



火力发电厂锅炉汽包水位测量系统技术规定

Code for level measurement system
of boiler drum in fossil fuel power plant

DRZ/T 01—2004

关于发布《火力发电厂锅炉汽包水位测量系统技术规定》的函

电自标[2004]24 号

各发电集团公司：

原国家电力公司《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》(国电发[2000]589号)(简称《要求》)和《国家电力公司电站锅炉汽包水位测量系统配置、安装和使用若干规定(试行)》(简称《规定(试行)》)颁发以来,对提高锅炉运行安全性、防止锅炉汽包满(缺水)事故发挥了重要作用。但是,根据近年来实践,《要求》和《规定(试行)》中的某些条款在实施过程中较难操作。此外,随着汽包水位测量技术的发展,也需要对《规定(试行)》进行重新修订,以形成正式规定。由于国家电力公司已经解散,经与华能国际电力公司、大唐国际电力公司、中国电力投资集团公司、中国华电集团公司、国电电力集团公司和北京国华电力公司协商,决定由电力行业热工自动化标准化技术委员会在《规定(试行)》的基础上编制《火力发电厂锅炉汽包水位测量系统技术规定》(简称《技术规定》)。

本标准(DRZ/T 01—2004)为电力行业热工自动化标准化技术委员会发布的推荐性标准。

考虑到《规定(试行)》为国家电力公司行政性指令,为此,建议各发电集团公司根据自己情况将本标准转发所属电厂实施。

本标准将由中国电力出版社出版。

附件:《火力发电厂锅炉汽包水位测量系统技术规定》(略)

电力行业热工自动化标准化技术委员会

2004年10月20日



前 言

本标准根据电力行业热工自动化标准化委员会的安排进行编制。

本标准由电力行业热工自动化标准化技术委员会颁发的新编标准。

本标准由电力行业热工自动化标准化技术委员会提出、归口并解释。

本标准主要起草单位：电力行业热工自动化标准化技术委员会标准起草工作组。

本标准主要起草人：侯子良。

www.360dl.com



1 适用范围

本标准规定了火力发电厂锅炉汽包水位测量系统的配置、补偿、安装和运行维护的技术要求。
本标准适用于火力发电厂高压、超高压及亚临界压力的汽包锅炉。

2 汽包水位测量系统的配置

2.1 锅炉汽包水位测量系统的配置必须采用两种或以上工作原理共存的配置方式。

锅炉汽包至少应配置 1 套就地水位计、3 套差压式水位测量装置和 2 套电极式水位测量装置。

新建锅炉汽包应配置 1 套就地水位计、3 套差压式水位测量装置和 3 套电极式水位测量装置，或配置 1 套就地水位计、1 套电极式水位测量装置和 6 套差压式水位测量装置。

2.2 锅炉汽包水位控制和保护应分别设置独立的控制器。在控制室，除借助分散控制系统(DCS)监视汽包水位外，至少还应设置一个独立于 DCS 及其电源的汽包水位后备显示仪表(或装置)。

2.3 锅炉汽包水位控制应分别取自 3 个独立的差压变送器进行逻辑判断后的信号。3 个独立的差压变送器信号应分别通过 3 个独立的输入/输出(I/O)模件或 3 条独立的现场总线，引入 DCS 的冗余控制器。

2.4 锅炉汽包水位保护应分别取自 3 个独立的电极式测量装置或差压式水位测量装置(当采用 6 套配置时)进行逻辑判断后的信号。当锅炉只配置 2 个电极式测量装置时，汽包水位保护应取自 2 个独立的电极式测量装置以及差压式水位测量装置进行逻辑判断后的信号。

3 个独立的测量装置输出的信号应分别通过 3 个独立的 I/O 模件引入 DCS 的冗余控制器。

2.5 每个汽包水位信号补偿用的汽包压力变送器应分别独立配置。

2.6 水位测量的差压变送器信号间、电极式测量装置信号间，以及差压变送器和电极式测量装置的信号间应在 DCS 中设置偏差报警。

2.7 对于进入 DCS 的汽包水位测量信号应设置包括量程范围、变化速率等坏信号检查手段。

2.8 本标准要求的电极式水位测量装置应是经实践证明安全可靠、能消除汽包压力影响、全程测量水位精确度高、能确保从锅炉点火起就能投入保护的产品，不允许将达不到上述要求或没有成功应用业绩的不成熟产品在锅炉上应用。

汽包水位测量系统的其他产品和技术也应是先进的且有成功应用业绩和成熟的。

3 汽包水位测量信号的补偿

3.1 差压式水位测量系统中应设计汽包压力对水位—差压转换关系影响的补偿，应精心配置补偿函数以确保在尽可能大的范围内均能保证补偿精度。

3.2 差压式水位表应充分考虑平衡容器下取样管参比水柱温度对水位测量的影响。

应采用参比水柱温度稳定、接近设定温度的平衡容器，或采用经实践证明有成功应用经验的参比水柱温度接近饱和温度的平衡容器。

必要时也可装设能反映参比水柱温度的温度计，监视与设计修正温度的偏差，及由此产生的水位测量的附加误差。

4 汽包水位测量装置的安装

4.1 每个水位测量装置都应具有独立的取样孔。不得在同一取样孔上并联多个水位测量装置，以避免相互影响，降低水位测量的准确性。



当汽包上水位测量取样孔不够时,可采用在汽包上已提供的大口径取样管中插入 1~2 个取样管的技术增多取样点。当采用此方法时,应采取适当措施防止各个取样系统互相干扰。

不宜采用加连通管的方法增加取样点。

4.2 水位测量装置安装时,均应以汽包同一端的几何中心线为基准线,采用水准仪精确确定各水位测量装置的安装位置,不应以锅炉平台等物作为参考标准。

4.3 安装水位测量装置取样阀门时,应使阀门阀杆处于水平位置。

4.4 水位测量装置在汽包上的开孔位置应根据锅炉汽包内部结构、布置和锅炉运行方式,由锅炉制造厂负责确定和提供。取样孔应尽量避免避开汽包内水汽工况不稳定区(如安全阀排气口、汽包进水口、下降管口、汽水分离器水槽处等),若不能避开时,应在汽包内取样管口加装稳流装置。应优先选用汽、水流稳定的汽包端头的测孔或将取样口从汽包内部引至汽包端头。电极式水位测量装置的取样孔应避开炉内加药影响较大的区域。作为锅炉运行中监视、控制和保护的水位测量装置的汽侧取样点不应在汽包蒸汽导管上设置。

4.5 汽包水位计的取样管孔位置,汽侧应高于锅炉汽包水位停炉保护动作值,水侧应低于锅炉汽包水位停炉保护动作值,并有足够的裕量。

4.6 三取二或三取中的三个汽包水位测量装置的取样孔不应设置在汽包的同一端头,同一端头的两个取样口应保持 400mm 以上距离。三个变送器安装时应保持适当距离。

4.7 差压式水位测量装置的单室平衡容器应采用容积为 300ml~800ml 的直径为约 100mm 的球体或球头圆柱体。

4.8 差压式水位表安装汽水侧取样管时,应保证管道的倾斜度不小于 1:100,对于汽侧取样管应使取样孔侧低,对于水侧取样管应使取样孔侧高。

4.9 汽水侧取样管和取样阀门均应良好保温。平衡容器及容器下部形成参比水柱的管道不得保温。引到差压变送器的两根管道应平行敷设共同保温,并根据需要采取防冻措施,但任何情况下,伴热措施不应引起正负压侧取样管介质产生温差。三取二或三取中的三个汽包水位测量装置的取样管间应保持一定距离,且不应将它们保温在一起。

电极式汽包水位测量装置的排水管不应与取样管紧挨并排布置。

4.10 就地水位计的安装。

4.10.1 就地水位计的零水位线应比汽包内的零水位线低,降低的值取决于汽包工作压力。若现役锅炉就地水位计的零水位线与锅炉汽包内的零水位线相一致,应根据锅炉汽包内工作压力重新标定就地水位表的零水位线,具体降低值应由锅炉制造厂负责提供。

当采用的就地水位计内部水柱温度能始终保持饱和水温时,表计的零水位线应与汽包内的零水位一致。

4.10.2 安装汽水侧取样管时,应保证管道的倾斜度不小于 1:100,对于汽侧取样管应使取样孔侧高,对于水侧取样管应使取样孔侧低。

4.10.3 汽水侧取样管和取样阀门应良好保温。

5 汽包水位测量和保护的运行维护

5.1 汽包水位测量装置应定期利用停炉机会根据汽包内水痕迹或其他有效的方法核对水位表(计)计的零位值。锅炉启动时应以电极式汽包水位测量装置为主要监视仪表;锅炉正常运行中应经常核对各个汽包水位测量装置间的示值偏差,当偏差超过 30mm 时应尽快找出原因,进行消除。



5.2 差压式水位测量装置进行温度修正所选取的参比水柱平均温度应根据现场环境温度确定，在运行中应密切监视，当实际参比水柱温度值偏离设置的修正参比值而导致水位误差过大时，应对修正回路进行重新设定。

5.3 锅炉启动前应确保差压式水位测量装置参比水柱的形成。

5.4 应密切监视炉水导电度的变化。当炉内加药异常导致炉水导电度高报警时，应密切监视并及时排除，防止电极式水位测量装置误发报警而使水位保护误动作。

5.5 锅炉汽包水位保护：

5.5.1 锅炉水位保护未投入，严禁锅炉启动。

5.5.2 锅炉汽包水位保护在锅炉启动前应进行实际传动试验，严禁用信号短接方法进行模拟试验。

5.5.3 锅炉汽包水位保护的整定值和延时值随炉型和汽包内部结构不同而异，具体数值应由锅炉制造厂负责确定，各单位不得自行确定。



编制说明

国家电力公司《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》(简称《要求》)和《国家电力公司电站锅炉汽包水位测量系统配置、安装和使用若干规定(试行)》[简称《规定(试行)》]颁发以来,对提高锅炉运行安全性、防止锅炉汽包满缺水事故发挥了重要作用。但是,根据近年来实践,《要求》和《规定(试行)》中的某些条款在实施过程中较难操作。此外,随着汽包水位测量技术的发展,也需要对《规定(试行)》进行重新修订,以形成正式规定。由于国家电力公司已经解散,经与华能国际电力公司、大唐国际电力公司、中国电力投资集团公司、中国华电集团公司、国电电力集团公司和北京国华电力公司协商,决定由电力行业热工自动化标准化技术委员会负责编制《火力发电厂锅炉汽包水位测量系统技术规定》(简称《技术规定》)。

《技术规定》(送审稿)于2004年9月11日完成,随后,电力行业热工自动化标准化技术委员会于2004年9月15日在京主持召开了《技术规定》(送审稿)审查会,参加会议的有华能国际电力公司、中国电力投资集团公司、中国华电集团公司、北京国华电力公司、北京联合电力投资公司、河北省和河南省电力公司、东北电科院、华北电科院和河南电力试验研究所、华北电力设计院以及9个发电厂和2个汽包水位测量装置的制造厂,共计23个单位的23名专家,会议经认真审议,原则同意送审稿,也提出了一些修改意见,根据会议意见,对送审稿进行修改后,完成了报批稿。

本标准与《规定(试行)》主要差异如下:

(1) 本标准适用于新建火力发电厂的汽包锅炉,也适用于已投运锅炉,对于某些要求仅适用于新建汽包锅炉时,将在条文中特别说明。

《规定(试行)》仅适用于超高压和亚临界汽包锅炉,本标准扩大到高压汽包锅炉,主要考虑高压锅炉满缺水事故造成的危害也是十分严重的缘故。

(2) 《规定(试行)》提出5套配置方案。本标准配置数量有所增加,主要考虑有四个方面:

- 1) 国内外许多规程,特别是安全准则均要求重要保护和控制功能分开;
- 2) 电极式水位测量装置技术有较大突破,有些产品已经历较长时间和较多应用证明安全可靠,能消除汽包压力影响,全程测量水位精确度高,能确保从锅炉点火起就可以投入水位保护;
- 3) 平衡容器技术也有较大突破,有些产品也能保证差压式水位测量装置的测量精确性、稳定性,并确保启动时投入水位保护;
- 4) 多测孔接管技术取得经验,当锅炉汽包上水位测孔不够时,可用多测孔接管技术解决。

(3) 本标准强调“汽包水位控制和保护应分别设置独立的控制器”,以符合重要保护和控制功能独立性原则。

根据三冗余信号独立性原则,为确保冗余功能真正发挥作用,标准强调三冗余测量系统应从测孔、取样管、水位测量表计(或变送器)、补偿用汽包压力变送器、输入,输出通道均应满足独立性原则。

(4) 为确保DCS及其供电UPS故障时确保值班人员在控制室仍能监视水位,本标准增加了“在控制室,除借助DCS监视汽包水位外,至少还应设置一个独立于DCS及其电源的汽包水位后备显示仪表(或装置)”。

(5) 明确要求所有电极式测量装置、差压式变送器的信号间应设置水位偏差报警,当任意两个水位信号偏差超过30mm时应立即判别发生故障的测量装置,或者确定是否是运行不当造成的,以便尽快消除。

(6) 为了及时排除不正确测量信号导致控制和保护误动,DCS设计时应精心配置量程范围、变化速率等坏信号检查手段。



(7) 关于差压水位表的平衡容器，“应充分考虑平衡容器下取样管参比水柱温度对水位测量的影响”。标准提出了两个方案：

1) “采用参比水柱温度稳定、接近设定温度的平衡容器”，例如，将单室平衡容器正压侧取样管水平延长一段后再向下，以消除参比水柱出现不可控的温度梯度。

2) “采用经实践证明有成功应用经验的参比水柱温度接近饱和温度的平衡容器”。

(8) 本标准中除坚持《规定(试行)》中要求“每个水位测量装置应具有独立的取样孔”外，根据最新技术发展，明确提出“当汽包上水位测量取样孔不够时可采用在汽包上已提供的大口径取样管中插入1~2个取样管的方法增多取样点”，但“不宜采用联通管的方法增多取样点”，因为，后者违反了取样孔独立性原则，而且对取样测量准确性有影响。

(9) 《规定(试行)》中规定“就地水位计的零水位线应比汽包内的零水位线低，降低值取决于汽包压力”，本标准根据就地水位计技术发展，补充“当采用的就地水位计内部水柱温度能始终保持饱和水温时，表计的零水位线应与汽包内的零水位线一致”。

(10) 本标准制订过程中认为基准水位表的提法不够科学。此外，由于采用当今最新测量技术后，无论差压式测量装置和电极式测量装置均能做到准确、全程测量汽包水位，因此标准中提出“锅炉正常运行中应经常核对各个汽包水位测量装置间的示值偏差，当偏差超过30mm时应尽快找出原因，进行消除”。但是在“锅炉启动时应以电极式汽包水位测量装置为主要监视仪表”，这主要考虑锅炉启动时差压式测量受诸多因素影响，因此，作此规定。

(11) 考虑到炉水导电度过高时会造成电极式水位测量装置会误发报警而使水位保护误动作，因此，本标准中规定“应密切监视炉水导电度的变化。当炉内加药异常导致炉水导电度高报警时，应密切监视并及时排除”。