

第九届大机组供热改造与优化运行技术2017年会



王 峰

北疆电厂一期供热改造技术分析

天津国投津能发电有限公司运行管理部副主任，高级工程师，国投电力生产技术专家。长期从事火力发电厂的优化运行、技术监督及节能技术管理工作。在百万千瓦超超临界机组的调试、安全运行、节能运行、故障诊断和处理等方面有着丰富的实践经验。



EPTCHINA.CN
中国电力科技网

S SXEC 苏夏

2017年12月12-13日 中国·徐州

国投北疆电厂一期百万机组供热改造 技术分析

——“大机组供热改造与优化运行技术2017年会”
技术报告

国投北疆电厂---王峰



一、北疆电厂循环经济模式简介

国投北疆发电厂位于天津市滨海新区汉沽，电厂规划容量为4台1000MW机组、日产50万吨海水淡化装置，对外供热1600万m²。

一期工程

2×1000MW超超临界燃煤机组和日产20万吨淡化水的海水淡化工程，汽轮机型号为N1000-26.25/600/600 (TC4F)，单机最大抽汽量600t/h，已于2009年投产发电。

二期工程

2×1000MW超超临界燃煤机组和日产30万吨淡水的海水淡化工程，另外增加了海水制盐和城市供暖等用汽，汽轮机型号为C1000-28/600/620，单机最大抽汽量1200t/h，为国内百万机组中抽汽量最大的机组，预计18年3月投产。

北疆循环经济模式介绍



国投北疆发电厂以“发电-供热-海水淡化-浓海水制盐-土地节约整理-废弃物资源化再利用”的热电联产循环经济模式。

电厂结合当地制盐、化工等产业基础，以资源的高效循环利用为核心，通过产业链条的延伸和循环，实现资源利用最大化、废弃物排放最小化、经济效益最优化，达到经济社会与生态环境的和谐发展。其中电水盐联产项目为国内首创，实现了废水、废气、废渣零排放，是典型的循环经济项目。

北
疆
轮
廓



发电工程

国投北疆4X1000MW超超临界燃煤发电机组，各项环保指标均优于国家燃气机组排放标准，节能减排效果显著，是华北电网重要的电源支撑点。



供热

汽轮机五段抽汽作为供热首站换热器的热源，与热网循环水进行换热。海水淡化系统为供热管道进行补水。换热后的热网循环水进入滨海新区各换热站，为居民供热做好了储备。



海水淡化

作为我国第一个进入市政管网并实现大规模对社会供水的海水淡化项目，国投北疆每日最高可生产50万吨淡化水，实现了电厂对淡水资源的零输入、零开采。



北
疆
轮
廓



浓海水制盐

海水淡化过程中分离出的浓海水引入汉沽盐场制盐，并生产溴素、氯化钾、氯化镁、硫酸镁等盐化工产品。



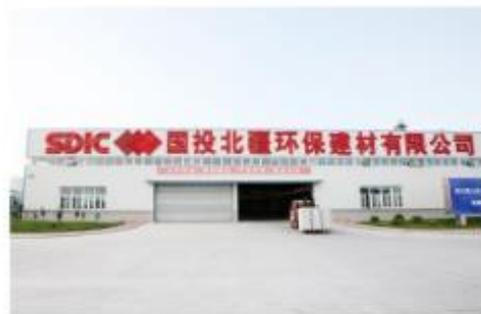
土地节约整理

浓海水制盐大幅缩短了制盐周期，减少了晒盐占地，节省出22平方公里的盐田用地，为区域开发提供了宝贵的土地资源。



废弃物资源化再利用

发电工程产生的粉煤灰、脱硫石膏等固体废弃物全部资源化再利用，制成优质的建筑材料，极大满足了区域开发对大量建筑材料的需求。





二、北疆电厂供热改造情况介绍

北疆一期两台1000MW超超临界燃煤发电机组，锅炉为上锅引进ALSTOM技术生产的超超临界锅炉，最大出力3105t/h；汽轮机是上汽引进西门子技术生产的超超临界汽轮机，额定出力1000MW，VWO工况下出力为1096MW，在TMCR工况下出力为1059MW，采用中压缸排汽做为海水淡化用汽，以满足海水淡化用汽要求，同时在中压缸至低压缸的连通管上设置调节蝶阀，可根据蒸汽用户对压力的要求调节抽汽压力。额定工况下的五抽的抽汽压力为0.479MPa，温度为253.3℃，抽汽量400t/h，最大抽汽量600t/h（非调整抽汽）。

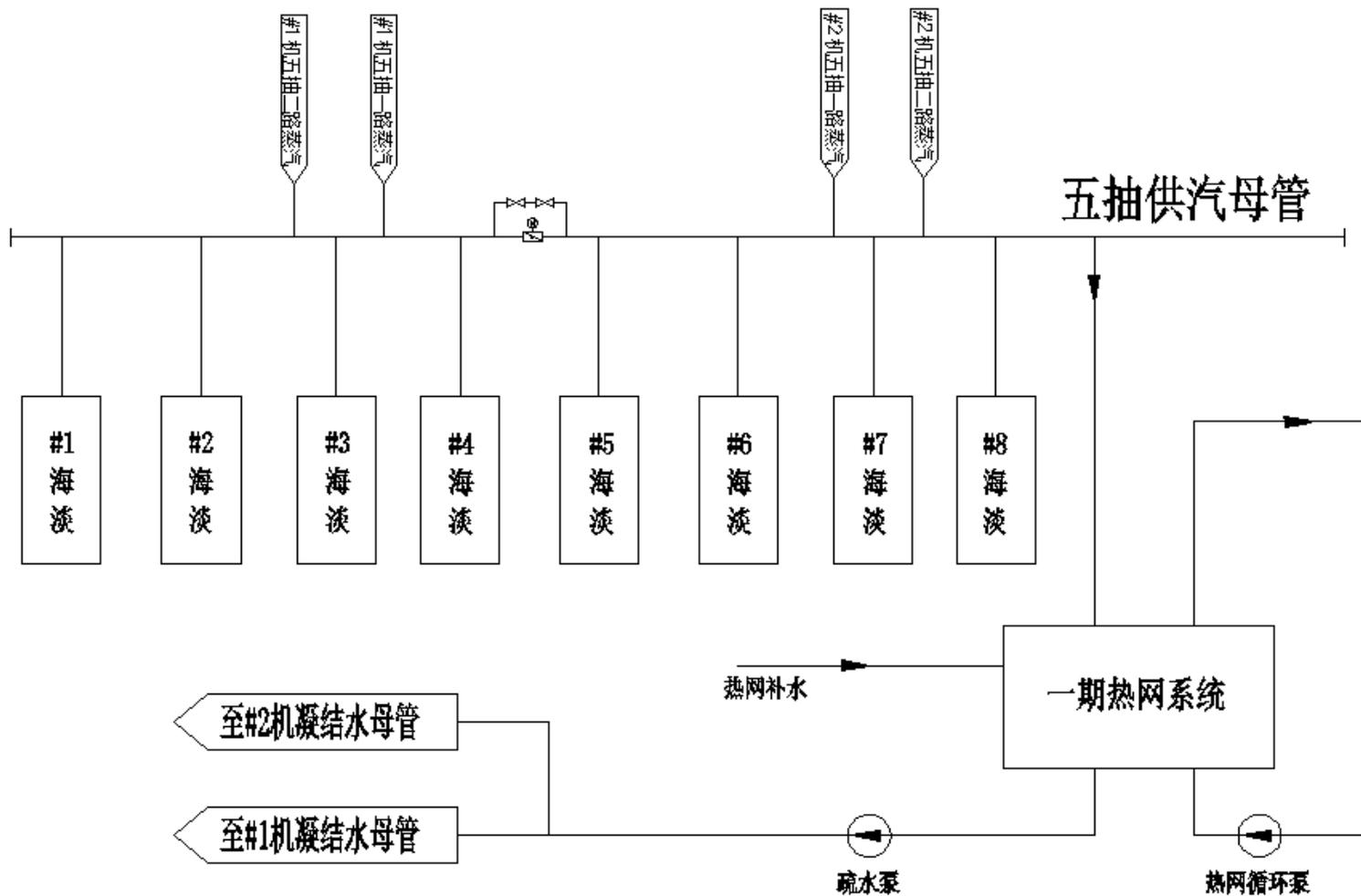
一期海水淡化装置共八套，日产20万吨淡化水，采用以色列IDE公司的低温多效海水蒸馏淡化技术。

两台机组的五段抽汽（中压缸排汽）供至海水淡化供汽母管，八套海水淡化装置由供汽母管接管供汽。机组额定出力时需抽汽576t/h（ $8 \times 72\text{t/h}$ ），机组50%出力时需抽汽656t/h（ $8 \times 82\text{t/h}$ ）。

根据《天津市热电联产规划（2008-2020）（修订版）》，滨海新区将以热电联产供热为主的方式对各供热分区实行集中供热，北疆电厂二期将向滨海新区提供采暖热负荷，供热面积1274万 m^2 。

伴随着京津冀地区近些年雾霾天气日益严重的影响，结合天津市供热需求，滨海新区政府要求北疆电厂在二期投产前需对一期进行供热改造，于2016年提前先行供热366万 m^2 ，替代城区现有的小燃煤锅炉。

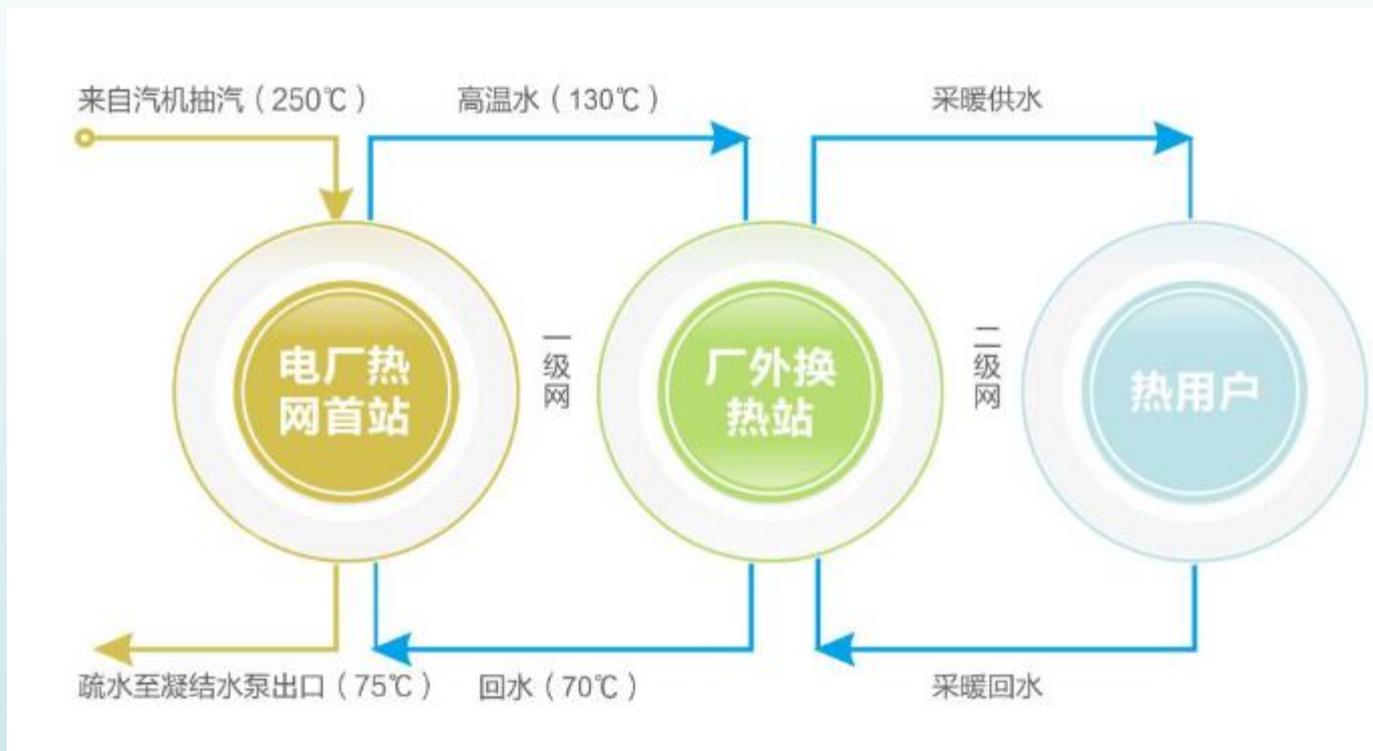
因机组的抽汽能力相对海淡抽汽需求剩余较多，而且目前海水淡化负荷率较低，没有达到设计容量，因而将一期供热改造的供热汽源选择从一期海水淡化抽汽母管上引接，利用海水淡化抽汽的余汽用于对外供热。



一期热网站共设置1台热网加热器、1台疏水冷却器、2台热网循环泵和2台热网加热器疏水泵，

热网循环泵1运1备，热网循环水供、回水温度为130/70℃，一期改造的热网循环水供、回水管道接入二期热网循环水供、回水母管上。正常情况下，一、二期的换热站独立运行；待二期正式投产后，随着供热负荷增加，一、二期换热站同时投运，可为滨海新区供热提供1640万m²的热负荷。

热网疏水泵1运1备，热网疏水经疏水泵加压后分别接入#1、#2机组的凝结水泵出口管道中，回收工质和热量。当水质不合格时，热网疏水排入热网站外的排污降温池中，最终回收工质。



供热流程简图

三、北疆电厂供热改造运行分析

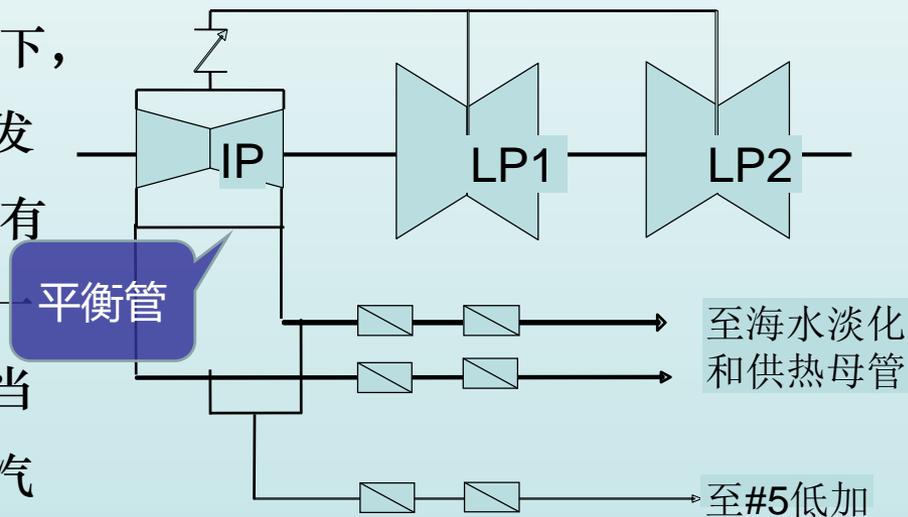
(一) 供热改造对机组安全性分析

- 1 对汽轮机轴向推力的影响.....●
- 2 对防止汽轮机超速的影响.....●
- 3 对低压末级叶片的影响.....●
- 4 对防止汽轮机监视段超压的影响.....●
- 5 对机组补水及水质的影响.....●

对汽轮机轴向推力的影响

由于五段抽汽分别从汽轮机中压缸的两侧抽出，对汽轮机产生的轴向推力可以正好抵消，而且推力瓦间歇有足够的裕度，从实际运行看，向海水淡化装置和供热换热站大流量供汽后，轴向位移仅变化了0.015mm，未对推力瓦产生不利影响。

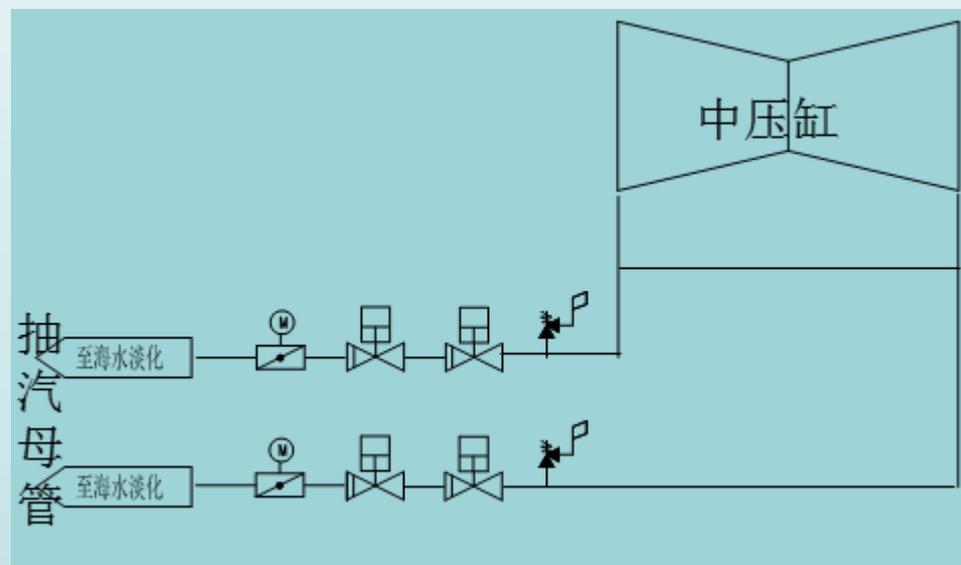
需要关注的是当机组处于最大抽汽量状态下，两路供汽中单侧阀门突然关闭，将可能会发生冲击载荷。但在中压缸两侧抽汽管道上有一路平衡管将中压缸排汽的两端连接成了一个腔室，压力处于平衡状态，对外供汽相当于从一个腔室中抽出，即不会因为单侧供汽阀门关闭造成汽轮机转子轴向推力的突变。



对防止汽轮机超速的影响

汽轮机五抽至海淡供汽为母管制供汽方式，即两台机组均可以同时向八套海淡供汽，按原设计方式，同时供汽时，如出现一台机组跳闸，将出现蒸汽由供汽母管返至跳闸机组的抽汽管道内，如门关闭不严，有可能造成汽轮机超速事故的发生。

为此，设计中在五段抽汽至海淡供汽管道上分别布置了两道机械式逆止门和一个电动隔离门，在发生汽轮机跳闸的事故时自动关闭电动隔离门和逆止门，从而避免了蒸汽返入汽轮机造成超速事故的发生。



对低压缸末级叶片的影响

机组低负荷运行时，为保证海水淡化装置和供热满出力运行，势必造成进入低压缸的蒸汽量减少，而上汽1000MW汽轮机低压缸设计的最低冷却蒸汽流量为75Kg/s（单个低压缸）。

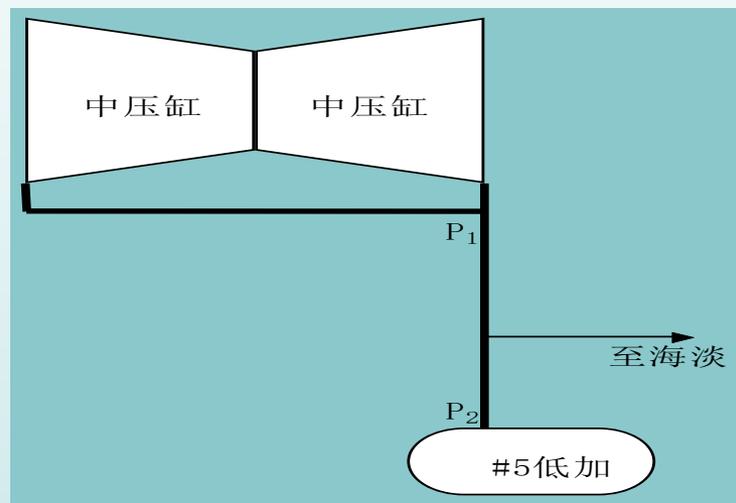
为保证低压缸的冷却效果：

控制低压缸进汽压力大于0.18Mpa!

目前实际运行中，在不调整中压缸排汽蝶阀的情况下，机组负荷500MW运行时能够满足350t/h的对外抽汽量，且低压缸进汽压力大于0.25Mpa；在调整中压缸排汽蝶阀时，抽汽量可达到467t/h，且低压缸进汽压力大于0.19Mpa，满足低压缸的最小冷却量。

对防止汽轮机监视段超压的影响

正常运行时，进入#5低加的蒸汽流量由 ΔP ($P_1 - P_2$) 决定。对外供汽中断瞬间，由于蒸汽流量的急剧增加，必然造成进入低加的蒸汽流量迅速增加。但由于进入#5低加的凝结水量不变，进入#5低加的多余蒸汽不会凝结，即对外供汽中断不会造成#5低加长时间处于超负荷阶段。此时应加强对#5低加水位的监视，防止低加虚假水位高跳闸。



另外在五抽至对外供汽门前均设置了2个机械安全门，避免了机组各监视段超压的现象。

对机组补水及汽水品质的影响

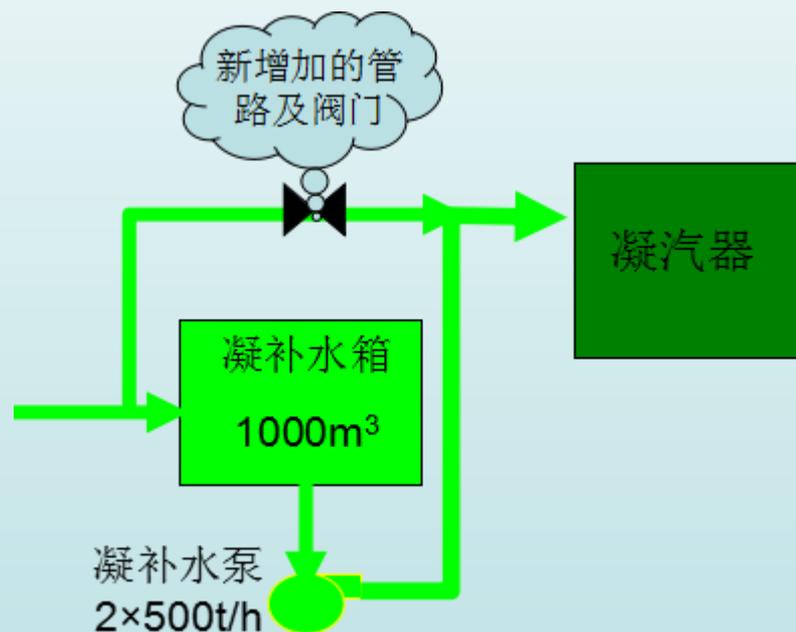
热网换热站疏水经疏水泵加压后接入机组凝结水系统，回收了工质和热量，对机组补水无影响。但进入海水淡化装置的蒸汽在海淡做完功后的冷凝过程中由于和淡化水接触，电导有所升高，所以不能直接回收至凝汽器，造成机组的补水流量大大增加。

为减少凝汽器水位大幅波动，需提高凝汽器的补水能力：

将凝补水箱的容积增加到了 1000m^3 ，

配置两台凝补水泵 $2 \times 500\text{t/h}$ ；

增加除盐水直补凝汽器的管路，便于除盐水直补凝汽器。



在冬季凝汽器大流量的补水增加了凝结水的溶氧量，为此：

补水进入凝汽器喉部，利用汽机排汽的汽化潜热对补水进行真空除氧；

凝汽器设计鼓泡除氧管路，利用热力进一步除氧。

目前冬季机组运行中可以控制凝结水的溶氧量在35ug/l左右，满足了机组加氧运行工况下的小于50ug/l的标准。

热网换热站疏水经疏水泵加压后接入机组，回收了工质，为进一步回收热值同时保证机组汽水品质，将该疏水回收至精处理入口，在疏水管路上增设钠表和电导表用于监测疏水水质；同时设置精处理入口凝结水温高保护关热网疏水回收电动门避免精处理树脂因水温过高造成损坏。

(二) 供热改造对机组经济型分析

根据汽轮机各工况下的热平衡图可查出不同工况下机组抽汽对热耗的影响

序号	进汽量 T/H	外供抽汽 T/H	背压 Kpa	负荷MW	热耗 KJ/KWH	工况
1	2936.6	600	5.2	958.845	6385	最大抽汽
2	2936.6	400	5.2	991.015	6721	额定抽汽
3			5.2	1000	6810	保证负荷下的最大抽汽
4			5.2	1059.135	7343	TMCR
5			5.2	1000	7357	THA
6			11.8	893.114	6858	最大抽汽
7			11.8	926.934	7188	额定抽汽
8	2936.6	0	11.8	1000	7779	TRL

背压5.2kpa下，
最大抽汽降低热
耗972KJ/KWH

背压11.8kpa下，
最大抽汽降低热
耗921KJ/KWH

根据机组热耗对煤耗的影响关系，可以得出机组向海淡和供热站大流量供汽后对煤耗的影响情况。

$$\Delta b = \Delta d \times 10^3 / (Q_b \times \eta) \quad \text{g/kwh}$$

式中： Δb ----煤耗的变化量，g/kwh； η ----锅炉效率；

Δd ----热耗的变化量；kJ/kwh； Q_b ----标煤发热量；

序号	外供抽汽 T/H	背压 Kpa	负荷MW	影响煤耗 g/kwh	工况
1	600	5.2	958.845	34.69	最大抽汽
2	400	5.2	991.015	22.57	额定抽汽
3	345	5.2	1000	19.52	保证负荷下的最大抽汽
4	600	11.8	893.114	33.42	最大抽汽
5	400	11.8	926.934	21.46	额定抽汽

正常来说，对外供汽之后带来的减少冷源损失的收益都归发电。

淡化水市场的不景气和海淡成本的影响

政策方面采取“以电补水”方式，补贴了1分电价

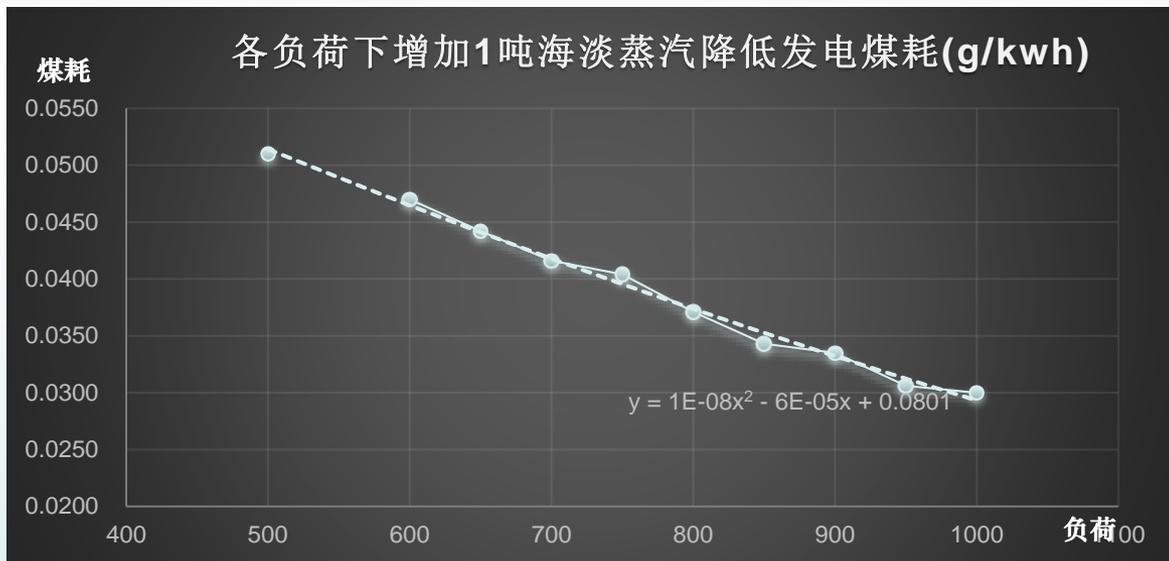
因此电厂按照焓值分摊法将减少冷源损失的部分收益分摊给了海水淡化。

$$\Sigma Q_{\text{hdgr}} = T_{\text{海淡抽汽}} \times [(H_{\text{海淡抽汽}} - 2355) + (H_{\text{海淡抽汽}} - 2355) / (H_{\text{主蒸汽}} - H_{\text{冷再}} + H_{\text{热再}} - 2355) \times H_{\text{冷源损失}}] \times 1000。$$

ΣQ_{hdgr} —— 统计期汽轮机按照焓值分摊法向海淡系统供出的热量，kJ。

分摊比例根据机组负荷和海水淡化的抽汽量的多少决定，约占冷源损失的28%~40%左右！

根据目前的实际运行情况：
海水淡化每多增启一套，
增加抽汽量70t/h左右，可
降低发电煤耗2.8g/kwh左右。
对外供热680GJ/h，增加抽
汽量250t/h左右，可降低发
电煤耗16.1g/kwh左右。



根据一期水-电-热联产的现状

海水淡化抽汽120t/h

供热换热站抽汽250t/h

共降低发电煤耗20.9g/kwh左右

(三) 供热改造对机组调峰能力分析

北疆电厂一期两台机组同电网签订的并网调度协议中规定：机组的正常调峰能力为500MW~1000MW。

汽轮机设计额定工况下外供抽汽量为400t/h，最大外供抽汽量为600t/h，

低负荷时由于五抽压力的降低，最大外供抽汽量为450 t/h。

	机组负荷	海水淡化抽汽	采暖抽汽	合计抽汽	机组抽汽能力
非采暖季节	1000MW	576t/h	--	576t/h	1200t/h
	500MW	656t/h	--	656t/h	900t/h
采暖季节	1000MW	576t/h	250t/h	826t/h	1200t/h
	500MW	656t/h	250t/h	906t/h	900t/h

从上表中可以看出北疆电厂两台机组同时运行带8套海淡和一期供热满出力运行时，不影响机组调峰的性能！

随着供热改造机组越来越多，且风电等新能源发电比例的上浮，给电网的调峰带来较大困难

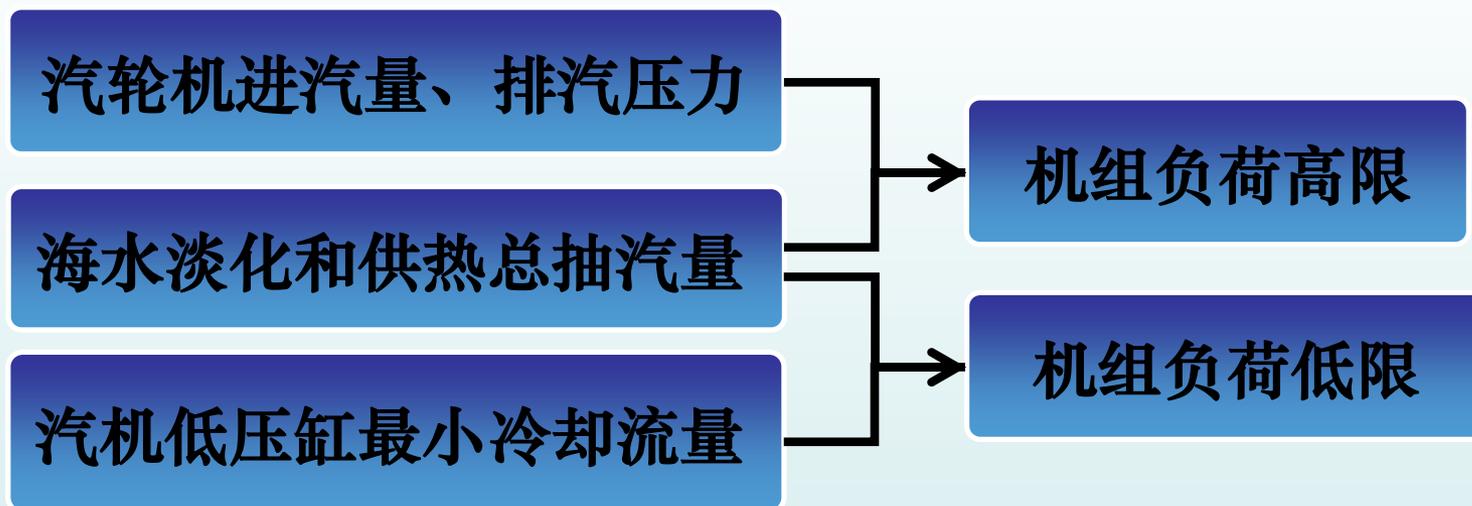
海淡和供热总抽汽的热电比达69%，但政策上海水淡化抽汽不被认定为供热抽汽

汽轮机在夏季大流量抽汽工况下的带负荷能力

北疆电厂在电网无法享受热电联产机组待遇，仍按照纯凝机组进行调峰

冬季
按电网运行方式
进行一台机组的调停

在海水淡化装置和供热抽汽工况下如何保证电网的调峰能力？



在汽轮机最大进汽量2940 t/h的基础上，分别针对不同季节机组的排汽压力，根据海淡和供热的抽汽量，可以得出汽轮机的最大功率。

在保证低压缸最小冷却流量的前提下（单个低压缸270T/H），根据#5低加、海水淡化、供热的抽汽量，可以得出汽轮机的最低功率。

冬季工况下调峰能力

海淡产水量 万吨/天	海淡运行套数 t/h	海淡抽汽量 t/h	供热抽汽量 t/h	合计抽汽量 t/h	单机运行		双机运行	
					负荷低限	负荷高限	负荷低限	负荷高限
2.5	1	72	250	322	500	500	500	1000
5	2	144	250	394	543.65	991.45	500	1000
7.5	3	216	250	466	576.83	978.57	500	1000
10	4	288	250	538	608.41	967.64	500	1000
12.15	5	350	250	600	640.73	958.84	500	1000
12.5	5	360	250	610	--	--	500	1000
15	6	432	250	682	--	--	514.57	1000
17.5	7	504	250	754	--	--	538.67	996.32
20	8	576	250	826	--	--	565.69	987.82

抽汽370t/h时刚好不影响机组满负荷

单机最大抽汽量为600t/h

夏季工况下调峰能力

海淡产水量 万吨/天	海淡运行套数 t/h	海淡抽汽量 t/h	供热抽汽量 t/h	合计抽汽量 t/h	单机运行		双机运行	
					负荷低限	抽汽100t/h时刚好不影响机组满负荷	负荷高限	负荷高限
2.5	1	72	0	72	500	100	500	1000
5	2	144	0	144	500	989.21	500	1000
7.5	3	216	0	216	500	972.57	500	1000
10	4	288	0	288	500	959.17	500	989.21
12.15	5	350	0	350	519.76	947.84	500	980.13
15	6	432	0	432	545.65	936.54	500	972.57
17.5	7	504	0	504	579.65	923.35	500	965.74
20	8	576	0	576	610.72	910.87	500	959.17

水电热联合 调整策略

优先保证机组
调峰能力

目前冬季在电网进行单台机组调停期间，为保证机组的调峰能力，将海水淡化运行套数减少至两套运行

确保对外供热量

利用供热管网的水的蓄热能力，机组高负荷期间提高供热量，为机组低负荷期间蓄热，保证全天供热能力

根据抽汽量适
当调整供水

调整海水淡化制水策略，利用机组高负荷抽汽量大期间多制水，保证日供水能力

下阶段努力方向

1

开拓淡化水市场用户，探索淡化水高端用户，提高海水淡化效益

2

一、二期联合供汽用于制水、供热，提高机组调峰能力和供水、供热的稳定性

3

进一步推动政策性的支持，让海水淡化得到认可

4

推动水、电、热、冷联产的能源生产模式

结束语

目前国投北疆电厂将立足循环经济发展模式，探索“风、光、电”互补，“水、电、热、冷”联产的能源生产方式，将公司打造成成一个综合能源供应基地，积极提供清洁高效能源，提升公司煤炭清洁利用效率，构建清洁、低碳、安全、高效的发展之路，不断突进资源全面节约和循环利用！

谢谢大家!