

考虑负荷裕度的区域综合能源系统储能双层优化配置

刘书琪, 顾洁, 赖柏希, 金之俭

(上海交通大学 电子信息与电气工程学院, 上海 200240)

摘要:综合能源系统通过多能互补与相关市场机制提升了能源利用效率的同时也引入了更多的风险因素,合理的负荷裕度是综合能源系统安全经济运行的重要保障。基于储能对综合能源系统负荷裕度的有利作用,建立了考虑负荷裕度的综合能源系统储能双层优化配置模型。其中下层模型利用储能对综合能源系统负荷裕度均衡度进行优化,而上层模型则结合负荷裕度进行储能容量优化配置,实现了社会综合成本最小化。最后,结合实际算例验证了所提优化方案的有效性。结果表明双层优化模型在实现储能容量优化配置的同时,也优化了其充、放能计划,最终实现了综合能源系统中负荷裕度的有效均衡,提高了综合能源系统应对负荷波动的能力和运行的经济性。

关键词:综合能源系统; 负荷裕度; 储能; 双层优化配置

中图分类号: TM 73; TK 01

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202202022

0 引言

综合能源系统 IES(Integrated Energy System)作为能源互联网的重要实现形式,将是未来电力系统发展的重要方向之一。在运行时,IES需要预留一定的负荷裕度以应对系统供需的快速变化,但由于耦合了多种能源,IES在供能侧与用能侧都存在更多的不确定性;同时,负荷和分布式电源 DG(Distributed Generation)出力的波动性导致系统在不同时刻所拥有的负荷裕度差异巨大,运行过程中面临的不确定性因素也更多,这为 IES 的运行带来了较大的风险。作为 IES 融合的纽带,储能及其优化配置和运行行为 IES 抵御风险、实现安全经济运行提供了重要保障。

目前,国内外对储能优化配置的研究主要存在以下问题。①以投资主体的单一利益为目标进行规划,可能忽略了储能的其他隐性价值。一方面,部分文献以某一类型储能带来的社会效益最佳为目标进行规划:在电力系统范畴,常考虑储能投资和运行成本最低^[1-2]、年综合负荷成本最小^[3],或储能对配电网网损和节点电压波动的改善程度^[4];在 IES 范畴,储能配置拓展为电/热/冷/气等多能存储的规划研究,如文献[5-7]均从实现系统经济性最优的角度进行了 IES 储电/储热设备的容量配置。但上述文献仅考虑了配置储能后传统的系统经济性,忽略了储能在平抑负荷和 DG 出力波动、均衡系统负荷裕

度方面所带来的社会效益。另一方面,以提升负荷裕度为研究重点的文献多采用切负荷、进行无功补偿和优化机组出力等策略^[8-10],忽略了储能在提高 IES 负荷裕度方面的作用。文献[11]通过控制储能进行有序充放电来缓解 DG 出力与负荷需求的错峰问题,实现了配电网负荷裕度的均衡分布;文献[12]研究了电动汽车充电、储能和可中断负荷调度对配电网负荷峰值和谷值裕度的提升能力,但并没有考虑系统全时段负荷裕度的均衡性,上述研究主要针对电力系统,不能完全适用于含多能耦合的 IES。②忽略了 IES 中储能的规划和运行问题之间的相互影响。文献[13]将储能的规划与运行进行协同考虑,但研究对象为单一供能网络,并未涉及 IES。文献[14-15]均考虑了 IES 中多元储能的互补协调特性,分别从储能配置和调度两方面进行了研究,但在储能规划的过程中也应考虑储能建成之后的运行问题,用运行来指导规划,这样虽然增加了优化的难度,但能使储能的规划更加合理,同时使 IES 的运行更具经济性。

综上,本文将储能规划和运行问题相结合,并将其作为改善 IES 负荷裕度的手段,提出一种考虑负荷裕度的 IES 储能优化配置方法。首先,明确包含电/热/气3种能源形式的区域综合能源系统 RIES(Regional Integrated Energy System)结构,并建立含储能的 RIES 模型。综合考虑 RIES 能量耦合、储能运行特性、负荷裕度的时空均衡分布、DG 出力和负荷需求的波动性,建立了一种考虑负荷裕度的 RIES 储能配置双层优化模型,通过上/下层模型之间的相互作用与反馈,在最小化社会综合成本的同时,也实现了储能容量配置及其充、放能计划的最优化,提高了 RIES 负荷裕度均衡度。

收稿日期:2021-06-04;修回日期:2021-12-27

在线出版日期:2022-02-23

基金项目:国家重点基础研究计划项目(2016YFB0900100);上海市科委科研计划资助项目(18DZ1100303)

Project supported by the National Key Research Program of China(2016YFB0900100) and the Project Funded by Shanghai Science and Technology Committee(18DZ1100303)

1 含储能的 RIES 模型

1.1 RIES 结构

本文所研究的对象为 RIES,在 RIES 中,主要存在以下 3 个利益主体:能量枢纽运营商 EHO(Energy Hub Operator)、终端用户(部分含光伏)和储能运营商 ESO(Energy Storage Operator)。

1)EHO。在 RIES 的市场机制下,EHO 作为能源网络与用户之间的媒介,融合了电、热、气为用户提供能源服务,同时投资建设热电联供 CHP(Combined Heat and Power)系统以丰富能量来源并降低购能成本,以此获得更高的利润^[16]。

2)终端用户。在 RIES 中,除了传统用户,部分用户拥有光伏发电的控制权,其可利用光伏发电以及自主用能管理降低用能成本。

3)ESO。ESO 同时经营着储电设备和储热设备,两者与其他设备(如 CHP 和 DG 等)相配合,可以提高 RIES 对新能源的消纳能力,发挥减少能源浪费并降低用能成本的作用。

1.2 RIES 建模

1.2.1 供能网络模型

1)电网模型。

辐射形配电网的潮流模型可用如下线性化后的 DistFlow 模型来表述:

$$P_{ij,t} + P_{j,t}^{\text{chp},g} + P_{j,t}^{\text{grid},g} + P_{j,t}^{\text{dg},g} - r_{ij} i_{ij,t} = \sum_{k \in \pi(j)} P_{jk,t} + P_{j,t}^e \quad (1)$$

$$Q_{ij,t} + Q_{j,t}^{\text{chp},g} + Q_{j,t}^{\text{grid},g} + Q_{j,t}^{\text{dg},g} - x_{ij} i_{ij,t} = \sum_{k \in \pi(j)} Q_{jk,t} + Q_{j,t}^e \quad (2)$$

$$u_{j,t} = u_{i,t} - 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) + z_{ij}^2 i_{ij,t}^2 \quad (3)$$

$$u_{i,t} i_{ij,t} \geq P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \quad (4)$$

$$0 \leq i_{ij,t} \leq (I_{ij}^{\max})^2 \quad (5)$$

$$\underline{U}_i^2 \leq u_{i,t} \leq \bar{U}_i^2, \quad u_0 = U_{sl}^2 \quad (6)$$

$$\underline{P}_i^{\text{chp}} \leq P_{i,t}^{\text{chp},g} \leq \bar{P}_i^{\text{chp}}, \quad \underline{Q}_i^{\text{chp}} \leq Q_{i,t}^{\text{chp},g} \leq \bar{Q}_i^{\text{chp}} \quad (7)$$

式中: $\pi(j)$ 为以节点 j 为首端节点的电网节点集合; $P_{ij,t}$ 和 $Q_{ij,t}$ 分别为 t 时刻流过线路 (i,j) 的有功和无功潮流; r_{ij} 和 x_{ij} 分别为线路 (i,j) 的电导和电纳; z_{ij} 为线路 (i,j) 阻抗; $i_{ij,t}$ 为 t 时刻线路 (i,j) 电流幅值 $I_{ij,t}$ 的平方; $P_{j,t}^{\text{grid},g}$ 和 $Q_{j,t}^{\text{grid},g}$ 分别为 t 时刻节点 j 处电源的有功和无功功率; $P_{j,t}^{\text{chp},g}$ 和 $Q_{j,t}^{\text{chp},g}$ 分别为 t 时刻节点 j 处 CHP 的有功和无功出力; $P_{j,t}^{\text{dg},g}$ 和 $Q_{j,t}^{\text{dg},g}$ 分别为 t 时刻节点 j 处 DG 的有功和无功出力; $P_{j,t}^e$ 和 $Q_{j,t}^e$ 分别 t 时刻为节点 j 处电负荷有功和无功功率; $u_{i,t}$ 为 t 时刻节点 i 电压幅值 $U_{i,t}$ 的平方; $I_{ij}^{\max}$ 为流过线路 (i,j) 电流的上限; u_0 为平衡节点电压幅值的平方,其等于定值 U_{sl}^2 ; $\bar{U}_i$ 、 $\underline{U}_i$ 分别为节点 i 电压的上、下限; $\bar{P}_i^{\text{chp}}$ 、 $\underline{P}_i^{\text{chp}}$ 和 $\bar{Q}_i^{\text{chp}}$ 、 $\underline{Q}_i^{\text{chp}}$ 分别为 CHP 有功和无功出力的上、下限。

式(1)、(2)分别为配电网的有功、无功平衡模型;式(3)为线路 (i,j) 的压降模型;式(4)为功率、电压和电流之间的关系式;式(5)—(7)分别为电流、电压和发电机出力的上下限约束。

2)热网模型。

本文忽略二次热网热能传输损耗及延时,将换热站与二次热网等效为热网负荷节点,根据质调节方式,建立计及供/回水管道的热网热力模型如下:

$$\phi_{i,t} = \phi_{i,t}^h - \phi_{i,t}^{\text{chp},g} \quad (8)$$

$$\left(\sum_{b \in F(i)} c_w G_{b,t} \right) T_{i,t} + \phi_{i,t} = c_w \sum_{b \in T(i)} G_{b,t} T_{b,t}^c \quad (9)$$

$$(T_{b,t}^c - T_t^{\text{env}}) e^{\frac{\lambda L_b}{c_w G_{b,t}}} = \sum_{b \in F(i)} T_{i,t-\tau_b} - T_t^{\text{env}} \quad (10)$$

$$\tau_b = \frac{F_b}{G_{b,t}} \quad (11)$$

$$T_i^{\min} \leq T_{i,t} \leq T_i^{\max} \quad (12)$$

式中: $F(i)$ 和 $T(i)$ 分别为以节点 i 为首端和末端节点的热网管道集合; $\phi_{i,t}$ 为 t 时刻节点 i 消耗的功率; $\phi_{i,t}^h$ 为 t 时刻节点 i 处热负荷功率; $\phi_{i,t}^{\text{chp},g}$ 为 t 时刻 CHP 热源功率; c_w 为水的比热容; $G_{b,t}$ 为 t 时刻管道 b 的质量流量; $T_{i,t}$ 为 t 时刻管道首端节点 i 温度,与首端节点流出温度相同,将其定义为节点温度; $T_{b,t}^c$ 为 t 时刻管道 b 末端温度; T_t^{env} 为 t 时刻环境温度; λ 为管道热导率; L_b 为管道 b 长度; τ_b 为管道 b 温度传输时延; F_b 为管道 b 特征量,由管道长度、截面积等参数决定; $T_i^{\max}$ 和 $T_i^{\min}$ 分别为节点 i 温度上限和下限。

3)天然气网络模型。

天然气网络包括气源中心、天然气管道、压缩机和天然气负荷,对天然气管道的建模如下:

$$f_{ij} = s_{ij} M_k \sqrt{s_{ij} (p_i^2 - p_j^2)} \quad (13)$$

$$M_k = \varepsilon \frac{18.105 T_0 D_k^{8/3}}{p_0 \sqrt{GL_k T_{ka} Z_a}} \quad (14)$$

式中: f_{ij} 为管道 (i,j) 流过的天然气流量; ε 为管道传输效率; $s_{ij} = \text{sign}(p_i - p_j)$ 为管道 (i,j) 潮流方向,即天然气从高压侧流向低压侧,其中 $\text{sign}(\cdot)$ 为符号函数; M_k 为连接节点 i 和 j 的管道 k 的计算参数; p_i 和 p_j 分别为节点 i 和节点 j 的气压; T_0 和 p_0 分别为标准温度(15 °C)和标准大气压(101.325 kPa); D_k 为管道 k 的内直径; G 为天然气的相对密度,取 0.6; L_k 为管道 k 的长度; T_{ka} 为流过管道 k 的天然气的平均温度,取环境温度 25 °C; Z_a 为天然气的平均压缩系数,取 1。

天然气在传输过程中会与管道发生摩擦并出现气压降低的现象,为保证配气网络的正常运行,在部分管道接入天然气压缩机,对其的建模如下:

$$f_{im} = f_c + f_{nj} \quad (15)$$

$$f_c = B_k f_k \left[\left(\frac{p_n}{p_m} \right)^{\frac{Z_a - 1}{\alpha}} - 1 \right] \quad (16)$$

$$B_k = \frac{2.13 \times 10^{-5} T_{ka}}{\eta_k} \frac{\alpha}{1 - \alpha} \quad (17)$$

式中: f_{im} 为压缩机出口节点 m 流入网络节点 i 的流量; f_c 为压缩机消耗的天然气的流量; f_{nj} 为网络节点 j 流入压缩机入口节点 n 的天然气的流量; B_k 为管道 k 压缩机参数; f_k 为管道 k 流过的天然气的流量; α 为天然气的比热容, 取 $1.3 \text{ J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$; η_k 为管道 k 压缩效率; p_n/p_m 为压缩比。

1.2.2 电/热耦合环节模型

在本文所研究的 RIES 中, 电/热耦合环节是通过 CHP 实现的, 可用能量枢纽来描述其中的能源耦合关系, 其基本结构如图 1 所示^[17]。

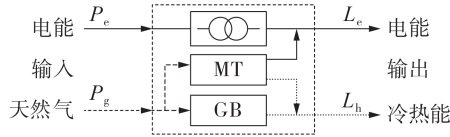


图1 能量枢纽结构

Fig.1 Structure of energy hub

本文所采用的 CHP 由电力变压器、微型燃气轮机 MT (MicroTurbine) 和燃气锅炉 GB (Gas Boiler) 共同构成。输入环节包括电能和天然气, 前者直接输入变压器, 而后者同时输入到 MT 和 GB; 输出环节包含了电能和冷热能两部分, 前者由变压器和 MT 供给, 而后者则由 GB 和 MT 共同产生。由此可以得到输入/输出能源耦合关系式如下:

$$\begin{bmatrix} L_e \\ L_h \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \eta^T & v_{MT} \eta_{ge}^{MT} \\ 0 & v_{MT} \eta_{gh}^{MT} + (1 - v_{MT}) \eta^{GB} \end{bmatrix}}_C \underbrace{\begin{bmatrix} P_e \\ P_g \end{bmatrix}}_P \quad (18)$$

式中: η_{ge}^{MT} 和 η_{gh}^{MT} 分别为天然气经过 MT 转化为电能和热能的转换效率; η^T 为变压器效率; η^{GB} 为 GB 的效率; P 为输入能源矩阵; P_e 和 P_g 分别为能量枢纽与电网和天然气网络的能量交互值; L 为输出能源矩阵; L_e 和 L_h 分别为能量枢纽所供应的电负荷和热负荷; C 为耦合矩阵, 其中的耦合系数不仅与转换装置的转换效率有关, 还与能源在不同转换装置中的分配比例有关, 因此引入分配系数 v_{MT} ($0 \leq v_{MT} \leq 1$), $(1 - v_{MT})P_g$ 为输入 GB 中的天然气, $v_{MT}P_g$ 为输入 MT 中的天然气。

1.2.3 储能能量状态模型

储电设备和储热设备的运行特性基本相同, 为更好地体现两者间的协调关系, 可建立如下统一的电/热储能能量状态 SOE (State Of Energy) 模型, 均以电能及电功率来进行表述:

$$S_{i,t} = S_{i,0} (1 - \sigma_i)^t + \sum_{\tau=1}^t \left(\frac{P_{i,\tau}^s}{E_{i,n}} \eta_i^s - \frac{P_{i,\tau}^r}{\eta_i^r E_{i,n}} \right) \Delta t \quad (19)$$

式中: $S_{i,t}$ 为 t 时段储能设备 i 的能量状态, $S_{i,0}$ 为其初始值; σ_i 为储能设备 i 的自放能系数; $P_{i,\tau}^s$ 和 $P_{i,\tau}^r$ 分别为 τ 时段储能设备 i 的充能和放能功率; η_i^s 和 η_i^r 分别为储能设备 i 的充能和放能效率; $E_{i,n}$ 为储能设备 i 的额定容量; Δt 为单位时间间隔。

储能设备的能量状态 $S_{i,t}$ 和充、放电功率 $P_{i,t}^s$ 、 $P_{i,t}^r$ 受到如下限制:

$$\begin{cases} S_i^{\min} \leq S_{i,t} \leq S_i^{\max} \\ 0 \leq P_{i,t}^r \leq z_{i,t}^r P_{i,n} \\ 0 \leq P_{i,t}^s \leq z_{i,t}^s P_{i,n} \\ z_{i,t}^r + z_{i,t}^s \leq 1 \\ P_{i,t}^{\text{ess}} = P_{i,t}^r - P_{i,t}^s \end{cases} \quad (20)$$

式中: $S_i^{\min}$ 和 $S_i^{\max}$ 分别为储能设备 i 能量状态的最小值和最大值; $z_{i,t}^s$ 和 $z_{i,t}^r$ 为表示储能充、放能状态的二进制变量, 储能时 $z_{i,t}^s = 1$ 且 $z_{i,t}^r = 0$, 放能时 $z_{i,t}^r = 1$ 且 $z_{i,t}^s = 0$; $P_{i,n}$ 为储能设备 i 的储能额定功率; $P_{i,t}^{\text{ess}}$ 为 t 时刻储能设备 i 的充放功率。

1.2.4 RIES 负荷裕度模型

在电力系统中, 最大供电能力 LSC (Load Supply Capacity) 与供电裕度 LSM (Load Supply Margin) 等指标被广泛应用于负荷裕度水平的评价。然而, 这 2 个指标不能直接适用于含多能耦合的 RIES, 因为直接对 RIES 各子网的能源进行叠加是不合理的。因此, 本文一方面通过上文建立的 RIES 的耦合环节模型实现子网间能源的耦合, 另一方面将在下文考虑储电和储热设备的能量耦合关系, 并将 LSC 和 LSM 拓展为最大供能能力 ESC (Energy Supply Capacity) 和供能裕度 ESM (Energy Supply Margin), 用以评价 RIES 各子网的负荷裕度水平。若各子网在研究时段内均能实现负荷裕度均衡度最优, 则表示 RIES 整体运行风险得到了降低。

1) ESC。

RIES 中, 各子网的 ESC 是指在满足供能、用能平衡约束, 且所有设备均不发生超负荷现象时网络所能供应负荷的最大值^[18-20]。在满足文献[21]所提约束条件下, 其计算方法如下:

$$L_i \leq f_{\text{ESGi}} \leq \eta_i L_i \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (21)$$

式中: N 为所研究的子网负荷节点数; f_{ESGi} 为所研究的子网的负荷节点 i 在最大运行方式下的供能负荷大小, 其既可以是电负荷, 也可以是热负荷; L_i 为负荷节点 i 消耗的能量; η_i 为负荷节点 i 供能设备的供能能力系数, 即该节点额定负荷 $L_{i,n}$ 与实际消耗能量 L_i 的比值。

2) ESM。

ESM是指在子网网络结构不变、负荷不变且满足安全运行约束的情况下,网络可以额外接入的负荷量,其计算方法为:

$$f_{\text{ESM}i} = f_{\text{ESC}i} - L_i \quad (22)$$

式中: $f_{\text{ESM}i}$ 为所研究的子网的负荷节点 i 在最大运行方式下的负荷裕度大小。

式(22)表明, L_i 的大小将直接影响 RIES 负荷裕度的大小和分布。负荷裕度的分布不均可能导致 RIES 总体负荷裕度充足,但部分时段部分节点负荷裕度不足的问题。因此,对负荷裕度的优化目标应是对其分布进行均衡化处理^[11],即通过控制储能设备进行有序充、放能,以应对负荷需求的骤变,同时调和 DG 出力同负荷需求的错峰问题。

2 考虑负荷裕度的 RIES 储能双层优化配置模型

优化配置与优化运行两者联系紧密:一方面,前者是后者的基础;另一方面,后者给前者方案的形成提供了数据参考,这符合双层规划的特征。在上层模型中,对于储能优化配置问题,考虑规划层面配置方案的社会综合成本尽可能最优;在下层模型中,考虑运行层面的负荷裕度均衡度最优,并用于指导储能的充、放能计划。为了充分发挥 RIES 不同能源转换、互补等耦合特性的优势,本文建立了考虑负荷裕度的 RIES 储能双层优化配置模型。

2.1 上层规划的数学模型

上层规划的数学模型以储能接入容量为决策变量,以 RIES 社会年综合成本 C 最小为目标,综合考虑 RIES 电/气能耗成本 C_{EG} 、储能的投资成本 C_{INV} 、设备运维成本 C_{OM} 以及碳交易成本 C_{CAB} ,建立上层规划的目标函数如下:

$$\min C = C_{\text{EG}} + C_{\text{INV}} + C_{\text{OM}} + C_{\text{CAB}} \quad (23)$$

1) RIES 电/气能耗成本 C_{EG}

$$C_{\text{EG}} = \sum_{t=1}^T \left\{ c_t^{\text{g}} P_t^{\text{grid}, \text{g}} + c_t^{\text{g}} \sum_{i=1}^{N_{\text{c}}} \left[a_i^{\text{c}} (P_{i,t}^{\text{chp}, \text{g}})^2 + b_i^{\text{c}} P_{i,t}^{\text{chp}, \text{g}} + c_i^{\text{c}} \right] \right\} \Delta t \quad (24)$$

式中: T 为规划时段总数; c_t^{g} 为天然气价格; N_{c} 为 CHP 机组安装数量; a_i^{c} 、 b_i^{c} 和 c_i^{c} 为节点 i 处 CHP 机组耗气成本计算系数; c_t^{e} 为 t 时刻分时电价; $P_t^{\text{grid}, \text{g}}$ 为 t 时刻上级电网供电功率。

2) 储能投资成本 C_{INV} (按照折现率进行折算)。

$$C_{\text{INV}} = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \sum_{i=1}^{N_{\text{ess}}} c_i^{\text{ess}} n_i^{\text{ess}} \quad (25)$$

式中: r 为贴现率,取 6%; N_{ess} 为储能安装数量; c_i^{ess} 为节点 i 处储能的安装费用,与其类型有关; n 为储能使用年限; n_i^{ess} 为节点 i 处安装的储能数量。

3) 设备运维成本 C_{OM}

$$C_{\text{OM}} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{c}}} m_i^{\text{c}} P_{i,t}^{\text{chp}, \text{g}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{dg}}} m_i^{\text{dg}} P_{i,t}^{\text{dg}, \text{g}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{ess}}} m_i^{\text{ess}} P_{i,t}^{\text{ess}} \right) \Delta t \quad (26)$$

式中: N_{dg} 为 DG 安装数量; m_i^{c} 、 m_i^{dg} 和 m_i^{ess} 分别为节点 i 处 CHP、DG 和储能的单位功率运维成本。

4) 碳交易成本 C_{CAB}

$$C_{\text{CAB}} = g_{\text{coal}} u_{\text{coal}} \omega_{\text{CAB}} P_t^{\text{grid}, \text{g}} \Delta t \quad (27)$$

式中: g_{coal} 为配电网供电耗煤量; u_{coal} 为排放因子; ω_{CAB} 为碳排放税。

上层规划模型的约束条件如下。

1) 储能接入容量与功率约束。

$$\begin{cases} u_i^{\text{ess}} E_i^{\min} \leq E_{i,n} \leq u_i^{\text{ess}} E_i^{\max} \\ 0 \leq P_i^{\text{ess}} \leq \omega_{\text{ess}} E_{i,n} \end{cases} \quad (28)$$

式中: u_i^{ess} 为表示储能是否投建的二进制变量, $u_i^{\text{ess}} = 1$ 表示节点 i 处投建储能, $u_i^{\text{ess}} = 0$ 表示不投建; $E_i^{\max}$ 和 $E_i^{\min}$ 分别为节点 i 处所投建的储能的上限和下限; ω_{ess} 为储能最大充/放能速率。

2) 储能安装位置数量约束。

$$\sum_{i \in \Omega_{\text{net}}^{\text{ess}}} u_i^{\text{ess}} \leq N_{\text{ess}} \quad (29)$$

式中: $\Omega_{\text{net}}^{\text{ess}}$ 为拟接入储能的节点集合。

2.2 下层规划的数学模型

在下层规划的数学模型中,本文以各时段储能充、放能功率为决策变量,以 RIES 负荷裕度最大为目标,同时考虑其均衡分布,建立如下的负荷裕度均衡度优化模型:

$$\max f_{\text{ESM}} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^N f_{\text{ESM}i,t} + P_t^{\text{a}} + P_t^{\text{b}} - \lambda_t A_{\text{bal}} \right) \quad (30)$$

$$A_{\text{bal}} = \sum_{i=1}^N \left| \frac{f_{\text{ESC}i,t}}{L_{i,t}} - \frac{\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N f_{\text{ESC}i,t}}{TN} \right| \quad (31)$$

$$\begin{bmatrix} P_t^{\text{a}} \\ P_t^{\text{b}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -z_t^{\text{BSE}, \text{s}} & z_t^{\text{HSE}, \text{r}} \\ z_t^{\text{BSE}, \text{r}} & 0 \end{bmatrix} \beta \begin{bmatrix} P_t^{\text{BSE}} \\ \phi_t^{\text{HSE}} \end{bmatrix} \quad (32)$$

式中: λ_t 为 t 时段 $f_{\text{ESM}i,t}$ 的均衡系数; P_t^{a} 、 P_t^{b} 分别为 t 时段储电设备/储热设备协调消纳 DG 弃电总功率、协调削峰总功率; $z_t^{\text{BSE}, \text{s}}$ 、 $z_t^{\text{BSE}, \text{r}}$ 和 $z_t^{\text{HSE}, \text{r}}$ 为表示 t 时段储电设备/储热设备的充、放能状态的二进制变量,储电设备/储热设备释放能量时 $z_t^{\text{BSE}, \text{r}} = 1$ 、 $z_t^{\text{HSE}, \text{r}} = 1$ 且 $z_t^{\text{BSE}, \text{s}} = 0$, 储存能量时 $z_t^{\text{BSE}, \text{r}} = 0$ 、 $z_t^{\text{HSE}, \text{r}} = 0$ 且 $z_t^{\text{BSE}, \text{s}} = 1$; β 为 CHP 机组特性系数; P_t^{BSE} 和 ϕ_t^{HSE} 分别为 t 时段储电设备/储热设备的充放功率,规定储电设备/储热设备释放能量时其值为正,储存能量时其值为负。

由于受到潮流和 DG 出力波动的影响,仅以负荷裕度最大为目标时会导致 ESM 在时间和空间上的分布不均衡,为此引入均衡项 $\lambda_t A_{\text{bal}}$,通过调整该项在式(30)中所占的比例,可达到调控 ESM 在时间尺度上的均衡性的效果。

理论上,若 f_{ESG_i}/L_i 在某时段偏小,则表明此时系统运行越限将面临较大的切负荷风险,因此赋给该时段一个较大的 λ_i 值,增大均衡项的作用效果,并鼓励储能在此时段释放能量;相反,若处于谷时段时系统越限的概率低,则赋给该时段一个较小的 λ_i ,降低均衡项的作用效果,并鼓励储能在此时段储存能量。综上所述, λ_i 的取值方法如下:

$$\lambda_i = \sum_{i=1}^N L_{i,n} / \sum_{i=1}^N \frac{f_{\text{ESG}_i,t}}{L_{i,t}} \quad (33)$$

下层规划模型的约束条件如下。

1) 拓扑约束。

电力、天然气和热力系统之间的生产、转换及需求环节存在的耦合关系,以及 DG 和储能设备的接入,使得 RIES 的拓扑结构和特性与传统电网有所不同。因此,参考文献[11],以生成树原理为基础形成 RIES 拓扑约束如下:

$$\beta_{l,ij} + \beta_{l,ji} \leq 1 \quad l=1, 2, \dots, B \quad (34)$$

$$\sum_{l=1}^B A(i, l)(\beta_{l,ij} + \beta_{l,ji}) \leq 1 \quad i=1, 2, \dots, N \quad (35)$$

式中: $\beta_{l,ij}$ 为表示线路 l 潮流方向的 0-1 整数变量,当 $\beta_{l,ij}=1$ 时线路 l 的功率从节点 i 流向节点 j ,反之则从节点 j 流向节点 i ; $A(i, l)$ 为网络的无向关联矩阵的元素,若节点 i 与支路 l 相关联,则 $A(i, l)=1$,否则 $A(i, l)=0$; B 为 RIES 的线路总数。

2) 供能网络安全约束。

$$G_b^{\min} \leq G_{b,t} \leq G_b^{\max} \quad (36)$$

式中: $G_b^{\max}$ 、 $G_b^{\min}$ 分别为管道 b 的质量流量上、下限。

同时,还需要满足式(5)~(7)分别所示的电流、电压和发电机出力约束,以及式(12)所示的节点温度约束。

3) 联络线功率约束。

$$P_{\min}^{\text{grid}} \leq P_t^{\text{grid}} \leq P_{\max}^{\text{grid}} \quad (37)$$

式中: $P_{\max}^{\text{grid}}$ 、 $P_{\min}^{\text{grid}}$ 分别为 RIES 与上级主网交互功率上、下限。

4) 节点功率平衡约束。

RIES 的节点功率平衡约束包括配电网功率平衡约束式(1)和式(2)、配热网功率平衡约束式(8)和配气网功率平衡约束式(15)。

3 模型简化与求解

3.1 非线性项处理

由于供能网络的非线性和储能充、放能状态的 0-1 约束,本文所建立的模型是混合整数非线性规划问题。对此,本文参考文献[15]所提方法对模型中的非线性项进行处理,以降低求解难度。

3.2 模型求解思路

经过 3.1 节的处理后,上层规划模型为一个仅含线性不等式约束的混合整数非线性规划问题,下层

属于混合整数二阶锥规划问题。求解时通常采用上下层交替优化,上层模型考虑下层模型返回的各时段 RIES 负荷裕度优化结果,以解决多场景下储能容量优化配置问题,下层依据上层给出的储能配置容量,优化储能的充、放能计划,最大化 RIES 负荷裕度均衡度,以解决每个场景下 RIES 的负荷裕度优化问题。本文采用改进遗传算法与 Gurobi 求解器的混合策略求解上述双层优化模型,具体求解思路如附录 A 图 A1 所示。

4 算例分析

为了验证本文所提出的考虑储能配置的 RIES 负荷裕度双层优化模型的有效性,本节将基于由 IEEE 33 节点系统、比利时 14 节点配气系统、12 节点配热系统和 4 个能量枢纽(CHP₁—CHP₄)所组成的 RIES 进行仿真,系统结构见附录 A 图 A2^[22]。为探索 ESO 储能设备容量规划的最优值,以 CHP₄ 的接入点为例进行负荷裕度优化。

4.1 算例参数

如 1.1 节所述,RIES 的电/气/热耦合环节是通过 CHP 实现的,故为了盈利,EHO 必须充分利用 CHP,将低价购入的天然气生产为电能与热能高价售出。本文采用的 CHP 的各个设备参数见附录 B 表 B1。

配电网、配热网与配气网的联络线或联络管道的容量决定了 EHO 可以向各个网络购能或售能的最大功率,其参数见附录 B 表 B2。

通过对某地区负荷/光伏年时序数据进行场景削减,得到春夏秋冬中 4 个典型日用于表征规划年。4 个规划典型日的电、热负荷以及光伏出力变化见附录 C 图 C1—C3,该系统总电、热负荷值分别为 5.5 MW+j3.4 Mvar 和 4 MW。

在本文所配置的储能设备中,储电设备接入 DG 所在电节点,作为 DG 的辅助设备;储热设备接入 CHP 设备所在热节点,作为热源的辅助设备。待配置储能的技术和经济参数分别见附录 C 表 C1 和表 C2。

ESO 向 EHO 的购能或售能价格见附录 C 图 C4^[22]。上述因素(储能设备的技术/经济参数和购、售能价格等)将为本文后续优化方案的选择提供依据。

4.2 场景设置

为验证本文所提模型的有效性,设定以下不同的规划场景进行分析对比。

1) 场景 1: 不考虑储能配置,电网负荷由大电网、DG 和 CHP 设备承担,热网负荷由 CHP 设备承担。

2) 场景 2: 在场景 1 的基础上考虑电储能的配置,不考虑热储能,将储电设备作为辅助设备参与负

荷裕度优化。

3)场景3:在场景1的基础上考虑热储能的配置,不考虑电储能,将储热设备作为辅助设备参与负荷裕度优化。

4)场景4:在前3种场景的基础上加入电/热储能,考虑储电设备与储热设备的协调运行,并采用本文所提模型进行负荷裕度优化。

4.3 仿真结果及分析

4.3.1 规划方案经济性分析

表1为4种规划场景下所得到的储能配置及各项成本的比较结果。在表中所示的储能配置结果中,括号内的数字表示储电设备(储热设备)在配电网(配热网)中的安装位置,括号外的数字表示安装容量或功率,如(e21)6.71表示在配电网节点21处配置6.71 MW·h的储电设备;(h5)8.54表示在配热网节点5处配置8.54 MW·h的储热设备。

表1 规划方案结果

Table 1 Results of planning schemes

指标	场景1	场景2	场景3	场景4
储能配置容量/(MW·h)	—	(e21)6.71, (e29)9.22	(h5)8.54	(e21)4.53, (e29)6.64, (h5)7.24
储能配置功率/MW	—	(e21)2.12, (e29)2.89	(h5)1.07	(e21)1.70, (e29)2.10, (h5)0.91
能耗成本/万元	2321.9	2168.4	2274.3	2158.2
储能投资成本/万元	0	120.5	20.6	98.8
运维成本/万元	104.4	108.2	112.6	116.9
碳交易成本/万元	16.7	15.4	15.6	14.8
社会年综合成本/万元	2443	2416.5	2423.1	2388.7

对表1所得的规划结果进行分析对比可得以下结论。

1)与场景1相比,后3种场景所需运维成本更高,原因在于这3种场景下的储能装置有较高的运行维护费用。

2)与场景1相比,后3种场景所需能耗费用更低,原因在于后3种场景下通过更合理的储能配置及其相应的充、放能计划,缓解了ESC与负荷需求的错峰问题,减小了RIES对上级电网的依赖程度。另外,场景4由于考虑了RIES负荷裕度均衡分布和储能的协同运行,突破了单一储能的运行限制,提高了RIES对DG的利用效率和灵活性,进一步降低了系统的能耗成本。

3)场景4的碳交易成本仅为14.8万元,相比前3种场景分别降低了11.4%、3.9%和5.1%,原因在于

在储电设备和储热设备的协同作用下,场景4中DG利用率得到了提高,且向上级电网的购电量也有所降低。

4)场景4下的社会年综合成本比场景1—3分别降低了104.3、10.2、116.1万元。由此可见,虽然场景4下的储能投资成本较高,但在综合考虑多项成本、效益指标后,该方案实现了社会综合成本的最小化。

在经济性分析的基础上,下文将首先分析场景1下(即未进行负荷裕度优化)的RIES供能能力,然后对优化前后的RIES负荷裕度进行对比分析。

4.3.2 RIES供能能力分析

由于RIES的负荷需求随时间变化而变化,且各子网变化趋势有差异,故本文选取某典型日分别对场景1下RIES的配电网和配热网进行供能能力分析,结果如图2所示。

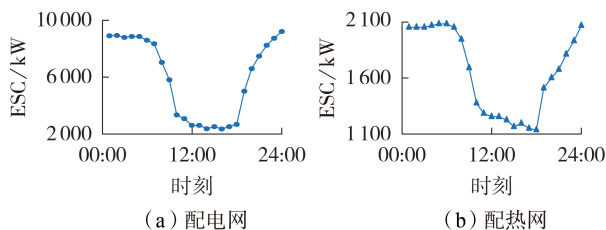


图2 配电网、配热网一天内的ESC变化曲线

Fig.2 Curve of ESC variation in whole day for distributed power network and distributed heat network

由图2可以看出,无论是配电网还是配热网,其ESC的变化都与一天内的用户侧负荷变化相反:在峰时段,允许额外接入的负荷较小,子网的负荷裕度较小;在平时段或谷时段,子网的负荷裕度较大。

以上结论说明当不考虑负荷裕度均衡分布时,RIES的ESC变化与负荷需求存在错峰问题,在负荷需求上升时,其ESC出现下降,而在负荷需求下降时,其ESC反而上升。因此,有必要通过合理的储能配置提高负荷裕度均衡度。

4.3.3 RIES负荷裕度优化结果分析

本节选取场景1、2和场景4下某典型日对配电网负荷裕度优化结果进行对比分析,选取场景1、3和场景4下某典型日对配热网负荷裕度优化结果进行对比分析。

1)配电网负荷裕度优化。

图3展示了优化前后配电网负荷裕度的对比,可以得到以下结论。

1)在优化前(即场景1),10:00—18:00时段系统的负荷裕度处于较低水平,且16:00—18:00时段负荷裕度小于0,表明RIES已经运行在不安全状态。

2)根据场景2、4的负荷裕度优化结果可得,在储电设备的参与下,21:00—24:00、01:00—08:00

时段负荷裕度有所削减(储电设备充能);09:00—18:00时段负荷裕度有所提高(储电设备放能),且此时段恰好是负荷高峰期,失负荷风险较大,证明了储能设备的参与对调整负荷裕度的有效性。

3)由于在下层模型的目标函数中考虑了负荷裕度均衡度,场景4下RIES的负荷裕度变化相较于其他场景更加平缓,其方差由场景1下的0.034缩小为0.011,负荷裕度与负荷需求错峰问题得到缓解。

4)场景4对负荷裕度的均衡度优于场景2,这是由于场景2下储电设备仅用于缓解DG出力波动,故即使在部分时段(如03:00—06:00时段)其负荷裕度值大于场景4,但其总体波动性也更大。

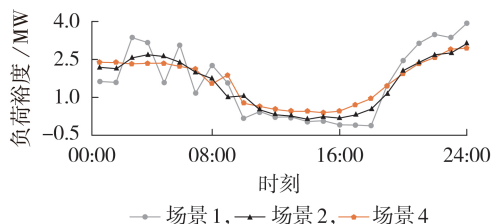


图3 配电网负荷裕度优化前后对比

Fig.3 Comparison of load margin for distributed power network between before and after optimization

2)配热网负荷裕度优化。

图4展示了优化前后配热网负荷裕度的对比,可以得到以下结论。

1)对于场景1,由于没有储能设备的参与,多个时段均出现了负荷裕度小于0,即配热网运行在不安全状态的情况。

2)对于场景3,由于01:00—05:00时段EHO的售热价格非常低,仅为0.3元/(kW·h)左右,而06:00—12:00时段则为0.75元/(kW·h)左右。因此,场景3下ESO的储热设备会选择在01:00—05:00时段以较大功率进行储热,并在06:00时开始放热。由于RIES中CHP系统容量较小,EHO不得不从配热网直接购买大量热能来满足ESO的储热需要,导致配热网处于不安全运行状态。

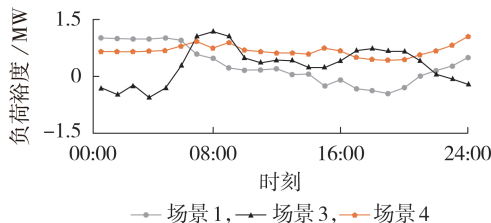


图4 配热网负荷裕度优化前后对比图

Fig.4 Comparison of load margin for distributed heat network between before and after optimization

3)对于场景4,随着负荷水平的降低,虽然其在部分时段的负荷裕度相较于场景1、3有所下降,但纵观一天24 h,场景4下均不存在负荷裕度小于0的

情况,即使是在负荷高峰期,场景4下RIES的配热网也能保有400 kW左右的裕度。

4.3.4 储能设备充、放能分析

为了分析考虑RIES负荷裕度对储能充、放能计划的调节作用,本节选取场景2和场景4下的ESO储电设备优化充、放电计划,以及场景3和场景4下的ESO储热设备优化充、放热计划进行对比分析。

图5展示了储电和储热设备充、放能计划优化结果,图中功率为正表示放能,功率为负表示储能,由此得出以下结论。

1)在考虑负荷裕度均衡后,储电设备在负荷需求较低且负荷裕度较充足的23:00—24:00、01:00—05:00时段进行充电,在负荷需求攀升但DG出力不足的07:00—10:00、17:00—23:00时段进行放电,在DG出力充足的10:00—15:00时段进行充电。可见充放电控制合理,较好地均衡了负荷裕度的时间分布。

2)在场景2下,由于ESO会以最大化经济利益为目标制定充、放电计划,即使配电网的负荷裕度在17:00—18:00时段已小于0,即系统运行在不安全的情况下,ESO依然会避免在此时大幅放电;相比之下,场景4下的储电设备在17:00—18:00时段的放电功率有所提高,虽然此时放电的收益更低,但却保证了配电网运行在安全范围内,且获得了1000 kW左右的负荷裕度。

3)在电、热负荷晚高峰时段(19:00—23:00时段),场景4下的CHP₄将增加供热功率和发电功率,此时储热设备蓄热,储电设备放电,两者协调运行对RIES起到了削峰填谷的作用。

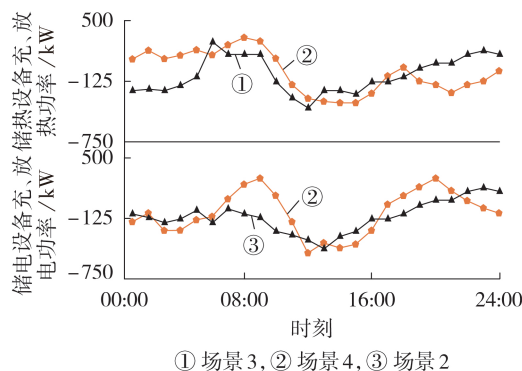


图5 储电和储热设备充、放能计划优化结果

Fig.5 Optimal results of charging and discharging energy plan of electric storage and heat storage equipment

4)在场景4下,由于考虑了负荷裕度均衡,ESO放弃了在热价最低时段(01:00—05:00时段)以最大功率储热,而是选择在时间更长时段以较平缓的功率蓄热,使得场景3下凌晨的负荷裕度骤降的现象

消失。

以上结果证明由于考虑了负荷裕度均衡度,本文所建立的双层优化模型对合理调整ESO储电以及储热设备充、放能计划具有指导意义。

5 结论

本文首先建立了RIES模型及其耦合环节模型,定义了ESC与ESM这2个指标以刻画RIES的负荷裕度,最后建立了考虑负荷裕度的RIES储能双层优化配置模型。为了验证所提模型的有效性,基于典型RIES进行了仿真,并得出以下结论。

1)本文的双层优化模型将规划与运行问题相结合,在优化储能配置的同时,也优化了其充、放能计划,并实现了RIES负荷裕度均衡化。与其他规划方案相比,在本文配置方案下储能协同配置减少了单类型储能的配置需求,有效降低了社会综合成本,使RIES的运行具有更高的经济效益和环境效益。

2)电储能和热储能协调运行能有效削峰填谷和缓解DG出力波动性,提高了DG消纳能力和RIES负荷裕度均衡度,并实现了多能存储方面的优势互补。

3)本文在优化配置储能容量的基础上,通过考虑负荷裕度均衡性,进一步优化了储能设备的充、放能计划,由于各类储能充、放能时段不同,使RIES在各时段均具有一定能量储备,提高了系统可靠性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 唐文左,梁文举,崔荣,等. 配电网中分布式储能系统的优化配置方法[J]. 电力建设,2015,36(4):38-45.
TANG Wenzuo, LIANG Wenju, CUI Rong, et al. Optimal allocation method of distributed energy storage system in distribution network[J]. Electric Power Construction, 2015, 36(4): 38-45.
- [2] 吴仁光,郑立,李凯鹏,等. 面向综合能源配电网的储能系统优化配置方法[J]. 广东电力,2020,33(3):42-50.
WU Renguang, ZHENG Li, LI Kaipeng, et al. Optimized configuration method of energy storage system for integrated energy distribution network[J]. Guangdong Electric Power, 2020, 33(3): 42-50.
- [3] 张海波,马伸铜,程鑫,等. 保证重要负荷不间断供电的配电网储能规划方法[J]. 电网技术,2021,45(1):259-268.
ZHANG Haibo, MA Shentong, CHENG Xin, et al. Distribution network energy storage planning ensuring uninterrupted power supply for critical loads[J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 259-268.
- [4] 杜鹏,米增强,贾雨龙,等. 基于网损灵敏度方差的配电网分布式储能位置与容量优化配置方法[J]. 电力系统保护与控制,2019,47(6):103-109.
DU Peng, MI Zengqiang, JIA Yulong, et al. Optimal placement and capacity of distributed energy storage in distribution system based on the sensitivity variance of network loss[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(6): 103-109.
- [5] 李建林,牛萌,周喜超,等. 能源互联网中微能源系统储能容量规划及投资效益分析[J]. 电工技术学报,2020,35(4):874-884.

- LI Jianlin, NIU Meng, ZHOU Xichao, et al. Energy storage capacity planning and investment benefit analysis of micro-energy system in energy interconnection[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(4): 874-884.
- [6] 许周,孙永辉,谢东亮,等. 计及电/热柔性负荷的区域综合能源系统储能优化配置[J]. 电力系统自动化,2020,44(2):53-59.
XU Zhou, SUN Yonghui, XIE Dongliang, et al. Optimal configuration of energy storage for integrated region energy system considering power/thermal flexible load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 53-59.
- [7] 白牧可,唐巍,吴聪,等. 基于热网-电网综合潮流的用户侧微型能源站及接入网络优化规划[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):84-93.
BAI Muke, TANG Wei, WU Cong, et al. Optimal planning based on integrated thermal-electric power flow for user-side micro energy station and its integrating network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 84-93.
- [8] 柯梓阳,汪隆君,王钢. 考虑负荷裕度的主动配电网运行优化模型[J]. 电网技术,2018,42(8):2570-2576.
KE Ziyang, WANG Longjun, WANG Gang. An operation optimization model for active distribution network considering load margin[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2570-2576.
- [9] 王春晓,严超,别朝红,等. 一种考虑燃气蒸汽联合循环机组运行模式的综合能源系统备用配置与校核模型[J]. 中国电机工程学报,2020,40(2):522-534.
WANG Chunxiao, YAN Chao, BIE Zhaohong, et al. A reserve allocation and reserve feasibility check model of the integrated energy system considering the configuration of CCGT[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(2): 522-534.
- [10] 陈政琦,艾欣. 考虑电力系统发电成本和负荷裕度的多目标最优潮流方法研究[J]. 华北电力大学学报(自然科学版),2019,46(3):26-32.
CHEN Zhengqi, AI Xin. Multi-objective optimal power flow algorithm for power generation cost and load margin[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2019, 46(3): 26-32.
- [11] 张峰,董晓明,梁军,等. 一种求解最小负荷裕度的混合算法[J]. 电力自动化设备,2013,33(9):20-25.
ZHANG Feng, DONG Xiaoming, LIANG Jun, et al. Hybrid algorithm to calculate minimum load margin[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(9): 20-25.
- [12] 王守相,陈建凯,王洪坤,等. 综合考虑电动汽车充电与储能及可中断负荷调度的配电网两阶段灵活性提升优化方法[J]. 电力自动化设备,2020,40(11):1-10.
WANG Shouxiang, CHEN Jiankai, WANG Hongkun, et al. Two-stage flexibility improvement optimization method of distribution network considering EV charging and scheduling of energy storage and interruptible loads[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(11): 1-10.
- [13] 陈厚合,杜欢欢,张儒峰,等. 考虑风电不确定性的混合储能容量优化配置及运行策略研究[J]. 电力自动化设备,2018,38(8):174-182,188.
CHEN Houhe, DU Huanhuan, ZHANG Rufeng, et al. Optimal capacity configuration and operation strategy of hybrid energy storage considering uncertainty of wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(8): 174-182, 188.
- [14] 刁涵彬,李培强,吕小秀,等. 考虑多元储能差异性的区域综合能源系统储能协同优化配置[J]. 电工技术学报,2021,36(1):151-165.
DIAO Hanbin, LI Peiqiang, LÜ Xiaoxiu, et al. Coordinated optimal allocation of energy storage in regional integrated energy

- system considering the diversity of multi-energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(1): 151-165.
- [15] 刁涵彬,李培强,王继飞,等. 考虑电/热储能互补协调的综合能源系统优化调度[J]. 电工技术学报, 2020, 35(21): 4532-4543.
- DIAO Hanbin, LI Peiqiang, WANG Jifei, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering complementary coordination of electric/thermal energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(21): 4532-4543.
- [16] 顾洁,白凯峰,时亚军. 基于多主体主从博弈优化交互机制的区域综合能源系统优化运行[J]. 电网技术, 2019, 43(9): 3119-3134.
- GU Jie, BAI Kaifeng, SHI Yajun. Optimized operation of regional integrated energy system based on multi-agent master-slave game optimization interaction mechanism[J]. Power System Technology, 2019, 43(9): 3119-3134.
- [17] 徐宪东,贾宏杰,靳小龙,等. 区域综合能源系统电/气/热混合潮流算法研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3634-3642.
- XU Xiandong, JIA Hongjie, JIN Xiaolong, et al. Study on hybrid heat-gas-power flow algorithm for integrated community energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3634-3642.
- [18] 杨燕. 电力系统可用输电容量分析与优化决策[D]. 广州:华南理工大学, 2012.
- YANG Yan. Analysis and optimal decision-making of available transfer capability[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2012.
- [19] 李振坤,陈星莺,刘皓明,等. 配电网供电能力的实时评估分析[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(6): 36-39, 62.
- LI Zhenkun, CHEN Xingying, LIU Haoming, et al. Online assessment of distribution network loading capability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(6): 36-39, 62.
- [20] 欧阳武,程浩忠,张秀彬,等. 城市中压配电网最大供电能力评估方法[J]. 高电压技术, 2009, 35(2): 403-407.
- OUYANG Wu, CHENG Haozhong, ZHANG Xiubin, et al. Evaluation method for maximum load capability of urban medium-voltage distribution system[J]. High Voltage Engineering, 2009, 35(2): 403-407.
- [21] 闫新刚. 区域综合能源系统供能能力研究[D]. 天津:天津大学, 2018.
- YAN Xingang. Research on total supply capability of district integrated energy system[D]. Tianjin: Tianjin University, 2018.
- [22] 白凯峰. 计及多运营主体的区域综合能源系统能流分析及运行优化研究[D]. 上海:上海交通大学, 2019.
- BAI Kaifeng. Energy flow analysis and operation optimization study of regional integrated energy system considering multi-operators[D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2019.

作者简介:



刘书琪

刘书琪(1997—),女,硕士研究生,主要研究方向为配电网优化规划(E-mail: liushuqi0625@sjtu.edu.cn);

顾洁(1971—),女,副教授,博士,主要研究方向为电力系统优化运行及规划(E-mail: gujie@sjtu.edu.cn);

赖柏希(1997—),男,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统规划(E-mail: libericy@sjtu.edu.cn)。

(编辑 李玮)

Bi-level optimal allocation of energy storage in regional integrated energy system considering load margin

LIU Shuqi, GU Jie, LAI Boxi, JIN Zhijian

(School of Electronic Information and Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China)

Abstract: The integrated energy system is conducive to the improvement of energy utilization efficiency through multi-energy complementation and relevant market mechanisms, and yet it introduces more risk factors. Therefore, it is necessary to reserve certain load margin to ensure the safe and economic operation of integrated energy system. Based on the positive effects of energy storage on load margin of integrated energy system, the bi-level optimal allocation model of energy storage in integrated energy system considering load margin is built, in which the equilibrium of load margin of integrated energy system is optimized with the participation of energy storage in the lower-layer model, while the optimal allocation of energy storage capacity combined with load margin is provided in the upper-layer model, thus minimizing the social comprehensive cost. Finally, the effectiveness of the proposed optimization scheme is verified by the actual case. And the results show that the bi-level optimal model realizes the optimal allocation of energy storage capacity, as well as optimizes its charging and discharging strategies, as a result realizing the effective equilibrium of load margin in the integrated energy system, improving its ability to cope with load fluctuations and operation economy.

Key words: integrated energy system; load margin; energy storage; bi-level optimal allocation

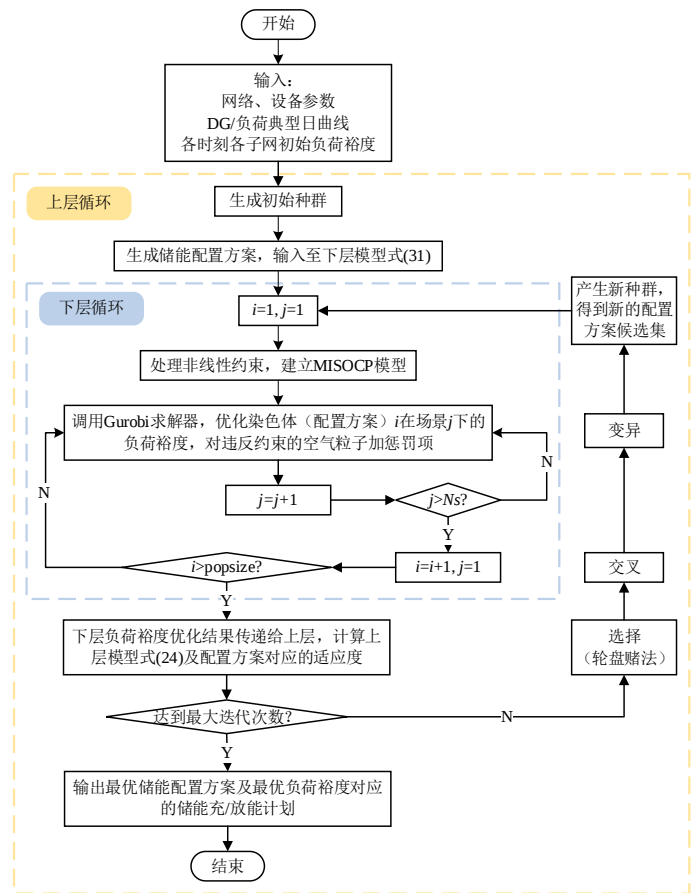


图 A1 考虑负荷裕度的 RIES 储能双层优化配置模型求解流程

Fig.A1 Solution flow of the bi-level optimal energy storage allocation model in regional integrated energy system considering load margin

图 A1 中, $popsize$ 为种群大小, 在本文中具体表示总的配置方案数; N_s 为总场景数。

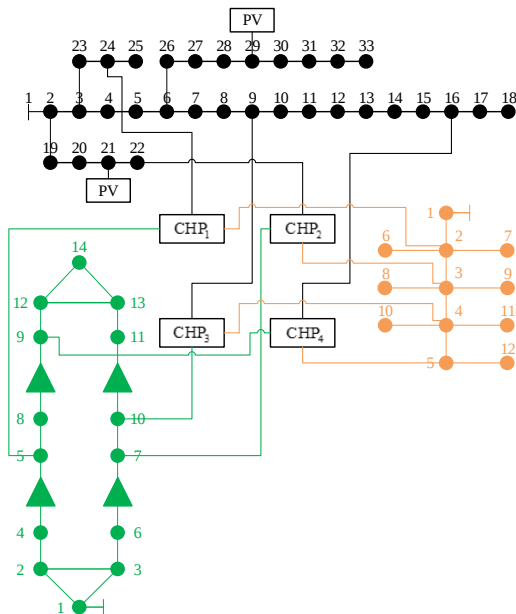


图 A2 RIES 拓扑结构

Fig.A2 Structure of RIES

附录 B

表 B1 CHP 系统设备参数
Table B1 Equipment parameter of CHP

设备	容量/kW	产热效率	产电效率
MT	500	0.3	0.3567
余热锅炉	400	0.8836	0
GB	500	0.8721	0

表 B2 各子网络系统联络线或联络管道参数
Table B2 Feeder/pipeline parameter of each subsystem

设备	容量/kW	热值/[$(\text{kW} \cdot \text{h}) \cdot \text{m}^{-3}$]
配电网联络线	500	
配热网联络管道	500	
配气网联络管道	2000	9.97

附录 C

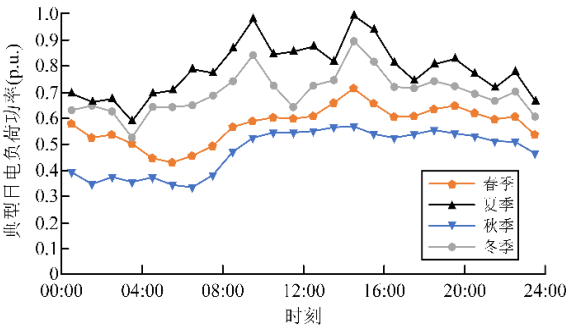


图 C1 四季典型日电负荷曲线

Fig.C1 Electrical load during typical days of each season

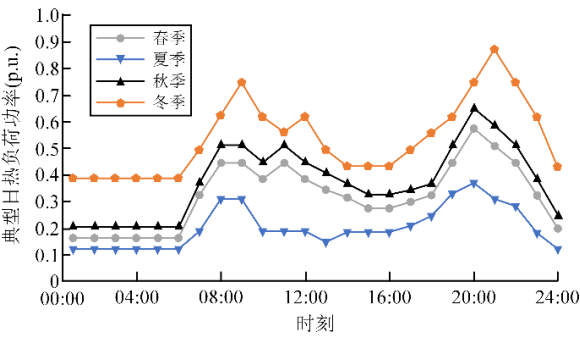


图 C2 四季典型日热负荷曲线

Fig.C2 Thermal load during typical days of each season

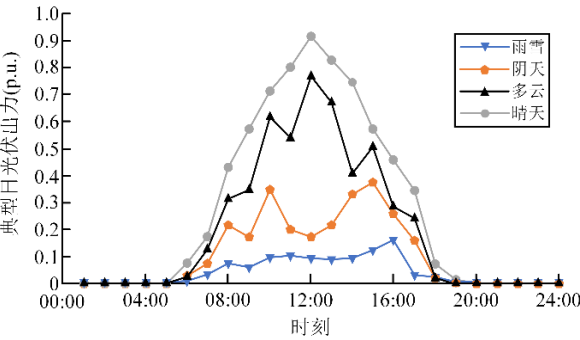


图 C3 典型天气下光伏出力曲线

Fig.C3 Photovoltaic generation during typical weathers

表 C1 储能设备技术参数

Table C1 Technical parameters of energy storage equipment

设备	可接入节点	容量上限/(MW · h)	功率上限/MW	充/放能效率	SOE 范围
电储能	21,29	10	5	0.95	0.2~0.8
热储能	5	10	5	0.85	0~1

表 C2 储能设备经济参数

Table C2 Economic parameters of energy storage equipment

设备	单位容量价格/ [元/(kW · h)]	寿命/a	单位运维成本/ (元 · kW ⁻¹)	安装位置 数量上限
储电设备	1200	13.5	0.0018	2
储热设备	90	20	0.0016	2

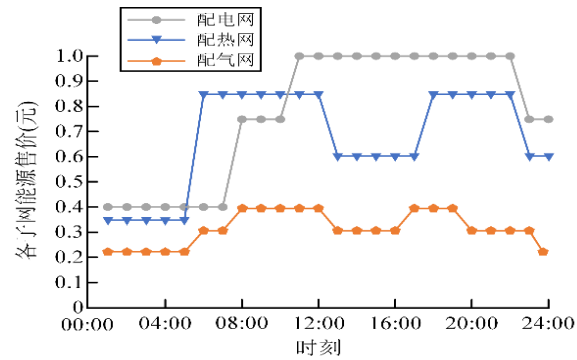


图 C4 各子网络能源售价

Fig.C4 Energy price of each subsystem