

DOI:10.13296/j.1001-1609.hva.2018.02.030

考虑新能源接入和供暖约束的地区电网可靠性评估与分析

刘慧超¹, 严超², 秦鹏², 王灿², 米渊¹, 杨扬¹

(1. 国网山西省电力公司大同供电公司, 山西 大同 037000; 2. 西安交通大学电力设备电气绝缘国家重点实验室, 西安 710049)

摘要: 对一个实际地区电网使用序贯蒙特卡洛法开展可靠性评估研究。该电网具有煤电装机容量大, 风电、光伏等新能源装机容量不断增长, 冬季需满足供热需求等特点。针对上述特点, 通过对新能源以及供热约束的建模, 在可靠性评估计及了风电、光伏等新能源随机波动性和冬季供暖需求的影响, 同时考虑了优先接纳新能源这一原则的影响。采用时序蒙特卡洛模拟法进行可靠性评估, 得到系统以及节点的一系列可靠性指标, 同时利用可靠性评估的结果找到系统的薄弱环节, 并提出改善运行情况的建议。

关键词: 序贯蒙特卡洛; 可靠性充裕度评估; 北方电网; 发输电系统; 供暖

Regional Grid Reliability Evaluation and Analysis Considering the Integration of Renewable Energy and Heating Constraints

LIU Huichao¹, YAN Chao², QIN Peng², WANG Can², MI Yuan¹, YANG Yang¹

(1. State Grid Shanxi Province Datong Power Supply Company, Shanxi Datong 037000, China;

2. State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: The article evaluates the reliability of the power grid in northern China with sequential Monte Carlo method. This area is the typical example of North China power grid with the characteristics of large capacity of coal-fired electricity generators, increasing capacity of wind generators and solar generators, heating demand in winter and so on. Considering the characteristics of the above, the article does the reliability evaluation with sequential Monte Carlo method, by objective modeling the new energy and heating constrain to consider the influence of stochastic fluctuation of new energy including wind power and solar power and the influence of the principle that new energy power should be used preferentially. Then the article gets a series of reliability index of the system and buses. Meanwhile, the article finds vulnerable spots of the system with the reliability evaluation results and put forward a series of advice to improve the running condition of the power grid.

Key words: sequential Monte Carlo method; reliability adequacy evaluation; real power grid; composite generation and transmission system; heating constraints

0 引言

发输电系统充裕度可靠性评估可以考虑发电系统容量和输电系统容量限制的影响, 得到一系列可靠性指标, 从而评估系统的充裕度情况, 识别出系统的薄弱环节, 为系统长期稳定低风险的运行提供合理的加强建议, 并可为系统扩张规划等方面提供科学的定量建议。

通常采用的发输电系统可靠性评估方法分为解析法和蒙特卡洛方法两种^[1-3]。其中蒙特卡洛方

法因为不易受到系统规模和状态空间复杂度的影响等优点, 因而广泛应用于电力系统可靠性评估中。蒙特卡洛可靠性评估又可以分为非序贯(非时序)蒙特卡洛和序贯(时序)蒙特卡洛两种方法^[4-5]。使用时序蒙特卡洛仿真可以考虑许多随时间变化的因素, 比如风电、光伏等新能源, 从而准确刻画这些间歇性新能源的波动和随机特性^[6], 同时还可以刻画时序负荷的季节波动特性。采用时序方法甚至可以考虑运行方式随季节的变化。因而, 当需要得到较高精度, 模型准确的可靠性评估时, 通常采用时序蒙特卡洛方法^[7]。

文中使用时序蒙特卡洛的方法对某地区电网展开可靠性评估研究,在时序蒙特卡洛模拟的框架下,统一考虑了风电、光伏随时间变化而变化的随机波动特性、地区运行方式随季节的变化以及冬季供暖约束的影响。通过对得到的一系列可靠性评估结果的分析辨识系统的薄弱环节并对加强系统的可靠性提供合理的参考建议。

1 算法解析

1.1 序贯蒙特卡洛法

状态持续时间抽样法属于时序蒙特卡罗抽样技术,该方法通过抽样元件状态持续时间的概率分布来模拟元件的状态。利用该方法时,首先抽样每个元件的状态持续时间,从而得到元件的状态转移序列,进而得到系统的状态转移序列^[8]。

状态持续时间抽样法的原理见图1,图1中有A和B两个元件,从这两个元件的状态(运行和故障)转移过程可以得到系统状态的转移过程及其持续时间^[9]。

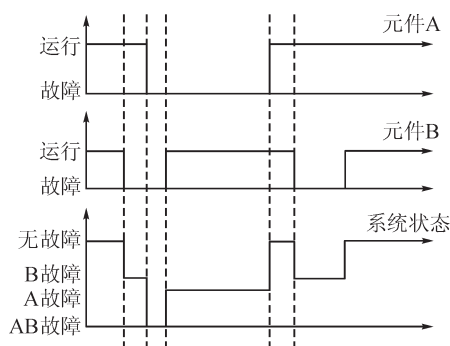


图1 时序状态转移

Fig. 1 The transition of sequential state

1.2 时序蒙特卡洛评估流程

针对中国北方某典型电网可靠性评估的时序蒙特卡洛模拟算法的总体思路是先形成部分元件的时序状态,包括负荷、线路、火电机组故障与新能源时序出力;接着进入状态抽样环节,利用时序蒙特卡洛模拟的理论对每个元件的状态进行抽样;根据模拟时间,判断系统的时序出力是否处于供暖期,并作出相应调整,同时以新能源优先的原则安排新能源的出力;然后进入状态评估与调整环节,通过最小切负荷模型,对得到的状态进行评估;最后统计输出计算结果和可靠性指标^[10]。时序蒙特卡洛评估流程图见图2,具体的计算流程如下:

1)输入系统的原始数据信息,并进行初始潮流计算。

2)确定时序负荷模型。

3)设定系统时钟初值,系统状态计数器,并假定初始状态下系统中全部输电线路和全部发电机都处于正常工作状态。

4)假定发电机和输电线路的状态持续时间均服从指数分布,对系统初始状态中每个元件的状态持续时间抽样,则可得到系统初始状态的时间序列

$$\{t_i\}_0 = \{t_1, t_2, \dots, t_{n_t} + t_{n_c}\}_0 \quad (1)$$

5)利用风速概率分布函数参数以及当年各时刻日照辐照度和温度数据,分别根据风电机组和光伏发电机组的出力模型,计算第 k 个系统状态下风电机组和光伏发电机组的输出功率。

6)求得系统处于第 k 个状态的持续时间,判断该时间区间是否处于供暖期,并据此按照新能源优先接纳的原则安排新能源的出力

$$T_k = \min\{t_i\}_k \quad (2)$$

7)对 $(T, T+T_k)$ 时间区间内系统的状态进行评估,并统计可靠性指标。

8) $k=k+1$,重复步骤5)-7),并按照式(3)形成新的状态持续时间序列,时序蒙特卡洛法采样的全过程见图3。

$$t_{i,k} = \begin{cases} t_{i,k-1} - d_{k-1} & t_{i,k-1} \neq d_{k-1} \\ \text{模拟产生新的状态持续时间} & t_{i,k-1} = d_{k-1} \end{cases} \quad (3)$$

式(3)中: $t_{i,k-1}$ 、 $t_{i,k}$ 分别表示 $\{t_i\}_{k-1}$ 和 $\{t_i\}_k$ 序列中的元素。

9)按年(8 736 h)统计当年的可靠性指标,当迭代时间大于规定的最小迭代时间后,计算系统电量不足期望值 $EENS$ 的方差系数,当方差系数满足给定的收敛标准,或者迭代时间大于规定的最大迭代时间,则为输出系统的可靠性指标。

1.3 新能源出力

风电、光伏等新能源出力利用概率分布模拟,根据文[11]风速采用Weibull分布^[12]模拟,并采用当地往年的实际数据进行拟合得到;光照幅度采用Beta分布^[13]模拟,并建立如文[14]中的分布模型,由于没有当地的实际辐照度数据,故采用HOMER^[15]软件根据当地的经纬度生成。这里,为了反映风速在白天、黑夜的不同,以及不同季节的不同,这里的风速分布参数(形状参数、规模参数)使用分时段分季节参数。由于Beta分布仅在短时段内成立,因此,Beta分布应该采用分时段参数。另一方面,由于不同季节日照时间不同。因此,Beta分布应该不同季节的分段数应该不同。具体的分段参数见表1。

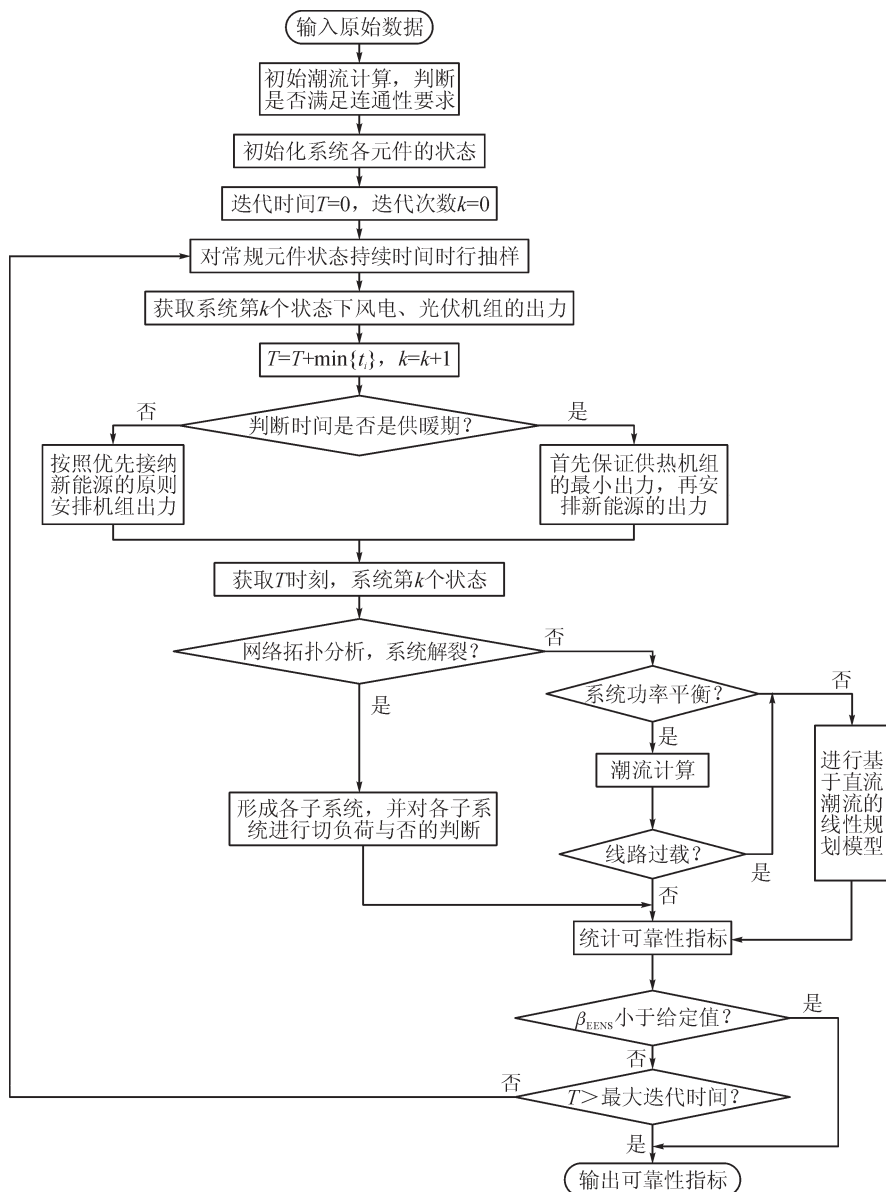


图2 时序蒙特卡洛评估流程

Fig. 2 The evaluation progress of sequential Monte Carlo

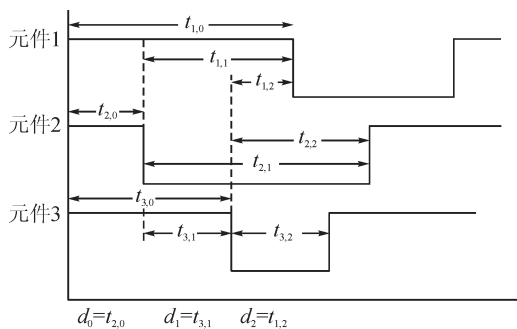


图3 时序蒙特卡洛状态转移示意图

Fig. 3 Schematic diagram of state transition for sequential Monte Carlo

1.4 出力安排原则

文中主要是从年度运行的角度考虑新能源接入对地区电网可靠性的影响问题,但是注意这里对于火电出力的安排要遵循两个原则:优先接纳新能

源,再安排火电出力;供暖期一定要保证供暖约束的前提下才能接入新能源。

具体遵循上面两个原则后,该模型中的火电开机方式安排见图4。

表1 Beta分布参数表

Table 1 The table of Beta distribution parameter

季节	时段/h	α	β
夏季	5 ~ 9	0.732	1.52
	10 ~ 15	2.410	1.54
	16 ~ 19	0.676	1.47
春秋季	7 ~ 12	1.730	1.71
	13 ~ 18	0.929	1.51
冬季	7 ~ 12	0.805	1.62
	13 ~ 17	0.678	1.35

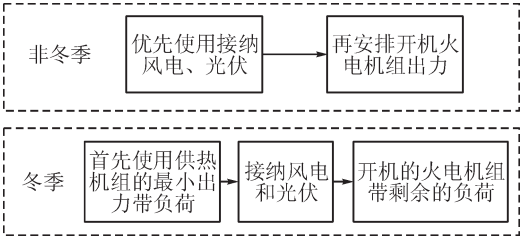


图4 出力安排图

Fig. 4 Output arrangement diagram

在非供暖期,先接纳所有地区内发出的光伏和风电,剩余的负荷分配给所有开机的火电机组;在供暖期所有的负荷需要由那些保证供暖约束的火电机组的最小出力先承担,然后再尽量接纳此时的风电和光伏,如果这时的风电和光伏全部接纳,那么剩下的负荷由所有开机的火电承担;否则不能接纳的风电和光伏将按照等比例原则切除。

上面的优先接纳新能源的原则,并不与火电带基荷的原则违背,这是因为该地区比较特殊,该地区电网外送功率达到近4 000 MW,而其中本地负荷只有1 000多MW,新能源装机近2 000 MW,就算新能源全部满发,也可以通过外送解决新能源接纳的问题。正是这种特点决定了该地区电网应首先尽力接纳新能源。

1.5 状态校正模型

这里的状态校正模型即可靠性评估中的最小切负荷模型。该模型一般以最小切负荷为目标,考虑在紧急情况下的发电再调度和负荷削减以使系统保持最小的损失。具体而言,其数学模型如下^[16-18]。

其中的状态校正模型主要基于直流模型,目标是

$$\begin{cases} \min \sum_{i=1}^{N_0} r_i \\ \text{s.t.} \begin{cases} B\theta = P_g - P_d + r \\ P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max} \\ 0 \leq r \leq P_d \\ |P_l| \leq P_l^{\max} \end{cases} \end{cases} \quad (4)$$

式(4)中: N_0 为负荷节点数目; r 为节点削减负荷量; $P_g^{\min}$ 为发电机最小有功出力; $P_g^{\max}$ 为发电机最大有功出力; P_l 为支路潮流; $P_l^{\max}$ 为直流潮流极限有功功率。

其中的新能源机组约束见式(5)

$$\begin{cases} P_{wind}^{\min} \leq P_{wind} \leq P_{wind}^{\max} \\ P_{solar}^{\min} \leq P_{solar} \leq P_{solar}^{\max} \\ P_{solar}^{\min} = P_{solar}^{\max} = P_{solar} \\ P_{wind}^{\min} = P_{wind}^{\max} = P_{wind} \\ P_{wind} \leq P_g \\ P_{solar} \leq P_g \end{cases} \quad (5)$$

式(5)中: P_{wind} 为风电机组此时的实际出力; P_{solar} 为光伏机组此时的实际出力。上面的约束表明新能源机组的出力在发电再调度和负荷调整模型中保持不变,不发生调整,即新能源机组的出力不可调。

其中的供热机组约束见式(6)

$$\begin{cases} P_{heat}^{\min} \leq P_{heat} \leq P_{heat}^{\max} \\ P_{heat} \leq P_g \end{cases} \quad (6)$$

式(6)中: P_{heat} 为承担供热的机组此时的实际出力; $P_{heat}^{\min}$ 为承担供热的机组出力的下限,其受到供热约束的影响,必须保证基本的供热需求得到满足; $P_{heat}^{\max}$ 为承担供热的机组出力的上限。

2 可靠性计算条件

2.1 地区电网概况

该地区电网截止2014年底,总装机10 551.15 MW(包括WP电厂2×200 MW和JL电厂2×600 MW)。全网最大负荷1 362 MW(按照BPA给出的数据统计)。风电装机1 502 MW,风电场15座,主要接入110 kV和220 kV。光伏电站6座3 000 MW,主要接入110 kV和35 kV。新能源渗透率达到16.13%。

2.2 计算边界条件

由于该地区电网通过联络线与外部电网有功功率输送,这些联络线上的输送功率作为可靠性评估的计算边界条件见表2。

表2 可靠性评估计算边界条件

Table 2 Reliability evaluation calculation boundary conditions

联络线	联络线安排	
夏大联络线	JYT-JSE	JFS-TDT
	914+964 (MW)	1 004+1 204+1 204 (MW)
冬大联络线	JYT-JSE	JFS-TDT
	998+960 (MW)	1 100+1 250+1 250 (MW)

其中,在可靠性计算中这些联络线被等效为出力可正可负的发电机,由该地区电网外送的认为是出力为负的发电机,送入地区电网认为是出力为正的发电机,由于这里的联络线均为向外送出功率,因此被等效认为是出力为负的发电机。

该地区电网由于地处北方,冬季往往需要供热,这些用来供热的机组并不能下降低于其出力的下限,因此在供热期接纳风电的时候必须要考虑尽最大可能接纳较多的风电,必须先要保证所有的供热约束。其供热约束见表3。

表3 大同电网部分供热约束条件

Table 3 Heat supply constraint conditions of Datong

		power grid										MW
		约束条件										
机组编号		11月		12月		1月		2月		3月		
		下	上	下	上	下	上	下	上	下	上	
TM	1	40	50	43	48	43	48	43	48	40	50	
	2	40	50	43	48	43	48	43	48	40	50	
	3	40	50	43	48	43	48	43	48	40	50	
	4	40	50	43	48	43	48	43	48	40	50	

3 可靠性评估结果

表4中对比了地区电网可考虑新能源和不考虑新能源系统的可靠性指标,从而衡量新能源接入对系统可靠性的影响,从指标的观察发现新能源接入降低了失负荷事件的频率,但是失负荷的程度却加重了,也就是系统的充裕度反而相较于初始情况更加恶劣,这与常规的容量增加,系统充裕度不符。因为常规可靠性评估中认为状态调整中风电出力可以从实时出力调节至0,这里为了衡量优先接纳风电原则对系统可靠性的影响,在状态调整中认为风电出力不能改变,从而衡量优先接纳新能源原则对系统可靠性的影响。结果表明,按照这样的原则,如果不弃风,实际上相比不接纳新能源,降低了系统的充裕度,也就是电量不足期望值反而上升了,这样的评估结果也就说明了,不弃风保证新能源优先接纳的运行原则实际降低了系统长期的可靠性。

表4 可靠性评估结果

Table 4 Results for reliability evaluation

可靠性指标	考虑新能源	不考虑新能源
<i>LOLP</i>	0.000 257	0.000 264
<i>EENS</i> /(MW·h·a ⁻¹)	17.287	13.661
<i>ADLC</i> /(h·次 ⁻¹)	1.450	1.780
<i>EFLC</i> /(次·a ⁻¹)	1.550	1.290
<i>EDLC</i> /(h·a ⁻¹)	2.240	2.300
严重程度指标 <i>SI</i> /系统分	0.618	0.498

由此可以看出,电源结构的改变也会对于线路停运导致的损失分布造成影响,这主要是由于优先接纳风电的出力安排导致的评估结果。

从计算结果可以看出,地区电网2015年(考虑光伏、考虑风电)的每年发生停电的概率即电力不足概率 *LOLP* 为0.000 257,年平均停电时间为2.24 h,而年度电量损失为17.32 MW·h。系统严重程度指标为0.62分。

1983年国际大电网会议(CIGRE)第39委员会05工作组按照系统扰动对用户冲击的影响程度,将严重程度指标分为4个等级:0级,可接受的不可靠状态,严惩程度指标小于1系统分;1级,对用户有明显冲击的不可靠状态,严重程度为1~9系统分;2级,对用户有严重冲击的不可靠状态,严重程度指标为10~99系统分;3级,对用户有很严重冲击的不可靠状态,严重程度指标为100~999系统分。通过可靠性评估可以看出,2015年地区电网的严重程度指标(*SI*)属于0级,即可接受的不可靠状态。从中可以看出,从充裕度可靠性的角度,地区电网的可靠性较高,这主要是因为地区电网装机容量富裕,而且网架较为坚强。所以整体可靠性表现较好。

但是,从导致切负荷比例分析,见图5,可以得到,地区电网虽然网架较为坚强,发电容量也较为充裕,但是相对来讲目前对地区电网而言,网架对其可靠性的影响大于发电容量的影响。其中仿真模拟抽样到的故障重数最高为4阶故障,4台发电机同时故障或者2台发电机故障同时2条线路故障。

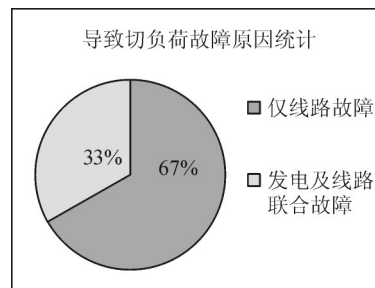


图5 切负荷故障原因统计图

Fig. 5 Fault reason statistics of cutting load

由图5见,线路故障是主要导致故障的原因,然后对线路故障导致的损失情况进行分析,从而识别系统的薄弱环节。

首先从线路过负荷的角度分析系统的薄弱环节,那些容易过负荷重载线路一般比较薄弱,具体潮流过负荷计算条件:夏季首先接纳全部风电,在此前提下调节开机的火电出力,计算系统的潮流情况。冬季先保证供暖机组的最小出力,在此基础上最大的接纳风电,然后再调节各火电出力,保证负荷平衡。按照上述原则,计算得到地区电网潮流越限分布见表5。

表5 潮流越限统计

Table 5 Statistics for power overflow

潮流越限排名	含新能源	统计次数	平均过负荷程度
1	YG21-TZ11	21	1.007 7
2	GS-BJ	16	1.002 5
3	GS-NJ	1	1.036 2

经过统计,新能源接入后,过负荷次数多的线路集中在东北部,且过负荷事件大部分集中在冬季。因为北部靠近内蒙古,冬季风速大,而该地区东北部并不是负荷中心,电力需要经过稀疏的线路传输到负荷中心,所以更易过负荷。

从中可以看出,YG-TZ最容易过负荷,为了分析过负荷的原因,下面将研究这条线路的过负荷的情况。TZ位于该地区东北部,其主要的责任接纳当地DL风电(99 MW)、XS光伏(70 MW)以及HCS光伏(30 MW),由此可以看出,大约容量为199 MW的新能源需要通过TZ线送出。TZ-YG共有2条线,由于这里冬季风大,风电常常处于满发,所以该条线路长期处于重载的情况,要改善该情况,可以从增大线路较小的一条的容量或者新建线路缓解该地区的输电紧张问题。表5中的过负荷程度主要衡量线路潮流超过线路容量的程度,从表5中可以发现,大部分过负荷的线路虽然会出现过负荷的事件,但是过负荷的程度均不严重,这也从线路容量充裕度的角度说明了该地区电网的线路容量充裕度较好。

上面从线路过负荷以及线路重载的角度分析了系统的薄弱环节,下面从线路停运对系统可靠性产生的影响来分析系统的薄弱环节,其主要是统计线路停运导致的系统失负荷量(程度)以及线路停运导致的系统失负荷次数(数量)来衡量每条线路停运后,其停运对整个系统造成的影响,造成影响越大的线路,往往越为重要,造成的平均损失越多的线路往往是整个系统的薄弱环节,需要重点加强保护,防止其故障导致系统的损失。对地区电网的统计结果见表6。

表6 线路平均切负荷统计
Table 6 Average load shedding caused by line outage

线路平均损失排名	含新能源	平均切负荷量/MW
1	TB-YH	16.15
2	SJ-SL	10.88
3	MJ-SZ	8.23
4	YG-GZ	7.79
5	GB-YD	6.01

由此可以看出,如果想要尽量减少线路故障导致的系统负荷损失,应该主要对TB-YH、SJ-SL、MJ-SZ这些线路进行投资加固,从而减少它们故障的概率,也就减小了系统损失的程度。或者在这些线路旁边修建新的备用线路,当这些线路故障时,备用线路立刻投入运行,减少系统的损失。线路故障导致切负荷统计见表7。

表7 线路故障导致切负荷统计
Table 7 Number of load shedding caused by line outage

线路导致故障排名	含新能源	故障导致的次数
1	KY-XN	11
2	SJ-SL	8
3	TB-YJ	4
4	TB-YD	2
5	MJ-SZ	2

由表7可以看出,如果想要尽量减少停电的次数,应该主要对KY-XN、SJ-SL、TB-YJ这些线路进行投资加固,通过对这些线路的加固,减小故障概率,也就降低了停电的风险。

上面从不同角度分析了线路中的薄弱环节,下面分析各个节点的可靠性指标,从而分析不同节点的可靠性情况,找到可靠性较差的节点,并寻找措施提升这些节点的可靠性,从而提升整个系统的可靠性。2015年地区电网可靠性情况具体见表8、9。

表8 节点EENS统计
Table 8 Node EENS statistics

节点EENS排名	含新能源	EENS
1	DL	39.71
2	SL	28.17
3	YY	25.00
4	SJ	17.00

表9 节点LOLP统计
Table 9 Node LOLP statistics

节点LOLP排名	含新能源	LOLP
1	SL	0.000 33
2	DL	0.000 19
3	XJ	0.000 17
4	GZ	0.000 12

提高节点的可靠性,主要是分析这些节点的供电源头,从而展开分析,具体来说如下,比如DL这个节点,主要与GB和HY以及BC节点相连,其中BC是一个负荷节点,所以要加强GB的可靠性,可以通过加强HY到GB的线路来提高该地的可靠性,其他地区的线路相对较为坚强。再比如SL和MJ及SJ相连,因此可以通过加强这些地区的线路来加强这些节点的可靠性。

为了研究供热约束对可靠性的影响,专门对于供热和非供热导致的切负荷进行了统计,得到如图6的结果。

由图6可以看出,在所有的负荷损失事件中,一般供热期(冬季)发生的失负荷事件更多,当接纳风电时,供热期将发生更多的失负荷事件,可见供热约束对系统的可靠性有不利的影响。

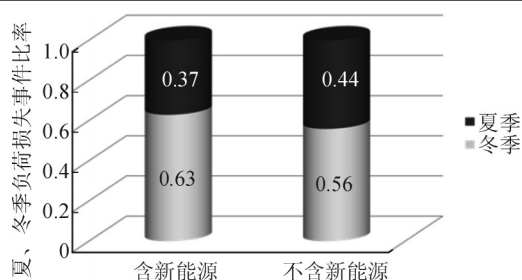


图6 可靠性评估损失事件统计图

Fig. 6 Loss event statistics of reliability assessment

因此,文中建议在供热季增加系统备用容量的设置,以增加系统的可靠性。

4 结论

文中使用时序蒙特卡洛法对地区电网开展可靠性评估,整个评估过程考虑了该地区新能源的接入和供暖的需求。对可靠性评估结果进行深入的分析 and 解读可以得到以下研究结论:

1)该地区电网2015年(考虑光伏、考虑风电)的每年发生停电的概率即电力不足概率LOLP为 2.57×10^{-4} ,年平均停电时间为2.24 h,而年度电量损失为17.32 MW·h。系统严重程度(系统分)指标为0.62分,通过可靠性评估可以看出,2015年该地区电网的严重程度指标(SI)属于0级,即可接受的不可靠状态。从中可以看出,从充裕度可靠性的角度,该地区电网的可靠性较高,这主要是因为该地区装机容量富裕,而且网架较为坚强。所以整体可靠性表现较好。

2)YG-TZ最容易过负荷,YG-TZ共有2条线,由于这里冬季风大,风电常常处于满发,所以该条线路长期处于重载的情况,要改善该情况,可以从增大线路较小的一条的容量或者新建线路缓解该地区的输电紧张问题。

3)如果想要尽量减少线路故障导致的系统负荷损失,应该主要对TB-YH、SJ-SL、MJ-SZ这些线路进行投资加固,从而减少它们故障的概率,也就减小了系统损失的程度。或者在这些线路旁边修建新的备用线路,当这些线路故障时,备用线路立刻投入运行,减少系统的损失。

4)如果想要尽量减少停电的次数,应该主要对KY-XN、SJ-SL、TB-YJ这些线路进行投资加固,通过对这些线路的加固,减小故障概率,也就降低了停电的风险。

5)DL、SL这些节点的可靠性最差,因此可以通过加强这些地区的线路来加强这些节点的可靠性。

6)在所有的负荷损失事件中,一般供热期发生的失负荷事件更多,即当接纳风电时,供热期将发

生更多的失负荷事件,在供热季增加系统备用容量的设置,可以增加系统的可靠性。

7)按照优先接纳新能源的原则,如果不弃风,实际上相比不接纳新能源,降低了系统的充裕度,也就是电量不足期望值反而上升了,这样的评估结果说明不弃风保证新能源优先接纳的运行原则实际降低了系统长期的可靠性。

参考文献:

- [1] 刘洋. 发输电系统可靠性评估的蒙特卡洛模型及算法研究[D]. 重庆:重庆大学,2003.
LIU Yang. Research of models & algorithm for bulk power system reliability assessment using Monte Carlo methods[D]. Chongqing:Chongqing University,2003.
- [2] 鲍晓慧,侯慧. 电力系统可靠性评估述评[J]. 武汉大学学报,2008,41(4):96-101.
BAO Xiaohui, HOU Hui. A review of power system reliability assessment[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2008,41(4):96-101.
- [3] 暴英凯,王越,唐俊熙,等. 序贯蒙特卡洛方法在电力系统可靠性评估中的应用差异分析[J]. 电网技术,2014,38(5):1189-1195.
BAO Yingkai, WANG Yue, TANG Junxi, et al. Analysis on differences of applying sequential Monte Carlo methods in power grid reliability assessment[J]. Power System Technology, 2014,38(5):1189-1195.
- [4] 陈小青. 基于蒙特卡洛模拟的电网调度运行风险评估研究[D]. 长沙:湖南大学,2013.
CHEN Xiaoqing. Study on risk of assessment of power grid operation modes based on Monte Carlo simulation[D]. Changsha:Hunan University,2013.
- [5] 赵渊,周家启,刘志宏. 大电网可靠性的序贯和非序贯蒙特卡洛仿真的收敛性分析及比较[J]. 电工技术学报,2009,24(11):127-133.
ZHAO Yuan, ZHOU Jiaqi, LIU Zhihong. Convergence analysis and comparison of sequential and nonsequential Monte-Carlo simulation for bulk power system reliability assessment[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009,24(11):127-133.
- [6] 朱健. 四川电网可靠性评估的蒙特卡洛仿真[D]. 重庆:重庆大学,2007.
ZHU Jian. Reliability evaluation of sichuan power network using Monte Carlo simulation technique[D]. Chongqing:Chongqing University,2007.
- [7] BILLINTON R, LI W. Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods[M]. New York, NY, USA:Plenum Press,1994.
- [8] 别朝红,王锡凡. 蒙特卡洛法在评估电力系统可靠性中的应用[J]. 电力系统自动化,1997(6):68-75.
BIE Zhaohong, WANG Xifan. The application of Monte Carlo method to reliability evaluation of power system[J]. Auto-

- mation of Electric Power Systems, 1997(6):68-75.
- [9] 赵 渊, 周念成, 谢开贵, 等. 大电力系统可靠性评估的系统状态抽取方法研究[J]. 中国电力, 2006, 39(6):5-9. ZHAO Yuan, ZHOU Niancheng, XIE Kaigui, et al. Research on technique of system states election for bulk power system reliability assessment[J]. Electric Power, 2006, 39(6):5-9.
- [10] CELLI G, GHIANI E, SOMA G G, et al. Active distribution network reliability assessment with a pseudo sequential Monte Carlo method[C]//Power Tech., 2011 IEEE Trondheim. Trondheim: IEEE, 2011: 1-8.
- [11] BILLINTON R, JONNAVITHULA A. Composite system adequacy assessment using sequential Monte Carlo simulation with variance reduction techniques[J]. IEE Proceedings Generation Transmission and Distribution, 1997, 144(1):1-6.
- [12] 徐宝清, 田 德, 吴 骅, 等. 风速的Weibull分布参数确定方法研究[J]. 农业工程学报, 2007(10):31-34. XU Baoqing, TIAN De, WU Hua, et al. Methods for solving two-parameter wind velocity Weibull distribution[J]. Transactions of the CSAE, 2007(10):31-34.
- [13] 杨 宏, 苑津莎, 张铁峰. 一种基于Beta分布的风电功率预测误差最小概率区间的模型和算法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(9):2135-2142. YANG Hong, YUAN Jinsha, ZHANG Tiefeng. A model and algorithm for minimum probability interval of wind power forecast errors based on Beta distribution[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(9):2135-2142.
- [14] JUSTUS C G, HARGRAVES W R, YALCIN A. Nationwide assessment of potential output from wind-powered generators[J]. Appl. Meteorol, 1976, 15(7):673-678.
- [15] HOMER V. National renewable energy laboratory, 617 Cole Boulevard, Golden, CO 80401 - 3393[EB/OL]. http://www.homerenergy.com/, 2016-03-06.
- [16] 武 鹏, 程浩忠, 屈 刚. 电网规划中区间最小切负荷量的计算方法[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(22):41-46. WU Peng, CHENG Haozhong, QU Gang. Algorithm to solve interval minimum load cutting problem for transmission planning[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(22):41-46.
- [17] 王 菲, 余贻鑫, 刘艳丽. 基于安全域的电网最小切负荷计算方法[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(13):28-33. WANG Fei, YU Yixin, LIU Yanli. Minimum load-shedding calculation approach based on the security region in the power grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(13):28-33.
- [18] 金华征, 程浩忠, 翟海保. 电网规划中最小切负荷费用计算方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2005(6):5-9. JIN Huazheng, CHENG Haozhong, ZHAI Haibao. Calculating method of minimum load-shedding cost in transmission network planning[J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2005(6):5-9.
- 刘慧超(1981—), 男, 硕士, 主要从事电网调度、运行分析。
严 超(1991—), 男, 硕士, 主要研究方向为电力系统规划、恢复力研究和可靠性评估。
秦 鹏(1992—), 男, 硕士, 主要从事电力系统规划与电网运行分析研究工作。
王 灿(1995—), 男, 硕士, 主要从事电力系统规划与电网运行分析研究工作。
米 渊(1961—), 男, 本科, 主要从事电网调度、停电计划管理等。
杨 扬(1970—), 男, 工程硕士, 主要从事输电网规划、电网分析等。

(上接第185页)

- 合法及其在电机运动问题的应用[J]. 电工技术学报, 2012, 27(12):7-12. WANG Lipeng, WANG Xinyan, ZHAN Hongren, et al. EFG-FE coupling method based on DDM and its application on motor motion[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(12):7-12.
- [16] 林 莘, 蔡 强, 徐建源, 等. 基于区域分解法的1100 kV隔离开关大规模电场计算问题[J]. 高压电器, 2011, 47(2):1-6. LIN Xin, CAI Qiang, XU Jianyuan, et al. Large scale of electric field calculation of 1100 kV disconnecter based on domain decomposition method[J]. High Voltage Apparatus, 2011, 47(2):1-6.
- [17] 刘晓明, 赵恩辰, 赵云学, 等. 并联电容器组对高压SF₆断路器绝缘性能的影响[J]. 高压电器, 2014, 50(3):104-108. LIU Xiaoming, ZHAO Enchen, ZHAO Yunxue, et al. Influence of shunt capacitors on insulation performance of high voltage SF₆ circuit breaker[J]. High Voltage Apparatus, 2014, 50(3):104-108.
- [18] SAITOH A, KAMITANI A. GMRES with new preconditioning for solving BEM-type linear system[J]. IEEE Transactions on Magnetics, 2004, 40(2):1084-1087.
- [19] AIELLO G, ALFONZETTI S, BORZ G, et al. GMRES solution of FEM-BEM global systems for electrostatic problems without voltage conductors[J]. IEEE Transactions on Magnetics, 2013, 49(5):1701-1704.
- [20] AIELLO G, ALFONZETTI S, BORZI G A, et al. Efficient solution of skin-effect problems by means of the GMRES-accelerated FEM-BEM method[J]. IEEE Transactions on Magnetics, 2008, 44(6):1274-1277.
- [21] 洪 伟, 孙连友, 尹 雷, 等. 电磁场边值问题的区域分解算法[M]. 北京: 科学出版社, 2005. HONG Wei, SUN Lianyou, YIN Lei, et al. Domain decomposition algorithm for boundary value problem of electromagnetic field[M]. Beijing: Science Press, 2005.
- 陶瑞祥(1987—), 男, 博士研究生, 研究方向为电磁场数值计算。
王泽忠(1960—), 男, 博士, 教授, 博导, 研究方向为电磁场数值计算、电力系统电磁兼容和电磁测量。