



(12)发明专利申请

(10)申请公布号 CN 108843414 A

(43)申请公布日 2018. 11. 20

(21)申请号 201810470037.9

F01K 7/38(2006.01)

(22)申请日 2018.05.16

F01K 7/40(2006.01)

(71)申请人 山东电力工程咨询院有限公司

F01K 3/18(2006.01)

地址 250014 山东省济南市历下区闵子骞路106号

F01D 15/10(2006.01)

申请人 国家核电技术公司

(72)发明人 王龙林 吴放 杨俊波 祁金胜

刘义达 胡训栋 苗井泉 隋菲菲

张书迎 李官鹏

(74)专利代理机构 济南圣达知识产权代理有限公司 37221

代理人 李圣梅

(51)Int.Cl.

F01K 11/02(2006.01)

F01K 13/00(2006.01)

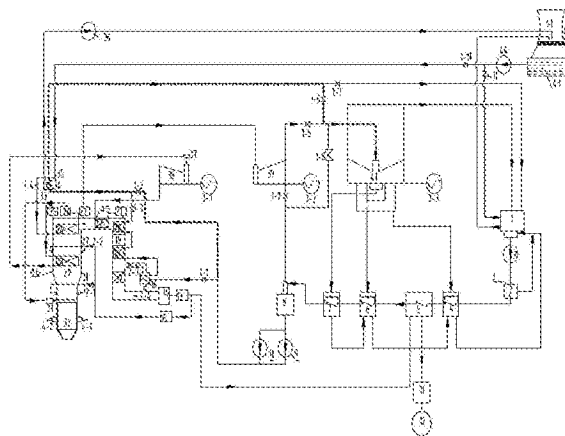
权利要求书3页 说明书12页 附图1页

(54)发明名称

核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统及方法

(57)摘要

本发明公开了核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统及方法,过热系统:所述过热回路利用汽轮机低压缸、中压缸及高压缸的抽汽作为热源对凝汽器输出的水进行分级分段升参数加热,形成过热蒸汽输出至汽轮机高压缸,高压缸与发电机相连,带动发电机发电;再热回路:所述再热系统将高压缸排汽进行再热输出至中压缸,所述中压缸排汽输出至低压缸。给水泵设置两台给水泵,可以实现当常规能源锅炉出现RUNBACK故障时,系统进入解耦运行状态,解耦运行时,汽轮机组采用滑压运行模式;当常规能源锅炉出现MFT故障时,汽轮机迅速切除高、中压缸,核岛产生的蒸汽直接进入低压缸做功发电。该系统考虑了运行中的重大故障的处理措施,大大提升了耦合系统的安全性。



1. 核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统,包括凝结水系统、给水系统、过热系统及再热系统:

所述凝结水系统将凝结的水依次输出至凝结水低加回热器、低温烟气余热利用装置、另一级凝结水低加回热器及除氧器进行加热;所述凝结水低加回热器以汽轮机低压缸、中压缸的抽汽或排汽作为回热热源,所述除氧器以汽轮机中压缸的抽汽或排汽作为加热热源;

在正常耦合运行时,所述给水系统将除氧器加热后的水通过高压给水泵依次经中温烟气余热利用装置、耦合用化石燃料锅炉的尾部烟道中的锅炉尾部烟道第一级给水加热器、锅炉尾部烟道第二级给水加热器输送至核岛;

过热系统:所述过热系统包括核岛、耦合用化石燃料锅炉的过热器,所述给水在核岛内受热蒸发形成温度较低的饱和蒸汽或微过热蒸汽,在正常耦合运行时,所述过热系统将核岛输出的饱和蒸汽或微过热蒸汽依次导入低温对流过热器、低温过热器出口集箱、墙式过热器入口集箱、墙式过热器、墙式过热器出口集箱、高温对流过热器加热成高度过热的蒸汽,高温对流过热器出口的高度过热的蒸汽输出至汽轮机高压缸,高压缸做功带动第一发电机发电;在启动或解耦运行时,所述过热系统将核岛出口的饱和蒸汽或微过热蒸汽直接连接至低压缸做功发电;

再热系统:在正常耦合运行时,所述再热系统将高压缸排汽依次输送进入高压缸排汽管道、低温对流再热器、墙式再热器入口集箱、墙式再热器进行再热成为再热蒸汽,墙式再热器出口的再热蒸汽经墙式再热器出口集箱汇总后输出至中压缸做功,中压缸做功带动第二发电机发电,所述中压缸做功后的排汽进入低压缸进一步做功,低压缸做功带动第三发电机发电,在低压缸内做完功后的乏汽进入凝汽器中冷凝为凝结水。

2. 如权利要求1所述的核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统,其特征是,在启动或解耦运行时,所述给水系统将除氧器加热后的水通过低压给水泵直接输送至核岛;所述再热系统停止运行。

3. 如权利要求1所述的核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统,其特征是,核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统还包括核岛事故喷淋系统,所述核岛事故喷淋系统包括将凝汽器循环冷却水引一路旁路进入核反应堆上方的应急冷却高位水箱,应急冷却高位水箱位于核反应堆安全壳上部,核反应堆发生事故工况时由应急冷却高位水箱向安全壳提供喷淋水,喷淋水一部分受热蒸发进入大气,一部分多余的喷淋水落入喷淋回收水池,喷淋回收水池的水通过抽水泵进入冷却塔冷却后进入冷却水池,循环水泵入口接自冷却水池。

4. 如权利要求1所述的核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统,其特征是,所述凝结水低加回热器及另一级凝结水低加回热器均自带旁路,局部事故工况时分别切除低加回热器对应的主管路直接通过旁路进入到下一阶段的加热过程中。

5. 如权利要求1所述的核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统,其特征是,所述耦合用化石燃料锅炉包括燃烧室、炉膛及尾部烟道,炉膛位于燃烧室的上部,尾部烟道连接至炉膛,墙式过热器布置在整个炉膛的炉墙上;

所述燃烧室的四周设置有燃烧器,所述炉膛的底部设置有墙式过热器入口集箱,所述炉膛的顶部设置有墙式过热器出口集箱;

所述燃烧室上方的炉膛内依次设置有扩容区域及对流区域,炉膛中部设置有锥段,所

述锥段及锥段与燃烧室顶部之间的区域为扩容区域,炉膛的位于扩容区域上方的区域为对流区域;

所述耦合用化石燃料锅炉的燃烧室内壁、外壁均设置有采用保温绝热材料的保温层。

6.如权利要求5所述的核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统,其特征是,所述扩容区域包括锥段、锥段的前置直段、扩容区域烟气再循环管路接口,所述扩容区域烟气再循环管路接口位于锥段的前置直段上,所述锥段的前置直段位于锥段的下方,所述锥段的前置直段与燃烧室顶部连接,所述扩容区域烟气再循环管路接口连接扩容区域烟气再循环管路,所述扩容区域通过从炉后引风机后或引风机前引出的扩容区域再循环烟气实现对从燃烧室来的烟气的增容降温,其目的是增加对流换热所需要的烟气量;

所述对流区域位于扩容区域的上方,由于烟气量大增,故对流换热效果大大增强,且由于烟气得到了降温,故受热面超温爆管的可能性大大降低,锅炉的安全性大大提高,在该区域内烟气主要通过对流换热的形式实现对高温对流过热器、低温对流过热器中的蒸汽加热;在对流区域的中部,即高温对流过热器和低温对流过热器之间的炉膛直段上设置有对流区域烟气再循环管路接口,在所述对流区域中,对流烟气再循环管路接口上方区域布置有低温对流过热器,所述对流区域烟气再循环管路接口连接对流区域烟气再循环管路,通过从炉后引风机后或引风机前引出的对流区域再循环烟气实现了对从高温对流过热器出口来的烟气的进一步增容降温;

高温对流过热器的热源来自燃烧室来的烟气与扩容区域再循环烟气汇合后的烟气,低温对流过热器的热源来自扩容区域来的烟气与对流区域再循环烟气汇合后的烟气。

7.如权利要求5所述的核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统,其特征是,所述尾部烟道内依次设置有低温对流再热器、锅炉尾部烟道第二级给水加热器、脱硝装置及锅炉尾部烟道第一级给水加热器;

烟气从耦合用化石燃料锅炉尾部烟道第一级给水加热器出口分为两路,一路作为主烟道烟气进入空气预热器加热空气,另一路作为旁路烟道进入中温烟气余热利用装置加热给水,两路烟气汇合后依次进入除尘器、引风机;

在引风机出口的烟道上设再循环管路入口,再循环管路中设置有再循环风机,再循环风机将烟气输送至对流区域烟气再循环管路、扩容区域烟气再循环管路;

在引风机出口之后的烟道上,设置有低温烟气余热利用装置,所述低温烟气余热利用装置位于再循环管路入口之后或再循环管路入口之前的烟道上。

8.如权利要求1所述的核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统,其特征是,所述耦合用化石燃料锅炉所配置的一次风机、送风机、再循环风机、引风机、空气预热器均为双列辅机配置,当其中一台辅机发生异常时,发出故障信号,故障信号被耦合系统的集控室接收一定时间后,高压给水泵自动切换成低压给水泵运行,机组进入解耦运行状态,解耦运行时,汽轮机组采用滑压运行模式。

9.如权利要求1所述的核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统,其特征是,所述耦合用化石燃料锅炉主燃料跳闸保护动作时,则联跳运行的全部再循环风机、一次风机、磨煤机、给煤机,触发MFT保护动作,进入解耦运行模式:高压给水泵切换到低压给水泵,核岛产生的蒸汽不进入化石燃料锅炉,而是通过旁路直接进入压力和温度与之匹配的低压缸做功发电;

能够触发化石燃料锅炉主燃料跳闸保护动作的条件包括但不限于：全部送风机跳闸、全部引风机跳闸、所有一次风机跳闸、全部空预器停运、火检冷却风丧失、炉膛压力超过设定值、炉膛压力低于设定值、主蒸汽压力超过设定值、全炉膛火焰丧失或失去所有燃料；

当化石燃料锅炉因事故停运时，核反应堆减负荷，但不停机，系统进入解耦运行模式；当核反应堆因事故停运时，化石燃料锅炉停机，系统进入停机模式除氧器的输出端连接两台并联的给水泵，正常运行时只启用高压给水泵，启动或解耦运行时只启用低压给水泵，系统停机时高压给水泵和低压给水泵均不启用；

当化石燃料锅炉停机时，启用低压给水泵，核岛产生的蒸汽不经过化石燃料锅炉而是通过旁路直接进入温度范围和压力范围与之匹配的低压缸；

当化石燃料锅炉停运时，核反应堆产生的蒸汽也有一条大旁路不经过化石燃料锅炉也不走高、中、低压缸而直接连接至凝汽器，被凝汽器循环冷却水冷却成凝结水回收。

10. 如权利要求1所述的核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统的工作方法，其特征是，包括：

机组启动时，先启动核岛和低压缸，之后逐步启动化石燃料锅炉并逐步启动高压缸和中压缸；

过热系统流程：凝汽器输出的液态水依次经过：轴封加热器、#4低加回热器、低温烟气余热利用装置、#3低加回热器、#2低加回热器、除氧器、给水泵、中温烟气余热利用装置、锅炉尾部烟道第一级给水加热器、锅炉尾部烟道第二级给水加热器、核岛、低温对流过热器、低温过热器出口集箱、墙式过热器入口集箱、墙式过热器、墙式过热器出口集箱、高温对流过热器加热成过热蒸汽输出至高压缸；

再热流程：高压缸排汽依次经过：高压缸排汽管道、低温对流再热器、墙式再热器入口集箱、墙式再热器、墙式再热器出口集箱、中压缸、中压缸排汽管道、低压缸；

化石燃料锅炉中，烟气从锅炉尾部烟道第一级给水加热器出口分为两路，一路作为主烟道烟气进入空气预热器加热空气，另一路作为旁路烟道进入中温烟气余热利用装置加热给水，两路烟气汇合后依次进入除尘器、引风机，在引风机出口的烟道上设再循环管路入口，再循环管路与再循环风机相连接，在引风机出口之后的烟道上，设置有低温烟气余热利用装置，所述低温烟气余热利用装置位于再循环管路入口之后或再循环管路入口之前的烟道上；

当化石燃料锅炉停运时，进入解耦运行模式，核岛产生的蒸汽不经过化石燃料锅炉而是通过旁路直接进入温度范围和压力范围与之匹配的低压缸；同时，关停高压给水泵，自动切换至低压给水泵运行；

同时，为防止任何工况下核反应堆堆芯热量的散热不足，将凝汽器循环冷却水引一路旁路进入核反应堆上方的应急冷却高位水箱，应急冷却高位水箱位于核反应堆安全壳上部，核反应堆发生事故工况时可以由应急冷却高位水箱向安全壳提供喷淋水，排出安全壳内热量；

核反应堆产生的蒸汽也有一条大旁路不经过化石燃料锅炉也不经过高、中、低压缸而直接连接至凝汽器，被凝汽器循环冷却水冷却成凝结水回收。

核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统及方法

技术领域

[0001] 本发明涉及能源利用技术领域,特别是涉及核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统及方法。

背景技术

[0002] 现代商用的核电厂主要是亚临界机组,沸水堆核电厂的反应堆一回路冷却剂被引入汽轮机,辐射防护和废物处理比较复杂,因此压水堆为现代商用核电技术的主流。常规压水堆一般为两回路系统,其中二回路系统的蒸汽带动汽轮机发电。由于反应堆载热剂温度的限制(压水堆平均出口温度一般低于330摄氏度),只能生产压力较低的(5.0~8.0MPa)饱和蒸汽或微过热(过热度为20~30摄氏度)蒸汽,全机理想比焓降很小,蒸汽湿度又高,为了增大单机功率,其蒸汽流量必然很大。目前商用核电厂二回路系统的参数一般为压力约6~8MPa,温度约230℃~290℃左右,发电效率约34%。超临界水冷堆(SCWR)反应堆堆芯出口参数压力约25MPa,温度约500℃,与常规压水堆相比,少一个回路,堆芯出口的热流体直接进入汽轮机,系统热效率接近45%,远高于常规水冷堆34%的热效率。但超临界水冷堆一直处于研究状态,但由于参数大幅提高,缺乏传热流动实验和数值数据,以及缺乏堆内关键材料在超临界水冷堆条件下的化学性能和力学性能等原因,技术上还存在较大的困难,有乐观文献认为需要到2028年具备商用堆建设能力。

[0003] 核电厂大多数都使用饱和蒸汽,核电汽轮机2/3的作功是在低压缸中完成,但核电汽轮机低压缸的排汽湿度较大,一般高达12%~14%,容易造成叶片侵蚀、腐蚀,因此一般采用半速汽轮机,而且在高压缸后需要加专门的汽水分离再热器进行除湿、再热。而火电厂普遍采用过热蒸汽,过热度高,普遍采用全速汽轮机。半速汽轮机转子直径大、重量重,一般来讲,半速汽轮机的材料消耗量要比全速汽轮机超过2倍,对于整台机组来说,半速汽轮机的重量约为全速机组的1.2~2.4倍。相应的汽轮机基础的支承负荷也加大,土建投资加大;半速汽轮机在运输、起吊、安装等方面的投资也比全速汽轮机高。根据现有文献介绍,设备造价和安装土建费,半速机比全速机高20%~30%(对整个常规岛相当于高7%左右)。

[0004] 众所周知,核电厂的投资远大于火电厂,而火电厂的热效率又普遍高于核电厂。如果采用合适的方法,搭建合适的系统,能够把火电厂的热力系统耦合进核电厂,那么既能大幅降低初投资,又能大幅提高运行热效率,将大幅提升经济性。

[0005] 由于高温气冷堆的固有安全性,其燃料元件的设计容许温度高达1600℃,故10MW高温气冷实验堆已建成。

[0006] 现有技术中,在2007年提出了一种将模块化高温气冷堆技术与目前已经成熟的超临界蒸汽动力循环技术耦合的方案,采用多堆配一机的方案,一回路采用氦气闭合循环,氦气自上而下流过球床堆芯被加热到750℃左右,二回路采用水及水蒸气循环,水蒸气被氦气加热到超临界蒸汽动力循环所需要的温度,比如565℃,其发电效率将达到45%以上,然而也是由于核岛部分大型化商业化的部分关键技术仍未取得突破,故高温气冷堆仍处在概念设计阶段。

[0007] 由于核岛突破需要解决的技术难点远高于常规火电设备,故核电与超临界蒸汽动力循环耦合的关键点在于不能寄希望于突破核岛设备来适应火电参数,而是突破火电设备来适应核岛参数,然而这条思路却一直没有被研究人员注意。

[0008] 现有技术中,虽然提出了核能与常规能源的串并联耦合发电系统及核能与常规能源直接过热耦合发电系统,但都没有解决耦合过程带来的容错性和安全性问题。例如,当常规能源锅炉因风机、燃烧器等设备检修、突然停机等原因造成的锅炉停运,蒸汽不能加热到原设计温度,那么原设计的汽轮机不能安全高效运行。

[0009] 根据现有文献介绍,汽轮机的初温不变、初压降低一般不会带来危险,如滑压运行时初压的下降,并未影响安全;而新汽温度和再热温度降低时,影响安全的关键是汽温下降速度,有的制造厂规定汽温突降50摄氏度时,应紧急停机。

[0010] 针对于现有文献提出的系统,当常规能源锅炉突然停运时,常规能源锅炉出口的过热蒸汽和再热蒸汽的汽温突降将远超50摄氏度,这就意味着现有文献提出的系统的汽轮机将紧急停机,同时也就意味着核岛也必须紧急停机,如果核反应堆的发热量没有及时被蒸汽带走,那么这将非常危险。

[0011] 现有技术也没有提出耦合用的常规能源锅炉的具体实施方案。核电与常规能源耦合的锅炉虽然采用的是常规的化石燃料,但具体到锅炉岛本身的设计,其边界条件还是与传统的单纯燃用化石燃料的锅炉有很大的不同。众所周知,锅炉由“锅”和“炉”组成,“锅”主要指汽水系统,属于吸热功能,“炉”主要指燃烧系统,属于放热功能。锅炉本身就存在汽水系统和燃烧系统的自耦合问题,自耦合做的不好,则会造成锅炉干烧、炉膛压力不稳定甚至超压爆炸等各种危险的后果。对于每一种特定的锅炉型式,为了满足汽水系统和燃烧系统耦合所采用的技术措施都是不一样的。传统的单纯燃用化石燃料的锅炉的“锅”是把液态水加热到饱和蒸汽,再继续加热到过热蒸汽;而核能与化石燃料耦合的锅炉的“锅”则是把从核岛出来的饱和蒸汽或微过热蒸汽加热到高度过热的蒸汽,这种特制的锅炉没有把液态水加热到饱和蒸汽的过程,也就是说没有汽化的过程,这是因为水吸收汽化潜热没有在锅炉中进行,而是在温度范围等各方面条件更适合的核岛中进行了。这给核电与化石能源耦合所采用的锅炉的设计带来了新的问题,而这个问题的解决方案从未有公开文献报道。

[0012] 综上所述,核能与常规能源的耦合及解耦存在诸多的技术问题,本申请提出了基于安全保护的核能与常规能源耦合及解耦的带再热发电系统和方法,能够解决以上问题。

发明内容

[0013] 为了解决现有技术的不足,本发明的目的之一是提供了核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统,搭建了相应的系统架构,给出了具体的锅炉自耦合策略,且该系统基于安全保护策略,具有良好的安全性能。

[0014] 核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统,包括凝结水系统、给水系统、过热系统及再热系统:

[0015] 所述凝结水系统将凝结的水依次输出至凝结水低加回热器、低温烟气余热利用装置、另一级凝结水低加回热器及除氧器进行加热;所述凝结水低加回热器以汽轮机低压缸、中压缸的抽汽或排汽作为回热热源,所述除氧器以汽轮机中压缸的抽汽或排汽作为加热热源;

[0016] 在正常耦合运行时,所述给水系统将除氧器加热后的水通过高压给水泵依次经中温烟气余热利用装置、耦合用化石燃料锅炉的尾部烟道中的锅炉尾部烟道第一级给水加热器、锅炉尾部烟道第二级给水加热器输送至核岛;在启动或解耦运行时,所述给水系统将除氧器加热后的水通过低压给水泵直接输送至核岛;

[0017] 过热系统:所述过热系统包括核岛、耦合用化石燃料锅炉的过热器,所述给水在核岛内受热蒸发形成温度较低的饱和蒸汽或微过热蒸汽,在正常耦合运行时,所述过热系统将核岛输出的饱和蒸汽或微过热蒸汽依次导入低温对流过热器、低温过热器出口集箱、墙式过热器入口集箱、墙式过热器、墙式过热器出口集箱、高温对流过热器加热成高度过热的蒸汽,高温对流过热器出口的高度过热的蒸汽输出至汽轮机高压缸,高压缸做功带动第一发电机发电;在启动或解耦运行时,所述过热系统将核岛出口的饱和蒸汽或微过热蒸汽直接连接至低压缸做功发电;

[0018] 再热系统:在正常耦合运行时,所述再热系统将高压缸排汽依次输送进入高压缸排汽管道、低温对流再热器、墙式再热器入口集箱、墙式再热器进行再热成为再热蒸汽,墙式再热器出口的再热蒸汽经墙式再热器出口集箱汇总后输出至中压缸做功,中压缸做功带动第二发电机发电,所述中压缸做功后的排汽进入低压缸进一步做功,低压缸做功带动第三发电机发电,在低压缸内做完功后的乏汽进入凝汽器中冷凝为凝结水;在启动或解耦运行时,所述再热系统停止运行。

[0019] 进一步优选的技术方案,核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统还包括核岛事故喷淋系统,所述核岛事故喷淋系统包括将凝汽器循环冷却水引一路旁路进入核反应堆上方的应急冷却高位水箱,应急冷却高位水箱位于核反应堆安全壳上部,核反应堆发生事故工况时可以由应急冷却高位水箱向安全壳提供喷淋水,排出安全壳内热量,降低安全壳内压力和温度以达到维持安全壳的完整性所能接受的水平。喷淋水一部分受热蒸发进入大气,一部分多余的喷淋水落入喷淋回收水池,喷淋回收水池的水通过抽水泵进入冷却塔冷却后进入冷却水池。循环水泵入口接自冷却水池。

[0020] 进一步优选的技术方案,所述凝结水低加回热器及另一级凝结水低加回热器均自带旁路,局部事故工况时分别切除低加回热器对应的主管路而直接通过旁路进入到下一阶段的加热过程中。

[0021] 进一步优选的技术方案,所述化石燃料锅炉包括燃烧室、炉膛及尾部烟道,炉膛位于燃烧室的上部,尾部烟道连接至炉膛,墙式过热器布置在整个炉膛的炉墙上;

[0022] 所述燃烧室的四周设置有燃烧器,所述炉膛的底部设置有墙式过热器入口集箱,所述炉膛的顶部设置有墙式过热器出口集箱;

[0023] 所述燃烧室上方的炉膛内依次设置有扩容区域及对流区域,炉膛中部设置有锥段,所述锥段及锥段与燃烧室顶部之间的区域为扩容区域,炉膛的位于扩容区域上方的区域为对流区域;

[0024] 所述耦合用化石燃料锅炉的燃烧室内壁、外壁均设置有采用保温绝热材料的保温层。

[0025] 所述扩容区域包括锥段、锥段的前置直段、扩容区域烟气再循环管路接口,所述扩容区域烟气再循环管路接口位于锥段的前置直段上,所述锥段的前置直段位于锥段的下方,所述锥段的前置直段与燃烧室顶部连接,所述扩容区域烟气再循环管路接口连接

扩容区域烟气再循环管路,所述扩容区域通过从炉后引风机后或引风机前引出的扩容区域再循环烟气实现对从燃烧室来的烟气的增容降温,其目的是增加对流换热所需要的烟气量。

[0026] 所述对流区域位于扩容区域的上方,由于烟气量大增,故对流换热效果大大增强,且由于烟气得到了降温,故受热面超温爆管的可能性大大降低,锅炉的安全性大大提高,在该区域内烟气主要通过对流换热的形式实现对高温对流过热器、低温对流过热器中的蒸汽加热;在对流区域的中部,即高温对流过热器和低温对流过热器之间的炉膛直段上设置有对流区域烟气再循环管路接口,在所述对流区域中,对流烟气再循环管路接口上方区域布置有低温对流过热器,所述对流区域烟气再循环管路接口连接对流区域烟气再循环管路,通过从炉后引风机后或引风机前引出的对流区域再循环烟气实现了对从高温对流过热器出口来的烟气的进一步增容降温,故进一步增强了低温对流过热器的对流换热效果,同时也进一步降低了低温对流过热器超温爆管的风险。

[0027] 高温对流过热器的热源来自燃烧室来的烟气与扩容区域再循环烟气汇合后的烟气,低温对流过热器的热源来自扩容区域来的烟气与对流区域再循环烟气汇合后的烟气;

[0028] 对流区域烟气再循环管路用来进一步给烟气增容降温,以实现提高低温对流换热器对流换热效果的目的,对流换热的传热量是由传热公式决定的,传热公式中包含烟气量和端差。

[0029] 进一步优选的技术方案,所述尾部烟道内依次设置有低温对流再热器、锅炉尾部烟道第二级给水加热器、脱硝装置及锅炉尾部烟道第一级给水加热器;

[0030] 烟气从化石燃料锅炉尾部烟道第一级给水加热器出口分为两路,一路作为主烟道烟气进入空气预热器加热空气,另一路作为旁路烟道进入中温烟气余热利用装置加热给水,两路烟气汇合后依次进入除尘器、引风机;

[0031] 在引风机出口的烟道上设再循环管路入口,再循环管路中设置有再循环风机,再循环风机将烟气输送至对流区域烟气再循环管路、扩容区域烟气再循环管路;

[0032] 在引风机出口之后的烟道上,设置有低温烟气余热利用装置,所述低温烟气余热利用装置位于再循环管路入口之后或再循环管路入口之前的烟道上。

[0033] 进一步优选的技术方案,所述除氧器连接至相并联的低压给水泵及高压给水泵,正常耦合运行时,所述高压给水泵依次经中温烟气余热利用装置、耦合用化石燃料锅炉的尾部烟道中的锅炉尾部烟道第一级给水加热器、锅炉尾部烟道第二级给水加热器连接至核岛,启动或解耦运行时,所述低压给水泵直接连接至核岛。

[0034] 进一步优选的技术方案,所述化石燃料锅炉所配置的一次风机、送风机、再循环风机、引风机、空气预热器均为双列辅机配置,当其中一台辅机发生异常时,发出故障信号,故障信号被耦合系统的集控室接收一定时间后,高压给水泵自动切换成低压给水泵运行,机组进入解耦运行状态,解耦运行时,汽轮机组采用滑压运行模式。

[0035] 进一步优选的技术方案,所述高压给水泵和低压给水泵分别配置变频器,单独运行带变频器的高压给水泵时,可以实现50%~100%负荷的平滑过渡;单独运行带变频器的低压给水泵时,可以实现0%~50%负荷的平滑过渡;由高压给水泵切换到低压给水泵时,可以实现从50%负荷以上的某个负荷点到50%以下的某个负荷点的快速平稳过渡。

[0036] 进一步优选的技术方案,所述化石燃料锅炉主燃料跳闸保护动作时,则联跳运行

的全部再循环风机、一次风机、磨煤机、给煤机,触发MFT保护动作,进入解耦运行模式:高压给水泵切换到低压给水泵,核岛产生的蒸汽不进入化石燃料锅炉,而是通过旁路直接进入压力和温度与之匹配的低压缸做功发电;

[0037] 能够触发化石燃料锅炉主燃料跳闸保护动作的条件包括但不限于:全部送风机跳闸、全部引风机跳闸、所有一次风机跳闸、全部空预器停运、火检冷却风丧失、炉膛压力超过设定值、炉膛压力低于设定值、主蒸汽压力超过设定值、全炉膛火焰丧失或失去所有燃料。

[0038] 进一步优选的技术方案,当化石燃料锅炉因事故停运时,核反应堆减负荷,但不停机,系统进入解耦运行模式;当核反应堆因事故停运时,化石燃料锅炉停机,系统进入停机模式除氧器的输出端连接两台并联的给水泵,正常运行时只启用高压给水泵,启动或解耦运行时只启用低压给水泵,系统停机时高压给水泵和低压给水泵均不启用;

[0039] 当化石燃料锅炉停机时,启用低压给水泵,核岛产生的蒸汽不经过化石燃料锅炉而是通过旁路(第四阀门关,第五阀门关,第六阀门开,第七阀门关)直接进入温度范围和压力范围与之匹配的低压缸。

[0040] 由于化石燃料锅炉停机即系统解耦运行时,蒸汽不经过化石燃料锅炉(第四阀门关)、给水也不经过锅炉尾部烟道二级给水加热器、锅炉尾部烟道一级给水加热器、中温烟气余热利用装置(第一阀门关,第三阀门关,第二阀门开),故管道阻力将大大减少,故启用低压给水泵。

[0041] 由于不经过化石燃料锅炉时,给水不在锅炉尾部烟道中受热,故进入核岛时的给水温度比正常耦合运行时的给水温度更低,对于核反应堆的堆芯冷却来讲是有利的,解耦后的运行工况更安全。

[0042] 同时,为防止任何工况下核反应堆堆芯热量的散热不足,将凝汽器循环冷却水引一路旁路进入核反应堆上方的应急冷却高位水箱,应急冷却高位水箱位于核反应堆安全壳上部,核反应堆发生事故工况时可以由应急冷却高位水箱向安全壳提供喷淋水,排出安全壳内热量,降低安全壳内压力和温度以达到维持安全壳的完整性所能接受的水平。

[0043] 喷淋水一部分受热蒸发进入大气,一部分多余的喷淋水落入喷淋回收水池,喷淋回收水池的水通过抽水泵进入冷却塔冷却后进入冷却水池。

[0044] 循环水泵入口接自冷却水池。循环水泵出口分为两路,一路去凝汽器冷却低压缸排汽,一路去应急冷却高位水箱。冷却低压缸排汽后的循环水受热升温,在冷却塔降温后进入冷却水池。冷却塔降温原理与常规火电、核电的冷却塔原理相同,例如采用冷却塔填料方式冷却。

[0045] 进一步优选的技术方案,当化石燃料锅炉停运时,核反应堆产生的蒸汽也有一条大旁路不经过化石燃料锅炉也不走高、中、低压缸而直接连接至凝汽器(即第七阀门开,第六阀门关,第四阀门关),被凝汽器循环冷却水冷却成凝结水回收。

[0046] 核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统的工作方法,包括:

[0047] 机组启动时,先启动核岛和低压缸,之后逐步启动化石燃料锅炉并逐步启动高压缸和中压缸;

[0048] 过热系统流程:凝汽器输出的液态水依次经过:轴封加热器、#4低加回热器、低温烟气余热利用装置、#3低加回热器、#2低加回热器、除氧器、给水泵、中温烟气余热利用装置、锅炉尾部烟道一级给水加热器、锅炉尾部烟道二级给水加热器、核岛、低温对流过

热器、低温过热器出口集箱、墙式过热器入口集箱、墙式过热器、墙式过热器出口集箱、高温对流过热器加热成过热蒸汽输出至高压缸；

[0049] 再热流程：高压缸排汽依次经过：高压缸排汽管道、低温对流再热器、墙式再热器入口集箱、墙式再热器、墙式再热器出口集箱、中压缸、中压缸排汽管道、低压缸；

[0050] 化石燃料锅炉中，烟气从锅炉尾部烟道第一级给水加热器出口分为两路，一路作为主烟道烟气进入空气预热器加热空气，另一路作为旁路烟道进入中温烟气余热利用装置加热给水，两路烟气汇合后依次进入除尘器、引风机，在引风机出口的烟道上设再循环管路入口，再循环管路与再循环风机相连接，在引风机出口之后的烟道上，设置有低温烟气余热利用装置，所述低温烟气余热利用装置位于再循环管路入口之后或再循环管路入口之前的烟道上。

[0051] 当化石燃料锅炉停运时，进入解耦运行模式，核岛产生的蒸汽不经过化石燃料锅炉而是通过旁路直接进入温度范围和压力范围与之匹配的低压缸；同时，关停高压给水泵，自动切换至低压给水泵运行；

[0052] 同时，为防止任何工况下核反应堆堆芯热量的散热不足，将凝汽器循环冷却水引一路旁路进入核反应堆上方的应急冷却高位水箱，应急冷却高位水箱位于核反应堆安全壳上部，核反应堆发生事故工况时可以由应急冷却高位水箱向安全壳提供喷淋水，排出安全壳内热量；

[0053] 核反应堆产生的蒸汽也有一条大旁路不经过化石燃料锅炉也不经过高、中、低压缸而直接连接至凝汽器，被凝汽器循环冷却水冷却成凝结水回收。

[0054] 与现有技术相比，本发明的有益效果是：

[0055] 1. 本发明特殊设计的采用烟气分区再循环技术的化石燃料锅炉，解决了耦合用化石燃料锅炉汽水系统和燃烧系统的自耦合问题，增强了核能与常规能源耦合的系统设计中的关键设备的可用性。扩容锥段的设计充分利用了炉膛的空间，适应了烟气再循环技术，节省了锅炉受热面和钢结构的重量和成本。中温烟气余热利用装置、锅炉尾部烟道第一级给水加热器、锅炉尾部烟道第二级给水加热器，充分利用烟气余热加热了给水，代替了常规火力发电厂的高加回热系统，节省的高加抽汽可以多发电。

[0056] 2. 常规能源锅炉采用双列辅机，比单列辅机安全性高，汽轮机采用高、中、低压缸分轴布置，给水泵设置两台给水泵，分别是高压给水泵和低压给水泵，这些设置可以实现当常规能源锅炉出现RUNBACK故障时，系统迅速进入解耦运行状态，解耦运行时，汽轮机组采用滑压运行模式；当常规能源锅炉出现MFT故障时，汽轮机迅速切除高、中压缸，核岛产生的蒸汽直接进入低压缸做功发电。该系统考虑了运行中的重大故障的处理措施，大大提升了耦合系统的安全性。

[0057] 3. 由于正常运行时，给水需要在锅炉尾部烟道中受热（如中温烟气余热利用装置、锅炉尾部烟道第一级给水加热器、锅炉尾部烟道第二级给水加热器），而解耦后，不经过化石燃料锅炉时，给水不在锅炉尾部烟道中受热，故进入核岛时的给水温度比正常耦合运行时的给水温度更低，对于核反应堆的堆芯冷却来讲是有利的，解耦后的运行工况更安全。

[0058] 4. 汽轮机分轴布置的优点还包括：高压缸可以高位布置，与锅炉蒸汽出口就近布置，减少了昂贵的主蒸汽、再热蒸汽管道的长度，降低了造价，而中低压缸可以低位布置，降低土建成本。

[0059] 5. 耦合热力系统的热效率在常规核电34%的基础上提高至45%左右,同时所采用的核岛技术已经成熟,避免了超临界水冷堆研究应用过程中出现的各种技术难题(比如热工水力计算难题、关键材料性能难题、辐射防护难题等)。

[0060] 6. 随着效率的提高,与同等发电量的核电机组相比,耦合机组发电所需要的蒸汽量大幅下降,约15%以上,以相同的汽水损失来考虑,其补水处理的运行成本也将大幅降低。

[0061] 7. 耦合方法充分利用核岛和化石燃料锅炉的技术特点,把水及水蒸气进行分级、分段升参数,通过突破火电设备来适应核岛参数的思路提升了发电效率。其中通常认为技术难度更高的核岛部分可在现有成熟技术基础上稍加改动即可实现,化石燃料锅炉部分通过常规设计手段的优化也易于实现,因此与其他高效核电技术(如朱书堂2007年提出的将模块化高温气冷堆技术与目前已经成熟的超临界蒸汽动力循环技术耦合的方案、超临界水冷堆技术等)相比,整套技术更易于实施。

[0062] 8. 采用常规的核岛两回路技术,辐射防护和废物处理比较成熟简单。

[0063] 9. 取消了高加回热系统,传统方式中原本用于高加回热的高压缸抽汽量可以用于发电,所以本申请充分利用了高品质能量;同时,传统方式中高压加热器的散热损失也随之取消,降低了能量转换过程中的损耗,有利于提高耦合机组整体的能源利用效率。

[0064] 10. 由于蒸汽过热度较高,经过汽轮机做功后,排汽湿度远低于现代商用的核电汽轮机,因此具备了采用更轻更紧凑的全速汽轮机的条件,大大降低了投资。

[0065] 11. 化石燃料锅炉吹管时,常规采用点燃化石燃料产生蒸汽的方法,而本系统,由于先启动核岛和低压缸,故可以采用核岛产生的蒸汽去对化石燃料锅炉吹管,核燃料成本远低于化石燃料,从而节省了化石燃料的费用。

附图说明

[0066] 构成本申请的一部分的说明书附图用来提供对本申请的进一步理解,本申请的示意性实施例及其说明用于解释本申请,并不构成对本申请的不当限定。

[0067] 图1为本发明的具体结构示意图;

[0068] 图中,1、凝汽器,2、凝结水泵,3、轴封加热器,4、#4低加回热器,5、低温烟气余热利用装置,6、#3低加回热器,7、#2低加回热器,8、除氧器,9、低压给水泵,10、高压给水泵,11、脱硫设施,12、烟囱,13、引风机,14、除尘器,15、再循环风机,16、中温烟气余热利用装置,17、空气预热器,18、锅炉尾部烟道第一级给水加热器,19、脱硝装置,20、锅炉尾部烟道第二级给水加热器,21、墙式再热器入口集箱,22、低温对流再热器,23、墙式再热器出口集箱,24、低温过热器出口集箱,25、墙式过热器出口集箱,26、低温对流过热器,27、对流区域再循环烟气管路,28、高温对流过热器,29、耦合用化石燃料锅炉,30、扩容区域烟气再循环管路,31、墙式过热器入口集箱,32、燃烧室,33、喷淋回收水池,34、核岛,35、应急冷却高位水箱,36、抽水泵,37、主汽门,38、高压缸,39、中压缸,40、低压缸,41、冷却塔,42、冷却塔填料,43、冷却水池,44、循环水泵,45、墙式再热器,46、墙式过热器;

[0069] 1-1、第一阀门,1-2、第二阀门,1-3、第三阀门,1-4、第四阀门,1-5、第五阀门,1-6、第六阀门,1-7、第七阀门,1-8、第八阀门,1-9、第九阀门,1-10、第十阀门,1-11、第十一阀门;

- [0070] 2-1、第一风门,2-2、第二风门,2-3、第三风门,2-4、第四风门;
[0071] 3-1、第一发电机,3-2、第二发电机,3-3、第三发电机;
[0072] 4-1、第一燃烧器,4-2、第二燃烧器。

具体实施方式

[0073] 应该指出,以下详细说明都是例示性的,旨在对本申请提供进一步的说明。除非另有指明,本文使用的所有技术和科学术语具有与本申请所属技术领域的普通技术人员通常理解相同含义。

[0074] 需要注意的是,这里所使用的术语仅是为了描述具体实施方式,而非意图限制根据本申请的示例性实施方式。如在这里所使用的,除非上下文另外明确指出,否则单数形式也意图包括复数形式,此外,还应当理解的是,当在本说明书中使用术语“包含”和/或“包括”时,其指明存在特征、步骤、操作、器件、组件和/或它们的组合。

[0075] 本申请的一种典型的实施方式中,如图1所示,核能与常规能源耦合和解耦带再热发电系统主要设备包括核反应堆及其辅助设施(简称“核岛”34)(所述核反应堆的辅助设施包含但不限于安全壳等)、耦合用化石燃料锅炉29、耦合汽轮机高压缸38、第一发电机3-1、耦合汽轮机中压缸39、第二发电机3-2、耦合汽轮机低压缸40、第三发电机3-3、#2低加回热器7、#3低加回热器6、#4低加回热器4、除氧器8、轴封加热器3、低温烟气余热利用装置5、中温烟气余热利用装置16、锅炉尾部烟道第一级给水加热器18、锅炉尾部烟道第二级给水加热器20、高压给水泵10、低压给水泵9、凝汽器1等设备,凝汽器1与凝结水泵2相连。耦合用化石燃料锅炉的高温对流过热器28出口通过主汽门37连接至耦合汽轮机高压缸,耦合用化石燃料锅炉的墙式再热器出口集箱23出口连接至耦合汽轮机中压缸。

[0076] 现有技术中提出的模块化高温气冷堆技术与目前已经成熟的超临界蒸汽动力循环技术耦合的方案中没有化石燃料锅炉。现有技术中提出的核能与常规能源的串并联耦合发电系统及核能与常规能源直接过热耦合发电系统,高中低压缸是同轴布置,无法完成切除高压缸而单独运行中压缸或低压缸,也就无法完成核能与常规能源在耦合运行时因突发事件等而必须完成的解耦过程。

[0077] 核岛部分释放的热量主要用来把水气化,而被耦合的火电系统释放的热量主要用来加热液态水和提高蒸汽的过饱和度。进入汽轮机的蒸汽压力采用原核电汽轮机的进口压力,而进入汽轮机的蒸汽温度采用常规火电系统的进口温度(例如亚临界538℃,超临界566℃~700℃等)。耦合运行是本系统正常运行工况,该工况下,过热蒸汽首先进入高压缸做功发电,做完功后的高压缸排汽进入化石燃料锅炉再次吸热(简称“再热”)成为再热蒸汽,再热蒸汽进入中压缸做功发电,从中压缸做完功的中压缸排汽进入低压缸进一步做功发电,在低压缸内做完功后的乏汽进入凝汽器中冷凝为凝结水。凝结水系统采用常规火电系统的凝结水低加回热系统,常规火电系统的凝结水低加回热系统中,凝结水在轴封加热器加热后再依次传输至#4低加回热器4、低温烟气余热利用装置5、#3低加回热器6、#2低加回热器7、除氧器8。除氧器后的给水采用高压给水泵10经中温烟气余热利用装置16依次打入耦合用化石燃料锅炉29的尾部烟道中的锅炉尾部烟道第一级给水加热器18、锅炉尾部烟道第二级给水加热器20、核岛34,或采用低压给水泵9直接打入核岛34。低温烟气经低温烟气余热利用装置5连接至脱硫设施,脱硫设施11将烟气进行脱硫后通过烟囱12排出。

[0078] 与常规火电不同,与常规核电也不同,本系统由于采用了中温烟气余热利用装置16、锅炉尾部烟道第一级给水加热器、锅炉尾部烟道第二级给水加热器来加热给水,故给水系统取消了常规火电、常规核电的高加回热系统,节省的高加抽汽用于高压缸多发电,传统方式依靠高加回热器加热的给水,在给水仍保持液态时,在化石燃料锅炉的尾部烟道(尾部烟道内布置有锅炉尾部烟道第一级给水加热器18、锅炉尾部烟道第二级给水加热器20)及空预器旁路烟道(空预器旁路烟道内布置有中温烟气余热利用装置16)中完成被加热,具体实施方式是给水经高压给水泵通过第一阀门(此时第一阀门开,第二阀门关,第三阀门开)进入中温烟气余热利用装置,被烟气旁路加热,加热所用的烟气量可以通过风门来调节;给水经中温烟气余热利用装置后进一步进入锅炉尾部烟道第一级给水加热器被尾部烟气加热,又进一步进入锅炉尾部烟道第二级给水加热器被尾部烟气加热,在化石燃料锅炉中依次被中温烟气余热利用装置、锅炉尾部烟道第一级给水加热器、锅炉尾部烟道第二级给水加热器加热过的给水通过第三阀门进入核岛。锅炉尾部烟道第二级给水加热器和锅炉尾部烟道第一级给水加热器之间设有脱硝装置,在脱硝装置的上游烟道设置锅炉尾部烟道第二级给水加热器,一方面可以加热给水,另一方面可以使得脱硝装置的入口烟温低于400摄氏度,从而可以使得脱硝催化剂选用普通的低温催化剂,而不必采用昂贵的高温催化剂。

[0079] 本申请中,扩容区域烟气再循环管路上设置有第一风门2-1,对流区域再循环烟气管路上设置有第二风门2-2,中温烟气余热利用装置的一端设置有第三风门2-3,另一端设置有第四风门2-4。

[0080] 在核岛中发生的同一个换热过程具有两个作用,一是对给水进行加热、气化并产生微过热蒸汽,具备做功发电能力,另一方面也把核反应堆堆芯产生的热量带走,这两个作用是一种平衡,当这个换热过程失衡时,例如给水不能把核反应堆堆芯的热量及时带走时,就会有发生核事故的风险。

[0081] 耦合和解耦方法涉及到水及水蒸气分级分段升参数方法。传统的火电厂,水及水蒸气的升参数过程都在化石燃料锅炉中进行;传统的核电厂,水及水蒸气的升参数过程都在核岛中进行。

[0082] 本专利所述的耦合方法,充分利用核岛和化石燃料锅炉的技术特点,把水及水蒸气进行分级、分段升参数,即轴封加热器3和#4低加回热器4(热源来自汽机低压缸4级抽汽或排汽)为第1段加热,化石燃料锅炉燃烧后的低温烟气余热利用装置5为第2段加热,#3、#2低加回热器6、7(热源来自低压缸2级、3级抽汽或排汽)为第3段加热,除氧器8为第4段加热(正常运行时,第九阀门1-9开,第八阀门1-8关,热源来自中压缸排汽;启动时,第九阀门1-9关,第五阀门关,第八阀门开,第六阀门开,热源来自核岛出口蒸汽),中温烟气余热利用装置16为第5段加热,锅炉尾部烟道第一级给水加热器18为第6段加热,锅炉尾部烟道第二级给水加热器20为第7段加热,核岛34为第8段加热。墙式过热器46、低温对流过热器26、高温对流过热器28为第9段加热,低温对流再热器22、墙式再热器45为第10段加热。其中第9段加热的热源,高温对流过热器的热源来自燃烧室来的烟气与扩容区域再循环烟气汇合后的烟气,低温对流过热器的热源来自扩容区域来的烟气与对流区域再循环烟气汇合后的烟气。

[0083] 其中,正常运行时,从第1到第9段加热后的蒸汽称为主蒸汽,其中,第1、2、3段加热均自带旁路,局部事故工况时可以分别切除第1、2、3段对水加热的过程而直接打开旁路阀门通过旁路进入到下一阶段的加热过程中。

[0084] 第10段加热后的蒸汽称为再热蒸汽。核岛为主加热源、化石燃烧锅炉为次加热源。第8段加热的热源来自于主加热源,第2、5、6、7、9、10段加热的热源来自于次加热源。在次加热源中,液态水第2、5、6、7段的加热为基础加热段,蒸汽第9、10段的加热为提效加热段。

[0085] #4低加回热器热源来自汽机低压缸4级抽汽,#3低加回热器及#2低加回热器热源分别来自低压缸3级、2级抽汽,除氧器热源来自中压缸排汽或中压缸抽汽。

[0086] 具体说来,液态水的受热来自两方面,一是采用化石燃料锅炉的低温和中温烟气加热,还有在锅炉尾部烟道第一级给水加热器、锅炉尾部烟道第二级给水加热器中进行加热,二是采用汽轮机抽汽或排汽通过低加回热器加热。水的气化过程发生在核岛的蒸汽发生器中,水蒸汽的过热和再热主要发生在化石燃料锅炉中。其中,水的气化过程的参数充分利用了现有堆芯一回路的参数范围,比如AP1000一回路热端温度约为324℃,考虑到换热端差等因素,对应的二回路出口温度的上限基本在300℃以下,根据饱和蒸汽的热物性数据,300℃饱和蒸汽对应的压力约为8.58MPa。对于优选的二回路出口温度设计参数280℃,其饱和蒸汽对应的压力约为6.4MPa,这与现代商用的核电厂的二回路压力和温度比较吻合。由于耦合系统中核岛的进出口工质参数与现代商用核岛的进出口工质参数非常接近,所以对于核岛来讲,技术上不存在难点,这大大降低了技术应用难度。在化石燃料锅炉中,本技术不存在关键材料的研制等制约性因素,可以通过合理布置辐射和对流受热面,实现水及水蒸气分段升参数的目的。

[0087] 耦合热力系统中,进入汽轮机的过热蒸汽和再热蒸汽的蒸汽温度达到了接近临界或超临界蒸汽动力循环的参数,一般来讲,汽轮机入口新蒸汽温度和再热温度每提高20度,循环效率可以提高1个百分点,以超临界566℃为例,与常规核岛的280℃相比,蒸汽温度提高了286℃,那么蒸汽循环效率理论上可提高约14.3%左右,这将大幅降低度电成本,同时,由于效率的提高,与同等发电量的核电机组相比,耦合机组发电所需要的蒸汽量也可以大幅下降约15%以上,以相同的汽水损失来考虑,其补水处理成本也将大幅降低。另一方面,由于蒸汽过热度较高,经过汽轮机做功后,排汽湿度远低于现代商用的核电汽轮机,因此具备了采用更轻更紧凑的全速汽轮机的条件,大大降低了投资。

[0088] 作为优选的实施方案,除氧器出口的给水温度约为170摄氏度,核岛入口的给水温度约为220摄氏度,核岛出口的蒸汽温度约为280摄氏度,高压缸进口的过热蒸汽温度约为630摄氏度,中压缸进口的过热蒸汽温度约为538摄氏度,低压缸进口的过热蒸汽温度约为280摄氏度(与核岛出口的蒸汽温度相当)。

[0089] 机组启动时,即先启动核岛和低压缸,之后逐步启动锅炉并逐步启动高压缸和中压缸。

[0090] 正常运行时核能与常规能源耦合的工艺路线:

[0091] 过热系统流程:凝汽器输出的液态水依次经过:轴封加热器、#4低加回热器、低温烟气余热利用装置、#3低加回热器、#2低加回热器、除氧器、给水泵、中温烟气余热利用装置、锅炉尾部烟道第一级给水加热器、锅炉尾部烟道第二级给水加热器、核岛、低温对流过热器、低温过热器出口集箱24、墙式过热器入口集箱31、墙式过热器、墙式过热器出口集箱25、高温对流过热器、高压缸。

[0092] 再热系统流程:高压缸排汽依次经过:低温对流再热器、墙式再热器入口集箱21、墙式再热器、墙式再热器出口集箱23、中压缸、中压缸排汽、低压缸。

[0093] 化石燃料锅炉中,烟气从锅炉尾部烟道第一级给水加热器18出口分为两路,一路作为主烟道烟气进入空气预热器17加热空气,另一路作为旁路烟道进入中温烟气余热利用装置16加热给水,两路烟气汇合后依次进入除尘器14、引风机13,在引风机出口的烟道上设再循环管路入口,再循环管路与再循环风机15相连接,在引风机出口之后的烟道上,设置有低温烟气余热利用装置,所述低温烟气余热利用装置位于再循环管路入口之后或再循环管路入口之前的烟道上。烟气从锅炉尾部烟道第一级给水加热器18的入口还与脱硝装置19相连。

[0094] 化石燃料锅炉中,还包括对流区域再循环烟气管路及扩容区域烟气再循环管路。化石燃料锅炉的燃烧室的两端分别设置有第一燃烧器4-1、第二燃烧器4-2。

[0095] 由于本申请中存在烟气再循环,燃烧需要的空气量并不大,且旁路烟道用于加热给水,故旁路烟道的烟气量可以小于总烟气量的1/2,而不仅仅是1/3。图1中仅示意了再循环管路入口之后设置的低温烟气余热利用装置,但在引风机出口之后、再循环管路入口之前设置低温烟气余热利用装置也在本专利保护范围内。

[0096] 本申请中的锅炉采用固态排渣或液态排渣。

[0097] 当化石燃料锅炉因事故停运时,核反应堆减负荷,但不停机,系统进入解耦运行模式;当核反应堆因事故停运时,化石燃料锅炉停机,系统进入停机模式除氧器的输出端连接两台并联的给水泵,正常运行时只启用高压给水泵,启动或解耦运行时只启用低压给水泵,系统停机时高压给水泵和低压给水泵均不启用;

[0098] 当化石燃料锅炉停运时,核岛产生的蒸汽不经过化石燃料锅炉而是通过旁路(第四阀门1-4关,第五阀门1-5关,第六阀门1-6开,第七阀门1-7关)直接进入温度范围和压力范围与之匹配的低压缸。由于此时过热蒸汽不经过化石燃料锅炉的墙式过热器、低温对流过热器、高温对流过热器(第四阀门关)、给水也不经过锅炉尾部烟道第二级给水加热器20、锅炉尾部烟道第一级给水加热器、中温烟气余热利用装置(第一阀门1-1关,第三阀门1-3关,第二阀门1-2开)、也没有再热蒸汽流程,故管道阻力将大大减少,故启用低压给水泵。由于不经过化石燃料锅炉时,给水不在化石燃料锅炉的尾部烟道(尾部烟道内布置有锅炉尾部烟道第一级给水加热器18、锅炉尾部烟道第二级给水加热器20)及空预器旁路烟道(空预器旁路烟道内布置有中温烟气余热利用装置16)中受热,故进入核岛时的给水温度比正常耦合运行时的给水温度更低,对于核反应堆的堆芯冷却来讲是有利的,解耦后的运行工况更安全。同时,为防止任何工况下核反应堆堆芯热量的散热不足,将凝汽器循环冷却水引一路旁路进入核反应堆上方的应急冷却高位水箱,应急冷却高位水箱位于核反应堆安全壳上部,核反应堆发生事故工况时可以由应急冷却高位水箱向安全壳提供喷淋水,排出安全壳内热量,降低安全壳内压力和温度以达到维持安全壳的完整性所能接受的水平。喷淋水一部分受热蒸发进入大气,一部分多余的喷淋水落入喷淋回收水池33,喷淋回收水池的水通过抽水泵36进入冷却塔41冷却后进入冷却水池43。冷却塔中设置有冷却塔填料42。冷却水池43中水通过循环水泵44返回至应急冷却高位水箱。循环水泵的输出端一路通过第十阀门1-10连接至急冷却高位水箱,一路通过第十阀门1-11连接至凝汽器。

[0099] 当化石燃料锅炉停运时,核反应堆产生的蒸汽也有一条大旁路不经过化石燃料锅炉也不经过高、中、低压缸而直接连接至凝汽器(即第七阀门1-7开,第六阀门1-6关,第四阀门1-4关),被凝汽器循环冷却水冷却成凝结水回收。

[0100] 循环水泵入口接自冷却水池。循环水泵出口分为两路,一路去凝汽器冷却低压缸排汽,一路去应急冷却高位水箱35。冷却低压缸排汽后的循环水受热升温,在冷却塔降温后进入冷却水池。冷却塔降温原理与常规火电、核电的冷却塔原理相同,例如采用冷却塔填料方式冷却。为保证安全,锅炉所配置的一次风机、送风机、引风机、空预器均为双列辅机配置,当这些主要的辅机发生异常时,就发出RUNBACK信号,信号被耦合系统的集控室接收一定时间后,高压给水泵自动切换成低压给水泵运行,系统进入解耦运行状态,解耦运行时,汽轮机组采用滑压运行模式。由于锅炉的一列辅机异常(如当两台送风机运行时事故切断其中一台送风机,即为一系列辅机异常)时,锅炉突降负荷,锅炉燃烧释放的热量突降,为保证锅炉出口汽温基本不变,需要调整锅炉进汽的压力和流量。

[0101] 高压给水泵和低压给水泵分别配置变频器,单独运行带变频器的高压给水泵时,可以实现50%~100%负荷的平滑过渡;单独运行带变频器的低压给水泵时,可以实现0%~50%负荷的平滑过渡;由高压给水泵切换到低压给水泵时,可以实现从50%负荷以上的某个负荷点到50%以下的某个负荷点的快速平稳过渡。

[0102] 锅炉主燃料跳闸(MFT)保护动作时(例如当事故切断两台引风机或一台运行的引风机(另一台停运状态时),则联跳运行的全部送风机、一次风机、磨煤机、给煤机,触发MFT保护动作),高压给水泵切换到低压给水泵,核岛产生的蒸汽不进入常规能源锅炉,而是通过旁路直接进入压力和温度与之匹配的低压缸做功发电。能够触发MFT保护动作的条件包括但不限于:全部送风机跳闸、全部引风机跳闸、所有一次风机跳闸、全部空预器停运、火检冷却风丧失、炉膛压力过高、炉膛压力过低、主蒸汽压力过高、全炉膛火焰丧失、失去所有燃料等。

[0103] 以上所述仅为本申请的优选实施例而已,并不用于限制本申请,对于本领域的技术人员来说,本申请可以有各种更改和变化。凡在本申请的精神和原则之内,所作的任何修改、等同替换、改进等,均应包含在本申请的保护范围之内。

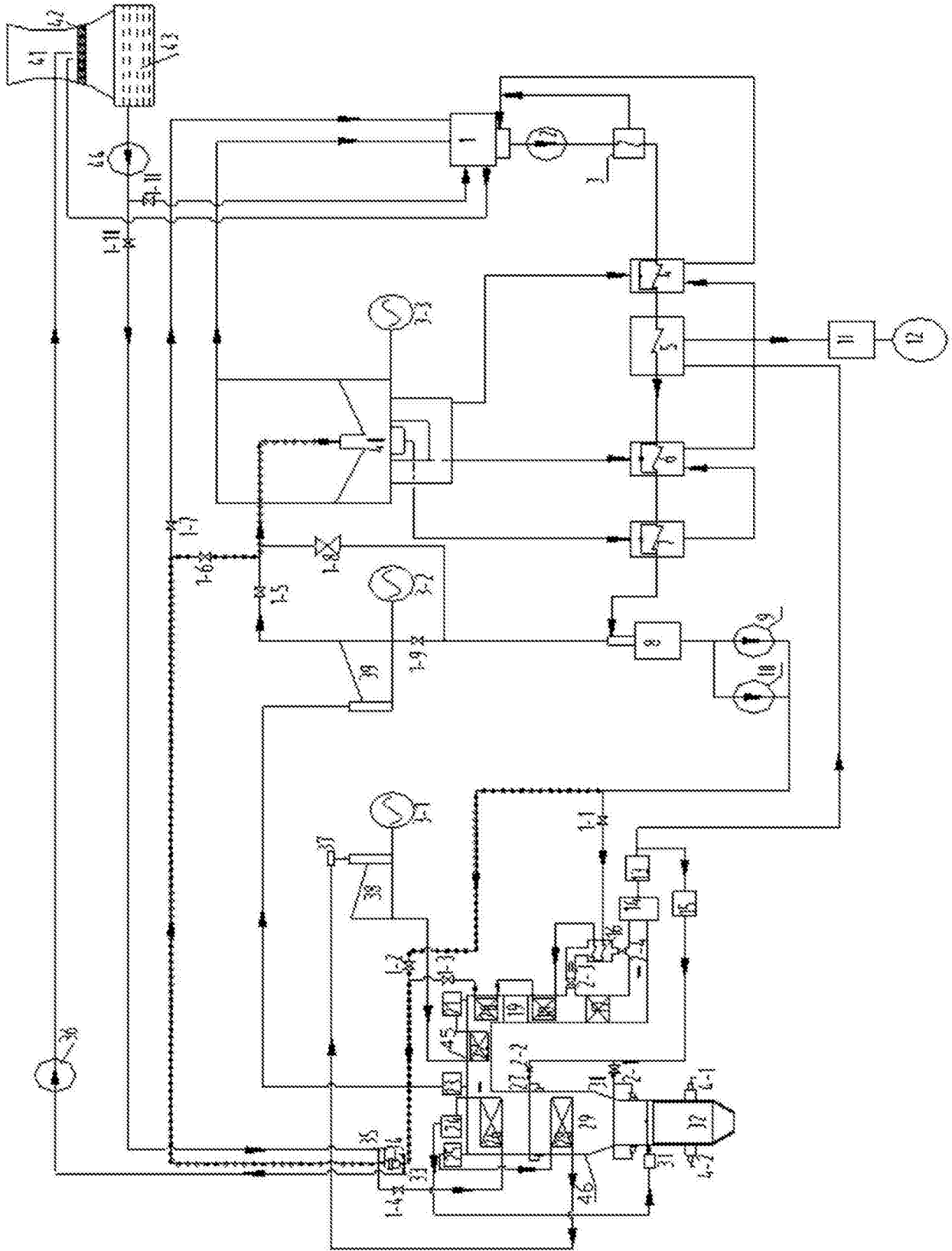


图1