

气网动态潮流下多能源网与能量枢纽的联合调度

杨秀¹,杨云蔚¹,张美霞¹,王皓靖²,方陈²

(1. 上海电力大学 电气工程学院,上海 200090;2. 国网上海电力公司电力科学研究院,上海 200437)

摘要:天然气系统与电力系统的时间响应特性之间存在显著差异,若在综合能源系统优化调度模型中进一步融入天然气系统动态潮流模型,则能够更精确地描述其实际运行状态。为此,建立了考虑气网动态过程的电力-天然气耦合系统,该系统基于能量枢纽相耦合,并在能量枢纽中引入考虑负荷特性的需求响应模型,提出了考虑需求响应的多能源网与能量枢纽的联合优化调度方法。通过对网络模型与能量枢纽模型进行线性化处理来降低模型复杂度,并采用分解求解法进行多能流潮流计算。以含有2个能量枢纽的综合能源系统为算例进行仿真分析,结果表明考虑气网动态潮流的模型能更准确地描述实际运行状态,且考虑需求响应对于降低峰谷差、提高经济效益效果显著。

关键词:气-电耦合系统;动态潮流;能量枢纽;多能流潮流计算;线性优化

中图分类号:TM 73;TK 01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202004006

0 引言

气-电耦合系统 IENGS (Integrated Electricity-Natural Gas System) 是指以电力系统为核心,融合天然气系统的现代能源系统^[1],是多种能源统一规划及调度的综合性能能源系统,其对于提高整体运行效率、推动能源结构转型具有重要意义。综合能源系统的规模与架构因其自身需求及特点的差异而有所不同^[2]。文献[3]根据地理因素与能源发/输/配/用特性,将综合能源系统分为跨区级、区域级和用户级,是否含有多能源网络成为区域级与用户级综合能源系统的主要区别。

对于单个用户级综合能源系统,最重要的是各能源之间的转换。苏黎世联邦理工学院首次提出能量枢纽 EH (Energy Hub) 的概念^[4],由于其良好的抽象性、通用性与可扩展性,正广泛应用于综合能源系统建模中。能量枢纽各类模型的建模方法及其优化规划、优化运行的模型和求解现状在文献[5]中有详细的分类和总结,在此基础上的优化调度^[6]、需求响应^[7]、安全评估^[8]等问题已有大量的研究。而对于包含多能源网络的区域级综合能源系统,多能流潮流计算亦是其重点关注的问题。文献[9]根据系统模型的精细化程度,将综合能源系统多能流潮流计算模型大致分为简化稳态模型、复杂稳态模型以及暂态模型3类,其中,暂态模型与稳态模型是指2种不同的天然气网络模型。

国内外学者针对区域级综合能源系统的优化调度问题已开展了深入的研究^[10-15]。但大多数研究中,天然气系统采用的是将一段时间内的气体流动视为稳定流动的天然气数学稳态模型^[12],并在此基础上进行气-电耦合潮流计算。文献[10]和[14]分别提出并研究了气-电耦合系统最优能流与机组组合问题。除基本的多能流计算与优化外,天然气网络的运行约束对电网运行的影响^[13],新能源消纳、需求响应^[15]、供气可靠性对电网的影响及相应的鲁棒防御策略等问题亦有详细的研究。

然而,由于天然气具有可压缩性,其传输管道自身具有储气潜力,稳态模型难以准确反映系统的真实运行状态。天然气管道气压动态事实上应由比电力系统常微分方程更为复杂的非线性偏微分方程描述^[16-18]。以质量守恒及牛顿第二定律的偏微分方程为基础,文献[16]利用隐式有限差分法将其转化为一组非线性代数方程,直接用牛顿法对非线性方程进行求解,在此基础上,文献[17]进一步对非线性方程进行线性化处理,并采用混合整数线性规划方法进行求解。文献[18]引入了天然气质量流量、平均流速2个物理量,对原有偏微分进行了线性化处理,差分后得到了天然气网络的动态差分模型,并通过燃气轮机及P2G耦合的多能流潮流计算和优化分析验证了模型的有效性。然而,上述考虑气网暂态模型的相关研究中,与电网的耦合部分均属于基于元件耦合型,即耦合环节为燃气轮机或P2G等单一设备,鲜有同时考虑能量枢纽及气网动态潮流特性的研究,一定程度上限制了综合能源效益的提升。

针对上述问题,本文建立了考虑气网动态过程的天然气潮流差分模型以及能量枢纽模型,从节点气压、管段流量、管道初始状态等方面对比了天然气动、稳态模型的异同;通过能量枢纽将电网与气网进

收稿日期:2019-09-20;修回日期:2020-02-08

基金项目:上海市科委地方能力建设计划(16020500900);上海市科委创新行动计划(18DZ1203200)

Project supported by Shanghai Local Capacity Construction Fund(16020500900) and Shanghai Science and Technology Program(18DZ1203200)

行耦合,并且将模型线性化处理后,利用分解求解法计算系统混合潮流;另外,对能量枢纽引入从负荷响应特性出发的需求响应模型,进而对系统潮流进行优化。

1 多能源网络模型

1.1 气网动态差分模型

天然气是可压缩气体,一般情况下管道内燃气的流动是不稳定流,压力与流量是变化的。此外,多数情况下管道内燃气的流动可以认为是等温的,其温度与埋管周围土壤温度相同,不存在热量交换。在此条件下,整个过程通常可以使用以下3个主要方程进行描述:动量方程、连续性方程和状态方程。考虑到高压燃气的可压缩性,状态方程可表示为:

$$p = Z\rho RT_k \quad (1)$$

其中, p 为节点压力; ρ 为气体密度; Z 为压缩因子; R 为气体常数; T_k 为燃气的热力学温度。

状态方程亦可通过声速来构造,这种方式能更简单地描述气体压力与密度之间的关系:

$$p = c^2 \rho \quad (2)$$

运动方程与连续性方程分别如下:

$$\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho\omega^2)}{\partial x} + \frac{\partial\rho}{\partial x} + g(\rho - \rho_a)\sin\alpha + \frac{\lambda}{d} \frac{\omega^2}{2} \rho = 0 \quad (3)$$

$$\partial\rho/\partial t + \partial(\rho\omega)/\partial x = 0 \quad (4)$$

其中, x 和 t 分别为空间距离和时间; λ 为摩擦系数; c 为声速; ω 为气体流速; g 为重力加速度; d 为管道直径; α 和 ρ_a 分别为水平面倾角和与水平面成 α 角处的气体密度。

从工程角度出发,运动方程中的对流项即式(3)等号左侧的第2项,只有在流速接近声速时才有意义,而正常管道内燃气流速一般在20~40 m/s范围内。此外,在城镇天然气管网中,当管道高度的差值不大时,运动方程的重力项即式(3)等号左侧的第4项也可以忽略,则运动方程可简化为:

$$\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t} + \frac{\partial\rho}{\partial x} + \frac{\lambda}{d} \frac{\omega^2}{2} \rho = 0 \quad (5)$$

然后通过引入质量流量(单位为kg/s)这一概念,记质量流量 $M = \rho\omega F$,其中 F 为管道横截面积。将质量方程与动量方程分别转化为:

$$\frac{\partial\rho}{\partial t} + \frac{\partial M}{F\partial x} = 0 \quad (6)$$

$$\frac{\partial M}{F\partial t} + \frac{\partial\rho}{\partial x} + \frac{\lambda}{d} \frac{\omega^2}{2} \rho = 0 \quad (7)$$

由于动量方程中仍有平方项,通过引入平均气流速度 $\bar{\omega}$ 对动量方程进一步处理可得:

$$\frac{\lambda}{d} \frac{\omega^2}{2} \rho = \frac{\lambda}{d} \frac{\bar{\omega}}{2} \omega\rho = \frac{\bar{\omega}\lambda}{2dF} M \quad (8)$$

最终得到线性化的动量方程为:

$$\frac{\partial M}{F\partial t} + \frac{\partial\rho}{\partial x} + \frac{\bar{\omega}\lambda}{2dF} M = 0 \quad (9)$$

至此,式(2)、(6)、(9)即为线性化的气网动态潮流模型。为求解该偏微分方程,引入Wendroff差分格式,求解精度理论上为二阶,如式(10)所示。

$$\begin{cases} \frac{\partial X}{\partial t} = \frac{1}{2} \left(\frac{X_{i+1,t+1} - X_{i+1,t}}{\Delta t} + \frac{X_{i,t+1} - X_{i,t}}{\Delta t} \right) \\ \frac{\partial X}{\partial x} = \frac{1}{2} \left(\frac{X_{i+1,t+1} - X_{i,t+1}}{\Delta x} + \frac{X_{i+1,t} - X_{i,t}}{\Delta x} \right) \end{cases} \quad (10)$$

其中, Δt 与 Δx 分别为差分的时间与空间步长。

对于一段始、末端点分别为 i,j ,长度为 L 的天然气管道,将式(10)应用于式(6)和式(9),得到动态气流差分模型为:

$$\rho_{j,t+1} + \rho_{i,t+1} - \rho_{j,t} - \rho_{i,t} + \frac{\Delta t}{L_{ij}F_{ij}} (M_{j,t+1} - M_{i,t+1} + M_{j,t} - M_{i,t}) = 0 \quad (11)$$

$$\frac{1}{F_{ij}} (M_{j,t+1} + M_{i,t+1} - M_{j,t} - M_{i,t}) +$$

$$\frac{\Delta t}{L_{ij}} (p_{j,t+1} - p_{i,t+1} + p_{j,t} - p_{i,t}) +$$

$$\frac{\lambda\bar{\omega}_y\Delta t}{4d_{ij}F_{ij}} (M_{j,t+1} + M_{i,t+1} + M_{j,t} + M_{i,t}) = 0 \quad (12)$$

1.2 气网稳态潮流模型

若将某一小段时间内的管内流动作为稳定流动,设各运动参数不随时间变化,即:

$$\frac{\partial\rho}{\partial t} = 0, \quad \frac{\partial p}{\partial t} = 0, \quad \frac{\partial\omega}{\partial t} = 0 \quad (13)$$

在此设定下,运动方程与状态方程不变,连续性方程变为:

$$\rho\omega = K^* \quad (14)$$

其中, K^* 为常数。

则稳定流动方程组可由式(1)、(5)、(13)表示。式(14)也表达了动态方程与稳态方程的最大不同之处,经过一系列的化简与积分,可得燃气在等温流动时燃气管道计算的基本公式为:

$$p_1^2 - p_2^2 = 1.62\lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 p_0 \frac{T_k}{T_0} \frac{Z}{Z_0} L \quad (15)$$

其中, p_1, p_2 分别为管道始、末两端燃气的绝对压力; p_0 为标准大气压; Q_0 为燃气管道的计算流量; ρ_0 为燃气密度; T_0 为标准状态下的绝对温度; Z_0 为标准状态下的压缩因子。

1.3 电力系统直流潮流模型

电力系统潮流分析以节点功率平衡为基础,对于每一个节点而言,发电机注入的功率为负载与传输线上消耗功率之和。本文不考虑系统的无功潮流

分布,电网采用线性化的直流潮流模型如下:

$$P_i^{\text{sp}} = \sum_{j \in i} B_0(i, j) \theta_j \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (16)$$

$$B_0(i, j) = -1/x_{ij} \quad i \neq j \quad (17)$$

$$B_0(i, i) = 1/x_{ij} \quad (18)$$

其中, P_i^{sp} 为节点 i 给定的注入有功功率; N 为节点数; θ_j 为节点 j 的电压相角; x_{ij} 为支路电抗; $B_0(i, j)$ 、 $B_0(i, i)$ 为 $N \times N$ 阶节点导纳矩阵的元素。

2 最优潮流模型

2.1 目标函数

本文以考虑需求响应的整个多能源系统经济成本最小为目标构建气-电耦合网络的最优潮流数学模型。总成本由能源消耗成本、弃风惩罚成本与能量枢纽需求响应成本组成:

$$F_1 = \min \left[\sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{N_e} c_{i,t}^e (P_{i,t}^e \Delta t) + \sum_{i=1}^{N_{\text{gas}}} c_{i,t}^{\text{gas}} (3600 M_{i,t}^{\text{gas}} \Delta t) + \sum_{i=1}^{N_w} c_{i,t}^{\text{wcur}} (P_{i,t}^{\text{wcur}} \Delta t) \right] \right] \quad (19)$$

其中, T 为系统运行总时段; N_e 为发电机组总数目; $c_{i,t}^e$ 为第 i 台发电机组在时刻 t 的成本系数; $P_{i,t}^e$ 为第 i 台发电机组在时刻 t 的出力; N_{gas} 为气源点总数目; $c_{i,t}^{\text{gas}}$ 为第 i 个气源点在时刻 t 的成本系数; $M_{i,t}^{\text{gas}}$ 为第 i 台发电机组在时刻 t 的质量流量; N_w 为风机总数目; $c_{i,t}^{\text{wcur}}$ 为第 i 台风机在时刻 t 的弃风惩罚系数; $P_{i,t}^{\text{wcur}}$ 为第 i 台风机在时刻 t 的弃风功率; Δt 为调度时间间隔, 本文取 1 h。

对于能量枢纽, 考虑从负荷角度出发的需求响应。按负荷参与需求响应的方式将用户负荷分为以下 4 类: 基础负荷 (不可控负荷), 可平移负荷 (洗衣机、消毒柜等), 可转移负荷 (电动汽车等), 可削减负荷 (空调等)。考虑需求响应的能量枢纽成本为:

$$F_2 = \min \left[\sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{N_h} [c_{i,t}^{\text{ebuy}} (P_{i,t}^{\text{ebuy}} \Delta t) - c_{i,t}^{\text{esale}} (P_{i,t}^{\text{esale}} \Delta t)] + \sum_{i=1}^{N_h} c_{i,t}^{\text{ghs}} (3600 M_{i,t}^{\text{gas}} \Delta t) \right] \right] + F_{\text{DR}} \quad (20)$$

$$F_{\text{DR}} = F_{\text{shift}} + F_{\text{trans}} + F_{\text{cut}} \quad (21)$$

$$F_{\text{shift}} = F_{\text{shift}}^{\text{cost}} \sum P_t^{\text{shift}} \alpha_t \quad (22)$$

$$F_{\text{trans}} = F_{\text{trans}}^{\text{cost}} \sum P_t^{\text{trans}} \beta_t \quad (23)$$

$$F_{\text{cut}} = F_{\text{cut}}^{\text{cost}} \sum P_t^{\text{cut}} \gamma_t \quad (24)$$

其中, N_h 为能量枢纽总数目; $c_{i,t}^{\text{ebuy}}$ ($c_{i,t}^{\text{esale}}$) 分别为第 i 个购电 (售电) 的能量枢纽在时刻 t 的购电成本 (售电盈利) 系数; $P_{i,t}^{\text{ebuy}}$ ($P_{i,t}^{\text{esale}}$) 为第 i 个购电 (售电) 的能量枢纽在时刻 t 的购电量 (售电量); $c_{i,t}^{\text{ghs}}$ 为第 i 个购气 (售气) 的能量枢纽在时刻 t 的购气成本 (售气盈利) 系数;

F_{DR} 为能量枢纽需求响应成本, 由可平移负荷 F_{shift} 、可转移负荷 F_{trans} 、可削减负荷 F_{cut} 三部分补偿费用组成; P_t^{shift} 、 P_t^{trans} 、 P_t^{cut} 分别为在时刻 t 的平移负荷、可转移负荷、可削减负荷; α_t 、 β_t 、 γ_t 为表示响应是否发生的 0-1 变量, 响应发生时其值为 1, 否则其值为 0。

2.2 天然气系统约束

除动态差分潮流模型外, 天然气系统需满足以下约束条件。

(1) 气源点处, 质量流量必须非负, 且气压、密度恒定。

$$M_{i,t} \geq 0 \quad i \text{ 为气源点} \quad (25)$$

$$\begin{cases} \rho_{i,t} = \rho_{i,t_0} \\ p_{i,t} = p_{i,t_0} \end{cases} \quad i \text{ 为气源点} \quad (26)$$

(2) 末节点处质量流量即为负荷。

$$M_{j,t} = M_{j,\text{load}} \quad j \text{ 为末节点} \quad (27)$$

(3) 交汇点处, 气流进出平衡。

$$\sum M_{ij} = 0 \quad (28)$$

(4) 非气源点的气压需在上、下限内。

$$p_{i,t}^{\text{min}} \leq p_{i,t} \leq p_{i,t}^{\text{max}} \quad (29)$$

2.3 电力系统约束

本文中电力系统采用直流潮流模型, 需满足的约束条件除有功平衡约束外, 还需满足以下约束。

(1) 线路功率约束。线路传输的功率 P_{ij} 不能大于其最大传输功率 P_{ij}^{max} :

$$|P_{ij}| \leq P_{ij}^{\text{max}} \quad (30)$$

(2) 风机出力约束。风机出力大小受天气影响较大, 其出力 $P_{i,t}^w$ 应小于等于最大可能出力 $P_{i,t}^{\text{wmax}}$:

$$0 \leq P_{i,t}^w \leq P_{i,t}^{\text{wmax}} \quad (31)$$

2.4 能量枢纽约束

本文采用典型的、通过耦合矩阵构造的能量枢纽模型, 即:

$$L = CP \quad (32)$$

其中, L 、 P 分别为能量枢纽的输出与输入; C 为耦合矩阵。

需满足以下约束条件。

(1) 能量转换元件约束。

假设元件 i 的输入输出能量形式分别为 a 和 b 能量转换元件的输入输出关系, 具体如下:

$$P^{b,\text{out}}(t) = \eta_i P^{a,\text{in}}(t) \quad (33)$$

其中, $P^{a,\text{in}}$ 、 $P^{b,\text{out}}$ 分别为输入元件 i 的能量形式 a 与输出元件 i 的能量形式 b 的功率大小; η_i 为元件 i 的性能系数, 本文中能量转换元件的该系数取常数。

转换元件的输入与输出均存在上、下限, 以输入为例, 其约束为:

$$P_{\text{min}}^{a,\text{in}} \leq P^{a,\text{in}}(t) \leq P_{\text{max}}^{a,\text{in}} \quad (34)$$

其中, $P_{\text{max}}^{a,\text{in}}$ 与 $P_{\text{min}}^{a,\text{in}}$ 分别为转换元件 i 关于能量形式 a

的输入功率上、下限。

(2)分布式可再生能源元件约束。

分布式可再生能源的输出功率很大程度上受自然环境的影响,关于能量形式 c 的分布式可再生能源元件 j 的输出约束为:

$$0 \leq P^{c, \text{out}}(t) \leq P_{\text{max}}^{c, \text{out}} \quad (35)$$

其中, $P_{\text{max}}^{c, \text{out}}$ 为关于能量形式 c 的可再生能源元件在 t 时刻的最大可能输出功率。

(3)能量枢纽需求响应约束。

可平移负荷只存在不平移、平移到可接受时段内 2 种情况,只需通过 α_i 的取值来确定响应是否发生;可转移负荷需保证转移的功率在可转移范围内,且需对转移负荷的最小持续时间进行约束;可削减负荷需满足削减时间在一定范围内,且削减次数应有上限。

2.5 联合调度算法流程

气-电耦合系统潮流计算采用分解求解法,其中天然气系统潮流求解部分略为复杂。一般以稳态下流量及气压为初始值,再代入动态模型并进行平差计算,具体流程如图 1 所示。

3 算例分析

3.1 系统简介

为验证模型的有效性,选择如图 2 所示的 5 节点

电力系统与 7 节点天然气系统作为算例。电力系统中,5 号节点与大电网相连,4 号节点处接有 1 个中等规模的风电场,3 号节点接有负荷,1、2 号节点分别接有住宅区(HUB₁)与办公区(HUB₂)这 2 个能量枢纽,分别与天然气系统的 6、7 号节点经能量枢纽耦合。天然气系统中,1 号节点为气源点,2—5 号节点均接有负荷,6、7 号节点分别通过住宅区能量枢纽与办公区能量枢纽与电网耦合。能量枢纽模型见图 3。

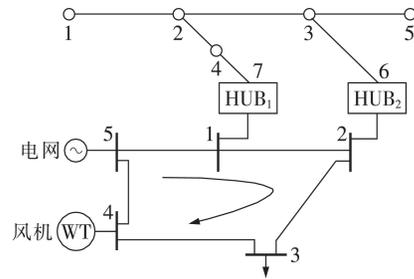


图 2 气-电耦合系统拓扑结构

Fig.2 Topological structure of IENGs

目标函数 F_1 中,火电机组(电力系统 5 号节点)运行成本系数 $c_{i,t}^e = 200$ 元 / (MW·h),燃气机组(天然气系统 1 号节点)消耗的天然气成本系数 $c_{i,t}^{\text{gas}} = 0.4$ 元 / kg,弃风惩罚系数 $c_{i,t}^{\text{wcur}} = 1000$ 元 / (MW·h)。新能源最大出力见附录 A 图 A1。

目标函数 F_2 中,能量枢纽购电成本系数 $c_{i,t}^{\text{ebuy}}$ 与

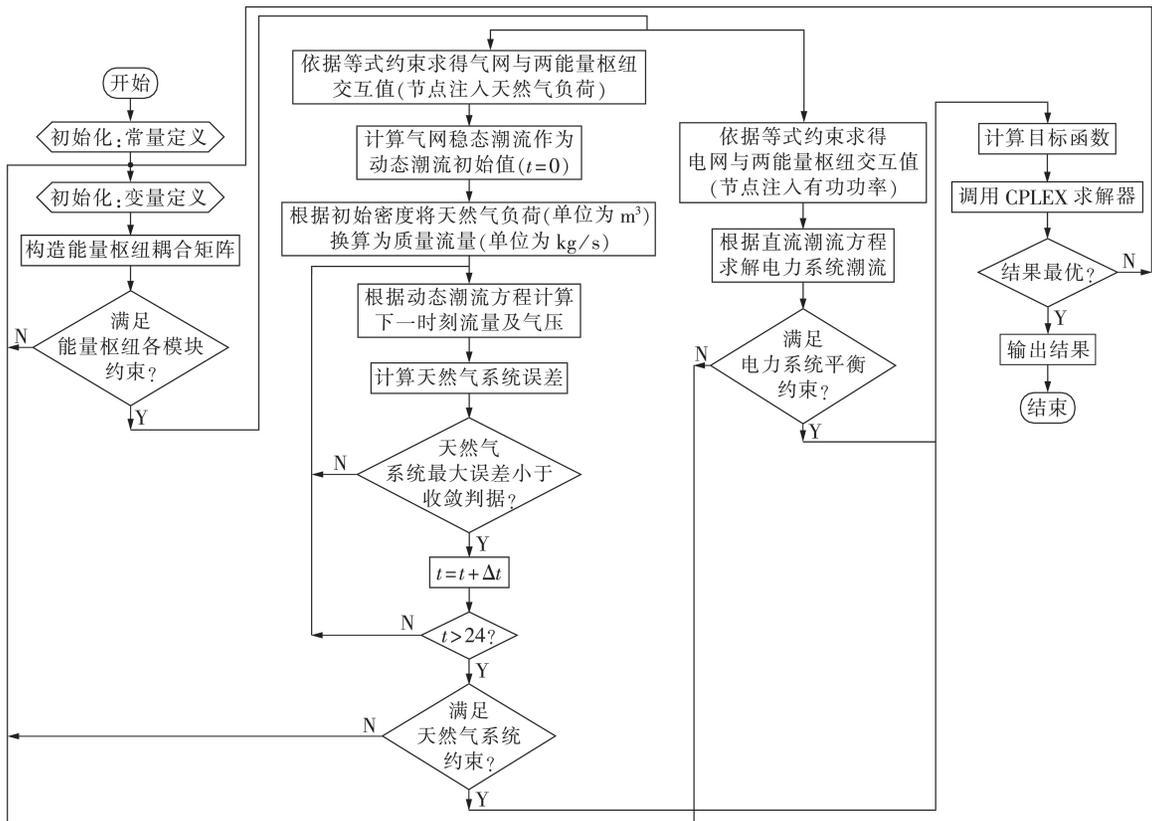


图 1 联合调度算法流程

Fig.1 Flowchart of combined dispatching algorithm

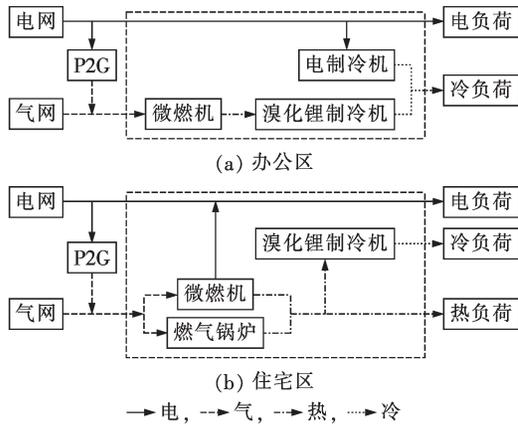


图3 能量枢纽模型

Fig.3 Model of EH

售电收入系数 $c_{i,t}^{sale}$ 均采用峰谷电价,如附录A图A2所示;能量枢纽购(售)气成本系数 $c_{i,t}^{gas}$ 为固定气价 $3.3 \text{ 元}/\text{m}^3$ 。2个能量枢纽的负荷采用夏季典型负荷,日负荷数据见附录A图A3。能量枢纽内各设备具体效率系数见附录A表A1。

3.2 天然气系统动稳态潮流差异

首先仅对天然气网络进行计算,假设7号节点在不同时刻的负荷变化如附录A图A4所示。

暂、稳态模型下7号节点在各时刻的压力对比如图4所示,管道4-7始末两端质量流量如图5所示。由图4可以看出,2种模型下7号节点的气压变化趋势大致是相同的;但相较于稳态模型,暂态模型下的气压变化幅度更小,曲线更为平缓。这是由于暂态模型下,天然气管道具有管存特性,管道内气体的可压缩性得以考虑,且管存特性在一定程度上平抑了天然气负荷的波动。图5表现出了暂态模型与

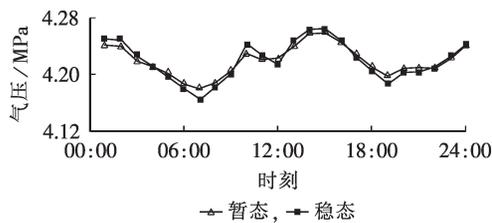


图4 暂、稳态模型下的气压对比

Fig.4 Comparison of gas pressure between steady-state and transient models

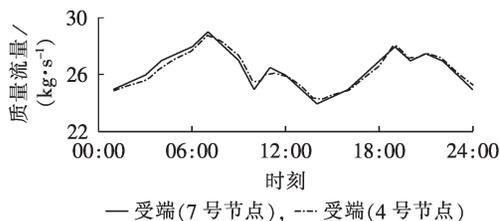


图5 暂态模型下管道4-7始末两端质量流量

Fig.5 Mass flow of send- and end-terminal for Pipeline 4-7 in transient model

稳态模型的又一明显差异,即暂态模型下管道始末两端(送端与受端)质量流量不同,而在稳态模型中,同一管道内各处气体密度与流速的乘积保持恒定,即质量流量不变,故这一特性在稳态模型中实际上是被忽略的,无法体现。另外,管道两端质量流量的差异与节点气压的变化趋势有关。仔细对比图4和图5能够看出,当送端质量流量小于受端时,气压呈下降趋势;当送端质量流量大于受端时,气压将会上升。

3.3 暂态模型下不同气网初始条件对系统的影响

本节不考虑需求响应,仅针对不同气网初始条件进行分析,并与气网稳态模型下的结果进行对比。具体分为3种情况,情况1采用稳态模型,情况2、3采用动态模型,但对天然气管道初始条件的设置有所不同,进而对比分析3种情况下的气源点出力与调度成本。①情况1,天然气系统采用稳态模型^[19],不考虑管存,所有天然气负荷或天然气元件消耗均由气网供应,稳态模型下天然气管道首末两端流量一致;②情况2,天然气系统采用暂态模型,初始管存较高,即初始状态下管道储气量较大,节点气压较高;③情况3,天然气系统采用暂态模型,初始管存较低,即初始状态下管道储气量较小,节点气压较低。

3种情况下气源点出力如图6所示。可以看出,暂态与稳态模型下的结果存在明显差异,管存较大时暂态模型下的气源点出力比稳态小,管存较小时气源点出力比稳态大。主要原因有以下2个:一是管道内原本储存的天然气可以供给一部分负荷;二是管存量与管道气压呈正相关,气压较小时,较小的气体流速使得满足负荷需求更为困难。具体分析如下:在最初的00:00—07:00时段,3种情况下的气源点出力差异最大,当初始管存水平较高时,管道内气压较大,其内部存储的天然气同样可以作为一部分供给,故情况2下气源点在00:00—06:00时段内出力较小;情况3下则相反,初始管存水平较低,管道气压较小,天然气在管道内的流速也会相应变低,对负荷的供给更为困难,若想满足同样的负荷需求,气源点必须出力更多,在满足负荷需求的同时压缩管道内的气体,提高管存水平,增大管道内的气压。

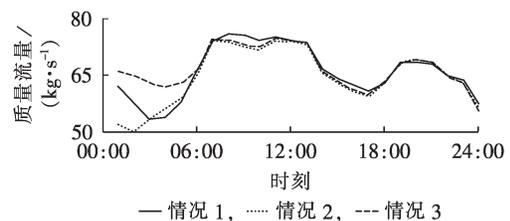


图6 3种情况下气源点出力对比

Fig.6 Comparison of gas source generation under three occasions

07:00后,情况3下的管存水平逐渐提高到与情况1相近的水平,暂态模型下情况2与情况3下的曲线几乎重合。

结合上述分析可以发现,3种情况下耦合系统的成本也会有所差异,具体如下:情况1—3下的系统总成本分别为2380628.6、2244932.8、2409196.1万元。可见高初始管存下系统总成本比稳态模型降低了5.7%,低初始管存下总成本比稳态升高了1.2%。可得出以下结论:当天然气管道初始管存水平较高时,管道内存储的气体可平抑部分负荷,进而降低耗气成本;当初始管存水平较低时,成本将增加。

3.4 气网动态潮流下气-电网与考虑需求响应的能量枢纽联合调度

在能量枢纽内部,仅考虑多种能源形式的相互转化,而不考虑天然气动态过程,其成本为目标函数 F_2 的值。联合调度下,需考虑外部潮流网络。能源端口处的天然气负荷需经过体积到质量流量的单位换算,此换算中假设天然气网络初始管存水平较高,天然气密度取 60 kg/m^3 。

对两能量枢纽进行从负荷出发的需求响应,假设住宅区冷负荷中存在可削减负荷,最大削减次数取8次,作用时长为2~5 h;办公区中电负荷存在可平移、可转移、可削减负荷,平移与转移的作用时长至少为2 h,削减作用时长为2~5 h,最大削减次数为5次。可响应负荷情况见附录A图A5和图A6。

为综合考虑系统总成本与能量枢纽成本,避免出现仅考虑整体效益而忽略能量枢纽作为独立个体的成本诉求的现象,现以对目标函数 F_1 与 F_2 进行各50%的加权为总优化目标,基于本文提出的电网直流潮流与气网动态潮流及模型,在MATLAB平台上通过YALMIP工具箱调用CPLEX求解器求解该优化模型,分别得到能量枢纽需求响应结果,电源点、气源点出力以及电、气网络潮流情况如图7和图8所示。可见住宅区冷负荷在高峰时段出现了削减。对于办公区电负荷而言,可平移负荷从电价较高的14:00—15:00时段平移至电价较低的09:00—10:00时段,平移期间的持续时间及负荷大小不变;可转移负荷由原本的8个时段扩大至9个时段,转移前后可转移负荷总量不变,只是耗电时间发生了变化;可削减负荷在高峰期及电价较高的时段出现了削减。对比响应前后的负荷曲线,可明显看出峰谷差的减小。在成本方面,住宅区由于冷负荷的削减成本约降低了2687.3元,办公区电负荷参与响应后成本降低了8778.0元。

图9为两能量枢纽在各时刻的电能耗以及整个电力系统的用电量。对于两能量枢纽,总体而言与负荷波动及电价高低有关,尤其是加入需求响应后,能耗随电价波动的现象更为明显。首先,各自能耗

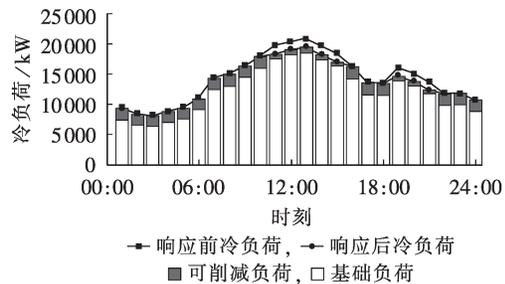


图7 住宅区需求响应前、后冷负荷

Fig.7 Cooling load before and after demand response in residential area

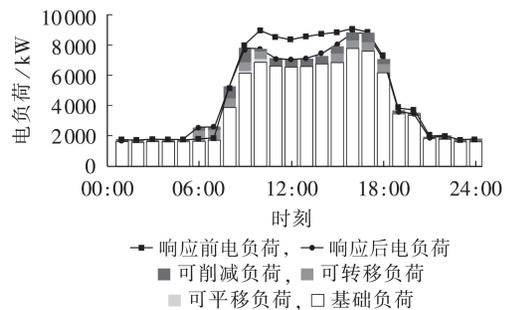


图8 办公区需求响应前、后电负荷

Fig.8 Power load before and after demand response in office area

的变化趋势大致追随负荷曲线,但相较之下住宅区耗电量对电价的敏感性更强,在峰电价时段,即使响应后的冷负荷仍上升严重,耗电量却并未体现出相同趋势的上升,此时负荷需求更倾向于由天然气来提供。而办公区由于上班时间的固定性,其电能消耗受负荷影响较大,但在电价最高的12:00—17:00、19:00—23:00时段同样出现了凹陷,除电价因素外,也有需求响应后峰谷差降低的原因。整个电力系统的耗电量同样在上述时段出现凹陷。

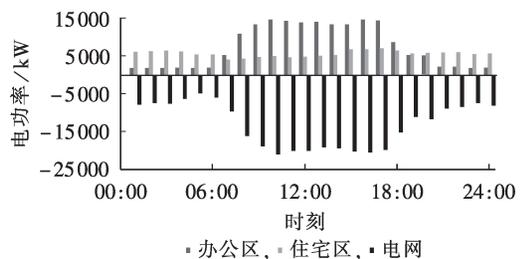


图9 电源点出力与能量枢纽互值

Fig.9 Generation of power plant and energy hubs' electricity usage

图10为两能量枢纽在各时刻的天然气消耗以及气源点的产出。由于夏季住宅区的冷负荷较大,且在冷负荷最大的12:00—14:00及18:00—22:00两时段电价较高,故其天然气消耗量一直较大,且在上述两时段中有明显的上升。对于办公区而言,其天然气消耗的整体趋势亦与其固定的时间特性有强的相关性,在电价较低的22:00之后,办公区几乎

无天然气消耗;并在电价最低、负荷最小的00:00—06:00时段有额外的天然气产出。气源点还需供应天然气网络其余节点的负荷,但其总产出的变化趋势依旧与电价有关,峰电价时段气源点总产出较高。

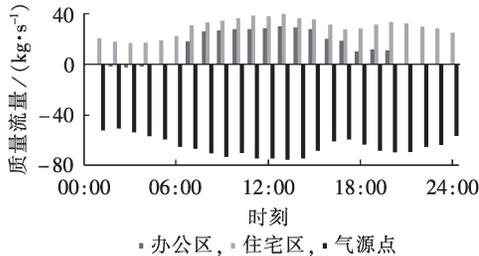


图10 气源点出力与能量枢纽交互值

Fig.10 Generation of gas source and energy hubs' gas usage

图11为电力系统各线路的有功功率流。各线路功率的正负代表了有功功率在电网中的流向,实际流向表明,5号节点承担起了大多数的电力需求。两能量枢纽之间存在电能的流动,在大部分时段可以认为办公区为整个电力系统的功率分点。

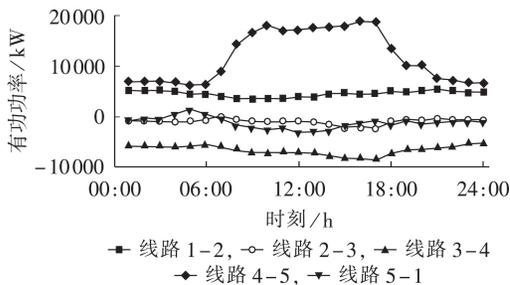


图11 电网潮流

Fig.11 Power flow of grid

4 结论

本文建立了多能源网与能量枢纽协同调度模型,天然气系统采用动态潮流模型,并分析暂态模型与稳态模型下天然气潮流及节点气压的异同,得出结论如下:

(1)天然气具有可压缩性,管道有一定的储气能力,使得在动态潮流下管存特性优势得以发挥,通过平抑天然气负荷波动,节点气压变化比稳态更为平缓;

(2)动态潮流下单根管道送、受两端流量有所差异,该特性在稳态潮流中难以体现,一定程度上影响了稳态潮流对系统运行状态描述的精确性;

(3)动态潮流下天然气管道初始管存水平的差异影响了管道气压、气体流速,进而影响了系统运行成本;

(4)对于多能源网络考虑了气网动态过程,并与能量枢纽进行有机结合,综合考虑能量枢纽内部成

本与系统总成本的协同优化,考虑了负荷特性的能量枢纽需求响应模型对于降低系统负荷峰谷差、提高经济效益成效显著。

本文在综合考虑系统整体与能量枢纽内部成本优化方面的处理方式较为简单,且未考虑能源生产商与能量枢纽隶属于不同运营/投资主体情况下的博弈和协同,未来随着综合能源系统的不断建设、售电侧市场不断放开,将有更多的社会资本进入综合能源服务,需根据实际发展需求开展多主体综合能源系统运行优化研究。此外,在区域级综合能源系统中,热网也是多能源网络的重要组成部分,且与电网类似,均与电网时间特性差异显著,需要建立电、气、热多网络耦合模型,并实现协同调度,亦是后续研究的重点。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 董朝阳,赵俊华,文福拴,等. 从智能电网到能源互联网:基本概念与研究框架[J]. 电力系统自动化,2014,38(15):1-11. DONG Zhaoyang, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. From smart grid to energy internet: basic concept and research framework[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(15):1-11.
- [2] 余晓丹,徐宪东,陈硕翼,等. 综合能源系统与能源互联网综述[J]. 电工技术学报,2016,31(1):7-19. YU Xiaodan, XU Xiandong, CHEN Shuoyi, et al. A brief review to integrated energy system and energy internet[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(1):7-19.
- [3] 王伟亮,王丹,贾宏杰,等. 能源互联网背景下的典型区域综合能源系统稳态分析研究综述[J]. 中国电机工程学报,2016,36(12):3292-3306. WANG Weiliang, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Review of steady-state analysis of typical regional integrated energy system under the background of energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(12):3292-3306.
- [4] FAVRE-PERROD P. A vision of future energy networks [C]//2005 IEEE Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa. Durban, RSA: IEEE, 2005: 13-17.
- [5] 王毅,张宁,康重庆. 能源互联网中能量枢纽的优化规划与运行研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报,2015,35(22):5669-5681. WANG Yi, ZHANG Ning, KANG Chongqing. Summary and prospect of research on optimization planning and operation of energy hubs in energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(22):5669-5681.
- [6] 郝然,艾芊,朱宇超,等. 基于能源集线器的区域综合能源系统分层优化调度[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):171-178. HAO Ran, AI Qian, ZHU Yuchao, et al. Hierarchical optimal dispatch based on energy hub for regional integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):171-178.
- [7] 崔鹏程,史俊伟,文福拴,等. 计及综合需求侧响应的能量枢纽优化配置[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):101-109. CUI Pengcheng, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal ener-

- gy hub configuration considering integrated demand response [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 101-109.
- [8] 陈胜, 卫志农, 孙国强, 等. 电-气互联综合能源系统安全分析与优化控制研究综述[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 3-11. CHEN Sheng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Review on security analysis and optimal control of electricity-gas integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 3-11.
- [9] 黎静华, 黄玉金, 张鹏. 综合能源系统多能流潮流计算模型与方法综述[J]. 电力建设, 2018, 39(3): 1-11. LI Jinghua, HUANG Yujin, ZHANG Peng. Review of multi-energy flow calculation model and method in integrated energy system[J]. Electric Power Construction, 2018, 39(3): 1-11.
- [10] CORREA-POSADA C M, SÁNCHEZ-MARTIN P. Security-constrained optimal power and natural-gas flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4): 1780-1787.
- [11] 陈胜, 卫志农, 孙国强, 等. 电-气混联综合能源系统概率能量流分析[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(24): 6331-6340. CHEN Sheng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Probabilistic energy flow analysis in integrated electricity and natural-gas energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(24): 6331-6340.
- [12] AN S. Natural gas and electricity optimal power flow [D]. Stillwater, USA: Oklahoma State University, 2004.
- [13] SHAHIDEHPOUR M, FU Y, WIEDMAN T. Impact of natural gas infrastructure on electric power systems[J]. Proceedings of the IEEE, 2005, 93(5): 1042-1056.
- [14] BADAQSHAN S, KAZEMI M, EHSAN M. Security constrained unit commitment with flexibility in natural gas transmission delivery[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 27(2): 632-640.
- [15] ZHANG X, SHAHIDEHPOUR M, ALABDULWAHAB A, et al. Hourly electricity demand response in the stochastic day-ahead scheduling of coordinated electricity and natural gas networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(1): 592-601.
- [16] 卫志农, 梅建春, 孙国强, 等. 电-气互联综合能源系统多时段暂态能量流仿真[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 41-47. WEI Zhinong, MEI Jianchun, SUN Guoqiang, et al. Multi-period transient energy-flow simulation of integrated power and gas energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 41-47.
- [17] CORREA-POSADA C M, SANCHEZ-MARTIN P. Integrated power and natural gas model for energy adequacy in short term operation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(6): 3345-3355.
- [18] 艾小猛, 方家琨, 徐沈智, 等. 一种考虑天然气系统动态过程的气电联合系统优化运行模型[J]. 电网技术, 2018, 42(2): 409-416. AI Xiaomeng, FANG Jiakun, XU Shenzhi, et al. An optimal energy flow model in integrated gas-electric systems considering dynamics of natural gas system[J]. Power System Technology, 2018, 42(2): 409-416.
- [19] 欧阳曙光. 应用MATLAB进行燃气管网水力计算[J]. 广州化工, 2011, 39(24): 31-33. OUYANG Shuguang. Hydraulic calculation of gas pipe network with MATLAB[J]. Guangzhou Chemical Industry, 2011, 39(24): 31-33.

作者简介:



杨秀

杨秀(1972—),男,江苏江阴人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为分布式发电与微电网(E-mail: yangxiu721102@126.com);

杨云蔚(1995—),女,河南濮阳人,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统及优化运行(E-mail: yangyunweiyw@163.com);

张美霞(1979—),女,江苏南通人,副教授,主要研究方向为电力需求侧管理、分布式发电协调控制(E-mail: zhangmeixia@shiep.edu.cn)。

(编辑 李玮)

Coordinated dispatch of multi-energy network and energy hubs considering dynamic natural gas flow

YANG Xiu¹, YANG Yunwei¹, ZHANG Meixia¹, WANG Haojing², FANG Chen²

(1. School of Electric Power Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. State Grid Shanghai Electric Power Company Research Institute, Shanghai 200437, China)

Abstract: There are significant differences of the time response characteristics between the natural gas system and the power system. The dynamic natural gas flow model can accurately describe the operation conditions of a natural gas system, and hence should be considered in the operation model of an integrated energy system. In this regard, an integrated electricity and natural gas system considering the dynamics of natural gas network is developed, and the system is coupled based on the energy hubs. Meanwhile, the demand response model considering the load characteristics is introduced into the energy hub. Then, a coordinated optimal dispatching method of multi-energy network and energy hub considering demand response is proposed. By linearizing the network model and energy hub model to reduce the model complexity, and a decomposition approach is used to calculate the multi-energy flow. Simulative results on an integrated energy system with two energy hubs are obtained. The results show that the model considering dynamic natural gas flow provides more realistic operating conditions, and considering demand response effectively reduces the peak-valley difference and improves economic benefits.

Key words: integrated electricity and natural gas system; dynamic flow; energy hub; multi-energy flow calculation; linear optimization

附录

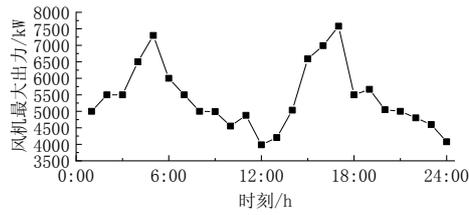


图 A1 风机最大出力
Fig.A1 Maximum output of wind power

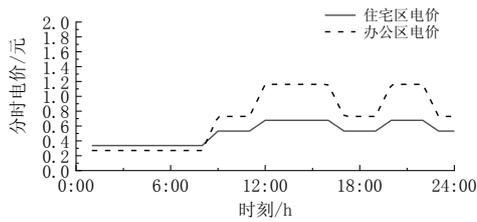
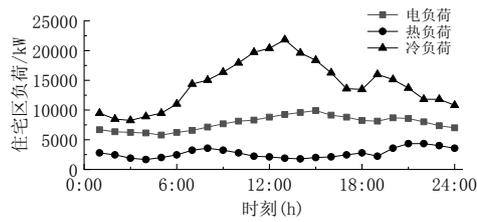
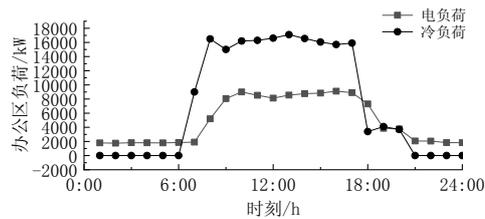


图 A2 能源价格
Fig.A2 Energy price



(a)住宅区



(b)办公区

图 A3 日负荷数据
Fig.A3 Daily load data

表 A1 各设备的效率与系数

Table A1 Efficiency and coefficient of equipments

模块	设备	效率/系数
供给模块	P2G	$\eta_{P2G} = 0.6$
	溴冷机	$\eta_{AR}^c = 1.38$
转换模块	电制冷机	$\eta_{AC}^c = 3$
	电锅炉	$\eta_{EB}^h = 3$
	燃气锅炉	$\eta_{GB}^h = 7.92$
	微燃机	$\eta_{MT}^c = 2.93, \eta_{MT}^h = 6.65$

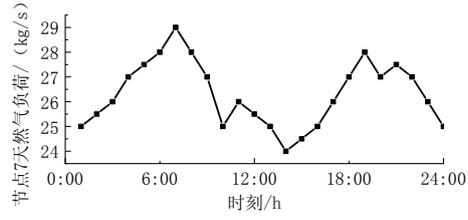


图 A4 节点 7 天然气负荷

Fig.A4 Daily gas load of Node 7

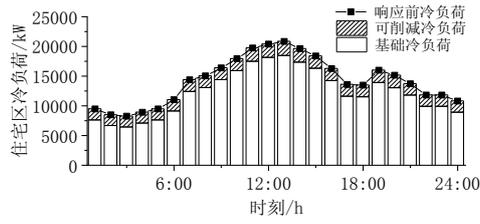


图 A5 住宅区原始冷负荷分布

Fig.A5 Initial distribution of cooling load in residential area

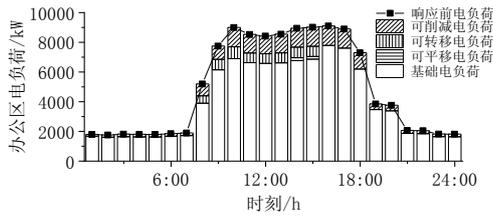


图 A6 办公区原始电负荷分布

Fig.A6 Initial distribution of electric load in office area