

冯伟忠：高效低碳煤电技术发展之探索

9月5-7日，由中国电力科技网主办，华润电力（唐山曹妃甸）有限公司协办的第十三届“超超临界机组技术交流2019年会”在唐山召开。中国工程院院士、清华大学原副校长倪维斗，清华大学能源与动力工程系教授毛健雄，国务院参事室特约研究员、国家发改委能源局原局长徐锭明任年会主席。32位专家出席演讲并答疑。

会议旨在深入交流超超临界发电技术最新发展动态，持续研讨创新技术、发展成果、运行维护和管理经验，应对深度调峰运行，探讨、设计更高参数超超临界、超临界火电机组，创新亚临界升级改造，降低CO₂排放，加速超超临界发电技术在设计、制造等方面迈上新台阶。

上海申能电力科技有限公司总经理冯伟忠发表《高效低碳煤电技术发展之探索》演讲。概述外三技术发展历程，例举外三电厂年平均运行供电煤耗（含脱硫、脱硝）和节能新技术。华润曹妃甸2x1000MW一次再热超超临界机组工程综合优化是高性价比的外三升级版，选择应用大部分外三已验证成熟的创新技术——1、蒸汽侧氧化和固体颗粒侵蚀的综合防治系列技术；2、广义回热及弹性回热系列技术；3、蒸汽及热风加热启动及催化剂延寿系列技术；4、低温省煤器技术；5、广义变频技术，并从技术途径、设计方案、参数选择及优化等方面着重介绍高低位布置技术。通过分析国内煤电节能提效政策要求和亚临界机组装机容量和数量，从而提出高温亚临界技术路线，阐明其改造汽轮机可行性和收益，指出具有提效幅度足够大、持久保效、高性价比、性能全面提升等特点。



超超临界机组技术交流2019年会



冯伟忠

上海外高桥第三发电有限责任公司副董事长，上海申能电力科技有限公司总经理，安徽淮北申能发电有限公司董事长。教授级高级工程师，研究生导师；上海电力大学、华北电力大学和东南大学教授；享受国务院特殊津贴，全国五一劳动奖章获得者，美国ASME“最佳创新者”奖。领衔开展十多项重大科技创新，发表国内外学术论文40余篇，获国内外授权技术专利66项，12次欧美日澳等学术报告。目前主持安徽淮北平山电厂二期1350MW工程建设。

高效低碳煤电技术发展之探索

2019年9月5-7日 中国·唐山

 电力科技

高效低碳煤电技术发展之探索

冯伟忠

上海申能电力科技有限公司
上海外高桥第三发电有限责任公司
淮北申能发电有限责任公司

二〇一九年九月

一、外三技术的发展历程

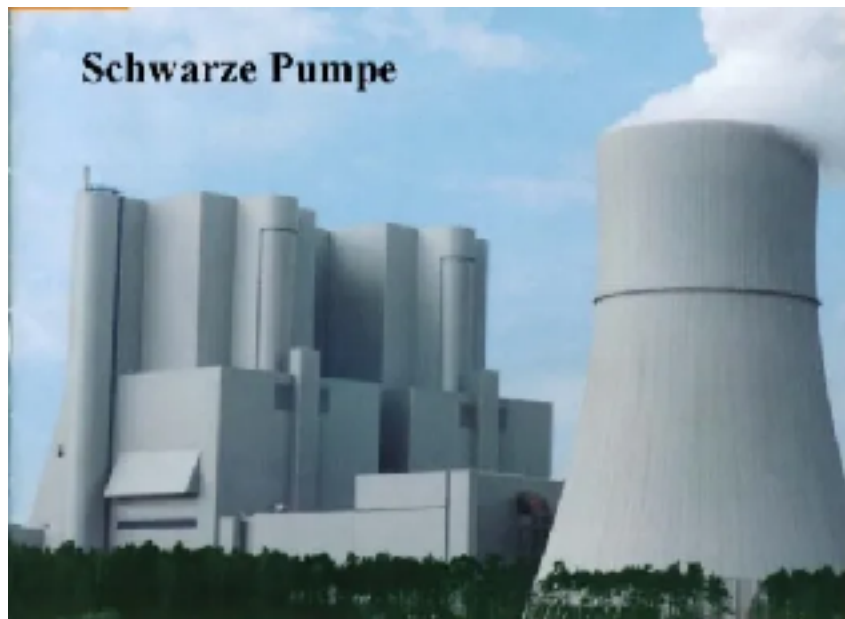
随着全球变暖趋势的加剧，二氧化碳减排成为了全球共识。1995年的京都协议，使得二氧化碳最大的排放源——燃煤火电机组的提效，成为了世界各国关注的焦点。

曾被寄予厚望的IGCC技术以及700 °C 计划，由于过于高昂的造价和并无优势的效率和综合性能，IGCC逐渐淡出了人们的视野。而材料和造价瓶颈，使得700 °C 计划的实现还很遥远。

上世纪90年代600 °C等级合金钢材料技术的突破，蒸汽参数达580~600 °C大容量超超临界机组成为了燃煤火电提效技术的主流。日本和德国的超超临界机组，其净效率跨上了43%的台阶，而丹麦Nordjylandsvarket 电厂411MW两次再热，超低背压超超临界机组，更是以47%的设计净效率一骑绝尘。

德国在此期间建设的四个电厂6台800MW~1000MW的一次再热超超临界机组，以先进的设计理念和全面优异的综合性能，对国际煤电技术的发展产生了深远的影响。尤其是在不断推升主、再热蒸汽参数的同时，不断降低排汽参数，向环境要效率，很值得我们借鉴。

Schwarze Pumpe



Boxberge



Lippendorf



Niederausem



德国四个电厂项目比较

	Schwarze Pumpe	Lippendorf	Boxberge	Niederausem
容量 (MW)	2×855.5	2×933	1×910	1×1012
炉型/燃料	塔式/褐煤	塔式/褐煤	塔式/褐煤	塔式/褐煤
最大蒸发量 (T/h)	2420	2420	2422	2660
主蒸汽参数 (Mpa/℃)	26.8/547	26.95/554	26.6/545℃	27.5/580
再热蒸汽参数 (Mpa/℃)	5.5/566	5.38/583	5.8/580	5.945/600
给水温度 (℃)	272.8	270	274	294
炉顶标高 (m)	161.5		158.1	167.5
汽轮机机型	单轴/四缸四排汽	单轴/五缸六排汽	单轴/五缸六排汽	单轴/五缸六排汽
排汽压力 (kPa)	4	3.8	3.3 (2.91/3.68)	3.3 (2.91/3.68)
末级叶片长度 (mm)	977 (38.5")	1050 (41")	977 (38.5")	1145 (45")
投产时间	1997/1998	1999/1999	2001	2002

锅炉岛供货商：德国ALSTONM
汽轮发电机岛：德国SIEMENS
参考电厂：德国 Schwarze Pumpe

额定功率：900MW；
主蒸汽温度/压力：542°C/24.955 MPa；
再热蒸汽温度/压力：568°C/6Mpa。

1999年11月开工建设，
2004年9月全部建成投产。

上海外高桥第二发电厂

2004.06 电力科技

通过外高桥二期工程的建设，我们第一次零距离的接触了当时世界上最先进火电厂的设计理念和大量先进的技术。也感受到了我们与这些先进理念和技术存在的巨大差距。

在外二工程的招标、合同谈判、设计联络会以及项目执行过程中，国内传统的理念与外方产生了持续的冲撞和磨合。因此，虽然项目总体成功，但也留下了不少永久的遗憾。

在多年的项目的建设过程中，我们对项目各个专业的主辅设备、系统、控制、调试和运行等进行了全面和深入的学习、研究和消化，当然，也发现了诸多存在的问题，在此基础上，对这些问题研究了一系列的解决方案。通过外二工程的全面总结和相关的研究，为后续的外高桥三期工程打下了非常良好的基础。

与外二不同，外高桥三期建设之初就已有了一个总体的性能策划，并定下了这样的原则，凡是外二证明是好的设计、设备、控制、调试和运行方式等，在外三要全面继承，对于存在的问题则针对性的加以解决、优化和改进。此外，为达到总体的策划目标，对于必须要在建设阶段实施的一系列技术创新项目，则果断地加以落实。

上海外高桥第三发电有限责任公司，建设两台1000MW超超临界机组，2005年9月开工建设，2008年6月全部建成。



外三在建设期间实施的这一系列创新技术涵盖了系统设计优化；设备改进；研发专门节能设备；机组启动和运行方式及控制策略的优化和创新等。使外三的两台机组在投产当年就创造了平均供电煤耗287克/千瓦时的世界纪录。

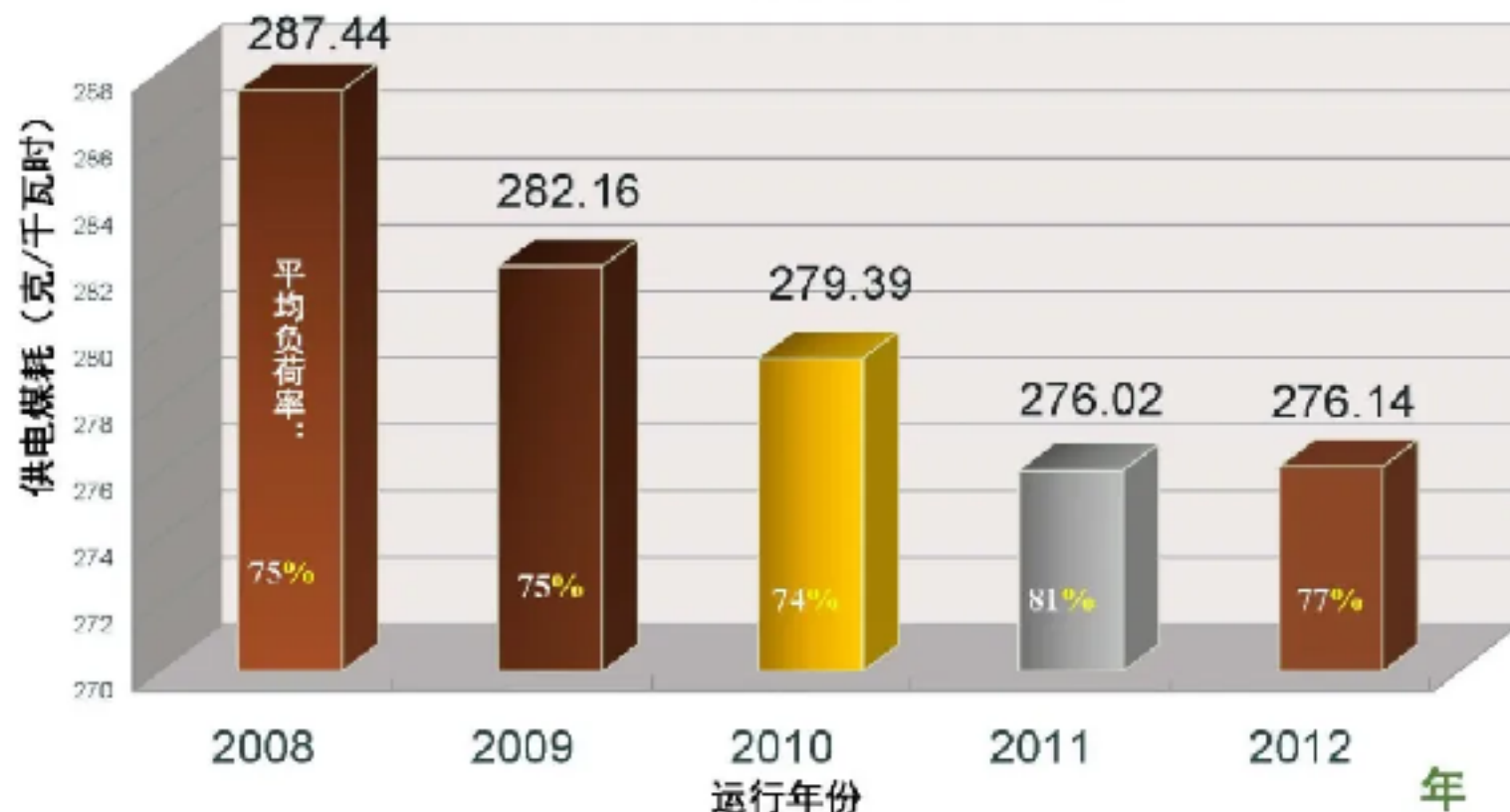
由于部分技术不但节能和减排效果显著，还因简化了系统，提高了安全性，且显著降低了投资，故项目的总投资并不因为这一系列技术的实施而增加。

机组投产后，为进一步提升机组的环保水平，同时又能兼顾机组能耗和运行费用的降低，几年来，又先后研发和实施了“零能耗脱硫技术”；“节能型高效除尘技术”以及“节能型高效全天候脱硝技术”等，使机组的节能和环保水平又有了新的飞跃。在机组投产后，又连续三年大幅刷新年平均供电煤耗的世界纪录。

这些成功实施的一系列新技术，大部分属通用技术。不但能应用于新建机组，也适用于现有机组的技术改造，这对提升整个行业的效率和环保水平意义重大。

外三自2008年投产以来这些年实施的一系列技术改进和创新项目，都秉承一个宗旨，即在确保安全性的前提下追求尽可能高的性价比。到目前为止，所有的节能改造项目都有着很好的投资回报。

外三电厂年平均运行供电煤耗（含脱硫、脱硝）

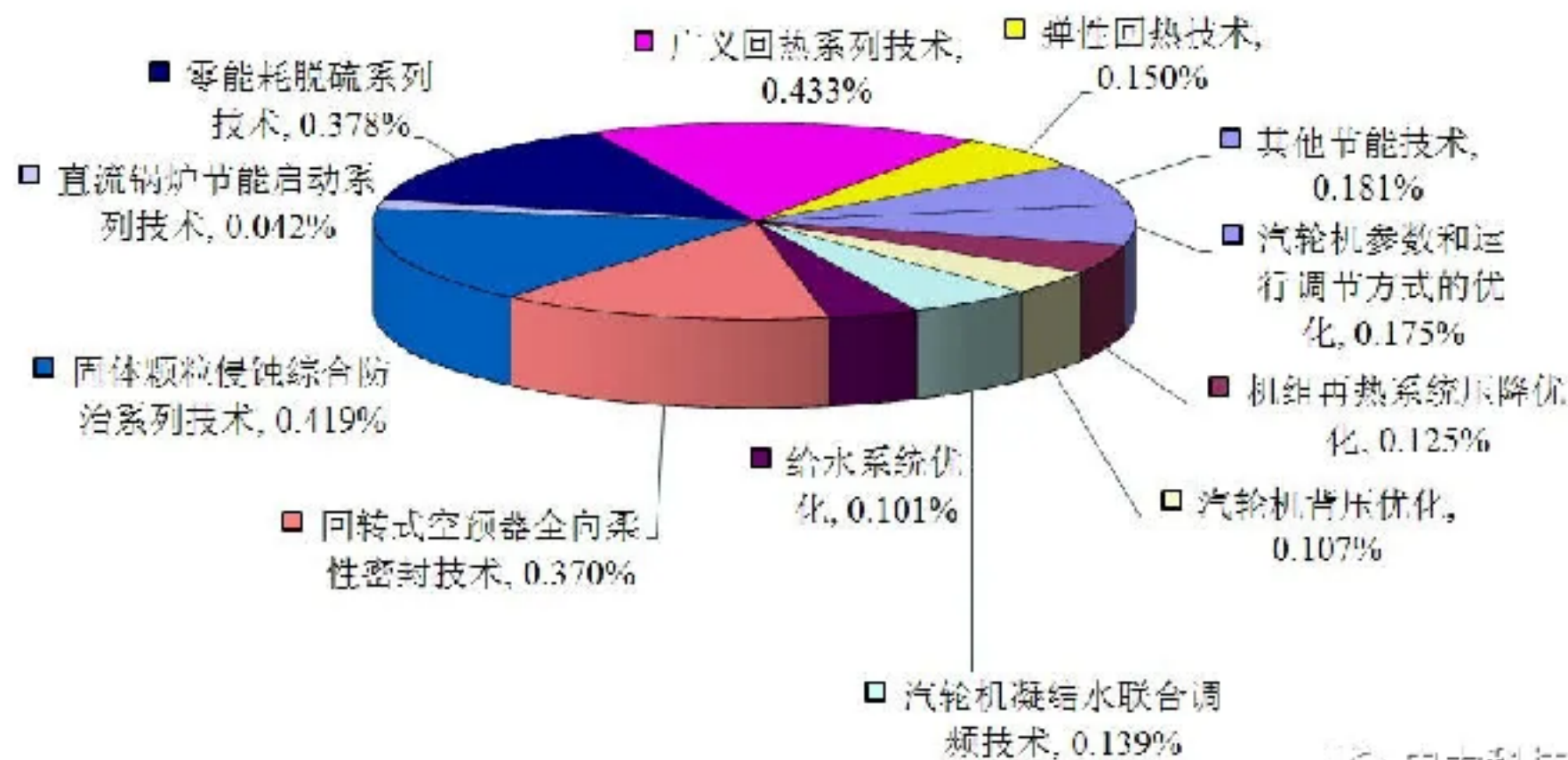


原世界运行效率最高的丹麦Nordjylland电厂3号411MW两次再热，低温海水冷却机组，2009年供电煤耗（不含供热）286.08克/千瓦时（净效率42.93%），平均发电负荷率89%。折合75%负荷率下的供电煤耗**288.48**克/千瓦时。

上海外高桥第三发电有限公司

节能新技术成效图

(冷效率增量%)



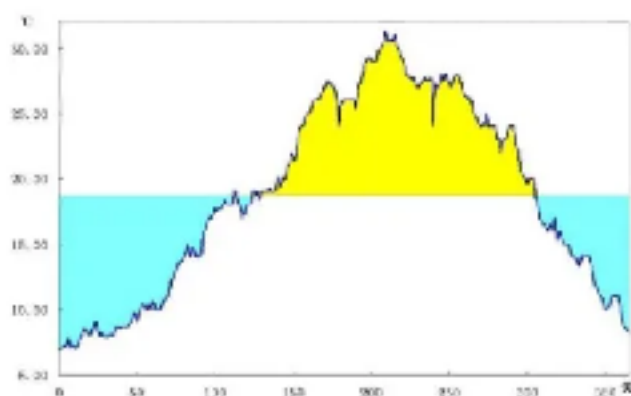
电力科技

外三工程的经验与遗憾

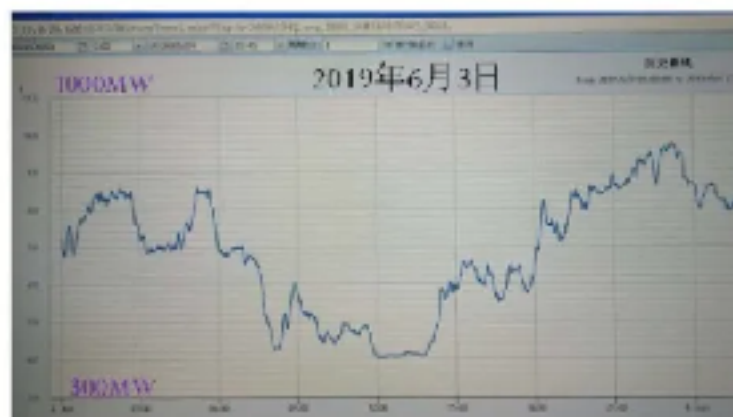
果断落实一系列的不可逆的优化项目，如，汽轮机补气阀的开启点优化；主、再热蒸汽管道压降的综合优化；配置全容量高压旁路和大容量低压旁路；采用单列高加；采用单台给水泵、不设电泵，配单独凝汽器，给水泵组低位布置；采用高性能的SM29磨煤机；设置发电机出口断路器，不设高压备用变压器等。

及时实施了一系列创新技术，尤其是彻底解决了蒸汽侧氧化和固体颗粒侵蚀问题。包括实施锅炉静压上水及热态水冲新技术、蒸汽加热启动技术、高过热度干态冲管技术、带旁路高动量冲洗技术等。使汽轮机能保持长期保持高效率，旁路长期不泄漏，锅炉无氧化皮囤积和堵管。

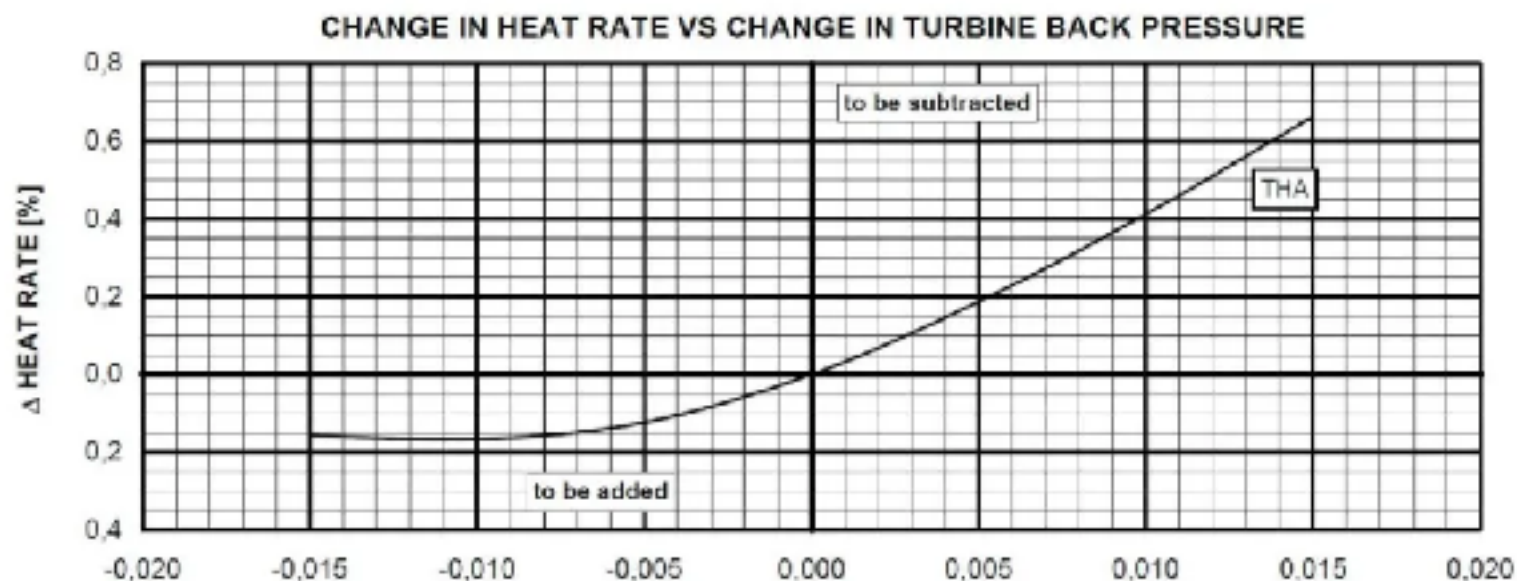
没能采用短叶片五缸六排汽的汽轮机。在投标阶段，上汽有两个方案可供选择，一个是四缸四排汽长叶片方案，排汽面积 50m^2 ；另一个是5缸六排汽短叶片方案，排汽面积 60m^2 。短叶片的5缸6排汽方案，在额定工况下的热耗比四缸四排汽方案低1.2%，低负荷下的热耗差更大，但遗憾的是因价格原因未能采用。



长江口全年水温变化



外高桥第三电厂8号机负荷曲线



1000MW四缸四排汽汽轮机 热耗/背压 修正曲线

二、外三技术的推广与发展

外三技术的复制推广

2014年及2015年，对华润铜山2台1000MW超超临界机组实施了广义回热等7项技术，性能试验表明，煤耗降>10克/千瓦时并实现了低负荷脱硝等，全厂可年节约标煤10余万吨。此外在安庆电厂1000MW机组改造、平山电厂一期660MW新建机组优化以及吴泾二发电600MW机组的改造等都取得了理想的效果。



高性价比的外三升级版——

华润曹妃甸2x1000MW一次再热超超临界机组工程综合优化



曹妃甸项目建设目标：

超越外三和常规两次再热，创造新的煤电能效世界之最

方法：

打造高性价比的外三升级版！

措施：

一、原则上全面传承外三与性能相关，已应用成熟的基本设计、系统优化、设备选型、控制方式、调试及运行方式等。

包括主、再热蒸汽管道压降的综合优化；配置全容量高压旁路和大容量低压旁路；采用单台全容量汽动给水泵，配独立凝汽器，不配电动给泵，给水泵等。在此基础上，参数和系统进一步优化。包括适当提升给水温度及再热温度等。

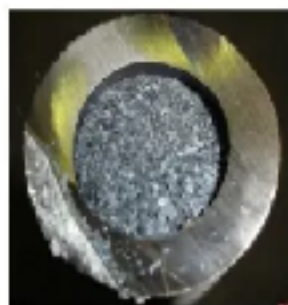
此外，为尽可能降低停炉概率，提高机组可靠性，机组设计有FCB功能。包括“停线不停电，停电不停机，停机不停炉”等。

二、选择应用大部分外三已验证成熟的创新技术

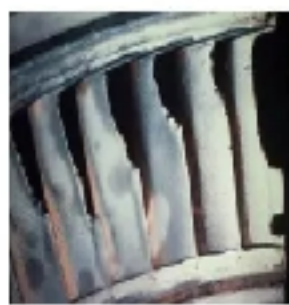
1、蒸汽侧氧化和固体颗粒侵蚀的综合防治系列技术

包括汽机旁路配置优化、锅炉侧系统冲管技术优化、静压上水及热态冲洗、蒸汽加热启动技术、高动量冲洗技术等，从而消除基建及投产后运行中锅炉及蒸汽管道的氧化皮快速生成、脱落、堵塞爆管和汽轮机、旁路阀的固体颗粒侵蚀问题。

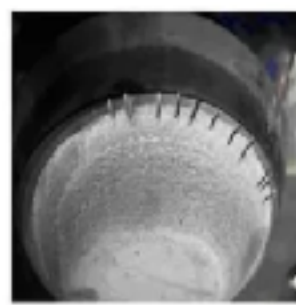
由于本项目因造价原因选择了T型锅炉，故相关技术做了适应性设计和改进，从应用情况来看，达到了非常好的效果。从目前的数据来看，汽轮机的高、中压缸的效率都优于设计值。



遭氧化皮阻塞的管子



被固体颗粒侵蚀的叶片



被固体颗粒侵蚀的旁路阀芯



- ❖ 随着中国超（超）临界机组的大规模建设，以及一些机组系统设计及启动方式的不当，这一问题也日益突出。除了因氧化皮阻塞引起的炉管超温和爆管事故呈频发之势外，其隐形的后果——固体颗粒侵蚀导致的机组效率下降也已逐步显现，部分机组已相当严重。

以下是3个1000MW超超临界项目（并网2~2.7年后）在线运行汽耗的比较：

8月中旬	对比机组	配置	负荷	给水流量	汽耗比
A电厂	2台 1000MW	Π型炉 有调节级汽轮机 一级旁路	949.9MW	2902.1T/h	1.0951 / 3.0552 +9.51%
B电厂	2台 1000MW	Π型炉 无调节级汽轮机 40%/65%旁路	966.5MW	2828.6T/h	1.049 / 2.9266 +4.9%
外三电厂	2台 1000MW	塔式炉 无调节级汽轮机 100%/65%旁路	950.7MW	2652.3T/h	1.0 / 2.7898

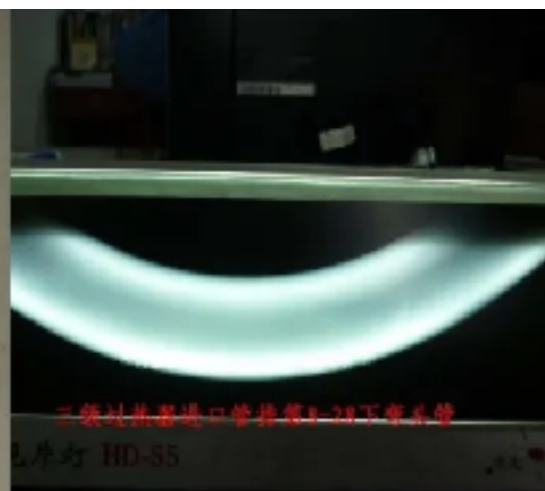
蒸汽氧化及SPE预防系列技术

- ❖ 针对这类问题产生的机理进行了全面和深入的研究，提出了综合治理的技术路线，其基本思路为：
 - ❖ 1、应设法防止和减缓高温蒸汽金属氧化物的生成；
 - ❖ 2、对于已生成的金属氧化物应避免其脱落；
 - ❖ 3、对已脱落的金属氧化物应尽快予以清除；
 - ❖ 4、对未能清除的金属氧化物应尽量减轻其对汽轮机叶片的破坏等。
- ❖ 根据这一思路和技术路线，研发了一整套所谓的中医全身疗法的蒸汽氧化和固体颗粒侵蚀综合治理的系列技术，他涵盖了系统设计、设备选型、施工及调试、机组控制、启动和运行方式等方面的一系列的改进和创新。从而使**这一困扰了世界发电领域几十年的顽症被彻底根治**

外高桥三发电锅炉运行30个月后炉管情况

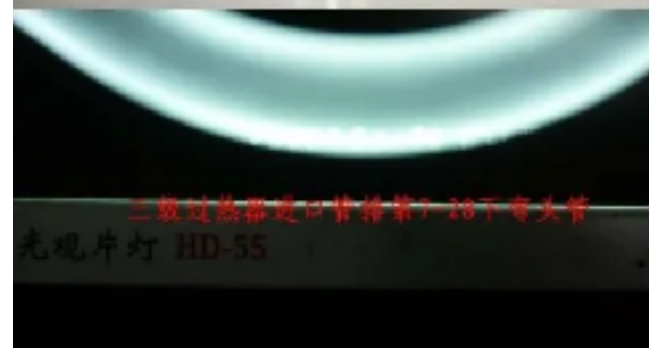


二再第13-5弯头管破开内壁情况



三级过热器进口管排第7-38下弯头管

光观片灯 HD-S5



三级过热器进口管排第7-38下弯头管

光观片灯 HD-S5



三级过热器第7-38根管破开内壁情况

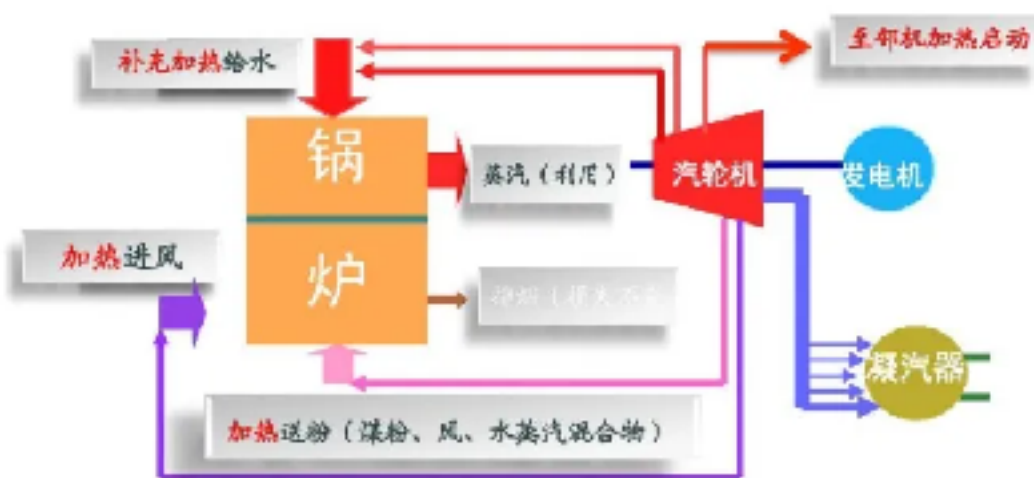
电力科技

运行30个月后，外三机组汽轮机叶片

2、广义回热及弹性回热系列技术

技术关键点在于拓展回热媒介，以锅炉输入的风、煤作为媒介，增加回热抽汽应用范畴和抽汽量，提高机组的经济性，提高锅炉的燃烧稳定性及煤粉燃尽率，同时通过提高空预器进风温度，显著提高空预器冷端换热片的平均运行温度，从而使空预器的结露区域下移，消除空预器结露堵塞问题。

根据机组低负荷运行的特点，以提高低负荷下的给水温度作为突破口，增设弹性回热器系统，使机组在整个滑压运行区域内保证给水维持在较高温度，在提高机组低负荷经济性的同时解决机组处于低负荷状态时脱硝系统需要停运的问题。



3、蒸汽及热风加热启动及催化剂延寿系列技术

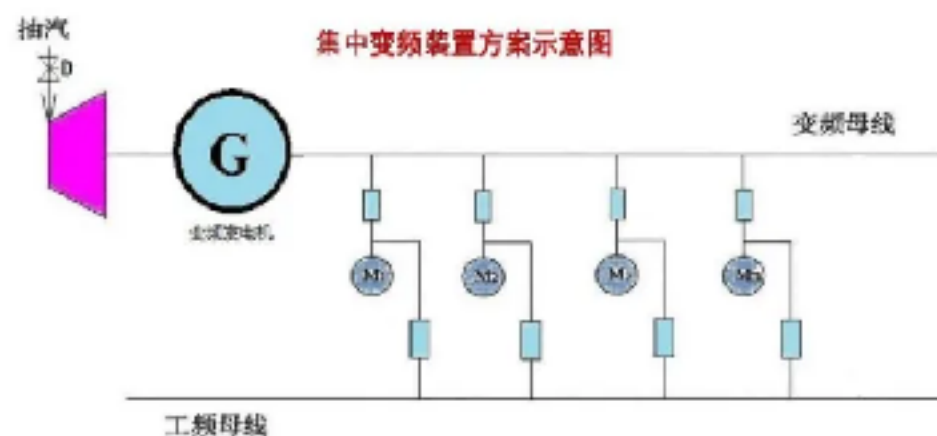
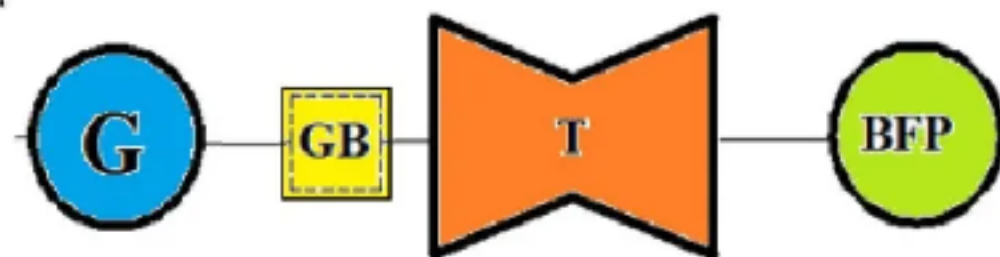
技术关键点在于在机组启动过程中以给水、风作为媒介，对锅炉的受热面进行整体预加热，使锅炉在点火时已处于一个“热炉、热风”的热环境，极大地缩短机组启动时间、降低启动能耗。在此基础上，利用热风条件在点火前对催化剂进行预烘热，可防止点火后其表面出现结露和粘结烟灰导致的有效反应面积减少，杜绝了在高负荷阶段出现的粘附含碳烟灰再燃烧导致的烧结使催化剂失活。确保催化剂长期高效运行，大大延长催化剂使用寿命

4、低温省煤器技术

技术关键点在于确保不发生低温腐蚀的基础上，最大化回收烟气余热及风机等设备的作功温升。

5、广义变频技术

继外三成功研发并应用了基于小型同步发电机的集中式变频系统后，在曹妃甸项目上进行了二次开发，将给水泵与变频发电机合二为一，组成了一套广义变频系统，部分主要辅机由变频发电母线供电，从而降低这部分辅机的低负荷电耗：





三、向环境要效率，采用低背压汽轮机

曹妃甸地处渤海湾，全年平均冷却水温约13℃，与德国的环境相似，完全有条件将设计背压降至3.3kPa，以提升机组效率。与常规4.9kPa的设计相比，仅此一项，就可降低热耗超过100kJ/kWh。

采用3.3kPa设计背压后，排汽容积流量与4.9kPa相比约增加50%，对汽轮机设计是一个挑战。作为一台设计容量为1050MW的一次再热超超临界低背压机组，有两个德国电厂的百万级一次再热超超临界汽轮机的汽缸配置设计可供参考：

电厂	机组容量	设计背压	末级叶片长度	汽缸配置
Niederausem	1012MW	3.3kPa	1146mm (45")	5缸6排汽
Neurath	1100MW	3.3kPa	1400mm (55")	4缸4排汽

毫无疑问，采用长叶片四缸四排汽的配置方案，其造价相对较低，但在低负荷下，其热耗上升速率远高于较短叶片的五缸六排汽方案。显然，在煤电担任调峰主力的中国电网环境中，五缸六排汽方案更合理。故最终选择了上汽的单支点五缸六排汽方案。



三个电厂的参数及热耗对照表

	外三	曹妃甸	某典型二次再热
再热次数	一次再热	一次再热	二次再热
对照功率	1000MW	1000MW	1000MW
主汽压力/温度	25.9MPa/600°C	26.9MPa/600°C	30MPa/600°C
一再压力/温度	5.37MPa/600°C	5.21MPa/620°C	10.1MPa/610°C
二再压力/温度			3.09MPa/610°C
给水温度	293°C	304.5°C	315°C
排汽压力	4.73kPa	3.3kPa	4.5kPa
汽轮机热耗			7066 kJ/kWh(含低省)
汽轮机热耗	7320 kJ/kWh	7144 kJ/kWh	7098.4 kJ/kWh(无低省)

三个电厂的参数及热耗对照表

	外三	曹妃甸++	某典型二次再热
再热次数	一次再热	一次再热	二次再热
对照功率	1000MW	1000MW	1000MW
主汽压力/温度	25.9MPa/600°C	30MPa/600°C	30MPa/600°C
一再压力/温度	5.37MPa/600°C	5.21MPa/620°C	10.1MPa/610°C
二再压力/温度			3.09MPa/610°C
给水温度	293°C	315°C	315°C
排汽压力	4.73kPa	3.3kPa	4.5kPa
汽轮机热耗			7066 kJ/kWh(含低省)
汽轮机热耗	7320 kJ/kWh	7095.5 kJ/kWh	7098.4 kJ/kWh(无低省)

++注：本表虚拟的将曹妃甸的主汽压力及给水温度拉至与二次再热机组齐平，可得到的汽轮机热耗

中国地图



三个电厂的参数及热耗对照表

	外三	曹妃甸++	某典型二次再热
再热次数	一次再热	一次再热	二次再热
对照功率	1000MW	1000MW	1000MW
主汽压力/温度	25.9MPa/600°C	30MPa/600°C	30MPa/600°C
一再压力/温度	5.37MPa/600°C	5.21MPa/610°C	10.1MPa/610°C
二再压力/温度			3.09MPa/610°C
给水温度	293°C	315°C	315°C
排汽压力	4.73kPa	4.5kPa	4.5kPa
汽轮机热耗			7066 kJ/kWh(含低省)
汽轮机热耗	7320 kJ/kWh	7194.7 kJ/kWh	7098.4 kJ/kWh(无低省)

++注：本表虚拟的将曹妃甸的主汽压力、给水温度、再热温度及背压都拉至与二次再热机组齐平，可得到的汽轮机热耗

1. 从目前机组的在线运行数据来看，机组的总体情况优于预期，其净效率超越常规两次再热机组已无悬念，达到甚至超过设计目标（**263g/kWh**）应是大概率的。
2. 工程总投资控制得非常好，单位造价仅为**2800元**，远低于两次再热（仅为两次再热的78%不到）。显示了极高的性价比。一方面显示了华润及项目公司卓越的投资控制能力，同时也澄清了外界以为外三技术是靠高造价堆砌而成的传言。
3. 汽轮机的汽缸效率极佳，高压缸效率甚至达到**91~92%**，远优于其设计值89.3%。在当今世界应属罕见的顶级水平。虽然本次保效技术实施的成效斐然，但最多只能保住其原有的最佳效率而不可能提升。因此，制造质量和现场安装质量以及工程质量管理体系均值得高度肯定及认真总结。
4. 项目公司对循环水引入系统的优化很有成效，其1000MW机组的夏季循环水温比一期300MW机组的水温低**2℃**，这使得机组的低背压设计能发挥更有效的作用。
5. 本项目的最成功之处在于华润控股制定的其自身的发展战略，以及对曹妃甸项目的战略定位及建设目标。尤其是“**性能优先，兼顾造价**”这8个字的建设原则，最终成就了一个极高性价比的成果，也竖起了当前煤电效率新的世界标杆。



三、进一步提升效率之探索 ——高低位布置技术

煤电继续提升效率的技术途径：

从热力学理论角度，水蒸汽热力循环效率提升的措施主要有：

- 1、提高初参数；
 - 2、降低终参数；
 - 3、采用再热循环及增加再热次数；
 - 4、采用回热循环。
- 提升初参数会受到材料的限制，700℃材料的商业化还有很长的路要走。
 - 降低终参数则受到环境条件的制约。
 - 目前大型煤电机组普遍采用了再热和回热技术。

若需进一步提升效率，增加再热次数，采用两次再热确实是一条可行之路，但从前述的两次再热与一次再热的比较来看，在同等边界条件下，仅低了96.3 kJ/kWh，相当于低4克/千瓦时，似乎其优势过小。

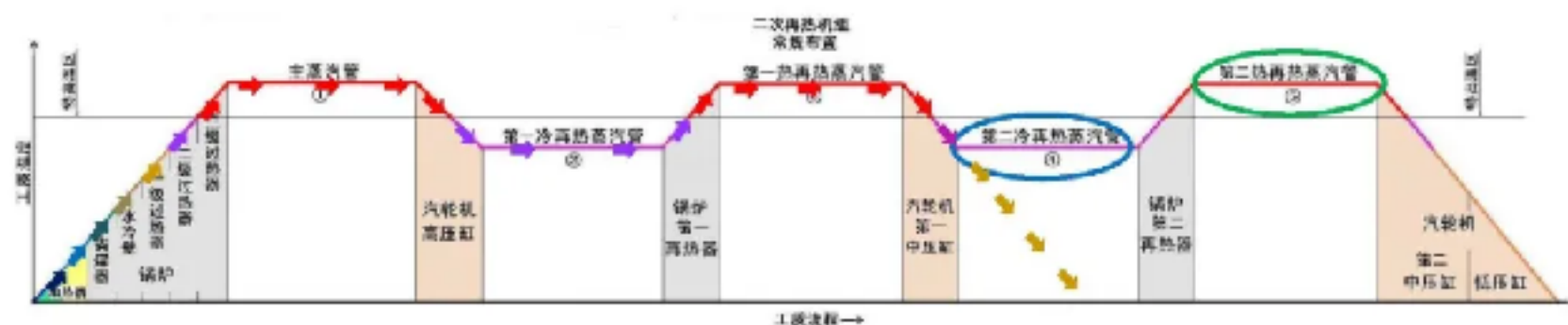
进一步研究可以发现，上述的问题主要是由于传统的二次再热设计导致其边际效益过低。

进一步发展高效煤电的主要技术途径

增加再热次数，采用二次再热

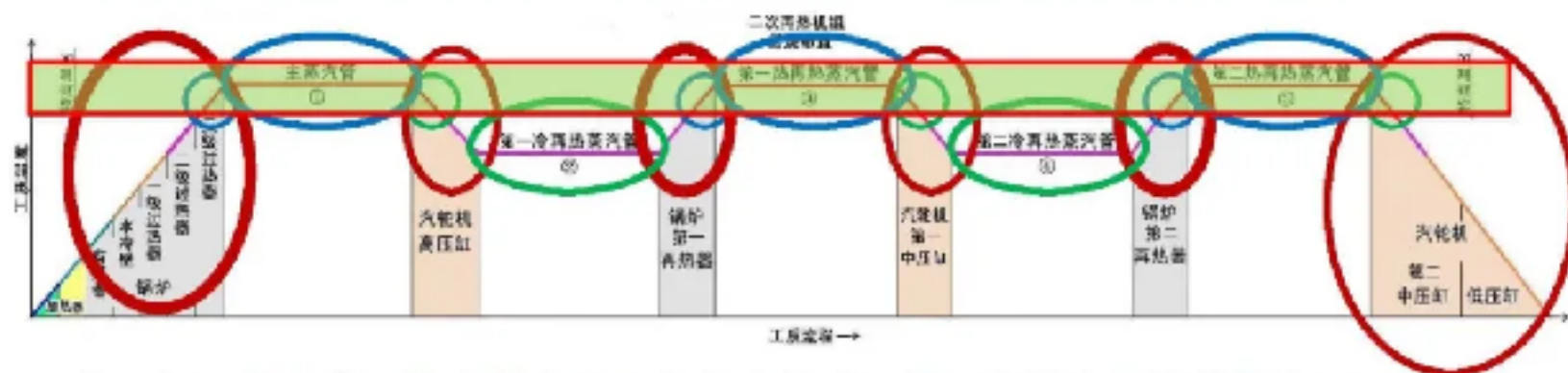
传统设计的二次再热机组，主、再热蒸汽在锅炉与汽轮机房之间多次来回。对于特大型机组，锅炉越来越高，单根蒸汽管道的平均长度就达200m。其存在问题：

- (1) 增加了压力较低的大直径第二次再热管道，布置困难；
- (2) 大直径高温蒸汽管道价格昂贵；
- (3) 增加了系统阻力，降低了蒸汽的做功能力；增加了散热损失；
- (4) 大大增加了系统储存的蒸汽量，汽轮机负荷调节惯性显著增加；
- (5) 与一次再热相比，常规二次再热的边际效益显著降低



二次再热机组的工质温度在系统中的变化特征（见下图）：

- 在锅炉内，工质从省煤器到末级过热器出口以及进入第一再热器和第二再热器，温度均为单边上升。
- 在汽轮机内，工质在高压缸、第一中压缸、第二中压缸和低压缸，温度均为单边下降。
- 但连接锅炉和汽轮机的蒸汽管道则为等温过程（不计因散热和压力损失导致的温度微降）。
- 在整个工质流程中的特高温区（见下图），需要耐高温材料。以700℃蒸汽参数为例，特高温区需要应用昂贵的超级镍基合金。
- 对于锅炉，仅末级过热器及末级再热器需要。
- 对于汽轮机，为高压缸和中压缸的前几级需要，这可以应用焊接转子及焊接内缸的方法解决。
- 对于大口径蒸汽管道，则主蒸汽及一、二次热再热管道全程需要耐高温材料。数量巨大，加上保温材料、支吊架等，价格惊人。并且这些管道还增加了系统阻力损失和散热损失等。



大口径、高温高压的主蒸汽和再热蒸汽管道，其阻力损失和散热损失以及昂贵的造价，已成为了高效超临界技术发展的主要瓶颈！

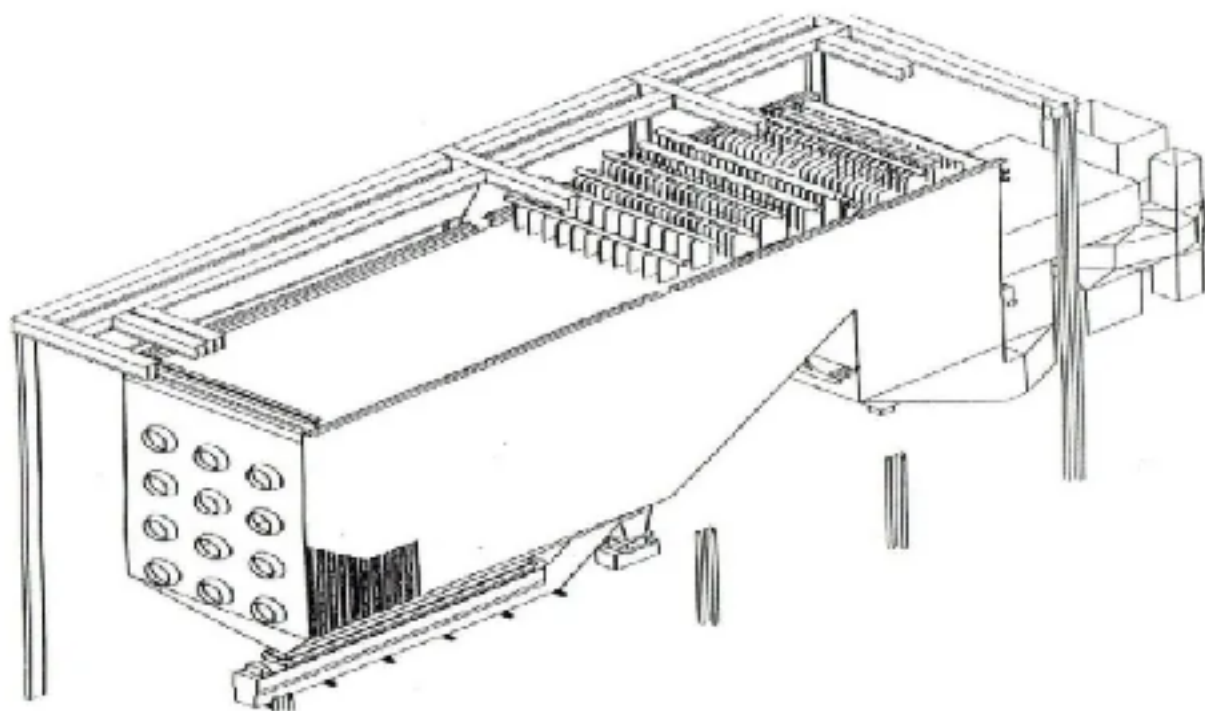
为解决主要因高温管道而引起的一系列问题，需对传统的轴系设计和布置方式进行重大变革。
问题是，一百多年来，我们已习惯了汽轮发电机在同一个平面布置，从没怀疑其合理性。

需打破传统的设计理念去寻求突破！

突破的重点，就是尽可能的缩短锅炉出口联箱至汽轮机的距离

锅炉总是昂首挺立，总认为天经地义

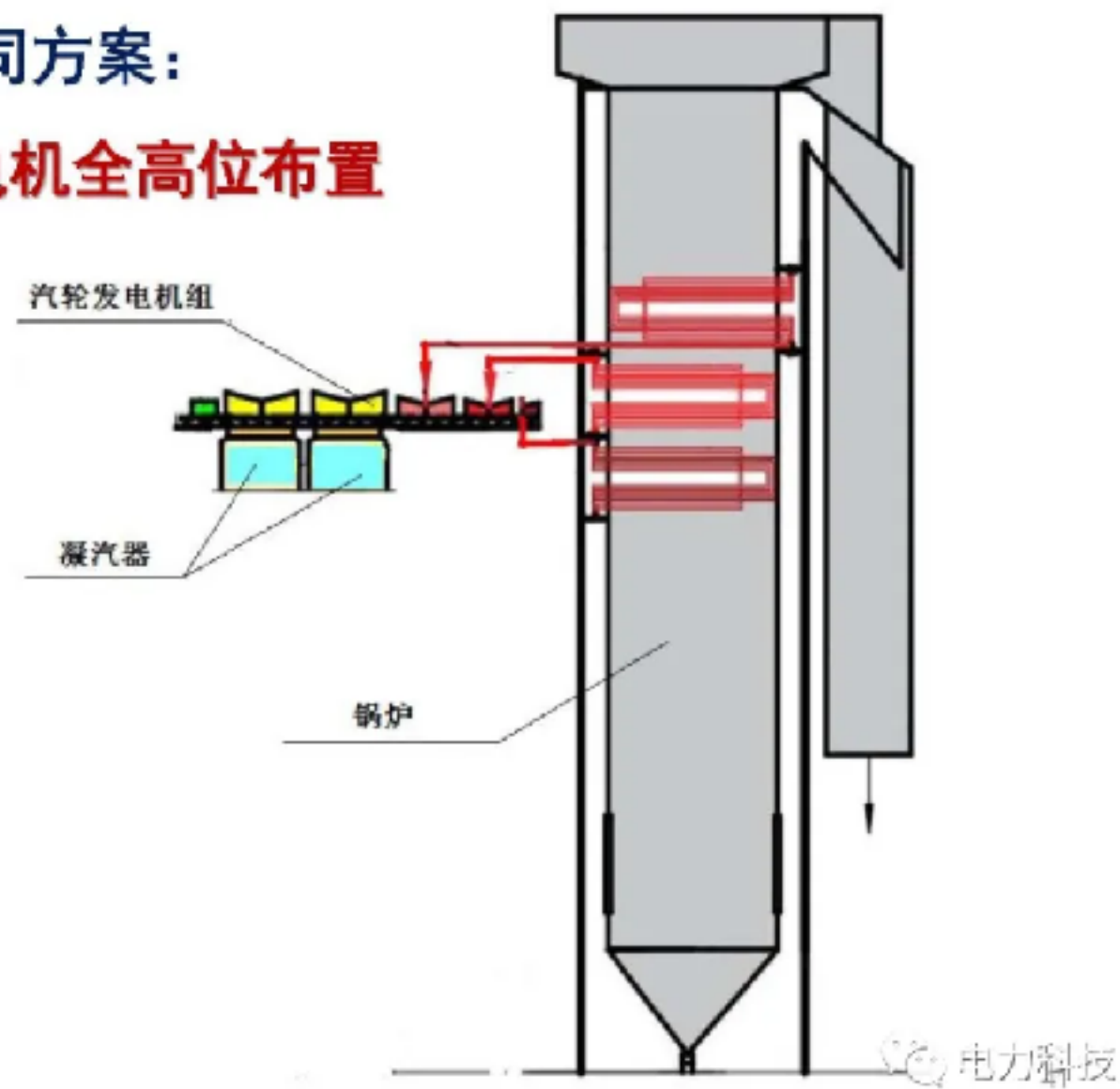
SIEMENS方案：采用卧式垂直管直流锅炉



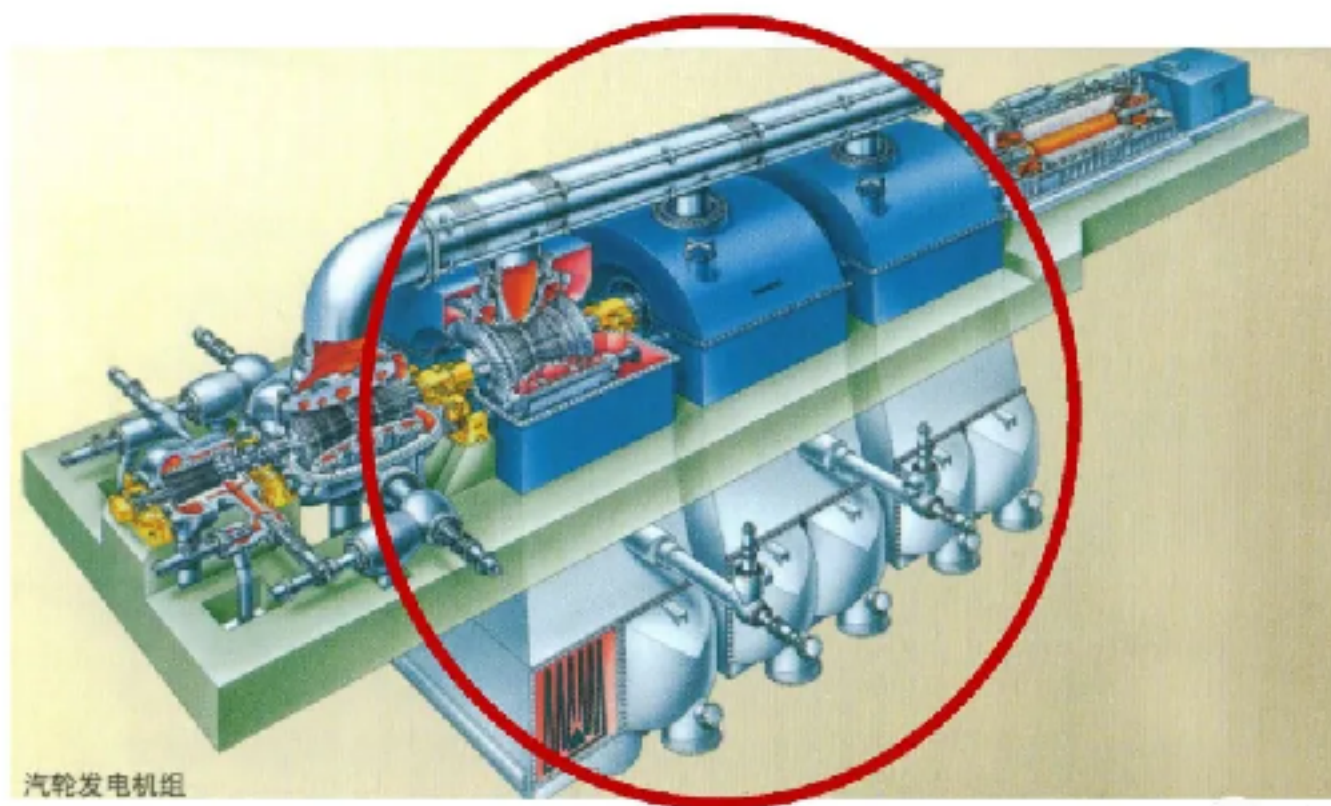
该方案虽能大大缩短锅炉与汽轮机的蒸汽管道连接长度，但经论证，对于大型燃煤锅炉，该方案不可行。

德国RWE公司方案：

——汽轮发电机全高位布置



- 汽轮发电机整体高位布置，体积巨大且极其沉重的低压缸及充水的凝汽器将使高位平台难以设计。
- 将循环水提升至高位平台，所增加的水泵耗能将吞噬机组所有的效率提升额。



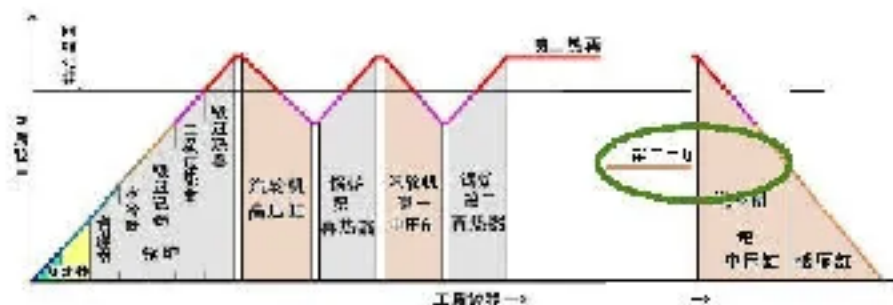
但是若采用双轴汽轮发电机组设计



设想把汽轮机的高、中压汽缸放到锅炉上去！

(1) 把高压缸放置到靠近锅炉蒸汽联箱处（高位布置），则主蒸汽管①和第一冷再热蒸汽管②被消除。见图

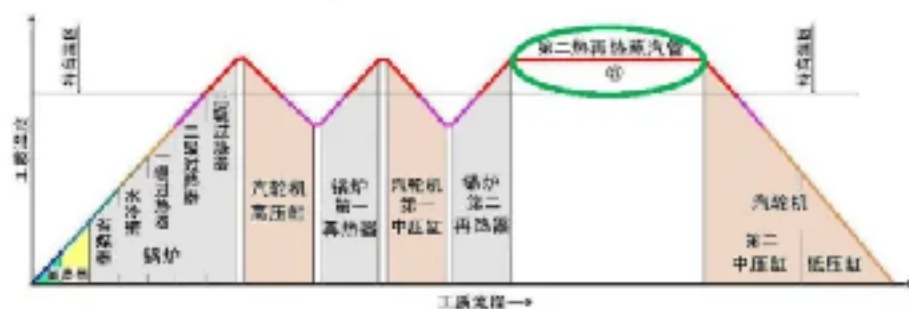
(2) 把汽轮机第一中压缸放到高位布置，显然第一热再热蒸汽管③和第二冷再热蒸汽管④也被消除。见图



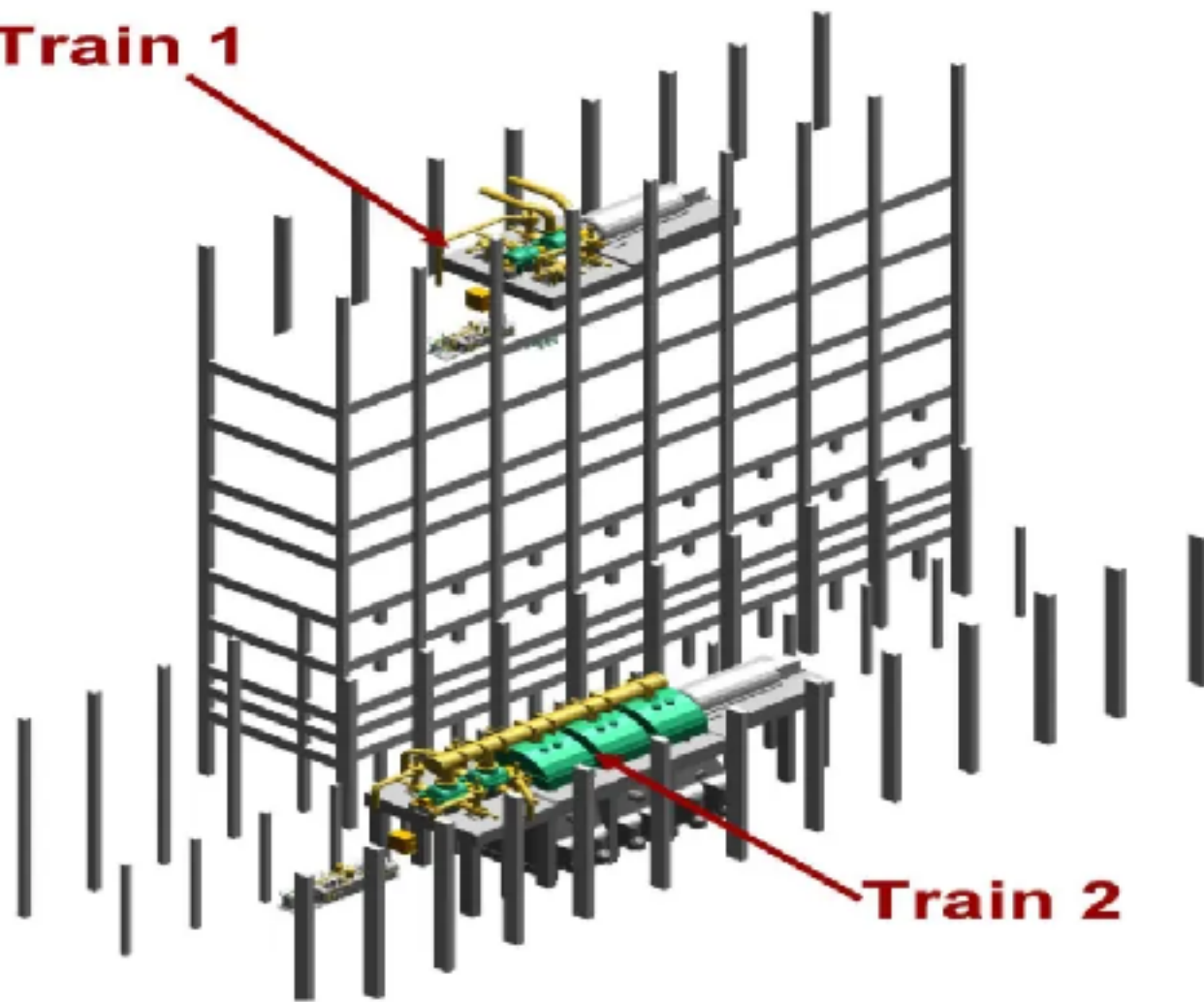
由图可见，原先的5根蒸汽管中的4根已消失，与此对应的阻力损失和散热损失都将不复存在。

如果剩下的高温蒸汽管⑤也需要被消除（这对700℃技术尤其重要），还可将第二中压缸高位布置，此时，需增加一根低温的第二中压缸排汽管。如图。

- 采用高低位分轴布置，管道总量可被最大限度的减少，两次再热机组的优势便可得到发挥。
- 采用了双轴技术，单机容量的瓶颈被打开，按现有的锅炉和汽轮机设计技术，单机容量可增大至1300MW—1500MW
- 2009年-2011年，我们先后与华东电力设计院、德国SIEMENS及ALSTOM等合作，就基于现有材料和装备技术，对该技术的工程化应用进行了研究论证，设想容量为1350MW，超超临界(600℃等级)两次再热机组。
- 为降低研究风险，且目前600℃管道价格尚可，故暂先考虑将高压缸和第一中压缸高位布置。第二中压缸及低压缸低位布置。因此，蒸汽管道只剩下了第二热再热蒸汽管道。

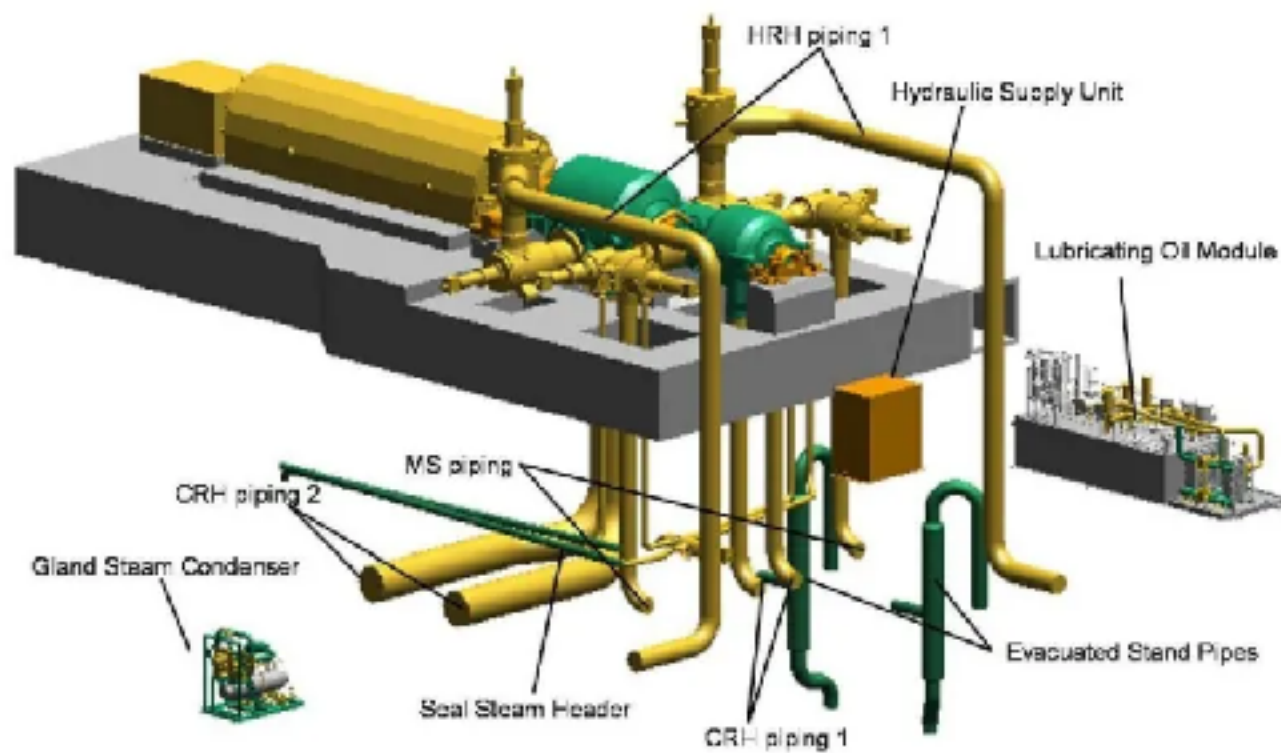


Train 1

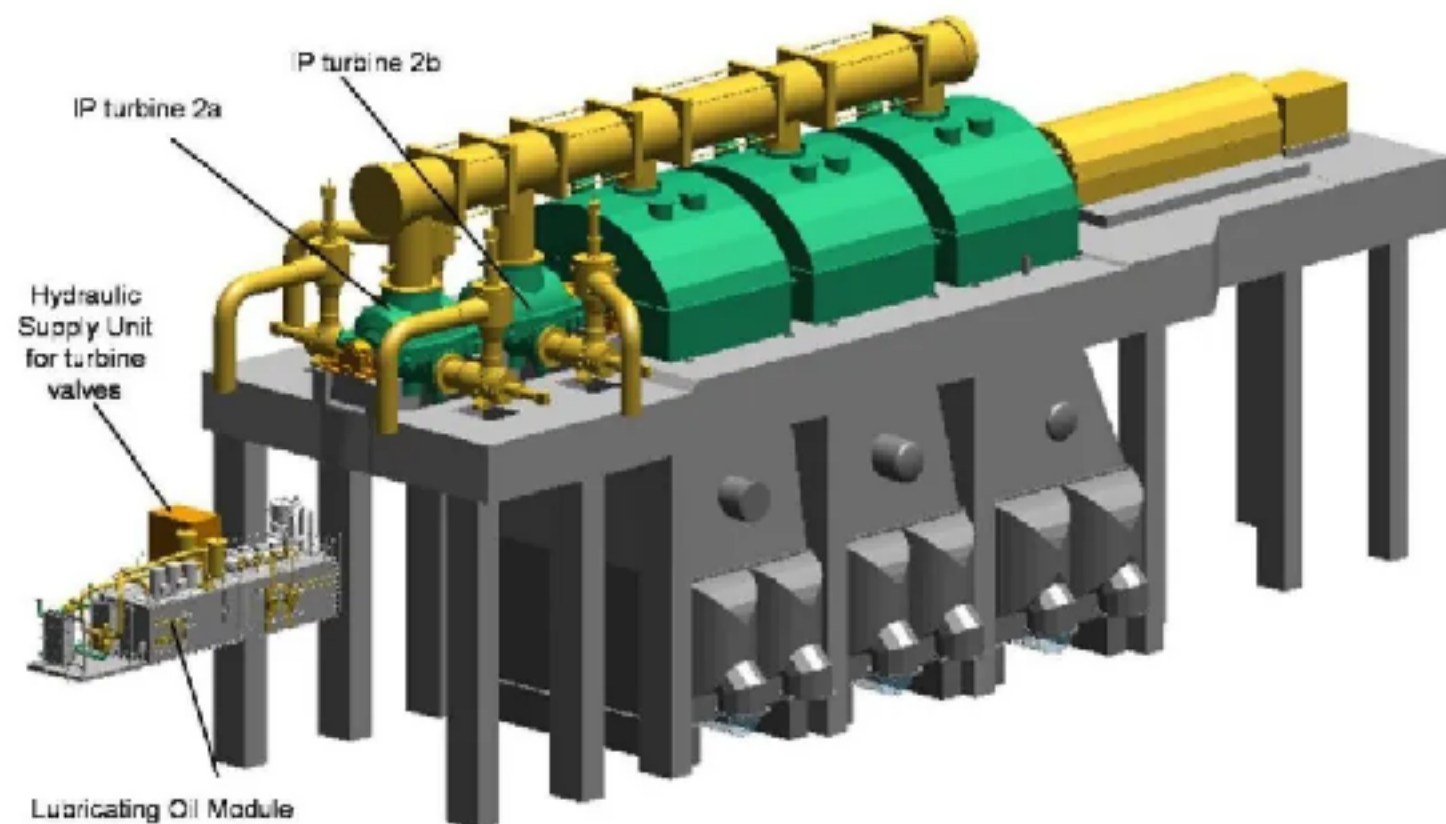


Train 2

A



1350MW高位汽轮发电机单元
含高压缸HP及第一中压缸IP1



1350MW低位汽轮发电机单元
含第二中压缸IP2a, IP2b及低压缸LP×3

蒸汽参数选择及优化：

主蒸汽压力，根据SIEMENS高压缸模块，目前可达32.5MPa，按全周进汽滑压运行考虑，自VWO（汽轮机调阀全开）工况滑压至THA（额定）工况，为**31.1MPa**。

第一冷再压力：存在最优值（**11MPa**），但由于该级连接着最高压力等级的高压加热器，其压力饱和值直接对应着给水温度，并影响这锅炉设计及广义回热的设计，最终选取值为**9.257MPa**。

第二冷再压力：该级最优压力区域为**2.2~2.35MPa**，为降低容积流量，最终选取**2.489MPa**。

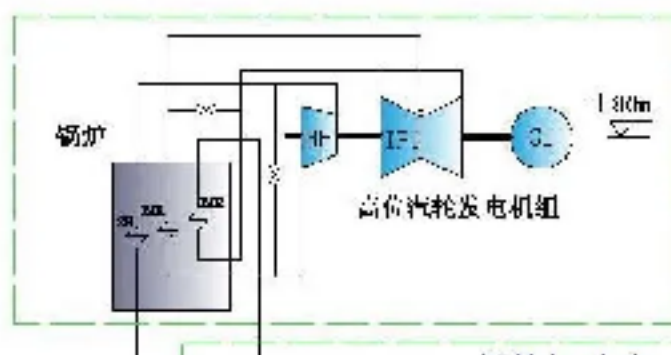
排汽压力：根据当地的气象条件，根据技术经济比较，最终选取**4kPa**。

主蒸汽及第一热再温度：基于高位布置的有利条件，蒸汽管道温降可以忽略，最终选取主蒸汽温度为**610℃**。同理，选取第一热再温度为**630℃**。

第二热再温度：按理，第二热再也可选为630℃，但是由于第二再热器为控制管屏间温差，并受制于联箱材料P92允许工作温度的限额，其再热器压降需增大，这就会又导致热耗的上升，最终权衡的结果是温度降至**623℃**。

1350MW、二次再热、超超临界机组高低位分轴布置汽轮发电机组

高位机功率: **603.3 MW**



设计参数 (THA):

额定功率: 1350MW

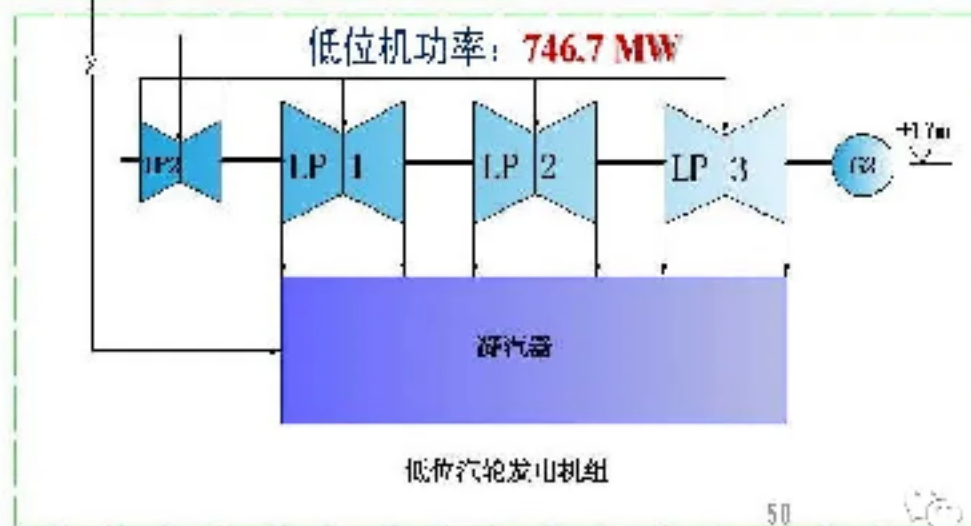
主蒸汽流量: 3191T/h, 最大3448T/h

主蒸汽压力/一次/二次再热蒸汽压力:
31.1MPa/9.257MPa/2.489MPa

主蒸汽温度/一次/二次再热蒸汽温度:
610℃/630℃/623℃

排汽压力: 4.0kPa

低位机功率: **746.7 MW**



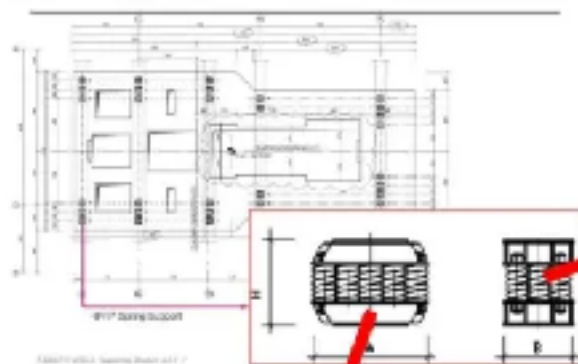
汽缸模块及机组容量选择说明：

- ❖ 由于二次再热蒸汽压力低，温度高，比容及容积流量大。受汽缸第一级动叶的强度（高度）的限制，双流型汽缸的最大容量相应受限，故采用单第二中压缸的汽轮发电机组总容量将被限制在700MW等级，超过这一等级，需采用两个中压二缸。基于较长叶片（容积流量相对较高）的汽缸具有较高内效率的特点，采用两个中压二缸的机组，整机总容量应尽可能接近1400MW等级。
- ❖ 若在提高机组容量的同时仅采用一个第二中压缸，如 1000MW单轴两次再热机组，则必须大幅提升二次再热压力，显著降低蒸汽比容，这会导致机组效率明显的下降。
- ❖ 根据目前低压缸末级叶片技术水平以及设计排汽压力，以外三低压缸模块为参照，采用三个低压缸模块，机组容量为1350MW较佳。
- ❖ 采用高低位分轴布置的汽轮发电机，会遇到一系列新的问题。如，高位机的振动能量吸收、高位机与锅炉蒸汽管道的热应力问题等。

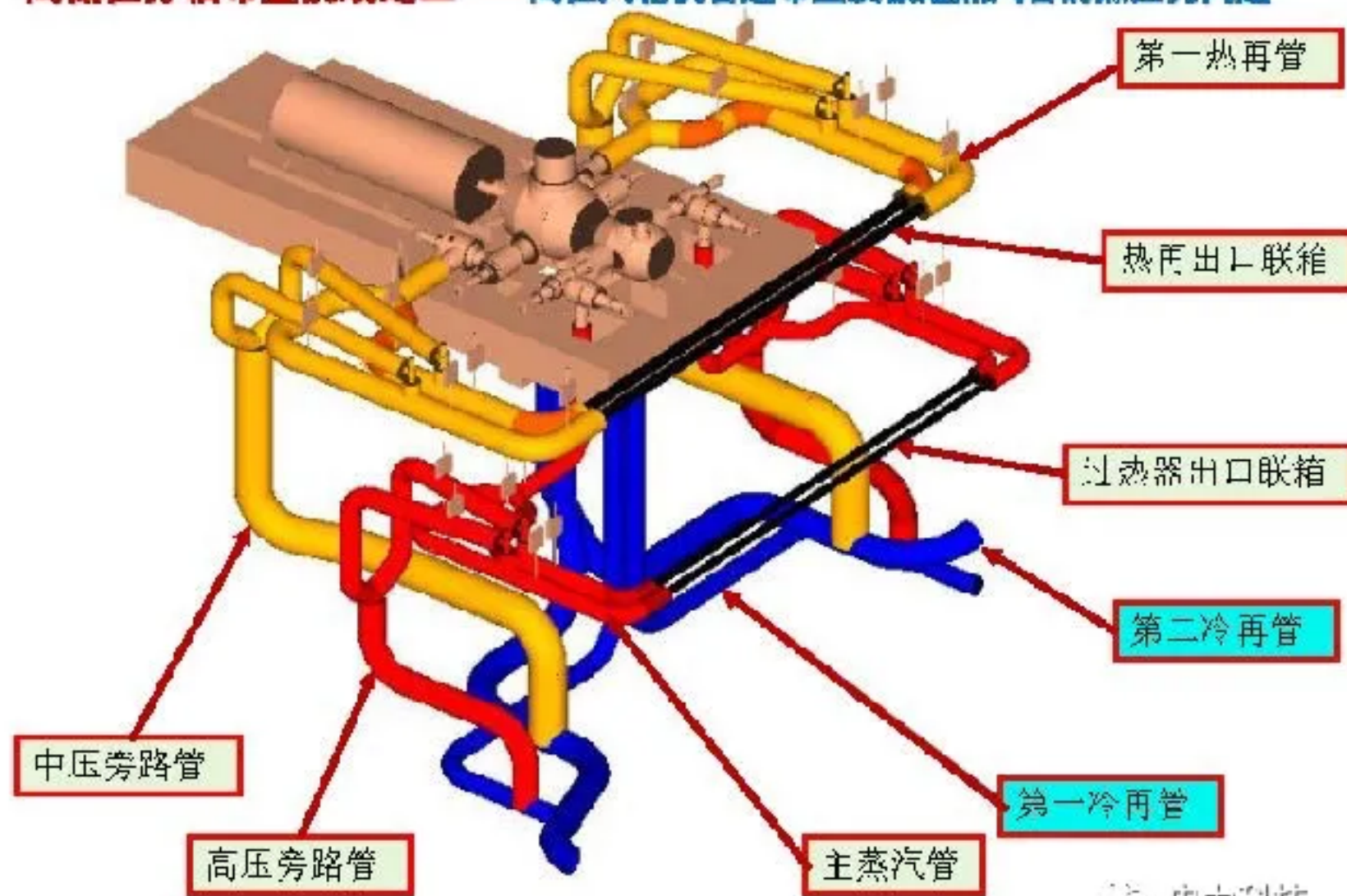
高低位分轴布置问题之一——高位机振动能量的吸收问题

高位布置汽轮发电机基础平台支撑方式

在85米高度布置汽轮发电机组，确实很有挑战性，尤其是高位机振动能量的吸收。但是，现有的弹簧基础已能提供完善的解决方案。

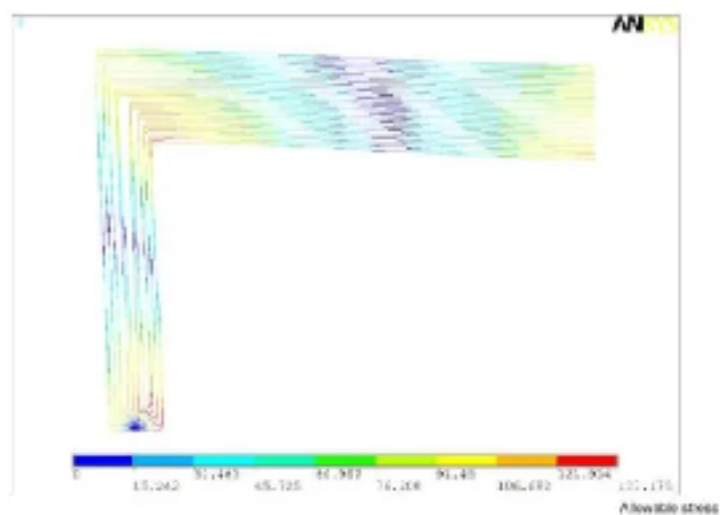


高低位分轴布置挑战之二——高位汽轮机管道布置及极短蒸汽管的热应力问题

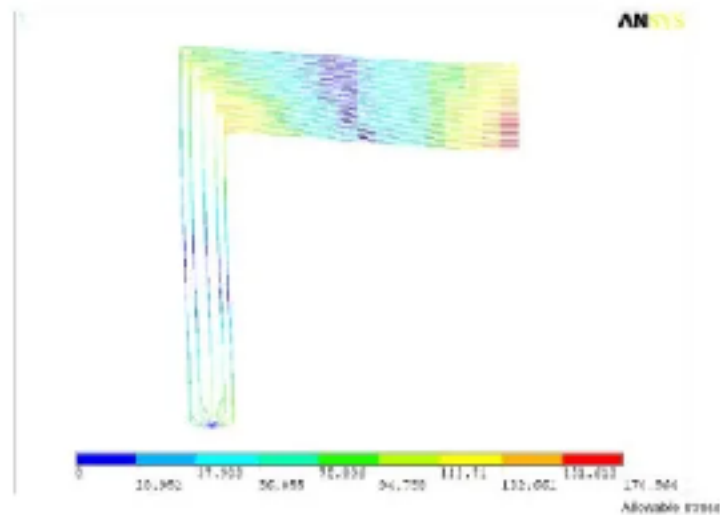


高位汽轮机与锅炉联箱连接蒸汽管的热膨胀吸收

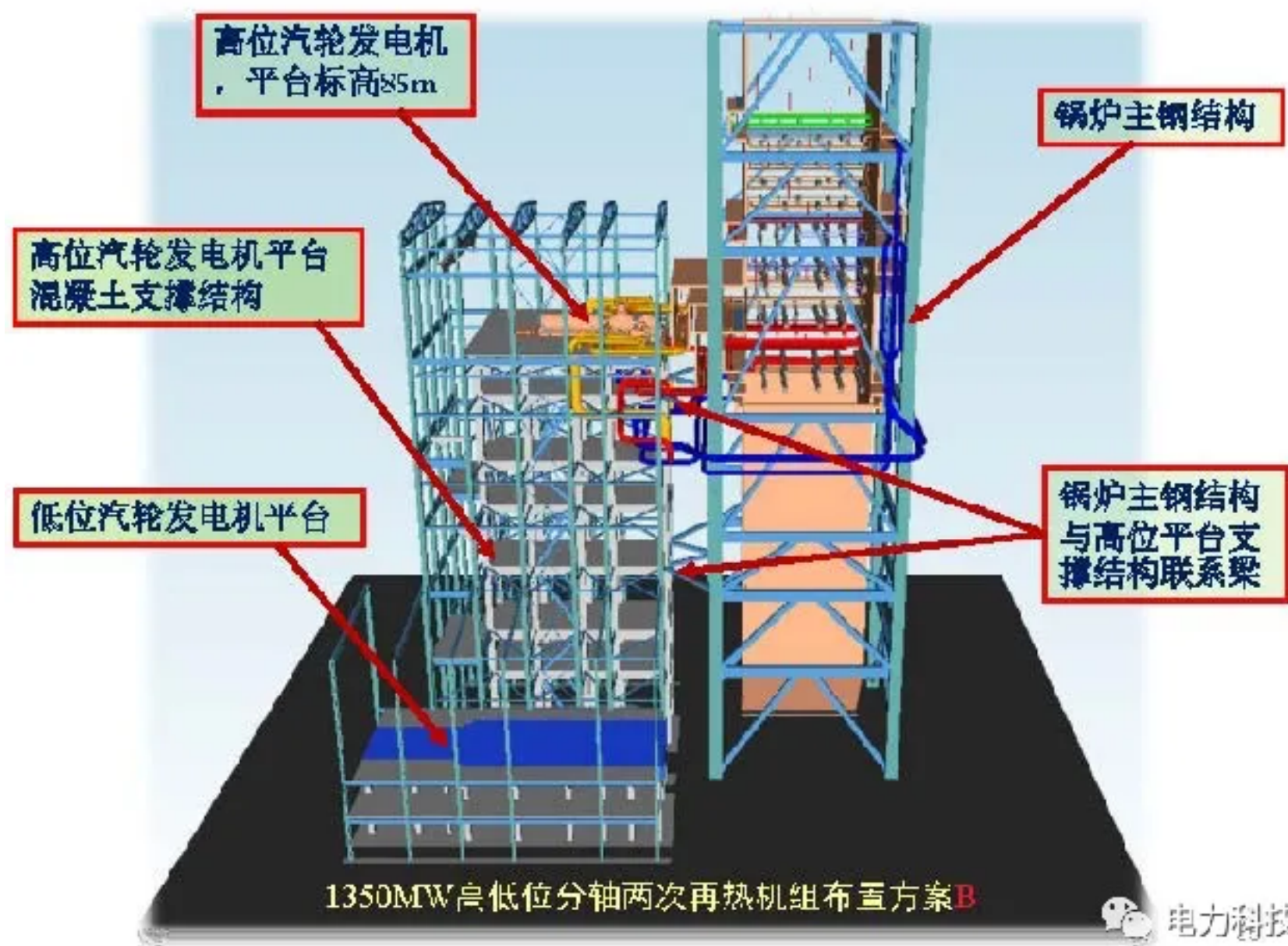
浮动联箱技术



再热器出口联箱上受热面管束的应力分配



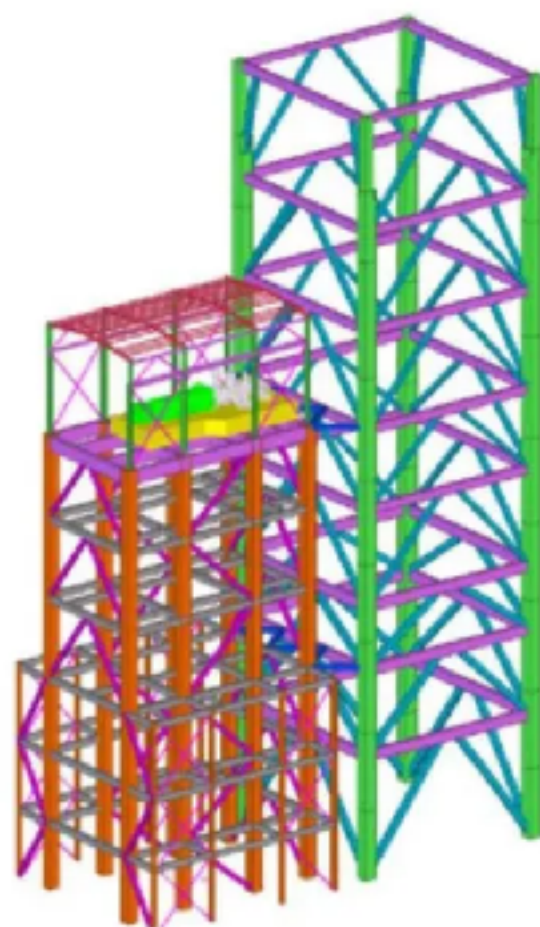
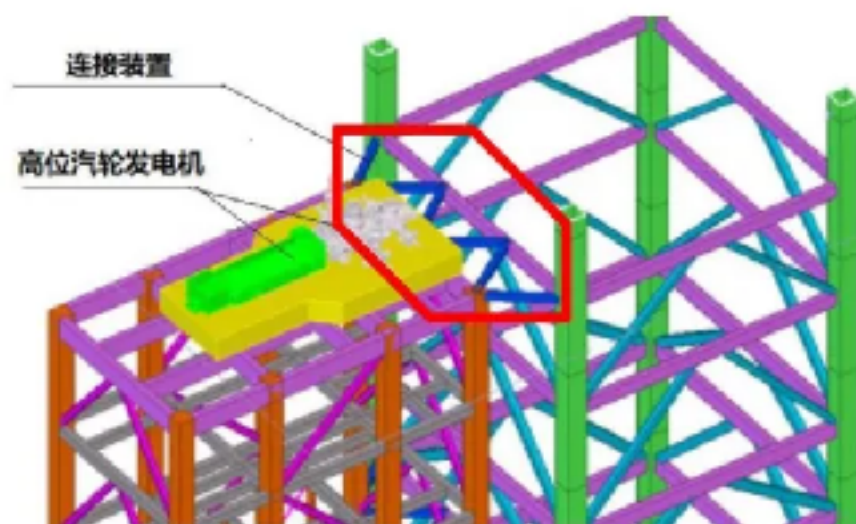
过热器出口联箱上受热面管束的应力分配



高低位分轴布置挑战之三——

锅炉钢结构与高位汽轮发电机厂房在地震及风载荷扰动下的位移差控制问题

高位汽轮发电机基础混凝土框架
与锅炉主钢结构联接方式



高低位分轴布置问题之四——高位汽轮发电机的超速问题

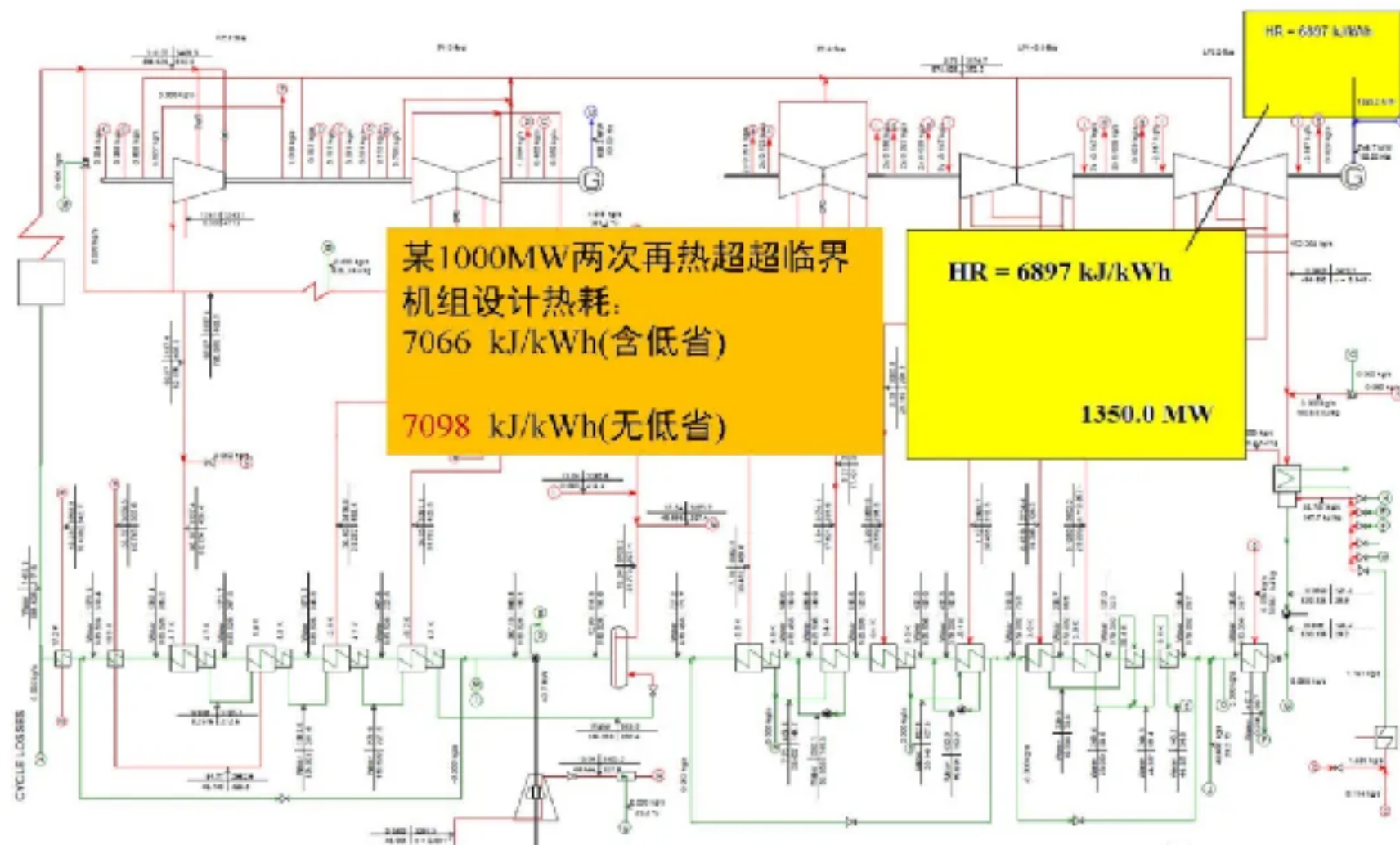
由于高位汽轮机只有直径和质量最小的两个汽缸，导致高位轴系的转子转动惯量很小，其时间常数仅为常规凝汽式机组的1/3不到，极易超速

SIEMENS经研究后表示这一问题无法解决，只能采取超速保护提前动作的方式，一旦转速达到3150 rpm，保护立即动作，跳主汽门停机。这实际上对安全运行和事故恢复均不利。

解决方案：基于FCB技术的超速控制技术

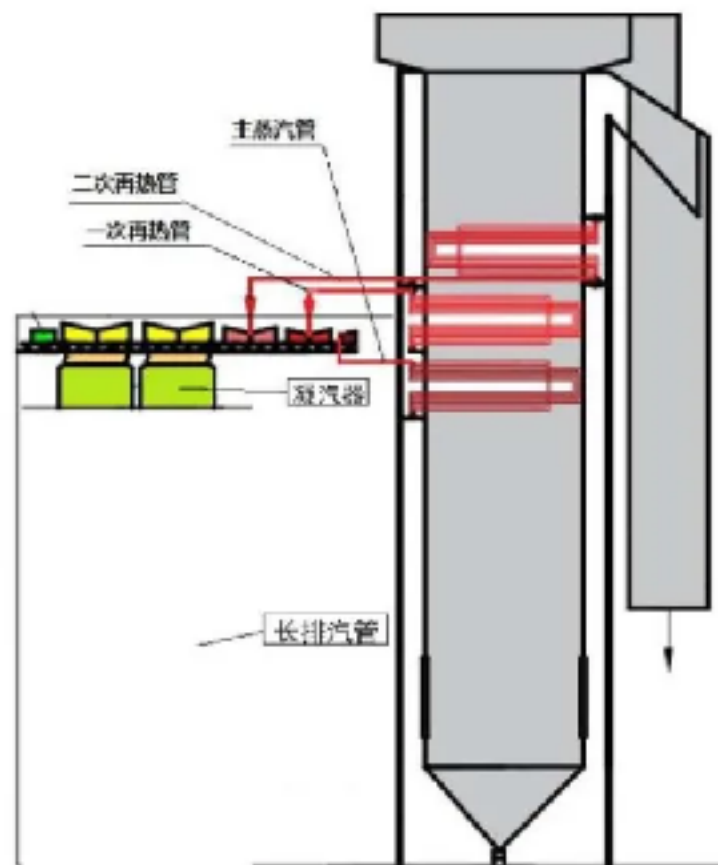
当线路侧故障跳闸后，发电机不灭磁，两台发电机进入FCB状态，组成带厂用电的孤立电网，相互间构成电磁绑定效应。

由于两台发电机时间常数不同，在FCB的初始阶段会出现不同的瞬时速度及相角差，故两机间可传递极大的电磁同步转矩（电磁绑定），而低位机的转动惯量达高位机的7倍余，因此，在甩负荷的工况下，高位机转子会被低位机牢牢的“拖住”而不会超速。



平山机组的升级版——高、低位单轴汽轮发电机技术

- **德国全高位布置不成功的关键问题：**
循环水泵扬程过高及功耗太大，得不偿失。
- **解决方案：**汽缸与发电机全高位布置，轴系与锅炉垂直，凝汽器常规布置，低压缸与凝汽器之间通过大直径的排汽管连接。例如：600MW等级容量机组的两次再热机组，单轴五缸配置。
- **运行特征：**采用此布置方案的汽轮发电机组，从机组的运行特性角度，与常规布置的机组无异。包括机组的启、停，负荷控制，连锁保护等。



■ 技术特点及优势：

1、相对高低位布置两次再热机组来说，热二再蒸汽管道也可极大地缩短，因而，不仅进一步减少了大直径昂贵的热二再蒸汽管道，而且也减少了相应的管道压降和散热损失。

2、系统管道的总储汽量进一步减少，机组的调节惯性更小。

3、排汽管的直径和长度分别为~7.5米和~60米，但管内排汽参数低，排汽管可采用普通碳钢材料，投资相对低；

4、排汽管采用直管，管道压力损失小。例如：机组在THA工况下，背压为5kPa时，排汽管压力损失仅为**15Pa**（对应的热耗损失约**1kJ/kWh**）。

- 对于未来700℃汽轮发电技术，汽轮机全高位布置设计可能是唯一选择。
- 该技术拟应用在安徽阜阳2×660MW两次再热项目上。该项目已在2017年被核准。

A large industrial turbine or engine component is shown inside a factory. The component is complex, with various pipes, valves, and structural elements. It is mounted on a large metal frame. The background shows the interior of a large industrial building with a high ceiling and structural beams.

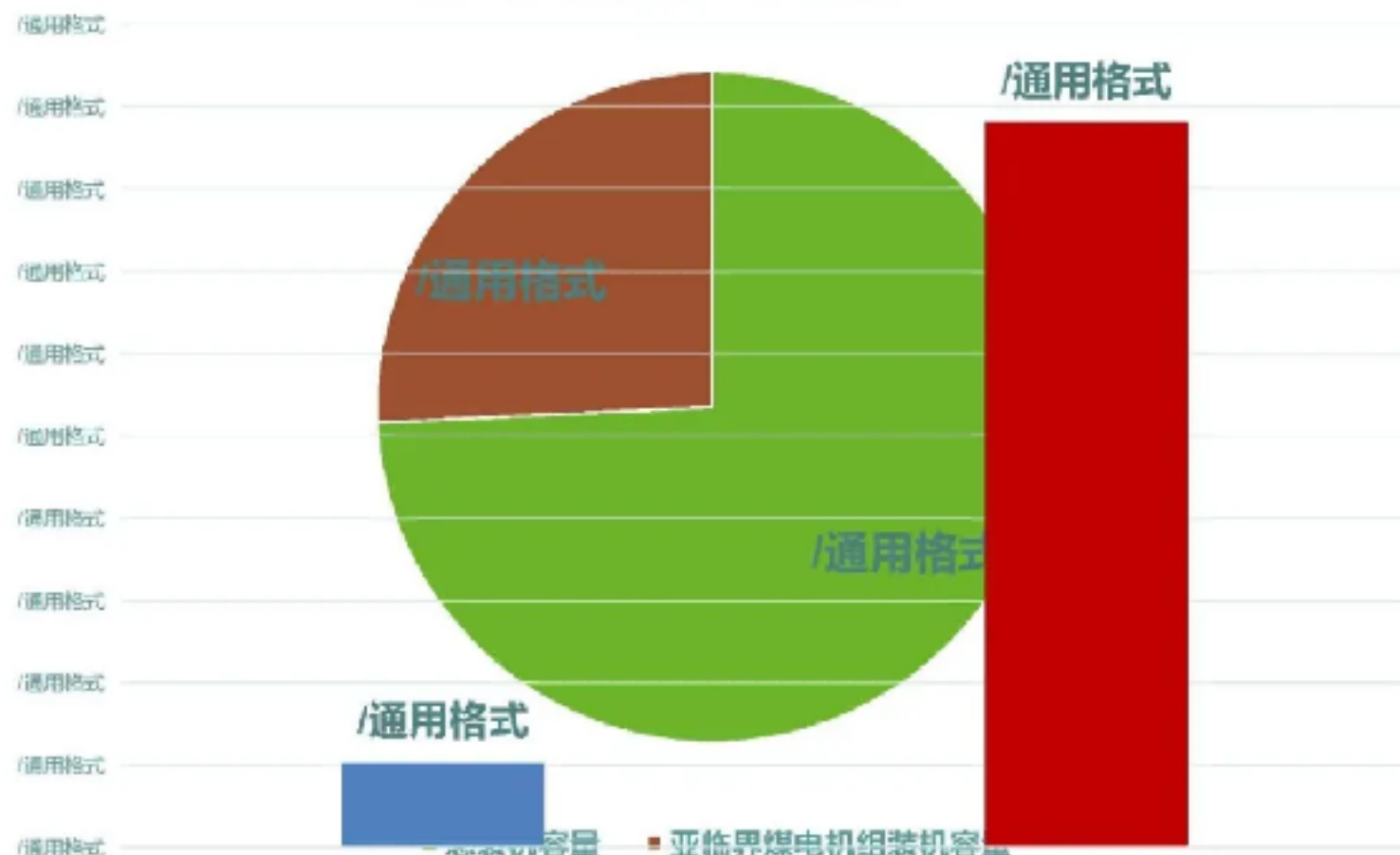
四、存量机组补短板 ——高温亚临界技术

国内煤电节能提效政策要求

- 《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014—2020年）》
 - ◆ 到2020年，现役燃煤发电机组改造后平均供电煤耗低于310克/千瓦时，其中现役60万千瓦及以上机组（除空冷机组外）改造后平均供电煤耗低于300克/千瓦时
 - ◆ 深入淘汰落后产能。2020年前，力争淘汰落后火电机组1000万千瓦以上
 - ◆ 实施综合节能改造。重点对30万千瓦和60万千瓦等级亚临界、超临界机组实施综合性、系统性节能改造，改造后供电煤耗力争达到同类型机组先进水平

国内亚临界机组的装机容量和数量巨大

国内亚临界机组装机容量/GW



1000MW 超超临界机组数量

300MW 亚临界机组数量

电力科技

亚临界机组提效减排的挑战和方向

- ◆ 亚临界机组目前已经成为我国煤电机组中效率相对最低、煤耗相对最高的类型，成为我国煤电行业碳减排的“短板”。
- ◆ 在全球范围内，如美国，亚临界机组在数量和装机容量上仍占据主体。



- ◆ 国内亚临界机组总体较新，即便我国最旧的亚临界机组仍然比英国最新的燃煤机组年轻，关停如此大容量且新的亚临界机组不科学、不经济。
- ◆ 煤电行业碳减排，亚临界机组大幅提效改造势在必行，通过改造达到高效，将会是我国煤电行业对全世界碳减排的巨大贡献。

亚临界机组改造需求分析

- ◆ **提效幅度足够大。**以300MW等级亚临界机组为例，为实现年均供电煤耗低于310g/kWh目标，按照年均供电煤耗一般比额定工况供电煤耗高15~20g/kWh计算，则改造后额定工况下供电煤耗需要降低至290g/kWh以下才能有望达标。
- ◆ **持久保效。**尽量保持改造提效收益，避免收益逐年下降。
- ◆ **具有良好投资回报比。**在追求提效幅度的同时追求高性价比。
- ◆ **技术风险可控。**改造方案应基于已得到验证的、比较成熟的材料、设备和技术方案，以降低风险、保证效果。
- ◆ **良好的低负荷性能。**亚临界机组同样面临着低负荷的挑战，低负荷下机组运行的安全性、环保性和经济性需要保证和提高。

常见亚临界机组改造方案

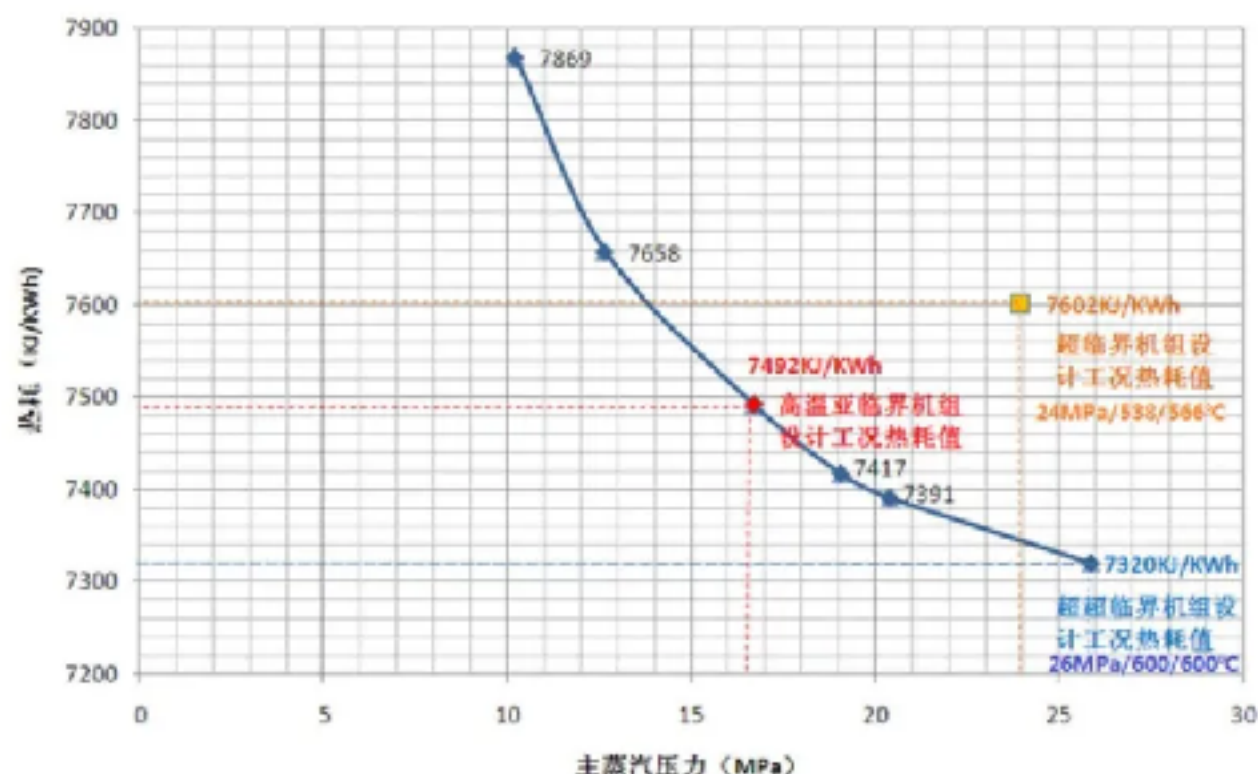
1. 常规汽轮机通流改造
2. 跨代升级改造成二次再热超临界机组
3. 汽温从538/538℃升高至566/566℃
4. 等容量替代改造

常见改造方案简要对比

对比项目	常规通流改造	跨代升级改造	升温至566℃改造	等容量替换
改造效果	额定工况下煤耗约310g/kWh，无法达标，收益逐年下滑	额定工况下煤耗超295g/kWh（准二次再热）不达标	额定工况下煤耗约305g/kWh，不达标	额定工况下煤耗约285g/kWh，达标
节能量	10g/kWh (5g/kWh)	<25g/kWh	15g/kWh	35g/kWh
投资费用	300MW等级改造一般5500万/台	300MW等级改造至少8.5亿/台	300MW等级改造约2.5亿/台	300MW等级改造>12亿/台
性价比	约1000万/克标煤 性价比一般	>3400万/克标煤 性价比很差	1700万/克标煤 性价比比较差	>3400万/克标煤 性价比很差

对比总结：要么改造收益远不能达到要求值（如常规通流改造和升温至566℃）；要么改造投资惊人，毫无性价比，没有市场可言（如跨代升级改造和等容量替代）。

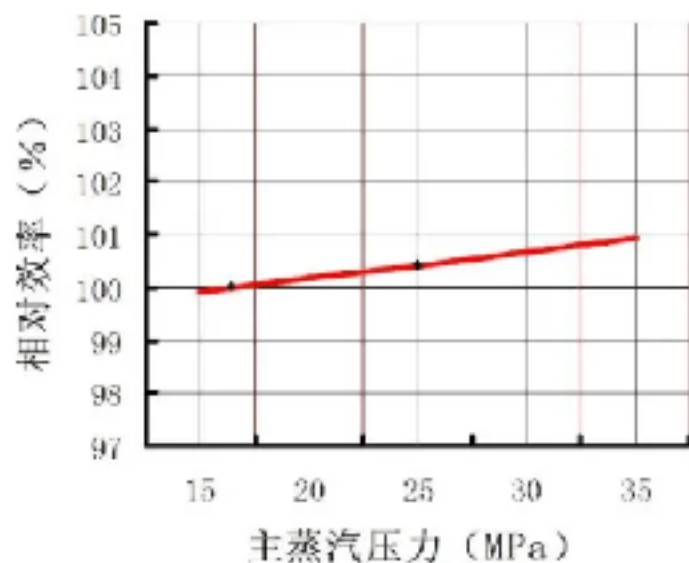
高温亚临界技术路线的提出



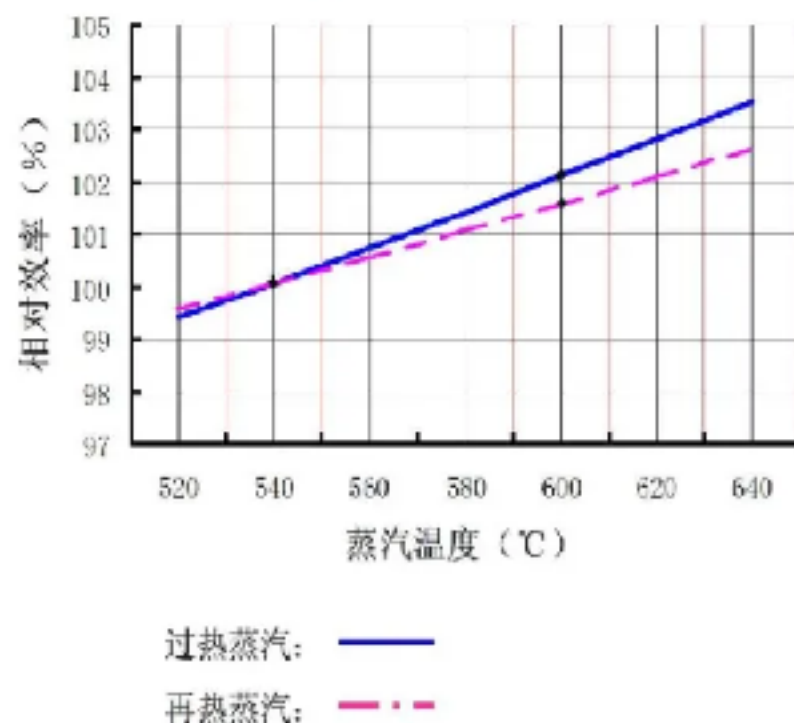
- ◆ 笔者于2010年通过研究首次提出了高温（600℃）亚临界技术路线，并对该技术路线的可行性、先进性及工程实践进行了充分论证和研究

蒸汽参数与效率的关系

蒸汽压力与效率的关系



蒸汽温度与效率的关系



提高主蒸汽压力？NO！

- ◆ 主蒸汽压力从亚临界16.7MPa提高到超超临界28MPa，机组循环效率仅提高不到0.5个百分点。
- ◆ 提高主蒸汽压力，意味着包括整个锅炉、高加、给水泵、四大管道等所有和主汽压力相关的设备全部需要拆除重建，代价异常高昂。
- ◆ 对于300MW等级亚临界机组，提高压力后蒸汽比容降低约44%，造成高压缸叶片大幅变短，损失了相当一部分高压缸内效率，削弱了效率收益。



- ◆ 亚临界机组提高主蒸汽压力得到的效率和煤耗收益很有限，但是代价却非常高昂，没有经济可行性和性价比可言。

提高主再热蒸汽温度？ YES！

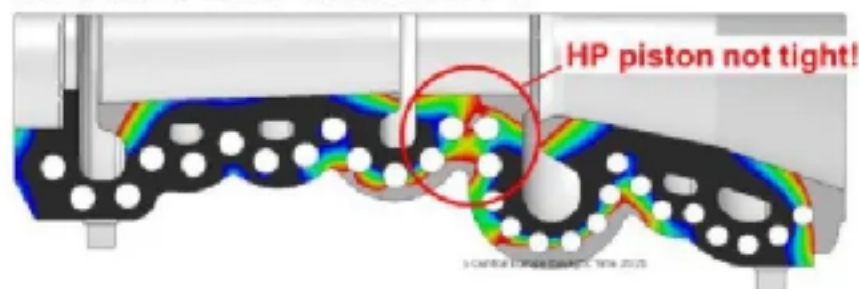
- ◆ 主/再热蒸汽温度从538/538℃提高到600/600℃，仅机组循环效率就可提高近4%。
- ◆ 蒸汽比容和容积流量提高，高中压缸叶片变长，内效率相对提高；低压缸排汽干度提高，根据西门子设计，THA工况下低压缸效率超过90%，明显高于外三低压缸88.6%；同步进行通流改造，可大幅提高汽机内效率。
- ◆ 配套热力系统的优化，如提高给水温度至现役超超临界机组水平。



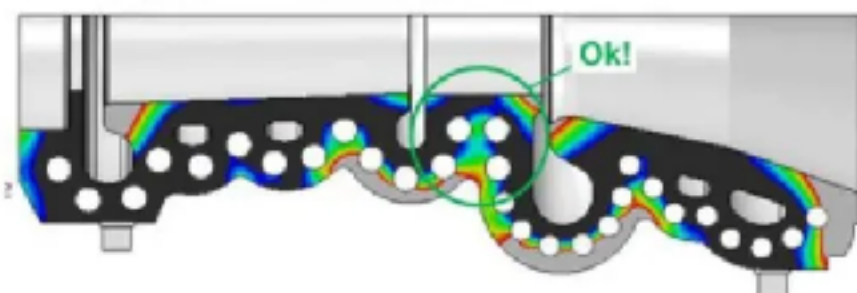
- ◆ 提高亚临界机组主再热汽温至现役超超临界机组的600/600℃后，配套通流改造和热力系统优化，改造后汽机效率水平与现役先进超超临界汽机相比，只差了主汽压力所对应的循环效率。

再热汽温优化研究

HRH: 620°C and IP exhaust: 330°C



HRH: 600°C and IP exhaust: 300°C



Black means:
steam tight

Fig. 7: FE results of split joint tightness

20万小时高温蠕变研究表明，对于300MW合缸汽机，超过600°C的再热汽温无法满足20万小时安全运行要求；对于600MW分缸汽机，不存在这个问题，再热汽温可以更高，热耗更低。

高温亚临界改造汽轮机可行性和收益

- ◆ **可行性**。目前600°C材料已经非常成熟，可行性完全没有问题。
- ◆ **汽机效率大幅提升**。循环效率明显提升；高、中压缸叶片变长，低压缸排汽干度显著提高，采用先进通设计，内效率显著提升。
- ◆ **热力系统优化**。提高给水温度，排汽量减少带来背压降低附加收益等



- ◆ **汽机效率接近现役超超临界机组水平**。根据西门子的测算，新建高温亚临界汽轮机热耗可低至7409kJ/kWh (THA下同)；改造考虑辅机利用原有设备，仍然可以达到7500kJ/kWh水平。与之相比，外二超临界7602kJ/kWh，外三先进超超临界7320kJ/kWh。

进一步提效+提升综合性能——专项技改

- ◆ 高温亚临界改造后，与现役先进超超临界机组之间的效率差距，可以通过广义回热系列技术和烟气余热回收技术等专项节能技术加载来弥补。
- ◆ 专项启动、高动量冲洗等机组保效技术，可以有效避免和减缓氧化皮的生成脱落以及汽轮机的固体颗粒侵蚀，保持机组长期高效运行。
- ◆ 弹性回热技术、广义回热技术等，提高了机组低负荷效率，让电厂在全运行负荷范围内更加经济。
- ◆ 基于广义回热技术的高效清洁燃烧，提高锅炉效率，降低厂用电率，还可以显著提高了机组带超低负荷（<30%额定负荷）的能力。
- ◆ 上述专项技改的加载，具有 $1+1>2$ 的特点。可以综合提升机组的安全、效率、环保和灵活性等各方面性能。

机组低负荷性能大幅提升

- ◆ 弹性回热技术的加载，可显著提高低负荷下给水温度，降低低负荷下汽机热耗。
- ◆ 弹性回热、广义回热等技术的加载，可显著提高低负荷下SCR系统的烟气温度，保障SCR催化剂的安全运行，保证低负荷下机组的环保性能。
- ◆ 上述技术的加载，可大大改善锅炉燃烧条件，提高锅炉燃烧稳定性，保证低负荷下机组安全。
- ◆ 机组可以实现低负荷低氧，提高锅炉效率，降低厂用电率。



- ◆ 高温亚临界改造后，机组低负荷下的安全性、环保性和经济性均可得到大幅提升，可以满足目前大背景下对煤电低负荷的严格要求。

机组可用寿命大幅延长

- ◆ 高温亚临界汽轮机改造中，通流部分全部更换升级并加载保效技术，因此汽轮机寿命相当于新建机组的汽轮机，可以再安全高效运行超过30年。
- ◆ 锅炉对流受热面进行了较大规模的改造，运行寿命可以大大延长，可匹配汽轮机寿命。
- ◆ 三大管道材质升级更换，相当于新建机组的三大管道。
- ◆ 机组辅机进行常规维护保养，可以匹配主机的寿命需求。



- ◆ 高温亚临界改造后，机组可用寿命得以大幅延长，具备继续运行30年以上的能力。

华润徐州高温亚临界综合升级改造项目

■ 世界首例

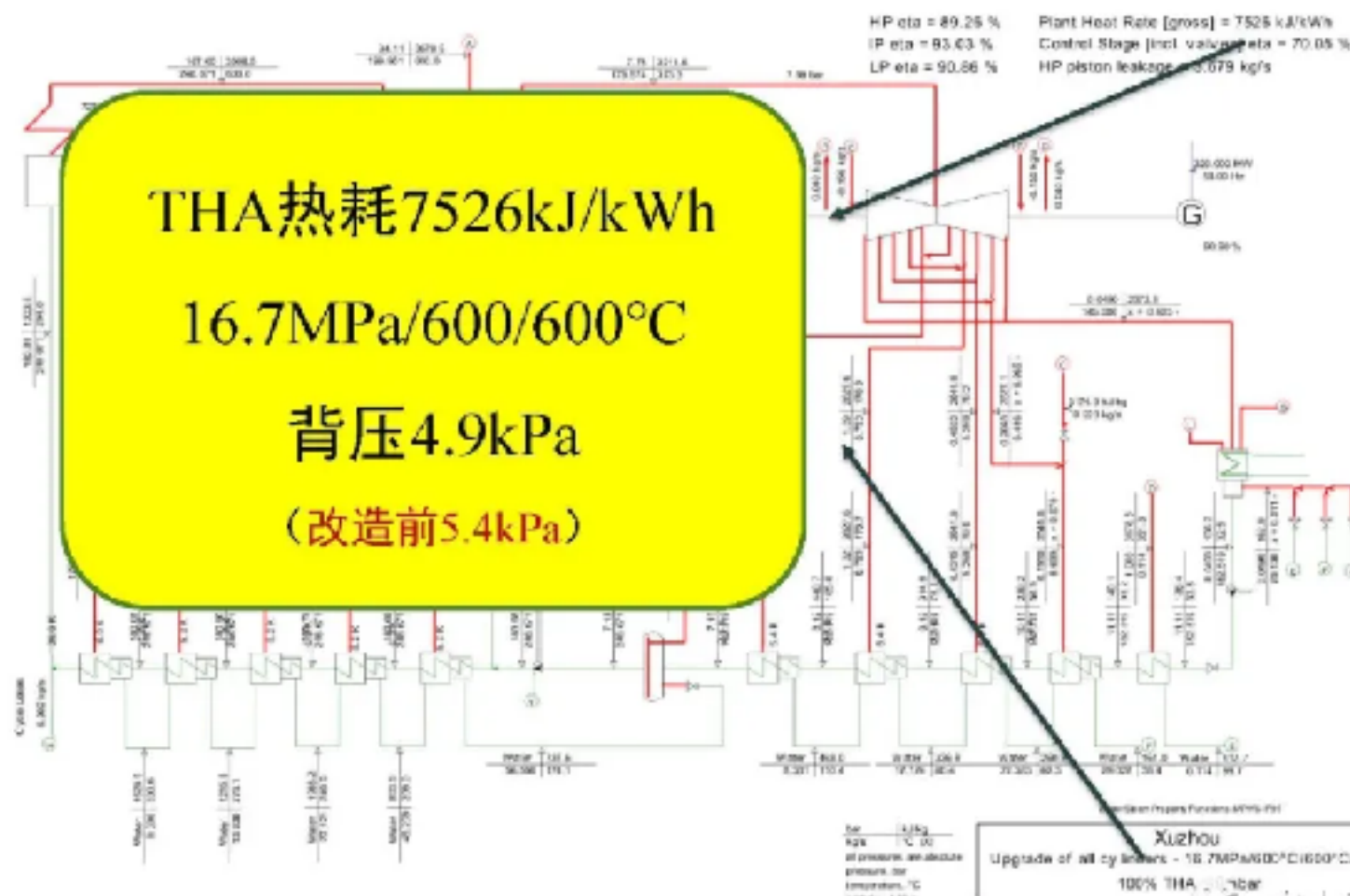
- ◆ 320MW, 16.7MPa/538/538°C
- ◆ 2017年4月启动定制化设计工作
- ◆ 2018年12月开始拆除和安装

■ 改造目标:

- ◆ 额定工况下机组供电煤耗不超过 **287g/kWh**
- ◆ 超过现役所有超临界机组和相当一部分超超临界机组



汽轮机改造指标



改造亮点一：汽机短叶片和高效调节级

负荷率	短叶片方案热耗 kJ/kWh	长叶片方案热耗 kJ/kWh	热耗差 kJ/kWh
100%	7526	7510	16
75%	7602	7626	-24
50%	7818	7911	-93

◆ 高效调节级。采用高效调节级，配合汽包炉，汽机调频性能优异。

改造亮点二：基于广义回热技术的高效清洁燃烧

- ◆ 在机组168期间，机组满负荷时炉膛氧量约为1.5%，明显低于改造前满负荷设计值，但此时受益于燃烧条件的显著改善，尚未进行燃烧优化调整的情况下，机组的飞灰含碳量平均值仅为1.2%左右。
- ◆ 与之相对比，改造前性能试验时，满负荷下锅炉氧量为5%时，飞灰含碳量超过3%。

改造亮点三：定制化的保效技术—高温高动量冲洗

- ◆ 高温高动量冲洗技术，解决了传统吹管无法解决的高温下氧化皮脱落和固体颗粒问题，在申能外三、神华安庆和华润曹妃甸等项目都取得了显著成效。
- ◆ 针对徐州项目定制实施了专项冲洗方案，从汽轮机的运行汽缸效率来看，取得了很好的效果。

改造亮点四：机组低负荷性能质的提升

- ◆ 超低负荷摸底：2019年8月23日凌晨4点，机组带到小于30%负荷，持续超过2个小时，结束时负荷为8.9MW（27%负荷）。
- ◆ <30%超低负荷期间，机组SCR入口烟温高于改造前55%负荷；锅炉燃烧工况稳定，汽机热耗明显下降；飞灰含碳量取样化验值低于1.5%。
- ◆ 鉴于机组当天良好的安全性、环保性和经济性，预计可以进一步带到<20%的超低负荷。由于试验时间限制，负荷当天未能继续下探，计划后续择机进一步探底。

高温亚临界方案与其他方案对比

对比项目	常规通流改造	跨代升级改造	升温至566℃改造	高温亚临界改造
改造效果	额定工况下煤耗约310g/kWh，且收益逐年下滑 不达标	额定工况下煤耗高于295g/kWh（准二次再热）， 不达标	额定工况下煤耗约305g/kWh， 不达标	300MW等级机组 额定工况下煤耗<290g/kWh， 达标
节能量	10g/kWh (5g/kWh)	<25g/kWh	15g/kWh	>30g/kWh
投资费用	300MW等级改造 一般5500万/台	300MW等级改造 至少8.5亿/台	300MW等级改造 约2.5亿/台	300MW等级改造 约3.5亿/台
性价比	约1000万/克标煤 性价比一般	>3400万/克标煤 性价比很差	1700万/克标煤 性价比较差	约1100万/克标煤 综合性价比较高

高温亚临界改造的特点总结

- ◆ **提效幅度足够大**。300MW等级纯凝湿冷亚临界机组，改造后额定工况下供电煤耗可降低至290g/kWh以下，600MW等级机组可降低至285g/kWh以下，若汽机分缸可进一步降低煤耗。
- ◆ **持久保效**。专项启动和高动量冲洗等技术，保持机组长期高效运行。
- ◆ **具有高性价比**。突破性的改造方案，用最小的成本实现主再热蒸汽600℃，专项技术进一步提高节能收益，总体性价比高。
- ◆ **性能全面提升**。低负荷下经济性，机组安全、环保和负荷灵活性等。
- ◆ **对运行人员友好**。运行人员基本可以保留原有运行习惯，快速适应。

高温亚临界改造展望

- ◆ **改造具有普适性。**高温亚临界改造的技术路线适用于所有的现役亚临界机组，具体的改造方案可根据机组配置情况进行定制化设计，以实现性能的优化。
- ◆ **改造具有创新性和先进性。**申能电力科技所掌握的改造方法和方案，是领先和独创的。
- ◆ **改造具有巨大的社会经济价值。**高温亚临界改造技术如果能在我国全面推广应用，按单台机组节能量至少30g/kWh测算，则年节能量将超过5000万吨标准煤，减排二氧化碳大于1.35亿吨，相应的二氧化硫、氮氧化物和烟尘等污染物也会大幅减排。

五、结束语

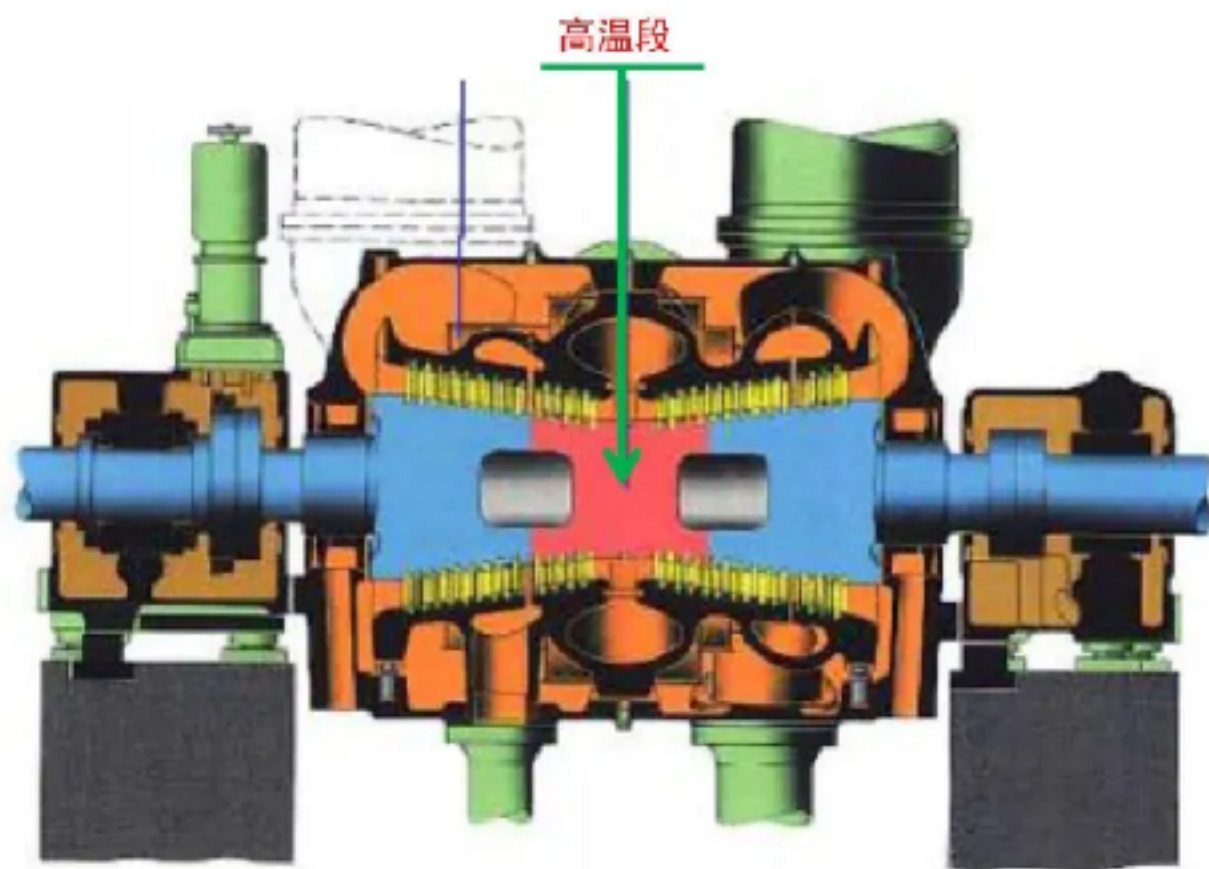
基于中国的一次能源中煤炭资源占了近70%的现实，我国的低碳绿色电力的发展战略，并不应是否要发展煤电的问题，而应是如何将先进的低碳和绿色环保理念与中国的资源现实相结合，走出有中国特色的并符合中国国情的生态电力发展之路。

煤炭不应是污染的代名词，通过持续的技术创新的实践证明，现有的煤电技术还有着很大的进步空间，煤电完全可以做到绿色低碳，与环境更友好！

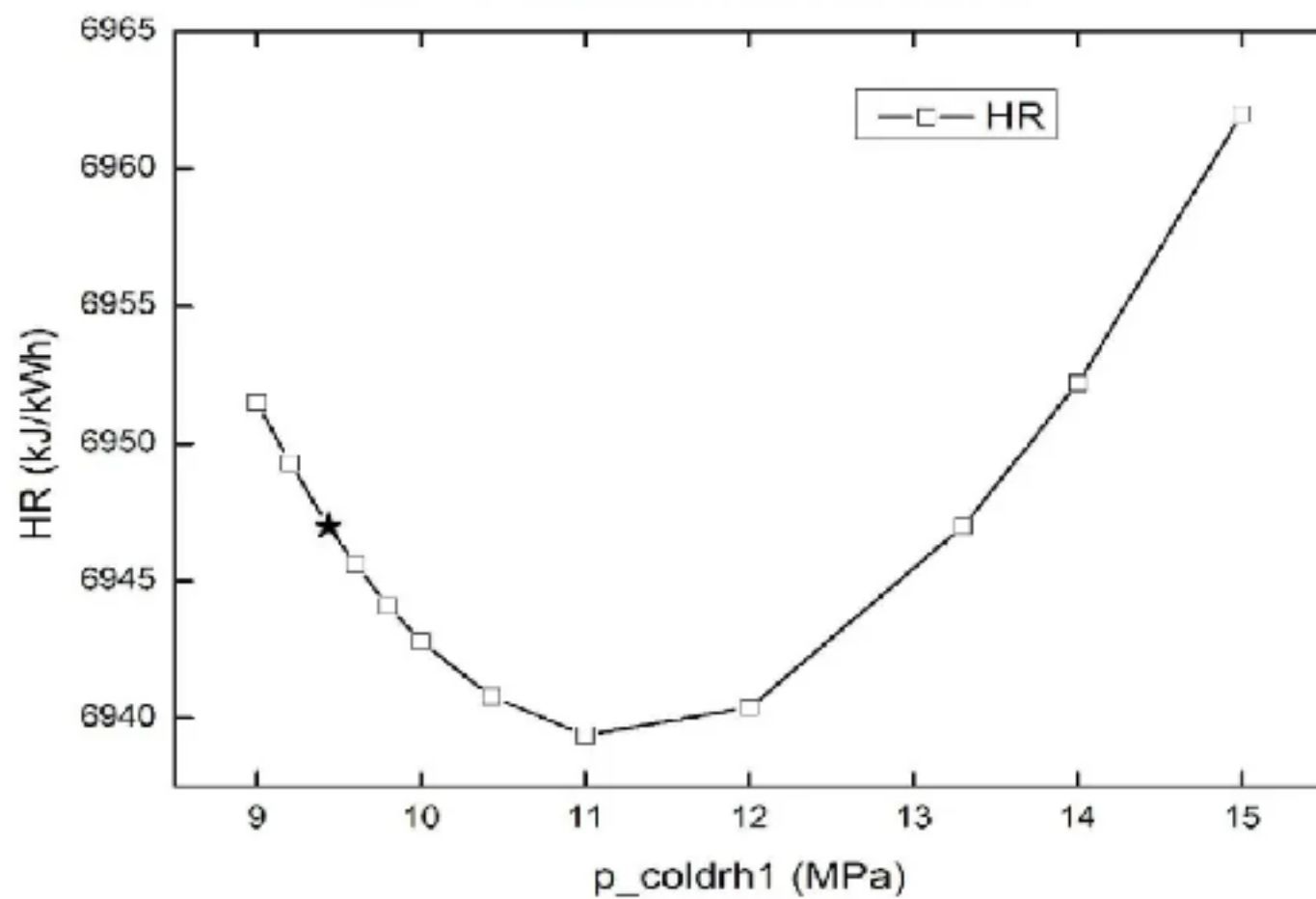
今后，我们还将继续推动燃煤发电和电力环保领域的理论研究和创新实践，不断开发绿色低碳煤电的新技术，为我国及国际社会的节能减排事业作出新的贡献。

谢谢！

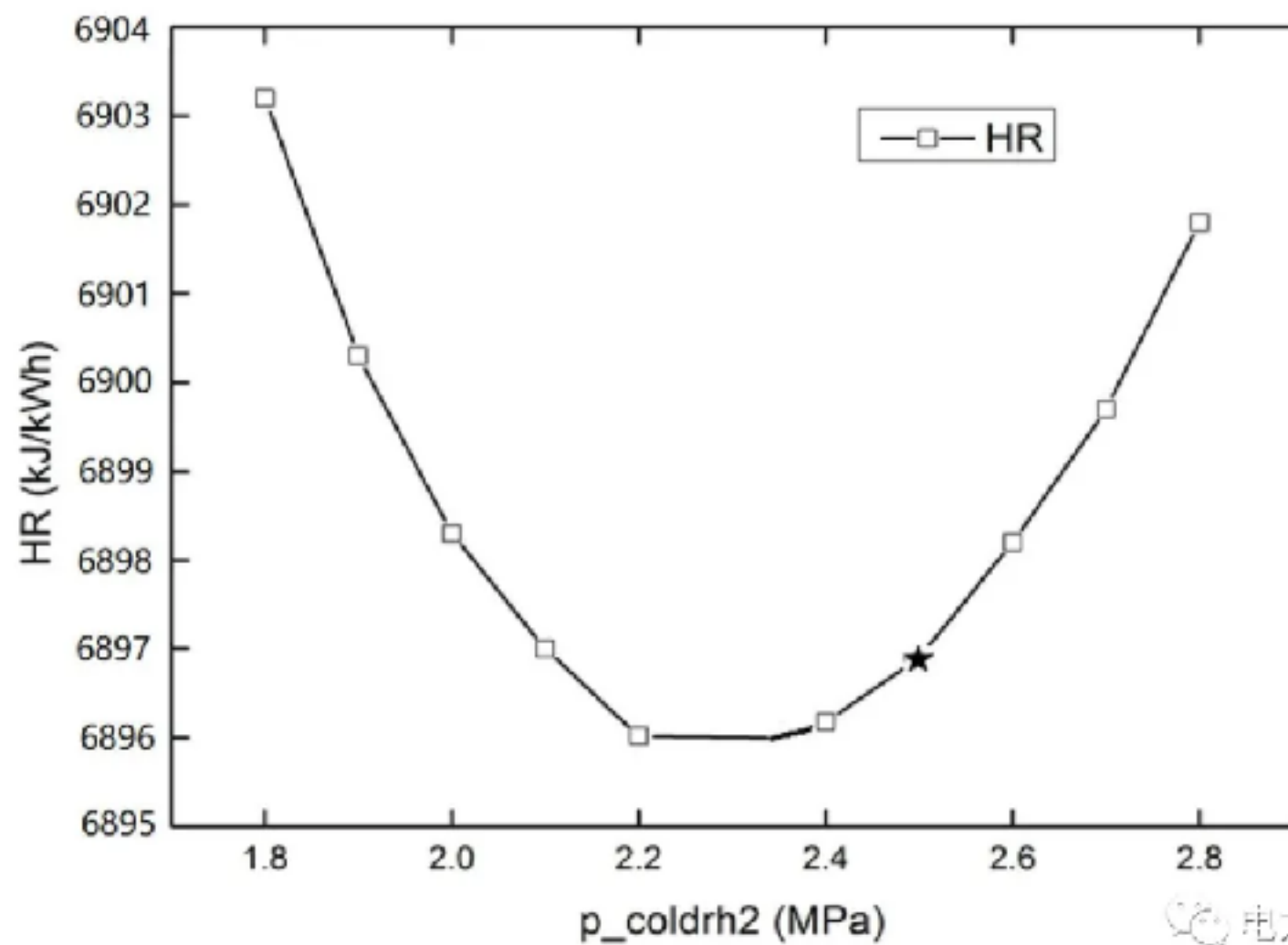
淮北申能发电有限责任公司
上海外高桥第三发电有限责任公司
上海申能能源科技有限公司

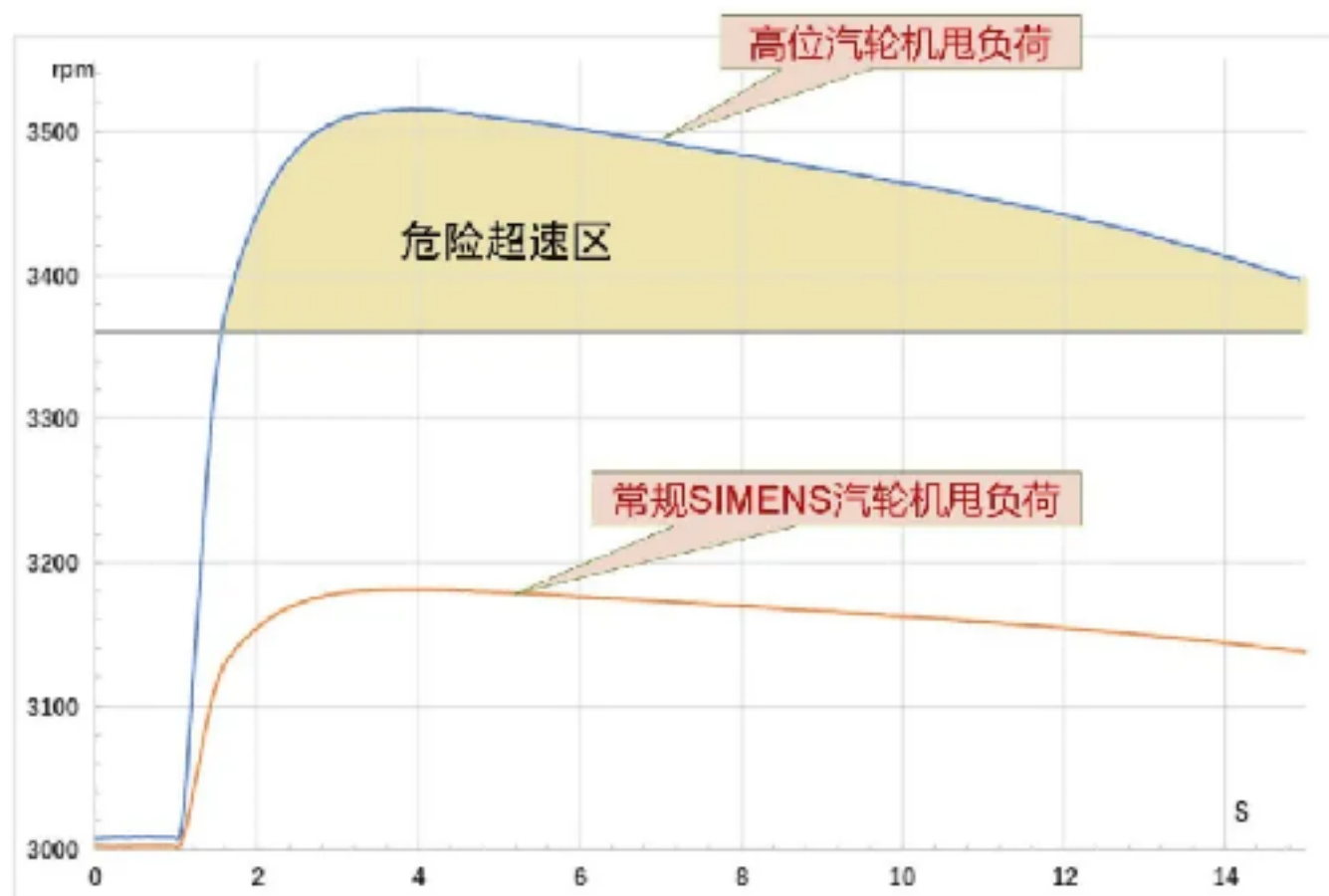


第一冷再压力与机组热耗关系图 #

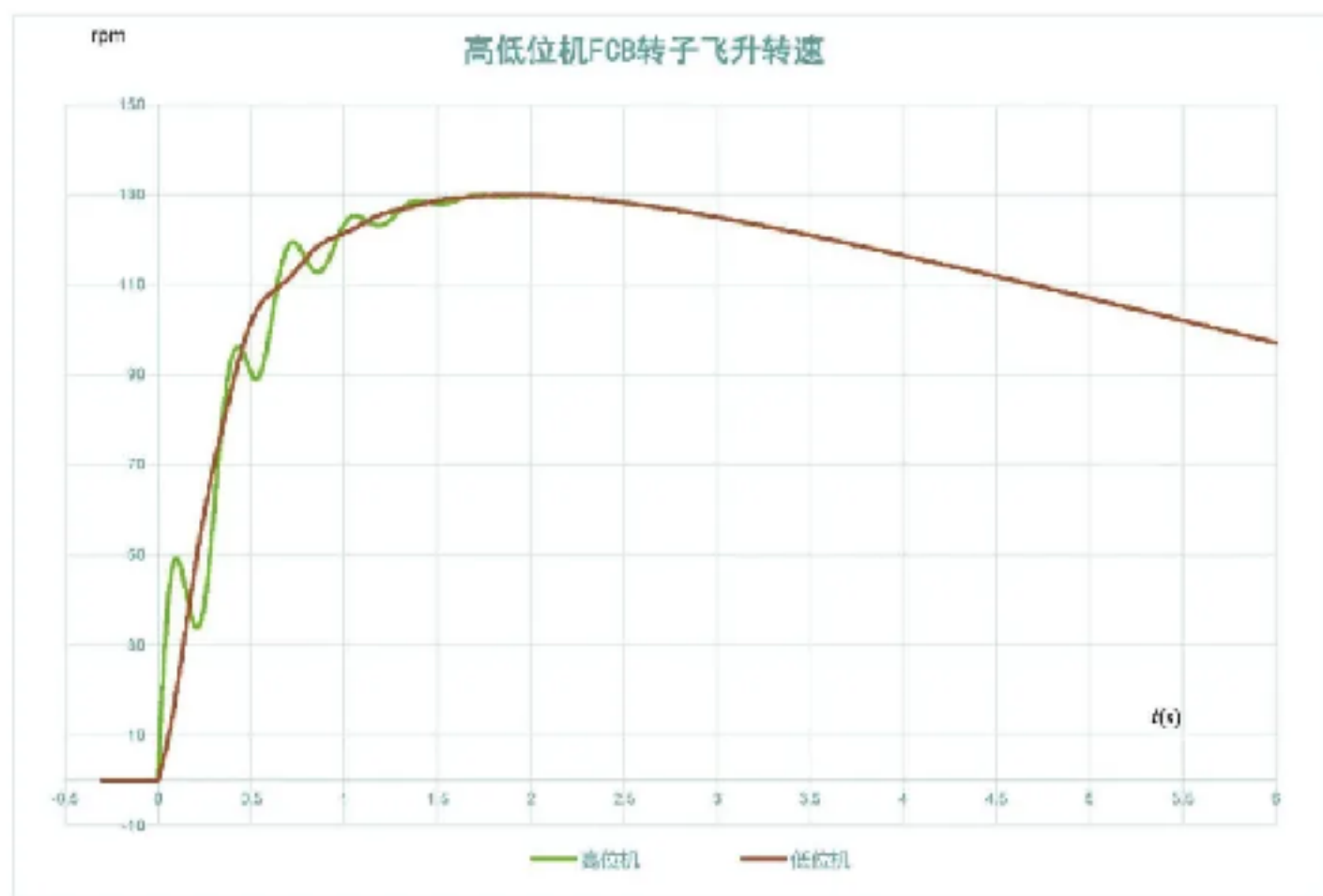


第二冷再压力与机组热耗关系图 #





1350MW高位机与常规SIEMENS凝汽式机组的甩负荷曲线



高、低位机FCB后两个转子的转速飞升曲线