

降低单链式两端供电网络停送电时母线电压波动率的措施

电网发展过程中,由于主网电源布点较少或建设受限,部分地区还存在若干220 kV变电站通过单回线路由两侧500 kV电源点串接供电的模式。这种模式下进行线路停送电操作,如不提前对各变电站进行电压及无功调整,势必造成母线电压波动率较大,在影响电网安全稳定运行的同时,也将引发国家电网公司同业对标指标220 kV母线日电压波动率越限,因此探索降低单链式两端供电网络停送电时母线电压波动率的措施至关重要。通过查阅相关文献提出了可能的无功电压调整方案,利用PSASP仿真软件的暂态分析功能,结合电网模型对单链式两端供电网络线路停送电操作进行仿真,提出了降低母线电压波动率的可行措施,并在实际电网停送电时进行了试用,收效明显。

殷红旭 吕奋飞/国网山东省电力公司德州供电公司
肖 锐/嘉兴学院机电工程学院



殷红旭/工程师

关键词/Keywords

电压波动率 ·
单链式两端供电网络 ·
无功电压调整 ·
电磁环网 ·

国家电网公司2014年同业对标^[1]对220 kV变电站母线电压考核增加了新的内容,即在确保母线电压不低于213.4 kV、不高于235.4 kV的同时,对日电压波动率^[2]进行了限制,要求日电压波动率不得超过5%,即每日最高电压与最低电压的差额不超过11 kV。该指标提出后,国家电网地市级公司及时调整了AVC控制策略,将220 kV母线电压提升为最高优先级,并在调控中心实时监控中增加了日电压波动率越4%的告警提醒,基本可以保证在正常运行情况下母线日电压波动率在合格范围内。

但由于部分地区负荷增长较慢,规划建设主网电源点较少,线路走廊征地存在困难,仍存在若干220 kV变电站采用单回线路由两侧500 kV电源串接供电的模式。这种供电模式对日电压波动率带来较大威胁,恶劣天气引发线路

跳闸、负荷骤降或线路停送电操作都可能引起母线电压大幅波动,前者很难预测和避免,而后者有充分的时间做出调整。本文正是从调整单链式两端供电网络中变电站无功支撑、线路无功分配等角度出发,力求达到降低线路停送电操作时母线电压波动率的目的。通过查阅相关文献并利用PSASP软件进行暂态分析,提出了具体措施,最终应用于实际电网的线路停送电操作,最大限度地降低了日电压波动率水平。

单链式两端供电网络线路停送电前的调压方式分析

通过查阅相关文献^[3],首先可以确定改变网络中无功功率分布能够直接改变变电站节点电压的大小,更进一步明确了区域内无功功率充足对支撑变电站电压的重要作用。由此可知,为降低线路停送电时电压波动率水平,要合理调整区域内无功功率分布。目前国家电网地市级公司的常用手段是投退电容器调压,多数文献^[4-7]涉及的均为电网解并列时的调压方式,少有文献^[8]对单链式两端供电网络停送电时的电压调整做出说明。

文献[7]第150条第4款指出并列时调整电压的原则:发电机与电网并列,调整发电机电压,并列点两侧电压偏差在1%以内;电网与电网并列,并列点两侧电压偏差应在5%以内,无法调整时,允许电压偏差为20%。第150条第5款指出电网解列时调整电压的原则:应将解列点有功功率、无功功率调整至零。有困

难时,可在有功功率调整至零,无功功率调整至最小的情况下解列。

分析如上解并列原则可知,文献[7]强调并列前应着重考虑并列两侧变电站电压,尽量调整至相近,而解列时应侧重解列点有功功率、无功功率情况。文献[5]指出电网解列注意事项:解列前将解列点有功潮流调整至零,电流调整至最小。如果调整有困难,可使小电网向大电网输送少量功率,避免解列后小电网频率和电压发生较大幅度变化。以上内容虽针对电网解并列操作提出,但对于单链式两端供电网络停送电时的解合环操作也具有一定的指导作用。

文献[8]指出,对于两端均有电源的单回线停送电操作,线路停电可调整送端功率为零时切线路送端开关,然后调整受端电压至上限值再切线路受端开关;送电时调整受端电压至下限时,合受端开关向线路充电,然后送端同步并列。

由于两电源点间存在更高电压等级线路,单链式两端供电网络停电仅引起解环并不造成电网解列,且调整有功功率对电压影响较小,因此区域内线路停送电前不必像解列一样将有功潮流调整为零。综上可知,线路停送电前各有两种可能的调压方式:线路停电前,通过投退区内变电站电容器,调整停电线路两侧变电站电压接近,或使待停电线路上无功潮流最小,如果调整有困难,可以多投入受端变电站电容器,使其向送端输送无功功率;线路送电前,合理投退区内变电站电容器,使待送电线路两端变电站的电压尽量接近,或调整受端电压至日电压下限。下面利用电力系统分析软件PSASP对以上两种方式的可行性进行分析,力求找到电压波动率最小的调压方式。

模型参数定义

为便于分析,现对单链式两端供电网络各参数进行如下定义,串接供电模式如图1所示。

1. 变电站*i*的功率需求*S*(*i*)

变电站*i*的功率需求记做*S*(*i*),即为变电站无功补偿为0 MVar时,流入变电站的功率

$$S(i) = P(i) + jQ(i) \quad (1)$$

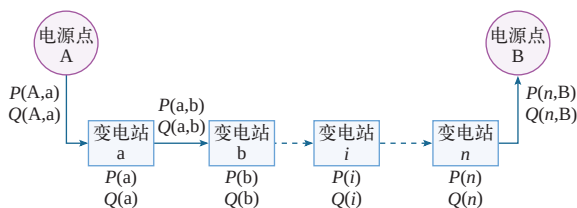


图1 单链式两端供电网络示意图

式中, $P(i)$ 为变电站所接带的有功负荷; $Q(i)$ 为变电站所接带的无功负荷。

2. 变电站*i*的无功补偿总容量*Q_c*(*i*)

按照典型设计,变电站低压母线配置有电容器等无功补偿装置,可对变电站220 kV母线电压进行适当调整。按照单台电容器可补偿无功功率 $q(i)$ 计算,变电站投入*n*台电容器的无功补偿总容量为

$$Q_c(i) = \sum_{i=1}^n q(i), i \in n \quad (2)$$

3. 变电站*i*流向变电站*k*的功率*s*(*i,k*)

$s(i,k)$ 为变电站*i*流向变电站*k*的功率, $i,k \in n$, $s(i,k) = p(i,k) + jq(i,k)$; $p(i,k)$ 为线路上流过的有功功率; $q(i,k)$ 为线路上流过的无功功率。

4. 变电站间串接供电线路Line(*i,k*)

变电站*i*和变电站*k*之间的串接供电线路记做Line(*i,k*), $i,k \in n$ 。

5. 变电站*i*电压*U*(*i*)及停送电造成的电压波动Δ*U*(*i*)

变电站*i*电压记做*U*(*i*), $i \in n$; 变电站*i*电压波动记做Δ*U*(*i*), $i \in n$ 。

6. 线路停送电原则

文献[7]第147条3款指出,500 kV、220 kV双回线或环网中一回线路停电时,应先拉开送电端开关,后拉开受电端开关,以减少开关两侧电压差,送电时反之;如一侧是发电厂,一侧是变电站,一般在变电站侧停送电,发电厂侧解合环。本文线路停送电操作顺序严格遵照文献[7]规定。

仿真分析过程及初步结论

利用PSASP软件暂态分析模块,对含单链式两端供电网络的某地区电网进行建模,为使仿真结果更好地指导实际操作,将停送电时各站实际负荷录入计算。

由于实际工作中，停电中开关分的操作由调控中心监控员直接进行，故停电时刻容易确定；而送电时间由检修工作竣工时间决定，具体时刻难以预测，需根据各站负荷情况划分送电区间，确定多个送电时刻录入模型的负荷，为实际送电做参考。

为使仿真结果更贴近实际，仿真过程严格按照文献[7]要求的线路各侧开断顺序，利用PSASP软件暂态模块模拟线路三相断线故障；对于线路送电过程，也可在暂态分析网络故障中设置故障接入结束时间，以达到仿真送电的目的。图2为某地区电网实际串接供电情况示意图，该地区4座220 kV变电站串接供电，一侧电源点为大型发电厂，另一侧为500 kV变电站，属于典型的单链式两端供电模式。此次分析结合工作实际，以变电站a和变电站b之间线路Line(a,b)停电为例进行。

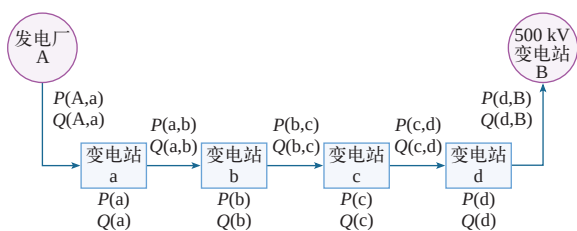


图2 某地区电网实际串接供电情况示意图
(箭头代表潮流正方向)

1. 线路停电仿真分析

按照检修申请的停电时间5:30执行，停电时区内电网实际负荷参数如下。

(1) 停电时录入参数情况

变电站a的功率需求为

$$S(a) = P(a) + jQ(a) = (118 + j37) \text{ MW} \quad (3)$$

变电站b的功率需求为

$$S(b) = P(b) + jQ(b) = (62 + j19) \text{ MW} \quad (4)$$

变电站c的功率需求为

$$S(c) = P(c) + jQ(c) = (87 + j22) \text{ MW} \quad (5)$$

变电站d的功率需求为

$$S(d) = P(d) + jQ(d) = (43 + j11) \text{ MW} \quad (6)$$

(2) 仿真分析过程

参考第2节归纳的两种调压方式，以各变电站i投入的无功补偿总容量 $Q_c(i)$ 为调节措施，分析

以上4座变电站在不同无功补偿情况下的母线电压波动情况。

(a) 调整至停电线路上流动无功功率为零

模型中，4座变电站电容器容量相同，单台电容器可补偿无功容量 $q(i) = 10 \text{ Mvar}$ ，为调整至停电线路无功功率为零，各站投入电容器情况为

$$\begin{aligned} Q_c(a) &= nQ(a) = 0 \times 10 \text{ Mvar} = 0 \text{ Mvar} \\ Q_c(b) &= nQ(b) = 2 \times 10 \text{ Mvar} = 20 \text{ Mvar} \\ Q_c(c) &= nQ(c) = 2 \times 10 \text{ Mvar} = 20 \text{ Mvar} \\ Q_c(d) &= nQ(d) = 1 \times 10 \text{ Mvar} = 10 \text{ Mvar} \end{aligned} \quad (7)$$

潮流计算后线路上功率流动情况为

$$\begin{aligned} s(A,a) &= (262.18 + j45.65) \text{ Mvar} \\ s(a,b) &= (140.27 - j4.91) \text{ Mvar} \\ s(b,c) &= (75.89 - j2.01) \text{ Mvar} \\ s(c,d) &= (-12.75 + j1.44) \text{ Mvar} \\ s(d,B) &= (-57.37 + j12.11) \text{ Mvar} \end{aligned} \quad (8)$$

潮流计算后各变电站电压情况为： $U(a) = 230.73 \text{ kV}$ ； $U(b) = 229.87 \text{ kV}$ ； $U(c) = 229.6 \text{ kV}$ ； $U(d) = 229.67 \text{ kV}$ 。

仿真过程中，设置Line(a,b)0.4 s时在变电站a侧断开，0.6 s时在变电站b侧断开，仿真过程持续5 s，以4座变电站母线电压为输出变量，电压曲线如图3所示。

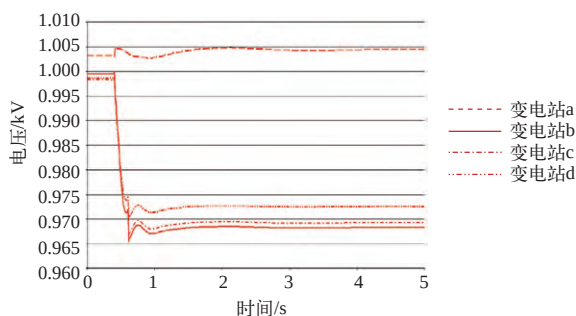


图3 调整至停电线路无功流动为零时停电电压波动情况
(基准电压为230 kV)

Line(a,b)停电前后电压波动情况为： $\Delta U(a) = 0.48 \text{ kV}$ ； $\Delta U(b) = 7.72 \text{ kV}$ ； $\Delta U(c) = 7.22 \text{ kV}$ ； $\Delta U(d) = 6.50 \text{ kV}$ 。

(b) 调整至停电线路两侧变电站母线电压一致
为调整至停电线路两侧变电站母线电压接近一致，各站投入电容器情况为

$$\begin{aligned}
 Q_c(a) &= nQ(a) = 0 \times 10 \text{ Mvar} = 0 \text{ Mvar} \\
 Q_c(b) &= nQ(b) = 3 \times 10 \text{ Mvar} = 30 \text{ Mvar} \\
 Q_c(c) &= nQ(c) = 3 \times 10 \text{ Mvar} = 30 \text{ Mvar} \\
 Q_c(d) &= nQ(d) = 1 \times 10 \text{ Mvar} = 10 \text{ Mvar}
 \end{aligned} \quad (9)$$

潮流计算后各变电站电压情况为： $U(a) = 231.30 \text{ kV}$ ； $U(b) = 231.37 \text{ kV}$ ； $U(c) = 231.2 \text{ kV}$ ； $U(d) = 231.02 \text{ kV}$ 。

潮流计算后线路上功率流动情况为

$$\begin{aligned}
 s(A,a) &= (263.38 + j29.96) \text{ Mvar} \\
 s(a,b) &= (141.33 - j20.79) \text{ Mvar} \\
 s(b,c) &= (76.38 - j5.45) \text{ Mvar} \\
 s(c,d) &= (-12.83 + j9.73) \text{ Mvar} \\
 s(d,B) &= (-57.60 + j20.39) \text{ Mvar}
 \end{aligned} \quad (10)$$

仿真过程中，仍设置Line(a,b)0.4 s时在变电站a侧断开，0.6 s时在变电站b侧断开，仿真过程持续5 s，4座变电站母线电压曲线如图4所示。

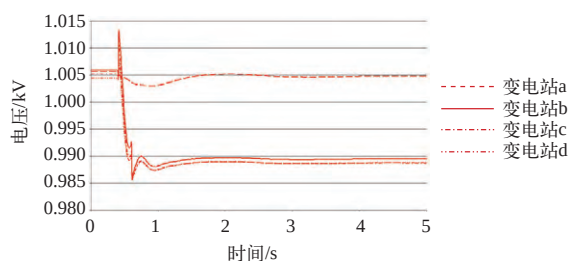


图4 调整至停电线路两侧变电站电压接近一致时停电电压波动情况（基准电压为230 kV）

Line(a,b)停电前后电压波动情况为： $\Delta U(a) = 0.61 \text{ kV}$ ； $\Delta U(b) = 6.08 \text{ kV}$ ； $\Delta U(c) = 5.65 \text{ kV}$ ； $\Delta U(d) = 4.99 \text{ kV}$ 。

通过以上仿真可知：①线路停电时，首先退出各站AVC自动控制；②适当投退电容器进行调压，降低停电线路电源侧变电站a母线电压，升高另一侧变电站b母线电压，使得变电站b母线电压略高于变电站a母线电压；③为使变电站b在Line(a,b)停电后电压降低较小，调整停电前无功功率由变电站b流向变电站a，结合仿真结果，以20 Mvar为宜；④由于停电操作后b、c和d 3座变电站电压将降低，如停电时刻正处于全天电压高点，遵守以上3条即可对线路进行停电；如停电时刻为全天电压低点，应投入电容器将b、c和d 3座变电站电压抬高后，再结合前3条进行停电。

2. 线路送电仿真分析

结合工作实际，竣工时间不便于预测，因此在仿真时需要结合各变电站实际情况对多个有代表性的时段进行分析，本次分析针对各变电站有功负荷最大时、线路上无功负荷最大时和各变电站电压最高时3种情况进行分析。虽然数据略有不同，但归纳起来原理相同，故选取线路上无功负荷最大的情况进行分析。

(1) 停电时录入参数情况

变电站a的功率需求为

$$S(a) = P(a) + jQ(a) = (109.0 + j34.4) \text{ MW} \quad (11)$$

变电站b的功率需求为

$$S(b) = P(b) + jQ(b) = (65.0 + j24.0) \text{ MW} \quad (12)$$

变电站c的功率需求为

$$S(c) = P(c) + jQ(c) = (79.7 + j25.5) \text{ MW} \quad (13)$$

变电站d的功率需求为

$$S(d) = P(d) + jQ(d) = (42.8 + j15.47) \text{ MW} \quad (14)$$

(2) 仿真分析过程

1) 调整至停电线路两侧变电站母线电压一致。为使软件可以较为简便地仿真线路送电过程，在设置线路三相断线故障后，通过设置线路Line(a,b)故障时两侧不同的结束时间，仿真线路送电顺序（由于此时关注送电时电压波动，故不考虑线路停电各侧顺序）。

设置线路Line(a,b)三相断线故障发生在0.2 s，由图5可知，2 s时各变电站电压趋于平稳，此时可作为线路送电的起始条件。2.3 s时线路Line(a,b)的变电站b侧开关合上，2.5 s时变电站a侧开关合上。因此，2~5 s的曲线即为线路送电时的电压波动曲线。

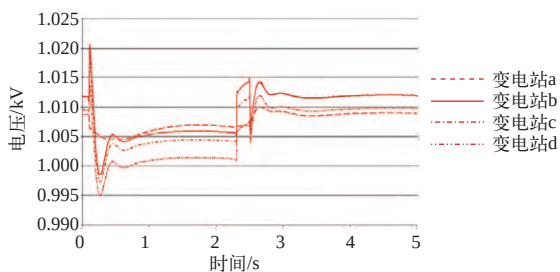


图5 调整至停电线路两侧变电站母线电压一致时送电电压波动情况（基准电压为230 kV）

为调整至停电线路两侧变电站母线电压接近一致，各站投入电容器情况为

$$\begin{aligned} Q_c(a) &= nQ(a) = 0 \times 10 \text{ Mvar} = 0 \text{ Mvar} \\ Q_c(b) &= nQ(b) = 4 \times 10 \text{ Mvar} = 40 \text{ Mvar} \\ Q_c(c) &= nQ(c) = 4 \times 10 \text{ Mvar} = 40 \text{ Mvar} \\ Q_c(d) &= nQ(d) = 0 \times 10 \text{ Mvar} = 0 \text{ Mvar} \end{aligned} \quad (15)$$

送电前各变电站电压情况为: $U(a) = 231.58 \text{ kV}$; $U(b) = 231.34 \text{ kV}$; $U(c) = 231.00 \text{ kV}$; $U(d) = 230.31 \text{ kV}$ 。

Line(a,b)送电前后电压波动情况为: $\Delta U(a) = 0.80 \text{ kV}$; $\Delta U(b) = 1.99 \text{ kV}$; $\Delta U(c) = 2.35 \text{ kV}$; $\Delta U(d) = 2.48 \text{ kV}$ 。

送电时刻各变电站电压情况为: $U(a) = 232.31 \text{ kV}$; $U(b) = 233.29 \text{ kV}$; $U(c) = 233.31 \text{ kV}$; $U(d) = 232.76 \text{ kV}$ 。

2) 适当退出电容器降低送电前变电站b、变电站c和变电站d母线电压。按照分析,为尽量降低线路送电时可能出现的电压升高,可考虑适当退出电容器,将送电前变电站b、变电站c和变电站d母线电压降至送电当日最低电压,再进行送电操作。仿真结果如图6所示。

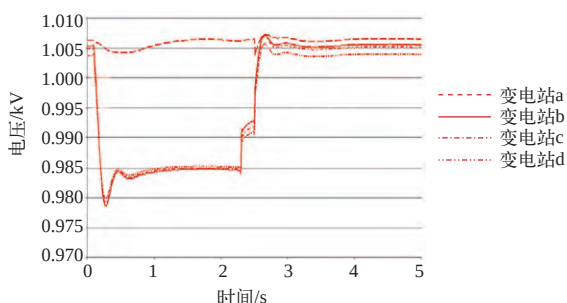


图6 适当退出电容器降低送电前变电站b、变电站c和变电站d母线电压时送电电压波动情况(基准电压为230 kV)

送电前适当退出电容器,将变电站b、变电站c和变电站d母线电压降至送电当日最低电压,各站投入电容器情况为

$$\begin{aligned} Q_c(a) &= nQ(a) = 0 \times 10 \text{ Mvar} = 0 \text{ Mvar} \\ Q_c(b) &= nQ(b) = 3 \times 10 \text{ Mvar} = 30 \text{ Mvar} \\ Q_c(c) &= nQ(c) = 3 \times 10 \text{ Mvar} = 30 \text{ Mvar} \\ Q_c(d) &= nQ(d) = 0 \times 10 \text{ Mvar} = 0 \text{ Mvar} \end{aligned} \quad (16)$$

送电前各变电站电压情况为: $U(a) = 231.47 \text{ kV}$; $U(b) = 226.49 \text{ kV}$; $U(c) = 226.54 \text{ kV}$; $U(d) = 226.60 \text{ kV}$ 。

Line(a,b)送电前后电压波动情况为: $\Delta U(a) = 0.79 \text{ kV}$; $\Delta U(b) = 5.22 \text{ kV}$; $\Delta U(c) = 5.11 \text{ kV}$; $\Delta U(d) = 4.75 \text{ kV}$ 。

送电时刻各变电站电压情况为: $U(a) = 231.68 \text{ kV}$; $U(b) = 231.67 \text{ kV}$; $U(c) = 231.61 \text{ kV}$; $U(d) = 231.32 \text{ kV}$ 。

通过以上分析可知:①送电前投入电容器的个数会对送电时刻电压高低产生影响,送电后变电站b的电压可参考送电前变电站a的电压初步确定;②送电前变电站a、变电站b的母线电压差额大小决定送电前后电压波动大小,差额越大,送电前后电压波动越大;③送电前后变电站b的电压波动基本上等于送电前变电站a、变电站b的母线电压差额;④在各变电站电压相近且较高时送电需谨慎,但不用过于担心,送电后除正常电压波动外,无冲击现象。

停送电措施在实际电网的应用及分析

通过仿真分析,初步确定了实际电网可应用的停送电措施,停送电均采用以调整至停送线路两侧变电站母线电压一致的方式,线路停送电前后还要充分考虑变电站母线电压情况,若停电前变电站b、变电站c、变电站d电压较低,可进行无功补偿尽量提高变电站电压后再进行停电操作;若送电前变电站b、变电站c、变电站d电压较高,可适当退出电容器降低电压后再进行送电操作,避免越电压上限。

1. 实际电网线路Line(a,b)停电操作情况

停电前电压情况为: $U(a) = 230.25 \text{ kV}$; $U(b) = 230.74 \text{ kV}$; $U(c) = 230.73 \text{ kV}$; $U(d) = 230.9 \text{ kV}$ 。

线路Line(a,b)变电站a侧断开后各变电站电压情况为: $U(a) = 229.48 \text{ kV}$; $U(b) = 232.03 \text{ kV}$; $U(c) = 231.96 \text{ kV}$; $U(d) = 231.42 \text{ kV}$ 。

线路Line(a,b)变电站b侧断开后各变电站电压情况为: $U(a) = 230.36 \text{ kV}$; $U(b) = 227.51 \text{ kV}$; $U(c) = 227.7 \text{ kV}$; $U(d) = 227.83 \text{ kV}$ 。

Line(a,b)停电前后电压波动情况为: $\Delta U(a) = 0.88 \text{ kV}$; $\Delta U(b) = 4.52 \text{ kV}$; $\Delta U(c) = 4.26 \text{ kV}$; $\Delta U(d) = 3.59 \text{ kV}$ 。

2. 实际电网线路Line(a,b)送电操作情况

送电前电压情况为： $U(a)=233.29\text{ kV}$ ； $U(b)=229.77\text{ kV}$ ； $U(c)=229.76\text{ kV}$ ； $U(d)=230.69\text{ kV}$ 。

线路Line(a,b)变电站b侧合上后各变电站电压情况为： $U(a)=233.46\text{ kV}$ ； $U(b)=231.20\text{ kV}$ ； $U(c)=230.73\text{ kV}$ ； $U(d)=231.32\text{ kV}$ 。

线路Line(a,b)变电站a侧合上后各变电站电压情况为： $U(a)=233.11\text{ kV}$ ； $U(b)=232.73\text{ kV}$ ； $U(c)=232.65\text{ kV}$ ； $U(d)=233.03\text{ kV}$ 。

Line(a,b)送电前后电压波动情况为： $\Delta U(a)=0.35\text{ kV}$ ； $\Delta U(b)=2.96\text{ kV}$ ； $\Delta U(c)=2.89\text{ kV}$ ； $\Delta U(d)=2.34\text{ kV}$ 。

结束语

指出了降低母线日电压波动率的无功电压调整方案，利用PSASP仿真软件的暂态分析子模块，对单链式两端供电网络线路停送电期间电压波动情况进行了仿真，提出了降低母线电压波动率的可行措施，并在实际电网停送电操作时进行了试用，收效明显。

需要特别指出的是，投入电容器个数不可作为实际电网运行调整的依据，应以各变电站电压水平和线路上无功流动情况作为调整判据。

1. 停电前调压措施

1) 停电前各变电站调整电压，使线路停电后处于最末端的变电站电压略高于原为其供电的变电站，并使无功潮流从最末端变电站流向原为其供电变电站，具体的无功功率大小很关键，需根据仿真结果确定。

2) 投入线路停电后电压可能降低的变电站电容器，使单链式两端供电网络中的各变电站母线电压尽量一致。

3) 停电线路两侧开关的操作顺序将对后断开一侧变电站电压产生影响，需考虑空充线路上流动无功造成的电压升高，可在后断开一侧变电站少投入电容器。

4) 为确保停电后变电站有足够的电压支撑，停电前升高电压时应优先考虑在停电后处于线路末端的变电站进行。

2. 送电前调压措施

1) 送电当天应结合送电后正常运行方式下的各变电站电压，严格控制送电当天的电压下限，以免送电出现电压波动率超标的问题。

2) 送电前尽量退出变电站a的电容器，将其电压降低；适当升高变电站b的电压，控制变电站b的母线电压接近变电站a的母线电压；并使送电前线路上无功潮流按照送电后正常方式下的流向流动，具体无功功率大小需根据仿真结果确定。

3) 送电时线路两侧开关的操作顺序将对先合入一侧变电站电压产生影响，需考虑空充线路上流动无功造成的电压升高，可在该侧变电站少投入无功补偿装置。

4) 经实际合环发现，无额外冲击，送电后各变电站电压平稳。

以上结论针对单链式两端供电网络得出，停送电操作引起其他供电模式下变电站母线电压较大波动的调压措施还有待进一步研究。

参考文献

- [1] 国网山东省电力公司. 国网山东省电力公司2014版市公司对标指标体系[S]. 北京：中国电力出版社，2014.
- [2] 国家电网公司. 电力系统电压质量和无功电压管理规定[S]. 北京：中国电力出版社，2009.
- [3] 陈珩. 电力系统稳态分析[M]. 3版. 北京：中国电力出版社，2007.
- [4] 国家电力调度控制中心. 电网调控运行人员实用手册[M]. 北京：中国电力出版社，2013.
- [5] 国家电力调度通信中心. 电网调度运行实用技术问答[M]. 2版. 北京：中国电力出版社，2013.
- [6] 韩德顺. 电网调度系统值班人员持证上岗技术问答[M]. 北京：中国电力出版社，2011.
- [7] 山东电力集团公司. 山东电力系统调度管理规程[M]. 北京：中国电力出版社，2009.
- [8] 陶有奎. 关于电力系统输电线路停送电操作步骤的分析[J]. 安徽电力职工大学学报，2001，6(3)：75-76.

(收稿日期：2014-09-01) EA