

考虑可靠性与故障后负荷响应的主动配电网供电能力评估

葛少云, 孙昊, 刘洪, 张强, 李吉峰

(智能电网教育部重点实验室(天津大学), 天津市 300072)

摘要: 针对传统供电能力评估中难以同时解决既避免单纯以负荷高峰时刻全网 $N-1$ 准则为基础又细致计及分布式电源、储能和负荷需求响应影响等问题, 提出了考虑可靠性柔性需求与故障后负荷响应的主动配电网供电能力评估方法。首先, 结合出力不确定性与用户差异化的响应能力, 对主动配电网中的分布式电源、储能与可响应负荷等基本元素进行建模; 其次, 构建了以最大供电能力为目标、以可靠性需求和故障后负荷响应经济性为主要约束的主动配电网供电能力评估模型; 继而, 发展了考虑分布式光伏、蓄电池以及需求响应的主动配电网可靠性评估准序贯蒙特卡洛模拟法, 并提出了基于遗传算法的供电能力评估模型优化求解方法; 最后, 通过算例验证了所提方法可有效挖掘主动配电网供电能力, 提升资产利用效率。

关键词: 主动配电网; 供电能力; 供电可靠性; 柔性需求; 负荷响应; 遗传算法

0 引言

供电能力是指电网在满足一定安全准则条件下所能供应的最大负荷。对于发达区域而言, 评估现状电网的供电能力, 有利于发现供电瓶颈, 提出有针对性的改善方案; 对于发展中区域而言, 评估规划电网的供电能力, 可有效评判规划方案对负荷发展的适应性。因此, 配电网的供电能力评估问题受到了越来越多的关注^[1]。而另一方面, 分布式电源(DG)的广泛接入和需求侧响应的增强改变了传统配电网的运行方式以及故障转供模式, 供电能力的评估也需要适用于含 DG 和负荷响应的主动配电网。

传统的供电能力评估方法主要是在节点电压、支路功率等系统潮流约束条件下求取网络的最大供电能力^[2-3], 但较少考虑网络转移供电能力的影响。因此, 又发展出了计及 $N-1$ 安全准则的供电能力评估方法, 该方法考虑主变压器(简称“主变”)互联关系^[4]以及主变所出馈线的联络结构^[5]等因素, 在 $N-1$ 准则下评估网络最大供电能力, 保证了故障后供电的可靠性。其中文献[6]提出了一种 $N-1$ 准则下适用于柔性配电网的最大供电能力模型与计算方法, 并与传统配电网进行了比较; 文献[7]通过

对主动配电系统中的负荷、分布式能源资源等不确定因素的建模, 并结合 $N-1$ 故障下的故障排序结果, 基于场景生成与缩减技术对多场景下的主动配电系统短期供电能力进行评估。

然而, 基于 $N-1$ 准则的供电能力评估需要电网在尖峰负荷时刻刚性满足 $N-1$ 校验, 而尖峰负荷通常是均值负荷的数倍且持续时间很短, 为进一步挖掘系统供电潜力, 文献[8]构建了考虑可靠性柔性约束的供电能力评估模型, 但其仅能适用于不含 DG、储能与需求响应的传统配电网。而在主动配电网中, DG 与储能的接入将对时序的网供负荷产生一定的削减作用, 这将有助于网络故障后的负荷转供, 若在此时也计及负荷的响应能力, 则将进一步提升系统的供电可靠性指标, 进而影响以可靠性为约束的系统最大供电能力。因此, 本文在文献[8]柔性约束的基础上, 对主动配电网进行供电能力的评估, 将对挖掘供电潜力、提升资产利用效率更具实用价值。

为此, 本文首先建立了主动配电网中的 DG、储能、负荷等基本元素的出力与状态模型, 同时考虑用户的差异化响应能力, 建立了故障后基于激励的需求响应模型; 其次, 系统说明了供电能力优化的思路, 并构建了以网络供电能力最大化为目标、以可靠性指标和故障后负荷响应费用为主要约束的主动配电网供电能力评估模型; 之后, 结合元件与需求响应模型, 发展了考虑分布式光伏、蓄电池以及负荷响应的主动配电网可靠性评估准序贯蒙特卡洛模拟法,

收稿日期: 2018-08-06; 修回日期: 2018-11-10。

上网日期: 2019-02-19。

国家重点研发计划资助项目(2016YFB0900400); 国家自然科学基金资助项目(51477116)。

以计算供电能力评估模型的主要约束条件;最后,选用遗传算法对供电能力评估模型进行优化求解,并结合算例验证了本文方法的实用性和有效性。

1 主动配电网元件与负荷响应模型

1.1 源荷储出力模型

建立分布式光伏、负荷与蓄电池的时序出力模型,以1 h为基本步长,认为1 h内时序值不变。

1) 考虑预测误差的光伏出力模型

建立光伏全年8 760 h的时序出力模型:结合文献[9]的HDKR模型预测全年的光照强度序列,并根据每小时的预测光照强度,结合文献[10]的光伏分段出力模型计算该时刻对应的光伏预测出力 P_b 。

而考虑到光伏功率因天气变化波动较大,可在预测点叠加预测偏差表达结果的不确定性^[11],偏差服从均值为零的正态分布,其标准差的计算方法如下^[12]:

$$\sigma_{pv} = \frac{1}{5}P_b + \frac{1}{50}P_{sn} \quad (1)$$

式中: P_{sn} 为光伏的额定容量。

根据某时刻的出力预测值 P_b 抽样误差 ΔP_{pv} , $P_v = P_b + \Delta P_{pv}$ 即表示考虑预测误差的光伏实时出力。

2) 负荷时序模型

负荷点第 t 个小时的负荷 L_t 为:

$$L_t = L_p P_w P_d P_h(t) \quad (2)$$

式中: L_p 为年负荷峰值; P_w 为与第 t 个小时对应的年-周负荷比值; P_d 为对应的周-日负荷比值; $P_h(t)$ 为对应的日-小时负荷比值,其将随负荷类型而变化,参考文献[13]确定居民、商业与工业三类负荷系数。当故障后负荷点需要进行响应削减负荷时,进一步结合需求响应策略与负荷削减比例确定实时负荷。

3) 蓄电池出力模型

蓄电池在正常的并网状态下采用周期充放电策略^[14],充放电功率恒定,一个周期分为放电、充电与浮充三个阶段,三阶段反复交替进行。而在电网发生故障后,蓄电池可主动进行充放电的调节,以支持孤岛负荷的供电或在转供时削减时序负荷、提升转供裕度,故障后蓄电池的出力模型详见3.2节的储能运行机制,其充放电功率不能超过最大值。

1.2 电源与非电源元件的状态模型

考虑到光伏出力与负荷的时序特性,本文采用准序贯蒙特卡洛模拟^[14]进行主动配电网的可靠性评估,为此需要建立元件的状态模型。

1) 非电源元件的状态模型

主变、馈线、开关与配电变压器等非电源元件采用两状态马尔可夫模型进行表征,故障转移率为 λ ,修复转移率为 μ 。元件的无故障工作时间 T_{TF} 与故障修复时间 T_{TR} 均服从与 λ 和 μ 相关的指数分布,采用状态持续时间抽样法序贯抽样非电源元件的状态,并结合指数分布计算其故障时刻与故障持续时间。

2) 考虑不确定性的电源元件状态模型

设定配电网中允许接入的最大负荷始终小于线路或主变的容量,则光伏与蓄电池的单独故障不会对负荷点的供电产生影响,只需在非电源元件故障的起始时刻,非序贯抽样电源元件的运行状态,进而计算故障期间光伏和蓄电池的出力情况。而与正常状态相比,非电源元件故障持续时间很短,因此认为在此期间电源元件的运行状态保持不变^[14]。

故障起始时刻,光伏与蓄电池的运行状态具有不确定性,考虑到实际的光伏阵列或蓄电池组由多个光伏面板或蓄电池串并联组成,为反映部分光伏面板或蓄电池的故障,需要引入降额运行状态^[15]。

以光伏阵列为例,设单个光伏面板的不可用度为 q ,则 n 块串联的光伏面板不可用度为:

$$q_s = 1 - (1 - q)^n \quad (3)$$

则对于串并联组成的 $m \times n$ 阶的光伏阵列,其中 h 组串联光伏发生故障的概率为:

$$p_h = C_m^h q_s^h (1 - q_s)^{m-h} \quad h = 0, 1, \dots, m \quad (4)$$

式中: $h = 0$ 表示正常运行, $h = m$ 表示完全故障后出力为0。

计算 h 取不同值对应的概率,在 $[0, 1]$ 内累加排列,并产生随机数抽样对应的故障光伏组数 h 。同时结合1.1节的光伏出力模型,得到综合考虑光伏出力预测误差以及运行状态不确定性的故障期间光伏实际出力如式(5)所示:

$$P_{v,h} = (P_b + \Delta P_{pv}) \frac{m-h}{m} \quad (5)$$

蓄电池组降额状态的抽样方法同光伏阵列。除运行状态外,蓄电池在故障起始时刻的荷电状态(SOC)也具有不确定性,需要根据其并网状态下的周期充放电策略的荷电状态分布规律,将随机数转化为故障起始时刻的荷电状态。例如:当蓄电池一个周期内充放电时间相等且无浮充状态,则荷电状态服从均匀分布。

1.3 故障后的负荷差异化响应模型

1) 故障后规定的负荷削减比例的确定原则

需求响应可分为价格型响应与激励型响应。考虑到后者是在电网紧急状态下的响应,会对可靠性

指标产生直接影响,因此本文以激励型响应中的可中断负荷(IL)作为模型。参考文献[16],参与可中断负荷响应的用户需要提前与电网公司签订合同,并在合同中明确规定负荷削减比例、激励费率以及用户不能按合同规定进行响应削减时的惩罚措施等。激励费率有电价折扣及削减补偿两种方式,用户削减负荷时,电网公司通过提供削减补偿与削减后剩余用电量的电价折扣,可最大程度激励用户削减负荷至合同规定的比例。

在可中断负荷响应合同中,规定的负荷削减比例需要根据实际故障下的供电缺额求取,其计算方式如下:

$$K_{iq} = \min \left\{ \frac{\Delta P_i}{\sum L_{dr}}, 1 \right\} \quad (6)$$

式中: K_{iq} 为故障影响范围内各可中断负荷点在某一时刻规定的削减比例,其中的故障影响范围包括故障后处于孤岛状态下的负荷点以及故障下游待转供区域和联络区域的负荷点; ΔP_i 为故障影响范围内该时刻的供电缺额; $\sum L_{dr}$ 为故障影响范围内各可中断负荷点的实时负荷量之和,若故障后的供电缺额大于可中断负荷之和,则需要所有可中断负荷以1为比例完全削减,从而保证其余重要负荷的供电。

2) 用户实际响应模型及削减比例的优化求解

而在实际的故障后响应的过程中,故障影响范围内的用户在收到合同规定的削减比例 K_{iq} 后,需要综合考虑响应成本与收益,确定总获利最大的实际削减比例。用户实际响应模型的目标函数如下:

$$\max S = R - C_1 - C_2 - F \quad (7)$$

式中: S 为用户响应总获利; R 为响应收益; C_1 为用户响应成本^[17]; C_2 为用户电费; F 为未达到规定响应比例的惩罚。具体计算形式如(8)一式(13)所示。

$$\Delta P_n = L_t K_{iq} \quad (8)$$

$$\Delta P_a = L_t K_w \quad (9)$$

$$R = \begin{cases} \Delta P_n E t_d & \Delta P_a \geq \Delta P_n \\ \Delta P_a E t_d & \Delta P_a < \Delta P_n \end{cases} \quad (10)$$

$$C_1 = (K_1 \Delta P_a^2 + K_2 \Delta P_a - K_2 \Delta P_a u) t_d \quad (11)$$

$$C_2 = \alpha p (L_t - \Delta P_a) t_d \quad (12)$$

$$F = \begin{cases} 0 & \Delta P_a \geq \Delta P_n \\ (\Delta P_n - \Delta P_a) p_f t_d & \Delta P_a < \Delta P_n \end{cases} \quad (13)$$

式中: L_t 为响应时刻该负荷点的原始负荷值,由1.1节的负荷时序模型求取; ΔP_n 为电网公司规定的负荷削减量; K_w 为用户实际的负荷削减比例; ΔP_a 为用户实际的负荷削减量; t_d 为响应时间,本文以1h为基本步长进行分析; E 为单位电量的中断补偿; u 表示用户停电意愿,范围在0~1之间;

K_1 和 K_2 为常系数; p 为电价; α 为负荷削减后剩余负荷的电价折扣; p_f 为未完成规定削减量时,用户单位差额用电量受到的惩罚。

模型的优化对象为 K_w ,在其他参数固定的情况下,用户的实际最优削减比例 K_w 会随着 K_{iq} 的增加而提升。而对于不同用户,由于停电意愿、中断补偿等参数的不同, K_w 与 K_{iq} 没有明确的数量关系,响应效果具有明显的差异性。结合式(7)一式(13),可求取故障后特定 K_{iq} 下用户获利最大的实际负荷削减比例 K_w ,更新供电缺额,进而计算考虑需求响应后的各负荷点停电时间与可靠性指标。特别地,由于实际电网不同用户的需求不同,本文设定部分重要用户不会参加需求响应,即不会主动削减负荷。

电网公司要求用户参与可中断负荷响应时,其激励政策付出的经济性代价包括向用户支付的响应收益即中断补偿,得到的未响应惩罚以及电费折扣后的电价损失,某一时刻的响应费用表示如下:

$$C_{j,t} = R - F + (1 - \alpha)(L_t - \Delta P_a) t_d p \quad (14)$$

式中: $C_{j,t}$ 为负荷点 j 在第 t 个小时进行主动削减时电网公司需要支付的负荷响应费用。

2 主动配电网供电能力评估模型

DG、储能以及响应负荷的接入可提升系统的可靠性水平与供电能力,降低电网的规划与投资规模,但也需要电网公司在运行过程中向可参与响应主动削减负荷的用户提供经济激励。为综合平衡规划阶段成本的降低和运行阶段成本的升高,并以此为基础评估主动配电网的最大供电能力,本文提出了考虑可靠性与负荷响应经济性约束的供电能力评估模型。模型整体的优化思路如图1所示。

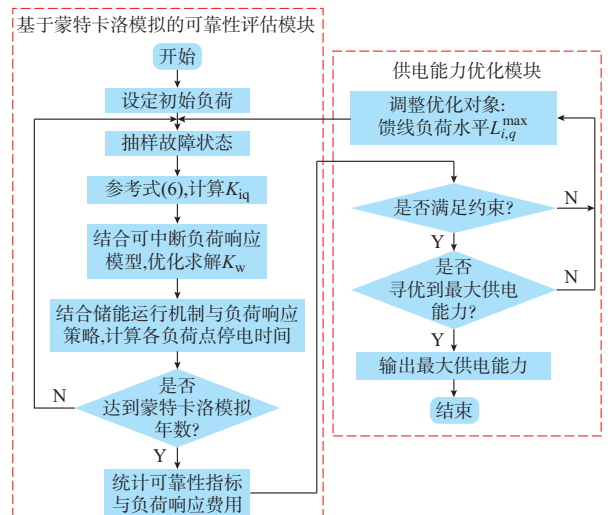


图1 供电能力优化的整体流程

Fig. 1 Overall process of power supply optimization

整体的优化流程包括供电能力优化模块与基于蒙特卡洛模拟的可靠性评估模块两部分。可靠性评估模块需要结合 1.3 节的需求响应模型求取故障后各负荷点的实际可中断负荷量,同时根据储能运行机制与负荷响应策略确定各负荷点的削减与切除顺序,进而计算停电时间,具体计算方法详见第 3 节。供电能力评估模型具体的优化求解方法详见第 4 节。

评估模型的研究对象包括主变层及中压网层,目标函数为主动配电网供电能力最大,设系统中一共有 n 台主变,各台主变的编号 i 为 $1, 2, \dots, n$ 。其中与第 i 台主变相连的馈线数目为 m_i ,则与其相连的各条馈线编号 q 为 $1, 2, \dots, m_i$ 。模型的目标函数如下:

$$\max F_{\text{PSC}} = \sum_{i=1}^n \sum_{q=1}^{m_i} L_{i,q}^{\max} \quad (15)$$

式中: $L_{i,q}^{\max}$ 为与第 i 台主变相连的第 q 条馈线在全网的尖峰负荷时刻所能够接入的初始负荷值,即模型的优化对象。 $L_{i,q}^{\max}$ 会同时影响可靠性指标与负荷响应费用;初始负荷越高,故障后的供电缺额及规定削减比例 K_{iq} 也会越大,相应的实际削减比例 K_w 和响应费用也会提升;而由于供电缺额的提升,区域内可中断负荷点无法完全弥补供电缺额的概率也会加大,可靠性水平会降低。根据 $L_{i,q}^{\max}$ 并结合 1.1 节的负荷时序模型可对应到特定负荷峰值下的时序负荷序列。

模型的主要约束条件如下。

1) 供电可靠性约束

选取平均供电可用度(ASAI)为可靠性指标,其可由各负荷点的停电时间与用户数累加统计得到。该约束条件表示规划区域实际的 ASAI 指标必须大于系统设定的可靠性目标 E_s ,具体计算方法见文献[8]。

2) 年负荷响应费用约束

该约束条件表示优化对象的调整需要满足特定的响应费用约束,具体表示如下:

$$\sum_{t=1}^{8760} \sum_{j=1}^{\omega} C_{j,t} \leq H \quad (16)$$

式中: ω 为系统总负荷点数; $C_{j,t}$ 为负荷点 j 在第 t 个小时的负荷响应费用,计算方法见式(14)。统计全年 8 760 h 中各负荷点的响应费用,累加得到年负荷响应费用; H 为系统设定的年负荷响应费用最大值。

3) 负载率约束与负荷削减限度约束

负载率约束表示系统的主变、馈线始终不能过载运行,即主变或馈线的时序负荷与 DG 的出力之

差不能大于设备的额定容量。负荷削减限度约束表示故障后的负荷削减比例不能大于 1。

3 考虑故障后负荷响应的主动配电网可靠性评估

3.1 考虑 DG 与联络转供的故障影响分析

元件故障后,首先进行故障影响分析,明确不同时刻各负荷点的状态。根据馈线分区概念将配电网划分为若干不同类型的最小隔离区,以图 2 为例。本文在文献[14]仅含 DG 的基础上进一步考虑了末端联络线的转供作用,将系统扩充为 9 类区域,其中新增的三类区域为下游无缝孤岛联络区(P9)、下游隔离孤岛联络区(P6 与 P10)和联络转供区(P6, P9 与 P10,若故障区下游无 DG),其表示在故障区下游的联络开关闭合后,此三类区域将立即结束停电或孤岛状态,优先通过联络恢复供电,直至故障修复。

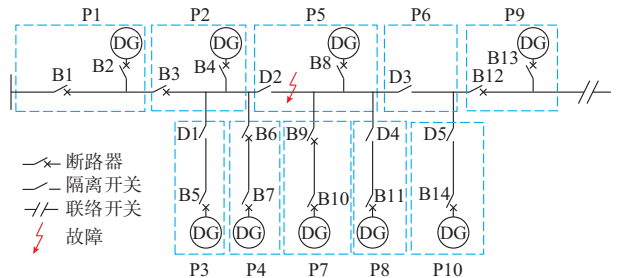


图 2 典型馈线分区

Fig. 2 Typical feeder partition

当馈线段、配电变压器等元件发生故障时,结合线路拓扑,可确定各区域的具体类型,进而明确区域内负荷点在故障后的不同阶段所处的状态,其分为正常状态、停运状态、孤岛状态以及下游联络转供状态四种。若故障元件为开关,则需将开关所连接的馈线区合并成一个馈线区,再进行各区域类型的判断。确定不同元件故障后各区域的分区类型,建立系统故障模式影响分析(FMEA)表,为可靠性指标的计算奠定基础。

3.2 故障后的储能运行机制与负荷响应策略

故障起始时刻,结合光伏和蓄电池的出力与状态模型进行抽样,并计算故障期间光伏出力序列与蓄电池最大允许充放电功率 P_{\max} ,其为正常状态下的充放电功率限值乘以抽样得到的降额系数。

以故障期间光伏和蓄电池的状态为参数,计算故障后的供电缺额与规定的负荷削减比例,合理调整负荷削减和切除的顺序,确定储能和负荷响应的联合调节策略。策略制定的基本依据是以最小的负荷响应费用为代价保证最大程度的重要负荷恢复供电。结合 FMEA 表,故障期间区域处于正常或停运

状态时,停电时间可直接确定,因此重点分析孤岛或转供状态下以及主变故障后的联合调节策略。

1) 孤岛状态下的储能运行与负荷响应策略

综合考虑蓄电池最大允许充放电功率 P_{\max} 、光伏出力 P_{DG} 以及时序负荷 L_t , 结合需求响应模型, 以 1 h 为基本步长进行模拟。孤岛供电不足时, 优先储能放电; 仍无法恢复供电则根据供电缺额计算孤岛内各可响应负荷点的 K_{iq} , 并结合响应顺序启动负荷削减与切除, 以维持孤岛功率平衡。孤岛状态下 1 h 内的响应顺序与联合调节策略见附录 A 图 A1。

2) 转供状态下的储能运行与负荷响应策略

转供期间联络容量的计算方法如下:

$$L_{\text{con}} = \min\{H_{\text{lim}}, N_{\text{con}} - L_b, P_{\text{con}} - L_c\} \quad (17)$$

式中: H_{lim} 为主变间联络线的最大容量^[18], 表示站间转供时的负荷量不能超过故障馈线和联络馈线所属主变之间的极限联络容量; N_{con} 为对侧联络馈线的容量; P_{con} 为对侧联络馈线所属的主变容量; L_b 与 L_c 分别为联络馈线和所属主变的实时净负荷(实时负荷与光伏出力的差值)。取最小值以保证转供的负荷不会超过主变间联络线的极限容量, 且转供后不会引起联络馈线和主变的过载。

与孤岛状态类似, 当待转供负荷大于联络容量时, 依次进行储能的放电以及负荷响应的削减与切除, 其中负荷主动响应削减时优先削减待转供区域重要程度低的负荷, 再削减联络区域的负荷, 1 h 内的联合调节策略见附录 A 图 A2。反复进行模拟直至故障修复, 得到转供状态下各负荷点的停电时间。

3) 主变故障后的储能运行与负荷响应策略

主变故障会同时影响多条馈线的供电, 其负荷响应策略也需要进行调整, 因此对其进行单独分析。

在文献[19]的主变转供策略基础上, 加入 DG、储能与故障后负荷响应, 同时考虑站间主变的联络容量约束^[18]。主变故障后, 其下属馈线中含 DG 的最小隔离区可结合上文孤岛状态下的响应策略确定各负荷点停电时间, 其余区域暂时失电。而自备投启用后, 故障馈线可实现转供, 变电站的转供能力表示如下:

$$S_{\text{con}} = C_{\text{con}} + H_{\text{con}} \quad (18)$$

式中: C_{con} 为站内转供能力; H_{con} 为站间转供能力。

C_{con} 和 H_{con} 计算方法如下:

$$C_{\text{con}} = (x - 1)M - L_a \quad (19)$$

$$H_{\text{con}} = \min\{C_{\text{lim}}, G_T - L_d, R_T - L_e\} \quad (20)$$

式中: x 为变电站内主变台数; M 为单台站内主变容量; L_a 为站内正常主变的故障时刻实时净负荷; C_{lim} 为站间的联络容量约束^[18]; G_T 和 R_T 分别为与

故障主变直接联络的所有站外馈线和站外主变的总容量; L_d 和 L_e 分别为站外各条联络馈线和联络主变的总实时净负荷。

以 1 h 为基本步长进行时序模拟, 在该时间步长内, 当故障主变下的馈线负荷 $L_{\text{fault}} < S_{\text{con}}$ 时, 负荷均可转供; 否则, 需要进一步考虑负荷响应、储能承载能力以及联络容量, 确定各负荷点的响应顺序与停电时间。 $L_{\text{fault}} > S_{\text{con}}$ 时, 1 h 的具体分析流程见附录 A 图 A3, 其中负荷切除的顺序参考文献[19]。

特别地, 在各种状态下, 均优先削减或切除重要程度低的负荷点。为了避免负荷的动态投切, 设定所有负荷点在被切除后其状态保持不变, 直至故障修复。同时考虑储能的荷电状态限制, 若该时间步长内储能充放电后其荷电状态超过限值, 则不进行充放电。

3.3 可靠性评估与指标计算

ASAI 指标的求取需要计算用户数, 考虑到用户数为离散变量而馈线负荷为连续变量, 因此设定负荷节点 j 的用户数如下^[8]:

$$N_j = \left\lfloor \frac{L_j}{L_{j0}} \right\rfloor \quad (21)$$

式中: L_{j0} 为负荷点 j 满足 $N - 1$ 约束的初始负荷; L_j 为优化后的负荷点负荷; N_j 为负荷节点 j 的用户数, 设定初始状态下用户数为 1; $\lfloor \cdot \rfloor$ 表示向下取整。

综合元件模型与负荷响应策略, 采用准序贯蒙特卡洛模拟进行可靠性评估。结合 1.2 节元件的状态模型抽样故障元件与故障持续时间, 并抽样故障期间光伏出力序列以及蓄电池初始状态。根据故障元件类型与位置进行故障影响分析, 确定各最小隔离区的状态, 其中主变故障时调用 3.2 节第 3) 部分的负荷响应策略, 区域处于孤岛或转供状态则调用第 1) 或第 2) 部分的响应策略。计算故障期间各负荷点的停电时间与负荷响应费用并推进模拟时钟, 抽样新的故障元件进行分析, 直至达到规定的模拟年数, 统计系统的年均 ASAI 与平均年负荷响应费用。可靠性评估的具体流程详见附录 A 图 A4。

4 供电能力评估模型的优化求解

选用遗传算法对供电能力评估模型进行优化求解, 优化对象为馈线在尖峰负荷时刻的接入负荷 $L_{i,q}^{\max}$, 编码对象为馈线的负荷接入倍数, 其表示馈线实际负荷与 $N - 1$ 状态下负荷的比值。采用二进制编码方式, 设定最大接入倍数为满足容量约束的最大负荷与 $N - 1$ 状态下负荷的比值, 以满足模型的负载率约束。遗传编码与优化对象的对应关系见附

录 B 表 B1。

模型的目标函数为系统供电能力最大化,此即遗传算法中个体的适应度。采用搜索空间限定法^[20]进行约束条件的处理;在每一轮的遗传运算后淘汰不满足约束的个体,并通过轮盘赌选择操作补足个体规模,保证供电能力较大的个体被选择的概率更大。选择后的个体可能重复,再结合交叉与变异操作保证种群多样性。模型求解流程详见附录 B 图 B1。

5 算例求解与结果分析

5.1 算例概况

算例选取了某地区含分布式光伏与蓄电池的实际配电网,其基于馈线互联关系的联络结构如图 3 所示。算例的具体结构见附录 C。主变间的最大联络容量见附录 D 表 D1,各变电站低压侧的元件种类与数量见附录 D 表 D2。在分布式光伏的接入点同时加装储能装置。以 10 kV 馈线基本型号为依据,得到馈线满足 $N-1$ 准则的初始负荷分布见附录 D 表 D3。

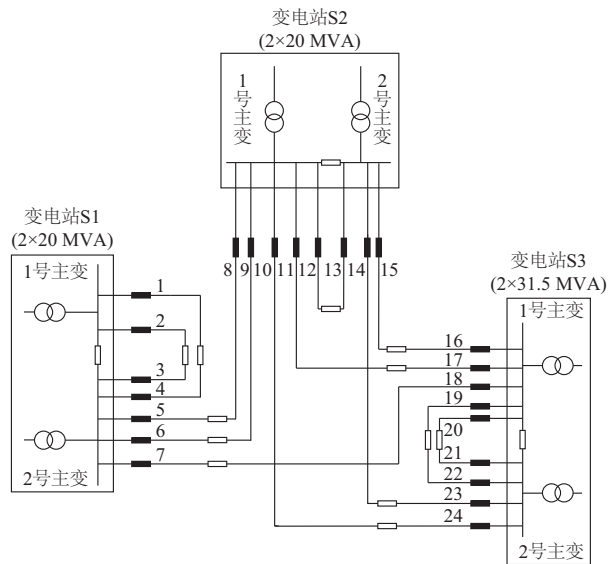


图 3 系统主变联络关系示意图
Fig. 3 Interconnection among main transformers of the system

元件可靠性参数见附录 D 表 D4,故障隔离时间与隔离后的转供时间为 1 h;工业、商业与居民负荷点的初始负荷见文献^[8];需求响应模型中常系数 $K_1=500$, $K_2=1\ 000$ ^[17],电价 700 元/(MW·h),响应后的电费折扣为 0.85,未达到规定削减比例的惩罚为 50 元/(MW·h),负荷重要程度及差异化的中断补偿与停电意愿见附录 D 表 D5;光伏与蓄电

池的参数见附录 D 表 D6,其中光伏全年预测出力曲线见附录 D 图 D1。

5.2 算例整体结果

首先进行蒙特卡洛模拟与遗传算法的收敛性测试: $N-1$ 初始状态下的蒙特卡洛可靠性模拟收敛曲线见附录 E 图 E1,模拟年数为 8 000~9 000 年时,ASAI 指标已基本稳定,其统计均值的误差范围仅为 $\pm 0.001\%$ 。进一步选取 ASAI 约束 99.966%,年负荷响应费用约束 11 万元进行遗传算法的收敛性测试。设定种群规模为 20,单条馈线编码长度 a 取 5,以保证负荷接入倍数精确到 0.1。交叉概率 0.8,变异概率 0.02。算法迭代过程见附录 E 图 E2,对于本算例,迭代 70 次左右供电能力可收敛到全局最优。

在不同的可靠性与负荷响应费用约束下,调整电网公司设定的馈线负荷接入倍数,求解供电能力评估模型,得到网络的最大供电能力如图 4 所示。

图 4(a)为二维约束条件下的最大供电能力结果三维图。A 点与 B 点分别表示馈线接入负荷满足 $N-1$ 约束或尖峰负荷时刻满载时的运行点,A 点对应的 ASAI 指标最优而负荷响应费用最小,B 点时系统达到了最低的可靠性指标与最高的负荷响应费用。确定边界后,调整约束条件,可求解系统在不同的二维约束下的最大供电能力。从图中可知,系统的最大供电能力会随着 ASAI 与响应费用约束的严格而降低。

图 4(b)为(a)的俯视图,以收敛性测试中的 E 点为例,输出特定约束条件下的优化结果,即馈线最优负荷分配方案(见附录 E 表 E1),此时系统最大供电能力为 140.5 MW。在不同的二维约束条件下求解供电能力评估模型,可得到相应条件下最优的馈线负荷分配方案及对应的最大供电能力,进而可充分挖掘网络供电潜力。

5.3 可靠性指标与最大供电能力的关系曲线

图 4(c)为(a)的左视图,其各条曲线表示在固定的负荷响应费用约束下,系统最大供电能力与可靠性指标的对应关系。从图中可以看出,对于特定负荷响应费用约束下的某一条曲线,在部分 ASAI 约束范围内,系统的最大供电能力会随着 ASAI 的严格而降低,ASAI 为供电能力的关键影响因素;而在某些情况下,系统的最大供电能力保持不变,不再受 ASAI 指标的影响,说明此时的负荷响应费用成了制约最大供电能力的瓶颈。而对比不同曲线可以发现,随着负荷响应费用约束的放宽,网络可达到的最大供电能力逐渐提升。

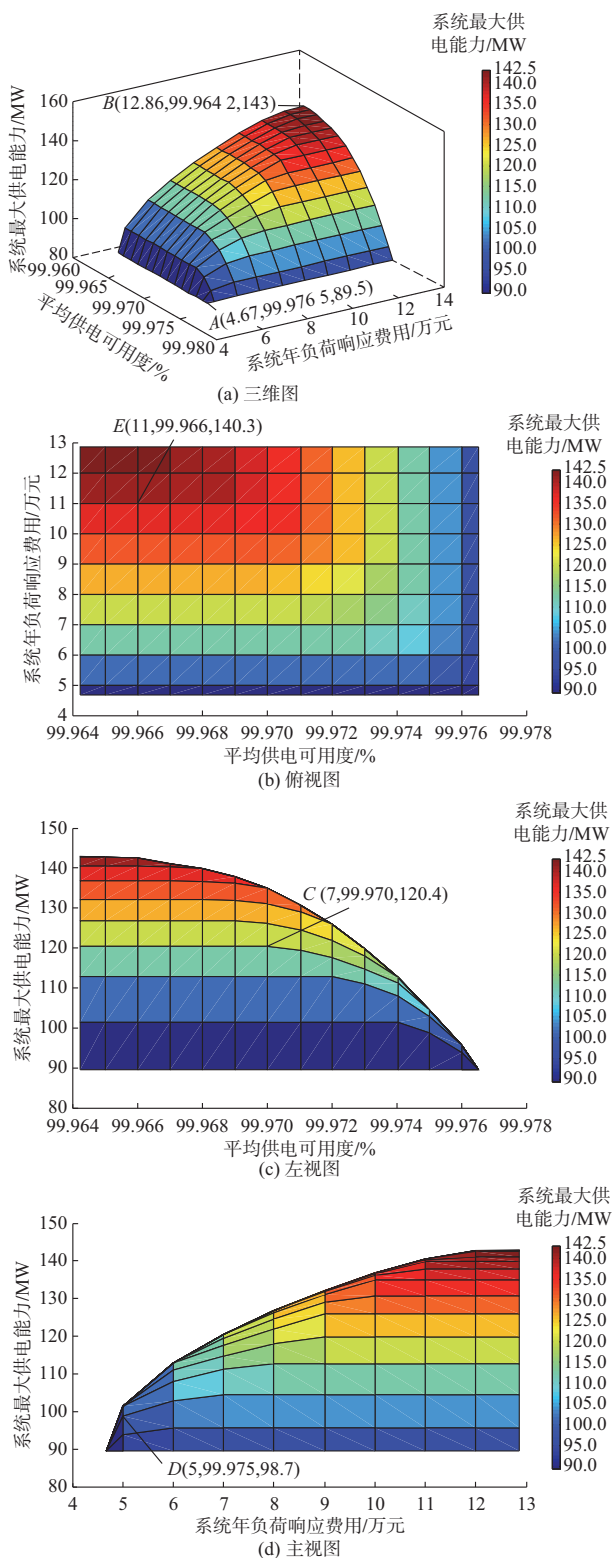


图4 可靠性与需求响应费用二维约束下的最大供电能力

Fig. 4 Maximum power supply capability under two-dimensional constraints of reliability and demand response cost

根据左视图,可以确定特定的负荷响应费用约

束下,网络可达到的最大供电能力以及对应的可靠性指标,达到此边界后,即使进一步降低可靠性约束,系统的最大供电能力受响应费用的制约也不会提升。以C点所在的曲线为例,在年负荷响应费用约束为7万元时,系统可达到的最大供电能力为120.4 MW。

5.4 负荷响应费用与最大供电能力的关系曲线

图4(d)为(a)的主视图,表示一系列固定的ASAI约束之下,年负荷响应费用与系统最大供电能力的关系曲线。与左视图类似,对于某一条曲线,在部分响应费用约束范围内,系统的最大供电能力会随着响应费用的提升而增加,但进一步增加响应费用后,供电能力保持不变,此时可靠性指标成为制约系统供电能力提升的瓶颈。根据左视图,可以确定特定的ASAI约束下,系统可达到的最大供电能力。而对比各条曲线,可以看出在不同的可靠性约束之下,负荷响应费用增加时的供电能力提升效果不同,系统所能达到的最大供电能力也不同。

特别地,定义年负荷响应费用与对应的最大供电能力比值表示单位负荷的响应费用,比较同一曲线各点的单位负荷响应费用,可以寻找特定可靠性约束之下经济性最优的供电能力。以ASAI约束99.975%为例,年负荷响应费用为5万元时(即D运行点),对应的供电能力最经济,为98.7 MW,即在此种馈线负荷接入方案下的供电能力对应的单位负荷响应费用最低。

6 结语

本文在基于可靠性的传统中压配电系统供电能力评估的基础上,针对具有分布式光伏、储能以及故障后负荷响应能力的主动配电网开展研究。一方面通过构建新的供电能力模型体现了电网建设改造方案在规划阶段成本降低与运行阶段成本升高之间的平衡;另一方面通过建立考虑不确定性与差异化响应能力的元件及负荷响应模型,并提出主动配电网供电可靠性实用化评估方法,实现了考虑可靠性约束和故障后负荷响应经济性的最大供电能力的求解。

算例表明,论文所提模型与方法可以有效量度供电能力与可靠性需求及负荷响应经济性之间的量化关系,进而可以结合规划网络的可靠性目标与需求响应投资,确定最优的馈线负荷接入方案,实现供电能力的最大化,将对主动配电网场景下系统供电能力的挖掘和资产利用效率的提升起到重要的支撑作用。未来可进一步结合差异化可靠性需求与定制

化的多类型负荷响应开展深入而细致的研究。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] 郭焱林,刘俊勇,魏震波,等.配电网供电能力研究综述[J].电力自动化设备,2018,38(1):33-43.
GUO Yanlin, LIU Junyong, WEI Zhenbo, et al. Load supply capability of distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(1): 33-43.
- [2] ZHANG Shenxi, CHENG Haozhong, ZHANG Libo, et al. Probabilistic evaluation of available load supply capability for distribution system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 3215-3225.
- [3] 叶莘,韦钢,马雷鹏,等.含分布式电源的直流配电网供电能力评估[J].电力系统自动化,2017,41(9):58-64. DOI: 10.7500/AEPS20161017009.
YE Shen, WEI Gang, MA Leipeng, et al. Power supply capability evaluation of DC distribution network with distributed generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 58-64. DOI: 10.7500/AEPS20161017009.
- [4] LUO Fengzhang, WANG Chengshan, XIAO Jun, et al. Rapid evaluation method for power supply capability of urban distribution system based on $N-1$ contingency analysis of main-transformers[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2010, 32(10): 1063-1068.
- [5] 肖峻,祖国强,贺琪博,等.馈线联络对配电网最大供电能力的作用机理[J].电力系统自动化,2015,39(8):38-44.
XIAO Jun, ZU Guoqiang, HE Qibo, et al. Influence mechanism of feeder links on total supply capability for distribution networks [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(8): 38-44.
- [6] 肖峻,刚发运,黄仁乐,等.柔性配电网的最大供电能力模型[J].电力系统自动化,2017,41(5):30-38. DOI: 10.7500/AEPS20160713007.
XIAO Jun, GANG Fayun, HUANG Renle, et al. Total supply capability model for flexible distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(5): 30-38. DOI: 10.7500/AEPS20160713007.
- [7] 高亚静,朱静,程华新,等.计及不确定性因素基于多场景的主动配电系统短期供电能力评估[J].中国电机工程学报,2016,36(22):6076-6085.
GAO Yajing, ZHU Jing, CHENG Huaxin, et al. Evaluation on the short-term power supply capability of active distribution system based on multiple scenarios considering uncertainties[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(22): 6076-6085.
- [8] 刘洪,李吉峰,张家安,等.考虑可靠性的中压配电系统供电能力评估[J].电力系统自动化,2017,41(12):154-160. DOI: 10.7500/AEPS20160802006.
LIU Hong, LI Jifeng, ZHANG Jiaan, et al. Power supply capability evaluation of medium voltage distribution system considering reliability [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(12): 154-160. DOI: 10.7500/AEPS20160802006.
- [9] FARRET F A, SIMOES M G. Integration of alternative sources of energy[M]. Hoboken, USA: Wiley-IEEE Press, 2006.
- [10] NIKMEHR N, RAVADANEGH S N. Reliability evaluation of multi-microgrids considering optimal operation of small scale energy zones under load-generation uncertainties [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2016, 78: 80-87.
- [11] ZAKARIA Z, MASATO O, TOMONOBU S, et al. Optimal voltage control using inverters interfaced with PV systems considering forecast error in a distribution system[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(2): 682-690.
- [12] 郭创新,张理,张金江,等.风光互补综合发电系统可靠性分析[J].电力系统保护与控制,2013,41(1):102-108.
GUO Chuangxin, ZHANG Li, ZHANG Jinjiang, et al. Reliability analysis of wind and photovoltaic integrated generating system[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(1): 102-108.
- [13] 李振坤,岳美,胡荣,等.计及分布式电源与可平移负荷的变电站优化规划[J].中国电机工程学报,2016,36(18):4883-4893.
LI Zhenkun, YUE Mei, HU Rong, et al. Optimal planning of substation considering distributed generation and shiftable loads[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(18): 4883-4893.
- [14] 葛少云,王浩鸣,王源山,等.含分布式风光蓄的配电系统可靠性评估[J].电力系统自动化,2012,36(5):16-23.
GE Shaoyun, WANG Haoming, WANG Yuanshan, et al. Reliability evaluation of distribution system including distributed wind turbines, photovoltaic arrays and batteries [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(5): 16-23.
- [15] 李璐,肖湘宁,陈鹏伟.改进光伏模型及其在微网可靠性评估中的应用[J].电工电能新技术,2016,35(11):65-71.
LI Lu, XIAO Xiangning, CHEN Pengwei. Improved photovoltaic model and its application in reliability evaluation of microgrid[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2016, 35(11): 65-71.
- [16] 张钦,王锡凡,王建学,等.电力市场下需求响应研究综述[J].电力系统自动化,2008,32(3):97-106.
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 97-106.
- [17] FAHRIOGLU M, ALVARADO F L. Designing incentive compatible contracts for effective demand management[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(4): 1255-1260.
- [18] 贾志伟,黄文艺,王玉忠.计及联络容量约束的配电网供电能力模型[J].电力建设,2013,34(9):67-70.
JIA Zhiwei, HUANG Wenyi, WANG Yuzhong. Model for power supply capability of power distribution network considering constraints of tie-line capacity[J]. Electric Power Construction, 2013, 34(9): 67-70.
- [19] 郑海峰,黄泽琦,刘洪,等.考虑负荷时序特性的含主变配电网可靠性评估[J].电力系统及其自动化学报,2018,30(4):144-150.
ZHENG Haifeng, HUANG Zeqi, LIU Hong, et al. Reliability assessment on distribution network with main transformer considering load timing characteristics[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2018, 30(4): 144-150.
- [20] 黄宗南,何岚岚,舒洲.切削用量遗传优化中的约束条件处理[J].机械设计与研究,2008,24(4):93-97.
HUANG Zongnan, HE Lanlan, SHU Zhou. Constraints handling in cutting optimization by genetic algorithm [J]. Machine Design & Research, 2008, 24(4): 93-97.

(下转第 91 页 continued on page 91)

葛少云(1964—),男,博士,教授,主要研究方向:配电网规划、配电自动化与智能电网。E-mail: syge@tju.edu.cn

孙昊(1993—),男,硕士研究生,主要研究方向:配电网规划和电力系统可靠性。E-mail: sunhao1993@tju.edu.

cn

刘洪(1979—),男,通信作者,博士,副教授,主要研究方向:智能配电系统及综合能源系统的规划与评估。

E-mail: liuhong@tju.edu.cn

(编辑 蔡静雯)

Power Supply Capability Evaluation of Active Distribution Network Considering Reliability and Post-fault Load Response

GE Shaoyun, SUN Hao, LIU Hong, ZHANG Qiang, LI Jifeng

(Key Laboratory of the Ministry of Education on Smart Power Grids (Tianjin University), Tianjin 300072, China)

Abstract: The traditional method of power supply capability (PSC) evaluation is simply based on the network-wide $N - 1$ criterion at peak load time and fails to consider the impact of distributed generator (DG), energy storage and load response. To solve this problem, this paper proposes a new PSC evaluation method of active distribution network (ADN) considering flexible reliability demand and post-fault load response. Firstly, combined with the uncertainty of DG output and the difference of users' response capability, the DG, energy storage and responsive load in ADN are modeled. Secondly, a PSC evaluation model is constructed with the objective of maximizing the PSC of ADN under the constraints of reliability demand and load response economy. Thirdly, a quasi-sequential Monte Carlo simulation method is developed for reliability assessment of ADN considering distributed photovoltaic, battery and demand response, and a solving method of PSC evaluation model based on genetic algorithm is proposed. Finally, the results of a typical ADN case study show that the proposed method can effectively tap PSC and improve the efficiency of asset utilization.

This work is supported by National Key R&D Program of China (No. 2016YFB0900400) and National Natural Science Foundation of China (No. 51477116).

Key words: active distribution network (ADN); power supply capability; power supply reliability; flexible demand; load response; genetic algorithm