

4

吉林电力技术

THE TECHNOLOGY OF JILIN ELECTRIC POWER

2017年第四期 季刊(总第二十五期)

○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



吉林省连续性内部资料出版物号：(吉) 0094094

内部资料 免费交流

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”。



2017/第4期

目
录

THE TECHNOLOGY OF JILIN ELECTRIC POWER

CONTENTS

技术平台 Technology Platform

技术研究

03 发电厂电气主设备在线监测研究

08 降低厂用电率措施研究

14 660MW锅炉热态防腐方式研究

应用实践

17 电动给水泵油挡漏油的原因分析及措施

19 350MW抽凝汽轮机供热抽汽运行必须注意的几个问题

24 汽轮机AST电磁阀电源故障分析及解决方案

电力探究与发展

26 微网系统控制器的设计分析

企业风采 Enterprise style

31 吉林省博通电力技术有限公司

政策法规 Policies And Regulations

33 国家能源局综合司关于2017年前三季度缓解弃水弃风弃光状况的通报

37 国家发展改革委国家能源局关于推进电力安全生产领域改革发展的实施意见

动态资讯 Dynamic Information

协会动态

43 吉林省电力行业协会2017年度联络员、通讯员工作会议在葫芦岛市召开



P43

吉林省电力行业协会2017年度联络员、通讯员工作会议在葫芦岛市召开



P45

吉林省电力行业统计培训班成功举办



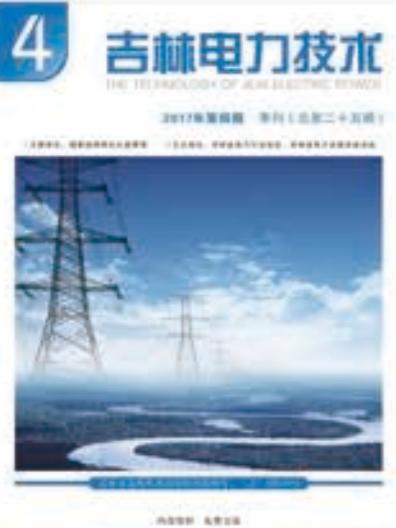
P46

协会参加全国电力工程企业协会第八届年会



P48

协会党支部参加十九大会议精神专题培训会



2017年第四期 季刊(总第二十五期)

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
出版周期：季刊
出版时间：2017年12月

编委会
主任委员：李朝华
副主任委员：张显平 鲁海威 唐剑平
杨升军 李军 牛国君
委员：王建国 侯春民 王志宽
姚飞 王海军 刘海利
纪一鸣 王吉川 陈大明
刘广伟 鞠成德 邵建波
段云奇 郑林 赵红雨
王大陆 车喜贵 刘三威
闫成志 李玉山 李勇
常芙蓉 杨丽萍 徐印东
国峰 方文霞 赵生
习亚莉 秦旭华 史洪起
李玉贵（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：牟杨 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
投稿邮箱：664175987@qq.com
网址：www.epiajl.org
印刷企业：吉林省信合印业有限公司
印刷地址：长春市宽城区富丰路2号
印刷份数：500份
赠阅范围：吉林省省内发供电及承装修试企业
吉林省连续性内部资料出版物号：（吉）0094094
内部资料，免费交流

44 吉林电力股份有限公司所属有关单位顺利完成信用体系建设咨询工作

45 吉林省电力行业统计培训班成功举办

省电力设施安装协会专栏

46 协会参加全国电力工程企业协会第八届年会

47 协会负责人参加省级社会组织负责人培训班

48 协会党支部参加十九大会议精神专题培训会

49 吉林省电力设施安装协会2017年10-12月新入会会员

单位名单

行业资讯

50 中电联发布2017年前三季度全国电力供需形势分析预测报告

56 2017年1-10月份电力工业运行简况

发电厂电气主设备在线监测研究

吉林电力股份有限公司 王永 康英哲 曹国庆

摘要：发电厂电气设备在线监测装置能提前发现设备的故障先兆，使故障得到预先或及时处理，有效避免事故扩大，从而提高系统的运行可靠性，延长设备的运行寿命，实现少停电，多供电，带来直接和间接的经济效益，减少运行人员巡视工作量，节约人力成本。本专题对目前发电厂主要电气设备在线监测的内容和系统的配置进行分析和描述（高压配电装置采用GIS），提出了在线监测设备的配置方案。

关键词：在线监测 配置 系统结构

1 引言

目前各行业对电力的需求日益增加，且对供电稳定性和可靠性的要求也越来越高，这就要求电厂运行人员随时了解设备的运行情况并且制定相应的检修计划，这就需要对运行设备进行检测。传统检测方式需将设备停电，检测手段也相对落后、复杂。发电厂中的各种在线监测装置能够在不停电的情况下准确的提供电气设备的各项参数，智能化的分析设备目前的运行状态，有力的协助运行人员及时发现、判断、处理设备存在的异常情况和隐患，并且帮助运行人员合理制定设备检修计划。

目前火力发电厂正在积极应用全寿命周期管理，其目标是在保证项目基本功能及可靠性的基础上使项目在全寿命周期内拥有综合成本最低，从而实现最佳的经济效益、社会效益及环境效益。电力设备的寿命管理覆盖了设备的寿命全过程，包括技术规范、开发、测试、验收、安装、现场投运、检查、维护、诊断和监控、大修、拆除和处理以及所有必需的管理行为。寿命管理是在对设备参数监测的基础上应用计算机技术分析设备的发展趋势，估计剩余寿命，并在确保电力设备安全可靠运行的前提下追求设备寿命期间的成本达到最低，进一步决定大修、更换或延期维护。运用全寿命周期管理理念，在发电厂主要电气设备装设在线监测系统，就能够做到对已经发生、正在发生或可能发生的故障进行分析、判断和预报，明确故障的性质、类型、

程度、原因，指出故障发生和发展的趋势及其后果，提出控制故障发展和消除故障的有效对策，将设备检修策略从常规发电厂电气设备的“定期检修”变成“在线监测”。避免被监测设备事故发生、保证设备安全、可靠、正常运行。

因此在火力发电厂对主要电气设备配置在线监测装置是必要的，能带来直接和间接的经济效益。

2 电气设备在线监测配置的原则

1) 电气设备的在线监测的选择应满足必要性、合理性和经济性要求。

2) 电气设备的在线监测范围及参量的选择应按运行和应用功能、考虑设备重要性和性价比等因素，通过技术经济比较，选用成熟可靠、具有良好业绩的产品。

3) 在线监测设备的使用不应影响一次设备的安全性和可靠性。

4) 全厂应建立统一的在线监测后台系统，实现各类设备监测数据汇总与分析。

3 主要电气设备在线监测的内容

3.1 发电机

3.1.1 发电机动态稳定监控

发电机动态稳定监控装置反映发电机工况电气量，主要功能：发电机运行状态在线检测、发电机功角检测、发电机信息管理、发电机扰动检测、发

电机轴系扭振检测与保护、发电机组调节器异常在线诊断与状态检修、发电厂局域网实时动态监控、扰动源直观检测、指导全厂机组最佳安全模式运行和最佳节能模式运行。

3.1.2 发电机绝缘过热在线监测

可自动捕捉发电机内部绝缘材料受热后其热分解颗粒物（烟气）的监测装置，并具有防爆性能和能抗油雾污染，报警后可实现自校验，确认报警真伪。

3.1.3 发电机定子绕组局部放电在线监测

局部放电监测设备主要由局部放电传感器、局部放电监测仪、便携式局部放电监测系统及专家分析软件组成。局部放电分析仪（PDA）监测法利用绕组内局部放电信号和外部噪声信号传播路径的不同来抑制噪声，耦合来自定子绝缘材料在正常运行的过程中产生的局部放电信号。PDA监测系统典型结构包括电容耦合单元、数据采集单元和数据处理单元。耦合电容器采集局部放电信号，经过滤波处理后将脉冲信号进行叠加，来判断发电机的局部放电情况。预测的故障有定子主绝缘故障、定子其他绝缘故障、电晕放电、端部绝缘放电、电连接断裂、定子绝缘整体老化、定子端部绕组表面放电等。

3.1.4 发电机转子绕组过热

转子绕组过热监测包括局部过热和整体过热，该故障可加速转子绕组局部或整体绝缘的热劣化过程。隐极转子绕组的过热故障目前尚不能直接监测温度，只能通过间接方法进行推测。精确测量出施加在转子绕组上的电压和电流，进而推算出转子绕组平均温度。通过励磁电流和补偿电刷与滑环压降后的励磁电压，求出转子电阻，再经公式计算换算出转子绕组平均温度。该数据可接入机组实时监测系统进行实时监测，在温度超过限定值时报警。

3.1.5 发电机转子绕组匝间短路在线监测

采用霍尔元件和测试线圈等磁通传感器对气隙主磁通密度或漏磁通密度进行在线监测，经过外部

示波器波形的解读了解转子绕组匝间短路故障情况。匝间短路测试线圈（探头）用电磁线绕制的小空芯线圈，固定安装于定子铁心内腔气隙中测量槽漏磁通密度。霍尔元件可安装在定子槽楔表面，避免磁通线圈在转子旋转或检修抽转子时损坏。

3.1.6 发电机定子绕组端部振动在线监测

因制造工艺的分散性，为确保端部紧固结构的运行安全，及时发现松动缺陷，有条件的发电机均可以考虑安装该监测系统。采用有成熟业绩的光纤式测振系统，当采用压电式振动传感器时只能安装在低电位，并做好屏蔽措施。

3.1.7 发电机轴电流在线监测

发电机轴电流产生的主要原因是轴承绝缘座或绝缘油被破坏，正常的轴电压对设备本身并不产生直接危害，只有在轴绝缘破坏后对地产生轴电流才产生影响。轴电流使发电机磁通不均而引起机组产生振动，轴承及其轴瓦因此受损，影响发电机机组的安全运行。因此，在百万机组配置发电机轴电流的监测设备是非常必要的。

3.1.8 发电机出线箱与封母连接处、端盖等处漏氢在线监测

以上在线监测未包含各部件的温度、冷却介质工况的物理指标（如湿度、纯度、电导率、流量、压力等参数）。冷却介质工况的化学指标（如内冷水的PH值、铜离子含量）。

3.2 变压器

3.2.1 变压器油色谱在线监测

变压器内部存在的潜伏性过热或放电故障会加快产气的速率，随着故障的缓慢发展，裂解出来的气体形成气泡在油中经过对流、扩散作用，就会不断地溶解在油中。通过对变压器油中气体的组分和含量分析，可以得出与之相对应的变压器绝缘老化程度或故障类型。

变压器油中溶解气体在线监测装置从检测功能上分为两类：第一类属于定性检测，通过监测单一组分或两种组分来监测变压器的运行状况，第二类

属于定量检测，对油中多种组分的气体进行分离检测。目前油中溶解气体分析应用多种组分气体的在线监测技术，比如六种、七种、八种、九种气体组分。变压器油中微水在线监测系统可连续、在线自动分析变压器油中水分的含量及增长率，对及时发现变压器油因含水量高而引起的故障具有十分重要的意义。

3.2.2 变压器震动在线监测

变压器特殊结构和运行条件显示，其漏磁过大、结构机械稳定性较差，加之电磁力周期性变化造成铁芯饼弹性形变周期性变化从而引起机械振动。

通过安装在变压器壁上的加速度传感器可以在线监测机械振动的幅值，从而可以快速、有效的提出振动处理方案。

3.2.3 变压器套管绝缘在线监测

变压器高压套管在长期运行中因污秽、化学腐蚀、电闪、发热、机械力等环境条件变化的影响，绝缘性能逐渐下降，并可能导致严重缺陷。变压器套管绝缘性能的好坏可以由套管内部绝缘体的介质损耗，末屏等效电容和末屏泄漏电流来判定。在线监测高压套管的末屏电流，介质损耗和等效电容，可以反映套管的绝缘状况变化和发展趋势，为状态检修提供可靠的判据。

3.2.4 变压器铁芯接地电流监测

有关资料统计表明因铁心问题造成的故障比例占变压器各类故障的第三位。因此，必须最大限度地预防变压器铁心故障的发生，做到及时发现，及时处理，以确保整个电力系统的安全可靠运行。对变压器铁芯接地电流通过传感器感应出信号经放大后能被及时监测出来，出现异常情况时，使人们能够及时采取调控措施或由自动控制系统自动处理，避免变压器故障的发生。

3.2.5 变压器局部放电监测

导致电力变压器事故的主要原因是绝缘性能的劣化。很多绝缘缺陷的逐步发展，都会出现局部放电不断增强的现象，有可能引发变压器绝缘更大强度的老化放电，甚至接地短路、匝间短路、绝缘大面积烧化等重大故障。变压器局部放电在线监测具有非常重要的意义。

变压器局部放电在线监测目前有超音频法、脉

冲电流法、超声波法、射频检测法等。变压器油及油/纸绝缘中发生的局部放电，其信号的频谱很宽，放电过程可以激发出数百甚至数千兆赫兹的超高频电磁波信号，而发电厂现场的干扰信号频谱范围一般在150MHz以下，且在传播过程中衰减很大。采用基于超高频电磁波测量的局部放电测量技术（UHF），检测局部放电产生的数百兆赫兹以上的超高频电磁波信号，可有效得避开各种电晕等干扰信号，具有抗干扰能力强、灵敏度高、实时性好且能进行故障定位，已成为目前局放检测技术的主要方法。

3.2.6 变压器绕组测温在线监测

使用光纤探头直接、实时测量变压器线圈温度已成为当前国际通行的测量方式，它可以直接通过放在线圈中的传感探头实现真实、准确测量“最热点”的温度。无需校准。光纤探头要求采用非金属、非电导性的材料，并且不受高电压、高射频和强电磁场的影响，稳定性强。

3.2.7 变压器绕组变形检测装置

通过对变压器机械参数的检测，确定变压器绕组变形的检测装置。

3.3 气体绝缘金属封闭组合电器（GIS）

3.3.1 SF₆气体在线监测

SF₆电器设备在运行时，不可避免地会发生电器设备内SF₆气体向外泄漏而导致电器设备内SF₆气体密度下降；同时电器设备外部潮气也会渗透进高压电器设备内部，引起设备内SF₆气体中微水含量超过规定标准，使高压电器设备存在安全隐患。

GIS中内置SF₆传感器，其高精度压力、温度及湿度传感器经过A/D转换成数字量，再经过微处理器进行补偿运算及处理，通过RS485接口将采集数据发送到SF₆微水监测单元；SF₆微水监测单元通过显示器直接显示被测SF₆气体的温度、压力、密度和含水量。

3.3.2 局部放电在线监测

局部放电监测也是GIS在线监测的一个重要内容，很多故障都可以从放电量和放电模式的变化中反映出来。局部放电在线监测方法大体上可分为四类：脉冲电流法、超声波法、射频检测法、超音频法（即UHF法）。UHF法为GIS局放在线监测的首选方法。GIS局部放电在线监测能够实时地、准确地了解

GIS运行状态，及时发现和消除故障隐患。

3.3.3 断路器动作特性监测

断路器的动作特性监测高压断路器是电力系统中最重要的开关设备，它担负着控制和保护的双重任务，开关状态的好坏直接影响着电力系统的安全运行。对高压断路器实施在线监测和故障诊断，掌握其运行特性及变化趋势，对提高其运行可靠性极为重要。在线监测主要包括机械特性在线监测、触头电寿命监测等，监测内容有泄漏电流监测、气体密度监测、开断次数监测、累积开断电流监测、振动波形监测、分合闸线圈电流波形监测、断路器红外成像监测和操作机构油压监测等。

3.4 避雷器

3.4.1 避雷器泄漏电流监测

避雷器的保护功能是通过释放电量完成，能量是以电流的形式流入大地而实现的。冲击电压消失后，避雷器恢复电压即系统的工频电压，此时，避雷器在工频电压的作用下从内部和外部向大地流过微小的泄漏电流，在工作现场对避雷器的性能检查和试验主要就是对其施加各种电压，监视避雷器的不同的泄漏电流来判断其性能好坏的，所以在线监测避雷器的在各种电压的泄漏电流，有着十分重要的意义。

3.4.2 计数器监测

避雷器放电计数器是用来监测避雷器放电动作的一种高压电器，其构造由非线性电阻、电磁计数器和一些电子元件组成。在正常运行电压下，流过计数器的漏电流非常小，计数器不动作。当避雷器通过雷电波、操作波和工频过电压时，强大的工作电流从计数器的非线性电阻通过，经过直流变换，对电磁线圈放电而使计数器吸动一次，来实现测量避雷器动作次数的装置。

3.5 容性设备

高压电容式电压互感器、高压电流互感器等容性设备，其绝缘在线监测与变压器的套管绝缘在线监测类似，都是监测其末屏电流、介质损耗、等值

电容等参数，以实时在线判断设备绝缘水平。

4 发电厂主要电气设备在线监测的配置及系统结构

发电厂主要电气设备的在线监测系统设统一后台，接口类型和传输规约。全厂配置唯一的状态线监测后台系统对厂内主要电气设备的在线监测数据进行汇总，诊断分析。全厂在线监测系统采用分层分布式结构，总体结构分为现场监测单元、系统服务器和后台机三大部分组成。

4.1 发电厂主要电气设备在线监测的配置

发电厂主要电气设备的在线监测按满足必要性、合理性和经济性的要求，配置如下：

主要电气设备	在线监测类别
发电机	定子绕组局部放电在线监测
	绝缘过热在线监测
	转子绕组匝间短路在线监测
	定子绕组端部振动在线监测
	轴电流在线监测
主变压器	变压器油色谱在线监测
	变压器套管绝缘在线监测
GIS	SF ₆ 气体在线监测
	局部放电在线监测

4.2 现场监测单元

现场监测单元包括：变压器在线监测单元、发电机在线监测单元、GIS在线监测单元等。系统服务器具有数据采集存储、数据接口通信、单元配置、故障报警、故障诊断和WEB服务器等功能。客户端具有监测数据浏览查询、趋势分析、报警功能、数据导出、数据备份恢复、报表打印等功能。

4.3 系统服务器

系统服务器具有数据采集存储、数据接口通信、单元配置、故障报警、故障诊断和WEB服务器等功能。系统服务器控制和管理各监测单元并采集、存储在线监测数据，对电力设备的运行状况进行评价和分析，并对有关数据进行融合，建立电力设备运行与检修管理数据中心。在线监测系统服务

器可以与全厂自动化管理系统进行通讯，可向其提供所需的设备在线监测数据。

4.4 后台机

后台机具体指电厂电气分厂用户、值长用户、SIS用户、MIS用户。客户端具有监测数据浏览查询、趋势分析、报警、数据导出、数据备份恢复、报表打印等功能。在基于WEB页面的监控平台下，用户可对电力设备的综合状态进行远程实时在线监测和诊断，制定维护和检修策略。

5 结束语

综上所述，发电厂主要电气设备的在线监测的配置满足了必要性、合理性和经济性的要求，满足

了发电厂电气主要设备的全寿命周期管理，保证基本功能及可靠性的基础上使主要电气设备拥有综合成本最低，从而实现最佳的经济效益、社会效益及环境效益。

参考文献

- [1]隐极发电机在线监测装置配置导则（DL/T 1163-2012）
- [2]国家电网公司变电设备在线监测系统技术导则（生变电函〔2006〕25号）
- [3]变电站二次接线设计技术导则（Q/G 1-D012-2010）



JISHUYANJIU

降低厂用电率措施研究

吉林电力股份有限公司 吕峰 王永

摘要:厂用电率是发电厂主要技术经济指标之一,这一指标在工程建设过程中控制的好坏,将直接影响电厂长期运行的经济效益。本文以某电厂 $2 \times 350\text{MW}$ 机组设计为依据,通过对工艺系统的合理配置与布局、主机设备的优化选择以及技术创新等降低厂用电率措施,极大的降低了厂用电负荷,从而使厂用电率得以降低。经计算,供单位热量所耗的厂用电量为 4.1kWh/GJ ;供热厂用电率 1.59% ;发电厂用电率 2.91% ;综合厂用电率 4.5% ;虚拟纯凝工况厂用电率 4.49% 。

关键词:厂用电率措施优化

1 概况

某电厂 $2 \times 350\text{MW}$ 机组设计总平面布置方案采用二列式布置格局。锅炉为 350MW 超临界参数变压运行 π 型炉、一次中间再热、切圆燃烧、平衡通风,锅炉效率不小于 93.05% 。汽轮机为超临界、一次中间再热、三缸两排汽、单轴、抽汽凝汽式、八级回热抽汽。汽机进汽参数采用 $24.2\text{MPa}/566^\circ\text{C}$ / $566^\circ\text{C}/$,设计平均背压暂定为 4.0kPa(a) 。汽轮机铭牌功率为 350MW ,铭牌工况平均背压 7.2kPa(a) 。发电机额定功率选择为 350MW ,发电机励磁系统采用自并励静止励磁,冷却方式为水氢氢。

2 提出问题

火力发电厂厂用电率是电厂主要技术经济指标之一,这一指标在工程建设过程中控制的好坏,将直接影响电厂长期运行的经济效益,因此如何降低厂用电率指标对电厂在今后降低运行成本,提高竞价上网能力具有重要的意义。本文将对电厂设计中采取的降低厂用电率措施进行论述和汇总分析。

3 降低厂用电率的基本思路

降低厂用电率是个系统工程,涉及面广,涉及专业众多,在降低厂用电率方面,尽量遵循主从并举、新老共用、大小并重的基本思路,对设计方案进行谨慎求证、大胆创新、精心比选,以求取得良好的效果。

另外,节电措施的确定在谨慎求证,大胆创新的同时,还应注意对设计方案的精心比选,找到能使业主满意的切合点,即达到节能的目的又能满足运行的经济性要求。

4 降低厂用电率的优化措施

4.1 系统布局及配置优化措施

4.1.1 全厂布局优化措施

本工程优化过程中,结合现有场地条件,在总平面布置和主要工艺流程上,尽量压缩厂区面积,优化工艺流程和主要系统布置,以最大限度地发挥设备的功能,达到满足规范、经济合理、适合运行、便于管理的要求,经集约化整合和精细化设计,采用联合、合并等优化布置厂区围墙内用地面积为 11.88hm^2 ,有效缩减了各系统距离和管道长

度,降低了额外损耗,使用电负荷有了一定的下降。

4.1.2 主厂房布局优化措施

优化主厂房布置,本工程主厂房采用两列式布置,即汽机房、锅炉房。采用联合式中间侧煤仓,煤仓间跨距 16m ,两台机组的磨煤机均布置在联合侧煤仓间内,共用一条检修通道。除氧器和脱硝装置布置在锅炉钢架内,主厂房区自北向南依次为汽机房、锅炉房及侧煤仓间、除尘器、引风机室、脱硫设施及烟囱。汽机房A排至烟囱中心线的距离为 157.98m 。

经过优化,主厂房体积得到压缩,运转层高度降低,这些措施有效减少了管道长度,从而降低了管道阻力,降低了水泵的电耗。

4.1.3 锅炉烟风系统优化措施

4.1.3.1 合理安排送引风机及其它风机的烟风道的位置、距离、通径、转弯半径等,降低烟风道系统阻力。风机的耗电量约占机组发电容量的 2.175% ,风机运行效率提高一个百分点,每台机组年节电约 52.98万千瓦时 ,提高引、送、一次风系统效率,降低挡板等损耗对降低厂用电率作用明显。

采用先进的流态模拟软件Fluent对烟风煤粉管道从管道布置到内撑设置等方面进行研究并采取优化措施(如新型导流板),在安全、稳定、经济、合理的前提下可降低烟、风、煤粉管道的阻力,每台机组烟风系统可节省电耗约 485.59kW 。

4.1.3.2 设置空气预热器旁路以及低温省煤器,降低排烟温度,回收烟气热量,同时也可降低引风机流量和功耗。

4.1.5 根据 350MW 燃煤供热机组汽轮机有关参数,对主冷却水系统冷却倍率、凝汽器计算冷却面积、主冷却水干管管径等参数组合进行了优化计算。两台机组主冷却水系统采用扩大单元制供水系统,两台机组配置4台主冷却水泵,可满足不同季节冷却水量的调节要求,节约厂用电。

4.1.6 运煤系统的卸煤装置采用1套单车翻车机系统,两期分开独立建设;煤场采用全封闭通过式条形煤场,储量为 12天 ,煤场设备机上带分流设备,可通过煤场设备实现系统直供;上煤系统采用穿烟囱方案,煤仓间采用三路带式输送机卸煤,两运一备;在系统布置上,尽量简化流程,各段栈桥均为最大倾角,缩短间距,减少占地,使工艺流程

简洁合理,做到了输送距离最短,转运次数最少,输送机数量最少,皮带电机耗电量低,最大程度的降低了耗电量。

4.1.7 结合除灰、热控、热机、脱硫、化水等专业用气要求,全厂设一座供气中心(空压机站),为各用户提供气源。设备可以通过母管有效连接,提高设备利用率,减少备用设备数量,提高供气可靠性,同时降低耗电量。

4.1.8 采用低低温静电除尘器,入口烟温降低,烟气体积流量降低,减少除尘器有效断面积,粉尘比电阻降低,有利于收尘,减小了除尘器的电负荷。

4.1.9 为降低能耗,减少管道阻力,渣仓布置在锅炉房的两侧,有利于缩短运输距离,降低能耗。取消渣水处理系统,大大减少了设备数量和电负荷。

4.1.9 脱硫工艺系统布置合理,采用石灰石湿法脱硫,采取了优化脱硫附近烟气系统设备设置及烟道布置;采用喷淋塔,减小吸收塔本体阻力;增压风机与引风机合并设置等措施,使厂用电耗得到降低。

4.1.10 汽机房采用自然通风,不设置屋顶通风机等设备,其他建筑空调自动控制系统与室外空气焓值联锁,过渡季大量使用新风,空调制冷系统使用高效、环保制冷剂(工质),提高制冷效果。

4.1.11 对低压变压器的设置和布置进行优化,主厂房外将变压器设置在负荷集中的区域并尽量将辅助车间低厂变合并设置,主厂房外公用系统仅设置6台互为备用的低压变压器;低压厂用电系统尽量采用暗备用的动力中心(PC)-电动机控制中心(MCC)接线方式,低压厂用变压器成对设置,互为备用,正常运行时变压器只带额定容量 50% 的负荷,这样每段2台变压器可减少负载损耗 50% ,大大降低了低压厂用电系统的变压器损耗。

4.1.12 对全厂电气设施布置、电缆路径的走向进行优化,根据缆流情况优化电缆路径的布置,依托计算机辅助设计、三维设计,对电缆数量、桥架数量进行精细化设计,电缆长度也较以往工程有所缩短,减少了线损。

4.2 设备选择优化措施

4.2.1 设备性能参数选择优化措施

4.2.1.1 在工程中对主机进行合理匹配,锅炉、汽轮机、发电机选型协调,锅炉采用效率较高、年费用较低的 350MW 超临界参数变压运行 π 型炉,锅

炉BMCR出力取为TMCR进汽量的1.05倍。汽轮机为超临界、一次中间再热、三缸两排汽、单轴、抽汽凝汽式、八级回热抽汽。发电机的额定容量与汽轮机热耗验收工况(THA)下的出力相匹配；发电机的最大连续输出容量与汽轮机最大连续出力工况(TMCR)下的出力相匹配。发电机最大出力能满足汽轮机VWO工况出力。在主机厂落实后，将进一步研究机、炉、电三大主机的参数匹配问题，以获得最佳的运行效果，节能降耗。

4.2.1.2 为提高效率，降低能耗，本工程主要辅机型选型工况点尽量设在高效区，杜绝偏离高效区，设计选型杜绝大马拉小车的现象。这个问题在以往工程的风机、水泵上的反映特别突出。选型合理优化，风机和电动机减小，电动机的功率消耗会随之减少。

4.2.1.3 锅炉烟风系统的能耗在厂用电能耗中占有很大比重，因此对锅炉烟风系统参数进行优化对降低厂用电能耗具有很大作用。锅炉送、引风机及一次风机选型基准点定在BRL工况，风机的风量裕

量和压头裕量按《大中型火力发电厂设计规范》(GB 50660—2011)中最小值选取，设备本体阻力采用制造商提供的最大阻力，不再计取裕量。

4.2.1.4 由于发电厂的水、风、煤的耗量必然随着发电负荷的变化而变化，所以就有必要根据电网负荷需求而随时对机组水泵、风机等需要调节的负载进行调节。因此采取措施优化系统的调节能力，使用具有节能效果的调节或控制设备，使厂用电负荷能够在合理的输出功率下运行，对降低厂用电能耗具有重要作用。

a) 应用变频调速技术优化调节能力

近年来，变频调速技术由于其节能效果明显，设备可靠性较高而在发电厂中得到日益广泛的应用，已成为节能方面的一项关键技术。

表4.2-1为火力发电厂内可采用变频调速辅机简表，通过变频节能系统的优化应用与系统整合，实现厂用电率、运行煤耗、水耗等生产指标的整体下降，达到机组运行的全面节能。

表4.2-1 火力发电厂内可采用变频调速辅机简表

序号	可进行变频调速的辅机设备	辅机运行特点	变频器配置接线方式	对变频器性能的要求
1	锅炉吸风机、送风机、排粉机、一次风机、烟气再循环风机等	连续不间断运行，随负荷变化经常调整，调节频率频繁	变频器与负荷一般按一拖一配置	变频器应具有瞬停再启动功能和飞车启动功能
2	汽机给水泵、凝结水泵	泵数量一般按机组容量配置，一运一备或两运一备，运行中需要根据负荷进行切换和频繁调节	变频器与负荷按一拖一或一台变频器可分别拖带多台负荷配置	变频器应具有瞬停再启动功能、飞车启动功能和工变频互切功能
3	灰浆泵、循环水泵、热网循环水泵等	一般都采用母管制，属并列运行方式。根据负荷需要运行1台或2台，其它备用。	一般按只安装1台变频器并可分别拖带多台负荷配置，1台运行时变频运行，两台运行时1台工频1台变频运行。	无特殊要求
4	工业水泵、生活消防水泵、中间水泵、热网补水泵、热网疏水泵、除盐水泵、疏水泵、补水泵等	泵数量一般按机组容量配置，1运1备或两运一备	同上	无特殊要求
5	输煤叶轮给煤机、锅炉给煤机、给粉机	这类机械属于恒转矩机械，启动转矩较大	变频器与负荷一般按一拖一配置	变频器应具有较大的启动转矩

经过综合的技术经济比较，对热网疏水泵采用变频方案，使热网疏水泵在高效区运行。此外，对于其它低压辅助系统负荷如给煤机、部分化学水和水工系统负荷也根据需要采用变频调速装置，以便根据不同的负荷及参数调节电动机的转速，达到节约能源，降低厂用电的目的。

b) 通过系统配置优化调节

除应用变频调速装置外，对循环水系统等随季节变化而变动的负荷可以采用通过系统配置的优化来改善调节能力。电厂要求循环水系统经济水量随机组负荷、循环水温的变化而变化，而通过开泵台数调节流量是我国火电厂多年来比较常用的，成熟通用的调节方式，不需要额外投资。本工程通过对循环水泵设置台数以及是否采用扩大单元制的分析，推荐采用扩大单元制，每台机组配置2台定速循环水泵的配置方案，运行期间通过调整开泵数量并利用扩大单元制的调剂能力满足机组运行，不仅节省了投资，也降低了运行期间的电耗。

4.2.2 设备选型的优化

4.2.2.1 引风机采用定速电机驱动动叶可调轴流式风机。三大风机皆采用动叶可调轴流式风机，风机效率较高、电耗较低。

将冷一次风和送风暖风器设置在风机出口，使得风机选型方面，体积流量下降10%，节省厂用382kW。

回转式空气预热器热风出口侧，设置前置式管式空气预热器，提高了一次风温增加制粉系统干燥出力的同时，降低了一次风率，同时降低了排烟温度。仅一次风和送风系统，单台机组共电耗节省820kW，达到了降低电耗的目的。

4.2.2.2 磨煤机的选型需要将煤种、锅炉型式以及磨煤机三者之间联系起来考虑，经过技术经济比较，磨煤机采用性能优越，技术成熟的MPS200-HP-II中速磨煤机，在一定程度上降低了厂用电耗。

4.2.2.3 采用汽动给水泵，大大降低了厂用电耗。

4.2.2.4 在除尘器本体选择上，采用低低温静电除尘器，并在脱硫后预留湿式静电除尘器位置，低低温除尘器系统大大减小了除尘器体积，减小了除尘器的电负荷。

静电除尘器采用高频电源和工频电源混合的节能供电方式，每台炉配置两台双室五电场的电除尘

器。每室两个前电场配高频电源，后三电场配工频电源。前电场除尘效率的提高，减轻了后电场负担，对于后电场而言，相当于锅炉机组降低负荷。这种节能空间是极为可观的。在许多工况条件下，在有电除尘智能监控系统时，节能软件以锅炉负荷、浊度、烟气温度等多种信号为反馈，由监控系统对电除尘器各电场的运行工况进行在线动态分析，自动实现组合供电，使电除尘处于一个经济的运行模式和运行工况，从而达到保证除尘效率的前提下最大限度地节约电除尘的耗电量，实现提效最优化和节能最大化。可促进除尘电源系统节能达50%以上，其节能降耗十分可观。

4.2.2.5 对于经常连续运行的用电负荷选择YX、Y2-E等系列高效电动机。高效电动机的总损耗平均较普通电动机下降20%~30%，效率提高约3%。

4.2.2.6 在变压器选型上优先选用低损耗变压器，降低变压器的空载损耗(铁损和杂散损耗)和负荷损耗(铜损)，提高变压器效率。

4.2.2.7 照明设计中采用高光效、节能的LED灯、细管荧光灯、紧凑型节能灯和电子镇流器。在相同的照度下细管荧光灯比粗管荧光灯节电35.9%，紧凑型节能灯比白炽灯节电75%；在确定工程照度标准时应综合考虑视觉功效、舒适的视觉环境、技术经济和节能等因数。对于锅炉照明和道路照明等某些前夜和后夜照度要求不同的地点，可以采用间隔开灯的方式或整体降低电压以减小照度的方法来节能。另外在照明专用变低压侧加装电压自动分级补偿装置，厂区照明采用具有时控和光控等功能的微电脑控制器控制。屋外照明采用太阳能照明方式，可大大减少照明能耗。

4.2.2.8 低压厂用电系统中对容量为75kW以下的低压电动机一般采用交流接触器作为操作电器。传统的低压交流接触器采用交流线圈通电的方式进行合闸保持，为保持吸合而消耗能量。而采用永磁式交流接触器可以大幅度减少电能损耗。永磁式交流接触器与传统电磁交流接触器的用电比较见表4.2-2。

JISHUYANJIU

表4.2-2 永磁式交流接触器与传统电磁交流接触器节电效果对比表一宽表

永磁式交流接触器					传统交流接触器					
规格	mA	V	VA	年用电度数	规格	mA	V	VA	年用电度数	年节电度数
25	1.7	220	0.374	3.28	25	116	220	25.52	223.56	220.28
40	1.7	220	0.374	3.28	40	154	220	33.88	296.79	293.51
65	1.7	220	0.374	3.28	63	290	220	63.80	558.89	555.61
115	1.7	220	0.374	3.28	100	333	220	73.26	641.76	638.48
185	1.7	220	0.374	3.28	160	461	220	101.42	888.44	885.16
265	1.7	220	0.374	3.28	250	686	220	150.92	1322.06	1318.78
400	1.7	220	0.374	3.28	400	854	220	185.90	1628.48	1625.71
630	1.7	220	0.374	3.28	630	1511	220	332.42	2911.99	2908.71

从表中可以看出，采用永磁式交流接触器节电效果十分可观，接触器数量众多，采用节能型是十分必要的，且永磁接触器还有无噪声、防晃电、断电延时保持功能，这些优点对电厂安全运行是十分必要的。

表5.1-1 厂用电负荷统计表

序号	设备名称	额定容量(kW/kVA)	安装台数	备用台数	备注
1	循环水泵	1000	4	0	采用扩大单元制
2	凝结水泵	450	6	2	
3	电动给水泵	1400	1	0	启动泵
4	磨煤机	560	10	2	
5	一次风机	2560	2	0	
6	送风机	1490	2	0	
7	吸风机	6400	2	0	
8	热网循环水泵	800	1	0	备用泵
9	C-3带式输送机	220	1	0	
10	电动消防泵	280	1	0	
11	浆液循环泵	310	10	0	
12	湿式球磨机	200	2	0	
13	C-5AB带式输送机	220	2	1	
14	环式碎煤机	315	2	1	
15	悬臂斗轮堆取料机	350	1	0	
16	空压机	261	5	2	
17	主厂房低压变压器	2500	4	2	
18	除尘变压器	1600	4	2	
19	公用变压器	2500	2	1	
20	输煤变压器	2000	2	1	
21	循环水泵房变压器	500	2	1	
22	翻车机变压器	1000	2	1	
23	脱硫变压器	1600	2	1	
24	化学变压器	2500	2	1	
25	等离子点火变压器	1600	6	0	

5 厂用电负荷统计及计算

5.1 厂用电负荷统计

本电厂厂用电负荷构成及统计见表5.1-1。

5.2 厂用电率计算

发电厂的设计厂用电率是年发电所需的自用电网消耗量与同一时期对应机组发电量的比值。厂用电率的计算方法依据《大型火电厂厂用电率计算导则》，对高压电动机采用换算系数法，低厂变采用负荷率法对厂用电率进行计算。

经计算，本电厂设计供热厂用电率为1.59%，发电厂用电率为2.91%，综合厂用电率为4.50%，虚拟纯凝工况厂用电率为4.49%，其中脱硫厂用电率为0.65%。供单位热量所耗厂用电量为4.1kWh/GJ。

6 结论

通过各工艺系统采取的大量节能措施，使本电厂设计厂用电率有了大幅的下降，供单位热量所耗厂用电量为4.1kWh/GJ，发电厂用电率为2.91%，

虚拟纯凝工况厂用电率为4.49%。厂用电率指标在国内同类机组中是领先的，证明了降低厂用电率措施的有效，为降低发电成本和提高电厂的经济效益创造了有利条件。

参考文献

- [1] 戴东方.电力工程电气设计手册.中国电力出版社,1989.
- [2] 韩安荣.通用变频器及其应用技术[M].北京:机械工业出版社,2000.
- [3] 汤邦俊.300MW机组火力发电厂降低厂用电率的方法研究[J].机电信息.2011年18期.
- [4] 贾育康.300MW火电机组厂用电分析及节电措施[J].山西电力.2009年02期.
- [5] 熊俊.高压变频器在火电厂的应用[D].南昌大学.2010年.



660MW锅炉热态防腐方式研究

大唐长山热电厂 毕国旗

摘要:本文阐述了锅炉停用腐蚀的危害,以大唐长山热电厂660MW机组锅炉防腐为例,介绍锅炉停用期热态防腐的方法及成效。

关键词:火电厂锅炉防腐;防腐方法与原则;干法防腐;湿法防腐;热态防腐

前言

随着工业的快速发展人们已经离不开“电”这种能源了,中国目前电能的主要来源有风能发电厂、核电厂、生物发电厂、水利发电厂、火力发电厂等,其中火力发电仍然占据电能来源的大部分,目前火力发电厂随着机组参数、容量提高,技术监控工作已经越来越重要,而化学监督是火力发电厂技术监督的一个重要部分。众所周知热力设备停运期间的腐蚀比运行期间严重得多,如果使用单位不重视锅炉的防腐工作,不建立健全各项规章制度或者不采取正确的防腐措施,就极易造成锅炉的腐蚀,锅炉的使用寿命因此就会降低,锅炉使用单位的经济效益同样也会受到严重影响。在很多情况下,停用时锅炉产生的腐蚀大大超过工作时的腐蚀。因此,了解锅炉金属腐蚀的原理,分析锅炉停炉腐蚀的原因,掌握锅炉停炉保养的方法,延长锅炉的使用寿命,保证锅炉安全经济运行,是我们的重要任务。近年来,我厂1号机组启停频繁,热力设备停运期间的腐蚀保护任务就更为突出,防腐效果不好,不仅对锅炉产生了不良的影响,而且也制约了长山厂的发展,笔者阐述了660MW机组锅炉热态防腐方式的研究,并说明了在哪些方面加以改进,以求火力发电厂的锅炉防腐技术更加完善。

一 锅炉停用腐蚀的原理

在锅炉停用期间,如果不采取保养措施,锅炉汽水系统金属内壁会遭到溶解氧的腐蚀,因为锅炉停止运行后,外界空气必然大量进入汽水系统内部,虽然锅炉已经放水,但四管内壁往往因为受潮而附着一层水膜,溶解水膜中的氧,很容易腐蚀此处的金属材料,尤其当停用锅炉的管子内壁附着沉积物或水渣时,更会加快腐蚀的进程。

锅炉停用的金属腐蚀与锅炉运行时金属腐蚀一样,都属于电化学腐蚀,腐蚀损伤呈溃疡状,它比锅炉在运行过程中因为除氧不彻底要严重的多。这不仅仅因为锅炉停用时,进入锅内的氧量多,而且因为在停运期间锅炉各个部位都能发生腐蚀。

二 锅炉停用防腐通常采用的技术方法

锅炉停炉防腐是防止金属腐蚀减薄的措施。锅炉受热面产生腐蚀的条件是金属接触到水分和氧气。因此要防止腐蚀,必须是使锅内无水分,或者是使锅内水中无氧气,或者是使水中的氧与金属无法产生化学反应。根据机组停运时间的长短有以下几种防腐方法:

1. 干法防腐

干法防腐包括正压吹干保养法、带压放水余热烘干、干燥剂去湿法、充氮法等。正压吹干保养法需要的初期设备投资较高,保养过程中需要维持锅炉温度高于环境温度10℃,能耗大,成本较高,大修打开系统时不易保护。热炉放水干燥法只适用于小机组的短期保护,由于设备内管道复杂,很难将存水放尽,最典型的是过热器弯头经常积水,保养不彻底,效果不佳。充氮法的费用高,要求系统密闭不漏,由于很难实现锅炉的完全封闭和造成锅炉无法检修而难以实施。

2. 湿法防腐

湿法防腐包括给水压力法、氨-联氨法、二甲基酮肟法等药剂保护。给水压力法维持锅炉压力5MPa,降至0.5MPa时需要再加压,操作复杂,适合短时间停炉保护,实际应用较少。氨+联氨湿法与二甲基酮肟法保护的优点是管内壁防护好,但管外壁腐蚀严重,且要求温度在5℃以上。湿法保护耗费大,需要隔离铜部件、排放液处理困难,冲洗水量大,冬季难以实现,同时排水中的联氨和氨对环境有不良影响。

锅炉湿保养、热炉放水、充氮保养等传统方法由于在机组大修时需要开放系统,无法实现充入气体和液体进行保护,存在局限性,且不能保护其它设备如汽轮机、除氧器、各种加热器、凝汽器以及所有汽水管道(包括疏水系统)系统。

三 长山厂660MW机组锅炉防腐方式探究

2017年5月、6月,我厂1号机组2次停备,按长期防腐考虑,根据我厂单机运行及系统实际,并能够满足停后检修消缺需要,经与省电科院,大唐东北所专家沟通,均采用干法防锈蚀保护(氨水碱化烘干法),防腐保护时间小于一个季度。

根据《火力发电厂停(备)用热力设备防锈蚀导则》(DL/T956-2005)要求,本方法属于热态防腐,适用于机组冷备用、锅炉大小修。具体操作如下:

1.停炉前4小时,通过调整给水加氨计量泵频率,提高给水pH值至9.5±1.0之间。

2.停炉后2小时,退出精处理系统后,调整凝结水加氨泵频率,使给水pH达9.8±2之间。

3.停炉后,迅速关闭锅炉各风门、挡板,封闭炉膛,防止热量过快散失,执行好锅炉运行规程。

4.停炉后在汽水分离器压力降至0.5MPa时,迅速放尽炉内存水,利用炉膛余热烘干受热面。

5.锅炉降压、放水过程中,应控制分离器贮水箱内外壁温差变化率小于25℃,水冷壁降温速度不超过0.25℃/min。

6.放水过程中,全开空气门,排汽门和放水门,自然通风排出炉内温汽。

7.自调整加氨量开始至停炉期间,发电管理部化验班每小时测定各水汽指标变化,运行班每半小时测给水pH值。

机组自准备停运前13小时开始,发电管理部化验班每小时进行一次水汽品质化验,同时记录机组负荷,便于对照检查机组负荷变化对水质的影响。

化验数据表明,给水pH在9.4以下时给水含铜量一直合格(给水pH运行标准为9.2~9.6),当pH达到9.4以上1小时后,给水含铜量明显上涨,并超标(实测为3.97μg/L~12.0μg/L,标准为≤2μg/L,此时机组负荷变化不大),其它指标全部合格,与正常运行数值基本相同无明显变化。

含铜量超标原因是为停机防腐作准备逐渐提高给水pH,当给水pH达到9.4以上时,给水管道中沉积的铜产物被水中氨逐渐溶解,生成铜氨络离子([Cu(NH₃)₄]²⁺),使给水、蒸汽含铜量超标。结论如下:

1.精处理高速混床正常投运情况下,机组负荷对水汽指标影响不大。

2.我厂凝汽器、高加、低加等换热管均为钢管,水汽循环系统定义为无铜系统,但系统中不可避免有铜部件或含铜合金材料,加氨调pH值对水汽指标铜离子含量有一定影响。

3.国家标准要求给水pH控制在9.2~9.6之间,运行时最佳控制值应该为9.3±1,同时热力系统中含氨量低还可提高精处理高混的运行周期。

4.采用氨水碱化烘干法防腐,pH值要求控制在9.4~10之间,实际应用中建议pH值靠近下限较好,启机时铜离子含量较低。

我厂采用氨水碱化烘干法防腐有如下优点:

1.方式方法简单,现场容易操作。
2.节省成本,660MW机组锅炉防腐一次大约需要3000元左右。
3.能取得良好的防腐效果。

结束语

随着科技的发展，锅炉防腐技术必将日益完善，热态防腐依托其较强的经济性和适应性将会得到更广泛的使用，在锅炉安全、经济运行中发挥更重要的作用。

参考文献

[1]张大琳.工业锅炉停用时的腐蚀与防护[J].天

中学刊,2004,05.

[2]朱巍,陈雪华.停用锅炉防腐处理的研究[J].工业锅炉,2008,03.

[3]周福东,王福辉,赵杨.锅炉停炉期间腐蚀的防止[J].哈尔滨铁道科技,2008,04.

[4]王景峰.工业锅炉的停炉保养[J].品牌与标准化,2010,12.



电动给水泵

油挡漏油的原因分析及措施

大唐长山热电厂 常大光

摘要:目前国内汽轮机组辅机多采用气动给水泵和电动给水泵，润滑油方式采用32号汽轮机润滑油，轴瓦润滑油油挡形式多采用齿式和环式密封，无论是齿式还是环式密封，在运行中都会发生漏泄现象，油挡长时间漏泄对机组安全稳定运行危害极大，漏泄会造成断油烧瓦，严重还会引发火灾。造成漏泄的原因有很多，如机组频繁启动；安装时间隙调整不当；润滑油油压高；进油孔过大等等，现在我们就以电动给水泵为例，分析解决润滑油油挡漏泄问题，电动给水泵润滑油油挡为环式密封，主要阐述电动给水泵油挡漏油产生的原因、措施。

关键词:电动给水泵；油环漏油；原因；措施

0 引言

电动给水泵润滑油油挡为环式密封，由于环式油挡构造特殊性，所以对环式油挡安装工艺极为严格，除按照标准安装油挡外，还对轴瓦的各来油孔进行查检，对润滑油压力进行调整，降低偶合器油位高度等方法彻底解决电动给水泵油挡漏油问题。

1 实例

以我厂电动给水泵为例，HPT200-330 I M，流量：747.3m³/h，功率：373kW，转速：6299r/min，在设备运行期间，两侧轴承室油挡均有不同程度漏油现象，对漏油部位进行处理三次后仍存在漏油。

2 造成电动给水泵油挡漏油的原因分析

2.1 润滑油压力偏高

电动给水泵润滑油工作压力为0.22MPa，标准要求润滑油工作油压力在0.15MPa以上。油压过高进入油挡内的润滑油会从油挡密封件处漏出。对电动给水泵润滑油压进行调整，调整至0.17MPa保持电动给水泵润滑油压在合格范围内运行。

2.2 偶合器泵侧润滑油供油节流孔偏大

电动给水泵两侧轴承室径向瓦进油节流孔为Φ8mm，推力瓦进油节流孔为Φ12mm，偶合器供油

节流孔为Φ17mm，将径向瓦进油节流孔和推力瓦进油节流孔进行解体确认，将偶合器供油节流孔缩小到Φ13mm，电动给水泵两侧轴承室径向瓦进油节流孔缩小到Φ5mm，推力瓦进油节流孔缩小到Φ11.5mm，节流孔缩小后保证电动给水泵径向轴承与推力轴承温度在75℃以下运行。

2.3 偶合器油位偏高

电动给水泵偶合器油位一直保持在1/2上限运行，观察两侧轴承室回油不定时会出现满管现象，回油瞬间不畅造成油挡漏油。将电动给水泵偶合器油位调整至1/2下限运行，确保电动给水泵偶合器油位过高造成回油不畅导致漏油。

2.4 电动给水泵油环检查

对电动给水泵端侧油挡安装进行解体检查，检查各部件安装位置是否符合要求，油挡安装后设备运行期间是否有磨损。

3 处理解决电动给水泵油挡漏油措施

3.1 润滑油压调整

拆除偶合器润滑油压调节口丝堵，逆时针转动润滑油压调节螺母，调整时观查就地润滑油压表，将润滑油供油压力降至0.17MPa，调整后将偶合器润滑油压调节口丝堵回装。

3.2 润滑油节流孔检查与更换安装

分解电动给水泵径向瓦进油管连接螺母，取出

节流孔将原电动给水泵两侧轴承室径向瓦Φ8mm进油节流孔换为Φ5mm，分解电动给水泵推力瓦进油管管连接螺母，取出节流孔将电动给水泵推力瓦Φ12mm进油节流孔换为Φ11.5mm，分解电动给水泵偶合器供油管法兰上的螺栓，将Φ17mm节流孔取出，更换Φ13mm节流孔，将Φ13mm节流孔装入电动给水泵偶合器供油管法兰内，对称紧固法兰螺栓。

3.3 偶合器油位调整

将板式滤油机入口管与偶合器滤油出口阀相连接，并绑扎牢固，将板式滤油机出口管接入空油桶；滤油机内放置适当滤油纸，顺时针转动手柄压紧滤油纸，开启偶合器滤油出口阀，投入滤油机电源，将偶合器高于1/2上限的润滑油导入空油桶。

3.4 电动给水泵挡油环检查

将挡油环外部密封件拆下，再将挡油环放入挡油环支架内，使挡油环处于自由状态在支架内进行左右滑动，无卡涩，憋劲现象。挡油环安装时油环内口不要抹油，应保证油环内口干清无杂质，油挡

安装时应一次安装到位，拆卸推力盘顶部锁紧螺栓拆除，并拆除内六角螺栓及夹紧环和半分环，用专用工具将推力盘取下，检查各部间隙，推力盘回装时，将推力盘安装到位后，安装半分环后将推力盘向轴端平方向打靠。

4 处理后效果对比

从2016年10月至2017年1月，我们利用电动给水泵停备机会对电动给水泵油挡漏泄进行4次改进处理，经改进调整后至今电动给水泵油挡漏泄现象基本解决。

5 结束语

我们通过对电动给水泵润滑油压调整，更换电动给水泵偶合器润滑油供油节流，降低偶合器油位高度，电动给水泵挡油环检查重新安装等措施，电动给水泵油挡漏油得到了解决，确保了辅机设备安全稳定运行。



350MW抽凝汽轮机供热抽汽运行必须注意的几个问题

大唐长春第三热电厂 程爱东

摘要：列举了350MW抽凝汽轮机供热抽汽运行必须注意的一些问题，分析了原因，指出了危害，探讨了防范措施和正确的操作调整方法，以确保350MW抽凝汽轮机供热抽汽的安全经济运行。

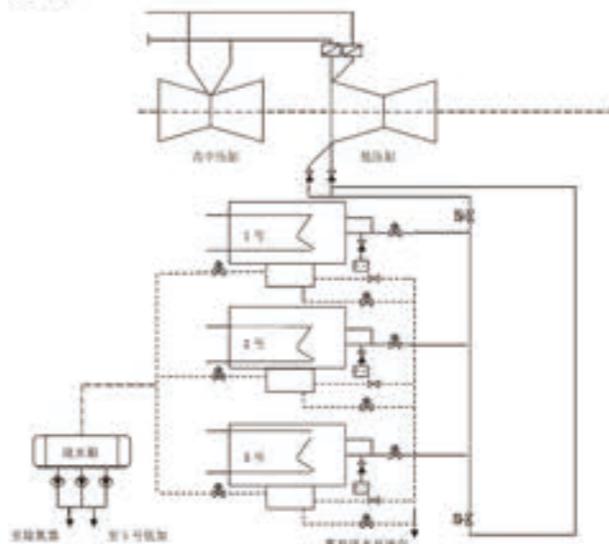
关键词：350MW抽凝汽轮机；供热抽汽；运行注意事项

一 前言

350MW抽凝汽轮机额定供热抽汽量一般为480t/h，可满足560万平方米、几十万人的采暖供热需求，或者承担相应的工业用汽负荷。如果运行操作、调整不当或者考虑不周，经常出现影响机组供热抽汽安全经济运行的故障甚至设备损坏的事故，将会严重影响正常供热和国计民生。因此，必须充分了解机组供热抽汽运行的特性，有针对性地做好防范措施，确保机组安全经济运行和可靠供热。

二 工艺流程

350MW抽凝汽轮机供热抽汽系统如图（一）所示：



图（一）350MW抽凝汽轮机供热抽汽系统

从汽轮机中压缸排汽口（即24级后）下部引出的供热抽汽经两根抽汽母管进入三台并列运行的表面式热网加热器，加热热网水后变成疏水进入热网疏水箱，由热网疏水泵升压排入除氧器或排至5号低压加热器前的主凝结水管道、进入除氧器，再经给水泵、锅炉回到汽轮机，完成汽水循环。

在两根供热抽汽母管上分别依次布置有一个逆止门和一个快关门，在热网加热器下部还设有一个电动事故疏水门和一个手动放水门。上述泵与阀门均在DCS系统中或就地手动进行操作。

在中压缸排汽口上部引出的一根中低压缸连接导管上设有电调控制的低压调速汽门。

在机组协调控制状态下供热抽汽属于牵连调节：即关小（开大）汽轮机低压调速汽门增加（减少）供热抽汽量时，高压调速汽门相应开大（关小）、增加（减少）主蒸汽流量以保持机组电负荷不变。

同样，开大（关小）高压调速汽门、增加（减少）主蒸汽流量以增加（减少）机组电负荷时，若供热抽汽压力回路切除、手动控制状态下，低压调速汽门开度不变，汽轮机各级压力包括供热抽汽室压力升高（降低）；若此时供热抽汽压力回路投入、自动控制状态下，低压调速汽门自动开大（关小），供热抽汽室压力保持不变。

三 运行中注意事项

在机组运行中，电负荷经常变化，尤其是AGC控制（省调远程控制）状态下，电负荷变化更加频繁。同时随着天气变化，供热抽汽量也需要经

常调整，由于供热抽汽系统较为复杂，监视调整操作量很大，很容易出现不安全问题。

因此，为保证供热抽汽系统乃至整台机组的安全经济运行，必须在供热抽汽投入、停止和运行维护过程中注意以下几个问题：

1、供热抽汽投入过程中，注意保持除氧器水位在正常范围内，防止过高或过低。

一台机组的汽水系统基本属于密闭循环方式，即汽水流量基本保持平衡，正常情况下只有因连续排污等少量汽水损失后，才会不定期对除氧器进行少量补水，一般补水量不超过额定蒸发量的1.5%。

在供热抽汽投入时，由于三台热网加热器已经长时间在空气中裸露（非采暖期维修、备用），加热器及其管道阀门表面会产生锈垢，因此，必须对加热器进行冲洗，即将加热器疏水排入地沟，直到化学化验疏水水质合格，方可启动疏水泵将疏水回收经主凝结水管道排入除氧器。

为保证冲洗效果，缩短冲洗时间，冲洗时供热抽汽量不应过小，这样，机组汽水损失量就会很大，这时如果不及时对除氧器补水或补水量不足时，除氧器水位就会下降很快。除氧器水位过低时，会造成给水泵汽化导致锅炉缺水事故的发生；同样当除氧器水位已处在高位时，若补水量过大或此时回收热网疏水，都会造成除氧器水位过高，严重时，会发生轴封供汽带水、汽轮机水击等不安全事故。

因此，在供热抽汽投入过程中对热网加热器进行冲洗时，应根据供热抽汽量及时调整补水量，保持除氧器水位在正常范围内。如果补水量已经最大但水位依然偏低时可适当减少供热抽汽量，待水位恢复正常后再恢复正常冲洗；若水位过高，可减少补水

表(一) 监视段抽汽压力限值

抽汽段	一抽	二抽	三抽	四抽	五抽	六抽	七抽	八抽
压力 MPa(g)	6.052	3.749	1.684	0.773	0.455	0.204	0.0685	0.0295
级数	9	13	18	22	24	26/32	28/34	29/35
高压缸			中压缸			低压缸		

量或适当增加供热抽汽量。此外，在冲洗过程中要和化学以及其它机组加强联系，保证补水压力，尽量减少连续排污量；通知锅炉暂时不要进行定期排污，如果必须定期排污时，应在单元长统一指挥下事先做好措施（除氧器水位保持高一些、供热抽汽量小一些以及加强联系等）。

2、供热抽汽投入和停止过程中，注意防止热网加热器“干烧”。

热网加热器的工作水温一般最高不超过135℃，而供热抽汽温度至少也在240℃以上。如果热网加热器在水侧未投时就投入汽侧，水侧管壁温度就会被加热（“干烧”）到240℃以上，远远超出其材料允许工作强度，造成设备损坏。

因此，我们在供热抽汽投入过程中，一定要确认热网加热器水侧已经正常投入（水侧放空气门见水、水侧出入口压力正常）后方可开启热网加热器进汽门投入汽侧运行；同样，在供热抽汽停止过程中，必须确认汽侧停止后（进汽门已经校严、汽侧压力为零、热网加热器疏水门无汽水），方可停止水侧运行，以防止热网加热器“干烧”、损坏设备。

3、加减电负荷和调整供热抽汽量时，注意供热抽汽室压力和23.24级压差。

汽轮机正常运行中，各监视段（即各级）压力与主蒸汽流量基本成正比变化，即：主蒸汽流量增加（减少），各监视段压力随之增加（减少）。由于设备材料强度是一定的，监视段压力过高就会造成叶片断裂、加热器漏泄等设备损坏事故。因此制造厂对汽轮机监视段压力都有明确规定。如以C280/N350-16.7/537/537型汽轮机为例，各监视段压力规定分别见表(一)：

凝汽工况下汽轮机正常运行，在机组主蒸汽流量不超额定值、叶片无积盐垢、高低压加热器运行正常等情况下，各监视段压力不会超过允许值。

在供热工况下，由于低压调速汽门关小，在相同负荷下供热抽汽室（24级后）压力变化很大。如果低压调速汽门和供热抽汽管抽汽调节门同时开度过小时，供热抽汽室（24级后）压力就会很高甚至超过允许值，可能导致5段抽汽安全门动作、设备超压损坏甚至机组跳闸事故。同样，低压调速汽门和供热抽汽管抽汽调节门同时开度过大时，会使供热抽汽室（24级后）压力过低、23、24级压差过大，也可能造成叶片断裂等设备损坏事故。

24级后压力及23、24级压差保护规定如表(二)：

表(二) 24级后压力及23、24级压差保护规定

项目	动作值	动作结果
23.24级压差大	0.34MPa	报警
24级后压力高	0.5MPa	报警
24级后压力高	1.5MPa	跳机

因此，在进行供热抽汽调整操作时必须注意防止由于调整不当造成供热抽汽室（24级后）压力过高或过低。应该遵循以下原则进行操作：

1、电负荷增加时，如果供热抽汽室（24级后）压力高，我们可适当开大热网加热器进汽门；如果供热抽汽室（24级后）压力不高，但23.24级压差较大，则可适当关小热网加热器进汽门。

2、关小低压调速汽门、增加供热抽汽量时，应相应开大热网加热器进汽门，防止供热抽汽室（24级后）压力高；开大低压调速汽门、减少供热抽汽量时，应相应关小热网加热器进汽门，防止23、24级压差大。

3、为防止阀门节流磨损，运行中尽可能保持热网加热器进汽门在全开位置。

4、建议在供热抽汽母管上安装供热抽汽调节门，用调节门进行运行调整。

4、电负荷较低时增加供热抽汽量，应注意防止低压缸鼓风。

额定负荷下供热抽汽量最大时（即低压调速汽门关至最小），低压缸排汽量为120t/h。当负荷较低而供热抽汽量较大时，低压缸排汽量更小、流速

亦较慢，叶片旋转时产生的鼓风摩擦热量可能不足以全部带走，导致排气温度升高，严重时会引起排气缸较大的变形，破坏汽轮机动静部分中心线的一致性，导致机组振动或其它事故。

因此，必须注意在电负荷较低时，低压调速汽门尽量不要关得太小，以保证低压缸必需的蒸汽流量。要加强监视，当电负荷较低且供热抽汽量较大时，一旦发现排气温度不正常上涨，真空基本不变，确认表计指示无误后即可判定低压缸发生鼓风。应立即开大低压调速汽门，恢复正常排汽温度。当然，在排汽温度不正常上涨时，对循环水出入口压力、温度、轴封供汽压力、凝汽器水位、真空泵电流、压力、轴封漏汽压力等均应全面检查，以做到万无一失。

5、在机组甩负荷到零或滑停过程中，应注意及时关闭供热抽汽电动门。

机组运行中，由于各种原因电负荷甩至零或很低时（如锅炉故障、发电机解列等）。只要不是必须进行紧急故障停机（如低油压、振动、串轴保护动作等）的事故，都应暂时维持汽轮机在低负荷或3000r/min状态下运行，以便故障在短时间内消除后，可以立即恢复正常工况运行，缩短故障处理时间，避免事故扩大。

而要维持汽轮机在低负荷或3000r/min状态下运行，一个必备条件就是维持真空在允许范围内。

正常运行中供热抽汽投入时，热网加热器汽侧属于正压状态，但当机组甩负荷到零或负荷很低时，低压调速汽门全开（低于175MW自动全开），供热抽汽室压力包括整个热网加热器汽侧压力会急剧下降至零以下，即负压状态，而整个热网加热器汽侧系统管路长、部件多，在负压状态下会漏入大量空气。此时，若供热抽汽电动门未关，漏入的空气就会进入汽轮机，造成真空急剧下降，导致被迫停机的事故。

同样，在机组滑停过程中，若低压调速汽门全开，而供热抽汽快关门和热网加热器进汽门未关，在负荷较低时供热抽汽室（24级后）压力亦会呈负压状态时，亦会有空气漏入汽轮机，造成真空下降。因此在机组甩负荷到零或滑停过程中，我们必须注意及时关闭供热抽汽快关门和热网加热器进汽门。

6、热网加热器投运、解列和运行中严格控制温升(温降)速度,防止设备损坏漏泄;加强对热网加热器回水管路定期放空气工作,防止气塞现象。

热网加热器投运和解列时必须严格控制温升(或温降)速度,运行期间在机组负荷、热网负荷变化时调整参数也要缓慢,避免温度、压力变化剧烈,造成对热网加热器管束的冲击。使管道和管板相联接的焊缝或胀接处发生损坏,引起端口泄漏。

由于热网加热器水侧水中溶有空气,水被加热后,空气从水中析出,再加上补水带入空气,因此热网加热器水侧系统中有空气存在,如不及时排除,易在系统中形成气塞,阻碍水的通行,造成热网加热器运行不正常。因此,必须加强对热网加热器回水管路定期放空气工作,防止气塞现象。

7、供热抽汽压力回路投入状态下,因处理故障或停机需解列供热抽汽时,应注意防止操作不当造成低压调速汽门突然全开。如图(二)所示:



图(二) DEH热抽汽控制画面

如果解列供热抽汽时直接点击“抽汽压力回路”,将其退出运行,就会造成低压调速汽门突然全开,影响电负荷,严重时导致23、24级压差大报警甚至叶片断裂设备损坏事故。

因此,我们必须严格按照正确方法进行解列供热抽汽操作,即:“抽汽压力回路”自动投入状态时,点击DEH控制画面中“总图”,进入“抽汽控制”画面,出现“回路投切”界面。先点击“手操”按钮,用“▲”按钮降低供热抽汽压力,使低压调速汽门全开,再点击“抽汽投入”按钮,出现“切除抽汽、确认、取消”窗口,点击“确认”则退出供热抽汽系统。

正常运行中,“抽汽压力回路”自动投入状态时,遇有紧急情况,发现低压调速汽门关闭过快时,应立即点击“手操”按钮,退出抽汽压力回路自动,此时低压调速汽门保持开度不变。

8、供热抽汽运行中,应注意防止热网加热器水位高:

供热抽汽运行中,热网加热器水位必须保持在正常范围内。如果水位过高,就会引起加热器振动,严重时可能导致供热抽汽室压力升高超过允许值、甚至发生汽轮机水击的恶性事故。

因此,供热抽汽运行中,必须对热网加热器水位加强监视,发现水位不正常升高立即查明原因、果断处理,恢复正常水位。

针对可能引起热网加热器水位升高的原因具体分析处理如表(三):

表(三) 热网加热器水位升高的原因、现象和处理

现 象	原 因	处 理
疏水泵出口压力、电流到零	疏水泵跳闸	如备用泵未联动,立即启动备用泵,停止跳闸泵运行
疏水泵出口压力、电流下降并摆动	疏水泵汽化	经调整无效时,启动备用泵,停止汽化泵
疏水硬度增加	热水器钢管漏泄	确信热水器漏泄,联系值长,单元长停止热网加热器
热网加热器振动,疏水泵出口压力升高	疏水泵出口调整电动门开度小	开大疏水泵出口调整电动门

9、供热抽汽运行中,应注意保持在经济状态下运行。

供热抽汽运行中,在保证安全、保证社会效益的前提下,应注意尽可能保持在经济状态下运行。既要保证热网供水流量、供水温度满足热用户要求,又要合理调整各运行机组的热、电负荷配比,在保证总热负荷的前提下,尽可能多发电量;要保证使供电煤耗加权平均值为最小;要大幅度减少因供热发生的调峰扣罚电量。因此,应做到以下几点:

1. 调整电负荷时要及时调整热网供水温度,防止因电负荷调整造成热网供水温度大幅度变化;
2. 温度调整以供热计量系统热网首站送水温度为准,按用户要求保持,一般在调整范围的上限;
3. 补水在正常情况下必须用化学软化水;
4. 电负荷低谷时送水温度按上限保持;
5. 在保证送水温度的情况下,尽可能降低抽汽室压力,全开热网加热器进汽门,减少抽汽节流损失;
6. 运行人员要严格按值长要求保持水温,严禁用热负荷调节电负荷及锅炉总负荷;
7. 由于热网系统热惯性大,调节反应迟缓,值长应根据天气情况做好预见性调整。

8、异常工况下热网运行方式由值长随机处置,但恢复正常工况后,热网就应恢复原方式。

此外,在供热抽汽运行中,还应注意保持热网回水压力在正常范围内(一般为0.2~0.35MPa,过高可能导致热用户管路、设备发生漏泄;过低则会使热网水泵落水、汽化导致热网加热器断水)以及加强对热网加热器疏水水质监测等。

四 结束语

采暖期电热负荷多变,受雨雪天气影响,煤质也不能确保稳定进入炉膛燃烧,稳定供热,必须做到熟知350MW抽凝汽轮机供热抽汽系统、设备的结构、布置方式和工作原理,熟练掌握其运行特性、操作调整方法和注意事项,积极创新、探索更好的运行技术,确保350MW抽凝汽轮机供热抽汽的安全经济运行。

参考文献

- [1] 杨树旺,周朝德.350MW汽轮机供热改造运行分析[J].江西能源研究与管理,2012.3
- [2] 大唐长春第三热电厂,C280/N350-16.7/537/537型汽轮机说明书.哈尔滨:哈尔滨汽轮机厂有限责任公司,2008.6



汽轮机AST电磁阀电源故障分析及解决方案

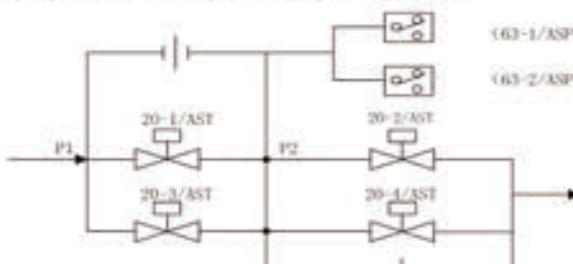
华能九台电厂 张 岩 兰富宇 张智建

摘要:针对华能九台电厂670MW超临界凝汽式汽轮机一次汽轮机AST电磁阀失电停机事件,阐述了汽轮机AST电磁阀控制原理和跳闸停机原因,即直流220V电源故障,AST电磁阀失电,导致AST油压泄去,进而使机组主汽门和调门全部关闭,机组紧急停机,最后提出解决方案。经实验证明,采用该方案可以使供电电源处于冗余配置,大大提高了AST危急遮断系统的保护功能,对机组安全和稳定运行十分重要。

关键词:汽轮机; AST电磁阀; 直流电源; AST油压

1 机组AST遮断系统描述

华能九台电厂1号机组为哈汽厂生产的670MW超临界、单轴、一次中间再热、三缸四排气、凝汽式汽轮机,该型号汽轮机配置有4个AST电磁阀,工作电源均为直流220V,4个AST电磁阀分为2组,1号AST电磁阀和3号AST电磁阀并联为一组,2号AST电磁阀和4号AST电磁阀并联为另一组。其中任何一组的2个电磁阀失电,机组不会跳闸,但会有ASP1(大于9.5Mpa)或者ASP2(小于4.2Mpa)开关报警,只有当2组电磁阀中分别有1个或者2个电磁阀同时失电时,才会引起AST危急遮断系统动作,使机组主汽门和调门全部关闭,汽轮机紧急停机。AST电磁阀布置如图1所示:

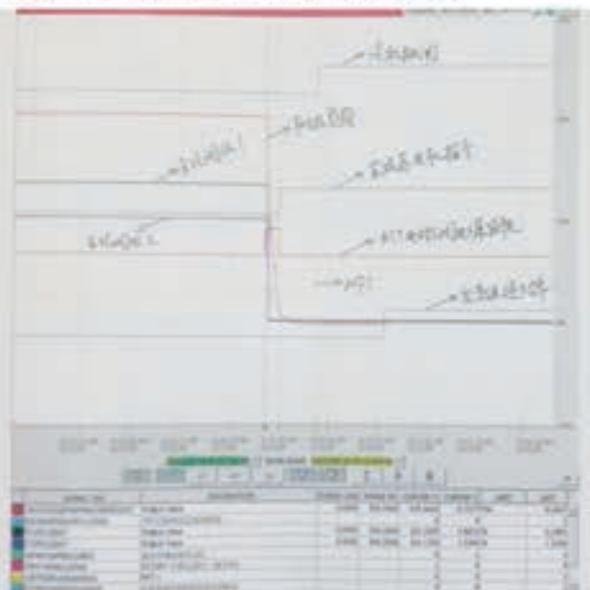


(图1)

2 故障过程及原因

2016年12月8日10时30分,九台厂1号机组正常运行,负荷为454MW,汽轮机直流事故油泵进行定期启动试验(每月一次),10时30分26秒油泵启动指令发出,10时30分27秒AST电磁阀失电、主汽门及调节门关闭、锅炉MFT动作、汽轮机跳闸、发变组逆功率保护动作,机组解列。通过事后调查DCS曲线(图2所示)发现,在启动过程中,220V直流母线电压降低至零,10时30分27秒AST电磁阀失电,10时30分37秒锅炉MFT动作,汽轮机跳闸,10时30分51秒,发电机逆功率保护动作,发电机解列。锅炉MFT首出“再热器保护动作”,汽轮机ETS保护首出显示“就地手动跳闸保护动作”及锅炉MFT动作报警。“再热器保护动作”条件之一为,负荷大于123MW且高压主汽门关闭或高压调节阀关闭延时10秒,锅炉MFT动作。汽轮机保护条件“就地手动跳闸”信号取自AST系统主油管路上的“安全油压建立”开关,当油压低于7.0Mpa时,开关动作。通过查看逻辑,汽轮机保护条件“就地手动跳闸”已取消,但首出回路并未取消此条件。所

以直接动作原因为就地4个AST电磁阀失电动作,将AST油压泄去,导致机组主汽门和调门关闭。检查还发现AST电磁阀两路直流220V电源均取自同一路母线,双电源未能起到互为备用的作用。

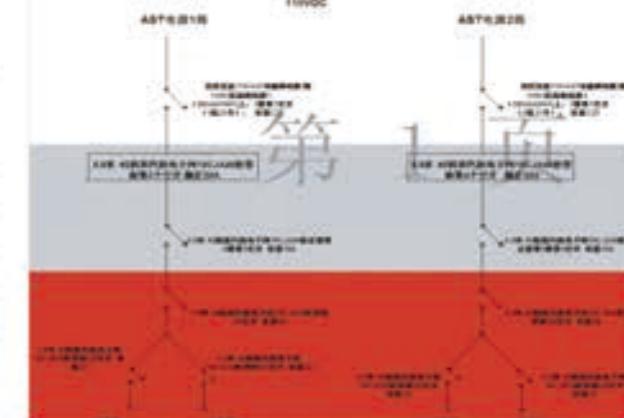


(图2)

3 整改解决方案

从上述原因分析可以看出,由于两路直流220V电源不是冗余备用,电源故障是导致跳机的根本原因,电厂设计上直流220V电源就是一块直流屏,而且带着大负载比较多,蓄电池组一旦出现故障,容易引起电压波动,这是引起AST电磁阀不安全因素。

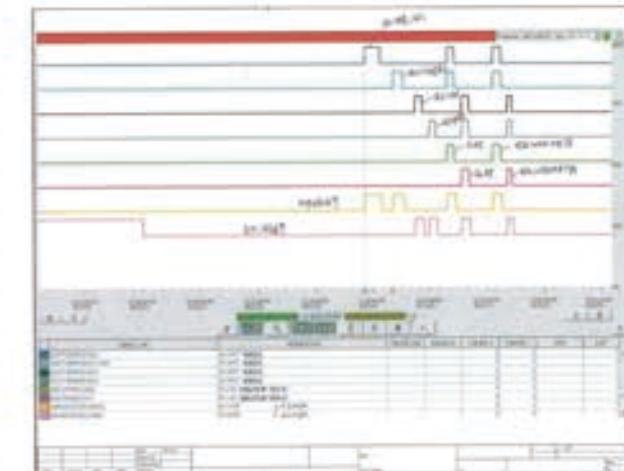
经过研究,电厂直流110V电源母线为两段,可以满足AST电磁阀电源冗余配置原则,而且直流110V段上所带负载均不大,就此提出解决方案,从两段电气直流110V电源分别各送一路电源至汽机ETS柜为汽机AST电磁阀提供两路电源,其中#1、#3电磁阀为一路电源, #2、#4电磁阀为一路电源,这样保证电源互为冗余备用,而且不需要电源切换装置,减少故障点,只要两路电源不同时消失,AST危急遮断保护就不会误动。电源更改后,相应的AST电磁阀(线圈和阀体)需整体更换,每台机组更换数量为4个;两路电源对应的电源监视继电器和底座更换为直流110V,每台机组更换数量为6个;其余如接线端子排、盘间电缆、部分空开等利旧。方案图纸如图3所示:



(图3)

4 改造后试验效果

通过认真分析和论证,经过大家积极努力,在随后的C修中,对AST电磁阀供电的直流电源进行了改造,在改造过程中在选择继电器、开关、电缆和接线端子等元器件时,将可靠性高、性能稳定作为首要条件。施工时严格安装改造方案和检修工艺确保控制回路接线准确可靠,并制定详细的试验方案,对各种工况进行模拟试验,验证改造后是否满足AST危急遮断保护系统要求,经实验证明,改造结果完全满足要求。试验曲线如图4所示:



(图4)

5 结语

AST电磁阀保护作为机组主要保护,无论其拒动或者误动都将造成极其严重的后果,所以一定要时刻加强对设备的检查和试验,同时要分析厂家设计方案的可靠性,不断查找不足和缺陷,完善设计,确保机组安全运行。

微网系统控制器的设计分析

国网吉林省电力有限公司电力科学研究院 李大为 李洁

摘要:本文主要设计并分析多总线微网控制器。该控制器在微电网的分布式电源系统上使用,其内电压电流环用来调节逆变器三相电网接口,外部功率控制环用来控制有功功率和无功功率流动,并促进当并联分布式电源和微电网之间发生故障时进行功率均分。该控制器还包括同步算法以保证故障清除后微电网和主电网的再次连接。由于采用统一的控制器,所以多总线微电网能够在不影响其重要负荷的状态下进行孤岛和联网模式下平稳转化。

关键词:轻型直流输电;高压直流输电;电压源换流器;脉宽调制

近几年小的分布式电源系统由于其更高的操作效率和更低的排放水平已经越来越受到人们的欢迎,主要应用在工厂和公共设施。这些分布式电源系统主要由像燃料电池、光伏电池、微型燃气轮机这些微电源供电,它们可以在负荷尖峰能源消耗很高时来分担负荷,并可以在系统故障时提供备用电源^[1]。最近提出了将某一区域的集群负荷和并联分布式电源系统来形成微电网的概念^{[2][3]}。随着分布式电源系统的系统化组织形成,相较于单一分布式电源系统,微电网有了更大的功率容量,更加灵活地控制,从而达到系统可靠性和功率质量的要求。

微电网在联网和孤岛运行模式下的合适的操作是其能够执行高效能的功率流动控制和电压调度算法。控制算法更偏向于距离很远的并联分布式电源之间没有通信连接。这样每一个单独的分布式电源系统就可以使用来自当地测量数据的反馈变量来设计。其他期望的性质有:当并联分布式电源系统和微电网之间发生故障其能够根据预先设置合理分担功率变化,故障清除后微电网和主电网之间的二次同步使其平滑连接。

为了实现先前提出的性质,本文提出微电网的每一个分布式电源使用一种新的统一控制器。通过调节输出电压,该控制器控制在联网模态下的功率流动,可以调节孤岛运行模式下并联分布式电源之

间的有功功率和无功功率分配,可以在故障清除后先进行微电网和主电网的二次同步再进行并网。该控制响应迅速,并能够在不影响其重要负荷的状态下进行孤岛和联网模式下平稳转化。

1 微电网系统结构

图1展示了本文考虑的微电网系统结构,采用了两个并联分布式电源系统1和2。每一个分布式电源系统的系统化组织形成,相较于单一分布式电源系统,微电网有了更大的功率容量,更加灵活地控制,从而达到系统可靠性和功率质量的要求。

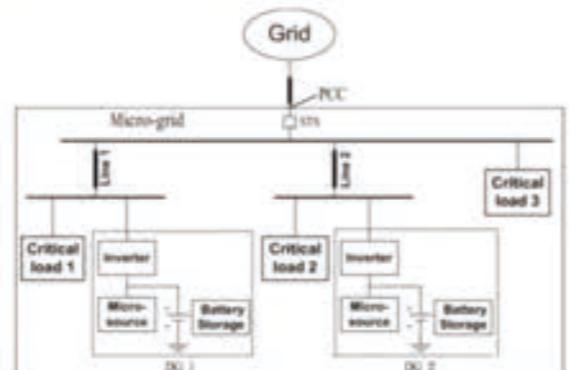


图1 微电网的典型结构

当主电网发生故障,转换开关STS在半个频周期内打开将微电网和主电网隔离。而两个分布式电源是仅剩下的两个电源来为重要负荷调节电压和提供不间断的功率。最后当故障清除后,进行微电网与主电网的二次同步之后,再闭合STS开关,从而使系统平稳的转换至联网模态。

2 微电网控制器的数学模型

本部分展示了如图1分布式电源系统所使用的控制器设计的数学模型,该控制器数学模型同样可以应用在有很多分布式电源并联的复杂微电网。

2.1 电压电流内环控制器

该内部电压电流控制策略用来控制三相电网接口的电压源逆变器,如图2所示^{[4][5]}。如图所示,使用了外部电容电压补偿系数 k_c 来增大电容电压 V_c, V_{ca}, V_{cb} ,使其能够准确追踪器正弦电压参考波形 V_a^*, V_b^*, V_c^* 并且输出谐波含量在一个较低的范围内。电压补偿器的输出 $\tilde{V}_a, \tilde{V}_b, \tilde{V}_c$ 是内部电流补偿器 K_i 的输入,作为内环电流补偿器的电容电流参考信号。这里使用电容电流补偿装置的主要目的是提高系统的稳定性,并提高系统的动态响应速度通过快速补偿负荷电压的变化,电压的变化速率可以通过测量电容器电流间接得到。从内部电流补偿器输出的调制信号 $\tilde{m}_a, \tilde{m}_b, \tilde{m}_c$ 最终输出到SPWM生成可驱动电压源逆变器的高频率门极信号。

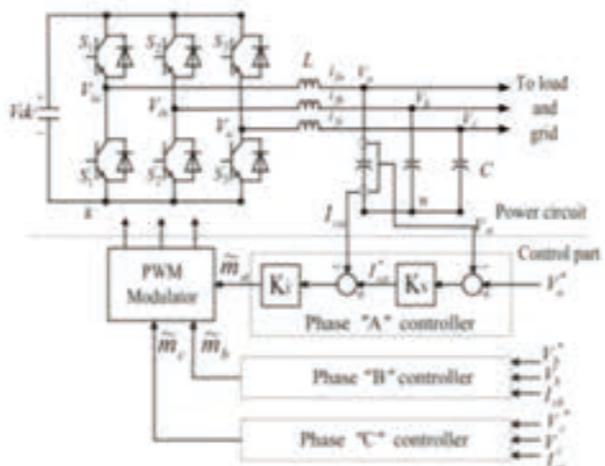


图2 三相电网接口带LC滤波器电压电流控制器

为了得到如图2控制方案中的转换方程,我们先推导出电网接口逆变器的单相等效模型,如下所示:

$$L \frac{di_{fa}}{dt} = S_1^* V_{dc} - (V_{an} + V_{ng}) \quad (1)$$

$$L \frac{di_{fb}}{dt} = S_2^* V_{dc} - (V_{bn} + V_{ng}) \quad (2)$$

$$L \frac{di_{fc}}{dt} = S_3^* V_{dc} - (V_{cn} + V_{ng}) \quad (3)$$

S_j^* 代表半导体转换开关的状态。 $S_j^* = 1$ 说明开关 S_j 处于工作状态, $S_j^* = 0$ 说明开关处于断开状态, $j=1,2,3$ 。 V_{dc} 是直流电压, V_{ng} 是相对于中点的相电压, i_{nx} 是通过滤波电感器L的电流, $x=a,b,c$ 。

假定三相负荷和电网电压平衡,那么则有

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \quad (4)$$

$$i_{fa} + i_{fb} + i_{fc} = 0 \quad (5)$$

将公式(4)、(5)带入公式(1)–(3)中, V_{ng} 可以表示成转换开关状态形式,如下所示:

$$V_{ng} = \frac{V_{dc}}{3} (S_1^* + S_2^* + S_3^*) \quad (6)$$

对于一个高转换调制频率比率下,离散变量 S_j^* 可以用占空比代替,如下所示:

$$d_j = \frac{m}{2} \cos \left[\omega t - \varphi - (j-1) \frac{2}{3} \pi \right] \quad (7)$$

φ 是转换相角, m是调制比。用 d_j 代替 S_j^* ,公式(6)可以用 $V_{ng}=V_{dc}/2$ 来简化,那么方程(1)–(3)表示成如下所示形式:

$$L \frac{di_{fa}}{dt} = \frac{1}{2} m \cos(\omega t - \varphi) V_{dc} - V_{an} \quad (8)$$

$$L \frac{di_{fb}}{dt} = \frac{1}{2} m \cos(\omega t - \varphi - \frac{2}{3} \pi) V_{dc} - V_{bn} \quad (9)$$

$$L \frac{di_{fc}}{dt} = \frac{1}{2} m \cos(\omega t - \varphi + \frac{2}{3} \pi) V_{dc} - V_{cn} \quad (10)$$

这样最终控制的每相微分方程可以写成:

$$L \frac{di_f}{dt} = \frac{1}{2} m V_{dc} - V_c \quad (11)$$

$$C \frac{dV_c}{dt} = I_f - I_{load} \quad (12)$$

$m = m \cos(\omega t - \varphi)$ 是调制信号, C是滤波电容器, VC是电容器电压, I_f, I_c, I_{load} 分别是流过滤波电感器, 电容器, 负荷的电流。

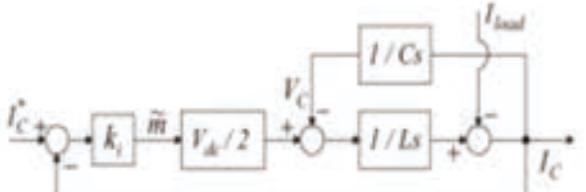


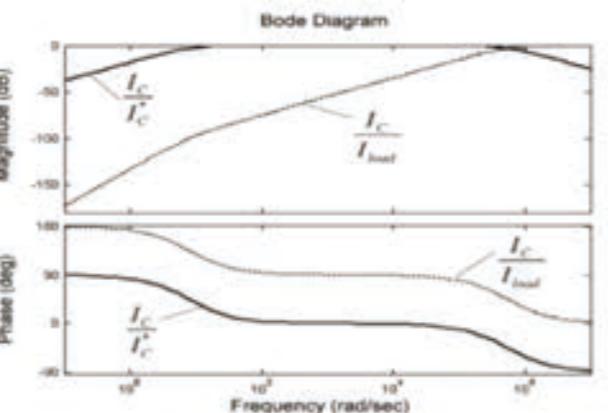
图3 内电流环原理图

公式(11)和(12)连同附加内电容器电流控制环表示在图3中, 这里负荷电流作为干扰输入。可以获得下面的闭环传输方程:

$$I_c = \frac{\frac{kV_a}{2}C_s}{LCs^2 + \frac{kV_a}{2}Cs + 1} I_c' - \frac{LCs^2}{LCs^2 + \frac{kV_a}{2}Cs + 1} I_{load} \quad (13)$$

运用公式(13)进行频域分析, 并画出当 $k_i=1$ 时 I_c/I_c' 和 I_c/I_{load} 的波特图, 如图4所示(系统参数使用表I、表II)。

理想情况下, 图4所示的 I_c/I_c' 带宽应该是无限大(趋向于 ∞)通过增大 k_i , 可以实现在所有输入频率下完美地跟踪参考系, 更快速地动态响应。然而在真正实现时, 高增益回路会降低系统的稳定性。因此, 一个令人满意的折中方法就是讲统一闭环电流增益 k_i 固定在基频附近。基于此增益尺度, k_i 设置为1, 可以得到闭环电流增益 $I_c/I_c' = -0.00348 \text{ dB} = 0.9996$ 和一个可忽略的在基本频率上的 I_c/I_{load} 的小增益。

图4 I_c/I_c' 和 I_c/I_{load} 的波特图

2.2 外部有功功率和无功功率控制环

理论上两个节点之间的有功功率P的流动可以通过控制电源的频率来控制, 因为频率可以改变功率相角 δ , 而无功功率Q则通过改变电压幅值来控制。应用这些理论本章提出外部有功功率和无功功率控制环, 其可以应用在孤岛或联网模式下每一个分布式电源系统中。

1) 联网模式转变至孤岛模式

当主网发生故障, STS迅速动作打开开关将故障隔离, 图1中的分布式电源系统必须能够它们自己按预先设置的要求立刻均分增长的功率需求, 使其继续能够为重要的负荷供电。这种功率均分的实现不需要分布式电源之间的物理交流, 而是通过在分布式电源控制器中人为地引入“P-ω”和“Q-U”下垂系数(该方法广泛应用于带有多元发电机的电力系统中)。

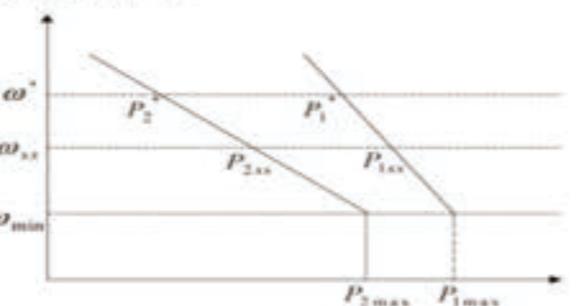


图5 P-ω下垂系数

首先考虑图1中分布式电源“P-ω”的下垂特性, 如图5所示。这些下垂特性系数必须是相互协调的, 从而使每个分布式电源系统按照一定的功率比例供应有功功率和无功功率, 数学表达式如下:

$$\omega_j(t) = \omega^* - \beta_j(P_j^* - P_j(t)) \quad (14)$$

$$\beta_j = \frac{\omega^* - \omega_{min}}{P_j^* - P_{j,max}} \quad (15)$$

$P_j(t)$ 是分布式电源系统 j ($j=1$ 或 2) 的有功功率输出, $\{P_{j,max}, \omega_{min}\}$ 是第 j 个分布式发电系统的最大有功功率输出和最小允许频率, $\{P^*, \omega^*\}$ 是在联网状态下分布式电源分配的有功功率和操作频率, β_j 下垂特性的斜率。公式(14)(15)物理模块在图6中实现。

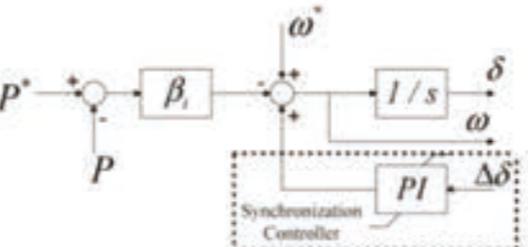


图6 有功功率补偿器

如图6所示, 当工作在联网模式时每一个分布式电源在公共基准频率 ω^* 下分配有功功率输出 P_j^* 。一旦处于孤岛模式下, 所有分布式电源系统的有功功率输出必须立刻提高, 与其下垂特性相一致的供应重要负荷。与此同时微电网稳态运行频率降低至 ω_{ss} 。这个安排显然允许分布式电源系统根据其功率比例均分总负荷需求。孤岛模式下运行频率降低有利于微电网与主电网的二次同步与二次连接。

类似地每一个分布式电源输出电压可根据“Q-U”下垂特性系数调整, 从而控制微电网内无功功率的流动。“Q-U”数学表达式如下:

$$E_j(t) = E^* + \zeta_j(Q_j^* - Q_j(t)) \quad (16)$$

$$\zeta_j = \frac{E^* - E_{min}}{Q_{j,max} - Q_j^*} \quad (17)$$

$Q_j(t)$ 分布式电源系统 j 的实际无功功率输出,

$\{Q_{j,max}, E_{min}\}$ 是最大无功功率输出和分布式电源最小电压幅值, $\{Q_j^*, E^*\}$ 是在联网模式下分布式电源系统分配的无功功率和公共连接点电压, ζ_j 是下垂特性斜率。公式(16)(17)的物理模块见图7。

“Q-U”控制的唯一复杂之处在于分布式电源输出电压不同于联网模式下主网的无功功率控制。所以公式(16)(17)中的“Q-U”控制系数不能直接应用。

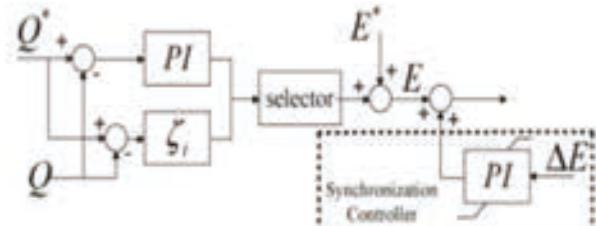


图7 无功功率补偿器

联网模式下无功功率的控制。这不像“P-ω”控制, 其分布式电源系统和主网在联网模式下有相同的稳态频率, 从而使其“P-ω”特性即可应用在联网模式也可应用在孤岛模式下。

合理的解决方法就是在联网模式时添加PI无功功率补偿, 如图7所示。一旦连接至主网, 只有PI补偿器作为无功功率控制, 迫使分布式电源无功功率精准的追踪其理想理论值。对于该PI补偿器, 应用低增益($k_p=0.0003, k_i=0.0055$)提供较大的响应时间, 其可以反过来作用于内电压电流环使其解耦控制。当主网发生故障, 微电网处于孤岛运行状态, 图7中的控制选择器闭合至“Q-U”工作状态, 确保联网模式至孤岛模式的平稳转化。

2) 孤岛模式转变至联网模式

当主网清除故障返回至正常状态时, 必须与主网二次同步从而二次连接。通过校准微电网与主网的电压相角, 即将同步补偿器添加至外部有功功率和无功功率控制环实现同步。将STS两端的两个电压幅值误差 ΔU 和相角 $\Delta\delta$ 作为同步补偿器的输入, 而其输出至有功功率和无功功率控制环使微电网末端相角准确追踪主网相角。一旦实现同步立刻闭合STS, 同步补偿器在联网模式下退出运行, 即使其输出为0。

本文中同步补偿器的响应时间大约是0.5s, 确保每一个分布式电源系统的电压幅值和频率在重要

负荷允许范围内逐渐上升或下降。基于选择标准, $k_p=0.5$, $k_i=7$ 的PI补偿器应用于频率同步, 而 $k_i=8$ 的积分器应用于幅值同步。

当 $\Delta\delta=0$ 时先前提及的同步理论可能会发生抖动。因为在STS两端的电压相角由 -180° 变化至 $+180^\circ$, 从而它们的相角差是 -360° 至 $+360^\circ$, 允许发生抖动范围是0至 $+360^\circ$ 或者 -360° 至0。数学公式如下:

$$\Delta\delta = \begin{cases} \Delta\delta - 360^\circ, \Delta\delta > 180^\circ \\ \Delta\delta + 360^\circ, \Delta\delta \leq -180^\circ \end{cases}$$

从而将 $\Delta\delta$ 限制在 $\pm 180^\circ$ 。

第二个复杂之处在多分布式电源系统并联运行时。并联运行模式时, 分布式电源系统必须相对于电压变化有相同的比例从而防止有功功率和无功功率变化时分布式电源系统之间发生振荡。因为同步补偿器输入相同, 所以可以将所有的分布式电源系统使用相同的控制参数。

综上所述, 我们形成如图8所示的统一控制器。

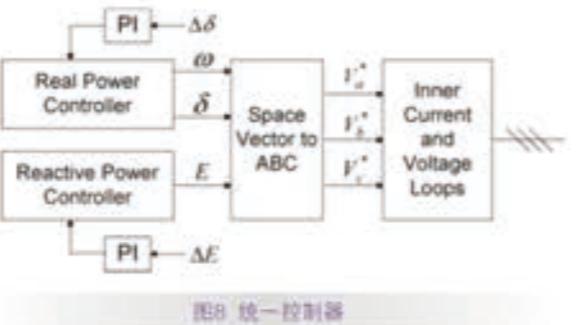


图8 统一控制器

3 结论

本文描述了多线微电网中每一个分布式发电系统中的统一控制器。该控制器包括用来调节电网接口逆变器的电压电流控制环, 有功功率和无功功率控制环调节在孤岛运行时微电网中功率的流动。该控制器还包括同步算法应用于微电网与主电网之间的故障清除后, 微电网与主电网二次同步和二次连接。

参考文献

- [1]王成山. 微电网分析与仿真理论[M]. 科学出版社, 2013.
- [2]肖朝霞, 赵倩宇, 方红伟. 逆变型微网状态空间方程的分析与建立[J]. Tcs, 2015, 1: 1.
- [3]王锡凡, 方万良, 杜正春. 现代电力系统分析(Modern Power System Analysis)[J]. 2003.



吉林省博通电力技术有限公司

一 公司概况

吉林省博通电力技术有限公司成立于2009年4月, 吉林首批公示的17家售电公司之一, 是国家发改委备案(第二批)的节能服务公司。企业地址: 长春市净月高新技术产业开发区恒丰国际大厦A1栋1406室; 法人代表: 闫成智; 注册资金: 壹仟壹佰捌拾叁万叁仟叁佰元整; 经营范围: 电力技术开发、技术咨询、技术服务; 电力产品开发、计算机硬件开发; 企业用能系统节能测试、系统节能方案设计; 优化运行方式及用能管理服务; 电蓄热供热服务; 售电业务; 新能源技术开发; 电力项目的投资建设、运营管理业务; 现有员工人数: 20人, 中级以上(含中级)专业技术职称6人。

公司业务是以电蓄热分布式能源供热技术服务、售电业务、电力承试(五级)服务、电力节能技术服务为主体。依靠专家级团队, 为电力、热力受热用户进行专业化服务。

“博通用电实时监测与电能管理系统”平台, 具有自主知识产权, 是2012年中华人民共和国科技部科技型中小企业技术创新基金项目, 已通过国家验收。该系统是一套以终端数据采集为手段, 通过信息化网络技术实现电力用户了解用电状况、重点用电设备安全状况, 企业能源利用效率。是企业能源利用效率及经济分析、用电系统优化、节能方案制定的有效技术手段。

二 公司优势

博通售电核心优势:

1. 公司由电力系统专家发起, 专业从事电力节能减排, 对电力系统运行有较深的了解其要求、规律及条件。
2. 针对政策性项目有较强的运营经验, 已完成如下:
 - 1) 能源局需求侧项目
 - 2) 合同能源管理项目

- 3) 科技部科技资金申报及验收
- 3. 在项目运营上具有如下能力:
 - 1) 较强的项目决策能力
 - 2) 项目设备选型能力
 - 3) 资金运作能力
 - 4) 合作关系协调能力
 - 5) 项目系统组织管理能力
- 4. 有一个延续的管理团队、有一定的执行力
- 5. 有自主知识产权的用电监测系统
- 6. 正在形成大的用户群体具有较强的议价能力, 公司针对电蓄热而形成的优质客户可推进二步电价方案使客户获利更大; 具有多种能源采购优势(风、水、火、核电、太阳能)。

三 主营业务

1 售电业务:

公司通过采用核心专利技术“博通用电实时监测与电能管理系统”和系统化、多样化、可定制的全方位服务, 帮助用能单位创造“绿色”效益。服务的行业已涉及矿山、冶金、化肥、化纤、农牧业、生物技术、以及医院, 同时也面向其他行业及政府机关、学校。2014年立项为吉林省重点扶持项目, 是吉林省合同能源管理公司的排头企业。

公司开展售电业务属服务型售电公司, 不拥有配电网运营权, 不需要取得电力业务许可证(供电类), 不承担保底供电服务。

基本业务模式是进行电力批发并卖给客户, 即通过与上游发电企业签署短期或者长期的电力购买协议、与电力用户签署短期或者长期的电力销售协议租用配电网公司的配电网后按最大负荷和年使用电量的价格模式支付过网费, 赚取中间利润。

增值业务, 则包括向用户提供优化用电策略和合同能源管理等服务, 以及将售电业务与节能改造服务、供热业务打通, 向用户提供综合能源服务。

服务对象是商业用暖客户、用电终端用户等, 公司依核心技术“博通用电实时监测与电能管理系

统”平台推动公司服务向纵深发展，使电力消费和用户选择用电方案的过程更加简单和廉价。

2 节能改造服务：

节能改造服务是基于售电业务基础上的增值业务。

公司依靠专家级团队技术优势，通过合同能源管理模式进行专业化电力节能服务，与用能企业分享节能收益。依靠核心技术“博通用电实时监测与电能管理系统”平台对企业用能进行诊断，通过实施供配电系统优化、拖动设备运行优化，能源梯级利用和能源等量或减量置换，对企业用电用能不合理的地方进行改造，实现节能降费目标。

项目执行期一般不超过四年，以预支费用方式，用能企业最多分享为30%。

通过供配电系统优化拖动设备运行优化服务内容包括：热力供热、变电工程调试（保护、高压、低压）、电气设备继电保护定值计算。企业用能诊断、供配电系统优化、能量置換及用能系统优化。

3 电采暖供热业务：

电采暖供热业务是基于节能改造业务基础上的拓展业务。

2014年，长春市政府为改善城市环境空气质量，决定利用3年时间分期分批全面强制淘汰城区内10吨以下燃煤锅炉，全市有681万平方米需以其他供热方式解决，需进行供暖改造的客户包括政府、学校、浴池、企业、医院、酒店、商超等等。公司拟利用这一政策契机进入供热服务市场，未来发展为供热企业。

电蓄热供暖，是利用午夜低谷时段电力将蓄热体(分为水蓄热和固体蓄热)加热到一定的温度，同时也要满足低谷时段建筑物的供暖负荷，在平电时段和峰电时段靠被加热的蓄热体存储热量来供暖的一种供暖方式。

由于用电高峰与用电低谷时期电价差别很大，公司通过专用设备与技术将价格较低的谷电转化为

热能储存，代替传统燃煤锅炉进行供热。

公司的主营业务是以售电业务、电蓄热分布式能源供热、电力承试（五级）服务、电力技术服务为主体。依靠专家级团队，为电力、热力受热用户进行专业化服务。通过在电力市场交易中，波峰波谷电价的价差较大，利用谷电供暖蓄热消耗和用户的不同时段需求来降低峰谷差，进而降低电价。通过合同能源管理模式实施供配电系统优化、拖动设备运行优化，能源阶梯利用和能源等量或减量置换实现节能降费目标。

四 市场前景

我国节能服务业将在“十三五”期间进入发展的黄金时期。根据国务院发布的《“十三五”节能环保产业发展规划》，到2020年，节能服务业总产值突破6000亿元人民币。节能环保产业增加值要占到GDP的3%左右，成为国内经济的一大支柱产业。

截至2015年，我国节能环保的产业产能增加4.5万亿，增速15-30%。根据“十三五”规划提出的目标，未来五年要把节能环保产业打造成我国经济的支柱产业。业内认为，节能环保产业在未来国民经济发展中扮演的角色将越来越重要，不但最具发展前景的产业，还将是“十三五”期间支撑供给侧结构性改革的重要动能。近几年，大气、水、土“十条”先后出台，这三个“十条”在“十三五”期间将总投资7.5万亿元，带动GDP增长10.5万亿元。预计“十三五”期间，环保投入是6-10万亿元之间。随着环保顶层设计正加快完善，政府加大投资，节能环保产业面临前所未有的机遇。

企业风采

国家能源局文件

国能综通新能〔2017〕100号

国家能源局综合司关于 2017年前三季度缓解弃水弃风弃光状况的通报

二 加大可再生能源本地消纳力度

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委（能源局），国家能源局各派出机构，国家电网公司、南方电网公司，内蒙古电力公司：

有效缓解弃水弃风弃光状况是2017年《政府工作报告》布置的一项重要任务，对推动可再生能源产业持续健康发展至关重要。今年以来，各省（自治区、直辖市）和电网企业认真贯彻落实《政府工作报告》要求，加大力度采取多种措施扩大可再生能源电力消纳，已取得了一定成效，但要实现全年有效缓解弃水弃风弃光状况仍面临很大压力。现将2017年前三季度缓解弃水弃风弃光状况的进展情况予以通报，并对完成好全年工作提出相应要求。

一 解决弃水弃风弃光问题取得初步成效

今年前三季度，全国弃水弃风弃光局面有所好转，可再生能源电力整体消纳水平逐步提高。弃水电量同比减少35亿千瓦时，西南水电水能利用率同比提高约2个百分点；弃风电量同比减少103亿千瓦时，弃风率同比下降6.7个百分点；弃光电量同比增加14亿千瓦时，弃光率同比下降4个百分点。前三季度重点地区及主要河流（河段）水电开发利用情况以及各省（自治区、直辖市）风电、光伏发电开发利用情况见附件。

冬季是风电、光伏发电消纳利用难度最大的时期，局部地区面临弃风弃光反弹的压力。同时，受汛末来水多和极端天气等影响，四川、云南、广西水电仍存在较大消纳压力。各级能源管理部门和电网企业要高度重视减少弃水弃风弃光的重要性，全力以赴采取有效措施，2017年各地区均要努力实现可再生能源弃电量和弃电率的“双降”。

三 扩大可再生能源电力外送和跨省跨区交易

各区域电网要加强省间互济和跨省备用共享，统一调用区域内的调峰资源，协同消纳可再生能源电力。电网企业要挖掘哈密-郑州、宁夏-浙江、酒泉-湖南等跨省跨区输电通道输送能力，并优先输送可再生能源电力。有关能源监管机构要对跨省跨区电力外送通道中可再生能源占比情况按年度进行监测评价。国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司等要会同电力交易机构，扩大跨省跨区电力现货交易消纳可再生能源电力。具备消纳可再生能源电力的东中部地方政府和电网企业要把本地区减少燃煤量与消纳区外输入可再生能源电力相结合，主动与跨省跨区电力输送通道的送端地区政府及电网企业对接，将本地区腾出的电力市场空间优先用

于扩大可再生能源消纳利用。

四 建立可再生能源电力消纳与新建项目的联动机制

和弃电率实现“双降”。预警结果为红色地区要大幅降低风电和光伏发电弃电率，争取尽早退出红色限制；预警结果为绿色地区要确保风电和光伏发电弃电率不升高；加快建立水电投资消纳预警机制。2017年弃风率、弃光率超过5%的省（自治区、直辖市），如2017年比上年度弃风率、弃光率上升幅度较大，2018年将视情况对该地区年度新增风电、光伏发电建设规模予以核减和采取停建缓建措施。

附件1：

前三季度重点地区及主要河流（河段） 水电利用统计表

重点省份	上网电量（亿千瓦时）	弃水电量（亿千瓦时）	水能利用率（%）
四川	2333.5	123.8	88
广西	417	44.2	90.4
云南	1655	240.5	87.3
主要河流（河段）			
长江干流	861.7	0.13	99.98
金沙江下游	708.1	41.2	94.5
金沙江中游	325	142.7	69.5
澜沧江	526.1	24.6	93.8
雅砻江	553.7	43.2	92.8
大渡河	315	159.9	66.3

备注：

1. 四川弃水电量为调峰弃水电量数据。
2. 统计数据来源于中电联、电网企业和国家可再生能源信息管理中心。

附件2：

前三季度风电利用及弃风率统计表

省 市	累计并网容量 (万千瓦)	发电量 (亿千瓦时)	利用小时数 (小时)	弃风电量 (亿千瓦时)	弃风率 (%)	弃风率升降 (百分点)	限电风险
合计	15720	2128	1386	295.5			
北京	19	2	1284				
天津	28	4	1570				
河北	1174	177	1521	14.0	7	-2	
山西	842	105	1287	9.4	8	-1	
山东	997	115	1267				
内蒙古	2633	377	1432	59.1	14	-7	
辽宁	700	107	1531	7.5	7	-6	
吉林	505	63	1246	14.8	19	-11	
黑龙江	568	76	1351	10.5	12	-7	
上海	71	12	1633				
江苏	626	82	1398				
浙江	131	17	1403				
安徽	205	29	1484				
福建	239	37	1610				
江西	162	21	1361				
河南	189	20	1199				
湖北	238	36	1578				
湖南	247	35	1504				
重庆	33	6	1755				
四川	159	25	1761				
陕西	229	29	1459	1.4	4	-3	
甘肃	1277	136	1068	67.4	33	-10	高
青海	101	13	1453				
宁夏	942	113	1210	3.8	3	-10	
新疆	1806	247	1377	102.0	29	-9	高
西藏	1	0	1165				
广东	330	34	1040				
广西	126	15	1489				
海南	31	4	1189				
贵州	362	49	1385				
云南	749	142	1897	5.7	4		

备注：

1. 统计数据来源于中电联、电网企业，新疆含新疆兵团；
2. 弃风率升降是指与2016年全年弃风率相比上升或下降的百分点；
3. 限电风险高是指弃风率5%以上且上升的地区以及弃风率仍超过20%的地区。

ZHENGCEFAGUI

附件3：

前三季度光伏发电利用及弃光率变化统计表

省份	累计并网容量 (万千瓦)	发电量 (亿千瓦时)	利用小时数 (小时)	弃光电量 (亿千瓦时)	弃光率 (%)	弃光率升降 (百分点)	限电风险
合计	12044	857	800				
北京	24	2	833				
天津	66	5	782				
河北	749	56	990	0.7	1.3	+0.8	
山西	491	38	937	0.2	0.4	+0.4	
山东	943	49	724	0.3	0.7	+0.7	
内蒙古	724	86	1265	3.1	3.4	-2.5	
辽宁	165	7	833				
吉林	146	9	907				
黑龙江	79	4	966				
上海	50	2	430				
江苏	835	61	867				
浙江	719	41	752				
安徽	799	44	741				
福建	84	4	526				
江西	425	21	618				
河南	643	33	662				
湖北	374	20	739				
湖南	157	3	402				
重庆	9	0	418				
四川	128	12	1116				
陕西	503	39	930	2.7	6.8	+0.3	高
甘肃	778	54	825	14.1	20.9	-9.2	高
青海	785	82	1123	4.8	5.5	-2.8	
宁夏	613	57	1033	2.4	4.2	-2.8	
新疆	935	82	879	22.9	21.9	-7.9	高
西藏	79	4.4	675				
广东	299	14	456				
广西	60	2	668				
海南	32	3	916				
贵州	134	3	951				
云南	214	21	986	0.2	0.8	+0.8	

备注：

1. 统计数据来源于电网企业，新疆含新疆兵团； 2. 弃光率升降是指与2016年全年弃光率相比上升或下降的百分点；
3. 限电风险高是指弃光率5%以上且上升的地区以及弃光率仍超10%的地区。

国家发展和改革委员会 国家能源局 文件

发改能源规〔2017〕1986号

国家发展改革委国家能源局 关于推进电力安全生产领域改革发展的实施意见

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、经信委（工信委）、国家能源局各派出能源监管机构，全国电力安委会企业成员单位，各有关单位：

为贯彻落实《中共中央国务院关于推进安全生产领域改革发展的意见》（中发〔2016〕32号），推进电力安全生产领域改革发展，落实电力企业主体责任，完善电力安全生产监督管理机制，保障电力系统安全稳定运行，防范和遏制重特大事故的发生，现提出以下实施意见。

一 落实电力安全生产责任

（一）压实企业安全生产主体责任。企业是安全生产的责任主体，对本单位安全生产工作负全面责任，要严格履行安全生产法定责任，实行全员安全生产责任制，健全自我约束、持续改进的常态化机制。要健全法定代表人和实际控制人同为安全生产第一责任人的责任体系，建立并完善电力安全生产保证体系和监督体系，建立全过程安全生产管理制度，做到安全责任、管理、投入、培训和应急救援“五到位”。各电力企业和电力项目参建单位应当自觉接受派出能源监管机构及地方政府有关部门的安全监督管理。

（二）明确行业安全生产监管法定责任。国家能源局依据国家法律法规和部门职责，切实履行电力行业安全生产监督管理责任；不断完善电力安全生产政策法规体系和标准规范体系；指导地方电力管理等有关部门加强电力安全生产管理相关工作；

统筹部署全国电力安全监管工作，组织开展电力安全生产督查，强化监管执法，严厉查处违法违规行为。派出能源监管机构依据国家规定职责和法律法规授权，开展相关工作，并接受地方政府的业务指导。

（三）落实地方安全生产管理法定责任。按照“管行业必须管安全、管业务必须管安全、管生产经营必须管安全”的原则，地方各级政府电力管理等有关部门按照国家法律法规及有关规定，履行地方电力安全管理责任，将安全生产工作作为行业管理的重要内容，督促指导电力企业落实安全生产主体责任，加强电力安全生产管理。

二 完善安全监管体制

（四）完善电力安全监管体系。牢固树立安全发展、科学发展理念，加强电力安全监管体系建设，逐步理顺电力行业跨区域监管体制，明确行业监管、区域监管与地方监管职责，鼓励有条件的地区先行先试。地方各级政府电力管理等有关部门积极协助配合国家能源局及其派出能源监管机构，构建上下联动、相互支撑、无缝对接的电力安全监管体系。

（五）完善电力安全监管职能。国家能源局依法依规履行电力行业安全监管职责，组织、指导和协调全国电力安全生产监管工作。各派出能源监管机构根据国家规定职责和法律法规授权，履行电力安全监管职责，加强监管执法，严厉查处违法违规行为。地方各级政府电力管理等有关部门依法依规

履行地方电力安全管理责任，并积极配合派出能源监管机构，做好相关工作。

(六) 强化电力安全协同监管。国家能源局及其派出能源监管机构加强与地方各级政府电力管理等有关部门的沟通联系，强化协同监管，形成工作合力，联合组织开展安全检查、安全执法等工作，积极配合、协助安监等相关专业部门做好安全监管工作。

(七) 规范电力事故调查工作。特别重大电力事故，由国务院或者国务院授权的部门组成事故调查组进行调查；重大电力事故，由国家能源局组织或参与调查，有关派出能源监管机构和省级政府电力管理等有关部门参加；较大电力事故，由派出能源监管机构组织或参与调查，有关省级政府电力管理等有关部门参加；一般电力事故，由派出能源监管机构视情况组织或参与调查。

三 严格安全生产执法

(八) 严肃安全生产事故查处。严格事故调查处理，严肃查处事故责任单位和责任人。对于发生事故的单位，负责组织事故调查的部门要在事故结案后一年内对其进行评估，存在履职不力、整改措施不落实或落实不到位的，依法依规严肃追究有关单位和人员责任，并及时向社会公开。企业要加大安全生产责任追究力度，严格事故责任处理，研究建立责任处理与职务晋升挂钩机制。对被追究刑事责任的生产经营者实施相应的职业禁入。

(九) 强化安全监管行政执法。加强电力安全执法检查工作，完善执法程序规定，规范行政执法行为，发现危及安全情况的及时予以纠正，存在违法违规行为的坚决予以制止。完善通报、约谈制度，对事故多发频发、企业履职不到位及其它涉及安全的重大事项，及时予以通报或约谈企业负责人。积极推进电力安全生产诚信体系建设，完善安全生产不良记录和“黑名单”制度，建立失信惩戒和守信激励机制。畅通“12398”能源监管热线，

加大社会参与监督电力安全生产违法违规问题的力度。

(十) 健全安全生产考核激励机制。健全电力安全生产考核评价体系，坚持过程考核和结果考核相结合，科学设定可量化的考核指标。建立安全生产绩效与履职评定、职务晋升、奖励惩处挂钩制度，落实安全生产“一票否决”制。企业要研究建立以安全绩效为引导的动态薪酬管理制度，研究试行企业领导班子年度及离任专项安全履职评价考核制度，严格落实一岗双责考核机制。

(十一) 加强安全信息管理。规范电力事故事件及相关信息的报送工作，畅通报送渠道，确保及时、准确、完整。对于瞒报、谎报、漏报、迟报事故的单位和个人，依法依规予以处理。完善安全生产执法信息公开制度，建立电力安全信息共享平台，及时发布安全信息。

(十二) 严格安全生产监管责任追究。研究制定电力安全生产监管权力和责任清单，尽职免责，失职问责。建立电力安全生产全过程责任追溯制度，杜绝安全生产领域项目审批、行政许可、监管执法等方面的违法违规行为。

四 创新安全发展机制

(十三) 健全企业安全资信管理。电力企业要强化安全资质准入管理和业务评价准入参考机制，建立承包单位安全履职能力建立基础信息数据库，健全承包单位安全履约评价动态管控机制，实行承包单位和管理人员安全资信“双报备”制、施工作业人员安全资质与安全记录“双审核”制。

(十四) 严格落实安全评估制。电力企业要严格执行新、改、扩电力建设工程安全设施和职业病防护设施“三同时”制度，开展电力建设工程危险性较大的分部分项工程专项施工方案评估、安全投入与工期的动态评估、新技术新材料新工艺安全性评估，燃煤电厂液氨罐区和贮灰场大坝定期安全评估。

(十五) 推进安全责任保险制度。发挥保险机构参与风险管控和事故预防功能的优势，引导保险机构服务电力安全生产，完善安全生产责任保险投保、服务与评价制度。构建政府、保险机构、企业等多方协调运作机制，实现安全生产责任保险公共信息共享。鼓励保险机构根据安全生产状况实行浮动费率，促进企业提高安全生产管理水平。

(十六) 健全社会化服务体系。支持发展电力安全生产专业化行业组织，强化行业自律，推进电力行业安全生产咨询服务等第三方机构产业化和社会化。鼓励中小微电力企业订单式、协作式购买运用安全生产管理和服务。鼓励企业、高校、科研院所和第三方机构联合开展事故预防理论研究和关键技术装备研发，建设一批电力安全生产领域产、学、研中心，加快成果转化和推广应用。

(十七) 建立科技支撑体系。充分应用现代信息化技术，适应大数据时代流程再造，实施“互联网+安全监管”战略，实现监管手段创新，完善监督检查、数据分析、人员行为“三位一体”管理网络，实现流程和模式创新。建立电力行业安全生产信息大数据平台，深度挖掘大数据应用价值，以信息技术手段提升电力安全生产管理水平。推进能源互联网、电力及外部环境综合态势感知、高压柔性输电、新型储能技术等新技术在电力建设和设备改造中的安全应用。

(十八) 推进市场化改革与安全协同发展。规范市场交易和调度运行业务流程，推动电力市场参与各方的技术标准统一，加强监督执行，保障电网运行安全。加强辅助服务的市场化交易机制的监管，加大对负荷侧参与电网运行调节、“源、网、荷友好互动”等新型电力市场形态的安全监管。强化对多种所有制形式、业务形态各异的大量新兴市场主体的安全监管，构建与电力市场化改革发展相适应的安全保障体系。

五 建立健全安全生产预控体系

(十九) 加强安全风险管控。健全安全风险辨识评估机制，构建风险辨识、评估、预警、防范和管控的闭环管理体系，建立健全风险清册或台账，确定管控重点，实行风险分类分级管理，加强新材料、新工艺、新业态安全风险评估和管控，有效实

施风险控制。各企业要研究制定重特大事故风险管理措施，根据作业场所、任务、环境、强度及人员能力等，认真辨识风险及危害程度，合理确定作业定员、时间等组织方案，实行分级管控，落实分级管控责任。

(二十) 加强隐患排查治理。牢固树立隐患就是事故的观念，健全隐患排查治理制度、重大隐患治理情况向所在地负有安全监管职责的部门和企业职业会“双报告”制度，实行自查自报自改闭环管理。制定隐患排查治理导则或通则，建立隐患排查治理系统联网信息平台，建立重大隐患报告和公示制度，严格重大隐患挂牌督办制度，实行隐患治理“绿色通道”，优先安排人员和资金治理重大隐患。

(二十一) 落实企业事故预防措施。加强安全风险因素分析，制定落实电力安全措施和反事故措施计划，形成安全隐患排查、整改、消除的闭环管理长效机制。严格执行“两票三制”，完善组织管理，落实安全措施，强化安全监护，保障作业安全。

(二十二) 加强重大危险源监控。严格落实重大危险源安全管理规定和标准规范，认真开展危险源辨识与评估，完善重大危险源监控设施。加强液氨罐区、油区、氢站等安全管理，落实重大危险源防范措施。加强重大危险源源头管控，新建燃煤发电项目应采用没有重大危险源的技术路线，生产过程中存在重大危险源的燃煤发电企业应研究实施重大危险源替代改造方案。

(二十三) 强化安全禁令清单。针对电力安全生产过程中存在的突出问题和薄弱环节，进一步规范电力安全生产监督管理，从人员资格、作业流程控制、安全生产条件、安全生产管理等方面，明确必须坚决禁止的行为，避免和减少事故的发生。

(二十四) 建立职业病防治体系。建立职业病防治中长期规划，制定职业健康安全发展目标，实施职业健康促进计划。强化高危粉尘、高毒作业管理，加强对贮煤、输煤及锅炉巡检过程中煤尘、砂尘和设备噪声等职业病危害治理。强化企业主要负责人持续改进职业健康水平的责任，将职业病防治纳入安全生产工作考核体系，落实职业病危害告知、日常监测、定期检测评价和报告、防护保障和

职业健康监护等制度措施。

六 加强电力运行安全管理

(二十五) 加强电网运行安全管理。调度机构要科学合理安排运行方式，做好电力平衡工作。各电力企业要严格执行调度指令，做到令行禁止。加强电网设备运维检修管理。加强涉网机组安全管理，建立网源协调全过程管理机制。加强大容量重要输电通道安全运行，制定相应的防范策略和应对措施。提升机组深度调峰和调频能力，完善新能源及分布式电源接入技术标准体系，增强电网对新能源的安全消纳能力。加强电网安全运行风险管控工作，确保电网安全稳定运行和可靠供电。

(二十六) 加强电力二次系统安全管理。加强电力二次系统安全管理工作，梳理分析电力系统继电保护和安全自动装置等二次系统的配置和策略；查找和消除二次设备、二次回路、保护定值和软件版本等方面的隐患；加强发电侧涉网继电保护等二次系统的正确配置和安全运行。

(二十七) 提升电力设备安全水平。加强设备运行安全性分析和设备全寿命周期管理，制定设备治理滚动计划。加强设备状态监测、设备维护和巡视检查，完善设备安全监视与保护装置。加强设备设施缺陷管理，着力整治“家族性”缺陷。加强电力设施保护，防范电力设施遭受外力破坏。

(二十八) 保障水电站大坝运行安全。切实做好水电站大坝防汛调度、安全定期检查、安全注册登记和信息化建设等工作，加强病险大坝的除险加固和隐患排查治理。强化水电站大坝安全监测和运行安全分析，开展高坝大库的安全性研究。

(二十九) 加强电力可靠性管理。加强电力可靠性数据统计及监督管理，提高可靠性数据的真实性、准确性和完整性。强化可靠性统计数据的分析，充分发挥可靠性技术与数据在电力规划设计、项目建设、运营维护、优质服务中的辅助决策作用。加强可靠性分析应用工作，服务企业安全生

产，为电力安全生产监督管理提供支撑。

(三十) 加强电力技术监督管理。建立企业主要技术负责人负总责的技术监督管理体系，赋予主要技术负责人安全生产技术决策和指挥权。健全完善技术监督组织体系和标准体系，规范电力技术监督服务工作。建立全国电力技术监督网，加强技术监督专业交流沟通。

七 加强建设工程施工安全和工程质量管理工作

(三十一) 加强工程源头管理。优化工程选线、选址方案，规范开工程序，完善建设施工安全方案和相应安全防护措施，认真做好电力建设工程设计审核和阶段性验收工作（含防雷设施）。严格落实国务院《企业投资项目核准和备案条例》，加强对核准（备案）电力项目监督管理，将安全生产条件作为电力项目核准（备案）项目事中事后检查的重要内容，加大电力项目建设和验收阶段检查力度，对未核先建、核建不符、超国家总量控制核准以及不符合安全技术标准的电力工程项目，立即停工整改。

(三十二) 严格工程工期管理。建设单位要依照国家有关工程建设工期规定和项目可行性研究报告中施工组织设计的工期要求，对工程充分论证、评估，科学确定项目合理工期及每个阶段所需的合理时间，严格执行国家有关建设项目开工规定，禁止违规开工。工期确需调整的，必须按照相关规范经过原设计审查单位或安全评价机构等审查，论证和评估其对安全生产的影响，提出并落实施工组织措施和安全保障措施。

(三十三) 规范招投标管理和发承包管理。建设单位要明确勘察、设计、施工、物资材料和设备采购等环节招投标文件及合同的安全和质量约定，严格审查招投标过程中有关国家强制性标准的实质性响应，招标投标确定的中标价格要体现合理造价要求，防止造价过低带来安全质量问题。加强工程发包管理，将承包单位纳入工程安全管理体系，严

禁以包代管。加强参建单位资质和人员资格审查，严厉查处租借资质、违规挂靠、弄虚作假等各类违法违规行为。

(三十四) 严格安全措施审查。建设单位和监理单位要建立健全专项施工方案编制及专家论证审查制度，严格审查和评估复杂地质条件、复杂结构以及技术难度大的工程项目安全技术措施。设计单位要对新技术、新设备、新材料、新工艺给施工安全带来的风险进行分析和评估，提出预防事故的措施和建议。监理单位要严格审查施工组织设计、作业指导书及专项施工方案，尤其是施工重要部位、关键环节、关键工序安全技术措施方案。

(三十五) 加强现场安全管理。施工单位要进一步规范电力建设施工作业管理，完善施工工序和作业流程，严格落实施工现场安全措施，强化工程项目安全监督检查。监理单位要加强现场监理，创新监理手段，实现工程重点部位、关键工序施工的全过程跟踪，严控安全风险。各参建单位要加强施工现场安全生产标准化建设，完善安全生产标准化体系，建立安全生产标准化考评机制，从安全设备设施、技术装备、施工环境等方面提高施工现场本质安全水平，提升电力建设安全生产保障能力。健全现场安全检查制度，及时排查和治理隐患，制止和纠正施工作业不安全行为。

(三十六) 加强工程质量监督管理。理顺电力建设工程质量监督管理体系，强化政府监管，优化监督机制，落实主体责任。建立健全电力建设工程质量控制机制，落实国家工程建设标准强制性条文，严格控制施工质量和工艺流程，加强关键环节和关键工序的过程控制和质量验收，保证工程质量。

八 加强网络与信息安全管理

(三十七) 加强网络安全建设。坚持统筹谋划，做好顶层设计，推进网络安全技术布防建设。按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”要求，做好电力监控系统的安全防护。开展关键网络安全技术创新研究与应用，支持电力监控系统安全防护关键设备研发，推动商用密码应用，组织实施网络安全重大专项工程，加快网络安全实时监测手段建设。

(三十八) 建立安全审查制度。按照国家相关法律法规规定，制定电力行业网络安全审查制度，形成支撑网络安全审查的电力行业网络安全标准体系，探索建立电力行业网络安全审查专业机构，组建电力行业网络安全审查专家库，开展重要网络产品及服务型审查，提高网络安全可控水平。

(三十九) 做好安全防护风险评估与等级保护测评工作。建立健全电力监控系统安全防护管理制度，开展电力监控系统安全防护风险评估，推进电力工控设备信息安全漏洞检测。完善电力行业信息安全等级保护测评标准和规范，加强信息安全等级保护测评机构和测评力量建设。

九 完善电力应急管理

(四十) 完善应急管理体制。按照统一领导、综合协调、属地为主、分工负责的原则，完善国家指导协调、地方政府属地指挥、企业具体负责、社会各界广泛参与的电力应急管理体制。加强各级应急指挥机构和应急管理机构建设，明确责任分工，落实资金与装备保障。

(四十一) 健全应急管理机制。加强预警信息共享机制建设，建立应急会商制度，以现代科技手段提升监测预警能力。建立协同联动机制，开展跨省跨区电力应急合作，形成应急信息、资源区域共享。完善灾后评估机制，科学指导灾后恢复重建工作。推进电力应急领域金融机制创新。

(四十二) 加强应急预案管理。健全应急预案体系，强化预案编制管理和评审备案，充分发挥预案在应急处置中的主导作用。注重预案情景构建，突出风险分析和应急资源能力评估，提高预案针对性和可操作性。推动应急演练常态化，创新演练模式，逐步实现桌面推演与实战演练、专项演练与综合演练、常态化演练与示范性演练相结合。

(四十三) 强化大面积停电防范和应急处置。落实《国家大面积停电事件应急预案》，推进省、市、县各级政府制订出台大面积停电事件应急预案。健全各级人民政府主导、电力企业具体应对、社会各方力量共同参与的大面积停电事件应对机制。积极推进电力设施抗灾能力建设，加快防范大面积停电关键技术研究与应用，重点提升电网防御和应对重特大自然灾害的能力。强化大面积停电事

件应急处置资金保障，探索大面积停电事件资源征用和停电损失保险业务。

(四十四) 加强应急处置能力建设。加强企业专业化应急抢修救援队伍、应急物资装备、应急经费保障建设和应急通信保障体系建设，提升极端情况下应急处置能力。推动重要电力用户自身应急能力建设。组织开展电力企业应急能力建设评估，推进评估成果应用。

十 加强保障能力建设

(四十五) 健全规章制度标准规范体系。加强电力安全生产规章制度标准规范顶层设计，增强规章制度标准规范的系统性、可操作性。建立健全电力安全生产规章制度标准规范立改废释工作协调机制，加快推进规章制度标准规范制修订工作。完善电力建设工程、危险化学品等高危作业的安全规程。建立以强制性标准为主体、推荐性标准为补充的电力安全标准体系。

(四十六) 保障安全生产投入。电力企业要加大安全生产投入，保证安全生产条件。电力建设参建单位要按照高危行业有关标准，提取并规范使用安全生产费用。推动制定电力企业安全生产费用提取标准，实行安全生产费用专款专用。建立健全政府引导、企业为主、社会资本共同参与的多元化安全投入长效机制，引导企业研发、采用先进适用的安全技术和产品，吸引社会资本参与电力安全基础设施项目建设和重大安全科技攻关。鼓励企业通过发行债券、基金等多种投融资方式加大安全投入。

(四十七) 持续推进安全生产标准化建设。建立健全电力安全生产标准化工作长效机制，推进电力企业安全生产标准化创建工作。强化企业班组建设，实现安全管理、操作行为、设备设施和作业环境的标准化，提升企业本质安全水平。

(四十八) 加大安全教育培训力度。电力企业要全面落实安全培训的主体责任，抓好本单位从业人员安全培训工作，依法对从业人员进行与其所从

事岗位相应的安全教育培训，确保从业人员具备必要安全生产知识。电力企业应当制定本单位年度安全培训计划，建立安全培训管理制度，保障安全培训投入，保证培训时间，建立安全培训档案，如实记录安全生产培训的时间、内容、参加人员以及考核结果等情况。要将外包单位作业人员、劳务派遣人员、实习人员等纳入本单位从业人员统一管理，对其进行岗位安全操作规程和安全操作技能教育培训。

(四十九) 推进安全文化建设。营造安全和谐的氛围与环境，有序推进电力安全文化建设，不断提高人员安全意识和安全技能，培养良好的安全行为习惯，提升各类人员综合安全素养。创建安全文化示范企业，打造安全文化精品，鼓励和引导社会力量参与电力安全文化作品创作和推广。

(五十) 加强安全监管能力建设。加强电力安全监管能力建设，充实安全监督管理力量，建立安全监管人员定期培训轮训机制，按规定配备安全监管执法装备及现场执法车辆，建立电力安全专家库，完善安全监管执法支撑体系。企业要依法设置安全监督管理机构，有条件的企业鼓励设置安全总监，充实安全监督管理力量，支持并维护安全监督人员行使安全监督权力。

国家发展和改革委员会国家能源局

2017年11月17日



吉林省电力行业协会2017年度 联络员、通讯员工作会议在葫芦岛市召开

为加强协会与各会员单位联络员、通讯员之间的日常联系，及时与会员单位沟通信息，交流工作经验，反映会员单位诉求，2017年10月25日，吉林省电力行业协会在葫芦岛市召开2017年度联络员、通讯员工作会议。

吉林省电力有限公司、大唐吉林发电有限公司、国电吉林龙华热电股份有限公司、国网吉林省电力科学研究院、东北电力大学、吉林省地方水电有限公司等22家会员单位参加会议。吉林省电力行业协会秘书长李玉山主持会议。

会上，首先由李玉山秘书长作协会2017年工作汇报，重点介绍中电联信用办吉林评价中心工作开

展情况；其次由协会工作人员对《吉林电力技术》出版情况、工作宣传、通讯报道的要求以及电力市场信息发布情况作简要介绍；最后，各参会单位代表对行协今后的工作提出了几点意见和建议。

本次会议在热烈的气氛中圆满结束。通过此次会议，会员单位彼此之间沟通了解并建立了很深的友谊。大家一致表示，一定共同把行协的工作做好，真正把吉林省电力行业协会当成自己的家，齐心协力致力于协会发展，力争把协会办成具有广泛的代表性、权威性、公正性的现代行业协会，为吉林省电力行业的发展，为构建和谐吉林、和谐电力做出新的贡献。



吉林电力股份有限公司所属有关单位 顺利完成信用体系建设咨询工作

2017年11月6日—11月10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专家组对吉电股份白城发电公司、松花江热电公司、四平热电公司、吉林中电投新能源有限公司开展了信用体系建设现场咨询工作。

各公司对本次现场咨询工作高度重视，从组织、宣传、自查自评等方面扎实推进信用建设工作。

专家组对开展信用体系建设的工作程序和相关要求进行了具体说明，并表示希望通过此次现场咨询，有效帮助各企业梳理信用评价申报资料，查找影响评价等级的主要问题，补充有助于提升信用等级的重点材料，也希望能够在此基础上互通

有无，相互学习，共同进步。

在历时两天的咨询工作中，专家组成员就涉及评价对象在生产经营、基础管理、文化建设等重大问题进行了交流、沟通和求证。在之后的分组辅导环节中，专家组成员按照各自专业就企业管理、财务管理、安全质量管理、人力资源管理与对口部门对口专业进行了对接，整个工作过程严谨有序规范。

在末次会议上，专家组分别就安全质量管理、企业管理、财务管理、人力资源管理做了点评发言，指出了各公司各个方面的管理亮点，也提出了中肯的管理提升建议。



行业资讯

吉林省电力行业统计培训班 成功举办

由吉林省电力行业协会与国网吉林省电力有限公司共同主办的吉林省电力行业统计培训班，于12月12日在吉林省长春市成功举办。

按照国家能源局要求，新版行业用电分类在2017年11月前开展双轨试运行，2018年1月起正式实施。为保证新版行业用电分类工作顺利开展，并提升省内发电统计工作质量，受吉林省能源局电力处委托，特举办此次发电统计培训班，吉林省地区共计142家电力企业165名学员参加学习。吉林省能

源局、国网吉林省电力有限公司、吉林省电力行业协会有关领导作重要讲话及授课。

本次培训从报表编制录入注意的问题、新能源信息接入、评价及分析、统计指标解释及计算等三方面进行讲解，旨在满足电力统计新需求，为各级政府和社会各方面提供更高质量、更有效、更加完整的电力统计数据。参训学员们普遍反馈这是一次收获满满、丰富难忘的学习经历和体验。



协会参加全国 电力工程企业协会第八届年会

11月15日，全国电力工程企业协会第八届年会在合肥召开，吉林省电力设施安装协会应邀参加。

全国共24个省市自治区的同行业协会会长、秘书长及相关负责人70余人参加会议。国家能源局资质中心主任苑舜、国家能源局华东监管局局长邱水录出席会议并讲话。会议由华东监管局安徽省业务办主任刘平凡主持。

邱水录局长首先在会上致辞。他就安徽省的能源发展情况和人文地理进行了简要介绍。表示，华东能源监管局一直十分重视协会的工作，致力于指导协会依法依规、规范运作，充分发挥协会在行业自律和桥梁纽带方面的作用。希望协会不断扩大行业协会的影响力，在维护会员企业合法权益，推动电力市场化改革，规范市场行为，维护市场秩序等方面发挥更大作用；为能源监管工作提供支撑助力，共同推动电力行业持续健康发展，共创美好未来。

苑舜主任做了主题为“新时代新要求不断提升电力工程行业协会水平”的重要讲话，充分肯定了各地区协会所开展的工作，具体回答了协会提出的

关于定位、电工资质等方面的相关问题，通报了国家能源局资质中心有关工作的开展情况，并对协会下一步的工作指明了方向：一是简政放权与加强监管相结合；二是行政许可与稽查相结合；三是质量提升与信用体系相结合；四是电力改革与发展民间资本相结合；五是反垄断与市场化公平竞争相结合；六是社会责任与扶贫相结合；七是网络与信息化相结合。

会上，与会代表分别就各自协会的工作进行了经验交流，并深入研究探讨了新形势下协会如何进一步谋求发展、克服困难、完善自身、抓好服务等问题。会议最后确定全国电力工程企业协会第九届年会由江西省电力工程协会承办。

本次会议的召开，国家能源局相关领导的讲话使我们提振了信心，互相的交流学习使我们在未开展工作领域有了新的认知。对于协会未来发展如何更好的把握政策导向，更好的挖掘自身潜力，拓展新的业务方面有重要的指导意义。

（吉电安协 朱炳瑞）



协会负责人参加 省级社会组织负责人培训班

10月18日，吉林省电力设施安装协会秘书长习亚莉参加了吉林省民政厅在长春市华苑宾馆组织的全省社团组织负责人业务培训会，并听取了省社会组织管理局副局长朱伟东等主讲的培训报告和其他社团组织业务学习培训。

吉林省电力设施安装协会作为全省性的行业组织，要切实起到全省电力施工行业自律组织的作用，起到跨地区、跨行业综合服务的作用，起到政府与企业之间桥梁和纽带的作用。特此参加了省民政厅举办的为期3天的全省社会组织负责人培训班，为协会的管理和发展打下理论基础。

培训期间，先后吸取了省委党校教授赵连中做了《如何做好新形势社会组织党建工作》的培训报告，省社会组织管理局副局长朱伟东做了《对社会团体规范化管理的思考》等专题培训，以及《行政审批和变更登记有关规定》培训、《社会组织票据管理工作》等业务培训，省电子信息行业联合会等协会组织做了交流。

此次全省社团组织负责人业务集中培训，主要

提升全省社会组织运用理论知识解决实际问题的能力和水平，加深对社会组织登记管理相关政策法规及社会组织发展趋势的了解，提高理论水平和业务能力。

社会组织政策法规体系、加强和创新社会管理背景下，社会组织发展概况与趋势、社会组织登记制度、社会组织管理制度、社会组织行政执法制度、社会组织党的建设、社会组织财税制度、社会组织评估制度、社会组织项目管理、社会组织资金及筹资管理、社会组织人力资源建设、社会工作方法在社会组织工作中的运用、社会团体能力建设、基金会能力建设、民办非企事业单位能力建设、社会团体经验交流与考察、民办非企事业单位经验交流社会组织有关专项工作等。以及社团组织相关政策法规及社会组织的财务、税务、票据、管理等方面的工作，旨在通过培训进一步提高社会组织管理规范化建设水平。

（吉电安协 朱炳瑞）



协会党支部参加 十九大会议精神专题培训会

11月7日南关区非公企业和社会组织党组织书记学习贯彻党的十九大会议精神专题培训会在南关区鸿城街道东风社区召开，协会秘书长习亚莉应邀参加。

由区“星火源”非公企业和社会组织党建指导服务中心“老书记”工作室负责人庞文双，就学习贯彻党的十九大会议精神进行专题培训。

会议强调，学习宣传贯彻党的十九大精神，是非公企业和社会团体组织当前和今后一个时期的首要政治任务。要充分认识党的十九大的重大意义，以高度的政治自觉做好党的十九大精神学习宣传贯彻工作，迅速兴起社会工作者学习宣传贯彻热潮，把社会工作者的思想统一到党的十九大精神上来。会议号召，社会工作者要紧密团结在以习近平同志

为核心的党中央周围，不忘初心，牢记使命，增强“四个意识”，坚定“四个自信”，更加自觉、更加主动地推动新时代中国特色社会主义文学事业繁荣兴盛，为决胜全面建成小康社会、夺取新时代中国特色社会主义伟大胜利、实现中华民族伟大复兴中国梦、实现人民对美好生活的向往作出新的更大贡献！

通过学习，协会党员对十九大会议精神有了更深刻的理解和认识，为协会今后的党建工作强化了理论基础，了解社会团体组织在社会发展中应该有怎样的准确定位和社会责任。

（吉电安协 朱炳瑞）



吉林省电力设施安装协会 2017年10-12月新入会会员单位名单

- 1.长春市昊强电力安装有限公司
- 2.农安县星光电气安装有限公司
- 3.吉林省天诚电力安装有限公司
- 4.吉林省星盛电力工程有限公司
- 5.扶余市润泽电气安装有限公司
- 6.吉林搏丰电气科技有限公司
- 7.农安县博发电力安装有限公司



中电联发布2017年前三季度全国电力供需形势分析预测报告

党的十八大以来，在以习近平同志为核心的党中央坚强领导下，我国经济社会发展取得了举世瞩目的辉煌成就，电力行业作为国民经济基础性产业，为经济社会发展提供了坚强保障。

电力供应规模迈上新台阶，全国大范围资源配置能力明显提升。为支撑经济社会发展对电力的需求，电力投资建设稳步推进，全国发电装机总量、电网规模及发电量居世界首位。截至2017年9月底，全国全口径发电机装机容量为17.2亿千瓦左右，较2012年底净增5.7亿千瓦。前三季度，“西电东送”输电规模接近1.8亿千瓦，较2012年增长1倍以上。全国大范围资源优化配置能力和清洁能源消纳能力大幅提升，全国跨区送电量同比增长11.0%。**电力结构及布局持续优化，风电、太阳能发电消纳问题有所缓解。**电源投资建设重点向非化石能源方向倾斜。截至今年9月底，全国非化石能源发电装机容量6.5亿千瓦左右，占总装机比重为38%，比2012年底提高9个百分点。前三季度，东、中部地区新增风电、太阳能发电装机占比分别达到62%和82%；110千伏及以下电网投资占电网总投资比重达到53.5%。电力企业多措并举有效促进新能源消纳，风电设备平均利用小时1386小时、同比提高135小时，太阳能发电设备平均利用小时923小时、同比提高34小时。**煤电投资大幅减少，煤电有序发展效果明显。**近年来，煤电设备平均利用小时逐步降至历史低位，为防止煤电行业产能过剩风险，国家出台了有关煤电有序发展的系列措施，效果持续显现。今年前三季度，煤电投资同比下降30.5%，防范化解煤电过剩产能风险工作成效凸显；煤电设备平均利用小时3197小时、同比提高

48小时。多重困难矛盾交织叠加，发电企业尤其是煤电企业持续亏损。在煤价持续高位、市场化交易电价进一步下降等多重矛盾下，煤电企业经营持续亏损，煤电行业经营遭遇严峻困难和挑战。

电力消费呈现出新常态特征。随着我国经济发展步入新常态，用电增长总体放缓。2012年以来，全社会用电量增长水平总体远低于改革开放以来的增长水平，其中2015年仅增长1%。但今年以来，宏观经济稳中向好态势持续发展，加上夏季出现持续高温天气等因素，前三季度全社会用电量同比增长6.9%，增速同比提高2.4个百分点。其中，三季度在高温天气影响下，用电量增速达到7.8%。**电力消费结构不断调整，消费增长主要动力逐步转化。**2012年以来，第二产业用电量增速远低于全社会用电量增速，所占全社会用电量比重逐年降低，2016年比2012年累计降低2.6个百分点，其中四大高耗能行业比重下降1.6个百分点；在用电量持续快速增长的拉动下，第三产业和城乡居民生活用电量占比分别提高1.9和1.0个百分点。今年前三季度，第三产业和居民生活用电量比重继续分别提高0.5和0.1个百分点，第二产业比重降低0.6个百分点，其中，四大高耗能行业占比降低0.5个百分点；而高技术制造比例较高的通用及专用设备制造业、交通运输/电气/电子设备制造业、医药制造业用电保持快速增长，合计用电比重同比提高0.5个百分点。

预计四季度全社会用电量保持平稳增长，全年全社会用电量同比增长6.5%左右，超过2016年增长水平。其中，三季度气温因素拉高全年增速接近1个百分点。预计四季度全国新增装机容量4000万千瓦，全年新增装机容量1.3亿千瓦左右；预计年底全

国发电装机容量将达到17.7亿千瓦、同比增长8%左右，其中，非化石能源发电装机合计达到6.8亿千瓦，占总装机容量比重上升至38.5%左右，比上年提高近2个百分点。预计四季度全国电力供需总体宽松，部分地区相对富余，个别地区燃料保供压力较大；预计全年全国火电设备利用小时4200小时左右。若后续电煤价格不能实现有效回落，则煤电企业经营形势难以有效改观，发电企业生产经营将继续面临严峻困难与挑战。

一 全国电力供需状况

(一) 今年以来全社会用电量持续较快增长，三季度增速环比提高

前三季度，全国全社会用电量4.69万亿千瓦时、同比增长6.9%，增速同比提高2.4个百分点。其中，一、二、三季度全社会用电量同比分别增长6.9%、5.8%和7.8%，三季度增速环比提高，受气温因素影响较大。前三季度全社会用电量较快增长的原因主要有四个方面：

一是宏观经济总体延续稳中向好，工业增加值、社会消费品零售总额、基础设施投资、外贸出口等关键指标增速回升。**二是工业生产平稳向好，**工业行业供需关系明显改善，企业效益明显增强，产能利用率持续回升，拉动工业用电回暖。**三是服务业持续保持较快增长，新业态、新模式、新产业不断涌现，新动能逐步培育形成新的增长点。****四是夏季大部分地区气温明显偏高，7月、9月全国平均气温均创1961年以来历史同期最高，拉动用电量较快增长，其中，7月份全社会用电量同比增长9.9%，是2013年9月以来46个月间的月度最高增速。**

前三季度电力消费主要特点有：

一是电力消费结构继续优化调整。第三产业和居民生活用电量比重分别提高0.5和0.1个百分点，第二产业比重降低0.6个百分点，其中，四大高耗能行业占比降低0.5个百分点，而高技术制造比例较高的通用及专用设备制造业、交通运输/电气/电子设备制造业、医药制造业三个行业合计用电量占比(14.6%)同比提高0.5个百分点，一定程度上可反观工业生产中结构调整的效果。

二是第二产业及其制造业用电新增长点逐步孕

育。第二产业及其制造业用电同比分别增长6.0%和6.4%，分别拉动全社会用电量增长4.2和3.3个百分点。其中，交通运输/电气/电子设备制造业、通用及专用设备制造业、医药制造业保持快速增长势头，对全社会用电增长的贡献率超过10%；传统产业中的四大高耗能行业用电增长4.9%，增速逐季回落，主要是因二季度以来黑色和有色行业加大去产能、清除违法违规项目以及环保督查力度。

三是第三产业及其各行业用电持续快速增长。

第三产业用电同比增长10.5%，拉动全社会用电量增长1.4个百分点。信息传输/计算机服务和软件业用电同比增长14.5%，延续近年来的快速增长势头；交通运输/仓储和邮政业用电量同比增长13.8%，其中，在交通领域推动实施电能替代、快速推广电动汽车等作用下，城市公共交通用电同比增长25.9%。

四是城乡居民生活用电较快增长。城乡居民生活用电同比增长7.5%，拉动全社会用电量增长1.1个百分点。其中，三季度受高温天气因素影响，城乡居民生活用电量在上年同期极端高温天气创下的高基数基础上仍实现了12.3%的快速增长，一定程度上反映了居民生活电气化水平的提高。

五是各地区用电增速均同比提高，西部地区增速领先。东、中、西部和东北地区全社会用电量同比分别增长6.1%、7.5%、8.6%和4.0%，增速同比分别提高2.5、4.1、7.7和3.4个百分点。西部地区受上年低基数和今年高耗能行业用电增速回升的拉动，用电增速提高较多。东部地区拉动全国全社会用电量增长3.0个百分点，对拉动全国用电量增长的贡献最大。西部、中部地区分别拉动全国用电量增长2.2和1.4个百分点。

(二) 电力供应能力充足，煤电有序发展取得新成效

前三季度，全国主要电力企业总计完成投资同比下降1.7%。其中，发电企业有效控制投资节奏，完成电源投资同比下降13.1%；电网完成基建投资同比增长4.6%，其中110千伏及以下电网投资比重达到53.5%。截至9月底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量为16.7亿千瓦、同比增长7.6%，增速同比下降3.2个百分点；全口径发电机装机容量为17.2亿千瓦左右。

前三季度电力供应主要特点有：

一是煤电投资明显下降，煤电有序发展取得积极进展。煤电投资同比下降30.5%，国家促进煤电有序发展、实施停缓建等措施得到逐步落实，防范化解煤电过剩产能风险工作取得成效。在电力消费需求较快增长、水电欠发等因素拉动下，全国规模以上电厂火电发电量同比增长6.3%。火电设备平均利用小时3117小时，同比提高46小时，其中，煤电3197小时、同比提高48小时。

二是水电发电量实现正增长，设备平均利用小时同比下降。全国规模以上电厂水电发电量同比增长0.3%，其中，9月份水电发电量受上年同期低基数等因素影响，当月增速上升至18.6%，扭转了前8个月持续负增长的态势。全国水电设备平均利用小时2674小时、同比降低92小时。

三是风电开发布局呈现从西部、东北地区向东部、中部地区转移的特征，风电消纳问题逐步得到缓解。新增并网风电装机容量970万千瓦、同比多投产146万千瓦；其中，东、中部地区新增装机占比达到62%，风电布局延续上年以来的向东、中部地区转移趋势。9月底，全国并网风电装机容量1.57亿千瓦，同比增长12.8%。全国6000千瓦及以上电厂并网风电发电量2128亿千瓦时、同比增长25.7%，明显超过装机容量增速。在有关部门和电力企业的共同努力下，弃风问题有所缓解，全国风电设备平均利用小时1386小时、同比提高135小时。

四是太阳能发电实现跨越发展，开发布局持续优化。全国并网太阳能发电新增装机容量4231万千瓦、同比增加1977万千瓦，占全国新增装机的45.3%。从布局上看，东、中部地区太阳能新增装机规模占全国比重达到82%。全国并网太阳能发电装机容量在今年7月份首次突破1亿千瓦，9月底已达到1.18亿千瓦，是2012年底的近35倍，实现了跨越式发展。全国并网太阳能发电量837亿千瓦时、同比增长70.9%；太阳能发电设备平均利用小时923小

时、同比提高34小时，前三季度弃光率均有不同程度的下降。

五是核电发电量保持较快增长，设备平均利用小时同比提高。前三季度新投产两台、共218万千瓦核电机组。核电发电量1834亿千瓦时，同比增长18.8%。核电设备平均利用小时5379小时、同比提高144小时，其中，江苏、广东、福建和海南分别提高678、484、347和342小时。

六是全国大范围资源优化配置大幅提升，跨省跨区送电量快速增长。前三季度全国投运五条特高压交、直流线路；全国完成跨区送电量3106亿千瓦时、同比增长11.0%，增速同比提高5.4个百分点；全国跨省送电量8274亿千瓦时、增长11.3%，增速同比提高5.7个百分点。

七是煤炭供应平衡偏紧，多重困难矛盾交织叠加，发电企业尤其是煤电企业持续亏损。电煤价格维持高位运行。截止9月底，今年已发布的37期环渤海煤价指数中，共有35期超过570元/吨的“绿色区间”上限，港口5500大卡动力煤现货价格绝大多数时间处于600元/吨以上的“红色区间”运行，大体测算，全国煤电行业电煤采购成本同比提高2000亿元左右。此外，市场化交易电价下降以及可再生能源补贴支付严重滞后也加剧了发电企业经营困境。多方面因素导致发电企业成本快速上涨且难以向外疏导，大部分发电集团煤电板块持续整体亏损，发电行业效益大幅下滑。

(三) 全国电力供需形势总体宽松，部分地区富余较多

前三季度，全国电力供需总体宽松，其中，华北区域电力供需平衡偏紧，华中区域电力供需基本平衡，华东和南方区域电力供需平衡有余，东北和西北区域电力供应能力富余较多。

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保持平稳增长，全

年增速高于2016年

综合考虑宏观经济形势、京津冀及周边地区2017年大气污染防治工作、安全督查、房地产调控、工业企业补库存周期、气象预测等方面因素，预计四季度全社会用电量同比增长5%左右，全年全社会用电量同比增长6.5%左右，超过2016年增长水平。

(二) 全国电力供应能力充足，个别地区燃料保供压力较大

预计四季度全国基建新增装机容量4000万千瓦左右，全年全国基建新增装机容量1.3亿千瓦左右。2017年底，预计全国全口径发电装机容量将达到17.7亿千瓦、同比增长8%左右，其中，非化石能源发电装机6.8亿千瓦，占总装机容量比重上升至38.5%左右，比上年提高近2个百分点。东北等部分地区受煤炭资源以及运输约束等因素，可能出现电煤供应偏紧局面；冬季天然气供应偏紧，部分地区燃机发电将可能受到供气限制。

(三) 电力供需总体宽松，全年火电设备利用小时与上年大体持平

预计四季度全国电力供需总体宽松，东北和西北区域电力供应能力富余较多。预计全年全国发电设备平均利用小时3760小时左右，其中，火电设备平均利用小时4200小时左右。

三 有关建议

电力行业认真学习贯彻党的十九大精神，继续切实做好去产能、调结构、保供应、促发展等工作，推进电力行业健康持续发展，为实现中华民族伟大复兴的中国梦提供安全可靠的能源电力保障。

(一) 更加注重政策落地，切实防范和化解煤电产能过剩风险

针对经济发展新常态下存在的煤电区域性产能过剩风险，应进一步贯彻落实国家促进煤电有序发展相关政策措施，调整煤电建设节奏，防范风险聚集。

一是认真贯彻相关政策文件要求。做好《关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见》（发改能源〔2017〕1404号）、《关于印发2017年分省煤电停建和缓建项目名单的通知》

（发改能源〔2017〕1727号）等文件的落实工作，细化工作方案，做好工作部署，加强统筹协调，督促相关地方及企业贯彻落实，确保完成今年《政府工作报告》提出的煤电调控目标。

二是继续推进淘汰落后产能工作。按相关规定淘汰包括自备电厂在内的服役年限长、不符合能效、环保、安全、质量等要求的煤电机组，加强行政执法和环保监督力度。

三是完善相关配套措施。针对停缓建项目给企业带来的经济损失和合同风险，以及小火电关停面临的员工安置等问题，研究出台财政、税费、利率、扶持政策等方面的配套政策，为依法合规、有序推进煤电调控工作提供政策和程序上的保障。

四是加强自备电厂管理，规范电力市场秩序。鉴于自备电厂违规建设、环保改造不到位、逃避规费、不履行调峰义务等问题比较突出，建议政府应将自备煤电机组纳入压减煤电项目清单，严控燃煤自备电厂发展，规范自备电厂收费政策，承担与公用电厂同等社会责任，并及时开展自备电厂建设及运行专项检查。

(二) 更加注重发展质量，切实提高电源结构优化效果

近年来，清洁能源的消纳问题，始终是困扰我国电力供应结构调整的瓶颈。今年以来，虽然全国弃风、弃光情况有所好转，但部分地区形势仍然不容乐观，弃水问题仍然较为突出，亟需在增强跨区输电通道、提高调峰能力、强化协调机制等方面加大工作力度，破解新能源消纳难题，促进清洁能源高效利用。

一是增强跨区通道对可再生能源的输送能力。认真贯彻落实《关于促进西南地区水电消纳的通知》（发改运行〔2017〕1830号），各地方及企业应按照文件要求，尽快将各项措施落实到位。加强送受端、区域间协调，充分利用现有跨省（区）通道；加快规划内通道建设，尽快推进云南、四川和“三北”地区等可再生能源基地的跨省区消纳输电通道建设，扩大可再生能源发电消纳范围。

二是提高电力系统综合调峰能力。一方面，加快抽水蓄能电站、调峰气电建设，各地继续加大火电机组灵活性改造力度，积极扩大热电解耦规模，提高系统调峰容量；另一方面，建立利益调节机

制，加快辅助服务市场、峰谷电价等一系列配套政策的出台和落地，提高调峰积极性。

三是强化各种协调机制，在市场、系统调度、企业等层面全面保障清洁能源的消纳。打破省间壁垒，建立有利于新能源跨区消纳的市场化机制，进一步加大跨省区送受电规模，实施余缺互补；优化电网运行方式，完善优先调度机制，加强风电、光伏发电保障性收购有关政策的执行督导；积极开展发电权交易，鼓励清洁能源机组与煤电机组、自备电厂开展发电权交易，鼓励同一集团内实行跨省区发电权交易。

(三) 更加注重电煤供需协调，切实确保电力安全稳定供应

煤电是我国电源结构的主体，电煤市场的平稳健康发展，对保障电力安全稳定供应、保障国民经济平稳运行至关重要。保障电煤的稳定充足供应，尤其在迎峰度夏、迎峰度冬等关键时段尤为重要。

一是继续加快推进煤炭优质产能释放。各地方和有关企业要积极协调和组织具备条件的煤矿加紧落实产能置换方案，为加快办理相关手续、增加有效供给创造条件；科学组织安全生产，不得以简单停产方式开展或应对执法检查；实行灵活的煤炭进口管理政策，确保迎峰度夏及迎峰度冬等关键时段沿海地区电煤安全稳定供应。千方百计确保冬季供暖供电煤炭供应，尤其是东北、西南等电煤偏紧地区。

二是继续采取有效措施推动电煤价格理性下调。电煤价格不仅影响上下游行业经营状况，更是市场关系的风向标，对于平衡煤炭市场供需至关重要。应尽快组织开展电煤价格机制研究，推动完善直达电煤长协定价机制，兼顾煤炭、电力双方经营承受能力，科学测算基准价，建议确定为460元/吨左右（秦皇岛5500大卡动力煤平仓价），有效引导市场预期；进一步加强市场价格管控，从严查处价格欺诈、囤积居奇、哄抬价格等违法行为，积极引

导社会舆论；进一步规范和完善煤炭价格指数体系，加强价格指数与行业数据的紧密结合，充分发挥电煤采购价格指数的引导作用，尽快将煤价下调至绿色区间。

三是进一步健全电煤市场长效机制。实践证明签订中长期合同对稳定市场、引导预期、保障供应具有重要的作用。建议进一步加大合同签订比例，进一步将合同覆盖范围扩大到下水煤、省内直达煤、省外直达煤等，进一步规范合同条款约定，力争量价齐全、运力保障；尽快组织研究制定科学合理的定价机制，本着促进上下游行业共同健康可持续发展的原则，合理测定下水煤年度基准价；加大合同履行监督，建立履约信用体系，激励守约行为，惩治违约行为，维护好中长期合同的法律约束力和严肃性，有效维护电煤市场良好环境。

四是继续加强相关行业、相关环节的统筹协调。加大煤电产运需三方的协调力度，及时有效协调出现的问题，确保重点时段、重点线路、重点地区的运力协调和煤炭供应，尤其针对东北等地区存煤明显偏低的重点电厂，优先安排请车、装车、装船和港口接卸，保障煤炭库存处于合理水平。

(四) 更加注重统筹协调，切实促进行业健康有序发展

当前企业燃料成本大幅上涨、电力市场交易价格明显下降、产能过剩风险突出、节能减排改造任务繁重，多重矛盾交织叠加，企业经营面临严峻压力和困境，亟需加大政策扶持力度，营造企业发展良好氛围。

一是采取多方措施，切实有效疏解企业经营压力。针对当前电力企业尤其是发电企业持续全行业亏损局面，要“疏减并举”，改善企业经营环境。一方面，尽快引导电煤价格回归合理水平。上年以来电煤价格的持续高位运行，是导致发电企业尤其是煤电企业大面积严重亏损的根本原因。加大电煤市场价格管控力度，有效保供降价，才能有效缓解

煤电企业经营困难局面。另一方面，继续完善电价机制，有效疏导企业经营成本。尽管国家已出台政策调整电价结构，但远不足以完全化解电煤大幅价格上涨带来的影响，建议尽快启动煤电联动机制，合理疏导煤电成本；合理缩短联动周期，改变煤电联动全国范围一刀切模式，分地区启动煤电联动；将市场化交易电量环保电价的补偿方式调整为“价外补贴”。

二是及时化解新问题，稳妥有序推进电力体制改革。随着电力体制改革不断深化，及时认真总结电力市场建设中暴露的新情况、新问题，稳妥有序推进改革，严格监督和杜绝政府不合理干预行为；健全电力市场主体信用体系建设，建立守信激励和失信惩戒机制，加强直接交易合同约束力，保障合同有效执行；尽快明确增量配电业务规范和范围。

三是尽快清欠可再生能源电价附加补贴电费，减轻电力企业财务负担；加强各项政策间的统筹协调，促进各项措施切实落实到位。

四是尽快研究对以清洁能源为主的电网推行火电机组备用容量补偿机制，尤其针对长期为清洁能源发电提供调峰、调频、备用等辅助服务的煤电机组逐步实施两部制电价，缓解火电企业存在严重的生存问题，引导煤电行业转型升级。

面对新形势、新任务、新要求，电力行业将更加紧密地团结在以习近平同志为核心的党中央周围，坚决贯彻落实党中央、国务院决策部署，进一步增强政治意识、大局意识、核心意识、看齐意识，以深入学习贯彻党的十九大精神为契机，确保全国电力安全、稳定、可靠供应。切实服务好国家经济社会发展，实现好国家能源发展战略，为决胜全面建成小康社会、夺取新时代中国特色社会主义伟大胜利、实现中华民族伟大复兴的中国梦做出应有贡献。

（来源：中国电力企业联合会网站）



HANGYEZIXUN

2017年1-10月份电力工业运行简况

1-10月份，全国电力供需总体宽松。全社会用电量当月增速较上月回落，第三产业用电量持续较快增长；工业用电量增速低于全社会用电量，当月增速较上月回落；除化工行业，其他高载能行业当月用电增速同比回落；发电装机容量增速同比回落，火电发电量增速同比提高；除水电外，其他类型发电设备利用小时同比增加；全国跨区、跨省送出电量同比增长；新增发电能力同比增加，其中太阳能发电接近半数。

一 全社会用电量当月增速较上月回落，第三产业用电量持续较快增长

1-10月份，全国全社会用电量52018亿千瓦时，同比增长6.7%，增速比上年同期提高1.9个百分点。

分产业看，1-10月份，第一产业用电量995亿千瓦时，同比增长7.4%，占全社会用电量的比重为1.9%；第二产业用电量36280亿千瓦时，同比增长5.7%，增速比上年同期提高3.4个百分点，占全社会用电量的比重为69.7%，对全社会用电量增长的贡献率为60.0%；第三产业用电量7367亿千瓦时，同比增长10.7%，增速比上年同期回落1.0个百分点，占全社会用电量的比重为14.2%，对全社会用电量增长的贡献率为21.8%；城乡居民生活用电量7376亿千瓦时，同比增长7.6%，增速比上年同期回落4.0个百分点，占全社会用电量的比重为14.2%，对全社会用电量增长的贡献率为16.1%。

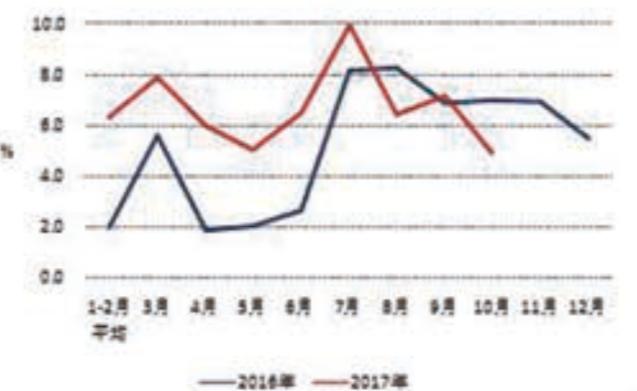


图1 2016、2017年分月全社会用电量及其增速

分省份看，1-10月份，全国各省份全社会用电量均实现正增长。其中，全社会用电量增速高于全国平均水平（6.7%）的省份有15个，依次为：西藏（16.7%）、宁夏（12.4%）、贵州（11.4%）、山西（11.0%）、新疆（10.9%）、内蒙古（10.8%）、陕西（10.6%）、江西（9.8%）、浙江（8.9%）、甘肃（8.4%）、福建（7.4%）、重庆（7.3%）、青海（7.3%）、安徽（7.3%）和河南（6.8%）。

10月份，全国全社会用电量5130亿千瓦时，同比增长5.0%。分产业看，第一产业用电量84亿千瓦时，同比增长3.6%；第二产业用电量3650亿千瓦时，同比增长3.0%；第三产业用电量708亿千瓦时，同比增长12.4%；城乡居民生活用电量688亿千瓦时，同比增长8.7%。

分省份看，10月份，全社会用电量增速超过全国平均水平（5.0%）的省份有23个，其中增速超过10%的省份有：福建（16.0%）、贵州（14.3%）、甘肃（12.5%）、陕西（12.0%）、内蒙古（11.6%）和新疆（11.5%）；全社会用电量增速为负的省份有4个，其中增速低于-5%的省份为山东（-9.7%）。

二 工业用电量增速低于全社会用电量，当月增速较上月回落

1-10月份，全国工业用电量35634亿千瓦时，同比增长5.7%，增速比上年同期提高3.4个百分点，占全社会用电量的比重为68.5%，对全社会用电量增长的贡献率为58.4%。其中，轻工业用电量为6187亿千瓦时，同比增长7.4%，增速比上年同期提高3.3个百分点；重工业用电量为29447亿千瓦时，同比增长5.3%，增速比上年同期提高3.4个百分点。

10月份，全国工业用电量3587亿千瓦时，同比增长2.9%，占全社会用电量的比重为69.9%。其中，轻工业用电量628亿千瓦时，同比增长7.7%，占全社会用电量的比重为12.2%；重工业用电量2958亿千瓦时，同比增长1.9%，占全社会用电量的比重为57.7%。

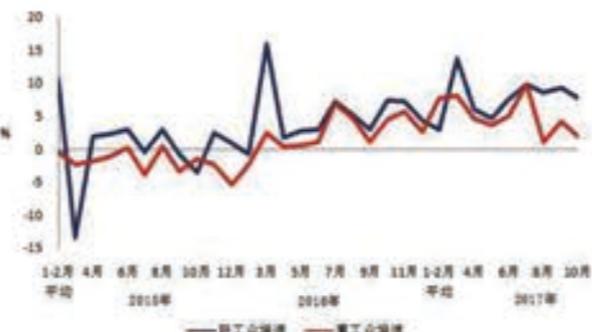
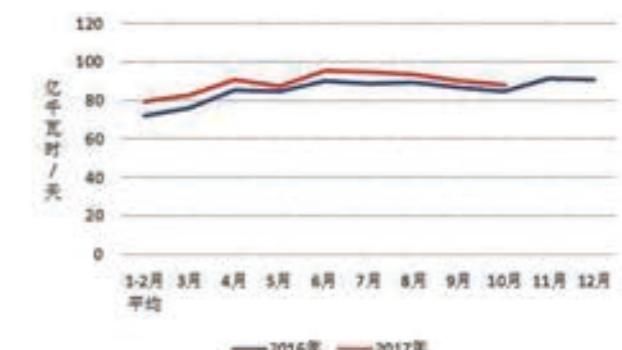


图3 2016、2017年以来分月制造业日均用电量

1-10月份，全国制造业用电量26809亿千瓦时，同比增长6.2%，增速比上年同期提高4.6个百分点。

点。10月份，全国制造业用电量2728亿千瓦时，同比增长4.3%；制造业日均用电量88.0亿千瓦时/天，分别比上年同期和上月增加3.5亿千瓦时/天和减少2.3亿千瓦时/天。



三 除化工行业，其他高载能行业当月用电增速同比回落

1-10月份，化学原料制品、非金属矿物制品、黑色金属冶炼和有色金属冶炼四大高载能行业用电量合计14962亿千瓦时，同比增长4.5%，增速比上年同期提高6.0个百分点；合计用电量占全社会用电量的比重为28.8%，对全社会用电量增长的贡献率为19.9%。其中，化工行业用电量3664亿千瓦时，同比增长4.1%，增速比上年同期提高2.6个百分点；建材行业用电量2702亿千瓦时，同比增长3.5%，增速比上年同期提高1.7个百分点；黑色金属冶炼行业用电量4044亿千瓦时，同比增长1.4%，增速比上年同期提高7.6个百分点；有色金属冶炼行业4552亿千瓦时，同比增长8.5%，增速比上年同期提高9.7个百分点。

10月份，四大高载能行业用电量合计1536亿千瓦时，同比增长1.2%，增速比上年同期回落1.5个百分点，占全社会用电量的比重为29.9%。其中，化工行业用电量377亿千瓦时，同比增长6.7%，增速比上年同期提高7.7个百分点；建材行业用电量301亿千瓦时，同比增长1.5%，增速比上年同期回落8.2个百分点；黑色金属行业用电量433亿千瓦时，同比增长0.4%，增速比上年同期回落1.8个百分点；有色金属冶炼行业424亿千瓦时，同比下降2.7%，增速比上年同期回落4.5个百分点。

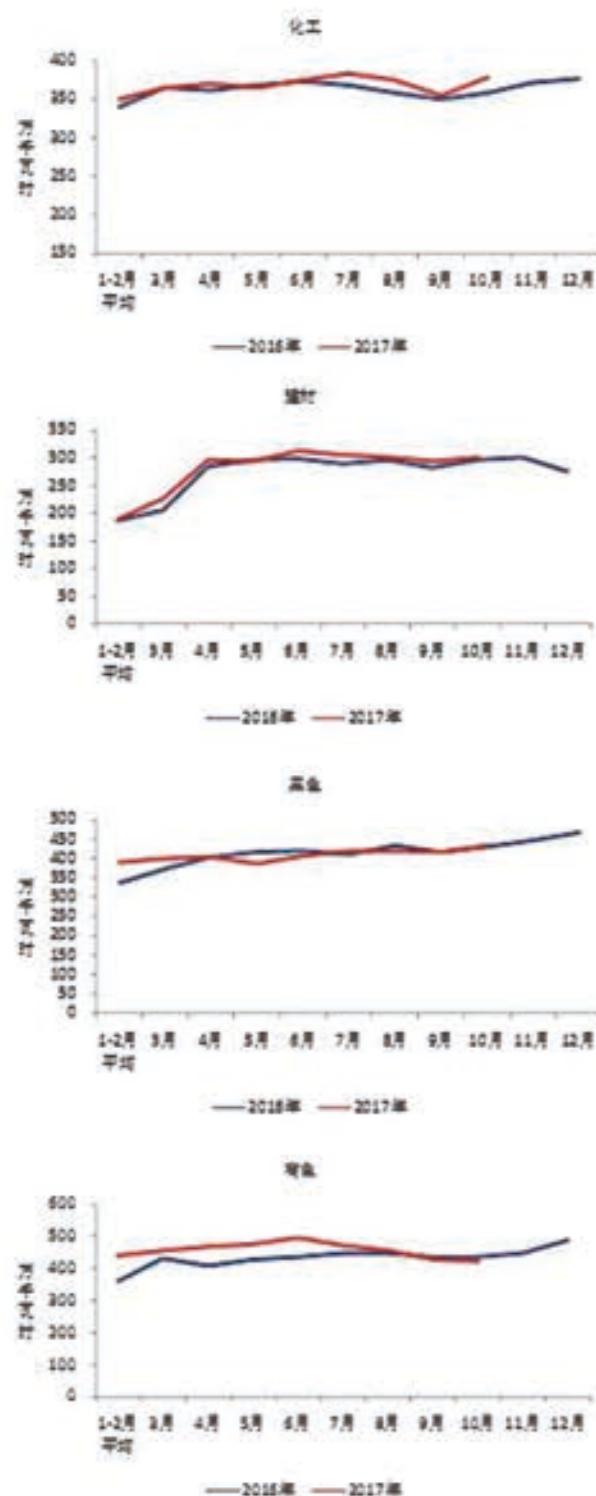


图4 2016、2017年重点行业分月用电量情况

四 发电装机容量增速同比回落，火电发电量增速同比提高

截至10月底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量16.7亿千瓦，同比增长7.3%，增速比上年同期回落3.5个百分点。其中，水电3.0亿千瓦，火电10.8亿千瓦，核电3582万千瓦，并网风电1.6亿千瓦。1-10月份，全国规模以上电厂发电量51944亿千瓦时，同比增长6.0%，增速比上年同期提高2.1个百分点。

1-10月份，全国规模以上电厂水电发电量9234亿千瓦时，同比增长2.2%，增速比上年同期回落4.5个百分点。全国水电发电量前三位的省份为四川（2469亿千瓦时）、云南（1878亿千瓦时）和湖北（1293亿千瓦时），其合计水电发电量占全国水电发电量的61.1%，同比分别增长6.6%、10.4%和7.6%。

1-10月份，全国规模以上电厂火电发电量37993亿千瓦时，同比增长5.4%，增速比上年同期提高3.6个百分点。分省份看，全国除北京（-10.9%）、海南（-4.9%）、山东（-1.7%）和云南（-1.5%）外，其他省份火电发电量均实现正增长。其中，宁夏（25.1%）增速超过20%；增速超过10%的省份有福建（18.6%）、广东（13.7%）、广西（12.0%）、江西（11.9%）、青海（11.3%）和山西（10.0%）。

1-10月份，全国核电发电量2036亿千瓦时，同比增长18.4%，增速比上年同期回落4.0个百分点。

1-10月份，全国6000千瓦及以上风力发电量2397亿千瓦时，同比增长25.3%，增速比上年同期回落1.9个百分点。

五 除水电外，其他类型发电设备利用小时同比增加

1-10月份，全国发电设备累计平均利用小时

3109小时，比上年同期降低13小时。

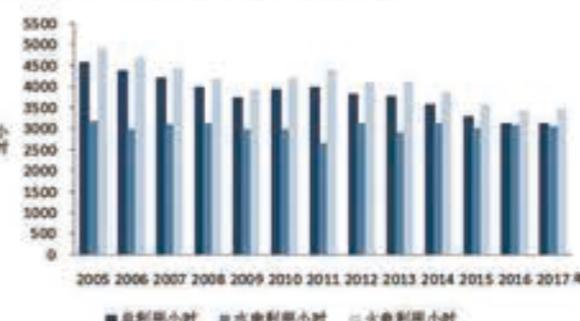


图5 2005年以来历年1-10月份利用小时情况

分类型看，1-10月份，全国水电设备平均利用小时为3024小时，比上年同期降低44小时。在水电装机容量超过1000万千瓦的7个省份中，湖南、贵州、广西和四川同比下降，其中湖南、贵州和广西降幅超过200小时，同比分别降低292、267和260小时，云南、湖北和青海同比分别增加305、269和71小时；全国火电设备平均利用小时为3431小时，比上年同期增加26小时。分省份看，全国共有12个省份火电设备利用小时超过全国平均水平，其中河北、江苏、宁夏和江西超过4000小时，云南和西藏分别仅为974和77小时。与上年同期相比，全国共有18个省份火电利用小时数同比增加，其中，福建同比增加超过400小时，增加460小时，江西同比增加超过300小时，增加341小时，广东、湖南和浙江同比增加超过200小时，宁夏、陕西和山西增加超过100小时，而北京、重庆和山东同比降低超过300小时，同比分别降低390、341和335小时，广西、海南、甘肃和江苏同比降低超过100小时，分别降低198、182、113和106小时；全国核电设备平均利用小时5873小时，比上年同期增加107小时；全国风电设备平均利用小时1552小时，比上年同期增加151小时。

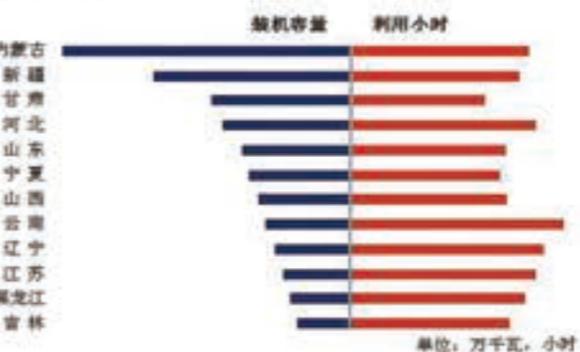


图6 1-10月份风电装机较多省份风电装机容量和设备利用小时

六 全国跨区、跨省送出电量同比增长

1-10月份，全国跨区送电完成3535亿千瓦时，同比增长11.9%。其中，华北送华中（特高压）23亿千瓦时，同比下降29.3%；华北送华东202亿千瓦时，同比增长57.2%；东北送华北175亿千瓦时，同比增长3.3%；华中送华东323亿千瓦时，同比增长6.7%；华中送南方207亿千瓦时，同比下降0.3%；西北送华北和华中合计851亿千瓦时，同比增长12.4%；西南送华东939亿千瓦时，同比增长0.4%。

1-10月份，全国各省送出电量合计9324亿千瓦时，同比增长11.8%。其中，内蒙古送出电量1268亿千瓦时，同比增长11.9%；云南送出电量1229亿千瓦时，同比增长13.4%；四川送出电量1219亿千瓦时，同比增长6.8%；湖北送出电量759亿千瓦时，同比增长9.4%；山西送出电量748亿千瓦时，同比增长16.4%；贵州送出电量535亿千瓦时，同比下降17.3%；安徽送出电量437亿千瓦时，同比增长15.7%；宁夏送出电量415亿千瓦时，同比增长41.9%；新疆送出电量367亿千瓦时，同比增长28.8%；河北送出电量340亿千瓦时，同比增长6.4%；陕西送出电量320亿千瓦时，同比增长14.3%；甘肃送出电量290亿千瓦时，同比增长38.7%；辽宁送出电量251亿千瓦时，同比增长3.1%。

10月份，全国跨区送电完成429亿千瓦时，同比增长18.8%。其中，华北送华东26亿千瓦时，同比增长120.8%；东北送华北19亿千瓦时，同比增长5.7%；华中送华东51亿千瓦时，同比增长254.8%；华中送南方28亿千瓦时，同比增长73.4%；西北送华北和华中合计84亿千瓦时，同比增长22.5%；西南送华东134亿千瓦时，同比下降5.7%。

10月份，全国各省送出电量合计1051亿千瓦时，同比增长15.5%。其中，四川送出电量167亿千瓦时，同比下降4.3%；云南送出电量150亿千瓦时，同比下降3.8%；内蒙古送出电量137亿千瓦时，同比增长26.0%；湖北送出电量122亿千瓦时，同比增长149.2%；山西送出电量77亿千瓦时，同比增长17.7%；宁夏送出电量51亿千瓦时，同比增长

5.8%；贵州送出电量47亿千瓦时，同比下降2.4%；甘肃送出电量36亿千瓦时，同比增长22.3%；安徽送出电量34亿千瓦时，同比增长32.7%；新疆送出电量33亿千瓦时，同比增长51.8%；陕西送出电量32亿千瓦时，同比增长13.9%。

七 新增发电能力同比增加，其中太阳能发电接近半数

1—10月份，全国基建新增发电生产能力9982万千瓦，比上年同期多投产2009万千瓦。其中，水电893万千瓦、火电3321万千瓦、核电218万千瓦、风电1070万千瓦、太阳能发电4480万千瓦。水电、火电、风电和太阳能发电分别比上年同期多投产26、255、68和2163万千瓦，核电比上年同期少投产503万千瓦。

八 除太阳能发电外，其他发电类型完成投资均同比下降

1—10月份，全国主要发电企业电源工程完成投资1977亿元，同比下降17.2%。其中，水电392亿元，同比下降22.5%；火电573亿元，同比下降25.3%；核电315亿元，同比下降16.0%；风电471亿元，同比下降14.0%。水电、核电、风电等清洁能源完成投资占电源完成投资的71.0%，比上年同期提高3.1个百分点。

1—10月份，全国电网工程完成投资4126亿元，同比增长0.6%。

(来源：中国电力企业联合会网站)



《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。
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

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.eplaji.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：0431-85791643，联系人：杨丽萍、牟杨。

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。