

考虑移动式储能的综合能源系统冰灾后 抢修与调度协同优化

孙亮¹, 孙萌萌¹, 赵海猛¹, 孙艳学²

(1. 东北电力大学 电气工程学院, 吉林 吉林 132000;

2. 国网东北分部 绿源水力发电公司云峰发电厂, 吉林 通化 134299)

摘要:冰灾易造成大规模停电事故,此时综合能源系统中的热电耦合设备可协调电出力和热出力,降低损失。根据典型的气象数据模拟冰灾故障场景,建立除冰抢修、综合能源系统与移动式储能系统双层协同优化调度模型,以减少冰灾带来的不利影响。上层优化模型为保障综合能源系统的电网快速恢复供电的除冰抢修调度模型,下层优化模型为综合能源系统与移动式储能系统调度模型,上层的各故障线路除冰抢修进度与下层的各节点实时切负荷情况相互传递、交互优化,保障在短时间内抢修更多的故障线路的同时恢复更多的用电负荷,并充分利用热电联产机组灵活的热电比以优化综合能源系统调度,有效减少系统整体经济损失。另外,下层优化模型依据故障后综合能源系统的切负荷情况调度移动式储能系统,进一步减少系统切负荷损失,同时可提高综合能源系统韧性。通过算例仿真验证所提方法的有效性。

关键词:冰灾;除冰抢修;综合能源系统;移动式储能系统;协同优化

中图分类号:TM73;TK01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202303026

0 引言

近年来,在我国南方许多地区,冰灾发生得越来越频繁,冰灾对电力系统的安全与稳定造成巨大威胁。尤其是2008年,南方电网遭受了极其严重的冰灾,导致累计7541条10 kV及以上的线路停运、859座35 kV及以上的变电站停运等,电网遭受巨大经济损失且稳定性遭遇巨大威胁^[1]。在发生冰灾之后,综合能源系统(integrated energy system, IES)同样受到影响,合理调度IES不仅可以有效提高能源利用率,还能通过灵活调度热电耦合设备出力尽可能减少切负荷,配合快速的除冰抢修调度可以减少巨大的经济损失。另外,调度移动式储能系统可进一步提高用能质量,减少冰灾发生后的切负荷损失。

目前,关于除冰抢修调度以及灾后恢复研究已经较为成熟,文献[2]提出一种输电网除冰抢修优化模型;文献[3]建立含分布式电源的配电网融冰抢修模型;文献[4]采用禁忌搜索算法优化电网直流融冰决策模型;文献[5]提出了融冰策略与机组组合的协同优化模型;文献[6-8]考虑多种影响因素建立电力系统冰灾风险评估模型,量化并提高电力系统韧性与恢复能力;文献[9]量化冰灾对元件的时空影响,建立电力系统主动调度模型;文献[10]基于热平衡理论建立冰面结冰生长模型,并将其嵌入预防性调度模型中,以量化电力系统调度对输电线路结冰的影响,同时尽可能减少输电线路覆冰。关于IES调度的研究也较为成熟,但是关于发生冰灾之后的IES

调度研究较少。文献[11-13]考虑人体舒适度等因素,运用不同的优化算法、预测模型优化IES调度;文献[14]提出一种以冷热电多能转供的IES故障状态运行策略;文献[15]计及潜在自然灾害的威胁提出一种IES多目标优化调度方法;文献[16]给出区域热网能量传输模型和含有热网的多区域IES运行优化模型;文献[17]提出一种可移动式储能与网络重构交互优化的弹性配电网灾后恢复策略;文献[18-20]采用多种算法优化电动汽车调度问题;文献[21]通过优化移动电源调度以提高应对地震灾害的电力系统弹性。总体而言,优化IES调度的研究比较成熟,但针对发生冰灾等自然灾害后的IES联合调度研究极少,尤其是鲜有协同优化除冰抢修调度与IES调度、移动式储能系统调度的研究。

本文首先对典型冰灾场景进行建模,量化冰灾对IES的影响,通过计算杆塔和导线覆冰增长率以及故障率,模拟发生典型冰灾后的故障场景。然后同时建立双层优化模型协同优化除冰抢修调度、IES与移动式储能系统调度,上层优化模型实现对故障线路快速的除冰抢修调度,并且根据下层传递的各节点切负荷情况保障尽快恢复更多的用电负荷;下层优化模型根据上层的故障线路实时维修状态利用热电耦合设备灵活的热电比合理调度电输出功率和热输出功率,有效减少切负荷损失,并根据实时切负荷情况调度移动式储能系统,进一步减少切负荷损失。最后,通过算例仿真验证本文所提方法的有效性和经济性。

1 覆冰及故障率模型

冰灾的发生对电网造成了巨大威胁,但对热网不会直接造成切热负荷经济损失,因此合理调度具有灵活热电比的热电联产机组可减少系统切负荷损失。下面将对冰灾进行量化研究,覆冰增长率 ΔA_k 是后续计算的关键,其计算式如下:

$$\Delta A_k = \frac{1}{\rho_1} \pi \sqrt{(\rho_2 S_k)^2 + (3600 V_k W_k)^2} \quad (1)$$

式中: ρ_1 和 ρ_2 分别为冰的密度和冻雨的密度; S_k 和 V_k 分别为区域 k 的降雨速率和风速; W_k 为区域 k 的饱和空气中液态水含量, $W_k=0.067 S_k^{0.846}$ 。

由上述覆冰增长率计算导线的覆冰厚度,其连续模型如下:

$$A(x_k, y_k, t) = \int_0^t \Delta A_k \exp \left(-\frac{1}{2} \left(\frac{x_k - x_0(t)}{\sigma_x} \right)^2 + \left(\frac{y_k - y_0(t)}{\sigma_y} \right)^2 \right) dt \quad (2)$$

式中: x_k 和 y_k 分别为区域 k 的等效横坐标和纵坐标; $x_0(t)$ 和 $y_0(t)$ 分别为随时间 t 移动的气候中心横坐标和纵坐标; σ_x 和 σ_y 分别为导线在 x 轴和 y 轴上的荷载参数。

根据杆塔参数和导线覆冰厚度计算得到杆塔覆冰荷载如下:

$$G_{ice}(t) = 0.0277 A(t) (A(t) + D) \quad (3)$$

$$G(t) = G_{ice}(t) \left(\frac{l_1 + l_2}{2} + \frac{F_1 h_1}{G_{ice}(t) l_1} + \frac{F_2 h_2}{G_{ice}(t) l_2} \right) \quad (4)$$

式中: $G_{ice}(t)$ 、 $G(t)$ 分别为 t 时刻杆塔覆冰荷载和导线单位垂直荷载; $A(t)$ 为 t 时刻导线的覆冰厚度; l_1 、 l_2 为杆塔两侧的导线长度; F_1 、 F_2 为杆塔两侧导线的拉力; h_1 、 h_2 为杆塔两侧悬挂点的高度差; D 为导线外径。

线路整体故障率 $\lambda_{fault}(t)$ 由导线故障率 $\lambda_{line}(t)$ 和杆塔故障率 $\lambda_{tower}(t)$ 组成,计算式如下:

$$\lambda_{line}(t) = a_1 e^{A(t)/(b_1 M_{line})} \quad (5)$$

$$\lambda_{tower}(t) = a_2 e^{G(t)/(b_2 M_{pole})} \quad (6)$$

$$\lambda_{fault}(t) = 1 - \prod_{i=1}^{m_1} (1 - \lambda_{i, line}(t)) \prod_{j=1}^{n_1} (1 - \lambda_{j, tower}(t)) \quad (7)$$

式中: a_1 、 a_2 和 b_1 、 b_2 分别为导线和杆塔的故障率、荷载率的修正系数; m_1 和 n_1 分别为电网相邻节点间的导线数和杆塔数; $\lambda_{i, line}(t)$ 、 $\lambda_{j, tower}(t)$ 分别为 t 时刻第 i 条导线、第 j 个杆塔的故障率; M_{line} 和 M_{pole} 分别为导线和杆塔设计的最大抗冰厚度。

2 除冰抢修、IES与移动式储能系统协同优化调度模型

为尽快恢复 IES 的电网供电能力,并在发生冰

灾后尽可能减少切负荷损失,本文建立双层协同优化调度模型,上层为除冰抢修调度模型,下层为 IES 与移动式储能系统调度模型,上层优化模型根据下层优化模型当前的各设备出力情况和各节点实时切负荷情况,以抢修时间最短为目标优化除冰抢修调度,下层优化根据上层的各线路实时维修状态,以综合运行成本最低为目标优化 IES 与移动式储能系统调度,移动式储能系统作为能源补充装置进一步减少系统切负荷损失。

2.1 上层优化调度模型

快速的除冰抢修调度是灾后恢复的关键,合理地调度抢修资源实现对故障线路快速抢修,保障在最短的时间内尽可能抢修更多的线路,并根据下层优化模型传递的各节点实时切负荷情况优化除冰抢修调度以恢复更多的用电负荷。

1) 目标函数。

除冰抢修进度与次序都直接影响 IES 切负荷经济损失,为保障除冰小队在最短的时间内恢复更多的用电负荷,目标函数为各除冰小队的除冰调度时间最短。

$$t_{total} = \sum_{k \in Z} (T_k + \xi_{k-1,k} t_{k-1,k}) \quad (8)$$

式中: t_{total} 为除冰抢修小队除冰抢修总时长; Z 为所有故障线路的集合; T_k 为各个除冰车在修复第 k 条故障线路时所需的维修时间; $t_{k-1,k}$ 为从第 $k-1$ 条故障线路到第 k 条故障线路所需的交通时间; $\xi_{k-1,k}$ 为从第 $k-1$ 条故障线路到第 k 条故障线路的交通车程代价系数, $\xi_{k-1,k}$ 越大表示交通情况越恶劣,计算式见附录 A 式(A1)。

2) 约束条件。

除冰抢修调度约束包含线路抢修时间约束、资源约束。线路抢修时间约束以及线路状态矩阵分别如下:

$$t_k \leq t_{max} \quad (9)$$

$$Y = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} & \cdots & y_{1T} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ y_{(l_3+l_4-1)1} & y_{(l_3+l_4-1)2} & \cdots & y_{(l_3+l_4-1)T} \\ y_{(l_3+l_4)1} & y_{(l_3+l_4)2} & \cdots & y_{(l_3+l_4)T} \end{bmatrix} \quad (10)$$

式中: t_k 为第 k 条故障线路的除冰抢修时间; t_{max} 为抢修故障线路所允许的最长时间; Y 为线路状态矩阵; $y_{ij}(i=1, 2, \dots, l_3+l_4; j=1, 2, \dots, T)$ 为表征线路状态的变量, l_3 为电网线路数, l_4 为联络线数, T 为统计时长。

为保障合理充分地调度抢修资源,资源约束如下:

$$\sum_{i \in Z} \alpha_{m,i,t} \leq 1 \quad (11)$$

$$\sum_{m=1}^M \alpha_{m,i,t} \leq 1 \quad (12)$$

$$\beta_{m,t} = 1 - \sum_{i \in Z} \alpha_{m,i,t} \quad (13)$$

式中: $\alpha_{m,i,t}$ 为 t 时刻应急电源车 m 与故障线路 i 的连接状态; $\beta_{m,t}$ 为 t 时刻应急电源车 m 的行驶状态; M 为维修小队个数。式(11)表示每个除冰小队最多同时维修一条故障线路; 式(12)表示每条故障线路最多分配给一个除冰小队; 式(13)表示每个除冰小队在抵达某条故障线路进行除冰抢修时, 抢修完成前不可移动。

2.2 下层优化调度模型

IES 不仅可以通过多种能源联供的方式实现能源的梯级利用以提高能效, 还可以在发生冰灾后, 利用具有灵活热电比的热电联产机组, 依据“先保电后保热”的原则, 通过合理的调度减少切负荷损失, 提高电网供电可靠性, 对于系统供能与用能安全至关重要。与此同时, 根据反映维修进度的状态矩阵以及实时切负荷情况进行移动式储能系统调度可以进一步有效减少系统切负荷损失, 同时可以保障用户用电需求, 提高电网韧性。

1) 目标函数。

因本文采用的移动式储能系统调度消耗的是自身电能, 不会造成额外的经济负担, 目标函数综合考虑 IES 切电负荷成本 F_1 、切热负荷成本 F_2 、能源外购成本 F_3 以及运行维护成本 F_4 之和最小, 具体如式(14)所示。

$$\min F = \omega_1 F_1 + \omega_2 F_2 + F_3 + F_4 \quad (14)$$

$$F_1 = \sum_{i=1}^{n_2} \sum_{j=1}^T P_{\text{ElectricL}}(i, j) - \sum_{i=1}^{n_2} \sum_{j=1}^T P_{\text{ElectricD}}(i, j) \quad (15)$$

$$F_2 = \sum_{i=1}^{n_3} \sum_{j=1}^T P_{\text{HeatL}}(i, j) - \sum_{i=1}^{n_3} \sum_{j=1}^T P_{\text{HeatD}}(i, j) \quad (16)$$

$$F_3 = \sum_{i=1}^T (C_{\text{CH4}} L_{\text{BT}}(t) \Delta t + C_e(i, t) \Delta t) \quad (17)$$

$$F_4 = \sum_{i=1}^T [C_{\text{CHP}}(P_{\text{CHP}}^e(t) + P_{\text{CHP}}^h(t)) + C_{\text{PV}} P_{\text{PV}}(t) + C_{\text{BT}} P_{\text{BT}}(t)] \quad (18)$$

式中: ω_1 、 ω_2 分别为切电负荷和切热负荷成本系数; n_2 、 n_3 分别为电网和热网节点数; $P_{\text{ElectricL}}(i, j)$ 、 $P_{\text{ElectricD}}(i, j)$ 分别为 j 时刻第 i 个节点处的电负荷功率和热电联产机组电出力; $P_{\text{HeatL}}(i, j)$ 、 $P_{\text{HeatD}}(i, j)$ 分别为 j 时刻第 i 个节点处的热负荷功率和热电联产机组热出力; C_{CH4} 为天然气单价; C_{CHP} 、 C_{PV} 、 C_{BT} 分别为燃气轮机、光伏和燃气锅炉运行维修费用系数; $L_{\text{BT}}(t)$ 为 t 时刻燃气锅炉的耗气量; $P_{\text{CHP}}^e(t)$ 、 $P_{\text{CHP}}^h(t)$ 分别为 t 时刻燃气轮机输出的电功率和热功率; $P_{\text{BT}}(t)$ 、 $P_{\text{PV}}(t)$ 分

别为 t 时刻燃气锅炉输出的热功率和光伏输出功率; Δt 为统计时间间隔, 此处取 1 h; $C_e(i, t)$ 为 t 时刻第 i 个燃气轮机消耗的天然气成本, 计算式见附录 A 式(A2)、(A3)。

2) 约束条件。

IES 调度约束包括各机组出力约束、电网潮流约束、网络安全约束、热网约束等。

燃气轮机是 IES 的热电耦合设备, 其计算式如下:

$$\begin{cases} \lambda_{\text{CHP}}(t) = P_{\text{CHP}}^h(t) / P_{\text{CHP}}^e(t) \\ P_{\text{CHP}}^e(t) = L_{\text{CHP}}(t) H_{\text{GAS}} \eta_{\text{CHP}}^e \\ P_{\text{CHP}}^h(t) = L_{\text{CHP}}(t) H_{\text{GAS}} \eta_{\text{CHP}}^h \end{cases} \quad (19)$$

式中: $\lambda_{\text{CHP}}(t)$ 为 t 时刻燃气轮机的热电比; η_{CHP}^e 和 η_{CHP}^h 分别为燃气轮机效率和热效率; $L_{\text{CHP}}(t)$ 为 t 时刻燃气轮机的耗气量; H_{GAS} 为天然气低热值, 本文中取 $9.7 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{m}^3$ 。

燃气锅炉与燃气轮机联合供热, 光伏辅助燃气轮机供电, 蓄电池可以储存一部分电量, 实现电能的时空转移, 保障系统可靠性和提高经济性, 蓄电池约束与移动式储能系统约束相似, 储热罐可以储存部分热量, 实现热能的时空转移。除此之外, 电网需满足潮流约束, 热网需满足热网约束, 以上具体公式见附录 A 式(A4)——(A27)。

移动式储能调度约束与式(11)——(13)类似, 保证每台应急电源车在同一时刻只能连接最多一个节点, 且该时刻不能移动到其他节点, 每个节点最多可以同时连接一台应急电源车。不同的是, 应急电源车在电量不足时返回充电站充电, 充电完成后可恢复供电, 应急电源车调度约束如下:

$$S_{n,t} = S_{n,t-1} + (\eta_{n,t}^{\text{ch}} P_{n,t}^{\text{ch}} - P_{n,t}^{\text{dch}} / \eta_{n,t}^{\text{dch}} - \varphi_{n,t} P_{n,t}^{\text{route}}) \quad (20)$$

$$0 \leq P_{n,t}^{\text{ch}} \leq c_{n,t} P_{n,\max}^{\text{ch}} \quad (21)$$

$$0 \leq P_{n,t}^{\text{dch}} \leq d_{n,t} P_{n,\max}^{\text{dch}} \quad (22)$$

$$c_{n,t} + d_{n,t} \leq \alpha_{n,i,t} \quad (23)$$

$$0 \leq p_{n,t} \leq \sum_{i \in Z} \alpha_{n,i,t} p_{n,\max} \quad (24)$$

$$0 \leq q_{n,t} \leq \sum_{i \in Z} \alpha_{n,i,t} q_{n,\max} \quad (25)$$

式中: $S_{n,t}$ 、 $S_{n,t-1}$ 分别为 t 时刻和 $t-1$ 时刻第 n 台应急电源车的储能容量; $P_{n,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{n,t}^{\text{dch}}$ 和 $\eta_{n,t}^{\text{ch}}$ 、 $\eta_{n,t}^{\text{dch}}$ 分别为 t 时刻第 n 台应急电源车的充、放电功率和效率; $P_{n,t}^{\text{route}}$ 、 $\varphi_{n,t}$ 分别为 t 时刻第 n 台应急电源车的行驶耗电功率和效率; $P_{n,\max}^{\text{ch}}$ 、 $P_{n,\max}^{\text{dch}}$ 分别为第 n 台应急电源车充电功率和放电功率的上限; $c_{n,t}$ 、 $d_{n,t}$ 分别为 t 时刻第 n 台应急电源车的充电状态和放电状态; $p_{n,t}$ 、 $q_{n,t}$ 和 $p_{n,\max}$ 、 $q_{n,\max}$ 分别为 t 时刻第 n 台应急电源车的有功、无功功率和有功、无功功率最大值; $\alpha_{n,i,t}$ 为 t 时刻第 n 台应急电源车连接故障节点 i 的状态。式(21)——(23)表示当

应急电源车连接故障线路节点时可以放电,且充放电不可同时进行。

3 算例分析

本文算例采用具有代表性的 IEEE 33 节点电网系统和 6 节点的热网系统,其中电网具有 5 条联络线,在故障时进行网络重构,有效减少切负荷损失,IES 结构如附录 B 图 B1 所示。本文算例采用 Gurobi 求解器求解,上层优化调度结果与下层优化调度结果相互传递、交替迭代,直到上、下层同时满足迭代终止条件,输出协同优化调度方案,协同优化调度流程如图 1 所示,图中 ε_1 、 ε_2 分别为相邻 2 次上、下层优化调度结果的差值。最后进行方案对比,验证所提方法的有效性和经济性。

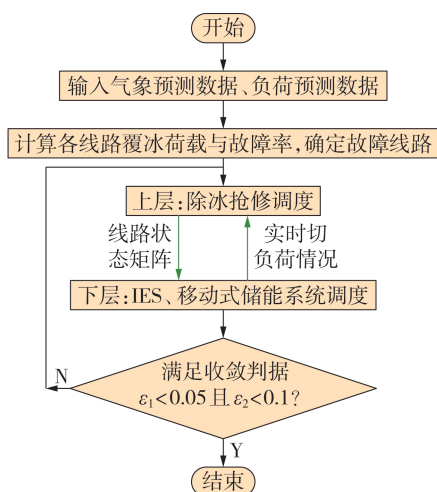


图1 调度流程图

Fig.1 Dispatch flowchart

气象数据采用湖南省 2008 年某次典型冰灾数据^[3],冰灾周期为 60 h。冰灾初始中心坐标为 (130 km, -130 km),冰灾中心随时间沿 x 轴成 45° 角以 4 km/h 的速度移动,导线外径 $D=0.2166$ cm, $a_1=0.036$, $a_2=0.008$, $b_1=0.32$, $b_2=0.30$,交通车程代价系数 $\beta_{ij}=1$, $\sigma_x=\sigma_y=52$ km/h。覆冰荷载基础参数参考文献[2],其他参数参考文献[6]。

3.1 覆冰厚度和故障率

在典型冰灾场景下,导线覆冰厚度增长情况如附录 B 图 B2 所示,杆塔荷载增长情况与导线十分相似,线路故障率如图 2 所示。冰灾发生前期覆冰厚度增长较快,在 25 h 后趋于平缓,在覆冰厚度达到上限时不再增长,此时线路故障率达到 100%。从覆冰厚度发展层面而言,覆冰厚度小于 10 mm 时导线故障率和杆塔故障率都较小,因此线路故障率增长缓慢,但在覆冰厚度超过 10 mm 之后故障率迅速增长,最后覆冰厚度趋于平稳时,故障率增长也逐渐平缓。附录 B 表 B1 为 $t=45$ h 时各线路的故障率,显然

线路 8、9、12、16、19、23、24、27、30 故障率均大于 80%,上述线路覆冰厚度和故障率增长较快,最终确定为电网故障线路。

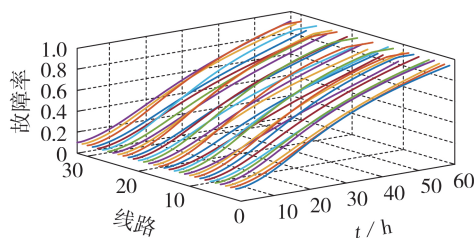


图2 导线-杆塔整体故障率

Fig.2 Overall failure rate of wire-tower

3.2 上层优化调度结果

除冰抢修调度资源采用 2 个除冰抢修中心,每个抢修中心有 2 个除冰抢修小队,交通网络拓扑图如附录 B 图 B3 所示,通行时间按照直线距离计算,每个单位时间长度为 15 min。除冰抢修小队初次抢修耗时 2 h,之后每次抢修耗时 1.5 h。除冰抢修调度方案结果如图 3 所示,假设 $t=6$ h 发生冰灾,当 $t=8$ h 时 4 个小队同时到达故障线路开始除冰抢修,由于切负荷损失是灾后最主要的经济负担,需优先抢修能使负荷尽快恢复的故障线路,然后根据前一时刻完成抢修的线路与其他未完成除冰抢修线路间的距离计算交通时间,依据抢修时间最短原则制定最优除冰抢修调度方案, $t=15$ h 修复全部电网故障线路。

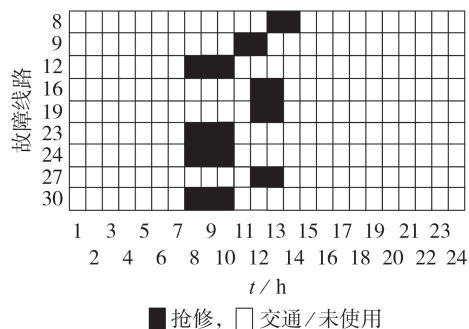


图3 除冰小队抢修调度情况

Fig.3 Dispatch situation of emergency repair for melt ice team

3.3 下层优化调度结果

1) IES 调度。

IES 的电网用燃气轮机、光伏、蓄电池联合供电,热网用燃气轮机、燃气锅炉、储热罐联合供热,在节点 9、28 接入光伏和蓄电池,各机组详细参数参考文献[11-16],具体如附录 B 表 B2 所示。燃气轮机出力区间如附录 B 图 B4 所示,电网负荷预测与常规机组出力曲线如图 4 所示,IES 各机组出力情况如图 5 所示。

虽然使用具有灵活热电比的燃气轮机减少了部分切负荷,提高了经济性,但在 $t=6$ h 发生冰灾后未

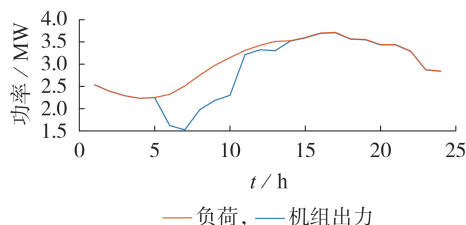
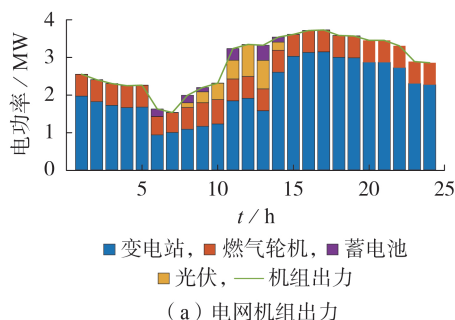
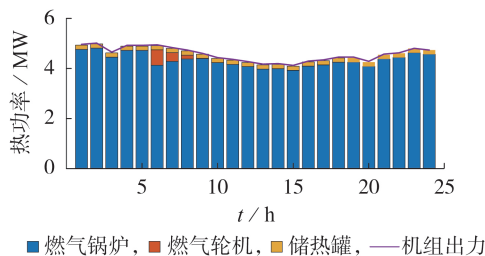


图4 负荷与机组出力曲线

Fig.4 Curves of load and unit output



(a) 电网机组出力



(b) 热网机组出力

图5 IES机组出力

Fig.5 Unit output of IES

调度移动式储能系统的情况下切负荷依旧较大。随着除冰抢修调度的进行,切负荷略有减少,直至 $t=15\text{ h}$ 完成全部故障线路的除冰抢修工作后,切负荷降低至0。在 $t\in[13,15)\text{ h}$,由于除冰小队已完成大部分故障线路的除冰抢修工作,且光照幅度位于较高水平,光伏出力较多,燃气轮机输出功率全部为电功率,因此切负荷较少。

除变电站提供的电能外,燃气轮机作为主要的电出力设备,受到热电耦合的影响,同时保障在冰灾发生后能够有效地减少 IES 电网的切负荷损失,燃气轮机大多时间用于保障电网供电。燃气锅炉成为热出力设备中必不可少的一部分。由图5可知,燃气锅炉提供绝大部分热功率。蓄电池与光伏连接配合出力,蓄电池在光伏高峰期合理地进行充电,在电网故障后或负荷较大时选择性放电,储热罐辅助燃气轮机和燃气锅炉热出力。

在严重的冰灾场景下,光伏板会被积雪覆盖,导致光伏出力下降,故需模拟严重冰灾场景下 IES 的调度情况,当光伏积雪程度修正系数 $\delta=0.5$ 时 IES 各机组出力见附录B图B5。虽然在 $t\in[8,14)\text{ h}$ 光伏出力相较 $\delta=1$ 时下降约一半,蓄电池出力在 $t=13\text{ h}$

下降较多,但 IES 切负荷水平没有发生改变,这是因为光伏在 IES 中的比重较小,即使光伏出力下降,燃气轮机作为主要的供能设备也能满足用户需求。

2) 可移动式储能系统调度。

可移动式储能系统包含2辆应急电源车 ESS_1 和 ESS_2 ,应急电源车参数参考文献[18],详细参数如附录B表B3所示,应急电源车交通时间根据附录B图B3所示的直线距离确定,每个单位时间长度为15 min。虽然合理调度热电耦合设备减少了部分切负荷,但在发生冰灾之后仍存在大量的切负荷损失,需要根据每小时的除冰抢修结果以及各节点切负荷情况进行应急电源车调度。附录B表B4为电网切负荷最大的4个节点的切负荷情况,图6为2辆应急电源车的交通以及充放电调度情况,图7为应急电源车的实际连接示意图,附录B表B5为2辆应急电源车的每小时放电功率。由于节点25切负荷量最大,节点31—33次之,在除冰抢修完成之前,2辆应急电源车分别接入节点25、31。



图6 应急电源车调度情况

Fig.6 Dispatch situation of emergency power vehicles

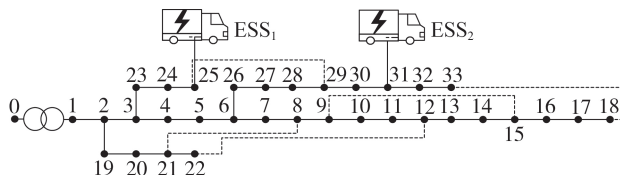


图7 应急电源车连接情况

Fig.7 Connection situation of emergency power vehicles

在 $t=7\text{ h}$ 时2辆应急电源车同时抵达故障线路放电,应急电源车在切负荷大于功率上限时,以最大放电功率放电;由于应急电源车行驶消耗一部分电量,且需要保留一部分电量返回充电桩, $t=11\text{ h}$ 时 ESS_2 放电功率下降。值得注意的是,在 $t=6\text{ h}$ 时切负荷水平较高,但应急电源车需要一定的交通时间,无法迅速接入电网。另外,为了避免应急电源车充电造成用电负荷短时间内剧增,2辆应急电源车在负荷低谷时选择错峰充电。

引入应急电源车前后的切负荷对比情况如图8所示。电网在冰灾发生后未完成除冰抢修时有较多的切负荷损失,可以看出接入应急电源车后在 $t\in[7,11)\text{ h}$ 切负荷有明显的减少,共计减少1.78239 MW。但由于应急电源车容量和数量有限,以及部分节点切负荷较小且分散,调度应急电源车不合理,系统仍然存在少量的切负荷。在 $t=12\text{ h}$ 时切负荷有略微增

加,但此时应急电源车需要返回充电桩充电;又由于除冰抢修速度较快,在 $t=15$ h时所有故障线路均修复完毕,考虑到调度应急电源车需要交通时间,电动汽车再次充电后无需返回电网为故障线路供电。

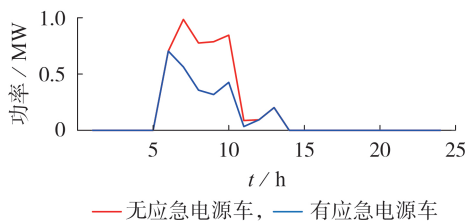


图8 引入应急电源车前、后的切负荷曲线对比

Fig.8 Comparison of load shedding curve between with and without emergency power vehicles

3.4 方案对比

为了验证调度方案的经济性,采用以下4种方案进行对比,方案4为本文采用的方案。其中,设切电负荷成本系数为100元/(kW·h),切热负荷成本系数为10元/(kW·h)。

方案1:不考虑除冰抢修调度。

方案2:考虑除冰抢修调度,不包含移动式储能系统。

方案3:考虑除冰抢修调度,包含移动式储能系统。

方案4:协同优化除冰抢修、IES与移动式储能系统调度。

1) 经济性对比。

为保障IES运行的经济性,需对4种方案进行经济性对比,如表1所示。从表中可以看出,方案1的总成本最高,约比方案2高144.57万元,约是方案3的4.83倍,约是方案4的6.74倍,其主要原因是方案1需要承担高额的切负荷成本,且由于没有考虑除冰抢修调度,为减小部分切负荷,燃气轮机出力有所增加,因此方案1的运行维护成本略高。4种方案的能源外购成本相差不大,因此能源外购成本不是影响经济性的主要原因。方案3、4调度应急电源车消耗自身电能,没有增加额外的费用,且有效减少了系统部分切负荷损失。方案4的切负荷成本最低,方案2、3次之,方案4协同优化除冰抢修、IES与移动式储能系统调度,优先抢修能恢复更多用电负荷的故障线路,合理地调度各机组出力,虽然运行维护成本略

有升高,但节省的切负荷成本远大于增加的运行维护成本,方案4比方案3节省约11.98万元成本。综上所述,方案4的经济性最优。

2) 单层优化与双层优化的对比。

为了进一步证明本文建立的双层优化模型的经济性与合理性,将本文建立的双层模型与单层模型进行对比,单层模型目标函数为综合运行成本最优,约束条件由上、下层模型约束共同组成。

单层优化模型的除冰抢修调度如附录B图B6所示,单层优化除冰抢修小队在 $t=16$ h才能完成全部故障线路的抢修工作,这是因为除冰抢修小队优先抢修能够恢复更多用电负荷的故障线路,而没有合理权衡除冰抢修小队到每个故障点的交通时间,导致除冰抢修小队在抢修完第一条故障线路之后距离下一个任务点可能较远。

单层优化模型的IES调度结果如附录B图B7所示,移动式储能系统调度结果如附录B图B8所示,同时对单层优化与双层优化进行经济性对比,结果如附录B表B6所示。结果表明,双层优化调度模型能更快速地完成全部线路的抢修工作,因此相比单层优化,切负荷成本节约了3.17万元,运行维修成本、能源外购成本相差不大,总体而言,双层优化模型经济性更优。

4 结论

为减少冰灾对IES造成的不利影响,本文建立覆冰及故障率模型模拟典型冰灾场景,并建立除冰抢修、IES与移动式储能系统双层协同优化调度模型,通过上层与下层的信息交互、交替迭代,充分利用热电耦合设备灵活的热电比,在保障快速完成除冰抢修工作的同时优先抢修能恢复更多负荷的故障线路,另外,采用移动式储能系统保障切负荷大的节点负荷需求,进一步减少切负荷水平。本文主要贡献如下:

1) 根据典型气象数据模拟冰灾场景,建立电网各线路-杆塔故障率模型,进而确定电网故障线路,量化IES在冰灾后的经济损失;

2) 根据实时切负荷情况优化除冰抢修调度,在快速完成除冰抢修工作的同时保障在最短的时间内恢复更多的用电负荷,有效地避免了长时间停电事故,可减少约144.5万元切负荷经济损失;

3) 根据除冰抢修进度情况优化IES与移动式储能系统调度,保障重要负荷节点用电,进一步减少约29.7万元切负荷经济损失,有效地提高了IES可靠性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 丁军策,苏寅生,李建设,等. 冰灾期间电网运行特点及应对措

表1 运行成本对比

Table 1 Comparison of operating cost

方案	运行维护成本 / 万元	切负荷成本 / 万元	能源外购成本 / 万元	总成本 / 万元
1	0.050 093 10	201.200	3.492 781 35	204.742 874 45
2	0.043 058 51	56.696	3.437 525 12	60.176 583 63
3	0.043 058 51	38.872	3.437 525 12	42.352 583 63
4	0.046 582 74	26.978	3.349 480 32	30.374 063 06

- 施[J]. 南方电网技术, 2008, 2(2): 23-26.
- DING Junce, SU Yinsheng, LI Jianshe, et al. Operation characters of power grid and countermeasure during icing disaster [J]. Southern Power System Technology, 2008, 2(2): 23-26.
- [2] 侯雨仲, 王秀丽, 段杰, 等. 考虑系统风险的输电线路除冰优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6101-6108.
- HOU Yushen, WANG Xiuli, DUAN Jie, et al. Transmission lines de-icing optimal scheduling considering system risk [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6101-6108.
- [3] 卢志刚, 李丹, 吕雪皎, 等. 含分布式电源的冰灾下配电网多故障抢修策略[J]. 电工技术学报, 2018, 33(2): 423-432.
- LU Zhigang, LI Dan, LÜ Xuejiao, et al. Multiple faults repair strategy under ice storm for distribution network with distributed generators [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(2): 423-432.
- [4] 陈亮, 傅闯, 李兴源. 基于禁忌搜索算法的直流融冰计划优化决策[J]. 电网技术, 2015, 39(6): 1637-1642.
- CHEN Liang, FU Chuang, LI Xingyuan. Optimized decision-making of power grid DC de-icing plan based on tabu search algorithm [J]. Power System Technology, 2015, 39(6): 1637-1642.
- [5] 晏鸣宇, 何宇斌, 艾小猛, 等. 融冰计划与机组组合的协同优化[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(5): 1467-1474.
- YAN Mingyu, HE Yubin, AI Xiaomeng, et al. Coordinated strategy of de-icing outage scheduling and unit commitment [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(5): 1467-1474.
- [6] 王守相, 黄仁山, 潘志新, 等. 极端冰雪天气下配电网弹性恢复力指标的构建及评估方法[J]. 高电压技术, 2020, 46(1): 123-132.
- WANG Shouxiang, HUANG Renshan, PAN Zhixin, et al. Construction and evaluation of resilience restoration capability indices for distribution network under extreme ice and snow weather [J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(1): 123-132.
- [7] 郭伟, 安佳坤, 贺春光, 等. 计及冰灾影响的电力系统韧性评估与提升方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(8): 116-122.
- GUO Wei, AN Jiakun, HE Chunguang, et al. Resilience assessment and improvement of power system under ice disaster [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(8): 116-122.
- [8] 张刚. 应对自然灾害的弹性配电网规划与恢复研究[D]. 济南: 山东大学, 2021.
- ZHANG Gang. Research on the planning and restoration of resilient distribution system to hedge against nature disasters [D]. Jinan: Shandong University, 2021.
- [9] 李雅晶, 杨毅豪, 李泽蓬, 等. 计及冰灾天气时空分布特征的电力系统主动调度[J]. 电气自动化, 2021, 43(3): 62-65.
- LI Yajing, YANG Yihao, LI Zepeng, et al. Proactive dispatch of power systems considering spatial-temporal distribution characteristics of ice disaster weather [J]. Electrical Automation, 2021, 43(3): 62-65.
- [10] HUANG Wei, SHAHIDEHPOUR M, SUN Yue, et al. Preventive scheduling for reducing the impact of glaze icing on transmission lines [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(2): 1297-1310.
- [11] ZHONG Jiaqing, WANG Lu, ZHAO Xiaoxiao, et al. Research on optimization of integrated energy system scheduling based on weak robust optimization theory [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2019, 13(1): 64-72.
- [12] 江岳春, 曾诚玉, 邹嘉嘉, 等. 计及人体舒适度和柔性负荷的综合能源协同优化调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 254-260.
- JIANG Yuechun, ZENG Chengyu, HUAN Jiajia, et al. Integrated energy collaborative optimal dispatch considering human comfort and flexible load [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 254-260.
- [13] 刘玉奇, 臧传治, 王悦, 等. 基于随机经济模型预测控制的热电综合能源系统运行优化[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(7): 14-21.
- LIU Yuqi, ZANG Chuanzhi, WANG Yue, et al. Optimal operation of electricity-heating integrated energy system based on stochastic economic model predictive control [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(7): 14-21.
- [14] 朱承治, 陆帅, 周金辉, 等. 基于电-热分时间尺度平衡的综合能源系统日前经济调度[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(6): 138-143, 151.
- ZHU Chengzhi, LU Shuai, ZHOU Jinhui, et al. Day-ahead economic dispatch of integrated energy system based on electricity and heat balance in different time scales [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(6): 138-143, 151.
- [15] 刘春明, 李瑞月, 尹钰君, 等. 基于鲁棒随机模型预测控制的园区综合能源系统两阶段优化[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(5): 1-7.
- LIU Chunming, LI Ruiyue, YIN Yujun, et al. Two-stage optimization for community integrated energy system based on robust stochastic model predictive control [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(5): 1-7.
- [16] 顾伟, 陆帅, 王珩, 等. 多区域综合能源系统热网建模及系统运行优化[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(5): 1305-1316.
- GU Wei, LU Shuai, WANG Jun, et al. Modeling of the heating network for multi-district integrated energy system and its operation optimization [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(5): 1305-1316.
- [17] 任郡枝, 陈健, 姜心怡, 等. 考虑可移动式储能与网络重构的弹性配电网灾后恢复策略[J]. 电力建设, 2020, 41(3): 86-92.
- REN Junzhi, CHEN Jian, JIANG Xinyi, et al. Post-disaster recovery strategy of resilient distribution network considering mobile energy storage system and network reconfiguration [J]. Electric Power Construction, 2020, 41(3): 86-92.
- [18] MORAIS H, SOUSA T, CASTRO R, et al. Multi-objective electric vehicles scheduling using elitist non-dominated sorting genetic algorithm [J]. Applied Sciences-Basel, 2020, 10(22): 7978.
- [19] ROTERING N, KELLERMANN J, MOSER A. Algorithm for simultaneous medium voltage grid planning and electric vehicle scheduling [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(4): 3305-3313.
- [20] 石文超, 吕林, 高红均, 等. 考虑需求响应和电动汽车参与的主动配电网经济调度[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(11): 41-51.
- SHI Wenchao, LÜ Lin, GAO Hongjun, et al. Economic dispatch of active distribution network with participation of demand response and electric vehicle [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(11): 41-51.
- [21] YANG Zijiang, DEHGHANIAN P, NAZEMI M. Seismic-resilient electric power distribution systems: harnessing the mobility of power sources [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2020, 56(3): 2304-2313.

作者简介:

孙亮(1973—),男,教授,主要研究方向为电力系统运行与控制(E-mail: 419388060@qq.com);

孙萌萌(1998—),女,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统优化与运行(E-mail: 656569424@qq.com)。

(编辑 李玮)

(下转第56页 continued on page 56)

Loop-closing voltage fluctuation suppression method of distribution network based on active control of distributed generators

OUYANG Jinxin¹, CHEN Jiyu¹, YUAN Yifeng^{1,2}, XU Shoudong³

- (1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology,
Chongqing University, Chongqing 400044, China;
2. Dongguan Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Corporation, Dongguan 523009, China;
3. Electric Power Research Institute, Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650217, China)

Abstract: The loop-closing operation of the distribution network may lead to node voltage fluctuation or even limit crossing, which may not only affect the normal operation of the load, but also threaten the safety of distributed generator (DG). Aiming at this problem, a new idea for suppressing loop-closing voltage fluctuation based on DG active control in the distribution network is proposed. By analyzing the generation mechanism and influencing factors of voltage fluctuations in the process of loop closing, the control requirements for suppressing loop-closing voltage fluctuation is quantified, and the feasible power range of DG that suppresses the loop-closing voltage fluctuations is constructed. By portraying the controllable power range of DG, the calculation method of control reference value of DG based on the intersection of feasible power range and controllable power range is proposed. The method of loop-closing voltage fluctuation suppression of distribution network based on active control of DG is proposed. The results of case study show that the proposed method can suppress the loop-closing voltage fluctuation of the fault restoration to the maximum extent, and effectively improve the safety and reliability of the fault restoration.

Key words: active distribution network; distributed generator; fault restoration; voltage fluctuation; power control

(上接第16页 continued from page 16)

Cooperative optimization of emergency repair and dispatch for integrated energy system considering mobile energy storage after ice disaster

SUN Liang¹, SUN Mengmeng¹, ZHAO Haimeng¹, SUN Yanxue²

- (1. School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132000, China;
2. Yunfeng Power Plant of Lvyuan Hydropower Company, Northeast Branch of State Grid, Tonghua 134299, China)

Abstract: Ice disasters can easily cause large-scale power outages. In this case, the thermoelectric coupling equipment in the integrated energy system can coordinate electrical and thermal output to reduce losses. The ice disaster failure scenarios are simulated based on the typical meteorological data, the double-layer cooperative optimal dispatching model of emergency repair for melt ice, integrated energy system and mobile energy storage system is established, which can reduce the adverse effects of ice disaster. The upper-layer optimization model is the dispatching model of emergency repair for melt ice to ensure rapid power supply restoration of the power grid in the integrated energy system, and the lower-layer optimization model is the dispatching model of the integrated energy system and the mobile energy storage system. The emergency repair progress of melt ice for each fault line in the upper-layer and the real-time load shedding situation of each node in the lower-layer are communicated and optimized mutually, so as to ensure that more fault lines can be repaired in a short time while more power loads can be recovered, and the flexible thermoelectric ratio of cogeneration units is fully utilized to optimize the integrated energy system dispatch and effectively reduce the overall economic loss of the system. In addition, the lower-layer optimization model dispatches the mobile energy storage system according to the load shedding situation of the integrated energy system after failure, so as to further reduce the system load shedding loss and improve the resilience of integrated energy system. The effectiveness of the proposed method is verified by case study simulation.

Key words: ice disaster; emergency repair for melt ice; integrated energy system; mobile energy storage system; cooperative optimization

附录 A

交通车程代价系数如下：

$$\xi_{k-1,k} = \tau \frac{d_{k-1,k}}{d_{\max}} \quad (\text{A1})$$

式中： τ 为交通路况等级系数； $d_{k-1,k}$ 为正常交通状况下，除冰抢修小队从第 $k-1$ 个故障点到第 k 个故障点的直线距离； $d_{\max}$ 为正常交通情况下，除冰抢修小队到第 k 个故障点的最大距离。

燃气轮机消耗的天然气成本公式如下：

$$P_{\text{CHP}}^{\text{eq}}(t) = P_{\text{CHP}}^{\text{e}}(t) + c_{\text{eq}} P_{\text{CHP}}^{\text{h}}(t) \quad (\text{A2})$$

$$C_e(t) = a_i P_{\text{CHP}}^{\text{eq}}(t)^2 + b_i P_{\text{CHP}}^{\text{eq}}(t) + c_i \quad (\text{A3})$$

式中： $P_{\text{CHP}}^{\text{eq}}(t)$ 为 t 时刻燃气轮机的等效电功率； c_{eq} 为等效系数； a_i 、 b_i 、 c_i 为燃气轮机 i 等效发电成本系数。

燃气锅炉和光伏出力约束如下：

$$P_{\text{BT}}(t) = \eta_{\text{BT}} L_{\text{BT}}(t) H_{\text{GAS}} \quad (\text{A4})$$

$$0 \leq P_{\text{PV}} \leq \delta P_{\text{PV}}^{\max} \quad (\text{A5})$$

式中： η_{BT} 为燃气锅炉的效率； $P_{\text{PV}}^{\max}$ 为光伏功率上限，其值与光照幅度有关； δ 为修正系数， $\delta \in [0,1]$ ，随着光伏板上积雪厚度的增加其值下降。

储热罐选择合理的时间储存和释放热能，提高热网的经济性与可靠性，公式如下：

$$Q_{\text{SOC}}(t) = Q_{\text{SOC}}(t-1) + (H_{\text{SOC}}^{\text{ch}}(t) \eta_{\text{SOC}}^{\text{ch}} - H_{\text{SOC}}^{\text{dch}}(t) / \eta_{\text{SOC}}^{\text{dch}}) \Delta t \quad (\text{A6})$$

$$0 \leq H_{\text{SOC}}^{\text{ch}} \leq H_{\text{max}}^{\text{ch}} \quad (\text{A7})$$

$$0 \leq H_{\text{SOC}}^{\text{dch}} \leq H_{\text{max}}^{\text{dch}} \quad (\text{A8})$$

$$Q_{\text{SOC}}^{\min} \leq Q_{\text{SOC}} \leq Q_{\text{SOC}}^{\max} \quad (\text{A9})$$

$$Q_{\text{SOC},0} = Q_{\text{SOC},T} \quad (\text{A10})$$

式中： $Q_{\text{SOC}}(t)$ 、 $Q_{\text{SOC}}(t-1)$ 分别为 t 时刻和 $t-1$ 时刻储热罐的容量； $H_{\text{SOC}}^{\text{ch}}$ 、 $H_{\text{SOC}}^{\text{dch}}$ 和 $\eta_{\text{SOC}}^{\text{ch}}$ 、 $\eta_{\text{SOC}}^{\text{dch}}$ 分别为储热罐充、放热功率和效率； $H_{\text{max}}^{\text{ch}}$ 、 $H_{\text{max}}^{\text{dch}}$ 分别为充、放热功率上限； $Q_{\text{SOC}}^{\max}$ 、 $Q_{\text{SOC}}^{\min}$ 分别为储热罐容量上、下限。式 (A10) 表示初始时刻与结束时刻储热罐容量相等。

传统支路潮流模型中包含非线性项，本文采用二阶锥松弛后的潮流约束模型^[20]，公式如下：

$$\sum_{k \in \delta(j)} P_{jk}(t) - \sum_{k \in \delta(j)} \left(P_{ij}(t) - \bar{I}_{ij}(t) r_{ij} \right) = P_j^G(t) - P_j^L(t) \quad (\text{A11})$$

$$\sum_{k \in \delta(j)} Q_{jk}(t) - \sum_{k \in \delta(j)} \left(Q_{ij}(t) - \bar{I}_{ij}(t) x_{ij} \right) = Q_j^G(t) - Q_j^L(t) \quad (\text{A12})$$

$$\bar{V}_j(t) = \bar{V}_i(t) - 2(P_{ij}(t) r_{ij} + Q_{ij}(t) x_{ij}) + \bar{I}_{ij}(t) (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \quad (\text{A13})$$

$$\left\| \begin{array}{c} 2P_{ij}(t) \\ 2Q_{ij}(t) \\ \bar{I}_{ij}(t) - \bar{V}_i(t) \end{array} \right\|_2 \leq \bar{I}_{ij}(t) + \bar{V}_i(t) \quad (\text{A14})$$

式中： $P_{ij}(t)$ 、 $Q_{ij}(t)$ 分别为 t 时刻线路 ij 的有功、无功功率； I_{ij} 为线路 ij 电流； r_{ij} 、 x_{ij} 分别为线路 ij 电阻和电抗； $P_{jk}(t)$ 、 $Q_{jk}(t)$ 分别为 t 时刻节点 j 连接的其他线路的有功、无功输出功率； $P_j^G(t)$ 、 $Q_j^G(t)$ 分别为 t 时刻节点 j 的注入有功、无功功率； $P_j^L(t)$ 、 $Q_j^L(t)$ 分别为 t 时刻节点 j 的有功、无功负荷功率； $\delta(j)$ 为与节点 j 相连接的节点集合； $V_i(t)$ 、 $V_j(t)$ 分别为 t 时刻节点 i 、 j 的电压幅值； $\bar{I}_{ij} = I_{ij}^2$ ； $\bar{V}_i = V_i^2$ 。

配电网其他约束公式如下：

$$V_{i,\min}^2 \leq \bar{V}_i(t) \leq V_{i,\max}^2 \quad (\text{A15})$$

$$0 \leq I_{ij}(t) \leq I_{ij,\max}^2 \quad (\text{A16})$$

$$P_{\min}^G \leq P_{\text{up}}(t) \leq P_{\max}^G \quad (\text{A17})$$

$$Q_{\min}^G \leq Q_{\text{up}}(t) \leq Q_{\max}^G \quad (\text{A18})$$

式中: $V_{i,\max}$ 、 $V_{i,\min}$ 分别为节点 i 电压的上、下限; $I_{ij,\max}$ 为支路 ij 电流上限; $P_{\text{up}}(t)$ 、 $Q_{\text{up}}(t)$ 分别为 t 时刻与变电站交互的有功和无功率; $P_{\max}^G$ 、 $P_{\min}^G$ 分别为有功功率上、下限; $Q_{\max}^G$ 、 $Q_{\min}^G$ 分别为无功功率上、下限。

热网约束公式如下:

$$\rho_w C_{p,w} A \frac{\partial T}{\partial t} + \dot{m} C_{p,w} \frac{\partial T}{\partial x} = k_w A \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{T_e - T}{R_p} \quad (\text{A19})$$

式中: ρ_w 、 $C_{p,w}$ 、 A 、 $\dot{m}$ 分别为管道水的密度、比热容、面积和流量; T 、 T_e 分别为管道断面温度与环境温度; k_w 、 R_p 分别为水的热导率和每单位长度管道的热阻; x 为管道纵向距离量^[A1]。式 (A19) 中各部分分别表示管道水的内能、焓通量、导热速率以及从土壤表面到水的对流传热所产生的能量。

虽然式 (A19) 能够更准确地描述热网管道的温度动态变化过程, 但在实际求解应用时较为复杂, 当积分步长较长时, 可以忽略管道水的内能和内部的传热, 可以采用稳态的热网模型描述热网温度变化, 稳态模型允许快速计算热损失和管道出口温度, 对管道水应用能量平衡原理进行推导, 只考虑焓和对流效应(即式 (A19) 中的第 2 项和第 4 项), 稳态模型公式如下:

$$\dot{m} C_{p,w} \frac{\partial T}{\partial x} = \frac{T_e - T}{R_p} \quad (\text{A20})$$

对于稳定热力网络, 通常认为管道所处外部环境温度稳定, 因此 T_e 为常数, 同时令 $T^* = T - T_e$ 可得管道进出口之间的积分表达式 (A21), 进而可得简化式 (A22), 具体公式如下:

$$\int_{T_0}^{T_i} \frac{dT^*}{T^*} = - \int_0^L \frac{dx}{\dot{m} C_{p,w} R_p} \quad (\text{A21})$$

$$T_0 = T_e + (T_i - T_e) e^{-\frac{L}{\dot{m} C_{p,w} R_p}} \quad (\text{A22})$$

式中: T_0 、 T_i 分别为管道水出口和入口的平均温度。式 (A22) 被称为苏霍夫温降公式。

水力稳态模型如下:

$$\mathbf{A} \dot{\mathbf{m}} = \dot{\mathbf{m}}_q \quad (\text{A23})$$

$$\mathbf{B} h_f = 0 \quad (\text{A24})$$

$$h_f = K \dot{\mathbf{m}} \left| \dot{\mathbf{m}} \right| \quad (\text{A25})$$

式中: $\mathbf{A}$ 、 $\mathbf{B}$ 分别为节点支路关联矩阵和环路支路关联矩阵; $\dot{\mathbf{m}}_q$ 为节点注入流量; h_f 为管道水头损失; K 为管道阻抗系数。式 (A23) — (A25) 分别为节点流量连续性方程、环路压强平衡方程、管道水头损失模型。

除式 (A19) 以外的热力稳态模型如下:

$$\Phi = C_{p,w} \dot{\mathbf{m}}_q (T_s - T_r) \quad (\text{A26})$$

$$\left(\sum \dot{\mathbf{m}}_{\text{out}} \right) T_{\text{out}} = \sum \left(\dot{\mathbf{m}}_{\text{in}} T_{\text{in}} \right) \quad (\text{A27})$$

式中: Φ 为节点注入热量; T_s 、 T_r 分别为供水温度和回水温度; T_{out} 、 T_{in} 分别为节点下一级管道的入口温度和注入节点的管道出口温度; $\dot{\mathbf{m}}_{\text{out}}$ 、 $\dot{\mathbf{m}}_{\text{in}}$ 分别为由节点流入管道的流量和由管道注入节点的流量。式 (A26) 为热源或热负荷节点热功率交换约束; 式 (A27) 为节点温度混合方程。

参考文献:

[A1] DUQUETTE J, ROWE A, WILD P. Thermal performance of a steady state physical pipe model for simulating district heating grids with variable flow[J]. Applied Energy, 2016, 178: 383-393.

附录 B

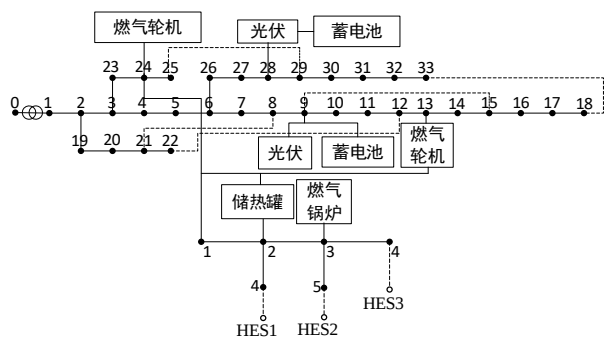


图 B1 IES 结构
Fig.B1 Structure of IES

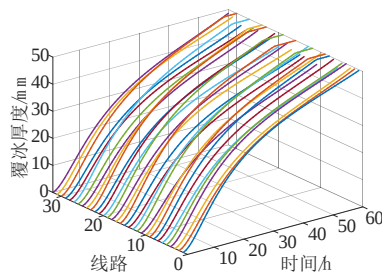


图 B2 覆冰厚度
Fig.B2 Radial thickness of ice

表 B1 各线路故障率

Table B1 Failure rate of each line

线路	故障率	线路	故障率
1	0.7936	17	0.7048
2	0.7642	18	0.7203
3	0.7471	19	0.8496
4	0.7925	20	0.6837
5	0.7734	21	0.7642
6	0.7110	22	0.7015
7	0.7642	23	0.8543
8	0.8234	24	0.8197
9	0.8423	25	0.7048
10	0.7734	26	0.7203
11	0.6415	27	0.8423
12	0.8423	28	0.6722
13	0.7824	29	0.6863
14	0.6632	30	0.8233
15	0.6879	31	0.7452
16	0.8618	32	0.7384

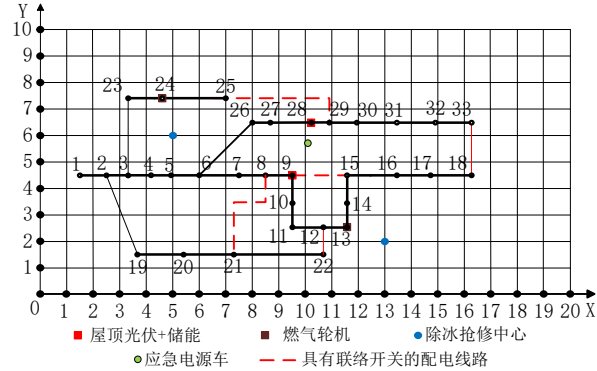


图 B3 交通网络拓扑图
Fig.B3 Traffic network topology

表 B2 机组参数
Table B2 Unit parameters

设备	参数	数值
燃气轮机	维修费用	0.026 元/(kW · h)
	光伏	0.0235 元/(kW · h)
蓄电池	最大输入功率	0.2 MW
	最大输出功率	0.2 MW
	容量	0.5 MW
	充放电效率	0.95
燃气锅炉	最大输入功率	4 MW
	额定效率	0.9
	维修费用	0.026 元/(kW · h)
储热罐	最大输入功率	0.4 MW
	最大输出功率	0.4 MW
	容量	1 MW
	充放热效率	0.95

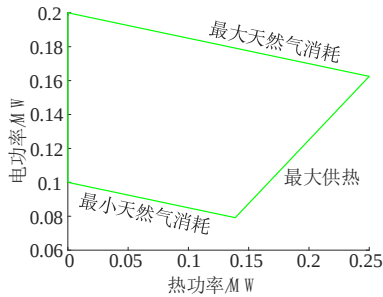
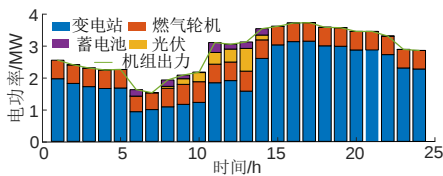
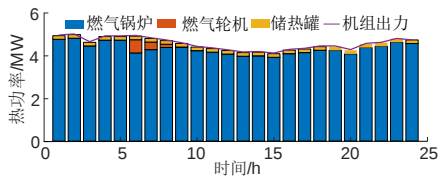


图 B4 燃气轮机出力
Fig.B4 Gas turbine output



(a) 电网机组出力



(b) 热网机组出力

图 B5 $\delta =0.5$ 时 IES 机组出力
Fig.B5 Unit output of IES when $\delta =0.5$

表 B3 应急电源车参数

Table B3 Parameters of emergency power vehicle			
容量	功率上限	功率下限	充/放电效率
1MW	0.25MW	0MW	0.9381

表 B4 切负荷情况

Table B4 Cutting load condition							
节点	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h
25	0.2625	0.2838	0.2117	0.2363	0.2560	0	0
31	0.0938	0.1014	0.1113	0.1201	0.1271	0	0
32	0.1313	0.1419	0.1558	0.1682	0.1780	0	0
33	0.0375	0.0405	0.0445	0.0480	0.0509	0.0534	0.0383

表 B5 应急电源车出力
Table B5 Emergency power vehicle output

节点	7h	8h	9h	10h	11h
25	0.234525	0.23117	0.234525	0.19098	0
31	0.18762	0.18762	0.234525	0.22803	0.0534

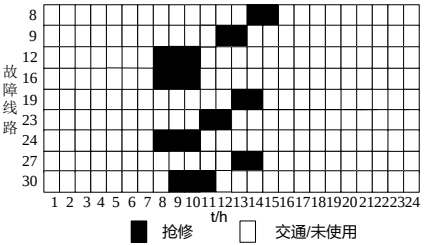
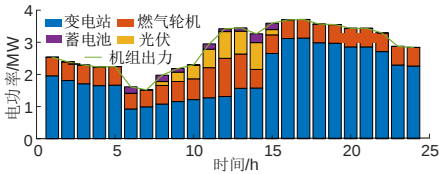
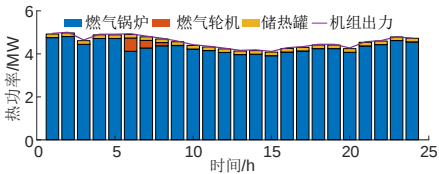


图 B6 单层优化的除冰小队调度情况

Fig.B6 Single layer optimized deicing team scheduling



(a) 电网机组出力



(b) 热网机组出力

图 B7 单层优化时配电网与热网机组出力

Fig.B7 Single-layer optimization of power distribution network and heat network unit output

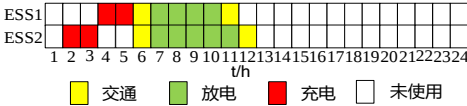


图 B8 单层优化时应急电源车调度情况

Fig.B8 Emergency power supply vehicle scheduling in single layer optimization

表 B6 单层优化与双层优化经济性对比
Table B6 Economic comparison between single-layer optimization and double-layer optimization

方案	单位：元			
	运维成本	切负荷成本	能源成本	总成本
单层优化	521.8381	298681	33060.0544	332262.8925
双层优化	465.8274	269780	33494.8032	303740.6306