

汽轮机及热力系统 节能诊断与典型技术措施

西安热工研究院有限公司

常 东 锋

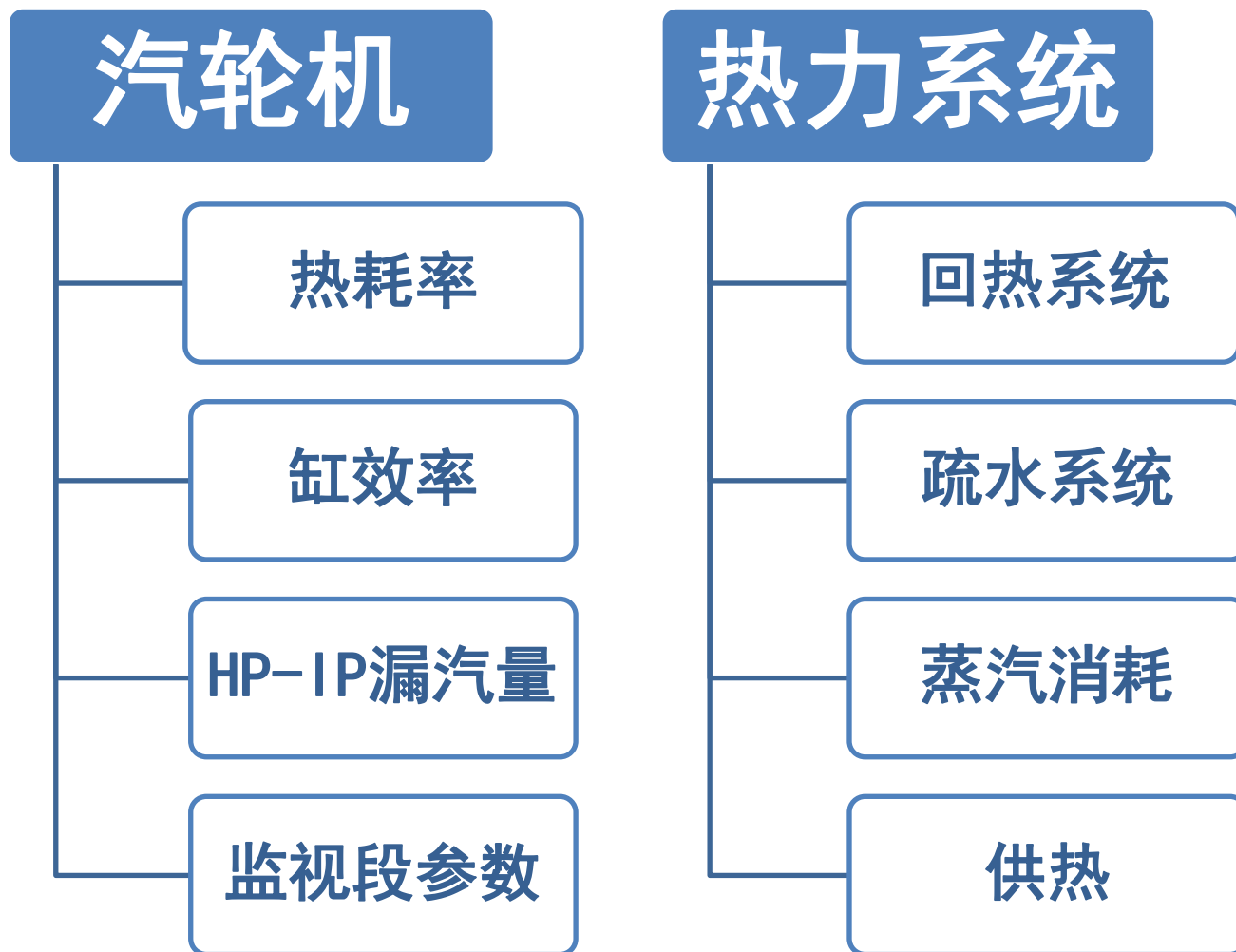
主要内容

1 节能诊断方法

2 典型技术措施

- 2.1 喷嘴调节汽轮机的运行优化
- 2.2 复合调节汽轮机的运行优化
- 2.3 节流调节汽轮机的运行优化
- 2.4 调节级通流面积偏大的汽轮机
- 2.5 汽轮机揭缸检修及汽封改造
- 2.6 汽轮机通流改造
- 2.7 低压抽汽超温的处理
- 2.8 加热器
- 2.9 给水泵
- 2.10 供热

1 节能诊断方法

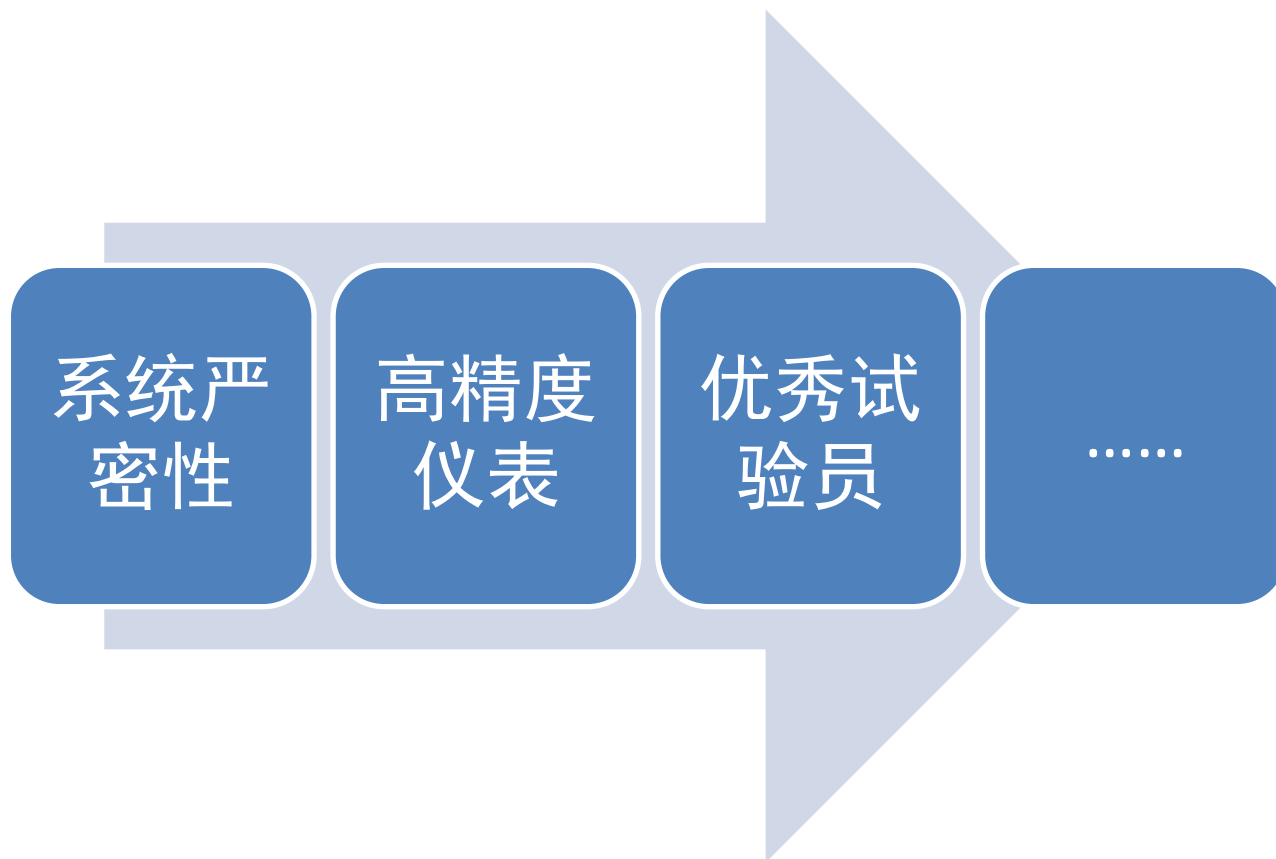


1 节能诊断方法



汽轮机

1 节能诊断方法



热耗率

1 节能诊断方法

高压缸

- 阀点工况
- 负荷点工况

中压缸

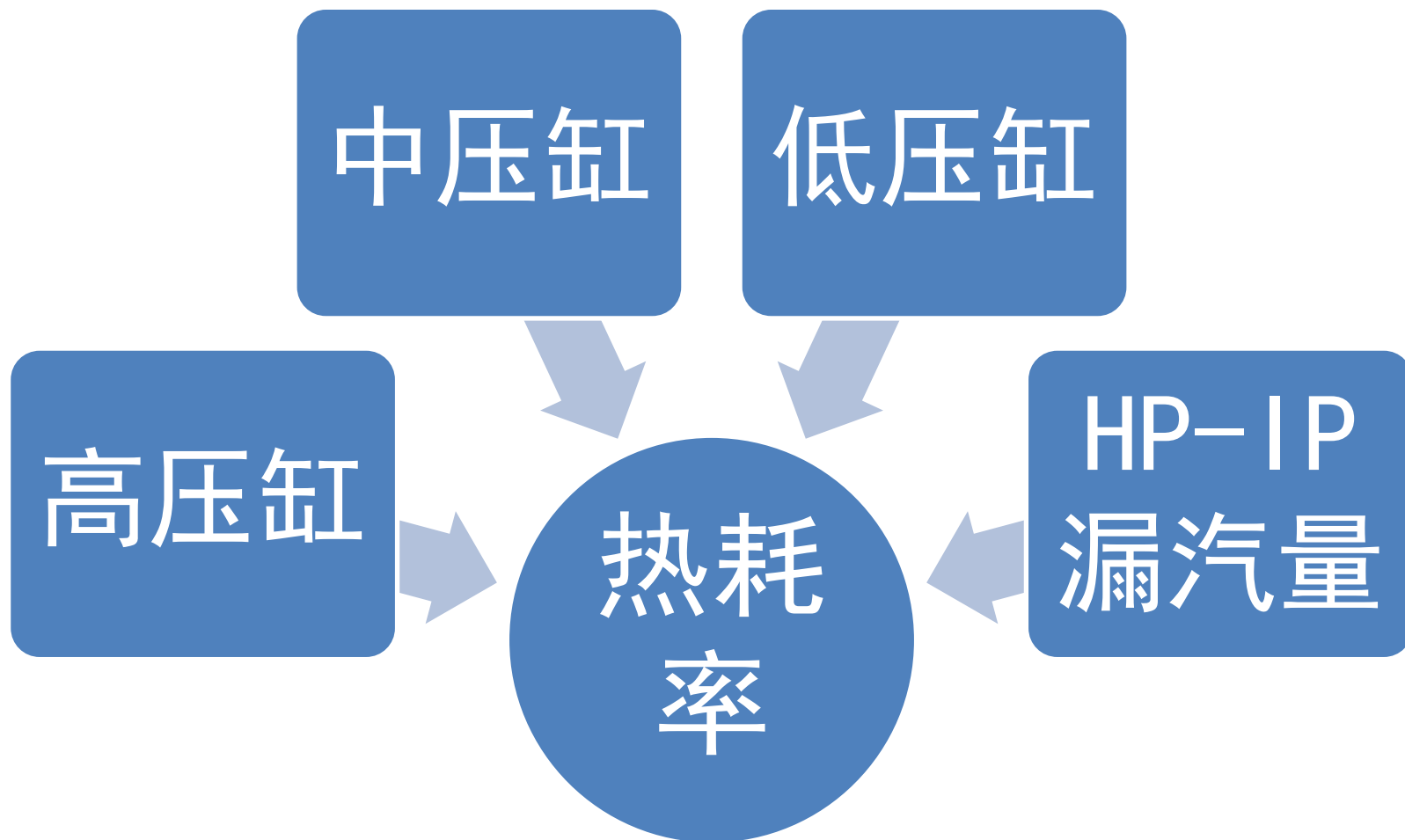
- 排汽压力
- HP-IP的影响

低压缸

- 准确测量
- 性能特点

机组	试验名称	工况	高压缸效率 %	中压缸效率 %	低压缸效率 %	热耗率 kJ/(kW·h)
设计值			86.38	92.89	92.30	7889.2
1号	大修后试验	300MW	83.1	<u>94.34</u>	—	7927.4
3号	大修前试验	300MW	<u>83.25</u>	89.92	—	<u>8247.8</u>
	大修后试验	300MW	<u>82.49</u>	91.72	—	8058.1

1 节能诊断方法



1 节能诊断方法

小指标分析

1 节能诊断方法

热平衡法

等效焓降法

项目	热耗率kJ/(kW·h)	发电煤耗g/(kW·h)
主蒸汽温度变化10℃	23.2	0.88
再热蒸汽温度变化10℃	17.0	0.64
1%主蒸汽流量的过热器减温水量	4.0	0.15
1%主蒸汽流量的再热器减温水量	14.4	0.54

1 节能诊断方法



疏水系统

The diagram shows a blue rounded rectangle containing the text '疏水系统' (Drainage System). This rectangle is connected by a blue line to a larger, empty white rectangle on the right, which is also outlined in blue. The line starts from the left side of the blue rectangle, goes down, then right, and then up to the top of the white rectangle.

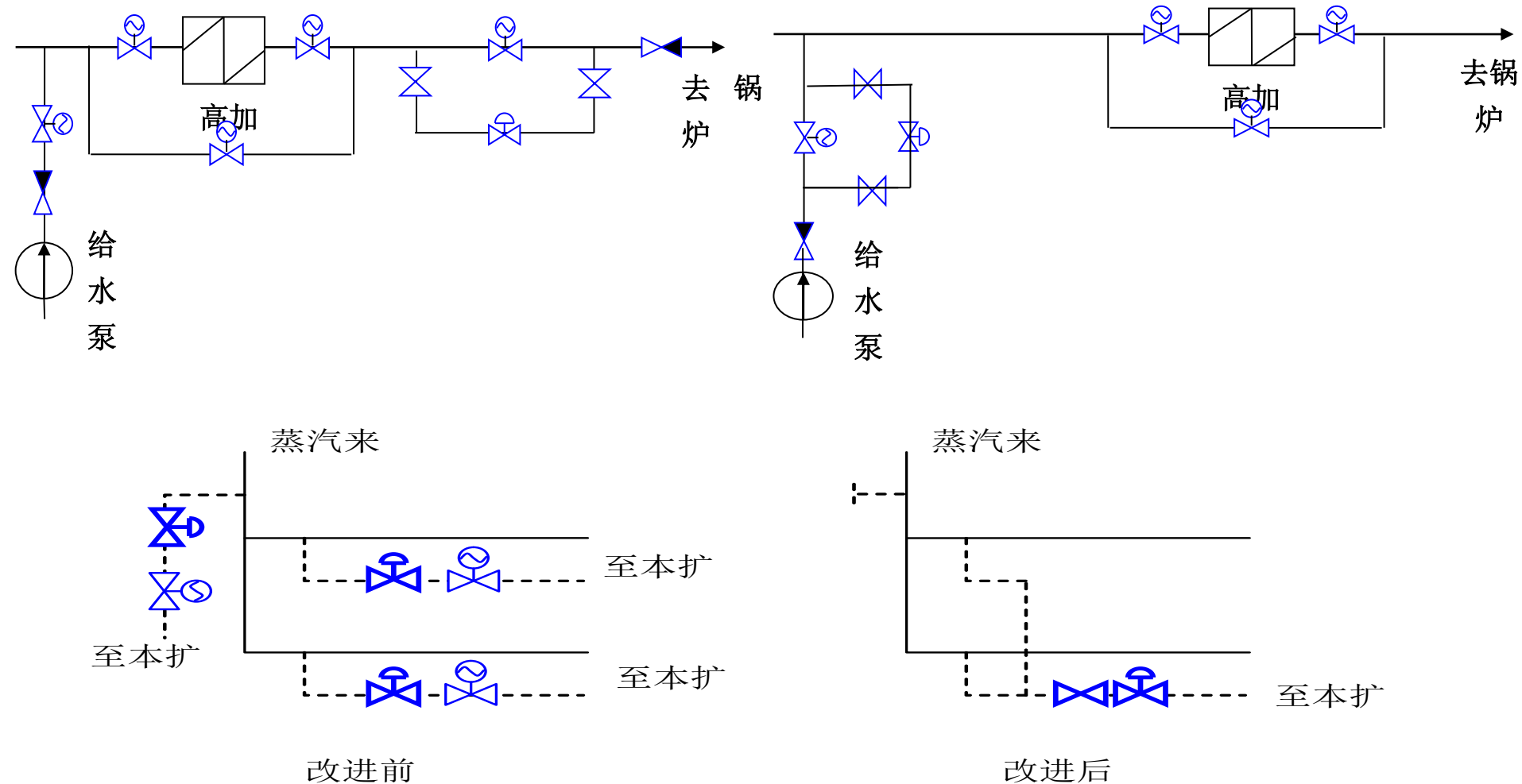
1 节能诊断方法

分类	部位	循环效率	热耗率	发电煤耗
		%	kJ/(kW·h)	g/(kW·h)
一类阀门 (高品质蒸汽)	主蒸汽管道	1.060	83.3	3.14
	热再热管道	0.803	63.1	2.38
	冷再热管道	0.474	37.2	1.40
	高压旁路	0.923	70.6	2.66
	低压旁路	0.891	70.0	2.64
	一段抽汽管道	0.803	63.1	2.38
	二段抽汽管道	0.804	63.2	2.38
	三段抽汽管道	0.633	49.7	1.88
	四段抽汽管道	0.469	36.8	1.39
	五段抽汽管道	0.322	25.3	0.96
二类阀门 (高品质水)	锅炉排污	0.190	14.4	0.54
	六段抽汽管道	0.136	10.3	0.39
	七段抽汽管道	0.102	7.7	0.29
	1号高加危急疏水	0.091	6.9	0.26
	2号高加危急疏水	0.022	1.6	0.06
	除氧器溢放水	0.012	0.9	0.03
三类阀门(水)	4号低加危急疏水	0.004	0.3	0.01
	5号低加危急疏水	0.022	1.7	0.06

1 节能诊断方法



1 节能诊断方法



1 节能诊断方法



蒸汽消耗

1 节能诊断方法



1 节能诊断方法



加热器

1 节能诊断方法



1 节能诊断方法

1000MW机组加热器端差对机组经济性影响

项目	热耗率kJ/(kW·h)	发电煤耗g/(kW·h)
1号高加上端差	22.22	0.82
2号高加上端差	7.28	0.27
3号高加上端差	10.75	0.40
5号低加上端差	7.80	0.29
6号低加上端差	5.73	0.21
7号低加上端差	13.55	0.50
8号低加上端差	8.15	0.30
1号高加下端差	0.47	0.02
2号高加下端差	2.37	0.09
3号高加下端差	2.91	0.11
5号低加下端差	2.25	0.08

注：表中数据指加热器端差变化10℃时的影响量

以安全可靠
运行为中心

给水温度

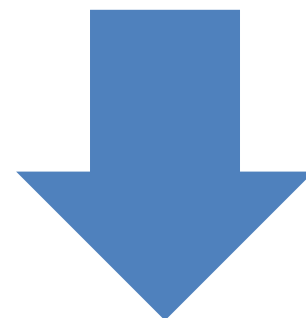
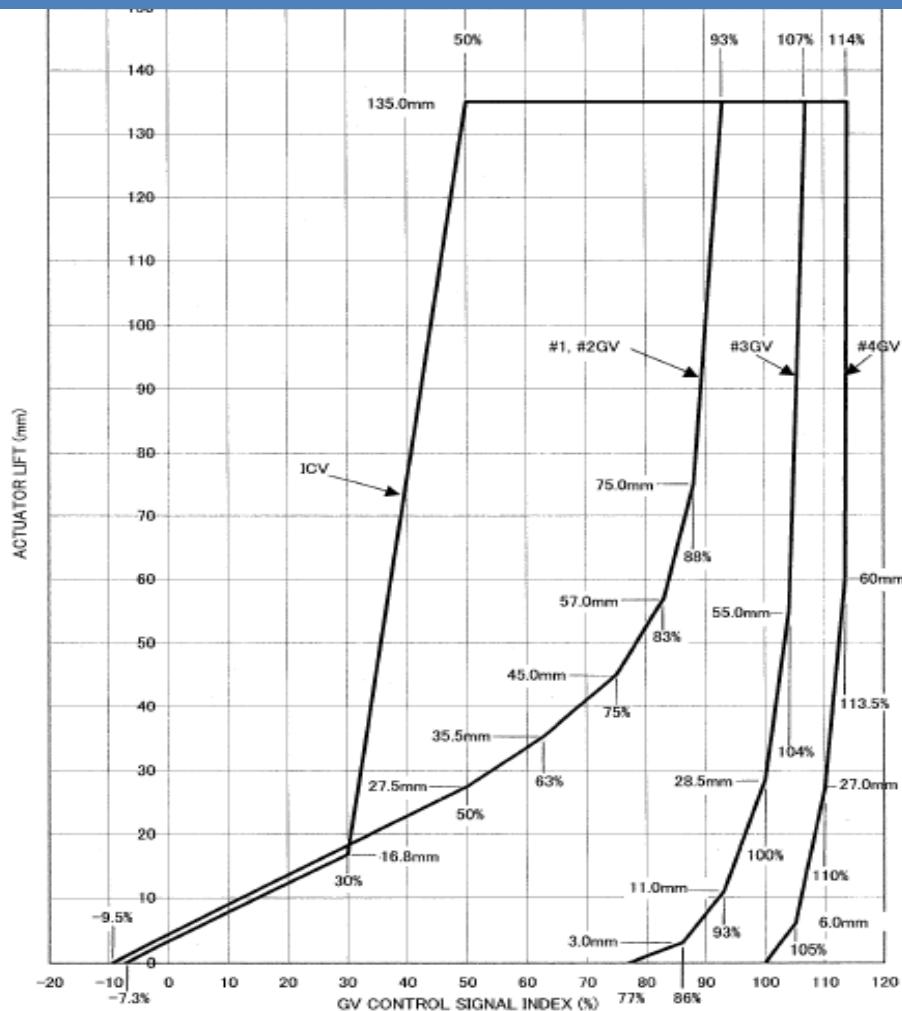
2 典型技术措施

- 2.1 喷嘴调节汽轮机的运行优化
- 2.2 复合调节汽轮机的运行优化
- 2.3 节流调节汽轮机的运行优化
- 2.4 调节级通流面积偏大的汽轮机
- 2.5 汽轮机揭缸检修及汽封改造
- 2.6 汽轮机通流改造
- 2.7 低压抽汽超温的处理
- 2.8 加热器
- 2.9 给水泵
- 2.10 供热

2 典型技术措施

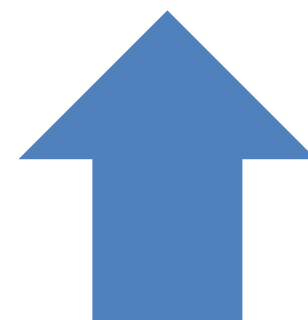
喷嘴调节汽轮机的运行优化

2 典型技术措施

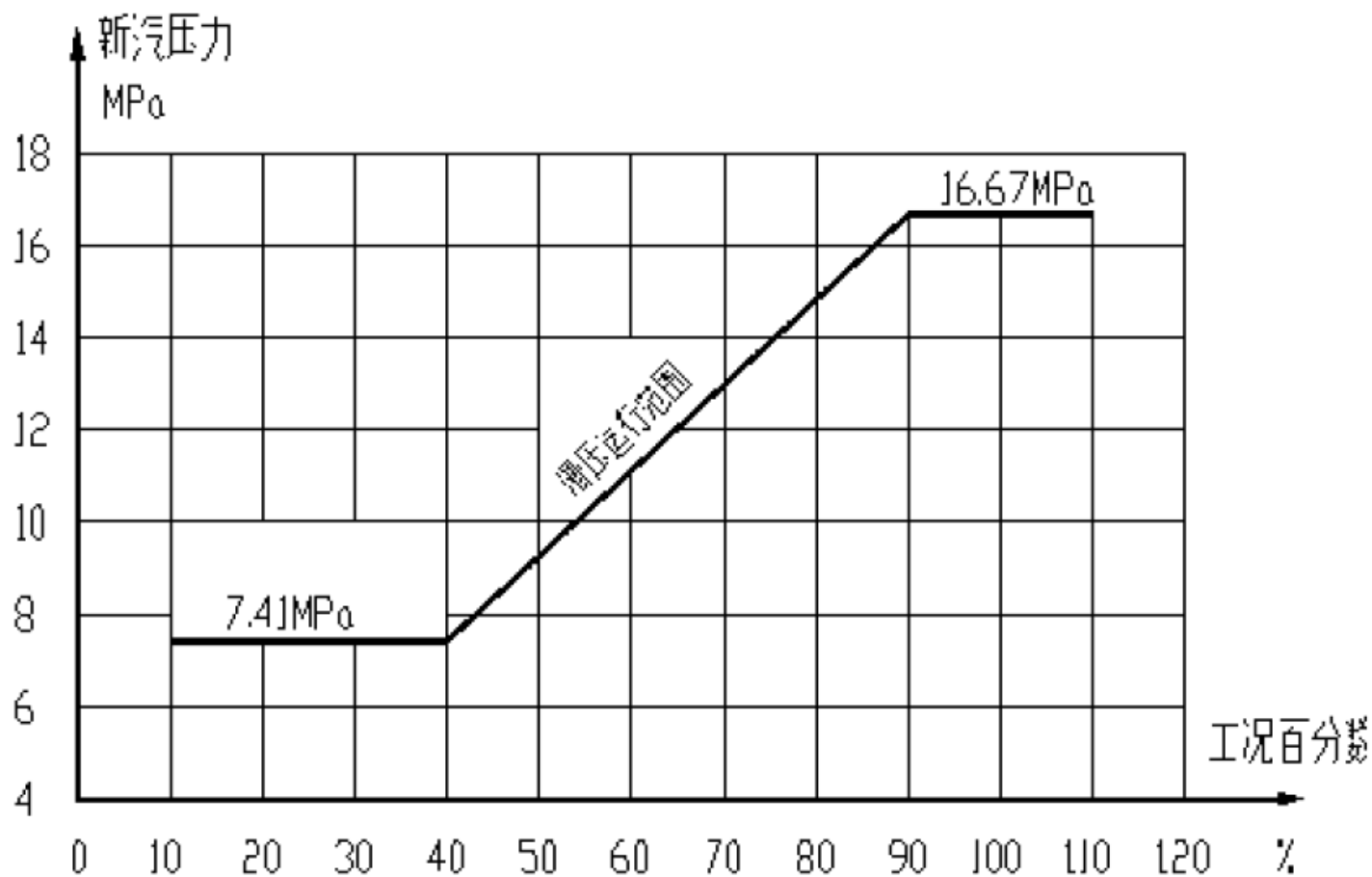


调节
品质

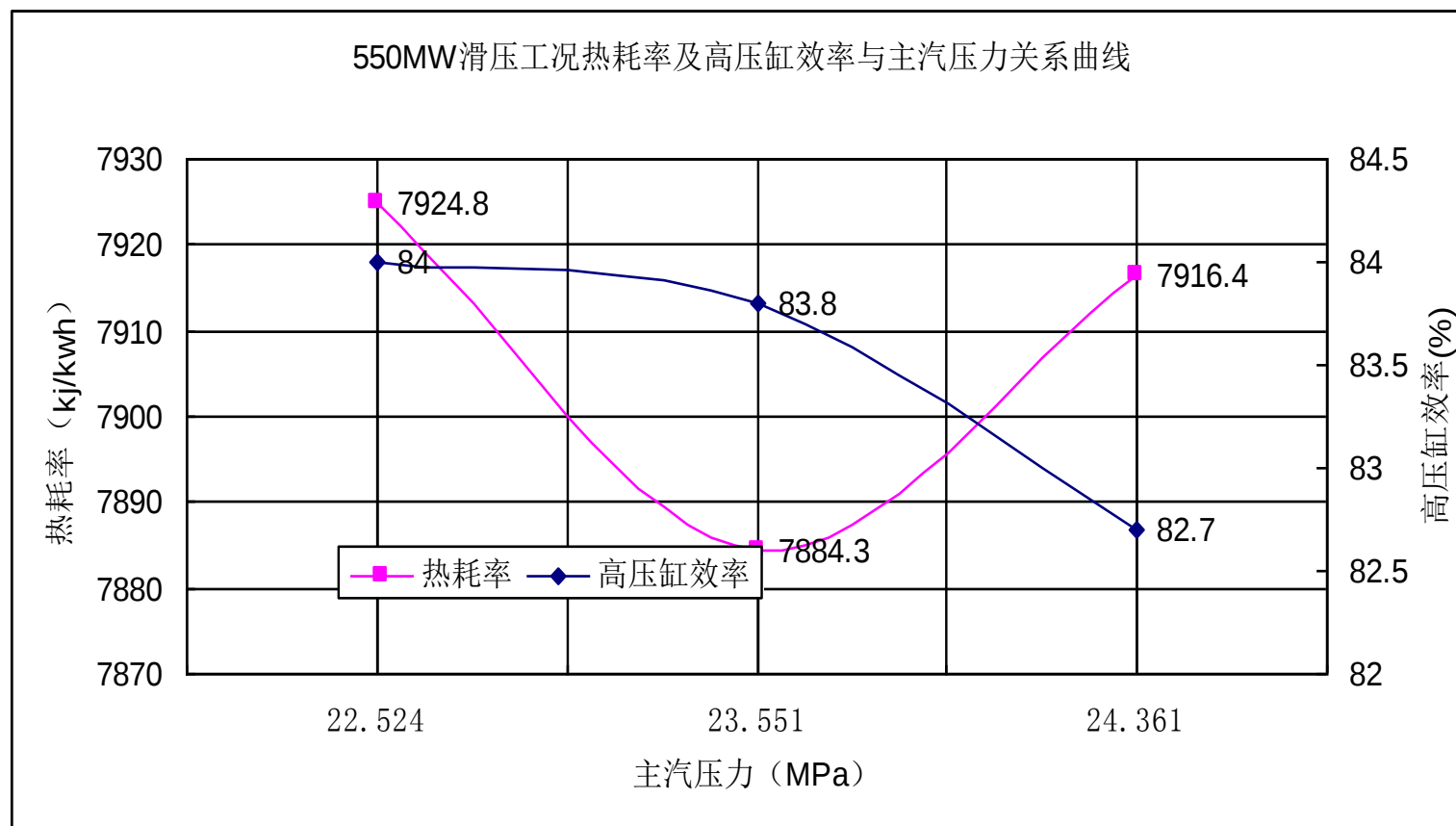
调节
能耗



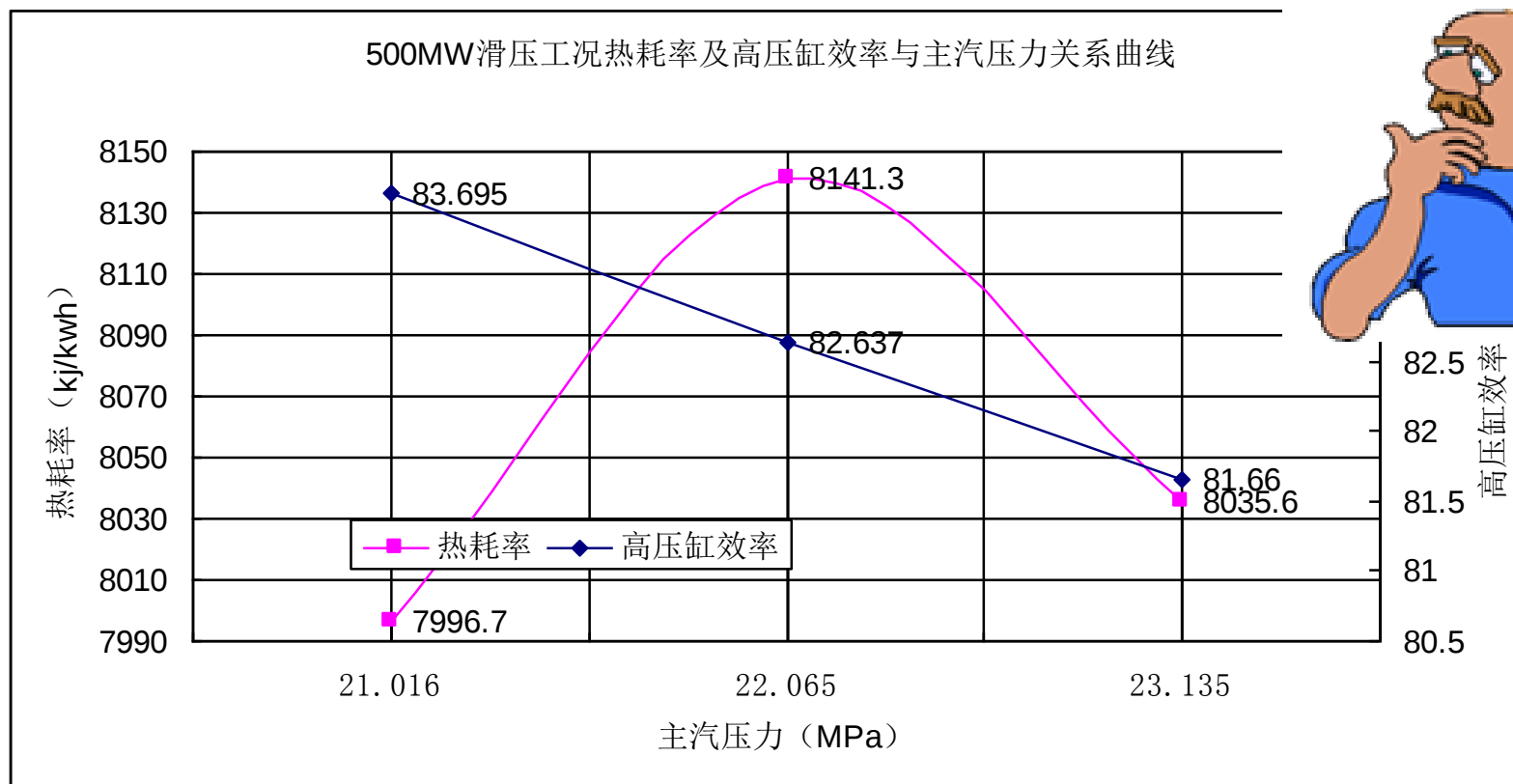
2 典型技术措施



2 典型技术措施

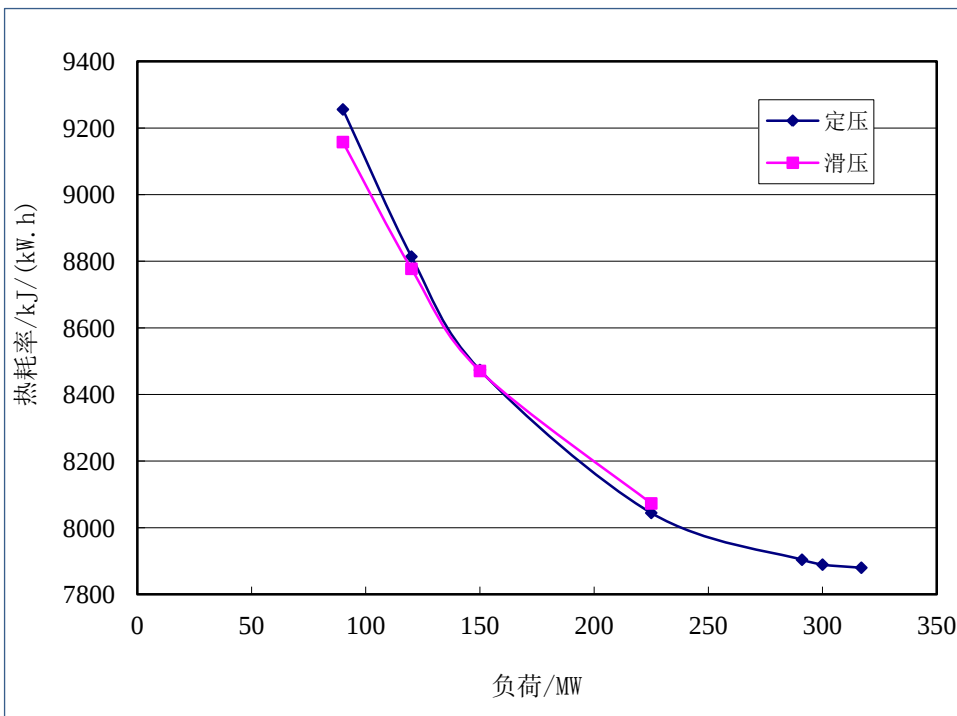


2 典型技术措施

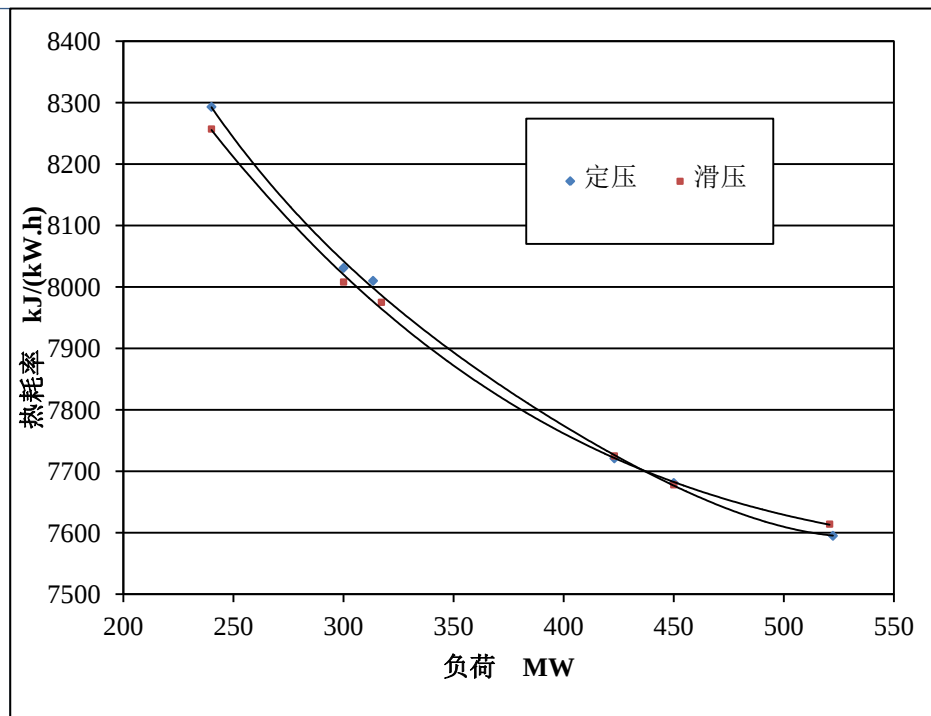


2 典型技术措施

➤ ASME试验精度



300MW机组

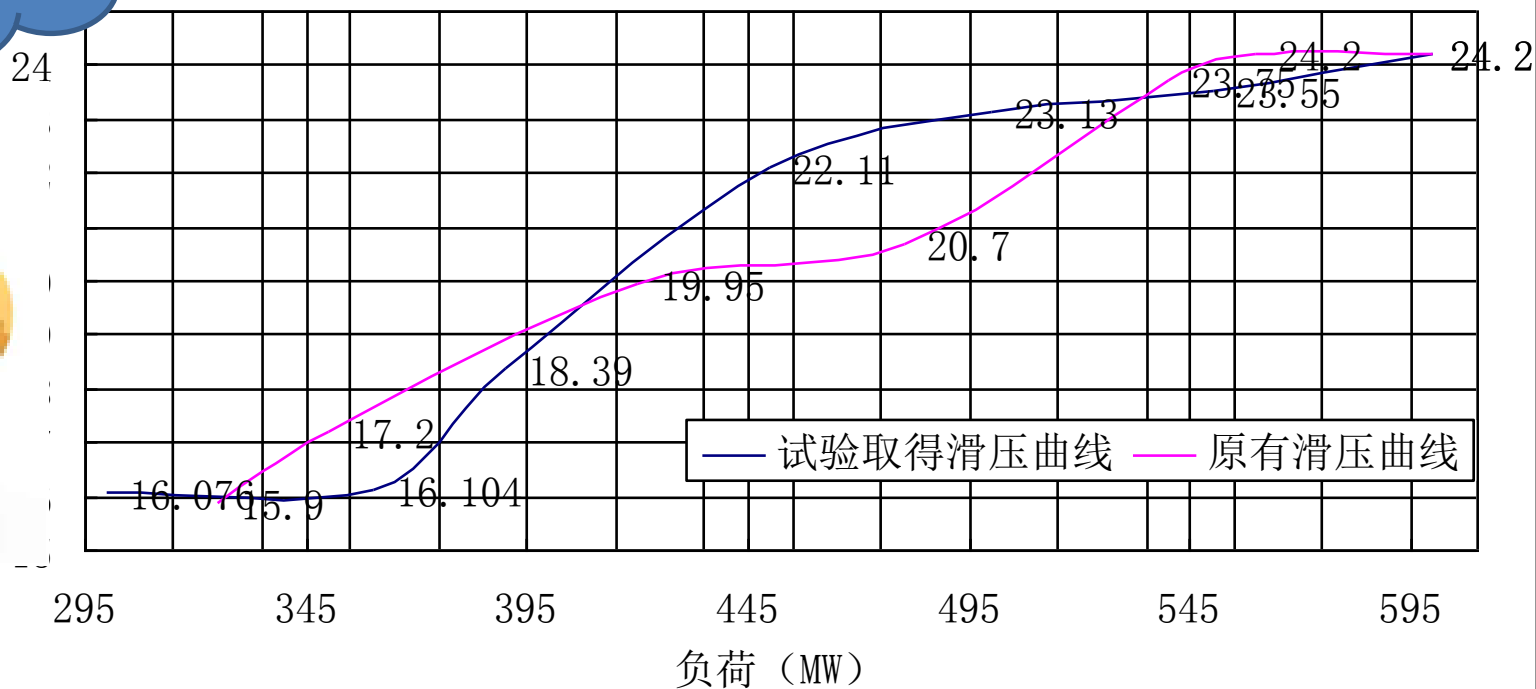


SC600MW机组

2 典型技术措施

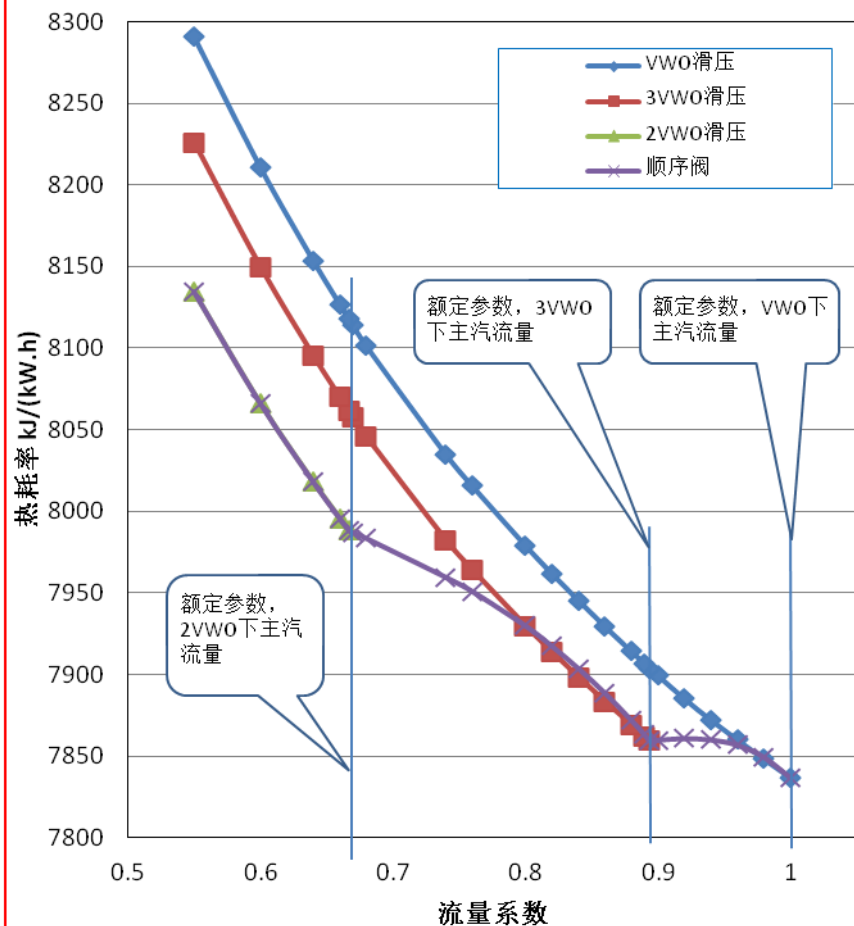
背压的
影响

定滑压优化曲线试验结果与原滑压曲线对比情况

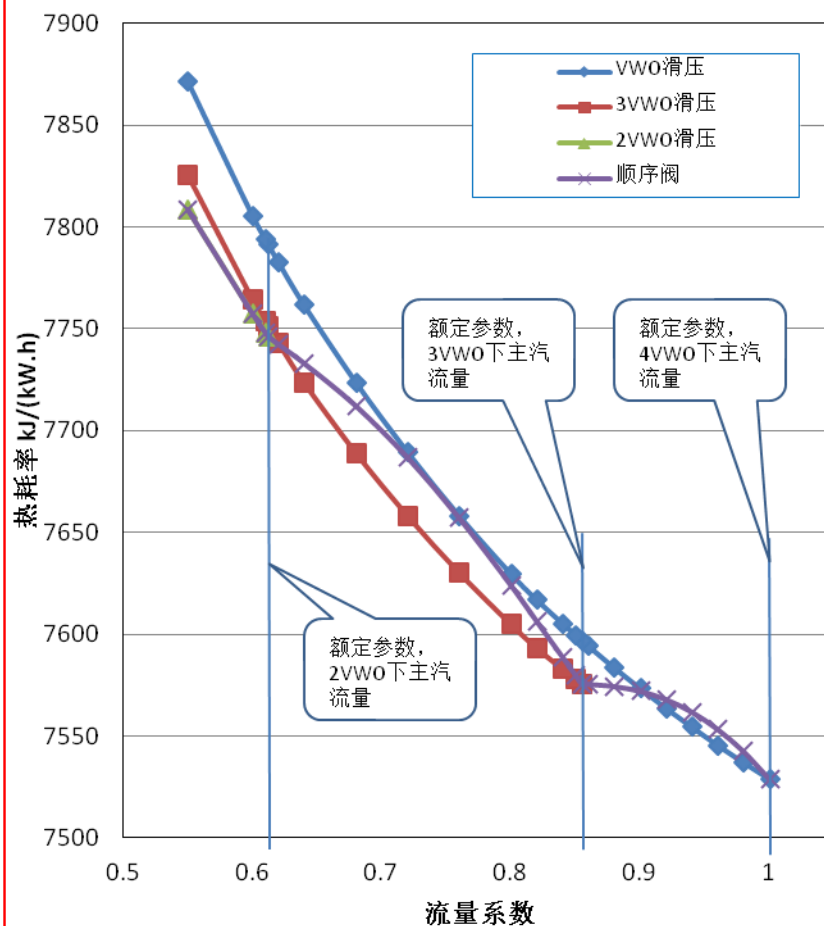


2 典型技术措施

亚临界机组



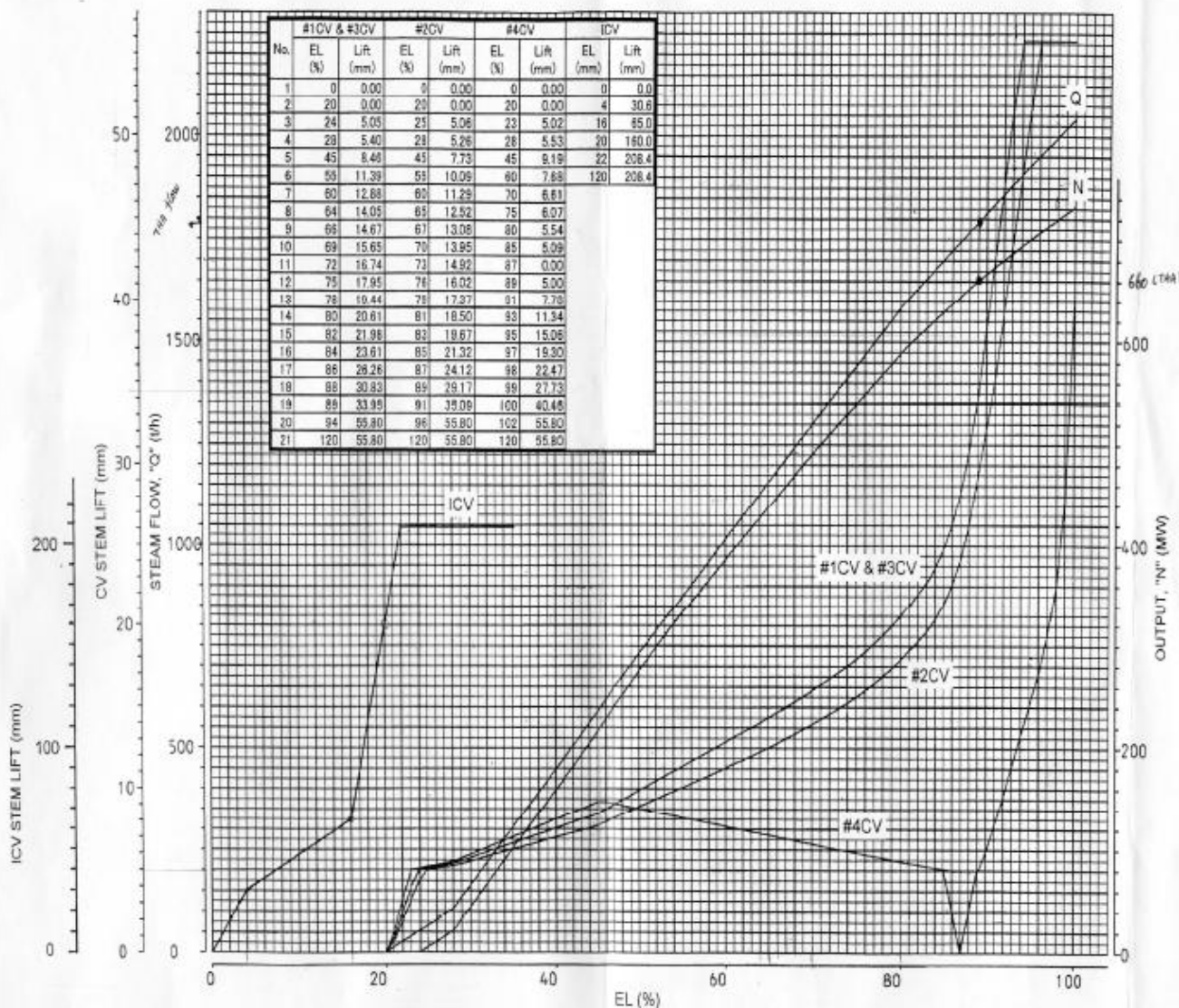
超临界机组



2 典型技术措施

复合调节汽轮机的运行优化

2 典型技术措施



➤东汽引进日立技术机组特有。包括：600MW、SC600MW，USC1000MW。

➤调节级强度和汽流激振

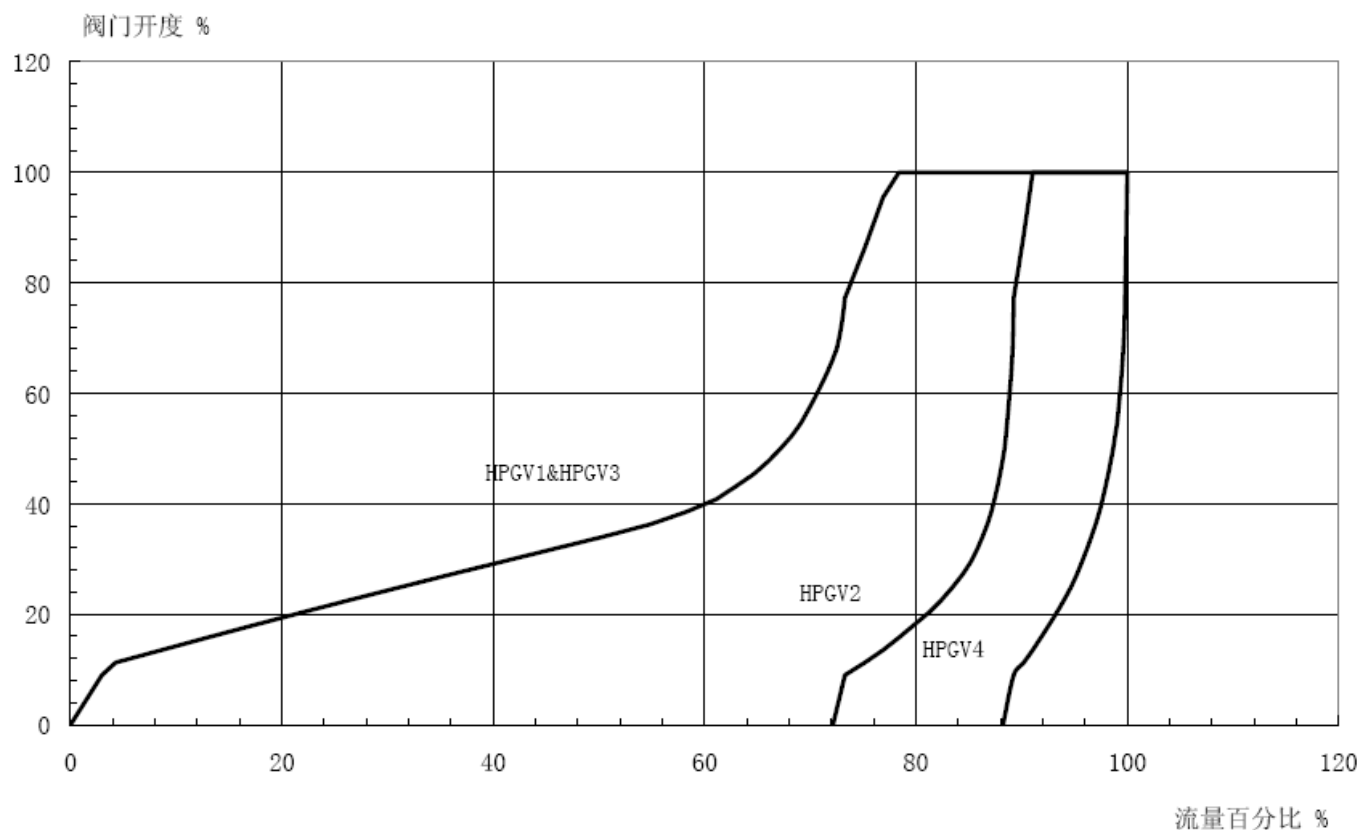
2 典型技术措施

➤ 高调门压损情况

电厂	参数	单位	数值		
上都 6号	负荷	MW	600	500	400
	主蒸汽压力	MPa	24.5	21.8	18.8
	高调门开度	%	9.2 / 42 / 48 / 48	9.6 / 39 / 45 / 45	10.3 / 36 / 41 / 41
	高调门后压力	MPa	16.2 / 22.5 / 22.5 / 22.5	11.4 / 17.9 / 18.9 / 18.9	9.1 / 14.0 / 15.0 / 15.4
	调门压损	%	34 / 8 / 8 / 8	48 / 18 / 13 / 13	52 / 26 / 20 / 18

2 典型技术措施

➤ 优化方案



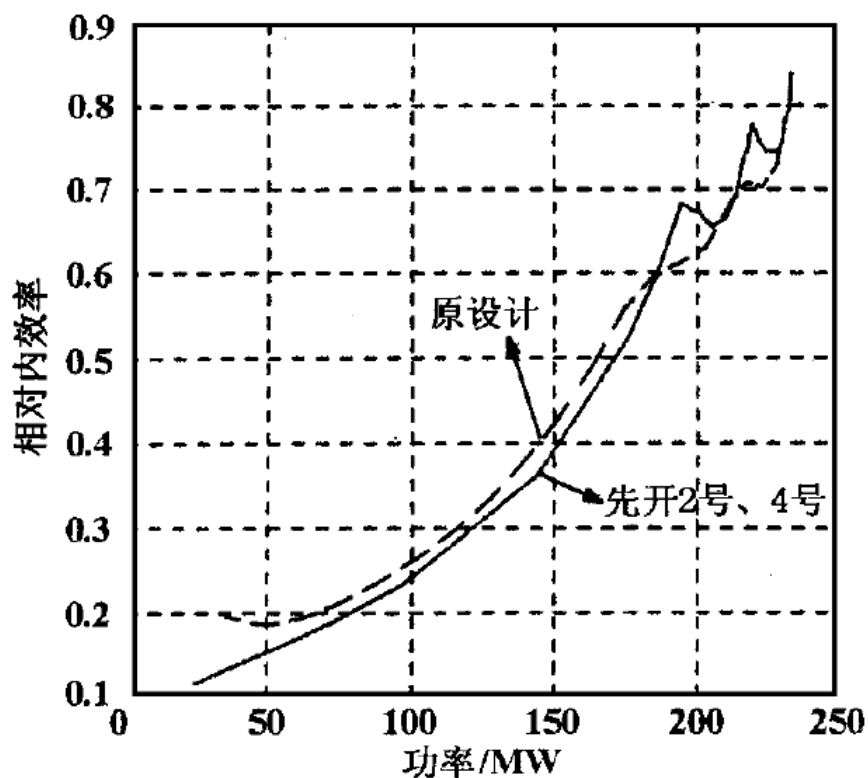
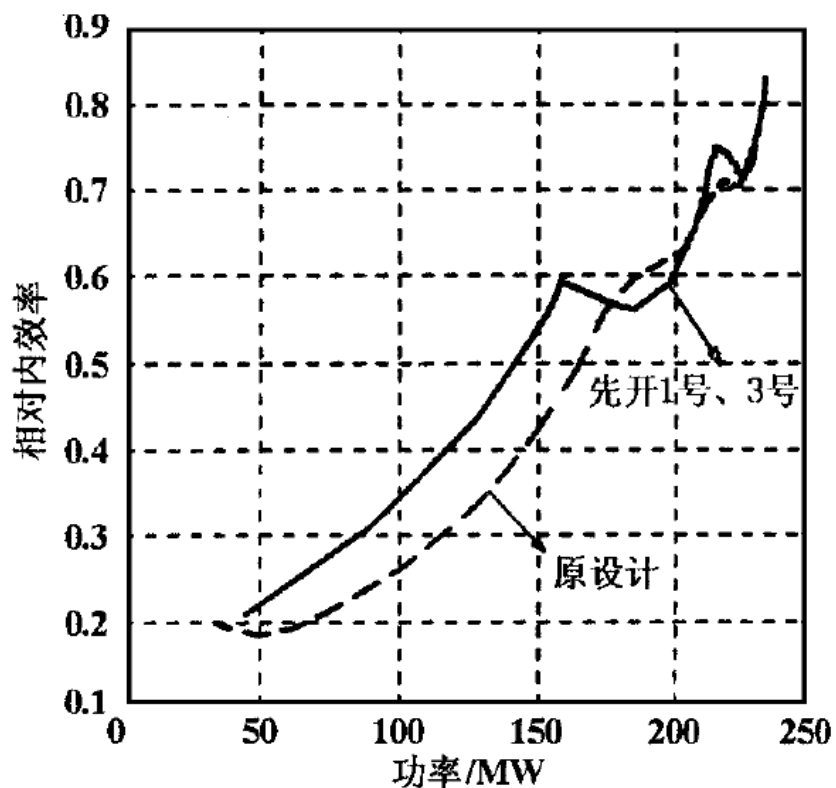
2 典型技术措施

➤ 优化前后高调门压损情况比较

电厂	参数	单位	数值		
上都 6号	负荷	MW	600	500	400
	主蒸汽压力	MPa	24.5	21.8	18.8
	高调门开度	%	9.2 / 42 / 48 / 48	9.6 / 39 / 45 / 45	10.3 / 36 / 41 / 41
	高调门后压力	MPa	16.2 / 22.5 / 22.5 / 22.5	11.4 / 17.9 / 18.9 / 18.9	9.1 / 14.0 / 15.0 / 15.4
	调门压损	%	34 / 8 / 8 / 8	48 / 18 / 13 / 13	52 / 26 / 20 / 18
开封 京源 1号 (优化 后)	负荷	MW	600	500	400
	主蒸汽压力	MPa	24.3	22.5	18.0
	高调门开度	%	16.9 / 100 / 55.3 / 100	13 / 100 / 25 / 100	13 / 100 / 23 / 100
	高调门后压力	MPa	16.7 / 23.8 / 23.3 / 23.4	13.6 / 21.9 / 15.8 / 21.7	10.6 / 17.6 / 11.6 / 17.3
	调门压损	%	31 / 2 / 5 / 4	40 / 3 / 30 / 3	42 / 2 / 35 / 4

2 典型技术措施

➤ 大小阀的不同优化方案



2 典型技术措施

节流调节汽轮机的运行优化

2 典型技术措施

全周进汽无
调节级



回避调节级
强度问题



高压缸效率
高



轴系稳定性
好

调频要求



补汽阀振
动泄漏



节流调节



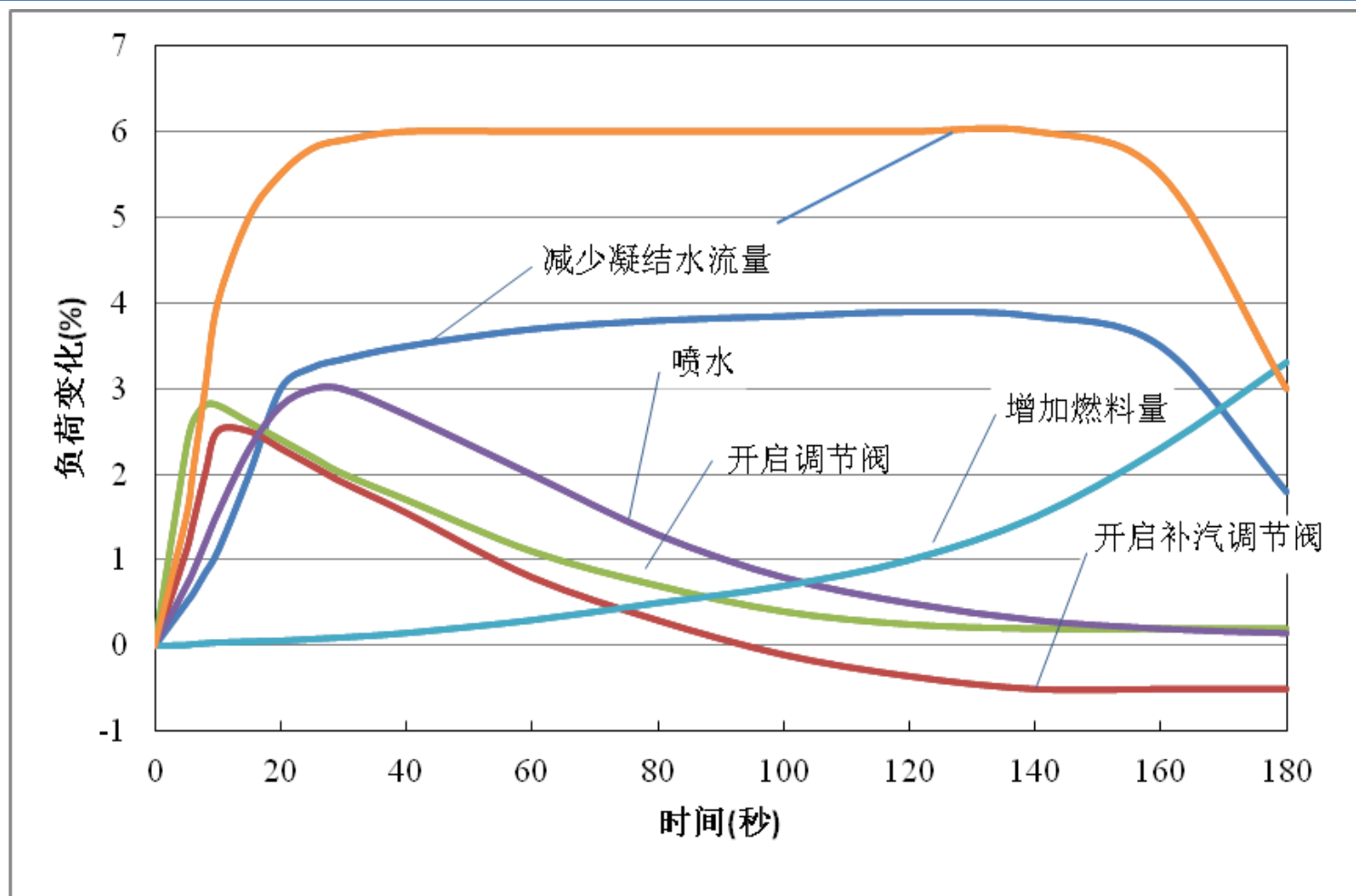
经济性差

2 典型技术措施

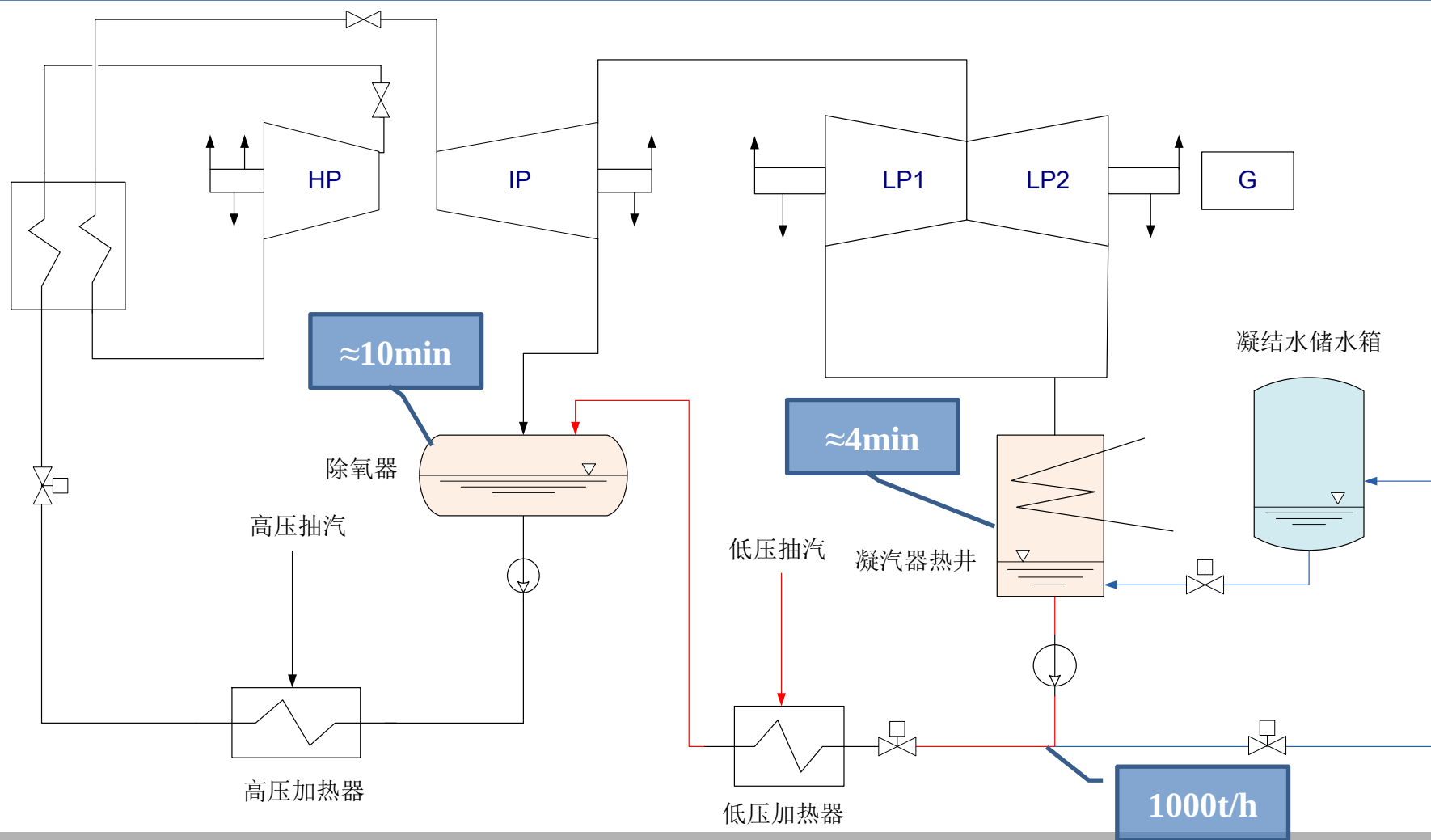
负荷 MW	5号机组			6号机组		
	门前压力 MPa	门后压力 MPa	压损 %	门前压力 MPa	门后压力 MPa	压损 %
1000	26.8	24.8	7.5	26.3	24.8	5.7
850	26.1	24.7	5.7	25.9	24.4	5.8
700	21.5	19.0	11.6	/	/	/
600	17.4	14.6	16.1	17.5	14.7	16.0
500	14.9	12.6	15.4	15.9	12.8	19.5

➤ 6号机组试验表明：1000MW工况下，高压调门开度约48%，两次高压缸效率试验值分别为88.7%和89.1%，而高压调门全开工况下，高压缸效率达90.6%，相差约1.5个百分点，影响机组热耗率变化约20kJ/(kW·h)。

2 典型技术措施

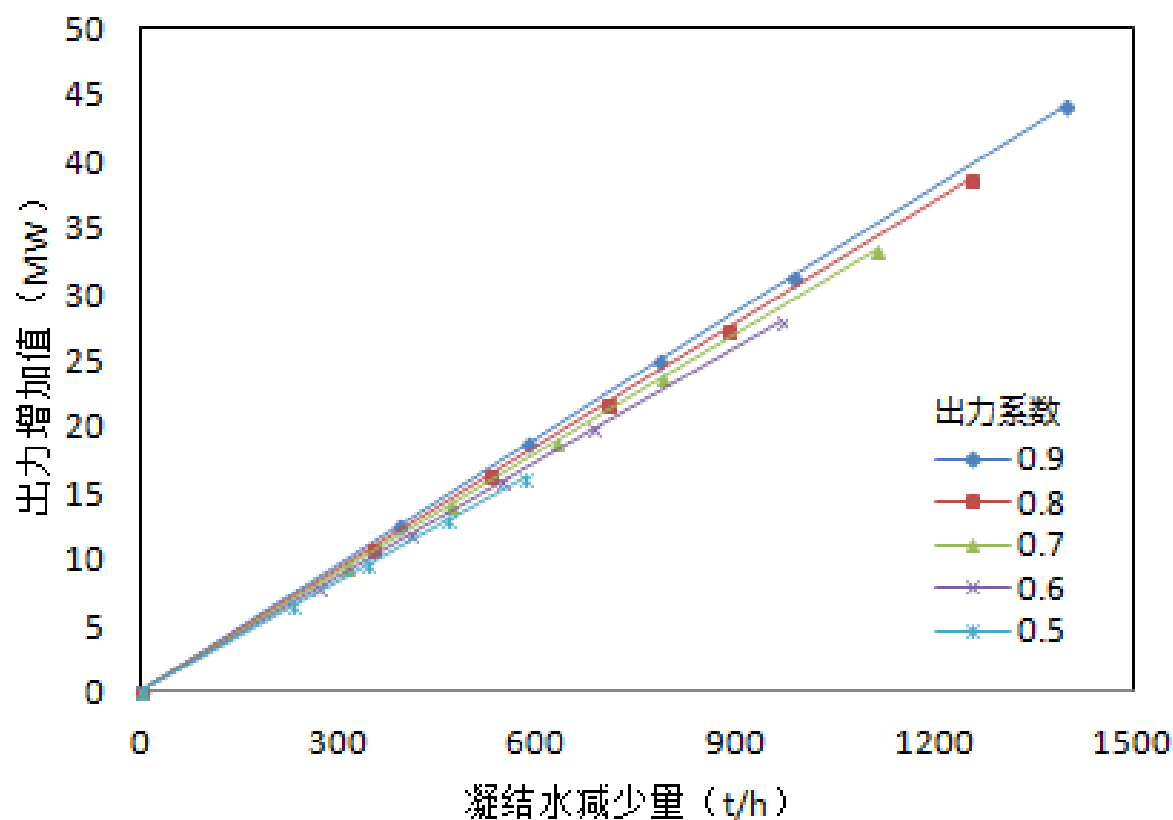


2 典型技术措施



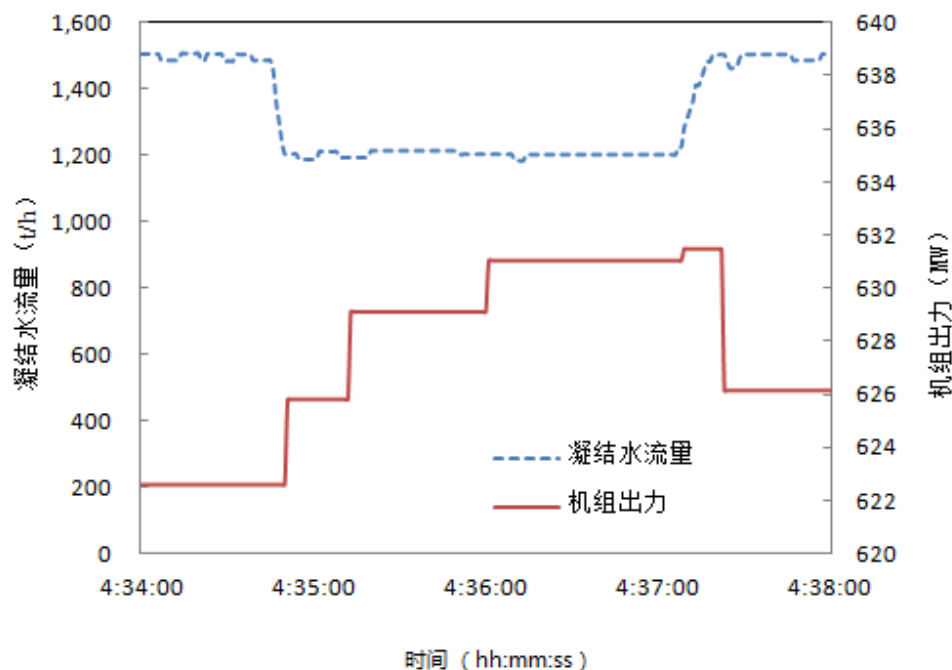
2 典型技术措施

超超临界1000MW机组凝结水减少量与功率增加值关系

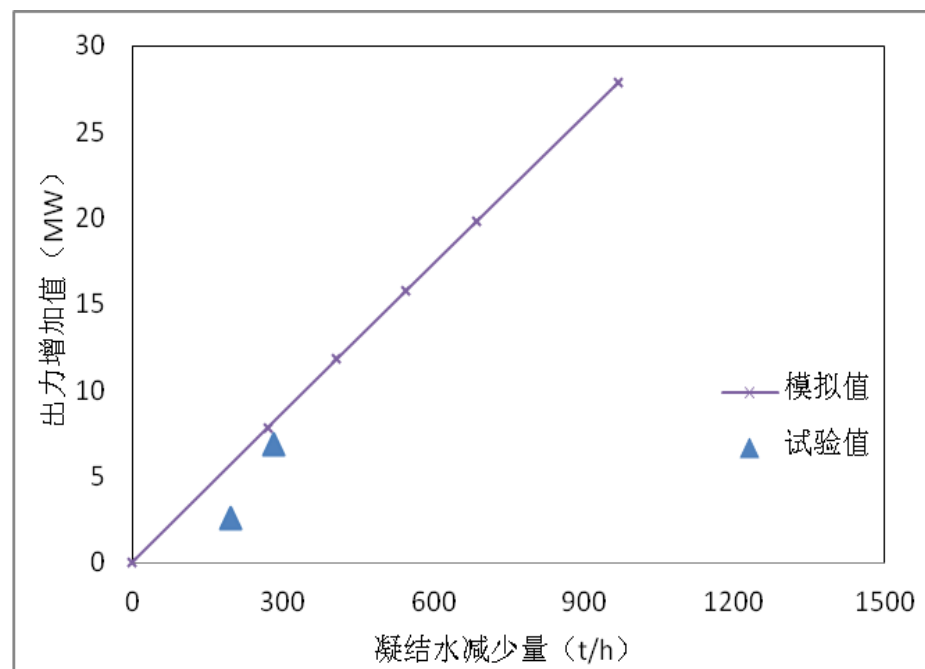


2 典型技术措施

600MW时凝结水流量 减少280t/h后机组出力变化

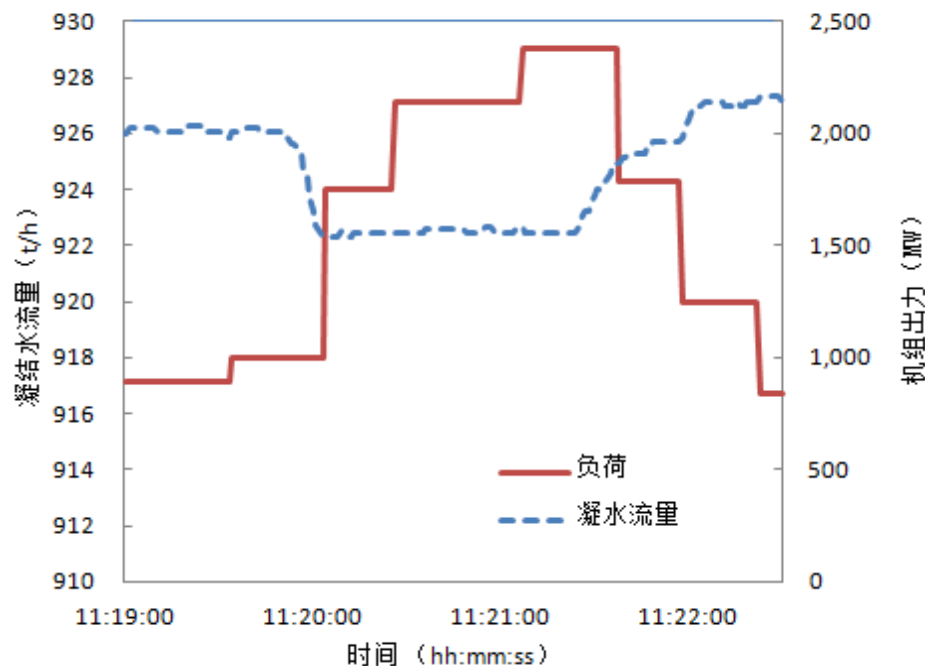


600MW时试验值和 数值模拟值的比较

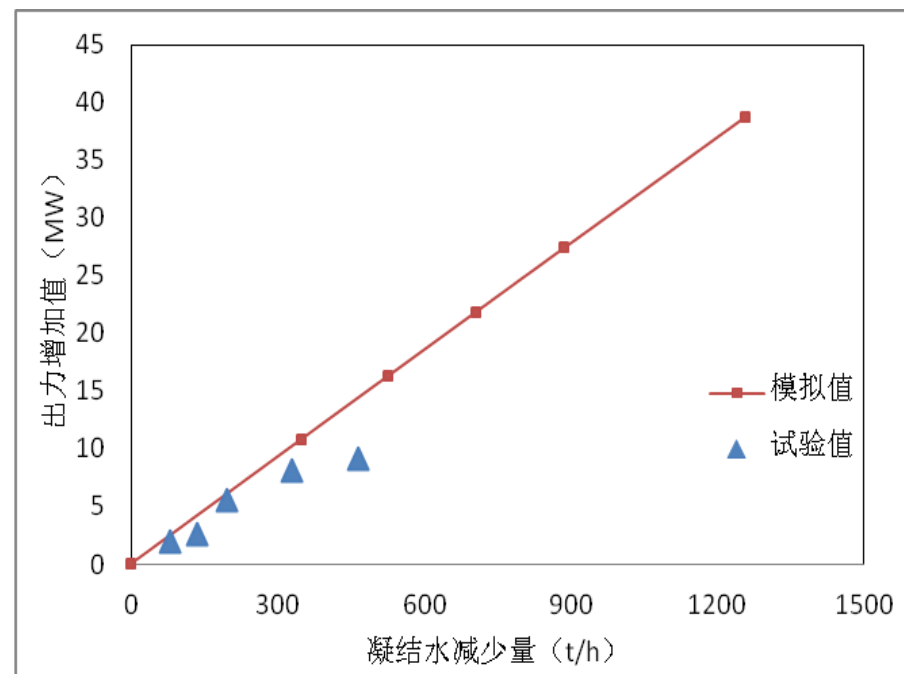


2 典型技术措施

800MW时凝结水流量
减少460t/h后机组出力变化

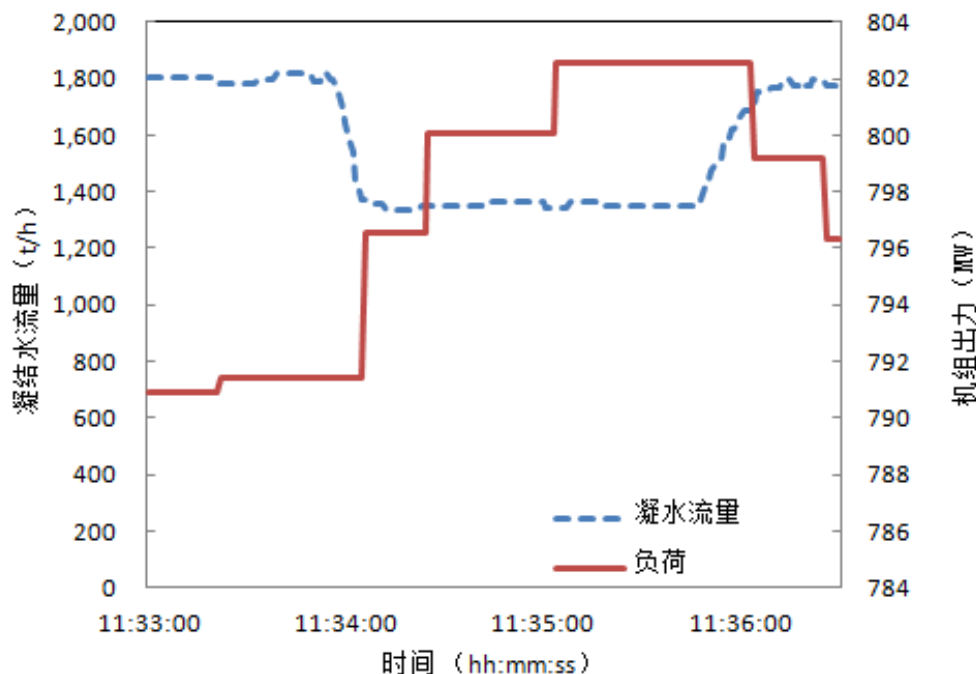


800MW时试验值和
数值模拟值的比较

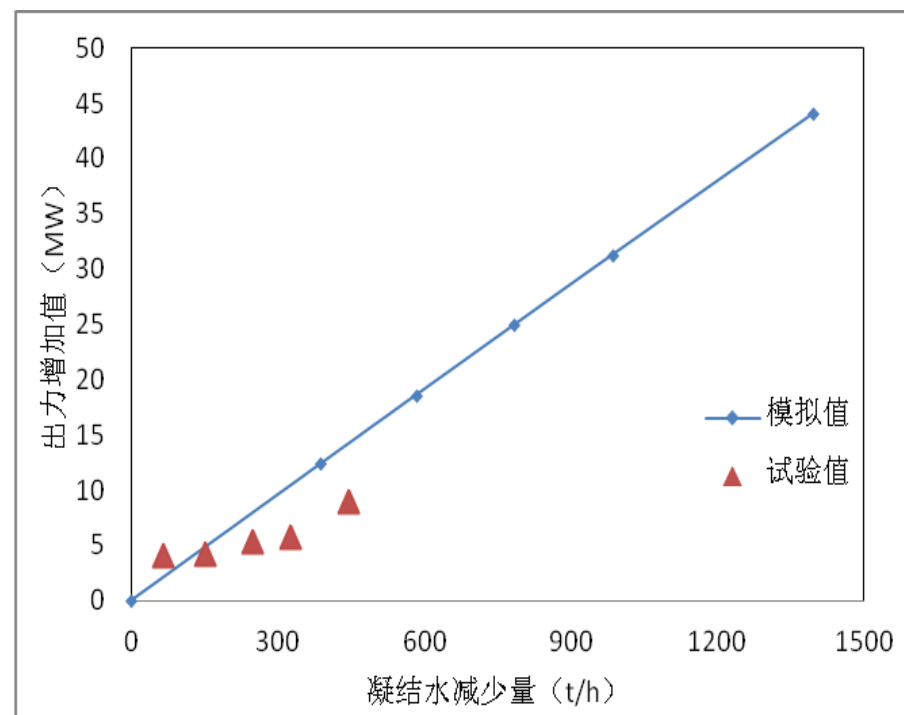


2 典型技术措施

900MW时凝结水流量
减少440t/h后机组出力变化



900MW时试验值和
数值模拟值的比较



2 典型技术措施

安全性

• 无明显影响

经济性

• 1.5g/kWh

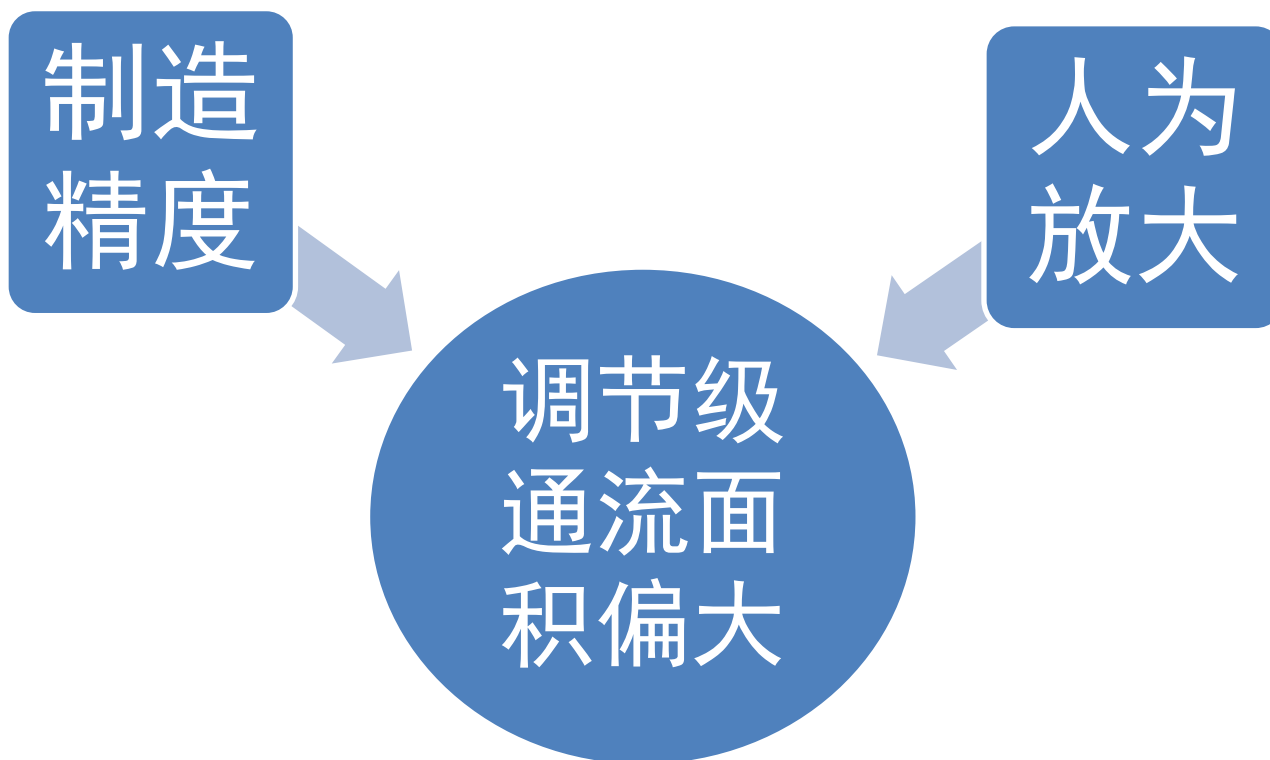
2 典型技术措施

调节级通流面积偏大的汽轮机

2 典型技术措施

项目名称	单位	TMCR 设计值	4VWO 设计值	1号机组		2号机组	
				3VWO	4VWO	3VWO	4VWO
主蒸汽压力	MPa	24.2	24.2	22.64	21.19	21.84	21.27
调节级压力	MPa	18.04	18.64	17.03	17.86	16.52	17.84
主蒸汽温度	℃	566	566	555.0	558.6	561.5	560.4
试验主蒸汽流量	t/h	1066.6	1100	1097.2	1137.0	1049.3	1122.7
试验发电机功率	MW	363.9	373	359.3	369.4	338.9	356.9
一二类修正后热耗率	kJ/(kW.h)	7689.1	7688.6	7861.5	7871.0	7922.9	7924.2
一二类修正后功率	MW	363.9	373	384.0	422.1	381.9	413.0
修正后主蒸汽流量	t/h	1066.6	1100	1165.8	1302.7	1167.3	1283.5
修正后调节级压力	MPa	18.04	18.642	18.09	20.46	18.37	20.39

2 典型技术措施



2 典型技术措施

在实际运行中

(1) 保持主蒸汽压力不变，减小调门开度，造成调门的节流损失增大。

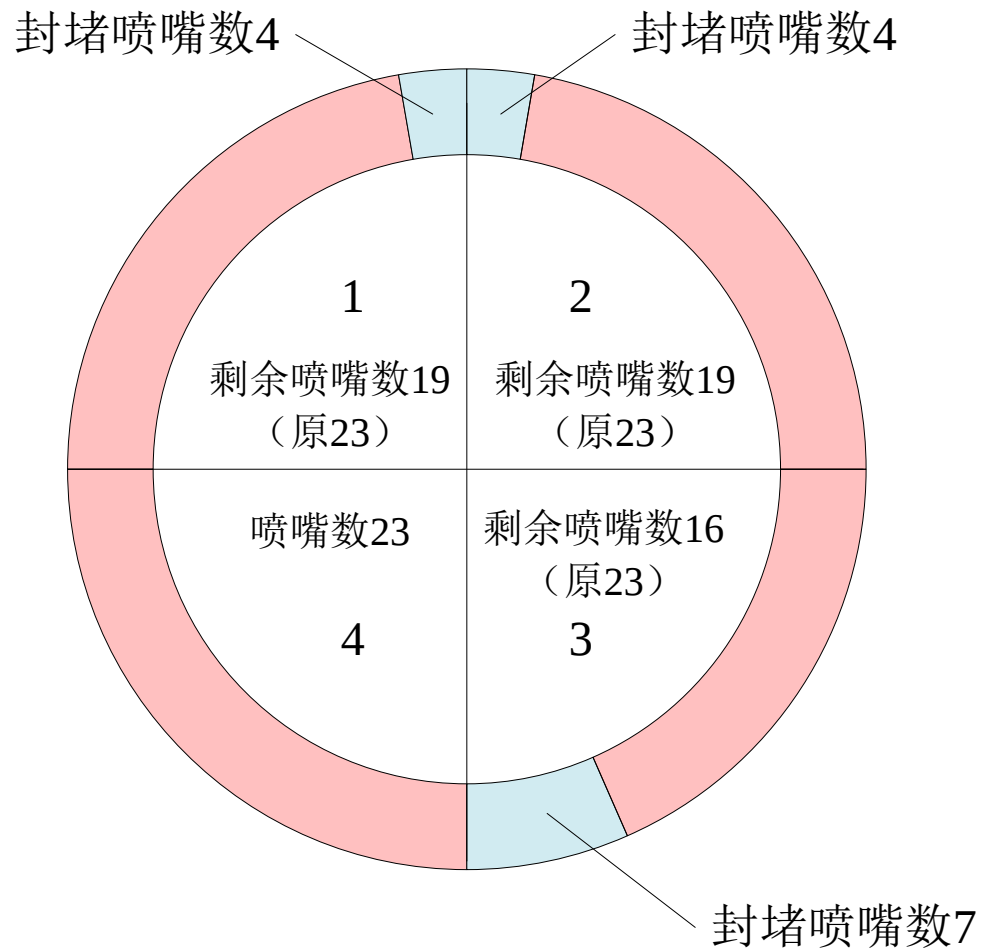
(2) 保持调门开度不变，通过降低主蒸汽压力的方式降低喷嘴前的压力，造成循环效率降低。

2 典型技术措施

解决方案：

- (1) 改通流（费用高）
- (2) 改铭牌（制造厂强度校核、辅机裕量配套、电网）
- (3) 堵喷嘴（核算精确）

2 典型技术措施



2 典型技术措施

项目名称	单位	3VWO		4VWO	
		改前	改后	改前	改后
主蒸汽压力	MPa	21.84	24.45	21.27	21.99
主蒸汽温度	℃	561.5	565.1	560.4	561.0
低压缸排汽压力	kPa	7.9	7.0	8.1	7.4
试验主蒸汽流量	t/h	1049.3	1034.9	1122.7	1094.0
试验发电机功率	MW	338.9	345.3	356.9	359.5
一二类修正后热耗率	kJ/(kW·h)	7922.9	7809.9	7924.2	7791.8
一二类修正后功率	MW	381.9	346.1	413.0	398.1
修正后主蒸汽流量	t/h	1167.3	1022.6	1283.5	1207.4

2 典型技术措施

汽轮机揭缸检修及汽封改造

2 典型技术措施

➤性能现状

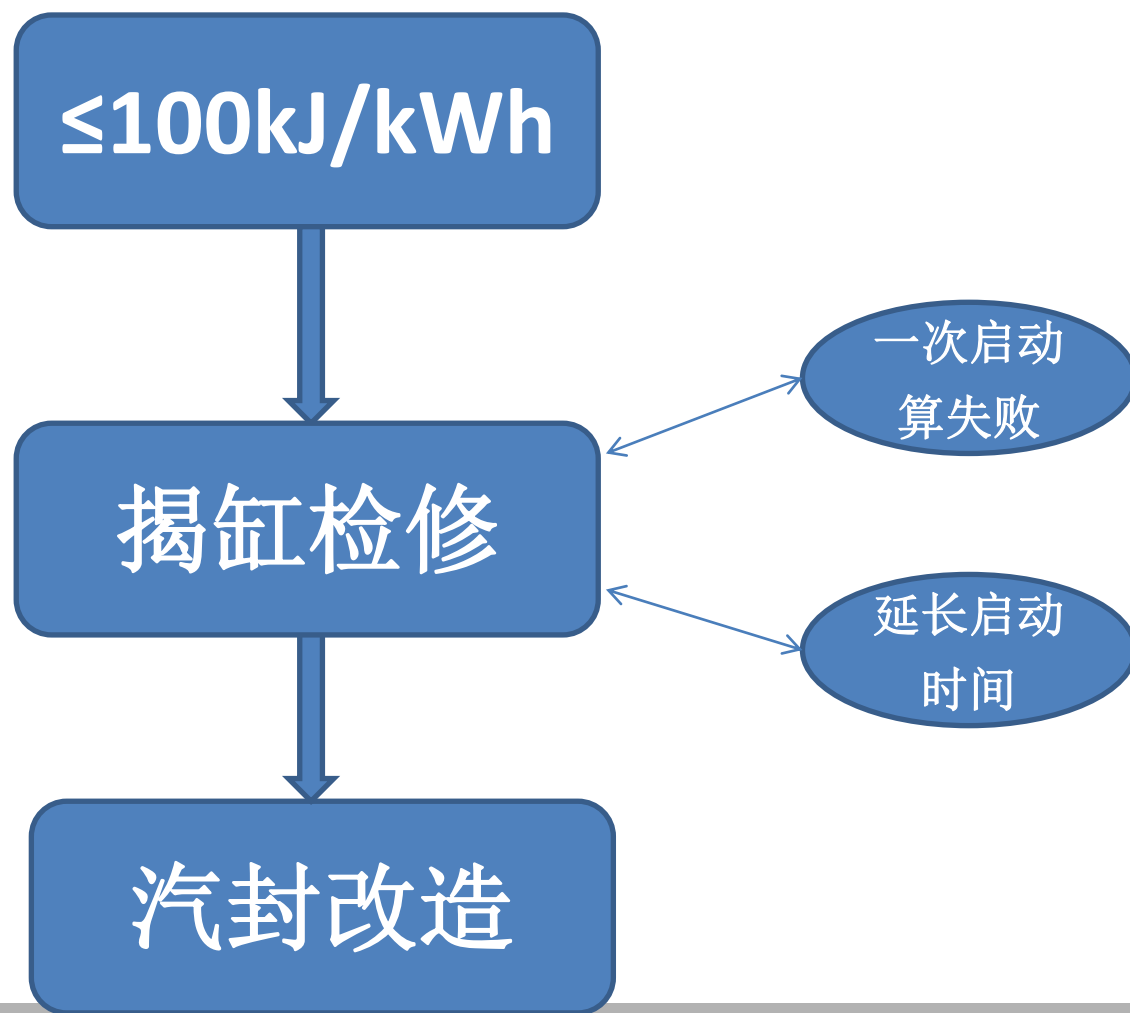
国产汽轮机大多与设计水平有较大的差距。一般，额定工况下热耗率比保证值高 $150\text{kJ}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 以上。

近几年投产的超临界600MW机组和个别超超临界1000MW机组也存在热耗率达不到设计保证值的状况。

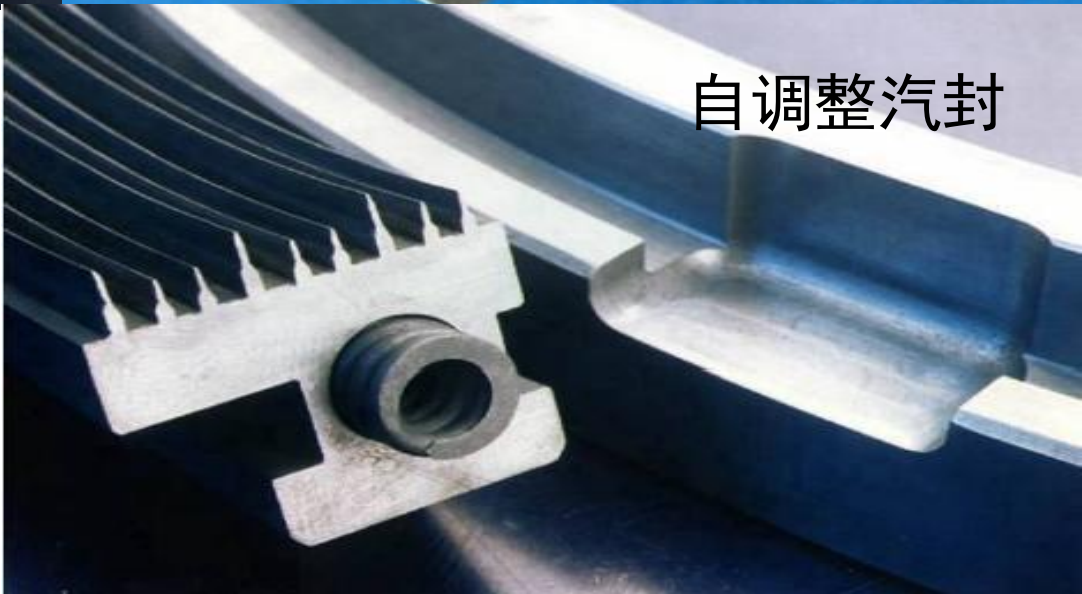
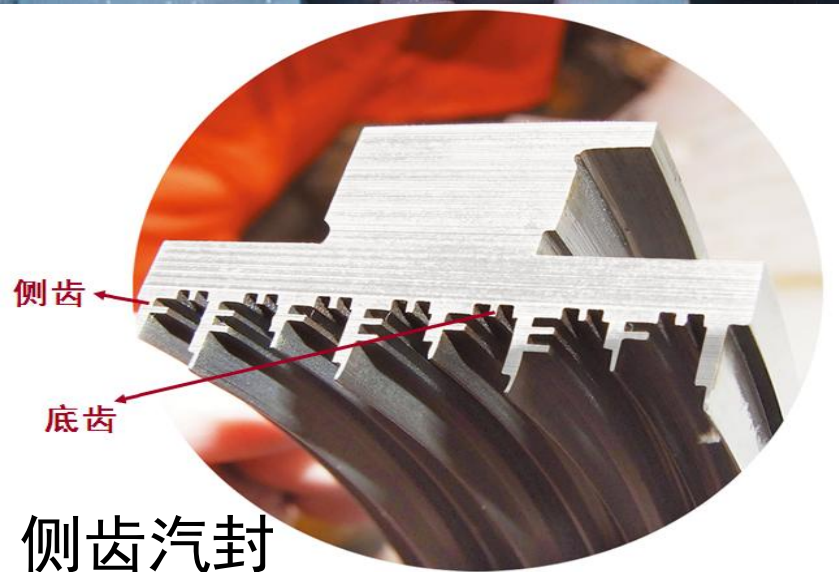
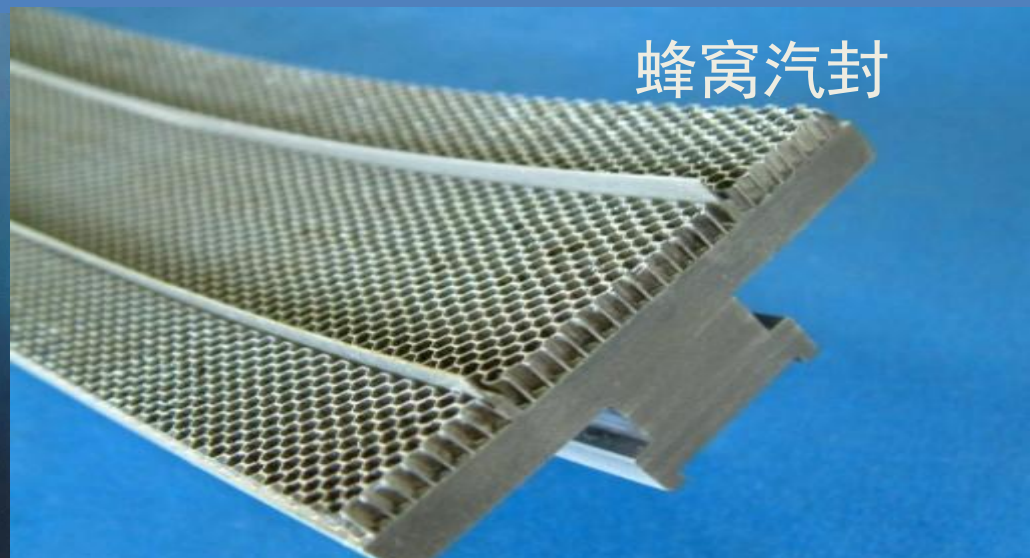
制造厂 [↗]	容量和参数 [↗]	电厂 [↗]	机组 [↗]	高压缸效率 [↗] % [↗]	中压缸效率 [↗] % [↗]	低压缸效率 [↗] % [↗]	热耗率 [↗] kJ/(kW·h) [↗]
哈汽 [↗]	亚临界 600MW [↗]	设计值 [↗]		87.55 [↗]	93.44 [↗]	91.56 [↗]	7825 [↗]
		YM [↗]	3号 [↗]	84.48 [↗]	88.29 [↗]	88.12 [↗]	8063.7 [↗]
			4号 [↗]	82.76 [↗]	88.10 [↗]	87.54 [↗]	8041.9 [↗]
	亚临界 300MW [↗]	设计值 [↗]		86.8 [↗]	93.0 [↗]	91.0 [↗]	7823 [↗]
		HX [↗]	1号 [↗]	82.69 [↗]	90.77 [↗]	89.21 [↗]	8006.9 [↗]
			2号 [↗]	83.73 [↗]	89.36 [↗]	87.89 [↗]	8014.2 [↗]
上汽 [↗]	亚临界 600MW [↗]	设计值 [↗]		88.53 [↗]	91.46 [↗]	89.30 [↗]	7796 [↗]
		DZ [↗]	1号 [↗]	85.03 [↗]	89.34 [↗]	87.66 [↗]	7935 [↗]
			2号 [↗]	83.81 [↗]	89.09 [↗]	86.00 [↗]	7966 [↗]
		NH [↗]	1号 [↗]	86.46 [↗]	90.21 [↗]	— [↗]	7953.7 [↗]
			2号 [↗]	86.69 [↗]	91.29 [↗]	83.00 [↗]	8066.0 [↗]
	亚临界 300MW [↗]	设计值 [↗]		85.94 [↗]	90.48 [↗]	89.74 [↗]	7946.1 [↗]
		JN [↗] (双抽) [↗]	1号 [↗]	82.56 [↗]	88.8 [↗]	90.96 [↗]	7939 [↗]
			2号 [↗]	81.53 [↗]	88.23 [↗]	89.64 [↗]	7999.8 [↗]
东汽 [↗]	亚临界 600MW [↗]	设计值 [↗]		86.4 [↗]	92.5 [↗]	92.9 [↗]	7736 [↗]
		HQ [↗]	1号 [↗]	83.18 [↗]	88.08 [↗]	86.55 [↗]	7987.4 [↗]
			2号 [↗]	82.71 [↗]	89.65 [↗]	85.67 [↗]	8047.7 [↗]
		TC [↗]	1号 [↗]	82.31 [↗]	90.45 [↗]	— [↗]	— [↗]
			2号 [↗]	82.83 [↗]	90.85 [↗]	— [↗]	— [↗]
	亚临界 300MW [↗]	设计值 [↗]		85.68 [↗]	92.66 [↗]	91.70 [↗]	7898 [↗]
		ZJ [↗]	1号 [↗]	86.32 [↗]	90.01 [↗]	92.16 [↗]	7948.3 [↗]
			2号 [↗]	85.83 [↗]	91.07 [↗]	91.00 [↗]	7942.1 [↗]
三菱 [↗]	亚临界 350MW [↗]	设计值 [↗]		86.77 [↗]	93.15 [↗]	89.6 [↗]	7833.5 [↗]
		DL [↗]	1号 [↗]	83.5 [↗]	92 [↗]	89 [↗]	7939 [↗]
西屋 [↗]	亚临界 350MW [↗]	设计值 [↗]		85.76 [↗]	94.75 [↗]	87.52 [↗]	7825 [↗]
		DL [↗]	3号 [↗]	85.5 [↗]	90.5 [↗]	85.5 [↗]	7880.1 [↗]
西门子 [↗]	亚临界 600MW [↗]	设计值 [↗]		89.14 [↗]	93.54 [↗]	88.31 [↗]	7817 [↗]
		HF [↗]	1号 [↗]	90.42 [↗]	92.69 [↗]	— [↗]	7814.3 [↗]
	亚临界 350MW [↗]	设计值 [↗]		86.38 [↗]	94.87 [↗]	87.37 [↗]	7817 [↗]
		FZ [↗]	3号 [↗]	85.97 [↗]	93.47 [↗]	— [↗]	7815.2 [↗]

制造商↴	电厂 名称↴	机组 名称↴	高压缸效率↴ %↴	中压缸效率↴ %↴	低压缸效率↴ %↴	热耗率 kJ/(kW·h)	
上汽-西门子↴	YH↴	设计值↴	90.39↴	93.31↴	89.07↴	7316↴	
		1号机组↴	90.81↴	93.27↴	89.22↴	7295.8↴	
		2号机组↴	90.87↴	91.89↴	89.01↴	7314.9↴	
		3号机组↴	89.7↴	93.41↴	91.2↴	7290.9↴	
		4号机组↴	89.52↴	93.17↴	90.34↴	7313.6↴	
	NH↴	设计值↴	91.06↴	93.27↴	90.15↴	7377↴	
		5号机组↴	90.3↴	93.38↴	89.15↴	7365.5↴	
		6号机组↴	90.6↴	92.86↴	89.17↴	7364.2↴	
	WGQ↴	设计值↴	91.03↴	93.12↴	88.64↴	7318↴	
		7号机组↴	90.08↴	93.2↴	89.52↴	7298.4↴	
		8号机组↴	91.37↴	93.9↴	89.62↴	7289.2↴	
	JL↴	设计值↴	90.75↴	93.41↴	88.21↴	7318↴	
		1号机组↴	90.35↴	93.00↴	87.31↴	7338.6↴	
东方-日立↴	SZ↴	设计值↴	87.66↴	92.34↴	92.14↴	7315↴	
		3号机组↴	84.12↴	90.64↴	87.42↴	7463.8↴	
		4号机组↴	84.74↴	92.02↴	89.40↴	7397.4↴	
	HM↴	设计值↴	88.87↴	92.36↴	92.94↴	7343↴	
		1号 机 组↴	考核↴	85.7↴	91.26↴	89.0↴	7437↴
			修前↴	84.87↴	91.27↴	89.12↴	7444.9↴
			修后↴	85.53↴	92.28↴	92.26↴	7404.1↴
哈汽-东芝↴	QB↴	设计值↴	90.13↴	95.08↴	91.10↴	7309.8↴	
		5号机组↴	84.94↴	91.50↴	87.00↴	7585↴	

2 典型技术措施

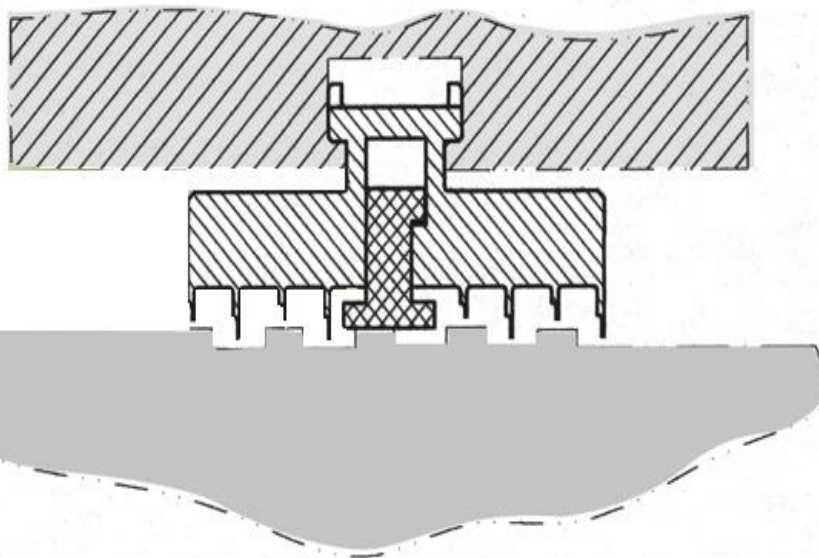


2 典型技术措施

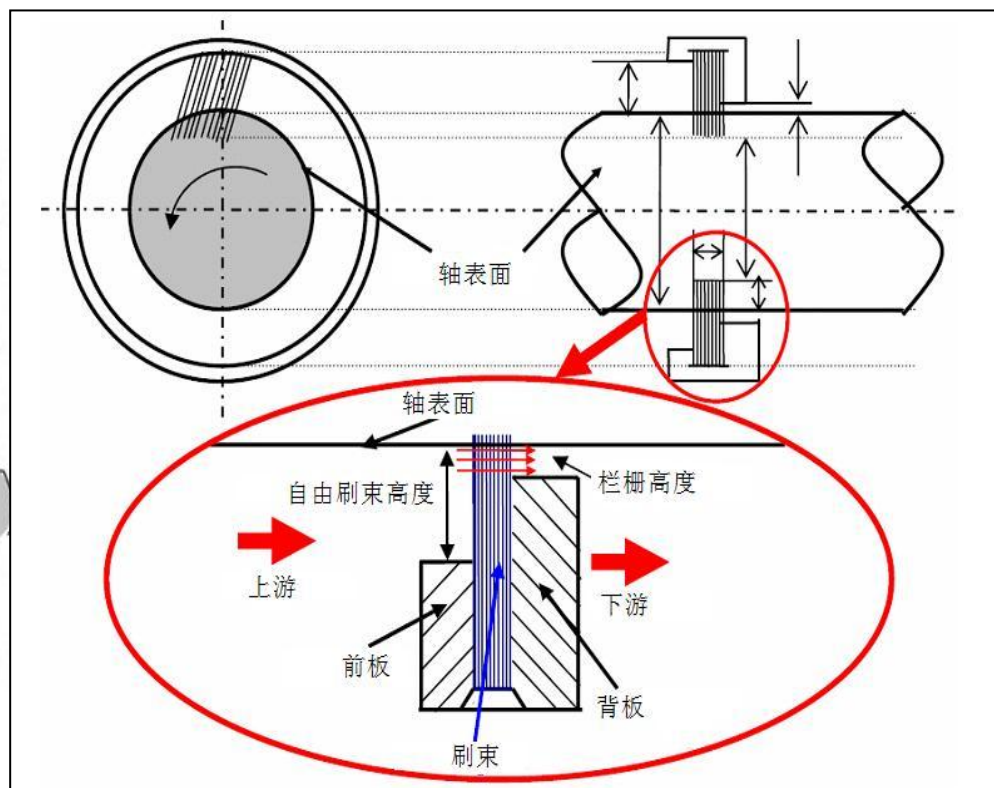


2 典型技术措施

接触式汽封



刷式汽封



2 典型技术措施

- 梳齿汽封也能有好的密封效果。
- 侧齿汽封对原传统曲径汽封进行升级改造较容易实现。
- 蜂窝汽封用于低压缸末几级叶片时，具有良好的除湿效果。
- 自调整汽封只适用于高、中压缸，在低压部分不适用。
- 自调整汽封与刷式汽封结合形成的自调整刷式汽封效果持久，自调整刷式汽封也只适用于高、中压缸。
- 接触式汽封用于低压缸轴端汽封时，具有非常好的密封效果，更易于保证真空严密性。

2 典型技术措施

机组	指标	单位	修前	修后	改善	HR kJ/(kW.h)	机侧主要检修内容
某东汽 600MW 亚临界 空冷	HPE	%	82.07	83.68	1.61	25.8	➤ 高中压缸间轴封改造为布莱登汽封（5圈） ➤ 高、中压缸隔板汽封改造为布莱登汽封（13圈）。 ➤ 高、中压缸叶顶汽封改造为布莱登汽封（54道）。 ➤ 低压轴端汽封改造为铁素体汽封（8圈）
	IPE	%	89.59	90.21	0.62	7.0	
	HP-IP	%	3.25	1.94	1.31	25.9	
某上汽 300MW 亚临界 湿冷	HPE	%	81.3	82.94	1.64	28.7	
	IPE	%	90.0	91.6	1.6	26.4	➤ 高中压缸端部内汽封、高中压进汽平衡环汽封和中压缸隔板汽封改造为布莱登汽封（20道）。 ➤ 高中压通流汽封严格按照下限进行了调整
	HP-IP	%	3.48	2.08	1.4	18.6	
某哈汽 600MW 超临界 湿冷	HPE	%	84.07	86.05	1.98	29.1	➤ 高中压缸通流部分布莱登汽封改造。 ➤ 低压缸末两级通流部分蜂窝式汽封改造及轴端汽封接触式汽封改造。 ➤ 低压第6级动静叶更换改造，低压缸第5级动叶及隔板更换。 ➤ 高中压导汽管法兰改造。
	IPE	%	89.63	90.17	0.54	5.8	
	HP-IP	%	3.17	1.95	1.22	15.6	

2 典型技术措施

汽封间隙调整的注意事项：

- 最大限度上做到动、静叶同心，再调整汽封。
- 应先取出汽缸定位使汽缸膨胀还原。
- 根据制造厂提供的汽封间隙标准进行全实缸调整。
- 由于调节级动叶盖度很小，检修中应尽量减小喷嘴与动叶的不同心度。
- 一般，高、中压缸适合采用压铅丝的方法，而低压缸适合采用压胶布的方法。

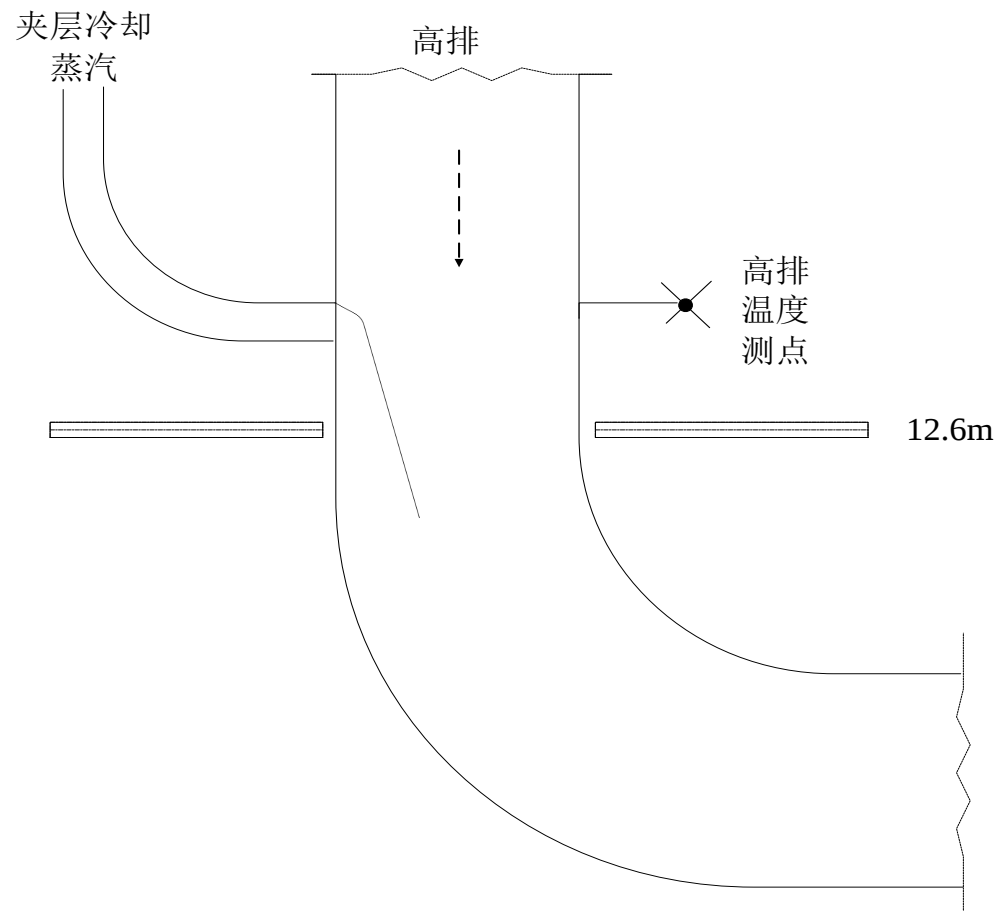
2 典型技术措施

汽轮机通流改造

2 典型技术措施

- 在役汽轮机性能低
- “美-日技术体系” 汽轮机与 “欧洲技术体系” 汽轮机
- 主要原因：
 - 汽轮机缸结构不合理；
 - 高、中压缸内蒸汽短路情况普遍；
 - 低压缸中分面漏汽严重；
 - 汽轮机通流效率低；
 - 现场安装质量控制不严格等。

2 典型技术措施

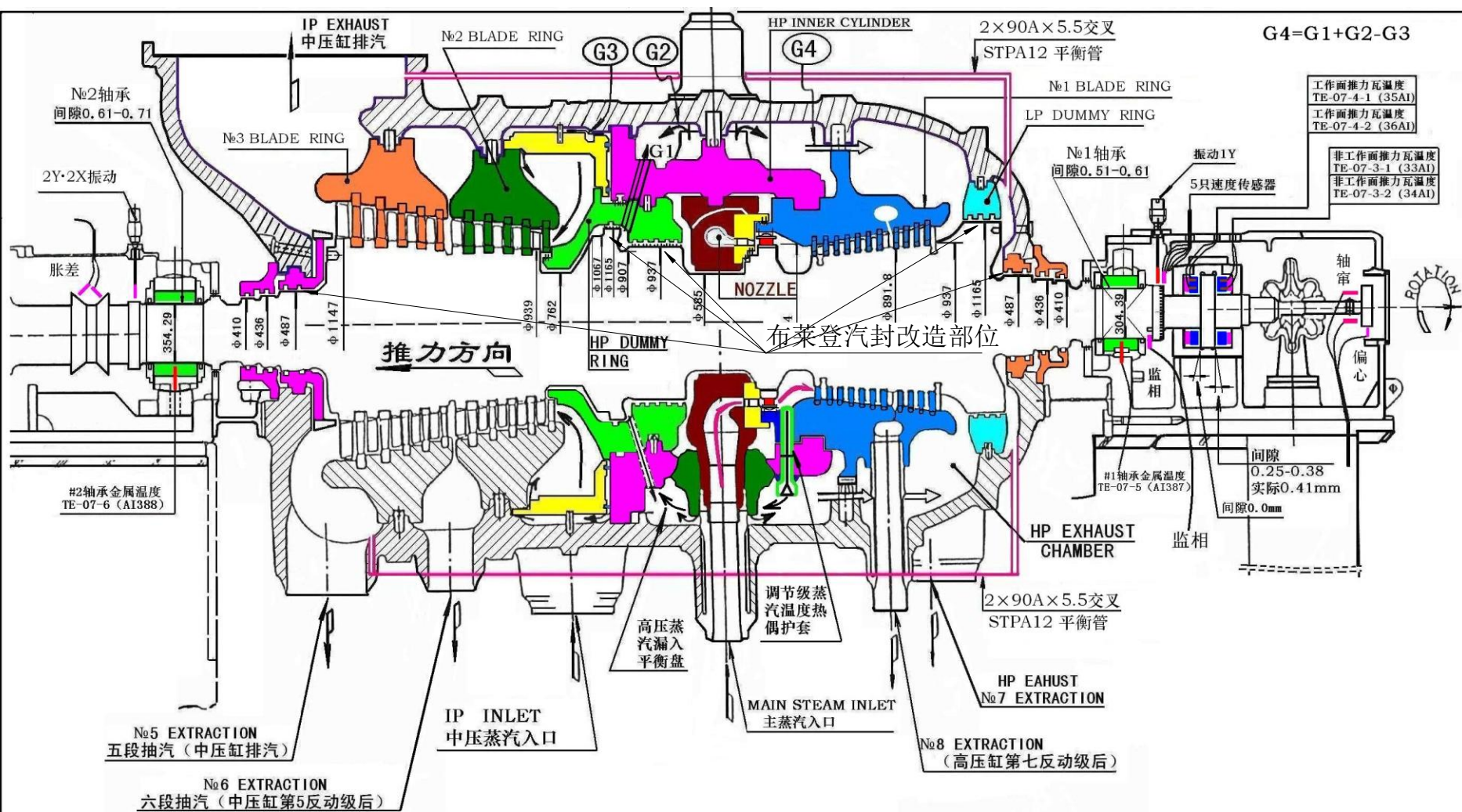


➤ 实测高压缸效率同样高达87%，实际缸效率约为85%。

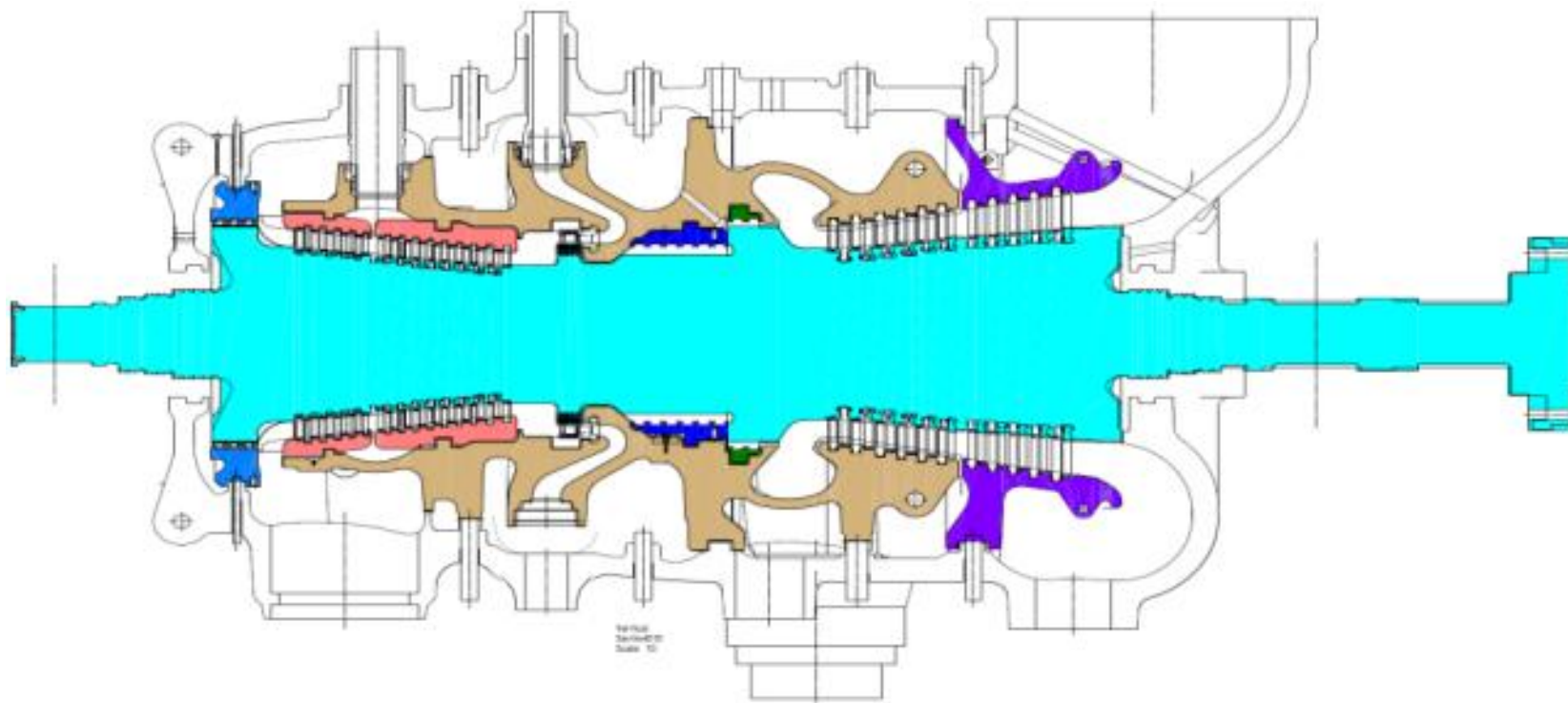
（中电投辽宁东方电厂、华能井冈山电厂）

➤ 目前，汽轮机高压缸效率偏低的主要原因是缸内蒸汽泄漏，而不是汽封间隙大和叶型技术落后等。

2 典型技术措施



2 典型技术措施

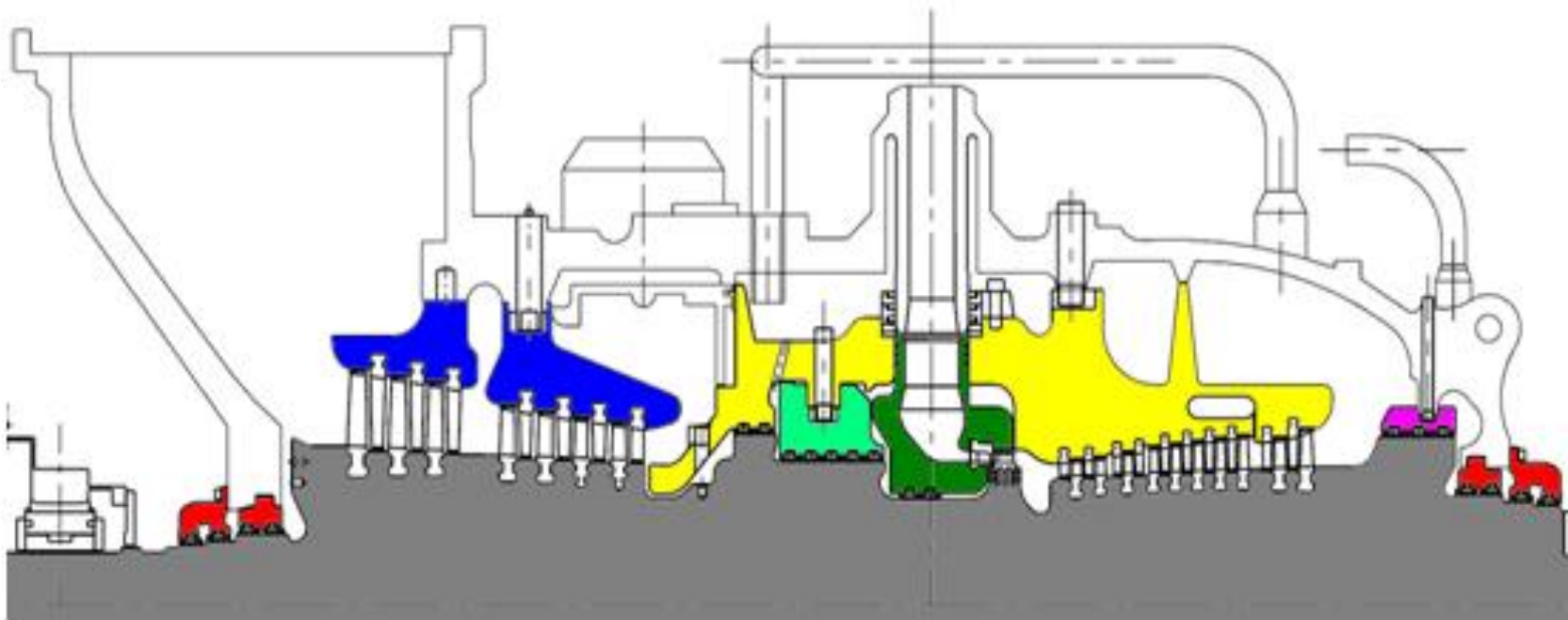


2 典型技术措施



- 先进的整体通流叶片设计技术(AIBT)
- 将原有高压内缸、高压静叶持环、中压平衡活塞汽封体进行优化整合，减少了原来部件之间配合，增强了密封性能。
- 在低压部分采用新型斜撑低压内缸，提高低压缸中分面密封性能。

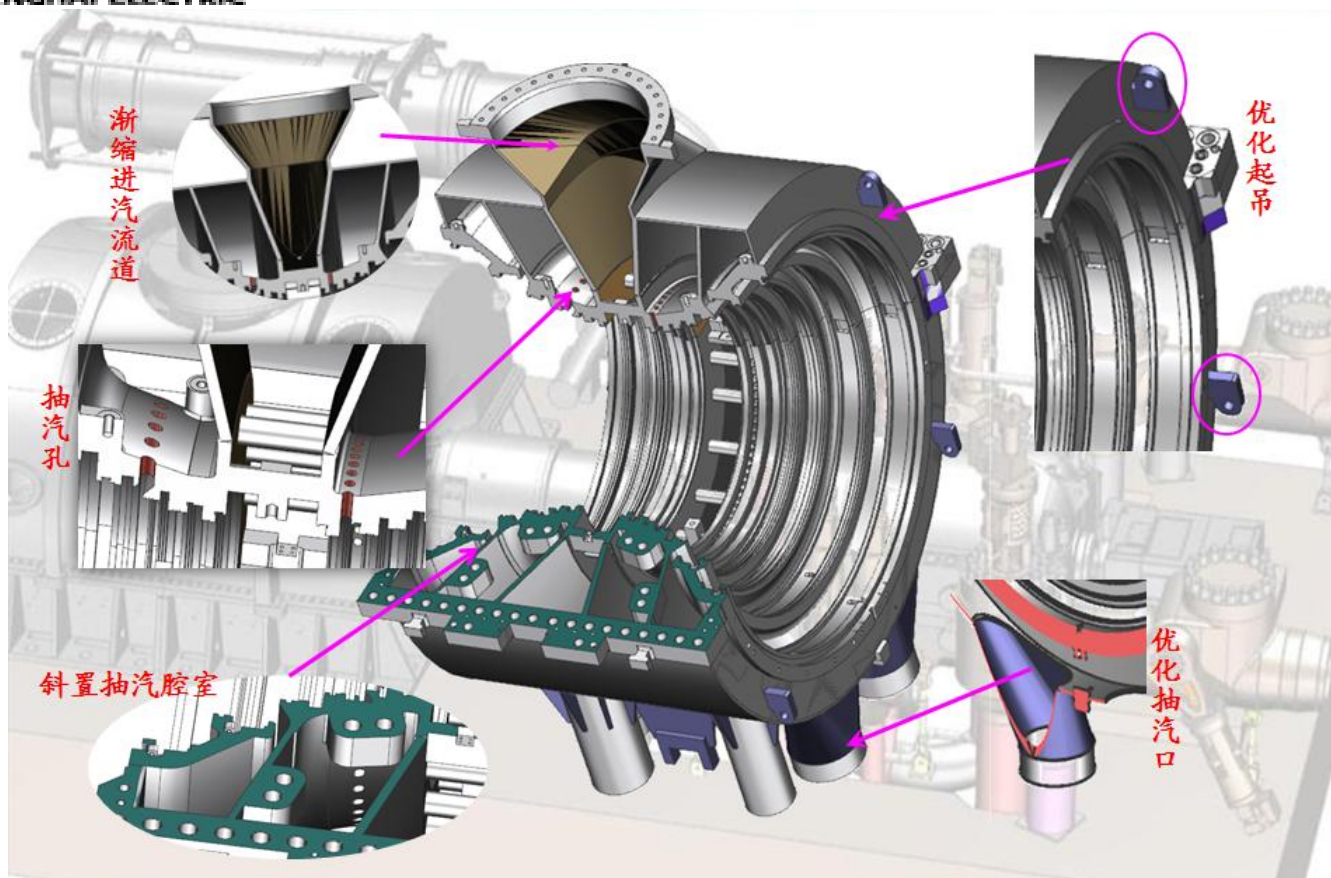
2 典型技术措施



2 典型技术措施



上海电气
SHANGHAI ELECTRIC

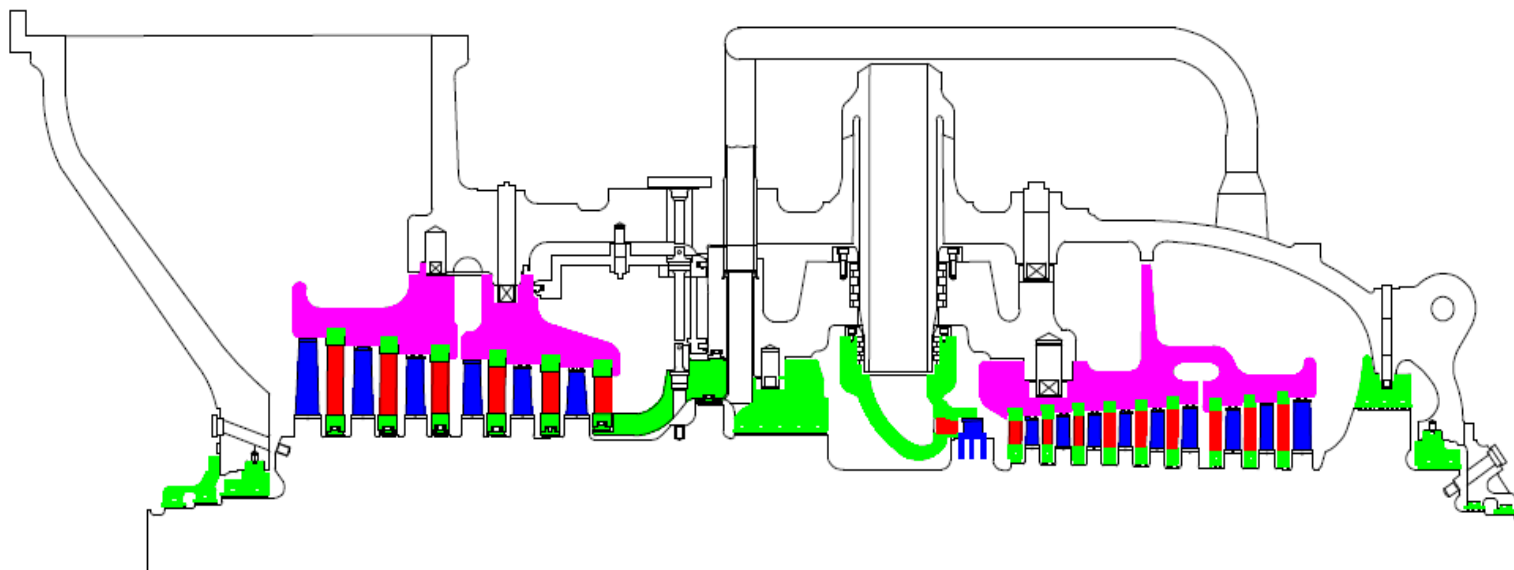


2 典型技术措施



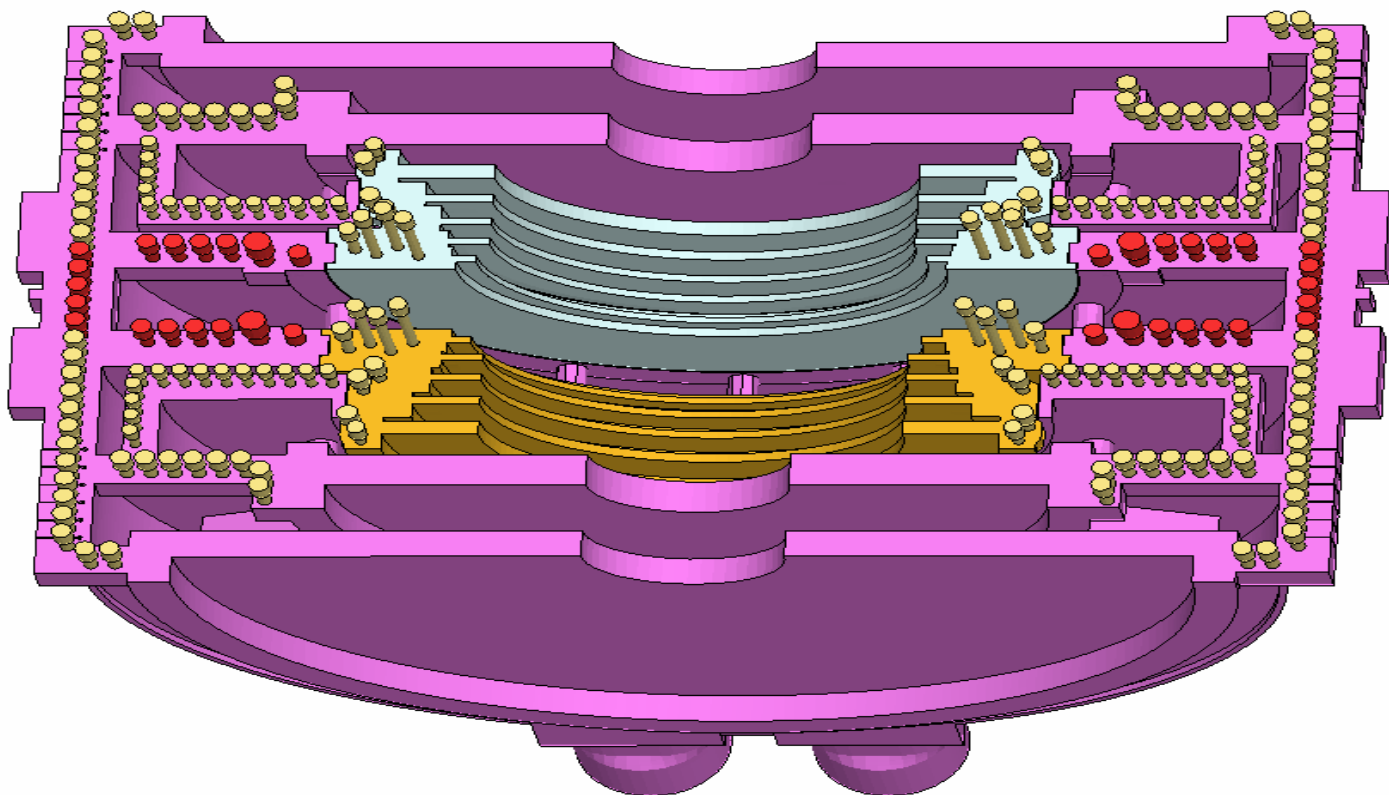
- 采用新一代后加载反动式扭叶片。
- 采用新的低压内缸模块，低压缸由原来的三层缸改为两层缸结构。

2 典型技术措施



2 典型技术措施

HE 哈尔滨电气集团公司
HARBIN ELECTRIC CORPORATION



2 典型技术措施

HE 哈尔滨电气集团公司
HARBIN ELECTRIC CORPORATION



2 典型技术措施



- 高压缸压力级增加到**12级**以达到最优的速比范围。
- 高压缸叶高大幅提高，其中压力级相对叶高与原始方案相比提高了近**1倍**，大幅降低端部损失。
- 低压缸由原有方案的**7级**增加到**8级**，前**5级**采用变根径设计，后三级采用等根径设计。
- 配汽曲线的优化。

2 典型技术措施



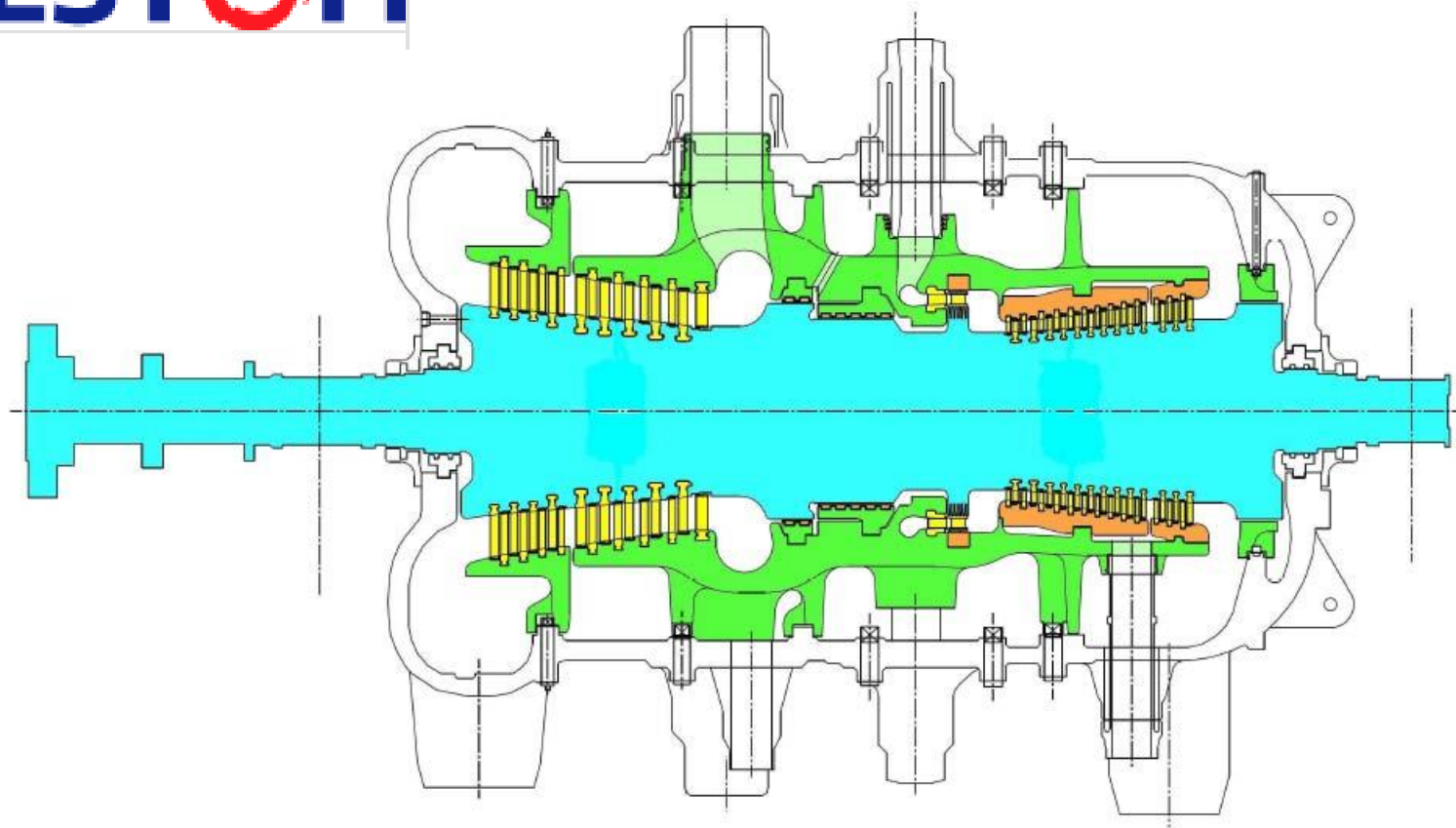
- 全四维在汽轮机通流改造中采用具有自主知识产权的先进四维设计技术，高、中、低压动静叶片采用联合成型，并考虑动静干扰，对叶片弯扭规律、型线、轴向距离、叶片只数等进行优化，减小二次流损失，提高级效率。
- 全四维在叶顶汽封采用可调式高低齿汽封，隔板汽封采用斜齿汽封，与原结构相比，汽封齿数量成倍增加，大大的降低了蒸汽泄漏量。
- 300MW通流改造的良好业绩。

2 典型技术措施

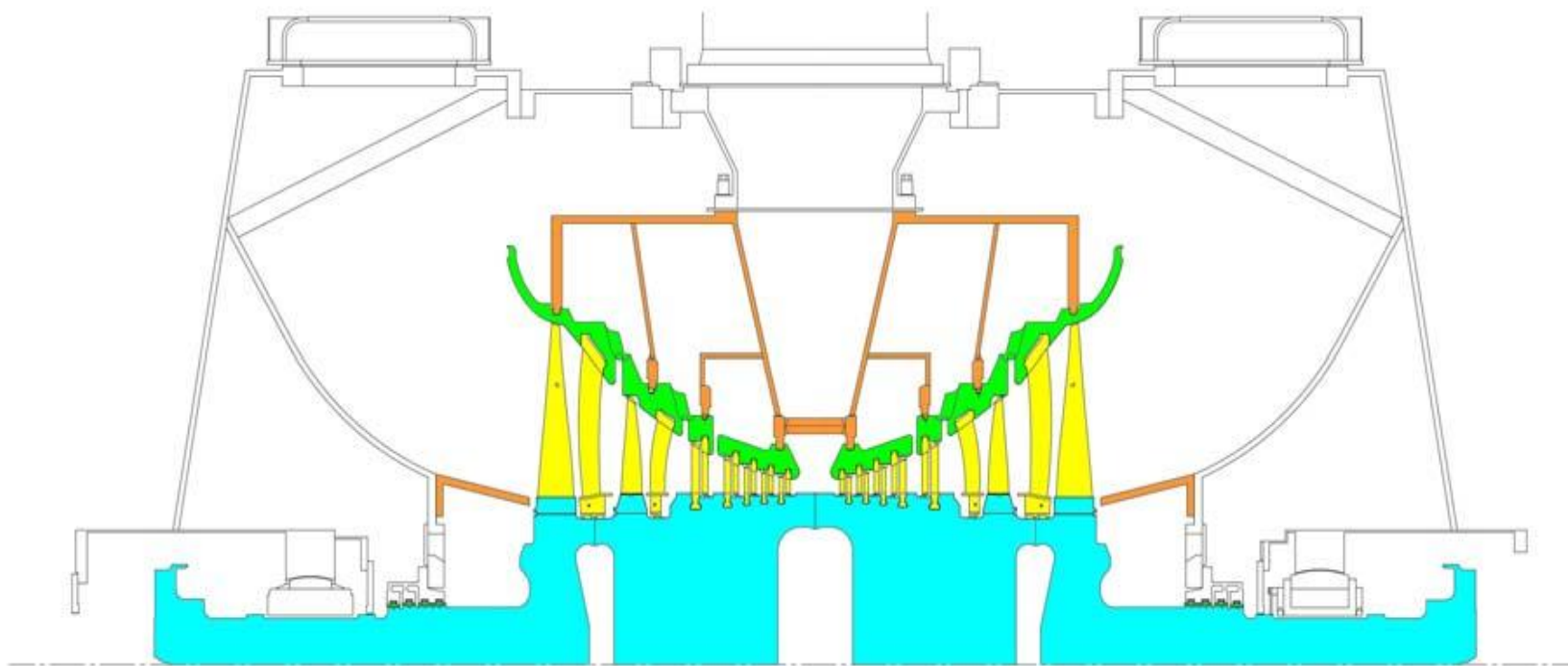


- 阿尔斯通采用全新的高压内缸进汽密封结构，高压内缸采用一体化设计，可根据设备实际情况采用桶型结构红套密封或传统的法兰连接，有效的避免了缸内密封面漏汽等现象。
- 叶片使用新的设计技术，使原来的两维筒形叶型改进为先进的三维型线，减小了汽轮机级的损失。
- 检修间隔可达到**10-12** 年。

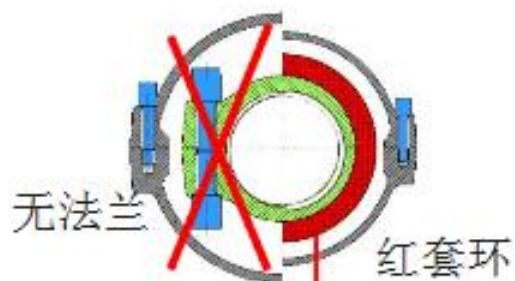
2 典型技术措施



2 典型技术措施



2 典型技术措施



➤ 高压内缸红套箍紧（石二 ABB）。

➤ 优点：内外缸直径明显减小，无应力集中，受热均匀，汽缸无扭曲，变工况性能优良。



2 典型技术措施

不同方案通流改造后缸效率和热耗率水平预测

制造商	高压缸 %	中压缸 %	低压缸 %	检修周期 y
上海电气	≤87%	≤92	≤90	5~6
东方电气	≤87%	≤92	≤90	5~6
哈尔滨电气	≤85%	≤92	≤90	5~6
全四维	≤85%	≤92	≤90	5~6
阿尔斯通	≤89%	≤93	≤91	10~12

2 典型技术措施

低压抽汽超温

2 典型技术措施

- 五、六、七段抽汽温度不同程度偏高
- 五、六段抽汽温度通常偏高 $30^{\circ}\text{C}\sim 50^{\circ}\text{C}$ 不等，所有采用西屋技术低压缸模块的国产汽轮机均存在（供热和空冷除外）。
- 七段抽汽温度超温不普遍，但个别超温的可达 100°C 。

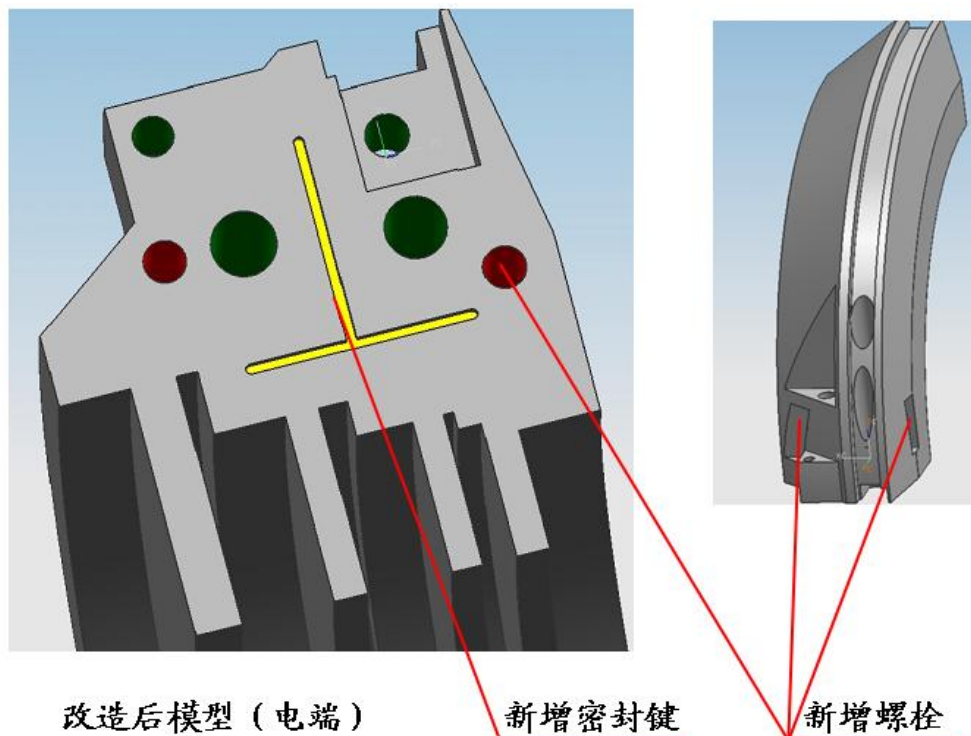
2 典型技术措施

- 五、六段抽汽温度超温主要是由于低压缸刚度不够，使隔板套、低压内缸中分面处存在较大漏汽量。
- 根据制造厂进行的计算模拟，运行过程中，中分面分开距离达2mm左右，主要分布在五段和六段抽汽口范围内。

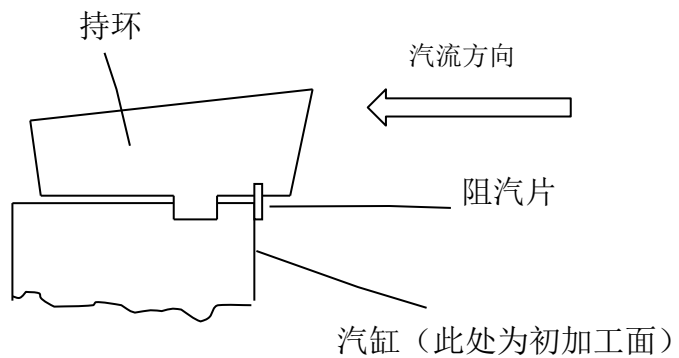


2 典型技术措施

➤ 增设密封键，强化螺栓紧力；隔板套轴向定位面处增加环形挡汽片；抽汽插管由活塞环式改为碟片式。

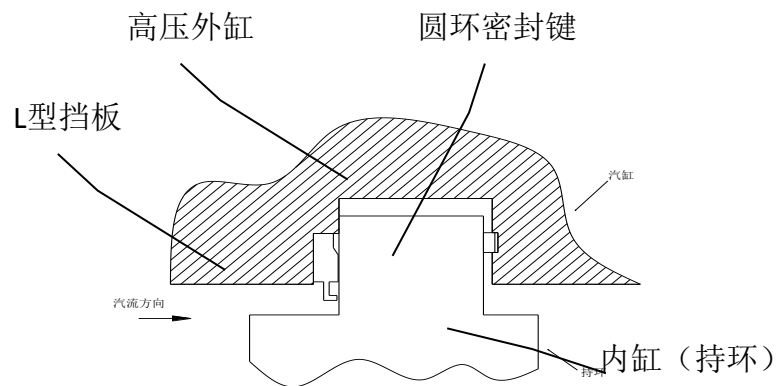


2 典型技术措施

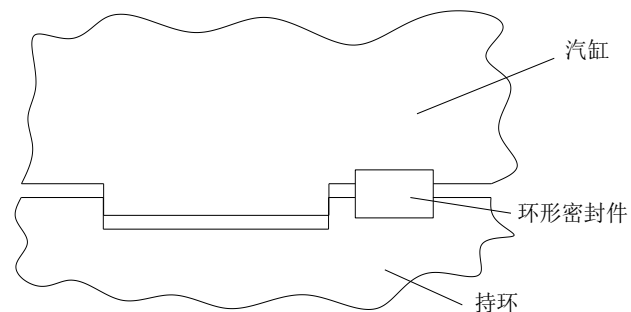


2 典型技术措施

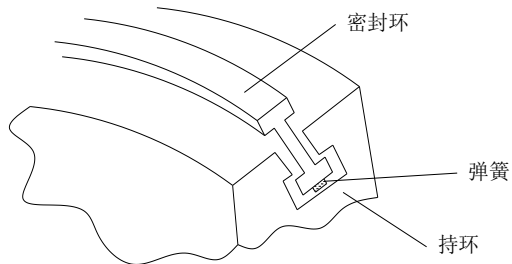
1) L型挡汽板



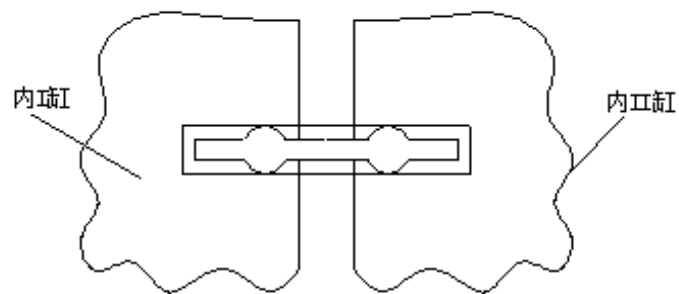
3) 弹性密封环



2) 键槽密封环

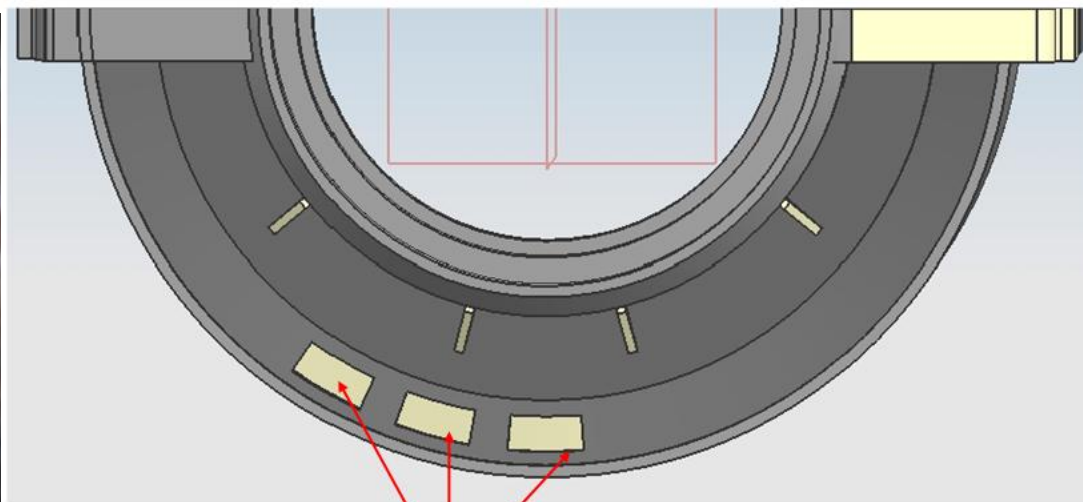


4) I 型密封环



2 典型技术措施

➤七段抽汽温度偏高可通过工艺孔密封强化解决。



将下半6个工艺孔（调、电各3个）盖板由碰焊螺栓加盖板和石棉垫片把紧改为与缸体焊接的结构，防止向7段抽汽口漏汽

2 典型技术措施

加热器

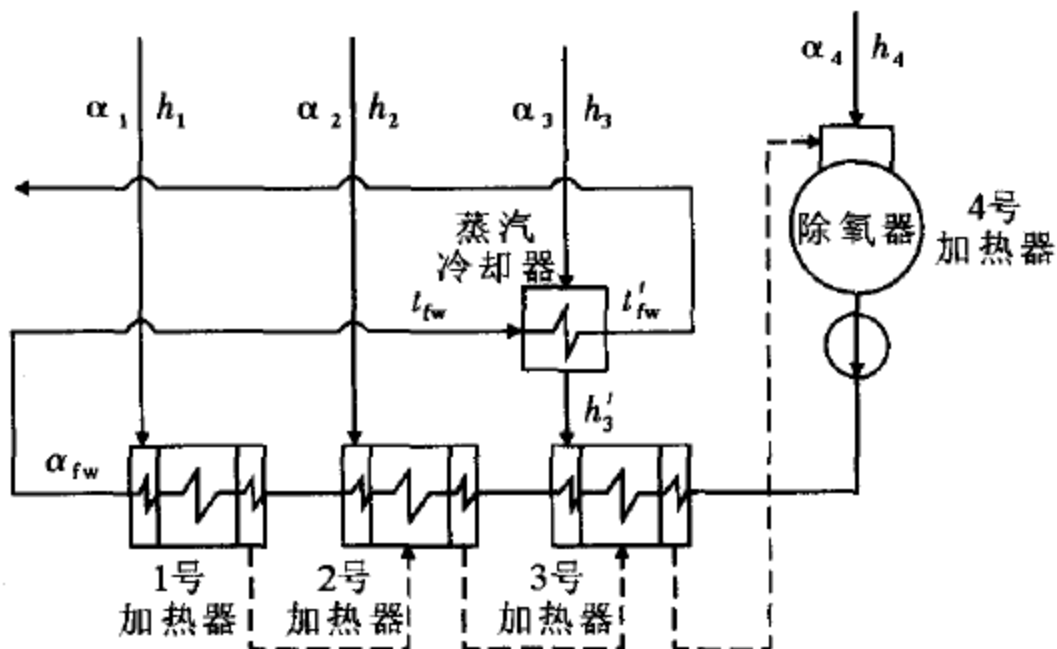
2 典型技术措施

脱硝投运后，机组低负荷时对烟温有一定的要求，回热系统需要做相应调整以提高给水温度。

- 过热度较高的三抽供外置式蒸冷器
- 补汽阀供汽替代一抽（嘉兴，1000万元）
- 增设九加（补汽阀供汽，外三；3000万元）

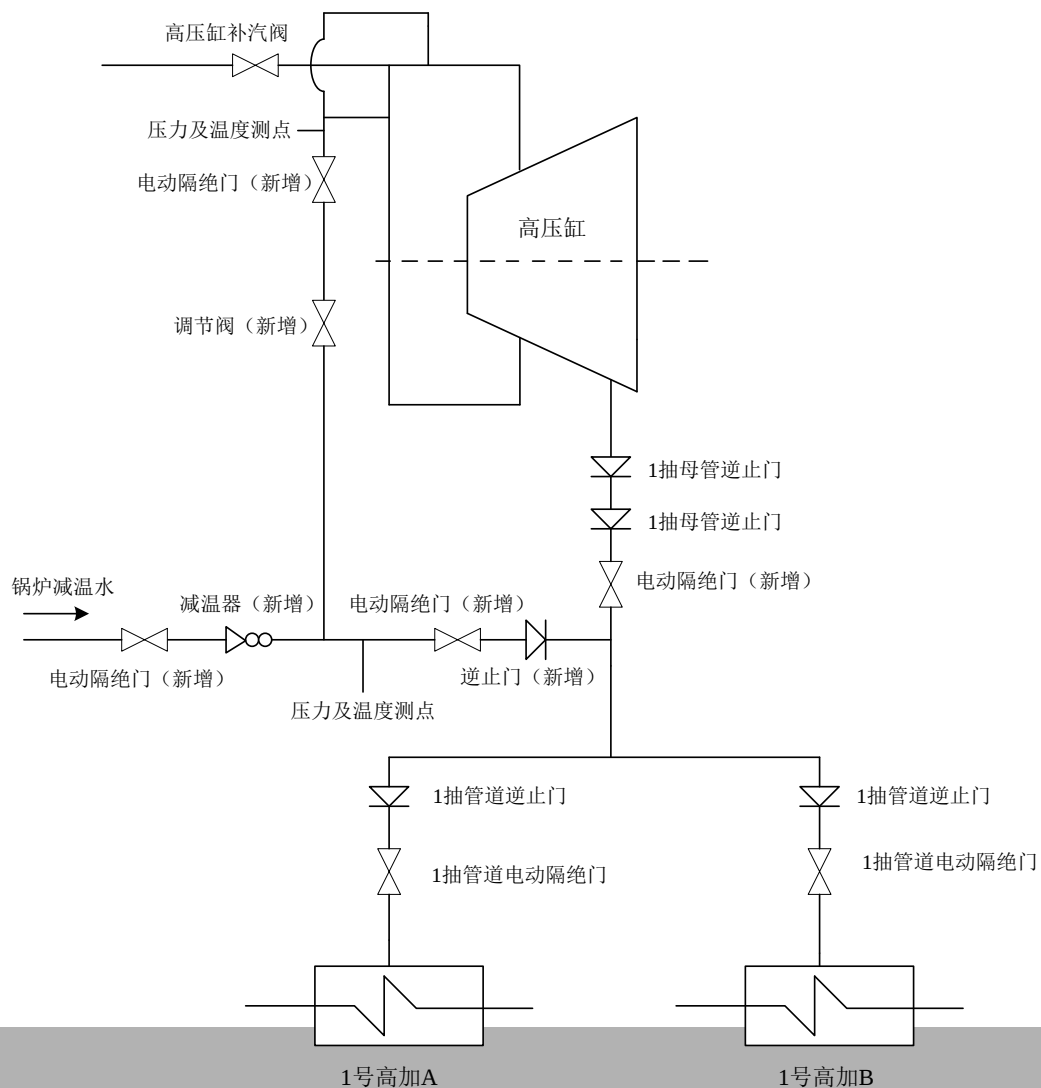
上述改造对机组经济性的影响均不大，主要是为了脱硝电价补贴。

2 典型技术措施



外置式蒸汽冷却器

2 典型技术措施



2 典型技术措施

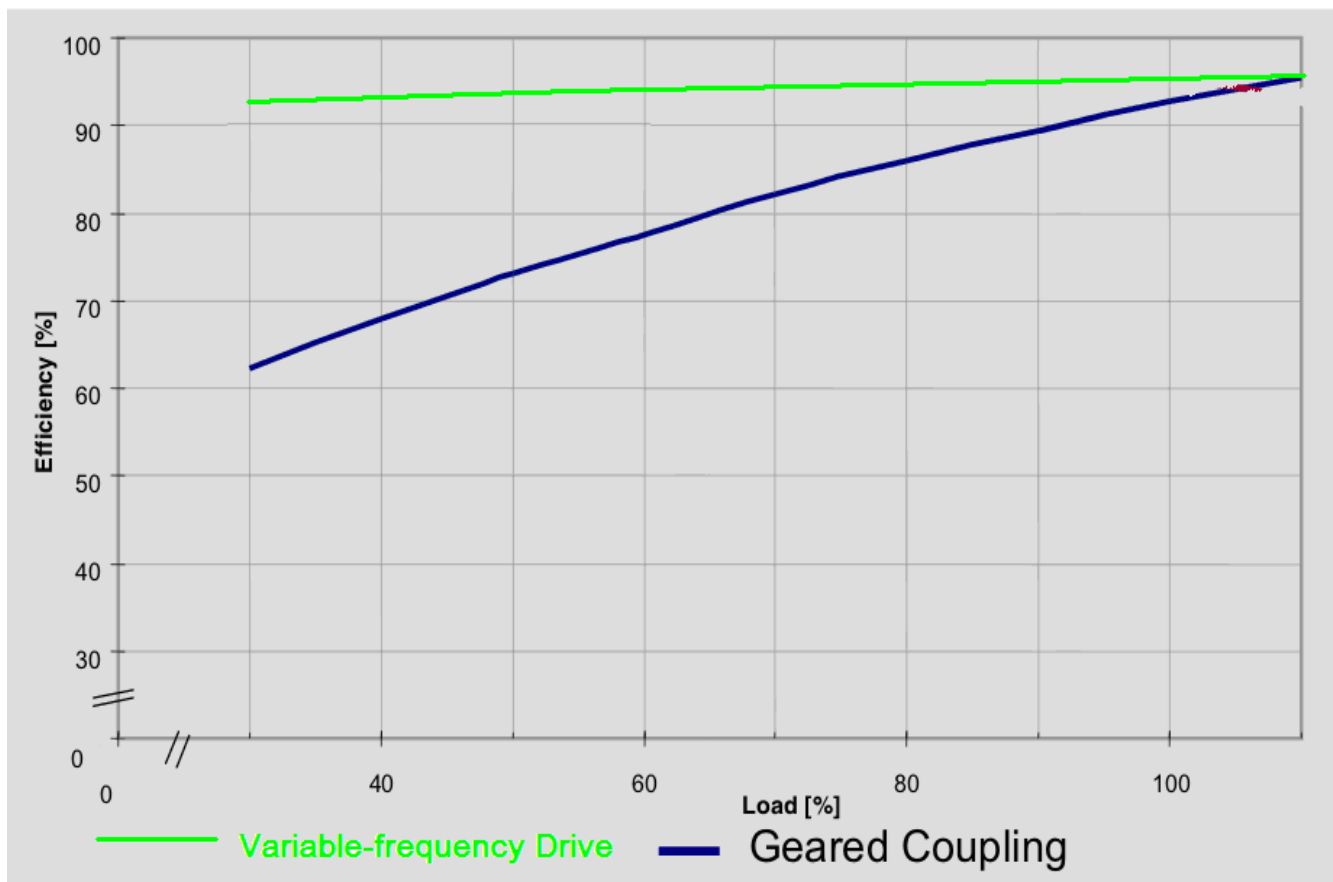
给水泵

2 典型技术措施

- 一般，300MW等级机组配有三台50%容量的电动给水泵，正常运行中，两台运行一台备用，给水泵采用液力耦合器进行变速调节。
- 给水泵耗电率均在3%左右，超厂用电率的三分之一。

2 典型技术措施

变频驱动与液力耦合驱动的效率对比



2 典型技术措施

- 广州智光——宁东电厂北重330MW机组给水泵变频改造
- 东方-日立——湄洲湾300MW机组给水泵变频改造
- 施耐德-利德华福——国电石嘴山330MW机组给水泵变频改造
- 西门子——山西同华发电有限公司的660MW超临界空冷机组电动给水泵变频改造
- 一般，改造后厂用电率可下降接近1%

2 典型技术措施



2 典型技术措施



2 典型技术措施

供热

2 典型技术措施

常规供热汽源

- 冷再----受锅炉制约
- 四抽----打孔抽汽改造、中压缸末两级强度
- 五抽----挪至中排
- 热再----中压调门调节

特定参数的供热汽源

- 旋转隔板
- 座缸调门

2 典型技术措施

再热冷段对某300MW亚临界机组性能指标的修正量

供热比	%	0.572	0.114	2.288	3.432	4.576	5.720
功率变化	kW	1301.8	260.3	5213.5	7827.2	10446.4	13071.6
功率变化	%	0.41	0.08	1.65	2.48	3.30	4.14
对热耗率影响量	kJ/(kW·h)	16.6	3.3	66.8	100.9	135.3	170.1
对发电煤耗影响量	g/(kW·h)	0.62	0.12	2.52	3.80	5.09	6.41
对外抽汽量	t/h	4.89	9.77	19.55	29.32	39.10	48.87
平均1%供热比对热耗影响量	kJ/(kW·h)/%	28.93	28.86	29.21	29.39	29.56	29.74
平均1%供热比对煤耗影响量	g/(kW·h)/%	1.09	1.09	1.10	1.11	1.11	1.12
平均1%供热比对功率影响量	kW/%	2276.1	2275.4	2278.7	2280.7	2282.9	2285.1
平均1%供热比对功率影响量	%/%	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72

注：工质不回收，补水至凝汽器，补水温度20℃，焓值约85kJ/kg。

2 典型技术措施

五抽对某300MW亚临界机组性能指标的修正量

供热比	%	1.045	5.197	10.333	15.495	20.667	25.833
功率变化	kW	1515.0	7498.6	15386	25386	35386	45386
功率变化	%	0.48	2.37	4.87	8.03	11.2	14.35
对热耗率影响量	kJ/(kW·h)	45.5	231.2	459.0	648.7	847.5	1279.0
对发电煤耗影响量	g/(kW·h)	1.71	8.71	17.28	24.43	31.91	48.16
对外抽汽量	t/h	9.77	48.87	97.75	146.62	195.50	293.24
平均1%供热比对热耗影响量	kJ/(kW·h)/%	43.48	44.48	44.42	41.86	41.01	41.26
平均1%供热比对煤耗影响量	g/(kW·h)/%	1.64	1.67	1.67	1.58	1.54	1.55
平均1%供热比对功率影响量	kW/%	1449.1	1442.8	1489.1	1637.9	1721.0	1819.9
平均1%供热比对功率影响量	%/%	0.46	0.46	0.47	0.52	0.54	0.58

供热蒸汽品质
越低，对机组
指标越好。

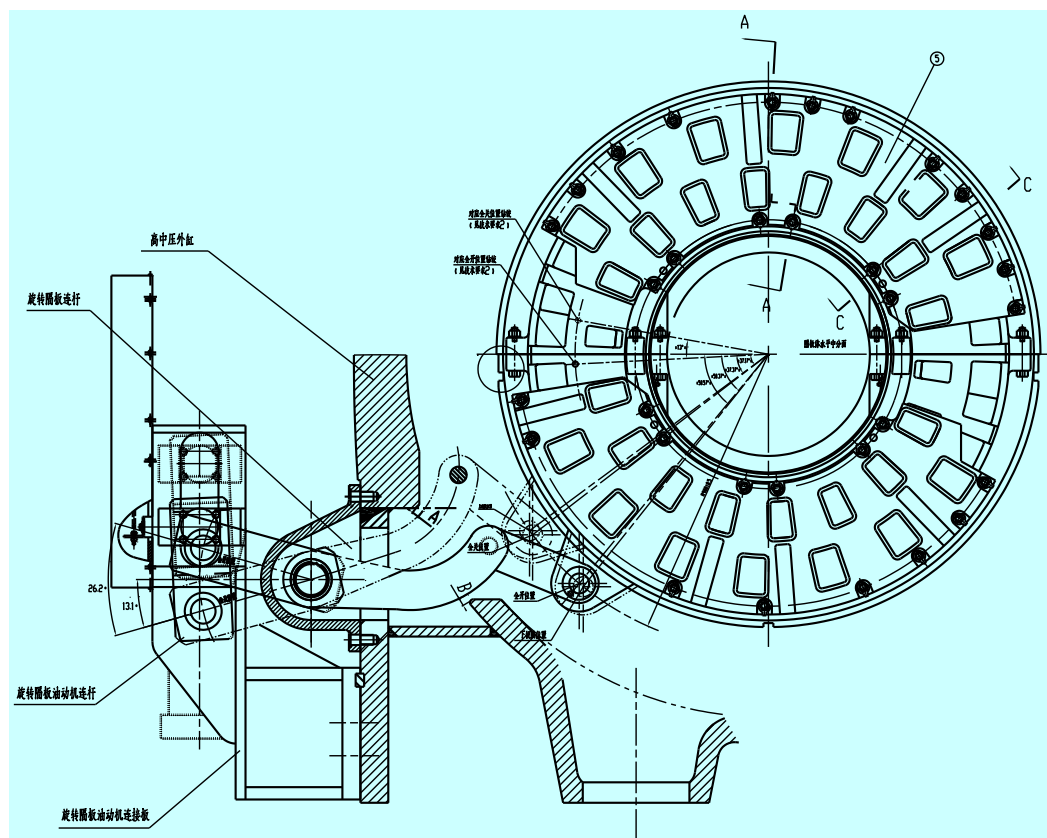
注：工质不回收，补水至凝汽器，补水温度20℃，焓值约85kJ/kg。

2 典型技术措施

- 在满足工业或供热用汽参数的前提下，抽汽参数越低，对机组指标的改善越大。
- 抽汽参数和用户需求差距较大且用量大的还可考虑增设小汽机。

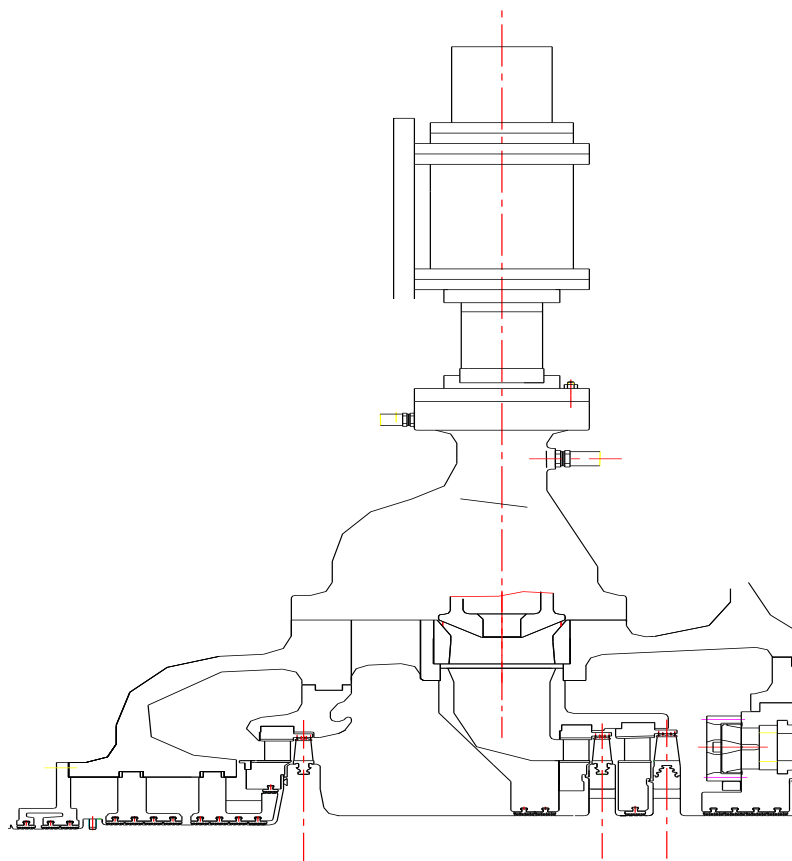
2 典型技术措施

旋转隔板---1.3~1.5MPa可调抽汽



2 典型技术措施

座缸调门---2.0~5.0MPa可调抽汽



2 典型技术措施

供热（座缸调门）运行优化案例

➤某石化工业园电厂两台330MW汽轮机——东汽双抽

➤设有三段工业抽汽

（1）高压工业抽汽引自一段回热抽汽。

（2）中压工业抽汽设在为中压缸第一级后，设4个 $\phi 340$ 的工业抽汽调节阀调节，布置在中压缸上半部。

（3）低压工业抽汽在中压第三级后，即中压第4级隔板为可调整旋转隔板。

2 典型技术措施

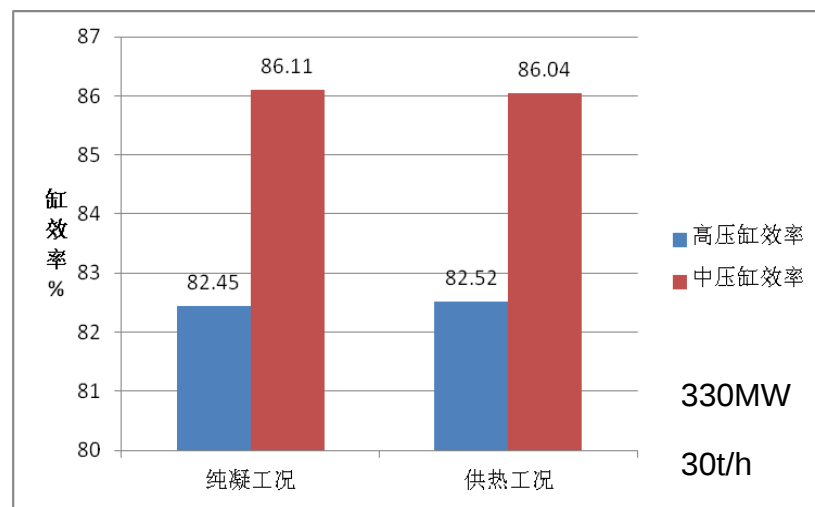
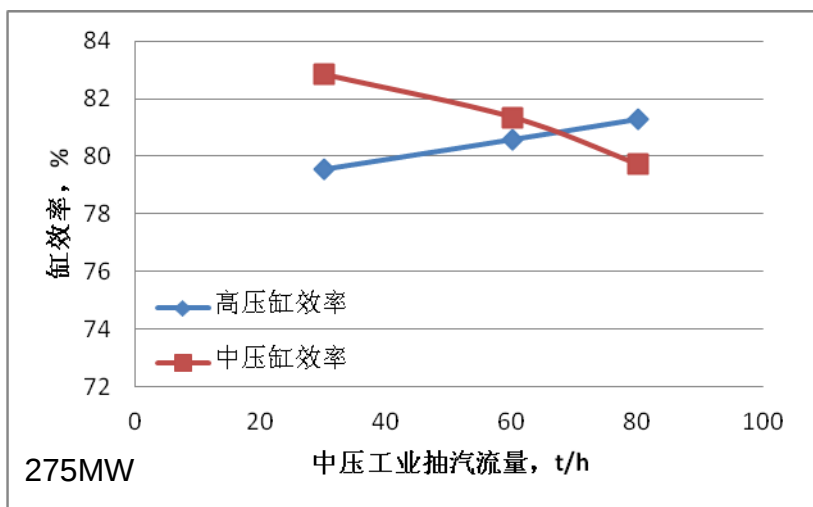
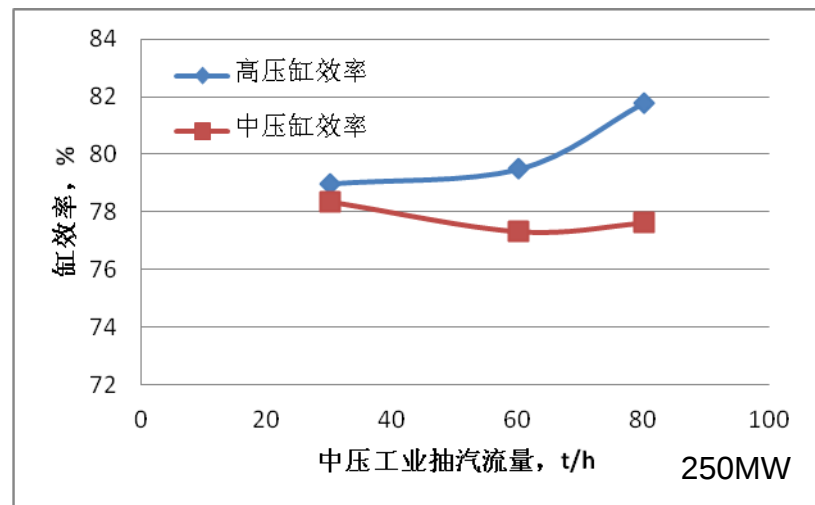
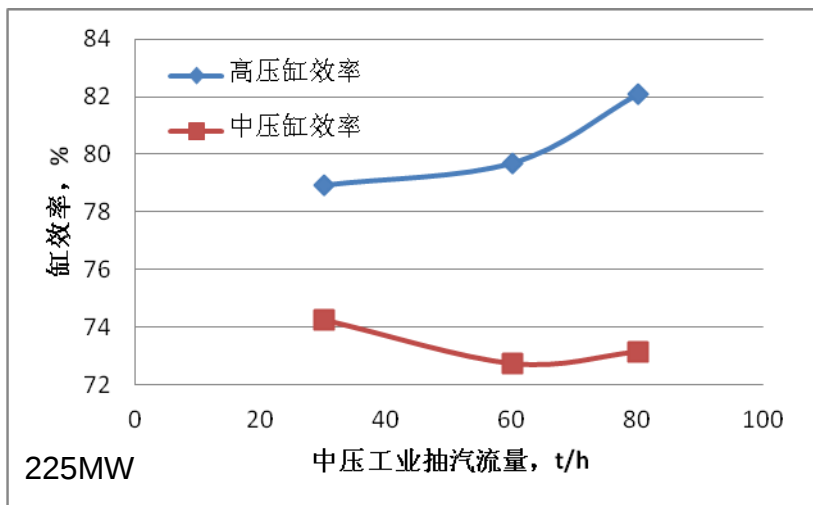
各段工业抽汽对机组性能指标的修正量

汽源	1%供热比影响量	
	热耗率 kJ/(kW·h)	发电煤耗 g/(kW·h)
高压工业抽汽	16.2	0.61
中压工业抽汽	26.9	1.02
低压工业抽汽	35.6	1.34
再热蒸汽冷段	30.8	1.16
再热蒸汽热段	20.1	0.76

注：未考虑低负荷下中压工业抽汽对中压缸效率的影响。

目前，由于工业用户需求复杂，电厂自中压工业抽汽，经减温后送至用户，以满足2.3MPa和326℃的蒸汽参数要求。

2 典型技术措施



2 典型技术措施

- 在电负荷不变的情况下，工业抽汽量越大，高压缸效率越高，中压缸效率越低。
- 高压缸效率——主汽流量增大致调门节流损失小。
- 中压缸效率——座缸调门节流损失增大，但存在极值。
- 在3VW0工况下，纯凝和供热虽然主蒸汽流量有变，但由于高调门节流压损不变，故高压缸效率基本相同。同时，高负荷下，座缸调门无需关小，故中压缸效率也基本相同。

2 典型技术措施

各工况下中压工业抽汽对机组经济性的影响

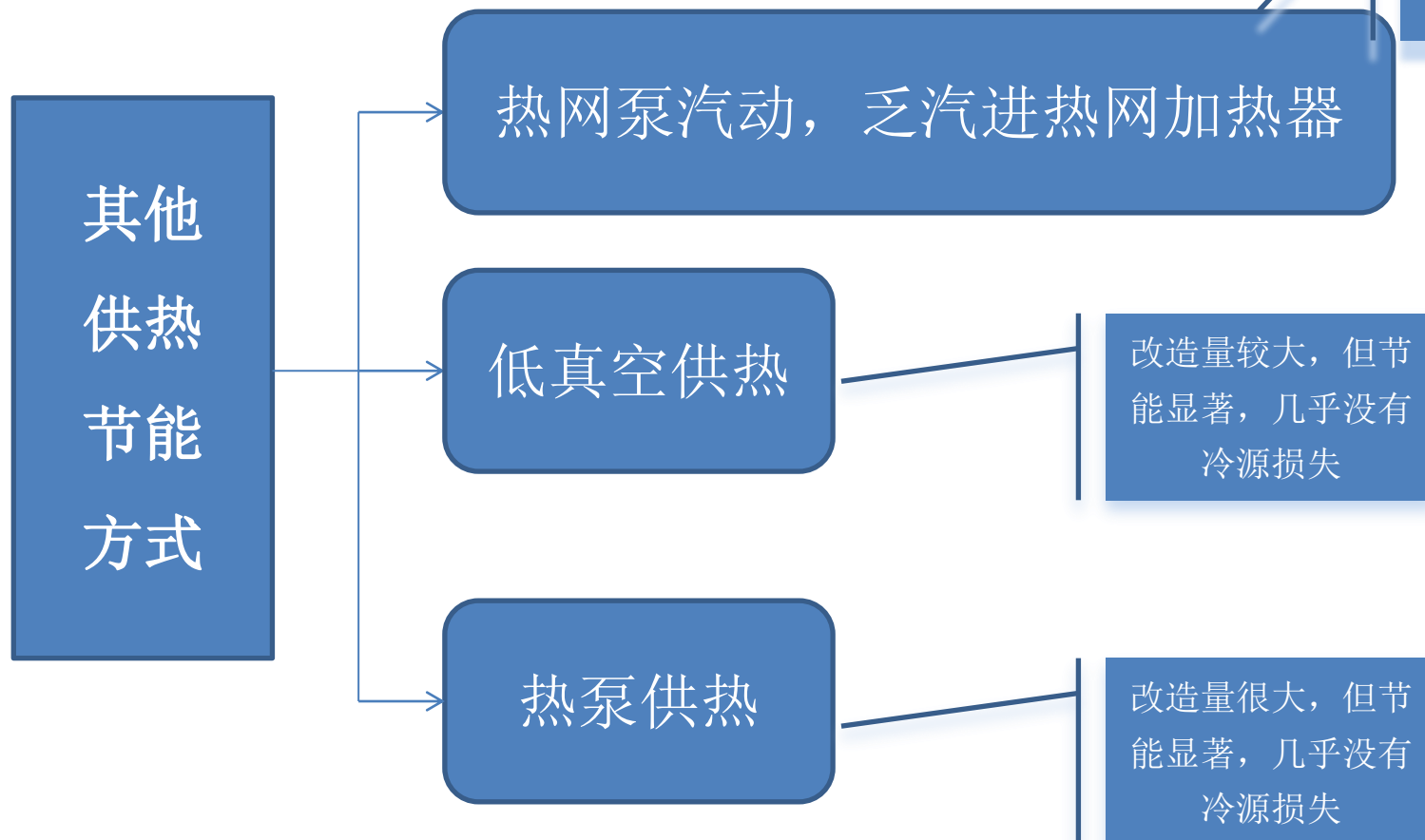
负荷	225MW			250MW			275MW		
抽汽流量 t/h	30	60	80	30	60	80	30	60	80
抽汽调门节流损失 kJ/(kW.h)	175.3	202.7	195.3	101.3	120.2	114.8	21.1	47.9	77.2
供热致热耗率降低 kJ/(kW.h)	155.8	311.7	415.6	141.2	282.5	376.7	129.9	259.7	346.3
小计 kJ/(kW.h)	19.5	-109	-220.3	-39.9	-162.3	-261.8	-108.8	-211.9	-269.1
折合至发电煤耗 g/(kW.h)	0.7	-4.1	-8.3	-1.5	-6.1	-9.9	-4.1	-8.0	-10.2

2 典型技术措施

- 在现有汽源满足此参数的，除了中压工业抽汽之外，还有高压工业抽汽、再热蒸汽冷段、再热蒸汽热段等。这些汽源中最经济的是再热蒸汽冷段，但由于抽汽量较大，需对锅炉再热器进行相应改造。
- 在不进行大的设备改造的前提下，最经济的工业抽汽方案是：采用中压工业抽汽为主，当负荷降至290MW以下，中压工业抽汽压力不能满足时，采取投用冷再备用汽源的方式，而不是关小中压工业抽汽调门，必要时再关小中压工业抽汽调门来调节。
- 供热运行方式优化后，在供热比不变的情况下，机组煤耗指标可下降2g/kWh 以上（考虑再减水量影响）。

2 典型技术措施

适用于采暖供热，
在增大供热量的前
提下节能显著



Thank you very much for your attention!

追 求 卓 越
求 实 创 新
规 范 诚 信
以 人 为 本

西安热工研究院有限公司
西安西热节能技术有限公司

常东锋

139-9283-3991

changdongfeng@tpri.com.cn