

考虑 $N-1$ 安全网络约束的输电网结构优化

张衡¹,程浩忠¹,曾平良²,张建平³,陆建忠³

(1. 上海交通大学 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 100192;3. 国家电网公司华东分部,上海 200002)

摘要:输电网结构优化是控制输电阻塞的手段之一。且当负荷处于较低水平、系统裕度较高时,也可以通过结构优化提高设备的利用率。为了在开断部分线路的同时保证系统安全性,建立考虑 $N-1$ 安全网络约束的输电网结构优化模型。通过对可开断线路潮流方程进行线性化,将原有模型转化成混合整数线性规划形式。为了应对负荷的短期波动及风电出力不确定性对电网结构优化结果的影响,采用吸引子传播(AP)聚类算法构建不同的运行场景。以修改的 IEEE-RTS 24 节点系统为例对所提模型进行验证和分析,结果表明,在满足一定的安全约束条件下,断开某些输电网线路可以减轻输电阻塞、降低系统的运行成本、提高线路的负载率水平。

关键词:结构优化; $N-1$ 安全约束;负载率;混合整数线性规划;AP 聚类

中图分类号:TM73

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.02.016

0 引言

受限于输电线路的物理特性,系统并不能总以发电成本最小的发电机来满足负荷需求,这就出现了输电阻塞。而可再生能源的大量并网、电力市场化改革的逐步推进,使得系统输电阻塞问题日益突出。此外,输电网的结构由规划人员按照规划目标年最大负荷需求进行设计^[1],但是在系统实际运行过程中,最大负荷往往只出现在某些特定的时段,并且持续时间比较短,这会使得系统设备利用率偏低,降低经济效益。上述问题可以通过改变系统的拓扑结构加以改善,但在电力系统运行中,电网拓扑结构的改变多集中在配电网领域^[2-4]。配电网重构通过改变线路的分段开关、联络开关的状态,能够起到降低系统网损、提高供电可靠性的作用^[5-6]。近年来,随着智能电网技术的发展,电力系统的运行过程更加灵活,也更加开放。从输电网角度分析,通过在运行过程中开断部分传输线路,以更加灵活的拓扑结构参与电网的调度运行,能够在降低系统阻塞费用的同时,有效地改善短路电流过大、电网电压异常等情况^[7-11]。

针对输电网结构优化,已有许多学者展开了专门的研究。文献[9]将输电网结构优化模型转化成混合整数线性规划形式,该文指出,在 IEEE118 测试系统中,通过对输电网结构进行优化可以降低系统 25% 的运行费用;文献[10]研究了输电网结构优化在降低短路电流方面的作用,而文献[11]将其作为减轻紧急事故下线路过载的控制手段;文献[12-13]将输电网结构优化运用到电力系统规划中,增强系统鲁棒性;文献[14-15]在机组组合中考虑了输电网结构优化,研究结果表明,输电网拓扑的改变会影响机组开停机方案;为了提高输电网结构优化的实用性,文献[16]将交流潮流松弛为二阶锥形式,建立了综合考虑无功和电压约束的输电网结构优化混合整数二阶锥规划模型;文献[17]采用基于序列线性规划法的启发式方法对输电网待优化线路进行排序,进而降低求解规模,并对比了不同潮流模型对优化结果的影响。

上述文献更多地是从经济性角度研究了输电网结构优化带来的经济效益,但是未对系统中的不确定因素进行量化分析。针对上述文献的不足,本文从输电网结构优化中面临的不确定因素入手,首先介绍了以降低输电阻塞为目标的输电网结构优化数学模型,给出了考虑 $N-1$ 安全网络约束的结构优化模型;其次,介绍了多场景的构建方法,主要针对负荷水平以及风电场出力进行了多场景建模;再次,以修改的 IEEE-RTS 24 节点系统为例,对本文所提的模型和方法进行验证,并对结果进行了分析和讨论;最后,对文章进行总结并展望了未来的研究方向。

收稿日期:2017-01-12;**修回日期:**2017-11-08

基金项目:国家重点基础研究项目(2016YFB0900102);国家自然科学基金重点项目(51337005)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China (2016YFB0900102) and the Key Program of the National Natural Science Foundation of China(51337005)

1 输电网结构优化数学模型

输电网结构优化可以看作最优潮流的扩展,因此,本文首先给出考虑最小化发电机燃料成本的直流最优潮流模型。

$$\min C_{\text{op}} = \sum_{k \in G_1} C_{ok} P_{G,k}$$

其中, G_1 为发电机集合; C_{ok} 为发电机 k 的单位生产费用; $P_{G,k}$ 为发电机 k 的出力。

$$\sum_{k \in G_{lb}} P_{G,k} + \sum_{d \in W_b} P_{\text{Re},d} + \sum_{\forall m,n \in \Psi_b} f_{mn(i)} = P_{1,b} \quad (1)$$

$$f_{mn(i)} - r_{mn(i)}(\theta_m - \theta_n) = 0 \quad i \in \Omega \quad (2)$$

$$-P_{Li,\max} \leq f_{mn(i)} \leq P_{Li,\max} \quad i \in \Omega \quad (3)$$

$$P_{G,k\min} \leq P_{G,k} \leq P_{G,k\max} \quad k \in G_1 \quad (4)$$

$$\theta_{b,\min} \leq \theta_b \leq \theta_{b,\max} \quad b \in \Psi \quad (5)$$

$$\theta_s = 0 \quad (6)$$

其中, G_{lb} 为母线 b 处发电机集合; $P_{\text{Re},d}$ 为可再生能源发电机 d 的出力; W_b 为母线 b 处风电场集合; $f_{mn(i)}$ 为线路 i 的有功潮流, m, n 为线路 i 两端的母线编号; Ψ_b 表示母线 b , $\forall m, n \in \Psi_b$ 表示线路 mn 任意一段与母线 b 相连; $P_{1,b}$ 为母线 b 的负荷; $r_{mn(i)}$ 为线路 i 的导纳值; θ_m, θ_n 分别为母线 m, n 的相角; Ω 为线路集合; Ψ 为母线集合; $P_{Li,\max}$ 为线路 i 的热稳定容量; $P_{G,k\max}, P_{G,k\min}$ 分别为发电机 k 的出力上、下限; $\theta_{b,\max}, \theta_{b,\min}$ 分别为母线 b 相角的上、下限; θ_s 为平衡节点相角。

式(1)表示节点功率平衡约束;式(2)表示线路潮流约束;式(3)表示线路容量约束;式(4)表示发电机出力约束;式(5)表示节点相角约束;式(6)表示平衡节点相角约束。

以 $l_i \in \{0, 1\}$ 表示线路 i 的实际运行状态, 1 表示正常运行, 0 表示断开。当线路允许开断时, 则式(2)需修改为:

$$[f_{mn(i)} - r_{mn(i)}(\theta_m - \theta_n)]l_i = 0 \quad (7)$$

式(7)可描述为: 当线路 i 未被断开时, 线路潮流约束方程严格成立, 此时约束式(2)和式(7)相同; 当线路 i 断开时, 潮流方程不再起作用。利用大 M 法可得式(7)的线性表示形式:

$$|f_{mn(i)} - r_{mn(i)}(\theta_m - \theta_n)| \leq M(1 - l_i) \quad i \in \Omega^+ \quad (8)$$

其中, M 为较大的正数; Ω^+ 为可被断开的线路集合。

根据上述最优潮流的描述及线路潮流方程的修改, 以发电机燃料成本最小为目标, 考虑 $N-1$ 安全网络约束的多场景输电网结构优化模型可表示为:

$$\min O_p = p^\omega \sum_{k \in G_1} C_{ok} P_{G,k}^\omega$$

$$\sum_{k \in G_{lb}} P_{G,k}^{\omega,c} + \sum_{d \in W_b} P_{\text{Re},d}^{\omega,c} + \sum_{\forall m,n \in \Psi_b} f_{mn(i)}^{\omega,c} = P_{1,b}^{\omega,c} \quad (9)$$

$$f_{mn(i)}^{\omega,c} - r_{mn(i)}^c(\theta_m^{\omega,c} - \theta_n^{\omega,c}) = 0 \quad i \in \Omega^- \quad (10)$$

$$-C_{i,c}^{\omega} P_{Li,\max} \leq f_{mn(i)}^{\omega,c} \leq C_{i,c}^{\omega} P_{Li,\max} \quad i \in \Omega^- \quad (11)$$

$$|f_{mn(i)}^{\omega,c} - r_{mn(i)}^c(\theta_m^{\omega,c} - \theta_n^{\omega,c})| \leq M(1 - C_{i,c}^{\omega} l_i) \quad i \in \Omega^+ \quad (12)$$

$$-C_{i,c}^{\omega} l_i P_{Li,\max} \leq f_{mn(i)}^{\omega,c} \leq C_{i,c}^{\omega} l_i P_{Li,\max} \quad i \in \Omega^+ \quad (13)$$

$$P_{G,k\min} \leq P_{G,k}^{\omega,c} \leq P_{G,k\max} \quad k \in G_1 \quad (14)$$

$$\theta_{b,\min} \leq \theta_b^{\omega,c} \leq \theta_{b,\max} \quad b \in \Psi \quad (15)$$

$$l_i \in \{0, 1\} \quad i \in \Omega^+ \quad (16)$$

$$\sum_{i \in \Omega^+} (1 - l_i) = \lambda_{\text{set}} \quad (17)$$

$$\theta_s = 0 \quad (18)$$

$$C^\omega = [C_{1,c}^\omega, C_{2,c}^\omega, C_{3,c}^\omega, \dots, C_{i,c}^\omega, \dots, C_{N_L,c}^\omega]^\top \quad (19)$$

其中, 上标“ ω ”表示该变量在场景 ω 中的取值; 上标“ ω, c ”表示该变量在场景 ω 中考虑线路 $N-1$ 约束时的取值; p^ω 为场景的权重; C^ω 为场景 ω 下 $N-1$ 故障向量, 特别地, 当 C^ω 中元素取值均为 1 时, 表示系统正常运行状态; $C_{i,c}^\omega$ 为场景 ω 中考虑 $N-1$ 约束时第 i 条线路的状态, 若考虑该线路的 $N-1$ 约束, 则该值取 0, 否则取 1; λ_{set} 为允许断线数量; N_L 为总线路数; Ω^- 为不可开断线路集合。目标函数由正常状态下的发电费用乘以相应场景的权重得到。

2 基于吸引子传播聚类的多场景构建

吸引子传播 AP (Affinity Propagation) 是一种启发式聚类算法^[18]。算法基于数据的相似度矩阵, 通过以欧氏距离为代表的相似度指标来对数据进行划分, 从而形成不同的数据集。AP 遍历所有的数据点, 并将其作为潜在的聚类中心 (exemplar)。因此, 不需要提前指定聚类的个数, 是一种鲁棒性较强的聚类方法。

对任意 T 维数据 $X_T = [x_1, x_2, \dots, x_T]^\top$, 以负的欧氏距离表示任意 2 个数据点 x_i, x_j 间的相似度 s_{ij} , 可表示为:

$$s_{ij} = -\|x_i - x_j\|^2 \quad \forall i, j = 1, 2, \dots, T \quad (20)$$

则由所有 T 个数据组成的相似度矩阵 S 可由任意 2 点间的相似度组成, 即:

$$S(i, j) = \begin{cases} s_{ij} & i \neq j \\ p & i = j \end{cases} \quad (21)$$

当 $i=j$ 时, 即相似度矩阵主对角线元素被称为偏向值 (preference), 以 p 表示。在无先验知识的情况下, 如果数据点作为聚类中心的可能性相同, 则以

偏向值表示的主对角线元素取相同数值,通常取为所有数据点相似度的中值,即:

$$p = \text{median}(S(i, j)) \quad i \neq j \quad (22)$$

其中, median 表示对数据取中值操作。

偏向值 p 的大小影响最终聚类的个数,且该值越大表明该点成为聚类中心的可能性也越大。特别地,该值也可以根据实际情况设置不同的偏好值,对不同数据点赋以具有差异性的权值。此外,由于 AP 对相似度矩阵的对称性没有要求,在某些情况下也可以手动设置数据点间的相似度。

AP 算法通过“信息交互”实现聚类,其中需要进行信息交换的 2 个重要参量分别是响应度 (responsibility) 和可用度 (availability)。响应度 $r(i, j)$ 代表了样本点 j 作为样本点 i 聚类中心的合适程度,而可用度 $a(i, j)$ 则代表了样本点 i 以样本点 j 作为聚类中心的合适程度。

原始 AP 算法中对响应度和可信度的更新遵循如下的过程:

$$r(i, j)^k = S(i, j) - \max_{j' \neq j} \{a(i, j')^{k-1} + S(i, j')\} \quad (23)$$

$$a(i, j)^k_{i \neq j} = \min \left\{ 0, r(j, j)^{k-1} + \sum_{i' \neq j} \max \{0, r(i', j)^{k-1}\} \right\} \quad (24)$$

$$a(i, j)^k_{i=j} = \sum_{i' \neq j} \max (0, r(i', j)^{k-1}) \quad (25)$$

则第 k 次迭代后样本点 i 所属类中的代表点 j 满足:

$$\text{argmax}_k \{a(i, j)^k + r(i, j)^k\} \quad (26)$$

式(26)表示第 k 次迭代后,每一个类中的代表点 j ,应该满足对该类中的任意一个点 i ,都能够使得 $a(i, j)^k + r(i, j)^k$ 值最大。

为了加快 AP 的收敛速度,避免解的振荡,引入阻尼因子 λ 对“信息交互”过程进行如下修改:

$$\mathbf{r}^k = (1 - \lambda) \mathbf{r}^k + \lambda \mathbf{r}^{k-1} \quad (27)$$

$$\mathbf{a}^k = (1 - \lambda) \mathbf{a}^k + \lambda \mathbf{a}^{k-1} \quad (28)$$

其中, $\mathbf{r}$ 和 $\mathbf{a}$ 分别为 $r(i, j)$ 和 $a(i, j)$ 的向量表示形式; $\lambda \in [0, 1]$ 。

综上可以得出 AP 聚类的流程如下^[19]。

a. 按照式(20)计算相似度,形成相似度矩阵 $\mathbf{S}$,偏向参数设为 p 。令 $k=1$,对信息参量响应度 $r(i, j)$ 和可用度 $a(i, j)$ 进行初始化。其中 $a(i, j) = 0 (\forall i, j=1, 2, \dots, T)$, $r(i, j) = s_{ij} (\forall i, j=1, 2, \dots, T)$, 根据式(26)求得初始聚类中心。

b. 令 $k=k+1$,对响应度和可靠度参数进行更

新:首先按(23)~(25)计算得到当前参数值,然后对当前结果与上一步迭代结果按照式(27)、(28)进行加权求和,得到最终响应度和可靠度的数值,利用式(26)更新聚类中心。

c. 判断算法是否收敛。如果不收敛,则转步骤 **b**;如果收敛,则输出最终结果。算法的收敛依据有如下 3 条:算法达到最大迭代次数;聚类中心在连续迭代过程中不再发生变化;2 次临近迭代结果中,响应度和可靠度变化量小于给定阈值。

3 算例分析

本文采用 IEEE-RTS 24 节点系统^[20],各母线负荷占总负荷的比例和发电机出力单位成本均参照文献[20-22]中的数值。以各母线负荷值为期望值,变异系数取为 5%,负荷波动服从正态分布。首先对各负荷节点进行采样,然后利用 AP 算法进行聚类。将 500 MW 线路容量降低为 300 MW。为避免 $N-1$ 时出现孤立节点,新增一条线路 7-8,其参数与原线路相同。

在母线 3、11、19 上分别接入额定容量为 100 MW 的风电场,分别以 W1、W2、W3 表示。单台风机的额定功率为 1 MW,切入风速 $V_{in} = 3$ m/s,额定风速 $V_r = 13$ m/s,切出风速 $V_{out} = 25$ m/s,风电场风速服从形状参数和尺度参数分别为 2.73 和 9.6 的双参数威布尔分布。对风速采样后利用 AP 聚类进行场景削减。

所有程序均在 MATLAB 上完成,模型的求解采用 YALMIP^[23]工具包及 Gurobi^[24]求解器。

3.1 基于聚类的场景设置

以风速为例分析 AP 算法的有效性。风速经过 AP 聚类后得到 3 个场景,如表 1 所示。其中, τ 为该场景发生的概率。

表 1 风速聚类结果

场景	风速/($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)			τ
	W1	W2	W3	
S1	10.6	11.1	8.5	0.321
S2	8.6	6.4	10.6	0.348
S3	7.1	7.9	6.3	0.331

由于负荷数据过多,不再单独罗列。对负荷利用 AP 算法聚类后得到 4 种场景,各场景的概率如表 2 所示。

表 2 负荷聚类结果

Table 2 Result of load clustering

场景	概率	场景	概率
L1	0.200	L3	0.315
L2	0.178	L4	0.307

3.2 计算结果分析

为了更全面地反映输电网结构优化对运行费用的影响,本节设置了开断线路分别为 0、1、2、3、4 条这 5 种情况。针对直流潮流计算出的电网结构优化结果可能使得交流潮流出现无法收敛的问题,本文对考虑 $N-1$ 约束的输电网结构优化结果进行了后校验。断开线路数量约束下输电网结构优化结果如表 3 所示,表中给出的断线方案均能使交流潮流收敛。

表 3 考虑 $N-1$ 安全网络约束时输电网结构优化结果Table 3 Results of OTS considering $N-1$ security network constraints

断开线路条数	断开线路	发电机费用/ ($\$ \cdot h^{-1}$)	交流潮流可 行性检验	下降比 例/%
0	—	71 550	可行	—
1	10-11	66 070	可行	7.66
2	9-11, 10-11	61 110	可行	7.51
3	9-11, 10-11, 17-18	60 220	可行	1.46
4	9-11, 10-11, 17-18, 18-21	60 220	可行	0

从表 3 可以看出,仅断开一条线路 10-11 时,并不会出现切负荷的情况,总费用下降了 5 480 $\$/h$,下降比例达到 7.66%。这是由于线路的开断会改变电网的拓扑结构,进而影响发电机出力和线路潮流分布。受网络传输容量的约束,某些运行成本较小的机组并不能够完全满发。在本算例中,当不断开线路时,母线 7 的 100 MW 机组的利用率分别达到了 93.44%、94.44% 和 97.73%,但是其发电成本为 75.64 $\$/(MW \cdot h)$ 。而发电成本较低的母线 15、16 的 155 MW 机组的利用率仅分别为 35.03% 和 57.62%,其发电成本仅为 15.46 $\$/(MW \cdot h)$ 。当断开线路 10-11 之后,母线 7 的发电机利用率下降到 25%,而母线 15、16 的发电机利用率却分别上升到了 48.32% 和 94.72%。因此,在断开部分线路的情况下可以降低发电成本较高的机组利用率,进而减少系统的运行费用。但当线路断开条数由 2 条增加到 3 条时,运行费用下降非常小,仅下降了 1.4%,这表明继续断开输电线路并无助于降低系统的阻塞费用,而过多地断开线路将会降低系统的安全性,尤其是考虑到多重故障时,系统可靠性将会降低。

为了对比有无 $N-1$ 安全网络约束对输电网结

构优化的影响,本文计算了不考虑 $N-1$ 约束时的输电网结构优化结果,如表 4 所示。

表 4 不考虑 $N-1$ 安全网络约束时输电网结构优化结果Table 4 Results of OTS without considering $N-1$ security network constraints

断开线路条数	断开线路	发电机费用/ ($\$ \cdot h^{-1}$)	交流潮流 可行性检验
0	—	71 550	可行
1	11-14	61 530	可行
2	11-14, 17-18	60 100	可行
3	6-10, 11-14, 17-18	60 040	不可行
4	4-9, 6-10, 11-14, 17-18	60 010	不可行

对比表 3 和表 4 可以看出,考虑 $N-1$ 安全网络约束与否对输电网结构优化的结果有很大的影响。在同样断开线路数量约束的前提下,两者的开断线路并不相同。虽然不考虑 $N-1$ 约束时输电网结构优化能够更有效地降低系统的阻塞,但是当断开线路达到 3 条及以上时,会出现交流潮流无法收敛的情况。

为了比较不同开断线路情况下线路的负载率水平,本文以线路平均负载率为指标,其计算公式如下。

线路负载率:

$$\eta_{mn(i)} = \sum_{\omega} p^{\omega} \left| \frac{f_{mn(i)}^{\omega}}{P_{Li, \max}} \right| \quad \forall i \in \Omega \quad (29)$$

平均负载率:

$$\eta_{ave} = \text{mean}(\eta_{mn}) \quad \forall m, n \in \Omega \quad (30)$$

其中,mean 表示取均值操作。

不同开断线路条数下输电线路负载率如表 5 所示。根据表 3 和表 5 可以看出,随着线路断开条数的增加,系统输电阻塞下降的同时,提高了线路的平均负载率水平,使得线路整体利用率得以提高。

表 5 不同开断线路条数下的输电线路负载率

Table 5 Transmission line load rate for different numbers of lines switched off

断开线路条数	线路平均负载率
0	0.359 1
1	0.425 3
2	0.449 3
3	0.455 2
4	0.462 2

3.3 风电场容量对输电网结构优化的影响

当前可再生能源大量并网,其出力的随机性和间歇性会影响电网的稳定运行。因此,本节研究不同风电场容量对输电网结构优化的影响。共设置了风电场容量为 50 MW、150 MW、200 MW 这 3 个场景,优化结果如表 6 所示。

表 6 不同风电场容量下的输电网结构优化结果

Table 6 Results of OTS for different capacities of wind farms

断开线路条数	输电网结构优化结果		
	50 MW	150 MW	200 MW
0	—(74 460)	—(68 670)	—(65 820)
1	10-11(68 990)	10-11(63 150)	10-11(60 240)
2	9-11,10-11 (64 400)	9-11,10-11 (58 330)	9-11,10-11 (57 150)
3	9-11,10-11, 17-18(63 540)	9-11,10-11 17-18 (57 840)	9-11,10-11 17-18 (56 940)
4	1-2,9-11,10-11 17-18,(63 530)	9-11,10-11,17-18, 17-22(57 830)	10-11,15-16,17-18, 19-20(56 940)

注:括号外表示断开线路,括号内数值表示发电机费用,单位为 \$/h,后同。

由表 6 可以看出,风电场的接入会降低系统的燃料成本,并且其随着风电场容量的增大而下降。风电出力虽然具有波动性,但仍然具有一定的置信度,能够代替一部分常规机组,从而降低系统的生产成本。在本算例中,风电场容量的变化主要影响母线 13、15、16 的发电机出力,以断开线路 10-11 为例,当风电场容量由 50 MW 增加到 200 MW 时,母线 13 上发电机平均利用率由 62.4% 下降到 43.3%,而其余母线的发电机利用率分别下降了 6% 和 8%。从输电网结构优化的结果可以看出,风电场容量对输电网结构优化的影响主要体现在断开线路数量较多时。在本文算例中,只有当断线数量达到 4 条时,输电网结构优化的结果才会出现差别,但断开如此数量的线路对降低系统阻塞作用已经很小。

3.4 线路传输容量对输电网结构优化的影响

输电网结构优化的本质是为了消除由于线路传输容量的约束导致的系统输电阻塞。因此,本节分析了不同系统阻塞程度对输电网结构优化的影响。将原系统中容量为 500 MW 的线路分别换为 250 MW、350 MW、400 MW、450 MW 这 4 种计算场景,分别计算在相应线路传输容量下的输电网结构优化,计算结果如表 7 所示。

表 7 不同线路容量下的输电网结构优化结果

Table 7 Results of OTS for different capacities of lines

断开线路条数	输电网结构优化结果			
	250 MW	350 MW	400 MW	450 MW
0	—(80 030)	—(63 790)	—(60 010)	—(60 010)
1	10-11 (74 530)	10-11 (60 080)	18-21 (60 010)	18-21 (60 010)
2	9-11,9-12 (72 370)	9-11,12-13 (60 010)	1-2,20-23 (60 010)	15-21,20-23 (60 010)
3	10-11,15-16, 17-18(69 630)	9-12,10-11, 12-13(60 010)	10-11,11-13, 12-13(60 010)	13-23,16-17, 16-19, (60 010)

根据表 3 和表 7 可以看出,不同输电线路容量下,系统的阻塞程度不同。当输电线路容量从 250 MW 上升到 400 MW 时,系统的燃料费用由 80 030 \$/h 下降到了 60 010 \$/h。而线路容量继续增加至 450 MW 时,系统的燃料成本不再增加,即此时系统不再有阻塞存在。对比不同线路容量下的输电网结构优化结果,当线路存在阻塞且只允许断开一条输电线路时,前 3 种场景下的输电网结构优化结果相同,均为断开线路 10-11,而当线路容量达到 400 MW 时,断开线路变为 18-21。随着输电线路容量的增加,输电阻塞已得到消除,但通过断开线路可以提高负载率水平。在本算例中,线路容量到 400 MW、450 MW 时,负载率分别由 35.63%、33.33% 上升到 36.14% 和 34.09%。另一方面,随着阻塞程度的降低,开断更多线路时,系统燃料费用不再降低。当线路传输容量达到 350 MW 时,仅仅断开 10-11 能够降低系统的阻塞,继续开断线路,并不会进一步降低系统的燃料成本。而当线路容量大于 400 MW 时,系统不存在输电阻塞,此时断开线路不会降低系统的运行成本。

3.5 结果对不确定因素的适应性

由于本文使用的是直流潮流,所以从有功平衡的角度验证所提模型在应对不确定因素时的适应性。首先,采用蒙特卡洛模拟法对负荷和风速进行采样,采样规模为 10 000 次,然后对系统状态进行校正,计算切负荷量。当负荷、风电波动时系统的切负荷量如表 8 所示。

表 8 不同断开线路条数下的系统平均切负荷量

Table 8 System average load shedding for different numbers of lines switched off

断开线路条数	平均切负荷量/MW
0	0
1	0
2	1.1
3	1.5
4	5.6

根据表 8 可以看出,断开部分输电线路时,系统在负荷、风电波动时的线路过载程度变化很小。即便是断开 4 条线路,其平均切负荷量仅有 5.6 MW。在断开 1 条线路 10-11 时,与不断开线路的切负荷量相同,均为 0。

为了进一步验证模型对输电线路发生随机故障时的适应性,本文从有功功率平衡的角度对断开不同线路条数时考虑输电线路发生随机故障的系统可靠性进行评估。以系统平均切负荷量、切负荷概率和系

统状态校正不收敛次数 3 个指标来表征系统的适应性。为了简单起见,每条线路的强迫停运率取均为 0.05,且线路只有正常运行和停运 2 种状态,由于多重故障发生的概率非常小,本文在采样过程中最多考虑 2 重线路故障。仍然采用蒙特卡洛模拟对线路状态进行采样,结果如表 9 所示。

表 9 考虑线路随机故障时断开不同线路系统各项指标

Table 9 System indexes considering stochastic faults of transmission lines for different numbers of lines switched off

是否考虑 $N-1$ 约束	断开线 路条数	平均切负 荷量/MW	切负荷 概率	不收敛 次数
是	0	73	0.011 3	4
	1	61	0.025 4	7
	2	76	0.127 4	14
	3	76	0.127 8	24
	4	78	0.124 6	24
否	1	155	0.050 9	7
	2	155	0.049 9	8

不断开线路时,由于系统线路拥有更多的传输容量,发生多重故障后,出现切负荷和最优潮流不收敛的概率最低。虽然此时系统的平均切负荷量不是最少,但在所有采样场景下的总切负荷量为 8 249 MW,在其他断开不同输电线路的计算场景中最低。断开线路 10-11 时,系统切负荷概率和最优潮流不收敛次数有所增加,但系统的平均切负荷量出现了下降。通过对系统拓扑结构的优化,改善了线路潮流分布,在降低阻塞发生的同时减少了系统的平均切负荷量。随着开断线路数量的增加,系统的切负荷概率出现了大幅增长。因此,输电网结构优化虽然有助于降低系统的阻塞成本,但是开断线路不宜过多,否则会极大地降低系统的可靠性水平。

对比表 3、4、10 可以看出,不考虑 $N-1$ 约束时,断开线路 11-14 能够更有效地降低系统阻塞,使得发电机费用下降了 14%。但在对可靠性的计算中,与考虑 $N-1$ 约束相比,其切负荷概率提高了 2 倍。因此,根据以上计算结果可以看出,考虑 $N-1$ 约束与否对系统的拓扑优化具有很重要的影响。

4 结论

随着智能电网的发展,未来输电网将变得更加开放,其网络拓扑结构也就会以更加灵活的方法参与到系统的运行中。为了研究输电网拓扑结构不变化对降低系统阻塞的作用,本文建立了考虑 $N-1$ 安全网络约束的输电网结构优化模型,采用多场景技术考虑了负荷波动以及风电出力不确定性对输电网拓扑优化

的影响。通过对算例的分析,得到如下结论。

a. 对于有输电阻塞的系统,可以通过断开部分线路以减轻系统阻塞、降低运行成本,但过多断开线路并不能更有效地降低阻塞,反而会使得系统的可靠性水平下降。

b. 是否考虑 $N-1$ 安全网络约束会影响输电网结构优化的结果。不考虑 $N-1$ 约束时,断开一条输电线路能够更有效地降低系统的阻塞,但是系统可靠性水平下降较明显。

c. 风电场出力虽然具有一定的波动性和随机性,但风电具有一定的置信度,能够代替一部分常规电源,降低系统的运行费用。但在本文算例中,风电场容量的变化对输电网结构优化影响较小,仅在断线数量达到 4 条时才会出现不同。

输电网结构优化对系统的影响体现在多方面,未来对输电网结构优化的研究还将集中在降低系统短路电流,考虑多重故障的场景削减技术,以及对系统经济调度、输电线路及发电机组检修等的影响。

参考文献:

- [1] 程浩忠. 电力系统规划[M]. 北京:中国电力出版社,2014:5-33.
- [2] 吉兴全,刘琪,于永进. 基于功率矩和邻域搜索的有源配电网两层重构算法[J]. 电力自动化设备,2017,37(1):28-34.
JI Xingquan, LIU Qi, YU Yongjin. Two-level reconfiguration algorithm based on power moment and neighbourhood searching for distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(1):28-34.
- [3] 王薪苹,卫志农,孙国强,等. 计及分布式电源和负荷不确定性的多目标配网重构[J]. 电力自动化设备,2016,36(6):116-121.
WANG Xinping, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Multi-objective distribution network reconfiguration considering uncertainties of distributed generation and load [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6):116-121.
- [4] 李春燕,杨强,魏蔚,等. 计及风速与负荷相关性的配电网重构方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(2):148-153.
LI Chunyan, YANG Qiang, WEI Wei, et al. Distribution network reconfiguration considering correlation between wind-speed and load [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(2):148-153.
- [5] BAHADOORSINGH S, MILANOVIC J V, ZHANG Y, et al. Minimization of voltage sag costs by optimal reconfiguration of distribution network using genetic algorithms[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2007, 22(4):2271-2278.
- [6] MENDES A, BOLAND N, GUINEY P, et al. Switch and tap-changer reconfiguration of distribution networks using evolutionary algorithms [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1):85-92.
- [7] ROLIM J G, MACHADO L J B. A study of the use of corrective switching in transmission systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(1):336-341.
- [8] 杨知方,钟海旺,夏清,等. 输电网结构优化问题研究综述和展望[J]. 中国电机工程学报,2016,36(2):426-434.

- YANG Zhifang, ZHONG Haiwang, XIA Qing, et al. Review and prospect of transmission topology optimization [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(2): 426-434.
- [9] FISHER E B, NEILL R P O, FERRIS M C. Optimal transmission switching [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(3): 1346-1355.
- [10] YANG Z, ZHONG H, XIA Q, et al. Optimal transmission switching with short-circuit current limitation constraints [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 1278-1288.
- [11] MAZI A A, WOLLENBERG B F, HESSE M H. Corrective control of power system flows by line and bus-bar switching [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1986, 1(3): 258-264.
- [12] DEHGHAN S, AMJADY N. Robust Transmission and energy storage expansion planning in wind farm-integrated power systems considering transmission switching [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(2): 765-774.
- [13] VILLUMSEN J C, BRØNMO G, PHILPOTT A B. Line capacity expansion and transmission switching in power systems with large-scale wind power [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 731-739.
- [14] HEDMANK W, FERRIS M C, O'NEILL R P, et al. Co-optimization of generation unit commitment and transmission switching with $N-1$ reliability [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(2): 1052-1063.
- [15] KHODAEI A, SHAHIDEHPOUR M. Transmission switching in security-constrained unit commitment [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(4): 1937-1945.
- [16] BAI Y, ZHONG H, XIA Q, et al. A conic programming approach to optimal transmission switching considering reactive power and voltage security [C] // 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting. Denver, CO, USA: [s.n.], 2015: 1-5.
- [17] SOROUSH M, FULLER J D. Accuracies of optimal transmission switching heuristics based on DCOPF and ACOPF [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(2): 924-932.
- [18] FREY B J, DUECK D. Clustering by passing messages between data points [J]. Science, 2007, 315(5814): 972-976.
- [19] 周琼, 负志皓, 丰颖, 等. 风电接入下基于 AP 聚类的无功功率-电压控制分区方法 [J]. 电力系统自动化, 2016, 40(13): 19-27.
- ZHOU Qiong, YUN Zhihao, FENG Ying, et al. Reactive power-voltage control partitioning of wind power integration system based on affinity propagation clustering [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(13): 19-27.
- [20] GRIGG C. The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(3): 1010-1020.
- [21] HENNEAUX P, KIRSCHEN D S. Probabilistic security analysis of optimal transmission switching [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(1): 508-517.
- [22] ORFANOS G A, GEORGILAKIS P S, HATZIARGYRIOU N D. Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 1355-1362.
- [23] LOFBERG J. YALMIP: a toolbox for modeling and optimization in MATLAB [C] // IEEE International Symposium on Computer Aided Control Systems Design. Taiwan, China: [s.n.], 2004: 284-289.
- [24] Gurobi Optimization, Inc. Gurobi optimizer reference manual [EB/OL]. [2016-11-15]. <http://www.gurobi.com>.

作者简介:



张衡

张衡(1991—),男,河南郑州人,博士研究生,主要研究方向为电力系统规划、经济调度(E-mail: hengzhang_ee@163.com);

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、电能质量、电压稳定性、电力市场等。

Optimal transmission switching considering $N-1$ security network constraints

ZHANG Heng¹, CHENG Haozhong¹, ZENG Pingliang², ZHANG Jianping³, LU Jianzhong³

(1. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China; 2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China; 3. East China Power Grid Company, Shanghai 200002, China)

Abstract: OTS (Optimal Transmission Switching) is a way to handle transmission congestion and to improve the utilization rate of device when the load is in a low level and the system has a high security margin. In order to ensure the system security when partial lines are switched off, an OTS model is built with the consideration of $N-1$ security network constraints, which is converted into a mixed integer linear programming formulation through the linearization of power flow equations for switchable lines. AP (Affinity Propagation) is adopted to construct different operation scenes for dealing with the impact of short-term fluctuation of load and uncertainties of wind power on OTS. The modified IEEE-RTS 24-bus system is taken for an example to verify the proposed model, and results show that the transmission congestion and system operation cost can be reduced and the load rate of transmission lines can be improved by switching off some lines with the satisfaction of a certain security constraints.

Key words: optimal transmission switching; $N-1$ security constraint; load rate; mixed integer linear programming; AP clustering