

综合能源系统风险识别与分析

王春义¹, 李彪², 汪媛¹, 王砥凡², 王飞¹,
陈玉², 顾洁³, 邬凯浪³

(1. 国网山东省电力公司, 山东 济南 250001; 2. 国网山东省电力公司临沂供电公司, 山东 临沂 276004;
3. 上海交通大学电子信息与电气工程学院大数据工程研究中心, 上海 200240)

摘要:综合能源系统作为能源互联网的重要实现形式,一方面通过多能互补与市场机制提升了能源的利用效率,但另一方面也引入了更多的风险因素。为了保障综合能源系统的安全性,建立针对综合能源系统风险评价体系的重要性日益凸显。在此背景下,通过对综合能源系统中的风险因素进行识别、探究,将综合能源系统的风险分为规划、调度以及运行风险 3 类,建立综合能源系统风险评价体系;并对每一类型的风险提出相应的预防措施或相应对策,提高综合能源系统对各类风险的抵抗能力。结合实际算例,评估各类风险带来的危害程度,并验证解决措施的有效性,在风险评估的基础上对风险进一步管控,有利于提高综合能源系统风险管控水平。

关键词:综合能源系统;复杂网络理论;规划风险;调度风险;运行风险

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2021.06.004 中图分类号:TM863 文章编号:1673-9140(2021)06-0028-12

Risk identification analysis of integrated energy system

WANG Chunyi¹, LI Biao², WANG Yuan¹, WANG Difan², WANG Fei¹,
CHEN Yu², GU Jie³, WU Kailang³

(1. State Grid Shandong Electric Power Company, Ji'nan 250001, China; 2. Linyi Power Supply Company, State Grid Shandong Electric Power Company, Linyi 276004, China; 3. School of Electronic Information and Electrical Engineering, Big Data Engineering Research Center, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China)

Abstract: As an important realization form of the energy Internet, the integrated energy system enhances energy utilization efficiency through multi-energy complementation and market mechanisms. However, it introduces more risk at the same time. To ensure the safety of the integrated energy system, the importance of establishing a risk assessment system for the integrated energy system has become increasingly important. This paper identifies and explores the risk factors in the integrated energy system, divides the risks into three categories: risks in planning, dispatch and operation. A comprehensive risk evaluation index system is established. Furthermore, the corresponding preventive measures or countermeasures are proposed for each type of risk to improve the resistance of the integrated energy system to various risks. Finally, in the case studies, the harm grade caused by different type of risk to further control the risk based on the risk assessment is evaluated and the effectiveness of the results are verified. It is found that the proposed method improves the risk management level.

Key words: integrated energy system; complex network theory; planning risks; management risks; operation risks

随着多能耦合技术的发展与电力市场的改革,能源互联网的概念逐渐兴起。作为能源互联网的重要实现形式——综合能源系统将是未来电力系统改革与发展的方向。综合能源系统指在规划、建设和运行等过程中,通过对能源的产生、传输与分配、转换、存储、消费等环节进行有机协调与优化后,形成的能源产供销一体化系统。综合能源系统主要由供电网络(如供电、供气或供冷/热等网络)、能源交换环节(如热电联产机组、发电机组、锅炉、空调、热泵等)、能源存储环节(储电、储气、储热、储冷等)、终端综合能源供用单元和大量终端用户共同构成^[1]。

耦合了多种能源形式的综合能源系统,在供能侧与用能侧、技术及经济特性中都涉及更多的不确定性因素,这将为综合能源系统的规划、调度与运行带来风险,因此,对综合能源系统的风险评估是必要的前瞻性工作。随着电力市场改革进程的加快以及多能耦合技术的逐渐成熟,国内外对综合能源系统的及其风险评估开展了大量的研究与实践。美国科学家 Jeremy Rifkin 在 2011 年的著作《第三次工业革命》中第一次提出了能源互联网的概念^[2];德国政府打造了名为 E-Energy 的项目,德国已经选取了 6 个技术联盟来打造 6 个示范项目^[3],围绕着低碳节能、经济环保开展示范工作;美国国家科学基金会赞助并成立了 FREEDM 研究中心,提出了一个具有电网分布式智能单元、能源路由器和即插即用接口的能源互联网模型^[4];瑞士提出了 Vision of Future Energy Network 的研究项目^[5-6],对未来的综合能源系统关键设备做出了设想。2014 年 7 月中国国家电网公司董事长刘振亚在美国 IEEE 会议上发表署名文章,提出构建全球能源互联网。

由于早期为计划经济体制,在中国对风险的研究起步较晚^[7]。文献[8]借助先进的数学计算方法提高求解新一代能源系统风险分析模型的效率,总结了新一代能源系统风险评估的若干科学问题,并展望了未来可能的研究方向;文献[9]提出基于改进 K-means 聚类技术与半不变量法的综合能源系统运行风险评估方法,在分析电—气互联综合能源系统运行特性的基础上,选取支路功率、节点电压、系统频率和节点气压为系统运行风险指标;文献[10]

对基于条件风险价值的电—气—热综合能源系统经济调度进行了研究,但工作内容主要集中在对能流的计算和经济调度的角度上,对安全性的考量有所不足;文献[11]采用条件风险价值理论处理不确定量可能带来的风险,建立计及 CVaR 的 IES 经济调度模型,研究综合能源系统的调度策略和风险评估问题。

总体来看,目前国内外对综合能源系统风险识别的研究尚存在不足:

1)对综合能源系统的风险采用定性分析多、定量分析少,在考虑风险危害程度的时候常常采用专家打分加权的形式,主观性太强;

2)针对综合能源系统中各个子系统的风险分析较多,但是就多系统耦合后带来的新的风险分析研究较少;

3)目前研究集中指出存在的风险,但缺乏解决或预防风险的具体措施。

该文介绍综合能源系统中各子系统运行理论与综合能源系统中各个交易主体及其利益目标;针对综合能源系统风险识别方法进行研究,将风险划分为规划、调度以及运行风险三大类,从不同的维度衡量综合能源系统的抗风险能力。其中,规划风险着重评估综合能源系统结构;调度和运行风险指标,则反映的是综合能源系统中供需双侧不确定因素带来的多元主体收益风险与各子系统安全风险。从安全性与经济性上设立指标,定量地考察综合能源系统中的潜在风险,评估它们可能带来的危害,并提出相应的预防措施或解决方法。建立数学模型量化各风险,并结合实际算例进行仿真,对该文提出的风险抵御措施进行验证与分析。

1 综合能源系统模型构建

1.1 综合能源系统结构分析

区域电—热—气综合能源系统由分布在同一区域的电力、天然气、热力子系统以及多能源转换设备组成。电力子系统由配电网、电力负荷与储电设备构成,配电网可以将光伏等分布式电源发出的电能传输到负荷侧,电储能设备会根据系统负荷裕度与

经济性制定充放电计划,同时配电网既可以接受用户的购电需求,又可以接受用户的售电需求;热力子系统由配热网、热负荷与储热设备构成,其工作模式与电力子系统类似;天然气子系统由配气网与天然气负荷构成,天然气网络将天然气从气源送至燃气设备进行发电、产热作业。系统耦合设施主要为热电联产系统(combined Heat and Power, CHP),可以实现根据各能源供需情况提供电、热、气之间的转换,从而提高系统的经济性与灵活性。

1.2 综合能源系统市场模式分析

在该文所述的区域综合能源系统中,存在 3 个利益主体,能量枢纽运营商(energy hub operator, EHO)、部分装设了光伏的用户集群(USER)和储能运营商(energy storage operator, ESO)^[12]。综合能源系统中装设了光伏发电装置的用户拥有光伏发电的控制权,可通过利用光伏发电以及自主用能管理降低用能成本;储能运营商通过协调储电、储热一天内的充放能计划以赚取低充高放差价。

在综合能源系统的市场机制下,能量枢纽运营商 EHO 将作为能源网络与用户之间的中介,融合电、热、气为用户提供能源服务,同时,投资建立热电联供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。EHO 的收益来源为向用户集群与储能运营商售电与售热的价格差。交易合约规定: EHO 必须满足 USER 与 ESO 的购能要求;同时,为了鼓励 EHO 进行不同能源间的转换,如果在满足 USER 和 ESO 的购能需求之后还有多余的能量,可以在不超出联络线功率限制的情况下以低于配电网或配热网售能价格的协商价格卖给配电网或配热网;EHO 的成本为向电网、天然气网、热网、储能运营商以及用户光伏购买能量的费用。在综合能源系统中,为了保证用户集群的利益,规定 EHO 向 USER 与 ESO 售电与售热的价格不得高于同时段电网与热网的售能价格。因此,EHO 在执行与 USER 和 ESO 的合约向它们售能时,会尽可能少的直接从配电网或配热网购买能量,同时充分利用自己的热电联供系统,尽量多的通过燃气轮机与燃气锅炉产生电能与热能,并赚取差价。该文讨论的区域综合能源系统的结构及各个运营主体间能量交易关系和能源流向如图 1 所示。

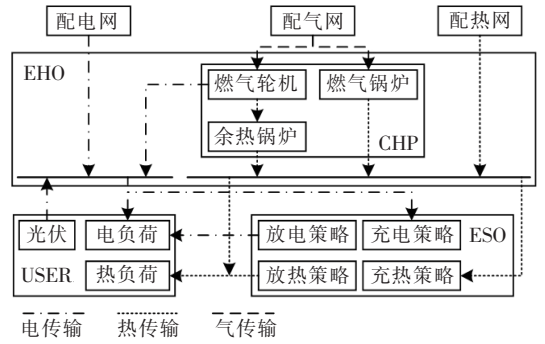


图 1 区域综合能源系统结构与多主体能流示意

Figure 1 Schematic diagram of regional integrated energy system structure and multi-body energy flow

2 综合能源系统规划风险辨识

综合能源系统规划是整个综合能源系统未来的建设与发展方案,为更好地评估综合能源系统中的规划风险,从复杂网络理论与系统级联失效风险 2 个方面入手,建立综合能源系统规划风险评价指标。

2.1 基于复杂网络理论的综合能源系统规划风险指标

复杂网络理论已被成功应用于电力系统、互联网、交通网络以及经济与社交网络等领域的分析中^[13-14]。选取复杂网络理论中的部分指标,用以反映综合能源系统拓扑的静态性质,考察该系统中节点的连接性与相关性,并研究综合能源系统面对大型级联故障与攻击的容忍度。

考虑到数据获取的实际情况,该文将配电网中的配电站、配热网中的热力站、配气网中的配气站(忽略压缩机)和能量枢纽抽象为节点;将配电网中的配电线路、配热网中的热力管道、配气网中的输气管道和各个子网与能量枢纽连接的支路或管道抽象为边,以各个支路或管道的物理长度作为权,且所有边不考虑方向^[15],将综合能源系统拓扑抽象为一个无向、带权图。选取复杂网络理论中节点度、节点度分布、网络直径、特征路径长度、节点介数、聚类系数这些参数描述网络结构特性。

2.2 基于级联失效理论的综合能源系统规划风险指标

在一个复杂网络中,一个微小事故可以产生类似雪崩的机制并影响整个系统中较大部分节点的运行效率^[16-17]。在综合能源系统中,能量枢纽的接入将使

得级联失效现象更为明显。为此,提出基于级联失效理论的综合能源系统规划风险指标,以衡量系统在事故发生后的动态效率变化,系统的动态效率:

$$E(G) = \frac{1}{N(N-1)} \sum_{i \neq j \in G} \epsilon_{ij} \quad (1)$$

式中 N 为综合能源系统拓扑中的节点个数; ϵ_{ij} 为连接节点 i 和节点 j 之间边 l_{ij} 的效率,其计算方法可参考文献[17]。

节点 i 在时刻 t 的负载采用通过该节点的最短路径数来衡量,即节点介数 $b_i(t)$ 。每一个节点都被赋予了一个负荷上限 X_i 。设 α 为节点的承受系数,每一个节点的承受能力用其初始节点介数的 α 倍来衡量,定义节点 i 的承受能力为

$$X_i = \alpha \cdot b_i(0) \quad (2)$$

为了方便后续计算,以每一条边初始的 ϵ_{ij} 作为基准值,对后续迭代结果进行标么化处理。假定系统在某一效率 E 下稳定运行,通过移除系统的某一节点来模拟区域综合能源系统中子网配电站、配气站、配热站或能量枢纽的崩溃,这将使得流经该设备的能流寻找其他路径到达目的地,进而使临近设备负载增大;如果能流的重新动态分配使得附近节点出现过载现象,那么流经过载设备的能量也将重新分配,具体计算方法:以移除拓扑中某节点的时刻作为时间单位 1,移除节点后在随后的每一个时间单位 t 对每一条边进行处理:

$$\epsilon_{ij}(t) = \begin{cases} \epsilon_{ij}(t), & b_i(t) \leq X_i \\ \epsilon_{ij}(t-1) \cdot \frac{X_i}{b_i(t)}, & b_i(t) > X_i \end{cases} \quad (3)$$

由于各边的效率 ϵ_{ij} 发生了变化,使得节点间的最短路径发生变化,进而导致能流的重新分配与系统效率 $E(G)$ 的改变。该文通过考察 $E(G)$ 的变化情况来识别综合能源系统的级联失效风险。

3 综合能源系统调度风险辨识

相比传统电力系统,区域综合能源系统的交易机制与运行模式更为复杂,运行中存在的确定性因素更多,这将为运营者 EHO 带来经济风险,因此有必要对综合能源系统调度风险进行深入研究。

在综合能源系统中,EHO 作为调度主体,需要其根据用户用能需求的预测,制定最合理的电—热—气

购入、转换与出售策略,以获得最大的经济利益。

3.1 综合能源系统不确定性因素建模

1) 光伏设备出力不确定性建模。

根据统计规律,光照强度 r 在一定时间内近似服从 Beta 分布^[18],其概率密度:

$$f(r) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha) + \Gamma(\beta)} \cdot \left(\frac{r}{r_{\max}}\right)^{\alpha-1} \cdot \left(1 - \frac{r}{r_{\max}}\right)^{\beta-1} \quad (4)$$

若区域综合能源系统用户集群的光伏系统由 N 个光伏电池组成,且每个光伏电池的光照面积与光电转换效率用 A_i 和 η_i ($i=1,2,\dots,N$) 表示,则该光伏系统的有功功率输出:

$$P_M = \sum_{i=1}^N r A_i \eta_i \quad (5)$$

其中, A_i 、 η_i 分别为光伏电池 i 的等效面积、等效光电转换效率,可由文献[19-20]中提供的公式获得。从式(5)不难看出,光伏输出功率 P_M 与日照强度线性相关,因此, P_M 也符合 Beta 分布,其概率密度函数:

$$f(P_M) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha) + \Gamma(\beta)} \cdot \left(\frac{P_M}{P_{M,\max}}\right)^{\alpha-1} \cdot \left(1 - \frac{P_M}{P_{M,\max}}\right)^{\beta-1} \quad (6)$$

其中, $P_{M,\max}$ 为最大出力 (kW) 且 $P_{M,\max} = r_{\max} \sum_{i=1}^N A_i \eta_i$ 。

2) 电、热负荷不确定性建模。

电、热负荷是区域综合能源系统经济调度的基础数据,很大程度上决定了调度决策的经济性。但是,在目前有关综合能源系统的研究中,研究重点往往是供能侧的优化运行,对于负荷侧采用确定性模型,即采用负荷的估计值进行计算,不计负荷需求的不确定性^[21]。综合能源系统中电、热负荷的不确定性来自两方面:负荷预测模型带来的误差和综合能源系统市场交易模式引入的误差。

首先,负荷预测模型本身存在一定误差,文献[20]指出,对于不同时期的同一时间段,用户电、热负荷水平大致呈正态分布,设调度决策者估计某一时刻用户的负荷为 μ ,则考虑负荷预测误差的实际负荷需求模型^[22]可以表示为

$$W_0 \sim N(\mu, \sigma^2) \quad (7)$$

其次,在综合能源系统的市场模式下,用户会根据当前的电、热、气价格进行自主用能管理,同时考虑到用户用能转换不舒适度的存在,实际中用户负荷的偏移存在最大和最小值。因此,该文采用有边界的正态分布模型表示用户的用能转移系数。

设仅考虑负荷预测误差时用户负荷为 W_0 , 计及用户用能管理影响的用户负荷为 W , 则满足关系:

$$W = W_0(1 + x) \quad (8)$$

其中, x 是用户的用能转移系数, 在 $[x_{\min}, x_{\max}]$ 间符合正态分布。

3.2 综合能源系统调度风险指标

综合能源系统中的不确定性主要来自于光伏设备的出力预测误差和电、热负荷的功率预测误差, 这为能量枢纽运营商的调度决策带来了经济风险, 首先对 EHO 在某一时段 T 的负荷进行建模:

$$P_{\text{cho}}^e = P_{\text{eso}}^e + [\max\{P_{\text{user}}^e \cdot y - P_{\text{PV}}, 0\} + P_{\text{user}}^e \cdot (1 - y)](1 + x_e) \quad (9)$$

$$P_{\text{cho}}^h = P_{\text{eso}}^h + P_{\text{user}}^h(1 + x_h) \quad (10)$$

式(9)、(10)中 P_{cho}^e 为 EHO 在时段 T 的电负荷, P_{eso}^e 为 ESO 在时段 T 的充电或放电功率; P_{user}^e 为用户的购电需求功率, 服从正态分布; y 为安装光伏设施的用户比例; P_{PV} 为时段 T 内光伏出力功率, 符合 Beta 分布; x_e 为用户的电能转移系数, 服从带边界条件的正态分布。 P_{cho}^h 为 EHO 在时段 T 内的热负荷; P_{eso}^h 为 ESO 在时段 T 的储热或放热功率; P_{user}^h 为用户在时段 T 的用热功率, 服从正态分布; x_h 为用户的热能转移系数, 服从带边界条件的正态分布。

在考虑综合能源系统市场交易机制后, EHO 需要面对的电负荷 P_{cho}^e 和热负荷 P_{cho}^h 均不再服从某一简单分布, 为了刻画这些不确定性对 EHO 调度决策的经济性影响, 该文采用蒙特卡洛方法生成不确定场景, 方法流程如下:

1) 对于已知分布的 3 个不确定性因素, 分别生成 N 个场景, 为了保证算法的精度, N 在仿真允许的范围内应该尽可能地大;

2) 按式(9)、(10)计算得到 EHO 的负荷需求, 如果是电负荷, 则有 N^3 个场景; 如果是热负荷, 将有 N^2 个场景;

3) 从最小负荷 P_{\min} 开始设置长度为 ξ 的区间,

直到最后一个负荷的区间上限大于最大负荷 P_{\max} , 同时, 为了使得统计频率尽可能逼近真实概率, 不确定性场景个数应远大于区间个数;

4) 统计每个区间所包含的场景数目, 并以不确定性场景落入某区间的频率代替其出现的真实概率。

通过蒙特卡洛方法生成场景后, 调度风险指标:

$$R = \sum_{i=1}^K \Delta Q_i \cdot P_{ri} \quad (11)$$

式中 K 为利用蒙特卡洛方法生成的场景的个数; P_{ri} 为第 i 个场景出现的概率; ΔQ_i 为第 i 个场景下 EHO 收益相较于预期收益 Q 离差的百分比, 记第 i 个场景下 EHO 收益为 Q_i , 则 $\Delta Q_i = (Q_i - Q)/Q$ 。

4 综合能源系统运行风险辨识

综合能源系统中各子系统的安全稳定运行是实现其多能耦合机制与交易模式的基础, 虽然各子系统在接入能量枢纽以前可能各自都运行在安全的状态下, 但是由于多能耦合互动, 导致各子系统运行状态均可能出现越限的情况。

该文研究并提出综合能源系统的运行风险指标, 以定量刻画多能耦合对各子系统运行安全性带来的影响程度。同时, 还研究考虑系统运行风险的能量枢纽布设问题, 以寻找一种最优的能量枢纽规划方案, 使得多能耦合对各个子系统带来的冲击最小。

4.1 综合能源系统运行风险指标

1) 电力子系统运行风险指标。

对电力子系统而言, 其安全约束涉及电压偏移与线路设备容量约束。《GB 12325—2003-T 电能质量供电电压允许偏差》要求: 35 kV 以上系统的供电电压正负偏差绝对值之和不超过标称电压的 10%, 20 kV 及以下三相供电电压偏差应在标称电压的 $\pm 7\%$ 以内。能量枢纽的接入主要导致电压降落和线路潮流的增大, 因此, 采用电压要求下限以及线路潮流的上限来衡量电力子系统的运行风险:

$$\begin{cases} r_{\text{eps,node}} = \min_{i \in \mathbf{N}, t \in \mathbf{T}} \{V_i^t\} / V_0 \\ r_{\text{eps,line}} = P_0 / \max_{i,j \in \mathbf{N}, t \in \mathbf{T}} \{P_{ij}^t\} \end{cases} \quad (12)$$

式中 $r_{\text{eps,node}}$ 为电力子系统节点的运行风险指标; \mathbf{N} 为配电网节点集合, $\mathbf{N} = [1, 2, \dots, N_d]$, N_d 为配电网节点个数; \mathbf{T} 为时间集合, $\mathbf{T} = [1, 2, \dots, T_{\text{end}}]$, T_{end} 为分析总时长; V_i^t 为节点 i 在时刻 t 的运行电

压; $\min_{i \in N, t \in T} \{V_i^t\}$ 为一天内所有节点运行电压最小值的标么值; V_0 为综合能源系统中电力子系统规定的电压下限的标么值。 $r_{\text{eps, line}}$ 为电力子系统线路的运行风险指标, 它衡量电力子系统在运行中是否存在超出线路容量的情况; $\max_{i, j \in N, t \in T} \{P_{ij}^t\}$ 为一天内电力子系统中所有线路传输有功功率的最大值, MW; P_0 为线路容量约束, MW。

2) 热力子系统运行风险指标。

对热力子系统而言, 该文采用质调节热力管网, 即在规划阶段根据用户的预测负荷计算管道的设计流量, 运行时保持流量不变而仅调节供水温度。在此运行方式下, 《CJJ 34—2010 城镇供热管网设计规范》要求供热回水温度应不低于 30°C 。采用回水温度偏移量衡量热力子系统的运行风险:

$$r_{\text{dhs}} = \min_{i \in N, t \in T} \{T_{\text{empi}}^t\} / 30 \quad (13)$$

式中 r_{dhs} 为热力子系统运行风险指标; T_{empi}^t 为节点 i 在时刻 t 的回水温度; $\min_{i \in N, t \in T} \{T_{\text{empi}}^t\}$ 为一天内所有节点的回水温度的最小值, $^\circ\text{C}$ 。

3) 天然气子系统运行风险指标。

对于天然气子系统而言, 设备与管道的物理设计将决定其安全条件, 《城镇燃气设计规范 GB 50028—2006》一般要求气压标么值为 $0.75 \sim 1.50$, 由于能量枢纽的接入可能导致天然气网络节点的气压降低, 因此选取风险指标:

$$r_{\text{ngs}} = \min_{i \in N, t \in T} \{p_i^t\} / p_0 \quad (14)$$

式中 r_{ngs} 为天然气子系统的运行风险指标; p_i^t 为节点 i 在时刻 t 的气压; $\min_{i \in N, t \in T} \{p_i^t\}$ 为一天内所有节点的天然气气压最小值, psia; p_0 为综合能源系统中天然气子系统规定的安全运行的节点气压下限值。

当各项指标大于等于 1 时, 表示系统运行在安全要求的范围内。

4.2 考虑运行风险的能量枢纽布设

由于各个子系统的网络结构和运行状态各有特点, 能量枢纽接入位置的选取将直接影响其对各子系统冲击的大小, 故将综合运行风险探究如何布设能量枢纽, 使得综合能源系统各子系统受能量枢纽接入影响最小。

若区域综合能源系统的各系统运行风险指标大于等于 1, 则表示子系统运行在正常范围内, 据此, 该文设置优化目标函数:

$$\max r_{\text{eps, node}} + r_{\text{eps, line}} + r_{\text{dhs}} + r_{\text{ngs}} \quad (15)$$

能量枢纽运营商在规划时应该合理地布设能量枢纽的位置, 以保证式(16)最大; 设能量枢纽的规划方案为 $\mathbf{X} = [x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_K]$; 其中, K 为综合能源系统中待规划的能量枢纽个数, x_i 是综合能源系统中第 i 个能量枢纽的布设方案; 每一个能量枢纽都将对应地在配电网、配气网与配热网中某点接入, 因此, 能量枢纽 i 的布设方案可以表示为

$$x_i = [e_i, g_i, h_i] \quad (16)$$

式中 e_i 为能量枢纽 i 在配电网的接入点; g_i 为能量枢纽 i 在配气网的接入点; h_i 为能量枢纽 i 在配热网的接入点。

采用遗传算法寻找最优规划方案, 流程如图 2 所示。

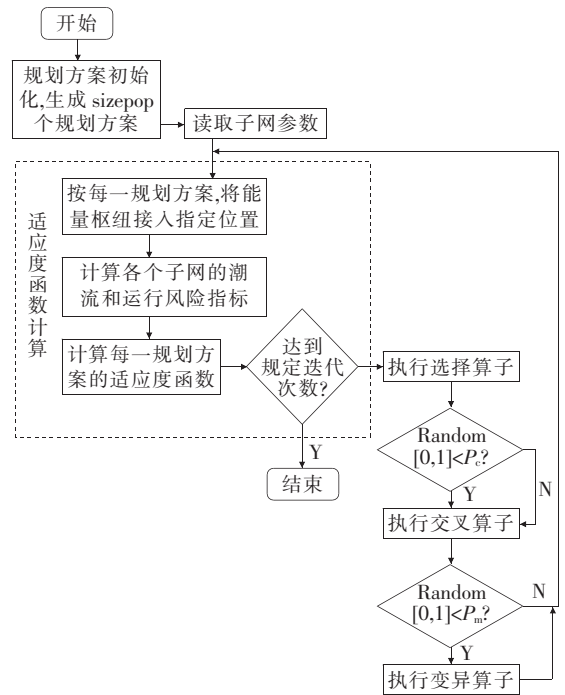


图 2 考虑运行风险的综合能源系统能量枢纽规划方案优化方法

Figure 2 Optimization method of energy hub planning scheme for IES considering operation risk

5 算例分析

结合典型算例, 对综合能源系统的规划、调度以及运行风险指标进行仿真, 同时对仿真结果进行分析; 并进一步采用文 4.2 中所提出的基于风险的能量枢纽布局模型, 进行能量枢纽布局优化, 验证该文

所提出的解决综合能源系统风险方法的有效性。

5.1 综合能源系统规划风险指标仿真结果

系统拓扑由四部分组成:IEEE 33 节点标准测

试系统、比利时 14 节点配气系统(40 psia)、12 节点配热系统和 4 个能量枢纽。系统拓扑如图 3 所示,网络参数见文献[10]。

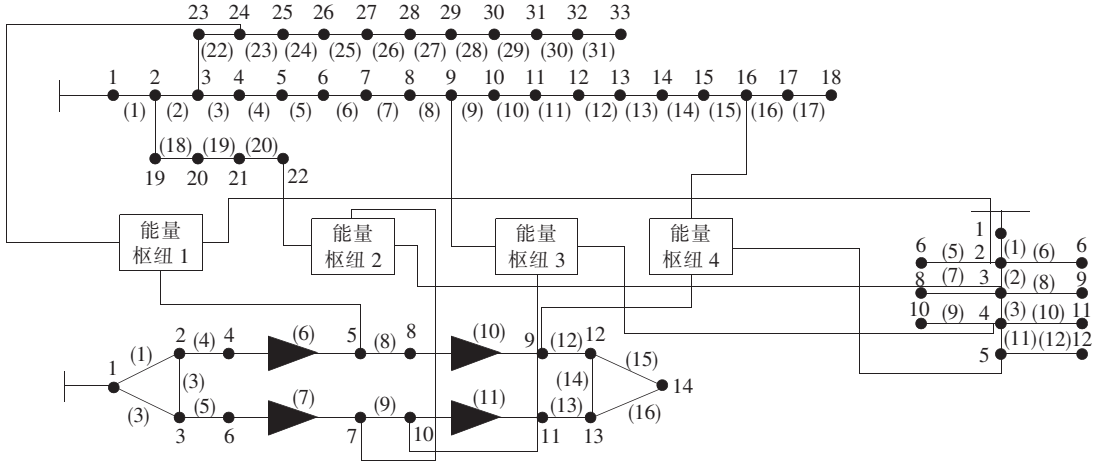


图 3 区域综合能源系统拓扑结构

Figure 3 Topology of regional IES

1) 基于复杂网络理论的综合能源系统规划风险指标计算结果及分析。

综合能源系统节点度分布计算结果如图 4 所示,可知综合能源系统中近半数节点的度数都为 2, 仅仅有少量节点的度达到了 5 或 6。这表明区域综合能源系统给的各节点之间的连接状况(度数)具有严重的不均匀分布性,少数枢纽节点对综合能源系统网络的运行起着主导的作用,这导致网络的运行的稳定性依赖于少数节点。

综合能源系统部分拓扑特征如表 1 所示,可知该区域综合能源系统特征路径长度为 6.396 8,这意味着各个节点平均通过 6 个其他节点才可以连通,网络的聚类系数 0.052 9 也较小,这反应了该网络连接性较差。这是因为在综合能源系统中,由于不同子网间的节点只能通过数个能量枢纽相连,导致异质能量的转换需要通过较长的路径,且在能量传输过程中面临较大的损耗。

2) 基于系统级联失效的综合能源系统规划风险指标计算结果及分析。

移除负载最高的节点能量枢纽 3, 以此模拟蓄意攻击下的能量枢纽崩溃后对系统的影响,如图 5 所示。

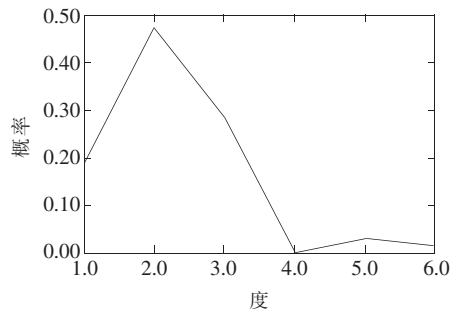


图 4 综合能源系统节点度分布计算结果

Figure 4 Node degree distribution calculation of IES

表 1 综合能源系统部分拓扑特征

Table 1 Partial topological characteristics in IES

网络直径	特征路径长度	全局平均聚类系数
17	6.396 8	0.052 9

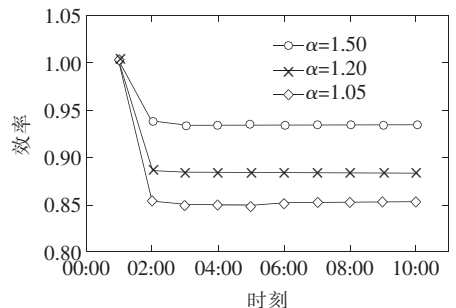


图 5 不同承受能力下能量枢纽 3 崩溃后效率变化

Figure 5 Efficiency variation under different endurance capacities after the collapse of energy hub 3

由图 5 可以看出,综合能源系统在某一个能量枢纽崩溃后,整体效率产生了显著下降。一方面说明在各个节点都留有足够的负荷裕度的情况下(承受系数足够高),能量枢纽崩溃带来的影响可以被有效降低;另一方面也表明,即使各个节点都留有足够的负荷裕度,能量枢纽崩溃对于整个系统的效率影响仍然十分显著,不能忽略。

随机移除区域综合能源系统中的 1 个节点,并进行 100 次重复以后取效率指标的平均值,得到效率的动态变化,并借此模拟区域综合能源系统中的随机故障,如图 6 所示,当崩溃节点随机选择时,即使在系统承受能力 α 只有 1.05 的情况下,效率降幅也仅为 6% 左右;这说明区域综合能源系统对随机故障有较强的健壮性。

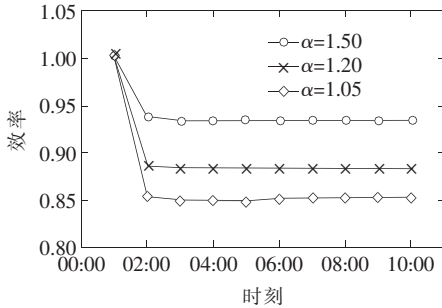


图 6 不同承受能力下随机节点崩溃效率变化

Figure 6 Efficiency variation under different endurance capacities after random node collapses

综上所述,综合能源系统同时具有对蓄意攻击的脆弱性与对随机故障的鲁棒性,能量枢纽是综合能源系统的核心,能量枢纽的正常运转是综合能源系统稳定高效运行的前提,综合能源系统的规划应为能量枢纽留有充分的负荷裕度,并为能量枢纽可能发生的意外情况做好应急预案。

5.2 综合能源系统调度风险指标仿真结果

综合能源系统的相关参数如表 2~4 所示。仿真结果包含 24 h 内 EHO 的收益离差;由于篇幅限制,选取具有代表性 15:00 时的仿真结果进行分析。

表 2 热电联供系统设备参数

设备	容量/kW	产热效率	产电效率
燃气轮机	500	0.300 0	0.356 7
余热锅炉	400	0.883 6	0.000 0
燃气锅炉	500	0.872 1	0.000 0

表 3 各子网络系统联络线或联络管道参数

Table 3 Parameters of tie-lines and pipelines of each sub-system

设备	容量/kW	热值/(kW·h / m ³)
配电网联络线	500	—
配热网联络管道	500	—
配气网联络管道	2 000	9.97

表 4 各网络能源售价

Table 4 Energy price of each system

网络名称	能源售价/(元/(kW·h))		
	峰时段	平时段	谷时段
配电网	1.000	0.750	0.400
配热网	0.850	0.600	0.350
配气网	0.394	0.308	0.227

调度经济风险指标 ΔQ 与电、热负荷偏移的关系如图 7 所示。将各个场景下的 EHO 收益离差代入式(11)后,可计算出运营经济风险指标 R 为 -6.07%。从图 7 可以看出,当电、热负荷的偏移量都接近 0 时,EHO 的 ΔQ 几乎为 0,即可以获得全部的预估收益。 ΔQ 随着电、热负荷偏移量的绝对值增大而减小,这表明,无论是 EHO 是高估还是低估了负荷需求,都将导致最终收益的减小,但高估电负荷和热负荷带来的损失最高可以达到 10%,远大于低估负荷带来的损失(5%)。

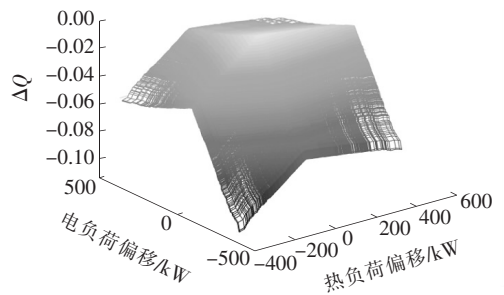


图 7 EHO 在不确定场景下的收益离差

Figure 7 EHO income deviation under uncertain scenarios

针对该风险,能量枢纽运营商可以有相应的应对备案措施。虽然 EHO 购买的天然气量已无法改变,但 EHO 可以根据当前的用户负荷与预测值的偏移情况,调整购入的天然气在燃气轮机与燃机锅炉间的分配比例,以此减少损失。优化后结果如图 8 所示,可知优化后大部分场景的 ΔQ 得到了提高,即收益离差减小,但无法完全消除收益离差。优化后 R 为 -3.78%,相比于未优化时的 -6.07%,预

期收益损失降低了 2.29%，降幅为 37.7%。可见如果 EHO 为综合能源系统中的不确定性因素做好预案，且根据实际负荷及时调整热电联供系统中的分配系数，则 EHO 能够有效地降低损失。

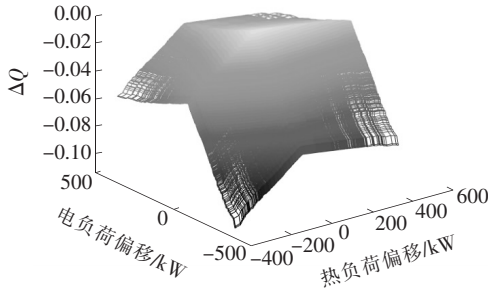


图 8 EHO 在不确定场景下优化 CHP 出力模式后收益偏差

Figure 8 EHO income deviations after optimizing CHP power module under uncertain scenarios

5.3 综合能源系统运行风险指标仿真结果

各子系统与 EHO 的联络线功率约束如表 5 所示，4 个 EHO 的购能需求可由文献[12]中提供的方法得到。

表 5 联络线或联络管道的功率约束

Table 5 Tie-lines and pipelines of each sub-system constraints kW

能量枢纽编号	功率约束		
	配电网网络线	配气网网络管道	配热网网络管道
1	500	2 000	500
2	2 000	5 000	1 500
3	1 000	2 500	500
4	3 000	10 000	3 000

5.3.1 不考虑运行风险时能量枢纽接入后子系统运行状况

在规划能量枢纽中未考虑运行风险时，能量枢纽接入前、后的配电网、配热网与配气网运行情况如图 9 所示；能量枢纽接入方案如表 6 所示；各子系统的运行风险指标如表 7 所示。

图 9 表明，当能量枢纽接入后，配电网 14~18 号节点电压由于负荷水平偏高，标么值从 0.96 左右降至 0.94，越过了安全运行的范围。能量枢纽接入前、后各支路的潮流变化如图 10 所示，潮流最大的支路是与电源相连的 1 号支路；当能量枢纽接入后，最大潮流可以达到 30.61 MW，超过了线路允许载

流量(30 MW)。r_{eps,line} 从 1.090 0 降低到 0.980 2，表明系统已经运行在异常状态。

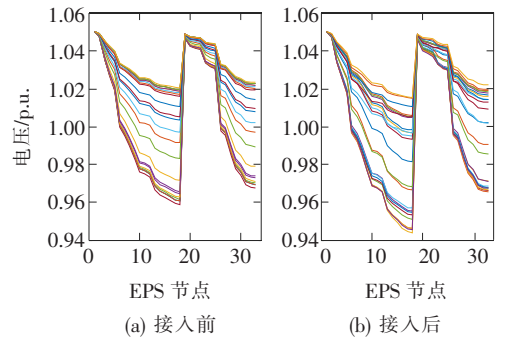


图 9 未考虑运行风险时能量枢纽接入前、后配电网节点电压

Figure 9 Comparison of node voltages distribution in EPS before and after the energy hub integration

表 6 未考虑运行风险时的能量枢纽布局

Table 6 Energy hub layout without considering operating risks

能量枢纽编号	接入各网节点		
	配电网	配气网	热力网
1	24	5	2
2	22	7	3
3	9	10	4
4	16	9	5

表 7 未考虑运行风险时接入能量枢纽前、后运行风险指标

Table 7 Operation risk index with/without considering operational risks

接入能量枢纽	r _{eps,node}	r _{eps,line}	r _{dhs}	r _{ngs}
接入前	1.010 0	1.090 0	1.200 0	1.490 0
接入后	0.993 9	0.980 2	0.860 7	0.711 9

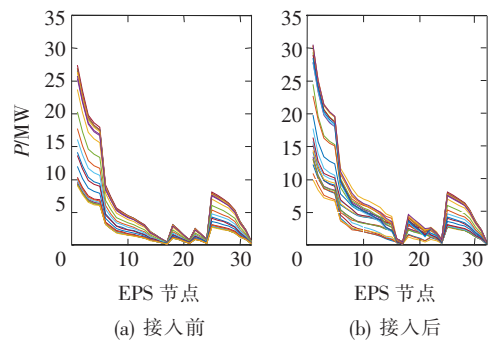


图 10 未考虑运行风险时能量枢纽接入前、后配电网支路潮流

Figure 10 Comparison of distribution power flow in EPS before/after the energy hub integration

热网在能量枢纽接入前、后的运行状况如图 11 所示,对比后可以发现,在各个节点的回水温度都有一定降幅,但温度下降最为明显的是 4、6 号节点,出现了回水温度严重低于安全运行要求 30 °C 的情况,最低达到了 26 °C 左右;这表明能量枢纽的接入使得原本安全运行的配热网出现了非正常运行的情况。

对于天然气网而言,如图 12 所示,当接入能量枢纽后,能量枢纽接入处附近节点的气压降低依然非常明显,如 5、7 号节点本身也是能量枢纽的接入点,虽然压缩机保证了它们自身的气压稳定,但是它们附近的 4、6 号节点出现了大幅的气压跌落,使得 r_{ngs} 降落至 0.711 9,表明配气网已经运行在不安全的状态。

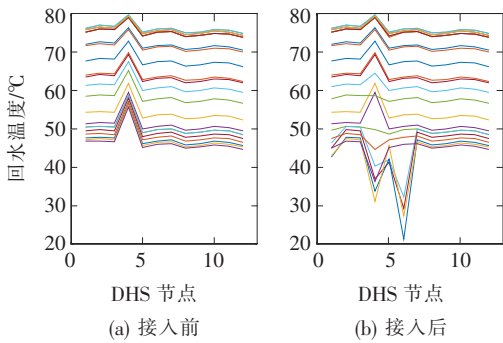


图 11 未考虑运行风险时能量枢纽接入前、后配热网回水温度对比

Figure 11 Comparison of temperature distribution in DHS before/after the energy hub integration

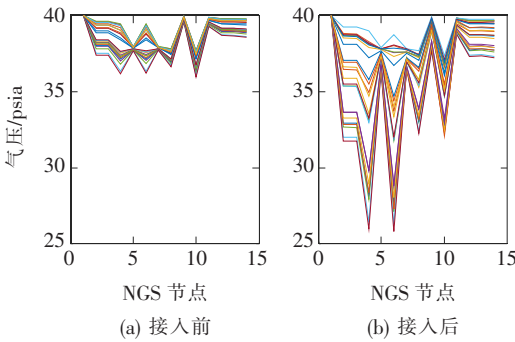


图 12 未考虑运行风险时能量枢纽接入前、后配气网节点气压对比

Figure 12 Comparison of distribution node pressure in DHS before/after the energy hub integration

5.3.2 考虑运行风险时能量枢纽接入后子系统运行状况

采用文 4.2 中方法优化能量枢纽布局,得到结果如表 8 所示;优化后各个子系统的运行状态如图

13~16 所示;重新计算各个子系统的运行风险指标,结果如表 9 所示。

表 8 考虑运行风险的能量枢纽布局

Table 8 Energy hub layout considering operation risks

能量枢纽 编号	接入各网节点		
	配电网	配气网	热力网
1	5	10	5
2	1	2	3
3	3	7	4
4	2	1	9

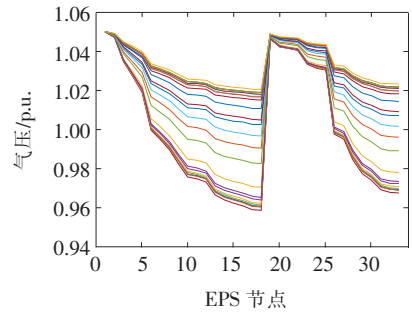


图 13 能量枢纽接入方案优化后 EPS 节点电压分布
Figure 13 Voltage distribution in EPS after energy hub layout optimization

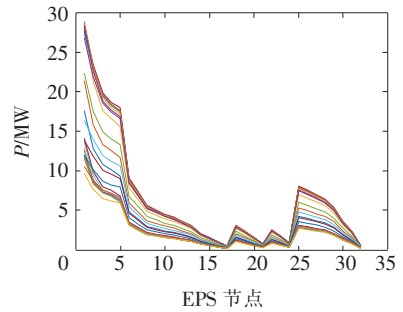


图 14 能量枢纽接入方案优化后 EPS 线路潮流分布
Figure 14 Power flow distribution in EPS after energy hub layout optimization

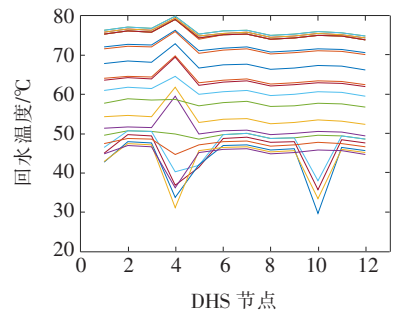


图 15 能量枢纽接入方案优化后 DHS 回水温度分布
Figure 15 Temperature distribution in DHS after energy hub layout optimization

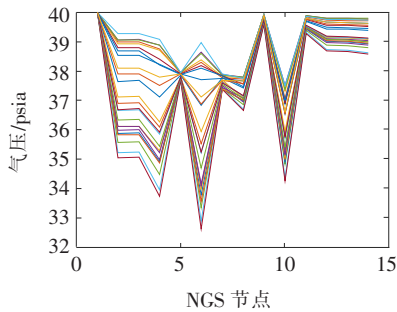


图 16 能量枢纽接入方案优化后 NGS 节点气压分布

Figure 16 Pressure distribution in NGS after energy hub layout optimization

表 9 能量枢纽接入方案优化后的运行风险指标

Table 9 Operation risk index after energy hub layout optimization

$r_{\text{eps,node}}$	$r_{\text{eps,line}}$	r_{dhs}	r_{ngs}
1.009 3	1.038 5	0.991 5	1.005 3

在考虑多能耦合风险后所得到的能量枢纽优化布局方案下,综合能源系统的运行状况得到很大改善,具体如下:

1)配电网、配气网以及配热网均运行在安全范围内,图 9、10、12 中所示风险不再存在,图 11 中所示风险得到较大缓解;

2)从图 13、14 可以看出,当能量枢纽规划时考虑多能耦合带来的运行风险后,配电网已经不再出现节点电压或线路潮流越限运行情况;图 15 表明热力网中大部分节点的回水温度在所有时段符合安全运行要求,10 号节点 15:00 时的回水温度为 29.74 °C,略低于安全运行要求的 30 °C,但相较于未优化之前已经有了较大改善, r_{dhs} 从 0.860 7 上升到 0.991 5,表明热力子系统不正常运行的程度已经有所缓解;图 10 是天然气网络中 14 个节点 24 h 内的运行情况,显示天然气网运行时最低气压在 33 psia 左右,符合安全运行条件;

3)图 13~16 的仿真结果表明:该文所提出的能量枢纽布局优化模型可以有效降低多能耦合对各子系统带来的冲击。

6 结语

该文对综合能源系统的风险识别方法开展了深

入研究。将综合能源系统的风险分为规划、调度以及运行风险 3 类,从综合能源系统的总体结构、经济性与安全性等角度出发设计了评价指标,形成了综合能源系统风险评价的指标体系。

1)该文将综合能源系统的风险分为规划、调度以及运行风险 3 类,一方面可以为综合能源系统的规划、设计与调度运行各阶段工作提供相应的参考;同时,对于已建成的综合能源系统能够通过上述 3 类风险评估找到综合能源系统的薄弱点,以采取针对性措施提高系统的抗风险能力。

2)从复杂网络理论与系统级联失效理论 2 个方面建立了综合能源系统的规划风险指标。仿真结果表明:综合能源系统中多数节点度数为 1 或 2,少数节点度数较高,是一个典型的无标度网络,且连接性较差;综合能源系统同时具有对随机故障的健壮性与对蓄意攻击的脆弱性,一旦能量枢纽发生故障,即使其他各节点有充足的负荷裕度也将导致系统效率的大幅下降。因此,综合能源系统的规划者应为能量枢纽留出充足的负荷裕度。

3)分析了综合能源系统中供能侧与用能侧不确定因素的来源并对主要不确定因素进行建模;建立了 EHO 在计及不确定性的情况下的调度风险指标,且结合实际算例,对 EHO 收益离差进行了分析,同时提出了改变天然气分配系数以减少损失的方法。仿真结果表明:对 EHO 而言,偏离程度相同时,高估用户负荷需求的损失远大于低估用户负荷需求的损失,且低估用户负荷的损失可以通过提前制定天然气分配系数预案缓解,但高估用户负荷的损失则难以减少。因此,EHO 应较为保守地估计用户负荷。

4)从配电网节点电压与线路容量、配气网节点气压、配热网节点回水温度 3 个方面建立了综合能源系统运行风险指标,提出了能量枢纽优化布局模型。算例结果表明:即使各个子网原先运行在正常状态,但是在能量枢纽接入后,各子系统可能因为多能耦合出现不同程度的运行越限。

5)运用遗传算法对能量枢纽布局问题进行寻优,使得能量枢纽的接入对各个子系统的冲击最小。结果表明:优化后的方案可以使得各子系统运行安全程度大幅提升,验证了该文所提出方法的有效性。

参考文献:

- [1] 王祺,卢艳超,刘一江,等.面向综合能源系统的投资评价方法研究[J].智慧电力,2020,48(6):20-27.
WANG Qi,LU Yanchao,LIU Yijiang, et al. Investment evaluation method of integrated energy system[J]. Smart Power,2020,48(6):20-27.
- [2] 刘奇,周海全,张玉平,等.基于统一潮流灵敏度的电—气—热综合能源系统安全控制策略[J].电力系统保护与控制,2021,49(22):75-86.
LIU Qi,ZHOU Haiquan,ZHANG Yuping, et al. Security control strategy of an electricity-gas-thermal integrated energy system based on uniform power flow sensitivity[J]. Power System Protection and Control,2021,49(22):75-86.
- [3] 杨翺,张林强,孙可,等.法国可再生能源区域发展政策的研究[J].高压电器,2019,55(10):241-246.
YANG Xuan,ZHANG Linqiang,SUN Ke, et al. Analysis on regional development policy of renewable energy in france[J]. High Voltage Apparatus,2019,55(10):241-246.
- [4] Shahzad Y,Javed H,Farman H, et al. Internet of energy:opportunities,applications,architectures and challenges in smart industries[J]. Computers and Electrical Engineering,2020,86:106739.
- [5] 曾红,刘天琪,何川,等.含电转气设备的气电互联综合能源系统多目标优化[J].电测与仪表,2019,56(8):99-107.
ZENG Hong, LIU Tianqi, HE Chuan, et al. Multi-objective optimization for integrated natural-gas and electricityenergy system considering power-to-gas[J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2019,56(8):99-107.
- [6] 张至美,黄少伟,梅生伟,等.基于合作博弈的电网支路脆弱性评估方法[J].电力系统自动化,2020,44(6):9-16.
ZHANG Zhimei,HUANG Shaowei,MEI Shengwei, et al. Vulnerability evaluation method of power grid branches based on cooperative game[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(6):9-16.
- [7] 李宇泽,齐峰,朱英伟,等.多能互补综合能源电力系统的建设模式初探[J].电力科学与技术学报,2019,34(1):3-10.
LI Yuze,QI Feng,ZHU Yingwei, et al. A preliminary investigation on construction modes of a multi-energy complementary integrated energy system[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2019,34(1):3-10.
- [8] 严超,别朝红,王灿,等.面向新一代能源系统的风险评估研究现状及展望[J].电网技术,2019,43(1):12-22.
YAN Chao,BIE Chaohong,WANG Can, et al. Research status and prospect of risk assessment for new generation energy system[J]. Power System Technology,2019,43(1):12-22.
- [9] 谢桦,陈昊,邓晓洋,等.基于改进K-means聚类技术与半不变量法的电—气综合能源系统运行风险评估方法[J].中国电机工程学报,2020,40(1):59-69+374.
XIE Hua,CHEN Hao,DENG Xiaoyang, et al. Operation risk assessment method of electric gas integrated energy system based on improved K-means clustering technology and semi invariant method[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(1):59-69+374.
- [10] 王英瑞.基于条件风险价值的电—热—气综合能源系统经济调度[D].北京:华北电力大学,2017.
- [11] 刘怀东,冯志强,王锦桥,等.计及条件风险价值的综合能源系统经济调度[J].电网技术,2018,42(5):1385-1392.
LIU Huaidong,FENG Zhiqianng,WANG Jinqiao, et al. Economic dispatch of integrated energy systems considering conditional value-at-risk[J]. Power System Technology,2018,42(5):1385-1392.
- [12] 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.
- [13] 林涛,范杏元,徐遐龄.电力系统脆弱性评估方法研究综述[J].电力科学与技术学报,2010,25(4):20-24.
LIN Tao,FAN Xingyuan,XU Xialing. Summary of power system vulnerability assessment methods[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2010,25(4):20-24.
- [14] 吴辉,彭敏放,张海艳,等.基于复杂网络理论的配电网节点脆弱度评估[J].复杂系统与复杂性科学,2017,14(1):38-45.
WU Hui,PENG Minfang,ZHANG Haiyan, et al. Node vulnerability assessment for distribution network based on complex network theory[J]. Complex Systems and Complexity Science,2017,14(1):38-45.