

ICS 27.100

P 61

备案号: J413—2005

DL

中华人民共和国电力行业标准

P

DL/T 5204 — 2005

**火力发电厂油气管道
设计规程**

**Code for oil/gas piping design of fossil
fuel power plant**

2005-02-14 发布

2005-06-01 实施

中华人民共和国国家发展和改革委员会 发布

目 次

前言	IV
1 范围	1
2 规范性引用文件	2
3 总则	3
4 燃油系统及管道	4
4.1 燃油系统	4
4.2 卸油管道	5
4.3 供油和回油管道	7
4.4 油罐和燃油加热器	8
4.5 油泵和油泵房	11
4.6 燃油管道设计计算	13
4.7 油管清扫和含油污水处理	17
4.8 油管伴热和保温	18
4.9 燃油管道布置	19
4.10 燃油管道附件选择	20
4.11 柴油发电机组油管道	20
5 润滑油和辅助油管道	22
5.1 一般规定	22
5.2 汽轮机润滑油管道	22
5.3 转动机械润滑油管道	24
5.4 润滑油处理系统及管道	24
5.5 事故放油管道	26
5.6 润滑油管道附件选择	26
6 天然气管道	27
6.1 一般规定	27

DL/T 5204 — 2005

6.2	工艺计算	27
6.3	输气调压站	30
6.4	天然气管道布置	32
6.5	天然气管道安全泄放	33
6.6	天然气管道附件选择	33
7	压缩空气管道	35
7.1	一般规定	35
7.2	空气压缩机选择和布置	37
7.3	空气干燥净化装置	39
7.4	压缩空气管道布置	40
8	其他气体管道	42
8.1	一般规定	42
8.2	氢气管道	43
8.3	氧气管道	44
8.4	氮气管道	45
8.5	二氧化碳管道	45
8.6	真空管道	46
8.7	乙炔管道	47
9	油气管道支吊架设计	48
9.1	支吊架设置	48
9.2	支吊架最大允许间距	49
9.3	支吊架荷载计算	50
9.4	支吊架弹簧选择	52
10	油气管道安全防护	54
10.1	油漆防腐	54
10.2	防火间距	54
10.3	防火防爆	56
10.4	防雷接地	57
11	油气管道焊接和试验	59

11.1 焊接.....	59
11.2 压力试验.....	59
11.3 清管.....	60
附录 A (资料性附录) 设计常用数据	62
条文说明	67

前 言

根据原国家经济贸易委员会电力司《关于下达 2000 年度电力行业标准制、修订计划项目的通知》（电力〔2000〕70 号文）的要求，由西南电力设计院新编电力行业标准《火力发电厂油气管道设计规程》。

本标准的制定工作，积极贯彻并落实“安全可靠、经济实用、符合国情”的电力建设基本方针和原则，认真总结火力发电厂油气管道设计、安装调试和运行维护经验，参照有关国家标准、行业标准，同时吸收了国外燃油和气体标准的先进技术，使本标准既符合我国国情，又考虑与国际标准接轨。由于本标准是首次制订，在今后颁布执行过程中仍需不断补充完善。使用本标准的各方在油气管道设计时，除应符合本标准外，尚应符合国家法律法规、国家标准、电力行业标准和其他行业标准的有关规定。

本标准附录 A 是资料性附录。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业电力规划设计标准化技术委员会归口并负责解释。

本标准起草单位：西南电力设计院。

本标准起草人：蒋丛进。

1 范 围

本标准规定了火力发电厂油气管道设计应遵循的基本原则和设计要求。

本标准适用于火力发电厂油气系统、油气管道的设计和选型计算。

本标准不适用于输送液化天然气、液化石油气的管道设计。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

- GB 150 钢制压力容器
- GB/T 4830 工业自动化仪表气源压力范围和质量
- GB 50057 建筑物防雷设计规定
- GB 50058 爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范
- GB 50074 石油库设计规范
- GB 50193 二氧化碳灭火系统设计规范
- GB 50251 输气管道工程设计规范
- GB 50253 输油管道工程设计规范
- GB 50229 火力发电厂与变电所设计防火规范
- DL 5000 火力发电厂设计技术规程
- DL/T 5054 火力发电厂汽水管道设计技术规定
- DL/T 5072 火力发电厂保温油漆设计规程
- DL/T 5174 燃气—蒸汽联合循环电厂设计规定

3 总 则

3.0.1 为统一火力发电厂油气系统、管道设计标准，指导油气管道安装设计，提高设计质量，降低工程造价，使火力发电厂油气管道能安全、经济地运行，特制定本标准。

3.0.2 油气管道是火力发电厂油管道和气体管道的总称，包括燃油管道、润滑油及辅助油管道、天然气管道、压缩空气管道、氢气管道、氧气管道、氮气管道、二氧化碳管道、真空管道和乙炔管道等。

3.0.3 油气管道设计应积极采用先进技术，优化设计方案，做到安全可靠、经济合理、降低工程造价。

3.0.4 当发电厂处于地震基本烈度七度及以上地区时，油气管道和设备应进行在地震作用下的强度校核计算，并采取有效的抗震措施。

3.0.5 油气管道和设备的安全防火应根据工程实际情况，同工程的消防设计相结合，采取有效的消防技术，并符合国家有关的消防规定。

3.0.6 在油气管道设计中，必须遵守国家有关环境保护法规的规定。油气系统有害物的排放必须经过处理，排放物浓度应符合国家标准和地方标准的排放规定。

3.0.7 油气管道设计应符合 GB 50251、GB 50253、GB 50229 和 DL 5000 有关规定的要求，同时还应符合国家、电力行业和其他行业有关标准的规定。

4 燃油系统及管道

4.1 燃油系统

4.1.1 燃油系统设计范围包括卸油、储油、供（输）油、回油、含油污水处理以及燃油的加热、伴热、清扫、疏放等设备和管道。

4.1.2 燃煤电厂锅炉点火及助燃油系统的设计出力、油罐容量、卸油泵和供（输）油泵选择等应按 DL 5000 的有关规定设计。

燃气—蒸汽联合循环电厂的燃料系统应按 DL 5000 和 DL/T 5174 的有关规定设计。

4.1.3 燃油系统应根据工程的燃油设备、燃油品质、燃油来源及运输方式等实际情况确定，在满足燃油设备要求的条件下，合理确定系统工艺和设计参数，并经多方案比较优化设计。

对多种燃油混烧锅炉或燃油燃气锅炉，其燃油系统应按油种，分开设置。

对机组启动和正常运行采用不同油品的燃气—蒸汽联合循环电厂，其燃油系统应按油种，分开设置。

4.1.4 燃油输送方式应根据电厂供油路径、燃油品种和交通运输条件等因素确定。对耗油量大的电厂（包括燃油电厂）宜采用铁路油罐车或水路油轮输送；近距离有可靠油源的电厂，宜以管道直接输送或汽车运油到厂。

4.1.5 当电厂燃用的重油（包括渣油）油质可能出现一定范围的变化时，燃油系统应按油质差、黏度高的油品进行设计，其系统应适应重油的油质变化范围。

4.1.6 若电厂留有扩建条件时，燃油系统设计应充分考虑电厂扩建时对燃油系统、设备和管道的影响和要求。

4.1.7 燃油电厂燃油系统设计燃油量宜为全厂锅炉最大连续蒸

发量时所需耗油量的 110%~120%。

燃油系统回油量应根据燃油喷嘴特性、燃烧安全保护要求和燃油参数确定，且不得低于燃油量的 10%。

4.1.8 燃油电厂燃油储量（油罐总容量）应根据燃油的运输方式和供油周期等因素考虑，宜按下列原则确定：

1 对于船舶运输方式，燃油储量按 10d~15d 的全厂锅炉最大耗油量计算；

2 对于火车或汽车运输方式，燃油储量按 5d~10d 的全厂锅炉最大耗油量计算，国家干线火车运输应取上限；

3 对于油管输送方式，燃油储量按 2d~3d 的全厂锅炉最大耗油总量计算；

4 对于由电厂附近企业总油库油管供油的，电厂可只设日用油罐，其燃油储量按 1d 的全厂锅炉最大耗油量计算；

5 其他燃油运输方式，燃油储量应经调查确定。

4.1.9 燃气—蒸汽联合循环电厂，燃油系统回油量应满足在负荷变化时燃气轮机稳定运行的要求。

4.2 卸油管道

4.2.1 卸油系统范围包括自卸油栈台或码头、集油槽或总管、零位油罐、卸油泵，直至油罐之间的设备、管道和附件。

4.2.2 卸油栈台或码头的设置应符合下列规定：

1 对火车输油应设卸油栈台。卸油铁道线宜做成整体式道床，且直而平，不允许有坡度，两侧设浅沟。栈台上宜设活动钢梯。

对燃煤电厂，卸油栈台的长度宜按 4~10 节油槽车设计，可单侧布置卸油线，栈台宽度不低于 1.2m。

对燃油电厂，卸油栈台的长度宜按 24 节油槽车或整列车的一半长度设计，可双侧布置卸油线，栈台宽度不低于 1.5m。

2 对于油轮输油应设卸油码头。当卸油码头和煤码头共用时，卸油和卸煤应分区作业。

3 对于汽车运油应设汽车卸油平台。汽车进出应快捷方便，场地大小应满足倒车要求，地面应设坡度。卸油平台周围不应有妨碍倒车的管道和其他设施。

4 卸油栈台、码头、平台的设计应满足消防要求，照明灯应采用防爆型的。

4.2.3 卸油方式宜采用下卸方式，也可采用上卸方式，并符合下列规定：

1 火车运输卸油时，对重质油品宜采用下卸方式，对轻质油品宜采用鹤管上卸或下卸方式。当采用下卸时宜在栈台的端头设置一组上卸鹤管。

2 油轮运输卸油时，应根据油轮上卸油泵的出力、扬程、油品黏度和油罐的距离及高程，经计算确定是否设置码头卸油泵（卸油接力泵）。

对于大中型油轮卸油，码头宜装设输油臂，臂端设置快速接头与油轮的输油管相接。

3 汽车运输卸油时，宜采用下卸方式。卸油接口不宜少于3个，并用软管和快速接头与汽车连接。

4.2.4 当燃油系统采用带有抽真空辅助系统的强力抽卸方式时，应保证卸油管道系统严密，减少法兰连接，以保证卸油速度。

4.2.5 卸油栈台上的设备、阀门及管道的布置不得妨碍油罐车的通行。卸油鹤管的起落、转动应灵活，密封应良好。上部卸油鹤管应采用铠装橡胶软管，并接导静电铜丝。

4.2.6 油车、油船来油需加热卸油时，应有控制油品加热温度的措施。加热后，原油温度不应高于 45°C ，柴油温度不应高于 50°C ，重油温度不应高于 80°C 。对重油宜采用蒸汽加热，加热蒸汽温度应小于 250°C 。

4.2.7 对于重油或渣油，卸油栈台上的卸油管道应设蒸汽伴热管道。

4.2.8 甲、乙类油品汽车油罐车的卸油，必须采用密闭方式，并

采用快速接头连接。

4.2.9 卸油管道上宜装设燃油计量装置和油质分析取样管。

4.3 供油和回油管道

4.3.1 供油系统范围包括油罐、供油泵、燃油加热器、燃油调节装置，至锅炉燃烧器之间的设备、管道和附件。

4.3.2 供油泵入口母管连接方式应根据油质确定，可采用单母管分段制或双母管，各油罐出油管直接接至母管。

4.3.3 从油罐到卸油或供油母管（位于防火堤外）的支管上，应在防火堤内外两侧各设一个支管防火关断阀，堤内的支管防火关断阀应尽量靠近油罐，并设安全平台直通关断阀。

4.3.4 与油罐相连接的油管，应设带法兰的金属软管或金属补偿器与油罐连接，金属软管或金属补偿器的补偿量应符合下列规定：

- 1 水平方向补偿量按水平热膨胀计算；
- 2 垂直方向补偿量按油罐与管道支墩最大下沉量之差的 1.1 倍与垂直热膨胀之和计算。

4.3.5 供油管道的设计流量应不小于全厂燃油系统耗油量及其回油量之和的 1.1 倍。回油量应在主调节阀的调节范围之内，回油管内的介质流速不宜低于 1m/s。

4.3.6 设有燃油加热器的供油管道，可根据燃油特性选择下列加热回路：

- 1 单元加热回路：将过滤器、供油泵和燃油加热器串联布置，各单元回路用母管连接。

- 2 集中加热回路：在供油泵出口（燃油加热器进口）设置母管并联。

4.3.7 当采用螺杆式或齿轮供油泵时，应在加热器之前的管道上设油压调整旁路，回油至油罐，并在其管道上设压力调节阀。

4.3.8 至锅炉每个燃烧器的供油管道上应设快速切断阀，每个燃烧器的回油管道上应设止回阀。燃油喷嘴采用蒸汽雾化时，雾化

蒸汽管道上应串联联合快速切断阀、止回阀和关断阀。

4.3.9 每台锅炉的供油母管上应设快速切断阀、压力调节阀和流量测量装置。每台锅炉的回油母管上应设流量测量装置。当多台锅炉的回油接至一根回油总管时，每台锅炉的回油母管上应设快速切断阀。

4.3.10 供油管道应设置供油泵调试回油措施，宜在供油母管和回油母管之间设置旁路管道和阀门。

4.3.11 炉前燃油母管及至各燃烧器的支管布置应充分考虑锅炉本体膨胀量的补偿，布置短捷美观，燃油阀门组宜立式布置在便于操作的平台上。

4.3.12 清扫管路应从油管上部接入，清扫管上的关断门应尽量靠近油管。

4.4 油罐和燃油加热器

4.4.1 对于燃煤电厂，锅炉点火和助燃的油罐（储油罐）数量和容量按 DL 5000 的有关规定设计。对于燃油电厂，其油罐的数量和容量宜通过调研论证确定，并符合 4.1.8 条的规定。

4.4.2 油罐应采用钢质罐。贮存甲 B 或乙 A 类油品，如原油、汽油和煤油等，宜选用浮顶油罐或浮舱式内浮顶油罐，不应选用浅盘式内浮顶油罐。

储存沸点低于 45℃ 的甲 B 类油品，应选用压力储罐。

4.4.3 油罐的设计压力（内压）应取油罐上部气相空间最大表压力，并同时考虑能承受作用其上的外压力，如风压、雪压、保温材料或其他外加荷载。

对固定顶油罐，设计内压可取 1.2 倍呼吸阀的排放开启压力与罐顶单位面积的重力之差，设计外压应包括罐顶结构自重和附加荷载。

4.4.4 油罐的设计温度应取罐内介质最高温度。当油罐内部（或底部）设有加热器时，应考虑最高调节油温和超温裕量。设计温

度应符合下列规定：

- 1 固定顶油罐的设计温度不高于 250℃；
- 2 浮动顶油罐的设计温度不高于 90℃；
- 3 油罐的最低设计温度应高于-20℃。

4.4.5 油罐设计厚度应考虑计算厚度和周围大气环境对油罐的腐蚀裕量。

油罐罐壁设计厚度按下列公式计算，且取 δ_1 和 δ_2 中的较大值：

$$\delta_1 = \frac{4.9\rho(H-0.3)D}{[\sigma]'\eta} + c + \alpha \quad (4.4.5-1)$$

$$\delta_2 = \frac{4.9(H-0.3)D}{[\sigma]'\eta} + c \quad (4.4.5-2)$$

式中：

δ_1 ——储存燃油时的设计厚度，mm；

δ_2 ——储存水时的设计厚度，mm；

ρ ——燃油密度，t/m³；

H ——计算罐壁板底边至罐壁顶端（当设有溢流口时，应至溢流口下沿）的垂直距离，m；

D ——储罐内直径，m；

$[\sigma]'$ ——设计温度下罐壁钢板的许用应力，MPa；

η ——许用应力修正系数，取 0.9；

c ——钢板厚度负偏差，详见 DL/T 5054 的规定，mm；

α ——腐蚀余量，对储存轻柴油取 1~2，对储存重油取 2~3，mm。

4.4.6 油罐罐底和罐壁设计应满足下列要求：

1 油罐内径小于 12.5m 时，罐底采用条形排板；油罐内径大于等于 12.5m 时，罐底采用弓形边缘板。

2 罐底中幅板厚度应不小于 6mm，边缘板厚度应随底圈罐壁板的厚度增加而增加。

3 上层罐壁板的厚度不得大于下层罐壁板的厚度。

4 固定顶罐及内浮顶罐的罐壁上端应设包边角钢。

5 敞口浮顶罐的罐壁外侧必须设置抗风圈。

6 在大风荷载作用下，罐壁筒体应进行稳定性校核。对于在空罐状态下，应有防止大风使油罐移动的措施。

4.4.7 油罐的顶部应装设呼吸阀或透气孔。贮存轻柴油、原油的油罐应装设呼吸阀；贮存重柴油、重油、润滑油的油罐应装设透气孔和阻火器。油罐不得采用玻璃管液位计。

当有多座油罐时，宜设置燃油倒罐管道。

4.4.8 油罐附件的设计应满足燃油系统运行要求，并符合下列规定：

1 燃油加热器宜考虑热态膨胀；

2 油位测量装置、油位计的浮标与绳子接触的部位宜采用铜材制作；

3 检查孔、量油孔应采用有色金属制作；

4 低位布置的回油管宜引至罐体中心并上扬，以防止供油短路。

4.4.9 燃油的加热方式应根据油品和当地气候条件确定，可采用罐内置表面加热器或罐外置表面加热器。

对重油加热，应选用罐外置表面加热器，也可同时在罐内设局部加热器，使罐内燃油在启动时尽快流动。对柴油是否需要设置加热器应经技术论证确定。当需要加热时，宜设置局部加热器。

4.4.10 罐外置加热器宜露天布置。重油加热器宜设两台 100% 容量的加热器，其中一台备用。

4.4.11 燃油加热器的面积应通过计算确定。加热后油罐内燃油的最高温度，重油、渣油不应高于 95℃，原油、柴油不应高于 50℃。

4.4.12 油罐的出油接口法兰应高于罐底 300mm~400mm。油罐底部应设排水、排污油管接口。

4.4.13 地面和半地下油罐（组）周围应设防火堤。防火堤的设

计应符合 GB 50074 和下列规定：

- 1 防火堤内宜布置同类火灾危险性的油罐。
- 2 油罐组所设防火堤必须是闭合的，隔堤与防火堤也必须闭合。
- 3 防火堤内的有效容积应不小于固定顶油罐组内一个最大油罐的容量或浮顶油罐组内一个最大油罐的容量的一半。
- 4 立式油罐组的防火堤高宜为 1.0m~2.2m，设计高度应比计算高度增加 0.2m 的裕度。隔堤高度应比防火堤低 0.2m~0.3m。
- 5 防火堤内的排水沟穿越防火堤时应采用管道连接，并且该管道在堤外应设置隔离阀和阻火措施。
- 6 防火堤的人行踏步应不少于两处。

4.4.14 油罐基础应符合下列要求：

- 1 基础的顶面水平度、锥面坡度、直径方向上的沉降差和表面凹凸度应符合有关标准的要求；
- 2 基础面层为绝缘防腐层，应与罐底全面接触；
- 3 基础沉降稳定后，基础边缘上表面应高出地面不小于 300mm；
- 4 油罐设计温度大于 95℃ 时，基础应适应油罐在高温下工作的要求；
- 5 油罐设有清扫孔时，基础的设计应符合清扫孔的要求。

4.4.15 对长距离的输油管道可根据现场情况设置清扫油罐。

4.4.16 油罐、油罐区和油泵房的消防设施应满足国家消防、防火标准的要求。油罐的抗震设计应符合国家标准的要求。

4.5 油泵和油泵房

4.5.1 供油泵的数量宜为三台，其容量可选用两台 100% 容量油泵加一台 30% 容量再循环油泵，也可选用三台 50% 容量油泵。当其中最大一台油泵停用时，其余油泵的总流量应不小于全厂燃油系统耗油量及其回油量之和的 110%。

4.5.2 供油泵型式应根据油品和供油参数确定。当输送的油品黏

度小，压头较低且流量较大时，宜采用离心泵；当输送的油品黏度大，压头较高且流量较小时，宜采用往复泵、螺杆泵或齿轮泵。

供油泵、再循环油泵可采用定速电机或变频电机驱动。

当电厂燃用奥里乳化油时，应采用螺杆泵输送，变频调节。

4.5.3 离心油泵布置应符合下列规定：

1 油泵出口应设低负荷再循环管道。

2 油泵中心宜低于油罐底部标高。对于汽车卸油，卸油泵入口管段的最高点应低于汽车卸油口。

3 油泵出口至第一个关断阀之间的管道（包括关断阀）应考虑承受油泵出口最高工作压力，并设置泄压安全阀。

4 油泵用作卸油泵上卸时，应增设真空泵。

4.5.4 螺杆泵、齿轮泵和电动往复泵等容积式泵的出口管路，应设安全阀（泵本身带有安全阀者除外）。安全阀的放空管，应接至泵的入口管路上，并设事故停机连锁。

4.5.5 油泵应选用密封性能良好的轴封装置。

4.5.6 油泵房应设在油罐防火堤外，并与防火堤有足够的防火间距。

4.5.7 供油泵、再循环油泵应集中布置在油泵房内，卸油泵可布置在卸油栈台附近或油泵房内。油泵的布置应满足工艺流程的要求，进出口管路的阻力小，并便于运行操作和检修。

4.5.8 油泵房内油泵（包括电机）布置应符合下列规定：

1 油泵单排布置时，油泵或电机端部至墙壁（柱子）的净距不宜小于 1.5m；

2 相邻油泵机座之间的净距，应不小于较大油泵机座宽度的 1.5 倍；

3 油泵房应设有运行通道和检修场地，电机端部应有检修拆卸空间。

4.5.9 油泵房内的管道布置应考虑油泵或阀门检修时，管道设置拆卸分段法兰。清扫管、放油管应布置整齐美观，放气阀和放油阀的排出管出口方向应朝下，并设集油槽回收污油。

4.5.10 油泵房按功能分区，应设置油泵区、电气控制室和辅助间。油泵房内应设油泵和电机的检修起吊设施，电动葫芦应采用防爆电机。

4.5.11 油泵房应设置必要的泄压设施，安装通风设备和可燃气体报警器，及时排除可燃气体。

4.5.12 在南方炎热地区，油泵房可采用半露天布置。

4.6 燃油管道设计计算

4.6.1 燃油管道设计要求。

燃油管道设计应根据燃油品质、燃油系统和布置条件进行，做到选材正确、经济合理、优化布置、整齐美观，并便于施工和运行维护。

4.6.2 燃油管道设计压力。

燃油管道设计压力（表压）必须高于在运行中管内介质可能出现的最大内压力或外压力，且不得小于介质静止或脉动条件下管内的最大内压力。

当燃油管道设有清扫管道时，管道设计压力不得低于清扫介质最高工作压力。

燃油管道的设计压力按下列规定选用：

1 卸油管道。

卸油管道应根据卸油方式确定设计压力。

对自流卸油管道，设计压力应根据油槽车内油面与储油设施的油位差来计算，或按 0.2MPa 取值。

对强力卸油管道，卸油泵进口侧管道可按全真空设计，卸油泵出口侧管道设计压力按卸油泵的最大扬程的 1.1 倍取值。

对油船（或车辆）上装有输油泵的卸油接力泵进出口管道，卸油接力泵进口侧管道应按油船（或车辆）上输油泵最大扬程的 1.1 倍取值，卸油接力泵出口侧管道设计压力按泵最大扬程与进口侧压力之和的 1.1 倍取值。

对附近炼油厂或企业的管道来油，其设计压力应与上游管道设计参数相同。

2 供油管道。

供油泵进口侧管道，设计压力取用泵吸入口中心线至油罐最高液面的静压柱，且不小于 0.2MPa，也不得低于油罐的设计压力；

供油泵出口侧管道，设计压力取用泵出口阀关闭情况下泵的扬程与进口侧压力之和。当供油母管上设有安全阀时，母管的设计压力不得低于安全阀的开启压力。

对二级泵供油系统，管道的设计压力应以泵分段按上述原则确定。

3 回油管道。

回油管道设计压力应与供油管道相同。

4 放油和污油管道。

放油阀或污油阀之前的管道设计压力按主管设计压力选用；放油阀或污油阀之后的管道设计压力不得低于 0.2MPa。

5 伴热蒸汽管道。

伴热蒸汽管道按汽源处管道的设计压力选用。

4.6.3 燃油管道设计温度。

1 燃油管道设计温度必须高于管内介质最高工作温度，按下列规定选用：

对有伴热管（或夹套加热）的情况应通过热力计算确定管壁温度，即为设计温度。

对设有燃油加热器的管道，加热器的进口段和出口段应分别确定设计温度，出口段还应考虑加热超温裕量。

对不加热输油的情况应根据环境条件和燃油特性确定最高温度或最低温度，同时应考虑管道是否有保温。

2 设计安装温度可取 20℃。

4.6.4 材料选择。

燃油管道和油罐材料的选择应考虑使用条件（如设计压力、设计温度、燃油特性和操作特点等）、材料的焊接性能、制造加工

工艺及经济合理性，所有钢材的技术要求应符合国家标准和行业规定的规定。

油罐宜采用镇定钢或半镇定钢制作。对钢材有特殊要求时，应在设计技术文件或图纸中注明。

当采用国外钢材时，国外钢材的化学成分指标及力学性能应优于国内同类产品，并满足设计要求。

4.6.5 材料许用应力。

钢材的许用应力按国家标准或电力行业标准的规定取值，也可参考本标准附录 A.1 取值。

4.6.6 对施工环境温度低于 -20°C 时，应对钢管和管道附件材料提出韧性要求。

4.6.7 对长距离输油管道的管径应根据油泵输送压力、阻力损失和管道工程造价进行优化设计确定；对短距离输油管道可按下式计算。

- 1 对单相流体的用泵输送的燃油管道内径，应按下式计算：

$$D_i = 18.81 \sqrt{\frac{Q}{v}} \quad (4.6.7-1)$$

或

$$D_i = 18.81 \sqrt{\frac{G}{\rho v}} \quad (4.6.7-2)$$

- 2 对单相流体的自流燃油管道内径，应按下式计算：

$$D_i = 17.25 \sqrt{\frac{\lambda Q L}{H}} \quad (4.6.7-3)$$

式中：

D_i ——燃油管道内径，mm；

Q ——燃油体积流量， m^3/h ；

G ——燃油质量流量，t/h；

v ——介质流速，可按表 4.6.9 选取，m/s；

ρ ——介质密度， t/m^3 ；

λ ——沿程阻力系数;

L ——管道计算长度, m;

H ——管道始端与终端的高程差, m。

4.6.8 管道壁厚按下式计算:

$$\delta = \frac{pD_o}{2[\sigma]'\eta + 2Yp} + c + \alpha \quad (4.6.8)$$

式中:

δ ——设计厚度, mm;

p ——设计压力, MPa;

D_o ——管子外径, mm;

$[\sigma]'$ ——设计温度下材料的许用应力, MPa;

η ——许用应力修正系数, 对无缝钢管, $\eta=1$;

Y ——温度对壁厚的修正系数, 可取 0.4;

c ——管子厚度负偏差, 详见 DL/T 5054 的规定, mm;

α ——腐蚀余量, 对输送轻柴油管道取 1~2, 对输送重油或大直径管道取 2~3, mm。

4.6.9 燃油管道的介质流速应根据燃油黏度、油管直径及输油管路的长短确定。燃油管道的介质流速可按表 4.6.9 选取, 但最低流速不得小于 0.5m/s。

表 4.6.9 推荐的燃油管道介质流速表

恩氏黏度 °E	运动黏度 mm ² /s	泵入口管流速 m/s		泵出口管流速 m/s	
		范围	推荐值	范围	推荐值
1~2	1.0~11.5	0.5~2.0	1.5	1.0~3.0	2.5
2~4	11.5~27.7	0.5~1.8	1.3	0.8~2.5	2.0
4~10	27.7~72.5	0.5~1.5	1.2	0.5~2.0	1.5
10~20	72.5~145.9	0.5~1.2	1.1	0.5~1.5	1.2
20~60	145.9~438.5	0.5~1.0	1.0	0.5~1.2	1.1
60~120	438.5~877.0	0.5~0.8	0.8	0.5~1.0	1.0

4.6.10 燃油管道应进行应力分析计算。管道布置应充分利用自补偿能力，当自补偿不足时，宜设 π 形补偿。

4.6.11 燃油管道应进行水力计算，水力计算方法可按 DL/T 5054 的规定进行，应以燃油的介质黏度进行计算。

4.6.12 长距离输油管道设计宜作水击分析，并应根据分析结果设置相应的控制和保护装置。

4.7 油管清扫和含油污水处理

4.7.1 下列燃油管道应设清扫（扫线）管：

- 1 进入油罐的卸油管道应在关断阀前设扫线管，把卸油管内残留的油从油罐液面上部吹入罐中；
- 2 锅炉燃烧器前的管道，把管内残留油吹入炉膛；
- 3 管内会长期聚积油的部位；
- 4 需要检修的管段。

4.7.2 燃油管道清扫（扫线）介质可按下列规定选用：

- 1 输送轻柴油、原油的管道，其清扫介质宜采用压缩空气；
- 2 输送重油、渣油的管道，其清扫介质可采用蒸汽或压缩空气。

4.7.3 燃油管道采用蒸汽清扫时，蒸汽压力宜为 0.6MPa～0.8MPa，蒸汽温度应小于 250℃。

用蒸汽清扫的扫线管管径可按表 4.7.3 选用，用压缩空气清扫的扫线管管径可比表 4.7.3 中数值大一挡。

表 4.7.3 蒸汽清扫的扫线管管径

燃油管道外径 mm	扫线管外径 mm	
	输油管线长度 $\leq 100\text{m}$	输油管线长度 $> 100\text{m}$
≤ 89	25	32
108~219	32	45
≥ 273	45	57

4.7.4 燃油管道采用蒸汽清扫时，应采用固定接头连接方式。为防止燃油倒入蒸汽管，扫线管的蒸汽接入端应串联两个关断阀、一个止回阀及检查放油管。当蒸汽压力大于燃油管道设计压力时，扫线管上应串联一个节流装置。

4.7.5 清扫管路应从油管上部接入，清扫管上的关断门应尽量靠近油管。

清扫管道布置应留有足够的热补偿，管道疏水坡度应大于 0.002。

4.7.6 燃油系统应设置含油污水处理装置，含油污水处理系统方式、流程、设备选择，在符合国家排放标准的前提下，应通过技术经济比较，并根据工程具体情况，因地制宜确定。经处理后的排水含油浓度应小于 10mg/L。

4.7.7 含油污水管应设蒸汽清扫，清扫方向朝污油池。污油池内经处理后的净油应通过污油泵打回油罐。

4.8 油管伴热和保温

4.8.1 油罐和油管的保温设计应符合 DL/T 5072 的规定。

4.8.2 燃油管道应根据燃油品种、环境温度采用不同的伴热保温方式。

1 重油、原油管道应设伴热保温；

2 当柴油的凝点低于电厂历年最冷月平均气温时，柴油管道可不保温，否则柴油管道应保温，对北方寒冷地区还应伴热。

4.8.3 燃油管道伴热保温时，可根据实际情况选用蒸汽外伴热或电伴热方式，经技术论证也可采用其他伴热方式。

当采用蒸汽外伴热时，伴热蒸汽温度应根据燃油特性确定，蒸汽温度应低于 250℃。

4.8.4 伴热的燃油管道应有控制燃油温升的措施。

伴热升温后的燃油温度应根据其闭口闪点确定，轻柴油不应超过 45℃，重柴油不应超过 65℃，重油不宜超过 80℃。

4.8.5 伴热管道应留有足够的热补偿，应按设计温度计算布置 π 形补偿器的距离。伴热管道疏水坡度应大于 0.002。

4.8.6 油罐的保温设计应根据燃油品种和当地气候条件确定。当燃油的凝点高于当地多年极端最低气温时，应对油罐进行保温。

4.8.7 在南方或高温地区，金属油罐应设置油罐降温措施。

4.9 燃油管道布置

4.9.1 燃油管道应架空布置。

当受条件限制时，厂内可采用地沟敷设，但应分段封堵；厂外可采用短距离直埋，但须设置检漏设施，并对管道进行防腐处理。当燃油管道埋地穿越道路时应加装套管，且套管内应设支撑，使燃油管道能自由膨胀。

4.9.2 油罐区的管道布置应符合下列规定：

1 油罐区卸油总管（母管）和供油总管（母管）应布置在油罐防火堤之外；

2 进出油罐防火堤的各类管线、电缆宜从防火堤顶跨越；

3 防火堤内所有管道不得贴地布置，管子外壁（若保温时指保护层外壁）离地净空应不小于 200mm。

4.9.3 当燃油管路采用 π 形补偿时，管道布置应满足下列规定：

1 π 形补偿对称轴线至管道固定支架的距离不宜超过管道最大允许间距的 0.6 倍。

2 当管道转弯夹角小于 150° 时，管道应采用自补偿；当大于等于 150° 时，管道不宜采用自补偿，在管道转弯处应设固定支架。

3 在燃油管道的热补偿计算中，管材的热态许用应力和弹性模量应选用在燃油管道扫线介质温度下的数值。

4.9.4 燃油管道应在最高点设置放气管，在最低部位设置排油管，排油出口离地面应有一定的高度，严禁把污油直接排入地沟或全厂排水系统。

4.9.5 露天布置的燃油管道，其放油管和放空气管的一次门前管段应尽量缩短，以防凝油堵管。

4.9.6 燃油管道应设置坡度。卸油和供油管道应坡向油泵房，其坡度应不小于下列规定：

- 1 轻油管道，0.003~0.005。
- 2 重油管道，0.020。
- 3 其他油管道，0.005。
- 4 回油管道的坡度应比供油管道的坡度适当加大。

4.10 燃油管道附件选择

4.10.1 燃油管道不得采用铸铁阀门，应采用锻钢或铸钢阀门。

4.10.2 燃油管道上的阀门及法兰附件、管件（三通、弯头等）的设计压力按比管道设计压力高一级压力等级选用。

4.10.3 卸油管道吸入口端应设关断阀和止回阀，关断阀的执行机构宜采用气体驱动。

4.10.4 在燃油管道上设置安全阀，应符合下列规定：

- 1 对于有伴热的卸油管道，在进入油罐前的管段上应设安全阀；
- 2 两端均有关断阀且充满液体的管段或容器，如停用后介质压力可能上升，应设安全阀；
- 3 安全阀的泄放量应按操作故障、火灾事故以及其他可能发生的危险情况中最大一种考虑；
- 4 低温介质管道上的安全阀应有在冬季防止冻堵的措施。

4.10.5 燃油管道阀门垫片应选用耐油垫片，禁止使用塑料垫、橡皮垫（包括耐油橡皮垫）和石棉垫。

4.10.6 油泵进出口管道上宜装设就地压力表和温度计。

4.11 柴油发电机组油管道

4.11.1 电厂保安用柴油发电机组宜布置在单独的建筑物内，其

供油系统应按制造厂家的要求进行设计。

4.11.2 柴油发电机组宜设高位油箱，也可同时设低位油箱。油箱的有效容积应满足机组连续满载运行 8h 的用油量。

4.11.3 柴油发电机组油箱供油方式可采用管道供油或独立供油方式。当柴油发电机组用油与锅炉点火用油一致时，宜采用锅炉点火供油母管向柴油发电机组油箱供油。供油管道和回油管道应设置紧急切断用的快关阀。油箱应设油位指示器。

4.11.4 柴油发电机组应设事故放油设施。若采用事故放油池，油池应布置在室外，并满足防火间距要求，采取可靠的防火措施。

4.11.5 柴油发电机组排气管上应装设消音器，排气管室内部分应保温。

5 润滑油和辅助油管道

5.1 一般规定

- 5.1.1 润滑油管道设计应按设备厂家的规定执行。汽轮机润滑油管道设计参数应按汽轮机厂家要求选取。
- 5.1.2 汽轮机润滑油管道布置应考虑汽轮发电机组轴承座在各种工况下自由膨胀的影响。
- 5.1.3 润滑油管道应采用无缝钢管。
- 5.1.4 润滑油管道应设置坡度，供油和回油管道应坡向油箱，供油管道坡度宜为 0.003~0.005，回油管道坡度宜为 0.02~0.03。
- 5.1.5 润滑油管道设计应考虑油管安装时管内清洗、喷砂喷丸酸洗处理和运行后油管拆卸、清理的措施。

5.2 汽轮机润滑油管道

- 5.2.1 润滑油系统为汽轮机和发电机的轴承、盘车装置提供润滑油和脱扣装置控制用压力油，可作为发电机氢密封备用油源，包括自汽轮机主油箱至汽轮机主油泵、冷油器、油泵、汽轮机和发电机的各轴承的连接管道及阀门附件等。
- 5.2.2 大型汽轮机的润滑油管路应采用套装式油管，进油管套在回油管内。发电机和励磁机轴承的进油管可不采用套装式油管。
回油油量按套管截面充满一半设计。在回油套管上宜分段设置清洗装置，清洗回油管内壁。
- 5.2.3 汽轮机润滑油管道的介质流速应满足汽轮机的要求，供油管道流速可取 1.5m/s~2m/s，回油管道流速可取 0.5m/s~1.5m/s。
- 5.2.4 汽轮机润滑油管道应架空布置或管沟敷设。

汽轮机轴承座附近的润滑油管道应采用焊接，不应采用法兰

连接。

5.2.5 汽轮机油箱放油管，靠油箱处应设一段带法兰的短管。

5.2.6 至汽轮机油箱的回油母管，可根据热膨胀情况设置补偿器。

5.2.7 润滑油管道阀门和法兰应布置在高温管道的下方，若布置在高温管道的上方时，高温管道应保温良好，且采用密闭的金属保护层，并在油管阀门和法兰的下方设收油盘，把漏油及时排到安全的地方。

5.2.8 主油泵、油箱上的所有油泵的出口管道上应设止回阀，防止润滑油倒流回油箱。

5.2.9 冷油器可采用并联布置，一台运行一台备用。两台冷油器之间应设三通换向阀和旁通阀。冷油器顶部应设充油管与油箱连接。

冷油器上部应留有检修抽芯的空间。

5.2.10 润滑油箱上应设置二套排油烟装置，一套运行一套备用。排油烟风机出口应设除雾器或油露分离装置，并把排烟口接出汽机房外。

5.2.11 汽轮机润滑油应采取防止油劣化措施，符合下列规定：

- 1 在管路中安装合适的滤油器，清除油中油泥、杂质；
- 2 在油中添加抗氧化剂，提高油的氧化安定性；
- 3 安装油净化装置，清除油中的游离酸和其他老化物；

5.2.12 大型汽轮机应设置顶轴油系统，并设顶轴油泵。

5.2.13 EH 供油系统向控制系统管路提供高压油，应采用三芬基磷酸酯型合成油，其油箱和管路应采用不锈钢材料，油泵布置在油箱的下方，以保证泵正吸入压头。

5.2.14 低压缸轴承座、排气锥和汽缸底部所形成的凹穴内，应设排污口。

5.2.15 润滑油区、EH 供油装置应设置防泄漏和防火隔离措施，以防意外火灾蔓延。

5.3 转动机械润滑油管道

5.3.1 当给水泵汽轮机的润滑油与主汽轮机润滑油使用同一油品并且油压相同时，给水泵汽轮机润滑油油箱可与主汽轮机润滑油油箱合并，否则，给水泵汽轮机润滑油系统应单独设置。

5.3.2 中速磨煤机的磨辊润滑油系统和驱动主轴润滑油系统宜分开设置。

磨煤机润滑油站的油泵上应设对油泵和系统起过载保护作用的安全阀。

5.3.3 大型锅炉的回转式空气预热器的支承轴承和导向轴承应设置独立的润滑油循环系统（稀油站），其油泵宜选用螺杆泵，一台运行一台备用。

润滑油系统中的管道和阀门应采用不锈钢材料。

5.3.4 轴流式风机宜设润滑油油站，提供风机调节装置用液压油和轴承润滑油。油站中油泵、压力调节阀、滤油器、冷油器和其他调节元件宜配置两套，一套运行一套备用。油站与风机之间连接的回油管的坡度应大于 0.01。

5.3.5 润滑油油站应采用组合式结构，宜靠近主设备布置。

5.3.6 润滑油冷却器宜采用可拆卸的支撑结构，布置在便于维护和检修的地方，且满足检修抽芯的空间要求，冷却器距墙壁或柱子的净距应不小于 1m。

5.3.7 润滑油管道布置应整齐美观，不挡通道。阀门布置在便于操作的地方。小管道的弯头应采用火煨弯管。

5.4 润滑油处理系统及管道

5.4.1 汽轮机润滑油处理系统应能除去油中所有的游离水分和杂质，包括油净化装置、油处理泵、输油泵、贮存油箱、连接管道和阀门附件等。

5.4.2 润滑油净化装置设置应符合下列规定：

- 1 200MW 及以下机组可两台机组共用一套油净化装置, 300MW 及以上机组宜一台机组使用一套油净化装置;
- 2 油净化装置的出力(每小时净油能力)可按一台机组润滑油系统总油量的 10%~20% 选取;
- 3 油净化装置宜采用旁路循环方式布置, 即滤油机进出口与主油箱相连, 由油箱底部放油阀门将污油注入滤油机, 经净化后再返回主油箱净油区;
- 4 两台或多台机组共用一套油净化装置时, 润滑油管道设计应有机组间的隔离措施;
- 5 对入口无吸入泵的油净化装置, 其进口与主油箱之间应有足够的静压差, 主油箱的正常油位与油净化装置进口管道高程差不低于 2500mm。

5.4.3 润滑油贮存油箱设置应符合下列规定:

- 1 200MW 及以下机组可两台机组共用一台贮存油箱, 300MW 及以上机组宜一台机组使用一台贮存油箱;
- 2 贮存油箱应分设污油室和净油室, 宜布置于汽机房外;
- 3 贮存油箱的有效容积应不小于一台机组润滑油系统油量的 110%。

5.4.4 润滑油输(转送)油泵宜采用容积式泵, 油泵入口管道上应预留充油接头, 出口管道上应预留移动式滤油器接头。

5.4.5 在润滑油处理系统中的下列管段上应设阀门:

- 1 油净化装置油处理泵、输(转送)油泵的出口管段上应设安全阀或泄压阀;
- 2 贮存油箱净油室出口管段上应采取防止油返流的措施;
- 3 不同来源的润滑油在汇合点之前的管段上应设止回阀;
- 4 输(转送)油泵至油净化装置的管段、与至贮存油箱污油室的管段上应设流量调节阀。

5.5 事故放油管道

5.5.1 汽轮机主油箱应设置事故放油装置。

5.5.2 事故检修油箱应设在主厂房外，油箱应密封，其有效容积应大于汽轮机主油箱容积。

5.5.3 事故放油管径应根据允许放油时间和放油距离进行计算，保证汽轮机转子在惰走时的润滑油用油。放油管道布置应短而直，且设有坡度，满足放油要求。

5.5.4 事故放油管道上应设两个钢质截止阀，操作手轮与油箱的距离必须大于 5m，并有两条通道可到达操作手轮。操作手轮不允许上锁，宜加铅封，并挂有明显的禁止操作标志牌。

5.6 润滑油管道附件选择

5.6.1 润滑油系统禁止使用铸铁阀门，应采用锻钢或铸钢阀门。

5.6.2 润滑油管道上的阀门及法兰附件、管件（三通、弯头等）按比管道设计压力高一级压力等级选用。

5.6.3 润滑油管道上的阀门选择和布置应符合下列要求：

- 1 润滑油管道阀门应选用明杆阀门，不得选用反向阀门；
- 2 润滑油管道上的阀门门杆应平放或向下布置。

5.6.4 为减少泄漏部位，润滑油管道应尽量减少法兰连接，分段法兰应尽量少设。

5.6.5 润滑油管道法兰应采用内外双面焊接。汽轮机机头下部和正对高温蒸汽管道的润滑油管道法兰应采用止口法兰。在热体附近的法兰应装设金属罩壳。

5.6.6 润滑油管道及阀门的法兰垫片不得选用塑料垫、橡皮垫和石棉纸垫，应使用耐油耐热垫片。

5.6.7 润滑油用过滤器应采用 Y 型过滤器，滤芯用不锈钢材料制作。

6 天然气管道

6.1 一般规定

6.1.1 供给电厂的天然气管道应经过脱硫、脱水和清除机械杂质的净化处理，净化后的天然气应符合下列规定：

- 1 天然气水露点应比输送条件下最低环境温度低 $5^{\circ}\text{C}\sim 7^{\circ}\text{C}$ ；
- 2 天然气烃露点应低于输送条件下最低环境温度；
- 3 天然气硫化氢含量不大于 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 。

6.1.2 天然气管道及配件材料应选用符合国家标准和石油天然气行业的优质钢材，且具有良好的韧性和焊接性能，并在设计上对材料提出韧性要求。

6.1.3 天然气管道应设清管设施，清除杂质和凝析液体。有条件的地方，天然气管道内壁应喷涂环氧基涂料，以保证输送介质纯度。

6.1.4 对于采用管道供应天然气的燃气—蒸汽联合循环电厂，应经技术经济论证确定设置贮气罐的必要性。

6.1.5 设计压力和设计温度

1 天然气管道设计压力和设计温度应按各管段内天然气最高工作压力和最高温度确定；

2 对于气源压力波动大或运行过程中会产生局部高压者，其管道设计压力可按最高工作压力对应的压力等级高一级确定；

3 调压器后的管道设计压力与调压器前管道设计压力相同。

6.1.6 天然气管道设计应符合 GB 50251、DL/T 5174 等有关标准的规定。

6.2 工艺计算

6.2.1 天然气输气管道管径计算

1 当输气管道管径不大、距离不长时，管径按下式计算：

$$D_i = 7.954 \left(\frac{Q_s^2 \Delta Z T L}{p_1^2 - p_2^2} \right)^{3/16} \quad (6.2.1-1)$$

2 当输气管道管径较大、距离长、相对高差 $h \leq 200\text{m}$ 时，管径按下式计算：

$$D_i = 14.648 \left(\frac{Q_s^2 \lambda \Delta Z T L}{p_1^2 - p_2^2} \right)^{0.2} \quad (6.2.1-2)$$

3 当输气管道管径较大、距离长、相对高差 $h > 200\text{m}$ 时，管径按下式计算：

$$D_i = 14.648 \left\{ \frac{Q_s^2 \lambda \Delta Z T L \left[1 + \frac{\alpha}{2L} \sum_{i=1}^n (H_i + H_{i-1}) L_i \right]}{p_1^2 - p_2^2 (1 + \alpha h)} \right\}^{0.2} \quad (6.2.1-3)$$

4 对短距离内压降很大、相对高差 $h \leq 200\text{m}$ 的输气管，应考虑气体动能的变化，可按下式计算：

$$D_i = 28.653 \left(\frac{Q_s^2 \left(\lambda \frac{L}{D_i} + 2 \ln \frac{p_1}{p_2} \right) \Delta Z T L}{p_1^2 - p_2^2} \right)^{0.25} \quad (6.2.1-4)$$

$$a = \frac{2g\Delta}{ZR_g T} \quad (6.2.1-5)$$

以上各式中：

D_i ——输气管道内径，mm；

p_1 ——输气管道起点绝对压力，MPa；

p_2 ——输气管道终点绝对压力，MPa；

Q_s ——天然气基准体积流量（气体在绝对压力 101.3kPa，温度 20℃ 状态下）， m^3/s ；

- λ ——管子摩擦系数;
 Δ ——天然气对空气的相对密度;
 Z ——天然气平均压缩系数;
 T ——天然气平均绝对温度, K;
 L ——输气管道长度, m;
 g ——重力加速度, $g=9.807\text{m/s}^2$;
 R_a ——空气的气体常数, 在标准状况下, $R_a=287.14\text{m}^2/(\text{s}^2 \cdot \text{K})$;
 h ——输气管道端点对起点的相对高差, m;
 H_i ——各计算分段终点标高, m;
 H_{i-1} ——各计算分段起点标高, m;
 L_i ——各计算分段的长度, m;
 n ——输气管道计算分段数, 计算分段是沿输气管道走向划分;
 a ——系数, m^{-1} 。

6.2.2 天然气输气管道直管壁厚按下式计算:

$$\delta = \frac{pD_o}{2\sigma_s \phi f \tau} \quad (6.2.2-1)$$

式中:

- δ ——输气管道壁厚, mm;
 D_o ——输气管道外径, mm;
 p ——输气管道设计压力, MPa;
 σ_s ——管子材料最小屈服强度, MPa;
 f ——强度设计系数, 位于三级地区的工业厂区, 可取 0.5;
 ϕ ——焊缝系数;
 τ ——温度折减系数, 当温度小于 120°C 时, 取 1。

6.2.3 管子摩擦系数, 可按下式计算:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2.01 \lg \left(\frac{k}{3.71D_i} + \frac{2.51}{Re\sqrt{\lambda}} \right) \quad (6.2.3-1)$$

或者按下式简单计算:

$$\lambda = 0.0135 \left(\frac{D_i}{Q_s \Delta} \right)^{0.146} \quad (6.2.3-2)$$

或

$$\lambda = \frac{0.4366}{D_i^{1/3}} \quad (6.2.3-3)$$

式中:

k ——钢管内壁绝对粗糙度, m;

Re ——雷诺数。

6.2.4 管道输送天然气的流速不宜超过 25m/s。

6.3 输气调压站

6.3.1 调压器选用原则

1 调压器的压力差应根据调压器前输气管道的最低压力与调压器后输气管道需要的压力之差值确定。

2 调压器的计算流量应按管道最大输气量的 1.2 倍确定。

6.3.2 调压器应不小于 2 台, 当其中一台调压器停用时, 其余调压器的计算通流能力应满足管道最大输气量的要求。

对于 F 级燃机, 每台机组应设工作调压线和备用调压线, 每条线上应分设工作调压器和监控调压器。

6.3.3 天然气通过调压器节流压降大、气体密度有变化时, 应考虑天然气的可压缩性; 若压降不大、气体密度变化可以忽略时, 可不考虑天然气的可压缩性。

6.3.4 调压器的选择应考虑天然气的种类、流量、进出口压力和调节精度等因素。

调压器的阀孔既要满足最大进口压力时通过最小流量, 又要满足进口压力最小时通过最大流量。当出口压力超出工作范围时, 调节阀能自动关闭。调节阀宜在最大流量的 20%~80% 之间工作。

当进出口压力降太大时，可串联两个调压器调压。

6.3.5 调压器通过能力取决于调节阀孔径、进出口压力降和天然气性质，调压器通过能力可按下式计算。

1 当 $\frac{\Delta p}{p_1} \leq 0.08$ ，且 $p_2 < 10\text{kPa}$ 时，按不可压缩气体计算：

$$Q = 509 \frac{F}{\sqrt{\xi}} \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}} \quad (6.3.5-1)$$

式中：

Q ——调压器通过能力， m^3/h ；

p_1 ——进口绝对压力， MPa ；

p_2 ——出口绝对压力， MPa ；

Δp ——调压器进出口压力降， MPa ；

F ——调压器连接管的截面面积， cm^2 ；

ξ ——局部阻力系数；

ρ ——天然气密度， kg/m^3 。

2 当 $\frac{\Delta p}{p_1} > 0.08$ 时，且调压器进口压力较大，按可压缩气体计算：

$$Q_s = 5260 c \varepsilon \sqrt{\frac{p_1 \Delta p}{\rho_s t_1 Z_1}} \quad (6.3.5-2)$$

式中：

Q_s ——天然气标准体积流量（气体在绝对压力 101.3kPa ，温度 0°C 状态下）， m^3/h ；

ρ_s ——天然气标准密度（气体在绝对压力 101.3kPa ，温度 0°C 状态下）， kg/m^3 ；

t_1 ——调压器进口天然气温度， $^\circ\text{C}$ ；

Z_1 ——调压器进口天然气的压缩因子；

c ——调压器流量系数；

ε ——天然气流经节流机构时密度变化的膨胀系数，通常为

试验数据。

6.3.6 调压器的流量系数按下式计算：

$$c = 5.04 \frac{F}{\sqrt{\xi}} \quad (6.3.6)$$

6.3.7 在主流量调节阀的旁路管上宜设调节阀和关断阀。

6.4 天然气管道布置

6.4.1 天然气管道的布置应根据天然气特性、管径大小和运行维护等因素确定，天然气管道宜采用架空布置或管道直埋，不应采用地沟敷设。

6.4.2 天然气系统应设置换气体的接口，以供系统启停及检修时使用。置换介质可采用氮气。

6.4.3 在主燃料天然气管路上宜设置成分色谱分析仪，在运行时连续分析天然气成分及其摩尔百分比。

6.4.4 在锅炉燃烧器前的输气管道上应设快速关断阀，阀门的布置应尽量靠近燃烧器。

6.4.5 厂内调压站宜半露天布置，各支路管道平行布置，管道间净距 0.7m~1m，管道外壁距离地面应大于 0.6m，可采用地面支墩支承管道和阀门。

6.4.6 输气管道跨越道路、铁路的净空高度应符合表 6.4.6 的规定。

表 6.4.6 输气管道跨越道路、铁路的净空高度

道路类型	净空高度 m
人行道路	2.2
公路	5.5
铁路	6.0
电气化铁路	11.0

6.4.7 天然气管道布置应设置坡度。顺气流方向时，管道坡度应不小于 0.003，逆气流方向时，管道坡度应不小于 0.005。

6.4.8 直埋天然气管道应进行防腐处理，并设置检漏措施。

6.5 天然气管道安全泄放

6.5.1 在天然气管道上的下列部位应设放散管（排放管），放散管上应设快开阀。

- 1 天然气母管；
- 2 燃烧器前快速关断阀与闸阀之间的管道；
- 3 燃烧器前集气母管（应设两点）；
- 4 调压阀前的快速关断阀之间的管道；
- 5 进调压站关断阀之前的管道和出调压站关断阀之后的管道；
- 6 两个关断阀（同时关闭）之间的管道；
- 7 其他防爆部位。

6.5.2 天然气的受压设备和容器应设置安全阀。调压站内的安全阀泄放气体可接入同级压力的放散管。

6.5.3 管道排气放散管、安全阀泄放管应接至放散竖管排入大气，不得就地排放。放散竖管的通流能力应能满足快速排出管内最大排气的要求。

6.5.4 输气调压站放散竖管或放散塔应设在围墙外，距离围墙应不小于 10m，其出口高度应比附近建筑物屋面高出 2m 以上，且总高度不低于 10m。

6.5.5 放散竖管的设置应符合下列规定：

- 1 放散竖管直径应满足最大放气量的要求；
- 2 严禁在放散竖管顶端装设弯管；
- 3 放散竖管应采取稳管加固措施。

6.6 天然气管道附件选择

6.6.1 天然气管道附件严禁使用铸铁件，应采用锻钢件，其质量

应符合有关标准。当管道附件与管道采用焊接连接时，两者材质应相同或相近。

6.6.2 输气管道上的阀门设置应符合下列要求：

- 1 输气管道干线上应设切断阀，并具有紧急关闭功能。
- 2 输气管道上的安全阀宜选用先导式安全泄压阀。
- 3 在防火区内关键部位使用的阀门，应具有耐火性能。
- 4 在燃气轮机天然气供气管道靠燃机侧应设管道阻火器。
- 5 需要通过清管器的阀门，应选用全通径阀门。

6.6.3 管道附件与没有轴向约束的直管连接时，对附件应进行承受热膨胀的强度校核计算。

6.6.4 管汇和清管器收发筒应由具有制造压力容器资格的厂家制作。

7 压缩空气管道

7.1 一般规定

7.1.1 发电厂应设置热工控制用压缩空气系统和检修用压缩空气系统。

热工控制用压缩空气系统主要供气动执行机构和仪表运行时驱动用气，供气质量应符合 GB 4830 的有关规定。检修用压缩空气主要供机组检修时设备用气，同时应考虑兼供机组运行时用于燃油雾化、锅炉本体吹灰、空气预热器吹扫和其他附属设备用气等。

7.1.2 300MW 及以上机组热工控制用和检修用压缩空气系统及其空气压缩机宜两台机组合用一套。200MW 及以下机组宜全厂合用一套压缩空气系统。

7.1.3 热工控制用和检修用压缩空气系统的空气压缩机组宜合并设置，但两系统的干燥净化装置、储气罐和供气管道应分开设置。

空气压缩机组宜采用同型式、同容量的空气压缩机。每套压缩空气系统宜设置两台半容量的运行空气压缩机、一台半容量的运行备用空气压缩机和一台半容量检修备用空气压缩机。

7.1.4 压缩空气系统的流量应按各用气设备、用气点的最大耗气量计算。

1 热工控制用压缩空气系统流量应以设备、阀门最大耗气量为依据，按下式计算：

$$Q = k_1 \sum Q_c \quad (7.1.4-1)$$

式中：

Q ——计算流量， m^3/min ；

k_1 ——损耗系数，可取 1.5；

ΣQ_c ——各工艺设备、阀门最大耗气量总量， m^3/min 。

2 检修用压缩空气系统流量应以最大耗气时段各用气设备、用气点耗气量的总量为依据，按下式计算：

$$Q = k_2 \sum_{i=1}^n k_i Q_i \quad (7.1.4-2)$$

$$k_i = \frac{\text{设备在用气时间的平均流量}}{\text{设备在同一用气时间的最大流量}} \quad (7.1.4-3)$$

式中：

Q ——计算流量， m^3/min ；

k_2 ——损耗系数，可取 1.3~1.5；

k_i ——各用气设备、用气点的流量系数；

Q_i ——各用气设备、用气点的最大耗气量， m^3/min 。

7.1.5 压缩空气系统的工作压力应取用气设备用气压力和管道供气压降之和，并考虑 20% 压力裕量。压缩空气系统从空气压缩机出口到最远用气点的管道压降不宜大于系统工作压力的 10%。

7.1.6 压缩空气供气管道管径按下式计算：

$$D_i = 18.81 \sqrt{\frac{Q_w}{v}} \quad (7.1.6-1)$$

$$Q_w = \frac{Q_s (273 + t)}{9.807 \times (273 + 20) p} \quad (7.1.6-2)$$

式中：

D_i ——管子内径，mm；

v ——压缩空气在工作状态下的流速，m/s；

Q_w ——压缩空气在工作状态下的体积流量， m^3/h ；

Q_s ——压缩空气基准体积流量（在绝对压力 101.3kPa，温度 20℃ 状态下）， m^3/h ；

p ——压缩空气的工作压力，MPa；

t ——压缩空气的工作温度，℃。

7.1.7 压缩空气系统的介质流速应根据工作压力、管道允许压力降和工作场所选择，可按表 7.1.7 取值。

表 7.1.7 压缩空气管道介质流速

工作场所	介质流速 m/s	
	热工控制用压缩空气	检修用压缩空气
主厂房、车间	10~15	8~15
厂区	10~12	8~10

7.1.8 当全厂设备用气点对压缩空气有两种或两种以上压力要求时，压缩空气管道系统按最高压力的用气点要求设计，其余需要较低压力的用气点采用就地装设降压装置供气。

7.1.9 热工控制用压缩空气系统应采取措施以满足热工控制设备对压力稳定的要求。

7.1.10 压缩空气系统宜根据实际情况设置油水分离器，在最低点设自动放水阀或集水器排水。

7.2 空气压缩机选择和布置

7.2.1 热工控制用和检修用空气压缩机宜选用少油螺杆式空气压缩机或无油活塞式空气压缩机。对大容量空气压缩机经技术经济比较，也可选用离心式空气压缩机。

7.2.2 空气压缩机的总排气量应大于压缩空气系统计算体流量的 1.1 倍，其出口压力应大于系统工作压力的 1.2 倍。

7.2.3 在北方缺水、多风地区，空气压缩机宜选用风冷式机组。空压机房应考虑通风措施。

离心式空气压缩机的冷却器采用循环冷却水冷却时，水源应可靠。

7.2.4 离心式空气压缩机的工作点必须靠近设计工况点，多台离

心式空气压缩机并联运行时应考虑机组之间性能协调，降低喘振的危害。

7.2.5 空气压缩机的吸气口应设置消声过滤装置，过滤后的空气中含尘量应小于 $1\text{mg}/\text{m}^3$ 。螺杆式空气压缩机的吸气口可设在室内或室外，活塞式空气压缩机的吸气口应设在室外，并设防雨措施。

若消声过滤装置高位布置，应有方便滤网拆卸清理的措施。

7.2.6 压缩空气系统应设置储气罐，并符合下列规定：

1 在全部空气压缩机停用时，热工控制用压缩空气系统储气罐的容量应能至少维持其系统 5min 运行的耗气量。

2 当热工控制用和检修用空气压缩机合并设置、其出口母管相连时，应分别设置热工控制用压缩空气储气罐和检修用压缩空气储气罐。

3 储气罐上应装设安全阀，储气罐与空气压缩机之间的管道上应装设止回阀。

4 热工控制用压缩空气系统的储气罐宜采用不锈钢材料制作。

5 若储气罐布置在室外时，储气罐与空压机站外墙的净距不小于 1m，且不影响建筑物的采光和通风。炎热地区的储气罐可设置遮阳棚。

6 储气罐的设计和制造应符合 GB 150 压力容器的有关规定。

7.2.7 空压机站宜为独立建筑，并留有扩建场地。当空气压缩机站与其他建筑物毗连或合建时，应用墙壁隔开。

空压机站的高度应根据设备拆卸起吊和通风的要求确定，其屋架下弦高度不宜低于 4m。

7.2.8 空压机站内的空气压缩机宜为单排顺列布置，机头端位于主通道旁。当机组台数在六台以上时可采用双排对称布置。

7.2.9 空气压缩机组布置应充分考虑运行通道、设备拆卸空间和检修场地。对多台机组，应设空气压缩机检修场地。

空气压缩机站内通道的净距宜按表 7.2.9 选用。

表 7.2.9 空气压缩机组通道的净距

通 道		空气压缩机排气量 Q m^3/min		
		$Q < 10$	$10 \leq Q < 40$	$Q \geq 40$
机组主要 通道 m	单排布置	1.5	1.5	2.0
	双排布置	1.5	2.0	2.0
机组之间或机组与其他设备之间的通道 m		1.0	1.5	2.0
机组与墙壁之间的通道 m		1.0	1.5	1.5

7.2.10 空气压缩机站宜根据电厂的控制要求设置辅助间，如值班室、配电间或维修工具间等。

7.3 空气干燥净化装置

7.3.1 压缩空气应根据系统和用气设备的要求，设置干燥装置和净化装置，减少或去除压缩空气中的水分、灰尘和油粒等杂质。

7.3.2 压缩空气干燥净化装置应根据系统对气体品质的要求选用冷冻式干燥机、无热再生吸附式干燥机、微热再生吸附式干燥机或组合式干燥机。对于热工控制用压缩空气系统宜采用组合式干燥机。经干燥净化后的压缩空气质量应符合用气设备的要求。

7.3.3 热工控制用压缩空气系统净化装置的过滤精度和残余含油量应符合系统和用气设备对气体品质的要求，并符合下列规定：

- 1 除尘过滤器的过滤精度不大于 $1\mu m$ ，残余粒子浓度不大于 $0.1mg/m^3$ ，残余含油量不大于 $1mg/m^3$ ；
- 2 除油过滤器的过滤精度不大于 $0.01\mu m$ ，残余含油量不大于 $0.01mg/m^3$ ；
- 3 干燥后的压缩空气露点温度不高于 $-40^\circ C$ 。

7.3.4 压缩空气系统可在吸附式干燥机之后设置过滤器，符合下列规定：

1 过滤器的滤芯应采用烧结不锈钢或高分子聚四氟乙烯材料制作；

2 对系统有分级过滤要求时，应设置多级过滤器；

3 当工艺设备对空气品质要求很高时，可在工艺设备使用点处设置相应过滤精度的终端过滤器。

7.3.5 压缩空气干燥装置和净化装置应配置自动排水器，其排水应集中收集，并进入含油污水处理系统进行处理。

7.3.6 压缩空气干燥、净化装置应集中布置，并便于运行操作，满足设备零部件抽出、检修所需距离的要求，干燥净化装置之间净距不小于 1.5m，设备与建筑内墙壁净距不小于 1m。

7.4 压缩空气管道布置

7.4.1 热工控制用和检修用压缩空气系统的供气管道应分开设置，两系统的供气管道可采用单树枝状平行（并行）布置。

热工控制用压缩空气管道，对 300MW 及以上机组供气主管宜采用双母管，并行布置，供气支管采用环状管网；对 200MW 及以下机组可采用环状管网或双母管供气。检修用压缩空气管道可采用单母管供气。

7.4.2 主厂房内压缩空气管道宜沿墙壁或柱子架空布置，其高度不应妨碍通行和开窗，高度不低于 2.5m，阀门应布置在便于操作的地方或设置操作平台。

厂区压缩空气管道宜利用综合管架采用架空布置。若没有管架的地方可采用地沟敷设或直埋。

7.4.3 地沟敷设或直埋的压缩空气管道应符合下列规定：

1 回填土、湿陷性黄土、终年冰冻以及八级及以上地震地区，不得采用直接埋地敷设，应采用架空敷设；

2 严寒地区宜与热力管道共沟敷设或直埋敷设；

3 直埋管道应尽量减少与公路、铁路和地下管道的交叉；

4 地沟敷设时宜设带人孔的检查井，直埋的压缩空气管道应设排水器和阀门井。

7.4.4 压缩空气管道与周围其他管道或建筑的净空距离应符合下列规定：

1 架空压缩空气管道与其他热力管道的水平净距不小于 250mm，交叉净距不小于 150mm；与电缆的净距不小于 500mm；与道路的水平净距不小于 1000mm。

2 直埋压缩空气管道与其他热力管道的水平净距不小于 1200mm，交叉净距不小于 200mm；与氧气、乙炔、天然气等管道的水平净距不小于 1500mm；与电缆沟道的水平净距不小于 1000mm。

3 直埋压缩空气管道埋深规定：应在地下水位以上，且管底离地下水位不小于 500mm；应在冰冻线以下，管顶埋深不小于 700mm；穿越铁路或道路时其交叉角度不小于 45° ，且管顶距铁路轨面不小于 1200mm，距道路路面不小于 700mm。

7.4.5 从压缩空气母管至各用气区域的压缩空气支管上应设关断阀，至各用气点接管应设关断阀。软管接头应选用标准接头，接口布置宜朝下。

7.4.6 风冷式空气压缩机的吸气风道应有防震措施，避开共振区，风道壁厚不小于 5mm，风速不高于 6m/s，并在穿墙处设防震套管。

7.4.7 压缩空气管道及附件的材料选择应符合下列规定：

1 检修用压缩空气管道可采用普通碳素钢管。管径小于 DN50 时宜采用水煤气输送钢管，管径大于等于 DN50 时宜采用无缝钢管。

2 热工控制用压缩空气管道应采用不锈钢管或紫铜管。

3 输送热工控制用压缩空气时，其常压露点低于或等于 -40°C ，宜采用不锈钢球阀；常压露点低于或等于 -60°C ，宜采用不锈钢球阀、柱塞阀或波纹管截止阀。管道上的附件宜采用不锈钢材料制作。

8 其他气体管道

8.1 一般规定

8.1.1 气体管道的布置应根据气体特性、管径大小和运行维护等因素确定。氢气管道、氧气管道和其他可燃气体管道宜采用架空布置，不应地沟敷设。

8.1.2 发电厂氢气、氧气、氮气和二氧化碳等气体宜设置气体汇流排集中供气。汇流排中高压气瓶实瓶的气体储量应满足运行或检修用气量的需要，减压阀的工作范围应满足用气点压力需要。

汇流排应设置角阀、高压截止阀、低压截止阀，控制气体的开闭。

8.1.3 气体汇流排的布置应根据用气点分布情况确定，宜沿墙布置在具有耐火等级的厂房外墙边，高压气瓶距墙壁不小于 1m，汇流排应有不小于 1m²的操作地面。

氢气、氧气的汇流排宜用高度 2.5m 的耐火墙与厂房隔开。

8.1.4 氢气、氧气的汇流排减压阀（调节器）后的下游侧（顺气流方向）应有一段不锈钢管，对氧气也可采用铜基合金管，其长度为管外径的 5 倍，但应不小于 1.5m，阀组范围内的连接管应采用不锈钢管。

8.1.5 氢气、氧气在适当地位置应设置放散管，放散管应引至室外没有火源的地方，并高出周围建筑物 4m。放散管应采用不锈钢管。

氢气放散管管口应设阻火器。

8.1.6 气体管道的连接应采用焊接，但与设备、阀门等接口可采用法兰或丝扣连接。

8.1.7 输送含湿气体或需要作水压试验的气体管道应设排水坡度，坡度应不小于 0.003。在管道最低点应设排水装置。

8.1.8 可燃气体管道应设置检漏装置。

8.2 氢 气 管 道

8.2.1 发电机氢气供给应有可靠的氢气来源，氢气的纯度、湿度、氢压和氢温等参数应满足发电机厂家的要求。

8.2.2 电厂设置制氢站时，应设氢气干燥、氢气净化装置和储氢罐，并采用双母管向主厂房供气。当只设一套水电解制氢装置时，在主厂房内宜设置氢气汇流排，作备用。

8.2.3 氢气管道应采用无缝钢管。对氢气纯度高要求的管道宜采用不锈钢管。

8.2.4 氢气最大输送流速应符合表 8.2.4 的规定。

表 8.2.4 氢气管道最大流速

工作压力 MPa	最大流速 m/s	
	碳素钢管	不锈钢管
0.1~1.6	12	15
>1.6	8	8

8.2.5 氢气管道上的阀门和附件应保证其严密性，应采用球阀、截止阀，严禁使用闸阀，不宜采用基铜合金材料制作阀门部件。阀门及附件材料应符合表 8.2.5 的规定。

表 8.2.5 氢气管道阀门及附件材料

工作压力 MPa	阀门材料		法兰密封面型式	垫片材料
0.1~2.5	阀体	铸钢	平面	聚四氟乙烯板或 石墨缠绕式垫片
	阀杆	碳钢		
	密封面	合金钢		
2.5~10	全不锈钢		凹凸式或榫槽式	石墨缠绕式垫片
>10	全不锈钢		凹凸式或梯形槽	二号硬钢纸板

8.2.6 氢气管道穿过墙壁或楼板时，应采用套管敷设，并且在套管的缝隙填充保温材料。

8.2.7 氢气管道与其他管道平行敷设时，氢气管道应布置在外侧并在上层。架空敷设时，与其他热力管道的净距应不小于250mm。

8.2.8 发电机工作氢压高于冷却水压时，发电机氢气冷却器的水管道上应设置氢气监测器和报警器，以及安全放氢措施。

8.2.9 发电机氢气管道应设置换气体系统，置换介质可采用二氧化碳气体。

8.3 氧 气 管 道

8.3.1 主厂房内宜设置氧气汇流排，作为氧气储存和供应机组检修气焊、气割用气。氧气汇流排的氧气实瓶储量不宜超过24h的检修用气量。

8.3.2 氧气管道应采用无缝钢管。

工作压力小于3MPa时，氧气管道材料可采用钢20；工作压力大于10MPa时，氧气管道材料应采用铜基合金钢。

8.3.3 氧气管道最大流速应根据氧气输送压力、管道材料选择，符合下列规定：

1 工作压力小于3MPa时，氧气管道采用碳素钢管，氧气最大流速应小于15m/s；采用不锈钢管时，氧气的最大流速可比碳素钢管的稍大。

2 工作压力大于10MPa时，氧气最大流速应小于6m/s。

8.3.4 氧气管道上的阀门和附件应保证其严密性，宜采用截止阀，严禁使用闸阀和快开快关型阀门。阀门及附件材料应符合表8.3.4的规定。

表 8.3.4 氧气管道阀门及附件材料

工作压力 MPa	阀门材料		法兰密封面型式	垫片材料
<1.6	阀体	铸钢	平面	石墨缠绕式垫片或 退火软化铝片
	阀杆	不锈钢		
	阀芯	不锈钢		
1.6~3	全不锈钢		凹凸式或榫槽式	
>10	全铜基合金钢		凹凸式或梯形槽	退火软化铜片

8.3.5 氧气管道与其他管道平行敷设时，氧气管道应布置在外侧，并宜布置在燃油管道的上方。架空敷设时，与其他热力管道的净距应不小于 250mm，与燃油、燃气管道的净距应不小于 500mm。

8.3.6 供切焊用氧气管道与切焊工具用软管连接时，供氧嘴头及关断阀应装在金属保护箱内。

8.4 氮 气 管 道

8.4.1 发电厂锅炉汽水系统、给水加热除氧系统、发电机水系统等设备和管道宜设置氮气充气系统，并符合设备厂家提出的技术要求。

8.4.2 对高压汽水系统充氮，充氮管道应串联两个高压截止阀。

8.4.3 管道充氮系统由氮气汇流排供气，再由分支管道供气至各用气点。

8.4.4 天然气管道的置换用氮气系统应符合设备厂家的要求。

8.5 二氧化碳管道

8.5.1 燃煤电厂二氧化碳灭火系统应符合 GB 50193、GB 50229 的有关规定。制粉系统、中速磨煤机、发电机油系统等应设置二

氧化碳气体灭火管道。

8.5.2 燃煤电厂二氧化碳系统宜设置汇流排集中供气。

8.5.3 二氧化碳管道应采用无缝钢管。

8.5.4 两关断阀门之间的封闭管段，应设置二氧化碳泄压装置。

8.5.5 设置在有粉尘空间的喷头，应增设不影响喷射效果的防尘罩。

8.6 真 空 管 道

8.6.1 凝汽器抽真空管道、接入凝汽器的蒸汽或水管道（关断阀之后管段）、给水泵汽轮机排汽管等应按真空管道的要求设计。

8.6.2 真空管道设计压力按承受外压考虑。

当管道上装有真空破坏阀时，设计压力取 1.25 倍最大内外压力差或负压 0.1MPa 二者中的最小值；当没有安装真空破坏阀时，设计压力可取负压 0.1MPa。

8.6.3 在关断阀之后接入凝汽器的蒸汽或水管道的的设计压力既要考虑介质最大工作正压力，又要考虑最大负压 0.1MPa。

8.6.4 给水泵汽轮机排汽管应进行应力分析计算，并满足给水泵汽轮机对接口反力和力矩的要求。其管道上的关断阀宜选用三偏心蝶阀，补偿器和波纹管应采用不锈钢材料制作。

8.6.5 真空管道应考虑能承受作用其上的外压力与内压力之间的最大压差，并考虑受力状态下的稳定性。对于大口径管道宜设置必要的加固肋或内撑杆。

8.6.6 真空管道上的阀门应选用真空阀或水封式阀门。

8.6.7 真空管道上的补偿器，其内压推力应同时考虑正压作用和负压作用。

8.6.8 真空管道布置应平直、短捷，阀门应布置在便于操作和维护的地方。管道应采用焊接连接，设备、泵体或阀体进气口宜采用凹槽法兰连接，出气口可采用平面法兰连接。

8.7 乙 炔 管 道

8.7.1 发电厂应设置乙炔汇流排，向切割、焊接的工具提供乙炔气体。

8.7.2 乙炔汇流排应直线布置，不得拐角布置，离墙壁净距不小于 1m；双排布置时，其净距不小于 2m。

8.7.3 乙炔汇流排通向用户的输气总管上，应设置安全水封或阻火器。

8.7.4 乙炔管道应采用无缝钢管。管道的连接宜采用焊接或高压卡套接头，与设备、阀门的连接处，可采用法兰或螺纹连接。

8.7.5 乙炔管道应采用铸钢阀门，不应选用闸阀。

8.7.6 乙炔管道的阀门和附件的公称压力选用应符合下列规定：

1 乙炔工作压力为 0.02MPa 及以下时，阀门公称压力宜采用 0.6MPa。

2 乙炔工作压力为 0.02MPa~0.15MPa，管内径不大于 50mm 时，阀门公称压力宜采用 1.6MPa；管内径为 65mm~80mm 时，阀门公称压力宜采用 2.5MPa。

3 乙炔工作压力为 0.15MPa~2.5MPa 时，阀门公称压力应不小于 25MPa。

9 油气管道支吊架设计

9.1 支吊架设置

9.1.1 油气管道支吊架的布置应符合下列规定：

- 1 支吊架要根据管道布置情况进行分析设置，布点要合理，选型要适当；
- 2 支吊架布点时，应使各支吊架荷载均匀，避免个别支吊架荷载过大或脱空；
- 3 水平管道支吊架布点的最大允许间距应满足刚度条件和强度条件；
- 4 水平弯管两侧的支吊架，应将其中一个设置在弯管较长的一侧直管上，距弯管起弧点宜为 200mm~500mm；
- 5 管道上有集中荷载（如大阀门）时，应计算支吊架的间距，可在阀门下部或附近设置支吊架；
- 6 支吊架布点应使支管三通处和法兰接头处承受的弯矩最小，可在支管上靠三通附近设置支吊架；
- 7 支吊架与管道焊缝或法兰之间的净距不得小于 150mm；
- 8 支吊架不得影响设备和阀门的运行操作、维护拆卸。

9.1.2 油气管道支吊架应优先选用标准的、典型通用的零部件，可按汽水管道支吊架典型设计手册选用。

9.1.3 与设备相连接的管段，应在设备附近设置支吊架，避免设备承受管道的荷载。

9.1.4 燃油管道、润滑油管道、氢气管道和氧气管道的支吊架管部宜采用管夹式结构，不宜采用焊接吊板。

9.1.5 不锈钢管道不应直接与碳钢管部焊接或接触，宜在不锈钢管道与管部之间设不锈钢垫板或非金属材料隔垫。

9.1.6 支吊架连接件的设计应符合下列规定：

1 螺纹拉杆的最大承载力应根据螺纹根部截面计算。对于 $DN \leq 50\text{mm}$ 的管道，其吊架拉杆直径应不小于 10mm ，对于 $DN \geq 65\text{mm}$ 的管道，其吊架拉杆直径应不小于 12mm 。

2 当吊架有水平位移时，对刚性吊架，可活动的拉杆长度应不小于吊点处水平位移的 20 倍；对弹簧吊架，可活动的拉杆长度应不小于吊点处水平位移的 15 倍。不能满足要求时，吊架根部应偏装。

3 吊架的吊杆应有足够的螺纹长度进行调整。

9.1.7 支吊架生根在建（构）筑物的构件上时，应符合下列规定：

1 土建支承构件应有足够的刚度和强度。用于固定支架、限位支架时，梁的最大挠度应不大于 $1/500$ 梁的计算长度；用于其他支架时，梁的最大挠度应不大于 $1/250$ 梁的计算长度。

2 支吊架对钢梁产生弯矩时，其弯矩值应符合土建规定的要求。

3 钢梁上不应设置荷载较大的单悬臂支吊架，悬臂长度应不大于 800mm 。

4 支吊架在螺栓连接节点附近生根时，生根点距节点不小于 300mm 。

5 在两工字梁之间设置横担（根部）支吊架时，横担梁的长度应考虑安装方便。

9.2 支吊架最大允许间距

9.2.1 水平管道支吊架最大允许间距按刚度条件和强度条件计算，并取二者之中的较小值。

9.2.2 按刚度条件，均布荷载水平直管道支吊架最大允许间距按下式计算：

$$L_{\max} = 0.112 \times \sqrt[3]{\frac{E_t I}{q}} \quad (9.2.2)$$

式中:

L_{\max} ——最大允许间距, m;

E_t ——管材在设计温度下的弹性模数, kN/mm^2 ;

I ——管子断面惯性矩, cm^4 ;

q ——管子单位长度自重(包括介质重、保温材料重), kN/m 。

9.2.3 按强度条件, 均布荷载水平直管道支吊架最大允许间距按下式计算:

$$L_{\max} = 0.4336 \times \sqrt{\frac{W}{q}} \quad (9.2.3)$$

式中:

W ——管子截面抗弯矩, cm^3 。

9.2.4 水平 90° 弯管两端支吊架之间的管道展开长度, 应不大于直管道最大允许间距的 0.73 倍。

9.2.5 对有压力脉动的气体管道, 计算支吊架最大间距时, 应核算管道固有频率, 防止管道产生共振。

9.3 支吊架荷载计算

9.3.1 油气管道支吊架荷载计算宜采用计算机应力分析程序计算, 也可采用静力矩平衡法计算。

9.3.2 油气管道支吊架工作荷载应考虑下列各项荷载(但不限于):

- 1 管道重量;
- 2 阀门及连接件、零部件重力;
- 3 保温结构重力(管道保温时);
- 4 管内介质重力等(如油管的油重)。

9.3.3 油气管道支吊架结构荷载应包括工作荷载和下列各项荷载(但不限于):

- 1 管道上补偿器、金属软管所产生的作用力。
- 2 支吊架约束管道位移所承受的约束反力、滑动支架摩擦阻力。

3 弹簧支吊架转移荷载。

4 气体管道若做水压试验或清扫时，应计水重；油管道作水压试验时，应计水重和油重之差。

5 附加荷载，如风雪荷载、其他临时荷载、管道振动力、排放反力。

6 地震引起的对支吊架作用力等。

9.3.4 支吊架结构荷载应多工况分别计算，取最不利荷载组合作为支吊架结构荷载。为了简化计算，支吊架结构荷载可按表 9.3.4 中的公式计算。

表 9.3.4 支吊架结构荷载计算公式

支吊架型式	垂直结构荷载 F_{jz}		水平结构荷载 F_{jx}
滑动支架、刚性吊架、水平导向支架	两侧为刚性支吊架	$KF_g+F_{bz}+F_{sz}+F_{tz}$	μF_{jz}
	两侧为弹簧支吊架	$KF_g+F_{bz}+F_{sz}+F_{tz}+0.18\sum F_g$	
固定支架	两侧为刚性支吊架	$KF_g+F_{bz}+F_{sz}+F_{tz}$	$\sum F_{mc}+F_{bx}+F_{tx}+F_{dx}$
	两侧为弹簧支吊架	$KF_g+F_{bz}+F_{sz}+F_{tz}+0.18\sum F_g$	
弹簧支吊架	热位移向下时	$\bullet KF_g+F_{bz}+F_{sz}+F_{tz}$	—
	热位移向上时，按右两式取较大值	$KF_g+F_{bz}+F_{sz}+F_{tz}$ 或 $1.2F_a+F_{bz}+F_{sz}+F_{tz}$	

注：
 F_{jz} 、 F_{jx} ——垂直方向 z 和水平方向 x 或 y 的结构荷载，N；
 K ——工作荷载（仅为管道重量、阀门及连接件和零部件重力之和）修正系数，可取 1.4；
 F_g ——工作荷载，N；
 $\sum F_g$ ——该支吊架两侧至下一个刚性支吊架之间的所有热位移向下的各弹簧支吊架工作荷载总和，N；
 F_{bz} 、 F_{bx} ——垂直方向 z 和水平方向 x 或 y 的波形补偿器热位移弹性轴向力和介质内压推力，N；
 F_{sz} ——水压试验时，支吊架垂直方向 z 增加的水重，N；
 F_{tz} 、 F_{tx} ——垂直方向 z 和水平方向 x 或 y 的附加荷载，N；
 F_{dx} ——作用于支吊架上水平方向 x 或 y 的地震力，N；
 $\sum F_{mc}$ ——固定支吊架两侧的支吊架摩擦力的总和，N；
 F_a ——弹簧安装荷载，N；
 μ ——活动支架的摩擦系数，钢与钢之间滑动 $\mu=0.3$ ，钢与聚四氟乙烯板之间滑动 $\mu=0.2$ ，聚四氟乙烯板之间滑动 $\mu=0.1$ ，吊架 $\mu=0.1$

9.3.5 支吊架的管部、连接件和根部应以结构荷载作为强度计算的依据，弹簧应以工作荷载和热位移选型。

9.4 支吊架弹簧选择

9.4.1 弹簧支吊架的弹簧选择应符合下列要求：

1 弹簧由冷态到运行工况，弹簧的荷载变化系数应不大于 0.35；

2 弹簧的安装荷载和工作荷载均不得大于其最大允许荷载。

9.4.2 弹簧串联安装时，应选用最大工作荷载相同的弹簧串联，热位移值按各弹簧的刚度分配；弹簧并联安装时，支吊架两侧应选用相同型号的弹簧，荷载由并联弹簧平均分担。

9.4.3 根据支吊架垂直热位移和工作荷载选择弹簧，单个弹簧应符合下列规定。

1 当热位移向上时，按下式计算：

$$\Delta Z \leq \frac{C}{1+C} \lambda_{\max} \quad (9.4.3-1)$$

$$F_g \leq \frac{C}{1+C} P_{\max} \quad (9.4.3-2)$$

$$F_a \leq P_{\max} \quad (9.4.3-3)$$

式中：

ΔZ ——支吊点分配的垂直热位移值，mm；

C ——弹簧荷载变化系数，宜为 0.35；

λ_{\max} ——弹簧最大允许荷载下的变形量，mm；

P_{\max} ——弹簧最大允许荷载，N。

2 当热位移向下时，按下式计算：

$$\Delta Z \leq C \lambda_{\max} \quad (9.4.3-4)$$

$$F_g \leq P_{\max} \quad (9.4.3-5)$$

9.4.4 弹簧的工作高度、安装高度、安装压缩值和安装荷载按下

列公式计算。

1 工作高度 H_g 按下式计算:

$$H_g = H_0 - K_s F_g \quad (9.4.4-1)$$

式中:

H_0 ——弹簧自由高度, mm;

K_s ——弹簧系数, mm/N。

2 安装高度 H_a 按下式计算:

$$H_a = H_g \pm \Delta Z \quad (9.4.4-2)$$

热位移向上时用“-”号, 向下时用“+”号。

3 安装压缩值 Δa 按下式计算:

$$\Delta a = H_0 - H_a \quad (9.4.4-3)$$

4 安装荷载 F_a 按下式计算:

$$F_a = F_g \pm \frac{1}{K_s} \Delta Z \quad (9.4.4-4)$$

热位移向上时用“+”号, 向下时用“-”号。

10 油气管道安全防护

10.1 油漆防腐

10.1.1 油气管道的油漆防腐应按 DL/T 5072 的规定设计。

10.1.2 油气管道外表面油漆应采用涂刷底漆、中间漆和面漆防腐，油漆品种宜采用环氧类油漆。布置在室外的油气管道漆膜总厚度不得低于 $150\mu\text{m}$ ，布置在室内的油气管道漆膜总厚度不得低于 $120\mu\text{m}$ 。

10.1.3 汽轮机套装油管的内表面和内部压力管路的外表面应涂刷环氧铅粉漆。

10.1.4 对埋地的天然气管道应采用特强防腐，可使用熔结环氧粉末防腐层、环氧粉末复合防腐工艺或其他成熟可靠的技术。

10.2 防火间距

10.2.1 油气管道最小防火间距应符合 DL 5000 的规定。

10.2.2 油罐区内油罐之间的防火间距应符合表 10.2.2 的规定。

表 10.2.2 油罐区内油罐之间的防火间距

油品类别	单罐容量 m^3		固定顶油罐			浮顶罐 或内浮 顶罐	卧式 罐
			地上式	半地下式	地下式		
甲、 乙类	>1000		$0.6D$ ，且不大 于 20m	$0.5D$ ，且 不大于 20m	$0.4D$ ，且 不大于 15m	$0.4D$ ，且 不大于 20m	不 小 于 0.8m
	≤ 1000		$0.75D$				
丙类	A		$0.4D$ ，且不大 于 15m	不限	不限	—	
	B	>1000	5m				
		≤ 1000	2m				

表 10.2.2 (续)

注 1: D 为最大油罐的直径, m。

注 2: 不同油品、不同形式油罐之间的防火间距, 应采用本表规定的较大值。

注 3: 单罐容量不大于 1000m^3 的甲、乙类油品的地上式固定顶罐, 当消防采用固定冷却方式时, 油罐之间的防火间距可不小于 $0.6D$ 。

注 4: 两排卧式油罐的防火间距不小于 3m

10.2.3 油罐区内建筑物、构筑物之间的防火间距应符合表 10.2.3 的规定。

10.2.4 在油罐区内预留将来扩建增设油罐的位置时, 已建油罐与预留油罐之间的防火间距应比表 10.2.2 的规定适当增加, 其增加值可取 $0.15D \sim 0.25D$, 并满足预留油罐施工防火的要求。

表 10.2.3 油罐区内建筑物、构筑物之间的防火间距 m

序号	建筑物和构筑物名称		油罐				油泵房		汽车卸油管		铁路作业线		装卸码头	隔油池
			5000 m^3 以上	1000 m^3 至 5000 m^3	1000 m^3 及以下	甲乙类油品	丙类油品	甲乙类油品	丙类油品	丙类油品	甲乙类油品	丙类油品	150 m^3 以下	
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	油泵房	甲乙类油品	20	15	12	12								
5		丙类油品	15	12	10	12	10							
6	汽车卸油管	甲乙类油品	25	20	15	15	15							
7		丙类油品	20	15	12	15	12							
8	铁路作业线	甲乙类油品	25	20	15	8	8	15	15					
9		丙类油品	20	15	12	8	8	15	12					
10	装卸码头	甲乙类油品	50	40	35	15	15	15	15	20	20			
11		丙类油品	35	30	30	15	12	15	12	20	15			

表 10.2.3 (续)

序号	建筑物和构筑物名称		油罐				油泵房		汽车卸油管		铁路作业线		装卸码头	隔油池
			5000 m ³ 以上	1000 m ³ 至5000 m ³	1000 m ³ 及以下	甲乙类油品	丙类油品	甲乙类油品	丙类油品	甲乙类油品	丙类油品	甲乙类油品	丙类油品	150 m ³ 以下
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12	隔油池	150m ³ 以下	25	20	15	15	10	20	15	25	20	25	20	
13	露天变配电所	10kV 及以下	20	20	20	15	10	20	10	20	10	20	10	15
14		10kV 以上	30	30	30	20	15	30	20	30	20	30	20	20
15	独立变配电间		15	15	15	12	10	15	10	15	10	15	10	15
16	消防泵房、车库		35	30	25	12	10	15	12	15	12	25	20	20
17	铁路机车走行线		25	25	25	15	12	20	15	20	15	20	15	15
18	有火花的建筑物		35	35	35	20	15	30	20	30	20	40	30	30
19	其他建筑物		25	20	15	12	10	15	10	12	10	15	12	15
20	围墙		15	10	8	10	5	10	5	10	5	—	—	10

注 1: 序号 1、2、3 的油罐, 系指储存甲、乙类油品立式固定顶油罐的单罐容量。

注 2: 对于浮顶油罐或内浮顶油罐、储存丙类油品的立式固定顶油罐、容量大于 50m³ 的卧式油罐, 本表防火间距可减少 25%

10.3 防火防爆

10.3.1 油罐区贮存油品的火灾危险性按油品闭杯闪点分类, 见表 10.3.1。

工作温度超过其闪点的乙类油品, 应视为甲 B 类; 工作温度超过其闪点的丙类油品, 应视为乙 A 类。

表 10.3.1 油罐区贮存油品的火灾危险性分类表

类 别		油品闪点℃	油品举例
甲	A	液化烃	液化天然气、液化石油气
	B	<28	原油、汽油
乙	A	28~45	煤油、喷气燃料
	B	45~60	-35号轻柴油
丙	A	60~120	轻柴油、重柴油、20号重油
	B	>120	100号重油、润滑油、变压器油、渣油

10.3.2 油罐区域的电气设施均应选用防爆型，电力线路必须是电缆或暗线，不得采用架空线。

10.3.3 油罐区周围必须设有环形消防通道，应设置满足要求的消防设施。油罐区域应设置隔离围墙或栅栏。

10.3.4 润滑油系统应设备厂家要求进行防火设计。

10.3.5 天然气、氢气等易爆炸气体应按有关规程进行防爆设计。

10.4 防 雷 接 地

10.4.1 油气管道和油罐、储气罐等设备应进行防雷及接地设计，并符合 GB 50057 和 GB 50058 的有关规定。

10.4.2 燃油系统的卸油设施、油罐等必须设置避雷装置和接地装置，以防雷击和静电。燃油管道、输油软管应设接地。

10.4.3 架空布置的燃油管道应设置可靠的接地装置，每隔 20m~25m 接地一次。净距小于 100mm 的平行管道，每隔 20m 用金属线跨桥，净距小于 100mm 的交叉管道也应设跨桥。不能保持良好电气接触的阀门、法兰等管件也应设跨桥。跨桥可采用直径不小于 8mm 的圆钢。

10.4.4 架空布置的氢气管道、乙炔管道应有防雷电感应接地，每隔 20m~25m 接地一次。不能保持良好电气接触的阀门、法兰等管件也应设跨桥。

10.4.5 氧气管道应有防静电接地，厂区管道每 80m~100m 处及进出车间建筑物处设接地装置。不能保持良好电气接触的阀门、法兰等管件也应设跨桥。

10.4.6 天然气管道应按国家标准设置防静电接地。

10.4.7 有爆炸危险环境内，可能产生静电危害的设备和油气管道，应设置防静电接地。

11 油气管道焊接和试验

11.1 焊 接

11.1.1 燃油管道、润滑油管道焊接应采用氩弧焊打底焊接工艺，直径小于 50mm 的油管道应采用氩弧焊接。

11.1.2 氢气、氧气、二氧化碳等其他气体碳钢管道应采用氩弧焊打底焊接工艺。

11.1.3 燃油系统管道设计应考虑机组检修或扩建期间需要对管道动火时的安全隔离措施。

11.2 压 力 试 验

11.2.1 油气管道安装完毕后，必须进行强度试验和严密性试验。

11.2.2 燃油管道、润滑油管道安装完毕后应采用清水作介质进行强度试验，强度试验压力（表压）为设计压力的 1.5 倍，且不得小于 0.2MPa，水温宜为 16℃~40℃。窥视孔等玻璃易碎部件不可一并试压。

11.2.3 在油罐与外部管道连接之前，油罐应作有效容积的灌水试验，用于检查油罐泄漏和基础均匀沉降。

11.2.4 天然气管道安装完毕后应进行如下试验：

1 采用清水作介质进行强度试验，强度试验压力（表压）为设计压力的 1.5 倍，且不得小于 0.2MPa，试验稳压时间应不少于 4h；

2 严密性试验应在强度试验合格后进行，采用空气作介质进行严密性试验，试验压力为设计压力的 1.05 倍，试验稳压时间应不少于 24h。

11.2.5 压缩空气管道安装完毕后应采用清水作介质进行强度试

验，试验压力（表压）为设计压力的 1.5 倍，水温宜为 16℃~40℃。

对于热工控制用压缩空气管道，宜在强度试验合格后进行严密性试验，试验压力为设计压力。

11.2.6 氢气、氧气管道安装完毕后应进行强度试验和严密性试验，氢气管道还需进行泄漏量试验。压力试验应符合下列规定：

1 气体工作压力小于等于 3MPa 时，强度试验采用空气或氮气作介质，试验压力为设计压力的 1.15 倍；工作压力大于 3MPa 时，强度试验采用水作介质，试验压力为设计压力的 1.5 倍。

2 严密性试验采用空气或氮气作介质，试验压力为设计压力的 1.1 倍。

3 泄漏量试验采用空气或氮气作介质，试验压力不低于设计压力。

4 泄漏试验合格后，必须用不含油的空气或氮气以大于 20m/s 的流速进行吹扫，直至出口处无铁锈、无杂质。

11.2.7 真空管道安装完毕后应进行水压试验。当管道直径小于 DN250 时，试验压力为 0.4MPa；当管道直径大于 DN300 时，试验压力为 0.2MPa。试验时间为 15min。

真空管道在水压试验合格后，应进行 24h 真空度试验。

11.2.8 气体管道试验的空气或氮气必须是干燥的和无油脂的，水应为无油和清洁干净的。对于不锈钢管采用水作试验介质时，应采用饮用水，且氯离子含量不大于 25mg/L。

以气体试压时，应制定有效的安全措施。

11.2.9 对于气体管道，当整体试压条件不具备时，可采用安装前的分段水压试验，安装后固定口应进行 100%无损探伤，检验合格后还应进行严密性试验。

11.3 清 管

11.3.1 油气管道安装完毕后，必须进行清管，排出管道内的杂物。

11.3.2 燃油管道清管应符合下列规定：

1 燃油系统管道应采用清水冲洗和蒸汽清扫。清扫前止回阀芯、调节阀芯和孔板等应取出；靶式流量计应整体取下，以短管代替。

2 燃油系统管道清扫结束后应进行全系统油循环试验，循环时间宜不少于 2h。

11.3.3 天然气管道应进行清管。

附录 A
(资料性附录)
设计常用数据

A.1 国产钢材许用应力表

表 A.1.1 钢板许用应力

钢号	钢板标准	厚度 mm	使用 状态	常温强 度指标 MPa		不同温度下的许用应力 MPa								
				σ_b	σ_s	20 ℃	100 ℃	150 ℃	200 ℃	250 ℃	300 ℃	350 ℃	400 ℃	450 ℃
Q235-A	GB/T912	3~4	热轧	375	235	113	113	113	105	94	86	77		
	GB/T3274	4.5~ 16												
Q235-B	GB/T912	3~4	热轧	375	235	113	113	113	105	94	86	77		
	GB/T3274	4.5~ 16												
Q235-C	GB/T912	3~4	热轧	375	235	125	125	125	116	104	95	86	79	
	GB/T3274	4.5~ 16												
20R	GB6654	6~ 16	热轧, 正火	400	245	133	133	132	123	110	101	92	86	61
		16~ 36												
Q345R	GB6654	6~ 16	热轧, 正火	510	345	170	170	170	170	156	144	134	125	66
		16~ 36												

注 1: 中间温度的许用应力, 可按本表的数据用内插法求得。

注 2: Q235 钢板的许用应力, 已乘质量系数 0.9

表 A.1.2 钢管许用应力

钢号	钢管标准	厚度 mm	常温强度指标		不同温度下的许用应力								
			MPa		MPa								
			σ_b	σ_s	20℃	100℃	150℃	200℃	250℃	300℃	350℃	400℃	450℃
10	GB/T8163	≤10	335	205	112	112	108	101	92	83	77	71	61
	GB9948	≤16											
20	GB/T8163	≤10	390	245	130	130	130	123	110	101	92	86	61
	GB9948	≤16	410	235	137	137	132	123	110	101	92	86	61
Q345	GB6479	≤16	490	320	163	163	163	159	147	135	126	119	66
		17~40	490	310	163	163	163	153	141	129	119	116	66

注：中间温度的许用应力，可按本表的数据用内插法求得

A.2 柴油质量指标

A.2.1 柴油分为轻柴油和重柴油。

A.2.2 轻柴油按产品质量分为优等品、一等品和合格品 3 个等级，每个等级按凝点分为 10、0、-10、-20、-35 和 -50 等 6 个牌号。

GB252 规定的轻柴油质量指标见表 A.2.2-1。

表 A.2.2-1 轻柴油质量指标

项 目		单位	优等品	一等品	合格品
碘值	不大于	mg/g	60	—	—
色度	不大于	号	3.6	3.6	—
氧化安定性，总不溶物含量	不大于	mg/L	—	20	—
实际胶质含量	不大于	mg/L	—	—	700
硫含量	不大于	%	0.2	0.5	1.0
硫醇硫含量	不大于	%	0.01	0.01	—
酸度	不大于	mgKOH/L	50	70	100

表 A.2.2-1 (续)

项 目		单 位	优等品	一等品	合格品
10%蒸余物残炭含量	不大于	%	0.3	0.3	0.3
灰分	不大于	%	0.01	0.01	0.02
水分	不大于	%	痕迹		
铜片腐蚀 (50℃, 3h)	不大于		1 级		
水溶性酸或碱		—	无		
机械杂质		%	无		
十六烷值	不小于	—	45		
馏程:					
50%馏出温度	不高于	℃	300		
90%馏出温度	不高于	℃	355		
95%馏出温度	不高于	℃	365		
凝点	不高于	℃	见表 A.2.2-2		
冷凝点	不高于	℃	见表 A.2.2-2		
闪点 (闭口)	不低于	℃	见表 A.2.2-2		
运动黏度 (20℃)	不大于	mm ² /s	见表 A.2.2-2		
密度 (20℃)		kg/m ³	实测 (或 0.82~0.86)		
注: 表中成分均为质量分数					

表 A.2.2-2

项 目		牌 号						
		单 位	10	0	-10	-20	-35	-50
凝点	不高于	℃	10	0	-10	-20	-35	-50
冷凝点	不高于	℃	12	4	-5	-14	-29	-44
闪点 (闭口)	不低于	℃	55			55	45	
运动黏度 (20℃)	不大于	mm ² /s	3.0~8.0			2.5~8.0	1.8~7.0	
注: 表中指标对优等品、一等品和合格品均相同								

A.3 重油质量指标

A.3.1 重油是由裂化重油、减压重油、常压重油或蜡油等按不同比例调和制成的。重油按 80℃ 的运动黏度分为 20、60、100 和 200 等 4 个牌号。牌号的数目约等于该油在 50℃ 时的恩氏黏度 °E₅₀。

A.3.2 石化行业标准 SH0356 规定的重油质量指标见表 A.3.2。

表 A.3.2 重油质量指标

项 目		牌 号				
		单位	20号	60号	100号	200号
黏度 (°E ₈₀)	不大于	—	5.0	11	15.5	
黏度 (°E ₁₀₀)	不大于	—				5.5~9.9
凝固点	不高于	℃	15	20	25	36
闪点 (开口)	不低于	℃	80	100	120	130
灰分	不大于	%	0.3	0.3	0.3	0.3
水分	不大于	%	1.0	1.5	2.0	2.0
含硫量	不大于	%	1.0	1.5	2.0	3.0
机械杂质含量	不大于	%	1.5	2.0	2.5	2.5
低位发热量		MJ/kg	37.6~44.0			
注：表中成分均为质量分数						

火力发电厂油气管道 设计 规 程

条 文 说 明

目 次

1	范围	71
2	规范性引用文件	72
3	总则	73
4	燃油系统及管道	75
4.1	燃油系统	75
4.2	卸油管道	77
4.3	供油和回油管道	79
4.4	油罐和燃油加热器	81
4.5	油泵和油泵房	83
4.6	燃油管道设计计算	84
4.7	油管清扫和含油污水处理	88
4.8	油管伴热和保温	89
4.9	燃油管道布置	90
4.10	燃油管道附件选择	90
4.11	柴油发电机组油管道	91
5	润滑油和辅助油管道	92
5.1	一般规定	92
5.2	汽轮机润滑油管道	92
5.3	转动机械润滑油管道	95
5.4	润滑油处理系统及管道	96
5.5	事故放油管道	99
5.6	润滑油管道附件选择	99
6	天然气管道	101
6.1	一般规定	101

6.2	工艺计算	102
6.3	输气调压站	103
6.4	天然气管道布置	103
6.5	天然气管道安全泄放	104
6.6	天然气管道附件选择	105
7	压缩空气管道	106
7.1	一般规定	106
7.2	空气压缩机选择和布置	107
7.3	空气干燥净化装置	109
7.4	压缩空气管道布置	110
8	其他气体管道	111
8.1	一般规定	111
8.2	氢气管道	112
8.3	氧气管道	113
8.4	氮气管道	114
8.5	二氧化碳管道	114
8.6	真空管道	115
8.7	乙炔管道	116
9	油气管道支吊架设计	117
9.1	支吊架设置	117
9.2	支吊架最大允许间距	118
9.3	支吊架荷载计算	118
9.4	支吊架弹簧选择	118
10	油气管道安全防护	119
10.1	油漆防腐	119
10.2	防火间距	119
10.3	防火防爆	120
10.4	防雷接地	120

11 油气管道焊接和试验	122
11.1 焊接	122
11.2 压力试验	122
11.3 清管	123

1 范 围

本标准适用于火力发电厂油气系统、油气管道及其设备的选择、计算和布置等，包括燃气—蒸汽联合循环电厂和燃油电厂。

液化天然气(LNG)、液化石油气(LPG)具有极强的爆炸力，破坏性很大，输送液化天然气、液化石油气管道的设计应执行国家和石化行业标准。

核电站常规岛的油气管道，可以参考本标准设计，同时应符合国家和核工业行业的有关标准。

本标准与其他电力行业标准关系为：

1 对于油气系统和设备选择，凡 DL 5000—2000 第 8 章、第 15 章和附录 B 已有规定的，本标准不再重复，设计按 DL 5000 执行；若 DL 5000—2000 规定中未包含的油气系统和设备选择，按本标准执行。

2 燃气—蒸汽联合循环电厂的油气系统和设备选择按 DL/T 5174 执行，管道设计可按本标准执行。

3 DL/T 5054 和 DL/T 5121 与本标准在管道布置和计算方面可相互参考执行。

2 规范性引用文件

本章所列引用文件，均是本标准主要引用的现行国家标准和电力行业标准。使用本标准者，应采用引用标准的最新版本。

3 总 则

3.0.1 阐明制定本标准的目的。

3.0.2 油气管道是火力发电厂管道的重要组成部分，它包括的范围很广，本标准仅对一些重要的油管道和气体管道提出设计要求，如燃油管道、润滑油及辅助油管道、天然气管道（指管道天然气管道）、压缩空气管道、氢气管道、氧气管道、氮气管道、二氧化碳管道、真空管道和乙炔管道等，除此之外的其他管道按有关标准进行设计。

3.0.3 油气管道设计应积极采用国内外已经成熟的先进技术，输油输气的方案应进行设计优化，做到油气管道及其设备的安全可靠运行，并且经济合理，降低工程造价。

3.0.4 本条根据 GB 50251、GB 50253 和 DL 5000 制定。

油气管道强度计算除应考虑管道所承受的正常内压、外部荷载外，对发电厂处于地震区的管道还必须考虑地震时所受的外加应力。当地震基本烈度在七度时，地震波引起的管道最大应变可能还小于管道允许应变；但地震基本烈度在七度以上时，地震波引起的管道最大应变将大于管道允许应变。因此，当发电厂处于地震基本烈度七度及以上地区时，油气管道和设备应进行在地震作用下的强度校核计算，以保证其安全性，并在管道设计时，采取有效的抗震措施，以减少震害。

3.0.5 油气管道和设备的安全防火非常重要，应根据油气系统的特性和工程具体情况，同工程的消防设计结合起来考虑，积极采取有效的先进防火技术，并符合国家有关消防规定。油气管道具体的安全防火设计由水工消防专业设计。

3.0.6 在油气管道设计中，必须遵守国家有关环境保护法规的规定，如《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国大气污

染防治法》、《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国水污染防治法》等法规，油气系统有害排放物（废油、废水和废气等）必须经过处理，排放物浓度不得超过国家标准和地方标准的规定排放值，以保护电厂周边环境，使经济建设持续发展。

3.0.7 由于本标准是首次制定，不可能穷尽所有设计要求，在今后执行过程中仍需不断补充完善，因此本标准是油气管道设计的基本要求。油气管道设计应符合 GB 50251、GB 50253、GB 50160、GB 50183、GB 50229 和 DL 5000 等有关规定的要求，同时还应符合国家、电力行业和其他行业有关标准的规定，特别是有关安全防火、环境保护方面要特别重视。

4 燃油系统及管道

4.1 燃油系统

4.1.1 燃油系统设计范围比较广，一般包括卸油、储油、供（输）油、回油、含油污水处理以及燃油的辅助设施，如蒸汽加热、伴热、清扫（吹扫）、疏放水等设备和管道。码头的卸油管道设计应满足港口码头设计规范的要求。

4.1.2 锅炉点火及助燃油系统的设计时，应严格按 DL 5000 的有关规定执行。在 DL 5000—2000 第 8 章中对燃油品种、燃油系统出力、油罐容量、卸油泵和供（输）油泵等设备的选择作了详细的规定，所以在本标准中不再重复。

燃气—蒸汽联合循环电厂的燃料系统设计应按 DL 5000—2000 附录 B 和 DL/T 5174 的规定执行，本标准中不再重复。

4.1.3 燃油系统应根据工程的燃油设备、燃油品质、燃油来源及运输方式等实际情况确定，在满足燃油设备（如锅炉、启动锅炉、燃机或其他用户）要求的条件下，充分考虑各种因素和各种运行工况，合理确定卸油、储油、供输油系统工艺和设计参数，并经多方案比较，进行优化设计。

对燃煤电厂，锅炉点火及助燃系统可分为轻油点火助燃、轻油点火及重油助燃、重油点火助燃三种。选用何种系统应根据锅炉性能、煤质、油源、油质、油价及运输方式等实际情况，通过多方案比较优化设计，选用技术先进、经济合理的方案。

对燃油电厂，应根据燃油品质（包括多种燃油混烧）、锅炉性能等诸多因素确定燃油系统，通常可分为油罐区燃油系统、锅炉区燃油系统。

对燃气—蒸汽联合循环电厂，燃油系统应该根据燃机性能、

燃油品质、燃油来源、来油方式和周期综合考虑。当燃用重油或原油时，应设轻油系统，作燃机启动点火和系统清洗之用，燃油系统应按油种，分开独立设置。

对多种燃油混烧锅炉、燃油燃气锅炉，燃油系统应按油种分开独立设置，如分设轻油系统、重油系统等，以避免不同种类燃油相混淆，给供油和燃烧带来影响。

4.1.4 燃油输送方式的确定非常重要，一般应根据电厂供油路径、燃油品种和水陆交通条件等因素考虑，一般分为铁路、水路、汽车和管道四种运输方式。对耗油量大的电厂（包括燃油电厂）宜采用铁路油罐车或水路油轮输送，运输量大，可靠性高，且费用低廉；在近距离有可靠油源的电厂，宜以管道直接输送或汽车运油到厂，管道直接输送可以降低燃油转运对环境的污染和浪费，但管道建设初投资高。

4.1.5 当电厂燃用的重油（包括渣油）油质可能出现一定范围的变化时，燃油系统应按油质差、黏度高的油品（比较差的油品）进行设计，但该系统须适应重油的油质变化范围，对比较好的油品要进行校核计算，应满足锅炉低负荷稳定燃烧的要求。

4.1.6 若电厂留有扩建的条件和可能性，燃油系统设计应充分考虑电厂扩建时对燃油系统、燃油设备和管道的影响。因为燃油系统通常为电厂公用设施，两台或多台机组共用一套燃油系统。电厂可能分期设计，分期建设，油罐区的设施一次设计完成时，要求燃油设计应充分考虑电厂扩建情况，注意燃油系统容量选择、设备选型、管道连接、预留分区隔离阀门（或法兰盲板）以及扩建机组与老厂的碰管等一系列影响因素。

4.1.7 本条是对只燃油的电厂制定的，燃油系统设计容量应考虑燃油量、最小回油量和设计裕量，一般为三项之和。

除国外投标工程以外，现在国内很少新建燃油电厂，故本标准不对燃油电厂作过多的规定。国外投标工程按招标文件或国外标准执行。

4.1.8 燃油电厂燃油储量（油罐总容量）应根据电厂具体的实际情况具体分析，一般影响的因素有：

- 1 油源的远近、油源的供应情况；
- 2 交通及运输工具的能力、方便和可靠程度；
- 3 海洋运输台风停航时间，内河航行枯水或结冰停航时间；
- 4 装卸油和转运情况；
- 5 油质特性，燃油加热脱水贮存情况；
- 6 电厂所邻地区对防火防爆的要求；
- 7 投资和计算经济分析等。

4.1.9 燃气—蒸汽联合循环电厂，燃油系统回油量应根据厂家说明书的要求进行核算，在负荷变化时燃气轮机能稳定运行。

4.2 卸油管道

4.2.1 卸油系统范围因燃油运输方式不同而不同，铁路和水路运输的卸油系统包括自卸油栈台或码头、集油槽或总管、零位油罐、卸油泵、至油罐的管道和设备。汽车运油和管道输油的卸油系统要简单一些。

4.2.2 卸油栈台或码头的设置

1 对火车输油，一般应设卸油栈台。卸油线为了保持清洁宜做成整体式道床，且直而平，不允许有坡度，两侧设浅沟汇集油污和冲刷道床的污水，坡度大于 0.01。卸油栈台上宜设活动钢梯，钢梯的高度主要取决于油槽车顶的平台高度，以便活动梯子的搭接，一般可取 3.4m 高。对每次来油车辆仅 3~5 节时，可不单独修建卸油栈台。

对燃煤电厂，卸油栈台的长度宜按 4~10 节油槽车设计，可单侧布置，也可双侧布置卸油线，主要是根据全厂锅炉台数和耗油量来定。

对燃油电厂，卸油栈台的长度按 24 节油槽车或列车的一半长设计（靠近机车的两辆油槽车不装油，为隔车），一般是双侧布置

卸油线。

2 当卸油码头和煤码头共用时，卸油和卸煤应分区作业，以免卸油管道和输煤皮带布置交叉。应积极配合航运部门对码头的规划设计。

3 对于汽车运油，应设汽车卸油平台（场地），汽车进出应快捷方便，以便在火灾时迅速撤离。场地大小应按长油罐车尺寸设计，满足倒车要求。地面应设比较大的坡度，使油罐车上的卸油口处于低位，油罐车内的油能卸干净。卸油平台周围不应有妨碍倒车的管道和其他设施，如阀门井、消防井、下水道盖和沟道等，避免倒车时撞坏管道，碾坏设施。

4 因为燃油是易爆品，栈台设计应满足消防要求。消防设施的配置按有关规定执行，照明灯应采用防爆型的。

4.2.3 卸油方式有下卸方式、上卸方式，即自流下卸、强力下卸、虹吸上卸和上部抽吸等。卸油方式应根据油品来选择。当采用下卸方式时，考虑到火车油罐下卸口阀门有可能打不开，在栈台的端头（靠近卸油泵）宜设置一组上卸鹤管作备用。

1 火车运输卸油时，对重质油品应采用下卸方式，如下卸到地下卸油槽或地下管沟，对轻质油品可采用鹤管上卸或下卸方式。

2 油轮上一般装有卸油泵，设计时需调研可能到港的各型油轮是否装有卸油泵及其出力和扬程，根据不同季节油品的黏度和电厂油罐的远近距离及高程，对卸油泵出力进行核算，确定是否在码头再设置卸油泵或与油轮的卸油泵串联运行的卸油接力泵，以满足在规定的时间内卸完船的要求。

大中型油轮靠泊码头，因不同季节和潮位的影响，水位变化较大，人工搬动卸油软管，劳动强度大且不安全，宜装设输油臂，便于调节臂端快速接头的高低，与油轮上的输油管相接。

3 汽车一般都带下卸口和关断阀，下卸口有的在汽车尾部，有的在汽车前部，都可用快速接头连接，快速接头内径一般为65mm。燃油泵房外墙壁上设置的卸油接口应尽量多，以便多台汽

车能同时卸油。连接软管长度应比油罐车长，至少 8m，应设软管悬挂支架和集油槽（箱），收集软管中的余油。

4.2.4 强力抽卸方式应有可靠的密封性，如有一处接口漏气，会破坏真空，卸油速度很慢。

4.2.5 为防止卸油软管吸着在油槽车槽体上，上部卸油鹤管应采用带特制金属管头（铠装）的橡胶软管，直径以 $\phi 100$ 为宜，在管头上连接一根导静电铜丝接地。

4.2.6 本条根据 DL 5027 制定。对输送重油的油槽车应设置蒸汽加热，以便在冬天车内油层能流动。加热蒸汽压力宜为 0.6MPa~0.8MPa，温度不宜高于 250℃。

4.2.7 对于重油或渣油，卸油栈台上的卸油管道设蒸汽伴热，以降低燃油黏度，便于管道输送。

4.2.8 为了减少油品的蒸发损失，甲、乙类油品汽车油罐车的卸油，必须采用密闭方式，避免发生火灾。

4.2.9 为了搞好电厂燃料物资管理，在卸油管道上宜装设燃油计量装置和油质分析取样管，以分析油中含水量，控制进油质量。

4.3 供油和回油管道

4.3.1 供油系统一般包括油罐、供油泵或输油泵、燃油加热器、燃油调节装置，以及锅炉燃烧器的管道和阀门附件。

4.3.2 供油泵入口母管连接方式应根据油质确定，可采用单母管分段制。对燃油量大的电厂应采用双母管，以保证供油安全。

4.3.3 油罐区失火时，应及时关闭卸油或供油管道，以防火灾蔓延扩大。卸油管道或供油管道应在防火堤之外设一个防火关断阀，运行人员在防火堤之外就能迅速切断燃油。防火堤内的防火关断阀应尽量靠近油罐，以便及时关闭油罐，避免油罐内的燃油大量外泄。

4.3.4 与油罐相连的燃油管道上应设带法兰的金属软管或金属补偿器，以防油罐下沉，破坏管道。

热膨胀计算包括油罐本身的径向膨胀和高度膨胀、管道膨胀热位移量，特别应考虑油罐径向膨胀位移量较大。

4.3.5 全厂燃油系统耗油量根据 DL 5000 确定，宜按一台最大锅炉的点火耗油量和最大的启动助燃耗油量之和考虑。

确定回油量需考虑的因素较多，应合理确定。回油量大固然对油量、油压的调节有利，但过大，不仅会加速油罐内油温上升，而且还会增加动力消耗；回油量过小又会影响调节阀的灵敏度和管内流速，流速过低，重油中的沥青胶质和碳化物容易析出并沉积于管壁，日久可能堵塞管道。因此，回油量应在主调节阀的调节范围之内，且回油管内的介质流速不低于 1m/s。

国外大型锅炉对燃油系统的回油管道进行了简化，有的设置蓄能器以代替回油管道，减少油循环耗电。

4.3.6 单元加热回路和集中加热回路各有优缺点，供油泵台数为 4 台及以上时可选择集中加热回路。

4.3.7 当采用螺杆式或齿轮供油泵时，应在加热器之前的管道上设油压调整旁路管道，以防止油压过高，导致燃油加热器损坏，通常回油回至油罐，并在其管道上设燃油压力调节阀。

4.3.8 至锅炉每个燃烧器的供油管道和回油管道上应设快速切断阀，以便快速切断油源。燃油喷嘴蒸汽雾化时，雾化蒸汽和燃油共用联合快速切断阀。

4.3.9 在锅炉发生故障时，供油和回油母管上装设的快速切断阀，能快速切断燃油，防止燃油进入炉膛，使事故扩大。对于轻油，宜在回油母管上设止回阀；对于重油，按 NFPA 8502 标准在重油回油母管上设止回阀作用不大。

4.3.10 供油泵调试时，需要向油罐回油。如果锅炉炉前燃油管道尚未安装完毕，管道系统未完全贯通，可采用在燃油泵房附近的供油母管和回油母管之间设置供调试用的旁路管道。旁路管道上应串联两个关断阀，有的要求加装一个调节阀，起减压和调节流量作用。

- 4.3.11 炉前燃油母管及至各燃烧器的分支管布置应简捷美观，避免油路过长，阻力加大，同时应考虑锅炉本体向下膨胀量的补偿，采用铠装金属软管连接。燃油阀门组应立式布置在平台上，以节省空间。阀门手轮应错开布置，并留有检修拆卸螺栓的距离。
- 4.3.12 清扫管路应从油管上部接入，避免清扫管道内部积油。清扫管上的关断门应尽量靠近油管，减少油气空间。

4.4 油罐和燃油加热器

4.4.1 DL 5000—2000 的 8.4 对燃煤电厂锅炉点火和助燃油罐的个数和容量作了详细规定。但对燃油电厂，应通过调研论证并考虑 4.1.8 的规定来确定其油罐的数量和容量。本标准所指油罐为储油罐。

4.4.2 本条根据 GB 50160 制定。油品分类见本规程的 10.3.1。

4.4.3 本条根据《石油化工立式圆筒形钢制焊接储罐设计规范》(SH3046) 制定，油罐的设计压力（内压）应取储罐上部气相空间最大表压，固定顶油罐的设计压力范围为 $-0.5\text{kPa}\sim 60\text{kPa}$ ，并同时考虑能承受作用于其上的外压力，如风压、雪压、保温材料或其他外加荷载，因此所选用壁厚应具有足够的强度，以防油罐被压扁。

固定顶油罐的设计外压应包括罐顶结构自重（包括保温结构重量）和附加荷载。附加荷载按水平投影面积上取 1.2kPa （当雪荷载超过 600Pa ，还应加上所超过的荷载）。

4.4.4 油罐的设计温度应取罐内介质可能出现的最高温度。当油罐内部（或底部）设有加热器时，应考虑在低油位时的最高调节油温，再加油温裕量 5°C 。

4.4.5 周围大气环境对油罐腐蚀非常严重，如果罐顶喷水冷却，其腐蚀性更严重，设计厚度应考虑腐蚀裕量。

4.4.6 油罐的设计详见 SH3046。

4.4.7 本条根据《电业安全工作规程》（热力和机械部分）第 3

节制定。油罐根据储油挥发气体的强弱，分别装有呼吸阀或透气孔，使油罐内的气体压力不致过高或过低。

4.4.8 油罐附件的设计应从安全出发，考虑附件的特性。

4.4.9 燃油的加热方式应根据油品和当地气候条件来确定。对于重油，通常需要设置加热器，使重油具有良好的流动性，达到燃油喷嘴对其黏度的要求。对于轻柴油，应根据当地气候条件确定是否设置加热器。在寒冷的北方地区，宜设加热器对轻柴油加热；在南方或中原地区，要分析轻柴油的凝点是否高于当地最低气温，冬天是否存在凝固的可能。

4.4.10 燃油加热器露天布置可节省燃油泵房体积，避免加热器散热对油泵房环境温度的影响。考虑重油加热器检修比较频繁，重油加热器应设备用。

4.4.11 本条根据 DL 5027 制定。

4.4.12 油罐的出油管道高出罐底接出，是考虑到燃油在罐内脱水、杂质沉积在罐底，避免其进入供油泵。油罐底设排水、排污油管定期排污。

4.4.13 本条根据 GB 50074 和《油罐区防火堤设计规范》(SY 0075) 制定。

防火堤内的有效容积是指防火堤所围成的容积，计算时应扣除其内各油罐（最大一个油罐除外）防火堤计算高度以下的体积和全部建、构筑物及基础、管道等的体积。

防火堤高指防火堤外侧地面至防火堤顶面的垂直距离。

若管线、电缆因工艺要求需从防火堤身穿过，应在穿堤处加装套管，两端采用焊接密封。封堵采用防渗水、防渗油处理。

4.4.14 油罐基础的设计由土建专业完成，但基础提资要求应符合有关规定，本条根据 SH 3046 制定。

4.4.15 对长距离的输油管道可根据现场情况设置清扫油罐，以回收油料。

4.4.16 油罐、油罐区和油泵房的消防设施应按国家消防标准的

要求，配置相应的消防给水管网、泡沫消防设施等，执行 GB 50183、GB 50229 的规定。

4.5 油泵和油泵房

4.5.1 据调研，大多数电厂供油泵的数量多为三台，配置两台 100%容量油泵加一台 30%容量再循环油泵比较合理。在设备初投资增加不多的情况下（100%容量油泵比 50%容量油泵价格高点），30%容量再循环油泵运行可节省燃油系统运行年费用，减少节流损失，降低再循环回油温度，使燃油系统安全运行。

4.5.2 为了满足锅炉点火和启动过程中对燃油的要求，燃油系统在炉前的油压和油量随负荷变化而变化，所以供油泵（特别是再循环油泵）采用变频电机驱动比较合理，以适应调节流量和压力的要求，降低电耗。

当电厂燃用奥里乳化油（Orimulsion）时，由于输送过程中不允许有高剪切存在，应采用螺杆泵输送，变频调节。

4.5.3 离心油泵出口设再循环管，在低负荷时，将出口剩余的油量接入油罐或容器，以满足泵的特性。油泵出口管道上设过压泄压安全阀，以防止过高的油压，损坏燃烧器、阀门和管道。

4.5.4 本条根据 GB 50160（1999 年版）和 GBJ 74（1995 年修订本）制定。当螺杆泵、齿轮泵和电动往复泵等容积式泵出口阀门关闭时，油泵的不断运行会升高油管内油压，损坏管道，所以应设置安全阀（泵本身带有安全阀者除外）。电动往复泵不能采用皮带传动。

4.5.5 油泵轴封非常重要，经常漏油，是电厂二十五项反事故措施防范的重点，所以轴封（油封）宜选用进口产品，以保证其严密性。

4.5.7 供油泵、再循环油泵和卸油泵通常都布置在油泵房内，有的电厂把卸油泵布置在卸油栈台附近，方便卸油。油泵的布置应综合考虑，既要满足工艺流程的要求，进出口管路最短，又要便

于运行操作和检修，留够运行通道。

4.5.8 油泵房油泵（包括电机）的布置，首先要考虑安全防火的要求，油泵、电机与墙壁（柱子）之间、泵与泵之间净距应尽量大些，以便防火隔离和通行。

4.5.9 油泵房内多台供油泵的入口、出口接入同一供、回油母管。油泵或阀门在运行一段时间后需要检修，通常供、回油母管是不能停运的。单台油泵检修时，需要拆卸某段管道，在不能动火切割时，管道需设置分段法兰，从法兰处拆卸。加热蒸汽管道、清扫蒸汽管道、放油管道等，均要考虑检修拆卸措施。

4.5.10 油泵房内设置油泵的检修起吊设施，为了防电火花，电动葫芦应采用防爆电机，包括小车装置。若选用手动葫芦，其链轮和链条宜采用铜质材料。

4.5.11 油泵房内通风不畅，油尘含量达到极限值时，将发生爆炸。可燃气体报警器报警浓度可设在油气爆炸下限的 20%。本条根据《电业安全工作规程》（热力和机械部分）制定。《建筑设计防火规范》（GBJ 16—1987，2001 版）的 3.4.2 规定，有爆炸危险的甲、乙类厂房，应设置必要的泄压设施，泄压设施宜采用轻质屋盖作为泄压面积，泄压面积与厂房体积的比值（ m^2/m^3 ）宜为 0.05~0.22。

4.6 燃油管道设计计算

4.6.1 燃油管道设计应根据燃油品质、燃油系统和布置条件进行，应做到正确选择管道材料、经济合理、降低工程造价、布置优化、管道整齐美观、自然补偿良好、少设补偿器，不给施工带来困难，不给电厂运行维护留下缺陷。

4.6.2 管道设计压力

GB 50253—1994 的 5.1.2 规定：任何一处管道及管道附件的设计内压力不应小于该处的最高稳态操作压力，且不应小于管内原油处于静止条件下该处的静水压力。还规定：当输油管道设置

反输流程时，设计内压力不应小于正、反输送条件下的最高稳态操作压力的较高者。输油管道及管道附件应能承受作用在其上的外压力与内压力之间的最大压差。

《压力容器安全技术监察规程》规定：压力容器的设计压力不得低于最高工作压力。装有安全泄放装置的压力容器，其设计压力不得低于安全泄放装置的开启压力或爆破压力。

美国标准《Process Piping》(ASME B31.3—1999 版，含 A99、A00 和 A01) 规定：一个管道系统的每个组件的设计压力不应小于在操作中可能遇到的最大内压或外压与最低或最高温度的最严酷的组合情况下的压力。对管道可能遭遇的任何压力应作出安全保护或泄压的规定，同时应考虑压力源的环境影响、压力脉动和骤增、误操作和控制装置的失效。

管道设计压力必须高于在运行中管内介质可能出现的最大内压力或外压力，包括在输油管道设置反输流程时，正、反输送条件下的最高稳态操作压力的较高者。

燃油在静止状态时，由于加热、伴热或夏天曝晒可能使管内密闭燃油产生油气而引起介质压力升高，超过工作压力，导致管子破裂；当阀门突然关闭，燃油产生脉动或水击，而引起介质压力骤升和管道振动，导致管子破裂。这些非正常情况均应在设计上给予充分的考虑。

当管道设有清扫介质清扫时，管道设计压力不得低于清扫介质最高工作压力。

4.6.3 管道设计温度

1 燃油管道的设计温度必须高于管内介质最高工作温度，应按下列规定选用：

对有伴热管（或夹套加热）的情况应通过热力计算确定管壁温度，即为设计温度；

对设有燃油加热器的管道，加热器的进口段和出口段应分别确定设计温度，出口段还应考虑加热超温偏差值，通常应考虑 5℃；

对不加热输油的情况，应根据环境条件和燃油特性确定最高温度或最低温度，同时应考虑管道是否有保温层。设有保温层的燃油管道应通过热力计算确定设计温度。

美国标准《Process Piping》(ASME B31.3—1999 版，含 A99、A00 和 A01) 规定：管道系统的每个组件的设计温度是指同时存在的压力、最大厚度或最高额定参数下的温度。在确定设计温度时应考虑流体温度、环境温度、加热或冷却介质的温度，有时还要考虑最低设计温度，以其温度可能确定特殊设计要求和材料评定要求。

2 管道设计安装温度可取用 20℃，与汽水管道设计规定相同。

4.6.4 材料选择

燃油管道和油罐材料的选择应考虑使用条件（如设计压力、设计温度、燃油特性和操作特点等）、材料的焊接性能、制造加工工艺（如平炉、电炉或氧气转炉等）及经济合理性，所用钢材的技术要求应符合国家标准和行业标准的规定，所用钢材应附有钢材生产单位的钢材质量证明书。

《碳素结构钢》(GB 700) 规定沸腾钢成品钢材的化学成分偏差不作保证，不做冲击试验，所以油罐宜采用镇定钢或半镇定钢制作。

对钢材有特殊要求时（如要求特殊冶炼方法、较高的冲击功指标、提高无损检测要求、增加力学性能检验率等），设计单位应在设计技术文件或图纸中注明。

当采用国外钢材时，国外钢材的化学成分指标及力学性能应优于国内同类产品，并满足设计要求。按美国标准《Process Piping》(ASME B31.3—1999 版，含 A99、A00 和 A01) 的规定，钢材应满足此规范所提出的要求和限制，如温度限制、进行夏比（V 型缺口）冲击试验和一些特殊要求。

4.6.5 材料许用应力

钢材的许用应力值在国家标准、电力行业标准和石化行业标

准中不尽相同，许用应力的取值基准（强度指标）和安全系数不完全一致。

GB 50253—1994 的 5.2 规定：对于新钢管许用应力按下式计算：

$$[\sigma] = K\phi\sigma_s$$

对于输油站内，上式相对于下式，其安全系数较高：

$$[\sigma] = \frac{1}{1.67}\phi\sigma_s$$

通过比较得知，DL/T 5054—1996 中的许用应力值较其他标准大些。

本标准附录 A.1 国产钢材许用应力表根据 GB 150 第 4 章制定。

4.6.6 如果施工环境温度较低，输油管道会有冷脆开裂问题，环境温度低于 -20°C 时，应对钢管和管道附件材料提出韧性要求。

4.6.7 燃油泵房到锅炉房的燃油管道都比较长，燃油管道的管径应进行优化计算确定，特别是燃油电厂，燃油管道直径大，造价高，应进行优化计算。

4.6.9 确定燃油管道流速不仅要考虑阻力，更要考虑防止产生静电。燃油流动速度越快，与管道的摩擦越剧烈，产生静电的电压就越高，故应规定管内燃油流速。

燃油管道的介质流速与油管的直径及输油管路的长短有关，一般油管直径愈小，流速也愈小。油管直径大的，流速可比表 4.6.9 的数值稍大。输油管路短的，流速可大些。

包头钢铁公司设计资料规定燃油流速不超过 4m/s 。中国铁路物资天津公司天津油库 4 个 10000m^3 的拱顶罐，轻柴油供油流速不超过 3m/s 。

前苏联标准规定黏性物体（油、重油等）管道介质流速为 $1\sim 2\text{m/s}$ 。

4.6.10 燃油管道布置应进行优化，充分利用管道自补偿能力。

当自补偿不足时，宜设 π 形补偿器，增加管道长度进行补偿。

4.6.12 本条根据《输油管道工程设计规范》制定。

长距离输油管道发生水击会危及管道和设备的安全，因此应进行水击分析计算。在正常操作下，由于水击和其他因素造成的管道瞬间最大应力值不得超过管道设计内压力的 10%。

4.7 油管清扫和含油污水处理

4.7.1 当燃油管道需要检修或管内较长时间停油时，需要将管内存油清扫（吹扫）干净，即为扫线。

4.7.2 轻柴油、原油的燃点较低，其管道的清扫介质宜采用压缩空气，以防止燃油发火燃烧；重油、渣油的燃点较高，其管道的清扫介质可采用蒸汽或压缩空气，蒸汽扫线可以融化并收尽管壁残油，扫线后管内较干净。

4.7.3 燃油管道采用蒸汽清扫时，蒸汽压力要选择适当，宜为 0.6MPa~0.8MPa，蒸汽温度不能太高，应低于 250℃（轻柴油管可以更低），避免管内燃油炭化。

4.7.4 扫线管与蒸汽管接头有固定接头连接和活动接头连接两种。燃油管道采用蒸汽清扫时，应采用固定接头连接方式。为防止燃油倒入蒸汽管，蒸汽管线上应串联两个关断阀、一个止回阀、一个节流装置及检查放油管。设节流装置是为了使清扫蒸汽的压力低于油管道的设计压力，检验放油管是检验蒸汽中是否含油。对吹扫不频繁的管道，也可采用活动接头连接，但应有可靠的封堵措施。

燃油管道清扫蒸汽不应使用与除氧器加热蒸汽相连的辅助蒸汽系统，当工程无法满足时，应在蒸汽管线上设含油量连续监测分析装置，检测蒸汽中的含油成分和数量，若当蒸汽中含油超标时，应迅速切断扫线管，并手动关闭第二个关断阀。

4.7.5 清扫管路应从油管上部接入，以免燃油流入清扫管，清扫管上的关断门应尽量靠近油管，使清扫管中存汽减少。

4.7.6 含油污水处理系统方式、流程、设备的选择，应通过技术经济比较确定。含油污水处理一般可用隔油、浮选、过滤和生物处理等方法。其典型流程为：含油污水→隔油→浮选→过滤→生物处理→排放，或者重复取舍其间某一中间工艺过程。

4.7.7 含油污水管应设蒸汽清扫，以保证含油污水管不冻堵。清扫方向朝污油池，使污油排入污油池。污油泵应布置在污油池旁边，以使有足够的吸力。

4.8 油管伴热和保温

4.8.3 燃油管道伴热方式有三种，即外伴热、内伴热和套管加热。外伴热方式安全可靠。本条所指其他伴热方式包括内伴热和套管加热。

当采用蒸汽伴热时，伴热蒸汽温度应根据燃油的特性确定，重油管道的伴热蒸汽温度不应超过 250℃，柴油管道的伴热蒸汽温度不应超过 200℃，否则燃油吸收过量的热，将炭化变质。

4.8.4 伴热的燃油管道应有控制燃油温升的措施，如伴热蒸汽管路上设调节阀等。

闪点是在大气压力下，燃油的蒸汽和空气混合物在标准条件下接触火焰，发生短促闪火现象时的油品最低温度，用以表明燃油着火的难易。伴热升温后燃油介质的温度不得超过其闭口闪点，以防发生火灾。本条根据《电业安全工作规程》（热力和机械部分）制定。

4.8.6 油罐的保温设计应根据燃油品种和当地气候条件确定。在北方地区，通常油罐都应进行保温，并且罐内设置加热器；在南方地区，储存柴油的油罐可以不保温。

4.8.7 南方或高温地区，金属油罐应设置在夏天高温时油罐降温 and 冷却燃油的措施，如设置罐底冷却水换热器、罐顶淋水装置或者在保温层和油罐之内设夹层淋水等。当有多座油罐时，设置燃油倒罐管道也是燃油降温措施之一。

4.9 燃油管道布置

4.9.1 燃油管道管沟敷设存在许多缺陷,如积水积油,不便检修,而且存在火灾隐患,沟内一旦存有油气,一遇明火则爆炸起火,沿沟蔓延,且不好扑救,故应避免管沟敷设。若受条件限制不能架空布置时,管沟敷设应设置分段封堵,在沟内放置砂子,可防止火势沿沟蔓延,阻止火势进入油泵房。

燃油管道直埋,燃油泄漏时不易发现,有发生火灾的危险,故一般不直埋布置。若厂外燃油管道受条件限制不能架空布置时,可采用短距离直埋,但必须有一定的检漏设施,并做好管道防腐处理。

4.9.2 在油罐区发生事故时,布置在油罐防火堤之外的卸油总管(母管)和供油总管(母管)可采取隔离或关闭措施,不会受到事故的影响。

防火堤外总管(母管)至每个油罐的管道宜从防火堤顶跨越,减少防火堤的穿孔和封堵,提高防火堤的可靠性。

4.9.4 为了排放管内空气,燃油管道应在最高点设置放空气管,在最低部位设置排油管,为了便于排油的收集,排油出口离地面应有一定的高度。

4.10 燃油管道附件选择

4.10.2 燃油管道上的阀门及法兰附件、管件(三通、弯头等)的设计压力按比管道设计压力高一级压力等级选用,以提高管道系统安全可靠,防止燃油泄漏。

4.10.3 卸油管道吸入口端关断阀的执行机构采用气体驱动,若气源条件不具备时,可采用防爆型电动驱动关断阀。

4.10.4 对于有伴热的卸油管道,燃油在加热的过程中将产生油气,使油压增高,在其进入油罐前的管段上设安全阀,以防止燃油超压损坏油罐。

两端均有关断阀且充满液体的管段或容器,停用后介质压力

可能上升,如油品温度上升其压力随之增加。对轻质油品,一般封闭管段的液体每上升 1°C ,则压力增加 0.7MPa ,所以,对不保温、不排空等甲、乙类油品封闭管道需考虑停用后的安全泄压措施。

4.10.6 燃油经过油泵的压缩,油温稍有上升。有时来油温度或者油罐油温较高时,需要对油温进行控制,避免达到其闪点,造成事故,所以,宜在油泵进出口管道上装设就地压力表和温度计,以方便运行操作。

4.11 柴油发电机组油管道

4.11.1 根据《建筑设计防火规范》(GBJ 16—1987, 2001版)的3.4.1规定,有爆炸危险的甲、乙类厂房宜独立设置,并宜采用敞开或半敞开式的厂房,宜采用钢筋混凝土柱、钢柱承重的框架或排架结构,钢柱宜采用防火保护层。柴油发电机所用柴油属于乙类液体,故柴油发电机宜布置在单独的建筑物内。

4.11.2 柴油发电机组油箱不应安装在柴油机的上方,防止油料泄漏到机体上,引起火灾。对 1.2MW 级柴油发电机组应设置 3m^3 油箱。

4.11.3 柴油发电机组油箱供油方式一般有管道供油和独立供油方式。独立供油方式即采用柴油发电机组厂家配供的手摇油泵或电动油泵,直接从油罐(桶)中吸取柴油,打入油箱。这种方式需要留有加油场地,油罐(桶)进出要求方便。当柴油发电机组用油与锅炉点火用油一致,都为柴油时,采用锅炉点火供油母管向柴油发电机组油箱供油,可简化系统,减少人工。柴油发电机油箱的供油管道和回油管道设置紧急切断供油的快关阀,以便系统漏油和发生火灾时,快速切断油源。

4.11.5 柴油发电机组排气管上装设消音器达到降噪效果,在距离机组 1.5m 、高度 1m 处的噪声不应大于 90dB(A) 。排气管的表面温度有的高达 $500^{\circ}\text{C}\sim 800^{\circ}\text{C}$,所以室内部分应保温,室外部分根据情况保温。

5 润滑油和辅助油管道

5.1 一般规定

5.1.1 汽轮机润滑油管道设计参数，如油压、油温、油量等应按汽轮机厂家提供的数据选取。汽轮机润滑油压是根据转子质量、转速、轴瓦的构造及润滑油的黏度等在设计时计算出来的，以保证轴颈与轴瓦之间能形成良好的油膜，并有足够的润滑油来冷却。润滑油压过高可能造成油挡漏油，轴承振动；油压过低时不能建立良好的油膜，甚至发生断油，损坏轴瓦。汽轮机润滑油油压一般取 0.12MPa~0.15MPa，油温可取 80℃~105℃。

5.1.2 汽轮发电机组轴承座在各种工况下是自由膨胀的，轴承座供油管道和回油管道在布置上应予以考虑。

5.1.4 润滑油供油和回油管道坡向油箱，是避免机组停运时管内存油。由于润滑油的黏度大，回油管道坡度要很大，以利于油的流动。

5.1.5 润滑油管道分段制作完成后，需要进行管内清洗、喷砂喷丸酸洗和油漆处理，处理完后再安装。一般采用管道分段法兰连接的方式，但分段必须少，以减少漏油点。机组运行一段时间后，套装油管需要拆卸冲洗清理。冷油器连续运行两年而未清洗时，则应取出并清洗冷油器管束，同时冷油器壳体也应清洗。

5.2 汽轮机润滑油管道

5.2.1 润滑油系统设计通常由汽轮机厂家设计并提供套装油管布置图纸，其他油管路仍由设计院布置。各汽轮机厂家的润滑油系统布置基本上已定型，但布置研究的重点应关注润滑油管道的安全运行和方便检修维护。

5.2.2 大型汽轮机的润滑油管路通常采用套装式油管，小型汽轮机的润滑油也有不设套装式油管的，主要是根据汽轮机厂家的设计技术而定。

套装式油管回油套管内的油量充满一半截面，即管内上半的油汽由除雾装置的风机抽吸和排出，管内形成极微的负压。汽轮机的每个轴承座设通气管，它们也套在回油管中，与回油套管上半部相通。回油套管上清洗装置的喷嘴可顺油方向或逆油方向喷射，清洗回油管内壁。

5.2.3 汽轮机润滑油管道的介质流速应满足汽轮机的要求，供油管道有一定的油压，流速可取 $1.5\text{m/s}\sim 2\text{m/s}$ ；回油管道流速可取 $0.5\text{m/s}\sim 1.5\text{m/s}$ ，若回油流速太大，回到油箱中的冲力就大，会使油箱中的油飞溅，容易形成泡沫，造成油中存留气体而加速油品的劣化，同时冲力造成激烈搅拌会使含水的油乳化。GB / T 14541 对油系统作了相同的规定。

5.2.4 润滑油品质要求高，应架空布置或管沟敷设，直埋管道不易清除管内杂质。汽轮机轴承座附近的润滑油管道应采用直管和弯管相焊，既可防止油泄漏，又能使管道外表清洁。

5.2.5 汽轮机油箱放油管，靠油箱处应设一段带法兰的短管，以便拆下短管进行清洗管路和冲洗油箱之用。

5.2.7 润滑油管道阀门和分段法兰存在泄漏因素，若布置在高温管道的上方时，应采取安全措施，在油管的下方设收油盘，把漏油及时排到安全的地方，以防发生火灾。

5.2.9 两台冷油器之间设置一只换向阀（三通阀），控制冷油器进油，设一只旁通阀，通过联通管使备用的冷油器始终充满油，以免换向时，进入轴承的润滑油发生瞬间的中断。冷油器顶部设充油管与油箱连接，通过其管路上的流量观察器，显示冷油器是否已充满着油。冷油器上部应留有检修抽芯（管束）的足够空间，不要布置管道。

5.2.10 润滑油箱上设排油烟风机装置，是为了吸取油箱内的油

气，再通过风机排出汽机房，保证在前轴承座、油箱及套管内相互连通的空间维持一定的真空。两台风机相同，为了运行可靠，采用一台运行一台备用，若一台停止运行，另一台自动投入运行。每一套排油烟风机装置，包括风机、电动机、可调式蝶阀和除油雾装置。排烟口应置于汽机房外，以保持汽机房清洁。

5.2.11 为延长润滑油使用寿命和保证机组安全运行，应对润滑油采取防止油劣化措施，主要有下列三种：

1 在管路不同的部位安装合适的滤油器，清除油中油泥、机械杂质和游离杂质，保持润滑油的清洁度。

2 在油中添加抗氧化剂（常用 T501 抗氧化剂），提高油的氧化安定性，对漏水漏汽机组还应同时添加防锈剂（常用 T746 防锈剂）。

3 安装油净化装置，清除油中的游离酸和其他老化物。油净化装置与油系统连接采用旁路循环方式，即一端连在主油泵出口油路或冷油器入口侧，另一端与回油管路相连，返回油箱，借主油泵油压，迫使旁路油进入油净化装置。

5.2.12 大型汽轮机顶轴油系统是利用其高压油把轴颈顶离轴瓦（0.05mm~0.08mm），消除两者之间的干摩擦。同时，可以减少盘车的启动力矩，使盘车电动机的功率降低。

5.2.13 EH 供油系统是由装有冷油器的油箱、滤油器、高压蓄压器、低压蓄压器、各种压力控制阀、油泵及电动机所组成的独立的供油系统，向控制系统管路提供高压油，驱动油动机，控制阀门开度。

如果 EH 油温低于 21℃，则不允许油在系统中循环，而应该在泵启动前，对油进行预热。

5.2.14 每个低压缸两端的轴承座、排气锥和汽缸底部所形成的凹穴内，通常存有油污。为了减少汽轮机着火的风险，应设排污管，并在运行中保持管内畅通。排污管设于低压汽缸的底部，仅能从凝汽器颈部通出，并与压力为大气压力的地沟接通，地沟必

须具有防火措施。

5.2.15 润滑油区、EH 供油装置应设置防泄漏和防火隔离措施，如设防火隔离墙、隔离栅栏，在油区地面设 300mm 高的围堰，以防意外火灾蔓延。特别是 EH 油具有毒性，应加强防泄漏。

5.3 转动机械润滑油管道

5.3.1 给水泵汽轮机的润滑油与主汽轮机润滑油油质、油压相同时，给水泵汽轮机润滑油油箱与主汽轮机润滑油油箱合并，可以节省投资，节约布置空间，便于运行维护，但需要注意二机调节的协调一致。对于主汽轮机、给水泵汽轮机由不同的制造厂家供货时，是否合并其润滑油油箱，应与制造厂家协调。电动给水泵通常配备独立的润滑油装置。

5.3.2 为了使中速磨煤机转动部分工作正常，中速磨煤机的磨辊润滑油系统和驱动主轴润滑油系统宜分开设置，按两套设计。磨辊润滑油系统为小循环，磨辊轴承以油泵使润滑油从油池到轴承；主轴与蜗轮副的润滑，以油泵使润滑油送到供油管，向主轴供油，蜗轮直接浸没在油中。

5.3.3 大型锅炉均配置两台回转式空气预热器，其支承轴承和导向轴承一般采用“油浴—循环”的润滑方式，每台回转式空气预热器的支承轴承和导向轴承应设置独立的润滑油循环系统（稀油站）。润滑油循环系统包括油泵、油过滤器、油冷却器等。油泵宜选用螺杆泵，为了可靠，油泵一台运行一台备用。为防止管道发生腐蚀、污染润滑油，润滑油系统中的管道和阀门应采用不锈钢材料。在油泵出口的旁路管上设安全阀，该安全阀除用作设备的超压保护外，还用作调节工作油压。

5.3.4 通常轴流式动叶可调风机和静叶可调风机都设有润滑油油站，向风机提供动叶（或静叶）调节装置用液压油和轴承支承润滑油。为了保证风机运行的可靠性，油站中油泵、压力调节阀、滤油器、冷油器和其他调节元件等主要部件配置两套，一套工作

一套备用，并能自动切换启动。油站与风机之间连接的回油管的坡度大于 10° ，以利回油畅通。

5.3.5 润滑油油站采用组合式（整体式）结构，占地少，便于运行维护，靠近主设备布置，能节省油管长度，便于回油。

5.4 润滑油处理系统及管道

5.4.1 汽轮机润滑油处理系统除去油中所有的游离水分（非溶液中所含水分），使润滑油不含砂砾、无机酸、碱、皂液、沥青、柏油脂和树脂状杂质，不含对所接触金属有害的任何杂质，改善油质，从而使润滑油的指标能满足机组完全运行的要求。

润滑油应能防止钢制零件生锈，因油中不可能没有一点水分，故油的防锈特性愈显重要。为了验证润滑油是否需要净化，应按最新出版的 ASTM 规范 D—665《蒸汽轮机润滑油含水情况下的防锈特性试验》取样试验，油使用后，应按 ASTM 规范 D—118《汽轮发电机用油净化建议的实施细则》实施。美国材料试验协会标准给出的润滑油物理化学指标见表 1。

表 1 美国材料试验协会标准给出的润滑油物理化学指标

试 验	试验标准	装置		
		直连式汽轮机 机组	单级减速齿 轮箱 2250kW 以下	大型齿轮箱机 组船用推进机 组
闪点 °F	ASTM D92	最低 330	最低 350	最低 350
赛波特 (Saybolt) 黏 度 (100°F 时) s	ASTM D88	140~170	250~350	380~510
赛波特 (Saybolt) 黏 度 (210°F 时) s	ASTM D88	—	—	最低 52
黏度指数	ASTM D88	最低 90	最低 90	—

表 1 (续)

试 验	试验标准	装置		
		直连式汽轮 机组	单级减速齿 轮箱 2250kW 以下	大型齿轮箱机 组船用推进机 组
残余碳	ASTM D189	最大 0.10%	最大 0.10%	最大 0.10%
中和性指数	ASTM D664	最大 0.20	最大 0.20	最大 0.20
含硫量	ASTM D129	—	—	最大 0.50
抗腐蚀性试验	ASTM D665	须合格	须合格	须合格
抗氧蚀性试验	ASTM D943	须合格	须合格	须合格
		1000h 内中和性指数增大不超过 0.25		

润滑油中含杂质对轴承、轴颈的过度磨损很重要，润滑油按 SEA—ARP598 取样试验，允许杂质颗粒中包括软质和硬质颗粒，标准允许杂质粒度范围见表 2。

表 2 标准允许杂质粒度范围

杂质粒度尺寸 μm	每 100mL 油样中允许的颗粒数
5~10	32000
10~25	10700
25~50	1510
50~100	225
100~250	21
>250	无

5.4.2 润滑油净化装置。

1 汽轮机润滑油净化（再生）装置（简称油净化装置）是对运行油或废、旧油进行净化和再生处理的设备。净化处理是除去油中水分、油泥和机械杂质，有离心分离、机械过滤和真空过滤

三种方法。再生处理是除去油中环烷酸皂、胶质等有害氧化产物，以达到恢复或改善油的理化指标，常用吸附法处理。

2 润滑油系统总容量是指处于正常油位的汽轮机油箱(主汽轮机和给水泵汽轮机)容量加上机组停运时的回油量。《电厂运行中汽轮机用矿物油维护管理导则》(GB/T 14541—1993)规定：运行油的过滤油量一般控制在总油流量的10%~20%。美国材料试验学会(ASTM)—美国机械工程师学会(ASME)—国家电气制造协会(NEMA) 118标准中推荐处理能力最小值为10%。

3 油净化装置采用旁路循环方式布置，也称并联布置。可与汽轮机润滑油系统同时运行，连续过滤与净化润滑和调节用油，也可单独运行，对主油箱作循环过滤净化。

4 当两台或多台机组共用一套油净化装置时，润滑油管道上应有机组间的隔离措施(如设止回阀、气动截止阀加连锁)，以防止两台机组的润滑油相互混合，造成润滑油压力波动。

5 对入口无吸入泵的油净化装置，其供油能力取决于主油箱与油净化装置的静压差和管道阻力，为了油净化装置能顺利进油，要求主油箱的正常油位与油净化装置进口管道高程差大于2500mm。

5.4.3 两台汽轮机组用一台润滑油贮存油箱是经济合理的，但对300MW及以上的大机组，为了方便运行管理，简化管道布置，也可一台机组使用一台贮存油箱。贮存油箱布置在汽机房外，可以节省汽机房空间，并且便于防火。

5.4.4 润滑油输(转送)油泵宜采用容积式泵，其出力应比油处理泵大几倍，并要求在2h~3h内能把贮存油箱中的油打完。输(转送)油泵入口管道上预留充油接头。出口管道上预留移动式滤油器接头，可利用滤油器来处理贮存油箱中的污油，并将处理过的净油送入净油室。

5.4.5 在润滑油处理系统中的下列管段上应设置阀门：

1 油净化装置的油处理泵(或容积式再循环泵)、输(转送)

油泵的出口管道上应设安全阀或泄压阀，以防管道过压损坏。

2 贮存油箱净油室油管出口应装设止回阀，防止由于操作不当造成污油室的污油倒至净油室。

3 不同来源的润滑油在汇合点之前的管段上应设止回阀，防止在汇合点一侧运行一侧停运时，由于阀门关闭不严或误操作，造成不同来源的润滑油相互混合，特别是污油和净油混合。

4 输（转送）油泵至油净化装置的管段、与至贮存油箱污油室的管段上应设流量调节阀，以控制进入油净化装置的油量。

5.5 事故放油管道

5.5.1 汽轮机主油箱设置事故放油装置，包括事故放油管道、事故检修油箱和阀门，以便在机组发生火灾时，迅速泄放润滑油，避免火灾扩大化。

5.5.3 事故放油时间应比破坏真空停机后汽轮机转子的惰走时间长约 1min。放油管道坡度应比较大，以满足放油要求。

5.5.4 本条根据 DL 5027—1993 制定。事故放油管道设两个钢质截止阀，一是为了避免阀门误操作，误放主油箱存油，引起汽轮机事故，二是管道关断严密。

5.6 润滑油管道附件选择

5.6.1 因为润滑油系统防火等级要求高，输送过程中不得产生杂质，故禁止使用铸铁阀门。

5.6.2 本条根据 DL 5027—1993 制定。润滑油管道阀门及法兰附件、管件（弯头、三通等）应比管道提高压力等级，以保证系统安全。根据电厂运行经验，应比管道设计压力高一个压力等级选用。

5.6.3 润滑油管道上的阀门的选型和布置直接影响油系统的安全。管道上的闸阀门杆平放或向下布置，防止运行中阀芯（瓣）脱落而切断油路。此两条为国家标准强制性条文。

5.6.4 本条根据 DL 5027—1993 制定。汽轮机润滑油管道减少法兰连接能减少泄漏点。润滑油管道安装酸洗装置应考虑设置分段法兰，但应少设。

5.6.5 本条根据 DL 5027—1993 制定。润滑油管道法兰应内外双面焊接，避免出现漏焊。汽轮机机头下部和高温蒸汽管道是热源集中的地方，润滑油法兰应采用止口法兰，防止润滑油泄漏。

5.6.6 油系统着火时，法兰上使用的塑料垫、橡皮垫，会迅速烧毁，造成泄漏；长期使用时塑料垫、橡皮垫会硬化，失去密封弹性，所以不能使用。润滑油垫片的厚度不应超过 1mm。

5.6.7 润滑油用过滤器应采用 Y 型过滤器，并且开口端朝下，便于清理杂质。

6 天然气管道

6.1 一般规定

6.1.1 供给电厂的天然气应进行脱硫、脱水和清除机械杂质等净化处理，净化后的天然气应达到高品质要求。天然气质量指标应符合标准《天然气》的要求。

天然气中饱和水蒸气组分的存在，减少了输气管道的天然气有效组分的输送能力，降低了天然气的热值，并且，当输气管道压力和环境温度变化时，可能引起水蒸气从天然气流中析出，形成液态水或冰。

承接横贯加拿大输气管线（Trans Canada Pipelines）工程的阿尔伯达干管公司（Alberta Gas Trans keyline Ltd.）要求气田供给的净化气标准是：硫化氢含量不大于 $5.75\text{mg}/\text{m}^3$ ，含水量不大于 $64\text{mg}/\text{m}^3$ ，天然气中水的露点不高于 -8.89°C 。

6.1.2 天然气是易燃易爆气体，在运行时管道内积聚了大量的弹性压缩能，一旦发生破裂，材料的裂纹扩展速度极快，且不易止裂，其断裂长度也很大，因此要求管道及附件材料选用符合国家标准和石油天然气行业标准的优质钢材，且具有良好的韧性和焊接性能。镇静钢避免了沸腾钢产品质量的不稳定性、冷脆性能和非金属杂质影响焊接性能的缺陷。

冲击韧性反映材料的塑性变形和断裂过程吸收能量的能力，提出控制韧性指标是预防管道脆性破坏的有效办法，特别是低温韧性。

6.1.3 为了清除施工中管道内存留的杂质和生产运行过程中的凝析液体，天然气管道应进行清管，以提高输送效率。

为了防止天然气进入炉膛引起爆炸，天然气管道应设清扫管，

清扫管可根据布置情况分段设置。在锅炉启动前、在管道检修前、在较长时间停靠炉后，都应对管道进行清扫，清扫介质一般采 N_2 或 CO_2 气体，清扫时间为 15min~30min。

天然气管道内壁喷涂涂料，能使钢管的绝对粗糙度大大降低，因而降低了气体输送时的摩擦阻力，在输送同样气量的情况下，可减小管径，降低钢材用量，并且可延长清管周期，减少清管次数，同时可减轻管道内壁腐蚀，保证介质纯度。天然气管道内壁喷涂的涂料一般为环氧基涂料。

6.1.4 采用管道供应天然气的燃气轮机电厂，为解决天然气连续供气与机组间断运行的矛盾，应经技术经济论证确定是否设置贮气罐。多数电厂设有贮气罐。

6.1.5 根据工艺要求，天然气管道各管段内工作压力可能不一致，其设计压力和设计温度应根据天然气最高工作压力和最高温度确定，以满足不同工况要求。

对于气源压力波动大或运行过程中会产生局部高压（如快关产生气锤等）者，为了安全，其管道设计压力按最高工作压力对应的压力等级提高一级。

考虑到调压器可能失灵，没有起到降压的作用，调压器后的管道设计压力与调压器前管道设计压力相同，以保证安全。

6.1.6 国家标准 GB 50251 和电力行业标准 DL/T 5174 对输气管道设计作了详细的规定，天然气管道设计应严格执行。

6.2 工 艺 计 算

6.2.1 天然气输气管道管径计算公式根据 GB 50251 制定。

6.2.2 天然气输气管道直管壁厚计算公式根据 GB 50251 制定。对于强度设计系数可按 GB 50251—1994 表 4.2.3 和表 4.2.4 选取。

6.2.4 加拿大至美国的大湖输气管线，全长 1500km，管径为 900mm，最大操作压力 6.9MPa，管内天然气的平均流速为 8m/s。

6.3 输气调压站

6.3.1 调压器的基本任务是将进厂的天然气压力降至电厂所需的压力，并保持压力稳定，以满足燃烧要求，同时，天然气进经过过滤器过滤，保证用户的用气质量。

调压管系是由关断阀、调压器、过滤器、液滴分离器、加热器、进出口联络管、旁路阀和计量器等部件组成。调压管系加上清扫放散管、热工仪表等构成调压站。

6.3.2 对于 F 级的燃气轮机，为了适应各机组独立启停和不同负荷调峰的需要，每台机组应设工作调压线和备用调压线，并且每条线上应分设工作调压器和监控调压器，以保证压力要求。

6.3.7 在主流量调节阀的旁路管上宜装设自立式调节阀或其他类型的调节阀。管路通流能力按锅炉最大负荷的 20%~30% 设计，锅炉启动点火或低负荷时由此阀供气，当锅炉负荷达到 20%~30% 时，此阀关闭，主流量调节阀开始投入并保持阀后压力，继续开启主流量调节阀增加天然气流量，满足锅炉升负荷的要求。

燃气轮机进厂天然气管道系统的旁路管道的通流能力应按全厂用气量的 70%~100% 设置。主燃气轮机点火燃料一般不设调节阀。

6.4 天然气管道布置

6.4.1 天然气管道应优先考虑架空布置，受条件限制时才直埋敷设。对天然气可燃气体管道不应地沟敷设，因可燃气体泄漏时，在密闭的地沟中聚积，达到一定比例时可能发生爆炸。

6.4.2 在燃气轮机天然气系统的适当位置应设有置换气体接口，以供系统启停及检修时使用。置换介质一般为氮气。

6.4.3 在天然气管路上设置成分色谱分析仪可以在运行时连续分析天然气成分及其摩尔百分比。色谱分析仪配有 2 个标准气瓶，其中一个为氦气、一个为标准校验气体。

6.4.4 在锅炉燃烧器前的输气管道上应设快速关断阀，此阀应尽量靠近燃烧器布置，以减少管内存气，引起回火燃烧。

6.4.6 输气管道跨越道路、铁路的净空高度根据 GB 50251 制定。

6.4.8 直埋天然气管道应进行防腐处理，埋深不低于 1m，通过车辆地段应加套管，地面上应设置警示标志。直埋天然气管道还应考虑管道绝缘。

6.5 天然气管道安全泄放

6.5.1 参考美国标准《Gas Transmission and Distribution Piping Systems》(ASME B31.8—1995 Edition) 的要求：若所连接的压缩机或气源，在压力控制失灵时，可能使设施中的压力超过其最大允许压力者，应设置泄压或限压装置。为了保证安全运行，在天然气管道上须设放散管（排空管）。在锅炉出现危急不需要天然气时，放散管上的快速开启阀迅速打开，把天然气快速排入大气，避免天然气存留管内漏入炉膛，发生爆炸。

天然气系统的防爆标准应参考美国 NFPA 85B—1989 标准。

6.5.2 天然气的受压设备和容器设置安全阀，以防止设备超压。调压站内的泄放气体不能就地排放，可接入同级压力的放散管。

6.5.3 管道排气放散管、安全阀泄放管一般均用管线引接到放散竖管，不直接就地排放，以保护环境，避免火灾发生。接入的放散管的压力要同等，避免相互影响。放散管的通流能力应能满足快速排出管内存气的要求，即应以排放速度不超过 20m/s、在 5min~10min 之内排净管段内存气来确定放散管管径，也可与主管管径相同。

6.5.4 本条根据 GB 50251 编制。放散管或放散塔的出口应有足够的安装高度，满足使排放出去的天然气不致被吸入附近建筑物室内和通风装置内。四川省地方标准 DB 51/186—1993 要求出口高度不低于 20m。

6.5.5 本条根据 GB 50251 编制。放散竖管顶端装设弯管，使顶

端向大气排出的气体产生反向推力，有造成倾倒的可能。

6.6 天然气管道附件选择

6.6.1 天然气管道附件严禁使用铸铁件，以免发生事故，有条件的地方应采用锻钢件。

6.6.3 管道附件强度校核计算按 GB 50251 的有关规定计算。

6.6.4 管汇和清管器收发筒应质量可靠，要求由具有制造压力容器资格的厂家制作。

7 压缩空气管道

7.1 一般规定

7.1.1 热工控制用压缩空气系统和检修用压缩空气系统的设置因工程的差异各有不同，主要是为机组运行和检修服务的，应考虑周到和齐全，系统应统筹规划，满足在建（基建）和扩建的要求，特别对机组启动前的化学制水的用气应有设计说明。

7.1.2 根据已运行电厂的配置，300MW 和 600MW 机组热工控制用和检修用压缩空气系统及其空气压缩机为两台机组合用一套，可以满足热工控制用压缩空气系统的稳定和品质，提供设备的利用率。对于 200MW 及以下机组的电厂大多数为全厂合用一套压缩空气系统，运行较可靠。对 600MW 以上机组的压缩空气系统设置应经技术经济比较确定。

7.1.3 据调查，每台机组的检修用压缩空气用气量比机组运行时的热工控制用气量要少，为了提高压缩空气系统的可靠性并节省初投资，许多电厂都把空气压缩机组统一设置，向热工控制和检修用气系统供气。由于两系统对压缩空气的品质要求不一样，所以两系统的供气管道、储气罐和干燥过滤装置应分开设置，经干燥过滤后的压缩空气应满足用气设备的要求。

通常，两台 300MW 机组设置四台 $20\text{m}^3/\text{min}$ 容量的空气压缩机，两台 600MW 机组设置四台 $40\text{m}^3/\text{min}$ 容量的空气压缩机，200MW 或 125MW 机组设置四台 $10\text{m}^3/\text{min}$ 容量的空气压缩机。对于 900MW 机组可考虑设置大容量的离心式空气压缩机。

为了热工控制用气安全，系统应设两台备用空气压缩机，即一台半容量的运行备用空气压缩机和一台半容量检修备用空气压缩机。

7.1.4 在设计过程中，热工控制用和检修用压缩空气的耗气量统计是繁杂和困难的，统计数据应力求准确。对检修用压缩空气系统应用图表列出各用气设备、用气点的最大耗气量和使用时段，注意设备的同时使用性，求出某一时段各用气设备、用气点最大耗气量的总量。

压缩空气的耗气量应考虑各用气设备、用气点的实际压力，当其压力不同时，应折算到相同压力下的耗气量。损耗系数 k_1 取1.5，包括管道泄漏损失20%，设备摩擦损失和老化后增加消耗20%，设备用气数据误差10%。

7.1.5 压缩空气系统管道压力降应经技术经济分析确定。管道压力降过大，体积膨胀大，要求管径增大，所以从空气压缩机出口到最远用气点的管道压力降应控制在系统工作压力的10%之内。在机械工厂，一般要求管道压力降控制在供气压力的5%~8%之内，先按计算流量及经验流速计算出各区段的管径，再校核各区段的压力降，使总压力降控制在允许范围之内。

7.1.7 压缩空气管道的介质流速应根据工作压力来确定，压力高的，流速取上限高值。

前苏联标准规定压缩空气和其他气体管道介质流速为10m/s~20m/s。

7.1.9 热工控制设备（如气动执行机构等）需要驱动的空气压力，要求压力波动不大，所以在热工控制用压缩空气系统应采取稳压措施，如专用稳压储气罐、调压器等。

7.1.10 压缩空气设备和管道在运行中，会产生积水，若不及时排除，将影响运行，严重的会发生爆炸等事故。最低点放水若用普通截止阀，必须定期去开启，以清除积水，可设自动放水阀排除积水。

7.2 空气压缩机选择和布置

7.2.1 空气压缩机可分为容积式和速度式两大类，容积式分为往

复式（包括活塞式、膜式）和回转式（包括滑片式、螺杆式、转子式），速度式分为轴流式、离心式和混流式。不同的空气压缩机，其适用范围和经济指标不同。近年来，新建电厂的空气压缩机选用少油（喷油）螺杆式空气压缩机较多，压缩机出口含油量不高于 3ppm，国外称喷油式，国内称少油式，目前，螺杆式空气压缩机最大排气量达 $77\text{m}^3/\text{min}$ 。对于少油（喷油）活塞式空气压缩机，由于其出口含油量高达 20ppm~30ppm，选用较少。对于离心式空气压缩机，由于其排气量大，压力低，价格也比较高，应用于用气量大的场所，应注意其喘振特性。

7.2.2 空气压缩机的总排气量是指运行空气压缩机排气量之和，不包括备用空气压缩机。

7.2.3 在北方缺水、多风地区，空气压缩机采用风冷式机组，可以节约冷却水，简化系统，便于运行维护。空压机房应考虑足够的通风措施，以满足在夏季工况下入口空气温度升高时，不影响空压机的出力。离心式空气压缩机的冷却器采用循环冷却水冷却时，设两路供水，其中一路作为备用水源，以保证水源可靠。

7.2.4 喘振现象对空气压缩机是十分有害的，喘振时由于气流强烈的脉动和周期性振荡会使叶片强烈振动，叶轮动应力大大增加，噪声加剧，所以，管网和选型设计十分重要。

7.2.5 大气中含有很多微小粒子，其含量随地区和季节而变化，为了保护压缩机气缸，吸入空气压缩机的空气必须进行过滤，过滤后的空气中含尘量小于 $1\text{mg}/\text{m}^3$ 。空压机从机房室内取风时，使机房室内形成负压，室外的空气夹带灰尘进入机房内，影响机房内的清洁度，通常可把空压机吸气口布置在室外，入口消声过滤装置在室外高位布置，过滤装置采用多层结构。

7.2.6 储气罐的作用，一类用于减弱活塞式空气压缩机排气的周期性脉动（气流脉动），同时稳定压缩空气管道中的压力；另一类用于气负荷调节。储气罐的形式有立式和卧式两种，通常采用立式储气罐。为了安全，储气罐通常布置在室外，国外设计的储气

罐设在室内的较多。

7.2.7 为了避免噪声的干扰，空压机站宜为独立建筑，并为今后留有扩建的场地。

7.2.9 空气压缩机组布置时应充分考虑运行通道、检修拆卸和设备转运空间。对单台机组，检修场地可利用运行通道，在机旁就地检修；对多台机组，应在站内扩建端或中部设检修场地，其面积可按一台机组安装占地和运行所需面积之和。

7.2.10 空压机站设置辅助间，便于运行管理，如设置配电间和维修工具间，分区作业。如今，空压机控制水平提高，无需运行人员值守，但维护人员需进行点检，可以设置值班室。

7.3 空气干燥净化装置

7.3.1 压缩空气管道在输送过程中，由于气体膨胀而降温结露，应设置干燥装置进行除湿，降低水分，设置净化装置减少或去除压缩空气中的灰尘、粉尘、油粒等杂质，如除尘除油过滤器和气液分离器等。

7.3.2 压缩空气的干燥处理一般采用吸附法和冷冻法。压缩空气干燥装置的型式比较多，应根据系统对气体品质的要求选用。目前，冷冻式干燥机、无热再生吸附式干燥机、微热再生吸附式干燥机应用都比较广泛。由于热工控制用气品质要求高，宜采用组合式干燥机，如冷冻式干燥机+无热再生吸附式干燥机组成一套干燥装置。检修用压缩空气系统应设置干燥机。由于吸附式干燥机对空气的温度和含油量有一定的要求，故在吸附式干燥机前宜设置冷冻式干燥机。

7.3.3 压缩空气中除水蒸气外，还存在着游离状态的灰尘、微粒及气溶胶状态的烟、雾等杂质。不同杂质有不同的清除方法，通常采用过滤法，以满足高精度的要求。

现在，大机组气动执行机构对气体品质的要求越来越高，净化装置的过滤精度和残余含油量也随之要求高。在具体工程设计

中，对气体品质的要求应根据具体设备的情况在空压机设备招标中提出。

7.3.5 压缩空气干燥装置和净化装置配置自动排水器，便于控制其排水。其排水中含有油污，应采用母管集中收集起来，并进入含油污水处理系统进行处理，不得排入雨水道或明沟。

7.3.6 通常压缩空气干燥、净化装置应集中布置，但对于集中布置有困难的地方，可以分散布置或者两级布置，都要便于运行操作，满足设备零部件抽出、检修所需距离的要求。

7.4 压缩空气管道布置

7.4.1 热工控制用和检修用压缩空气系统的供气管道采用单树枝状平行（并行）布置，在建筑物立柱处可设水平和垂直供气总（支）管，两系统的管道可以共用支吊架。为了保证热工控制用气的连续性和重要性，热工控制用压缩空气供气管道应采用双母管供气和环状管网供气，使供气总管有两个来气入口。

7.4.5 为了分隔供气区域并便于阀门检修，从压缩空气母管至各用气区域的压缩空气支管上应设关断阀。预设的用于检修的各用气点应设关断阀。软管接头应选用标准接头，便于快速连接，接口布置朝下，避免管内积灰和存水。

7.4.6 空气压缩机的吸气管道是常压带气流脉动的管道，其与大气相通的一端是空气压缩机噪声向外传播的窗口，所以应有防震措施，避开共振长度，吸气管道长度不宜超过 12m，风道壁厚不小于 5mm，风速不高于 6m/s。

7.4.7 随着机组容量的增大，气动执行机构的大量应用，对热工控制用压缩空气的品质要求越来越高。为了使干燥净化后的压缩空气，避免在输送过程中重新污染，压缩空气管道及附件采用不锈钢材料是首选，DL 5000 上也有同样规定。

8 其他气体管道

8.1 一般规定

8.1.1 气体管道应优先考虑架空布置，条件限制时才采用直埋或地沟敷设。对氢气、氧气等可燃气体管道不应地沟敷设，因可燃气体泄漏时，在密闭的地沟中聚积，达到一定比例时会发生爆炸。

8.1.2 气体汇流排是一种成套的集中供气装置，包括高压气瓶、汇流管和压力调节三个系统。气体由高压气瓶供给高压气体（一般大于 15MPa），经回形导管、角阀、高压截止阀，进入减压阀（调节器）减压，再通过低压截止阀，接入气体供气管道系统。

8.1.3 气体汇流排一般沿墙布置，但布置的具体位置应在用气点相对集中的地方，墙壁耐火等级不低于三级。

氢气、氧气汇流排宜用高度 2.5m 耐火墙与厂房隔开，墙的耐火极限不低于 1.5h，门的耐火极限不低于 0.6h。当输气量大于 $60\text{m}^3/\text{h}$ （标准状况下）的汇流排应单独布置。

8.1.4 减压阀（调节器）后的下游侧经常处于节流工作状态，阀门出口高速气流对管壁强烈撞击，当气流带有铁锈或可燃物时，它们之间的剧烈摩擦会产生燃烧。阀门出口段长期在空气中，容易锈蚀和集聚杂质，所以应有一段不锈钢管。

8.1.5 设置放散管是为了检修之前放空气体，在汇流排、管道的末端等应设放散管。放散管设在室外，易被雨水、湿空气腐蚀产生铁锈，在放空时引起气体燃烧、爆炸，故采用不锈钢管。

氢气放散管管口设阻火器，是为了在氢气放空时，一旦雷击引起燃烧爆炸时起到阻止事故蔓延的作用。

8.1.6 气体管道的连接，特别是高中压气体管道的连接应采用焊接以防止产生泄漏。

8.1.7 输送含湿气体（如湿氢、湿氧等）或需要作水压试验的管道，因有积水，特别是水电解制氢的氢气，未经过干燥器时，含湿度比较高，需要设排水坡度。在管道最低点应设排水装置，是防止排水时氢气等泄漏。

8.1.8 可燃、易爆气体管道，特别是发电机的氢气管道应设置检漏计，可用浮子式检漏计。

8.2 氢 气 管 道

8.2.1 发电机氢气的来源和品质，对发电机的运行有着极其重要的作用，所以应按发电机厂家的要求设置氢气系统。

8.2.2 电厂设置氢气干燥、氢气净化装置是为了满足发电机对氢气纯度、湿度等要求。

储氢罐和双母管供气能保证供氢连续不断，储氢罐的总有效容积宜按全部氢冷发电机在制氢设备检修期间所需储备的正常消耗量与最大氢冷发电机的一次启动充氢量之和。

水电解槽槽体一般不易损坏，槽体大修周期大于四年。当仅设的一套水电解制氢装置大修时，采用主厂房内氢气汇流排作备用，供发电机用气。

8.2.3 为避免氢气泄漏而发生事故，氢气管道应采用无缝钢管，不得采用有焊缝的钢管。不锈钢管能保证氢气在输送过程中氢气的纯度，所以对发电机供氢等要求氢气纯度高的管道宜采用不锈钢管输送氢气。

8.2.4 输送氢气的流速高时，会增大与管道内壁的摩擦，当内壁含有铁锈杂质时，形成静电火花，引起氢气爆炸，所以，输送氢气的流速应控制在安全流速范围之内。本条规定是根据 GB 50177 制定的。

8.2.5 氢气管道的阀门和附件的严密性很重要，由于氢气容易泄漏，法兰面的密封应选用优质材料。由于电解氢气中带有碱液，为防止碱腐蚀，要求阀门不应采用带铜或铜合金的材料制作。

8.2.6 氢气管道穿过墙壁或楼板时，为了便于管道自由膨胀，应采用套管敷设，在套管的缝隙填充保温材料是使泄漏的氢气不能进入另外的房间。

8.2.7 氢气管道与其他管道平行敷设时，氢气管道应布置在外侧并在上层，是为了在检修其他管道时，不使焊渣火花落在氢气管道上。

8.2.8 运行时，发电机工作氢压高于冷却管水压，在管道、绝缘引水管、水接头或空心铜线内如存在微细裂纹或毛细小孔，一般情况下定子水路不会漏水，但氢气会从小孔细纹处漏入水系统，所以氢气冷却器的外部水管道上必须设置氢气监测器和报警器。漏入水系统的氢气积蓄在储水箱的顶部，设置安全放氢管道（管道上设安全阀）进行排氢。

8.3 氧 气 管 道

8.3.1 氧气汇流排的氧气实瓶的储量应从检修实际出发确定，本条规定不宜超过 24h 的检修用气量是根据 GB 50030 制定的。

8.3.2 氧气管道应采用无缝钢管，防止电焊缝处高速气流的冲刷。对于工作压力低于 1.6MPa 的大管径架空管道，没有无缝钢管规格可选择时，可采用电焊钢管，但需要对焊缝处进行处理、磨光。氧气遇到油脂会发生爆炸，所以氧气管道、阀门和附件应进行脱脂处理。

铜基合金钢是指铜管和黄铜管。

8.3.3 氧气管道最大流速应根据氧气输送压力、管道及附件材料选择，以保障管道安全运行。工作压力小于 3MPa 时，氧气最大流速小于 15m/s 是根据 GB 50030 制定的。采用不锈钢管或铜基合金钢管时，氧气的最大流速可比碳素钢的稍大，是指管径经计算后圆整时，可取靠近的小管径规格。

8.3.4 在国内氧气生产及用户车间，发生过氧气阀门烧毁的事故，除操作原因外，与阀门选型和选材不当很有关系。在国外标

准中对氧气阀门的选择有严格的规定。

8.3.6 把供氧嘴头及关断阀装在金属保护箱内，是防止其他人任意动用。金属保护箱上应有能自然通风的孔，避免氧气在箱内聚集。

8.4 氮气管道

8.4.1 在机组停机时，向锅炉汽水系统、汽轮机给水加热除氧系统、发电机水系统等设备和管道进行充氮保养，如锅炉汽水系统需要充氮的管道很多，过热器出口集箱、再热器出口集箱和省煤器等设备应进行充氮保养。

8.4.2 对高压汽水系统充氮，充氮管道应设置两个高压截止阀，但其中一个可与放气管道共用高压阀门。

8.5 二氧化碳管道

8.5.1 二氧化碳灭火系统按应用方式可分为全淹没灭火系统和局部应用灭火系统。全淹没灭火系统应用于扑救封闭空间内的火灾。英国 BS 5306: pt4 指出：全淹没灭火系统有一个固定的二氧化碳供给源永久地连续向装有喷头的管道，用喷头将二氧化碳放到封闭的空间里，使得封闭空间内产生足以灭火的二氧化碳浓度。二氧化碳灭火系统的设计应符合国家标准《二氧化碳灭火系统设计规范》(GB 50193) 的有关规定。

8.5.2 燃煤电厂二氧化碳系统采用汇流排集中供气，瓶装液态二氧化碳由液态变为气态的沸点很低，为 -78°C ，供气系统应设置预热器、高压干燥器、减压阀和低压干燥器（顺气流方向），预热干燥，再减压后，送至用户。

8.5.3 二氧化碳管道应采用无缝钢管输送，以保证安全。为了减缓管道的腐蚀，要求二氧化碳管道进行内外表面镀锌防腐处理。

8.5.4 本条系参照 ISO6183 和 BS5306: pt4 制定的。管道中阀门之间的封闭管段，可能聚集二氧化碳液体，应设置泄压装置。

8.5.5 在中速磨煤机内部等有粉尘空间的安装喷头时，应增设不影响喷射效果的防尘罩，对喷头保护。

8.6 真空管道

8.6.2 真空管道设计压力一般按承受外压考虑，对于大口径排汽管道、循环水管等应考虑最大内外压力差和负压的影响，视作用情况判断。

8.6.3 接入凝汽器的蒸汽和水管道，在凝汽器与最近一个关断阀之间的管段的设计压力既要考虑介质最大工作正压力，又要考虑最大负压 0.1MPa。如高压加热器疏水管道，管道强度设计压力要考虑调节阀后疏水最大工作正压力，密封设计压力又要考虑在疏水关闭时，管道内真空状态下的负压，阀门采用真空阀。汽轮机本体疏水扩容器的排汽管应考虑真空状态下的负压作用，宜在其上设置平衡式波纹补偿器。

8.6.4 给水泵汽轮机排汽管应进行应力分析计算，通常补偿器厂家有应力分析程序。给水泵汽轮机对接口反力和力矩要求严格，按 ASME 标准的要求，为了防止给水泵汽轮机移位、反转和倾覆，接口所允许的力和力矩与给水泵汽轮机质量有关，并且很小，需要设计优化。其管道上的关断阀选用三偏心硬密封蝶阀，为了满足管道高密封性要求。

8.6.5 真空管道应考虑能承受作用其上的外压力与内压力之间的最大压差，是考虑在施工或运行中，可能会出现外压力超过内压力的情况，因此所选用壁厚应具有足够的强度，以防真空管道压扁，或设置必要的加固肋或内撑杆。

8.6.6 真空阀不用连接密封水管，比水封式阀布置简单，应用广泛。凝汽器抽空气管道上宜设真空破坏阀。

8.6.7 真空管道布置应考虑降低管道阻力损失，管道应尽量短。机组运行中，要经常检查真空阀或水封阀的严密性，特别是水封阀接管多，所以阀门应设置在便于操作和维护的地方。

8.7 乙 炔 管 道

8.7.1 发电厂检修时，切割和焊接的工具设备需要乙炔，所以应设置乙炔汇流排。乙炔管道设计应符合 GB 50031 的有关规定。

8.7.2 高压乙炔易发生分解爆炸，汇流排拐角布置时，其管段将承受反射波动压。

8.7.3 乙炔汇流排通向用户的输气总管上设置安全水封或阻火器，以阻断火源。

8.7.5 为了管道系统的严密，乙炔管道不应选用闸阀。

8.7.6 高压乙炔管道上的阀门附件，根据德国 TRAC 法规、瑞典 AGA 公司以及美国 NFPA 法规都采用高压阀门。本条根据 GB 50031 制定。

9 油气管道支吊架设计

9.1 支吊架设置

9.1.1 本条系油气管道支吊架布点的基本要求。油气管道支吊架设计可参考 DL/T 5054 中有关支吊架设计的规定。

支吊架法兰接头处承受的弯矩值过大时，使法兰面严密性降低，会造成氢气等介质泄漏。

9.1.2 油气管道支吊架应选用典型的零部件，标准统一，便于加工订货。

9.1.3 与设备相连接的管段宜在设备附近设置支吊架，由管道承受荷载，特别是薄壁容器，如油罐接口法兰不应承受管道的荷载。

9.1.4 燃油管道、润滑油管道、氢气管道和氧气管道的支吊架采用管夹式管部，是为了设备和管道检修维护时，减少动火焊，避免发生火灾。

9.1.5 不锈钢与碳钢存在电位差，两者接触时，不锈钢会先被腐蚀，所以宜在管道与管部之间加焊一块不锈钢垫板，牺牲垫板，保护管道。GB 50316—2000 规定，碳钢的支吊架零部件与有色金属或不锈钢管道组成件不应直接接触，在接触面之间可增加非金属材料的隔离垫层或相应的措施。

9.1.6 规定刚性吊架可活动的拉杆长度不应小于吊点处水平位移的 20 倍，比对弹簧吊架严格，是考虑拉杆不至于因水平位移而引起应力超过允许值。

9.1.7 支吊架生根应在大的构件上，梁有足够的刚度和强度。在两工字梁、槽钢梁之间设置根部横担支吊架时，由于根部横担要斜向就位，根部横担梁的长度应比两工字梁间距略短些。

9.2 支吊架最大允许间距

9.2.1 水平管道支吊架最大允许间距按刚度条件和强度条件分别计算，但应取二者之中的最小值，保证安全。

9.2.2 本条刚度条件最大允许间距计算公式采用了 DL/T 5054 条文说明中的公式。油管道的流速比较低，其输送介质的激振频率可以避开管道一阶固有频率。

9.2.4 本条系根据 DL/T 5054 制定的。

9.2.5 气体管道压力脉动而引起共振，会在法兰连接面引发气体泄漏，可能产生事故。

9.3 支吊架荷载计算

9.3.1 油气管道支吊架荷载计算相对于高温汽水管道的计算较简单，有条件的单位应采用计算机应力分析程序计算燃油、天然气、氢气等管道，对压缩空气等低温管道也可采用静力矩平衡法计算。

9.3.2 支吊架工作荷载是管道静荷载。

9.3.3 不同的油气管道，其支吊架的荷载计算包括的内容是不一样的，有的管道设 π 形自然补偿，有的设波形补偿器，有的管道温度低，不需要补偿。各种荷载及其组合也不相同。对于风雪荷载、其他临时荷载与管道振动、排放反力和地震力等动力荷载的取值应进行分析，有的荷载不考虑同时出现，如地震工况不考虑风雪荷载、临时荷载等。

9.3.4 油气管道支吊架设计取最不利荷载组合作为支吊架结构荷载，以考虑支吊架在各种运行工况下的安全。本条系根据 DL/T 5121 制定的。

9.4 支吊架弹簧选择

9.4.1~9.4.4 根据 DL/T 5121 制定。

10 油气管道安全防护

10.1 油漆防腐

10.1.2 通常油漆采用涂刷底漆和面漆防腐，中间漆能起到使底漆与面漆更加黏合致密的作用，延长油漆的使用寿命，目前广泛采用涂刷中间漆的防腐结构。醇酸漆由于性能较差，使用寿命不长，许多行业已不再采用。由于油气管道的重要性，油漆品种宜采用环氧类油漆，并且对漆膜总厚度作了规定。

10.1.4 天然气管道架空易受大气腐蚀，埋地管道易受土壤腐蚀、细菌腐蚀和杂散电流腐蚀，由于电厂对天然气管道的安全要求较高，对埋地的天然气管道应采用特强防腐，可使用熔结环氧粉末防腐层或环氧粉末复合防腐工艺，也可使用其他成熟可靠的技术。熔结环氧粉末防腐层目前国内得到广泛使用，环氧粉末复合防腐工艺为环氧粉末+黏结剂+聚乙烯外层的复合防腐，综合了环氧粉末抗土壤应力好，黏结力强和聚乙烯抗水性好、机械强度高的优良性能，可应用在特殊地质条件下和管道的一些特殊部位。

10.2 防火间距

10.2.2 本条根据 GB 50074 制定。油罐区内油罐之间的防火间距不应低于表 10.2.2 的规定，有条件的地方，可以适当增加油罐之间的间距，以保证安全防火。

10.2.3 本条根据 GB 50074 制定。油罐区内建筑物、构筑物之间的防火间距，应根据平面总布置统一考虑，并满足生产运行的要求。

10.2.4 扩建时，在油罐区内新建油罐，应考虑新油罐施工动火焊接时与已建老油罐的安全距离，避免焊接火花飞溅到老油罐上，

引起火灾，发生事故，所以预留油罐的防火间距应适当增加，其增加值可取 $0.15D \sim 0.25D$ ，并满足预留油罐施工防火和采取施工安全隔离措施的要求。

10.3 防 火 防 爆

10.3.1 油罐区贮存油品的火灾危险性按油品闭杯闪点分类，闪点低于 28°C 的油品最易挥发，遇明火就会燃烧或爆炸，划为最危险的甲类；闪点高于 60°C 的油品不易挥发，也不易起火，但柴油的贮存温度过高时也会发生火灾。本条系根据《石油库设计规范》制定的。

10.3.2 本条根据 DL 5027 制定。电气设备经常会产生弧光和火花，会引起火灾，所以要采用防爆型。

10.3.3 油罐区域（包括油泵房、油罐、防火堤、卸油场地等）应设置隔离围墙或栅栏，防止非生产人员或者动物误入。

10.4 防 雷 接 地

10.4.1 油气管道和油罐、储气罐等设备应进行防雷及接地设计，防雷接闪器的保护范围、防直击雷、防雷电感应、防雷接地、防止反击、防雷电波侵入、防雷击电磁脉冲的要求均应按 GB 50057 和 GB 50058 等有关规定执行。

10.4.2 燃油在输送过程中，燃油分子间和燃油与其他物质之间由于摩擦，会产生静电。当到一定程度时，会引起燃油爆炸或着火。静电电压的高低主要与燃油流动速度、空气干燥度有关。流速越快，静电电压越高；空气越干燥，静电越不易从空气中消散，电压就容易升高。

《电业安全工作规程（热力和机械部分）》第 2 节规定也应设接地装置。

10.4.4 氢气、氧气、乙炔在管道中以一般的流速流动，均可能产生数千伏以上的静电电压，因此，气体管道必须有良好的接地，

以导除管道集聚的高位静电压，保障管道安全运行。GB 50177 规定，所有管道的阀门、法兰盘接头等均应进行跨桥。

10.4.5 氧气管道防静电接地是消除管内由于气体摩擦产生的静电聚集。

前苏联建筑物雷电保护设计导则规定，连接处的过渡电阻大于 0.03Ω 时，需装设跨接线。

10.4.7 对有爆炸危险环境内的设备和管道进行良好的接地处理，是防雷电感应的主要措施。

11 油气管道焊接和试验

11.1 焊 接

11.1.1 采用氩弧焊打底焊接工艺是为了防止焊渣进入管道内的一项重要技术措施。

11.1.3 本条根据 DL/T 5047 制定。机组检修或扩建期间需要对管道动火之前，应把检修停运机组的燃油管道与运行机组的管道隔离开，或拆离管道，并用压缩空气对需要动火的管道进行吹扫，所以在系统设计时应考虑安全隔离措施。

11.2 压 力 试 验

11.2.1 油气管道安装完毕后，必须进行强度试验和严密性试验，以检查管道的焊接质量。

11.2.3 油罐作有效容积的灌水试验，可检查油罐焊接质量和基础均匀沉降，灌水试验时间可根据工程情况确定。

11.2.4 本条根据 GB 50251 编制。

11.2.6 GB 50030 和 GB 50177 规定，氢气、氧气管道应进行强度试验和气密性试验和泄漏量试验，氢气管道还需进行泄漏量试验。

11.2.7 本条真空度试验要求根据 GB 50316 制定。真空管道在水压试验合格后，应进行 24h 真空度试验，增压率不超过 5% 为合格。

11.2.9 本条根据 GB 50316 制定。对于气体管道，当整体试压条件不具备时，分段的段与段之间的组合焊口按固定口要求施工，固定口应进行 100% 无损探伤，检验合格后还应进行气密性试验。

11.3 清 管

11.3.1 油气管道安装完工后，必须进行清管（Flushing）、清扫，排出管道内的杂物。
