

考虑综合能源站柔性调控作用的城市配电网 多阶段规划方法

李芸漫¹,高红均¹,李海波²,钟磊¹,唐早¹,刘俊勇¹

(1. 四川大学 电气工程学院,四川 成都 610065;2. 清华四川能源互联网研究院,四川 成都 610213)

摘要:随着城市经济发展与终端用能电气化的普及,以制冷用电为首的电负荷需求持续增加且峰谷差情况愈发严重化,导致现有配电网运行负担逐渐加重。在此背景下,将综合能源站(IES)作为多能流耦合节点,在配电网中引入多能协调互补及蓄能移峰功能,计及多个阶段负荷发展及多类型负荷特征,提出在IES柔性调控作用下的配电网多阶段规划方法。基于IES能流结构及其运行机制,分别在不同气候类型地区负荷模拟场景下,以总规划期内投资与运行经济性最优为目标,建立由线路、变电站和IES构成决策对象的配电网双层多阶段规划模型,规划与运行层模型通过决策变量关联达成一体化协同求解。通过修改后的IEEE 33节点配电系统对所提方法的有效性进行校验,并进一步将所提方法应用于某地实际152节点配电系统,分析不同负荷特征下配电网规划运行效益、负荷峰谷差调节效果及IES运行状况,得出计及IES的城市配电网规划方法的实用性结论。

关键词:配电网规划;综合能源站;多阶段规划;协同优化;柔性调控

中图分类号:TM 715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202109036

0 引言

在环境气候恶化以及化石能源逐年紧缺的压力下,全球能源结构正在开启新一轮的转型,逐渐形成以可再生能源及电能为供、需主导地位的能源新体系^[1]。然而经济发展与终端用能电气化的普及,导致城市用电量不断攀升,其中最主要的驱动因素之一——空调类制冷耗电,就已占全球建筑物总用电量的20%,且未来占比还将持续上升^[2]。同时由于空调类负荷时段非常集中,导致峰谷差等问题愈发严重^[3]。在这种趋势下,现有的配电网规划运行模式在未来将面临严峻挑战。因此,深入分析对制冷用电负荷供能的柔性调控作用,实现综合能源站IES(Integrated Energy Station)助力城市配电网规划已势在必行。

为满足未来负荷增长,传统配电网规划方法多基于系统负荷预测结果,仅针对规划期内负荷峰值需求,以保证负荷供应及可靠性等为前提寻求经济性最优的配电网规划方案,如文献[4]考虑负荷节点扩张影响,根据新增负荷总量并以规划运行成本最低为目标决策配电网网架扩建及分布式电源选址定容;文献[5]以规划及网损费用最小为目标并考虑可靠性等约束对配电网馈线及变电站TS(Transformer

Substation)进行规划。此类规划方法均未考虑配电网主动管理手段,当负荷峰谷差较大时,其经济性显然无法得到保证。因此有学者开始研究储能系统等配电网主动调控手段,文献[6]提出了考虑储能系统及分布式电源的主动配电网规划方法,陆续还有学者提出集中型充电站^[7]、电池储能系统^[8]等电储能设备在配电网规划中的应用,此类方式虽然理论上能提高配电网运行的灵活性,但实际却面临投资成本高昂及现有电池技术无法大规模应用的困境。

为了突破能源转型瓶颈,近年来国内外陆续开启了综合能源相关建设,旨在改变冷、热、电、气独立规划运行的现状^[9]。我国《能源生产与消费革命(2016—2030)》等文件的出台,进一步推动了以电为中心的能源互联网及综合能源服务等业态规模化发展,国网、南网、华电等能源企业亦纷纷起步实践^[10]。对于配电网规划工作而言,各类综合能源基础设施建设是需探索的重点。其中IES作为能源互联网物理载体运营核心,是实现综合能源耦合互补、统一管理调控的实体节点^[11]。IES适用场景及功能由其内部能源耦合设备配置决定,伴随热电联供、电转气等综合能源关键技术的快速发展,未来IES推广应用前景可观。另外,IES采用储冷、储热装置,与电储能设备相比发展更为成熟且价格适中,对于城市大规模储能应用更有现实价值。可见在配电网中以IES为枢纽引入综合能源协调互补机制对研究城市配电网规划方法具有重要意义及发展潜力^[12]。而目前国内外学者研究考虑综合能源影响的配电网规划方法时,多以综合能源系统为主体,配电网及其他能源网

收稿日期:2021-06-16;修回日期:2021-08-11

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51807125);四川省科技计划资助项目(2021YFSY0052)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51807125) and Sichuan Science and Technology Program(2021YFSY0052)

络仅为组成元素,以优化整体系统为目的规划各能源网络^[13-15]。文献[13]将天然气火电厂作为电-气耦合点,以投资运行成本最小为目标建立了馈线及天然气站管的最优扩展规划模型;文献[14]基于热网特性及能流平衡建立了包含配电网、热力管网及能源站的综合能源系统拓扑模型,在考虑城市道路分布的同时对三者进行规划建设。上述研究通常考虑能源系统整体优化且多立足于全局能源发展,较少关注综合能源对解决城市配电网现存规划运行问题的应用价值。

综上所述,目前相关研究多从IES配置优化或综合能源系统整体协调规划的角度出发,尚未有研究以配电网为主体、IES为配电网调控手段,对含有IES的配电网的规划运行效益前景进行剖析。因此,本文重点关注配电网规划经济性及其应对城市负荷发展与峰谷差的调控能力,从实际应用场景出发,提出在IES柔性调控作用下的城市配电网多阶段规划方法。为此本文主要进行以下工作:根据城市用户主要能源需求构建IES,基于能流平衡对其运行拓扑结构进行建模,对IES能源耦合及储能设备运行机制进行设定;在此基础上以配电网线路、TS升级改造及IES投建为规划决策对象,考虑IES接入后对配电网运行潮流的影响,以规划与运行经济性为目标,建立涵盖多个规划阶段及运行场景的配电网双层多阶段规划模型,并以修改的IEEE 33节点配电系统及四川省某地实际152节点配电系统为算例进行仿真分析验证。

1 含有IES的配电网运行机制

1.1 配电网能源流动结构及建模

IES运行涵盖能源生产、转换及存储3个环节,各环节设备可根据地域、气候特征等因素灵活配置。本文意图验证由冷、热、气构成的综合能源通过IES对城市配电网的调控作用,参考文献[16]在IES基本架构研究中所做贡献对IES设备配置进行设计。考虑到电储能技术发展尚不成熟,暂不将经济性相比冷储能CS(Cool Storage)、热储能HS(Heat Storage)竞争力较弱的电储能纳入IES设备配置中,同时,考虑到当前我国城市建设发展现状,城市内部投建风电、光伏等分布式电源较为困难,因此IES配置中不计风电、光伏机组的作用,仅以上级电网供电和天然气作为IES能源输入。另外,由于本文核心关注点为提升负荷调控能力的配电网规划方法,因此对气网结构等非配电网主动管理关键要素进行了弱化,简化设定为IES候选建设地点存在气源点以保证IES的天然气需求。

含有IES的配电网能源流动结构如图1所示。图中,IES内部装设的能源耦合设备为热电联供CHP

(Combined Heating and Power)机组、燃气锅炉GB(Gas Boiler)、电制冷机EC(Electric Chiller)、吸收式制冷机AC(Absorption Chiller),储能设备为CS、HS; EC及CHP分别由配电网和天然气管供能,AC耗能由GB、CHP产出热能提供,冷、热、电负荷用能由IES进行集中分供,各设备间能源耦合关系及流向已在图中注明; P^{TS} 为向上级购买电能; P^{G1} 、 P^{G2} 分别为CHP、GB消耗天然气功率; P^c 为IES输入天然气的总功率; $P^{CHP,e}$ 、 $P^{CHP,h}$ 分别为CHP产电、热功率; $P^{GB,h}$ 为GB产热功率; $P^{EC,e}$ 、 $P^{EC,c}$ 分别为EC耗电功率、产冷功率; $P^{AC,h}$ 、 $P^{AC,c}$ 分别为AC耗热功率、产冷功率; $P^{ch,e}$ 、 $P^{di,e}$ 分别为CS的充、放功率; $P^{ch,h}$ 、 $P^{di,h}$ 为HS的充、放功率。

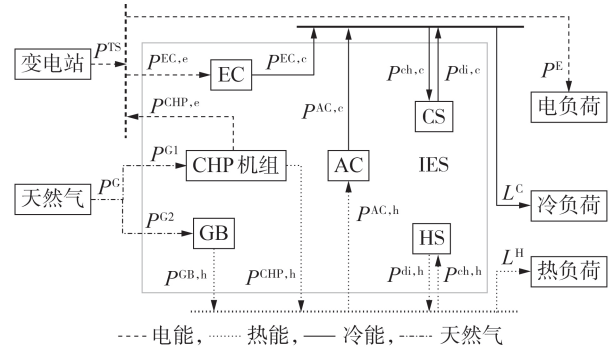


图1 含有IES的配电网能源流动结构

Fig.1 Energy flow structure of distributed network with IES

接入IES后系统存在多种能源耦合关系,结构复杂,因此为方便后续配电网规划,首先基于能流平衡并结合图1对含IES的配电网能源流动结构进行建模,如式(1)~(4)所示。

$$A = KD \quad (1)$$

$$A^T = [P^E \ L^C \ L^H] \quad (2)$$

$$K = \begin{bmatrix} 1 & \eta_e^{CHP} & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \eta_c^{EC} & \eta_c^{AC} & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & \eta_h^{CHP} & \eta_h^{GB} & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$D^T = [P^{TS} \ P^{G1} \ P^{G2} \ P^{EC,e} \ P^{AC,h} \ P^{ch,e} \ P^{di,e} \ P^{ch,h} \ P^{di,h}] \quad (4)$$

式中: A 为负荷矩阵,其元素 P^E 、 L^C 、 L^H 分别为电、冷、热负荷; K 为系数矩阵,表示通路连接及转换状态,其元素 η_e^{CHP} 、 η_h^{CHP} 分别为CHP气热、气电能效系数, η_h^{GB} 为GB气热能效系数, η_c^{EC} 、 η_c^{AC} 分别为EC、AC制冷能效系数,上述能效系数由IES设备组合方案决定,-1、0、1为通路连接状态,分别表示输入、输出、无连接; D 为能流矩阵,当IES配置确定时,能流矩阵 D 中的元素值在满足式(1)的前提下会根据配电网规划结果以配电网最优运行行为目标进行调整,实现对配电网的调控作用。

1.2 基于IES的配电网供能柔性调控策略分析

图2为某地夏季典型日负荷。由图可见,热负

荷较为平缓,而冷、电负荷峰谷时段受用户起居特征及气温影响明显;冷负荷量在日出至日落时段较夜间相差成倍,且由于冷负荷基本以电为源,导致电负荷日间峰值过高,另外由于夜间照明等居民需集中用电,也使得电负荷在夜间出现峰值。

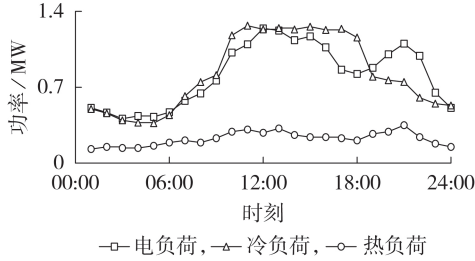


图2 某地夏季典型日负荷曲线

Fig.2 Typical daily load curves of an area in summer

当IES接入配电网负荷侧后,其调控作用,即能源耦合设备与储能设备相配合的多能互补、离峰蓄能过程,可在转移用电高峰的同时通过天然气替代作用缓解配电网运行压力,而决定IES调控效果的关键就在于IES内设备类型及运行模式的设定。本文以城市配电网为规划对象,城市内冷负荷主要由空调送冷及工业用冷组成,考虑到占地面积及峰谷时长,故选用类如冰盘管式系统的蓄冷设备。该类冰蓄冷设备与水蓄冷设备相比存储相同冷量所需的体积小,且其采用常温水与存冰直接接触以快速制出低温冷冻水的放冷方式,可较好地适应日内峰谷期过渡时间短的情景^[17]。设备运行模式方面,规定蓄冷设备与EC、AC处于并联状态。IES制冷运行流程图如图3所示,蓄冷设备与制冷机组工作状态相互独立,因此供冷流程可根据电、冷负荷状况在单制冷机供冷、单CS供冷、制冷机与CS同时供冷、单蓄冷以及蓄冷的同时制冷机直接供冷这几种运行模式中进行灵活选择。另外,HS设备选用经济性最佳的水蓄热罐,其运行模式与蓄冷设备类似,故不再赘述。

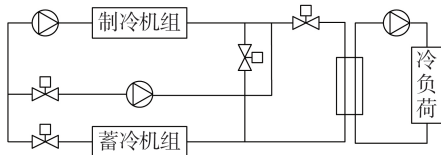
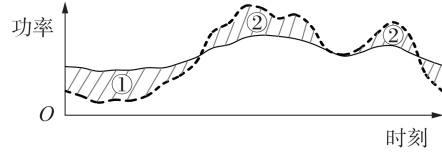


图3 IES制冷运行流程图

Fig.3 Schematic diagram of IES refrigeration operation

将上述IES设备运行方式应用到图2所示的负荷场景中,其调控效果及过程如图4所示。用电低谷时段,提高EC制冷出力以增加用电量,在满足冷负荷需求后将多余冷能存储在CS中,填补该时段用电低谷;用电高峰时段,CS释放冷能满足部分用户冷负荷需求从而降低制冷用电,且由于此时天然气

价较电价更具优势,因此增加CHP、GB出力,产出电能、热能的同时通过AC制冷,在CS供冷基础上进一步满足用户需求,而多余热能亦可替代制热用电或存储在HS中。由此可将高峰时段的部分供电压力转移至低谷时段,平滑配电网供能曲线,达到缓解配电网运行压力的目的。



--- 规划前配电网供能曲线, — 规划后配电网供能曲线
① 在用电低谷时段增加IES制冷用电功率以填补供电低谷
② 在用电高峰时段储能设备释放能量以代替制冷、制热用电

图4 配电网供能曲线调控作用示意图

Fig.4 Schematic diagram of power supply curve regulation for distribution network

2 考虑IES的配电网多阶段规划模型

2.1 配电网多阶段规划流程及框架

本文所提模型以城市中压配电网为规划对象,以应对负荷增长、缓解负荷峰谷差为规划目标,考虑网架线路(非开关支路)升级改造、TS主变增容及IES投建为规划内容,规划分多个阶段滚动进行。

为达成上述规划目标,规划阶段需充分考虑实际运行状况。首先确定配电网规划策略,并按该规划策略求解配电网最优运行方式。该问题具有分步递进结构特征,属于典型的双层规划问题。因此本文采用兼顾配电网规划与运行的双层多阶段规划模型,其中上层模型针对配电网中IES等设备的选址定容问题,以规划运行总成本最小为目标决策各阶段 d 的规划方案;下层模型基于上层决策结果,以阶段运行成本最小为目标优化各阶段 d 及场景 s 下的配电网运行变量,如式(5)所示。

$$\begin{cases} \min_{x_d^{inv}} F(x_d^{inv}) = \omega(C^{INV} + C^{OPE}) \\ \text{s.t. } G(x_d^{inv}) \leq 0 \\ \min_{x_{d,s}^{ope}} f(x_d^{inv}, x_{d,s}^{ope}) = C_d^{OPE} \\ \text{s.t. } \begin{cases} g_1(x_d^{inv}, x_{d,s}^{ope}) \leq 0 \\ g_2(x_d^{inv}, x_{d,s}^{ope}) = 0 \end{cases} \\ \omega = (1 + \gamma)^{-Y} \end{cases} \quad (5)$$

式中: C^{INV} 为总规划投资成本; C^{OPE} 为总运行成本; C_d^{OPE} 为阶段 d 的运行成本; x_d^{inv} 为阶段 d 的规划决策变量; $x_{d,s}^{ope}$ 为阶段 d 场景 s 下的运行决策变量; ω 为现值系数,可将年均总成本转换至当前起始规划年; γ 为贴现率,取5%; Y 为投资期总年数; G 和 g_1 、 g_2 分别为上层和下层模型的约束条件。模型内容框架如附录A图A1所示,目标函数及约束条件的详细说明分别

见2.2节及2.3节。

下文如无特别说明,下标 d, s, t ($d \in D, s \in S, t \in T$, D, S, T 分别为阶段、场景、时段数集合)分别表示对应的参数为当前规划阶段、场景以及时段的参数; i, j 分别表示节点 i, j ,其对应集合在下文公式中分别进行标注。

2.2 目标函数

2.2.1 规划投资成本

规划投资成本包括线路扩建投资成本 C_d^L 、TS投资成本 C_d^{TS} 以及IES建设投资成本 C_d^{IES} ,如式(6)~(9)所示。

$$C^{INV} = \sum_{d \in D} (C_d^L + C_d^{TS} + C_d^{IES}) \quad (6)$$

$$C_d^L = \sum_{ij \in \Omega_L} c_{ij}^L x_{ij,d}^L l_{ij} \delta^L \quad (7)$$

$$C_d^{TS} = \sum_{i \in \Omega_{TS}} c_i^{TS} x_{i,d}^{TS} \delta^{TS} \quad (8)$$

$$C_d^{IES} = \sum_{i \in \Omega_{IES}} x_{i,d}^{IES} \delta^{IES} (c_i^{EC} P_i^{EC} + c_i^{AC} P_i^{AC} + c_i^{CHP} P_i^{CHP} + c_i^{GB} P_i^{GB} + c_i^{HSP} P_i^{HS} + c_i^{CSP} P_i^{CS} + c_i^{HSC} C_i^{HS} + c_i^{CSC} C_i^{CS}) \quad (9)$$

$$\delta^\kappa = \frac{\gamma(1+\gamma)^{L^\kappa}}{(1+\gamma)^{L^\kappa} - 1} \quad \kappa = L, TS \quad (10)$$

式中: κ 表示设备类型; δ^κ 为设备 κ 的投资回收系数,将规划期内的设备投资成本等额均摊至寿命期各年; L^κ 为设备 κ 的寿命周期; P_i^{EC} 、 P_i^{AC} 、 P_i^{CHP} 、 P_i^{GB} 、 P_i^{HS} 、 P_i^{CS} 分别为EC、AC、CHP、GB、HS设备、CS设备的额定功率; C_i^{CS} 、 C_i^{HS} 分别为CS设备、HS设备的额定容量; c_{ij}^L 、 c_i^{TS} 分别为线路、TS的单位建设成本; c_i^{EC} 、 c_i^{AC} 、 c_i^{GB} 、 c_i^{CHP} 、 c_i^{CSP} 、 c_i^{HSP} 分别为EC、AC、GB、CHP、CS设备、HS设备的单位功率建设成本; c_i^{CSC} 、 c_i^{HSC} 分别为CS、HS设备的单位装机容量建设成本; $x_{i,d}^{IES}$ 、 $x_{i,d}^{TS}$ 、 $x_{ij,d}^L$ 为0-1变量,其取值为0、1时分别表示在阶段 d 是、否对IES、TS、线路 ij 在节点 i 进行建设; l_{ij} 为线路 ij 的长度; Ω_L 、 Ω_{TS} 、 Ω_{IES} 分别为线路(非开关支路)、TS、IES的安装候选节点集合。

2.2.2 运行成本

运行成本 C^{OPE} 包括IES柔性调控效益 $C_{d,s}^E$ 、主网购电及消耗天然气成本 $C_{d,s,t}^{buy}$ 、IES运行成本 $C_{d,s,t}^{IES}$ (即IES中CS、HS设备的能源损耗成本),如式(11)~(14)所示。

$$C^{OPE} = \sum_{d \in D} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (C_{d,s}^E + C_{d,s,t}^{IES} + C_{d,s,t}^{buy}) \quad (11)$$

$$C_{d,s}^E = \frac{1}{24} c^p \sum_{t \in T} \left[\sum_{i \in \Omega_{EL}} P_{i,d,s,t}^E + \sum_{i \in \Omega_{IES}} (P_{i,d,s,t}^{EC,e} - P_{i,d,s,t}^{CHP,e}) - P^{av} \right]^2 \quad (12)$$

$$C_{d,s,t}^{buy} = \sum_{i \in \Omega_{TS}} P_{i,d,s,t}^{TS} c_{i,d,s,t}^e + \sum_{i \in \Omega_{IES}} P_{i,d,s,t}^G c_{i,d,s,t}^g \quad (13)$$

$$C_{d,s,t}^{IES} = \sum_{i \in \Omega_{IES}} [c_{i,d,s,t}^c (1-\mu^c) E_{i,d,s,t}^c / \zeta_c^{ch} + c_{i,d,s,t}^h (1-\mu^h) E_{i,d,s,t}^h / \zeta_h^{ch}] \quad (14)$$

式中: $C_{d,s}^E$ 为日内总电负荷方差转化的成本,用于反映本文方法对电负荷峰谷差的调节效果; $P_{i,d,s,t}^E$ 为有功负荷; $P_{i,d,s,t}^{CHP,e}$ 为CHP有功出力; $P_{i,d,s,t}^{EC,e}$ 为EC耗电功率; P^{av} 为日平均电负荷; c^p 为负荷峰谷差惩罚因子; Ω_{EL} 为电负荷节点集合; $P_{i,d,s,t}^{TS}$ 为主网购电量; $P_{i,d,s,t}^G$ 为IES天然气消耗量; $c_{i,d,s,t}^e$ 、 $c_{i,d,s,t}^g$ 分别为实时电价、天然气价; μ^c 、 μ^h 分别为CS、HS的能量损失系数; ζ_c^{ch} 、 ζ_h^{ch} 为CS、HS的蓄能效率; $E_{i,d,s,t}^c$ 、 $E_{i,d,s,t}^h$ 分别为储冷、储热量; $c_{i,d,s,t}^c$ 、 $c_{i,d,s,t}^h$ 分别为冷能、热能单位损耗惩罚成本。

2.3 约束条件

1) 规划建设约束。

$$x_{ij,d}^L \leq x_{ij,d+1}^L \quad ij \in \Omega_L \quad (15)$$

$$0 \leq x_{i,d}^{TS} \leq 1 \quad i \in \Omega_{TS} \quad (16)$$

$$x_{i,d}^{IES} \leq x_{i,d+1}^{IES} \quad i \in \Omega_{IES} \quad (17)$$

式中:IES、线路只能在前阶段规划基础上进行决策,TS视每阶段的需求而定。

2) 运行约束。

(1) 配电网潮流约束。

$$\sum_{i \in \Omega_{EL}} P_{i,d,s,t}^E = \sum_{i \in \Omega_{TS}} P_{i,d,s,t}^{TS} + \sum_{i \in \Omega_{IES}} (P_{i,d,s,t}^{CHP,e} - P_{i,d,s,t}^{EC,e}) - \sum_{ij \in I_i} P_{ij,d,s,t} + \sum_{hi \in \Phi_i} (P_{hi,d,s,t} - r_{hi} I_{hi,d,s,t}^2) \quad (18)$$

$$\sum_{i \in \Omega_{EL}} Q_{i,d,s,t}^E = \sum_{i \in \Omega_{TS}} Q_{i,d,s,t}^{TS} + \sum_{i \in \Omega_{IES}} Q_{i,d,s,t}^{CHP,e} - \sum_{ij \in I_i} Q_{ij,d,s,t} + \sum_{hi \in \Phi_i} (Q_{hi,d,s,t} - x_{hi} I_{hi,d,s,t}^2) \quad (19)$$

$$U_{j,d,s,t}^2 = U_{i,d,s,t}^2 - 2(r_{ij} P_{ij,d,s,t} + x_{ij} Q_{ij,d,s,t}) + I_{ij,d,s,t}^2 (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (20)$$

$$U_{j,d,s,t}^2 + M(\alpha_{ij,d,s,t} - 1) \leq U_{i,d,s,t}^2 - 2(r_{ij} P_{ij,d,s,t} + x_{ij} Q_{ij,d,s,t}) + I_{ij,d,s,t}^2 (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \leq U_{j,d,s,t}^2 + M(1 - \alpha_{ij,d,s,t}) \quad ij \in \Omega_{sw} \quad (21)$$

式中: r_{ij} 、 x_{ij} 分别为线路 ij 的电阻、电抗; $P_{ij,d,s,t}$ 、 $Q_{ij,d,s,t}$ 分别为线路 ij 的有功、无功功率; $Q_{i,d,s,t}^{TS}$ 为TS的无功功率; $Q_{i,d,s,t}^E$ 为无功负荷; $Q_{i,d,s,t}^{CHP,e}$ 为CHP无功出力; I_i 和 Φ_i 分别为以节点 i 为首、末端节点的线路集合; $U_{i,d,s,t}$ 为节点 i 的电压; $I_{ij,d,s,t}$ 为线路 ij 的电流; M 为无穷大量; $\alpha_{ij,d,s,t}$ 为开关支路 ij 的开关状态,其为0-1变量,取值为1、0分别表示开关闭合、打开,约束失效; Ω_{sw} 为开关支路集合。

由于式(18)~(21)中包含非线性项 $I_{ij,d,s,t}^2$ 、 $U_{i,d,s,t}^2$,无法直接进行求解,因此令其分别为 $\hat{I}_{ij,d,s,t}$ 、 $\hat{U}_{i,d,s,t}$ 可得:

$$\hat{I}_{ij,d,s,t} = \frac{P_{ij,d,s,t}^2 + Q_{ij,d,s,t}^2}{\hat{U}_{i,d,s,t}} \quad ij \in \Omega_L \cup \Omega_{sw} \quad (22)$$

然后采用二阶锥松弛将上述非凸二次等式约束

转换为二阶锥约束^[18],如式(23)所示。

$$\left\| \begin{matrix} 2P_{ij,d,s,t} \\ 2Q_{ij,d,s,t} \\ \hat{I}_{ij,d,s,t} - \hat{U}_{i,d,s,t} \end{matrix} \right\|_2 \leq \hat{I}_{ij,d,s,t} + \hat{U}_{i,d,s,t} \quad ij \in \Omega_L \cup \Omega_{sw} \quad (23)$$

(2)安全约束。

节点电压约束为:

$$U_i^{\min} \leq U_{i,d,s,t} \leq U_i^{\max} \quad i \in \Omega_{EL} \quad (24)$$

非开关支路电流约束为:

$$|I_{ij,d,s,t}| \leq (1 - x_{ij,d,s,t}^L) I_{ij}^{\max} + x_{ij,d,s,t}^L I_{ij}'^{\max} \quad ij \in \Omega_L \quad (25)$$

开关支路电流约束为:

$$|I_{ij,d,s,t}| \leq \alpha_{ij,d,s,t} I_{ij}^{\max} \quad ij \in \Omega_{sw} \quad (26)$$

式中: $U_i^{\max}$ 、 $U_i^{\min}$ 分别为节点电压上、下限; $I_{ij}^{\max}$ 为原支路电流上限; $I_{ij}'^{\max}$ 为升级改造后支路电流上限。

(3)网络重构约束。

$$\sum_{ij \in \Omega_{sw}} \alpha_{ij,d,s,t} = N_{all} - N_{TS} - N_L \quad (27)$$

式中: N_{all} 为网络节点总数; N_L 为网架中无联络开关支路总数; N_{TS} 为 TS 总数, 本文中 $N_{TS}=1$ 。由于 IES 内含有 CHP 机组, 配电网在式(27)的约束下仍可能出现孤岛运行的情况。因此, 假设非 TS 节点存在值为 ε 的较小注入功率 $P_{i,d,s,t}^*$, 通过简化的潮流约束式(28)~(30)保证非 TS 节点和 TS 节点连通性。

$$\sum_{ij \in \Gamma_i} P_{ij,d,s,t}^* - \sum_{hi \in \Phi_i} P_{hi,d,s,t}^* = P_{i,d,s,t}^* = \varepsilon \quad i \in \Omega_L \cup \Omega_{sw} \quad (28)$$

$$-\alpha_{ij,d,s,t} P_{ij,d,s,t}^{\max} \leq P_{ij,d,s,t}^* \leq \alpha_{ij,d,s,t} P_{ij,d,s,t}^{\max} \quad ij \in \Omega_{sw} \quad (29)$$

$$-P_{ij,d,s,t}^{\max} \leq P_{ij,d,s,t}^* \leq P_{ij,d,s,t}^{\max} \quad ij \in \Omega_L \quad (30)$$

式中: $P_{ij,d,s,t}^{\max}$ 为支路 ij 的有功功率上限; $P_{ij,d,s,t}^*$ 为支路 ij 的辅助潮流有功功率而非实际传输有功功率。

(4)冷、热负荷平衡约束及 IES 运行约束。

加入 IES 后系统冷、热负荷平衡约束如式(1)~(4)所示。

IES 内能源耦合关系等式约束为:

$$\begin{cases} P_{i,d,s,t}^{EC,c} = P_{i,d,s,t}^{EC,e} \eta_c^{EC} \\ P_{i,d,s,t}^{AC,c} = P_{i,d,s,t}^{AC,h} \eta_c^{AC} \\ P_{i,d,s,t}^{CHP,e} = P_{i,d,s,t}^{G1} \eta_e^{CHP} \\ P_{i,d,s,t}^{CHP,h} = P_{i,d,s,t}^{G1} \eta_h^{CHP} \\ P_{i,d,s,t}^{GB,h} = P_{i,d,s,t}^{G2} \eta_h^{GB} \end{cases} \quad i \in \Omega_{IES} \quad (31)$$

式中: $P_{i,d,s,t}^{G1}$ 、 $P_{i,d,s,t}^{G2}$ 分别为 CHP 和 GB 输入天然气功率; $P_{i,d,s,t}^{EC,c}$ 、 $P_{i,d,s,t}^{AC,c}$ 分别为 EC、AC 输出冷功率; $P_{i,d,s,t}^{CHP,h}$ 、 $P_{i,d,s,t}^{GB,h}$ 分别为 CHP 机组、GB 输出热功率。

IES 内各能源耦合设备功率约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,d,s,t}^{EC,e} \eta_c^{EC} \leq x_{i,d,s,t}^{IES} P_{i,d,s,t}^{EC} \\ 0 \leq P_{i,d,s,t}^{AC,h} \eta_c^{AC} \leq x_{i,d,s,t}^{IES} P_{i,d,s,t}^{AC} \\ 0 \leq P_{i,d,s,t}^{G1} \eta_e^{CHP} \leq x_{i,d,s,t}^{IES} P_{i,d,s,t}^{CHP} \\ 0 \leq P_{i,d,s,t}^{G1} \eta_h^{CHP} \leq x_{i,d,s,t}^{IES} P_{i,d,s,t}^{CHP} \\ 0 \leq P_{i,d,s,t}^{G2} \eta_h^{GB} \leq x_{i,d,s,t}^{IES} P_{i,d,s,t}^{GB} \end{cases} \quad i \in \Omega_{IES} \quad (32)$$

式中: P^{EC} 、 P^{AC} 、 P^{CHP} 、 P^{GB} 分别为 EC、AC、CHP 机组、GB 的额定运行功率。

IES 内储能设备相关约束如式(33)~(35)所示。

$$\begin{cases} E_{i,d,s,t}^c = 0 \\ E_{i,d,s,t}^h = 0 \end{cases} \quad t=t_0, \forall i \in \Omega_{IES} \quad (33)$$

$$\begin{cases} E_{i,d,s,t}^c = \mu^c E_{i,d,s,t-1}^c - P_{i,d,s,t}^{di,c} / \zeta_c^{di} + P_{i,d,s,t}^{ch,c} \zeta_c^{ch} \\ E_{i,d,s,t}^h = \mu^h E_{i,d,s,t-1}^h - P_{i,d,s,t}^{di,h} / \zeta_h^{di} + P_{i,d,s,t}^{ch,h} \zeta_h^{ch} \\ 0 \leq E_{i,d,s,t}^c \leq x_{i,d,s,t}^{IES} C^{CS} \\ 0 \leq E_{i,d,s,t}^h \leq x_{i,d,s,t}^{IES} C^{HS} \end{cases} \quad i \in \Omega_{IES} \quad (34)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,d,s,t}^{di,c} \leq x_{i,d,s,t}^{IES} P^{CS} X^c \\ 0 \leq P_{i,d,s,t}^{ch,c} \leq x_{i,d,s,t}^{IES} P^{CS} Y^c \\ 0 \leq P_{i,d,s,t}^{di,h} \leq x_{i,d,s,t}^{IES} P^{HS} X^h \\ 0 \leq P_{i,d,s,t}^{ch,h} \leq x_{i,d,s,t}^{IES} P^{HS} Y^h \\ X^c + Y^c \leq 1, X^h + Y^h \leq 1 \end{cases} \quad i \in \Omega_{IES} \quad (35)$$

式中: $P_{i,d,s,t}^{ch,c}$ 、 $P_{i,d,s,t}^{ch,h}$ 和 $P_{i,d,s,t}^{di,c}$ 、 $P_{i,d,s,t}^{di,h}$ 分别为 CS、HS 的蓄能和放能功率; ζ_c^{di} 、 ζ_h^{di} 分别为 CS、HS 的放能效率; P^{CS} 、 P^{HS} 和 C^{CS} 、 C^{HS} 分别为 CS、HS 的额定功率和装机容量; t_0 为储能充放周期初始时刻, 为将储能设备能量损失控制在一定值内, 本文设充放能周期为 24 h; X^c 、 X^h 、 Y^c 、 Y^h 均为 0-1 变量, 用于约束充放能功率的上、下限并限制充放能不可同时进行。式(33)表示每个周期中设备储能初值为 0; 式(34)为储能充放能平衡约束; 对于式(35)中的双变量非线性项, 参考文献[19]采用 Big-M 法进行处理。

(5)TS 运行约束。

$$(P_{i,d,s,t}^{TS})^2 + (Q_{i,d,s,t}^{TS})^2 \leq (x_{i,d,s,t}^{TS} S_i^{TS})^2 \quad i \in \Omega_{TS} \quad (36)$$

式中: S_i^{TS} 为 TS 额定容量。对于式(36)中的非线性项, 同样采用二阶锥松弛进行处理, 具体可参考前文, 此处不再赘述。

2.4 模型求解

由式(5)可见, 下层约束条件中计及上层规划决策变量作用, 且下层优化结果会反馈至上层模型, 整体模型为双层单向的形式。有别于传统双层模型独立构建求解的方式, 本文在模型搭建中将上层决策变量与下层相关约束相结合, 上、下层实际上形成了一体化关联模型, 可实现整体求解, 从而避免了上、下层单独求解收敛过慢等问题。另外, 通过二阶锥松弛及 Big-M 法对非线性项和双变量线性项进行处理后, 模型转化为混合整数二阶锥规划 MISOCP (Mixed Integer Second Order Cone Programming) 问题, 可基于 MATLAB 平台采用 YALMIP 进行数学建模并调用商业优化求解器 GUROBI 等进行高效求解。

3 算例分析

3.1 算例条件设置

算例由两部分构成, 首先基于修改的 IEEE 33 节点配电系统^[19] (下文简称修改的 IEEE 33 节点系

统)进行测试,然后进一步在四川省某地152节点的10 kV中压配电系统(下文简称152节点系统)中进行应用,算例网架结构见附录A图A2、A3。规划期均设为3个阶段,每个阶段历时3 a。修改的IEEE 33节点系统的TS初始容量为3.15 MV·A,候选主变容量为3.15、6.3、10 MV·A;152节点系统的TS初始容量为10 MV·A,候选主变容量为6.3、10、20 MV·A,TS增容成本为50万元/(MV·A)。候选线路及待选型号参数见附录A表A1、A2,寿命均为25 a。IES候选节点已建有天然气供气点,IES候选节点及候选设备的额定功率、能效系数等参数^[20]见附录A表A3、A4。

主网购电费用参考文献[21],采用我国某市峰谷电价:峰时(07:00—20:00)1.33元/(kW·h),谷时(01:00—06:00、21:00—24:00)0.41元/(kW·h)。天然气价格恒定为0.193元/(kW·h)。

设置负荷参数时,计及各规划阶段负荷发展、季节因素及地域气候因素对负荷特征的影响,首先,参考文献[22]设置地域气候类型A、B下不同峰谷特征的原始负荷数据,其中冷、热负荷分别为规划前由电力供应的冷、热需求。然后,基于蒙特卡洛模拟分别模拟生成1000组数据,采用K-means聚类方法各抽取4种典型日共8个负荷场景作为规划阶段1的负荷参数。A、B类负荷聚类结果分别见图5(a)、5(b),

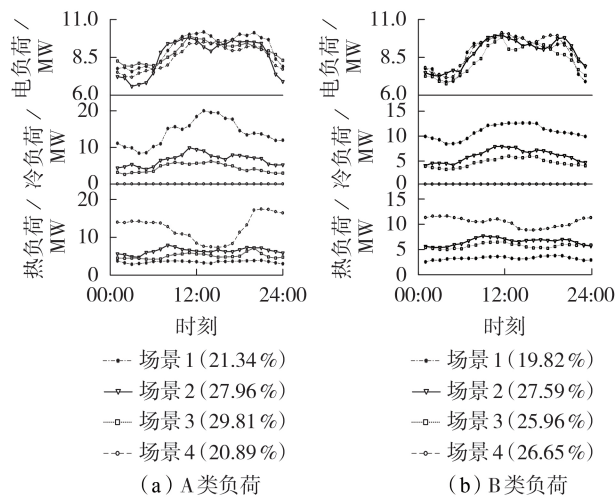


图5 典型日负荷聚类结果

Fig.5 Clustering result of typical daily load curves

图中括号内的百分数为各场景概率。由图可见:场景1、4的冷、热负荷峰值较高,分别具有夏、冬季负荷特征;场景2、3的冷、热负荷曲线均较平缓,具有春、秋季负荷特征。最后,依据我国南方某市近10年的负荷历史数据,抽取每年的典型日数据后采用最小二乘法拟合线性回归方程,并在规划阶段1负荷的基础上根据回归方程预测得到阶段2、3的负荷曲线。根据是否考虑IES,对修改的IEEE 33节点系统和152节点系统算例均设置了2组对比方案,其中,不考虑IES时冷、热负荷以热电能效系数2.8折算为电负荷;考虑IES时,优化得到IES设备配置组合1—3,如附录A表A5所示。算例求解的相关信息如附录A表A6所示。

3.2 修改的IEEE 33节点算例

首先基于A类典型日负荷场景,在修改的IEEE 33节点系统中对本文所提配电网规划方法的通用性及有效性进行检验。配电网各阶段规划及运行结果如表1所示。表中,括号内外的数字分别表示安装位置及表A5中的IES设备配置组合序号;N/A表示无投资,后同。考虑IES时,无需对线路及TS进行升级投资,仅在规划阶段1投建2座IES;不考虑IES时,在规划阶段1、3需对TS进行增容投资,且在规划阶段3需升级1号线路。考虑IES后总年化规划成本略有降低,投资周期延缓1个阶段。运行效益方面,考虑IES后,各规划阶段的年化运行成本相较不考虑IES时均有所减小,降幅约为39.83%。另外,在配电网峰谷差调控方面,场景1的峰谷比由规划前的63.87%提升为规划后的77.49%,改善效果最佳;场景4的改善效果稍弱,峰谷比由规划前的66.14%提升为74.71%,但整体上各场景均具有良好调节效果。根据上述算例结果可知,本文所提配电网规划方法在修改的IEEE 33节点系统中表现出一定的经济效益及调控能力优越性,可进一步应用至实际算例。

3.3 152节点系统算例

基于A、B类典型日负荷场景,进一步在152节点系统中进行实际应用分析。各规划阶段的配电网规划及运行结果如表2、3所示。

3.3.1 配电网多阶段规划结果分析

由表2可知,A类负荷场景下的配电网规划结果为:考虑IES时,仅在规划阶段1、3存在IES投资,总

表1 修改的IEEE 33节点系统的算例规划结果对比

Table 1 Comparison of planning results for modified IEEE 33-bus system example

方案	规划阶段	规划结果			年化规划成本/元	年化运行成本/元	总成本/万元
		IES	线路	TS增容			
考虑 IES	1	2(1)、25(2)	N/A	N/A	3.715×10^5	5.78460×10^6	6.15610×10^6
	2	N/A	N/A	N/A	0	6.91370×10^6	6.91370×10^6
	3	N/A	N/A	N/A	0	8.77240×10^6	8.77240×10^6
不考虑 IES	1	N/A	N/A	6.3 MV·A	2.252×10^5	9.93010×10^6	1.01553×10^7
	2	N/A	N/A	N/A	0	1.14269×10^7	1.14269×10^7
	3	N/A	1(2)	3.15 MV·A	1.483×10^5	1.43271×10^7	1.44754×10^7

表 2 基于 A 类负荷的规划结果对比

Table 2 Comparison of planning result base on Load A

方案	规划阶段	规划结果			年化规划成本 / 万元	年化运行成本 / 万元	总成本 / 万元
		IES	线路	TS 增容			
考虑 IES	1	2(1)、25(1)、55(1)、74(1)、124(1)	N / A	N / A	118.172 1	2.42635×10^7	2.54452×10^7
	2	N / A	N / A	N / A	0	2.88265×10^7	2.88265×10^7
	3	43(3)、109(3)	N / A	N / A	21.262 5	3.85818×10^7	3.87944×10^7
不考虑 IES	1	N / A	2(3)、3(3)	10 MV·A	43.768 4	4.00715×10^7	4.05092×10^7
	2	N / A	5(2)	10 MV·A	37.739 1	4.73461×10^7	4.77235×10^7
	3	N / A	1(3)	6.3 MV·A	34.478 2	5.97823×10^7	6.01271×10^7

表 3 基于 B 类负荷的规划结果对比

Table 3 Comparison of planning result base on Load B

方案	阶段	规划结果			年化规划成本 / 万元	年化运行成本 / 万元	总成本 / 万元
		IES	线路	TS 增容			
考虑 IES	1	2(1)、43(3)、55(1)、74(1)	N / A	N / A	82.209 4	2.16772×10^7	2.24993×10^7
	2	109(3)	N / A	N / A	10.631 2	2.84628×10^7	2.85691×10^7
	3	142(3)	N / A	N / A	10.631 2	3.42667×10^7	3.43730×10^7
不考虑 IES	1	N/A	N / A	N / A	0	2.92513×10^7	2.92513×10^7
	2	N/A	N / A	N / A	0	3.54371×10^7	3.54371×10^7
	3	N/A	2(3)、3(3)	10 MV·A	44.254 9	4.45986×10^7	4.50411×10^7

年化规划成本约为 139.43 万元,且投资主要分布在规划阶段 1,占比高达 84.75%;不考虑 IES 时,各阶段均存在线路及 TS 投资,总年化规划成本约为 115.98 万元,各规划阶段投资呈较均匀分布。考虑 IES 时的总年化规划成本约为不考虑 IES 时的 1.2 倍,其中在初始规划阶段(规划阶段 1)的年化规划成本约为不考虑 IES 时的 2.7 倍,而后续规划阶段(规划阶段 2、3),在相同的负荷增长率下,年化规划成本仅约为不考虑 IES 时的 147/500,且投资期延缓 1 个阶段。可见,考虑 IES 时初始阶段投资量较大,但后续规划阶段中其降低规划成本及延缓规划周期效果显著,这有 2 个方面的原因:①投建 IES 前冷、热负荷由电能供应,系统中无存量冷、热能供应设施,因此考虑 IES 时初始投资较大,但同时也有有效转移了部分配电网供电压力;而不考虑 IES 时,初始阶段实则为基于存量电网的规划,因此投资较低;②配电网规划后 IES 调控作用有效平缓了供能曲线,且将各类负荷供应压力分配至了对应设备中,缓解了电负荷需求增长压力,形成多能并驱的发展态势。

由表 3 可知,B 类负荷场景下配电网规划结果:考虑 IES 时,初始规划阶段规划 4 座 IES,规划阶段 2、3 分别规划 1 座 IES,而无需对线路及 TS 进行投资。对比方案则仅在规划阶段 3 对线路及 TS 进行投资。考虑 IES 时的总年化规划成本约为不考虑 IES 时的 2.34 倍,相较 A 类负荷场景下的规划结果经济性差异显著。其原因在于现存网架对于 B 类负荷尚有充分承载能力,根据不考虑 IES 时的规划结果可知,负荷增长至规划阶段 3 才需进行投资。且由于 B 类负荷的峰谷差较 A 类负荷平缓,因此 B 类负荷场景下,基于 IES 的配电网负荷调控收益没有 A 类负

荷场景下显著。可见本文方法更适用于负荷峰谷差明显、规划需求较强烈的地区。

3.3.2 配电网运行结果分析

在配电网规划中计及 IES 作用对系统运行经济性的改善展现出了良好效果,A、B 类负荷场景下的总年化运行成本相较不考虑 IES 时分别降低了约 37.7%、22.7%。IES 在电价谷时蓄能、峰时放能,同时利用天然气在峰时替代部分电能可进一步降低运行成本。而对比方案不存在 IES 调控作用,运行成本完全由负荷与电价决定,因此其经济性较差。对比 A、B 类负荷及各阶段运行结果可见,负荷增幅越大、峰谷差越大时,运行成本缩减效果越明显。其中 A 类负荷场景下,进行配电网规划后的年化总成本整体下降了约 37.27%,在规划阶段 2、3 下降了 37.31%,可以预见 IES 的投入在后续规划阶段中也将为运营商持续带来良好收益。

针对规划前后 A 类负荷场景下的电负荷曲线进行比较(规划前冷、热负荷以能效比 2.8 折算为电负荷),结果如图 6 所示。由图可知:场景 1 在规划前、后的峰谷比分别为 61.67%、79.32%;场景 4 的峰谷比由规划前的 63.24% 提升至规划后的 73.96%;场景 2、3 的峰谷比分别由规划前的 69.15%、68.47% 提升至 79.02%、78.73%。4 类典型场景的峰谷情况均在不同程度上得到了改善,其中以冷负荷为主的场景 1 的削峰填谷效果最为明显,而热负荷占比较大的场景 4 改善效果稍差,说明本文的 IES 设备配置对冷负荷调控更加有效,更适用于冷负荷峰谷差明显、热负荷相对平缓的地区。

网络重构方面,以 A 类负荷阶段 1 场景 1 下的配电网重构结果为例,其开关动作方案如表 4 所示。

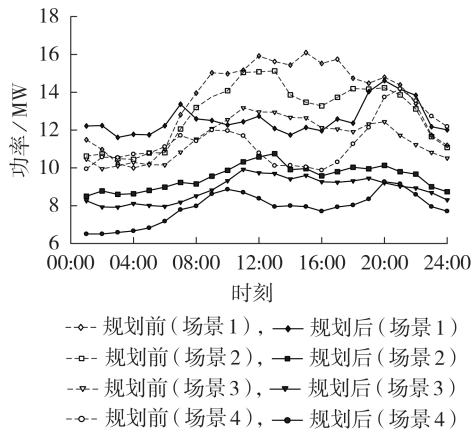


图6 规划前后电负荷对比结果

Fig.6 Comparison of electric load before and after planning

表4 配电网开关动作方案

Table 4 Switching actions of distribution network

时段	开关支路	
	打开	闭合
7	30-31	35-71
12	98-142、22-61	129-142、16-17
20	30-38	38-82

考虑和不考虑配电网重构时的规划运行结果对比如表5所示。由表可见,以不考虑网络重构为对比方案,二者除在运行方面具有差异外(考虑重构后年化运行成本稍有降低),在规划结果方面也存在一定差异,主要体现在馈线升级需求有所下降。考虑配电网重构的情况下,无IES时规划阶段1的馈线2投资选型为容量规格较高的线路1,而不考虑配电网重构时为容量规格较低的线路3。其他规划内容无变化。

表5 配电网重构与否的规划运行结果对比

Table 5 Comparison of planning and operation results between with and without distribution network reconfiguration

方案	规划方案	运行结果 / 万元
考虑网络重构	有 IES: 2(1)、25(1)、55(1)、74(1)、124(1)	2.42635×10^7
	无 IES: 线路: 2(3)、3(3) TS增容: 10MV·A	4.00715×10^7
不考虑网络重构	有 IES: 2(1)、25(1)、55(1)、74(1)、124(1)	2.42917×10^7
	无 IES: 线路: 2(1)、3(3) TS增容: 10 MV·A	4.01294×10^7

3.3.3 IES运行状况分析

以A类负荷场景1为例对IES运行机制进行详细分析,图7、8分别为规划后IES制冷及制热出力。

由图7可见:01:00—08:00为冷负荷低谷时段,此时段AC未启用而EC出力较大,配合CS蓄冷的同时供应冷负荷;自08:00起CS停止蓄冷,EC出力减

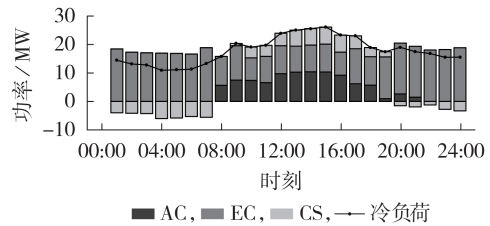


图7 规划后IES制冷出力

Fig.7 IES cooling output after planning

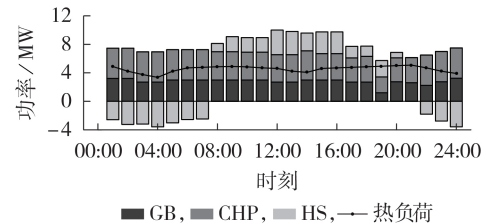


图8 规划后IES制热出力

Fig.8 IES heating output after planning

小配合AC供冷;冷负荷在09:00达到第1个峰值,CS开始放冷,与AC、EC配合供冷;冷负荷在15:00达到第2个峰值后开始减少,20:00时CS停止放冷并再次开始蓄冷,AC出力减小,EC出力增大。

由图8可见,热负荷曲线没有明显峰值,仅在04:00时稍有下降,且由于天然气价全时段为固定值,因此GB与CHP出力几乎没有波动,HS则在01:00—08:00及22:00—24:00时蓄热,在08:00—21:00时放热以配合GB、CHP为热负荷及AC供热。

综上所述,各类设备的运行过程与1.2节运行策略分析相符,EC出力波动时段与电价峰、谷时段几乎吻合,AC在电价峰时出力发挥天然气价格优势,CS和HS的放蓄能时段与冷负荷峰、谷时段几乎吻合。可见合理设定分时电价与IES的调控效益有着重要制约关系。

另外,以典型场景下的设备工况代表各季节设备日平均运行时间分布(不考虑设备维护时间),可估算出IES的整体年运行小时数约为7147 h,其中AC的年运行小时数最少,为2553 h,其余设备的年运行小时数均在5186 h左右,设备利用率整体较高。

4 结论

本文提出了一种考虑IES柔性调控作用的城市配电网多阶段规划方法,并建立了计及多维负荷特性及阶段性发展的配电网双层多阶段规划模型。基于修改的IEEE 33节点系统算例验证了规划方法及模型有效性,然后基于实际152节点配电系统并计及不同地区负荷特征,得到了实际城市配电网规划与运行结果并分析得出以下结论。

1)考虑IES的城市配电网规划效益受负荷特征

影响较大,在负荷峰谷差明显、增幅较大的地区应用本文所提规划方法能获得显著收益;另外,计及IES的配电网规划方法虽在规划初期将面临较多投资,但整体而言具有缩减投资周期并减少规划成本的优势,且当总规划时期更长远时,其投资经济效益优势会越发突出。

2)IES通过蓄能移峰及能源替代可有效缩减配电网运行成本,其优化效果与冷、热负荷峰谷差成正比;另外,在不同规划场景及阶段下IES设备组合存在差异,依据负荷需求特征,因地制宜配置IES充分发挥其调控作用的关键。在合理的电价及设备运行机制设定下,在城市配电网规划中计及IES是提升配电网投资运行效益的有效途径。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 杨博文. 能源转型中未来主力能源发展方向探析[J]. 能源与节能, 2020(6): 49-50, 91.
YANG Bowen. Analysis on the development direction of future main energy in energy transition[J]. Energy and Conservation, 2020(6): 49-50, 91.
- [2] International Energy Agency. Air conditioning use emerges as one of the key drivers of global electricity-demand growth [EB/OL]. (2018-05-15) [2021-01-12]. <https://www.iea.org/news/air-conditioning-use-emerges-as-one-of-the-key-drivers-of-global-electricity-demand-growth>.
- [3] ABAPOUR S, ZARE K, MOHAMMADI-IVATLOO B. Evaluation of technical risks in distribution network along with distributed generation based on active management[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2014, 8(4): 609-618.
- [4] 王成山, 陈恺, 谢莹华, 等. 配电网扩展规划中分布式电源的选址和定容[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(3): 38-43.
WANG Chengshan, CHEN Kai, XIE Yinghua, et al. Siting and sizing of distributed generation in distribution network expansion planning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(3): 38-43.
- [5] 陈根军, 唐国庆. 基于禁忌搜索与蚁群最优结合算法的配电网规划[J]. 电网技术, 2005, 29(2): 23-27.
CHEN Genjun, TANG Guoqing. Tabu search-ant colony optimization hybrid algorithm based distribution network planning[J]. Power System Technology, 2005, 29(2): 23-27.
- [6] 沈欣炜, 朱守真, 郑宏宏, 等. 考虑分布式电源及储能配合的主动配电网规划-运行联合优化[J]. 电网技术, 2015, 39(7): 1913-1920.
SHEN Xinwei, ZHU Shouzhen, ZHENG Jinghong, et al. Active distribution network planning-operation co-optimization considering the coordination of ESS and DG[J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1913-1920.
- [7] 叶琳浩, 刘泽槐, 张勇军, 等. 智能用电技术背景下的配电网运行规划研究综述[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(5): 154-163.
YE Linhao, LIU Zehuai, ZHANG Yongjun, et al. Review on operation and planning of distribution network in background of smart power utilization technology[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(5): 154-163.
- [8] 凌开元, 赵乐冰, 张新松, 等. 基于双储能系统的主动配电网储能配置[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(5): 171-176.
LING Kaiyuan, ZHAO Lebing, ZHANG Xinsong, et al. Storage allocation of active distribution network based on double-storage system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(5): 171-176.
- [9] 程浩忠, 胡泉, 王莉, 等. 区域综合能源系统规划研究综述[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(7): 2-13.
CHENG Haozhong, HU Xiao, WANG Li, et al. Review on research of regional integrated energy system planning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(7): 2-13.
- [10] 王静雯, 李华强, 李旭翔, 等. 综合能源服务效用模型及用户需求评估[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(2): 411-425.
WANG Jingwen, LI Huaqiang, LI Xuxiang, et al. Utility model and demand assessment method of integrated energy service[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(2): 411-425.
- [11] 王丹, 孟政吉, 贾宏杰, 等. 基于配置-运行协同优化的分布式能源站选型与定容规划[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 152-160.
WANG Dan, MENG Zhengji, JIA Hongjie, et al. Siting and sizing planning for distributed energy station based on coordinated optimization of configuration and operation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 152-160.
- [12] SHEIKHI A, RAYATI M, BAHRAMI S, et al. A cloud computing framework on demand side management game in smart energy hubs[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2015, 64: 1007-1016.
- [13] HUANG Guori, WEN Fushuan, SALAM M A, et al. Optimal collaborative expansion planning of integrated electrical and natural gas energy systems[C]//2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia). Melbourne, VIC, Australia: IEEE, 2016: 378-383.
- [14] 魏震波, 郭毅, 魏平桢, 等. 考虑传输线重构的电气综合能源系统分布鲁棒扩展规划模型[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(2): 16-23.
WEI Zhenbo, GUO Yi, WEI Ping'an, et al. Distribution robust expansion planning model for integrated natural gas and electric power systems considering transmission switching[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(2): 16-23.
- [15] 徐成司, 董树锋, 吴金城, 等. 考虑区域综合能源系统拓扑特性的能源站和管线规划[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(3): 74-82.
XU Chengsi, DONG Shufeng, WU Jincheng, et al. Planning of energy station and pipeline considering topological characteristics of regional integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(3): 74-82.
- [16] 管霖, 陈鹏, 唐宗顺, 等. 考虑冷热电存储的区域综合能源站优化设计方法[J]. 电网技术, 2016, 40(10): 2934-2943.
GUAN Lin, CHEN Peng, TANG Zongshun, et al. Integrated energy station design considering cold and heat storage[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 2934-2943.
- [17] 丁庆, 段绍辉, 王执中, 等. 冰蓄冷空调在高峰负荷差地区应用的经济性[J]. 电力系统及其自动化学报, 2014, 26(1): 72-75, 80.
DING Qing, DUAN Shaohui, WANG Zhizhong, et al. Economy of ice-storage air-condition used in the area of high peak-valley load difference[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2014, 26(1): 72-75, 80.
- [18] FARIVAR M, CLARKE C R, LOW S H, et al. Inverter VAR control for distribution systems with renewables[C]//2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm). Brussels, Belgium: IEEE, 2011: 457-462.
- [19] 高红均, 刘俊勇, 魏震波, 等. 主动配电网分层鲁棒规划模型及其求解方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(5): 1389-1401.
GAO Hongjun, LIU Junyong, WEI Zhenbo, et al. A bi-level robust planning model of active distribution network and its so-

- lution method[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(5):1389-1401.
- [20] 林顺富, 刘持涛, 李东东, 等. 考虑电能交互的冷热电区域多微网系统双层多场景协同优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(5):1409-1421.
LIN Shunfu, LIU Chitao, LI Dongdong, et al. Bi-level multiple scenarios collaborative optimization configuration of CCHP regional multi-microgrid system considering power interaction among microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(5):1409-1421.
- [21] 杨永标, 于建成, 李奕杰, 等. 含光伏和蓄能的冷热电联供系统调峰调蓄优化调度[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(6):6-12, 29.
YANG Yongbiao, YU Jiancheng, LI Yijie, et al. Optimal load leveling dispatch of CCHP incorporating photovoltaic and storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(6):6-12, 29.
- [22] 雷霞, 唐文左, 李逐云, 等. 考虑区域综合能源系统优化运行的

配电网扩展规划[J]. 电网技术, 2018, 42(11):3459-3470.

LEI Xia, TANG Wenzuo, LI Zhuyun, et al. Distribution network expansion planning considering optimal operation of regional integrated energy system[J]. Power System Technology, 2018, 42(11):3459-3470.

作者简介:



李芸漫

李芸漫(1997—),女,四川阿坝人,硕士研究生,主要研究方向为配电网规划(E-mail: 353885030@qq.com);

高红均(1989—),男,重庆人,副教授,博士研究生导师,博士,通信作者,主要研究方向为配电网规划、综合能源系统优化与市场交易等(E-mail: gaohongjun@scu.edu.cn)。

(编辑 任思思)

Multi-stage planning method for urban distribution network considering flexible regulation of integrated energy station

LI Yunman¹, GAO Hongjun¹, LI Haibo², ZHONG Lei¹, TANG Zao¹, LIU Junyong¹

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Sichuan Energy Internet Research Institute Tsinghua University, Chengdu 610213, China)

Abstract: With the development of urban economy and the popularization of electrified end-use energy, the demand for electric load, led by refrigeration electricity, continues to increase and the peak-to-valley difference becomes more and more serious, which causes gradual increasing operation burden of the existing distribution network. In this context, taking IES(Integrated Energy Station) as a multi-energy flow coupling node, the multi-energy coordination and complementary function and power storage peak load shifting function are introduced into distribution network. Taking multi-period load development and characteristics of multi-type loads into account, a multi-stage planning method for distribution network under the regulation of IES is proposed. Based on energy flow structure of IES and its operating mechanism, a two-layer multi-stage planning model of distribution network under multiple load simulation scenarios in different climatic regions is established, which takes optimal investment and operation economy during the total planning period as the objective, takes lines, substations and IES as decision objects. The planning and operation layer model achieves integrated collaborative solution through associated decision variables. The effectiveness and generality of the proposed method are verified by modified IEEE 33-bus distribution network system. Furthermore, the proposed method is applied to an actual 152-bus distribution system in a certain place, the benefit of distribution network planning operation, load peak-valley difference adjustment and IES operation under different load characteristics are analyzed, by which the practical conclusions of the urban distribution network planning method considering IES are obtained.

Key words: distribution network planning; integrated energy station; multi-stage planning; coordination optimization; flexible regulation

附录 A

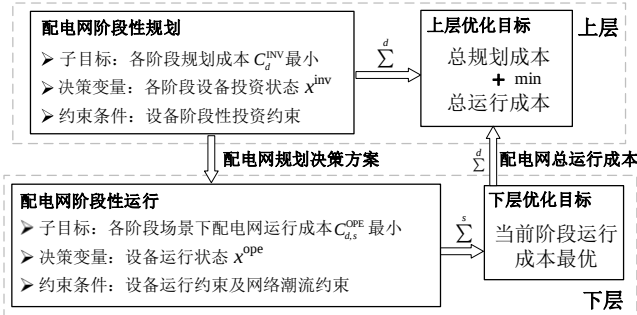


图 A1 配电网规划框架
Fig.A1 Distribution network planning framework

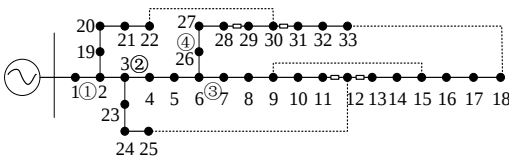


图 A2 修改的 IEEE33 节点系统网架结构
Fig.A2 Structure of modified IEEE 33-node system

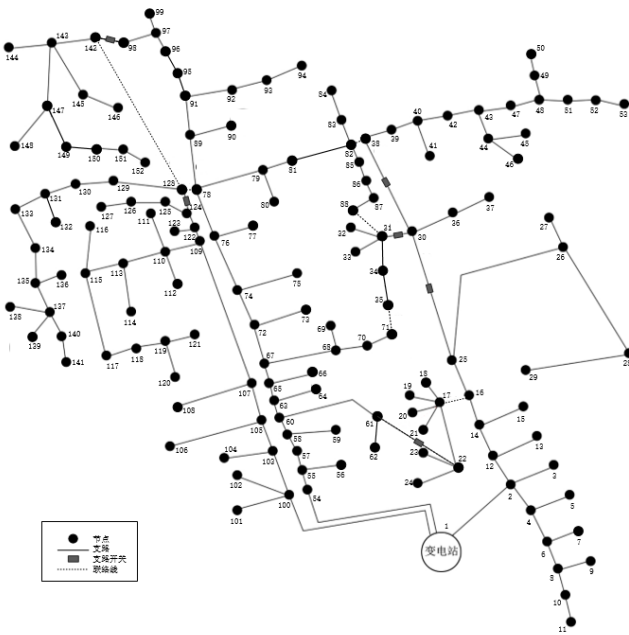


图 A3 152 节点系统网架结构
Fig.A3 Structure of 152-node system

表 A1 152 节点系统算例候选线路信息
Table A1 Information of candidate feeders in 152-node distribution network

候选线路编号	1	2	3	4	5	6
始端节点	1	1	1	2	54	100
末端节点	2	54	100	12	55	103

表 A2 线路待选型号参数

Table A2 Parameters of candidate feeders

类型	单位长度成本/（km·万元 ⁻¹ ）	阻抗值/（Ω·km ⁻¹ ）	最大电流/A
1	17.53	0.8+j0.4	150
2	24.91	0.65+j0.4	170
3	28.25	0.45+j0.4	215

表 A3 IES 能源耦合设备参数

Table A3 Parameter of energy conversion equipment in IES

设备	型号	容量/MW	能效系数	单位成本/万元	设备	型号	容量/MW	能效系数	单位成本/万元
CHP	I	1.0	电：0.28 热：0.55	49.36	EC	I	3	3.5	50.275
	II	0.85	电：0.24 热：0.52	44.2		II	2	3.1	40.25
	III	0.66	电：0.22 热：0.48	40.31		III	1.5	2.7	37.45
	IV	0.42	电：0.20 热：0.45	34.25		IV	0.8	2.4	32.562
GB	I	1.7	0.88	21.08	AC	I	2	1.45	15.46
	II	1.5	0.72	18.24		II	1.75	1.44	12.29
	III	0.84	0.75	16.8		III	1	1.40	9.87
	IV	0.6	0.69	14.25		IV	0.85	1.41	8.243

IES 候选节点：2、25、43、55、74、109、124、142

表 A4 IES 储能设备参数						
Table A4 Parameter of energy storage equipment in IES						
设备类型	热储能			冷储能		
	I	II	III	I	II	III
额定功率/MW	1.0	0.75	0.5	1.0	0.75	0.5
额定容量/($\text{MW} \cdot \text{h}$)	4.5	3.0	2.0	16	12	8
损失系数	0.005	0.004	0.003	0.002	0.0015	0.001
蓄能效率	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
放能效率	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
单位功率价格/万元	1.04	0.9	0.74	6.7	4.3	3.06
单位容量价格/万元	1.04	0.9	0.74	6.7	4.3	3.06

表 A5 IES 设备组合配置规划结果						
Table A5 Planning scheme of IES equipment configuration						
组合	配置容量/MW					
	CHP	GB	AC	EC	CS	HS
1	0.85	0.7	1.75	3	1	0.75
2	0.66	1	1	1.5	0.75	0.5
3	0.42	0.84	0.85	2	0.5	0.5

表 A6 GUROBI 求解信息				
Table A6 GUROBI solving information				
参数	求解结果			
	IEEE 33 节点系统算例		152 节点系统算例	
场景个数	2		2	
单纯形迭代次数	56946		66542	
求解时间/min	11.34		69.83	