

发电工程设计项目经理（设总）培训课题

第三部分：综合设计技术

第六章：节约用水措施

华北电力设计院工程有限公司

2012 年 8 月 北京

编写：李玉峰

校审：张富礼

目 录

1 概述	1
2 冷却水系统及耗水指标	1
2.1 冷却水系统的分类	1
2.2 水务管理	4
3 电厂各工艺系统用水分析及主要节水措施	5
3.1 循环供水系统	5
3.2 直流供水系统	6
3.3 电站空冷系统	6
3.4 辅机冷却方式和辅机冷却水系统	8
3.5 除灰渣系统	8
3.6 脱硫系统	8
3.7 化学系统及耗水量	10
3.8 输煤除尘系统及耗水量	11
3.9 服务水系统	13
3.10 采暖系统	14
3.11 全厂水务管理	14
4 推广节水技术的建议	15

1 概述

水是人类赖以生存、国民经济建设中不可缺少的自然资源，我国水资源十分缺乏，而且分布不均，华北、西北地区尤为匮乏，已严重制约国民经济的发展和影响人民生活。“保护和合理利用水资源”已列为我国的基本国策，并作为可持续发展战略被放在更突出的位置。

有关统计数据表明，我国淡水资源人均占有量约为 2200m^3 ，仅为世界平均水平的 $1/4$ ，在世界上名列 121 位，被联合国列为全球 13 个人均水资源最贫乏的国家之一，其短缺程度比能源更为严重。作为用水大户的火力发电厂要采取有效的措施，积极开展节约用水，大力提高水的综合利用率和开拓水资源的回收利用，对贯彻落实基本国策，保证国民经济发展具有十分重要意义，也是火电厂建设的当务之急和今后的战略方针。

火力发电厂是利用煤、石油、天然气作为燃料生产电能的工厂，它的基本生产过程是：燃料在锅炉中燃烧加热水使成蒸汽，将燃料的化学能转变成热能，蒸汽压力推动汽轮机旋转，热能转换成机械能，然后汽轮机带动发电机旋转，将机械能转变成电能。由于推动汽轮机旋转的蒸汽需要冷却降温为水，循环利用，因此围绕冷却水系统的合理选择和使用成为火力发电厂节水的核心。本专题自冷却水入手，提出火力发电厂冷却水及其他用水方面的节水措施。

2 冷却水系统及耗水指标

2.1 冷却水系统的分类

按汽轮机冷凝器的冷却方式来划分，发电厂冷却水系统有直流、循环、混合等供水类型，另外还有空气冷却系统。

(1) 直流供水系统

直流供水系统就是冷却水直接从水源取得，通过凝汽器换热后又排回水源中去。通常厂址附近水资源丰富，供水高度在 $20\sim 25\text{m}$ 以下，输水距离在 1.5km 以内(海水不超过 2.5km)，采用直流供水系统是经济合理的。

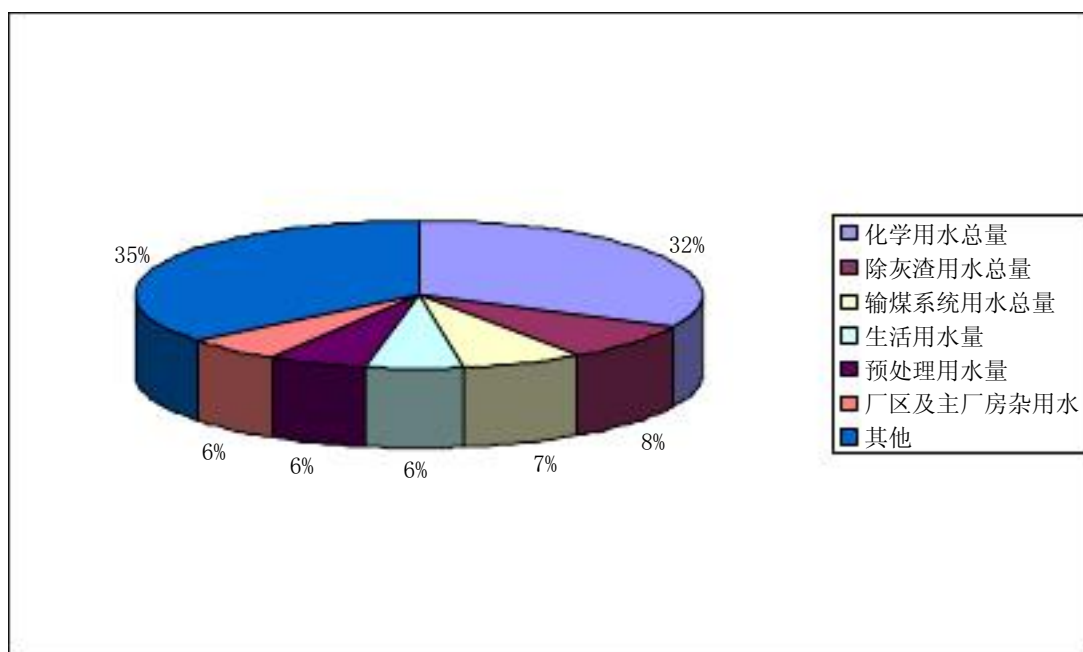


图 2-1 直流供水主要用水所占比例

(2) 循环供水系统

供水水源流量不足，或者由于主厂房距水源太远，又比水源水位高出很多，采用直流供水系统不经济时可采用循环供水系统。循环水进入冷凝器换热后，再送到冷却塔或冷却池中冷却，冷却后重复进入冷凝器，如此周而复始，从水源仅取得用来补充因蒸发、风吹、排污等因素而不能返回的损失水量。

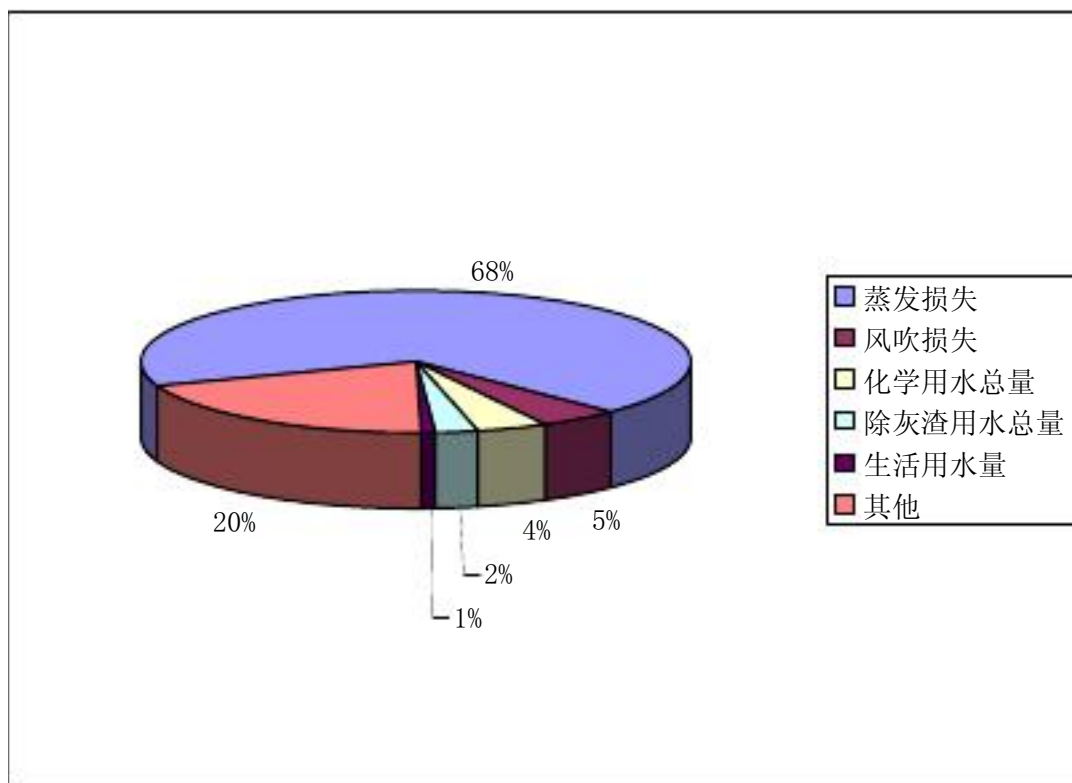


图 2-2 循环供水主要用水量所占比例

(3) 混合供水系统

供水水源大部分时间的流量能满足直流供水量，仅在个别季节水量不足，而取水又较为方便经济时，可采用混合冷却水系统，就是兼具直流和循环两种系统。

(4) 空气冷却系统

空气冷却系统是将汽轮机排汽凝结而释放的热量通过翅片管束组成的空气冷却器散发到大气中去，而被凝结的蒸汽或被冷却的循环水流经翅片管的内侧不和空气直接接触。空气冷却系统可以节省湿式冷却系统蒸发、风吹及排污损失的水量，一般可减少耗水 70% 以上。近年来，在我国三北地区所建发电厂绝大部分采用空冷系统。

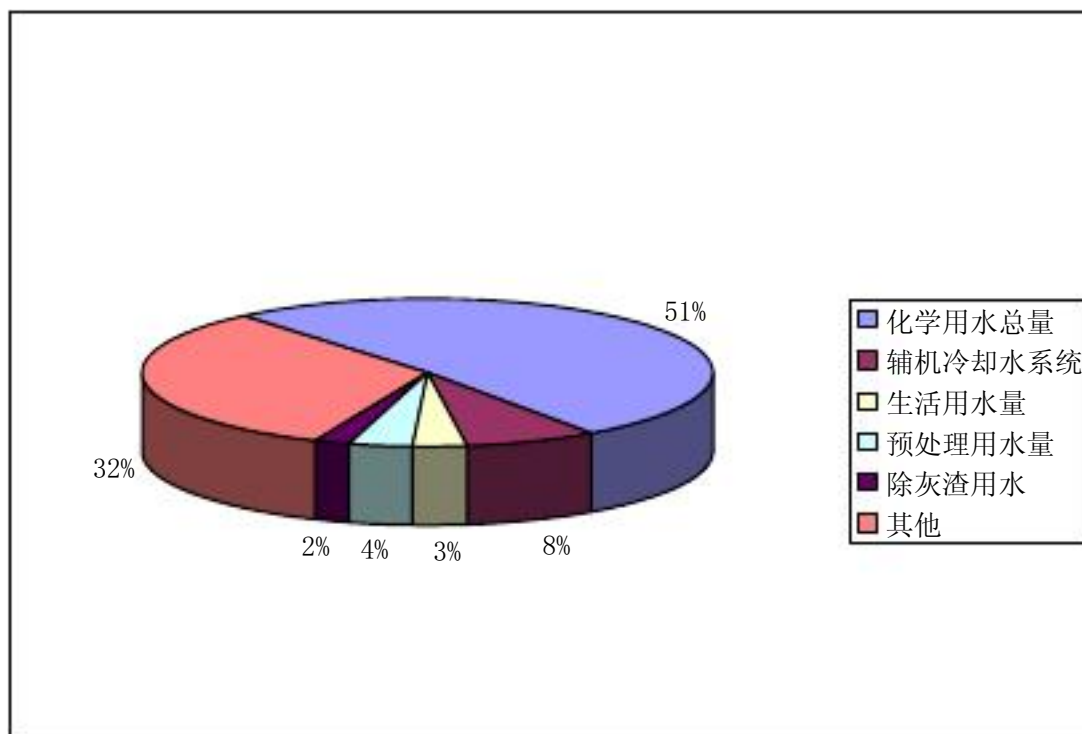


图 2-3 空冷机组主要用水量所占比例

2.2 水务管理

2.2.1 全厂水务管理

水务管理是建设现代化新型火力发电厂管理的重要组成部分，是实现节水、满足环保要求和维持发电厂安全经济运行的重要手段。发电厂的水务管理要贯彻于发电厂的设计、建设及运行各阶段。水务管理的目的，是按照各工艺系统对水量及水质的要求，结合水源条件，设计合理的供水系统。通过对发电厂供、排水的综合平衡，提高供水的重复利用，加强用水的计量、监测和管理等，合理利用水源，保护环境。

2.2.2 水量平衡

水量平衡是指在一个确定的用水单元内，输入水量与输出水量之间的平衡，简称水平衡。

火力发电厂在设计的过程中应进行水量平衡，绘制水量平衡图并进行有关计算。水量平衡图一般采用方框图的形式。对于一个划定的水平衡体系，其总进水量与总排水量及总损失量应平衡。

2.2.3 耗水指标

发电装机耗水率：火力发电厂单位装机容量核定的耗水量，为设计全厂耗水量与设计全厂机组额定总发电装机容量的比值，单位为立方米/每秒·每百万千瓦（ $\text{m}^3/\text{s} \cdot \text{GW}$ ）。

发电厂的设计耗水指标是在夏季工况（频率 P=10%气象条件）、机组满负荷运行时单位装机容量的耗水量，耗水量包括厂内各项生产、生活和未预见用水量等，不包括厂外输水管道损失水量、供热机组外网损失、原水预处理系统和再生水深度处理系统的自用水量。发电厂的设计耗水指标应符合下表规定：

大中型火力发电厂设计耗水指标表（单位 $\text{m}^3/\text{s} \cdot \text{GW}$ ）

序号	冷却方式		<300MW	$\geq 300\text{MW}$	参考的工艺方案
1	淡水循环供水系统		≤ 0.8	≤ 0.7	湿法脱硫 干式除灰 湿式除渣
2	海水直流供水系统 海水循环供水系统			≤ 0.1	湿法脱硫 干除灰 湿式除渣
3	空冷机组	$3 \geq \text{干旱指数} > 1.5$	≤ 0.18	≤ 0.12	湿法脱硫 干除灰、干除渣 电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷
		$7 \geq \text{干旱指数} > 3$	≤ 0.15	≤ 0.10	湿法脱硫 干除灰、干除渣 电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷 辅机冷却水空冷
		干旱指数 > 7		≤ 0.06	干除灰、干除渣 电动给水泵或汽动给水泵空冷 辅机冷却水空冷 干法脱硫

3 电厂各工艺系统用水分析及主要节水措施

3.1 循环供水系统

循环供水系统是以自然通风冷却塔或机械通风冷却塔为冷却设备的冷却系统，多应用于北方内陆地区。一般每台机组配一座自然通风冷却塔，一条压力进水管，一条压力排水管，设 2 台循环水泵，一座循环水泵房。

冷却塔冷却后的循环水通过循环水沟自流到循环水泵房吸水池，经循环水泵升压后由压力进水管送到凝汽器，凝汽器排水经压力排水管送回冷却塔冷却。

循环供水系统在技术理论和实际应用当中是非常成熟的，所有配套设备均可以国产，与采用空冷系统的机组相比，运行背压相对较低，缺点是循环供水系统方案耗水量非常大。

由于循环水耗水主要是蒸发、排污和风吹损失，提高循环水浓缩倍率是减少排污损失的主要措施，该措施需要化学专业配合完成。另外，需要在冷却塔内增加水回收器，减少风吹损失。

3.2 直流供水系统

直流供水系统是火力发电厂主机冷却系统的一种重要冷却方式，其主要原理是利用江河湖海的水作为冷却介质直接冷却汽轮机排入凝汽器的蒸汽，从而形成并保持汽轮机汽轮机做功循环的冷端。直流供水系统包含淡水直流供水系统和海水直流供水系统。直流供水系统由于进出水温差较小，并且没有与空气进行剧烈的接触换热，因此其附加的蒸发损失很小，一般可不予考虑，故主机采用直流供水冷却系统，在纯耗水方面来说，因为没有水量消耗，是最节水的冷却系统。但由于温排水热污染的存在，对环境的影响较大，现在国内内陆已经不推荐使用直流供水系统。

3.3 电站空冷系统

目前用于火力发电厂机组末端冷却的空冷系统主要有直接空冷系统和间接空冷系统，间接空冷系统又分为带表面式凝汽器的间接空冷系统和带喷射式（混合式）凝汽器的间接空冷系统。

3.3.1 直接空冷系统

直接空冷系统是指汽轮机的排汽直接用空气来冷凝，空气与蒸汽间进行热交换。所需冷却空气，通常由机械通风方式供给。直接空冷的凝汽设备称为空冷凝汽器。它是由外表面镀锌的椭圆形钢管外套矩形钢翅片的若干个管束组成的，这些管束亦称散热器。

直接空冷系统的优点是设备少，系统简单，防冻性能好，占地少，通过对风机转速调节或调整风机叶片角度可灵活调节空气量，基建投资低于间接空冷系统。不足之处是风机群噪声较大，厂用电略高，受风影响较大。

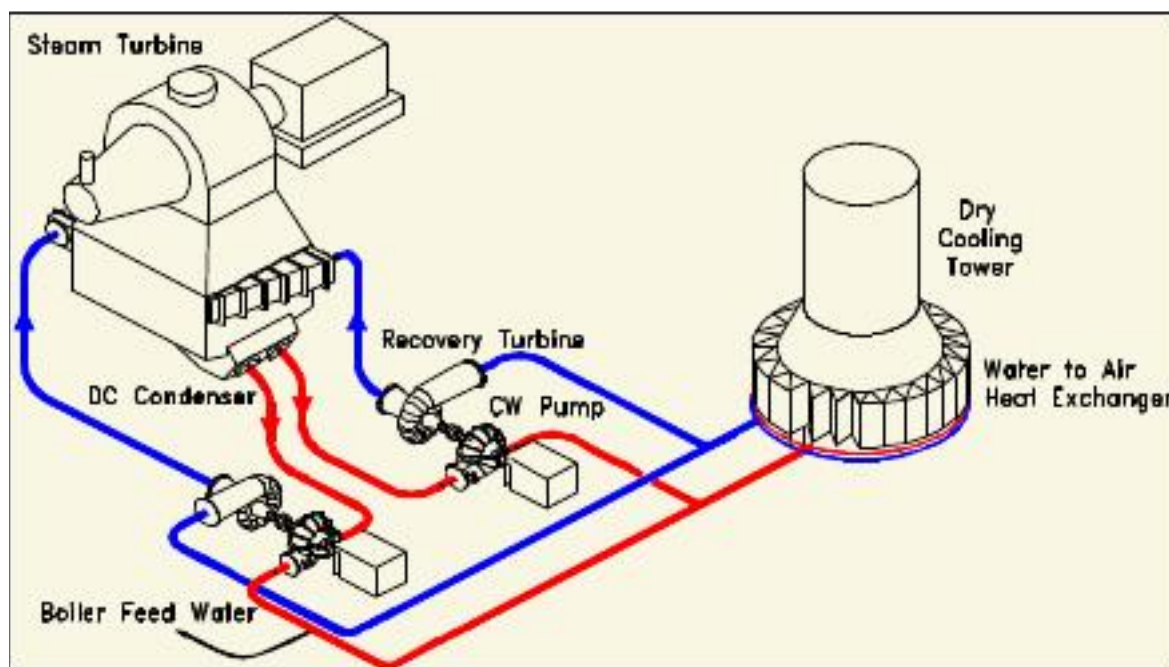
3.3.2 间接空冷系统

（1）带喷射式（混合式）凝汽器的间接空冷系统（以下简称为海勒系统）

海勒系统主要由喷射式凝汽器和空冷塔构成。系统中的中性冷却水进入凝汽器直接与汽轮机排汽混合并将其冷凝，受热后的冷却水绝大部分由冷却水循环泵送至空冷塔散热器，经与空气对流换热冷却后通过调压水轮机将冷却水再送至喷射式凝汽器进入下一个循环。受热的循环冷却水的极少部分经凝结水精处理装置处理后送至汽轮机回热系统。

该系统采用自然通风方式冷却，散热器垂直安装在自然通风冷却塔外圈。其优点是

以微正压的低压水系统运行，凝汽器端差小，可以使机组在较低的背压下运行，较之直接空冷系统适应不同风向大风的能力要高。缺点是设备多、系统复杂、需要凝结水精处理装置，全铝制散热器在极端寒冷地区的防冻性能略差。



(1) 海勒系统原理图

(2) 带表面式凝汽器的间接空冷系统（以下简称为哈蒙系统）

哈蒙系统由表面式凝汽器与空冷塔构成。与常规的湿冷系统基本相仿，不同之处是用表面式对流换热的空冷塔代替混合式蒸发冷却换热的湿冷塔，通常用不锈钢管凝汽器代替铜管凝汽器，用除盐水代替循环水，用密闭式循环冷却水系统代替开式循环冷却水系统。

该系统采用自然通风方式冷却，将散热器水平安装在自然通风冷却塔中。其优点是节约厂用电，设备少，冷却水系统与汽水系统分开，两者水质可按各自要求控制，该系统可以使机组在较低的背压下运行，较之直接空冷系统适应不同风向大风的能力要高。缺点是空冷塔占地大，基建投资多，系统中需进行两次表面式换热（汽—水，水—空气），全厂热效率低，冷季必须注意散热器的防冻。

本公司设计的山西阳城电厂二期工程 2x600MW 机组为一个特例，该间冷系统是我公司发明专利的 SCAL 型间接空冷系统，它是表面式凝汽器与铝制散热器垂直布置的海勒式空冷塔组合的间接空冷系统。

空冷系统节水效果明显，直接空冷系统比间接空冷系统节水效果更好，代价是增加

了能耗。

3.4 辅机冷却方式和辅机冷却水系统

对于辅机的冷却方式，不论是常规的湿冷机组，还是空冷机组，通常都是以水作为冷却介质的，根据冷却水水质的不同，一般分为开式循环冷却水系统和闭式循环冷却水系统。对于以河水、江水、水库水、水质较好的疏干水等作为冷却介质的冷却水系统，通常采用开式循环冷却水系统，而对于以海水及水质较差的淡水作为冷却介质的冷却水系统，则采用闭式循环冷却水系统。从节水方面考虑，可以采取以下几种方式来优化辅机冷却水系统和优化辅机的冷却方式，从而达到节约用水的目的。

空冷机组主机是直接以环境空气作为冷源进行冷却的，而辅机的冷却水通常都是采用机械通风冷却塔进行冷却的，但采用小的辅机空冷塔来代替机械通风冷却塔，则可以不考虑采用机械通风冷却塔引起的蒸发损失和风吹损失。

为了进一步节约用水，个别电厂辅机冷却水也开始考虑空冷系统。

3.5 除灰渣系统

系统应采用干式除灰渣系统，其除渣耗水量 2 台 600MW 机组约为 $4\sim 5\text{ m}^3/\text{h}$ 。干式除灰系统采用汽车或带式输送机将灰输送到灰场，只要将灰调试到不飞扬的程度即可。一般调湿水量占灰量的 20%。2 台 600MW 机组约为 $20\sim 30\text{ m}^3/\text{h}$ 。

为了减少除灰渣系统用水量，传统湿法除灰渣方式已经很少采用，已经使用的一般改造为干式除灰渣系统，或者减少水灰比节约用水。

3.6 脱硫系统

烟气脱硫工艺概括如下：

(1)、湿法烟气脱硫工艺：300MW 以上机组应用的湿法烟气脱硫工艺以石灰石—石膏法最广，占世界脱硫市场份额的 85% 以上，在中国目前有 90% 以上的大机组烟气脱硫也采用该工艺。该脱硫工艺具有工艺成熟、适合各类煤种、脱硫率高、系统运行可靠性高及副产品可以综合利用的优点。

(2)、半干法烟气脱硫工艺：目前在国内外应用比较成熟的主要是旋转喷雾干燥法烟气脱硫工艺、循环流化床烟气脱硫工艺。

(3)、干法烟气脱硫工艺：目前在国外应用比较成熟的主要是活性焦干法烟气脱硫工艺。

不同烟气脱硫工艺用水量的差异还与煤质有关，为了分析方便，选择 2 种代表煤种（煤种 1：霍林河煤种、煤种 2：山西神华煤种）为设计煤种完成当分别采用湿法烟气

脱硫工艺（分别带 GGH 和不带 GGH）、半干法烟气脱硫工艺（旋转喷雾干燥法、CFB-FGD 法、RCFB—FGD 法）、干法烟气脱硫工艺（活性焦干法烟气脱硫工艺）在 2×300MW 机组（2 种设计煤种条件）、2×600MW 机组（2 种设计煤种条件）、2×1000MW（以山西神华煤种为设计煤种条件）条件下工艺水用水量做出不同容量机组采用不同烟气脱硫工艺用水量见下表。

不同容量机组采用不同烟气脱硫工艺用水量

内容 单位		机组容量																	
		2×300MW 机组						2×600MW 机组						2×1000MW 机组					
煤种情况	--	煤种 1			煤种 2			煤种 1			煤种 2			煤种 2			煤种 2		
主要工艺	--	湿法 (带GGH)	湿法 (不带GGH)	半干法	干法	湿法 (带GGH)	湿法 (不带GGH)	半干法	干法	湿法 (带GGH)	湿法 (不带GGH)	半干法	干法	湿法 (带GGH)	湿法 (不带GGH)	半干法	干法	带GGH	不带GGH
Sar	%	0.75			0.7			0.75			0.7			0.7			0.7		
FGD 入口 烟 气 量 (标态, 干基,6% O ₂)	Nm ³ / h	1155000			1036600			2310000			1990000			300000 0					
FGD 入口 烟气温度	℃	142			122			142			122			122			122		
BMCR 工况 烟囱入口 烟气温度	℃	88	48	68 ~75	142	80	48	68 ~75	122	88	48	68 ~73	142	80	48	68 ~73	122	80	48
总耗水量	t/h	108	150	100	1	86.5	107	60	可 忽 略 不 计	215	300	200	2	173	214	120	1.3	233	320

- 根据火电厂采用的烟气脱硫工艺不同用水量有很大不同，其结论如下：
- (1)、湿法烟气脱硫工艺已应用在国内 300MW~1000MW 机组，当为 2×1000MW 等级机组时，对于“三北”地区，按照国内外现阶段的技术发展水平，只能上湿法烟气脱硫组工艺。湿法烟气脱硫工艺最佳反应温度为 48℃ 左右。该工艺用水量主要与锅炉燃用煤种的烟气量、FGD 装置烟气进出温差有着密切的关系，并与是否设置 GGH 有关。
 - (2)、当燃用相同煤种，湿法烟气脱硫装置不设烟气再热器（GGH）时，吸收塔内蒸发水量较设置烟气再热器（GGH）增加工艺水量较多，其中 2×1000MW 机组耗水量相差

87t/h, 如一年按 5500 利用小时计算, 将多耗水量 47.85 万 t, 对于 2×600MW 机组, 当燃内蒙古地区褐煤煤种时, 耗水量相差 85t/h。

(3)、当燃用煤种不同时, 同为 2×600MW 机组, 水量有很大差别, 当燃内蒙古霍林河煤种时, 带 GGH 耗水量为 215t/h, 当不带 GGH 时, 耗水量为 300 t/h, 当燃山西神华煤种时, 带 GGH 耗水量为 173t/h, 当不带 GGH 时, 耗水量为 214 t/h, 燃内蒙古褐煤和山西烟煤条件, 在带 GGH 和不带 GGH 耗水量分别差 42t/h 和 86t/h, 主要是由于烟气量相差较大原因。

湿法脱硫用水量相对较大, 由于用水水质相对要求较低, 一般使用循环水排污水或者经处理后的工业废水。

3.7 化学系统及耗水量

化学专业作为火力发电厂水质控制的重要专业, 担负着火力发电厂节水的重要任务。设计过程中, 应根据有代表性的水源水质情况, 从锅炉补给水出力系统、循环水处理系统以及化学专业采取的其它节水措施几个方面分别论述不同系统的流程、特点、耗水量比较, 并推荐最节水的设计方案。

3.7.1 锅炉补给水系统及耗水量

长期以来, 国内锅炉补给水处理系统设计出力裕量较高、系统容量偏大, 应适当优化。

(1)、厂内水汽循环损失: 厂内水汽循环损失量按取锅炉最大连续蒸发量的 1.0%计取。

(2)、锅炉排污损失率: 锅炉排污率按锅炉最大连续蒸发量的 0.5%计取;

常规离子交换最节水, 但常规离子交换的自用水量受原水水质影响较大, 而且适用的水质范围较小, 出水水质一般。当原水含盐量高于 300mg/l 时, 运行是不经济的。

和反渗透+离子交换相比, 反渗透+EDI 系统用水量相当, 但该系统的优点在于它的技术先进、产品成熟可靠、水的回收率高、运行费用低、系统简单、出水水质高且保持稳定, 同时具有运行连续、不需酸碱再生和无废水排放、自动化水平高、安装运行操作维护方便简单、劳动强度低等优点, 符合当今环境保护要求, 在浓水备全部回收利用的情况下, 系统几乎无废水产生。

一般情况下, 需要通过全厂水平衡选择技术可行、经济合理的水处理方案, 达到综合节水的目的。

3.7.2 循环水处理系统的选择

火力发电厂的冷却水系统分为直流式冷却水系统和循环式冷却水系统，直流式冷却水系统主要用于电厂位于大江、大河以及海滨等水资源丰富的地区，直流式冷却系统对水量的需求虽然很大，但水质变化不大，因此不在本文讨论的范围。对于大多数地区，火力发电厂均采用循环式冷却水处理系统，循环式冷却水系统又分为敞开式循环冷却水系统和封闭式循环冷却水处理系统，封闭式冷却水系统见本研究其它部分。由于直流式冷却水系统和封闭式循环冷却水系统的水质较稳定，一般很少存在结垢问题，敞开式循环冷却水系统循环水质变化较大，易于发生结垢问题。因此，在讨论节水的同时，必须考虑循环水系统的结垢和腐蚀问题，这就是开式循环冷却水处理复杂的原因。

火力发电厂的主要耗水系统是循环水系统，对于湿冷机组，循环水冷却水系统的用水占整个电厂用水量的 80% 左右。因此循环水处理系统的选择对电厂节水至关重要。遵照 1998 年国家电力公司下达的《火力发电厂节约用水的若干意见》要求，循环冷却水的浓缩倍率，根据不同水质、凝汽器管材、通过试验并经技术经济分析比较后确定。各种循环冷却水处理方案一般应达到以下效果：(1) 加防垢防腐药剂及加酸处理，浓缩倍率应在 3 左右；(2) 采用石灰处理，浓缩倍率应在 4 左右；(3) 采用弱酸树脂等处理方式，浓缩倍率应在 4 以上的指示条文。这些指示条文，充分说明了大型火电厂循环冷却水处理技术，朝着节水、节能、满足环境保护要求的几方面来发展。

总之，提高循环水浓缩倍率是节水的主要措施。

3.8 输煤除尘系统及耗水量

输煤除尘系统主要由防尘系统、除尘系统、积尘清扫系统组成。防尘系统包括煤堆喷洒水防尘、煤加湿、密封防尘等；除尘系统包括机械通风除尘、水喷雾降尘等；积尘清扫系统包括水力清扫、真空清扫等。

3.8.1 输煤系统常用除尘方案

根据输煤系统的卸、转运、存、取、破碎等粉尘产生的特点及煤粉尘的理化性质，采用水喷淋和负压除尘设备相结合的除尘方案，能起到明显的降尘、防尘效果。

目前国内电厂输煤系统主要有导料槽负压吸尘和皮带喷雾除尘两种除尘方式。其中导料槽负压吸尘目前常用的除尘设备有袋式除尘器、湿式除尘器和静电除尘器等。

3.8.2 静电及袋式除尘器发展最新动态及科研成果

3.8.2.1 静电除尘器

新型 DGY 及 MZ 型高压静电除尘器基本解决了常规电除尘器易发生闪络、破坏绝缘、

电晕闭塞、反电离、烧皮带、爆炸等安全问题，同时也解决堵灰、腐蚀、低温结露、二次扬尘等实际问题。

3.8.2.2 袋式除尘器

目前袋式除尘器在滤料性能上有了长足发展,出现了防油、防水、阻燃、抗水解针刺毡及聚四氟乙烯薄膜表面过滤材料,确实解决了潮湿性、纤维性、聚结性粉尘等的过滤和不易清灰难题。

另外袋式除尘器主机、自动控制和应用技术水平有了很大提高,使得袋式除尘器对高温、高湿、高浓度、微细粉尘、吸湿性粉尘、易燃易爆粉尘等有了更强的适应性,并且在加强清灰提高效率、降低消耗、减少故障、方便维修等方面达到一个新高度。

3.8.3 除尘系统推荐方案

无论选用那种除尘器,在技术、经济上都是可行的,但为满足国家节水政策及环保要求,输煤系统除尘应优先选择袋式除尘器,在煤尘比电阻满足要求时,宜选用静电除尘器,除非有特殊要求,否则不使用湿式除尘器;当原煤表面水分大于或等于 8%时,不采用皮带喷雾除尘;

3.8.4 积尘清扫系统现状

目前国内电厂输煤系统各层地面积尘的清扫,基本上采用水力清扫,并暂时取得非常好的效果,但水力清扫存在如下问题:

耗水量大,需废水处理设施。

对电气设备、输煤设备及建筑物维护结构腐蚀较大。

若冬季输煤系统无采暖设施时,水冲洗困难!

3.8.5 真空清扫系统

真空清扫系统就是利用真空抽吸原理,将粉尘及其他物料收集起来,再进行转移处理的设施,该设施由吸料嘴、抽吸管道系统、沉降式分离器、旋风分离器、袋式过滤器、真空泵及其他阀门、控制设备等组成。

目前,对于容量为 2X600MW 机组以上电厂,真空清扫系统主机多采用真空吸尘车,真空吸尘车是安装在卡车底盘上的吸尘装置,它的料斗、过滤和分离物料工艺先进、结构独特,真空泵的动力源来自独立的发动机或 PT0(卡车发动机通过分动力箱输出动力)方式。由于采用通用卡车,使它更具有良好的机动性和稳定性,它同时可以完成清理和输送工作。

输煤系统用水量比较大,关键是回收废水处理比较复杂,一般设置单独的废水处理

设备，循环使用含煤废水。

3.9 服务水系统

3.9.1 废水处理系统

废水处理是火力发电厂的重要辅助系统，原来处理废水的主要目的是满足达标排放，而现在除了达标排放之外，回收利用处理后的废水更重要。本系统的优化设计，对于降低水量消耗，节约用水，具有重要意义。

电厂运行中产生的各种废水可以按照生活污水、生产杂用废水、含油废水、含煤废水、脱硫系统排水及锅炉酸洗废水进行分类，采用有针对性的处理工艺，统筹考虑，综合考虑经常性排水和非经常性排水，分别收集排入各自的处理系统，进行有效处理，全部回用。

生活污水：分别经接触氧化池、二沉池、生物滤池处理后，污泥排到污泥池，废水排到消毒池，处理后的出水可以作为脱硫系统的工艺补充水。

含煤废水：采用耗水低、回收率高的膜式过滤器进行处理。含煤废水经管道收集后汇总进入废水调节池，经过空气搅拌中和、曝气处理，用泵提升进入膜式过滤器净化处理，出水作为输煤冲洗水补充水。

含油废水：首先提升进入凝聚式油水分离器除油，出水排入室外生产废水管道，收集后进入生产废水处理站进一步处理。

锅炉清洗废水：水质因为酸洗方式不同存在很大差异，最大水量约 5000m³/次。本部分产生的酸碱废水，收集后首先汇总进入锅炉清洗废水贮存池。若采用无机酸清洗方案时，酸洗废水调节 pH 满足相应要求后，分批输送进入生产废水处理站，处理合格后回用；若采用有机酸清洗方案时，酸洗废水采用焚烧的方法处理。

生产废水：包含各种杂排水、中和处理后的酸碱废水，除中和后 pH 满足要求的化学中和池排水直接输送至回用水池外，其他生产排水经室外管道收集，输送至生产废水处理站处理，去除 SS、COD 后，回用于干除调湿、输煤系统冲洗水补充水、电厂杂用水。

脱硫废水：通过鼓风曝气、中和、絮凝、沉淀、澄清后回用于除灰系统。

3.9.2 雨水排水系统

雨水作为一种宝贵的淡水资源，收集、处理后应用于电厂杂用水系统，具有重要的现实意义。

雨水作为水资源利用，已有近千年的历史。尤其在近二十多年里，随着资源匮乏、人口增长等问题的出现，这一技术又迅速在世界各地开始复兴和发展。目前雨水利用有

关的理论研究和现代的雨水利用技术并不完善，尚需进一步的探索和发展。许多工业化国家如日本、澳大利亚、美国和德国等都很关注雨水的利用，如日本结合已有的中水道工程，在城市屋顶修建用雨水浇灌的“空中花园”，在楼房中设置雨水收集储藏装置与中水道工程共同发挥作用；德国在八十年代末就把雨水的管理与利用列为九十年代水污染控制的三大课题之一，修建了大量的雨水池来截流、处理及利用雨水，并尽可能利用天然地形地貌及人工设施来截流、渗透雨水，削减雨水的地面径流，降低处理厂的负荷，减轻城市洪涝。我国早期雨水利用主要集中在特别干旱地区，现在一些城市也进行了雨水利用的尝试。如北京正在一些新建住宅小区建雨水利用的示范工程。

将雨水作为火电厂的补充水源，国外已有一些尝试，如美国科罗拉多州 Pawnee $2\times 500\text{MW}$ 电站，将厂区内雨水回收，澄清处理后补入电站工业水系统。国内电厂雨水的实际应用虽然没有工程实例，但是这种理念已经在设计及审查中被提出和认真加以考虑。

3.10 采暖系统

采暖方案一：主厂房、输煤建筑采用 0.4MPa 饱和蒸汽采暖，其它建筑物采用 $110/70^{\circ}\text{C}$ 或 $95/70^{\circ}\text{C}$ 热水采暖系统。

采暖方案二：全厂均采用 $130/70^{\circ}\text{C}$ 或 $110/70^{\circ}\text{C}$ 高温热水采暖系统。

3.10.1 热水采暖系统

- (1) 热能利用效率高，运行维护管理方便。
- (2) 既能节约热量又能较好地满足室内卫生要求。
- (3) 热水蓄热能力高，供热状况波动较小。
- (4) 可进行远距离输送，热能损失较小，供热半径大。

3.10.2 蒸汽采暖系统

- (1) 蒸汽比重较小，与用户连接简单，且可减少一些散热设备面积，降低设备费用。
- (2) 凝结水回收率很低，有时甚至不回收，造成水量、热量极大浪费。

3.11 全厂水务管理

火力发电厂是我国取水量最大的行业之一。作为用水大户，从经济运行和可持续发展出发，加强水务管理、节约用水、减少废水排放具有重要而深远的意义。加强水务管理、合理规划全厂用水，比单独采取某项节水措施意义更大。

3.11.1 电厂水务管理现状

目前耗水量大的电厂普遍存在的问题有：节水重视不足、运行表计安装管理不够、

用水系统泄漏严重、系统运行方式不尽合理、节水技术水平落后、节水治污资金不足、缺少一整套节水制度

3.11.2 采取的措施与对策

电厂节水应立足于开源节流并举，在水量平衡设计、设备选用、用水系统流程制定、监测控制设备选择与配备、以及电厂运行水务管理过程中应重视节水工作。

用水工艺流程的应提倡：

水的循环使用：包括冷却水、冲灰渣水、输煤冲洗水均可循环使用，循环水排污水也可经处理后满足冷却水补水要求水回用于冷却水。

水的梯级使用：将对用水水质要求高的用水系统的排水作为对水质要求低的用水系统的给水。电厂用水水质要求较高的有生活用水，锅炉补充水等，用水水质要求较低的有各类冲洗用水、喷洒用水等。

回收利用冷却塔排污水、水质较好工业废水经处理后回收做冷却塔循环水的补充水再利用。

冷却塔排污水用于冲灰、冲洗和喷洒，可以减少低污染水直接排放损失。

水质较差的工业废水如含油污水、化学中和池排水、生活污水等处理后用于调湿灰用水、冲灰煤场喷淋用水等。

污水的回收再利用：对电厂排水进行分质集中回收经处理后再使用，提高水的复用率，降低排水率，最大限度地少用新鲜水。

用水监测与控制设备应完善，如：三级流量计、调节控制阀门及控制元件安装应完备，并有事故或超出限制的系统报警功能，为系统用水系统自动控制运行创造了硬件条件。

3.11.3 节水效果的最终体现

控制系统能够自动存储和打印相关数据和报表（报表分为每班、每月、每季、每年及按要求打印等）。对电厂的全厂厂级、车间级、设备级的用水情况进行分析，可以进行水量动态平衡测试和分析，对每级水量情况进行汇总分析。

依据电厂水量平衡原理建立水量平衡模型，首先找出模型的新水量、复用水量、耗水量、泄水量等，判断模型拟合效果好坏，确定电厂水量动态模型满足水量平衡原理，确保模型可靠。

4 推广节水技术的建议

1、 在北方缺水地区新建、扩建单机容量 300MW 及以上的火力发电厂，为了减少电厂建设对当地水资源的消耗并保护生态环境，需尽量采用更加节水的空冷技术进一步降低机组的耗水指标。

2、 加强水务管理节约用水。在计算热力系统汽水损失和闭式循环冷却水损失时均按电厂实际运行的补给水量考虑，在水的使用流程上要多考虑梯级使用和循环使用。

3、 积极推广应用目前成熟的节水技术。在电厂运煤系统推广采用真空清扫系统和袋式除尘器，空调推广采用屋顶式空调机；当煤源和煤质稳定、燃煤灰份适中时，推广采用干式除渣系统。

建议对国内已投运的干式除渣系统应用情况进行调研和总结，加快更大处理能力的钢带排渣机干式排渣系统的研制开发工作，以不断积累和总结运行经验。

4、 对火电厂烟气脱硫技术的节水建议

a) 对于缺水地区建设（包括改造项目）燃煤电厂的 FGD 装置，当采用湿式石灰石-石膏法烟气脱硫工艺时，建议同步建设烟气再热器（GGH），这是降低水耗唯一有效的途径。

b) 建议对已投入运行的 300MW 等级机组采用烟气循环流化床脱硫工艺运行情况进行汇总分析，对旋转喷雾干燥法烟气脱硫工艺建议加快示范工程工作。

c) 采用干法活性焦脱硫技术，国外运行情况表明，干法活性焦脱硫技术是可行的。目前国内对该技术正在进行研究、试验，尚未完全掌握在大型机组的应用技术，建议国家加大对此项技术研发和应用的支持力度，尽快在大型电厂上进行应用示范，通过国内外技术合作或者技术转让的手段加快对该项技术的消化吸收，尽快实现其设备的大型化和国产化。

5、 辅机冷却采用空冷技术。辅机冷却采用空冷在技术上也是可行的，但目前国内在火电厂尚无运行业绩，特别在北方严寒地区采用时，需进一步研究必要的防冻措施。建议通过调研并加强与设备厂家的交流，研究辅机冷却水采用空冷对辅机的影响及解决的措施。目前暂不具备推广使用的条件，可根据工程具体情况（如气象条件）通过技术经济比较后慎重研究采用，通过工程示范在总结设计、制造、运行等经验后再逐步推广。

6、 雨水作为一种宝贵的淡水资源，在条件合适的地区，可将厂区内雨水回收，收集、处理后应用于电厂杂用水系统，或澄清处理后补入电站工业水系统。