

公司代码：601016 公司简称：节能风电

中节能风力发电股份有限公司 2015 年年度报告摘要

一 重要提示

1.1 为全面了解本公司的经营成果、财务状况及未来发展规划，投资者应当到上海证券交易所网站等中国证监会指定网站上仔细阅读年度报告全文。

1.2 公司董事会、监事会及董事、监事、高级管理人员保证本年度报告内容的真实、准确、完整，不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并承担个别和连带的法律责任。

1.3 未出席董事情况

未出席董事职务	未出席董事姓名	未出席董事的原因说明	被委托人姓名
董事	王红旭	另有公务	李书升
独立董事	易跃春	另有公务	祁和生

1.4 中勤万信会计师事务所（特殊普通合伙）为本公司出具了标准无保留意见的 2015 年度审计报告。

1.5 公司简介

公司股票简况				
股票种类	股票上市交易所	股票简称	股票代码	变更前股票简称
A股	上海证券交易所	节能风电	601016	无

联系人和联系方式	董事会秘书
姓名	张东辉
电话	010-62248707
传真	010-62248700
电子信箱	cecwpc@cecwpc.cn

1.6 2015 年节能风电母公司实现净利润 149,922,166.27 元，提取 10%法定公积金 14,992,216.63 元，加上以前年度剩余未分配利润 350,767,675.87 元，2015 年实际可供股东分配的利润为 485,697,625.51 元。根据公司章程以及公司目前财务状况，本年度拟按照 2015 年 12 月 31 日总股本 2,077,780,000 股计算，每 10 股派发现金红利 0.45 元（含税），合计派发 93,500,100 元，占 2015 年归属于上市公司股东净利润的 45.98%。本年度不进行公积金转增股本。

二 报告期主要业务或产品简介

（一）报告期内公司所从事的主要业务

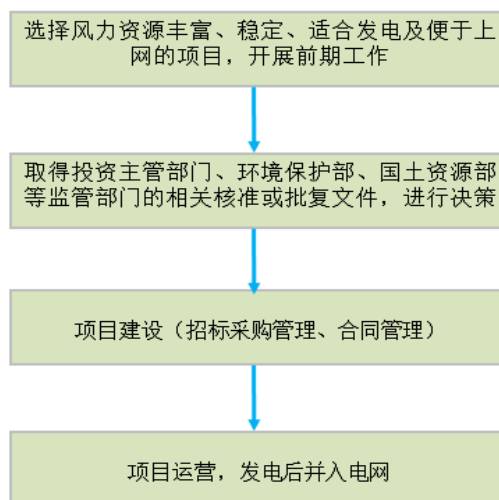
报告期内，公司的主营业务未发生变化，为风力发电的项目开发、建设及运营。公司生产的绿色电力，源源不断地输入电网，满足经济社会及国民用电需求。

（二）报告期内公司的经营模式

1、主营业务经营模式

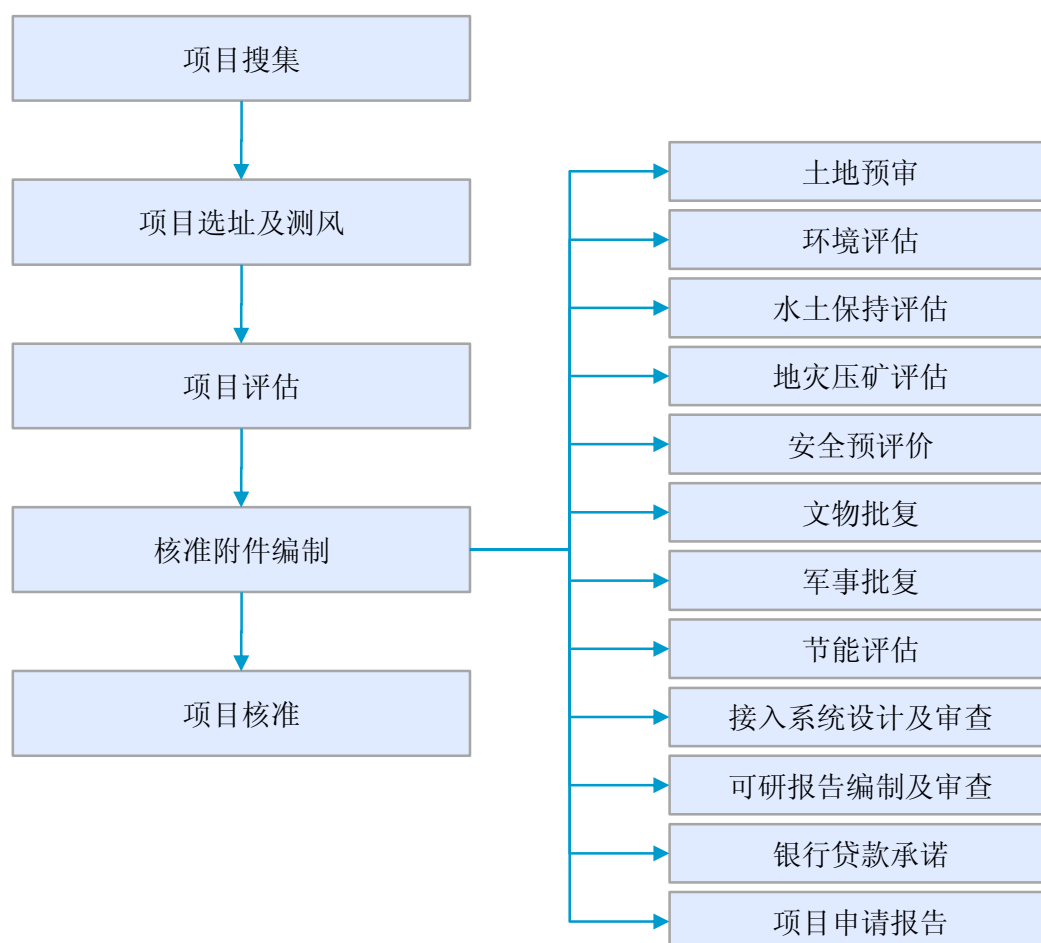
公司的主营业务为风力发电的项目开发、建设及运营。在项目开发阶段，由下属项目公司负责所在区域的项目开发，公司负责尚未布局的空白区域的项目开发；在项目建设阶段，公司负责风机设备的采购和招标，下属项目公司设立后由其负责其它相关设备、材料及工程施工的采购和招标；在项目运营阶段，由下属项目公司负责风电场的运行、维护和检修，公司通过远程监控对各个风电场进行实时监控，对各下属公司实行经营目标考核。各下属公司运营的风电场的电费收入是公司最主要的主营业务收入。

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：



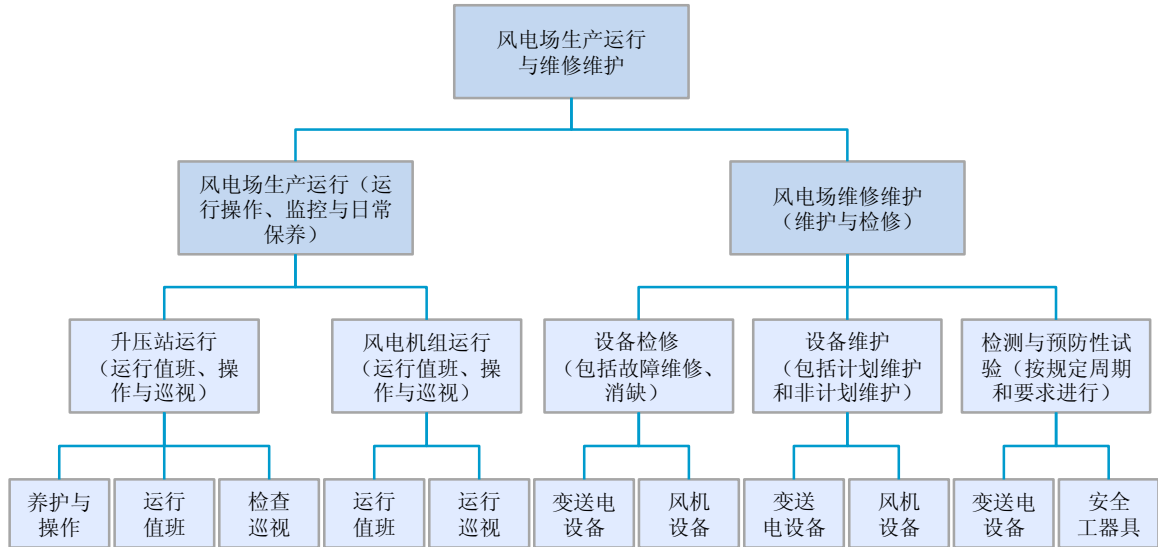
3、采购模式

公司的采购模式主要是招标采购，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。采购范围包括公司本部以及下属项目公司的所有新建、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。

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，并下达给各下属项目公司。公司风电场生产运营模式图如下：



5、销售模式

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（俗称“碳减排”）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，结算电价为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。

（2）“碳减排”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。目前，国际“碳减排”市场低迷，国内碳排放权交易市场尚在试点阶段，2015年公司“碳减排”收入占比很小。

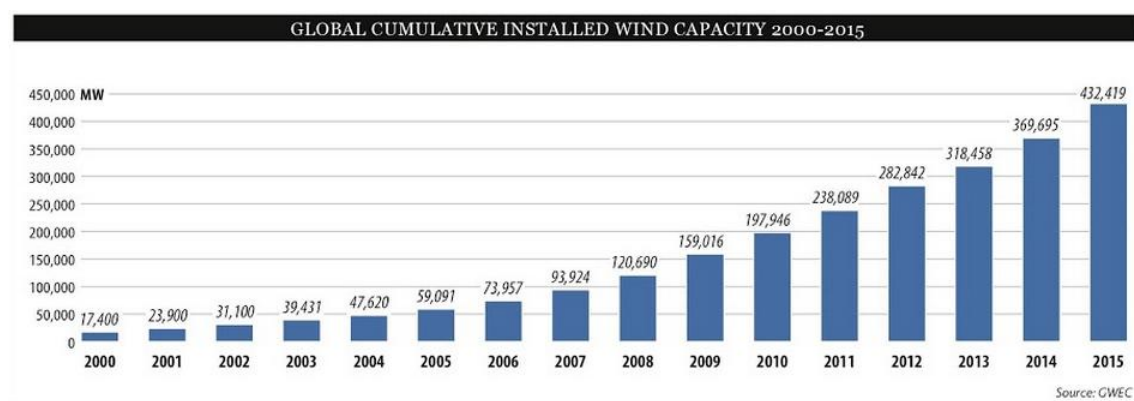
（三）报告期内行业情况说明

1、全球风电行业发展情况

风能是一种清洁的可再生能源，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。加之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，全球风电累计总装机容量从截至 2000 年 12 月 31 日的 17,400MW 增至截至 2015 年 12 月 31 日的 432,419MW，累计年增长率达到 17%。

全球风电装机累计容量（2000 年-2015 年）



资料来源：全球风能理事会

按照 2015 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、印度和西班牙，中国已经成为全球风力发电规模最大、增长最快的市场。在 2001 年至 2015 年间，上述 5 个国家风电累计装机容量如下表所示：

国家	截至 2001 年 12 月 31 日 风电累计装机容量 (MW)	截至 2015 年 12 月 31 日 风电累计装机容量 (MW)
中国	404	145,104
美国	4,275	74,471
德国	8,754	44,947
印度	1,456	25,088
西班牙	3,337	23,025

资料来源：全球风能理事会

全球风电行业发展呈现如下特征与趋势：

(1) 全球市场高度集中

目前全球已有 100 多个国家发展风电，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，截至 2015 年底，全球前十大风电装机容量国家累计装机

容量占全球总量的 84.5%，其中前五大国家合计占全球总量的 72.3%。2015 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 89.0%，其中前五大国家新增装机容量合计占全球总量的 80.1%。

（2）单位发电成本下降

风力发电有着清洁、安全、可再生等优点，但“成本过高”曾被认为是弱点。作为全球减排的重要手段之一，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，风机价格大幅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，导致风电场的建设成本及折旧费用大幅下降。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单位发电成本的作用。

（3）风电技术快速更新迭代

随着新技术、新材料的不断进步，风电技术更新迭代加快，主要体现在风电机组的更新换代上。第一，风电机组呈现大型化发展趋势。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）风力发电向海上进军

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。包括中国在内，全球共有 12 个国家建立了海上风电场。我国东部沿海的经济发展状况和电网特点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》。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。

2、我国风电行业发展情况

(1) 我国风能资源概况

中国幅员辽阔、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。其中，风能资源较为丰富的地区主要集中在“三北”（东北、华北、西北）地区、东南沿海及附近岛屿，此外，内陆也有个别风能丰富点。

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；“三北”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。

(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，2014 年新增装机容量 23,196 MW，2015 年新增装机容量 30,500MW，连续三年保持全球新增装机

容量第一位。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。2015 年底我国累计风电装机容量 145,104 MW，继续保持全球第一。2013 年至 2015 年累计装机容量增长率分别为 21.37%、25.36%、26.61%，2001 年至 2015 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%
2014 年	114,609	25.36%
2015 年	145,104	26.61%

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》、《GLOBAL WIND REPORT 2014》

2002 年至 2015 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%
2014 年	23,196	44.07%
2015 年	30,500	31.49%

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》、《GLOBAL WIND REPORT 2014》

（3）我国风电行业发展模式

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。

在大规模集中开发的模式下，风电场建设大部分分布于“三北”（华北、西北、东北）地区，远离东部电力负荷较大地区，随着风电装机规模快速增长，三北地区的风电并网难度日益增大。因此，2012 年 7 月份国家发改委在可再生能源十二五规划中，提出了我国集中式与分散式开发并重原则，鼓励分散式风电开发并网建设。

在“十三五”期间，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，缓解电网输电压力。

（4）我国风电行业定价机制

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。

根据国家发展改革委颁布并于 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 日后获得国家发展改革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

2014年12月31日，国家发展改革委下发《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2014]3008号），决定适当调整新投陆上风电上网标杆电价。调整方案为：

1) 对陆上风电继续实行分资源区标杆上网电价政策。将第I类、II类和III类资源区风电标杆上网电价每千瓦时降低2分钱，调整后的标杆上网电价分别为每千瓦时0.49元、0.52元和0.56元；第IV类资源区风电标杆上网电价维持现行每千瓦时0.61元不变；

2) 鼓励通过招标等竞争方式确定业主和上网电价，但通过竞争方式形成的上网电价不得高于国家规定的当地风电标杆上网电价水平。具体办法由国家能源主管部门会同价格主管部门另行制

定；

3) 继续实行风电价格费用分摊制度。风电上网电价在当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）以内的部分，由当地省级电网负担；高出部分，通过国家可再生能源发展基金分摊解决。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相应调整；

4) 上述规定适用于 2015 年 1 月 1 日以后核准的陆上风电项目，以及 2015 年 1 月 1 日前核准但于 2016 年 1 月 1 日以后投运的陆上风电项目。

2015 年 12 月 22 日国家发改委下发《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》，实行陆上风电上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策，为使投资预期明确，陆上风电一并确定 2016 年和 2018 年标杆电价，如下表：

资源区	标杆上网电价（元/kWh）		各资源区所包括的地区
	2016 年	2018 年	
I 类资源区	0.47	0.44	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、克拉玛依市、石河子市
II 类资源区	0.50	0.47	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；甘肃省嘉峪关市、酒泉市
III 类资源区	0.54	0.51	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、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	0.60	0.58	除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区

三 会计数据和财务指标摘要

单位：元 币种：人民币

	2015年	2014年	本年比上年 增减(%)	2013年
总资产	17,817,028,227.54	13,123,504,157.24	35.76	12,155,089,312.05
营业收入	1,359,369,893.54	1,183,313,530.91	14.88	1,082,987,964.02
归属于上市公司股东的净利	203,361,221.06	182,042,215.69	11.71	195,116,482.62

润				
归属于上市公司股东的扣除非经常性损益的净利润	131,038,492.91	151,501,784.38	-13.51	174,892,082.10
归属于上市公司股东的净资产	6,260,180,785.05	3,192,691,561.98	96.08	2,769,934,596.13
经营活动产生的现金流量净额	1,349,002,179.48	1,120,038,284.97	20.44	1,088,584,293.30
期末总股本	2,077,780,000.00	1,777,780,000.00	16.87	1,600,000,000.00
基本每股收益(元/股)	0.114	0.111	2.70	0.122
稀释每股收益(元/股)	不适用	不适用	不适用	不适用
加权平均净资产收益率(%)	6.26	6.31	减少0.05个百分点	7.22

四 2015年分季度的主要财务指标

单位：元 币种：人民币

	第一季度 (1-3月份)	第二季度 (4-6月份)	第三季度 (7-9月份)	第四季度 (10-12月份)
营业收入	352,654,745.67	397,398,147.31	285,761,228.72	323,555,771.84
归属于上市公司股东的净利润	63,733,364.41	84,529,825.31	-2,651,811.04	57,749,842.38
归属于上市公司股东的扣除非经常性损益后的净利润	59,154,225.77	76,725,751.40	-8,631,565.64	3,790,081.38
经营活动产生的现金流量净额	333,899,387.89	434,669,707.03	312,846,786.90	267,586,297.66

五 股本及股东情况

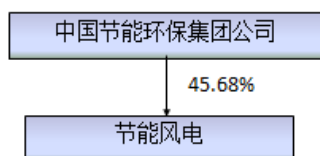
5.1 普通股股东和表决权恢复的优先股股东数量及前10名股东持股情况表

单位：股

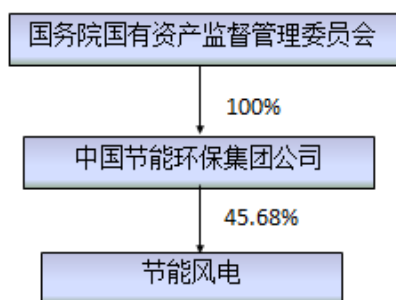
截止报告期末普通股股东总数(户)	62,030
年度报告披露日前上一月末的普通股股东总数(户)	61,303
前10名股东持股情况	

股东名称 (全称)	报告期内增 减	期末持股数 量	比例 (%)	持有有限售 条件的股份 数量	质押或冻结情 况		股东 性质
					股份 状态	数量	
中国节能环保集团 公司	0	948,148,000	45.63	948,148,000	无	0	国有 法人
全国社会保障基 金理事会	0	316,049,333	15.21	0	无	0	国家
国开金融有限责 任公司	0	158,024,667	7.61	0	无	0	国有 法人
光控安心投资江 阴有限公司	0	93,330,000	4.49	0	无	0	境内 非国 有法 人
光大创业投资江 阴有限公司	0	66,670,000	3.21	0	无	0	境内 非国 有法 人
华宝信托有限责 任公司	44,900,000	44,900,000	2.16	44,900,000	无	0	境内 非国 有法 人
中国银河证券股 份有限公司	40,000,100	40,000,100	1.93	40,000,000	无	0	国有 法人
华夏人寿保险股 份有限公司一万 能保险产品	36,400,000	36,400,000	1.75	36,400,000	无	0	境内 非国 有法 人
华泰资产管理有 限公司一策略投 资产品	33,000,000	33,000,000	1.59	33,000,000	无	0	境内 非国 有法 人
赖宗阳	30,300,000	30,300,000	1.46	30,300,000	无	0	境内 自然 人
上述股东关联关系或一致行动的 说明	上述股东中，股东光控安心投资江阴有限公司及股东光大创业 投资江阴有限公司存在关联关系，为一致行动人。 未知其他股东之间是否存在关联关系，也未知其他股东之间是 否属于《上市公司收购管理办法》规定的一致行动人。						

5.2 公司与控股股东之间的产权及控制关系的方框图



公司与实际控制人之间的产权及控制关系的方框图



六 管理层讨论与分析

截至 2015 年末，公司并网装机容量达到 173.95 万千瓦，全年实现上网电量 31.13 亿千瓦时，平均利用小时数为 1,817 小时，高出全国行业平均水平约 89 小时。2015 年，公司实现营业收入 135,936.99 万元，同比增长 14.88%；利润总额 29,748.18 万元，同比增长 18.62%，归属于上市公司股东的净利润为 20,336.12 万元，同比增长 11.71%。

七 涉及财务报告的相关事项

7.1 与上年度财务报告相比，会计政策、会计估计和核算方法发生变化的，公司应当说明情况、原因及其影响。

不适用

7.2 报告期内发生重大会计差错更正需追溯重述的，公司应当说明情况、更正金额、原因及其影响。

不适用

7.3 与上年度财务报告相比，对财务报表合并范围发生变化的，公司应当作出具体说明。

本公司 2015 年度纳入合并范围的子公司共 18 户，本期合并财务报表范围及其变化情况详见本附注“八、合并范围的变更”和“九、在其他主体中的权益”。

7.4 年度财务报告被会计师事务所出具非标准审计意见的，董事会、监事会应当对涉及事项作出说明。

不适用