

城市高压配电网负荷转供辅助决策关键技术与系统

刘友波¹, 曾宇², 张曦³, 刘畅^{1,4}, 金勇⁵, 刘俊勇¹, 杨翔², 谢卓越²

(1. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065;

2. 中国南方电网有限责任公司超高压输电公司 南宁局, 广西 南宁 530021;

3. 西南石油大学电气信息学院, 四川 成都 610500;

4. 国网四川省电力公司 电力科学研究院, 四川 成都 610041; 5. 国网成都供电公司, 四川 成都 610041)

摘要:城市电网灵活性不足是造成系统调峰与输电阻塞问题的根本原因,为解决这一问题,提出了一种考虑城市高压配电网负荷转供及储能充放电策略的协同优化策略,并开发了一套可实现高压配电网灵活运行调度的在线辅助决策系统。通过分析城市高压配电网的拓扑特点,在其变电单元简化拓扑建模的基础上,分别以最小化220 kV输电网运行成本和110 kV高压配电网负荷削减成本为上、下层目标,建立时序双层优化模型,通过上下层模型的不交替迭代,实现对高压配电网拓扑状态及储能运行状态的求解;基于高压配电网标准化站内接线的电气拓扑聚合通用方法,开发了一套可满足高压配电网灵活调度的运行控制与决策支持系统,以实现城市高压配电网分布式新能源和储能广泛发展的运行方式优化以及调峰与负荷转供策略制定。最后,以某地区电网为例进行方法建模和实用性分析,测试并验证了所提方法的可行性与应用前景。

关键词:变电单元;负荷转供;高压配电网;储能电站;辅助决策系统;双层优化

中图分类号: TM727

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202304028

0 引言

随着高渗透率新能源以及具备源/荷二象性负荷的广泛接入^[1],充裕的灵活运行裕度已成为保障城市电网安全可靠运行的必要条件。然而,由于城市电网在以往规划中并未考虑系统运行对于灵活性的需求,当前运行中各类因规划缺陷而导致的灵活性不足问题凸显^[1]。在未来分布式新能源高比例渗透、负荷分布不均衡性进一步加剧的背景下,灵活裕度受限所导致的城市电网局部区域局部时段的新能源消纳、供电能力不足、输电阻塞频繁等问题将更加严重^[2]。

高压配电网站间联络丰富,网架结构灵活,拓扑重构具备广域时间尺度上的灵活调控能力。运行期间,对于在城市220 kV网络结构上极易出现输电线路过载的问题,调度方面通常采用110 kV高压配电网重构的方式来进行负荷转供,再配合切负荷操作来解决^[3]。近年来,针对高压配电网负荷转供的研究也受到了广泛关注。文献[4]通过构建110 kV高压配电网“源”、“荷”网络关系的简约表达方式,提出了利用负荷转供的阻塞管控策略以解决城市220 kV

输电断面的阻塞问题;文献[5]提出了计及高压配电网转供能力的220 kV片区电网供电能力计算模型,以最大限度发挥高压配电网的供电潜力;文献[6]提出了一种以高压配电网重构为手段的220 kV输电网安全概率评估模型。上述文献分别从高压配电网模型的简化表达及评估方法的实用性方面进行创新,通过建立高压配电网重构优化模型,实现城市输电线路容量的动态提升,以盘活高压配电网运行灵活性。然而,高渗透新能源及随机负荷的广泛接入使得城市电网供需时空分布变化愈发频繁,不仅加剧了城市电网的线路过载风险,还限制了新能源的外送能力,运行人员不得不频繁调整高压配电网拓扑结构以缓解系统运行压力,进而带来了较大的安全隐患。

随着储能技术的发展,多个省网公司已在城市电网各片区内开展储能电站的部署^[7],储能电站快速响应的调控能力可满足城市电网在时空维度上的弹性、灵活性需求,当前的研究工作主要围绕储能与不同灵活性资源的联合优化调度进行。文献[8]针对多微网系统的经济调度,提出了一种计及耗能用户需求响应和共享储能的协同优化策略;文献[9]为解决当前配电网灵活性不足的问题,研究基于电动汽车充电、储能及可中断负荷的协同调度策略,以提升配电网灵活适应性,然而未考虑到网架重构作为一种网络型灵活资源对于提升系统灵活性的积极作用^[10];文献[11]提出了一种考虑储能并网下的配电网重构风险规避策略,以进一步降低系统的运行风险,但未能保证求解的鲁棒性;文献[12]在储能配置

收稿日期:2022-09-22;修回日期:2023-01-30

在线出版日期:2023-05-05

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51977133);国网四川省电力公司科技项目(52199718001J)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51977133) and the Science and Technology Project of State Grid Sichuan Electric Power Company(52199718001J)

过程中充分发挥电力系统发电侧各灵活性资源的潜能,在保证投资经济性的同时,兼顾系统灵活性的提升需求;文献[13]从缓解输电阻塞、提升能源消纳能力2个灵活性维度出发,提出了一种考虑储能调度和网架拓扑优化的网络约束机组组合模型,该方法虽充分发挥了储能有序充放电及网架拓扑优化在提高电网灵活性方面所具有的协同效应,但忽略了网络拓扑的频繁操作将会引起断路器的性能下降、运行成本提高、拓扑时序变化所带来的运行风险等问题。

基于上述研究,为盘活高压配电网运行灵活性,降低运行风险,本文提出了一种考虑高压配电网负荷转供及储能充放电策略的协同优化策略,通过储能灵活充放电动态提升线路容量,从而避免高压配电网频繁控制,并进行城市高压配电网调峰策略优化与负荷转供辅助决策系统的研发工作,为调度人员提供“沙盘模拟”,以实现城市高压配电网分布式新能源和储能广泛发展的运行方式优化以及调峰与负荷转供策略制定。

1 高压配电网辅助决策需求分析

近年来,在分布式新能源与储能广泛发展的背景下,城市电网朝着智能化、数字化、自动化的方向建设发展,在升级换代的过程中面临着更为严峻的挑战,旧问题尚未完全解决,新问题接踵而至,主要体现在以下几个方面。

1)城市电网形态结构朝着多样化发展,调度对象和场景日益复杂多样。在储能电站和新能源日益广泛接入导致潮流随机性增大、调度非计划性增强等复杂场景下,现有辅助决策系统难以为风险量化分析提供运行控制与决策支持。

2)城市电网供电需求与灵活性不足的矛盾日益凸显。电动汽车的普及以及清洁能源的广泛渗透,城市电网受限于有限的灵活调节资源,导致供需时空分布变化愈发频繁,运行风险进一步加剧^[14]。当前,城市电网需要提供更充裕的输电备用容量和更强的灵活调节能力。

3)新形态城市电网规划设计与运行评价耦合度较低。在新型电力系统建设的背景下,规划元素日益多样化,由于当前缺乏为城市电网的精细化规划提供可靠运行推演的工具,城市电网规划配置与运行控制未能深度耦合,无法满足未来多样化分布式电源和多元化负荷的快速发展需求^[15]。

4)大量电气新设备广泛应用下传统信息模型低效率问题凸显。传统公共信息模型(common information model, CIM)采用无差异化的元件描述,虽提高了自动化系统的开发效率,但忽略了高压配电网在拓扑结构、运行调整、计算需求、可视化等方面与

输电系统的本质差异^[16],难以满足上层计算的高级应用需求。

2 高压配电网信息模型体系与构造

城市电网通常采用由220 kV输电网、110 kV高压配电网及110 kV以下电压等级中低压配电网所组成的骨干网络结构,其结构见附录A图A1。由于缺乏用于调节潮流分布的可控装置,城市电网阻塞管理往往是通过调整高压配电网灵活的拓扑结构对负荷进行转移,同时配合负荷削减的方式进行。因此,高压配电网对保障城市电网的安全运行起着重要的作用。

然而,当前地区调度系统采取传统物理建模思路所构造的CIM,由于缺乏对高压配电网模型的简化再处理,对物理设备的信息描述过于精确,给地区调度的工作人员带来了较大的信息处理负担,因此,有必要构建满足其灵活运行需求的模型体系,在灵活表达其运行方式的同时,实现模型特征的简化提取,以减少后续高级应用时需关注的设备状态与电气接线细节^[16],便于后续基于图模一体化运行控制与决策支持系统的开发,为地区电网的灵活调度运行提供重要的理论与技术支撑。

2.1 信息模型构造

高压配电网设备种类繁多,运行方式多样。针对设备元件不同的物理属性,结合高压配电网运行特点,采用面向CIM的对象封装方法构建其功能结构化模型^[16],将变电站内实现能量传递的高低电压设备组定义为变电单元的概念,并进一步划分为配电容量单元(distribution capacity unit, DCU)类和实际负载单元(actual load unit, ALU)类。DCU类作为变电站内相关设备的集合,ALU类作为变电站内负荷母线、馈线开关等设备的集合,通过继承原有类关联的全部属性,两者所包含设备如表1所示。

表1 2类变电单元所包含的设备
Table 1 Equipment contained in two types of transformer units

变电单元	所包含设备
DCU	110 kV 变压器及其高、中压侧开关 / 刀闸, 110 kV 高压母联开关, 110 kV 高压母线, 电压互感器
ALU	10 kV 中压母线, 10 kV 中压母联开关, 电压互感器, 无功补偿装置, 10 kV 中压馈线负荷

由表1可知,DCU用于描述任意时刻的系统方式与结构,ALU用于描述任意时刻的负荷位置与状态^[16]。

2.2 模型解析聚合

梳理通用信息模型的解析聚合过程,采用面向CIM的对象封装方法,其具体流程如下(流程图见附

录A图A2):

1)采用SAX流解析方式,以变电站为单位,通过调用相关函数提取其属性并以该身份标识(identity, ID)为索引,将同一变电站下的全部设备聚合为一个数组,从而实现对CIM文件的解析^[16];

2)解析属性过程中,通过将变电站ID属性值转换为浮点数的方式实现对象属性的直接赋值;

3)分别抽取数组中变压器模型的成员变压器绕组、母联开关模型的端点作为起点和终点,基于深度搜索技术,将搜索过程中各设备连接点进行合并形成拓扑岛,通过分配新ID,即可形成变电单元模型中的DCU和ALU^[16];

4)通过对静态元件的深度搜索形成变电单元模型后,按索引为高、中压母联开关及变压器两侧开关的实时状态值进行赋值^[16];

5)基于变电单元的类型构造方法,获取各关键元件的运行状态信息,按照新定义的变电单元通用信息模型,实现电网运行方式的再解读。

3 计及储能与负荷转供灵活调节的双层优化模型

目前,输电系统运营商(transmission system operator, TSO)实现阻塞管理的方式往往是通过向配电系统运营商(distribution system operator, DSO)释放运行约束,并通过优化高压配电网拓扑状态以满足安全运行需求的方式进行。因此,结合实际调度方式,通过定义输配电网运行边界,构建TSO-DSO时序双层优化模型,在上层模型中,考虑220 kV输电网络安全运行及储能充放电约束所得到的运行边界,用于计算下层每一个高压配电网分组的最优拓扑状态,上下层模型间通过交替迭代的方式进行求解,具体说明如下。

3.1 上层优化模型

为求解输配电网接口的运行边界,考虑储能电站的灵活充放能力,在满足输电网安全运行约束的前提下,以最小化发电成本及总转移容量 C^{ope} 为目标,其数学模型描述如下:

$\min C^{ope} =$

$$\sum_{t \in T} \left(c^{LTA} \sum_{(i,k) \in C^{T-H}} |\Delta p_{ik,t}^{LTA,y}| + c^{RES} \sum_{i \in N^{RES}} \Delta p_{i,t}^{RES,y} + c^g \sum_{i \in N^g} p_{i,t}^{g,y} \right) \quad (1)$$

式中: T 为优化时间集合; i,k 为节点编号; c^{LTA} 、 c^{RES} 、 c^g 为成本系数; $\Delta p_{ik,t}^{LTA,y}$ 为第 y 次迭代过程中 t 时刻节点间的转移容量; $\Delta p_{i,t}^{RES,y}$ 为第 y 次迭代过程中 t 时刻新能源机组的切机量; $p_{i,t}^{g,y}$ 为第 y 次迭代过程中 t 时刻发电机的有功出力; N^{RES} 、 N^g 分别为新能源机组和传统发电机组所在的输电网节点集合; C^{T-H} 为220 kV输电网与110 kV高压配电网接口区域联络线集合。

1)潮流平衡约束。

$$\begin{cases} p_{i,t}^{g,y} + p_{i,t}^{ESS,y} + p_{i,t}^{RES,y} - p_{i,t}^{d,y} = \\ G_{ii} c_{ii,t}^y + \sum_{i,j \in B^T} (G_{ij} c_{ij,t}^y - B_{ij} s_{ij,t}^y) & i,j \in B^T \quad (2) \\ q_{i,t}^{g,y} - q_{i,t}^{d,y} = -B_{ii} c_{ii,t}^y + \sum_{i,j \in B^T} (-B_{ij} c_{ij,t}^y - G_{ij} s_{ij,t}^y) \end{cases}$$

式中: j 为节点编号; B^T 为220 kV输电网节点集合; $q_{i,t}^{g,y}$ 为第 y 次迭代过程中 t 时刻发电机的无功出力; $p_{i,t}^{ESS,y}$ 、 $p_{i,t}^{RES,y}$ 分别为第 y 次迭代过程中 t 时刻储能设备和新能源机组的有功出力; $p_{i,t}^{d,y}$ 、 $q_{i,t}^{d,y}$ 分别为第 y 次迭代过程中 t 时刻节点的有功和无功负荷; G_{ii} 、 B_{ii} 分别为节点的电导和电纳; G_{ij} 、 B_{ij} 分别为节点 i,j 间的电导和电纳; $c_{ii,t}^y$ 、 $c_{ij,t}^y$ 、 $s_{ij,t}^y$ 为中间变量,其具体意义及约束如下。

$$c_{ii,t}^y = |V_{i,t}^y|^2 \quad i \in B^T \quad (3)$$

$$c_{ij,t}^y = |V_{i,t}^y| |V_{j,t}^y| \cos \theta_{ij,t} \quad i,j \in B^T \quad (4)$$

$$s_{ij,t}^y = -|V_{i,t}^y| |V_{j,t}^y| \sin \theta_{ij,t} \quad i,j \in B^T \quad (5)$$

$$(c_{ij,t}^y)^2 + (s_{ij,t}^y)^2 \leq c_{ii,t}^y c_{jj,t}^y \quad i,j \in B^T \quad (6)$$

式中: $|V_{i,t}^y|$ 、 $|V_{j,t}^y|$ 分别为第 y 次迭代过程中 t 时刻变电单元节点 i,j 的电压幅值; $\theta_{ij,t}$ 为第 y 次迭代过程中 t 时刻节点 i,j 电压的相位差。式(6)为松弛后的二阶锥约束。

2)安全运行约束。

$$V_{i,\min}^2 \leq c_{ii,t}^y \leq V_{i,\max}^2 \quad i \in B^T \quad (7)$$

$$(p_{ij,t}^y)^2 + (q_{ij,t}^y)^2 \leq (S_{ij}^{\max})^2 \quad i,j \in B^T \quad (8)$$

$$p_i^{g,\min} \leq p_{i,t}^{g,y} \leq p_i^{g,\max} \quad i \in B^T \quad (9)$$

式中: $V_{i,\max}$ 、 $V_{i,\min}$ 分别为节点电压的上、下限; $p_{ij,t}^y$ 、 $q_{ij,t}^y$ 分别为第 y 次迭代中 t 时刻流过线路 (i,j) 的有功和无功功率; S_{ij}^{\max} 为线路容量上限; $p_i^{g,\max}$ 、 $p_i^{g,\min}$ 分别为发电机出力的上、下限。式(7)为电压幅值平方的约束;式(8)为线路容量约束;式(9)为发电机出力约束。

3)功率转移约束。

$$p_{i,t}^{d,y} = \sum_{(i,k) \in C^{T-H}} (p_{ik,t}^y + \Delta p_{ik,t}^{LTA,y}) \quad i \in B^T \quad (10)$$

$$q_{i,t}^{d,y} = \sum_{(i,k) \in C^{T-H}} (q_{ik,t}^y + \alpha \Delta p_{ik,t}^{LTA,y}) \quad i \in B^T \quad (11)$$

$$\sum_{(i,k) \in C^{T-H}} \Delta p_{ik,t}^{LTA,y} = 0 \quad i \in B^T \quad (12)$$

式中: α 为无功功率系数。式(10)、(11)为 t 时刻节点 i 的负荷转移约束,即节点 i 的负荷大小等于与该节点相连的所有输配电网接口功率之和以及该节点发生的转移容量之和;式(12)为高压配电网区域内的功率转移约束,对于不同高压配电网区域,其内部的总转移功率为0,即当从某一个节点转出负荷时,必有某个节点转入相同功率的负荷。

4)储能运行约束。

$$p_{i,t}^{ESS,y} = p_{i,t}^{dis,y} - p_{i,t}^{ch,y} \quad i \in N^{ESS} \quad (13)$$

$$0 \leq p_{i,t}^{\text{ch},y} \leq P_s \mu_{i,t}^{\text{ch},y} \quad i \in N^{\text{ESS}} \quad (14)$$

$$0 \leq p_{i,t}^{\text{dis},y} \leq P_s \mu_{i,t}^{\text{dis},y} \quad i \in N^{\text{ESS}} \quad (15)$$

$$0 \leq \mu_{i,t}^{\text{ch},y} + \mu_{i,t}^{\text{dis},y} \leq 1 \quad i \in N^{\text{ESS}} \quad (16)$$

$$S_{i,t}^y = S_{i,t-1}^y + (\eta^{\text{ch}} p_{i,t}^{\text{ch},y} - \eta^{\text{dis}} p_{i,t}^{\text{dis},y}) \Delta t / E_s \quad i \in N^{\text{ESS}} \quad (17)$$

$$S_{\min} \leq S_{i,t}^y \leq S_{\max} \quad i \in N^{\text{ESS}} \quad (18)$$

式中: $p_{i,t}^{\text{ch},y}$ 、 $p_{i,t}^{\text{dis},y}$ 分别为第 y 次迭代过程中 t 时刻储能的充、放电功率; N^{ESS} 为储能电站所连接的输电网节点集合; η^{ch} 、 η^{dis} 分别为储能充、放电效率; $\mu_{i,t}^{\text{ch},y}$ 、 $\mu_{i,t}^{\text{dis},y}$ 分别为第 y 次迭代过程中 t 时刻储能的充、放电状态变量; $S_{i,t}^y$ 为第 y 次迭代过程中 t 时刻储能荷电状态值; Δt 为单位时间; S_{\max} 、 S_{\min} 分别为储能荷电状态上、下限值; P_s 、 E_s 分别为储能额定功率、容量。

通过求解上层模型,根据优化后得到的转移容量 $\Delta p_{ik,t}^{\text{LTA},y}$,可得到不同高压配电网区域的运行边界,其表达式如下:

$$p_{ik,t}^{\text{OB},y} = \begin{cases} p_{ik,t}^{y-1} + \Delta p_{ik,t}^{\text{LTA},y} & \Delta p_{ik,t}^{\text{LTA},y} < 0 \\ p_{ik,t}^{\text{OB},y-1} & \Delta p_{ik,t}^{\text{LTA},y} \geq 0 \end{cases} \quad (i,k) \in C^{\text{T-H}} \quad (19)$$

式中: $p_{ik,t}^{\text{OB},y}$ 为第 y 次迭代过程中 t 时刻高压配电网区域的运行边界,其值决定了 t 时刻连接 220 kV 输电网与 110 kV 高压配电网线路(输配电网接口)功率的最大值,其随着上层模型的优化而不断迭代更新,并将其作为约束对高压配电网负荷转供策略不断进行调整,直至上层输电线路阻塞风险消除为止。

3.2 下层高压配电网重构模型

基于上层模型所求解得到的时序运行边界 $p_{ik,t}^{\text{OB},y}$,为确定区域内高压配电网的最优拓扑状态,下层模型以最小化切负荷成本 f_n 为目标,其数学模型描述如下:

$$\min f_n = \sum_{t \in T} \sum_{k \in B^{\text{H}}} \Delta p_{k,t}^{\text{LCA},y} \quad (20)$$

式中: B^{H} 为 110 kV 高压配电网变电单元节点集合; $\Delta p_{k,t}^{\text{LCA},y}$ 为第 y 次迭代过程中 t 时刻变电单元的负荷削减量。式(20)保证了在转供过程中尽可能少地切除负荷。

1) 功率平衡约束。

$$p_{k,t}^{\text{d},y-1} - \Delta p_{k,t}^{\text{LCA},y} = \sum_{(i,k) \in C^{\text{T-H}}} (p_{ik,t}^y - \tilde{I}_{ik,t}^y r_{ik}) + \sum_{(m,k) \in C^{\text{H}}} (p_{mk,t}^y - \tilde{I}_{mk,t}^y r_{mk}) - \sum_{(k,l) \in C^{\text{H}}} p_{kl,t}^y \quad k \in B^{\text{H}} \quad (21)$$

$$q_{k,t}^{\text{d},y-1} - \delta \Delta p_{k,t}^{\text{LCA},y} = \sum_{(i,k) \in C^{\text{T-H}}} (q_{ik,t}^y - \tilde{I}_{ik,t}^y x_{ik}) + \sum_{(m,k) \in C^{\text{H}}} (q_{mk,t}^y - \tilde{I}_{mk,t}^y x_{mk}) - \sum_{(k,l) \in C^{\text{H}}} q_{kl,t}^y \quad k \in B^{\text{H}} \quad (22)$$

式中: l 为节点编号; C^{H} 为高压配电网区域线路集合; $\tilde{I}_{ik,t}^y$ 、 $\tilde{I}_{mk,t}^y$ 分别为第 y 次迭代过程中 t 时刻流经线路 (i,k) 、 (m,k) 电流幅值的平方; r_{ik} 、 x_{ik} 和 r_{mk} 、 x_{mk} 分别为线路 (i,k) 、 (m,k) 的电阻和电抗; $p_{kl,t}^y$ 、 $q_{kl,t}^y$ 和 $p_{mk,t}^y$ 、 $q_{mk,t}^y$ 分别为第 y 次迭代过程中 t 时刻流经线路 (k,l) 和线

路 (m,k) 的有功、无功功率。关于输配电网接口及高压配电网中的电压、电流和功率所满足的二阶维约束,具体见文献[17]。

2) 高压配电网辐射状约束。

$$\sum_{(i,k) \in C^{\text{T-H}}} z_{ik,t}^y + \sum_{(m,k) \in C^{\text{H}}} z_{mk,t}^y = 1 \quad (23)$$

$$z_{ii,t}^y \equiv 0 \quad k \in B^{\text{H}}, i \in B^{\text{T}}, (i,k) \in C^{\text{T-H}} \quad (24)$$

$$0 \leq z_{mk,t}^y + z_{km,t}^y \leq 1 \quad (m,k) \in C^{\text{H}} \quad (25)$$

式中: $z_{ik,t}^y$ 为表征第 y 次迭代过程中 t 时刻线路状态的 0-1 变量,若其值为 1 则表示线路 (i,k) 连通,功率由节点 i 流向节点 k ,若其值为 0 则表示线路 (i,k) 不连通, $z_{mk,t}^y$ 含义类似;“ \equiv ”表示恒等于。式(23)表示任一高压配电网节点 k 有且仅有 1 个父节点,以保证每个节点在每个时刻仅存在 1 个流入功率;式(24)表示在输配电网接口中,功率方向只能是由输电网流向高压配电网。

3) 负荷削减约束。

$$0 \leq \Delta p_{k,t}^{\text{LCA},y} \leq \Delta p_{k,t}^{\text{LCA},\max} \quad k \in B^{\text{H}} \quad (26)$$

式中: $\Delta p_{k,t}^{\text{LCA},\max}$ 为节点所允许的最大负荷削减量。

4) 线路功率约束。

$$\begin{cases} 0 \leq p_{mk,t}^y \leq z_{mk,t}^y P_{mk}^{\max} \\ 0 \leq I_{mk,t}^y \leq z_{mk,t}^y I_{mk}^{\max} \end{cases} \quad (m,k) \in C^{\text{H}} \quad (27)$$

$$\begin{cases} 0 \leq p_{ik,t}^y \leq z_{ik,t}^y P_{ik}^{\text{OB},y} \\ 0 \leq I_{ik,t}^y \leq z_{ik,t}^y I_{ik}^{\max} \end{cases} \quad (i,k) \in C^{\text{T-H}} \quad (28)$$

式中: P_{mk}^{\max} 为流经线路 (m,k) 的最大有功功率值; I_{mk}^{\max} 、 I_{ik}^{\max} 分别为流经线路 (m,k) 和线路 (i,k) 的最大电流值。式(27)、(28)分别表示对高压配电网线路及输配电网接口内的有功功率和电流幅值进行限制,其中运行边界 $p_{ik,t}^{\text{OB},y}$ 由上层模型计算得到,通过不断修改 $p_{ik,t}^{\text{OB},y}$,从而驱动高压配电网进行负荷转供,在满足运行边界的同时,最小化切负荷成本。

3.3 求解流程

采用交替迭代的方式实现对所建双层模型的优化求解,以获取高压配电网负荷转供与储能电站的时序协同优化策略,求解流程如下(流程图见附录 A 图 A3)。

首先,通过所获取的网络参数进行潮流计算得到系统 24 h 的运行状态,包括输配电网初始运行边界 $p_{ik,t}^{\text{OB},y}$ 及接口功率 $p_{ik,t}^y$,其中初始运行边界 $p_{ik,t}^{\text{OB},y}$ 定义为线路 (i,k) 的传输容量。若 220 kV 输电网中存在线路过载现象,则进行上层模型的优化,求解时序运行边界 $p_{ik,t}^{\text{OB},y}$ 及储能充放电策略,并基于所求得的时序运行边界 $p_{ik,t}^{\text{OB},y}$ 获取下层高压配电网分组负荷转供策略,此时输配电网接口功率完成更新,若判断 220 kV 输电网中仍存在阻塞现象,则反复迭代直至输电线路过载现象消除为止。

算法迭代的收敛条件为运行边界不再发生变

化。由式(19)可知,在迭代过程中,运行边界的取值是不断下降的,当降低到一定程度时,算法将通过切负荷的手段来缓解阻塞。当负荷水平降低时,线路负载率水平必然会降低。由于转移容量作为目标函数的一部分,当线路阻塞全部消除时,转移容量必然为0,此时运行边界不再发生变化,算法收敛。该方法仅需要求解运行边界变化时的高压配电网重构模型,可有效降低计算时间,便于在线应用。

4 系统架构设计与功能实践

以具备68座110 kV变电站及23座220 kV变电站的地区电网为实例对象进行系统搭建。该区域高压配电网输变电容量约为5680 MV·A,供电面积约为2500 km²,约占系统总规模的1/3。基于该地区调度自动化系统中所截取的CIM数据文件,该运行控制与决策支持系统采用所开发的高压配电网通用信息模型,可实现与现有CIM数据库、计算模型间的信息交互,以协同优化、辅助调控为核心,从而支撑地区调度的运行优化,其体系架构如图1所示。图中,FU表示功能单元,是DCU和ALU的统称。

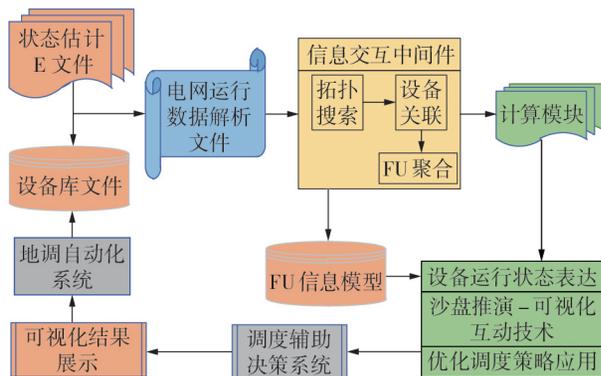


图1 体系架构

Fig.1 System architecture

结合城市高压配电网的运行特性,从工程实践应用的角度出发,该系统可实现设备运行状态表达,沙盘推演-可视化互动,优化调度策略应用,检修集中状态下的最优转供策略制定,基于预案生成、查询、反演的图模一体化^[18],报表智能形成等功能,包含用户管理、基础信息展示、调度控制、数据管理等模块,具体功能如附录B图B1所示。

4.1 设备运行状态表达

考虑到高压配网站内外接线、运行方式复杂,为突出重点,以典型内桥接线/单母线分段接线为例,其运行状态可分为“正常运行”“变压器分列运行”“高压母线运行-变压器停役”“高压母线-变压器均停役”4类典型运行方式;上述状态下的高压配电网采用所定义的变电单元类予以描述,可得到如附录B图B2所示的高压配电网变电单元典型方式。

基于上述所开发的变电单元通用信息模型,在扩展CIM聚合操作的基础上实现其可视化及高级应用界面,相比于传统地区调度系统的表达方式,具备如下优势:

1)基于规范化的变电单元类,可实现系统厂站图等多个图层间的综合显示,在实现对设备维度降维的同时,更加符合调度员在实际工作中的分析思维与操作习惯;

2)所应用的110 kV系统涉及2604个开关量,通过对信息物理模型的简化抽取及高效聚合,全局所需关注状态量压缩至372个,在实现决策变量降维的同时,可提升地区调度对关键运行指标的把控能力。

4.2 算例分析

4.2.1 算例系统说明

以某城市电网为例验证所提方法的有效性。该系统共包含23座220 kV变电站、28条220 kV输电线路、100个110 kV高压配电网节点、140条110 kV线路、60个输配电网接口,峰值负荷达到2232.8 MW,拓扑结构见附录C图C1。其中,高压配电网共分为26个组别,如图C1中阴影部分所示。假设储能电站、大规模集中式光伏电厂通过220 kV电压等级的输电网并网,两者在该系统中的配置分别见附录C表C1和表C2,储能配置容量为400 MW·h,光伏电厂最大出力功率为300 MW。

4.2.2 测试结果

为验证本文方法的优越性,拟设置如下3种场景。场景1:仅考虑高压配电网负荷转供策略。在该场景下,储能不参与运行优化,仅通过负荷转供满足电网安全运行约束,优化前后线路运行状况如附录D图D1所示,由图可知,若不采取任何手段,则部分线路在某些时段存在严重的过载状况,当采取高压配电网负荷转供后,线路重过载的情况得到一定程度的缓解。场景2:仅考虑储能优化策略。在该场景下,仅通过储能充放电策略满足电网安全运行约束,优化后线路运行状况如附录D图D2所示,由图可知,仅通过储能的充放电策略同样能将线路负载率限制在最大容许范围内。场景3:考虑高压配电网负荷转供及储能充放电策略的协同优化策略,即本文所提协同优化策略。优化前后线路运行状况如附录D图D3所示。由图可知,优化后的线路负载率均在最大容许范围内,输电网过载进一步得到缓解。3种场景下的负荷转移容量、清洁能源消纳情况以及切负荷量对比如表2所示。

由表2可知,场景1仅考虑高压配电网负荷转供,弃光量达234.45 MW·h;场景2仅考虑储能充放电策略,弃光量较场景1有所下降;而场景3同时考

表 2 优化结果对比

Table 2 Comparison of optimization results

场景	总转移容量 / (MW·h)	总弃光量 / (MW·h)	总切负荷量 / (MW·h)
1	94.89	234.45	0
2	—	203.67	0
3	35.32	0	0

考虑高压配电网负荷转供及储能充放电策略,仅有 1 个高压配电网分组发生重构,实现了清洁能源及负荷全部消纳。

由上述分析可知,仅考虑高压配电网负荷转供或储能充放电策略,其控制代价较大且效果有限。一方面,仅依靠负荷转供的调控方式难以避免频繁的倒闸操作,存在运行风险;另一方面,仅依靠储能调节会因频繁的充放电而降低储能的使用寿命,从而削弱其经济性。而采用本文所提考虑储能充放电策略及高压配电网负荷转供协同控制后,可进一步提升清洁能源及负荷消纳力度,同时可降低负荷转供频次,究其原因,这是因为储能电站灵活的充放电功率调节和供蓄能力能够动态提升线路容量,在降低负荷转移成本的同时可保证连续断面下各个局部都留有充足的供电裕度,以应对系统在调峰期间复杂的运行工况,避免频繁的负荷转供风险。

4.2.3 计算效率对比

选取某时间断面,从计算时间和性能表现两方面,对本文所构建的双层优化模型与传统计算模型进行对比,可得到如下结论。

1) 上层优化模型:本文构建的上层优化模型所需计算时间仅为 6.43 s,符合在线应用需求,且最优目标函数也在可接受范围内,表明需要较少的转移容量即可消除输电线路过载。

2) 下层优化模型:本文首先将高压配电网进行分组,并采用分布式求解的方式求解每一个分组内的负荷转供问题,为验证本文所提模型带来的计算性能提升,将该模型记为模型 1,并将集中式优化模型(即一次优化全部高压配电网拓扑)记为模型 2,采用 CPLEX 求解器求解,得到模型 1 迭代 2 次的总计算时间为 3.67 s,模型 2 的总计算时间不小于 1 h。由此可知,传统集中式优化模型所需优化时间较长,无法在 1 h 内给出优化结果,而本文所提方法采用分布式并行的计算方式,可实现对每个分组重构模型的独立求解,仅需迭代 2 次,3.67 s 即可完成优化,计算效率进一步提高,更适合在线应用。

4.3 沙盘推演—可视化互动

传统地区调度系统大多依赖于调度人员知识经验的调控方式,不仅难以挖掘高压配电网调控能力,更无法实现多目标配电网方式调整的自动优化,难以实现某一断面的计算态分析,还可能加剧系统的

潜在运行风险。沙盘推演作为模拟实战演练的分析工具,可结合可视化互动技术,通过整合当前高压配电网现有灵活调控资源,构建完整的可观调控信息平台,为高压配电网处于复杂运行场景下的方式调整提供快速分析及调控支撑,从而辅助运行人员正确决策^[19]。

4.3.1 线路过载缓解场景

该辅助决策系统可支撑城市高压配电网复杂运行场景下的优化调度。以线路过载缓解场景为例,通过选择操作时间段及执行不同优化策略,使得系统运行风险得到有效缓解,其可视化应用如附录 E 图 E1(a) 所示。优化后的拓扑图上将显示更新后的设备状态信息,以储能设备为例,可方便查阅包括其站名、所属 ID、额定容量 / 功率、当前充放电功率、电池荷电状态等信息,通过点击拓扑图上的储能站点标识,也可将其运行状况以曲线图、柱状图的方式进行展示。同时,左下角窗口可展示转供过程中所涉及的开关动作序列信息,通过点击开关名称,可定位到拓扑图上开关的对应位置,并支持以 Excel 报表的形式将系统运行简报导出至客户端,方便调度人员查阅,其可视化应用如附录 E 图 E1(b)、(c) 所示。

4.3.2 主变停电检修场景

由于转供过程中涉及大范围的负荷转移,高压开关的时序操作往往伴随着较大的潜在风险^[20]。为提高城市高压配电网检修及运行方式调整下的灵活可靠性,实现检修集中状态下的最优转供策略制定,该辅助决策系统可结合该地区实际情况制定设备检修的推演预案,通过时间选择可模拟当天任意时刻的检修计划安排,该过程中充分考虑了转供时序的操作风险,通过设置转供风险约束,将不满足约束的开关序列排除,辅助调度人员在可行解中快速、精准地找到一组较优的、可操作的开关序列。其操作界面如附录 E 图 E2 所示,针对该地区 110 kV 主变的检修停电场景,在选择合适的检修时间段后进行模拟检修操作,将其变压器及旁路开关设置为检修状态,此时该台主变的可视化状态由蓝色实线圈转变为红色虚线圈,通过执行不同优化策略模拟系统检修运行下的工况,根据前后潮流及运行状态的变化进行预案的操作分析^[21],为调度人员提供检修停电事件下的模拟沙盘运行。该检修预案的过程推演主要包括检修前运行状态评估、检修设备设置、检修状态下的最优转供策略制定 3 个环节。

5 结论

本文提出了考虑储能充放电策略及高压配电网负荷转供的协同优化策略,并从自动化信息模型与工程应用的角度出发,研发满足高压配电网灵活调

度的运行控制与决策支持系统,主要结论如下。

1)所提协同优化策略可实现清洁能源及负荷的全部消纳,与仅考虑单一调节手段的优化策略相比,其优化效果更加明显。由测试算例可知,负荷转移容量由 94.89 MW·h 下降为 35.32 MW·h,同比下降了 62.8%,表明考虑储能充放电策略后,高压配电网负荷转移容量显著降低,从而有效避免高压配电网开关频繁动作,降低运行风险。

2)所开发系统适用于高压配电网检修及运行方式调整下的转供时序操作判定,灵活适应调度人员检修及运行方式调整,可实现城市高压配电系统分布式新能源及储能广泛发展的运行方式优化以及错峰与负荷转供策略制定。

随着未来城市新能源设备和新型电气传输形态的高渗透式应用,如何在更精细电网模型条件下,制定更为合理的城市高压配电网多维度优化运行策略,探索基于新型变电单元的城市电网运行方式及辅助决策方法将是下一步的研究重点。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 鲁宗相,李海波,乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J]. 电力系统自动化,2016,40(13):147-158.
LU Zongxiang,LI Haiibo,QIAO Ying. Power system flexibility planning and challenges considering high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(13):147-158.
- [2] 边晓燕,孙明琦,董璐,等. 计及灵活性聚合功率的源-荷分布式协调调度[J]. 电力系统自动化,2021,45(17):89-98.
BIAN Xiaoyan,SUN Mingqi,DONG Lu,et al. Distributed source-load coordinated dispatching considering flexible aggregated power[J]. Automation of Electric Power Systems,2021,45(17):89-98.
- [3] 金勇,刘友波,刘俊勇,等. 基于转供逻辑约束的城市电网运行阻塞控制模型[J]. 电力系统自动化,2016,40(23):77-85.
JIN Yong,LIU Youbo,LIU Junyong,et al. Operation congestion management model for urban power grids based on load transfer logical constraints[J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(23):77-85.
- [4] 张曦,吕林,金勇,等. 基于高压配电网变电单元分组重构的城市电网输电阻塞管控模型及算法[J]. 中国电机工程学报,2016,36(20):5403-5413,5716.
ZHANG Xi,LÜ Lin,JIN Yong,et al. Urban power grid transmission congestion management and control model and algorithm based on grouping reconstruction of substation units in high voltage distribution network[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(20):5403-5413,5716.
- [5] 张曦,刘友波,吕林,等. 计及高压配电网负荷转供的城市220 kV片区电网供电能力分析[J]. 电网技术,2017,41(5):1612-1620.
ZHANG Xi,LIU Youbo,LÜ Lin,et al. Analysis of power supply capacity of urban 220 kV power grid considering load transfer of high voltage distribution network[J]. Power System Technology,2017,41(5):1612-1620.
- [6] 杨昕然,吕林,许立雄,等. 考虑弹性裕度的城市输电网安全概率评估[J]. 电网技术,2019,43(2):705-713.
YANG Xinran,LÜ Lin,XU Lixiong,et al. Safety probability assessment of urban transmission network considering elastic margin[J]. Power System Technology,2019,43(2):705-713.
- [7] 陈刚,黄杨,丁理杰,等. 考虑高压配电网转供能力的储能电站双层规划模型[J]. 电力建设,2021,42(1):85-95.
CHEN Gang,HUANG Yang,DING Lijie,et al. Bi-level programming model of energy storage power station considering transfer capability of high voltage distribution network[J]. Electric Power Construction,2021,42(1):85-95.
- [8] 徐艳春,刘海权,孙思涵,等. 计及需求响应和共享储能的多微网系统双层优化调度[J/OL]. 电力自动化设备. [2022-09-22]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202208039>.
- [9] 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):1-8.
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):1-8.
- [10] 高庆忠,赵琰,穆昱壮,等. 高渗透率可再生能源集成电力系统灵活性优化调度[J]. 电网技术,2020,44(10):3761-3768.
GAO Qingzhong,ZHAO Yan,MU Yuzhuang,et al. Flexible optimal dispatching of high permeability renewable energy integrated power system[J]. Power System Technology,2020,44(10):3761-3768.
- [11] 冯顺. 基于风险规避的城市配电网重构技术研究[D]. 北京:北方工业大学,2022.
FENG Shun. Research on urban distribution network reconfiguration technology based on risk avoidance[D]. Beijing:North China University of Technology,2022.
- [12] 朱晓荣,山雨琦. 考虑灵活性的储能容量多阶段分布鲁棒规划[J/OL]. 电力自动化设备. [2022-09-22]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202206007>.
- [13] HE H,DU E,ZHANG N,et al. Enhancing the power grid flexibility with battery energy storage transportation and transmission switching[J]. Applied Energy,2021,290(2):116692.
- [14] 赵晶晶,朱炯达,李振坤,等. 考虑灵活性供需鲁棒平衡的两阶段配电网日内分布式优化调度[J]. 电力系统自动化,2022,46(16):61-71.
ZHAO Jingjing,ZHU Jiongda,LI Zhenkun,et al. Two-stage intraday distributed optimal dispatch for distribution network considering robust balance between flexibility supply and demand[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(16):61-71.
- [15] 金勇,刘友波,刘俊勇. 基于公共信息模型对象聚合的高压配电网功能单元信息模型[J]. 电力系统自动化,2016,40(9):106-112.
JIN Yong,LIU Youbo,LIU Junyong. CIM aggregation based functional units information model for high-voltage distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(9):106-112.
- [16] BARATI F,SEIFI H,SEPASIAN M S,et al. Multi-period integrated framework of generation, transmission, and natural gas grid expansion planning for large-scale systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2015,30(5):2527-2537.
- [17] 黄强,袁晓冬,张曦,等. 基于网络重构与SNOP协调控制的交直流混合高压配电网阻塞管控模型[J]. 电工电能新技术,2019,38(2):52-59.
HUANG Qiang,YUAN Xiaodong,ZHANG Xi,et al. Coordinating SNOP control and AC-line switching for congestion management of hybrid urban grid[J]. Advanced Technology of

- Electrical Engineering and Energy,2019,38(2):52-59.
- [18] 李楠. 配网调度辅助支持系统的开发与研制[D]. 成都:电子科技大学,2011.
LI Nan. Development of auxiliary support system for distribution network dispatching[D]. Chengdu:University of Electronic Science and Technology of China,2011.
- [19] 汤涌,王英涛,田芳,等. 大电网安全分析、预警及控制系统的研发[J]. 电网技术,2012,36(7):1-11.
TANG Yong,WANG Yingtao,TIAN Fang,et al. Research and development of stability analysis, early-warning and control system for huge power grids[J]. Power System Technology, 2012,36(7):1-11.
- [20] 李红伟,刘宇陆,金勇,等. 高压配电网负荷转供中的开关动作时序判定策略[J]. 电力系统自动化,2018,42(1):82-90.
LI Hongwei,LIU Yulu,JIN Yong,et al. Strategy for time-sequence of switch operation in load transfer of high-voltage distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016,42(1):82-90.
- [21] 江千军,周波,程洪涛,等. 基于D5000系统的电网事故预案推演系统设计[J]. 上海电力学院学报,2018,34(2):157-162.
JIANG Qianjun,ZHOU Bo,CHENG Hongtao,et al. Design and research on power grid accident plan simulation system based on D5000 system[J]. Journal of Shanghai University of Electric Power,2018,34(2):157-162.

作者简介:

刘友波(1983—),男,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力系统机器学习算法、主动配电网规划与运行、储能应用等(**E-mail**:liuyoubo@scu.edu.cn);

曾宇(1997—),男,硕士,主要研究方向为主动配电网规划与运行(**E-mail**:zy2416156976@163.com);

张曦(1990—),男,讲师,博士,主要研究方向为主动配电网规划与运行、储能应用等(**E-mail**:xizhang_edu@outlook.com)。

(编辑 李玮)

Key technology and system for auxiliary decision-making of load transfer in urban high voltage distribution network

LIU Youbo¹,ZENG Yu²,ZHANG Xi³,LIU Chang^{1,4},JIN Yong⁵,LIU Junyong¹,YANG Xiang²,XIE Zhuoyue²

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

2. Nanning Bureau,EHV Transmission Company of China Southern Power Grid Co.,Ltd.,Nanning 530021,China;

3. School of Electrical Information,Southwest Petroleum University,Chengdu 610500,China;

4. Electric Power Research Institute,State Grid Sichuan Electric Power Company,Chengdu 610041,China;

5. State Grid Chengdu Power Supply Company,Chengdu 610041,China)

Abstract: The lack of flexibility in the urban power grid is the root reason for system peak regulation and transmission congestion, to solve this problem, a collaborative optimization strategy considering the load transfer and charging and discharging strategy of energy storage in the urban high voltage distribution network is proposed, and a set of online auxiliary decision-making system is developed to realize flexible operation scheduling of the high voltage distribution network. Through analyzing the topological characteristics of urban high voltage distribution network, based on the simplified topological modeling of its substation unit, the time-series bi-level optimization model is established, in which taking the minimum of the operating cost of 220 kV transmission network and load reduction cost of 110 kV high-voltage distribution network as the upper-level and lower-level objectives respectively. The topological state of the high voltage distribution network and the running state of the energy storage are solved by the alternating iterations of upper-level and lower-level models. Based on the general method of electrical topology aggregation in the standardized stations of the high voltage distribution network, a set of operation control and decision support system is developed, which can satisfy the flexible scheduling of the high voltage distribution network, so that realizing the operation mode optimization of extensive development for distributed new energy and energy storage in urban high voltage distribution system, as well as the formulation of peak regulation and load transfer strategy. Finally, a regional power grid is taken as an example for modeling and practical analysis, and the feasibility and application prospect of the proposed method are tested and verified.

Key words: transformer unit; load transfer; high voltage distribution network; energy storage station; auxiliary decision-making system; bi-level optimization

附录 A

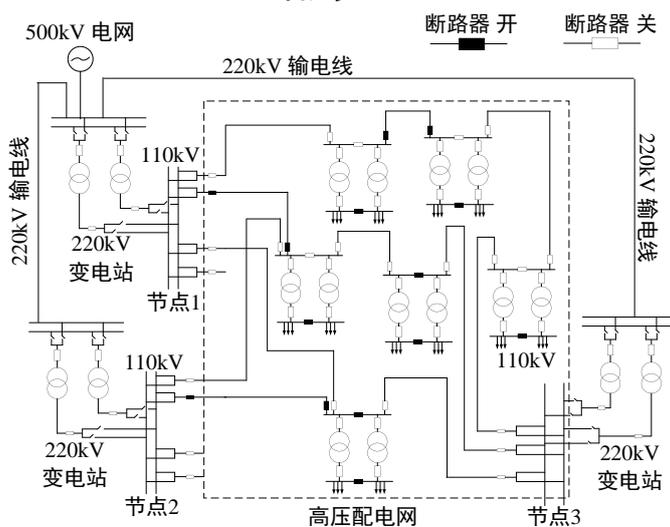


图 A1 城市电网结构图

Fig.A1 Illustration of urban power grip structure

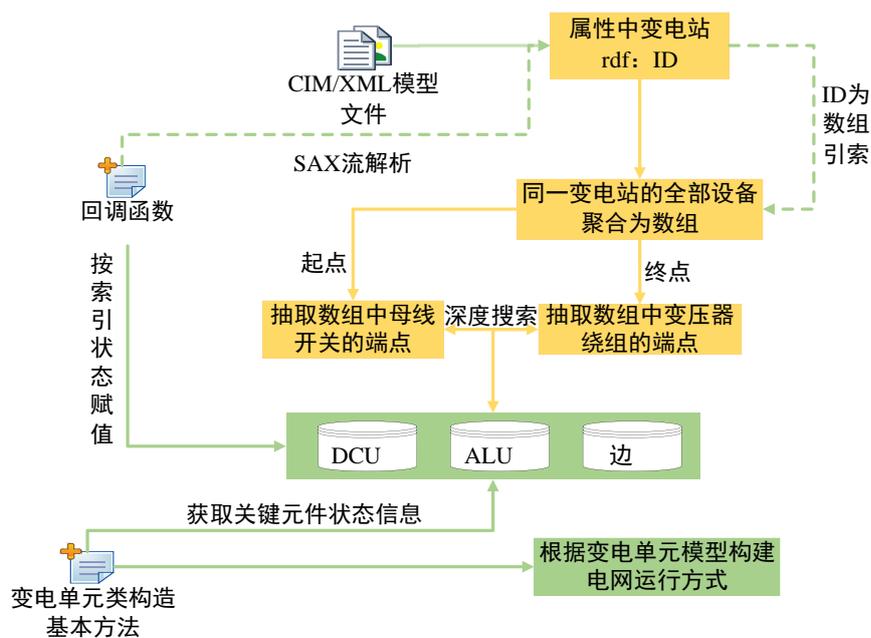


图 A2 基于 CIM 的 FU 模型解析聚合流程

Fig.A2 Process of analysis and aggregation of FU modeling based on CIM

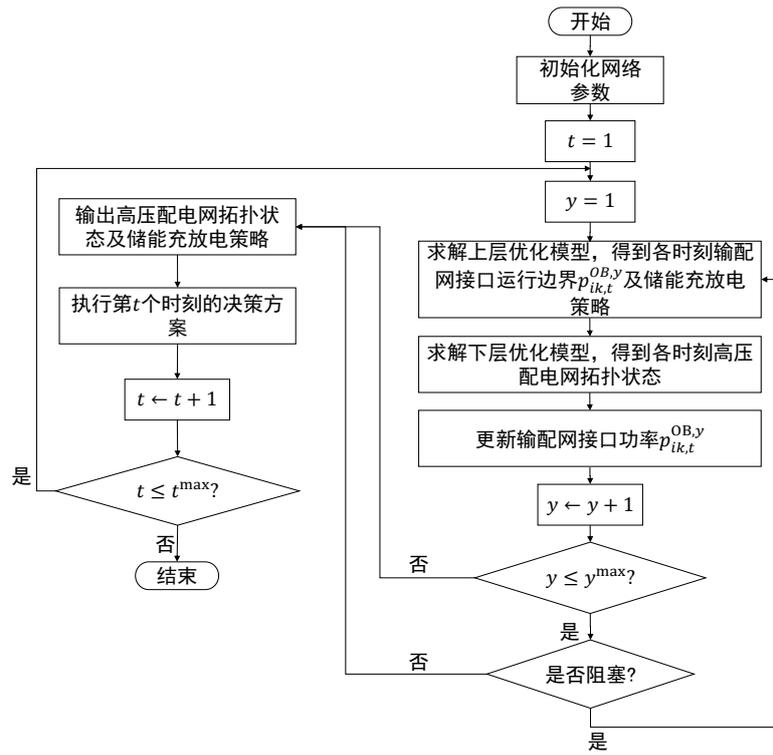


图 A3 交替求解流程

Fig.A3 Alternate solution flow

附录 B

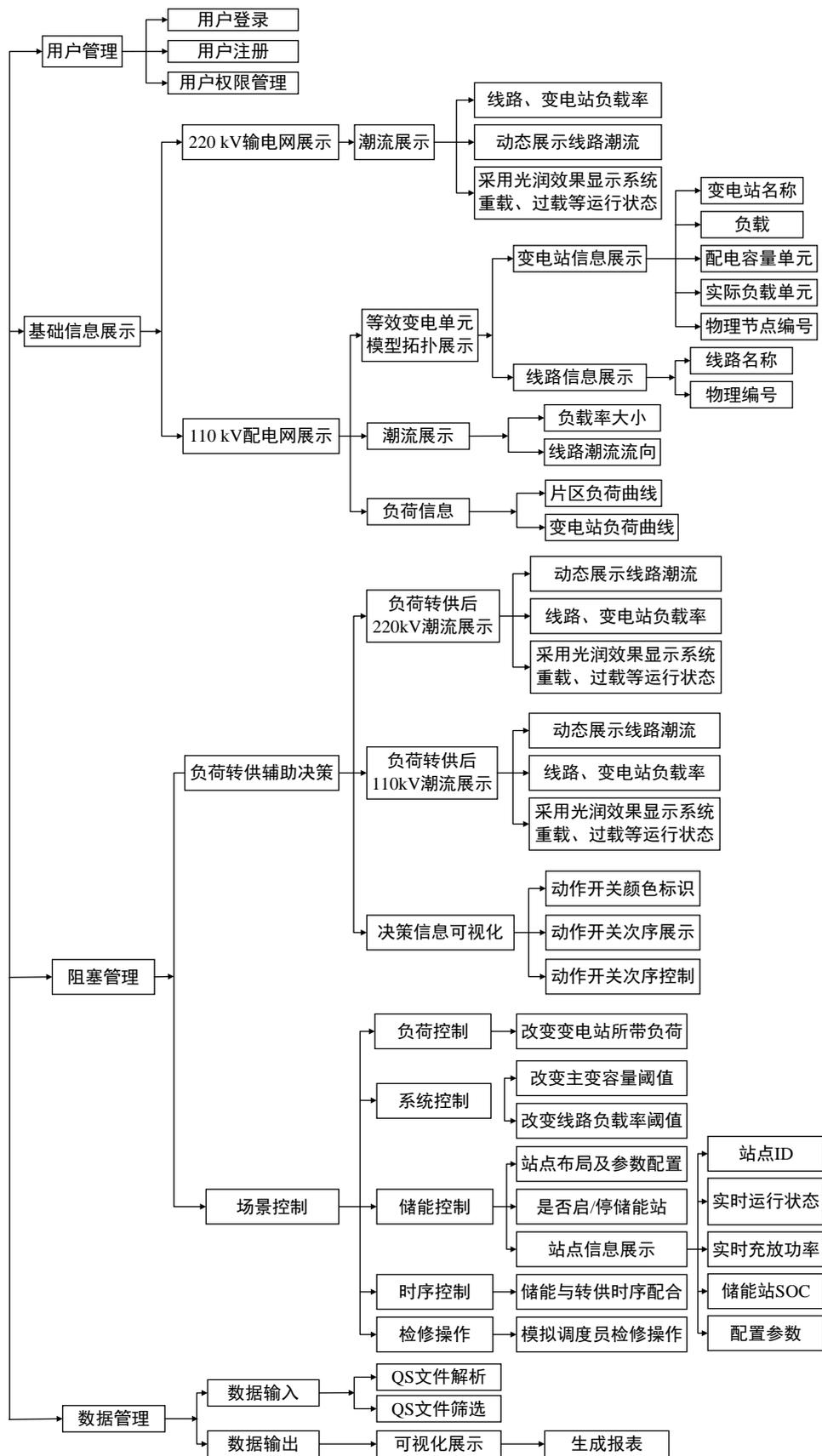


图 B1 系统功能展示

Fig.B1 System function display

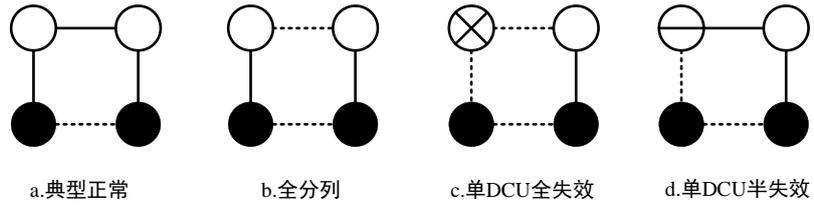


图 B2 变电单元典型运行状态

Fig.B2 Typical operation state of transformer unit

附录 C

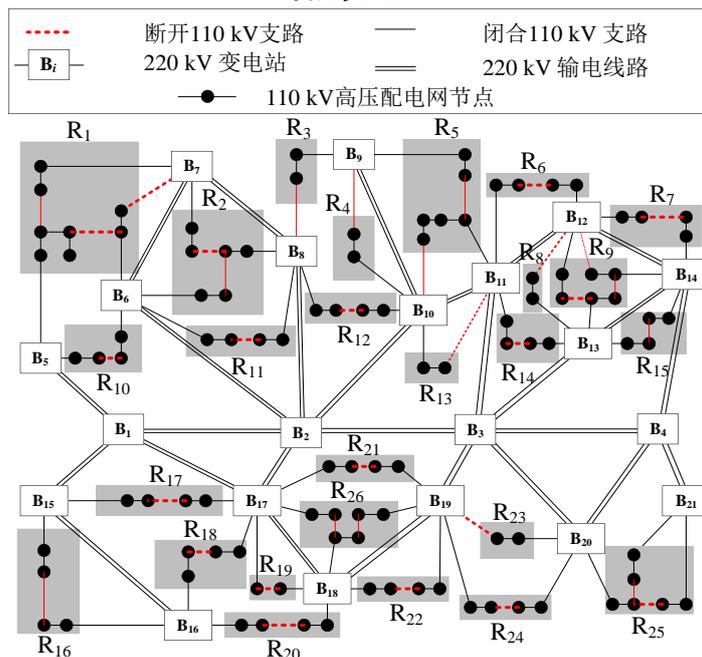


图 C1 城市电网简化拓扑结构图

Fig.C1 Simplified topology diagram of urban power grid

表 C1 储能配置情况

Table C1 Energy storage configuration

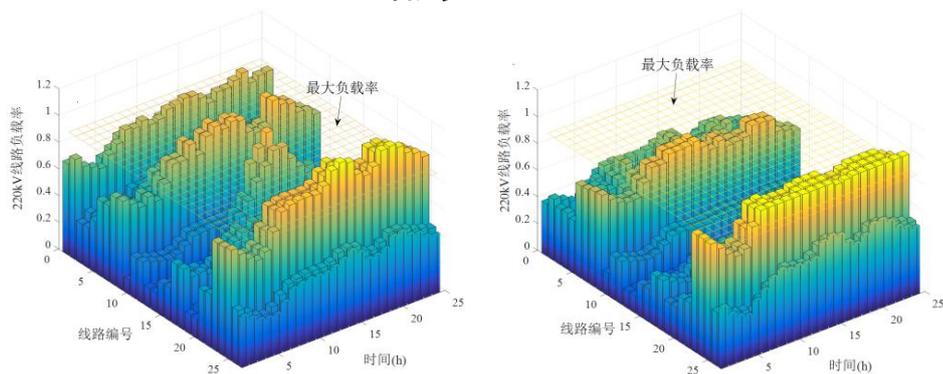
安装节点	最大充放电功率/MW	容量/ (MW · h)
节点 7	100	200
节点 21	100	200

表 C2 光伏配置情况

Table C2 Photovoltaic configuration

安装节点	最大功率/MW
节点 5	100
节点 16	100
节点 21	100

附录 D

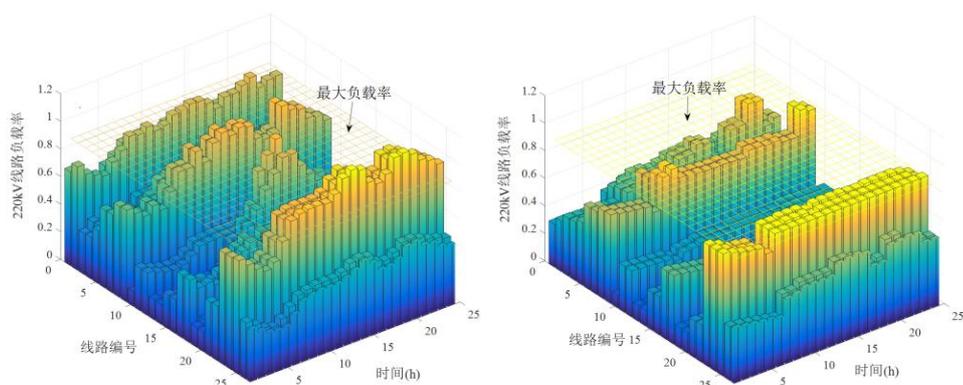


(a) 优化前线路负载

(b) 优化后线路负载

图 D1 优化前后线路负载率对比

Fig.D1 Line load factor comparison before and after optimization

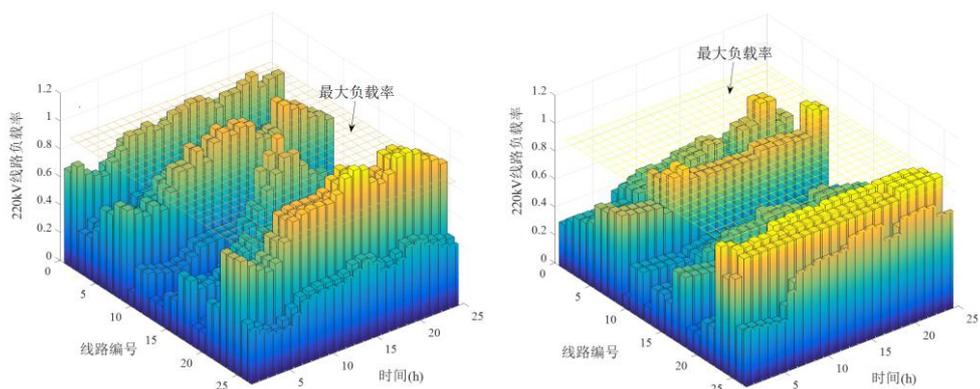


(a) 优化前线路负载

(b) 优化后线路负载

图 D2 优化前后线路负载率对比

Fig.D2 Line load factor comparison before and after optimization



(a) 优化前线路负载

(b) 优化后线路负载

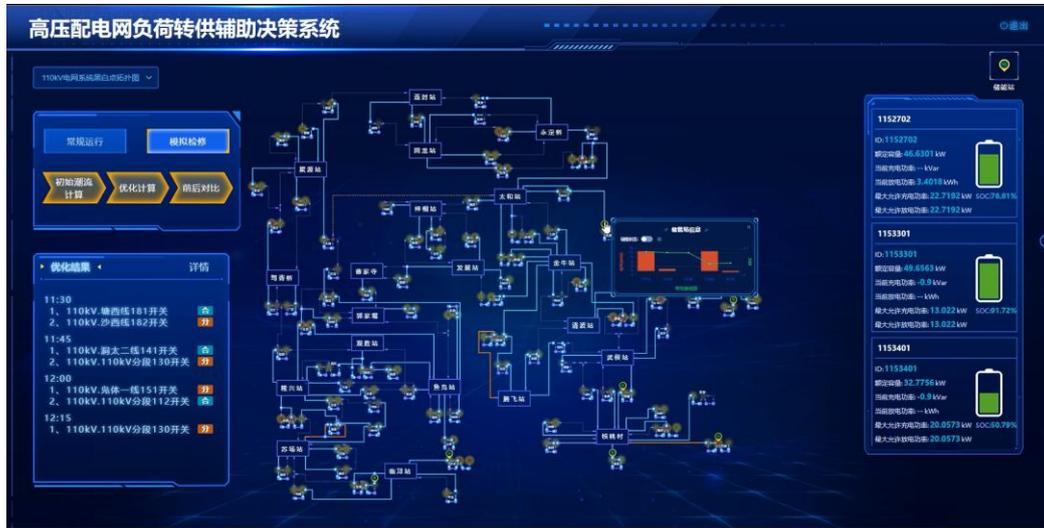
图 D3 优化前后线路负载率对比

Fig.D3 Line load factor comparison before and after optimization

附录 E



(a) 优化策略选择



(b) 储能运行调度



(c) 运行情况简报

图 E1 沙盘模拟-决策软件图形界面

Fig.E1 Sandbox simulation-decision-making software graphical interface



图 E2 110 kV 主变停电检修模拟
Fig.E2 110 kV transformer outage maintenance simulation