

文章编号:1671-6833(2019)01-0024-08

采用模块化求解的主动配电网优化运行

张红斌<sup>1</sup>, 王克文<sup>2</sup>

(1. 国网经济技术研究院有限公司, 北京 102209; 2. 郑州大学 电气工程学院, 河南 郑州 450001)

**摘要:**对主动配电网运行方式优化,可以合理安排分布式电源、无功设备和储能设备的运行计划,提高配电网运行效率.以配电网运行成本和电压合格率最小为目标,电网和设备运行要求为约束,建立主动配电网日前、日内的有功无功协调优化模型;分析各类待求变量在优化模型中的特点和随时序变化程度,对连续变量和两类离散变量以及时段进行协调,建立相应的求解模块;通过各模块间的迭代实现总体最优.结合配电网特点的模块化处理方式,是对传统非线性混合整数动态规划算法的简化,具有计算资源需求上的明显优势.通过 118 节点算例的计算分析,表明了所提算法的可行性和实用性.

**关键词:**主动配电网; 日前调度; 有功无功协调; 分布式发电; 可控负荷

**中图分类号:** TM72      **文献标志码:** A      **doi:**10.13705/j.issn.1671-6833.2019.01.013

0 引言

在主动配电网(active distribution network, ADN)优化调度中,不仅要考虑有功、无功的不同优化目标,还需计及分布式电源(distributed generation, DG)、可控负荷(controllable load, CL)、储能系统(energy storage system, ESS)等设备的功率调节以及系统运行的各种约束.对此多目标非线性规划问题的建模和求解有不同的处理方式<sup>[1-12]</sup>.文献[1]建立基于三相潮流的辐射状配电网多时段有功-无功协调动态优化模型,采用混合整数二阶锥规划算法进行求解.文献[2]建立运行成本与越限风险最小的多目标日前优化调度模型,计及各种 ADN 调度手段,用理想点法处理多目标模型,以和声搜索算法为求解工具,并基于半不变量法随机潮流实现越限风险指标的计算.文献[3]基于模型预测控制实现主动配电网日前调度、日内滚动调度和实时反馈校正.在主动配电网调度优化模型中,可计及较多的影响因素.文献[4]考虑了光伏发电系统的概率特性,文献[5]以可控 DG、储能、联络和分段开关为调度手段,文献[6]用鲁棒优化来处理电价的不确定性,文献[7]计及了输电和高压配电网网损的影响,并根据优化模型的特点,采用适宜的求解算法,例如二

阶锥规划算法<sup>[1,4]</sup>、和声搜索算法<sup>[2,8-9]</sup>、微分进化-细胞膜混合算法<sup>[10]</sup>、基于微分进化改进的帝国竞争优化算法<sup>[11]</sup>等.

在以上分析基础上,笔者以配电网运行成本和电压合格率最小为目标,电网和设备运行要求为约束,建立主动配电网日前、日内的有功无功协调优化模型,计及了多种 DG、CL、ESS.根据配电网中各类变量的特点,建立相应有效实用的求解模块,通过各模块间的迭代实现总体最优.

1 主动配电网有功无功优化模型

1.1 日前优化调度模型

日内优化调度阶段的时间间隔  $\Delta T$  为 1 h. 目标函数为日前配电网运行成本最低.由于主动配电网中分布式电源可能引起的过电压,将电压因素通过权重系数加入目标函数中,构成目标函数:

$$\min F_1 = \sum_{t=1}^{N_{tN}} (C_{1,t} + C_{2,t} + C_{3,t} + C_{4,t} + C_{5,t} + C_{6,t} + C_{7,t} + C_{8,t}) + R \sum_{i=1}^{N_{tN}} \sum_{t \in U} (V_{i,t} - V_{i,\lim})^2 \Delta T, \quad (1)$$

其中,  $C_{1,t} = K_{\text{grit},t} P_{\text{grit},t} \Delta T$ ;

$$C_{2,t} = \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} (K_{\text{DG},i} P_{\text{DG},i,t}) \Delta T;$$

$$\begin{aligned}
C_{3,t} &= K_{\text{loss},t} P_{\text{loss},t} \Delta T; \\
C_{4,t} &= \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} [K_{\text{comp}} K_{\text{DG},i} (P_{\text{DG},i,\text{max}} - P_{\text{DG},i,t})] \Delta T; \\
C_{5,t} &= \sum_{i=1}^{N_{\text{CL}}} (K_{\text{CL},i} (P_{\text{CL},i,\text{max}} - P_{\text{CL},i,t}) \Delta T; \\
C_{6,t} &= \sum_{i=1}^{N_{\text{ESS}}} (K_{\text{ESS},i} P_{\text{ESS},i,t}) \Delta T; \\
C_{7,t} &= \sum_{i=1}^{N_{\text{tap}}} (K_{\text{tap}} \Delta N_{\text{tap},i}); \\
C_{8,t} &= \sum_{i=1}^{N_{\text{C}}} (K_{\text{C}} \Delta N_{\text{C},i,t}),
\end{aligned}$$

式中:  $t$  为时刻;  $\Delta T$  为时段;  $N_{\text{IN}}$  为总时段数;  $R$  为权重系数;  $V_{i,t}$  为  $t$  时刻节点  $i$  的电压幅值;  $V_{i,\text{lim}}$  为电压允许范围的边界值, 电压越上界时取上界值, 越下界时取下界值;  $U$  为电压越线节点的集合;  $P$  为有功功率;  $K$  为费用系数;  $\Delta N$  为变化个数;  $C_{1,t}$  为向上级电网净购电成本;  $C_{2,t}$  为向 DG 购电成本;  $C_{3,t}$  为网损成本;  $C_{4,t}$  为削减 DG 有功出力的赔偿成本;  $C_{5,t}$  为对可中断负荷控制成本;  $C_{6,t}$  为 ESS 调节成本;  $C_{7,t}$  为变压器分接头调节成本;  $C_{8,t}$  为并联电容器调节成本。

式(1)将两个不同量纲的目标函数合在一起, 权重系数本来不易选取, 但此处的第二项描述电压越界程度, 因此权重系数  $R$  应取较大的值, 以便最终结果的电压越界量趋近于零, 同时不应引起优化过程的收敛稳定性, 试算表明, 取  $R=1\ 000$  能满足要求。

优化控制变量包括: 可控光伏发电 (PV)、风电 (WT) 的有功、无功出力, 其他可控分布式电源 (例如沼气发电厂 BG、垃圾电厂 RI) 的有功、无功出力, 储能设备 (ESS) 的有功、无功功率、可控负荷 (CL) 的调节功率、SVC 的无功出力、变压器档位、并联电容器投切状态。

优化控制变量构成向量  $\mathbf{Y}_p$ ,  $\mathbf{Y}_p$  可表达为节点电压向量  $\mathbf{X}$  的显函数。

等式约束为节点功率平衡约束和储能设备时序运行约束:

$$\begin{cases} P_{i0,t} = P_{i,t}; \\ Q_{i0,t} = Q_{i,t}, \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $P_{i0,t}$ 、 $Q_{i0,t}$  分别为第  $i$  点的给定量。

$$W_{\text{ESS},i,t} = W_{\text{ESS},i,t-1} - P_{\text{ESS},i,t-1} \Delta T. \quad (3)$$

不等式约束有节点电压约束:

$$V_{i,\text{min}} \leq V_{i,t} \leq V_{i,\text{max}}, \quad (4)$$

式中:  $V_{i,\text{min}}$ 、 $V_{i,\text{max}}$  分别为节点  $i$  允许的最低和最高运行电压。

支路功率约束:

$$S_{i,\text{min}} \leq S_{i,t} \leq S_{i,\text{max}}, \quad (5)$$

式中:  $S_{i,\text{min}}$ 、 $S_{i,\text{max}}$  分别为支路  $i$  允许的最低和最高视在功率。

储能设备的荷电状态、充放电功率上下限和约束:

$$W_{\text{ESS},i,\text{min}} \leq W_{\text{ESS},i,t} \leq W_{\text{ESS},i,\text{max}}; \quad (6)$$

$$P_{\text{ESS},i,\text{min}} \leq P_{\text{ESS},i,t} \leq P_{\text{ESS},i,\text{max}}. \quad (7)$$

光伏发电、风电、沼气发电厂、垃圾电厂等分布式电源的有功无功出力约束:

$$P_{\text{DG},i,\text{min}} \leq P_{\text{DG},i,t} \leq P_{\text{DG},i,\text{max}}; \quad (8)$$

$$Q_{\text{DG},i,\text{min}} \leq Q_{\text{DG},i,t} \leq Q_{\text{DG},i,\text{max}}, \quad (9)$$

式中:  $P_{\text{DG},i,t}$ 、 $Q_{\text{DG},i,t}$  分别为第  $i$  个分布式电源第  $t$  时刻的有功、无功功率。

SVC 的无功出力约束:

$$Q_{\text{SVC},i,\text{min}} \leq Q_{\text{SVC},i,t} \leq Q_{\text{SVC},i,\text{max}}, \quad (10)$$

式中:  $Q_{\text{SVC},i,t}$  为第  $i$  个 SVC 第  $t$  时刻的无功功率。

可控负荷的调节功率约束:

$$P_{\text{CL},i,\text{min}} \leq P_{\text{CL},i,t} \leq P_{\text{CL},i,\text{max}}; \quad (11)$$

$$Q_{\text{CL},i,\text{min}} \leq Q_{\text{CL},i,t} \leq Q_{\text{CL},i,\text{max}}, \quad (12)$$

式中:  $P_{\text{CL},i,t}$ 、 $Q_{\text{CL},i,t}$  分别为第  $i$  个可控负荷第  $t$  时刻的有功、无功功率。

并联电容器组数约束:

$$0 \leq N_{\text{c},i,t} \leq N_{\text{c},i,\text{max}}, \quad (13)$$

式中:  $N_{\text{c},i,t}$  为节点  $i$  处所安装的电容器组数;  $N_{\text{c},i,\text{max}}$  为节点  $i$  处安装的最大电容器组数。

可调分接头档位数约束:

$$0 \leq N_{\text{tap},i,t} \leq N_{\text{tap},i,\text{max}}, \quad (14)$$

式中:  $N_{\text{tap},i,t}$  为第  $i$  个变压器的档位值;  $N_{\text{tap},i,\text{max}}$  为第  $i$  个变压器的档位值的最大值。

优化目标和约束条件中, 并联电容器组投切状态、变压器分接头档位为离散变量, 其余为连续变量, 连续变量可表达为节点电压向量  $\mathbf{X}$  的显函数。

## 1.2 日内滚动优化调度模型

日内优化调度阶段的时间间隔  $\Delta T$  为 15 min. 电容器组投切状态、变压器分接头档位采用日前优化结果, 不再参与优化. 目标函数为下一时段 (第  $t$  时段) 内的配电网运行成本加电压越界指标。

$$\begin{aligned} \min F_2 &= C_{1,t} + C_{2,t} + C_{3,t} + C_{4,t} + C_{6,t} + \\ &R \sum_{i \in U} (V_{i,t} - V_{i,\text{lim}})^2 \Delta T. \end{aligned} \quad (15)$$

2 算法求解

在优化控制变量中,变压器档位、并联电容器投切状态为离散变量,且电容器分组投切,其余变量为连续变量.

分支定界法和动态规划法是处理该类多时段非线性混合整数问题的相对准确算法,但庞大的计算量往往使得计算时间过长.

2.1 主动配电网优化调度问题分析

在对主动配电网进行优化调度计算时,第  $i$  时刻的变压器档位、并联电容器投切状态对  $i+1$  时刻的运行成本有直接影响;对  $i+1$  之后时刻的运行成本无直接影响,但通过  $i+1$  时刻产生间接影响.

储能设备的荷电量要在日前 24 h 内达到充放电的基本平衡.

这些因素使得各时刻之间不能达到相互独立,但主动配电网具有如下特点,可使分支定界法大幅度简化.

(1)主变之间的解耦关系.对于与大电网相联的主变,主变在低压侧解列运行,10 kV 网络开环运行.所以,正常运行时,每台主变单独供电.

(2)主变低压侧母线并联电容器组之间的解耦关系.从高压主变所带 10 kV 线路区域来看,考虑并联电容器影响时,各区域之间无相互影响.

(3)各主变分接头之间的解耦关系.由于主变之间的解耦关系,在考虑高压主变分接头档位对低压侧影响时,各主变的分接头之间无相互影响.

(4)对于每个高压主变分接头,尽管有较多档位,但在给定运行方式下,由于 10 kV 侧的运行电压要求,可选用的档位数很有限.

2.2 连续变量优化(模块 1)

为描述方便,优化模型统一简写为:

$$\min F(\boldsymbol{X}); \tag{16}$$

$$g_i(\boldsymbol{X}) = 0; \tag{17}$$

$$h_{j,\min} \leq h_j(\boldsymbol{X}) \leq h_{j,\max}, \tag{18}$$

式中: $\boldsymbol{X}$  为某时刻的直角坐标形式的节点电压构成的列向量.

构成扩展拉格朗日函数:

$$\min L = F + \sum_i [\alpha_i g_i(\boldsymbol{X})] + \sum_{j \in D} [\beta_j |h_j(\boldsymbol{X}) - h_{j,\lim}|] + \gamma \sum_i [g_i^2(\boldsymbol{X})] + \gamma \sum_j [h_j(\boldsymbol{X}) - h_{j,\lim}]^2, \tag{19}$$

式中: $\alpha_i, \beta_j$  为拉格朗日乘子; $\gamma$  为罚因子; $D$  为不

满足约束条件的约束编号集合; $h_{j,\lim}$  为边界值,越上界时取上界值,越下界时取下界值.

式(19)中的连续变量可表达为节点电压向量  $\boldsymbol{X}$  的显函数.优化控制变量构成向量  $\boldsymbol{Y}_p, \boldsymbol{Y}_p$  也可表达为节点电压向量  $\boldsymbol{X}$  的显函数.

最优条件为:

$$\nabla L = 0. \tag{20}$$

若对式(19)采用牛顿法求解,需用到二阶海森阵,直接利用式(19)的灵敏度表达,可采用更简捷的拟牛顿法求解.

2.3 并联电容器组投切状态选择(模块 2)

高压变电站 10 kV 母线有并联电容器组.为了考虑通用性,本项目通过目标函数对电容器节点  $k$  的无功注入  $Q_k$  的一阶灵敏度来近似估计该点电容器投切引起的目标函数变化量,以此作为衡量指标  $S_{Q,k}$ .正的指标值说明宜减少该点现有无功补偿量,而负的指标值则说明宜加大无功补偿量.指标值的大小反映了投切单位补偿量的效果.

对每个时段的所有电容器组采用如下过程处理.

(1)按指标值  $S_{Q,k}$  对各点的补偿效果进行排序,并可分为如下两类:(a)对正值的  $S_{Q,k}$  按从大到小排序.考虑可否减少相应母线上的无功补偿量;(b)对负值的  $S_{Q,k}$  按从小到大排序.考虑在这些节点上增加无功补偿量.

(2)按排序结果对每一方案进行准确的潮流计算,计算式(1)的目标函数在该时段  $i$  的值  $F_{li}$ ,选取最优方案.先逐一处理(a)的电容器组退出方案,再处理(b)的投入方案.

(3)依次进行,确定日前 24 h 内的并联电容器组投切状态.

(4)在目标函数值  $F_{li}$  的计算中,计入了电容器状态调节费用,即上一时段的影响.

2.4 变压器分接头档位选择(模块 3)

主要考虑 10 kV 线路根部的主变.由于 10 kV 网络的辐射性运行结构,各主变 10 kV 侧无耦合关系,对主变分接头档位的选择,可逐台进行.变压器分接头档位主要影响 10 kV 的运行电压和经济性.

因此,对每个时段的每台变压器分接头档位,采用枚举法计算式(1)的目标函数在该时刻  $i$  的值  $F_{li}$ ,选取最优档位.依次进行,完成所有时段的计算.

在目标函数值  $F_{li}$  的计算中,计入了档位调节

费用,即上一时段的影响。

2.5 离散变量日前状态调整模块(模块 4)

配电网的负荷曲线特性决定了日前 24 h 的主变分接头档位变化趋势。以图 1 为例,日前 24 h 内,主变分接头档位的变化曲线有两处峰值段和两处谷值段,有时可能更多。为减小档位调节成本,尝试降低峰值段的档位、抬高谷值段的档位。

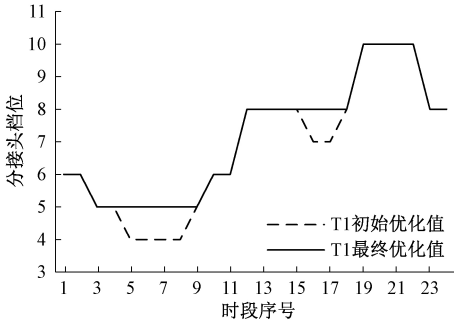


图 1 主变 T1 的分接头档位变化

Fig.1 Variation of tap position of transformer T1

因此,对每台变压器,可采用如下步骤进行。

- (1)分析档位变化曲线,确定各峰值段、谷值段的范围和值;
- (2)对每一峰值段和谷值段,确定调整方案;
- (3)依次处理各调整方案,对每一方案按连续变量优化模块(模块 1)计算日前 24 h 的  $F_1$  的值,  $F_1$  降低时采用该方案,否则放弃。

尽管在模块 1 的连续变量优化过程中,比较的是扩展函数式(19),但此处取计算结束后的  $F_1$  值。类似地,进行并联电容器组日前投切状态的调整。

2.6 日前调度优化过程

优化过程分为两个阶段:第一阶段为下列步骤的(1)~(4),采用迭代方式确定并联电容器组投切状态、变压器分接头档位的初值;第二阶段为下列步骤的(5)~(7),调整这些离散变量的值。

- (1)按模块 2 选择各时段并联电容器组投切状态;
- (2)按模块 3 选择各时段变压器分接头档位;
- (3)按模块 1 优化各时段的连续变量;
- (4)转(1),直到优化控制变量的变化量小于允许值,转(5);
- (5)按模块 4 调整并联电容器组投切状态、变压器分接头档位的日前状态(其中反复调用模块 1);
- (6)对最终离散变量结果按模块 1 计算连续

- 变量最终值;
- (7)输出结果。

计及 2.1 节所述的配电网特点,采用模块化迭代处理方式。与传统的非线性混合整数动态规划算法相比,计算的运行方式数大幅度减少,从而减少计算资源的需求。

3 算例分析

3.1 算例系统

按所述算法,使用 Fortran 6.5 编写程序进行计算。所用算例如图 2 所示,在 IEEE 118 节点系统上增加主变和分布式电源、可调负荷。

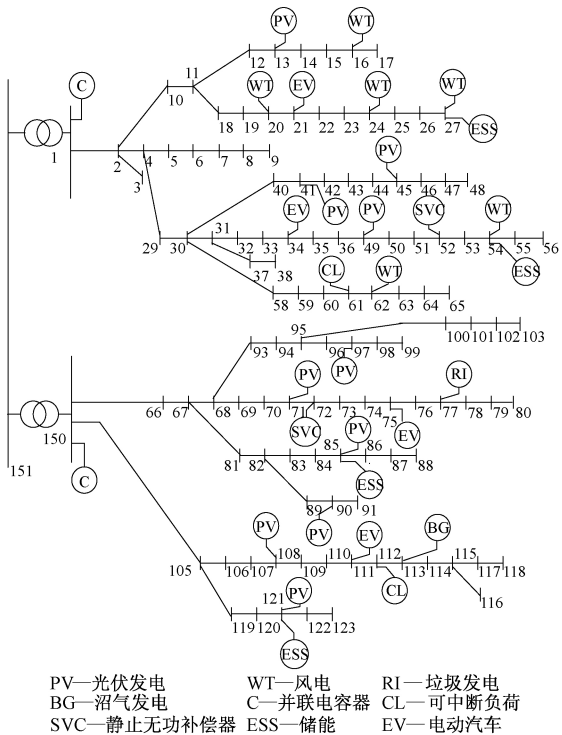


图 2 10 kV 配电网

Fig.2 10 kV distribution network

图 2 中,线路(1,2)所联的馈线 1、线路(150,105)所联的馈线 3 为生活负荷,线路(150,66)所联的馈线 2 为工业负荷,标准化日运行曲线(均值为 1)如图 3 所示。

110 kV 变电站中,两台变压器参数为  $0.0345 + j0.794 \Omega$ ,额定电压和分接头为  $110 \pm 8 \times 0.0125/11 \text{ kV}$ ,高压侧分接头最高电压档位编号为 1,初始运行档位 7。

节点 27、54、85、121 的光电、风电功率均为 1.2 MW,出力可调;其余节点的光电、风电功率均为 0.1 MW,不可调。节点 52、72 的 SVC 容量均为 0.2 Mvar。节点 77 的垃圾电厂、节点 113 的燃气电厂额定功率均为 2 MW,出力可调。节点

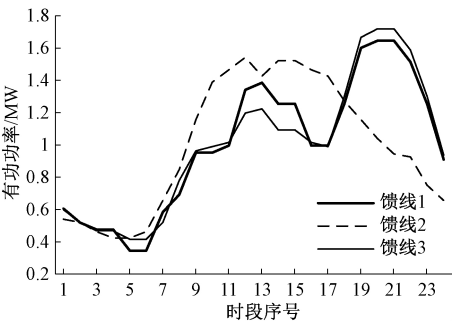


图 3 3 条馈线负荷标准化日运行曲线

Fig.3 Standardized daily operation curves of three feeder's loads

121、54、85、27 接有储能设备,额定容量均为 1 MW·h,最大充放电功率 0.4 MW,荷电下限 20%,荷电上限 90%,荷电初值 40%. 节点 21、33、75、111 的电动汽车日平均负荷均为 0.6 MW. 节点 61、112 的可调负荷功率分别为 0.55 + j0.35MVA、0.49 + j0.42MVA. 部分标准化日运行曲线如图 4 所示.

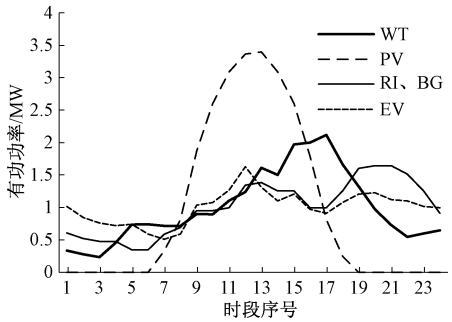


图 4 分布式发电和电动汽车标准化日运行曲线

Fig.4 Standardized daily operation curves of distributed generation and electric vehicle

风电上网电价取 0.60 元/(kW·h),光伏上网电价取 1.00 元/(kW·h),微型燃气轮机的发电成本为 0.66 元/(kW·h). 主动配电网与上级电网间的电能交易采用峰谷平电价制,1:00 ~ 7:00 为 0.49 元,8:00 ~ 17:00、23:00 ~ 24:00 为 0.74 元,18:00 ~ 22:00 为 0.98 元. 离散变量调节成本系数<sup>[12]</sup>取  $K_{tap} = 20$  元/档,  $K_C = 2$  元/次. 其他成本参数:  $K_{comp} = 1.5$ ,  $K_{loss,t} = K_{grit,t}$ ,  $K_{CL,i} = 0.8$  元/(kW·h),  $K_{ESS,i} = 0.05$  元/(kW·h).

3.2 日前运行方式优化

日前优化阶段的时间间隔  $\Delta T$  为 1 h. 按照第 1、2 节的算法进行计算.

(1)电容器组. 经第 2.6 节过程(1)计算得到的并联电容器组投切状态的结果列于表 1 的第 2、3 列,其中 1 表示投,0 表示切. 节点 1 的电容器 C1 对应于馈线 1,全处于切除状态. 节点 150 的电

容器 C2 对应于馈线 2、3. 由于两类负荷曲线的存在,该电容器在高负荷时段投入,但为满足线路电压的要求而在低负荷时段切除.

表 1 电容器、变压器分接头状态

Tab.1 State of capacitors and transformer taps

时段 序号	电容器状态		初始优化 档位		最终档位	
	C1	C2	T1	T2	T1	T2
1	0	0	6	6	6	6
2	0	0	6	5	6	6
3	0	0	5	5	5	5
4	0	0	5	5	5	5
5	0	0	4	5	5	5
6	0	0	4	5	5	5
7	0	0	4	5	5	5
8	0	0	4	5	5	5
9	0	0	5	5	5	5
10	0	1	5	6	6	6
11	0	1	6	7	6	7
12	0	1	8	7	8	7
13	0	1	8	7	8	7
14	0	1	8	6	8	7
15	0	1	8	6	8	7
16	0	1	7	6	8	7
17	0	1	7	6	8	7
18	0	1	8	7	8	7
19	0	1	10	9	10	8
20	0	1	10	8	10	8
21	0	1	10	8	10	8
22	0	1	10	8	10	8
23	0	1	8	7	8	7
24	0	1	8	7	8	7

再按第 2.6 节过程(2)的方法进行调整. 尝试调节 C2 的运行状态,产生两种方案:(a)第 9 时段开始投入,(b)第 11 时段开始投入. 目标函数  $F_1$  均变大,维持原结果.

(2)变压器分接头档位. 经第 2.6 节过程(1)确定的两台主变分接头档位结果列于表 1 的第 4、5 列. 两台主变的分接头变化趋势基本一致. 高峰负荷时段取较高档位,抬高 10 kV 侧电压;其他负荷时段取较低档位,减缓 10 kV 线路的过电压.

再按第 2.6 节过程(2)的方法进行调整. 结果列于表 1 的第 6、7 列. 对 T1 的档位调整如图 1 所示,调整了两处低谷段的档位.

(3)优化前后指标. 表 2 列出优化前后指标情况. 其中第 1 列为式(1)中的目标函数,优化时采用第 2 列为式(1)中的经济指标,即配电网的运行成本,供比较. 优化前的目标函数大于经

济指标,说明有电压越界.电压越界的权重系数为 1 000,以表示对电压越界的较重惩罚.优化后二者接近,基本满足电压要求.通过优化,一天减少运行成本 0.35 万元,其中网损下降 0.36 MW·h.

表 2 优化前后指标

Tab.2 Indices before and after optimization

优化前			优化后		
目标函数	经济指标/万元	网损/(MW·h)	目标函数	经济指标/万元	网损/(MW·h)
1 418.70	31.68	11.19	35.20	31.33	10.83

表 3 列出优化后其他指标.新能源的平均渗透率为 33.06%,最大渗透率达到 47.97%.

表 3 优化后指标

Tab.3 Indices after optimization

总发电功率/(MW·h)	分布式发电功率/(MW·h)	总负荷功率/(MW·h)	平均渗透率/%	最大渗透率/%
456.86	156.00	446.03	33.06	47.97

(4)各时段指标.表 4 列出各时段指标优化前后指标情况.优化前,大部分时段的目标函数  $F_1$  大于经济指标,例如第 9~12 时段,说明有电压越界现象,优化过程同时处理经济性和电压安全性;在部分时段二者相等,优化的主要工作放在改善经济性,优化后的经济指标下降.优化后,满足电压运行要求.

由于分布式电源运行条件的限制,最小渗透率仅为第 3 时段的 18.54%,最大渗透率为第 16 时段的 47.97%.

(5)运行电压.图 5 为节点 27 的 24 h 电压.节点 27 为馈线 1 的末端节点之一,接有风力发电机,低负荷时容易出现过电压,所以同时接有储能设备 ESS.节点电压第 11 时段电压最低,在低负荷时段和风机最大出力时段电压较高,例如第 4~6 时段、第 14~17、19 时段.优化后电压满足要求.

(6)储能设备荷电状态.图 6 给出储能设备荷电状态,图例名的末端数字为所在节点号.初始状态为 40%,低负荷时段充电,高负荷时段放电,最终荷电状态接近于 40%.

3.3 日内滚动优化

日内优化阶段的时间间隔  $\Delta T$  为 15 min,不再对电容器投切状态和变压器分接头档位进行调整,直接取日前优化结果.因此目标函数中不再考虑电容器状态和变压器档位的调整费用.

表 4 各时段指标

Tab.4 Indices of all time intervals

时段序号	优化前		优化后		
	目标函数 $F_1$	经济指标/万元	目标函数 $F_1$	经济指标/万元	渗透率/%
1	47.18	0.66	0.62	0.62	21.10
2	0.64	0.64	0.60	0.60	19.58
3	52.17	0.61	0.58	0.58	18.54
4	0.61	0.61	0.59	0.59	21.83
5	20.20	0.63	0.63	0.63	23.22
6	0.62	0.62	0.62	0.62	23.60
7	0.69	0.69	0.67	0.67	38.81
8	1.06	1.06	1.00	1.00	45.93
9	11.18	1.33	1.31	1.31	46.29
10	180.98	1.43	1.39	1.39	44.29
11	288.22	1.49	1.45	1.45	45.42
12	358.02	1.65	1.65	1.65	42.00
13	1.63	1.63	1.63	1.63	42.42
14	2.34	1.55	1.55	1.55	43.35
15	1.57	1.57	1.57	1.57	42.94
16	23.46	1.44	1.40	1.40	47.97
17	25.88	1.38	1.34	1.34	43.14
18	23.64	1.83	1.83	1.83	33.65
19	197.95	2.12	2.12	2.12	27.29
20	17.96	2.14	2.96	2.16	24.16
21	3.20	2.11	3.03	2.11	23.31
22	6.48	2.00	4.16	2.02	21.35
23	151.83	1.30	1.30	1.30	27.28
24	1.07	1.07	1.07	1.07	25.85

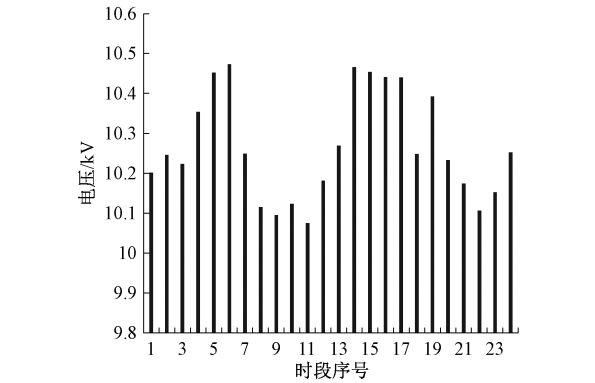


图 5 节点 27 的 24 h 内电压

Fig.5 Voltages of node 27 in 24 hours

部分时段指标结果列于表 5.目标函数  $F_2$  同时包含经济性、电压安全性指标,优化时采用,经济指标仅为配电网的运行成本.二者之差描述了电压越界的程度.

由于已采用日前优化的电容器投切状态和变压器分接头档位值,在表 5 中,电压越界状况(第 2、3 列之差)比表 4 中的小得多,说明电压越界问题已不太严重,但仍存在.

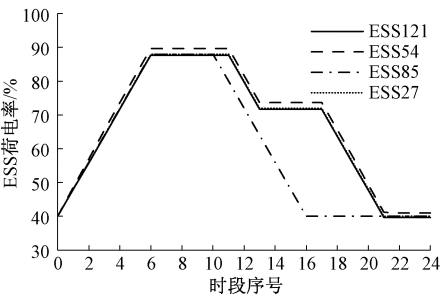


图 6 储能设备荷电状态

Fig. 6 Charged state of energy storage equipment

表 5 部分时段指标

Tab.5 Indices of partial time intervals

时段 序号	优化前		优化后		
	目标 函数/ $F_2$	经济指标/ 万元	目标 函数/ $F_2$	经济指标/ 万元	渗透率/ %
...					
30	0.28	0.28	0.27	0.27	44.17
31	0.29	0.29	0.29	0.29	45.83
32	0.31	0.31	0.31	0.31	44.87
33	0.33	0.33	0.32	0.32	44.01
34	0.33	0.33	0.33	0.33	43.37
35	0.34	0.34	0.33	0.33	44.31
36	9.50	0.34	0.33	0.33	44.56
37	2.16	0.35	0.34	0.34	42.99
38	9.85	0.35	0.34	0.34	43.24
39	23.84	0.36	0.35	0.35	43.27
...					
60	0.89	0.36	0.35	0.35	44.17
61	5.51	0.35	0.34	0.34	45.44
62	3.85	0.35	0.34	0.34	45.51
63	2.79	0.35	0.34	0.34	45.58
64	3.66	0.34	0.34	0.34	43.49
65	6.51	0.34	0.33	0.33	40.88
66	2.5	0.34	0.34	0.34	39.51
67	1.08	0.34	0.34	0.34	37.29
68	0.58	0.35	0.35	0.35	35.18
69	0.45	0.45	0.45	0.45	33.14
...					

优化的目的是使  $F_2$  下降. 当无电压越界时, 例如时段 30~34, 优化过程主要使得经济指标下降, 但下降程度各有不同.

当存在电压越界时, 例如时段 38、39, 优化过程需同时考虑经济指标和电压指标. 由于电压指标的权重系数值较大, 使得电压约束优先满足. 甚至在个别极端情况下, 存在  $F_2$  下降, 但经济指标略有上升的可能.

优化后的运行方式, 均满足各约束条件, 运行成本下降.

4 结论

笔者考虑多种分布式电源、SVC、可控负荷、储能设备, 以配电网运行成本和电压合格率最小建立主动配电网日前、日内的有功无功协调优化模型. 结合配电网和优化模型的特点, 笔者建立相应的有效求解模块, 可实现对优化模型的大幅度简化, 并通过模块间的迭代实现总体最优, 具有计算资源需求上的明显优势, 是一种实用的处理方式.

参考文献:

[1] 刘一兵, 吴文传, 张伯明, 等. 基于混合整数二阶锥规划的主动配电网有功-无功协调多时段优化运行[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2575 - 2583.

[2] 符杨, 廖剑波, 李振坤, 等. 考虑越界风险的主动配电网日前优化调度及运行[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(21): 6328 - 6336.

[3] 任佳依, 顾伟, 王勇, 等. 基于模型预测控制的主动配电网多时间尺度有功无功协调调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(5): 1397 - 1407.

[4] 张世达, 孙永辉, 卫志农, 等. 考虑可控光伏系统概率模型的主动配电网日前优化调度[J]. 电网技术, 2018, 42(1): 247 - 253.

[5] 尤毅, 刘东, 钟清, 等. 主动配电网优化调度策略研究[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(9): 177 - 183.

[6] SOROUDI A, SIANO P, KEANE A. Optimal DR and ESS scheduling for distribution losses payments minimization under electricity price uncertainty[J]. IEEE transactions on smart grid, 2016, 7(1): 261 - 272.

[7] 窦震海, 牛焕娜, 高燕, 等. 主动型配电网日前调度策略研究[J]. 农业工程学报, 2014, 30(11): 126 - 133.

[8] 廖剑波, 李振坤, 符杨. “源-网-荷”相协调的主动配电网经济调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2018, 30(1): 69 - 75.

[9] 曾博, 杨煦, 张建华. 考虑可再生能源跨区域消纳的主动配电网多目标优化调度[J]. 电工技术学报, 2016, 31(22): 148 - 158.

[10] 黄伟, 熊伟鹏, 闫彬禹, 等. 不同时间尺度下虚拟微网优化调度策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(19): 12 - 19.

[11] 曾鸣, 彭丽霖, 王丽华, 等. 主动配电网下分布式能源系统双层双阶段调度优化模型[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(6): 108 - 115.

[12] 周晓娟, 王奎英, 张将. 基于辅助函数思想的城市

高压电网无功优化[J]. 郑州大学学报(工学版),

2014, 35(4): 79 – 82.

Optimal Operation of Active Distribution Network Using Modular Solution

ZHANG Hongbin<sup>1</sup>, WANG Kewen<sup>2</sup>

(1. State Grid Economic and Technological Research Institute Co. Ltd., Beijing 102209, China; 2. School of Electrical Engineering, Zhengzhou University, Zhengzhou 450001, China)

**Abstract:** By optimizing the operation mode of the active distribution network, the operation plan of distributed generation, reactive equipment and energy storage equipment could be arranged rationally, and the operation efficiency of distribution network would be improved. The operation cost and the voltage qualification rate in a distribution network were used as the minimize objective, and the operation requirement of power grid and equipment were used as constraints, day-ahead and real-time optimization models with active and reactive power coordination were established. Characteristics of all kinds of variables in the optimization model, and effect degrees of time series in variables were analyzed. Solution modules corresponding to continuous variables, two types of discrete variables, and the coordination between time intervals were established, and the overall optimum was achieved through the iteration among modules. Combined with the characteristics of distribution network, the modular processing method was a simplification of the traditional nonlinear mixed integer dynamic programming algorithm, which has obvious advantages in computing resource demand. The calculation and analysis in the 118-bus example showed that the proposed algorithm was feasible and practical.

**Key words:** active distribution network; day-ahead scheduling; active and reactive power coordination; distributed generation; controllable load

(上接第 23 页)

Cerebral Vessel Segmentation Based on Adaptive Clustering Centers

WANG Zhe<sup>1,2</sup>, ZHAO Shifeng<sup>1,2</sup>, TIAN Yun<sup>1,2</sup>, WANG Xuesong<sup>1,2</sup>, ZHOU Mingquan<sup>1,2</sup>

(1. College of Information Science and Technology, Beijing Normal University, Beijing 100875, China; 2. Beijing Key Laboratory of Digital Preservation and Virtual Reality for Cultural Heritage, Beijing 100875, China)

**Abstract:** Cerebral blood vessel segmentation was a key step in three-dimensional (3D) reconstruction, computer aided diagnosis and quantitative analysis. Due to complex geometric structure, small area percentage, low contrast vessel segmentation was still a challenging problem. Based on traditional statistical method with intensity, an improved *K*-means algorithm based on self-adapting clustering centers with gradient of remaining voxels preserved from previous step was used for further extraction of thin vessels. Firstly, one Rayleigh distribution and two Gaussian distributions were adapted to model background, tissues and vessel areas, respectively. And EM algorithm was used to estimate parameters for Gaussian distributions. Then posterior probability is used to extract the main body of blood vessels. Secondly, the remaining part containing the low contrast vessel areas and vessel edges was computed for gradient. An improved *K*-means method with self-adapting clustering centers was proposed to detect those areas. Experiment result demonstrated that our method was better than traditional statistical methods, especially at low contrast branches and vessel edges.

**Key words:** cerebral vessel segmentation; finite mixture model; *K*-means