

Dual Voltage Distribution Network Loss Taking into Account Load Characteristics

Qiongwei Ye, Xiaofu Xiong, Xin Li

State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology (Chongqing University), Chongqing

Email: cquxxf@vip.sina.com, leaf222haha@126.com

Received: Apr. 5th, 2018; accepted: Apr. 21st, 2018; published: Apr. 28th, 2018

Abstract

Understanding the load characteristics is very important for multi-voltage distribution networks. However, the original dual-voltage distribution method does not consider the characteristics of different loads. Therefore, in view of this problem, this paper proposes a method for calculating the loss of dual-voltage distribution network based on load characteristics for the distribution area with seasonal load, then compares the losses of different dual-voltage distribution methods under different voltage levels and different transmission distances, and describes the need to consider load characteristics.

Keywords

Double-Voltage Distribution Mode, Loss Reduction, Load Characteristics, Power Supply Distance

计及负荷特性的双电压配电网损耗

叶琼蔚, 熊小伏, 李 新

输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室(重庆大学), 重庆

Email: cquxxf@vip.sina.com, leaf222haha@126.com

收稿日期: 2018年4月5日; 录用日期: 2018年4月21日; 发布日期: 2018年4月28日

摘 要

了解负荷特性对多电压等级配电网十分重要, 但原有双电压配电方式的研究并未考虑不同负荷的特性。

故本文针对该问题, 针对含季节性负荷的配电台区提出了基于负荷特性的双电压配电网损耗计算方法, 比较了不同双电压配电方式在不同电压等级、不同输电距离情况下的损耗情况, 说明了考虑负荷特性的必要性。

关键词

双电压配电方式, 损耗, 负荷特性, 供电距离

Copyright © 2018 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

我国资源辽阔, 负荷量大且分布广泛, 电力系统的运行模式为层层降压运行送电, 电压等级越高传输距离越远, 故从经济送电的角度应采用高压远送到达位于电力系统末端、规模最大的配电网。但是中低压公共配电系统的电压等级比较单一, 中压配电网一般采用 10 kV 供电; 而在低压配电网仅采用 0.4 kV 电压等级直配电方式[1], 对 1~6 这一中间电压等级鲜少有人合理运用。根据配电设计规范要求[2] [3], 用电设备总容量低于 250 kW 或变压器容量低于 160 kVA 的距离在 400 m 至 20 km 之间的远距离负荷在低压直配电方式情况下线损较大, 电压合格率、电能质量、供电可靠性无法保证, 可能出现设备不能工作在额定电压甚至无法运行的情况。

为解决这个矛盾文献[4]提出了基于两级变压模式的配电电压选择方式, 通过在 10 kV 出线处采用三绕组变压器, 增设一个高于 0.4 kV 的补充电压层级 U_m , 形成对近距离负荷和远距离分散负荷分电压供电的双电压配电模式, 可有效降低原直配电方式下的线损, 保障电能质量。但该研究未考虑具有季节性特点负荷的选择方案, 也未分析负荷密度不均时候的情形。根据文献[5] [6], 负荷密度也可用电量密度和电能密度来表征, 文献[7]采用了基于负荷特性指标降维聚类研究负荷密度分布, 研究供电半径圆覆盖范围内的不同负荷密度与不同负荷的特性是有必要的。

常见于农村和小城镇低压配电台区以及煤矿、石化工业供配电系统的“星云状”和“卫星状”负荷[8]分布形式具有不同于负荷密度大的城市中心区域的负荷特性, 其季节性、地区性、利用小时少、负荷密度与功率因数低均为潜在损失因子, 很可能会影响两级变压模式下的降损结果, 从而影响其经济性。本文主要针对含季节性负荷的配电台区, 提出一种分季节考虑直配电方式与 10/1/0.4 kV 两级变压配电方式损耗情况的配电规划方案。

2. 基于负荷特性的两级变压模式规划方法

文献[4]中所提的两级变压模式如图 1 所示: 设置 10/ U_m /0.4 kV、 $\Delta/\Delta/Y$ 形联结的三绕组配电变压器, 高压侧接 10 kV 电源进线, 低压侧额定电压 0.4 kV, 其经低压母线直接接到近距离负荷片区。中压侧额定电压为补充电压等级 U_m , 经电缆或架空线接至远距离负荷片区, 再由 U_m /0.4 kV 降压变压器降压供用户使用, 形成两级变压(U_m kV 和 0.4 kV)配电模式。其中 U_m /0.4 kV 降压变压器可采用铁芯式、非晶合金或电力电子等类型的变压器, 0.4 kV 出线侧可添加无功补偿装置, 以改善电能质量、功率因数等[4]。根据我国设备标准电压[2]要求, 大于 0.4 kV、小于 10 kV 的系统标称电压等级有 0.66 kV、1 kV、3 kV 和 6 kV。为方便设备选型并提高设备的利用率, 需遵循相邻电压等级不宜小于两倍的原则[8]来确定补充电压等级 U_m 。

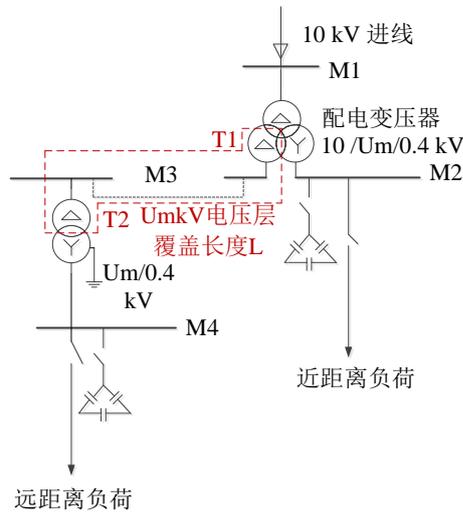


Figure 1. Two-stage transformation made with three-winding distribution transformer

图 1. 采用三绕组配电变压器的两级变压模式

2.1. 两级变压模式配电台区供电半径的选取

文献[4]中的配电电压选择方法仅考虑了配电变压器保持位置不变情况下对负荷片区采用两级变压模式改造方案中的经济电压，但未考虑负荷密度不均匀时配电变压器位置的合理性，也未考虑不同负荷片区的负荷特性。当星云状或是卫星式负荷采用两级变压模式时，其孤立的远距离负荷片区可能具有农业负荷的季节性、地区性、利用小时少、负荷密度和功率因数低特征，也可能具有工业负荷的负荷曲线平缓性或是差距巨大的特性。在这种情况下，就需要找到一种能兼顾各方面需求的最优配电电压选择方法。

供电半径是指从配电变压器所处位置直至其能成功供电的最远的负荷点之间的线路的距离，供电半径指供电线路物理距离，而不是空间距离。供电半径与线缆横截面积以及负载率关系如下：

$$S_{l_{\max}} = \frac{\sqrt{3}U_N \cdot K_l}{10^3}, \quad \mu = \frac{S_l}{S_{l_{\max}}} \times 100\%, \quad S_l = P_D + P_{\text{线路损耗}} \quad (1)$$

$$u = C + D \cdot l, \quad C = \frac{P_D + \sum_{k=1}^K \Delta p_k}{\sqrt{3}U_N K_l \cos \varphi}, \quad D = \frac{P_D^2 \cdot \rho}{\sqrt{3}U_N^3 K_l \cos^3 \varphi S_j}$$

式中 K_l 为与 S_l 相对应的经济电流密度； U_N 为线路额定电压； Δp_k 为第 k 台变压器固定损耗； K 为变压器总台数； P_D 为负荷功率； $\cos \varphi$ 为线路等效功率因素； S_l 为线缆实施传输容量； $S_{l_{\max}}$ 为线缆最大传输能力； S_j 为输电线截面积； μ 为线缆的负载率； ρ 为线缆电阻率； l 为供电半径。

供电半径取决于电压等级和用户终端密集度的影响，越高电压等级对应相对较大的供电半径，终端越多用户电力负载则对应相对较小的供电半径。同种电压等级输电中，电压跌落情况小则供电半径就大，相比较来说在同一电压等级下，城市或工业区的供电半径要比郊区的供电半径小。也可能存在处于配电变压器供电范围内但是由于负荷片区负载率过大而不能很好保证其电压质量、供电可靠性的情况。一般 0.4 kV 配电台区的供电半径可视为负荷片区到配电变压器的距离，400 m 以内可视为近距离负荷。

2.2. 网络的损耗

配电网的线路参数而言，110 kV 线路的 X/R 比值基本上保持在 2~3，但对于低压 10 kV 线路而言 X/R

$$\begin{aligned}
P_{k1} &= \frac{1}{2} (P_{k(1-2)} + P_{k(3-1)} - P_{k(2-3)}) \\
P_{k2} &= \frac{1}{2} (P_{k(1-2)} + P_{k(2-3)} - P_{k(3-1)}) \\
P_{k3} &= \frac{1}{2} (P_{k(2-3)} + P_{k(3-1)} - P_{k(1-2)})
\end{aligned} \tag{9}$$

不同三绕组变压器的容量比不同, 若高压侧/中压侧/低压侧容量比为 100/50/50, 制造商提供的短路损耗数据是一对绕组中容量较小一方达到它本身额定电流即 $I_N/2$ 时的值, 则有:

$$\begin{aligned}
P_{k(1-2)} &= 4P'_{k(1-2)} \\
P_{k(2-3)} &= P'_{k(2-3)} \\
P_{k(3-1)} &= P'_{k(3-1)}
\end{aligned} \tag{10}$$

三绕组降压配电变压器的低压绕组最靠近铁芯, 中压绕组居中, 高压绕组在最外层, 故高压绕组和低压绕组之间的漏抗最大, 即两者之间的短路电压 $U_{k(1-2)}\%$ 最大。

$$\begin{aligned}
U_{k1}\% &= \frac{1}{2} (U_{k(1-2)}\% + U_{k(3-1)}\% - U_{k(2-3)}\%) \\
U_{k2}\% &= \frac{1}{2} (U_{k(1-2)}\% + U_{k(2-3)}\% - U_{k(3-1)}\%) \\
U_{k3}\% &= \frac{1}{2} (U_{k(2-3)}\% + U_{k(3-1)}\% - U_{k(1-2)}\%)
\end{aligned} \tag{11}$$

双绕组变压器的有功损耗 ΔP_d 计算式为:

$$\begin{aligned}
\Delta P_d &= P_{d0} + \beta^2 P_k \\
\beta &= \frac{I_2}{I_{2N}} = \frac{P_2}{S_N \cos \varphi}
\end{aligned} \tag{12}$$

式中, P_{d0} 为双绕组变压器的空载损耗, 有铁芯磁滞损耗和涡流损耗引起, 也称为固定损耗; P_k 为短路损耗, 与负载侧电流平方有关, 又称可变损耗; β 为变压器负载率, 等于变压器负载侧电流 I_2 和负载侧额定电流 I_{2N} 之比确定; P_1 为负载侧有功功率; S_N 为变压器额定容量; $\cos \varphi$ 同式为负载的功率因数。

三绕组变压器的综合功率损耗 ΔP_t :

$$\Delta P_t = P_{t0} + \beta_1^2 P_{k1} + \beta_2^2 P_{k2} + \beta_3^2 P_{k3} \tag{13}$$

$$\beta_{1,2,3} = \frac{I_{1,2,3}}{I_{1N,2N,3N}} = \frac{P_{1,2,3}}{S_{1N,2N,3N} \cdot \cos \varphi_{1,2,3}} \tag{14}$$

式中, P_{t0} 为三绕组变压器的空载损耗; β_1 、 β_2 、 β_3 分别为三绕组变压器高、中、低压侧的负载系数; P_{k1} 、 P_{k2} 、 P_{k3} 分为变压器高、中、低侧的短路综合损耗; $I_{1,2,3}$ 表示变压器高、中、低压侧的负载电流大小; $I_{1N,2N,3N}$ 表示变压器高、中、低压侧的的定电流; $P_{1,2,3}$ 为变压器高、中、低压侧的有功功率。 $S_{1N,2N,3N}$ 表示变压器高、中、低压侧额定容量; $\cos \varphi_{1,2,3}$ 分别为变压器高、中、低压侧的功率因数。

U_m kV 电压线缆上的损耗 P_L 的计算方法如下:

$$P_L = 3(1 + \alpha) K^2 I_{av}^2 \rho L \tag{15}$$

式中 α 为所供负荷因三相不平衡引起的线损增加率; K 为所供负荷的形状系数; I_{av} 为所供负荷在供电线缆上的平均电流; ρ 为所供负荷供电线缆的单位电阻率; L 为所供负荷供电线缆的长度。

假设变压器无功补偿理想, $U_m/0.4$ kV 降压变压器的损耗 P'_t 的计算方法如下:

$$P'_m = P'_o + \beta^2 P'_k \quad (16)$$

式中 P'_o 为 $U_m/0.4$ kV 降压变压器的空载损耗; P'_k 为 $U_m/0.4$ kV 降压变压器的短路损耗; β 为 $U_m/0.4$ kV 降压变压器的负载系数。

对同一确定位置和大小负荷供电, 0.4 kV 线缆上的损耗 P'_L 计算方法与式(16)中的线缆损耗计算方法相同。特殊的, 若不改变供电线缆的线径, 则 0.4 kV 线缆上的损耗 P'_L 算法如下:

$$P'_L = k^2 P_L \quad (17)$$

式中 k 为增加的配电电压等级 U_m kV 与 0.4 kV 的比值; 对同一负荷供电时, 若线径不变、供电距离也不变, 则电压升高 k 倍, 有功损耗降为 0.4 kV 供电时的 $\frac{1}{k^2}$ 倍。

对同一配电台区, 当配电变压器位置和容量确定, 负荷情况也确定时, 假设台区内一台配电变压器接有 n 个负荷, 则负荷全部采用 0.4 kV 直配电方式时的损耗等于 10/0.4 kV 配电变压器损耗加上 n 条配线的线路损耗, 有:

$$\Delta P_1 = \Delta P_{d10/0.4} + \sum_{i=1}^n \Delta P_{li0.4} \quad (18)$$

若采用双电压配电方式对这些负荷供电, 距离较远的 m 个负荷采用补充电压等级 U_m kV 供电, 距离较近的 $n-m$ 个负荷仍采用 0.4 kV 电压直配电, 此时台区内的功率损耗由 10/ $U_m/0.4$ kV 三绕组配电变压器损耗、 m 条 U_m kV 配电线路损耗、 $n-m$ 条 0.4 kV 配电线路损耗和 m 个 $U_m/0.4$ kV 降压变压器损耗共同组成:

$$\Delta P_2 = \Delta P_{n10/U_m/0.4} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{liU_m} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{diU_m/0.4} + \sum_{j=1}^{n-m} \Delta P_{lj0.4} \quad (19)$$

对同一配电台区, 当 0.4 kV 直配电方式的损耗 ΔP_1 大于双电压配电方式的损耗 ΔP_2 时, 两级变压配电方式才具有节能降损的可行意义, 即:

$$\Delta P_1 - \Delta P_2 > 0 \quad (20)$$

将式(18)和式(19)代入式(20), 得到:

$$\sum_{i=1}^m (\Delta P_{li0.4} - \Delta P_{liU_m}) > \Delta P_{n10/U_m/0.4} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{dk/U_m/0.4} - \Delta P_{d10/0.4} \quad (21)$$

由式(21)可知, 对 m 个远距离负荷供电, 当采用 U_m kV 配电比 0.4 kV 配电节约的线损大于采用三绕组变压器和增设降压变压器增加的损耗时, 采用双电压配电方式能够有效降低配电损耗, 具有可行性。

配电网的电压损失百分比(电压降百分比) $\Delta U\%$ 的一般计算式为:

$$\Delta U\% = \frac{PR + QX}{U^2} \times 100\% = \frac{\sqrt{3}IL(r \cos \varphi + x \sin \varphi)}{U} \times 100\% \quad (22)$$

由于低压配电网采用的导线截面积普遍较小, 几何间距也比较小, 所以一般情况下导线的电阻远大于电抗, 即 $R \gg X$, 因此可以略去电抗部分, 式(22)可以简化为:

$$\Delta U\% \approx \frac{\sqrt{3}ILr \cos \varphi}{U} \times 100\% = \frac{\sqrt{3}IR \cos \varphi}{U} \times 100\% \quad (23)$$

2.3. 配电方式与电压选择

原有的电压选择方法并未考虑负荷性质进行选择, 其选择的平均电流、平均功率均未考虑负荷量与

其功率可能随时间变化的可能性，故本文将采取结合用户地理位置、季节、用电量、占时比、质心概念的电压选择方法，并着眼于用户的电量需求，以可靠性最优检验。

此处设定比较指标：

$$\delta_i = \frac{T_u}{T} \quad (24)$$

$$\varepsilon_i = \frac{e_{i\text{季节性负荷}}}{e_{i\text{L总}}} \quad (25)$$

对于使用较有季节性特征的负荷而言， δ_i 为第 i 个负荷片区年设备使用天数 $T_{u,i}$ 与全年使用时间 T 的使用率， T 取 365，闰年取 366； ε_i 为第 i 个负荷片区的季节性负荷占全部负荷 $e_{iL\text{总}}$ 的比值。针对季节性负荷的具体流程如下(图 3)。

Step 1: 确定需要进行规划的配电台区以及其中的负荷片区数 m 与第 j 个负荷片区的用户数 $n_i (i=1, \dots, N)$ 。以配电变压器所处位置为坐标原点，将每一个负荷片区的 n_i 个用户记录三维空间位置 $N_i(x_i, y_i)$ ，并将各位置也即各用户的用电量 e_i 、最大负荷功率 $P_{\max,i}$ 并做积以 $F_{j,i}$ 表示，上述三项同时较大则表示该用户的用电需求，并以 $E_{j,i}$ 表征不同位置用户的对电量的需求程度，将其记录于三维集合 Ω 中，共有 m 个集合。对于面积不大的负荷片区可直接以负荷片区为单位记录位置并将各片区的总用电量、最大负荷功率做积表示。对于面积不大的负荷片区可直接以负荷片区为单位记录位置并将各片区的总用电量、最大负荷功率做积表示。

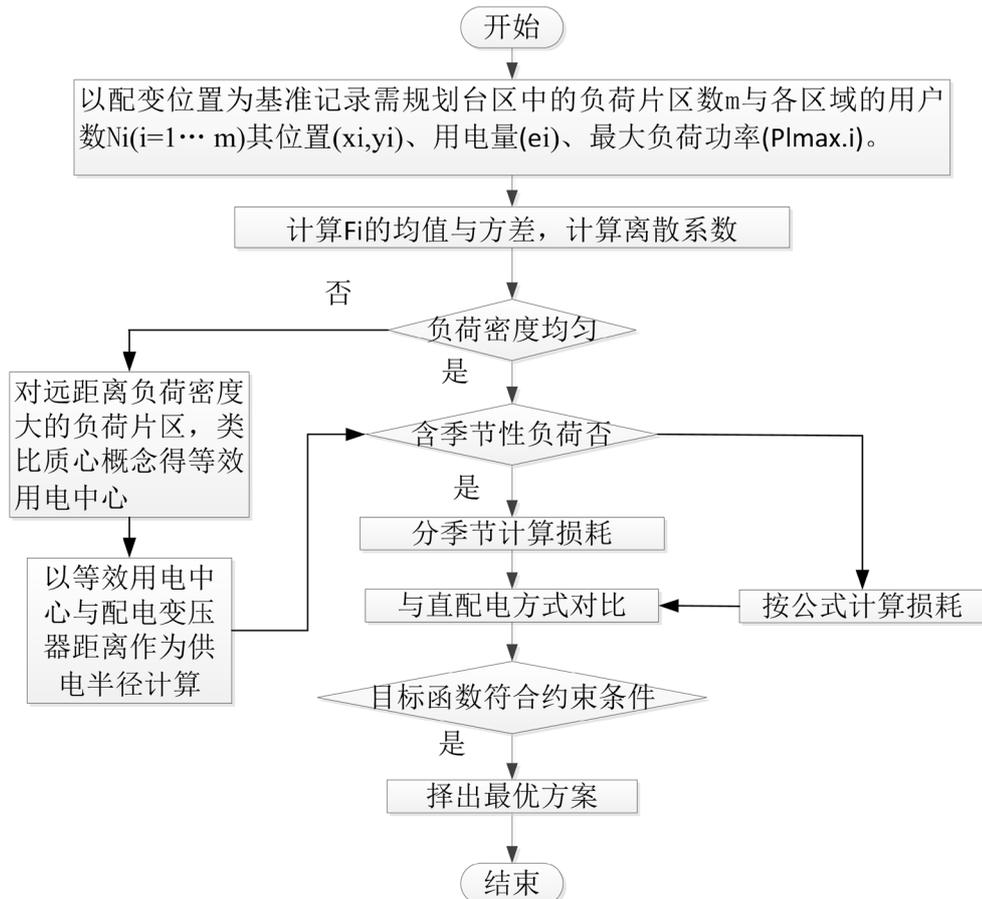


Figure 3. Selection process of decision
图 3. 方案选择流程

$$\begin{aligned} F_{j,i} &= e_{j,i} \times P_{l_{\max,j,i}} \\ E_{j,i} &= F_{j,i} (x_{j,i}, y_{j,i}) \end{aligned} \quad (26)$$

Step 2: 由于方差是最能描述数据离散程度的量, 故先计算各片区每个用户 $F_{j,i}$ 的均值 \bar{F}_j , 再计算整个配电台区的用电情况均值 \bar{F} 和方差 σ^2 , 通过离散系数 V_σ 来反映用电贡献在平均水平以上的和平均水平以下的。通常负荷片区的划分都是等面积的, 故可通过离散系数 V_σ 判断出个负荷片区 \bar{F}_j 的水平差距, 离散系数大则说明负荷密度不均。取 $V_\sigma = 0.3$ 为基准, $V_\sigma < 0.3$ 则视为负荷密度均匀。若负荷密度均匀则直接进入步骤 4。

$$V_\sigma = \frac{\sigma}{\bar{F}} \quad (27)$$

Step 3: 若负荷密度不均, 对于距离较远而负荷密度较大的配电台区, 类比质心的定义, 根据式(4)将不同位置上用户用电份额表征出来, 将各片区总体耗电情况等效在用电中心 $E_{j,i}$ 处。评估原配电变压器的位置是否靠近用电量多的负荷片区, 对于距离远而负荷密度大的负荷片区取其用电中心作为安装降压变压器的位置, 对近距离负荷则将其供电半径视为配电变压器至其用电中心处的距离。

$$\begin{aligned} r_\sigma &= \frac{\sum_{i=1}^N m_i r_i}{M} \Rightarrow X_C = \frac{1}{M_{\text{总}}} \sum_{i=1}^N X_i \cdot m_i \\ \Rightarrow \bar{E}_j (\bar{X}_j, \bar{Y}_j, \bar{Z}_j) &= \frac{1}{F_{j\text{总}}} \sum_{i=1}^N F_{j,i} (x_{j,i}, y_{j,i}, z_{j,i}) \end{aligned} \quad (28)$$

Step 4: 由于该方案的目标主要是改善远距离用户的电能质量, 以及降低整个网络的损耗, 但由于不同负荷片区的负荷特性不同、其用电需求也不同。根据负荷曲线可以判断负荷是否为季节性负荷, 若有季节性负荷, 一般其比例可知, 当其比例为 ε_i 时, 则需要分季节对其损耗进行分类考虑并加权。由于夏秋两季常为用电高峰, 故通常以此时的负荷作为规划的参考。在将对于不同配电台区的全部配电方式损耗情况罗列后, 本文提出对季节性负荷的数据样本可用以下公式计算:

$$P = \delta_i (P_{gaoi} - P_{di}) + P_{di} \quad (29)$$

其中 P_{gaoi} 为第 i 种配电方式在夏秋高峰期中平均损耗; P_{di} 为第 i 种配电方式在该负荷片区其余负荷在春冬中的平均损耗, 以此来选择效果较好的配置方式。

Step 5: 若无季节性负荷则视作普通负荷, 按照公式计算直配电方式与两级变压模式下的配电台区损耗。

Step 6: 以约束条件进行校核, 并得出结论。

以下式作为目标函数, 即选取总网络损耗最小的配置方式, 若 10/0.4 kV 直配电方式损耗小则选取此种方式; 若采取 10/ U_m /0.4 kVs 两级变压模式下时配电台区的总损耗小, 则选取双电压配电方式。

$$W(U) = \min \left[\left(\Delta P_{l|10/U_m/0.4} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{dk|U_m/0.4} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{li|U_m} \right), \left(\Delta P_{d|10/0.4} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{li|0.4} \right) \right] \quad (30)$$

以供电可靠性和电压偏离作为约束条件:

所选配电方式的供电可靠率不应低于规定的限制, 可用 RS-3 指标(供电可靠率)表征配电方式的供电可靠性:

$$R_1 = \frac{T_s - T_{\text{off}}}{T_s} \times 100\% \geq R_{1N} \quad (31)$$

式中, R_1 是规划配电方式的 RS-3 指标; T_s 为统计总时间; T_{off} 为系统电源不足的停电时间; R_{1N} 为规定的 RS-3 指标下限。

我国 20 kV 以下三相系统允许电压偏差不能超过标准电压的 $\pm 7\%$ [11], 故根据式(23)有:

$$\Delta U \% \leq 7\% \tag{32}$$

3. 算例

如图 4 所示, 0.4 kV 两级直配电方式与 10/1/0.4 kV 两级变压模式对变压器与线路的损耗影响程度不同, 本算例旨在针对季节性负荷比较其采用直配电方式以及 10/1/0.4 kV 两级变压模式配电方式时的损耗, 并选择出合理的配电电压方案, 并以可靠性和电压偏差作为约束条件。假设无功补偿之后功率因数为 0.9, 配电变压器故障率为 $\lambda_T = 0.05$, 故障修复时间为 $r_T = 2$; 电缆线路故障率为 $\lambda_L = 0.1/\text{km}$, $r_L = 1 \text{ h}$; 降压变压器故障率为 $\lambda_T = 0.02$, 故障修复时间为 $r_T = 5$ 。配电变压器的短路电压百分数按高压到中压 10.5%, 高压到低压 6%, 中压到低压 8% 计算, 给定部分参数如表 1~表 3 所示。

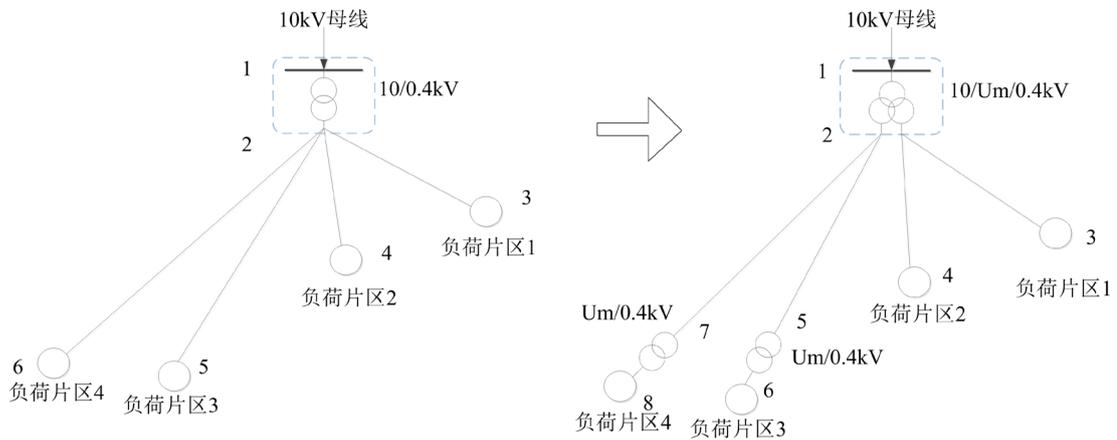


Figure 4. Distribution Mode to Be Planned (1-4)

图 4. 负荷片区配电方式规划(1-4)

Table 1. Parameter of loads

表 1. 负荷片区基本参数

片区号	1	2	3	4
位置坐标	(-80, 60)	(-100, $100\sqrt{3}$)	(290, 275)	(400, 447)
供电半径 L	100m	200m	400m	600m
面积(m ²)	1000	1000	1000	1000
线损增加率 α	10%	10%	10%	10%
负荷性质	普通	普通	普通	季节性
夏秋高峰期某时段最大负荷功率(kW)	109.6	88.3	123.5	118.9
平均负荷水平	79.2	59.4	95.4	100.8
夏秋采用 0.4 kV 供电时的平均电流 I _{av} /A	57	43	69	72
夏秋季负载系数 β	0.44	0.33	0.53	0.56
夏秋高峰期某时段最大负荷功率(kW)	96.8	83.4	112.8	38.7
春东采用 0.4 kV 供电时的平均电流 I _{av} /A	54	40	65	15
秋冬季负载系数 β'	0.42	0.31	0.50	0.12
线缆横截面积(mm ²)	95	70	95	120
单位电阻 $\rho(\Omega/\text{km})$	0.193	0.268	0.193	0.153
形状系数 K_2			1.12	

Table 2. Parameter of distribution transformer
表 2. 变压器基本参数

电压/kV	容量/MVA	P_{k10}/kW	P_{k20}/kW	P_{k30}/kW	P_{k0}/kW
10/1/0.4	0.4 (100/50/50)	1.8348	1.6243	0.7486	0.565
10/0.4	0.4	4.300			0.565
1/0.4	0.1	1.2			0.2

Table 3. The equivalent resistance of transformer
表 3. 变压器等效电阻阻值

电压/kV	R_{T1}/Ω	X_{T1}/Ω	R_{T2}/Ω	X_{T3}/Ω	R_{T3}/Ω	X_{T3}/Ω
10/1/0.4	1.147	0.002	4.061	0.018	1.872	0.022
10/0.4	2.688					
1/0.4	0.077					

负荷片区 1、2、3 均为普通负荷，季节性特性不明显，可将其处理为不含季节性负荷的情况，故可将 ε_1 、 ε_2 、 ε_3 近似视为 1，而 $\varepsilon_4 = 0.79$ ， δ_1 、 δ_2 、 δ_3 近似视为 0，且对片区 4 中的季节性负荷，有 $\delta_4 = 0.5$ 。每个负荷片区的面积不大，则直接以配电变压器为圆心记录各片区的位置，其距离视为供电距离。

$$\begin{aligned}
 F_1 &= e_1 \times P_{l_{\max.1u}} = 79.2 \times 109.6 = 8680.32 \\
 F_2 &= e_2 \times P_{l_{\max.2u}} = 59.4 \times 88.3 = 5245.02 \\
 F_3 &= e_3 \times P_{l_{\max.3u}} = 95.4 \times 123.5 = 11781.9 \\
 F_4 &= e_4 \times P_{l_{\max.4u}} = 100.8 \times 118.9 = 11985.12 \\
 \bar{F} &= (F_1 + F_2 + F_3 + F_4) / 4 = 9423.09 \\
 \sigma^2 &= \frac{(F_1 - \bar{F})^2 + (F_2 - \bar{F})^2 + (F_3 - \bar{F})^2 + (F_4 - \bar{F})^2}{4} = 7533989.634 \\
 V_\sigma &= \frac{\sigma}{\bar{F}} = 0.2913
 \end{aligned}$$

此算例满足 $V_\sigma < 0.3$ ，由于同面积情况下各负荷片区用电情况比较平均故不用计算等效用电中心。

$$\begin{aligned}
 F'_2 &= e'_2 \times P'_{l_{\max.2u}} = 55.3 \times 83.4 = 4612.02 \\
 F'_3 &= e'_3 \times P'_{l_{\max.3u}} = 89.9 \times 112.8 = 10140.72 \\
 F'_4 &= e'_4 \times P'_{l_{\max.4u}} = 21 \times 38.7 = 812.7 \\
 \bar{F}' &= (F'_1 + F'_2 + F'_3 + F'_4) / 4 = 5706.37 \\
 \sigma'^2 &= \frac{(F'_1 - \bar{F}')^2 + (F'_2 - \bar{F}')^2 + (F'_3 - \bar{F}')^2 + (F'_4 - \bar{F}')^2}{4} = 11805708.52 \\
 V'_\sigma &= \frac{\sigma'}{\bar{F}'} = \frac{3435.94}{5706.37} = 0.62
 \end{aligned}$$

在春冬时期是此算例不满足 $V'_\sigma < 0.3$ ，但由于 0.4 kVs 供电半径为 400~500 m，距离超过该供电范围的负荷片区 4 负荷水平较低，故不需要计算等效用电中心。

以 0 代表该负荷片区采取直配电方式，以 1 代表该负荷片区采取两级变压模式，根据前一章的公式可有如下计算。表 4 和表 5 分别枚举了夏秋季节和春冬季节配电台区在直配电以及 10/1/0.4 kV 两级变压模式

Table 4. The loss in summer and autumn
表 4. 夏秋季节的损耗比较

1234 负荷片区 配电方式	线路损耗/kw	变压器损耗/kw	总损耗/kw	1234 负荷片区 配电方式	线路损耗/kw	变压器损耗/kw	总损耗/kw
0000	4.16	1.47	5.63	0110	2.54	2.31	4.80
0001	2.51	1.62	4.12	0101	2.16	2.36	4.14
0010	2.88	1.93	4.78	0011	1.23	2.66	3.49
0100	3.82	1.77	5.57	1110	2.32	3.00	5.25
1000	3.94	1.84	5.76	1011	1.01	3.47	4.06
1100	3.60	2.18	5.74	1101	1.94	3.06	4.61
1010	2.67	2.45	5.06	0111	0.88	3.25	3.72
1001	2.29	2.50	4.41	1111	0.67	3.35	3.59

Table 5. The loss in spring and winter
表 5. 春冬季节的损耗比较

1234 负荷片区 配电方式	线路损耗/kw	变压器损耗/kw	总损耗/kw	1234 负荷片区 配电方式	线路损耗/kw	变压器损耗/kw	总损耗/kw
0000	2.02	1.47	3.50	0110	0.59	2.26	2.85
0001	1.95	1.58	3.53	0101	1.65	1.98	3.64
0010	0.89	1.90	2.79	0011	0.82	2.26	3.08
0100	1.73	1.75	3.48	1110	0.40	2.93	3.32
1000	1.83	1.82	3.65	1011	0.62	3.05	3.67
1100	1.53	2.14	3.67	1101	1.46	2.67	4.12
1010	0.69	2.40	3.09	0111	0.52	2.84	3.36
1001	1.76	2.12	3.88	1111	0.32	2.92	3.24

配电时的损耗比较, 此处计算结果为单位小时内的损耗。

由表 4 可知, 在夏秋负荷水平较高时 1、2 负荷片区采用直配电方式, 3、4 负荷片区采用两级变压模式此系统的总损耗最低; 而由表 5 可知, 在春冬负荷水平较低时 1、4 负荷片区采用直配电方式, 2、3 负荷片区采用两级变压模式总损耗最低。不同季节配电台区目标函数结果矛盾性的出现是由于负荷片区 4 的季节性负荷变化明显的负荷水平, 这也表明有必要进一步讨论季节性负荷的具体配置方式。根据公式(29)对结果加权如下(表 6)。

根据本算例数据可加权计算得到不同配电方式下网络损耗, 从降低损耗的角度出发 1、2 负荷片区采取 10/0.4 kV 直配电方式, 3、4 负荷片区采取 10/1/0.4 kV 两级变压配电方式时损耗较小。与直配电方式相比, 以 1 kV 为补充电压等级时的此种配电方式网络损耗降低了 28.06%, 且在仅考虑损耗的情况下, 损耗最小值所对应的配电方式根据式(29)可得出两级变压模式下的可靠性为 99.9979%, 满足约束条件; 根据式(23)和(32)可得出电压偏差百分比分别为: 0.5575%、1.1374%、0.1369%、0.1726%, 满足约束条件。故可知以 1 kV 为补充电压等级时的此种配电方式有较好的降损效果。

实际上的选择合适的配电方案除需考虑降损效果以外, 还需要使所选配电方式下配电网的建设运营成本 and 节能降损效益达到综合最优。对本算例而言, 由于电压而目前使用的低压电缆额定电压多为 0.6 kV 或是为 1 kV, 高于原送电电压 0.4 kV/0.23 kV, 故 10/1/0.4 kV 两级变压模式在 1 kV 送电时不必更换线缆,

Table 6. Loss within an hour after weighted (10/1/0.4 kV)
表 6. 加权后的单位小时内损耗(10/1/0.4 kV)

1234 负荷片区配电方式	总损耗/kw	1234 负荷片区配电方式	总损耗/kw
0000	4.5673	0110	3.8221
0001	3.6550	0101	3.8901
0010	3.7527	0011	3.2855
0100	4.5233	1110	4.2872
1000	4.7063	1011	3.8678
1100	4.7076	1101	4.3661
1010	4.0755	0111	3.5422
1001	4.1465	1111	3.4141

只需在装设 10/1/0.4 kV 三绕组配电变压器后, 要增加 1 kV/0.4 kV 的降压变压器即可。通过本文的算例分析从长远来看: 在此补充电压等级下, 合理地选择配电方式后, 采用双电压配电方式降低损耗的费用是可观的, 而其他补充电压等级下的降损情况后续可以进一步研究。

4. 结论

由于季节性负荷在不同时期最优降损方式不一致, 故考虑负荷特性很有必要。本文针对待规划的配电网台区中含有季节性负荷的情况, 计及负荷特性进行双电压配电网的损耗计算, 通过算例将采用 0.4 kV 直配电方式以及 10/1/0.4 kV 两级变压模式配电时的损耗进行了计算比较, 说明了两级变压配电方式有助于降低网损。通过合理配电方式的选择, 采用 10/1/0.4 kV 两级变压配电相较于传统的 0.4 kV 直配电方式更能降低配电网台区的总体损耗, 契合我国节能的目标, 但具体的经济性问题后续将进一步深研。

参考文献

- [1] GB/T 156-2007. 标准电压[S].
- [2] JGJ16-2008. 民用建筑电气设计规范[S].
- [3] 王玉华, 赵志英, 李颖峰, 等. 供配电技术[M]. 北京: 北京大学出版社, 2012.
- [4] 熊小伏, 匡仲琴, 等. 基于两级变压模式的配电电压选择方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(3): 1-8.
- [5] 杨建, 等. 不同配电安装方式下农村低压电网经济供电半径研究[J]. 农业工程学报, 2013, 29(10): 190-195.
- [6] 程振凯. 含分布式电源配电系统供电半径计算方法[D]: [硕士学位论文]. 广州: 广东工业大学, 2014.
- [7] 刘思. 配电网空间负荷聚类及预测方法研究[D]: [硕士学位论文]. 杭州: 浙江大学, 2017.
- [8] 匡仲琴, 熊小伏, 欧阳金鑫. 一种配电网的双电压配电方法[J]. 智能电网, 7(2): 89-96.
- [9] 陈珩. 电力系统稳态分析[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [10] 李光琦. 电力系统暂态分析[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [11] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局. GB/T 12325-2008. 电能质量供电电压偏差[S]. 北京: 中国标准出版社, 2008.

知网检索的两种方式:

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>
下拉列表框选择: [ISSN], 输入期刊 ISSN: 2161-8763, 即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>
左侧“国际文献总库”进入, 输入文章标题, 即可查询

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: sg@hanspub.org