

1. 规划指导思想、原则与依据

1.1 规划指导思想

规划的指导思想是：抓住国家加快发展可再生能源的历史机遇，合理开发利用阿拉善盟丰富的风能资源，积极争取国家支持。整体规划，分步实施，有序建设，大风场大开发，优质风场重点开发。在国家有关法律和政策的支持下，加大风力发电产业的建设力度。通过风力发电的大规模商业化发展，促进阿拉善盟风力发电技术水平的提高和电力事业的发展，使风力发电成为具有市场竞争力的清洁能源工业，以促进能源产业结构的调整，实现地区经济的发展。

1.2 规划目的

本规划的主要目的是要将本规划作为“十一五”至“2020年”阿拉善盟发展风力发电产业的指导性文件。规划中重点对阿拉善盟发展风力发电产业的风能资源优势、必要性、可行性、机遇和挑战进行分析，针对国内风力发电产业的现状及发展趋势，确定阿拉善盟“十一五”至“2020年”风力发电产业的建设规模、风电场的选址区域、开发利用顺序；通过对经济效益、环境保护等问题的评价，使得阿拉善盟丰富的风能资源被更合理、充分地利用；促进能源结构调整，缓解阿盟的电力紧张局面，实现以盐化工业、煤化工业为龙头，以能源工业为基础，带动其它产业的发展，从而促进全盟经济社会的繁荣和可持续发展，实现工业强盟的发展目标。

1.3 规划原则

风电场规划应贯彻统一规划、分期实施、综合平衡、讲

求效益、合理开发、保护资源的原则，同国民经济发展规划及电力发展规划保持一致，与土地利用和环境保护相协调。优先开发风能资源条件好，建设条件好的风电场。风电场建设的地点及容量与电网的发展相结合，风电场的建设和机型的选择注重其规模、技术、经济性，经比较后确定。遵循电价、电量在电网上均摊的原则，积极争取国家优惠政策，降低建设运行成本，取得最好的经济效益。

1.4 规划依据

我单位受阿拉善盟发展和改革委员会的委托，依照《风电场工程规划报告编制办法》，编制《阿拉善盟“十一五”及2020年风力发电发展规划》报告。规划遵循的法律、法规、标准、规程：

- 1、《中华人民共和国可再生能源法》。
- 2、《中华人民共和国气象法》。
- 3、《中华人民共和国环境保护法》。
- 4、《中华人民共和国大气污染防治法》。
- 5、《中华人民共和国环境噪声污染防治法》。
- 6、《中华人民共和国电力法》。
- 7、《中华人民共和国土地管理法》。
- 8、《中华人民共和国草原法》。
- 9、《中华人民共和国水土保持法》。
- 10、《中华人民共和国自然保护区条例》。
- 11、《风电场风能资源测量方法》（GB/T18709-2002）。
- 12、《风电场风能资源评估方法》（GB/T18710-2002）。

13、《风电场工程规划报告编制办法》。

14、国家发展和改革委员会、科学技术部《关于进一步支持可再生能源发展有关问题的通知》（计基础[1999]44号）。

15、国家电力部《关于风电场并网运行的暂行规定》（电力法规[1994]256号）。

16、国家计划委员会《关于印发〈新能源基本建设项目管理的暂行规定〉的通知》（计交能[1997]955号）。

17、国家发展和改革委员会《关于开展全国大型风电场建设前期工作的通知》（发改办能源[2003]408号）。

18、国务院《关于实施西部大开发若干政策措施的通知》（国发[2001]73号）。

19、内蒙古自治区人民政府《关于印发〈实施西部大开发若干政策措施规定〉的通知》（内政发[2003]16号）。

1.5 规划范围、内容及年代

本规划的范围只包括并网运行的风力发电场及其配套设施的规划。地域范围包括阿拉善盟全境三个旗。风能资源范围包括风能丰富区、风能较丰富区、风能可利用区。

规划内容包括：风电场场址的确定、风电场的建设条件、风电场装机容量及上网电量、风电场接入系统方案、风电场开发顺序方案、环境评价、投资匡算及经济评价等内容。

规划年代分三个阶段： 第一阶段：2006—2010年；规划装机容量：160万千瓦；第二阶段：2011—2015年；规划装机容量：160万千瓦；第三阶段：2016—2020年；规划装机容量：130万千瓦。

2. 概 述

2.1 自然地理概况

阿拉善盟地处内蒙古自治区最西端，地理坐标为东经 $97^{\circ} 10' - 106^{\circ} 52'$ ，北纬 $37^{\circ} 24' - 42^{\circ} 47'$ 之间；东西长约 800km，南北宽约 400km；总面积 269885km²；区域构造轮廓是华北台地，天山褶皱系内蒙古——兴安岭褶皱系，河西走廊过渡带。

阿拉善盟地势呈东南高，西北低，平均海拔 1000—1400m 左右，最高处东部贺兰山主峰达郎浩绕，海拔 3556.1m，最低处为银根盆地，海拔 720m，全盟境内地域辽阔，呈波状起伏的坦荡高原，一望无际的荒漠、半荒漠草原。巴丹吉林、腾格里、乌兰布和三大沙漠分布于全盟，面积 7.88 万 km²，占全盟总面积的 29.07%。沙漠、沙砾质戈壁、干燥剥蚀平原、低山残丘、干燥剥蚀中山为主的高平原盆地构成了阿拉善的地貌特征。

阿拉善高原地处亚洲大陆腹地，远离海洋，东距最近的海岸线约 2300km，南距最近的海岸线约 4300km，太平洋和印度洋潮湿空气波及甚微，形成典型的大陆性气候。其特点为降雨量稀少，日照强烈，冷热巨变，异常干旱，植被稀疏，地表裸露，加之地处高空西风环流区，全盟多大风天气，尤其冬春大风频繁。阿拉善盟属于中温带，大部分地区平均气温在 6—9℃，极端最低温度零下 41.6℃，极端最高温度 36.4℃。阿拉善盟降水量变化较大，北部年降水量 60—85mm，南部 110mm，西部不足 40mm，贺兰山、巴彦浩特一带年降水量

200mm 左右。阿拉善盟水资源缺乏，地下水储量约 15.12 亿 m^3 ，可开采量 9.55 亿 m^3 。三大沙漠历年接受降水，形成湖泊 580 多个。

阿拉善盟植被稀疏，结构简单，种类较少。从东南向西北依次为荒漠化草原带、草原化荒漠带和典型荒漠带。全盟土壤共划分为 14 个土类，土壤属阿拉善——额济纳灰棕漠土带，具有明显的垂直地带性，从东南向西北依次为灰钙土、灰漠土、灰棕漠土、草甸土等。

2.2 经济社会状况

阿拉善盟地处内蒙古自治区最西端，西与甘肃省相连，东南隔贺兰山与宁夏回族自治区相望，东北与巴彦淖尔盟、乌海市接壤，北与蒙古人民共和国交界。国境线长 733.84km，总面积 27 万 km^2 ，为全国面积的 1/35。全盟辖 3 个旗（阿拉善左旗、阿拉善右旗、额济纳旗），有蒙、汉、回、满等 17 个民族，人口 19.94 万。阿拉善盟自然资源丰富，现已发现的矿产 86 种，540 多处。

“十五”期间，国民经济快速增长，经济实力显著增强。2005 年全盟地区生产总值达到 64 亿元，年均增长 24.1%（现价）；人均生产总值 3 万元，年均增长 23.4%；财政收入达到 9.51 亿元，年均增长 30.9%。

农牧业经济得到加强。2005 年农牧业增加值达到 4.2 亿元；农区牲畜养殖规模达到 70 万头（只），年均增长 17.6%，所占比重提高到 33.5%。

工业经济结构逐步优化，规模进一步扩大。“一白一黑”

的产业链得到延长，以湖盐及盐化工、煤炭及煤化工、金属矿产采选加工为主的工业格局基本形成。2005 年工业增加值达到 30.4 亿元。

第三产业蓬勃发展，2005 年第三产业增加值达到 22.4 亿元；从业人数由 2000 年的 2.5 万人增加到 3.3 万人，占全部从业人员的比重由 28% 上升到 35%。

旅游业步入快速、良性发展轨道。2005 年接待国内外游客达到 48.3 万人次，较 2000 年增长 1.7 倍，年均增长 22%；旅游总收入达到 2.63 亿元，较 2000 年增长 15.5 倍，年均增长 75.2%。

固定资产投资迅猛增长，成为拉动经济增长的主动力。2005 年全盟固定资产投资达到 66.8 亿元，年均增长 66.7%；五年累计完成投资 155.8 亿元，是建盟至 2000 年总和的 4.8 倍。

生态综合治理成效明显，生态环境逐步改善。基础设施条件显著改善。以 220kV 输电线路为主架，110kV、35kV 线路为支架的阿拉善电网基本形成。公路技术等级、通行能力明显提高。2005 年公路总里程达到 5340km，其中黑色公路 2345km。

主要城镇面貌明显改观，人居环境改善，功能不断增强。社会事业取得长足发展，基础条件大为改善。突发公共卫生事件紧急救援机制初步建立，大病统筹、农牧区新型医疗合作制度形成。社会保障体系不断完善，综合参保率逐步提高。

文化、广播电视、体育、计生、民政等社会事业也有了

长足发展。2005 年城镇居民人均可支配收入和农牧民人均纯收入分别达到 8941 元和 3897 元，城乡居民恩格尔系数分别降至 27.9%和 38.5%，消费结构由“生存型”向“发展型”转变。目前，阿拉善盟的经济社会已步入快速发展的良性轨道。

2.3 交通情况

阿拉善盟道路交通便利，到 2005 年底，全盟公路总里程达到 5340km，其中等级公路 3920km（高速公路 45 km，一级公路 85km，二级公路 110km，三级公路 1850km，四级公路 1830km），占总里程的 73%；等外公路、自然路 1420km。公路密度每百平方公里 1.97km。阿拉善盟的现有铁路有乌海—吉兰泰铁路、策克口岸—嘉峪关铁路。

2.4 电网及负荷情况

阿拉善盟以 220kV 输电线路为主干网，以单线向各旗供电。阿左旗、阿右旗现有 220kV 变电站 4 座，输电线路 4 条，线路总长 497km，110kV 变电站 8 座，输电线路 10 条，线路总长 723km，35kV 变电站 8 座，输电线路 12 条，线路总长 275km。额济纳旗有 110kV 变电站 1 座，线路长度 148km；35kV 线路 2 条，线路长度 120km；220kV 变电站 1 座，金诺至额济纳旗 220kV 线路长度 435km。

阿拉善盟现在用电负荷 870MW，其中阿左旗电网现有最高负荷 701MW；阿右旗现有电力负荷 114MW；额济纳旗现有电力负荷 55MW。

2.5 能源资源和电源结构

阿拉善盟幅员辽阔，煤炭资源丰富，煤种齐全，品质优良。目前，已探明的煤炭储量 13 亿吨，其中：太西无烟煤 3.88 亿吨，烟煤 9.12 亿吨。全盟境内经勘探的矿区 16 个。

“十五”以来，阿盟投巨资上大项目，加大煤炭工业投资和煤矿技术改造力度，扩大煤炭工业生产总量，大力发展煤化工工业，延长产业链，提高资源综合利用率，煤炭工业得到较快发展。目前，共有生产企业 69 家，2005 年煤炭产量达到 726.99 万吨，焦炭产量达到 44.73 万吨，实现工业增加值 8 亿元，占全部工业增加值的 25%；实现销售收入 13 亿元，实现利税 2.5 亿元。

鉴于阿盟与蒙古国毗邻优势，积极实施“走出去”的战略，2002 年，内蒙古庆华集团与‘蒙古之金’集团合作成立了中蒙合资庆华马克那林苏海特有限责任公司共同开发蒙古国那林苏海特煤田；开发期限 30 年，所有原煤全部进口中国。那林苏海特煤矿已探明储量为 16.7 亿吨，远景储量为 30 亿吨，煤种为焦煤和无烟煤，2005 年进口原煤 185 万吨，随着“走出去”的战略进一步深入，今后从蒙古国进口原煤将进一步加大。

阿拉善盟有丰富的太阳能资源，年辐射总量 140—158 千卡/平方厘米，年平均日照 3210 小时，具有极高的利用价值。目前，户用光伏系统与离网型小型光伏发电系统已得到了广泛的应用。

目前，阿拉善盟没有较大规模的发电厂，有三个较小的自备电厂，分别为：① 太西煤集团长山自备电厂，位于阿

拉善右旗长山工业园区，装机容量 $2 \times 50\text{MW}$ 。② 太西煤集团古拉本自备电厂，位于太西煤集团古拉本煤化工业园，装机容量 $4 \times 6\text{MW}$ 。③ 吉盐化集团自备电厂，位于阿拉善经济开发区，装机容量 $2 \times 12\text{MW}$ 。

最近的电源点位于乌海市，距巴彦浩特 130km 。

城市规划与交通网
<http://www.cityup.org>

3. 阿拉善盟风资源及开发利用现状

3.1 阿拉善盟风能资源

阿拉善高原地处亚洲大陆腹地，远离海洋，太平洋和印度洋潮湿空气波及甚微，形成典型的大陆性气候。其特点为降雨量稀少、日照强烈、冷热巨变，加之地处高空西风环流区，全盟多大风天气，尤其冬春大风频繁，年平均风速 3.5—5.0m/s，风力大、风沙多是本地区的气候特点，全年大风日数 10—108 天。阿拉善盟风能资源比较丰富，据初步估算约 2.1 亿 kW，占内蒙古自治区风能储量的五分之一。全盟年平均风速 3.65m/s，风速在 3.0—6.0m/s 之间累积时数平均 4749h，大于 6.0m/s 的风速累积时数平均 1620h。阿拉善盟的风速从东向西逐渐增大，其中额济纳旗的呼鲁赤古特年平均风速达 5.0m/s 以上，其次是拐子湖、老东庙、吉柯德，阿拉善右旗的额肯呼都格年平均风速 4m/s 以上。阿拉善盟北部地区为风能资源丰富区，全年有效风能储量 1000—1600kwh，全年最长连续无效风时数不到 50h。春季 3—5 月是全盟风速最大的季节，平均风速为 4.0—5.8m/s，呼鲁赤古特、拐子湖、老东庙、吉柯德、巴音毛道、哈日敖日布格、上井子等地年平均大风日数都超过 50 天。由于气象站大都在低洼地带和聚居区，具有遮蔽性，因此实际风速要大于以上情况。总之，阿拉善盟风能资源比较稳定可靠，每年变化不大（风变系数小于 0.6），而且按季节变化，与农牧业生产的耗能相吻合。

阿拉善盟因受蒙古冷高压的控制，盛行偏西和偏北风。

夏季因受大陆低气压和副热带高压影响，多以偏东和东南风为主。风向变化同时也受地形和天气系统的影响，而使各地风向变化不一致，其中额济纳旗的拐子湖，因受地形影响，一年四季以偏东风为主；吉兰泰以东北风为主；阿拉善右旗的上井子，阿拉善左旗巴彦浩特、头道湖以东南风为主。

3.2 阿拉善盟风能开发利用现状

阿拉善盟从 80 年代初期开始，为了解决电网不能到达的偏远地区农牧户的用电问题，充分利用丰富的风能资源，大力实施光明工程，推广户用风力、光伏、柴油发电设备，解决了牧区群众的基本生活用电问题，至今户用风力发电设备已基本得到普及；小型户用风力发电系统经过二十多年的发展，不仅取得了宝贵的经验，而且产生了较好的经济、社会、环保效益。

2003 年，为了开发阿拉善盟丰富的风能资源，宁夏电力公司在宁夏和阿拉善盟阿左旗境内进行了详细的风能资源调查，经专家评估，选定阿拉善左旗贺兰山古长城钻洞子附近作为首期开发的风电场，称之为“贺兰山风力发电场”。由于“贺兰山风力发电场”优良的建场条件，被联合国开发计划署（UNDP）选中资助，以支持风力发电的发展。该风电场规划总装机容量 500MW，2003 年 3 月开工建设，至今已完成总装机容量 110MW，所发电能全部输送到宁夏地区。该项目的建设，为阿拉善盟今后的风能开发利用奠定了良好的基础，并积累了宝贵的经验。

4. 阿拉善盟发展风电的必要性和可行性

4.1 阿拉善盟发展风电的必要性

4.1.1 风电是能源利用的重要手段

近年来，“电荒”、“油荒”、“煤荒”不绝于耳。尽管国家加强经济运行调节，加大对煤、电、油的组织协调力度，但能源对经济发展的制约仍难以在短期内根本解决。在建立资源节约型社会的基础上，大力发展可再生能源和新能源，实施能源多元化战略才能解决能源紧张问题。风力发电是大力发展可再生能源的重要手段。

阿拉善盟蕴藏着丰富的风能资源，风能是取之不尽、用之不竭的可再生能源，因此，大力发展风力发电是能源利用的重要手段，是能源利用的新途径，是对传统能源的重要补充，可有效的缓解对传统能源的依赖，从而促进本地区经济的发展，调整本地区能源结构，使风力发电产业成为本地区经济发展新的增长点。

4.1.2 发展风电有利于保护生态环境

我国是世界上最大的能源生产和消费国之一，二十世纪九十年代中期已解决了长期困扰经济发展的“能源短缺”问题，实现了能源总量的供求平衡。但是，我国同时也是世界上少数几个以煤为主要能源的国家之一，在全国能源生产中，煤炭能源约占百分之七十五，大量能源的消耗已带来十分严重的后果，不仅大大加快了传统能源的消耗速度，使这些有限的资源有可能在本世纪内消耗殆尽；同时排放出大量的二氧化硫、二氧化碳和烟尘，给生态环境造成破坏，严重

制约着我国经济、社会的发展。由于阿拉善盟的生态环境相当脆弱，且水资源匮乏，大规模发展传统能源产业势必会给环境带来严重的破坏；据估计 2020 年我国二氧化碳等温室气体的排放量将超过美国，因此，能源资源和生态环境问题是我国经济和社会发展所面临的重要问题。而阿拉善盟的能源生产和消费中，煤炭能源占主导地位，风电消耗很少。风电与火电相比每 kwh 可减少污染物排放量平均为：二氧化碳 0.75kg, 二氧化硫 0.0061kg, 氮化物 0.0045kg, 烟尘 0.0025kg, 灰渣约 0.3333kg, 并可节约用水 3kg, 节约标准煤 0.39kg。因此，发展风电可减少二氧化碳、二氧化硫、烟尘和废水的排放量，有利于保护和改善生态环境。

4.1.3 发展风电有利于调整阿拉善盟的能源结构

目前，我国能源消费结构中，煤炭占 67%，汽油占 26%，核电和风电占 7%。而世界平均水平为：煤炭占 26%，汽油占 64%，核电和风电占 10%。我国的人均耗能为 1292 kg 标准煤，是世界平均水平的 61%，我国的人均用电量为 1462 kW，是世界平均水平的 57%，要达到世界平均水平，我国需要 30 亿吨标准煤，需要电力 3.3 万亿 kwh, 随着我国常规能源资源的不断减少，我国单靠以往的能源结构很难保证能源的需求。

阿拉善盟有着得天独厚的风能资源，走可持续发展的道路，已成为阿拉善盟能源经济发展的必然选择。从长期的能源发展战略角度来审视，阿拉善盟必须寻求一条有利于社会、经济与环境可持续发展的、清洁能源占较大比例的能源

供应与消费的道路。目前，我国提出加大能源建设中可再生能源的比例，增加绿色能源的建设；而阿拉善盟在这方面有突出的优势，因此，新能源利用是未来持续能源结构的基础，是满足能源供应的保障；对提高我国能源供应的多样性和安全性将做出积极的贡献。

4.1.4 发展风电符合国家的产业政策

阿拉善盟虽然有较丰富的煤炭资源作为能源产业的后盾，但阿盟行署本着可持续发展的眼光指出：发展工业要围绕“能源建设”和“完善电网建设”的战略，以煤炭为基础，大力调整能源产品结构，加快开发利用风能、太阳能等洁净能源。

为促进风电的大规模发展，国家相继出台扶持风电发展的有关政策，已明确指出：风电不参与同火电市场的竞争，电量由电网企业按政府定价或招标价格优先购买，电力市场成熟时，由政府规定供电企业售电量中新能源和可再生能源的市场份额。增值税减半征收；进口设备暂按照 5%、零部件按 1%征收；征地按照风机实际占用面积计征，即点征。实行优先上网制度，电网企业按照政府规定的价格或招标价全额收购。规定国家批准的风电场工程项目，其送出工程由电网企业负责。实行分类电价和招标电价公开的制度。财政建立专项资金制度。信贷优惠政策，实行利率减半，允许项目融资。由以上国家产业政策可以看出，发展风电符合国家的产业政策，使发展风电产业有了可靠的政策保障。

4.2 阿拉善盟发展风能的可行性

在阿拉善盟发展风能有以下有利条件：

4.2.1 风资源丰富

阿拉善盟地处中纬度西风带，位于内蒙古高压前沿，偏西气流越过阿尔泰山、天山、阿尔金山、祁连山进入阿拉善盟。全盟地势平缓宽展，无高大山脉阻挡，气流与地表摩擦系数小，所以，刮风频繁，且风速大。全盟平均风速 3.65m/s 。风速在 $3.0\text{—}6.0\text{m/s}$ 之间年累积时数平均 4749h ，大于 6.0m/s 的风速累积时数平均 1620h 。阿拉善盟北部地区为风能资源丰富区，全年有效风能储量 $1000\text{—}1600\text{kwh}$ ，全年最长连续无效风速时数不到 50h 。阿拉善盟中部、南部地区为风能资源较丰富区，全年有效风能储量 $500\text{—}1000\text{kwh}$ 。阿拉善盟风能资源总储量约 2.1 亿 kW ，且稳定可靠，年变化不大，具有较高的利用价值。

4.2.2 电网条件好

阿拉善盟属内蒙西部电网，内蒙西部电网（以下简称蒙西电网）位于内蒙古自治区西部地区，供电区域为内蒙古西部地区的六市二盟，即呼和浩特市、包头市、乌海市、鄂尔多斯市、巴彦淖尔市、乌兰察布市、阿拉善盟和锡林郭勒盟。蒙西电网供电区域面积约 62 万 km^2 ，约占全自治区总面积的 56% 。

蒙西电网最高电压为 500kV ，到 2004 年底已形成了 500kV 的主干网架。电网内部 500kV 线路九条，线路总长度 1222.091km 。 500kV 变电所 5 座，总变电容量 3750MVA 。目前电网通过丰镇电厂～万全的双回路线路及丰镇～大同二

电厂的单回 500kV 线路与华北电网相连；但因安全稳定的需要，丰同 500kV 线路目前处于断开运行状态。

蒙西电网目前以 220kV 线路为主供电网架，已形成西起阿拉善盟，东至锡林郭勒盟，绵延 1800 多公里的 220kV 网架结构。截至 2004 年底，全网共有 220kV 变电站 57 座，变电容量 11229 MVA；220kV 线路 118 条，长 5786km。

截至 2004 年底，蒙西电网共有统调发电厂 21 座，总装机容量 7702MW。

蒙西电网 2004 年最高供电负荷为 5103 MW，向华北电网最高送电 1750 MW。全年完成供电量 458.95 亿 kwh。

阿左旗、阿右旗、额济纳旗由蒙西电网供电，其中阿左旗、阿右旗网内运行的 220kV 变电站 4 座，主变 5 台，容量 630MVA，110kV 变电站 8 座，主变 11 台，容量 281MVA，35kV 变电站 8 座，主变 12 台，容量合计 47MVA。220KV 输电线路 4 条，线路总长 497km，110kV 输电线路 10 条，线路总长 723km，35kV 输电线路 12 条，线路总长 275km。额济纳旗网内有 220kV 变电站 1 座，主变 1 台，容量 120MVA，110kV 变电站 1 座，主变 1 台，容量 10MVA，线路长度 148km；35kV 线路两条，线路长度 120km；10kV 线路 3 回，希热哈达煤矿 35kV 变电站装有一台 0.315MVA 主变。

“十一五”期间规划建设以下电源项目：①乌斯太电厂，装机容量 $2 \times 300\text{MW}$ 。②吉盐化集团自备电厂，装机容量 $2 \times 135\text{MW}$ 。

“十一五”期间规划建设以下电网项目：①新建吉兰泰

至金诺 500kV 输变电工程、乌斯太至 41km 至金诺 220kV 输变电工程、贺兰山至孛井滩 220kV 输变电工程、雅布赖至长山 220kV 输变电工程、金额线接至苏宏图 220kV 输变电工程、苏宏图至北银根 110kV 输变电工程、伊克尔至古拉本 110kV 输变电工程、达来库布镇至策克口岸 110kV 输变电工程、达来库布镇至黑鹰山 110kV 输变电工程、达来库布镇至赛汗陶来 110kV 输变电工程、达来库布镇至希热哈达 110kV 输变电工程、达来库布镇至建国营 110kV 输变电工程、达来库布镇至雅干 110kV 输变电工程、建国营至梭梭井 110kV 输变电工程。②新建额肯呼都格至青羊口、额肯呼都格至鼎新机场、鼎新机场至东风基地 110kV 输电工程。③进一步完善孛井滩至腾格里、腾格里至温都尔图 110kV 输变电工程。

这些项目的建设，对完善阿拉善盟的电网状况，将起到决定作用，为风力发电提供了基础条件。

另外，宁夏电网、西北甘肃电网与阿拉善毗邻，在阿拉善盟发展风力发电，可方便的接入宁夏、甘肃电网，向外省供电。

4.2.3 道路交通便利

阿拉善盟道路交通情况总的来说比较方便，从乌海市至巴彦浩特为一级公路，从银川市至巴彦浩特为二级公路，从巴彦浩特至宁夏的青铜峡市为三级公路，从巴彦浩特经吉兰泰至图克木为三级公路，从巴彦浩特经巴音诺日公、乌力吉、额济纳旗的达来库布至策克口岸为三级公路，从乌海经宗别立、查哈尔滩、巴音诺日公、孟根、额肯呼都格、西至甘肃

张掖接 312 国道为三级公路，从额济纳旗达来库布经东风航天城、十四号基地、额肯呼都格、周家井、至甘肃金昌市为三级公路。到 2005 年底，全盟公路总里程达到 5340km，其中等级公路 3920km。

阿拉善盟现有铁路有乌海—吉兰泰铁路 110 公里、策克口岸—嘉峪关铁路 452 公里。“临—策”铁路（临河—图克木—乌力吉—策克口岸）也将要开工建设（总长 768 公里）。

到 2010 年，阿拉善盟公路建设将围绕主线，辐射全盟，突出重点，内外连接，保障畅通；建成“两横两纵十二出口”的公路交通主骨架网络；提高公路等级，盟府所在地的主要出口公路建成高速或一级公路，盟至旗、旗出口公路基本建成二级公路，旗至苏木、镇建成黑色公路，嘎查、村基本实现通公路，形成沟通内外，高效集散的公路交通网络。

“两横”：一横是东起临河，经图克木、乌力吉、苏宏图、达来库布、赛汗桃来、石板井、三道明水与新疆的哈密市相连，此公路将建成高速公路，即“临——哈”高速，总长 954 公里，阿盟境内 838 公里。另一横是东起乌斯太，经宗别立、查哈尔滩、巴音诺日公、孟根、额肯呼都格至甘肃张掖接 312 国道。形成东起呼伦贝尔市阿荣旗，西至阿拉善盟阿右旗的东西大通道。

“两纵”：一纵是北起策克口岸，经额济纳旗的达来库布、东风航天城、十四号基地、额肯呼都格、周家井、至甘肃金昌市，与兰州—西安—成都的国道连接。另一纵是北起北银根，经苏宏图、乌力吉、巴音诺日公、巴彦浩特，至宁夏银

川市，与青岛—银川—武汉的国道连网。

“十二出口”：临河、乌海、石嘴山、银川、吴忠、中卫、武威、金昌、张掖、酒泉、哈密、策克口岸。

建成巴彦浩特、策克口岸、乌斯太、吉兰泰等 5 个物流中心和客运站。建成“临—策”铁路（临河—图克木—乌力吉—策克口岸）。

阿拉善盟便利的交通状况为风电场的建设、施工提供了较好的交通、运输的条件。

4.2.4 市场需求大

按照党的十六大提出的建设全面小康社会的总体发展目标，预计到 2020 年全国需要的发电量为 4.3 万亿 kwh。

根据上述预测，从 2000 年起到 2020 年的 20 年内需要增加装机容量将达 6.3 亿 kW，平均每年要新增装机容量 3150 多万 kW。如此大的电力需求，单靠以往的燃煤发电是不行的，为保证我国国民经济的可持续发展，必须调整能源结构。这将为大力发展风电提供一个广阔的市场。

内蒙古自治区有丰富的风能资源，开发利用风能是必然选择，目前，蒙西电网的风力发电总量仅 17 万千瓦，风电所占比例很小。根据现在世界上公认的看法认为：风力发电在电网中所占比例不超过电网容量的 10%，对电网是安全的；根据这个理论我区发展风电的前景非常广阔。阿盟风能资源储量占内蒙的五分之一，利用风能发电在阿盟有十分重要的意义。一方面：随着阿盟经济的发展对能源的需求越来越大，风力发电有广阔的市场前景；另一方面：在阿盟发展风力发

电对调整能源结构、保护生态环境有特别重要的意义。

目前我国 3000 多万没有电的用户主要集中在西部一些边远地区，这些地区大的电网难以到达，却有着丰富的可再生能源资源。风能的开发利用，将成为当地能源建设的重点。

4.2.5 技术成熟

经过多年的实践，风力发电的技术基本成熟。目前我国已能生产 600kW、660kW、750kW 风电机组，有金风等 18 个企业在研制兆瓦级风电机组，许多零部件国内都能自行制造。截止 2002 年底，本土化风电机组所占市场份额已达 11.56%，大规模发展风电的条件日趋成熟。随着风电产业的形成和先进技术的引进消化，加快了风电机组本土化的进程，使我国风电场建设的成本大幅降低，单位造价从 1994 年的约 12000 元/kW 降低到目前的约 8000 元/kW。同时上网电价也从超过 0.8 元/kwh 左右降低到约 0.56 元/kwh，风电与常规能源价格的差距逐渐缩小，竞争力不断提高。2003 年，江苏启东和广东惠来两个特许权示范风电场项目将竞价机制引入风电开发，促进了成本的降低。2003 年 3 月开工建设的“贺兰山风力发电场”至今已完成总装机容量 110MW，所发电能全部输送到宁夏地区。该项目的建设，为阿拉善盟的风能开发利用奠定了良好的技术基础，并积累了宝贵的经验。

4.2.6 前期工作管理规范

为了做好风电场建设前期工作，促进我国风电持续、快速、健康发展，国家发改委组织国家气象局、中国水电工程

顾问集团公司制定了风电场项目前期工作管理办法和有关技术规定，包括《风电特许权项目前期工作管理办法》、《全国风能资源评价技术规定》、《风电场预可行性研究报告编制办法》、《风电场场址选择技术规定》、《风电场风能资源测量和评估技术规定》、《风电场场址工程地质勘察技术规定》、《风电场工程投资估算编制办法》等。这些办法的出台对风电行业的发展进行了规范化的管理，有效的避免了盲目性带来的危害。

4.2.7 土地利用优势

根据阿盟的地理特征可以看出，在阿盟建设风电场可以不占用耕地、湿地、自然保护区等国家限制用地。风电场分别被规划在戈壁和荒漠化草原；不会对当地的农牧民生产、生活带来大的影响。征地时可实行点征，只占用风力机基础用地，而风电场内的其它空地，可用来放牧或建设草库伦，这样可以降低征地成本。风电场的运行不会对土地和生态环境带来影响，没有废水、废气、烟尘的排放。所以，发展风力发电既可以发展经济，又可以有效的保护农牧民的利益，是真正的可持续发展项目。

综上所述，阿拉善盟加快对风力发电的开发利用，现已具备了非常有利的条件，因此，在阿拉善盟发展风电是可行的。

5. 风电场选址

5.1 风电场选址的标准及原则

5.1.1 风电场的选址标准：

《风电场风能资源测量方法》(GB/T18709-2002)、《风电场风能资源评估方法》(GB/T18710-2002)、《风电场场址选择技术规定》。

5.1.2 风电场的选址的一般原则

风电场的选址应从以下几点考虑：

①年平均风速较高、风功率密度大、风频分布好、可利用小时数高（一般要求当地在 10m 高处的年平均风速在 6.0m/s 左右，风功率密度在 200—250W/m²之间，相当于风力发电机组满功率运行的时间在 2000—2500h，从经济分析上来看是有益的）。

②风速变化小、地势开阔、风垂直切变小。

③尽可能靠近电网。

④交通方便。

⑤对环境的不利影响最小。

⑥尽量避开灾害天气频发的地区。

⑦地质情况。

⑧地形情况。

⑨地理位置。

⑩温度、气压、湿度、海拔高度等情况。

5.2 风能资源及分布特点

据初步估算，阿拉善盟风能资源储量约 2.1 亿 kW，占内蒙古自治区风能储量的五分之一。其中可开发利用量约为 2000 万 kW；到 2020 年规划开发利用 450 万 kW，“十一五”

期间规划建设 160 万 kW。全盟平均风速 3.65m/s，北部地区为风能资源丰富区，全年有效风能储量 1000—1600 kwh。10m 高度风功率密度均在 100—150W/m² 之间，全年有效风速累积时数平均 6369 小时，大于 6m/s 风速的全年累计时数不低于 2300 小时，约占全年总时数的 26%至 30%之间，最长连续无效风速时数不到 50 小时；大于 20m/s 的风速只占全年总时数的 0.02%，南部为风能资源较丰富区，全年有效风能储量 500—1000kwh，10m 高度风功率密度均在 100W/m² 左右，全年有效风速累积时数在 4380—6100 小时之间，大于 6m/s 风速的全年累计时数不低于 1300 小时，约占全年总时数的 15%至 20%之间，大于 20m/s 的风速只占全年总时数的 0.008%。由于受地形变化影响在一些地区形成气压槽，年平均风速在 6m/s 左右，风功率密度在 200W/m² 以上。阿拉善盟因受蒙古冷高压的控制，盛行偏西和偏北风。夏季因受大陆低气压和副热带高压影响，多以偏东和东南风为主。风向变化同时也受地形和天气系统的影响，而使各地风向变化不一致，其中额济纳旗的拐子湖，因受地形影响，一年四季以偏东风为主；吉兰泰以东北风为主；阿拉善右旗额肯呼都格，阿拉善左旗巴彦浩特、头道湖主导风向是东南风。总之，主导风向各地都不一致。根据《风电场风能资源评估方法》（GB/T18710-2002），经实地勘察，对十五个风况较好的风场进行优选，最终确定具有较高开发利用价值的风电场 8 处；其中，阿左旗四处：李井滩、宗别立、诺日公呼和陶日盖、苏宏图；阿右旗两处：陆家井、雅布赖；额济纳旗两处：居

延海、达来库布（建国营）。以上规划的风电场，按全国风能普查结果和已有测风塔数据提供，其风能功率密度均在 $200\text{W}/\text{m}^2$ 以上；选定的风电场均在风能丰富区和较丰富区（根据内蒙古自治区风能区划图提供的结果）。李井滩风电场地处贺兰山末端的气流出口，其东偏南方向是宁夏平原的青铜峡市，由于风在这里受到地形的影响，其风速、风能功率密度均大于周围地区；根据此地区测风塔提供的数据：10m 高度年平均风速 $5.78\text{m}/\text{s}$ ，风能功率密度 $242\text{W}/\text{m}^2$ ，年有效风速（4—25m）小时 5860h，主导风向为 ENE。所以，此地区是较好的风电场建设区。

下面以表格形式列出风能资源分布情况：

阿拉善盟各地四季平均风速

单位: m/s

站 季 名 度	春 季 (3—5 月)	夏 季 (6—8 月)	秋 季 (9—10 月)	冬 季 (10—12 月)
呼鲁赤古特	5.7	4.8	4.8	4.8
吉诃德	4.7	4.6	3.6	3.2
老东庙	4.9	4.5	4.0	3.6
达来库布	4.2	4.0	3.3	3.0
拐子湖	5.1	4.9	4.1	4.0
哈日敖日布格	5.0	4.7	4.0	3.6
巴音毛道	4.5	4.0	3.6	3.6
巴音诺日公	4.0	3.2	2.9	2.7
吉兰泰	4.0	3.7	3.2	3.3
宗别立	4.3	3.8	3.7	4.4
锡林高勒	4.3	4.4	3.5	3.5
巴彦浩特	3.3	3.2	2.6	2.4
头道湖	4.5	4.3	3.4	3.0
上井子	4.8	4.6	3.8	3.7
中泉子	3.6	3.7	2.9	3.0

阿拉善盟气候资源

站 名	平均太阳辐射 (卡/cm ²)	日照小时数		年气温 (°C)			年蒸发量 (mm)	无霜期 (天)		
		平 均	百 分 率	平 均	最 高	最 低		平 均	最 长	最 短
巴彦浩特	150.44	3015.4	68	7.6	36.6	-31.4	2347.7	133	156	108
巴音毛道	156.39	3277.7	74	6.9	38.0	-31.7	3187.8	144	164	119
吉兰泰	158.44	3303.1	74	8.6	40.9	-31.2	3016.2	137	171	109
巴音诺日公	155.62	3198.8	72	6.4	38.8	-36.6	2923.1	141	159	111
头道湖	153.84	3038.4	69	8.0	38.4	-33.1	2838.3	166	189	130
锡林高勒	157.04	3207.3	72	8.0	38.6	-29.7	3102.9	158	174	135
上井子	150.79	3071.3	70	8.3	38.0	-27.8	3030.8	151	166	134
中泉子	153.71	3129.5	71	8.9	40.6	-28.5	3399.8	182	187	148
达来库布	159.25	3444.2	76	8.3	41.1	-35.5	3668.7	150	168	128
拐子湖	154.69	3317.1	75	8.6	43.1	-32.4	4152.2	144	169	109

各气象站相关高度平均风速、风能功率密度表

气象站名	10m		30m		50m		70m	
	年平均风速	风功率密度	年平均风速	风功率密度	年平均风速	风功率密度	年平均风速	风功率密度
呼鲁赤古特	5.02	100-150	5.87	160-240	6.28	200-300	6.57	240-320
吉诃德	4.25	<100	4.97	100-150	5.31	100-150	5.57	150-200
老东庙	4.25	<100	4.97	100-150	5.31	100-200	5.57	150-200
达来库布	3.63	<100	4.25	<100	4.54	<100	4.78	<160
拐子湖	4.53	<100	5.30	100-150	5.66	150-200	5.93	160-240
哈日敖日布格	4.33	<100	5.06	100-150	5.41	<200	5.67	<200
巴音毛道	3.93	<100	4.60	<100	4.91	<200	5.15	100-150
巴音诺日公	3.20	<100	3.74	<100	4.00	<100	4.19	<100
吉兰泰	3.55	<100	4.15	<100	4.44	<100	4.65	<100
宗别立	4.05	<100	4.73	<100	5.06	100-150	5.31	100-150
锡林高勒	3.90	<100	4.56	<100	4.88	100-140	5.11	100-150
巴彦浩特	2.88	<100	3.70	<100	3.65	<100	3.77	<100
头道湖	3.80	<100	4.45	<100	4.75	100-140	4.98	100-150
上井子	4.23	<100	5.05	100-150	5.29	100-150	5.54	150-200
中泉子	3.30	<100	3.86	<100	4.13	<100	4.32	<100

关于阿拉善盟气象资源的分布情况见附件各图：平均风

速图、平均气温图、日照时数图、降雨量图、无霜期、大风日数图。

5.3 风电场地理位置的确定

(1) 李井滩风电场

规划的李井滩风电场，位于李井滩农业开发区周围，北起石棚子，南至麻黄沟，东至与宁夏交界，约 300km²的范围内。“十一五”至 2020 年期间，优先开发红疙瘩至石墩子区域，即：东经 105° 15′ —105° 50′，北纬 37° 40′ —38° 9′ 的区域。该地区大部分属半荒漠化草原地貌，东部属低山丘陵地貌。由于其位于贺兰山末端的气流出口，其东偏南方向是宁夏平原的青铜峡市，风在这里受到地形的影响，其风速、风能功率密度均大于周围地区；根据此地区测风塔提供的数据：年平均风速 5.78m/s，风能功率密度 242W/m²，年有效风速（4—25m/s）小时数为 5860h，主导风向为 ENE。所以，此地区是较好的风电场建设区。

(2) 诺日公呼和陶日盖风电场

规划的诺日公呼和陶日盖风电场，位于阿左旗巴音诺日公苏木东经 104° 33′ 北纬 40° 10′ 至呼和陶日盖东经 104° 4′ 北纬 40° 22′ 的风带走廊，约 430km²的区域，该地区属半荒漠化草原地貌，位于雅布赖山口，山口两边为宽阔地，风在这里受到地形的影响，在山口处形成强气流。根据测风塔提供的数据，平均风速达到 6.93m/s，6.0m/s 以上风速年累积超过 2500h 以上，属风能丰富区，具有较高的利用价值。

(3) 苏宏图风电场

规划的苏宏图风电场，位于阿左旗苏宏图以北地区，东至北银根，北至边境，西至阿左旗与阿右旗的交界，约 1500 km² 的范围。该地区属半荒漠化草原地貌，其年平均风速 5.5m/s, 6.0m/s 以上风速年累积 2500h 以上，属风能丰富区，具有很高的利用价值，因此，规划为百万千瓦级风力发电场。

（4）居延海风电场

规划的东居延海风电场，位于额济纳旗东居延海以北至边境，西至东老庙沿“达——策”公路两侧分布，约 850 km² 的范围内。该地区属戈壁草原地貌，年平均风速 5.0m/s, 6.0m/s 以上风速年累积 2500h 以上，属风能丰富区，具有较高的利用价值，因此，规划为百万千瓦级风力发电场。

（5）陆家井风电场（额肯呼都格）

规划的陆家井风电场，位于阿右旗额肯呼都格镇的陆家井，以东经 101° 27'，北纬 39° 12' 为中心，半径 10km 的范围内。该地区属半荒漠化草原地貌，此地主导风向为东北和西南风，属风能可利用区。根据测风塔提供数据，10m 高度平均风速 6.22 m/s，70m 高度平均风速 6.53 m/s。因此，可以作为风电场的建设区。

（6）雅布赖风电场

规划的雅布赖风电场，位于阿右旗的雅布赖，以东经 102° 31'，北纬 39° 31' 为中心，半径 10km 的范围内。该地区属半荒漠化草原地貌，位于雅布赖山西北侧，由于雅布赖山为“东北——西南”走向，此地地处山口，风在这里受到地形的影响，形成强气流。因此，可以作为风电场的建设区。

（7）宗别立风电场

规划的宗别立风电场，位于阿左旗宗别立苏木，以东经 $106^{\circ} 20'$ ，北纬 $39^{\circ} 20'$ 为中心，半径 10km 的范围内地区，约 314 km^2 的范围。该地区属半荒漠化草原地貌，其 70m 高度年平均风速 5.31m/s ， 6.0m/s 以上风速年累积应不低于 1300h，属风能可利用区，根据调查走访该地区长年风速大于周边地区，因此，可以作为风电场的建设区。

（8）达来库布（建国营）风电场

规划的达来库布建国营风电场，位于额济纳旗的达来库布建国营，以东经 $100^{\circ} 33'$ ，北纬 $41^{\circ} 51'$ 为中心，半径 10km 的范围内地区，约 314 km^2 的范围。该地区属戈壁地貌，其 70m 高度年平均风速 5.0m/s 左右， 6.0m/s 以上风速年累积应不低于 1300h，属风能较丰富区与可利用区的交界，根据调查走访该地区长年风速大于周边地区，因此，可以作为风电场的建设区。

6. 风电场建设条件

6.1 风电场工程地质情况

6.1.1 区域地质概况

(1) 地形地貌

阿拉善盟区域构造轮廓是华北台地，天山褶皱系内蒙古——兴安岭褶皱系，河西走廊过度带。

阿拉善地势呈东南高，西北低，由南向北缓倾逐降，平均海拔 1000-1400 米左右，最高处为东部贺兰山主峰，海拔 3556.1 米，最低处为银根盆地，海拔 720 米。全盟境内地域辽阔，呈波状起伏的坦荡高原，一望无际的荒漠、半荒漠和戈壁草原。巴丹吉林、腾格里、乌兰布和三大沙漠贯穿全盟，统称阿拉善沙漠，总面积 7.88 万平方公里，占全盟总面积的 29.07%，居国内第二位，世界第四位。远眺阿拉善，沙漠、沙砾质戈壁、干燥剥蚀平原、低山残丘、干燥剥蚀中山为主的高平原盆地等构成了阿拉善高原地貌特色。

阿拉善高原周围，北有蒙古高原；东有阴山余脉狼山、贺兰山；南有乌鞘岭、龙首山、合黎山；西有马鬃山环绕形成了封闭的阿拉善内陆高原盆地。在高原盆地境内有狼山余脉罕乌拉山、雅布赖山自东北向西南斜插耸峙，把高原分割为沙漠、戈壁、山地、湖盆、平滩等分布不同的地貌。见阿拉善盟地貌分布图

全盟地形复杂多样，地面结构单调，有高原、平原、盆地、丘陵和山地。由于阿拉善高原构造上的稳定性，起伏缓和、分割轻微，主要是宽阔的舒缓褶皱低山丘陵，整个地区

形成两部分，一部分缓慢下沉，接受盖层堆积，另一部分缓慢上升，遭受风化剥蚀，相互镶嵌分布。

（2）土壤类型

阿拉善土壤类型以灰棕漠土、灰漠土、风沙土为主。土壤类型分布见阿拉善盟土壤类型示意图

（3）地质构造

阿拉善盟地处新疆亚板块的东部，受华北和青藏两个亚板块的挤压作用，是一个多地震地区。其东部为华夏系祁、吕、贺山字型构造脊柱的北端，与阴山纬向构造带相连，西南呈北西西——北东东向扭曲的阿拉善弧形构造带，地质构造复杂。新生代以来活动强烈。主要有六个断裂带：

巴彦乌拉山东麓断裂：位于阿拉善三角块体的西缘，呈东北走向，与斋里毛道断裂带相交后，向东北隐伏至吉兰泰断陷盆地。该断裂在第四纪以来活动比较强烈，历史上曾多次发生过 $M_s \geq 5.0$ 级地震。

大柳门子断裂：由两条沿巴彦浩特镇两侧呈南北走向布展的隐伏断裂组成，其南部延伸至长流水一带，北部延伸到淖尔套地区。该断裂常以小震形式释放能量，活动较弱。

头道湖—马三湖断裂：位于祁、吕、贺山字型构造带的马蹄形质地，由三组呈北西走向的断裂构成，其北断与喀什哈断裂相交，地震活动强烈。

雅布赖山前断裂带：位于阿拉善弧形构造带的东部，由两条呈北东走向的断裂组成。新构造运动较为强烈，地震活动具有频度小而强度大的特点。

阿拉善弧形构造带：位于阿拉善块体的西南部，主要由北大山北缘和南缘断裂，龙首山北缘断裂等几条断裂组成，呈北西西、东西、南北走向。地震活动具有周期性特点，本世纪以来，活动比较强烈。

贺兰山南北向构造带：位于阿拉善块体东部，主要有一系列大小不等平行展布的呈南北走向的压扭性断裂组成。构造体系十分发育，近代地震活动较强。

自第三纪以来，整个阿拉善块体呈继承性下降运动，形成了盆地，其中发育着吉兰泰、巴丹吉林、腾格里等许多中小盆地。新生代以来，断陷盆地与其周围的褶皱隆起之间，存在着较强烈的差异性运动，形成了 500 至 6000 米以上的巨厚沉积层。上述诸深大断裂活动强烈，为阿拉善盟发生中强以上地震活动，提供了构造背景条件。阿拉善盟地震构造见阿拉善盟地震构造图。

根据阿拉善盟地震局提供的公函资料，在东经 102-106 度，北纬 37-41 度范围内纵跨四个烈度区，地震动峰值加速度分区值分别是 0.2g、0.15g、0.1g、0.05g。该区域多处分布有隐伏断层，地震地质构造背景复杂，具体地震地质活动特征需详细勘察。该区域地表大部分属于荒漠风积软土地。

6.1.2 各风电场工程地质条件

6.1.2.1 李井滩风场区

地质地貌：李井滩风场区地处阿拉善左旗，中心地理位置东经 104° 39' 19"，北纬 39° 01' 16"。位于腾格里沙

漠东南边缘，地处贺兰山脉西南端的余脉低山丘陵区，东侧至南侧被黄河环绕。表层土壤类型为棕钙土，属于草原化荒漠草场类型。风场区远离地震构造断裂带，区域属于相对稳定地块，场地为岩石地基，地基承载力较强。

根据《中国地震动峰值加速度区划图》风电场区域地震动峰值加速度值为 0.05-0.1g；地震动反应谱特征周期为 0.45s；抗震设防烈度为 VI-VII 度。

6.1.2.2 宗别立风场区

地质地貌：宗别立风场区地处阿拉善左旗，中心地理位置东经 $102^{\circ} 31' 50''$ ，北纬 $39^{\circ} 31' 50''$ 。风场位于贺兰山北坡、乌兰布和沙漠南部边缘，属于贺兰山中山与山前砂砾质平原区。表层土壤类型为棕钙土，属于荒漠草场类型。风场区附近有东西向地震构造断裂带—正义关断裂穿过，区域稳定性有待进一步地质勘测调查。

根据《中国地震动峰值加速度区划图》风电场区域地震动峰值加速度值为 0.15g；地震动反应谱特征周期为 0.40s；抗震设防烈度为 VII 度。

6.1.2.3 苏宏图风场区（哈日敖日布格）

位于阿拉善左旗，中心地理位置东经 $104^{\circ} 11' 36''$ ，北纬 $41^{\circ} 15' 14''$ 。风场位于玛瑙山北侧，东西走向的戈壁平滩，海拔高度 800-900 米。地形地貌属于银根砂砾质戈壁区。

风场区远离地震构造断裂带，根据《中国地震动峰值加速度区划图》风电场区域地震动峰值加速度值为 0.05g；地

震动反应谱特征周期为 0.35-0.45s；抗震设防烈度为 VI 度。

6.1.2.4 诺日公呼和陶日盖风场区

(1) 地质地貌：

位于阿拉善左旗，巴彦诺日公苏木周围，中心地理位置东经 $104^{\circ} 48' 48''$ ，北纬 $40^{\circ} 10' 02''$ 。风场位于巴丹吉林沙漠和腾格里沙漠握手区，地形南北走向，地形地貌属于雅布赖-莎尔扎石质低山区，沙漠、丘陵与平滩并存，海拔高度 1250-1450 米。表层土壤类型为灰漠土，属于荒漠草场类型。

风场地处雅布赖山南麓断裂附近，根据《中国地震动峰值加速度区划图》风电场区域地震动峰值加速度值为 0.05-0.1g；地震动反应谱特征周期为 0.35-0.45s；抗震设防烈度为 VI-VII 度。

(2) 地层岩性

参照 1978 年 01 月宁夏地质局区调队在苏宏图风场和巴彦诺日公风场区南部，东经 104 度 00 分 00 秒 ~ 东经 105 度 00 分 00 秒，北纬 39 度 20 分 00 秒 ~ 北纬 40 度 00 分 00 秒的豪斯布尔都幅 J-48-3 1/20 万区域地质调查报告，本幅所处地层区划，属华北区阿拉善分区，雅布赖—吉兰泰小区。地层缺失很多，出露地层计有：前震旦系，二迭系上统，白垩系下统，第三系渐新统、上新统，及第四系。以新生界分布广泛，余者出露零星。地层总厚约 2500 米，地层层序如下表：

地层层序表

界	系	统	符号	地层名称		厚度 (米)	主要岩性	
新生界	第四系	全新统	Q ₄			2-100	灰黄、灰褐色、砂、砂砾，砂质粘土，淤泥，盐类沉积。	
		上更新统	Q _{3j}	吉兰泰组		>8	土黄色中细粒砂，砂质粘土，砂砾层，盐类沉积，产化石。	
	第三系	上新统	N ₂			30-68	桔黄色钙质砂砾岩，含砾砂岩，细粉砂岩，产化石。	
		渐新统	E ₃ ^{1C}	查干布拉格组		130-203	上部棕红色泥岩，含石膏层，产化石。中、下部砂岩，砾岩。	
中生界	白垩系	下统	K _{1g²}	固阳组	上段	144	紫红色砂砾岩，砂岩。	
			K _{1g¹}		上段	45-345	紫红色砂砾岩，砂岩，泥质粉砂岩，绿色泥质页岩。大海子西侧多呈深灰色，并夹泥灰岩薄层或透镜体。产化石。	
古生界	二迭系	上统	P ₂			>1081	褐黑色玄武岩，暗灰色流纹岩，流纹班岩，英安质岩屑，晶屑熔岩凝灰岩，夹安山岩、凝灰岩。	
古界	震旦系		AnZh ₁	阿拉善群	哈乌拉组	下亚组	>500	暗灰色黑云斜长片麻岩，混合质黑云斜长片麻岩，斜长角闪岩，夹条痕状混合岩。

6.1.2.5 雅布赖风场区

风场位于阿拉善右旗，雅布赖山西北边缘，巴丹吉林沙漠南缘。中心地理位置东经 102° 31' 50"，北纬 39° 31' 50"。属于雅不赖-沙尔扎石质低山区与巴丹吉林沙漠区的边界地貌。表层土壤类型为灰棕钙土、风沙土，属于荒漠草场类型。沿雅布赖山南侧有东北至西南向地震构造断裂带—雅布赖山南麓断裂穿过，雅布赖山北麓断裂位于风场区东侧。区域稳定性有待进一步地质勘测调查。

根据《中国地震动峰值加速度区划图》风电场区域地震动峰值加速度值为 0.05g；地震动反应谱特征周期为 0.45s；抗震设防烈度为 VI 度。

6.1.2.6 陆家井风场区

风场区位于阿拉善右旗额肯呼都格镇西南约 40 公里，中心地理位置东经 101° 27'，北纬 39° 12'。属于北大山石质丘陵区地貌。表层土壤类型为灰漠土，属于荒漠草场类型。东西向北大山南缘隐伏断裂位于风场区附近。区域稳定性有待进一步地质勘测调查。

根据《中国地震动峰值加速度区划图》风电场区域地震动峰值加速度值为 0.1g；地震动反应谱特征周期为 0.45s；抗震设防烈度为 VII 度。

6.1.2.7 居延海风场区

(1) 地质地貌

位于额济纳旗北部，中心地理位置东经 101° 15'，北纬 42° 14'。风电场区域南邻居延海，北靠蒙古国边境。地形总势由北向南倾斜，海拔高度在 900-1000 米之间，属于额济纳北部石质残山和戈壁草原地貌。在漫长地质时代里，由于地质构造和内外营力控制特别外营力的长期风蚀作用和堆积作用，形成额济纳旗比较复杂的地貌组合。额济纳旗东部濒临巴丹吉林沙漠的西北麓，沙漠边缘分布着古日乃湖、拐子湖两大沼泽洼地；南部为面积广大的草原地带；西部多为低山丘陵；绿州北部是黑河最后入地—西居延海、东居延海和天鹅湖；其南部、西部丘陵地带为干燥剥蚀的低山

丘陵环绕。表层土壤类型为灰棕漠土，属于荒漠草场类型。

根据阿拉善盟地震局（2006）01号发给额济纳旗科技局的公函：

风场区远离地震构造断裂带，额济纳旗大部分地震动峰值加速度为 $\angle 0.05$ （地震基本烈度为 $\angle VI$ 度），地表以风积土层，较厚，属软土场地。全境未发现有活动断层存在，地震活动相对平静，百年周期内未发生MS5级以上的地震。

（2） 地层岩性

根据1960年01月内蒙地质局103地质队东居延海和老东庙风场区附近，即在东经 $100^{\circ}00'00'' \sim 103^{\circ}00'00''$ ，北纬 $42^{\circ}00'00'' \sim 42^{\circ}30'00''$ 范围内，内蒙古自治区巴彦淖尔盟额济纳旗居延海地区地质简报，该区域地质地层概况如下：

① 前石炭系：分布于雅干挨乐恒（简称雅干）至巴嘎阿拉勒一带，直至小洪格尔吉都有零星出露，以紫红色、白色、灰白色块状隐晶质白云岩为主，次为灰岩及白云质灰岩，为一单斜构造，其前走向多为 $N70^{\circ}W$ ，倾向SW，倾角 $45 \sim 70^{\circ}$ 。根据层序低于石炭系，故暂为前石炭系，层厚约1000米。

② 石炭系、二叠系分布在雅干，可可陶来盖以南一带的广大地区，为一复背斜构造，作 $NWW \sim SEE$ 向，与产状大体一致。以灰黑色泥质片岩，泥灰质片岩为主，次为灰黑色石墨片岩（小洪格尔吉地区偶夹煤线厚约0.30米）。局部夹透镜状砂岩、灰岩，靠近雅干挨乐恒山南缘附近之透镜状灰岩

中，含动物化石（F101）经中国科学院古生物研究所鉴定为：与下伏地层关系不明，可能为不正合关系，厚约 5000 米以上。

③ 中生代地层直接复于石炭系地层之上，雅干以南的广大地区都有分布，以灰黑色砾岩为主，局部夹灰黑色页岩，砾石成分以灰白色硅质为主，次为黑色页岩，滚圆度甚好，砾石直径 0.50~5 公分。走向为 N50° E，倾向 SE，倾角 25°。与下伏地层斜交不正合，厚约 500 米。

④ 第三系地层分布于大洪格尔吉山南北两侧及中部低凹地区，为紫红色砂页岩组成，普遍含透明石膏。与下伏地层为不正合关系，厚约 50~100 米。

⑤ 第四系地层为冲积层、坡积层、残积层，其成分与附近原岩相同，分布于河谷、山麓平原~戈壁等处。厚约 0.50~50 米。

6.1.2.8 达来库布（建国营）风场区

达来库布（建国营）风场区位于额济纳旗达来库布镇西南约 30 公里，中心地理位置东经 100° 33′ 15″，北纬 41° 52′ 04″。属于额济纳砾质西戈壁区与弱水土质平原区地貌，地势平坦宽阔，周围没有复杂地形地貌。表层土壤类型为灰棕漠土，属于荒漠草场类型。风场区远离地震构造断裂带，区域属于相对稳定地块，场地为岩石地基，地基承载力较强。

根据《中国地震动峰值加速度区划图》风电场区域地震动峰值加速度值为 0.05；地震动反应谱特征周期为 0.35s；

抗震设防烈度为 VI 度。

6.1.3 风电场工程地质条件评价

(1) 区域地质构造稳定，各场址避开了活动断裂足够远的距离，查《中国地震动峰值加速度区划图》风电场区域地震动峰值加速度值为 0.05-0.1g；地震动反应谱特征周期为 0.35-0.45s；抗震设防烈度为 VI-VII 度。

(2) 工程区覆盖层厚度各不相同，均具备良好的承载力持力层，未见不利的地质构造和地质灾害现象，具备建设风电场的工程地质条件。

(3) 通过初步调查，场址不压开采矿区，且选定范围内无文物遗迹。

(4) 工程区土壤的最大冻结深度为 1.5 米。

(5) 鉴于工程区冻土层较厚，建议挖除较薄的覆盖层，塔基置于稳定砂岩上。

(6) 建议下阶段进行风电场建设可行性研究时进一步落实场地各工程部位的工程地质条件。

6.2 交通运输及施工条件

6.2.1 交通运输条件

李井滩风电场：李井滩风电场的设备由宁夏的青铜峡市运至最为方便，青铜峡市在“包—兰”铁路线上，距李井滩风电场 80 公里，有三级公路相通，无大的弯道和起伏，便于运输。风电场中心位置距公路 10 公里，为丘陵地带，须事先勘查，修简易便道到达。从巴彦浩特至李井滩风电场为二级、三级公路，约 120 公里，道路平坦，可方便到达。

诺日公呼和陶日盖风电场：巴音诺日公风电场的设备可由乌海或巴彦浩特运至风电场，距离约 200 公里，公路为一级、三级公路，平坦便捷。风电场中心位置距公路 12 公里，为半荒漠化草原，平坦无大的起伏，可直接运入。

苏宏图风电场：苏宏图风电场的设备可由乌海或巴彦浩特经巴音诺日公运至苏宏图，约 300 公里；公路为一级、三级公路，平坦便捷。风电场中心位置距公路 15 公里，为半荒漠化草原，平坦无大的起伏，可直接运入。

居延海风电场：居延海风电场的设备可由乌海或巴彦浩特经巴音诺日公、苏宏图、达来库布运至，约 600 公里，公路为一级、三级公路，平坦便捷。风电场中心位置距公路 15 公里，为戈壁滩，平坦无起伏，可直接运入。也可由酒泉经东风航天城、达来库布运至，约 300 公里，公路为一级、三级公路，平坦便捷。

陆家井风电场（额肯呼都格）：陆家井风电场距额肯呼都格 20 公里，设备可由甘肃的金昌或张掖运至。公路为三级公路，约 120 公里。也可以由乌海或巴彦浩特经巴音诺日公、阿拉腾敖包、额肯呼都格运至风电场，距离约 500 公里。风电场中心距公路约 12 公里，为荒漠草原，地势较平坦，无大的起伏，设备可直接运入。

雅布赖风电场：雅布赖风电场设备可由甘肃的金昌或张掖经额肯呼都格运至。也可以由乌海或巴彦浩特经巴音诺日公、阿拉腾敖包、雅布赖运至。风电场中心距公路约 25 公里，为荒漠草原，设备可由草原自然路运入，但在个别地方

需简单修缮后通过。

宗别立风电场：宗别立风电场的设备可由乌海或巴彦浩特运达，距离约 70 公里，公路为一级、三级公路，平坦便捷。风电场中心距公路约 5 公里，为荒漠化草原，设备可由草原自然路运入。

达来库布（建国营）风电场：风电场的设备可由甘肃酒泉经航天基地、建国营运至，距离约 400 公里，公路为三级公路。风电场中心距公路约 5 公里，为戈壁滩，设备可直接运入。或由乌海或巴彦浩特经巴音诺日公、苏宏图、达来库布、建国营运至，约 650 公里，公路为一级、三级公路，平坦便捷。

外来设备最长的部件为风力发电机叶片，长约 34m，要求公路宽度不小于 6m，路基应能承受 12 吨载重汽车的荷载。以目前的道路状况来看，完全能够满足运输要求。阿拉善盟方便的交通运输条件，为风电场的建设提供了可靠的运输保障。

6.2.2 施工条件

规划的各风力发电场地势开阔、平坦、起伏不大，大多数地区植被覆盖较差。地下水位较深，对风力发电机基础不会构成影响。风电场周围天然建筑材料丰富（如：石料、沙子等），开采方便，不需要长途运输；各风电场地质构造稳定；气候条件属温带大陆性气候，季风影响显著，春季多大风扬沙天气，应避免春季施工；年平均温度 6.9—8.9℃，无霜期 108—189 天，冬季寒冷漫长；年降雨量 50—150mm，6

—9 月为降雨季节。建议风电场的施工应在 5 月中旬至 9 月中旬之间进行。

施工临时用地，可在风电场的征地范围内选择地势平坦的空地，作为施工临时用地；不需要另外租用其他土地。风电场内的土地大多数地区不需要平整，少数地区只须稍加平整，便可作为施工场地。用于风力发电机的基础施工和安装调试用地，可在每台机位附近选择面积约 1.3 亩的场地作为施工临时用地。

主体工程施工包括基础土方的开挖和基础混凝土浇筑。基础开挖采用机械开挖，从上到下分层进行，开挖深度 4m，用自卸车出渣，土方回填采用推土机回填，人工配合，分层碾压密实。土方回填应考虑预留沉降量。基坑衬底铺垫 0.5 米的砾石层，采用混凝土衬底。混凝土采用搅拌机搅拌，机动车运输，振捣浇筑。钢筋采用现场制作加工。基础施工时应注意采用基础钢筋作为自然接地体接地，接地电阻应符合设计要求。

风力机安装时应保证起重机有足够的作业空间，在进场公路旁应有存放零配件和小型吊车的场地。塔架通常由三部分组成，每部分分段运输，现场组装，尽量放在平整的土地上，现场存放应用硬木衬底，防止滑动与锈蚀。机组的安装需遵循以下程序：塔架吊装—机舱吊装—风轮组装—风轮吊装—控制柜安装—电缆安装—电气连接—液压管路连接。当风速超过 12m/s 时，应停止安装。

其他设备的安装，需按相应的规范进行，运至现场验收合

格后进行安装。

施工时应严格遵守相应的安全规范，采取必要的安全措施和劳保措施，确保安全施工，文明施工。

城市规划与交通网
<http://www.cityup.org>

7. 风电场规划装机容量

7.1 规划风电场装机容量

根据规划的各个风电场的地形，可以估算出风电场的装机容量。对于地势平坦、地形简单的风电场，可按照 $5000\text{kW}/\text{km}^2$ 来估算风电场的装机容量，即风电场规划装机容量（万 kW）= $0.5 \times$ 风电场场址范围面积（ km^2 ）。对于地形复杂的风电场，则根据风况特性、合适的单机容量、地形条件来估算。各风电场的装机容量还须根据电网情况、电源建设情况、用电负荷等情况综合考虑确定；因此，我们根据具体情况估算各风电场的装机容量，下面以列表形式给出：

阿拉善盟各风电场“十一五”规划装机容量表

序号	风电场名称	所属旗、县	规划装机容量 (万 kW)	规划年发电量 (亿 kWh)	风电场面积 (km^2)
1	李井滩风电场	阿左旗	25	5.62	300
2	诺日公呼和陶日盖风电场	阿左旗	30	6.91	430
3	苏宏图风电场	阿左旗	40	9.32	1500
4	居延海风电场	额济纳旗	20	4.63	1200
5	陆家井风电场	阿右旗	15	3.47	300
6	雅布赖风电场	阿右旗	10	2.41	300
7	宗别立风电场	阿左旗	10	2.31	300
8	达来库布风电场	额济纳旗	10	2.32	300
合计			160	36.99	4630

阿拉善盟各风电场“2015 年”规划装机容量表

序号	风电场名称	所属旗、县	规划装机容量 (万 kW)	规划年发电量 (亿 kWh)	风电场面积 (km ²)
1	孛井滩风电场	阿左旗	25	5.62	300
2	诺日公呼和陶日盖风电场	阿左旗	30	6.91	430
3	苏宏图风电场	阿左旗	40	9.32	1500
4	居延海风电场	额济纳旗	20	4.63	1200
5	陆家井风电场	阿右旗	15	3.47	300
6	雅布赖风电场	阿右旗	10	2.41	300
7	宗别立风电场	阿左旗	10	2.31	300
8	达来库布风电场	额济纳旗	10	2.32	300
合计			160	36.99	4630

阿拉善盟各风电场“2020 年”规划装机容量表

序号	风电场名称	所属旗、县	规划装机容量 (万 kW)	规划年发电量 (亿 kWh)	风电场面积 (km ²)
1	孛井滩风电场	阿左旗	10	2.21	300
2	诺日公呼和陶日盖风电场	阿左旗	10	2.32	430
3	苏宏图风电场	阿左旗	25	221.40	1500
4	居延海风电场	额济纳旗	60	221.30	1200
5	陆家井风电场	阿右旗	5	1.10	300
6	雅布赖风电场	阿右旗	5	1.21	300
7	宗别立风电场	阿左旗	10	2.31	300
8	达来库布风电场	额济纳旗	5	1.15	300
合计			130	453	4630

7.2 风电场年上网电量估算

各风电场的年上网电量可根据各风电场的气象条件、风频曲线、选定参照的风力发电机组的功率曲线进行分析比较

得出。具体计算步骤可根据以下几点进行估算：

（1）根据风速功率曲线和风力发电机组的功率曲线计算风力发电机标准状态下的年理论发电量。

（2）根据各风力发电场的气象资料计算平均空气密度，修正理论发电量。

（3）估算风力发电机组群发电量折减系数、变压器损耗、线损以及自用电量，再次进行修正，得出上网电量估算值。

根据以上要求，并根据 8 个规划风电场具体情况，对各风电场的年上网电量进行了估算，同时得出了各风电场的年可利用小时数和容量系数。

$$\text{风电场年可利用小时数} = \frac{\text{风电场年上网电量}}{\text{风电场装机容量}}$$

$$\text{风电场容量系数} = \frac{\text{风电场年利用小时数}}{8760}$$

各风电场“十一五”规划年上网电量以表格形式给出：

阿拉善盟各风电场“十一五”规划年上网电量表

序号	风电场名称	规划单机容量 (kW)	规划装机容量 (万 kW)	规划年发电量 (亿 kwh)	容量系数
1	孛井滩风电场	1500	25	5.62	0.26-0.30
2	诺日公呼和陶日盖风电场	1500	30	6.91	0.26-0.30
3	苏宏图风电场	1500	40	9.32	0.26-0.30
4	居延海风电场	1500	20	4.63	0.26-0.30
5	陆家井风电场	1500	15	3.47	0.26-0.30
6	雅布赖风电场	1500	10	2.41	0.26-0.30
7	宗别立风电场	1500	10	2.31	0.26-0.30
8	达来库布风电场	1500	10	2.32	0.26-0.30
合计			160	36.99	

8. 风电场接入系统方案

8.1 负荷预测及电源建设

阿拉善盟“十一五”期间用电负荷将较快增长。“十一五”期间预计用电负荷由现在的 870MW 到 2010 年增至 4833MW。

阿拉善左旗电力负荷预测：阿左旗电网现有最高负荷 111MW，其中，巴彦浩特 26MW、“四十一” 20 MW、吉兰泰及诺日公 14 MW、李井滩 30MW、腾格里及温都尔图 11MW、巴润别立地区 10MW。“十五”期间通过电网建设与改造，为阿左旗“十一五”期间经济快速发展奠定了基础，预计在未来两年内，电力负荷将飞速增长，2007 年电力负荷将达到 538MW，年平均增长率为 30%；2010 年电力负荷将增长 829MW，年平均增长率为 26%。

乌斯太经济技术开发区电力负荷预测：乌斯太 110kV 变电站、乌斯太 220kV 变电站相继投运后，使困扰该地区发展的供电问题得到了解决，由于近年电力紧张问题解决较好，加上该地区招商引资力度较大，使该地区用电负荷飞速增长。该地区现有用电负荷 590MW，到 2007 年，预计该地区电力负荷将达到 1080MW，到 2010 年，该地区电力负荷将达到 2373MW，使该地区真正成为阿盟的工业基地。

阿右旗电力负荷预测：阿右旗“十一五”期间电力负荷将较快增长，在现有 114MW 基础上，预计 2007 年增长到 510MW，2010 年电力负荷将达到 775MW。

额济纳旗电力负荷预测：额济纳旗“十一五”期间电力

负荷将飞速增长，在现有 55MW 基础上，预计 2007 年将增长到 565MW，2010 年电力负荷将达到 745MW。

目前，阿拉善盟没有电源点，只有三个较小的自备电厂，电源建设迫在眉睫。“十一五”期间阿盟将规划建设以下电源项目：①乌斯太电厂，装机容量 $2 \times 300\text{MW}$ 。②长山电厂，装机容量 $2 \times 50\text{MW}$ 。

8.2 接入电力系统初步方案

（1）苏宏图风电场接入电力系统初步方案

从巴音诺日公至达来库布的 220kV 线路基本上是沿“巴一达”公路而建，距苏宏图风电场仅十几公里。“十一五”规划建设苏宏图 220kV 输变电工程；由于该风电场是按百万千瓦级风电场规划，因此，苏宏图风电场接入电力系统有两种方案选择：

①在苏宏图风电场建设 35kV 升 220kV 变电站一座，接入最近的 220kV 变电站。规划的苏宏图 220kV 输变电站距风电场约 15km。

②在苏宏图风电场建设 35kV 升 220kV 变电站一座，接入最近的 220kV 线路。风电场距 220kV 线路约 17km。

（2）诺日公呼和陶日盖风电场接入电力系统初步方案

巴音诺日公现有 220kV、110kV 线路及变电站，因此，诺日公呼和陶日盖风电场接入电力系统有两种方案选择：

①在诺日公呼和陶日盖风电场建设 35kV 升 220kV 变电站一座，接入最近的 220kV 变电站，约 60km。

②在苏宏图风电场建设 35kV 升 220kV 变电站一座，接入

最近的 220kV 线路，约 30km。

（3）李井滩风电场接入电力系统初步方案

李井滩现有 110kV 变电站两座，“十一五”规划建设李井滩 220kV 输变电工程。李井滩风电场与宁夏相邻，距宁夏电网近。因此，李井滩风电场接入电力系统有三种方案选择：

① 在李井滩风电场建设 35kV 升 110kV 变电站一座，接入最近的 110kV 线路。

② 李井滩风电场的 35kV 线路直接接入扩建的 110kV 或 35kV 变电站。

③ 在李井滩风电场建设 35kV 升 220kV 变电站一座，接入宁夏 220kV 电网，约 30km。

当风力发电场装机容量超过 10 万 kW 时需建设 220kV 变电站，接入 220kV 线路。

（4）居延海风电场接入电力系统初步方案

从达来库布至策克的 35kV 线路是沿“达——策”公路而建，距东居延海风电场仅十几公里。“十一五”规划建设策克 110kV 输变电工程。但由于居延海风电场是按百万千瓦级风电场规划，因此，东居延海风电场接入电力系统方案为：

在东居延海风电场建设 35kV 升 220kV 变电站一座，接入最近的 220kV 线路，约 60km。

（5）陆家井风电场接入电力系统初步方案

在陆家井风电场建设 35kV 升 220kV 变电站一座，接入最近的 220kV 线路，约 50km。

（6）雅布赖风电场接入电力系统初步方案

在雅布赖风电场建设 35kV 升 220kV 变电站一座，接入雅布赖 220kV 变电站。

（7）宗别立风电场接入电力系统初步方案

①宗别立风电场建设 35kV 升 220kV 变电站一座，接入最近的 220kV 线路，约 30km。

②建设初期（小于 10 万千瓦）宗别立风电场的 35kV 线路直接接入扩建的 110kV 或 35kV 变电站，约 15km。

（8）达来库布（建国营）风电场接入电力系统初步方案

①达来库布风电场建设 35kV 升 220kV 变电站一座，接入最近的 220kV 线路或 220kV 变电站，约 50km。

②建设初期（小于 10 万千瓦）达来库布风电场的 35kV 线路直接接入扩建的 110kV 或 35kV 变电站，约 10km。

9. 环境影响初步评价

9.1 评价依据

- (1)、《建设项目环境保护管理条例》中华人民共和国国务院令[1998]253号
- (2)、《内蒙古自治区环境保护条例》(1997年9月24日)
- (3)、《内蒙古自治区建设项目环境保护管理办法实施细则》
- (4)、《城市区域环境噪声标准》GB3096-93
- (5)、《工业企业设计卫生标准》GBZ1-2002
- (6)、《环境影响评价技术导则》

9.2 环境现状

阿拉善盟总土地面积 27 万平方公里，其中：耕地面积 8577hm²，占土地总面积的 0.03%，林地面积 7018597hm²，占土地总面积的 2.84%，水域面积 60646.5 hm²，占土地总面积的 0.25%，居民、工矿、交通等用地面积 1308522hm²，占土地总面积的 5.3%，可利用牧草地面积 11445085hm²，占土地总面积的 46.24%，沙漠、戈壁、未利用地（包括难利用土地）面积 11224520hm²，占土地总面积的 45.34%。全盟主要土壤有灰漠土、灰棕沙土、棕钙土、风沙土等土类。

在历史上，阿拉善盟境内虽然多沙漠，但仍不失为一块水泊汪汪、草丰羊肥的栖息地，因为它始终受到三大生态屏障的保护，即东部贺兰山原始次生林带、西部黑河流域以胡杨林为主体的额济纳旗绿洲林带和北部梭梭林带。近几十年来这三大生态屏障出现了严重的退化，直接导致河流、湖泊干涸，生物多样性锐减，沙漠化加剧，由此酿成的沙尘暴天气波及华北、华东等地区，并对全球气候状况造成恶劣的

影响。过去几十年里，国家对沙漠化防治工作投入了大量人力物力，取得了一定的成果。但研究显示，仅有约 10%的沙漠化土地得到了治理。

阿拉善盟野生植物资源较丰富。有野生植物 612 种，分属 72 科、322 种，在内蒙古植物区系中占 55%。野生植物组成是以旱生、超旱生、盐生和沙生的荒漠植物为主。湖盆、低湿地、较高的山地和阿拉善东南部有草甸植物、高寒草甸植物、森林植物和草原植物。被内蒙古自治区人民政府列入《内蒙古珍稀濒危保护植物名录》的有 45 种。其中：一级保护植物 6 种，二级保护植物 9 种，三级保护植物 30 种。

全盟有两栖类、爬行类、鸟类、兽类野生动物 188 种。主要野生动物有两栖类 3 种、爬行类 9 种、鸟类 150 种、兽 27 种。其中例如国家一级保护动物的有 6 种，即：野驴、野骆驼、盘羊、白尾海雕、雪豹、黑鹳；国家二级保护动物有 10 种，即：猓狸、危狮、马鹿、麝、疣鼻天鹅、金雕、胡秃鹫、兰马鸡、雪鸡、羽鹤。

阿拉善盟有天然草地 1743.5 万 hm^2 ，分五类：高寒草甸草场类，荒漠草原草场类，草原化荒漠草场类，荒漠草场类，草甸草场类。主要优良野生牧草有：鬼箭锦鸡儿、小叶金露梅、银露梅、高山柳、冷蒿、短花针茅、珍珠柴、红砂、合头藜、麻黄、沙蒿、蒙古短舌菊、沙枣、胡杨、芦苇、苦豆子等。

阿拉善盟森林资源贫乏，全盟有林面积 56.62 万 hm^2 ，总积蓄量 530.29 万 m^3 ，森林覆盖率小于 3.3%。有贺兰山云

杉、油松、山杨、胡杨等。

9.3 环境影响的预测与评价

9.3.1 主要环境要素的识别

根据收集的本次规划的 8 个风电场所处的位置以及周边的自然、社会、生态环境等资料，对其进行了初步的分析、识别和筛选，认为各风电场在施工期和建设后对生态环境的影响以及对当地经济社会的影响是主要环境要素，应作为环境影响评价的重点。主要环境要素有以下内容：

施工期环境影响有：噪声（包括施工机械噪声和施工交通噪声）、电磁辐射、施工人员的生活污废水（包括粪便污水、洗涤污水、淋浴污水等，所含污染物主要有 BOD₅、COD_{cr} 和大肠菌群等）、施工生活垃圾、对鸟类的影响。

运行期环境影响有：噪声（风机运转噪声）、电磁辐射、生活污水、固体废弃物、对鸟类的影响。

社会环境影响有：工程建设对规划及土地利用的影响、工程建设对阿拉善盟经济发展的影响。

9.3.2 环境影响初步预测评价

9.3.2.1 主要有利影响为：

（1）、充分利用风能资源，减少常规能源的消耗，符合国家能源改革的方向。而且风能又是可再生能源（即在同一地点相距 6~8 倍风轮高度的距离后风能又达到原值）。取之不尽，用之不竭。

（2）、风力发电场对比同规模使用燃煤电厂，其向大气排放的污染物为零，实现固体、气体零排放，对保护大气环

境有积极作用。

(3)、风力发电场与燃煤电厂相比，可节省大量淡水资源，减少水环境污染。特别是对缺少淡水资源的沿海及干旱地区更重要。

(4)、在旅游区风力机群也是一道风景线，可在一定程度上反映经济、文化、环境相融洽的程度。

(5)、通过实物教育，可增强公众开发自然资源、保护环境意识。

(6)、建设风力发电场对发展经济有重大意义。

9.3.2.2 不利影响为：

(1)、噪声干扰

施工期：

① 工程施工机械噪声主要产生于风电机基础的土方开挖和回填、打桩、基础承台的浇筑、机组设备的安装、综合楼及变电站的修建等。工程施工区域周边 500m 范围内无村庄，受噪声影响人群主要为施工人员。

工程施工时，应合理控制施工临时生活区与主要施工点的距离，考虑工程施工历时较短，施工人员规范施工操作后将有效减缓施工噪声的影响。

② 施工交通噪声主要为施工运输卡车的道路交通噪声。施工高峰期时车辆运输频繁，运输卡车进场声级可达 90dB 以上。施工临时道路两侧 30m 内无村庄，对其影响较小。

运行期：

风机运转噪声

风机在运转过程中产生的噪声主要包括叶片扫风产生的噪声和机组内部机械运转产生的噪声。工程选用单机容量1500kW风力发电机组作参照，轮毂距离地面约65m，单台风机声功率级105dB。至单台风机外300m处，风机噪声已衰减至45dB以下。同时，工程500m范围内无村庄，因此，工程风机噪声对居民无影响。

（2）、电磁辐射

一切电气设备在运行时都会产生电磁辐射，这种辐射叫做人工工频型辐射，辐射源包括发电机、电动机、输电线路、变电所等。就风力发电机而言，辐射源有发电机、变电所、输电线路三部分。

变电所及输电线路：1997年1月27日国家环保总局颁布的《电磁辐射环境保护管理办法》中规定：电压在100kV以上的送变电系统属电磁辐射项目，造成环境污染危害的必须依法对直接受到损害的单位或个人赔偿损失。一般风电场内输电线路低于66kV，尚未达到国家规定的100kV，故不属于电磁辐射项目。

（3）、对耕地的影响

本期风电场建设工程占地附近没有村落，风场附近有少量耕地，施工时会尽量避免占用耕地，以减少对当地农牧民的影响。在施工过程中严格按规划设计的区域、面积使用土地。同时，风力机施工现场严格按照规定位置放置各种施工机械和设备，以便更有效地控制占地面积，有利于保护草场。施工土方约60%回填于风力机基础，40%运至附近无草地带

堆放。风机在初装、调试及日常检修中要进行拆卸、加油清洗等，此时不注意就会造成漏油、滴油、油布乱扔等现象，形成油污染，造成对植被、土壤的污染。因此建设单位应加强环境意识教育，提高管理水平。

（4）、对生态植被的影响

风电场在建设中风机基座、铁塔基座及道路施工和建设都要对土壤及植被造成一定的破坏。在施工中应尽量少破坏地表植被生态，最大限度地减少人员践踏及车辆对草场的碾压。

（5）、生活污水影响

施工期：污水来源于施工临时生活区。工程施工平均人数 90 人，高峰人数 110 人。施工人员用水量按 180L/人·d 计，污水量取用水量的 80%，则高峰总污水排放量约 15.84m³/d，不宜直接排放。

运行期：运行期污废水包括管理人员的生活污水和 110kV 变电站主变的含油废水。

管理人员的生活污水主要包括食堂废水、粪便污水、洗涤污水、淋浴污水等，所含污染物主要有 BOD₅ 和 COD_{cr}，各种污水混合后，BOD₅ 浓度在 120mg/L 左右，COD_{cr} 浓度在 400mg/L 左右。工程管理人员共 16 人，生活用水量按 200L/人·d 计，污水量取用水量的 80%，则生活污水排放量 2.56m³/d。由于生活污水量较少，生活污水经地埋式污水处理装置处理后回用于站区内绿地浇灌，做到零排放。

110kV 变电站的主变设有事故油池，事故油水及检修产

生的含油废水通过事故油坑油水分离后由专业单位统一回收处理，对周围环境无影响。

(6)、固体废弃物影响

施工期：施工人员的生活垃圾按施工平均 90 人，人均产生量 $0.33\text{kg}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计，则垃圾产生总量约 $29.7\text{kg}/\text{d}$ ，施工历时 10 个月，共将产生生活垃圾 8.91t 。生活垃圾若不集中统一处理将对当地环境造成影响。

运行期：运行期的固体废弃物主要为管理人员的生活垃圾。垃圾产生量按 16 人， $1.0\text{kg}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计，则日产生生活垃圾量为 $16.0\text{kg}/\text{d}$ ，年产生生活垃圾量为 $5.84\text{t}/\text{a}$ 。垃圾若不妥善处理，对周围环境会有一定影响。

(7)、对鸟类的影响

① 对候鸟的影响

大型风力发电机的安装，对环境的影响要考虑的主要问题之一是它们可能对鸟类造成的危害，风电场范围内飞行的鸟类可能会碰撞到风力机的叶轮、输电线、气象测量塔等。一些体型较大或较重的鸟、水禽和一些捕食其它鸟类的猛禽及一些夜低空飞行的鸟被认为易于和风力机碰撞。本次规划的风电场，只有东居延海风电场涉及到这一问题，从东居延海风场所在的地区来看，此类鸟大部分属于不常见鸟，与风力机相碰撞的机率极低，而且一般所选风力机，从地面到风力机最高点约 100 米，而候鸟的飞行高度远高于此，所以风力机对该鸟的影响极低。其它一些常见的鸟大都体型较小，飞行灵活，加之风力机等障碍物目标明显，这些鸟很容易看

清而避开，所以它们发生碰撞风力机的机率也很低。

② 施工期对鸟类的影响

在安装风力机、竖立气象测量塔、修建场区道路和其它设施时的建设期，噪音、尘土等将干扰鸟类原有的生活环境，使场址周围的鸟类无法正常在此觅食、筑巢和繁殖。由于风电场施工期较短，而场址相对整个鸟类生存的地区来说范围又很小，加之鸟类本身有躲避危险，可迁移至其他类似生活环境生存的本能，因而施工期对鸟类的影响不大，更不会造成鸟类数量的下降。因此风电场的建设对该地区鸟类的影响很小。

（8）、光影

白天阳光照在旋转的叶片上投射上来的影子在房前屋后晃动，人无论在屋内外都笼罩在光影里，响声和光影使家人时常产生心烦、眩晕的症状，正常生活受到影响。但因本次规划的风电场一公里内无人居住，故不受此影响。

9.3.3 社会环境影响初步预测分析

阿拉善盟风能资源丰富，风电场的建设，不仅是对当地风能资源的有效利用，而且风电场的建设必将对当地社会、经济发展起到积极的促进作用。对当地增加税收、劳动就业等将起到显著作用，对当地经济社会发展十分有利。

阿拉善盟因有独特的自然景观和珍贵的古代遗迹，是著名的旅游胜地，本次规划风电场的建设，必将在草原上成为一个别致的人文景观，对各风场附近旅游业的发展起到积极的拉动作用。

风能是绿色、环保、可再生的能源，风电场建设本身就是环境保护项目。8 个风电场的建设，将会使阿拉善盟的电力建设结构更趋合理，对煤炭等能源资源的压力也将减轻，与火电场相比，风电场建设会减少污染物的排放量，特别是减少二氧化碳和二氧化硫的排放量，对大气环境和农业生产均十分有利。

9.3.4 环境保护的对策、措施和投资估算

在风电场的兴建过程中，为尽量减少对环境的破坏，将采取以下措施：

（1）、在施工的同时，要注意防止毁坏征地以外的草场植被，采取相应的水土保持工程措施，对线路和基坑开挖造成的影响进行恢复和补救。

（2）、施工运输机械对草场的碾压造成的草场植被破坏，视影响程度，轻的可采取自然恢复，破坏较严重的应采取人工措施恢复植被。

（3）、对施工阶段生活卫生的管理，要严格执行当地环卫部门的各种规章和要求，生活废弃物要统一收集、统一处理，施工完毕后要清理现场，达到环卫要求。

9.4 总体评价与建议

本次规划的风电场的环境影响以有利影响为主，不利影响很小，在采取必要的措施后对生态环境基本上没有不良的影响，从环境保护的角度来考虑，建设本项目是可行的，不存在环境制约因素。环境影响初步评价投资见下表：

环境影响初步评价投资估算一览表

序号	项目	费用（万元）		备注
		2015 (160MW)	2020 (400MW)	
一	水环境保护工程	1232	3080	
1	污水处理	960	2400	
1)	施工期生活污水处理	800	2000	含整个施工期内运行费用
2)	运行期生活污水处理	160	400	污水管线的重新布置等
2	固体废弃物处理	272	680	
1)	施工期垃圾处理	256	640	垃圾筒及清运费用
2)	运行期垃圾处理	16	40	垃圾筒及清运费用
二	水土保持工程	1369.6	3424	
1	生态保护	1353.6	3384	永久场地绿化、临时场地植被恢复、围栏等
2	水土保持设施补偿费	16	40	征收计算标准为0.5元/m ²
三	独立费用	288	720	
1	项目建设管理费	89.6	224	按一至二部分之和的3.5%计
2	科研勘测设计费	160	400	
3	工程建设质量监督费	38.4	96	按一至二部分之和的3.5%计
四	基本预备费	172.8	432	按一至三部分之和的6%计
合计		3062.4	7656	

10. 投资匡算、财务评价及社会效果分析

10.1 投资匡算

10.1.1 规划概况

内蒙古自治区阿拉善盟“十一五”及2020年风电发展规划工程，共计规划8个风场，总装机容量450万kW，并规划建设所需变电站及办公建筑等设施。本规划按照国家、部门以及内蒙古自治区现行的有关规定和费率标准，参照已实行的同类工程的定额标准，考虑到内蒙古自治区的工程费用水平等因素对本规划的影响进行估算。

10.1.2 编制原则及依据

1、《国家发展改革委办公厅关于印发风电场工程前期工作有关规定的通知》(发改办能源[2005]899号)所颁发的《风电场工程可行性研究报告设计概算编制办法及计算标准》。

2、《火电、送变电工程建设预算费用构成及计算标准》(电建[2002]第16号)(新预规)和《内蒙古发送变电工程定额材料与机械调整办法》(内电定[2003]13号)。

3、《电力工程建设概算定额》(电建[2002]第15号)。

4、《关于颁发中小型水利水电安装工程预算定额和概算定额的通知》(水利部水建[1993]63号)。

5、国家计委、建设部发布的《工程勘察设计收费管理规定》(计价格[2002]10号)。

10.1.3 基础单价、取费标准

1、人工预算单价：按内蒙古电力工程人工费标准，为17

元/工日。

2、主要材料预算价格：主要材料预算价格按阿盟2005年12月份市场信息价加运费计算。

水泥：330.84元/t

钢筋：3622.91元/t

汽油：5802.64元/t

柴油：5243.74元/t

砂：113.58元/m³

碎石：75.76元/m³

施工用水：2.25元/m³

施工用电：0.688元/kwh

3、取费标准

建筑及安装工程费由直接费、间接费、利润及税金组成。计算分析工程单价时，建筑按三类工程标准计取，安装工程按二类工程标准计取。

10.1.4 设备及安装工程

由发电设备及安装工程、升压变电设备及安装工程、通信和控制设备及安装工程、其他设备及安装工程四项组成。其他设备及安装工程包括交通工具、空调设备、照明系统、全场接地等其他所有设备及安装工程。

1、主要机电设备价格（按咨询价估列）

风力发电机组：6800元/千瓦

风机塔架制作：15000元/t

主变压器SZ-50000/110：350万元/台

箱式变压器BS-1600/35： 35万元/台

2、35kV架空线路造价指标为35万元/km，35kV电力电缆YJV22-3×50造价指标为31万元/km，YJV22-3×120为41万元/km。

3、其他机电设备价格，参考同类工程价格水平确定。

4、安装工程单价：按《水利水电设备安装工程概算定额》（中小型）分析计算，定额不足部分按《电力工程建设概算定额》（电气设备安装工程）、《电力建设工程预算定额》（送电线路工程）进行补充。预算定额扩大系数为1.05。

10.1.5 建筑工程

建筑工程由发电设备基础工程、变配电工程、房屋建筑工程、交通工程、场内辅助工程、其他工程组成。

1、发电设备基础工程：按设计工程量乘工程单价计算，工程单价根据施工方法分析确定。

2、变配电及房屋建筑工程：110kV升压变电所房屋建筑工程按建筑面积乘单位造价指标计算。场地平整按设计工程量乘单价计算。

3、交通工程按设计工程量乘单位造价指标计列，新建公路单位造价指标为50万元/km（不含征地费用）。

10.1.6 其他费用

其他费用由建设用地费、建设管理费、生产准备费、勘察设计费及其他组成。

1、建设用地费包括了变电站、风机及箱变基础、安装场地、施工场地的永久征地费用，征地费用指标暂按1.2万元/

亩。临时用地计取补偿费，标准为1500元/亩。

2、建设管理费、生产准备费按发改办能源[2005]899号文的规定计算。

3、勘察设计费按照国家计委、建设部计价格[2002]10号文计算。

10.1.7 预备费、建设期贷款利息

1、基本预备费：按一至三部分之和的3%计算。

2、建设期工程贷款利息：项目资本金按总投资的20%，其余资金按银行贷款考虑，年利率6.12%，建设期为一年。

10.1.8 工程投资概算表

附表：

阿盟风力发电发展规划总估算表（2006-2010）

阿拉善盟各风电场“十一五”规划总投资概算表（表1）

单位：万元

李井滩风电场（25万千瓦）							诺日公呼和陶日盖风电场（30万千瓦）						
编号	工程费用及名称	设备购置费	安装工程费	其它费用	合计	投资比例	编号	工程费用及名称	设备购置费	安装工程费	其它费用	合计	投资比例
1	机电设备及安装工程	174295.0	10873.0	0.0	185168.0	80.3%	1	机电设备及安装工程	222297.9	8994.1		231292.0	82%
1.1	发电设备及安装工程	170000.0	10095.3	0.0	180095.3	78.1%	1.1	发电设备及安装工程	214497.5	13749.5		228247.0	81%
1.2	升压变电设备及安装工程	3198.4	199.5	0.0	3397.9	1.5%	1.2	升压变电设备及安装工程	5438.3	680.1		6118.3	2%
1.3	通讯控制设备及安装工程	782.1	257.5	0.0	1039.5	0.5%	1.3	通讯控制设备及安装工程	1378.6	481.0		1859.5	1%
1.4	其它设备及安装工程	314.5	320.8	0.0	635.3	0.3%	1.4	其它设备及安装工程	983.6	459.3		1442.8	1%
2	建筑工程	0.0	14742.0	0.0	14742.0	6.4%	2	建筑工程		25780.5		25780.5	9%
2.1	发电设备及安装工程	0.0	5122.4	0.0	5122.4	2.2%	2.1	发电设备及安装工程		8316.8		8316.8	3%
2.2	变配电工程	0.0	759.6	0.0	759.6	0.3%	2.2	变配电工程		2126.3		2126.3	1%
2.3	房屋建筑工程	0.0	3524.5	0.0	3524.5	1.5%	2.3	房屋建筑工程		5908.0		5908.0	2%
2.4	交通工程	0.0	3800.0	0.0	3800.0	1.6%	2.4	交通工程		5637.0		5637.0	2%
2.5	场内辅助工程	0.0	985.9	0.0	985.9	0.4%	2.5	场内辅助工程		2472.8		2472.8	1%
2.6	其它	0.0	549.7	0.0	549.7	0.2%	2.6	其它		1319.6		1319.6	0%
3	其它费用	0.0	0.0	5320.1	5320.1	2.3%	3	其它费用			10883.0	10883.0	4%
3.1	建设用地费	0.0	0.0	450.0	450.0	0.2%	3.1	建设用地费			750.0	750.0	0%
3.2	建设管理费	0.0	0.0	2295.3	2295.3	1.0%	3.2	建设管理费			6216.7	6216.7	2%
3.3	生产准备费	0.0	0.0	410.0	410.0	0.2%	3.3	生产准备费			492.1	492.1	0%
3.4	勘测设计费	0.0	0.0	1852.3	1852.3	0.8%	3.4	勘测设计费			3039.2	3039.2	1%
3.5	其它	0.0	0.0	312.5	312.5	0.1%	3.5	其它			385.0	385.0	0%
	一至三部分合计	187416.9	25615.0	5320.1	218352.0	94.7%		一至三部分合计	222297.9	34774.6	10883.0	267955.5	95%
	基本预备费	5622.5	768.5	159.6	6550.6	2.8%		基本预备费	6668.9	1043.2	326.5	8038.7	3%
	建设期利息				5643.8	2.4%		建设期利息				6925.9	2%
	工程静态总投资				224902.6	97.6%		工程静态总投资				275994.2	98%
	工程动态总投资				230546.4	100.0%		工程动态总投资				282920.0	100%
	单位千瓦静态投资				8996.1			单位千瓦静态投资				9199.8	
	单位千瓦动态投资				9221.9			单位千瓦动态投资				9430.7	

阿拉善盟各风电场“十一五”规划总投资概算表（表2）

单位：万元

苏宏图风电场（40万千瓦）							居延海风电场（20万千瓦）						
编号	工程费用及名称	设备购置费	安装工程费	其它费用	合计	投资比例	编号	工程费用及名称	设备购置费	安装工程费	其它费用	合计	投资比例
1	机电设备及安装工程	281692.2	18750.3	0	300442.5	81.6%	1	机电设备及安装工程	144596.4	11782.3	0.0	156378.7	79.9%
1.1	发电设备及安装工程	272000	16848.4	0	288848.4	78.4%	1.1	发电设备及安装工程	136000.0	10030.3	0.0	146030.3	74.6%
1.2	升压变电设备及安装工程	6717.625	760.5	0	7478.1	2.0%	1.2	升压变电设备及安装工程	5759.0	999.0	0.0	6758.0	3.5%
1.3	通讯控制设备及安装工程	1771.375	506.9	0	2278.3	0.6%	1.3	通讯控制设备及安装工程	1185.8	420.0	0.0	1605.8	0.8%
1.4	其它设备及安装工程	1203.2	634.5	0	1837.7	0.5%	1.4	其它设备及安装工程	1651.6	333.0	0.0	1984.6	1.0%
2	建筑工程	0	37068.1	0	37068.1	10.1%	2	建筑工程	0.0	25306.8	0.0	25306.8	12.9%
2.1	发电设备及安装工程	0	11077.0	0	11077.0	3.0%	2.1	发电设备及安装工程	0.0	7477.8	0.0	7477.8	3.8%
2.2	变配电工程	0	9740.2	0	9740.2	2.6%	2.2	变配电工程	0.0	3427.2	0.0	1675.6	0.9%
2.3	房屋建筑工程	0	6065.2	0	6065.2	1.6%	2.3	房屋建筑工程	0.0	4439.0	0.0	2231.5	1.1%
2.4	交通工程	0	5965.5	0	5965.5	1.6%	2.4	交通工程	0.0	5328.0	0.0	5328.0	2.7%
2.5	场内辅助工程	0	2820.7	0	2820.7	0.8%	2.5	场内辅助工程	0.0	2875.0	0.0	1365.5	0.7%
2.6	其它	0	1399.5	0	1399.5	0.4%	2.6	其它	0.0	1759.8	0.0	1759.8	0.9%
3	其它费用	0	0	11393.3	11393.3	3.1%	3	其它费用	0.0	0.0	3719.5	3719.5	1.9%
3.1	建设用地费	0	0	1280	1280.0	0.3%	3.1	建设用地费	0.0	0.0	1000.0	1000.0	0.5%
3.2	建设管理费	0	0	6380.5	6380.5	1.7%	3.2	建设管理费	0.0	0.0	4300.0	4300.0	2.2%
3.3	生产准备费	0	0	656	656.0	0.2%	3.3	生产准备费	0.0	0.0	328.0	328.0	0.2%
3.4	勘测设计费	0	0	2896.8	2896.8	0.8%	3.4	勘测设计费	0.0	0.0	2041.0	2041.0	1.0%
3.5	其它	0	0	430	430.0	0.1%	3.5	其它	0.0	0.0	270.0	270.0	0.1%
	一至三部分合计	281692.2	55818.4	11393.3	348903.9	94.7%		一至三部分合计	144596.4	37089.1	3719.5	185405.0	94.7%
	基本预备费	8450.766	1674.6	341.8	10467.1	2.8%		基本预备费	4337.9	1112.7	111.6	5562.2	2.8%
	建设期利息	0	0.0	0.0	9018.2	2.4%		建设期利息				4792.2	2.4%
	工程静态总投资	0	0.0	0.0	359371.0	97.6%		工程静态总投资				190967.2	97.6%
	工程动态总投资	0	0.0	0.0	368389.2	100%		工程动态总投资				195759.3	100.0%
	单位千瓦静态投资	0	0.0	0.0	8984.3			单位千瓦静态投资				9548.4	
	单位千瓦动态投资	0	0.0	0.0	9209.7			单位千瓦静态投资				9788.0	

阿拉善盟各风电场“十一五”规划总投资概算表（表3）

单位：万元

陆家井风电场(15万千瓦)							雅布赖风电场(10万千瓦)						
编号	工程费用及名称	设备购置	安装工程费	其它费用	合计	投资比例	编号	工程费用及名称	设备购置费	安装工程费	其它费用	合计	投资比例
1	机电设备及安装工程	112570.1	6787.7	0.0	119357.9	84%	1	机电设备及安装工程	72298.2	6440.2	0.0	78738.4	78.3%
1.1	发电设备及安装工程	109873.1	6243.2	0.0	116116.4	82%	1.1	发电设备及安装工程	68000.0	5565.2	0.0	73565.2	73.1%
1.2	升压变电设备及安装工程	1919.1	152.0	0.0	2071.1	1%	1.2	升压变电设备及安装工程	2879.5	519.5	0.0	3399.0	3.4%
1.3	通讯和控制设备及安装工程	589.2	154.5	0.0	743.7	1%	1.3	通讯控制设备及安装工程	592.9	203.0	0.0	795.9	0.8%
1.4	其它设备及安装工程	188.7	238.0	0.0	426.7	0%	1.4	其它设备及安装工程	825.8	152.5	0.0	978.3	1.0%
2	建筑工程	0.0	9735.4	0.0	9735.4	7%	2	建筑工程	0.0	12809.4	0.0	12809.4	12.7%
2.1	发电设备及安装工程	0.0	3624.5	0.0	3624.5	3%	2.1	发电设备及安装工程	0.0	3848.9	0.0	3848.9	3.8%
2.2	变配电工程	0.0	575.8	0.0	575.8	0%	2.2	变配电工程	0.0	1688.6	0.0	1688.6	1.7%
2.3	房屋建筑工程	0.0	2333.6	0.0	2333.6	2%	2.3	房屋建筑工程	0.0	2189.5	0.0	2189.5	2.2%
2.4	交通工程	0.0	2160.2	0.0	2160.2	2%	2.4	交通工程	0.0	2645.0	0.0	2645.0	2.6%
2.5	场内辅助工程	0.0	681.6	0.0	681.6	0%	2.5	场内辅助工程	0.0	1557.5	0.0	1557.5	1.5%
2.6	其它	0.0	359.8	0.0	359.8	0%	2.6	其它	0.0	879.9	0.0	879.9	0.9%
3	其它费用	0.0	0.0	5369.6	5369.6	4%	3	其它费用	0.0	0.0	3719.5	3719.5	3.7%
3.1	建设用地费	0.0	0.0	390.0	390.0	0%	3.1	建设用地费	0.0	0.0	500.0	500.0	0.5%
3.2	建设管理费	0.0	0.0	3015.3	3015.3	2%	3.2	建设管理费	0.0	0.0	2150.0	2150.0	2.1%
3.3	生产准备费	0.0	0.0	246.0	246.0	0%	3.3	生产准备费	0.0	0.0	164.0	164.0	0.2%
3.4	勘测设计费	0.0	0.0	1530.8	1530.8	1%	3.4	勘测设计费	0.0	0.0	1020.5	1020.5	1.0%
3.5	其它	0.0	0.0	187.5	187.5	0%	3.5	其它	0.0	0.0	135.0	135.0	0.1%
	一至三部分合计	112570.1	17255.0	5185.1	134462.8	95%		一至三部分合计	72298.2	19249.6	3719.5	95267.3	94.7%
	基本预备费	3377.1	517.7	155.6	4050.3	3%		基本预备费	2168.9	577.5	111.6	2858.0	2.8%
	建设期利息				4344.9	3%		建设期利息				2462.4	2.4%
	工程静态总投资				138513.2	98%		工程静态总投资				98125.3	97.6%
	工程动态总投资				141989.0	100%		工程动态总投资				100587.7	100.0%
	单位千瓦静态投资				9234.2			单位千瓦静态投资				9812.5	
	单位千瓦静态投资				9465.9			单位千瓦动态投资				10058.8	

阿拉善盟各风电场“十一五”规划总投资概算表（表4）

单位：万元

宗别立风电场(10万千瓦)							达来库布风电场(10万千瓦)						
编号	工程费用及名称	设备购置费	安装工程费	其它费用	合计	投资比例	编号	工程费用及名称	设备购置费	安装工程费	其它费用	合计	投资比例
1	机电设备及安装工程	72298.2	6199.2	0.0	78497.4	78.9%	1	机电设备及安装工程	72298.2	5792.16	0.00	78090.36	78.6%
1.1	发电设备及安装工程	68000.0	5325.2	0.0	73325.2	73.7%	1.1	发电设备及安装工程	68000.0	4965.16	0.00	72965.16	73.4%
1.2	升压变电设备及安装工程	2879.5	525.5	0.0	3405.0	3.4%	1.2	升压变电设备及安装工程	2879.50	479.50	0.00	3359.00	3.4%
1.3	通讯控制设备及安装工程	592.9	196.0	0.0	788.9	0.8%	1.3	通讯控制设备及安装工程	592.90	195.00	0.00	787.90	0.8%
1.4	其它设备及安装工程	825.8	152.5	0.0	978.3	1.0%	1.4	其它设备及安装工程	825.80	152.50	0.00	978.30	1.0%
2	建筑工程	0.0	11961.0	0.0	11961.0	12.0%	2	建筑工程	0.00	12326.90	0.00	12326.90	12.4%
2.1	发电设备及安装工程	0.0	3748.0	0.0	3748.0	3.8%	2.1	发电设备及安装工程	0.00	3558.00	0.00	3558.00	3.6%
2.2	变配电工程	0.0	1718.6	0.0	1718.6	1.7%	2.2	变配电工程	0.00	1588.50	0.00	1588.50	1.6%
2.3	房屋建筑工程	0.0	1989.0	0.0	1989.0	2.0%	2.3	房屋建筑工程	0.00	2189.50	0.00	2189.50	2.2%
2.4	交通工程	0.0	2068.0	0.0	2068.0	2.1%	2.4	交通工程	0.00	2656.00	0.00	2656.00	2.7%
2.5	场内辅助工程	0.0	1557.5	0.0	1557.5	1.6%	2.5	场内辅助工程	0.00	1455.00	0.00	1455.00	1.5%
2.6	其它	0.0	879.9	0.0	879.9	0.9%	2.6	其它	0.00	879.90	0.00	879.90	0.9%
3	其它费用	0.0	0.0	3719.5	3719.5	3.7%	3	其它费用	0.00	0.00	3719.50	3719.50	3.7%
3.1	建设用地费	0.0	0.0	500.0	500.0	0.5%	3.1	建设用地费	0.00	0.00	500.00	500.00	0.5%
3.2	建设管理费	0.0	0.0	2150.0	2150.0	2.2%	3.2	建设管理费	0.00	0.00	2150.00	2150.00	2.2%
3.3	生产准备费	0.0	0.0	164.0	164.0	0.2%	3.3	生产准备费	0.00	0.00	164.00	164.00	0.2%
3.4	勘测设计费	0.0	0.0	1020.5	1020.5	1.0%	3.4	勘测设计费	0.00	0.00	1020.50	1020.50	1.0%
3.5	其它	0.0	0.0	135.0	135.0	0.1%	3.5	其它	0.00	0.00	135.00	135.00	0.1%
	一至三部分合计	72298.2	18160.2	3719.5	94177.9	94.7%		一至三部分合计	72298.2	18119.06	3719.50	94136.76	94.7%
	基本预备费	2168.9	544.8	111.6	2825.3	2.8%		基本预备费	2168.95	543.57	111.59	2824.10	2.8%
	建设期利息				2434.2	2.4%		建设期利息				2433.17	2.4%
	工程静态总投资				97003.2	97.6%		工程静态总投资				96960.86	97.6%
	工程动态总投资				99437.4	100.0%		工程动态总投资				99394.09	100.0%
	单位千瓦静态投资				9700.3			单位千瓦静态投资				9696.09	
	单位千瓦静态投资				9943.7			单位千瓦动态投资				9939.40	

10.2 财务评价

10.2.1 概述

阿拉善盟“十一五”及 2020 年风力发电发展规划，共规划了 8 个风电场，总装机 450 万千瓦。其中“十一五”期间总装机 160 万千瓦。现依据国家计委、建设部联合发布的《建设项目财务评价方法与参数》（第二版）和《电力建设项目经济评价方法实施细则及文件汇编》，在国家现行的财税制度和价格体系下，以及合理的数据预测基础上，对“十一五”期间各风电场进行财务评价，分析各风电场的效益与费用，考察风电场的盈利能力和贷款的清偿能力等财务状况，判断各电场财务上的可行性。为简化计算，现以雅布赖风电场为例进行财务分析计算，其它风电场的计算结果见财务汇总表。

10.2.2 基础数据

1、投资总额及资金筹措

本规划所需建设资金为 100578.66 万元，单位千瓦投资为 10159.95 元，其中建设期利息为 2462.17 万元，铺底流动资金 100 万元。

工程动态总投资的 20%为资本金约 20115.73 万元，其余的 80%通过银行贷款（或其他资金来源）解决。（贷款年利率按 6.12%计算），还款期限暂按 15 年。

2、成本数据

（1）建设期：1 年。年初开工，年底完工；经营期按 20 年计算，计算期 21 年。

(2) 定员：30 人，人均年工资：2.45 万元。福利费系数 14%。年工资及福利总额为 83.79 万元。

(3) 折旧费用采用平均年限法，风力发电系统和建筑物的折旧年限按 20 年计算，电子设备及其他折旧年限按 10 年计算。

(4) 大修理提存率：按固定资产原值的 1%提取。

(5) 日常维护费：材料费 6 元/MWh，其它费用 8 元/MWh，日常修理费 1 元/MWh。

(6) 短期贷款年利率为 5.58%。

3、发电收入和税金估算

(1) 发电收入

根据项目业主单位介绍，电价参考类似风电场电价执行，本评价中电价按 0.53 元/kwh（不含税）。

(2) 增值税及附加与所得税

增值税按财税[2001]198 号文，《财政部、国家税务总局关于部分资源综合利用及其他产品增值税政策问题的通知》中规定风力生产电力实行按增值税额减半征收的政策。不含税销售收入的 8.5%计取，附加税有城市建设附加费 5%，教育附加费 3%。以上附加税以增值税为基础征收。

企业所得税按国税发[2002]47 号国家税务总局关于落实西部大开发有关税收政策具体实施意见的通知中的规定：对设在西部地区以国家规定的鼓励类产业为主营业务，且当年业务收入超过企业总收入的 70%的企业可按 15%缴纳企业所得税。且经税务机关审核后，内资企业自开始生产经营起，

第一年至第二年免征企业所得税，第三年到第五年减半征收企业所得税。

(3) 公积金、公益金：两项合计按所得税后利润的 10% 计取，其中公益金为 4%，法定公积金为 6%。

4、利润及利润分配的估算

利润总额（税前利润）=发电收入-销售税金附加-总成本费用。

发电场的总成本费用主要包括折旧费、维修费、材料费、其他费用、工资与福利、财务费用等。

经营成本=总成本-折旧财务费用。

税后利润=利润总额-所得税。

利润分配的原则是利润总额在弥补五年内的以前年度亏损，并交纳所得税后进行利润分配。

10.2.3、项目财务评价

1、盈利能力分析

本项目设定的财务基准收益率为 8%。

(1) 所得税后财务盈利能力指标：

财务内部收益率（全部投资）：8.27%。

财务净现值（ $i=8\%$ ）：1879.27 万元。

投资回收期（含建设期）：10.52 年。

(2) 投资利润率、投资利税率、资本金利润率

风电场年平均利润总额为 2927.89 万元，年平均利税总额为 2971.84 万元。

投资利润率：5.80%。

投资利税率：5.91%。

资本金利润率：29.1%。

从以上财务评价指标来看，全部投资的内部收益率为8.27%，大于设定的财务基准收益率（8%），全部投资财务净现值均大于零，表明本项目除能满足行业的最低要求外，还有盈余。该项目在财务上是可行的。

2、 财务清偿能力分析

本项目长期借款占电场总投资的80%，还款期限15年，长期借款偿还的原则为各还款年应付利息计入总成本费用中的财务费用，还款资金的来源为折旧费和摊销费及税后利润。经过计算分析项目的还款资金来源可以充分保障贷款在偿还期内归还全部贷款本息，说明本项目具有较强的贷款偿还能力。

经过资金来源与应用的分析计算，得出项目在计算期内各年能收支平衡，并有盈余。说明项目的财务状况良好。以及对资产负债的计算也表明项目的财务资产负债率、流动比率、速动比率较好，有利于银行考虑贷款。

3、 敏感性分析

本评价选择总投资和发电量两个因素作敏感性分析，计算了在总投资 $\pm 10\%$ 和电量 $\pm 5\%$ 、 $\pm 10\%$ 的情况下，对全部投资的财务内部收益率、财务净现值（ $i=8\%$ ）、投资回收期（含建设期）的影响。其敏感性分析结果如下：

敏感性分析表

项目	变动幅度	全部投资 IRR	全部投资 回收期	投资利润 率(%)	投资利税 率(%)
实际方案	0	8.15%	10.67 年	5.80%	5.91%
总投资	10%	7.02%	11.57 年	4.87%	4.95%
	-10%	9.75%	9.6 年	7.3%	7.4%
发电量	10%	9.76%	9.6 年	7.28%	7.38%
	5%	9.05%	10.05 年	6.66%	6.74%
	-5%	7.51%	11.16	5.38%	5.47%
	-10%	6.66%	11.82	4.74%	4.83%

经过计算分析，项目对总投资、发电量的敏感性较强，当总投资增加、发电量减少时，全部投资的内部收益率将随之下降、投资回收期延长。反之则内部收益率将随之上升、投资回收期缩短。所以需严格控制工程的投资和风电场的选址。

10.2.4、财务评价的结论

从上述财务评价指标可以看出，该项目经济效益还是不错的，具有一定的财务赢利能力和可靠的还贷能力。从财务评价的角度看是可行的。应充分利用好国家对清洁能源的优惠政策，还应采取可靠的技术措施进一步提高系统的利用率来保证发电量。同时加强内部管理、降低经营成本，进一步提高项目的财务效益。

10.3. 社会效益分析

风能是一种可再生的清洁能源，其节能效益、环境效益和社会效益均十分显著。

10.3.1 节能和减排效益

风电的节能效益主要体现在风电场在运行时不需要消耗其它的常规能源。其环境效益主要体现在不排放任何有害气体。风电与火电相比，在提供能源的同时，不排放烟尘、二氧化硫、氮氧化合物和其它有害物质。二氧化硫、氮氧化合物在大气中形成酸性物质，造成酸雨。危害植物和水生生物，破坏生态，二氧化碳又是影响全球气温变暖的温室效应气体。按阿拉善盟风电发展规划，到 2010 年风力发电总装机容量达到 160 万 kW，预计年发电量可达到 36.99 亿 kW·h。到 2015 年风力发电总装机容量达到 320 万 kW，预计年发电量可达到 73.98 亿 kW·h，到 2020 年风力发电总装机容量达到 450 万 kW，预计年发电量可达到 92.48 亿 kW·h，按照这一规模水平计算，可产生如下节能和减排效益。

1、与火电场相比，可节约标煤、节约淡水。同时还节约了煤和残渣的运输费用。

年	节约标煤 (kg)	节约淡水 (kg)
2010 年	1.48×10^9	1.48×10^{10}
2015 年	2.96×10^9	2.96×10^{10}
2020 年	3.7×10^9	3.7×10^{10}

2、大幅度削减造成温室效应的二氧化碳，缓和气候变暖的状况。同时可减排碳粉尘、减排 SO₂、减排氮氧化合物等。

年	减排粉尘 (kg)	减排二氧化碳 (kg)	减排二氧化硫 (kg)	减排氮氧化合物 (kg)
2010 年	1.01×10^9	3.69×10^9	1.11×10^8	5.55×10^7
2015 年	2.01×10^9	7.38×10^9	2.22×10^8	1.11×10^8
2020 年	2.52×10^9	9.22×10^9	2.77×10^8	1.39×10^8

10.3.2 其它效益

其它效益主要体现在以下几个方面：

1、可缓解我国愈加频繁的沙尘暴危害，从而抑制荒漠化的发展。风能发电场不仅能提供廉价的电力，还能减缓风力，稳固地表土，并对使中国北方城市呼吸困难的沙尘暴釜底抽薪。所以若能够在内蒙古自治区阿拉善盟部署大规模风电场，将获得巨大的双重效益：发电和遏制沙尘暴。

2、风电场的建设可增加就业、带动工业增加值和相应的税收及当地的经济发展。

3、风力发电还有一个优点，可以一地多用，在设置风力机的空余土地上可同时供农业、放牧等用途。

4、风力规划实施后，可优化区域能源结构，能源结构向多样化和更加符合可持续发展要求的方向转变。

本次规划的风电场地处荒漠和半荒漠化的草原，风能资源储量丰富，土地资源廉价。利用廉价的土地资源，大力发展风电具有显著的社会效益。不仅可改善能源结构的不合理，增加新能源在电网中的份额。同时能缓解当地电力供需的紧张状况，对发展当地经济具有深远的意义。使这块比较贫困的地区尽快发挥本地优势，加快经济建设速度。

附：财务评价表

表 1：流动资金估算表

表 2：长期借款还本付息计算表

表 3：固定资产折旧费估算表

表 4：总成本费用估算表

表 5：损益表

表 6：资金来源与应用表

表 7：资产负债表

表 8：全部资金现金流量表

表 9：财务评价汇总表

城市规划与交通网
<http://www.cityup.org>

表 1：流动资金估算表

单位：万元

序号	项目	最低周 转天数	周转 次数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	流动资产				166.37	164.13	161.88	159.64	157.40	155.15	152.91	150.66	148.42	146.18
1.1	应收帐款	30	12		140.69	139.34	138.00	136.65	135.31	133.96	132.61	131.27	129.92	128.58
1.2	存货													
1.3	现金	20	18		25.68	24.78	23.88	22.99	22.09	21.19	20.29	19.40	18.50	17.60
2	流动负债													
2.1	应付帐款			0										
3	流动资金				166.37	164.13	161.88	159.64	157.40	155.15	152.91	150.66	148.42	146.18
4	铺地流动资金			100										
5	流动资金借款				66.37	64.13	61.88	59.64	57.40	55.15	52.91	50.66	48.42	46.18
6	流动资金利息				3.70	3.58	3.45	3.33	3.20	3.08	2.95	2.83	2.70	2.58

续表 1：流动资金估算表

单位：万元

序号	项目	最低周 转天数	周转 次数	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
1	流动资产			144.45	142.72	141.00	139.27	137.54	135.82	134.09	132.36	130.63	128.91	
1.1	应收帐款	30	12	127.54	126.50	125.47	124.43	123.39	122.36	121.32	120.29	119.25	118.21	
1.2	存货													
1.3	现金	20	18	16.91	16.22	15.53	14.84	14.15	13.46	12.77	12.08	11.39	10.69	
2	流动负债													
2.1	应付帐款													
3	流动资金			144.45	142.72	141.00	139.27	137.54	135.82	134.09	132.36	130.63	128.91	
4	铺地流动资金													
5	流动资金借款			44.45	42.72	41.00	39.27	37.54	35.82	34.09	32.36	30.63	28.91	
6	流动资金利息													

表 2：长期借款还本付息计算表

单位：万元

序号	项目	1	2	3	4	5	6	7	8
1									
1.1	年初借款本息累积		82925.09	77396.75	71868.41	66340.07	60811.74	55283.40	49755.06
1.2	本年度借款	80462.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	本年应记利息	2462.17	5075.02	4736.68	4398.35	4060.01	3721.68	3383.34	3045.01
1.4	本年还本		5528.34	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34
1.5	本年付息		5075.02	4736.68	4398.35	4060.01	3721.68	3383.34	3045.01
1.6	年末借款本息累积	82925.09	77396.75	71868.41	66340.07	60811.74	55283.40	49755.06	44226.72
2			74934.59	69406.25	63877.91	58349.57	52821.23	47292.89	41764.55
2.1	折旧费								
2.2	摊销费								
2.3	其他还款来源	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

续表 2：长期借款还本付息计算表

单位：万元

序号	项目	9	10	11	12	13	14	15	16
1									
1.1	年初借款本息累积	44226.72	38698.38	33170.04	27641.70	22113.36	16585.02	11056.68	5528.34
1.2	本年度借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	本年应记利息	2706.68	2368.34	2030.01	1691.67	1353.34	1015.00	676.67	338.33
1.4	本年还本	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34
1.5	本年付息	2706.68	2368.34	2030.01	1691.67	1353.34	1015.00	676.67	338.33
1.6	年末借款本息累积	38698.38	33170.04	27641.70	22113.36	16585.02	11056.68	5528.34	0.00
2		36236.21	30707.87	25179.53	19651.19	14122.85	8594.51	3066.17	0.00
2.1	折旧费								
2.2	摊销费								
2.3	其他还款来源	0	0	0	0	0	0	0	0

表 3：固定资产折旧费估算表

单位：万元

序号	项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	固定资产合计											
	原值	98125.70										
	折旧费		5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20
	固定资产净值		92741.50	87357.30	81973.10	76588.90	71204.70	65820.50	60436.30	55052.10	49667.90	44283.66
1	风机设备											
	原值	82971.16										
1.1	折旧费		4006.79	4006.79	4006.79	4006.79	4006.79	4006.79	4006.79	4006.79	4006.79	4006.79
	折旧费累计		4006.79	8013.58	12020.37	16027.16	20033.95	24040.74	28047.53	32054.32	36061.11	40067.90
1.2	固定资产净值		78964.37	74957.58	70950.79	66944.00	62937.21	58930.42	54923.63	50916.84	46910.05	42903.26
2	房屋及建筑物											
	原值	2760.80										
2.1	折旧费		138.04	138.04	138.04	138.04	138.04	138.04	138.04	138.04	138.04	138.04
2.2	折旧费累计		138.04	276.08	414.12	552.16	690.20	828.24	966.28	1104.32	1242.36	1380.40
2.3	固定资产净值		2622.76	2484.72	2346.68	2208.64	2070.60	1932.56	1794.52	1656.48	1518.44	1380.40
3	其他			276.08								
	原值	12393.74										
3.1	折旧费		1239.37	1239.37	1239.37	1239.37	1239.37	1239.37	1239.37	1239.37	1239.37	1239.37
	折旧费累计		1239.37	2478.74	3718.11	4957.48	6196.85	7436.22	8675.59	9914.96	11154.33	12393.70
3.2	固定资产净值		11154.37	9915.00	8675.63	7436.26	6196.89	4957.52	3718.15	2478.78	1239.41	0.00

续表 3: 固定资产折旧费估算表

单位: 万元

序号	项目	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
	固定资产合计											
	原值											
	折旧费	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	
	固定资产净值	40138.83	35994.00	31849.17	27704.34	23559.51	19414.68	15269.85	11125.02	6980.19	2835.36	
1	风机设备											
	原值											
1.1	折旧费	4006.79	4006.79	4006.79	4006.79	4006.79	4006.79	4006.79	4006.79	4006.79	4006.79	
	折旧费累计	44074.69	48081.48	52088.27	56095.06	60101.85	64108.64	68115.43	72122.22	76129.01	80135.80	
1.2	固定资产净值	38896.47	34889.68	30882.89	26876.10	22869.31	18862.52	14855.73	10848.94	6842.15	2835.36	
2	房屋及建筑物											
	原值											
2.1	折旧费	138.04	138.04	138.04	138.04	138.04	138.04	138.04	138.04	138.04	138.04	
2.2	折旧费累计	1518.44	1656.48	1794.52	1932.56	2070.60	2208.64	2346.68	2484.72	2622.76	2760.80	
2.3	固定资产净值	1242.36	1104.32	966.28	828.24	690.20	552.16	414.12	276.08	138.04	0.00	
3	其他											
	原值											
3.1	折旧费											
	折旧费累计											
3.2	固定资产净值											

表 4：总成本费用估算表

单位：万元

序号	项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	发电量（万千瓦时）		23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00
2	发电生产成本		7537.67	7521.51	7505.36	7489.21	7473.05	7004.31	6988.16	6972.01	6955.85	6939.70
2.1	折旧费		5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20
2.2	材料费		141.24	141.24	141.24	141.24	141.24	141.24	141.24	141.24	141.24	141.24
2.3	大修理提存费		981.26	981.26	981.26	981.26	981.26	981.26	981.26	981.26	981.26	981.26
2.4	日常维护费		23.54	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54
2.5	职工工资及福利		83.79	83.79	83.79	83.79	83.79	83.79	83.79	83.79	83.79	83.79
2.6	摊销费		457.09	457.09	457.09	457.09	457.09	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
2.7	其他费用		188.32	188.32	188.32	188.32	188.32	188.32	188.32	188.32	188.32	188.32
2.8	保险费		278.22	262.07	245.92	229.77	213.61	197.46	181.31	165.16	149.00	132.85
3	财务费用		5078.72	4740.26	4401.80	4063.34	3724.88	3386.42	3047.96	2709.50	2371.04	2032.58
3.1	长期借款利息支出		5075.02	4736.68	4398.35	4060.01	3721.68	3383.34	3045.01	2706.68	2368.34	2030.01
3.2	流动资金利息支出		3.70	3.58	3.45	3.33	3.20	3.08	2.95	2.83	2.70	2.58
4	发电总成本		12616.39	12261.77	11907.16	11552.55	11197.93	10390.73	10036.12	9681.51	9326.90	8972.28
5	发电的单位成本											
6	经营成本		1696.37	1680.22	1664.07	1647.92	1631.76	1615.61	1599.46	1583.31	1567.15	1551.00

续表 4：总成本费用估算表

单位：万元

序号	项目	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	发电量(万千瓦时)	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00
2	发电生产成本	5687.90	5675.46	5663.03	5650.59	5638.16	5625.72	5613.29	5600.86	5588.42	5575.99
2.1	折旧费	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83
2.2	材料费	141.24	141.24	141.24	141.24	141.24	141.24	141.24	141.24	141.24	141.24
2.3	大修理提存费	981.26	981.26	981.26	981.26	981.26	981.26	981.26	981.26	981.26	981.26
2.4	日常维护费	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54	23.54
2.5	职工工资及福利	83.79	83.79	83.79	83.79	83.79	83.79	83.79	83.79	83.79	83.79
2.6	摊销费	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
2.7	其他费用	188.32	188.32	188.32	188.32	188.32	188.32	188.32	188.32	188.32	188.32
2.8	保险费	120.42	107.98	95.55	83.11	70.68	58.24	45.81	33.38	20.94	8.51
3	财务费用	1694.15	1355.72	1017.29	678.86	340.43	2.00	1.90	1.81	1.71	1.61
3.1	长期借款利息支出	1691.67	1353.34	1015.00	676.67	338.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2	流动资金利息支出	2.48	2.38	2.29	2.19	2.09	2.00	1.90	1.81	1.71	1.61
4	发电总成本	7382.05	7031.18	6680.32	6329.45	5978.59	5627.72	5615.19	5602.66	5590.13	5577.60
5	发电的单位成本										
6	经营成本	1538.57	1526.13	1513.70	1501.26	1488.83	1476.39	1463.96	1451.53	1439.09	1426.66

表 5：损益表

单位：万元

序号	项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	售电量(万 kW)		23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00	23540.00
	不含税售电价(元/MWh)		0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53
一	销售收入(不含税)		12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20
	发电生产成本		7537.67	7521.51	7505.36	7489.21	7473.05	7004.31	6988.16	6972.01	6955.85	6939.70
	税金及附加		84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84
二	销售利润		4853.70	4869.85	4886.00	4902.16	4918.31	5387.05	5403.20	5419.36	5435.51	5451.66
	管理费用		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	长期借款财务费用		5078.72	4740.26	4401.80	4063.34	3724.88	3386.42	3047.96	2709.50	2371.04	2032.58
三	营业利润		-225.02	129.59	484.20	838.81	1193.43	2000.63	2355.24	2709.85	3064.47	3419.08
	营业外收入(支出)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
四	净利润		-225.02	129.59	484.20	838.81	1193.43	2000.63	2355.24	2709.85	3064.47	3419.08
	弥补以前年度亏损		0.00	-225.02	-95.43				0.00	0.00	0.00	0.00
	所得税(15%)				29.16	62.91	89.51	300.09	353.29	406.48	459.67	512.86
五	税后利润		-225.02	-95.43	359.61	775.90	1103.92	1700.53	2001.96	2303.38	2604.80	2906.22
	公积金、公益金				35.96	77.59	110.39	170.05	200.20	230.34	260.48	290.62
	可供分配的利润					698.31	993.53	1530.48	1801.76	2073.04	2344.32	2615.59
	累积未分配利润		-225.02	-95.43	323.65	1021.97	2015.49	3545.98	5347.74	7420.77	9765.09	12380.68

续表 5：损益表

单位：万元

序号	项目	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	售电量(万 kW)	23540	23540	23540	23540	23540	23540	23540	23540	23540	23540
	不含税售电价(元/MWh)	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53
一	销售收入(不含税)	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2
	发电生产成本	5687.90	5675.46	5663.03	5650.59	5638.16	5625.72	5613.29	5600.86	5588.42	5575.99
	税金及附加	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	43.94
二	销售利润	6703.47	6715.90	6728.33	6740.77	6753.20	6765.64	6778.07	6790.51	6802.94	6856.27
	管理费用	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	长期借款财务费用	1694.15	1355.72	1017.29	678.86	340.43	2.00	1.90	1.81	1.71	1.61
三	营业利润	5009.31	5360.18	5711.04	6061.91	6412.77	6763.64	6776.17	6788.70	6801.23	6854.66
	营业外收入(支出)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
四	净利润	5009.31	5360.18	5711.04	6061.91	6412.77	6763.64	6776.17	6788.70	6801.23	6854.66
	弥补以前年度亏损	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	所得税(15%)	751.40	804.03	856.66	909.29	961.92	1014.55	1016.43	1018.31	1020.18	1028.20
五	税后利润	4257.92	4556.15	4854.39	5152.62	5450.86	5749.09	5759.74	5770.40	5781.05	5826.46
	公积金、公益金	425.79	455.62	485.44	515.26	545.09	574.91	575.97	577.04	578.10	582.65
	可供分配的利润	3832.12	4100.54	4368.95	4637.36	4905.77	5174.18	5183.77	5193.36	5202.94	5243.81
	应付利润	3832.12	4100.54	4368.95	4637.36	4905.77	5174.18	5183.77	5193.36	5202.94	5243.81
	累积未分配利润	16212.81	20313.34	24682.29	29319.65	34225.43	39399.61	44583.38	49776.74	54979.68	60223.49

表 6：资金来源与应用表

单位：万元

序号	项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	资金来源	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00
1.1	利润总额	100578.67	5682.64	5745.86	6230.06	6680.10	7034.72	7389.33	7743.94	8098.55	8453.17	8807.78
1.2	折旧费		-225.02	-95.43	388.77	838.81	1193.43	2000.63	2355.24	2709.85	3064.47	3419.08
1.3	摊销费		5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20	5384.20
1.4	长期借款		457.09	457.09	457.09	457.09	457.09	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
1.5	流动资金借款	80462.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.6	其他短期借款		66.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.7	自有资金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.8	其他	20115.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.9	回收固定资产余值	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.10	回收流动资金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	资金运用											
2.1	固定资产投资	100578.66	5594.71	5303.32	5462.06	5591.25	5617.85	5828.43	5881.63	5934.82	5988.01	6041.20
2.2	建设期利息	98016.49										
2.3	流动资金	2462.17										
2.4	所得税	100.00	66.37									
2.5	应付利润		0.00	0.00	29.16	62.91	89.51	300.09	353.29	406.48	459.67	512.86
2.6	长期借款本金偿还	0.00	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34
2.7	流动资金本金偿还	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.8	其他短期借款本金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.9	弥补亏损	0.00	0.00	-225.02	-95.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	盈余公积	0.01	87.93	442.54	768.00	1088.85	1416.87	1560.90	1862.32	2163.74	2465.16	2766.58
4	累计盈余公积	0.00	87.93	530.47	1298.47	2387.32	3804.20	5365.09	7227.41	9391.14	11856.30	14622.87

续表 6: 资金来源与应用表

单位: 万元

序号	项目	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	资金来源	9158.64	9509.51	9860.37	10211.24	10562.10	10912.97	10925.50	10938.03	10950.56	11003.99
1.1	利润总额	5009.31	5360.18	5711.04	6061.91	6412.77	6763.64	6776.17	6788.70	6801.23	6854.66
1.2	折旧费	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83	4144.83
1.3	摊销费	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
1.4	长期借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.5	流动资金借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.6	其他短期借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.7	自有资金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.8	其他	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.9	回收固定资产余值	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.10	回收流动资金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50.00
2	资金运用	6279.74	6332.37	6385.00	6437.63	4028.10	1014.55	1016.43	1018.31	1020.18	1028.20
2.1	固定资产投资										
2.2	建设期利息										
2.3	流动资金										
2.4	所得税	751.40	804.03	856.66	909.29	961.92	1014.55	1016.43	1018.31	1020.18	1028.20
2.5	应付利润	5528.34	5528.34	5528.34	5528.34	3066.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.6	长期借款本金偿还	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.7	流动资金本金偿还	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.8	其他短期借款本金偿还	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
2.9	弥补亏损										
3	盈余公积	2878.91	3177.14	3475.38	3773.61	6534.01	9898.42	9909.07	9919.73	9930.38	9975.79
4	累计盈余公积	17501.78	20678.92	24154.30	27927.91	34461.92	44360.34	54269.42	64189.15	74119.52	84095.31

表7 资产负债表

单位：万元

序号	项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	资产	100578.66	94891.67	89490.67	84415.14	79660.46	75233.80	71403.74	67875.11	64647.90	61722.12	59097.71
1.1	流动资产总额		254.30	694.60	1460.35	2546.96	3961.59	5520.24	7380.31	9541.81	12004.72	14769.05
1.1.1	应收帐款		140.69	139.34	138.00	136.65	135.31	133.96	132.61	131.27	129.92	128.58
1.1.2	存货		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.1.3	现金	100.00	25.68	24.78	23.88	22.99	22.09	21.19	20.29	19.40	18.50	17.60
1.1.4	累计盈余资金	0.00	87.93	530.47	1298.47	2387.32	3804.20	5365.09	7227.41	9391.14	11856.30	14622.87
	在建工程	100478.66										
1.2	固定资产净值		92741.50	87357.30	81973.10	76588.90	71204.70	65820.50	60436.30	55052.10	49667.90	44283.66
1.3	无形及递延资产		1895.87	1438.78	981.69	524.60	67.51	63.00	58.50	54.00	49.50	45.00
2	负债及所有者权	100578.67	94891.68	89490.68	84415.15	79660.47	75233.81	71403.76	67875.13	64647.92	61722.13	59097.77
2.1	流动负债总额		66.37	64.13	61.88	59.64	57.40	55.15	52.91	50.66	48.42	46.18
2.1.1	应付帐款		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1.2	流动资金借款		66.37	64.13	61.88	59.64	57.40	55.15	52.91	50.66	48.42	46.18
2.1.3	其他短期借款		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
2.2	长期借款	80462.94	74934.60	69406.26	63877.92	58349.58	52821.24	47292.90	41764.56	36236.22	30707.88	25179.54
	负债总计	80462.94	75000.97	69470.39	63939.80	58409.22	52878.64	47348.05	41817.47	36286.88	30756.30	25225.72
2.3	所有者权益	20115.73	19890.71	20020.30	20475.35	21251.25	22355.17	24055.70	26057.66	28361.04	30965.83	33872.05
2.3.1	资金本	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73
2.3.2	公积金、公益金累		0.00	0.00	35.96	113.55	223.94	394.00	594.19	824.53	1085.01	1375.63
2.3.3	累计未分配利润		-225.02	-95.43	323.65	1021.97	2015.49	3545.98	5347.74	7420.77	9765.09	12380.68
	资产负债率	80.00%	79%	78%	76%	73%	70%	66%	62%	56%	50%	43%
	流动比率		383%	1083%	2360%	4271%	6902%	10009%	13949%	18833%	24792%	31983%
	速动比率		383%	1083%	2360%	4271%	6902%	10009%	13949%	18833%	24792%	31983%

续表 7 资产负债表

单位：万元

序号	项目	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	资产	57825.56	56851.65	56175.97	55798.52	58181.48	63928.84	69686.86	75455.53	81234.85	87059.58
1.1	流动资产总额	17646.23	20821.65	24295.30	28067.18	34599.46	44496.16	54403.51	64321.51	74250.16	84224.22
1.1.1	应收帐款	127.54	126.50	125.47	124.43	123.39	122.36	121.32	120.29	119.25	118.21
1.1.2	存货	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.1.3	现金	16.91	16.22	15.53	14.84	14.15	13.46	12.77	12.08	11.39	10.69
1.1.4	累计盈余资金	17501.78	20678.92	24154.30	27927.91	34461.92	44360.34	54269.42	64189.15	74119.52	84095.31
	在建工程										
1.2	固定资产净值	40138.83	35994.00	31849.17	27704.34	23559.51	19414.68	15269.85	11125.02	6980.19	2835.36
1.3	无形及递延资产净	40.50	36.00	31.50	27.00	22.50	18.00	13.50	9.00	4.50	0.00
2	负债及所有者权益	57825.61	56851.70	56176.02	55798.57	58181.53	63928.89	69686.91	75455.58	81234.90	87059.63
2.1	流动负债总额	44.45	42.72	41.00	39.27	37.54	35.82	34.09	32.36	30.63	28.91
2.1.1	应付帐款										
2.1.2	流动资金借款	44.45	42.72	41.00	39.27	37.54	35.82	34.09	32.36	30.63	28.91
2.1.3	其他短期借款										
2.2	长期借款	19651.20	14122.86	8594.52	3066.18						
	负债总计	19695.65	14165.58	8635.52	3105.45	37.54	35.82	34.09	32.36	30.63	28.91
2.3	所有者权益	38129.96	42686.11	47540.50	52693.12	58143.98	63893.08	69652.82	75423.22	81204.26	87030.72
2.3.1	资金本	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73	20115.73
2.3.2	公积金、公益金累	1801.42	2257.04	2742.48	3257.74	3802.83	4377.73	4953.71	5530.75	6108.85	6691.50
2.3.3	累计未分配利润	16212.81	20313.34	24682.29	29319.65	34225.43	39399.61	44583.38	49776.74	54979.68	60223.49
	资产负债率	34%	25%	15%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	流动比率	39698%	48735%	59261%	71473%	92160%	124236%	159593%	198757%	242372%	291355%
	速动比率	39698%	48735%	59261%	71473%	92160%	124236%	159593%	198757%	242372%	291355%

表 8: 现金流量表(全部投资)

单位: 万元

序号	项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
一	现金流入	0.00	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20
1.1	销售收入		12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20	12476.20
1.2	残余价值		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	回收流动资金		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	其他间接效益					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
二	现金流出	100578.66	1781.21	1765.06	1778.07	1795.67	1806.11	2000.55	2037.59	2074.62	2111.66	2148.70
2.1	建设投资	100578.66										
2.2	经营成本	0.00	1696.37	1680.22	1664.07	1647.92	1631.76	1615.61	1599.46	1583.31	1567.15	1551.00
2.3	城建及教育附加	0.00	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84
2.4	所得税		0.00	0.00	29.16	62.91	89.51	300.09	353.29	406.48	459.67	512.86
三	净现金流量	-100578.66	10694.99	10711.14	10698.13	10680.53	10670.09	10475.65	10438.61	10401.58	10364.54	10327.50
四	累计净现金流量	-100578.66	-89883.67	-79172.53	-68474.40	-57793.87	-47123.78	-36648.13	-26209.51	-15807.93	-5443.40	4884.10
五	净现金流量现值 (i=8%)	-93128.39	9169.23	8502.85	7863.45	7268.99	6723.97	6112.44	5639.66	5203.38	4800.79	4429.29
六	累计净现金流量 现值	-93128.39	-83959.16	-75456.31	-67592.87	-60323.88	-53599.91	-47487.47	-41847.81	-36644.43	-31843.64	-27414.36
		投资回收期: 10.52 年 内部收益率: 8.27% 财务净现值: 1879.27										

续表 8: 现金流量表(全部投资)

单位: 万元

序号	项目	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
一	现金流入	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	15311.56
1.10	销售收入	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2	12476.2
1.20	残余价值	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2835.36
1.30	回收流动资金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50
1.40	其他间接效益	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
二	现金流出	2374.80	2415.00	2455.19	2495.39	2535.58	2575.78	2565.23	2554.67	2544.12	2539.69
2.10	建设投资										
2.20	经营成本	1538.57	1526.13	1513.70	1501.26	1488.83	1476.39	1463.96	1451.53	1439.09	1426.66
2.30	城建及教育附加	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84	84.84
2.40	所得税	751.40	804.03	856.66	909.29	961.92	1014.55	1016.43	1018.31	1020.18	1028.20
三	净现金流量	10101.40	10061.20	10021.01	9980.81	9940.62	9900.42	9910.97	9921.53	9932.08	12771.87
四	累计净现金流量	14985.50	25046.70	35067.70	45048.51	54989.13	64889.55	74800.52	84722.05	94654.14	107426.00
五	净现金流量现值 (i=8%)	4011.40	3699.48	3411.76	3146.37	2901.57	2675.78	2480.21	2298.94	2130.91	2537.20
六	累计净现金流量 现值	-23402.95	-19703.47	-16291.71	-13145.34	-10243.77	-7567.99	-5087.78	-2788.84	-657.93	1879.27

表 9： 阿拉善盟“十一五”风力发电发展规划财务评价汇总表（2006-2010）

序号	名称	李井滩风电	巴音诺日公风	苏宏图风电场	敖干德力格风电	呼和陶日盖风电	东老庙风电场
1	项目计划总投资	230546.4	99419.89	268094.41	100294.77	190231.86	99965.76
	建设期	2	2	3	2	2	2
2	总装机（万 kW）	25	10	30	10	20	10
3	单位投资（元/万 kW）	9221.86	9941.99	8936.48	10029.48	9511.59	9996.58
4	年上网电量（亿）	5.52	2.41	7.12	2.35	4.46	2.24
5	上网电价（不含税）	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53
6	发电销售收入(亿)	2.93	1.28	3.77	1.25	2.36	1.19
7	全部投资内部收益率	8.11%		9.15%	8.15%	7.18%	7.08%
8	全部投资回收期(含建设期)	12.38		12.95	12.92	13.35	12.1
9	投资利润率	5.50%		6.32%	6.30%	5.15%	5.10%
10	投资利税率	5.61%		6.52%	6.50%	5.27%	5.32%
11	资本金利润率	28.30%		33.20%	25.22%	25.30%	27.80%

续表 9： 阿拉善盟“十一五”风力发电发展规划财务评价汇总表（2006-2010）

序号	名称	东居延海风电场	陆家井风电场	雅布赖海风电场	宗别立风电场	达来库布风电场
1	项目计划总投资	99721	141989	100588	99437	99394
	建设期	2	1.5	2	2	2
2	总装机（万 kW）	10	15	10	10	10
3	单位投资（元/万 kW）	9972.08	14198.90	10058.77	9943.74	9939.40
4	年上网电量（亿）	2.41	2.37	2.3	2.31	2.32
5	上网电价（不含税）	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53
6	发电销售收入（亿）	1.28	1.26	1.22	1.22	1.23
7	全部投资内部收益率	8.50%	8.31%	8.15%	9.35%	8.95%
8	全部投资回收期(含建设	12.4	12.56	10.67	11.95	12.02
9	投资利润率	5.75%	5.45%	5.80%	6.52%	6.60%
10	投资利税率	5.95%	5.51%	5.91%	6.72%	6.80%
11	资本金利润率	27.80%	26.30%	29%	31.20%	28.23%

11. 风电场开发顺序方案

根据规划安排，近期实施方案年限为 2006—2010 年，近期实施阶段又分为两个时段，即第一时段 2006—2007 年，装机容量达到 80 万 kW，第二时段 2008—2010 年，装机容量累计达到 160 万 kW。

风电项目建设是一个庞大的系统工程，需要多方面、多元化共同筹资建设，项目建设涉及到投资力度、工程正常运行、施工时段、工程质量、工程效益等多方面问题，合理安排建设程序、建设步骤十分重要。针对风电场规划面积大、开发商多、占线长、配套程度不同、建设条件不同、隶属关系不同等因素，在安排项目建设的顺序、规模和单机容量上，要本着因地制宜、突出重点、循序渐进、体现规模效益的原则。近期项目的选择基于以下几点考虑：

（1）要充分考虑风能资源和电网状况，在投资环境及建设条件好的地区，优先建设一些风电场。

（2）项目建设顺序可以分区域或分级进行，对于基础条件好，就是指有可靠的测风资料和基础设施（电网、交通等条件）的风电场争取列入国家级风电场示范项目。

（3）要根据风能资源品位及电网、交通综合配套条件对规划风电场进行建设，本着先易后难的顺序推进开发。

根据各风电场前期工作开展的情况及资金落实情况，确定总体开发计划。

各风电场分年实施进度表

单位：万 kW

序号	风电场名称	第一阶段		第二阶段		
		2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年
1	孛井滩风电场	5	5	5	5	5
2	诺日公呼和陶日盖风电场	5	5	5	5	10
3	苏宏图风电场	5	5	10	10	10
4	居延海风电场	0	5	5	5	5
5	陆家井风电场	0	5	5	5	0
6	雅布赖风电场	0	5	5	0	0
7	宗别立风电场	0	0	5	5	0
8	达来库布风电场	0	0	5	5	0

12. 规划实施措施、建议与结论

12.1 实施措施

由于风电场建设需要有翔实的基础资料，而以前对风力发电项目的前期工作投入少，不清楚当地有多少可开发的风能资源及风能资源分布情况，因此应积极争取列入国家计划，安排一定数量的前期经费，用于各规划风电场项目的风能测量、地形测量、工程地质勘测以及风电场的评估、可行性研究、初步设计等前期工作，为规模开发风力发电项目做准备。

应多渠道融资发展风电事业，允许各类投资主体按照《可再生能源法》和市场经济原则投资风电建设。具体措施如下：

一是通过外国政府混合贷款解决；二是通过世行及亚行贷款解决；三是国家开发银行通过项目审批，给予长期贷款和贴息；四是通过国内发电企业和投资公司投资风电；五是通过招商引资，引进国内外企业来独资或合资办风电。

为加快风电的开发，政府应按照程序，对投资者从资源调查、实施勘测、立项申报、土地征用、基础设施建设等方面给予积极配合与大力支持，并对每个项目实施联络员跟踪服务制度。在认真执行国家和自治区有关西部大开发和发展可再生能源等法规和政策的同时，应提出相关的优惠政策。在一些地区已出台了以下优惠政策：

- (1) 对经营期内在 10 年以上的投资者，前三年奖励缴纳所得税地方留成部分的 10%，后两年奖励 50%；

- (2) 对固定资产投资在 500 万元以上的项目，土地出让金的地方收取部分全部以奖励的形式返还企业；
- (3) 对投资规模大的重点项目，实行一事一议、特事特办、先立项的原则。

在项目的组织管理上，根据本次规划项目的建设内容及模式，建议采用盟、旗两级监管，并组织实施管理体系与运作模式。

建议领导组织体系：根据《中华人民共和国可再生能源法》关于“县级以上人民政府职能部门负责本地区的可再生能源管理工作”的规定，成立由发改委、商务局、国土资源局、财政局、经委、电业局、气象局及各旗县政府主要领导参加的“风电项目工作领导小组”。由盟主要领导担任负责人，下设办公室，具体负责项目日常工作。各旗要成立相应的工作机构。

风电开发办公室职责：一是制定中长期风电发展规划；二是聘请专家指导全盟的风电场开发建设；三是统筹、协调和指导各旗风电办的工作；四是风电技术及经济咨询工作；五是根据《可再生能源法》和相关实施条例拟定风电场开发利用的相关实施细则、前期工作程序以及有关协议、合同等样本的制定；六是招商引资，协助投资商立项、指导招标并跟踪服务；七是组织风电专业队伍的学习和培训。

各旗风电开发办公室主要职责：一是组织实施立塔测风等电场建设前期工作；二是根据全盟的规划，编制本旗的实施方案；三是招商引资，为投资商做好服务；四是落实完善

风电场道路、电网等配套设施。

风能资源数据库的建立与管理：在本次规划的 8 个风电场范围内建立测风塔进行风能资源测量。应按照《风电场风能资源测量方法》和《风电场风能资源评估方法》的要求，统一工作内容、方法和技术要求。各旗按照规划分期分批建设测风塔，进行组织风能资源测量等相关工作。盟风电开发办公室对风能资源数据库进行统一管理。

12.2 建议

风力发电在目前尚属新能源范畴，有些问题需要进一步的研究和探讨，在本次规划编制过程中，在听取多方面意见的基础上，结合工作情况提出以下建议：

(1) 由于阿盟缺乏电源点，且输电线路长，电网的稳定是影响大规模发展风电的重要因素，因此，电源建设显得尤为重要。

(2) 规范前期工作，包括风能资源的测量与评估、风电场预可行性研究等工作，并以工作成果为基础建立风能资源及风电场数据库，为今后大规模开发风能，提供全面翔实的基础资料。

(3) 与宁夏、甘肃合作向省外送电，争取国家百万千瓦级风电基地示范项目，以此作为重点，推进引资加快建设。

(4) 进一步研究制定有关电价、税收、融资、征地等优惠政策，发挥地区优势，在风电场建设中坚持大中小并举的原则，以适应风电发展的需要。

总之，在各级政府的重视下，风电以其良好的环境效益

和逐步降低的发电成本，必将成为本世纪重要的能源开发形式，也必将成为阿拉善盟能源经济发展的支柱产业。

12.3 结论

阿拉善盟是我区风能资源最为丰富的地区之一，风能利用有广阔的前景，加之具有较好的电网、交通条件，使风电场的建设具备了较大优势。根据《可再生能源法》提供的法律保障和国家相关的优惠政策，我们认为在阿拉善盟建设风力发电场是可行的。

根据阿拉善盟的实际情况，结合电网发展和用电负荷的预测，到 2020 年规划建设 8 个风电场，总面积 4630km²，规划装机容量 450 万 kW，这一发展目标是适宜的。项目实施后，每年向蒙西电网送电 92.57 亿度，同时也可带动本地区其他产业的发展，风电也必将成为本地区的重要经济增长点。