

# 供热供发电一体化技术在电力工程中的应用及实践

陈 宇

(南通苏源天电检修安装工程有限公司, 江苏 南通 226000)

**摘 要** 为顺应“双碳”目标下能源高效利用与低碳转型的核心诉求, 供热供发电一体化技术借助能源梯级利用原理, 实现了电力生产与热力供应的协同优化, 极大地提升了能源利用效率, 降低了污染物的排放量。本文从技术原理入手进行探讨, 全面阐述了一体化技术的核心机组种类、能量转换原理; 结合电力工程中的典型应用场景, 通过实际工程案例分析其技术选型及运行效果, 深入探讨了机组灵活调节、能源梯级利用等关键技术面临的难点及应对策略; 并从技术、经济、环境三维度对效益展开评估, 最后对该技术未来与新能源融合以及智能化升级等发展方向进行展望, 以期为电力工程中一体化技术的规模化应用及优化提供技术参考。

**关键词** 供热与发电一体化; 能源梯级利用; 城市集中供热; 工业园区能源供应; 新能源互补

**中图分类号**: TM7

**文献标志码**: A

**DOI**: 10.3969/j.issn.2097-3365.2026.01.016

## 0 引言

在全球能源危机与气候变化的双重压力下, 我国明确提出“2030 碳达峰、2060 碳中和”战略目标。电力行业作为能源消耗及碳排放的核心领域, 亟需从传统高耗能、高排放模式转型为高效化、低碳化模式。传统燃煤火电项目的能源利用效率仅维持在 35% ~ 40%, 大量余热通过冷却塔排放, 造成了较为严重的能源浪费; 而单一供热系统则需额外消耗一次能源, 存在能源消耗叠加的问题。

供热与发电一体化技术(简称“热电一体化技术”)以“能源梯级利用”为核心, 将发电过程中产生的中低温余热回收用于供热, 实现“电—热”协同供应, 能源总利用效率可达到 80% 以上, 是电力工程实现节能降碳的关键技术手段。该技术已广泛应用于城市集中供热、工业园区能源保障、新能源互补系统等场景, 成为推动电力行业绿色转型及能源结构优化的重要支撑。本文基于热电一体化技术的核心原理, 结合工程实践案例, 深入探究其在电力工程中的应用要点、关键技术及综合效益, 为技术推广和优化升级提供理论与实践依据。

## 1 供热供发电一体化技术核心原理

### 1.1 技术本质: 能源按梯级利用

热电一体化技术的核心逻辑是破除“发电与供热”彼此分离的模式, 根据能量品质的不同实施梯级分配:

优先用高品位能量(燃料化学能)来发电, 满足电力负荷需求; 发电时产生的中低品位余热(如汽轮机排汽、锅炉烟气余热), 借助余热回收系统转化为热力, 供应工业生产及居民采暖需求。

与传统火电“仅发电”或“仅供热”模式相较, 梯级利用模式明显降低了能量的流失, 实现了一次能源的最大化利用<sup>[1]</sup>。

### 1.2 核心机组类型及工作机制

热电一体化技术的核心设备是热电联产机组, 按热力循环方式可分为背压式、抽凝式及可调抽背式三类, 其技术特性与适用场景存在显著差异, 见表 1。

### 1.3 辅助系统构成

完整的热电一体化系统除核心机组外, 还包含辅助支撑系统, 大体分为三类:

1. 余热回收系统: 包含烟气余热换热器、汽轮机排汽换热器、凝结水回收装置, 用于截获发电过程各环节产生的余热。

2. 热力输送系统: 由供热管网、板式换热器及高温水箱、相变储热器等储热装置构成, 实现热力的平稳输送与负荷缓冲。

3. 控制系统: 采用 PLC/DCS 智能控制系统, 实时监测电力/热力负荷需求, 动态调整机组抽汽量、燃料供应量及管网流量, 使系统供需达到平衡状态。

**作者简介**: 陈宇(1990-), 男, 本科, 工程师, 研究方向: 电力工程。

表1 背压式、抽凝式及可调抽背式技术特性对比

机组类型	工作机制	关键参数	优点	缺点
背压式机组	汽轮机排汽直接用于供热，无凝汽器冷却损失	排汽压力 0.3 ~ 1.2 MPa，排汽温度 250 ~ 350 °C	能源效率高（85% ~ 90%），结构简单、运维成本低	发电负荷与供热负荷强耦合，灵活性差
抽凝式机组	从汽轮机中间级抽取部分蒸汽供热，剩余蒸汽进入凝汽器冷却发电	抽汽压力 0.1 ~ 0.8 MPa，抽汽量可调节	供热与发电负荷解耦，调节灵活性高	存在凝汽损失，效率略低（75% ~ 85%）
可调抽背式机组	结合抽凝式与背压式优势，可切换背压 / 抽凝模式	抽汽量 0 ~ 100% 可调，背压范围 0.2 ~ 1.5 MPa	兼顾效率与灵活性，适应多工况运行	设备复杂度高，初始投资大

## 2 供热供发电一体化技术在电力工程中的应用场景

### 2.1 城市集中供热工程

城市集中供热是热电一体化技术最成熟的应用场景。针对城市居民采暖及商业建筑供热的规模化需求，通常采用大型抽凝式或背压式热电联产机组作为热源，结合环状供热管网实现热力覆盖。

1. 技术要点：机组选型需匹配城市供热负荷峰谷差异，优先采用抽凝式机组保障整体灵活性；供热管网采用“长距离高温水输送+区域换热站”模式，供水温度维持在 110 ~ 130 °C，回水温度为 60 ~ 80 °C，降低长距离输送能耗；配置大容量储热装置，平衡日间与夜间的负荷起伏，减少机组频繁启停次数。

2. 典型应用：北方某省会城市筹备的热电一体化项目，采用 3×350 MW 抽凝式机组，配套供热管网总长度 280 km，覆盖供热面积 2 200 万 m<sup>2</sup>。项目借助智能负荷预测系统，灵活调节抽汽量，冬季采暖期机组总效率达 82.5%，较传统区域锅炉房供热，节能效果超 30%。

### 2.2 工业园区能源供应工程

工业园区对化工、制药、纺织等行业存在稳定的工业用汽及电力需求，热电一体化技术可实现“电—汽”同步供应，满足多品位能源需求。

技术要点：按工业用汽参数（压力 0.5 ~ 4.0 MPa、温度 200 ~ 350 °C）选型机组，优先采用背压式机组提升效率；设计构建多抽汽口机组，供给不同等级蒸汽，贴合不同工艺需求；配套增设余热回收装置，回收锅炉烟气余热用于预热锅炉给水或加热生活热水，进一步提升能源利用效率<sup>[2]</sup>。

### 2.3 新能源互补一体化工程

针对风电、光伏等新能源发电的波动与间歇特性，热电一体化技术可与新能源系统耦合，通过“新能源发电+热电联产调峰+储热装置”模式，实现能源稳定供应目标。

技术要点：给予新能源发电优先上网权，热电联产机组承担调峰任务，当新能源发电出力不足时，机组提升发电负荷，同时保障供热；配置大容量蓄热装置，储存新能源出力充足时多余电能转化的热能，或热电联产机组的剩余热量，应对新能源出力波动；采用虚拟电厂技术，实现新能源、热电机组与储热装置的协同调配。

## 3 供热供发电一体化技术难点与解决方案

### 3.1 机组灵活性调节难题

#### 3.1.1 难点分析

热电一体化机组面临“发电负荷—供热负荷”的耦合矛盾：背压式机组效率较高，但灵活性欠佳；抽凝式机组灵活性有所提升，却存在凝汽损失问题。冬季供热高峰时，机组需将供热保障置于首位，可能导致发电调峰能力不足；夏季供热需求较少时，机组工作效率下降，甚至出现“空转能耗”现象。

#### 3.1.2 解决方案

一是采用可调抽背式机组。通过液压调节机构实现背压 / 抽凝模式转换，供热负荷稳定时切换至背压模式，负荷波动时切换至抽凝模式，兼顾效率与灵活性。二是配置储热装置。采用相变储热器或高温水箱，容量按日供热负荷的 15% ~ 25% 设计，冬季储存富余热量，供热高峰时释放，缓解机组负荷波动。三是优化控制策略。采用机器学习算法构建负荷预测模型，提前 24 小时预测电 / 热负荷，动态优化机组抽汽量与燃料供给量，实现从“以热定电”到“电热协同”的转变<sup>[3]</sup>。

### 3.2 能源梯级利用效率提升难题

#### 3.2.1 难点分析

传统热电一体化系统余热回收不充分，以锅炉烟气、汽轮机轴封漏汽、凝结水余热为主的中低品位能量未得到有效利用；各用户热力需求品位差异显著，能量匹配不合理导致损失增加。

### 3.2.2 解决方案

一是多级余热回收技术。在锅炉尾部设置低温省煤器回收烟气余热，在汽轮机轴封处装设漏汽回收装置，利用凝结水余热预热生活热水，实现全流程余热捕获。二是热力品位匹配优化。采用“高压抽汽供工业用汽+低压抽汽供居民采暖+烟气余热供生活热水”的多级供热模式，按用户需求品位等级分配能量，减少能量转化损失。三是循环系统优化。采用再热循环与回热循环融合的热力系统，提升汽轮机内效率；选用高效换热器，将换热端差降至 $5\sim 8\text{ }^{\circ}\text{C}$ <sup>[4]</sup>。

### 3.3 环保达标与低碳转型难题

#### 3.3.1 难点分析

传统燃煤热电一体化机组面临 $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 、粉尘等污染物超低排放要求；在“双碳”目标背景下， $\text{CO}_2$ 减排压力进一步加大，亟需探索低碳化技术路径。

#### 3.3.2 解决方案

1. 超低排放改造：采用“石灰石-石膏湿法脱硫+SCR脱硝+电袋复合除尘”技术，使 $\text{SO}_2$ 排放 $\leq 35\text{ mg/Nm}^3$ 、 $\text{NO}_x$ 排放 $\leq 50\text{ mg/Nm}^3$ 、粉尘排放 $\leq 5\text{ mg/Nm}^3$ ，满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223-2011）要求。

2. 燃料替代：推广天然气、生物质能、氢能等清洁能源热电联产机组，其中天然气热电机组 $\text{CO}_2$ 排放强度较燃煤机组降低40%以上。

3. CCUS 技术融合：在大型燃煤热电项目中试点 $\text{CO}_2$ 捕集、利用与封存（CCUS）技术，通过胺法捕集锅炉烟气中的 $\text{CO}_2$ （纯度可达99%以上），用于化工合成或地质封存，降低碳排放<sup>[5]</sup>。

## 4 供热供发电一体化技术应用效益评估

### 4.1 技术效益

1. 能源利用效率显著提升：热电一体化项目整体的能源利用效率达到75%~90%，与传统火电（35%~40%）相比提升到2倍以上，较分散供热（60%~70%）提高15%~20%。

2. 供应可靠性增强：通过采用储热装置和多机组冗余设计，供热可靠性超99.5%，发电负荷调节区间拓展至30%~100%，适配各类负荷需求。

3. 系统灵活性优化：采用可调抽背式机组与智能控制技术，使系统响应时间缩短至分钟层级，可适应电网调峰及负荷起伏需求。

### 4.2 经济效益

1. 运营成本降低：以余热回收替代传统供热的燃料消耗，单位供热成本降低30%~50%；因机组效率提

升，单位发电煤耗降至 $250\sim 300\text{ g/kW}\cdot\text{h}$ ，较传统火电降低 $50\sim 80\text{ g/kW}\cdot\text{h}$ 。

2. 投资回报可观：大型热电一体化项目一般投资回收期为5~8年，工业园区项目因负荷稳定，投资回收期可缩短至4~6年；分布式项目虽初始投资较高，但可省去电网接入成本，投资回收期约为6~10年。

3. 政策红利叠加：可获得国家可再生能源补贴、热电联产电价优惠、碳排放权交易收益等政策扶持，进一步提升项目盈利水平。

### 4.3 环境效益

1. 污染物减排显著：完成超低排放改造的燃煤热电一体化机组， $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 、粉尘排放强度较传统火电降低60%~80%；天然气机组几乎无颗粒物排放， $\text{NO}_x$ 排放强度 $\leq 30\text{ mg/m}^3$ 。

2. 碳减排效果突出：与传统模式相比，单位能源供应的 $\text{CO}_2$ 排放强度降低40%~60%，1台350 MW热电联产机组每年可减排 $\text{CO}_2$ 约100~150万吨。

3. 能源结构优化：推动天然气、生物质能等清洁能源替代煤炭，促进新能源消纳，助力能源结构低碳化转型。

## 5 结束语

供热供发电一体化技术基于能源梯级利用原理，通过核心机组与辅助系统的协同设计，实现了电力、热力的高效协同供应。该技术已在城市集中供热、工业园区能源保障、新能源互补、偏远区域能源自主供应等电力工程场景广泛应用，通过攻克机组灵活性调节、能源梯级利用效率、系统集成控制等关键技术难题，显著提升了能源利用效率，降低了运营成本和污染物排放，是电力行业实现节能降碳、推进绿色转型的核心技术路径。

## 参考文献：

- [1] 姜德健, 伦国峰. 电力工程中供热供发电一体化技术的能效分析与提升策略[J]. 新潮电子, 2025(04):91-93.
- [2] 翟兴哲. 多工况下高低压旁路灵活性供热技术研究与应 用[J]. 电力设备管理, 2025(02):117-119.
- [3] 韦宗春. 电气自动化技术在电力工程中的应用研究[J]. 通讯世界, 2024,31(06):118-120.
- [4] 陆水锦, 莫育杰. 考虑电气转换及储能一体化的SOFC热电联供技术优化[J]. 工业加热, 2022,51(06):60-64.
- [5] 白云鹏. 分布式太阳能光伏电站与建筑一体化技术分析[J]. 电力设备管理, 2023(06):227-229.