

“变电站 + 区域能源站”合建模式下的 综合能源服务站设计研究

姚凯^{1,2} 张亦磊¹ 陶玲娟¹ 丁天祺¹ 杨莉³ 瞿洪庆^{4,*}

1. 南京安能杰电力实业有限公司 江苏南京 211200
2. 南京宁众人力资源咨询服务有限公司 江苏南京 210000
3. 南京华群能源集团有限公司 江苏南京 210000
4. 国网南京市溧水区供电公司 江苏南京 211200

摘要: 针对新型城镇化背景下区域能源系统低碳转型需求, 本研究以“变电站 + 区域能源站”合建模式为切入点, 通过小青变综合能源服务站实证项目, 构建基于多能协同的复合供能系统。项目集成地源热泵、储能装置与智能调控平台, 实现冷热电三联供系统在工商业园区与住区场景的负荷匹配, 验证了能源基础设施集约化布局对区域综合能效提升的可行性, 为城市存量变电站的功能拓展与多能互补系统建设提供技术研究。

关键词: 综合能源服务站; 变电站合建; 多能协同; 冷热电三联供; 能效提升

引言

在全球能源转型与“双碳”目标驱动下, 传统变电站单一供电功能已难以满足新型电力系统“源网荷储”协同需求。国家发改委《“十四五”现代能源体系规划》明确提出“推动变电站向综合能源服务枢纽转型”, 通过设施集约化与功能复合化破解城市能源设施“占地大、能效低、协同弱”的痛点。“变电站 + 区域能源站”合建模式通过共享站址资源、协同能源流, 实现“电 - 冷 - 热”多能联供^[1]。本研究以南京小青变项目为实证对象, 系统阐述合建模式的技术路径, 重点解决负荷匹配、方案优化、系统集成三大关键问题, 为同类项目提供可复制的设计范式。

1 项目概况与负荷特性分析

1.1 项目基础信息

本项目位于南京建邺区河西金融城, 依托 110kV 小青变电站建设区域能源站, 设计供冷最高负荷 44.13MW、供热 23.69MW, 供能面积约 40.1 万平方米。项目采用“立体的分层、功能分区”策略, 在 2888.19 m² 用地内实现多设施协同: 地下负一、负二层 (层高 6m、8m) 布置冷水机组等能源站核心设备, 总面积 4630 m²; 3m 层高的电缆层 (920 m²) 设消防水池与电缆通道; 地上一至三层 (5m 层高) 整合变电站设施、能源站配电房及监控展厅; 四层及楼顶 (3.6m 层高, 660 m²) 设数据中心等, 楼顶布置 10 台冷却塔 (单台流量

800m³/h)。该布局较传统模式节约 40% 用地, 物理隔离设计保障运行安全。供能流程及建设示意图分别见图 1、图 2。

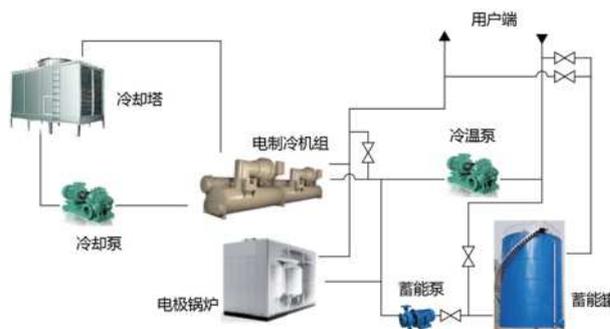


图 1 供能流程图

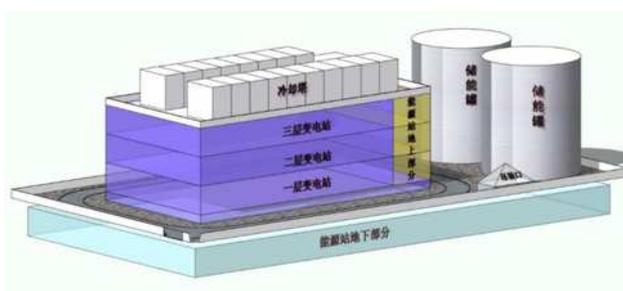


图 2 “变电站 + 区域能源站”合建模式下的综合能源服务站建设示意图

2 能源站方案比选

2.1 负荷预测方法与结果

本项目依托的 110kV 小青变电站供电范围为南京市建

邺区金融城三期核心区域，总规划建筑面积约 70 万 m²。采用“建筑负荷密度 - 地均负荷密度”双指标耦合算法进行负荷预测，核心公式如下：

P 分区 = 0.7 × (P 居住用地 + P 公共设施用地 + P 工业用地 + P 仓储用地 + P 对外交通用地 + P 道路广场用地 + P 市政公用设施用地 + P 特殊用地 + P 预留用地)

其中各类用地负荷计算遵循差异化系数：居住用地按建筑面积 × 70W / m² × 0.45 同时系数测算，商业用地按 150W / m² × 0.8 峰值系数核算，文化教育类用地采用 100W / m² × 0.5 折减系数。结合《南京市建筑物配建停车设施设置标准》，额外测算充电桩负荷增量 1.3-2.1MW（按商业建筑 2.0-3.0 车位 / 100 m²、住宅 0.7-1.5 车位 / 户配置，单桩功率 60kW）。

2.2 冷热负荷特性

①夏季冷负荷：呈“双峰型”时序分布，早高峰（9:00-12:00）、晚高峰（14:00-18:00）叠加，峰值集中在 15:00-17:00（最大约 45000kW），低谷为 0:00-6:00（< 5000kW）。办公冷负荷（60%-75%）日间稳定，商业冷负荷（25%-40%）午后波动大，共同驱动双峰形成^[2]。
 ②冬季热负荷：呈“单峰型”时序分布，早高峰（7:00-9:00）、晚高峰（17:00-20:00）衔接，峰值在 8:00-9:00（最大约 25000kW），低谷为午间及深夜（< 5000kW）。办公热负荷（60%-80%）主导日间需求，商业热负荷（20%-40%）

傍晚补充，与作息及建筑热惰性强关联^[3]。

2.3 能源站技术路线适应性分析

2.3.1 储水双蓄

该技术通过 1.2 × 10⁴m³ 蓄冷罐（4℃ / 12℃）与 8 × 10³m³ 蓄热罐（90℃ / 60℃）实现能量时空转移，与变电站形成“谷电蓄能 - 峰时释能”的协同机制：①电力协同：利用 0:00-8:00 低谷电价（0.2589 元 / kWh）驱动机组蓄能，可平抑变电站 6.57 万 kW × 4h 的高峰供电压力；②空间适配：采用 BIM 技术优化地下罐区与变电站接地网距离（> 10m），通过防渗混凝土 + 监测传感器组合方案规避电气安全风险^[4]；③经济性：年运行成本 1250 万元（较基准方案节约 482 万元），静态回收期 8.3 年，在峰谷电价差 > 0.7 元 / kWh 场景下优势显著。

2.3.2 地源热泵

依托长江漫滩地质条件设计垂直埋管阵列，实现“夏季蓄热 - 冬季取热”的闭环循环：①能效表现：供热 COP=4.2、制冷 COP=3.8，较传统系统节能 35%，但长江沿岸土壤含水率 > 30% 导致热失衡风险，需配套 15% 辅助热源；②空间约束：4 × 10⁴m² 埋管面积与变电站电缆沟交叉施工需采用定向钻进技术，增加初期投资 22%；③环境影响：埋管与变电站接地网共享地下空间时，需采取绝缘套管隔离（接地电阻 < 4Ω）。

2.3.3 方案比选结果

表 1 能源站技术方案对比表

方案类型	核心设备	能源形式	协同性	年运行成本 (万元)	环保性	场地需求
储水双蓄	冷水机组 + 电极锅炉 + 蓄能罐	电能	★★★★★	1250 (节约 482)	零排放	需 2 × 10 ⁴ m ³ 蓄能罐场地
地源热泵	地源热泵机组 + 地下埋管	电能 + 地热能	★★★☆☆	1860 (增加 128)	零排放	需 4 × 10 ⁴ m ² 埋管面积
水源热泵	水源热泵 + 取水泵房	电能 + 地表水	★★★☆☆	1480 (增加 -)	潜在污染	需 800m ³ 泵房 + 河道 access
电制冷 + 蒸汽制热	冷水机组 + 汽水换热器	电能 + 蒸汽	★★☆☆☆	1380 (增加 88)	低排放	需蒸汽管网接入
电制冷 + 燃气制热	冷水机组 + 燃气锅炉	电能 + 天然气	★★☆☆☆	1620 (增加 182)	碳排放 3.2t/h	需泄爆口及烟囱

综合对比，选定“冷水机组 + 电极锅炉 + 储水双蓄”为最优方案，配套太阳能热水系统覆盖 10% 生活热水需求，形成“电为核心、多能互补”的供能体系（如表 1）。

3 能源站冷热供能工艺设计

3.1 供冷方案

①蓄冷流程（22:00-08:00 谷电时段）：3 台离心机组全开，将 1.2 × 10⁴m³ 蓄冷罐水温从 12℃ 降至 4℃，蓄冷量 8.96 × 10⁴kWh；②放冷流程（08:00-22:00 平峰时段）：高

负荷段（10:00-18:00）机组与蓄冷罐联合供冷，冷温泵频率 50Hz；低负荷段（08:00-10:00、18:00-22:00）螺杆机组单独运行，频率 35Hz。

设备配置（如表 2）：

表 2 设备配置参数表

设备名称	型号	数量	关键参数
离心式冷水机组	19XRV-1200	3 台	制冷量 4200kW, COP=5.2
螺杆式冷水机组	LSBLX-500	2 台	制冷量 1750kW, COP=4.8
蓄冷罐	GRP-12000	1 座	容积 $1.2 \times 10^4 \text{m}^3$, 工作压力 0.6MPa
冷温泵	SLS200-400	6 台	流量 $400 \text{m}^3/\text{h}$, 扬程 50m, 变频控制

3.2 供热方案

过渡季节优先使用小容量电极锅炉, 高负荷时启用大容量机组, 冷温泵配套运行。

①蓄热流程 (22:00-08:00 谷电时段): 电极锅炉满负荷运行, 将 $8 \times 10^3 \text{m}^3$ 蓄热罐水温加热至 90°C , 蓄热量 $8.4 \times 10^4 \text{kWh}$; ②放热流程 (08:00-22:00 平峰时段): 通过换热器将热水降温至 60°C 供给用户, 低负荷时段单泵运行。

设备配置 (如表 3):

表 3 设备配置参数表

设备名称	型号 / 规格	数量	关键参数
蓄热电极锅炉	DJL-10000	2 台	供热量 10000kW, 蓄热温度 $95/65^\circ\text{C}$
电极锅炉	DJL-8000	1 台	供热量 8000kW, 供热温度 $60/50^\circ\text{C}$
蓄热罐	GRP-8000	1 座	容积 $8 \times 10^3 \text{m}^3$, 工作压力 0.6MPa

3.3 用户端换热系统

用户建筑内设换热站, 采用“板换 + 变频循环泵”系统: 按用户侧回水温度调节一次侧阀门开度, 保障供水温度; 根据供回水压差、温差调节循环泵频率, 较传统定频系统节能 20%; 管道布局采用“主管道 - 地块支管 - 建筑内管”三级体系, 覆土层敷设, 空间节约 60%-80%^[5]。

4. 预期成果与变化

4.1 技术创新成果

①空间集约化: 通过“地下层能源设备 + 地上层变电设施”布局, 土地利用提升 40%, 较传统模式减少用地 1155m^2 ; ②多能协同技术: “全电驱动 + 储水双蓄”系统实现冷热电三联供, 供冷 COP 达 5.2、供热能效比达 4.8, 能源转换效率提升 25%; ③智能调度: 基于 LSTM 神经网络的 72 小时负荷预测模型, 可削减夏季高峰负荷 10%-15%, 单日最高移峰量 26.28 万 kWh, 调控响应时间 < 5 分钟; ④安全规范: 制定《变电站与能源站合建安全防护技术规范》, 系统平均无故障运行时间达 8760 小时 / 年。

4.2 效益提升成果

①经济收益: 年节约电费 482 万元、运维费用 65 万元, 合计年节约成本 547 万元; 全生命周期净收益 1.2 亿元, 静态投资回收期 8.3 年; ②土地价值: 节约的 1155m^2 用地按南京河西地价测算, 年间接节约土地成本约 230 万元; ③环境效益: 全电驱动系统实现零碳排放, 较“电制冷 + 燃气制热”方案年减排 CO_2 3593 吨、 SO_2 12 吨、 NO_x 10 吨、粉尘 1030 吨。

4.3 行业示范效应

构建“供电 + 供冷 + 供热”综合能源服务枢纽, 为城市存量变电站升级提供技术范本, 预计 2030 年前在长三角、珠三角等区域可改造 500 余个存量变电站, 新增综合能源服务能力超 20GW; 形成《变电站与区域能源站合建技术导则》, 明确立体分层布局、能效评估 (综合能源效率 $\geq 85\%$)、安全防护等标准, 填补行业空白。

5 结论

本研究依托南京小青变实证项目, 探索“变电站 + 区域能源站”合建模式下的综合能源服务站设计。该模式通过“立体分层、功能分区”布局创新, 较传统分散建设节约 40% 用地, 破解城市核心区土地约束; 构建“全电驱动 + 储水双蓄”多能协同系统, 实现冷热电三联供, 供冷 COP 达 5.2、供热能效比 4.8, 综合能效提升 25%, 年节约电费 482 万元, 减排 CO_2 3593 吨; 智能调控系统保障运行, 可用性 99.9%。该模式为城市存量变电站转型等提供技术范式与经验, 助力新型电力系统与低碳城市发展。

参考文献:

- [1] 张玉坤. 构建多能协同弹性供热新范式 [N]. 中国电力报, 2025-07-07 (006).
- [2] 肖紫荆, 卢宏涛, 吉喆, 等. 三甘醇脱水系统多因子协同优化提升能效经济性 [J/OL]. 现代化工, 1-7[2025-07-10].
- [3] 穆祥宇, 王向萍. 基于多能互补的油气电氢综合能源站设计核心要点与优化策略 [J]. 价值工程, 2025, 44(17): 161-165.
- [4] 盛渝, 郭航, 申文然. 城市综合能源服务项目开发运营模式研究 [J]. 产业创新研究, 2025(10): 87-89.
- [5] 邓晖. 基于 NSGA III 与 TOPSIS 的微电网冷热电联供系统最优经济调度 [J]. 电气应用, 2025, 44(03): 33-40.