

4

吉林电力技术

THE TECHNOLOGY OF JILIN ELECTRIC POWER

2016年第四期 季刊（总第二十一期）

○主管单位：国家能源局东北监管局

○主办单位：吉林省电力行业协会、吉林省电力设施安装协会



内部资料 免费交流

电力行业信用体系建设办公室 吉林评价中心成立大会



2016/第4期 目录
THE TECHNOLOGY OF JILIN ELECTRIC POWER
CONTENTS

技术平台 Technology Platform

技术研究

- 03 针对电厂SCR脱硝系统常见缺陷的应对措施
- 08 热网循环泵叶轮车削节能的实践应用

应用实践

- 11 模拟电能表计量实现局域网数据共享设计与应用
- 15 发电机定子线圈冷却水温度异常分析及处理
- 20 厂用6kV快切装置手动切换时存在问题分析及建议



企业风采 Enterprise style

- 23 文化实践传播正能量搭建企业文化新平台
- 26 八百里旱海边缘的明珠

政策法规 Policies And Regulations

- 27 2015年度全国电力价格情况监管通报
- 39 国家发展改革委国家能源局《售电公司准入与退出管理办法》

动态资讯 Dynamic Information

协会动态

- 44 吉林省电力行业协会2016年10-12月新入会会员单位名单
- 45 吉林省电力行业协会微信公众号开通啦！
- 46 吉林省电力行业协会和吉林省电力设施安装协会联合组织召开质量、环境、职业健康安全管理体系认证工作座谈会
- 47 中国电力企业联合会电力行业信用体系建设办公室吉林评价中心正式挂牌





2016年第四期 季刊(总第二十一期)

主管单位：国家能源局东北监管局
主办单位：吉林省电力行业协会
吉林省电力设施安装协会
出版：《吉林电力技术》编辑部

编委会
主任委员：李玉山
副主任委员：马明焕 张斌 王立岩
李军 吴润华
委员：刘三威 尹旭 谷仁川
张伟 曹敬安 冷晓辉
张永权 车喜贵 张磊
常芙蓉 习亚莉 李勇
徐印东 吴卓奇 杨丽萍
国峰 韩德华 史洪起
李玉青
(排名不分先后)

编辑部
主编 常芙蓉
副主编 习亚莉 张显平
责任编辑 单杨 张茹
校对 王晓丹 王雷
编辑部地址：吉林省长春市南关区通化路1100号
邮编：130022
电话(传真)：0431-85795331
系统中继号：94212
电子邮箱：jldlx@126.com
网址：www.epiajl.org
吉林省连续性内部资料出版物
准印证号(吉)0094094

- 48 吉林省电力行业协会、吉林省电力设施安装协会赴黑龙江省电力设施安装协会调研学习
49 吉林省电力行业协会再次评为吉林省5A级社会组织

省电力设施安装协会专栏

- 50 吉林省电力设施安装协会参加全国电力工程企业协会第七届年会

行业资讯

- 52 数字图书馆在长春三热落地生花
53 2016年前三季度风电并网运行情况
54 中电联发布《2016年前三季度全国电力供需形势分析预测报告》
59 华能长春热电厂信用评价通过AAA级信用企业

针对电厂SCR脱硝系统常见缺陷的应对措施

大唐长春第三热电厂 刘佳雷

摘要：在火电厂脱硝系统运行中，脱硝效率、NOx排放量、系统总投入率，是环保要求的主要指标。选择性催化还原(SCR)脱硝技术是目前的主流工艺，它是目前效率最高、最为成熟的脱硝技术。本文主要介绍了长春第三热电厂脱硝系统运行概况，分析了脱硝系统运行中存在的共性问题，并提出相应的处理措施，对提高脱硝系统运行可靠性、安全性和经济性有一定的指导意义。

关键词：脱硝；运行；原因分析；处理措施

0 引言

日前，随着环保要求的逐年提升，我国电力行业内普遍安装了烟气脱硝系统。截至2015年底，已投运火电厂烟气脱硝机组容量约8.5亿千瓦，占全国火电机组容量的85.9%，占全国煤电机组容量的95.0%。当前国内外的烟气脱硝技术应用比较成熟的是选择性催化还原技术(SCR)^[1]。

本文主要分析SCR系统运行维护中出现的常见共性问题及处理措施^[2]，为保证同行业SCR脱硝装置安全稳定运行提供参考意见。

1 运行概况

大唐长春第三热电厂脱硝系统由哈尔滨锅炉厂有限责任公司设计制造，采取SCR法去除烟气中NOx，SCR反应器布置在省煤器与空气预热器之间的高含尘区域，采用纯度为99.6%的合格液氨作为脱硝还原剂。

脱硝装置处理100%烟气量，布置模式采用2+1方式，目前三层全部采用日立的箱形板式催化剂，每层催化剂模块数量为48块，在反应器后墙，每层催化剂上方安装3只美国GE公司生产的声波吹灰器。

全厂2台锅炉的脱硝系统共用一个还原剂储存与供应系统，液氨蒸发采用蒸汽加热方式。每台锅

炉设2台稀释风机（一运一备）液氨经加热气化后与稀释风混合，再经喷氨格栅进入反应器。

2 脱硝系统运行中常见问题分析及处理

从投运后的实际运行情况看，SCR脱硝系统运行中常见的问题包括：

氨制备及供应系统：管路阀门漏泄、稀释风流量低、氨空混合器内供氨喷嘴堵塞。

反应器本体：喷氨格栅堵塞、脱硝效率下降、吹灰器无法投入或吹扫过程中断、氮逃逸率增加。

烟气参数控制：SCR入口烟气温度控制、入口氮氧化物超设计问题。

2.1 管路阀门漏泄

氨库区或管路漏泄现象比较明显，首先是在漏泄区域闻到浓重的刺鼻氨臭味，在有报警仪区域达到检漏报警器的报警浓度时，灯光报警和声音报警发出；其次在环境温度较低或漏泄较大时，漏泄处有明显的白雾状气体喷出同时伴有漏泄声。

2.1.1 原因分析

氨库区或管路漏泄的主要原因可分为制造安装质量欠佳和运行操作调整不当两类。

(1)阀门管道密闭容器制造安装质量不佳，或者阀门密闭容器制造质量不符合要求，主要是受工程造价以及电厂验收标准的限制。

(2)运行操作有误造成的管路或容器局部压力过

高。安全排放阀不动作造成个别承压部件损坏、卸氨操作过程中软管连接不牢靠、氨蒸发器设定压力或温度高以及自力式压力调节阀故障等均能造成管路或阀门漏氨。

2.1.2 处理方法

基本原则是：大量喷水吸收、隔离漏泄点、停止供氨和卸氨操作。

(1)轻微漏泄：撤退区域内所有无关人员，处置人员应使用自给正压式呼吸器和保护手套，防止吸入和接触氨。对漏泄位置管道阀门大量喷水吸收，同时尽可能切断、隔离漏泄源，在保证安全的情况下堵漏处理，禁止进入氨气可能汇集的局限空间，并加强通风。

如果是运输车辆泄漏，对漏泄部位大量喷水，同时应将车辆转移到安全地带，并且仅在确保安全的情况下才能打开阀门泄压处理。

(2)大量漏泄：迅速组织人员撤离泄漏污染区至上风处，并立即在150 m半径范围内设置隔离区，严格限制人员出入，切断火源和电源。要求应急处理人员戴自给正压式呼吸器和保护手套，穿防静电工作服和防护靴，戴化学安全防护眼镜，尽可能切断漏泄源，合理通风，加速扩散。

2.1.3 预防措施

加强入厂把关，严防不合格产品投入使用；运行操作严格按照相关规定执行；加强氨库区安全保卫管理，禁止无关人员入内；保证氨库区工业水、消防水以及生活洗眼水的供应。

编制氨区泄漏应急预案，针对不同类型问题定期进行演练。

2.2 稀释风流量低

稀释风机的基本作用是将制备的氨气稀释后喷入反应器（稀释后的氨气浓度远低于爆炸极限，保证安全运行），氨气与氮氧化物反应达到脱除氮氧化物的目的，因此稀释风机运行是喷氨的必备条件。稀释风系统常见问题是稀释风风量降低。

2.2.1 原因分析

(1)稀释风机入口阀门关小。稀释风机入口阀的作用是调节稀释风机流量，当调试结束，该阀门一般不要调整。

(2)稀释风机入口滤网堵塞。部分稀释风机入口滤网采用毡式滤网，极易堵塞。

(3)喷氨格栅堵塞。一般喷氨格栅堵塞都是由于未能及时启动稀释风机造成，现象是：压力提高、流量降低。

2.2.2 处理方法

(1)当发现稀释风机出口压力降低、风量减小，应检查入口阀门是否误操作；

(2)毡式滤网每周至少清理一次；

(3)喷嘴一旦堵塞清理不易，如有停机机会应彻底清理检查；如不能停机可采用提高稀释风机压力或用压缩空气进行疏通。

2.2.3 预防措施

稀释风机入口阀门不宜根据负荷高低或入口氮氧化物浓度调整风量，该风量应一直保持最大运行风量。

毡式滤网每周至少清理一次，很多电厂采用钢丝网式滤网，网孔较大效果很好。

在启动引风机前应首先启动稀释风机，否则会导致喷氨格栅堵塞，进而影响稀释风流量。

2.3 氮空混合器内供氨喷嘴堵塞

在设备运行中，发生过供氨流量异常减少现象，刚开始以为是阀门结垢，某次运行发现2号炉B侧供氨流量调节阀开大时，供氨流量不增加，反而降低，后反复开关调节阀，流量均不增加。检修人员现场检查系统表计工作正常，逐段检查B侧供氨管路及阀门等处，最终发现氮空混合器内部喷氨管路喷嘴堵塞。

2.3.1 原因分析

本厂供氨管路为Q345管材，氨气中含有微量水分形成氨水，长期运行过程中，氨水对管路、阀门产生腐蚀形成氧化铁皮，脱落堵塞管路，特别是氮空混合器供氨管氨气喷嘴处，导致氨气无法注入氮

空混合器。

2.3.2 处理方法

暂停一侧的供氨系统运行，作好安全措施，氮空混合器开口清理喷嘴，疏通后恢复系统运行。

2.3.3 预防措施

(1)机组检修时对炉内供氨管路加强检查，将生成的锈垢清除。

(2)将供氨系统的阀门、调整门、供氨管路、法兰、喷嘴全部更换为不锈钢材质。

(3)在氮空混合器上开口加装法兰，方便清理结垢并观察内部情况。

(4)严把入厂关，提高液氨品质，减少含水量。

2.4 喷氨格栅堵塞

喷氨格栅有时候会发生堵塞现象，导致脱硝效率下降，或者局部氨逃逸超标。

2.4.1 原因分析

喷氨格栅分支阀门堵塞，运行中发生过稀释风量下降问题，经检查发现分支阀门部分堵塞严重，干性黏土状物质附着在阀门处将通道堵死。

喷氨格栅喷嘴发生堵塞现象较少，检修时发现最底层喷嘴被积灰覆盖，其余正常。

2.4.2 处理方法

当喷氨格栅分支阀门堵塞时，首先可以敲击管路或者进行压缩空气吹扫，如果无法疏通，可以暂停一侧喷氨系统，戴好防护设备，将阀门解体清理后回装。

喷嘴堵塞清理不易，可采用提高稀释风机压力进行疏通。比较严重时可采用压缩空气逐一吹扫。

在发现氮氧化物严重不平衡时，应进行优化调整试验，出口氮氧化物浓度高的，对应区域喷氨格栅应加大喷氨量，反之亦然。

2.4.3 预防措施

合理安排稀释风机运行时机，在启动引风机前先启动稀释风机，或启动引风机后及时投运稀释风机，引风机停运后方可停运稀释风机，注意当锅炉停运期间进行启动风机通风，也应启动稀释风机，否则会导致喷氨格栅堵塞。

运行中加强巡视检查，关注sis系统参数，发现异常变化及时处理。检测孔板两端压力，使各分支流量尽量平衡，通过调整使脱硝出口NOx浓度均匀，降低氨逃逸，提高脱硝效率。

2.5 脱硝效率下降

SCR脱硝系统运行过程中，在反应器入口NOx质量浓度变化不大情况下，氨气需求量明显变大，DCS显示脱硝效率明显偏低，每天液氨供应增加，氨罐液位下降较正常偏大，严重时氨蒸发器温度下降，加热器连续运行。这种脱硝效率下降的情况较常见，一般是由催化剂活性降低或者液氨质量差等原因引起。

2.5.1 原因分析

(1)吹灰器故障或者吹灰效果不佳造成催化剂模块大面积覆灰，致使催化剂反应接触面积变小；或者是在启停炉过程中，没有严格按照规程要求投、退催化剂模块，使用保养不当，造成催化剂局部失效，致使催化剂活性降低。

(2)供货市场的变化以及其他原因造成液氨品质不佳，杂质较多直接影响脱硝效率。

(3)设备本身调节过程出现故障：氨供应量不足、流量控制阀开度过大、反应器出口NOx设定值太高，AIG（氨流量注入栅格）部分堵塞致使注入的氨分布不均，分析器显示错误信号以及氨/NOx摩尔比设定值过低。

2.5.2 处理方法

(1)调整吹灰器，适当调整吹灰汽源压力，查找原因，保证吹灰效果。

(2)检查氨是否存在泄漏，氨的供应压力是否过低。

(3)检查氨供应管道是否堵塞、氨蒸汽浓度是否过低。

(4)调整出口NOx设定点至正确值，适当增加氨注入流量。

(5)重新调整AIG（氨注射栅格）减压阀，增加喷氨量过少的喷嘴的供氨量，清理堵塞的氨流量喷嘴，检查分析仪是否计量准确，检查烟气采样管是否堵塞或泄漏，检查仪表空气压力是否正常。

(6)根据试验，调整氨或NOx的质量浓度。

2.5.3 预防措施

加强巡视检查，保证吹灰器正常使用，保持催化剂模块干净。

利用停炉机会定期对催化剂检查，严格按照操作说明投退反应器防止人为损坏催化剂。

加强入厂管理，保证液氨质量。

2.6 吹灰器无法投入或吹扫过程中断

机组启动，声波吹灰器应及时启动（其顺控一直投入，定期吹扫），不论脱硝投运与否。

声波吹灰器宜按组吹扫（同时启动一组同层吹灰器），吹灰器间声波叠加效果更好，（个别电厂厂家强调逐一吹扫，主要考虑气源因素，以厂家和设计为准）。当发现催化剂压差有增大趋势时，应加强吹扫。从实际经验看，增大吹扫频次不如延长吹扫时间效果好。但时间不要延长太多，否则加快声波吹灰器膜片疲劳度，容易损坏。

2.6.1 主要原因

- (1)电磁阀损坏，不能正常开启。
- (2)外部设备短路等情况造成控制柜内熔断器损坏。
- (3)压缩空气压力低于0.3Mpa。
- (4)支路上过滤阀堵塞。
- (5)排气孔堵塞。
- (6)膜片损坏或过量磨损，正常工作情况下膜片寿命为3~5年，但如果日常维护或者使用不当，会降低膜片寿命。

2.6.2 处理方法

- (1)电磁阀损坏时控制柜上反映不出此情况，应去就地查看外部电磁阀的通断情况。
- (2)控制柜内熔断器损坏，则当本台设备运行时指示灯不指示，更换熔断器。
- (3)保持发生器工作压力0.3~0.5Mpa。
- (4)对过滤阀芯进行清洁。
- (5)清理排气管路，保证排气管路的清洁、畅通。
- (6)更换膜片。

2.6.3 预防措施

应定期（一般一周一次）逐个进行检查，发现缺陷及时处理。机组停运进入反应器内检查催化剂层并清理声波吹灰器内喇叭口，应提前关闭压缩空气，以免吹灰器误动“震耳欲聋”对检修人员造成

伤害。

2.7 氨逃逸率增加

氨的逃逸率增加，在降低脱硝率同时也增加了净化烟气中未转化NH₃的排放质量浓度，进而造成二次污染。

若NH₃投入量超过需要量，NH₃氧化等副反应的反应速率将增大，如SO₂氧化生成SO₃，在低温条件下SO₃与过量的氨反应，生成NH₄HSO₃。NH₄HSO₃会附着在催化剂或空预器冷段换热元件表面上，导致脱硝效率降低或空气预热器堵塞，增加烟道阻力和降低空气预热器的换热效果。

2.7.1 主要原因

混合喷嘴处氨质量浓度测量装置失灵，造成供氨质量浓度过大，致使氨逃逸率增加。

运行人员调整不当，氨投入量过大。

2.7.2 处理方法

检查测量装置是否好用。
及时调整供氨调节门，保证氨投入量合理。

2.7.3 预防措施

加强现场技术管理，形成对氨质量浓度测量装置和氨逃逸监测仪表的定期校验制度，保证监测仪表可靠、使用方便。

从运行的角度应适当提高烟气温度，加强空预器的吹扫，防止空预器堵塞。延长空预器吹扫时间的效果要优于增大吹扫频次。

2.8 SCR入口烟气温度控制

脱硝入口烟气温度，取决于锅炉燃烧与调整，本厂催化剂允许使用温度范围320~420℃，烟气温度太高会导致催化剂烧结（可能是慢性的），因此应严格控制烟气温度。特别是锅炉启动及负荷调整过程中，避免温升太快损坏催化剂，运行温度变化速率不超过60℃/min。

当烟气温度过低时，有可能导致催化剂堵塞，特别是空预器冷段，因温度低铵盐导致堵塞。因此应适时调整负荷和烟温，尽量避免长时间低温运

行。低温运行一段时间后，提高烟温有利于铵盐挥发，避免堵塞。

2.9 入口氮氧化物超设计问题

入口氮氧化物超过设计值时，严禁盲目加大喷氨量，机械地实现“达标排放”。

过量氨气，可能导致大量氨逃逸直接危及设备和系统安全运行。同时，在氨空混合器处容易产生凝露现象，本厂2号炉就发生过此问题，氨空混合器表面温度低至零下5度，导致稀释风内水蒸气大量凝结，稀释风机风量降低，稀释风机叶片泡水等问题应调整锅炉（风量等），降低入口氮氧化物的浓度。

3 结语

随着燃煤火电机组装机和发电量的快速增长，

电力NOx排放量呈逐年上升趋势，而因雾霾导致的环保压力日益严峻，超低排放已经成为趋势，控制氮氧化物的排放已经成为电力环保行业的重要。大唐长春第三热电厂对SCR系统常见的运行、操作和维护问题进行了原因分析，并制订了处理措施，保证了SCR脱硝系统安全稳定运行，对其他电厂也有积极的示范和借鉴作用。

参考文献

- [1] 钟泰.烟气脱硫脱硝技术 [M].南京:南京理工大学化工学院, 2007.
- [2] 大唐长春第三热电厂2350MW新建工程HG-1165/17.5-HM3锅炉说明书 [M].哈尔滨:哈尔滨锅炉厂有限责任公司, 2008.06



热网循环泵叶轮车削节能的实践应用

国电吉林热电厂 邹铁军

摘要:国电吉林江南热电有限公司自2010年末投产以来,一直存在热网循环泵出口压力高于热网系统供水压力的现象,只能采取限制热网循环泵出口阀开度来控制热网系统压力,这样一来,造成热网循环泵振动、出口阀执行机构损坏等缺陷频繁发生,既浪费电量又影响热网系统运行安全可靠性。其主要原因为,热网系统实际运行方式与设计运行方式偏离过大,热网循环泵偏离设计工况。故采取了热网循环泵叶轮车削改造措施,改造后热网循环泵运行稳定,热网循环水流量较改造前有所提高,降低了电机电流,节省了厂用电量同时提高了热网系统设备可靠性。

关键词:热网循环泵;叶轮;车削;热网系统供水压力

0 引言

国电吉林江南热电有限公司2×330MW亚临界机组安装有2台哈尔滨汽轮机厂有限责任公司设计制造的N330/C256-16.7/538/538型抽汽凝汽式汽轮机组,2台机组配备了4台热网循环水泵,3台运行1台

表1 热网循环水系统设计参数

设计压力MPa		设计温度℃		设计最大供水流量t/h	
供水	1.6	供水	135	9600	
回水	0.2	回水	50		

4台热网循环泵为上海连成有限公司生产的SLOW350-800型卧式、单级、双吸、水平中开式

备用。

热网循环水系统采用直供系统,即不设二次热网系统,循环水从热网泵出口直接进入用户。热网补水由凝汽器冷却循环水回水直接补入热网循环水回水管道。其有关设计参数见表1。

表2 热网循环泵主要设计参数

设计流量	设计总扬程	关闭压头	设计条件下的效率	转速	轴功率	配用电动机功率
2203m ³ /h	161mH ₂ O	175mH ₂ O	84%	1480r/min	1149.9 kW	1400kW
	1.57MPa	1.72MPa				

1 运行状态及存在问题

热网系统自投运开始,经过对热网供水压力的

离心泵,轴端密封为机械密封。热网循环泵主要设计参数见表2。

实际运行调整,热网系统循环水压力在0.8MPa~1.0MPa下运行。热网循环泵在关闭出口阀状态下出口阀前压力1.8MPa,如热网循环泵出口阀开度超过

50%则热网循环泵电机电流达156A超过电机设计满载电流;为保证热网循环泵电机不超电流及热网系统供水压力,热网循环泵在出口蝶阀开度小于40%下运行。在这种运行方式下,热网循环泵的振动、噪声增大,并有汽蚀现象,热网循环泵端侧推力轴承运行温度高达75℃。热网循环泵出口蝶阀在运行中需对开度进行调节,出口蝶阀执行机构承受扭矩大,造成热网系统运行中频繁出现热网循环泵机械密封漏泄。热网循环泵轴承损坏、出口蝶阀执行机构损坏、出口蝶阀传动销子折断等缺陷。热网循环泵与出口蝶阀频繁出现需停泵才能处理的缺陷,严重影响了冬季供热的安全稳定。必须对热网循环泵进行改造降低热网循环泵出口压力,彻底消除因热网循环泵出口压力高造成的危害。

2 原因分析

目前热网循环泵出口压力高与设备选型关系较大,原设计为二次网供水系统,由于该热网系统替代了吉林省江南地区的大小锅炉房146座,现在实际运行一次网系统直供,在技术规范中要求单台水泵的出口扬程为158 H20m,与实际运行参数偏差较大,是造成热网循环出口压力高的主要原因。

3 处理方案

根据离心泵工作特性,在管路特性不变的前提下,要降低水泵的出口压力必须改变水泵的性能,而改变水泵自身的性能途径有两种:一是降低水泵的转速;二是减小叶轮直径。

2011年江南公司对3、4号热网循环泵电机进行了变频改造,通过变频装置改变电机转速来降低热网循环泵出口压力。改造后,一套变频装置可使3、4号热网循环泵切换变频方式运行,在变频方式运行下热网循环泵可采取出口阀全开方式运行,热网循环泵电机电流低于额定电流出口压力满足运行要求。但改造后存在2个问题:

a. 改造投入资金大,安装一套变频装置只能实现一台热网循环泵变频运行,且变频装置需要安装场地较大,现汽机厂房已无场地对其余热网循环泵进行变频装置安装;

b. 热网循环泵降低转速运行,流量降低无法满足供热面积逐年增加的需求。

为彻底解决热网循环泵出口压力高问题,根据离心式水泵工作特性,在2012年冬季供热期中对热网循环泵叶轮进行车削改造。改造前采集热网系统实际运行参数,根据离心式水泵叶轮切割定律,计算叶轮车削量。

$$D_t = D \sqrt{\frac{H_t}{H}} \quad (1)$$

H_t : 叶轮切割后需要压力MPa;

H : 叶轮切割前的实际压力MPa;

D_t : 叶轮切割后的直径;

D : 叶轮切割前的直径;

根据上式计算如下:

$$D_t = D \sqrt{\frac{H_t}{H}} = 720 \sqrt{\frac{1.15}{1.7}} = 592.2 \text{mm} \quad (2)$$

叶轮车削中并未对叶轮前后盖板进行车削,只对叶轮的叶片进行了车削。离心泵的扬程是由叶片产生的,泵体本身不产生扬程,泵体的作用是将叶片传递给液体的动能转换为压力能,并且损失最小。泵的水力损失主要发生在泵体内,所以泵的叶轮和泵体在设计计算时是相匹配的,决不是拿一个好的叶轮和随便找一个泵体只要能组装上就能得到一个性能优良的水泵。泵的叶轮直径和泵体的基圆直径之间也是根据最优转动间隙来确定的。理想的做法是叶轮的尺寸改变了,则泵体的尺寸也应该做相应的改变与之相匹配,但是这种要求在实际生产工艺限制、成本的约束下是办不到的。叶轮产生的扬程,主要体现在叶轮出口处液体的绝对速度的圆周分量 V_{u2} 与叶轮出口处叶片的圆周速度 u_2 的比值上。液体进入泵体后,设计优良的泵体将不破坏和改变这种比值。环形空间的液体是从叶片上得到了能量的流出液体,这部分液体若不受外界力的干扰,它们将保持自己的速度矩,流进扩散锥管,将动能转换成压力能,此时泵体内的水力损失最小。但是切削叶轮时同时切削前后盖板的做法,使得泵体的基圆直径和叶轮外径之间的间隙加大,形成较大的环形空间,使得从叶片出口流出的液体受到泵腔内液体的混合和干扰,造成水泵损失增大。仅切割叶轮叶片而保留叶轮的前后盖板与泵体内壁间构成了泵的前后泵腔,泵腔是因结构需要而形成的,

它们不是泵内流动液体的通道。泵腔就好比是一个死水区，在叶轮盖板的作用下，泵腔内的液体质点在有限的空间内既有圆周运动又有径向和轴向运动。泵腔中的液体的流态和叶片出口的液体流态完全不同，当盖板不切割时，可以认为盖板将泵腔内的液体与叶片出口的液体隔离开来免受干扰。当切割盖板时，切割量越大，则泵腔内液体对叶片出口液体的流动干扰就越大，结果就是水力损失越大，扬程降低得越多，水泵效率降低较大。

首先对2号热网循环泵叶轮车削后进行试验，在其余3台热网循环泵叶轮未进行车削时，运行方式是1、2、4号热网循环泵投入，4号热网循环泵变频方式运行，1号热网循环泵工频下出口阀开度30%。2号热网循环泵出口阀全开，2号热网循环泵电机电流109.7A（改造前电机电流150A左右，热网系统供水总流量8100t/h，热网系统供水母管压力0.8MPa）。在同样工况下，1、3、4号热网循环泵投入，3号热网循环泵出口阀开度40%，热网系统循环水流量7800t/h。试验中，2号热网循环泵叶轮车削后，在热网循环泵出口阀全关时，热网循环泵出口压力1.25MPa，出口阀全开后，与限制出口阀开度运行方式下相比较增加流量300t/h，在热网循环泵电机不超电流的工作条件下同时满足了热网系统

运行压力要求。2号热网循环泵叶轮车削后连续运行15天，水泵原有的缺陷消除，轴承温度40℃。现已对其余3台热网循环泵叶轮进行车削改造，改造后可实现4台热网循环泵出口阀全开运行，3、4号热网循环泵还可在变频方式下运行调节热网系统出口母管压力，而不再需要通过调整热网循环泵出口阀开度来调整热网系统供水压力。

4 结论

通过对2013—2014年度供热期4台热网循环泵叶轮车削改造后的试运行，从热网循环泵的振动、轴承温度、电机电流及热网系统供水流量、压力来看，达到了预期效果，解决了热网循环泵出口压力高与设备运行中的安全稳定性问题。通过对叶轮叶片的车削，既降低了热网循环泵的出口压力还增加了热网循环泵在运行中的流量，单台泵增加流量11.1%。改造全部完成后，全年将降低热网循环泵电耗401.6万kW·h。单台热网循环泵改造费用1.1万元，改造项目总投资4.4万元。全年降低电耗收益72.3万元，改造项目投资少收益大，并提高了热网系统设备在冬季运行中的安全可靠性，有效保证了冬季供热期的热网设备安全稳定且符合当前节能型电厂的要求。



模拟电能表计量实现局域网数据共享设计与应用

吉林电力股份有限公司二道江发电公司 马丽娟

摘要：电量计量是电厂发电过程中的重要计量环节，是提供电力收入结算的依据。本厂早年上线的SIS在线实时系统分机组独立运行，功能各异，最重要的电能表表码计量即电气日报中的发电量、厂用电表码、网控日报表中各表计电量表码没有被系统采集数据，运行值班人员还是在印刷表格中用笔填写电能表表码，零时上报电量还延用电话上报值长。此问题本人关注多年，一直没能解决。在长期的统计岗位工作过程中，本人运用计算机编程与网络知识，终于解决了困扰了多年的棘手问题，可以替代高额投入的数据采集系统，轻松进行表码自动计量、统计、保存、上报、打印，也可为SIS系统实时提供TXT格式数据，完善SIS系统空白的表码数据，生成完整的电气日报表。

关键字：VBA宏；模拟；共享；计量

引言

此程序采用VBA宏编写，在EXCEL单元格中运行，巧用了vba编程语言中的刷屏、时间、条件转移、保存、打印等命令及函数，实现了实时模拟电能表计量功能。经过近两个月现场调试，现已经投入使用。此程序可为企业节约印刷成本年平均约4500元左右，可减轻控制室值班人员工作量，可根据机组运行方式，自动判断计算公式，生成的数据与原来的手写报表利用价值相比，发生了质的改变，日表、月表、年表及各电能指标台账、网站HTM文本文件、综合统计指标查询等通过局域网按机组运行方式全部随时间定时、定期产生，自动打印、上传。实现了搜集、整理自动化，及时、准确电算化，为电力企业日常计量、统计开辟了一条智能创新之路。

一 系统概述

1.设计背景及原因

随着我国改革步伐的加快，推动了以厂网分家、竞价上网等为主要内容的电力体制改革。电力市场的逐步扩大和日益激烈的竞争，促使电力企业

专注于安全生产的前提下，越来越注重企业的生产效率和劳动效率。近年来，尽管二道江电厂的信息化水平一直在不断提升，但现有的信息系统只从分散控制系统（DCS）采集了少量报表相关的实时数据，使得企业的生产管理人员无法及时、准确地了解各机组的经济指标数据。在现有的电力生产过程中，生产实时监控系统（SIS）涉及的各种采集、处理、显示、存储还不够完整（SIS电气运行报表）如下图。

二道江发电公司#1电气运行日报表											
发电量	上网量	厂用电	总耗电								
100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400

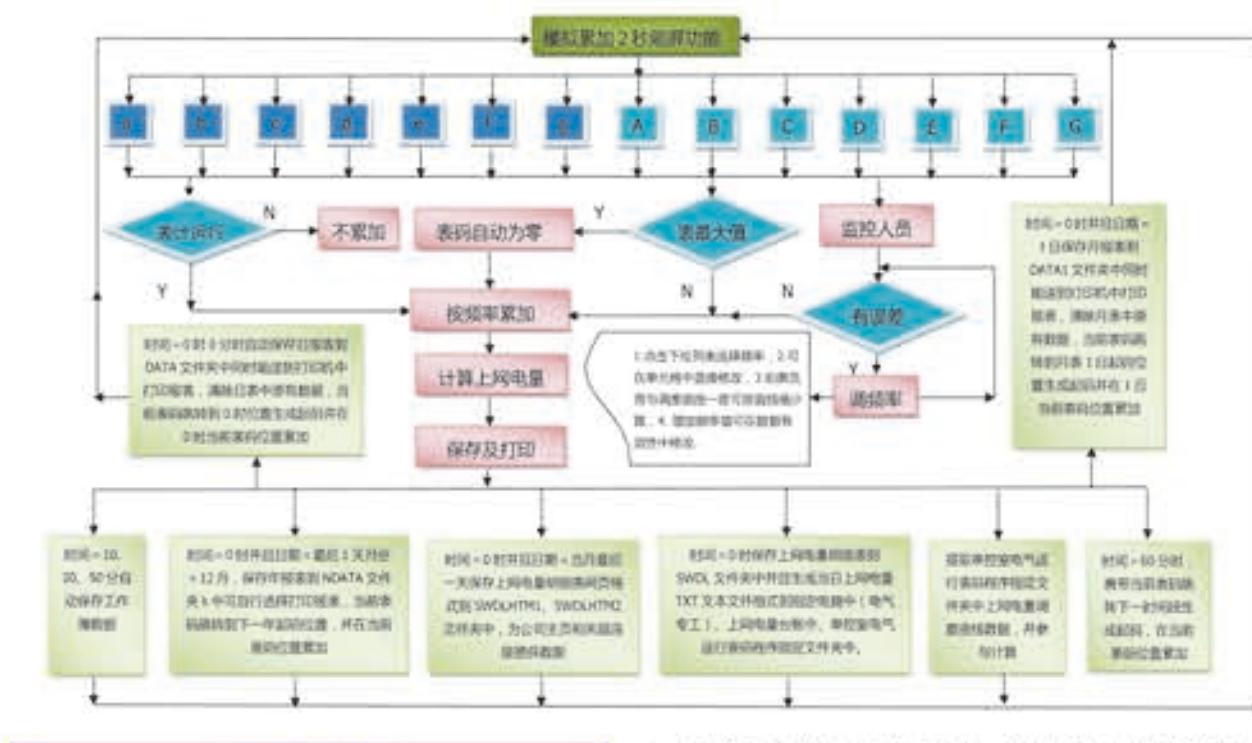
发电量、上网电量表码计量还在手工录入，自动采集还没有好的解决方案。此程序设计从工作场所分散、实时系统不能整合等方面进行考虑，建立了一个集实时数据采集、传输、显示、存储为一体的实时辅助系统。

2. 系统设计特点

VBA是VB语言演化而来的，用于拓展EXCEL等应用程序性能的语言，可以给EXCELWORD等开发加载宏，实现数据处理的自动化，巧用宏程序将起到事半功倍的效果。提高工作效率。普通程序中，只能指定常量，常量之间不能运算，程序只能按顺序执行，不能跳转，因此功能是固定的，不能变

化；而宏程序与普通程序的区别在于宏程序中，能使用变量，可以给变量赋值，变量间可以运算，程序可以跳转。宏程序属于计算机高级语言，可以实现变量的算术运算，逻辑运算和条件转移等操作。它可以很轻松的完成值班人员的手工抄表、人工录入、计算电量等过程。

3、系统两秒刷新数据流程图



二 系统设计

1、技术可行性分析

本系统是一个典型的VBA宏应用程序。现有的VBA宏应用程序开发技术已非常成熟，巧用VBA宏中的刷屏、时间、条件转移、保存、打印等命令及函数，完全可以实时模拟电能表计量，通过网络传输功能及磁盘映射功能，定时采集化学分场、燃料分场等数据参与指标计算，生成完整报表及各指标台账。

VBA简单、计算功能强大并容易掌握，是一个非常优秀的辅助开发软件，运行界面就是人们熟悉的

在工作表的单元格中，方便使用，性能稳定。如果遇到计算机系统更新、停电等事件发生时，重新启动系统过程中，不丢数据、不会影响数据计算的准确性，程序跳转的条件是运行此程序的电脑系统时间在保证系统时间准确且有运行值班人员监控的情况下，采用VBA技术完全可以丢弃手写录入纸质表，通过此系统使电能表的表码在值班人员的监控下，指定的单元格中以两秒刷新一次的更新速度模拟电能表功能，保证报表数据各种功能的实现。

2、系统功能设计

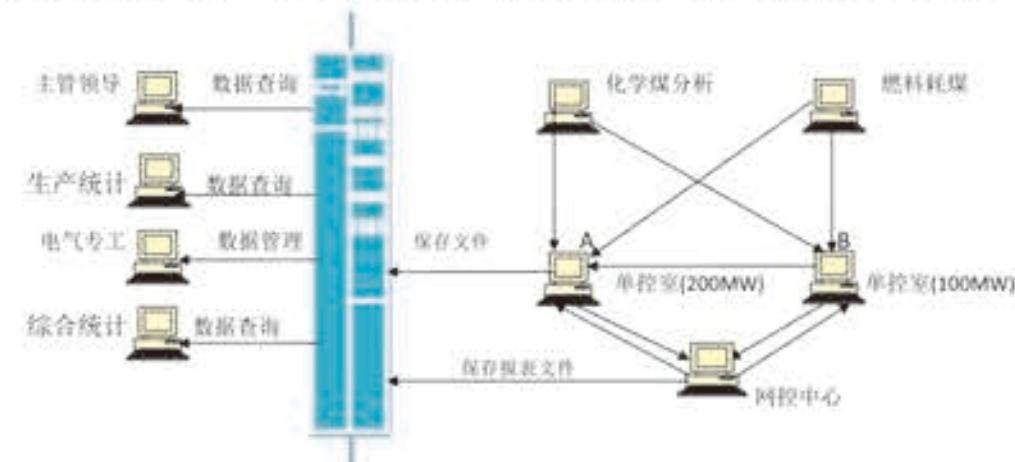
用VBA编写的宏程序可根据用户需要实现复杂

功能，并且不需另外的开发环境，可与多种支持的软件进行互操作，具有很强的应用性。例如SIS系统如果能定时自动另存负荷数据到TXT文本文件中，此程序可在两秒内提取到负荷数据参与程序计算，也可以为SIS提供网控电能表表码或上网电量及其他电能表数据，同样以TXT文本文件定时更新存入指定文件夹中为SIS实时系统提供数据。该系统实现从电厂生产现场各底层数据源（如：单控室、网控中心、

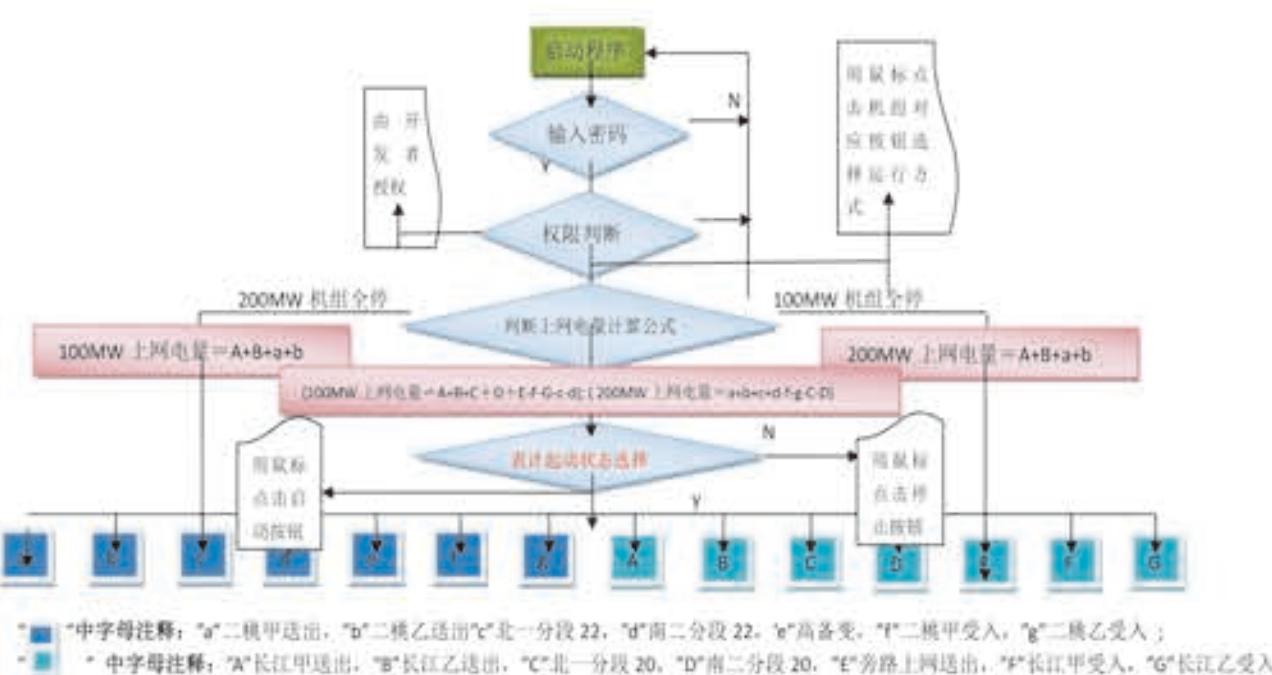
燃料分场、化学分场），采集发电量表码、上网电量表码、上煤量、入炉热值、负荷曲线数据等）采集实时数据。建立实时、历史数据平台（电气生产日报台帐、网控运行日报台帐），并为电厂管理层的决策提供真实、可靠的实时运行数据，可提升二道江电厂的企业精细化管理水平，可为各类上级审计事宜提供第一手原始数据报表。

3. 工作站网络限

1. 数据共享方式：映射网络驱动器，在一个工作组中的相关电脑可设置读写权限进行数据查询或管理。
 2. 系统生成数据：各电能表表码、发电量、上网电量、厂用电量及高备变。
 3. 自动传输数据：热值、耗煤量、供热量、调度实时负荷曲线。
 4. 自动保存数据：表码、统计指标为HTML文件分日、月、年。
 5. 自动上传数据：当日表码、当月表码、各月表码、全年每日各种指标数据表。
 6. 统计指标查询：各有关部门相关专业及主管领导。
 7. 自动打印表码：日报表日志、月报表日志，同时备份电子版表码保存在映射网络驱动器文件夹中。年末文档家家存档。



4. 系统功能模块



登陆页面是采用Macromedia Flash 8编写的一款动画窗口，输入密码后调用批处理文件提取硬盘及网卡编码进行身份验证，通过身份验证后即可自动调入主程序执行2秒刷屏功能投入运行。登陆页面如下图：



三 系统应用与测试

1、系统环境需求及维护

电脑操作系统XP、WIN7均可，需要有网络环境，在Office2007版本下运行。

2、测试总结

此程序2014年12月至2015年2月，已经在网控调试完毕，2016年11月经公司生产技术部同意正式投入运行。

3、控制台主页面如下图：



四 结论

- 该系统成本低，可为企业节约印刷成本年平均约4500元左右，生成的数据与原来的手写报表利用价值相比，发生了质的改变。
- 可提升二道江电厂的企业精细化管理水平，可为各类上级审计事宜提供第一手原始数据。
- 可以通过网络传输为SIS实时系统以后的扩展功能提供TXT格式的表码或电量数据。
- 可在相同或类似的电厂推广。

五 参考文献

- 公司2010年至2014年网控手抄报表数据汇总；
- visual basic 6编程技术大全 [机械工业出版社]；
- 新电脑课堂FLASH8动画制作 [电子工业出版社]
- 中国电力投资集团公司综合统计指标解释 (2010电子版)
- 二道江发电厂2015年新版网控规程(电子版)

发电机定子线圈冷却水温度异常分析及处理

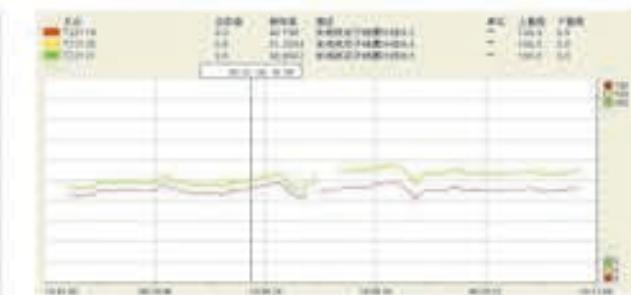
浑江发电公司 李文革

摘要：发电企业发电机内温度出现异常情况，直接影响发电机的正常运行。发电企业运行规程中明确规定发电机有各部位的运行允许温度，故障状态温度下的操作要求。本文描述了发电机冷却水温度异常故障现象的分析及处理过程，希望对同类型的故障分析及处理有借鉴作用。

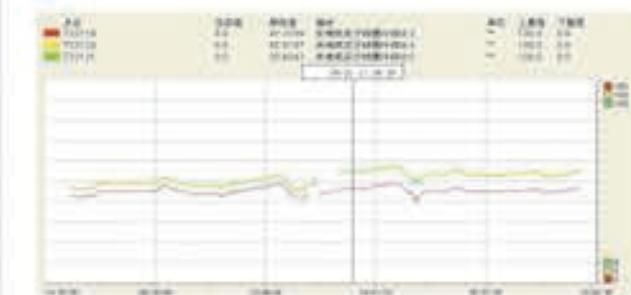
关键词：发电机；冷却水；温度



浑江发电公司6号发电机在运行中出现了有两点定子线圈内冷水出水温度升高的异常现象。6号发电机投产以来运行一直很稳定，发电机内部各温度测点都正常，发电机线圈内冷水出水之间的温度相差不到3℃。有一天运行人员发现发电机线圈内冷水出水温度第4、5两点比其他温度测点高出5℃，引起了注意，过了一段时间逐步发展到比其他温度测点高出8℃以上。浑江发电公司电气运行规程中规定：“定子线圈层间最高与最低温度间的温差达8℃以上或定子线圈出水管出水温差达8℃以上，应立即汇报上级，分析原因，必要时减负荷。定子线圈层间最高与最低温度间的温差达14℃或定子线圈出水管出水温差达12℃，在检查认定测温元件无误后，应请示值长停机处理。”情况十分紧急，公司组织相关人员进行了检查、试验以及分析原因，如果事态进一步发展是否停机处理是关键问题。



由上图看到发电机定子线圈冷却水第4点与第3点温差达到4.4674℃。



由上图看到发电机定子线圈冷却水出水温度第4点与第3点温差达到8.5998℃。

二 发电机各温度测点检查

测量发电机定子线圈出水温度的测温元件是pt100铂电阻。

pt100铂电阻分度表

0°C	10°C	20°C	30°C	40°C	50°C
100.00 °C	103.90 °C	107.79 °C	111.67 °C	115.54 °C	119.40 °C
60°C	70°C	80°C	90°C	100°C	
123.24 °C	127.08 °C	130.90 °C	134.71 °C	138.51 °C	

1、在发电机各线圈出水温度第一接线板处测量对应pt100铂电阻电阻值，结果与DCS温度值显示数据均相符（第4、5点铂电阻电阻值与温度值相符，比其它各点高），发电机外第一接线板测量回路正常，显示的温度值与发电机内各线圈出水温度相符。

第一接线板（发电机线圈出水温度）

注：有括号的数字为公用接地点。

2. 在发电机测量铁芯和风区温度第二接线板处测量电阻值，结果与DCS温度值显示数据相符（各点温度没有异常现象），发电机外第二接线板测量回路正常。

第二接线板（铁芯和风区温度）

55+	61+	67+	73+	76+	79+	+	+	+
56+	62+	68+	74+	77+	80+	+	+	+
57+	63+	69+	75+ (73-75)	78+ (76-78)	81+ (79-81)	+	+	+
58+	64+	70+	+	+	+	+	+	+
59+	65+	71+	+	+	+	+	+	+
60+	66+	72+	+	+	+	+	+	+
(55-60)	(61-66)	(67-72)	+	+	+	+	82+	83+

注：R₂、R₃分别为测量汽、盐两端汇流管绝缘电阻的接线柱。

3. 在发电机测量线圈温度第三接线板处测量电阻值，结果与DCS温度值显示数据相符（各点温度没有异常现象），发电机外第三接线板测量回路正常。

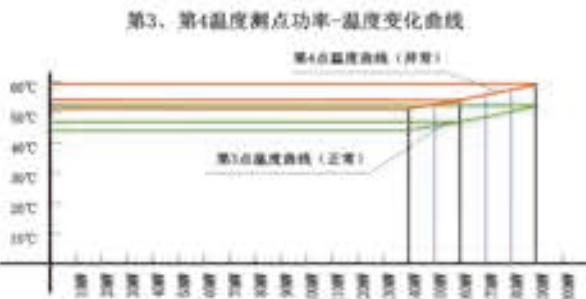
第三接线板（各线圈温度）

三 调整发电机负荷对定子线圈出水温度影响试验

公司与调度联系后组织运行人员做了调整发电机输出功率对发电机定子线圈冷却水出水温度变化的试验，试验的SIS厂级实时信息监控系统数据如下（取发电机输出功率、正常测点T3、异常测点T4）：



由上述SIS厂级实时信息监控系统试验数据绘制发电机出水温度T3、T4测点的功率-温度变化曲线如下：



定子线圈冷却水测温元件与线圈槽号对应表

放置位置		出水汇流管水接头上													
测量对象		定子线圈出水温度													
测温元件编号		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
线圈槽号	上层	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	下层	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
放置位置		出水汇流管水接头上													
测量对象		定子线圈出水温度													
测温元件编号		15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
线圈槽号	上层	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
	下层	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
放置位置		出水汇流管水接头上													
测量对象		定子线圈出水温度													
测温元件编号		29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
线圈槽号	上层	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
	下层	51	52	53	54	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
放置位置		出水汇流管水接头上													
测量对象		定子线圈出水温度													
测温元件编号		43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54		
线圈槽号	上层	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54		
	下层	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		

1.1 铁心异常发热

如果铁心局部异常发热引起，相邻线圈冷却水温度测点T3、T6、线圈温度测点A3、A6、A25、A28应有升温变化，SIS厂级实时信息监控系统历史曲线查询以及现场实际检查相关温度值，未见相应温度变化，分析认为可以排除铁心异常发热的可能性。

12 线圈异常发热

如果线圈异常发热引起，对应点A4、A5、A26、A27线圈测点应有升温变化，SIS厂级实时信息监控系统历史曲线查询以及现场实际检查相关温度值，未见相应温度变化，分析认为可以排除线圈异常发热的可能性。

2、散热系统分析：

如果第4上层线圈或第26下层线圈冷却水管路堵塞、第5上层线圈或第27下层线圈冷却水管路堵塞，那么堵塞线圈冷却水的流量减小，散热能力一定会下降，会导致堵塞线圈在发电机输出功率加大时发热量增大时升温速度比其它正常线圈升温速度快很多。但是经调整发电机负荷对定子线圈出水温度影响试验发现，在发电机输出功率加大发热量增大时T4、T5测点的温度变化与其它测点的变化幅值基本相同，T4、T5测点没有出现因为堵塞线圈的散热能力下降而温度上升比正常测点加快的情况发生。还有对应线圈测点A3、A6、A25、A28的显示值也正常，分析认为可以排除发电机定子线圈冷却水管路堵塞的可能性。

3、T4、T5测点及回路故障可能性分析：

断开第一接线板连接线，检查发电机外部线圈冷却水温度测点设备及回路均正常。综上情况分析认为现在只能有两种可能，一是T4、T5测温元件出现异常，二是发电机内部定子线圈冷却水T4、T5测温元件回路出现异常。专业认为pt100铂电阻测温元件出现这样的异常的可能性非常小，还有相邻两个测温元件同时出现几乎一样的变化的可能性是不太可能发生的事情，所以测温元件异常的可能性非常小，基本上可以排除。

4、分析温度异常故障结论：

经过上述发热源分析、散热系统分析，T4、T5测点及回路故障可能性分析，可以得出定子线圈出水温度异常原因的结论是发电机内部测温元件回路出现异常引起的。分析认为，如果发电机内部测温元件回路中的某一点接触电阻出现一定量的变化时，发电机外部测得的数是pt100铂电阻电阻值加一定量的接触电阻电阻值。温度变化对测温元件回路中的接触电阻影响很小，所以相当于测温回路中增加了相对固定的电阻值，结果发电机输出功率变化时，定子线圈出水温度正常值与异常值的曲线相减幅值基本相同。

5、故障点分析：

从第一接线板接线图可看到，发电机定子线圈出水温度测点T1-T6测温回路负极是用一个公用接线端子，均接在(1-6)+点上。分析认为故障出现在公用接线端子上的可能性非常大，可是这样连带出现的问题是定子线圈出水温度测温异常点不是采用一个公用接线端子的T1-T6六个点，只是T4、T5两点出现异常，T4、T5两点存在另一个公用点，实际情况如何需要停机处理故障时才能看到真相。

6、综上分析结果

认为6号发电机定子线圈冷却水出水温度异常，只是测温回路异常，发电机运行正常，不需要马上停机处理，待正常停机检修时处理即可。现阶段运行，多注意观察第二接线板铁芯温度变化以及第三接线板定子线圈A3、A6、A25、A28测点的温度变化来代替对发电机定子线圈冷却水出水温度T4、T5测点的监控。

五 故障点查找与处理

利用计划停机检修机会处理6号发电机定子线圈出水温度异常的故障。

1、故障点查找

1.1发电机停止运行。观察定子线圈冷却水温度测点的变化，定子线圈冷却水出水温度T4、T5测点与其它正常测点之间的温度幅值相差和停机之前基本相同。确认问题出在发电机内部测温元件回路上。

1.2轻轻敲击第一接线板T1-T6公用接线端子周围，查看定子线圈冷却水温度T4、T5测点是否有变化。T1-T6温度值没有变化，初步分析认为故障点可能不在T1-T6公用接线端子上，可能存在T4、T5另有公用接线处。

1.3发电机氢气-空气置换工作结束。打开发电机汽、励两侧上大盖上的手孔门，打开发电机下部人孔门。发电机内部作业安全措施做好以后，工作人员从发电机下部人孔门进入发电机内部，检查T1-T6公用接线端子。T1-T6公用接线端子接线良

好，用万用表测量T1-T6正极与T1-T6负极公用接线端子之间的电阻为0欧姆，接触良好，确认故障不在T1-T6公用接线端子上。仔细检查T1-T6公用接线端子，发现了一个问题，T1-T6公用接线端子上应该是接六根线，可是发现只有五根线。拆开T1-T6公用接线端子线，与T1-T6正极端子逐一测试，发现T4、T5端子公用一根线。往回查找T4、T5端子公用连接点，发电机本体下部均是一根线，未找到T4、T5端子公用连接点，公用线进入发电机汽侧端部，无法进入。

1.4拆开汽侧发电机大盖、内护板，找到T4、T5测温元件，在离T4、T5测温元件500mm左右的位置，找到了T4、T5测温元件线公用连接点。用万用表测量故障点电阻为3.11Ω。

1.5发电机安装时未敷设足够的测温元件回路线，故T4、T5测温元件负极公用了一根线。

2、故障处理

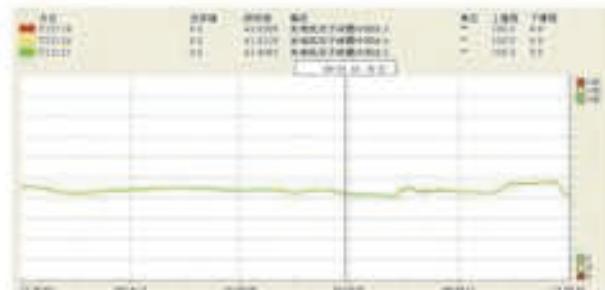
2.1敷设T4、T5测温元件到第一接线板的测温元件线三根（备用两根）。

2.2 T4、T5测温元件负极线分开连接，连接点锡焊处理，用绝缘胶带包好，各个线在适当处绑扎固定好。

2.3接T1-T6公用接线端子线，在第一接线板处测量T1-T6测温元件电阻值如下（发电机内部温度26℃）；发电机定子线圈冷却水出水T4、T5测温回路恢复正常。

T1	T2	T3	T4	T5	T6
110.12Ω	110.12Ω	110.12Ω	110.12Ω	110.12Ω	110.12Ω

2.4发电机定子线圈冷却水出水T4、T5测温回路恢复正常后发电机运行时的SIS厂级实时信息监控系统数据如下：



至此6号发电机定子线圈冷却水出水温度异常故障分析查找及处理工作全部结束。

六 结束语

此次发电机定子线圈冷却水出水温度异常分析采用了排除法，收集相关的所有数据，正确的分析出故障的原因，排除掉了发电机定子线圈冷却水管路堵塞的可能性，避免了一次非计划停运的事故发生，未造成经济上的损失和社会上的不良影响。但是，如果没有足够的理由排除掉发电机定子线圈冷却水管路堵塞的可能性，应立即停机检查处理，不然有可能导致发电机定子线圈过热烧损的严重事故发生，后果不堪设想，不但经济上造成很大损失，还会造成社会上的不良影响。希望本文对发电机定子线圈冷却水测温相关的故障分析及处理有借鉴意义。



厂用6kV快切装置手动切换时存在问题分析及建议

国电吉林热电厂 郭昂霄 冯仁辉 潘辉

摘要: 厂用6kV快切装置手动并联切换方式并不适用于工作电源与备用电源分别为两个系统的工况。快切装置采用此方式在发电机启机后切换厂用电源时存在环流瞬间过大的问题, 快切装置所采工作电源电压亦采用进线电源开关间隔进线PT的电压。本文利用数值及波形图进行分析, 提出了合理的意见。

关键词: 南自WBKQ01C快切; 手动并联; 手动串联(同时); 压差; 环流

0 引言

国电吉林热电厂9号机为自并励励磁系统, 装机容量125MW, 9号主变正常工作在220kV南母线, 2号高工变低压侧所带4段分支, 分别为11A、11B、公用B、公用D段6kV母线。9号机A修后将厂用电切换备自投装置全部更换为快切装置。厂用6kV快切装置采用南自WBKQ01C型(事故单向切换, 手动双向切换, 无母联), 一次系统图见图1:

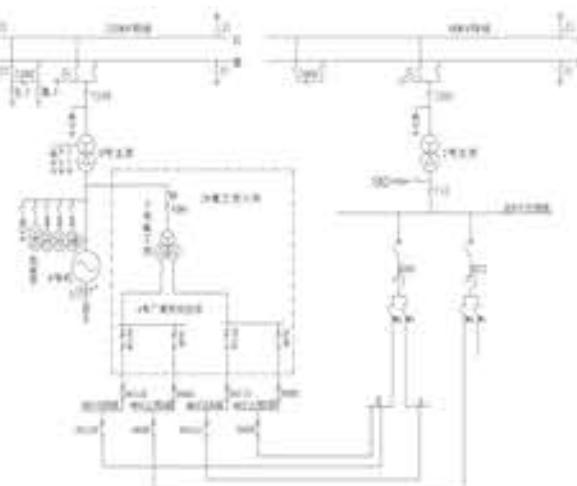


图1 一次系统图

该快切装置, 手动切换可以采用两种方式, 即同时方式和并联方式:

并联方式为满足并联条件, 先合备用(工作)电源开关, 后跳工作(备用)电源开关。

同时方式为先跳工作(备用)电源开关, 不等开关辅助接点返回, 切换条件满足, 后合备用(工作)电源开关。

1 存在的问题

2013年10月14日9号发电机A修后启机试验, 在厂用电倒闸操作时, 操作厂用6kV公用D段快切时, 快切手动切换方式采用手动并联方式, 厂用6kV公用D段工作电源660D开关未合上, 备用电源660D开关未跳开, 快切装置显示“长延时返回”, 即切换失败。

2 问题分析

试验前工作电源660D开关分位, 备用电源开关660D开关合位。快切装置采工作电源电压为发电机机端电压, 因工作电源进线无PT。因为备用电源系统为另一系统, 66kV母线经变压器降压至6kV, 变压器低压侧主6kV母线所带636、622电抗器为9号机

2号高工变低压厂用6kV母线备用电源。因为工作电源与备用电源为各自独立的系统, 所以存在天然的角度差, 切换前已经将角度差在内部参数中补偿, 补偿角度为20°。

切换时, 发电机机端电压二次UAB为98.2V(快切装置取AB线电压), 一次电压为13560V(变比为13800/100V)。厂用6kV公用D段母线PT二次电压UAB为103.6V(未切换前此时为备用电源电压), 两者差值5.4V, 手动并联压差定值为5.0V, 手动并联条件不满足, 切换失败。(并联条件: 两电源电压幅值差小于定值; 两电源电压频率差小于定值; 两电源电压相角差小于定值; 工、备电源开关一个在合位, 一个在分位; 目标电源电压大于定值; 母线PT正常), 所以660D开关无法合上, 660D开关无法跳开。

人为升高机端电压一次值为13700V, 二次值为99.3V后, 压差值4.3V左右, 小于定值5V, 所以手动并联成功, 660D开关合上。两侧电源环并, DCS显示电流一次值超过900A。

2.1 手动并联电压差值分析

电压差值主要取决于PT安装位置不合理, 工作电源电压取自发电机机端, 并没有取自公用D段6kV进线电源开关柜内进线PT, 6kV进线电源电压二次理论值为 $13.8/6.3 \times 13.56/6 = 103.2V$ (2号高工变变比 $13.8kV/6.3kV$, 6kV母线PT变比 $6kV/0.1kV$)与显示值98.2V差5V, 电压差过大, 造成工作电源电压二次值偏低, 这是造成第一次手动并联环并未成功的直接原因。现公用D段已切回标准运行方式, 即660D开关合位, 660D开关分位。发电机机端电压一次值为13560V, 二次值为98.2V。厂用6kV公用D段母线PT二次电压UAB为102.3V(即工作电源电压), 备用电源电压为103.1V, 压差值0.8V, 满足手动并联条件。

2.2 手动并联环流问题分析

a. 厂用6kV公用D段手动并联时波形见图2:



图2 厂用6kV公用D段手动并联时波形

从图2观察, 电流环并时间维持340ms左右, 340ms内二次电流有效值最大为3.35A, 一次值为1005A(CT变比1500/5), 这与DCS显示画面一次900A基本吻合。工作电源开关660D未合并前, 电流二次值约为0.8A, 一次值为240A, 波形图显示合并后最大电流二次达到了7.6A, 一次值为2280A, 瞬间环流约为 $2280 - 240 = 2040A$, 这么大的环流峰值容易造成保护误动及设备烧损。

b. 厂用6kV11A段手动并联时波形如图3:



图3 厂用6kV11A段手动并联时波形

从波形图观察, 电流环并时间维持350ms左右, 350ms内二次电流有效值总体在4.39A与6.49A之间, 一次值在1317A—1947A之间, 波形图显示瞬时最大电流二次达甚至到了10.9A, 一次值为3270A, 负荷电流一次值约为780A, 瞬间环流约为 $3270 - 780 = 2490A$ 。

c. 厂用6kV11B段手动并联时波形如图4:

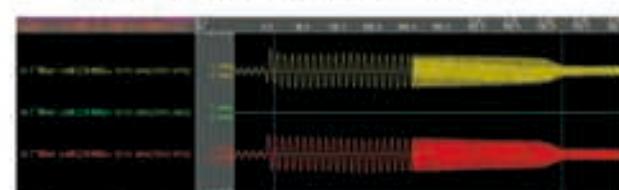


图4 厂用6kV11B段手动并联时波形如图

从波形图观察, 电流环并时间维持420ms左右, 此波形图可以清晰的看到, 在负荷电流较大时, 环流衰减的时要长。420ms内二次电流有效值为2A, 一次值约为600A, 波形图显示A相最大电流二次达到了3.4A, 一次值为1020A, 负荷电流一次值约为300A, 瞬间环流约为 $1020 - 300 = 720A$ 。

d. 厂用6kV公用B段手动并联时波形如图5:



图5 厂用6kV公用B段手动并联时波形

从波形图观察，电流环并时间维持360ms左右，360ms内二次电流有效值总体为2A，一次值约为400A。波形图显示C相最大电流二次达到了4.17A，一次值为834A，负荷电流一次值约为450A，瞬间环流约为834-450=384A。

e.公用D段手动同时切换时波形图如图6：

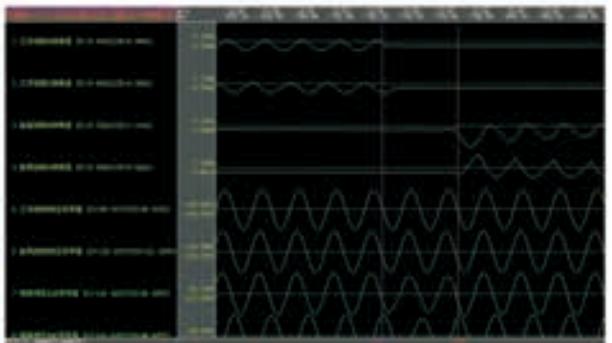


图6 公用D段手动同时切换时波形图

从上述分析的波形图可以看出，手动同时切换，工作电源开关与备用电源开关合、分位转换用时仅30ms，电流幅值在30ms内恢复正常，且没有环流，电压幅值几乎没有影响，而并联方式环流过大，容易烧损设备，建议采用手动同时切换（同时切换条件：快速、同期判别、残压及长延时切换），即合工作电源开关与跳备用电源开关同时进行，避免了环流过大的问题。并联切换判据为电压幅值差、电压角度差、电压频率差；同时切换判据为快速切换，快速切换不成功时，自动转为同期切换，不会存在环流过大的问题。



3 结论

a.从上述分析可以看出，若工作电源与备用电源不在一个系统下，即没有直接的电气联系，建议快切装置采用手动同时切换方式；若采用手动并联方式，不但需要调整两个系统之间天然存在的电压角度差，而且并联过程中造成过大的环流，对设备危害很大。并联时一旦工作电源合上，备用电源本身出现问题无法跳开，则过大的环流会一直存在，会造成继电保护装置的误动，甚或烧损一次设备。

b.建议快切装置所采工作电源电压应取自工作电源进线PT，不建议采用发电机机端PT电压，因为机端电压与厂用6kV母线PT电压存在角度差，即高工变高低压侧的角度差，角度差会导致压差。如进线开关没有PT，建议以后技改增设工作电源进线PT，因只需一组二次绕组提供给快切装置，成本不高。

c.建议工作电源进线PT、备用电源PT、厂用6kV母线PT，PT变比选型应一致，因为厂用6kVPT存在6.3kV/100V和6.0kV/100V两种规格，两种规格下的二次电压不同，会造成压差过大，影响快切装置的快速动作。

d.从保障厂用电的角度，手动并联方式较手动同时方式更为可靠，同时方式存在一定风险，所以为了提高手动同时切换的可靠性，应取消每月定期一次的切换试验，应在机组启机、停机前采用手动同时方式切换一次，用于检验快切装置功能是否正常。

文化实践传播正能量搭建企业文化新平台

——华能长春热电厂文化实践活动纪实

华能长春热电厂 张晶 白俊宇

在当前经济社会中，多种价值观登场亮相，目不暇接。新形势下，企业如何引导员工树立正确的价值观是塑造企业良好形象、促进企业和谐发展、科学发展的迫切要求。只有当企业文化能够真正融入每个员工个人的价值观时，他们才能把企业的目标当成自己的奋斗目标，因此用员工认可的文化来管理，可以为企业的长远发展提供动力。目前，企业文化实践活动作为新时期企业开展思想政治工作的一项重要内容，成为教育员工、引导员工的一项必要手段，已越来越得到企业的重视。如何创新企业文化实践活动，通过边学边做的新型思想政治工作模式，搭建具有企业特色的文化平台，传播正能量，引导员工树立为企业奉献的正确价值观，是我们应该思考的重要问题。

华能长春热电厂隶属于中国华能集团吉林发电有限公司，是国家发改委批准的吉林省首批“上大压小”。吉林省“十一五”期间落实节能减排工作重点，吉林省首批脱硫、脱硝双投入的火电项目。电厂共有员工306名，大学专科及以上学历占比达97%，平均年龄仅33岁。员工的高学历和年轻化特点让企业充满生机和活力的同时，“跳槽频繁”、“满足于现状，电力技术钻研气氛淡薄”、“实际动手操作能力差”等问题也逐渐成为企业发展进步的隐患。2015年8月至2016年7月一年来，电厂结合中央企业思想政治教育实践要求，针对关键岗位人员、党员干部、团员青年等不同员工群体，创新文化实践活动，打造了“道德讲堂”。“两学一做”、“微信平台互动”等主题系列文化实践活动，取得了较为显著的效果。

一 道德讲堂开启关键岗位人员廉政之旅

近年来，以“五个一”为流程的道德讲堂凭其新颖、多样化的特殊教育模式走进企业。长春热电厂积极响应集团公司和吉林公司号召，一直把道德讲堂建设作为提升员工素质的一项重要工程来抓，2016年初结合企业廉政教育内容，开展了以“弘扬廉洁风 唱响正气歌”为主题月的道德讲堂系列活动。电厂“道德讲堂”在“唱一首歌曲、诵一段经典、讲一个故事、作一个承诺、送一份吉祥”五个“一”基本流程的前提下，还增加了“做一次反省、看一部短片”两项内容，形成了“5+2”的新模式，赋予了“道德讲堂”新的内容与内涵。此次讲堂由党委书记担任主持人，并邀请吉林公司各单位干部员工百余名代表参加。

1、“做一次反省”：开篇自省，引入主题。由纪委书记带领大家进行“我是否政治立场坚定”、“我是否坚持底线”、“我是否不忘初心”等内容的自省“十问”，引导现场每一个参与者净化心灵、反省深思、催人奋进。

2、“唱一首歌曲”：净化心灵，点明主旨。经过一个月的学习，全体干部员工现场合唱《唱响正气歌》，歌曲磅礴大气，铿锵有力，增强了干部员工的使命感和责任感。

3、“看一部短片”：警钟长鸣，看清红线。通过观看了廉洁警示教育片《欲望》，在感叹主人公命运起伏的同时，修身律己、诚实守信理念深入人心，也在潜意识中为自己树立了正确的价值观。

4、“诵一段经典”：学习传统，不忘初心。由副厂长领诵明代知县郭允礼三十六字官箴，在中华传统廉洁文化经典中追根溯源，激发员工对经典廉洁意义的思考，对人生的认知和展望，形成价值认同，坚定择善倡廉的信念。

5、“讲一个故事”：学习榜样，感悟廉洁。通过厂长讲述身边故事，展现员工身边廉洁模范的闪光点。通过身边人讲身边事，身边人说自己的事，身边事教身边人，提升了员工道德素养，让员工感受到榜样就在身边，模范不难超越。

6、“作一个承诺”：品悟道德，坚定立场。副厂长带领全体人员向“德”字、“廉”字鞠躬致敬，并邀请电厂干部职工代表发言，讲述心中的感受，分享活动感悟，升华自身道德境界，进一步巩固学习成果。

7、“送一份吉祥”：不断学习，延续活动。由上级公司党组书记、纪检组长向全体参会人员赠送《两学一做》书籍，并邀请全体人员书写感言卡，送出的“吉祥”寓意深刻，发人深省，让每一位员工在阅读时心怀勤勉。

二 “两学一做”活动成为党员爱岗敬业的加油站

2016年初开展“两学一做”学习教育专题活动以来，电厂在开展“手抄党章”、“做合格党员”等活动基础上，为丰富活动内容、创新活动形式、扩大活动影响，全厂160名党员群众结合纪念中国共产党成立95周年集中在七月开展了“两学一做”系列主题活动。此次系列活动包括体验式徒步、党员先进事迹分享会和支部合唱汇演等内容。

1、体验式徒步：学长征精神，争做企业先锋军。在“体验长征路共筑华能梦”徒步活动中，160余名干部员工顶着炎炎烈日挥汗徒步6公里，发掘出身心的原动力，追溯革命先烈的足迹，接受长征精神的洗礼。

2、党员先进事迹分享会：学先进榜样，争做优秀党员。在以“两学一做建新功 时代工匠展风采”分享会上，电厂的优秀党支部书记和两名“四优”党员代表分别上台结合自己的成长奋斗经历，用鲜明的观点、生动的事例、真切的情感、朴实的语言讲述工作中的感人事迹，并与台下员工互动交流，充分展现出优秀党员甘于奉献的精神和品质。

3、支部合唱汇演：学唱赞歌，争做优秀团队。在以“传承中华情 赞歌献给党”为主题的合唱汇演中，电厂领导分别带领其所在四个党支部党员组成的合唱团，唱响《没有共产党就没有新中国》、《团结就是力量》等一首首凝聚人心、振奋精神、催人奋进的经典歌曲，唱出了电力员工奋勇前行、不断进步的主旋律和攻坚克难、团结向上的精神风貌。

三 “微信互动”打造和谐企业优秀青年团队

伴随信息化的进步，微信以其便捷的沟通联系方式在我们的工作生活中起着不可或缺的作用。2015年8月，电厂针对青年员工占比高的特点，推出“华能长春热电厂团委”微信公众平台，平台通过开展“读书”、“说出爱”、“活动秀”等主题系列活动，旨在引导青年员工思想进步，服务青年员工成长成才。一年来，平台已推出微作品50余篇，关注点击量平均每篇超千余次。

1、“微读书”打破干群界限。微信读书是读书方式的创新和拓展，平台于2016年一季度推出《平凡的世界》读书活动，开辟“书言如玉”专栏，编发了“平凡是一种精神内涵”等文章三期，百余名干部与员工一起交流读书心得，向书中人物学习，在读书的同时，拉近了干群距离。同时推出了有声读书，解放了眼睛，精选精品文章，增加了员工的读书量，传播了文化正能量。

2、“说出爱”活动让家人融入企业大家庭。为倡导员工对家人、朋友敢于表达爱，平台开辟“说出爱”专栏，现已推出“儿女心”、“妈妈手”、“圣诞情怀”、“背影”四期互动主题，得到员工及其家人的关注和好评，将企业的发展与家庭的亲情紧密的联系起来，使家属对员工的工作性质有了更深入的理解和认同。

3、“活动秀”展示企业精彩风貌。在电厂开展安全月、植树活动、企业工作会、道德讲堂、和两学一做等主题活动的同时，与集团和公司的工作

相结合，微信平台及时推出活动集锦，扩大活动的宣传影响。仅在2016年6月开展的集团公司乒乓球决赛的过程中，平台四天内就推出比赛赛况和集锦等微作品10篇，对比赛过程做出了及时准确的报道，展示了华能员工的运动风采，得到300多名参赛队员的一致好评。系列活动为大家展示了长春热电厂以精化、细化、量化为导向，全面提升管理能力、盈利能力和行业竞争能力的精神风貌。

四 下一步开展企业文化实践活动的思考和建议

华能长春热电厂经过一年多的文化活动实践，提高了员工爱岗敬业的意识，强化了干部的领导力，员工的执行力和忠诚度，电厂实现了两年无非停，连续四年盈利的好成绩。实践证明，企业文化实践活动的首要前提是选好主题，关键是参与过程，亮点是不断创新，如何把握好这几个要素，是活动成功与否的关键。

1、选好主题是前提。活动有很多种，“结合



道德讲堂活动诵一段经典



两学一做活动之“赞歌献给党”



自编自演水鼓舞参加“全民志愿 善举吉林”活动



道德讲堂活动开场舞台剧《铁齿铜牙纪晓岚》



道德讲堂活动感言卡

实际需要，力求一举多得”是我们选择主题的标准。例如我们在年初开展廉政道德讲堂活动，既满足了企业廉政教育的要求，弘扬了典型事迹，为廉洁道德在员工中传递创造了良好的氛围，又提升了员工士气，为年度工作打气加油。

2、积极参与是关键。从员工实际需要出发，调动起员工参与活动的积极性，是活动成功的关键。例如在微信互动系列活动中，电厂邀请劳模员工家属入厂参观，为劳模发放印有全家福照片的奖杯；邀请员工子女到厂参加“萌娃大联欢”活动，使员工的子女得到教育和锻炼。

3、不断创新是追求。不断创新实文化践活动活动形式，打造不可复制的文化活动，给员工留下深刻的印象。例如道德讲堂活动把传统道德教育中的“你说我听”的方式，转化成“我参与、我践行”的方式，把时代精神和要求，内化为广大员工的道德实践，从而达到知行合一的目的。

八百里旱海边缘的明珠

——记吉林农安农电公司哈拉海供电所

国网农安县农电有限公司 李占宇

哈拉海供电所所长姜忠宝寄语：我是农民的儿子，深知农民的不容易，因此我极力倡导“严、细、实”的精神，永远扎实有效地做好助农服务。

古称“黄龙府”的农安县地处“八百里旱海”边缘。农安县农电有限公司哈拉海供电所犹如一颗明珠，在茫茫旱海边缘的电网中闪耀着耀眼的光芒。

为线路改造提供设备支持

今年6月中旬，农安县农电有限公司对全县低洼等地段的输电线路进行专项治理。城郊东五里界河岸、10千伏线路走廊就是其中的一段。该段有7基水泥电杆，离河道较近，因河岸翻浆造成不同程度的倾斜。为了赶在雨季、汛期来临前，把该段线路平移到安全地带。该公司电气安装队求助哈拉海供电所的“挖坑、立杆一体机”配合作业。该机械的应用使原计划三天半的工期，缩短成一天。凡在现场参加施工的人员都对挖坑、立杆机的“威力”赞叹不已。

该挖坑、立杆机作为哈拉海供电所QC小组独立研发出的新型电力工程机械，经反复验证，该设备具有短途拖运电杆、挖坑立杆一气呵成和为作业现场提供临时电源这三大功能。

助“三辣”增产增收

吉林省农安县哈拉海镇是享誉全国的“三辣基

地”，三辣种植面积达7000多公顷。

金秋十月，笔者来到“三辣基地”的农家院，首先映入眼帘的是：成袋的毛葱，成垛的大蒜瓣子和成片的红辣椒。农民程文胜每年都种10公顷“三辣”，今年他种了5公顷毛葱，纯收入50万元，他的辣椒、大蒜若出售，估计收入不会低于20万元。陈文胜说：“我们种‘三辣’发了财，多亏农电人常帮忙啊！”原来，该“三辣基地”地处“八百里旱海”边缘，毛葱、大蒜和辣椒又都是喜肥水的作物。十年前，这里的毛葱、大蒜受干旱影响，每公顷产量和收入只徘徊在万元左右。最近三年，国家投资为农安县增加农田电力、水利基础设施建设；打抗旱井、上喷灌机等抗旱配套设施，这让“三辣基地”的农民尝到了甜头。

今年，“三辣”基地又遭遇春旱。旱情就是命令。哈拉海供电所共产党员服务队包村屯，看护电机井，保供电，支持农民抗旱、春耕。农电工董大伟每天帮助农民搞春灌，他说：“电动喷灌机成天成宿地转动，哪能不出故障呀！我在春灌现场能及时排除机电故障，农民心里就踏实。”



2015年度全国电力价格情况监管通报

为全面反映全国各地电力价格信息及变化情况，更好地实施成本与价格监管，切实维护好电力市场秩序，国家能源局组织对全国主要电力企业2015年度价格情况进行了统计分析，形成本报告。

一 综合厂用电率

2015年，全国发电企业平均综合厂用电率为5.90%，同比下降0.60%。其中，生物质发电最高，为13.37%，水力发电最低，为1.71%。

(一) 燃煤机组

从全国（不含西藏，下同）看，2015年燃煤发电平均综合厂用电率为6.94%，同比下降0.62%。其中河南最高，为11.41%，江苏最低，为4.34%。详见附表1-1。

从山东、蒙西、江苏、河南、广东五个重点省份（重点省份选取该类型机组发电量排序前5名省份，下同。）看，2015年平均综合厂用电率为6.76%，同比下降1.72%。其中河南最高，为11.41%，江苏最低，为4.34%。详见图1-1。

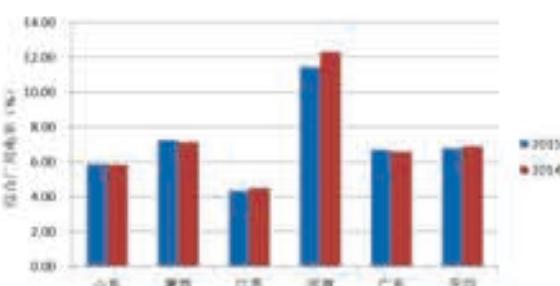


图1-1 重点省份燃煤机组综合厂用电率

(二) 水电机组

从全国看，2015年水力发电平均综合厂用电率为1.71%，同比增长9.62%。其中蒙东最高，为11.08%，山西最低，为0.35%。详见附表1-1。

从四川、湖北、云南、贵州、广西五个重点省份看，2015年平均综合厂用电率为0.86%，同比下降14.80%。其中贵州最高，为1%，湖北最低，为0.67%。详见图1-2。

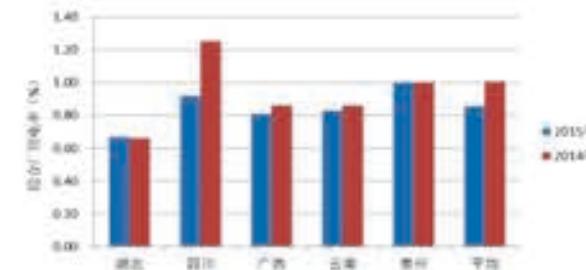


图1-2 重点省份水电机组综合厂用电率

(三) 风电机组

从全国看，2015年风力发电平均综合厂用电率为3.08%，同比增长21.26%。其中甘肃最高，为5.87%，陕西最低，为1.19%。详见附表1-2。

从蒙东、山东、甘肃、辽宁、新疆五个重点省份（地区）看，2015年平均综合厂用电率为3.39%，同比增长46.07%。其中甘肃最高，为5.87%，蒙东最低，为2.37%。详见图1-3。

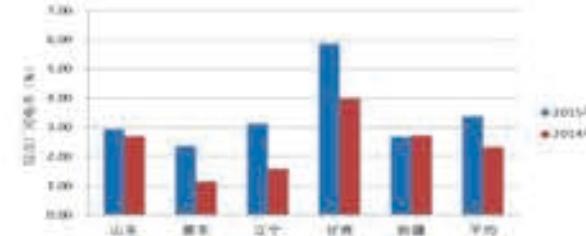


图1-3 重点省份（地区）风电机组综合厂用电率

(四) 其他机组

从全国看，2015年核电、生物质发电平均综合厂用电率分别为6.38%、13.37%，同比分别增长8.14%、7.91%；燃气发电、太阳能发电平均综合厂用电率分别为3.06%、2.43%，同比分别下降14.29%、0.82%。详见图1-4。

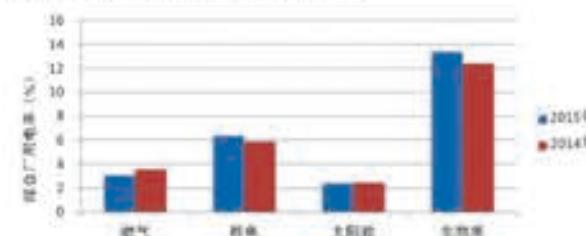


图1-4 其他机组综合厂用电率

各省(区、市)燃气发电、核电、太阳能发电、生物质发电平均综合厂用电率详见附表1-1、1-2。

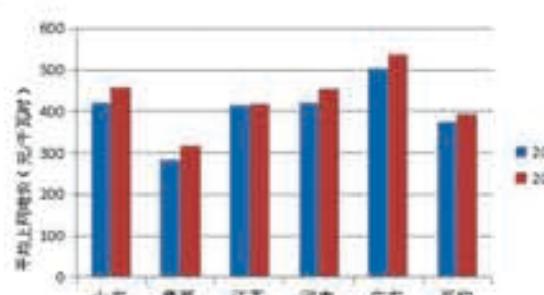
二 平均上网电价(含税, 下同)

2015年, 全国发电企业平均上网电价为388.25元/千瓦时, 同比下降2.61%。其中, 太阳能发电最高, 为1056.89元/千瓦时, 水力发电最低, 为286.93元/千瓦时。

(一) 燃煤机组

从全国看, 2015年燃煤机组平均上网电价为384.20元/千瓦时, 同比下降4.16%。其中广东最高, 为504.76元/千瓦时, 蒙西最低, 为284.85元/千瓦时。详见附表2-1。

从山东、蒙西、江苏、河南、广东五个重点省份看, 2015年平均上网电价为376.02元/千瓦时, 同比下降4.34%。其中广东最高, 为504.76元/千瓦时, 蒙西最低, 为284.85元/千瓦时。详见图2-1。

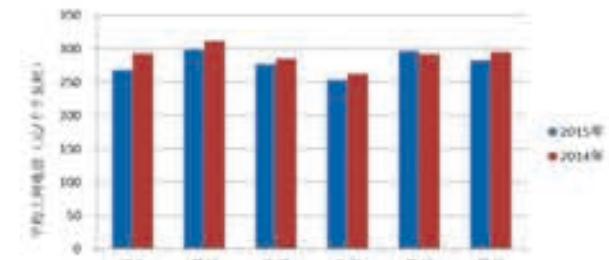


(二) 水电机组

从全国看, 2015年水电机组平均上网电价为286.93元/千瓦时, 同比下降3.64%。其中浙江最高, 为552.31元/千瓦时, 甘肃最低, 为239.50元/千瓦时。详见附表2-1。

从四川、湖北、云南、贵州、广西五个重点省份看, 2015年平均上网电价为282.15元/千瓦时, 同比下降4.16%, 其中四川最高, 为298.14元/千

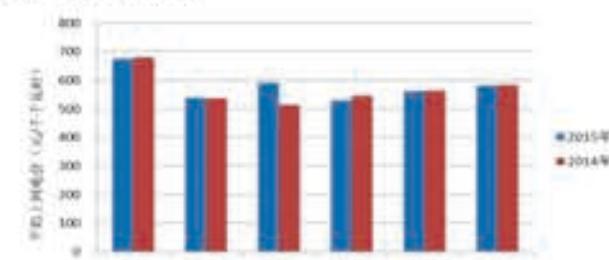
瓦时, 云南最低, 为252.94元/千瓦时。详见图2-2。



(三) 风电机组

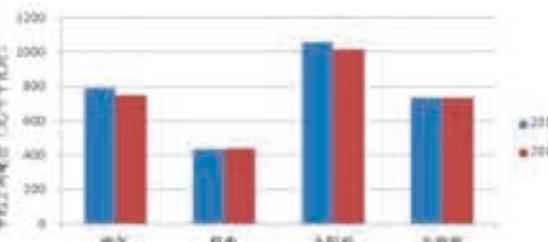
从全国看, 2015年风电机组平均上网电价(新能源上网电价含度电补贴, 下同)为594.01元/千瓦时, 同比下降0.61%。其中青海最高, 为985.23元/千瓦时, 河北最低, 为474.19元/千瓦时。详见附表2-2。

从蒙东、山东、甘肃、辽宁、新疆五个重点省份(地区)看, 2015年平均上网电价为580.21元/千瓦时, 同比下降0.66%, 其中山东最高, 为674.26元/千瓦时, 甘肃最低, 为529.78元/千瓦时。详见图2-3。



(四) 其他机组

从全国看, 2015年燃气发电、太阳能发电平均上网电价分别为789.82元/千瓦时、1056.89元/千瓦时, 同比分别增长5.2%、3.99%; 核电、生物质发电平均上网电价为434.03元/千瓦时、732.83元/千瓦时, 同比分别下降0.83%、0.07%。详见图2-4。



各省(区、市)燃气发电、核电、太阳能发电、生物质发电平均上网电价详见附表2-1、2-2。

三 线损率

2015年, 电网企业平均线损率为6.15%, 同比下降0.76%。

从企业看, 国家电网公司线损率最高, 为6.78%, 内蒙古电力公司最低, 为4.35%。详见表1。

表1 电网企业线损率统计表

项目	国家电网公司	南方电网公司	内蒙古电力公司	平均
2015年	6.78	6.72	4.35	6.15
2014年	6.85	6.94	4.29	6.20
增长率	-0.03	-0.22	0.06	-0.05
增长率(%)	-0.44	-3.17	1.40	-0.76

从各省(区、市)情况看, 四川线损率最高, 为9.37%, 青海最低, 为2.97%。详见附表3。

四 平均购销差价(不含税, 下同)

2015年, 电网企业平均购销差价(含线损)为216.48元/千瓦时, 同比增长4.02%; 扣除线损, 电网企业平均购销差价为194.59元/千瓦时, 同比增长5.01%。

从企业看, 南方电网公司购销差价(含线损)最高, 为229.84元/千瓦时, 内蒙古电力公司最低, 为116.62元/千瓦时。详见表2。

表2 电网企业平均购销差价(不含税)统计表

项目	国家电网公司	南方电网公司	内蒙古电力公司	平均
购销差价(含线损)	2015年	216.48	229.84	116.62
	2014年	210.86	225.97	104.88
	增长率	14.14	2.88	11.64
	增长率(%)	6.77	1.71	6.02
购销差价(不含线损)	2015年	203.07	206.14	100.50
	2014年	197.71	200.88	91.73
	增长率	16.36	1.90	13.89
	增长率(%)	8.18	2.75	8.01

从各省(区、市)情况看, 江西购销差价(含线损)最高, 为251.30元/千瓦时, 宁夏最低, 为99.82元/千瓦时。详见附表4。

五 平均销售电价(含税, 下同)

2015年, 电网企业平均销售电价为643.33元/千瓦时, 同比下降0.57%。

从企业看, 南方电网公司平均销售电价最高, 为667.27元/千瓦时, 内蒙古电力公司最低, 为420.77元/千瓦时。详见表3。

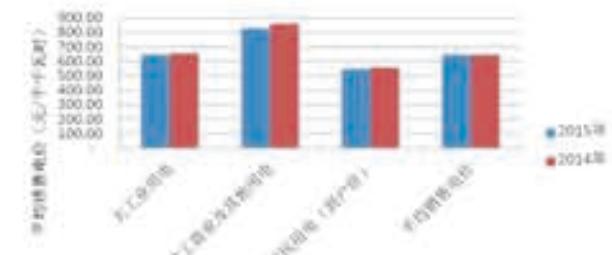
表3 电网企业平均销售电价统计表

项目	国家电网公司	南方电网公司	内蒙古电力公司	平均
2015年	646.73	667.27	420.77	643.33
2014年	650.33	677.42	430.88	647.08
增长率	-0.50	-0.15	1.90	-0.57
增长率(%)	-0.58	-1.50	4.96	-0.57

注: 不含政府性基金及附加, 含税。

从各省(区、市)情况看, 深圳平均销售电价最高, 为807.88元/千瓦时, 青海最低, 为381.37元/千瓦时。详见附表5。

从分类销售电价看, 一般工商业及其他用电平均电价最高, 为825.14元/千瓦时; 大工业用电平均电价为643.97元/千瓦时; 居民用电类别平均电价(到户价)为548.04元/千瓦时。详见图3。



注: 分类销售电价为国家电网公司和南方电网公司加权平均数。

从各省(区、市)居民用电类别平均电价(到户价)水平看, 深圳最高, 为714.62元/千瓦时, 青海最低, 为405.80元/千瓦时。详见附表5。

六 政府性基金及附加(含税, 下同)

2015年, 随销售电价征收的政府性基金及附加全国平均水平为39.25元/千瓦时(电网企业省内售电量口径平均值, 下同), 同比增长0.74%。

政府性基金及附加主要有5种, 即重大水利工

程建设基金、农网还贷资金、水库移民后期扶持资金、可再生能源发展基金、城市公用事业附加。

从各省(区、市)情况看,重庆政府性基金及附加平均水平最高,为65.20元/千瓦时,新疆最

低,为9.02元/千瓦时。详见附表6。

(来源:国家能源局)

附表:

1.发电企业综合厂用电率情况统计表

2.发电企业平均上网电价情况统计表

3.电网企业线损率统计表

4.电网企业平均购销差价(不含税)统计表

5.电网企业平均销售电价和居民用电平均电价统计表

6.电网企业政府性基金及附加平均水平统计表

附表 1-1 发电企业综合厂用电率情况统计表

单位: %

地区	燃煤			燃气			水电		
	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率
全国平均	6.94	6.98	-0.62	3.06	3.57	-14.29	1.71	1.56	9.62
北京	7.01	9.90	-29.19	4.52	2.27	99.12			
天津	8.15	6.30	29.37	3.78	6.94	-45.53			
河北	7.50	6.80	10.29						
山西	7.49	8.75	-14.40				0.35	0.88	-60.23
山东	5.88	5.82	1.03				1.12	1.56	-28.21
蒙东	8.33	8.90	-6.40				11.08	10.68	3.75
蒙西	7.22	7.10	1.69						
辽宁	6.90	6.40	7.81				2.28	1.62	40.74
吉林	8.57	7.82	9.59				1.21	0.82	47.56
黑龙江	7.22	6.45	11.94				4.26	0.92	363.04
陕西	8.23	7.66	7.44				3.21	2.39	34.31
甘肃	8.07	7.40	9.05				1.69	1.62	4.32
宁夏	7.46	7.58	-1.58				2.60	2.55	1.96
青海	8.51	8.57	-0.70				1.37	0.68	101.47
新疆	8.10	9.06	-10.60				1.03	1.40	-26.43
上海	4.98	5.02	-0.80	2.52	2.64	-4.55			
浙江	7.17	6.92	3.61	2.52	2.46	2.44	1.30	1.39	-6.47
江苏	4.34	4.49	-3.34	1.55	1.68	-7.74			
安徽	4.75	4.83	-1.66				1.95	2.73	-28.57
福建	6.62	5.71	15.94	1.78	1.79	-0.56	1.16	1.12	3.57
湖北	5.87	5.95	-1.34	4.44	4.16	6.73	0.67	0.66	1.52
河南	11.41	12.29	-7.16	2.02	1.95	3.59	2.55	2.58	-1.16
湖南	5.20	5.27	-1.33				0.55	0.58	-5.17
江西	5.22	5.17	0.97				2.27	2.82	-19.50
四川	7.70	7.77	-0.89	2.84	5.40	-47.41	0.92	1.25	-26.15
重庆	8.06	7.84	2.81				0.48	0.58	-17.24
广东	6.67	6.57	1.52	4.20	3.22	30.43	0.71	0.70	1.43
广西	7.41	7.37	0.54	2.82			0.81	0.86	-5.81
云南	8.19	6.95	17.84				0.83	0.86	-3.49
贵州	8.60	9.32	-7.73				1.00	1.00	0.00
海南	6.91	5.13	34.70	2.43	2.54	-4.33	2.32	1.54	50.65

注:1.综合厂用电率=发电量与上网电量差/发电量。

2.此次统计不含西藏,下同。

3.由于统计口径和样本量的变化,部分2014年数据与上年通报数据存在差异,下同。

附表 1-2 发电企业综合厂用电率情况统计表

地区	风电			核电			太阳能			生物质			单位: %		
	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率
全国平均	3.08	2.54	21.26	6.38	5.90	8.14	2.43	2.45	-0.82	13.37	12.39	7.91			
北京															
天津															
河北	2.18	2.15	1.40			0.75									
山西	1.44	2.74	-47.45												
山东	2.94	2.69	9.29			15.86	7.59	108.96	13.81	10.35	33.43				
蒙东	2.37	1.15	106.09			1.31									
蒙西	1.47	1.90	-22.63												
辽宁	3.12	1.57	98.73	8.72	5.78	50.87	1.10								
吉林	4.22	1.40	201.43			1.00									
黑龙江	3.23	1.91	69.11												
陕西	1.19	1.11	7.21			0.88	0.86	2.33							
甘肃	5.87	3.98	47.49			1.83	1.95	-6.15	10.52	11.54	-8.84				
宁夏	4.37	4.10	6.59			3.46	3.57	-3.08							
青海	4.00	3.57	12.04			2.04	1.28	59.38							
新疆	2.68	2.71	-1.11			2.95	2.45	20.41							
上海	3.40	3.15	7.94												
浙江			6.10	6.10	0.00										
江苏	2.52	2.91	-13.40	6.36	6.41	-0.78	0.42	2.91	-85.57	11.49	11.17	2.86			
安徽	2.46	0.74	232.43												
福建	2.48	1.50	65.33	7.30	7.05	3.55			16.00	13.66	17.13				
湖北	3.14	3.18	-1.26			1.96	0.00		12.70	11.44	11.01				
河南	2.65	2.29	15.72												
湖南	1.47	1.35	8.89						11.08	11.38	-2.64				
江西	2.48	3.41	-27.27						11.73	12.15	-3.46				
四川	3.98	4.80	-17.11			2.23	3.28	-31.90	15.30	16.65	-8.10				
重庆	2.83	3.08	-8.12						11.27	11.16	0.99				
广东			5.26	5.20	1.15				5.44	5.49	-0.91				
广西															
云南	2.56	2.13	20.19			1.14									
贵州	2.53	2.11	19.91						91.38	87.50	4.43				
海南	2.71	3.85	-29.61												

注: 1.综合厂用电率=发电量与上网电量差/发电量。

2.太阳能统计口径不含分布式光伏, 下同。

附表 2-1 发电企业平均上网电价情况统计表

地区	燃煤			燃气			水电			单位: 元/千瓦时、%		
	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率
全国平均	384.20	400.89	-4.16	789.82	750.78	5.20	286.93	297.76	-3.64			
北京	467.81	514.61	-9.09	752.87	650.00	15.83						
天津	418.65	430.30	-2.71	982.88	650.00	51.21						
河北	404.47	425.39	-4.92									
山西	329.20	384.42	-14.36							359.75	369.64	-2.68
山东	421.06	456.79	-7.82									
蒙东	300.34	283.68	5.87							318.33	318.24	0.03
蒙西	284.59	318.58	-10.59									
辽宁	390.49	363.98	7.28							374.00	692.75	-46.01
吉林	370.57	321.39	15.30							426.73	392.07	-8.84
黑龙江	389.52	401.67	-3.02							516.41	392.07	31.71
陕西	378.85	380.59	-0.46							335.49	321.67	4.30
甘肃	295.92	324.79	-8.89							239.50	237.25	0.95
宁夏	264.42	280.82	-5.84							263.86	265.82	-0.74
青海	335.88	348.36	-3.58							281.49	256.31	9.82
新疆	247.34	253.9	-2.58							248.84	245.19	1.49
上海	441.05	459.87	-4.09	826.17	810.03	1.99						
浙江	472.67	482.57	-2.05	992.51	956.40	3.78	552.31	565.98	-2.42			
江苏	414.95	419.21	-1.02	736.83	853.54	-13.67						
安徽	413.19	434.69	-4.95							431.58	373.00	15.71
福建	392.86	428.45	-8.31	1260.89	588.32	114.32	382.41	301.43	26.87			
湖北	442.74	466.85	-5.16	880.12	962.83	-8.59	267.42	291.89	-8.38			
河南	421.26	454.76	-7.37	786.53	609.04	29.14	340.35	357.39	-4.77			
湖南	473.66	489.17	-3.17							361.27	372.65	-3.05
江西	443.73	469.39	-5.47							281.98	281.81	0.06
四川	464.36	472.43	-1.17	505.37	814.98	-37.99	298.14	311.38	-4.25			
重庆	433.32	445.77	-2.79							315.10	314.65	0.14
广东	504.76	536.36	-5.89	649.28	589.19	10.20	273.97	272.65	0.48			
广西	488.87	488.42	0.09	1283.56						276.92	284.06	-2.51
云南	462.91											

附表 2-2 发电企业平均上网电价情况统计表

地区	风电			核电			太阳能			生物质			单位: 元/千瓦时、%		
	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率
全国平均	594.01	597.67	-0.61	434.03	437.67	-0.83	1056.89	1016.33	3.99	732.83	733.34	-0.07			
北京															
天津															
河北	474.19	540.00	-12.19				1294.09	1260.38	2.67						
山西	624.94	619.23	0.92												
山东	674.26	680.19	-0.87				1000.00	1200.00	-16.67	753.20	755.81	-0.35			
蒙东	537.87	535.84	0.38				912.45								
蒙西	563.85	510.00	10.56												
辽宁	590.27	513.38	14.98	411.09	415.07	-0.96	1000.00	1000.00	0.00						
吉林	592.37	506.50	16.95							751.85	678.60	10.79			
黑龙江	612.82	599.55	2.21												
陕西	599.36	642.03	-6.65				1251.34	849.26	47.34						
甘肃	529.78	544.30	-2.67				1002.97	922.72	8.70	747.42					
宁夏	608.77	595.87	2.16				905.31	1056.40	-14.30						
青海	985.23	831.55	18.48				1025.15	1019.03	0.60						
新疆	559.79	563.47	-0.65				974.18	979.51	-0.54						
上海	747.74	838.76	-10.85							628.59	599.45	4.86			
浙江				428.23	419.42	2.10									
江苏	605.35	592.92	2.10	453.98	454.97	-0.22	1329.69	1392.52	-4.51	742.37	740.84	0.21			
安徽	598.88	610.34	-1.88				1000.00	1000.00	0.00						
福建	606.77	576.49	5.25	430.00	428.69	0.31	980.00			727.01	725.56	0.20			
湖北	598.29	574.51	4.14				1087.64	886.37	22.71	724.49	752.46	-3.72			
河南	609.93	614.53	-0.75							918.41	885.33	3.74			
湖南	599.95	650.86	-7.82												
江西	494.00	605.65	-18.43				957.18	1000.00	-4.28	751.09	749.40	0.23			
四川	648.62	568.21	14.15				881.33	1015.92	-13.25	609.16	646.78	-5.82			
重庆	634.92	617.72	2.78							742.86	678.67	9.46			
广东				437.59	441.68	-0.93				748.31	747.01	0.17			
广西															
云南	725.68	559.07	29.80				1156.56	2184.00	-47.04						
贵州	606.01	603.79	0.37												
海南	599.94	566.13	5.97												

注: 平均上网电价=售电收入/上网电量×1.17, 含税。

附表 3 电网企业线损率统计表

地区	2015年	2014年	增长率
全国平均	6.15	6.20	-0.76
北京	6.88	6.89	-0.15
天津	6.75	6.76	-0.15
河北(北网)	5.29	5.5	-3.82
河北(南网)	7.83	7.83	-
山西	6.49	6.6	-1.67
山东	6.55	6.68	-1.95
内蒙古(东部)	8.28	9.07	-8.71
内蒙古(西部)	4.35	4.29	1.40
辽宁	5.78	6.21	-6.92
吉林	7.44	7.34	1.36
黑龙江	7.1	7.21	-1.53
陕西	6.69	7.19	-6.95
甘肃	6.44	5.13	25.54
宁夏	3.55	3.64	-2.47
青海	2.97	3.08	-3.57
新疆	7.93	7.99	-0.75
上海	6.12	6.24	-1.92
浙江	4.17	4.41	-5.44
江苏	4.28	4.59	-6.75
安徽	7.42	7.67	-3.26
福建	4.75	5.65	-15.93
湖北	6.58	6.42	2.49
河南	7.87	6.06	29.87
湖南	8.32	8.95	-7.04
江西	6.99	7.22	-3.19
四川	9.37	9.45	-0.85
重庆	7.13	7.48	-4.68
广东	3.61	5.64	-35.99
广西	3.93	6.80	-42.21
云南	6.60	6.62	-0.30
贵州	4.2	6.41	-34.48
海南	7.23	7.76	-6.83
广州	3.94	5.05	-21.98
深圳	3.54	3.22	9.94

附表4 电网企业平均购销差价(不含税)统计表

地区	购销差价(含线损)			购销差价(不含线损)		
	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率
全国平均	216.48	208.11	4.02	194.59	185.32	5.01
北京	207.98	216.19	-3.80	175.21	184.49	-5.03
天津	216.88	212.97	1.84	189.04	183.45	3.05
河北(北网)	156.4	152.89	2.30	141.46	138.61	2.06
河北(南网)	210.19	205.56	2.25	180.49	174.1	3.67
山西	127.3	118.59	7.34	114.59	105.42	8.70
山东	221.48	220.92	0.25	202.42	198.1	2.18
内蒙古(东部)	200.98	225.46	-10.86	183.93	202.24	-9.05
内蒙古(西部)	116.62	104.98	11.09	105.56	91.73	15.07
辽宁	200.3	197.75	1.29	179.55	175.39	2.37
吉林	213.39	196.25	8.73	187.61	172.78	8.58
黑龙江	134.22	142.59	-5.87	115.22	120.82	-4.63
陕西	164.17	157.25	4.40	145.71	135.82	7.28
甘肃	156.05	149.17	4.61	143.49	137.83	4.11
宁夏	99.82	100.06	-0.24	96.21	94.44	1.87
青海	114.64	94.84	20.88	111.42	87.73	27.00
新疆	164.93	169.84	-2.89	151.6	156.89	-3.37
上海	241.69	237.39	1.81	215.35	210.34	2.38
浙江	225.74	222.81	1.32	207.56	203.15	2.17
江苏	211.13	211.02	0.05	201.13	195.05	3.12
安徽	232.46	226.73	2.53	208.49	200.47	4.00
福建	197.54	204.43	-3.37	180.11	182.29	-1.20
湖北	228.34	224.14	1.87	206.98	200.24	3.37
河南	181.68	128	41.94	152.3	114.08	33.50
湖南	233.46	221.27	5.51	202.74	187.29	8.25
江西	251.3	251.24	0.02	225.86	221.11	2.15
四川	196.72	196.6	0.06	178.84	177.83	0.57
重庆	236.84	233.24	1.54	213.32	207.91	2.60
广东	172.4	178.08	-3.19	156.45	152.04	2.90
广西	164.33	159.57	2.98	151.58	135.87	11.56
云南	128.05	135.68	-5.62	111.76	118.37	-5.58
贵州	130.95	137.90	-5.04	118.17	117.26	0.78
海南	218.25	232.07	-5.96	186.35	198.08	-5.92
广州	191.11	195.59	-2.29	171.95	170.14	1.06
深圳	157.38	147.54	6.67	137.84	128.91	6.93
国家电网公司(母公司)	48.66	48.71	-0.10	40.03	39.93	0.25
南方电网公司(母公司)	73.34	81.07	-9.53	57.12	62.84	-9.10

注：省级电网全口径电量购销价差，未剔除对省外送电的数据影响。

附表5 电网企业平均销售电价和居民用电平均电价统计表

地区	平均销售电价			居民用电平均电价		
	2015年	2014年	增长率	2015年	2014年	增长率
全国平均	643.33	647.05	-0.57	548.04	557.48	-1.69
北京	777.33	776.09	0.16	495.12	495.68	-0.11
天津	725.50	719.34	0.86	503.25	502.37	0.18
河北(北网)	587.68	596.32	-1.45	514.33	514.91	-0.11
河北(南网)	641.34	664.24	-3.45	524.14	524.74	-0.11
山西	510.26	520.66	-2.00	485.77	485.95	-0.04
山东	697.75	711.82	-1.98	536.71	535.66	0.20
内蒙古(东部)	513.20	556.32	-7.75	507.03	504.03	0.60
内蒙古(西部)	420.77	400.88	4.96	440.49	439.81	0.15
辽宁	613.06	628.12	-2.40	512.38	511.17	0.24
吉林	630.54	625.87	0.75	534.76	533.8	0.18
黑龙江	547.14	559.25	-2.17	482.22	480.81	0.29
陕西	554.73	560.45	-1.02	507.07	507.35	-0.06
甘肃	453.00	461.91	-1.93	526.06	526.40	-0.06
宁夏	393.74	407.33	-3.34	457.24	456.31	0.20
青海	381.37	384.24	-0.75	405.80	406.99	-0.29
新疆	436.81	444.21	-1.67	533.57	531.62	0.37
上海	760.34	768.83	-1.10	571.23	569.73	0.26
浙江	747.25	753.64	-0.85	556.10	556.62	-0.09
江苏	688.79	693.94	-0.74	517.57	519.63	-0.40
安徽	676.17	690.14	-2.02	569.24	568.63	0.11
福建	644.76	668.68	-3.58	551.49	557.33	-1.05
湖北	669.60	674.88	-0.78	579.50	585.79	-1.07
河南	606.83	569.42	6.57	563.22	569.83	-1.16
湖南	675.06	672.83	0.33	607.02	607.38	-0.06
江西	711.61	732.71	-2.88	618.23	618.50	-0.04
四川	531.64	549.84	-3.31	523.33	531.00	-1.44
重庆	648.45	643.31	0.80	537.34	538.39	-0.20
广东	697.65	714.83	-2.40	674.93	647.04	4.31
广西	557.29	566.79	-1.68	562.87	461.34	22.01
云南	419.22	444.24	-5.63	471.97	476.43	-0.94
贵州	492.88	511.95	-3.72	485.44	484.77	0.14
海南	734.24	744.18	-1.34	632.06	633.13	-0.17
广州	770.09	788.64	-2.35	654.08	654.24	-0.02
深圳	807.88	827.82	-2.41	714.62	715.17	-0.08
国家电网公司(母公司)	398.93	412.61	-3.32	-	-	-
南方电网公司(母公司)	437.35	459.42	-4.80	-	-	-

注：平均销售电价不含政府性基金及附加，含税；居民用电平均电价为到户价。

国家发展改革委国家能源局 《售电公司准入与退出管理办法》

附表 6 电网企业政府性基金及附加平均水平统计表

地区	2015年	2014年	增长率
全国平均	39.25	38.96	0.74
北京	50.01	49.96	0.10
天津	55.96	56.12	-0.29
河北(北网)	33.81	33.48	0.99
河北(南网)	29.15	29.32	-0.58
山西	44.30	44.34	-0.09
山东	37.33	37.59	-0.69
内蒙古(东部)	21.08	40.32	-47.72
内蒙古(西部)	49.1	48.44	1.36
辽宁	31.74	31.97	-0.72
吉林	45.38	45.90	-1.13
黑龙江	23.87	23.96	-0.38
陕西	41.75	42.19	-1.04
甘肃	19.49	19.49	0.00
宁夏	21.77	24.40	-10.78
青海	21.79	21.93	-0.64
新疆	9.02	9.14	-1.31
上海	63.93	63.82	0.17
浙江	40.87	40.94	-0.17
江苏	41.74	41.87	-0.31
安徽	36.66	36.55	0.30
福建	26.28	22.34	17.64
湖北	45.10	47.38	-4.81
河南	35.09	33.32	5.31
湖南	47.25	45.71	3.37
江西	27.69	27.87	-0.65
四川	44.60	45.34	-1.63
重庆	65.20	65.76	-0.85
广东	40.86	41.31	-1.09
广西	42.05	43.17	-2.59
云南	25.3	43.68	-42.08
贵州	17.68	28.4	-37.75
海南	35.54	38.93	-8.71
广州	40.76	40.67	0.22
深圳	40.8	43.16	-5.47

注：电网企业省内售电量口径平均值，含税。

第一章 总则

第一条 为积极稳妥推进售电侧改革，建立健全有序竞争的市场秩序，保护各类市场主体的合法权益，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）和电力体制改革配套文件，制定本办法。

第二条 售电公司准入与退出，坚持依法依规、开放竞争、安全高效、改革创新、优质服务、加强监管的原则。

第三条 本办法所指售电公司是指提供售电服务或配售电服务的市场主体。售电公司可以采取多种方式通过电力市场购电，包括向发电企业购电、通过集中竞价购电、向其他售电公司购电等，并将所购电量向用户或其他售电公司销售。

电网企业的售电公司适用本办法。

第四条 电力、价格主管部门和监管机构依法对售电公司市场行为实施监管和开展行政执法工作。

第二章 准入条件

第五条 售电公司准入条件。

(一) 依照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。

(二) 资产要求

1.资产总额不得低于2千万元人民币。
2.资产总额在2千万元至1亿元人民币的，可以从事年售电量6至30亿千瓦时的售电业务。

3.资产总额在1亿元至2亿元人民币的，可以从事年售电量30至60亿千瓦时的售电业务。
4.资产总额在2亿元人民币以上的，不限制其售电量。

(三) 从业人员。拥有10名及以上专业人员，掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有三年及以上工作经验。
至少拥有一名高级职称和三名中级职称的专业

管理人员。

(四) 经营场所和设备。应具有与售电规模相适应的固定经营场所及电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务系统，能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。

(五) 信用要求。无不良信用记录，并按照规定要求做出信用承诺，确保诚实守信经营。

(六) 法律、法规规定的其他条件。

第六条 拥有配电网运营权的售电公司除上述准入条件外，还需具备以下条件：

(一) 拥有配电网运营权的售电公司的注册资本不低于其总资产的20%。

(二) 按照有关规定取得电力业务许可证(供电类)。

(三) 增加与从事配电业务相适应的专业技术人员、营销人员、财务人员等，不少于20人，其中至少拥有两名高级职称和五名中级职称的专业管理人员。

(四) 生产运行负责人、技术负责人、安全负责人应具有五年以上与配电业务相适应的经历，具有中级及以上专业技术任职资格或者岗位培训合格证书。

(五) 具有健全有效的安全生产组织和制度，按照相关法律规定开展安全培训工作，配备安全监督人员。

(六) 具有与承担配电业务相适应的机具设备和维修人员。对外委托有资质的承装(修、试)队伍的，要承担监管责任。

(七) 具有与配电业务相匹配并符合调度标准要求的场地设备和人员。

(八) 承诺履行电力社会普遍服务、保底供电服务义务。

第七条 已具有法人资格且符合售电公司准入条件的发电企业、电力建设企业、高新产业园区、经济技术开发区、供水、供气、供热等公共服务行业

和节能服务公司可到工商部门申请业务范围增项，并履行售电公司准入程序后，开展售电业务。

除电网企业存量资产外，现有符合条件的高新区、经济技术开发区和其他企业建设、运营配电网的，履行相应的准入程序后，可自愿转为拥有配电业务的售电公司。

第三章 准入程序

第八条“一注册”。电力交易机构负责售电公司注册服务。符合准入条件的售电公司自主选择电力交易机构办理注册，获取交易资格。

各电力交易机构对注册信息共享，无须重复注册。

第九条“一承诺”。售电公司办理注册时，应按固定格式签署信用承诺书，并向电力交易机构提交以下资料：营业执照、法人代表、资产证明、从业人员、经营场所和设备等基本信息和银行账户、售电范围等交易信息。

拥有配电网运营权的售电公司还需提供配电网电压等级、供电范围、电力业务许可证（供电类）等相关资料。

第十条“一公示”。接受注册后，电力交易机构要通过“信用中国”（www.creditchina.gov.cn）等政府指定网站，将售电公司满足准入条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示，公示期为1个月。

第十一条 公示期满无异议的售电公司，注册手续自动生效。电力交易机构将公示期满无异议的售电公司纳入自主交易市场主体目录，实行动态管理并向社会公布。

第十二条 公示期间存在异议的售电公司，注册暂不生效，暂不纳入自主交易市场主体目录。售电公司可自愿提交补充材料并申请再次公示；经两次公示仍存在异议的，由省级政府有关部门或能源监管机构核实处理。

第十三条“三备案”。电力交易机构按月汇总售电公司注册情况向能源监管机构、省级政府有关

部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”网站和电力交易平台网站向社会公布。

第十四条 售电公司注册信息发生变化时，应在5个工作日内向相应的电力交易机构申请变更。业务范围、公司股东、股权结构等有重大变化的，售电公司应再次予以承诺、公示。

第四章 权利与义务

第十五条 售电公司享有以下权利并履行以下义务：

（一）可以采取多种方式通过电力市场购售电，可以自主双边交易，也可以通过交易机构集中交易。参与双边交易的售电公司应将交易协议报交易机构备案并接受安全校核。

售电公司可以自主选择交易机构跨省跨区购电。

（二）同一配电区域内可以有多个售电公司。同一售电公司可在省内多个配电区域内售电。

（三）可向用户提供包括但不限于合同能源管理、综合节能、合理用能咨询和用电设备运行维护等增值服务，并收取相应费用。

（四）承担保密义务，不得泄漏用户信息。

（五）服从电力调度管理和有序用电管理，执行电力市场交易规则。

（六）参照国家颁布的售电合同范本与用户签订合同，提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务，并获取合理收益。合同范本由国家能源主管部门另行制定。

（七）受委托代理用户与电网企业的涉网事宜。

（八）按照国家有关规定，在省级政府指定网站和“信用中国”网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

（九）任何单位与个人不得干涉用户自由选择售电公司的权利。

第十六条 拥有配电网运营权的售电公司享有以下权利并履行以下义务：

（一）拥有并承担售电公司全部的权利与义务。

（二）拥有和承担配电区域内与电网企业相同的权利和义务，按国家有关规定和合同约定承担保底供电服务和普遍服务。

（三）承担配电区域内电费收取和结算业务。按照政府核定的电价收取电费；按合同向各方支付相关费用，并向其供电的用户开具发票；代收政府性基金及附加，交电网企业汇总后上缴财政；代收政策性交叉补贴，按照国家有关规定支付给电网企业。

（四）承担配电网安全责任，确保承诺的供电质量。

（五）按照规划、国家技术规范和标准投资建设配电网，负责配电网运营、维护、检修和事故处理，无歧视提供配电服务，不得干预用户自主选择售电公司。

（六）同一配电区域内只能有一家公司拥有该配电网运营权。不得跨配电区域从事配电业务。

（七）承担代付其配电网内使用的可再生能源电量补贴的责任。

第五章 退出方式

第十七条 售电公司有下列情形之一的，应强制退出市场并注销注册：

（一）隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的；

（二）严重违反市场交易规则，且拒不整改的；

（三）依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业的；

（四）企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的；

（五）被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理，并被纳入严重失信主体“黑名单”的；

（六）法律、法规规定的其他情形。

第十八条 售电公司被强制退出，其所有已签订但尚未履行的购售电合同由地方政府主管部门征求

合同购售电各方意愿，通过电力市场交易平台转让给其他售电公司或交由电网企业保底供电，并处理好其他相关事宜。

第十九条 省级政府或省级政府授权的部门在确认售电公司符合强制退出条件后，应通过省级政府指定网站和“信用中国”网站向社会公示10个工作日。公示期满无异议的，方可对该售电公司实施强制退出。

第二十条 售电公司可以自愿申请退出售电市场，并提前30个工作日向相应的电力交易机构提交退出申请。申请退出之前应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

第二十一条 拥有配电网运营权的售电公司申请自愿退出时，应妥善处置配电资产。若无其他公司承担该地区配电业务，由电网企业接收并提供保底供电服务。

第二十二条 电力交易机构收到售电公司自愿退出市场的申请后，应通过省级政府指定网站和“信用中国”网站向社会公示10个工作日。公示期满无异议的，方可办理退出市场手续。

第二十三条 电力交易机构应及时将强制退出和自愿退出且公示期满无异议的售电公司从自主交易市场主体目录中删除，同时注销市场交易注册，向能源监管机构、省级政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”网站和电力交易平台网站向社会公布。

第六章 售电公司信用体系建设

第二十四条 建立完善售电公司信用评价制度。依托政府有关部门网站、电力交易平台网站、“信用中国”网站和第三方征信机构，开发建设售电公司信用信息系统和信用评价体系。建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入全国信用信息共享平台，确保各类企业的信用状况透明，可追溯、可核查。

第二十五条 第三方征信机构定期向政府有关部门和电力交易机构报告售电公司信用评价和有关情况，并向社会公布。

第二十六条 国家能源局派出机构和省级政府有关部门根据职责对售电公司进行监管，对违反交易规则和失信行为按规定进行处罚，记入信用记录，

情节特别严重或拒不整改的，经过公示等有关程序后纳入涉电严重失信企业黑名单。强制退出的售电公司直接纳入黑名单。

第二十七条 建立电力行业违法失信行为联合惩戒机制，对纳入涉电严重失信企业黑名单的售电公司及负有责任的法定代表人、自然人股东、其他相关人员（以下简称“当事人”）采取以下惩戒措施：

（一）电力交易机构3年内不再受理该企业注册申请，其法定代表人3年内不得担任售电公司的法定代表人、董事、监事、高级管理人员。

（二）对当事人违法违规有关信息向金融机构提供查询服务，作为融资授信活动中的重要参考因素。

（三）限制当事人取得政府资金支持。

（四）对当事人申请公开发行企业债券的行为进行限制。

（五）工商行政管理、总工会、行业协会等部门和单位在法定代表人任职资格、授予荣誉、评比先进等方面，依法依规对其进行限制。

（六）按照相关法律法规进行处罚。

第七章 附则

第二十八条 各省级政府可依据本办法制定实施细则。

第二十九条 本办法由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

第三十条 本办法所称的电网企业特指国家电网公司、中国南方电网有限责任公司和内蒙古电力（集团）有限责任公司和各地方电网企业。

第三十一条 本办法自发布之日起施行，有效期3年。

售电公司信用承诺书（参考范本）

（市场成员名称），系一家具有法人资格/经法人单位授权的〔售电/配售电〕企

业，企业所在地为_____，在_____工商行政管理局登记注册，统一社会信用代，法定代表人：_____，住所：_____，年售电量不超过_____亿千瓦时/不限制，电电压等级_____千伏（拥有配电网运营权的售电公司填写），供电范围_____（拥有配电网运营权的售电公司填写）。

本企业严格遵循国家/_____省参与电力市场的各项准入条件，严格按要求配备参与电力市场交易的人员、技术条件，自愿参与电力市场交易，并公开作出如下承诺：

1.本企业是按照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。

2.本企业严格按照准入条件规定的售电量范围开展售电业务。

3.本企业拥有10名及以上专业人员，掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有三年及以上工作经验；拥有一名及以上高级职称和三名及以上中级职称的专业管理人员。

4.本企业具有与售电规模相适应的固定经营场所及电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台，能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。

5.本企业将按时办理完成和正确使用电力交易平台第三方数字证书认证，保障账户和电力交易平台数据安全。

6.本企业严格按照规定向电力交易机构报送相关资料和信息，保证公示和提交的材料信息完整、准确、真实，不存在弄虚作假、误导性陈述或者重大遗漏的情况。

7.本企业对参与电力市场交易相关政策和规则已进行了全面了解，知悉参与电力市场交易应负的责任和可能产生的风险，并将严格按照国家法律法规和相关规定、市场规则和交易机构有关规定从事交易活动。

8.本企业承担保密义务，不泄露客户信息。

9.本企业服从电力调度管理和有序用电管理。

10.本企业严格参照国家颁布的售电合同范本与用户签订合同，提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务。

11.本企业按照国家有关规定，在政府指定网站和“信用中国”网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，按要求提供信用评价相关资料和信息，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

12.本企业自愿接受政府监管部门的依法检查，发生违法违规行为，接受政府执法部门及其授权机构依照有关法律、行政法规规定给予的行政处罚，并依法承担赔偿责任。

13.本企业严格执行国家、省级政府或政府相关部门、监管机构、电力交易机构制定的各项制度、规则，保证诚实守信、遵纪守法，积极履行企业社会责任和职责义务。本企业及其负责人无不良信用记录。

售电公司须对1—13条内容作出承诺，拥有配电网运营权的售电公司在1—13条基础上还须对以下14—22条内容作出承诺：

14.本企业注册资本不低于资产总额的20%。

15.本企业拥有20名及以上与从事配电业务相适应的专业技术人员、营销人员、财务人员等，其中拥有2名及以上高级职称和5名及以上中级职称的专业管理人员。

16.本企业生产运行负责人、技术负责人、安全

负责人具有五年以上与配电业务相适应的经历，具有中级以上专业技术任职资格或者岗位培训合格证书。

17.本企业承担经营区域内配电网安全责任，确保承诺的供电质量。

18.本企业按照规划、国家技术规范和标准投资建设经营区域内配电网，按照政府核定的配电区域从事配电业务，负责经营区内配电网运营、维护、检修和事故处理，无歧视提供配电服务，不干预用户自主选择售电公司。

19.本企业具有健全有效的安全生产组织和制度，按照相关法律规定开展安全培训工作，配备安全监督人员。

20.本企业具有与承担配电业务相适应的机具设备和维修人员，承担对外委托有资质的承装（修、试）队伍的监管责任。

21.本企业具有与配电业务相匹配并符合调度标准要求的场地设备和人员。

22.本企业承诺履行电力社会普遍服务、保底供电服务义务。

以上承诺如有违反，本企业愿意承担相应责任，并接受处罚和相关惩戒措施。

承诺单位（盖章）：

法人代表（签字）：

承诺时间：



吉林省电力行业协会

2016年10-12月新入会会员单位名单

1.华能吉林发电有限公司新能源分公司

2.吉林省加华工程设计有限公司



吉林省电力行业协会

微信公众号开通啦！

赶紧拿起您的手机“扫一扫”，参与我们的在线互动吧！并告知您身边的行业好友，吉林省电力行业协会官方微信公众平台期待您的加入！

微信公众号: epiajl

协会网址 : www.epiajl.org

扫一扫吧！



微信服务号添加方法如下：

方法一

运用智能手机微信
“扫一扫”功能来添加

1. 打开微信，点击界面上方的“+”，继续点击“扫一扫”
2. 手机摄像头对准二维码，进行扫描
3. 出现吉林省电力行业协会页面后，点击关注。

方法二

运用“搜索”来添加

1. 打开微信，点击界面上方的“+”，继续点击“添加朋友”；
2. 在出现的页面中，点击“查找公众号”；
3. 在搜索框中，输入“epiajl”或“吉林省电力行业协会”点击搜索；
4. 在搜索结果中，选择“吉林省电力行业协会”。

吉林省电力行业协会和吉林省电力设施安装协会联合组织召开质量、环境、职业健康安全管理体系认证工作座谈会

为推动电力企业管理水平不断提升，建立规范化、系统化、科学化的质量、环境、职业健康安全管理体系，2016年11月8日，吉林省电力行业协会和吉林省电力设施安装协会在长春市召开质量、环境、职业健康安全管理体系认证工作座谈会。会议邀请了中国电力企业联合会（北京）认证中心周明、张博两位专家。吉林省电力行业协会、吉林省电力设施安装协会相关认证工作负责人出席了本次会议。

来自17家电力企业近30名负责人参加了本次会议。其中，包括发电、供电、承装（修、试）电力工程、电力设计和科研等单位。

会上，中电联（北京）认证中心专家对质量、环境、职业健康安全管理体系建设认证工作进行了讲解和辅导。与会代表与专家们座谈讨论交流。

企业管理与国际接轨是一种必然的趋势，企业的审核认证是与国际接轨的一种最直接的表现。实现与国际先进管理标准接轨，能够更好地促进我省电力设备制造和施工企业走出吉林，迈向国内和国际更加宽阔的市场。

质量、环境、职业健康安全管理体系认证工作的开展，标志着我省“三标一体”管理工作迈上了新的台阶。

（吉电行协 牟杨/文、图）



2016年11月24日，中国电力企业联合会电力行业信用体系建设办公室吉林评价中心成立大会在长春召开。中国电力企业联合会江宇峰副秘书长，国家能源局东北监管局监察室丁红建处长和吉林业务办张志平主任，吉林省能源局电力处王志刚处长等领导出席会议，吉林省电力行业协会副理事长张显平主持会议。

国网吉林省电力有限公司、华能吉林发电有限公司、大唐吉林发电有限公司、国电吉林龙华热电股份有限公司、吉林电力股份有限公司、华电福新吉林分公司、中国石油化工股份有限公司东北油气分公司、中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司以及吉林省电力设施安装协会会长单位吉林省送变电工程公司，副会长单位吉林省利源电力集团有限公司、吉林省吉通利烽电力工程有限公司、吉林省盈科电力有限公司，理事单位吉林省百强电力集团有限公司、吉林省广泰安装有限公司等80余人参加此次会议。会上，中电联领导宣读了中国电力企业联合会电力行业信用体系建设办公室吉林评价中心成立批复文件，完成吉林评价中心揭牌仪式，并为吉林省内发电企业中首家获得AAA级的信用企业——华能吉林发电有限公司长春热电厂授牌。

江宇峰副秘书长对信用建设工作开展的目的、意义，以及近期重点开展的工作做了介绍。江副秘书长着重介绍三点内容：一是各电力企业应正确认识和把握电力行业发展的趋势；二是协会要将服务、自律作为生存基础，要接受社会、政府的监督；三是信用的主体是企业，各电力企业要按照国家能源局要求，全面开展信用评价工作。

王志刚处长在讲话中指出建立完善信用体系建设至关重要，我省要按照国家有关要求和吉林省政府于2014年11月颁发的“吉林省信用体系建设实施方案”，配合中电联，根据电力市场要求，建立电

中国电力企业联合会 电力行业信用体系建设办公室 吉林评价中心正式挂牌

力市场信用评价制度，加快并全面建设我省信用体系建设。同时，王处长认为吉林评价中心作为吉林省信用体系建设的主要参与者和实施载体，将协助省政府电力处开展信用管理工作。

丁红建处长首先肯定了吉林评价中心成立的必要性，认为吉林评价中心在吉林省电力行业信用体系建设工作中，将发挥越来越重要并且是不可替代的作用。同时要求协会在今后的工作中，要牢固树立为企业、为政府、为行业服务的宗旨，更好地发挥桥梁纽带作用。丁处长还强调，吉林省各电力企业应提高对信用体系建设工作的重视，要使诚信成为电力企业经营管理的基本准则，共同推进吉林省电力行业信用体系建设。

张显平副理事长强调，吉林评价中心将在中电联、东北能源监管局和吉林省能源局的指导和支持下，在建立健全吉林省电力市场信用体系和加快推进电力行业信用体系建设的步伐中，充分发挥区域优势和主体协调作用，为吉林省信用体系建设工作作出应有的贡献。

（吉电行协 王晓丹/文）



吉林省电力行业协会、吉林省电力设施安装协会赴黑龙江省电力设施安装协会调研学习

为增进与其他省市协会的联系，学习办会经验，促进协会健康发展，2016年11月8日，吉林省电力行业协会及吉林省电力设施安装协会一行6人走访黑龙江省电力设施安装协会。

吉林省两协会对黑龙江省电力设施安装协会办公场所进行了实地参观，就部门设置和岗位分工等问题进行了讨论。此后在两省协会工作交流会议中，黑龙江省电力设施安装协会秘书长张雷就该协会基本情况以及近期开展的10项工作做了介绍。三个协会秘书长纷纷表示，协会应时刻把会员单位的

意识放在工作首位，把会员单位的认可和满意作为协会工作成败的评判标准，以全国先进协会的发展模式为蓝本，结合各省区域优势，坚持服务导向，突出务实创新，全面推进协会工作实现跨越式发展。

此次走访，加强了吉林省与黑龙江省协会之间的沟通与交流，拉近了与兄弟协会的距离。我协会将总结此次走访中学习到的成功经验，努力提升服务水平，不断强化自身建设，充分发挥桥梁纽带作用。

（吉电行协 王雷/文）



吉林省电力行业协会 再次评为吉林省5A级社会组织

日前，吉林省电力行业协会在吉林省民政厅组织开展的省级社会组织评估中，被评为5A等级（最高评估等级）省级社会组织。本次共有9家省级社会组织获得5A等级。这是吉林省电力行业协会继2011年被评为5A等级省级社会组织以来，再次获此殊荣。

此次省级社会组织评估结果，是吉林省民政厅依据《吉林省社会组织评估管理暂行办法》（吉民发[2014]31号）和《关于开展2016年度省本级社会组织评估工作的通知》（吉社管字[2016]10号）的评估程序和有关要求，遵循“政府指导、社会参与、独立运作”的社会组织综合评估机制，围绕基础条件、内部治理、工作绩效和社会评价等方面，经第三方机构初评，吉林省社会组织评估委员会终评确定。

吉林省民政厅授予我会5A等级是对近年来行业

发展、协会建设各项工作和成绩的肯定。借此机会，我会向长期以来关心和支持吉林省电力行业发展和协会工作的各级各部门、各会员单位和社会各界，表示衷心感谢！

（吉电行协 王晓丹/文）



吉林省电力设施安装协会参加 全国电力工程企业协会第七届年会

11月16日，全国电力工程企业协会第七届年会在苏州举行，本次会议由江苏省电力工程企业协会承办。国家能源局资质中心主任苑舜、国家能源局专员郑逸萌出席会议并作重要讲话，国家能源局资质中心张凌云处长、国家能源局江苏监管办公室资质处姚雪忠处长也出席了会议。全国22个省市自治区电力工程企业协会的会长、秘书长等负责人参加会议，我会由秘书长习亚莉带队参加。会议由江苏省电力工程协会会长邵丽东主持。

首先，江苏监管办公室专员郑逸萌在会上致辞，他代表江苏监管办公室对各协会参会人员的到来表示欢迎，同时，高度赞扬了江苏协会在江苏省能源监管工作中付出的辛劳与努力，在行业自律，行业服务方面做出的突出贡献，也希望年会这个交流平台越办越好，使各地区协会都能够均衡发展，在服务政府、服务企业，国家方针政策制定，改革方案实施等做出成绩。

接下来，国家能源局资质中心主任苑舜站在政府监管的角度充分肯定了全国各省电力工程企业协会作为电力工程行业社团组织的作用，并就资质中

心简政放权、放管结合做好许可工作进行了阐述。他指出：要转变观念，协会是第三方服务机构，要发挥好服务的职能，把工作的落脚点放在服务上；许可工作要借助协会的力量，但许可工作应和协会工作明确定位和界限；要加强诚信体系建设，建立诚信平台，按照国家能源局的部署，做好平台设计、信息归结等工作。行业协会要在行业诚信中发挥积极作用，正确引导行业的健康有序发展，在电力体制改革中为企业发展指明方向。并希望在座的协会都能够做出属于自己的亮点工作，在监管机构、全国同业企协、同行业中创出品牌。

最后，与会22家电力工程企业协会的负责人分别就各自协会的工作进行了经验交流，并对下一步将面对的机遇和困难进行讨论。最终达成共识，各协会要明确定位，完善组织机构建设，壮大自身业务实力，在新的改革形势下加快转型，联合省内外协会，凝聚力量抓机遇，整合资源谋新篇。

(吉电安协 朱炳瑞/文)



数字图书馆在长春三热落地生花

按照长春三热安全生产“七加强”工作的总体部署，该厂在科技管理工作中又出新举措，建成集火电厂锅炉、汽机、电气、热工、化学、燃料等各个生产环节的技术文献和生产经验为一体的知识信息平台——即长春三热数字图书馆。

为了更好的服务于安全生产、经济运行，给广大工程技术人员提供方便快捷的信息服务，促进科学数据与文献资源的共享，该厂在年初就积极与中国知网合作，针对厂内工程技术人员的实际需求，筹划建设数字图书馆。9月份图书馆正式建成，该数字图书馆立足于火电厂安全生产和科技创新，涵盖电厂高效清洁发电、环境保护、节能分析、自动化及信息化技术、机电炉的运行及检修维护，以及相关的电力政策法规、电力监督、科技论文、专利成果、期刊杂志、电力技术标准等多方面的知识库，满足该厂各级领导及工程技术人员的知识需求。职工所需的文献资料可通过厂内专用通道进入数字图书馆浏览下载。

为了更好的使用数字图书馆资源，同时也针对近一段时间使用过程中反映的问题，10月21日邀请了中国知网培训老师来厂对数字图书馆的使用进行了一次培训。通过面对面的培训交流，使广大工程技术人员更好的了解和掌握数字图书馆资源，方便快捷的检索到所需信息。

长春三热数字图书馆的建成使广大工程技术人员足不出户，在第一时间掌握最新的安全生产信息，开阔了视野，提高了专业技术能力，提升厂安全生产的总体水平。长春三热在科技管理工作中硕果累累，几年来获得中国电机学会、集团公司、省电机学会奖励的成果和论文60余项，拥有国家专利10余项，这些成果和专利全部来自一线的工程技术人员。随着数字图书馆的建成使用，必将带动长春三热科学研发、科技创新的热情，为多出成果、多好成果，实现科学技术支撑企业的安全生产做出最大的贡献。

(大唐长春三热 朱立舒/文、图)



2016年前三季度风电并网运行情况

1—9月，全国风电新增并网容量1000万千瓦，截至9月底，累计并网容量达到1.39亿千瓦，累计并网容量同比增长28%；1—9月，全国风电上网电量1693亿千瓦时，同比增长27%；平均利用小时数1251小时，同比下降66小时；风电弃风电量394.7亿千瓦时；平均弃风率19%。

1—9月，新增并网容量较多的省份是云南(226万千瓦)、江苏(104万千瓦)、山东(93万千瓦)

和吉林(61万千瓦)。风电平均利用小时数较高的省份是云南(1712小时)、四川(1643小时)、广西(1614小时)和福建(1602小时)；平均利用小时数较低的省份是甘肃(870小时)、广东(904小时)、新疆(946小时)和吉林(951小时)。

(来源：国家能源局)

2016年前三季度风电并网运行情况

省份	新增并网容量 (万千瓦)	累计并网容量 (万千瓦)	上网电量 (亿千瓦时)	弃风电量 (亿千瓦时)	弃风率 (%)	利用小时数 (小时)
合计	1000	13934	1693.2	394.7	19%	1251
北京	4	19	2.5			1321
天津	0	28	4.5			1587
河北	35	1057	146.6	16.8	11%	1418
山西	46	715	92.6	9.1	9%	1332
山东	93	814	104.3			1356
内蒙古	39	2464	332.6	95.8	23%	1360
辽宁	41	680	91.9	16.0	15%	1381
吉林	61	505	47.7	23.7	34%	951
黑龙江	27	530	61.7	13.6	18%	1182
上海	0	61	9.4			1533
江苏	104	516	66.2			1449
浙江	5	109	15.7			1480
安徽	33	169	24.7			1566
福建	37	209	31.5			1602
江西	25	92	12.5			1455
河南	8	99	12.9			1354
湖北	41	176	24.2			1529
湖南	38	194	27.3			1536
重庆	0	23	3.2			1422
四川	31	104	14.5			1643
陕西	0	169	19.2			1411
甘肃	25	1277	108.4	89.3	46%	870
青海	12	59	8.0			1426
宁夏	10	832	87.4	17.5	17%	1064
新疆	15	1706	160.5	108.3	41%	946
西藏	0	1	0.1			1354
广东	12	258	23.3			904
广西	19	62	8.3			1614
海南	0	31	3.8			1225
贵州	14	337	38.4			1232
云南	226	638	109.3	4.6	4%	1712

注：数据统计口径为中电联和电网公司调度口径。

中电联发布 《2016年前三季度全国电力供需形势分析预测报告》

前三季度，全社会用电量同比增长4.5%，增速同比提高3.7个百分点，其中三季度同比增长7.8%。第三产业用电量同比增长11.5%，持续保持较高增速，显示出我国经济增长中服务业消费的拉动作用突出；城乡居民生活用电量同比增长11.6%，其中三季度增长18.4%，创10年来季度增速新高，主要是受1961年以来最高温天气影响；第二产业用电量同比增长2.0%，增速同比提高2.9个百分点。受房地产和汽车市场回暖的影响较为明显，制造业用电量同比增长1.1%，各季度增速分别为-1.5%、0.7%和3.8%，呈逐季回升态势，其中化工、建材、钢铁冶炼、有色金属四大高耗能行业合计用电量同比下降1.9%，除此之外的其他制造业均保持一定增长水平，新兴技术行业及大众消费品业增长势头较好，反映出当前产业结构调整和转型升级效果继续显现，电力消费结构在不断调整。截至9月底，全国6000千瓦及以上电厂发电装机容量15.5亿千瓦，同比增长10.8%，超过同期全社会用电量增速6.3个百分点，局部地区电力供应能力过剩问题进一步加剧；非化石能源发电量延续快速增长，三季度电力消费明显回升，9月份火电发电量累计增速由负转正。全国电力供需总体宽松，部分地区相对过剩，电煤供需形势从宽松逐步转为偏紧，部分地区紧张。

预计四季度全社会用电量增速将比三季度有所回落，全年全社会用电量同比增长4.5%左右，气温因素拉高全年增速2个百分点左右。预计全年新增装机1.2亿千瓦左右，其中非化石能源发电新增7000万千瓦，年底全国发电装机容量16.4亿千瓦左右，非化石能源发电装机比重将进一步提高至36.5%左

右。全国电力供应能力总体富余，部分地区相对过剩，迎峰度冬期间部分地区电煤供应可能出现偏紧甚至紧张局面。预计全年火电设备利用小时降至4150小时左右，加之燃煤发电上网电价下调、部分省份电力用户直接交易降价幅度较大、电煤价格急剧上涨，煤电企业效益被严重压缩，部分大型发电集团煤电已出现整体亏损，企业生产经营正面临严峻困难与挑战。

一 前三季度全国电力供需状况

（一）电力消费增速同比提高，三季度全社会用电量较快增长

前三季度全国全社会用电量4.39万亿千瓦时，同比增长4.5%，增速同比提高3.7个百分点。分季度看，一、二、三季度全社会用电量同比分别增长3.2%（扣除闰年因素增长2.1%）、2.1%、7.8%，三季度增速明显提高，其中，7、8、9月份增速分别为8.2%、8.3%和6.9%。

三季度增速明显提高的主要原因：一是高温天气因素。根据气象部门监测数据，三季度全国平均气温为1961年以来历史同期最高值，高温天气显著拉高了用电负荷及电量增长。二是上年同期基数偏低。受宏观经济尤其是工业生产明显下滑，以及气温偏低因素影响，上年三季度全社会用电量仅增长0.1%，增速环比回落1.6个百分点，基数偏低拉高了今年三季度增速。三是实体经济运行显现出稳中趋好迹象。三季度制造业用电量同比增长3.8%，明显高于一、二季度，与8、9月制造业PMI、工业增加值增速、工业企业利润增速等主要指标表现情况总体相匹配。

电力消费主要特点有：

一是三季度城乡居民生活用电量增速创10年来新高。前三季度城乡居民生活用电同比增长11.6%，增速同比提高7.0个百分点。其中，三季度增速为18.4%，超过2013年同期全国大范围极端高温天气时的用电增长水平。

二是第三产业及其各行业用电快速增长。与第三产业增加值保持较快增长相对应，第三产业用电量同比增长11.5%。其中，三季度增长15.3%，为2011年二季度以来的季度最高增长水平。分行业看，信息传输计算机服务和软件业用电同比增长15.3%，延续近年来的快速增长势头；金融、房地产、商务及居民服务业用电增长12.7%；交通运输、仓储、邮政业用电增长10.7%；商业、住宿和餐饮业用电增长10.0%。

三是第二产业及其制造业用电增速逐季上升，产业结构调整和转型升级效果持续显现。第二产业及其工业用电量同比分别增长2.0%和1.9%，增速同比均提高2.9个百分点；制造业用电量同比增长1.1%，各季度增速分别为-1.5%、0.7%和3.8%，呈逐季回升态势。四大高耗能行业（化学原料及化学制品制造业、非金属矿物制品业、黑色金属冶炼及压延加工业、有色金属冶炼及压延加工业）合计用电量同比下降1.9%，其中，一、二、三季度增速分别为-5.8%、-1.1%、0.8%。在房地产和汽车市场回暖等因素作用下，二季度以来非金属矿物制品业、黑色和有色金属冶炼及压延加工业等重要生产资料价格总体波动上升，市场预期好转，其主要产品产量增速逐步提高，带动用电增速明显回升，也带动第二产业及其制造业用电增速逐季提高。

前三季度，在20个制造业行业中，除黑色和有色金属冶炼及压延加工业两个高耗能行业用电负增长外，其余制造业行业均实现正增长，且除四大高耗能行业及纺织业（1.9%）以外的其他15个行业用电增速均超过2%，其中，交通运输电气电子设备制造业、医药制造业、化学纤维制造业、工艺品及其他制造业、文体用品制造业等10个行业用电增速均超过5%。可见，除高耗能行业以外的其他制造业保持一定增长水平，其中新兴技术行业及大众消费品业增长势头较好，反映出当前产业结构调整和转型升级效果继续显现。

四是电力消费增长动力持续转换、消费结构继续调整。从用电增长动力看，第二产业、第三产业和城乡居民生活用电量分别拉动全社会用电量增长1.4、1.5和1.5个百分点。其中，第二产业中的四大高耗能行业下拉全社会用电增速0.6个百分点，当前全社会用电量增长的主要动力从前些年的传统高耗能行业持续向服务业、生活用电以及新兴技术行业转换。从电力消费结构看，第三产业和城乡居民生活用电量比重同比均提高0.9个百分点，而第二产业比重降低1.8个百分点，其中四大高耗能行业比重降低1.9个百分点，第二产业用电比重的下降全部来自于高耗能行业比重的下降。

五是各地区用电均实现正增长，东、中部地区增速领先。东、中、西部和东北地区全社会用电量同比分别增长5.5%、5.5%、2.6%和1.4%，增速同比分别提高4.7、5.2、0.7和3.2个百分点。总体来看，东、中部地区用电形势相对较好，是今年全国用电量增长的主要稳定力量，分别拉动全国全社会用电量增长2.7和1.0个百分点，西部地区拉动0.7个百分点，东北地区拉动0.1个百分点。

（二）发电装机容量快速增长，电力供应能力总体富余

前三季度，全国主要电力企业合计完成投资同比增长12.4%。其中，电网投资增长31.6%，主要是电网公司贯彻落实国家相关文件精神，加大了城乡配网及农网升级改造力度，全国110千伏及以下电网投资同比增长51.5%；电源投资同比下降10.9%，除太阳能发电外的其余各大类型电源投资均同比下降。

前三季度，全国基建新增发电装机7270万千瓦、同比少投产159万千瓦，其中新增非化石能源发电装机4408万千瓦。截至9月底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量15.5亿千瓦，同比增长10.8%，超过同期全社会用电量增速6.3个百分点。前三季度，全国规模以上电厂发电量4.37万亿千瓦时，同比增长3.4%。发电设备利用小时2818小时，同比降低179小时。

电力供应主要特点有：

一是火电新增装机规模同比减少，发电设备利用小时同比继续降低。今年国家出台了促进燃煤发电（以下简称煤电）有序发展相关政策，前三季度

火电完成投资同比下降8.4%，降幅逐季扩大；火电新增装机2901万千瓦（其中煤电2266万千瓦），同比少投产1054万千瓦，国家控制煤电建设的相关政策效果有所显现。9月底全国6000千瓦及以上火电装机容量10.3亿千瓦、同比增长7.3%。全国规模以上电厂火电发电量同比增长0.8%，9月份，受电力消费较快增长以及水电发电量大幅下降等影响，当月火电发电量同比增长12.2%，拉动今年以来火电发电量累计增速首次实现正增长；设备利用小时3071小时（煤电3166小时），同比降低213小时，为近年来同期最低水平，广西、四川、云南和西藏不足2000小时，其中云南仅872小时。

二是水电发电量较快增长，发电设备利用小时同比增加。水电投资同比下降20.5%，已连续4年下降；新增水电装机788万千瓦，其中抽水蓄能电站239万千瓦。截至9月底，全国6000千瓦及以上水电装机2.8亿千瓦，同比增长3.9%。全国规模以上电厂水电发电量同比增长8.6%，受来水形势变化等因素影响，前三季度全国水电生产呈现前高后低的特征，9月份发电量同比下降11.4%；设备利用小时2766小时，同比增加127小时。

三是并网风电装机容量及发电量快速增长，设备利用小时降幅略有收窄。风电投资下降29.2%；截至9月底，全国并网风电装机1.4亿千瓦、同比增长28.0%；全国6000千瓦及以上电厂风电发电量增长26.8%，设备利用小时1251小时、同比降低66小时，降幅较上半年收窄19小时，吉林、新疆和甘肃等省份设备利用小时低于1000小时，其中甘肃仅870小时。与上年同期相比，新疆、宁夏和甘肃风电设备利用小时同比分别降低388、358、105小时。

“三北”地区部分省份弃风情况仍然较为严重。

四是并网太阳能发电装机容量翻倍增长，太阳能发电设备利用小时降幅扩大。受光伏发电上网电价限期下调政策影响，一大批太阳能发电项目集中投产，太阳能发电装机新投产2254万千瓦、同比增

加1571万千瓦，截至9月底全国并网太阳能发电装机容量7075万千瓦（其中绝大部分为光伏发电），同比增长超一倍。前三季度，全国6000千瓦及以上电厂并网太阳能发电量460亿千瓦时、同比增长63.4%；全国并网太阳能发电设备利用小时889小时，同比降低107小时，宁夏、新疆和青海降幅超过100小时。西北地区部分省份弃光情况较为突出。

五是核电装机及发电量快速增长，核电设备利用小时持续下降。核电投资同比下降1.4%；核电新投产5台机组、503万千瓦。截至9月底，全国核电装机容量3135万千瓦，同比增长29.9%，发电量同比增长22.4%；设备利用小时5235小时、同比降低290小时，降幅比上半年扩大181小时。与上年同期相比，除广东外的其余省份设备利用小时降幅均超过250小时。其中，福建、辽宁分别降低645、780小时，主要原因是近两年用电增长放缓而装机容量快速增长，尤其是多台核电机组陆续投产导致部分核电机组降负荷运行甚至停机备用。

六是跨区、跨省送电实现一定增长。受电网公司加大华中和南方水电以及西北风电外送消纳等影响，跨区送电量增长5.6%。跨省输出电量增长4.4%，南方电网区域西电东送电量同比增长6.2%。

七是全国电煤供需形势由宽松转为偏紧、电煤价格急剧上升，发电用天然气供应总体平稳。前三季度，全国煤炭市场需求低迷，但受煤炭去产能控产量影响，煤炭产量降幅明显超过消费量降幅，导致电煤供需失衡，煤炭库存下降，同时，煤炭运输环节受阻，全国电煤供需形势从宽松逐步转为偏紧。部分地区紧张，电煤价格急剧上升，加剧煤电企业经营困难局面。一季度，全国天然气需求明显回升，个别地区部分时段天然气发电供气受到一定影响；二、三季度，进入天然气消费淡季，需求明显回落，天然气发电供气总体有保障。

（三）全国电力供需总体宽松、部分地区相对过剩

华北、华东区域电力供需总体平衡，华中、南方区域供需总体宽松，东北和西北区域电力供应能力过剩。

二 四季度及全年全国电力供需形势预测

（一）四季度全社会用电量增速环比回落，全年增速高于上年

四季度，预计气温因素对用电的影响比三季度有所减弱，预计全社会用电量增速将比三季度有所回落；预计全年全社会用电量同比增长4.5%左右，其中气温因素拉高全年增速2个百分点左右，明显超过预期，也导致全年用电增速明显超过预期。

（二）火电新增装机少于上年，非化石能源占比进一步提高

预计全年全国基建新增发电装机1.2亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机7000万千瓦左右，火电5000万千瓦，比上年减少1600万千瓦左右。预计2016年底全国发电装机容量将达到16.4亿千瓦，其中，非化石能源发电6.0亿千瓦，占总装机比重将上升至36.5%左右。

（三）电力供需的外部影响因素诸多，不确定性增加

一是迎峰度冬期间部分地区电煤供应将可能偏紧甚至紧张，个别地区部分时段天然气发电供气预计会受到一定影响。二是电煤价格急剧上涨，加剧发电企业经营困难局面，将可能影响到电力热力供应。三是气象部门初步预计迎峰度冬期间我国气温呈北冷南暖的特征，低温天气将加剧吉林等东北地区电煤供需紧张局面。四是全国水电厂蓄能值同比减少，结合气象部门预测今冬全国大部地区降水以偏少为主的初步判断，预计四季度全国水电生产形势总体不容乐观。

（四）全国电力供应能力总体富余，部分地区相对过剩

预计四季度全国电力供应能力总体富余、部分地区相对过剩。其中，东北、西北区域电力供应能力过剩，华北区域电力供需总体平衡，华中、华东区域电力供需总体宽松，南方区域电力供需总体宽松，其中贵州因电煤紧张以及来水偏枯导致电力供需偏紧。预计全年发电设备利用小时3800小时左右，其中火电设备利用小时将降至4150小时左右。

三 有关建议

（一）坚持多措并举，保障电煤市场稳定供应

随着一系列煤炭去产能政策的相继落实，煤炭供给侧结构性改革取得了一定成效，但也出现了电煤价格急剧上涨、部分地区电煤供应紧张等新情况，应密切关注出现的新形势、新问题，及时采取有效措施，避免煤炭市场大起大落反复出现。一是督促各地严格落实《关于适度增加部分先进产能投放保障今冬明春煤炭稳定供应的通知》（发改电〔2016〕605号）等文件要求，尽快加大释放安全高效先进煤矿产量，加快回补各环节煤炭库存，满足冬储煤的实际需要，以保障电煤稳定供应，并尽快抑制煤价上涨趋势。二是协调解决好煤炭运输环节问题。国家有关政府部门及单位积极协调铁路运输部门，保障电煤运力，尤其及时向华中等远距离跨区调运的电煤低库存地区增调铁路运力，确保电厂库存的有效提升，特别是迎峰度冬、迎峰度夏、全国“两会”等关键时期和重要节假日的电煤供应和运输。三是鼓励煤炭企业与发电企业签订中长期合同，促进煤电双方形成“利益共享、风险共担”的长期良性合作机制，规避因电煤市场价格大起大落给煤、电双方经营带来的风险；加大对煤、电双方履行中长期合同的事中事后监管，建立煤炭购销诚信保障监督体系，提高合同兑现率。四是逐步培养合理有效的市场机制，尽快制定并完善各项长效机制，科学统筹当期问题与长远发展，保障市场稳定，避免因煤炭产量和价格大起大落冲击相关产业及经济发展，实现上下游各行业的多赢发展。

（二）统筹推进电力改革与行业发展，避免行业风险聚集

当前电力行业特别是发电企业正处于市场需求增长放缓、电力交易价格下降、燃料成本大幅上涨、节能减排改造任务繁重、产能过剩风险加剧等多重矛盾交织叠加的特殊时期，企业面临严峻的经营压力和困境，急需统筹推进电力改革与行业发展。经营各项工作，积极稳妥推动改革政策落实。一是要统筹协调电力体制改革、国企改革、国有资产监督管理体制改革等多重改革与行业发展，完善相关调控政策，充分考虑改革对象的承受能力，坚持在保证行业企业运行在合理区间和健康发展的大前提

下，推进行业改革和产业调控，避免各类不利因素叠加影响造成的风险快速聚集，引发企业大面积经营困难。二是加强政府对电力市场改革的指导和监督，推进电力市场公平、有序竞争。建议中央政府有关部门密切关注改革中出现的新情况、新趋势，进一步规范电力市场化改革秩序，营造公平公开、竞争有序的电力市场环境，加强对各省级电力市场交易的指导和监管，及时纠正地方保护性的不合理政策；坚持市场为主、政府引导为辅的原则，避免政府对电力交易具体过程的过多干预。三是推动电力交易价格形成机制的建立和完善。完善电力市场交易机制，避免人为设计严重供需不平衡的电力交易市场等不规范行为，建立交易价格信息统计发布平台，逐步形成合理的价格形成机制，使价格信号真正反映市场供需。四是健全电力市场主体信用体系。健全守信激励和失信惩戒机制，加强对电力市场主体的监督和惩戒，规范电力市场交易秩序，防范恶性竞争；切实加强直接交易合同约束力，保证交易双方的履约意识，杜绝用户实际用电量与合同电量存在较大偏差、长期拖欠巨额电费等行为，维护市场秩序。

（三）坚持输出与就地消纳并重，推进市场机制化解清洁能源弃能问题

近年来我国可再生能源发电的迅速发展显著促进了能源结构的优化调整，但在电力消费市场放缓的大背景下，新能源发展过于集中和速度过快、电源电网发展不协调等矛盾，严重制约了新能源发电的健康可持续发展，需统筹协调相关部门和企业，标本兼顾，从行业全局妥善解决好弃能问题。一是提高可再生能源在更大范围内的平衡消纳能力。采取有效措施，加强送受端、区域间的协调，充分利用现有跨省（区）输电通道，结合规划加快跨省（区）输电工程，特别是可再生能源基地外送通道建设，确保现有可再生能源过剩能力得到更大范围消纳、新增发电能力能及时送出。二是提高可再生能源发电就近消纳能力。充分发挥市场机制在消纳

存量可再生能源中的关键作用，鼓励可再生能源参与电力直接交易，推进可再生能源与火电发电权交易置换，以及可再生能源替代燃煤自备电厂发电，促进可再生能源就近消纳。三是推广实行峰谷分时电价。结合电力交易市场的建立和发展，加快峰谷分时电价和实时电价的试点和推广应用；加强需求侧管理，适当加大峰谷电价差，促进低谷电能消费、提高电网负荷水平；完善阶梯电价制度，鼓励居民低谷时段用电，低谷电量不纳入阶梯电价的计量，促进居民用电增长。四是加快建立辅助服务市场，提高系统综合调峰能力。建立健全发电企业调峰、调频、备用等辅助服务考核机制和补偿机制；加快建设抽水蓄能等各类调峰电源，鼓励各方投资建设服务新能源消纳的调峰机组；贯彻落实好国家能源局关于火电灵活性改造试点的通知要求，尽快推进各批次试点项目改造，积累经验，逐步推广。五是加强政府监管，提高政策执行力度。提高国家各项清洁能源发展政策措施的统一性和连续性，稳妥处理好电力行业当期投资与长远发展之间的关系，进一步协调好地方政府和中央企业之间的关系，为清洁能源的健康有序发展提供健康的政策环境。

（来源：中电联网站）



华能长春热电厂 信用评价通过AAA级信用企业

2016年11月24日，在中国电力行业信用体系建设办公室吉林评价中心成立揭牌仪式上，中电联副秘书长江宇峰为吉林省发电企业中首家获得AAA级信用企业华能长春热电厂授牌。

此前，中国电力企业联合会信用评价办公室组织专家，对华能长春热电厂信用评价工作进行了现场评审，经过资料核查、高层访谈、现场打分等环节对其经营能力、管理能力、财务实力和信用记录进行审核，电厂以高于基准分的优异成绩获得

AAA级信用企业。

华能长春热电厂作为吉林省首家通过信用评价工作的发电企业，能够正确认识和把握电力行业发展的趋势，为吉林省电力企业信用评价工作开辟了先河，并为企业在电力体制改革中向规范化、标准化和信息化发展奠定了坚实的基础。

（华能长春热电厂 赵建华/文、图）



《吉林电力技术》征稿启事

《吉林电力技术》前身为《吉林电力资讯》，于2011年12月创刊，深受省内各发供电及电力安装企业的好评，在电力行业范围内已具有一定的知名度和影响力。

2013年3月，经吉林省新闻出版局批准，《吉林电力资讯》正式更名为《吉林电力技术》，由国家能源局东北监管局主管，吉林省电力行业协会、吉林省电力设施安装协会主办，本刊为行业内部资料性出版物，每季度发行一期。

办刊宗旨：为电力企事业单位职工搭建技术交流平台。

栏目设置：监管动态、协会动态、省电力设施安装协会专栏、本刊专稿、行业资讯、企业风采、电力探究与发展、电力市场建设、节能减排、安全管理、供电服务、技术平台、摄影图片展示等等。

本刊全年征集稿件，诚挚邀请各有关单位及个人为本刊提供丰富多彩的稿件。

一、征集内容

1. 技术交流、学术论文、调查报告、问题讨论。

职称论文征稿启事

为解决我省非国有电力企业专业技术人员职称评审问题，支持民营经济发展，根据吉林省人力资源和社会保障厅《关于印发<2013年全省职称评聘工作安排意见>的通知》（吉人社函字[2013]182号）文件精神，省内今年开始增设电力工程专业技术资格评审专业。吉林省人社厅与国家能源局东北监管局吉林业务办公室将在吉林省民营电力企业范围内开展电力工程专业技术资格评审的试点工作，重点对我省发电和电力安装等企业中的专业技术人员进行助理工程师（初级）认定和工程师（中级）的资格评审。有关申报条件标准和政策，详见协会网站信息(www.eplajl.org)。

为配合做好这项工作，引导电力专业技术人员钻研业务，提高技术管理水平，《吉林电力技术》鼓励各民营企业技术人员踊跃投稿，征稿内容以热能动力工程专业、水能动力工程专业、输配电及用电工程专业、电力系统及其自动化专业等技术性论文、课题研究报告为主，免费刊登，投稿以word格式发送至：664175987@qq.com。咨询电话：0431-85795201，联系人：牟杨、杨莹。

2. 企业资讯稿、评论专题稿、人物访谈稿、先进事迹稿。
3. 摄影图片。
4. 企业风采展示（企业文字介绍或成果展示、业绩展示、产品展示、形象推广）。

二、投稿方式

1. 来稿请发送至664175987@qq.com，或加QQ：664175987发送稿件与图片。
 2. 通信地址：吉林省长春市南关区通化路1100号，吉林省电力行业协会《吉林电力技术》编辑部（邮编130022）。
- 联系人及联系电话：牟杨 0431-85795331

三、来稿须知

1. 来稿请标明文题、作者姓名、作者单位、通讯地址、邮编、联系电话、电子邮箱。
2. 来稿一经采用，赠阅当期刊物并给予一定稿酬。

吉林省电力行业协会、吉林省电力设施安装协会 赴黑龙江省电力设施安装协会调研学习

