

新型核电机组启停及给水系统控制策略

刘宇穗[✉]

(中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广州 510663)

摘要: [目的] 采用研究、分析和归纳的方法, 得到机组启停、给水、旁路的控制策略。[方法] 参考项目经验, 借鉴核电常规岛和火电机组的先进设计理念, 对机组工艺系统的设备进行优化, 相应优化控制策略, 主要考虑“机组启停和旁路系统”和“给水系统”控制策略优化。[结果] 研究机组启停控制策略2个方案; 给水控制策略5个方案; 旁路控制策略3个方案。[结论] “机组启停控制策略”采用方案一, 控制策略较简单, 较方案二耦合少, 经济性较合理。“给水系统控制策略”采用方案二(母管制)控制方案合理, 经济性好, 系统运行安全; “旁路控制策略”采用方案一, 方案一经济性好, 保护控制逻辑完善。

关键词: 机组启停控制策略; 给水控制策略; 旁路控制策略

中图分类号: TM623; TL4

文献标志码:

文章编号: 2095-8676(2020)02-0127-05

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



Control Strategy of Start/Stop and Feed Water System of New Type Nuclear Power Plant

LIU Yusui[✉]

(China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, China)

Abstract: [Introduction] By means of research, analysis and induction, the control strategies of unit start/stop, feed water and bypass are obtained. [Method] Referring to the experience of the project, referring to the advanced design concept of conventional island of nuclear power plant and thermal power unit, the equipment of thermal systems of the plant would be optimized, and the control strategy of them would be optimized accordingly. It is mainly considered to the optimization of the control strategy of "startup, shutdown and bypass system" and "feed water and high-pressure heater system" in this paper. [Result] Having 2 schemes in the control strategy of unit start-up and shutdown, having 5 schemes in the control strategy of feed water and having 3 schemes in the control strategy of bypass. [Conclusion] Scheme I of 2 schemes of "unit start stop control strategy" has been adopted, which is simpler, less coupling than scheme II, and more reasonable in economy. Scheme II (header control) scheme of 5 schemes of "feed water system control strategy" has been adopted, which is reasonable, economical and safe for system operation; Scheme I of 3 schemes of "bypass control strategy" has been adopted, which is economical and has perfect protection control logic.

Key words: unit start/stop control strategy; feed water control strategy; bypass control strategy

随着我国经济形势高速发展, 生态环境要求越来越高, 促使能源工业往安全、低碳、绿色深度发展。高温气冷堆核电技术应运而生, 它属于核电四代技术, 具有安全性高、低碳、绿色、效率高、用途广等特点, 可以作为未来能源的重要组成。为了

我国能源工业发展和进步, 我院适时开展了四代核电关键技术研究工作^[1-3], 主要项目之一就是600 MW高温气冷堆核电厂的研究与应用, 该项目属于国内外首项, 对我国新能源发展具有重要意义, 该研究有依托的核电项目, 已进行收资和相关调研工作, 开展了项目的可行性研究工作。该项目的难点之一是机组启停过程的控制, 本文通过对机组启停过程的分析和研究, 找出相关联系与规律, 得到可行的解决方案, 形成机组启停及给水系统控

收稿日期: 2020-03-09 修回日期: 2020-04-29

基金项目: 中国能建广东院科技项目“四代核电和小型反应堆核电关键技术研究”(EV04101); 核电厂最终热阱技术研究(EV04111W); 大容量机组高效宽负荷率控制技术研究和应用(EV03141W)。

制策略。

1 设备情况

本示范项目汽轮发电机组基本参数如下：

1) 主蒸汽参数

⇒ 流量：99.4X6 kg/s。

⇒ 压力：13.9 MPa。

⇒ 温度：571 ℃。

2) 主给水参数

⇒ 流量：99.4X6 kg/s。

⇒ 压力：15.2 MPa。

⇒ 温度：205.2 ℃。

反应堆出口主蒸汽参数与常规火电机组超高压等级相同；给水及主蒸汽流量与660 MW超超临界火电机组相当；低压缸排汽量约为660 MW超超临界火电机组的1.3倍。

2 主蒸汽、启动停堆和旁路系统及控制策略

2.1 系统概况

660 MW高温气冷堆核电站配置有6个高温气冷堆标准模块，从每个蒸汽发生器管道出来1根主蒸汽管道，共6根主蒸汽管道。主蒸汽会合后，最终接入汽轮机高压缸主汽门入口。由于蒸汽发生器为强制直流蒸汽发生器，主蒸汽上需要设置启动-停堆系统，主蒸汽参数不合格时进入启动停堆系统，参数合格后再进入主汽门，保证汽轮机组的过热蒸汽参数满足要求。启动-停堆系统中设置有汽水分离器，汽侧通过旁路阀接入凝汽器，水侧在压力较高时排入除氧器，回收热量，压力较低时排入凝汽器。

为了在汽轮机启动、甩负荷、汽轮机跳闸和反应堆停堆等情况下，通过可控的方式将主蒸汽引至凝汽器，达到停机不停堆的功能，需要设计汽轮机旁路，通过旁路阀将主蒸汽排入凝汽器。旁路阀设置减温水，将其降温至凝汽器可以接受的范围，水源来自凝结水系统。

方案一：参考200 MW高温气冷堆示范项目，每座反应堆分别配置一台汽水分离器、一套旁路装置及相应的阀门，汽水分离器流量按30%额定主蒸汽量考虑。每根主蒸汽管道连接1套启动-停堆系统，设置1套去凝汽器的单堆100%容量的旁路阀

门。在去启动-停堆系统及旁路系统支管后，6根主蒸汽管道合并至1根母管。其中启动停堆及正常甩负荷旁路合并设置。这是推荐方案。

方案二：将启动停堆系统简化，两座反应堆配置一台汽水分离器、一套旁路装置及相应的阀门，汽水分离器流量按60%单堆额定主蒸汽量考虑。每个汽水分离器设置1套去凝汽器的单堆60%容量的旁路阀门。同时每座反应堆主蒸汽出口管道设置1套去凝汽器的单堆100%容量的旁路阀门，用于正常甩负荷。在去启动-停堆系统及旁路系统支管后，6根主蒸汽管道合并至1个母管。

2.2 方案一控制策略

根据工艺系统及相关资料了解，高温气冷堆核电机组启、停过程中反应堆、汽轮机匹配模式、工艺配置、控制功能均与压水堆核电机组有显著区别，与超临界直流锅炉火电机组也有很大不同。在机组启停过程中，蒸汽发生器（SG）出口介质经历过冷水、饱和水、汽液两相、饱和蒸汽、过热蒸汽的相变过程。从控制策略来看可分为两部分考虑，一是单个蒸汽发生器启停过程，二是多台（SG）启停过程，分别描述。

2.2.1 单台发生器启停过程^[4-5]

1) 第一过程 为过冷水过程，进入汽水分离器的过冷水来自汽水分离器入口隔离阀、入口调节阀和汽水分离器入口隔离阀1，使蒸汽发生器出口温度由170.3 ℃升至336.1 ℃此为反应堆启动初期。汽水分离器在正常液位调节汽水分离器下部的疏水调节阀，保证汽水分离器中压力为0.1~5.0 MPa，调节汽水分离器入口调节阀控制蒸汽发生器出口压力为13.9 MPa。使启停堆系统至旁路隔离阀和汽水分离器出口隔离阀和联锁开启，一定满足汽水分离器内液位低于高液位，汽水分离器内压力高于1.0 MPa，并且，当蒸汽发生器出口温度达到400 ℃时，控制室手动关闭各疏水阀，低于400 ℃时，控制室手动打开疏水阀，对启停堆系统进行暖管。对主蒸汽系统此段管道进行暖管，连锁开启启停堆系统至旁路隔离阀和汽水分离器出口隔离阀后，控制室手动打开汽轮机旁路阀间主蒸汽管道上的疏水阀、主蒸汽至旁路电动隔离阀，暖管结束后，控制室手动关闭疏水阀。当汽水分离器内液位低于高液位；汽水分离器出口温度为265 ℃，其内压力达到

5.0 MPa, 汽轮机旁路阀自动投入, 控制汽水分离器内部压力为 5.0 MPa, 蒸汽通过旁路阀减温和减压然后进入凝汽器。疏水调节阀控制汽水分离器中的液位为正常液位, 其中的水经由汽水分离器疏水隔离阀和疏水调节阀调节进入凝汽器。

2) 第二过程 蒸汽发生器出口蒸汽温度达到 336.1 °C、功率为 6.04% 额定堆功率时, 蒸汽发生器出口开始产生蒸汽, 其出口为汽液两相流阶段。汽水分离器中的压力仍由汽轮机旁路阀控制在 5.0 MPa, 使得蒸汽发生器出口全部为干饱和蒸汽, 功率为 13.77% 额定堆功率。

3) 第三过程 蒸汽发生器出口蒸汽参数达到 400 °C、13.9 MPa, 汽水分离器内的液位处于低液位时, 这是 I 过热蒸汽阶段 (336.1 ~ 571 °C、13.9 MPa)。在这条件下, 疏水至凝汽器隔离阀连锁关闭; 汽水分离器疏水隔离阀连锁关闭; 汽水分离器下部的疏水调节阀连锁快速关闭。此时, 汽轮机旁路阀维持入口调节阀后压力为 5.0 MPa 并且汽水分离器旁路隔离阀连锁全开。完成以下条件汽水分离器被隔离, 当汽水分离器旁路隔离阀全开 30 s 后, 疏水至凝汽器隔离阀连锁关闭; 汽水分离器疏水隔离阀连锁关闭; 汽水分离器出口隔离阀连锁关闭; 汽水分离器入口隔离阀 2 连锁关闭。汽轮机旁路阀控制调节阀后压力按照启动曲线由, 在此过程中, 其后入口调节阀调节蒸汽发生器出口压力为 13.9 MPa, 旁路压力调节阀按启动曲线 (5.0 MPa~13.5 MPa) 调压^[6-8]。

4) 第四过程 (蒸汽参数: 13.9 MPa、571 °C)。当蒸汽发生器出口蒸汽参数达到 571 °C、13.9 MPa、压差 ≤ 0.03 MPa、温差 ≤ 5 °C 时, 此为 II 过热蒸汽阶段。这是汽轮机缓慢升功率, 汽轮机进汽量逐渐增大过程, 汽水分离器入口调节阀控制蒸汽发生器出口压力, 控制室手动缓慢开启主汽管道上的主蒸汽电动隔离阀至 1/2, 多余蒸汽通过汽轮机旁路阀排放。当汽轮机进汽量达到 90.6 kg/s 时, 汽轮机旁路阀达到关闭状态, 启停堆系统至旁路隔离阀连锁关闭; 汽水分离器旁路隔离阀连锁关闭; 入口调节阀连锁关闭; 汽水分离器入口隔离阀 1 连锁关闭。打开主蒸汽至汽轮机电动隔离阀, 反应堆升至满功率, 反应堆启动完毕。

5) 停止程序按相反方向执行

2.2.2 多台蒸汽发生器启停过程

当多台蒸汽发生器经过上述启停过程后有并汽过程, SG 出口为过热蒸汽阶段 II (蒸汽参数: 13.9 MPa、571 °C)。当 SG 出口蒸汽参数达到与反应堆 SG 出口蒸汽参数 (13.9 MPa、571 °C) 压差 ≤ 0.03 MPa, 温差 ≤ 5 °C 时, 控制室手动缓慢开启主汽管道上的主蒸汽电动隔离阀至 1/2, 汽水分离器入口调节阀控制 SG 出口压力。汽轮机进汽调节阀控制进汽量逐渐增大, 汽轮机缓慢升功率。多余蒸汽通过汽轮机旁路阀排放。并汽过程可采用增益平衡自适应控制策略。

2.3 方案二控制策略

方案二中, 也要经过单台发生器启停过程和多台发生器启停过程。由于方案二中两座反应堆配置一台汽水分离器、一套旁路装置及相应的阀门, 汽水分离器流量按 60% 单堆额定主蒸汽量考虑, 每个汽水分离器设置 1 套去凝汽器的单堆 60% 容量的旁路阀门, 同时每座反应堆主蒸汽出口管道设置 1 套去凝汽器的单堆 100% 容量的旁路阀门。流量测量计算复杂, 蒸汽发生器出口压力较难控制, 旁路控制考虑汽水分离器旁路和蒸发器 (SG) 出口旁路配合, 灵活度较差。互相耦合、影响大。

综合以上方案比较, 方案一控制策略较简单, 较方案二耦合少, 互相影响少, 经济性较合理。方案二灵活度较差。互相耦合、影响大, 控制推荐方案一。

3 给水系统及控制策略

3.1 系统概况

本工程核岛共有 6 个堆, 单堆逐堆启停、双堆启停还是三堆启停, 将对常规岛主给水泵配置方案有着重要影响。由于核岛尚未明确各堆采用何种组合启停要求情况下, 经考虑可行性及经济性, 有以下三个备选方案, 见表 1。

其中方案一, 设计思路与 200 MW 高温气冷堆示范电站思路完全一致, 6 台泵配 6 台高压加热器, 分别接入 6 台蒸汽发生器, 配置有 2 台备用泵, 但不能在线切换, 各个反应堆之间给水系统不会互相影响。对核岛的匹配程度最高, 但对于 6 个反应堆的核岛来说系统较复杂, 设备多, 投资高、占地面积大。如果经过进一步配合计算, 在核岛允许的前

表1 给水系统方案比较

Tab. 1 Comparison of feed water system

| 注n | 方案一 | 方案二 | | 方案三 | |
|----|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | 8×16.7% | 4×33.3% | | 3×50% | |
| 2 | 6用2备 | 3用1备 | | 2用一备 | |
| 3 | 单元制 | 单元制 | 母管制 | 单元制 | 母管制 |
| 4 | 复杂 | 较复杂 | 简单 | 较复杂 | 最简单 |
| 5 | 6 | 3 | 1 | 2 | 1 |
| 6 | 1 | 2 | 6 | 3 | 6 |
| 7 | 100% | 100% | 33.3% | 100% | 50% |
| 8 | 否 | 否 | 是 | 否 | 是 |
| 9 | 0 | 1×50% | 5×16.7% | 2×33.3% | 5×16.7% |
| 10 | 是 | 是 | 是 | 是 | 是 |
| 11 | 是 | 是 | 是 | 是 | 是 |
| 12 | 是 | 待定 | 是 | 是 | 是 |
| 13 | 高 | 较高 | 较高 | 最低 | 最低 |
| 14 | 高 | 较高 | 低 | 最低 | 最低 |
| 15 | 高 | 较高 | 低 | 最低 | 最低 |

注：1：给水泵配置台数和容量；2：运行方式；3：给水系统设置；4：给水系统复杂程度；5：配置高加数量；6：1台泵故障影响的核岛堆数；7：泵故障时是否能在线切换；8：泵故障时是否能在线切换；9：1台堆停堆对相关反应堆影响大小；10：是否适应核岛单堆逐堆启停；11：是否适应核岛双堆启停；12：是否适应核岛三堆启停；13：与核岛堆的匹配度；14：初投资；15：占地面积。

前提下。可以向方案二或方案三来简化。

方案二，采用4×33.3%的给水泵配置，单泵容量为2个反应堆的容量。给水系统可以有单元制和母管制两个选择。若采用单元制，则以2个反应堆为一组，给水系统的相互影响限制在2个反应堆以内。配置3台高加；若采用母管制，则各给水泵出口管道汇集至1个母管，配置1台高加。

方案三，采用3×50%的给水泵配置，单泵容量为3个反应堆的容量。给水系统可以有单元制和母管两个选择。若采用单元制，则以3个反应堆为一组，3个反应堆的给水系统相互影响。配置2台高加；若采用母管制，则各给水泵出口管道汇集至1个母管，配置1台高加。

3.2 控制策略^[6-7]

3.2.1 方案一 控制策略

设计思路与200 MW高温气冷堆示范电站思路完全一致，6台泵配6台高压加热器，分别接入6台蒸汽发生器，配置有2台备用泵，但不能在线切换，各个反应堆之间给水系统不会互相影响。控制

回路较简单，给水控制根据负荷控制变化，核堆低功率时，维持启停给水流量，核堆功率达到20%额定堆功率后，受汽水分离器出口温度及压力控制。不经济，需要控制回路多，现场检测元件增多，包括每个回路给水流量，蒸发器出口压力、温度等。

3.2.2 方案二(单元制)控制策略

采用4×33.3%的给水泵配置，单泵容量为2个反应堆的容量。若采用单元制，则以2个反应堆、一台给水泵、一台高加为一组，给水控制根据负荷控制变化，核堆低功率时，维持启停给水流量，核堆功率达到20%额定堆功率后，受汽水分离器出口温度及压力控制。分成3泵-高加-蒸发器组，故障影响小，具有较好的灵活性，同时，控制回路减少，现场元件比方案一大量减少，经济性较好。虽然增加投切蒸发器和备用泵回路，实现控制是可以的。最大问题是单元制不能解决自备投切问题。

3.2.3 方案二(母管制)控制策略

采用4×33.3%的给水泵配置，单泵容量为2个反应堆的容量。采用母管制，则各给水泵出口管道汇集至1个母管，配置1台高加，高加连母管接6台蒸发器。给水控制根据负荷控制变化，核堆低功率时，维持启停给水流量，核堆功率达到20%额定堆功率后，受汽水分离器出口温度及压力控制。由于一泵供水一台高加和六台蒸汽发生器，存在控制耦合问题，控制回路减少，现场元件比方案一大量减少，经济性好，最主要点是由于泵容量选择小(33.3%)，不会因跳一台泵引起跳堆。

3.2.4 方案三(单元制)控制策略

采用3×50%的给水泵配置，单泵容量为3个反应堆的容量。若采用单元制，则以3个反应堆为一组。控制回路复杂，给水控制根据负荷控制变化，核堆低功率时，维持启停给水流量，核堆功率达到20%额定堆功率后，分成2泵-高加-蒸发器组，故障影响较大，具有一定灵活性，同时，控制回路减少，现场元件比方案一减少，经济性较好。虽然增加投切蒸发器和备用泵回路，实现控制是可以的。最大问题是不能解决自备投切问题。

3.2.5 方案三(母管制)控制策略

采用3×50%的给水泵配置，单泵容量为3个反应堆的容量。则以3个反应堆为一组。若采用母管制，则各给水泵出口管道汇集至1个母管，配置1

台高加。给水控制根据负荷控制变化，核堆低功率时，维持启停给水流量，核堆功率达到20%额定堆功率后，受汽水分离器出口温度及压力控制。由于一泵供水一台高加和六台蒸汽发生器，存在控制耦合问题，控制回路减少，现场元件比方案一大量减少，经济性好，由于泵容量选择大（50%），因跳一台泵引起大的干扰甚至停堆。

综合以上各方案，方案一控制简单，经济性差；方案二（单元制）控制方案合理，经济性合理，不能解决泵自备投问题。方案二（母管制）控制方案合理，经济性好，系统运行安全。方案三（单元制）控制方案合理，经济性合理，不能解决泵自备投问题。方案四（母管制）泵切换和故障干扰大，经济性好。方案二（母管制）为控制推荐方案。

4 汽机旁路控制^[8]

1) 方案一：汽机旁路按每堆容量50%考虑，启停控制是常规做法，主要控制汽机进气压力。如发生汽机跳闸或甩负荷工况，不但全开旁路，主蒸汽排到凝汽器，还要打开蒸汽发生器出口PVC阀或安全阀，控制程序较复杂。

2) 方案二：汽机旁路按每堆容量100%考虑，启停控制是常规做法，主要控制汽机进气压力。如发生汽机跳闸或甩负荷工况，只要全开旁路，主蒸汽排到凝汽器，控制程序较简单。

综合以上方案，方案一经济性好，保护控制逻辑较复杂，方案二经济性稍差，保护逻辑较简单。考虑到机组的用途和目的倾向采用第一方案。

5 结论

本文对660 MW高温气冷堆项目主要的热力系统进行了优化选型论证。主要结论如下：

1) 每座反应堆分别配置一台汽水分离器、一套旁路装置及相应的阀门，汽水分离器流量按30%额定主蒸汽量考虑。每根主蒸汽管道连接1套启动-停堆系统，设置1套去凝汽器的单堆100%容量的旁路阀门。在去启动-停堆系统及旁路系统支管后，6根主蒸汽管道合并至1根母管。其中启动停堆及正常甩负荷旁路合并设置。从控制策略来看，该方案比较合理，故障影响小。

2) 主给水系统配置4台33.3%容量电动调速主给水泵，3台运行，1台备用，主给水系统母管制，配置单列高加，该控制策略控制合理，有一定耦合干扰，可以通过软件修正，主要特点是安全性好，不容易跳堆，经济性好，控制推荐方案。

3) 汽机旁路的设置，方案一经济性好，保护控制逻辑较复杂，方案二经济性稍差，保护逻辑较简单。考虑到机组的用途和目的倾向采用方案一。

4) 凝结水系统、真空系统等控制策略较常规，不再赘述。

上述热力系统的优化选型是在参考200 MW高温气冷堆示范项目经验的基础上，并充分借鉴我院百万千万级压水堆常规岛和660 MW等级火电机组的先进成熟经验进行的。优化选型的目标是确保常规岛与核岛的匹配性、安全可靠、运行灵活性、经济适用。

参考文献：

- [1] 叶奇蓁. 我国核电及核能产业发展前景[J]. 南方能源建设, 2015,2(4):18-21.
- [2] 徐玉明. 中国核电发展的进展与战略[J]. 南方能源建设, 2015,2(4):1-2.
- [3] 彭雪平. 清洁核能, 绿色发展[J]. 南方能源建设, 2015,2(4):A3.
- [4] 蔡宝玲, 钱秋裕. 高温气冷堆启停堆系统过程动态特性分析及控制策略验证[J]. 热力发电, 2015,44(12):62-68.
- [5] 钱秋裕, 赛宏伟, 黄晓津. 高温气冷堆核电站汽水分离系统设计[J]. 热力发电, 2015,44(12):103-106+112.
- [6] 郗成超. 600 MW机组启动阶段给水系统自动控制逻辑优化[J]. 热力发电, 2014,43(5):113-116+120.
- [7] 傅斌, 余盛杰, 林文慰. 超临界600 MW机组启动给水方式节能优化及风险控制[J]. 青海电力, 2016,35(4):32-35+55.
- [8] 吴家凯, 黄涛. FCB功能火电机组辅机选型技术研究[J]. 南方能源建设, 2018,5(1):59-62.

作者简介：



刘宇穗

刘宇穗（通信作者）

1958-，男，广东兴宁人，教授级高级工程师，工程硕士，从事仪表与控制专业设计（e-mail）liuyusui@gedi.com.cn。

（责任编辑 李辉）