

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目

预初步设计

给水泵配置优化设计 专题报告

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司

Northwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group

2024 年 11 月 西 安

批 准 人：刘学军

审 核 人：袁瑞山

校 核 人：崔凯平

设 计 人：王博

目 录

1	工程简况	1
2	主机参数	2
2.1	锅炉	2
2.2	汽轮机	2
3	给水系统概述	3
3.1	概述	3
3.2	给水系统设备	4
4	660MW 机组给水泵配置方案分析	5
4.1	660MW 机组给水泵的驱动配置方式	5
4.2	汽动给水泵、前置泵及小汽机的同轴布置	6
4.3	电动启动给水泵的设置	7
5	技术方案对比	7
5.1	机组出力比较	7
5.2	热力系统比较	8
5.3	建筑安装方案比较	8
5.4	控制系统比较	9
5.5	主机设备比较	9
5.6	检修维护方案比较	10
5.7	安全可靠比较	10
5.8	深度调峰运行情况	10
5.9	技术条件综合对比	12
6	综合经济比较	13

6.1	热经济性比较	13
6.2	初投资的比较	13
6.3	综合投资经济性比较	14
7	结论	14

【内容概要】：给水系统是发电厂热力系统中重要的系统之一，合理设置该系统，对发电厂的安全、经济、灵活运行有重要影响。其中给水泵是给水系统中的重要设备，其设计选型对电站的安全性和经济性具有十分重要的影响。本专题通过对给水系统中给水泵配置选型方案的比较，推荐本工程采用1×100%汽动给水泵，两机公用一台启动电动给水泵。

【关键词】： 给水泵 同轴布置 经济比较

1 工程简况

甘能化庆阳电厂（2×660MW机组）工程为新建工程为甘肃能化九龙川煤矿配套建设煤电一体化项目，本期拟建设2×660MW超超临界间接空冷燃煤机组，厂址位于甘肃省宁县境内。

甘肃省陇东地区是国家规划的14个大型煤炭基地之一，境内煤炭资源丰富，探明资源量359.8亿吨（其中庆阳271.8亿吨），保有资源量184亿吨。九龙川矿井地处西北地区甘肃省宁县，资源储量丰富，煤质好，开采条件较好，适宜建设现代化大型矿井。本工程所在宁县具备建设大规模煤电基地的有利条件，电源建设成本及发电成本相对较低。

宁县地方工业弱小，没有大型工业企业支撑，本项目的建设将有力带动全县财政税收、建筑建材、商贸服务、餐饮、住宿、食品加工、运输、基础建设等众多行业的发展，有效地推动当地经济建设的发展，缓解就业压力，增加居民收入，提高生活水平，对地方经济的发展具有重要意义。

本期工程，供煤煤矿已具备建设条件；供水水源利用城市中水和煤矿疏干水；主机采用高参数大容量空冷机组。高效节能环保型电厂是本工程的建设目标。

本工程计划在2024年12月开工，第一台机组计划于2027年5月建成投产，第二台机组计划于2027年6月建成投产。

2 主机参数

2.1 锅炉

采用高效超超临界参数、一次中间再热、单炉膛、平衡通风、固态排渣、切圆燃烧或前后墙对冲燃烧、全钢架悬吊结构、紧身封闭、Π型或塔式变压运行直流炉。锅炉主要参数如下：

最大连续蒸发量：	2180t/h
过热器出口蒸汽压力：	29.4MPa（a）
过热器出口蒸汽温度：	610℃
再热蒸汽流量：	1706t/h
再热器出口蒸汽温度：	625℃
给水温度：	322.5℃
锅炉热效率：	96.5%（含烟气余热利用系统提效）

2.2 汽轮机

采用高效超超临界、一次中间再热、三缸两排汽、单轴、表凝式间接空冷机组，汽轮机具有九级回热抽汽。给水泵汽轮机排汽进入主机凝汽器。汽机主要参数如下：

额定功率（TRL工况）	660MW
额定主汽门前压力	28 MPa.a
额定主汽门前温度	605℃
最大主蒸汽流量（VWO工况）	2180t/h（VWO）

额定再热汽阀前温度	623℃
高压缸排汽参数（VWO工况）	375.5℃/6.496MPa（a）
额定背压	9 kPa
夏季背压	27kPa
热耗率（THA工况）	7440 KJ/Kwh

3 给水系统概述

3.1 概述

给水系统指除氧器给水箱到给水泵，以及从给水泵经过高压加热器到锅炉省煤器进口的全部系统。给水系统是发电厂热力系统中重要的系统之一，合理设置该系统，对发电厂的安全、经济、灵活运行有重要影响。给水系统功能是将给水从除氧器给水箱输送至锅炉省煤器联箱入口并保证满足锅炉在各个工况下省煤器联箱入口的压力要求。在这个输送过程中，给水在各级高压加热器中被抽汽加热以满足锅炉在各个工况下省煤器联箱入口的温度要求。同时，给水系统还向锅炉过热器调温系统和高压旁路系统提供减温水及通过给水泵中间抽头向锅炉再热器调温系统提供减温水。给水系统的拟定需根据汽机厂的热平衡图及锅炉、汽机的启动、运行特点进行分析，同时考虑系统中设备、阀门及管道的选型、投资、运行检修等各方面因素，制定合理的工艺流程、控制参数要求等。

在目前运行的电厂中，采用的给水管路系统可分为下列四种：母管制系统、切换母管制系统、单元制系统、扩大单元制系统。根据设计技术规程，对于有中间再热凝汽式机组或中间再热供热式机组的发电厂，给水系统应采用单元制系统。故本工程给水系统推荐采用单元制系统。

3.2 给水系统设备

在给水系统型中对应的设备有除氧器、高压加热器、给水泵。

对于除氧器，《大中型火力发电厂设计技术规范》(GB50660-2011)中12.4.3 条明确：给水箱的贮水量，宜按下列要求确定：200MW 及以上机组宜为3min~5min 的锅炉最大连续蒸发量时的给水消耗量。同时，要确保给水前置泵在暂态过程中不产生气蚀。由于本工程除氧器高位布置于锅炉钢架内，有利于防止给水泵气蚀。因此，对于给水箱的贮水量，宜按《大中型火力发电厂设计技术规范》，本工程除氧器水箱有效容积为180m³，约4.3min的锅炉最大给水量，满足规范要求。除氧器的类型有内置式除氧器与常规除氧器相比具有除氧效果好、可靠性高，适应负荷变化能力强，使用寿命长，检修维护简单、方便，节能，设备维护费用低，运行噪音低等优点，故本工程除氧器推荐选用内置式除氧器。

对于高压加热器，其功能是利用在汽轮机内做完部分功的蒸汽，抽出其中一部分到回热系统中用来加热通往锅炉的给水，提高给水的温度，减少进入凝汽器的排汽量，达到提高机组循环热效率，节省燃料的目的。加热器有两种基本结构型式，即表面式和混合式两种。本工程采用表面式加热器，根据热管的形状可分为“U”型管、螺旋管（又称为盘香式管）。螺旋管式的加热器加工制造复杂、水阻大，而且成本比较高。U型管加热器的管程及壳程是通过管板实现分隔的，在机组热启动时加热器的壳体及管板之间应力较大。给水系统配置100%容量的高压加热器，其中0，1，2，3号高加及3号外置式蒸汽冷却器采用卧式U型管，系统简单，运行控制相对方便。另外加热器端差小，使用寿命长，对应低负荷有一定优势。

对于给水泵，其功能是将除氧器贮水箱内饱和水，通过给水泵产生足

够的压力，输送给锅炉。根据电能的生产特点和锅炉运行的特殊要求，给水泵必需连续不断的运行。这不仅关系到正常发电，还直接联系到锅炉设备的安全。因此，锅炉给水泵在发电厂中是最为重要的水泵。随着单台大容量机组在我国的推广应用，对给水泵的性能提出了更高的要求，泵组的运行可靠性、经济性显得更加重要。泵组的性能优劣不仅直接影响其自身的安全性和经济性，而且对机组能否长期安全经济运行有直接影响。

故本专题重点就针对本工程660MW级高效超超临界机组锅炉给水泵组配置进行综合技术经济分析，从而确定合理的选型方案。

4 660MW机组给水泵配置方案分析

4.1 660MW机组给水泵的驱动配置方式

因国内电网调度方式、燃煤标准煤价、电动给水泵调速装置加工制造等因素，国内已投产或正在建设中的单机660MW及以上容量的超超临界机组均采用了汽动给水泵作为运行给水泵。

汽动给水泵的驱动配置方案主要有以下几种形式：

- a. 二台50%汽泵+一台40%电泵启动备用泵或一台40%电泵启动泵；
- b. 二台50%汽泵，不设电泵；
- c. 一台100%汽泵+一台40%电泵启动备用泵或一台40%电泵启动泵；
- d. 一台100%汽泵，不设电泵；

根据国内外给水泵和给水泵汽轮机的运行情况来看，无论是配置2台50%汽动给水泵还是配置1台100%汽动给水泵组，其可靠性均能保证机组长期安全运行，大修的间隔完全能做到与主机相同或更长，随着设备制造质量和电厂运行维护水平的提高，设备的非计划停运率逐年降低，本着尽量

节约投资、优化系统、减少运行维护量的原则，近期建设的机组大部分采用不设备用给水泵的方案。

4.2 汽动给水泵、前置泵及小汽机的同轴布置

为进一步降低厂用电率，可采用给水泵、前置泵及小汽机同轴设置的方案（即前置泵驱动方式由电动改为汽动）。

汽动给水泵组同轴布置方案小汽轮机的耗汽量比前置泵电动的方案增加了2.1%，根据热平衡计算，采用汽动给水泵组同轴布置方案，主汽轮机的热耗值上升4.9KJ/KW.h。但机组的厂用电率降低了0.09%。两方案机组供电设计标准煤耗、全年所耗标煤比较如下：

	单位	汽动给水泵与前置泵 同轴布置方案	汽动给水泵与前置泵 不同轴布置方案
机组热耗	kJ/kW.h	+4.9	基准
锅炉效率	%	95	95
管道效率	%	99.5	99.5
发电设计标准煤耗	g/kW.h	+0.177	基准
厂用电率	%	-0.09	基准
供电设计标准煤耗差	g/kW.h	-0.082	基准
全年单台机组所耗标煤量	吨	-243.54	基准

由上表可以看出，当采用汽动给水泵组同轴布置方案后，二台机组全年可以节约标煤487吨。当地标准煤价按610元/吨计取（含税），二台机组全年可以节约运行费用29.7万元。

汽动给水泵组同轴布置方案，省掉了前置泵电动机，但增加了前置泵变速箱（进口）；省掉了前置泵土建基础，但增加了泵组土建基础的面积。其与前置泵采用电驱方案的的初投资基本相当。

另外，汽动给水泵组同轴布置方案前置泵与主给水泵一起由小汽轮机转速进行调速，优点是在不同的负荷下前置泵可与主给水泵一起匹配调速，更加节能（前置泵采用电驱方案，在不同的负荷下前置泵始终定速运行，能耗高）。

所以，本工程推荐采用给水泵、前置泵及小汽机同轴设置的方案。

4.3 电动启动给水泵的设置

对于主给水泵采用汽动给水泵方案时，给水泵汽轮机排汽进大机排汽装置，采用同一个冷却系统。取消电动启动给水泵，可以节省电动启动给水泵这部分设备初投资，如果采用汽动给水泵直接启动机组则对于新建机组需增大启动锅炉容量。本工程为新建机组，同时需考虑机组启动及稳压吹管的要求，所以，本工程推荐设置电动启动给水泵组方案。

经过上述定性分析论证初步筛选以下二种配置方案作为本工程参比对象,并对其主要特点进行分析和比较。

1) 2×50%汽动给水泵方案：2×50%汽动给水泵（给水泵、前置泵及小汽机同轴设置，给水泵汽轮机与大机采用同一系统），简称“2×50%汽泵方案”；

2) 1×100%汽动给水泵方案：1×100%汽动给水泵（给水泵、前置泵及小汽机同轴设置，给水泵汽轮机与大机采用同一系统），简称“1×100%汽泵方案”。

5 技术方案对比

5.1 机组出力比较

在相同进汽量时，2x50%汽动给水泵组配置与1×100%汽动给水泵配置

的机组发电机出力基本相当：

由上述比较可知，如汽轮机进汽量相同，根据目前我国电网的调度方式，即以发电机出力为调度容量，并不允许发电厂多发多卖电，故锅炉产汽量相同的模式不再进行进一步论证对比。

5.2 热力系统比较

2×50%或1×100%汽泵方案。小汽轮机排汽进入大机排汽装置。每台机组按115t/h小机排汽量计算，小机排汽量约为大机排汽量的9%。

对于配置1×100%汽动给水泵的机组，如果给水泵组出现故障，机组将停机；而配置2×50%汽动泵的机组，当一台50%汽动泵出故障时，机组可在60%负荷下运行。

不同方案热力系统设备管道对比如下表：

序号	项 目	2×50%汽泵方案	1×100%汽泵方案
1	给水泵	2×50%汽泵	1×100%汽泵
2	汽轮机	小机两台	小机一台
3	设备价格（万元）	基准	-52
4	设备差价（万元）	基准	-52
3	排汽管道（万元）	基准	-9
4	排汽蝶阀（万元）	基准	-150
5	单台机组设备管道差价（万元）	基准	-263
6	二台机组设备管道差价（万元）	基准	-526

5.3 建筑安装方案比较

5.3.1 主要尺寸比较

从相同条件的机组来看，由于1×100%汽动给水泵方案的设备基础比2×50%汽动给水泵方案的设备基础宽约1.0米，按照汽动给水泵组布置在汽

机房运转层靠B排侧（便于排汽进主机凝汽器）来比较，汽机房跨距需要增加1.0m，二台机组相应的土建费用增加约300万元(按335元/立方米计算)。

5.3.2 安装情况

1×100%汽动给水泵方案安装相对简单，2×50%汽泵方案较复杂。

5.4 控制系统比较

现将三个方案控制系统比较如下：

序号	项 目	2×50%汽泵方案	1×100%汽泵方案
1	给水泵控制系统	在DCS中实现，控制点数较多	在DCS中实现，控制点数多
2	小汽轮机控制系统 (MEH)	每台小机一套，共两套	每台小机一套，共一套
3	小汽轮机监测仪表	每台小机各设一套 (含给水泵)，共两套	每台小机各设一套 (含给水泵)，共一套
4	小机排汽系统控制系统	厂房内增加阀门的控制两套	厂房内增加阀门的控制一套

5.5 主机设备比较

5.5.1 对锅炉的影响

根据建设容量按发电机额定出力相同设计时，汽泵方案的锅炉产汽量约较电泵方案的锅炉产汽量增加约85t/h。在现有的炉型而言，基本不影响整炉设计机型及价格。

5.5.2 对汽轮发电机的影响

对于汽轮机，按其最大主蒸汽进汽量确定机型，对于660MW等级，无论是电泵或汽泵方案，实际上采用同一个机型，发电机端的额定出力通过主蒸汽进汽量来控制。故整机价格没有变化。对于发电机，660MW等级湿冷机组也采用同一发电机，故发电机价格也没有变化。

5.6 检修维护方案比较

日常的检修维护费由于无详细统计资料，汽动给水泵组日常检修维护费应高于电动给水泵组。根据有关资料粗略估计，2×50%汽动给水泵方案较1×100%汽动给水泵方案增加40万元/年。

5.7 安全可靠比较

2×50%或1×100%汽泵在启动和低负荷时需要进行切换汽源，系统相对复杂，运行操作也比较复杂。另外小汽轮机的进汽参数也会随着主汽轮机背压变化而昼夜变化，运行调节频繁。

电动给水泵方案系统简单，操作方便，能够快速启动，不但能满足带基本符合的运行要求，同时也能满足机组调峰运行时灵活调节的要求。另外电动给水泵运行不受主汽轮机背压变化的影响。

所以，在安全可靠上汽动给水泵方案不如电动给水泵方案。

5.8 深度调峰运行情况

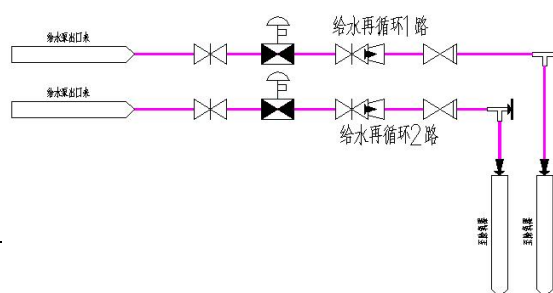
电动给水泵应对深度调峰在功能上没有问题，而汽动给水泵在近来深度调峰的实践中则暴露出一些问题和弊端，首先是汽源问题，一般机组低于30%（滑压）～40%（定压）额定负荷，小汽轮机低压汽源就难以保证，高压汽源需要投用；小汽轮机高低压汽源有外切换和内切换两种，切换特性不同，但均不同程度存在切换或并列工作控制特性变差的情况；若发生小汽轮机跳闸，启动时间也比较长，不够灵活。其次是给水泵转速调节范围，由于小汽轮机临界转速的影响，其调速范围在一阶临界转速和二阶临界转速之间，一般为2800rpm～6 000rpm 或3000rpm～6000rpm，给水泵转速上限一般约5000 rpm～5 500 rpm，则调速范围一般约50%～100%或

60%~100%，给水泵一阶临界转速均大于最高工作转速，电动给水泵可以运行到更低转速，而汽动给水泵则受制于小汽轮机临界转速，转速无法做到更低，一般机组在50%额定负荷，给水泵转速即接近60%额定转速，而且汽泵无法灵活启停，机组负荷降低至接近40%额定负荷时，通常逐步开启给水泵最小流量阀，增加了能耗。

本工程机组为带基本负荷并可调峰连续运行，调峰范围为20%~100%额定负荷，白天连续10小时低负荷运行。在20%THA工况下运行，给水泵基本都在开启最小流量阀运行。给水泵由于经常开启再循环阀运行，造成再循环阀磨损严重，经常需要检修维护，甚至更换。再循环管道也存在振动的问题。

按常规设计，给水泵设置30%容量的再循环阀系统，满足给水泵启动要求。如果机组深度调峰到20%额定负荷，需要再循环阀开启排放10%给水泵流量，与再循环系统30%设计流量偏差较大，再循环阀阀板和密封面冲刷会比较严重，节流损失也比较大，管道容易振动。

因此，本工程考虑专门为深调工况再设置一个30%容量的再循环系统，当机组深度调峰到20%额定负荷，给水泵可以在单路再循环投运工况下运行满足调峰需求，也可以根据调峰深度的要求考虑双路30%流量运行，从而最大程度减少密封面磨损，节流损失也较小，管道不宜振动。即使阀门损坏后，更换成本也较低且可以隔离后在线更换。系统见下图，具体详见TB23341-02-01-J01-10《给水系统P&ID》。



机组一般在低于30%额定负荷下，1×100%汽泵方案给水泵需要开启再循环阀运行，实际上有些厂家要求40%额定负荷以下开启再循环阀。2×50%汽泵方案给水泵理论上在20%额定工况，可以单泵不开启再循环阀运行，但是因为深调工况基本都是从较高负荷调整下来，所以都是双泵运行。如果到30%额定负荷切掉一台泵，另一台泵需要先升负荷，再降负荷，实际运行中给水泵和小汽机控制非常困难，很容易引起给水压力和流量波动，甚至造成给水泵解列，由于20%-30%额定负荷锅炉燃烧也不稳定，甚至有停炉的风险。且机组深度调峰时间不确定，有时短时间调峰后，还要快速升负荷，停运给水泵和小汽机，需要快速启动匹配另一台运行泵，运行人员操作非常复杂，难于实现。因此目前2×50%汽泵方案工程在实际深调过程中，也是采用双泵运行，开启再循环阀的模式。本工程采用1×100%汽泵，在30%额定工况以下需要开启再循环阀运行。

5.9 技术条件综合对比

序号	项 目	2×50%汽泵方案	1×100%汽泵方案
1	系统复杂性	相对较复杂	相对复杂
2	布置方案	大	较大
3	安全可靠	好	好
4	可用系数	93.218%	93.218%
5	非计划停运率	1.196%	1.196%
6	带基本负荷热耗	较高	较高
7	低负荷热耗	较低	较低
8	主机净输出功率	一般	一般
9	起吊设施	在汽机房内用大机行车	在汽机房内用大机行车
10	检修维护	复杂	较复杂
11	控制系统	复杂	较复杂

12	启动/停机性能	由汽泵启/停机	由汽泵启/停机
----	---------	---------	---------

6 综合经济比较

6.1 热经济性比较

项 目	单位	2×50% 汽泵方案	1×100% 汽泵方案
机组年利用小时数	h	5500	5500
二台机组额定出力	MW	2×660	2×660
机组热耗差值	KJ/kwh	基准	-13
发电标准煤耗差值	g/(kw*h)	基准	-0.469
二台机组全年发电耗煤量差值	万吨/年	基准	-0.28

注:锅炉效率暂按96.5%考虑，管道效率按99%考虑。

根据上表可以看出：1×100%汽泵方案较2×50%汽泵方案的发电标准煤耗低约0.469g/(kw.h)，全厂二台机组年发电标准煤耗量降低约0.28万吨。

6.2 初投资的比较

现将上述几节讨论的内容，折算成技经费用列表如下：

序号	项 目	2×50%汽泵 方案	1×100%汽泵 方案
1	热机设备管道费用差（万元）	基准	-526
2	电控设备费用差（万元）	基准	-160
3	冷却系统增加投资（万元）	基准	0
4	土建投资（万元）	基准	+300
5	二台机组投资额差（万元）	基准	-386

注：汽泵方案水工设备初投资中已包括除盐设备。

综合以上数据,可以看出就初投资而言，1×100%汽泵方案小于2×50%汽

泵方案。

6.3 综合投资经济性比较

根据上述技术经济分析数据，按现行年实际贷款利率 $I=3.95\%$ ，偿还年限 $n=18$ 年，资金回收系数为 0.0803 ，年利用小时数 5500 小时计算三个方案的运行收益差额如下：

		2×50% 汽泵方案	1×100% 汽泵方案
二台机组全年耗煤量投资费用差额	万元/年	基准	-397.10
二台机组初投资差额	万元	基准	-386
初投资年分摊费用差额	万元/年	基准	-32.44
二台机组运行维护费用差额	万元/年	基准	-40
二台机组年总费用差额	万元/年	基准	-855.5

从上表比较可看出：1×100%汽泵方案较2×50%汽泵方案两台机组年收益高855.5万元。

7 结论

经过以上分析综合比较，根据目前给水泵及汽轮机设备的运行可靠性基本与主机相同，故本工程推荐采用1×100%汽动给水泵方案，给水泵汽轮机排汽直接至主机排汽装置，同主机采用同一个排汽冷却系统。两机设一台公用40%电动启动给水泵（满足稳压吹管要求）。