中节能风力发电股份有限公司

CECEP Wind-Power Corporation

（北京市海淀区西直门北大街 42 号节能大厦 A 座 12 层）

首次公开发行股票招股说明书

（申报稿）

保荐机构（主承销商）

中德证券有限责任公司

Zhong De Securities Co., Ltd.

（北京市朝阳区建国路 81 号华贸中心 1 号写字楼 22 层）

发行概况

一、发行股票类型	人民币普通股（A 股）
二、发行股数	不超过 53,333 万股
三、每股面值	人民币 1.00 元
四、每股发行价格	人民币【】元
五、预计发行日期	【】年【】月【】日
六、拟上市的证券交易所	上海证券交易所
七、发行后总股本	不超过 213,333 万股

八、本次发行前股东所持股份的流通限制、股东对所持股份自愿锁定的承诺

公司控股股东中国节能环保集团公司承诺：“自发行人股票在证券交易所上市交易之日起三十六个月内，本公司不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份；发行人股票上市后 6 个月内如发行人股票连续 20 个交易日的收盘价（如果因派发现金红利、送股、转增股本、增发新股等原因进行除权、除息的，须按照证券交易所的有关规定作复权处理）均低于发行价，或者上市后 6 个月期末收盘价低于发行价，本公司持有发行人股票的锁定期限自动延长 6 个月。”

全国社会保障基金理事会承诺：“自发行人股票在证券交易所上市交易之日起十二个月内，社保基金不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。”

国开金融有限责任公司、光控安心投资江阴有限公司和光大创业投资江阴有限公司分别承诺：“自发行人股票在证券交易所上市交易之日起十二个月内，本公司不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。”

根据《境内证券市场转持部分国有股充实全国社会保障基金实施办法》（财企[2009]94 号）的有关规定，由中国节能环保集团公司、国开金融有限责任公司转由全国社会保障基金理事会持有的本公司股份及全国社会保障基金理事会变更至其转持股票账户的本公司股份，全国社会保障基金理事会将在本公司本次发行的股票上市后承继原股东的禁售期义务。

九、保荐人（主承销商）	中德证券有限责任公司

十、招股说明书签署日期	2014 年 4 月 16 日

发行人声明

发行人及全体董事、监事、高级管理人员承诺招股说明书及其摘要不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性、完整性承担个别和连带的法律责任。

发行人负责人和主管会计工作的负责人、会计机构负责人保证招股说明书及其摘要中财务会计资料真实、完整。

中国证监会、其他政府部门对本次发行所做的任何决定或意见，均不表明其对公司股票的价值或投资者的收益作出实质性判断或者保证。任何与之相反的声明均属虚假不实陈述。

根据《证券法》的规定，股票依法发行后，发行人经营与收益的变化，由发行人自行负责，由此变化引致的投资风险，由投资者自行负责。

投资者若对本招股说明书及其摘要存在任何疑问，应咨询自己的股票经纪人、律师、会计师或其他专业顾问。

重大事项提示

请投资者认真阅读本招股说明书的“第四节 风险因素”，并特别关注以下事项及风险。

一、滚存利润的安排

经本公司于 2011 年 7 月 28 日召开的 2011 年第二次临时股东大会审议通过，本次发行完成后，本公司发行前的滚存未分配利润由本次发行后的新老股东共享。截至 2013 年 12 月 31 日，公司未分配利润（母公司报表数据）为 35,954.90 万元。

二、关于国有股转持的安排

根据《境内证券市场转持部分国有股充实全国社会保障基金实施办法》（财企［2009］94 号）和国务院国资委《关于中节能风力发电股份有限公司国有股转持有关问题的批复》（国资产权[2011]1032 号），公司境内发行 A 股并上市后，按此次发行 53,333 万股的 10%计算，公司国有股东中国节能环保集团公司、国开金融有限责任公司分别将持有的公司股份 3,555.53 万股、592.59 万股划转给全国社会保障基金理事会。同时，全国社会保障基金理事会将所持公司股份 1,185.18 万股变更登记至其转持股票账户。如果公司实际发行 A 股数量调整，上述划转股份数量及变更股份数量按照实际发行数量作出调整。

根据《境内证券市场转持部分国有股充实全国社会保障基金实施办法》，由中国节能环保集团公司、国开金融有限责任公司转由全国社会保障基金理事会持有的本公司股份及全国社会保障基金理事会变更至其转持股票账户的本公司股份，全国社会保障基金理事会将在本公司本次发行的股票上市后承继原股东的禁售期义务。

三、季节性因素的影响

本公司风电场项目主要位于我国华北和西北地区，所属气候带为温带季风性气候或温带大陆性气候，风力资源丰富，适合风电场项目的建设和运营。但是，以上地区的平均风速水平在一年中的不同季节存在显著差异，因此上述地区内风电场项目的发电水平呈现非常明显的季节性特征。通常每年 11 月至次年 4 月上述地区平均风速水平处于相

对高位，因而风电场的发电量会处于高峰；而每年 7 月至 9 月上述地区平均风速水平处于相对低位，风电场的发电量也相应处于低谷。本公司主要收入来源为风力发电销售收入，风电项目发电量的季节性变化会导致公司的主营业务收入随季节的变化而产生波动。剔除新增装机影响，本公司全年各季度电力销售收入不均衡，其中一季度、二季度和四季度实现的电力销售收入占比较高。

四、主要风险因素

1、国家支持风电行业的相关政策发生变化的风险

国内风力发电行业近年来的高速发展很大程度上受益于国家对可再生能源行业尤其是风电行业在政策、法规及激励措施方面的支持。近年来，国家先后颁布了《可再生能源法》、《可再生能源中长期发展规划》、《关于完善风力发电上网电价政策的通知》等多项政策、法规和条例鼓励开发风能，对上网电价保护、强制并网、强制购电以及各项税收优惠政策都做出了明确规定，显著地提升了风电项目建设的经济可行性。国家发改委于 2006 年和 2007 年分别制定的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》和《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》也明确规定，可再生能源发电价格高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分在全国省级及以上电网销售电量中分摊。2012 年 3 月，财政部、国家发改委、国家能源局颁布了《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》，规定省级电网企业、地方独立电网企业应根据可再生能源上网电价和实际收购的可再生能源发电上网电量，按月与可再生能源发电企业结算电费；可再生能源电价附加补助资金原则上实行按季预拨、年终清算。

如果未来国家支持风电行业的相关政策发生变化，将可能减少风电项目的收入，从而对公司的经营业绩带来不利影响。

2、清洁发展机制发生变化所导致的风险

清洁发展机制来源于 1997 年 12 月《联合国气候变化框架公约》第三次缔约方大会上通过的《京都议定书》。根据《京都议定书》下的清洁发展机制安排，发展中国家符合资格的节能减排项目可以获得核证减排量的信用额并能向做出温室气体减排承诺的工业化国家出售，我国于 2002 年批准认可该安排。公司报告期内通过注册清洁发展机制项目从核证减排量销售业务中累计实现毛利 21,312.84 万元，其中 2011 年、2012

年和 2013 年核证减排量销售业务毛利分别为 10,939.89 万元、9,164.44 万元和 1,208.51 万元，分别占公司同期毛利的 21.01%、16.70%和 2.04%。

（1）CDM 项目无法注册可能带来的风险。

公司风力发电项目获取核证减排量信用额需要经过非常严格的认定程序，包括从清洁发展机制执行理事会获取风电项目注册、获得国家发改委批准和指定经营实体的核证。如果未来注册程序中的验证标准、交易机制等发生任何重大变化，或者注册政策发生其他变化，可能导致公司今后部分或全部风电项目无法注册为清洁发展机制项目，从而会影响本公司来自 CDM 的收入。

（2）第二承诺期未确定事项可能带来的风险。

《联合国气候变化框架公约》第三次缔约方大会上通过的《京都议定书》，确定了“共同但有区别的责任”原则，规定了在 2008 年至 2012 年间发达国家温室气体排放量比 1990 年的排放量平均要低 5.2%，而发展中国家在此期间无需承担减排义务。这一承诺已于 2012 年 12 月 31 日到期（称为“第一承诺期”）。

关于第二承诺期有关事项，2012 年 11 月 26 日-12 月 7 日联合国在卡塔尔多哈召开了《联合国气候变化框架公约》第 18 次缔约方会议暨《京都议定书》第八次缔约方大会。根据大会决议，“重申第二个承诺期将于 2013 年 1 月 1 日开始，并决定其于 2020 年 12 月 31 日结束”；“决定附件 I 所列的每个缔约方将至迟到 2014 年重新审视第二个承诺期的量化的限制和减少排放的承诺”。2013 年 11 月 11 日-11 月 23 日，在波兰华沙召开了《联合国气候变化框架公约》第 19 次缔约方会议暨《京都议定书》第九次缔约方会议，对于各方关心的“第二个承诺期的量化的限制和减少排放的承诺”并无实质推进作用。

由于多哈会议对第二承诺期内《京都议定书》附件 I 缔约方进一步承诺的量化减排指标尚未确定，华沙会议仍未有实质进展，可能会影响《京都议定书》第二承诺期的市场需求，进而对公司 CDM 收入造成影响。

（3）市场交易可能带来的风险。

2013 年，公司核证减排量销售业务毛利为 1,208.51 万元，占公司同期毛利的比例由 2011 年的 21.01%、2012 年的 16.70%下降至 2013 年的 2.04%，已显著下降，并且该 CDM 业务收入来自于公司已注册项目在 2012 年 12 月 31 日前产生的部分 CERs。

根据《京都议定书》和公司已签署的《CDM 减排量购买协议》，公司已经注册的项目于 2012 年 12 月 31 日以前产生的 CERs 均按照固定价格销售，2010 年-2012 年 CER 的交易平均价格分别为 12.82 美元、14.20 美元和 16.12 美元。

根据 2009 年 4 月 23 日《欧洲议会和委员会联合通过的决议》（406/2009/EC 号），公司 2012 年底前已经注册的项目，在第二承诺期可以参与欧盟碳市场的交易。根据已签署的《CDM 减排量购买协议》，公司已经注册的项目于 2012 年 12 月 31 日以后产生的 CERs 按照浮动价格销售，一般为交付日后欧洲气候交易所若干交易日 CER 现货价格平均值或交付时现货价格的 70%-95%。根据世界银行发布的《2012 年碳市场现状与趋势报告》，在《京都议定书》第一承诺期内（2008 年-2012 年）CER 价格波动较大，2008 年曾达到 30 多美元，2009 年至 2011 年上半年一直在 15 美元左右徘徊，2011 年下半年以来市场价格进一步下滑。2012 年 CER 价格呈波动下行趋势，从 5 美元左右跌至 2012 年 12 月 31 日的 0.24 美元左右。2013 年 CER 价格持续低位运行，价格区间在 0.03 欧元到 0.72 欧元之间。鉴于 2012 年以后《CDM 减排量购买协议》约定的价格是以市场价格为定价基准的浮动价格，如果 2013 年以后 CER 的市场价格水平维持或低于目前市场价格水平，将导致公司 2013 年后 CDM 收入继续下降并且最低可能为 0。

公司 2012 年底前已注册项目在 2012 年 12 月 31 日后产生的 CERs 尚未有交易发生，未来交易存在不确定性风险；对于公司 2012 年以后注册的 CDM 项目，由于第二承诺期内《京都议定书》附件 I 缔约方进一步承诺的具体减排指标尚未确定，目前尚未有国家明确承诺收购中国产生的 CERs，因此，公司 2012 年后注册成功的 CDM 项目也存在无法交易的风险。

（4）买方违约可能带来的风险。

截至 2013 年 12 月底，按照《CDM 减排量购买协议》的付款约定，除满井一期项目外，公司 CDM 项目的买方都按照约定支付了合同金额，但并不排除未来出现其他买方违约不付款的风险。

3、项目并网风险

建设风电项目必须取得项目所属地方电网公司同意并网的许可，如果未来公司新开发风电项目不能及时获得相关电网公司的并网许可，项目的建设将会被延误，会出现无法发电并售电的情况，进而影响该风电项目的收入。

已投产风电项目需执行电网统一调度，按照电网调度指令调整发电量是各类发电企业并网运行的前提条件。当用电需求小于发电供应能力时，发电企业服从调度要求，使得发电量低于发电设备额定能力的情况称为“限电”。由于风能资源不能储存，因此“限电”使得风力发电企业的部分风能资源没有得到充分利用，该情况称为“弃风”。

2011 年、2012 年和 2013 年，公司因“弃风限电”所损失的潜在发电量分别为 31,185.54 万千瓦时、36,247.12 万千瓦时和 35,812.34 万千瓦时，分别占当期全部可发电量（即实际发电量与“弃风限电”损失电量之和）的 14.01%、15.99%和 13.90%。

能否实现全额并网发电取决于当地电网是否拥有足够输送容量、当地电力消纳能力等多种因素。因此，对于已经投产的风电项目，如果因为区域电网整体负荷发生变化而导致相关电网公司对本公司风电项目限电，会对公司风电项目收入产生不利影响。

4、利率风险

2011 年、2012 年和 2013 年，本公司借款利息支出分别为 28,332.08 万元、38,689.71 万元和 39,195.93 万元（包括已资本化利息支出），截至 2013 年 12 月 31 日，本公司银行借款余额总计 651,295.93 万元。截至 2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日和 2013 年 12 月 31 日，在其他因素不变的情况下，假设贷款利率上升 100 个基点将会导致公司的净利润分别减少 3,978.57 万元、4,876.14 万元和 4,762.54 万元。如果未来利率水平大幅上升，将对公司经营业绩造成不利影响。

五、本次发行后的股利分配政策

2012 年 2 月 16 日、2012 年 3 月 30 日及 2014 年 3 月 16 日，公司分别召开了 2012 年第一次及第二次临时股东大会和 2014 年第一次临时股东大会，审议通过了关于修改《公司章程（草案）》中有关利润分配条款的议案，修改后的《公司章程（草案）》中关于股利分配政策的相关内容如下：

“第一百六十二条公司的利润分配政策及其制订、修改和执行应遵守以下规定：

（一）利润分配政策

公司实行连续、稳定的利润分配政策，公司的利润分配应重视对投资者的合理回报并兼顾公司的可持续发展。

1、公司的利润分配形式：公司可以采取现金、股票或现金与股票相结合的方式分配股利，但以现金分红为优先方式。

2、公司现金方式分红的具体条件和比例：公司当年度实现盈利，在依法弥补亏损、提取法定公积金、任意公积金后有可分配利润的，则公司应当进行现金分红；公司利润分配不得超过累计可分配利润的范围，每年以现金方式分配的利润不少于当年度实现的可分配利润的 15%。

3、公司董事会应当综合考虑所处行业特点、发展阶段、自身经营模式、盈利水平以及是否有重大资金支出安排等因素，区分下列情形执行差异化的现金分红政策：

（1）公司发展阶段属成熟期且无重大资金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在本次利润分配中所占比例最低应达到 80%；

（2）公司发展阶段属成熟期且有重大资金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在本次利润分配中所占比例最低应达到 40%；

（3）公司发展阶段属成长期且有重大资金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在本次利润分配中所占比例最低应达到 20%；

（4）公司发展阶段不易区分但有重大资金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在本次利润分配中所占比例最低应达到 20%。

公司在制定现金分红具体方案时，董事会应当认真研究和论证公司现金分红的时机、条件和最低比例、调整的条件及其决策程序要求等事宜，独立董事应当发表明确意见。独立董事可以征集中小股东的意见，提出分红提案，并直接提交董事会审议。

股东大会对现金分红具体方案进行审议前，公司应当通过多种渠道主动与股东特别是中小股东进行沟通和交流，充分听取中小股东的意见和诉求，及时答复中小股东关心的问题。

4、发放股票股利的具体条件：在满足监管规定及《公司章程》规定的前提下，董事会可根据公司经营发展状况，提出实施股票股利分配预案。

5、利润分配的期间间隔：一般进行年度分红，公司董事会也可以根据公司的资金需求状况提议进行中期分红。

6、公司在上一个会计年度实现盈利，但公司董事会在上一会计年度结束后未提出现金利润分配预案的，应当在董事会决议公告和定期报告中详细说明未分红的原因以及未用于分红的资金留存公司的用途，独立董事应当对此发表独立意见；公司还应在定期报告中披露现金分红政策的执行情况。

7、分红规划：公司将根据自身实际情况，并结合股东（特别是公众投资者）、独立董事和外部监事的意见，在上述利润分配政策规定的范围内制定或调整公司分红回报

规划。

8、存在股东违规占用公司资金情况的，公司应当扣减该股东所分配的现金红利，以偿还其占用的资金。

（二）利润分配政策的制订和修改

1、利润分配政策研究论证程序

公司制定利润分配政策或者因公司外部经营环境或者自身经营状况发生较大变化而需要修改利润分配政策时，应当以股东利益为出发点，注重对投资者利益的保护并给予投资者稳定回报，由董事会充分论证，并听取独立董事、监事、公司高级管理人员和公众投资者的意见。对于修改利润分配政策的，还应详细论证其原因及合理性。

2、利润分配政策决策机制

公司利润分配政策制订和修改由公司董事会向公司股东大会提出，董事会提出的利润分配政策须经董事会过半数表决通过，独立董事应当对利润分配政策的制订或修改发表独立意见。

公司监事会应当对董事会制订和修改的利润分配政策进行审议，并且经半数以上监事表决通过。

公司利润分配政策制订和修改需提交公司股东大会审议，须经出席股东大会的股东（包括股东代理人）所持表决权 2/3 以上表决通过。独立董事对利润分配政策的制订或修改发表的意见，应当作为公司利润分配政策制订和修改议案的附件提交股东大会。

公司根据生产经营情况、投资规划和长期发展的需要确需调整利润分配政策的，调整后的利润分配政策不得违反中国证监会和证券交易所的有关规定。”

公司 2014 年第一次临时股东大会审议通过了董事会制定的《中节能风力发电股份有限公司上市后三年股东分红回报规划》，批准每年以现金形式分配的利润不少于当年实现的可供分配利润的 15%。

请投资者认真阅读本招股说明书的“第十四节 股利分配政策”的相关内容。

六、发行人及相关责任主体的承诺事项

（一）主要股东所持股份的流通限制和自愿锁定股份的承诺

本次发行前，本公司控股股东中国节能承诺：“自发行人股票在证券交易所上市交易之日起三十六个月内，本公司不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的

发行人股份，也不由发行人回购该部分股份；发行人股票上市后 6 个月内如发行人股票连续 20 个交易日的收盘价（如果因派发现金红利、送股、转增股本、增发新股等原因进行除权、除息的，须按照证券交易所的有关规定作复权处理，下同）均低于发行价，或者上市后 6 个月期末收盘价低于发行价，本公司持有发行人股票的锁定期限自动延长 6 个月。”

本次发行前，持有本公司股份的股东社保基金承诺：“自发行人股票在证券交易所上市交易之日起十二个月内，社保基金不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。”

本次发行前，持有本公司股份的股东国开金融承诺：“自发行人股票在证券交易所上市交易之日起十二个月内，本公司不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。”

本次发行前，持有本公司股份的股东光控安心承诺：“自发行人股票在证券交易所上市交易之日起十二个月内，本公司不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。”

本次发行前，持有本公司股份的股东光大创业承诺：“自发行人股票在证券交易所上市交易之日起十二个月内，本公司不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。”

（二）主要股东关于避免同业竞争的承诺

为避免中国节能与本公司的业务存在任何实际或潜在的同业竞争，公司控股股东中国节能出具了《关于避免同业竞争的承诺函》，承诺内容如下：

“1、截至本承诺函签署之日，本公司及本公司所控制的其他企业，未直接或间接从事任何与中节能风电及其下属全资、控股子公司从事的业务构成竞争或可能构成竞争的业务，也未参与投资于任何与中节能风电及其下属全资、控股子公司的业务构成竞争或可能构成竞争的企业。

2、在本公司实际控制中节能风电期间，本公司承诺，并将促使本公司所控制的其他企业，不会在中国境内或境外，以任何方式（包括但不限于单独经营、通过合资经营或拥有另一公司或企业的股份或其他权益）直接或间接参与同中节能风电及其下属全资、控股子公司从事的业务构成竞争的任何业务或活动，亦不会以任何形式支持中节能

风电及其下属全资、控股子公司以外的他人从事与中节能风电及其下属全资、控股子公司目前或今后进行的业务构成竞争或者可能构成竞争的业务或活动。

3、凡本公司及本公司所控制的其他企业有任何商业机会可从事、参与或入股任何可能会与中节能风电及其下属全资、控股子公司的业务构成竞争关系的业务或活动，本公司及本公司所控制的其他企业会将该等商业机会让予中节能风电或其下属全资、控股子公司。”

（三）本次发行前公司股东的减持意向

1、控股股东的减持意向

本公司控股股东中国节能承诺：

“（1）本公司作为发行人的控股股东，将严格履行发行人首次公开发行股票招股说明书披露的股票锁定承诺，自发行人股票在证券交易所上市交易之日起三十六个月内，本公司不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。

（2）减持方式。在本公司所持发行人股份锁定期届满后，本公司减持所持有发行人的股份应符合相关法律法规及证券交易所规则要求，减持方式包括但不限于二级市场集中竞价交易方式及大宗交易方式等。

（3）减持价格。本公司减持所持有的发行人股份的价格（如果因派发现金红利、送股、转增股本、增发新股等原因进行除权、除息的，须按照证券交易所的有关规定作复权处理，下同）根据当时的二级市场价格确定，并应符合相关法律法规及证券交易所规则要求；本公司在发行人首次公开发行前所持有的发行人股份在锁定期满后两年内减持的，减持价格不低于发行人首次公开发行股票的发行价格。

（4）减持期限。本公司将根据相关法律法规及证券交易所规则，结合证券市场情况、发行人股票走势及公开信息、本公司的业务发展需要等情况，自主决策、择机进行减持。

（5）本公司在减持所持有的发行人股份前，应提前三个交易日予以公告，并按照证券交易所的规则及时、准确地履行信息披露义务。”

2、其他股东的减持意向

持有本公司股份的股东社保基金承诺：

“（1）社保基金作为发行人的股东，将按照法律法规及监管要求持有发行人的股份，并严格履行发行人首次公开发行股票招股说明书披露的股票锁定承诺。自发行人股票在证券交易所上市交易之日起十二个月内，社保基金不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。

（2）减持方式。在社保基金所持发行人股份锁定期届满后，社保基金减持所持有发行人的股份应符合相关法律法规及证券交易所规则要求，减持方式包括但不限于二级市场集中竞价交易方式及大宗交易方式等。

（3）减持价格。社保基金减持所持有的发行人股份的价格（如果因派发现金红利、送股、转增股本、增发新股等原因进行除权、除息的，须按照证券交易所的有关规定作复权处理，下同）根据当时的二级市场价格确定，并应符合相关法律法规及证券交易所规则要求。

（4）减持期限。社保基金将根据相关法律法规及证券交易所规则，结合证券市场情况、发行人股票走势及公开信息、社保基金的业务发展需要等情况，自主决策、择机进行减持。

（5）社保基金在减持所持有的发行人股份前，应提前三个交易日予以公告，并按照证券交易所的规则及时、准确、完整地履行信息披露义务。”

持有本公司股份的国开金融、光控安心和光大创业分别承诺：

“（1）本公司作为发行人的股东，将按照法律法规及监管要求持有发行人的股份，并严格履行发行人首次公开发行股票招股说明书披露的股票锁定承诺。自发行人股票在证券交易所上市交易之日起十二个月内，本公司不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。

（2）减持方式。在本公司所持发行人股份锁定期届满后，本公司减持所持有发行人的股份应符合相关法律法规及证券交易所规则要求，减持方式包括但不限于二级市场集中竞价交易方式及大宗交易方式等。

（3）减持价格。本公司减持所持有的发行人股份的价格（如果因派发现金红利、送股、转增股本、增发新股等原因进行除权、除息的，须按照证券交易所的有关规定作复权处理，下同）根据当时的二级市场价格确定，并应符合相关法律法规及证券交易所规则要求。

（4）减持期限。本公司将根据相关法律法规及证券交易所规则，结合证券市场情况、发行人股票走势及公开信息、本公司的业务发展需要等情况，自主决策、择机进行减持。

（5）本公司在减持所持有的发行人股份前，应提前三个交易日予以公告，并按照证券交易所的规则及时、准确、完整地履行信息披露义务。”

（四）发行人制定的股价稳定计划

为保护中小股东权益，本公司特制定以下稳定股价预案。本预案经公司股东大会审议通过，在本公司完成首次公开发行 A 股股票并上市后自动生效，在此后三年内有效。

本公司拟采取以下措施以稳定上市后的公司股价：

1、启动股价稳定措施的具体条件

在公司 A 股股票上市后三年内，如果公司 A 股股票收盘价格连续 20 个交易日低于最近一期经审计的每股净资产（最近一期审计基准日后，因利润分配、资本公积金转增股本、增发、配股等情况导致公司净资产或股份总数出现变化的，每股净资产相应进行调整，下同），则触发控股股东、公司、董事及高级管理人员依法增持或回购的义务（简称“触发增持义务”）。

2、稳定公司股价的具体措施

（1）当公司需要采取股价稳定措施时，应视公司实际情况及股票市场情况，分步骤实施以下股价稳定措施：

1）控股股东增持公司股票

控股股东在触发增持义务后的 10 个交易日内，应就其增持公司 A 股股票的具体计划书面通知公司并由公司进行公告，应披露拟增持的数量范围、价格区间、完成时间等信息，且该次计划增持总金额不低于 2000 万元。

2）公司以集中竞价交易方式或证券监督管理部门认可的其他方式向社会公众股东回购股份（以下简称“公司回购股份”）

如控股股东未如期公告前述具体增持计划，或明确表示未有增持计划的，则公司董事会应在首次触发增持义务后的 20 个交易日内公告具体股份回购计划，应披露拟回购股份的数量范围、价格区间、完成时间等信息，且该次回购总金额不低于 2000 万元。

3）公司董事、高级管理人员增持公司股票

如公司董事会未如期公告前述股份回购计划，或因各种原因导致前述股份回购计划未能通过股东大会的，董事（不含独立董事，下同）、高级管理人员应在其首次触发增持义务后的 30 个交易日内（如期间存在 N 个交易日限制董事、高级管理人员买卖股票，则董事、高级管理人员应在首次触发增持义务后的 30+N 个交易日内）或前述公司股份回购计划未能通过股东大会后的 10 个交易日内（如期间存在 N 个交易日限制董事、高级管理人员买卖股票，则董事、高级管理人员应在前述股份增持计划未能通过股东大会后的 10+N 个交易日内），无条件增持公司 A 股股票，并且各自累计增持金额不低于其上年度自本公司领取的税后薪酬总额的 30%。

（2）关于实施股价稳定措施的相关说明

1）在履行完毕前述三项任一增持或回购措施后的 120 个交易日内，控股股东、公司、董事及高级管理人员的增持或回购义务自动解除。从履行完毕前述三项任一增持或回购措施后的第 121 个交易日开始，如果公司 A 股股票收盘价格连续 20 个交易日仍低于最近一期经审计的每股净资产，则控股股东、公司、董事及高级管理人员的增持或回购义务将按照前述 1）、2）、3）的顺序自动产生。

2）前述控股股东、公司、董事及高级管理人员的增持或回购价格不高于公司最近一期经审计的每股净资产。

3）控股股东、公司、董事及高级管理人员在履行其增持或回购义务时，应按照公司股票上市地上市规则及其他适用的监管规定履行相应的信息披露义务，并需符合国有资产监管等相关规定。

4）在公司上市后三年内，新聘任的公司董事、高级管理人员应履行本预案规定的董事、高级管理人员义务并按同等标准履行公司首次公开发行 A 股股票时董事、高级管理人员已作出的其他承诺义务。对于公司拟聘任的董事、高级管理人员，应在获得提名前书面同意履行前述承诺和义务。公司董事、高级管理人员在公司上市后三年内不因其职务变更、离职等原因而放弃履行该承诺。

5）单独或者合计持有公司百分之三以上股份的股东，可以向董事会提交公司股份回购计划的议案，并由股东大会审议通过。

6）任何对本预案的修订均应经股东大会审议通过，且需经出席股东大会的股东所持有表决权股份总数的三分之二以上同意通过。

7）本公司全体董事承诺，在本公司就回购股份事宜召开的董事会上，对公司承诺的回购股份方案的相关决议投赞成票。本公司控股股东承诺，在本公司就回购股份事宜召开的股东大会上，对公司承诺的回购股份方案的相关决议投赞成票。

3、稳定股价措施的终止执行

若出现以下任一情形，则视为本次稳定股价措施实施完毕及承诺履行完毕，已公告的稳定股价方案终止执行：

（1）公司股票连续 10 个交易日的收盘价均高于公司最近一期经审计的每股净资产（最近一期审计基准日后，因利润分配、资本公积金转增股本、增发、配股等情况导致公司净资产或股份总数出现变化的，每股净资产相应进行调整）；若此时公司已公告股份回购预案，则公司董事会应做出决议终止回购股份事宜，且在未来 120 个交易日内不再启动股份回购事宜。

（2）继续回购或增持公司股份将导致公司股权分布不符合上市条件。

（3）继续增持股票将导致控股股东需要履行要约收购义务且控股股东未计划实施要约收购。

4、相关惩罚措施

（1）对于控股股东，如已公告增持具体计划但由于主观原因不能实际履行，则公司应将与控股股东履行其增持义务相等金额的应付控股股东现金分红予以截留，直至控股股东履行其增持义务；如触发增持义务而控股股东未能提出具体增持计划，则公司可将与控股股东履行其增持义务相等金额的应付控股股东现金分红予以截留用于股份回购计划；如对公司董事会提出的股份回购计划投弃权票或反对票，则公司可将与控股股东履行其增持义务相等金额的应付控股股东现金分红予以截留用于下次股份回购计划。

（2）公司董事、高级管理人员应主动履行其增持义务，如个人在任职期间因主观原因未能按本预案的相关约定履行其增持义务，则公司应将与其履行增持义务相等金额的工资薪酬代其履行增持义务。

（3）如因公司股票上市地上市规则等证券监管法规对于社会公众股股东最低持股比例的规定导致控股股东、公司、董事及高级管理人员在一定时期内无法履行其增持或回购义务的，相关责任主体可免于前述惩罚，但亦应积极采取其他措施稳定股价。

（五）发行人招股说明书如存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏相关承诺

1、控股股东的承诺

发行人控股股东中国节能承诺:“发行人首次公开发行招股说明书不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏；若有权部门认定发行人首次公开发行招股说明书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，对判断其是否符合法律规定的发行条件构成重大、实质影响的，本公司将在上述事项认定后五个交易日内启动购回事项，采用二级市场集中竞价交易或大宗交易或协议转让或要约收购等方式购回已转让的原限售股份。购回价格依据协商价格或二级市场价格确定，但是不低于原转让价格及依据相关法律法规及监管规则确定的价格。若本公司购回已转让的原限售股份触发要约收购条件的，本公司将依法履行要约收购程序，并履行相应信息披露义务；若发行人首次公开发行招股说明书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，致使投资者在证券交易中遭受损失的，本公司将依法赔偿投资者损失。”

2、发行人的承诺

发行人承诺：“本公司首次公开发行招股说明书不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏；若有权部门认定本公司首次公开发行招股说明书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，对判断其是否符合法律规定的发行条件构成重大、实质影响的，本公司将在上述事项认定后五个交易日内根据相关法律法规及章程规定召开董事会、临时股东大会，并经相关主管部门批准或核准或备案，启动股份回购措施；回购价格（如果因派发现金红利、送股、转增股本、增发新股等原因进行除权、除息的，须按照证券交易所的有关规定作复权处理）根据相关法律法规确定，且不低于首次公开发行股份的发行价格；若本公司首次公开发行招股说明书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，致使投资者在证券交易中遭受损失的，本公司将依法赔偿投资者损失。”

3、发行人董事、监事、高级管理人员的承诺

发行人董事、监事、高级管理人员承诺：“发行人首次公开发行招股说明书不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏；若发行人首次公开发行招股说明书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，致使投资者在证券交易中遭受损失的，本人将依法赔偿投资者损失。”

4、相关中介机构的承诺

保荐机构和主承销商承诺：“本公司为中节能风力发电股份有限公司首次公开发行制作、出具的文件不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏的情形；若因本公司为发行人首次公开发行制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，给投资者造成损失的，本公司将依法赔偿投资者损失。”

发行人会计师承诺：“本所为中节能风力发电股份有限公司首次公开发行制作、出具的文件不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏的情形；若因本所为发行人首次公开发行制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，给投资者造成损失的，本所将依法赔偿投资者损失。”

发行人律师承诺：“本所为发行人首次公开发行制作、出具的文件不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏的情形；若因本所为发行人首次公开发行制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，给投资者造成损失的，本所将依法承担相应法律责任。”

评估机构中发国际资产评估有限公司承诺：“本公司为中节能风力发电股份有限公司首次公开发行制作、出具的文件不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏的情形；若因本公司为发行人首次公开发行制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，给投资者造成损失的，本公司将依法赔偿投资者损失。”

验资机构北京兴华承诺：“本公司为中节能风力发电股份有限公司首次公开发行制作、出具的文件不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏的情形；若因本公司为发行人首次公开发行制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，给投资者造成损失的，本公司将依法赔偿投资者损失。”

七、关于落实中小投资者合法权益保护工作的相关措施

根据国务院办公厅《关于进一步加强资本市场中小投资者合法权益保护工作的意见》（国办发[2013]110 号）及中国证监会相关要求，本公司结合自身情况，采取以下措施保护中小投资者的合法权益：

1、增强持续回报能力

本公司将进一步完善公司治理，提高盈利能力，主动积极回报投资者。公司就本次首次公开发行审慎选择募投项目，募集资金到位后将迅速投入项目建设，确保募投项目的高效运营及管理，以提高资金利用效率并缩短其回报周期，保障中小投资者的利益。

2、完善利润分配制度

公司已按照中国证监会要求，披露了利润分配政策尤其是现金分红政策的具体安排和承诺。公司 2014 年第一次临时股东大会审议通过了董事会制定的《中节能风力发电股份有限公司上市后三年股东分红回报规划》，批准每年以现金形式分配的利润不少于当年实现的可供分配利润的 15%。

请投资者认真阅读本招股说明书的“第十四节 股利分配政策”的相关内容。

3、制定股价稳定计划、确立股份回购安排

为保护中小股东权益，本公司特制定了稳定股价预案。在公司 A 股股票上市后三年内，如果公司 A 股股票收盘价格连续 20 个交易日低于最近一期经审计的每股净资产（最近一期审计基准日后，因利润分配、资本公积金转增股本、增发、配股等情况导致公司净资产或股份总数出现变化的，每股净资产相应进行调整，下同），则触发控股股东、公司、董事及高级管理人员依法增持或回购的义务。

相关内容参见本招股说明书的“第五节 发行人基本情况”之“十二、重要承诺及其履行情况”。

4、保障中小投资者知情权

增强信息披露的针对性。本公司将真实、准确、完整、及时地披露对投资决策有重大影响的信息，披露内容做到简明易懂，充分揭示风险，方便中小投资者查阅。公司将健全内部信息披露制度和流程，强化董事会秘书等相关人员职责。根据《公司法》、《证券法》、《上海证券交易所股票上市规则》等法律法规及《公司章程》的规定，本公司制定了《信息披露事务管理制度》、《重大信息内部报告制度》等相关的信息披露制度。

提高市场透明度。对显著影响证券交易价格的信息，公司将及时履行报告、信息披露和提示风险的义务。本公司将根据相关法律法规及上交所上市规则的要求，在规定时间内通过规定的媒体，以规定的方式向社会公众公告应披露的信息，并按照有关规定将信息披露文件报送中国证监会北京监管局及上交所。

切实履行信息披露职责。本公司信息披露严格遵循公开、公正、公平对待所有股东的原则；本公司保证同时向所有投资者公开披露信息。本公司将督促控股股东、实际控制人确保在信息披露文件中的承诺具体可操作，特别是应当就赔偿或者补偿责任作出明确承诺并切实履行。本公司上市后将明确接受投资者问询的时间和方式，进一步完善舆论反应机制。

5、健全中小投资者投票机制

完善中小投资者投票等机制。本公司上市后，将在公司股东大会全面采用网络投票方式，积极推行累积投票制选举董事、监事。公司不会对征集投票权提出最低持股比例限制，并将完善股东大会投票表决第三方见证制度及其他中小投资者投票机制。

建立中小投资者单独计票机制。本公司上市后，将在股东大会审议影响中小投资者利益的重大事项时，对中小投资者表决进行单独计票。单独计票结果将及时公开披露，并报送证券监管部门。

保障中小投资者依法行使权利。本公司将健全利益冲突回避、杜绝同业竞争和关联交易公平处理制度，确保公司控股股东、实际控制人不得限制或者阻挠中小投资者行使合法权利，不得损害公司和中小投资者的权益。

6、建立多元化纠纷解决机制

完善纠纷解决机制。本公司上市后，将积极承担投资者投诉处理的首要责任，完善投诉处理机制并公开处理流程和办理情况。

7、健全中小投资者赔偿机制

若本招股说明书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，致使投资者在证券交易中遭受损失的，本公司将依法赔偿投资者损失，并督促相关责任主体依法赔偿投资者、督促中介机构承担相应责任。

相关内容参见本招股说明书的“第五节 发行人基本情况”之“十二、重要承诺及其履行情况”。

八、本次发行后每股收益和净资产收益率等指标与上年同期相比可能发生的变化趋势及相关情况

公司报告期内每股收益和净资产收益率指标如下：

报告期利润	报告期间	加权平均净资产收益率	每股收益（元/股）	
			基本每股收益	稀释每股收益
归属于公司普通股股东的净利润	2013 年	7.22%	0.122	不适用
	2012 年	7.49%	0.120	不适用
	2011 年	6.75%	0.101	不适用
扣除非经常性损益后归属于普通股股东的净利润	2013 年	6.47%	0.109	不适用
	2012 年	4.70%	0.075	不适用
	2011 年	6.06%	0.090	不适用

如上表所示，报告期内公司加权平均净资产收益率和每股收益基本保持稳定。2012 年，公司加权平均净资产收益率（扣除非经常性后归属普通股股东的净利润）较 2011 年下降 1.36%，主要由于 2012 年公司借款规模扩大，利息支出增加；同时随着各个项目陆续完工，项目贷款的利息支出计入财务费用核算，导致财务费用较 2011 年增加 7,995.94 万元，进而引发公司收益指标下滑。

根据公司目前经营情况客观分析，2014 年公司盈利将保持稳定提升。但考虑到本次发行后，公司净资产和股本总额将比发行前有大幅提升，公司发行后净资产收益率和每股收益将被摊薄。

报告期内，公司营业收入主要包括电力销售收入和碳减排量销售收入。2011 年，公司电力销售收入和碳减排量销售收入分别为 79,885.61 万元和 11,364.58 万元，占营业收入比例分别为 86.59%和 12.32%；2012 年，公司电力销售收入和碳减排量销售收入分别为 90,275.73 万元和 10,305.73 万元，占营业收入比例分别为 89.60%和 10.23%；2013 年，公司电力销售收入和碳减排量销售收入分别为 106,258.16 万元和 2,004.63 万元，占营业收入比例分别为 98.12%和 1.85%。

由此可见，2013 年公司碳减排量销售收入明显减少，由 2012 年的 10,305.73 万元减少至 2,004.63 万元，降幅达 80.55%，但公司利润并未因此出现显著波动，2013 年公司实现利润总额 28,017.39 万元，较 2012 年增加 5,771.45 万元，增幅达 25.94%，主要原因是电力销售收入的增加和财务费用的降低。

2013 年碳减排量销售收入显著下降后，公司利润主要受到并网装机容量、风机可利用小时数和财务费用等因素影响。

1、并网装机容量。2013 年公司当年新增并网项目装机容量 244.5MW，其中昌马大坝南北项目运营 4 个月，内蒙古兴和大西坡风电场一期项目运营 3 个月，新疆托里

200MW 项目二期运营 5 个月，张北单晶河二期项目运营 3 个月，上述新增并网项目增加公司当年利润总额 3,003.70 万元。以上项目 2014 年全年运行将对公司利润有更大贡献。此外，根据公司项目建设规划，哈密烟墩第五风电场项目、青海德令哈尕海项目、通辽永兴风电场项目和单晶河三期项目将在 2014 年陆续并网发电，上述项目合计并网装机容量为 348.5MW，也将进一步提升公司盈利能力。

2、风机可利用小时数。风机可利用小时数受到项目所在地“弃风限电”情况影响明显。根据国家风电信息管理中心、水电水利规划设计总院《2013 年度中国风电建设统计评价报告》，2012 年全国“弃风限电”损失电量 208 亿千瓦时，弃风率达 17.12%。2013 年全国“弃风限电”损失电量 162 亿千瓦时，弃风率 10.74%，同比下降 6 个百分点，“弃风限电”现象有所好转。

2014 年 3 月 12 日，国家能源局发布《关于做好 2014 年风电并网消纳工作的通知》(国能新能〔2014〕136 号)，要求着力保障重点地区的风电消纳，加强风电基地配套送出通道建设，大力推动分散风能资源的开发建设，并优化风电并网运行和调度管理。

随着全国“弃风限电”情况的好转，公司风机可利用小时数也有明显改善，2013 年风机可利用小时数 2,120 小时，较 2012 年增加 91 小时。风电项目可利用小时数的持续上升，将会进一步提升公司的盈利能力。

3、财务费用。2013 年公司财务费用 30,889.07 万元，较 2012 年减少 2,977.42 万元，减少幅度为 8.79%。财务费用的下降，一方面是公司在 2013 年偿还了较多银行借款；另一方面，2012 年利率下调的影响在 2013 年体现，降低了公司的财务成本。

公司的银行贷款均为项目贷款，还款期限一般在 13-15 年。针对进入运营期的项目，假设贷款利率不发生变化，随着贷款本金的逐年偿还，所需支付的利息呈现逐年下降趋势。截止 2013 年末，公司银行借款余额为 65.13 亿元。根据贷款合同，公司 2014 年预计已投入运营项目的贷款本金减少 5.03 亿元。假设上述本金余额在当年内均匀减少，且不考虑公司新增运营项目的借款影响，按照人民银行 5 年期贷款基准利率 6.55%计算，贷款本金的减少将使得公司 2014 年财务费用支出较 2013 年减少 1,647.33 万元。

另外，受到《京都议定书》第一承诺期于 2012 年末到期等因素影响，公司碳减排量销售收入在 2013 年度已经大幅度减少，占公司营业收入的比例已下降为 1.85%。由于第二承诺期内《京都议定书》附件 I 缔约方进一步承诺的量化减排指标尚未确定，公

司在 2014 年碳减排量销售业务预计无明显起色，但该业务目前对公司整体利润水平影响较小。

综上所述，尽管本次发行后，公司净资产和股本总额将比发行前有大幅提升，公司发行后净资产收益率和每股收益将被摊薄，但随着未来公司并网装机容量继续扩大，投产风电项目并网条件改善，以及公司逐步偿还到期贷款，公司的盈利能力将能够得到稳定保障。

目录

发行概况 1
发行人声明 3
重大事项提示 4
一、滚存利润的安排 4
二、关于国有股转持的安排 4
三、季节性因素的影响 4
四、主要风险因素 5
五、本次发行后的股利分配政策 8
六、发行人及相关责任主体的承诺事项 10
七、关于落实中小投资者合法权益保护工作的相关措施 18
八、本次发行后每股收益和净资产收益率等指标与上年同期相比可能发生的变化趋势及相关情况 20
目录 24
第一节 释义 28
第二节 概览 34
一、发行人基本情况 34
二、控股股东及实际控制人简介 39
三、公司主要财务数据 40
四、本次发行情况 41
五、募集资金主要用途 42
第三节 本次发行概况 43
一、本次发行的基本情况 43
二、有关本次发行的重要时间安排 46
第四节 风险因素 47
一、自然条件风险 47
二、政策和市场风险 47
三、经营风险和管理风险 51
四、财务风险 54
五、募集资金投资项目风险 55
六、股票市场波动风险 56
第五节 发行人基本情况 57
一、发行人基本情况 57
二、发行人改制重组情况 57

三、发行人的独立运营情况 59
四、发行人股本的形成及其变化和重大资产重组情况 61
五、发行人历次验资情况及投入资产的计量属性 68
六、本公司的股权结构和组织结构图 70
七、本公司的控股、参股子公司情况 75
八、发起人、控股股东及实际控制人基本情况 80
九、发行人的股本情况 99
十、员工持股情况 101
十一、发行人的员工和社会保障情况 101
十二、重要承诺及其履行情况 105
第六节 业务和技术 113
一、发行人主营业务、主要产品及设立以来的变化情况 113
二、发行人所处行业的基本情况 113
三、公司的行业竞争地位 144
四、公司主营业务的具体情况 153
五、公司主要固定资产及无形资产 209
六、公司的特许经营权情况 216
七、公司技术研发情况 218
八、公司主要产品和服务的质量控制情况 219
第七节 同业竞争与关联交易 221
一、同业竞争情况 221
二、关联方及关联方关系 223
三、报告期内关联交易情况 226
四、关联交易决策程序 233
第八节 董事、监事和高级管理人员 236
一、董事、监事和高级管理人员 236
二、董事、监事和高级管理人员的个人投资情况 241
三、董事、监事和高级管理人员收入情况 241
四、董事、监事和高级管理人员的兼职情况及相互关系 243
五、董事、监事和高级管理人员与本公司签订的协议 246
六、董事、监事和高级管理人员任职资格及报告期内的变动情况 247
第九节 公司治理 249
一、股东大会 249
二、董事会 254
三、独立董事 267
四、监事会 279
五、董事会秘书 282
六、完善公司治理的措施 283

七、本公司自成立以来违法、违规的情况.....284
八、本公司自成立以来资金占用和对外担保的情况.....284
九、对内部控制制度的评估意见.....285
第十节 财务会计信息.....286
一、审计意见.....286
二、财务报表.....286
三、财务报表的编制基础、合并报表的范围及变化情况.....295
四、报告期内采用的主要会计政策和会计估计.....298
五、税项.....316
六、发行人最近一年收购兼并情况.....320
七、非经常性损益明细表.....320
八、主要资产情况.....321
九、主要债项.....323
十、股东权益.....326
十一、现金流情况.....326
十二、资产负债表日后事项、或有事项及其他重要事项.....327
十三、主要财务指标.....327
十四、盈利预测.....328
十五、资产评估情况.....329
十六、历次验资情况.....330
第十一节 管理层讨论与分析.....331
一、发行人的财务状况分析.....331
二、盈利能力分析.....355
三、资本性支出分析.....369
四、发行人现金流量分析.....370
五、对公司财务状况和盈利能力的未来趋势分析.....371
六、公司财务费用特点分析.....372
七、或有事项和重大期后事项的影响.....375
八、公司未来分红回报规划.....375
第十二节 业务发展目标.....377
一、发行当年及未来两年内的发展计划.....377
二、实现发展目标所依据的假设和面临的困难.....380
第十三节 募集资金运用.....382
一、本次募集资金运用的基本情况.....382
二、本次募集资金投资项目的必要性.....383
三、募集资金投资项目建设的合理性.....387
四、本次募集资金投资项目市场前景分析.....390
五、本次募集资金投资项目开拓市场风险以及开拓市场具体措施.....392

六、本次募集资金风力发电投资项目的具体情况.....394
七、补充公司流动资金项目的具体情况.....410
八、本次募集资金运用对公司财务状况和经营成果的影响.....414
九、募集资金到位后，公司提高未来回报能力的措施.....415
第十四节 股利分配政策.....417
一、股利分配政策.....417
二、报告期内实际股利分配情况.....420
三、本次发行完成前滚存利润的分配安排.....420
第十五节 其他重要事项.....421
一、信息披露与投资者服务.....421
二、重大合同.....422
三、对外担保情况.....438
四、重大诉讼与仲裁事项.....438
第十六节 董事、监事、高级管理人员及有关中介机构声明.....440
一、发行人全体董事、监事及高级管理人员的声明.....440
二、保荐人（主承销商）声明.....442
三、发行人律师声明.....443
四、发行人会计师事务所声明.....444
五、发行人资产评估机构声明.....445
六、发行人验资机构声明.....446
第十七节 备查文件.....447
一、备查文件.....447
二、查阅时间.....447
三、查阅地点.....447
四、信息披露网址.....447

第一节 释义

在本招股说明书中，除非文义另有所指，下列简称具有如下含义：

一、普通名词

公司、本公司、股份公司、中节能风电、发行人	指	中节能风力发电股份有限公司
风电有限公司	指	中节能风力发电投资有限公司，为发行人前身
保荐人、主承销商、中德证券	指	中德证券有限责任公司
发起人	指	本公司 2010 年整体变更设立为股份公司时签署《发起人协议书》之中节能风力发电股份有限公司的全体股东
中国节能、控股股东、实际控制人	指	中国节能环保集团公司，原名为中国节能投资公司
国务院国资委	指	国务院国有资产监督管理委员会
社保基金	指	全国社会保障基金理事会
国开金融	指	国开金融有限责任公司
光控安心	指	光控安心投资江阴有限公司
光大创业	指	光大创业投资江阴有限公司
张北风电	指	中节能风力发电（张北）有限公司
张北运维	指	中节能风力发电（张北）运维有限公司
港建张北	指	中节能港建风力发电（张北）有限公司
哈密风电	指	中节能风力发电（哈密）有限公司
港能张北	指	中节能港能风力发电（张北）有限公司
新疆风电	指	中节能风力发电（新疆）有限公司
甘肃风电	指	中节能（甘肃）风力发电有限公司
内蒙风电	指	中节能（内蒙古）风力发电有限公司

港建甘肃	指	中节能港建（甘肃）风力发电有限公司
张北风能	指	中节能（张北）风能有限公司
肃北风电	指	中节能（肃北）风力发电有限公司
通辽风电	指	通辽市东兴风盈风电科技有限公司
青海东方	指	青海东方华路新能源投资有限公司
中节智行	指	北京中节智行能源技术咨询有限公司
内蒙抽水蓄能	指	内蒙古呼和浩特抽水蓄能发电有限公司
达风变电	指	新疆达风变电运营有限责任公司
香港建设	指	香港建设（中国）工程有限公司
北京国投	指	北京国投节能公司
运达风电	指	浙江运达风电股份有限公司
华锐风电	指	华锐风电科技（集团）股份有限公司
金风科技	指	新疆金风科技股份有限公司
东方电气	指	东方电气集团东方汽轮机有限公司
发行人律师	指	北京国枫凯文律师事务所，由北京市国枫律师事务所与北京市凯文律师事务所合并而来
发行人会计师、毕马威	指	指毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙），原毕马威华振会计师事务所。毕马威华振会计师事务所根据《财政部工商总局商务部外汇局证监会关于印发<中外合作会计师事务所本土化转制方案>的通知》（财会[2012] 8 号），并经中华人民共和国财政部于 2012 年 7 月 5 日《财政部关于同意设立毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）的批复》（财会函[2012]31 号）批准，转制为毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）。
资产评估机构、中发评估	指	中发国际资产评估有限公司
北京兴华	指	北京兴华会计师事务所（特殊普通合伙），原北京兴华会计师事务所有限责任公司
中勤万信	指	中勤万信会计师事务所（特殊普通合伙），原中勤万信会计师事务所有限公司
本次发行	指	本公司向社会公众公开发行人民币普通股（A 股）的行为

募投项目	指	募集资金投资项目
《公司章程》	指	《中节能风力发电股份有限公司章程》
《公司章程（草案）》	指	公司根据对上市公司有关要求制定的《中节能风力发电股份有限公司章程（草案）》，已经由公司 2011 年第三次临时股东大会审议通过，并经 2012 年第一次及第二次临时股东大会、2014 年第一次临时股东大会修订，待公司 A 股发行上市之日起生效
元、万元	指	人民币元、人民币万元
报告期	指	2011 年、2012 年和 2013 年
国务院	指	中华人民共和国国务院
国家发改委	指	中华人民共和国国家发展和改革委员会
国家能源局	指	中华人民共和国国家发展和改革委员会国家能源局
国家工商总局	指	中华人民共和国国家工商行政管理总局
电监会	指	原中华人民共和国国家电力监管委员会，已于 2013 年并入国家能源局
环境保护部	指	中华人民共和国环境保护部
国土资源部	指	中华人民共和国国土资源部
财政部	指	中华人民共和国财政部
中国证监会、证监会	指	中国证券监督管理委员会
上交所	指	上海证券交易所
《公司法》	指	《中华人民共和国公司法》
《证券法》	指	《中华人民共和国证券法》
《可再生能源法》	指	《中华人民共和国可再生能源法》
中电联	指	中国电力企业联合会
国电、国电集团	指	中国国电集团公司
大唐、大唐集团	指	中国大唐集团公司
华能、华能集团	指	中国华能集团公司

华电、华电集团	指	中国华电集团公司
中电投	指	中国电力投资集团公司
中广核	指	中国广东核电集团
龙源电力	指	龙源电力集团股份有限公司
华能新能源	指	华能新能源股份有限公司
大唐新能源	指	中国大唐集团新能源股份有限公司
华电福新	指	华电福新能源股份有限公司
中广核风电	指	中广核风力发电有限公司
国华电力	指	神华北京国华电力有限责任公司
国华能源	指	神华国华能源投资有限公司
京能集团	指	北京能源投资（集团）有限公司
京能清洁能源	指	北京京能清洁能源电力股份有限公司
华润电力	指	华润电力控股有限公司
河北建投	指	河北建设投资集团有限责任公司
新天绿能	指	新天绿色能源股份有限公司
协合投资	指	协合风电投资有限公司
三峡总公司	指	中国长江三峡集团有限公司
国投集团	指	国家开发投资集团
中国水电建设集团	指	中国水利水电建设集团公司
天润新能	指	北京天润新能投资有限公司
宁夏发电	指	宁夏发电集团有限责任公司（现更名为中铝宁夏能源集团有限公司）
鲁能	指	鲁能集团有限公司
中海油	指	中国海洋石油总公司
新疆	指	新疆维吾尔自治区

内蒙古	指	内蒙古自治区
蒙西	指	内蒙古自治区西部地区
蒙东	指	内蒙古自治区东部地区
电网公司	指	国家电网公司及中国南方电网公司
国家电网	指	国家电网公司
南方电网	指	中国南方电网公司
华北电网	指	华北电网有限公司
冀北电力	指	国网冀北电力有限公司，原名为冀北电力有限公司
内蒙古电力	指	内蒙古电力（集团）有限责任公司
甘肃电力	指	国网甘肃省电力公司
新疆电力	指	国网新疆电力公司

二、专业名词

千瓦（kW）、兆瓦（MW）和吉瓦（GW）	指	电的功率单位，本文为衡量风力发电机组的发电能力。具体单位换算为 1GW=1,000MW=1,000,000kW
千瓦时（kWh）、兆瓦时（MWH）	指	电的能量单位，电力行业常用的能源标准单位。具体单位换算为 1MWH=1,000kWH
CER	指	Certified Emission Reduction，可认证的减排量
特许权项目	指	政府将特许经营方式用于我国风力资源的开发。在特许权经营中，政府选择风电建设项目，确定建设规模、工程技术指标和项目建设条件，然后通过公开招标方式把风力发电项目的经营权授予有商业经营经验的项目公司，中标者获得项目的开发、经营权。项目公司在与政府签署的特许权协议约束下进行项目的经营管理
累计装机容量、装机容量	指	完成安装但不考虑是否具备并网发电条件的风电机组装机容量
并网装机容量、并网容量	指	完成安装且经调试后已并网发电的风电机组装机容量
权益装机容量	指	公司根据各下属子公司所属风电场的所有权比例拥有权益的累计装机容量，按公司拥有各风电场项目所有权百分比乘以各风电场累计装机容量计算
权益并网装机容量	指	公司根据各下属子公司所属风电场的所有权比例拥有权益

		的并网装机容量，按公司拥有各风电场项目所有权百分比乘以各风电场并网装机容量计算
总发电量	指	风电场在一段特定期间内包括风电场调试期间的发电量
上网电量、售电量	指	风电场在一段特定期间向当地电网公司销售的电量，包括并网运营阶段及调试阶段产生的电力销售量。调试期产生的电力销售在会计处理上并不计入主营业务收入，但会抵消物业、厂房及设备的成本
风功率密度	指	显示场地理论上可供风机转换的能源量的指标，以每平方米瓦特衡量
平均利用小时数	指	在一个完整年度内，一个风电运营商或者一个风电场所发电量与其风电机组装机容量的比值，计算时不考虑运营未满一个完整年度的装机容量及其所发电量
《京都议定书》	指	1997 年 12 月《联合国气候变化框架公约》缔约方大会第三次会议在日本京都召开，通过了《京都议定书》。《京都议定书》确定了“共同但有区别的责任”原则，规定了在 2008 年至 2012 年间发达国家的温室气体排放量比 1990 年的排放量平均要低 5.2%，而发展中国家在此期间无需承担减排义务。2005 年 2 月 16 日，《京都议定书》开始生效
清洁发展机制、CDM	指	清洁发展机制(CDM)来源于《联合国气候变化框架公约》缔约方大会上通过的《京都议定书》，是通过发达国家与发展中国家开展项目级的合作来实现温室气体减少排放的一种机制
执行理事会、EB	指	联合国清洁发展机制执行理事会
指定经营实体、DOE	指	获委任监督清洁发展机制项目的指定经营实体
核证减排量、核证减排量信用额	指	对已注册的清洁发展机制项目，其实现的减排量经指定经营实体核证后，由清洁发展机制执行委员会签发的碳减排量信用额
多哈会议	指	《联合国气候变化框架公约》第 18 次缔约方会议暨《京都议定书》第八次缔约方大会，于 2012 年 11 月 26 日-12 月 7 日在卡塔尔多哈召开
华沙会议	指	《联合国气候变化框架公约》第 19 次缔约方会议暨《京都议定书》第九次缔约方会议，于 2013 年 11 月 11 日-11 月 23 日在波兰华沙召开

注：本招股说明书表格中如存在总计数与各分项数值之和尾数不符的情况，均为四舍五入原因形成

第二节 概览

本概览仅对招股说明书全文做扼要提示。投资者作出投资决策前，应认真阅读招股说明书全文。

一、发行人基本情况

（一）公司简介

注册中文名称：	中节能风力发电股份有限公司
英文名称：	CECEP Wind-Power Corporation
注册资本：	160,000 万元
实收资本：	160,000 万元
法定代表人：	李书升
成立日期：	2006 年 1 月 6 日
住所：	北京市海淀区西直门北大街 42 号节能大厦 A 座 12 层
邮政编码：	100082
联系电话：	（010）6224 8707
传真号码：	（010）6224 8700
互联网网址：	http://www.cecwpc.cn
电子信箱：	cecwpc@cecwpc.cn

公司的前身为中节能风力发电投资有限公司，成立于 2006 年 1 月 6 日，由中国节能投资公司和北京国投共同出资设立。

经公司创立大会及国务院国资委《关于中节能风力发电股份有限公司（筹）国有股权管理有关问题的批复》（国资产权[2010]472 号）批准，风电有限公司整体变更为股份有限公司，并于 2010 年 6 月 30 日取得国家工商总局核发的《企业法人营业执照》（注册号：100000000040090），注册资本为 160,000 万元，法定代表人为李书升。

（二）主营业务

公司主要从事风力发电的项目开发、建设及运营。

（三）行业地位

截至 2013 年 12 月 31 日，公司实现风电累计装机容量 1,392MW，权益装机容量 1,201.45MW。2011 年至 2013 年，公司在全国风力发电行业的市场份额情况如下表：

年份	期末累计装机容量		上网电量	
	（MW）	市场份额	（亿千瓦时）	市场份额
2013 年	1,392.0	1.61%	25.29	1.86%
2012 年	1,241.0	1.77%	20.71	2.05%
2011 年	1,046.0	1.86%	18.57	2.60%

资料来源：中国电力企业联合会[1]，国家风电信息管理中心[2]、水电水利规划设计总院[3]《中国风电建设统计评价报告》，公司数据

注 1：中国电力企业联合会于 1988 年由国务院批准成立，是全国电力行业企事业单位的联合组织、非营利的社会团体法人，至今已历经五届理事会，是以全国电力企事业单位和电力行业性组织为主体，包括电力相关行业具有代表性的企业、行业组织自愿参加的、自律性的全国性行业协会组织

注 2：根据国家能源局发布的《国家能源局关于印发风电信息管理暂行办法的通知》，国家风电信息管理中心受国家能源主管部门委托，负责我国风电信息管理工作。国家风电信息管理中心负责按季度、上半年和全年向国家能源主管部门报告有关信息，每年初编制上年度全国风电建设和运行统计报告和全国风电发展报告，并由国家能源主管部门对全社会发布

注 3：国家发改委办公厅于 2006 年下发《关于报送风电场工程建设统计资料有关要求的通知》，要求每年对全国风电开发建设成果进行统计。根据国家发改委和国家能源局的统一安排部署，水电水利规划设计总院会同各省能源主管部门，从 2005 年开始对全国年度风电项目核准、开发建设和运行情况进行统计，编制年度统计报告，为产业发展提供信息服务和指导

公司所发电量集中供应华北电网、西北电网和新疆电网。2013 年，公司在主要区域市场的市场份额情况如下表：

所属电网	期末并网装机容量		上网电量	
	（MW）	市场份额	（亿千瓦时）	市场份额
华北电网[1]	543.5	3.27%	11.5656	4.05%
新疆电网	199.5	3.95%	3.6326	4.65%
西北电网[2]	498.0	4.45%	9.1064	4.78%

资料来源：国家风电信息管理中心、水电水利规划设计总院《中国风电建设统计评价报告》，公司数据

注 1：华北电网统计包括北京市、河北省、山东省、天津市、山西省

注 2：西北电网统计包括陕西省、甘肃省、宁夏回族自治区、青海省

截至 2013 年底，全国共有约 1,300 家项目公司参与了风电投资建设，前 15 名企业的累计装机容量占全部装机容量的 80.04%。截至 2013 年 12 月 31 日，公司实现风

电累计装机容量 1,392MW，2013 年上网电量 25.29 亿千瓦时，均排名国内风力发电企业前列。

（四）核心竞争优势

1、公司是中国风电行业的先行者和革新者

公司的控股股东中国节能是最早介入风电领域的中央企业之一，一是 1996 年就与当时世界排名前三的风机制造企业丹麦诺德麦康公司合资成立了合资公司，主要从事大型风力发电设备的设计、生产、安装、运行和维护，并于 2003 年开始生产国内单机容量 750kW 风机；二是 2002 年就进行了大规模风场风力资源勘测工作；三是 2004 年就提出了建设河北张北百万千瓦风电基地的规划设想并积极落实；四是 2005 年在新疆地区首次装备了单机容量 1.5 兆瓦的风机；五是 2005 年就在张北地区采用了 77 米叶轮直径的风机；六是 2006 年在张北地区装备了轮毂高度达到 80 米的风机。中国节能在风电领域的上述努力，为公司建立了风机运行、资源勘测、风电场建设和生产运维等方面的经验优势。

公司作为中国节能唯一风电开发运营平台，承继了中国节能在风电领域多年积累的行业经验、技术优势及从事风电行业的优秀管理团队。由于中国节能前期在国内风电领域的开拓和创新，公司在创立初期就在行业中起到了引领和示范作用，并为公司抓住市场机遇、实现快速发展奠定坚实基础。

2、公司拥有良好的企业品牌形象

“中节能风电”在业内具有较高的知名度和良好的品牌形象，公司先后中标并示范建设了国家第一个百万千瓦风电基地启动项目——河北张北单晶河 200MW 特许权项目；中标并示范建设了国家第一个千万千瓦风电基地启动项目——甘肃昌马 200MW 特许权项目。

3、公司专注于风力发电业务，拥有丰富的建设运营维护经验

公司自成立以来一直专注于风力发电的项目开发、建设及运营，公司所有的经营性资产和收入都与风力发电相关。同时，公司坚持“有效益的规模和有规模的效益”的市场开发原则，以专业化的经营和管理确保每个项目的盈利能力。

公司具有丰富的风电场运营经验，对从 750kW 到 3MW，从定桨距、双馈到直驱

风机，从纯进口风机、合资企业风机到全国产风机都有运营维护经验。由于运营时间早，对各种故障处理积累了丰富经验。公司多年来培养和锻炼了一支专业的运行维护技术队伍，通过技术攻关和技术创新，具备了控制系统等核心部件故障的自行解决能力；通过完成核心部件的国产化替代工作，降低了运行维护和备品备件采购成本；通过采用先进的故障监测系统，做到了从被动维修到主动故障监测的转变，降低了停机维修时间。公司投资建设的张北满井一期和新疆托里 100MW 风电场三期项目分别于 2007 年、2011 年被评为“国家优质投资项目”。

4、公司拥有较强的可持续发展能力

截至 2013 年 12 月 31 日，公司在建项目装机容量合计为 649.5MW，可预见的筹建项目装机容量合计达 826.0MW，并且在加快风电场开发和建设的同时，还分别在新疆、内蒙、河北、甘肃、黑龙江、吉林、辽宁、宁夏、浙江、福建、海南等我国风力资源优势地区，开展了大量的风电项目前期踏勘和测风工作，拥有 20,000MW 储备装机容量。良好的项目资源储备为公司的可持续发展奠定了雄厚的基础。

5、公司拥有富有专业经验的管理团队和人才队伍

公司的管理层拥有丰富的专业知识，对风电行业，包括行业发展历史、特征以及未来走势具有深刻的理解。公司的高级管理层在电力行业拥有多年的相关经验，并且始终保持稳定和紧密合作的关系。凭借管理层的经验和能力，本公司可以有效地控制成本，提高运营效率和公司盈利能力。同时，公司还拥有一支具有丰富理论知识和行业实践经验的专业化的员工团队。

6、公司具备较强的区域竞争优势

公司已发展成为河北张北坝上、甘肃河西走廊以及新疆达坂城等风能资源丰富地区最大的风电运营企业之一。根据国家风电信息管理中心、水利水电规划设计院《2013 年度中国风电建设统计评价报告》统计，截至 2013 年底，公司在河北省、甘肃省及新疆维吾尔自治区并网装机容量市场份额分别达到 7.01%、7.09%及 3.95%，排名分别为第 4 位、第 6 位及第 8 位。未来，随着公司上述区域市场内的在建项目及筹建项目陆续投入商业运营，公司在上述区域的市场份额有望进一步提升。

（五）发展前景

新能源技术发展和产业化是解决我国能源危机、优化能源结构的根本出路。根据国家第十二个五年规划纲要，新能源产业已被列入十二五规划的七大战略新兴产业，风力发电将是国家加快培育和发展的重点产业之一。面对这一行业发展的历史机遇，未来公司将推行新的发展战略，积极打通多种融资渠道，立足现有优势开发地区，进军全国具备优良风资源及电网接入条件、上网电价优势的地区，开发新的风电项目。同时大力推进管理模式创新和人力资源管理创新计划，实现以下主要目标：

1、市场开发及业务开拓计划

（1）抓住国家建设八个千万千瓦级风电基地的历史机遇，抓紧项目开发与储备，重视河北、甘肃、新疆、蒙西的深度开发，积极开拓蒙东、吉林、山东、江苏等其他风电基地的项目机会。

（2）紧跟国家低风速区域开发、分散式开发和海上风电开发的步伐，积极探索海外项目开发渠道，争取实现上述突破。

（3）在产业链开发方面，依据前期及当期研究成果，积极寻求投资机会，深耕公司已有一定基础和积累的项目，择优进入。

2、管理创新计划

在实施全面预算管理的基础上，优化管理手段，梳理管理流程。建立科学的成本管理控制体系。通过有效的管理，降低成本，提升能力，创造效益。同时，结合公司的业务发展相关多元化特点，遵从公司发展战略，从战略动态调整、管控模式、流程梳理、财务管理、人力资源管理、安全生产、技术研发等方面，全面提高公司管理水平，推动公司管理效率再上新台阶。

3、人力资源管理创新计划

公司将在目前人力资源管理基础之上，一方面加大培训力度，进一步壮大高级管理人员、专业技术人员和生产技能人员三支队伍；另一方面，完善内部合作育人才、重用提拔促人才和校企合作备人才机制，变被动的人才满足为主动的人才提供，从整体上提高公司人力资源管理水平，使公司人才素质能力与公司发展战略相匹配。

4、持续低成本融资

公司将按照目前的资本开支计划，积极开拓各种市场的融资渠道，结合公司风电产业特点，运用资本经营的手段，有效的整合各种有形资产和无形资产，灵活的借助风电产业链内综合资源优势，进一步研究拓展融资方式，寻找和建立长期稳定的多种融资渠道，强化自主融资的能力。在保持合理资本结构的同时充分发挥财务杠杆作用，为本公司未来发展提供强有力的低成本融资保证，实现公司股东价值最大化。

二、控股股东及实际控制人简介

公司控股股东中国节能，前身为中国节能投资公司，是由国务院国资委监管的唯一一家主业为节能减排、环境保护的中央企业。中国节能长期致力于节能减排、先进环保、资源综合利用、健康产业以及清洁技术和新能源开发利用，是中国节能环保领域最大的科技型服务型产业集团。1988 年，国家计委节约能源计划局部分机构组建成立国家能源投资公司节能公司，1994 年，经国务院批准，国家能源投资公司节能公司更名为中国节能投资公司，直接由国家计委负责管理。2003 年，中国节能投资公司改由国务院国资委直接监管，成为国务院国资委监管的中央企业之一。2010 年 3 月，经国务院国资委批准，中国节能投资公司和中国新时代控股（集团）公司实行联合重组，并将中国节能投资公司更名为中国节能环保集团公司作为重组后的母公司。2010 年 5 月，中国节能投资公司更名为中国节能环保集团公司。

中国节能现持有国家工商总局核发的注册号为 100000000010315 的《企业法人营业执照》，注册资本为 702,693.69 万元，法定代表人为王小康，住所为北京市石景山区八大处高科技园区西井路 3 号，企业性质为全民所有制，经营范围为：主营投资开发、经营、管理和综合利用节能、节材、环保、新能源和替代能源的项目、与上述业务有关的物资、设备、产品的销售（国家有专项专营的除外）；节电设备的生产与租赁；建设项目监理、评审、咨询；房地产开发与经营；自营与代理除国家组织统一联合经营的16种出口商品和国家实行核定公司经营的14种进口商品以外的其他商品及技术的进出口业务；进料加工和“三来一补”业务；对销贸易和转口贸易；兼营本公司投资项目所需物资设备的代购、代销（国家有专项专营的除外）。

中国节能在发行人股份公司发起设立时持有发行人 96,000 万股股份，占发行人设立时总股本的 60%，为发行人的控股股东和实际控制人。

截至 2013 年 12 月 31 日，中国节能的总资产为 10,336,160 万元、净资产为 3,113,267 万元、2013 年度实现净利润 218,753 万元（2013 年数据未经审计）。

三、公司主要财务数据

根据经毕马威审计的财务报告，报告期内公司主要财务数据如下：

（一）合并资产负债表主要数据

单位：万元

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
流动资产合计	119,595.87	147,107.82	135,013.97
非流动资产合计	1,095,913.06	927,709.52	914,125.16
资产总计	1,215,508.93	1,074,817.33	1,049,139.13
流动负债合计	240,974.27	150,957.92	192,012.56
非流动负债合计	634,845.62	594,016.67	546,668.62
负债合计	875,819.90	744,974.59	738,681.18
所有者权益合计	339,689.04	329,842.74	310,457.96

（二）合并利润表主要数据

单位：万元

项目	2013 年	2012 年	2011 年
营业收入	108,298.80	100,750.04	92,259.19
营业利润	22,029.53	15,242.95	20,782.42
利润总额	28,017.39	22,245.94	26,087.71
净利润	25,296.35	26,773.61	21,848.19
归属于母公司股东的净利润	19,511.65	19,213.77	16,114.32

（三）合并现金流量表主要数据

单位：万元

项目	2013 年	2012 年	2011 年
经营活动现金流量净额	108,858.43	67,195.75	85,667.70
投资活动现金流量净额	-119,132.70	-97,867.22	-79,634.94
筹资活动现金流量净额	-9,282.01	12,963.36	56,068.83
汇率变动对现金及现金等价物的影响	-119.82	5.69	-0.02
现金及现金等价物净增加额	-19,676.09	-17,702.41	62,101.57

（四）主要财务指标

1、基本财务指标

财务指标	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
流动比率（倍）	0.50	0.97	0.70
速动比率（倍）	0.48	0.95	0.68
资产负债率（母公司）	63.19%	62.49%	61.36%
资产负债率（合并）	72.05%	69.31%	70.41%
无形资产占净资产的比例（%）（不包含土地使用权）	0.046%	0.044%	0.006%
	2013 年	**2012 年**	**2011 年**
应收账款周转率（次）	2.10	2.14	2.82
存货周转率（次）	10.31	10.91	11.92
息税折旧摊销前利润（万元）	101,375.81	96,236.53	87,518.82
利息保障倍数（倍）	1.51	1.47	1.83
每股经营活动的现金流量（元）	0.68	0.42	0.54
每股净现金流量（元）	-0.12	-0.11	0.39

2、净资产收益率与每股收益

报告期利润	报告期间	加权平均净资产收益率	每股收益（元/股）	
			基本每股收益	稀释每股收益
归属于公司普通股股东的净利润	2013 年	7.22%	0.122	不适用
	2012 年	7.49%	0.120	不适用
	2011 年	6.75%	0.101	不适用
扣除非经常性损益后归属于普通股股东的净利润	2013 年	6.47%	0.109	不适用
	2012 年	4.70%	0.075	不适用
	2011 年	6.06%	0.090	不适用

四、本次发行情况

发行股票种类	人民币普通股（A 股）
每股面值	人民币 1.00 元
发行股数	不超过 53,333 万股

发行价格	人民币【】元
发行方式	采用网下向投资者询价配售和网上向社会公众投资者定价发行相结合的方式
发行对象	符合资格的网下投资者和持有中国证券登记结算有限责任公司上海分公司证券账户的投资者（国家法律、法规禁止购买者除外）
承销方式	余额包销

五、募集资金主要用途

本次股票发行募集资金扣除发行费用后将全部用于以下用途：

单位：万元

序号	项目类型	项目名称	项目实施主体	项目总投资金额	使用募集资金
1	风力发电开发项目	新疆乌鲁木齐托里 20 万千瓦风电场一期 4.95 万千瓦工程	中节能风力发电（新疆）有限公司	49,916	29,950
2		内蒙古乌兰察布市兴和风电场 4.95 万千瓦工程	中节能（内蒙古）风力发电有限公司	54,146	32,488
3	补充流动资金	补充公司流动资金	中节能风力发电股份有限公司	20,000	20,000
		合计		**124,062**	**82,438**

募集资金到位前，公司将根据各项目投资的实际需要，用银行贷款、自有资金先期投入，募集资金到位后将用于置换已投入的自有资金、偿还银行贷款及支付项目剩余款项。若募集资金不足，由董事会根据上述项目的重要性和紧迫性安排募集资金的具体使用，不足部分由公司采用自有资金及银行贷款等方式解决。在股东大会授权范围内，董事会可以对募集资金投资项目及其具体资金使用计划等具体安排进行适当调整。

募投项目情况详见本招股说明书“第十三节 募集资金运用”有关内容。

第三节 本次发行概况

一、本次发行的基本情况

股票种类：	人民币普通股（A股）
每股面值：	人民币1.00元
发行股数：	不超过53,333万股
本次发行股数占发行后总股本比例	本次发行股数占发行后总股本的比例为不超过25%
每股发行价格：	【】元
发行市盈率：	【】倍（每股收益按照2013年经审计的扣除非经常性损益前后孰低的归属于母公司股东的净利润除以本次发行后总股本计算）
发行后每股收益：	【】元（同发行市盈率口径）
发行前每股净资产：	【】元（以截至2013年12月31日经审计的合并报表中归属于母公司所有者权益为基础计算）
发行后每股净资产（全面摊薄）：	【】元（根据本次发行后归属于母公司股东的权益除以发行后总股本计算，其中，发行后归属于母公司股东的权益按本公司2013年12月31日经审计的归属于母公司股东的权益和本次募集资金净额之和计算）
发行市净率：	【】倍（按照发行价格除以发行后每股净资产计算）
发行方式：	采用网下向投资者询价配售和网上向社会公众投资者定价发行相结合的方式
发行对象：	符合资格的网下投资者和持有中国证券登记结算有限责任公司上海分公司证券账户的投资者（国家法律、法规禁止购买者除外）
承销方式：	余额包销
预计募集资金总额：	【】万元
发行费用概算：	【】万元，包括承销费【】万元，保荐费【】万元，审计费【】万元，律师费【】万元，发行手续费【】万元等
预计募集资金净额：	【】万元

（一）发行人：中节能风力发电股份有限公司

法定代表人： 李书升

住所： 北京市海淀区西直门北大街42号节能大厦A座12层

电话： （010）62248707

传真： （010）62248700

联系人： 张东辉

（二）保荐人（主承销商）：中德证券有限责任公司

法定代表人： 侯巍

住所： 北京市朝阳区建国路81号华贸中心1号写字楼22层

电话： （010）59026662

传真： （010）59026670

保荐代表人： 刘萍、陈晨

项目协办人： 金伟宁

项目组成员： 陈亚东、安薇、刘星雨、谢显明、秦江、于苏华、严小洋

（三）发行人律师：北京国枫凯文律师事务所

负责人： 张利国

住所： 北京市西城区金融大街一号写字楼A座12层

电话： （010）66090088

传真： （010）66090016

经 办 律 师： 张诗伟、熊力

（四）会计师事务所：毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）

执行事务合伙人： 姚建华

住所： 北京市东长安街1号东方广场东二座办公楼八层

电话： （010）8508 5000

传真： （010）8518 5111

经办注册会计师： 罗科、肖中珂

（五）保荐人（主承销商）律师：北京市竞天公诚律师事务所

法定代表人： 赵洋

住所： 北京市朝阳区建国路77号华贸中心3号写字楼34层

电话： （010）5809 1000

传真： （010）5809 1100

经办律师： 王青杰、孙洁

（六）股票登记机构：中国证券登记结算有限责任公司上海分公司

住所： 上海市浦东新区陆家嘴东路166号中国保险大厦36楼

电话： （021）5870 8888

（七）保荐人（主承销商）收款银行：

住所： 【·】

电话： 【·】

传真： 【·】

（八）申请上市的证券交易所：上海证券交易所

住所： 上海市浦东南路528号证券大厦

电话： （021）6880 8888

传真： （021）6880 4868

声明：发行人与本次发行有关的中介机构及其负责人、高级管理人员、经办人员之间不存在直接或间接的股权关系或其他利益关系。

二、有关本次发行的重要时间安排

询价推介时间	【·】年【·】月【·】日至【·】年【·】月【·】日
网下申购及缴款日期	【·】年【·】月【·】日至【·】年【·】月【·】日
网上申购及缴款日期	【·】年【·】月【·】日
定价公告刊登日期	【·】年【·】月【·】日
预计股票上市日期	【·】年【·】月【·】日

第四节 风险因素

投资者在评价本次发行的股票时，除本招股说明书提供的其他资料外，应特别认真地考虑下述各项风险因素。

一、自然条件风险

（一）发电量对天气条件依赖较大的风险

风力发电行业对天气条件存在比较大的依赖，任何不可预见的天气变化都可能对公司的电力生产、收入及经营业绩带来不利影响。虽然在开始建造风电项目前，本公司会对每个风电项目进行实地调研，有针对性的进行为期不少于一年的持续风力测试，包括测量风速、风向、气温、气压等，并编制可行性研究报告，但是实际运行中的风力资源仍然会因当地气候变化而发生波动，造成每一年的风资源水平与预测水平产生一定差距，进而影响公司风电场发电量。

（二）重大自然灾害所导致的风险

目前公司大多数风电场位于中国北部及西北部地区，包括新疆、甘肃、内蒙古及河北等地区。当地气候条件恶劣，可能因超过预计的严寒、瞬间狂风等气候条件引发的自然灾害对公司的风电场造成影响，包括对风机设备、风场运营设施的破坏以及输电线路的损坏等。在这种情况下，风电场的生产水平可能会大幅降低甚至暂停运作，严重影响风电场的发电能力，从而对公司的发电量和营业收入造成不利影响。

二、政策和市场风险

（一）国家支持风电行业的相关政策发生变化的风险

国内风力发电行业近年来的高速发展很大程度上受益于国家对可再生能源行业尤其是风电行业在政策、法规及激励措施方面的支持。近年来，国家先后颁布了《可再生能源法》、《可再生能源中长期发展规划》、《关于完善风力发电上网电价政策的通知》等多项政策、法规和条例鼓励开发风能，对上网电价保护、强制并网、强制购电以及各项税收优惠政策都做出了明确规定，显著地提升了风电项目建设的经济可行性。国家发

改委于 2006 年和 2007 年分别制定的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》和《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》也明确规定，可再生能源发电价格高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分在全国省级及以上电网销售电量中分摊。2012 年 3 月，财政部、国家发改委、国家能源局颁布了《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》，规定省级电网企业、地方独立电网企业应根据可再生能源上网电价和实际收购的可再生能源发电上网电量，按月与可再生能源发电企业结算电费；可再生能源电价附加补助资金原则上实行按季预拨、年终清算。

如果未来国家支持风电行业的相关政策发生变化，将可能减少风电项目的收入，从而对公司的经营业绩带来不利影响。

（二）清洁发展机制发生变化所导致的风险

清洁发展机制来源于 1997 年 12 月《联合国气候变化框架公约》第三次缔约方大会上通过的《京都议定书》。根据《京都议定书》下的清洁发展机制安排，发展中国家符合资格的节能减排项目可以获得核证减排量的信用额并能向做出温室气体减排承诺的工业化国家出售，我国于 2002 年批准认可该安排。公司报告期内通过注册清洁发展机制项目从核证减排量销售业务中累计实现毛利 21,312.84 万元，其中 2011 年、2012 年和 2013 年核证减排量销售业务毛利分别为 10,939.89 万元、9,164.44 万元和 1,208.51 万元，分别占公司同期毛利的 21.01%、16.70%和 2.04%。

1、CDM 项目无法注册可能带来的风险。

公司风力发电项目获取核证减排量信用额需要经过非常严格的认定程序，包括从清洁发展机制执行理事会获取风电项目注册、获得国家发改委批准和指定经营实体的核证。如果未来注册程序中的验证标准、交易机制等发生任何重大变化，或者注册政策发生其他变化，可能导致公司今后部分或全部风电项目无法注册为清洁发展机制项目，从而会影响本公司来自 CDM 的收入。

2、第二承诺期未确定事项可能带来的风险。

《联合国气候变化框架公约》第三次缔约方大会上通过的《京都议定书》，确定了“共同但有区别的责任”原则，规定了在 2008 年至 2012 年间发达国家温室气体排放量比 1990 年的排放量平均要低 5.2%，而发展中国家在此期间无需承担减排义务。这一承诺已于 2012 年 12 月 31 日到期（称为“第一承诺期”）。

关于第二承诺期有关事项，2012 年 11 月 26 日-12 月 7 日联合国在卡塔尔多哈召开了《联合国气候变化框架公约》第 18 次缔约方会议暨《京都议定书》第八次缔约方大会。根据大会决议，“重申第二个承诺期将于 2013 年 1 月 1 日开始，并决定其于 2020 年 12 月 31 日结束”；“决定附件 I 所列的每个缔约方将至迟到 2014 年重新审视第二个承诺期的量化的限制和减少排放的承诺”。2013 年 11 月 11 日-11 月 23 日，在波兰华沙召开了《联合国气候变化框架公约》第 19 次缔约方会议暨《京都议定书》第九次缔约方会议，对于各方关心的“第二个承诺期的量化的限制和减少排放的承诺”并无实质推进作用。

由于多哈会议对第二承诺期内《京都议定书》附件 I 缔约方进一步承诺的量化减排指标尚未确定，华沙会议仍未有实质进展，可能会影响《京都议定书》第二承诺期的市场需求，进而对公司 CDM 收入造成影响。

3、市场交易可能带来的风险。

2013 年，公司核证减排量销售业务毛利为 1,208.51 万元，占公司同期毛利的比例由 2011 年的 21.01%、2012 年的 16.70%下降至 2013 年的 2.04%，已显著下降，并且该 CDM 业务收入来自于公司已注册项目在 2012 年 12 月 31 日前产生的部分 CERs。

根据《京都议定书》和公司已签署的《CDM 减排量购买协议》，公司已经注册的项目于 2012 年 12 月 31 日以前产生的 CERs 均按照固定价格销售，2010 年-2012 年 CER 的交易平均价格分别为 12.82 美元、14.20 美元和 16.12 美元。

根据 2009 年 4 月 23 日《欧洲议会和委员会联合通过的决议》（406/2009/EC 号），公司 2012 年底前已经注册的项目，在第二承诺期可以参与欧盟碳市场的交易。根据已签署的《CDM 减排量购买协议》，公司已经注册的项目于 2012 年 12 月 31 日以后产生的 CERs 按照浮动价格销售，一般为交付日后欧洲气候交易所若干交易日 CER 现货价格平均值或交付时现货价格的 70%-95%。根据世界银行发布的《2012 年碳市场现状与趋势报告》，在《京都议定书》第一承诺期内（2008 年-2012 年）CER 价格波动较大，2008 年曾达到 30 多美元，2009 年至 2011 年上半年一直在 15 美元左右徘徊，2011 年下半年以来市场价格进一步下滑。2012 年 CER 价格呈波动下行趋势，从 5 美元左右跌至 2012 年 12 月 31 日的 0.24 美元左右。2013 年 CER 价格持续低位运行，价格区间在 0.03 欧元到 0.72 欧元之间。鉴于 2012 年以后《CDM 减排量购买协议》约定的价格是以市场价格为定价基准的浮动价格，如果 2013 年以后 CER 的市场价格水平

维持或低于目前市场价格水平，将导致公司 2013 年后 CDM 收入继续下降并且最低可能为 0。

公司 2012 年底前已注册项目在 2012 年 12 月 31 日后产生的 CERs 尚未有交易发生，未来交易存在不确定性风险；对于公司 2012 年以后注册的 CDM 项目，由于第二承诺期内《京都议定书》附件 I 缔约方进一步承诺的具体减排指标尚未确定，目前尚未有国家明确承诺收购中国产生的 CERs，因此，公司 2012 年后注册成功的 CDM 项目也存在无法交易的风险。

4、买方违约可能带来的风险。

截至 2013 年 12 月底，按照《CDM 减排量购买协议》的付款约定，除满井一期项目外，公司 CDM 项目的买方都按照约定支付了合同金额，但并不排除未来出现其他买方违约不付款的风险。

（三）政府审批风险

风电项目的设计、风场建设、并网发电和上网电价等各个环节都需不同政府部门的审批和许可。本公司风电项目的建造需要获得地方政府投资主管部门的核准，同时还需要获得项目所在地地方政府的其他各项批准和许可，其中包括项目建设用地的审批、环境评价等多项审批或许可。如果未来风电项目的审批标准更加严格，或审批及核准所需时间延长，公司未来可能因为申请程序的拖延而导致失去项目开发的最佳时机，或者因为建设期延长而对项目的投资回收期产生不利影响。

（四）市场竞争风险

风电项目的开发很大程度上受到在有限的地区和特定位置所具备风能资源以及当地电网输送容量的限制。目前风电行业的竞争主要存在于新风电场的开发和对已有优质风电场项目的收购，风电运营企业通过与地方政府协商，以协议的形式约定获取在特定时期、特定区域内开发风电项目的权利。因此，各个风电运营企业在风能资源优越、电力输送容量充足的地理区域开发新风电项目或收购已有优质项目的市场竞争非常激烈。

我国包括风能、太阳能、水能、生物质、地热和海洋能源在内的可再生能源均享受政府相关激励政策，包括上网电价补贴和电力上网优先权等。如果未来国家持续加大对其他可再生能源的政策支持，本公司也可能会面临来自其他可再生能源发电公司的激烈竞争。风电行业也面临来自包括煤炭、天然气以及燃油等传统能源发电行业的竞争，如

果因为传统能源开采技术革新或者勘探到大量能源矿藏，则可能因其价格的下降而降低传统能源发电公司的成本，进而对风电行业造成影响。

（五）发电及相关设备价格变动风险

发行人的营业成本主要为风电场的固定资产折旧费用。其中，风机设备的采购成本占风电场全部投资的比重最大，约为 50%至 60%，故风机价格的变动将直接影响公司未来的营业成本。自 2004 年中期开始，高涨的风电市场需求曾经使风机的价格一路飙升。然而到 2008 年，由于整机生产能力的提高及关键部件和主要部件的供应基本平衡，风机的价格开始趋于平稳。2009 年以来，受到我国风机产能的不断增长，欧美市场需求增长放缓等综合因素影响，风机制造商在成本和质量上的竞争日益激烈，风机价格持续下降。目前，风机市场价格已趋于平稳。然而，如未来风机价格大幅度上升，则发行人新建项目的投资成本将增加，对发行人未来的经营业绩可能造成重大不利影响。

（六）上网电价下降的风险

发行人经营业绩及财务状况受上网电价显著影响。根据国家发改委《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906 号）文件规定，全国按风能资源状况和工程建设条件分为四类风能资源区，相应设定风电标杆上网电价。发行人于 2009 年 8 月 1 日之后取得核准的项目，按风电场所在各地区标杆上网电价将风电项目的发电量出售给当地电网公司。2011 年至 2013 年，发行人风电上网加权平均电价（含增值税价）分别为 0.5253 元/kWh、0.5216 元/kWh 和 0.5291 元/kWh。如果国家发改委或其他政府机构未来调低风电上网电价，则会对发行人未来项目带来重大不利影响。

三、经营风险和管理风险

（一）客户相对集中的风险

风电项目需要获取项目所在地区电网公司的许可将风电场连接至当地电网，并通过与地方电网公司签署《购售电协议》进行电力销售，而不能把电力直接出售给用电的终端用户，因此地方电网公司是本公司的购电客户。报告期内本公司排名前三位的客户均为电网公司，分别为冀北电力（含华北电网）、新疆电力和甘肃电力，本公司对以上客户在 2011 年、2012 年和 2013 年实现的营业收入占同期营业收入总额的比例分别为 86.59%、89.60%和 96.13%。尽管上述客户信誉良好，报告期内未发生坏账，但若未

来电网公司不能按照所签署的《购售电协议》条款及条件履行其合同责任，对公司向其销售的电力及时全额付款，将导致公司的应收账款发生损失，对公司的经营业绩造成不利影响。

（二）因风机质量问题而导致的风险

风机设备的质量对风电项目发电量的持续性和稳定性至关重要，尤其对于部分新型风机，因设备质量问题所导致的风机运行不良将对风电场的发电业务造成影响。虽然本公司在风机设备采购时会与风机设备供应商签订质量保证协议，质保期通常为自风机进行连续试运行完成后起二年至五年。如果风机在运行质保期内出现质量问题，风机供应商应按照约定支付一定比例的赔偿金额，赔偿金额为双方事先根据具体的质量问题所设定的风机总采购额的一定比例，超过赔偿上限的损失将由本公司承担。如风机在质保期以外出现质量问题，发生的损失由公司承担。因此，由风机设备质量问题导致的风机不能运行或运行不良将对公司风电场的经营产生不利影响。

（三）风机供应商相对集中所导致的风险

本公司主要风机设备供应商为东方电气、运达风电、金风科技、华锐风电，截至2013年底，上述风机供应商占本公司并网装机容量的比例分别为44.40%、30.84%、7.67%、7.44%，占比较高。如果上述主要风机供应商因生产经营等问题出现不利变化，可能对公司风电场的运营维护造成不利影响。

报告期内，公司主要风机设备供应商均按所签署的采购协议交付，但是若未来公司主要供应商出现风机交付期、交付量和风机质量的变动，将阻碍本公司风电场的建设和运营，进而影响公司的发电业务。

（四）风电场区域集中的风险

发行人风电场集中在河北张北地区、甘肃酒泉地区和新疆达坂城地区。本公司所发电量主要供应华北电网、西北电网和新疆电网。发行人一定程度上形成对上述三个地区风资源的依赖。如果上述三个地区风资源条件发生变化，将可能导致本公司风机利用小时数下降，则会直接影响公司利润水平。另外，上述三个地区的电网送出能力、电价政策变化和电网公司的政策执行情况等因素也会影响公司盈利能力。

（五）项目并网风险

建设风电项目必须取得项目所属地方电网公司同意并网的许可，如果未来公司新开发风电项目不能及时获得相关电网公司的并网许可，项目的建设将会被延误，会出现无法发电并售电的情况，进而影响该风电项目的收入。

已投产风电项目需执行电网统一调度，按照电网调度指令调整发电量是各类发电企业并网运行的前提条件。当用电需求小于发电供应能力时，发电企业服从调度要求，使得发电量低于发电设备额定能力的情况称为“限电”。由于风能资源不能储存，因此“限电”使得风力发电企业的部分风能资源没有得到充分利用，该情况称为“弃风”。

2011 年、2012 年和 2013 年，公司因“弃风限电”所损失的潜在发电量分别为 31,185.54 万千瓦时、36,247.12 万千瓦时和 35,812.34 万千瓦时，分别占当期全部可发电量（即实际发电量与“弃风限电”损失电量之和）的 14.01%、15.99%和 13.90%。

能否实现全额并网发电取决于当地电网是否拥有足够输送容量、当地电力消纳能力等多种因素。因此，对于已经投产的风电项目，如果因为区域电网整体负荷发生变化而导致相关电网公司对本公司风电项目限电，会对公司风电项目收入产生不利影响。

（六）项目建设风险

风电场的建造涉及许多风险，其中包括恶劣的天气情况、设备、物料和劳工短缺、当地居民干扰、不可预见的延期和其他问题，上述任何事项都可能导致项目建设的延期或成本超支。本公司通常聘用各类专业承包商建造风电场各分部分项工程，如各承包商未能根据规划完工或者项目建设出现质量问题，将会对公司的整体发电效率和经营成本造成影响。

（七）风电场及周边环境变化导致的风险

发行人风电场项目的经营情况依赖于项目所在地的风速及其他气候条件。风电场项目附近的城市扩容、防护林建设及新建其他风电场等因素均会影响项目所在地风速及气候条件，进而影响风资源状况。尽管发行人已为项目选址进行审慎的调查，但如果项目邻近的土地被其他方开发，则可能对发行人的风电场项目产生负面影响，从而对发行人的经营业绩造成不利影响。

（八）核心管理团队变动和人才流失的风险

风电行业作为国家政策大力鼓励的战略性新兴产业，对于具备风力发电相关知识和

技能的高级人才依赖度较高，本公司的高级管理人员对公司近年来的高速发展做出了不可或缺的贡献。由于可再生能源行业尤其是风电行业的迅猛发展，各风力发电公司对于国内具有相关专业知识和技能的优秀人才的竞争逐渐激烈，尤其对于具备风电行业长期工作经验的管理型人才需求量巨大。但是，由于该行业人才培养体系的建立相对较晚，相关的教育和培训投入有限，风电专业人才尤其是管理人才出现严重的短缺局面。虽然本公司给员工提供了具有市场竞争力的薪酬福利待遇，且过去几年公司高级管理人员团队的稳定性相对较高，但若未来公司核心管理团队发生较大变动或专业人才流失，将对公司未来的运营管理和经营扩张带来不利影响。

四、财务风险

（一）利率风险

2011 年、2012 年和 2013 年，本公司借款利息支出分别为 28,332.08 万元、38,689.71 万元和 39,195.93 万元（包括已资本化利息支出），截至 2013 年 12 月 31 日，本公司银行借款余额总计 651,295.93 万元。截至 2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日和 2013 年 12 月 31 日，在其他因素不变的情况下，假设贷款利率上升 100 个基点将会导致公司的净利润分别减少 3,978.57 万元、4,876.14 万元和 4,762.54 万元。如果未来利率水平大幅上升，将对公司经营业绩造成不利影响。

（二）税收优惠政策变化的风险

根据目前相关政策和法律法规，本公司及下属部分子公司享有不同程度的税收优惠。主要包括：

1、张北运维满井四期项目自 2009 年至 2011 年免征企业所得税，2012 年至 2014 年减半征收企业所得税。

2、新疆风电（托里 100 兆瓦风电场一期、二期和三期）自 2006 年 1 月 1 日起至 2010 年 12 月 31 日减征企业所得税，减征幅度为 100%，2011 年度、2012 年度和 2013 年度暂按 15%税率缴纳企业所得税；新疆风电托里 200 兆瓦风电场一期项目自 2012 年度至 2014 年度免征企业所得税，2015 年度至 2017 年度减半征收企业所得税。新疆风电托里 200 兆瓦风电场二期自 2013 年度至 2015 年度免征企业所得税，2016 年度至 2018 年度减半征收企业所得税。

3、港能张北于 2010 年度至 2012 年度免征企业所得税，并于 2013 年度至 2015

年度减半征收企业所得税。

4、港建甘肃于 2010 年度至 2012 年度免征企业所得税，并于 2013 年度至 2014 年度按 15%的税率减半征收企业所得税，于 2015 年减半征收企业所得税。

5、甘肃风电（昌马第三风电场项目）自 2011 年至 2013 年免征企业所得税，2014 年至 2015 年按 15%的税率减半征收企业所得税，2016 年减半征收企业所得税。

6、张北运维满井三期项目享受 2008 年度至 2010 年度免征企业所得税，2011 年度至 2013 年度减半征收企业所得税的税收优惠；港建张北享受 2009 年度至 2011 年度免征企业所得税，2012 年度至 2014 年度减半征收企业所得税的税收优惠。

7、内蒙风电兴和一期项目自 2013 年度至 2015 年度按 100%减征企业所得税。

8、张北风能单晶河二期项目自 2013 年度至 2015 年度免征企业所得税,2016 年度至 2018 年度减半征收企业所得税。

9、甘肃风电玉门昌马大坝南、昌马大坝北项目自 2013 年度至 2015 年度免征企业所得税，2016 年度至 2018 年度减半征收企业所得税。

2011 年、2012 年和 2013 年，公司享受的所得税优惠金额为 3,535.29 万元、4,571.89 万元和 7,048.84 万元，分别占当期利润总额的 13.55%、20.55%和 25.16%。

同时，根据《财政部、国家税务总局关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》（财税[2008]156 号），自 2008 年 7 月 1 日起对进行风力生产的电力实行增值税即征即退 50%的政策。

如果未来相关税收优惠政策或法律法规出现变动，公司所享受的全部或部分税收优惠政策出现调整或取消，将会对公司经营业绩带来不利影响。

（三）融资渠道风险

本公司所处行业为资本密集型行业。为支持业务的持续发展，公司需要不断获得长期资金支持。公司目前项目建设资金主要通过银行借款获得。虽然公司依靠同主要往来银行长期稳定的合作关系，风电项目开发建设贷款能够得到可靠保证，但不排除未来银行信贷政策收紧，或本公司在银行信用系统内评级出现负面变化，而导致公司无法顺利取得银行贷款的情况。上述情况的出现将影响公司的新项目建设。

五、募集资金投资项目风险

（一）净资产收益率摊薄的风险

2013 年本公司加权平均净资产收益率为 7.22%。本次发行后，公司净资产将比发行前有显著提升。根据风电项目的行业特性，由于风电场的建设周期相对较长，需要在正式并网转固后才可带来相应的售电收入，因此募集资金投资项目需要较长时间才能达到预计的盈利水平，从而可能导致发行后净资产收益率被大幅摊薄的风险。

（二）募集资金投资项目实施风险

公司本次募集资金拟投向风力发电开发项目建设及补充流动资金项目，项目的开发进度和盈利情况将对本公司未来的经营业绩产生重要影响。虽然本公司的募集资金投资项目经过详细的论证，具备人才、技术、市场的充分准备，但是也可能因为政策环境、项目建设进度、设备供应等方面的变化，导致项目未能达到预期的实施效果。

六、股票市场波动风险

股票市场投资收益与投资风险并存。股票价格不仅受公司盈利水平和发展前景的影响，也受投资者的心理预期、股票供求关系、市场流动性、国家宏观经济状况以及政治、经济、金融政策等因素的影响。本公司股票的市场价格可能因出现上述风险因素而背离其投资价值，直接或间接对投资者造成损失，从而给投资者带来投资风险，投资者对此应有充分的认识。

第五节 发行人基本情况

一、发行人基本情况

中文名称：	中节能风力发电股份有限公司
英文名称：	CECEP Wind-Power Corporation
注册资本：	160,000 万元
实收资本：	160,000 万元
法定代表人：	李书升
成立日期：	2006 年 1 月 6 日
住所：	北京市海淀区西直门北大街 42 号节能大厦 A 座 12 层
邮政编码：	100082
联系电话：	（010）6224 8707
传真号码：	（010）6224 8700
互联网网址：	www.cecwpc.cn
电子信箱：	cecwpc@cecwpc.cn

二、发行人改制重组情况

（一）发行人的设立方式

经国务院国资委《关于中节能风力发电股份有限公司（筹）国有股权管理有关问题的批复》（国资产权[2010]472 号）批准，本公司由风电有限公司以 2009 年 12 月 31 日为基准日，经审计的截至基准日的账面净资产值按 1:0.7793674281 的比例折股整体变更设立为股份有限公司。本公司于 2010 年 6 月 27 日召开创立大会，并于 2010 年 6 月 30 日在国家工商总局登记注册，领取了《企业法人营业执照》（注册号：100000000040090）。

（二）发起人

本公司发起人及发起设立时的持股情况如下：

序号	发起人名称	认购股数（万股）	持股比例（%）
1	中国节能	96,000	60.00
2	社保基金	32,000	20.00
3	国开金融	16,000	10.00
4	光控安心	9,333	5.83
5	光大创业	6,667	4.17
合计		**160,000**	**100.00**

（三）发行人改制设立前，主要发起人拥有的主要资产和实际从事的主要业务

中国节能持有本公司发行前 60%的股份，为本公司主要发起人。本公司设立前，中国节能的经营范围包括：投资开发、经营、管理和综合利用节能、节材、环保、新能源和替代能源的项目、与上述业务有关的物资、设备、产品的销售（国家有专项专营规定的除外）；节电设备的生产和租赁；建设项目监理、评审、咨询；房地产开发与经营；自营与代理除国家组织统一联合经营的 16 种出口商品和国家实行核定公司经营的 14 种进口商品以外的其他商品及技术的进出口业务；进料加工和“三来一补”业务；对销贸易和转口贸易。

中国节能拥有的主要资产为经营上述业务相关的资产和权益。

（四）发行人设立时拥有的主要资产和实际从事的主要业务

发行人系以风电有限公司截至 2009 年 12 月 31 日经审计的账面净资产值折股整体变更成立，承继了风电有限公司的全部资产、负债和业务。发行人成立时拥有的主要资产或权益为下属的 8 家全资、控股子公司股权。根据毕马威出具的第 KPMG-A（2010）AR No.0728 号《审计报告》，截至 2009 年 12 月 31 日，公司合并口径的总资产为 776,727.75 万元、净资产为 273,801.47 万元。

本公司设立时的主要业务为风力发电的项目开发、建设及运营。

（五）发行人设立后，主要发起人拥有的主要资产和实际从事的主要业务

自本公司成立以来，中国节能的主营业务未发生重大变化。中国节能已承诺在其实

际控制发行人期间，不会在中国境内或境外，以任何方式（包括但不限于单独经营、通过合资经营或拥有另一公司或企业的股份或其他权益）直接或间接参与发行人及其下属全资、控股子公司从事的业务构成竞争的任何业务或活动，亦不会以任何形式支持发行人及其下属全资、控股子公司以外的他人从事与发行人及其下属全资、控股子公司目前或今后进行的业务构成竞争或者可能构成竞争的业务或活动。

（六）发行人改制前后的业务流程

本公司是由风电有限公司整体变更设立，改制前后本公司的主要业务流程未发生重大变化，本公司各项具体业务流程参见本招股说明书“第六节 业务与技术”的相关内容。

（七）发行人设立以来，在生产经营方面与主要发起人的关联关系及演变情况

本公司设立以来，业务独立运营，在生产经营方面与主要发起人的关联关系主要包括设备采购、房屋租赁、资金往来等经常性或偶发性关联交易，报告期内与主要发起人存在关联交易的情况参见本招股说明书“第七节 同业竞争与关联交易”的相关内容。

（八）发起人出资资产的产权变更手续办理情况

本公司由风电有限公司整体变更设立，风电有限公司全部资产、负债、权益及业务均已整体进入股份公司，房产、土地、机器设备等相关资产的产权变更手续已办理完毕。

三、发行人的独立运营情况

本公司在资产、人员、财务、机构、业务方面均与控股股东及其控制的其他企业相互独立，具有完整的业务体系及面向市场独立经营的能力。

（一）业务独立

公司的主营业务为风力发电的项目开发、建设及运营，具有完整的业务体系及面向市场独立经营的能力，主要为：

1、本公司拥有完整的法人财产权、经营决策权和实施权，从事的经营业务独立于控股股东及其控制的其他企业；

2、本公司及其下属全资、控股子公司拥有从事各自业务经营所需的相应资质；

3、本公司拥有独立的生产经营场所，开展业务所必需的人员、资金、设备和配套设施，以及在此基础上建立起来的独立完整的业务体系；

4、本公司能够顺利组织开展相关业务，具有面向市场独立经营的能力，与控股股东及其控制的其他企业之间不存在构成对控股股东重大依赖的关联交易。

（二）资产独立完整

公司拥有独立生产经营所需的各项资产，对公司资产拥有完全的所有权、控制权和支配权。本公司与控股股东之间的资产产权关系清晰，本公司的资产完全独立于控股股东及其控制的其他企业。截至本招股说明书签署日，本公司不存在以资产和权益为控股股东及其控制的其他企业提供担保的情形，也不存在资产、资金被控股股东及其控制的其他企业违规占用而损害本公司利益的情形。

（三）人员独立

公司董事、监事及高级管理人员均依《公司法》、《公司章程》等规定的程序选举或聘任，不存在超越董事会和股东大会作出人事任免决定的情况。公司总经理、副总经理、总会计师、董事会秘书等高级管理人员未在控股股东及其控制的其他企业中担任除董事、监事以外的其他职务，没有在控股股东及其控制的其他企业领薪；公司的财务人员没有在控股股东及其控制的其他企业中兼职。公司拥有独立的人事档案、人事聘用和任免制度以及独立的工资管理制度，公司员工的聘任、考核和奖惩与控股股东及其控制的其他企业严格分开。

（四）财务独立

公司设有独立的财务部门，配备专职财务人员，建立了独立的财务核算体系，能够独立作出财务决策。公司具有规范的财务会计制度和对子公司的财务管理制度。公司已在银行开立独立的银行账户，不存在与控股股东及其控制的其他企业共用银行账户的情况。公司作为独立的纳税人，依法独立纳税，不存在与控股股东及其控制的其他企业混合纳税的情况。

（五）机构独立

本公司按照《公司法》、《公司章程》及其他相关法律、法规及规范性文件的规定建立了股东大会、董事会及其下属各专业委员会、监事会、经营管理层等权力、决策、监督及经营管理机构，明确了其各自的职权范围，建立了有效的法人治理结构和适合自身业务特点及业务发展需要的组织结构。公司各部门及子公司组成了一个有机的整体，组织机构健全完整，运作正常有序，能独立行使经营管理职权。本公司的生产经营、办公机构与控股股东及其控制的其他企业分开，不存在混合经营的状况。

四、发行人股本的形成及其变化和重大资产重组情况

（一）发行人股本形成及其变化情况

自股份公司设立以来，本公司股本未发生变动。本公司前身风电有限公司成立于2006 年 1 月 6 日，其股本形成及变化过程如下：

1、2006 年 1 月公司设立

2006年1月4日，中国节能和北京国投签订《中节能风力发电投资有限公司股东会决议》，决定共同出资设立风电有限公司。风电有限公司设立时注册资本为30,000万元，其中中国节能出资15,300万元，占注册资本的51%；北京国投出资14,700万元，占注册资本的49%。2006年1月5日，北京天通会计师事务所有限公司出具天通（2006）验字第001号《验资报告》，审验截至2006年1月5日，风电有限公司（筹）已收到中国节能和北京国投缴纳的注册资本合计30,000万元，全部为货币出资。2006年1月6日，风电有限公司在国家工商总局注册登记，并领取了《企业法人营业执照》（注册号：1000001004009）。

风电有限公司设立时的股权结构如下：

单位：万元

序号	股东名称	认缴出资额	实缴出资额	出资比例
1	中国节能	15,300	15,300	51.00%
2	北京国投	14,700	14,700	49.00%
合计		**30,000**	**30,000**	**100.00%**

2、2006 年 12 月股权转让

（1）本次股权转让的程序

2006年5月18日，经风电有限公司股东会审议通过，北京国投将其所持风电有限公司49%的股权转让于中国节能。北京国投与中国节能就本次股权转让签订了《股权转让协议书》，本次股权转让已经国务院国资委下发的《关于中节能风力发电投资有限公司国有股权协议转让有关问题的批复》（国资产权[2006]1102号）批准，转让价格以经国务院国资委备案的中兴立评报字[2006]第1023号评估报告确认的截至基准日2006年6月30日风电有限公司净资产评估值为基准确定。2006年12月28日，风电有限公司在国家工商总局办理了变更登记，并领取了变更后的《企业法人营业执照》。

本次股权转让完成后，风电有限公司的股权结构如下：

单位：万元

序号	股东	认缴出资额	实缴出资额	出资比例
1	中国节能	30,000	30,000	100.00%
合计		**30,000**	**30,000**	**100.00%**

（2）本次股权转让的价格、定价依据、价款支付情况

本次股权转让价格为14,700万元，每份注册资本为1元。定价依据以中兴立资产评估有限公司出具的、经国务院国资委备案的《中国节能投资公司拟收购北京国投节能公司长期股权投资资产评估报告书》（中兴立评报字[2006]第1023号）确认的截至基准日2006年6月30日风电有限公司净资产评估值29,998.84万元为基准确定。中国节能已向北京国投足额支付该笔股权转让价款。

（3）本次股权转让的原因

本次股权转让的主要原因为中国节能业务调整的需要。

3、2007 年 4 月增资

（1）本次增资的程序

2007 年 2 月 8 日，中国节能下发《关于同意给中节能风力发电投资有限公司增资的批复》（节投[2007]48 号），决定对风电有限公司增资 6,000 万元。2007 年 4 月 4 日，北京兴华出具（2007）京会兴（验）字第 4-004 号《验资报告》，审验截至 2007 年 4 月 4 日，风电有限公司已收到中国节能缴纳的新增注册资本 6,000 万元，出资方式为货币出资。2007 年 4 月 23 日，风电有限公司在国家工商总局办理了变更登记，并领取了变更后的《企业法人营业执照》。风电有限公司注册资本和实收资本变更为 36,000 万元。

本次增资完成后，风电有限公司的股权结构如下：

单位：万元

序号	股东	认缴出资额	实缴出资额	出资比例
1	中国节能	36,000	36,000	100.00%
合计		**36,000**	**36,000**	**100.00%**

（2）本次增资的价格、定价依据、增资资金来源

本次增资的每份新增注册资本为1元，定价依据为注册资本金额。中国节能本次增资的资金来源为自有资金。

（3）本次增资的原因

本次增资的主要原因为公司扩大业务规模，补充资本金的需要。

4、2007 年 5 月新增股东、增资

（1）本次增资的程序

2007年5月25日，中国节能下发《关于对中节能风力发电投资有限公司增资的通知》（节投[2007]148号），同意风电有限公司新增股东中节投新型建筑材料投资有限公司，新增股东以货币方式向风电有限公司增资8,000万元。中节投新型建筑材料投资有限公司为中国节能全资子公司。2007年5月25日，经风电有限公司2007年第一次股东会审议，同意风电有限公司注册资本增加至44,000万元，由中节投新型建筑材料投资有限公司认缴本次新增注册资本。2007年5月28日，中勤万信出具（2007）中勤验字第05017号《验资报告》，审验截至2007年5月28日止，风电有限公司已收到中节投新型建筑材料投资有限公司缴纳的新增注册资本8,000万元，出资方式为货币出资。2007年5月29日，风电有限公司在国家工商总局办理了变更登记，并领取了变更后的《企业法人营业执照》。风电有限公司注册资本和实收资本变更为44,000万元。

本次新增股东增资完成后，风电有限公司的股权结构如下：

单位：万元

序号	股东	认缴出资额	实缴出资额	出资比例
1	中国节能	36,000	36,000	81.82%
2	中节投新型建筑材料投资有限公司	8,000	8,000	18.18%
合计		**44,000**	**44,000**	**100.00%**

（2）本次增资的价格、定价依据、增资资金来源

本次增资的每份新增注册资本为1元，定价依据为注册资本金额。中节投新型建筑

材料投资有限公司本次增资的资金来源为自有资金。

（3）本次增资的原因

本次增资的主要原因为公司扩大业务规模，补充资本金的需要。

5、2008 年 1 月增资

（1）本次增资的程序

2007 年 12 月 24 日，经风电有限公司 2007 年第三次股东会审议，中国节能以货币向风电有限公司增资 17,800 万元。2007 年 12 月 25 日，北京兴华出具（2007）京会兴（验）字第 4-025 号《验资报告》，审验截至 2007 年 12 月 25 日止，风电有限公司已收到中国节能缴纳的新增注册资本 17,800 万元，出资方式为货币出资。2008 年 1 月 3 日，风电有限公司在国家工商总局办理了变更登记，并领取了变更后的《企业法人营业执照》。风电有限公司注册资本和实收资本变更为 61,800 万元。

本次增资完成后，风电有限公司的股权结构如下：

单位：万元

序号	股东	认缴出资额	实缴出资额	出资比例
1	中国节能	53,800	53,800	87.06%
2	中节能新材料投资有限公司(1)	8,000	8,000	12.94%
合计		**61,800**	**61,800**	**100.00%**

注 1：由中节投新型建筑材料投资有限公司更名而来

（2）本次增资的价格、定价依据、增资资金来源

本次增资的每份新增注册资本为1元，定价依据为注册资本金额。中国节能本次增资的资金来源为自有资金。

（3）本次增资的原因

本次增资的主要原因为公司扩大业务规模，补充资本金的需要。

6、2008 年 5 月增资

（1）本次增资的程序

2008 年 4 月 20 日，经风电有限公司 2008 年第一次股东会审议，中国节能向风电有限公司以货币增资 16,400 万元。2008 年 4 月 8 日，北京兴华出具（2008）京会兴（验）字第 4-011 号《验资报告》，审验截至 2008 年 4 月 7 日，风电有限公司已收到中国节能缴纳的新增注册资本 16,400 万元，出资方式为货币出资。2008 年 5 月 8 日，风电有限公司在国家工商总局办理了变更登记，并领取了变更后的《企业法人营业执

照》。风电有限公司注册资本和实收资本变更为 78,200 万元。

本次增资完成后，风电有限公司的股权结构如下：

单位：万元

序号	股东	认缴出资额	实缴出资额	出资比例
1	中国节能	70,200	70,200	89.77%
2	中节能新材料投资有限公司	8,000	8,000	10.23%
合计		**78,200**	**78,200**	**100.00%**

（2）本次增资的价格、定价依据、增资资金来源

本次增资的每份新增注册资本为1元，定价依据为注册资本金额。中国节能本次增资的资金来源为自有资金。

（3）本次增资的原因

本次增资的主要原因为公司扩大业务规模，补充资本金的需要。

7、2008 年 12 月股权无偿划转

（1）本次无偿划转的程序

2008 年 11 月 24 日，中国节能下发《关于将中节能新材料投资有限公司持有的中节能风力发电投资有限公司股权无偿划转入公司的通知》（节投[2008]377 号），并抄送国务院派驻中国节能投资公司监事会，决定将中节能新材料投资有限公司持有的风电有限公司 10.23%的股权无偿划转至中国节能。

2008 年 11 月 24 日，经风电有限公司 2008 年第二次股东会审议，同意中节能新材料投资有限公司将持有风电有限公司 10.23%的股权无偿划至中国节能。同日，中国节能与中节能新材料投资有限公司就上述股权无偿划转事项签订了《无偿划转协议》。2008 年 12 月 8 日，风电有限公司在国家工商总局办理了变更登记，并领取了变更后的《企业法人营业执照》。

本次无偿划转完成后，风电有限公司的股权结构如下：

单位：万元

序号	股东	认缴出资额	实缴出资额	出资比例
1	中国节能	78,200	78,200	100.00%
合计		**78,200**	**78,200**	**100.00%**

（2）本次无偿划转的原因

本次无偿划转的主要原因为中国节能业务调整需要。

8、2009年9月新增股东、增资

（1）本次增资的程序

2009 年 9 月 18 日，中国节能作出《中国节能关于风电公司引进战略投资者的决议》，决定风电有限公司引入投资者社保基金、光控安心和光大创业。上述各方于 2009 年 9 月签订《关于中节能风力发电投资有限公司之增资协议》，约定以中发国际评估事务所出具的、经中国节能备案的中发评报字（2009）第 063 号《中节能风力发电投资有限公司增资项目资产评估报告》所确定的风电有限公司于基准日 2008 年 12 月 31 日的净资产评估值为定价基准进行增资。中国节能以 50,700 万元认购新增注册资本 33,800 万元、社保基金以 48,000 万元认购新增注册资本 32,000 万元、光控安心以 14,000 万元认购新增注册资本 9,333 万元、光大创业以 10,000 万元认购新增注册资本 6,667 万元。

2009 年 9 月 21 日，经风电有限公司 2009 年第一次股东会审议，风电有限公司注册资本由 78,200 万元增至 160,000 万元，其中中国节能以货币出资 33,800 万元、社保基金以货币出资 32,000 万元、光控安心以货币出资 9,333 万元、光大创业以货币出资 6,667 万元。增资完成后，风电有限公司注册资本变更为 160,000 万元。2009 年 9 月 21 日，北京兴华出具了（2009）京会兴（验）字第 4-015 号《验资报告》，审验截至 2009 年 9 月 21 日，风电有限公司已收到各方股东缴纳的新增注册资本（实收资本）合计 81,800 万元，出资方式为货币出资。

2009 年 9 月 28 日，风电有限公司在国家工商总局办理了变更登记，并领取了变更后的《企业法人营业执照》。风电有限公司注册资本和实收资本变更为 160,000 万元。

本次增资完成后，风电有限公司的股权结构如下：

单位：万元

序号	股东	认缴出资额	实缴出资额	持股比例
1	中国节能	112,000	112,000	70.00%
2	社保基金	32,000	32,000	20.00%
3	光控安心	9,333	9,333	5.83%
4	光大创业	6,667	6,667	4.17%
合计		**160,000**	**160,000**	**100.00%**

（2）本次增资的价格、定价依据、增资资金来源

本次增资的每份新增注册资本为1.5元，定价依据为以中发国际评估事务所出具的、经中国节能备案的《中节能风力发电投资有限公司股权转让项目资产评估》（中发评报字（2009）第063号）确定的截至基准日2008年12月31日的风电有限公司净资产评估值114,100万元为基础（折合1.46元/每份注册资本）协商确定。

中国节能、光控安心及光大创业本次增资资金均来源于自有资金，社保基金本次增资资金来源为社保基金管理的全国社会保障基金。

（3）本次增资的原因

公司本次增资并引进新投资者的原因为：一是扩大公司业务规模，补充资本金需要；二是促进公司股权多元化，完善公司治理结构。

9、2009 年 12 月股权转让

（1）本次股权转让的程序

2009 年 11 月，中国节能作出《关于中国节能转让所持中节能风力发电投资有限公司股权的决议》，拟通过公开挂牌方式出售其持有的风电有限公司 10%的股权。2009 年 11 月 18 日，风电有限公司召开了 2009 年第二次股东会，审议通过中国节能转让其持有的风电有限公司 10%股权的议案，风电有限公司其他股东社保基金、光控安心和光大创业一致同意放弃上述所转让股权的优先购买权。

根据中发评估于 2009 年 11 月 15 日出具的并经中国节能备案的中发评报字[2009]第 082 号《中节能风力发电投资有限公司股权转让项目资产评估报告》，风电有限公司于基准日 2009 年 9 月 30 日的净资产评估值为 236,700 万元。中国节能所持风电有限公司 10%的股权经资产评估并备案后，通过上海联合产权交易所上市挂牌并产生国开金融为唯一受让方，2009 年 12 月 18 日，中国节能与国开金融签订《上海市产权交易合同》，以 24,320 万元的价格将所持风电有限公司 10%的股权转让于国开金融。

2009 年 12 月 23 日，风电有限公司在国家工商总局办理了变更登记手续并领取了变更后的《企业法人营业执照》。

本次股权转让完成后，风电有限公司的股权结构如下：

单位：万元

序号	股东	认缴出资额	实缴出资额	持股比例
1	中国节能	96,000	96,000	60.00%
2	社保基金	32,000	32,000	20.00%

3	国开金融	16,000	16,000	10.00%
4	光控安心	9,333	9,333	5.83%
5	光大创业	6,667	6,667	4.17%
合计		**160,000**	**160,000**	**100.00%**

（2）本次股权转让的价格、定价依据、价款支付情况

本次股权转让价格为24,320万元，每份注册资本为1.52元。定价依据以中发评报字[2009]第082号评估报告中确定的2009年9月30日净资产评估值为基础（折合1.48元/每份注册资本），经挂牌交易确定。国开金融已向中国节能足额支付上述股权转让价款。

（3）本次股权转让的原因

本次股权转让的主要原因为进一步优化公司治理结构的需要。

10、股权转让及增资的价格差异情况及原因

在2009年9月引入新投资者之前，风电有限公司为中国节能下属全资子公司，因此中国节能及其下属全资子公司中节能新材料投资有限公司对风电有限公司于2007年4月、2007年5月、2008年1月、2008年5月四次增资价格均以公司注册资本金基础确定，每份注册资本为1元。2009年9月，风电有限公司引进新投资者社保基金、光控安心和光大创业，增资价格是以净资产评估值（折合每份注册资本1.46元）为基础协商确定，为每份新增注册资本1.5元。

风电有限公司2006年12月股权转让的价格为1元/每份注册资本，以净资产评估值（折合0.9999元/每份注册资本）为基础确定；2009年12月股权转让的价格为1.52元/每份注册资本，以净资产评估值（折合1.48元/每份注册资本）为基础，经挂牌交易确定。以上两次股权转让均以公司当时的净资产评估值为基础确定，两次股权转让价格差异原因是由于公司净资产评估值发生了变动。

（二）重大资产重组情况

本公司自设立以来，无重大资产重组事项。

五、发行人历次验资情况及投入资产的计量属性

（一）2006 年设立时的验资情况

2006 年 1 月 5 日，北京天通会计师事务所有限公司出具天通（2006）验字第 001

号《验资报告》，审验截至 2006 年 1 月 5 日，风电有限公司（筹）已收到中国节能和北京国投缴纳的注册资本合计 30,000 万元，全部为货币出资，占注册资本的 100%，其中中国节能出资 15,300 万元，占注册资本的 51%，北京国投出资 14,700 万元，占注册资本的 49%。

（二）2007 年 4 月增资至 36,000 万元时的验资情况

2007 年 4 月 4 日，北京兴华出具（2007）京会兴（验）字第 4-004 号《验资报告》，审验截至 2007 年 4 月 4 日，风电有限公司已收到中国节能缴纳的新增注册资本 6,000 万元，出资方式为货币。增资完成后，风电有限公司的注册资本变更为 36,000 万元。

（三）2007 年 5 月增资至 44,000 万元时的验资情况

2007 年 5 月 28 日，中勤万信出具了（2007）中勤验字第 05017 号《验资报告》，审验截至 2007 年 5 月 28 日止，风电有限公司已收到中节投新型建筑材料投资有限公司缴纳的新增注册资本 8,000 万元，出资方式为货币。增资完成后，风电有限公司的注册资本变更为 44,000 万元。

（四）2008 年 1 月增资至 61,800 万元时的验资情况

2007 年 12 月 25 日，北京兴华出具（2007）京会兴（验）字第 4-025 号《验资报告》，审验截至 2007 年 12 月 25 日止，风电有限公司已收到中国节能缴纳的新增注册资本合计 17,800 万元，出资方式为货币。增资完成后，风电有限公司的注册资本变更为 61,800 万元。

（五）2008 年 5 月增资至 78,200 万元时的验资情况

2008 年 4 月 8 日，北京兴华出具了（2008）京会兴（验）字第 4-011 号《验资报告》，审验截至 2008 年 4 月 7 日，风电有限公司已收到中国节能缴纳的新增注册资本 16,400 万元，出资方式为货币。增资完成后，风电有限公司的注册资本变更为 78,200 万元。

（六）2009 年 9 月增资至 160,000 万元时的验资情况

2009 年 9 月 21 日，北京兴华出具（2009）京会兴（验）字第 4-015 号《验资报

告》，审验截至 2009 年 9 月 21 日，风电有限公司已收到各方股东缴纳的新增注册资本 81,800 万元，出资方式为货币。其中，中国节能缴纳新增注册资本 33,800 万元、社保基金缴纳新增注册资本 32,000 万元、光控安心缴纳新增注册资本 9,333 万元、光大创业缴纳新增注册资本 6,667 万元。增资完成后，风电有限公司的注册资本变更为 160,000 万元。

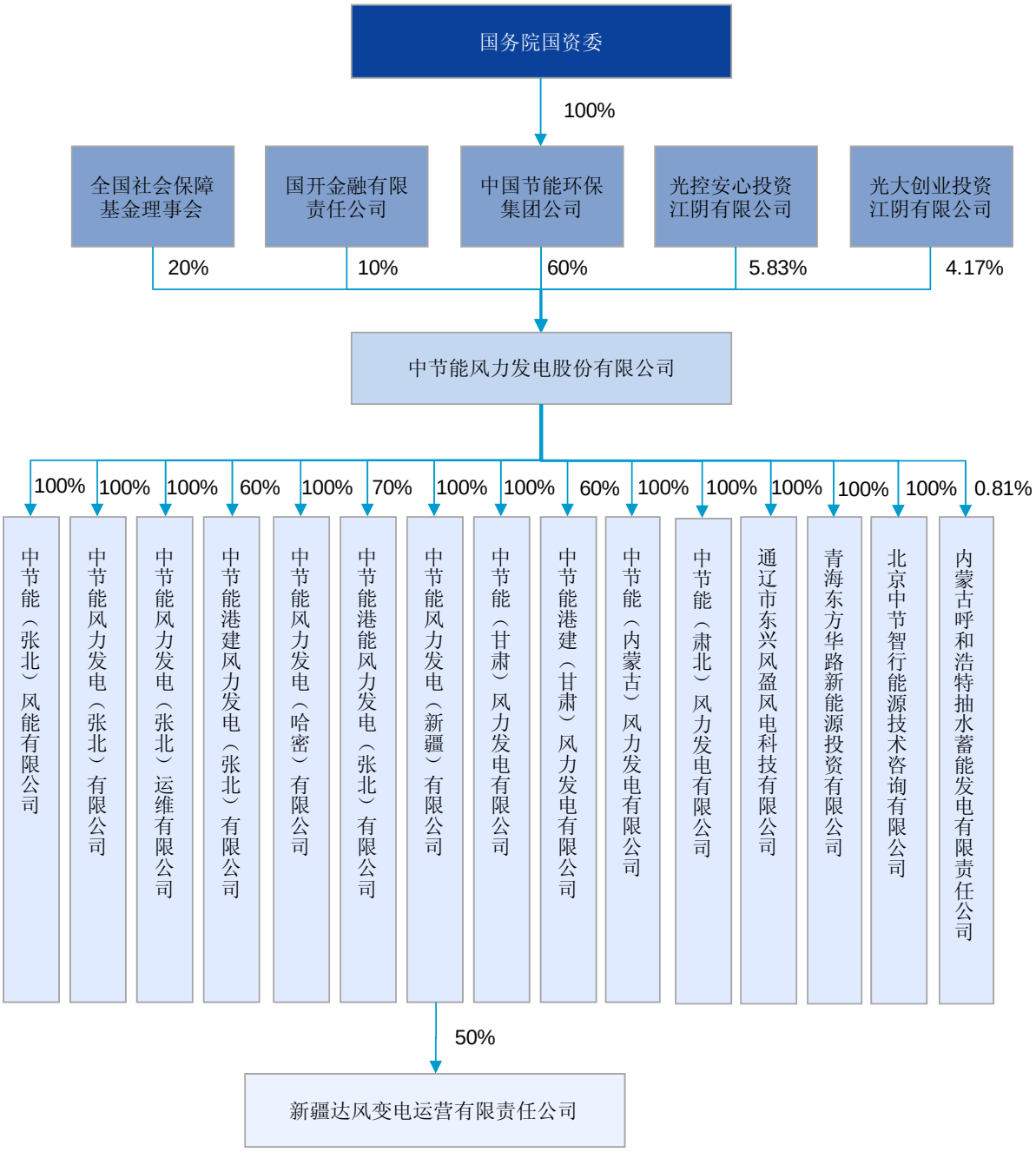
（七）2010 年 6 月整体变更设立股份公司时的验资情况

2010 年 6 月 25 日，北京兴华出具《关于中节能风力发电投资有限公司股份制改造的验资报告》（（2010）京会兴验字第 7-012 号），审验截至 2010 年 5 月 30 日，各发起人以各自拥有的风电有限公司的净资产按原持股比例认购股份公司的全部股份，股份公司以净资产折合股本 160,000 万元，净资产超过注册资本的部分转入资本公积。

六、本公司的股权结构和组织结构图

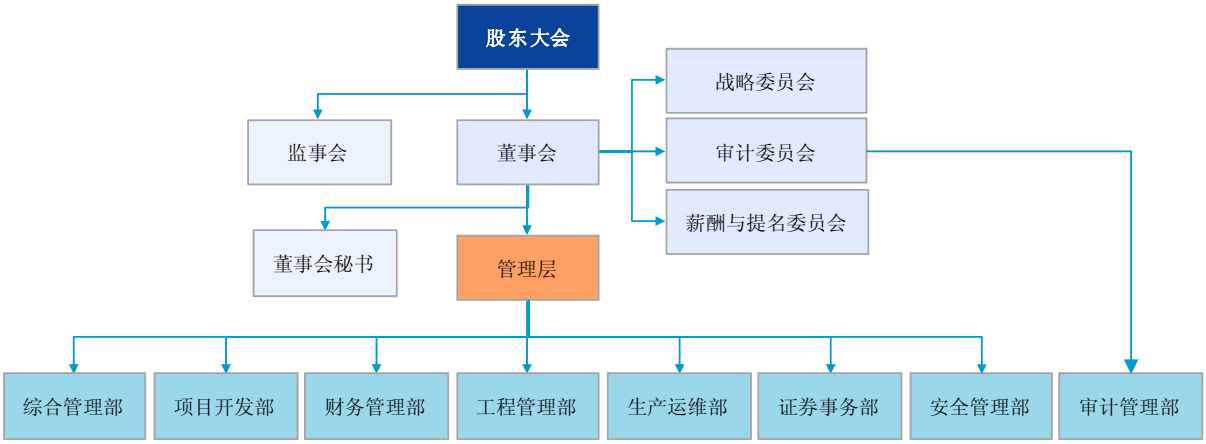
（一）本公司的股权结构图

截至本招股说明书签署日，本公司股权结构图如下：



（二）本公司的组织机构图及内部职能部门设置情况

1、组织机构图



2、公司各部门的主要职能

综合管理部：主要负责公司的企业管理、人力资源管理、行政事务管理、文秘档案管理、对外宣传和党群、纪检等工作，包括负责公司基本管理制度的组织汇编和企管、行政、人力资源、党群工作等方面制度的起草和制定，并监督执行；负责组织协调公司领导的日常工作；负责组织公司年度工作报告的起草工作；负责公司月度工作计划的汇总工作；负责公司公文的办理工作；负责公司档案管理工作；负责公司后勤管理工作；负责公司企业管理工作；负责公司企划宣传工作；负责公司人力资源管理工作；负责公司党群、纪检工作等相关工作。

项目开发部：负责风电项目的前期开发工作，协助公司制定并实施风电开发战略规划及各项规范制度；根据公司年度工作报告中对项目开发的要求，制定、分解和落实公司年度前期开发任务，协助公司完成风电的战略布局；负责公司国内外项目前期开发工作，包括项目信息收集、选址、测风、风资源评价、项目立项、可行性研究以及项目核准等工作；负责上报项目公司前期开发工作信息，对项目公司前期工作进行业务指导、技术支持；根据公司的战略部署，积极开展战略合作工作，为公司可持续发展积极储备风能资源；参与并购风电项目的相关工作；负责组织国内特许权项目的投标工作，参与海外 EPC、BOT、BOO 等项目投标工作；配合相关部门开展竣工项目评估工作；关注风电领域相关技术发展与研究，针对项目前期开发中的专业技术工作，结合公司实际情况开展技术创新、研究、论证、推广工作；承担公司分配的科研任务；开展项目合作交流和公关协调工作等相关工作。

财务管理部：负责会计核算、财务管理等工作的职能部门，主要职责包括：负责拟订公司财务管理和会计核算等相关的制度并组织实施；负责公司经济业务的会计核算、帐务处理、各种财务报表编报，以及提供财务信息；负责公司预算编制工作，分析评估

预算执行情况；负责公司涉税事项的统筹安排和实施；负责公司银行融资、其他债务融资以及下属公司银行融资的统一管理，公司系统内资金的统一调度和管理；参与公司绩效管理、投资管理、预算管理等重要经营事项的研究、分析、论证；对下属公司的会计核算和财务管理工作进行指导、监督；配合相关部门的工作等相关工作。

工程管理部：负责对各下属公司风电项目的建设过程进行监督和服务，包括组织学习掌握国家及行业相关规定，编制公司工程管理制度和相应标准；负责组织、协调相关部门配合项目公司完成项目报批、报建、评审、验收、结算和评价等工作；负责参与项目准备阶段投资估算及收益率的测算并在项目启动会后确定项目基准概算；监督项目建设实施过程中基准概算的执行；审核项目基准概算和重大设计变更、调整；组织项目工程结算的审核；对项目投资情况进行统计、分析、评价；组织开展系统、地区、行业内的相关对标工作；负责招标文件的审核、招标工程的监督工作；确定新建项目的建设基准计划，督促、检查基准计划的执行情况；对项目公司的工程进度管理工作、质量管理工作进行评价并定期提交分析报告；见证风电场工程项目重要分部、分项工程环节的施工过程；监督项目公司完善项目建设相关手续；参与质量事故的调查处理；参与、组织风电场项目的竣工验收；定期组织检查项目建设过程中相关单位的安全制度、安全设施和作业行为，协助项目公司杜绝安全隐患，减少安全事故。

生产运维部：负责对公司的生产、运行、安全、清洁发展机制以及重大技术装备等进行制度规范、执行监督和评价，包括根据公司风电场建设运行情况，在总结、分析、评价各下属企业已形成的运行、维护、安全制度等基础上，编制公司生产运维基本制度和相应标准；依据相关制度或规范，建立检查监督细则，定期对下属企业的制度建立、执行以及存在问题进行监督、检查；收集、整理、汇总生产运维、安全等有关经验；负责公司的清洁发展机制工作，完成所有减排量销售；负责公司重大技术装备、科技研发和技术进步管理工作；定期组织生产运行专题会议；组织制度体系的评价；运行事故分析和监督；筹划和逐步建立运维专家系统；培训和技术交流；集中监控系统；预算工作；配合项目开发部、工程部等部门工作；对下属企业的服务职能；生产运行档案管理等。

证券事务部：负责公司董事会日常事务、信息披露、投资者关系管理、直接融资、法律事务、股权投资等工作，具体包括：组织、筹备公司股东大会、董事会及其专门委员会会议、监事会会议；按照相关要求，及时收集公司重大事项、经营状况、财务报告等信息，编写信息披露草案并根据授权办理信息披露事务；负责公司股东、潜在投资者

等来电、来信、来访的接待、沟通及其他形式的投资者关系工作；做好中国证监会及其派出机构、上海证券交易所等的日常监管工作；当公司发展需要再融资时，组织、协调公司再融资工作；监控公司股价在二级市场上的变动情况，当公司股价出现异动时，及时报告公司并提出解决问题的意见或建议，负责实施公司的处置方案；负责公司的法律事务，对公司的规章制度、经济合同、重大决策等进行全方位合规审查，为公司的经营活动提供法律支持；参与公司重要商务谈判，管理公司法律诉讼及仲裁工作；负责公司对外股权投资工作，参与股权投资项目的寻找、开发、实施、监管和退出等工作。

审计管理部：负责公司内部审计工作，起到内部监督管理作用。主要职责包括：负责制定公司内部审计工作制度，编制公司年度内部审计工作计划；按公司内部分工参与组织公司年度财务决算的审计工作，并对公司年度财务决算的审计质量进行监督；对国家法律法规规定不适宜或者未规定须由社会中介机构进行年度财务决算审计的有关内容组织进行内部审计；对公司的财务收支、财务预算、财务决算、资产质量、经营绩效以及其他有关的经济活动进行审计监督；组织对所属子公司负责人进行任期经济责任审计，根据需要对公司主要职能部门负责人进行经济责任审计；组织对发生重大财务异常情况的所属子公司进行专项经济责任审计；对公司的基建工程及其它建设项目的立项、概（预）算、建设支出、决（结）算和竣工交付使用等关键环节进行审计监督；对公司内部控制系统的健全性、合理性和有效性进行检查、评价和意见反馈，对企业有关业务的经营风险进行评估和意见反馈；对公司的经济运行及经营绩效进行审计监督与评价。审计管理部接受审计委员会的监督、指导。根据《内部审计制度》，审计管理部应当按照有关规定实施适当的审查程序，评价公司内部控制的有效性，并至少每年向审计委员会提交一次内部控制评价报告。评价报告应当说明审查和评价内部控制的目的、范围、审查结论及对改善内部控制的建议。

安全管理部：负责公司安全生产、职业健康管理体系和制度建设；负责监督检查公司下属企业对安全生产、职业健康等法律法规和相关管理制度的贯彻落实；负责公司安全、职业健康规划与年度计划管理，拟定年度考核指标并组织考核工作；负责组织制定和发布公司安全生产企业安全生产标准；负责综合协调和监督检查安全隐患排查治理工作；负责公司及下属企业重大危险源监控情况的监督检查；负责参与事故的调查处理工作，监督检查事故处理结果的落实工作；负责监督和指导下属企业安全、职业健康基础管理工作，发挥参谋、服务、管理及协调作用；负责牵头公司生产安全、自然灾害和公

共卫生应急管理相关工作；负责公司安全生产信息化管理工作。

七、本公司的控股、参股子公司情况

（一）全资、控股子公司的情况

截至本招股说明书签署日，本公司有 14 家直接持股的全资、控股子公司，其中 11 家为全资子公司，3 家为控股子公司，基本情况如下：

1、张北风电

成立时间	2004年7月23日	注册资本/实收资本	18,178万元
公司持股比例	100%	主要生产经营地/注册地	张北县海流图乡（村）
经营范围	风力发电厂的建设、运营、维护；风电生产、销售；进出口业务；提供风场规划咨询及运行维护服务		
主要财务数据： 截至2013年12月31日，总资产78,387.50万元，净资产22,062.83万元，2013年度净利润1,710.44万元。			

注：2006 年 10 月，经中国节能《关于将北京国投节能公司部分股权无偿划转给中节能风力发电投资有限公司的决定》（节投[2006]209 号）批准，北京国投将所持张北风电前身张北国投风力发电厂的国有产权、资产及相关债务自 2006 年 6 月 30 日起无偿划转于风电有限公司。

2、张北运维

成立时间	2007年8月31日	注册资本/实收资本	16,460万元
公司持股比例	100%	主要生产经营地/注册地	张北县海流图乡（村）
经营范围	风力发电场的开发、建设、运营、维护；风电生产、销售及设备进出口业务；提供风场规划、建设、咨询及运行、维护服务		
主要财务数据： 截至2013年12月31日，总资产63,836.90万元，净资产20,176.21万元，2013年度净利润2,545.72万元。			

3、新疆风电

成立时间	2004年5月28日	注册资本/实收资本	38,817万元
公司持股比例	100%	主要生产经营地/注册地	乌鲁木齐县水西沟镇
经营范围	风力发电，一般货物与技术的进出口业务		
主要财务数据： 截至2013年12月31日，总资产140,582.98万元，净资产43,312.17万元，2013年度净利润3,178.96			

万元。

注：2006 年 10 月，经中国节能《关于将北京国投节能公司部分股权无偿划转给中节能风力发电投资有限公司的决定》（节投[2006]209 号）批准，北京国投将所持新疆风电前身新疆国投风力发电厂的国有产权、资产及相关债务无偿划转于风电有限公司。

4、甘肃风电

成立时间	2009年12月28日	注册资本/实收资本	56,015万元
公司持股比例	100%	主要生产经营地/注册地	甘肃省玉门市新市区玉昌路
经营范围	风力发电项目的开发、投资管理、建设施工、运营及相关技术服务（以上项目涉及行政许可及资质的凭有效许可证和资质证经营）		

主要财务数据：

截至2013年12月31日，总资产223,041.42万元，净资产61,569.83万元，2013年度净利润5,025.61万元。

5、内蒙风电

成立时间	2010年4月16日	注册资本/实收资本	10,829万元
公司持股比例	100%	主要生产经营地/注册地	兴和县赛乌素乡
经营范围	风力发电项目开发、投资管理、建设施工、运营维护		

主要财务数据：

截至2013年12月31日，总资产51,865.05万元，净资产11,763.52万元，2013年度净利润934.52万元。

6、哈密风电

成立时间	2011年5月5日	注册资本/实收资本	10,000万元(1)
公司持股比例	100%	主要生产经营地/注册地	哈密市天山西路31号伟福大厦
经营范围	风力发电项目的开发、投资管理、建设施工、运营维护		

主要财务数据：

截至2013年12月31日，总资产89,524.44万元，净资产10,000万元。目前风电项目尚在建设中，未实际运营。

注 1：2013 年 8 月 15 日，哈密风电的注册资本由 1,000 万元增加至 10,000 万元，全部增资由中节能风电以现金方式出资。

7、张北风能

成立时间	2011年5月25日	注册资本/实收资本	19,459万元

公司持股比例	100%	主要生产经营地/注册地	河北省张北县单晶河乡小水泉村西
经营范围	风力发电场的开发、建设、运营及相关技术服务。		

主要财务数据：

截至2013年12月31日，总资产82,668.70万元，净资产20,517.47万元，2013年度净利润1,058.47万元。

8、肃北风电

成立时间	2011年12月21日	注册资本/实收资本	10,000万元
公司持股比例	100%	主要生产经营地/注册地	肃北县教育路3号楼2-401号
经营范围	风力发电项目的开发建设施工运营维护相关业务技术服务		

主要财务数据：

截至2013年12月31日，总资产38,666.47万元，净资产10,000万元。目前风电项目尚在建设中，未实际运营。

9、通辽风电

成立时间	2008年10月15日	注册资本/实收资本	15,000万元
公司持股比例	100%	主要生产经营地/注册地	奈曼旗工业园区工业大道中段（兴柏集团奈曼公司对过）
经营范围	风力发电；风力发电项目的开发、建设、运营、维护、投资管理服务；风力发电技术咨询和服务		

主要财务数据：

截至2013年12月31日，总资产43,813.55万元，净资产14,972.18万元。目前风电项目尚在建设中，未实际运营。

10、青海东方

成立时间	2007年12月20日	注册资本/实收资本	16,026万元[2]
公司持股比例	100%	主要生产经营地/注册地	德令哈市长江路35号中航工业办公楼5楼
经营范围	太阳能、风能、生物质能等可再生能源技术项目的投资与开发；信息咨询。		

主要财务数据：

截至2013年12月31日，总资产40,546.72万元，净资产5,000万元。目前风电项目尚在建设中，未实际运营。

注 2：2013 年 12 月 18 日，青海东方的注册资本由 1,000 万元增加至 5,000 万元，全部增资由中节能风电以现金方式出资；2014 年 1 月 13 日，青海东方的注册资本由 5,000 万元增加至

16,026 万元，全部增资由中节能风电以现金方式出资。

11、中节智行

成立时间	2013年8月9日	注册资本/实收资本	1,000万元（3）
公司持股比例	100%	主要生产经营地/注册地	北京市海淀区西直门北大街42号12层
经营范围	技术开发、技术转让、技术咨询、技术服务、技术推广		
主要财务数据： 截至2013年12月31日，总资产1,066.07万元，净资产1,002.59万元，2013年度净利润2.59万元。			

注 3：2013 年 8 月 9 日，中节智行注册成立，注册资本为 1,000 万元，全部由中节能风电以现金方式出资。

12、港能张北

成立时间	2009年2月3日	注册资本/实收资本	32,326万元
主要生产经营地/注册地	河北省张北县大河乡西公沟村		
股权结构	中节能风电持股70%，香港新能源（大河）控股有限公司持股30%		
经营范围	张北绿脑包风电场一期工程的开发、建设、运营及相关技术服务		
主要财务数据： 截至2013年12月31日，总资产87,070.95万元，净资产32,767.93万元，2013年度净亏损421.36万元。			

13、港建张北

成立时间	2007年7月18日	注册资本/实收资本	54,564万元
主要生产经营地/注册地	河北省张北县单晶河乡小水泉村西		
股权结构	中节能风电持股60%，香港新能源（单晶河）风能有限公司持股40%		
经营范围	张北县单晶河风力发电场的开发、建设、运营及相关技术服务		
主要财务数据： 截至2013年12月31日，总资产161,514.43万元，净资产66,956.53万元，2013年度净利润9,460.22万元。			

14、港建甘肃

成立时间	2008年10月27日	注册资本/实收资本	58,962万元
注册地	甘肃省玉门市新市区祁	主要生产经营地	玉昌公路西侧

	连路东港阳光汇元小区		
股权结构	中节能风电持股60%，香港新能源（甘肃）风能有限公司持股40%		
经营范围	甘肃省玉门市昌马风力发电场的开发、建设、运营及相关技术服务		
主要财务数据： 截至2013年12月31日，总资产158,437.33万元，净资产65,206.46万元，2013年度净利润5,317.55万元。			

（二）参股公司的情况

截至本招股说明书签署日，本公司共有 2 家参股公司，其中达风变电为通过新疆风电间接参股的公司，内蒙抽水蓄能为直接参股公司。

1、达风变电

成立时间	2005年6月21日	注册资本/实收资本	700万元
主要生产经营地/注册地	乌鲁木齐县托里乡		
股权结构	新疆天风发电股份有限公司持股50%，新疆风电持股50%		
经营范围	许可经营项目（具体经营项目和期限以有关部门的批准文件或颁发的许可证、资质证为准）：变电运营		
主要财务数据（2013年数据未经审计）： 截至2013年12月31日，总资产9,970.11万元，净资产950.62万元，2013年度净利润175.21万元。			

2、内蒙抽水蓄能

成立时间	2005年1月31日	注册资本/实收资本	150,000.00万元
主要生产经营地/注册地	武川县大豆铺乡卯独庄村		
股权结构	中节能风电持股0.81%，中国长江三峡集团公司持股61%，龙源（巴彦淖尔）风力发电有限责任公司持股6.46%，内蒙古华电腾辉锡勒风力发电有限公司持股5.22%，中广核（乌兰察布）风力发电有限公司持股4.89%，北京京能新能源有限公司持股4.54%，华能包头风力发电有限公司持股3.26%，华能呼和浩特风力发电有限公司持股3.23%，内蒙古大唐国际风电开发有限公司持股3.14%，大唐（赤峰）新能源有限公司持股1.8%，大唐巴彦淖尔风力发电有限责任公司持股1.61%，国电武川风电有限公司持股1.61%，中广核（四子王）风力发电有限公司持股0.81%，龙源电力集团股份有限公司持股0.81%，化德县大地泰泓风能利用有限责任公司持股0.81%		
经营范围	抽水蓄能电站开发建设、抽水蓄能发电生产及销售；提供电网内的调峰填谷；调频调相、事故备用和黑启动的辅助服务；提供风电入网运行额配套服务；水电工程建设咨询		

主要财务数据（2013年数据未经审计）：
截至2013年12月31日，总资产528,306.99万元，净资产150,000万元，2013年度无净利润产生。

八、发起人、控股股东及实际控制人基本情况

（一）发起人

本公司由中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业作为发起人，共同发起设立，公司发起人基本情况如下：

1、中国节能

中国节能，前身为中国节能投资公司，是由国务院国资委监管的唯一一家主业为节能减排、环境保护的中央企业，长期致力于推动节能环保技术进步与产业升级。中国节能是专注于城市节能环保基础设施、工业领域节能减排和清洁技术及新能源业务的专业化产业集团。1988 年，国家计委节约能源计划局部分机构组建成立国家能源投资公司节能公司；1994 年，经国务院批准，国家能源投资公司节能公司更名为中国节能投资公司，直接由国家计委负责管理。2003 年，中国节能投资公司改由国务院国资委直接监管，成为国务院国资委监管的中央企业之一。2010 年 3 月，经国务院国资委批准，中国节能投资公司和中国新时代控股（集团）公司实行联合重组，并将中国节能投资公司更名为中国节能环保集团公司作为重组后的母公司。2010 年 5 月，中国节能投资公司更名为中国节能环保集团公司。

中国节能现持有国家工商总局核发的注册号为 100000000010315 的《企业法人营业执照》，注册资金为 702,693.69 万元(1)，法定代表人为王小康，住所为北京市石景山区八大处高科技园区西井路 3 号，企业性质为全民所有制，经营范围为：主营投资开发、经营、管理和综合利用节能、节材、环保、新能源和替代能源的项目、与上述业务有关的物资、设备、产品的销售（国家有专项专营的除外）；节电设备的生产与租赁；建设项目监理、评审、咨询；房地产开发与经营；自营与代理除国家组织统一联合经营的 16 种出口商品和国家实行核定公司经营的 14 种进口商品以外的其他商品及技术的进出口业务；进料加工和“三来一补”业务；对销贸易和转口贸易；兼营本公司投资项目所需物资设备的代购、代销（国家有专项专营的除外）。

中国节能在股份公司设立时持有发行人 96,000 万股股份，占发行人设立时总股本的 60%，为发行人的控股股东和实际控制人。

截至 2013 年 12 月 31 日，中国节能的总资产为 10,336,160 万元、净资产为 3,113,267 万元;2013 年度实现净利润 218,753 万元（2013 年数据未经审计）。

注 1：2013 年 10 月 7 日，中国节能的注册资金由 678,338 万元变更为 702,693.69 万元。

2、社保基金

社保基金成立于 2000 年 11 月，举办单位为国务院，单位性质为事业单位法人。持有国家事业单位登记管理局颁发的事证第 110000000017 号《事业单位法人证书》；宗旨和业务范围为“受国务院委托，管理中央集中的社会保障基金，促进社会保障事业发展，管理通过减持国有股所获资金，中央财政拨入的资金及其他方式筹集的资金。根据财政部、劳动和社会保障部共同下达的指令和确定的方式拨出资金，选择并委托专业性资产管理公司对基金资产进行运作，实现保值增值。向社会公布基金资产、收益、现金流量等财务状况。承办国务院交办的其他事项”；开办资金为 800 万元；法定代表人为谢旭人；住所地为北京市西城区丰汇园 11 号楼丰汇时代大厦南座。

社保基金在发行人设立时持有发行人 32,000 万股股份，占发行人设立时总股本的 20%。

3、国开金融

国开金融成立于 2009 年 8 月 24 日，系国家开发银行股份有限公司出资设立的全资子公司；企业性质为一人有限责任公司（法人独资），持有国家工商总局颁发的注册号为 1000000042217 的《企业法人营业执照》；主营业务为投资业务、投资管理业务、投资咨询、顾问服务等；注册资本为 4,762,520 万元，法定代表人为胡怀邦 (1)；住所地为北京市西城区金融大街 7 号英蓝国际金融中心 10 层。

国开金融在发行人设立时持有发行人 16,000 万股股份，占发行人设立时总股本的 10%。

截至 2013 年 12 月 31 日，国开金融的总资产为 6,409,006.57 万元、净资产为 5,219,603.35 万元；2013 年实现净利润 162,698.03 万元（2013 年数据未经审计）。

注 1：2013 年 11 月 15 日，国开金融的法定代表人由陈元变更为胡怀邦。

4、光控安心

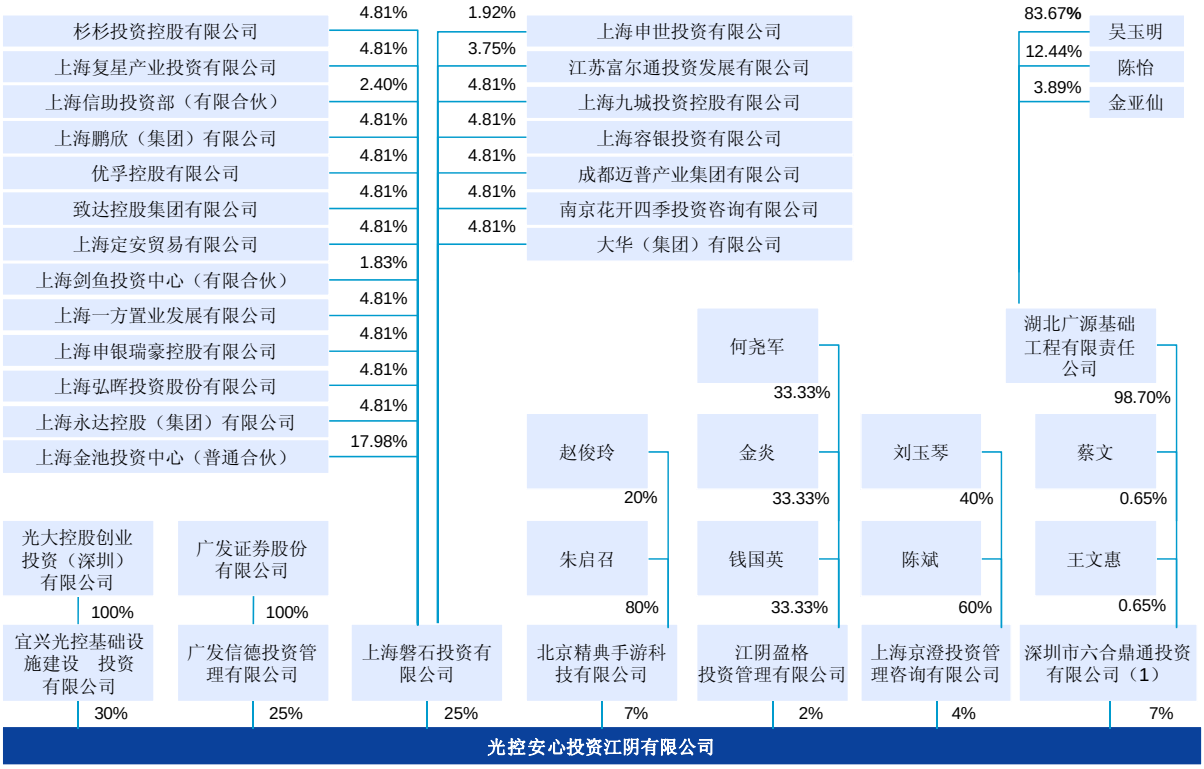
光控安心成立于 2009 年 8 月 28 日，企业性质是有限责任公司。持有无锡市江阴

工商行政管理局颁发的注册号为 320281000251732 的《企业法人营业执照》；主营业务为创业投资；注册资本为 14,140 万元；法定代表人为陈爽，注册地址为江阴市长江路 201 号 1214 室。

光控安心在发行人设立时持有发行人 9,333 万股股份，占发行人设立时总股本的 5.83%。

截至 2013 年 12 月 31 日，光控安心的总资产为 14,522.65 万元、净资产为 14,502.54 万元；2013 年实现净利润 481.94 万元（2013 年数据未经审计）。

光控安心的股权结构如下：



光控安心股东的基本情况如下：

1）宜兴光控投资有限公司

法定代表人：	陈爽
住所：	宜兴市宜城街道陶都路 115 号
注册资本：	60,000 万元
公司类型：	有限公司（法人独资）内资
成立日期：	2008 年 9 月 26 日
营业期限：	2008 年 9 月 26 日至 2028 年 12 月 31 日

经营范围：	许可经营项目：无。 一般经营项目：利用自有资金对外投资、兼并收购、资本运营、投资咨询、财务顾问、投资策划及相关业务（国家法律法规禁止、限制的领域除外）。
股权结构：	光大控股创业投资（深圳）有限公司持股 100%

光大控股创业投资（深圳）有限公司是香港联合交易所有限公司主板上市公司中国光大控股有限公司（股票代码：00165）的全资子公司。

2）广发信德投资管理有限公司

法定代表人：	罗斌华
住所：	乌鲁木齐经济技术开发区喀什西路 545 号美丽家园 3 层办公楼 45 号房间
注册资本：	20 亿元
公司类型：	有限责任公司（法人独资）
成立日期：	2008 年 12 月 3 日
营业期限：	长期
经营范围：	股权投资；为客户提供股权投资的财务顾问服务及证监会同意的其他业务。
股权结构：	广发证券股份有限公司持股 100%

广发证券股份有限公司是一家深圳证券交易所主板上市公司，其股票代码为 000776。

3）上海磐石投资有限公司

法定代表人：	王力群
住所：	浦东新区浦东大道 2123 号 3C-1050 室
注册资本：	5.2 亿元
公司类型：	有限责任公司（国内合资）
成立日期：	2008 年 9 月 8 日
营业期限：	2008 年 9 月 8 日至 2028 年 9 月 7 日
经营范围：	实业投资，资产管理，投资管理，投资咨询、企业管理咨询（除经纪）（涉及行政许可的，凭许可证经营）。

上海磐石投资有限公司的股权结构如下：

序号	股东	持股比例

1	上海金池投资中心（普通合伙）	17.9808%
2	杉杉控股有限公司	4.8077%
3	上海复星产业投资有限公司	4.8077%
4	上海鹏欣（集团）有限公司	4.8077%
5	优孚控股有限公司	4.8077%
6	致达控股集团有限公司	4.8077%
7	上海定安贸易有限公司	4.8077%
8	上海一方置业发展有限公司	4.8077%
9	上海申银瑞豪控股有限公司	4.8077%
10	上海弘晖投资股份有限公司	4.8077%
11	上海永达控股（集团）有限公司	4.8077%
12	上海九城投资控股有限公司	4.8077%
13	上海容银投资有限公司	4.8077%
14	成都迈普产业集团有限公司	4.8077%
15	南京花开四季投资咨询有限公司	4.8077%
16	大华（集团）有限公司	4.8077%
17	江苏富尔通投资发展有限公司	3.7500%
18	上海信助投资部（有限合伙）	2.4038%
19	上海申世投资有限公司	1.9230%
20	上海剑鱼投资中心（有限合伙）	1.8269%
合计		**100.00%**

4）北京精典手游科技有限公司

法定代表人：	朱启召
住所：	北京市怀柔区杨宋镇凤翔东大街 9 号 9029 室
注册资本：	1,000 万元
公司类型：	有限责任公司（自然人投资或控股）
成立日期：	2009 年 2 月 16 日
营业期限：	2009 年 2 月 16 日至 2029 年 2 月 15 日
经营范围：	许可经营项目：第二类增资电信业务中的信息服务业务（不含固定网电话信息服务和互联网信息服务）。 一般经营项目：科技开发、转让、咨询。

股权结构及股东情况如下：

股东	持股比例	近 5 年个人经历
朱启召（身份证号：34010319451224****）	80%	2009 年至今，北京精典手游科技有限公司董事长
赵俊玲（身份证号：11010419680702****）	20%	2002 年至 2010 年，北京市大华新奥建筑装饰有限责任公司财务主管；2010 年至今，北京精典手游科技有限公司财务主管
合计	**100%**	

5）深圳市六合鼎通投资有限公司

法定代表人：	王文惠
住所：	深圳市福田区新洲路东深圳国际商会大厦 2801-D
注册资本：	5,066 万元
公司类型：	有限责任公司
成立日期：	2006 年 5 月 8 日
营业期限：	2006 年 5 月 8 日至 2026 年 5 月 8 日
经营范围：	股权投资，投资兴办实业（具体项目另行申报）；投资咨询及其他信息咨询（不含证券、保险、基金、金融业务及其它限制项目）。

股权结构及股东情况如下：

股东	持股比例	近 5 年个人经历
王文惠（身份证号：42010119680925****）	0.65%	2006 年至今，深圳市六合鼎通投资有限公司执行董事
蔡文（身份证号：42012319691030****）	0.65%	2007 年至今，深圳市六合鼎通投资有限公司监事
湖北广源基础工程有限责任公司	98.7%	—
合计	**100%**	

其中，湖北广源基础工程有限责任公司的基本信息如下：

法定代表人：	吴玉明
住所：	武汉市汉南区纱帽街汉南大道 353 号
注册资本：	1,800 万元
公司类型：	有限责任公司
成立日期：	1996 年 3 月 20 日
营业期限：	长期

经营范围：	工业与民用建筑基础工程的施工（按资质证书核定的等级标准执行）；批零兼营建筑材料、装饰材料、五金交电；农副土特产品；装饰、装潢；建筑修缮。

湖北广源基础工程有限责任公司股权结构及股东情况如下：

股东	持股比例	近 5 年个人经历
吴玉明（身份证号：32022319651019****）	83.67%	2002 年至今，湖北广源基础工程有限责任公司总经理
陈怡（身份证号：32022319810206****）	12.44%	2003 年至今，湖北广源基础工程有限责任公司文员
金亚仙（身份证号：32022319681104****）	3.89%	自由职业
合计	**100%**	

6）上海京澄投资管理咨询有限公司

法定代表人：	陈斌
住所：	永兴路 669 号 2 号楼 422 室
注册资本：	100 万元
公司类型：	有限责任公司（国内合资）
成立日期：	2006 年 1 月 16 日
营业期限：	2006 年 1 月 16 日至 2016 年 1 月 15 日
经营范围：	投资管理咨询，企业管理咨询，商务信息咨询，会务会展服务，企业营销策划，文化艺术策划，五金交电、建筑装饰材料、金属材料的销售（涉及许可项目的凭许可证经营）。

股权结构及股东情况如下：

股东	持股比例	近 5 年个人经历
陈斌（身份证号：32028119880829****）	60%	2009 年至今，在英国华威大学学习
刘玉琴（身份证号：32021919660908****）	40%	自 1992 年起从事自由职业；2011 年至今，上海京澄投资管理咨询有限公司监事
合计	**100%**	

7）江阴盈格投资管理有限公司

法定代表人：	何尧军
住所：	江阴市花园四村 43 幢-3

注册资本：	300 万元
公司类型：	有限公司（自然人控股）
成立日期：	2009 年 7 月 3 日
营业期限：	2009 年 7 月 3 日至 2019 年 7 月 2 日
经营范围：	许可经营项目：无。 一般经营项目：投资管理，利用自有资金对外投资。（以上项目不含国家法律、行政法规禁止、限制类，涉及专项审批的，批准后方可经营）

股权结构及股东情况如下：

股东	持股比例	近 5 年个人经历
钱国英（身份证号：32021919601015****）	33.33%	2003 年至今，江阴市澄江镇流动人口管理协会会计
金炎（身份证号：32021919610404****）	33.33%	1994 年至今，在江苏滨江律师事务所工作
何尧军（身份证号：32021919690121****）	33.33%	1989 年至 2009 年，任职于江阴市商业机械厂，2009 年至今，江阴盈格投资管理有限公司总经理
合计	**100%**	

5、光大创业

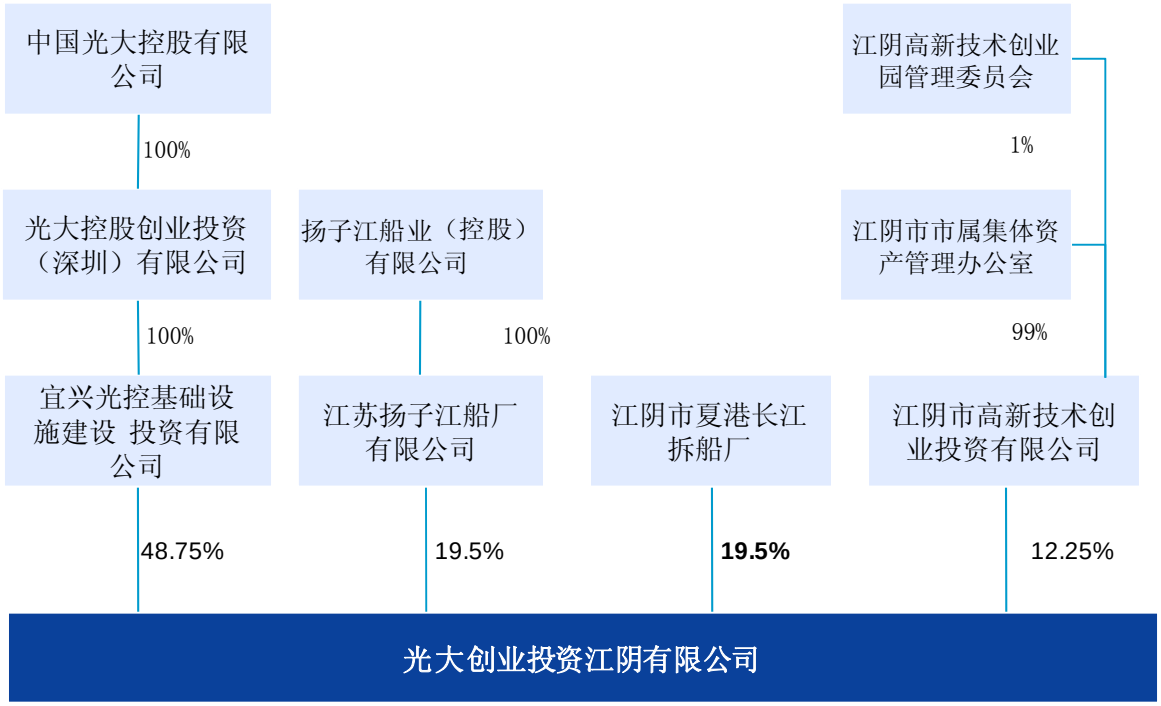
光大创业成立于 2009 年 7 月 28 日，企业性质是有限责任公司。持有无锡市江阴工商行政管理局颁发的注册号为 320281000248363 的《企业法人营业执照》；主营业务为创业投资、资产管理、投资咨询；注册资本为 35,900 万元(1)，法定代表人为陈爽，注册地址为江阴市长江路 201 号 1805 室。

光大创业在发行人设立时持有发行人 6,667 万股股份，占发行人设立时总股本的 4.17%。

截至 2013 年 12 月 31 日，光大创业的总资产为 34,669.45 万元、净资产为 34,663.45 万元；2013 年实现净利润 51.64 万元（2013 年数据未经审计）。

注 1：2013 年 7 月 26 日，光大创业的注册资本由 50,000 万元变更为 35,900 万元。

光大创业的股权结构如下：



光大创业股东的基本情况如下：

1）宜兴光控投资有限公司

法定代表人：	陈爽
住所：	宜兴市宜城街道陶都路 115 号
注册资本：	60,000 万元
公司类型：	有限公司（法人独资）内资
成立日期：	2008 年 9 月 26 日
营业期限：	2008 年 9 月 26 日至 2028 年 12 月 31 日
经营范围：	许可经营项目：无。 一般经营项目：利用自有资金对外投资、兼并收购、资本运营、投资咨询、财务顾问、投资策划及相关业务（国家法律法规禁止、限制的领域除外）。
股权结构：	光大控股创业投资（深圳）有限公司持股 100%

光大控股创业投资（深圳）有限公司是香港联合交易所有限公司主板上市公司中国光大控股有限公司（股票代码：00165）的全资子公司。

2）江苏扬子江船厂有限公司

法定代表人：	任元林
住所：	江阴市鲥鱼港路 38 号

注册资本：	62,260 万元
公司类型：	有限公司责任公司（外国法人独资）
成立日期：	1999 年 12 月 22 日
营业期限：	1999 年 12 月 22 日至 2016 年 3 月 7 日
经营范围：	许可经营项目：化工产品生产（限氧，限自用）。 一般经营项目：从事 5.5 万吨以下船舶的制造、修理和拆解；大型钢结构及起重机械、带式输送机械产品的制造和加工；气瓶充装、无缝气瓶检验；并提供相应的技术咨询及售后服务。（涉及专项审批的经批准后方可经营）。
股权结构：	扬子江船业（控股）有限公司持股 100%

扬子江船业（控股）有限公司是一家在新加坡证券交易所上市（股票代码：BS6）和台湾证券交易所上市（股票代码：911609）的公司。

3）江阴市夏港长江拆船厂

法定代表人：	李洪卫
住所：	江阴市滨江西路 368 号
注册资本：	20,000 万元
公司类型：	集体所有制
成立日期：	1991 年 10 月 25 日
经营范围：	许可经营项目：22001 氧[压缩的]（业务经营场所不得存放危化品实物；储存场所按规范分类限量存放；仅限自用，不得对外储存）的销售。 一般经营项目：拆船；氧气充装；金属材料、矿产品（不含国家法律、行政法规限制、禁止类）的销售；自营和代理各类商品及技术的进出口业务，但国家限定企业经营或禁止进出口的商品和技术除外。（以上项目涉及专项审批的，经批准后方可经营）
出资人：	江阴市夏港街道长江村村民委员会

4）江阴市高新技术创业投资有限公司

法定代表人：	赵志军
住所：	江阴市澄江中路 159 号（江阴高新技术创业园）
注册资本：	10,000 万元
公司类型：	有限公司
成立日期：	2007 年 2 月 6 日
营业期限：	2007 年 2 月 6 日至 2017 年 2 月 5 日

经营范围：	许可经营项目：无。 一般经营项目：对科技型企业（实体）、成长型企业的创业投资及其他项目的创业投资；社会经济咨询。（国家法律、法规禁止、限制的领域除外）（以上项目涉及专项审批的，经批准后方可经营）
股权结构：	江阴市市属集体资产管理办公室（事业单位，由江阴市财政局举办）持股 99%； 江阴高新技术创业园管理委员会（事业单位，由江苏省江阴经济开发区管理委员会举办）持股 1%

（二）实际控制人

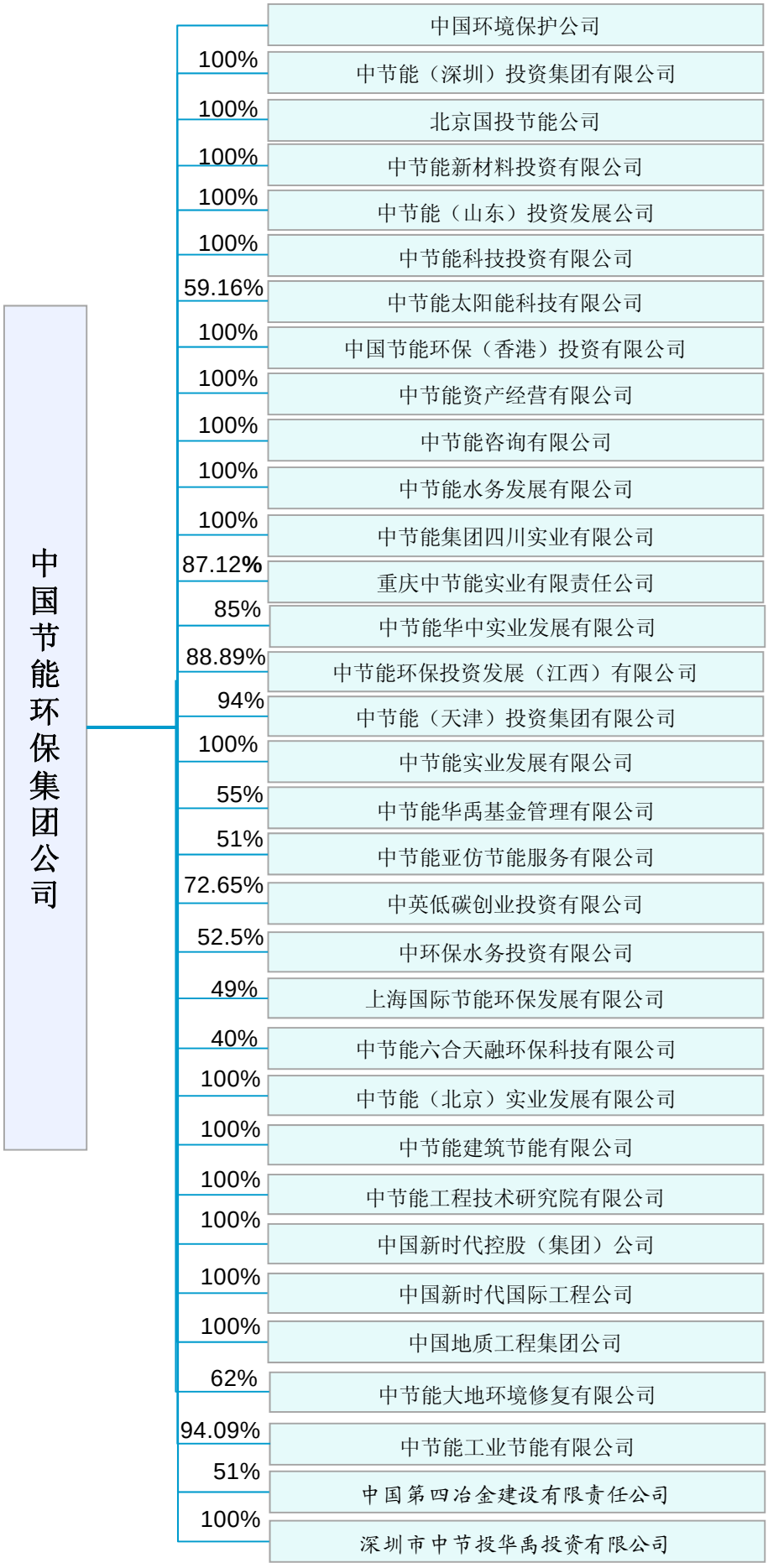
本公司的实际控制人是中国节能，具体情况请参见本节“八、发起人、控股股东及实际控制人基本情况”之“（一）发起人”的有关信息。

（三）控股股东持有发行人股份的情况

截至本招股说明书签署日，控股股东中国节能所持有的发行人股份不存在被质押或其他有争议的情况。

（四）控股股东控制的其他主要企业的基本情况

截至本招股说明书签署日，中国节能控制的其他主要企业具体情况如下图所示：


中国节能环保集团公司
中国环境保护公司
100%
中节能（深圳）投资集团有限公司
100%
北京国投节能公司
100%
中节能新材料投资有限公司
100%
中节能（山东）投资发展公司
100%
中节能科技投资有限公司
59.16%
中节能太阳能科技有限公司
100%
中国节能环保（香港）投资有限公司
100%
中节能资产经营有限公司
100%
中节能咨询有限公司
100%
中节能水务发展有限公司
100%
中节能集团四川实业有限公司
87.12%
重庆中节能实业有限责任公司
85%
中节能华中实业发展有限公司
88.89%
中节能环保投资发展（江西）有限公司
94%
中节能（天津）投资集团有限公司
100%
中节能实业发展有限公司
55%
中节能华禹基金管理有限公司
51%
中节能亚仿节能服务有限公司
72.65%
中英低碳创业投资有限公司
52.5%
中环保水务投资有限公司
49%
上海国际节能环保发展有限公司
40%
中节能六合天融环保科技有限公司
100%
中节能（北京）实业发展有限公司
100%
中节能建筑节能有限公司
100%
中节能工程技术研究院有限公司
100%
中国新时代控股（集团）公司
100%
中国新时代国际工程公司
100%
中国地质工程集团公司
62%
中节能大地环境修复有限公司
94.09%
中节能工业节能有限公司
51%
中国第四冶金建设有限责任公司
100%
深圳市中节投华禹投资有限公司

中国节能控制的其他主要企业的基本情况如下：

序号	企业名称	成立时间	注册资本（万元）	实收资本（万元）	住所	主营业务	总资产（万元）	净资产（万元）	净利润（万元）
							2013.12.31	2013.12.31	2013年
1	中国环境保护公司	1985年	199,084.6	199,084.6	北京市海淀区西直门北大街42号	环保项目开发；环境工程项目的咨询、服务、设计、承包	489,293.88	268,273.61	7,662.68
2	中节能（深圳）投资集团有限公司	1996年9月	50,000	50,000	深圳市福田区中心区卓越皇岗世纪中心1号楼3601-3606单元	投资兴办实业；节能产品、通讯产品、计算机网络系统、新型材料的技术开发和购销	114,481.53	88,618.32	7,770.09
3	北京国投节能公司	1993年10月	17,469.6	17,469.6	北京市顺义区林河工业开发区内	节能设备产品技术的开发、制造、安装、销售、租赁、咨询服务	21,675.68	17,517.19	-498.61
4	中节能新材料投资有限公司	2005年10月	91.466	91.466	北京市海淀区西直门北大街42号A座十层	投资与管理；节能、环保、新材料、新能源等产品和设备的销售	411,662.59	160,741.61	14,283.81
5	中节能（山东）投资发展公司	1991年9月27日	49,500	49,500	烟台开发区黄河路62号	节能环保技术研发、咨询；开发、经营、节能、环保及高新技术项目	217,109.20	171,261.06	7,423.39
6	中节能科技投	2006年2月	30,265	30,265	北京市海淀区西直门北大街	节能、环保技术开发、引进、推广、咨询、	100,151.92	45,592.97	2,731.86

	资有限公司				42号9层	设计、工程服务			
7	中节能太阳能科技股份有限公司	2009年9月	281,745.6154	281,745.6154	北京市石景山区八大处高科技园区西井路3号1号楼	太阳能技术的研究、开发、应用、投资；太阳能发电项目的开发、投资、建设与经营	1,504,680.63	549,924.64	30,003.04
8	中国节能环保（香港）投资有限公司	2010年3月	68,078.64356万元港币	68,078.64356万元港币	香港湾仔港湾道26号华润大厦2302-03室	-	262,108.79	157,301.44	7,594.17
9	中节能资产经营有限公司	1996年7月	119,887	119,887	北京市海淀区西直门北大街42号节能大厦15层	资产管理；项目投资；投资管理；投资咨询；货物进出口；代理进出口；技术进出口	223,126.69	139,382.56	-3,502.15
10	中节能咨询有限公司	2002年12月	1,000	1,000	北京市海淀区阜成路115路1号楼2门10层	工业及基础设施的投资咨询及管理；工程造价咨询；招投标咨询	2,517.39	1,572.36	209.89
11	中节能水务发展有限公司	2005年11月	30,000	30,000	北京市海淀区西直门北大街42号501-502室	环保、水务、可再生能源、环保设备等领域的投资、建设、设计等	83,347.47	56,983.16	8,939.58
12	中节能集团四川实业	2012年3月5日	20,000	20,000	成都市成华区东三环路二段龙潭工业园	投资开发、经营、管理和综合利用节能、节材、环保、新能源	107,025.79	25,503.67	-976.95

	有限公司					和替代能源项目			
13	重庆中节能实业有限责任公司	1997年11月	45,775.974	45,775.974	渝中区中山三路131号希尔顿商务中心19楼	批发易燃气体；天然气项目的技术开发	1,964,768.28	765,280.90	67,478.37
14	中节能华中实业发展有限公司	2012年4月26日	20,000	6,000	武昌区和平大道336号金宁国际商厦22层1号	工业废弃物的收集、循环利用；工业节能减排工程的承包与施工	4,718.18	4,668.07	-890.12
15	中节能环保投资发展（江西）有限公司	2012年3月27日	45,000	45,000	南昌高新区火炬大街999号	节能环保科技产品生产	104,765.69	60,597.38	2,843.21
16	中节能（天津）投资集团有限公司	2004年1月	50,000	50,000	天津空港经济区环河北路与中心大道交口空港商务园西区22-1，2-101	对节能、环保、新能源、新材料、高新技术产业进行投资与管理咨询	388,709.74	132,195.08	10,894.22
17	中节能实业发展有限公司	1992年7月	110,781.36	110,781.36	杭州市西湖区文二路391号	节能环保产品设备的制造	641,408.06	234,661.67	21,654.10

18	中节能华禹基金管理有限公司	2010年5月	20,000	6,000	北京市西城区金融大街12号B楼9层901	产业、股权投资基金管理	1,841.65	1,384.24	258.88
19	中节能亚仿节能服务有限公司	2010年7月	3,000	600	北京市石景山区八大处高科技园区西井路3号	节能、环保技术开发、引进、推广、咨询、设计服务；节能环保工程实施	7.20	-4.10	-1.31
20	中英低碳创业投资有限公司	2010年3月	1,000万英镑	1,000万英镑	北京市海淀区西直门北大街42号11层	股权投资；提供与低碳技术孵化、开发及商业化有关的咨询服务	10,943.79	10,793.48	860.60
21	中环保水务投资有限公司	2003年11月	157,895	157,895	北京市海淀区知春路51号慎昌大厦5176号	在环保、水务领域依法进行投资	705,029.30	286,007.35	9,506.50
22	上海国际节能环保发展有限公司	2008年1月	70,000	70,000	宝山区长江西路101号110幢三楼	节能环保工程及相关产业配套服务	76,041.61	69,049.67	162.90
23	中节能六合天融环保科技有限公司	2002年8月	16,167	16,167	北京市昌平区科技园去创新路8号	技术开发	127,484.00	30,938.00	4,740.00

24	中节能（北京）实业发展有限公司	2012年8月	70,000	70,000	北京市石景山区八大处高科技园区西井路3号3号楼1750A房间	施工总承包、房地产开发	70,299.87	70.227.86	222.80
25	中节能建筑节能有限公司	2012年7月	50,000	50,000	北京市石景山区八大处高科技园区西井路3号2号楼296房间	建设工程项目管理、工程勘察设计	84,049.56	68,465.20	6,204.51
26	中节能工程技术研究院有限公司	2012年7月	10,000	10,000	北京市石景山区八大处高科技园区西井路3号	节能、环保、新能源和新材料行业新技术、新工艺的开发、研究	10,198.66	9,730.20	-94.73
27	中国新时代控股（集团）公司	1989年9月	110,000	110,000	北京市西城区平安里西大街26号	国防科技工业、军工企事业单位的投资管理	431,499.56	243,782.88	52,592.81
28	中国新时代国际工程公司	2004年7月	13,000	13,000	西安市碑林区环城南路东段128号	承担国内外工业与民用建筑工程设计、咨询、总承包等业务	185,358.21	110,431.21	3,324.58
29	中国地质工程集团公	1983年2月	36,252.7	36,252.7	北京市海淀区香山南路92号院2号楼	各类工业、能源、交通、民用工程建设项目的施工总承包	604,739.54	131,881.97	21,630.80

	司								
30	中节能大地环境修复有限公司	2012年12月25日	10,000	10,000	北京市石景山区石景山路20号1101-3	施工总承包、专业承包	14,337.65	10,111.35	111.35
31	中节能工业节能有限公司	2010年12月20日	97,193.730532	97,193.730532	北京市石景山区八大处高科技园区西井路3号3号楼6796房间	项目投资、资产管理	314,734.90	133,409.75	20,096.85
32	中国第四冶金建设有限责任公司	1989年11月28日	20,000	20,000	江西省贵溪市建设路436号	各类房屋建筑、机电安装、公路、冶炼等项目的施工、房地产开发等	122,256.44	33,971.32	2,187.55
33	深圳市中节投华禹投资有限公司	2013年11月29日	50,000	24,000	深圳市前海深港合作区前湾一路鲤鱼门街一号前海深港合作区管理局综合办公楼A栋201室	开展股权投资和企业上市咨询业务等	23,876.84	23,876.84	-123.16

2013年数据未经审计。

注：中国节能直接和间接合计持有中节能咨询有限公司、中节能水务发展有限公司 100%的股权；根据国务院国资委下发的《关于中国第四冶金建设有限责任公司国有股权无偿划转有关问题的批复》（国资产权[2013]90 号），江西省鹰潭市国资委持有的中国第四冶金建设有限责任公司 51%国有股权无偿划转给中国节能。

九、发行人的股本情况

（一）本次 A 股发行前后股本情况

本次发行前本公司的总股本为 160,000 万股，按照发行上限 53,333 万股测算，本次发行并实施国有股转持前后本公司的股权结构如下：

单位：万股

股东名称	发行前		转持数量	发行后	
	持有股份数量	持股比例		持有股份数量	持股比例
中国节能（SS）	96,000.00	60.00%	3,555.53	92,444.47	43.33%
社保基金（SS）	32,000.00	20.00%	1,185.18	30,814.82	14.44%
国开金融（SS）	16,000.00	10.00%	592.59	15,407.41	7.22%
光控安心	9,333.00	5.83%	-	9,333.00	4.37%
光大创业	6,667.00	4.17%	-	6,667.00	3.13%
社保基金（转持股票账户）	-	-	-	5,333.30	2.50%
公众股东	-	-	-	53,333.00	25.00%
总计	**160,000.00**	**100.00%**	**5,333.30**	**213,333.00**	**100.00%**

注：SS 代表国有股股东

根据《境内证券市场转持部分国有股充实全国社会保障基金实施办法》（财企［2009］94 号）及相关监管机构的要求及首次公开发行 A 股股票的工作程序，本公司首次公开发行股票并上市时，须按实际发行股份数量的 10%，将上市公司部分国有股转由社保基金持有。

2011 年 9 月，国务院国资委以《关于中节能风力发电股份有限公司国有股转持有关问题的批复》（国资产权[2011]1032 号），同意本公司境内发行 A 股

并上市后，按此次发行 53,333 万股的 10%计算，中国节能和国开金融分别将持有的 3,555.53 万股和 592.59 万股股份划转给社保基金，同时社保基金将所持 1,185.18 万股股份变更登记至其转持股票账户。若本公司实际发行 A 股股票数量调整，中国节能和国开金融应划转给社保基金的股份数量及社保基金应变更股票数量相应按照实际发行数量做调整。

（二）股东中的战略投资者持股

截至本招股说明书签署日，本公司股东中无战略投资者。

（三）本次发行前各股东间的关联关系及关联股东各自持股比例

除光大创业与光控安心的控股股东同为宜兴光控投资有限公司外，本公司股东之间不存在其他关联关系和相互持股的情况。

（四）本次发行前股东所持股份的流通限制和自愿锁定股份的承诺

本次发行前，本公司控股股东中国节能承诺：“自发行人股票在证券交易所上市交易之日起三十六个月内，本公司不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份；发行人股票上市后 6 个月内如发行人股票连续 20 个交易日的收盘价（如果因派发现金红利、送股、转增股本、增发新股等原因进行除权、除息的，须按照证券交易所的有关规定作复权处理，下同）均低于发行价，或者上市后 6 个月期末收盘价低于发行价，本公司持有发行人股票的锁定期限自动延长 6 个月。”

本次发行前，持有本公司股份的股东社保基金承诺：“自发行人股票在证券交易所上市交易之日起十二个月内，社保基金不转让或者委托他人管理其在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。”

本次发行前，持有本公司股份的股东国开金融承诺：“自发行人股票在证券交易所上市交易之日起十二个月内，本公司不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。”

本次发行前，持有本公司股份的股东光控安心承诺：“自发行人股票在证券交易所上市交易之日起十二个月内，本公司不转让或者委托他人管理其在发行前

直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。”

本次发行前，持有本公司股份的股东光大创业承诺：“自发行人股票在证券交易所上市交易之日起十二个月内，本公司不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。”

十、员工持股情况

公司未发行过内部职工股，未曾有工会持股、职工持股会持股的情况，不存在委托持股或信托持股和股东数量超过 200 人的情况。

十一、发行人的员工和社会保障情况

（一）员工基本情况

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司及下属全资、控股子公司的员工总数为 471 名。

1、按专业结构划分的员工情况如下表所示：

专业结构	人数	占员工总数的比例
管理人员	34	7%
财务人员	43	9%
技术人员	66	14%
运维人员	305	65%
行政人员	23	5%
合计	**471**	**100%**

2、按受教育程度划分的员工情况如下表所示：

学历	人数	占员工总数的比例
研究生	25	5%
大学	166	35%

大专	178	38%
中专	69	15%
高中及以下	33	7%
合计	**471**	**100%**

3、按年龄划分的员工情况如下表所示：

年龄区间	人数	占员工总数的比例
35岁以下	370	79%
35-40岁	51	11%
41-50岁	47	10%
50岁以上	3	1%
合计	**471**	**100%**

（二）发行人执行社会保障制度、住房制度改革、医疗制度改革情况

截至本招股说明书签署日，本公司及全资、控股子公司为员工制定了必要的社会保障计划，根据国家和所在地有关规定，为员工办理了各项社会保险，包括基本养老保险、医疗保险、失业保险、生育保险及工伤保险，同时建立了住房公积金制度，为员工缴存了住房公积金。本公司下属全资、控股子公司已依法为员工按时缴纳各项社会保险费及缴存住房公积金。具体情况如下表：

单位：万元

公司名称	社会保险/住房公积金	2011 年			2012 年			2013 年		
		年末在册员工	年末缴纳人数	缴纳金额	期末在册员工	期末缴纳人数	缴纳金额	期末在册员工	期末缴纳人数	缴纳金额
本公司	社会保险	73	73[1]	329.86	81[2]	79	423.34	85	85	523.07
	住房公积金			173.88			228.45			277.5

张北风电	社会保险	26	26	31.73	30	30	52.58	28	28	89.28
	住房公积金			22.31			38.03			69.23
张北运维	社会保险	26	26	29.61	26	25[3]	36.87	26	26	69.94
	住房公积金			20.62			26.53			53.15
港建张北	社会保险	37	37	45.67	38	38	55.94	42	42[4]	101.2
	住房公积金			32.11			36.38			74.91
港能张北	社会保险	39	39	57.71	30	30	49.83	27	27	69.61
	住房公积金			37.62			33.86			51.89
甘肃风电	社会保险[5]	46	46[6]	28.51	52	52[7]	51.07	41	41[8]	57.56
	住房公积金			16.89			27.29			28.8
港建甘肃	社会保险[5]	36	36	30.13	27	26[9]	28.97	36	36[10]	47.4
	住房公积金			16.90			15.57			24.83
新疆风电	社会保险	47	47	106.87	44	44	163.17	42	42	170.34
	住房公积金			40.24			49.03			52.43
内蒙风电	社会保险	21	21	19.71	23	工伤保险 17 人，其余保险及住房公积金 22 人[11]	40.07	27	27	44.05
	住房公积金			11.34			20.43			29.83
哈密风电	社会保险	16	16[12]	4.59	18	18	15.26	31	31	35.16
	住房公积金			3.60			9.96			15.17
张北风能	社会保险	3	3	1.29	11	11	11.95	12	12	53.61
	住房公积金			0.91			7.74			27.74
青海东方	社会保险	-	-	-	12	8[13]	4.9	25	养老 20 人，其	22.57

	住房公积金			-			3.22		余社保和住房公积金22人(14)	14.43
通辽风电	**社会保险**	-	-	-	20	养老和住房公积金18人，其余社保19人(15)	16.14	24	养老22人，住房公积金23人，其余社保24人(16)	40.4
	住房公积金			-			8.35			24.64
肃北风电	**社会保险**	-	-	-	11	11	7.57	25	25	23.28
	住房公积金			-			4.07			11.99

注 1：生育险缴纳人数为 68 人，其余 5 人为非北京市户口，因此未缴纳生育险

注 2：2 人的社保、住房公积金由中国节能缴纳

注 3：1 人的社保、住房公积金在原单位未转入

注 4：1 人系港建张北的香港合资方委派，其社保、公积金由港建新能源信息咨询（北京）有限公司办理，费用由港建张北承担

注 5：甘肃风电和港建甘肃自 2012 年 1 月 1 日开始缴纳生育险

注 6：其中 4 人的失业保险正在协商办理过程中

注 7：失业保险缴纳人数为 47 人，其他 5 人的失业保险正在协商办理过程中

注 8：5 人养老保险、住房公积金上半年未缴费用已于下半年缴纳；另该 5 人 2013 年 9-12 月的社保及住房公积金费用由肃北风电缴纳

注 9：1 人系港建甘肃的香港合资方委派，其社保、公积金由港建新能源信息咨询（北京）有限公司办理

注 10：1 人系港建甘肃的香港合资方委派，其社保、公积金由港建新能源信息咨询（北京）有限公司办理，费用由港建甘肃承担

注 11：1 人系 2012 年 12 月中旬入职，各项保险办理单位已停止受理，计划后期补缴；5 人因医保局年底停止办理工伤保险未缴纳工伤保险，计划后期补缴

注 12：住房公积金缴纳人数为 15 人，其余 1 人入职时间较短，已于 2012 年 2 月离职

注 13：4 人社保及公积金在原单位未转入

注 14：3 人社保关系在原单位未转入，另 2 名员工于 2014 年 1 月份补交

注 15：1 人养老保险及公积金在原单位未转入，另 1 人在入职前已自己缴纳 2013 年全年养老保险

注 16：1 人养老保险及公积金在原单位未转入

注 17：截至 2013 年 12 月 31 日中节智行无在聘员工

报告期内，本公司及下属子公司没有因违反有关劳动、社会保障和住房公积金方面的法律、法规和规范性文件的规定而受到行政处罚的情形。

十二、重要承诺及其履行情况

（一）主要股东所持股份的流通限制和自愿锁定股份的承诺

本公司主要股东所持股份的流通限制和自愿锁定股份的承诺参见本节“九、发行人的股本情况”。

（二）主要股东关于避免同业竞争的承诺

本公司主要股东关于避免同业竞争的承诺参见本招股说明书“第七节 同业竞争与关联交易”之“一、同业竞争情况”。

（三）本次发行前公司股东的减持意向

1、控股股东的减持意向

本公司控股股东中国节能承诺：

“（1）本公司作为发行人的控股股东，将严格履行发行人首次公开发行股票招股说明书披露的股票锁定承诺，自发行人股票在证券交易所上市交易之日起三十六个月内，本公司不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。

（2）减持方式。在本公司所持发行人股份锁定期届满后，本公司减持所持有发行人的股份应符合相关法律法规及证券交易所规则要求，减持方式包括但不限于二级市场集中竞价交易方式及大宗交易方式等。

（3）减持价格。本公司减持所持有的发行人股份的价格（如果因派发现金红利、送股、转增股本、增发新股等原因进行除权、除息的，须按照证券交易所的有关规定作复权处理，下同）根据当时的二级市场价格确定，并应符合相关法

律法规及证券交易所规则要求；本公司在发行人首次公开发行前所持有的发行人股份在锁定期满后两年内减持的，减持价格不低于发行人首次公开发行股票的发行价格。

（4）减持期限。本公司将根据相关法律法规及证券交易所规则，结合证券市场情况、发行人股票走势及公开信息、本公司的业务发展需要等情况，自主决策、择机进行减持。

（5）本公司在减持所持有的发行人股份前，应提前三个交易日予以公告，并按照证券交易所的规则及时、准确地履行信息披露义务。”

2、其他股东的减持意向

持有本公司股份的股东社保基金承诺：

“（1）社保基金作为发行人的股东，将按照法律法规及监管要求持有发行人的股份，并严格履行发行人首次公开发行股票招股说明书披露的股票锁定承诺。自发行人股票在证券交易所上市交易之日起十二个月内，社保基金不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。

（2）减持方式。在社保基金所持发行人股份锁定期届满后，社保基金减持所持有发行人的股份应符合相关法律法规及证券交易所规则要求，减持方式包括但不限于二级市场集中竞价交易方式及大宗交易方式等。

（3）减持价格。社保基金减持所持有的发行人股份的价格（如果因派发现金红利、送股、转增股本、增发新股等原因进行除权、除息的，须按照证券交易所的有关规定作复权处理，下同）根据当时的二级市场价格确定，并应符合相关法律法规及证券交易所规则要求。

（4）减持期限。社保基金将根据相关法律法规及证券交易所规则，结合证券市场情况、发行人股票走势及公开信息、社保基金的业务发展需要等情况，自主决策、择机进行减持。

（5）社保基金在减持所持有的发行人股份前，应提前三个交易日予以公告，并按照证券交易所的规则及时、准确、完整地履行信息披露义务。”

持有本公司股份的国开金融、光控安心和光大创业分别承诺：

“（1）本公司作为发行人的股东，将按照法律法规及监管要求持有发行人

的股份，并严格履行发行人首次公开发行股票招股说明书披露的股票锁定承诺。自发行人股票在证券交易所上市交易之日起十二个月内，本公司不转让或者委托他人管理在发行前直接或间接所持有的发行人股份，也不由发行人回购该部分股份。

（2）减持方式。在本公司所持发行人股份锁定期届满后，本公司减持所持有发行人的股份应符合相关法律法规及证券交易所规则要求，减持方式包括但不限于二级市场集中竞价交易方式及大宗交易方式等。

（3）减持价格。本公司减持所持有的发行人股份的价格（如果因派发现金红利、送股、转增股本、增发新股等原因进行除权、除息的，须按照证券交易所的有关规定作复权处理，下同）根据当时的二级市场价格确定，并应符合相关法律法规及证券交易所规则要求。

（4）减持期限。本公司将根据相关法律法规及证券交易所规则，结合证券市场情况、发行人股票走势及公开信息、本公司的业务发展需要等情况，自主决策、择机进行减持。

（5）本公司在减持所持有的发行人股份前，应提前三个交易日予以公告，并按照证券交易所的规则及时、准确、完整地履行信息披露义务。”

（四）发行人制定的股价稳定计划

为保护中小股东权益，本公司特制定以下稳定股价预案。本预案经公司股东大会审议通过，在本公司完成首次公开发行 A 股股票并上市后自动生效，在此后三年内有效。

本预案拟采取以下措施以稳定上市后的公司股价：

1、启动股价稳定措施的具体条件

在公司 A 股股票上市后三年内，如果公司 A 股股票收盘价格连续 20 个交易日低于最近一期经审计的每股净资产（最近一期审计基准日后，因利润分配、资本公积金转增股本、增发、配股等情况导致公司净资产或股份总数出现变化的，每股净资产相应进行调整，下同），则触发控股股东、公司、董事及高级管理人员依法增持或回购的义务（简称“触发增持义务”）。

2、稳定公司股价的具体措施

（1）当公司需要采取股价稳定措施时，应视公司实际情况及股票市场情况，

分步骤实施以下股价稳定措施：

1）控股股东增持公司股票

控股股东在触发增持义务后的 10 个交易日内，应就其增持公司 A 股股票的具体计划书面通知公司并由公司进行公告，应披露拟增持的数量范围、价格区间、完成时间等信息，且该次计划增持总金额不低于 2000 万元。

2）公司以集中竞价交易方式或证券监督管理部门认可的其他方式向社会公众股东回购股份（以下简称“公司回购股份”）

如控股股东未如期公告前述具体增持计划，或明确表示未有增持计划的，则公司董事会应在首次触发增持义务后的 20 个交易日内公告具体股份回购计划，应披露拟回购股份的数量范围、价格区间、完成时间等信息，且该次回购总金额不低于 2000 万元。

3）公司董事、高级管理人员增持公司股票

如公司董事会未如期公告前述股份回购计划，或因各种原因导致前述股份回购计划未能通过股东大会的，董事（不含独立董事，下同）、高级管理人员应在其首次触发增持义务后的 30 个交易日内（如期间存在 N 个交易日限制董事、高级管理人员买卖股票，则董事、高级管理人员应在首次触发增持义务后的 30+N 个交易日内）或前述公司股份回购计划未能通过股东大会后的 10 个交易日内（如期间存在 N 个交易日限制董事、高级管理人员买卖股票，则董事、高级管理人员应在前述股份增持计划未能通过股东大会后的 10+N 个交易日内），无条件增持公司 A 股股票，并且各自累计增持金额不低于其上年度自本公司领取的税后薪酬总额的 30%。

（2）关于实施股价稳定措施的相关说明

1）在履行完毕前述三项任一增持或回购措施后的 120 个交易日内，控股股东、公司、董事及高级管理人员的增持或回购义务自动解除。从履行完毕前述三项任一增持或回购措施后的第 121 个交易日开始，如果公司 A 股股票收盘价格连续 20 个交易日仍低于最近一期经审计的每股净资产，则控股股东、公司、董事及高级管理人员的增持或回购义务将按照前述 1）、2）、3）的顺序自动产生。

2）前述控股股东、公司、董事及高级管理人员的增持或回购价格不高于公司最近一期经审计的每股净资产。

3）控股股东、公司、董事及高级管理人员在履行其增持或回购义务时，应按照公司股票上市地上市规则及其他适用的监管规定履行相应的信息披露义务，并需符合国有资产监管等相关规定。

4）在公司上市后三年内，新聘任的公司董事、高级管理人员应履行本预案规定的董事、高级管理人员义务并按同等标准履行公司首次公开发行 A 股股票时董事、高级管理人员已作出的其他承诺义务。对于公司拟聘任的董事、高级管理人员，应在获得提名前书面同意履行前述承诺和义务。公司董事、高级管理人员在公司上市后三年内不因其职务变更、离职等原因而放弃履行该承诺。

5）单独或者合计持有公司百分之三以上股份的股东，可以向董事会提交公司股份回购计划的议案，并由股东大会审议通过。

6）任何对本预案的修订均应经股东大会审议通过，且需经出席股东大会的股东所持有表决权股份总数的三分之二以上同意通过。

7）本公司全体董事承诺，在本公司就回购股份事宜召开的董事会上，对公司承诺的回购股份方案的相关决议投赞成票。本公司控股股东承诺，在本公司就回购股份事宜召开的股东大会上，对公司承诺的回购股份方案的相关决议投赞成票。

3、稳定股价措施的终止执行

若出现以下任一情形，则视为本次稳定股价措施实施完毕及承诺履行完毕，已公告的稳定股价方案终止执行：

（1）公司股票连续 10 个交易日的收盘价均高于公司最近一期经审计的每股净资产（最近一期审计基准日后，因利润分配、资本公积金转增股本、增发、配股等情况导致公司净资产或股份总数出现变化的，每股净资产相应进行调整）；若此时公司已公告股份回购预案，则公司董事会应做出决议终止回购股份事宜，且在未来 120 个交易日内不再启动股份回购事宜。

（2）继续回购或增持公司股份将导致公司股权分布不符合上市条件。

（3）继续增持股票将导致控股股东需要履行要约收购义务且控股股东未计划实施要约收购。

4、相关惩罚措施

（1）对于控股股东，如已公告增持具体计划但由于主观原因不能实际履行，

则公司应将与控股股东履行其增持义务相等金额的应付控股股东现金分红予以截留，直至控股股东履行其增持义务；如触发增持义务而控股股东未能提出具体增持计划，则公司可将与控股股东履行其增持义务相等金额的应付控股股东现金分红予以截留用于股份回购计划；如对公司董事会提出的股份回购计划投弃权票或反对票，则公司可将与控股股东履行其增持义务相等金额的应付控股股东现金分红予以截留用于下次股份回购计划。

（2）公司董事、高级管理人员应主动履行其增持义务，如个人在任职期间因主观原因未能按本预案的相关约定履行其增持义务，则公司应将与其履行增持义务相等金额的工资薪酬代其履行增持义务。

（3）如因公司股票上市地上市规则等证券监管法规对于社会公众股股东最低持股比例的规定导致控股股东、公司、董事及高级管理人员在一定时期内无法履行其增持或回购义务的，相关责任主体可免于前述惩罚，但亦应积极采取其他措施稳定股价。

（五）发行人招股说明书如存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏相关承诺

1、控股股东的承诺

发行人控股股东中国节能承诺：“发行人首次公开发行招股说明书不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏；若有权部门认定发行人首次公开发行招股说明书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，对判断其是否符合法律规定的发行条件构成重大、实质影响的，本公司将在上述事项认定后五个交易日内启动购回事项，采用二级市场集中竞价交易或大宗交易或协议转让或要约收购等方式购回已转让的原限售股份。购回价格依据协商价格或二级市场价格确定，但是不低于原转让价格及依据相关法律法规及监管规则确定的价格。若本公司购回已转让的原限售股份触发要约收购条件的，本公司将依法履行要约收购程序，并履行相应信息披露义务；若发行人首次公开发行招股说明书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，致使投资者在证券交易中遭受损失的，本公司将依法赔偿投资者损失。”

2、发行人的承诺

发行人承诺：“本公司首次公开发行招股说明书不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏；若有权部门认定本公司首次公开发行招股说明书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，对判断其是否符合法律规定的发行条件构成重大、实质影响的，本公司将在上述事项认定后五个交易日内根据相关法律法规及章程规定召开董事会、临时股东大会，并经相关主管部门批准或核准或备案，启动股份回购措施；回购价格（如果因派发现金红利、送股、转增股本、增发新股等原因进行除权、除息的，须按照证券交易所的有关规定作复权处理）根据相关法律法规确定，且不低于首次公开发行股份的发行价格；若本公司首次公开发行招股说明书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，致使投资者在证券交易中遭受损失的，本公司将依法赔偿投资者损失。”

3、发行人董事、监事、高级管理人员的承诺

发行人董事、监事、高级管理人员承诺：“发行人首次公开发行招股说明书不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏；若发行人首次公开发行招股说明书有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，致使投资者在证券交易中遭受损失的，本人将依法赔偿投资者损失。”

4、相关中介机构的承诺

保荐机构和主承销商承诺：“本公司为中节能风力发电股份有限公司首次公开发行制作、出具的文件不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏的情形；若因本公司为发行人首次公开发行制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，给投资者造成损失的，本公司将依法赔偿投资者损失。”

发行人会计师承诺：“本所为中节能风力发电股份有限公司首次公开发行制作、出具的文件不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏的情形；若因本所为发行人首次公开发行制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，给投资者造成损失的，本所将依法赔偿投资者损失。”

发行人律师承诺：“本所为发行人首次公开发行制作、出具的文件不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏的情形；若因本所为发行人首次公开发行制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，给投资者造成损失的，本所将依法承担相应法律责任。”

评估机构中发国际资产评估有限公司承诺：“本公司为中节能风力发电股份

有限公司首次公开发行制作、出具的文件不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏的情形；若因本公司为发行人首次公开发行制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，给投资者造成损失的，本公司将依法赔偿投资者损失。”

验资机构北京兴华承诺：“本公司为中节能风力发电股份有限公司首次公开发行制作、出具的文件不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏的情形；若因本公司为发行人首次公开发行制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，给投资者造成损失的，本公司将依法赔偿投资者损失。”

第六节 业务和技术

一、发行人主营业务、主要产品及设立以来的变化情况

公司的主营业务为风力发电的项目开发、建设及运营。自本公司前身中节能风力发电投资有限公司设立至今，主营业务未发生过变化。

二、发行人所处行业的基本情况

（一）行业概览

电力工业是生产和输送电能的工业，可以分为发电、输电、配电和供电四个基本环节。电能不能储存的特点决定了发电、输电、配电、供电在瞬间完成，是一个有机联系、紧密配合的整体。

电力工业产业链

- 发电是将一次能源通过生产设备转换为电能的过程。可以用于发电的一次能源主要有煤、石油、天然气、水、风能、太阳能和核能等；
- 输电是将发电厂生产的电能经过升压，通过高压输电线路进行传输的过程；
- 配电是将高压输电线上的电能降压后分配至不同电压等级用户的过程；
- 供电又称售电，是最终将电能供应和出售给用户的过程。

风力发电行业属于电力工业链的发电环节，其工作原理和流程是将空气动能首先通过叶轮转化为机械能，再通过发电机将机械能转化为电能，发电机组输出的电能通过升压变电站升压后输送到电网中，电网再将电能送至各用电单位。

风力发电原理及流程示意图如下：

（二）行业主管部门、监管体制、主要法律法规及政策

1、行业主要监管部门

风力发电行业涉及国民经济的多个领域，其经营主要接受以下政府部门的直接监督管理：

国家能源局及地方政府投资主管部门负责风电项目的核准。国家发改委负责起草电价管理的相关法律法规或规章、电价调整政策、制定电价调整的国家计划或确定全国性重大电力项目的电价。对风电的电价而言，包括两种确定方式，一是国家发改委价格主管部门确定的电价，另一是国家能源局通过招标方式确定的电价。国家发改委在进行上述工作前将征求国家电力监管委员会的意见，重要文件须由电监会共同签署。国家发改委是我国政府负责接纳及批准清洁发展机制项目的主管机构。

原国家电力监管委员会于 2013 年并入国家能源局，并入前，原国家电力监管委员会负责国家电力行业的整体监管，直接领导其他地方分支机构。同时，电监会也负责制定电力领域法规及电力市场规则、监督电力行业的经营及合规情况、颁授及管理电力业务许可证，以及提供电力市场统计数据及信息。并入国家能源局后，原国家电力监管委员会撤销，其职能并入国家能源局，由国家能源局承继上述职能。

2、行业主要法律、法规和相关政策

目前，与行业相关的主要法律法规和相关政策如下表所列：

类别	法律法规	发布单位	实施日期
法律	中华人民共和国可再生能源法	全国人大常委会	2006 年 1 月 1 日（2009 年 12 月 26 日修订）
	中华人民共和国电力法	全国人大常委会	1996 年 4 月 1 日（2009 年 8 月 27 日修订）
	中华人民共和国土地管理法	全国人大常委会	1999 年 1 月 1 日（2004 年 8 月 28 日修订）
	中华人民共和国环境保护法	全国人大常委会	1989 年 12 月 26 日

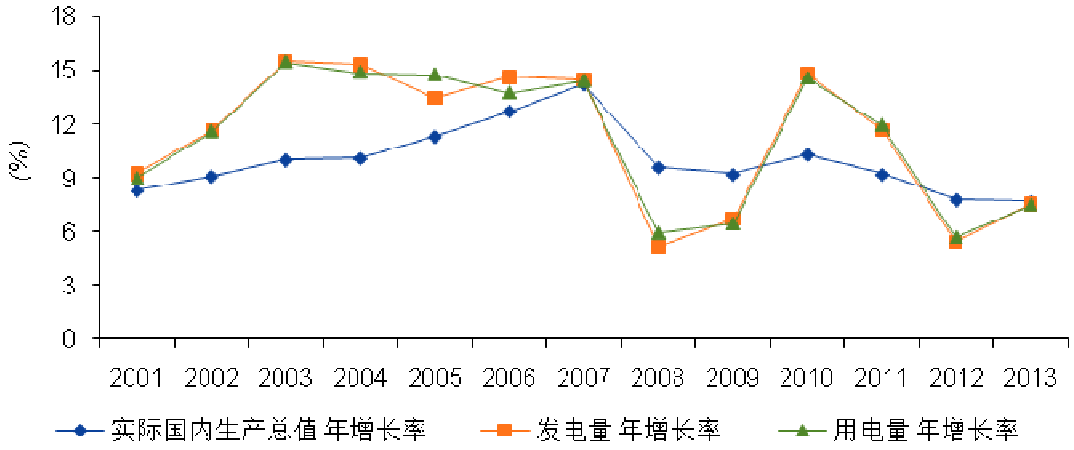
类别	法律法规	发布单位	实施日期
	中华人民共和国安全生产法	全国人大常委会	2002 年 11 月 1 日（2009 年 8 月 27 日修订）
法规	促进产业结构调整暂行规定	国务院	2005 年 12 月 2 日
	电力监管条例	国务院	2005 年 5 月 1 日
部门规章及规范性文件	关于风电建设管理有关要求的通知	国家发改委	2005 年 7 月 4 日
	风电场工程建设用地和环境保护管理暂行条例	国家发改委、国土资源部、环境保护部	2005 年 8 月 9 日
	可再生能源产业发展指导目录	国家发改委	2005 年 11 月 29 日
	电力业务许可证管理规定	电监会	2005 年 12 月 1 日
	可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法	国家发改委	2006 年 1 月 1 日
	可再生能源发电有关管理规定	国家发改委	2006 年 1 月 5 日
	促进风电产业发展实施意见	国家发改委、财政部	2006 年 11 月
	可再生能源电价附加收入调配暂行办法	国家发改委	2007 年 1 月 11 日
	可再生能源中长期发展规划	国家发改委	2007 年 8 月 31 日
	可再生能源发展“十一五”规划	国家发改委	2008 年 3 月 3 日
	关于完善风力发电上网电价政策的通知	国家发改委	2009 年 8 月 1 日
	海上风电开发建设管理暂行办法	国家能源局、国家海洋局	2010 年 1 月 22 日
	电力工程项目建设用地指标（风电场）	住房和城乡建设部、国土资源部、国家电力监管委员会	2012 年 3 月 1 日
	可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法	财政部、国家发改委、国家能源局	2012 年 3 月 14 日
	国家能源局关于加强风电并网和消纳工作有关要求的通知	国家能源局	2012 年 4 月 24 日
	风电发展“十二五”规划	国家能源局	2012 年 7 月 7 日
	可再生能源发展“十二五”规划	国家发改委	2012 年 8 月 6 日
	能源发展“十二五”规划	国务院	2013 年 1 月 1 日
	国务院关于取消和下放一批行政审批项目等事项的决定	国务院	2013 年 5 月 15 日

（三）行业发展情况

1、电力行业发展概况

电力是现代经济发展的动力，它为国民经济各个行业发展提供能源供给与动力支持，工业生产和人们日常生活均离不开电力，电力行业在我国国民经济中属于关乎国计民生的重要支柱产业。电力行业与宏观经济保持着较高的相关性，电力生产增长率和电力消费增长率跟随 GDP 增长率的变化而变化。

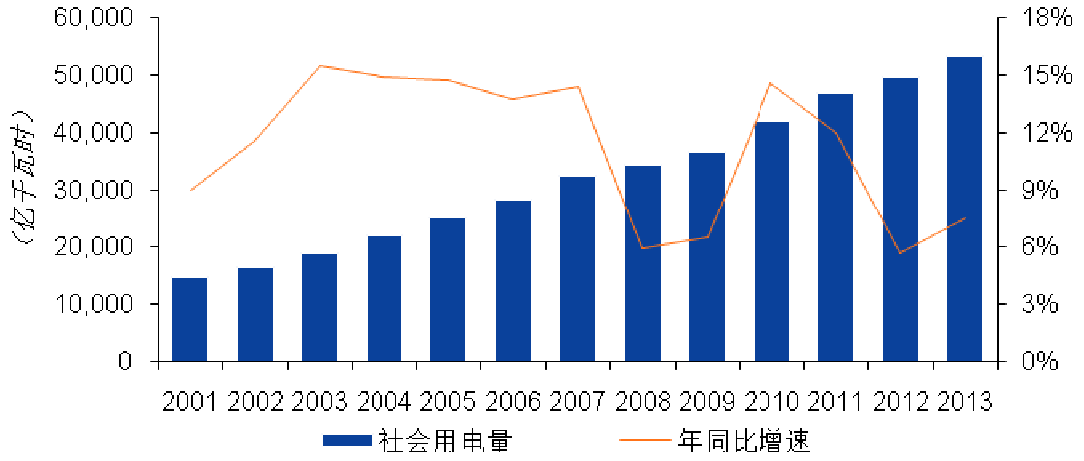
我国实际 GDP 与发电量和全社会用电量年增长率比较



资料来源：中国国家统计局；中国电力企业联合会；万得资讯

根据中电联发布 2013 年全国电力工业统计快报，2013 年，全国全口径发电量 53,474 亿千瓦时，同比增长 7.52%，比上年提高 2.11 个百分点；从电力需求情况看，2013 年，全国全社会用电量 53,223 亿千瓦时，同比增长 7.49%，比上年提高 1.89 个百分点，电力供需总体基本平衡。2001 年至 2013 年间，受国民经济持续快速增长的强劲拉动，以及我国工业化进程的快速发展和城乡居民用电需求增长的驱动，全国电力需求保持了 11.22%的年均增长率。

我国全社会用电量及年增长率，2001 年-2013 年



资料来源：中国国家统计局；中国电力企业联合会

随着全社会用电量的持续快速增长，全国电力装机容量也保持着快速增长态势，在 2001 年至 2013 年间，保持了 11.10%的年均增速。根据中电联发布 2013 年全国电力工业统计快报，截至 2013 年底，全国发电设备装机容量 124,738 万千瓦，比上年增长 9.25%，其中，水电 28,002 万千瓦，占全部装机容量的 22.45%；火电 86,238 万千瓦（含煤电、气电），占全部装机容量的 69.13%；核电 1,461 万千瓦，占全部装机容量的 1.17%，并网风电 7,548 万千瓦，占全部装机容量的 6.05%，并网太阳能 1,479 万千瓦，占全部装机容量的 1.19%。

电力行业作为我国国民经济的基础性支柱行业，与国民经济发展息息相关，在我国经济持续稳定发展的前提下，工业化进程的推进必然产生日益增长的电力需求，我国中长期电力需求形势依然乐观，电力行业将持续保持较高的景气程度水平。我国大部分发电装机容量由以采用煤作为原材料的火电发电机组组成，其余为利用水能、风能、太阳能和核能作为能源来源的发电项目。下表所列是我国各装机类型占总装机容量比例，其中，风电占总装机容量比例从 2010 年底前的 3.23%上升到 2013 年年底的 6.05%。

2011-2013 年，我国各类型发电装机容量占总装机容量比重如下表所示：

单位：万千瓦

	2011 年	2012 年	2013 年
火电	72.50%	71.55%	69.14%
水电	21.83%	21.74%	22.45%
风电	4.27%	5.31%	6.05%

太阳能	n.a	n.a	1.19%
核电	1.19%	1.10%	1.17%
合计	99.79%	99.70%	100.00%
总装机容量	**105,576**	**114,491**	**124,738**

资料来源：中国电力企业联合会（2011 年全国电力工业统计快报、2012 年全国电力工业运行简况、2011 年全国电力可靠性指标、2013 年全国电力工业统计快报）

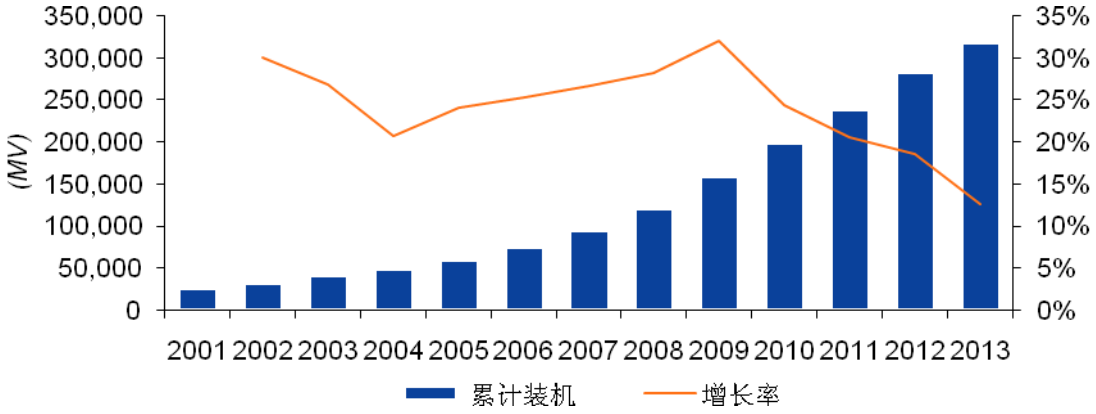
2、风力发电行业发展概况

风能是一种清洁而稳定的可再生能源，在环境污染和温室气体排放日益严重的今天，风力发电作为全球公认可以有效减缓气候变化、提高能源安全、促进低碳经济增长的方案，得到各国政府、投融资机构、技术研发机构、项目运营企业等的高度关注。相应地，风电也成为近年来世界上增长最快的能源。

（1）全球风电行业发展概况

20 世纪 70 年代，石油危机的爆发对世界经济造成巨大影响。石油资源作为化石能源，蕴藏量有限，在目前世界能源消费仍以石油为主导的条件下，如果能源消费结构不改变，能源危机将提前到来。在此背景下，各国政府都在积极寻求替代化石燃料的能源并竭力发展新能源技术，由于与其他新能源技术相比较，风电技术相对成熟，且具有更高的成本效益和资源有效性，因此在过去的 30 多年里，风电发展不断超越其预期的发展速度，一直保持着世界增长最快的能源地位。根据全球风能理事会（Global Wind Energy Council）统计数据，在 2001 年至 2013 年间，全球风电累计装机容量的年复合增长率为 24.08%，累计总装机容量从截至 2001 年 12 月 31 日的 23,900MW 增至截至 2013 年 12 月 31 日的 318,137MW。

全球风电累计装机容量及增长率，2001 年-2013 年



资料来源：全球风能理事会《Annual Markets Update》、《全球风电市场发展报告 2012》、《GLOBAL WIND STATISTICS 2013》

按照 2013 年底的风电累计装机容量计算，全球前五大风电市场依次为中国、美国、德国、西班牙和印度，在 2001 年至 2013 年间，上述 5 个国家风电累计装机容量年均复合增长率如下表所示：

国家	截至 2001 年 12 月 31 日风电累计装机容量（MW）	截至 2013 年 12 月 31 日风电累计装机容量（MW）	2001 年-2013 年年复合增长率
中国	404	91,424	57.12%
美国	4,275	61,091	24.81%
德国	8,754	34,250	12.04%
西班牙	3,337	22,959	17.44%
印度	1,456	20,150	24.48%

资料来源：全球风能理事会《Annual Markets Update》、《全球风电市场发展报告 2012》、《GLOBAL WIND STATISTICS 2013》

注：《GLOBAL WIND STATISTICS 2013》中标注中国 2013 年数据为暂定数据

（2）全球风电行业发展特征与趋势

1）全球风电行业市场高度集中，新兴市场未来发展迅速

风电产业在全球普及的程度有所提高，目前已有 100 多个国家开始发展风电，但主要市场还是相对集中，并受欧洲、亚洲和北美的主导，根据全球风能理事会的统计数据，2007 年上述三个地区在全球风电累计装机容量中占据 97.62%比例，至 2013 年底，依然保持 96.91%的比例。从国家来看，截至 2013 年底，全球前十大风电装机容量国家合计装机容量占全球总量的 84.8%，其中前五大国家合计占全球总量的 72.2%。2013 年全球前十大新增装机容量国家新增容量合

计占全球新增总量的 81.0%，其中前五大国家新增装机容量合计占全球总量的69.2%。

除了欧洲、北美、亚洲之外，非洲和拉丁美洲也显现出快速发展的迹象。根据全球风能理事会的预测，拉丁美洲风机装机容量在 2010 年至 2015 年间将实现 56.75%的年复合增长率，其中巴西和墨西哥是拉丁美洲风电发展较集中的地区。

2）风力发电成本已经初步具备竞争优势

风力发电是目前技术最成熟和最具商业应用价值的可再生能源之一，与传统能源相比，风力发电有着清洁、安全、可再生等优点。在忽略火力发电环境治理投资和运营费用的基础上，“成本过高”曾经被认为是风电的弱点，但作为全球减排的最重要手段之一，风力发电的经济性受到越来越多的关注，随着风电在能源供应中的比例日益增大，各风电运营企业不断提高成本意识，致力于减少风电与传统电力间的成本差异，推动产业发展。

一方面，风机价格下降降低了风电成本。自 2004 年中期开始，高涨的风电市场需求曾经使风机的价格一路飙升。然而到 2008 年，由于配套生产能力的提高及关键部件和主要部件的供应基本平衡，风机的价格开始趋于平稳。2009 年以来，随着我国风机产能的不断增长，欧美市场需求受全球金融危机等综合因素影响，风机制造商在成本和质量上的竞争日益激烈，风机价格持续下降。因为风机价格的下跌，2011 年初风电成本已经降到了历史新低。

另一方面，风电场选址的优化，风场运营效率的提高，风机质量和维护水平的提升等同样起到了降低风电成本的作用。

目前，在北美以及欧盟各国，风电的收购价格已经和其他能源一致。

3）风电机组技术更新速度快，机组大型化成为发展趋势

随着现代风电技术的不断发展，新产品、新技术不断涌现。第一，风电机组呈现大型化趋势。理论上，风电机组单机功率越大，每千瓦小时风电成本越低，因此风电机组的技术发展趋势向增大单机容量、减轻单位千瓦重量、提高转换效率的方向发展。大型风机的出现，也为开发海上风电提供了条件。第二，风电机组向适应低风速区发展。随着风能转化效率的提高，使得过去较低风速区域也可以建设大规模的风电场，推动了风力发电在更广泛的范围内快速发展。

4）海上风电快速增长，将成为风电开发的重要发展方向

从全球风电的发展情况来看，由于陆地风电场可开发的地方逐渐减少，而海上风能资源丰富稳定，且沿海地区经济发达，电网容量大，风电接入条件好，风电场开发已呈现由陆上向近海发展的趋势。

全球共有 12 个国家建立了海上风电场，其中 10 个在欧洲，其余为我国和日本，我国东部沿海的经济发展和电网特点与欧洲类似，适于大规模发展海上风电，国家已经推出了江苏及山东沿海两个千万千瓦级风电基地的建设规划，并出台了《海上风电开发建设管理暂行办法》。与此同时，海上风电建设也取得了重大突破，2010 年我国第一个国家海上风电示范项目——上海东海大桥 102MW 海上风电场的 34 台机组已经实现并网发电。

（3）各国鼓励风电发展相关政策情况

目前，亚洲、欧洲、北美是全球风电最为发达的三个地区，引领着全球风电产业的发展。这三个地区的累计装机容量超过全球装机总容量的 97%。其中，欧美均属于发达国家，无法享受到 CDM 的收益，但是，其政府制定的风电激励机制，很好的支持着本国风电产业的长期蓬勃发展。其支持风电发展的主要政策如下：

1）欧洲

欧洲各国政府支持政策可以归纳为两种类型：固定上网电价制和证书补贴制。

①固定上网电价制

代表国家：德国、法国、西班牙、丹麦

由政府制定统一的较高的风电上网电价，弥补了风电场投资的高成本，使投资者获得合理的利润，提高了投资者的热情，推动行业的发展。

②证书补贴制

代表国家：瑞典、英国、波兰、罗马尼亚

这些国家政府通过立法确定：除了风电场正常并网发电售电所获得的收入，风电场每发一度电，将获得相应数量的证书，风电场的所有者可以通过在特定的市场交易所获得的证书，获得额外收入，从而保证了风电产业的持续发展。

2）美国

由于美国的电价水平不高，美国的风电产业的发展与政府长期实行的完善合理的税务和促进政策密不可分，主要可分为两种类型：生产税收抵免（PTC）和投资税收抵免（ITC）。

①生产税收抵免（PTC）

风电场所发电力收入，享受长期的所得税抵免权利，这种权利可以通过合作的方式出售给另一家或多家在美国注册并运营的企业，这样的企业称之为税务投资人。通过这种交易，税务投资人获得了免税的额度，从而在自己的经营中获得了利益；而风电场所有者，获得了税务投资人购买免税额度所带来的额外收入，增加了投资运营风电场的收益。

②投资税收抵免（ITC）

风电场所有者在规定的时间节点前完成风电场的建设，联邦政府将会把跟风力发电直接关联的设备总投资金额的 30%以现金的方式返还给投资者，投资者不仅加快了资金回收的速度，还提高了风电场的收益。

（4）我国风电行业概况

目前，我国已经成为全球风力发电规模最大、增长最快的市场。根据全球风能理事会统计数据，2001 年至 2013 年全球风电累计装机容量的年复合增长率为 24.08%，而同期我国风电累计装机容量的年复合增长率为 57.12%，增长率位居全球第一；2013 年，我国新增风电装机容量 16,100MW，占当年全球新增装机容量的 45.4%，位居全球第一。

1）我国风能资源概况

我国幅员辽阔、海岸线长，陆地面积约为 960 万平方千米，海岸线（包括岛屿）达 32,000 千米，拥有丰富的风能资源，并具有巨大的风能发展潜力。我国气象局在 2009 年公布了最新的离地面高度为 50 米的风能资源测量数据，其中达到三级以上风能资源陆上潜在开发量为 2,380GW（三级风能资源指风功率

密度大于 300 瓦/平方米），达到四级以上风能资源陆上潜在开发量为 1,130GW（四级风能资源指风功率密度大于 400 瓦/平方米），而且 5 至 25 米水深线以内的近海区域三级以上风能资源潜在开发量为 200GW。

a. 风能资源的地域分布

我国的风能资源分布广泛，其中较为丰富的地区主要集中在东南沿海及附近岛屿以及北部（东北、华北、西北）地区，内陆也有个别风能丰富点。此外，近海风能资源也非常丰富。

（a）沿海及其岛屿地区风能丰富带：沿海及其岛屿地区包括山东、江苏、上海、浙江、福建、广东、广西和海南等省（市）沿海近 10 千米宽的地带，年风功率密度在 200 瓦/平方米以上，风功率密度线平行于海岸线。

（b）北部地区风能丰富带：北部地区风能丰富带包括东北三省、河北、内蒙古、甘肃、宁夏和新疆等省（自治区）近 200 千米宽的地带。风功率密度在 200-300 瓦/平方米以上，有的可达 500 瓦/平方米以上，如阿拉山口、达坂城、辉腾锡勒、锡林浩特的灰腾梁、承德围场等。

（c）内陆风能丰富区：风功率密度一般在 100 瓦/平方米以下，但是在一些地区由于湖泊和特殊地形的影响，风能资源也较丰富。

（d）近海风能丰富区：东部沿海水深 5-20 米的海域面积辽阔，但受到航线、港口、养殖等海洋功能区划的限制，近海实际的技术可开发风能资源量远远小于陆上。不过在江苏、福建、山东和广东等地，近海风能资源丰富，距离电力负荷中心很近，近海风电可以成为这些地区未来发展的一项重要的清洁能源。

我国风能资源地理分布与现有电力负荷不匹配。沿海地区电力负荷大，但是风能资源丰富的陆地面积小；北部地区风能资源很丰富，电力负荷却较小，给风电的经济开发带来困难。由于大多数风能资源丰富区，远离电力负荷中心，电网建设薄弱，大规模开发需要电网延伸的支撑。

b. 风能资源的季节分布

我国风能资源的季节性很强，一般春、秋和冬季丰富，夏季贫乏，不过风能资源的季节分布恰好与水能资源互补。我国水能资源是夏季丰富，雨季在南方大致是 3-6 月或 4-7 月，因此，大规模发展风力发电可以在一定程度上弥补我国水电冬春两季枯水期发电电力和电量的不足。

2）我国风电产业发展历程和现状

我国风电场建设始于 20 世纪 80 年代，在其后的十余年中，经历了初期示范阶段和产业化建立阶段，装机容量平稳、缓慢增长。自 2003 年起，随着国家发改委首期风电特许权项目的招标，风电场建设进入规模化及国产化阶段，装机容量增长迅速。特别是 2006 年开始，连续四年装机容量翻番，形成了爆发式的增长。近年来我国风电的快速发展，得益于明确的规划和不断更新升级的发展目标，使得地方政府、电网企业、运营企业和制造企业坚定了对风电发展的信心，并且有了一个努力的方向和目标；风电的快速发展，也促使规划目标不断地修正和完善。在 2003 年召开的全国大型风电场建设前期工作会议上，国家发改委部署开展全国大型风电场建设前期工作，要求各地开展风能资源详查、风电场规划选址和大型风电场预可行性研究工作。通过此项工作，各省（自治区、直辖市）基本摸清了风能资源储量，结合风电场选址，提出了各自的规划目标，为风电的快速发展打下了良好的基础。

据全球风能理事会的统计，2010 年，我国除台湾省以外共新增风电机组 12,904 台，新增装机容量达 18,928MW，2011 年新增装机容量 18,000MW，保持全球新增装机容量第一的排名，2012 年新增装机容量 12,960MW，位列全球新增装机容量第二位，2013 年新增装机容量 16,100 MW,全球新增装机容量第一。2010 年底我国累计风电装机容量为 44,733MW，全球累计装机容量排名由 2008 年的第 4 位、2009 年的第 2 位上升到第 1 位。2011 年至 2013 年累计装机容量增长率分别为 40.24%、20.07%、21.37%，2001 年至 2013 年我国风电累计装机容量及年增长率如下表所示：

年份	截至当年 12 月 31 日风电累计装机容量（MW）	年增长率
2001 年	404	-
2002 年	470	16.34%
2003 年	568	20.85%
2004 年	765	34.68%
2005 年	1,272	66.27%
2006 年	2,559	101.18%
2007 年	5,871	129.43%

2008 年	12,024	104.80%
2009 年	25,805	114.61%
2010 年	44,733	73.35%
2011 年	62,733	40.24%
2012 年	75,324	20.07%
2013 年	91,424	21.37%

资料来源：全球风能理事会《全球风电装机数据》、《Annual Markets Update》、《全球风电市场发展报告 2012》、《GLOBAL WIND STATISTICS 2013》

注：《GLOBAL WIND STATISTICS 2013》中标注中国 2013 年数据为暂定数据

2002 年至 2013 年，我国风电年度新增装机容量及增长率如下表所示：

年份	年度新增风电装机容量（MW）	年增长率
2002 年	66	
2003 年	98	48.48%
2004 年	197	101.02%
2005 年	507	157.36%
2006 年	1,287	153.85%
2007 年	3,312	157.34%
2008 年	6,153	85.78%
2009 年	13,781	123.97%
2010 年	18,928	37.35%
2011 年	18,000	-4.90%
2012 年	12,960	-28.00%
2013 年	16,100	24.23%

资料来源：全球风能理事会《全球风电装机数据》、《Annual Markets Update》、《全球风电市场发展报告 2012》、《GLOBAL WIND STATISTICS 2013》

注：《GLOBAL WIND STATISTICS 2013》中标注中国 2013 年数据为暂定数据

3）我国风电行业发展模式

a.大规模集中开发是我国“十一五”期间风电开发的主要模式

为更好推动我国风电发展，国家发改委于 2008 年提出了按照“建设大基地、融入大电网”的要求，规划建设八个千万千瓦级风电基地的发展目标。八个千万千瓦级风电基地分别位于甘肃酒泉、新疆哈密、河北、吉林、内蒙古东部、内蒙

古西部、江苏、山东等风能资源丰富的地区。根据规划，到 2020 年，在配套电网建成的前提下，各风电基地具备总装机 1.4 亿 kW 的潜力。

b. 规模化和分布式发展相结合将成为“十二五”期间新的发展模式

在大规模集中开发的模式下，风电场建设密集，但绝大部分分布于“三北”（华北、西北、东北）地区，远离东南部电力消费地区，使得风电并网难度较高。

因此，国家能源局提出，未来几年我国的风电发展模式为：“大型风电基地建设为中心，规模化和分布式发展相结合”，即在过去建立大基地融入大电网促进风电规模化发展的基础上，支持资源不太丰富的地区，发展低风速风电场，倡导分散式开发模式。这样能避免风电场的过于集中对电网造成的压力，尤其是在东部建设低风速风电场可以就近为东部电力负荷较大的地区供电，缓解电网输配电压力。

4）我国风电行业发展的区域特征

截至 2013 年 12 月 31 日，我国有 31 个省、市、自治区（不含港、澳、台地区）已实现风电场并网发电，风电累计并网装机容量超过 1GW 的省份为 15 个，其中超过 2GW 的省份为 12 个。内蒙古自治区领跑我国风电发展，紧随其后的是河北省和甘肃省，前十名省份并网装机容量合计占全国装机容量的 81.60%。下表所列为 2013 年各省风电并网装机容量及上网电量统计：

序号	省份	截至 2013 年 12 月 31 日		2013 年	
		并网装机容量（MW）	占全国比例	上网电量（亿千瓦时）	占全国比例
1	内蒙古自治区	18,330.00	23.76%	355.79	26.22%
2	河北省	7,750.40	10.05%	140.81	10.38%
3	甘肃省	7,028.10	9.11%	119.18	8.78%
4	辽宁省	5,652.20	7.33%	100.30	7.39%
5	新疆维吾尔自治区	5,056.30	6.55%	78.08	5.75%
6	山东	5,019.00	6.50%	86.56	6.38%
7	黑龙江省	3,864.50	5.01%	67.25	4.96%
8	吉林	3,774.30	4.89%	56.43	4.16%
9	山西	3,471.00	4.50%	49.58	3.65%
10	宁夏回族自治区	3,015.30	3.91%	58.23	4.29%
11	江苏省	2,563.00	3.32%	45.35	3.34%
12	云南省	2,142.00	2.78%	44.24	3.26%
13	广东省	1,811.20	2.35%	29.59	2.18%
14	福建省	1,477.50	1.91%	35.51	2.62%
15	贵州省	1,023.60	1.33%	11.72	0.86%
16	陕西省	993.50	1.29%	12.15	0.90%
17	湖北省	631.90	0.82%	5.58	0.41%
18	浙江省	500.60	0.65%	9.73	0.72%
19	安徽省	492.00	0.64%	8.14	0.60%
20	河南省	400.00	0.52%	5.80	0.43%
21	湖南省	355.30	0.46%	4.90	0.36%
22	上海市	326.00	0.42%	7.43	0.55%
23	海南省	302.70	0.39%	5.96	0.44%
24	江西省	298.50	0.39%	5.00	0.37%
25	天津市	228.50	0.30%	5.26	0.39%
26	青海省	158.30	0.21%	0.84	0.06%
27	北京市	150.00	0.19%	3.16	0.23%
28	广西壮族自治区	127.50	0.17%	2.21	0.16%
29	四川省	109.50	0.14%	0.80	0.06%
30	重庆市	96.30	0.12%	1.45	0.11%
31	西藏自治区	7.50	0.01%	0.01	0.00%
合计		**77,156.50**	**100.00%**	**1,357.03**	**100.00%**

资料来源：国家风电信息管理中心、水电水利规划设计总院《2013 年度中国风电建设统计评价报告》

注：新疆维吾尔自治区数据为新疆维吾尔自治区与新疆生产建设兵团合计值

5）我国风电行业的定价机制

根据《可再生能源法》及《可再生能源发电有关管理规定》，可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整和公布。

根据国家发改委颁布并于 2006 年 1 月 1 日生效的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格[2006]7 号），2005 年 12 月 31 日后获得国家发改委或者省级发改委核准的风电项目的上网电价实行政府指导价，电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定；可再生能源发电价格高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分，在全国省级及以上电网销售电量中分摊。

2009 年 7 月，国家发改委发布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906 号），对风力发电上网电价政策进行了完善。文件规定，全国按风能资源状况和工程建设条件分为四类风能资源区，相应设定风电标杆上网电价。四类风电标杆上网电价水平分别为 0.51 元/kWh、0.54 元/kWh、0.58 元/kWh 和 0.61 元/kWh，2009 年 8 月 1 日起新核准的陆上风电项目，统一执行所在风能资源区的标杆上网电价，海上风电上网电价今后根据建设进程另行制定。政府针对四类风能资源区发布的指导价格为最低限价，实际执行电价由风力发电企业与电网公司签订购电协议确定后，报国家物价主管部门备案。2009 年 8 月 1 日之前核准的陆上风电项目，上网电价仍按原有规定执行。并继续实行风电价格费用分摊制度，风电上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分，由当地省级电网负担；高出部分，通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。脱硫燃煤机组标杆上网电价调整后，风电上网电价中由当地电网负担的部分要相应调整。全国风力发电标杆上网电价表如下所示：

资源区	标杆上网电价（元/kWh）	各资源区所包括的地区
Ⅰ类资源区	0.51	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市
Ⅱ类资源区	0.54	河北省张家口市、承德市；内蒙古自治区赤峰市、通辽市、

		兴安盟、呼伦贝尔市；甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市
Ⅲ类资源区	0.58	吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区；甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其他地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区；宁夏回族自治区
Ⅳ类资源区	0.61	除Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类资源区以外的其他地区

6）我国“可再生能源电价补贴”政策

a、可再生能源电价补贴相关政策规定

《可再生能源法》第十九条规定，“可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定。”可再生能源执行电价由国务院价格主管部门确定。《可再生能源法》第二十条规定，“电网企业依照本法第十九条规定确定的上网电价收购可再生能源电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额，由在全国范围对销售电量征收可再生能源电价附加补偿。”

在《可再生能源法》的基础上，国家发改委于 2006 年和 2007 年分别制定《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（以下简称《分摊管理试行办法》）和《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》（以下简称《调配暂行办法》）。

《分摊管理试行办法》第五条规定，“可再生能源发电价格高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分，在全国省级及以上电网销售电量中分摊。”，第六条规定，“风力发电项目的上网电价实行政府指导价，电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定”，第十二、十三与十四条规定，“可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、国家投资或补贴建设的公共可再生能源独立电力系统运行维护费用高于当地省级电网平均销售电价的部分，以及可再生能源发电项目接网费用等，通过向电力用户征收电价附加的方式解决。可再生能源电价附加向省级及以上电网企业服务范围内的电力用户（包括省网公司的趸售对象、自备电厂用户、向发电厂直接购电的大用户）收取。可再生能源电价附加由国务院价格主管部门核定，按电力用户实际使用的电

量计收，全国实行统一标准”，第十七条规定，“可再生能源电价附加计入电网企业销售电价，由电网企业收取，单独记账，专款专用”。

《调配暂行办法》第五、六条规定，“可再生能源电价附加标准、收取范围由国务院价格主管部门统一核定，并根据可再生能源发展的实际情况适时进行调整。可再生能源电价附加调配、平衡由国务院价格主管部门会同国务院电力监管机构监管”、“可再生能源电价附加由省级电网企业（东北电网公司和华北电网公司视同省级电网企业，西藏自治区除外）按照国务院价格主管部门统一核定的标准和范围随电费向终端用户收取并归集，单独记账，专款专用”，第八条规定，“省级电网企业将收取的可再生能源电价附加计入本企业收入，首先用于支付本省（区、市）可再生能源电价补贴，差额部分进行配额交易、全国平衡。”第九条规定，“可再生能源电价补贴包括可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、国家投资或补贴建设的公共可再生能源独立电力系统运行维护费用高于当地省级电网平均销售电价的部分，以及可再生能源发电项目接网费用等。其中：可再生能源发电项目补贴额=（可再生能源上网电价-当地省级电网脱硫燃煤机组标杆电价）×可再生能源发电上网电量”。第十三条规定，“省级电网企业收取的可再生能源电价附加金额小于本省应支付可再生能源电价补贴金额的，差额部分作为可再生能源电价附加配额对外出售。省级电网企业收取的可再生能源电价附加金额大于本省应支付可再生能源电价补贴金额的，余额用于购买可再生能源电价附加配额。”第十五条规定，“国务院价格主管部门统计审核各省级电网企业上一月度可再生能源电价附加余缺后，对收取的可再生能源电价附加不足以支付本省可再生能源电价附加补贴的省级电网企业，按照短缺资金金额颁发同等额度的可再生能源电价附加配额证，同时制定和下达配额交易方案。为方便交易，可以对每个电网企业在本省资金总额度内开具多张电价附加配额证”、“各省级电网企业可再生能源电价附加金额的余缺逐期滚存。可再生能源附加总额不足时，按收取额占应付额的比例开具电价附加配额证，累计不足部分在次年电价附加中解决。”

2009 年 7 月 20 日，国家发改委颁布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，其中第一条规定，“分资源区制定陆上风电标杆上网电价。按风能资源状况和工程建设条件，决定将全国分为四类风能资源区，相应制定风电标杆上网

电价。”第二条规定，“风电上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分，由当地省级电网负担；高出部分，通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。脱硫燃煤机组标杆上网电价调整后，风电上网电价中由当地电网负担的部分要相应调整”。

2011 年 11 月 29 日财政部、国家发改委、国家能源局颁布了《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》。该办法第三条规定“可再生能源发展基金包括国家财政公共预算安排的专项资金（以下简称可再生能源发展专项资金）和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入等”；第五条规定“可再生能源电价附加在除西藏自治区以外的全国范围内，对各省、自治区、直辖市扣除农业生产用电（含农业排灌用电）后的销售电量征收”；第八条规定“可再生能源电价附加由财政部驻各省、自治区、直辖市财政监察专员办事处按月向电网企业征收，实行直接缴库，收入全额上缴中央国库”。

2012 年 3 月 14 日，财政部、国家发改委、国家能源局颁布了《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》。该办法第十三条规定：“省级电网企业、地方独立电网企业应根据可再生能源上网电价和实际收购的可再生能源发电上网电量，按月与可再生能源发电企业结算电费”；第十一条规定：“可再生能源电价附加补助资金原则上实行按季预拨、年终清算。省级电网企业、地方独立电网企业根据本级电网覆盖范围内的列入可再生能源电价附加资金补助目录的并网发电项目和接网工程有关情况，于每季度第三个月 10 日前提出下季度可再生能源电价附加补助资金申请表，经所在地省级财政、价格、能源主管部门审核后，报财政部、国家发改委、国家能源局。公共可再生能源独立电力系统项目于年度终了后随清算报告一并提出资金申请”。

b、“可再生能源电价补贴”的具体工作执行过程

本公司各子公司与所在地电网公司所签署的《购售电合同》中，电价是确定的和唯一的。对于包括本公司在内的可再生能源发电企业而言，电网公司是一次性支付全部电价，还是出于其资金周转考虑，将电价根据资金筹措来源的不同分解为两部分（即“当地脱硫燃煤机组标杆上网电价”部分和“可再生能源电价补贴”部分）进行支付，仅仅是电价结算周期上的差异。对于本公司在电力生产、销售过程中的合同义务的满足时点（即：完成上网电力的供应）而言，并不存在

差异。本公司及其合并范围内子公司的各项收入中，亦不存在独立于“售电收入”以外的“可再生能源电价补贴”收入。

由于电网企业之间存在一个将其收取的可再生能源电价附加进行调配的过程，因此，部分电网企业出于自身资金周转的考虑，会在向发电企业支付电力价款时暂按较低的常规能源上网电价（即“当地脱硫燃煤机组标杆上网电价”）为参照结算部分电力价款，剩余部分价款则待其完成“可再生能源电价附加”的配额交易后再行支付。

全国范围内的配额调配的周期通常在 6 个月以上。国家发改委分别在 2008 年 11 月、2009 年 6 月、2009 年 12 月、2010 年 8 月、2011 年 1 月和 2012 年 11 月发布发改价格[2008]3052 号、发改价格[2009]1581 号、发改价格[2009]3217 号、发改价格[2010]1984 号、发改价格[2011]122 号和发改价格[2012]3762 号通知，公布 2007 年 10 月至 2008 年 6 月、2008 年 7-12 月、2009 年 1-6 月、2009 年 7-12 月和 2010 年 1-9 月、2010 年 10 月-2011 年 4 月的可再生能源电价补贴和配额交易方案。根据以上通知，电价附加存在资金缺口的省级电网企业，应在配额交易完成 10 个工作日内，对可再生能源发电项目结清电费。国家发改委未发布 2011 年 5 月-12 月的可再生能源电价补贴和配额交易方案，该部分电价补贴至今尚未结算。2012 年以后，可再生能源电价附加补助资金的申报、审核、拨付等按《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》执行。

7）我国风电行业发展趋势

为满足“十二五”规划 1 亿 kW 的风电装机目标，我国确定了三条具体的风电规划路径，分别为陆上大型基地建设、陆上分散式并网开发、海上风电基地建设，具体如下：

a. 继续建设陆上大型基地。虽然八大千万千瓦级风电基地是我国风电最为集中的地区，但其开发空间仍非常广阔。根据国家《新能源产业振兴规划》草案，到 2020 年，八大千万千瓦级风电基地的装机容量将超过 1.35 亿 kW，保证我国 3,000 多亿千瓦时电能的输出和消纳，实现国家可再生能源中长期规划的目标。

b. 进行陆上分散式并网开发。山西、辽宁、黑龙江、宁夏等部分地区，风能资源品质和建设条件较好，适宜开发建设中小型风电场。河南、江西、湖南、湖北、安徽、云南、四川、贵州以及其他内陆省份，也有一些资源条件和建设条

件较好、适宜进行分散式并网开发的场址。“十二五”期间，我国将在上述地区因地制宜开发建设中小型风电项目。

c. 建设海上风电基地。在江苏、山东、河北、上海、浙江、福建、广东、广西和海南等沿海区域开发建设海上风电场。到 2015 年底，实现海上风电场装机容量 500 万 kW。

8）我国电网发展概况与趋势

除了未与电网并网的发电厂所产电量外，所有在我国生产的电量均由电网公司负责传输与调度。我国负责电网管理与运营的主要系统包括国家电网公司和南方电网公司。

《国民经济发展“十二五”规划纲要》（以下简称“《纲要》”）提出，“要适应大规模跨区输电和新能源发电并网的要求，加快发展现代电网体系建设，完善区域主干电网，发展特高压等大容量、高效率、远距离先进输电技术，依托信息、控制和储能等先进技术，推进智能电网建设，切实加强城乡电网建设与改造，增强电网优化配置电力能力和供电可靠性”。为了落实《纲要》精神，国家电网在“十二五”期间计划投资约 1.7 万亿元人民币建设及升级电网，其中约 5 千亿元人民币用于特高压基础设施建设。尤其在跨区电网建设方面，总计达 40,000 千米的特高压交流输电线路预计将于 2015 年之前建成，而变电容量预期将达到 4.3 亿千伏安。南方电网在“十二五”期间也计划投资逾 4,000 亿元人民币建设及升级电网。国家电网建设大型风电基地外送通道计划的具体情况如下：

a. 建设酒泉至湖南±800kV 特高压直流通道，将酒泉风电配套部分火电打捆送至华中电网负荷中心。

b. 蒙东、蒙西、河北、新疆风电基地电力除本地区消纳外，与近区煤电打捆，通过特高压交直流通道，送至“三华”电网负荷中心。

c. 江苏沿海风电就近接入江苏电网。

d. 吉林风电部分容量接入 220kV 及以下电网就地消纳，部分容量通过 500kV 交流接入东北主网消纳。

（四）市场竞争格局

1、风电市场竞争情况

我国风电市场的竞争主要呈现以下特点：

（1）随着风电盈利能力的提高，参与风电项目建设的企业越来越多。根据国家风电信息管理中心统计，至 2013 年底全国共有约 1,300 家项目公司参与了风电投资建设，极大推动了我国风电开发建设。由于行业的集中度较高，前 15 名企业的累计装机容量占全部装机容量的 80.04%，且绝大多数为国有电力或能源企业。截至 2013 年 12 月 31 日我国风电运营企业累计风电装机容量排名如下表所示：

排名	开发商名称	2013 年底累计装机容量（MW）	市场份额
1	国电集团	16,810.2	19.49%
2	华能集团	9,928.8	11.51%
3	大唐集团	9,491.6	11.00%
4	华电集团	5,403.1	6.26%
5	中广核	4,923.1	5.71%
6	国华电力	4,660.4	5.40%
7	中电投	4,540.7	5.26%
8	华润电力	3,090.3	3.58%
9	三峡总公司	1,979.7	2.29%
10	天润	1,821.5	2.11%
11	京能集团	1,777.8	2.06%
12	河北建投	1,418.3	1.64%
13	中节能风电	1,392.0	1.61%
	其他	19,025.8	22.06%
	合计	**86,263.3**	**100.00%**

资料来源：国家风电信息管理中心、水电水利规划设计总院《2013 年度中国风电建设统计评价报告》

注：《2013 年度中国风电建设统计评价报告》统计中节能风电 2013 年底累计装机容量与公司统计数据略有不同，系统计口径差异，以公司数据为准，合计数相应调整。

2012 年度，我国风电运营企业风电上网电量排名如下表所示：

排名	开发商名称	2012 年上网电量（亿千瓦时）	市场份额
1	国电集团	216.84	21.52%
2	华能集团	133.48	13.24%

3	大唐集团	126.43	12.54%
4	华电集团	56.97	5.65%
5	中广核	48.26	4.79%
6	国华电力	45.88	4.55%
7	中电投	42.14	4.18%
8	华润电力	32.33	3.21%
9	京能集团	28.06	2.78%
10	河北建投	24.68	2.45%
	中节能风电	20.71	2.05%
	其他	232.04	23.02%
	合计	1,007.82	100%

资料来源：国家风电信息管理中心、水电水利规划设计总院《2012 年度中国风电建设统计评价报告》

注：1、其中 2012 年度中节能风电上网电量为公司统计数据

2、《2013 年度中国风电建设统计评价报告》未统计各公司上网电量

2013 年度，我国风电运营企业累计风电并网容量排名如下表所示：

排名	开发商名称	2013 年底累计并网容量（MW）	市场份额
1	国电集团	15,343.1	19.89%
2	华能集团	9,385.5	12.16%
3	大唐集团	8,885.6	11.52%
4	中广核	4,863.1	6.30%
5	华电集团	4,857.1	6.30%
6	国华电力	4,147.4	5.38%
7	中电投	4,092.7	5.30%
8	华润电力	2,853.1	3.70%
9	三峡总公司	1,779.7	2.31%
10	京能集团	1,698.3	2.20%
	中节能风电	1,290.5	1.67%
	其他	17,960.4	23.28%
	合计	**77,156.5**	**100.00%**

资料来源：国家风电信息管理中心、水电水利规划设计总院《2013 年度中国风电建设统计评价报告》

（2）竞争不仅取决于装机容量，更涉及多个方面，例如历史业绩、国内地位、产业链完整程度、与地方可持续发展的衔接。2003 年以来，国家能源局已经组织了六次风电特许权招标，极大地推动了我国风电的发展以及风电基地的形成。其衡量的标准均采用综合考评方式，提倡自主研发、注重经验和能力，鼓励运营商与设备商的联合等。

（3）区域市场集中度提高。国家规划的八个风电基地总装机容量预计可达到 1.4 亿 kW 左右，且各风电基地的运营企业格局较为稳定。

2、行业市场化程度

风电行业的市场化程度不高。一方面，电力的销售对象较为单一，受《可再生能源法》的保护，电力销售不存在任何障碍；另一方面，风电运营商主要为国有的电力企业和能源企业，其它类型的运营企业尽管数量多，但持续发展能力弱。根据国家风电信息管理中心的统计数据，截至 2013 年末，我国累计装机容量前十大风电运营企业合计占全国市场 72.63 %的份额。

（五）进入本行业的主要障碍

1、政策壁垒

新的风电场开发建设项目需要经过相当严格的审批程序。通常首先需要通过当地（省级）政府主管部门以及各职能主管单位对土地、环保、地灾、水保、林业、军事、文物、电网接入等方面的审查并获得所有前期支持性批复文件，在取得各项支持性文件的基础上，取得发改委核准之后，仍需要履行土地使用权证办理程序以及办理后续项目开工建设权证等。待所有审批程序履行完毕后，方可进行项目建设。

2、技术壁垒

风力发电开发项目属于技术密集型行业，风电项目开发及运营全过程对技术上要求都非常高。以风电项目开发为例，开发全过程通常分为三个阶段：（1）风场选址、签订开发协议及风能资源评估；（2）内部评估及政府审批；（3）设计、建造及调试。以其中的风场选址与风资源评估为例，风场选址需要对众多影响因素进行深入的研究与分析，包括风能资源及其他气候条件、可施工性、运输条件、

风电场的规模及位置、风机初步选型及分布位置、上网电价、升压站等配套系统、并网条件、电网系统的容量等。在风资源评估环节中，通常运营企业需要首先建造测风塔，收集特定场址的风力数据并进行反复的分析与论证。通常测风过程需要至少 12 个月以收集相关风力数据。风电项目开发需要开发企业具备丰富的实践经验，拥有属于行业专有的技术诀窍，对缺乏技术积累的新进入者构成了较高的技术壁垒。

3、资金壁垒

风力发电行业投资规模大，属于资金密集型行业。一般陆上风电场的建设成本都在 7,000-9,000 人民币每千瓦之间，单个风电开发项目至少需要几个亿，甚至十几亿的投资规模，并且根据《国务院关于调整固定资产投资项目资本金比例的通知》（自 2009 年 5 月 25 日起发布并实施）第一条的规定，风电开发项目的最低资本金比例要求为 20%，因此，风电运营企业需要大量资金作为项目开发资本金。通常，在风电场开发的前几年，尤其是开发、建设期，风电场项目回报率较低，风电运营企业将面临更大的资金压力，融资能力已经成为风电运营企业的核心竞争力之一。

4、人才壁垒

我国风电产业刚刚起步，与火电、水电相比，风电产业缺乏从设计、制造、安装、调试及运营管理的人才培养体系。近几年，我国风电装机容量爆发式的增长，对专业风电人才的需求也越来越大。全国风电技术研发和管理人才不足，特别是系统掌握风电理论并具有风电工程设计实践经验的复合型人才匮乏，构成了进入本行业的人才壁垒。

（六）市场供求状况及变动原因

从需求端来看，《可再生能源法》规定，利用可再生能源产生的电力实行全额收购制度，电网公司须全额购买获核准的可再生能源发电场所生产的，且发电项目在其电网所覆盖的范围内符合并网技术标准的全部上网电力。因此，风电行业需求基本不会受国内电力需求的波动影响，但会随着局部电网的瞬时负荷变化和输送能力的变化而变动。

从供应端来看，得益于国家政策的大力支持及风电行业的技术进步，为风电

行业提供了优越的发展环境。根据全球风能理事会统计数据，我国风电装机容量在 2001 年至 2013 年，实现了 57.12%的年复合增长率，截至 2010 年底，我国风电累计装机容量达到 44,733MW，超越美国成为全球第一大风电装机国家。2011 年，我国仍为风电新增装机容量和累计装机容量全球第一的国家。2012 年，我国风电新增装机容量 12,960MW（位列全球第二），累计装机容量 75,324MW（位列全球第一）。2013 年，我国风电新增装机容量 16,100MW，累计装机容量 91,424 MW 均列全球第一位。为了实现国家节能减排的目标，我国将继续坚定不移的大力推动清洁能源的高效利用，并大力开发新能源和可再生能源，风电无疑是其中的一个重要的开发方向，未来风电行业将保持高速增长趋势。

（七）行业利润水平的变动趋势及变动原因

2008 年以来，国内主要风电机组制造企业开始批量生产兆瓦级以上风电机组，市场竞争激烈导致风电设备价格下降。至 2009 年，风机设备从卖方市场向买方市场过渡，使得风机制造商间在成本和质量上的竞争日益激烈，2011 年风机价格已经降到了历史新低，2012 年风机价格逐步趋稳。另外，随着风场选址的不断优化，风电机组运营效率的提升，风电运营企业的成本也会有所下降。

短期来看，虽然风机设备价格下降，使得风电建设的投资成本降低，但由于并网技术要求的提高以及电网建设速度与风电建设速度的不匹配，风电行业的盈利水平会基本持平。长远来看，由于风电不像火电受上游原材料价格的影响，随着我国电网建设逐步完善，风电行业的利润水平会逐渐提高。

（八）影响行业发展的有利和不利因素

1、行业发展的有利因素

（1）能源需求快速增长，需要增加新的能源来源，缓解能源供需矛盾

进入 21 世纪，我国经济快速发展，工业化、城镇化进程加快，能源需求快速增长，能源供需矛盾日益突出。根据 2013 年 6 月《BP 世界能源统计年鉴》的统计数据，2011 年至 2012 年我国持续为全球第一大能源消费国，一次能源消费总量持续全球最高，2012 年达到 2,735.2 百万吨油当量；2012 年原油消费量 4.84 亿吨，原油进口 2.71 亿吨，进口依存度超过 50%；我国也是天然气净

进口国。估计在今后相当长的时间，我国的石油和天然气对外依赖程度将会持续增加。增加能源的多元化供应、确保能源安全已成为经济社会发展的重要任务，开发利用可再生能源成为国家能源发展战略的重要组成部分。

（2）国家设定了可再生能源的发展目标以及节能减排的发展目标

我国能源结构以煤为主，能源消费快速增长，环境问题日益严峻，尤其是大气污染状况愈发严重，既影响经济发展，也影响人民生活和健康。根据 2013 年 6 月《BP 世界能源统计年鉴》的统计，我国为世界第一大碳排放国，随着经济社会的快速发展，能源需求将持续增长，能源和环境对可持续发展的约束将越来越严重，发展清洁能源技术、特别是加快开发利用可再生能源资源，是实现可持续发展的必然选择。2011 年 3 月，全国人大通过的《“十二五”国民经济发展规划纲要》提出了到 2015 年非化石能源的消费比例提高到 11.4%的要求。2009 年 9 月，在联合国气候变化峰会上，胡锦涛主席的讲话提出，要大力发展可再生能源和核能，争取到 2020 年非化石能源占一次能源消费比例达 15%左右。在 2009 年 12 月的哥本哈根会议上，温家宝总理再次明确了到 2020 年单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 40%-45%的目标。为达到上述目标，风电发展规模在 2020 年之前仍需保持高速增长。

（3）我国实行可再生能源发电全额保障性收购制度

《可再生能源法》明确规定，国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度，对按照规划建设的可再生能源发电项目所发电量，符合并网技术标准的，电网企业应当全额收购。

（4）我国风电定价机制不断完善

风电价格政策是影响风电运营企业投资和风电市场增长水平的关键因素。多年来，我国风电定价机制不断调整完善，经历了四个发展阶段：

1）1986-1993 年，我国风电发展处于初期示范阶段。该时期的风电上网电价参照当地燃煤电价，约为 0.28 元/kWh。

2）1994-2003 年，我国风电处于产业化建立阶段。该时期的风电电价由发电场与电网公司所签订的购电协议确定。通过购电协议确定的电价还需由各地主管部门批准后报国家物价部门备案。

3）2004-2009 年，我国风电处于规模化及国产化阶段。该时期招标电价与

核准电价共存，其中风电特许权项目实行竞争性招标电价，其他项目由各地核准电价。核准电价一般为当地脱硫燃煤电厂上网电价加不超过0.25元/kWh的补贴。同时，该时期实行风电价格费用分摊制度，风电上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分由当地省级电网负担，高出部分通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。如果脱硫燃煤机组标杆上网电价调整，风电上网电价中由当地电网负担的部分相应调整。

4）2010年开始，我国风电进入规范化发展阶段。现阶段，我国继续实行风电价格费用分摊制度，并对陆上风电和海上风电的价格进行分开管理。对于陆上风电，我国采用区域性固定电价制度，按风能资源状况和工程建设条件分四类资源区制定风电标杆上网电价，而海上风电将根据建设日程由国务院价格主管部门另行制定。目前，国家首期海上风电特许权招标项目的平均中标上网电价为0.6762元/kWh。

风电定价机制的规范和完善，使投资商可以预先了解项目收益，大大降低了投资风险。同时，标杆电价水平可以保证全国大部分风电场都可获得行业基准收益率以上的收益水平，鼓励了运营企业建设风电场的热情。在电价政策发布后，全国范围内的风电场的前期工作纷纷启动，为我国的风电开发带来了新的增长。

5）我国财政对风电扶持力度大

我国政府把财政支持作为扶持风电发展的一项重要制度建设，尤其是对上网电价和费用分摊的资金管理提供保障制度。此外，我国还利用中央财政预算安排可再生能源发展专项资金，通过无偿资助和贷款贴息的方式，资助可再生能源开发利用的科学技术研究、标准制定和示范工程，可再生能源的资源勘查、评价和相关信息系统建设，促进可再生能源开发利用设备的本地化生产等。其中，贷款贴息方式的贴息年限为1-3年，年贴息率最高不超过3%。

6）我国风电税收优惠覆盖面广

我国在增值税、所得税对风电开发、运营等方面实施税收优惠，覆盖面广。国家推行的针对风电行业的税收优惠政策是在价格及费用分摊和财政支持制度基础上进一步扶持风电产业发展的经济激励政策，其作用效果最为直接和明显。主要税收优惠包括：对进行风力生产的电力实行按增值税应纳税额减半征收/增值税即征即退50%的政策；风电企业享受所得税“三免三减半”政策。

7）风能与其他可再生能源产品相比存在比较优势

风能的替代品主要是其他可再生能源产品，如太阳能、生物质能、潮汐能等。风能与其他能源相比有着明显的优点：储量巨大，分布广泛，技术更为成熟、成本更低、对环境破坏更小。2011 年日本发生的核泄漏事件引起人们对于核能安全性的关注，我国政府已经暂缓了对核电项目的审批，为了填补核电项目停滞的空缺，新能源特别是风电将会受到更多的关注。

8）技术进步降低风电开发成本

随着技术进步，风电机组价格降低，风电成本逐渐降低。同时，风电场选址的优化，风场运营效率的提高，风机质量和维护水平的提升等同样起到了降低风电成本的作用。

2、行业发展的不利因素

（1）人民币利率上行导致项目回报率降低

2010 年以来，中国人民银行五次上调、两次下调金融机构人民币存贷款基准利率，五年期贷款基准利率已由 2010 年的 5.94%升至目前的 6.55%。由于风电开发项目大部分资金来源为银行贷款，人民币借款利率上升将导致风电项目回报率降低。

（2）融资渠道趋紧

中国人民银行自 2011 年年初，6 次上调存款准备金率，国家银根紧缩政策非常明显。其后，虽 3 次下调存款准备金率，2012 年至今，大型银行存款准备金率仍高达 19.5%；中小金融机构的存款准备金率也高达 16%。在这种形势下，银行贷款融资渠道趋紧，对于风电开发这样的资金密集型行业具有较大影响。

（3）风电发展与电网规划和建设不协调

随着风电产业的快速发展，风电上网问题正日益凸显。按照国家鼓励可再生能源发展的相关政策，电网企业必须接纳并全额收购可再生能源电量。然而，由于我国风能资源最丰富的地区，主要分布在“三北”等偏远地区，绝大部分处于电网末端，为电网建设相对薄弱的地区或远离电网，容纳风电能力很小。同时，相比火力发电，风电稳定性较弱，也间接造成了风电上网难。电网建设滞后已经成为制约风电发展的一个重要因素。

（4）风电技术研发能力不强

我国风电系统工程研发制造能力弱。一方面，受制于国外风电设备制造技术壁垒，国内企业难以掌握风电机组的核心技术；另一方面，受人才、技术、工艺和材料等多种原因的制约，国内企业消化吸收引进技术的能力薄弱，致使风电技术的研发和制造能力远远不能满足风电发展需要，成为制约我国风电产业健康发展的重要因素。

（九）行业技术水平与技术特点

1、我国已基本掌握风机制造技术并具备一定自主研发能力

风电在可再生能源中技术最为成熟。过去 20 年里，我国的风机制造技术经历了技术引进、联合开发和自主研发三个阶段。由于我国逐步掌握了先进的风机制造技术，风电成本逐步下降，成为发电成本最接近传统能源的新能源。

目前，我国已基本掌握兆瓦级风电机组的制造技术，主要零部件国内能够自行制造。我国风机技术的发展趋势为：水平轴风电机组技术成为主流，风电机组单机容量持续增大，变桨变速功率调节技术得到广泛采用，双馈异步发电技术已占主导地位，直驱式、全功率变流技术得到迅速发展，大型风电机组关键部件的性能日益提高。

2、大规模风电并网的要求迫切需要国家提高风电并网技术

大规模风电并网给风电行业带来了巨大的挑战，要求我国迅速提高风电并网技术，解决电压、电能、运行稳定以及调度运行四方面的问题。

（1）电压问题。大规模风电并网严格考验了电网与风电场的电压控制能力。随着风电技术的发展，未来风电场无功控制技术将以“闭环”控制为主，通过风电机组、无功补偿装置以及电网的协调优化运行，实现对风电场无功的有效控制。

（2）电能问题。由于并网瓶颈日益凸显，风电储能市场正迎来生机。目前，国内诸多企业都在进行储能技术研发，我国的储能技术正在迅速追赶国际水平。此外，风电电能质量对电压偏差、电压变动、谐波、闪变等均有要求。

（3）运行稳定问题。随着风电场规模的扩大，当电网发生故障时，需要风电场继续运行并为电网提供无功支持，即低电压穿越。目前国家电网公司已出台《风电并网运行控制技术规定》、《风电场接入电网技术规定》、《风电场接入系统设计内容深度修订》，提出了风电系统并网条件。

（4）调度运行问题。国家电网公司目前已有《风电功率预测系统功能规范》，对单个风电场建立运行监控机制。随着风电场布点的增多和发电量的提高，国内存在建立独立风电运行监控中心的可能。而风电场运行监控中心与电网调度中心的协调和职责划分也是未来需要明确的问题。

3、智能电网的建设将提高风电的接纳能力

2009 年 5 月，国家电网公司正式发布了“坚强智能电网”发展战略。8 月，国家电网公司启动了智能化规划编制、标准体系研究与制定、研究检测中心建设、重大专项研究和试点工程等一系列工作。2010 年 3 月，温家宝总理在《政府工作报告》中强调：“大力发展低碳经济，推广高效节能技术，积极发展新能源和可再生能源，加强智能电网建设”。这标志着智能电网建设已成为国家的基本发展战略。

智能电网的建设将提高风电的接纳能力，促进行业的发展。因为智能电网具有坚强、自愈、兼容、经济、集成与优化六大特点，将会显著提升风电并网的运行控制能力，使风电成为更加经济、高效、可靠的能源供给方式。

4、海上风电技术已成为重要研发方向

将风电场建在海上，不仅节约了土地资源，同时利用海上得天独厚的风力资源，从而降低风力发电的成本。欧洲许多国家都制订了大规模开发利用海上风力资源的计划，海上风电在未来几年将进入爆发式增长阶段。目前，海上风电的关键技术和产业化瓶颈在于海上风电机组技术研发和产能，全球海上风电的主要机型有 2.5MW、3MW、3.6MW 以及 5MW。5MW 及 5MW 以上风电机组将是未来海上机组的发展方向。

（十）行业的周期性、区域性和季节性

就行业周期性而言，影响风电行业发展的主要因素是风资源、国家政策和电网条件，现阶段本行业正处于高速发展期，无明显的周期性。

就行业的区域性而言，我国风电场项目具有区域性的特点，主要集中于风资源比较丰富的内蒙古、新疆、甘肃、吉林、河北、山东、广东、江苏等省份。

就行业的季节性而言，由于我国所处地理位置，一般春、秋和冬季风资源丰富，夏季贫乏，具有明显的季节性特征。

（十一）上下游行业之间的关联性、上下游行业发展状况

本行业的客户是电网公司。公司所发电力通过电网公司供应到民用及工业用户，发电行业下游还延伸至高能耗的工业企业，如电解铝和钢铁企业等。一直以来，工业用电量在全社会用电量中所占的比例一直在 70%以上，其中尤以重工业为最大的电力消耗产业。

本行业的上游行业主要是风电设备制造行业，主要包括风电机组整机制造企业以及风电机组零部件供应商。经过近几年的快速发展，我国风电设备市场的大部分份额被国外风力发电机组制造企业所占据的格局在 2008 年得到了扭转。华锐风电、金风科技、东方电气等迅速崛起，目前，我国风电整机制造企业众多，当前的小而多的市场竞争格局不会长期维系，风电设备制造行业竞争格局的发展趋势是走向集中，可以预见未来会存在较为激烈的市场竞争。

三、公司的行业竞争地位

（一）本公司市场份额变动的情况和趋势

截至 2013 年 12 月 31 日，公司实现风电累计装机容量 1,392MW，权益装机容量 1,201.45MW。2011 年至 2013 年，公司在全国风力发电行业的市场份额情况如下表：

年份	期末累计装机容量		上网电量	
	（MW）	市场份额	（亿千瓦时）	市场份额
2013 年	1,392.0	1.61%	25.29	1.86%
2012 年	1,241.0	1.77%	20.71	2.05%
2011 年	1,046.0	1.86%	18.57	2.60%

资料来源：中国电力企业联合会，国家风电信息管理中心、水电水利规划设计总院《中国风电建设统计评价报告》，公司数据

注：中节能风电累计装机容量为公司统计数据，与《中国风电建设统计评价报告》数据因统计口径不同略有差异

公司所发电量集中供应华北电网、西北电网和新疆电网。2013 年，公司在主要区域市场的市场份额情况如下表：

所属电网	期末并网装机容量		上网电量	
	（MW）	市场份额	（亿千瓦时）	市场份额

华北电网[1]	543.5	3.27%	11.5656	4.05%
新疆电网	199.5	3.95%	3.6326	4.65%
西北电网[2]	498.0	4.45%	9.1064	4.78%

资料来源：国家风电信息管理中心、水电水利规划设计总院《中国风电建设统计评价报告》，公司数据

注 1：华北电网统计包括北京市、河北省、山东省、天津市、山西省

注 2：西北电网统计包括陕西省、甘肃省、宁夏回族自治区、青海省

2011-2013年各主要风电投资商累计装机与上网电量情况如下：

投资商	内容	2011 年		2012 年		2013 年	
		累计值	全国占比	累计值	全国占比	累计值	全国占比
国　电	累计装机容量（万千瓦）	1,167.94	20.67%	1,484.21	21.14%	1681.02	19.49%
	累计并网容量（万千瓦）	981.29	20.51%	1,014.04	16.18%	1534.31	19.89%
	当年累计上网电量（亿千瓦时）	152.95	21.4%	216.84	21.52%	n.a	n.a
华　能	累计装机容量（万千瓦）	787.79	13.94%	874.07	12.45%	992.88	11.51%
	累计并网容量（万千瓦）	658.10	13.76%	795.37	12.69%	938.55	12.16%
	当年累计上网电量（亿千瓦时）	94.23	13.18%	133.48	13.24%	n.a	n.a
大　唐	累计装机容量（万千瓦）	706.08	12.5%	855.16	12.18%	949.16	11.00%
	累计并网容量（万千瓦）	574.30	12.06%	670.70	10.70%	888.56	11.52%
	当年累计上网电量（亿千瓦时）	90.15	12.61%	126.43	12.54%	n.a	n.a
国　华	累计装机容量（万千瓦）	328.03	5.8%	386.69	5.51%	466.04	5.40%
	累计并网容量（万千瓦）	235.30	4.92%	220.65	3.52%	414.74	5.38%
	当年累计上网电量（亿千瓦时）	36.98	5.17%	45.88	4.55%	n.a	n.a
华　电	累计装机容量（万千瓦）	316.61	5.6%	448.86	6.39%	540.31	6.26%
	累计并网容量（万千瓦）	283.71	5.93%	397.11	6.34%	485.71	6.30%
	当年累计上网电量（亿千瓦时）	35.91	5.02%	56.97	5.65%	n.a	n.a
中节能风电	累计装机容量（万千瓦）	104.6	1.85%	124.10	1.77%	139.20	1.61%
	累计并网容量（万千瓦）	99.65	2.08%	104.60	1.67%	129.05	1.67%
	当年累计上网电量（亿千瓦时）	18.57	2.60%	20.71	2.05%	25.29	1.86%

数据来源：2011 至 2013 年度《中国风电建设统计评价报告》、公司数据

注：《2012 年度中国风电建设统计评价报告》统计中节能风电 2012 年累计装机容量 129.05 万千瓦、累计并网容量 94.05 万千瓦，公司统计数据为累计装机容量 124.1 万千瓦、累计并网容量 104.6 万千瓦，系统计口径差异，以公司数据为准；另外《2013 年度中国风电建设统计评价报告》亦存在类似统计口径差异，以公司数据为准

《2013 年度中国风电建设统计评价报告》未统计各公司当年累计上网电量

如上表所示，2011 年至 2013 年，本公司各期上网电量市场份额均高于装机容量市场份额。具体原因如下：

1、本公司较好的控制项目建设和风机并网的时间节点，确保风机吊装完成后能够立即调试发电，并投入商业运行，没有出现风机吊装完成而无法并网的现象。

2、本公司由于起步较早，先期选取的都是风资源丰富的地区，因此上网电量较高。同时，公司选择风能转化效率高，适合风场风资源特性的风机，使得相同区域内风机的发电效率提高。

3、本公司生产运维经验丰富，对从 750kW 到 3MW，从定桨距、双馈到直驱风机，从纯进口风机、合资企业风机到全国产风机都有丰富的运营维护经验。公司多年来培养和锻炼了一支专业的运行维护技术队伍，通过技术攻关和技术创新，具备了控制系统等核心部件故障的自行解决能力。通过采用先进的故障监测系统，做到了从被动维修到主动故障监测的转变，降低了停机维修时间。

（二）本公司面临的竞争状况

1、本公司面临的竞争状况

《可再生能源法》规定，国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度。电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设、依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。发电企业有义务配合电网企业保障电网安全。

在现行的法律及监管环境下，当地电网公司需要对风电项目提供强制并网以及按照政府确定的价格采购其覆盖范围内风电项目的所有发电量。因此，国内运营中的风电项目并不存在实质性的竞争。然而，受行业性质和监管环境的影响，风电项目的发展受自然条件的制约，国内的风电运营企业都致力于在风能资源更好，上网电价效益更大的地区开发风电项目。因此，风电运营商之间的竞争主要出现在开发阶段，尤其是在选择合适场地和获得某个具体位置开发风电项目的权益阶段，而非项目经营阶段。

2、公司主要产品的竞争对手情况

近年来，我国风电场建设加快，已经进入大规模开发时期。目前，我国已有数十家大型企业积极参与千万千瓦级风电基地建设和其他风电场开发工作。此外，许多中小企业也投入到中小型风电场的建设中。概括起来，我国风电场运营商主要有三种类型。

一是中央电力集团。该类型企业包括国电、大唐、华能、华电和中电投。它们在风电市场中，占到了近50%的市场份额。

二是国有能源企业。神华集团、中海油、中广核和中节能风电等都属于这类企业，它们在我国累计风电装机容量和新增装机容量市场中，都占到了一定的市场份额。

三是其他风电运营企业。其中包括部分民营企业和外资企业，相对前两类企业，这些企业所开发、运营的风电场项目较少，规模也较小。

国内从事风电业务的主要企业有：

（1）龙源电力集团股份有限公司

龙源电力为国电集团子公司，在香港联交所上市，主要从事风电场的设计、开发、建设、管理和运营。同时，还经营火电、太阳能、潮汐、生物质、地热等其他发电项目；向风电场提供咨询、维修、保养、培训及其他专业服务。截至2013年12月31日，控股装机容量为14,073 MW，其中风电控股装机容量11,910 MW。

（2）中国大唐集团新能源股份有限公司

大唐新能源为大唐集团子公司，在香港联交所上市，主要从事风力发电等新能源的开发、投资、建设与管理，低碳技术的研发、应用与推广，新能源相关设备的研制、销售、检测与维修，电力生产，境内外电力工程设计、施工安装、检修与维护，与新能源业务相关的培训、咨询服务等。截至2013年12月31日，风电控股装机容量为5,718.5 MW。

（3）华能新能源股份有限公司

华能新能源为华能集团子公司，在香港联交所上市，主要从事风力发电等新能源的开发、投资、建设与管理，低碳技术的研发、应用与推广，新能源相关设备的研制、销售等。截至2013年12月31日，风电累计装机容量为6,220.9MW。

（4）华电福新能源股份有限公司

华电福新为华电集团子公司，在香港联交所上市，拥有火电、水电、风电、太阳能等业务。截至 2013 年 12 月 31 日，风电控股装机容量 3,500.8MW。

（5）中国电力投资集团公司

中电投为国内五大发电集团之一，是集电力、煤炭、铝业、铁路、港口各产业于一体的综合性能源集团，拥有水电、火电、核电、新能源等业务。截至 2012 年 12 月 31 日，风电累计装机容量 2,958.2 MW。

（6）中广核风力发电有限公司

中广核风电为中广核子公司，专业从事风力发电相关业务，包括风力发电场的投资、建设、运营、维护、风电生产销售，提供风力发电规划、技术咨询及运行维护服务等。截至 2012 年 12 月 31 日，风电累计装机容量 3,183.1MW。

（7）神华国华能源投资有限公司

国华能源为神华集团子公司，以风电、太阳能光伏发电等可再生能源的开发、建设、运营为主业，并涉足房地产、金融等投资业务领域。截至 2012 年 12 月 31 日，风电装机规模 3,866.9 MW。

（8）北京京能清洁能源电力股份有限公司

京能清洁能源为京能集团子公司，主要从事燃气发电及供热、风力发电、中小型水电、光伏发电及其他清洁能源。截至 2012 年 12 月 31 日，风电累计装机容量 1,726.8MW。

（9）华润电力控股有限公司

华润电力为华润集团子公司，主要从事投资、开发、经营和管理发电厂、煤矿及新能源项目。截至 2012 年 12 月 31 日，风电累计装机容量为 2,222.5MW。

（10）新天绿色能源股份有限公司

新天绿能为河北建投子公司，在香港联交所上市,拥有天然气输配、运营、销售及风电场规划、开发及运营业务。截至 2013 年 12 月 31 日，风电控股装机容量 1,445.30MW。

注：以上各项数据来源于各公司年度报告、港股业绩公告、公司网站及《中国风电建设统计评价报告》

（三）本公司的竞争优势

1、公司是中国风电行业的先行者和革新者

公司的控股股东中国节能是最早介入风电领域的中央企业之一，一是 1996 年就与当时世界排名前三的风机制造企业丹麦诺德麦康公司合资成立了合资公司，主要从事大型风力发电设备的设计、生产、安装、运行和维护，并于 2003 年开始生产国内单机容量 750kW 风机；二是 2002 年就进行了大规模风场风力资源勘测工作；三是 2004 年就提出了建设河北张北百万千瓦风电基地的规划设想并积极落实；四是 2005 年在新疆地区首次装备了单机容量 1.5 兆瓦的风机；五是 2005 年就在张北地区采用了 77 米叶轮直径的风机；六是 2006 年在张北地区装备了轮毂高度达到 80 米的风机。中国节能在风电领域的上述努力，为公司建立了风机运行、资源勘测、风电场建设和生产运维等方面的经验优势。

公司作为中国节能唯一风电开发运营平台，承继了中国节能在风电领域多年积累的行业经验、技术优势及从事风电行业的优秀管理团队。由于中国节能前期在国内风电领域的开拓和创新，公司在创立初期就在行业中起到了引领和示范作用，并为公司抓住市场机遇、实现快速发展奠定坚实基础。

2、公司拥有良好的企业品牌形象

“中节能风电”在业内具有较高的知名度和良好的品牌形象，公司先后中标并示范建设了国家第一个百万千瓦风电基地启动项目——河北张北单晶河 200MW 特许权项目；中标并示范建设了国家第一个千万千瓦风电基地启动项目——甘肃昌马 200MW 特许权项目。

3、公司专注于风力发电业务，拥有丰富的建设运营维护经验

公司自成立以来一直专注于风力发电的项目开发、建设及运营，公司所有的经营性资产和收入都与风力发电相关。同时，公司坚持“有效益的规模和有规模的效益”的市场开发原则，以专业化的经营和管理确保每个项目的盈利能力。

公司具有丰富的风电场运营经验，对从 750kW 到 3MW，从定桨距、双馈到直驱风机，从纯进口风机、合资企业风机到全国产风机都有运营维护经验。由于运营时间早，对各种故障处理积累了丰富经验。公司多年来培养和锻炼了一支专业的运行维护技术队伍，通过技术攻关和技术创新，具备了控制系统等核心部件故障的自行解决能力；通过完成核心部件的国产化替代工作，降低了运行维护和备品备件采购成本；通过采用先进的故障监测系统，做到了从被动维修到主动故障监测的转变，降低了停机维修时间。公司投资建设的张北满井一期和新疆托

里 100MW 风电场三期项目分别于 2007 年、2011 年被评为“国家优质投资项目”。

4、公司拥有较强的可持续发展能力

截至 2013 年 12 月 31 日，公司在建项目装机容量合计为 649.5MW，可预见的筹建项目装机容量合计达 826.0MW。并且在加快风电场开发和建设的同时，还分别在新疆、内蒙、河北、甘肃、黑龙江、吉林、辽宁、宁夏、浙江、福建、海南等我国风力资源优势地区，开展了大量的风电项目前期踏勘和测风工作，拥有 20,000MW 储备装机容量。良好的项目资源储备为公司的可持续发展奠定了雄厚的基础。

5、公司拥有富有专业经验的管理团队和人才队伍

公司的管理层拥有丰富的专业知识，对风电行业，包括行业发展历史、特征以及未来走势具有深刻的理解。公司的高级管理层在电力行业拥有多年的相关经验，并且始终保持稳定和紧密合作的关系。凭借管理层的经验和能力，本公司可以有效地控制成本，提高运营效率和公司盈利能力。同时，公司还拥有一支具有丰富理论知识和行业实践经验的专业化的员工团队。

6、公司具备较强的区域竞争优势

公司已发展成为河北张北坝上、甘肃河西走廊以及新疆达坂城等风能资源丰富地区最大的风电运营企业之一。根据国家风电信息管理中心、水利水电规划设计院《2013 年度中国风电建设统计评价报告》统计，截至 2013 年底，公司在河北省、甘肃省及新疆维吾尔自治区并网装机容量市场份额分别达到 7.01%、7.09%及 3.95%，排名分别为第 4 位、第 6 位及第 8 位。未来，随着公司上述区域市场内的在建项目及筹建项目陆续投入商业运营，公司在上述区域的市场份额有望进一步提升。

（四）本公司面临的主要挑战

1、供电区域较为单一

公司目前供电区域集中在华北电网、西北电网、新疆电网和内蒙电网，任何影响该地区风力发电的因素都将对公司的经营业绩产生影响。公司在巩固原有优

势市场的同时，已经在蒙东、青海、广西、广东、浙江等地区在建或者筹建新的风电场，通过增加市场区域分散程度来降低集中供电风险。

2、融资渠道较为单一

风力发电属于资金密集型行业。一方面，银行贷款是公司当前融资的主要手段，这也造成公司长期借款规模大、资产负债率高，随着国家愈来愈紧的货币政策，目前通过银行贷款融资的难度日益增大；另一方面，公司目前在建、筹建项目装机规模较大，正处于高速成长阶段，迫切需要拓宽融资渠道，建立直接融资平台，优化资本结构，降低资产负债率，控制财务风险，为业务发展战略奠定资金基础。

从行业发展状况看，公司的主要竞争对手，包括龙源电力、大唐新能源、华能新能源、新天绿色能源等，均已经在香港资本市场完成上市融资。因此，公司也计划通过资本市场以获得银行贷款以外的稳定的融资渠道。

四、公司主营业务的具体情况

（一）主要产品或服务的流程

公司自成立以来一直专注于风力发电主业，是集风电项目开发、建设及运营为一体的专业化程度最高的风力发电公司之一。公司主要产品为所发电力。

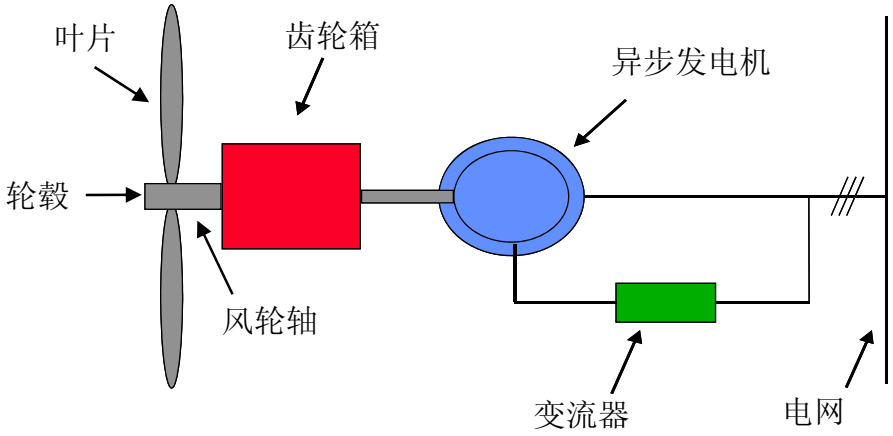
1、风力发电主要工作原理及流程

风力发电的基本原理是将空气动能首先通过叶轮转化为机械能，再通过发电机将机械能转化为电能，发电机组输出的电能通过升压变电站升压后输送到电网中，电网再将电能送至各用电单位。

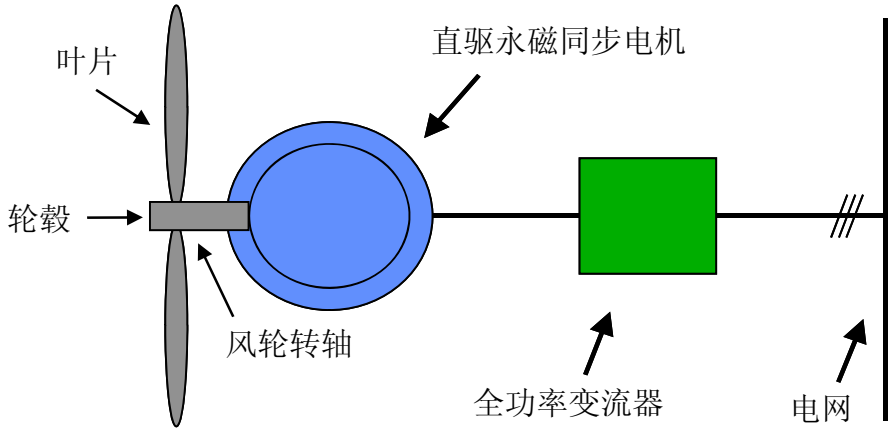
本公司采用的主流风力发电机组主要有两种：1,500kW 双馈机型（水平轴、上风向、变速变桨）以及 1,500kW 永磁直驱机型（水平轴、上风向、变速变桨）。

两种风力发电机组基本原理是相同的，即风能驱动叶轮转动，将风的动能转化为机械能，旋转的叶轮带动发电机转动，生成电能。两种主流风机的差异主要是发电机的结构不同造成的，具体结构示意如下：

（1）1,500kW 双馈机型：



（2）1,500kW 永磁直驱机型：



2、风电场组成

风电场是将风能捕获、转换成电能并通过输电线路送入电网的场所，主要由五部分组成：

（1）风力发电机组：风电场的发电装置。

（2）道路：包括风力发电机旁的检修道路、变电站站内与站外道路、风场内道路及风场进出通道。

（3）集电线路：分散布置的风力发电机组所发电能的汇集、传送通道。

（4）变电站：电能升压配送中心。

（5）监控楼：风电场运行的监控中心。

3、发行人报告期内主要产品及其生产能力

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司控股并网装机容量为 1,290.5MW。2013 年本公司完成发电量 25.87 亿千瓦时，售电量 25.29 亿千瓦时。

本公司报告期内主要经济技术指标情况如下表：

指标	期末并网装机容量（MW）	总发电量（亿千瓦时）	售电量（亿千瓦时）	平均利用小时数(1)（小时/年）
2013 年	1,290.5	25.87	25.29	2,120
2012 年	1,046.0	21.21	20.71	2,029
2011 年	996.5	19.14	18.57	2,106

注 1：平均利用小时数计算不包括未运行满一年的装机容量及其所发电量

（二）主营业务具体情况

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司运营、在建以及筹建的主要风电场项目情况如下表：

电网	项目公司	运营项目	在建项目	筹建项目(1)
华北电网	张北风电	满井风电场一期		
		满井风电场二期		
	张北运维	满井风电场三期		
		满井风电场四期		
	港建张北	单晶河特许权		
	港能张北	绿脑包一期		
	张北风能	单晶河二期	单晶河三期	
			绿脑包二期	
西北电网	港建甘肃	昌马特许权项目		
	甘肃风电	昌马第三风电场项目		
		昌马大坝南项目		
		昌马大坝北项目		
	肃北风电		马鬃山 200.5MW 风电场项目	玉门东风项目
				玉门河西项目
				肃北将军台项目
	青海东方		青海德令哈尕海 200MW 风电场一期项目	
新疆电网	新疆风电	托里 100MW 风电场一期		达坂城 C 项目
		托里 100MW 风电场二期		
		托里 100MW 风电场三期		
		托里 200MW 风电场一期		
		托里 200MW 风电场二期		
	哈密风电		哈密烟墩第五风电场	托里 30MW 分散式项目

电网	项目公司	运营项目	在建项目	筹建项目(1)
				哈密景峡第三 B 风电场
蒙西电网	内蒙风电	兴和风电场一期		丰镇邓家梁项目
蒙东电网	通辽风电		通辽奈曼旗东盈永兴风电场一期项目	
南方电网	中节能风电			河源和平黎明项目
				博白云飞嶂项目
				嵊州崇仁项目

注 1：筹建项目指已经获准开展前期工作，正在履行正式审批与核准程序，待国家或省级发改委核准后开工建设的风电场项目

本公司下属风电场项目的具体情况如下：

1、全资运营风电场项目

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司通过下属 6 家全资子公司拥有 14 个全资运营的风电场项目，具体情况如下表：

项目公司	项目名称	所在省份	所属电网	装机容量（MW）
张北风电	满井风电场一期	河北省	华北电网	45.0
	满井风电场二期	河北省	华北电网	49.5
张北运维	满井风电场三期	河北省	华北电网	49.5
	满井风电场四期	河北省	华北电网	49.5
张北风能	单晶河风电场二期	河北省	华北电网	49.5
新疆风电	托里 100MW 风电场一期	新疆	新疆电网	30.0
	托里 100MW 风电场二期	新疆	新疆电网	30.0
	托里 100MW 风电场三期	新疆	新疆电网	40.5
	托里 200MW 风电场一期	新疆	新疆电网	49.5
	托里 200MW 风电场二期	新疆	新疆电网	49.5
甘肃风电	昌马第三风电场	甘肃省	西北电网	201.0
	昌马大坝南项目	甘肃省	西北电网	48.0
	昌马大坝北项目	甘肃省	西北电网	48.0
内蒙风电	内蒙古兴和风电场一期	内蒙古	内蒙电网	49.5
装机容量合计				**789.0**

（1）满井风电场一期项目

张北满井风电场位于河北省张北县海流图乡，该地区地势平缓，交通便利。

张北县属东亚大陆性季风气候中温带亚干旱区，不仅大风日多且持续时间长，有着丰富的风力资源。张北满井风电场一期安装 30 台单机容量 1.5MW 风机，由本公司全资子公司张北风电负责项目的建设、运营和管理。项目于 2005 年 1 月开工，于 2006 年 10 月全部投入商业运营，生产的电力供应华北电网。目前张北满井风电场一期项目执行的上网电价（含税）为 0.60 元/kWh。

满井风电场一期项目的运营统计数据如下表所示：

	2011 年	2012 年	2013 年
装机容量（MW）	45.0	45.0	45.0
总发电量（亿千瓦时）	1.0556	1.0754	1.1219
上网电量（亿千瓦时）	1.0179	1.0480	1.0867
平均利用小时数（小时/年）	2,346	2,390	2,493

（2）满井风电场二期项目

张北满井风电场位于河北省张北县海流图乡，该地区地势平缓，交通便利。张北县属东亚大陆性季风气候中温带亚干旱区，不仅大风日多且持续时间长，有着丰富的风力资源。张北满井风电场二期安装 33 台单机容量 1.5MW 风机，由本公司全资子公司张北风电负责项目的建设、运营和管理。项目于 2006 年 4 月开工，于 2007 年 10 月全部投入商业运营，生产的电力供应华北电网。目前张北满井风电场二期项目执行的上网电价（含税）为 0.60 元/kWh。

满井风电场二期项目的运营统计数据如下表所示：

	2011 年	2012 年	2013 年
装机容量（MW）	49.5	49.5	49.5
总发电量（亿千瓦时）	0.9679	1.0326	1.0366
上网电量（亿千瓦时）	0.8939	0.9503	0.9923
平均利用小时数（小时/年）	1,955	2,086	2,094

（3）满井风电场三期项目

张北满井风电场位于河北省张北县海流图乡和大河乡，该地区地势平缓，交通便利。张北县属东亚大陆性季风气候中温带亚干旱区，不仅大风日多且持续时间长，有着丰富的风力资源。张北满井风电场三期安装 66 台单机容量 750kW 风机，由本公司全资子公司张北运维负责项目的建设、运营和管理。项目于 2007 年 9 月开工，于 2008 年 10 月全部投入商业运营，生产的电力供应华北电网。

目前张北满井风电场三期项目执行的上网电价（含税）为 0.54 元/kWh。

满井风电场三期项目的运营统计数据如下表所示：

	2011 年	2012 年	2013 年
装机容量（MW）	49.5	49.5	49.5
总发电量（亿千瓦时）	0.9699	1.0430	1.0603
上网电量（亿千瓦时）	0.9383	1.0140	1.0293
平均利用小时数（小时/年）	1,959	2,107	2,142

（4）满井风电场四期项目

张北满井风电场位于河北省张北县海流图乡和大河乡，该地区地势平缓，交通便利。张北县属东亚大陆性季风气候中温带亚干旱区，不仅大风日多且持续时间长，有着丰富的风力资源。张北满井风电场四期安装 66 台单机容量 750kW 风机，由本公司全资子公司张北运维负责项目的建设、运营和管理。项目于 2009 年 7 月全部投入商业运营，生产的电力供应华北电网。目前张北满井风电场四期项目执行的上网电价（含税）为 0.54 元/kWh。

满井风电场四期项目的运营统计数据如下表所示：

	2011 年	2012 年	2013 年
装机容量（MW）	49.5	49.5	49.5
总发电量（亿千瓦时）	0.9059	0.9177	0.9436
上网电量（亿千瓦时）	0.8669	0.8888	0.9131
平均利用小时数（小时/年）	1,830	1,854	1,906

（5）托里 100MW 风电场一期项目

新疆托里 100MW 风电场一期项目位于乌鲁木齐县托里乡，该地区风能密度、有效风速小时数、平均风速等技术指标均满足风资源丰富区的要求，非常适合建设大型风电场。该项目安装了 20 台 1,500kW 风机，由本公司的全资子公司新疆风电负责建设、运营和管理。项目于 2006 年 8 月全部投入商业运营，生产的电力供应新疆电网。目前该项目执行的上网电价（含税）为 0.47 元/kWh。

托里 100MW 风电场一期项目的运营统计数据如下表所示：

	2011 年	2012 年	2013 年
装机容量（MW）	30.0	30.0	30.0
总发电量（亿千瓦时）	0.7733	0.6322	0.6733
上网电量（亿千瓦时）	0.7508	0.6098	0.6506

平均利用小时数（小时/年）	2,578	2,107	2,244

（6）托里 100MW 风电场二期项目

新疆托里 100MW 风电场二期项目位于乌鲁木齐县托里乡，该地区风能密度、有效风速小时数、平均风速等技术指标均满足风资源丰富区的要求，非常适合建设大型风电场。该项目安装了 20 台 1,500kW 风机，由本公司的全资子公司新疆风电负责建设、运营和管理。项目于 2008 年 1 月全部投入商业运营，生产的电力供应新疆电网。目前该项目执行的上网电价（含税）为 0.51 元/kWh。

托里 100MW 风电场二期项目的运营统计数据如下表所示：

	2011 年	**2012 年**	**2013 年**
装机容量（MW）	30.0	30.0	30.0
总发电量（亿千瓦时）	0.6524	0.5736	0.6587
上网电量（亿千瓦时）	0.6326	0.5532	0.6363
平均利用小时数小时/年）	2,175	1,912	2,196

（7）托里 100MW 风电场三期项目

新疆托里 100MW 风电场三期项目位于乌鲁木齐县托里乡，该地区风能密度、有效风速小时数、平均风速等技术指标均满足风资源丰富区的要求，非常适合建设大型风电场。该项目安装了 27 台 1,500kW 风机，由本公司的全资子公司新疆风电负责建设、运营和管理。项目于 2009 年 1 月全部投入商业运营，生产的电力供应新疆电网。目前该项目执行的上网电价（含税）为 0.51 元/kWh。

托里 100MW 风电场三期项目的运营统计数据如下表所示：

	2011 年	**2012 年**	**2013 年**
装机容量（MW）	40.5	40.5	40.5
总发电量（亿千瓦时）	0.8509	0.7272	0.8586
上网电量（亿千瓦时）	0.8249	0.7013	0.8293
平均利用小时数（小时/年）	2,101	1,796	2,120

（8）昌马第三风电场项目

为了加快甘肃省千万千瓦级风电基地建设，国家发展和改革委员会下发《国家发展改革委关于甘肃千万千瓦级风电基地“十一五”建设方案的批复》（发改能源[2008]1135 号），批准在酒泉风电基地玉门市和瓜州县境内的昌马、北大桥、干河口和桥湾四个区域建设并投产装机容量为 3,800MW 的风电场。甘肃玉门昌

马第三风电场属于该 3,800MW 风电场规划，项目位于甘肃省西北部的酒泉地区玉门镇西南。昌马第三风电场项目安装 134 台 1,500kW 型风电机组，规划装机容量为 201MW，由本公司的全资子公司甘肃风电负责项目的建设、运营和管理。2011 年 12 月 31 日已全部投入商业运营，生产的电力供应西北电网。昌马第三风电场项目执行的上网电价（含税）为 0.5206 元/kWh。

昌马第三风电场项目的运营统计数据如下表所示：

	2011 年	**2012 年**	**2013 年**
装机容量（MW）	201.0	201.0	201.0
总发电量（亿千瓦时）	2.9549	3.7680	3.7044
上网电量（亿千瓦时）	2.8317	3.6814	3.6336
平均利用小时数（小时/年）	-	1,875	1,843

（9）托里 200MW 风电场一期项目

新疆托里 200MW 一期项目，规划装机容量为 49.5MW，项目于 2010 年 5 月 31 日获得新疆维吾尔自治区发展与改革委员会关于项目核准的批复《关于中节能乌鲁木齐托里 200 兆瓦风电场一期 49.5 兆瓦风电项目核准的批复》（新发改能源[2010]1109 号）。该项目安装 33 台 1,500kW 风机，由本公司的全资子公司新疆风电负责项目的建设、运营和管理。项目在 2012 年 8 月全部投产，生产的电力供应新疆电网，执行上网电价（含税）为 0.51 元/kWh。

托里 200MW 风电场一期项目的运营统计数据如下表所示：

	2011 年	**2012 年**	**2013 年**
装机容量（MW）	-	49.5	49.5
总发电量（亿千瓦时）	-	0.9933	1.0142
上网电量（亿千瓦时）	-	0.9587	0.9801
平均利用小时数（小时/年）	-	–	2,049

（10）张北单晶河二期项目

张北单晶河二期 49.5 兆瓦风电场工程项目，规划装机容量为 49.5MW，于 2011 年 10 月 28 日获得河北省发展和改革委员会（冀发改能源核字[2011]50 号）《河北省固定资产投资项目核准证》。该项目安装 33 台 1,500kW 风机，由本公司的全资子公司张北风能负责项目的建设、运营和管理。项目在 2013 年 10 月全部投产，所发电量供应华北电网，执行上网电价（含税）为 0.54 元/kWh。

单晶河二期项目的运营统计数据如下表所示：

	2011 年	2012 年	2013 年
装机容量（MW）	-	-	**49.5**
总发电量（亿千瓦时）	-	-	**0.7497**
上网电量（亿千瓦时）	-	-	**0.7389**
平均利用小时数（小时/年）	-	-	**n.a(1)**

注 1：根据中电联风机平均利用小时数定义，“风机平均利用小时数”以年为单位统计。发行人 2013 年新投入运营的五个项目无完整年运行数据，无法核算平均利用小时数

（11）昌马大坝南项目

中节能玉门昌马大坝南 48MW 风电场项目，规划装机容量为 48MW，于 2011 年 10 月 15 日取得甘肃省发展和改革委员会关于项目核准的批复《中节能风力发电股份有限公司玉门昌马大坝南 48 兆瓦大型风电机组示范风电场项目核准的批复》（甘发改能源字[2011]1734）。该项目安装 16 台 3,000kW 风机，由本公司的全资子公司甘肃风电负责项目的建设、运营和管理。项目在 2013 年 9 月全部投产，所发电量供应甘肃电网，执行上网电价（含税）为 0.55 元/kWh。

（12）昌马大坝北项目

中节能玉门昌马大坝北 48MW 风电场项目，规划装机容量为 48MW，于 2011 年 10 月 15 日取得甘肃省发展和改革委员会关于项目核准的批复《中节能风力发电股份有限公司玉门昌马大坝北 48 兆瓦大型风电机组示范风电场项目核准的批复》（甘发改能源字[2011]1731）。该项目安装 16 台 3,000kW 风机，由本公司的全资子公司甘肃风电负责项目的建设、运营和管理。项目在 2013 年 9 月全部投产，所发电量供应甘肃电网，执行上网电价（含税）为 0.55 元/kWh。

昌马大坝南、昌马大坝北项目的运营统计数据如下表所示：

	2011 年	2012 年	2013 年
装机容量（MW）	-	-	**96.0**
总发电量（亿千瓦时）	-	-	**1.3680**
上网电量（亿千瓦时）	-	-	**1.3078**
平均利用小时数（小时/年）	-	-	**n.a**

注：昌马大坝南、昌马大坝北项目上网电量由同一电表计量，运营数据合并统计

（13）新疆托里 200MW 风电场二期项目

新疆托里 200MW 二期项目，规划装机容量为 49.5MW，于 2011 年 11 月 1 日获得新疆维吾尔自治区发展与改革委员会关于项目核准的批复《关于中节能乌鲁木齐托里 200 兆瓦风电场二期 49.5 兆瓦风电项目核准的批复》（新发改能源[2011]3498 号）。该项目安装 33 台 1,500kW 风机，由本公司的全资子公司新疆风电负责项目的建设、运营和管理。项目在 2013 年 8 月全部投产，所发电量供应新疆电网，执行上网电价（含税）为 0.51 元/kWh。

新疆托里 200MW 二期项目的运营统计数据如下表所示：

	2011 年	2012 年	2013 年
装机容量（MW）	-	-	49.5
总发电量（亿千瓦时）	-	-	0.5547
上网电量（亿千瓦时）	-	-	0.5363
平均利用小时数（小时/年）	-	-	n.a

（14）内蒙古兴和风电场一期项目

内蒙古兴和风电场一期项目，规划装机容量为 49.5MW，于 2010 年 11 月 9 日获得内蒙古自治区发展与改革委员会关于项目核准的批复《关于乌兰察布市兴和风电场中节能 4.95 万千瓦风电项目核准的批复》（内发改能源字[2010]2448）。该项目安装 33 台 1,500kW 风机，由本公司的全资子公司内蒙风电负责项目的建设、运营和管理。项目在 2013 年 10 月全部投产，所发电量供应蒙西电网，执行上网电价（含税）为 0.51 元/kWh。

内蒙古兴和风电场一期项目的运营统计数据如下表所示：

	2011 年	2012 年	2013 年
装机容量（MW）	-	-	49.5
总发电量（亿千瓦时）	-	-	1.0151
上网电量（亿千瓦时）	-	-	0.9841
平均利用小时数（小时/年）	-	-	n.a

2、控股运营风电场项目

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司通过下属 3 家控股子公司拥有 3 个控股运营的风电场项目，具体情况如下表：

项目公司	持股比例	项目名称	所在省份	所属电网	装机容量（MW）	权益装机容量（MW）

港建张北	60%	单晶河特许权项目	河北省	华北电网	200.0	120.0
港能张北	70%	绿脑包一期项目	河北省	华北电网	100.5	70.35
港建甘肃	60%	昌马特许权项目	甘肃省	西北电网	201.0	120.6
权益装机容量合计					**501.5**	**310.95**

（1）单晶河特许权项目

河北张北单晶河风电场 200MW 风电场一期特许权项目位于河北省单晶河乡。该地区风资源丰富，非常适合建设大型风电场。该项目安装了 54 台 750kW 风机、100 台 800kW 风机以及 53 台 1,500kW 风机，由本公司的控股子公司港建张北负责建设、运营和管理。本公司持有港建张北 60%的股权。该项目于 2010 年 5 月全部投入商业运营，生产的电力供应华北电网。目前该项目执行的上网电价（含税）为 0.5006 元/kWh。

单晶河特许权项目运营统计数据如下表所示：

	2011 年	**2012 年**	**2013 年**
装机容量（MW）	200.0	200.0	200.0
总发电量（亿千瓦时）	4.0823	4.8789	5.1353
上网电量（亿千瓦时）	4.0384	4.8302	5.0767
平均利用小时数（小时/年）	2,041	2,439	2,568

（2）绿脑包一期项目

张北绿脑包风电场一期项目位于河北省张北县西公沟村。该地区属东亚大陆性季风气候中温带亚干旱区，四季特征明显，风能资源丰富。该项目装机容量 100.5 兆瓦，安装了 67 台 1,500kW 风机，由本公司控股子公司港能张北负责项目的建设、运营和管理。本公司持有港能张北 70%股权。项目于 2010 年 12 月全部投入商业运营，生产的电力供应华北电网。目前该项目执行的上网电价（含税）为 0.5006 元/kWh。

绿脑包一期项目运营统计数据如下表所示：

	2011 年	**2012 年**	**2013 年**
装机容量（MW）	100.5	100.5	100.5
总发电量（亿千瓦时）	2.3066	2.0137	1.7432
上网电量（亿千瓦时）	2.2835	1.9852	1.7286
平均利用小时数（小时/年）	2,295	2,004	1,735

（3）昌马特许权项目

甘肃酒泉风电基地玉门昌马风电场 200MW 风电特许权项目场址位于甘肃省酒泉市玉门镇西南戈壁滩上，地势平坦开阔，地表为砂砾覆盖层。昌马特许权项目安装 134 台 1,500kW 型风电机组，由本公司的控股子公司港建甘肃负责项目的建设、运营和管理，本公司持有港建甘肃的 60%股权。项目于 2010 年 11 月全部投入商业运营，生产的电力供应西北电网。目前昌马特许权项目执行的上网电价（含税）为 0.5206 元/kWh。

昌马特许权项目的运营统计数据如下表所示：

	2011 年	**2012 年**	**2013 年**
装机容量（MW）	201.0	201.0	201.0
总发电量（亿千瓦时）	3.5714	3.7577	4.2303
上网电量（亿千瓦时）	3.4932	3.4856	4.1650
平均利用小时数（小时/年）	1,777	1,770	2,105

3、全资或控股在建风电场项目

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司共有 5 家全资子公司正在建设 6 个风电场项目，具体情况如下表所示：

项目公司	**项目名称**	**所在省份**	**所属电网**	**预计装机容量（MW）**	**目前状态**	**预计全部投产日期**
青海东方	青海德令哈尕海 200MW 风电场一期项目	青海省	西北电网	49.5	在建	2014 年
通辽风电	通辽奈曼旗东盈永兴风电场一期项目	内蒙古自治区	蒙东电网	49.5	在建	2014 年
肃北风电	马鬃山 200.5MW 风电场项目	甘肃省	西北电网	200.5	在建	2015 年
哈密风电	哈密烟墩第五风电场	新疆	新疆电网	200.0	在建	2014 年
张北风能	单晶河三期项目	河北省	华北电网	49.5	在建	2014 年
	绿脑包二期项目	河北省	华北电网	100.5	在建	2015 年
合计				**649.5**		

（1）通辽奈曼旗东盈永兴风电场 49.5MW 风电项目

通辽奈曼旗东盈永兴风电场 49.5MW 风电项目，规划装机容量为 49.5MW，项目已经于 2010 年 2 月 8 日获得内蒙古自治区发展与改革委员会关于项目核准的批复《通辽奈曼旗东盈永兴风电场 4.96 万千瓦风电项目核准的批复》（内发改

能源字[2010]221）。该项目安装 33 台 1,500KW 机组，由本公司的全资子公司通辽风电负责项目的建设、运营和管理。项目预计在 2014 年底全部投产，所发电量供应东北电网，预计执行上网电价（含税）为 0.54 元/kWh。

（2）青海德令哈尕海 200MW 风电场一期项目

青海德令哈尕海 200MW 风电场一期项目，规划装机容量为 49.5MW，项目已经于 2009 年 8 月 3 日取得青海省发展和改革委员会关于项目核准的批复《关于青海德令哈尕海 200 兆瓦风电场一期 49.5 兆瓦工程项目核准的批复》（青发改能源字[2009]753）。该项目规划安装 33 台 1,500kW 风机，由本公司的子公司青海东方负责项目的建设、运营和管理。项目预计在 2014 年底全部投产，所发电量供应青海电网，预计执行上网电价（含税）为 0.61 元/kWh。

（3）马鬃山 200.5MW 风电场项目

马鬃山 200.5MW 风电场项目，规划装机容量为 200.5MW，项目已经于 2012 年 9 月 26 日取得国家发展和改革委员会关于项目核准的批复《国家发展改革委关于酒泉千万千瓦级风电基地二期第一批项目核准的批复》（发改能源字[2012]3071）。该项目规划安装 67 台 1,500kW 风机和 50 台 2,000kW 风机，由本公司的子公司肃北风电负责项目的建设、运营和管理。项目预计在 2015 年 10 月全部投产，所发电量供应西北电网，预计执行上网电价（含税）为 0.54 元/kWh。

（4）哈密烟墩第五风电场项目

哈密烟墩第五风电场项目，规划装机容量为 200MW，项目已经于 2012 年 8 月 21 日取得国家发展和改革委员会关于项目核准的批复《国家发展改革委关于新疆哈密东南部风区 200 万千瓦风电项目核准的批复》（发改能源[2012]2561）。该项目规划安装 80 台 2,500kW 风机，由本公司的子公司哈密风电负责项目的建设、运营和管理。项目预计在 2014 年 10 月全部投产，所发电量供应新疆电网，预计执行上网电价（含税）为 0.58 元/kWh。

（5）张北单晶河三期项目

张北单晶河三期 49.5 兆瓦风电场工程项目，规划装机容量为 49.5MW，项目已经于 2013 年 1 月 15 日获得河北省发展和改革委员会（冀发改能源核字[2013]1 号）《河北省固定资产投资项目核准证》。该项目规划安装 33 台 1,500kW 风机，由本公司的全资子公司张北风能负责项目的建设、运营和管理。项目预计在 2014 年底全部投产，所发电量供应华北电网，预计执行上网电价（含税）为

0.54 元/kWh。

（6）张北绿脑包二期项目

张北绿脑包二期 100.5 兆瓦风电场工程项目，规划装机容量为 100.5MW，项目已经于 2013 年 11 月 25 日获得河北省发展和改革委员会（冀发改能源核字[2013]97 号）《河北省固定资产投资项目核准证》。该项目规划安装 67 台 1,500kW 风机，由本公司的全资子公司张北风能负责项目的建设、运营和管理。项目预计在 2015 年底全部投产，所发电量供应华北电网，预计执行上网电价（含税）为 0.5006 元/kWh。

4、全资筹建风电场项目

目前本公司共拥有 10 个全资筹建中的风电场项目，这些项目均处于前期筹备阶段，正在履行正式审批与核准程序，待获得国家或省级发改委核准之后将开工建设，具体情况如下表所示：

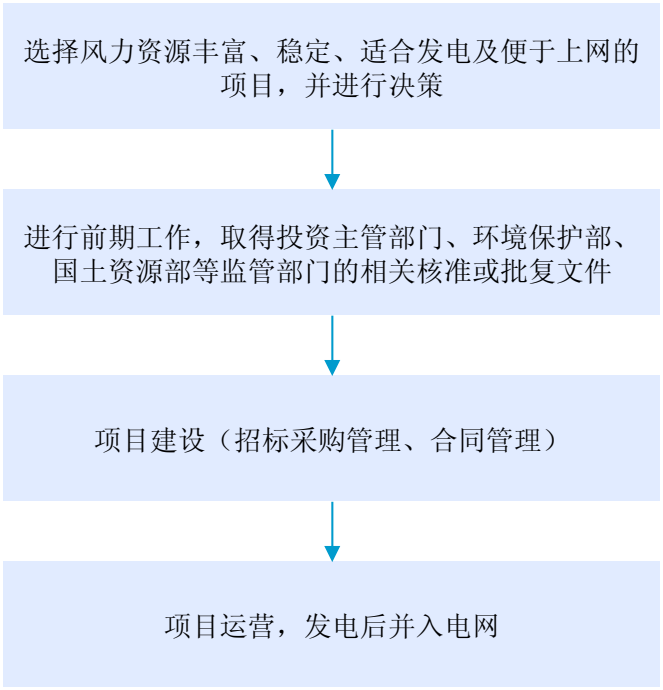
项目公司	项目名称	所在省份	所属电网	预计装机容量（MW）
中节能风力发电（新疆）有限公司	达坂城 C 区项目	新疆	新疆电网	200.0
	托里 30 兆瓦分散式项目	新疆	新疆电网	30.0
中节能风力发电（哈密）有限公司	哈密景峡第三 B 风电场	新疆	新疆电网	200.0
中节能（甘肃）风力发电有限公司	玉门东风项目	甘肃省	西北电网	49.5
	玉门河西项目	甘肃省		49.5
中节能（肃北）风力发电有限公司	肃北将军台项目	甘肃省		49.5
中节能（内蒙古）风力发电有限公司	丰镇邓家梁项目	内蒙古自治区	内蒙电网	49.5
中节能风力发电股份有限公司	河源和平黎明项目	广东省	南方电网	49.5
	博白云飞嶂项目	广西自治区		99.0
	嵊州崇仁项目	浙江省	华东电网	49.5
合计	-	-	-	**826.0**

（三）主要经营模式

1、主营业务经营模式

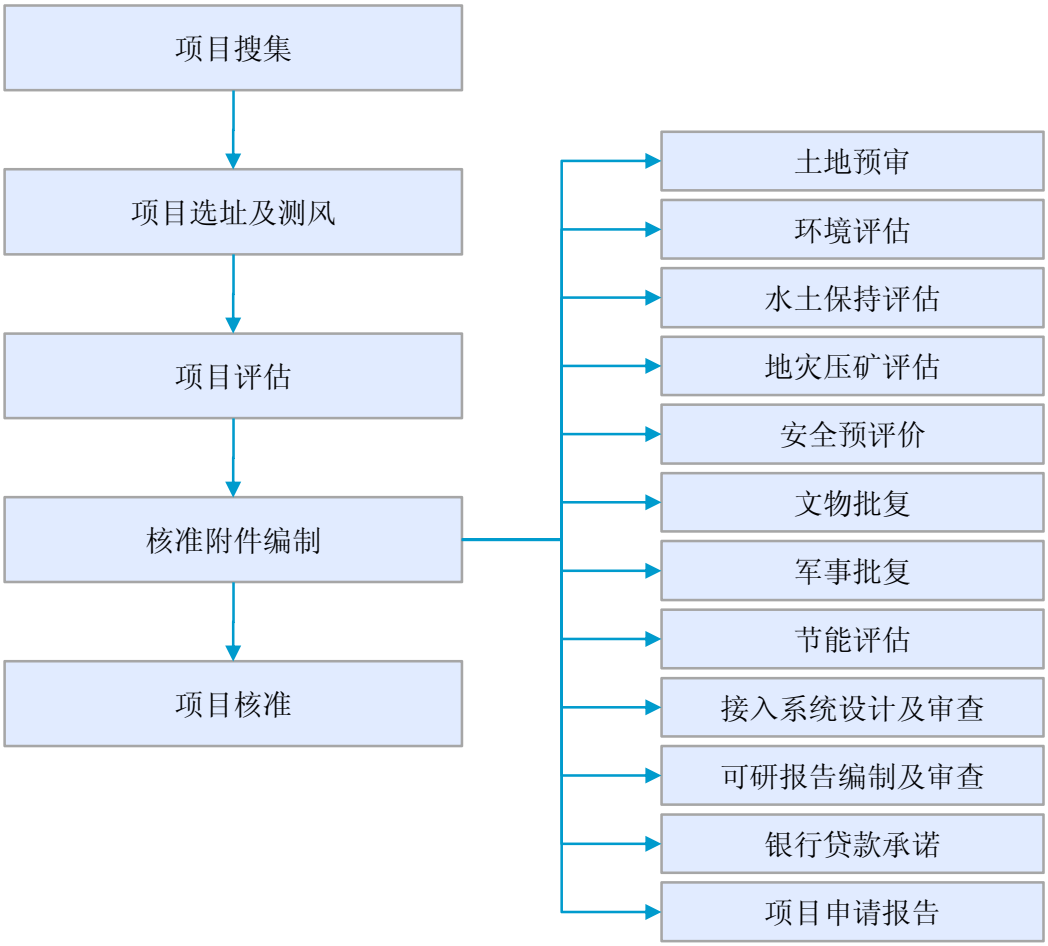
公司的主营业务为风力发电的项目开发、建设及运营。在项目开发阶段，由下属项目公司负责所在区域的项目开发，公司负责无下属项目公司区域的项目开发；在项目建设阶段，公司负责风机设备的采购和招标，下属项目公司设立后由其负责其它相关设备、材料及工程施工的采购和招标；在项目运营阶段，由下属项目公司负责风电场的运行、维护和检修，公司通过远程监控对各个风电场进行实时监控，对各下属公司实行经营目标考核。公司运营的风电场通过将自然风能由风机机组转化为电能，随后经过升压输送至电网。公司销售给电网公司的电力的收入是根据单位上网电价价格与供应电网公司的电量计算得出，扣除生产经营的各项成本费用后获得利润。

公司主营业务流程如下：



2、项目开发模式

公司风电场项目开发模式与流程如下：



3、采购模式

目前，本公司采购方面的主要制度为《中节能风力发电股份有限公司招标管理办法》，公司大部分招标由下属全资或者控股项目公司组织，公司对招标过程进行全程监督。公司对采购工作实行统一招标、集中采购、专业管理、分级负责的管理模式。

本公司采购范围包括：公司本部以及下属全资、控股子公司的所有新建、在建、扩建、改建、技术改造和更新等工程项目，也适用于符合招标要求的备品备件、油料、工器具等大宗物品的采购。

（1）招标采购具体要求如下：

1）工程施工（含土建、装饰、给排水、电气、采暖、通风、空调、燃气、设备安装、市政、绿化等工程）单项合同估算价在 50 万元（含）以上的；

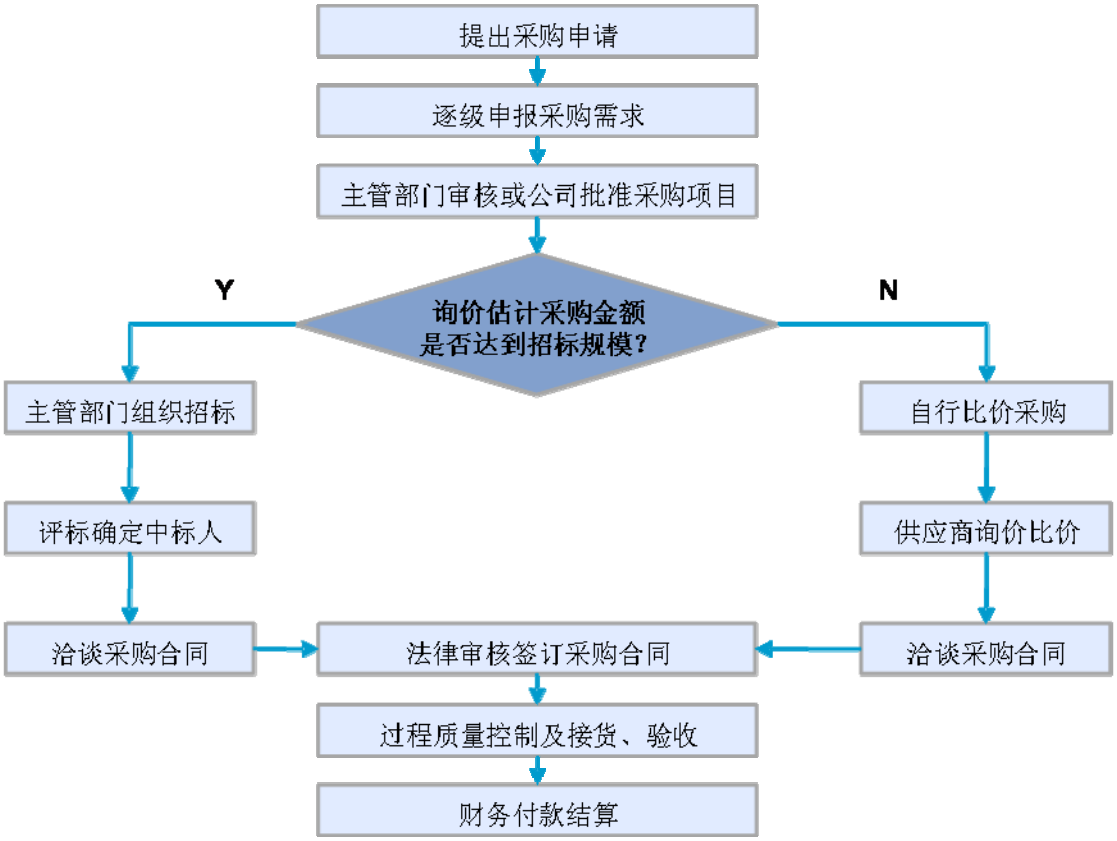
2）设备、材料等货物的采购，单项合同估算价在 50 万元（含）以上的；

3）勘察、设计、监理、咨询等服务项目的采购，单项合同估算价在 30 万元（含）以上的；

4）单项合同估算价低于上述规定的规模标准，但项目总投资额在 1,000 万元（含）以上的。

不满足以上规模标准的，采用邀请招标、竞争性谈判或询价采购的方式，做到货比三家后方可采购。

（2）招标采购管理的主要流程如下：



（3）采购制度执行情况

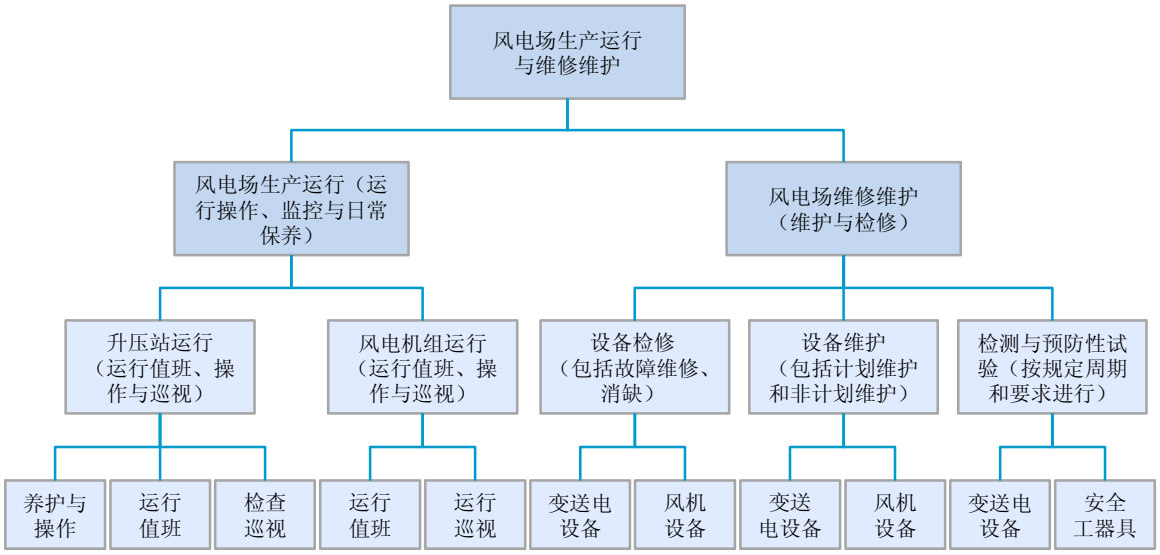
目前，公司所有建设项目的招标均执行《中节能风力发电股份有限公司招标管理办法》，招标公开、公平、公正，整个过程合理、合法、合规，竞争较为充分，中标价大部分为中低价，投资控制效果较好。

4、生产模式

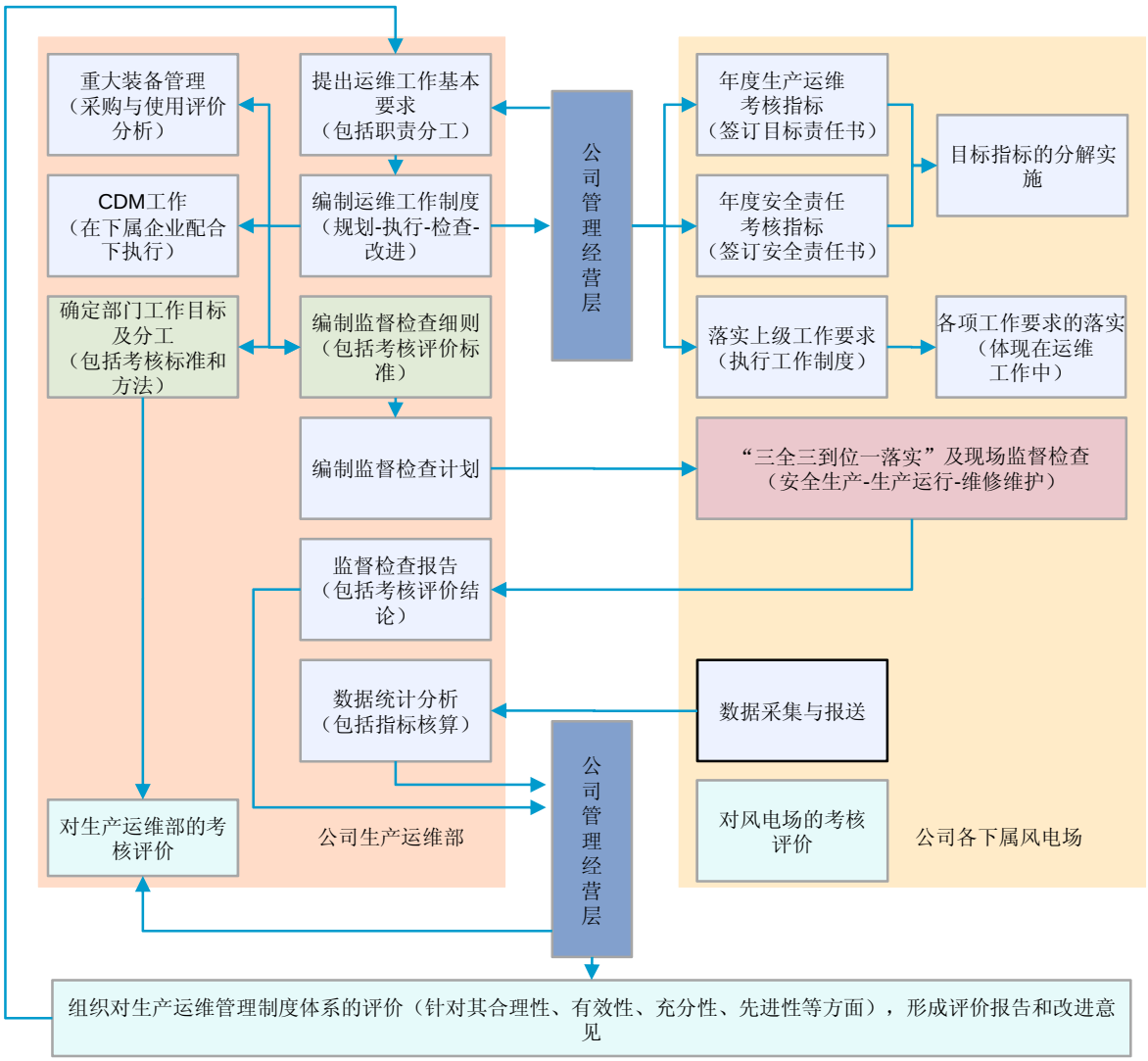
公司的主要生产模式是依靠风力发电机组，将风能转化为电能；通过场内集电线路、变电设备，将电能输送到电网上。

公司生产计划的制定是根据对历年发电生产情况、设备故障情况、风资源变化趋势等统计数据，制订下年度生产计划，在年度报告和企业负责人年度经营业绩目标责任书中下达。

（1）公司风电场生产运营模式图如下：



（2）公司生产运营管理模式图如下：



5、销售模式

本公司为风力发电运营企业，主要的销售模式包括电量销售和核证减排量信用额销售两个方面。

（1）电量销售采用直接销售方式。依照国家政策和项目核准时的并网承诺，在项目建设过程中，公司与当地电网公司签署购售电协议，将风电场所发电量并入指定的并网点，实现电量交割。其中电量计量由电网公司指定的计量装置按月确认，电价按照国家能源价格主管部门确定的区域电价或特许权投标电价。

售电的主要制度和流程包括：

1）各项目公司与电网公司每月结算一次电量，每月月底固定时间读取结算关口表读数数据，计算本月发电量并向电网公司报告；

2）电网公司复核本月发电量数据并出具电量结算通知单；

3）项目公司根据电量结算通知单开具售电发票。

（2）核证减排量信用额销售采用直接销售方式。首先进行项目注册，通过公开招标或者议标方式确定买家和价格，之后与买家签署销售协议，每年的项目上网电量经过指定经营实体核查并出具核查报告，报联合国清洁发展机制执行理事会，执行理事会审查减排核证报告，签发与核证减排量相等的核证减排量信用额；核证减排量信用额交付到买家的账户后，买家向公司支付减排收入。

（3）公司售电合同及相关特许经营权关于售电价格、收款时点、合同期限等的约定情况

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司控股子公司与各地方电网公司签署并执行中的购售电合同（包括特许经营权项目下的购售电合同）的主要约定条款如下：

售电方	购电方	售电价格	收款时点	合同期限
张北风电	冀北电力	购电人对张北满井一期、二期风电场机组的商业运行期上网结算电价即经政府价格主管部门批准的冀北地区火电机组脱硫标杆电价为：0.4243 元/千瓦时（含增值税）。按照政策规定售电人应由国家可再生能源基金承担部分，按照国家相关规定执行。 根据《河北省物价局关于调整电价的通知》（冀价管字[2006]57 号）的规定，上网电价为 0.6 元 / 千瓦时。	双方在次月三个工作日前完成上网电量确认工作，在后续的三个工作日内，完成上网电费的计算、核对、修正和确认。售电方根据双方确认的月度《电量电费结算单》开具增值税发票。购电方收到发票原件并核对确认后，5 个工作日内支付该期上网电费的 50%，15 个工作日内付清剩余的 50%。	2012 年 1 月 1 日至 2014 年 12 月 31 日

张北运维	冀北电力	购电人对张北满井三期、四期风电场机组的商业运行期上网结算电价即经政府价格主管部门批准的冀北地区火电机组脱硫标杆电价为：0.4243 元/千瓦时（含增值税）。按照政策规定售电人应由国家可再生能源基金承担部分，按照国家相关规定执行。 根据《国家发展改革委关于核定黑龙江马鞍山、辽宁阜新等风电项目上网电价的批复》（发改价格[2008]1876 号）、河北省物价局《关于河北汇枫等风电项目上网电价的通知》（冀价管[2009]69 号）的规定，上网电价为 0.54 元／千瓦时。	同上	同上
张北风能	冀北电力	购电人对张北单晶河风电场二期风电场机组的商业运行期上网结算电价即经政府价格主管部门批准的冀北地区火电机组脱硫标杆电价为：0.4243 元/千瓦时（含增值税）。按照政策规定售电人应由国家可再生能源基金承担部分，按照国家相关规定执行 根据《河北省物价局关于中节能张北单晶河风电场二期上网电价的批复》（冀价管[2012]64 号）的规定，上网电价为 0.54 元／千瓦时	双方完成抄表后,购电人应按照双方共同确认的上网电量计算电费,填制月度《电量电费结算单》,双方在次月三个工作日前完成上网电量确认工作,在后续的三个工作日内,完成上网电费的计算、核对、修正和确认， 售电人根据双方确认的月度《电量电费结算单》开具增值税发票,并送交给购电人，购电方收到发票原件并核对确认后，5 个工作日内支付该期上网电费的 50%，15 个工作日内付清剩余的 50%。	2012 年 1 月 1 日至 2014 年 12 月 31 日
港建张北	华北电网 (1) (2) (3)	张北单晶河 200MW 风电特许权项目累计发电等效满负荷小时数 30,000 小时之内 0.5006 元/千瓦时，超出 30,000 小时之后执行当地平均上网电价。如国家政策调整，按调整后电价执行。	双方完成抄表后，电网公司应填制《电量电费结算月报表》，于次月 5 日前通知项目公司。项目公司根据电网公司确认的电费结算结果开具增值税发票，并送交电网公司。电网公司收到发票原件后，在次月 20 日内（遇法定节假日顺延）结算当月电费。	在特许权协议确定的整个特许期内保持有效。特许期为自特许权协议正式签署后 25 年及由于特许权协议规定的原因延长的期限。
港能张北	华北电网 (1) (2) (3)	张北绿脑包一期 100.5MW 风电特许权项目累计发电等效满负荷小时数 30,000 小时之内 0.5006 元/千瓦时，超出 30,000 小时之后执行当地平均上网电价。如国家政策调整，按调整后电价执行。	同上	同上
港建甘肃	甘肃省电力公司	昌马 201MW 风电特许权项目在特许经营期内，机组累计等效满负荷小时数在 30,000 小时（按额定容量计算,60.3 亿 KWH）之内的上网电量的上网电价为 0.5206 元/KWH（含税），若政府价格主管部门调整该项目上网电价，则按调整后价格执行；风电场在累计等效满	双方完成抄表后，售电方填制《电量结算单》于次月 1 日 9:00 前传真给购电方，原件同日寄出。双方在 5 个工作日内确认上网电量，上网电量确认后需要调整的部分在次月结算时再做调整。售电方根据双方确认的月度《电量结算单》开具增值税发票。购电方收到发票原件并核对确认后，5 个工作日内支付不低于该期上网电费的	同上

		负荷发电小时数超出 30,000 小时之后的上网电价为当时电力市场中的平均上网电价。	50%，15 个工作日内付清剩余的 50%。	
新疆风电	新疆电力公司	关于上网电价，双方约定，中节能 100MW 风电场一期 3 万千瓦上网电价 0.47 元/千瓦时、二期 3 万千瓦上网电价 0.51 元/千瓦时、三期 4.05 万千瓦上网电价 0.51 元/千瓦时； 中节能 200MW 风电场一期 4.95 万千瓦上网电价 0.51 元/千瓦时。中节能 100MW 风电场二、三期和中节能 200MW 风电场一期在未取得国家可再生能源补贴前，暂按 0.25 元/千瓦时结算。	双方完成抄表后，售电人向购电人报送上网电量。售电人根据购电方确认的《电费结算单》开具增值税发票，并送交给购电人。购电方收到增值税发票原件后，分两次付清该期上网电费：收到上述原件后的 5 个工作日内，支付该期上网电费的 50%；收到上述原件后的 15 个工作日内，付清该期上网电费剩余的 50%。	2012 年 12 月 28 日至 2015 年 12 月 28 日
新疆风电	新疆电力公司	关于上网电价双方约定，中节能 200MW 风电场二期 4.95 万千瓦上网电价 0.51 元/千瓦时；中节能 200MW 风电场二期在未取得国家可再生能源补贴前，暂按 0.25 元/千瓦时结算。	双方完成抄表后，售电人向购电人报送上网电量。售电人根据购电方确认的《电费结算单》开具增值税发票，并送交给购电人。购电方收到增值税发票原件后，分两次付清该期上网电费：收到上述原件后的 5 个工作日内，支付该期上网电费的 50%；收到上述原件后的 15 个工作日内，付清该期上网电费剩余的 50%。	2013 年 4 月 16 日至 2013 年 12 月 28 日[4]
甘肃风电	甘肃省电力公司	昌马第三风电场项目在特许经营期内，机组累计等效负荷小时数在 30,000 小时（按额定容量计算，60.3 亿 KWH）之内的上网电量的上网电价为 0.5206 元/KWH（含税），在累计等效满负荷发电小时数超过 30,000 小时之后的上网电价为当时电力市场中的平均上网电价。	双方完成抄表后，售电方填制《电量结算单》。双方在 5 个工作日内确认上网电量，上网电量确认后需要调整的部分在次月结算时再做调整。售电方根据双方确认的月度《电量结算单》开具增值税发票。购电方收到发票原件并核对确认后，5 个工作日内支付该期上网电费的 50%，15 个工作日内付清剩余的 50%。	在特许权协议确定的整个特许期内保持有效。特许期为自特许权协议正式签署后 25 年及由于特许权协议规定的原因延长的期限。
甘肃风电	甘肃省电力公司	商业运行期上网电价经政府价格主管部门批准或按照政府价格主管部门的规定，昌马大坝南 48MW 和昌马大坝北 48MW 项目风电场机组的上网电价为：0.55 元/（千瓦·时）。 其中，购电人结算电价即经政府价格主管部门批准或确认的当地脱硫燃煤机组标杆上网电价为：0.3343 元/（千瓦·时）。	双方完成抄表后，售电人应按照抄表记录准确计算上网电量，填制《电量结算单》，于次月一日将《电量结算单》传真给购电人，原件同日寄出。购电人核对、确认，购电人制定《电量结算通知单》，在次月 5 日前通知售电人。如有异议，经双方协商一致后，于次月电量结算中调整。售电人在次月一日前开具电费增值税发票。 购电人收到售电人所开增值税发票，并经审核无误确认后，在 5 个工作日内，支付不低于该期上网电费的 50%，在 15 个工作日内付清该期上网电费。	2012 年 11 月 1 日至 2017 年 12 月 31 日
内蒙风电	内蒙古电力（集团）有限责任公司	乙方机组进入商业运营以后，并在年合同电量之内执行如下上网电价为 510 元/MW•h（含税） 乙方上网电量 2011 年 12 月 1 日前按内蒙古西部电网 2008 年两次煤电联动前燃煤脱硫火力发电机组标杆上网电价结算，2011 年 12	双方完成抄表后，购电人应按照远传电量记录准确计算上网电量和电费，填制《电量电费结算月报表》，于当月 23 日前通知售电人，若售电人远传电量数据不能按上网电价分类，则购电人可按较低的上网电价结算电费 售电人根据购电人确认的电费结算结果	2013 年 4 月 29 日至 2013 年 11 月 14 日[5]

		月 1 日后上网电量按蒙西电网现行脱硫标杆电价结算，乙方电厂国家批复电价与月预结算电价的差额部分，由甲方收到自治区财政厅拨付的可再生能源补助资金解决。	开具增值税发票，并于当月 25 日前送交购电人，购电人据此将上网电费分成月预结算电费和年度清算电费两部分进行结算购电人收到正确的增值税发票原件后，暂按内蒙古电力（集团）有限责任公司现行燃煤机组计算周期向售电人支付上网电费	

注 1：1、2011 年 5 月 25 日，港建张北与华北电网有限公司张家口供电公司及华北电网有限公司签订《变更协议》，约定华北电网有限公司张家口供电公司将其在《河北张北单晶河风电场 200MW 风电特许权项目购售电合同》中的权利义务转移给华北电网有限公司

2、2011 年 5 月 25 日，港能张北与华北电网有限公司张家口供电公司及华北电网有限公司签订《变更协议》，约定华北电网有限公司张家口供电公司将其在《河北张北绿脑包风电场一期 100.5MW 风电特许权项目购售电合同》中的权利义务转移给华北电网有限公司

注 2：冀北电力有限公司电力交易中心出具了《确认函》对以下情况予以确认：

“1、华北电网已将其在与港建张北、港能张北所签署的原《购售电合同》项下的权利义务分别转移给冀北电力，原《购售电合同》项下的权利义务目前均由冀北电力承继并履行。

2、冀北电力将尽快与港建张北、港能张北重新签订书面的变更协议，由冀北电力受让华北电网在原《购售电合同》中的权利义务。”

注 3：2012 年 12 月 26 日，华北电网有限公司向冀北电力有限公司作出《华北电网有限公司关于变更华电沽源风电场 100MW 风电特许经营权等项目购售电合同关系相关事宜的通知》（华北电网[2012]53 号），决定自 2012 年 1 月 1 日起，《张北单晶河风电场 200MW 风电特许权项目购售电合同》、《张北绿脑包风电场 100.5MW 风电特许权项目购售电合同》等 10 份合同项下华北电网有限公司的全部权利义务移交至冀北电力有限公司承继。华北电网有限公司与上述合同主体之间的合同关系同时解除。因履行合同所涉及的债权债务关系由冀北电力有限公司依法继续行使和承担

注 4：该购售电合同已届履行期限，目前正在续签过程中

注 5：根据《临时购售电合同》（NDJY-FD-LS-2013-HDHNJ）的相关约定，本合同到期后，若不能按期签订次年购售电合同，本合同中除上网电量执行次年度电力交易中心下达的月度发、购电量计划外，其余条款继续执行本合同，并延续到新合同签订之日止

6、清洁能源发展机制及核证减排量业务模式

核证减排量销售收入是公司的一项收入来源，2011 年核证减排量销售收入 11,364.58 万元，占公司同期营业收入的 12.32%，2012 年核证减排量销售收入 10,064.95 万元，占公司同期营业收入的 9.99%。

2012 年 12 月 31 日《京都议定书》第一承诺期结束，由于各签约国对第二承诺期的减排义务、方式和责任尚未达成一致，国际市场减排量交易价格和交易

量发生剧烈变化，目前核证减排量销售收入金额大幅下降，2013 年核证减排量销售收入 1,619.04 万元，占公司同期营业收入仅为 1.49%。

（1）清洁发展机制(CDM)的形成及现状

清洁发展机制(CDM)来源于《联合国气候变化框架公约》缔约方大会上通过的《京都议定书》，是通过发达国家与发展中国家开展项目级的合作来实现温室气体减少排放的一种机制。发达国家通过向发展中国家输入资金或技术，在发展中国家换取减排量，以完成其强制的减排指标。通俗的讲，发展中国家 CDM 项目所产生的经核证的减排量（Certificated Emission Reduction，以下简称 CER）可以转让给发达国家的政府和企业，以抵消其温室气体排放，而发展中国家可以从中获取资金或技术。

1）《联合国气候变化框架公约》

由于人类活动引发的温室气体排放潜在地影响了地球的气候变化，引发海平面上升、大部分地区气温升高、极端天气增多、极地冰川融化等不可逆转的不利影响。减少温室气体排放，从而减缓气候变化，已经成为国际政治、经济与社会的重大问题。

1992 年，在联合国环境与发展大会上，达成《联合国气候变化框架公约》（United Nations Framework Convention on Climate Change，以下简称“《公约》”或“UNFCCC”）。《联合国气候变化框架公约》是世界上第一个为全面控制二氧化碳等温室气体排放，应对全球气候变暖给人类经济和社会带来不利影响的国际公约，也是国际社会在应对全球气候变化问题上进行国际合作的一个基本框架。

《公约》要求发达国家[1]在 2000 年将其温室气体排放恢复到 1990 年的水平。但从 1995 年排放数据看，多数发达国家的排放量仍在增长，根本不可能完成目

[1]指《公约》附件一所列缔约方，包括可能作出的修正，或指根据《公约》第四条第 2 款（g）项作出通知的缔约方。具体国家包括：澳大利亚、奥地利、白俄罗斯、比利时、保加利亚、加拿大、克罗地亚、捷克共和国、丹麦、欧洲共同体、爱沙尼亚、芬兰、法国、德国、希腊、匈牙利、冰岛、爱尔兰、意大利、日本、拉脱维亚、列支敦士登、立陶宛、卢森堡、摩纳哥、荷兰、新西兰、挪威、波兰、葡萄牙、罗马尼亚、俄罗斯联邦、斯洛伐克、斯洛文尼亚、西班牙、瑞典、瑞士、土耳其、乌克兰、大不列颠及北爱尔兰联合王国、美利坚合众国

标。由于《公约》没有制定任何对未履约国家的惩罚措施，因此从 1995 年开始启动带惩罚措施的发达国家定量限制温室气体排放的谈判。

2）《京都议定书》

①《京都议定书》的产生

1997 年 12 月《公约》缔约方大会第三次会议在日本京都召开，通过了《京都议定书》。《京都议定书》确定了“共同但有区别的责任”原则，规定了在 2008 年至 2012 年间发达国家的温室气体[2]排放量比 1990 年的排放量平均要低 5.2%，而发展中国家[3]在此期间无需承担减排义务。同时规定了三种灵活的履约机制，清洁发展机制（CDM）是其中之一。

《京都议定书》生效条件是：“本议定书应在不少于 55 个《公约》缔约方、包括其合计的二氧化碳排放量至少占附件一所列缔约方 1990 年二氧化碳排放总量的 55%的附件一所列缔约方已经交存其批准、接受、核准或加入的文书之日后第九十天起生效”。

2005 年 2 月 16 日，《京都议定书》开始生效。截至 2005 年 8 月 13 日，全球已有 142 个国家和地区签署该议定书，其中包括 30 个发达国家，加入京都议定书的国家人口数量占全世界总人口的 80％。

中国于 1998 年 5 月签署并于 2002 年 8 月批准了《京都议定书》；欧盟及其成员国于 2002 年 5 月 31 日正式批准《京都议定书》；澳大利亚于 2007 年 12 月批准《京都议定书》；俄罗斯于 2004 年 11 月批准《京都议定书》。

美国于 1998 年签署了《京都议定书》，但 2001 年 3 月，布什政府以“减少温室气体排放将会影响美国经济发展”和“发展中国家也应该承担减排和限排温室气体的义务”为借口，宣布退出《京都议定书》。加拿大于 2002 年 12 月签署《京都议定书》，但由于加拿大无法完成减排承诺，为免遭《京都议定书》规定的大约 140 亿加元的罚款，于 2011 年 12 月 12 日宣布退出《京都议定书》。

按照《京都议定书》约定：“自本议定书对一缔约方生效之日起三年后，该缔约方可随时向保存人发出书面通知退出本议定书”。

[2]温室气体包括：二氧化碳（CO_2）、甲烷（CH_4）、氧化亚氮（N_2O）、氢氟碳化物（HFCs）、全氟化碳（PFCs）、六氟化硫（SF_6）

[3]即非《公约》附件一所列缔约方，也称非附件一国家

②《京都议定书》规定的减排指标

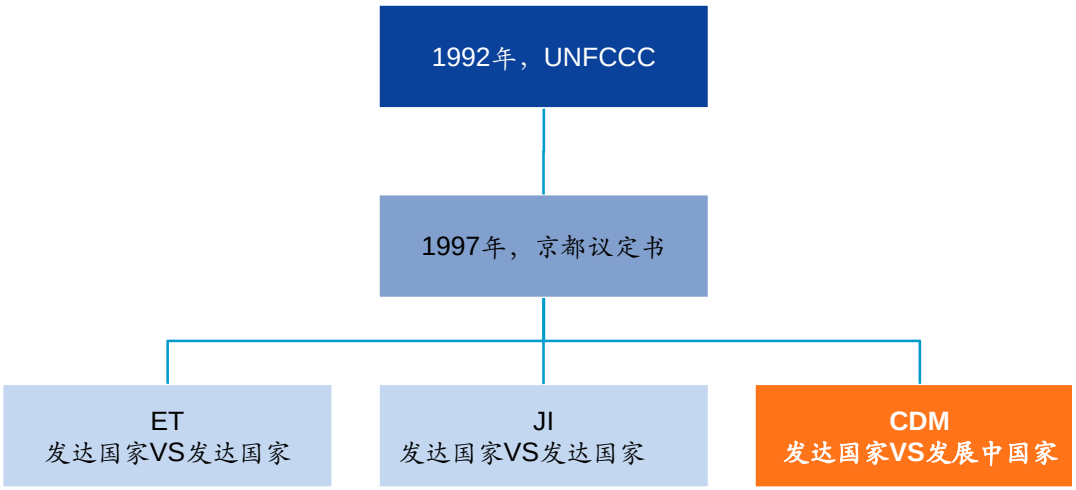
根据《京都议定书》规定的在 2008 年至 2012 年间，发达国家的温室气体排放量要比 1990 年的排放量平均要低 5.2%的具体要求，加入《京都议定书》的各发达国家分别做出减排承诺，各主要发达国家从 2008 年到 2012 年必须完成的削减目标是：与 1990 年相比，欧盟和东欧国家[4]（除捷克和克罗地亚外）削减 8％、捷克和克罗地亚削减 5％、美国削减 7％、日本削减 6％、加拿大削减 6％；新西兰、俄罗斯和乌克兰可将排放量稳定在 1990 年水平上；允许爱尔兰、澳大利亚和挪威的排放量比 1990 年分别增加 10％、8％和 1％。

③《京都议定书》规定的 3 种灵活市场机制

为便于发达国家完成承诺的减排指标，《京都议定书》规定了三种灵活的履约机制，包括排放贸易机制（Emission Trading，ET）、联合履行机制（Joint Implementation，JI）和清洁发展机制（Clean Development Mechanism，CDM），这些机制允许发达国家通过碳交易市场等灵活手段来完成减排指标。通俗的讲，就是发达国家的政府和企业在通过自身努力无法完成减排指标的情况下，通过购买本国或他国政府或企业富余的减排指标来抵消自身的排放。其中排放贸易机制（ET）和联合履行机制(JI)是发达国家政府和企业之间进行减排量交易的机制，只有清洁发展机制是发达国家和发展中国家进行减排量交易的机制。不同的是，通过 ET 和 JI,发达国家之间的企业可以互相买卖碳减排量。而 CDM 机制的交易是单向的，发展中国家是卖方，发达国家是买方。

综合以上,联合国气候变化公约(UNFCCC)、京都议定书(KP)和清洁发展机制（CDM）之间的关系见下图所示：

[4]欧盟与东欧国家包括：奥地利、比利时、克罗地亚、丹麦、爱沙尼亚、欧共体、芬兰、法国、德国、希腊、爱尔兰、意大利、拉脱维亚、列支敦士登、立陶宛、卢森堡、摩纳哥、荷兰、葡萄牙、罗马尼亚、斯洛伐克、斯洛文尼亚、西班牙、瑞典、瑞士、英国



3）清洁发展机制（CDM）

①清洁发展机制（CDM）的原理

根据《京都议定书》第十二条规定，清洁发展机制的目的是协助发展中国家的可持续发展和协助发达国家实现排放量化的限制和减少排放的承诺。

发达国家的温室气体排放量受到严格控制，如果超量排放，会受到重罚。例如，欧盟规定每超排一吨二氧化碳，罚款 100 欧元。为了减少温室气体排放，发达国家将减排指标分摊到各个行业，各个行业又将减排指标分摊到各个企业。对于发达国家一些企业来说，自行减少温室气体排放的成本很高，甚至可以导致企业的倒闭。例如，煤电厂的燃煤会排放大量的 CO_2，减少 CO_2 的排放只有三种方法：提高能效、改烧天然气和燃油等其他燃料、或者减产。发达国家电厂能效很高，几乎没有再提高的可能；如果改烧天然气和燃油等其他燃料，造成成本大幅增加；如果少发电，则会对整个社会的生产生活用电产生不利影响。

而发展中国家由于普遍技术水平和能源效率相对较低，可以投资很多成本较低且可以减少温室气体排放的项目。《京都议定书》规定发展中国家无需承担减排义务，在 CDM 机制下，发展中国家实施 CDM 项目的企业可以将这些减排量卖给发达国家需要减排指标的企业，一方面发展中国家的企业获得了自身发展所需资金，另一方面发达国家的企业既可以在国内正常生产，又能以相对较低的成本完成其减排义务，因此 CDM 是个双赢机制。

②CDM 项目的类型

可以开发为 CDM 项目的类型包括：

可再生能源领域：如风力发电项目，太阳能发电项目，小水电项目，生物质发电（如秸秆、生物废弃物发电等）项目；

工业过程中的能源效率提高：如造纸厂、氮肥厂、水泥厂、火电厂、钢铁厂等耗能大户的余热、余压发电项目，焦化厂干熄焦发电项目、焦炉煤气发电项目、高炉煤气发电项目；

工业过程中的温室气体直接减排：如铝厂减排全氟化碳（PFCS）项目，己二酸工厂、脂肪酸厂、硝酸厂等化工厂氧化亚氮（N_2O）分解项目等；

甲烷及煤层气回收利用项目：如在污水处理厂、制药厂、有机物生产企业的废水处理中沼气利用项目等，煤层气利用项目，垃圾填埋项目，生物堆肥项目；

燃料替代领域：在工业生产中用天然气等清洁燃料替代煤或其他燃料的项目，如天然气发电项目。

风力发电项目是典型的易开发为 CDM 的可再生能源项目。

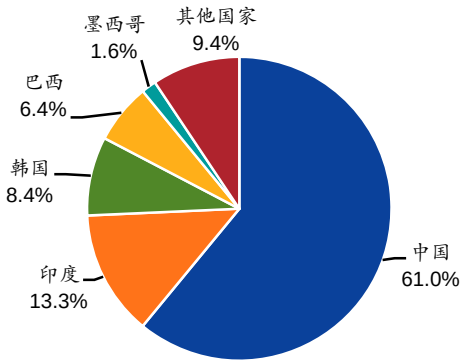
③ CDM 项目基本情况

A、CDM 项目注册情况

根据联合国气候变化框架公约（UNFCCC）网站统计，截至 2013 年 12 月 31 日，全球注册的 CDM 项目共 7,418 个，其中中国的 CDM 项目共 3,735 个，占总量的 50.35%。

B、CDM 项目签发情况

根据联合国气候变化框架公约（UNFCCC）网站统计，截至 2013 年 12 月 31 日，全球共签发 14.20 亿 CERs，其中中国签发了约 8.66 亿 CERs，占世界总量的 60.99%；印度占 13.33%，韩国占 8.39%，巴西占 6.39%，墨西哥占 1.56%，其他国家占 9.34%。



C、签发的 CERs 类型及数量情况

根据 http://www.cdmpipeline.org 网站的统计，截至 2013 年 12 月 31 日，在所有签发的 14.20 亿 CERs 中，各项目类型 CERs 及所占比例见下表。其中占绝大比例的 CERs 来自化工项目减少的氢氟碳化物和氧化亚氮的排放，占比 55.22%；风电项目 CERs 占 9.98%，占比较小。欧盟已经取消来自化工项目减少的氢氟碳化物和氧化亚氮的排放交易，对风电等 CDM 项目来说是积极的。

项目类型	kCERs	比例
全氟化碳、六氟化硫	4,481	0.32%
氧化亚氮 N2O	267,802	18.87%
氢氟碳化物 HFC	516,006	36.35%
风电	141,647	9.98%
水电	179,779	12.67%
废气能源回收发电	66,637	4.69%
燃料替代	49,302	3.47%
垃圾填埋	51,292	3.61%
生物质能	39,835	2.81%
煤层气	30,843	2.17%
燃料飞逸性排放	21,151	1.49%
甲烷避免	19,121	1.35%
其他	31,463	2.22%

（2）全球碳排放市场的交易机制及产品种类

基于《京都议定书》的规定，当具有减排义务的发达国家的企业或政府不能自行完成减排目标时，可以从拥有多余减排指标的本国企业或其他国家的政府或企业购买一定数量的碳减排量来冲抵自身的超额排放，碳市场基于以上原因得以形成。

基于《京都议定书》的三种机制，包括排放贸易机制（Emission Trading，ET）、联合履行机制（Joint Implementation，JI）和清洁发展机制（Clean Development Mechanism，CDM），共有四种碳减排产品：

其中：

ERU-联合履行（JI）机制下，基于发达国家具体项目产生的减排量，在发达国家之间进行交易。

AAU-排放贸易（ET）机制下，是发达国家之间，基于配额进行的交易；目

前主要从俄罗斯和东欧等国家产生。

EUA-欧盟在排放贸易(ET)机制下，在欧盟国家之间基于配额进行的交易。

CER-清洁发展机制（CDM）下，从发展中国家具体项目中产生，由发达国家购买。

（3）全球碳市场的容量及主要参与方

全球碳市场的容量主要由两个因素决定：发达国家承诺的减排指标的多少和实际产生排放量的多少。主要发达国家承诺的减排指标为：在 1990 年基础上，2008 年-2012 年，欧盟承诺减排 8%，日本承诺减排 6%，加拿大承诺减排 6%。发达国家的实际排放量主要受经济发展情况的影响，发达国家主要的经济体中，美国和加拿大退出了《京都议定书》；俄罗斯及东欧等国家经济衰退，相对于 1990 年水平其排放量还在下降，多出大量的减排指标（AAU）进行销售；澳大利亚和新西兰由于历史排放少，可以增加排放，也不需要在此期间进行购买。所以在《京都议定书》第一承诺期，碳市场主要的需求方还是欧盟和日本。在发达国家中，欧盟始终是《京都议定书》最大的支持方。

根据世界银行发布的《2012 年碳市场现状与趋势报告》（以下简称《世行报告》），对欧盟与日本对京都议定书抵消市场的需求进行了分析，2008-2012 年，发达国家需求抵消总量为 5.7 亿吨二氧化碳当量，其中欧盟占 75%，日本占 17%左右。根据《世行报告》，中国是 CDM 市场的最大卖方。2011 年，其在 CERs 一级市场的份额占 87%，达到 7,900 万吨二氧化碳当量。

发达国家国内减排一吨二氧化碳成本较高，从发展中国家购买 CDM 项目产生的减排量价格平均不超过十几美元，购买 CDM 项目产生的减排量可以有效的降低发达国家的减排成本。这也是发达国家到发展中国家购买 CDM 项目减排量的动力所在。

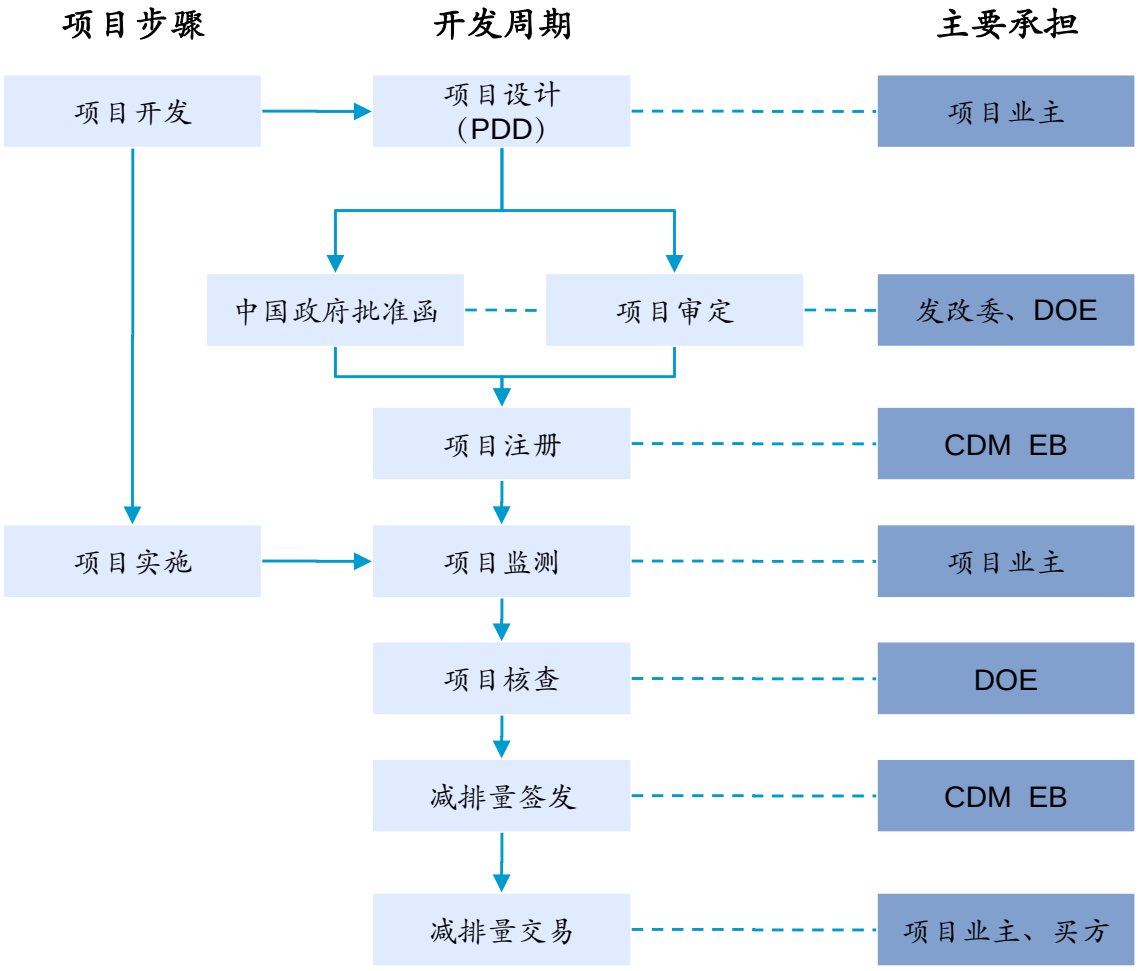
（4）碳价格的形成和波动

碳价格主要受世界经济形势和供需变化的影响。由于对《京都议定书》生效后的碳市场需求预期良好，众多碳基金公司及世界各大投资银行蜂拥而至，助推了碳价格的上涨，2008 年 8 月，CER 价格一度高达 30 多美元。2008 年末至 2009 年初，受美国金融危机的影响，碳价格下跌至 10 美元左右的历史低点。随

后又有所上涨，2009 年年初至 2011 年上半年，CER 价格恢复到 15 美元左右。2011 年下半年以来，欧债危机不断蔓延，市场价格又进一步下滑，CER 价格跌至 5 美元左右。2012 年 CER 价格呈波动下行趋势，从 5 美元左右跌至 2012 年 12 月 31 日的 0.24 美元左右。2013 年，CER 价格持续低位运行，价格区间在 0.03 欧元到 0.72 欧元之间。

（5）发行人 CDM 项目的申请流程、在碳排放市场的交易流程、交易后的收款流程及实际收款情况

发行人 CDM 项目的申请流程和交易流程，如下图：



1）发行人 CDM 项目的申请流程

①项目设计：业主选择合适的咨询方，签订咨询合同；选择合适的买方，签订意向函或销售合同；整理项目资料，准备必要的开发文件，撰写项目 CDM 设计文件（PDD）。撰写 PDD 时需要计算项目减排量，按 EB 规定，风电项目需

采用 ACM0002 方法学来撰写 PDD 并计算项目减排量。根据方法学，减排量计算公式如下：项目减排量=项目净上网电量×减排因子

其中，项目净上网电量=上网电量（售电量）-下网电量（购电量）

②中国政府批准函：将 PDD 报送国家发改委审批，申请国家发改委批准函；

③项目审定：委托经 EB 认可，具有 CDM 审定资格的第三方审定机构（DOE）对项目进行合格性审定。DOE 根据项目 PDD，到项目现场进行审定，了解项目开发情况，发现并提出问题要求项目业主进行答复，根据审定情况撰写审定报告。

④项目注册：DOE 完成项目审定报告后，将项目 PDD、审定报告及相关证据资料文件提交到 EB 申请注册。EB 专家委员会根据项目审定报告及项目 PDD 对项目进行评估和审定，并开始公示程序，若无异议，项目于公示期满四周后自动获得注册；若 EB 对项目提出问题，需要项目业主和 DOE 对提问的问题进行答复，答复满意后方可注册。

2）发行人 CDM 项目的交易流程

①项目监测：项目注册成功后，自注册之日起，项目所产生的减排量即可申请成为经核证的减排量（CER）。项目业主应对项目的生产运营负责，严格按照 PDD 中监测计划描述对项目减排量进行监测和计量，若项目监测周期内发生重大设备故障或电量输出、计量方式发生变更，应向 EB 报告并对监测计划进行修改。

②项目核查：按照《减排购买协议》约定的周期（一般是半年或 1 年），对项目所产生的减排量进行核查。一般由项目业主撰写监测报告，委托具有 CDM 核查资格的 DOE 对本监测周期内的减排量进行核查认证。DOE 根据项目监测报告，到项目现场进行实地核查确认，了解项目运行情况，发现并提出问题，由项目业主进行答复，核查完毕后，由 DOE 撰写核查报告。

③减排量签发：DOE 完成核查报告后，提交核查报告及相关核查资料到 EB 申请项目减排量的签发。EB 专家委员会对项目核查报告进行评审，并开始公示程序，若无异议，公示期满四周后，项目自动获得减排量签发。若 EB 对项目提出问题，需要项目业主和 DOE 对提问的问题进行答复，答复满意后方可签发。

④减排量交易：根据项目业主与买方签署的《减排购买协议》，CERs 签发后，需要项目业主向 EB 缴纳管理费后，由买方或卖方通知 EB 把签发的 CERs

交付到买方在 EB 注册的账户，买方在收到 CERs 后，根据具体数量和价格，进行付款。

3）发行人 CDM 项目交易后的收款流程

①开具付款通知：项目业主给买方开具付款通知，列明交付的 CERs 量和单价、总价以及收款银行和账户信息。

②买方提供信用证：若减排量购买协议中注明信用证有关条款，则按协议，买方需向卖方提供信用证。

③EB 通知买卖双方交付：EB 在确认收到买方缴纳的签发费后，通过电子邮件，通知买卖双方，可以对 CERs 进行交付。

④CERs 交付：由卖方委托买方给 EB 发出通知，要求 EB 把 CERs 交付到买方在 EB 的注册账户上，EB 收到通知后，将扣除 2%作为管理费后的 CERs 划转到指定账户。

⑤买方付款：买方在确认 CERs 到账户后，一般在 20 个工作日内（根据减排购买协议的约定），将合同款划入卖方指定账户。

4）公司历年 CDM 项目实际收款情况

2006 年至 2013 年 12 月底，公司共签发 CERs60 笔，总量为 5,905,365CERs。其中：已交付且合同款项已全部收到 51 笔，共 2,691.4651 万欧元和 1,624.9402 万美元；已交付但合同款项已部分支付 4 笔，按合同规定，剩余合同款将于 2014 年 11 月 30 日之前完成支付；已签发但尚未完成交付 3 笔，正在与买方交涉中；已签发但因合同终止无需交付 2 笔。

5）本公司 CDM 项目主要购买方情况

报告期内本公司 CDM 项目主要购买方包括维多石油集团、碳资源管理公司、日本东京电力公司、EnBW 贸易公司（2012 年 3 月 2 日，昌马第三风场项目公司与三菱日联摩根士丹利证券株式会社签署了《转移协议》，买方变更为 EnBW 贸易公司）、摩根士丹利国际集团有限公司及亚洲开发银行等机构，基本情况如下：

①维多石油集团(VITOL S.A)

维多石油集团公司是全球最大的独立石油产品及天然气经营公司，在全球各

地拥有多家炼油和油气勘探设施，为配合中国 CDM 项目的发展，作为买方或项目投资方同项目业主进行直接交易。

②碳资源管理公司（CRM）

碳资源管理公司是一家国际化的碳资产管理公司，在可再生能源和气候变化等创新性市场开拓方面具有丰富的经验和良好业绩。公司开发 CDM 和 VER 项目，并大规模采购温室气体减排量。碳资源管理公司是维多石油的全资子公司。

③日本东京电力公司(TEPCO)

日本东京电力公司是一家集发电、输电、配电于一体的电力企业，是日本最大的电力企业，其在发展中国家购买 CERs 主要用于实现日本在《京都议定书》第一承诺期下的减排目标。

④EnBW 贸易公司（EnBW Trading GmbH）

EnBW 贸易公司是 EnBW Energie Baden-Wurttemberg AG（以下简称 EnBW 电力公司）的全资子公司,专职进行电力、能源和减排贸易业务。EnBW 电力公司是德国第三大电力公司。

EnBW 贸易公司在中国购买 CDM 项目主要用于完成本企业的减排义务。

⑤摩根士丹利国际集团有限公司（Morgan Stanley & Co. International Plc）

Morgan Stanley & Co. International Plc（摩根士丹利国际集团有限公司）是摩根士丹利在英国的分支机构，是一家全球领先的国际性金融服务公司，全方位涵盖外汇、贵金属、证券、商品、兼并重组、股权融资、科研、投资管理和大宗经纪服务。摩根士丹利国际集团有限公司在全球范围内参与 CERs 交易。

⑥亚洲开发银行（ADB，作为亚太碳基金的受托人)

亚洲开发银行于 2006 年 11 月成立亚太碳基金，以推进亚太地区清洁能源项目，主要在亚太地区，通过支付预付款的方式，支持清洁发展机制项目。

（6)《京都议定书》第一承诺期到期后安排的谈判进展、已经达成的约定及尚待进一步讨论事项

1）关于第二承诺期的谈判进展

关于《京都议定书》第一承诺期到期后的安排由《联合国气候变化框架公约》缔约方大会谈判决定。

2007 年 12 月 3 日-15 日，在巴厘岛召开的第 13 次《公约》缔约方大会通过了具有里程碑意义的“巴厘岛路线图”，启动了加强《公约》和《京都议定书》全面实施的谈判进程。

2009 年 12 月 7 日-19 日，在哥本哈根召开的第 15 次《公约》缔约方大会，通过了《哥本哈根协议》，坚持了“共同但有区别的责任”原则。

2010 年 11 月 29 日-12 月 10 日，在坎昆召开的第 16 次《公约》缔约方大会通过了《坎昆协议》，要求发达国家进行减排。

2011 年 11 月 28 日-12 月 9 日，联合国在南非德班召开了联合国气候变化框架公约第 17 次缔约方会议暨《京都议定书》第七次缔约方大会，《京都议定书》第七次缔约方大会会议决议中明确：“强调《京都议定书》在附件 I 缔约方减缓努力中的至关重要性，确保该缔约方持续减缓行动的重要性，以及毫不迟疑地开始《京都议定书》第二承诺期的必要性”。

2）关于第二承诺期达成的约定

2012 年 11 月 26 日-12 月 7 日，联合国在卡塔尔多哈召开了《联合国气候变化框架公约》第 18 次缔约方会议暨《京都议定书》第八次缔约方大会。根据大会决议，“重申第二个承诺期将于 2013 年 1 月 1 日开始，并决定其于 2020 年 12 月 31 日结束”；“决定附件 I 所列的每个缔约方将至迟到 2014 年重新审视第二个承诺期的量化的限制和减少排放的承诺”。

《联合国气候变化框架公约》第 19 次缔约方会议于 2013 年 11 月 11 日-11 月 23 日在波兰华沙召开，会议最终就以下几点达成了一致：敦促发达国家进一步提高 2020 年前的减排力度，加强对发展中国家的资金和技术支持，就进一步推动德班平台达成一致。但对于各方关心的“第二个承诺期的量化的限制和减少排放的承诺”并无实质推进作用。

3）尚待进一步讨论的事项

根据多哈大会 2012 年 12 月 8 日出台的决议，“决定附件 I 所列的每个缔约

方将至迟到 2014 年重新审视第二个承诺期的量化的限制和减少排放的承诺”。因此，目前尚待进一步讨论确定的事项是京都议定书附件 I 缔约方进一步承诺的量化减排指标。

4）中国的碳排放交易市场进展

除《京都议定书》第二承诺期外，2011 年 10 月 29 日，国家发改委发出《关于开展碳排放权交易试点工作的通知》，同意北京市、天津市、上海市、重庆市、广东省、湖北省、深圳市开展碳排放权交易试点。2011 年 12 月 1 日，国务院印发《“十二五”控制温室气体排放工作方案》，要求积极探索建立国内碳排放交易市场并推动《联合国气候变化框架公约》和《京都议定书》的全面、有效、持续实施。

2012 年，国家发改委出台《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》，确立自愿减排交易机制的基本管理框架、交易流程和监管办法，建立自愿减排交易备案管理制度和国家自愿减排交易登记簿制度，规定了资源减排项目的审定、评估、审查、备案及减排量的核证、评估、审查、备案、交易等流程，鼓励基于项目的温室气体自愿减排交易，保障有关交易活动的有序开展。

2013 年 1 月，国家发改委审核通过北京环境交易所、天津排放权交易所、上海能源环境交易所、广州碳排放权交易所、深圳排放权交易所等五家交易机构备案为自愿减排交易机构。

2013 年 3 月，国家发改委办公厅印发《关于温室气体自愿减排方法学（第一批）备案的函》。

2013 年 6 月，国家发改委气候司发布《关于公布温室气体自愿减排交易第一批审定与核证机构的公告》。

2013 年 9 月，国家发改委气候司发布《关于公布温室气体自愿减排交易第二批审定与核证机构的公告》。

2013 年 11 月，国家发改委气候司印发《温室气体自愿减排方法学（第二批）备案清单》。

2013 年 11 月 26 日，上海碳排放交易市场启动。

2013 年 11 月 28 日，北京碳排放交易市场启动，且实现国内首笔 CCER 交易。

2013 年 12 月 19 日，广东碳排放交易市场启动。

2013 年 12 月 26 日，天津碳排放交易市场启动。

（7）《京都议定书》第二承诺期可能给发行人 CDM 项目减排收入带来的影响

基于《京都议定书》第二承诺期已经达成的共识，虽然第二承诺期发达国家具体承诺的减排量有待进一步确认，但 CDM 交易机制作为《京都议定书》三大交易机制之一，在第二承诺期将会继续存在。

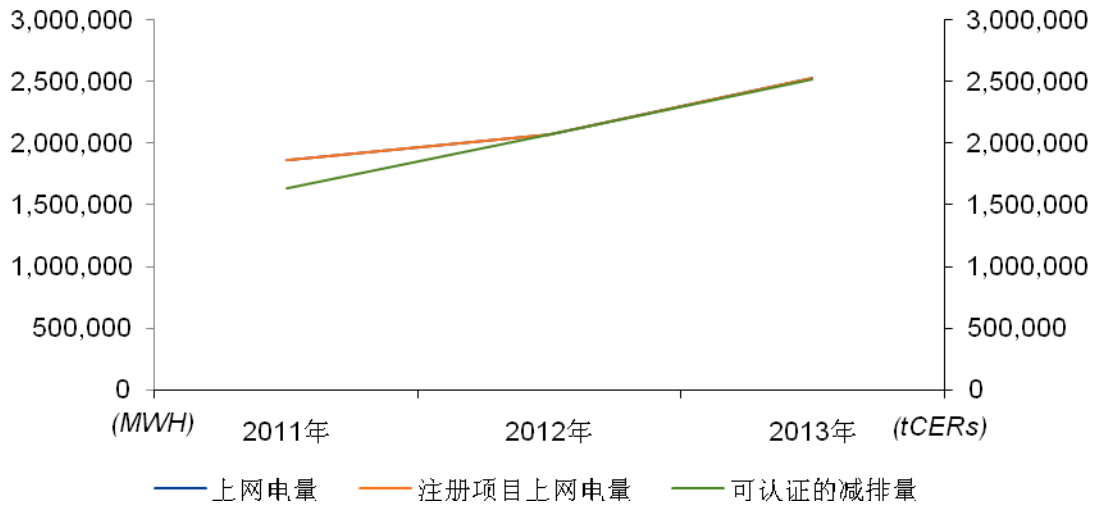
1）公司已注册 CDM 项目于 2012 年 12 月 31 日以前产生的 CERs 的交易情况

①报告期公司上网电量、注册项目上网电量（指截至各年度末已获注册项目的全年上网电量）、可认证减排量、核证碳减排量销售收入及平均价格如下：

	上网电量（MWH）	注册项目上网电量（MWH）	可认证的减排量（CERs）	核证碳减排量销售收入（万元）	CER平均价格（元）(1)	
					人民币	美元
2011年	1,857,208	1,857,208	1,629,742	11,364.58	89.47	14.20
2012年	2,070,637	2,070,637	2,059,829	10,064.95	101.43	16.12
2013年	2,528,871	2,528,871	2,508,054	1,619.04	17.74	2.86

（1）CER 的平均价格为报告期各期内符合收入确认条件的可认证减排量的加权平均价

公司已获注册的 CDM 项目可认证的减排量与项目的上网电量成正相关关系，上网电量越大，产生减排量越大。公司已获注册的 CDM 项目可认证的减排量与已获注册项目的上网电量关系稳定，获取不存在不确定性。



由以上分析可见，自 2011 年至 2013 年，公司各年度总上网电量、已注册项目上网电量及认证减排量变动趋势整体相符。

②截至 2012 年 12 月 31 日公司已经注册的 CDM 项目于 2012 年底以前产生的 CERs 的交易合同:

序号	项目名称	卖方	买方	签约时间	履行期限	EB 注册号	合同价格	CERs 累计签发量
1	单晶河特许权风电场项目	港建张北	维多石油集团	2007-8-2	协议自各方签署之日起生效，有效期至本协议项下的所有义务履行完毕	2170	11 欧元/CER	556,233
2	昌马风电特许权项目	港建甘肃	摩根士丹利国际集团有限公司	2008-12-12	协议自双方签署后生效，有效期至以下较晚日期：（1）本协议下所有协议交付的核证减排量已交付且出售方收到付款之日期；（2）本协议下所产生的所有义务全部履行完毕之日期	3670	13.8 欧元/CER①	-
3	托里 100MW 风电场一期项目	新疆风电	日本东京电力公司	2006-6-22	协议自各方签署之日起生效，有效期至本协议项下的所有义务履行完毕	536	8.5 美元/CER	561,857
4	托里 100MW 风电场二期项目	新疆风电	日本东京电力公司	2007-4-18	协议自各方签署之日起生效，有效期至本协议项下的所有义务履行完毕	1244	12.5 美元/CER	310,512
5	托里 100MW 风电场三期项目	新疆风电	日本东京电力公司	2007-9-20	协议自各方签署之日起生效，有效期至本协议项下的所有义务履行完毕	2537	10.6 欧元/CER	226,374
6	托里 200MW 风电场一期项目	新疆风电	碳资源管理公司	2010-6-22	协议自各方签署之日起生效，有效期至本协议项下的所有义务履行完毕	4421	10.5 欧元/CER	-
7	昌马第三风电场	甘肃风电	EnbW 贸易公司②	2012-3-2	协议自各方签署之日起生效，有效期至本协议项下的所有义务履行完毕	4734	10.5 欧元/CER	435,587
8	满井风电场一期项目	张北风电	Salkeld Investments Limited⑤	2005-8-25	协议自各方签署之日起生效，有效期至本协议项下的所有义务履行完毕	233	5.8 欧元/CER	605,821
9	满井风电场二期项目	张北风电	碳资源管理公司	2006-9-12	协议自各方签署之日起生效，有效期至本协议项下的所有义务履行完毕	845	9 欧元/CER	554,134
10	满井风电场三期项目	张北运维	维多石油集团	2008-1-3	协议自各方签署之日起生效，有效期至本协议项下的所有义务履行完毕	1855	11.7 欧元/CER	393,964
11	满井风电场四期项目	张北运维	碳资源管理公司	2008-10-28	协议自各方签署之日起生效，有效期至本协议项下的所有义务履行完毕	4095	13.8 欧元/CER	82,662
12	绿脑包一期项	港能	亚洲开发银行（作	2008-12-17	协议自各方签署之日起生效，有效期至本协议项下	3399	预付价格 16.17 美	532,723③

	目	张北	为亚太碳基金的托管人）		的所有义务履行完毕		元/CER;合同价格17.85 美元/CER	
13	内蒙古兴和风电场一期项目	内蒙风电	碳资源管理公司	2010-6-22	协议自各方签署之日起生效，有效期至本协议项下的所有义务履行完毕	5255	10.5 欧元/CER	-

注：① 2012 年 11 月 2 日，项目公司与买方摩根斯坦利公司签订了甘肃昌马特许权项目减排协议的修订协议，对 2012 年底前产生的部分 CERs 改为浮动价格销售

②2012 年 3 月 2 日，昌马第三风场项目公司与三菱日联摩根士丹利证券株式会社签署了《转移协议》，买方变更为 EnBW 贸易公司。

③根据 2011 年 2 月 1 日与亚太碳基金签订的绿脑包项目减排协议的修订协议，超过合同量的 CERs 不再购买

④ 2013 年 6 月 21 日，由发行人各个项目公司与原买方签订《关于项目清洁发展机制减排量购买协议的修改合同》，涉及六个项目的如下变化：两个交易合同终止包括托里 200MW 风电场一期项目交易合同、内蒙古兴和风电场一期项目交易合同；四个交易合同变更包括满井风电场二期项目交易合同、满井风电场三期项目交易合同、满井风电场四期项目交易合同和单晶河项目交易合同

⑤第一碳基金公司改名为 Salkeld Investments Limited

2）京都议定书第二承诺期已经达成的约定及尚待进一步讨论事项可能给发行人 CDM 项目减排收入带来的影响

①对公司 2012 年底前注册成功的 CDM 项目在 2012 年以后交易的影响

截至 2012 年 12 月底，发行人已完成 CDM 注册项目 21 个，共计 1,790 兆瓦。

截至 2012 年 12 月底，公司已经注册成功的项目于 2012 年 12 月 31 日以前产生的 CERs 均按照固定价格销售，2010 年-2012 年 CERs 的交易平均价格分别为 12.82 美元、14.20 美元和 16.12 美元。2013 年公司 CDM 项目发生的 CERs 交易为 2012 年前注册项目在 2012 年 12 月 31 日前产生的部分 CERs，平均价格为 2.86 美元。

截至 2013 年 12 月底，除绿脑包项目外，公司 2012 年底前注册成功的 CDM 项目于 2012 年 12 月 31 日以后产生的 CERs 将按照浮动价格销售，但尚未发生交易。

根据 2009 年 4 月 23 日，《欧洲议会和委员会联合通过的决议》（406/2009/EC 号），2012 年底前公司注册成功的 CDM 项目，在第二承诺期可以参与欧盟碳市场的交易。基于这一决议，目前发行人已注册的 21 个项目中已有 11 个项目签署了 2012 年以后的《减排购买协议》。

已签署《减排购买协议》项目统计

项目类型	序号	项目名称	合同期限	合同价格	合作买方
已注册项目	1	单晶河特许权项目	2013-2020	自交付日后续 5 个交易日欧洲气候交易所的CER现货价格平均值的一定比例 (1)	维多石油集团
	2	满井风电场一期项目	2013-2020	自交付日后续 5 个交易日欧洲气候交易所的CER现货价格平均值的一定比例	碳资源管理公司
	3	满井风电场二期项目	2013-2020	自交付日后续 5 个交易日欧洲气候交易所的CER现货价格平均值的一定比例	碳资源管理公司
	4	满井风电场三期项目	2013-2020	自交付日后续 5 个交易日欧洲气候交易所的CER现货价格平均值的一定比例	维多石油集团
	5	满井风电场四期项目	2013-2017	自交付日后续10个交易日欧洲气候交易所的CER现货价格平均值的一定比例	碳资源管理公司
	6	张北绿脑包项目	2013-2017	固定价格	亚洲开发银行（作为未来碳

					基金的托管机构）
	7	单晶河二期项目	2013-2017	交付日及交付日前后各两个交易日欧洲气候交易所的CER现货价格平均值的一定比例	碳资源管理公司
	8	昌马大坝南项目	2013-2020	交付时欧洲气候交易所的CER现货价格平均值的一定比例	壳牌国际贸易有限公司
	9	昌马大坝北项目	2013-2020	交付时欧洲气候交易所的CER现货价格平均值的一定比例	壳牌国际贸易有限公司
	10	昌马特许权项目	2013-2014	交付时欧洲气候交易所的CER现货价格平均值的一定比例	摩根士丹利国际集团有限公司
	11	哈密特许权项目	2013-2017	交付日及交付日前后各两个交易日欧洲气候交易所的CER现货价格平均值的一定比例	碳资源管理公司

（1）“一定比例”系指欧洲气候交易所 CER 现货价格或 N 日现货价格均值的 70%-95%。

从上表合同中可以看出，公司已经注册的项目于 2012 年 12 月 31 日以后产生的 CERs 多数按照浮动价格销售，一般为交付日后欧洲气候交易所若干 CER 现货价格平均值或交付时现货价格的 70%-95%。

根据世界银行发布的《2012 年碳市场现状与趋势报告》，在《京都议定书》第一承诺期内（2008 年—2012 年）CER 价格波动较大，2008 年曾达到 30 多美元，2009 年至 2011 年上半年一直在 15 美元左右徘徊，2011 年下半年以来市场价格进一步下滑，2012 年 CER 价格呈波动下行趋势，从 5 美元左右跌至 2012 年 12 月 31 日的 0.24 美元左右；2013 年 CER 价格持续低位运行，价格区间在 0.03 欧元到 0.72 欧元之间。

鉴于 2012 年以后《CDM 减排量购买协议》约定的价格是以市场价格为定价基准的浮动价格，如果 2013 年以后 CER 的市场价格水平维持或低于目前市场价格水平，将导致公司 2013 年后 CDM 收入继续下降并且最低可能为 0。

②对公司 2012 年后注册成功的 CDM 项目交易的影响

对于公司 2012 年以后注册的 CDM 项目，由于第二承诺期京都议定书附件 I 缔约方进一步承诺的具体减排指标尚未确定，目前尚未有国家明确承诺收购中国产生的 CERs。因此，公司 2012 年后注册成功的 CDM 项目存在无法交易的风险。

根据《京都议定书》规定，2008 年至 2012 年间，欧盟的温室气体排放量要比 1990 年的排放量削减 8%。根据 2007 年 5 月 2 日欧盟议会决议，欧盟承

诺到 2020 年，温室气体排放量比 1990 年降低不少于 20%。根据欧盟气候委员会通过草案规定，2012 年以后，欧盟不再接受来自化工项目的氢氟碳化物和氧化亚氮项目的 CERs。根据 http://www.cdmpipeline.org 网站统计，截至 2013 年 12 月 31 日，氢氟碳化物和氧化亚氮项目的 CERs 占总量比例 55.22%，这部分 CERs 的剔除，使未来 CERs 的供应量大大减少，为风电等可再生能源 CDM 项目留出很大的市场空间，但由于受到日本等国家退出京都议定书第二承诺期及欧盟等国家排放配额供大于求等影响，未来一段时期内碳市场仍会供大于求。

（四）主要产品的产能及销售情况

1、主要产品的生产能力及产销量情况

报告期内，本公司主要产品为所发电力，其生产能力及产销量数据统计如下：

	2013 年	2012 年	2011 年
期末并网容量（MW）	1,290.5	1,046.0	996.5
总发电量（亿千瓦时）	25.87	21.21	19.14
上网电量（亿千瓦时）	25.29	20.71	18.57
主营业务收入（万元）	106,258	90,276	79,886

2、本公司执行电价情况

本公司风电项目的电价获得主要有两种形式：特许权招标电价和发改委批复电价。甘肃昌马特许权项目、昌马第三风场项目、张北单晶河特许权项目和绿脑包一期项目执行的电价是由特许权投标获得，公司其他项目电价均由发改委批复获得。公司各项目执行电价情况如下表：

项目名称	上网电价（元/kWh）
张北满井一期项目	0.60
张北满井二期项目	0.60
张北满井三期项目	0.54
张北满井四期项目	0.54
单晶河特许权项目	0.5006
单晶河二期项目	0.54
绿脑包一期项目	0.5006
甘肃昌马特许权项目	0.5206

甘肃昌马第三风电场项目	0.5206
昌马大坝南项目	0.55
昌马大坝北项目	0.55
新疆托里 100MW 一期项目	0.47
新疆托里 100MW 二期项目	0.51
新疆托里 100MW 三期项目	0.51
新疆托里 200MW 一期项目	0.51
新疆托里 200MW 二期项目	0.51
内蒙古兴和风电场一期项目	0.51

3、前五名客户情况

报告期内，本公司向前五名客户销售额及占营业收入的比例情况如下表：

年份	序号	销售客户名称	销售金额（万元）	占营业收入总额的比重
2013 年	1	国网冀北电力有限公司	50,985	47.08%
	2	国网甘肃省电力公司	37,806	34.91%
	3	国网新疆电力公司	15,312	14.14%
	4	内蒙古电力（集团）有限责任公司	2,155	1.99%
	5	EnBW Trading GmbH	1,111	1.02%
	合计		**107,369**	**99.14%**
2012 年	1	冀北电力有限公司	34,840	34.58%
	2	华北电网有限公司	13,349	13.25%
	3	甘肃省电力公司	31,890	31.65%
	4	新疆电力公司	10,197	10.12%
	5	EnBW Trading GmbH	2,470	2.45%
	合计		**92,746**	**92.06%**
2011 年	1	华北电网有限公司	45,314	49.12%
	2	甘肃省电力公司	25,067	27.17%
	3	新疆电力公司	9,504	10.30%
	4	Vitol SA	4,682	5.07%
	5	Asian Development Bank	3,366	3.65%
	合计		**87,933**	**95.31%**

注：冀北电力有限公司根据《华北电网有限公司冀北电力公司组建方案》（华北电网人资【2012】2 号）于 2012 年 2 月成立，隶属于国家电网，负责冀北电网规划、建设、运行、检修、营销服务的一体化管理，现已更名为国网冀北电力有限公司

报告期内，公司客户较为集中。本公司的最大客户为国家电网公司下属冀北

电力（含华北电网），报告期内公司对其销售收入占营业收入总额的 50%左右，原因是公司并网运行的风电装机容量有近 50%位于冀北电力所辖区域。随着公司装机容量的增长和业务区域的开拓，按照公司在建项目与筹建项目的区域分布，公司对冀北电力的销售收入占比将逐期下降，公司客户将逐步分散。

公司董事、监事、高级管理人员或持有公司 5%以上股份的股东无在上述客户中持有股权的情况。

（五）主要原材料及能源的供应情况

1、公司目前主要原材料供应情况

公司从事风力发电业务的原材料是自然风能，该等原材料无需任何成本即可获得。因此，公司并无原材料供应商。

2、主要能源及其构成情况

公司生产所需主要能源为电力，报告期内电力消耗量及单位价格情况如下表所示：

能源品种	2013 年		2012 年		2011 年	
	耗电总量	单价	耗电总量	单价	耗电总量	单价
	（万千瓦时）	（元/kWh）	（万千瓦时）	（元/kWh）	（万千瓦时）	（元/kWh）
电	822.88	0.47	802.24	0.47	560.02	0.58(1)

注 1：单价=耗电费总额/耗电总量，2011 年单价比 2010 年下降的原因为：张北风电与华北电网签订的购电合同规定如果用电功率偏离规定功率则予以罚款（即功率因数调整罚款），2010 年耗电费总额中包含功率因数罚款，导致单位耗电价格达 0.91 元/kWh，但从 2011 年 6 月起，华北电网不再考核功率因数指标，即不再因为用电功率偏离而罚款，导致 2011 年耗电费总额及单位耗电价格下降。张北风电 2010 年耗电总量占公司耗电总量的 37%，单价 1.38 元/kWh，2011 年占 36%，单价降至 0.61 元/kWh

3、主要原材料和能源占成本的比重

公司生产经营所需的主要能源为风机机组工作所消耗电力，在报告期内，电力成本占主营业务成本比例微小。

4、报告期前五名供应商情况

风机是本公司风电项目的主要设备，购买风机的成本一般占公司风电场建造成本的 50%至 60%左右。作为公司业务发展策略，公司采购的大部分风机是向国产品牌供应商购买，例如东方电气、运达风电、金风科技等。本公司报告期内

向前五名供应商采购额占当期采购总额的比例情况如下：

年份	序号	供应商名称	采购金额（万元）	占当期采购总额比重
2013 年	1	哈密金风风电设备有限公司	50,839	22.49%
	2	浙江运达风电股份有限公司	40,756	18.03%
	3	东方电气集团东方汽轮机有限公司	17,628	7.80%
	4	广东明阳风电产业集团有限公司	16,795	7.43%
	5	新疆金风科技股份有限公司	12,411	5.49%
		合计	**138,430**	**61.24%**
2012 年	1	新疆金风科技股份有限公司	7,182	12.32%
	2	青岛天能重工股份有限公司	4,311	7.39%
	3	河北宏润重工股份有限公司	3,699	6.34%
	4	山东泰开箱变有限公司	2,061	3.53%
	5	荣信电力电子股份有限公司	1,970	3.38%
		合计	**19,223**	**32.96%**
2011 年	1	华锐风电科技（集团）股份有限公司	42,765	42.67%
	2	浙江运达风电股份有限公司	19,183	19.14%
	3	北车兰州机车有限公司	5,888	5.87%
	4	河北宏润重工集团有限公司	2,944	2.94%
	5	河北强盛风电设备有限公司	2,741	2.74%
		合计	**73,521**	**73.36%**

在报告期内，公司没有采购比例超过当年采购总额 50%的单个供应商。

截至 2013 年 12 月 31 日，公司控股股东中国节能的全资子公司中节能科技投资有限公司及控股子公司中节能实业发展有限公司分别持有运达风电 13.607%及 3.402%的股权，运达风电为公司关联方，该等交易涉及关联交易，详见本招股说明书“第七节同业竞争与关联交易”之“三、报告期内关联交易情况”；公司股东国开金融参股的中国-比利时直接股权投资基金（持股比例 15%）持有金风科技 381.65 万股股份，持股比例约为 0.14%；公司股东社保基金持有金风科技 A 股 21,775,091 股，持有金风科技 H 股 45,458,800 股，合计持股比例为 2.50%。

除此之外，公司董事、监事、高级管理人员或其他持有公司 5%以上股份的股东无持有上述供应商股权的情况。

（六）安全生产及环保情况

1、安全生产情况

本公司始终对安全生产工作高度重视，严格遵守国家安全生产法律法规相关要求，加大安全投入，及时消除安全隐患，将安全生产事故发生的可能性降到最低。本公司以“安全第一、预防为主、综合治理”作为安全生产的工作方针，坚持“统一领导，落实责任，分级管理，全员参与，持续改进”的总体原则，不断加强和改进安全生产管理工作。

（1）公司在安全生产方面采取的主要制度如下：

1）《中节能风力发电股份有限公司安全生产基本工作规定》；

2）《风电场生产事故处理程序》。

（2）公司采取的安全生产管理措施主要如下：

1）安全生产责任制

根据国家安全生产法律法规以及“安全生产、人人有责”的原则，建立公司各级领导、管理人员、现场操作人员在生产过程中对安全层层负责的制度。

2）安全生产培训教育

入职安全教育：实行全员安全培训制，所有入职员工必须学习并掌握《风力发电场安全规程》及《风力发电机组安全手册》等规章中的各项内容，经考试合格后上岗。

定期安全培训：定期组织国内、国际知名培训机构对现场员工进行安全专项培训，增强现场员工的安全思想意识。

作业人员在上岗前要进行与本岗位相适应的、专门的安全技术理论和实际操作训练，公司为作业人员配备必要的安全救生防护设备、办理人身意外伤害保险，并保证作业人员具备必要的安全知识，熟悉的有关安全制度，掌握本岗位的安全操作技能。

3）安全生产检查

公司、部门、现场均严格执行综合检查及专业检查制度，有效发现各类事故隐患和不安全因素，避免在工作中发生事故，消除隐患，做到防患于未然。

综合检查包括：日常检查、定期检查、节假日检查、临时性检查、反违章检查；专业检查包括：电气专业、机械设备专业、机动车辆、船舶专业、作业环境

专业、综合管理专业、消防管理专业。

4）安全作业标准

检修维护人员需严格按照风电场安全作业标准进行风机、变电站设备及基电线路的维修维护工作，作业操作前要进行一系列安全检查，确保作业人员和设备安全。

2、环保情况

1）公司在报告期内的环保投资措施

公司的主营业务为风力发电的项目开发、建设及运营。风力发电的工作原理和流程是将空气动能通过叶轮转化为机械能，再通过发电机将机械能转化为电能，发电机组输出的电能通过升压变电站升压后输送到电网中。在风力发电的过程中不会产生气体、液体、固体或其他污染物，因此无需相应环保设施。公司对于环境的影响主要是风电场项目施工扬尘、生活污水、施工噪音、工作人员生活垃圾、电磁辐射、生态环境恢复等，针对以上情况公司均采取了积极应对措施，对环境影响较小。公司对主要污染源的处理措施如下：

1）施工扬尘污染防治措施

污染主要为施工期的施工扬尘和车辆排放的尾气，防治措施主要采取定期喷洒作业面，大风天加大喷洒频次；对砂石料堆放场采取拦挡、苫盖措施；合理制定运输调配方案和汽车运输路线，尽量避开居民集中区。

2）生活污水污染防治措施

生活污水及机械废水分类收集处理，生活污水排入厂区的临时化粪池，与施工同步边处理边用于场区绿化。施工机械冲洗产生的含油废水由移动式油处理设施处理后用于施工场地抑尘、绿化。

3）施工噪声防治措施

在施工期，从噪声源控制上最大限度减小施工噪声，并合理布置噪声较大声源的位置，避免或减少对噪声敏感区域的影响；通过加强对施工单位的管理，做到文明施工。本工程建设区域较为空旷，周围无噪声敏感设施，施工期不会产生噪声扰民问题。

在运行期，风力发电机选用隔音防震型，变速齿轮箱为减噪型，叶片用减速叶片等；升压站变压器采用低噪声、低损耗型设备；在站区内的空闲场地进行绿

化，利用绿地进行降噪。

4）工作人员生活垃圾污染防治措施

施工期的固体废物主要为升压站站区场平及土建工程基础回填余土；风机基础、箱变基础回填余土。回填余土就地平整低洼处，并进行植被恢复；建筑垃圾应运至当地指定地点堆放。施工人员产生的生活垃圾交由环卫部门统一处理。

运行期的固体废物只有运行人员产生的生活垃圾，通过对生活垃圾采取集中存放，委托当地环卫部门定期统一处理的方式。生活污水采用无害化处理，可消除生活垃圾对环境的影响。

5）电磁辐射污染防治措施

升压站通过采取使用设计合理的绝缘子和能改善绝缘子表面或沿绝缘子串电压分布的保护装置；合理选择高压电气设备、导线和金具；高压设备合理布置，通过距离衰减，减小站区围墙外的电磁场强度及无线电干扰；站内设备良好接地，提高屏敝效果；在站内的空闲地和围墙外进行绿化，可使升压站对环境的电磁辐射污染控制在较低的水平，升压站运行时，其对环境的电磁辐射影响低于有关的防护限值。

6）生态环境保护措施

在各风电场项目设计当中，道路尽可能在现有道路的基础上布置规划，尽量减少对土地、草原的破坏、占用；风场内的检修专用道路两侧进行绿化，以减少沙化面积；电力电缆、光缆尽量采用架空方式，不再另占用土地以便能有效的控制占地面积，更好的保护草场；在施工过程中严格按规划设计的区域、面积使用土地，不随便践踏、占用；项目建设投产后，对工程破坏的草地实施生态修复补偿，临时占地破坏的草地全部进行植被恢复。通过采取以上措施，可以合理利用土地，尽量减少对生态环境的影响。

报告期内，公司的环保设施或举措实际运行情况良好。根据公司风电场项目所属地区的环保主管部门分别出具的证明，本公司及子公司无违反有关环境保护的法律法规的行为，未发生重大环保事故，没有受过有关环保方面的处罚。

（2）公司在报告期内环保相关费用成本支出情况

公司在生产经营中的环保投资主要是风电场开发项目施工期环境保护投资和项目运营期的环境保护投资。公司环保相关支出主要为风电场绿化工程费用、环保咨询设计费用、森林植被恢复费用、水土保持费用等，其中施工扬尘、生活

污水、施工噪音、工作人员生活垃圾、电磁辐射等相关支出金额较小，生态环境恢复相关支出金额较大。报告期内，公司的环保支出情况如下：

单位：万元

	2013 年	2012 年	2011 年
环保支出	453.30	389.58	531.30

（七）生产经营资质

本公司生产经营过程中，如项目正式建成，投入商业运营，须取得电力业务许可证；如需要采用水资源，须取得取水许可证。

1、电力业务许可证

序号	公司名称	证书编号	颁发部门	发证日期	有效期
1	张北风电	1810307-00282	国家电力监管委员会	2009.9.1	2007.4.23-2027.4.22
2	张北运维	1810310-00194	国家电力监管委员会	2010.7.6	2010.7.6-2030.7.5
3	港建张北	1810310-00191	国家电力监管委员会	2010.6.7	2010.6.7-2030.6.6
4	港能张北	1810310-00198	国家电力监管委员会	2010.12.3	2010.12.3-2030.12.2
5	新疆风电	1831407-00313	国家电力监管委员会	2007.5.17	2007.5.17-2027.5.16
6	港建甘肃	1031110-00007	国家电力监管委员会	2010.3.30	2010.3.30-2030.3.29
7	甘肃风电	1031111-00007	国家电力监管委员会	2011.1.17	2011.1.17-2031.1.16
8	内蒙风电	1810513-00121	国家电力监管委员会	2013.11.7	2013.11.7-2033.5.2
9	张北风能	1810313-00285	国家电力监管委员会	2013.11.7	2013.11.7-2033.6.5

2、取水许可证

序号	公司名称	证书编号	颁发部门	发证日期	有效期
1	港建张北	取水（张北）字[2012]第 03160028 号	张北县水务局	2012.6.4	2012.6.4-2017.6.4
2	港能张北	取水（张北）字[2013]第 03160018 号	张北县水务局	2013.12.19	2013.12.19-2018.12.19
3	港建甘肃	取水（玉门）字[2010]第 121235 号	玉门市人民政府水政水资源办公室	2010.11.12	2010.11.12-2015.11.12
4	新疆风电	取水（登记）字[2011]	乌鲁木齐县水电	2011.5.25	2011.5.25-20

		第 095 号	林业局		15.5.25
5	张北风电	取水（张北）字[2011]第 0316001 号	张北县水务局	2011.6.23	2011.6.23-2016.6.23
6	港建甘肃	取水（玉门）字[2010]第 121236 号	玉门市人民政府水政水资源办公室	2010.11.12	2010.11.12-2015.11.12
7	甘肃风电	取水（玉门）字[2012]第 121294 号	玉门市人民政府水政水资源办公室	2012.10.10	2012.10.10-2017.10.10
8	港建甘肃	取水（玉水政）字[2013]第 B09811319 号	玉门市人民政府水政水资源办公室	2013.12.1	2013.12.1-2018.12.1
9	内蒙风电	取水（准）字[兴水]第 002 号	兴和县水政监察大队	2011.4.25	2011.4.25-2016.4.25

本公司目前主要从事的业务为风力发电的项目开发、建设及运营，根据《电力业务许可证管理规定》及《取水许可管理办法》的相关规定，本公司取得了生产经营所需的全部资质，相关资质到期后不存在不能展期的风险。

（八）“弃风限电”现象产生的原因及对本公司的影响

1、发行人各项目公司与相关电网签订的主要协议

根据《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国合同法》、《电网调度管理条例》以及国家其他有关法律法规，电网公司与风电场项目公司一般需签署《购售电合同》和《并网调度协议》。

（1）《购售电合同》

《购售电合同》是购售电双方就计量设备、方法、结算与支付方式等权利义务所达成的一致约定。主要包括以下条款：

1）电网公司收购风电机组的上网电量；

2）执行政府价格主管部门批准的上网电价；

3）确定电能计量设备，包括上网电量计量点及主副电能表；

4）上网电量按月结算。

根据《购售电合同》的约定，本公司各项目公司在购售电业务中的实质性义务为向当地电网公司供应上网电力。上网电力供应完成后，双方执行的抄表、核对、结算单填制、发票开具等其他事项仅为程序性工作。

（2）《并网调度协议》

《并网调度协议》主要内容是当地电网公司依法对风电场进行统一调度，在保证安全和电网输送能力允许的前提下，尽量安排风电场上网发电，全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量；风电场项目公司按照调度指令组织风电场实时生产运行，参与电力系统的调峰、调频、调压和备用。根据《并网调度协议》，协议双方的主要义务分别如下：

1）电网企业的义务包括：

①遵守国家法律法规、国家标准和电力行业标准，以电力系统安全、优质、经济运行为目标，根据电厂的技术特性及其所在电力系统的规程、规范，本着公开、公平、公正的原则，对电厂进行统一调度。

②负责所属电网相关设备设施的运行管理、检修维护和技术改造，满足电厂正常运行的需要。

③支持配合发电企业对相应设备进行技术改造或参数调整。对发电企业与电网有关的调度、运行管理进行指导和协调，对发电企业运行中涉及电网运行安全的电气设备、继电保护及安全自动装置、电能计量系统、电力调度通信、调度自动化等相关专业业务进行指导和协调，并提供必要的技术支持。

④按照相关规定，及时向发电企业通报与其相关的电网重大设备缺陷信息，与电厂相关的输电通道能力，定期披露与发电企业有关的电力调度信息。

⑤采取措施，防止影响电力系统安全运行的事故发生，配合发电企业进行事故调查。

2）发电企业的义务包括:

①遵守国家法律法规、国家标准、电力行业标准及所在电力系统的规程规范，以维护电力系统安全、优质、经济运行为目标，服从电力调度机构的统一调度，合理组织电厂生产。

②按照电力调度机构调度指令组织电厂实时生产运行。

③按照电力调度机构要求提供电厂设备检修计划。

④根据需要及时对设备进行技术改造或参数调整，并报电网企业备案。

⑤按照相关规定及时、准确、客观、完整地向电网企业提供设备运行情况及生产信息。

⑥采取措施，防止影响电力系统安全运行的事故发生，配合电网企业进行事故调查。

2、“弃风限电”的原因及影响

电力生产的特点是发电、输电、用电同时完成，因此不存在电力已经生产，但无法上网的情况。当用电需求量和发电供应量不一致时，必须根据用电需求调整发电供应。电力生产的特点决定了包括火电、水电和风电在内全部发电企业均必须在电网统一调度下运行。按调度指令调整发电量是各发电企业并网运行的前提条件。当用电需求小于发电供应能力时，发电企业服从调度要求，使得发电量低于发电设备额定能力的情况称为“限电”。由于风能资源不能储存，因此“限电”使得风力发电企业的部分风能资源没有得到充分利用，该情况称为“弃风”。“限电”和“弃风”是针对同一问题从不同角度做出的描述，习惯上统称为“弃风限电”。

（1）“弃风限电”产生的原因

我国风力发电的限电现象是一个渐进的过程。2008 年之前，风电装机容量占全国总装机容量比例不足 1%。由于风电发电量较小，对当地电网的消纳没有压力，因此风力发电基本没有出现限电现象。但随着全国风电装机容量和发电量的不断增长，逐步出现了“弃风限电”情况。

造成“弃风限电”的主要原因：一是内蒙、甘肃、吉林等风电开发集中地区近年来风电发展速度较快，但电网建设速度跟不上风电发展的步伐，同时向省外输出电力的电网建设不足，无法实现风电的远距离调配与输送。二是我国的能源结构以煤电为主，而煤电发电能力的调整范围较小，当用电需求大幅降低，煤电的调整范围不足以满足要求时，风电则需要降低发电能力参与调峰。

根据中国可再生能源学会风能专业委员会（以下简称“风能专委会”）《2011 年风电限电情况初步统计》，2011 年我国因限电损失风电电量约 100 亿千瓦时。风能专委会调查的十大主要省区，平均限电损失电量比例达到了 16.92%，其中甘肃省“弃风限电”比例最高，达到 25.25％，内蒙古和吉林分别为 23.10%和 21.02%。

根据 2012 年度《中国风电建设统计评价报告》，2012 年全国由于限电因素产生的“弃风”损失电量 208 亿千瓦时，约占全国 2012 年风电上网电量的 20%，全国 2012 年“弃风”率约为 17.12%，其中蒙东地区 34.30%，蒙西地区 26.03%，吉林省 32.23%，甘肃省 24.34%。

根据 2013 年度《中国风电建设统计评价报告》，2013 年全国因“弃风”限电造成的损失电量为 162.31 亿千瓦时，同比下降 46 亿千瓦时，“弃风”率 10.74%，同比下降 6 个百分点。其中蒙东地区 19.54%，蒙西地区 12.17%，吉林省 21.79%，甘肃省 20.65%。

（2）“弃风限电”对本公司的影响

报告期内，本公司受到“弃风限电”影响所间接损失的发电量情况如下：

单位：万千瓦时

地区	2013 年		2012 年		2011 年	
	损失电量	占比	损失电量	占比	损失电量	占比
河北	18,318.98	14.23%	14,744.97	11.86%	5,225.16	4.83%
甘肃	14,188.26	15.17%	20,142.93	21.94%	23,786.35	26.57%
新疆	3,305.10	9.35%	1,359.22	6.57%	2,174.03	8.72%
合计	**35,812.34**	**13.90%**	**36,247.12**	**15.99%**	**31,185.54**	**14.01%**

2011 年、2012 年和 2013 年，公司因“弃风限电”所损失的潜在发电量分别为 31,185.54 万千瓦时、36,247.12 万千瓦时和 35,812.34 万千瓦时，分别占当期全部可发电量（即实际发电量与“弃风限电”损失电量之和）的 14.01%、15.99%和 13.90%。报告期内，“弃风限电”所造成的风资源损失总量和比例在 2013 年之前均呈现逐渐上升趋势，2013 年“弃风限电”风资源损失总量和比例略有下降。

（九）风资源稳定性、设备利用率情况以及对发行人经营的影响

1、风资源稳定性情况

风是一种自然现象，波动性是其明显的物理特性，通常以年度平均风速来反映当年的风资源情况。而年度平均风速的变化即反映了风资源的变动情况。

不同的地区、不同的气候环境下，其物理特性有一定的差异。在同一地区风也存在日变化、年变化和年际变化。特别是风的年际变化会造成不同年份风电场发电量变化，然而这种年际变化并非无限制的，而是有一定的变化范围。

对风资源稳定性的分析有两种可行的方式。第一是预测式分析。根据气象学理论，风电场处的气候特性与所在地气象站的气候特性具有相似性，因此可以根据气象站数据的年际变动情况，反映风场风资源在运行期可能的波动。经统计发行人分别在河北张北、甘肃玉门、新疆达坂城和内蒙古兴和风电场投运前十年的气象数据可以得知，风资源的波动范围不超过±10%，多数在±5%范围内。第二

是实际分析。通过统计各风电场风机顶部测风仪年平均风速的变化，可以了解风场风资源实际的变动情况。

（1）预测式分析

以下是发行人分布在河北张北、新疆达坂城、甘肃玉门、内蒙古兴和四个区域项目建设投产前 10 年各气象站数据情况。

张北县气象站 1997-2006 年年平均风速（单位：米/秒）

年	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	平均
风速	3.3	3.3	3.2	3.2	3.3	3.0	2.9	3.16	3.34	3.41	3.21

从表中可以看出 2003 年风速较十年平均风速小 9.66%；2006 年风速较十年平均风速大 6.23%。其风速年际变化为-9.66-6.23%，不超过±10%，而且只有 2003 年和 2006 年变化幅度超过了±5%，其它年份变化幅度都在±5%以内。

新疆达坂城气象站 1994-2003 年年平均风速（单位：米/秒）

年	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	平均
风速	5.5	5.6	5.7	5.6	6.1	6.0	5.8	5.6	5.5	5.9	5.73

从表中可以看出 1994 年风速较十年平均风速小 4.01%；1998 年风速较十年平均风速大 6.46%。其风速年际变化为-4.01-6.46%，不超过±10%，而且只有 1998 年变化幅度超过了 5%，其它年份风速变化幅度都在±5%以内。

甘肃玉门气象站 1998-2007 年年平均风速（单位：米/秒）

年	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	平均
风速	3.1	3.0	2.9	2.9	2.9	2.9	3.1	2.9	3.0	3.0	2.97

从表中可以看出 2000 年风速较十年平均风速小 2.36%；1998 年风速较十年平均风速大 4.38%。其风速的年际变化为-2.36-4.38%，变化幅度不超过±5%。

内蒙古商都（兴和）气象站 2000-2009 年年平均风速（单位：米/秒）

年	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	平均
风速	2.7	2.8	2.8	2.6	2.6	2.7	2.6	2.5	2.5	2.5	2.63

从表中可以看出，2007 年风速较十年平均风速小 4.94%；2001 年风速较十年平均风速大 6.46%。其风速年际变化为-4.94-6.46%，变化幅度不超过±10%，而且只有 2001 年和 2002 年风速变化幅度超过了 5%。

从发行人主要风场所在区域风速年际变化来看，都不超过±10%，大部分年份在±5%左右波动，其中甘肃玉门风速年际变化最小。

由于公司的风电场分布范围不同，风的成因也不同，出现相同波动的年份较少，因此从全公司风场风资源波动情况来看，波动会更小。

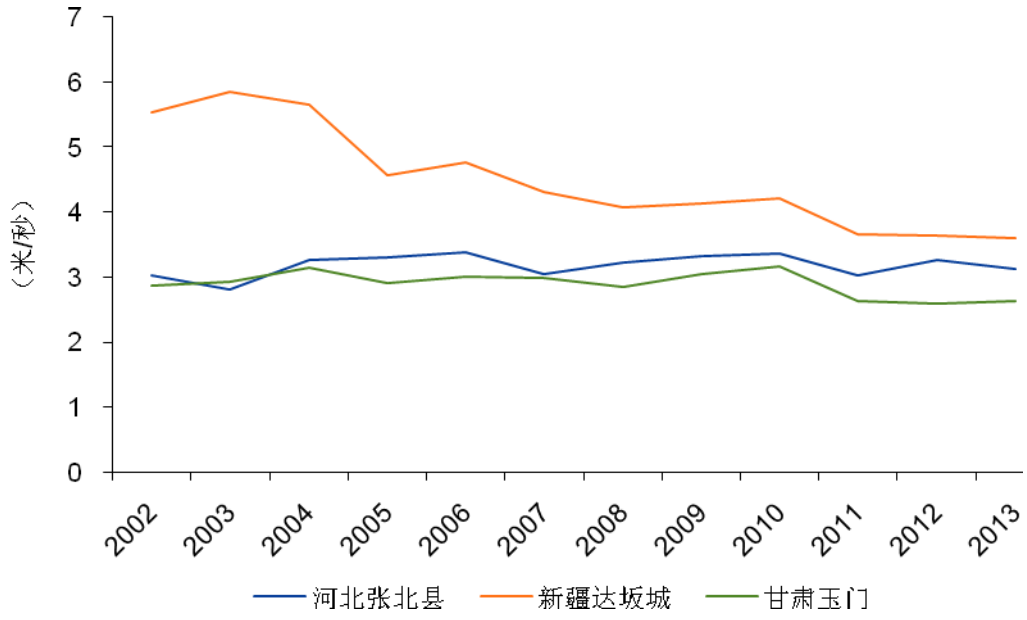
2）实际分析

发行人项目风机测风仪年度平均风速（单位：米/秒）

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
张北满井	6.57	7.03	7.11	7.10	6.36	6.95	6.95
新疆达坂城	6.81	6.78	6.49	7.39	6.81	6.64	6.34
张北单晶河	-	-	-	6.38	6.05	6.48	6.57
张北绿脑包	-	-	-	-	6.79	7.73	7.83
甘肃昌马	-	-	-	8.28	7.05	6.67	6.94

通过上表，我们以运行时间较长的张北满井和新疆达坂城项目上风机测风数据可以看出，2007-2013 年张北满井风资源的波动范围为-7.39 -3.54 %，新疆达坂城风资源的波动范围为-6.09 -9.46%。

从气象学的角度看，2011 年是小风年。风资源的波动性造成每年的平均风速有所不同，但在一段时期内，远低于多年平均风速的年份就称作小风年，这是一种自然现象。为此，我们统计了张北、达坂城、玉门气象站近十年的年平均风速变化情况（见下图）。总体上看，各地的年平均风速呈现较为明显的周期性变化，2011 年正处在小风年时段。2012 年，华北区域平均风速呈上升趋势，2013 年风速变化趋于平缓。2002-2013 年年平均风速见下图：



2、设备利用率情况

风电场的主要设备由发电设备、输电设备和变电设备组成。由于变电、输电设施相对已经非常成熟，因此风电场的设备利用率主要是由风机稳定性决定。风机的稳定性由风机可利用率来表示，其含义就是风机正常工作时间与全年时间（8,760 小时）的比值。

发行人报告期风机可利用率情况

公司	项目	2011 年	2012 年	2013 年
张北风电	满井一期	95.02%	91.57%	95.07%
	满井二期	89.01%	87.88%	94.79%
	平均	91.87%	89.64%	94.92%
张北运维	满井三期	98.37%	97.55%	98.37%
	满井四期	98.69%	96.08%	98.73%
	平均	98.53%	96.82%	98.55%
新疆风电	托里 100MW 一期	95.97%	95.79%	98.06%
	托里 100MW 二期	94.57%	95.53%	95.03%
	托里 100MW 三期	96.21%	96.12%	96.84%
	托里 200MW 一期	-	-	98.77%
	平均	95.65%	95.85%	97.36%
张北港建	单晶河一期	98.47%	98.17%	98.56%
	单晶河二期	94.15%	98.96%	99.02%
	单晶河三期	92.01%	94.50%	95.12%
	平均	94.17%	97.03%	97.38%
张北港能	绿脑包一期	93.69%	91.52%	96.27%
甘肃风电	昌马第三风电场	97.19%	98.16%	99.06%
港建甘肃	昌马特许权	96.40%	97.00%	97.98%
中节能风电平均		95.37%	95.85%	97.60%

注：上表数据已剔除运行未满一年风机的数据

从上表可以看出，设备运行状态基本平稳，公司年平均可利用率可稳定在95%以上。2011 年数值偏低，主要原因是新投运项目有较多机组处于磨合期。2012 年已经呈现稳定回升趋势，2013 年公司各项目风机可利用率保持上升。

3、风资源稳定性、设备利用率对发行人经营的影响

（1）风资源稳定性对发行人经营的影响

风资源的波动情况对发行人的经营有直接影响。通常情况下，平均风速越高，发电量越大，收入越高。但风力发电机组对风速大小也有设计上的要求：风力发电机组一般设计的发电风速范围为 3.5-25m/s，即风速在低于 3.5m/s 时不发电，当风速高于 25m/s 时为保护风机安全会自动切出也不发电。

（2）设备利用率对发行人经营的影响。

设备利用率对发行人的经营也有直接影响。在同等条件下，设备利用率越高，发电量越大，收入越高。报告期内，公司设备利用率一直保持在较高水平，未对发行人盈利情况产生重大影响。

五、公司主要固定资产及无形资产

（一）主要固定资产

1、主要固定资产情况

截至 2013 年 12 月 31 日，公司主要固定资产情况如下：

单位：万元

项目	使用寿命	账面原值	累计折旧	账面价值	成新率
房屋及建筑物	20-30 年	23,309.79	2,639.55	20,670.24	88.68%
发电及相关设备	5-20 年	965,595.78	156,158.64	809,437.14	83.83%
其中： 风机机组	20 年	878,570.19	142,947.51	735,622.68	83.73%
输变电设备	20 年	83,709.65	12,839.58	70,870.07	84.66%
其他相关设备	5-20 年	3,315.94	371.55	2,944.39	88.80%
交通运输设备	10 年	2,426.70	701.44	1,725.26	71.09%
电子设备及其他设备	5 年	1,927.58	1,061.40	866.18	44.94%
合计		**993,259.85**	**160,561.04**	**832,698.81**	

2、发电及相关设备

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司拥有的发电及相关设备分类统计如下表所示：

单位：万元

序号	所属公司	设备分类	原值	累计折旧	净值	成新率
1	张北风电	风机机组	73,443.25	21,003.56	52,439.69	71.40%
		输变电设备	7,666.09	2,434.29	5,231.80	68.25%
		发电及相关设备合计	81,109.34	23,437.85	57,671.49	71.10%
2	张北运维	风机机组	64,956.90	15,076.86	49,880.04	76.79%
		输变电设备	9,407.98	2,028.74	7,379.24	78.44%
		发电及相关设备合计	74,364.88	17,105.60	57,259.28	77.00%
3	港建张北	风机机组	146,422.20	27,840.04	118,582.16	80.99%
		输变电设备	15,273.48	2,971.50	12,301.98	80.54%
		其他相关设备	174.31	42.21	132.1	75.78%
		发电及相关设备合计	161,869.99	30,853.75	131,016.24	80.94%
4	港能张北	风机机组	75,723.08	11,477.66	64,245.42	84.84%
		输变电设备	6,064.47	904.3	5,160.17	85.09%
		其他相关设备	66.03	31.51	34.52	52.28%
		发电及相关设备合计	81,853.59	12,413.47	69,440.12	84.83%
5	港建甘肃	风机机组	145,843.60	24,637.39	121,206.21	83.11%
		输变电设备	10,069.51	1,631.93	8,437.58	83.79%
		其他相关设备	369.72	53.31	316.41	85.58%
		发电及相关设备合计	156,282.83	26,322.63	129,960.20	83.16%
6	甘肃风电	风机机组	183,773.11	17,010.14	166,762.97	90.74%
		输变电设备	14,019.67	1,277.71	12,741.96	90.89%
		发电及相关设备合计	197,792.78	18,287.85	179,504.93	90.75%
7	新疆风电	风机机组	136,764.36	25,550.09	111,214.27	81.32%
		输变电设备	5,872.83	1,484.59	4,388.24	74.72%
		其他相关设备	379.01	234.48	144.53	38.13%
		发电及相关设备合计	143,016.20	27,269.16	115,747.04	80.93%

8	内蒙风电	风机机组	27,498.51	217.68	27,280.83	99.21%
		输变电设备	10,898.12	71.45	10,826.67	99.34%
		其他相关设备	718.66	5.69	712.97	99.21%
		发电及相关设备合计	39,115.29	294.82	38,820.47	99.25%
9	张北风能	风机机组	24,555.17	194.08	24,361.09	99.21%
		输变电设备	4,437.49	35.07	4,402.42	99.21%
		其他相关设备	550.39	4.35	546.04	99.21%
		发电及相关设备合计	29,543.05	233.5	29,309.55	99.21%
10	本部	其他相关设备	1,057.82		1,057.82	100.00%
风机机组合计			878,570.19	142,947.51	735,622.68	83.73%
输变电设备合计			83,709.64	12,839.58	70,870.06	84.66%
其他相关设备合计			3,315.94	371.55	2,944.39	88.80%
发电及相关设备合计[(1)]			965,595.77	156,158.64	809,437.14	83.83%

注 1：合计数为公司经审计确认的合并报表固定资产原值，包含公司内部交易抵消

3、房屋建筑物

（1）自有房屋

截至 2013 年 12 月 31 日，公司及全资、控股子公司的自有房屋总建筑面积为 20,201.17 平方米，均已办理《房屋所有权证》，具体情况如下表所示：

序号	证书号码	位置	面积（平方米）	所属公司	他项权利
1	张房权证张私字第19200014号	张北县海流图乡乌土沟行政村	3,445.46	张北风电	无
2	张房权证张私字第19200017号	张北县海流图乡山岳岱山口	938.55	张北风电	无
3	张房权证张私字第19200016号	张北县海流图乡	362.33	张北运维	无
4	张房权证张私字第20200017号	张北县单晶河乡小水泉村西	5,124.70	港建张北	无
5	张房权证张私字第20200016号	张北县大河乡西公沟村	3,623.03	港能张北	无
6	玉房权证玉镇老字第0371号	玉门市新市区玉昌路西侧 3.2公里处	5,072.00	港建甘肃	无
7	乌政房字（2010）第0126621号	托里乡	1,635.10	新疆风电	无

注：内蒙古乌兰察布市兴和风电场49.4MW项目房屋所有权证（房权证字第0012400号，建筑面积3,592.42平方米）于2014年2月办理完毕

（2）公司对外租赁使用的房屋

截至2013年12月31日，公司及全资、控股子公司共对外租赁使用18处、建筑面积共计5,767.96平方米的房屋，其中本公司与中国节能就租用节能大厦部分楼层签订了租赁协议，主要用于公司的办公场所，具体情况见本招股说明书“第七节 同业竞争与关联交易”之“三、关联交易情况”。

（二）主要无形资产

1、商标

（1）自有商标

截至2013年12月31日，公司拥有在香港注册的商标6项，商标编号分别为301736839、301677619、301736848、301677628、301677637、301736820。

（2）公司被许可使用的商标

2011年7月，公司与中国节能签订了《商标使用许可合同》，中国节能以普通许可的方式，授权本公司及全资、控股子公司依照注册商标注册类别在所生产的商品和提供的服务中在商标的使用有效期内无偿使用中国节能所拥有的以下10项注册商标：

序号	注册商标	类别	注册证号码	许可使用期限	商标产品
1		7	6828543	2011 年 1 月 1 日至 2019 年 12 月 31 日	风力动力设备，风力机和其配件，风力发电设备，水力动力设备等
2		35	6828539	2011 年 1 月 1 日至 2019 年 12 月 31 日	广告，工商管理辅助，数据通讯网络上的在线广告等
3		36	6828527	2011 年 1 月 1 日至 2019 年 12 月 31 日	公共基金，资本投资，基金投资，金融咨询，有价证券的发行等
4		37	6828538	2011 年 1 月 1 日至 2019 年 12 月 31 日	建筑施工监督，建筑结构监督，建筑信息，维修信息等
5		38	6828526	2011 年 1 月 1 日至 2019 年 12 月 31 日	电视播放，信息传输设备出租，光纤通讯，调制解调器出租等
6		42	6828536	2011 年 1 月 1 日至 2019 年 12 月 31 日	技术研究，科研项目研究，工程，工程绘图，研究与开发（替他人）等
7	中节能	35	6294588	2011 年 1 月 1 日至 2019 年 12 月 31 日	广告，工商管理辅助，数据通讯网络上的在线广告等
8	中节能	36	6294587	2011 年 1 月 1 日至 2019 年 12 月 31 日	公共基金，基本投资，基金投资，金融咨询，有价证券的发行等
9	中节能	37	6294586	2011 年 1 月 1 日至 2019 年 12 月 31 日	建筑施工监督，建筑结构监督，建筑信息，维修信息等
10	中节能	42	6294696	2011 年 1 月 1 日至 2019 年 12 月 31 日	技术研究，科研项目研究，工程，工程绘图，研究与开发（替他人）等

上述十项商标的使用许可合同已在国家工商管理总局商标局办理备案，并于 2011 年 10 月 25 日取得《商标使用许可合同备案通知书》。中国节能承诺在其作为中节能风电控股股东期间，中国节能将继续授权中节能风电无偿使用上述十项注册商标，中国节能没有将上述十项注册商标转让给中节能风电的计划。

2、专利

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司拥有 6 项专利，具体情况如下表所示：

序号	专利权人	名称	类型	专利号	授权公告日	专利申请日
1	中节能风电	一种风力发电机组提升机的安全保护装置	实用新型	ZL201320406304.9	2013 年 12 月 25 日	2013 年 7 月 9 日
2	中节能风电	预应力组合桩结构(1)	实用新型	ZL201320107299.1	2013 年 9 月 25 日	2013 年 3 月 8 日

3	甘肃风电	风力发电机组变桨电池离线式充电装置	实用新型	ZL201320171065.3	2013 年 9 月 25 日	2013 年 4 月 8 日
4	甘肃风电	发电机集电环拆装工具	实用新型	ZL201320171061.5	2013 年 9 月 25 日	2013 年 4 月 8 日
5	甘肃风电	一种 SVG 功率单元模块装置的通风口	实用新型	ZL201320171062.X	2013 年 9 月 25 日	2013 年 4 月 8 日
6	新疆风电	加长臂挖掘机	实用新型	ZL201320380325.8	2013 年 12 月 18 日	2013 年 6 月 28 日

注 1：经中节能风电授权，2013 年 11 月 16 日，中节智行与青岛天能重工股份有限公司签订《专利实施许可合同》，将该专利以排他实施许可方式许可青岛天能重工股份有限公司使用，双方约定许可费为 60 万元

3、软件著作权

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司拥有 18 项计算机软件著作权，具体情况如下表所示：

序号	软件名称	证书号	著作权人	开发完成日期	首次发表日期
1	企业人力资源管理平台系统软件 V1.0	软著登字第 0144167 号	中节能风电	2008 年 11 月 15 日	2008 年 11 月 15 日
2	杂志社通用业务平台系统软件 V1.0	软著登字第 0144162 号	中节能风电	2008 年 11 月 21 日	2008 年 11 月 21 日
3	刊物投稿平台系统软件 V1.0	软著登字第 0144165 号	中节能风电	2008 年 12 月 31 日	2008 年 12 月 31 日
4	BBS 平台系统软件 V1.0	软著登字第 0144164 号	中节能风电	2008 年 12 月 25 日	2008 年 12 月 25 日
5	稿件审核、发布电子平台系统软件 V1.0	软著登字第 0144163 号	中节能风电	2009 年 1 月 5 日	2009 年 1 月 5 日
6	BLOG 平台系统软件 V1.0	软著登字第 0144166 号	中节能风电	2009 年 1 月 13 日	2009 年 1 月 13 日
7	中节能风电能耗设备监控系统 V1.0	软著登字第 0394554 号	中节能风电	2009 年 9 月 18 日	2009 年 9 月 25 日
8	中节能风电选址空气采样监控系统 V1.0	软著登字第 0394552 号	中节能风电	2009 年 12 月 28 日	2009 年 12 月 31 日
9	中节能风电电力自动化调试系统 V1.0	软著登字第 0394429 号	中节能风电	2010 年 2 月 18 日	2010 年 2 月 26 日
10	中节能风电区域安全防范监控系统 V1.0	软著登字第 0394500 号	中节能风电	2010 年 7 月 23 日	2010 年 7 月 30 日
11	中节能风电风资源多维度评估系统 V1.0	软著登字第 0394417 号	中节能风电	2010 年 12 月 16 日	2010 年 12 月 30 日
12	中节能风电智能电量采集系统 V1.0	软著登字第 0394432 号	中节能风电	2011 年 3 月 10 日	2011 年 3 月 30 日

13	中节能风电风冷输送机控制系统 V1.0	软著登字第 0394826 号	中节能风电	2011 年 5 月 18 日	2011 年 5 月 20 日
14	在线学习考评系统[简称：EXAMSYS]V1.0	软著登字第 0558994 号	中节能风电	2013 年 3 月 31 日	未发表
15	风力机声控报警软件 V1.0	软著登字第 0652147 号	新疆风电	2013 年 1 月 20 日	未发表
16	风力发电机组变流器上位机软件[简称：WTG PCS HC SW]V1.0	软著登字第 0627506 号	张北风电、运达风电	2013 年 6 月 12 日	未发表
17	风力发电机组电网监测模块软件[简称：WTG G M M SW]V1.0	软著登字第 0627542 号	张北风电、运达风电	2013 年 6 月 10 日	未发表
18	风力发电机组振动监测与通讯软件[简称：WTG V M A C SW]V1.0	软著登字第 0627497 号	张北风电、运达风电	2013 年 7 月 10 日	未发表

4、土地使用权

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司已取得《国有土地使用证》的土地使用权共计 22 宗、总面积 732,924.20 平方米，具体情况如下表所示：

序号	使用权人	证书号码	土地性质	用途	面积（平方米）	位置	他项权利
1	张北风电	张国用（2009）第 010222 号	出让	旅游业(1)	6,400	张北县海流图乡乌土沟村	无
2	张北风电	张国用（2007）第 010063 号	出让	工业	5,880	张北县海流图乡土沟村、十字街村、中华村	无
3	张北风电	张国用（2007）第 010064 号	出让	工业	13,333.33	张北县海流图乡十字街、乔家村、大河乡米家沟	无
4	张北风电	张国用（2007）第 010065 号	出让	工业	19,168.57	张北县海流图乡乌土沟行政村	无
5	张北运维	张国用（2009）第 010161 号	出让	公共设施用地	29,214	张北县海流图乡（三期工程）	无
6	张北运维	张国用（2009）第 010162 号	出让	公共设施用地	24,900	张北县海流图乡（四期工程）	无
7	港建张北	张国用（2010）第 010241 号	出让	工业用地	122,100	单晶河乡、海流图乡	无
8	港能张北	张国用 2010 第 010240 号	出让	工业用地	61,961	张北县大河乡、台路沟乡	无
9	港建甘肃	玉国用（2010）第 A-037 号	出让	工业用地	96,501.34	玉门市昌马总干渠西侧	无

10	新疆风电	乌县国用（2010）字第00000051号	出让	其他	8,400	托里乡	无
11	新疆风电	乌县国用（2008）字第412号	出让	35KV变电站	6,630	乌鲁木齐县托里乡	无
12	新疆风电	乌县国用（2008）字第413号	出让	风机基础	3,864.20	乌鲁木齐县托里乡	无
13	新疆风电	乌县国用（2008）字第414号	出让	风机基础	3,564.40	乌鲁木齐县托里乡	无
14	新疆风电	乌县国用（2008）字第415号	出让	风机基础	4,811.94	乌鲁木齐县托里乡	无
15	甘肃风电	玉国用（2011）第A-063号	出让	工业用地	182,712	玉门市玉昌路西侧	无
16	甘肃风电	玉国用（2011）第A-088号	出让	工业用地	8,538.33(2)	玉门镇玉昌路西侧	无
17	内蒙风电	兴国用（2011）第049号	出让	工业	36,467	兴和县赛乌素镇兴隆堡村、后沟村、李茂村	无
18	新疆风电	乌县国用（2011）第00000036号	出让	工业	13,881.26	托里乡	无
19	甘肃风电	玉国用（2013）第E-002号	出让	公共设施用地	43,822.38	玉门市昌马乡昌马大坝北侧	无
20	甘肃风电	玉国用（2013）第E-003号	出让	公共设施用地	36,409	玉门市昌马乡昌马大坝南侧	无
21	新疆风电	乌县国用（2013）第00000047号	出让	其他	5,850	乌鲁木齐县托里乡	无
22	青海东方	德市国用（2013）第163号	划拨	工业（能源）	7,053.78	尕海镇努尔村	无

注1：张国用（2009）第010222号《国有土地使用证》项下的旅游业用地是作为修建风电观光塔用于宣传和展示风电业务，未作为风电场项目用地

注2：根据玉国用（2011）第A-088号《国有土地使用证》记载，该宗土地的使用权面积为25,615平方米，由甘肃风电、大唐玉门昌马风电有限公司和中海油新能源玉门风电有限公司共同使用，每户应摊土地面积为8,538.33平方米

六、公司的特许经营权情况

自2003年起，国家发改委通过特许经营权招标方式选择经济合理、技术方案优秀、综合实力突出的企业在政府选定的场址上开发风电场，以作为风电项目

开发建设的标杆。公司于2006年成功中标了国家第一个百万千瓦级风电基地启动项目——河北张北单晶河风电场200MW风电特许权项目，2007年又中标了国家第一个千万千瓦级风电基地启动项目——甘肃玉门昌马风电基地 200MW风电特许权项目，在业内树立了“中节能风电”较高的知名度和良好的品牌形象。

（一）河北张北单晶河200MW风电特许权项目

河北张北单晶河 200MW 风电特许权项目经国家发展和改革委员会批准建设。河北张北单晶河特许权风电场装机容量为200MW，安装54台750kW风电机组、100台800kW风电机组、53台1,500kW风电机组。根据《河北张北单晶河风电场200MW风电特许权项目特许权协议》，项目的特许经营期为25年，特许期满或延长期满后，项目公司应在无任何补偿的情况下将风电场自行拆除。项目于2010年5月全部并网运营。在特许期内，项目公司有权运营风电场并拥有风电场设备和设施的所有权。

在特许期内，分两段计算的上网电价是：

1、风电场累计发电等效满负荷小时数在30,000小时（按额定容量计算）内的上网电价为：0.5006元/kWh（含增值税）；

2、风电场累计发电等效满负荷小时数超过30,000小时后（按额定容量计算）至特许期结束的上网电价为：当时电力市场中的平均上网电价。

在特许期间，如遇国家重大政策调整给项目公司的收益造成严重损失时，可按照当时国家的价格政策对上网电价进行合理的调整。

（二）河北张北绿脑包风电场一期100.5MW工程风电特许权项目

河北张北绿脑包风电场一期特许权项目经国家发展和改革委员会批准建设。该项目装机容量100.5MW，安装了67台1.5MW风机。项目于2010年12月全部并网运营。根据《河北张北绿脑包风电场一期100.5兆瓦工程风电特许权项目特许权协议》，在特许期内，项目公司有权运营风电场并拥有风电场设备和设施的所有权。特许权期限为自特许权协议正式签署并生效后25年。特许期满或延长期满后，项目公司应在无任何补偿的情况下，按照特许权协议相关规定将风

电场自行拆除。

在特许期内，分两段计算的上网电价是：

1、风电场累计发电等效满负荷小时数在 30,000 小时（按额定容量计算）内的上网电价为：0.5006 元/kWh（含增值税）；

2、风电场累计发电等效满负荷小时数超过 30,000 小时后（按额定容量计算）至特许期结束的上网电价为：当时电力市场中的平均上网电价。

在特许期间，如遇国家重大政策调整给项目公司的收益造成严重损失时，可按照当时国家的价格政策对上网电价进行合理的调整。

（三）甘肃酒泉风电基地玉门昌马风电场 200MW 风电特许权项目

甘肃玉门昌马风电基地 201MW 风电特许权项目经国家发展和改革委员会批准建设。甘肃玉门昌马特许权风电场装机容量为 201MW，安装 134 台 1,500kW 风电机组。根据《甘肃酒泉风电基地玉门昌马风电场 200MW 风电特许权项目特许权协议》，项目的特许经营期为 25 年，特许期满或延长期满后，项目公司应在无任何补偿的情况下将风电场自行拆除。项目于 2010 年 11 月全部并网运营。在特许期内，项目公司有权运营风电场并拥有风电场设备和设施的所有权。

在特许期内，分两段计算的上网电价是：

1、风电场累计发电等效满负荷小时数在 30,000 小时（按额定容量计算）内的上网电价为：0.5206 元/kWh（含增值税）；

2、风电场累计发电等效满负荷小时数超过 30,000 小时后（按额定容量计算）至特许期结束的上网电价为：当时电力市场中的平均上网电价。

七、公司技术研发情况

风力发电作为新兴的产业，一直处在不断的技术更新和技术进步过程中。2005 年，公司首批引进性能先进的进口兆瓦型风机，是我国大规模风电场商业化运行的先行者。公司一直关注和跟踪风机和运维技术的前沿领域，并进行大胆的实践和创新。公司始终把通过技术创新，提高公司的核心竞争力作为重要的发展战略。

经过多年的研究和实践，公司在风电场的微观选址、风电场建设和运行维护

方面积累了丰富的技术成果和经验，公司联合设计单位、风机厂商和建设单位，研发和应用实用新技术，提高风电场的建设质量、缩短建设工期，公司投资建设的张北满井一期项目和新疆托里三期项目分别于 2007 年和 2011 年被评为“国家优质投资项目奖”；通过优化风机塔筒和基础设计，降低工程投资；通过优化微观选址和风机选型，提高风机发电效率；公司培养了一支专业的风电场建设和运行维护核心技术队伍，可以完全独立检修和维护超出质保期的进口和国产风机设备。公司追踪行业前沿技术，跟踪调研储能技术、分布式风力发电并网系统、风光互补项目及离网型小风机项目等，从多个方面进行研究，争取扩大对风资源的使用，提高发电效率。

公司采取“以专项课题研究为切入点，带动公司技术集群形成”的方式开展了一系列研究工作，公司立项的科研课题包括“风电场特性研究”、“风电场生产运维管理信息系统开发”、“风电项目管理信息平台开发”、“高原、山地、海上风电项目工程技术研究”等。公司加强产学研合作， 2013 年，与高校和科研院所合作研究解决弃风利用难题，成功申报国家高技术研究发展计划（863 计划）“风电耦合制储氢燃料电池发电柔性微网系统开发及示范”项目，2013 年，与酒泉市防雷中心等单位合作承担的甘肃省科技支撑计划“酒泉 51 万千瓦国产化风机防雷防静电装置设计及接地技术研究与示范”项目科技成果顺利通过验收，公司积极开展海上风电的研究和实践，与英国碳信托公司、中国风能协会合作开展“中国海上风电加速器”研究，2013 年，公司取得各类专利授权和软件著作权共 11 项。

八、公司主要产品和服务的质量控制情况

（一）质量控制标准

本公司质量控制的主要内容是确保风机和输变电设备安全稳定运行，符合电网公司关于入网的要求。公司主要的质量控制标准为：

1、国家电网《风电场接入电网技术规定实施细则》；

2、DL666-1999 风力发电场运行规程；

3、SD292-1988 架空配电线路及设备运行规程；

4、DL/T572-1995 电力变压器运行规程；

5、DL/T573-1995 电力变压器检修导则。

（二）质量控制措施

公司的各下属公司均通过了 ISO9001、ISO14000 和 OHSAS18000 认证，实施全过程的包括质量、环境以及职业健康安全的控制，主要质量控制措施包括：

1、按照质量管理制度和控制体系，确定各项目总体质量控制目标，逐级分解落实并监督执行。

2、按照国家及行业相关规范选择设计、监理和施工企业，确保合作方的资质、业绩和履约能力符合质量管理要求。

3、审核监理单位报送的设备监造方案、质量检验方案、工程监理方案等细则，经审核无误监督其执行。

4、组织设计、监理单位进行工程策划和论证，优化施工图设计，组织完成设计、监理和施工三方共同参加的图纸会审和技术交底工作。

5、按照设计技术规范进行设备招标采购，并将其纳入合同技术协议之中以明确相关质量标准，作为质量监督控制的执行依据。

6、施工企业进场前需先提交包括质量控制方案在内的施工组织设计方案，审查其方案的可行性、严谨性和完整性，经审核整改合格后签署质量保证协议，并监督施工企业的执行情况。同时，审查施工企业投入的施工人员是否具有相关从业职业技术资格，并对其进行入场前的必要培训考试，经考试合格方可进场作业。

7、按照国家及行业有关规程进行工程竣工验收。

8、不断收集汇总同类工程建设中出现的质量问题，制定并实施预防控制措施。

第七节 同业竞争与关联交易

一、同业竞争情况

（一）发行人与控股股东、实际控制人的同业竞争情况

截至本招股书签署日，中国节能直接持有本公司 96,000 万股股份，占本公司总股本的 60%，为本公司的控股股东和实际控制人。中国节能不直接从事具体业务的经营，与公司之间不存在同业竞争。

中国节能下属全资子公司中节能资产经营有限公司下属控股企业广东京投节能有限公司参股的广东省风力发电有限公司从事风力发电业务，该公司成立于 1997 年 5 月 23 日，注册资本 2,000 万元，股权结构为广东省电力实业发展总公司持股 55%、广东京投节能有限公司持股 25%和广东省电力开发公司持股 20%，经营范围为风力发电，风力发电技术咨询、技术服务、技术培训和风力发电的研究开发。广东省风力发电有限公司现建成的项目有惠来海湾石风电场一期工程，总装机容量为 13.2MW，2010 年发电量为 1.73 万 MWH，2010 年末广东省风力发电有限公司总资产为 4,487.17 万元，净资产为 1,224.04 万元，2010 年营业收入为 1,026.69 万元，净利润为 28.47 万元。

由于广东省风力发电有限公司历史上处于亏损状态，中国节能一直计划处置该等资产，因此本公司成立后，未将广东省风力发电有限公司的相关业务和资产纳入本公司。

2012 年 3 月，中国节能、中节能资产经营有限公司、广东京投节能有限公司已按照法律规定启动向无关联的第三方转让其所持广东省风力发电有限公司的全部股权的程序。

2012 年 3 月 21 日，中国节能作出《关于广东京投节能有限公司转让所持广东省风力发电有限公司 25%股权的批复》（中节能批复[2012]26 号），原则同意广东京投节能有限公司在产权交易所挂牌转让所持广东省风力发电有限公司 25%的股权。

2012 年 4 月 9 日，广东省风力发电有限公司作出股东会决议，同意股东广东京投节能有限公司转让所持广东省风力发电有限公司 25%的股权，具体转让手续按照国家相关规定及产权交易所交易规则操作。

根据中发国际资产评估有限公司于 2012 年 4 月 10 日出具的并经中国节能备案的中发评报字[2012]第 031 号《广东京投节能有限公司拟转让所持广东省风力发电有限公司股权项目资产评估报告》，广东省风力发电有限公司以 2011 年 12 月 31 日为基准日的净资产评估价值为 1,135.23 万元。

广东京投节能有限公司所持广东省风力发电有限公司 25%的股权经资产评估并备案后，通过北京产权交易所公开挂牌并产生广东省电力开发公司为唯一意向受让方。2012 年 6 月 27 日，广东京投节能有限公司与广东省电力开发公司签订了《产权交易合同》，广东京投节能有限公司以 283.81 万元的价格将所持广东省风力发电有限公司 25%的股权转让给广东省电力开发公司。2012 年 6 月 29 日，北京产权交易所出具《企业国有产权交易凭证》，确认各方交易主体行使本次产权交易的行为符合交易的程序性规定。2012 年 6 月 29 日，广东省电力开发公司已足额支付股权转让价款。

根据广东省工商行政管理局出具的《核准变更登记通知书》（粤核变通内字[2012]第 1200024677 号），广东省风力发电有限公司上述股权转让事项已于 2012 年 7 月 12 日经广东省工商行政管理局核准变更登记，变更后广东省风力发电有限公司的股东为广东省电力实业发展总公司和广东省电力开发公司。

目前中国节能风力发电相关资产、业务已经全部进入本公司。

公司是中国节能集团内唯一风电开发运营平台，中国节能控制的其他企业（中国节能控制的主要企业及经营范围参见本招股说明书“第五节发行人基本情况”之“八、发起人、控股股东及实际控制人基本情况”）均不从事任何与本公司存在竞争或可能竞争的业务及活动，即本公司与控股股东中国节能不存在同业竞争关系。

（二）拟投资项目的同业竞争情况

本次募集资金投资项目均围绕公司主营业务开展，而公司控股股东及其控股的其他企业均不从事与公司拟投资项目相同或相近的业务。因此，公司拟投资项目与控股股东及其控制的其他企业不存在潜在的同业竞争关系。

（三）避免同业竞争的承诺

为避免中国节能与本公司的业务存在任何实际或潜在的同业竞争，公司控股股东中国节能出具了《关于避免同业竞争的承诺函》，承诺内容如下：

“1、截至本承诺函签署之日，本公司及本公司所控制的其他企业，未直接或间接从事任何与中节能风电及其下属全资、控股子公司从事的业务构成竞争或可能构成竞争的业务，也未参与投资于任何与中节能风电及其下属全资、控股子公司的业务构成竞争或可能构成竞争的企业。

2、在本公司实际控制中节能风电期间，本公司承诺，并将促使本公司所控制的其他企业，不会在中国境内或境外，以任何方式（包括但不限于单独经营、通过合资经营或拥有另一公司或企业的股份或其他权益）直接或间接参与同中节能风电及其下属全资、控股子公司从事的业务构成竞争的任何业务或活动，亦不会以任何形式支持中节能风电及其下属全资、控股子公司以外的他人从事与中节能风电及其下属全资、控股子公司目前或今后进行的业务构成竞争或者可能构成竞争的业务或活动。

3、凡本公司及本公司所控制的其他企业有任何商业机会可从事、参与或入股任何可能会与中节能风电及其下属全资、控股子公司的业务构成竞争关系的业务或活动，本公司及本公司所控制的其他企业会将该等商业机会让予中节能风电或其下属全资、控股子公司。”

二、关联方及关联方关系

（一）本公司的控股股东

截至本招股书签署日，中国节能持有本公司 60%的股权，为本公司的控股股东。中国节能的具体情况参见本招股说明书“第五节 发行人基本情况”之“八、发起人、控股股东及实际控制人基本情况”。

（二）持有本公司 5%以上股份的其他股东

序号	关联方名称	关联关系
1	社保基金	持有公司 20%的股份
2	国开金融	持有公司 10%的股份
3	光控安心	持有公司 5.83%的股份

4	光大创业	持有公司 4.17%的股份 （与光控安心隶属于同一控股股东）

以上股东基本情况参见本招股说明书“第五节发行人基本情况”之“八、发起人、控股股东及实际控制人基本情况”。

（三）本公司控股股东控制的其他主要企业

序号	关联方名称	关联关系
1	中国环境保护公司	中国节能子公司
2	中节能（深圳）投资集团有限公司	中国节能子公司
3	北京国投节能公司	中国节能子公司
4	中节能新材料投资有限公司	中国节能子公司
5	中节能（山东）投资发展公司	中国节能子公司
6	中节能科技投资有限公司	中国节能子公司
7	中节能太阳能科技股份有限公司	中国节能子公司
8	中国节能环保（香港）投资有限公司	中国节能子公司
9	中节能资产经营有限公司	中国节能子公司
10	中节能咨询有限公司	中国节能子公司
11	中节能水务发展有限公司	中国节能子公司
12	中节能集团四川实业有限公司	中国节能子公司
13	重庆中节能实业有限责任公司	中国节能子公司
14	中节能华中实业发展有限公司	中国节能子公司
15	中节能环保投资发展（江西）有限公司	中国节能子公司
16	中节能（天津）投资集团有限公司	中国节能子公司
17	中节能实业发展有限公司	中国节能子公司
18	中节能华禹基金管理有限公司	中国节能子公司
19	中节能亚仿节能服务有限公司	中国节能子公司
20	中英低碳创业投资有限公司	中国节能子公司
21	中环保水务投资有限公司	中国节能子公司
22	上海国际节能环保发展有限公司	中国节能子公司
23	中节能六合天融环保科技有限公司	中国节能子公司
24	中节能（北京）实业发展有限公司	中国节能子公司
25	中节能建筑节能有限公司	中国节能子公司
26	中节能工程技术研究院有限公司	中国节能子公司
27	中国新时代控股（集团）公司	中国节能子公司
28	中国新时代国际工程公司	中国节能子公司
29	中国地质工程集团公司	中国节能子公司

序号	关联方名称	关联关系
30	中节能大地环境修复有限公司	中国节能子公司
31	中节能工业节能有限公司	中国节能子公司
32	深圳市中节投华禹投资有限公司	中国节能子公司
33	中国第四冶金建设有限责任公司	中国节能子公司

参见本招股说明书“第五节发行人基本情况”之“八、发起人、控股股东及实际控制人基本情况”。

（四）本公司控股和参股的公司

本公司控股或参股的公司具体情况参见本招股说明书“第五节 发行人基本情况”之“七、本公司的控股、参股子公司情况”。

（五）本公司的现任董事、监事和高级管理人员

本公司董事、监事和高级管理人员的情况参见“第八节董事、监事和高级管理人员”之“一、董事、监事和高级管理人员”。

（六）关联自然人直接或者间接控制的、或者担任董事、高级管理人员的，除本公司及其全资、控股子公司以外的法人

关联自然人直接或者间接控制的、或者担任董事、高级管理人员的，除本公司及其全资、控股子公司以外的法人情况如下：

关联法人	关联关系
光大汇益伟业投资管理（北京）有限公司	由本公司董事马伟担任董事、总经理
光大三山创业投资管理有限公司	由本公司董事马伟担任董事、总经理
光大国联创业投资有限公司	由本公司董事马伟担任董事、总经理
国开金泰资本投资有限责任公司	由本公司董事王红旭担任董事
国开创新资本投资有限责任公司	由本公司董事王红旭担任副总经理

报告期内，以上公司未与本公司发生任何关联交易，不存在任何关联往来余额。除上述情况，截至本招股说明书签署日，本公司董事、监事和高级管理人员无直接或间接控制的其他企业。

（七）其他不存在控制关系的关联方

序号	关联方名称	关联关系

序号	关联方名称	关联关系
1	运达风电	受中国节能重大影响的公司
2	香港建设（中国）工程有限公司	控股子公司少数股东所在集团的子公司
3	香港新能源（甘肃）风能有限公司	控股子公司少数股东
4	香港新能源（单晶河）风能有限公司	控股子公司少数股东
5	香港新能源（大河）控股有限公司	控股子公司少数股东

三、报告期内关联交易情况

（一）经常性关联交易

1、采购商品

报告期内，本公司向关联方采购货物的明细如下：

单位：万元

关联方	关联交易内容	期间	金额	占同类交易比例	占采购总额比例	定价原则
运达风电	采购风机设备及备品备件	2013 年	40,756.25	29%	18%	公开招标或根据市场价格双方协商确定
		2012 年	855.61	3%	2%	
		2011 年	19,182.66	27%	19%	

（1）运达风电情况介绍

浙江运达风电股份有限公司前身为浙江运达风力发电工程有限公司（以下简称“运达风电工程”），成立于 2001 年 11 月，设立时股东为浙江省机电设计研究院（已改制为浙江省机电设计研究院有限责任公司）、浙江省机电集团有限公司及 12 名自然人。运达风电主营大型风力发电机组的设计、生产和销售以及风电场的运行维护、备品备件的供应；并提供风场规划、管理及服务，是国内风力发电机组的重要生产商之一。

2006 年 6 月，中节能科技投资有限公司及浙江节能实业发展公司（2008 年更名为浙江节能实业发展有限公司，2010 年更名为中节能实业发展有限公司）分别向运达风电工程增资，增资后运达风电工程股权结构如下：

单位：万元

序号	股东名称	出资额	出资比例
1	浙江省机电集团有限公司	4,750.00	47.50%
2	中节能科技投资有限公司	2,750.00	27.50%
3	浙江节能实业发展公司	2,000.00	20.00%

4	20 名自然人	500.00	5.00%
合计		**10,000.00**	**100.00%**

2010 年 5 月，运达风电工程整体变更为股份有限公司。截至 2013 年底，运达风电股权结构为：

单位：万元

序号	股东名称	出资额	出资比例
1	浙江省机电集团有限公司	13,500.00	61.233%
2	中节能科技投资有限公司	3,000.00	13.607%
3	浙江华睿如山装备投资有限公司	1,200.00	5.443%
4	北京红马环保投资合伙企业	1,200.00	5.443%
5	中节能实业发展有限公司	750.00	3.402%
6	浙江和盟投资集团有限公司	463.20	2.101%
7	天津盛信商业管理有限公司	100.50	0.456%
8	57 名自然人	1,833.30	8.315%
合计		**22,047.00**	**100.00%**

截至本招股书签署日，公司控股股东中国节能的全资子公司中节能科技投资有限公司及控股子公司中节能实业发展有限公司分别持有运达风电 13.607%及3.402%的股权。

（2）关联采购情况介绍

2011 年、2012 年和 2013 年，公司从运达风电采购的设备金额分别为19,182.66 万元、855.61 万元和 40,756.25 万元，占同类交易金额的比重分别为27%、3%和 29%，占全部采购金额的比重分别为 19%、2%和 18%。报告期内，运达风电作为风力发电机组供应商向公司单晶河风电场二期、单晶河风电场三期和青海德令哈尕海等项目提供风机设备。具体项目采购合同及执行情况如下：

单位：万元

序号	合同名称	所属项目	合同价格	合同内容	合同签署日期	2011 年采购额	2012 年采购额	2013 年采购额
1	工矿产品订货合同/备件采购合同	-	265	备品、备件、转速监测模块、主控制模块等	2010 年 12 月、2011 年 2 月、2011 年 8 月	199.41	-	
2	张北单晶河风电场二期风力发电机组设备采购	单晶河风电场二期	18,983	33 套 1500kW 低温型电机组	2011 年 4 月	18,983.25	-	

	合同							
3	单晶河特许权低电压穿越改造协议	单晶河特许权	364.90	低电压穿越改造	2012 年 1 月		364.90	
4	单晶河特许权一期风机备件采购合同	单晶河特许权	94.25	风机备件	2011 年 8 月		94.25	
5	青海公司风力发电机组设备采购合同	青海德令哈尕海 200 兆瓦一期	19,139.59	发电机组设备	2011 年 9 月		300.00	18,839.59
6	单晶河特许权工矿产品采购合同	单晶河特许权	11.51	备品、备件	2012 年		11.51	
7	张北运维备件采购合同	张北三期	84.95	偏航刹车夹钳、主轴、轴承座、主轴轴承等	2012 年		84.95	
8	AW1500 型风电机组改造合同	张北风电	2,396.86	风电机组改造	2013 年			2,396.86
9	张北运维备件采购合同	张北运维	250.69	阻容吸收、软切入模块、避雷器、压差发讯器、压力开关、发电机轴承测温传感器、齿轮箱油位计、高速刹车夹钳、高速夹钳刹车片、防爆膜、避雷器、热敏电阻等	2013 年			250.69
10	单晶河特许权工矿产品采购合同	单晶河特许权	285.86	风机备件	2013 年			285.86
11	张北单晶河风电场三期风力发电机组设备采购合同	单晶河风电场三期	18,983.25	33 套 1500kW 低温型电机组	2011 年 4 月			18,983.25
	合计					19,182.66	855.61	40,756.25

（3）定价原则

公司采购风力发电机组设备有两种方式：一是通过委托具备资质的无关联招标代理机构以公开招标方式进行，并根据招标结果确定合同价格；二是按照国家发改委特许权招标的要求，与设备供应商共同捆绑投标，设备价格由双方协商确定。

（4）与市场价格比较情况

本公司与运达风电间的关联设备采购价格与同期市场价格接近，关联交易定价公允。

序号	合同名称	合同价格（万元）	合同内容	合同签署日期	单位采购价格[1]（元/kW）	同期同类产品市场价格[2]（元/kW）
1	张北单晶河风电场二期风力发电机组设备采购合同	18,983.25	33 套 1500kW 低温型电机组	2011 年 4 月	3,835	3,790-3,865
2	青海东方风力发电机组设备采购合同（3）	19,139.59	发电机组设备	2011 年 9 月	3,867[4]	3,790-3,865
3	张北单晶河风电场三期风力发电机组设备采购合同	18,983.25	33 套 1500kW 低温型电机组	2011 年 4 月	3,835	3,790-3,865

注 1：单位采购价格=合同价格/装机容量

注 2：数据来源于风机供应商访谈及其公告

注 3：该采购合同系于发行人收购青海东方之前签署

注 4：由于青海德令哈风电场项目所采用机型为高原型风机，采购单价略高于同期同类产品市场价格

（5）避免或减少关联交易的措施

公司与运达风电间的关联设备采购为正常生产经营过程中的市场化、商业化行为。根据国家风电信息管理中心、水电水利规划设计总院《中国风电建设统计评价报告》统计数据，2011 年-2013 年国内风机累计吊装容量前十名制造商市场集中度分别为 83%、83%、80.2%，运达风电当年的市场排名分别为第 11 名、第 11 名、第 13 名，运达风电是国内风力发电机组的重要供应商之一。

受到招标采购方式及市场供应格局等因素影响，预计未来公司与运达风电间的关联采购仍可能持续存在。公司将严格执行公司章程、股东大会、董事会、监事会议事规则、关联交易决策制度及独立董事制度中关于关联交易的规定，尽量减少关联交易的发生。对于不可避免的关联交易，公司将严格执行公司章程制定的关联交易决策程序、回避制度和信息披露制度，加强独立董事对关联交易的监督，进一步健全公司治理结构，保证关联交易的公平、公正、公允，避免关联交

易损害公司及股东利益。

2、接受服务

单位：万元

关联方	关联交易内容	期间	金额	占同类交易比例	占采购总额比例
达风变电	变电运营费	2013 年	444.00	90%	0%
		2012 年	444.00	89%	1%
		2011 年	276.00	77%	0%

达风变电为本公司子公司新疆风电与新疆天风发电股份有限公司（为龙源电力下属企业，以下简称“天风发电”）共同出资的合营公司。达风变电成立于2005 年，当时达坂城地区的风电项目均通过 110 千伏变电所接入乌鲁木齐电网。但当地的风电项目通过 110 千伏电网送出电力已经出现困难。根据当时达坂城地区的风电工程进度和发展规划，已有电网设施难以保证电力送出。因此，为了满足托里项目的电力送出需要，提高供电可靠性，公司同天风发电共同出资设立了达风变电，建设 220 千伏变电设施。

成立达风变电的目的在于向股东双方在当地的风电项目提供变电服务，以实现可靠稳定的接入乌鲁木齐电网。此外，双方同比例向达风变电垫付工程款，截至 2013 年 12 月 31 日，该部分工程款本公司应收余额为 4,238.28 万元。

报告期内达风变电利润表主要数据和本公司支付的变电运营费情况如下：

单位：元

	2013 年	2012 年	2011 年
营业收入	10,966,667	10,298,725	6,591,026
营业成本	8,608,026	8,584,750	6,317,634
净利润	1,752,095	755,485	25,126
本公司支付的变电运营费	4,440,000	4,440,000	2,760,000

3、租赁

报告期内，本公司向关联方租赁房屋情况如下：

单位：元

	出租方	租赁物业	支付的租赁费
2013 年	中国节能	中国节能大厦	2,250,365
2012 年	中国节能	中国节能大厦	2,415,167
2011 年	中国节能	中国节能大厦	988,576

公司向中国节能支付的租赁费主要为公司向中国节能租赁办公场所用于公司总部人员的日常办公。公司现租赁节能大厦 12 层及 11 层作为办公用房。

公司目前向中国节能租赁办公用房屋的价格为：5.5 元/天/平方米（含支付第三方物业费）。房屋座落于北京市海淀区西直门北大街 42 号节能大厦 A 座 11、12 层。类似地点和条件的商业用房在无关联第三方之间的近期成交均价如下：

物业	地理位置	租赁价格
中坤大厦	高梁桥斜街 59 号院 1 号	5-5.5 元/天/平米
枫蓝国际	西直门北大街 32 号	4.5-5 元/天/平米
西环广场	西外大街 1 号	5-6 元/天/平米

资料来源：周边地产中介公司

公司向中国节能租赁商业地产的价格与周边价格基本一致。

4、商标使用许可

2007 年，公司与中国节能签订了《商标使用许可合同》，中国节能以普通许可的方式，授权本公司及下属控股子公司依照注册商标注册类别在所生产的商品和提供的服务中无偿使用中国节能所拥有的 10 项注册商标，参见“第六节业务与技术”之“五、公司主要固定资产及无形资产”。

（二）报告期内的偶发性关联交易

1、公司与中国节能间的关联借款

单位：元

贷款方名称	借款方名称	借款本金	借款利率	借款起始日	借款终止日	利息支出
中国节能	本公司	200,000,000	5.454%	2011.2.22	2011.6.1	2,999,700

公司为提高资金利用效率或解决资金瓶颈，历史上与中国节能间存在关联借款。公司向中国节能的借入利率参考银行同期贷款利率并下浮 10%，公司向中国节能的借出利率参考银行同期贷款利率。公司与中国节能间已经偿还并结清所有关联借款。

2、接受关联方担保

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司接受关联方提供的担保情况如下：

单位：元

担保方	被担保方	担保金额	借款起始日	借款到期日

中国节能	本公司	370,000,000	2012 年 1 月 16 日	2027 年 1 月 15 日
合计		370,000,000		

公司成立初期，为获得国家开发银行的贷款，中国节能对本公司及本公司子公司的长期借款进行了担保。由于公司此类借款均为长期借款，目前尚在偿还期内，因此中国节能对本公司的担保仍在延续。随着项目投产运营，中国节能提供的担保将逐步解除，转为项目收费权质押。

中国节能从未就以上贷款的担保事项向本公司收取任何费用。

3、垫付款项

本公司子公司外方股东为本公司子公司项目前期代垫费用如下：

单位：元

关联方	2013 年		2012 年		2011 年	
	垫付金额	偿还金额	垫付金额	偿还金额	垫付金额	偿还金额
香港建设	-	-	-	-	-	48,273,440

本公司子公司新疆风电为合营公司达风变电的垫付工程款如下：

单位：元

关联方	2013 年		2012 年		2011 年	
	垫付金额	偿还金额	垫付金额	偿还金额	垫付金额	偿还金额
达风变电	-	-	3,703,339	-	6,562,835	-

4、规范关联方往来的措施

截至 2011 年 6 月 30 日，公司与中国节能已经结清所有借款及资金往来。自 2011 年 6 月 30 日开始，公司与中国节能之间没有再发生除经营性往来之外的其他资金往来。

2011 年 9 月 7 日，中国节能就其与公司间历史上的关联借款及资金往来出具如下承诺：

“截止本承诺出具日，本公司与中节能风电在以往年度发生的资金拆借均已清理完毕，目前本公司与中节能风电不存在任何资金拆借情形。今后本公司将严格按照法律、法规、规范性文件及中节能风电公司章程的规定，不与中节能风电发生任何资金拆借行为。

就本公司与中节能风电在以往年度发生的资金拆借，若中节能风电因此遭受损失（该损失包括但不限于中节能风电因上述资金拆借行为遭受有关主管部门的

罚款或其他处罚措施，以及所遭受的一切相关损失），本公司将向中节能风电以现金方式补偿其受到的全部损失。

今后本公司将尽量避免与中节能风电之间产生关联交易事项，对于不可避免发生的关联业务往来或交易，将在平等、自愿的基础上，按照公平、公允和等价有偿的原则进行，交易价格将按照市场公认的合理价格确定。本公司将严格遵守中节能风电公司章程等规范性文件中关于关联交易事项的回避规定，所涉及的关联交易均将按照规定的决策程序进行，并将履行合法程序，及时对关联交易事项进行信息披露。本公司承诺不会利用关联交易转移、输送利润，不会通过中节能风电的经营决策权损害股份公司及其他股东的合法权益。”

（三）关联方应收应付款项

报告期内，关联方应收应付款项情况如下：

1、应收关联方款项

单位：元

项目名称	关联方	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
长期应收款-垫付工程款	达风变电	42,382,835	42,382,835	38,679,496

应收关联方款项余额均为关联交易事项产生余额。

2、应付关联方款项

单位：元

项目名称	关联方	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
应付账款-风机采购	运达风电	65,362,603	67,815,692	115,696,350
应付票据-采购风机设备	运达风电	309,256,283	50,000,000	171,157,050
应付账款-变电运营费	达风变电	7,440,000	5,590,000	1,520,000

应付关联方款项余额均为关联交易事项产生余额。

四、关联交易决策程序

为充分保障中小股东的利益，保证公司关联交易的公允性，确保公司的关联交易行为不损害公司和全体股东的利益，使公司的关联交易符合公平、公正、公开的原则，严格执行有关规范关联交易行为的法律法规，结合公司实际情况，公

司制定了关联交易相关制度。

公司已在《公司章程》中对关联交易决策权限与程序做出了规定，就关联股东或利益冲突董事在关联交易表决中的回避制度做出了规定。同时，《股东大会议事规则》、《董事会议事规则》、《关联交易决策制度》等公司治理文件中已明确了关联交易决策的程序。

（一）关联交易的决策权限和程序

1、独立董事具有以下特别职权：重大关联交易（指公司拟与关联人达成的总额高于 300 万元或高于公司最近经审计净资产绝对值的 5%的关联交易）应由独立董事认可后，提交董事会讨论；独立董事作出判断前，经全体独立董事同意后可以聘请中介机构出具独立财务顾问报告，作为其判断的依据。

2、董事会对关联交易的审批权限：

（1）公司与关联自然人发生的交易金额在 30 万元以上的关联交易；

（2）公司与关联法人发生的交易金额在 300 万元以上，且占公司最近一期经审计净资产绝对值 0.5%以上的关联交易。

3、股东大会对关联交易的审批权限：

（1）交易（公司提供担保、受赠现金资产、单纯减免公司义务的债务除外）金额在 3,000 万元以上，且占公司最近一期经审计净资产绝对值 5%以上的重大关联交易；

（2）公司为关联人提供担保。

（二）关联交易的回避制度

1、公司董事会审议关联交易事项时，关联董事应当回避表决，也不得代理其他董事行使表决权。该董事会会议由过半数的非关联董事出席即可举行，董事会会议所作决议须经非关联董事过半数通过。出席董事会会议的非关联董事人数不足三人的，公司应当将交易提交股东大会审议。

2、公司股东大会审议关联交易事项时，关联股东应当回避表决，也不得代理其他股东行使表决权；其所代表的有表决权的股份数不计入有效表决总数；股东大会决议的公告应当充分披露非关联股东的表决情况。

（三）独立董事对报告期内关联交易发表的意见

公司独立董事认为：“经本人核实，截至目前，中节能风力发电股份有限公司已发生的重大关联交易是基于普通的商业交易条件基础上进行的，履行了法律、法规、其他规范性文件及《公司章程》规定的程序，遵循了平等、自愿、合理的原则，关联交易作价公平、公允，不存在损害公司利益及其他非关联股东利益的情形。”

（四）拟采取的减少关联交易的措施

公司将严格执行公司章程、股东大会、董事会、监事会议事规则、关联交易决策制度及独立董事制度中关于关联交易的规定，尽量减少关联交易的发生。对于不可避免的关联交易，公司将严格执行公司章程制定的关联交易决策程序、回避制度和信息披露制度，加强独立董事对关联交易的监督，进一步健全公司治理结构，保证关联交易的公平、公正、公允，避免关联交易损害公司及股东利益。

第八节 董事、监事和高级管理人员

一、董事、监事和高级管理人员

本公司本届董事会由 12 名成员组成，其中包括 4 名独立董事；本届监事会由 3 名成员组成，其中包括 1 名职工监事；本公司高级管理人员共 6 名。公司董事、监事和高级管理人员基本情况如下：

（一）董事

李书升先生，董事长，男，1964 年出生，硕士研究生，工程师，中国国籍，无境外居留权。1980 年 9 月至 2000 年 9 月在部队工作；2000 年 9 月至 2003 年 6 月，任中国节能发展部副主任、总经理办公室主任；2003 年 6 月至 2006 年 1 月，任北京国投副总经理；2006 年 1 月至 2008 年 4 月，任风电有限公司董事、总经理；2008 年 4 月至 2010 年 6 月，任风电有限公司董事长、总经理；2010 年 6 月至 2011 年 7 月，任本公司副董事长；2011 年 7 月至今，任本公司董事长。

徐波先生，副董事长，男，1976 年出生，硕士研究生，中国国籍，无境外居留权。1997 年 7 月至 2000 年 9 月在中国葛洲坝集团公司国际工程公司工作；2002 年 7 月至今，历任社保基金股权资产部主任科员、副处长、处长、副巡视员；2009 年 9 月至 2010 年 6 月，任风电有限公司副董事长；2010 年 6 月至今，任本公司副董事长。

刘斌先生，董事兼总经理，男，1963 年出生，硕士研究生，工程师，中国国籍，无境外居留权。1989 年 3 月至 1994 年 4 月，在首都钢铁公司钢铁研究所工作；1994 年 4 月至 2006 年 3 月，历任北京国投实业部经理、总经理助理、副总经理；2006 年 3 月至 2009 年 3 月，任风电有限公司副总经理（2007 年 6 月至 2009 年 3 月，任风电有限公司董事）；2009 年 4 月至 2009 年 9 月，任中国节能投资公司太阳能事业部总经理；2009 年 9 月至 2010 年 6 月，任中节能太阳能科技有限公司总经理；2010 年 6 月至今，任本公司董事、总经理。

曹华斌先生，董事，男，1969 年出生，硕士研究生，高级工程师，中国国籍，无境外居留权。1985 年 10 月至 2000 年 5 月在部队工作；2000 年 5 月至

2007 年 6 月，历任中国节能人力资源部副主任、主任；2007 年 6 月至 2010 年 6 月，任风电有限公司副总经理（2008 年 12 月至 2010 年 6 月，任风电有限公司董事）；2010 年 6 月至 2011 年 4 月，任本公司副总经理；2010 年 6 月至今，任本公司董事。

胡正鸣先生，董事，男，1976 年出生，大学本科，中国国籍，无境外居留权。1997 年 7 月至 2005 年 5 月，在北京工业职业技术学院工作；2005 年 5 月至今，历任中国节能法律事务部业务经理、主任助理、副主任、主任；2009 年 3 月至 2010 年 6 月，任风电有限公司董事；2010 年 6 月至今，任本公司董事。

马伟先生，董事，男，1965 年出生，硕士研究生，高级经济师，中国国籍，无境外居留权。1983 年 7 月至 1987 年 9 月，在河南省桐柏县教育局工作；1990 年 3 月至 1998 年 7 月，任中国投资银行郑州分行国际业务部总经理；1998 年 7 月至 2001 年 9 月，任国家开发银行河南省分行信贷处处长、综合处处长；2001 年 9 月至 2005 年 1 月，任光大控股创业投资（深圳）有限公司副总经理；2005 年 2 月至 2007 年 11 月，任中国光大控股有限公司北京代表处业务代表；2007 年 12 月，任光大三山创业投资管理有限公司董事、总经理；2010 年 4 月至今，任光大汇益伟业投资管理（北京）有限公司董事、总经理；2011 年 4 月至今，任本公司董事。

王红旭先生，董事，男，1973 年出生，硕士研究生，中国国籍，无境外居留权。1995 年 7 月至 1999 年 6 月在中国投资银行工作；1999 年 6 月至 2009 年 8 月，在国家开发银行投资业务局产业整合创新一处和投资一处工作，任副处长；2009 年至今，历任国开金融风险管理部副总经理、股权一部总经理；2013 年 6 月至今，任本公司董事。

王利娟女士，董事，女，1972 年出生，硕士研究生，中国国籍，无境外居留权。2004 年 4 月至 2010 年 1 月，在中国节能投资管理部、企业管理部先后任业务经理、高级业务经理、主任助理（其中 2008 年 4 月至 2009 年 9 月任风电有限公司董事）；2010 年 5 月至今，在中国节能任企业管理部副主任；2013 年 6 月至今，任本公司董事。

易跃春先生，独立董事，男，1972 年出生，大学本科，教授级高工，中国国籍，无境外居留权。1994 年 7 月至 2000 年 3 月，在中国水利水电建设工程咨询公司工作；2000 年 3 月至 2010 年 8 月，任中国水电工程顾问集团公司新

能源发电工程部副主任、主任；2010 年 8 月至今，任中国水电工程顾问集团公司副总工程师。从 2004 年 12 月起，易跃春先生成为中国水电工程顾问集团公司技术带头人，2005 年 3 月，出任该公司技术经济委员会委员；2008 年 1 月任中国电机工程学会风力与潮汐发电专业委员会委员；2008 年 2 月任国家发展改革委可再生能源专家库风能领域专家成员；2008 年 2 月任国家科技奖评审专家库风能领域专家成员；2008 年 9 月任中国可再生能源学会第八届理事会风能理事。2011 年 8 月至今，任本公司独立董事。

祁和生先生，独立董事，男，1961 年出生，大学本科，教授级高工，中国国籍，无境外居留权。1983 年至 1989 年，在原机械工业部中国农牧业机械总公司风力机械处工作；1989 年至今，历任中国农机工业协会风力机械分会副秘书长、秘书长。2003 年 7 月起任全国风力机械标准化技术委员会委员、副秘书长；2004 年任《风电场工程技术手册》编委会编写人员；2005 年起任《风力发电》编委会编委；2008 年 1 月起任中国电机工程学会风力与潮汐发电专业委员会委员；2008 年 2 月起任中国气象学会气候资源应用研究委员会委员；2009 年 9 月起任《风能产业》主编；2009 年 11 月至今任中国科学院风能利用重点实验室学术委员会委员。2011 年 8 月至今，任本公司独立董事。

李华杰先生，独立董事，男，1964 年出生，大学本科，高级会计师，中国国籍，无境外居留权。1984 年 8 月至 1988 年 9 月，任哈尔滨阀门厂财务主管；1988 年 9 月至 1998 年 4 月，任黑龙江会计师事务所部门经理；1998 年 5 月至 2000 年 12 月，任黑龙江兴业会计师事务所部门经理；2001 年 1 月至 2003 年 12 月，任利安达信隆会计师事务所副所长；2004 年 1 月至今，任永拓会计师事务所副主任会计师。2011 年 8 月至今，任本公司独立董事。

赵迎琳女士，独立董事，女，1965 年出生，博士研究生，经济师，中国国籍，无境外居留权。1985 年 7 月至 1990 年 9 月，在河南金融管理学院金融系任教；1990 年 7 月至 1995 年 7 月，在中国人民保险公司河南省分公司寿险处工作；1995 年 7 月至 1997 年 9 月，在黄河证券（现民生证券）投资部工作；2000 年 7 月至 2007 年 11 月，在中国人寿资产管理有限公司组合部工作；2007 年 11 月至今，在中国人寿财产保险股份有限公司投资管理部工作，现任中国人寿财产保险股份有限公司投资管理部总经理。2011 年 8 月至今，任本公司独立董事。

李书升、徐波、刘斌、曹华斌、胡正鸣、马伟、王红旭、王利娟经公司于2013年6月26日召开的2013年第二次临时股东大会选任为公司第二届董事会董事；易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳经公司于2013年6月26日召开的2013年第二次临时股东大会选任为公司第二届董事会独立董事。上述董事任期均至2016年6月。

李书升经公司于2013年6月26日召开的第二届董事会第一次会议选任为公司董事长；徐波经公司于2013年6月26日召开的第二届董事会第一次会议选任为公司副董事长。

（二）监事

李素芬女士，监事会主席，女，1962年出生，硕士研究生，高级会计师，中国国籍，无境外居留权。1982年8月至2004年10月，先后在北京电机总厂、赛特集团、政通投资有限公司工作；2004年11月至今，历任中国节能稽核审计部高级业务经理、财务部高级业务经理、审计部主任助理、副主任；2006年1月至2010年6月，任风电有限公司监事；2010年6月至今，任本公司监事会主席。

张国清先生，监事，男，1966年出生，博士研究生，中国国籍，无境外居留权。1990年7月至2000年8月，在江西中医学院从事教学工作，2002年2月至2003年11月，任科瑞天诚投资有限公司首席律师；2003年11月至今，在社保基金法规及监管部工作，现任境内合规处处长；2009年9月至2010年6月，任风电有限公司监事；2010年6月至今，任本公司监事。

张治平先生，监事，男，1978年出生，大学本科，助理经济师，中国国籍，无境外居留权。2001年7月至2003年8月，在北京凯因生物技术有限公司工作；2003年8月至2006年3月，任北京国投管理部业务经理；2006年3月至2010年6月，历任风电有限公司综合管理部副经理、经理；2010年6月至今，任本公司职工监事、综合管理部经理。

李素芬、张国清经本公司于2013年6月26日召开的2013年第二次临时股东大会选任为公司第二届监事会监事。2013年6月3日，公司召开2013年第一次职工大会，选举张治平为公司第二届监事会职工监事。上述监事任期均至2016年6月。

李素芬经本公司于 2013 年 6 月 26 日召开的第二届监事会第一次会议选任为公司监事会主席。

（三）高级管理人员

刘斌先生，请参见本节“董事”部分。

贾锐先生，副总经理，男，1968 年出生，大专，高级工程师，中国国籍，无境外居留权。1989 年 9 月至 1996 年 8 月，在北京市第三建筑工程公司工作；1996 年 8 月至 2005 年 12 月，任北京国投工程部业务经理、经理；2006 年 1 月至 2008 年 3 月，任新疆风电副总经理、总经理；2008 年 3 月至 2010 年 3 月，任港建张北总经理；2009 年 3 月至 2010 年 6 月，任风电有限公司副总经理；2010 年 6 月至今，任本公司副总经理。

陶银海先生，副总经理，男，1974 年出生，硕士研究生，高级经济师，中国国籍，无境外居留权。1998 年 7 月至 2001 年 12 月，在河北汇能电力电子有限公司工作；2002 年 1 月至 2003 年 1 月，任北京国汇捷力电子技术有限公司总经理助理兼企管部主任、人力资源部主任；2003 年 1 月至 2011 年 8 月，先后任中国节能党委办公室业务经理、人力资源部主任助理和副主任；2008 年 8 月至 2013 年 8 月，在青海省治多县挂职锻炼任副县长；2011 年 9 月，进入本公司工作；2011 年 10 月至今，任本公司副总经理。

郭毅先生，副总经理，男，1974 年出生，大专学历，工程师，中国国籍，无境外居留权。1995 年 7 月至 1996 年 1 月，在河南省大西洋装饰织物公司工作；1996 年 5 月至 2000 年 7 月，在北京市地矿经贸中心工作，任工程部经理；2000 年 8 月至 2003 年 8 月，在北京华林新型材料有限公司工作，任贸易部副经理；2003 年 8 月至 2006 年 1 月，在北京国投工作，期间被外派至新疆地区开展支边工作，先后任新疆塔城地区计委副主任、新疆维吾尔自治区发改委工业处副处长；2006 年 1 月至 2006 年 12 月，在风电有限公司任项目部副经理；2007 年 1 月至 2011 年 3 月，在新疆风电任副总经理、总经理；2011 年 4 月至 2013 年 6 月，任本公司总经理助理兼项目开发部经理；2013 年 6 月至今，任本公司副总经理。

罗锦辉先生，总会计师，男，1969 年出生，硕士研究生，高级会计师，中国国籍，无境外居留权。1992 年 9 月至 1998 年 4 月，先后在煤炭部北京煤矿

机械厂、煤炭部审计局审计事务所工作；1998 年 4 月至 2006 年 1 月，先后在中国节能稽核审计部、财务部、企业管理部担任业务经理、高级业务经理；2006 年 1 月至 2010 年 2 月，任中节能新材料投资有限公司副总经理；2010 年 3 月至 2010 年 6 月，任风电有限公司总会计师；2010 年 6 月至今，任本公司总会计师。

张东辉先生，董事会秘书，男，1976 年出生，硕士研究生，高级经济师，中国国籍，无境外居留权。2000 年 7 月至 2004 年 3 月，在信永中和会计师事务所工作；2004 年 4 月至 2007 年 7 月，历任保利集团下属保利科技公司企划部高级经理、保利科技公司下属山西省铁新煤矿公司副总经理、保利能源控股公司煤炭业务部副总经理；2007 年 8 月至 2010 年 5 月，任中国节能资本运营部业务经理、高级业务经理、主任助理；2010 年 6 月至今，任本公司董事会秘书。

本公司于 2013 年 6 月 26 日召开第二届董事会第一次会议，聘任刘斌为本公司总经理，聘任张东辉为本公司董事会秘书，聘任贾锐、陶银海、郭毅为本公司副总经理，聘任罗锦辉为本公司总会计师。上述高级管理人员任期均至 2016 年 6 月。

二、董事、监事和高级管理人员的个人投资情况

（一）董事、监事和高级管理人员及其近亲属持有本公司股份的情况

截至本招股说明书签署日，本公司董事、监事和高级管理人员均没有直接或间接持有本公司股份。上述人员的父母、配偶和成年子女也没有直接或间接持有本公司股份。

（二）董事、监事和高级管理人员对外投资情况

截至本招股说明书签署日，本公司董事、监事和高级管理人员均不存在与本公司存在利益冲突的对外投资。

三、董事、监事和高级管理人员收入情况

2013 年度，时任本公司董事、监事和高级管理人员从本公司领取薪酬的情况如下：

1、董事领取薪酬情况

姓名	时任职务	2013 年度在本公司领取薪酬（万元）
李书升	董事长	77.08
徐波	副董事长	未在本公司领取薪酬
刘斌	董事、总经理	77.20
曹华斌	董事	未在本公司领取薪酬
胡正鸣	董事	未在本公司领取薪酬
马伟	董事	未在本公司领取薪酬
王红旭	董事	未在本公司领取薪酬
王利娟	董事	未在本公司领取薪酬
易跃春	独立董事	8.40
祁和生	独立董事	8.40
李华杰	独立董事	8.40
赵迎琳	独立董事	8.40

2、监事领取薪酬情况

姓名	时任职务	2013 年度在本公司领取薪酬（万元）
李素芬	监事会主席	未在本公司领取薪酬
张国清	监事	未在本公司领取薪酬
张治平	职工监事	27.42

3、除任董事外的高级管理人员领取薪酬情况

姓名	时任职务	2013 年度在本公司领取薪酬（万元）
杨旭华	副总经理	42.70
贾　锐	副总经理	61.79
陶银海	副总经理	58.15
郭毅	副总经理	24.09
罗锦辉	总会计师	61.85
张东辉	董事会秘书	58.19

注：杨旭华先生自 2013 年 7 月不再担任公司副总经理，上述薪酬为其于 2013 年 1 月至 7 月在公司领取的薪酬

本公司董事徐波、曹华斌、胡正鸣、马伟、王红旭、王利娟和本公司监事李

素芬、张国清不在本公司领取薪酬，而从本公司关联企业领取薪酬。根据公司2011年第四次临时股东大会决议，本公司独立董事年度薪酬为10万元/年（税前）。其余在本公司领取薪酬的董事、监事及高级管理人员的收入包括工资、津贴和年终奖金；除此之外，本公司按照国家有关法律和法规为上述人员缴纳社保基金、医疗保险金和住房公积金。

四、董事、监事和高级管理人员的兼职情况及相互关系

（一）董事、监事及高级管理人员的兼职情况

截至本招股说明书签署日，本公司董事、监事和高级管理人员的兼职情况如下：

姓名	本公司任职	兼职情况	兼职职务	兼职单位与本公司关系
李书升	董事长	国家综合评标专家库	评标专家	无
		国家能源局能源行业风电标准化技术委员会	成员	无
		中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会	副主任委员	无
		中国电机工程学会风力与潮汐发电专业委员会	委员	无
		中国国际贸易促进委员会电力行业委员会	委员	无
		《中国能源》杂志理事会	理事	无
		港建张北	董事	控股子公司
		港能张北	董事	控股子公司
		港建甘肃	董事	控股子公司
徐波	副董事长	社保基金	股权资产部副巡视员	持股5%以上股东
		中国航空技术国际控股有限公司	董事	无
		国电电力发展股份有限公司	董事	无
刘斌	董事兼总经理	青海东方	董事长	全资子公司
曹华斌	董事	中节能太阳能科技股份有限公司	董事长	同受中国节能控制
		中节能太阳能科技（镇江）有限公司	董事长	同受中国节能控制
		中节能太阳能香港有限公司	董事	同受中国节能控制
胡正鸣	董事	中国节能	法律风控部主	控股股东

			任	
		上海国际节能环保发展有限公司	董事	同受中国节能控制
		中节能（深圳）投资集团有限公司	董事	同受中国节能控制
		烟台万润精细化工股份有限公司	董事	同受中国节能控制
		中环保水务投资有限公司	董事	同受中国节能控制
马伟	董事	光大汇益伟业投资管理（北京）有限公司	董事、总经理	公司董事任职的其他企业
		光大三山创业投资管理有限公司	董事、总经理	公司董事任职的其他企业
		光大国联创业投资有限公司	董事、总经理	公司董事任职的其他企业
王红旭	董事	国开金融	股权一部总经理	持股 5%以上股东
		山西晋城无烟煤矿业集团有限责任公司	董事	公司董事任职的其他企业
		国开金泰资本投资有限责任公司	董事	公司董事任职的其他企业
		国开创新资本投资有限责任公司	副总经理	公司董事任职的其他企业
		上海梅山钢铁股份有限公司	董事	公司董事任职的其他企业
		金川集团股份有限公司	监事	无
		昆明船舶设备集团有限公司	董事	公司董事任职的其他企业
王利娟	董事	中国节能	企业管理部副主任	控股股东
		中国新时代控股（集团）公司	董事	同受中国节能控制
		中国节能环保（香港）投资有限公司	董事	同受中国节能控制
		中节能（深圳）投资集团有限公司	董事	同受中国节能控制
		中节能工业节能有限公司	董事	同受中国节能控制
易跃春	独立董事	水电水利规划设计总院	副总工程师	无
		中国电机工程学会风力与潮汐发电专业委员会	委员	无
		国家发改委可再生能源专家库	风能领域	无

			专家成员	
		国家科技奖评审专家库	风能领域专家成员	无
		中国可再生能源学会第八届理事会	理事	无
祁和生	独立董事	辽宁大金重工股份有限公司	独立董事	无
		山东莱芜金雷风电科技股份有限公司	独立董事	无
		宁波东力传动设备股份有限公司	独立董事	无
		中国农机工业协会风力机械分会	秘书长	无
		全国风力机械标准化技术委员会	副秘书长	无
		中国科学院风能利用重点实验室学术委员会	委员	无
		中国气象学会气候资源应用研究委员会	委员	无
		中国电机工程学会风力与潮汐发电专业委员会	委员	无
李华杰	独立董事	永拓会计师事务所	副主任会计师	无
		华北高速公路股份有限公司	独立董事	无
赵迎琳	独立董事	中国人寿财产保险股份有限公司	投资管理部总经理	无
李素芬	监事会主席	中国节能	审计部副主任	控股股东
		中节能（深圳）投资集团有限公司	监事	同受中国节能控制
		重庆中节能实业有限责任公司	监事	同受中国节能控制
		中节能咨询有限公司	监事	同受中国节能控制
		中节能（天津）投资集团有限公司	监事	同受中国节能控制
张治平	职工监事	张北风电	董事	全资子公司
		张北运维	董事	全资子公司
		甘肃风电	董事	全资子公司
		内蒙风电	董事	全资子公司
		新疆风电	董事	全资子公司
		哈密风电	董事	全资子公司
		张北风能	董事	全资子公司
		肃北风电	董事	全资子公司
		通辽风电	董事	全资子公司
		青海东方	董事	全资子公司
		港建张北	董事	控股子公司

		港能张北	董事	控股子公司
张国清	监事	社保基金	法规及监管部处长	持股 5%以上股东
贾锐	副总经理	张北风电	董事长、总经理	全资子公司
		张北运维	董事长、总经理	全资子公司
		张北风能	董事长、总经理	全资子公司
		中节智行	执行董事	全资子公司
		港建张北	董事长	控股子公司
		港能张北	董事长	控股子公司
陶银海	副总经理	青海东方	董事、总经理	全资子公司
郭毅	副总经理	新疆风电	董事长	全资子公司
		哈密风电	董事长	全资子公司
罗锦辉	总会计师	通辽风电	董事长	全资子公司
		内蒙风电	董事长	全资子公司
		港建张北	监事	控股子公司
		港能张北	监事	控股子公司
		港建甘肃	监事	控股子公司
张东辉	董事会秘书	甘肃风电	董事长	全资子公司
		肃北风电	董事长	全资子公司
		港建甘肃	董事	控股子公司

除以上所述外，本公司的董事、监事和高级管理人员没有其他兼职的情况。

（二）董事、监事和高级管理人员相互之间的关系

截至本招股说明书签署日，本公司董事、监事和高级管理人员相互之间不存在亲属关系。

五、董事、监事和高级管理人员与本公司签订的协议

截至本招股说明书签署日，本公司董事、监事和高级管理人员未与本公司签订任何重大商业协议。

六、董事、监事和高级管理人员任职资格及报告期内的变动情况

（一）董事、监事、高级管理人员任职资格

截至本招股说明书签署日，本公司董事、监事和高级管理人员均不存在《公司法》及《首次公开发行股票并上市管理办法》规定的不得担任董事、监事、高级管理人员的情形，符合相关法律、法规、规范性文件和《公司章程》规定的任职资格。

（二）报告期内董事、监事和高级管理人员变动情况

报告期内，公司董事、监事和高级管理人员变动情况如下：

1、董事变动情况

2010 年 6 月 27 日，本公司创立大会选举王小康、李书升、徐波、甘芳、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松为公司董事。同日，本公司召开第一届董事会第一次会议，选举王小康为董事长，李书升、徐波为副董事长。

2011 年 4 月 1 日，本公司召开 2010 年度股东大会，选举马伟为公司董事，甘芳因工作原因不再担任公司董事。

2011 年 7 月 28 日，本公司召开第一届董事会第十一次会议，选举李书升为董事长，王小康因工作原因不再担任董事长。

2011 年 8 月 13 日，本公司召开 2011 年第三次临时股东大会，为进一步规范公司内部治理结构、满足《上市规则》和《关于在上市公司建立独立董事制度的指导意见》要求，增选易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳为公司独立董事。

2013 年 6 月 26 日，本公司召开 2013 年第二次临时股东大会，因公司第一届董事会任期届满，董事会进行换届选举，选举王红旭、王利娟为公司董事，王小康、滕荣松因工作原因不再担任公司董事，其他董事续任，未发生变化。

2、监事变动情况

2010 年 6 月 27 日，股份公司创立大会选举李素芬、张国清担任监事，职工大会选举张治平担任公司职工监事。同日，本公司召开第一届监事会第一次会议，选举李素芬为监事会主席。2013 年 6 月，因公司第一届监事会任期届满，

公司监事会进行换届选举，各监事续任，未发生变化。

3、高级管理人员变动情况

2010 年 6 月 27 日，股份公司第一届董事会第一次会议聘任刘斌为总经理，曹华斌、杨旭华、贾锐为副总经理，罗锦辉为总会计师，张东辉为董事会秘书。2011 年 4 月 1 日，经第一届董事会第七次会议批准，曹华斌因工作调动原因不再担任公司副总经理职务。2011 年 10 月 19 日，公司召开第一届董事会第十五次会议选聘陶银海为公司副总经理，2013 年 6 月 26 日，因高级管理人员任期届满，公司召开第二届董事会第一次会议续聘相关高级管理人员，选聘郭毅为公司副总经理,杨旭华因个人原因不再担任公司副总经理职务，其他高级管理人员未发生变化。

综上，本公司董事、监事及高级管理人员在报告期内未发生重大变动。

第九节 公司治理

公司自成立以来，按照《公司法》及其他相关法律法规的规定，建立了健全的股东大会、董事会、监事会、独立董事、董事会秘书等制度，并在董事会下设战略委员会、审计委员会、薪酬与提名委员会三个专门委员会。上述机构及人员均按照《公司法》等相关法律法规规定、《公司章程》及各自议事规则规范运作，没有违法、违规的情况发生。

一、股东大会

本公司于 2010 年 6 月 27 日召开了创立大会，审议通过了《公司章程》，建立了股东大会制度。2011 年 8 月 13 日，本公司召开了 2011 年第三次临时股东大会，会议审议通过了关于修改《公司章程》的议案以及《股东大会议事规则》。相关制度符合《公司法》、《证券法》、《公司章程》及中国证监会和交易所有关的上市公司治理的规范性文件的要求，不存在差异。

（一）股东大会的职权

股东大会是本公司的权力机构，依法行使下列职权：

1、决定公司的经营方针和投资计划；

2、选举和更换非由职工代表担任的董事、监事，决定有关董事、监事的报酬事项；

3、审议批准董事会的报告；

4、审议批准监事会的报告；

5、审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案；

6、审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案；

7、对公司增加或减少注册资本作出决议；

8、对发行公司债券作出决议；

9、对公司的合并、分立、解散、清算或者变更公司形式作出决议；

10、修改公司章程；

11、对公司聘用、解聘会计师事务所作出决议；

12、审议批准《公司章程》第四十一条规定的担保事项；

13、审议批准公司在一年内购买、出售重大资产超过公司最近一期经审计总资产 30%的事项；

14、审议股权激励计划；

15、审议法律、行政法规、部门规章或《公司章程》规定应当由股东大会决定的其他事项。

在《公司法》及其他法律、法规允许的范围内，股东大会可以授权公司董事会在授权范围内决定公司的重大事项。

（二）股东大会的召集

股东大会由董事会依法召集，由董事长主持。

独立董事有权向董事会提议召开临时股东大会。对独立董事要求召开临时股东大会的提议，董事会应当根据法律、行政法规和《公司章程》的规定，在收到提议后 10 日内提出同意或不同意召开临时股东大会的书面反馈意见。董事会同意召开临时股东大会的，将在作出董事会决议后的 5 日内发出召开股东大会的通知；董事会不同意召开临时股东大会的，将说明理由。

监事会有权向董事会提议召开临时股东大会，并应当以书面形式向董事会提出。董事会应当根据法律、行政法规和《公司章程》的规定，在收到提案后 10 日内提出同意或不同意召开临时股东大会的书面反馈意见。董事会同意召开临时股东大会的，将在作出董事会决议后的 5 日内发出召开股东大会的通知，通知中对原提议的变更，应征得监事会的同意。董事会不同意召开临时股东大会，或者在收到提案后 10 日内未作出反馈的，视为董事会不能履行或者不履行召集股东大会会议职责，监事会可以自行召集和主持。

单独或者合计持有公司 10%以上股份的股东有权向董事会请求召开临时股东大会，并应当以书面形式向董事会提出。董事会应当根据法律、行政法规和《公司章程》的规定，在收到请求后 10 日内提出同意或不同意召开临时股东大会的书面反馈意见。董事会同意召开临时股东大会的，应当在作出董事会决议后的 5 日内发出召开股东大会的通知，通知中对原请求的变更，应当征得相关股东的同意。董事会不同意召开临时股东大会，或者在收到请求后 10 日内未作出反馈的，单独或者合计持有公司 10%以上股份的股东有权向监事会提议召开临时股东大

会，并应当以书面形式向监事会提出请求。监事会同意召开临时股东大会的，应在收到请求 5 日内发出召开股东大会的通知，通知中对原提案的变更，应当征得相关股东的同意。监事会未在规定期限内发出股东大会通知的，视为监事会不召集和主持股东大会，连续 90 日以上单独或者合计持有公司 10%以上股份的股东可以自行召集和主持。

（三）股东大会提案和通知

提案的内容应当属于股东大会职权范围，有明确议题和具体决议事项，并且符合法律、行政法规和《公司章程》的有关规定。公司召开股东大会，董事会、监事会以及单独或者合计持有公司 3%以上股份的股东，有权向公司提出提案。

单独或者合计持有公司 3%以上股份的股东，可以在股东大会召开 10 日前提出临时提案并书面提交召集人。召集人应当在收到提案后 2 日内发出股东大会补充通知，并注明临时提案的内容。除此之外，召集人在发出股东大会通知后，不得修改股东大会通知中已列明的提案或增加新的提案。

股东大会通知中未列明或不符合《公司章程》第四十七条规定的提案，股东大会不得进行表决并作出决议。

召集人应在年度股东大会会议召开日的二十日以前、临时股东大会会议召开日的十五日以前通知各股东。

股东大会的通知包括以下内容：会议的时间、地点和会议期限；提交会议审议的事项和提案；以明显的文字说明：全体股东均有权出席股东大会，并可以书面委托代理人出席会议和参加表决，该股东代理人不必是公司的股东；有权出席股东大会股东的股权登记日；会务常设联系人姓名，电话号码。

发出股东大会通知后，无正当理由，股东大会不应延期或取消，股东大会通知中列明的提案不应取消。一旦出现延期或取消的情形，召集人应当在原定召开日前至少 2 个工作日通知并说明原因。

（四）股东大会的召开

股东大会分为年度股东大会和临时股东大会。年度股东大会每年召开一次，应当于上一会计年度结束后的六个月内举行。有下列情形之一的，公司在事实发生之日起二个月以内召开临时股东大会：

1、董事人数不足《公司法》规定人数或者《公司章程》所定人数的 2/3 时（即不足 8 人时）；

2、公司未弥补的亏损达实收股本总额的 1/3 时；

3、单独或者合计持有公司 10%以上股份的股东请求时；

4、董事会认为必要时；

5、监事会提议召开时；

6、法律、行政法规、部门规章或《公司章程》规定的其他情形。

（五）股东大会的表决和决议

股东大会决议分为普通决议和特别决议。股东大会作出普通决议，应当由出席股东大会的股东（包括股东代理人）所持表决权的 1/2 以上通过。股东大会作出特别决议，应当由出席股东大会的股东（包括股东代理人）所持表决权的 2/3 以上通过。

下列事项由股东大会以普通决议通过：董事会和监事会的工作报告；董事会拟定的利润分配方案和弥补亏损方案；董事会和监事会成员的任免及其报酬和支付方法；公司年度预算方案、决算方案；公司年度报告；除法律、行政法规规定或者《公司章程》规定应当以特别决议通过以外的其他事项。

下列事项由股东大会以特别决议通过：公司增加或减少注册资本；公司的分立、合并、解散和清算；《公司章程》的修改；公司在一年内购买、出售重大资产或者担保金额超过公司最近一期经审计总资产 30%的；股权激励计划；法律、行政法规或者《公司章程》规定，以及股东大会以普通决议认定会对公司产生重大影响的，需要以特别决议通过的其他事项。

股东（包括股东代理人）以其所代表的有表决权的股份数额行使表决权，每一股份享有一票表决权。公司所持有的本公司股份没有表决权，且该部分股份不计入出席股东大会有表决权的股份总数。

董事会、独立董事和符合相关规定条件的股东可以征集股东投票权。

股东大会审议有关关联交易事项时，关联股东不应当参与投票表决，其所代表的有表决权的股份数不计入有效表决总数。

（六）历次股东大会召开情况

截至本招股说明书签署日，本公司共召开 18 次股东大会，历次股东大会召开情况如下：

序号	会议时间	会议名称	参会股东
1	2010 年 6 月 27 日	创立大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
2	2010 年 12 月 7 日	2010 年第一次临时股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
3	2011 年 4 月 1 日	2010 年度股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
4	2011 年 5 月 31 日	2011 年第一次临时股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
5	2011 年 7 月 28 日	2011 年第二次临时股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
6	2011 年 8 月 13 日	2011 年第三次临时股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
7	2011 年 9 月 15 日	2011 年第四次临时股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
8	2011 年 12 月 16 日	2011 年第五次临时股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
9	2012 年 2 月 16 日	2012 年第一次临时股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
10	2012 年 3 月 30 日	2012 年第二次临时股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
11	2012 年 4	2011 年度股东大	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光

	月 20 日	会	大创业
12	2012 年 7 月 6 日	2012 年第三次临时股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
13	2012 年 12 月 24 日	2012 年第四次临时股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
14	2013 年 2 月 26 日	2013 年第一次临时股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
15	2013 年 4 月 25 日	2012 年度股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
16	2013 年 6 月 26 日	2013 年第二次临时股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
17	2013 年 12 月 26 日	2013 年第三次临时股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业
18	2014 年 3 月 16 日	2014 年第一次临时股东大会	中国节能、社保基金、国开金融、光控安心、光大创业

本公司历次股东大会的会议通知、召开方式、表决方式、签署等程序及决议内容均符合《公司法》和《公司章程》及相关制度的规定，会议记录完整规范，股东能够勤勉尽责地履行权利和义务。股东大会机构和制度的建立及有效执行，对完善本公司治理结构和规范本公司运作发挥了积极的作用。

二、董事会

本公司于 2010 年 6 月 27 日召开了创立大会，选举了第一届董事会成员，并于同日召开了第一届董事会第一次会议。2011 年 8 月 13 日，本公司召开了 2011 年第三次临时股东大会，会议审议通过了《董事会议事规则》以及《独立董事工作细则》。2011 年 7 月 28 日，本公司召开第一届董事会第十一次会议，审议通过了《董事会战略委员会工作细则》、《董事会审计委员会工作细则》、《董事会薪酬与提名委员会工作细则》，2011 年 8 月 29 日，本公司召开第一届董事

会第十三次会议，审议通过了关于董事会战略委员会、审计委员会、薪酬与提名委员会三个专门委员会的议案。相关制度符合《公司法》、《证券法》、《公司章程》及中国证监会和交易所有关的上市公司治理的规范性文件的要求，不存在差异。

（一）董事会的构成

公司设董事会，对股东大会负责。董事会由 12 名董事组成，设董事长 1 人，副董事长 1 人。董事长和副董事长由董事会以全体董事的过半数选举产生。

董事可以由总经理或者其他高级管理人员兼任，但兼任总经理或者其他高级管理人员职务的董事以及由职工代表担任的董事，总计不得超过公司董事总数的 1/2。

（二）董事会的职权

董事会行使下列职权：

1、召集股东大会会议，并向股东大会报告工作；

2、执行股东大会的决议；

3、决定公司的经营计划、投资方案；

4、制订公司的年度财务预算方案、决算方案；

5、制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案；

6、制订公司增加或者减少注册资本的方案；

7、制订公司发行债券或其他证券及上市方案；

8、拟订公司重大收购、收购本公司股票的方案；

9、拟订合并、分立、解散及变更公司形式的方案；

10、在股东大会授权范围内，决定公司对外投资、收购出售资产、资产抵押、对外担保事项、委托理财、关联交易等事项；

11、决定公司内部管理机构的设置；

12、选举公司董事长、副董事长；

13、根据董事长的提名，决定聘任或者解聘公司总经理、董事会秘书；根据总经理的提名，聘任或者解聘公司副总经理、总会计师等高级管理人员，并决定其报酬和奖惩事项；

14、决定董事会专门委员会的设置；聘任或者解聘董事会各专门委员会主席；

15、制定公司的基本管理制度；

16、制订公司章程的修改方案；

17、管理公司信息披露事项；

18、向股东大会提请聘请或更换为公司审计的会计师事务所；

19、听取公司总经理的工作汇报并检查总经理的工作；

20、制订公司的股权激励计划方案；

21、决定公司子公司的合并、分立、重组等事项；

22、《公司章程》三十七条规定须经股东大会审议范围以外的公司对外担保事项；

23、决定公司对外捐赠或赞助；

24、决定《公司章程》规定须经股东大会审议范围以外的公司为自身债务设定的资产抵押、质押事项；

25、审议批准《公司章程》规定须经股东大会审议范围以外的公司收购出售资产事项；

26、法律、行政法规、部门规章或《公司章程》规定，以及股东大会授予的其他职权。

董事会一次性运用公司资产（包括但不限于对外投资、收购出售资产、资产抵押、委托理财等）的权限为公司最近一期经审计的净资产 30%以下，《公司法》、本章程以及其他法律法规另有规定的除外；并建立严格的审查和决策程序；重大投资项目应当组织有关专家、专业人员进行评审，并报股东大会批准。

（三）董事会会议的召开

董事会每年至少召开两次会议，由董事长召集，于会议召开 10 日以前书面通知全体董事和监事。

代表 10%以上表决权的股东、1/3 以上董事或者监事会、1/2 以上独立董事，可以提议召开董事会临时会议。董事长应当自接到提议后 10 日内，召集和主持董事会临时会议。

（四）董事会会议的通知

董事会召开临时董事会会议的通知方式为：书面通知，包括挂号信、电报、

经确认收到的传真或电子邮件；通知时限为：会议召开前 3 日应送达各董事和监事；重大紧急事项需召开临时董事会会议的，经全体董事同意可不受通知时限的限制。经各董事同意，可变更定期董事会和临时董事会的通知时间。

董事会会议通知包括以下内容：会议日期和地点；会议期限；事由及议题；发出通知的日期。

（五）董事会会议的决议

董事会会议必须有过半数董事出席方可举行。董事会作出决议，必须经全体董事的过半数通过。

董事会决议的表决，实行一人一票。

董事与董事会会议决议事项所涉及的企业有关联关系的，不得对该项决议行使表决权，也不得代理其他董事行使表决权。该董事会会议由过半数的无关联关系董事出席即可举行，董事会会议所作决议须经无关联关系董事过半数通过。出席董事会的无关联董事人数不足 3 人的，应将该事项提交股东大会审议。

董事会决议既可采取记名投票表决方式，也可采取举手表决方式。

董事会临时会议在保障董事充分表达意见的前提下，可以用通讯表决方式（传签）进行并作出决议，并由参会董事签字。

（六）董事会专门委员会

2011 年 7 月 28 日，本公司召开第一届董事会第十一次会议，审议通过了《董事会战略委员会工作细则》、《董事会审计委员会工作细则》、《董事会薪酬与提名委员会工作细则》，2011 年 8 月 29 日，本公司召开第一届董事会第十三次会议，审议通过了设立了董事会战略委员会、审计委员会、薪酬与提名委员会三个专门委员会的议案。各专门委员会对董事会负责，其成员全部由董事组成。董事会也可以根据需要另设其他委员会和调整现有委员会。各专门委员会工作细则的制定、修改由董事会审议通过。

战略委员会目前的成员包括：李书升、徐波、刘斌、易跃春、祁和生，李书升为战略委员会主席。战略委员会的主要职责是：

1、对公司发展战略和中、长期发展规划方案进行研究、提出建议，并对其实施进行评估、监控；

2、对公司增加或减少注册资本、发行公司债券、合并、分立、解散事项的方案进行研究并提出建议；

3、对公司重大业务重组、对外收购、兼并及资产出让进行研究并提出建议；

4、对须经董事会审议的公司投融资、资产经营等项目进行研究并提出建议；

5、对公司重大机构重组和调整方案进行研究并提出建议；

6、董事会授予的其他职权。

审计委员会目前的成员包括：李华杰、胡正鸣、赵迎琳，李华杰为审计委员会主席。审计委员会的主要职责是：

1、主要负责就外聘审计机构的委任、重新委任及罢免向董事会提供建议、批准外聘审计机构的薪酬及聘用条款，及处理任何有关辞聘或解聘该审计机构的问题；

2、按适用的标准检讨及监察外聘审计机构是否独立客观及审计程序是否有效；审计委员会应于审计工作开始前先与审计机构讨论审计性质、范畴及有关申报责任；

3、就外聘审计机构提供非审计服务制定政策，并予以执行；

4、检查公司的财务报表及公司年度报告及账目、半年度报告及（若拟刊发）季度报告的完整性，并审阅报表及报告所载有关财务申报的重大意见；

5、检讨公司的财务监控、内部监控及风险管理制度；

6、与管理层讨论内部监控系统，确保管理层已履行职责建立有效的内部监控系统，包括考虑公司在会计及财务汇报职能方面的资源、员工资历及经验是否足够以及员工所接受的培训课程和有关预算是否充足；

7、主动或应董事会的委派，就有关内部监控事宜的重要调查结果及管理层的回应进行研究；

8、确保内部和外聘审计机构的工作得到协调；也须确保内部审计功能在公司内部有足够资源运作，并且有适当的地位；以及检讨及监察内部审计功能是否有效；

9、检讨公司的财务及会计政策及实务；

10、检查外聘审计机构给予管理层的审计情况相关说明函件、审计机构就会计纪录、财务帐目或监控系统向管理层提出的任何重大疑问及管理层作出的回应；

11、确保董事会及时回应于外聘审计机构给予管理层的审计情况相关说明函件中提出的事宜；

12、研究其他由董事会确定的事项；

13、公司董事会授权的其他事宜。

薪酬与提名委员会成员目前的成员包括：赵迎琳、王红旭、易跃春，赵迎琳为薪酬与提名委员会主席。薪酬与提名委员会的主要职责是：

1、研究董事及高级管理人员考核的标准、绩效评价程序和薪酬及奖惩办法，提交董事会批准；

2、评审公司董事和高级管理人员的履职情况并对其进行绩效考核评价；

3、对公司薪酬制度执行情况进行监督；

4、获得董事会授权，考量确定董事及高级管理人员的特定薪酬待遇；

5、通过参照董事会不时通过的公司目标，检查及批准按表现而确定的薪酬；

6、定期检讨董事会的架构、人数及组成（包括技能、知识及经验方面），并就任何拟作出的变动向董事会提出建议；

7、物色具备合适资格可担任董事、高级管理人员的人士，并挑选提名有关人士出任董事、高级管理人员或就此向董事会提供意见；

8、评核独立董事的独立性；

9、就董事委任或重新委任以及董事继任计划的有关事宜向董事会提出建议；

10、对董事的工作情况进行评估，并根据评估结果提出更换董事的意见或建议（如适用）；

11、董事会授权的其他事宜。

截至本招股说明书签署日，董事会各专门委员会的运行情况如下：

委员会名称	会议时间	审议事项	形成的决议或意见	参会董事
战略委员会	2011 年 10 月 18 日	关于公司投资设立中节能风力发电（肃北）有限公司（暂定名）的事项	《董事会战略委员会关于投资设立中节能风力发电（肃北）有限公司（暂定名）的意见》	李书升、徐波、刘斌、易跃春、祁和生（全体成员）

	2011 年 11 月 28 日	关于公司投资收购通辽东兴风盈永兴风电场一期 49.5MW 项目及收购青海德令哈朵海风电场一期 49.5MW 项目的事项	1.《董事会战略委员会关于投资收购通辽东兴风盈永兴风电场一期 49.5MW 项目的意见》； 2.《董事会战略委员会关于投资收购青海德令哈朵海风电场一期 49.5MW 项目的意见》	李书升、徐波、刘斌、易跃春、祁和生（全体成员）
	2012 年 3 月 28 日	关于公司投资设立中节能风力发电（浙江）有限公司（暂定名）的事项	《董事会战略委员会关于投资设立中节能风力发电（浙江）有限公司（暂定名）的意见》	李书升、徐波、刘斌、易跃春、祁和生（全体成员）
	2012 年 6 月 18 日	关于公司投资建设甘肃马鬃山第二风电场 A 区 200MW 风电场项目及新疆托里 200MW 风电场二期 49.5MW 风电场项目的事项	1.《董事会战略委员会关于投资建设甘肃马鬃山第二风电场 A 区 200MW 风电场项目的意见》； 2.《董事会战略委员会关于投资建设新疆托里 200MW 风电场二期 49.5MW 风电场项目的意见》	李书升、徐波、刘斌、易跃春、祁和生（全体成员）
	2013 年 4 月 12 日	关于公司投资设立北京中节能风电技术咨询有限公司的事项	《公司董事会战略委员会关于投资设立北京中节能风电技术咨询有限公司（暂定名）的意见》	李书升、徐波、刘斌、易跃春、祁和生（全体成员）
	2014 年 4 月 12 日	关于投资建设内蒙古红木脑包风电场一期 49.5MW 风电项	第二届董事会战略委员会 2014 年第一次会议决议	李书升、徐波、刘斌、易跃春、祁和生（全体

		目的议案		成员）
审计委员会	2011 年 11 月 28 日	关于公司聘请 2011 年度审计机构的事项	《董事会审计委员会关于聘请公司 2011 年度审计机构的意见》	李华杰、胡正鸣、赵迎琳（全体成员）
	2012 年 2 月 27 日	关于公司 2009、2010、2011 三年财务会计报告的事项	《董事会审计委员会关于公司截至 2009 年 12 月 31 日、2010 年 12 月 31 日、2011 年 12 月 31 日止三个年度财务报告的意见》	李华杰、胡正鸣、赵迎琳（全体成员）
	2012 年 7 月 13 日	审议关于公司截至 2012 年 6 月 30 日止 6 个月期间财务报表的事项	《董事会审计委员会关于公司截至 2012 年 6 月 30 日止 6 个月期间财务报表的意见》	李华杰、胡正鸣、赵迎琳（全体成员）
	2012 年 12 月 3 日	审议关于公司聘请 2012 年度审计机构的事项	《董事会审计委员会关于聘请公司 2012 年度审计机构的意见》	李华杰、胡正鸣、赵迎琳（全体成员）
	2013 年 1 月 25 日	审议关于公司 2012 年度审计工作情况、审计管理部 2012 年度工作报告以及公司 2010、2011、2012 三年财务会计报告的事项	《董事会审计委员会决议（2013 年第一次）》	李华杰、胡正鸣、赵迎琳（全体成员
	2013 年 7	审议公司截至 2010 年 12 月 31	《第二届董事会审计委员会决	李华杰、赵

	月 23 日	日、2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日止三个年度及截至 2013 年 6 月 30 日 6 个月期间的财务报告	议（2013 年第一次）》	迎琳
	2013 年 12 月 10 日	关于聘请公司 2013 年度审计机构的事项	《第二届董事会审计委员会决议（2013 年第二次）》	李华杰、胡正鸣、赵迎琳（全体成员
	2014 年 2 月 17 日	（一）听取《毕马威华振会计师事务所关于公司 2013 年度审计工作情况的报告》；（二）审议《公司截至 2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日、2013 年 12 月 31 日止三个年度财务报告》；（三）审议《公司内部控制的自我评价报告》；（四）审议《公司 2013 年度内部审计工作总结及 2014 年内部审计工作计划》。	《第二届董事会审计委员会决议（2014 年第一次）》	李华杰、胡正鸣、赵迎琳（全体成员

薪酬与提名委员会	2011 年 11 月 18 日	关于公司副总经理候选人陶银海任职资格的事项	《董事会薪酬与提名委员会审查意见》	赵迎琳、滕荣松、易跃春（全体成员）
	2013 年 5 月 24 日	关于股东推荐的公司第二届董事会董事候选人任职资格的事项、关于股东推荐的公司新一届经营班子及其他高级管理人员任职资格的事项	《董事会薪酬与提名委员会决议（2013 年第一次）》	赵迎琳、滕荣松、易跃春（全体成员）

发行人董事会各专门委员会的日常运作、会议的召集、召开、表决程序符合发行人《公司章程》及各委员会工作细则的有关规定，规范、有效。

（七）历次董事会召开情况

截至本招股说明书签署日，本公司共召开 33 次董事会，历次董事会召开情况如下：

序号	会议时间	会议名称	参会董事
1	2010 年 6 月 27 日	第一届董事会第一次会议	李书升、徐波、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松（应到 8 人，实到 6 人）王小康委托李书升出席、甘芳委托徐波出席
2	2010 年 7 月 15 日	第一届董事会第二次会议	王小康、李书升、徐波、甘芳、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松（应到 8 人，实到 8 人）
3	2010 年 8 月 26 日	第一届董事会第三次会议	王小康、李书升、徐波、甘芳、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松（应到 8 人，实到 8 人）
4	2010 年 9 月	第一届董事会第四	王小康、李书升、徐波、甘芳、曹华斌、胡正

	28 日	次会议	鸣、刘斌、滕荣松（应到 8 人，实到 8 人）
5	2010 年 12 月 7 日	第一届董事会第五次会议	王小康、李书升、徐波、甘芳、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松（应到 8 人，实到 8 人）
6	2010 年 12 月 20 日	第一届董事会第六次会议	王小康、李书升、徐波、甘芳、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松（应到 8 人，实到 8 人）
7	2011 年 4 月 1 日	第一届董事会第七次会议	李书升、徐波、刘斌、滕荣松、胡正鸣（应到 8 人，实到 5 人）,王小康委托李书升出席、甘芳委托滕荣松出席、曹华斌委托刘斌出席
8	2011 年 5 月 6 日	第一届董事会第八次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松（应到 8 人，实到 8 人）
9	2011 年 5 月 15 日	第一届董事会第九次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松（应到 8 人，实到 8 人）
10	2011 年 7 月 12 日	第一届董事会第十次会议	李书升、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松（应到 8 人，实到 6 人）,王小康委托李书升出席、徐波委托刘斌出席
11	2011 年 7 月 28 日	第一届董事会第十一次会议	李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌（应到 8 人，实到 6 人），王小康委托李书升出席、滕荣松委托李书升出席
12	2011 年 8 月 9 日	第一届董事会第十二次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松（应到 8 人，实到 8 人）
13	2011 年 8 月 29 日	第一届董事会第十三次会议	李书升、徐波、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松、易跃春、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 9 人），王小康委托李书升出席、马伟委托徐波出席、祁和生委托易跃春出席
14	2011 年 9 月 13 日	第一届董事会第十四次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）

15	2011 年 10 月 19 日	第一届董事会第十五次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）
16	2011 年 11 月 29 日	第一届董事会第十六次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）
17	2012 年 2 月 1 日	第一届董事会第十七次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）
18	2012 年 3 月 2 日	第一届董事会第十八次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）
19	2012 年 3 月 15 日	第一届董事会第十九次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）
20	2012 年 3 月 30 日	第一届董事会第二十次会议	李书升、徐波、马伟、胡正鸣、刘斌、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 9 人），王小康委托李书升出席、滕荣松委托李书升出席、曹华斌委托刘斌出席
21	2012 年 6 月 19 日	第一届董事会第二十一次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）
22	2012 年 7 月 15 日	第一届董事会第二十二次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）
23	2012 年 12 月 7 日	第一届董事会第二十三次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）

24	2013 年 2 月 4 日	第一届董事会第二十四次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）
25	2013 年 3 月 12 日	第一届董事会第二十五次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）
26	2013 年 4 月 5 日	第一届董事会第二十六次会议	李书升、徐波、马伟、胡正鸣、刘斌、易跃春、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 8 人），王小康委托李书升出席、滕荣松委托李书升出席、曹华斌委托刘斌出席、祁和生委托易跃春出席
27	2013 年 4 月 12 日	第一届董事会第二十七次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）
28	2013 年 6 月 10 日	第一届董事会第二十八次会议	王小康、李书升、徐波、马伟、曹华斌、胡正鸣、刘斌、滕荣松、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）
29	2013 年 6 月 26 日	第二届董事会第一次会议	李书升、徐波、刘斌、胡正鸣、马伟、王红旭、王利娟、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 11 人），曹华斌委托刘斌出席
30	2013 年 7 月 26 日	第二届董事会第二次会议	李书升、徐波、刘斌、曹华斌、胡正鸣、马伟、王红旭、王利娟、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）
31	2013 年 12 月 10 日	第二届董事会第三次会议	李书升、徐波、刘斌、曹华斌、胡正鸣、马伟、王红旭、王利娟、易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）
32	2014 年 2 月 28 日	第二届董事会第四次会议	李书升、徐波、刘斌、曹华斌、胡正鸣、马伟、王红旭、王利娟、易跃春、祁和生、李华杰、

			赵迎琳（应到 12 人，实到 12 人）
33	2014 年 4 月 15 日	第二届董事会第五次会议	李书升、徐波、刘斌、王红旭 、曹华斌、胡正鸣、祁和生、李华杰、赵迎琳（应到 12 人，实到 9 人），马伟委托李书升出席、王利娟委托刘斌出席、易跃春委托祁和生出席

本公司历次董事会会议通知、召开方式、表决方式、签署等程序及决议内容均符合《公司法》和《公司章程》及相关制度的规定。本公司董事已按照相关规定认真履行职责，充分行使权利。

公司管理层、董事会不存在违反《公司法》、《公司章程》及相关制度等要求行使职权的行为。

三、独立董事

2011 年 8 月 13 日，本公司召开了 2011 年第三次临时股东大会，会议审议通过了《独立董事工作细则》，并同时通过易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳为本公司独立董事的议案，建立了独立董事制度。2011 年 9 月 15 日，本公司召开了 2011 年第四次临时股东大会，审议通过《关于公司独立董事薪酬事项的议案》。相关制度符合《公司法》、《证券法》、《公司章程》及中国证监会和交易所有关的上市公司治理的规范性文件的要求，不存在差异。

（一）本公司独立董事的设置

公司设立 4 名独立董事，符合中国证监会关于上市公司独立董事应达到董事人数的 1/3 以上的要求。

独立董事应具有董事的任职资格，同时还应满足有关法律、法规和《公司章程》关于独立董事独立性的要求。公司聘任的独立董事中，至少包括一名会计专业人士（会计专业人士是指具有高级职称或注册会计师资格的人士）。

独立董事每届任期 3 年，任期届满，连选可以连任，但是连任时间不得超过 6 年。

根据《公司章程》及相关议事规则的要求，审计委员会至少要有三名成员，并以独立董事占多数，审计委员会成员中至少应有一名独立董事是会计专业人

士；薪酬与提名委员会中独立董事应当占多数；战略委员会至少应有一名独立董事。

（二）独立董事的职权

根据《公司章程》和《独立董事工作细则》，独立董事除具有本公司董事享有的职权外，还具有以下特别职权：

1、重大关联交易（指公司拟与关联人达成的总额高于 300 万元或高于公司最近经审计净资产绝对值的 5%的关联交易）应由独立董事认可后，提交董事会讨论；独立董事作出判断前，经全体独立董事同意后可以聘请中介机构出具独立财务顾问报告，作为其判断的依据；

2、向董事会提议聘用或解聘会计师事务所；

3、向董事会提请召开临时股东大会；

4、提议召开董事会；

5、经全体独立董事同意，独立聘请外部审计机构和咨询机构，对公司具体事项进行审计和咨询，相关费用由公司承担；

6、在股东大会召开前公开向股东征集投票权。

独立董事行使上述特别职权应当取得全体独立董事的 1/2 以上同意。

独立董事除履行上述职责外，还应当对公司以下重大事项向董事会或股东大会发表独立意见：

1、提名、任免董事；

2、聘任或解聘高级管理人员；

3、公司董事、高级管理人员的薪酬；

4、公司的股东、实际控制人及其关联企业与公司现有或拟新发生的总额高于 300 万元或占公司最近经审计净资产绝对值的 5％的借款或其他资金往来，以及公司是否采取有效措施回收欠款；

5、独立董事认为可能损害中小股东权益的事项；

6、《公司章程》规定的其他事项。

独立董事就上述事项应当发表以下几类意见之一：同意；保留意见及其理由；反对意见及其理由；无法发表意见及其障碍。如有关事项属于需要披露的事项，公司应当将独立董事的意见予以披露。独立董事出现意见分歧无法达成一致时，

董事会应将各独立董事的意见分别披露。

为了保证独立董事有效行使职权，公司应当为独立董事提供必要的条件。

1、独立董事享有与其他董事同等的知情权。凡须经董事会决策的重大事项，公司必须按法定的时间提前通知独立董事并同时提供足够的资料，独立董事认为资料不充分的，可以要求补充。当 2 名或 2 名以上独立董事认为资料不充分或论证不明确时，可联名以书面形式向董事会提出延期召开董事会或延期审议该事项，董事会应予以采纳。公司向独立董事提供的资料，公司及独立董事本人应当至少保存 5 年。

2、公司应提供独立董事履行职责所必需的工作条件。公司董事会秘书应当积极为独立董事履行职责提供协助，如介绍情况、提供材料等。独立董事发表的独立意见、提案及书面说明应当公告的，董事会秘书应及时办理公告事宜。

3、独立董事行使职权时，公司有关人员应当积极配合，不得拒绝、阻碍或隐瞒，不得干预其独立行使职权。

4、独立董事聘请中介机构的费用及其他行使职权时所需的费用由公司承担。

5、公司给予独立董事适当的津贴。津贴的标准应当由董事会制订预案，股东大会审议通过，并在公司年报中进行披露。

除上述津贴外，独立董事不应从公司及公司主要股东或有利害关系的机构和人员取得额外的、未予披露的其他利益。

（三）独立董事发挥作用的情况

本公司自 2011 年 8 月 13 日建立独立董事制度以来，独立董事出席公司董事会会议及相关专门委员会，履行职责的具体情况如下。

1、独立董事出席相关董事会会议并履行职责的情况

序号	会议时间	会议名称	独立董事出席情况	履行职责情况
1	2011 年 8 月 29 日	第一届董事会第十三次会议	独立董事易跃春、李华杰、赵迎琳出席会议，祁和生委	独立董事审议并同意《关于调整公司首次公开发行人民币普通股（A 股）股票部分募集资金用途的议案》、《关于调整公司首次公开发行人民币普通股（A 股）股票募集资金运用可行性研究报告的议案》、《关于公司独立董

			托易跃春出席	事薪酬事项的议案》、《关于设立董事会战略委员会的议案》、《关于设立董事会审计委员会的议案》、《关于设立董事会薪酬与提名委员会的议案》、《关于批准公司截至2008年12月31日、2009年12月31日、2010年12月31日止三个年度及自2011年1月1日至2011年6月30日止期间财务报告的议案》、《关于提请召开公司2011年第四次临时股东大会的议案》
2	2011年9月13日	第一届董事会第十四次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议并同意《关于公司内部控制制度的说明及执行有效性认定的议案》、《关于公司2008年度、2009年度、2010年度以及自2011年1月1日至2011年6月30日止期间主要税种汇总表及纳税情况说明的议案》、《关于公司原始财务报表和申报财务报表的差异比较表专项说明的议案》、《关于截至2008年12月31日、2009年12月31日、2010年12月31日止三个年度及截至2011年6月30日止6个月期间非经常性损益明细表专项说明的议案》、《关于批准公司管理层声明书的议案》
3	2011年10月19日	第一届董事会第十五次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议并同意《中节能风力发电股份有限公司对外投资管理办法》、《中节能风力发电股份有限公司规范与关联方资金往来的管理制度》、《中节能风力发电股份有限公司董事会审计委员会年报工作规程》、《中节能风力发电股份有限公司独立董事年报工作制度》四项规章制度、《关于聘任陶银海为公司副总经理的议案》、《关于公司与银行签订委托贷款合同的议案》、《关于投资设立中节能风力发电（肃北）有限公司的议案》，并根据有关规定，就陶银海担任本公司副总经理职务发表了独立意见
4	2011年11月29日	第一届董事会第十六次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议并同意《关于投资收购通辽市东兴风盈风电科技有限公司股权及建设东兴风盈永兴风电场一期49.5MW项目的议案》、《关于投资收购青海东方华路新能源投资有限公司股权及建设青海德令哈朵海等电厂一期49.5MW项目的议案》、《关于聘请公司2011年度审

				计机构的议案》、《关于召开公司 2011 年第五次临时股东大会的议案》
5	2012 年 2 月 1 日	第一届董事会第十七次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议并同意《关于修改<中节能风力发电股份有限公司章程>（上市后生效）的议案》、《中节能风力发电股份有限公司未来分红回报规划》、《关于提请召开公司 2012 年第一次临时股东大会的议案》
6	2012 年 3 月 2 日	第一届董事会第十八次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议并同意《关于批准公司截至 2009 年 12 月 31 日、2010 年 12 月 31 日、2011 年 12 月 31 日止三个年度财务报告的议案》、《关于批准公司关于内部控制制度的说明及执行有效性认定的议案》、《关于批准公司 2009 年度、2010 年度及 2011 年度主要税种汇总表及纳税情况说明的议案》、《关于批准公司 2009 年度、2010 年度及 2011 年度原始财务报表和申报财务报表的差异比较表的议案》、《关于批准公司 2009 年度、2010 年度及 2011 年度非经常性损益明细表的议案》、《关于批准公司管理层声明书的议案》
7	2012 年 3 月 15 日	第一届董事会第十九次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议并同意《关于修改<中节能风力发电股份有限公司章程>（上市后生效）的议案》、《关于提议召开公司 2012 年第二次临时股东大会的议案》
8	2012 年 3 月 30 日	第一届董事会第二十次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议并同意《2011 年度董事会工作报告》、《2011 年度总经理工作报告》、《独立董事述职报告》、《2011 年度公司财务决算报告》、《2012 年度公司财务预算报告》、《2011 年度公司利润分配方案》、《2012 年度公司投资计划》、《关于投资设立中节能风力发电（浙江）有限公司（暂定名）的议案》、《关于实施国家强制性风电并网技术改造项目的议案》、《关于提议召开 2011 年度股东大会的议案》；独立董事易跃春在会议上宣读了独立董事述职报告
9	2012 年	第一届	独立董事易跃	独立董事审议并同意《关于投资建设甘肃马鬃山第二风

	6 月 19 日	董事会第二十一次会议	春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	电场 A 区 200MW 风电场项目的议案》、《关于投资建设新疆托里 200MW 风电场二期 49.5MW 风电场项目的议案》、《关于提请召开公司 2012 年第三次临时股东大会的议案》
10	2012 年 7 月 15 日	第一届董事会第二十二次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议同意《关于批准公司截至 2012 年 6 月 30 日止 6 个月期间财务报表的议案》、《关于批准公司关于内部控制制度的说明及执行有效性认定的议案》、《关于批准公司截至 2012 年 6 月 30 日止 6 个月期间主要税种汇总表及纳税情况专项说明的议案》、《关于批准公司截至 2012 年 6 月 30 日止 6 个月期间原始财务报表和申报财务报表的差异比较表专项说明的议案》、《关于批准公截至 2012 年 6 月 30 日止 6 个月期间管理层声明书的议案》
11	2012 年 12 月 7 日	第一届董事会第二十三次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议同意《关于聘请公司 2012 年度审计机构的议案》、《关于召开公司 2012 年第四次临时股东大会的议案》
12	2013 年 2 月 4 日	第一届董事会第二十四次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议同意《关于延长公司首次公开发行人民币普通股（A 股）股票及上市股东大会决议有效期限并修改相关事项的议案》、《关于延长股东大会授权公司董事会全权办理公司首次公开发行人民币普通股（A 股）股票及上市有关事宜期限的议案》、《关于提请召开公司 2013 年第一次临时股东大会的议案》
13	2013 年 3 月 12 日	第一届董事会第二十五次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议同意《关于批准公司截至 2010 年 12 月 31 日、2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日止三个年度财务报告的议案》、《关于批准公司关于内部控制制度的说明及执行有效性认定的议案》、《关于批准公司 2010 年度、2011 年度及 2012 年度主要税种汇总表及纳税情况说明的议案》、《关于批准公司 2010 年度、2011 年度及 2012 年度原始财务报表和申报财务报表的差异比较

				表的议案》、《关于批准公司2010年度、2011年度及2012年度非经常性损益明细表的议案》、《关于批准公司管理层声明书的议案》、《关于制定中节能风力发电股份有限公司全面预算管理暂行办法的议案》、《关于批准中节能风力发电（张北）有限公司与浙江运达风电股份有限公司关联交易的议案》
14	2013年4月5日	第一届董事会第二十六次会议	独立董事易跃春、李华杰、赵迎琳出席会议，祁和生委托易跃春出席	独立董事审议同意《2012年度董事会工作报告》、《2012年度总经理工作报告》、《独立董事述职报告》、《2012年度财务决算报告》、《2013 年度财务预算报告》、《2012年度利润分配方案》、《2013年度公司投资计划》、《公司关于2013年度实施技术改造与技术创新项目的议案》、《中节能风力发电股份公司内部审计制度》、《关于提议召开2012年度股东大会的议案》
15	2013年4月12日	第一届董事会第二十七次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议同意《关于投资设立北京中节能风电技术咨询有限公司（暂定名）的议案》
16	2013年6月10日	第一届董事会第二十八次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议同意《关于提名公司第二届董事会董事候选人的议案》、《关于变更昌马特许权项目贷款担保方式的议案》、《关于提议召开公司2013年第二次临时股东大会的议案》
17	2013年6月26日	第二届董事会第一次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议同意《关于选举公司董事长、副董事长的议案》、《关于聘任董事会战略委员会主席及委员的议案》、《关于聘任董事会审计委员会主席及委员的议案》、《关于聘任董事会薪酬与提名委员会主席及委员的议案》、《关于聘任公司总经理的议案》、《关于聘任公司董事会秘书的议案》、《关于聘任公司副总经理及总会计师的议案》

18	2013 年 7 月 26 日	第二届董事会第二次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议同意《关于批准公司截至 2010 年 12 月 31 日、2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日三个年度及截至 2013 年 6 月 30 日止 6 个月期间财务报告的议案》、《关于批准公司关于内部控制制度的说明及执行有效性认定的议案》、《关于批准公司截至 2010 年 12 月 31 日、2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日三个年度及截至 2013 年 6 月 30 日止 6 个月期间主要税种汇总表及纳税情况专项说明的议案》、《关于批准公司截至 2010 年 12 月 31 日、2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日三个年度及截至 2013 年 6 月 30 日止 6 个月期间原始财务报表和申报财务报表的差异比较表专项说明的议案》、《关于批准公司截至 2010 年 12 月 31 日、2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日三个年度及截至 2013 年 6 月 30 日止 6 个月期间非经常性损益明细表专项说明的议案》、《关于批准公司截至 2010 年 12 月 31 日、2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日三个年度及截至 2013 年 6 月 30 日止 6 个月期间管理层声明书的议案》、《关于办理通辽风电建设项目融资事宜的议案》
19	2013 年 12 月 10 日	第二届董事会第三次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议同意《关于聘请公司 2013 年度审计机构的议案》、《关于办理青海东方建设项目融资事项的议案》、《关于公司设立安全管理部的议案》、《关于召开公司 2013 年第三次临时股东大会的议案》
20	2014 年 2 月 28 日	第二届董事会第四次会议	独立董事易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议	独立董事审议同意《关于批准公司截至 2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日、2013 年 12 月 31 日止三个年度财务报告的议案》、《关于批准公司内部控制制度的说明及执行有效性认定的议案》、《关于批准公司截至 2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日、2013 年 12 月 31 日止三个年度主要税种汇总表及纳税情况专项说明的议案》、《关于批准公司截至 2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日、2013 年 12 月 31 日止三个年度原始财务报表和申报财务报表的差异比较表专项说明的议案》、《关于批准公司截至 2011 年 12 月 31 日、2012 年

				12 月 31 日、2013 年 12 月 31 日止三个年度非经常性损益明细表专项说明的议案》、《关于批准公司管理层声明书的议案》、《关于修改公司首次公开发行人民币普通股（A 股）股票及上市相关事项的议案》、《关于延长股东大会授权公司董事会全权办理公司首次公开发行人民币普通股（A 股）股票及上市有关事宜期限的议案》、《关于修改<中节能风力发电股份有限公司章程（草案）>(上市后生效)的议案》、《关于制定<中节能风力发电股份有限公司上市后三年股东分红回报规划>的议案》、《关于制定<稳定股价预案>的议案》、《关于公司发行上市所涉承诺事项的议案》、《关于提请召开公司 2014 年第一次临时股东大会的议案》
21	2014 年 4 月 15 日	第二届董事会第五次会议	独立董事祁和生、李华杰、赵迎琳出席会议，易跃春委托祁和生出席	独立董事审议同意《2013 年度董事会工作报告》、《2013 年度总经理工作报告》、《2013 年度独立董事述职报告》、《2013 年度财务决算报告》、《2014 年度财务预算报告》、《2013 年度利润分配方案》、《2014 年度公司投资计划》、《关于 2014 年度技术改造与科技创新项目计划的议案》、《关于投资建设内蒙古红木脑包风电场一期 49.5MW 风电项目的议案》、《关于提议召开 2013 年度股东大会的议案》

2、独立董事出席董事会专门委员会会议并履行职责的情况

委员会名称	会议时间	审议事项	形成的决议或意见	独立董事出席会议情况
战略委员会	2011 年 10 月 18 日	关于公司投资设立中节能风力发电（肃北）有限公司（暂定名）的事项	《董事会战略委员会关于投资设立中节能风力发电（肃北）有限公司（暂定名）的意见》	独立董事易跃春、祁和生出席会议
	2011 年 11 月 28	关于公司投资收购通辽东兴风盈	1.《董事会战略委员会关于投资收购通辽东兴风盈永兴风电	独立董事易跃春、祁和

	日	永兴风电场一期49.5MW项目及收购青海德令哈朵海风电场一期49.5MW项目的事项	场一期49.5MW项目的意见》；2.《董事会战略委员会关于投资收购青海德令哈朵海风电场一期49.5MW项目的意见》	生出席会议
	2012年3月28日	关于公司投资设立中节能风力发电（浙江）有限公司（暂定名）的事项	《董事会战略委员会关于投资设立中节能风力发电（浙江）有限公司（暂定名）的意见》	独立董事易跃春、祁和生出席会议
	2012年6月18日	关于公司投资建设甘肃马鬃山第二风电场A区200MW风电场项目及新疆托里200MW风电场二期49.5MW风电场项目的事项	1.《董事会战略委员会关于投资建设甘肃马鬃山第二风电场A区200MW风电场项目的意见》；2.《董事会战略委员会关于投资建设新疆托里200MW风电场二期49.5MW风电场项目的意见》	独立董事易跃春、祁和生出席会议
	2013年4月12日	关于公司投资设立北京中节能风电技术咨询有限公司的事项	《公司董事会战略委员会关于投资设立北京中节能风电技术咨询有限公司（暂定名）的意见》	独立董事易跃春、祁和生出席会议
	2014年4月12日	关于公司投资建设内蒙古红木脑包风电场一期49.5MW风电项目的事项	《第二届董事会战略委员会2014年第一次会议决议》	独立董事易跃春、祁和生出席
审计委员会	2011年11月28	关于公司聘请2011年度审计	《董事会审计委员会关于聘请公司2011年度审计机构的意	独立董事李华杰、赵迎

	日	机构的事项	见》	琳出席会议
	2012 年 2 月 27 日	关于公司 2009、2010、2011 三年财务会计报告的事项	《董事会审计委员会关于公司截至 2009 年 12 月 31 日、2010 年 12 月 31 日、2011 年 12 月 31 日止三个年度财务报告的意见》	独立董事李华杰、赵迎琳出席会议
	2012 年 7 月 13 日	审议关于公司 2012 年 6 月 30 日止 6 个月期间财务报表的事项	《董事会审计委员会关于公司截至 2012 年 6 月 30 日止 6 个月期间财务报表的意见》	独立董事李华杰、赵迎琳出席会议
	2012 年 12 月 3 日	审议关于公司聘请 2012 年度审计机构的事项	《董事会审计委员会关于聘请公司 2012 年度审计机构的意见》	独立董事李华杰、赵迎琳出席会议
	2013 年 1 月 25 日	审议关于公司 2012 年度审计工作情况、审计管理部 2012 年度工作报告以及公司 2010、2011、2012 三年财务会计报告的事项	《董事会审计委员会决议（2013 年第一次）》	独立董事李华杰、赵迎琳出席会议
	2013 年 7 月 23 日	审议公司截至 2010 年 12 月 31 日、2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日止三个年度及截至 2013 年 6 月 30 日 6 个月期间的	《第二届董事会审计委员会决议（2013 年第一次）》	独立董事李华杰、赵迎琳出席会议

		财务报告		
	2013 年 12 月 10 日	关于聘请公司 2013 年度审计机构的事项	《第二届董事会审计委员会决议（2013 年第二次）》	独立董事李华杰、赵迎琳出席会议
	2014 年 2 月 17 日	（一）听取《毕马威华振会计师事务所关于公司 2013 年度审计工作情况的报告》；（二）审议《公司截至 2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日、2013 年 12 月 31 日止三个年度财务报告》；（三）审议《公司内部控制的自我评价报告》；（四）审议《公司 2013 年度内部审计工作总结及 2014 年内部审计工作计划》。	《第二届董事会审计委员会决议（2014 年第一次）》	独立董事李华杰、赵迎琳出席会议
薪酬与提名委员会	2011 年 11 月 18 日	关于公司副总经理候选人陶银海任职资格的事项	《董事会薪酬与提名委员会审查意见》	独立董事赵迎琳、易跃春出席会议
	2013 年 5 月 24 日	关于股东推荐的公司第二届董事会董事候选人任	《董事会薪酬与提名委员会决议（2013 年第一次）》	独立董事赵迎琳、易跃春出席

		职资格的事项、关于股东推荐的公司新一届经营班子及其他高级管理人员任职资格的事项		

发行人未发生独立董事对有关决议事项提出异议的情形。

本公司自设立独立董事以来，独立董事依据有关法律、法规及《公司章程》谨慎、认真、勤勉地履行了权利和义务，参与了本公司重大经营决策，对本公司的重大关联交易发表了公允的独立意见，为本公司完善治理结构和规范运作起到了积极的作用。

四、监事会

本公司于 2010 年 6 月 27 日召开了创立大会，选举了第一届监事会成员，并于同日召开了第一届监事会第一次会议。2011 年 8 月 13 日，本公司召开了 2011 年第三次临时股东大会，会议审议通过了《监事会议事规则》。相关制度符合《公司法》、《证券法》、《公司章程》及中国证监会和交易所有关的上市公司治理的规范性文件的要求，不存在差异。

（一）监事会的构成

根据《公司章程》及《监事会议事规则》规定，公司设立监事会，监事会成员为三人，包括二名股东代表监事和一名职工监事。监事会设主席一名，由全体监事过半数选举产生。监事的任期每届为 3 年。监事任期届满，连选可以连任。股东代表监事由股东大会选举或更换，职工监事由公司职工通过职工代表大会、职工大会或者其他形式民主选举产生。

（二）监事会的职权

监事会行使下列职权：

1、应当对董事会编制的公司定期报告进行审核并提出书面审核意见；

2、检查公司财务；

3、对董事、总经理和其他高级管理人员在执行职务时违反法律法规和《公

司章程》的行为进行监督，对违反法律法规、《公司章程》或者股东大会决议的董事、高级管理人员提出罢免的建议；

4、当董事、高级管理人员的行为损害公司利益时，要求其予以纠正；

5、提议召开临时股东大会会议，在董事会不履行《公司法》规定的召集和主持股东大会会议职责时召集和主持股东大会会议；

6、向股东大会提出提案；

7、提议召开董事会临时会议；

8、选举监事会主席；

9、依照《公司法》的规定，对董事、高级管理人员提起诉讼；

10、发现公司经营情况异常，可以进行调查；必要时，可以聘请会计师事务所、律师事务所等专业机构协助其工作，费用由公司承担；

11、法律法规及《公司章程》规定的其他职权。

（三）监事会会议的召开

监事会每六个月至少召开一次会议。监事可以提议召开临时监事会会议。

监事会主席召集和主持监事会会议；监事会主席不能履行职务或者不履行职务的，由半数以上监事共同推举一名监事召集和主持监事会会议。

（四）监事会会议的通知

监事会会议通知按以下形式送达全体监事：

1、定期监事会议召开十日前通知全体监事；

2、临时监事会议召开两日前通知全体监事；

3、紧急会议通知不受前两款时间的限制。

会议通知可以电传、电报、传真、特快专递、挂号邮寄、电子邮件或其他电子格式或信息载体、专人通知或相关监管机构认可的方式送出。会议通知以专人送出的，由被送达人在回执上签名（或盖章），被送达人签收日期为送达日期；会议通知以邮件送出的，交付邮局之日为送达日期；会议通知以传真或电子邮件方式送出的，发出日期为送达日期。

监事会会议通知包括以下内容：举行会议的时间、地点和会议期限，事由及议题，发出通知的日期。

紧急情况下，监事会会议可以通讯方式进行表决，但监事会召集人（会议主持人）应当向与会监事说明具体的紧急情况。在通讯表决时，监事应当将其对审议事项的书面意见和投票意向在签字确认后传真至监事会主席。监事不应当只写明投票意见而不表达其书面意见或者投票理由。

（五）监事会会议的决议

监事会决议由出席会议的监事以记名书面投票方式进行表决，监事会会议实行一事一表决，一人一票制。表决分同意、弃权、反对三种。未做选择、选择不明或同时选择两个以上意向的，该监事应当重新选择，拒不选择的，视为不履行监事职责。如果投弃权票、反对票必须申明理由并记录在案。

监事会决议需经全体监事过半数以上表决通过方为有效。

（六）历次监事会召开情况

截至本招股说明书签署日，本公司共召开 11 次监事会，历次监事会召开情况如下：

序号	会议时间	会议名称	参会监事
1	2010 年 6 月 27 日	第一届监事会第一次会议	张国清、张治平（应到 3 人，实到 2 人），李素芬委托张治平出席
2	2011 年 4 月 1 日	第一届监事会第二次会议	李素芬、张国清、张治平（应到 3 人，实到 3 人）
3	2011 年 7 月 28 日	第一届监事会第三次会议	李素芬、张国清、张治平（应到 3 人，实到 3 人）
4	2012 年 3 月 30 日	第一届监事会第四次会议	李素芬、张国清、张治平（应到 3 人，实到 3 人）
5	2012 年 8 月 27 日	第一届监事会第五次会议	李素芬、张国清、张治平（应到 3 人，实到 3 人）
6	2013 年 4 月 5 日	第一届监事会第六次会议	李素芬、张国清、张治平（应到 3 人，实到 3 人）

7	2013 年 6 月 10 日	第一届监事会第七次会议	李素芬、张国清、张治平（应到 3 人，实到 3 人）
8	2013 年 6 月 26 日	第二届监事会第一次会议	李素芬、张国清、张治平（应到 3 人，实到 3 人）
9	2013 年 7 月 26 日	第二届监事会第二次会议	李素芬、张国清、张治平（应到 3 人，实到 3 人）
10	2014 年 2 月 28 日	第二届监事会第三次会议	李素芬、张国清、张治平（应到 3 人，实到 3 人）
11	2014 年 4 月 15 日	第二届监事会第四次会议	李素芬、张国清、张治平（应到 3 人，实到 3 人）

本公司历次监事会会议通知、召开方式、表决方式、签署等程序及决议内容均符合《公司法》和《公司章程》及相关制度的规定。本公司监事已按照相关规定认真履行职责，充分行使权利。

五、董事会秘书

本公司于 2010 年 6 月 27 日召开了第一届董事会第一次会议，通过了聘任张东辉为股份公司董事会秘书的议案。2011 年 7 月 28 日，本公司召开第一届董事会第十一次会议，审议通过了《董事会秘书工作细则》。相关制度符合《公司法》、《证券法》、《公司章程》及中国证监会和交易所有关的上市公司治理的规范性文件的要求，不存在差异。

根据《公司章程》及《董事会秘书工作细则》规定，本公司设董事会秘书一名，负责公司股东大会和董事会会议的筹备、文件保管以及公司股东资料管理，办理信息披露事务等事宜。

公司董事会秘书为公司高级管理人员，对公司和董事会负责，应忠实、勤勉地履行职责。

公司董事会秘书负责公司信息披露管理事务，包括：

1、负责公司信息对外发布；

2、制定并完善公司信息披露事务管理细则；

3、督促公司相关信息披露义务人遵守信息披露相关规定，协助相关各方及有关人员履行信息披露义务；

4、负责公司未公开重大信息的保密工作；

5、负责公司内幕知情人登记报备工作；

6、关注媒体报道，主动向公司及相关信息披露义务人求证，督促董事会及时披露或澄清。

公司董事会秘书应协助公司董事会加强公司治理机制建设，包括：组织筹备并列席公司董事会会议及其专门委员会会议、监事会会议和股东大会会议；建立健全公司内部控制细则；积极推动公司避免同业竞争，减少并规范关联交易事项；积极推动公司建立健全激励约束机制；积极推动公司承担社会责任。

公司董事会秘书负责公司投资者关系管理事务，完善公司投资者的沟通、接待和服务工作机制。

董事会秘书负责公司股权管理事务，包括：保管公司股东持股资料；办理公司限售股相关事项；督促公司董事、监事、高级管理人员及其他相关人员遵守公司股份买卖相关规定；其他公司股权管理事项。

公司董事会秘书应协助公司董事会制定公司资本市场发展战略，协助筹划或者实施公司资本市场再融资或者并购重组事务。

公司董事会秘书负责公司规范运作培训事务，组织公司董事、监事、高级管理人员及其他相关人员接受相关法律法规和其他规范性文件的培训。

公司董事会秘书应提示公司董事、监事、高级管理人员履行忠实、勤勉义务。如知悉前述人员违反相关法律法规、其他规范性文件或公司章程，做出或可能做出相关决策时，应当予以警示，并立即向上海证券交易所报告。

公司董事会秘书应履行《公司法》、中国证监会和上海证券交易所要求履行的其他职责。

六、完善公司治理的措施

为了增强公司治理的有效性，增强外部约束力，发行人采取了如下措施完善公司治理：

（1）完善内部控制制度

公司自 2010 年 6 月 27 日完成整体变更设立股份有限公司后，根据《公司

法》、《证券法》、《上市公司章程指引》等有关法律、法规与规章，先后逐步建立和完善了各项必须的公司治理制度。主要包括《公司章程》、《股东大会议事规则》、《董事会议事规则》、《监事会议事规则》、《独立董事工作细则》、《关联交易决策制度》、《对外担保制度》、《董事会战略委员会工作细则》、《董事会审计委员会工作细则》、《董事会薪酬与提名委员会工作细则》、《总经理工作细则》、《董事会秘书工作细则》、《内部审计制度》、《控股子公司管理制度》、《信息披露事务管理制度》、《内幕信息知情人报备制度》、《外部信息使用人报备制度》、《募集资金管理办法》、《投资者关系管理制度》、《重大信息内部报告制度》、《对外投资管理办法》、《规范与关联方资金往来的管理制度》、《董事会审计委员会年报工作规程》、《独立董事年报工作制度》等重要规章制度，以保证公司规范运作，促进公司健康发展，并为完善公司治理打下了良好的制度基础。

（2）独立董事制度

为了强化对内部董事及管理层的约束和激励机制，保护中小股东及利益相关方的利益，促进公司的规范运行，2011 年 8 月 13 日，本公司召开了 2011 年第三次临时股东大会，会议通过易跃春、祁和生、李华杰、赵迎琳为本公司独立董事的议案，建立了独立董事制度，并审议通过《独立董事工作细则》。2011 年 9 月 15 日，本公司 2011 年第四次临时股东大会审议通过《关于公司独立董事薪酬事项的议案》。公司建立的各项制度对独立董事的权利、义务进行了明确要求，进一步完善公司的法人治理结构及公司董事会结构。

七、本公司自成立以来违法、违规的情况

本公司自成立以来未发生违法、违规的情况，也未受到任何国家行政及行业主管部门的处罚。

八、本公司自成立以来资金占用和对外担保的情况

自本公司成立以来，本公司的控股股东及其所控制的其他企业未发生占用本公司资金或资产的情况。本公司自成立以来也未发生为本公司的控股股东及其所控制的其他企业提供担保的情况。

九、对内部控制制度的评估意见

（一）公司管理层对内部控制制度的评估意见

公司管理层对本公司按照财政部颁发的《内部会计控制规范——基本规范（试行）》标准建立的与按照中国会计准则编制的财务报表相关的内部会计控制制度进行了评估并出具了《中节能风力发电股份有限公司关于内部控制制度的说明及执行有效性的认定》，认为：“公司于 2013 年 12 月 31 日在所有重大方面保持了按照中华人民共和国财政部颁布的《内部会计控制规范——基本规范（试行）》标准建立的与财务报表相关的有效的内部控制。”

（二）注册会计师对内部控制制度的审核报告

毕马威接受本公司委托，审核了本公司管理层对 2013 年 12 月 31 日与财务报表相关的内部控制有效性的认定，并出具《内部控制审核报告》（毕马威华振专字第 1400007 号），认为：“公司于 2013 年 12 月 31 日在所有重大方面保持了按照中华人民共和国财政部颁布的《内部会计控制规范——基本规范（试行）》标准建立的与财务报表相关的有效的内部控制。”

第十节 财务会计信息

一、审计意见

毕马威依据中国注册会计师审计准则对公司 2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日和 2013 年 12 月 31 日的合并资产负债表和资产负债表，2011 年度、2012 年度和 2013 年度的合并利润表和利润表、合并股东权益变动表和股东权益变动表、合并现金流量表和现金流量表以及财务报表附注进行了审计，并出具了毕马威华振审字第 1400082 号标准无保留意见的审计报告。

毕马威认为，公司财务报表在所有重大方面按照财政部颁布的企业会计准则的规定编制，公允反映了公司 2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日和 2013 年 12 月 31 日的合并财务状况和财务状况以及 2011 年度、2012 年度和 2013 年度的合并经营成果和经营成果以及合并现金流量和现金流量。

以下引用的财务会计数据，非经特别说明，均引自经审计的公司财务报表。有关财务数据分析非经特别说明，均以合并报表数据为准。

二、财务报表

（一）资产负债表

1、合并资产负债表

单位：元

资产	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
流动资产：			
货币资金	362,714,217	567,402,803	786,271,961
应收票据	47,901,453	37,850,000	12,383,650
应收账款	473,647,407	538,517,479	303,467,786
预付款项	20,053,501	15,273,220	8,374,768
其他应收款	52,160,112	128,470,226	88,462,956
存货	51,092,614	44,058,629	40,010,990
其他流动资产	188,389,359	139,505,796	111,167,601
流动资产合计	1,195,958,663	1,471,078,153	1,350,139,712
非流动资产：			
长期应收款	42,382,835	42,382,835	38,679,496

长期股权投资	16,865,893	16,332,493	15,612,102
固定资产	8,326,988,100	7,133,488,126	7,210,270,606
在建工程	1,929,257,311	1,578,502,876	1,337,450,201
无形资产	50,611,766	46,640,396	45,308,637
商誉	27,409,161	27,409,161	27,409,161
递延所得税资产	700,480	-	-
其他非流动资产	564,915,103	432,339,276	466,521,424
非流动资产合计	10,959,130,649	9,277,095,163	9,141,251,627
资产总计	**12,155,089,312**	**10,748,173,316**	**10,491,391,339**
负债及股东权益			
流动负债：			
应付票据	515,589,707	256,177,669	419,513,510
应付账款	1,343,479,678	741,833,696	1,050,739,211
预收账款	15,758,844	-	-
应付职工薪酬	3,944,736	3,179,205	2,977,448
应交税费	8,642,986	15,444,968	52,529,609
应付利息	12,161,713	12,761,250	10,282,253
其他应付款	7,080,064	8,472,402	9,003,546
一年内到期的非流动负债	503,085,000	471,710,000	375,080,000
流动负债合计	2,409,742,728	1,509,579,190	1,920,125,577
非流动负债：			
长期借款	6,009,874,288	5,587,010,000	5,096,200,000
其他非流动负债	338,581,937	353,156,748	370,486,175
非流动负债合计	6,348,456,225	5,940,166,748	5,466,686,175
负债合计	**8,758,198,953**	**7,449,745,938**	**7,386,811,752**
股东权益：			
股本	1,600,000,000	1,600,000,000	1,600,000,000
资本公积	453,403,315	453,403,315	453,403,315
盈余公积	49,556,775	32,843,201	17,727,430
未分配利润	666,974,506	575,033,559	398,011,637
归属于母公司股东权益合计	2,769,934,596	2,661,280,075	2,469,142,382
少数股东权益	626,955,763	637,147,303	635,437,205
股东权益合计	**3,396,890,359**	**3,298,427,378**	**3,104,579,587**
负债及股东权益总计	**12,155,089,312**	**10,748,173,316**	**10,491,391,339**

2、母公司资产负债表

单位：元

资产	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
流动资产：			

货币资金	54,252,917	9,797,938	14,669,807
预付款项	11,700,543	8,862,822	3,835,281
其他应收款	261,416,188	69,507,834	125,313,104
流动资产合计	327,369,648	88,168,594	143,818,192
非流动资产：			
长期应收款	3,390,797,738	3,625,910,000	3,348,220,000
长期股权投资	2,954,261,711	2,630,621,711	2,276,151,711
固定资产	14,081,578	3,661,301	4,013,763
无形资产	23,107	-	-
其他非流动资产	1,615,586	-	-
非流动资产合计	6,360,779,720	6,260,193,012	5,628,385,474
资产总计	**6,688,149,368**	**6,348,361,606**	**5,772,203,666**
负债和股东权益			
流动负债：			
应付票据	50,000,000	-	-
应付账款	7,979,409	1,508,475	289,255
应付职工薪酬	1,631,427	1,473,097	1,580,936
应交税费	1,645,758	1,982,620	1,388,946
应付利息	7,364,591	7,456,234	6,795,822
其他应付款	158,875,417	6,342,194	1,627,433
一年内到期的非流动负债	354,100,000	322,310,000	182,080,000
流动负债合计	581,596,602	341,072,620	193,762,392
非流动负债：			
长期借款	3,644,500,000	3,625,910,000	3,348,220,000
负债合计	**4,226,096,602**	**3,966,982,620**	**3,541,982,392**
股东权益：			
股本	1,600,000,000	1,600,000,000	1,600,000,000
资本公积	452,946,970	452,946,970	452,946,970
盈余公积	49,556,775	32,843,201	17,727,430
未分配利润	359,549,021	295,588,815	159,546,874
股东权益合计	2,462,052,766	2,381,378,986	2,230,221,274
负债和股东权益总计	**6,688,149,368**	**6,348,361,606**	**5,772,203,666**

（二）利润表

1、合并利润表

单位：元

项目	2013 年	2012 年	2011 年
一、营业收入	1,082,987,964	1,007,500,376	922,591,935
减：营业成本	490,668,078	458,805,893	401,800,395
营业税金及附加	3,833,211	3,908,368	2,632,251
管理费用	59,834,108	54,412,020	52,102,178
财务费用	308,890,650	338,664,942	258,705,518
加：投资收益（损失以“-”号填列）	533,400	720,391	472,583
其中：对合营企业的投资收益	533,400	720,391	11,857
二、营业利润（损失以“－”号填列）	220,295,317	152,429,544	207,824,176
加：营业外收入	60,372,092	70,481,581	53,837,921
减：营业外支出	493,484	451,713	785,000
其中：非流动资产处置损失	455,611	4,437	747,866
三、利润总额（亏损总额以“－”号填列）	280,173,925	222,459,412	260,877,097
减：所得税费用	27,210,434	-45,276,669	42,395,173
四、净利润（净亏损以“－”号填列）	252,963,491	267,736,081	218,481,924
归属于母公司股东的净利润	195,116,483	192,137,693	161,143,184
少数股东损益	57,847,008	75,598,388	57,338,740
五、每股收益：			
（一）基本每股收益	0.122	0.120	0.101
（二）稀释每股收益	不适用	不适用	不适用
六、其他综合收益	-	-	-
七、综合收益总额	252,963,491	267,736,081	218,481,924
归属于母公司股东的综合收益总额	195,116,483	192,137,693	161,143,184
归属于少数股东的综合收益总额	57,847,008	75,598,388	57,338,740

2、母公司利润表

单位：元

项目	2013 年	2012 年	2011 年
一、营业收入	119,648	-	10,000,000
减：营业税金及附加	-	-	-
管理费用	36,248,888	33,687,092	26,656,050
财务净收益	-618,271	-684,227	-652,317
投资收益（损失以“-”号填列）	202,499,560	184,219,529	137,355,362
二、营业利润（损失以“－”号填列）	**166,988,591**	**151,216,664**	**121,351,629**
加：营业外收入	147,880	45,485	25,783
减：营业外支出	729	104,437	2,768
其中：非流动资产处置损失	729	4,437	2,768
三、利润总额（亏损总额以“－”号填列）	167,135,742	151,157,712	121,374,644
减：所得税费用	-	-	-
四、净利润（净亏损以“－”号填列）	**167,135,742**	**151,157,712**	**121,374,644**

五、其他综合收益	-	-	-
六、综合收益总额	**167,135,742**	**151,157,712**	**121,374,644**

（三）现金流量表

1、合并现金流量表

单位：元

项目	2013 年	2012 年	2011 年
一、经营活动产生的现金流量：			
销售商品、提供劳务收到的现金	1,311,585,640	846,567,364	1,016,790,151
收到的税费返还	30,240,234	48,578,755	26,199,135
收到其他与经营活动有关的现金	13,502,263	15,740,437	11,357,471
经营活动现金流入小计	**1,355,328,137**	**910,886,556**	**1,054,346,757**
购买商品、接受劳务支付的现金	60,241,479	45,434,532	39,682,555
支付给职工以及为职工支付的现金	64,874,899	56,686,992	46,352,996
支付的各项税费	125,046,914	111,971,006	82,175,230
支付其他与经营活动有关的现金	16,580,552	24,836,491	29,458,981
经营活动现金流出小计	**266,743,844**	**238,929,021**	**197,669,762**
经营活动产生的现金流量净额	**1,088,584,293**	**671,957,535**	**856,676,995**
二、投资活动产生的现金流量：			
收回投资收到的现金	-	-	125,460,726
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	828,286	6,073	2,884,135
收到其他与投资活动有关的现金	23,060,763	3,120,000	61,526,154
投资活动现金流入小计	**23,889,049**	**3,126,073**	**189,871,015**
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	1,214,916,058	981,198,235	816,937,721
投资支付的现金	-	-	125,000,000
取得子公司支付的现金净额	300,000	600,000	44,282,694
投资活动现金流出小计	**1,215,216,058**	**981,798,235**	**986,220,415**
投资活动产生的现金流量净额	**-1,191,327,009**	**-978,672,162**	**-796,349,400**
三、筹资活动产生的现金流量：			
取得借款收到的现金	1,569,949,288	1,112,000,000	1,356,000,000
筹资活动现金流入小计	**1,569,949,288**	**1,112,000,000**	**1,356,000,000**
偿还债务支付的现金	1,115,710,000	524,560,000	495,113,440
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	547,059,352	457,806,369	300,198,223
其中：子公司支付给少数股东的股利、利润	68,038,548	73,388,289	20,813,951
筹资活动现金流出小计	1,662,769,352	982,366,369	795,311,663
筹资活动产生的现金流量净额	**-92,820,064**	**129,633,631**	**560,688,337**
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-1,198,158	56,921	-205
五、现金及现金等价物净增加额	**-196,760,938**	**-177,024,075**	**621,015,727**

加：年初现金及现金等价物余额	559,475,155	736,499,230	115,483,503
六、年末现金及现金等价物余额	**362,714,217**	**559,475,155**	**736,499,230**

2、母公司现金流量表

单位：元

项目	2013 年	2012 年	2011 年
一、经营活动产生的现金流量：			
销售商品、提供劳务收到的现金	126,826	-	10,000,000
收到其他与经营活动有关的现金	1,125,788	747,238	696,462
经营活动现金流入小计	1,252,614	747,238	10,696,462
支付给职工以及为职工支付的现金	31,861,339	27,221,760	22,617,320
支付的各项税费	28,993	350,105	949,557
支付其他与经营活动有关的现金	16,632,548	15,984,511	12,210,364
经营活动现金流出小计	48,522,880	43,556,376	35,777,241
经营活动产生的现金流量净额	**-47,270,266**	**-42,809,138**	**-25,080,779**
二、投资活动产生的现金流量：			
收回投资收到的现金	-	-	125,460,726
取得投资收益收到的现金	202,499,560	184,219,529	136,894,636
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	297,928	2,000	600
收到其他与投资活动有关的现金	499,280,439	24,596,574	234,359,984
投资活动现金流入小计	702,077,927	208,818,103	496,715,946
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	7,816,546	491,124	328,926
投资支付的现金	323,940,000	354,570,000	438,320,911
投资活动现金流出小计	331,756,546	355,061,124	438,649,837
投资活动产生的现金流量净额	**370,321,381**	**-146,243,021**	**58,066,109**
三、筹资活动产生的现金流量：			
取得借款收到的现金	772,690,000	600,000,000	500,000,000
筹资活动现金流入小计	772,690,000	600,000,000	500,000,000
偿还债务支付的现金	722,310,000	182,080,000	332,373,440
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	327,976,136	234,739,710	193,299,280
筹资活动现金流出小计	1,050,286,136	416,819,710	525,672,720
筹资活动产生的现金流量净额	**-277,596,136**	**183,180,290**	**-25,672,720**
四、现金及现金等价物净增加/（减少）额	45,454,979	-5,871,869	7,312,610
加：年初现金及现金等价物余额	8,797,938	14,669,807	7,357,197
五、年末现金及现金等价物余额	54,252,917	8,797,938	14,669,807

（四）股东权益变动表

1、合并股东权益变动表

单位：元

	归属于母公司股东权益						
	股本	资本公积	盈余公积	未分配利润	小计	少数股东权益	股东权益合计
于 2010 年 12 月 31 日	**1,600,000,000**	**453,403,315**	**5,589,966**	**249,005,917**	**2,307,999,198**	**598,412,416**	**2,906,411,614**
本年增减变动金额							
1. 净利润	-	-	-	161,143,184	161,143,184	57,338,740	218,481,924
2. 利润分配：							
- 提取盈余公积	-	-	12,137,464	-12,137,464	-	-	-
- 对少数股东的分配	-	-	-	-	-	-20,813,951	-20,813,951
3. 非同一控制下购买子公司	-	-	-	-	-	500,000	500,000
于 2011 年 12 月 31 日	**1,600,000,000**	**453,403,315**	**17,727,430**	**398,011,637**	**2,469,142,382**	**635,437,205**	**3,104,579,587**
本年增减变动金额							
1.净利润	-	-	-	192,137,693	192,137,693	75,598,388	267,736,081
2.利润分配:							
- 提取盈余公积	-	-	15,115,771	-15,115,771	-	-	-
- 对少数股东的分配	-	-	-	-	-	-73,388,290	-73,388,290
3.购买子公司少数股权	-	-	-	-	-	-500,000	-500,000
于 2012 年 12 月 31 日	**1,600,000,000**	**453,403,315**	**32,843,201**	**575,033,559**	**2,661,280,075**	**637,147,303**	**3,298,427,378**
本年增减变动金额							
1.净利润	-	-	-	195,116,483	195,116,483	57,847,008	252,963,491

2.利润分配:							
- 提取盈余公积	-	-	16,713,574	-16,713,574	-	-	-
- 对股东的分配	-	-	-	-86,461,962	-86,461,962	-68,038,548	-154,500,510
于 2013 年 12 月 31 日	**1,600,000,00**	**453,403,315**	**49,556,775**	**666,974,506**	**2,769,934,596**	**626,955,763**	**3,396,890,359**

2、母公司股东权益变动表

单位：元

	股本	资本公积	盈余公积	未分配利润	股东权益合计
于 2010 年 12 月 31 日	**1,600,000,000**	**452,946,970**	**5,589,966**	**50,309,694**	**2,108,846,630**
本年增减变动金额					
1. 净利润	-	-	-	121,374,644	121,374,644
2. 利润分配					
- 提取盈余公积	-	-	12,137,464	-12,137,464	-
于 2011 年 12 月 31 日	**1,600,000,000**	**452,946,970**	**17,727,430**	**159,546,874**	**2,230,221,274**
本年增减变动金额					
1.净利润	-	-	-	151,157,712	151,157,712
2.利润分配					
- 提取盈余公积	-	-	15,115,771	-15,115,771	-
于 2012 年 12 月 31 日	**1,600,000,000**	**452,946,970**	**32,843,201**	**295,588,815**	**2,381,378,986**
本年增减变动金额					
1.净利润	-	-	-	167,135,742	167,135,742
2.利润分配					
- 提取盈余公积	-	-	16,713,574	-16,713,574	-

- 对股东的分配	-	-	-	-86,461,962	-86,461,962
于 2013 年 12 月 31 日	**1,600,000,000**	**452,946,970**	**49,556,775**	**359,549,021**	**2,462,052,766**

三、财务报表的编制基础、合并报表的范围及变化情况

（一）财务报表编制基础

公司财务报表以持续经营假设为基础。本公司编制的财务报表符合财政部于2006年2月15日颁布的《企业会计准则——基本准则》和38项具体会计准则、其后颁布的企业会计准则应用指南、企业会计准则解释以及其他相关规定的要求，真实、完整地反映了本公司的合并财务状况和财务状况、合并经营成果和经营成果以及合并现金流量和现金流量。此外，本公司的财务报表同时符合中国证监会2010年修订的《公开发行证券的公司信息披露编报规则第15号——财务报告的一般规定》有关财务报表及其附注的披露要求。

（二）合并报表范围及其变化

合并财务报表的合并范围包括本公司及本公司控制的子公司。控制是指有权决定一个公司的财务和经营政策，并能据以从该公司的经营活动中获取利益。子公司的经营成果、财务状况和现金流量由控制开始日起至控制结束日止包含于合并财务报表中。

对于通过非同一控制下企业合并取得的子公司，在编制合并当期财务报表时，以购买日确定的被购买子公司各项可辨认资产、负债的公允价值为基础自购买日起将被购买子公司纳入本公司合并范围。

子公司少数股东应占的权益、损益和综合收益分别在合并资产负债表中股东权益项目下和合并利润表中净利润及综合收益总额项目后单独列示。

当子公司所采用的会计期间或会计政策与本公司不一致时，合并时已按照本公司的会计期间或会计政策对子公司财务报表进行必要的调整。合并时所有公司内部交易及余额，包括未实现内部交易损益均已抵销。公司内部交易发生的未实现损失，有证据表明该损失是相关资产减值损失的，则全额确认该损失。

截至2013年12月31日，纳入本公司合并财务报表范围的子公司如下：

子公司	子公司类型	注册地	业务性质及经营范围	注册资本（元）	实际出资额（元）	持股比例（%）	表决权比例（%）	成立日期	少数股东权益	法人代表
张北风电	有限责任公司	河北张北县	风电生产、销售及相关业务	181,780,000	181,780,000	100	100	2004 年 7 月 23 日	-	贾锐
新疆风电	有限责任公司	新疆乌鲁木齐县	风电生产、销售及相关业务	388,170,000	388,170,000	100	100	2004 年 5 月 28 日	-	戴毅
张北运维	有限责任公司	河北张北县	风电生产、销售及相关业务	164,600,000	164,600,000	100	100	2007 年 8 月 31 日	-	贾锐
港建张北	有限责任公司	河北张北县	风电生产、销售及相关业务	545,640,000	545,640,000	60	60	2007 年 7 月 18 日	267,826,125	贾锐
港能张北	有限责任公司	河北张北县	风电生产、销售及相关业务	323,260,000	323,260,000	70	70	2009 年 2 月 3 日	98,303,796	贾锐
港建甘肃	有限责任公司	甘肃玉门市	风电生产、销售及相关业务	589,620,000	589,620,000	60	60	2008 年 10 月 27 日	260,825,842	张华耀
甘肃风电	有限责任公司	甘肃玉门市	风电生产、销售及相关业务	560,150,000	560,150,000	100	100	2009 年 12 月 28 日	-	张华耀
内蒙风电	有限责任公司	内蒙兴和县	风电生产、销售及相关业务	108,290,000	108,290,000	100	100	2010 年 4 月 16 日	-	孙正科
哈密风电	有限责任公司	新疆哈密市	风电生产、销售及相关业务	100,000,000	100,000,000	100	100	2011 年 5 月 5 日	-	戴毅
张北风能	有限责任公司	河北张北县	风电生产、销售及相关业务	194,590,000	194,590,000	100	100	2011 年 5 月 25 日	-	贾锐
肃北风电	有限责任公司	甘肃肃北县	风电生产、销售及相关业务	100,000,000	100,000,000	100	100	2011 年 12 月 21 日	-	张华耀
通辽风电	有限责任公司	内蒙奈曼旗	风电生产、销售及相关业务	150,000,000	150,000,000	100	100	2008 年 10 月 15 日	-	董晓湛
青海东方	有限责任公司	青海德令哈市	可再生能源科技项目投资与开发;信息咨询	50,000,000	50,000,000	100	100	2007 年 12 月 20 日	-	陶银海

中节智行	有限责任公司	北京	风力发电项目的技术咨询及相关业务	10,000,000	10,000,000	100	100	2013 年 8 月 9 日	-	贾锐

自报告期期初即纳入合并范围的子公司为：张北风电、新疆风电、张北运维、港建张北、港建甘肃、港能张北、甘肃风电和内蒙风电；

2011 年新增纳入合并范围的子公司为：哈密风电、张北风能、肃北风电、通辽风电和青海东方；

2012 年合并范围无变化；

2013 年新增纳入合并范围的子公司为：中节智行。

四、报告期内采用的主要会计政策和会计估计

（一）收入

收入是本公司在日常活动中形成的、会导致股东权益增加且与股东投入资本无关的经济利益的总流入。收入在其金额及相关成本能够可靠计量、相关的经济利益很可能流入本公司、并且同时满足以下不同类型收入的其他确认条件时，予以确认。

1、电力销售收入

电力收入于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。本公司按已收或应收的合同或协议价款的公允价值确定电力销售收入金额。

（1）本公司售电收入确认方法、时点适当性

本公司下属子公司与所在地电网公司（内蒙古电力、冀北电力、甘肃电力和新疆电力）签署《购售电合同》，包括特许经营权项目与电网公司所签署购售电合同。一般主要条款包括：购电人购买售电人所拥有风电机组的电能；风电机组的商业运行期上网电量按政府价格主管部门批准的上网电价执行；电能计量，包括上网电量计量点及主副电能表确定；上网电量以月为结算期，以计量点计费电能表最后一日北京时间 24:00 抄表电量为依据；上网电费计算公式为：上网电费=累计购电量×对应的上网电价。

根据《企业会计准则—收入准则》，销售商品收入同时满足下列条件的，才能予以确认：（一）企业已将商品所有权上的主要风险和报酬转移给购货方；（二）企业既没有保留通常与所有权相联系的继续管理权，也没有对已售出的商品实施有效控制；（三）收入的金额能够可靠地计量；（四）相关的经济利益很可能流入企业；（五）相关的已发生或将发生的成本能够可靠地计量。

根据以上购售电合同及相关特许权协议的约定，本公司控股子公司在购售电业务中的实质性义务为向各地电网公司供应上网电力。上网电力供应完成后，双方执行的抄表、核对、结算单填制、发票开具等其他事项仅为程序性工作。在电力供应至各风电场所在地电力公司时，本公司同时满足以下条件：

1）电力供应已经完成；

2）由于电力的生产、供应及使用具有“即时性”的特点，本公司在电力供应完成后，即不再保留对所供应商品（电力）的控制权和管理权；

3）供电量在电力供应完成后即可通过读表获得，并得到购电方的确认；同时，供电价格已在购售电合同中明确约定。因此，本公司可以可靠地计算计量相关收入的金额；

4）购电方为各地电力公司，其资信能力及根据协议付款的历史记录良好。本公司可以合理确信相关经济利益可以流入企业；

5）本公司与电力供应相关的成本（主要包括折旧、人工、运营维护等）能够可靠地计量。

鉴于以上条件的满足，本公司于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认其电力销售收入，符合《企业会计准则》的相关要求。

2、提供劳务收入

本公司按已收或应收的合同或协议价款的公允价值确定提供劳务收入金额。

在资产负债表日，劳务交易的结果能够可靠估计的，根据完工百分比法确认提供劳务收入，提供劳务交易的完工进度根据已经提供的劳务占应提供劳务总量的比例确定。

劳务交易的结果不能可靠估计的，如果已经发生的劳务成本预计能够得到补偿的，则按照已经发生的劳务成本金额确认提供劳务收入，并按相同金额结转劳务成本；如果已经发生的劳务成本预计不能够得到补偿的，则将已经发生的劳务成本计入当期损益，不确认提供劳务收入。

3、清洁发展机制项目收入

本公司将风电场的发电项目按《京都议定书》向联合国清洁发展机制执行理事会登记注册为清洁发展机制项目，并获取经核证签发的碳减排量资格认证。本公司出售由风力发电产生的经核证碳减排量，在其收入金额及相关成本能够可靠

计量、相关的经济利益很可能流入本公司且同时满足下列条件时确认核证减排量收入：

- 清洁发展机制项目已获得国家发改委的批准并经联合国审核通过注册为清洁发展机制项目；
- 对方已承诺购买经核证碳减排量且价格已经协定；
- 已生产相关电力。

（1）清洁发展机制项目收入确认的方法和时点

1）在风电项目获取清洁发展机制执行理事会（EB）批准注册为清洁发展机制项目（CDM 项目）后，一般按以下流程进行减排量的核证、签发和交付：

项目减排量的核查与核证：指定经营实体（DOE）作为减排核证的主体，对项目进行（一般为一年）核证。根据项目设计文件确定的监测计划和监测数据，对项目进行减排核证，计算减排量，出具书面报告，向执行理事会提出申请签发核证减排量信用额。

一般而言，减排量按如下公式确定：

减排量=（上网电量-下网电量<自电网购买>）×项目减排因子

其中减排因子在项目参与方提交给联合国的项目设计文件中按照特定的计算方法设定，并经执行理事会认定。

核证减排量信用额的签发：EB 作为清洁发展机制的国际主管机构，审查减排核证报告，签发与核证减排量相等的核证减排量信用额。

核证减排量的交付与付款：根据核证减排量购买协议向买家交付核证减排量，买家根据协议付款。根据本公司所签署减排量协议，付款时点一般在已交付核证减排量被计入买方账户日和买方收到卖方针对采购款出具的付款通知日较后者 30 日内。

2）减排量收入确认的方法和时点

减排量收入 = 减排量× (1 - 2%) ×合同约定单价

其中 2%为清洁发展机制执行理事会所扣除之比例用于其行政开支

中国的风电企业通常会将风电项目申请注册为 CDM 项目，以取得核证减排量信用额收入，该经济利益流入产生于企业的日常经济活动中，符合《企业会计准则第 14 号—收入》第二条规定的收入的定义，并且该经济利益流入属于企业发生的与经营性活动相关的其他活动所产生的经济利益的流入。同时，清洁发展

机制是《京都议定书》的一种安排，允许做出温室气体减排承诺的发达国家从发展中国家购买核证减排量信用额，以作为发达国家国内减排代价较高的替代途径。中国政府于 2002 年加入《京都议定书》，国家发改委为指定的国家主管机关。清洁发展机制项目需获得国家发改委批准，在联合国清洁发展机制执行理事会制定安排中运作。因此，核证减排量具有政府补助性质，类比政府补助考虑其确认经济利益流入确认时点。

按照《企业会计准则第 16 号—政府补助》，政府补助在同时满足下列条件时予以确认：一、企业能够满足政府补助所附条件；二、企业能够收到政府补助。

对于风力发电清洁发展机制项目而言，所附条件主要部分在批复注册时依据项目设计文件就已经满足，对于已注册成为清洁发展机制项目的风力发电项目而言，影响发电上网后减排量核证的唯一变动因素是净上网电量。因而，已注册的清洁发展机制风电项目输出上网电量时通常被理解为满足了政府补助所附条件。

因此，在企业已经与买家签订核证减排量购买协议（实务中，该等协议在本公司风电项目获取清洁发展机制执行理事会批准注册前已经签订，且已经约定固定销售价格及承诺购买合同项下的所有核证减排量或合同约定的核证减排量）且购买方支付信用良好的情况下，企业能否收到核证减排量的收入主要取决于减排量的核证和签发。

所有与发行人签订核证减排量购买协议的买家均为国际 CDM 市场上长期的市场参与者，一般经签发的核证减排量均在 3 个月内收到款项。

在减排量的核证和签发的过程中，如前所述，减排量数额取决于净上网电量和项目减排因子。对于风电 CDM 项目而言，减排因子一般在各核证周期保持不变。截至 2013 年 12 月 31 日，发行人 12 个已经签发的项目中，除满井一期项目每年根据固定模型计算出来的减排因子有轻微变化，托里一期项目因第一计入期到期，第二计入期间（2013 年 1 月 1 日起 7 年内）的减排因子将根据固定模型重新计算一次，并于第二计入期间保持不变，其余项目认定的减排因子各年保持不变。

本公司认为，对于一个风电清洁发展机制项目，尽管其核证只限于依据项目设计文件读取上网电量数据和复核发票等（净上网电量为唯一主要变量）。但在初次核证和签发前，缺少历史资料来支持风电项目的运行是否能够符合设计文件中的各项要求，以及有关能否通过核证和签发，以及核证减排量的相关经济利益

能否流入企业的可能性的判断，因此从谨慎性角度不确认核证减排量相关经济利益流入。

由于在风力发电项目中关于核证减排量的所有核查项目（如上网电量，下网电量，电量监测计划的执行，电表的年度校验等）在公司的日常经营运行中都能够具有良好的管控和记录，根据联合国气候变化框架公约（UNFCCC）网站的纪录，截至目前，中国没有任何一个风力发电项目的核证减排量被 EB 拒绝签发。因此，在初次核证和签发后，公司能够合理确定有关减排量于核查及认证时可获有关独立机关及联合国相关机构的认证。

在初次核证和签发已经完成后，本公司认为对于风力发电项目而言，已有历史资料支持本公司对于净上网电量能够通过核证和签发的判断，后续年度核证和签发仅是手续和过程，因而认为在电力发出时即能够确认收到相关减排量之经济利益流入。截至 2013 年 12 月 31 日，本公司已有 11 个已经二次签发的项目。这些项目在初次核证和签发后的后续核证和签发过程中，没有出现不通过，也没有出现因重大的预期数据修改而导致减排量有超过 5%的调整。

综上所述，在初次核证和签发已经完成后，对于合同约定购买的核证减排量且已约定固定销售价格的，本公司认为其在发电上网时就能够合理估计相关经济利益金额，且认为相关经济利益能够流入企业，因此，本公司采用在发电上网时点确认核证减排量收入。2012 年，在《京都议定书》第一承诺期即将到期时，对于尚未交付的减排量，本公司根据核查和签发进度及合同条款判断是否满足合同交付要求。对于无法满足合同交付要求的减排量，由于不满足经济利益很可能流入的条件，不确认相应的收入。

（2）清洁发展机制项目收入相关成本的归集与分配

本公司取得核证减排量收入的主要成本是向财政部下属中国清洁发展机制基金管理中心支付收入总额的 2%，该支出列入营业成本，在核证减排量收入确认同时计提。

（3）境内、境外资本市场上市公司对同类收入的会计处理方法

本公司比较了在香港上市的以风力发电为主要业务的同类上市公司龙源电力、华能新能源、大唐新能源和新天绿色能源的核证减排量收入确认政策，根据其上市文件和年报披露，在国际财务报告准则下，该等公司对于核证减排量收入在生产相关电力时确认。以下为其相关会计政策摘录：

龙源电力：“本集团出售由风力和其他可再生能源设施生产的经核证碳减排量（又称为 CERs）。这些风力和其他可再生能源设施已按《京都协议书》向联合国清洁发展机制执行理事会（又称为 CDM EB）登记注册为清洁发展机制（又称为 CDM）项目。本集团也出售自愿性减排量（又称为 VERs），这来自于 CDM 向 CDM EB 登记前产生的电力。与 CERs 和 VERs 相关的收益会在符合下列条件时予以确认：对方已经承诺购买 CERs 和 VERs；双方已经协定销售价格；及本集团已生产相关电力。”（摘自龙源电力 2010 年年报）

华能新能源：“贵集团出售由风力发电场生产的经核证碳减排量（又称核证减排量）。这些风力发电项目已按《京都协议书》向联合国清洁发展机制执行理事会登记注册为清洁发展机制项目。与核证减排量有关的收入在符合下列条件时予以确认：对方已经承诺购买核证减排量；双方已经协定销售价格；及已生产相关电力。”（摘自华能新能源上市文件）

大唐新能源：“本集团将若干风电场或其他清洁能源项目按京都议定书向联合国清洁发展机制执行理事会登记为清洁发展机制项目，并销售经核证签发的碳减排量（核证减排量）。本集团在同时满足以下条件时确认核证减排量收入：清洁发展机制项目已经国家发改委批准并经联合国审核通过注册为清洁发展机制项目；及对方已经承诺购买核证减排量并协定价格；及已生产了相关电力。”（摘自大唐新能源 2010 年年报）

新天绿色能源：“贵集团获取来自风电场和其他可再生能源设施的经核证碳减排量（核证减排量）。这些风电场和其他可再生能源设施已按京都议定书向联合国清洁发展机制执行理事会（清洁发展机制执行理事会）登记注册为清洁发展机制项目。核证减排量为政府补助，须于合理确定贵集团将遵守相关附带条件及将会收到补助时确认。贵集团仅于实现实际减排量及贵集团合理确定有关减排量于核查及认证时可获有关独立机关的认证时，方可确认核证减排量收入。当核查及认证存在不确定因素以致不能合理确定会否被授予核证减排量时，则于该程序完成后方可确认该核证减排量收入。有关核证减排量的收入乃就独立机关核实的减排量及余下减排量分别确认及列入贸易应收账款及其他应收款项。”（摘自新天绿色能源上市文件）

（二）金融工具

本公司的金融工具包括货币资金、应收款项、应付款项、借款及股本等。

1、金融资产和金融负债的确认和计量

金融资产和金融负债在本公司成为相关金融工具合同条款的一方时，于资产负债表内确认。

本公司在初始确认时按取得资产或承担负债的目的，把金融资产和金融负债分为不同类别：以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产和金融负债、贷款及应收款项、持有至到期投资、可供出售金融资产和其他金融负债。

本公司在报告期内持有的金融资产为应收款项，金融负债为其他金融负债。在初始确认时，该等金融资产及金融负债均以公允价值计量，相关交易费用计入初始确认金额。初始确认后，该等金融资产和金融负债的后续计量如下：

- 应收款项

应收款项是指在活跃市场中没有报价、回收金额固定或可确定的非衍生金融资产。初始确认后，应收款项以实际利率法按摊余成本计量。

- 其他金融负债

其他金融负债是指除以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债以外的金融负债。

其他金融负债包括财务担保合同负债。财务担保合同指本公司作为保证人和债权人约定，当债务人不履行债务时，本公司按照约定履行债务或者承担责任的合同。财务担保合同负债以初始确认金额扣除累计摊销额后的余额与按照或有事项原则确定的预计负债金额两者之间较高者进行后续计量。

除上述以外的其他金融负债，初始确认后采用实际利率法按摊余成本计量。

2、金融资产和金融负债的列报

金融资产和金融负债在资产负债表内分别列示，没有相互抵销。但是，同时满足下列条件的，以相互抵销后的净额在资产负债表内列示：

- 本公司具有抵销已确认金额的法定权利，且该种法定权利现在是可执行的；
- 本公司计划以净额结算，或同时变现该金融资产和清偿该金融负债。

3、公允价值的确定

本公司对存在活跃市场的金融资产或金融负债，用活跃市场中的报价确定其公允价值。

对金融工具不存在活跃市场的，采用估值技术确定其公允价值。所采用的估值方法包括参考熟悉情况并自愿交易的各方最近进行的市场交易的成交价和参照实质上相同的其他金融工具的当前市场报价等。本公司定期评估估值方法，并测试其有效性。

4、金融资产和金融负债的终止确认

当收取某项金融资产的现金流量的合同权利终止或将所有权上几乎所有的风险和报酬转移时，本公司终止确认该金融资产。

金融资产整体转移满足终止确认条件的，本公司将下列两项金额的差额计入当期损益：

- 所转移金融资产的账面价值；
- 因转移而收到的对价，与原直接计入股东权益的公允价值变动累计额之和。

金融负债的现时义务全部或部分已经解除的，本公司终止确认该金融负债或其一部分。

5、金融资产的减值

本公司在资产负债表日对以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产以外的金融资产的账面价值进行检查，有客观证据表明该金融资产发生减值的，计提减值准备。

金融资产发生减值的客观证据，包括但不限于：

（1）发行方或债务人发生严重财务困难；

（2）债务人违反了合同条款，如偿付利息或本金发生违约或逾期等；

（3）债务人很可能倒闭或进行其他财务重组；

（4）因发行方发生重大财务困难，该金融资产无法在活跃市场继续交易；

（5）权益工具发行方经营所处的技术、市场、经济或法律环境等发生重大不利变化，使权益工具投资人可能无法收回投资成本；

（6）权益工具投资的公允价值发生严重或非暂时性下跌等。

6、权益工具

权益工具是指能证明拥有本公司在扣除所有负债后的资产中的剩余权益的合同。

本公司发行权益工具收到的对价扣除交易费用后，计入股东权益。

（三）应收款项的坏账准备

应收款项同时运用个别及组合方式评估减值损失。

本公司的客户集中为各大电网公司，及购买风力发电产生的经核证碳减排量的客户，客户数量有限且单项金额均重大。因此本公司先对所有的应收款项运用个别方式评估减值损失。对于以个别方式评估未发生减值的应收款项再按组合方式评估减值损失。

运用个别方式评估时，当应收款项的预计未来现金流量（不包括尚未发生的未来信用损失）按原实际利率折现的现值低于其账面价值时，本公司将该应收款项的账面价值减记至该现值，减记的金额确认为资产减值损失，计入当期损益。

当运用组合方式评估应收款项的减值损失时，减值损失金额是根据具有类似信用风险特征的应收款项（包括以个别方式评估未发生减值的应收款项）的以往损失经验，并根据反映当前经济状况的可观察数据进行调整确定的。

在应收款项确认减值损失后，如有客观证据表明该金融资产价值已恢复，且客观上与确认该损失后发生的事项有关，本公司将原确认的减值损失予以转回，计入当期损益。该转回后的账面价值不超过假定不计提减值准备情况下该金融资产在转回日的摊余成本。

（四）存货

1、存货的分类和成本

存货主要包括风机日常维修的所需备品备件。

存货按成本进行初始计量。存货成本包括采购成本、加工成本和使存货达到目前场所和状态所发生的其他支出。

2、发出存货的计价方法

发出存货的实际成本采用加权平均法计量。

3、存货可变现净值的确定依据及存货跌价准备的计提方法

资产负债表日，存货（不包括备品备件）按照成本与可变现净值孰低计量。备品备件按成本减去为陈旧项目计提的准备在资产负债表中列账。

可变现净值，是指在日常活动中，存货的估计售价减去至完工时估计将要发生的成本、估计的销售费用以及相关税费后的金额。

按单个存货项目计算的成本高于其可变现净值的差额，计提存货跌价准备，计入当期损益。

4、存货的盘存制度

本公司存货盘存制度为永续盘存制。

（五）长期股权投资

1、投资成本确定

（1）通过非同一控制下的企业合并形成的长期股权投资

对于非同一控制下企业合并形成的对子公司的长期股权投资，本公司按照购买日取得对被购买方的控制权而付出的资产、发生或承担的负债以及发行的权益性证券的公允价值，作为该投资的初始投资成本。

（2）其他方式取得的长期股权投资

对于通过企业合并以外的其他方式取得的长期股权投资，在初始确认时，对于以支付现金取得的长期股权投资，本公司按照实际支付的购买价款作为初始投资成本。对于投资者投入的长期股权投资，本公司按照投资合同或协议约定的价值作为初始投资成本。

2、后续计量及损益确认方法

（1）对子公司的投资

在本公司个别财务报表中，本公司采用成本法对子公司的长期股权投资进行后续计量，对被投资单位宣告分派的现金股利或利润由本公司享有的部分确认为投资收益，不划分是否属于投资前和投资后被投资单位实现的净利润，但取得投

资时实际支付的价款或对价中包含的已宣告但尚未发放的现金股利或利润除外。期末按照成本减去减值准备后在资产负债表列示。

（2）对合营企业的投资

合营企业指本公司与其他投资方根据合约安排对其实施共同控制的企业。

后续计量时，对合营企业的长期股权投资采用权益法核算，除非投资符合持有待售的条件。

本公司在采用权益法核算时的具体会计处理包括：

- 对于长期股权投资的初始投资成本大于投资时应享有被投资单位可辨认净资产公允价值份额的，以前者作为长期股权投资的成本；对于长期股权投资的初始投资成本小于投资时应享有被投资单位可辨认净资产公允价值份额的，以后者作为长期股权投资的成本，长期股权投资的成本与初始投资成本的差额计入当期损益。
- 取得对合营企业投资后，本公司按照应享有或应分担的被投资单位实现的净损益的份额，扣除本公司首次执行企业会计准则之前已经持有的对合营企业的投资按原会计准则及制度确认的股权投资借方差额按原摊销期直线摊销的金额后，确认投资损益并调整长期股权投资的账面价值；按照被投资单位宣告分派的利润或现金股利计算应分得的部分，相应减少长期股权投资的账面价值。

在计算应享有或应分担的被投资单位实现的净损益的份额时，本公司以取得投资时被投资单位可辨认净资产公允价值为基础，按照本公司的会计政策或会计期间进行必要调整后确认。本公司与合营企业之间内部交易产生的未实现损益按照持股比例计算归属于本公司的部分，在权益法核算时予以抵销。内部交易产生的未实现损失，有证据表明该损失是相关资产减值损失的，则全额确认该损失。

本公司对合营企业发生的净亏损，除本公司负有承担额外损失义务外，以长期股权投资的账面价值以及其他实质上构成对合营企业或联营企业净投资的长期权益减记至零为限。合营企业以后实现净利润的，本公司在收益分享额弥补未确认的亏损分担额后，恢复确认收益分享额。

对合营企业除净损益以外股东权益的其他变动，本公司调整长期股权投资的账面价值并计入股东权益。

（3）其他长期股权投资

其他长期股权投资，指本公司对被投资企业没有控制、共同控制、重大影响，且在活跃市场中没有报价、公允价值不能可靠计量的长期股权投资。

本公司采用成本法对其他长期股权投资进行后续计量。对被投资单位宣告分派的现金股利或利润由本公司享有的部分确认为投资收益，不划分是否属于投资前和投资后被投资单位实现的净利润，但取得投资时实际支付的价款或对价中包含的已宣告但尚未发放的现金股利或利润除外。

3、确定对被投资单位具有共同控制、重大影响的依据

共同控制指按照合同约定对被投资单位经济活动所共有的控制，仅在与经济活动相关的重要财务和经营决策需要分享控制权的投资方一致同意时存在。本公司在判断对被投资单位是否存在共同控制时，通常考虑下述事项：

- 是否任何一个投资方均不能单独控制被投资单位的生产经营活动；
- 涉及被投资单位基本经营活动的决策是否需要各投资方一致同意；
- 如果各投资方通过合同或协议的形式任命其中的一个投资方对被投资单位的日常活动进行管理，则其是否必须在各投资方已经一致同意的财务和经营政策范围内行使管理权。

重大影响指对被投资单位的财务和经营政策有参与决策的权力，但并不能够控制或者与其他方一起共同控制这些政策的制定。本公司在判断对被投资单位是否存在重大影响时，通常考虑以下一种或多种情形：

- 是否在被投资单位的董事会或类似权力机构中派有代表；
- 是否参与被投资单位的政策制定过程；
- 是否与被投资单位之间发生重要交易；
- 是否向被投资单位派出管理人员；
- 是否向被投资单位提供关键技术资料等。

4、减值测试方法及减值准备计提方法

对子公司和合营公司投资的减值测试方法及减值准备计提方法参见本节“四、（十）除存货、金融资产及其他长期股权投资外的其他资产减值”。

对于其他长期股权投资，在资产负债表日，本公司对其他长期股权投资的账面价值进行检查，有客观证据表明该股权投资发生减值的，采用个别方式进行评

估，该股权投资的账面价值高于按照类似金融资产当时市场收益率对未来现金流量折现确定的现值的，两者之间的差额，确认为减值损失，计入当期损益。该减值损失不能转回。其他长期股权投资按照成本减去减值准备后在资产负债表内列示。

（六）固定资产

1、固定资产确认条件

固定资产指本公司为生产电力及其他经营活动或经营管理而持有的，使用寿命超过一个会计年度的有形资产。

外购固定资产的初始成本包括购买价款、相关税费以及使该资产达到预定可使用状态前所发生的可归属于该项资产的支出。自行建造的固定资产的成本包括工程用物资、直接人工、符合资本化条件的借款费用和使该项资产达到预定可使用状态前所发生的必要支出。本公司在固定资产报废时承担的与环境保护和生态恢复等义务相关的支出，包括在有关固定资产的初始成本中。

对于构成固定资产的各组成部分，如果各自具有不同使用寿命或者以不同方式为本公司提供经济利益，适用不同折旧率或折旧方法的，本公司分别将各组成部分确认为单项固定资产。

对于固定资产的后续支出，包括与更换固定资产某组成部分相关的支出，在符合固定资产确认条件时计入固定资产成本，同时将被替换部分的账面价值扣除；与固定资产日常维护相关的支出在发生时计入当期损益。

固定资产以成本减累计折旧及减值准备后在资产负债表列示。

2、固定资产的折旧方法

本公司对固定资产的成本扣除预计净残值和累计减值准备后在其使用寿命内按年限平均法计提折旧，除非固定资产符合持有待售的条件。

各类固定资产的使用寿命、残值率和年折旧率分别为：

类别	使用寿命	残值率	年折旧率
房屋及建筑物	20-30 年	5%	3.17%-4.75%
发电及相关设备	5-20 年	5%	4.75%-19%
其中：风机机组	20 年	5%	4.75%
输变电设备	20 年	5%	4.75%

其他相关设备	5-20 年	5%	4.75%-19%
交通运输设备	10 年	5%	9.5%
电子设备及其他设备	5 年	5%	19%

本公司至少在每年年度终了对固定资产的使用寿命、预计净残值和折旧方法进行复核。

风电机组折旧年限是依照其设计寿命和实际使用情况确定的，国际、国内均参照这样的方法。为此做以下分析：

（1）风电机组设计寿命的标准是全球统一的

按照国际风电行业的设计标准，风电机组的设计使用寿命不少于 20 年。实际上，厂家在设计过程中还会考虑留有一定余量，以充分保证机组运行安全可靠。与风力发电机组相关的主要设计标准如下：

IEC61400-1 风电机组设计要求

GB/T 2900.53 风电机组设计定义

GB/T 18451.1 风电机组安全要求

JB/T 10300 风电机组设计要求

（2）风电机组必须通过专业认证机构认证后才能进入市场

风电机组必须通过并获得国际或国内认可的授权机构出具产品设计认证证书和产品的型式认证证书，方可进入市场。目前，国际和国内设计认证的主要授权机构主要有：德国 GL 认证、中国船级社认证和中国鉴衡认证等。

（3）从国内外同类企业公布的资料来看

1）龙源电力、华能新能源和大唐新能源的固定资产折旧年限情况如下：

折旧年限（年）	房屋及建筑物	风机	其他机械和设备	交通运输设备	电子设备及其他设备
发行人	20-30	20	5-20	10	5
龙源电力	10-40	15-20	4-30	5-15	4-18
华能新能源	8-55	20	12-20	6-14	4-10
大唐新能源	8-30	20	5-30	3-9	

资料来源：上述公司 2010 年年度报告或上市文件

同行业其他上市公司风机机组的折旧年限为 15-20 年，反映了其设计使用寿命至少为 20 年。

2）国际风力发电主要上市公司风机设备折旧政策及折旧年限如下：

公司名称	所在国	世界总装机排名（2010）	折旧方法	风电设备折旧年限
Iberdrola Renovables	西班牙	1	直线折旧法	20
EDP Renovaveis	葡萄牙	4	直线折旧法	20
Acciona	西班牙	5	直线折旧法	14-20
EDF energies	法国	12	直线折旧法	20-25

资料来源：彭博资讯、公司年报、丹麦 BTM 咨询公司，World Market Update 2010

根据以上境外同行业主要上市公司年度报告，上述公司均采用直线法对风机设备计提折旧，折旧年限在 14-25 年范围内，且以 20 年为主，反映了其设计使用寿命至少为 20 年的基本事实。

减值测试方法及减值准备计提方法参见本节“四、（十）除存货、金融资产及其他长期股权投资外的其他资产减值”。

3、固定资产处置

固定资产满足下述条件之一时，本公司会予以终止确认。

- 固定资产处于处置状态；
- 该固定资产预期通过使用或处置不能产生经济利益。

报废或处置固定资产项目所产生的损益为处置所得款项净额与项目账面金额之间的差额，并于报废或处置日在损益中确认。

（七）在建工程

自行建造的固定资产的成本包括工程用物资、直接人工、符合资本化条件的借款费用和使该项资产达到预定可使用状态前所发生的必要支出。

自行建造的固定资产于达到预定可使用状态时转入固定资产，此前列于在建工程，且不计提折旧。期末，在建工程以成本减减值准备（参见本节“四、（十）除存货、金融资产及其他长期股权投资外的其他资产减值”）后在资产负债表列示。

（八）无形资产

无形资产以成本减累计摊销（仅限于使用寿命有限的无形资产）及减值准备（参见本节“四、（十）除存货、金融资产及其他长期股权投资外的其他资产减值”）后在资产负债表列示。对于使用寿命有限的无形资产，本公司将无形资产的成本扣除预计净残值和累计减值准备后按直线法在预计使用寿命期内摊销，除

非该无形资产符合持有待售的条件。

各项无形资产的摊销年限为：

类别	摊销年限（年）
土地使用权	50 年
电脑软件及其他	2-5 年

本公司将无法预见未来经济利益期限的无形资产视为使用寿命不确定的无形资产，并对这类无形资产不予摊销。截至资产负债表日，本公司没有使用寿命不确定的无形资产。

（九）商誉

因非同一控制下企业合并形成的商誉，其初始成本是合并成本大于合并中取得的被购买方可辨认净资产公允价值份额的差额。

本公司对商誉不摊销，期末以成本减累计减值准备在资产负债表内列示。商誉在其相关资产组或资产组组合处置时予以转出，计入当期损益。

（十）除存货、金融资产及其他长期股权投资外的其他资产减值

本公司在资产负债表日根据内部及外部信息以确定下列资产是否存在减值的迹象，包括：

- 固定资产
- 在建工程
- 无形资产
- 商誉
- 对子公司或合营企业的长期股权投资
- 其他非流动资产

本公司对存在减值迹象的资产进行减值测试，估计资产的可收回金额。此外，无论是否存在减值迹象，本公司至少每年对尚未达到可使用状态的无形资产估计其可收回金额。本公司于每年年度终了对商誉估计其可收回金额。本公司依据相关资产组或者资产组组合能够从企业合并的协同效应中的受益情况分摊商誉账面价值，并在此基础上进行商誉减值测试。

可收回金额是指资产（或资产组、资产组组合，下同）的公允价值减去处置

费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者。

资产组是可以认定的最小资产组合，其产生的现金流入基本上独立于其他资产或者资产组。资产组由创造现金流入相关的资产组成。在认定资产组时，主要考虑该资产组能否独立产生现金流入，同时考虑管理层对生产经营活动的管理方式、以及对资产使用或者处置的决策方式等。

资产的公允价值减去处置费用后的净额，是根据公平交易中销售协议价格减去可直接归属于该资产处置费用的金额确定。资产预计未来现金流量的现值，按照资产在持续使用过程中和最终处置时所产生的预计未来现金流量，选择恰当的税前折现率对其进行折现后的金额加以确定。

可收回金额的估计结果表明，资产的可收回金额低于其账面价值的，资产的账面价值会减记至可收回金额，减记的金额确认为资产减值损失，计入当期损益，同时计提相应的资产减值准备。与资产组或者资产组组合相关的减值损失，先抵减分摊至该资产组或者资产组组合中商誉的账面价值，再根据资产组或者资产组组合中除商誉之外的其他各项资产的账面价值所占比重，按比例抵减其他各项资产的账面价值，但抵减后的各资产的账面价值不得低于该资产的公允价值减去处置费用后的净额（如可确定的）、该资产预计未来现金流量的现值（如可确定的）和零三者之中最高者。

资产减值损失一经确认，在以后会计期间不再转回。

（十一）借款费用

本公司发生的可直接归属于符合资本化条件的资产的购建的借款费用，予以资本化并计入相关资产的成本。

除上述借款费用外，其他借款费用均于发生当期确认为财务费用。

在资本化期间内，本公司按照下列方法确定每一会计期间的利息资本化金额（包括折价或溢价的摊销）：

- 对于为购建符合资本化条件的资产而借入的专门借款，本公司以专门借款按实际利率计算的当期利息费用，减去将尚未动用的借款资金存入银行取得的利息收入或进行暂时性投资取得的投资收益后的金额确定专门借款应予资本化的利息金额。
- 对于为购建符合资本化条件的资产而占用的一般借款，本公司根据累计

资产支出超过专门借款部分的资产支出的加权平均数乘以所占用一般借款的资本化率，计算确定一般借款应予资本化的利息金额。资本化率是根据一般借款加权平均的实际利率计算确定。

本公司确定借款的实际利率时，是将借款在预期存续期间或适用的更短期间内的未来现金流量，折现为该借款初始确认时确定的金额所使用的利率。

在资本化期间内，外币专门借款本金及其利息的汇兑差额，予以资本化，计入符合资本化条件的资产的成本。而除外币专门借款之外的其他外币借款本金及其利息所产生的汇兑差额作为财务费用，计入当期损益。

资本化期间是指本公司从借款费用开始资本化时点到停止资本化时点的期间，借款费用暂停资本化的期间不包括在内。当资本支出和借款费用已经发生及为使资产达到预定可使用状态所必要的购建活动已经开始时，借款费用开始资本化。当购建符合资本化条件的资产达到预定可使用状态时，借款费用停止资本化。对于符合资本化条件的资产在购建过程中发生非正常中断、且中断时间连续超过3个月的，本公司暂停借款费用的资本化。

（十二）政府补助

政府补助是本公司从政府无偿取得的货币性资产或非货币性资产，但不包括政府以投资者身份向本公司投入的资本。政府拨入的投资补助等专项拨款中，国家相关文件规定作为资本公积处理的，也属于资本性投入的性质，不属于政府补助。

政府补助在能够满足政府补助所附条件，并能够收到时，予以确认。

政府补助为货币性资产的，按照收到或应收的金额计量。政府补助为非货币性资产的，按照公允价值计量。

与资产相关的政府补助，本公司将其确认为递延收益，并在相关资产使用寿命内平均分配，计入当期损益。与收益相关的政府补助，如果用于补偿本公司以后期间的相关费用或损失的，本公司将其确认为递延收益，并在确认相关费用的期间，计入当期损益；如果用于补偿本公司已发生的相关费用或损失的，则直接计入当期损益。

五、税项

（一）主要流转税种及税率

税种	计税依据	税率
增值税	按税法规定计算的销售货物和应税劳务收入为基础计算销项税额，在扣除当期允许抵扣的进项税额后，差额部分为应交增值税	17%或3%
营业税	按应税营业收入计征	5%
城市维护建设税	按实际缴纳营业税及增值税计征	1-7%

（二）增值税税收优惠及批文

根据《财政部、国家税务总局关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》（财税[2008]156 号），自 2008 年 7 月 1 日之后对进行风力生产的电力实行增值税即征即退 50%的政策。

本公司下属子公司港建张北和港建甘肃系外商投资企业。根据《外商投资企业采购国产设备退税管理办法》（国税发[1999]171 号）的通知，符合条件的外商投资企业在投资总额内采购国产设备可享受全额退还国产设备增值税的优惠政策。根据《财政部国家税务总局关于停止外商投资企业购买国产设备退税政策的通知》（财税[2008]176 号），该优惠自 2009 年 1 月 1 日起停止执行。为保证政策调整平稳过渡，外商投资企业在 2009 年 6 月 30 日以前（含本日）购进的国产设备，在增值税专用发票稽核信息核对无误的情况下，可选择按原规定继续执行增值税退税政策。按照此优惠政策，港建张北所有国产设备采购均在 2009 年 6 月 30 日前完成，已获得相关增值税退税批复。而港建甘肃部分国产设备采购在 2009 年 6 月 30 日之前完成，已获得相关增值税退税批复。

（三）企业所得税税率及优惠

本公司 2012 年及 2013 年适用的所得税税率为 25%。

根据北京市海淀区国家税务局出具的海国税 201006JMS0900087 号企业所得税减免税备案登记书，本公司在 2010 年 1 月 1 日至 2011 年 12 月 31 日享受国家需要重点扶持的高新技术企业税收优惠，按 15%的税率缴纳企业所得税。

除下述享受税收优惠的子公司外，本公司其余各子公司 2011 年、2012 年及 2013 年的所得税税率均为 25%。

享受税收优惠的各子公司资料列示如下：

优惠公司（项目名称）	2013 年	2012 年	2011 年	原因
新疆风电（托里 100 兆瓦风电场一期、二期、三期）	15%	15%	15%	（1）
张北运维（满井四期）	12.5%	12.5%	免税	（2）
港能张北	12.5%	免税	免税	（2）
港建甘肃	7.5%	免税/7.5%	免税	（1）（2）
甘肃风电（昌马第三风电场）	免税/7.5%	免税	免税	（1）（2）
甘肃风电（昌马大坝南项目）	免税/7.5%	不适用	不适用	（1）（2）
甘肃风电（昌马大坝北项目）	免税/7.5%	不适用	不适用	（1）（2）
新疆风电（托里 200 兆瓦风电场一期）	免税	免税	不适用	（2）
新疆风电（托里 200 兆瓦风电场二期）	免税	不适用	不适用	（2）
内蒙风电	免税	25%	25%	（2）
张北风能(单晶河二期)	免税	25%	25%	（2）
张北运维（满井三期）	12.5%	12.5%	12.5%	（3）
港建张北	12.5%	12.5%	免税	（3）

（1）根据国家税务总局公告 2012 年第 12 号《国家税务总局关于深入实施西部大开发战略有关企业所得税问题的公告》（以下简称“《公告》”），自 2011 年 1 月 1 日至 2020 年 12 月 31 日，对设在西部地区以《西部地区鼓励类产业目录》中规定的产业项目为主营业务，且其当年度主营业务收入占企业收入总额 70%以上的企业，经企业申请，主管税务机关审核确认后，可减按 15%税率缴纳企业所得税。在《西部地区鼓励类产业目录》公布前，企业符合《产业结构调整指导目录（2005 年版）》等范围的，经税务机关确认后，其企业所得税可按照 15%税率缴纳。

截至 2013 年 12 月 31 日，《西部地区鼓励类产业目录》尚未公布。根据前述《公告》，符合《产业结构调整指导目录（2005 年版）》范围的新疆风电获得了乌鲁木齐县国家税务局于 2012 年和 2013 年核发的企业所得税优惠项目备案登记表，2011 年度、2012 年度和 2013 年度暂按 15%税率缴纳企业所得税。

根据《财政部国家税务总局海关总署关于深入实施西部大开发战略有关税收政策问题的通知》（财税〔2011〕58 号），对西部地区 2010 年 12 月 31 日前新办的、根据《财政部国家税务总局海关总署关于西部大开发税收优惠政策问题的通知》（财税[2001]202 号）第二条第三款规定可以享受企业所得税“两免三减半”优惠的交通、电力、水利、邮政、广播电视企业，其享受的企业所得税“两免三减半”优惠可以继续享受到期满为止。对于内资企业，自开始生产经营之日起，第一年至第二年免征企业所得税，第三年至第五年减半征收企业所得税；对于外商投资企业，经营期在 10 年以上的，自获利年度起，第一年至第二年免征企业所得税，第三年至第五年减半征收企业所得税。

根据《财政部、国家税务总局关于执行企业所得税优惠政策若干问题的通知》（财税〔2009〕69 号）规定，执行《国务院关于实施企业所得税过渡优惠政策的通知》（国发〔2007〕39 号）规定的过渡优惠政策及西部大开发优惠政策的企业，在定期减免税的减半期内，可以按照企业适用税率计算的应纳税额减半征税。其他各类情形的定期减免税，均应按照企业所得税 25%的法定税率计算的应纳税额减半征税。

根据甘国税批字[2012]13 号及甘国税批字[2012]14 号，港建甘肃及甘肃风电符合西部大开发所得税税收优惠政策，港建甘肃享受 2011 年免征企业所得税，2012 年-2014 年按 15%税率减半征收企业所得税；甘肃风电享受 2011 年-2012 年免征企业所得税，2013 年-2015 年按 15%税率减半征收企业所得税。

（2）按照《中华人民共和国企业所得税法》、《中华人民共和国企业所得税法实施条例》及国税发[2009]80 号《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》，企业于 2008 年 1 月 1 日后批准的从事规定的国家重点扶持的公共基础设施项目的投资经营的所得，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。

张北运维成立于 2007 年 8 月 31 日，张北运维满井四期项目经河北省发展和改革委员会于 2008 年 10 月 29 日核准，证号《冀发改能源核字[2008]135 号》，符合国家规定的《国家重点扶持的公共基础项目条例》，享受国家重点扶持的公共基础设施项目的所得税优惠政策。根据张北县国家税务局核发的企业所得税减

免备案表，满井四期自 2009 年至 2011 年免征企业所得税，2012 年至 2014 年减半征收企业所得税。

港能张北成立于 2009 年 2 月 3 日，根据张北县国家税务局出具的企业所得税减免税备案告知书，港能张北自 2010 年度至 2012 年度免征企业所得税，并自 2013 年度至 2015 年度减半征收企业所得税。

港建甘肃成立于 2008 年 10 月 27 日，根据甘肃省国家税务局核发的企业所得税减免税备案登记表，港建甘肃自 2010 年度至 2012 年度免征企业所得税，并自 2013 年度至 2015 年度减半征收企业所得税。

甘肃风电成立于 2009 年 12 月 28 日，根据甘肃省国家税务局核发的企业所得税减免税备案登记表，甘肃风电昌马第三风电场 201 兆瓦项目自 2011 年度至 2013 年度免征企业所得税，并自 2014 年度至 2016 年度减半征收企业所得税；甘肃风电玉门昌马大坝南 48 兆瓦风电场项目及甘肃玉门昌马大坝北 48 兆瓦风电场项目自 2013 年度至 2015 年度免征企业所得税，并自 2016 年度至 2018 年度减半征收企业所得税。

新疆风电托里 200 兆瓦风电场一期项目于 2010 年 5 月 31 日经新疆维吾尔自治区发展改革委员会核准，证号《新发改能源[2010]1109 号》。根据乌鲁木齐县国家税务局核发的企业所得税优惠项目备案登记表，该项目自 2012 年度至 2014 年度免征企业所得税，2015 年度至 2017 年度减半征收企业所得税。

新疆风电托里 200 兆瓦风电场二期 49.5 兆瓦项目于 2011 年 11 月 1 日经新疆维吾尔自治区发展改革委员会核准，证号《新发改能源[2011]3498 号》。根据乌鲁木齐县国家税务局核发的企业所得税优惠项目备案登记表，该项目自 2013 年度至 2015 年度免征企业所得税，2016 年度至 2018 年度减半征收企业所得税。

内蒙风电兴和一期 49.5 兆瓦项目于 2010 年 11 月 9 日获得内蒙古自治区发展与改革委员会核准。根据兴和县国家税务局核发的减、免税批准通知书，该项目自 2013 年 1 月 1 日起至 2015 年 12 月 31 日减征企业所得税，减征幅度为 100%。

张北风能单晶河二期 49.5 兆瓦项目于 2011 年 10 月 28 日经河北省发展和改革委员会核准。根据张北县国家税务局核发的企业所得税优惠项目备案登记表，该项目自 2013 年度至 2015 年度免征企业所得税，2016 年度至 2018 年度

减半征收企业所得税。

（3）根据财税[2012]10 号《财政部国家税务总局关于公共基础设施项目和环境保护、节能节水项目企业所得税优惠政策问题的通知》，企业从事符合《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定、于 2007 年 12 月 31 日前已经批准的公共基础设施项目投资经营的所得，以及从事符合《环境保护、节能节水项目企业所得税优惠目录》规定、于 2007 年 12 月 31 日前已经批准的环境保护、节能节水项目的所得，可在该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，按新税法规定计算的企业所得税“三免三减半”优惠期间内，自 2008 年 1 月 1 日起享受其剩余年限的减免企业所得税优惠。

根据该通知，张北县国家税务局于 2012 年 5 月 25 日对张北运维和港建张北分别出具了（备案类）减免税备案告知书。根据税免告字[2012]第 1 号备案告知书，张北运维满井三期享受 2008 年度至 2010 年度免征企业所得税，2011 年度至 2013 年度减半征收企业所得税的税收优惠。根据税免告字[2012]第 2 号备案告知书，港建张北享受 2009 年度至 2011 年度免征企业所得税，2012 年度至 2014 年度减半征收企业所得税的税收优惠。

六、发行人最近一年收购兼并情况

本公司于招股说明书签署日最近一年以内无收购兼并情况。

七、非经常性损益明细表

报告期内，公司非经常性损益情况如下：

单位：元

	2013 年	2012 年	2011 年
（1）非流动资产处置损益	13,021	-4,437	-323,095
（2）计入当期损益的政府补助（与企业业务密切相关，按照国家统一标准定额或定量享受的政府补助除外）	20,714,411	20,449,427	19,624,177
（3）除上述各项之外的其他营业外收入和支出	7,235,549	15,880,873	7,917,571
（4）理财产品收益	-	-	460,726
（5）所得税影响额	-3,071,633	-5,820,478	-5,406,080
（6）根据税收、会计等法律、法规的	2,552,515	67,151,286	-

要求对当期损益进行一次性调整对当期损益的影响			
（7）少数股东权益影响额（税后）	-7,219,463	-25,977,921	-5,924,491
合计	**20,224,400**	**71,678,750**	**16,348,808**
扣除非经常性损益后归属母公司股东净利润	**174,892,083**	**120,458,943**	**144,794,376**

八、主要资产情况

（一）固定资产

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司固定资产账面原值合计 9,932,598,472 元，情况如下：

单位：万元

项目	使用寿命	账面原值	账面价值	预计残值率
房屋及建筑物	20-30 年	23,309.79	20,670.24	5%
发电及相关设备	5-20 年	965,595.78	809,437.14	5%
其中： 风机机组	20 年	878,570.19	735,622.68	5%
输变电设备	20 年	83,709.65	70,870.07	5%
其他相关设备	5-20 年	3,315.94	2,944.39	5%
交通运输设备	10 年	2,426.70	1,725.26	5%
电子设备及其他设备	5 年	1,927.58	866.18	5%
合计		993,259.85	832,698.81	

本公司发电及相关设备主要包括风机机组、输变电设备及其它相关设备，占本公司总体固定资产价值 95%以上。公司报告期各期末固定资产账面价值及占比情况如下：

单位：万元

项目	2013.12.31		2012.12.31		2011.12.31	
	账面价值	占比	账面价值	占比	账面价值	占比
房屋及建筑物	20,670.24	2.5%	15,450.12	2.2%	15,631.10	2.2%
发电及相关设备	809,437.14	97.2%	695,358.85	97.5%	703,150.37	97.5%
其中：风机机组	735,622.68	88.3%	642,528.36	90.1%	647,538.78	89.8%
输变电设备	70,870.07	8.5%	52,541.52	7.4%	55,314.05	7.7%
其他相关设备	2,944.39	0.4%	288.97	0.0%	297.54	0.0%
交通运输设备	1,725.26	0.2%	1,675.55	0.2%	1,399.61	0.2%
电子设备及其他	866.18	0.1%	864.29	0.1%	845.98	0.1%

合计	832,698.81	100.0%	713,348.81	100.0%	721,027.06	100.0%

本公司与龙源电力、华能新能源和大唐新能源的固定资产预计使用寿命情况如下：

使用寿命（年）	房屋及建筑物	风机	其他机械和设备	交通运输设备	电子设备及其他设备
本公司	20-30	20	5-20	10	5
龙源电力	10-40	15-20	4-30	5-15	4-18
华能新能源	8-55	20	12-20	6-14	4-10
大唐新能源	8-30	20	5-30	3-9	

资料来源：上述公司年度报告或上市文件

本公司与同行业其他上市公司在固定资产预计使用寿命方面无重大差异。尤其是占固定资产比重最高的风机资产，其折旧年限与其他上市公司基本一致。

由于上述以风力发电为主业的香港上市公司并未公开披露其固定资产残值率，本公司选择了以下包括部分风力发电业务的国内 A 股上市公司比较其固定资产残值率的水平：

残值率	房屋及建筑物	发电及相关设备/机器设备	交通运输设备	电子设备及其他设备
本公司	5%	5%	5%	5%
宝新能源（000690）	5%	5%	5%	5%
华电国际（600027）	3-5%	3-5%	3-5%	
内蒙华电（600863）	0-5%	5%	5%	5%
大唐发电（601991）	5%	5%	5%	5%
金山股份（600396）	5%	5%	5%	5%
粤电力 A（000539）	5-10%	5-10%	5-10%	5-10%

资料来源：上述公司年报或半年报

考虑到本公司主要固定资产（如风机）在资产处置时可通过废钢、废铜处置获得一定的处置所得，结合同类上市公司类似资产的残值率水平，本公司确定其固定资产的预计残值率为 5%。

本公司与包括部分风电业务的国内 A 股上市公司在固定资产残值率方面无重大差异。

（二）在建工程

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司在建工程情况如下：

单位：元

项目名称	截至 2013 年 12 月 31 日
奈曼旗东兴风盈永兴风电场一期工程	296,818,380
德令哈尕海 200 兆瓦风电场一期 49.5 兆瓦工程	317,763,655
甘肃肃北马鬃山第二风电场 A 区工程	287,329,745
哈密烟墩第五风电场工程	707,161,525
单晶河三期 49.5MW 风电场工程	243,866,220
其他	76,317,786
合计	**1,929,257,311**

（三）对外投资

截至 2013 年 12 月 31 日，除合并范围内子公司，本公司对外投资项目情况如下：

单位：元

公司名称	初始投资额	期末投资额	期末所占权益	股权比例	核算方法
达风变电	3,500,000	4,753,093	50%	50%	权益法
内蒙古抽水蓄能	12,112,800	12,112,800	0.81%	0.81%	成本法

（四）无形资产

截至 2013 年 12 月 31 日，公司无形资产账面价值合计 50,611,766 元，情况如下：

单位：元

项目	摊销年限	账面原值	累计摊销	账面价值
土地使用权	50 年	52,699,157	3,636,219	49,062,938
电脑软件及其他	2-5 年	2,224,826	675,998	1,548,828
合计		54,923,983	4,312,217	50,611,766

九、主要债项

（一）银行借款

报告期内，公司银行借款情况如下：

单位：元

借款类别	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
质押借款	4,249,600,000	3,740,700,000	1,773,280,000
保证借款	370,000,000	1,405,000,000	2,440,500,000
信用借款	1,893,359,288	913,020,000	1,257,500,000

合计	6,512,959,288	6,058,720,000	5,471,280,000

截至 2013 年 12 月 31 日，公司长期借款具体情况如下：

单位：万元

借款方	借款金额	借款期限（年）	利率（%）	借款用途	类别
中节能风电	74,000.00	17	5.895	单晶河特许权项目	质押贷款
中节能风电	13,860.00	15	5.895	满井风电场一期	质押贷款
中节能风电	26,000.00	15	5.895	满井风电场二期	质押贷款
中节能风电	8,500.00	14	5.895	托里 100MW 风电场一期	质押贷款
中节能风电	16,000.00	15	5.895	托里 100MW 风电场二期	质押贷款
中节能风电	20,000.00	15	5.895	托里 100MW 风电场三期	质押贷款
中节能风电	90,500.00	15	5.895	昌马特许权风电场项目	质押贷款
中节能风电	17,500.00	15	6.550	托里 200MW 风电场一期	信用贷款
中节能风电	37,000.00	15	6.550	兴和风电场一期	保证贷款
中节能风电	31,000.00	15	6.550	托里 200MW 风电场二期	信用贷款
中节能风电	36,000.00	15	6.550	单晶河二期	信用贷款
中节能风电	25,000.00	15	5.895	哈密烟墩第五风电场	信用贷款
中节能风电	4,500.00	15	6.223	德令哈尕海风电场一期	信用贷款
张北风电	4,280.00	14	5.895	满井风电场一期	信用贷款
张北风电	6,330.00	14	5.895	满井风电场二期	信用贷款
张北运维	16,800.00	13	5.895	满井风电场三期	质押贷款
张北运维	22,600.00	13	5.895	满井风电场四期	质押贷款
港能张北	43,000.00	14	5.895	绿脑包一期项目	质押贷款
张北风能	3,500.00	12	6.223	单晶河三期	信用贷款
甘肃风电	20,000.00	15	5.895	昌马第三风电场	信用贷款
甘肃风电	58,700.00	17	6.550	昌马第三风电场	质押贷款
甘肃风电	15,000.00	15	6.550	昌马大坝南项目	质押贷款

甘肃风电	15,000.00	15	6.550	昌马大坝北项目	质押贷款
甘肃风电	32,000.00	15	6.550	昌马大坝南及大坝北项目	信用贷款
肃北风电	5,000.00	15	5.895	马鬃山 20 万 KW 项目	质押贷款
通辽风电	9,225.93	15	6.550	通辽永兴风电场一期	信用贷款
合计	**651,295.93**				

（二）应付账款

报告期各期末，公司应付账款情况如下：

单位：元

	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
应付设备款	1,197,261,652	643,820,947	981,600,766
应付工程款	117,447,350	81,543,452	57,560,861
其他	28,770,676	16,469,297	11,577,584
合计	**1,343,479,678**	**741,833,696**	**1,050,739,211**

于资产负债表日，账龄超过 1 年的大额应付账款主要为未到期的设备质保金。

（三）应付职工薪酬

单位：元

项目	2012.12.31	本期增加	本期减少	2013.12.31
工资、奖金、津贴和补贴	79,600	61,113,109	61,192,709	-
职工福利费	-	7,688,331	7,688,331	-
社会保险费	1,545,580	11,044,452	10,837,643	1,752,389
住房公积金	-	4,253,555	4,120,421	133,134
工会经费和职工教育经费	1,554,025	2,159,214	1,654,026	2,059,213
其他	-	1,637,760	1,637,760	-
合计	**3,179,205**	**87,896,421**	**87,130,890**	**3,944,736**

（四）或有负债

截至本招股说明书签署日，本公司涉及的或有负债参见本招股说明书“第十节财务会计信息”之“十二、资产负债表日后事项、或有事项及其他重要事项”之“（二）或有事项”。

（五）关联方债务

关联方债务情况如下：

单位：元

项目名称	关联方	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
应付账款	运达风电	65,362,603	67,815,692	115,696,350
应付票据	运达风电	309,256,283	50,000,000	171,157,050
应付账款	达风变电	7,440,000	5,590,000	1,520,000
合计		**382,058,886**	**123,405,692**	**288,373,400**

十、股东权益

单位：元

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
股本（或实收资本）	1,600,000,000	1,600,000,000	1,600,000,000
资本公积	453,403,315	453,403,315	453,403,315
盈余公积	49,556,775	32,843,201	17,727,430
未分配利润	666,974,506	575,033,559	398,011,637
归属于母公司股东权益合计	**2,769,934,596**	**2,661,280,075**	**2,469,142,382**
少数股东权益	626,955,763	637,147,303	635,437,205
股东权益合计	**3,396,890,359**	**3,298,427,378**	**3,104,579,587**

公司所有者权益变动表以及报告期内各期末股东权益情况，详见本节“二、财务会计报表”之“（四）股东权益变动表”。

十一、现金流情况

单位：元

项目	2013 年	2012 年	2011 年
经营活动产生的现金流量净额	1,088,584,293	671,957,535	856,676,995
投资活动产生的现金流量净额	-1,191,327,009	-978,672,162	-796,349,400
筹资活动产生的现金流量净额	-92,820,064	129,633,631	560,688,337
汇率变动对现金及现金等价物的影响	-1,198,158	56,921	-205
现金及现金等价物净增加额	-196,760,938	-177,024,075	621,015,727
期末现金及现金等价物余额	362,714,217	559,475,155	736,499,230

十二、资产负债表日后事项、或有事项及其他重要事项

（一）资产负债表日后事项

截至本招股说明书签署日，无重大资产负债表日后事项。

（二）或有事项

截至本招股说明书签署日，本公司没有需要在财务报表附注中说明的重大或有事项。

（三）其他重要事项

其他重要事项见本招股说明书“第十五节其他重要事项”。

十三、主要财务指标

（一）主要财务指标

财务指标	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
流动比率（倍）	0.50	0.97	0.70
速动比率（倍）	0.48	0.95	0.68
资产负债率（母公司）	63.19%	62.49%	61.36%
资产负债率（合并）	72.05%	69.31%	70.41%
无形资产占净资产的比例（%）（不包含土地使用权）	0.046%	0.044%	0.006%
	2013 年	2012 年	2011 年
应收账款周转率（次）	2.10	2.14	2.82
存货周转率（次）	10.31	10.91	11.92
息税折旧摊销前利润（万元）	101,375.81	96,236.53	87,518.82
利息保障倍数（倍）	1.51	1.47	1.83
每股经营活动的现金流量（元）	0.68	0.42	0.54
每股净现金流量（元）	-0.12	-0.11	0.39

注：计算公式如下：

流动比率＝流动资产÷流动负债

速动比率＝（流动资产－存货）÷流动负债

资产负债率＝（负债总额÷资产总额）×100%

应收账款周转率＝主营业务收入÷平均应收账款

存货周转率＝营业成本÷平均存货

息税折旧摊销前利润=净利润+所得税+折旧+无形及长期资产摊销+利息支出

利息保障倍数=（净利润+所得税+利息支出）/利息支出

每股经营活动的现金流量＝经营活动的现金流量净额÷年度末普通股份总数
每股净现金流量＝现金及现金等价物净增加额÷年度末普通股份总数

（二）净资产收益率与每股收益情况

报告期利润	报告期间	加权平均净资产收益率	每股收益（元/股）	
			基本每股收益	稀释每股收益
归属于公司普通股股东的净利润	2013 年	7.22%	0.122	不适用
	2012 年	7.49%	0.120	不适用
	2011 年	6.75%	0.101	不适用
扣除非经常性损益后归属于普通股股东的净利润	2013 年	6.47%	0.109	不适用
	2012 年	4.70%	0.075	不适用
	2011 年	6.06%	0.090	不适用

注：净资产收益率和每股收益的计算方法如下：

1、加权平均净资产收益率

加权平均净资产收益率=P/（E0＋NP÷2＋Ei×Mi÷M0－Ej×Mj÷M0±Ek×Mk÷M0）

其中：P 分别对应于归属于公司普通股股东的净利润、扣除非经常性损益后归属于公司普通股股东的净利润；NP 为归属于公司普通股股东的净利润；E0 为归属于公司普通股股东的期初净资产；Ei 为报告期发行新股或债转股等新增的、归属于公司普通股股东的净资产；Ej 为报告期回购或现金分红等减少的、归属于公司普通股股东的净资产；M0 为报告期月份数；Mi 为新增净资产下一月份起至报告期期末的月份数；Mj 为减少净资产下一月份起至报告期期末的月份数；Ek 为因其他交易或事项引起的净资产增减变动；Mk 为发生其他净资产增减变动下一月份起至报告期期末的月份数。

2、基本每股收益

基本每股收益=P÷S

S=S0＋S1＋Si×Mi÷M0-Sj×Mj÷M0-Sk

其中：P 为归属于公司普通股股东的净利润或扣除非经常性损益后归属于普通股股东的净利润；S 为发行在外的普通股加权平均数；S0 为期初股份总数；S1 为报告期因公积金转增股本或股票股利分配等增加股份数；Si 为报告期因发行新股或债转股等增加股份数；Sj 为报告期因回购等减少股份数；Sk 为报告期缩股数；M0 报告期月份数；Mi 为增加股份下一月份起至报告期期末的月份数；Mj 为减少股份下一月份起至报告期期末的月份数。

3、稀释每股收益

稀释每股收益=[P+（已确认为费用的稀释性潜在普通股利息－转换费用）×（1-所得税率）]/（S0＋S1＋Si×Mi÷M0-Sj×Mj÷M0-Sk+认股权证、股份期权、可转换债券等增加的普通股加权平均数）

其中，P 为归属于公司普通股股东的净利润或扣除非经常性损益后归属于公司普通股股东的净利润。S0 为期初股份总数；S1 为报告期因公积金转增股本或股票股利分配等增加股份数；Si 为报告期因发行新股或债转股等增加股份数；Sj 为报告期因回购等减少股份数；Sk 为报告期缩股数；M0 报告期月份数；Mi 为增加股份下一月份起至报告期期末的月份数；Mj 为减少股份下一月份起至报告期期末的月份数。公司在计算稀释每股收益时，考虑所有稀释性潜在普通股的影响，直至稀释每股收益达到最小。

公司目前不存在稀释性潜在普通股，故基本每股收益与稀释每股收益相同。

十四、盈利预测

本公司未编制盈利预测报告。

十五、资产评估情况

中发评估接受风电有限公司的委托，根据有关法律、法规和资产评估准则、运用资产评估法定或公允的方法和程序及必要的其他程序，对风电有限公司股东全部权益在评估基准日，即 2009 年 12 月 31 日的价值作出了公允评估。中发评估出具了《中节能风力发电投资有限公司拟变更为股份有限公司项目资产评估报告》（中发评报字[2010]第 027 号）。

此次评估以持续使用和公开市场假设为前提，结合实际情况，综合考虑各种影响因素，此次评估采用资产基础法进行总体评估，选用资产基础法评估结果作为最终评估结论。其中对于控股的各家长期股权投资单位采用资产基础法和收益法两种方法进行评估，选取一种方法的结果作为最终的评估结论。

采用资产基础法评估结论：风电有限公司于评估基准日 2009 年 12 月 31 日评估前资产总计为 516,952.82 万元，负债总计为 311,658.12 万元，净资产为 205,294.70 万元；评估后资产总计为 556,525.49 万元，负债总计为 311,658.12 万元，净资产为 244,867.37 万元，净资产较账面值增值 39,572.67 万元，增值率为 19.28%。评估结果如下：

资产评估结果汇总表

单位：万元

项目	账面价值	评估价值	增减值	增值率%
	A	B	C=B-A	D=C/A×100%
流动资产	331,456.43	331,456.43	-	-
非流动资产	185,496.39	225,069.06	39,572.67	21.33
资产总计	**516,952.82**	**556,525.49**	**39,572.67**	**7.65**
流动负债	15,668.12	15,668.12	-	-
非流动负债	295,990.00	295,990.00	-	-
负债合计	**311,658.12**	**311,658.12**	**-**	**-**
净资产（所有者权益）	**205,294.70**	**244,867.37**	**39,572.67**	**19.28**

公司对上述资产评估结果履行了必要的备案手续，并于 2010 年 6 月 13 日取得了国务院国资委 20100025 号备案。

十六、历次验资情况

公司验资情况参见本招股说明书“第五节 发行人基本情况”之“五、发行人历次验资情况及投入资产的计量属性”中相关内容。

第十一节 管理层讨论与分析

本公司管理层以经审计的截至 2011 年 12 月 31 日、2012 年 12 月 31 日和 2013 年 12 月 31 日止三个年度的合并财务报表为基础，对报告期内本公司的财务状况、盈利能力、现金流量和资本性支出情况等进行了讨论与分析。

一、发行人的财务状况分析

（一）资产结构和质量分析

报告期各期末，公司资产负债构成情况如下表：

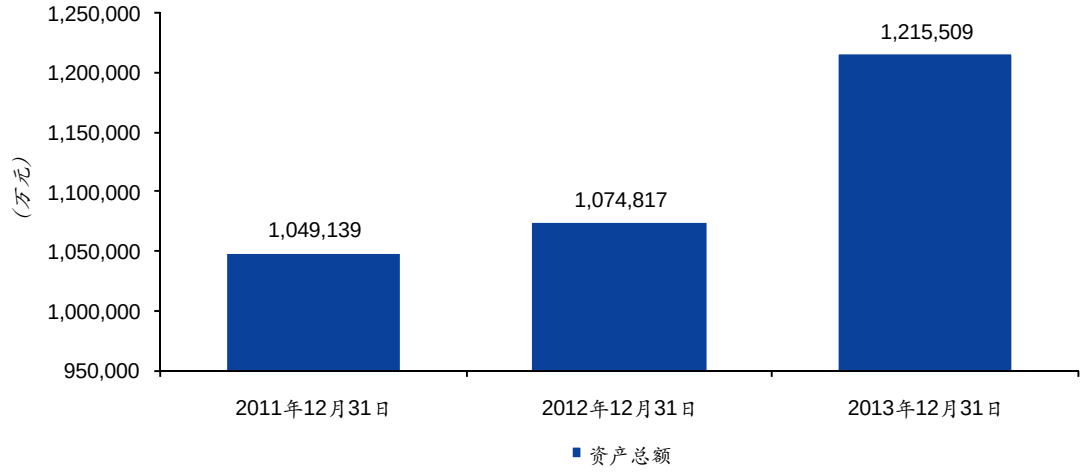
单位：万元

项目	2013.12.31		2012.12.31		2011.12.31	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
流动资产						
货币资金	36,271.42	3.0%	56,740.28	5.3%	78,627.20	7.5%
应收票据	4,790.15	0.4%	3,785.00	0.4%	1,238.37	0.1%
应收账款	47,364.74	3.9%	53,851.75	5.0%	30,346.78	2.9%
预付款项	2,005.35	0.2%	1,527.32	0.1%	837.48	0.1%
其他应收款	5,216.01	0.4%	12,847.02	1.2%	8,846.30	0.8%
存货	5,109.26	0.4%	4,405.86	0.4%	4,001.10	0.4%
其他流动资产	18,838.94	1.5%	13,950.58	1.3%	11,116.76	1.1%
合计	**119,595.87**	**9.8%**	**147,107.82**	**13.7%**	**135,013.97**	**12.9%**
非流动资产						
长期应收款	4,238.28	0.3%	4,238.28	0.4%	3,867.95	0.4%
长期股权投资	1,686.59	0.1%	1,633.25	0.2%	1,561.21	0.1%
固定资产	832,698.81	68.5%	713,348.81	66.4%	721,027.06	68.7%
在建工程	192,925.73	15.9%	157,850.29	14.7%	133,745.02	12.7%
无形资产	5,061.18	0.4%	4,664.04	0.4%	4,530.86	0.4%
商誉	2,740.92	0.2%	2,740.92	0.3%	2,740.92	0.3%
递延所得税资产	70.05	0.0%				
其他非流动资产	56,491.51	4.6%	43,233.93	4.0%	46,652.14	4.4%
合计	**1,095,913.06**	**90.2%**	**927,709.52**	**86.3%**	**914,125.16**	**87.1%**
资产总计	**1,215,508.93**	**100.0%**	**1,074,817.33**	**100%**	**1,049,139.13**	**100%**

从结构上看，公司目前主要资产为非流动资产，截至 2013 年 12 月 31 日，非流动资产占总资产比例为 90.2%；在非流动资产中，又以固定资产和在建工程为主，其中固定资产占总资产的 68.5%。

公司目前的资产结构符合电力行业的基本特征。电力行业是典型的资本密集型行业，无论是传统的火电、水电企业，还是近年兴起的风电和太阳能发电等新能源企业，均在业务的高速成长期内投入大量资本，以完成电力生产的基础设施建设。同时，相比于一般制造业，电力行业的下游需求相对稳定，尤其是《可再生能源法》颁布后，根据法律要求，风电等可再生能源并网项目的上网电量可被电网公司全额收购。因此，风电企业销售稳定，未来现金流量有充分、可靠的保障。由此可见，公司通过早期大量固定资产投资获得未来稳定现金流量的业务模式符合电力行业，尤其是新能源行业的基本特征。

报告期内，公司资产总额及变化趋势如下图所示：



公司资产规模在报告期内实现了持续增长，资产总额从 2011 年末的 1,049,139.13 万元，增长至 2013 年末的 1,215,508.93 万元，增幅为 15.9%；2011 年末至 2013 年末复合增长率为 7.6%。公司资产规模的增长主要源于报告期内公司加强风电场投资建设，使固定资产以及在建工程均有大幅增长。

公司各项主要资产具体分析如下：

1、流动资产

（1）货币资金

报告期各期末，公司货币资金余额如下：

单位：万元

项目	2013.12.31		2012.12.31		2011.12.31	
	金额	增幅	金额	增幅	金额	增幅
货币资金	36,271.42	-36.1%	56,740.28	-27.8%	78,627.20	580.9%

报告期内，本公司货币资金余额变动较大。2011 年末货币资金余额较高，主要原因为：（1）2011 年及 2010 年下半年随着昌马第三风电场、昌马特许权风电场及绿脑包一期项目陆续部分或整体并网发电，增加了公司总体的经营现金流入。2011 年公司合并经营活动现金净流量由 2010 年的 43,932.45 万元增加至 85,667.70 万元；（2）昌马第三风电场 2010 年项目建设期间未能按计划协调到位的银行借款于 2011 年到位，亦帮助缓解了 2010 年主要依赖自有资金进行昌马第三风电场项目建设形成的资金紧张情况。2012 年末公司货币资金余额较 2011 年末有所下降，主要由于公司当期集中支付供应商款项，使得现金流出增加。2013 年，由于偿还银行借款，使得公司当期末货币资金余额明显下降。

公司结合项目施工建设进度和银行借款偿付安排，对未来货币资金的使用制定了合理的规划。目前公司的货币资金余额将主要用于在建项目继续推进、新项目的开工建设以及偿付银行借款本息。

（2）应收票据及应收账款

公司在 2013 年末、2012 年末和 2011 年末应收票据余额分别为 4,790.15 万元、3,785.00 万元和 1,238.36 万元，主要为电网公司以票据形式支付的电价款。应收票据均为银行承兑汇票。

公司应收账款为应收电网公司的电价款。报告期各期末，公司应收账款变动情况如下表：

单位：万元

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
应收账款	47,364.74	53,851.75	30,346.78
占流动资产比例	39.6%	36.6%	22.5%

报告期内公司针对主要客户的应收账款情况如下：

项目	2013.12.31		2012.12.31		2011.12.31	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
甘肃电力	22,383.93	47.3%	29,985.92	55.7%	19,795.19	65.2%
冀北电力	11,713.05	24.7%	15,429.43	28.7%	5,001.18	16.5%
新疆电力	10,377.97	21.9%	8,436.39	15.7%	5,550.41	18.3%
内蒙古电力	2,889.79	6.1%	-	-	-	-
应收账款合计	**47,364.74**	**100.0%**	**53,851.75**	**100.0%**	**30,346.78**	**100.0%**

应收账款为公司流动资产的主要部分，2011 年末至 2013 年末，公司应收

账款占流动资产的比例分别为 22.5%、36.6%和 39.6%。2013 年末应收账款较 2012 年末减少 6,487.01 万元，减少幅度为 12.0%；2012 年末，应收账款较 2011 年末增加 23,504.97 万元，增加幅度为 77.5%。2012 年应收账款增长较快主要由于公司尚未收到的可再生能源电价补贴部分电费增加，2013 年，公司陆续收到可再生能源电价补贴部分电费，应收账款余额有所下降。截至 2013 年 12 月 31 日，公司应收的可再生能源电价补贴部分电费为 37,203.82 万元，占全部应收账款的 78.55%。

根据公司同电网公司的结算惯例，公司对电网公司的应收账款除可再生能源补贴款（含接网补贴）之外的电费，一般自出具账单日起 30-60 天内可得到支付，而可再生能源电价补贴部分，回款期限则相对较长。

2012 年 3 月 14 日前，公司主要的售电客户中，新疆电力公司及甘肃省电力公司需要通过全国范围内的省级电网配额调配后再与本公司结清销售电价中可再生能源电价补贴部分，该部分约占本公司向其销售电量所得收入的 50%，而根据发改委公布信息，自 2006 年以来，全国范围内配额调配的周期通常在 6 至 12 个月，即当地电网公司对本公司新疆、甘肃项目上网电量销售中的可再生能源电价补贴部分通常会延迟 6 至 12 个月结清；自 2012 年 1 月起，华北电网也开始按照上述方式与本公司进行电价结算。2012 年 3 月 14 日后，根据财政部、国家发改委、国家能源局下发《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》，省级电网企业应根据可再生能源上网电价和实际收购的可再生能源发电上网电量，按月与可再生能源发电企业结算电费。截至目前，电网公司已部分结清电价中的可再生能源补贴部分款项。

（3）其他应收款

其他应收款主要为应收碳减排量购买方款项和应收税务部门国产设备退税等。

单位：万元

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
应收碳减排量购买方	3,570.42	10,280.08	6,828.36
应收国产设备退税款	-	1,602.12	1,602.12
增值税即征即退 50%	1,247.76	612.03	
其他	397.82	352.80	415.82
其他应收款合计	**5,216.01**	**12,847.02**	**8,846.30**

占流动资产比例	4.4%	8.7%	6.6%
较前期变动额	-7,631.01	4,000.73	-5,962.70
较前期增幅	-59.4%	45.2%	-40.3%

应收碳减排量购买方款项是公司在确认碳减排量销售收入时产生的。

应收国产设备退税款为本公司下属的中外合资子公司在2009年以前根据税收优惠政策所应得到返还的增值税退税款。截至2013年12月31日，该部分退税款已全部收回。

（4）存货

公司存货主要为风机日常维修的备品备件等，占公司资产总额的比例较小。

单位：万元

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
存货	5,109.26	4,405.86	4,001.10
较前期变动额	703.40	404.76	1,258.95
较前期增幅	16.0%	10.1%	45.9%

截至2013年末，公司存货账面余额为5,109.26万元，较2011年末存货账面余额增长27.7%。存货的增加主要由于公司风电场陆续投入运营，对备品备件的需求量增加所致。发行人至少于每年末对存货进行盘点。

（5）其他流动资产

其他流动资产主要为预计可在一年以内抵扣的增值税进项税金。

单位：万元

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
待抵扣进项税	14,057.12	10,818.49	11,111.85
应收所得税返还	2,828.02	2,828.02	-
预缴所得税	173.32	285.56	-
预缴增值税	1,753.67	-	-
其他	26.80	18.52	4.91
合计	**18,838.94**	**13,950.58**	**11,116.76**

根据财政部和国家税务总局发布的《关于全国实施增值税转型改革若干问题的通知》（财税[2008]170号），我国自2009年初开始在全国范围内实行消费型增值税政策。根据该政策，从2009年1月1日开始，公司购进固定资产发生的进项税额依据增值税相关规定，可凭增值税专用发票从销项税额中抵扣。对于当年未抵扣的增值税进项税金，公司可以在以后年度继续抵扣。公司管理层根据

对未来可抵扣时间的估计，将未抵扣的进项税金划分为一年以内可抵扣部分和一年以上可抵扣部分，分别计入其他流动资产和其他非流动资产核算。

应收所得税返还主要为港建张北根据财税 [2012]10 号《财政部国家税务总局关于公共基础设施项目和环境保护节能节水项目企业所得税优惠政策问题的通知》，于 2012 年获得的 2009 年、2010 年及 2011 年免税的所得税优惠涉及的尚未退返的以前年度已缴纳税款。

2、长期应收款

长期应收款主要是指本公司应收合营公司达风变电的工程垫付款。根据与合营方协议，达风变电的各合营方除投入注册资金外，为满足变电设施投资建设需要，双方股东按合营比例向达风变电投入垫付工程款，达风变电将以未来经营积累的资金归还双方股东的垫付工程款。截至 2013 年 12 月 31 日，该部分余额为 4,238.28 万元。

3、长期股权投资

除合并范围内子公司，本公司的长期股权投资为对合营公司达风变电和参股公司内蒙抽水蓄能的投资。

单位：万元

项目	持股比例	核算方法	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
达风变电	50%	权益法	475.31	421.97	349.93
内蒙抽水蓄能	0.81%	成本法	1,211.28	1,211.28	1,211.28
合计			**1,686.59**	**1,633.25**	**1,561.21**
占总资产比例			0.1%	0.2%	0.1%

报告期内，本公司对合营及参股公司的长期股权投资占资产总额比例较小，且各期基本无变化。

4、固定资产

风电行业属于典型的资金密集型行业，公司主要资产集中于固定资产。公司固定资产主要为发电及相关设备、房屋建筑物、交通运输设备和电子设备等。报告期各期末，公司固定资产原值构成情况如下：

单位：万元

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31

	原值	占比	原值	占比	原值	占比
房屋及建筑物	23,309.79	2.3%	17,330.87	2.1%	16,859.04	2.1%
发电及相关设备	965,595.78	97.2%	810,914.20	97.4%	780,440.70	97.5%
交通运输设备	2,426.70	0.2%	2,319.59	0.3%	1,845.27	0.2%
电子设备及其他	1,927.58	0.2%	1,630.37	0.2%	1,353.06	0.2%
合计	**993,259.85**	**100.0%**	**832,195.04**	**100.0%**	**800,498.07**	**100.0%**

报告期各期末，发电及相关设备占固定资产原值比例均在 95%以上。报告期内公司固定资产增加主要原因为公司风电场陆续建设完工并投入运营，转入固定资产核算。

2013 年末，公司固定资产原值较 2012 年末增加 161,064.81 万元，增幅为 19.4%，主要由于本期内公司主要在建项目陆续完工并转入固定资产。其中，托里 200 兆瓦风电场二期转入固定资产金额 26,055.00 万元，兴和风电场转入固定资产金额 41,360.89 万元，玉门昌马大坝南转入固定资产金额 31,005.54 万元，玉门昌马大坝北转入固定资产金额 28,137.72 万元，张北单晶河二期转入固定资产金额 29,914.69 万元。

公司 2012 年末固定资产原值较 2011 年末增加 31,696.97 万元，增长幅度为 4.0%，主要为当年托里 200 兆瓦风电场一期项目完工，转入固定资产 29,988.70 万元。

2011 年末固定资产原值较 2010 年末增加 144,176.28 万元，增长幅度为 22.0%，主要原因为昌马第三风电场项目转入固定资产 141,545.15 万元。

5、在建工程

在建工程主要为公司正在施工及尚未满足固定资产确认条件的风电场工程。在建工程在达到预定可使用状态时，确认为固定资产。报告期各期末公司在建工程情况如下：

单位：万元

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
在建工程	192,925.73	157,850.29	133,745.02
较前期变动额	35,075.44	24,105.27	-54,381.07
较前期增幅	22.2%	18.0%	-28.9%

报告期内，公司在建工程变动较大，主要由于各风电场在报告期内陆续开工

或转固。报告期内公司主要在建工程的变动情况如下：

2013 年，公司主要在建工程列示如下：

单位：万元

	预算数	年初余额	本年增加	本年转入固定资产	期末余额	工程投入占预算比例[注]	工程进度	利息资本化累计金额	其中：本年利息资本化金额	资金来源
新疆哈密烟墩第五风电场工程	158,991.00	3,340.45	67,375.71	-	70,716.15	44%	74%	574.25	539.57	银行借款及自有资金
德令哈尕海 200 兆瓦风电场一期	53,326.00	6,732.54	25,043.83	-	31,776.37	60%	87%	450.84	437.02	银行借款及自有资金
永兴风电场一期项目	46,299.00	7,918.05	21,763.79	-	29,681.84	64%	70%	242.50	242.50	银行借款及自有资金
肃北马鬃山第二风电场 A 区工程	157,269.46	243.76	28,489.21	-	28,732.97	18%	52%	180.01	180.01	银行借款及自有资金
单晶河三期 49.5 MW 风电场项目	46,819.00	289.22	24,097.40	-	24,386.62	52%	97%	136.12	136.12	银行借款及自有资金
托里 200 兆瓦风电场二期	48,161.00	11,223.59	14,831.41	-26,055.00	-	54%	100%	972.74	939.69	银行借款及自有资金
兴和风电场一期	54,146.46	38,924.15	2,436.74	-41,360.89	-	76%	100%	3,784.44	1,887.56	银行借款及自有资金
昌马大坝南 48 MW 风电场项目	41,584.00	32,191.03	-1,185.49	-31,005.54	-	75%	100%	1,380.32	1,091.68	银行借款及自有资金
单晶河二期 49.5 MW 风电场项目	50,476.00	24,893.75	5,020.94	-29,914.69	-	59%	100%	2,078.75	1,435.59	银行借款及自有资金
昌马大坝北 48 MW 风电场项目	41,761.00	26,882.15	1,255.57	-28,137.72	-	67%	100%	1,336.45	1,091.68	银行借款及自有资金

注：预算数指经国家或各省发展和改革委员会核准的项目总投资。对于在建项目，工程投入占预算比例 (%) 指在建工程年末余额占预算数的比例；对于当年完工转入固定资产的项目，工程投入占预算比例 (%) 指本年转入固定资产金额占预算数的比例。下表同

2012 年，公司主要在建工程列示如下：

单位：万元

	预算数	年初余额	本年增加	本年转入固定资产	期末余额	工程投入占预算比例	工程进度	利息资本化累计金额	其中：本年利息资本化金额	资金来源
托里 200MW 风电场一期	49,916.00	29,876.99	111.71	-29,988.70	-	60%	100%	1,814.60	1,279.77	银行借款及自有资金
兴和风电场一期	54,146.46	31,437.12	7,487.02	-	38,924.15	72%	90%	1,896.88	1,802.12	银行借款及自有资金
昌马大坝南 48 MW 风电场项目	41,584.00	25,214.06	6,976.96	-	32,191.03	77%	90%	288.64	216.19	银行借款及自有资金
昌马大坝北 48 MW 风电场项目	41,761.00	22,693.72	4,188.44	-	26,882.15	64%	90%	244.77	154.52	银行借款及自有资金
单晶河二期 49.5 MW 风电场项目	50,476.00	16,503.41	8,390.34	-	24,893.75	49%	85%	643.16	643.16	银行借款及自有资金
托里 200 兆瓦风电场二期	48,161.00	130.85	11,092.74	-	11,223.59	23%	38%	33.05	33.05	银行借款及自有资金
永兴风电场一期项目	46,299.00	1,563.93	6,354.12	-	7,918.05	17%	17%	-	-	自有资金
德令哈尕海 200 兆瓦风电场一期	53,326.00	1,685.82	5,046.72	-	6,732.54	13%	13%	13.82	13.82	银行借款及自有资金

2011 年，公司主要在建工程列示如下：

单位：万元

	预算数	年初余额	本年增加	本年转入固定资产	年末余额	工程投入占预算比例	工程进度	利息资本化累计金额	其中：本年利息资本化金额	资金来源
昌马第三风电场	196,726.00	140,877.23	667.92	-141,545.15	-	72%	100%	2,891.06	1,753.51	银行借款及自有资金
托里 200MW 风电场一期	49,916.00	27,527.78	2,349.21	-	29,876.99	60%	85%	534.82	511.06	银行借款及自有资金

兴和风电场一期	54,146.46	18,378.59	13,058.53	-	31,437.12	58%	52%	94.76	94.76	银行借款及自有资金
昌马大坝南 48 MW 风电场项目	41,584.00	-	25,214.06	-	25,214.06	61%	30%	72.45	72.45	银行借款及自有资金
昌马大坝北 48 MW 风电场项目	41,761.00	-	22,693.72	-	22,693.72	54%	30%	90.25	90.25	银行借款及自有资金
单晶河二期 49.5 MW 风电场项目	50,476.00	-	16,503.41	-	16,503.41	33%	10%	-	-	自有资金

2013年末，公司在建工程较2012年末增加35,075.44万元，增长幅度为22.2%。本期内增加主要由于部分在建风场仍处于主要建设期。截止2013年12月末，公司共有6个在建风场。

2012年末，公司在建工程较2011年末增加24,105.27万元，增加幅度为18.02%。本期内增加主要由于大部分在建风场处于建设期，截止2012年末，公司共有9个在建风电场项目。另外，2012年托里200兆瓦风电场一期项目完工转入固定资产，减少在建工程29,988.70万元。

2011年末，公司在建工程较2010年末减少54,381.07万元，减少幅度为28.9%。本期减少主要由于昌马第三风电场项目已经实现并网发电，符合固定资产确认条件，因而转入固定资产核算，该部分合计金额为141,545.15万元。另一方面，2011年昌马大坝南、昌马大坝北、单晶河二期等项目开工建设。截至2011年年末，上述项目已累计投入64,411.18万元。

6、无形资产

公司无形资产主要为土地使用权以及少量电脑软件等。报告期各期末，公司无形资产的原值情况如下：

单位：万元

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
土地使用权	5,269.92	4,774.92	4,674.27
电脑软件及其他	222.48	175.97	27.32
合计	**5,492.40**	**4,950.89**	**4,701.59**

无形资产的增长主要来源于公司新建风电项目所购入的土地使用权。公司所拥有的土地使用权情况参见“第六节业务与技术”之“五、公司主要固定资产及无形资产”。

7、商誉

本公司于2011年支付人民币17,713.09万元收购了通辽风电100%的权益。合并成本超过按比例获得的通辽风电可辨认资产、负债公允价值（人民币14,972.17万元）的差额2,740.92万元，确认为与通辽风电相关的商誉。根据本公司减值测试

的结果，截至 2013 年末，商誉未发生减值。

8、其他非流动资产

报告期内，公司其他非流动资产情况如下：

单位：万元

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
其他非流动资产	56,491.51	43,233.93	46,652.14
较前期变动额	13,257.58	-3,418.21	3,396.33
较前期增幅	30.66%	-7.33%	7.9%

公司其他非流动资产主要为预计在一年以上抵扣的待抵扣增值税进项税金。

9、主要资产减值准备提取情况

公司根据企业会计准则的要求，遵循稳健性和公允性原则，制定了符合公司经营特点的资产减值准备计提政策。公司资产减值准备计提情况与公司的资产质量状况相符。

（1）应收款项坏账准备

公司按照企业会计准则的规定制定了应收款项(包括应收账款和其他应收款等）坏账准备计提政策。公司管理层认为目前坏账准备的计提政策是谨慎的、合理的，并充分符合公司业务实际情况。具体坏账计提政策参见“第十节财务会计信息”之“四、报告期内采用的主要会计政策和会计估计”。

目前公司主要客户包括冀北电力、新疆电力及甘肃电力，以上客户均为国家电网公司子公司；2013 年新增客户内蒙古电力，为内蒙古国有独资特大型电网企业，负责内蒙古中西部 8 个盟市的电网建设、经营和管理。以上客户信用状况优良，且长期以来同本公司保持着良好的合作关系，历史上应收账款从未发生过坏账损失。公司其他应收款项主要为碳减排量销售所产生，此类应收款项主要针对的发达国家碳减排量购买方，已与公司建立了较长期的合作关系，此类款项历史上从未发生过任何坏账损失。目前主要上市发电公司均普遍未对应收电网公司款项计提坏账准备。

（2）其他资产减值准备情况

本公司依据自身业务特点和资产的实际状况制定了合理的资产减值准备提取政

策。本公司按照稳健性原则，对各类资产的减值准备情况进行了核查。截至 2013 年 12 月 31 日，公司对以上资产均未计提减值准备，符合公司会计政策和资产实际情况。

（二）负债结构分析

公司的负债主要由应付票据、应付账款、长期借款等组成。截至 2013 年 12 月 31 日，公司负债总额为 875,819.90 万元，较 2011 年末增加 137,138.72 万元，增幅为 18.57%；公司 2011 年至 2013 年负债规模年复合增长率为 8.9%。负债规模的增长是与公司不断扩张的业务规模相适应的。报告期内公司负债的增长主要来源于公司银行借款规模的扩大。

1、负债结构

公司报告期内负债结构如下：

单位：万元

科目	2013.12.31		2012.12.31		2011.12.31	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
流动负债	240,974.27	27.5%	150,957.92	20.3%	192,012.56	26.0%
非流动负债	634,845.62	72.5%	594,016.67	79.7%	546,668.62	74.0%
负债总额	**875,819.90**	**100.0%**	**744,974.59**	**100.0%**	**738,681.18**	**100.0%**

从结构上看，非流动负债占公司负债总额的比例保持在 70%以上，这主要是由于风电行业及公司融资结构的特性决定的，也是和公司以固定资产为主的资产结构相适应的。除自有资金以外，公司主要通过长期借款来满足项目建设的资金需要。

2、流动负债的构成

报告期内，公司流动负债金额、比例结构及变化如下：

单位：万元

科目	2013.12.31		2012.12.31		2011.12.31	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
应付票据	51,558.97	21.4%	25,617.77	17.0%	41,951.35	21.8%
应付账款	134,347.97	55.8%	74,183.37	49.1%	105,073.92	54.7%
预收账款	1,575.88	0.7%	-	-	-	-
应付职工薪酬	394.47	0.2%	317.92	0.2%	297.74	0.2%

应交税费	864.30	0.4%	1,544.50	1.0%	5,252.96	2.7%
应付利息	1,216.17	0.5%	1,276.13	0.8%	1,028.23	0.5%
其他应付款	708.01	0.3%	847.24	0.6%	900.35	0.5%
一年内到期的长期负债	50,308.50	20.9%	47,171.00	31.2%	37,508.00	19.5%
合计	**240,974.27**	**100.0%**	**150,957.92**	**100.0%**	**192,012.56**	**100.0%**

（1）应付账款及应付票据

公司应付账款主要为应付设备款和工程款等。应付票据为以票据形式支付的工程和设备款。报告期内，公司应付账款和应付票据变动情况如下：

单位：万元

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
应付设备款	119,726.17	64,382.09	98,160.08
应付工程款	11,744.74	8,154.35	5,756.09
其他	2,877.07	1,646.93	1,157.76
应付账款小计	**134,347.97**	**74,183.37**	**105,073.92**
商业承兑汇票	12,400.42	-	17,115.70
银行承兑汇票	39,158.55	25,617.77	24,835.65
应付票据小计	**51,558.97**	**25,617.77**	**41,951.35**
合计	**185,906.94**	**99,801.14**	**147,025.27**
较前期变动额	86,105.80	-47,224.13	21,895.13
较前期增幅	86.3%	-32.1%	17.5%

公司应付账款和应付票据的变动主要受到公司风电场建设进度及与供应商合同约定的结算周期影响。2011 年，由于公司在建项目规模不断扩大，应付账款和应付票据合计呈现上升趋势。2012 年末，应付账款和应付票据余额有所下降，主要是由于竣工项目的应付款项在陆续支付。2013 年末，由于当期在建工程规模较大，应付账款和应付票据金额随之大幅上升。

（2）应付职工薪酬

应付职工薪酬余额主要包括应付职工的工资以及社会保险费、住房公积金等。2011 年末、2012 年末和 2013 年末，公司应付职工薪酬余额分别为 297.74 万元、317.92 万元和 394.47 万元。公司应付职工薪酬中无属于拖欠性质的款项。

（3）应交税费

应交税费主要由应交企业所得税、应交增值税、应交个人所得税等构成。报告

期内，公司应交税费构成如下：

单位：万元

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
增值税	1.75	620.04	444.78
企业所得税	371.48	476.85	4,471.63
个人所得税	368.29	357.88	248.35
其他	122.78	89.73	88.21
合计	**864.30**	**1,544.50**	**5,252.96**
较前期变动额	-680.20	-3,708.46	887.05
较前期增幅	-44.0%	-70.6%	20.3%

（4）应付利息

2013 年末、2012 年末和 2011 年末，公司应付利息余额分别为 1,216.17 万元、1,276.13 万元和 1,028.23 万元。该项余额主要为当期已计息但银行尚未划扣的利息余额。

（5）其他应付款

截止 2013 年 12 月 31 日，其他应付款余额为 708.01 万元，包括收购青海东方的未支付款项等。

3、非流动负债的构成

公司的负债总额中绝大部分为非流动负债。而非流动负债中，主要为长期借款。报告期各期末，公司长期借款占非流动负债的比例保持在 90%以上。

（1）长期借款

报告期各期末，公司长期借款情况如下：

单位：万元

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
质押借款	424,960.00	374,070.00	177,328.00
保证借款	37,000.00	140,500.00	244,050.00
信用借款	189,335.93	91,302.00	125,750.00
合计	**651,295.93**	**605,872.00**	**547,128.00**
其中：一年内到期的长期借款	50,308.50	47,171.00	37,508.00
其中：长期借款（非流动负债）	600,987.43	558,701.00	509,620.00

长期借款占负债总额比例	68.6%	75.0%	69.0%
较前期变动额	42,286.43	49,081.00	71,410.00
较前期增幅	7.6%	9.6%	16.3%

截至 2013 年 12 月 31 日，公司长期借款总额为 651,295.93 万元，其中列示为流动负债的一年内到期的长期借款 50,308.50 万元，列示为非流动负债的长期借款 600,987.43 万元。2013 年末，长期借款总额较 2011 年末增加 104,167.93 万元；2011 年末至 2013 年末长期借款总额年复合增长率为 9.1%。公司通常根据在建项目的进度从银行取得借款，而此类项目借款的期限通常在 10 年以上。因此，随着报告期内在建项目逐步推进及新项目的开工，公司的长期借款规模逐步增大。

（2）其他非流动负债

其他非流动负债主要核算已收到的与资产相关的政府补助尚未确认收入部分，主要包括财政贴息和外商投资企业购买国产设备退税。依据企业会计准则和公司会计政策，该部分金额在固定资产的折旧年限内分期确认为营业外收入。报告期内，其他非流动负债的构成如下：

单位：万元

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
财政贴息	12,361.72	12,631.05	13,226.80
国产设备退税	20,749.60	22,019.93	23,290.26
其他政府补助	746.87	664.69	531.56
合计	**33,858.19**	**35,315.67**	**37,048.62**

（三）资产负债结构特点

报告期内，公司资产负债结构如下：

单位：万元

项目	2013.12.31		2012.12.31		2011.12.31	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
流动资产	119,595.87	9.8%	147,107.82	13.7%	135,013.97	12.9%
非流动资产	1,095,913.06	90.2%	927,709.52	86.3%	914,125.16	87.1%
资产总额	**1,215,508.93**	**100.0%**	**1,074,817.33**	**100.0%**	**1,049,139.13**	**100.0%**
流动负债	240,974.27	19.8%	150,957.92	14.0%	192,012.56	18.3%
非流动负债	634,845.62	52.2%	594,016.67	55.3%	546,668.62	52.1%

负债总额	**875,819.90**	**72.1%**	**744,974.59**	**69.3%**	**738,681.18**	**70.4%**
所有者权益	**339,689.04**	**27.9%**	**329,842.74**	**30.7%**	**310,457.96**	**29.6%**

总体来看，公司的资产负债结构呈现如下特点：

1、非流动资产比例较高。公司各期末非流动资产占总资产比重均在 85%以上。如前所述，电力行业是典型的资本密集型行业，通过大量固定资产投资获得未来稳定现金流量是电力行业，尤其是新能源行业的经营特征。截至 2013 年末，主要电力企业固定资产占总资产比重如下：

项目	固定资产/总资产	非流动资产/总资产
国电电力	56.49%	92.94%
大唐发电	52.89%	90.73%
华能国际	61.83%	87.12%
华电国际	63.92%	90.21%
火电平均	**58.78%**	**90.25%**
龙源电力	71.92%	87.56%
大唐新能源	80.09%	88.62%
华能新能源	76.25%	83.69%
风电平均	**76.09%**	**86.62%**
中节能风电	68.51%	90.16%

从固定资产占总资产的比例来看，风电行业的固定资产占总资产的比例平均为 76.09%，高于火电行业的 58.78%。本公司截至 2013 年 12 月 31 日固定资产占总资产比例为 68.51%。

从非流动资产占总资产比例来看，风电行业与火电行业基本相似。本公司截至 2013 年 12 月 31 日的比例为 90.16%。

2、资产负债率较高。报告期内，公司资产负债率一直处于较高水平，但相比于同行业公司，仍处在合理范围内。

（四）偿债能力分析

1、合并资产负债表中的相关指标

报告期公司偿债能力指标如下：

财务指标	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
现金比率（倍）	0.15	0.38	0.41
流动比率（倍）	0.50	0.97	0.70
速动比率（倍）	0.48	0.95	0.68
资产负债率（母公司）	63.19%	62.49%	61.36%
资产负债率（合并口径）	72.05%	69.31%	70.41%
	2013 年	**2012 年**	**2011 年**
息税折旧摊销前利润（万元）	101,375.81	96,236.53	87,518.82
利息保障倍数（倍）	1.51	1.47	1.83

随着昌马风电特许权项目、昌马第三风电场项目陆续并网发电，公司发电收入增加，部分项目长期借款资金亦已到位，使得公司 2011 年流动比率和速动比率较高。

2012 年，公司集中支付了应付供应商款项，流动负债总额降低，使得公司流动比率和速动比率明显提高。

2013 年，公司风电场项目处于主要建设期，产生大量应付款项；同时，针对应付款项的支付也减少了公司的流动资产，使得年末短期偿债指标出现下降。

2013 年、2012 年度和 2011 年度，公司利息保障倍数分别为 1.51、1.47 和 1.83。报告期内公司的利息保障倍数均大于 1，说明公司的盈利能力能够满足债务还本付息的需要，短期偿债风险较小。

2、电力行业可比公司分析

公司主要偿债指标同其他上市公司的对比情况如下：

项目	截止日	国电电力	大唐发电	华能国际	华电国际	火电平均	龙源电力	大唐新能源	华能新能源	风电平均	平均值	中节能风电
流动比率（倍）	2013.12.31	0.20	0.42	0.35	0.27	0.31	0.38	0.62	0.51	0.50	0.39	0.50
	2012.12.31	0.29	0.42	0.39	0.30	0.35	0.49	0.62	0.64	0.58	0.47	0.97
	2011.12.31	0.27	0.44	0.37	0.24	0.33	0.49	0.91	0.64	0.68	0.48	0.70
速动比率（倍）	2013.12.31	0.17	0.36	0.28	0.22	0.26	0.35	0.62	0.51	0.49	0.36	0.48
	2012.12.31	0.24	0.34	0.31	0.24	0.28	0.47	0.62	0.64	0.58	0.44	0.95
	2011.12.31	0.22	0.34	0.29	0.19	0.26	0.46	0.91	0.64	0.67	0.43	0.68
资产负债率（合并）	2013.12.31	75.61%	78.08%	71.55%	80.59%	76.46%	65.63%	78.96%	75.42%	73.34%	75.12%	72.05%
	2012.12.31	75.2%	79.2%	74.73%	83.2%	78.09%	66.2%	79.6%	76.37%	74.07%	75.22%	69.31%
	2011.12.31	77.91%	79.28%	77.14%	84.06%	79.60%	66.86%	78.38%	76.40%	73.88%	77.15%	70.41%

资料来源：万得资讯、彭博资讯、上市公司定期报告

电力行业公司的资产负债率普遍处于较高的水平。根据国家对电力行业投资项目要求，资本金最低可占总投资比例的 20%，因此电力企业普遍采用银行借款等债务融资方式筹措项目建设资金。从上表可以看出，本公司资产负债率虽然较高，但仍处于合理范围，并略低于行业平均水平。

随着公司业务规模的不断扩张，新开工项目不断增加，本公司的资产负债结构面临将较大压力。从风电行业主要公司的既往经验来看，上市融资是各公司的共同选择。龙源电力、大唐新能源及华能新能源在首次公开发行前，资产负债率均处于较高水平，但发行获得的大量权益资本明显的降低了资产负债率，为三家公司的进一步发展提供了支持。通过上市融资，各公司获得了业务扩张资金，同时调整了公司的资产负债结构，降低了财务风险。

从短期偿债指标来看，电力企业普遍固定资产投资规模大，且投资资金普遍来源于银行借款，而应收账款等流动资产规模较小，导致电力企业流动比率和速动比率均处于较低水平。电力企业通常会对应付账款和短期内的借款偿还制定合理的计划，以安排匹配的现金流量进行支付。由于电力行业属于公用事业，营业收入和现金流量都很稳定，因此短期偿债比率较低并不代表公司对债务的偿付会出现重大风险。

3、偿债能力分析的结论

公司短期偿债指标绝对值较低，但相比于同行业公司，仍处在合理范围内。在长期偿债能力指标方面，公司一直以来保持了适度稳健的状态。如果公司能够成功完成本次发行，将明显降低公司的资产负债率，并大幅提高短期偿债能力。

（五）资产周转能力分析

1、反映资产周转能力的财务指标

报告期公司资产周转能力指标如下表：

项目	2013 年	2012 年	2011 年
应收账款周转率（次）	2.10	2.14	2.82
应收账款周转天数	171.46	167.88	127.80
存货周转率（次）	10.31	10.91	11.92
存货周转天数	34.91	32.98	30.21

总资产周转率（次）	0.09	0.09	0.08

（1）应收账款周转情况

应收账款主要为本公司应收电网公司售电款项。报告期内，公司应收账款周转率算术平均为 2.35 次。2011 至 2013 年，公司应收账款周转率相对较低，这主要是由于同电网公司的结算特点造成的。公司对电网公司的应收账款除可再生能源补贴款外电费，一般自出具账单日起 30-60 天内可得到支付。而可再生能源电价补贴部分，回款期限则存在波动。

根据《可再生能源法》，电网企业应当全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量。可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定。电网企业依照该上网电价收购可再生能源电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额，附加在销售电价中分摊。

在《可再生能源法》的基础上，国家发改委于 2006 年和 2007 年分别制定《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》和《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》。根据以上两“办法”，可再生能源发电价格高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分，在全国省级及以上电网销售电量中分摊。省级电网企业将收取的可再生能源电价附加计入本企业收入，首先用于支付本省（区、市）可再生能源电价补贴，差额部分进行配额交易、全国平衡。省级电网企业收取的可再生能源电价附加金额小于本省应支付可再生能源电价补贴金额的，差额部分作为可再生能源电价附加配额对外出售。省级电网企业收取的可再生能源电价附加金额大于本省应支付可再生能源电价补贴金额的，余额用于购买可再生能源电价附加配额。

2009 年 7 月 20 日，国家发改委颁布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，明确了继续实行风电价格费用分摊制度，并明确了各地风电上网标杆电价。2013 年 9 月 30 日，国家发改委发布了《国家发展改革委关于调整发电企业上网电价有关事项的通知》(发改价格[2013]1942 号)，对各地脱硫标杆上网电价进行了调整。目前，本公司部分风电场所在地风电上网标杆电价同当地脱硫燃煤机组标杆上网电价比较如下：

	新疆（托里地区）	甘肃（酒泉地区）	河北（张北地区）
风电上网标杆电价（元/kWh）	0.51	0.54	0.54
脱硫燃煤机组标杆上网电价（元/kWh）	0.25	0.3209	0.4108
可再生能源电价补贴（元/kWh）	0.26	0.2191	0.1292
可再生能源电价补贴比例	51.0%	40.57%	23.93%

注：以上电价均为含税价

全国范围内的配额调配的周期通常在 6 个月以上。国家发改委分别在 2008 年 11 月、2009 年 6 月、2009 年 12 月、2010 年 8 月、2011 年 1 月和 2012 年 12 月发布发改价格[2008]3052 号、发改价格[2009]1581 号、发改价格[2009]3217 号、发改价格[2010]1984 号、发改价格[2011]122 号和发改价格[2012]3762 号通知，公布 2007 年 10 月至 2008 年 6 月、2008 年 7-12 月、2009 年 1-6 月、2009 年 7-12 月、2010 年 1-9 月和 2010 年 10 月-2011 年 4 月的可再生能源电价补贴和配额交易方案。根据以上通知，电价附加存在资金缺口的省级电网企业，应在配额交易完成 10 个工作日内，对可再生能源发电项目结清电费。

公司主要的售电客户新疆电力公司及甘肃省电力公司由于电网售电规模相对较小，同时新疆、甘肃又是可再生能源发电的重点区域，使得两家电网公司售电所获得的可再生能源电价附加金额远远不能满足对当地发电项目的补贴金额，需要通过全国范围内的省级电网配额调配获得足够资金。因此公司在上述省份的发电项目的应收账款通常有较低的周转率，进而降低了本公司的整体应收账款周转率。

2011 年 11 月，财政部、国家发展改革委、国家能源局下发《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》（财综[2011]115 号）。该文件对可再生能源能源附加的征收管理做出了重新规定：电力用户应缴纳的可再生能源电价附加，按规定方式由电网企业代征。可再生能源电价附加由财政部驻各省、自治区、直辖市财政监察专员办事处按月向电网企业征收，实行直接缴库，收入全额上缴中央国库。

2012 年 3 月，财政部、国家发展改革委、国家能源局下发《可再生能源电

价附加补助资金管理暂行办法》（财建[2012]102 号），要求文件发布之日起，省级电网企业应根据可再生能源上网电价和实际收购的可再生能源发电上网电量，按月与可再生能源发电企业结算电费。目前，电网公司已部分结清电价中的可再生能源补贴部分款项。

（2）存货周转情况

本公司存货主要为风场建设相关设备的备品备件，根据本公司风场建设进度而进行采购，而非本公司待销售产品，因此存货周转相关比率并不能直接反应本公司销售情况及资产周转能力。

（3）总资产周转情况

风力发电行业为资本密集型行业，投资规模较大，因此总资产周转率相对较低。公司报告期内总资产的周转率变动主要受资产结构和项目建设阶段影响。报告期内，随着部分建设项目陆续建成投产，投产项目比例提升，在建项目比例相应减少，因此整体资产周转率相应有所提升。

2、资产周转能力对比分析

同行业上市公司资产周转能力如下：

公司名称	应收账款周转率（次）			应收账款周转天数		
	2013 年	2012 年	2011 年	2013 年	2012 年	2011 年
国电电力	8.66	8.82	9.34	41.57	41.81	38.53
大唐发电	7.64	7.82	8.08	47.14	46.02	44.55
华能国际	9.00	9.00	10.64	40.01	39.98	33.85
华电国际	9.54	10.31	12.40	37.72	34.91	29.03
火电平均值	**8.71**	**8.99**	**10.12**	**41.61**	**40.43**	**36.49**
龙源电力	2.85	2.58	3.74	126.28	139.80	96.15
大唐新能源	1.48	1.53	1.83	243.28	236.05	196.94
华能新能源	1.99	1.52	2.15	180.58	237.49	167.29
风电平均值	**2.11**	**1.87**	**2.57**	**183.38**	**204.45**	**153.46**
平均值	**5.88**	**5.21**	**6.88**	**102.37**	**123.36**	**86.62**
中节能风电	**2.10**	**2.14**	**2.82**	**171.46**	**167.88**	**127.80**

资料来源：万得资讯、彭博资讯、上市公司年报

从电力行业整体的资产周转能力来看，火电行业由于不存在可再生能源电价

补贴部分，应收账款回收较快，周转天数一般 30-40 天范围内。而风电行业因为受到可再生能源电价补贴政策影响，应收账款周转天数普遍较长。同时，由于各公司风场分布的省区不同，电价补贴的回款周期存在差异，使得各个风电公司间的应收账款周转天数存在较大差异。总体来说，由于风电公司的销售对象均为电网公司，信用情况很好，因此虽然应收账款周转较慢，但不存在不可回收的风险，故各公司均未对此类应收款项计提坏账准备。

（六）发行人的交易性金融资产

截至 2013 年 12 月 31 日，发行人不存在持有交易性金融资产、可供出售的金融资产、借予他人款项或委托理财的情形。

二、盈利能力分析

（一）利润表构成及特点

报告期内，公司利润表构成情况如下：

单位：万元

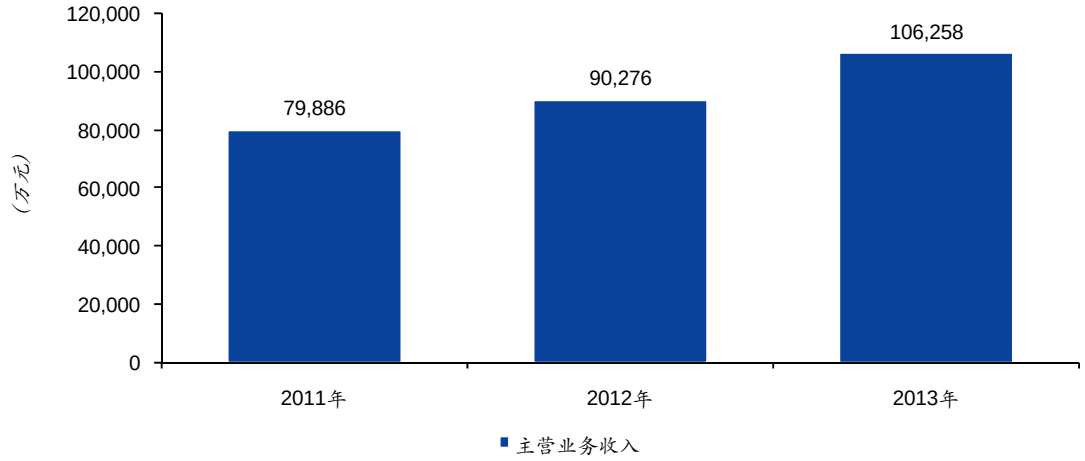
	2013 年		2012 年		2011 年	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
营业收入	**108,298.80**	**100.0%**	**100,750.04**	**100.0%**	**92,259.19**	**100.0%**
其中： 主营业务收入	106,258.16	98.1%	90,275.73	89.6%	79,885.61	86.6%
其他业务收入	2,040.63	1.9%	10,474.31	10.4%	12,373.58	13.4%
营业成本	49,066.81	45.3%	45,880.59	45.5%	40,180.04	43.6%
营业税金及附加	383.32	0.4%	390.84	0.4%	263.23	0.3%
管理费用	5,983.41	5.5%	5,441.20	5.4%	5,210.22	5.6%
财务费用	30,889.07	28.5%	33,866.49	33.6%	25,870.55	28.0%
投资收益	53.34	0.0%	72.04	0.1%	47.26	0.1%
营业外收支	5,987.86	5.5%	7,002.99	7.0%	5,305.29	5.8%
利润总额	**28,017.39**	**25.9%**	**22,245.94**	**22.1%**	**26,087.71**	**28.3%**
所得税费用	2,721.04	2.5%	-4,527.67	-4.5%	4,239.52	4.6%
净利润	**25,296.35**	**23.4%**	**26,773.61**	**26.6%**	**21,848.19**	**23.7%**

从结构上看，公司利润表有如下特点：（1）2011 年至 2012 年，公司主营

业务收入与其他业务收入保持稳定比例，各年中主营业务收入占营业收入比例均在85%以上，2013年公司CDM业务收入下降，主营业务收入比例上升至98.1%；（2）财务费用对经营成果影响明显；（3）营业外收支，主要为与资产相关的政府补助，对经营成果保持稳定贡献。影响利润表的主要科目情况如下文分析。

（二）收入构成及变动趋势

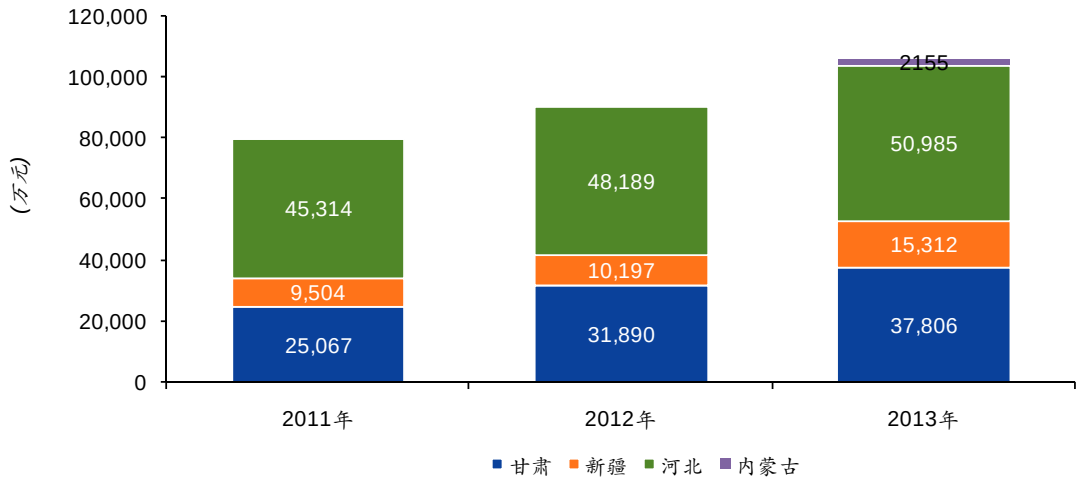
1、主营业务收入变动趋势



公司主营业务收入全部为电力销售收入。报告期内，公司主营业务收入持续快速增长，2013 年主营业务收入总额为 106,258.16 万元，较 2011 年增加 26,372.55 万元，年复合增长率为 15.3%。

2、主营业务收入构成

公司目前已建成并实现主营业务收入的项目全部位于河北、新疆、甘肃和内蒙古。报告期内，公司的区域主营业务收入分布基本情况如下：



河北张北地区是公司风电项目的重点分布区域。2011 年至 2012 年，张北地区收入贡献比重一直保持在 50%以上。而随着甘肃昌马特许权项目、昌马第三风电场、昌马大坝南及大坝北项目陆续并网发电，甘肃地区在本公司的主营业务收入贡献比重总体上升。

3、主营业务收入影响因素

作为电力企业，公司的主营业务收入主要由并网装机容量、风机可利用小时数和上网电价决定。

年度	期末并网装机容量（MW）	平均利用小时数(1)	平均上网电价（元/kWh，含税价）	电力销售收入（万元）
2013 年	1,290.5	2,120	0.5291	106,258.16
2012 年	1,046.0	2,029	0.5216	90,275.73
2011 年	996.5	2,106	0.5253	79,885.61

（1）平均利用小时数计算不包括未运行满一年的装机容量及其所发电量

从并网装机容量来看，从 2011 年末至 2013 年末，公司期末并网装机容量增长 294.00MW，增幅达 29.5%。截至 2013 年末，公司并网装机容量达 1,290.5MW。报告期内，公司陆续完成昌马第三风电场、新疆 200MW 风电场一期和张北单晶河二期等项目，带动了并网装机容量规模的扩大。

从风机平均利用小时数来看，由于风电的自然属性，各年间存在变动。本公司所有项目在开工前均进行过严格的测风试验，目前已建成项目保持着较高的可利用小时水平。

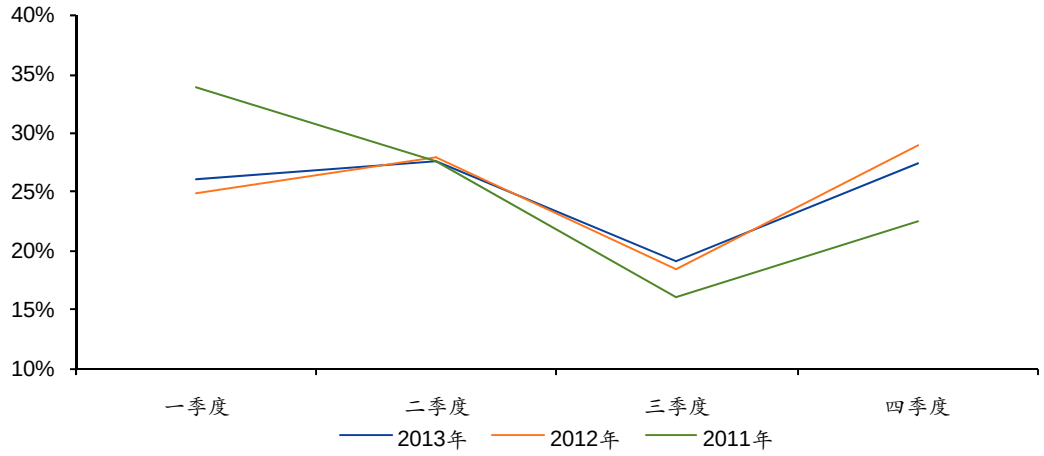
从上网电价来看，公司 2009 年 8 月 1 日以前获得核准项目的上网电价有两

种形成方式：（1）特许权项目：风电场累计发电等效满负荷小时数在 30,000 小时（按额定容量计算）内的上网电价执行特许权项目中标电价；风电场累计发电等效满负荷小时数超过 30,000 小时后（按额定容量计算）至特许期结束的上网电价为当时电力市场中的平均上网电价；（2）非特许权项目：由各地发改委对电价进行核准，核准电价一般为当地脱硫燃煤电厂上网价加不超过 0.25 元/kWh 的可再生能源电价补贴。

2009 年 7 月 20 日，国家发改委颁布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906 号）。该通知规范了风电价格管理，实行分资源区制定陆上风电标杆上网电价。按风能资源状况和工程建设条件，决定将全国分为四类风能资源区，相应制定风电标杆上网电价。关于电价形成方式的详细描述，参见“第六节 业务与技术”之“四、公司主营业务的具体情况”。

4、主营业务收入的季节性特征

公司风电场位于我国华北和西北地区，属于温带大陆性气候或温带季风性气候，每年冬季和春季风量较大。2011 年至 2013 年公司各季度上网电量占全年总上网电量情况如下图所示：



注：为增强可比性，以上数据已剔除当年新增并网装机容量

如上图所示，每年一、二和四季度为公司上网电量最高的时期，而每年三季度为公司的发电低谷。2011 至 2013 年，三季度占全年上网电量的比率平均为 17.9%。因此，公司的主营业务收入也会随之出现季节性变化。

5、其他业务收入构成

公司其他业务收入绝大部分为碳减排量销售收入，其余部分为技术服务收入等。

单位：万元

项目	2013 年	2012 年	2011 年
碳减排量销售	2,004.63	10,305.73	11,364.58
咨询收入	31.21	8.58	1,000.00
其他	4.80	160.00	9.01
合计	**2,040.63**	**10,474.31**	**12,373.59**

公司目前已建成并网运营项目均已获得联合国清洁发展机制执行理事会注册。2011 年本公司受香港卓机有限公司委托对其提供风电场选址、风场技术研究、风资源评估模型、风资源预测等技术开发及咨询服务，相关咨询服务收入共 1,000 万元。此外的其他业务收入主要为其他技术服务收入，占比较小。

（三）成本及毛利分析

1、营业成本分析

公司营业成本主要构成情况如下：

单位：万元

项目	2013 年		2012 年		2011 年	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
发电	48,656.28	99.2%	44,979.41	98.0%	39,755.35	98.9%
碳减排量销售	410.53	0.8%	900.52	2.0%	424.69	1.1%
其他	-	-	0.66	0.0%	-	-
合计	**49,066.81**	**100.0%**	**45,880.59**	**100.0%**	**40,180.04**	**100.0%**

公司成本中绝大部分为发电成本。从构成上看，风力发电营业成本中 85%以上为风电设备的折旧，剩余部分主要为人工成本和备品备件的消耗。碳减排量销售相关成本主要为指定经营实体认证涉及的相关咨询评估费用等。

2、主营业务毛利率分析

报告期内，公司主营业务毛利情况如下：

单位：万元

项目	2013 年	2012 年	2011 年

主营业务收入	106,258.16	90,275.73	79,885.61
主营业务成本	48,656.28	44,979.41	39,755.35
毛利	57,601.88	45,296.32	40,130.26
毛利率	54.20%	50.18%	50.23%
毛利率变动	4.02%	-0.05%	-4.66%

公司毛利率主要受到上网电价和风资源情况等因素影响。2011 年至 2013 年，公司平均上网电价分别为 0.5253 元/kWh、0.5216 元/kWh 和 0.5291 元/kWh，基本保持稳定；2011 年毛利率较低的主要原因为受张北地区 2011 年第四季度风况欠佳的影响，公司机组平均利用小时数有所下降。公司 2012 年毛利水平与 2011 年基本持平。2013 年，公司毛利率上升明显，一方面是由于当年风机可利用小时数上升；另一方面，由于近年风机采购成本下降，公司 2013 年新投产项目的建设成本较低，单个项目毛利率较高，因此带动了公司的整体毛利率水平的提高。

（四）影响损益的其他项目

1、期间费用

（1）管理费用

公司的管理费用主要包括管理人员费用、办公费和折旧摊销费等。报告期内，公司管理费用构成情况如下：

单位：万元

项目	2013 年		2012 年		2011 年	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
人员费用	3,503.24	58.5%	2,856.67	52.5%	2,839.40	54.5%
折旧摊销维修	520.60	8.7%	435.24	8.0%	451.20	8.7%
审计评估咨询费	245.86	4.1%	253.77	4.7%	350.42	6.7%
业务招待费	110.30	1.8%	204.66	3.8%	213.80	4.1%
办公费	628.23	10.5%	755.88	13.9%	710.65	13.6%
其他	975.18	16.3%	934.98	17.2%	644.76	12.4%
合计	**5,983.41**	**100.0%**	**5,441.20**	**100%**	**5,210.22**	**100%**

占营业收入比例	**5.5%**	**5.4%**	**5.6%**

2013 年度管理费用较 2012 年增加 542.21 万元，增加幅度为 10.0%；2012 年度管理费用较 2011 年度增加 230.98 万元，增加幅度为 4.4%。报告期内，公司管理费用增加的主要原因为在建项目陆续投产运营，增加管理费用支出。此外，随着公司业务规模扩大，人员相应增加，因此人员费用增长明显。

（2）财务费用

报告期内，公司财务费用情况如下：

单位：万元

项目	2013 年	2012 年	2011 年
贷款的利息支出	39,195.93	38,689.71	28,332.08
减：资本化的利息支出	7,981.43	4,142.62	2,601.77
存款的利息收入	-474.53	-790.51	-390.16
净汇兑亏损	140.99	34.23	418.73
其他财务费用	8.11	75.68	111.68
合计	**30,889.07**	**33,866.49**	**25,870.55**
占营业收入比例	**28.52%**	**33.61%**	**28.04%**
较上年增加	-2,977.42	7,995.94	7,950.88
较上年增幅	-8.8%	30.9%	44.4%

2013 年度财务费用较 2012 年度减少 2,977.42 万元，减少幅度为 8.79%。财务费用的下降，一方面是公司在 2013 年偿还了较多银行借款；另一方面，2012 年利率下调的影响在 2013 年体现，降低了公司的财务成本。2012 年度财务费用较 2011 年度增加 7,995.94 万元，增加幅度为 30.9%。财务费用的增长主要由于公司借款规模扩大，利息支出增加；同时随着各个项目陆续完工，项目贷款的利息支出计入财务费用核算。

2、营业外收支

（1）营业外收入

单位：万元

项目	2013 年		2012 年		2011 年	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
固定资产处置利得	46.86	0.8%	-	-	42.48	0.8%

政府补助	5,263.00	87.2%	5,415.34	76.8%	4,545.84	84.4%
设备损坏赔偿款等	711.20	11.8%	696.55	9.9%	789.54	14.7%
供应商赔偿款	-	0.0%	863.21	12.2%	-	-
其它	16.14	0.3%	73.06	1.0%	5.93	0.1%
合计	**6,037.21**	**100%**	**7,048.16**	**100%**	**5,383.79**	**100%**

在公司的营业外收入中，绝大部分来自于增值税税收优惠和财政贴息等政府补助。报告期内，政府补助占营业外收入的平均比例为 82.8%。政府补助的具体情况如下：

单位：万元

项目	2013 年		2012 年		2011 年	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
增值税即征即退 50%	3,191.56	60.6%	3,370.40	62.2%	2,583.43	56.8%
采购国产设备增值税退税	1,270.33	24.1%	1,270.33	23.5%	1,270.33	27.9%
财政贴息	769.33	14.6%	757.74	14.0%	675.81	14.9%
其他政府补助	31.78	0.6%	16.87	0.3%	16.28	0.4%
合计	**5,263.00**	**100%**	**5,415.34**	**100%**	**4,545.84**	**100%**

根据财政部财会(2006)3 号《企业会计准则第 16 号——政府补助》，政府补助分为与资产相关的政府补助和与收益相关的政府补助。与资产相关的政府补助，应当确认为递延收益，并在相关资产使用寿命内平均分配，计入当期损益。与收益相关的政府补助，用于补偿企业以后期间的相关费用或损失的，确认为递延收益，并在确认相关费用的期间，计入当期损益；用于补偿企业已发生的相关费用或损失的，直接计入当期损益。

公司的政府补助主要包括“增值税即征即退 50%”、“采购国产设备增值税退税”和“财政贴息”。

1）增值税即征即退 50%

根据《财政部、国家税务总局关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》（财税[2008]156 号），自 2008 年 7 月 1 日之后对进行风力生产的电力实

行增值税即征即退 50%的政策。

“增值税即征即退 50%”属于与收益相关的政府补助，公司依据上述政策获得的增值税退税在税款缴纳的当期确认为收入。

2）采购国产设备增值税退税

根据《外商投资项目采购国产设备退税管理试行办法》（国税发[2006]111号），公司下属子公司中被认定为增值税一般纳税人的外商投资企业从事属于《外商投资产业指导目录》中鼓励类和《中西部地区外商投资优势产业目录的外商投资项目》的外商投资项目所采购的国产设备享受增值税退税政策。根据 2008 年发布的《关于停止外商投资企业购买国产设备退税政策的通知》（财税[2008]176号），为配合全国增值税转型改革、规范税制，国家停止执行外商投资企业采购国产设备增值税退税政策。自 2009 年 1 月 1 日起，对外商投资企业在投资总额内采购国产设备可全额退还国产设备增值税的政策停止执行。同时，该政策对外商投资企业在 2009 年 6 月 30 日以前购进的国产设备，在增值税专用发票稽核信息核对无误的情况下，可选择按原规定继续执行增值税退税政策。公司所属子公司港建张北和港建甘肃享有该项优惠政策。

采购国产设备退税与购建固定资产相关，属于与资产相关的政府补助，公司在取得退税批复时将其确认为递延收益，在相应固定资产预计可使用年限内平均摊销，计入当期损益。

3）财政贴息

主要是财政部给予公司及所属子公司的基本建设贷款财政贴息资金。

公司于各年度实际取得的财政贴息金额如下：

单位：万元

	2013 年	2012 年	2011 年
财政贴息	500.00	162.00	1,995.00

依据财政部相关基本建设贷款财政贴息文件和公司母公司中国节能环保集团公司文件，该政府补贴与各风电场建设项目相关，属于与资产相关的政府补助，公司将其确认为递延收益，并在相关资产使用寿命内平均分配，计入当期损益。

（2）营业外支出

公司营业外支出主要为处置固定资产损失和对外捐赠等。2013 年、2012 年度和 2011 年度，公司营业外支出分别为 49.35 万元、45.17 万元和 78.50 万元，对公司利润影响很小。

（五）可能影响发行人持续盈利能力的主要因素

影响公司盈利能力的连续性和稳定性的主要因素包括：

1、并网装机容量。公司的并网装机容量决定了公司的生产销售规模，其变动将直接影响公司的整体盈利能力。目前公司已获得发改委核准并在建的项目有单晶河三期项目、绿脑包二期和马鬃山风电场等 6 个项目。随着以上项目的并网发电，本公司的业务规模将得到进一步的扩大。此外，公司还分别在新疆、内蒙、河北、甘肃、东北、浙江等我国风力资源优势地区，开展了大量的风电项目前期踏勘和测风工作。在建项目的顺利完成和储备资源的持续开发，将会保障公司盈利能力的持续增长。

2、发电设备平均利用小时。公司发电的动力源自风能，公司在各风场开工建设前均进行了严格的、长期的测风试验，以确保风场建成后能够获得稳定可靠的动力源。但由于各年度风况、风速均可能有所波动，因此会对公司发电设备平均利用小时数有所影响。

3、上网电价。电价是影响发电公司收入的重要因素。根据《国家发展改革委关于完善风力发电上网电价政策的通知》规定，2009 年 7 月 20 日以后核准的项目统一执行区域标杆电价。实质上，此规定为公司确定了最低电价，因此，根据《可再生能源法》以及相关政府部门规定的影响，风电预计将在未来很长一段时间内维持高于火电的上网电价，公司的盈利水平也将因此得到保障。

4、利率变动。本公司借款规模和借款利息支出较大，利率调整对公司盈利能力影响较大。2011 年、2012 年和 2013 年，本公司借款利息支出分别为 28,332.08 万元、38,689.71 万元和 39,195.93 万元（包括已资本化利息支出），截至 2013 年 12 月 31 日，本公司银行借款余额总计 651,295.93 万元。2011 年内，中国人民银行 3 次上调金融机构存贷款基准利率，5 年期以上贷款基准利率最高达到 7.05%。进入 2012 年，中国人民银行两次降低金融机构存贷款基准利率，5 年期贷款基准利率仍保持在 6.55%的水平。截至各报告期末，在其他变量不变的情况下，对于资产负债表日持有的、使本公司及控股子公司面临利率风险

的银行借款，假设全年利率上升/（下降）25、50、75 或 100 个基点，将会导致本公司报告期内各年度净利润分别减少/（增加）的金额如下：

利率基点调整幅度	对本公司净利润影响金额（万元）		
	2013 年	2012 年	2011 年
25	1,191	1,219	995
50	2,382	2,438	1,990
75	3,572	3,657	2,984
100	4,763	4,876	3,979

注：上述敏感性分析中对净利润的影响是上述利率变动对各年度计入利润表的利息费用的预计影响。上述估算未考虑已资本化利息支出转为固定资产后对折旧成本的影响

5、国内行业政策和国际协定变化。作为国家重点扶植的新能源产业，风力发电行业得到了若干财政及税收优惠政策。此类优惠政策如发生重大变化，将会对公司盈利能力造成重大影响。

6、风机价格。公司的营业成本主要由风机的折旧费用构成，故风机价格的变动将直接影响公司未来的营业成本。自 2004 年中期开始，高涨的风电市场需求曾经使风机的价格一路飙升。然而到 2008 年，由于配套生产能力的提高及关键部件和主要部件的供应基本平衡，风机的价格开始趋于平稳。2009 年以来，受到我国风机产能的不断增长，欧美市场需求增长放缓等综合因素影响，风机制造商在成本和质量上的竞争日益激烈，风机价格持续下降。目前风机价格趋于稳定。风机价格下降有利于公司降低新建项目的建设成本。

（六）非经常性损益分析

单位：元

项目	2013 年	2012 年	2011 年
（1）非流动资产处置损益	13,021	-4,437	-323,095
（2）计入当期损益的政府补助（与企业业务密切相关，按照国家统一标准定额或定量享受的政府补助除外）	20,714,411	20,449,427	19,624,177
（3）除上述各项之外的其他营业外收入和支出	7,235,549	15,880,873	7,917,571
（4）理财产品收益	-	-	460,726

（5）所得税影响额	-3,071,633	-5,820,478	-5,406,080
（6）根据税收、会计等法律、法规的要求对当期损益进行一次性调整对当期损益的影响	2,552,515	67,151,286	-
（7）少数股东权益影响额（税后）	-7,219,463	-25,977,921	-5,924,491
合计	**20,224,400**	**71,678,750**	**16,348,808**

非经常性损益主要为计入当期损益的政府补助，即按照相关资产使用寿命摊销的采购国产设备增值税退税及基本建设项目贷款财政贴息。参见本节“营业外收入”相关讨论分析。

根据财税[2012]10 号《财政部国家税务总局关于公共基础设施项目和环境保护、节能节水项目企业所得税优惠政策问题的通知》，企业从事符合《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定、于 2007 年 12 月 31 日前已经批准的公共基础设施项目投资经营的所得，以及从事符合《环境保护、节能节水项目企业所得税优惠目录》规定、于 2007 年 12 月 31 日前已经批准的环境保护、节能节水项目的所得，可在该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，按新税法规定计算的企业所得税“三免三减半”优惠期间内，自 2008 年 1 月 1 日起享受其剩余年限的减免企业所得税优惠。

根据该通知，张北县国家税务局于 2012 年 5 月对张北运维和港建张北分别出具了（备案类）减免税备案告知书。根据税免告字[2012]第 1 号备案告知书，张北运维满井三期享受 2008 年度至 2010 年度免征企业所得税，2011 年度至 2013 年度减半征收企业所得税的税收优惠。根据税免告字[2012]第 2 号备案告知书，港建张北享受 2009 年度至 2011 年度免征企业所得税，2012 年度至 2014 年度减半征收企业所得税的税收优惠。根据上述文件，公司在 2012 年获得的该项所得税优惠而冲减的所得税费用金额为 6,715.12 万元。

（七）本次发行后每股收益和净资产收益率等指标与上年同期相比可能发生的变化趋势及相关情况

公司报告期内每股收益和净资产收益率指标如下：

报告期利润	报告期间	加权平均净资产收益率	每股收益（元/股）	
			基本每股收益	稀释每股收益
归属于公司普通股股东的净利润	2013 年	7.22%	0.122	不适用
	2012 年	7.49%	0.120	不适用
	2011 年	6.75%	0.101	不适用
扣除非经常性损益后归属于普通股股东的净利润	2013 年	6.47%	0.109	不适用
	2012 年	4.70%	0.075	不适用
	2011 年	6.06%	0.090	不适用

如上表所示，报告期内公司加权平均净资产收益率和每股收益基本保持稳定。2012 年，公司加权平均净资产收益率（扣除非经常性后归属普通股股东的净利润）较 2011 年下降 1.36%，主要由于 2012 年公司借款规模扩大，利息支出增加；同时随着各个项目陆续完工，项目贷款的利息支出计入财务费用核算，导致财务费用较 2011 年增加 7,995.94 万元，进而引发公司收益指标下滑。

根据公司目前经营情况客观分析，2014 年公司盈利将保持稳定提升。但考虑到本次发行后，公司净资产和股本总额将比发行前有大幅提升，公司发行后净资产收益率和每股收益将被摊薄。

报告期内，公司营业收入主要包括电力销售收入和碳减排量销售收入。2011 年，公司电力销售收入和碳减排量销售收入分别为 79,885.61 万元和 11,364.58 万元，占营业收入比例分别为 86.59%和 12.32%；2012 年，公司电力销售收入和碳减排量销售收入分别为 90,275.73 万元和 10,305.73 万元，占营业收入比例分别为 89.60%和 10.23%；2013 年，公司电力销售收入和碳减排量销售收入分别为 106,258.16 万元和 2,004.63 万元，占营业收入比例分别为 98.12%和 1.85%。

由此可见，2013 年公司碳减排量销售收入明显减少，由 2012 年的 10,305.73 万元减少至 2,004.63 万元，降幅达 80.55%，但公司利润并未因此出现显著波动，2013 年公司实现利润总额 28,017.39 万元，较 2012 年增加 5,771.45 万元，增幅达 25.94%，主要原因是电力销售收入的增加和财务费用的降低。

2013 年碳减排量销售收入显著下降后，公司利润主要受到并网装机容量、风机可利用小时数和财务费用等因素影响。

（1）并网装机容量。2013 年公司当年新增并网项目装机容量 244.5MW，其中昌马大坝南北项目运营 4 个月，内蒙古兴和大西坡风电场一期项目运营 3 个月，新疆托里 200MW 项目二期运营 5 个月，张北单晶河二期项目运营 3 个月，上述新增并网项目增加公司当年利润总额 3,003.70 万元。以上项目 2014 年全年运行将对公司利润有更大贡献。此外，根据公司项目建设规划，哈密烟墩第五风电场项目、青海德令哈尕海项目、通辽永兴风电场项目和单晶河三期项目将在 2014 年陆续并网发电，上述项目合计并网装机容量为 348.5MW，也将进一步提升公司盈利能力。

（2）风机可利用小时数。风机可利用小时数受到项目所在地“弃风限电”情况影响明显。根据国家风电信息管理中心、水电水利规划设计总院《2013 年度中国风电建设统计评价报告》，2012 年全国“弃风限电”损失电量 208 亿千瓦时，弃风率达 17.12%。2013 年全国“弃风限电”损失电量 162 亿千瓦时，弃风率 10.74%，同比下降 6 个百分点，“弃风限电”现象有所好转。

2014 年 3 月 12 日，国家能源局发布《关于做好 2014 年风电并网消纳工作的通知》(国能新能〔2014〕136 号)，要求着力保障重点地区的风电消纳，加强风电基地配套送出通道建设，大力推动分散风能资源的开发建设，并优化风电并网运行和调度管理。

随着全国“弃风限电”情况的好转，公司风机可利用小时数也有明显改善，2013 年风机可利用小时数 2,120 小时，较 2012 年增加 91 小时。风电项目可利用小时数的持续上升，将会进一步提升公司的盈利能力。

（3）财务费用。2013 年公司财务费用 30,889.07 万元，较 2012 年减少 2,977.42 万元，减少幅度为 8.79%。财务费用的下降，一方面是公司在 2013 年偿还了较多银行借款；另一方面，2012 年利率下调的影响在 2013 年体现，降低了公司的财务成本。

公司的银行贷款均为项目贷款，还款期限一般在 13-15 年。针对进入运营期的项目，假设贷款利率不发生变化，随着贷款本金的逐年偿还，所需支付的利息呈现逐年下降趋势。截止 2013 年末，公司银行借款余额为 65.13 亿元。根据贷款合同，公司 2014 年预计已投入运营项目的贷款本金减少 5.03 亿元。假设上

述本金余额在当年内均匀减少，且不考虑公司新增运营项目的借款影响，按照人民银行 5 年期贷款基准利率 6.55%计算，贷款本金的减少将使得公司 2014 年财务费用支出较 2013 年减少 1,647.33 万元。

另外，受到《京都议定书》第一承诺期于 2012 年末到期等因素影响，公司碳减排量销售收入在 2013 年度已经大幅度减少，占公司营业收入的比例已下降为 1.85%。由于第二承诺期内《京都议定书》附件 I 缔约方进一步承诺的量化减排指标尚未确定，公司在 2014 年碳减排量销售业务预计无明显起色，但该业务目前对公司整体利润水平影响较小。

综上所述，尽管本次发行后，公司净资产和股本总额将比发行前有大幅提升，公司发行后净资产收益率和每股收益将被摊薄，但随着未来公司并网装机容量继续扩大，投产风电项目并网条件改善，以及公司逐步偿还到期贷款，公司的盈利能力将能够得到稳定保障。

三、资本性支出分析

（一）报告期重大资本性支出

报告期内公司的重大资本性支出主要用于风电场的建设，具体情况参见本节“在建工程”相关讨论分析。

2011 年、2012 年和 2013 年，公司购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金流出分别为 81,693.77 万元、98,119.82 万元和 121,491.61 万元。

（二）未来可预见的重大资本性支出计划及资金需求

截至本招股说明书签署日，本公司可预见的重大资本性支出计划主要为在建项目和筹建项目。

目前公司共拥有 6 个在建项目，总装机容量 649.5MW，总投资额 55.77 亿元，此外共有 10 个筹建项目准备在获得发改委核准后开工建设，总计装机容量达到 826.0MW，总投资预计达到 67.8 亿元左右。按照上限 80%资金来自银行贷款计算，在建设期及筹建项目总共需要贷款 98.85 亿元左右。

6 个在建项目具体情况如下：

项目公司	项目名称	所在省份	所属电网	预计装机容量（MW）
青海东方	青海德令哈尕海200MW风电场一期项目	青海省	西北电网	49.5
通辽风电	通辽奈曼旗东盈永兴风电场一期项目	内蒙古	蒙东电网	49.5
肃北风电	马鬃山200.5MW风电场项目	甘肃省	西北电网	200.5
哈密风电	哈密烟墩第五风电场	新疆	新疆电网	200.0
张北风能	单晶河三期项目	河北省	华北电网	49.5
	绿脑包二期项目	河北省	华北电网	100.5
合计				**649.5**

10个筹建项目具体情况如下：

项目公司	项目名称	所在省份	所属电网	预计装机容量（MW）
新疆风电	达坂城C区项目	新疆	新疆电网	200.0
	托里30兆瓦分散式项目	新疆	新疆电网	30.0
哈密风电	哈密景峡第三B风电场	新疆	新疆电网	200.0
甘肃风电	玉门东风项目	甘肃省	西北电网	49.5
	玉门河西项目	甘肃省		49.5
肃北风电	肃北将军台项目	甘肃省		49.5
内蒙风电	丰镇邓家梁项目	内蒙古	内蒙电网	49.5
中节能风电	河源和平黎明项目	广东省	南方电网	49.5
	博白云飞嶂项目	广西		99.0
	嵊州崇仁项目	浙江省	华东电网	49.5
合计	-	-	-	826.0

四、发行人现金流量分析

本公司报告期内的现金流量情况如下

单位：万元

项目	2013 年		2012 年		2011 年	
	金额	增幅	金额	增幅	金额	增幅
经营活动现金流入小计	135,532.81	48.8%	91,088.66	-13.6%	105,434.68	72.2%
经营活动现金流出小计	26,674.38	11.6%	23,892.90	20.9%	19,766.98	14.2%
经营活动产生的现金流量净额	**108,858.43**	**62.0%**	**67,195.75**	**-21.6%**	**85,667.70**	**95.0%**
投资活动现金流入小计	2,388.90	664.2%	312.61	-98.4%	18,987.10	151.9%
投资活动现金流出小计	121,521.61	23.8%	98,179.82	-0.4%	98,622.04	-12.5%
投资活动产生的现金流量净额	**-119,132.70**	**21.7%**	**-97,867.22**	**22.9%**	**-79,634.94**	**-24.2%**
筹资活动现金流入小计	156,994.93	41.2%	111,200.00	-18.0%	135,600.00	57.0%
筹资活动现金流出小计	166,276.94	69.3%	98,236.64	23.5%	79,531.17	106.6%
筹资活动产生的现金流量净额	**-9,282.01**	**-171.6%**	**12,963.36**	**-76.9%**	**56,068.83**	**17.1%**

由于电力行业的特点，公司发电业务的经营活动现金流入规模随并网发电项目的增加而增加。2011 年、2012 年和 2013 年，公司经营活动现金流量的净额分别为 85,667.70 万元、67,195.75 万元和 108,858.43 万元。报告期内，公司经营活动产生的现金流量净额显著高于净利润，符合资本密集型企业的特征，现金流量情况正常。

投资活动现金流量方面，由于报告期是本公司风场建设的主要阶段， 2011 年、2012 年和 2013 年，公司投资活动现金流量的净额分别达为-79,634.94 万元、-97,867.22 万元和-119,132.70 万元。投资活动现金流出主要为资本性支出，反映出公司在报告期内风力发电业务投资较大的情况。

2011 年、2012 年和 2013 年，公司筹资活动现金流量的净额分别为 56,068.83 万元、12,963.36 万元和-9,282.01 万元。目前公司主要的筹资渠道为银行借款。

五、对公司财务状况和盈利能力的未来趋势分析

结合公司未来的发展战略规划，公司管理层认为公司的财务状况和盈利能力将呈现如下趋势：

（一）融资渠道多元化

公司目前项目建设资金主要通过银行借款获得。虽然公司依靠同主要往来银行长期稳定的合作关系，风电项目开发建设贷款能够得到可靠保证，但较高贷款利率不可避免的给公司带来财务压力。在此背景下，扩大融资渠道是公司发展战略的重要环节。如果本次发行能够顺利完成，将极大的改善公司的资产负债结构，减轻财务压力，推动公司的长期发展。

（二）风电项目开发收益稳定可靠

风力发电行业既具有新能源行业高速增长的特点，也具备公用事业性行业收益稳定的属性。公司在每个风电项目开工建设之前，均执行了严格的项目开发流程，包括项目搜集、选址测风、项目评估和核准文件编制等程序，以上流程保证了各项目建成后的稳定运行。此外，目前新核准的风电项目上网电价均按照国家发改委制定的标杆电价执行，保证了公司未来具备稳定的收入。结合以上因素，公司在投资新建项目之初，即可对项目未来的收益情况进行可靠的估计，保证了公司盈利水平的稳定。

（三）风电业务规模持续发展

公司管理层认为，风电作为我国重点发展的可再生能源，未来几年仍将处于高速成长期。从公司战略发展的角度来看，继续扩大公司的风电业务规模，仍是维护公司竞争优势地位的必然举措。因此，在获得充分资金支持保障的条件下，公司将继续投资建设风场，以扩大公司的装机容量。

六、公司财务费用特点分析

（一）风力发电企业资本结构和成本结构特点

根据国家对电力行业投资项目要求，资本金最低可占总投资比例的 20%。包括风电企业在内的电力企业普遍采用银行借款等债务融资方式筹措项目建设资金，因此电力行业公司的资产负债率普遍处于较高的水平。截止 2013 年末，主要可比公司资产负债率及银行借款余额占总资产比重情况如下：

公司	资产负债率	银行借款/资产总额

国电电力	75.61%	51.23%
大唐发电	78.08%	57.49%
华能国际	71.55%	42.74%
华电国际	80.59%	47.72%
龙源电力	65.63%	30.63%
大唐新能源	78.96%	n.a
华能新能源	75.42%	55.18%
平均值	75.12%	47.50%
中节能风电	72.05%	53.58%

资料来源：上市公司年报、公司资料

大量的银行借款使得电力企业的财务费用普遍较高。由于风力发电企业无原材料成本支出，因此财务费用在全部成本费用中的比重尤为突出。2011 年至 2013 年，主要风力发电企业的财务费用占全部营业总成本的比例情况如下：

	2011 年	**2012 年**	**2013 年**
龙源电力	10.71%	16.72%	15.73%
大唐新能源	42.73%	43.30%	38.99%
华能新能源	44.26%	43.00%	35.59%
中节能风电	36.17%	39.57%	35.8 %

资料来源：万得资讯、上市公司年报、公司资料

除龙源电力以外，其他风力发电企业的财务费用占营业总成本的比例均在 40%左右。龙源电力由于包括较高比例火力发电业务，成本结构与其他风力发电企业存在明显差别。

（二）财务费用的主要影响因素

由于财务费用在风力发电企业的成本结构中占有重要位置，因此财务费用的波动会对公司整体经营业绩产生显著影响，而财务费用则主要受到公司银行贷款本金余额和贷款利率影响。

1、贷款本金余额的影响

公司的银行贷款均为项目贷款，还款期限一般在 13-15 年。针对进入运营期的项目，假设贷款利率不发生变化，随着贷款本金的逐年偿还，所需支付的利息呈现逐年下降趋势。

以张北满井一期 45MW 项目为例，该项目贷款本金合计 35,200 万元，还款

期为 14 年，该项目自 2007 年开始进入还款期。假设贷款本金均在各年度期末偿还，按照 6.55%的贷款利率测算，还款期内各年偿还本金和利息支出情况如下：

单位：万元

	偿还本金	期末余额	利息支出
2007 年	700.00	34,500.00	2,305.60
2008 年	2,350.00	32,150.00	2,259.75
2009 年	2,480.00	29,670.00	2,105.83
2010 年	2,860.00	26,810.00	1,943.39
2011 年	2,870.00	23,940.00	1,756.06
2012 年	2,890.00	21,050.00	1,568.07
2013 年	2,910.00	18,140.00	1,378.78
2014 年	2,910.00	15,230.00	1,188.17
2015 年	2,910.00	12,320.00	997.57
2016 年	2,960.00	9,360.00	806.96
2017 年	2,980.00	6,380.00	613.08
2018 年	3,070.00	3,310.00	417.89
2019 年	1,700.00	1,610.00	216.81
2020 年	1,610.00	-	105.46
2021 年-2026 年	-	-	-

如上表所示，随着贷款本金的逐年偿还，该项目利息支出大幅度下降。还款期首年利息支出为 2,305.60 万元，至还款期最后一年，公司利息支出已降至 105.46 万元。项目贷款利息支出逐年减少的特点在公司全部项目中均有体现。

截止 2013 年末，公司银行借款余额为 65.13 亿元。根据贷款合同，公司 2014 年预计已投入运营项目的贷款本金减少 5.03 亿元，2015 年预计减少 7.09 亿元。假设上述本金余额在各年内均匀减少，且不考虑公司新增运营项目的借款影响，按照人民银行 5 年期贷款基准利率 6.55%计算，贷款本金的减少将分别使得公司 2014 年和 2015 年财务费用支出较 2013 年减少 1,647.33 万元和 5,616.63 万元。

2、贷款利率的影响

贷款利率的变化对公司财务费用影响明显。截止 2013 年末，公司银行借款余额为 65.13 亿元，在其他变量不变的情况下，对于资产负债表日持有的、使本公司及控股子公司面临利率风险的银行借款，假设全年利率上升/下降 25、50、

75 或 100 个基点，将会导致本公司 2013 年财务费用分别增加/减少的金额为 1,191 万元、2,382 万元、3,572 万元和 4,763 万元。

2012 年以来，央行已连续两次降低贷款基准利率，5 年期以上贷款利率已累计降低 50 个基点，对公司降低财务费用有积极影响。

七、或有事项和重大期后事项的影响

截至本招股说明书签署日，公司无或有事项和重大期后事项。

八、公司未来分红回报规划

公司第二届董事会第四次会议和 2014 年第一次临时股东大会审议通过了《中节能风力发电股份有限公司上市后三年股东分红回报规划》，具体要点如下：

（一）制定时考虑的因素

公司着眼于长远和可持续发展，综合考虑了企业实际情况、发展目标、股东要求和意愿、社会资金成本、外部融资环境等因素，建立对投资者持续、稳定、科学的回报规划与机制，从而对股利分配作出制度性安排，以保证股利分配政策的连续性和稳定性。

（二）公司分红回报规划内容

公司董事会制定股东未来分红回报规划，一方面坚持保证给予股东稳定的投资回报；另一方面，结合经营现状和业务发展目标，公司将利用募集资金和现金分红后留存的未分配利润等自有资金，进一步扩大生产经营规模，给股东带来长期的投资回报。

公司制定股东未来分红回报规划：当公司当年可供分配利润为正数时，公司每年以现金形式分配的利润不少于当年实现的可供分配利润的 15%。在实施分红后，公司留存未分配利润将主要用于正常的经营，包括为企业的发展而进行的科研开发、技术改造、项目建设及业务拓展，或为降低融资成本补充流动资金等。

综合考虑所处行业特点、发展阶段、自身经营模式、盈利水平以及是否有重大资金支出安排等因素，公司目前发展阶段属成长期且有重大资金支出安排，进行利润分配时，现金分红在当次利润分配中所占比例最低应达到 20%。

在满足监管规定及《公司章程》规定的前提下，董事会可根据公司经营发展状况，提出实施股票股利分配预案。

（三）公司分红回报规划制定周期和相关决策机制

公司至少每三年重新审阅一次股东分红回报规划，将根据自身实际情况，并结合股东（特别是公众投资者）、独立董事和外部监事的意见，对公司正在实施的股利分配政策作出适当且必要的修改，确定该时段的分红回报计划。

若公司对利润分配政策进行修改或公司经营环境或者自身经营状况发生较大变化而需要调整股东分红回报规划，有关调整分红回报规划的议案需经董事会审议通过后提交股东大会审议批准。

（四）公司上市后三年股利分配计划

公司在足额预留法定公积金、任意公积金以后，每年以现金方式分配的利润不少于当年实现的可分配利润的 15%。如公司上市后三年内，公司净利润保持增长，则公司每年现金分红金额的增长幅度应至少与当年实现的可供分配利润的增长幅度保持一致。在确保足额现金股利分配的前提下，公司可以另行增加股票股利分配和公积金转增股本。

公司在每个会计年度结束后，由公司董事会提出分红议案，并交付股东大会进行表决。

第十二节 业务发展目标

一、发行当年及未来两年内的发展计划

（一）整体经营目标

本公司将紧跟国家可再生能源及风电产业发展政策，坚持以“效益为中心、管理为手段、规模为基础、创新为动力”的经营理念，发扬“开拓创新、无私奉献、严格管理、争创一流”的企业精神，强化“中节能风电”品牌，继续秉承“节约能源，献人类清洁绿电；保护环境，还自然碧水蓝天”的企业愿景，努力将公司打造成为国内外一流的绿色电力提供商。

（二）发展战略

1、四维度开发、规模化战略

继续立足国内市场，坚持专业化发展道路，积极实施规模化战略，进一步实现装机规模的扩张。

（1）立足大基地建设，不断扩大规模容量。紧跟国家大基地建设步伐，不断扩大基地建设规模。公司要以国家规划的八个千万千瓦级风电基地为依托，积极参与基地项目的开发。首先要充分发挥公司在河北、甘肃、新疆等地区已建立的优势，发挥公司的品牌效应，有效利用公司积累的各类资源和项目经验，积极开拓优势区域的后续项目；其次公司要对江苏、山东、蒙东、吉林等新的区域，加快布局和开发进程，争取尽快实现突破并加速扩大项目规模。

（2）加快海上风电布局，积极参与海上风电开发。公司将进一步在全国范围内进行海上风电的前期开发工作，加快海上风电布局，积极参与我国海上风电特许权投标，努力争取一定的市场份额。

（3）加强低风速区域研究，积极实施分散式开发。公司将在全国范围内积极开展低风区域风电场的开发研究，充分利用国家实施分散式开发的契机，搞好低风区风电场开发。公司要在电网架构好、区域消纳能力强的地区率先迈出步子，探索出经验，力争在低风速区域市场形成一定规模。

（4）加强合作交流，积极探索并购与联合开发之路。公司将坚持独立开发与并购联合开发相结合的方式，在加强自身项目开发力度的同时，积极探索实践并购与联合开发之路。

2、两条腿走路，国际化战略

公司将不断拓展开发思路，积极寻求国际市场机会。公司未来几年，将坚持“两条腿走路”的方针，积极实施国内外并举的开发策略，不断拓展项目开发渠道。

在实施国际化战略过程中，公司将优先选择社会稳定、风资源好、电网条件成熟、拥有可再生能源政策支持的国家和区域，以保障公司投资效益；将积极关注目前尚处于发展初期、可再生能源发展潜力大、鼓励外国资本进入、地缘政治稳定的国家和区域，在条件成熟时择机介入；本公司将时刻跟踪世界范围的可再生能源和风电产业发展动态，深入研究一些尚未开展但未来需求强劲的国家作为公司未来国际化战略的目标。

3、精细化管理，低成本战略

公司将进一步细化现有的管理体系和管控手段，提升管理效率，降低各环节成本，使公司实现低成本发展。

（1）做好前期论证，项目优中选优。公司将加强风电场特性等技术性研究，依靠自身经验的积累和先进的技术方法，对拟开发项目开展严格的论证，做到优中选优，为公司筛选出最理想的投资项目。

（2）抓好项目建设，优化成本控制。公司将进一步加强设备成本、施工成本控制，降低度电成本，提高投资效益。一是积极利用国内风机等设备市场竞争加剧的状况，不断提升自身的议价能力，选取性价比最优的风机设备；二是加强工程管理，降低工程施工成本；三是通过优化设计等技术手段降低建设成本。

（3）抓好生产运维，提高运行效率。公司将通过持续的技术创新和严格的管理，不断降低生产运维成本，提高风电场运行效率。一是通过严格的管理，提高风电场日常运行维护管理水平，提高风机的可利用率水平；二是通过技术创新和标准化建设等手段，持续提升公司生产运维的技术水平；三是通过国产化替代等手段持续降低公司备品备件采购成本，缩短采购停机时间。

4、多业务发展，创新型战略

公司将在现有业务基础上，适时开展相关多元化的探索和实践，并通过鼓励创新、持续创新、应用创新等手段推进公司健康发展。

（1）注重实用性技术的应用和推广。公司在经历几年快速发展周期后，形成了一系列实用性的新技术，这些技术对于提高风电场的建设管理水平将起到重要的提升作用。公司未来将持续鼓励实用性技术的总结、研究和应用，并及时推广到生产实践中，不断提高风电场运维效率。

（2）注重高新技术的研究和孵化。公司将选择具备较大市场潜力的重点领域开展创新研究，形成技术能力，适时介入相关多元领域，拓展公司盈利渠道，最大化回报股东。

（3）注重产学研的结合。公司将积极开展与高等院校和科研院所的合作，充分利用他们的科技力量优势和我们的生产实践优势，在风电产业领域开展专项技术的研究与开发，不断创造新型实用的风电技术。

（三）业务发展计划

1、市场开发及业务开拓计划

（1）抓住国家建设八个千万千瓦级风电基地的历史机遇，抓紧项目开发与储备，重视河北、甘肃、新疆、蒙西的深度开发，积极开拓蒙东、吉林、山东、江苏等其他风电基地的项目机会。

（2）紧跟国家低风速区域开发、分散式开发和海上风电开发的步伐，积极探索海外项目开发渠道，争取实现上述突破。

（3）在产业链开发方面，依据前期及当期研究成果，积极寻求投资机会，深耕公司已有一定基础和积累的项目，择优进入。

2、管理创新计划

在实施全面预算管理的基础上，优化管理手段，梳理管理流程。建立科学的成本管理控制体系。通过有效的管理，降低成本，提升能力，创造效益。同时，结合公司的业务发展相关多元化特点，遵从公司发展战略，从战略动态调整、管控模式、流程梳理、财务管理、人力资源管理、安全生产、技术研发等方面，全面提高公司管理水平，推动公司管理效率再上新台阶。

3、人力资源管理创新计划

公司将在目前人力资源管理基础之上，一方面将加大培训力度，进一步壮大高级管理人员、专业技术人员和生产技能人员三支队伍；另一方面，完善内部合作育人才、重用提拔促人才和校企合作备人才机制，变被动的人才满足为主动的人才提供，从整体上提高公司人力资源管理水平，使公司人才素质能力与公司发展战略相匹配。

4、持续低成本融资

公司将按照目前的资本开支计划，积极开拓各种市场的融资渠道，结合公司风电产业特点，运用资本经营的手段，有效的整合各种有形资产和无形资产，灵活的借助风电产业链内综合资源优势，进一步研究拓展融资方式，寻找和建立长期稳定的多种融资渠道，强化自主融资的能力。同时，在保持合理资本结构的同时充分发挥财务杠杆作用，为本公司未来发展提供强有力的低成本融资保证，同时实现公司股东价值最大化。

二、实现发展目标所依据的假设和面临的困难

（一）依据的假设条件

公司拟定及实现上述计划所依据的建设条件有：

1、公司所处的宏观经济、政治、法律和社会环境处于正常发展的状态，没有对公司发展产生重大影响的不可抗力的现象发生；

2、本公司各项经营业务所遵循的国家及地方的现行法律、法规及财经政策无重大变化；

3、国家财政、税收政策、货币政策、外汇市场及资本市场不会发生对公司运营产生重大不利影响的变化；

4、公司募集资金投资投入项目均进展顺利，能够按预计时间投产并取得预期效益；

5、本次股票发行能够取得成功，募集资金及时到位；

6、公司无其他人力不可抗拒因素及不可预见因素造成的重大不利影响；

7、公司主要管理层不发生重大变化；

8、公司现有主要竞争优势继续发挥作用。

（二）面临的主要困难

1、随着公司资本性支出的增加，本公司的资产负债率持续处于较高水平，公司面临着一定的资金短缺的压力，预计此次成功发行将有效缓解公司的资金压力。

2、产业拓展和新领域的掌控有所欠缺。相关多元是本公司未来发展的一条重要战略选择，但从现阶段情况看，公司在人才的储备、知识的积累和经验方面对可能进入的一些行业还有所欠缺。随着公司人才结构的持续优化，将有效降低进入新领域的风险。

3、高端管理人才和专业技术人员还有所欠缺。由于行业内高级专业技术人才和高端的管理人才绝对数量少，对优秀人才的争夺激烈，公司现有的人才储备不足将随着公司发展逐步显现。但随着行业持续发展的积累和专业院校对风电专业人才培养力度的加强，将快速增加优秀人才的市场供应总量。

（三）业务发展计划与现有业务的关系

公司业务发展计划的制定立足于现有业务的基础上，同时对未来业务发展进行导向和规划。公司在制定业务发展计划时充分考虑了现有业务的实际情况，公司已经积累的风电行业建设、运营和管理经验，公司的融资能力等诸多因素而科学、客观地拟定的。公司发展计划的实施将大大提高公司整体资产的质量和规模，提高公司的竞争力。

（四）本次募集资金对实现业务目标的作用

本次募集资金将用于主营业务的资金需求和补充流动资金，对公司实现业务发展目标具有积极的促进作用。此次募集资金投资项目全部建成并投产后，公司的规模将得到较大提升；此次募集资金计划投资项目将有助于公司实现区域多元化发展的战略；此次募集资金将有助于改善公司的财务资本结构；此次募集资金将有助于公司缓解面临的资金短缺的压力；此次募集资金将有助于公司改善盈利能力。

总而言之，此次募集资金对于公司实现总体战略目标具有至关重要的作用。

第十三节 募集资金运用

一、本次募集资金运用的基本情况

（一）本次发行募集资金规模及投向

经本公司第一届董事会第十三次会议以及 2011 年第四次临时股东大会批准，本次发行的募集资金拟投资项目如下：

单位：万元

序号	项目类型	项目名称	项目核准	环保批复	项目总投资	使用募集资金
1	风力发电开发项目	新疆乌鲁木齐托里 20 万千瓦风电场一期 4.95 万千瓦工程	新发改能源[2010]1109 号	新环监建函[2008]55 号	49,916	29,950
2		内蒙古乌兰察布市兴和风电场 4.95 万千瓦工程	内发改能源字[2010]2448 号	内环表[2010]101 号	54,146	32,488
3	补充流动资金	补充公司流动资金	-	-	20,000	20,000
		合计			**124,062**	**82,438**

（二）实际募集资金数额超出募集资金投资项目需求或不足时的安排

募集资金到位前，公司将根据各项目投资的实际需要，用银行贷款、自有资金先期投入，募集资金到位后将用于置换已投入的自有资金、偿还银行贷款及支付项目剩余款项。若募集资金不足，由董事会根据上述项目的重要性和紧迫性安排募集资金的具体使用，不足部分由公司采用自有资金及银行贷款等方式解决。

在股东大会授权范围内，董事会可以对募集资金投资项目及其具体资金使用计划等具体安排进行适当调整。

（三）本次发行募集资金投资项目的资金使用计划

公司本次发行募集资金使用项目投资总额、拟使用募集资金投资额、募集资金到位后拟置换前期投入金额及未来使用计划的具体情况如下表：

单位：万元

序号	项目类型	项目名称	项目总投资金额	拟使用募集资金	募集资金拟置换前期投入金额及未来使用计划			
					2010 年	2011 年	2012 年	2013 年
1	风力发电开发项目	新疆乌鲁木齐托里 20 万千瓦风电场一期 4.95 万千瓦工程	49,916	29,950	9,844	10,418	9,688	-
2		内蒙古乌兰察布市兴和风电场 4.95 万千瓦工程	54,146	32,488	1,663	22,039	8,786	-
3	补充流动资金	补充公司流动资金	20,000	20,000	-	-	-	20,000
合计			**124,062**	**82,438**	**11,507**	**32,457**	**18,474**	**20,000**

二、本次募集资金投资项目的必要性

本次募集资金投资项目主要是围绕增加公司风力发电项目装机容量并综合考虑公司实际资金需求量及所处行业的特点而进行的，本次募集资金投资项目的必要性如下：

（一）本次募集资金投资项目的实施符合国家能源发展战略

进入 21 世纪，我国经济持续快速发展，工业化、城镇化进程加快，能源需求快速增长，能源供需矛盾日益突出。根据 2013 年 6 月《BP 世界能源统计年鉴》的统计数据，2011 年至 2012 年我国持续为全球第一大能源消费国，一次能源消费总量持续全球最高，2012 年达到 2,735.2 百万吨油当量；2012 年原油消费量 4.84 亿吨，原油进口 2.71 亿吨，进口依存度超过 50%，直接威胁到我国国家能源安全，而且我国也是天然气净进口国，估计在今后相当长的时间，我国的原油、天然气等能源对外依赖程度将会持续增加，供需矛盾将会日益加剧。同时，国际原油价格从 2000 年以来的持续走高，直接导致我国能源进口代价过

高。

因此，增加能源的多元化供应、确保能源安全已成为经济社会发展的首要任务之一，开发利用可再生能源已经成为国家能源发展战略的重要组成部分。本次风力发电投资项目符合国家大力发展可再生能源的能源发展战略，项目的实施有利于满足我国能源需求的快速增长，缓解能源供需矛盾日益严重问题。

（二）本次募集资金投资项目的实施是国家实现低碳环保、节能减排的迫切需要

长期以来，我国一次能源消费结构以煤炭为主，根据 2013 年 6 月《BP 世界能源统计年鉴》统计，2012 年全球煤炭消费净增长仍全部来自中国，中国的煤炭消费量也首次超过全球消费总量的一半，2012 年煤炭在我国一次能源消费结构中仍然占 68.5%，与全球主要国家相比，我国以煤为主的一次能源消费结构相对落后；可再生能源结构占比虽较近几年有所上升，但是在总能源消费结构中依然占比较低，2012 年占 1.17%。

随着经济社会的快速发展，能源需求将持续增长，能源和环境对可持续发展的约束将越来越严重，能源消费结构造成的环境问题，尤其是大气污染状况愈发严重，既影响经济发展，也影响人民生活和健康，根据 2013 年 6 月《BP 世界能源统计年鉴》统计，我国为世界第一大碳排放国。因此，在全球气候变化谈判过程中我国受到来自其他国家特别是欧美国家的巨大压力，我国需要承担更多的减排责任已不可回避。为了保障国民经济的可持续发展，国家已经设定了多项可再生能源的发展目标以及节能减排的发展目标，包括《“十二五”国民经济发展规划纲要》提出了到 2015 年非化石能源的消费比例提高到 11.4%、单位国内生产总值能源消耗降低 16%、单位国内生产总值二氧化碳排放降低 17%的要求。我国国家领导人也先后表示未来国家在节能减排、积极发展低碳经济和循环经济的决心和具体目标。

因此，为实现我国政府制定的“低碳环保，节能减排”目标，大力发展可再生能源在内的非化石能源已经刻不容缓。目前，国家已经确定了促进包括风电在内的战略性新兴产业的发展思路，并正在制定战略性新兴产业发展规划，未来将坚定不移地促进和充分发展各类可再生能源技术和产业。本次风力发电投资项目

的实施符合国家发展绿色清洁能源，改善能源消费结构的发展思路，是实现“低碳环保、节能减排”战略目标的迫切需要和重要举措。

（三）本次募集资金投资建设项目的实施符合国家建设风电大基地的规模化发展战略

我国幅员辽阔、海岸线长，陆地面积约为 960 万平方千米，海岸线（包括岛屿）达 32,000 千米，拥有丰富的风能资源，并具有巨大的风能发展潜力。我国气象局在 2009 年公布了最新的离地面高度为 50 米的风能资源测量数据，其中达到三级以上风能资源陆上潜在开发量为 2,380GW（三级风能资源指风功率密度大于 300 瓦/平方米），达到四级以上风能资源陆上潜在开发量为 1,130GW（四级风能资源指风功率密度大于 400 瓦/平方米），而且 5 至 25 米水深线以内的近海区域三级以上风能资源潜在开发量为 200GW。

为更好推动我国风电发展，有效利用苏、沪沿海漫长的潮间带以及内蒙古、甘肃、新疆等地区丰富的草原和荒漠，国家发改委于 2008 年提出了按照“建设大基地、融入大电网”的要求，规划建设八个千万千瓦级风电基地的发展目标。八个千万千瓦级风电基地分别位于甘肃、新疆、河北、吉林、内蒙古东部、内蒙古西部、江苏、山东等风能资源丰富的地区。

根据国家风电信息管理中心、水电水利规划设计总院《2013 年度中国风电建设统计评价报告》统计数据，内蒙古、河北、甘肃、辽宁、吉林、山东、黑龙江、江苏、新疆的风电累计并网装机容量合计达到 5,903.78 万千瓦，占全国并网装机容量的 76.52%，虽然上述省区是我国风电最为集中的地区，但其开发空间仍非常广阔。根据国家《新能源产业振兴规划》草案，到 2020 年，八大千万千瓦级风电基地的装机容量将超过 1.35 亿千瓦，保证我国 3,000 多亿千瓦时电能的输出和消纳，实现国家可再生能源中长期规划的目标。

本次拟建设的两个风力发电投资建设项目分别位于新疆和蒙西地区，当地风力资源丰富，属于国家规划建设的八个千万千瓦级风电基地。项目的实施有利于更好地利用项目所在地丰富的风力资源，推动当地风力发电行业规模化发展，符合国家“十二五”期间继续推行风力发电行业规模化发展的思路。

（四）本次募集资金投资项目的建设是公司提升竞争力、扩大市场份额的迫切需要

截至 2013 年 12 月 31 日，本公司控股并网装机容量为 1,290.5MW。2013 年本公司完成发电量 25.87 亿千瓦时，售电量 25.29 亿千瓦时。

本公司报告期内主要经济技术指标情况如下表：

指标	期末并网装机容量（MW）	总发电量（亿千瓦时）	售电量（亿千瓦时）	平均利用小时数(1)（小时/年）
2013 年	1,290.5	25.87	25.29	2,120
2012 年	1,046.0	21.21	20.71	2,029
2011 年	996.5	19.14	18.57	2,106

注 1：平均利用小时数计算不包括未运行满一年的装机容量及其所发电量

根据国家风电信息管理中心、水电水利规划设计总院《2013 年度中国风电建设统计评价报告》统计数据，截至 2013 年底，我国风电并网装机容量达到 77,156.5MW ，公司在全国风电并网装机容量的市场份额为 1.67%，与行业中主要竞争对手，包括国电集团、大唐集团、华能集团、国华电力、华电集团等，尚有一定差距。公司根据最新行业发展趋势、市场竞争情况，并结合自身市场竞争地位，综合考虑分析制定了本次募集资金投资项目，旨在通过两个项目的实施，提升公司装机容量和盈利规模，从而实现扩大市场份额的发展目标。

新疆乌鲁木齐托里 20 万千瓦风电场一期 4.95 万千瓦工程已于 2012 年 8 月投产，为公司新增并网装机容量 49.5MW，较 2011 年期末并网装机容量增长 4.97%，2012 年、2013 年项目分别实现上网电量 0.9587 亿千瓦时、0.9801 亿千瓦时。

内蒙古乌兰察布市兴和风电场 4.95 万千瓦工程于 2013 年 10 月投产，为公司新增并网装机容量 49.5MW，较 2012 年期末并网装机容量增长 4.73%，2013 年项目实现上网电量 0.9841 亿千瓦时。

公司风电装机并网装机容量与发电量都将得到提升，公司市场份额有望扩大，从而实现公司市场竞争地位的提升。

（五）补充流动资金项目是增强公司偿债能力，降低经营风险的迫切需要

公司所属的风力发电运营行业属于资金密集型行业，投资规模大，一般单个风电场开发项目均至少需几个亿，甚至十几亿的投资规模。风电运营企业需要大量资金作为项目开发资本金，而在风电场开发的前几年，尤其是开发、建设期，项目回报率较低，因此，强大的资金实力一直以来都是风电运营商的核心竞争力之一。

2010 年以来，中国人民银行五次上调、两次下调金融机构人民币存贷款基准利率，五年期贷款基准利率由 2010 年的 5.94%升至目前的 6.55%，利率上调迫使公司面临项目投资收益率降低和财务费用支出上涨的双重压力，同时，存款准备金率的上调使公司通过银行贷款的融资渠道获得项目建设资金越发困难，公司不得不以提高资本金比例的方式满足项目资金需求，随着未来筹建项目的陆续开工，项目资本金未来投入将更大，流动资金势必会更加吃紧。

其次，公司财务状况迫切需要补充流动资金。一方面，公司在报告期内流动比率和速动比率均处于较低水平，公司短期偿债能力指标较低，而且，由于风电行业特性，造成公司应收账款回款期较长且应收账款规模较大。另一方面，公司目前处于高速增长期，所有运营项目都处于银行还款期，同时考虑到未来筹建项目建设投资规模较大，公司银行贷款规模将持续增大，公司将面临巨大的偿债压力。

鉴于风电行业经营模式的特性和公司的自身情况，公司迫切需要补充流动资金以保证在激烈的市场竞争中，增强偿债能力，保障正常生产经营活动，降低经营风险，抓住市场机遇以扩大市场份额，实现公司业务发展目标。

三、募集资金投资项目建设的合理性

（一）本次募集资金投资项目的实施符合全球风电装机容量快速增长的发展趋势

2011 年，全球经济增速放缓，欧美主权债务危机加深，日本海啸、中东政局变动等一系列事件都给全球经济增长带来不确定因素。尽管如此，2011 年全

球风电装机容量在欧洲、北美、亚洲等风电装机主要地区，仍然保持较快发展的趋势。欧洲地区目前虽然深受债务危机的影响，但是欧盟国家作为全球节能减排的倡导者，仍然非常重视风电等可再生能源发电项目的建设和推动行业技术的发展，根据欧洲风能协会最新报告显示，欧盟主要国家正在大力扩大风电规模，尤其是海上风电装机规模，欧盟成员国已完成的、在建的、项目获批的及正在编制计划中的海上风电装机总容量可以满足欧盟 1.3 亿户家庭的用电需求；根据全球风能理事会统计数据，2012 年，美国全年风电新增装机容量达到 13,124MW，列全球年度新增装机容量第一位，截至 2012 年底，美国累计风电装机容量达到 60,007MW。

我国的风电产业受国家产业振兴计划的带动，持续保持较快发展趋势，2011 到 2013 年间亦保持迅猛的增长势头。根据国家风电信息管理中心、水电水利规划设计总院《中国风电建设统计评价报告》，2010 年全国累计并网装机容量 31,310.0 MW，2011 年全国累计并网装机容量 47,835.9 MW，较 2010 年增长 52.78%；2012 年全国累计并网装机容量 62,664.5 MW，较 2011 年增长 31%；2013 年末，全国风电累计并网装机容量达到 77,156.5MW，较 2012 年增长 23.13%。

国家能源局也于 2011 年 12 月公布了一系列可再生能源“十二五”规划目标：到 2015 年风电装机容量将达到 1 亿 kW。未来，我国风力发电行业市场容量增长潜力巨大，风力发电行业仍具有较大市场发展空间。

因此，本次募集资金投资项目的建设符合全球风电行业装机容量快速发展的趋势。

（二）本次募集资金投资项目的实施符合我国风电行业技术发展趋势

随着现代风电技术的不断发展，新技术与新产品不断涌现。理论上，风电机组单机功率越大，每千瓦时风电成本越低，因此风电机组的技术发展趋势向增大单机容量、减轻单位千瓦重量、提高转换效率的方向发展。目前，我国已基本掌握兆瓦级风电机组的制造技术，主要零部件国内能够自行制造，行业领先的风机制造企业所生产的兆瓦级风电机组已经在我国得到广泛应用，技术相对成熟，产

品质量可靠，具备较好经济性优势，同时大型风电机组关键部件的性能也日益提高。

本次两个项目在风机选型时综合考虑了项目所在地风力资源和建设条件、行业技术发展趋势等因素，选择了技术成熟、市场业绩良好、经济性较好的国产1.5MW级风机机组。两个项目所选用风机机组可利用率较高，技术成熟且稳定，具备低电压穿越能力，符合行业技术发展趋势和电网企业技术要求，结合公司在风电场设计、风机布置方面的经验，为两个项目良好、安全、稳定的运行提供了可靠的技术保障。

（三）本次募集资金投资项目具有良好的经济前景

风力发电是目前技术最成熟和最具商业应用价值的可再生能源，与传统能源相比，风力发电有着清洁、安全、可再生等优点。随着风电在能源供应中的比例日益增大，各风电运营企业不断提高成本意识，致力于减少风电与传统电力间的成本差异，推动产业发展。一方面，风机价格下降降低了风电成本。自2004年中期开始，高涨的风电市场需求曾经使风机的价格一路飙升。然而到2008年，由于配套生产能力的提高及关键部件和主要部件的供应基本平衡，风机的价格开始趋于平稳。2009年以来，随着我国风机产能的不断增长，欧美市场需求受全球金融危机等综合因素影响，风机制造商在成本和质量上的竞争日益激烈，风机价格持续下降。因为风机价格的下跌，2011年初风电成本已经降到了历史新低。另一方面，风电场选址的优化，风场运营效率的提高，风机质量和维护水平的提升等同样起到了降低风电成本的作用。

综上所述，本次募集资金投资项目具备良好的经济前景：

1、新疆乌鲁木齐托里20万千瓦风电场一期4.95万千瓦工程

本项目核准总投资为49,916万元，经营期风电场含税上网电价为0.51元/kWh，不含税上网电价为0.436元/kWh。在资本金占总投资60%的情况下，本项目投资回收期为10.17年，项目全部投资内部收益率8.34%，自有资金内部收益率9.67%。

2、内蒙古乌兰察布市兴和风电场49.5MW工程

本项目总投资为 54,146 万元，经营期风电场含税上网电价为 0.51 元/kWh，不含税上网电价为 0.436 元/kWh。在资本金占总投资 60%的情况下，本项目投资回收期 9.18 年，项目全部投资内部收益率 10.02%，自有资金内部收益率 12.83%。

（四）本次募集资金投资项目具有良好的社会效益

1、新疆乌鲁木齐托里 20 万千瓦风电场一期 4.95 万千瓦工程

本项目建成后，每年上网电量为 13,543 万千瓦时，按火力发电标煤消耗量 350 克每千瓦时计算，每年可节约标煤 4.7 万吨，每年可减少排放温室气体二氧化碳 7.27 吨、减少灰渣 1.27 万吨、减少排放二氧化硫 617 吨、氮氧化物 265 吨。此外，每年还可节约用水 30.1 万立方米，并减少相应的废水排放和温排水，具有十分显著的环境效益。风电场的建设不仅可以充分利用当地的风资源，同时对当地经济社会发展具有较大的促进作用。

2、内蒙古乌兰察布市兴和风电场 49.5MW 工程

项目建成后，按火力发电标煤消耗量 350 克每千瓦时，每年可节约标煤 4.77 万吨，每年可减排 SO_2 约 2,071.3 吨、烟尘约 172 吨、CO_2 约 1.5 万吨、氮氧化物约 266 吨，环境效益显著。风电场的建设不仅可以充分利用当地的风资源，替代了燃煤电厂的建设，大大减少对周围环境的污染，起到利用自然再生资源、节约不可再生的化石能源、减少污染及保护生态环境的作用，还对当地经济社会发展具有一定的推动作用，从而带动地区的经济发展。

四、本次募集资金投资项目市场前景分析

（一）国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度

《可再生能源法》规定，国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度。电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设并依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。

公司本次两个募集资金投资项目均属于可再生能源发电项目，同时两个项目

均符合国家风力发电项目的开发各项要求，其中新疆乌鲁木齐托里 20 万千瓦风电场一期 4.95 万千瓦工程项目已于 2010 年 5 月 31 日获得了新疆维吾尔自治区发展和改革委员会的核准《关于中节能乌鲁木齐托里 200 兆瓦风电场项目一期 49.5 兆瓦风电项目核准的批复》（新发改能源[2010]1109 号）；内蒙古乌兰察布市兴和风电场 49.5MW 工程项目已于 2010 年 11 月 9 日获得了内蒙古自治区发展和改革委员会的核准《关于乌兰察布市兴和风电场中节能 4.95 万千瓦风电项目核准的批复》（内发改能源字[2010]2448 号）。

上述两个项目建成后，按照《可再生能源法》规定，其所属电网企业有义务全额收购两个项目的上网电量，执行电价按照当地发改委批准价格。

（二）两个项目所在地区风力资源丰富，具备良好运行前景

1、新疆乌鲁木齐托里 20 万千瓦风电场一期 4.95 万千瓦工程项目

乌鲁木齐托里20万千瓦风电场一期4.95万千瓦工程项目拟建于乌鲁木齐县托里乡，风电场中心地理位置约为东经 87° 44’，北纬 43° 29’。风电场场址海拔约为 1,150 至 1,345 米，项目主风向和最大风能密度的方向一致，以偏东和偏西风的风速、风能最大和频次最高，盛行风向稳定。根据现场测风数据，70 米高度代表年年均风速为 8.38m/s，平均风功率密度为 728w/m²，风速年内变化小，全年均可发电，是一个理想的风力发电场。

2、内蒙古乌兰察布市兴和风电场 49.5MW 工程项目

该项目工程场地位于乌兰察布市察右后旗、察右前旗与兴和县三县的交界处，地处兴和县境内。风场位置北距商都县约 25km，西北距察右后旗约 29km，东距兴和县约 61km。场区内地势开阔，荒漠草原地貌，以连绵的丘陵地形为主，海拔高程约为 1,600 米。风电场 70 米、10 米高度处代表年年平均风速分别为 8.5m/s、7.1m/s；年平均风功率密度分别为 597.3w/m²、361.8w/m²。风电场 70 米、10 米高度处代表年年有效风速小时数分别为 8,093 小时（3-25m/s）、7,729 小时（3-25m/s）。该地区风向稳定、风能分布集中，有效风时数较高，风能资源丰富，具备较高的开发价值，适宜建设大型风电场。

（三）项目所在地电网发展前景较好

国家非常重视可再生能源发电结网接入问题。《国民经济发展“十二五”规划纲要》（以下简称“《纲要》”）提出，“要适应大规模跨区输电和新能源发电并网的要求，加快发展现代电网体系建设，完善区域主干电网，发展特高压等大容量、高效率、远距离先进输电技术，依托信息、控制和储能等先进技术，推进智能电网建设，切实加强城乡电网建设与改造，增强电网优化配置电力能力和供电可靠性”。

为了落实《纲要》精神，国家电网在“十二五”期间计划投资约 1.7 万亿元建设及升级电网，其中约 5 千亿元用于特高压基础设施建设。尤其在跨区电网建设方面，总计达 40,000 千米的特高压交流输电线路预计将于 2015 年之前建成，而变电容量预期将达到 4.3 亿千伏安。南方电网在“十二五”期间也计划投资逾 4,000 亿元建设及升级电网。其中国家电网计划蒙东、蒙西、河北、新疆风电基地电力除本地区消纳外，与近区煤电打捆，通过特高压交直流通道，送至“三华”（华北、华中、华东）电网负荷中心，这也为未来新疆和蒙西地区风电电网接入提供了有力保障。

五、本次募集资金投资项目开拓市场风险以及开拓市场具体措施

（一）风力发电投资项目开拓市场风险

根据《可再生能源法》，电网企业应当全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量。风力发电投资项目在获得主管发改委核准之前，需要取得当地电网企业关于该风力发电投资项目的并网承诺；获得发改委核准的风电项目在建成后，必须在风电场设计、风机机组及配电设备等方面需要满足国家的各项行业标准和电网企业对风电项目并网及安全运行的技术要求，方可实现并网，从而实现后续所发电量能够完成上网销售。目前，国家能源局、国家电网公司和国家电监会等下发的风电场并网安全技术要求主要文件及通知如下表所示：

序号	行业标准及技术要求文件	发布机构
1	《风电并网运行控制技术规定》	国家电网

2	《风电功率预测系统功能规范》	国家电网
3	《风电机组并网检测管理暂行办法》	国家能源局
4	《关于切实加强风电场安全监督管理遏制大规模风电机组脱网事故的通知》	中国电监会
5	《风电场接入电网技术规定》	国家电网
6	《风电场电能质量测试方法》	国家能源局
7	《风力发电机组振动状态监测导则》	国家能源局

本次募集资金投资项目均已取得所属地区发改委的核准，因此，项目主要市场开拓风险为两个项目风电场设计、建设是否满足国家和电网企业的各项并网及安全运行技术要求，从而项目能够顺利并入电网，项目所发电量能够完成上网销售。

（二）本次募集资金投资项目开拓市场具体措施

为了能够保证项目建成后能够满足国家和电网企业的各项要求，公司本次两个募集资金投资项目在可行性研究、设计、建设阶段均进行了充分的研究与论证，在风机机组及配电设备的选择与采购、风电场设计与建设等阶段均采取了多项措施切实保证项目建成后能够顺利实现并网，项目所发电量能够完成上网销售。公司采取主要措施如下：

1、公司设有专职人员，通过广泛的信息网络、专家系统，及时了解行业动态和技术要求趋势、国家有关部门和电网公司最新风电行业相关技术标准及发布情况，并且由专职技术人员对国家有关部门和电网公司对并网及安全运行下发的各项文件和通知进行研究和学习，再通过公司管理层及项目实施各部门层层落实到本次募投项目的实际工作之中。

2、在风电场项目设计阶段，公司经过严格的设计能力审查，选择了具备资质的设计单位，经过与设计单位的密切协作，在两个项目可行性研究阶段和设计阶段已经把国家和电网企业的各种要求考虑在内，项目的设计方案已经充分考虑到目前的最新技术要求以及未来可能的技术升级，在项目设计方案中预先设置了可能需要的信息接口并在项目建设场地规划工作中也将可能的技术升级考虑在内。

3、在风电场项目设备采购阶段，公司已经前瞻性地把国家有关部门和电网

企业提出的各项要求以及风险责任体现在招标文件中，不仅确保风机机组及其他主要配电设备供应商所提供设备和产品满足当前相关的技术要求，而且公司在采购合同中与供应商约定：如果未来国家有关部门和电网企业在设备质保期内对风电设备提出新的技术要求，则由设备供应商全部承担设备的技术升级工作和相关费用；如果在设备质保期之外提出新的要求，则由设备供应商负责技术升级，公司承担相关费用。本次两个风力发电投资建设项目在主要设备采购工作中，充分考虑了国家能源局、电监会及国家电网提出的各项技术要求，所选用风机机组和配电设备不仅技术相对成熟、具备良好市场业绩及较好的经济性优势，而且具备了低电压穿越、无功补偿、发电功率预测及有功/无功控制等关键能力，满足当前国家有关部门和电网企业在风电项目并网安全方面对风机及其它主要设备的各项要求。

4、在风电场项目建造阶段，公司通过全面规范的管理制度和工作程序，严格按照设计施工，除内部管控外，还聘请具备资质的施工监理机构加强施工监管；严格按照设备采购合同文件进行设备采购；对建设施工质量、设备采购质量、安全调试质量、运行可靠性等进行全面检验验收，必要时委托专业的第三方机构实施检验验收工作。同时，对质保期内设备维修维护、技术服务质量将进行全面控制，确保设备技术性能、安全性和运行可靠性。

综上所述，公司在本次两个风力发电投资项目实施的各个主要阶段均采取了切实有效的措施，从技术上保障了项目在风电场设计、主要设备安全性和稳定性、风电场建设质量、风电场并网安全等方面达到国家能源局、电监会和国家电网提出的各项要求。因此，两个项目在建成之后可以顺利实现并网，项目运行后所发电量可以顺利完成上网销售。

六、本次募集资金风力发电投资项目的具体情况

（一）新疆乌鲁木齐托里 20 万千瓦风电场一期 4.95 万千瓦工程

1、项目概况

乌鲁木齐托里20万千瓦风电场一期4.95万千瓦工程项目拟建于乌鲁木齐县托里乡，风电场中心地理位置约为东经 87°44’，北纬 43°29’。风电场场址海拔约为 1,150 至 1,345 米，场址位于新疆中天山和东天山之间的谷地，谷地西北起

于乌木鲁齐南郊，东南至达坂城山口，谷地东北侧为海拔 5,000 多米的博格达山，西南为海拔 4,000 米左右的齐而斯山，整个谷地为平坦的戈壁，长约 60 公里，宽约 20 至 30 公里，面积约 1,500 平方公里，是南北疆的气流通道。谷地一年四季盛行风向为西北、东南风。可安装风力发电的面积在 1,000 平方公里以上年风能蕴藏量约 250 亿千瓦时。项目主风向和最大风能密度的方向一致，以偏东和偏西风的风速、风能最大和频次最高，盛行风向稳定。根据现场测风数据，70 米高度代表年均风速为 8.38m/s，平均风功率密度为 728w/m²，风速年内变化小，全年均可发电，是一个理想的风力发电场。

2、项目建设必要性

（1）加快地区能源结构调整的需要

根据项目可研报告统计，新疆地区电力装机容量以火电为主，火电比重过大，每年耗用大量的燃煤，CO_2 和 SO_2 等的排放造成生态环境的破坏和严重污染。新疆地区的可再生能源中，除水电外，相对于其他可再生能源品种，风力发电技术已日趋成熟。新疆地区具有良好的风能资源，积极开发风力资源，发展洁净的风力发电是对新疆能源消耗的有益补充，有助于改善当地能源结构，也是符合我国调整能源结构和可持续发展战略的要求。

（2）实现资源优势向经济优势转化的需要

根据《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》，“十一五”期间，新疆将实现优势资源转化战略，大力推进新型工业化。达坂城风区属于新疆九大风区之一，风能资源非常丰富，风电开发利用潜力大。本风电场项目在达坂城风区托里乡建设，可充分利用当地丰富的风力资源，带动当地制造业、建筑业和服务业发展，将其资源优势转化为经济优势。

（3）巩固公司地区优势，树立品牌形象的需要

公司已经在乌鲁木齐托里乡建成了托里 100MW 风电场，托里风电场项目被列为新疆维吾尔自治区和乌鲁木齐市重点建设工程。托里 200MW 风电场项目将作为公司在乌鲁木齐托里乡规划续建的又一个绿色风电项目，将成为新疆又一个开发利用新能源、减少污染、保护环境的示范项目。本项目作为托里 200MW 风电场一期项目，是公司新疆市场业务发展战略实施的重要环节，也是公司巩固地区优势，树立品牌形象的重要项目。

根据国家风电信息管理中心和水电水利规划设计院 2011 年 3 月《2010 年度中国风电建设成果统计报告》统计，截至 2010 年底，新疆维吾尔自治区风电并网运营装机容量为 1,129.9MW，其中排名前三位的风电投资企业分别为国电集团、华电集团和华能集团，其并网运营装机容量分别为 398.1MW、198.0MW 和 148.5MW，分别占地区总运营装机容量的 35.23%、17.52%和 13.14%；前三位合计并网运营装机 744.6MW，占地区总并网运营容量的 65.90%。截至 2010 年底，本公司并网运营装机容量为 100.5MW，约占新疆地区总并网运营容量的 9%，排名第五。虽然目前与前三位尚有差距，但是随着在建项目新疆乌鲁木齐托里 200MW 风电场一期 49.5MW 项目的顺利实施以及未来托里 200MW 后续项目和可预见的筹建项目新疆哈密 200MW 风电场项目的实施，未来公司在新疆地区的装机市场占有率和排名将有望进一步上升。

下表是募投项目实施前后公司在新疆地区并网运营装机容量统计：

公司在新疆地区并网运营装机容量		
截至 2011 年 12 月 31 日（MW）	**募投项目实施后（MW）**	**增长率**
100.5	150.0	49.3%

（4）项目具有优良的建设条件

本项目不仅位于风资源丰富的地区，同时也具备优良的工程建设条件。风电场临近 312 国道、吐-乌-大高速公路和兰新铁路，运输条件好；同时也具备便利的上网建设条件。

3、项目工程概算

项目总概算表如下表所示：

单位：万元

序号	工程或费用名称	投资合计	占总投资比例
1	设备及安装工程	35,689	71.50%
	发电设备及安装工程	33,546	67.20%
	升压变电设备及安装工程	1,668	3.34%
	通信和控制设备及安装工程	404	0.81%
	其他设备及安装工程	71	0.14%
2	建筑工程	4,901	9.82%

3	其他费用[1]	2,442	4.89%
4	基本预备费	1,184	2.37%
5	送出工程费	4,321	8.66%
6	建设期利息	1,182	2.37%
7	流动资金	198	0.40%
8	**动态总投资**	**49,916**	**100%**

注 1：其他费用包括建设用地费、建设管理费、生产设备费、勘察设计费等

4、项目采用的主要设备

（1）项目主要设备

项目采用的主要设备如下表所示：

分类名称	设备名称	设备指标	单位或型号	数量
风电场主要机电设备	风电机组	台数	台	33
		额定功率	kW	1,500
		叶片数	片	3
		风轮直径	M	77
		风轮扫掠面积	m^2	4,657
		切入风速	m/s	3
		额定风速	m/s	11.5
		切出风速	m/s	22
		轮毂高度	M	65
		叶轮转速范围	r/min	9.9-17.2
		发电机额定功率	kW	1,500
		发电机功率因数	-	1.0（可调）
		额定电压	V	690
	主要机电设备	35kV 箱式变电站	台	33
升压变电站	主变压器	型号	-	-
		台数	台	1
		容量	MVA	63
		额定电压	kV	110/35
	出线回路数及电压等级	出线回路数	-	双分裂一回
		电压等级	kV	110

（2）风力发电机组

本期工程计划安装 33 台 1,500kW 风力发电机组，装机规模 49.5MW，并新建一座 110kV 升压站，采用 110kV 电压等级接入电网系统。在现有的经济和技术条件下，对于建设条件确定的风电场，单机容量选择在某个确定的范围内，项目的经济性会相对较高。本项目选择单机容量 2.0MW-WTG1、1.5MW-WTG2、1.5MW-WTG3 三种机组作为比较，期中 1.5MW-WTG3 的经济性最好，因此将以 1.5MW-WTG3 为主选机型。根据可研报告测算，项目年理论发电量为 19,828 万千瓦时，年出厂电量为 13,543 万千瓦时，等效满负荷小时数为 2,736 小时。

5、项目接入系统方案

本工程风力发电机组采用一机一变的单元接线方式，风力发电机出口电压为 0.69kV，33 台 1,500kW 风力发电机组各配置一台 1600kVA 的箱式变压器，风电场 35kV 集电线路采用架空方式，按每相邻 11 台风电机变组并联至 1 回 35kV 集电线路，每台箱变电缆馈出直接与集电线路连接，本期工程 3 回集电线路架空出线至风电场 110kV 升压变电站。

升压变电站终期设置两台双绕组有载调压变压器，主变压器型号为 SFZ9-63000/110，本期设一台主变。110kV 侧接线为单母线接线；35kV 侧为风电场电源进线，35kV 出线规划 6 回，接线采用单母线分段接线；本期上一段，35kV 出线 3 回，配置高压动态无功补偿两套，容量为 2X12,000kVar，本期上一套。

6、项目环境保护设计与投入

（1）施工期环境保护

1）污废水处理

施工期污废水根据产生途径及污染物性质可分为混凝土系统拌和废水、机械修配和冲洗含油废水及施工生活污水等三大类，根据其组成分别进行处理。

2）环境空气保护

本工程施工时对环境空气的影响主要是施工道路及施工作业面的粉尘污染、以及机械车辆产生的少量废气污染。废气污染的污染物排放相对集中，但排放量较小；粉尘污染的排放源低、颗粒物粒径较大，施工区地处戈壁，扬尘产生量相对较少，但是风速较大，影响范围较广。因此项目将做好施工现场管理工作，保

护施工生活区等的环境空气质量：

a. 运输主干道定期洒水，运输车辆加盖防尘布；

b. 定期对施工机械进行维修、保养，始终保持发动机处于良好的状况，降低尾气中有害成分的浓度，满足尾气排放标准；

c. 建筑材料堆场采取土工布围护，并由人工定期洒水，以保持材料一定的湿度，不至于因材料的卸堆、拌和、摊铺作业而产生过量的扬尘；

d. 对回填土、废弃物和临时堆料按指定的堆放地堆放，场地周围采取围挡措施，防止大风引起扬尘。

3）噪声防治

从噪声源控制和敏感对象保护方面着手，最大限度减免施工噪声影响，主要措施包括：

a. 加强施工管理，合理施工布置；

b. 加强设备的维护和保养，保持机械润滑，减少运行噪声；

c. 选用低噪声设备和工艺，从根本上降低声源强度。根据《建筑施工场界噪声限值》（GBl2523-90）的有关规定，严禁手风钻等高噪声设备的夜间施工；

d.严禁运输车辆夜间途经村庄时鸣喇叭。

4）固体废弃物处置

施工期生活垃圾委托环卫部门集中后及时清运，统一处置。

5）生态保护

在建设过程中，通过采取规定车辆行驶路线、施工器材集中堆放、拦挡苫盖等措施，尽量减少施工占地，最大限度减少对地表植被生态的破坏。施工结束后对除永久占地以外的临时场地采取土地整治和植被恢复、绿化措施，减小生态影响。

（2）运营期环境保护

1）生活污废水处理

因施工期生活污废水处理设施已考虑永临结合，故运行期只需重新布置污水管线，将运行期生活污废水直接接入施工期已建成的生活污废水处理系统，适当调整运行周期即可。

2）噪声防治

营运期噪声主要为风机运转噪声和 110kV 变电站主变噪声。风电场机组噪声声级约为 103dB（A），仅考虑距离衰减，经预测计算，噪声距风机 225m 处，已达到 1 类区域夜间环境噪声标准（45dB）环境噪声，风电场 33 台风机 300m 范围没有村庄，对区域噪声影响较小。110kV 变电站选用低噪声变压器，主变噪声约 70dB（A），经预测计算，变电站运行时能确保厂界噪声达到《工业企业厂界噪声标准》（GBl2348-90）I 类标准。

考虑远期规划，风电场设 300m 的噪声防护距离。远期单台风机外 300m 内不得新建居民区、学校、医院等设施。加强设备维护，确保风机处于良好的运转状态，防止风机不正常运作而产生的噪声现象。

3）生态保护

110kV 变电站及风机基础周围根据地域条件，以适时适地的原则种植草皮等植被进行绿化，绿化面积不小于总征地面积的 30%。

（3）环保投资

环保投资主要包括：水环境保护、噪声防治、固体废弃物处理等投资，截至 2012 年末累计投入 284.7 万元（包括水保投资）。环保投入资金来源于公司自有资金。

7、项目用地情况

（1）用地概况

项目选址在乌鲁木齐县托里乡，土地权属性质为国有土地，土地类别为未利用土地，用地面积为 13,881.26 平方米。

（2）土地审批情况

该项目于 2008 年 7 月 16 日取得了新疆维吾尔自治区国土资源厅建设用地预审意见《关于对中节能风力发电公司乌鲁木齐托里 200MW 风电场一期工程项目建设用地的预审意见》（新国土资预审字[2008]31 号）。

目前，该项目用地已于 2010 年 11 月 24 日取得乌鲁木齐县规划建设局核发的《建设用地规划许可证》（地字第 2010-247 号），项目用地面积为 13,881.26 平方米。新疆风电于 2011 年 9 月 7 日与乌鲁木齐县国土资源局签署了《国有建设用地使用权出让合同》，全额缴纳了土地出让金，并于 2011 年 10 月 10 日取得“乌县国用（2011）第 00000036 号”《国有土地使用证》。

8、项目审批及备案情况

该项目已于 2010 年 5 月 31 日获得了新疆维吾尔自治区发展和改革委员会的核准《关于中节能乌鲁木齐托里 200 兆瓦风电场项目一期 49.5 兆瓦风电项目核准的批复》（新发改能源[2010]1109 号）。

2008 年 6 月 2 日取得了新疆维吾尔自治区环境保护局的环境影响报告表的审批意见《关于中节能乌鲁木齐托里 200MW 风电场一期 49.5MW 项目环境影响报告表的审批意见》（新环监建函[2008]55 号）。

2010 年 3 月 16 日取得了新疆电力公司的风电场接入系统设计审查意见《关于中节能达坂城四期 49.5 兆瓦风电场接入系统设计审查意见》（新电发[2010]130 号）。

9、项目组织方式与实施主体

该项目由本公司下属的全资子公司中节能风电发力（新疆）有限公司负责实施建设、运营，本公司将通过委托贷款或者增资方式将募集资金注入新疆风电用于项目建设。

10、项目进展

根据项目可研报告，该项目投资总额为 49,916 万元，2012 年 7 月底竣工时累计完成投资 35,336.91 万元，占总投资的 70.79%。本项目已于 2012 年 8 月正式投入商业运行。

11、经济评价

本项目核准总投资为 49,916 万元，经营期风电场含税上网电价为 0.51 元/kWh，不含税上网电价为 0.436 元/kWh。在资本金占总投资 60%的情况下，投资回收期为 10.17 年，项目全部投资内部收益率 8.34%，自有资金内部收益率 9.67%。

12、社会评价

本项目建成后，每年上网电量为 13,543 万千瓦时，按火力发电标煤消耗量 350 克每千瓦时计算，每年可节约标煤 4.7 万吨，每年可减少排放温室气体二氧化碳 7.27 吨、减少灰渣 1.27 万吨、减少排放二氧化硫 617 吨、氮氧化物 265

吨。此外，每年还可节约用水 30.1 万立方米，并减少相应的废水排放和温排水，具有十分显著的环境效益。风电场的建设不仅可以充分利用当地的风资源，同时对当地经济社会发展具有较大的促进作用。

（二）内蒙古乌兰察布市兴和风电场 49.5MW 工程

1、项目概况

风电场所在地乌兰察布市兴和县属中温带大陆性季风半干旱气候，冬季、夏季分别受蒙古高压和大陆低压控制，气候呈明显的大陆性，具有寒暑剧变的特点。该地区风速较大，大风日数较多，年平均 45 天，多发生在冬春季。年平均气温 4.1℃，最冷月为一月，最热月为六月，极端最低气温零下 32.5℃，极端最高气温 36.6℃。年均降水量为 333mm 左右，无霜期 95-130 天左右。通常 9 月下旬开始封冻，次年 5 月上旬解冻。

该项目工程场地位于乌兰察布市察右后旗、察右前旗与兴和县三县的交界处，地处兴和县境内。风场位置北距商都县约 25km，西北距察右后旗约 29km，东距兴和县约 61km。场区内地势开阔，荒漠草原地貌，以连绵的丘陵地形为主，海拔高程约为 1,600 米。风电场 70 米、10 米高度处代表年年平均风速分别为 8.5m/s、7.1m/s；年平均风功率密度分别为 597.3w/m²、361.8w/m²。风电场 70 米、10 米高度处代表年年有效风速小时数分别为 8,093 小时（3-25m/s）、7,729 小时（3-25m/s）。

该地区风向稳定、风能分布集中，有效风时数较高，风能资源丰富，具备较高的开发价值，适宜建设大型风电场。

2、项目建设必要性

（1）风电场建设符合当地能源发展战略的需要

开发新能源是我国能源发展战略的重要组成部分，我国政府对此十分重视，并制定出“开发与节约并存，重视环境保护，合理配置资源，开发新能源，实现可持续发展的能源战略”的方针。内蒙古自治区作为一次能源和清洁能源的储量大省，也作为华北电网的能源支持基地，在有序、按步骤开发一次能源的同时，积极开发建设利用清洁可再生能源。在为华北电网提供有力保障的同时，对改善当地的微观生态环境和整个华北地区的宏观区域生态环境将具有特殊的意义。

（2）风电场建设符合内蒙古自治区能源结构调整和可持续发展的需要

随国民经济的持续快速发展和人们社会生活水平的不断提高，对能源的需求量也日渐膨大。虽然内蒙古自治区是一次能源大省，但从全国来看，由于我国人口众多，人均拥有的资源水平远低于世界水平，能源问题已逐渐威胁到我国经济的正常发展。另外，内蒙古自治区电网电源结构单一，基本以火力发电为主，而火电的发展必然会受到煤炭、交通、环保等因素的制约。积极开发内蒙古丰富风资源，对改善内蒙古自治区的电源结构和走能源可持续发展的道路是十分必要的。

（3）项目建设有利于促进当地风电行业规模化发展

中节能乌兰察布市兴和风电场规划装机容量300MW，本期工程为一期工程，工程容量为49.5MW。该项目的整体规划和建设对于推进该地区风力发电向规模化、产业化发展具有重要意义，开拓了当地经济发展的思路。

（4）项目建设有利于公司实现业务发展目标

根据国家风电信息管理中心和水电水利规划设计院《2012年度中国风电建设成果统计报告》统计，截至2012年底，内蒙古自治区风电并网运营装机容量为16,703.2MW，在全国各省份、自治区中位列第一。本公司目前在内蒙古蒙东、蒙西地区均未有风电场项目投入并网运营。本项目将成为公司在内蒙古地区的首个风电项目，其顺利实施不仅能扩大公司整体装机容量，更加重要的是标志着公司正式进入内蒙古地区市场，对公司开拓新市场、扩大市场份额的发展目标具有十分重要的战略意义和推动作用。

综上所述，中节能乌兰察布市兴和风电场的建设对提高地区供电可靠性、节约能源、保护当地生态环境及促进地区经济发展均有积极作用，具有较好的社会效益、环保效益。因此，中节能乌兰察布市兴和风电场的建设是必要的。

3、项目工程概算

项目总概算表如下表所示：

单位：万元

序号	工程或费用名称	投资合计	占总投资比例
1	设备及安装工程	36,121	66.71%
	发电设备及安装工程	32,577	60.16%
	升压变电设备及安装工程	2,010	3.71%

	通信和控制设备及安装工程	864	1.60%
	其他设备及安装工程	669	1.24%
2	建筑工程	4,483	8.28%
3	其他费用[1]	3,443	6.36%
4	基本预备费	881	1.63%
5	送出工程费	7,935	14.65%
6	建设期利息	1,284	2.37%
7	**动态总投资**	**54,146**	**100%**

注 1：其他费用包括建设用地费、建设管理费、生产设备费、勘察设计费等

4、项目拟采用的主要设备

（1）项目主要设备

项目拟采用的主要设备如下表所示：

分类名称	设备名称	设备指标	单位或型号	数量
风电场主要机电设备	风电机组	台数	台	33
		额定功率	kW	1,500
		叶片数	片	3
		风轮直径	M	77
		风轮扫掠面积	m^2	4,654
		切入风速	m/s	3
		额定风速	m/s	11
		切出风速	m/s	25
		安全风速	m/s	59.5
		轮毂高度	M	70
		叶轮转速范围	r/min	9.9-17.2
		发电机额定功率	kW	1,500
		发电机功率因数	-	≥0.98
		额定电压	V	690
	主要机电设备	箱式变电站	台	33
升压变电站	主变压器	型号	-	-
		台数	台	1
		容量	MVA	100
		额定电压	kV	220
	出线回路数及电压等级	出线回路数	-	2
		电压等级	kV	220

（2）风力发电机组

根据本风电场风况，本工程选择了单机容量为 1,500kW 风力发电机组进行比选。单机容量为 1,500kW 的机组目前使用广泛，技术相对成熟，性能较稳定，可选机型较多，投资成本也相对较低。且由于本风电场风能主要集中于小风速段，如 70m 高度代表年风能在 9-18m/s 风速段，所占全部风能的比例为 72%。因此，选择风轮直径较大的风力发电机组将更能充分有效的利用风电场地区风能资源。比较本项目比选的四种 WTGS1500 型风机，本项目风电场各风机年理论发电量和等效满负荷小时数最高的为 WTGS1500A，其单位千瓦时投资最低。而且进

一步考虑到该地区风速常年较大，风机承受的疲劳载荷较大，对于风机的使用寿命和机组的安全性会有一定的危害，WTGS1500A 机型及其同类机型在北方地区应用较多，技术上较为成熟，供货能力和售后服务较好。根据上述各机型的特征参数、理论年发电量及有关配套费用等方面技术经济比选，综合考虑本工程风场的地质条件、地形条件、运输条件、吊装条件、联网要求，及充分利用风能资源、节约土地、减少植被破坏程度等，确定采用 WTGS1500A 型风电机组。本工程年上网发电量 13,641.9 万千瓦时，风力发电机组等效满负荷利用小时数 2,756 小时。

5、项目接入系统方案

根据接入系统审查意见，乌兰察布市兴和风电场采用以下方案接入系统：乌兰察布市兴和风电场一期工程，本期风电场 220kV 升压站通过新建 2 回 220kV 线路接入电网。其中 1 回至汗海 500kV 变电站，线路导线型号 LGJ-2×240，线路长度约为 37km，另 1 回至平地泉 220kV 变电站，线路导线型号 LGJ-2×240，线路长度约为 46km。

本次工程以该方案接入系统后，汗海变与平地泉变将通过公司乌兰察布市兴和风电场的连接形成电气联系。因此，本次工程通过该方案接入系统，不仅可以满足本期风电场的送出要求，加强了地区电网结构，有利于乌兰察布地区 220kV 电网送出风电所风电的送出。

6、项目环境保护设计与投入

（1）环境空气污染防治措施

1）施工期：主要为施工扬尘和车辆排放的尾气，防治措施主要为：主要采取定期喷洒作业面，大风天加大喷洒频次；对砂石料堆放场采取拦挡、苫盖措施；合理制定运输调配方案和汽车运输路线，尽量避开居民集中区。

2）运行期：本工程运行期不产生大气污染物，对环境无影响。

（2）水环境污染防治措施

1）施工期：生活污水及机械废水分类收集处理，生活污水排入厂区的临时化粪池，与施工同步边处理边用于场区绿化。施工机械冲洗产生的含油废水由移动式油处理设施处理后用于施工场地抑尘、绿化。

2）运行期：本工程采用地埋式一体化污水处理设备，经接触氧化、沉淀、消毒后站区内的生活污水可达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准，作为站区绿化用水或抑尘用水；升压站设变压器事故油污坑，以储存突发事故时产生的漏油及油污水，事故油污水应委托有资质的专业单位进行处置和回收。

（3）噪声防治措施

1）施工期：从噪声源控制上最大限度减小施工噪声，并合理布置噪声较大声源的位置，避免或减少对噪声敏感区域的影响；通过加强对施工单位的管理，做到文明施工。本工程建设区域较为空旷，周围无噪声敏感设施，施工期不会产生噪声扰民问题。

2）运行期：风力发电机选用隔音防震型，变速齿轮箱为减噪型，叶片用减速叶片等；升压站变压器采用低噪声、低损耗型设备；在站区内的空闲场地进行绿化，利用绿地进行降噪。

（4）固体废物污染防治措施

1）施工期：固体废物主要为升压站站区场平及土建工程基础回填余土；风机基础、箱变基础回填余土。回填余土就地平整低洼处，并进行植被恢复；建筑垃圾应运至当地指定地点堆放，不得随意堆放。施工人员产生的生活垃圾交由环卫部门统一处理。

2）运行期：固体废物只有运行人员产生的生活垃圾，通过对生活垃圾采取集中存放，委托当地环卫部门定期统一处理的方式，可消除生活垃圾对环境的影响。

（5）电磁辐射污染防治措施

升压站通过采取使用设计合理的绝缘子和能改善绝缘子表面或沿绝缘子串电压分布的保护装置；合理选择高压电气设备、导线和金具；高压设备合理布置，通过距离衰减，减小站区围墙外的电磁场强度及无线电干扰；站内设备良好接地，提高屏敝效果；在站内的空闲地和围墙外进行绿化，可使升压站对环境的电磁辐射污染控制在较低的水平，升压站运行时，其对环境的电磁辐射影响低于有关的防护限值。

（6）生态环境保护措施

1）土地整治及迹地恢复

施工期：风电场工程场区范围约 12km²，本工程永久占地为 10.7199km²，施工结束采取硬化、绿化等措施，其它所有施工临时占地施工结束后全部采取土地平整、植被恢复，归还原有土地所有者，不会对土地利用格局产生大的影响。在本项目设计当中，考虑对检修道路与施工用道路进行一次性规划，施工道路不再单独临时征用土地；道路尽可能在现有道路的基础上布置规划，尽量减少对土地、草原的破坏、占用；风场内的检修专用道路两侧进行绿化，以减少沙化面积；电力电缆、光缆敷设采用地下直埋方式，不再另占用土地以便能有效的控制占地面积，更好的保护草场；在施工过程中严格按规划设计的区域、面积使用土地，不随便践踏、占用；项目建设投产后，对工程破坏的草地实施生态修复补偿，临时占地破坏的草地全部进行植被恢复。通过采取以上措施，可以合理利用土地，尽量减少对生态环境的影响。

运行期：该阶段水土保持措施已全面实施，但可能受季节等因素影响，在运行初期，生态效益尚未完全发挥出来，因此在运行初期尽量不要在该区域进行其它影响生态恢复的活动，以减少人、畜对草原的践踏及车辆等对草原的碾压。

2）野生动物保护措施

施工期：采取噪声防治措施，尽量避免突发噪声和降低施工噪声；采取环境空气治理措施，减少施工扬尘；文明施工、避免施工人员对生态环境的扰动、破坏。

运行期：对运行设备进行维护，减小运行噪声；运行人员进行提高生态保护意识，保护周围生态环境、保护野生动物栖息地。

（7）环保措施投资

本工程环保投资为 56 万元（不含水土保持费用），环保投入资金来源于公司自有资金或本次募集资金，详见下表：

单位：万元

序号	项目名称	项目费用
1	环境影响评价费	5
2	环境保护设施竣工验收费	20
3	一体化污水处理设施费	10
4	事故油处理设施费	8

5	固体废物处理费	8
6	绿化费	5
合计		**56**

7、项目用地

（1）用地概况

本工程区域以丘陵为主，不占用耕地，相应风电场工程占地分为永久占地与临时占地。永久占地包括：风力发电机基础占地、箱式变压器基础占地、风电场检修道路占地、永久性建筑（包括 220kV 升压站）占地等。施工临时占地包括：电缆埋设占地、建筑材料临时堆放占地、施工人员生活区占地以及其他临时占地。风电场中的风电机组用地，按照基础实际占用面积征地；风电场其它永久设施用地按照实际占地面积征地；建设施工期临时用地依法按规定办理。

（2）土地审批情况

该项目于 2010 年 7 月 21 日取得了内蒙古自治区国土资源厅建设用地预审意见《关于对中节能（内蒙古）风力发电有限公司兴和大西坡风电场一期 4.95 万千瓦风电工程建设项目的用地预审意见》（内国土预审字[2010]178 号）。

该项目拟占用土地 36,467 平方米，内蒙风电于 2011 年 5 月 10 日已就该项目拟占用土地与内蒙古自治区兴和县土地资源局签订《国有建设用地使用权出让合同》（合同编号：（蒙）0004307），已经全额缴纳了土地出让金并于 2011 年 11 月 25 日取得“兴国用（2011）第 049 号”《国有土地使用证》。

8、项目审批及备案情况

该项目已于 2010 年 11 月 9 日获得了内蒙古自治区发展和改革委员会的核准《关于乌兰察布市兴和风电场中节能 4.95 万千瓦风电项目核准的批复》（内发改能源字[2010]2448 号）。

2010 年 5 月 11 日取得了内蒙古自治区环境保护厅的环境影响报告表的批复意见《内蒙古自治区环境保护厅关于中节能乌兰察布市兴和大西坡风电场一期 49.5MW 工程环境影响报告表的批复》（内环表[2010]101 号）。

2010 年 7 月 6 日取得了内蒙古电力（集团）有限责任公司的风电机组接入系统设计的评审意见《中节能（内蒙古）风力发电投资有限公司乌兰察布市兴和大西坡风电场一期 49.5 兆瓦风电机组接入系统设计评审意见》（内电发展

[2010]400 号）。

9、项目组织方式与实施主体

该项目由本公司下属的全资子公司中节能（内蒙古）风力发电有限公司负责实施建设，本公司将通过委托贷款或者增资方式将募集资金注入内蒙风电用于项目建设。

10、项目进展

根据项目可研报告，该项目投资总额约为 54,146 万元。项目于 2011 年 4 月 15 日开工建设，于 2013 年 9 月底竣工。项目累计完成投资 45,945.54 万元，为总投资的 84.85%。本项目已于 2013 年 10 月投入商业运行。

11、经济评价

本项目总投资为 54,146 万元，经营期风电场含税上网电价为 0.51 元/kWh，不含税上网电价为 0.436 元/kWh。在资本金占总投资 60%的情况下，本项目投资回收期 9.18 年，项目全部投资内部收益率 10.02%，自有资金内部收益率 12.83%。

12、社会评价

项目建成后，按火力发电标煤消耗量 350 克每千瓦时，每年可节约标煤 4.77 万吨，每年可减排 SO_2 约 2,071.3 吨、烟尘约 172 吨、CO_2 约 1.5 万吨、氮氧化物约 266 吨，环境效益显著。风电场的建设不仅可以充分利用当地的风资源，替代了燃煤电厂的建设，大大减少对周围环境的污染，起到利用自然再生资源、节约不可再生的化石能源、减少污染及保护生态环境的作用，还对当地经济社会发展具有一定的推动作用，从而带动地区的经济发展。

七、补充公司流动资金项目的具体情况

1、项目概述

本公司拟使用本次募集资金 20,000 万元用于补充流动资金，增强本公司偿债能力，降低本公司的资产负债率，改善本公司的财务状况，为本公司实现战略发展目标提供资金保障。

2、项目必要性

公司所属的风力发电运营行业属于资金密集型行业，投资规模大，一般单个风电场开发项目均至少需几个亿，甚至十几亿的投资规模。风电运营企业需要大量资金作为项目开发资本金，而在风电场开发的前几年，尤其是开发、建设期，项目回报率较低，因此，强大的资金实力一直以来都是风电运营商的核心竞争力之一。随着我国风电装机容量的快速增长，在风电项目资源的争夺和项目开发阶段的竞争日益激烈，为了充分利用风电行业高速发展的历史时机，本公司需要投入更多的流动资金以保证在激烈的市场竞争中保障正常生产经营活动、降低经营风险，抓住市场机遇以扩大市场份额，实现公司业务发展目标。

鉴于风电行业经营模式的特性和公司的自身情况，公司补充流动资金的必要性如下：

（1）本公司目前的业务发展态势迫切需要补充流动资金

根据《国务院关于调整固定资产投资项目资本金比例的通知》（自 2009 年 5 月 25 日起发布并实施）第一条的规定，风电开发项目的资本金比例要求为不低于 20%。一方面，本公司运营的所有风电场目前都是 2006 年 8 月以后陆续投入商业运营，平均贷款偿还年限为 14 年，全部投资平均回收年限为 10.6 年，因此公司运营的所有风电场项目目前均处于偿还银行贷款阶段；另一方面，公司目前处于高速扩张期，共有 6 个在建项目，总装机容量 649.5MW，总投资额 55.77 亿元，此外共有 10 个筹建项目准备在获得发改委核准后开工建设，总计装机容量达到 826.0MW，总投资额预计为 67.8 亿元左右。若按风电开发项目贷款比例上限 80%来计算，公司在建项目和筹建项目在建设期总共需要银行贷款 98.85 亿元左右。

6 个在建项目具体情况如下：

项目公司	项目名称	所在省份	所属电网	预计装机容量（MW）
青海东方	青海德令哈尕海 200MW 风电场一期项目	青海省	西北电网	49.5
通辽风电	通辽奈曼旗东盈永兴风电场一期项目	内蒙古	蒙东电网	49.5
肃北风电	马鬃山 200.5MW 风电场项	甘肃省	西北电网	200.5

	目			
哈密风电	哈密烟墩第五风电场	新疆	新疆电网	200.0
张北风能	单晶河三期项目	河北省	华北电网	49.5
	绿脑包二期项目	河北省	华北电网	100.5
合计				649.5

10 个筹建项目具体情况如下：

项目公司	项目名称	所在省份	所属电网	预计装机容量（MW）
新疆风电	达坂城 C 区项目	新疆	新疆电网	200.0
	托里 30 兆瓦分散式项目	新疆	新疆电网	30.0
哈密风电	哈密景峡第三 B 风电场	新疆	新疆电网	200.0
甘肃风电	玉门东风项目	甘肃省	西北电网	49.5
	玉门河西项目	甘肃省		49.5
肃北风电	肃北将军台项目	甘肃省		49.5
内蒙风电	丰镇邓家梁项目	内蒙古	内蒙电网	49.5
中节能风电	河源和平黎明项目	广东省	南方电网	49.5
	博白云飞嶂项目	广西		99.0
	嵊州崇仁项目	浙江省	华东电网	49.5
合计	-	-	-	826.0

因此，随着上述项目的开工建设，未来公司将面临更大的资金压力，迫切需要补充流动资金。

（2）国家银根紧缩货币政策使公司迫切需要补充流动资金

中国人民银行自 2011 年年初，6 次上调存款准备金率，国家银根紧缩政策非常明显。2012 年虽 3 次下调存款准备金率，大型银行存款准备金率仍高达 19.5%；中小金融机构的存款准备金率也高达 16%。在这种政策背景下，虽然公司与各大商业银行保持良好的合作关系，但通过银行贷款的融资渠道获得项目建设资金越发困难，因此，公司的在建项目面临巨大的资金压力，公司不得不以提高在建项目资本金比例的方式满足项目建设资金的需求。随着未来公司筹建项目的陆续开工，公司将投入更多的自有资金到项目开发、建设中，公司流动资金势

必会更加缺乏。因此，在银根紧缩的宏观经济形势下，公司迫切需要补充流动资金以降低经营风险，保障生产经营活动正常运行。

（3）本公司目前的财务状况迫切需要补充流动资金

公司报告期内流动比率和速动比率均处于较低水平，其原因包括：（1）由于公司所处风力发电行业的资本密集型特征，公司主要资产以固定资产的形式存在，流动资产所占比例较低；（2）目前公司主要投资项目均为建成投产时间不久的项目及在建或筹建项目，公司整体业务尚处于投入期。因此，公司短期偿债能力指标较低，具体情况如下表所示：

项目	2013.12.31	2012.12.31	2011.12.31
流动比率	0.50	0.97	0.70
速动比率	0.48	0.95	0.68
资产负债率（母公司）	63.19%	62.49%	61.36%

报告期内，公司资产负债率始终处于较高水平，考虑到流动比率和速动比率实际情况，公司未来利用债务融资的空间愈发有限。

另一方面，本公司应收款项主要为应收电网公司及核证碳减排信用额购买方款项。报告期内，应收款项规模较大主要是由于同电网公司的结算特点造成的。电网公司支付给公司的购电款中除可再生能源补贴款之外的电费，一般自出具账单日起 30-60 天内可支付，而可再生能源电价补贴部分，回款期限则相对较长，一般为售电后的 6-12 个月；此外，公司核证碳减排量信用额销售的回款周期也相对较长。

2012 年 3 月 14 日前，公司主要的售电客户中，新疆电力公司及甘肃省电力公司需要通过全国范围内的省级电网配额调配后再与本公司结清销售电价中可再生能源电价补贴部分，该部分约占本公司向其销售电量所得收入的 50%，而根据发改委公布信息，自 2006 年以来，全国范围内配额调配的周期通常在 6 至 12 个月，即当地电网公司对本公司新疆、甘肃项目上网电量销售中的可再生能源电价补贴部分通常会延迟 6 至 12 个月结清；自 2012 年 1 月起，华北电网也开始按照上述方式与本公司进行电价结算。2012 年 3 月 14 日后，根据财政部、国家发改委、国家能源局下发《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》，省级电网企业应根据可再生能源上网电价和实际收购的可再生能源发电上网电量，按月与可再生能源发电企业结算电费。但截至目前，电网公司尚未按月就电

价中的可再生能源补贴部分与本公司结算。

截至 2013 年 12 月 31 日，公司应收账款 47,364.74 万元，其中 37,203.82 万元由于可再生能源电价补贴部分延迟结算而导致，公司面临较大资金压力。因此，补充流动资金能够有效缓解公司的偿债压力，降低经营风险。

八、本次募集资金运用对公司财务状况和经营成果的影响

本次募集资金投资项目符合公司发展目标，通过募集资金投资项目的实施，将进一步扩大公司的规模、改善公司的财务状况、提高公司的经营成果，有利于提高公司盈利能力及核心竞争能力。本次募集资金运用将对公司的长远发展产生积极有利的影响，具体表现为以下几个方面：

（一）对资产负债率和资本结构的影响

募集资金到位后，公司短期内资产负债率水平将大幅降低，财务结构进一步优化，降低财务风险，利用财务杠杆融资的能力也将进一步提高。

（二）对净资产和每股净资产的影响

本次募集资金到位后，公司净资产和每股净资产将大幅增加，增强公司规模和实力，提升公司后续持续融资能力和抗风险能力。

（三）对净资产收益率和盈利水平的影响

募集资金到位后，由于投资项目需要一定的建设期，公司净资产收益率将会面临股本扩张后的压力，短期内公司盈利水平将受到一定程度影响，但随着募集资金投资项目的实施和正式运营，净资产收益率将逐步上升，公司的盈利能力和竞争力都将大幅提高。

（四）新增固定资产折旧对公司未来经营成果的影响

本次发行募集资金投资项目中固定资产投资总额为 94,624.35 万元，上述投资结转固定资产后，新增固定资产年折旧为 4,494.66 万元，本公司未来固定资产年折旧额将有所增加。募集资金投资项目建成后固定资产投资年折旧情况如下：

单位：万元

序号	项目	年新增营业收入	年均新增利润总额	年新增折旧费
1	新疆乌鲁木齐托里20万千瓦风电场一期4.95万千瓦工程	6,365	2,725	2,107
2	内蒙古乌兰察布市兴和风电场4.95万千瓦工程	6,503	3,274	2,388
合计		**12,868**	**5,999**	**4,495**

注：固定资产折旧采用综合直线折旧方法计算。固定资产使用寿命为20年，残值率为5%。年均新增利润总额为项目20年经营期利润总额年平均值

在上述项目达产前，由于项目还没有完全产生收益，新增固定资产的折旧费用会对公司短期内的经营业绩造成一定的压力；但项目达产后，由于上述募集资金投资项目盈利前景良好，预计年新增销售收入足以抵消年新增固定资产折旧费，因此新增固定资产折旧对公司总体经营业绩影响较小。

九、募集资金到位后，公司提高未来回报能力的措施

募集资金主要是用于募投项目的建设，通过募投项目的建成实现公司回报能力的提升，具体措施是：

（一）加快募投项目建设是提高公司收益水平的重要保障

公司募投项目位于我国风资源极为丰富的新疆和内蒙古地区，公司通过采取合理组织、积极沟通、突出重点等方式，重点解决影响风电项目并网的关键问题，加快募投项目建设，目前，两个募投项目新疆乌鲁木齐托里20万千瓦风电场一期4.95万千瓦工程及内蒙古乌兰察布市兴和风电场4.95万千瓦工程已建成投产，效益良好。具体情况如下：

新疆乌鲁木齐托里20万千瓦风电场一期4.95万千瓦工程于2012年8月投产，2012年实现营业收入2,181.2万元，净利润455.69万元;2013年实现营业收入4,437.74万元、净利润1,326.42万元。

内蒙古乌兰察布市兴和风电场4.95万千瓦工程于2013年10月投产，2013年实现营业收入2,155.04万元、净利润934.52万元。

（二）补充流动资金是增强公司整体盈利水平的重要手段

风力发电行业属资金密集型行业，使用募集资金补充流动资金可以增强公司偿债能力；归还银行借款可以降低公司财务费用、提高公司整体盈利水平。

鉴于风电行业经营模式的特性和公司的自身情况，公司通过募集资金补充流动资金可以在激烈的市场竞争中，增强竞争能力，保障正常生产经营，降低经营风险，抓住市场机遇，扩大市场份额，提高未来回报能力。

第十四节 股利分配政策

一、股利分配政策

（一）现行的股利分配政策

本公司的股利分配将严格执行有关法律、法规和《公司章程》的规定，重视对投资者的合理投资回报。本公司可以采取现金或者股票方式或者法律许可的其他方式分配股利。本公司的利润分配政策应保持连续性和稳定性。

本公司股利分配方案由董事会制订，并须经出席股东大会的股东所持表决权的过半数通过。股东大会对股利分配方案作出决议后，公司董事会须在股东大会召开后两个月内完成股利（或股份）的派发事项。公司根据股东大会决议按股东持有的股份比例进行分配。

根据《公司法》及《公司章程》，本公司税后利润按下列顺序分配：

1、弥补以前年度的亏损；

2、按本公司净利润弥补累计亏损（如有）后金额的 10%提取法定公积金；当法定公积金累计额达到相当于本公司注册资本的 50%的数额时，本公司可以不再继续提取法定公积金；

3、经本公司股东大会批准后提取任意公积金；

4、支付股东股利。

股东大会违反前款规定，在公司弥补亏损和提取法定公积金之前向股东分配利润的，股东必须将违反规定分配的利润退还公司。

公司持有的本公司股份不参与分配利润。

（二）本次发行后的股利分配政策

2012 年 2 月 16 日、2012 年 3 月 30 日及 2014 年 3 月 16 日，公司分别召开了 2012 年第一次及第二次临时股东大会和 2014 年第一次临时股东大会，审议通过了关于修改《公司章程（草案）》中有关利润分配条款的议案，修改后的《公司章程（草案）》中关于股利分配政策的相关内容如下：

“第一百六十二条公司的利润分配政策及其制订、修改和执行应遵守以下规定：

（一）利润分配政策

公司实行连续、稳定的利润分配政策，公司的利润分配应重视对投资者的合理回报并兼顾公司的可持续发展。

1、公司的利润分配形式：公司可以采取现金、股票或现金与股票相结合的方式分配股利，但以现金分红为优先方式。

2、公司现金方式分红的具体条件和比例：公司当年度实现盈利，在依法弥补亏损、提取法定公积金、任意公积金后有可分配利润的，则公司应当进行现金分红；公司利润分配不得超过累计可分配利润的范围，每年以现金方式分配的利润不少于当年度实现的可分配利润的 15%。

3、公司董事会应当综合考虑所处行业特点、发展阶段、自身经营模式、盈利水平以及是否有重大资金支出安排等因素，区分下列情形执行差异化的现金分红政策：

（1）公司发展阶段属成熟期且无重大资金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在本次利润分配中所占比例最低应达到 80%；

（2）公司发展阶段属成熟期且有重大资金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在本次利润分配中所占比例最低应达到 40%；

（3）公司发展阶段属成长期且有重大资金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在本次利润分配中所占比例最低应达到 20%；

（4）公司发展阶段不易区分但有重大资金支出安排的，进行利润分配时，现金分红在本次利润分配中所占比例最低应达到 20%。

公司在制定现金分红具体方案时，董事会应当认真研究和论证公司现金分红的时机、条件和最低比例、调整的条件及其决策程序要求等事宜，独立董事应当发表明确意见。独立董事可以征集中小股东的意见，提出分红提案，并直接提交董事会审议。

股东大会对现金分红具体方案进行审议前，公司应当通过多种渠道主动与股东特别是中小股东进行沟通和交流，充分听取中小股东的意见和诉求，及时答复中小股东关心的问题。

4、发放股票股利的具体条件：在满足监管规定及《公司章程》规定的前提下，董事会可根据公司经营发展状况，提出实施股票股利分配预案。

5、利润分配的期间间隔：一般进行年度分红，公司董事会也可以根据公司的资金需求状况提议进行中期分红。

6、公司在上一个会计年度实现盈利，但公司董事会在上一会计年度结束后未提出现金利润分配预案的，应当在董事会决议公告和定期报告中详细说明未分红的原因以及未用于分红的资金留存公司的用途，独立董事应当对此发表独立意见；公司还应在定期报告中披露现金分红政策的执行情况。

7、分红规划：公司将根据自身实际情况，并结合股东（特别是公众投资者）、独立董事和外部监事的意见，在上述利润分配政策规定的范围内制定或调整公司分红回报规划。

8、存在股东违规占用公司资金情况的，公司应当扣减该股东所分配的现金红利，以偿还其占用的资金。

（二）利润分配政策的制订和修改

1、利润分配政策研究论证程序

公司制定利润分配政策或者因公司外部经营环境或者自身经营状况发生较大变化而需要修改利润分配政策时，应当以股东利益为出发点，注重对投资者利益的保护并给予投资者稳定回报，由董事会充分论证，并听取独立董事、监事、公司高级管理人员和公众投资者的意见。对于修改利润分配政策的，还应详细论证其原因及合理性。

2、利润分配政策决策机制

公司利润分配政策制订和修改由公司董事会向公司股东大会提出，董事会提出的利润分配政策须经董事会过半数表决通过，独立董事应当对利润分配政策的制订或修改发表独立意见。

公司监事会应当对董事会制订和修改的利润分配政策进行审议，并且经半数以上监事表决通过。

公司利润分配政策制订和修改需提交公司股东大会审议，须经出席股东大会的股东（包括股东代理人）所持表决权 2/3 以上表决通过。独立董事对利润分配政策的制订或修改发表的意见，应当作为公司利润分配政策制订和修改议案的附件提交股东大会。

公司根据生产经营情况、投资规划和长期发展的需要确需调整利润分配政策的，调整后的利润分配政策不得违反中国证监会和证券交易所的有关规定。”

公司 2014 年第一次临时股东大会审议通过了董事会制定的《中节能风力发电股份有限公司上市后三年股东分红回报规划》，批准每年以现金形式分配的利润不少于当年实现的可供分配利润的 15%。

有关分红回报规划详见“第十一章管理层讨论与分析”之“七、公司未来分红回报规划”。

二、报告期内实际股利分配情况

2013 年 4 月 25 日，公司召开 2012 年度股东大会，审议通过了 2012 年度利润分配方案。2012 年度公司（母公司）实现净利润 151,157,711.29 元，提取 10%法定公积金 15,115,771.13 元，2012 年度实际可供股东分配的净利润为 136,041,940.16 元，公司决定向股东分配利润 86,461,962.03 元，占 2012 年度公司合并归属母公司净利润 192,137,693.39 元的 45%，按照各股东持股比例予以分配。本次股利分配已于 2013 年 12 月 24 日实施完毕。

三、本次发行完成前滚存利润的分配安排

根据公司于 2011 年 7 月 28 日召开的 2011 年第二次临时股东大会决议，公司首次公开发行股票前滚存的未分配利润由本次发行完成后的新老股东按其所持股份共同享有。

第十五节 其他重要事项

一、信息披露与投资者服务

（一）负责部门

公司负责信息披露和投资者关系的部门：证券事务部

联系人：董事会秘书张东辉

电话：010-62248707

传真：010-62248700

电子邮箱：cecwpc@cecwpc.cn

地址：北京市海淀区西直门北大街 42 号节能大厦 A 座 11 层

（二）信息披露制度

根据《公司法》、《证券法》、《上海证券交易所股票上市规则》等法律法规及《公司章程》的规定，本公司制定了《信息披露事务管理制度》、《重大信息内部报告制度》等相关的信息披露制度。

本公司完成本次发行上市后将严格按照相关规定披露信息，确保信息披露真实、准确、完整、及时、公平，无虚假记载、误导性陈述或重大遗漏。

本公司信息披露严格遵循公开、公正、公平对待所有股东的原则；本公司保证同时向所有投资者公开披露信息。本公司将根据相关法律法规及上交所上市规则的要求，在规定时间内通过规定的媒体，以规定的方式向社会公众公告应披露的信息，并按照有关规定将信息披露文件报送中国证监会北京监管局及上交所。

公司董事长是信息披露的第一责任人，董事会秘书负责具体协调和组织本公司的信息披露事宜。公司董事、监事、高级管理人员应当勤勉尽责，关注信息披露文件的编制情况，保证定期报告、临时报告在规定期限内披露，配合本公司其他信息披露义务人履行信息披露义务，确保公司信息披露内容的真实、准确、完整。

（三）投资者关系工作制度

为加强与投资者和潜在投资者之间的信息沟通，增进投资者对本公司的了解和认同，促进公司与投资者之间长期、稳定的良好关系，根据《公司法》、《证券法》等法律法规、中国证监会的监管要求及《公司章程》的规定，结合本公司实际情况，本公司制定了《投资者关系管理制度》。

本公司投资者关系管理遵循充分披露信息原则、信息披露合法合规原则、投资者机会均等原则、诚实守信原则、高效率、低成本原则、互动沟通原则等基本原则。

本公司与投资者沟通的内容主要包括：公司的发展战略；公司依法可以披露的经营、管理、财务及运营过程中的其他信息；公司依法可以披露的重大事项；法定信息披露及其说明；企业文化建设；投资者关心的与公司相关的其他信息。

董事会秘书为公司投资者关系管理负责人。董事、监事、高级管理人员及公司其他部门非经董事会书面授权，不得对外发布公司未披露信息。

二、重大合同

截至本招股说明书签署日，本公司及全资、控股子公司目前正在履行的重大合同如下：

（一）购售电合同

截至本招股说明书签署日，本公司尚在履行中的购售电合同如下：

序号	合同名称及编号	售电方	购电方	电价	签约日期	履行期限
1	购售电合同	张北风电	冀北电力	购电人对张北满井一期、二期风电场机组的商业运行期上网结算电价即经政府价格主管部门批准的冀北地区火电机组脱硫标杆电价为：0.4243 元/千瓦时（含增值税）。按照政策规定售电人应由国家可再生能源基金承担部分，按照国家相关规定执行 根据《河北省物价局关于调整电价的通知》（冀价管字[2006]57 号）的规定，上网电价为 0.6 元／千瓦时	2012 年 12 月 21 日	2012 年 1 月 1 日至 2014 年 12 月 31 日

序号	合同名称及编号	售电方	购电方	电价	签约日期	履行期限
2	购售电合同	张北运维	冀北电力	购电人对张北满井三期、四期风电场机组的商业运行期上网结算电价即经政府价格主管部门批准的冀北地区火电机组脱硫标杆电价为：0.4243 元/千瓦时（含增值税）。按照政策规定售电人应由国家可再生能源基金承担部分，按照国家相关规定执行 根据《国家发展改革委关于核定黑龙江马鞍山、辽宁阜新等风电项目上网电价的批复》（发改价格[2008]1876 号）、河北省物价局《关于河北汇枫等风电项目上网电价的通知》（冀价管[2009]69 号）的规定，上网电价为 0.54 元 / 千瓦时	2012 年 12 月 21 日	2012 年 1 月 1 日至 2014 年 12 月 31 日
3	河北张北单晶河风电场 200MW 风电特许权项目购售电合同	港建张北	华北电网有限公司(1)(2)(3)	累计发电等效满负荷小时数在 30,000 小时（按额定容量计算）之内的上网电量的上网电价为 0.5006 元/kWh（含增值税），超出 30,000 小时之后执行当地平均上网电价	2008 年 12 月	特许权协议有效期内有效（25 年）
4	河北张北绿脑包风电场一期 100.5MW 风电特许权项目购售电合同	港能张北	华北电网有限公司(1)(2)(3)	累计发电等效满负荷小时数在 30,000 小时（按额定容量计算）之内的上网电量的上网电价为 0.5006 元/kWh（含增值税），超出 30,000 小时之后执行当地平均上网电价	2010 年 5 月 26 日	特许权协议有效期内有效（25 年）

序号	合同名称及编号	售电方	购电方	电价	签约日期	履行期限
5	中节能港建（甘肃）昌马201MW风电场特许权项目购售电合同（FD/HT-2009-06）	港建甘肃	甘肃省电力公司	累计发电等效满负荷小时数在30,000小时（按额定容量计算60.3亿千瓦时）之内的上网电价为0.5206元/kWh（含增值税），超出30,000小时之后执行当地平均上网电价	2009年10月20日	特许权协议有效期内有效（25年）
6	风力发电场购售电合同	新疆风电	新疆电力公司	中节能100MW风电场一期3万千瓦上网电价0.47元/千瓦时、二期3万千瓦上网电价0.51元/千瓦时、三期4.05万千瓦上网电价0.51元/千瓦时；中节能200MW风电场一期4.95万千瓦上网电价0.51元/千瓦时。中节能100MW风电场二、三期和中节能200MW风电场一期在未取得国家可再生能源补贴前，暂按0.25元/千瓦时结算	2013年3月26日	2012年12月28日至2015年12月28日
7	中节能（甘肃）风力发电有限公司201MW昌马第三风电场购售电合同	甘肃风电	甘肃省电力公司	累计发电等效满负荷小时数在30,000小时（按额定容量计算60.3亿千瓦时）之内的上网电价为0.5206元/kWh（含增值税），超出30,000小时之后执行当时市场中的平均上网电价	2010年10月15日	2010年10月15日至2034年10月
8	风力发电场购售电合同	新疆风电	新疆电力公司	中节能200MW风电场二期4.95万千瓦上网电价0.51元/千瓦时。中节能200MW风电场二期在未取得国家可再生能源补贴前，暂按0.25元/千瓦时结算	2013年4月16日	2013年4月16日至2013年12月28日[4]

序号	合同名称及编号	售电方	购电方	电价	签约日期	履行期限
9	购售电合同	张北风能	冀北电力	购电人对单晶河二期风电场机组的商业运行期上网结算电价即经政府价格主管部门批准的冀北地区火电机组脱硫标杆电价为：0.4243 元/千瓦•时（含增值税）。按照政策规定售电人应由国家可再生能源基金承担部分，按照国家相关规定执行 根据《河北省物价局关于中节能张北单晶河风电场二期上网电价的批复》（冀价管[2012]64 号）的规定，上网电价为 0.54 元 / 千瓦时	2012 年 12 月 24 日	2012 年 1 月 1 日至 2014 年 12 月 31 日
10	购售电合同（ZJN-GSDB-HT-2012023）	甘肃风电	甘肃省电力公司	经政府价格主管部门批准或按照政府价格主管部门的规定，昌马大坝南 48MW、大坝北 48MW 风电场机组的上网电价为：0.55 元/（千瓦•时） 其中，购电人结算电价即经政府价格主管部门批准或确认的当地脱硫燃煤机组标杆上网电价为：0.3343 元/（千瓦•时）	2012 年 9 月 20 日	2012 年 11 月 1 日至 2017 年 12 月 31 日

序号	合同名称及编号	售电方	购电方	电价	签约日期	履行期限
11	临时购售电合同（NDJY-FD-LS-2013-HDHNJ）	内蒙风电	内蒙古电力（集团）有限责任公司	机组进入商业运营以后，并在年合同电量之内执行如下上网电价为 510 元/MW•h（含税） 上网电量 2011 年 12 月 1 日前按内蒙古西部电网 2008 年两次煤电联动前燃煤脱硫火力发电机组标杆上网电价结算，2011 年 12 月 1 日后上网电量按蒙西电网现行脱硫标杆电价结算，售电方电厂国家批复电价与月预结算电价的差额部分，由购电方收到自治区财政厅拨付的可再生能源补助资金解决	2013 年 4 月	2013 年 4 月 29 日至 2013 年 11 月 14 日(5)

注 1：1、2011 年 5 月 25 日，港建张北与华北电网有限公司张家口供电公司及华北电网有限公司签订《变更协议》，约定华北电网有限公司张家口供电公司将其在《河北张北单晶河风电场 200MW 风电特许权项目购售电合同》中的权利义务转移给华北电网有限公司

2、2011 年 5 月 25 日，港能张北与华北电网有限公司张家口供电公司及华北电网有限公司签订《变更协议》，约定华北电网有限公司张家口供电公司将其在《河北张北绿脑包风电场一期 100.5MW 风电特许权项目购售电合同》中的权利义务转移给华北电网有限公司

注 2：冀北电力电力交易中心出具了《确认函》对以下情况予以确认：

“1、华北电网已将其在与港建张北、港能张北所签署的原《购售电合同》项下的权利义务分别转移给冀北电力，原《购售电合同》项下的权利义务目前均由冀北电力承继并履行。

2、冀北电力将尽快与港建张北、港能张北重新签订书面的变更协议，由冀北电力受让华北电网在原《购售电合同》中的权利义务。”

注 3：2012 年 12 月 26 日，华北电网有限公司向冀北电力作出《华北电网有限公司关于变更华电沽源风电场 100MW 风电特许经营权等项目购售电合同关系相关事宜的通知》（华北电网[2012]53 号），决定自 2012 年 1 月 1 日起，《张北单晶河风电场 200MW 风电特许权项目购售电合同》、《张北绿

脑包风电场 100.5MW 风电特许权项目购售电合同》等 10 份合同项下华北电网有限公司的全部权利义务移交至冀北电力承继。华北电网有限公司与上述合同主体之间的合同关系同时解除。因履行合同所涉及的债权债务关系由冀北电力有依法继续行使和承担

注 4：该购售电合同已届履行期限，目前正在续签过程中

注 5：根据《临时购售电合同》（NDJY-FD-LS-2013-HDHNJ）的相关约定，本合同到期后，若不能按期签订次年购售电合同，本合同中除上网电量执行次年度电力交易中心下达的月度发、购电量计划外，其余条款继续执行本合同，并延续到新合同签订之日止

（二）CDM 减排量购买协议

截至本招股说明书签署日，本公司已签订的金额在 10,000 万元以上的 CDM 减排量购买协议如下：

序号	项目名称	卖方	买方	签约时间	履行期限	发改委批准文号	批复的交易量及价格	联合国注册号
1	单晶河特许权风电场项目	港建张北	维多石油集团（买方）、英国碳资源管理公司（管理方）	2007 年 8 月 2 日	协议自各方签署之日起生效，有效期至本协议项下的所有义务履行完毕	发改气候（2008）174 号	转让不超过 155 万吨二氧化碳当量；转让价格不低于 11 欧元/吨	2170
2	昌马风电特许权项目	港建甘肃	Morgan Stanley & Co. International Plc.	2008 年 12 月 12 日	协议自双方签署后生效，有效期至以下较晚日期：（1）本协议下所有协议交付的核证减排量已交付且出售方收到付款之日期；（2）本协议下所产生的所有义务全部履行完毕之日期	发改气候（2009）1129 号	转让不超过 120 万吨温室气体减排量，转让价格不低于 13.8 欧元/吨	-

（三）采购合同

截至本招股说明书签署日，本公司尚在履行的金额在 30,000 万元以上的采购合同如下：

序号	合同名称/编号	买方	卖方	合同标的	合同价格（万元）	合同签署日期	备注
1	张北绿脑包风电场二期项目 100.5MW 风力发电机组设备采购合同（FD-LNB2-2011001）	张北风能	浙江运达风电股份有限公司	67 套 WD82-1500A 低温型电机组、技术资料及技术服务等	39,584.70	2011 年 4 月	实际付款以取得项目核准文件为准
2	新疆哈密风电基地烟墩第五风电场项目 200MW 风力发电机组设备采购合同（FD-XJHM-2011001）	哈密风电	新疆金风科技股份有限公司哈密分公司	80 套低温型电机组、技术资料及技术服务等	89,900.00	2011 年 4 月	实际付款以取得项目核准文件为准
3	酒泉千万千瓦级风电基地二期马鬃山第二风电场 A 区 20 万千瓦项目 200 兆瓦风力发电机组设备采购合同（ZJNSB-HT-2012001）	肃北风电	东方电气集团东方汽轮机有限公司	67 套 FD89B 低温型和 50 套 FD93B 低温型风电机组、技术资料及技术服务等	73,968.00	2012 年 3 月	实际付款以取得项目核准文件为准

（四）借款合同

截至本招股说明书签署日，本公司尚在履行中的金额在 20,000 万元以上的借款合同如下：

序号	借款人	贷款人	借款合同编号	借款金额（万元）	借款期间	现执行利率	担保方式	备注
1	中节能风电	国家开发银行	1100102142004021601（变更协议编号：1100102332006023642、1100102332007023516、1100102332010023512、1100102332012023508）	21,100	2004 年 12 月-2018 年 12 月	人民银行五年以上期贷款基准利率下浮 10%	新疆风电以托里风电场一期项目的电费收费权及项下全部收益提供质押担保	借款用途为托里 100MW 风电场一期项目建设
2	中节能风电	国家开发银行	1100102142005021559（变更协议编号：1100102332006023640、1100102332010023512、1100102332012023509）	25,600	2005 年 9 月-2020 年 9 月	人民银行五年以上期贷款基准利率下浮 10%	张北风电以满井风电场一期项目的电费收费权及项下全部收益提供质押担保	借款用途为满井风电场一期项目建设
3	中节能风电	国家开发银行	1100102142005021590（变更协议编号：1100102332006023641、1100102332010023512、1100102332012023509）	35,550	2005 年 12 月-2020 年 12 月	人民银行五年以上期贷款基准利率下浮 10%	张北风电以满井风电场二期项目的电费收费权及项下全部收益提供质押担保	借款用途为满井风电场二期项目建设

序号	借款人	贷款人	借款合同编号	借款金额（万元）	借款期间	现执行利率	担保方式	备注
4	中节能风电	国家开发银行	1100102332007021504（变更协议编号：1100102332010023512、1100102332012023508）	20,650	2007 年 1 月-2022 年 1 月	人民银行五年以上期贷款基准利率下浮 10%	新疆风电以托里风电场二期项目的电费收费权及项下全部收益提供质押担保	借款用途为托里 100MW 风电场二期项目建设
5	中节能风电	国家开发银行	1100102332007021612（变更协议编号：1100102332007023632、1100102332010023512、1100102332012023510）	27,200	2007 年 10 月-2022 年 10 月	人民银行五年以上期贷款基准利率下浮 10%	新疆风电以乌鲁木齐托里风电场三期项目电费收费权及其项下全部收益提供质押担保	借款用途为托里 100MW 风电场三期项目建设
6	张北运维	中国建设银行股份有限公司北京朝阳支行	2007127051005	38,900	2007 年 12 月-2020 年 12 月	人民银行五年以上期贷款基准利率下浮 10%	张北运维以满井风电场三期项目收费权提供质押担保	借款用途为满井风电场三期项目建设
7	中节能风电	国家开发银行	1100102332008021552（变更协议编号：1100102332009023624、1100102332009023680、1100102332012023510）	106,000	2008 年 5 月-2025 年 5 月	人民银行五年以上期贷款基准利率下浮 10%	港建张北以河北张北单晶河风电场 20 万千瓦风电特许权项目电费收费权及其项下全部收益提供质押担保	借款用途为单晶河特许权项目建设

序号	借款人	贷款人	借款合同编号	借款金额（万元）	借款期间	现执行利率	担保方式	备注
8	中节能风电	国家开发银行	1100102332008021593（变更协议编号：1100102332009023559、1100102332010023526、1100102332009023681、1100102332012023511）	114,450	2008 年 9 月-2023 年 9 月	人民银行五年以上期贷款基准利率下浮 10%	港建甘肃以昌马风电场 20 万千瓦风电特许权项目的电费收费权及其项下全部权益提供质押担保	借款用途为昌马特许权风电场项目建设
9	张北运维	中国建设银行股份有限公司张家口分行	2009 年第 7 号	33,839	2009 年 5 月-2022 年 5 月	人民银行五年以上期贷款基准利率下浮 10%	张北运维以满井风电场四期项目的电费收费权及项下全部收益提供质押担保	借款用途为满井风电场四期项目建设
10	甘肃风电	中国建设银行股份有限公司玉门支行	ZJNCM3-HT-ZH-2010009 及变更协议	20,000	2010 年 6 月-2025 年 6 月	人民银行五年以上期贷款基准利率下浮 10%	-	借款用途为昌马第三电场项目建设

序号	借款人	贷款人	借款合同编号	借款金额（万元）	借款期间	现执行利率	担保方式	备注
11	港能张北	国家开发银行	1100102442010021599（变更协议编号：1100102442011023636）	49,000	2010 年 10 月-2024 年 10 月	人民银行五年以上期贷款基准利率下浮 10%	中节能风电提供连带责任保证担保；港能张北以绿脑包一期项目的电费收费权及项下全部收益提供质押担保	借款用途为绿脑包一期项目建设
12	甘肃风电	国家开发银行	6200103732011020035（变更协议编号：6200103732012025024）	113,300	2011 年 5 月-2028 年 5 月	人民银行公布的五年以上期贷款基准利率	甘肃风电以昌马第三风电场项目建成后形成的87.1%的固定资产提供抵押担保，目前尚未办理登记手续；甘肃风电以昌马风电场项目的电费收费权及项下全部收益提供质押担保	借款用途为昌马第三风电场项目建设
13	中节能风电	国家开发银行	1100102332011021608（变更协议编号：110010233201102160801）	30,000	2011 年 11 月 25 日至 2026 年 11 月 24 日	人民银行公布的五年以上期贷款基准利率	-	借款用途为托里 200MW 风电场一期项目建设

序号	借款人	贷款人	借款合同编号	借款金额（万元）	借款期间	现执行利率	担保方式	备注
14	中节能风电	国家开发银行	11001023320120215O1	38,880	2012 年 1 月至 2027 年 1 月	人民银行公布的五年以上期贷款基准利率	中国节能提供连带责任保证担保	用于乌兰察布市兴和风电场中节能 4.95 万千瓦风电项目建设
15	中节能风电	国家开发银行	81202012011000000047	31,896	2012 年 12 月 13 日至 2027 年 12 月 12 日	人民银行公布的五年以上期贷款基准利率	-	用于乌鲁木齐托里 200 兆瓦风电场二期 49.5 兆瓦风电项目建设
16	中节能风电	国家开发银行	81202012011000000017	36,993	2012 年 7 月 23 日至 2027 年 7 月 22 日	人民银行公布的五年以上期贷款基准利率	-	用于张北单晶河二期 49.5 兆瓦风电场项目建设

序号	借款人	贷款人	借款合同编号	借款金额（万元）	借款期间	现执行利率	担保方式	备注
17	甘肃风电	中国银行股份有限公司酒泉分行	2012 年酒中银司固贷字 004 号（变更协议编号：2012 年酒中银司固贷字 004 号补 001 号）	36,670	180 个月，自实际提款日起算	人民银行公布的五年以上期贷款基准利率	建设期信用叙做，建成后以项目土地和风电设备提供抵押担保	用于玉门昌马大坝南风电场 48MW 工程项目、玉门昌马大坝北风电场 48MW 工程项目建设
18	张北风能	中国建设银行股份有限公司张北支行	2013 年第 1 号	32,500	2013 年 5 月 21 日至 2025 年 1 月 20 日	起息日基准利率下浮 5%	张北风能以电费收费权提供质押担保，目前尚未办理登记手续	用于张北单晶河三期 49.5 兆瓦风电场工程项目建设
19	肃北风电	国家开发银行	6210201301100000210	120,000	2013 年 6 月 21 日至 2028 年 6 月 20 日	人民银行公布的五年期以上贷款基准利率下浮 10%	中节能风电提供连带责任保证担保 肃北风电以马鬃山第二风电场 A 区项目建成后形成的电费收费权及其项下全部收益提供质押担保	用于马鬃山第二风电场 A 区项目建设

序号	借款人	贷款人	借款合同编号	借款金额（万元）	借款期间	现执行利率	担保方式	备注
20	中节能风电	交通银行股份有限公司北京东单支行	06310213	28,000	2013 年 12 月 20 日至 2028 年 7 月 15 日	人民银行公布的五年期以上贷款基准利率下浮 5%	项目竣工后青海东方以青海省德令哈尕海风电场一期项目电费收费权提供质押担保	用于青海省德令哈尕海一期 49.5MW 风电场项目相关建设费用及支付项目到期银行承兑汇票
21	通辽风电	交通银行股份有限公司北京东单支行	06310096	33,000	2013 年 7 月 1 日至 2028 年 4 月 20 日	人民银行公布的五年期以上贷款基准利率	中节能风电提供连带责任保证担保	用于风电场项目建设费用、归还项目自有资金以外的自筹资金及支付项目到期银行承兑汇票
22	中节能风电	国家开发银行	81202013011000000202	126,800	2013年9月26日至2028年9月25日	人民银行公布的五年期以上贷款基准利率下浮 10%	-	用于中节能新疆哈密烟墩第五风电场项目

三、对外担保情况

截至本招股说明书签署日，除为本公司下属子公司提供担保外，本公司不存在其他对外担保事项。

四、重大诉讼与仲裁事项

（一）本公司及控股子公司的重大诉讼或仲裁事项

1、张北风电的仲裁案件

2013 年 12 月 3 日，张北风电就其与仲裁被申请人 Salkeld Investments Limited（原名称为“First Carbon Limited”）之间签署的《减排购买协议》项下仲裁被申请人欠款事宜，向中国国际经济贸易仲裁委员会（以下简称“贸仲委”）提请仲裁，要求仲裁被申请人向其支付购买核证减排量的价款 755,600 欧元，并承担 27 万元的律师费及仲裁费。根据贸仲委于 2014 年 1 月 6 日向张北风电发出的《仲裁通知》，该仲裁案件（项目编号：G20131041）已被贸仲委立案受理。

截至 2013 年 12 月 31 日，发行人总资产为 12,155,089,312 元，净资产为 3,396,890,359 元，2013 年度归属于母公司所有者的净利润为 195,116,483 元，因此本案涉及金额占发行人总资产、净资产和净利润的比例均较小，故不会对发行人的持续经营造成实质性影响，亦不会对发行人本次发行上市构成实质性法律障碍。

截至本招股说明书签署日，本公司及控股子公司不存在其他尚未了结的或可预见的将对本公司财务状况、经营成果、声誉、业务活动、未来前景等可能产生较大影响的诉讼或仲裁事项。

（二）持有公司 5%以上股东的重大诉讼或仲裁事项

截至本招股说明书签署日，持有公司 5%以上股东不存在任何未了结的或者可预见的重大诉讼或仲裁及行政处罚案件。

（三）董事、监事和高级管理人员的诉讼或仲裁事项

截至本招股说明书签署日，本公司董事、监事和高级管理人员均未涉及任何

作为一方当事人的诉讼或仲裁事项；本公司董事、监事和高级管理人员均未涉及任何刑事诉讼事项。

第十六节 董事、监事、高级管理人员及有关中介机构声明

一、发行人全体董事、监事及高级管理人员声明

本公司全体董事、监事、高级管理人员承诺本招股说明书及其摘要不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性、完整性承担个别和连带的法律责任。

全体董事签名：

李书升	徐 波	刘 斌
马 伟	王红旭	曹华斌
胡正鸣	王利娟	易跃春
祁和生	李华杰	赵迎琳

（续上页“一、发行人全体董事、监事及高级管理人员声明”签章页）

全体监事签名：

李素芬　　张国清　　张治平

除董事以外的全体高级管理人员签名：

贾　锐　　陶银海　　郭　毅

罗锦辉　　张东辉

中节能风力发电股份有限公司

2014年 4月 9日

二、保荐人（主承销商）声明

本公司已对招股说明书及其摘要进行了核查，确认不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性和完整性承担相应的法律责任。

项目协办人签名：

金伟宁

保荐代表人签名：

刘 萍 陈 晨

法定代表人签名：

侯 巍

中德证券有限责任公司

2014 年 4 月 16 日

三、发行人律师声明

本所及经办律师已阅读招股说明书及其摘要，确认招股说明书及其摘要与本所出具的法律意见书和律师工作报告无矛盾之处。本所及经办律师对发行人在招股说明书及其摘要中引用的法律意见书和律师工作报告的内容无异议，确认招股说明书不致因上述内容而出现虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性和完整性承担相应的法律责任。

负 责 人

张利国

北京国枫凯文律师事务所 经办律师

张诗伟

熊 力

2014年 4月 16日

KPMG Huazhen
(Special General Partnership)
8th Floor, Tower E2
Oriental Plaza
1 East Chang An Avenue
Beijing 100738
China

毕马威华振
会计师事务所
(特殊普通合伙)
中国北京
东长安街1号
东方广场东2办公楼8层
邮政编码：100738

Telephone 电话 +86 (10) 8508 5000
Fax 传真 +86 (10) 8518 5111
Internet 网址 kpmg.com/cn

关于中节能风力发电股份有限公司
招股说明书及其摘要的会计师事务所声明

本所及签字注册会计师已阅读中节能风力发电股份有限公司首次公开发行股票招股说明书及其摘要，确认招股说明书及其摘要中引用的有关中节能风力发电股份有限公司经审计的2011年度、2012年度及2013年度申报财务报表、本所出具的内部控制审核报告及经本所核验的非经常性损益明细表的内容，与本所出具的审计报告、内部控制审核报告及关于非经常性损益明细表专项说明无矛盾之处。本所及签字注册会计师对中节能风力发电股份有限公司在招股说明书及其摘要中引用的上述本所出具的审计报告、内部控制审核报告及关于非经常性损益明细表专项说明的内容无异议，确认招股说明书不致因上述所引用内容而出现虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对上述报告依法承担本所相关报告中所述之相应责任（包括依法赔偿投资者损失）。

经办注册会计师签名：

罗科

肖中珂

会计师事务所负责人签名：

陈玉红

毕马威华振会计师事务所(特殊普通合伙)

二〇一四年四月十六日

KPMG Huazhen (Special General Partnership), a special general partnership in China and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

毕马威华振会计师事务所(特殊普通合伙)－中国特殊普通合伙制会计师事务所，是与瑞士实体－毕马威国际合作组织("毕马威国际")相关联的独立成员所网络中的成员。

五、发行人资产评估机构声明

本机构及签字注册资产评估师已阅读招股说明书及其摘要，确认招股说明书及其摘要与本机构出具的资产评估报告无矛盾之处。本机构及签字注册资产评估师对发行人在招股说明书及其摘要中引用的资产评估报告的内容无异议，确认招股说明书不致因上述内容而出现虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性和完整性承担相应的法律责任。

经办注册资产评估师签名：

姜影　　华燕

资产评估机构负责人签名：

陈思

中发国际资产评估有限公司

2014年4月16日

六、发行人验资机构声明

本机构及签字注册会计师已阅读招股说明书及其摘要，确认招股说明书及其摘要与本机构出具的验资报告无矛盾之处。本机构及签字注册会计师对发行人在招股说明书及其摘要中引用的验资报告的内容无异议，确认招股说明书不致因上述内容而出现虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对其真实性、准确性和完整性承担相应的法律责任。

经办注册会计师签名：

王伟　　梁小强

会计师事务所负责人签名：

王全洲

北京兴华会计师事务所有限责任公司

2014 年 7 月 5 日

第十七节 备查文件

一、备查文件

（一）发行保荐书；

（二）发行保荐工作报告；

（三）财务报表及审计报告；

（四）内部控制鉴证报告；

（五）经注册会计师核验的非经常性损益明细表；

（六）法律意见书及律师工作报告；

（七）公司章程（草案）；

（八）中国证监会核准本次发行的文件；

（九）其他与本次发行有关的重要文件。

二、查阅时间

发行期间每周一至周五上午 9：30-11：30，下午 2：00-4：00。

三、查阅地点

投资者可于本次发行承销期间，到本公司和保荐人（主承销商）的办公地点查阅。

四、信息披露网址

公司网址：http://www.cecwpc.cn

上海证券交易所网址：www.sse.com.cn