

考虑停电损失及可中断负荷的有源配网 鲁棒孤岛划分策略

刘 佳, 罗惠雄, 张小华, 钊 星

(广东电网有限责任公司广州黄埔区供电局, 广东 广州 510700)

摘 要:随着分布式电源、储能及智能环网柜等技术在配电网中的快速发展,配电网的有源化和智能化为其孤岛运行提供了有力支撑。面向上级电网故障后有源配电网(ADN)的孤岛划分问题,建立负荷停电综合损失最小的鲁棒优化划分模型,其中,停电综合损失计及切除可中断负荷的补偿成本和非协议停电所带来的负荷损失成本,损失成本采用分段线性化建模,并通过添加逻辑变量构建统一的线性约束式。为避免孤岛运行状态下任一负荷的频繁投退,提出负荷停电连续状态约束及其线性化方法。进一步考虑到 ADN 中分布式能源出力的不确定性,将确定性模型转为两阶段鲁棒优化模型,引入鲁棒调节系数灵活调整方案的保守性,并基于对偶理论和列生成算法迭代实现模型求解。算例仿真验证所提模型和方法的有效性。

关 键 词:有源配电网;孤岛划分;鲁棒优化;线性化;可中断负荷;停电损失

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2023.02.016 中图分类号:TM71 文章编号:1673-9140(2023)02-0141-09

Robust islanding strategy for active distribution network considering outage loss and interruptible load

LIU Jia, LUO Huixiong, ZHANG Xiaohua, CHUAN Xing

(Guangzhou Huangpu Power Supply Bureau, Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangdong 510700, China)

Abstract: With the rapid development of distributed generation, energy storage and intelligent ring network cabinets in the distribution network, the active and intelligent distribution network provides strong support for its island operation. To solve the problem of islanding of active distribution network (ADN) after a fault in the upper-level power grid, a robust optimal partition model is established with the consideration of the least comprehensive loss of load outage. The comprehensive loss of power outage takes into account the compensation cost of cutting off the interruptible load and the load loss cost caused by non-agreement blackout. The loss cost is modeled by piecewise linearization technique, and a unified linear constraint is constructed by adding logical variables. In order to avoid the frequent switching on and off of any load in the island operation scheme, the continuous state constraint of load power failure and its linearization method are proposed. Further, considering the uncertainty of the output characteristics of distributed energy in ADN, the deterministic model is transformed into a two-stage robust optimization model, and the flexible adjustment scheme of robust adjustment coefficients is introduced to adjust the scheme conservativeness. At the same time, the model is solved based on duality theory and column generation algorithm. Cases studies verify the effectiveness of the proposed model and method.

Key words: active distribution network (ADN); island division; robust; linearization; interruptible load; outage loss

收稿日期:2021-04-08;修回日期:2021-07-26

基金项目:广东电网有限责任公司科技项目(GZHKJXM20190037)

通信作者:刘 佳(1986—),女,工程师,主要从事配网运维及规划管理的研究;E-mail:ljd12020@163.com

随着经济持续快速增长,人们生活水平显著提高,对配电网供电能力、供电可靠性和安全性提出了更高要求^[1-2]。智能环网柜和配电自动化终端等智能设备的接入,全面提升了配网可观、可测以及可控能力,解决了传统配电网长期以来“盲调”问题,实现了自动化开关的精准调控,有效控制停电范围,助力“获得电力”服务水平的提升^[3-4]。

在可观、可控的基础上,配电网的有源化为其保证持续供电提供了支撑。研究上级电网故障后有源配电网(active distribution network, ADN)的孤岛运行划分控制策略,有利于充分调动配电区域内分布式电源和储能设备的“保电续航”能力,减少用户停电损失,进而提升配电网的供电可靠性。

目前,国内外学者对配电网孤岛划分问题展开了不少研究。文献[5]根据分布式电源(distribution generation, DG)容量、位置和网架结构的差异等提出离线孤岛规划,但其在电源出力和负荷需求波动性较强的微网中往往不适用;文献[6]提出利用DG以及负荷状态实现自适应孤岛划分的思路;文献[7]指出在孤岛划分过程中考虑光伏出力和负荷需求时变性的必要性;文献[8]基于启发性规则研究了配电网孤岛划分算法。以上文献研究表明,若仅以故障发生时刻的源荷水平进行静态孤岛划分,则可能导致孤岛划分方案的不可行性,掩盖了孤岛动态运行特性,难以保障整个孤岛运行过程中功率平衡,也没有提出有效确保孤岛划分方案可行性的方法。

针对此问题,文献[9]建立了基于风光荷曲线的DG孤岛运行风险评估模型,动态划分孤岛,但依然没有考虑孤岛运行的持续性,且忽略了分布式电源和负荷的波动性;文献[10]基于所采用的光伏和负荷模型,用蒙特卡洛法动态模拟孤岛运行,得到孤岛的续航能力并制定计划孤岛划分策略,但没有考虑实时动态孤岛划分;文献[11]利用拉丁超立方算法,考虑了计及微网出力不确定性的孤岛划分方案;文献[12]提出了动态孤岛划分的混合整数线性规划模型,多阶段调整孤岛划分方案以应对源荷的不确定性。

以上文献没有考虑负荷停/通电的连续状态,可能导致某些负荷重复投切,进而增加停电次数。

此外,研究表明,单位停电时间损失随着停电持续时间成指数形式下降^[13]。因此,在孤岛划分目标函数的建立时,仅以负荷损失量或考虑负荷重要系数后的加权损失量最小为目标函数尚不严谨,用户停电损失与停电时长的关系不容忽视。

基于此,本文研究一种考虑停电损失和可中断负荷的ADN鲁棒孤岛划分策略。提出负荷停电连续状态约束,用以保证孤岛负荷状态非频繁变更;综合考虑可中断负荷补偿模型及非协议停电负荷损失模型,构建计及可再生能源一负荷不确定性的孤岛划分两阶段的鲁棒优化模型,用以反映有源配电网中源一荷不确定对孤岛划分方案的影响,并采用对偶理论和列生成算法实现模型的迭代求解。

1 ADN 负荷停电连续状态约束

当ADN孤岛运行时,若分布式电源及储能等电源供应能力不足,则需切除部分负荷用以满足供需平衡。切除过程中可优先切除与ADN事先签订可中断协议的可中断负荷,若供电能力仍不足,则根据负荷重要等级程度及失负荷的损失程度切除其他负荷。

文献[13]分析表明,单位时间停电损失随停电持续时间呈指数下降趋势,同时,开关的频繁操作亦会对设备寿命状态等造成影响。为保证不频繁短时间停电,本文提出负荷停电连续状态约束,即当上级电网故障导致ADN孤岛运行时,负荷只允许被停电一次,并入孤岛后不会再次切负荷。

基于此,当上级电网故障时,记 $y_{l,t}$ 为ADN中负荷 l 在第 t 时段是否接入孤岛(不停电)的状态变量,接入孤岛为1,否则为0,则ADN负荷停电连续状态约束可表示为

$$\sum_{t=1}^T y_{l,t-1}(1-y_{l,t}) \leq 1, y_{l,0} = 1, \forall l \quad (1)$$

式中, T 为上级电网故障修复时长; $y_{l,0}$ 为负荷 l 初始状态。非线性项 $y_{l,t-1}(1-y_{l,t})$ 表示切断负荷操作,当 $y_{l,t-1}=1$ 、 $y_{l,t}=0$ 时该非线性项才取1。

为降低式(1)的非线性项给模型求解带来的复杂性,类比电力系统机组组合问题中最短启停时间约束线性化的思想^[14-15],引入0-1变量 $b_{on,l,t}$ 、 $b_{off,l,t}$,将

式(1)等价转变为线性化约束:

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T b_{\text{off},l,t} \leq 1 \\ y_{l,t} - y_{l,t-1} = b_{\text{on},l,t} - b_{\text{off},l,t}, \forall l \\ y_{l,0} = 1 \\ b_{\text{on},l,t} + b_{\text{off},l,t} \leq 1 \end{cases} \quad (2)$$

对于任一负荷 l ,ADN孤岛运行时其持续停电时长可表示为

$$T_{\text{loss},l} = \sum_{t=1}^T (1 - y_{l,t}), \forall l \quad (3)$$

2 ADN 负荷停电综合损失模型

本着以社会净效益最大为原则,ADN负荷停电综合损失 $C_{\text{TO,LOSS}}$ 包括切除可中断负荷所需的补偿成本 C_{DR} 以及非协议停电所造成的负荷损失成本 C_{LOSS} ,数学表达式为

$$C_{\text{TO,LOSS}} = C_{\text{DR}} + C_{\text{LOSS}} \quad (4)$$

2.1 可中断负荷补偿模型

可中断负荷是电网需求侧管理的重要组成部分,一般通过签订经济合同(协议)实现紧急情况下对用户负荷的切除。切除负荷的 C_{DR} 应按照实际中断的负荷量进行补偿,即

$$C_{\text{DR}} = \sum_l \sum_{t=1}^T k_{\text{DR},l} (1 - y_{l,t}) P_{L,l,t}, l \in N_{\text{DR}} \quad (5)$$

式中, N_{DR} 为可中断负荷的集合; $k_{\text{DR},l}$ 为可中断负荷 l 的补偿系数; $P_{L,l,t}$ 为负荷 l 在第 t 时段的有功负荷。

并且,同一次故障中可中断负荷的停电累计时长不能超过合同约定的中断时长,即

$$T_{\text{loss},l} \leq T_{\text{DR},l}, l \in N_{\text{DR}} \quad (6)$$

式中, $T_{\text{DR},l}$ 为合同约定的中断时长。

综上,式(5)、(6)综合反映了可中断负荷在进行孤岛划分的动作特性,可将可中断负荷的影响纳入考虑到孤岛划分方案中。

2.2 非协议停电负荷损失的线性化成本模型

除了与ADN签订可中断协议的负荷外,ADN中非协议停电负荷可分为I、II、III类。I类负荷停电将造成社会重大损失,因此上级电网故障时需要保证I类负荷持续供电;II、III类负荷在ADN孤岛运行期间允许被非计划停电。

文献[16]指出,大部分电力用户停电损失与停电时长呈现初期斜率大、后期斜率小的非线性正相关关系。记 $H_l(T_{\text{loss},l})$ 为负荷 l 停电损失的非线性表达关系式,则有

$$C_{\text{LOSS}} = \sum_l H_l(T_{\text{loss},l}), l \in N_{\text{II-III}} \quad (7)$$

式中, $N_{\text{II-III}}$ 为II、III类负荷的集合。

进一步基于微积分“以直代曲”的思想,认为任一曲线均可离散为多段直线,对 $H_l(T_{\text{loss},l})$ 进行分段线性化处理,如图1所示。

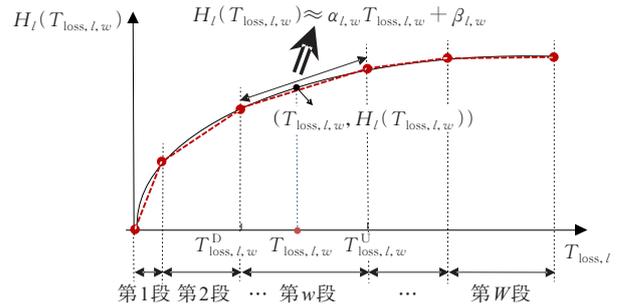


图1 用户损失函数分段线性化示意

Figure 1 Schematic diagram of piecewise linearization of user loss function

图1将自变量 $T_{\text{loss},l}$ 的取值区间分为 W 个区间段, $T_{\text{loss},l,w}^U$ 、 $T_{\text{loss},l,w}^D$ 为第 w ($w=1,2,\dots,W$)个区间段的上、下限。 $T_{\text{loss},l,w}$ 为 $T_{\text{loss},l}$ 在第 w 个分段区间上的取值,并且有

$$T_{\text{loss},l} = \sum_{w=1}^W T_{\text{loss},l,w}, l \in N_{\text{II-III}} \quad (8)$$

$$\phi_{l,w} T_{\text{loss},l,w}^D \leq T_{\text{loss},l,w} \leq \phi_{l,w} T_{\text{loss},l,w}^U, l \in N_{\text{II-III}}, \forall w \quad (9)$$

$$\sum_{w=1}^W \delta_{l,w} = 1, l \in N_{\text{II-III}} \quad (10)$$

式中, $\phi_{l,w}$ 为逻辑变量,若 $\phi_{l,w}$ 取1,表示持续停电时间位于第 w 段线性函数上;反之,若 $\phi_{l,w}$ 取0则指持续停电时间不在第 w 段线性函数上。约束式(10)保证了持续停电时长只能位于某一分段上。

对于任一分段 w ,记 α 、 β 为某一分段函数的线性化拟合参数,则式(7)可近似表达为

$$C_{\text{LOSS}} = \sum_l H_l(T_{\text{loss},l,w}) \approx \sum_l \sum_w \delta_{l,w} (\alpha_{l,w} T_{\text{loss},l,w} + \beta_{l,w}), l \in N_{\text{II-III}} \quad (11)$$

由式(9)可知, $\delta_{l,w}$ 与 $T_{\text{loss},l,w}$ 同为0或正数,则

式(11)可进一步线性化表达为

$$C_{\text{LOSS}} \approx \sum_l \sum_w (\alpha_{l,w} T_{\text{loss},l,w} + \beta_{l,w} \delta_{l,w}), \quad l \in N_{\text{II-III}} \quad (12)$$

而每段线性化拟合参数 α 、 β 可根据直线两点式方程推导得:

$$\begin{cases} \alpha_{l,w} = \frac{H_l(T_{\text{loss},l,w}^{\text{U}}) - H_l(T_{\text{loss},l,w}^{\text{D}})}{T_{\text{loss},l,w}^{\text{U}} - T_{\text{loss},l,w}^{\text{D}}} \\ \beta_{l,w} = H_l(T_{\text{loss},l,w}^{\text{U}}) - \alpha_{l,w} T_{\text{loss},l,w}^{\text{U}} \end{cases} \quad (13)$$

综上,非协议停电负荷损失线性化成本模型由式(8)~(10)、(12)、(13)组成。

3 ADN 孤岛划分模型

3.1 目标函数

以上级电网故障修复时间作为孤岛运行的时长,期间合理调度 ADN 内分布式电源及储能设备功率,利用可中断负荷,使得 AND 运行负荷停电综合损失最小。

结合文 2 关于负荷停电综合损失的建模,则目标函数可表示为

$$\min C_{\text{TO_LOSS}} \quad (14)$$

3.2 约束条件

ADN 内含风电、光伏和储能等有源设备,当上级电网故障导致其孤岛运行时,需要满足的运行约束主要包括系统功率平衡约束、储能设备运行约束等。

1) 功率平衡约束。

功率平衡约束描述 ADN 孤岛运行时有源设备与各负荷的划分状态,表示为

$$\sum_l P_{L,l,t} y_{l,t} = \eta_{\text{wind}} P_{\text{wind},t} + \eta_{\text{PV}} P_{\text{PV},t} - P_{\text{ch},t} + P_{\text{dis},t} \quad (15)$$

式中, η_{wind} 、 η_{PV} 分别为风力发电 AC-AC 变换器和光伏发电的 DC-AC 变换器的转换效率; $P_{\text{wind},t}$ 、 $P_{\text{PV},t}$ 分别为 t 时刻风机和光伏的出力; $P_{\text{ch},t}$ 、 $P_{\text{dis},t}$ 分别为储能的充、放电功率。

此外,考虑到 I 类负荷需保持持续供电,则

$$y_{l,t} = 1, l \in N_1 \quad (16)$$

式中, N_1 为 I 类负荷的集合。

2) 储能设备约束。

储能设备运行需满足功率和能量 2 个层面的约束^[17],表达式为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{ch},t} \leq \delta_{\text{ch},t} P_{\text{chmax},t} \\ 0 \leq P_{\text{dis},t} \leq \delta_{\text{dis},t} P_{\text{dismax},t} \\ E_{t+1} - E_t = P_{\text{ch},t} - P_{\text{dis},t} \\ \alpha_{\text{min}} E_{\text{CAP}} \leq E_t \leq \alpha_{\text{max}} E_{\text{CAP}} \end{cases} \quad (17)$$

$$\delta_{\text{ch},t} + \delta_{\text{dis},t} \leq 1 \quad (18)$$

式(17)、(18)中, $P_{\text{chmax},t}$ 、 $P_{\text{dismax},t}$ 分别为储能的充、放电功率最大值; E_t 为储能设备的荷电状态; E_{CAP} 为储能设备的容量; α_{min} 、 α_{max} 分别为该设备允许的最小、最大能量值系数; $\delta_{\text{ch},t}$ 、 $\delta_{\text{dis},t}$ 分别为某种设备充、放电标志,若 $\delta_{\text{ch},t}=1$,即 t 时刻储能为充电状态,反之,则为停电状态。

4 ADN 孤岛划分模型不确定参量的鲁棒优化

结合前文所述,ADN 孤岛划分模型包含目标函数式(14)、线性约束式(2)~(6)、(8)~(10)、(12)以及(15)~(17)。其中,可再生能源出力及负荷($P_{\text{wind},t}$ 、 $P_{\text{PV},t}$ 、 $P_{L,l,t}$)具有不确定性,用 u 表示为

$$u = [P_{\text{wind},t}, P_{\text{PV},t}, P_{L,l,t}]^T \quad (18)$$

在所构建的模型中,将待求变量分为离散变量和连续变量,分别用向量 x 、 y 表示,则有

$$\begin{cases} x = [y_{l,t}, b_{\text{on},l,t}, b_{\text{off},l,t}, T_{\text{loss},l,w}, T_{\text{loss},l,w}, \\ \psi_{l,w}, \delta_{l,w}, \delta_{\text{ch},t}, \delta_{\text{dis},t}]^T \\ y = [C_{\text{TO_LOSS}}, C_{\text{DR}}, C_{\text{LOSS}}, P_{\text{ch},t}, P_{\text{dis},t}, E_t]^T \end{cases} \quad (19)$$

进一步地,模型的紧凑格式表示为

$$\begin{cases} \min c^T y \\ \text{s.t. } Ax \geq a \\ Bx = b \\ D \geq d \\ Ky = k \\ Fx + Gy \geq h \\ Lx + Jy = u \end{cases} \quad (20)$$

式中, c 为目标函数系数向量,目标函数为式(14); A 、 B 、 D 、 K 、 F 、 G 、 I 、 J 均为约束系数矩阵; a 、 b 、 d 、 k 、 h 为常数系数向量,前 2 条约束为离散变量构成的等式和不等式约束,包括式(2)、(3)、(6)、(8)~

(10)、(16)及(18);而第3、4条表示连续变量构成的等式和不等式约束,为式(4);第5条约束为离散变量和连续变量耦合的约束,为式(5)、(12)、(17);最后1条约束为含不确定参量的约束,即式(15)。

4.1 两阶段鲁棒孤岛划分模型

基于鲁棒优化的思想,构建两阶段鲁棒孤岛划分模型^[18-19],目的在于找到不确定变量 u (源荷不确定性) 在不确定性集合 U 内、最恶劣场景下的最优孤岛划分方案,具体为

$$\min_x \left\{ \max_{u \in U} \min_{y \in \Omega(x,u)} c^T y \right\} \quad (21)$$

式中,外层的 \min 为第1阶段问题,优化变量为 x ,内层的 $\max \min$ 为第2阶段问题,优化变量为 u 、 y 。内层问题其目的是找到导致运行成本最大的最恶劣场景,并求取该场景下的最低运行成本。

由于内层 $\max \min$ 问题的最优解为不确定集合 U 的一个极点,对应于本文孤岛划分问题,当风光出力取到区间的最小值和负荷功率取到区间的最大值时,孤岛划分面临所谓的最恶劣场景,故不确定性集合 U 可写成以下形式:

$$U = \left\{ \begin{aligned} & u = [P_{wind,t}, P_{PV,t}, P_{L,t}]^T, \in \mathbb{R}^{N_T \times 3} \\ & P_{wind,t} = P_{wind,t}^{pre} - O_{wind,t} \Delta P_{wind,t}^{max} \\ & \sum_{t=1}^{N_T} O_{wind,t} \leq \Gamma_{wind} \\ & P_{PV,t} = P_{PV,t}^{pre} - O_{PV,t} \Delta P_{PV,t}^{max} \\ & \sum_{t=1}^{N_T} O_{PV,t} \leq \Gamma_{PV} \\ & P_{L,t} = P_{L,t}^{pre} + O_{L,t} \Delta P_{PV,t}^{max} \\ & \sum_{t=1}^{N_T} O_{L,t} \leq \Gamma_{L,t} \end{aligned} \right. \quad (22)$$

式中, $O_{wind,t}$ 、 $O_{PV,t}$ 和 $O_{L,t}$ 为 0-1 变量,其值为 1 时表示相应时段不确定变量取到区间边界; Γ_{wind} 、 Γ_{PV} 和 $\Gamma_{L,t}$ 分别为风电、光伏出力和负荷水平的鲁棒调节系数,取值为 $0 \sim N_T$ 内的整数,描述相应不确定性量取到相应区间的最小值和最大值时段总数。

4.2 求解算法

对于上述鲁棒优化模型,可以采用列约束生成 (column and constraint generation, C&CG) 算法进行求解。C&CG 算法可以先枚举部分变量构造一个规模相对较小的模型,然后通过迭代不停地向较小模型里面添加新的变量(列),直到没有新的变量

(列)添加为止。具体做法:将原问题分解为主问题和子问题进行交替迭代求解,从而得到原问题的最优解^[18-19]。

根据内外层结构,对式(21)进行主、子问题分解,得到主问题的具体形式为

$$\left\{ \begin{aligned} & \min_x z \\ & \text{s.t. } z \geq c^T y_l \\ & Ax \geq a \\ & Bx = b \\ & Dy_k \geq d \\ & Ky_k = k \\ & Fx + Gy_k \geq h \\ & Ix + Jy_k = u_k^* \end{aligned} \right. \quad (23)$$

式中, k 为当前的迭代次数; y_k 为第 k 次迭代后子问题的解; u_k^* 为第 k 次迭代得到的最恶劣场景下不确定量 u 的取值。

经分解后的子问题形式为

$$\max_{u \in U} \min_{y \in \Omega(x,u)} c^T y \quad (24)$$

根据上述分析,子问题的内层最小化问题是线性问题,可利用强对偶理论将其转为 \max 形式,并与外层 \max 问题合并,具体为

$$\left\{ \begin{aligned} & \max_{u \in U, \gamma, \lambda, \nu, \psi} d^T \gamma + (h - Fx)^T \nu + (u - Ix)^T \psi \\ & \text{s.t. } D^T \gamma + K^T \lambda + G^T \nu + J^T \psi \leq c \\ & \gamma \geq 0, \nu \geq 0, \psi \geq 0, \end{aligned} \right. \quad (25)$$

式中, γ 、 λ 、 ν 和 ψ 为第2阶段的最小化问题中相关约束对应的对偶变量组成的向量。

经过上述转换,鲁棒孤岛划分模型可以分为主问题式(23)和子问题式(25),然后利用列生成算法进行求解,具体如下:

1) 设置迭代次数 $k=1$, 上界参数 $B_k^U = +\infty$, 下界参数 $B_k^L = -\infty$, 给定算法的收敛阈值 ϵ , 给定一组不确定变量 u 的取值作为初始的最恶劣场景, 给出初始点 x_1^* 求解子问题式(25), 得到最优解 y_1^* ;

2) 根据最恶劣场景 u_k^* 求解主问题式(23), 得到当前主问题的最优解 $(x_k^*, z_k^*, y_1^*, \dots, y_k^*)$, 并用主函数的目标值更新下界 $B_k^L = z_k^*$;

3) 将主问题的解 x_k^* 代入子问题, 得到其目标数值 $f_k^*(x_k^*)$ 和获取此时最恶劣场景下的 u_{k+1}^* , 并更新上界 $B_k^U = \min\{B_{k-1}^U, f_k^*\}$;

4) 若 $B_k^U - B_k^L \leq \epsilon$ 成立, 则停止迭代, 返回最优解 x_k^*, y_k^* ; 否则增加变量 y^{k+1} 及约束:

$$\begin{cases} z \geq c^T y^{k+1} \\ Dy^{k+1} \geq d \\ Ky^{k+1} = k \\ Fx + Gy^{k+1} \geq h \\ Ix + Jy^{k+1} = u_{k+1}^* \end{cases} \quad (26)$$

令 $k=k+1$, 跳转至步骤2) 直到算法收敛。

5 算例仿真

5.1 仿真系统及参数

如图2所示, 选取 IEEE 33 节点作为仿真网架。储能设备接入节点 24, 充、放电效率均为 0.9, 容量为 $2 \text{ MW} \cdot \text{h}$, 功率上限为 0.5 MW 。风电、光伏和燃气轮机(CHP)等分布式电源分别接入节点 6、11 和 32, 各电源参数如表1所示。

节点 2、6 和 8 装设智能环网柜, 其余节点均装设自动化开关, 保证对系统各节点负荷的供电控制。负荷点类型如表2所示, 其中可中断负荷补偿系数为 $0.6 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$, 每次中断持续时间不得超过 6 h。

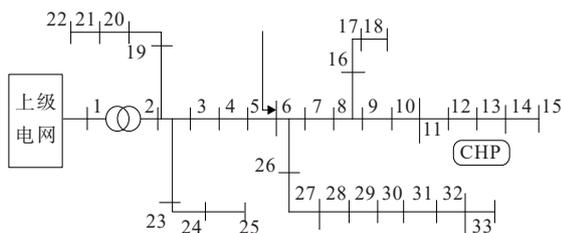


图2 有源配电网拓扑结构

Figure 2 Active distribution network topology

表1 电源参数

Table 1 The parameters of sources

电源类型	配置容量/MW	不确定系数/%
风电	3	10
光伏	3	10
CHP	2	—

表2 负荷节点分类

Table 2 Division of load type

节点	类型
6, 11, 32	I类负荷
5, 16, 18, 22, 28, 33	III类负荷
7, 12, 31	可中断负荷
其余节点	II类负荷

5.2 系统鲁棒性及停电连续对划分策略的影响

假定上级电网故障持续时间为 9 h, 为分析方案鲁棒性及负荷停电连续状态约束对孤岛划分策略的影响, 设置考虑/不考虑负荷停电连续状态约束这 2 种模式进行仿真。

2 种模式下分别分析鲁棒调节系数 ($\Gamma_{\text{wind}}, \Gamma_{\text{PV}}, \Gamma_{\text{L},i}$) 均为 0%、40%、80% 或 100% 时系统的孤岛划分策略。不同模式下的用户停电情况分别如图 3、4 所示。

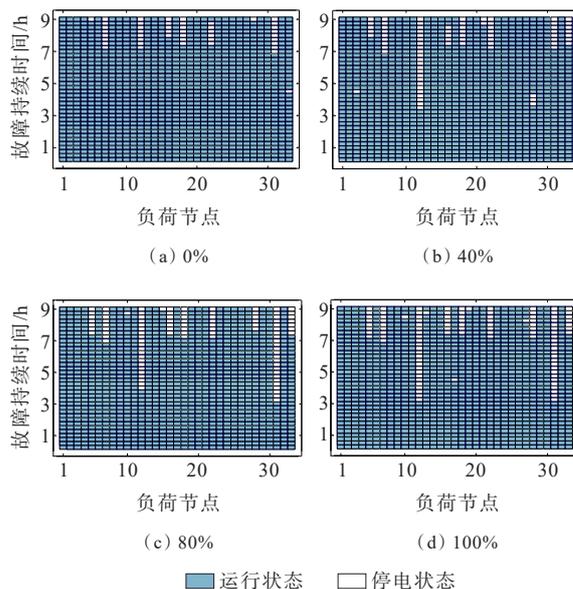


图3 模式1的孤岛划分策略

Figure 3 Island partition strategies in operation mode one

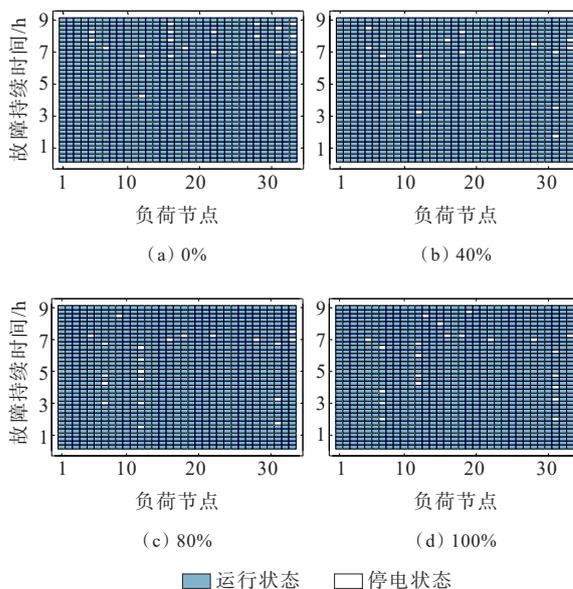


图4 模式2的孤岛划分策略

Figure 4 Island partition strategies in operation mode two

该孤岛运行方案下的配电网运行损失、平均停电持续时间(SAIDI)、平均停电频率(SAIFI)以及方案执行成功率如表 3 所示,其中,方案执行成功率通过用蒙特卡洛产生风电光伏和负荷数据,对制定的孤岛划分方案进行模拟运行 1 000 次,进而统计其孤岛方案执行成功率。

表 3 不同模式下孤岛划分方案经济技术指标

Table 3 Economic and reliability indicators in different modes

模式	鲁棒系数/ %	运行损失/ 元	SAIDI/ h	SAIFI/ 次	方案执行 成功率/%
1	0	2 212	0.41	0.27	18
	40	3 149	0.65	0.33	100
	80	3 814	0.81	0.33	100
	100	4 099	0.87	0.42	100
2	0	2 157	0.37	0.58	16
	40	2 856	0.52	0.45	100
	80	3 599	0.70	0.64	100
	100	3 919	0.72	0.67	100

由表 3 可知,在 2 种不同的模式中,随着鲁棒调节系数的增大,孤岛划分方案更具有保守性,而使得有源配电网停电综合损失有所增加。模式 1 中考虑极端鲁棒场景(鲁棒调节系数 100%)比确定性场景(鲁棒调节系数 0%)的运行损失提高了 85.3%,并且系统平均停电持续时间增加了 113%。

但确定性场景下得到的孤岛划分方案在现实中是过于乐观而无法完全执行的,其方案执行成功率仅为 12%,因为源荷的波动性会导致部分负荷被切除,甚至可能存在着储能被耗尽导致重要负荷被迫停电的现象。在 100% 鲁棒调节系数下,为保证重要等级负荷的供电,孤岛划分方案使得供电资源进一步有所倾斜,留有更多的裕度应对不确定性带来的影响,而使得系统平均停电持续时间、运行损失均有所增加。同时,当鲁棒系数为 40% 时,孤岛运行方案的成功率已经达到了 100%,这是因为源荷同时出现最恶劣情况的概率相对较低,40% 的调节系数已经能够保证孤岛运行方案的成功率,从而保证了重要负荷的供电。因此,鲁棒调节系数的设

置受源荷波动和方案保守性程度的影响,当源荷波动较大时,可以适当调高鲁棒系数以保证系统的鲁棒性。

由上述分析可知,通过对鲁棒调节系数的灵活调整,可以权衡系统孤岛方案的保守性和经济性,使得孤岛划分方案不至于过分保守。

进一步对比模式 1、2 可知,考虑负荷停电连续状态约束会限制孤岛划分的灵活性,从而提高系统的平均停电持续时间和负荷损失,降低运行经济性。相较于模式 1,模式 2(不考虑负荷停电连续状态约束)在鲁棒系数为 0%、100% 的情况下,运行损失分别下降了 2.49%、4.39%,系统平均停电持续时间分别下降了 9.76%、17.2%。

但是,对比图 3、4 以及从配电网平均停电频率指标可以看出,模式 2 中负荷存在多次停电的情况,相较于模式 1,在鲁棒系数为 0%、100% 的情况下,系统平均停电频率分别提升了 111%、57.1%,大大增加了开关动作次数。因此,在缺乏负荷停电连续状态约束情况下,频繁切投提高了对开关精准控制的要求,增加了开关的工作负担,而对客户用电体验也将有所影响。

5.3 储能配置对孤岛划分经济性及可靠性的影响

为分析储能不同容量配置对孤岛划分结果的影响,可以进行灵敏度分析。选取鲁棒系数为 50%、对不同储能容量配置下的系统孤岛划分策略的经济性及可靠性进行分析。在此分析中,以系统平均停电时间为评估孤岛划分可靠性的重要指标,同时,考虑到储能设备造价高,不同的储能造价将增大系统投资成本。因此,为反映不同储能配置水平下孤岛划分的经济性,在式(14)孤岛运行损失目标函数基础上,增加储能配置成本,定义为系统总经济损失,以此作为孤岛划分的经济性评估指标。考虑 0.25 MW/1 MW·h 单位储能设备的投资成本为 1.2×10^6 元,运行寿命为 8 a,单位储能折合日投资成本约为 500 元。

对不同储能配置下孤岛划分的经济性及可靠性的分析结果如图 5 所示,储能设备具备协调源荷平衡的功能,可有效减少孤岛运行负荷损失,提高运行经济性与可靠性。由图 5 可知,随着储能配置

容量的提升,系统孤岛运行时系统平均停电持续时间随着储能配置的增大而呈现下降趋势,系统的持续供电能力有所提升,而系统总经济损失呈现先减少后增加的趋势。当储能配置容量小于 $2 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 时,随着配置容量的提升,经济损失下降速率最快,此时储能配置的投资效益比最高。当储能配置容量为 $2.5 \sim 3.0 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 时,系统孤岛划分的综合经济损失最小。而随着储能配置容量的进一步提高,其自身投资成本的增加已抵消不了所带来的停电损失减少的效益,故综合经济损失随之提升。

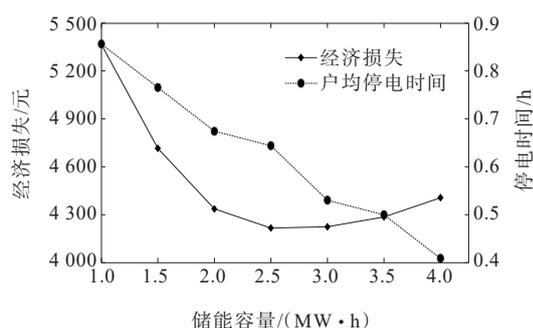


图5 不同储能配置下孤岛划分的经济性及其可靠性

Figure 5 Economics and reliability of island partition in different storage capacities

在本仿真案例中,当储能配置容量约 $3.0 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 时,系统运行在经济性较优的情况下可以减少用户停电损失和系统平均停电持续时间。实际区域的储能配置策略可根据当地持续供电可靠性需求,在满足可靠性的前提下,选取经济最优的储能配置容量。

6 结语

本文综合考虑可中断负荷补偿费用及非协议停电负荷损失,基于两阶段鲁棒优化理论,构建了有源配电网灵活转供模式下的孤岛划分鲁棒优化模型,采用列约束生成算法(C&CG)进行求解。仿真结果表明:

1) 在孤岛划分方案中,考虑负荷停电连续状态约束能够有效避免因光伏和风电的波动性和不确定性导致的负荷重复接入和切除问题,而当不考虑该约束时,虽用户的平均停电时间有所下降,但频

繁的停电和恢复供电会对用户造成不良影响;

2) 考虑极端鲁棒情况的孤岛划分策略相对保守而使有源配电网停电综合损失增加;在实际孤岛划分方案制定时,可根据地区分布式电源波动性、可靠性要求等调节鲁棒系数,兼容考虑保守性与经济性;

3) 储能配置有利于提高孤岛运行时的持续供电可靠性,但存在最优储能配置容量,若超过该容量,其自身投资成本的增加已抵消不了所带来的停电损失减少的效益;协调好经济性与可靠性,实现储能容量的优化配置有待进一步研究。

参考文献:

- [1] 齐宁,程林,田立亭,等.考虑柔性负荷接入的配电网规划研究综述与展望[J].电力系统自动化,2020,44(10):193-207.
QI Ning, CHENG Lin, TIAN Liting, et al. Review and prospect of distribution network planning research considering access of flexible load[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(10):193-207.
- [2] 胡钊,李莉莉,张宝丹,等.智能电网中交互级联故障传播的影响因素分析[J].智慧电力,2021,49(5):69-76.
HU Po, LI Lili, ZHANG Baodan, et al. Influence analysis of interactive cascading failures in smart grid[J]. Smart Power,2021,49(5):69-76.
- [3] 向思阳,蔡泽祥,刘平,等.基于AHP—反熵权法的配电网低碳运行模糊综合评价[J].电力科学与技术学报,2019,34(4):69-76.
XIANG Siyang, CAI Zexiang, LIU Ping, et al. Fuzzy comprehensive evaluation of the low-carbon operation of distribution network based on AHP-Anti-Entropy method [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019,34(4):69-76.
- [4] 王建雄,罗心仪,闫林,等.用电采集系统停电事件的数据质量辨识技术[J].电力科学与技术学报,2021,36(5):187-194.
WANG Jianxiong, LUO Xinyi, YAN Lin. Identification technology of power-off event data quality in electricity acquisition system[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2021,36(5):187-194.
- [5] MAREI M I, EL-SAADANY E F SALAMA M M A. A novel control algorithm for the DG interface to mitigate power quality problems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2004,19(3):1384-1392.

- [6] 马钰,韦钢,李扬,等.考虑孤岛源-荷不确定性的直流配电网可靠性评估[J].电工技术学报,2021,36(22):4726-4738.
MA Yu,WEI Gang,LI Yang,et al. Reliability evaluation of DC distribution network considering islanding source-load uncertainty[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2021,36(22):4726-4738.
- [7] 符金伟,史常凯,尹惠,等.基于综合特征矩阵的配电网故障判别方法[J].中国电力,2021,54(11):125-132.
FU Jinwei, SHI Changkai, YIN Hui, et al. Distribution network fault type identification method based on feature-summarizing matrix[J]. Electric Power, 2021, 54 (11):125-132.
- [8] 赵伟,李雄,乔仁飞,等.基于混合储能的孤岛微网VSG控制策略[J].电力系统保护与控制,2021,49(12):33-40.
ZHAO Wei, LI Xiong, QIAO Renfei, et al. VSG control strategy of an isolated microgrid based on hybrid energy storage[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49 (12):33-40.
- [9] 张帆,杨翮,商佳宜,等.考虑负荷损失最小的配网孤岛划分策略研究[J].高压电器,2021,57(4):181-188.
ZHANG Fan, YANG Xuan, SHANG Jiayi, et al. Study on island partition strategy of distribution network considering minimum load loss[J]. High Voltage Apparatus, 2021, 57(4): 181-188.
- [10] 伍言,刘俊勇,向月,等.考虑光伏DG孤岛续航能力的配电网可靠性评估[J].电力自动化设备,2013,33(5):112-118.
WU Yan, LIU Junyong, XIANG Yue, et al. Reliability evaluation for distribution system considering supplying ability of photovoltaic DG[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(5):112-118.
- [11] 张军,张新慧,高震,等.基于改进二进制粒子群算法的孤岛划分方法[J].电网与清洁能源,2022,38(7):54-62.
ZHANG Jun, ZHANG Xinhui, GAO Zhen, et al. An island division method based on improved binary particle swarm optimization algorithm[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(7):54-62.
- [12] 缪惠宇,史明明,费骏韬,等.计及综合能源系统接入影响的配电网可靠性评估方法[J].电测与仪表,2022,59(10):23-31.
MIAO Huiyu, SHI Mingming, FEI Juntao, et al. Reliability assessment method of distribution network considering the impact of integrated energy system access[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(10): 23-31.
- [13] 王建党,王锡凡,张显,等.电力市场和过渡期电力系统可中断负荷管理(一)——可中断负荷成本效益分析[J].电力自动化设备,2004,24(5):15-19.
WANG Jianxue, WANG Xifan, ZHANG Xian, et al. Interruptible load management in power market and interim system Part 1: cost-benefit analysis of interruptible load[J]. Electric Power Automation Equipment, 2004, 24(5): 15-19.
- [14] 汪洋子,陈茜.计及冷、热、电联产的气电互联网络最优调度[J].电力系统保护与控制,2019,47(3):174-181.
WANG Yangzi, CHEN Qian. Optimal dispatch for the integrated electrical and natural gas network with combined cooling, heat and power plant[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(3):174-181.
- [15] CARRION M, ARROYO J M. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(3):1371-1378.
- [16] 陈清森.电力用户停电损失评估及配电网可靠性成本效益评估[D].沈阳:东北大学,2015.
CHEN Qingmiao. The assessment of the outage cost of customers and the cost-effective of the reliability of distribution network[D]. Shenyang: Northeastern University, 2015.
- [17] 高慧,晏寒婷,黄春艳.考虑“源-荷-储”灵活性资源协调的主动配电网双层规划[J].广东电力,2019,32(5):29-35.
GAO Hui, YAN Hanting, HUANG Chunyan. Bi-level planning of active power distribution network considering coordination of flexible resources of source-load-storage[J]. Guangdong Electric Power, 2019, 32(5):29-35.
- [18] 董军,聂麟鹏,聂仕麟,等.考虑需求响应与风电不确定性的两阶段鲁棒旋转备用容量优化模型[J].电力建设,2019,40(11):55-64.
GE Jun, NIE Linpeng, NIE Shilin, et al. Two-stage robust optimization model for spinning reserve capacity considering demand response and uncertainty of wind power[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(11):55-64.
- [19] 徐永海,何志轩,董旭,等.基于DG和多端VSC协调控制的交直流配电网优化运行[J].电力工程技术,2022,41(5):116-123.
XU Yonghai, HE Zhixuan, DONG Xu, et al. Optimal operation of AC/DC distribution network based on DG and multi-terminal VSC coordinated control[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(5):116-123.