

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.220065

# 考虑可靠性的交直流混合配电网网架与分布式电源 协同优化规划

金国彬, 刘玉龙, 李国庆, 辛业春, 李双

(现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室(东北电力大学), 吉林 吉林 132012)

**摘要:** 含高比例分布式电源接入的交直流混合配电网是未来配电网发展的重要过渡形式, 且随着电力系统的发展, 对于配电网可靠性的要求越来越高。提出了一种考虑可靠性的交直流混合配电网网架与分布式电源协同优化规划设计方法。在场景构建阶段, 该方法考虑了配电网中各分布式电源出力的相关性和时序性以及各负荷功率的时序性。在可靠性评估阶段, 针对交直流混合配电网的运行特点, 建立了完善的同时考虑稳态和故障运行下可靠性的综合评估体系, 通过建立各可靠性指标间的联系, 客观地将可靠性指标与经济性指标进行统一量纲处理。在优化阶段, 对交直流混合配电网网架结构及分布式电源接入容量设计了双层协同优化策略。同时, 建立了完备的线路故障抽样模型。以修改的 IEEE 33 节点交直流混合配电网的优化规划算例验证了所提方法的优越性和有效性。

**关键词:** 交直流混合配电网; 可靠性; 分布式电源; 优化规划

## Collaborative optimization planning of an AC/DC hybrid distribution network frame and distributed power generation considering reliability

JIN Guobin, LIU Yulong, LI Guoqing, XIN Yechun, LI Shuang

(Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology Ministry of Education (Northeast Electric Power University), Jilin 132012, China)

**Abstract:** The AC/DC hybrid distribution network with a high proportion of distributed generation access is an important transitional form for the development of the future distribution network. With the development of power systems, the requirements for the reliability of the distribution network have increased. This paper proposes a method of collaborative optimization planning and design for an AC/DC hybrid distribution network framework and distributed generation, a method that considers reliability. In scenario construction, the correlation and timing of output of each distributed generation and the timing of each load power are considered. A comprehensive reliability evaluation system considering steady- and fault-operation is established from the operational characteristics of AC-DC hybrid distribution network. This is done by establishing the relationship between the reliability indicators, where the reliability and economic indicators are objectively processed in a unified dimension. A two-layer collaborative optimization strategy is designed for AC-DC hybrid distribution network structure and distributed generation access capacity. At the same time, a complete line fault sampling model is established. The superiority and effectiveness of the proposed method are verified by an example of the optimization planning of a modified IEEE 33-bus AC-DC hybrid distribution network.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2018YFB0904703).

**Key words:** AC/DC hybrid distribution network; reliability; distributed generation; optimized planning

## 0 引言

随着清洁可再生能源的大力发展以及电力电

子装备的大量应用, 在电力系统配电网中, 各种典型的直流类电源、负荷比例逐步增加, 交直流混合配电网网架形式逐步得到重视和发展<sup>[1-4]</sup>。而考虑可靠性的规划设计, 对于交直流混合配电网的改造和设计至关重要。国内外学者对此展开了各种研究。

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2018YFB0904703)

文献[5-7]针对配电网网架与分布式电源(distributed generation, DG)的接入容量进行了双层优化设计。其中,文献[5]分别从电网公司、电源供应商和社会角度出发构建了多目标优化模型,得到了电压偏差最小、多主体利益最大化的优化结果。文献[6-7]通过概率潮流计算和多目标粒子群算法,得到了电压偏差最小、网损最低的优化结果。但是,通常在允许范围内的电压偏差不会对配电网的可靠运行产生直接影响。因此,以电压偏差最小为目标函数的优化规划对提升配电网的可靠性作用有限。文献[8-10]在规划过程中考虑了故障下的可靠性约束条件,但并不能达到综合经济性和可靠性的最优结果。文献[11-15]均考虑避免故障下的孤岛以减少失负荷,从而有利于提高配电网运行的可靠性,但均没有考虑负荷转供可能导致的节点电压越限风险。文献[16]提出了通过最小割集法评价配电网可靠性的评估方法,但该方法只能从网络连通性方面分析配电网的可靠性,不能充分考虑到配电网各源、荷单元的波动性。文献[17-18]提出了不同的配电网运行越限风险指标用于评估配电网运行的可靠性。其中,文献[17]通过层次分析法制定各风险指标的权重,该方法需要提前确定各指标间的相对重要程度。文献[18]通过熵权法确定各指标间的权重,该方法在本质上默认各指标的重要度相同。文献[19]将越限风险指标转化为惩罚成本,综合考虑经济性进行分布式光伏优化规划,但其惩罚成本的设定缺乏理论依据。

现有文献所提配电网越限风险指标仅考虑了稳态运行条件,且在评估综合指标时,各可靠性指标(电压越限风险指标、支路越限风险指标及失负荷指标)的定权重方法都存在很大程度上的主观性。在评估电压越限风险时,现有文献将各节点的电压越限风险指标权重设置为等权重,忽略了节点中连接负荷的负荷量和负荷重要度,不能在评价体系体现出不同节点的重要程度差异。

通常,传统交流配电网的规划秉持“闭环设计,开环运行”的原则<sup>[20]</sup>。这种开环运行的辐射网在接入光伏(photovoltaic generation, PV)、风机(wind turbine generation, WT)等出力不确定的 DG 后,在 DG 出力大且轻负载时段可能会出现末端电压升高甚至越上限以及功率倒送的情况;在 DG 出力小且重负载时段可能会出现网损严重,末端电压降低甚至越下限的情况<sup>[21]</sup>。这是由辐射状配电网的供电路径单一、潮流方向单一的运行特点所导致的。根据《交直流混合配电网规划设计指导原则》(Q/GDW 11722—2017):中压交直流混合配电网拓扑结构可

以设计为环型,从而使得供电路径更加灵活,很大程度上降低了配电网电压越限的概率。

此外,环型运行状态的交直流混合配电网在发生  $N-1$  故障时不会出现孤岛而出现直接失负荷,但依然可能由于转供路径过长而导致部分节点电压过低,或者由于转供路线单一导致部分潮流超上限,从而产生失负荷风险。因此,有必要将  $N-1$  故障时的越限指标纳入目标函数对网架进行优化,从而提高配电网在  $N-1$  故障下的供电可靠性。

在 DG 接入位置确定的情况下,各 DG 的接入容量会影响配电网各区域的源荷匹配率,进而影响配电网在稳态和故障运行下的可靠性。因此,合理的 DG 接入容量规划也对配电网的可靠性有重要意义。

通常,配电网的故障集中存在一些比较极端的故障场景,这些场景出现概率相对很小,而如果令优化过程在满足这些极端故障场景下的可靠性约束下进行,其优化结果会过于保守,很大程度上牺牲了经济性。而且在实际运行中,仍可以通过各调度单元的调度使配电网的可靠性达到要求。因此,在规划阶段,将可靠性作为指标,综合考虑经济性和可靠性的优化规划更具有实际意义。

针对交直流混合配电网的运行特点,本文建立了一种交直流混合配电网可靠性评估体系,该评估体系综合考虑了正常稳态运行和故障运行的可靠性指标,并对节点电压越限指标的权重做了进一步细化,从而在优化规划过程中优先保障最大量的最重要负荷的供电可靠性。并且,本文通过递归调用可靠性评估函数,分析越限支路故障对配电网造成的进一步影响,客观建立了支路越限功率指标和节点电压越限指标、失负荷指标之间的关系,再通过惩罚成本的形式将可靠性指标和经济性指标统一量级,构造了考虑可靠性和经济性的目标函数,很大程度上避免了各项指标间在定权重上的主观性。

此外,本文在场景构造阶段考虑了同一配电网中的各单元功率之间的相关性,并考虑了同一节点可能接入不同重要等级负荷的工程实际,从而提高了本文所提方法在实际工程中的广泛适用性。

## 1 配电网运行场景构建

### 1.1 DG 出力建模

根据统计数据,配电网中的 DG 出力具有时序性特点:各 DG 出力的概率分布参数在不同时段具有较大的差异性,且在同一配电网中,光照强度、风速之间一般具有一定的负相关性;不同地点的光照强度和风速一般具有正相关性。为了更好地模拟实际配电网中的 DG 出力场景,本文基于 Nataf 变

换生成了符合同一配电网中光照强度和风速相关性的光照强度样本和风速样本<sup>[22]</sup>。

### 1.1.1 PV 出力模型

光伏的输出功率取决于光照强度, 短时间内光照强度变化规律可由 Beta 分布表示, 不同日期相同时段的光照强度服从相同参数的 Beta 分布, 不同时段具有数值不同的形状参数。图 1 为不同时段的 PV 出力形状参数。

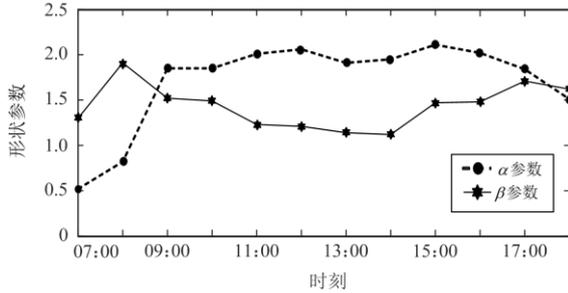


图 1 不同时段的 PV 出力形状参数

Fig. 1 PV output shape parameters in different time periods

参照文献[23], 不同日期相同时段的 PV 输出功率概率模型如式(1)所示。

$$f(P_{PV}) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{P_{PV}}{P_m}\right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{P_{PV}}{P_m}\right)^{\beta-1} \quad (1)$$

式中:  $P_{PV}$  为光伏电站输出功率;  $\alpha$  和  $\beta$  为 Beta 分布的两个形状参数;  $P_m$  为光伏电站的最大输出功率;  $\Gamma$  为 Gamma 函数。

### 1.1.2 WT 出力模型

WT 的输出功率取决于风速, 短时间内风速变化可由威布尔分布描述, 不同日期相同时段的风速服从相同参数的威布尔分布, 不同时段具有数值不同的形状参数和尺度参数。图 2 所示为不同时段的 WT 出力分布参数。

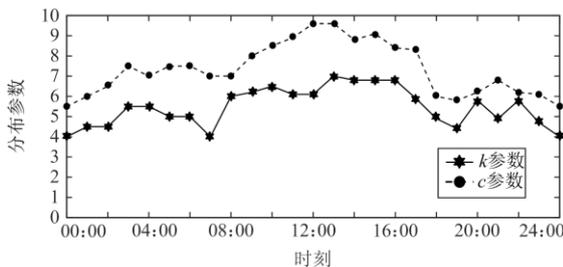


图 2 不同时段的 WT 出力分布参数

Fig. 2 WT output distribution parameters in different time periods

参考文献[24], 不同日期相同时段的 WT 输出功率概率模型如式(2)和式(3)所示。

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2)$$

$$P_W = \begin{cases} 0, & v < v_{in}, v > v_{out} \\ \frac{v - v_{in}}{v_r - v_{in}} P_{W,r}, & v_{in} \leq v \leq v_r \\ P_{W,r}, & v_r < v \leq v_{out} \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $v$  为风速大小;  $k$  和  $c$  分别为威布尔分布的形状参数和尺度参数;  $P_W$  为 WT 实际输出功率;  $P_{W,r}$  为 WT 额定输出功率;  $v_{in}$ 、 $v_{out}$  和  $v_r$  分别为 WT 的切入风速、切出风速和额定风速。

### 1.2 负荷功率模型

负荷功率的概率模型可由服从均值为  $\mu$ 、方差为  $\sigma^2$  的正态分布表示, 如式(4)所示。本文将负荷分类为工业负荷、商业负荷和民用负荷, 且根据各个时段中各类型负荷的功率特点, 对负荷功率进行划分, 使负荷模型更符合工程实际。各类型负荷在不同时段的有功功率期望值如图 3 所示。

$$f(P_L) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_p} \exp\left[-\frac{(P_L - \mu_p)^2}{2\sigma_p^2}\right] \quad (4)$$

式中:  $P_L$  为负荷功率;  $\mu_p$  和  $\sigma_p$  分别为负荷功率期望值和方差。

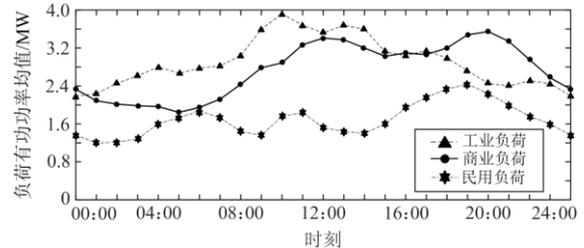


图 3 各类型负荷在不同时段的有功功率期望值

Fig. 3 Expected value of active power of various types of loads in different time periods

### 1.3 支路故障抽样模型

线路的故障抽样是通过式(5)所示的抽样表达式得到线路的运行状态(故障与正常运行)<sup>[25]</sup>, 从而得到线路故障与运行时间序列, 如图 4 所示。该支路故障抽样模型能够体现出线路运行状态的随机性, 并且在实际工况中可以根据各线路的老化情况设定表达式参数值, 调整各条线路的故障频率。

$$\begin{cases} t_{TTF} = -1[\lambda \ln(x)] \\ t_{TTR} = -1[\mu \ln(x)] \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $t_{TTF}$  和  $t_{TTR}$  分别为支路的运行时段和故障时段;  $\lambda$  和  $\mu$  分别为支路的故障率和修复率;  $x$  为(0,1)

内的随机数。

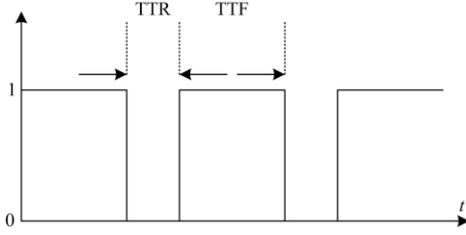


图 4 线路故障与运行时间序列

Fig. 4 Line failure and running time series

## 2 交直流混合配电网可靠性评估

### 2.1 交直流混合配电网可靠性评估体系

本文所提配电网可靠性评估体系不仅模拟了配电网稳态运行下各种场景的越限指标，还通过模拟配电网各条线路发生故障的工况对配电网的影响来评估配电网在各种故障工况下的供电可靠性，通过将负荷节点进行分类能够定性分析出各个节点的运行状态，为后续的配电网的定量可靠性评估奠定基础。所提可靠性评估体系如图 5 所示。

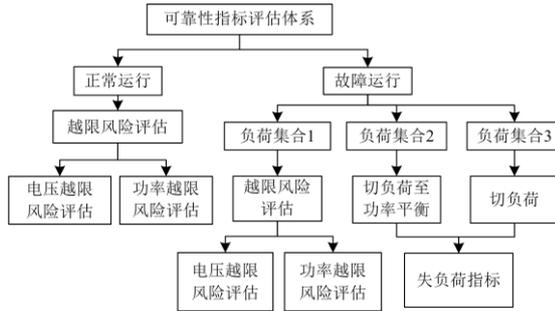


图 5 可靠性评估体系

Fig. 5 Reliability index evaluation system

首先，将配电网发生故障后的所有负荷节点分为 3 类。第 1 类节点：与上级电网连接的负荷节点；第 2 类节点：不与上级电网连接但与分布式电源连接的负荷节点；第 3 类节点：既不与上级电网连接也不与分布式电源连接的负荷节点。其中，第 2 类节点构成含分布式电源孤岛，第 3 类节点构成无源孤岛。然后，通过潮流计算来评估第一类负荷节点区域的风险越限指标，根据节点重要度倒序对第 2 类节点进行切负荷直至孤岛内满足功率平衡约束，对于第 3 类负荷节点直接切负荷。

本文的可靠性指标综合考虑了交直流混合配电网在正常运行状态下越限风险指标和故障运行状态下的失负荷指标与越限风险指标，既有利于提高配电网在正常稳态运行时的可靠性，又能兼顾提高配电网发生故障时的可靠性，从而从整体上综合提

高交直流混合配电网的可靠性。

### 2.2 越限风险指标

#### 2.2.1 电压越限风险指标

在配电网中，节点电压的越限指标直接关系到配电网的稳定运行，图 6 所示为节点电压与其越限严重度之间的关系，节点的电压越限严重度越高，失负荷风险越大。本文将节点电压越限严重度作为失负荷风险系数，根据式(6)一式(10)得到电压越限风险惩罚成本。

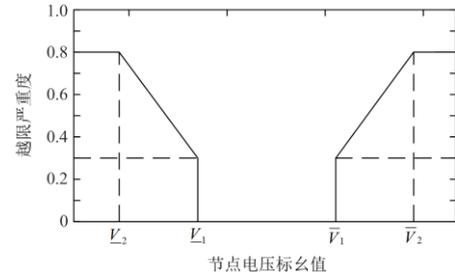


图 6 节点电压与其越限严重度之间的关系

Fig. 6 Relationship between node voltage and limit violation severity

$$C_{Fv} = C_{Fv}^N + C_{Fv}^{N-1} \quad (6)$$

$$C_{Fv}^N = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N \omega_n^{v,t} (\text{Sev}(V_n^t)) \cdot c_p \quad (7)$$

$$C_{Fv}^{N-1} = \sum_{f=1}^F \left( \sum_{t=1}^{T_f} \sum_{n=1}^N \omega_n^{v,t} (\text{Sev}(V_n^t)) \right) \cdot c_p \quad (8)$$

$$\text{Sev}(V_n^t) = \begin{cases} 0.8, & V_n^t \leq V_2 \\ \frac{1}{2(V_1 - V_2)}(V_n^t - V_1) + 0.3, & V_2 < V_n^t \leq V_1 \\ 0, & V_1 < V_n^t \leq \bar{V}_1 \\ \frac{1}{2(\bar{V}_2 - \bar{V}_1)}(V_n^t - \bar{V}_1) + 0.3, & \bar{V}_1 < V_n^t \leq \bar{V}_2 \\ 0.8, & V_n^t > \bar{V}_2 \end{cases} \quad (9)$$

式中： $C_{Fv}$  为电压越限总惩罚成本； $C_{Fv}^N$  为稳态运行下的电压越限惩罚成本； $C_{Fv}^{N-1}$  为故障运行下的电压越限惩罚成本； $T$  为所有的稳态运行模拟时段集合； $N$  为配电网中的所有节点集合； $F$  为故障集合； $T_f$  为故障  $f$  对应的时段集合； $V_n^t$  和  $\text{Sev}(V_n^t)$  分别代表稳态运行时节点  $n$  在  $t$  时段的节点电压和电压越限严重度； $V_1$  和  $V_2$  分别为节点电压下限各阶段阈值； $\bar{V}_1$  和  $\bar{V}_2$  分别为节点电压上限各阶段阈值； $\omega_n^{v,t}$  为稳态运行时节点  $n$  在  $t$  时段的电压越限指标的权重； $c_p$  为单位电能电价。

为了优化保障最大量最重要负荷的用电可靠

性, 本文将各节点电压越限指标的权重依据各节点的重要度进行设置, 即重要度越高的负荷节点获得更大的权重。节点重要度既取决于节点接入负荷的负荷等级, 也取决于节点接入负荷的负荷量。同时, 考虑到配电网中单个节点可能接入不同重要等级负荷的工程实际, 本文将节点接入的各级负荷的负荷重要等级与负荷量乘积的累加和作为各节点电压越限指标的权重, 如式(10)所示。

$$\omega_n^{v,t} = \sum_{d=1}^D K_d^{n,t} \cdot P_d^{n,t} \quad (10)$$

式中:  $D$  为节点  $n$  所连负荷的重要度集合;  $K_d^{n,t}$  和  $P_d^{n,t}$  分别为  $n$  节点在  $t$  时段接入的第  $d$  种负荷等级的负荷等级系数和负荷量。

### 2.2.2 功率越限风险指标

当配电网的支路有功功率接近上限甚至越限时, 可能会导致线路过电流和过负荷保护装置动作。因此, 支路有功功率越限的严重度越高, 线路的停运概率越大, 而越限支路停运又可能进一步导致其他支路有功功率越限、其他节点电压越限和失负荷情况, 此时需要再次根据本文所提的可靠性评估体系对越限支路停运后的配电网进行可靠性分析, 得到越限支路停运后的电压越限惩罚成本和失负荷惩罚成本, 并以支路停运风险作为惩罚成本系数与越限支路停运后的惩罚成本相乘, 最后叠加到支路越限惩罚成本中。

本文将支路功率越限严重度作为支路停运风险系数, 再通过递归调用可靠性评估函数分析越限支路停运后的配电网可靠性, 递归调用可靠性评估体系的终止条件为配电网中不再出现越限支路, 最后将各层递归调用得到的惩罚成本叠加得到支路越限惩罚成本, 从而将支路功率越限与其故障后导致的各节点越限或失负荷联系起来。支路功率和越限严重度之间的关系如图 7 所示, 支路越限惩罚成本计算如式(11)一式(16)所示。

$$C_{Fs} = C_{Fs}^N + C_{Fs}^{N-1} \quad (11)$$

$$C_{Fs}^N = \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L c_s^{l,t} \quad (12)$$

$$C_{Fs}^{N-1} = \sum_{f=1}^F \left( \sum_{t=1}^{T_f} \sum_{l=1}^L c_s^{l,t} \right) \quad (13)$$

$$c_s^{l,t} = \begin{cases} \text{Sev}(k_l^t)^{(0)} \cdot C_{Fv,t}^{(0)} \\ \text{Sev}(k_l^t)^{(0)} \cdot (\text{Sev}(k_l^t)^{(1)} \cdot (C_{Fv,t}^{(1)} + C_{Fv,t}^{(1)}) \\ \text{Sev}(k_l^t)^{(0)} \cdot (\text{Sev}(k_l^t)^{(1)} \cdot (\text{Sev}(k_l^t)^{(2)} \cdot (\text{Sev}(k_l^t)^{(3)} \cdot (C_{Fv,t}^{(3)})) + \\ C_{Fv,t}^{(2)} + C_{Fv,t}^{(1)}) \\ \text{M} \end{cases} \quad (14)$$

$$\text{Sev}(k_l^t) = \begin{cases} 0, & k_l^t \leq \bar{P}_1 \\ \frac{0.8}{\bar{P}_2 - \bar{P}_1} (k_l^t - \bar{P}_1), & \bar{P}_1 < k_l^t \leq \bar{P}_2 \\ 0.8, & k_l^t > \bar{P}_2 \end{cases} \quad (15)$$

$$k_l^t = \frac{P_l^t}{P_l^{\max}} \quad (16)$$

式中:  $C_{Fs}$  为支路越限总惩罚成本;  $C_{Fs}^N$  和  $C_{Fs}^{N-1}$  分别为稳态运行下所有模拟时段和故障运行下所有模拟时段的支路功率越限惩罚成本;  $L$  为配电网中所有支路集合;  $c_s^{l,t}$  为支路  $l$  在  $t$  时段的支路越限惩罚成本;  $k_l^t$  和  $\text{Sev}(k_l^t)$  分别为支路  $l$  在  $t$  时段的负载比和有功功率越限严重度;  $\bar{P}_1$  和  $\bar{P}_2$  分别为支路功率各阶段上限阈值;  $\text{Sev}(k_l^t)^{(x)}$  和  $C_{Fv,t}^{(x)}$  分别为第  $x$  层递归调用可靠性评估函数的支路越限严重度和惩罚成本;  $P_l^t$  为支路  $l$  在  $t$  时段流过的有功功率;  $P_l^{\max}$  为支路  $l$  流过有功功率的上限。

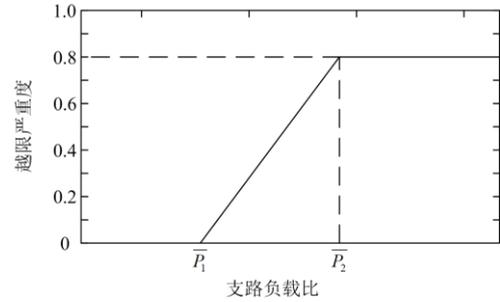


图 7 支路功率和越限严重度之间关系

Fig. 7 Relationship between branch power and limit violation severity

## 2.3 失负荷指标

各负荷点的失负荷指标如式(17)所示。

$$R_n = \sum_{f=1}^F \left( \sum_{t=1}^{T_f} \sum_{d=1}^{D_f} K_d^{n,t} \cdot P_d^{n,t} \right) / T_y \quad (17)$$

式中:  $D_f$  为在  $f$  故障下的  $t$  时段需要切除的接入  $n$  节点的负荷等级集合;  $T_y$  为模拟年数。

年失负荷惩罚成本如式(18)所示。

$$C_{\text{Loss}} = \sum_{n=1}^N R_n \cdot c_p \quad (18)$$

## 3 交直流混合配电网双层优化模型

### 3.1 双层协同优化方法

交直流混合配电网网架优化适合采用二进制粒子群算法进行求解; 而 DG 接入容量优化适合采用十进制粒子群算法进行求解。考虑到网架优化和

分布式电源优化之间存在相互影响,同时,将两种类型的变量统一进行编码非常复杂繁琐。因此,为了得到最优的网架优化与分布式电源优化的组合方案,本文采用双层规划模型交替迭代的方式对优化规划模型进行求解。当网架结构在迭代过程中不再更新,且两次迭代的目标函数值偏差小于设定阈值,则满足收敛条件,输出迭代过程中最优网架结构与DG接入容量组合方案。双层协同优化流程如图8所示。

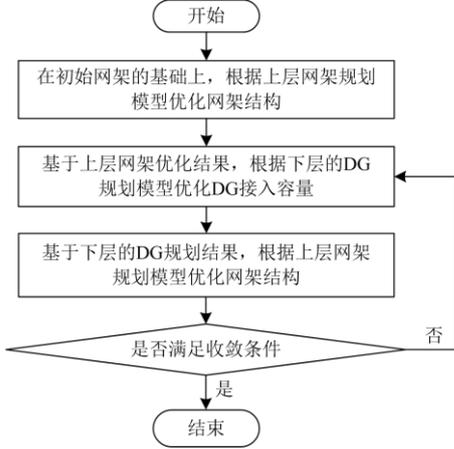


图8 双层协同优化流程图

Fig. 8 Flow chart of two-layer collaborative optimization

在双层协同优化中,上层模型以网架扩容方案为优化变量,通过二进制粒子群算法进行优化;下层模型以DG接入容量为优化变量,通过十进制粒子群算法进行优化。通过双层模型的交替迭代求解得到考虑可靠性的最优的交直流混合配电网的网架结构与DG接入容量组合。双层协同优化结构示意图如图9所示。

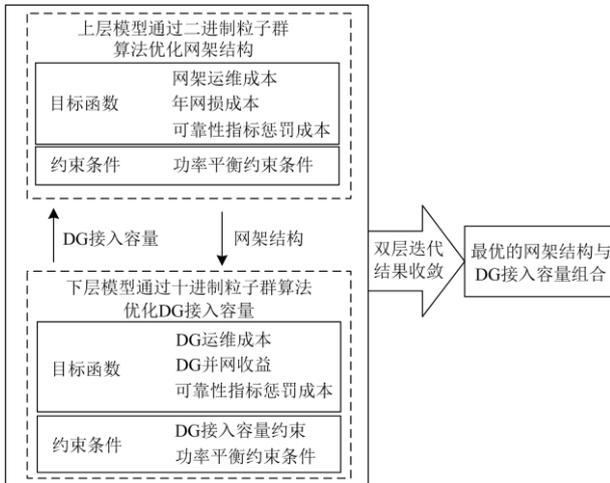


图9 双层协同优化结构示意图

Fig. 9 Schematic diagram of two-layer collaborative optimization structure

### 3.2 上层模型

#### 3.2.1 上层目标函数

上层模型以年运行成本最小化为目标函数,具体包括:交直流混合配电网增设线路的年投资成本及运维成本、年网损费用及各可靠性指标的惩罚成本。

$$\min f_{\text{net}} = C_{\text{net}} + C_{\text{gl}} + C_{\text{F}} + C_{\text{Loss}} \quad (19)$$

$$C_{\text{net}} = C_{\text{net}}^{\text{con}} + C_{\text{net}}^{\text{op}} \quad (20)$$

式中:  $f_{\text{net}}$  为年运行成本;  $C_{\text{net}}^{\text{con}}$  和  $C_{\text{net}}^{\text{op}}$  分别为增设线路的年均摊成本和配电网年运维成本;  $C_{\text{gl}}$  为年网损成本;  $C_{\text{F}}$  为可靠性惩罚成本。

##### 1) 增设线路建设的年均摊成本

$$C_{\text{net}}^{\text{con}} = \beta_l \sum_{l_{ij} \in U_{\text{will}}} \alpha_{ij} l_{ij} \quad (21)$$

$$\beta_l = \frac{d(1+d)^{\lambda_l}}{(1+d)^{\lambda_l} - 1} \quad (22)$$

式中:  $U_{\text{will}}$  为可建设线路集合;  $l_{ij}$  为二进制变量,该值为1代表建设节点*i*与节点*j*之间线路,该值为0代表不建设节点*i*与节点*j*之间线路;  $\alpha_{ij}$  表示线路  $l_{ij}$  的建设成本;  $\beta_l$  表示增设线路的年均摊系数;  $d$  为贴现率;  $\lambda_l$  为增设线路使用年限。

##### 2) 年运维成本

$$C_{\text{net}}^{\text{op}} = \sum_{l_{ij} \in U_{\text{will}}} \alpha_{ij} c_{l_{ij}}^{\text{op}} l_{ij} + \sum_{l_{ij} \in U_{\text{pre}}} c_{l_{ij}}^{\text{op}} l_{ij} \quad (23)$$

式中:  $c_{l_{ij}}^{\text{op}}$  表示线路  $l_{ij}$  的年运维成本;  $U_{\text{pre}}$  表示所有原有线路集合。

##### 3) 年网损费用

$$C_{\text{gl}} = \sum_{t=1}^T c_t^{\text{gl}} \cdot W_t^{\text{gl}} \quad (24)$$

式中:  $c_t^{\text{gl}}$  为*t*时段单位电量网损费用;  $W_t^{\text{gl}}$  为*t*时段的配电网系统网络损耗。

##### 4) 越限惩罚成本

$$C_{\text{F}} = C_{\text{Fv}} + C_{\text{Fs}} + C_{\text{Loss}} \quad (25)$$

#### 3.2.2 上层约束条件

上层约束条件为节点功率平衡方程约束条件和变换器功率方程约束条件。本文按照文献[26]所提方法求解交直流混合配电网潮流。

##### 1) 变换器功率平衡约束条件

当交流节点*i*与交流节点*j*互连接且  $l_{ij} = 1$

时,变换器功率方程如式(26)所示。

$$\begin{cases} P_{ij} = U_i^2 G_{ij} - U_i U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_{ij} = -U_i^2 B_{ij} - U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (26)$$

式中:  $P_{ij}$  和  $Q_{ij}$  分别表示交流节点  $i$  流向交流节点  $j$  的有功功率和无功功率;  $U_i$  和  $U_j$  分别为节点  $i$  和节点  $j$  的电压值;  $G_{ij}$  和  $B_{ij}$  分别表示交流节点  $i$  与交流节点  $j$  之间线路的电导和电纳;  $\theta_{ij}$  表示交流节点  $i$  与交流节点  $j$  之间的电压相角差。

当直流节点  $i$  与直流节点  $j$  互相连接且  $l_{ij} = 1$  时, 变换器功率方程如式(27)所示。

$$P_{ij} = G_{ij}(U_i^2 - U_i U_j) \quad (27)$$

当交流节点  $i$  与直流节点  $j$  互相连接且  $l_{ij} = 1$  时, 交流节点  $i$  侧的变换器功率方程如式(28)、式(29)所示, 直流节点  $j$  侧的变换器功率方程如式(30)所示。

$$\begin{cases} P_{ij} = \frac{(M_{ik}^{-2}U_i^2 - M_{ik}^{-1}U_i U_j)G_{kj}}{a_1/\eta_{ij}^L + b_1\eta_{ij}^L} \\ Q_{ij} = P_{ij} \tan \phi_{ij}^L \end{cases} \quad (28)$$

$$\begin{cases} a_1 = 0.5[1 + \text{sign}(M_{ik}^{-1}U_i - U_j)] \\ b_1 = 0.5[1 - \text{sign}(M_{ik}^{-1}U_i - U_j)] \end{cases} \quad (29)$$

$$P_{ij} = G_{ij}(U_i^2 - U_i M_{kj}^{-1}U_j) \quad (30)$$

式中:  $M_{ik}$  表示脉宽调制比;  $G_{kj}$  表示变换器直流侧与直流节点  $j$  之间的电导;  $\eta_{ij}^L$  表示变换器效率;  $a_1$  和  $b_1$  分别表示变换器整流状态常数和逆变状态常数;  $\text{sign}()$  为符号函数。

2) 节点功率平衡约束条件

$$\begin{cases} P_{is} - P_i = 0, \forall i = 1, 2, L, N \\ Q_{is} - Q_i = 0, \forall i = 1, 2, L, N \end{cases} \quad (31)$$

式中:  $P_{is}$  和  $Q_{is}$  分别为注入节点  $i$  的源、荷有功功率代数和与无功功率代数和;  $P_i$  和  $Q_i$  分别为其他节点注入节点  $i$  的有功功率代数和与无功功率代数和。

3) 孤岛内功率平衡约束条件

$$\sum_{s=1}^{S_f} P_s = \sum_{n=1}^{N_f} P_{n,t} + P_{\text{cut}} \quad (32)$$

式中:  $S_f$  和  $N_f$  分别表示故障下形成孤岛内的电源集合和负荷节点集合;  $P_s$  为孤岛内电源  $s$  的注入功率;  $P_{n,t}$  为孤岛内节点  $n$  的负荷功率;  $P_{\text{cut}}$  为孤岛内需要切除的功率缺额。

### 3.3 下层模型

#### 3.3.1 下层目标函数

下层模型以 DG 接入效益最大化为目标函数, 具体包括: 建设 DG 带来的环境净收益, 各可靠性指标的惩罚成本。

$$\max f_{\text{DG}} = f_{\text{C}} - C_{\text{F}} \quad (33)$$

$$f_{\text{C}} = f_{\text{env}} - C_{\text{DG}}^{\text{con}} - C_{\text{DG}}^{\text{op}} \quad (34)$$

式中:  $f_{\text{DG}}$  为 DG 接入效益;  $f_{\text{C}}$  为 DG 接入带来的环境净收益;  $f_{\text{env}}$  为 DG 发电等效的环境收益;  $C_{\text{DG}}^{\text{con}}$  和  $C_{\text{DG}}^{\text{op}}$  分别为 DG 接入的年投资成本和年运维成本。

1) DG 发电等效的环境收益

$$f_{\text{env}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_{\text{DG}}} W_t^n \cdot c_{\text{env}} \quad (35)$$

式中:  $W_t^n$  表示第  $n$  个 DG 在  $t$  时段的发电量;  $c_{\text{env}}$  表示单位 DG 发电量环境收益系数。

2) DG 接入的年投资成本

$$C_{\text{DG}}^{\text{con}} = \beta_{\text{pv}} \cdot c_{\text{pv}} \sum_{n_{\text{pv}}=1}^{N_{\text{pv}}} P_{\text{pv}}^{n_{\text{pv}}} + \beta_{\text{wt}} \cdot c_{\text{wt}} \sum_{n_{\text{wt}}=1}^{N_{\text{wt}}} P_{\text{wt}}^{n_{\text{wt}}} \quad (36)$$

式中:  $N_{\text{wt}}$  和  $N_{\text{pv}}$  分别为风机发电站集合和光伏电站集合;  $c_{\text{pv}}$  和  $c_{\text{wt}}$  分别为光伏电站和风力发电站的年投资成本;  $\beta_{\text{pv}}$  和  $\beta_{\text{wt}}$  分别为光伏电站和风力发电站的年均摊系数。

3) DG 接入的年运维成本

$$C_{\text{op}}^{\text{DG}} = \sum_{t=1}^T \left( \sum_{n_{\text{wt}}=1}^{N_{\text{wt}}} W_t^{n_{\text{wt}}} \cdot c_{\text{op}}^{\text{WT}} + \sum_{n_{\text{pv}}=1}^{N_{\text{pv}}} W_t^{n_{\text{pv}}} \cdot c_{\text{op}}^{\text{PV}} \right) \quad (37)$$

式中:  $W_t^{n_{\text{wt}}}$  和  $W_t^{n_{\text{pv}}}$  分别为第  $n_{\text{wt}}$  个风力发电站和第  $n_{\text{pv}}$  个光伏电站在  $t$  时段的发电量;  $c_{\text{op}}^{\text{WT}}$  和  $c_{\text{op}}^{\text{PV}}$  分别为风力发电站和光伏电站发出单位发电量的运维成本。

4) 年运行网损费用

同上层模型。

5) 可靠性指标惩罚成本

同上层模型。

#### 3.3.2 下层约束条件

1) DG 接入节点装机容量约束

$$0 \leq P_i^{\text{DG}} \leq P_i^{\text{max}} \quad (38)$$

式中:  $P_i^{\text{DG}}$  为节点  $i$  的光伏接入容量;  $P_i^{\text{max}}$  为节点  $i$  的光伏接入容量上限。

2) DG 总装机容量约束

$$P_{\text{DG}}^{\text{sum}} / P_{\text{L}}^{\text{max}} \leq P_{\text{SE}} \quad (39)$$

式中:  $P_{\text{DG}}^{\text{sum}}$  和  $P_{\text{L}}^{\text{max}}$  分别为配电网光伏总装机容量和负荷最大容量;  $P_{\text{SE}}$  为 DG 渗透率限值。

3) 功率平衡约束条件

变换器功率平衡约束条件、节点功率平衡约束条件和孤岛内功率平衡约束条件同上层模型。

## 4 算例

本文算例以改造的 IEEE 33 节点交直流混合配

电网为基本网架结构,如图 10 所示为待优化 IEEE 33 节点交流混合配网。图中实线连接为改造 IEEE 33 节点基本网架已建设线路;虚线连接为可建设线路;实心黑色节点为交流节点;空心白色节点为直流节点;连接 WT 节点为风机接入节点;连接 PV 节点为光伏接入节点;红色三角标注为重要度最高的 4 个节点。从图 8 中可以看出,该网架的特点是无论选取任何线路建设方案,当线路 1-2 发生故障时,都会使整个配电网进入孤岛运行状态,可能出现大面积失负荷。同时,如果通过节点 22 增加上级电网与中间部分节点的互联线路,当线路 2-3 发生故障时,所有负荷的功率都由左侧线路传输,这一方面可能会使中间部分和右侧部分节点的电能传输路径更长,右侧部分的节点成为潮流末端部分节点而出现节点电压越限;另一方面可能使左侧部分线路出现支路功率越限的情况。

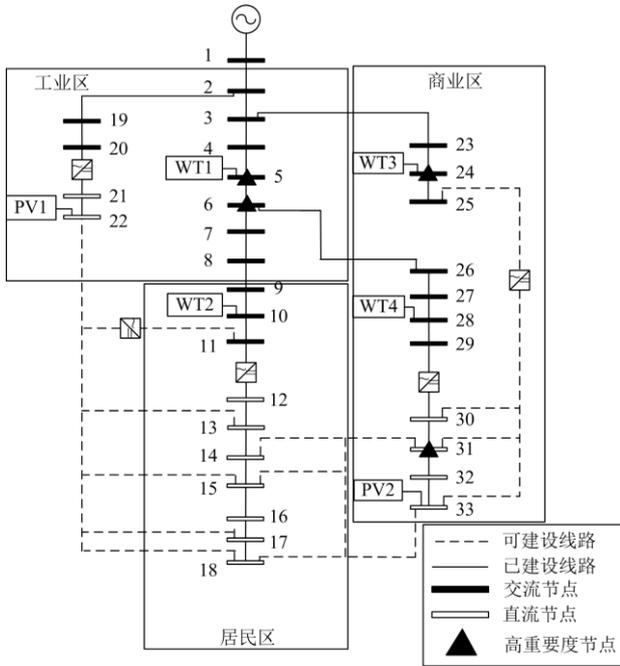


图 10 待优化 IEEE33 节点交流混合配网  
Fig. 10 AC/DC distribution hybrid network of IEEE 33-bus to be optimized

1) 算例 1: 不同可靠性指标的优化方法对比

算例 1 将 3 种优化方法的优化结果做对比分析。方法 1: 仅考虑稳态风险指标而不考虑故障下可靠性指标的优化方法;方法 2: 故障下仅考虑失负荷指标而不考虑故障下越限指标的优化方法;方法 3: 本文所提优化方法。不同优化方法下的 DG 接入容量如表 1 所示;不同优化方法下的各项指标对比如表 2 所示;方法 1、方法 2 和方法 3 的网架

优化结果分别如图 11—图 13 所示。

表 1 不同优化方法下的 DG 接入容量

Table 1 DG grid-connected capacity under different optimization methods

接入点	方法 1	方法 2	方法 3
WT1	0.7	0.7	0.6
WT2	0.7	0.8	0.4
WT3	0.9	0.8	1.5
WT4	0.8	0.9	0.7
PV1	1.6	1.5	0.5
PV2	0.7	0.8	1.9

表 2 不同优化方法下的各项指标对比

Table 2 Comparison of various indicators under different optimization methods

各项成本/万元	方法 1	方法 2	方法 3
$f_c$	209.48	207.25	204.38
$C_{net}$	420	510	580
$C_{Fv}^N$	0	0	0
$C_{Fv}^{N-1}$	184.5	125.8	76.1
$C_{Fs}^N$	0	0	0
$C_{Fs}^{N-1}$	169.5	187.2	82.5
$C_{Loss}$	526.3	81.3	80.5
$C_{gl}$	223.5	245.3	253.8
总成本	1324.3	942.3	868.5

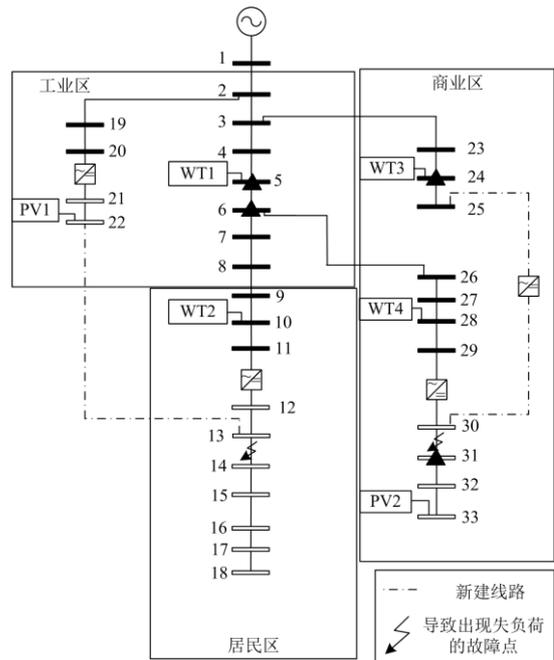


图 11 方法 1 网架优化结果

Fig. 11 Grid optimization results by method 1

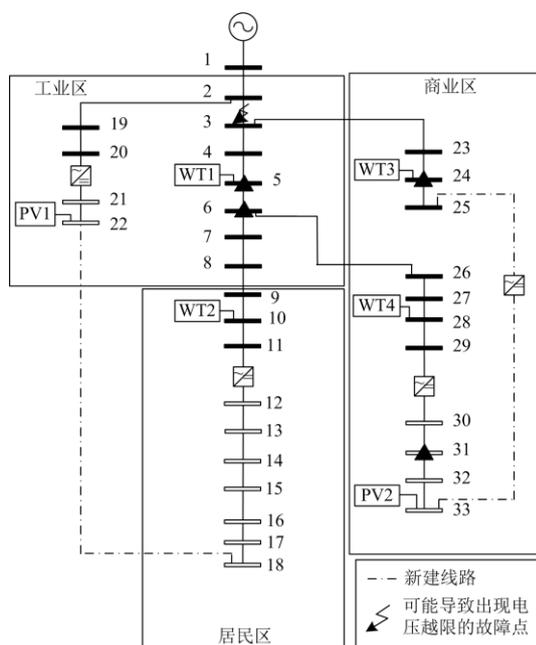


图 12 方法 2 网架优化结果

Fig. 12 Grid optimization results by method 2

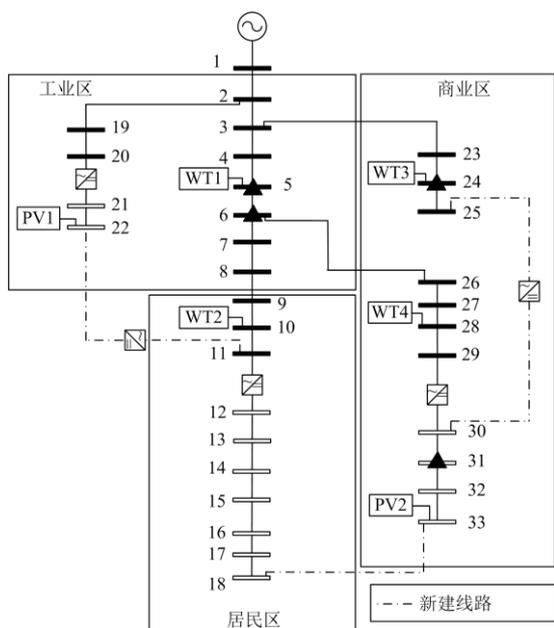


图 13 方法 3 网架优化结果

Fig. 13 Grid optimization results by method 3

从图 11 可以看出, 该方法更倾向于用最经济的线路建设来增加供电路径以提高配电网各区域间的能量互动, 进而降低配电网稳态运行时的越限指标。但是, 当线路 13-14、30-31 等发生故障时(如图 14 所示), 会使得一部分节点成为孤岛节点, 从而可能出现失负荷。从表 2 中可看到方法 1 的失负荷惩罚成本最高。故障下节点失负荷时间对比如图 14 所

示。从图 14 也可以看出, 方法 1 的优化结果相比于方法 2 和方法 3 的优化结果, 线路 14-18、31-33 的失负荷时间普遍增加。因此, 仅考虑稳态运行越限的优化方法在发生故障后配电网的可靠性很低。

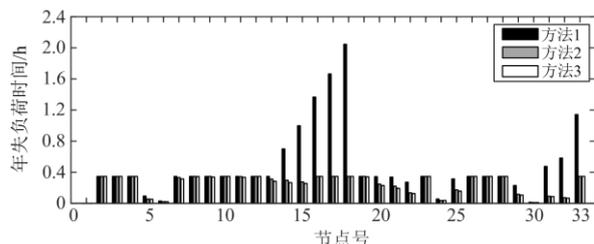


图 14 故障下节点失负荷时间对比

Fig. 14 Comparison of node load loss time under fault

从图 12 中可以看出, 方法 2 在优化过程中用最经济的线路建设方式将所有节点连入环内, 从而保证在配电网发生  $N-1$  故障时(除 1-2 线路外)不会出现直接失负荷情况, 但是当线路 2-3 发生故障时, 会导致配电网右侧包括 4 个重要节点的很多节点的供电路径过长, 从而出现许多节点的电压越下限情况。

方法 3 和方法 2 相比, 进一步考虑了故障下可能出现的越限风险指标, 为避免因为线路 2-3 故障导致右侧节点电压越限, 方法 3 的 DG 接入容量优化结果表现为 WT3 和 PV2 接入容量偏大, 该优化结果一方面可以抬升右侧节点的节点电压, 降低节点电压越限风险, 另一方面可以降低功率大范围转移带来的功率损耗, 减小潮流上游支路的转供压力, 降低支路功率越限风险。同时, 图 13 所示的网架优化结果通过建设线路 11-22, 与方法 2 相比在线路 2-3 故障时缩短了上级电网向重要节点 5、节点 6 和节点 24 的供电距离, 并且当线路 3-4、线路 4-5、线路 5-6 发生故障时, 缩短了上级电网向重要节点 30 的供电距离。方法 2 和方法 3 在故障下电压越限概率对比和支路功率越限概率对比分别如图 15 和图 16 所示, 可以看出在故障下方法 3 相比于方法 2 的可靠性更高。

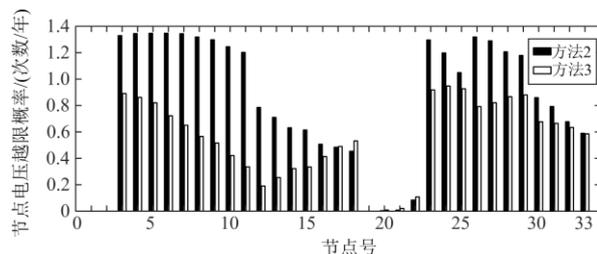


图 15 方法 2 和方法 3 在故障下节点电压越限概率对比

Fig. 15 Comparison of node voltage over-limit probability under fault conditions of method 2 and method 3

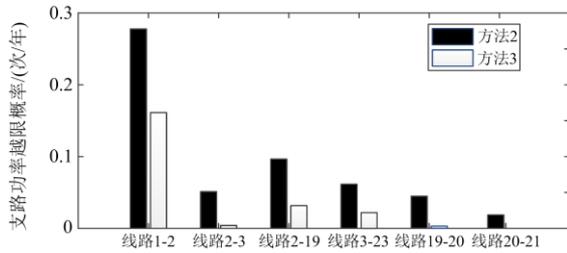


图 16 方法 2 和方法 3 在故障下支路功率越限概率对比  
Fig. 16 Comparison of branch power over-limit probability under fault conditions of method 2 and method 3

从表 2 中可看出，因为 3 种优化结果的网架结构都增加了互联，提高了供电灵活性，所以稳态条件下的电压越限风险和支路功率越限风险为 0。而区域源荷匹配率较高的配电网可以降低配电网的运行网损，因此，表 1 所示的 DG 接入容量优化结果中方法 1 和方法 2 的 PV1 接入容量相对于方法 3 更大，这是由于 PV1 的接入位置处于工业负荷区，而光伏出力曲线和工业负荷功率曲线的匹配率更高的缘故。

因为方法 1 和方法 2 只考虑了稳态运行下的越限风险指标，所以两种方法优化结果中网损成本  $C_{net}$  比方法 3 有很小幅度的优势。而方法 3 因为考虑了故障运行条件下的可靠性指标，优化结果更加综合，在整体可靠性上相比于方法 1 和方法 2 有很大程度的提升，此外，本文所提方法还可以根据实际工况，通过改变节点电压阈值和支路功率阈值来调整配电网优化规划对稳态或故障运行的倾向性。

2) 算例 2：不同节点重要度优化结果对比

算例 2 将不同节点设置为高重要度节点，均通过本文所提方法进行优化，并对优化结果进行对比分析。方案 1 将节点 5、6、25、30 设置为高重要度节点，其优化结果如算例 1 方法 3 所示。方案 2 将节点 14、15、31、32 设置为高重要度节点，方案 2 网架优化结果如图 17 所示，方案 2 的 DG 接入容量优化结果如表 3 所示。故障下节点电压越限概率对比如图 18 所示。

表 3 方案 2 的 DG 接入容量优化结果

Table 3 Optimization results of DG grid-connected capacity by scenario 2

接入点	WT1	WT2	WT3	WT4	PV1	PV2
接入容量/MW	0.5	0.6	0.6	0.8	0.5	2.5

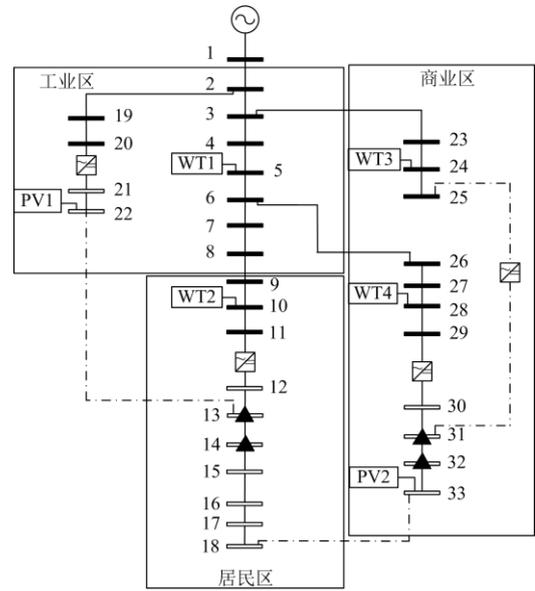


图 17 方案 2 网架优化结果

Fig. 17 Grid optimization results by scenario 2

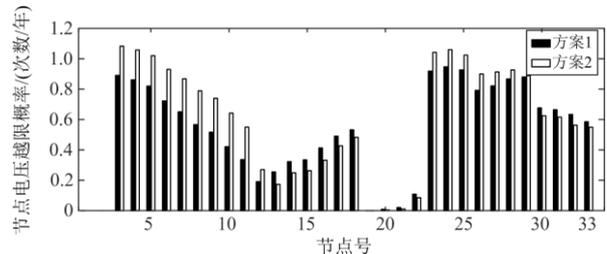


图 18 故障下节点电压越限概率对比

Fig. 18 Comparison of node voltage over-limit probability under fault

从优化结果对比上可以看出，优化过程中会将更多资源向高重要度节点倾斜，配电网中的节点重要度设置不同会影响优化结果，因此有必要将重要度作为电压越限指标的权重以优先保障高重要度节点的供电可靠性。

5 结论

本文针对交直流混合配电网的运行特点，提出了网架结构与 DG 协同优化规划设计方法。具体结论如下：

1) 在场景构建阶段，将各源荷单元的概率密度函数参数变化与 Nataf 变换相结合，生成了具有相关性和时序性的源荷出力样本，由此构建的场景更贴合工程实际。

2) 在可靠性评估阶段，建立了综合考虑稳态和故障运行条件下可靠性的可靠性评估体系，细化了电压越限风险指标，建立了支路功率越限指标、电

压越限指标和失负荷指标间的联系, 将各可靠性指标转化为与经济同一量级的惩罚成本, 避免了各指标在定权重上的主观性。

3) 在优化阶段, 采用双层迭代求解可以得到整体可靠性最优的优化规划方案。

4) 算例分析表明, 相比于只考虑稳态条件, 综合考虑稳态和故障运行可靠性的优化规划更具优势。虽然在稳态运行时, 源荷匹配率的弱化导致网损轻微增大, 更多指标的约束导致新建线路成本的提升, 但是, 故障后潮流末端的电压越限风险和潮流首端支路功率的越限风险可得以大幅度降低, 从而利于全面提高配电网的可靠性。

此外, 本文所提优化规划方法的优化结果可以根据节点重要度的不同分布情况而进行灵活调整, 从而优先保障最大量、最重要负荷的供电可靠性。

## 参考文献

- [1] 曾嘉思, 徐习东, 赵宇明. 交直流配电网可靠性对比[J]. 电网技术, 2014, 38(9): 2582-2589.  
ZENG Jiasi, XU Xidong, ZHAO Yuming. Reliability comparison of AC and DC distribution network[J]. Power System Technology, 2014, 38(9): 2582-2589.
- [2] 马钊, 周孝信, 尚宇炜, 等. 未来配电系统形态及发展趋势[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(6): 1289-1298.  
MA Zhao, ZHOU Xiaoxin, SHANG Yuwei, et al. Form and development trend of future distribution system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(6): 1289-1298.
- [3] 马钊, 焦在滨, 李蕊. 直流配电网架构与关键技术[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3348-3357.  
MA Zhao, JIAO Zaibin, LI Rui. Network structures and key technologies of DC distribution systems[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3348-3357.
- [4] 张璐, 唐巍, 卢莹, 等. 面向新型源荷接入的交直流混合配电网关键技术研究综述[J]. 供用电, 2020, 37(10): 3-9, 21.  
ZHANG Lu, TANG Wei, LU Ying, et al. Overview of hybrid AC/DC distribution network key technologies facing novel source and load integration[J]. Distribution & Utilization, 2020, 37(10): 3-9, 21.
- [5] 刘飞, 熊晓琪, 查鹏程, 等. 直流配电网网架结构与分布式光伏多目标协同优化[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(12): 3754-3764.  
LIU Fei, XIONG Xiaoqi, CHA Pengcheng, et al. Multi-objective collaborative optimization for DC distribution network configuration and distributed photovoltaic[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(12): 3754-3764.
- [6] 张永会, 鹿丽, 潘超, 等. 计及风-光-荷时序特性的主动配电网源-储规划策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(20): 48-56.  
ZHANG Yonghui, LU Li, PAN Chao, et al. Planning strategies of source-storage considering wind-photovoltaic-load time characteristics[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(20): 48-56.
- [7] 杨晓萍, 王李谨. 基于概率潮流的含分布式电源配电网优化[J]. 太阳能学报, 2021, 42(8): 71-76.  
YANG Xiaoping, WANG Lijin. Optimization of distributed power distribution network based on probabilistic load flow[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(8): 71-76.
- [8] AHMED H, ELTANTAWY A, SALAMA M. A planning approach for the network configuration of AC-DC hybrid distribution systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(3): 2203-2213.
- [9] 方陈, 张翔, 程浩忠, 等. 主动管理模式下含分布式发电的配电网网架规划[J]. 电网技术, 2014, 38(4): 823-829.  
FANG Chen, ZHANG Xiang, CHENG Haozhong, et al. Framework planning of distribution network containing distributed generation considering active management[J]. Power System Technology, 2014, 38(4): 823-829.
- [10] ZHAO Li, WU Wenchuan, XUE Tai, et al. A reliability-constrained expansion planning model for mesh distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(2): 948-960.
- [11] GAO Yajing, HU Xiaobo, YANG Wenhai, et al. Multi-objective bilevel coordinated planning of distributed generation and distribution network frame based on multiscenario technique considering timing characteristics[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(4): 1415-1429.
- [12] MANSOR N N, LEVI V. Operational planning of distribution networks based on utility planning concepts[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3): 2114-2127.
- [13] 唐俊熙, 王梓耀, 张俊潇, 等. 基于文化蚁群算法的高可靠多电源配电网规划模型[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(7): 99-107.  
TANG Junxi, WANG Ziyao, ZHANG Junxiao, et al. High reliability multi-power distribution network planning model based on memetic ant colony algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(7): 99-107.
- [14] 徐小琴, 郑旭, 王思聪, 等. 基于改进遗传退火算法的输配电网协调规划方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(15): 124-131.  
XU Xiaoqin, ZHENG Xu, WANG Sicong, et al. Coordinated planning method of transmission and distribution network based on an improved genetic

- annealing algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(15): 124-131.
- [15] 罗志刚, 韦钢, 朱兰, 等. 含分布式电源的城市配电网交直流改造方案综合决策[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(11): 87-94.  
LUO Zhigang, WEI Gang, ZHU Lan, et al. Comprehensive decision on AC/DC transformation scheme of urban distribution network with distributed generator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(11): 87-94.
- [16] 潘翀, 袁霞, 唐伦. 大型城市高压配电网可靠性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(3): 131-138.  
PAN Chong, YUAN Xia, TANG Lun. Reliability analysis for high voltage distribution network in big cities[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(3): 131-138.
- [17] 马燕飞, 杨小款, 王子建, 等. 基于风险价值的大规模风电并网电力系统运行风险评估[J]. 电网技术, 2021, 45(3): 849-855.  
MA Yanfei, YANG Xiaokuan, WANG Zijian, et al. Operation risk assessment for power system with large-scale wind power integration based on value at risk[J]. Power System Technology, 2021, 45(3): 849-855.
- [18] WANG Lei, YUAN Minyu, ZHANG Fan, et al. Risk assessment of distribution networks integrating large-scale distributed photovoltaics[J]. IEEE Access, 2019, 7: 59653-59664.
- [19] WANG Lei, YUAN Minyu, ZHANG Fan, et al. Research on large-scale photovoltaic planning based on risk assessment in distribution network[J]. Journal of Electrical Engineering & Technology, 2020, 15(3): 1107-1114.
- [20] 王成山, 王瑞, 于浩, 等. 配电网形态演变下的协调规划问题与挑战[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(8): 2385-2396.  
WANG Chengshan, WANG Rui, YU Hao, et al. Challenges on coordinated planning of smart distribution networks driven by source-network-load evolution[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(8): 2385-2396.
- [21] 袁敏钰. 大规模分布式光伏接入配电网的风险评估及规划研究[D]. 合肥: 合肥工业大学, 2020.  
YUAN Minyu. Research on risk assessment and planning of distribution networks integrating large-scale distributed photovoltaics[D]. Hefei: Hefei University of Technology, 2020.
- [22] 陈璨, 吴文传, 张伯明, 等. 考虑光伏出力相关性的配电网概率潮流[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(9): 41-47.  
CHEN Can, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. Probabilistic load flow of distribution network considering correlated photovoltaic power output[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(9): 41-47.
- [23] 孙乾, 许珊, 朱姝豫, 等. 考虑 DG 时序特性及 EV 时空特性的配电网规划[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(10): 30-38.  
SUN Qian, XU Shan, ZHU Shuyu, et al. Distribution network planning considering DG timing characteristics and EV spatiotemporal characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(10): 30-38.
- [24] 张长久, 贾清泉, 赵铁军, 等. 考虑需求响应的增量配电网分布式电源优化配置[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(8): 7-16.  
ZHANG Changjiu, JIA Qingquan, ZHAO Tiejun, et al. Optimal configuration of distributed generations in incremental distribution network considering demand-side response[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2020, 32(8): 7-16.
- [25] 李江, 刘伟波, 李国庆, 等. 基于序贯蒙特卡洛法的直流配电网可靠性评估与预测[J]. 太阳能学报, 2018, 39(1): 154-162.  
LI Jiang, LIU Weibo, LI Guoqing, et al. DC distribution networks reliability evaluation and prediction based on sequential Monte Carlo method[J]. Acta Energetica Sinica, 2018, 39(1): 154-162.
- [26] 金国彬, 石超, 李国庆, 等. 基于网络矩阵的交直流混合配电网潮流计算[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(24): 52-61.  
JIN Guobin, SHI Chao, LI Guoqing, et al. Power flow calculation of an AC-DC hybrid distribution network based on a network matrix[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 52-61.

收稿日期: 2022-01-15; 修回日期: 2022-02-28

作者简介:

金国彬(1977—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为新能源发电及其并网、智能电网技术实现、电能质量治理; E-mail: jgbjgb2005@126.com

刘玉龙(1995—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为交直流混合配电网优化规划。E-mail: 2863227890@qq.com

(编辑 魏小丽)