

基于二阶锥规划的间歇性分布式电源消纳研究

邢海军¹,程浩忠¹,曾平良²,张逸³

(1. 上海交通大学 电气工程系 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室,上海 200240;

2. 中国电力科学研究院,北京 100085;3. 福建省电力科学研究院,福建 福州 350007)

摘要: 分析了主动配电网(ADN)中各种主动管理措施的机理。基于变压器高压侧电压、负荷、间歇性分布式电源(IDG)时序特性,通过配电网潮流方程及约束条件松弛,提出 ADN 中 IDG 消纳的二阶锥规划(SOCP)模型。该模型以 IDG 消纳量最大为目标函数,考虑分布式电源出力切除、有载调压变压器(OLTC)分接头调节、无功补偿等多种主动管理措施。采用 CVX 建模工具包及 GUROBI 求解器对模型进行求解。改进的 IEEE 33 节点算例验证了模型的有效性。

关键词: 主动配电网; 主动管理; 间歇性分布式电源; 二阶锥规划

中图分类号: TM 715

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.06.011

0 引言

随着社会经济的快速发展和城市化建设的不断推进,电力需求持续增长;传统的集中式大规模发电已经不能满足电能清洁生产和能源高效利用的要求,同时还给环境保护带来了沉重的压力。这样的背景下,分布式能源特别是间歇性分布式发电 IDG (Intermittent Distributed Generation)将凭借其环境友好的优点得到快速发展。

IDG 接入中、低压配电网是 IDG 在配电网主要的消纳方式^[1-4]。文献[1]利用多阶段最优潮流研究了以网损最小为目标的 IDG 最优消纳问题,同时讨论了以网损最小和 IDG 消纳最大为目标的多目标最优消纳问题。文献[2]考虑通过储能设备来提高 IDG 的消纳,在 IDG 出力过大时,通过储能装置来消纳,当 IDG 出力变小,储能装置放电满足负荷供电。

DG 的快速发展也给配电网带来一系列的问题,如接入点电压升高、系统双向潮流、短路电流升高等。由于目前的被动管理模式,系统对 DG 及网络自身不加以相应的控制,导致系统无法充分利用 DG 在改善系统网损和电压质量等方面的积极作用,相反在某些情况下 DG 接入所带来的不确定性将影响系统的安全稳定运行、增加电网的经济成本。因此供电公司不得不严格控制 DG 的接入容量,限制 DG 的发电量,发生故障时也首先考虑将 DG 切除。

针对这种被动的管理模式,很多学者提出了主动配电网 ADN(Active Distribution Network)及主动

管理 AM(Active Management)的概念,并将 AM 应用到 IDG 的消纳中。文献[5-8]介绍了主动配电网的研究现状及其关键技术,分析说明了发展 ADN 的必要性,总结了适应 ADN 发展的可行技术。文献[9-10]明确了主动配电网发展面临的挑战。文献[11-14]提出了通过主动潮流管理 APFM(Active Power Flow Management)来提高配电系统 DG 的接入容量。文献[15]提出了使用有功-无功最优潮流,并且比较了使用有功-无功最优潮流相对于仅使用有功最优潮流的优点,包括网损及无功传输的减小。文献[16]提出了 2 种主动潮流管理的方法,并进行了不同场景下的对比。文献[17]提出了用于 AM 的多时间段动态最优潮流,并考虑了储能及可控负荷对分布式能源消纳的作用。

AM 就是更加细致地测量和评估配电网的系统运行数据之后,对 DG 和配电网设备进行实时控制并采取一定的措施进行协调。AM 模式下的配电网可以采取控制 DG 的发出功率、调节变压器抽头和无功补偿设备等多种 AM 措施,使得含有 DG 的配电系统达到最优的运行状态,从而提高配电网对 DG 的消纳能力,提高配电系统的供电可靠性,改善配电网的电能质量。

本文着重分析 ADN 中各种 AM 措施。基于变压器高压侧电压、负荷及 IDG 的时序特性,分析 DG 出力切除、有载调压变压器分接头调节、无功补偿等多种 AM 措施对 IDG 消纳的影响。

1 AM

AM 策略包括 DG 出力调度、电容器组无功补偿、有载调压变压器 OLTC(On-Load Tap Changer)抽头调节、可控负荷(需求侧响应)、网络重构等。图 1 是一个简单的含 IDG 及无功补偿电容器组的配电

收稿日期:2015-05-16;修回日期:2016-03-23

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51261130473);国家高新技术研究发展计划(863 计划)项目(2014AA051901)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51261130473) and the National High Technology Research and Development Program of China(863 Program)(2014AA051901)

网络。下面通过该网络来分析 DG 接入对接入点电压的影响及 AM 对 DG 接入的作用。

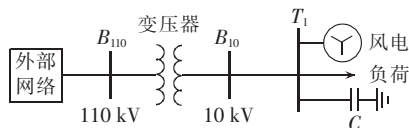


图 1 AM 简单网络

Fig.1 Simple network of active management

假设图中负荷功率为 P_L, Q_L ; DG (风电) 注入节点 T_1 功率为 P_{DG}, Q_{DG} ; 电容器组 (C) 注入节点 T_1 的无功为 Q_C 。节点 1 代表母线 B_{10} , 节点 2 代表线路末端节点 T_1 , 线路阻抗为 $R+jX$, 变压器为 OLTC, 节点 1 电压为 U_1 , 节点 2 电压 U_2 可以通过下式计算:

$$U_1 \approx U_2 + [(P_L - P_{DG})R + (Q_L - Q_{DG} - Q_C)X] / U_2 \quad (1)$$

令 $Q = Q_L - Q_{DG} - Q_C$, Q 为节点 2 无功输出量。由式(1)可知节点 2 注入的间歇性功率如下:

$$P_{DG} \approx P_L + [U_2(U_2 - U_1) + QX] / R \quad (2)$$

下面以防止间歇性能源接入节点电压越限为目标来分析主动配电网的 AM 策略。正常运行情况下 $U_2 > 0.5U_1$, 则 $U_2(U_2 - U_1) + QX$ 为递增函数, 由式(2)知, 在负荷最小、间歇性能源出力最大时, 接入节点 2 电压最可能越限。这也是配电网中接入 DG 最常见、需要解决的问题。假设节点 2 的电压上限为 U_{2max} , 则在节点 2 电压达到允许上限时, 间歇性能源允许的接入量为:

$$P_{DGmax} \approx P_L + [U_{2max}(U_{2max} - U_1) + QX] / R \quad (3)$$

其中, P_{DGmax} 为间歇性能源允许接入的最大容量。下面分析各种 AM 措施下间歇性能源允许接入的最大容量。

a. DG 出力调度。

允许间歇性能源运行时进行部分切机, 则允许接入的最大间歇性能源如下:

$$P_{DGcur} \approx P_{DGcur} + P_L + [U_{2max}(U_{2max} - U_1) + QX] / R \quad (4)$$

其中, P_{DGcur} 为 DG 允许的切除量。允许电力需求小的时段进行部分切机, 可以保证接入更多容量的间歇性能源, 在高峰负荷时段为电网运行提供一定支撑。

b. 电容器无功补偿。

由 $Q = Q_L - Q_{DG} - Q_C$ 知, 要增大间歇性能源的接入量, 必须使无功补偿设备由向系统提供无功变为从系统吸收无功。

由式(2)知, 对于间歇性能源消纳, 无功补偿效果取决于电抗 X 。对于架空线路(电抗较大, 无避雷线架空线单导线一般约 $0.4 \Omega/\text{km}$)网络, 补偿效果较电缆(电抗较小, 10kV 三芯电缆一般约 $0.08 \Omega/\text{km}$)网络好。

c. OLTC 分接头调整。

由式(2)知, 调节 OLTC 分接头, 使节点 1 电压

减小, 可以增大间歇性能源的接入。最大可接入 DG 容量如下:

$$P_{DGmax} \approx P_L + [U_{2max}(U_{2max} - U_{1min}) + QX] / R \quad (5)$$

其中, U_{1min} 为 OLTC 调节下限时对应的节点 1 电压。

2 ADN 中间歇性能源消纳

2.1 目标函数

本文规划模型目标函数为最小化某一时间段内总的 DG 切除量, 具体如下:

$$\min f = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i \in \psi_D} P_{i,t}^{DG,cur} \quad (6)$$

其中, f 为目标函数, 即最小化总的 DG 切除量; ψ_D 为 DG 安装节点集; $P_{i,t}^{DG,cur}$ 为节点 i 处 DG 在 t 时刻的切除量。

2.2 约束条件

约束条件包括网络运行安全约束、AM 约束, 具体如下。

a. 网络运行安全约束:

$$U_l = 1 \quad l \in \psi_l \quad (7)$$

$$U_n^{\min} \leq U_n \leq U_n^{\max} \quad n \in \psi_n \quad (8)$$

$$0 < I_{ij} \leq I_{ij}^{\max} \quad i, j \in \psi_n \quad (i, j) \in \psi_b \quad (9)$$

$$\sum_{j':(j,j') \in \psi_b} P_{jj'} = P_j - r_{ij}(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)/U_i^2 - P_j^L + P_j^{DG} - P_j^{DG,cur} \quad (10)$$

$$\sum_{j':(j,j') \in \psi_b} Q_{jj'} = Q_j - x_{ij}(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)/U_i^2 - Q_j^L + Q_j^{DG} - Q_j^{DG,cur} + Q_j^C \quad (11)$$

$$U_j^2 = U_i^2 - 2(r_{ij}P_{ij} + x_{ij}Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2)(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)/U_i^2 \quad (12)$$

$$P_j^{DG,min} \leq P_j^{DG} \leq P_j^{DG,max} \quad j \in \psi_D \quad (13)$$

$$Q_j^{DG,cur} = P_j^{DG,cur} \tan \varphi_j^{DG} \quad j \in \psi_D \quad (14)$$

其中, ψ_l 为变电站集; U_l 为变电站节点电压; ψ_n 为负荷节点集; $U_n, U_n^{\min}, U_n^{\max}$ 分别为节点电压、电压下限及上限; ψ_b 为支路集; $I_{ij}, I_{ij}^{\max}$ 分别为支路 (i, j) 电流及上限; $j':(j, j') \in \psi_b$ 表示所有与节点 j 相连支路的末端节点集合; P_j^L, Q_j^L 分别为节点 j 负荷有功功率与无功功率; P_j^{DG}, Q_j^{DG} 分别为节点 j 处 DG 原始有功出力与无功出力; $P_j^{DG,cur}, Q_j^{DG,cur}$ 分别为节点 j 处 DG 切除的有功功率与无功功率; Q_j^C 为节点 j 处无功补偿设备注入无功功率; r_{ij}, x_{ij} 分别为支路 (i, j) 的电阻与电抗; P_{ij}, Q_{ij} 分别为支路 (i, j) 的首端有功与无功功率; U_i, U_j 分别为节点 i 及 j 电压幅值; $P_{jj'}, Q_{jj'}$ 分别为支路 (j, j') 首端的有功与无功功率; $P_j^{DG,min}, P_j^{DG,max}$ 分别为节点 j 处 DG 有功出力下限与上限; φ_j^{DG} 为节点 j 处 DG 功率因数角。

式(7)为变电站电压等式约束; 式(8)为节点电压上下限约束; 式(9)为支路电流约束; 式(10)、(11)为节点功率平衡约束; 式(12)为节点电压约束, 此处采用配电网潮流^[18]; 式(13)为 DG 出力约束; 式(14)为 DG 切除有功与无功关系式。

b. AM 约束:

$$P_j^{\text{DG}} \leq P_{j,\max}^{\text{DG}} \quad (15)$$

$$Q_m^{C,\min} \leq Q_m^C \leq Q_m^{C,\max} \quad m \in \psi_C \quad (16)$$

$$U_{ss,t} = U_l(1 + 0.00625k_t) \quad (17)$$

$$k_{\min} \leq k_t \leq k_{\max} \quad (18)$$

$$\sum_{t=1}^{24} |\text{sign}(k_t - k_{t-1})| \leq 6 \quad (19)$$

其中, $P_{j,\max}^{\text{DG}}$ 为节点 j 处 DG 可以达到的最大出力, 对风机而言与该时刻风速有关, $P_{j,\max}^{\text{DG}} - P_j^{\text{DG}}$ 即为该时刻风机的切除量; $Q_m^{C,\min}$ 、 $Q_m^{C,\max}$ 分别为无功补偿容量的下限与上限; $U_{ss,t}$ 为变电站电压侧出口电压; U_l 为变电站变压器高压侧电压; k_t 为 t 时刻 OLTC 触头位置, 在本文第 4 节算例中, 采用 $50 \text{ MV} \cdot \text{A}$ 、 $110 \pm 8 \times 1.25\% \text{ kV}$ 、YNd11 三相双绕组变压器, 电压变化范围为 $0.95 \sim 1.05 \text{ p.u.}$, 所以变压器触头每档调节电压为 0.00625 p.u. ; $k_{\min}$ 、 $k_{\max}$ 分别为最小及最大允许的调节位置; sign 为符号函数; k_{t-1} 为 $t-1$ 时刻 OLTC 触头位置。根据变电站实际运行经验, 110 kV OLTC 每天允许调节次数为 6 次, 假定 OLTC 触头初始位置为 0。

式(15)为 DG 实际运行功率约束; 式(16)为无功补偿约束; 式(17)为 OLTC 输出电压与触头位置等式约束; 式(18)为 OLTC 触头调节位置约束; 式(19)为 OLTC 实际运行约束。

2.3 二阶锥规划模型

本文 ADN 的 DG 消纳问题是混合整数非线性规划 MINLP (Mixed Integer NonLinear Programming) 问题, 目标函数为线性函数, 约束条件包括线性及非线性函数。常规求解方法包括数学规划法及启发式算法。当考虑 AM 时, 规划模型的求解变得非常困难、耗时, 一般的求解方法较难找到最优解。本文采用凸规划理论, 基于二阶锥规划 SOCP (Second-Order Cone Programming) 对该问题进行求解。

约束条件中除了式(10)~(12)、(19)外均为线性约束。而且式(10)~(12)与二次型相近, 可以转换为 SOCP 的一般形式; 式(19)可转换为线性约束。SOCP 问题是一个非线性凸问题, 可行解域为一个二阶锥 SOC (Second-Order Cone) [19], 由于 SOCP 问题是多项式时间可计算问题, 在大量的实际问题中得到应用。在电力系统方面的研究也在开展, 包括最优潮流 [20]、网络重构 [21]、配电网储能选址定容 [22]、无功优化 [23] 等。

首先需要将约束条件处理成 SOC 可表示函数。引入新变量 $v_i = U_i^2$, $y_{ij} = (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)/U_i^2$, 则式(10)~(12)可转换为:

$$\sum_{j':(j,j') \in \psi_{ij}} P_{j'j} = P_{ij} - r_{ij}y_{ij} - P_j^L + P_j^{\text{DG}} - P_j^{\text{DG},\text{cur}} \quad (20)$$

$$\sum_{j':(j,j') \in \psi_{ij}} Q_{j'j} = Q_{ij} - x_{ij}y_{ij} - Q_j^L + Q_j^{\text{DG}} - Q_j^{\text{DG},\text{cur}} + Q_j^C \quad (21)$$

$$v_j = v_i - 2(r_{ij}P_{ij} + x_{ij}Q_{ij}) + y_{ij}(r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \quad (22)$$

同时增加新的等式约束:

$$y_{ij} = (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)/v_i \quad (23)$$

式(23)可通过松弛转换成如下 SOC 形式 [24-25]:

$$\left\| \begin{matrix} 2P_{ij} \\ 2Q_{ij} \\ y_{ij} - v_i \end{matrix} \right\|_2 \leq y_{ij} + v_i \quad (24)$$

其中, $\|\cdot\|_2$ 为欧几里德范数。文献 [24] 证明了式(24)松弛的正确性, 不影响规划结果。

同时, 式(8)、(9)、(17)按新变量可变为:

$$(v_n^{\min})^2 \leq v_n \leq (v_n^{\max})^2 \quad n \in \psi_n \quad (25)$$

$$0 < y_{ij} \leq (I_{ij}^{\max})^2 \quad (i, j) \in \psi_{ij} \quad (26)$$

$$v_{ss,t} = U_l^2(1 + 0.00625k_t)^2 \quad (27)$$

式(27)为混合整数非线性约束, 不满足 SOC 模型的要求 [19], 对其进行线性化处理, 具体如图 2 所示, 图中 $v_{ss,t}$ 为标么值。可以看出 k_t 在 $-8 \sim 8$ 范围内变化时, 用 $v_{ss,t} = 1.001 + 0.0125k_t$ 对式(27)进行拟合可以得到较好的效果, 拟合之后误差平方和 (SSE) 为 1.183×10^{-5} , 均方根误差为 0.000888 , 确定系数 R_{Square} 为 0.9998 。这样式(27)可表示如下:

$$v_{ss,t} = U_l^2(1.001 + 0.0125k_t) \quad (28)$$

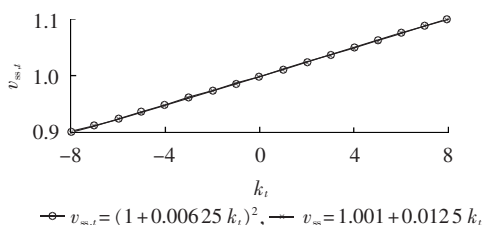


图 2 式(27)曲线拟合

Fig.2 Linearization for equation(27)

对于约束式(19)的处理, 在此引入二进制变量 b_t , 用以表示在 t 时刻 OLTC 触头是否动作。则式(19)可以改写成如下 2 个约束。

$$-16b_t \leq k_t - k_{t-1} \leq 16b_t \quad t = 1, 2, \dots, 24 \quad (29)$$

$$\sum_{t=1}^{24} b_t \leq 6 \quad (30)$$

$b_t = 0$ 使得 $k_t = k_{t-1}$, 即 OLTC 触头 k_t 在 t 时刻不动作; $b_t = 1$ 限制 OLTC 触头 k_t 在 t 时刻在合理的位置变动, 即最大变动从 -8 到 8 , 或者从 8 到 -8 。式(29)、(30)保证了 OLTC 触头一天的调节次数限制在 6 次以内。

3 算例分析

3.1 算例

采用文献 [19] 中算例对本文模型进行验证, 算例初始网络如图 3 所示。IDG 安装信息如表 1 所示。无功补偿设备安装在节点 17、32, 安装组数为

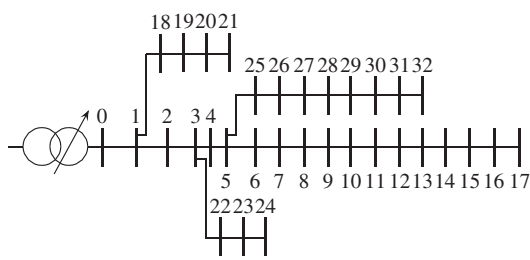


图 3 IEEE 33 节点算例初始网络
Fig.3 Initial IEEE 33-bus network for case study

表 1 IDG 安装信息
Table 1 Installation information of IDG

安装节点	DG 类型	容量 /kW
17	WTG1	200
21	WTG2	900
24	PVG1	200
32	PVG2	200

10 组,每组 10 kvar,可以进相、滞相运行。OLTC 为 50 MV·A、110±8×1.25 % kV、YNd11 三相双绕组变压器^[26]。IDG 类型包括风机(WTG)、光伏(PVG),采用的变压器高压侧电压、负荷、风速及光照强度数据来自实际的变电站、风电场及光伏发电厂。风机、光伏出力模型参考文献^[27]。

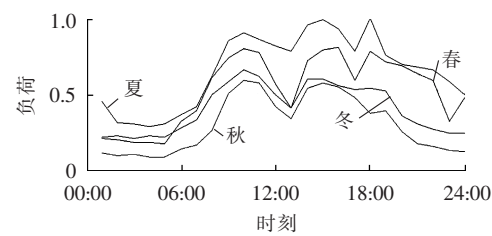
功率基准值取 10 MV·A,电压基准值取 12.66 kV。节点电压约束为 0.95~1.05 p.u.,支路功率约束为 5 MV·A。

选择典型场景对 DG 消纳进行研究,按照变压器高压侧电压、负荷、风机、光伏的历史数据选择春、夏、秋、冬 4 个典型场景。典型场景数据如图 4 所示,图中纵轴均为标么值。为了分析不同 AM 策略对 IDG 消纳结果的影响,3 种 AM 策略组合在算例中进行了分析,具体如下:AM1,考虑 DG 调度、OLTC 调节、无功补偿;AM2,考虑 DG 调度、无功补偿;AM3,仅考虑 DG 调度。

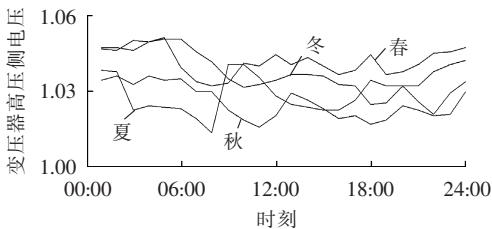
本文利用 CVX^[28]建模工具包及 GUROBI^[29]求解器对模型进行求解。采用 Core(TM)i5-4200M CPU, 2.5 GHz 个人电脑在 MATLAB 8.1 平台上进行算例验证。

3.2 结果分析

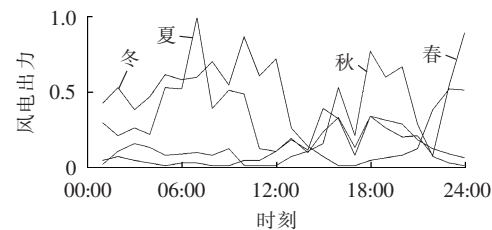
表 2 给出了 IDG 年消纳结果,可以看出在 AM 策略 AM1 情况下,IDG 100% 消纳。在未考虑 OLTC 调节的 AM2 情况下,IDG 切除率为 0.94 %,IDG 切除时间主要发生在春季及冬季,这是由于春季、冬季负荷较低,同时变压器高压侧电压较高所致。图 5 给出了冬季 AM1 情况下节点 21 所安装 WTG2 功率(标么值,后同)、OLTC 调节位置、节点 21 电压变化曲线(标么值,后同)及负载(标么值,后同)。由图 5 (a)知,WTG2 安装在轻载馈线 1-21 末端,在负荷低谷时段,变压器高压侧电压较高,为了全部消纳



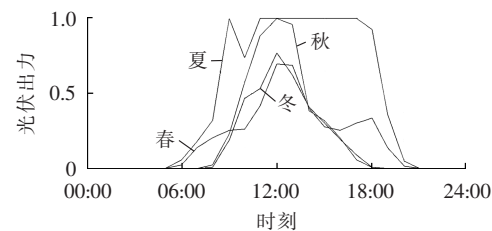
(a) 负荷



(b) 变压器高压侧电压



(c) 风电出力



(d) 光伏出力

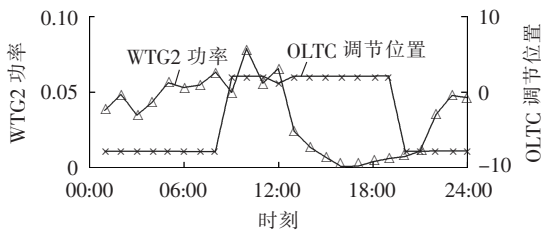
图 4 算例数据
Fig.4 Data for case study

表 2 IDG 年消纳结果
Table 2 Results of annual IDG accommodation

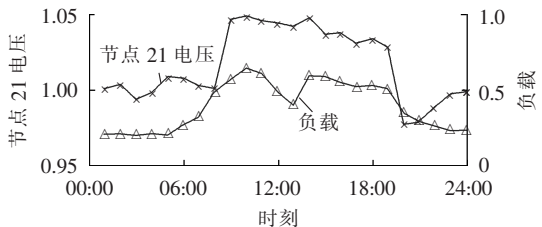
AM 策略	总 IDG 消纳量/(MW·h)	IDG 切除率/%	春季 切除量/(MW·h)	夏秋季 切除量/(MW·h)	冬季 切除量/(MW·h)
AM1	3286.31	0	0	0	0
AM2	3255.36	0.94	15.92	0	15.03
AM3	3254.19	0.98	16.10	0	16.02

WTG2 发出的功率,防止电压越上限,OLTC 位置调至下限 -8。此时较小的负荷及较大的变压器高压侧电压,同时加上安装在重载馈线 5-32、5-17 末端无功补偿设备的电压支撑,保证了重载馈线末端节点 17 及节点 32 电压不越下限。图 5(b)给出了节点 21 电压曲线。在负荷低谷时段,由于 OLTC 触头位置较低,使得节点 21 电压反而较负荷高峰时段低。

由图 6(a)可以看出冬季 AM2 情况下 WTG2 切除主要发生在 05:00、06:00。该时段变压器高压侧电压达到最大,负荷较低,同时 WTG2 出力较大,由于

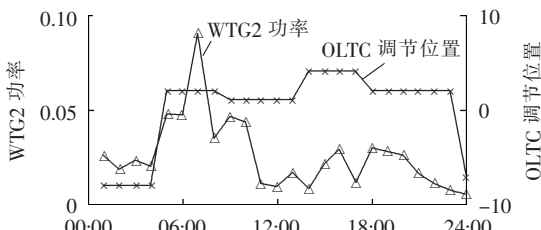


(a) WTC2 功率与 OLTC 调节位置

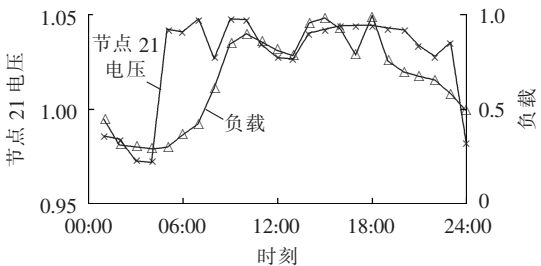


(b) 节点 21 电压与负载

图 5 冬季 AM1 结果
Fig.5 Results of AM1 for winter

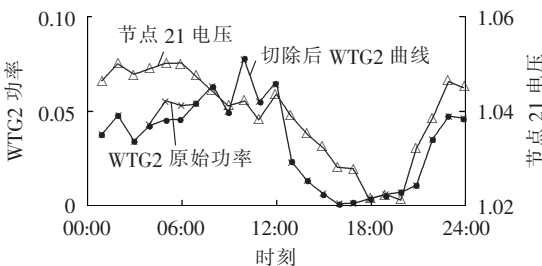


(a) WTC2 功率与 OLTC 调节位置

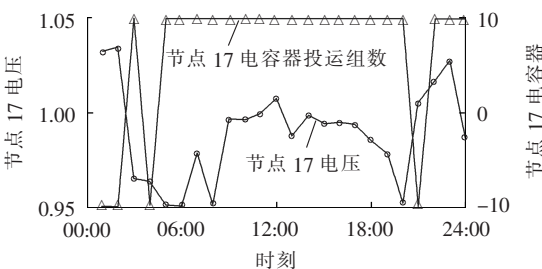


(b) 节点 21 电压与负载

图 7 夏季 AM1 结果
Fig.7 Results of AM1 for summer



(a) WTC2 功率与节点 21 电压



(b) 节点 17 电压与电容器投运组数

图 6 冬季 AM2 结果
Fig.6 Results of AM2 for winter

AM2 无 OLTC 调节,导致系统需进行 IDG 切除保证节点21 负荷安全稳定供电。节点 21 电压在 05:00、06:00 达到上限。由图 6(b)可以看出,为了防止重载馈线 5-17 末端节点 17 电压越下限,节点 17 安装的无功补偿设备在大多数时间都处于上限,并滞相运行。其他时刻,由于变压器高压侧电压过大,或负荷较小等原因,为了保证电压不越上限,无功补偿设备进相运行。春季 IDG 切除主要发生在 24:00,该时刻变压器高压侧电压较大,同时 WTG 出力达到最大值。

图 7 为夏季 AM1 情况下 WTC2 功率、OLTC 调节位置、节点 21 电压变化曲线及负载。夏季负荷较重,对 DG 消纳起到了积极作用,对于所有 AM 策略组

合,通过各种 AM 策略均能 100% 消纳分布式发电。IDG 的消纳量与 AM 策略的应用密切相关,AM 策略应用越多,IDG 切除量越少。在 IDG 规划时,建议 IDG 安装在重载馈线,轻载馈线 IDG 安装容量不能过大。

由于配电网有功损耗比重较大,运行调度人员在关注 IDG 消纳的同时也希望系统网络损耗得到降低。本文借助 IDG 消纳的 SOCP 模型对各种 AM 策略组合情况下网络损耗情况进行了分析。表 3 给出了不同目标函数下 DG 的年切除量,表 4 给出了不同目标函数下网络损耗情况。可以看出本文模型中若以 IDG 切除量最小为目标函数,则网络损耗较大;若以网络损耗最小为目标函数,则 IDG 切除量较大;

表 3 不同目标函数 DG 年切除量
Table 3 Annual DG shedding for different objective functions

AM 策略	IDG 切除量/(MW·h)		
	以 IDG 切除量最小为目标	以 IDG 切除量及网损最小为目标	以网损最小为目标
AM1	0	0	817.04
AM2	30.95	170.21	831.33
AM3	32.12	171.47	834.39

表 4 不同目标函数网络年损耗
Table 4 Annual power loss for different objective functions

AM 策略	网络年损耗/(MW·h)		
	以 IDG 切除量最小为目标	以 IDG 切除量及网损最小为目标	以网损最小为目标
AM1	956.77	837.22	826.67
AM2	1089.17	1019.85	881.94
AM3	1106.42	1031.70	893.34

若以 IDG 切除量与网络损耗之和最小为目标函数, IDG 切除量及网络损耗均适中。以 AM2 为例, 若以 IDG 切除量与网络损耗之和最小为目标函数, IDG 切除量占总 IDG 发电量的 5.18%, 网络损耗占总负荷的 6.69%。若在 IDG 消纳的同时想兼顾系统网络损耗, 建议选择以 IDG 切除量与网络损耗之和最小为目标函数。由表 3、表 4 可以看出, AM 策略应用越多, DG 切除量越少, 网络损耗越小。

4 结语

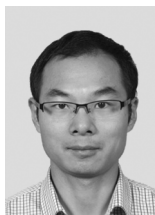
本文分析了 ADN 中各种 AM 措施的机理。考虑 IDG 出力切除、OLTC 分接头调节、无功补偿等多种 AM 措施, 提出了 ADN 间歇性 DG 消纳的 SOCP 模型。通过 CVX 建模工具包及 GUROBI 解法器对算例进行求解, 得出了算例网络的季度运行方式。同时有如下结论: IDG 的消纳量与 AM 策略的应用密切相关, AM 策略应用越多, IDG 切除量越少; 建议 IDG 安装在重载馈线, 轻载馈线 IDG 安装容量不能过大; 若配电网中同时需要考虑 IDG 消纳及网络损耗, AM 策略应用越多, IDG 切除量越少, 网络损耗也越小。

参考文献:

- [1] OCHOA L F, HARRISON G P. Minimizing energy losses: optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(1): 198-205.
- [2] BARTON J P, INFELD D G. Energy storage and its use with intermittent renewable energy[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2004, 19(2): 441-448.
- [3] 王孟夏, 韩学山, 孙宏斌. 基于电热协调理论提升电网消纳间歇式能源发电能力的分析[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(9): 7-12.
WANG Mengxia, HAN Xueshan, SUN Hongbin. Improving intermittent energy accommodation capability of power grid based on electro-thermal coordination theory[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(9): 7-12.
- [4] XING Haijun, CHENG Haozhong, ZHANG Yi. Optimal coordination of intermittent distributed generation with probabilistic power flow[J]. Journal of Electrical Engineering & Technology, 2015, 10(6): 2211-2220.
- [5] 范明天, 张祖平, 苏傲雪, 等. 主动配电系统可行技术的研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(22): 12-18.
FAN Mingtian, ZHANG Zuping, SU Aoxue, et al. Enabling technologies for active distribution systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22): 12-18.
- [6] 李鹏, 窦鹏冲, 李雨薇, 等. 主动配电网技术及其进展[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(4): 8-16.
LI Peng, DOU Pengchong, LI Yuwei, et al. Application of microgrid technology in active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(4): 8-16.
- [7] 邢海军, 程浩忠, 张沈习, 等. 主动配电网规划研究综述[J]. 电网技术, 2015, 39(10): 2705-2711.
- [8] 曾博, 刘念, 张玉莹, 等. 促进间歇性分布式电源高效利用的主动配电网双层场景规划方法[J]. 电工技术学报, 2013, 28(9): 155-163, 171.
- [9] ZENG Bo, LIU Nian, ZHANG Yuying, et al. Bi-level scenario programming of active distribution network for promoting intermittent distributed generation utilization[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(9): 155-163, 171.
- [10] CHOWDHURY S, CROSSLEY P. Microgrids and active distribution networks[M]. London, UK: The Institution of Engineering and Technology, 2009: 2-12.
- [11] MCDONALD J. Adaptive intelligent power systems: active distribution networks[J]. Energy Policy, 2008, 36(12): 4346-4351.
- [12] AULT G, CURRIE R, MCDONALD J. Active power flow management solutions for maximising DG connection capacity[C]// IEEE Power Engineering Society General Meeting. Montreal, Canada: IEEE, 2006: 1-5.
- [13] CURRIE R, AULT G, FOOTE C, et al. Active power-flow management utilising operating margins for the increased connection of distributed generation[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2007, 1(1): 197-202.
- [14] 张沈习, 李珂, 程浩忠, 等. 间歇性分布式电源在主动配电网中的优化配置[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(11): 45-51.
ZHANG Shenxi, LI Ke, CHENG Haozhong, et al. Optimal allocation of intermittent distributed generator in active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(11): 45-51.
- [15] XING Haijun, CHENG Haozhong, ZHANG Yi, et al. Active distribution network expansion planning integrating dispersed energy storage systems[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(3): 638-644.
- [16] GABASH A, LI P. Active-reactive optimal power flow in distribution networks with embedded generation and battery storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(4): 2026-2035.
- [17] DOLAN M J, DAVIDSON E M, KOCKAR I, et al. Reducing distributed generator curtailment through active power flow management[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(1): 149-157.
- [18] GILL S, KOCKAR I, AULT G W. Dynamic optimal power flow for active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1): 121-131.
- [19] BARAN M E, WU F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(2): 1401-1407.
- [20] LOBO M S, VANDENBERGHE L, BOYD S, et al. Applications of secondorder cone programming[J]. Linear Algebra and Its Applications, 1998, 284(1-3): 193-284.
- [21] NA L, LIJUN C, LOW S H. Exact convex relaxation of OPF for radial networks using branch flow model[C]// 2012 IEEE Third International Conference in Smart Grid Communications. Tainan, China: IEEE, 2012: 7-12.
- [22] TAYLOR J A, HOVER F S. Convex models of distribution system reconfiguration[J]. IEEE Transactions on Power Systems,

- 2012,27(3):1407-1413.
- [22] NICK M, CHERKAOUI R, PAOLONE M. Optimal allocation of dispersed energy storage systems in active distribution networks for energy balance and grid support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(5): 2300-2310.
- [23] 刘一兵, 吴文传, 张伯明, 等. 基于混合整数二阶锥规划的三相有源配电网无功优化[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(15): 58-64. LIU Yibing, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. Reactive power optimization for three-phase distribution networks with distributed generators based on mixed integer second-order cone programming[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(15): 58-64.
- [24] FARIVAR M, CLARKE C R, LOW S H, et al. Inverter VAR control for distribution systems with renewables [C]//2011 IEEE International Conference in Smart Grid Communications. Brussels, Belgium: IEEE, 2011: 457-462.
- [25] XING Haijun, CHENG Haozhong, ZHANG Libo, et al. Second-order cone model for active distribution network expansion planning[C]//IEEE Power & Energy Society General Meeting. Denver, USA: IEEE, 2015: 1-5.
- [26] 中国国家标准化管理委员. 油浸式电力变压器技术参数和要求: GB/T6451—2008[S]. 北京: 中国标准出版社, 2008.
- [27] LIU Z, WEN F, LEDWICH G. Optimal siting and sizing of distributed generators in distribution systems considering uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(4): 2541-2551.
- [28] GRANT M, BOYD S. CVX: Matlab software for disciplined convex programming, version 2.0 beta [EB/OL]. (2013-09-01) [2015-01-12]. <http://cvxr.com/cvx>.
- [29] Gurobi Optimization, Inc. Gurobi optimizer reference manual, version 5.6 [EB/OL]. (2013-01-01) [2015-01-12]. <http://www.gurobi.com>.

作者简介:



邢海军

邢海军(1979—),男,江苏南京人,博士研究生,主要研究方向为配电网规划、运行(**E-mail**:xinghj@sjtu.edu.cn);

程浩忠(1962—),男,浙江东阳人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统规划、电压稳定、电能质量等(**E-mail**: hzcheng@sjtu.edu.cn)。

IDG accommodation based on second-order cone programming

XING Haijun¹, CHENG Haozhong¹, ZENG Pingliang², ZHANG Yi³

(1. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education, Department of Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;

2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100085, China;

3. Fujian Electric Power Research Institute, Fuzhou 350007, China)

Abstract: The mechanism of active management techniques in active distribution network is analyzed. Based on the sequential characteristics of transformer HV-side voltage, load and IDG (Intermittent Distributed Generation), the distribution network power flow equations and the constraint relaxation, a second-order cone programming model of IDG accommodation is proposed, which takes the maximum IDG accommodation as its objective function and considers various active management techniques, such as DG curtailment, OLTC (On-Load Tap Changer) tap position adjustment, reactive power compensation, etc. CVX modelling toolkit with commercial solver GUROBI is used to solve the model. Case study of the improved IEEE 33-bus network verifies the effectiveness of the proposed model.

Key words: active distribution network; active management; intermittent distributed generation; second-order cone programming