

# 第一届燃煤电厂能效提升技术交流研讨会



**宗绪东**

**汽机专业运行优化及节能改造技术**

华电国际技术服务中心汽机节能技术主管，高级工程师，长期从事火力发电厂汽轮机安全经济运行管理、节能诊断及优化改造工作。组织实施了华电集团29个火电厂近百台机组的节能诊断工作，效果显著。在《汽轮机技术》等期刊发表论文6篇，获华电集团科技一、二等奖各1次，中国电力行业设备管理创新成果一等奖1次，3项发明专利、2项实用新型专利获得授权。

# 汽轮机运行优化与节能改造技术

华电国际电力股份有限公司技术服务中心

宗绪东

2017.5

# 前言

2017年，受机组利用小时数减少、煤价上涨，而上网电价未及时联动上调影响，大部分火电企业已经处于亏损状态。目前火电机组的超低排放改造工作已经基本完成，投入巨大。在当前电厂经营压力比较困难的情况下，再投入大量资金进行大的节能改造（如换型改造、提参数改造、通流部分改造等）是不现实的，而且部分改造项目实施后节能效果也难以维持和保证。如何在现有设备现状基础上，通过运行优化、检修治理以及投资较少但效果显著地技术改造，最大限度地发掘机组的节能潜力，是火电厂目前努力的方向。

从2011年开始，对华电集团所属电厂近百台机组开展了节能诊断工作，发现即使是集团标杆机组，经过综合治理后，其节能潜力也在5g/kW.h以上。因此对于火电厂进行体检式诊断是很有必要的。

# 目录

- ◆汽轮机高压调速汽门运行方式存在问题及优化
- ◆汽轮机循环水泵运行方式存在问题及优化
- ◆汽轮机凝结水泵运行方式存在问题及优化
- ◆汽轮机真空泵运行方式存在问题及优化
- ◆汽轮机加热器水位运行优化
- ◆汽轮机本体系统节能改造技术
  - ◆汽轮机回热系统节能改造技术
  - ◆汽轮机冷端系统节能改造技术
  - ◆汽轮机供热系统节能改造技术

# 汽轮机高压调速汽门运行方式存在问题及优化

## ◆ 高压调速汽门节流损失对经济性影响

当主蒸汽流经主汽门和调速汽门时，蒸汽将与阀门和蒸汽流道发生摩擦，使进入第一级喷嘴的压力降低。同时，若阀门开度小将会导致直接产生蒸汽节流使蒸汽压力降低，由此产生的节流损失称为进汽节流损失。

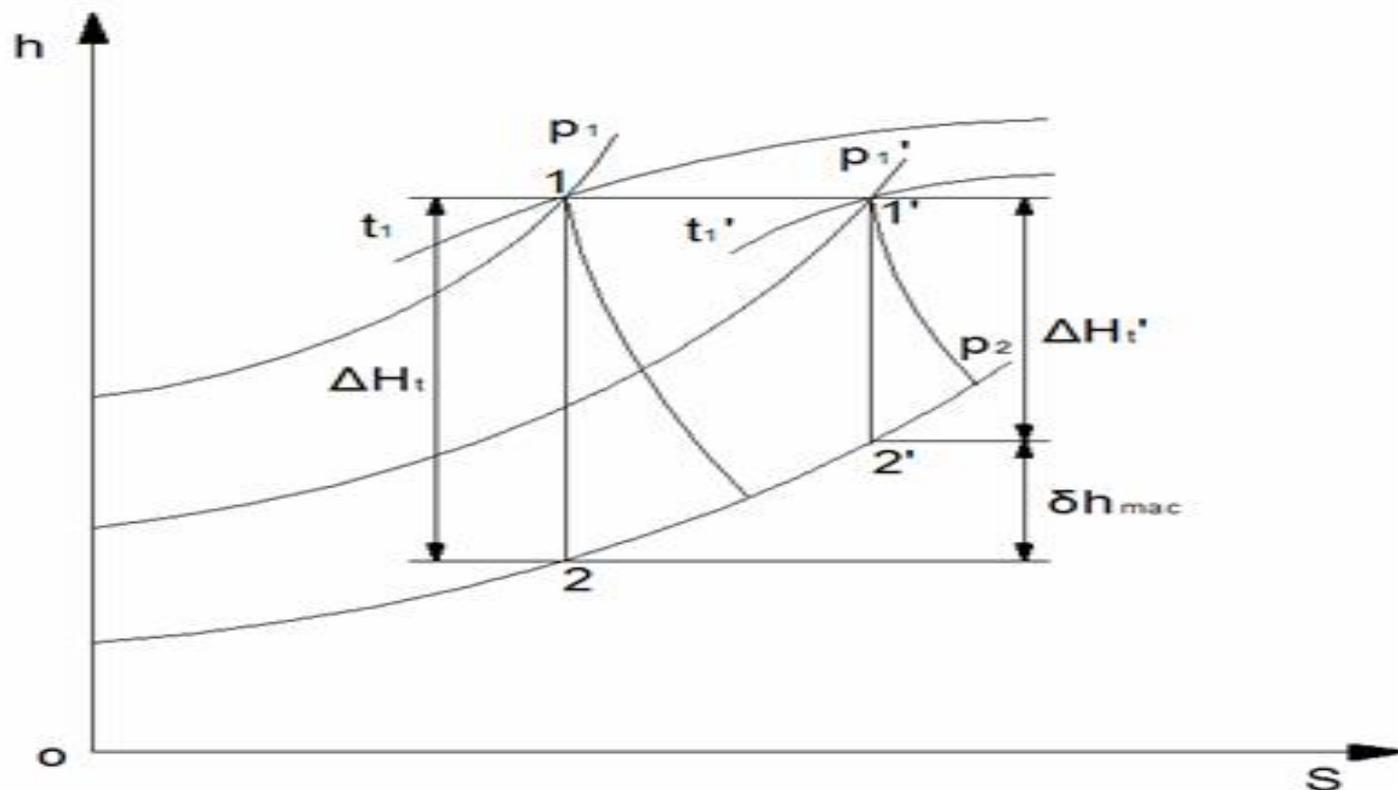
常规计算的高压缸效率主蒸汽的初状态点选在主汽门前，终状态点选在高压缸排汽后，此高压缸效率实际上包括了配汽机构的节流损失。因此汽轮机配汽机构运行状况，对机组经济性影响较大。

生产现场发现，不管是带调节级机组还是不带调节级机组均存在此问题。主汽门前蒸汽压力与高压调速汽门后蒸汽压力相差较大，导致蒸汽做功能力降低，计算的高压缸效率降低，机组经济性降低。600MW超临界机组主蒸汽压力降低1MPa，影响煤耗率约0.7g/kW.h。

# 汽轮机高压调速汽门运行方式存在问题及优化

## ◆蒸汽节流影响机组经济性的机理

主蒸汽节流过程是一个等焓熵增的过程，节流后蒸汽压力、温度下降，初焓不变，理想比焓降和实际比焓降降低，导致做功能力下降。



# 汽轮机高压调速汽门运行方式存在问题及优化

## ◆高压调速汽门节流损失大原因

高压调速汽门节流损失大有两种原因：一是汽轮机配汽机构部件存在缺陷，另一种是汽轮机调速汽门运行方式不合理。

## ◆不同配汽方式调速汽门运行方式影响

汽轮机配汽方式有喷嘴配汽、节流配汽、复合配汽三种。在THA工况，采用三种配汽方式的机组基本能够达到设计值。但由于汽轮机均参与调峰，机组负荷率在70%~80%之间，如果调速汽门运行方式不合理均会造成节流损失增大，高压缸效率降低，机组经济性降低。

# 汽轮机高压调速汽门运行方式存在问题及优化

## ◆机组配汽方式差异

国内现役容量300MW以上汽轮机主要采用两种技术体系：一是以美国西屋、GE公司，以及日本三菱、东芝、日立为代表的“美-日技术体系”，二是以西门子和阿尔斯通公司为代表的“欧洲技术体系”。

“美-日技术体系”汽轮机高压缸有调节级，采用喷嘴调节。由于结构上的原因，以及国内制造、安装等方面存在的问题，汽轮机性能普遍较差，热耗率偏高。哈尔滨汽轮机厂、东方汽轮机厂采用东芝、日立技术生产的300MW、600MW、1000MW，以及上海汽轮机厂采用西屋技术生产的300MW、600MW汽轮机，都属于“美-日技术体系”。

上汽引进西门子技术生产的600MW、1000MW超超临界机组及北京重型电机厂引进阿尔斯通技术生产的600MW超超临界汽轮机设计无调节级，采用节流调节，属于“欧洲技术体系”。

近年来，哈尔滨汽轮机厂、东方汽轮机厂新生产的600MW以上超超临界机组均改变了设计技术路线，高压缸取消了调节级，采用节流调节方式。

## 喷嘴配汽机组高压调速汽门运行方式存在问题

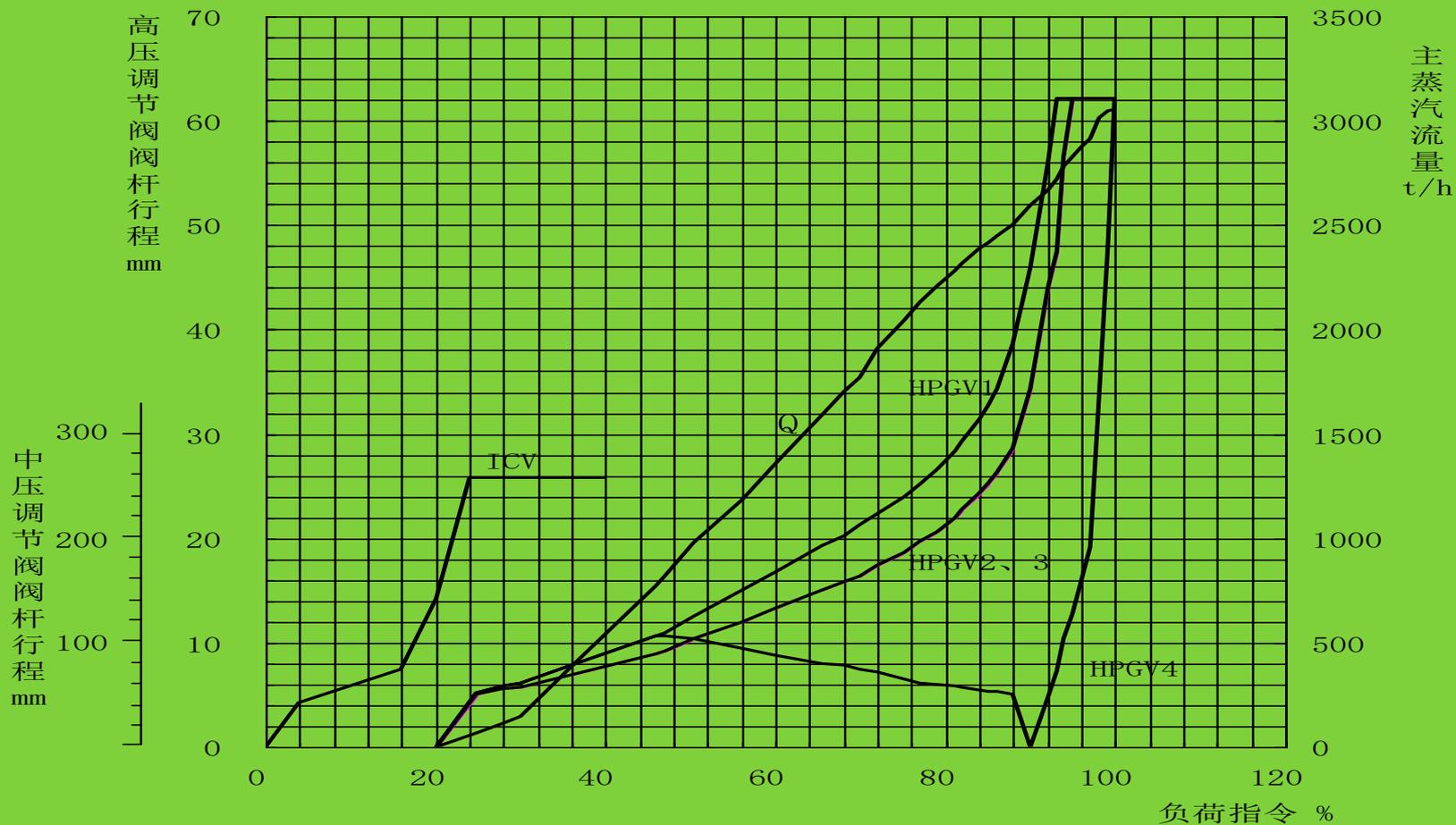
带调节级汽轮机一般采用喷嘴配汽方式，当负荷变化时，通过依次开启或关闭高调门来改变调节级的通流面积，从而控制进入汽轮机的蒸汽流量。当工况变化时，调节级始终为部分进汽，在任一工况下只有部分蒸汽节流，高压缸效率相对较高。喷嘴配汽机组存在以下问题会导致机组经济性降低。

### ◆复合配汽方式不合理

东方日立600MW以上超超临界机组采用复合配汽方式，在接近额定负荷（95%以上）时采用喷嘴调节，1号、2号、3号高压调速汽门全开，汽轮机节流损失最小，经济性最好。在95%及以下负荷时均采用节流调节，四个高压调速汽门始终处于节流状态，产生较大节流损失，造成机组经济性降低。

# 喷嘴配汽机组高压调速汽门运行方式存在问题

## ◆东方日立机组复合配汽方式



## 喷嘴配汽机组高压调速汽门运行方式存在问题

### ◆高调门重叠度设置偏大

采用喷嘴调节的汽轮机高调门重叠度设置，应在满足一次调频前提下，阀门的总升程与主汽流量是一个线性的关系。

实际运行中为提高机组负荷响应速度或其它原因，部分机组高调门重叠度设置偏大。某机组在第一顺序开启的阀门开度为50%时，第二顺序开启的阀门即开启，第二顺序开启阀门开度为30%时，第三顺序开启阀门开启，从而造成较大的节流损失。

### ◆高调门流量特性不良

高调门流量特性不良会导致机组负荷与控制指令呈非线性，既影响机组负荷的正常调节，又影响机组的一次调频性能。

### ◆机组滑参数运行方式不合理

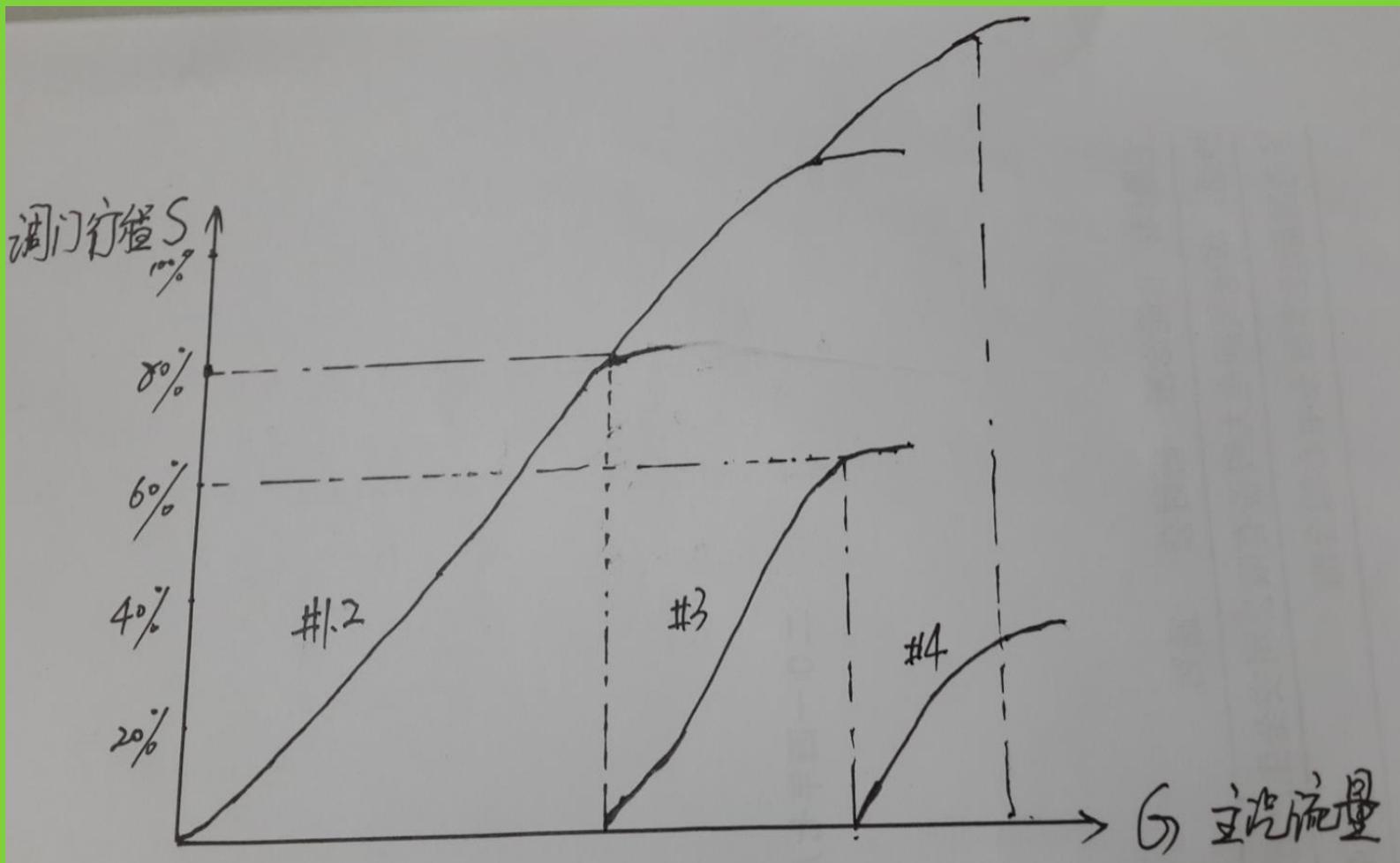
滑压运行是以降低热力学效率的代价，来降低高调门的节流损失和给水泵耗功。有的机组在进行定滑压优化试验时未考虑定阀位点，导致定滑压曲线未达到最佳，造成机组经济性降低。

### ◆安全原因采用单阀调节方式

喷嘴配汽的机组运行中因某一调门卡涩或轴承振动、温度异常，被迫采用单阀调节方式，会造成高压缸效率大大降低。

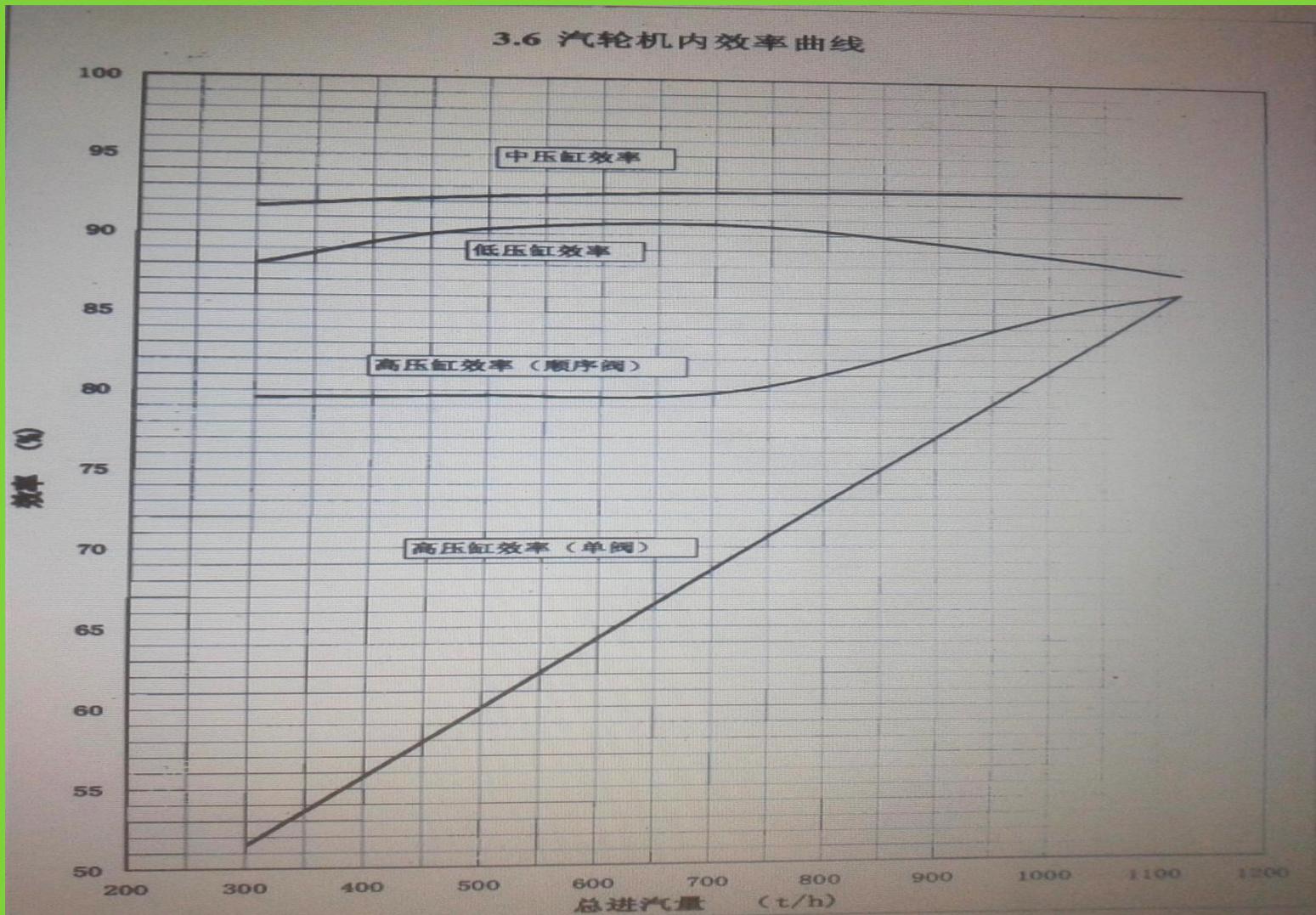
# 喷嘴配汽机组高压调速汽门运行方式存在问题

## ◆ 喷嘴配汽机组高压调速汽门重叠度设置原则



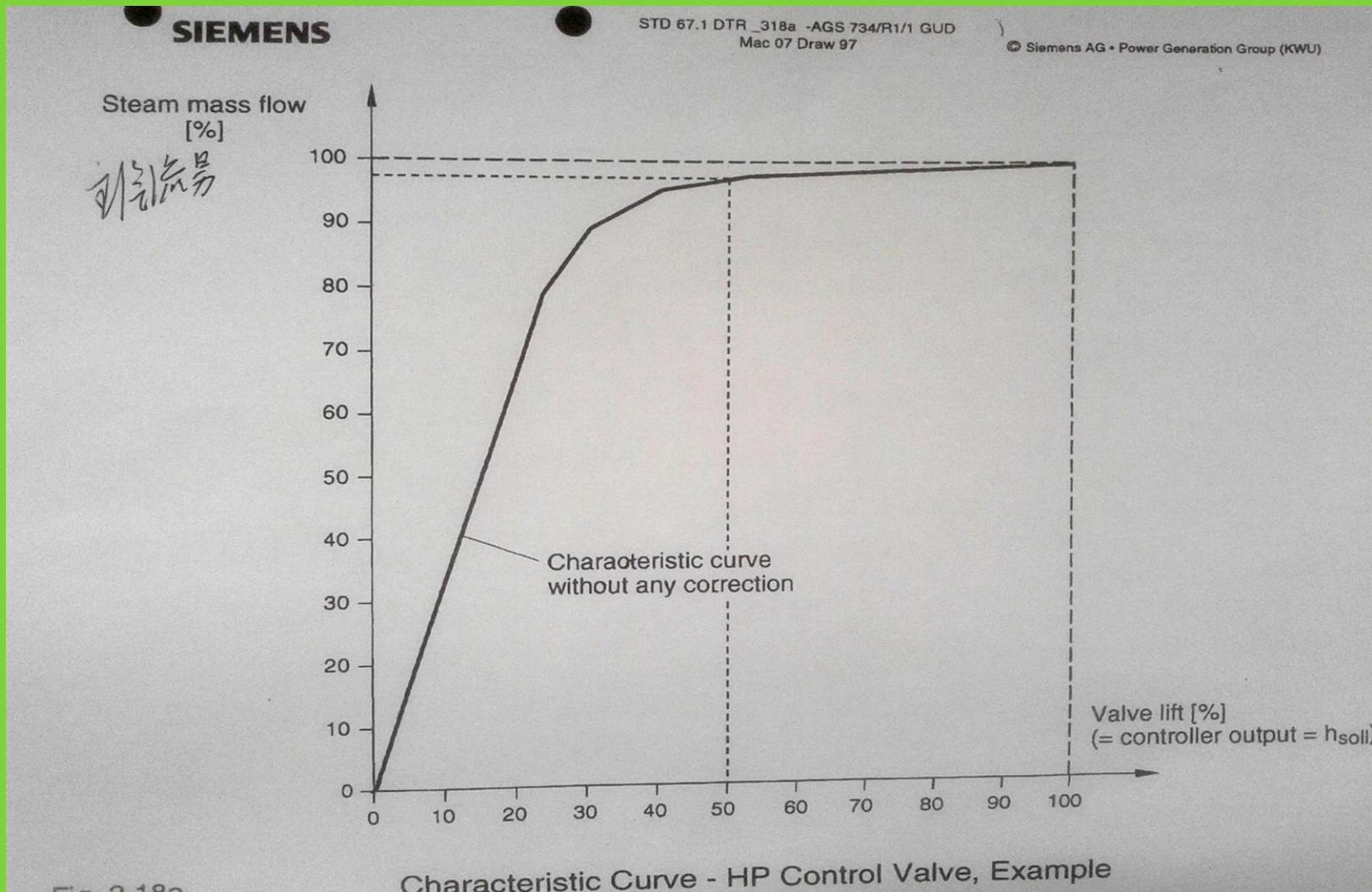
# 喷嘴配汽机组高压调速汽门运行方式存在问题

## ◆ 300MW机组喷嘴调节及节流调节对高压缸效率影响曲线



# 节流配汽机组高压调速汽门运行方式存在问题

## ◆ 西门子350MW机组节流调节主汽流量-阀位曲线

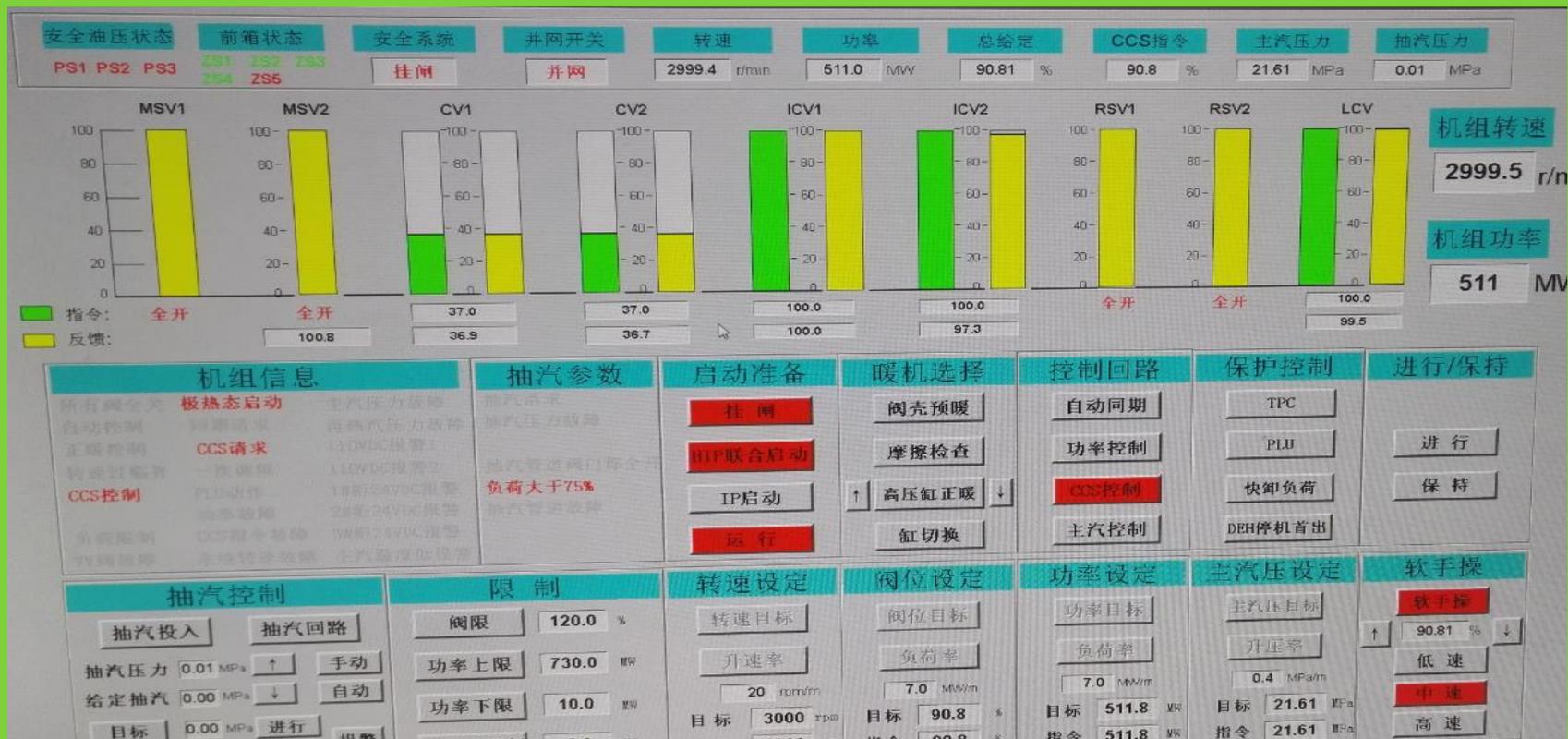


# 节流配汽机组高压调速汽门运行方式存在问题

## ◆节流配汽机组存在问题

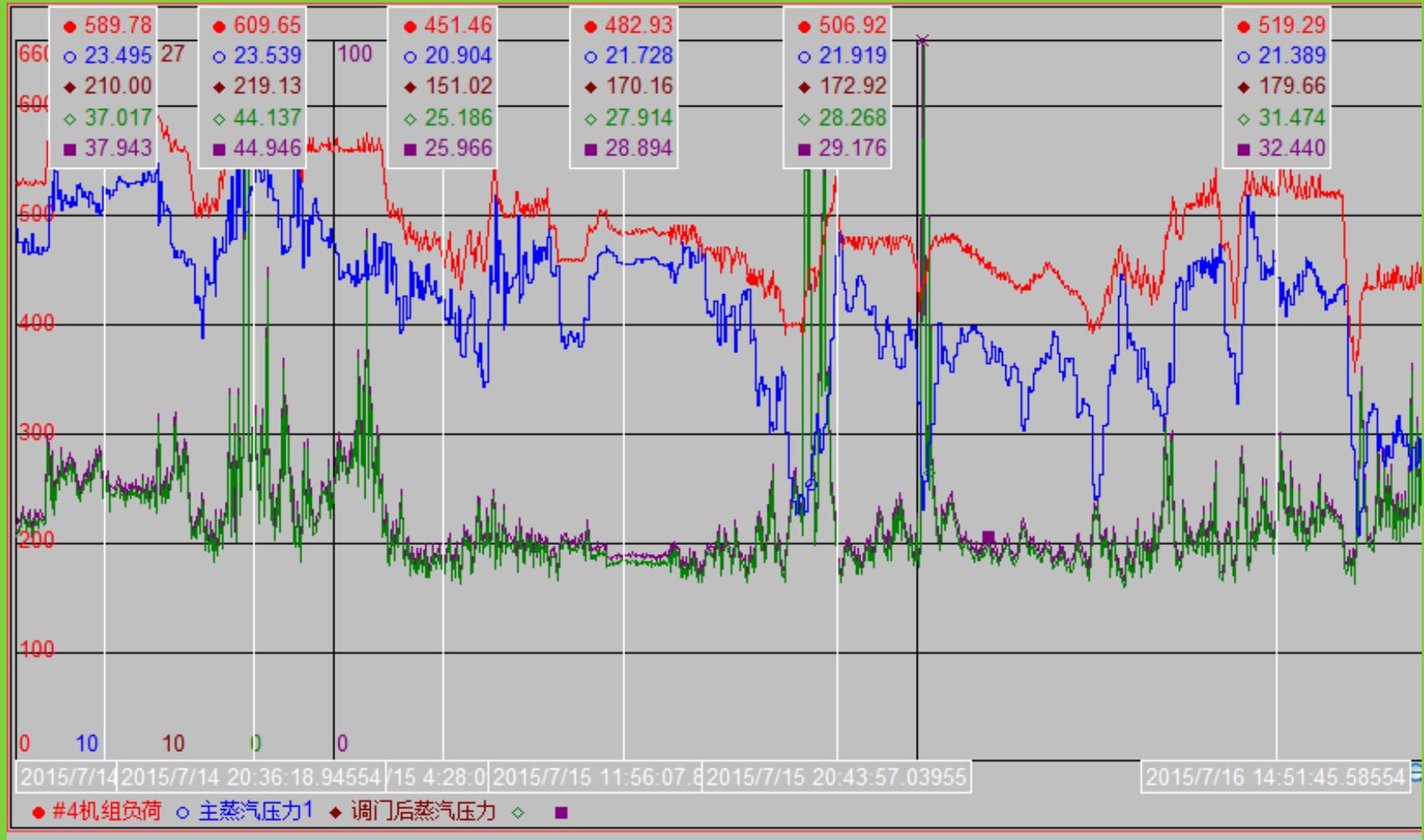
近年来新投产的600MW以上等级超超临界机组均取消了调节级，采用节流调节。从运行机组运行情况看，为适应AGC和一次调频，高调门开度过小（30%左右），导致节流损失大，高负荷时高调门后压力降至亚临界，高压缸效率大幅降低（4个百分点以上）。**十里泉、六安、长兴、宁海、莱芜**

## ◆东汽660MW超超临界机组高调门开度图



# 节流配汽机组高压调速汽门运行方式存在问题

◆ 上汽西门子660MW超超临界实际运行参数趋势图



### ◆主要原因

- ◆机负荷-压力曲线与机炉实际性能存在偏差，高调门开大不能满足AGC调节品质的要求。
- ◆机组原设计在AGC模式需要负荷快速响应及夏季过负荷时，需要补汽阀参与调节。

据了解，目前投产的采用节流调节超超临界机组，实际运行中补汽阀基本不参与调节（阿尔斯通机组参与）。因为补汽阀投入时，产生严重的汽流激振，导致轴承振动增大，危及机组安全运行。

# 喷嘴配汽机组高压调速汽门运行方式优化

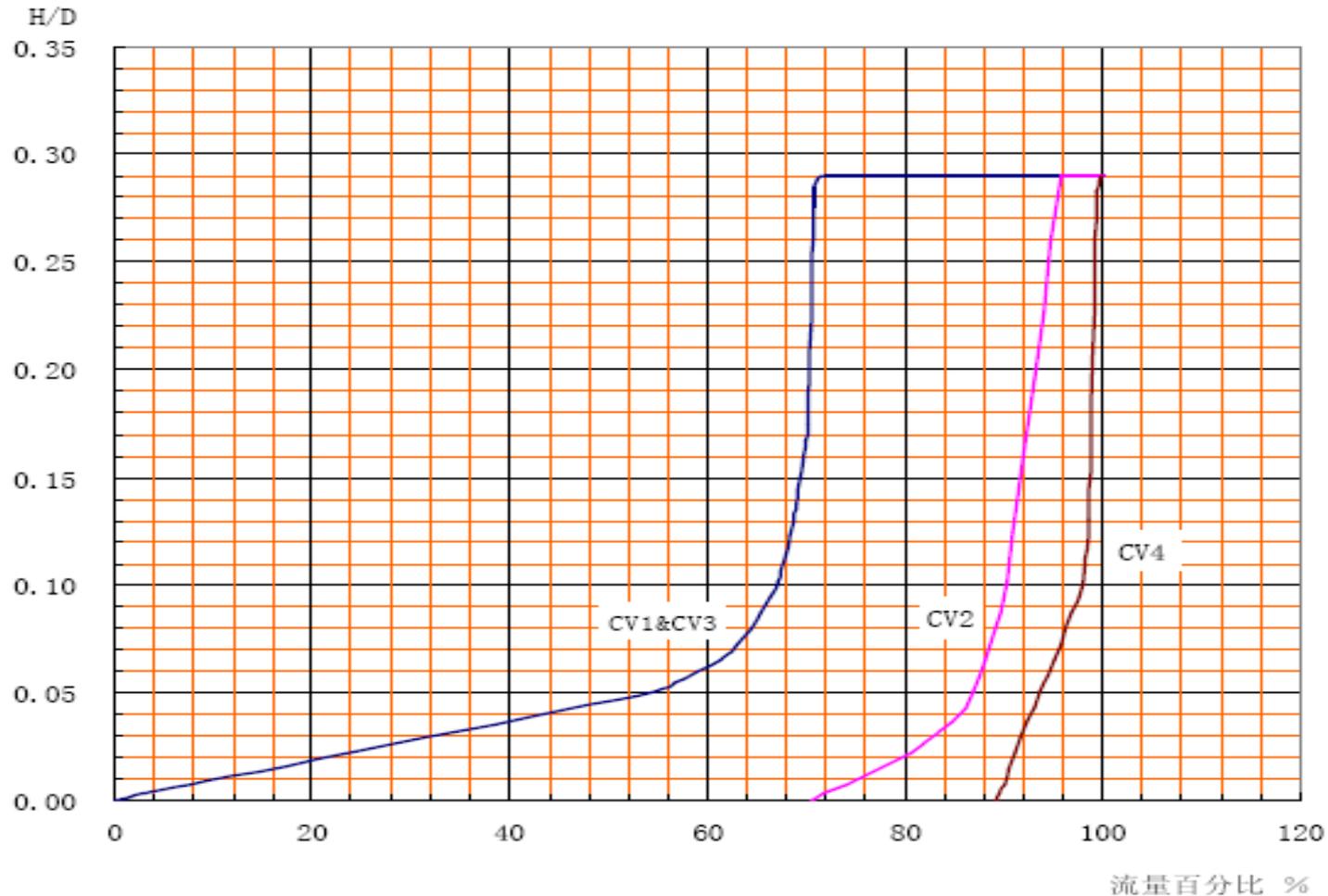
## ◆ 喷嘴配汽机组

- ◆ 对调门流量特性进行优化，合理设置调门重叠度，在满足一次调频前提下，使阀门的总升程与主汽流量呈线性关系。
- ◆ 进行定滑压优化运行试验时应考虑阀位状态，根据机组负荷、主汽压力等确定三阀点、二阀点。
- ◆ 运行中某一调门卡涩应利用机组停机机会及时处理；对于在顺序阀下轴承振动、瓦温异常问题，应进行原因分析，通过改变高调门开启顺序或采取增大轴承载荷，提高轴瓦稳定性等措施解决。
- ◆ 凝结水调频优化
- ◆ 供热机组等负荷运行稳定机组合理优化阀位开度

# 喷嘴配汽机组高压调速汽门运行方式优化

## ◆采用复合配汽方式的机组应改为喷嘴配汽

邹县发电厂1000MW机组、芜湖发电公司660MW机组已改完，根据优化后试验报告，机组在各负荷点热耗率平均约降低30kJ/(kW.h)。



# 节流配汽机组高压调速汽门运行方式优化

## ◆节流配汽机组

### ◆凝结水调频优化

一般用于加负荷时，优化后高调门开度一般保持在45%左右，负荷响应基本能满足一次调频和AGC需要。凝结水节流导致的负荷增加非线性关系，负荷精确调整仍需要高调门。

### ◆增加零号高加，采用凝结水、给水联合调频方法

通过调节给水流量或零号高加进汽量（调节进汽负荷响应速度更快）。外三电厂采用调节高加进汽和凝结水联合调频的方法，保持两个高调门始终处于全开状态，节流损失为零。

新建机组零号高加汽源选择应压力温度更匹配的级，从而减少零号高加运行时进汽节流损失，经济性更优。

### ◆合理利用补汽阀参与调节

补汽阀从高压缸底部进汽至第七级，两点进汽。当补汽阀投入时，对高压缸进汽流道产生扰动，导致汽流分布不均匀，上下压力失衡，导致振动。

上汽西门子机组为桶型缸结构，现有机组改造不可能。可以考虑对机组高压缸进行优化设计，在高压缸第七级进汽侧设计环形进汽室，保证补汽阀投入时，不产生扰动，从而保证补汽阀能够参与负荷调节，提高机组调频能力。

# 循环水泵运行方式存在问题及优化

## ◆存在问题

机组循环水泵运行方式未进行优化，导致凝汽器冷却水量过多或不足（普遍），从而导致循环水泵耗电率升高或凝汽器真空降低，机组经济性变差。

## ◆优化技术

进行循环水泵优化运行试验，从而确定对应不同负荷、入口水温下的循环水泵运行方式：单泵低速、单泵高速、一高一低、双泵高速等。

由于循环水泵在高低速控制方式下，并不能完全精确地调整循环水流量，因此有必要对一台循环水泵进行变频改造。

# 真空泵运行方式存在问题及优化

## ◆存在问题

机组真空严密性不合格会导致漏入凝汽器空气量增加，单台真空泵不能满足抽吸需要。真空泵冷却器脏污时，会导致真空泵出口工作水温降低，真空泵极限真空和抽吸能力均下降。

## ◆优化技术

机组真空严密性不合格，应启动备用真空泵运行，如真空上升0.2kPa以上，应保持两台真空泵运行，组织人员利用氦质谱仪查漏。

真空泵入口工作水温与冷却器出口工作水温温差达 $2^{\circ}\text{C}$ 以上时，应切换备用真空泵运行，将原运行真空泵解备，对冷却器进行清理。

# 凝结水泵运行方式存在问题及优化

## ◆存在问题

机组除氧器水位控制，同时采用调整凝结水泵变频器转速、除氧器上水调节门、凝结水再循环的方法；凝结水泵选型配置不合理（如3台50%选型）；除氧器上水调节门通径小；低水压联泵定值过高等原因导致凝结水泵耗电量偏高（机组在70-80%负荷率下，正常凝结水泵耗电量应低于0.18%）。

## ◆优化技术

改除氧器水位控制为凝结水泵变频单冲量调节，运行中保持除氧器上水主、副调节门及旁路门全开，降低凝结水压力。

凝结水泵低水压联泵定值应改为动态控制，即联泵定值=除氧器压力+除氧器至零米高差+0.1（裕量）。对于其它要求凝结水压力的用户，应采取针对性改造措施。

# 加热器水位优化技术

## ◆存在问题

各加热器水位零位定位有偏差，致使运行中加热器水位控制偏低，加热器下端差较大。

加热器进汽电动门、抽汽逆止门未开到位，加热器汽侧集空气等导致上端差增大。

## ◆优化技术

运行中进行加热器水位优化试验（解除水位保护，就地观察加热器水位），逐渐提高加热器水位200mm，观察加热器下端差变化。

运行中对进汽电动门、抽汽逆止门行程进行检查，检修后机务和热工应进行联合试验，运行中加强对加热器汽侧放空气。

# 汽轮机本体系统存在问题及技术改造

## ◆ 喷嘴组通流面积过大及优化改造

目前已投产的采用喷嘴配汽机组，大部分存在喷嘴组通流面积过大问题。以上汽厂H156型300MW机组，高调门通流面积应是喷嘴通流板面积的2.2倍，比值过小则导致节流损失增大。

采用封堵或更换等手段缩小喷嘴组通流面积；改进喷嘴组汽道加工工艺，提高加工精度；采用定制式设计技术，改进喷嘴组的装配工艺，确保调节级动静叶片匹配良好。

## ◆ 主汽门滤网存在缺陷及优化改造

有的汽轮机制造厂家主汽门滤网制造不规范，滤网孔径大小不一。如某台660MW超超临界机组主汽门前后压差达0.4MPa，大修解体发现主汽门滤网孔径存在问题。

主汽门滤网所有孔径面积应大于主汽门喉部面积的4.185倍，对于不符合标准的应进行更换。

# 汽轮机本体系统存在问题及技术改造

## ◆ 汽轮机内部不正常的漏汽及改造

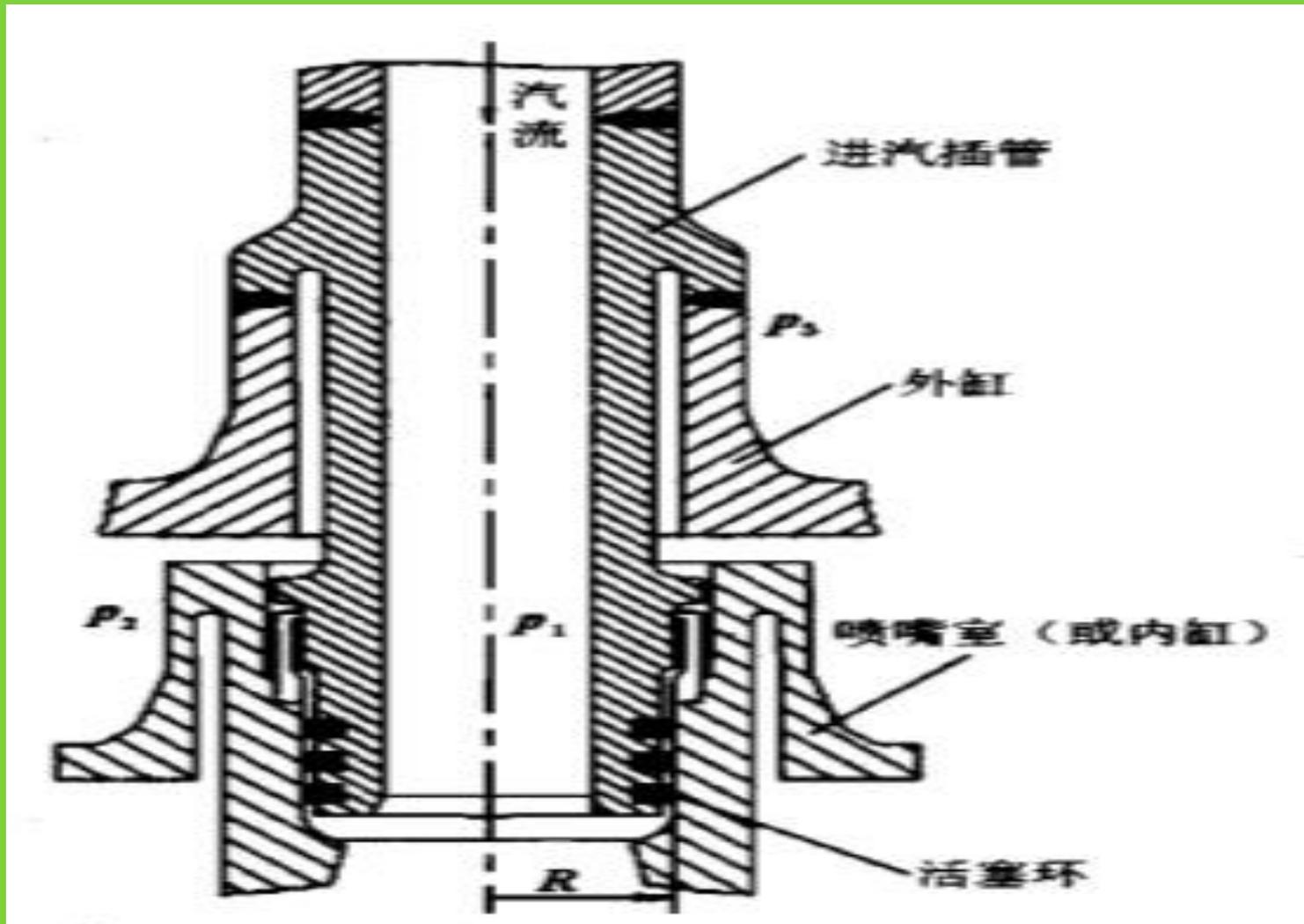
汽轮机内部漏汽是不可避免的，但不正常的漏汽量远远超过了设计值，导致汽轮机热耗率升高。其征象有以下表现：各段抽汽温度异常升高（ $10^{\circ}\text{C}$ 以上）；轴封溢流量开度大；高中压缸合缸机组中压缸效率超设计值等。主要原因：动叶叶顶、隔板汽封、过桥汽封、轴端汽封间隙大，高中压缸进汽插管密封泄漏，静叶持环、隔板变形而引起的止口密封面泄漏，汽缸变形导致中分面内张口引起的漏汽等。

改造方案：合理调整各汽封间隙，东汽部分机组椭圆汽封应该为正圆汽封，必要时进行刷式汽封、蜂窝汽封、布莱登汽封等新型汽封改造，静叶持环、隔板变形等应利用机组大修机会解决。

进汽插管密封型式有活塞环密封、钟罩密封、叠片式密封。高中压缸进汽插管密封不严泄漏案例：某公司660MW超临界机组，设计三抽温度是 $456^{\circ}\text{C}$ ，实际温度 $511^{\circ}\text{C}$ ，比设计高 $55^{\circ}\text{C}$ ，就是因为中压插管漏汽，再热蒸汽漏入中压缸内外夹层导致。该进汽内管直接插于喷嘴室或内汽缸中，用密封环阻止蒸汽从喷嘴室或内缸漏向内外缸夹层。外套管多采用焊接型式，与高压外缸连接。每个插管有三道活塞环密封，其能适应不同工况下内外缸不同方向的膨胀。为使环与密封面具有良好的接触和汽密性，活塞环在环槽内是自由的，环在槽内有一定的轴向间隙，环的轴向和径向密封面与环槽相应接触和它的径向接触面应平整和光滑。

# 汽轮机本体系统存在问题及技术改造

## ◆ 活塞环进汽插管密封结构图



# 汽轮机本体系统存在问题及技术改造

## ◆ 汽轮机高低压旁路减压阀、减温水阀泄漏及改造

300MW、600MW高旁减压阀泄漏量达主蒸汽流量1%，影响热耗率增加约12kJ/kW.h，煤耗率约增加0.5g/kW.h；300MW、600MW高旁减温水阀泄漏量达主给水流量1%，影响热耗率增加约15kJ/kW.h，煤耗率约增加0.6g/kW.h。高旁减温水阀泄漏对机组经济性影响更大。

改造方案：

高、低压旁路减压阀前分别加装电动隔离阀，正常运行中保持关闭状态。低旁减压阀前后可通过加装大、小头变径，加装300mm的电动隔离门。高低压旁路减温水调节阀前应加装手动球阀，运行中能保证可靠关严。

## ◆ 汽轮机主汽门、高调门前后压损大及改造

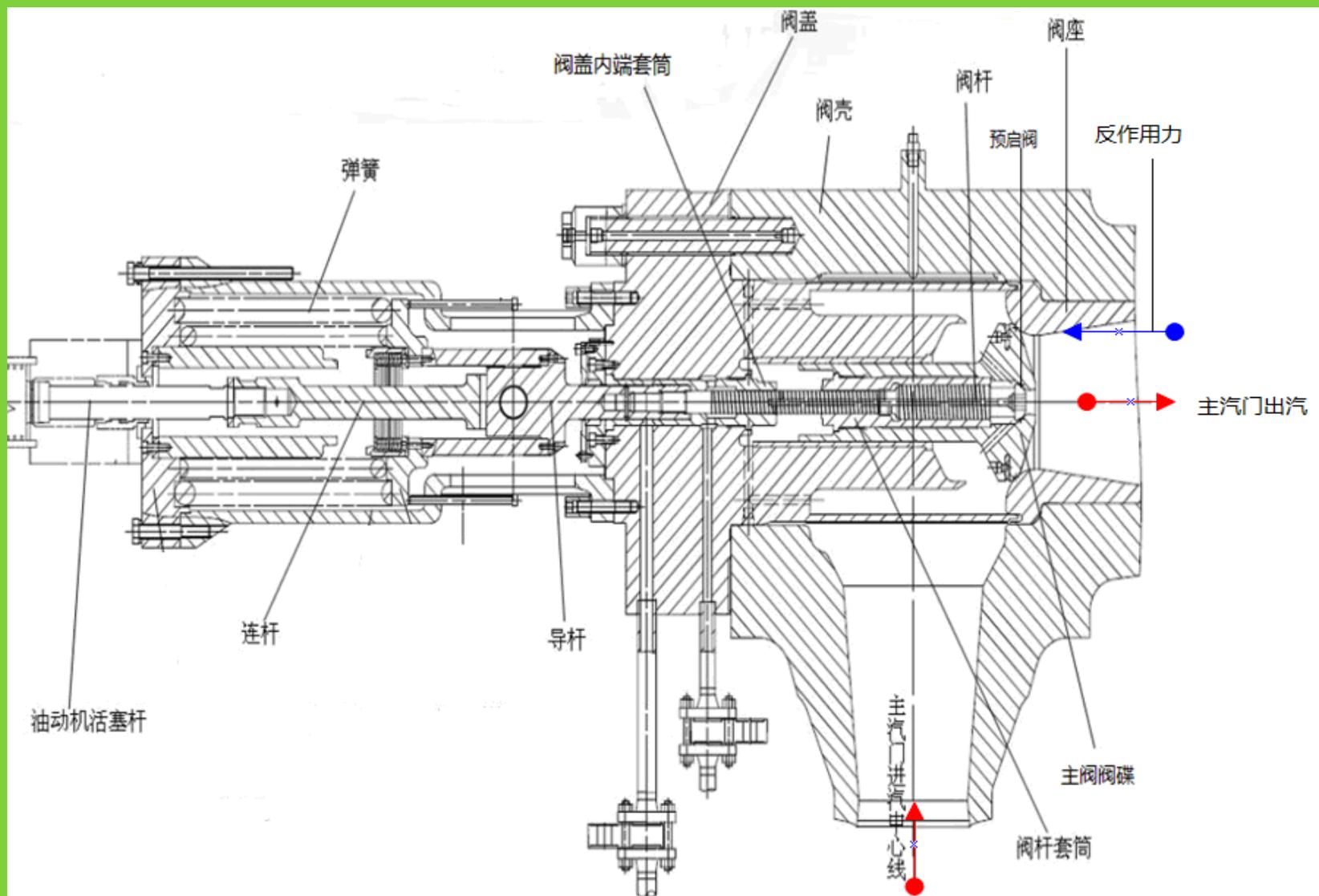
主汽门、高调门预启阀提升铰接部件磨损，主阀下沉，有效行程达不到设计行程；高调门镶嵌阀座上移等。主汽门及高调门的预启阀均通过铰接部件与主阀连接，正常运行中预启阀受汽流冲击不停抖动，铰接部件容易磨损并出现空行程。此时油动机行程达到100%，但主阀行程未开到位，从而造成节流。某300MW机组运行中1号、2号高调门开度均为100%，高调门前压力相同，但2号高调门后压力偏低0.3MPa。停机检查发现2号高调门预启阀铰接部件磨损严重，导致主阀行程未开到位。

检修方案：

大修时将主汽门、调速汽门预启阀吊出，对其行程进行测量，发现异常进行处理；检查主汽门、高调门阀座是否移位，如移位应进行复位。

# 汽轮机本体系统存在问题及技术改造

## ◆ 汽轮机主汽门结构图



# 汽轮机回热系统节能技术改造

## ◆ 外置式蒸汽冷却器优化改造

600MW及以上容量机组可增设外置式蒸汽冷却器（已投产机组改造应进行热平衡核算），利用三段抽汽的过热度，加热1号高加出口的部分给水，可提高给水温度 $3^{\circ}\text{C}$ 以上，并减少蒸汽不可逆损失。

## ◆ 0号高压加热器改造

上汽西门子、阿尔斯通600MW及以上机组，设计带有补汽阀，可采用外三经验，进行增加0号高加改造，汽源从补汽阀前接出，为可调抽汽。该技术是对传统的给水回热技术的拓展，通过增加调节式高压抽汽，维持低负荷下的给水温度尽可能不降低或减少降幅，提高经济性，大大减少了低负荷下锅炉省煤器出口烟温的降幅，能够彻底解决脱硝系统在低负荷下必须退出的问题；0号高加抽汽调节阀具有快速改变高压抽汽的能力，能显著改善机组的调频响应特性；另外低负荷下汽轮机抽汽量的增加还能提高机组的运行效率。

# 汽轮机回热系统节能技术改造

## ◆ 疏水系统低加疏水泵优化改造

300MW机组普遍存在低负荷6号、7号低加疏水不畅通现象，运行中采用降低接入低加疏水高度，取消调节门前后截门并增加旁路管道等方案能有改善，但不能从根本上解决。增加变频疏水泵后可以彻底解决疏水不畅问题，而且热量回收，提高经济性（耗电率基本无变化）。

600MW及以上机组设计应增加疏水泵方案，约可降低10kJ/kW.h。

## ◆ 轴封溢流接入位置改造

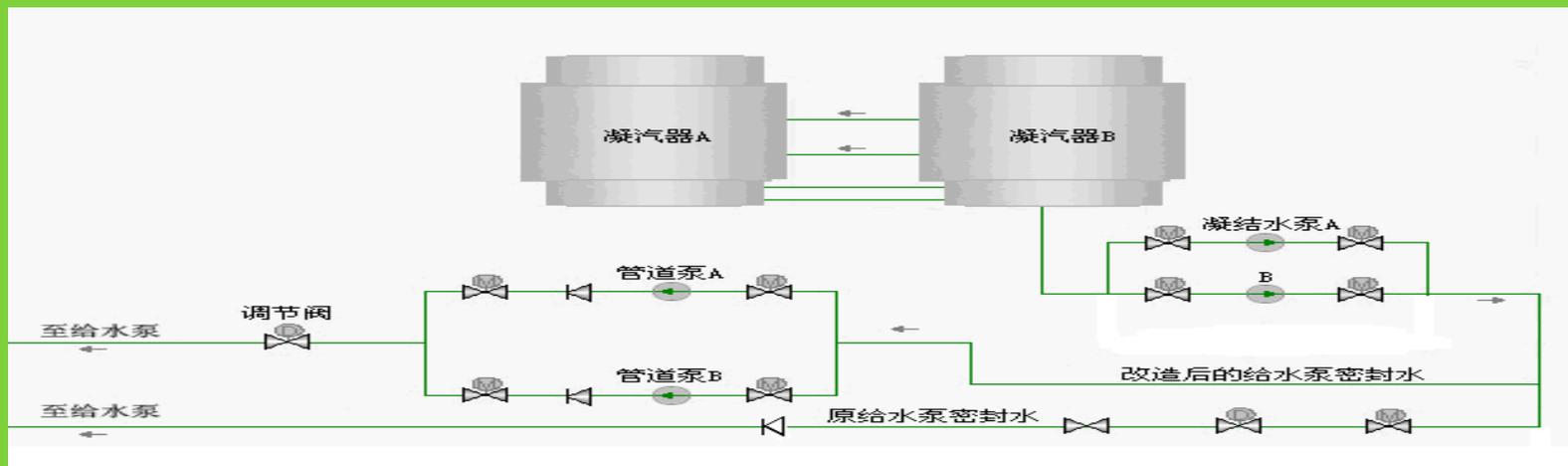
机组轴封溢流接入凝汽器，仅回收工质，未回收热量，而且造成凝汽器热负荷增加。

应将轴封溢流改至7号或8号低压加热器。

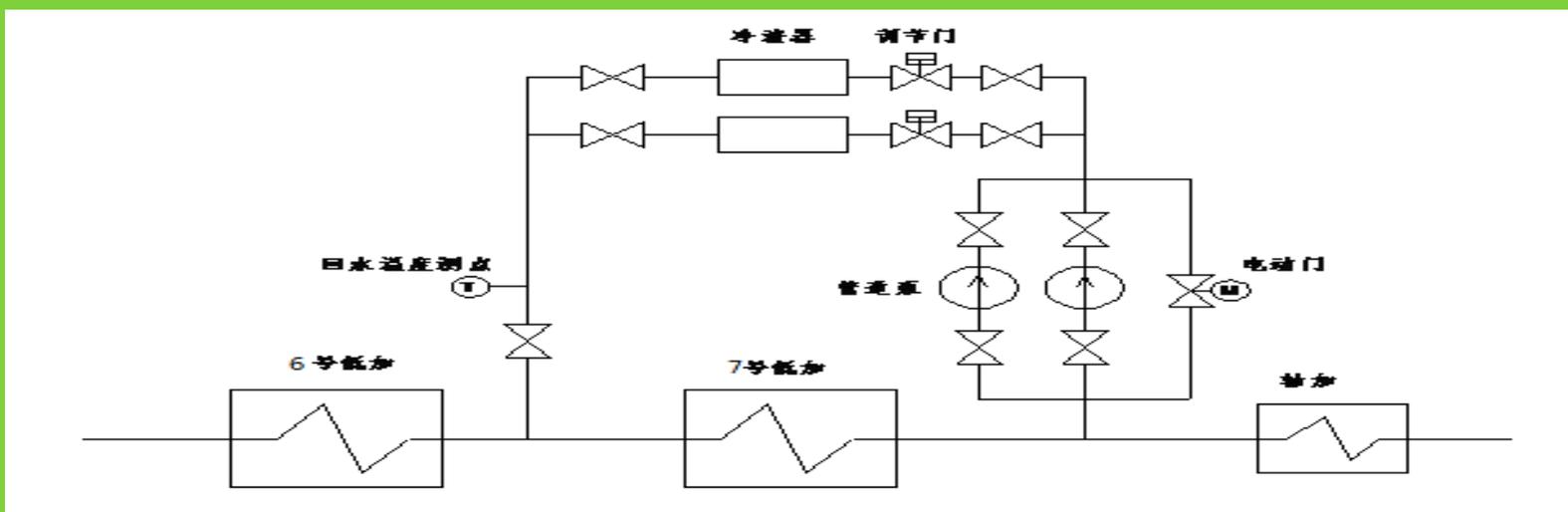
# 汽轮机回热系统节能技术改造

## ◆ 凝结水系统优化改造

凝结水供汽动给水泵密封水优化改造



凝结水供冷渣器冷却水改造



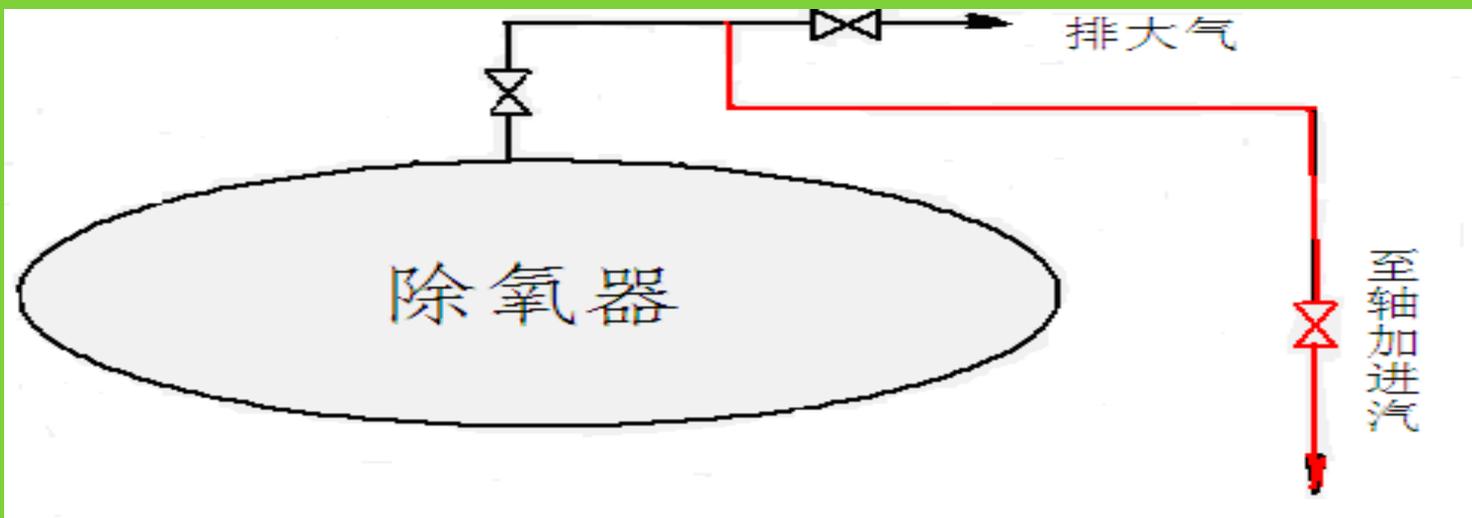
# 汽轮机回热系统节能技术改造

## ◆ 过热器减温水接入位置改造

很多机组过热器减温水从给水泵出口接入，其影响能耗原理与高加旁路泄漏基本相同。

将过热器减温水接入位置改至省煤器入口。

## ◆ 除氧器排汽回收改造



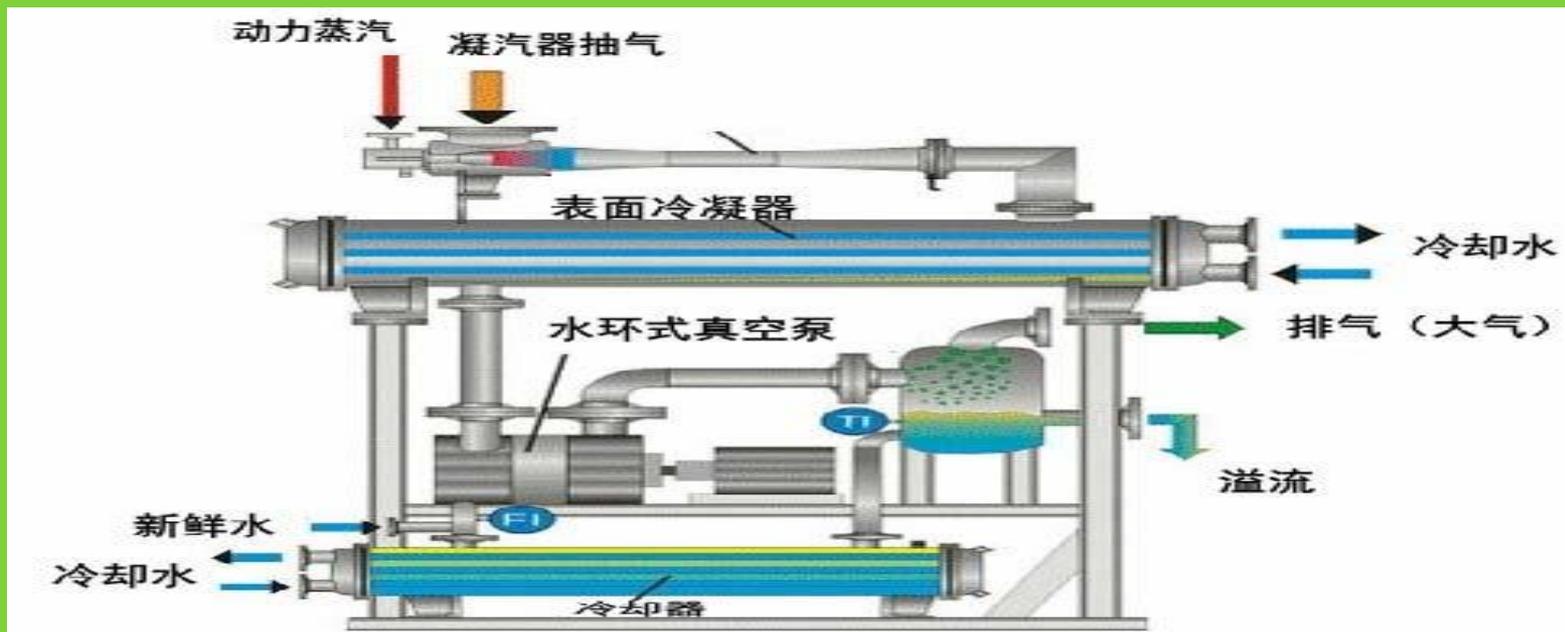
# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆ 高效真空泵系统改造

国内电厂配置水环式真空泵存在问题：效率低，功耗大；极限真空和抽吸能力受工作水温影响较大，会影响凝汽器真空；汽蚀现象不可避免。

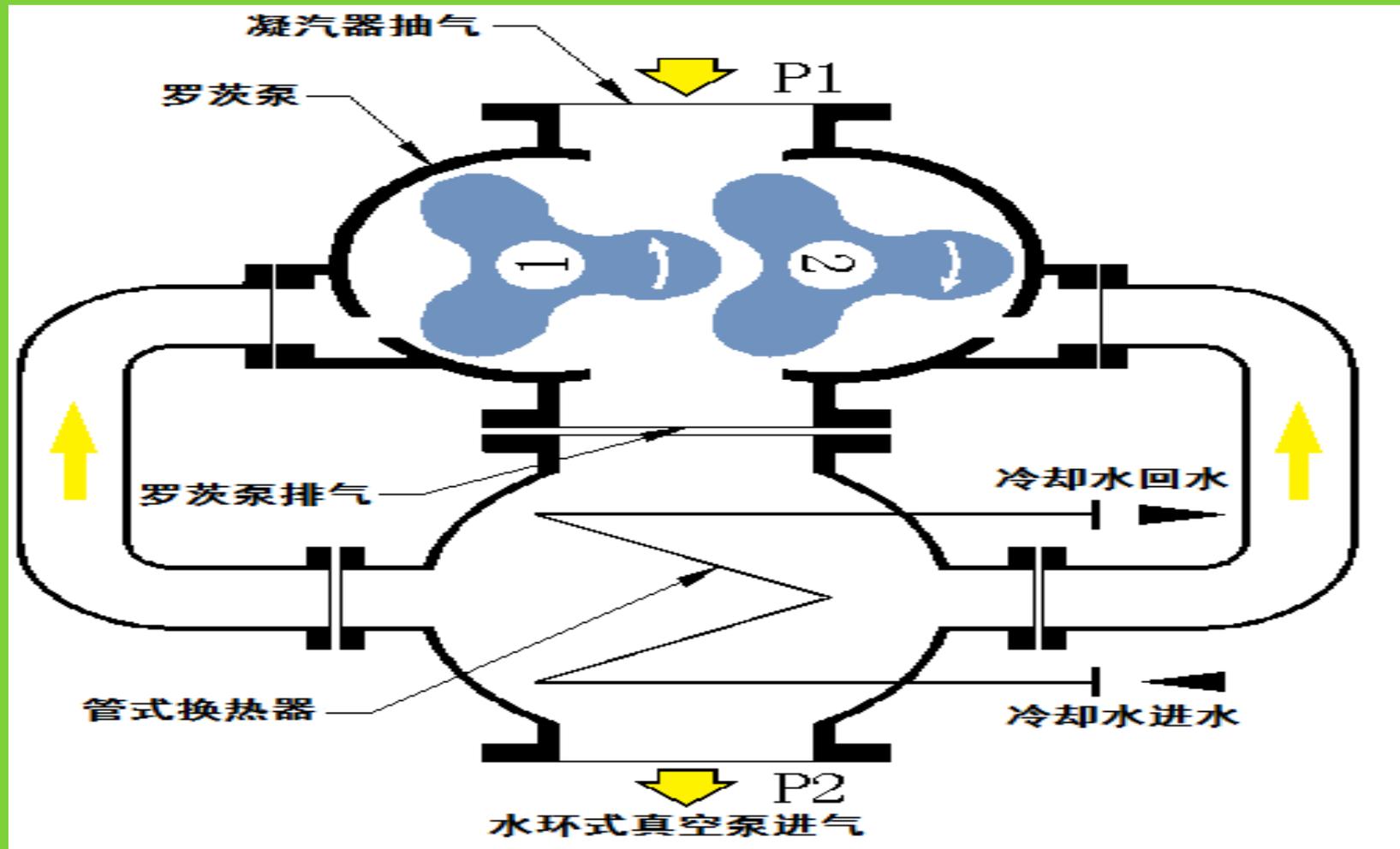
## ◆ 几种改造方案对比

加装真空泵强制冷却装置；加装一台小真空泵；单级泵改双级泵（或加装大气喷射器）；两台机组真空泵抽气管串联；增加蒸汽喷射器系统（蒸汽喷射器+小容量水环真空泵；高效真空泵改造（罗茨泵+小容量水环真空泵）。经理论计算和运行实践证明高效真空泵改造方案是最合理的，但要注意罗茨泵压缩比的选择。下图是蒸汽喷射器改造方案，需消耗高品质蒸汽，不经济，伪节能项目。



# 汽轮机冷端系统节能技术改造

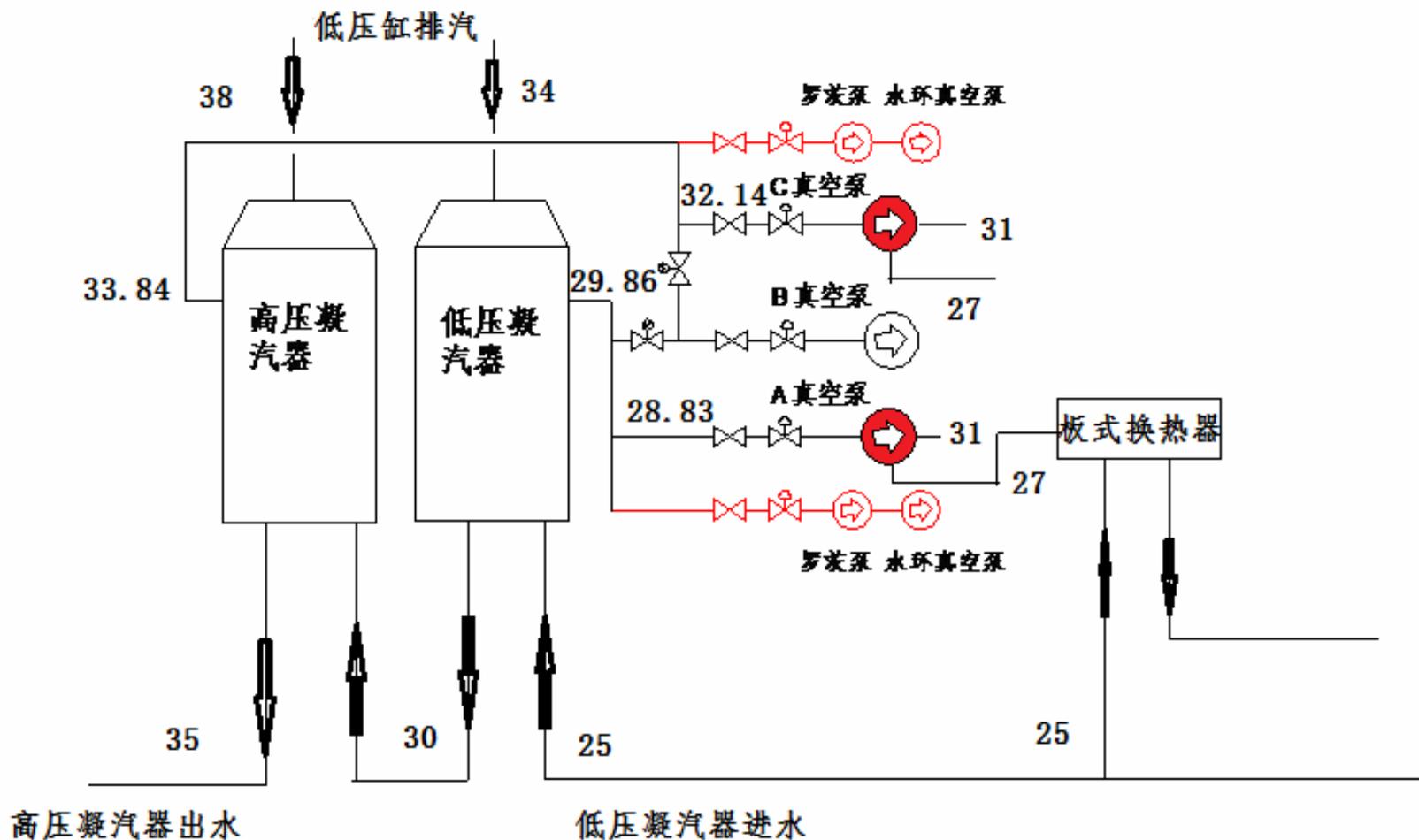
## ◆ 高效真空泵系统改造方案



# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆ 高效真空泵运行提高真空原理图

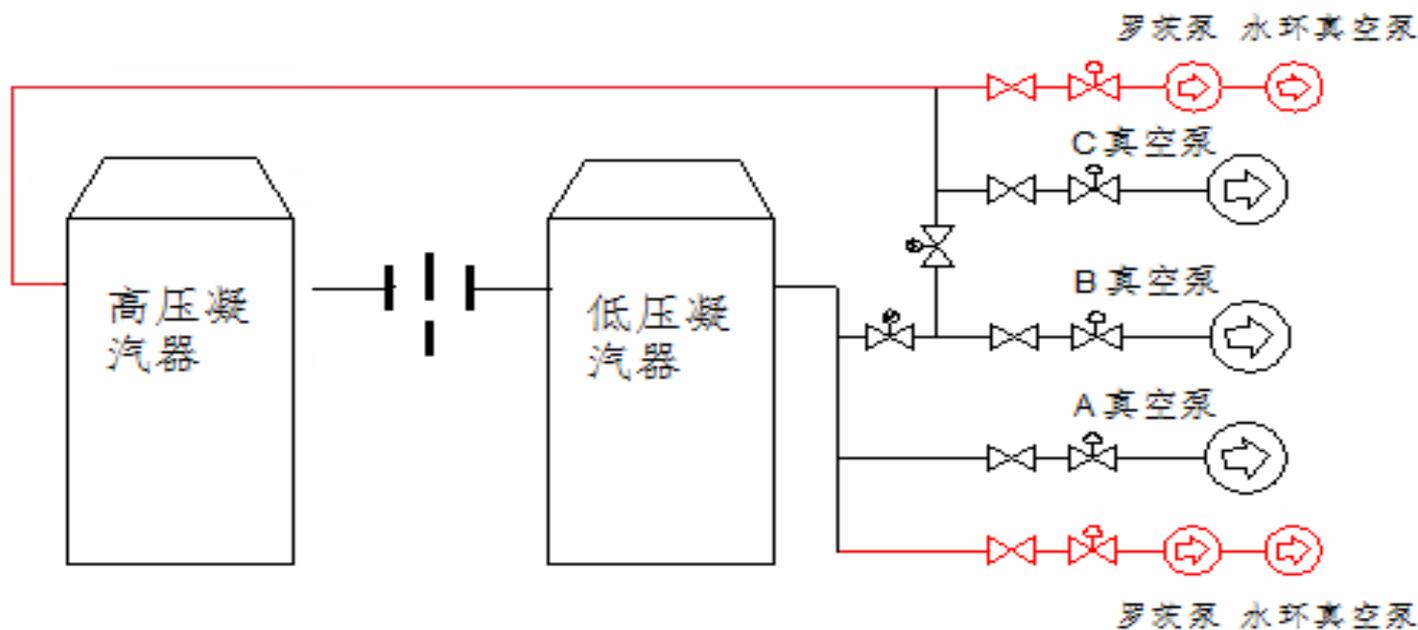
机组负荷600MW



# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆ 高低背压凝汽器抽空气连接方式改造

上汽西门子600MW及以上等级机组因凝汽器结构不同，设计串联运行能够维持高低背压差压在正常范围，但在低负荷时仍然存在高、低背压压差低。东汽、哈汽600MW及以上等级机组设计为串联抽空气的，高低负荷均存在高、低背压压差低。应改为并联（可结合高效真空泵组改造）。

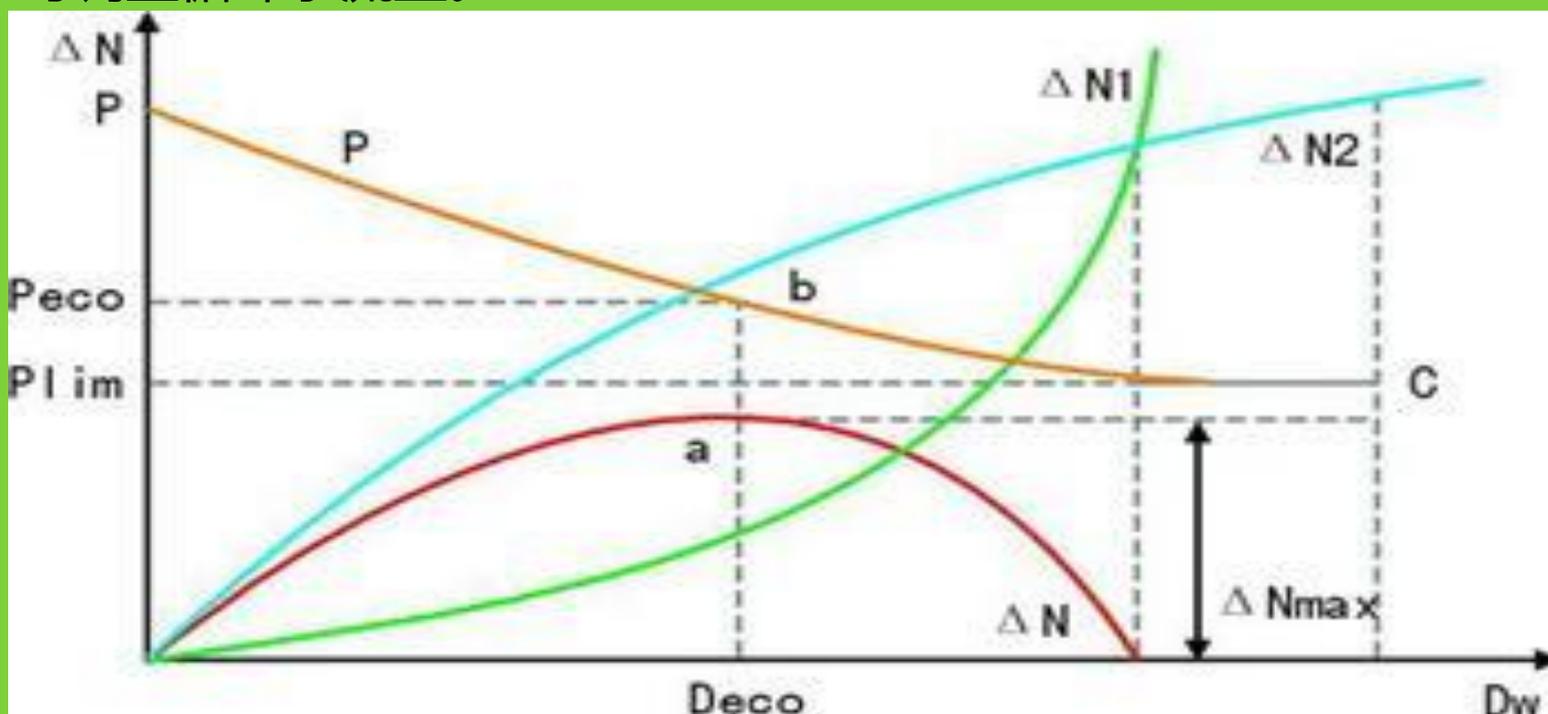


# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆ 循环水泵变频及冷端优化改造

目前火电厂机组配置循环水泵多为高低速调节，采用人工启、停循环水泵或进行高、低速切换来进行冷却水量调整，这种调节方式无法实现实时、准确的调节，人为操作存在不确定性，大大限制了循环水泵节能运行效果。

将一台循环水泵改为变频控制，以最经济真空为控制目标，实时调整循环水流量。

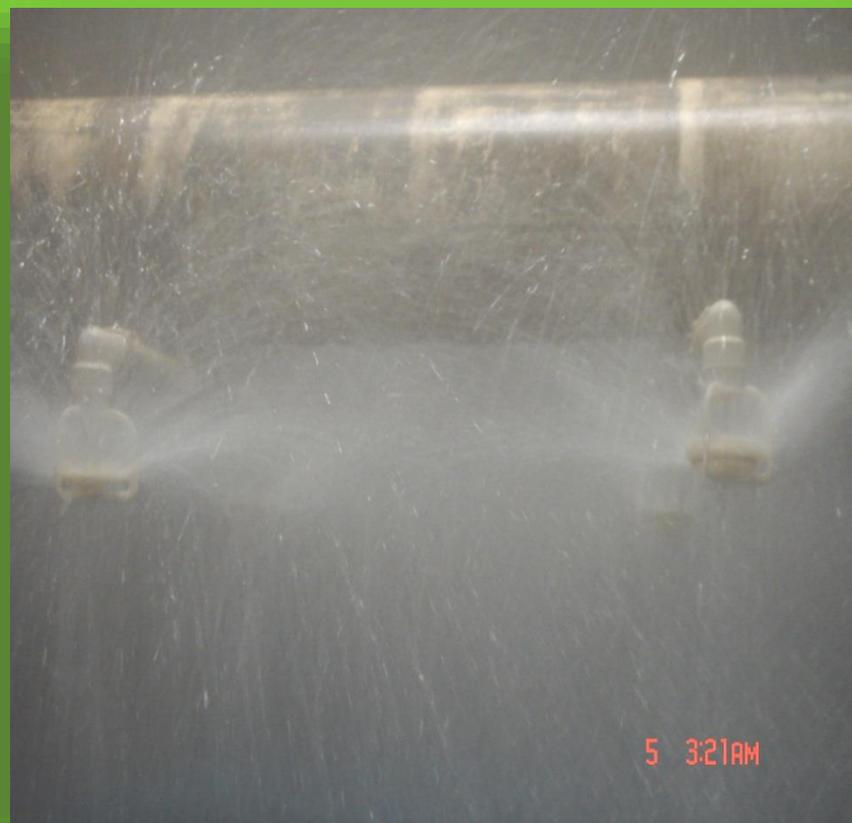
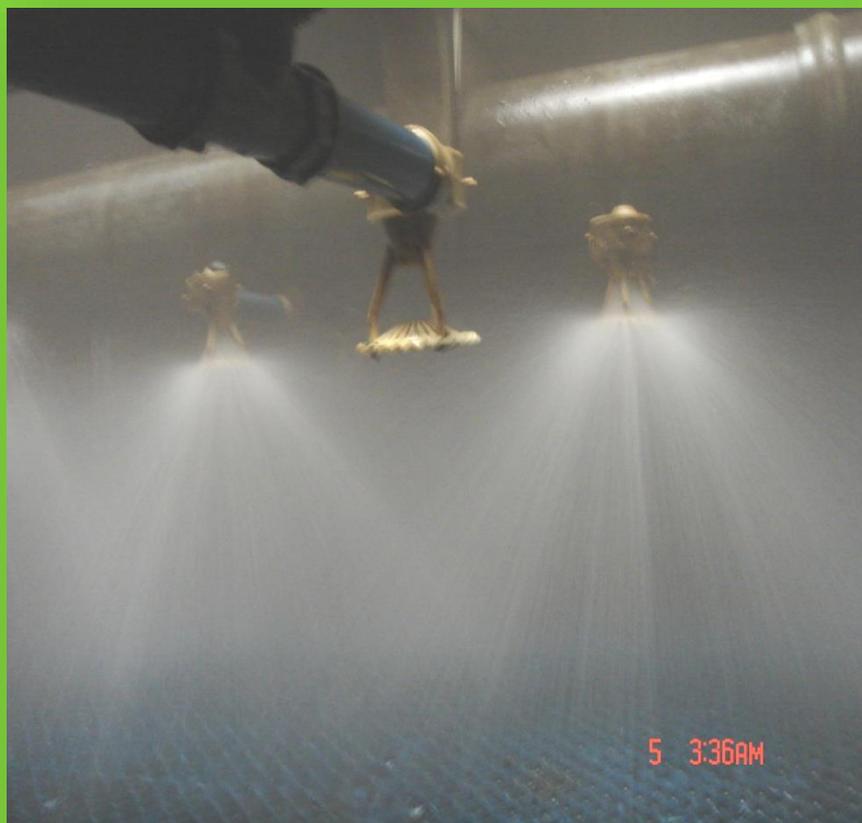


# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆ 冷却塔节能旋转式喷溅装置改造

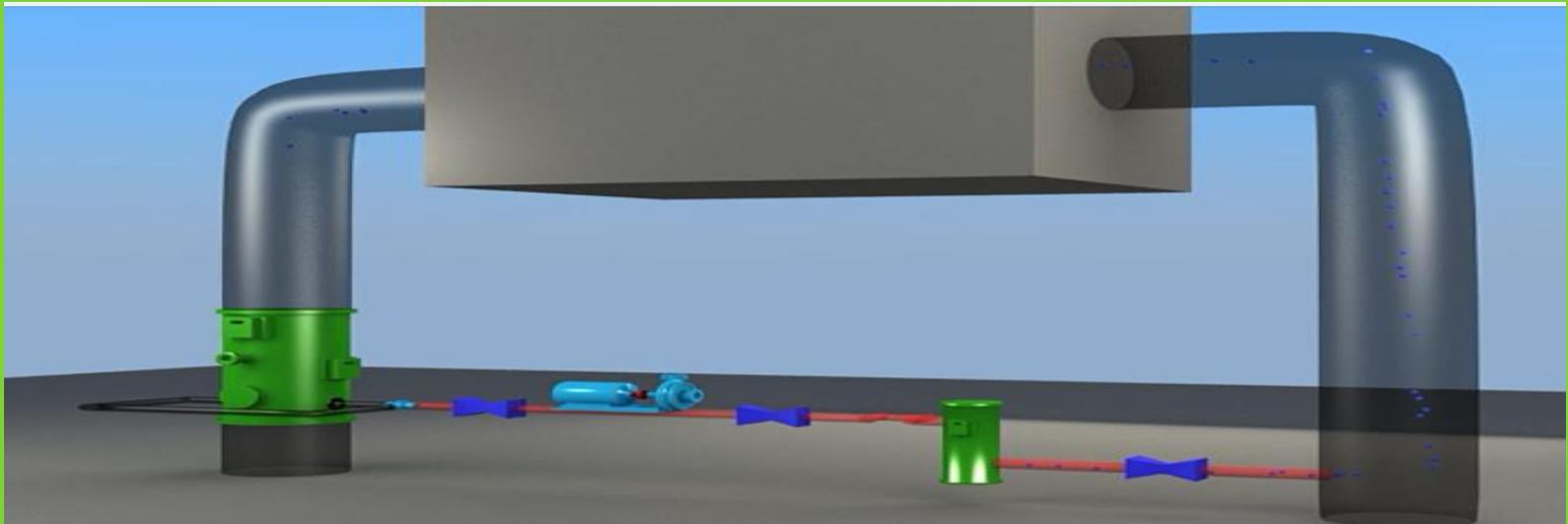
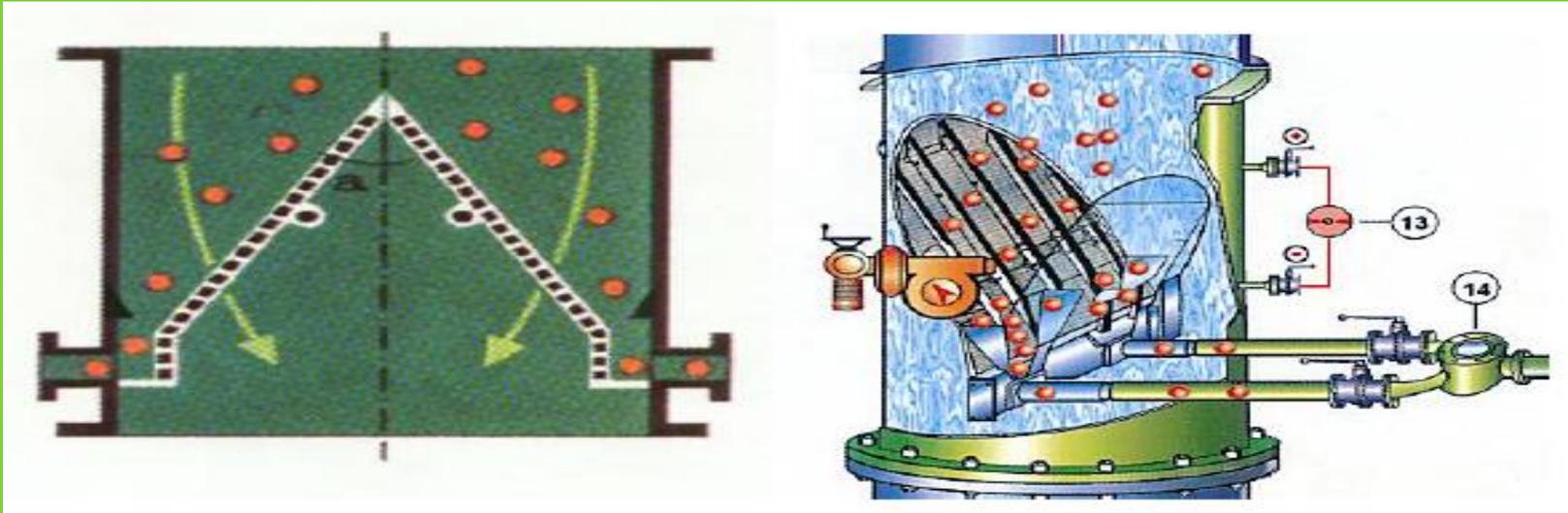
反映喷溅装置性能指标有：泄流能力、喷溅范围、淋水均匀性。目前火电厂冷却塔喷溅装置大多配置反射型，易堵塞、掉头，工作效果较差。

将现有喷溅装置改为蜗壳式节能旋转式喷溅装置（已列入国家节能技术推广目录），可降低出塔水温 $1.5^{\circ}\text{C}$ 左右，提高凝汽器真空约 $0.5\text{kPa}$ 。



# 汽轮机冷端系统节能技术改造

- ◆ 传统胶球清洗装置：一次投球率较低；收球效果不能保证；对凝汽器管束中间区域清洗效果较好，两侧涡流区清洗效果较差。



# 汽轮机冷端系统节能技术改造

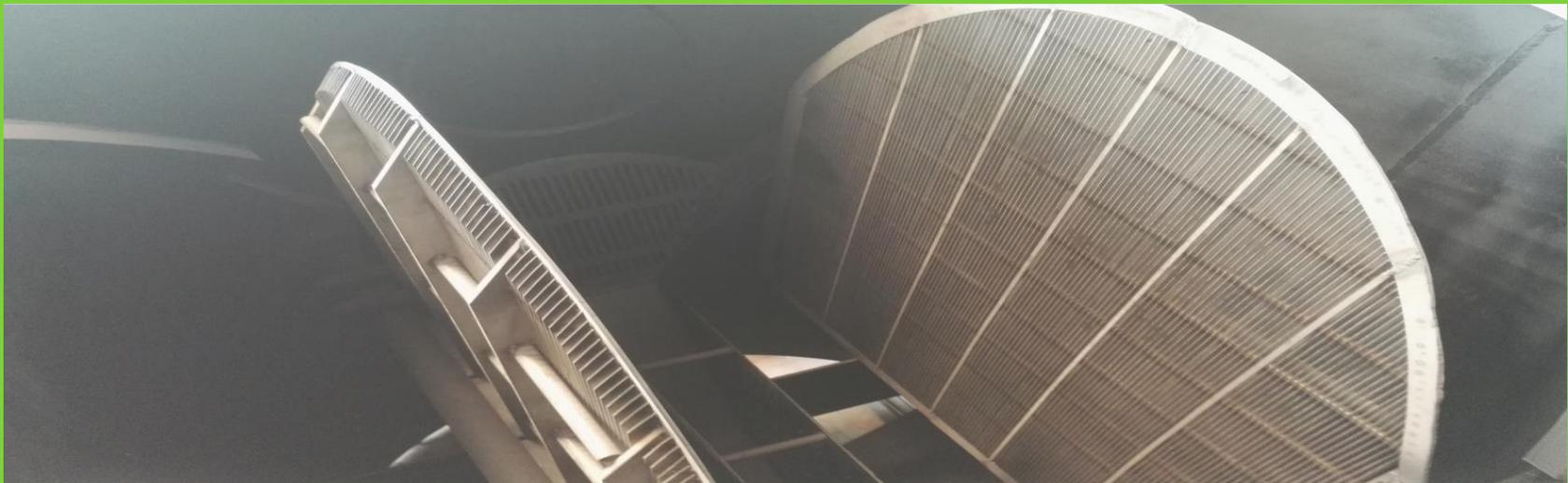
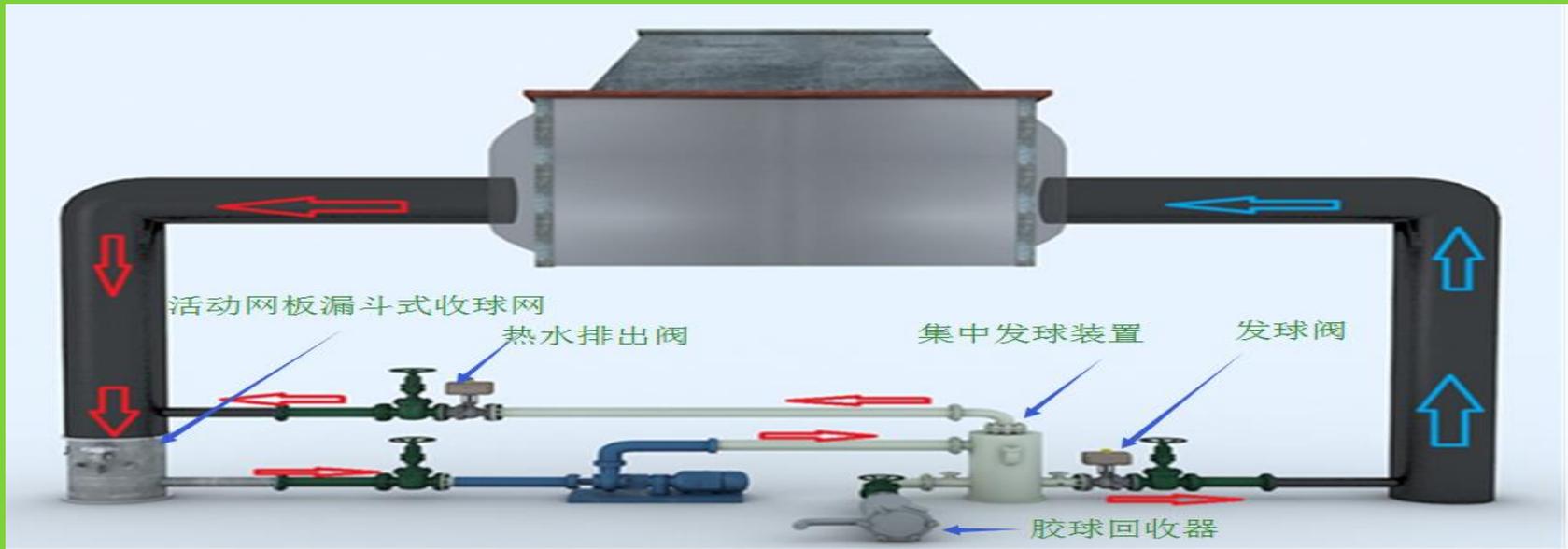
## ◆集中发球技术：以色列CQM技术、深圳世能VUES、陕西汉德HDCOCS

优点：每次发球都实现大流量集中、间歇发球，发球速度快（2秒之内发射出去）。中间区域管束进球后阻力增大，从而保证其它胶球能够进入边缘管道，大部分管束都能够得到清洗；投球率、收球率高，一次投球可达清洗管束的40%-100%，收球率达到95%以上，清洗效果好；驱动胶球动力有压缩空气和大容量胶球泵两种，驱动力更强，胶球集中进入凝汽器数量更多；自动化程度高，操作简便，人工操作量大大减少；以色列CQM技术、陕西汉德HDCOCS技术每次收球过程，随球返回的热水进入到凝汽器出口管道，因此不会导致凝汽器入口水温升高；陕西汉德HDCOCS技术、深圳世能VUES技术系统配置简捷，维护成本低；陕西汉德HDCOCS技术使用活动漏斗式收球网，单排球口结构，完全没有堵球和跑球。并且活动网板能得到反冲洗，水阻小，能够适应水质恶劣的环境。

缺点：设备投资相对传统胶球清洗系统高；以色列CQM收球网为Y型滤网结构，深圳世能VUES为锥形滤网，二者均为固定滤网，运行中无法打开。以色列CQM Y型滤网无清洁装置，深圳世能VUES锥形滤网带有清洁刮板，上部设有排污口，通过排污泵抽水排出杂物，实际运行中清洁效果较差。一旦循环水杂物较多，杂物附着在上述两种滤网上，无法进行反冲洗清除，导致运行时循环水阻力增大，一旦收球网堵塞严重时必须停机清理，存在安全风险。

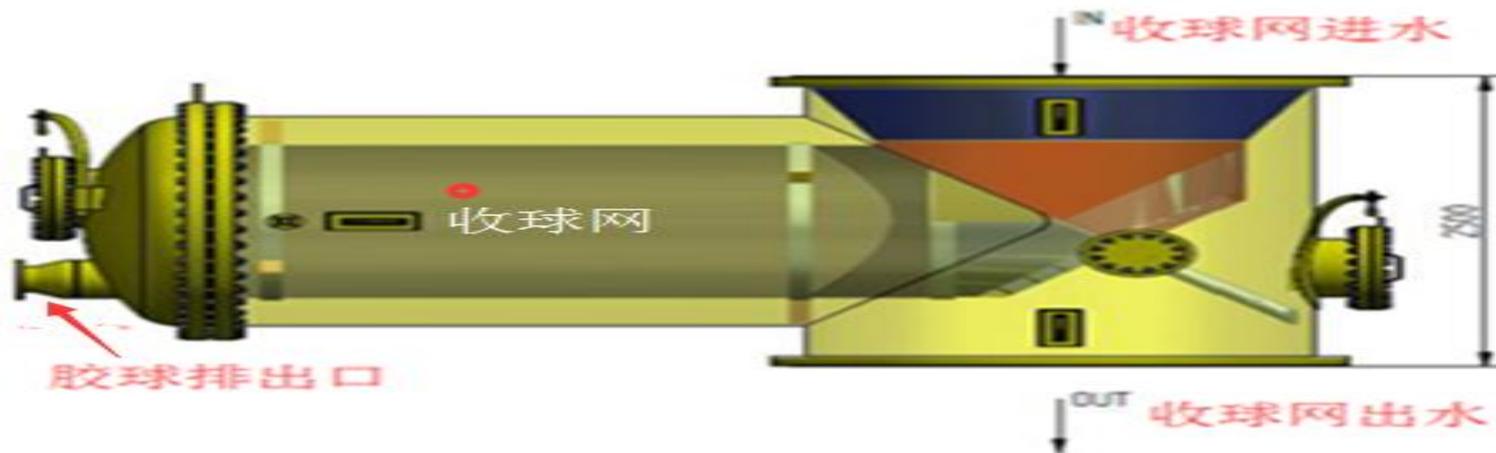
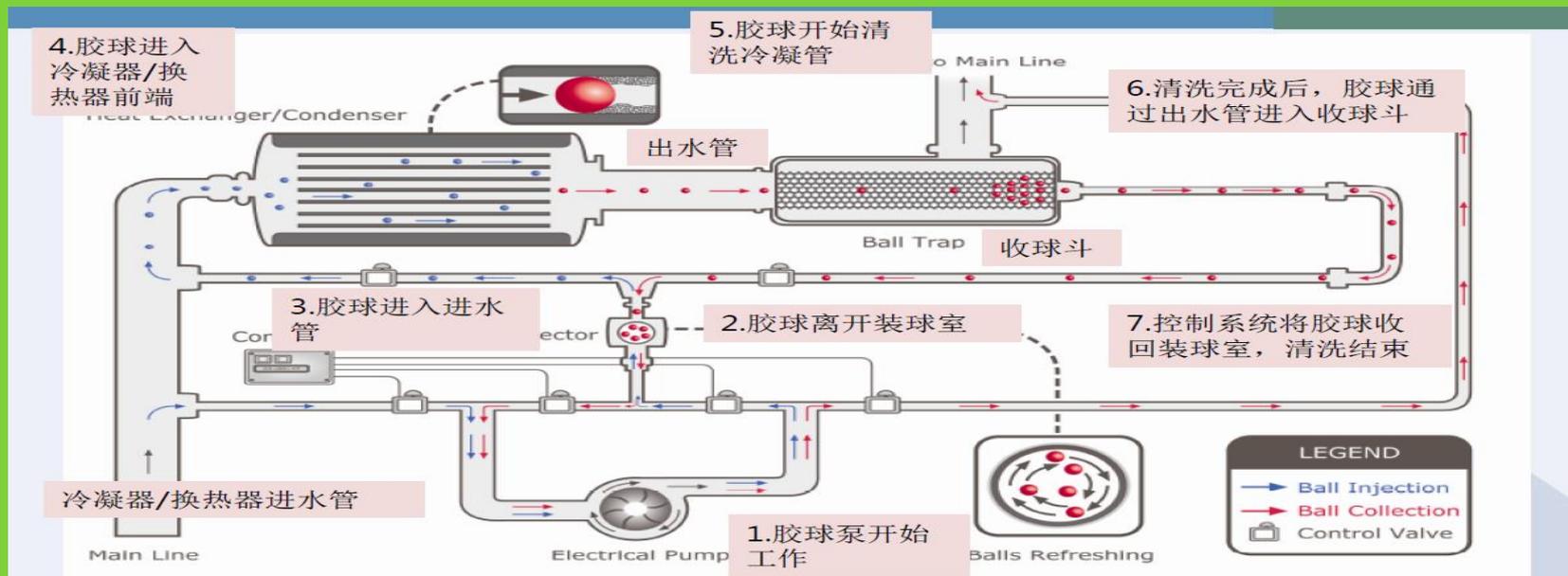
# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆陕西汉德公司HDCOCS流程图及收球网



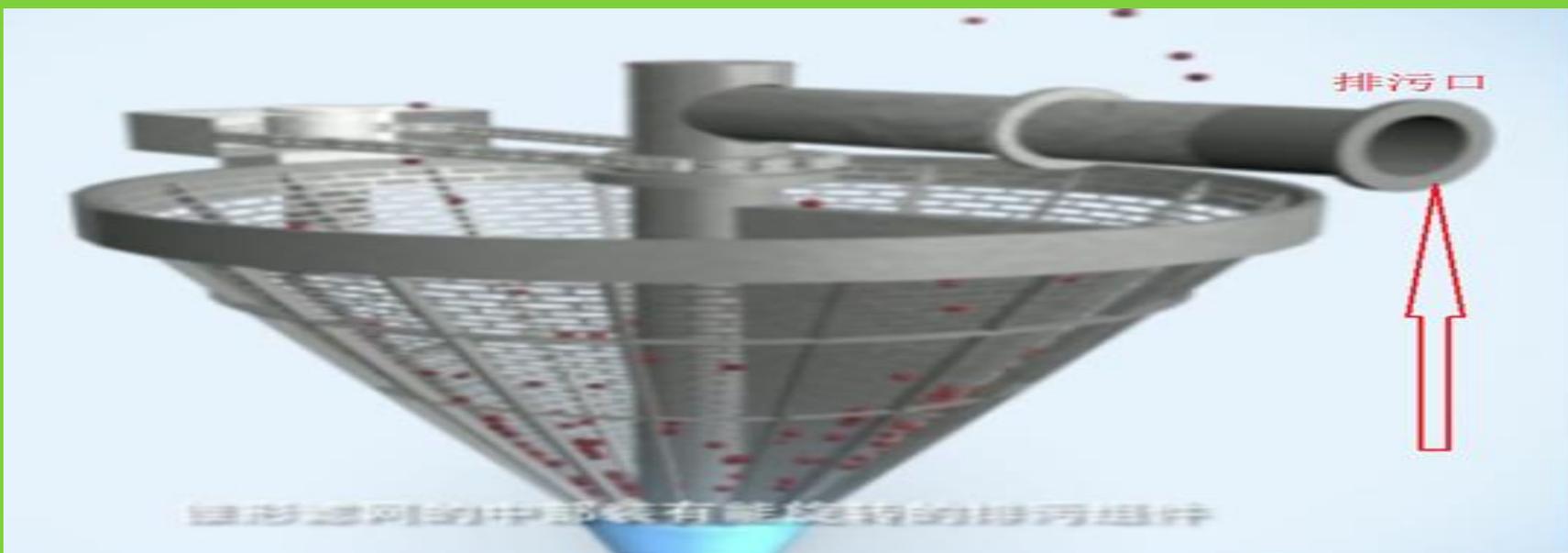
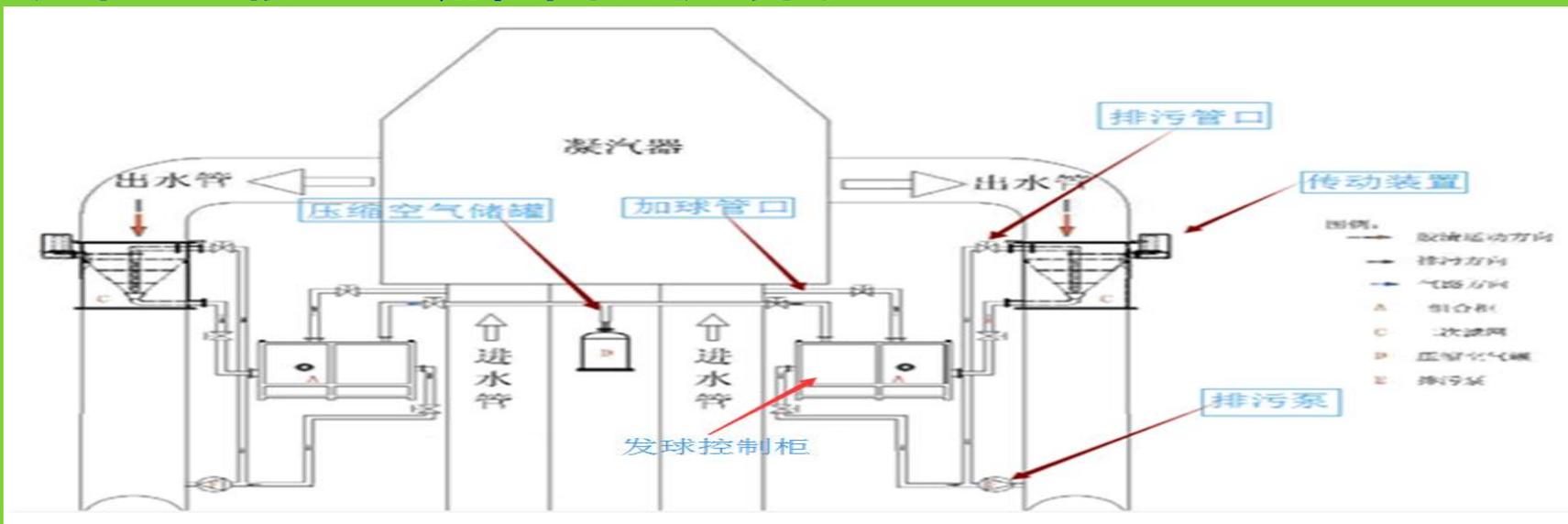
# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆以色列CQM流程图及收球网



# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆深圳世能VUES流程图及收球网



# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆ 机器人在线清洗技术：郑州赛为坐标移动机器人、南京科远关节机器人、中国矿大化学清洗机器人

优点：

原有胶球清洗系统做备用，胶球损耗减少；化学清洗机器人技术能够实现在线酸洗，清洗效果更好；郑州赛为坐标移动机器人对凝汽器水室入口、出口管道处清洁效果较好。

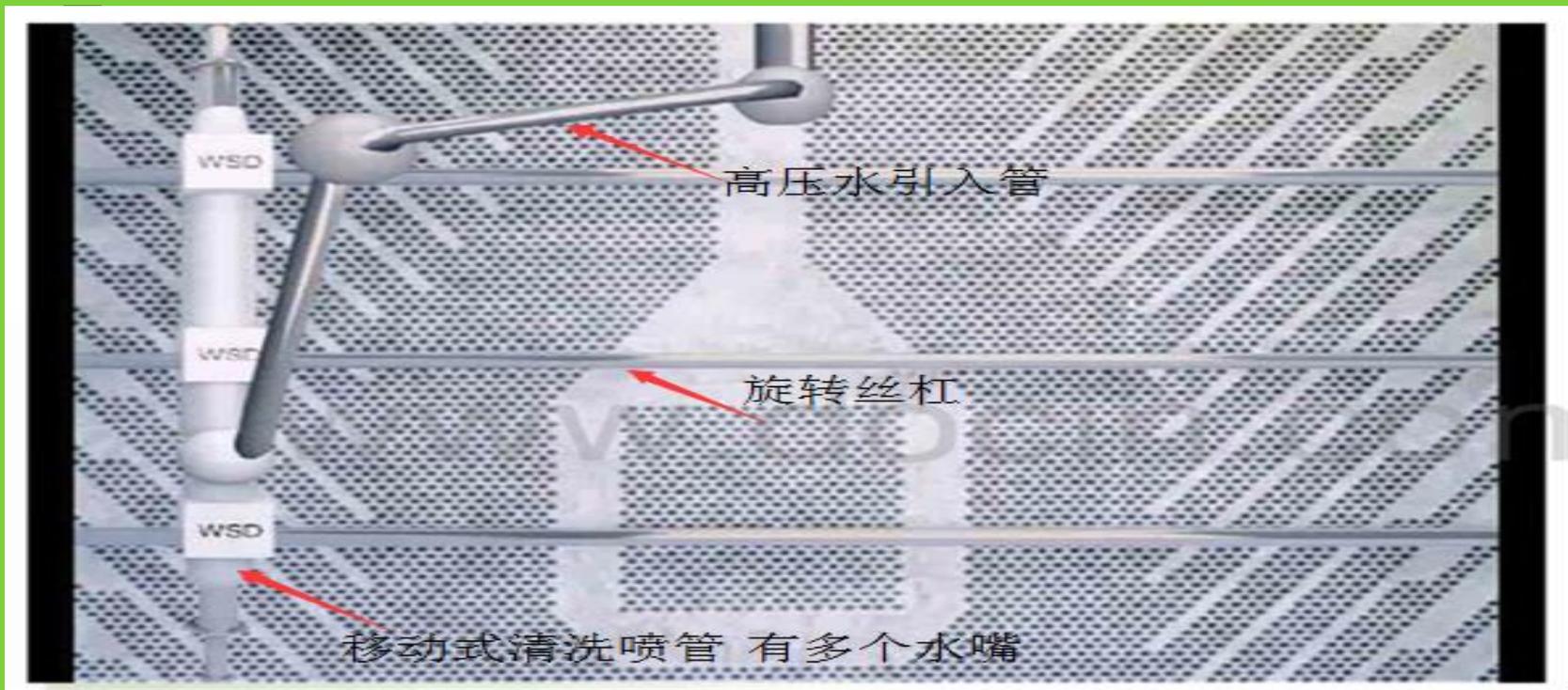
缺点：

三种机器人技术均存在清洗周期较长问题；坐标移动机器人、关节机器人都采用高压水作为冲洗介质，高压水冲洗离线清洗效果较好，在线运行时因高压水动力在循环水中衰减速度快，难以保证清洗效果；坐标移动机器人、关节机器人部分转动设备均在凝汽器内部，因凝汽器水室工作环境较恶劣，设备动态密封与防渗问题以及腐蚀问题难以有效解决，无法进行在线维护与保养；关节机器人有卡管、别管的风险，出现故障必须停机处理；设备投资及运行维护成本较高。

# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆郑州赛为坐标机器人

分别在凝汽器四个水室中布置有移动清洗管道，通过伺服电机控制滚珠丝杠的转动，可以控制高压水射流喷头在水平面内水平或垂直移动，通过高压水（2MPa）对管道进行移动清洗凝汽器管板和管



# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆南京科远关节机器人

通过机械臂的精确定位，引导高压水管进入凝汽器换热管道内，通过喷头反向喷射高压水（20MPa）对管束进行冲洗。



# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆中国矿大化学清洗机器人

利用“柱塞流”原理，采用“非进入式”清洗模式，八喷头同时向管束注入氨基磺酸并进行密封，浸泡酸洗后再进行酸液回收。



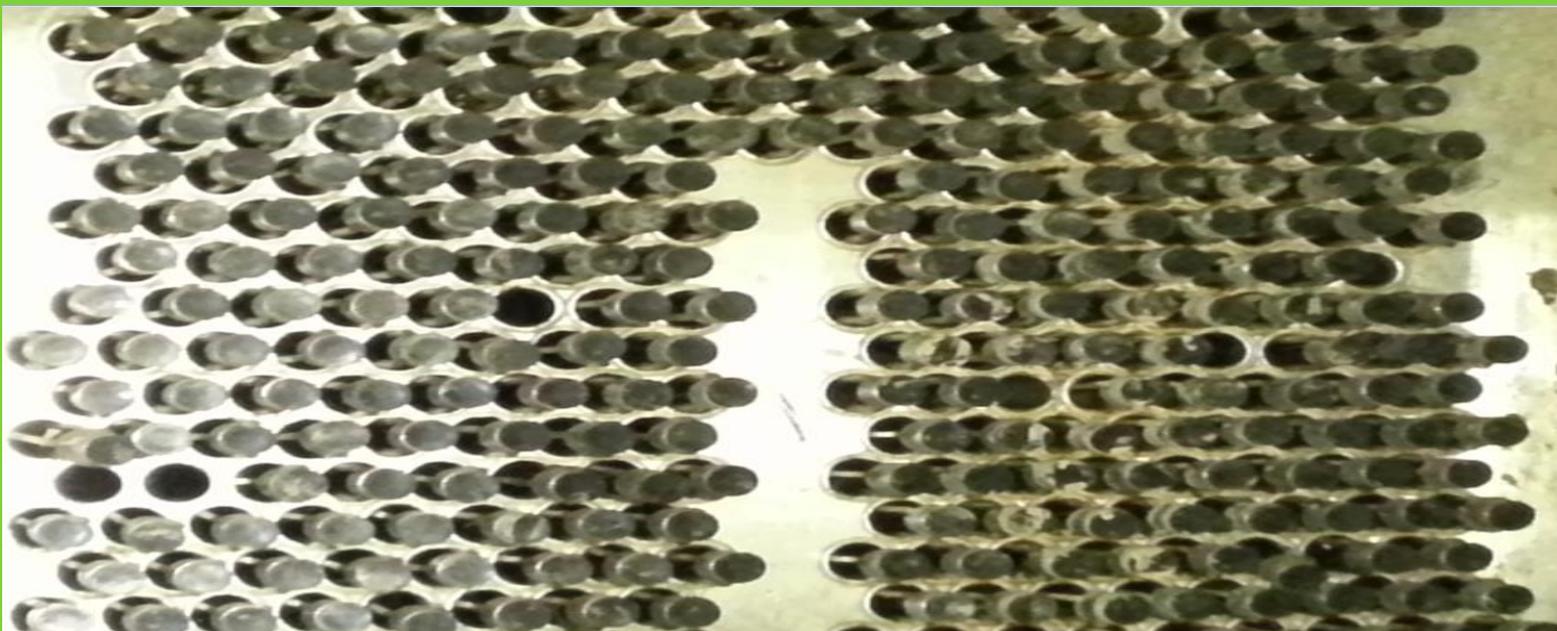
# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆RCCS螺旋纽带清洗技术

RCCS螺旋纽带清洗技术通过在每根凝汽器换热管内安装高分子螺旋纽带，当凝汽器通水时，利用循环水的流速驱动螺旋纽带旋转，将管内水的层流状态改变为紊流，防止水垢在管壁上滞留，提高换热系数。螺旋纽带及安装图见图12、图13。该技术在小容量机组有一定业绩，在300MW以上机组运行业绩不多。通过对300MW机组现场调研发现，此技术投入运行后凝汽器水阻增加较大，双台循环水泵运行时进出水压差约增加0.05MPa以上，虽然凝汽器端差下降，但凝汽器循环水温升明显增加，循环水泵耗电量升高，凝汽器真空变化不明显。而且此技术会带来很大的安全风险，部分电厂安装后，出现凝汽器管束磨漏现象，被迫拆除。因此该技术从技术原理分析和实际运行实践证明是不可行的，不建议电厂进行此类技术改造。

# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆RCCS螺旋纽带及安装图片



# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆凝汽器在线清洗技术选型

在进行凝汽器在线清洗系统改造时，不建议进行RCCS技术改造。考虑到机组运行安全性、实际运行成本和运行效果，集中发球技术最适合，陕西汉德HDCOCS收球网能够适应恶劣水质，建议首选。在线清洗机器人技术均存在清洗周期较长缺点，第一代采用高压水清洗机器人实际运行效果一般，因此如果采用机器人改造方案，建议选用化学清洗机器人方案。

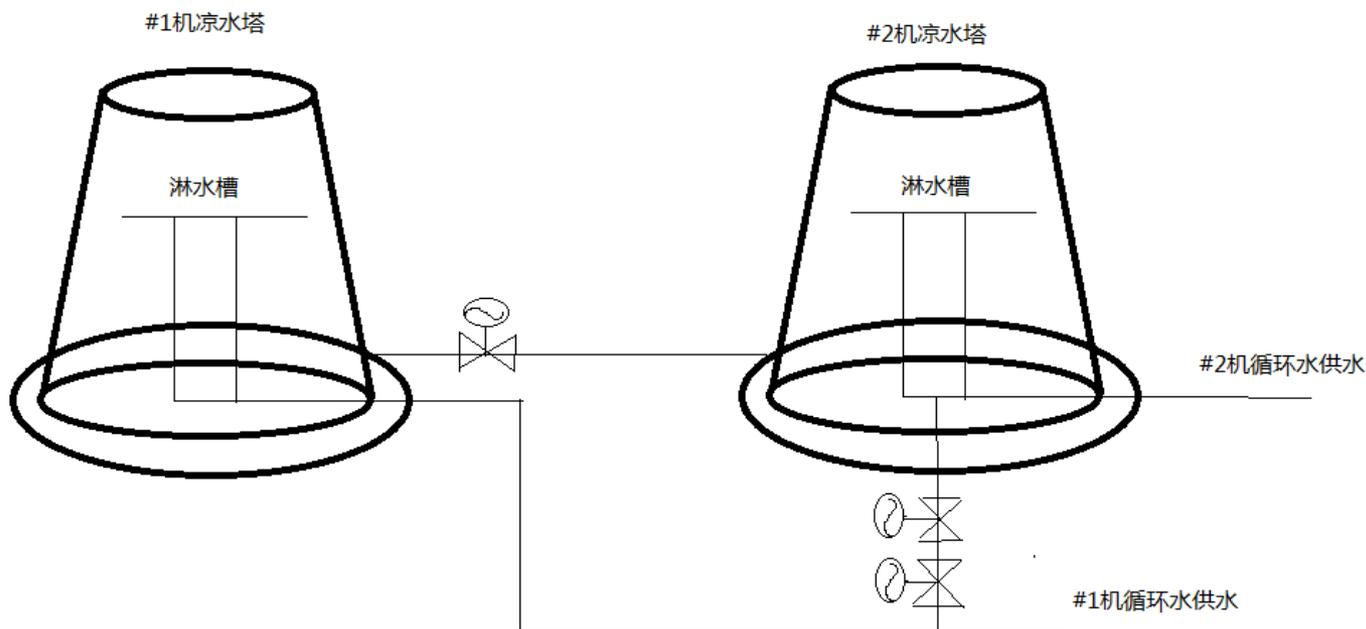
另外，无论采用哪种改造方案，循环水系统的拦污栅、清污机（旋转滤网）或二次滤网的运行状况都是至关重要的，在改造时应一并进行综合治理，防止过多杂物进行凝汽器水室。

# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆ 冷却塔两机一塔改造

目前火电机组利用小时数较低，机组备用时间延长，再考虑机组大小修等因素，冷却塔闲置时间较多。

将两台凉水塔水池通过暗渠连接，两台机组凉水塔上水管路连接起来。在一台机组停运时，可以充分利用备用凉水塔的资源，约增大一倍的凉水塔面积，有效的降低出塔水温 $2^{\circ}\text{C}$ 以上。



# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆空冷机组加装尖峰冷却器改造

空冷机组夏季运行背压高，机组带负荷困难，经济性降低。

在有稳定水源的条件下，可加装尖峰冷却器，分流一部分汽轮机排汽，降低凝汽器背压。冷却水有开式水冷却和闭式机力通风塔两种冷却方式。

## ◆空冷机组加装雾化喷淋装置改造

空冷机组夏季运行背压高，机组带负荷困难，经济性降低。

利用除盐水向空冷岛内部翅片喷淋，可以降低背压，改善带负荷能力。



# 汽轮机冷端系统节能技术改造

## ◆空冷岛采用冬季防冻监控系统

针对直接空冷系统在冬季出现的防冻问题，以数学模型为基础，以基管内壁平均温度与过冷度为判断基准，准确计算出空冷岛结冰时对应的机组背压，编制出空冷防冻及背压优化运行指导系统，该系统在保证机组空冷系统不结冰的情况下，可使机组运行背压降低1KPa左右，项目具有较高的经济效益。

## ◆空冷三角形散热器加装导流板

由于空冷风机的出口流速为旋转的切向流动，所以导致进入三角形散热面的冷却风流速很不均匀，局部处于旋转涡动中，使换热效果严重恶化，所以增加导流板引导风的动能合理利用，使整个换热面的流场分布均匀，换热均匀性和换热能力提高，一般可以使汽轮机的排汽温度下降 $1.4^{\circ}\text{C}$ ，真空提高1.6kPa。

# 汽轮机供热系统节能技术改造

## ◆机组（空冷、湿冷）高背压双转子供热改造

新加工一个低压缸转子（2\*4级），冬季供热前更换。可以提高低压缸排汽温度至80℃，不足则由汽轮机抽汽供热网加热器补充加热。

供热初期采暖用量小，高背压运行机组带负荷能力下降，经济性降低。另外机组背压高、负荷低时蒸汽容积流量过小会导致低压缸叶片应力集聚上升，长时间会导致叶片裂纹甚至断裂。在改造时可对凝汽器进行改造，一部分冷却水保持原循环至冷却塔，并增加安全、经济监控软件：机组发电效益为正或背压高威胁机组安全运行时，该路冷却水接通。

## ◆小型机组低真空循环水供热

小型机组（50MW及以下）可以直接采用低真空循环水供热。目前国内已有125MW机组成功实施。该技术适用于一级管网。

低真空循环水供热也要注意容积流量过小导致低压缸叶片应力急剧上升问题。

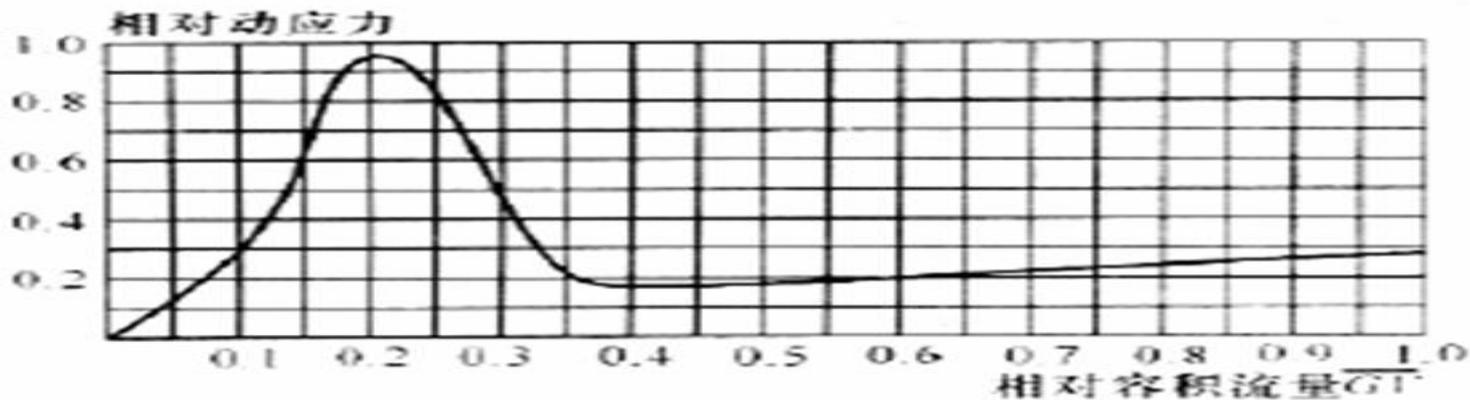


图1 变负荷动应力曲线

# 汽轮机供热系统节能技术改造

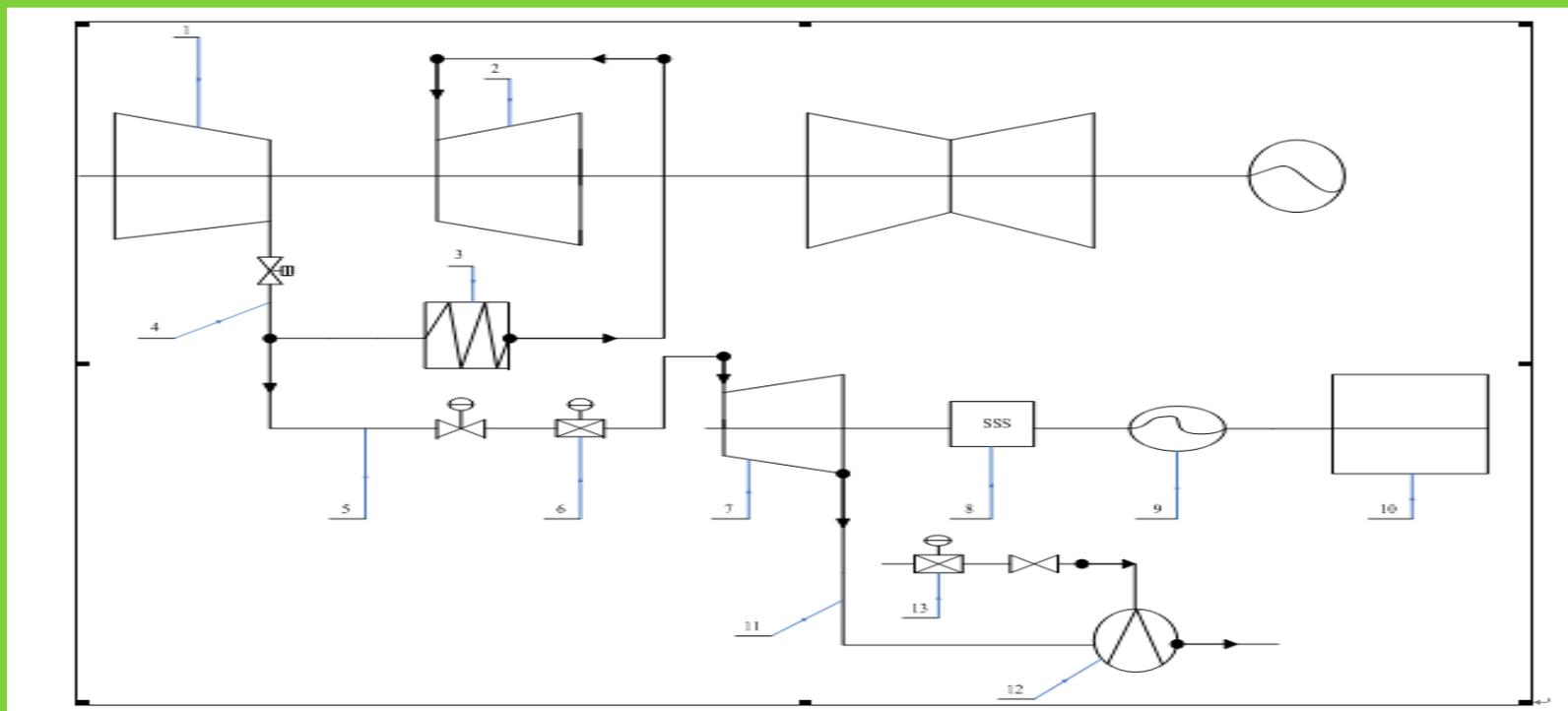
## ◆热网循环水泵背压机驱动改造

热网循环水泵采用背压机驱动，300MW机组汽源采用中压缸排汽，背压机排汽接入热网加热器，可以降低厂用电率。

## ◆降低工业用汽（采暖用汽）节流损失技术改造

汽轮机工业抽汽与用户用汽参数不匹配，采用减温减压的方法，汽轮机抽汽（300MW机组中排）压力过高，与热网加热器进汽参数不匹配，需要节流进汽门。以上均会导致蒸汽的节流损失增加，经济性降低。

将抽汽驱动发电机发电，或与电动机同轴驱动动力设备的方法。



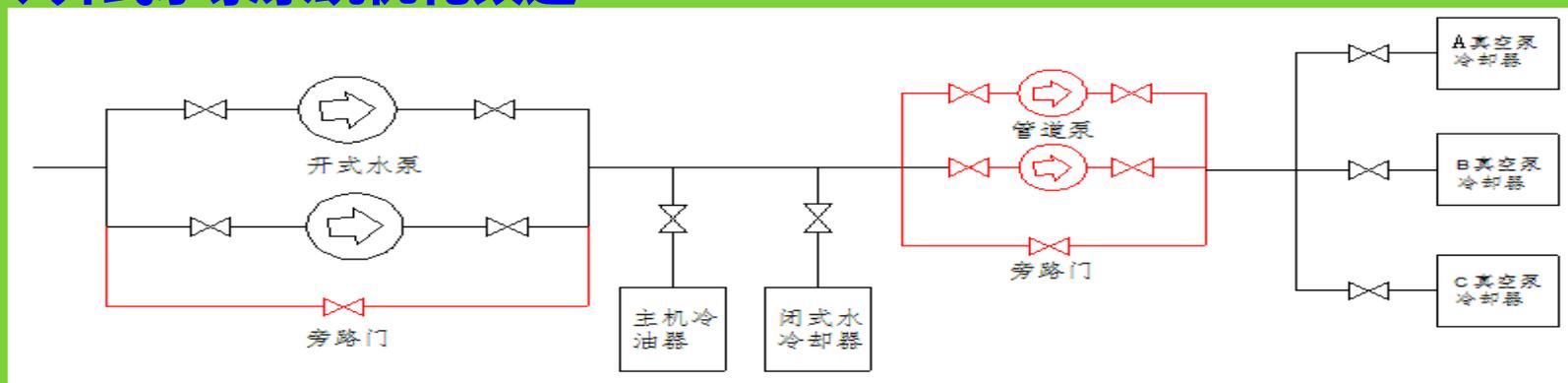
# 汽轮机泵组系统节能技术改造

## ◆电动给水泵变频改造

300MW以下等级湿冷机组及600MW及以下等级空冷机组均配置电动给水泵，采用液力耦合器调节，由于存在滑差损失以及低负荷时采用节流勺管开度方式调节，耗电率偏高。

对电动给水泵进行变频改造，降低厂用电率0.5个百分点以上。

## ◆开式水泵系统优化改造



## ◆闭式水泵永磁调速改造

目前机组闭式水泵配置容量较大，运行中需节流各冷却器冷却水门，造成闭式水泵耗电率升高。

对一台闭式水泵进行永磁调速改造，可降低闭式水泵耗电率25%及以上。

THE END

谢谢！