



中诚信证评
CCXR

信用等级通知书

信评委函字[2018]G107-1号

雅砻江流域水电开发有限公司：

受贵公司委托，中诚信证券评估有限公司对贵公司及贵公司拟发行的“雅砻江流域水电开发有限公司2018年面向合格投资者公开发行公司债券（第一期）”的信用状况进行了综合分析。经中诚信证评信用评级委员会最后审定，贵公司主体信用等级为AAA，评级展望稳定；本期债券的信用等级为AAA。

特此通告。



雅砻江流域水电开发有限公司 2018年面向合格投资者公开发行公司债券（第一期）信用评级报告

债券级别	AAA
主体等级	AAA
评级展望	稳定
发行主体	雅砻江流域水电开发有限公司
申请规模	本次债券发行规模不超过20亿元(含20亿元), 分期发行。其中,本期债券发行规模为不超过人民币10亿元(含10亿元)。
债券期限	本期债券期限为5年,附第3年末发行人调整票面利率选择权及投资者回售选择权。
债券利率	本期债券票面利率采用固定利率形式,将由发行人与主承销商根据网下向合格投资者的簿记建档结果在预设区间范围内协商确定。本期债券在存续期内前3年固定不变;在存续期的第3年末,若发行人行使调整票面利率选择权,未回售部分的债券票面利率为存续期内前3年票面利率加调整基点,在本期债券存续期最后2年固定不变。
偿付方式	本期债券采用单利按年计息,不计复利,每年付息一次,到期一次还本,最后一期利息随本金的兑付一起支付。

概况数据

雅砻江水电	2014	2015	2016	2017.9
所有者权益(亿元)	275.04	341.32	394.57	428.32
总资产(亿元)	1,233.85	1,282.29	1,358.10	1,406.89
总债务(亿元)	882.41	867.80	885.68	897.14
营业总收入(亿元)	155.72	167.24	163.98	127.94
营业毛利率(%)	72.32	70.71	69.17	70.95
EBITDA(亿元)	146.76	156.88	149.51	-
所有者权益收益率(%)	25.41	22.79	18.58	18.63
资产负债率(%)	77.71	73.38	70.95	69.56
总债务/EBITDA(X)	6.01	5.53	5.92	-
EBITDA利息倍数(X)	2.71	3.20	3.61	-

注: 1.所有者权益包含少数股东权益,净利润包含少数股东损益;
2.2017年前三季度所有者权益收益率经年化处理。

基本观点

中诚信证券评估有限公司(以下简称“中诚信证评”)评定“雅砻江流域水电开发有限公司2018年面向合格投资者公开发行公司债券(第一期)”信用级别为AAA。该级别反映了本期债券信用质量极高,信用风险极低。

中诚信证评评定雅砻江流域水电开发有限公司(以下简称“雅砻江水电”或“公司”)主体信用级别为AAA,评级展望稳定,该级别反映了发行主体雅砻江水电偿还债务的能力极强,基本不受不利经济环境的影响,违约风险极低。中诚信证评肯定了公司所处水电行业前景向好,政策支持力度较大、水电地理位置优越,装机容量规模优势明显、有力的股东支持以及盈利能力突出,获现能力很强等正面因素对公司业务发展及信用水平的支撑作用。同时,中诚信证评也关注到公司业务受来水影响、电改再次重启以及电价政策调整等因素可能对公司经营及整体信用状况造成的影响。

正面

- 公司所处水电行业前景向好,政策支持力度较大。我国经济和电力需求持续增长以及节能减排的目标为水电行业的持续发展提供了良好的外部环境,公司享受众多税收优惠政策。此外受益于国家“西电东送”项目,公司电力销售保障程度较高,发电利用小时数远高于全国平均水平。
- 水电地理位置优越,装机容量规模优势明显。雅砻江流域,年径流量591亿立方米,在全国规划的十三大水电基地中规模位居第三。同时,雅砻江流域地处偏远,公司移民压力较小,成本优势明显。雅砻江干流共开发22级电站,规划可开发装机容量约3,000万千瓦。随着桐子林水电站4台15万千瓦机组投运,截至2017年9月末,公司已投运控股装机规模增至1,473万千瓦。

分析师



Tel: (021) 51019090

Fax: (021) 51019030

www.ccxr.com.cn

2018年3月7日

- 有力的股东支持。公司股东国投电力控股股份有限公司（以下简称“国投电力”）和四川川投能源股份有限公司（以下简称“川投能源”）均为上市公司，其中国投电力控股股东为国家开发投资集团有限公司，川投能源控股股东为四川省大型国有企业四川省投资集团有限责任公司。公司股东雄厚的资金实力和显著的管理优势为公司生产经营和项目开发提供了有力的支持。
- 公司盈利能力突出，获现能力很强。公司以水电生产为主业，电站运营自动化水平高，运行成本低，加之所在雅砻江流域水电站移民压力小，电站建设成本较行业平均水平偏低，盈利能力突出。同时受益于公司发电量的不断增加，近三年公司盈利及现金获取能力保持较高水平；2016年公司净利润和经营活动净现金流分别为73.30亿元和146.40亿元，同期公司营业毛利率为69.17%。

关注

- 来水影响。公司营业收入主要来源于雅砻江梯级电站的电力销售收入，目前单一的水电发电结构决定了其生产经营对雅砻江来水的依赖程度较大，若来水偏少将影响公司发电量和盈利能力的稳定性。
- 电改再次重启。继中共中央国务院2015年3月下发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）后，国家发改委、国家能源局随后相继印发了多个电力体制改革配套文件，未来相关政策的实施效果及对公司的响应予以关注。
- 电价政策调整。因公司锦官电源组上网电价随电量落地所在区域的火电机组标杆电价同步调整，煤电价格波动亦影响公司水电价格。中诚信证评将持续关注电价政策调整对公司上网电价及盈利能力的影响。

信用评级报告声明

中诚信证券评估有限公司（以下简称“中诚信证评”）因承做本项目并出具本评级报告，特此如下声明：

1、除因本次评级事项中诚信证评与评级委托方构成委托关系外，中诚信证评、评级项目组成员以及信用评审委员会成员与评级对象不存在任何影响评级行为客观、独立、公正的关联关系。

2、中诚信证评评级项目组成员认真履行了尽职调查和勤勉尽责的义务，并有充分理由保证所出具的评级报告遵循了客观、真实、公正的原则。

3、本评级报告的评级结论是中诚信证评遵照相关法律、法规以及监管部门的有关规定，依据合理的内部信用评级流程和标准做出的独立判断，不存在因评级对象和其他任何组织或个人的不当影响而改变评级意见的情况。本评级报告所依据的评级方法在公司网站（www.ccxr.com.cn）公开披露。

4、本评级报告中引用的企业相关资料主要由发行主体或/及评级对象相关参与方提供，其它信息由中诚信证评从其认为可靠、准确的渠道获得。因为可能存在人为或机械错误及其他因素影响，上述信息以提供时现状为准。中诚信证评对本评级报告所依据的相关资料的真实性、准确度、完整性、及时性进行了必要的核查和验证，但对其真实性、准确度、完整性、及时性以及针对任何商业目的的可行性及合适性不作任何明示或暗示的陈述或担保。

5、本评级报告所包含信息组成部分中信用级别、财务报告分析观察，如有的话，应该而且只能解释为一种意见，而不能解释为事实陈述或购买、出售、持有任何证券的建议。

6、本评级报告所示信用等级自本评级报告出具之日起至本期债券到期兑付日有效；同时，在本期债券存续期内，中诚信证评将根据《跟踪评级安排》，定期或不定期对评级对象进行跟踪评级，根据跟踪评级情况决定是否调整信用等级，并按照相关法律、法规对外公布。

概 况

发债主体概况

雅砻江流域水电开发有限公司（原名为“二滩水电开发有限责任公司”，以下简称“雅砻江水电”或“公司”）前身为始建于1989年的二滩水电开发公司，后于1995年3月1日按照《公司法》改制为有限责任公司，由国家开发投资集团有限公司¹（以下简称“国投集团”）（2000年国投集团将其股权授权给其全资子公司国投电力公司²）、四川省投资集团有限责任公司（以下简称“川投集团”）、四川省电力公司（2003年其股权划转给中国华电集团公司）分别以48%、48%、4%比例共同出资。2009年11月27日，国投集团的控股子公司国投电力（沪市证券代码：600886）通过向国投集团非公开发行股票成功收购了国投集团持有的国投电力有限公司100%股权。2009年12月7日川投集团下属子公司川投能源（沪市证券代码：600674）通过向川投集团非公开发行股票成功收购其持有的雅砻江水电48%股权。2010年1月国投电力有限公司从中国华电集团公司成功收购其持有的雅砻江水电4%的股权。2012年11月8日，公司正式更名为“雅砻江流域水电开发有限公司”。2016年12月27日，国投电力吸收合并国投电力有限公司，上述工商变更完成后，公司股东由“国投电力有限公司”变为“国投电力控股股份有限公司”。经过公司股东的多次增资，截至2017年9月末，公司实收资本已增至306.20亿元人民币。公司控股股东为国投电力，持股比例52.00%；另一股东为川投能源，持股比例48.00%。截至2017年9月末，国务院国有资产监督管理委员会持有国投集团100%的股权，国投集团持有国投电力49.18%的股权。国务院国有资产监督管理委员会是公司的实际控制人。

根据国家发改委授权，公司主要负责雅砻江干流水能资源的开发以及已投产水电站的生产经营。截至2017年9月末，公司已投运控股水电装机容

量为1,470万千瓦。公司目前在建项目主要为两河口和杨房沟水电站，在建装机容量共计450万千瓦。

截至2016年末，公司总资产为1,358.10亿元，净资产394.57亿元，资产负债率70.95%。2016年，公司实现营业总收入163.98亿元，净利润73.30亿元，经营活动净现金流146.40亿元。

截至2017年9月末，公司总资产为1,406.89亿元，净资产428.32亿元，资产负债率69.56%。2017年1~9月，公司实现营业总收入127.94亿元，净利润59.84亿元，经营活动净现金流107.28亿元。

本期债券概况

表 1：本期债券基本条款

基本条款	
发行主体	雅砻江流域水电开发有限公司
债券名称	雅砻江流域水电开发有限公司 2018 年面向合格投资者公开发行公司债券（第一期）
发行规模	本次债券发行规模不超过 20 亿元(含 20 亿元)，分期发行。其中，本期债券发行规模为不超过人民币 10 亿元(含 10 亿元)。
债券期限	本期债券期限为 5 年，附第 3 年末发行人调整票面利率选择权及投资者回售选择权。
偿付方式	本期债券采用单利按年计息，不计复利，每年付息一次，到期一次还本，最后一期利息随本金的兑付一起支付。
募集资金用途	本期债券募集资金扣除发行费用后拟用于偿还金融机构借款、调整债务结构。

资料来源：公司提供，中诚信证评整理

行业分析

电力行业概况

电力生产行业是关系国计民生的公用事业行业，其发展与宏观经济走势密切相关。2013年以前，随着我国经济高速增长，国内电力需求保持较快的增长速度，其中2000~2007年全社会用电量年复合增长率达13.63%，2008年受金融危机影响，用电量增速明显下滑，2009~2012年，受宏观经济增速波动等因素影响，全社会用电量增速亦有所波动，2013年我国宏观经济企稳，且受夏季持续高温天气、冬季气温偏暖等影响，2013年前三季度用电增速逐季回升，第四季度增速有所回落，2013年全年全国全社会用电量53,223亿千瓦时，同比增长7.5%。2014年，全国全社会用电量55,233亿千瓦时，同比增长3.8%，比上年回落3.7个百分点，其中第一产业、第二产业、第三产业及城乡居民生活

¹ 2017年12月5日，原“国家开发投资公司”更名为“国家开发投资集团有限公司”。

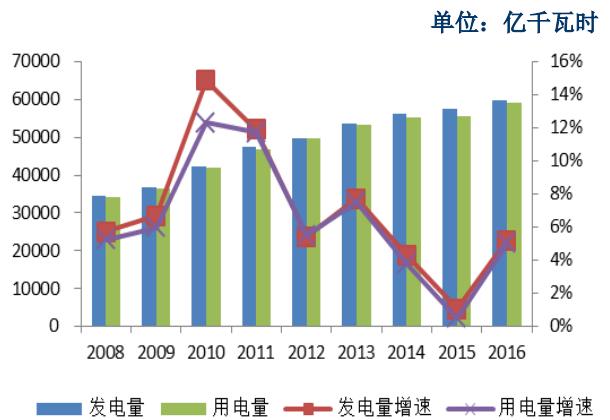
² 经国家开发投资公司批准，报国家工商行政管理总局审核，国投电力公司于2009年5月改制为国投电力有限公司。

用电量占比分别为 1.80%、73.60%、12.06% 和 12.54%。2015 年宏观经济增速延续持续放缓的态势，全国电力供需形势总体宽松。当年全国全社会用电量 55,500 亿千瓦时，同比增长 0.5%，增速同比回落 3.3 个百分点，电力需求增速创 1998 年以来新低。分产业看，第一产业用电量 1,020 亿千瓦时，同比增长 2.5%；第二产业用电量 40,046 亿千瓦时，同比下降 1.4%；第三产业用电量 7,158 亿千瓦时，同比增长 7.5%；城乡居民生活用电量 7,276 亿千瓦时，同比增长 5.0%。2016 年，随着中国经济增速的企稳，加之夏季持续高温天气的影响，全国全社会用电量 59,198 亿千瓦时，同比增长 5.0%，增幅创三年新高。分产业看，第一产业用电量 1,075 亿千瓦时，同比增长 5.3%；第二产业用电量 42,108 亿千瓦时，同比增长 2.9%；第三产业用电量 7,961 亿千瓦时，同比增长 11.2%；城乡居民生活用电量 8,054 亿千瓦时，同比增长 10.8%。2017 年前三季度，全国全社会用电量 46,888 亿千瓦时，同比增长 6.9%，增速比上年同期提高 2.4 个百分点。分产业来看，第一产业、第二产业、第三产业和城乡居民生活用电量增速分别为 7.8%、6.0%、10.5% 和 7.5%，占全社会用电量的比重分别为 1.9%、69.6%、14.2% 和 14.3%。2017 年前三季度，四大高耗能行业用电量合计 13,426 亿千瓦时，同比增长 4.9%，占全社会用电量的比重为 28.6%，对全社会用电量增长的贡献率为 20.8%。

电力装机容量方面，虽然近几年用电需求增速放缓，但我国发电设备装机容量仍保持较快增速。截至 2016 年末，全国发电设备装机容量 16.46 亿千瓦，同比增长 8.2%，增速较 2015 年下降 2.4 个百分点，但仍高于全社会用电量增速，电力供应能力总体充足。具体来看，水电装机容量 3.32 亿千瓦，占全部装机容量的 20.18%；火电 10.54 亿千瓦，占全部装机容量的 64.04%；核电 0.34 亿千瓦，并网风电 1.49 亿千瓦，并网太阳能发电 0.77 亿千瓦。截至 2017 年 9 月末，全国电力装机容量 17.20 亿千瓦，同比增长 8.9%；其中水电和火电装机容量分别为 3.40 亿千瓦和 10.80 亿千瓦，占同期装机容量的比重分别为 20.36% 和 62.79%。

电源结构方面，最近几年来，中国通过提高环保标准，鼓励可再生能源、清洁能源和节能性能优良的先进机组加快建设、优先安排发电计划和优先上网销售等方式，逐步改善中国电源结构，降低高污染、高耗能发电机组在中国电力供应中的比例，各类型发电机组装机容量和发电量均有不同比例的上升；同时，火力发电项目的装机容量占全部发电项目装机容量的比重有所下降，但火力发电机组的发电量占电力行业全口径发电量的比重均保持在 71% 以上；水电、风电等清洁能源的比重有所上升。

图 1：2008~2016 年全国电力生产及消费情况



资料来源：国家能源局，中电联，中诚信证评整理

我国发电机组利用小时数的周期性变化与宏观经济及电源投资建设的周期性变化密不可分。2013 年以来，我国经济增速和用电需求增速放缓，受此影响，2014~2016 年全年 6,000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时数分别为 4,318 小时、3,988 小时和 3,785 小时，整体呈下降态势；同期火电设备平均利用小时数分别为 4,739 小时、4,364 小时和 4,165 小时，水电设备平均利用小时数分别为 3,669 小时、3,590 小时和 3,621 小时，并网风电设备平均利用小时数分别为 1,900 小时、1,724 小时和 1,742 小时，核电设备平均利用小时数分别为 7,787 小时、7,403 小时和 7,042 小时。2017 年前三季度，全国 6,000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时数 2,811 小时，同比下降 7 小时；其中，水电设备平均利用小时数 2,674 小时，同比降低 92 小时，主要受来水偏枯和上年底蓄能值相对偏低影响；在电力消费需求持续较快增长、水电发电量下

降等因素的影响下，火电设备平均利用小时 3,117 小时，同比增加 47 小时。整体来看，由于自然条件的变化，风电、水电等发电机组类型在发电利用小时上出现一定程度的波动；火电发电机组由于受

整体电力需求增速放缓、环保和节能减排压力，新能源装机比重不断增加等因素综合影响，近年来平均利用小时呈下降趋势。

表 2：2014~2016 年中国各类型机组年末装机容量、年度发电量和发电小时数

项目	2014 年		2015 年		2016 年	
装机容量（万千瓦）	数量	比例（%）	数量	比例（%）	数量	比例（%）
火电	92,363	67.41	100,554	65.93	105,388	64.04
水电	30,486	22.25	31,954	20.95	33,211	20.18
风电	9,657	7.05	13,075	8.57	14,864	9.03
核电	2,008	1.47	2,717	1.78	3,364	2.04
太阳能	2,486	1.81	4,218	2.77	7,742	4.70
其他	19	0.01	9	0.01	6	0.00
总计	137,018	100.00	152,527	100.00	164,565	100.00
发电量（亿千瓦时）	数量	比例（%）	数量	比例（%）	数量	比例（%）
火电	43,030	75.76	42,307	73.71	42,886	71.60
水电	10,601	18.66	11,127	19.39	11,807	19.71
风电	1,598	2.81	1,856	3.23	2,410	4.02
核电	1,332	2.35	1,714	2.99	2,132	3.56
太阳能	235	0.41	395	0.69	662	1.11
其他	5	0.01	1	0.00	0	0.00
总计	56,801	100.00	57,399	100.00	59,897	100.00
发电小时（小时）	数量	增速（%）	数量	增速（%）	数量	增速（%）
火电	4,739	-5.61	4,364	-8.66	4,165	-4.56
水电	3,669	9.22	3,590	-2.15	3,621	0.86
风电	1,900	-6.15	1,724	-9.26	1,742	1.04
核电	7,787	-1.10	7,403	-4.93	7,042	-4.88
太阳能	1,235	-7.96	1,225	0.85	-	-
平均	4,318	-4.51	3,988	-8.28	3,785	-5.09

注：上述水电数据包含抽水蓄能的水电站

数据来源：中电联，中诚信证评整理

2016 年 11 月，国家正式发布《电力发展十三五规划（2016~2020 年）》，指出按照非化石能源消费比重达到 15% 的要求，到 2020 年，非化石能源发电装机容量达到 7.7 亿千瓦左右，比 2015 年增加 2.5 亿千瓦左右，占比约 39%，提高 4 个百分点，发电量占比提高到 31%；气电装机容量增加 0.5 亿千瓦，达到 1.1 亿千瓦以上，占比超过 5%；煤电装机容量力争控制在 11 亿千瓦以内，占比降至约 55%，未来电源结构将得到进一步优化。

表 3：电力装机中长期发展目标

类别	单位：亿千瓦	
	2015 年	2020 年预期
煤电	9	<11
气电	0.66	1.1
常规水电	2.97	3.4
抽水储能	0.23	0.40
风电	1.31	2.1
太阳能	0.42	1.10
核电	0.27	0.58

资料来源：《电力发展十三五规划（2016~2020 年）》，中诚信证评整理

总体来看，近年来受中国经济增速企稳以及夏季持续高温天气的影响，全社会用电量增速有所回

升，全国电力供应能力总体充足，非化石能源发电装机及发电量保持较快增长，但火力发电利用小时数仍呈下降趋势。中诚信证评认为，未来全国用电需求整体上仍将保持低速增长态势，短期来看，火力发电在电力供应中的主导地位并不会发生改变；但长期来看，在环保和节能减排的压力下，新能源装机比重正在不断增加，我国电源结构更加丰富，可持续发展能力将进一步增强，但火电出力将持续承压，未来火力发电小时数也将保持较低水平。

水电行业概况

我国蕴藏着非常丰富的水能资源。根据最新统计，我国水能资源可开发装机容量约 6.6 亿千瓦，年发电量约 3 万亿千瓦时，按利用 100 年计算，相当于 1,000 亿吨标煤，在常规能源资源剩余可开采总量中仅次于煤炭。从空间分布上看，全国水电资源总量的 75% 集中在西部地区，其中云、川、藏三省（自治区）就占 60%。从时间分布上看，我国大陆多属季风气候区，河川径流年内、年际分布不均，丰枯季节、丰枯时段流量相差悬殊，自然调节能力不好，稳定性差。

经过多年发展，我国目前剩余待开发水电站多集中在西南地区大江大河上游等偏远地区，交通条件差，输电距离远，工程建设和输电成本高，移民安置和生态环境保护的投入不断增加，加之国家放缓了“十三五”期间常规水电站开发节奏，因此近年来水电装机容量增速有所放缓。2016 年我国水电投资同比下降 22.4%，已连续四年下降；净增水电装机 1,259 万千瓦，其中抽水蓄能电站 366 万千瓦。截至 2016 年末，我国水电机组装机容量 3.32 亿千瓦，同比增长 3.9%，约占各类电源装机容量合计的比重为 20%。截至 2017 年 9 月末，水电装机总容量为 3.40 亿千瓦，占同期装机容量的比重为 20.36%。目前，我国已基本形成十三大水电基地，其中大部分位于我国西南地区。

表4：目前我国在开发十三大水电基地一览

单位：万千瓦

基地名称	范围	规划装机容量
金沙江	石鼓～宜宾	5,033
雅砻江	全流域	3,000
大渡河	双江口～铜街子	1,772
乌江	六冲河、三岔河，东风～彭水	747.5
长江上游	宜宾～宜昌，清江	2,889.7
南盘江红水河	鲁布革，天生桥～大藤峡	1,239.2
澜沧江	布衣～南腊河口	2,225
怒江	中游河段	2,132
黄河上游	龙羊峡～青铜峡	1,575.7
黄河中游	河口镇～禹门口	640.8
湘西	沅、澧水及主要支流	773.5
闽浙赣	福建、浙江、江西	1,487.1
东北	辽宁、吉林、黑龙江	1,198.3

资料来源：公开资料，中诚信证评整理

2016 年 11 月 29 日，国家能源局发布《水电发展“十三五”规划》，规划指出，“十二五”期间，全国新增水电投产装机容量 1.03 亿千瓦，年均增长 8.1%，截至 2015 年末，全国水电总装机容量达到 3.20 亿千瓦，远超“十二五”预期规模 2.90 亿千瓦，主要是常规水电站发展超预期；规划指出继续推进大型水电基地建设，加快抽水蓄能电站建设，同时严格控制中小水电开发，“十三五”期间新增大中型水电站 0.38 亿千瓦，抽水蓄能电站 0.17 亿千瓦，小水电 0.05 亿千瓦，到 2020 年末全国水电总装机容量达到 3.80 亿千瓦，年均增长率降至 3.5%，增速大幅放缓。常规水电方面以六大水电基地建设为核心，基本建成长江上游、黄河上游、乌江、南盘江红水河、雅砻江、大渡河六大水电基地，加快金沙江流域水电基地建设的推进速度；抽水蓄能电站方面，在华北地区重点布局河北省和山东省，华东地区重点布局浙江、福建和安徽等省份，南方地区重点布局广东省。

此外，规划还指出将不断扩大“西电东送”能力，力争 2020 年水电送电规模达到 1 亿千瓦。加强西南水电基地外送通道规划论证，加快配套送出工程建设，建成投产金中至广西、滇西北至广东、四川水电外送、乌东德送电广东、广西等输电通道，开工建设白鹤滩水电站外送输电通道，积极推进金

沙江上游等水电基地外送输电通道论证和建设。随着输电项目建设的不断推进，预计未来西南地区弃水问题将得到一定缓解。

总体来看，近年来我国水电投资速度有所降低，“十三五”期间常规水电站开发节奏有所放缓，同时将加快建设一批距离负荷中心近、促进新能源消纳、受电端电源支撑的抽水蓄能电站，水电机组的调峰作用有望得到较大提升；同时，外送通道的逐步落实有望解决西南水电的弃水问题，我国水电行业将更趋向科学、健康的发展轨道。

行业关注

我国水电资源主要集中在西南省份，而用电负荷主要在沿海省份，用电需求疲软、外送通道不足以及龙头水库建设滞后，导致弃水严重；“十三五”期间，通过推进龙头水库建设、严控中小水电装机容量以及加快外送通道建设，西南省份弃水问题有望得到缓解，将利好区域内水电企业

全国水电资源总量的 75%集中在西部地区，其中滇、川、藏三省（自治区）约占 60%。2016 年，全国水电弃水量为 500 亿千瓦时，集中在云南、四川两省。根据 2016 年中国水电学会对各水电基地实地调研结果，国家四大水电基地——大渡河、雅砻江、金沙江以及澜沧江 20 余座大型水电站有效水量利用率和有效水能利用率不到 80%，个别电站不足 60%。西南弃水问题主要是“十二五”期间水电集中投产，本地消纳、外送通道不足以及龙头水库建设滞后导致。

截至 2016 年末，四川水电装机容量为 7,246 万千瓦，占四川总装机容量的比率为 79.56%；云南水电装机容量 6,096 万千瓦，占全省总装机容量的比率为 72.21%。2016 年滇、川外送电量分别为 1,100 亿千瓦时和 1,300 亿千瓦时，占同期水电发电量的 43.8% 和 36.7%。四川主要通过四条特高压直流以及川渝交流通道对外输送电能，最大外送能力为 3,050 万千瓦，未来随着雅中直流建设完成，外送能力将进一步提升。云南外送通道除鲁布革水电站外，均以网对网外送，外送地主要是广东和广西，外送通道能力为 2,470 万千瓦，其中外送广东通道能力 1,900 万千瓦。在建外送通道为滇西北直流工

程，外送澜沧江中上游电站电量至深圳，外送能力为 500 万千瓦；“十三五”规划建设乌东德电站送电广东广西特高压直流工程，外送能力为 800 万千瓦。

从受电省份看，水电可以有效减少环境污染，但用电需求放缓，受电端消纳水电意愿不强。四川、云南的外送通道建设较“十二五”能源发展规划分别相差 800 万千瓦、300 万千瓦以上，以云南金沙江中流直流输电工程为例，原计划于 2013 年投产，但拖延三年后才投产，严重影响云南水电外送，加剧“十二五”期间弃水。此外，受电端消纳意愿不强引起外送通道部分闲置，以具有 300 万千瓦输电能力的德宝直流工程为例，2016 年丰水期外送潮流仅有 120 万千瓦。电力整体产能过剩，弃水问题短时间解决难度较大。

水电结构性问题也是导致弃水的原因之一。目前川滇两省径流式小水电比重较大，而龙头水库比率不足。目前云南发电装机中，仅具备周调节能力或为无调节能力的径流式中小水电，占水电总装机容量比重超过三分之一，而具备年调节能力的仅有小湾、糯扎渡等少数水电站。四川水电装机中，具有季以上调节能力的水电装机也仅占水电总装机的三分之一。滇、川水电结构，决定了汛期外送通道全天满送的情况下，负荷低谷时段水电弃水调峰无法完全避免。

从国际经验来看，美国、加拿大等国的有效水库库容和河流年径流量比已达到了 70% 以上。由于调节性大水库需要搬迁安置并淹没土地，我国土地资源紧缺，水库建设滞后。目前完工的总库容超 100 亿立方米的大坝有三峡大坝、溪洛渡、龙滩、糯扎渡、小湾、小浪底、龙羊峡以及天生桥一级。考虑到龙头水库拥有良好的调节能力，我国正在推进白鹤滩、乌德东、盘龙、两河口电站等大型龙头水电站的建设。《水电“十三五”规划》显示“十三五”期间新投产水电可新增调节库容约 153 亿立方米，防洪库容约 74 亿立方米，届时西南水电弃水将有所改善。

在推进龙头水库建设的同时，国家通过控制中小水电规模，从源头减少弃水。根据《水电“十三五”规划》，为落实生态文明建设的要求，要严控中

小水电的开发，特别是开发程度较高的东、中部地区原则上不再开发中小水电。弃水严重的四川、云南两省，除水电扶贫工程外，“十三五”暂停小水电和无调节性能的中型水电开发。“十三五”期间随着西南外送通过建设推进，严控中小水电，加快龙头水库建设，西南弃水问题有望得到缓解。

随着电力改革推进，市场化交易销售电量不断提升，水电行业售电价格整体有所下行，由于建造成本以及消纳政策不同，水电分化明显，早期建设的大型水电竞争优势明显，后续建设的小水电竞争能力较弱

2015年3月，中共中央印发了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发[2015]9号）文件，开启了新一轮电力体制改革的序幕，后续，国家发改委及国家能源局等部委又相继出台多个政策性文件，进一步推动电力市场化改革。

2015年，全国31个省份中已有24个省份相继开展了大用户直接交易（仅有北京、天津、河北、上海、海南、青海、西藏等7个省份尚未开展），直接交易电量超过4,000亿千瓦时，比2014年的1,540亿千瓦时增长近2倍，其中11个省区交易规模超过100亿千瓦时。2016年市场化交易电量约1万亿千瓦时，比上年增长超过1倍，占全国全社会用电量的比重达到19%左右，其中直接交易电量接近8,000亿千瓦时，同比增长85%。2016年市场化交易电价每度电平均降低电价约7.23分。

2017年上半年，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司所属区域的电网企业销售电量合计为29,642亿千瓦时，市场化交易电量合计为6,442亿千瓦时。其中，各省内市场交易电量4,708亿千瓦时，省间（含跨区）市场交易电量合计1,733亿千瓦时，交易电量占电网销售电量比重（销售电量市场化率）达到21.7%。分区域来看，南方、西北、华北以及华东四个区域销售电量市场化率较高，均超过了20%，其中南方区域达到了30%，华中区域、东北区域低于全国水平。分省来看，全国市场交易电量规模排序前三名的省份分别为广东省1,189亿千瓦时（含西电东送省间协议电量）、江苏省678亿千瓦时和山东省537亿千瓦时。外受

电市场交易电量排序前三名的省份分别是广东省702亿千瓦时（含西电东送省间协议电量）、山东省197亿千瓦时和浙江省135亿千瓦时。全国销售电量市场化率排序前三名的地区是青海、蒙西、广东，分别为57.3%、39.3%和37.2%。

2017年上半年，大型发电集团水电机组累计上网电量2,339亿千瓦时，占其总上网电量的16.3%，市场化率达到22.5%。云南省和四川省作为水电大省，上网电量和市场交易电量规模均领先其他省份。2017年上半年大型发电集团在云南、四川的水电上网市场化交易电量规模分别达到了433.64亿千瓦时和83.38亿千瓦时，水电上网电量市场化率分别达到了80%和28%，平均交易电价分别为0.22元/千瓦时、0.24元/千瓦时。统计表明，“十一五”和“十二五”期间水电工程造价分别为6,449元/千瓦和7,465元/千瓦，而正在建设的水电站平均建设成本已上升到8,000~10,000元/千瓦，初步估算后续开发的藏东南水电平均建设成本将达到10,000~20,000元/千瓦。此外“十二五”期间特大型常规水电造价最低为6,144元/千瓦，小型水电造价成本最高为1,1930元/千瓦。由于水电开发成本差异明显，随着市场化推进，早期建设的大型水电优势明显，后续开发的小水电将面临严峻挑战。

竞争力

公司所处水电行业前景向好，有众多优惠政策支持

公司自建设以来，享受了多项税收优惠政策：增值税优惠。新修订的《中华人民共和国增值税暂行条例》和《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》于2009年1月1日执行。公司作为独立的法人纳税主体，在建水电站购进的机器设备类固定资产进项税额，符合政策条件可在水电站投产后产生的销项税额中进行抵扣。此外，经国务院批准，自2016年5月1日起在全国范围内全面推开营业税改征增值税试点。依据财政部、国家税务总局《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》（财税〔2016〕36号）相关规定，建筑业、房地产业、金融业、生活服务业等全部营业税纳税人，纳入试点

范围，由缴纳营业税改为缴纳增值税。营业税改征增值税试点全面推开可以增加公司增值税进项税抵扣额，减少增值税纳税支出。

2014年3月，国家财政部下发了《关于大型水电企业增值税政策的通知》（财税【2014】10号），通知显示装机容量超过100万千瓦的水力发电站（含抽水蓄能电站）³销售自产电力产品，自2013年1月1日至2015年12月31日，对其增值税实际税负超过8%的部分实行即征即退政策；自2016年1月1日至2017年12月31日，对其增值税实际税负超过12%的部分实行即征即退政策。公司锦屏一、二级、官地、二滩水电站符合此项政策。

2011年7月27日，财政部、海关总署与国家税务总局联合下发《关于深入实施西部大发展战略有关税收政策问题的通知》（财税[2011]58号），明确自2011年1月1日至2020年12月31日，对设在西部地区的鼓励类产业企业按15%的税率征收企业所得税，依照国家现行鼓励类产业目录，公司主营业务水力发电符合享受上述税收优惠政策条件。

根据2008年新颁布执行的《中华人民共和国企业所得税法》第二十七条第二款规定，“企业从事国家重点扶持的公共基础设施项目的投资经营所得，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（法定税率为25%；项目如果在企业所得税减半征收年度同时执行西部大开发税收优惠政策，则企业所得税在15%优惠税率基础上减半征收，为7.5%）”。公司主要从事水力发电，相关新投产水电项目作为新项目符合享受此项税收优惠政策条件。

公司锦屏一级、锦屏二级以及官地水电站为国家点对网的“西电东送”项目，其所发电量直接通过锦苏±800千伏特高压通道通过川渝电网直送江苏，且基本处于满发状态，受区域用电需求变化的影响

³此部分所称的装机容量是指单站发电机组额定装机容量的总和，该额定装机容量包括项目核准（审批）机关依权限核准（审批）的水力发电站总装机容量（含分期建设和扩机），以及后续因技术改造升级等原因经批准增加的装机容量。

极小，而其所发电量占公司水电总发电量的70%以上，因此保证了公司较高水平的机组利用小时数。

水电地理位置优越，装机容量规模优势明显

国家发改委授权公司全面负责雅砻江流域水能资源开发和水电站梯级建设营运。雅砻江流域在1,570公里长的干流河段内天然落差达3,830米，流域面积13.6万平方公里，年径流量591亿立方米，水能资源集中，在全国规划的十三大水电基地中规模位居第三。雅砻江干流共开发22级电站，规划可开发装机容量约3,000万千瓦，其中上游10座电站，中游7座电站（两河口、牙根一级、牙根二级、杨房沟、卡拉、楞古、孟底沟），下游5座电站（锦屏一级、锦屏二级、官地、桐子林、二滩水电站）。在两河口、锦屏一级和二滩水电站的三大水库全部形成后，总库容将达237.1亿立方米，调节库容将达到148.40亿立方米。三大水库联合运行可实现两河口及以下河段梯级完全年调节，成为四川大江、大河中电能质量最优越的梯级水电站群。

随着在建项目的不断投运，公司下游电站已全部投运，截至2017年9月末，公司已建成投产的水电控股装机容量已达1,470万千瓦。2016年公司发电量为709.92亿千瓦时，同比增长8.21%；2017年前三季度，公司发电量为553.65亿千瓦时。

表5：截至2014-2017.9公司水电资产

电站	单位：万千瓦			
	2014	2015	2016	2017.9
二滩电站	330	330	330	330
锦屏一级电站	360	360	360	360
锦屏二级电站	480	480	480	480
官地电站	240	240	240	240
桐子林电站	0	45	60	60
合计	1,410	1,455	1,470	1,470

资料来源：公司提供，中诚信证评整理

雅砻江流域地处偏远，居住人口少，淹没耕地面积少，对于梯级电站的开发是非常有利的。公司移民压力较小，成本优势明显，公司每万千瓦迁移人口26人，淹没耕地34亩，均远低于全国平均水平。公司所属的桐子林、官地、锦屏一、二级、杨房沟和两河口水电站共涉及移民搬迁人口23,140人。其中桐子林、官地、锦屏一级和锦屏二级水电

站已完成搬迁安置工作，杨房沟和两河口水电站正在有序推进中。

表6：雅砻江流域淹没指标

淹没指标	雅砻江	全国平均
每万千瓦迁移人口（人）	26	530
每万千瓦淹没耕地（亩）	34	628
每亿千瓦时迁移人口（人）	48.4	1,233
每亿千瓦时淹没耕地（亩）	63.7	1,458

资料来源：公司提供，中诚信证评整理

有力的股东支持

目前，公司股东国投电力和川投能源均为上市公司，其中国投电力控股股东为国家开发投资集团有限公司，川投能源控股股东为四川省投资集团有限责任公司（四川省大型国有企业），具有很强的实力。公司股东雄厚的资金实力和显著的管理优势为公司生产经营和项目开发提供了有力的支持。

随着在建拟建项目的逐步推进，公司股东均按持股比例持续对公司以资本金支持；截至2017年9月末，公司实收资本已增至306.20亿元。未来随着公司其他规划项目的核准，公司股东还将不断注入资本金以增加公司资本实力，保障在建项目的稳步推进。

公司股东支持力度较大，将有助于降低公司的资产负债率并减轻项目建设的资金压力。

业务运营

公司营业收入主要来源于雅砻江梯级电站的电力销售收入，主要供应四川、重庆和华东地区电网使用。2014~2016年以及2017年前三季度，公司分别实现营业总收入155.72亿元、167.24亿元、163.98亿元和127.94亿元。

发电资产

随着在建项目的不断投运，公司下游电站已全部投运，截至2017年9月末，公司已建成投产的水电控股装机容量已达1,470万千瓦，其中，二滩电站装机330万千瓦，锦屏一级电站装机360万千瓦，锦屏二级电站装机480万千瓦，官地电站装机240万千瓦，桐子林电站装机60万千瓦。此外随着沙河光伏电站和大田光伏电站纳入合并报表范围，2017年公司新增光伏发电装机容量3万千瓦。截至

2017年9月30日，公司已投产控股装机容量为1,473万千瓦。

二滩电站位于雅砻江下游，设计年平均发电量为170亿千瓦时，二滩水库总库容58亿立方米，调节库容33.70亿立方米，是四川电网中为数不多的有季调节能力的水电站之一。自投产以来，二滩电站充分发挥其高坝大库的调节作用，80%以上的运行时段为川、渝电网第一调频和调峰电厂（含枯水期），担任调峰、调频和事故备用，在保证电网安全、经济运行和提高电网电能质量等方面具有十分重要的作用。

官地电站是雅砻江下游卡拉至江口河段规划的5个梯级电站之一。根据地理位置和国家电网的输电规划，官地水电站与锦屏一、二级水电站作为一组电源，通过西昌平台供电川渝及华东。水库正常蓄水位1,330米，总库容7.6亿立方米，水库回水长58公里，与上游水库联合运行，具有年调节性能力，规划装机240万千瓦，目前已全部投产。

锦屏一级水电站位于四川省凉山州内的雅砻江干流上。该电站于2005年获得国家发改委核准，项目规划6台60万千瓦机组，设计年均发电量166.20亿千瓦时（两河口水电站建成后将增至184亿千瓦时），电站建成后50%的电量输往华东地区。该电站水库的正常蓄水位1,880米，死水位1,800米，总库容77.60亿立方米，调节库容49.10亿立方米，具有年调节能力，由公司全资拥有，目前已全部投产。

锦屏二级水电站位于锦屏一级水电站下游，是锦屏一级水电站的重要补偿电源。该电站于2006年获得国家发改委核准，项目规划建设8台60万千瓦机组，设计年均发电量237.60亿千瓦时（两河口水电站建成后将增至242.30亿千瓦时）。该电站水库的正常蓄水位1,646米，死水位1,640米，总库容0.19亿立方米，调节库容0.05亿立方米，具有日调节能力，目前已全部投产。

桐子林水电站为下游最后一级电站，于2010年9月获得国家发改委核准，项目设计总装机容量60万千瓦，设计年均发电量29.80亿千瓦时（两河口水电站建成后将增至31.40亿千瓦时）。该电站

水库的正常蓄水位 1,015 米，死水位 1,012 米，总库容 0.91 亿立方米，调节库容 0.15 亿立方米，具有日调节能力，目前已全部投运。

随着下游电站的陆续投产，公司电力生产已由原来的单一电站生产过渡到流域梯级电站群联合运行的管理方式。梯级水电开发，可取长补短，联合调度，提高水资源的利用率，协调水资源综合利用之间的矛盾，获得梯级效益。

电力生产与销售

随着装机规模的不断提升，以及锦屏一级水电站水库调节作用的发挥，公司发电量及上网电量持续增长，分别由 2014 年的 598.17 亿千瓦时和 595.19 亿千瓦时增至 2016 年的 709.92 亿千瓦时和 706.42 亿千瓦时，年均复合增长率均为 8.94%。

表7：2014~2016年及2017年1~9月公司发电指标

指标	2014	2015	2016	2017.1~9
可控装机容量（万千瓦）	1,410	1,455	1,470	1,473
发电量（亿千瓦时）	598.17	656.08	709.92	553.65
上网电量（亿千瓦时）	595.19	652.82	706.42	550.98
平均机组利用小时数（小时）	5,027	4,632	4,829	3,766
平均上网电价（元/千瓦时）（含税）	0.3059	0.2998	0.2718	0.2705

资料来源：公司提供，中诚信证评整理

从售电区域来看，二滩和桐子林水电站主要供应川渝电网；锦屏一级、锦屏二级以及官地水电站（以下简称“锦官电源组”）为国家点对网的“西电东送”项目，直送江苏。2014~2016 年公司水电机组平均利用小时数分别为 5,027 小时、4,632 小时和 4,829 小时。得益于地理位置优越以及售电良好，公司近来水电平均利用小时数远高于全国平均水平；其中 2016 年公司水电平均利用小时数高于全国水电平均利用小时数 1,208 小时；2017 年 1~9 月，公司水电机组平均利用小时数为 3,766 小时。

公司电费收入通过国家电网公司、国网四川省电力公司以及国网重庆市电力公司进行结算，结算价格按照国家有关电价政策、市场化电力交易签约价格等执行，一般在次月底结算当月电费。大用户直接交易一般按月结算。上网电价方面，公司二滩水电站现执行批复上网电价 0.2718 元/千瓦时，具体按四川省丰枯峰谷分时电价政策执行。受国家发

改委下调电价影响，锦官电源组上网侧关口上网电价自 2015 年 4 月 20 日起统一由 0.3203 元/千瓦时调整至 0.3084 元/千瓦时，并且以后将随电量落地所在区域的火电机组标杆电价同步调整；2016 年 1 月，国家发改委再次下调煤电上网电价，锦官电源组送江苏省上网电价随之再次下调至 0.2911 元/千瓦时。且按照《四川省发展和改革委员会关于锦官电源组留川电量电价结算有关问题的函》（川发改价格函【2016】1441 号）的规定，锦官电源组留川电量自 2016 年起参与四川水电市场化交易，实际结算电价水平有所降低。同时，二滩和桐子林水电站部分电量亦参与市场化交易且上网电价相对较低。受上述因素共同影响，近三年公司平均上网电价不断下降，2016 年的含税平均上网电价下降至 0.2718 元/千瓦时。2017 年 1~9 月，公司平均上网电价进一步下降至 0.2705 元/千瓦时。此外，2017 年 6 月，国家发改委发布通知称，自 2017 年 7 月 1 日起将取消、降低部分国家政策基金，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价。考虑到锦官电源组上网电价随电量落地所在区域的火电机组标杆电价同步调整，中诚信证评将持续关注电价政策调整对公司上网电价及盈利能力的影响。

总体来看，公司水电资产地理位置优越，装机规模优势明显，有着众多优惠政策支持。随着在建工程完成公司发电量及上网电量持续上升。未来随着装机规模的进一步扩大，公司运营实力还将不断增强。同时，中诚信证评也关注到来水情况、电力供需变化及电价调整政策等因素对公司电力生产的影响。

公司管治

治理结构

公司按照《公司法》的要求，已建立了符合现代企业制度要求的较为规范的法人治理框架，完善了股东会、董事会、监事会和经营层相互制衡的管理体制。公司设董事会，对股东会负责。董事会由 10 名董事组成。公司设监事会，监事会由三名成员组成。管理层公司设总经理一名、副总经理和“三

总师”八至十一名。副总经理和“三总师”协助总经理工作。

公司按照现代企业制度要求，深化公司内部改革，实现了主辅分离，明晰了公司产权结构，初步建立起了集团化的管理框架。公司以规划发展部、电力营销部、生产管理部、机电物资部为业务模块，以财务管理部、综合计划部为公共职能模块，以总经理工作部、政治工作部、人力资源部、信息管理部为支持服务模块。公司自设立以来，股东会、董事会以及监事会等机构和人员均能够按照有关法律法规、公司章程和相关议事规则的规定进行运作并切实履行应尽的职责和义务，没有违法、违规的情形发生。

内部管理

公司具有较高的内部管理水平，公司的计算机监控系统（CCS）和电厂信息管理系统（MIS）为实现设备的状态检修和“无人值班”打下了坚实的基础，实现了设备管理的现代化。公司充分利用现代信息技术和管理理念，建立了覆盖全公司的 OA 系统，提高了管理水平和工作效率。

财务管理方面，公司按照《公司法》对财务会计的要求以及《企业会计准则》的规定建立了规范、完整、适合公司经营特点的会计制度和财务管理制度，包括：《资金管理办法》、《重大财务事项报告制度》、《电力生产单位财务稽核制度》、《建设项目财务稽核暂行办法》、《公司对项目建设管理局财务管理及会计核算暂行办法》、《电力生产单位财务管理及会计核算暂行办法》、《内部审计工作管理办法》。上述管理制度规定了公司本部、电力生产单位、建设项目等的财务管理及会计核算规则，明确了财务工作的流程和职责。

投融资管理方面，公司制定了《重大财务事项报告制度》和《“三重一大”决策制度实施办法》等制度，对公司内部的投融资行为进行管理。《重大财务事项报告制度》对公司内部核算单位（含各火力发电厂（含筹备机构）、各办事处、各项目建设管理局（含筹备机构）、集控中心、大坝中心等非独立核算单位）、全资及控股企业的投资权限、对外投资要求、对外投资审批程序进行了明确规定，

有效保证了国有资产的保值增值；同时，该制度对公司内部核算单位、全资及控股企业的借款权限、申请条件、审批流程等进行了明确规定，规范了公司融资业务的开展。《“三重一大”决策制度实施办法》对公司“重大项目安排”决策、融资、借款事项、债券发行和资产抵押、信贷资金的归还和日常大额资金的支付等审批流程进行了明确规定。

担保管理方面，公司制定了《资金管理办法》、《重大财务事项报告制度》和《“三重一大”决策制度实施办法》。上述明确规定了公司对外担保的管理要求及审批流程：公司原则上不以公司资产或信用为子公司或其他法人提供融资担保，公司因经营和发展的需要对外提供担保的，必须报经董事会审批；全资及控股企业提供对外担保，原则上按本企业出资比例办理，对外担保总额应控制在本企业净资产 50% 以内；未经董事会批准并报和公司同意，禁止以资产进行任何形式的抵押。

安全生产方面，2009 年公司全面推行 NOSA 体系建设。2010 年 1 月 8 日，公司 NOSA 体系建设通过四星认证，电站正式实行无人值班方式；2010 年 10 月 15 日，公司通过了 NOSA 体系五星认证，是目前我国唯一一家 NOSA 五星大型水力发电厂。同时公司拥有着一支综合素质较高的员工队伍，打造了一个安全、健康、环保的区域生产、生活环境。截至 2017 年 9 月末，公司二滩电厂创长周期安全记录 3,656 天，官地电厂创长周期安全记录 1,054 天，锦屏电厂创长周期安全记录 1,738 天，集控中心创长周期安全记录 2,108 天。

A 股上市公司国投电力目前直接持有公司 52.00% 的股权，同样是 A 股上市公司的川投能源目前直接持有公司 48.00% 的股权。股东的上市公司背景将有助于进一步提升公司的治理水平和公司信息披露的透明化。

整体来看，公司有着较为明晰的管理制度，对公司的生产经营构成了有效保障。随着公司继续完善现有的管理制度，整体运作将更加透明、有效。

发展战略

公司拥有雅砻江流域的开发权，并计划在雅砻江干流开发 22 级水电站，规划可开发装机容量约

3,000 万千瓦，其中上游 10 座电站，中游 7 座电站（两河口、牙根一级、牙根二级、杨房沟、卡拉、楞古、孟底沟），下游 5 座电站（锦屏一级、锦屏二级、官地、桐子林、二滩水电站）。在两河口、锦屏一级和二滩水电站的三大水库全部形成后，总库容将达 237.1 亿立方米，调节库容将达到 148.40 亿立方米。三大水库联合运行可实现两河口及以下河段梯级完全年调节，成为四川大江、大河中电能质量最优越的梯级水电站群。

目前，公司下游电站已开发完毕。考虑到雅中——江西特高压直流输电工程于近期核准，公司适当加快中游电站的开发节奏。雅中——江西 ±800 千伏特高压直流输电线路起于四川省盐源县雅中换流站，落点为江西省抚州市，建成后将是雅砻江中游电站电力外送的重要通道。截至 2017 年 9 月末，公司在建电站主要为两河口和杨房沟水电站，装机容量共计 450 万千瓦；同时，公司目前也积极推进卡拉及孟底沟等电站的核准工作。

表8：截至2017年9月末公司主要电站建设情况

电站与配套工程	装机容量(万千瓦)	投资总额(亿元)	建设情况	首台机组投产日期
两河口	6×50	664.57	在建	2021
杨房沟	4×37.5	200.02	在建	2021
牙根一级	3×9	48.90	拟建	2027
牙根二级	4×27	185.49	拟建	2028
楞古	6×42.5+5.5	451.63	拟建	2029
孟底沟	4×60	305.60	拟建	2026
卡拉	4×25.5	166.03	拟建	2023

资料来源：公司提供，中诚信证评整理

两河口水电站为雅砻江中游的龙头梯级水库电站，是雅砻江干流中游规划建设的 7 座梯级电站中装机规模最大的水电站，也是目前我国藏区开工建设综合规模最大的水电站工程，电站总装机容量 300 万千瓦，总投资金额 664.57 亿元，预计首台机组 2021 年投入运行，项目计划于 2023 年竣工。

杨房沟水电站为已审批的雅砻江中游（两河口至卡拉河段）水电开发方案“一库七级”中的第六级水电站，规划安装 4 台 37.5 万千瓦混流式水轮发电机组，总装机容量 150 万千瓦。杨房沟水电站总投资金额约 200.02 亿元，预计首台机组 2021 年投入运行，项目计划于 2024 年竣工。

此外，根据公司“十三五”规划，在稳步推进雅砻江流域水电开发的同时，公司还将积极探索和打造风光水互补的清洁能源示范基地，且已报送国家发改委审核，待审核通过后公司将结合用电需求及外送通道的建设适时推进风电和光伏电站的项目建设。

总体来看，公司战略规划明晰，未来风电和光伏电站的推进将进一步丰富公司的装机结构，逐步降低单一水电运行对公司的影响。同时，随着中游电站的陆续核准及开工建设，公司未来将面临一定的资本支出压力。

财务分析

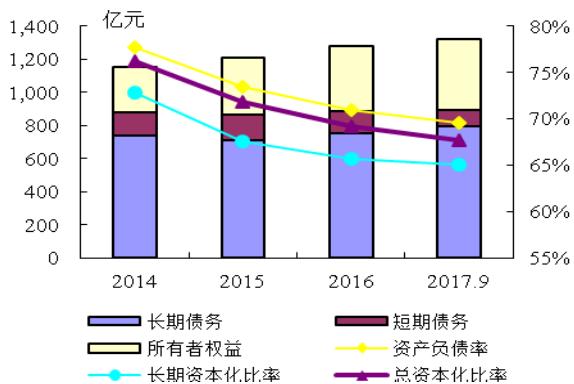
以下财务分析基于经立信会计师事务所（特殊普通合伙）审计并出具标准无保留意见的 2014~2016 年度财务报告以及公司提供的未经审计的 2017 年三季度财务报表。

资本结构

随着装机容量的增加，近年来公司资产规模呈上升趋势。2014~2016 年末，公司总资产分别为 1,233.85 亿元、1,282.29 亿元和 1,358.10 亿元；公司负债规模保持稳定，负债总额分别为 958.81 亿元、940.97 亿元和 963.53 亿元；同期，受益于股东注资和留存收益积累，公司所有者权益快速增加，分别为 275.04 亿元、341.32 亿元和 394.57 亿元。截至 2017 年 9 月末，公司总资产、总负债及所有者权益分别为 1,406.89 亿元、978.57 亿元和 428.32 亿元。

财务杠杆比率方面，2014~2016 年末，公司资产负债率分别为 77.71%、73.38% 和 70.95%；总资本化比率分别为 76.24%、71.77% 和 69.18%。截至 2017 年 9 月末，公司资产负债率及总资本化比率分别为 69.56% 和 67.69%，大型水电站技术含量高、投入金额大和建设周期长的特点决定了公司非常依赖外部融资以满足项目建设对大量资金的需求，但近年来随着公司所有者权益的快速增加，公司财务杠杆呈下降态势。

图 2：2014-2017.9 公司资本结构



资料来源：公司财务报告，中诚信证评整理

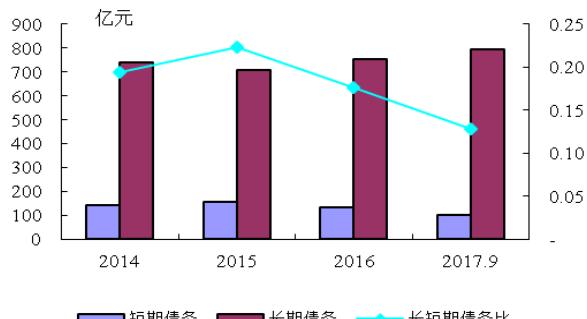
从资产结构来看，公司资产以非流动资产为主，近年来非流动资产占总资产的比例保持在 90% 以上。截至 2016 年末，公司非流动资产为 1,324.48 亿元，占总资产比重为 97.52%，主要由固定资产和在建工程构成，占非流动资产的比重分别为 69.46% 和 28.20%。其中，固定资产主要为房屋及建筑物和机器设备等，金额为 920.03 亿元，在建工程主要为在建的水电项目，金额为 373.50 亿元，公司固定资产等非流动资产占总资产的比例较高，符合电力行业资本密集型的特点。截至 2016 年末，公司流动资产为 33.62 亿元，占总资产比重为 2.48%，主要由货币资金和应收账款构成，占流动资产的比重分别为 67.60% 和 17.93%，其中货币资金为 22.72 亿元，受限部分为 0.09 亿元；应收账款为 6.03 亿元，主要是应收电网公司的款项，回收风险较低。截至 2017 年 9 月末，公司流动资产和非流动资产分别为 51.87 亿元和 1,406.89 亿元，占总资产的比重分别为 3.69% 和 96.31%。

从负债结构来看，公司非流动负债占比较高，截至 2016 年末，公司非流动负债为 752.70 亿元，占负债总额的比重为 78.12%，主要为长期借款。截至 2016 年末，公司流动负债为 210.83 亿元，占负债总额的比重为 21.88%，主要由其他应付款、一年内到期的非流动负债、其他流动负债和短期借款构成，占流动负债的比重分别为 30.57%、22.77%、21.34% 和 17.79%。其中，其他应付款主要为基建单位工程款及质保金，一年内到期的非流动负债为一年内到期的长期借款，其他流动负债为短期融资券。截至 2017 年 9 月末，公司流动负债

和非流动负债分别为 183.10 亿元和 795.47 亿元，占总负债的比重分别为 18.71% 和 81.29%。

从债务结构来看，2014~2016 年末，公司总债务分别为 882.41 亿元、867.80 亿元和 885.68 亿元，其中短期债务分别为 143.55 亿元、158.12 亿元和 133.00 亿元，长短期债务比（短期债务/长期债务）分别为 0.19、0.22 和 0.18，截至 2017 年 9 月末，公司总债务为 897.14 亿元，长短期债务比为 0.13，公司债务以长期债务为主，有利于公司资金使用的稳定性，与公司电力项目投资需求较大、回收期较长的特点相匹配。

图 3：2014~2017 年 9 月末公司债务结构



资料来源：公司财务报告，中诚信证评整理

整体上看，公司自有资本实力很强，受益于股东注资和留存收益积累，公司财务杠杆比率有所下降，公司债务以长期债务为主，与公司业务性质相匹配。

盈利能力

2014~2016 年公司营业收入分别为 155.72 亿元、167.24 亿元和 163.98 亿元，随着公司投运电站装机规模提高而整体呈上升态势；其中，2016 年由于上网电价下降，当期营业收入有所下滑。公司营业收入几乎全来自于电力销售收入，2014~2016 年公司电力销售收入分别为 155.39 亿元、166.92 亿元和 163.74 亿元，占同期营业收入的比重分别为 99.81%、99.86% 和 99.88%。2014~2016 年以及 2017 年 1~9 月公司营业毛利率分别为 72.32%、70.71%、69.17% 和 70.95%。水电站运营成本较为稳定，且公司自动化程度高，运行及维护人员相对少，因而与其他电源相比，公司水电机组具有运行成本低的优势；近年来，由于上网电价下降，公司营业毛利率有所波动，但仍维持在很高的水平。

从期间费用来看，2014~2016年公司的三费合计分别为47.57亿元、46.66亿元和39.21亿元。从期间费用的构成来看，主要系财务费用，由于中国人民银行于2014~2015年进行了5次降息，同时公司实施了债务置换、加强了资金成本管控，近三年公司财务费用不断减少。2014~2016年，公司三费收入占比分别为30.55%、27.90%和23.91%，三费收入占比持续下降。2017年前三季度，公司三费合计为27.22亿元，三费收入占比为21.27%。

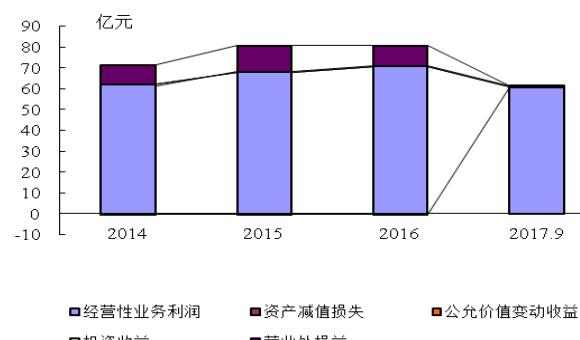
表9：2014~2017.Q3公司期间费用分析

项目	单位：亿元			
	2014	2015	2016	2017.Q3
销售费用	0	0	0	0
管理费用	2.51	2.78	3.01	2.22
财务费用	45.06	43.88	36.19	24.99
三费合计	47.57	46.66	39.21	27.22
营业收入	155.72	167.24	163.98	127.94
三费收入占比	30.55%	27.90%	23.91%	21.27%

资料来源：公司财务报告，中诚信证评整理

利润总额方面，受益于公司装机规模及发电量的提升，近年来公司利润水平整体呈上升态势。2014~2016年及2017年1~9月公司分别实现利润总额71.10亿元、80.93亿元、80.49亿元和66.17亿元；同期净利润分别为69.88亿元、77.80亿元、73.30亿元和59.84亿元，其中，2016年由于锦屏电站所得税免税期结束，当期所得税费用大幅增加使得公司净利润有所下降。细分来看，经营性业务利润和营业外损益为公司利润总额的主要来源，其中2016年公司经营性业务利润为70.95亿元，占利润总额比重为88.15%；营业外损益为9.37亿元，占利润总额比重为11.64%，主要是增值税返还。

图4：2014~2017.Q3公司利润总额构成



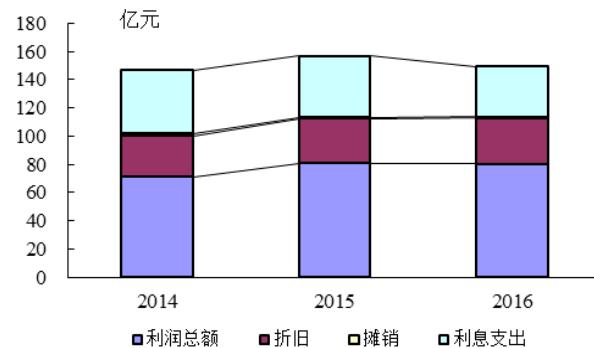
资料来源：公司财务报告，中诚信证评整理

总体来看，公司盈利能力极强，营业毛利率一直保持在较高水平。近年来，随着下游电站陆续投产，公司装机规模不断提升，收入规模和盈利水平整体呈上升态势。长期看，未来在建项目的投产将带动公司收入规模和盈利水平继续上升。

偿债能力

公司EBITDA主要由利润总额、利息支出和折旧构成，2014~2016年，公司EBITDA分别为146.76亿元、156.88亿元和149.51亿元，2016年EBITDA下降主要是由利息支出下降所致，同期公司利息支出分别为44.80亿元、43.51亿元和35.90亿元，折旧分别为29.08亿元、31.70亿元和32.51亿元。

图5：2014~2016年公司EBITDA构成



资料来源：公司财务报告，中诚信证评整理

近年公司债务规模基本保持稳定，2014~2016年末，公司总债务规模分别为882.41亿元、867.80亿元和885.68亿元，截至2017年9月末，公司总债务为897.14亿元。

从EBITDA对债务本息的保障程度看，2014~2016年，公司总债务/EBITDA分别为6.01、5.53和5.92倍，同期EBITDA利息倍数分别为2.71、3.20和3.61倍，公司EBITDA对债务本息的保障程度有所增强。

从经营活动净现金流对债务本息的保障程度看，2014~2016年，公司经营活动净现金/总债务分别为0.17、0.18和0.17倍，同期经营活动净现金/利息支出分别为2.83、3.20和3.53倍，公司经营活动净现金流对债务本息的保障程度有所增强。

表 10：2014~2017 年 9 月末公司主要偿债指标

指标	2014	2015	2016	2017.9
总资产（亿元）	1,233.85	1,282.29	1,358.10	1,406.89
总债务（亿元）	882.41	867.80	885.68	897.14
资产负债率（%）	77.71	73.38	70.95	69.56
总资本化比率（%）	76.24	71.77	69.18	67.69
经营活动净现金流（亿元）	152.79	156.74	146.40	107.28
经营活动净现金/总债务（X）	0.17	0.18	0.17	0.16
经营活动净现金/利息支出（X）	2.83	3.20	3.53	-
EBITDA（亿元）	146.76	156.88	149.51	-
总债务/EBITDA（X）	6.01	5.53	5.92	-
EBITDA 利息倍数（X）	2.71	3.20	3.61	-

资料来源：公司财务报告，中诚信证评整理

注：2017 年前三季度公司经营活动净现金/总债务经过年化处理

银行授信方面，截至 2017 年 9 月末，公司获得各家银行授信额度共计 1,943.96 亿元人民币，未使用的银行授信额度 1,161.69 亿元，备用流动性充足。

对外担保方面，截至 2017 年 9 月末，公司无对外担保。

受限资产方面，截至 2017 年 9 月末，公司所有权受限制的资产账面价值为 0.10 亿元，占公司总资产的比重较小，主要为住房维修基金、投标保证金及履约保证金。

重大诉讼事项方面，截至 2017 年 9 月末，公司存在一起处于最高人民法院再审程序中纠纷案件，为冕宁县冕里稀土选矿有限责任公司侵权纠纷案。2017 年 12 月 15 日，最高人民法院驳回冕宁县冕里稀土选矿有限责任公司的再审申请，公司胜诉，不承担任何责任。截至 2017 年末，公司不存在重大诉讼事项。

整体而言，公司资本实力很强，财务杠杆水平适中，公司保持了极强的盈利及现金获取能力，同时装机规模优势十分突出，股东支持力度很强，整体偿债能力极强。

结 论

综上，中诚信证评定雅砻江流域水电开发有限公司主体信用等级为 **AAA**，评级展望稳定；评定“雅砻江流域水电开发有限公司 2018 年面向合格

投资者公开发行公司债券（第一期）”信用等级为 **AAA**。

关于雅砻江流域水电开发有限公司 2018年面向合格投资者公开发行公司债券（第一期）的跟踪评级安排

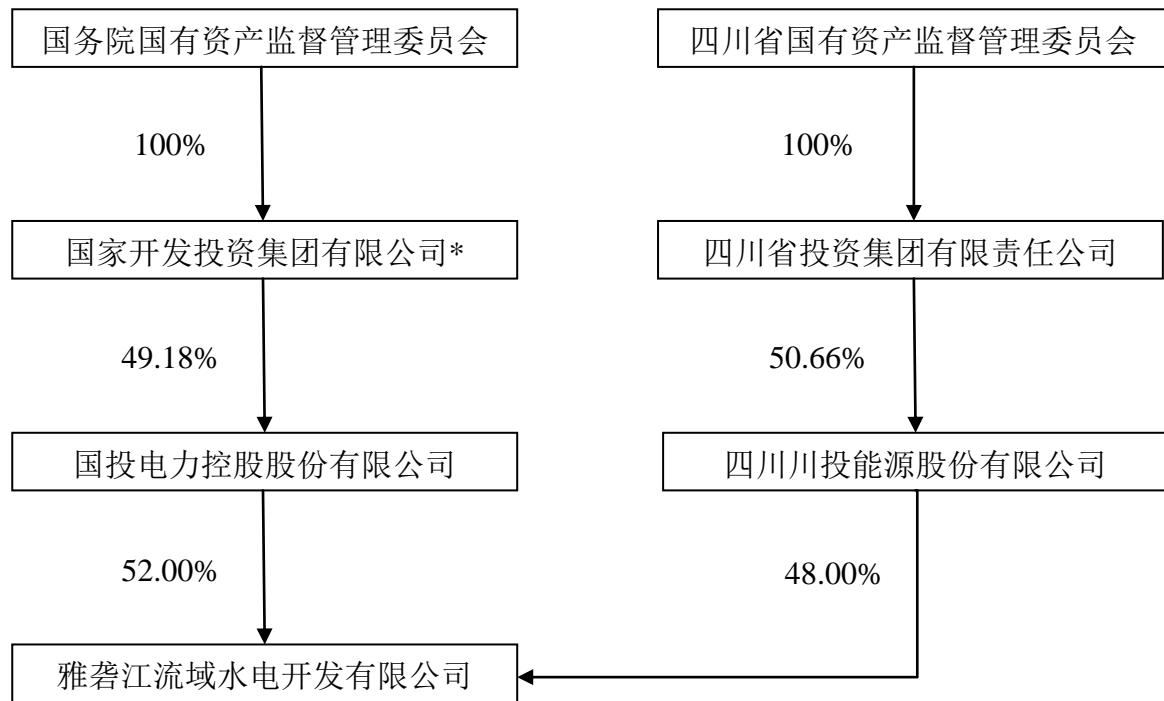
根据中国证监会相关规定、评级行业惯例以及本公司评级制度相关规定，自首次评级报告出具之日起（以评级报告上注明日期为准）起，本公司将在本期债券信用级别有效期内或者本期债券存续期内，持续关注本期债券发行人外部经营环境变化、经营或财务状况变化以及本期债券偿债保障情况等因素，以对本期债券的信用风险进行持续跟踪。跟踪评级包括定期和不定期跟踪评级。

在跟踪评级期限内，本公司将于本期债券发行主体及担保主体（如有）年度报告公布后两个月内完成该年度的定期跟踪评级，并发布定期跟踪评级结果及报告。此外，自本次评级报告出具之日起，本公司将密切关注与发行主体、担保主体（如有）以及本期债券有关的信息，如发生可能影响本期债券信用级别的重大事件，发行主体应及时通知本公司并提供相关资料，本公司将在认为必要时及时启动不定期跟踪评级，就该事项进行调研、分析并发布不定期跟踪评级结果。

本公司的定期和不定期跟踪评级结果等相关信息将根据监管要求或约定在本公司网站（www.ccxr.com.cn）和证券交易所网站予以公告，且交易所网站公告披露时间不得晚于在其他交易场所、媒体或者其他场合公开披露的时间。

如发行主体、担保主体（如有）未能及时或拒绝提供相关信息，本公司将根据有关情况进行分析，据此确认或调整主体、债券信用级别或公告信用级别暂时失效。

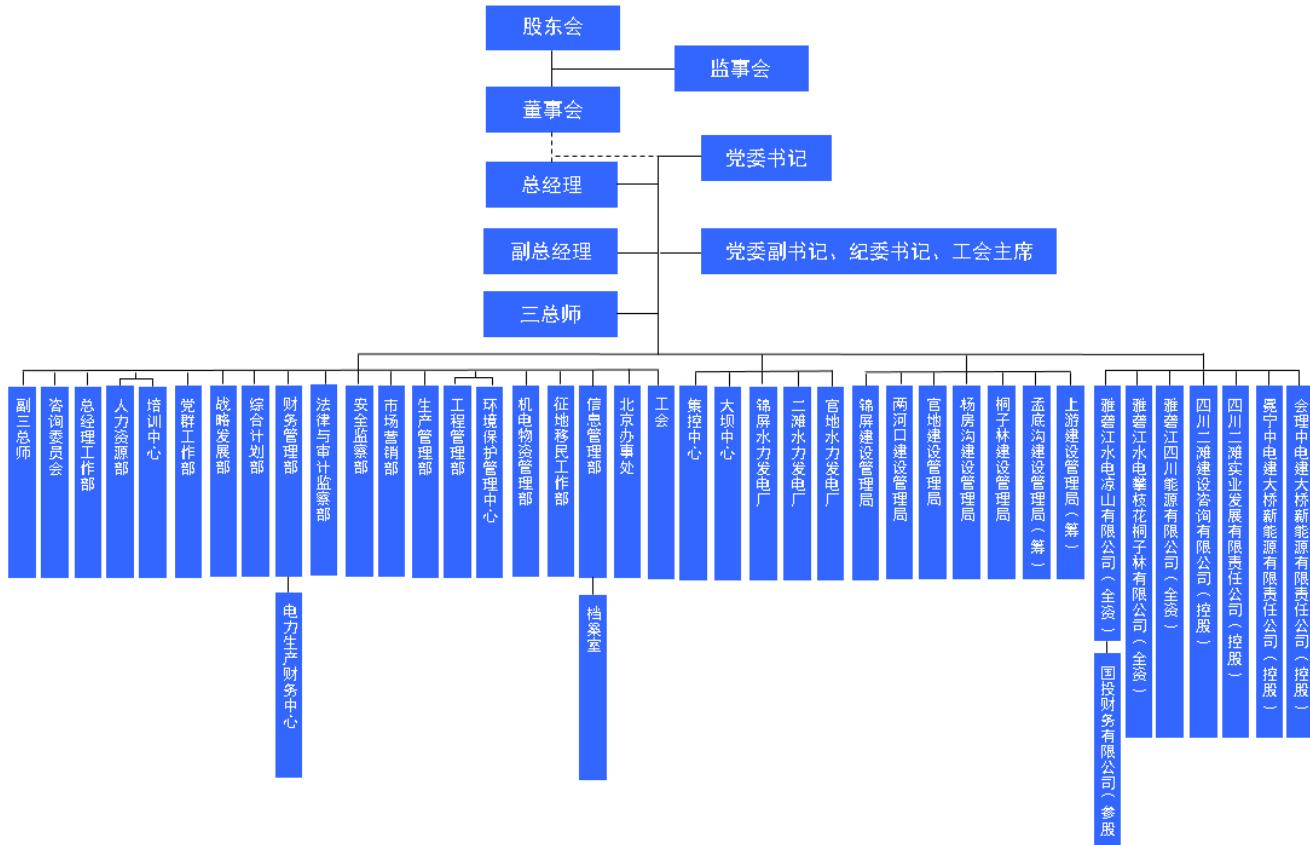
附一：雅砻江流域水电开发有限公司股权结构图（截至 2017 年 9 月 30 日）



注：2017 年 12 月 5 日，原“国家开发投资公司”更名为“国家开发投资集团有限公司”

资料来源：公司提供，中诚信证评整理

附二：雅砻江流域水电开发有限公司组织结构图（截至 2017 年 9 月 30 日）



资料来源：公司提供，中诚信证评整理

附三：雅砻江流域水电开发有限公司主要财务数据及指标

财务数据 (单位: 万元)	2014	2015	2016	2017.9
货币资金	344,006.18	208,549.35	227,240.01	338,384.76
应收账款净额	70,659.80	74,613.43	60,264.42	120,488.26
存货净额	12,359.87	19,843.50	27,844.52	28,843.41
流动资产	506,942.22	309,926.71	336,175.55	518,660.31
长期投资	0.00	0.00	98,006.86	102,502.23
固定资产	9,243,593.25	9,404,089.38	9,200,295.05	8,979,273.94
总资产	12,338,510.47	12,822,923.39	13,580,980.97	14,068,938.49
短期债务	1,435,458.84	1,581,178.69	1,330,000.00	1,017,000.00
长期债务	7,388,669.33	7,096,808.00	7,526,808.00	7,954,408.00
总债务	8,824,128.16	8,677,986.69	8,856,808.00	8,971,408.00
总负债	9,588,123.71	9,409,743.30	9,635,292.94	9,785,699.86
所有者权益	2,750,386.76	3,413,180.08	3,945,688.03	4,283,238.62
营业总收入	1,557,232.51	1,672,381.90	1,639,807.64	1,279,360.22
三费前利润	1,097,950.46	1,148,198.30	1,101,585.95	882,397.58
投资收益	0.00	0.00	2,213.89	4,464.45
净利润	698,768.09	777,965.80	732,950.27	598,380.53
EBITDA	1,467,562.56	1,568,815.42	1,495,142.29	-
经营活动产生现金净流量	1,527,877.49	1,567,396.78	1,464,010.65	1,072,793.58
投资活动产生现金净流量	-1,096,016.03	-903,893.00	-1,027,554.86	-497,876.61
筹资活动产生现金净流量	-253,431.57	-799,024.31	-416,660.88	-463,893.42
现金及现金等价物净增加额	178,429.89	-135,520.52	19,794.92	111,023.55
财务指标	2014	2015	2016	2017.9
营业毛利率 (%)	72.32	70.71	69.17	70.95
所有者权益收益率 (%)	25.41	22.79	18.58	13.97
EBITDA/营业总收入 (%)	94.24	93.81	91.18	-
速动比率 (X)	0.22	0.13	0.15	0.27
经营活动净现金/总债务 (X)	0.17	0.18	0.17	0.16
经营活动净现金/短期债务 (X)	1.06	0.99	1.10	1.41
经营活动净现金/利息支出 (X)	2.83	3.20	3.53	-
EBITDA 利息倍数 (X)	2.71	3.20	3.61	-
总债务/EBITDA (X)	6.01	5.53	5.92	-
资产负债率 (%)	77.71	73.38	70.95	69.56
总资本化比率 (%)	76.24	71.77	69.18	67.69
长期资本化比率 (%)	72.87	67.52	65.61	65.00

注：1.上述所有者权益包含少数股东权益，净利润均包含少数股东损益；

2.将其他流动负债中的短期融资券计入短期债务，长期应付款中的融资租赁款计入长期债务；

3.公司2017年前三季度所有者权益收益率、经营活动净现金/总债务和经营活动净现金/短期债务经过年化处理。

附四：基本财务指标的计算公式

货币资金等价物=货币资金+交易性金融资产+应收票据

长期投资=可供出售金融资产+持有至到期投资+长期股权投资

固定资产合计=投资性房地产+固定资产+在建工程+工程物资+固定资产清理+生产性生物资产+油气资产

短期债务=短期借款+交易性金融负债+应付票据+一年内到期的非流动负债+应付短期融资券

长期债务=长期借款+应付债券

总债务=长期债务+短期债务

净债务=总债务-货币资金

三费前利润=营业总收入-营业成本-利息支出-手续费及佣金收入-退保金-赔付支出净额-提取保险合同准备金净额-保单红利支出-分保费用-营业税金及附加

EBIT（息税前盈余）=利润总额+计入财务费用的利息支出

EBITDA（息税折旧摊销前盈余）=EBIT+折旧+无形资产摊销+长期待摊费用摊销

资本支出=购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金+取得子公司及其他营业单位支付的现金净额

营业毛利率=（营业总收入-（营业成本+利息支出+手续费及佣金支出+退保金+赔付支出净额+提取保险合同准备金净额+保单红利支出+分保费用））/营业收入

EBIT 率=EBIT/营业收入

三费收入比=（财务费用+管理费用+销售费用）/合同销售收入

所有者权益收益率=当期净利润/期末所有者权益（含少数股东权益）

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

存货周转率=主营业务成本（营业成本）/存货平均余额

应收账款周转率=主营业务收入净额（营业收入净额）/应收账款平均余额

资产负债率=负债总额/资产总额

总资本化比率=总债务/（总债务+所有者权益（含少数股东权益））

长期资本化比率=长期债务/（长期债务+所有者权益（含少数股东权益））

EBITDA 利息倍数=EBITDA/（计入财务费用的利息支出+资本化利息支出）

净负债率=（总债务-货币资金）/所有者权益

附五：信用等级的符号及定义

债券信用评级等级符号及定义

等级符号	含义
AAA	债券信用质量极高，信用风险极低
AA	债券信用质量很高，信用风险很低
A	债券信用质量较高，信用风险较低
BBB	债券具有中等信用质量，信用风险一般
BB	债券信用质量较低，投机成分较大，信用风险较高
B	债券信用质量低，为投机性债务，信用风险高
CCC	债券信用质量很低，投机性很强，信用风险很高
CC	债券信用质量极低，投机性极强，信用风险极高
C	债券信用质量最低，通常会发生违约，基本不能收回本金及利息

注：除 AAA 级和 CCC 级以下（不含 CCC 级）等级外，每一个信用等级可用“+”、“-”符号进行微调，表示信用质量略高或略低于本等级。

主体信用评级等级符号及定义

等级符号	含义
AAA	受评主体偿还债务的能力极强，基本不受不利经济环境的影响，违约风险极低
AA	受评主体偿还债务的能力很强，受不利经济环境的影响较小，违约风险很低
A	受评主体偿还债务的能力较强，较易受不利经济环境的影响，违约风险较低
BBB	受评主体偿还债务的能力一般，受不利经济环境影响较大，违约风险一般
BB	受评主体偿还债务的能力较弱，受不利经济环境影响很大，有较高违约风险
B	受评主体偿还债务的能力较大地依赖于良好的经济环境，违约风险很高
CCC	受评主体偿还债务的能力极度依赖于良好的经济环境，违约风险极高
CC	受评主体在破产或重组时可获得的保护较小，基本不能保证偿还债务
C	受评主体不能偿还债务

注：除 AAA 级和 CCC 级以下（不含 CCC 级）等级外，每一个信用等级可用“+”、“-”符号进行微调，表示信用质量略高或略低于本等级。

评级展望的含义

正面	表示评级有上升趋势
负面	表示评级有下降趋势
稳定	表示评级大致不会改变
待决	表示评级的上升或下调仍有待决定

评级展望是评估发债人的主体信用评级在中至长期的评级趋向。给予评级展望时，中诚信证评会考虑中至长期内可能发生的经济或商业基本因素的变动。