

分布式能源站与集中供热系统联合运行优化策略探讨

李 峰

(青岛能源设计研究院有限公司, 山东 青岛 266011)

摘 要 随着城市供热规模持续扩大,单一集中供热模式在调峰灵活性与末端供热品质方面的不足日益显现,分布式能源站与集中供热系统的联合运行成为提升区域供热综合能效的重要途径。本文围绕联合运行的优化调度问题,提出了基于负荷预测的动态调度策略、源一网一荷协同优化控制策略、多能互补与储热系统耦合调峰策略以及经济性与节能性多目标协调优化策略,构建了以运行费用与管网热损失率为目标函数的多目标优化模型,并采用NSGA-II算法求解Pareto最优方案集。以北方某12万 m^2 居住小区为对象开展仿真验证,结果表明:在典型寒冷日工况下,优化策略使集中锅炉房负荷率稳定在85%~95%的高效区间,分布式能源站启停频次降低约40%,蓄热罐有效平抑了日内峰谷波动,末端室内温度均满足供热达标要求。

关键词 集中供热; 分布式能源站; 负荷预测; 动态调度

中图分类号: TK02; TM61

文献标志码: A

DOI: 10.3969/j.issn.2097-3365.2026.20.006

0 引言

我国北方地区城镇集中供热面积已超过150亿 m^2 ,供热管网规模与热源装机容量在过去十年间持续增长。天然气分布式能源技术在热电联产效率、快速启停响应及就近供能等方面展现出显著优势,为缓解集中供热系统的上述瓶颈提供了可行的技术路径。在此背景下,如何将分布式能源站有机融入既有集中供热管网,建立兼顾经济性与节能性的联合运行调度框架,已成为供热行业亟待解决的关键问题。

1 分布式能源站与集中供热系统联合运行流程概述

分布式能源站一般由燃气轮机、余热锅炉、吸收式热泵等设备组成,布局紧邻用户侧,能够就近满足区域供热需求。集中供热系统则依托大型热电联产机组或区域锅炉房,经由长距离管网向城市各片区输送热量^[1]。两者在供热能力、响应速度与覆盖范围上各有侧重,联合运行的核心在于将二者纳入统一调度框架,形成“集中为主、分布为辅”或“分布优先、集中补峰”的梯级供热模式。在物理连接层面,分布式能源站多以支线接入集中供热管网,设置水力隔离装置与热量计量节点,确保两侧系统在压力与温度上互不干扰,同时实现热量的双向调节与精确结算,联合运行的典型流程可划分为负荷采集、供热分配与反馈调节三个阶段。

2 分布式能源站与集中供热系统联合运行优化策略

2.1 基于负荷预测的动态调度策略

热负荷的时变特征构成联合供热调度的核心输入。供热季内,室外温度、风速、太阳辐射强度及建筑围护结构的蓄热效应共同塑造了末端热需求的波动曲线。为准确把握这一波动规律,可建立融合气象参数与历史运行数据的短期负荷预测模型^[2]。该模型以前若干时步的供回水温度、室外气象要素及节假日标识作为输入特征,经长短期记忆(LSTM)网络提取时序依赖关系后,其网络结构如图1所示,输出未来数小时的逐时热负荷预测值,其数学表达为:

$$\hat{Q}(t+k)=f_{\text{LSTM}}(X(t), X(t-1), \dots, X(t-n+1); \theta) \quad (1)$$

式(1)中, $\hat{Q}(t+k)$ 为第 $t+k$ 时步的热负荷预测值; $X(t)$ 为第 t 时步的输入特征向量,涵盖室外温度,风速、供水温度等变量; n 为历史回溯窗口长度; θ 为网络待训练参数集合。

获得逐时热负荷曲线后,调度平台对集中热源与分布式能源站的出力进行滚动分配。每一调度周期起始时刻,平台将预测负荷与当前管网运行状态进行比对,按照基荷—调峰分层逻辑确定各热源目标出力。当预测负荷低于集中热源经济运行下限时,分布式能源站退出运行以规避低效工况;当预测负荷逼近集中

作者简介: 李峰(1981-),女,本科,工程师,研究方向:供热、能源。

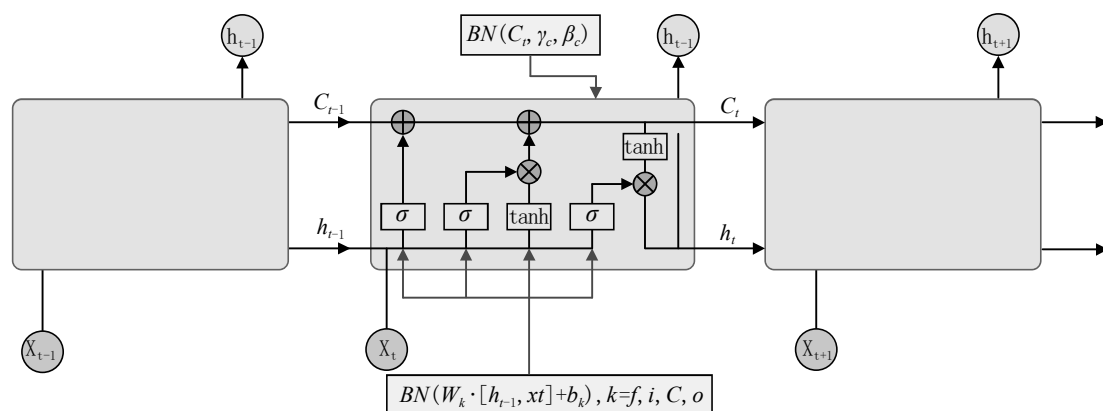


图 1 LSTM 网络结构图

热源额定容量时，分布式能源站按需启动并逐步加载。滚动预测与梯级分配相结合的调度架构，有效缓解了因负荷突变引发的供热品质波动，也为管网水力工况的平稳过渡预留了调节裕度^[3]。

2.2 源—网—荷协同优化控制策略

供热系统的运行品质取决于热源侧出力、管网侧输配与用户侧用热三个环节的实时匹配程度。源—网—荷协同控制策略将三个环节的关键可调参数纳入统一优化框架，以管网节点温度与压力作为状态约束，以供热达标与输配能耗最低为双重目标，实现跨环节的全局协调。在具体实施中，热源侧根据末端负荷反馈动态调整供水温度，并引入管网热延迟补偿环节，将热水在管道中的输运时滞纳入温度设定的修正量。管网侧采用变频泵组调节循环流量，在保证各换热站最不利环路压差满足要求的条件下压缩泵组能耗，用户侧换热站配置电动调节阀与室温反馈回路，依据室内实测温度与设定温度的偏差信号自动调节二次侧流量。

2.3 多能互补与储热系统耦合调峰策略

分布式能源站内配置的燃气轮机、余热锅炉与吸收式热泵分别对应不同的能量转换路径，对这些路径加以耦合调配，能够释放系统层面的调峰潜力。燃气轮机运行时产生的高温烟气经余热锅炉回收后可直接供热，吸收式热泵则可利用城市污水或地表水中的低品位热能实现热量提质。在用热高峰时段，燃气轮机满负荷运行产生的电力可部分驱动电热泵或电锅炉，将电能转化为热能注入管网，由此形成“气—电—热”梯级利用格局。用热低谷时段，富余电力上网售出或驱动蓄冷设备为夏季供冷预做储备，有助于在全年运行尺度上提升设备利用小时数与综合能效水平^[4]。储热系统在调峰运行中扮演着“时间搬移”的角色。大容量水蓄热罐或相变蓄热装置可安装于集中热源出口

或分布式能源站侧，在负荷低谷期蓄存富余热量，在高峰期释放所蓄热量以弥补供热缺口。这一“削峰填谷”过程使集中热源与分布式能源站均能在接近额定负荷率的高效区间内稳定运行，规避频繁启停与深度变负荷导致的设备磨损及效率衰减。储热容量与充放热功率的选取需兼顾典型日负荷峰谷差、管网允许温度波动幅度以及投资回收周期等约束条件。

2.4 经济性与节能性多目标协调优化策略

联合运行系统的优化目标呈现多维度特征：运营方关注天然气消耗与电力购售成本等经济指标，管理部门侧重一次能源利用率与碳排放强度等节能环保指标。两类目标之间存在结构性矛盾——分布式能源站在部分负荷下运行可降低集中管网的输配热损，但其单位供热的燃气成本可能高于大型热电联产机组。为在二者之间寻求合理平衡，可构建如下多目标优化模型：

$$\min F = [F_{\text{cost}}, F_{\text{loss}}]^T \quad (2)$$

$$F_{\text{cost}} = \sum_{t=1}^T (c_{\text{gas}} G(t) + c_e E_{\text{pump}}(t) - c_s E_{\text{sell}}(t)) \quad (3)$$

$$F_{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T \frac{Q_{\text{loss}}(t)}{Q_{\text{total}}(t)} \quad (4)$$

式(2)、(3)、(4)中， F_{cost} 为调度周期内的总运行费用； F_{loss} 为管网累计输配热损失率； c_{gas} 、 c_e 、 c_s 分别为天然气气价、购电单价与上网售电单价； $G(t)$ 为第 t 时步天然气消耗量； $E_{\text{pump}}(t)$ 为循环泵耗电量； $E_{\text{sell}}(t)$ 为分布式能源站上网电量； $Q_{\text{loss}}(t)$ 与 $Q_{\text{total}}(t)$ 分别为管网热损失量与总供热量。

该模型在各热源出力上下限、管网水力平衡约束及末端供热温度达标等条件下求解。由于两个目标函数之间的非劣解集构成 Pareto 前沿，可采用带精英策略的非支配排序遗传算法 (NSGA-II) 在一次运算中获取多组折中方案。在实际运行中，调度人员依据当日天然气价格、分时电价信号以及环保约束等级，在

Pareto 前沿上择取对应运行方案,实现经济效益与能源效率的动态均衡。

3 联合运行优化策略仿真实验与分析

3.1 实验模型搭建与参数设置

为验证上述优化策略的有效性,以北方某居住小区冬季供热系统为对象搭建仿真模型。该小区供热面积约 12 万 m^2 ,由一座集中锅炉房与两座分布式能源站联合承担供热任务。集中锅炉房内设一台额定热功率 20 MW 的燃气热水锅炉,经一次管网向 6 座换热站送热;两座分布式能源站分置于小区东、西两侧,各配备 1.2 MW 燃气轮机及配套余热锅炉,以支线并入一次管网。仿真平台基于 TRNSYS 与 MATLAB 联合搭建,供热季为 11 月 15 日至次年 3 月 15 日,仿真步长 1 h,末端达标判据为室内温度 $\geq 18\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。系统另配置一座有效容积 200 m^3 的常压水蓄热罐,安装于集中锅炉房出口侧。主要设备与管网参数如表 1 所示。

表 1 仿真模型主要参数

参数名称	数值	单位
集中锅炉额定热功率	20	MW
燃气轮机额定电功率(单台)	1.2	MW
余热锅炉回收热功率(单台)	1.5	MW
蓄热罐有效容积	200	m^3
一次管网总长度	3.6	km
设计供水温度/回水温度	85/60	$^{\circ}\text{C}$
循环泵额定流量	450	m^3/h
天然气低位热值	35.88	MJ/Nm^3
天然气单价	3.2	元/ Nm^3
购电单价(平段)	0.65	元/kWh
上网售电单价	0.42	元/kWh
建筑总供热面积	12	万 m^2

3.2 典型工况下的仿真结果与分析

选取供热季中的一个典型寒冷日(室外日均温度 $-15.3\text{ }^{\circ}\text{C}$)与一个典型过渡日(室外日均温度 $-2.8\text{ }^{\circ}\text{C}$)作为仿真工况,分别考察优化调度策略在极端低温与一般负荷条件下的运行表现。典型寒冷日的逐时热负荷在凌晨 4:00–6:00 达到峰值约 23.5 MW,午间 12:00–14:00 降至谷值约 16.8 MW,日内峰谷差达 6.7 MW。在优化调度模式下,集中锅炉房承担 18 MW ~ 20 MW 的基础负荷区间,两座分布式能源站合计出力在 0.8 MW ~ 3.2 MW 之间动态调节,蓄热罐于 22:00 至次日 2:00 以

约 1.5 MW 功率蓄热,在早高峰 5:00–7:00 以约 2.0 MW 功率放热。仿真结果显示蓄热罐的充放热过程有效平抑了集中锅炉房的出力波动幅度,使其负荷率始终维持在 85% ~ 95% 的高效运行区间。分布式能源站在峰值时段快速响应,补充集中热源的出力缺口,其启停频次相较于未优化方案减少约 40%。典型过渡日的日均负荷降至 14.2 MW,集中锅炉房即可独立覆盖全部热需求,分布式能源站全天处于热备用状态,蓄热罐未参与充放热循环。两种工况的仿真结果表明,优化调度策略能够依据负荷水平自适应切换运行模式:高负荷日充分调动分布式热源与储热设备协同补峰,低负荷日则将集中热源控制在经济运行区间内独立供热,避免小热源在低效工况下的燃料浪费。末端各换热站的二次侧供水温度在两种工况下均稳定在 $50\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 1.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ 范围内,室内温度维持在 $18.5\text{ }^{\circ}\text{C} \sim 21.0\text{ }^{\circ}\text{C}$ 之间,满足供热达标要求^[5]。

4 结束语

本文针对分布式能源站与集中供热系统联合运行的优化调度问题,从负荷预测驱动的动态调度、源—网—荷协同控制、多能互补与储热耦合调峰以及多目标协调优化四个层面构建了完整的策略体系。仿真结果验证了所提策略在典型寒冷日与过渡日两种工况下的适用性:在极端低温条件下,分布式能源站与蓄热罐协同补峰可将集中锅炉房负荷率稳定在高效区间,显著降低启停频次与设备磨损;在一般负荷条件下,系统自适应切换为集中热源独立运行模式,避免小容量机组低效工况下的能源浪费。未来研究可进一步引入可再生能源热源接入与碳交易成本约束,拓展优化模型的适用边界,并结合实际供热管网开展现场验证,推动联合运行策略从仿真走向工程落地。

参考文献:

- [1] 岳中帅.供热系统施工中节能技术应用[J].城市建设理论研究(电子版),2025(18):175-177.
- [2] 冯晓龙.基于能量流法的分布式能源系统规划及并网调度优化研究[D].北京:华北电力大学,2025.
- [3] 段洁仪.热泵助力能源低碳转型的机遇与路径[J].可持续发展经济导刊,2024(08):16-18.
- [4] 石海洋,别舒,倪龙,等.燃气分布式能源各阶段技术发展分析[J].煤气与热力,2023,43(12):37-42.
- [5] 顾舒.分布式能源智能监控终端通信链路故障定位方法[J].网络安全技术与应用,2026(03):13-14.