。因此，虽然目前风电设备重置成本相对较低，但综合考量，对于内蒙华电来说，相较于新建、重建风电场和重购设备而言，收购现有运营稳定的风电场仍然是最经济的方式。



### 三、北方龙源风电经营状况良好、盈利能力较强，是优质的并购标的

北方龙源风电是内蒙古自治区最早从事风力发电研究和生产的公司，几乎经历了我国风电行业发展的全过程。经过近三十年的经营，公司抢占了一大批内蒙古自治区的优质风能资源，下属风电场发电设备利用小时数等运营指标以及批复电价都具备显著的竞争力。同时，公司积累了丰富的风电场运营和管理经验，现有风电机组设备历经了多次更新换代，目前运转稳定，固定资产折旧政策也符合会计准则的相关规定，总之，北方龙源风电是一个比较优质的并购标的。

### 四、本次收购能够立刻达到提升上市公司资产规模和盈利能力的目的，有利于为股东带来良好的投资回报

受宏观经济增速放缓需求下滑以及发改委连续下调火电上网标杆电价的影响，内蒙华电最近三年毛利率和净资产收益率连续下滑，上市公司亟需增加新的利润增长点来平滑火电板块对公司业绩的负面影响。而所处风电行业的北方龙源各项经营指标良好，具有较强的盈利能力。本次收购完成后，可有效提高公司装机容量，增强发电能力和业绩弹性，公司的资产规模、主营业务收入和盈利水平将得到进一步提高，有利于为股东带来良好的投资回报。

### 五、保荐机构核查意见

保荐机构查阅了电力行业相关监管政策，查阅了内蒙华电和北方龙源风电生产经营和相关财务数据，复核了会计师出具的审计报告和评估师出具的资产评估报告，访谈了北方电力、内蒙华电和北方龙源风电的相关管理层。

经核查，保荐机构认为，在监管部门明确规定现有电力企业可再生能源发电量最低标准的情况下，本次收购有利于申请人调整电源结构，符合公司长期发展战略；对于内蒙华电来说，相较于新建、重建风电场和重购设备而言，收购现有运营稳定的风电场是最经济的方式；北方龙源风电经营状况良好、盈利能力较强，是优质的并购标的，本次收购能够立刻达到提升上市公司资产规模和盈利能力的目的，有利于为股东带来良好的投资回报，总之，本次收购具备较强的商业合理性。

### 六、补充披露

申请人已在《募集说明书》“第八节 申请人募集资金运用情况”之“九、内蒙华电本次收购北方龙源风电的商业性分析”将本问题回复“一”至“五”进行补充披露。

**5、根据申请文件，2014 至 2016 年，发行人控股子公司因环保违法行为，共计受到 15 次环保行政处罚。请申请人进一步说明：是否制定了相应的内部控制流程；如有，请说明关键控制点的设计及执行情况，是否符合相关环保法律法规、国家和行业标准要求；报告期内环保相关费用成本是否与申请人生产经营所产生的污染相匹配；申请人有关排放和污染处理设施的运转是否正常有效。请保荐机构及申请人律师说明核查依据、核查过程，并发表意见。**

#### 一、申请人环保相关内部控制流程及其设计、执行情况

针对环境保护管理相关工作，申请人根据国家相关法规、标准以及北方电力牵头制定的《环境保护管理办法》、《环境应急预案管理办法》、《环保设施可靠性管理考核办法》等办法，将环保设施管理、污染物指标控制、环保实时数据监管及信息报送作为关键控制点，制定了相应的内部控制流程。其中，《环保设施可靠性管理考核办法》明确规定“平均排放浓度每超标一小时考核责任单位 1000 元”、“各厂必须在规定的时间内，及时、准确上报各类定期或不定期环保报表，每延报一次，考核责任单位 1000 元，对于弄虚作假、隐瞒、不报的单位要加倍考核”。每月由申请人对各电厂环保设施运行及管理情况、小时均值超标情况、报表报送情况进行考核。

申请人有污染物实时监控平台，下属各电厂的 CEMS（烟气自动监控系统）数据接入上传到该平台，同时将信息实时传输到环境保护主管部门，并设有专人负责该平台数据的监管，每天对各台火电机组的环保指标进行二十四小时监控，确保数据传输准确、有效。

申请人对各类环保设施配备了数量充足的设备检修及维护人员，专门负责环保设施的日常巡回检查、定期试验及设备轮换，一旦发现缺陷及时消除，确保环保设施正常运转。

申请人环保内部控制流程关键控制点的设计和执行情况符合《中华人民共和国大气污染防治法》和《火电厂大气污染物排放标准》(GB-13223)的要求。

另外,由于史上最严格的《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)自2012年1月1日正式实施,区分了现有的和新建的火电建设项目,现有的火电厂可有两年半的达标排放过渡期。在这期间,申请人对所有火电厂的环保设施分批次进行了大规模的更新改造。

在报告期内,发行人因部分新投运的环保设施在运行初期状况不太稳定,导致出现部分超排现象,进而受到有关部门的行政处罚,此外,从环保部分人员设置和责任人看,发行人原并未指定高级管理人员直接分管环保,亦未在总部设置环保监察人员专岗,而是由各发电厂独立负责环保设备运行和环保监察工作。通过整改,发行人已明确由公司总经理亲自分管环保工作,并在总部设立专岗负责电厂环保的监察工作,同时,随着新投运的环保设施运行状况趋于稳定,未来公司与环保相关的内控制度的运行将更加健全,公司环保的合规性将得到大幅提升。

## 二、报告期内环保相关费用成本支出

报告期内,申请人环保相关费用成本支出情况如下:

单位:万元

项目	2017年1-9月	2016年度	2015年度	2014年度
环保改造资本性支出	12,722.93	19,084.39	45,370.35	109,106.11
环保设备折旧计提金额	7,124.31	9,045.83	7,515.03	3,846.21
环保设备维修支出	3,749.64	4,522.41	3,388.15	660.49
环保材料	5,746.46	5,863.08	9,829.85	15,365.16
排污费	1,983.99	3,339.65	4,176.95	6,694.43
灰渣处理费	1,304.29	2,546.09	3,132.17	4,054.26
<b>合计</b>	<b>32,631.61</b>	<b>44,401.44</b>	<b>73,412.49</b>	<b>139,726.67</b>
营业收入	815,819.46	918,583.44	1,082,935.30	1,363,393.21
环保支出占营业收入的比例	<b>4.00%</b>	<b>4.83%</b>	<b>6.78%</b>	<b>10.25%</b>
扣除环保改造资本性支出后环保支出	<b>2.44%</b>	<b>2.76%</b>	<b>2.59%</b>	<b>2.25%</b>

占营业收入的比例				
----------	--	--	--	--

报告期内，申请人火电机组平均利用小时数呈下降趋势，进而导致发电量下降。申请人生产经营所产生的污染及申请人火力发电收入亦呈下降趋势，申请人逐年下降的环保相关费用成本支出也与上述趋势保持一致。

经统计，过去三年及一期，环保支出占公司营业收入的比例分别为10.25%、6.78%、4.83%和4.00%，比例逐年下降的主要原因系在2014-2015年期间，公司对部分电厂的环保设备进行了升级改造，扣除环保改造资本性支出后，环保支出占营业收入的比例分别为2.25%、2.59%、2.76%和2.44%，呈现稳中有升的趋势。

申请人在报告期内投入大量资金进行环保设施治理和改造，在完成脱硫、脱硝、除尘第一轮环保改造后，又积极响应国家节能减排号召，按照《煤电节能减排升级与改造计划》、《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》继续对所属火电机组进行超低排放改造，报告期内申请人累计环保改造投入资金29.01亿元（不含环保设备日常维护所投入资金），环保相关费用成本与期间生产经营所产生的污染相匹配。报告期内申请人所属的26台火电机组均完成了脱硫、脱硝、除尘改造，并均已取得了环保电价。环保设施管理和运行水平在同区域、同行业内领先。

### 三、申请人排放和污染处理措施的运转情况

#### （一）排污许可证取得情况

申请人直属燃煤发电厂和下属全资、控股燃煤发电子公司拥有的排污许可证情况如下：

项目	公司名称	资质名称	证书编号	有效期限
1	魏家崙公司	排污许可证	911506226928597128001P	2017.06.16-2020.06.15
2	蒙达发电	排污许可证	91150621114121054C001P	2017.06.16-2020.06.15
3	聚达发电	排污许可证	911506215756981470001P	2017.06.16-2020.06.15
4	京达发电	排污许可证	91150621736136736Q001P	2017.06.16-2020.06.15
5	丰泰发电	排污许可证	91150100710920928A001P	2017.06.13-2020.06.12

项目	公司名称	资质名称	证书编号	有效期限
6	上都发电	排污许可证	91152500747941116B001P	2017.07.01-2020.06.30
7	上都二电	排污许可证	91152530570635913F001P	2017.07.01-2020.06.30
8	丰镇电厂	排污许可证	91150981701396626W001P	2017.06.27-2020.06.26
9	乌海电厂	排污许可证	91150300772232426Y001P	2017.06.14-2020.06.13

## (二) 环保设施具体情况

申请人直属燃煤发电厂和下属全资、控股燃煤发电子公司拥有的主要环保设施以及运行情况如下：

单位	装机容量	主要环保设施	主要用途	处理能力	运行情况
丰镇电厂	4×200MW	电袋除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘设施。	电袋除尘器：除尘；脱硫系统：脱硫；脱硝系统：脱硝；污水处理系统：污水处理；储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电袋除尘器：100%烟气量；脱硫系统：100%烟气量；脱硝系统：100%烟气量；污水处理系统：220吨/小时；储煤场挡风抑尘设施：100%储煤	正常运行
乌海电厂	2×330MW	电袋除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘设施。	电袋除尘器：除尘；脱硫系统：脱硫；脱硝系统：脱硝；污水处理系统：污水处理；储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电袋除尘器：100%烟气量；脱硫系统：100%烟气量；脱硝系统：100%烟气量；污水处理系统：60吨/小时；储煤场挡风抑尘设施：100%储煤	正常运行
聚达发电	2×600MW	电除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘设施。	电除尘器：除尘；脱硫系统：脱硫；脱硝系统：脱硝；污水处理系统：污水处理；储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电除尘器：100%烟气量；脱硫系统：100%烟气量；脱硝系统：100%烟气量；污水处理系统：200吨/小时；储煤场挡风抑尘设施：	正常运行

单位	装机容量	主要环保设施	主要用途	处理能力	运行情况
				100%储煤	
魏家崮公司	2×660MW	电袋除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统。	电袋除尘器：除尘；脱硫系统：脱硫；脱硝系统：脱硝；污水处理系统：污水处理；储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电袋除尘器：100%烟气量；脱硫系统：100%烟气量；脱硝系统：100%烟气量；污水处理系统：160吨/小时；储煤场挡风抑尘设施：100%储煤	正常运行
丰泰发电	2×200MW	电袋除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘设施。	电袋除尘器：除尘；脱硫系统：脱硫；脱硝系统：脱硝；污水处理系统：污水处理；储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电袋除尘器：100%烟气量；脱硫系统：100%烟气量；脱硝系统：100%烟气量；污水处理系统：95吨/小时；储煤场挡风抑尘设施：100%储煤	正常运行
京达发电	2×330MW	电除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘设施。	电除尘器：除尘；脱硫系统：脱硫；脱硝系统：脱硝；污水处理系统：污水处理；储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电除尘器：100%烟气量；脱硫系统：100%烟气量；脱硝系统：100%烟气量；污水处理系统：380吨/小时；储煤场挡风抑尘设施：100%储煤	正常运行
蒙达发电	4×330MW	电除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘设施。	电除尘器：除尘；脱硫系统：脱硫；脱硝系统：脱硝；污水处理系统：污水处理；储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电除尘器：100%烟气量；脱硫系统：100%烟气量；脱硝系统：100%烟气量；污水处理系统：150吨/小时；储煤场挡风抑尘设施：100%储煤	正常运行
上都发电	4×600MW	电除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘	电除尘器：除尘；脱硫系统：脱硫；脱硝系统：脱硝；	电除尘器：100%烟气量；脱硫系统：100%烟气	正常运行

单位	装机容量	主要环保设施	主要用途	处理能力	运行情况
		设施。	污水处理系统： 污水处理；储煤场挡风抑尘设施：抑尘	量；脱硝系统： 100%烟气量；污水处理系统：240吨/小时；储煤场挡风抑尘设施：100%储煤	
上都二电	2×660MW	电除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘设施。	电除尘器：除尘； 脱硫系统：脱硫； 脱硝系统：脱硝； 污水处理系统： 污水处理；储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电除尘器：100%烟气量； 脱硫系统：100%烟气量； 脱硝系统：100%烟气量； 污水处理系统：120吨/小时； 储煤场挡风抑尘设施：100%储煤	正常运行

申请人直属燃煤发电厂和下属全资、控股燃煤发电子公司目前的环保设施齐全，且处于正常、有效运行状态，能够满足公司对于废气、废水等污染治理的需要。申请人污染物排放严格执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB-13223），各项环保数据正常有效。

申请人在报告期内加大环保设备投入、深入实施超低排放改造。从改造和治理方案的初步设计、可行性研究再到设备选型，逐层严格把关，选用石灰石湿法烟气脱硫技术、选择性催化还原方法（SCR）、电袋除尘、湿式除尘等先进的环保处理工艺；其次申请人为各类环保设施配备了与主机同等密度的设备检修和维护人员（0.5人/兆瓦），专门负责环保设施的日常巡回检查、定期试验及设备轮换，一旦发现缺陷及时消除，确保环保设施正常、有效运转。

综上，申请人直属燃煤发电厂和下属全资、控股燃煤发电子公司根据生产经营的实际情况，合理进行环保支出，环保监测结果确认其生产经营所产生的污染在申请人直属燃煤发电厂和下属全资、控股燃煤发电子公司进行有效的处理后，污染物的各项指标符合国家法律法规的规定及地方有关环保的要求。申请人有关污染处理设施的运转正常有效。

#### 四、发行人律师核查意见

本所律师走访了申请人主要下属电厂，实地查看了环保设施及运转情况；核

查了项目环境影响报告书、环保部门的相关批复文件；查阅了公司提供的与环保相关的管理制度、与环保支出有关的财务资料；对相关负责人员进行了访谈，了解公司各项环保制度执行情况。

本所认为，内蒙华电针对环境保护管理制定了相应的内部控制流程，关键控制点的设计及执行情况均符合相关环保法律法规、国家和行业标准要求；报告期内环保相关费用成本与生产经营所产生的污染相匹配；环保设施的运转正常有效。

## 五、保荐机构核查意见

保荐机构查阅了国家、地方环保法规，实地走访申请人生产经营场所，检查发行人环保设施运转情况，查阅申请人环保投资、环保支出等相关财务资料，查阅了申请人环保相关内部控制制度，查阅申请人所提供的书面说明材料，访谈相关工作人员，抽查了部分机组部分时间段环保设备的运营监测数据。

经核查，保荐机构认为：申请人环保相关的内部控制流程有效，其关键控制点的设计和执行符合相关法律法规、行业标准的要求，申请人已取得了《排污许可证》；申请人生产经营活动符合国家和地方的环保要求；申请人的环保设施齐全，且处于正常、有效运行状态。申请人及其子公司报告期内有关环保投入、环保设施及日常治污费用与处理生产经营所产生的污染相匹配。

## 六、补充披露

申请人已在《募集说明书》“第四节 发行人基本情况”之“七、发行人主要业务的具体情况”之“(九)环境保护情况情况”中进行了补充披露如下：

### 4、环保相关内部控制流程及其设计、执行情况

针对环境保护管理相关工作，发行人根据国家相关法规、标准以及北方电力牵头制定的《环境保护管理办法》、《环境应急预案管理办法》、《环保设施可靠性管理考核办法》等办法，将环保设施管理、污染物指标控制、环保实时数据监管及信息报送作为关键控制点，制定了相应的内部控制流程。其中，《环保设施可靠性管理考核办法》明确规定“平均排放浓度每超标一小时考核责任单位 1000 元”、“各厂必须在规定的时间内，及时、准确上报各类定期或不定期环保报表，每延报一次，考核责任单位 1000 元，对于弄虚作假、隐瞒、不报的单



位要加倍考核”。每月由发行人对各电厂环保设施运行及管理情况、小时均值超标情况、报表报送情况进行考核。

发行人有污染物实时监控平台，下属各电厂的 CEMS（烟气自动监控系统）数据接入上传到该平台，同时将信息实时传输到环境保护主管部门，并设有专人负责该平台数据的监管，每天对各台火电机组的环保指标进行二十四小时监控，确保数据传输准确、有效。

发行人对各类环保设施配备了数量充足的设备检修及维护人员，专门负责环保设施的日常巡回检查、定期试验及设备轮换，一旦发现缺陷及时消除，确保环保设施正常运转。

发行人环保内部控制流程关键控制点的设计和执行情况符合《中华人民共和国大气污染防治法》和《火电厂大气污染物排放标准》（GB-13223）的要求。

另外，由于史上最严格的《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）自 2012 年 1 月 1 日正式实施，区分了现有的和新建的火电建设项目，现有的火电厂可有两年半的达标排放过渡期。在这期间，发行人对所有火电厂的环保设施分批次进行了大规模的更新改造。

在报告期内，发行人因部分新投运的环保设施在运行初期状况不太稳定，导致出现部分超排现象，进而受到有关部门的行政处罚，此外，从环保部分人员设置和责任人看，发行人原并未指定高级管理人员直接分管环保，亦未在总部设置环保监察人员专岗，而是由各发电厂独立负责环保设备运行和环保监察工作。通过整改，发行人已明确由公司总经理亲自分管环保工作，并在总部设立专岗负责电厂环保的监察工作，同时，随着新投运的环保设施运行状况趋于稳定，未来公司与环保相关的内控制度的运行将更加健全，公司环保的合规性将得到大幅提升。

#### 5、报告期内环保相关费用成本支出

报告期内，发行人环保相关费用成本支出情况如下：

单位：万元

项目	2017 年 1-9 月	2016 年度	2015 年度	2014 年度
----	--------------	---------	---------	---------

环保改造资本性支出	12,722.93	19,084.39	45,370.35	109,106.11
环保设备折旧计提金额	7,124.31	9,045.83	7,515.03	3,846.21
环保设备维修支出	3,749.64	4,522.41	3,388.15	660.49
环保材料	5,746.46	5,863.08	9,829.85	15,365.16
排污费	1,983.99	3,339.65	4,176.95	6,694.43
灰渣处理费	1,304.29	2,546.09	3,132.17	4,054.26
合计	32,631.61	44,401.44	73,412.49	139,726.67
营业收入	815,819.46	918,583.44	1,082,935.30	1,363,393.21
环保支出占营业收入的比例	4.00%	4.83%	6.78%	10.25%
扣除环保改造资本性支出后环保支出占营业收入的比例	2.44%	2.76%	2.59%	2.25%

报告期内，发行人火电机组平均利用小时数呈下降趋势，进而导致发电量下降。发行人生产经营所产生的污染及发行人火力发电收入亦呈下降趋势，发行人逐年下降的环保相关费用成本支出也与上述趋势保持一致。

经统计，过去三年及一期，环保支出占公司营业收入的比例分别为10.25%、6.78%、4.83%和4.00%，比例逐年下降的主要原因系在2014-2015年期间，公司对部分电厂的环保设备进行了升级改造，扣除环保改造资本性支出后，环保支出占营业收入的比例分别为2.25%、2.59%、2.76%和2.44%，呈现稳中有升的趋势。

发行人在报告期内投入大量资金进行环保设施治理和改造，在完成脱硫、脱硝、除尘第一轮环保改造后，又积极响应国家节能减排号召，按照《煤电节能减排升级与改造计划》、《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》继续对所属火电机组进行超低排放改造，报告期内发行人累计环保改造投入资金29.01亿元（不含环保设备日常维护所投入资金），环保相关费用成本与期间生产经营所产生的污染相匹配。报告期内发行人所属的26台火电机组均完成了脱硫、脱硝、除尘改造，并均已取得了环保电价。环保设施管理和运行水平在同区域、同行业内领先。

## 6、发行人排放和污染处理措施的运转情况

### 1) 排污许可证取得情况

发行人直属燃煤发电厂和下属全资、控股燃煤发电子公司拥有的排污许可证情况如下：

项目	公司名称	资质名称	证书编号	有效期限
1	魏家峁公司	排污许可证	911506226928597128001P	2017.06.16-2020.06.15
2	蒙达发电	排污许可证	91150621114121054C001P	2017.06.16-2020.06.15
3	聚达发电	排污许可证	911506215756981470001P	2017.06.16-2020.06.15
4	京达发电	排污许可证	91150621736136736Q001P	2017.06.16-2020.06.15
5	丰泰发电	排污许可证	91150100710920928A001P	2017.06.13-2020.06.12
6	上都发电	排污许可证	91152500747941116B001P	2017.07.01-2020.06.30
7	上都二电	排污许可证	91152530570635913F001P	2017.07.01-2020.06.30
8	丰镇电厂	排污许可证	91150981701396626W001P	2017.06.27-2020.06.26
9	乌海电厂	排污许可证	91150300772232426Y001P	2017.06.14-2020.06.13

## 2) 环保设施具体情况

发行人直属燃煤发电厂和下属全资、控股燃煤发电子公司拥有的主要环保设施以及运行情况如下：

单位	装机容量	主要环保设施	主要用途	处理能力	运行情况
丰镇电厂	4×200MW	电袋除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘设施。	电袋除尘器：除尘；脱硫系统：脱硫；脱硝系统：脱硝；污水处理系统：污水处理；储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电袋除尘器：100%烟气量；脱硫系统：100%烟气量；脱硝系统：100%烟气量；污水处理系统：220吨/小时；储煤场挡风抑尘设施：100%储煤	正常运行
乌海电厂	2×330MW	电袋除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘设施。	电袋除尘器：除尘；脱硫系统：脱硫；脱硝系统：脱硝；污水处理系统：污水处理；	电袋除尘器：100%烟气量；脱硫系统：100%烟气量；脱硝系统：100%烟气量；污	正常运行

单位	装机容量	主要环保设施	主要用途	处理能力	运行情况
			储煤场挡风抑尘设施：抑尘	水处理系统：60吨/小时；储煤场挡风抑尘设施：100%储煤	
聚达发电	2×600MW	电除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘设施。	电除尘器：除尘； 脱硫系统：脱硫； 脱硝系统：脱硝； 污水处理系统：污水处理； 储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电除尘器：100%烟气量； 脱硫系统：100%烟气量； 脱硝系统：100%烟气量； 污水处理系统：200吨/小时； 储煤场挡风抑尘设施：100%储煤	正常运行
魏家崮公司	2×660MW	电袋除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统。	电袋除尘器：除尘； 脱硫系统：脱硫； 脱硝系统：脱硝； 污水处理系统：污水处理； 储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电袋除尘器：100%烟气量； 脱硫系统：100%烟气量； 脱硝系统：100%烟气量； 污水处理系统：160吨/小时； 储煤场挡风抑尘设施：100%储煤	正常运行
丰泰发电	2×200MW	电袋除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘设施。	电袋除尘器：除尘； 脱硫系统：脱硫； 脱硝系统：脱硝； 污水处理系统：污水处理； 储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电袋除尘器：100%烟气量； 脱硫系统：100%烟气量； 脱硝系统：100%烟气量； 污水处理系统：95吨/小时； 储煤场挡风抑尘设施：100%储煤	正常运行
京达发电	2×330MW	电除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘设施。	电除尘器：除尘； 脱硫系统：脱硫； 脱硝系统：脱硝； 污水处理系统：污水处理； 储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电除尘器：100%烟气量； 脱硫系统：100%烟气量； 脱硝系统：100%烟气量； 污水处理系统：380吨/小时； 储煤场挡风抑尘设施：100%储煤	正常运行

单位	装机容量	主要环保设施	主要用途	处理能力	运行情况
蒙达发电	4×330MW	电除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘设施。	电除尘器：除尘； 脱硫系统：脱硫； 脱硝系统：脱硝； 污水处理系统：污水处理； 储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电除尘器：100% 烟气量；脱硫系统：100% 烟气量；脱硝系统：100% 烟气量；污水处理系统：150吨/小时； 储煤场挡风抑尘设施：100% 储煤	正常运行
上都发电	4×600MW	电除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理站系统、储煤场挡风抑尘设施。	电除尘器：除尘； 脱硫系统：脱硫； 脱硝系统：脱硝； 污水处理系统：污水处理； 储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电除尘器：100% 烟气量；脱硫系统：100% 烟气量；脱硝系统：100% 烟气量；污水处理系统：240吨/小时； 储煤场挡风抑尘设施：100% 储煤	正常运行
上都二电	2×660MW	电除尘器、脱硫系统、脱硝系统、污水处理系统、储煤场挡风抑尘设施。	电除尘器：除尘； 脱硫系统：脱硫； 脱硝系统：脱硝； 污水处理系统：污水处理； 储煤场挡风抑尘设施：抑尘	电除尘器：100% 烟气量；脱硫系统：100% 烟气量；脱硝系统：100% 烟气量；污水处理系统：120吨/小时； 储煤场挡风抑尘设施：100% 储煤	正常运行

发行人直属燃煤发电厂和下属全资、控股燃煤发电子公司目前的环保设施齐全，且处于正常、有效运行状态，能够满足公司对于废气、废水等污染治理的需要。发行人污染物排放严格执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB-13223），各项环保数据正常有效。

发行人在报告期内加大环保设备投入、深入实施超低排放改造。从改造和治理方案的初步设计、可行性研究再到设备选型，逐层严格把关，选用石灰石湿法烟气脱硫技术、选择性催化还原方法（SCR）、电袋除尘、湿式除尘等先进的环保处理工艺；其次发行人为各类环保设施配备了与主机同等密度的设备检修和维护人员（0.5人/兆瓦），专门负责环保设施的日常巡回检查、定期试验及设备轮换，一旦发现缺陷及时消除，确保环保设施正常、有效运转。

综上，发行人直属燃煤发电厂和下属全资、控股燃煤发电子公司根据生产经营的实际情况，合理进行环保支出，环保监测结果确认其生产经营所产生的污染在发行人直属燃煤发电厂和下属全资、控股燃煤发电子公司进行有效的处理后，污染物的各项指标符合国家法律法规的规定及地方有关环保的要求。发行人有关污染处理设施的运转正常有效。

#### 7、发行人律师核查意见

本所律师走访了发行人主要下属电厂，实地查看了环保设施及运转情况；核查了项目环境影响报告书、环保部门的相关批复文件；查阅了公司提供的与环保相关的管理制度、与环保支出有关的财务资料；对相关负责人员进行了访谈，了解公司各项环保制度执行情况。

本所认为，内蒙华电针对环境保护管理制定了相应的内部控制流程，关键控制点的设计及执行情况均符合相关环保法律法规、国家和行业标准要求；报告期内环保相关费用成本与生产经营所产生的污染相匹配；环保设施的运转正常有效。

#### 8、保荐机构核查意见

保荐机构查阅了国家、地方环保法规，实地走访发行人生产经营场所，检查发行人环保设施运转情况，查阅发行人环保投资、环保支出等相关财务资料，查阅了发行人环保相关内部控制制度，查阅发行人所提供的书面说明材料，访谈相关工作人员，抽查了部分机组部分时间段环保设备的运营监测数据。

经核查，保荐机构认为：发行人环保相关的内部控制流程有效，其关键控制点的设计和执行符合相关法律法规、行业标准的要求，发行人已取得了《排污许可证》；发行人生产经营活动符合国家和地方的环保要求；发行人的环保设施齐全，且处于正常、有效运行状态。发行人及其子公司报告期内有关环保投入、环保设施及日常治污费用与处理生产经营所产生的污染相匹配。

6、就北方龙源风电尚未办理相关权证的土地及房产事项，请申请人说明尚未办理土地出让手续的 1 宗土地的权证办理进度；如北方电力未履行其就权

证未办理事项的承诺，请申请人进一步明确更稳妥可行的索偿措施。

### 一、该宗土地权证办理进度

辉腾锡勒风电场扩建 24MW 风电项目用地已于 2016 年 5 月 17 日取得内蒙古自治区农牧业厅《草原使用审核同意书》（内草审字【2016】51 号）。目前，北方龙源风电已向乌兰察布市国土资源局提交土地权证办理申请，乌兰察布市行政服务中心已于 2017 年 10 月 18 日受理相关申请。

### 二、进一步明确索偿措施

为维护内蒙华电的利益，北方电力于 2017 年 11 月 2 日就北方龙源风电正在办理出让手续的一宗土地使用权作出如下补充说明及承诺：

“北方龙源风电拟通过出让方式取得一宗面积为 10,311.00 平方米的土地使用权用于辉腾锡勒风电场扩建 24MW 风电项目。北方龙源风电已于 2016 年 5 月 17 日取得内蒙古自治厅农牧业厅《草原使用审核同意书》（内草审字[2016]51 号）。乌兰察布市行政服务中心已于 2017 年 10 月 18 日受理北方龙源风电向乌兰察布市国土资源局提交的土地权证办理申请。截至本补充承诺函之日，土地出让手续尚在办理过程中。

为保证内蒙华电不会因上述土地权属瑕疵问题受到任何损失，本公司同意于 2017 年 11 月 3 日前，将与该宗土地使用权按照资产法评估的评估值相等的货币资金，即人民币 282,000.03 元，划转至内蒙华电指定账户。待北方龙源风电就该宗土地使用权办理完毕出让手续并依法取得土地使用权证后，内蒙华电将上述资金（含利息）划转回本公司。

若因北方电力违反本补充承诺函项下承诺内容而导致内蒙华电受到损失，北方电力将依法承担相应赔偿责任。”

内蒙华电已于 2017 年 11 月 3 日收到北方电力划转的上述人民币 282,000.03 元款项。

### 三、补充披露

申请人已在《募集说明书》“第八节 发行人募集资金运用情况”之“二、拟

收购标的资产的基本情况”之“(七)北方龙源风电主要资产的权属状况、对外担保和主要负债情况”之“1、主要资产情况”之“(4)北方电力出具承诺情况”中进行了补充披露如下:

为维护内蒙华电的利益,北方电力于2017年11月2日就北方龙源风电正在办理出让手续的一宗土地使用权作出如下补充说明及承诺:

“北方龙源风电拟通过出让方式取得一宗面积为10,311.00平方米的土地使用权用于辉腾锡勒风电场扩建24MW风电项目。北方龙源风电已于2016年5月17日取得内蒙古自治区农牧业厅《草原使用审核同意书》(内草审字[2016]51号)。乌兰察布市行政服务中心已于2017年10月18日受理北方龙源风电向乌兰察布市国土资源局提交的土地权证办理申请。截至本补充承诺函之日,土地出让手续尚在办理过程中。

为保证内蒙华电不会因上述土地权属瑕疵问题受到任何损失,本公司同意于2017年11月3日前,将与该宗土地使用权按照资产法评估的评估值相等的货币资金,即人民币282,000.03元,划转至内蒙华电指定账户。待北方龙源风电就该宗土地使用权办理完毕出让手续并依法取得土地使用权证后,内蒙华电将上述资金(含利息)划转回本公司。

若因北方电力违反本补充承诺函项下承诺内容而导致内蒙华电受到损失,北方电力将依法承担相应赔偿责任。”



（本页无正文，为《内蒙古蒙电华能热电股份有限公司关于<关于请做好相关项目发审委会议准备工作的函>的回复》之盖章页）

内蒙古蒙电华能热电股份有限公司

2017年 11月 3日

（此页无正文，为《招商证券股份有限公司关于<关于请做好相关项目发审委会议准备工作的函>的回复》之签字盖章页）

保荐代表人：

张维

于珊珊

招商证券股份有限公司

2017年11月3日