

阻塞管理过程溯源及其线路动态增容效益计算

陈泽宇¹, 陈艳波¹, 张智¹, 黄伟²

(1. 新能源电力系统全国重点实验室(华北电力大学), 北京市102206;

2. 中国华能集团有限公司海南分公司, 海南省海口市570100)

摘要: 线路动态增容(DLR)作为一种缓解间歇性网络阻塞的有效技术,能够提升电力系统的运行效益。然而,在安全约束经济调度的求解过程中,阻塞管理的详细过程不易获取,市场运营机构往往难以准确分析DLR的经济效益以及制定兼顾经济性和安全性的DLR计划。为此,针对单支路阻塞情况,提出了一种基于成因量化分析的阻塞管理过程溯源方法。通过全流程地拆分和解析安全约束经济调度下的阻塞管理过程,合理构建了DLR计划、阻塞管理、节点电价三者之间的联动关系;在此基础上,进一步提出了考虑阻塞管理过程溯源的DLR效益计算方法。最后,通过算例分析,验证了所提溯源方法的有效性以及所提DLR效益计算方法的可行性。

关键词: 电力市场; 经济调度; 线路动态增容; 输电容量; 阻塞管理; 溯源

0 引言

随着可再生能源接入比例的提升以及基础设施的老化,电力系统在运行过程中频繁地出现间歇性网络阻塞。而网络阻塞所带来的机组出力调整,降低了电力系统运行效率,用户不得不支付更高的电费以满足用电需求^[1]。

在常规情况下,发电计划中的线路输电容量极限由日前输电能力评估所得到的静态输电线路容量(static line rating, SLR)确定,而SLR是基于极端恶劣工况求得的,将其用于发电计划的制定会使得求解结果过于保守^[2]。针对这一问题,提出了线路动态增容(dynamic line rating, DLR)技术。该技术能够借助历史或实时采集的环境数据来动态地提升输电线路的传输极限,以低成本、高灵活度的方式缓解电网短期阻塞^[3-4],进而改善发电计划的经济性。

现今,DLR技术所面临的挑战主要集中于预测和应用2个方面。根据测量或预测的气象数据,调度中心能够计算动态热容量定值(dynamic thermal rating, DTR)极限,并制定DLR增容计划^[5-6]。为了提高系统运行的效益,部分研究将DLR与发电计划相结合,在充分利用输电容量的同时,使机组组合达到最佳状态,有效提升了新能源消纳能力^[7]。文献

[8]提出了一种考虑DLR和变压器DTR的日前经济调度模型,最大限度地利用了低成本的可再生能源发电容量。文献[9]在储能与输电网协同的鲁棒规划模型中考虑了DLR技术,通过挖掘电网侧的调节能力来降低系统投资成本。文献[10]在分层调峰优化模型中考虑了DLR的配置能力,从而减少了线路阻塞情况,并提升了系统的经济性。在拟定和应用DLR计划时,上述研究虽然提高了电力系统的运行效益,但却没有充分地考虑DLR计划的安全性。文献[11]将DLR风险纳入日前发电计划的决策中,从优化的角度制定了DLR计划,但忽略了DLR计划对市场出清经济效益的影响。文献[12]提出了一种DLR的效益评价方法,以量化分析DLR对市场出清经济效益的贡献,但没有充分考虑DLR计划、阻塞管理、节点边际电价(locational marginal price, LMP)三者之间的联动关系,缺乏对DLR计划下LMP形成机理的深入分析,所以只能提供较为粗略的分析结果。而获取精确的DLR市场出清经济效益的关键,就在于如何进一步挖掘阻塞管理内含的详细信息。

在电力市场运营过程中,受输电线路传输能力的制约,市场运营机构在制定发电计划时需进行阻塞管理以保障系统的安全运行。目前,国内的电力市场以集中式市场为主,均采用安全约束经济调度(security constrained economic dispatch, SCED)模型进行全电量的集中优化与阻塞管理。这导致市场运营机构往往只能得到最终的阻塞管理结果,无法获

收稿日期: 2024-06-11; 修回日期: 2024-09-26。

上网日期: 2025-01-15。

国家电网公司科技项目“电力现货市场出清结果成因量化分析及约束生效溯源技术研究”(5108-202326039A-1-1-ZN)。

得阻塞管理的详细过程^[13]。为了得到阻塞管理的详细过程,现阶段,市场运营机构需要反复调整边界条件并调用优化程序,导致计算效率低且解释性也不够好。因此,有必要深入研究阻塞管理对应具体过程的求解方法,即阻塞管理过程溯源(traceback of congestion management process, TCMP)方法,以进一步挖掘阻塞管理内含的详细信息,进而帮助市场运营机构建立DLR计划、阻塞管理、LMP三者之间的联动关系。

综上,本文首先对阻塞管理过程及其溯源做出解释与定义,然后,阐述TCMP的特性与技术难点;接着,构建阻塞管理分析的量化指标——机组出力调整经济因子(economic factor of unit output adjustment, EFUA)和输电容量调整因子(adjustment factor of transmission capacity, AFTC),并将其作为TCMP的求解线索;最后,针对单支路阻塞情况,基于成因量化分析,提出了一种TCMP方法以及对应的TCMP逆向校验方法。基于TCMP方法,市场运营机构能够追溯阻塞管理过程中各阶段的边际机组和阻塞价格,进而准确得到DLR计划对应的LMP。

在此基础上,本文进一步提出了基于TCMP的DLR效益计算(benefit calculation for dynamic line rating, BCDLR)方法。首先,根据TCMP方法全面分析阻塞管理过程中LMP变化的情况,并基于次日气候预测数据计算对应的DLR可用容量;然后,根据不同阻塞管理阶段的LMP,精准求解与各阶段阻塞管理对应的DLR计划的经济效益。通过采用BCDLR方法,市场运营机构能够量化各种风险偏好下的DLR计划对系统经济效益的影响,并以此制定兼顾经济性和安全性的DLR计划。

1 TCMP的概念与特性

1.1 TCMP的定义与物理内涵

目前,市场运营机构均采用SCED模型进行集中优化出清^[14]。SCED模型以系统运行费用最小为目标,如式(1)所示。

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G \sum_{k=1}^K b_{g,k} P_{g,k,t} \quad (1)$$

式中: T 为调度总时段数; G 为火电机组总数; K 为火电机组分段数; $b_{g,k}$ 为火电机组 g 在第 k 段的发电报价; $P_{g,k,t}$ 为火电机组 g 在第 k 段 t 时段的中标出力。

SCED模型还包括系统功率平衡约束、线路安全约束等约束条件。

1) 系统功率平衡约束

$$\sum_{g=1}^G P_{g,t} + \sum_{w=1}^W P_{w,t} + \sum_{c=1}^C P_{c,t} = \sum_{n=1}^N P_{n,t}; \lambda_{s,t} \quad (2)$$

式中: $P_{g,t}$ 为火电机组 g 在 t 时段的中标出力; $P_{n,t}$ 为节点 n 处负荷在 t 时段的有功功率; $P_{c,t}$ 、 $P_{w,t}$ 分别为光伏电站 c 、风电机组 w 在 t 时段的中标出力; $\lambda_{s,t}$ 为 t 时段功率平衡约束的对偶乘子,也是系统的LMP; W 、 C 、 N 分别为风电机组总数、光伏电站总数、系统节点总数。

2) 线路安全约束

$$\sum_{g=1}^G M_{l,g} P_{g,t} - \sum_{n=1}^N M_{l,n} P_{n,t} + \sum_{w=1}^W M_{l,w} P_{w,t} + \sum_{c=1}^C M_{l,c} P_{c,t} = P_{l,t} \quad (3)$$

$$P_{l,\min} \leq P_{l,t} \leq P_{l,\max}; \mu_{1,l,t}, \mu_{2,l,t} \quad (4)$$

$$\mu_{l,t} = \mu_{2,l,t} - \mu_{1,l,t} \quad (5)$$

式中: $P_{l,t}$ 为线路 l 在 t 时段的潮流; $M_{l,g}$ 、 $M_{l,n}$ 、 $M_{l,w}$ 分别为线路 l 对应火电机组 g 、节点 n 处负荷、风电机组 w 、光伏电站 c 的功率传输转移分布因子(power transfer distributed factor, PTDF)^[15]; $P_{l,\min}$ 、 $P_{l,\max}$ 分别为线路 l 的传输容量下限、上限; $\mu_{1,l,t}$ 、 $\mu_{2,l,t}$ 分别为线路 l 容量在 t 时段的正向、反向约束对偶乘子; $\mu_{l,t}$ 为线路 l 在 t 时段的阻塞价格。

3) 火电机组分段出力约束

$$\begin{cases} P_{g,t} = u_{g,t} P_{g,\min} + \sum_{k=1}^K P_{g,k,t} \\ 0 \leq P_{g,k,t} \leq u_{g,t} P_{g,k,\max} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P_{g,k,\max}$ 为火电机组 g 在第 k 段的出力上限; $P_{g,\min}$ 为火电机组 g 的最小技术出力; $u_{g,t}$ 为表示火电机组 g 在 t 时段启停的状态变量。

SCED模型的约束还包括新能源出力约束和机组爬坡约束等。当输电线路传输容量不足时,SCED将得到电网阻塞情况下的最优机组出力,并实现最低成本的阻塞管理计划^[16]。该阻塞管理计划内嵌在SCED模型之中,在求解SCED模型时就可同步实现。时段 t 的阻塞管理计划求解模型见附录A。

相较于SCED,经济调度(economic dispatch, ED)在计算过程中不考虑线路安全约束。因此,SCED在机组出力计划中额外考虑了最优的阻塞管理计划以及输电阻塞管理成本(transmission congestion cost, TCC)。如果将ED和SCED的机组出力结果分别看作阻塞管理的起始状态和终止状态,那么这2个状态中间将存在一系列的出力调整过程,相当于阻塞管理过程。该阻塞管理过程由多

阶段的阻塞管理计划构成,所对应的总调度成本将等于SCED的最优TCC。

与常规状态下ED的机组出力加载类似,阻塞管理过程中每一次出力加载都应该优先调用低成本的机组出力。两者的区别在于,ED每次出力加载只对应单一机组,而单阶段阻塞管理计划一般需要同时调整2台机组的出力以满足系统功率平衡的要求。另外,由于阻塞管理过程可由大量的机组出力调整过程构成,为清晰划分不同阶段的阻塞管理计划,本文定义前后阶段的阻塞管理机组不能被重复调用。

随着调整次数的增加,所对应的阻塞管理过程也就越复杂。当电网发生阻塞时,输电线路的阻塞情况就会变恶劣,阻塞管理过程的调整次数也会变多。其中,输电线路阻塞情况的恶劣程度可以由输电线路容量缺额初步反映,其值可通过计算由ED模型求解得到的阻塞支路潮流与由SCED模型求解得到的该阻塞支路潮流的差值得到:

$$P_{\text{diff},l} = P_{\text{ED},l} - P_{\text{SCED},l} \quad (7)$$

式中: $P_{\text{diff},l}$ 为阻塞支路 l 的容量缺额; $P_{\text{ED},l}$ 、 $P_{\text{SCED},l}$ 分别为由ED模型、SCED模型求解得到的阻塞支路 l 的潮流。

1.2 TCMP的特性分析

通过将ED和SCED的机组出力结果进行对比,可得到阻塞管理的最终调整结果,但是却无法透过这些信息进一步得到阻塞管理过程中各阶段的阻塞管理计划。而TCMP方法则是根据已知的阻塞管理结果,按照正确的调度顺序,将阻塞管理过程中各阶段的阻塞管理计划依次分解、复原的方法。

阻塞管理的目标是在满足线路安全约束的条件下确定最低成本的机组出力调整计划,而TCMP的目标则是求出最经济TCC下的阻塞管理过程调整次数、各阶段阻塞管理计划的最经济调整机组、各阶段阻塞管理计划的机组调整出力等信息,以挖掘阻塞管理内涵的深层信息。然而,由于缺乏相应的方

法,TCMP问题的求解面临着如下难题:

1)阻塞管理过程的调整次数难以直接确定。在ED问题中,求解时段确定;而在TCMP问题中,难以通过起始状态和终止状态的信息判断阻塞管理过程的调整次数。

2)各阶段阻塞管理计划的调整出力和调整机组难以直接确定。在ED模型中,各时段的负荷需求确定;而在TCMP模型中,虽然阻塞管理过程中各机组调整总出力确定,但是还需要确定各阶段阻塞管理计划的调整出力,以及阻塞管理机组对,缺少与负荷需求类似的常数项。

3)阶段间的强耦合联系不易刻画。在阻塞管理过程中,不同阶段的阻塞管理计划之间存在耦合联系。例如,前一个阻塞管理计划的调整机组可能参与下一个阻塞管理计划。因此,该阻塞管理过程是一个紧密关联的整体,不易拆分出单阶段的阻塞管理计划进行单独求解。相较于ED模型中不同时段间通过机组爬坡约束建立耦合联系,TCMP模型的不同阶段间天然存在着强耦合联系。该强耦合联系不容易采用约束条件来反映。

4)难以通过整体优化的方法来精确定单阶段的阻塞管理计划。在阻塞管理过程中存在阻塞管理调整次数和单阶段阻塞管理计划的调整出力难以直接确定等问题,这使得单阶段的阻塞管理计划缺乏确定的边界条件,进而难以保证在满足阻塞管理过程整体最优的情况下实现单阶段的最优。

因此,TCMP问题难以直接转化为优化问题进行求解。在探索TCMP问题的解决方法时,应考虑使用多种手段。相较于ED和SCED,TCMP有着特殊的性质,三者的特性对比如表1所示。其中,TCMP的单位功率调度成本涉及机组之间分段出力报价、所处的分段区间,以及对阻塞线路潮流的贡献,需要在TCMP之前进行量化求解,以辅助TCMP模型的后续计算。需要说明的是,本文以单支路阻塞情况来阐明TCMP基本的求解思路。

表1 TCMP与ED、SCED的特性对比
Table 1 Characteristics comparison of TCMP, ED and SCED

问题	调度空间	维度/维	目标	耦合程度	单位功率	调度成本
TCMP	(时间,阶段)	2	最经济TCC下阻塞管理过程的调整次数和各阶段计划的机组调整出力等	强耦合	高维的机组出力	调整成本
ED、SCED	时间	1	最经济成本下的机组出力计划	弱耦合	二维的机组分段出力	出力报价

2 量化分析指标与TCMP方法

2.1 机组出力调整与成团量化指标

在阻塞管理过程中,需要始终满足系统功率平

衡的调节原则。因此,在单支路阻塞情况下各阶段阻塞管理计划都只存在1台增发功率机组 g_1 和另一台减载功率机组 g_2 。用 k_1 和 k_2 分别表示各阶段阻塞

管理计划所影响的机组 g_1 和机组 g_2 的分段区间。在初始阶段的阻塞管理计划中,增发功率机组需要调用下一分段区间 k_1 内的功率;而减载功率机组则需要减少当前所处分段区间 k_2 内的功率。当增发功率机组恰好为边际机组时,只需要在当前所处的分段区间 k_1 内增发功率,如图1所示。

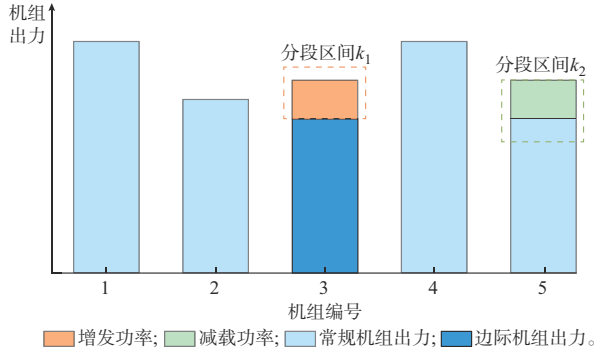


图1 初始阶段阻塞管理计划的功率调整示意图
Fig.1 Schematic diagram for power regulation in congestion management plan at initial stage

当发生电网阻塞时,阻塞价格 $\mu_{l,i}$ 非零,且等于由增加单位线路容量为系统带来的收益。当阻塞线路增加单位容量时,阻塞管理过程的总调整出力会减少,并且相应的TCC也会减少。而减少的这部分TCC与系统新增收益等值,这就是阻塞价格 $\mu_{l,i}$ 的物理本质。因此,为寻找不同阶段阻塞管理计划下的阻塞价格 $\mu_{l,i}$ 以及对应的阻塞缓解代价,在各阻塞管理阶段中,将增发功率机组 g_1 和减载功率机组 g_2 合称为阻塞管理机组对,并计算对应的EFUA与AFTC:

$$E_{l,g_1g_2,k_1k_2} = \frac{b_{g_1,k_1} - b_{g_2,k_2}}{M_{l,g_2} - M_{l,g_1}} \quad (8)$$

$$A_{l,g_1g_2} = \frac{1}{M_{l,g_2} - M_{l,g_1}} \quad (9)$$

式中: b_{g_1,k_1} 为增发功率机组 g_1 在分段区间 k_1 的单位成本; b_{g_2,k_2} 为减载功率机组 g_2 在分段区间 k_2 的单位成本; M_{l,g_1} 、 M_{l,g_2} 分别为增发功率机组 g_1 、减载功率机组 g_2 对应阻塞支路 l 的PTDF; E_{l,g_1g_2,k_1k_2} 、 A_{l,g_1g_2} 分别为阻塞支路 l 对应机组对 g_1 和 g_2 的EFUA、AFTC。

式(8)和式(9)对应线路发生正向阻塞的情况。当出现线路反向阻塞时,式(8)和式(9)的分母中增发功率机组 g_1 和减载功率机组 g_2 的位置对调即可。由式(8)和式(9)可知,EFUA表示阻塞管理机组对为调整单位线路潮流而付出的TCC,而可调节机组中的最小EFUA与阻塞价格 $\mu_{l,i}$ 相同;AFTC表示

为降低单位线路潮流而需要同时调整的机组出力。EFUA和AFTC量化了阻塞管理机组对在阻塞管理过程中的贡献,可用于支撑TCMP的量化分析。

2.2 TCMP方法

2.2.1 单阶段阻塞管理计划的求解思路

根据上述TCMP的特性,参考文献[17]中ED的求解思路,基于各阶段阻塞管理的EFUA,针对单支路阻塞情况,提出了一种基于成因量化分析的TCMP方法。TCMP方法由溯源数据准备、TCMP模型求解2个部分构成。

因为SCED内含的阻塞管理是根据ED的经济性最优原理进行的,为了得到正确的溯源结果,TCMP模型的求解也需要围绕经济性最优来开展,这样所得到的机组出力调整细节才具有说服力。如果SCED内含的TCC与溯源求解得到的TCC相同,则能保证TCMP模型求解的正确性和合理性。因此,将经济性最优作为TCMP的求解线索,并拟定对应的TCMP方法。

当电网发生单支路阻塞时,针对某一调度时段,若机组爬坡能力充足,则ED按发电机组报价递增的顺序加载机组出力,直至满足该时段的负荷需求^[17]。因此,将TCMP模型拆解为多阶段的阻塞管理计划进行求解,要求各阶段的阻塞管理计划都应该对应着当前状态下的最小TCC,并且各阶段的阻塞管理计划可视为同一最经济的阻塞管理机组对的多次调整出力的叠加。为了使各阶段阻塞管理计划下的TCC最小,其对应的单位功率调整成本都应该为当前阶段的最小值,即可调整出力的机组对之间的最小EFUA。

当最小EFUA确定后,即可确定其对应的机组对为当前阶段的阻塞管理机组对。由于在该机组对的出力调整空间内,最小EFUA保持不变。因此,当前阶段的最优阻塞管理计划要求充分调用当前出力调整空间内的增发功率机组和减载功率机组调整出力,以实现最低成本的阻塞管理计划。

$$V_r = \min \{V_{g_1,k_1,up}, V_{g_2,k_2,dn}, V_{red}\} \quad (10)$$

式中: V_r 为阻塞管理阶段 r 的调整出力; $V_{g_1,k_1,up}$ 为增发功率机组 g_1 在分段区间 k_1 的出力调整空间; $V_{g_2,k_2,dn}$ 为减载功率机组 g_2 在分段区间 k_2 的出力调整空间; V_{red} 为阻塞管理过程的调整出力余量。

在市场出清的过程中,系统会按照增量报价顺序,优先调用低价资源^[18-19]。与之类似,在阻塞管理过程中也会优先调用较小的EFUA,直至满足线路安全约束。单时段阻塞管理计划的求解示意图如图2所示。图中:不同颜色加斜线的方块代表不同

机组的调整出力。由图2可知,单时段阻塞管理计划由单阶段的计划叠加而成,并且阻塞管理过程中每个阶段都需要求解当前的最小EFUA,并确定对应的阻塞管理机组对,以保证最经济资源的充分利用。

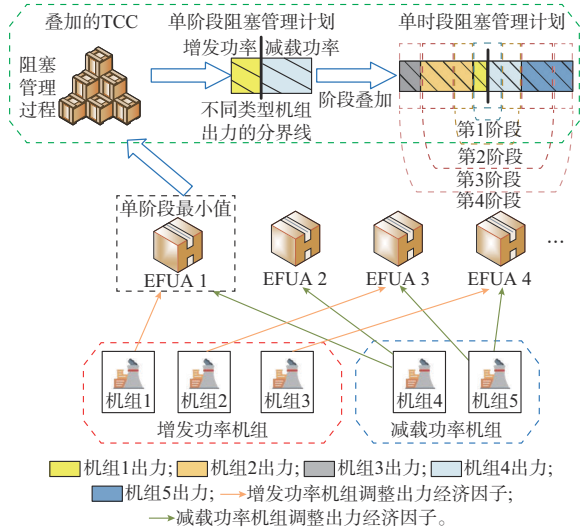


图2 单时段阻塞管理计划的求解示意图
Fig. 2 Schematic diagram for solution of single-period congestion management plan

在上述TCMP模型求解过程中,生效的机组爬坡约束可以通过修改机组出力上限来考虑其影响,本文只专注于讨论一般情况下的求解思路。

2.2.2 TCMP的数据准备

1)分别求解ED和SCED模型,得到阻塞管理过程的起始状态和终止状态,并根据阻塞价格 $\mu_{l,t}$ 直接判断阻塞支路以及阻塞方向。

2)将终止状态下和起始状态下的机组计划出力做差,得到火电机组 g 在 t 时段的阻塞管理总出力 $P_{res,g,t}$,并判断各时段的增发功率与减载功率机组集合。具体表达式如式(11)所示。

$$\begin{cases} P_{res,g,t} = P_{SCED,g,t} - P_{ED,g,t} \\ \Omega_{up,t} = \{g | P_{res,g,t} > 0, g \in \Omega_G\} \\ \Omega_{dn,t} = \{g | P_{res,g,t} < 0, g \in \Omega_G\} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $P_{SCED,g,t}$ 、 $P_{ED,g,t}$ 分别为由SCED模型、ED模型求解得到的火电机组 g 在 t 时段的计划出力; $\Omega_{up,t}$ 、 $\Omega_{dn,t}$ 分别为 t 时段增发功率机组集合与减载功率机组集合; Ω_G 为开机机组集合。

3)根据各时段的增发功率机组集合与对应机组的阻塞管理总出力 $P_{res,g,t}$,计算 t 时段的阻塞管理过程总调整出力 $P_{res,all,t}$,如式(12)所示。

$$P_{res,all,t} = \sum_{g_1=1}^{G_{up,t}} P_{res,g_1,t} = \sum_{g_2=1}^{G_{dn,t}} P_{res,g_2,t} \quad (12)$$

式中: $G_{up,t}$ 、 $G_{dn,t}$ 分别为 t 时段增发功率机组总数、减载功率机组总数。

4)根据ED起始状态判断所有增发功率机组所处的分段区间 k_1 和减载功率机组所处的分段区间 k_2 。然后,计算各机组的出力调整空间,如式(13)所示。

$$\begin{cases} V_{g_1,k_1,up} = P_{g_1,k_1,max} - P_{ED,g_1,k_1,t} & g_1 \in \Omega_{up,t} \\ V_{g_2,k_2,dn} = P_{ED,g_2,k_2,t} & g_2 \in \Omega_{dn,t} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $P_{ED,g_1,k_1,t}$ 为由ED模型求解得到的增发功率机组 g_1 在 t 时段分段区间 k_1 的计划出力; $P_{ED,g_2,k_2,t}$ 为由ED模型求解得到的减载功率机组 g_2 在 t 时段分段区间 k_2 的计划出力; $P_{g_1,k_1,max}$ 为增发功率机组 g_1 在 t 时段分段区间 k_1 的调整出力最大值。

5)根据增发功率机组集合与减载功率机组集合,计算当前阶段各机组之间的EFUA矩阵。

2.2.3 TCMP的求解流程

步骤1:设置初始阻塞管理时段 $t=1$,初始阻塞管理阶段 $r=1$,以及 t 时段阻塞管理过程的调整出力余量 $V_{red,t} = P_{res,all,t}$,然后,初始化各增发功率机组和减载功率机组的出力调整空间 $V_{g_1,k_1,up}^*$ 、 $V_{g_2,k_2,dn}^*$ 。

步骤2:寻找 t 时段当前 r 阶段EFUA矩阵中的最小EFUA(记为边际容量调整成本 $E_{t,r}^*$),以及对应的AFTC(记为 $A_{t,r}^*$),并根据式(10)计算得到 t 时段当前 r 阶段阻塞管理计划的调整出力 $V_{t,r}$;然后,记录 $V_{t,r}$ 以及当前阶段的阻塞管理机组对 g_1 和 g_2 。

步骤3:更新阻塞管理过程的调整出力余量 $V_{red,t}$,各增发功率机组和减载功率机组的出力调整空间 $V_{g_1,k_1,up}^*$ 、 $V_{g_2,k_2,dn}^*$,增发功率机组和减载功率机组当前阶段所在的分段区间 k_1 和 k_2 ,以及各机组调整出力,如式(14)所示。

$$\begin{cases} V_{red,t} = V_{red,t} - V_{t,r} \\ V_{g_1,k_1,up}^* = V_{g_1,k_1,up}^* - V_{t,r} \\ V_{g_2,k_2,dn}^* = V_{g_2,k_2,dn}^* - V_{t,r} \end{cases} \quad (14)$$

$$\begin{cases} P_{g_1,t,r,up}^{adj} = V_{t,r} \\ P_{g_2,t,r,dn}^{adj} = -V_{t,r} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{g_1,t,r,up}^{adj}$ 、 $P_{g_2,t,r,dn}^{adj}$ 分别为 t 时段增发功率机组 g_1 、减载功率机组 g_2 在当前 r 阶段的调整出力。

步骤4:根据内层终止调度判据判断是否结束内层循环,如果不满足,则令 $r=r+1$,重新开始步骤2;如果满足,则记录该阻塞时段 t 的调整次数 $R_t=r$,并终止内层循环,进入下一步骤。内层终止调度判据为 $V_{red,t} \leq \epsilon$,其中, ϵ 为极小的正数。

步骤5:根据外层终止调度判据判断是否结束

外层循环,如果不满足,则令 $t=t+1$,进入内层循环,重新开始步骤2;如果满足,则终止外层循环,输出完整的 TCMP 结果。外层终止调度判据为 $t=T$ 。

TCMP 的求解流程如附录 A 图 A1 所示。阻塞管理过程的示意图见图 3。图中:不同颜色加斜线的方块代表不同机组的调整出力。由图 3 可知,在 ED 出力计划的基础上,按照阻塞管理过程来调整机组出力,就能得到 SCED 的出力计划。其中,阻塞管理过程就是形成全时段的阻塞管理计划的过程,而全时段计划由多个单时段计划组成。

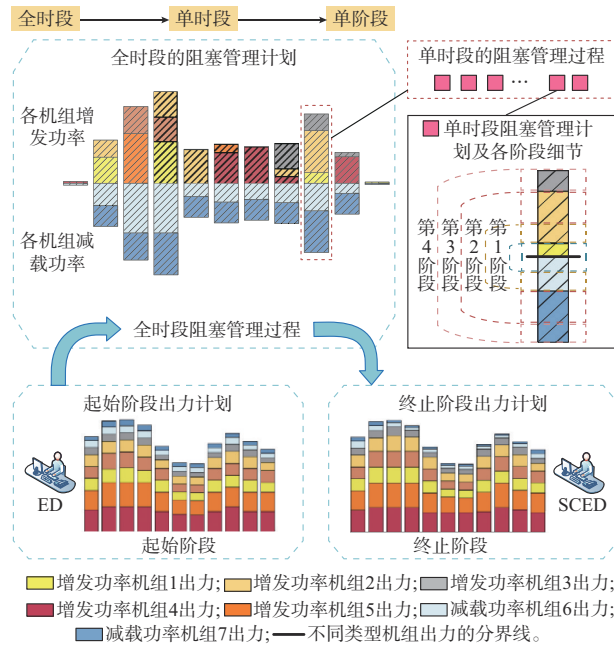


图 3 输电阻塞管理过程

Fig. 3 Process of transmission congestion management

3 TCMP 的验证与应用

3.1 阻塞管理过程溯源的验证

本文所提的 TCMP 方法是基于 EFUA 指标进行的多阶段局部最优求解,是局部最优的拼接,而基于 SCED 的阻塞管理所求得的解是全局最优解。因此,本文所得到的阻塞管理过程可能无法匹配 SCED 内含的阻塞管理计划。

因此,在 TCMP 模型求解完成后,需要验证局部最优拼接的结果与全局最优的结果是否一致,以保证溯源结果的正确性。为此,本文提出了一种基于 AFTC 的 TCMP 逆向校验方法,这个过程可视为 TCMP 方法的逆向求解。将通过求解不同阻塞程度支路增容下的 SCED 模型所得到的结果与各阶段阻塞管理计划的调整出力 $V_{t,r}$ 进行对比,以实现 TCMP 的结果验证。

为降低模型的复杂程度,按照各阻塞时段对原

SCED 模型进行拆分,然后,根据调整次数 R_t 和各阶段 $A_{t,r}^*$ 改进 SCED 模型并求解。阻塞时段 t^* 中不同阶段的改进 SCED 目标函数与核心约束如下:

$$\begin{cases} \min \sum_{g=1}^G \sum_{k=1}^K b_{g,k} P_{g,k,t^*,r^*} \\ P_{l^*,\min} - \sum_{r=1}^{r^*} A_{t^*,r}^* \leq P_{l^*,t^*} \leq P_{l^*,\max} + \sum_{r=1}^{r^*} A_{t^*,r}^* \end{cases} \quad (16)$$

式中: r^* 为阻塞时段 t^* 中当前阻塞管理阶段; P_{g,k,t^*,r^*} 为阻塞时段 t^* 中的当前阻塞管理阶段 r^* 内火电机组 g 在第 k 段的出力; $P_{l^*,\min}$ 、 $P_{l^*,\max}$ 分别为阻塞支路 l^* 的传输容量下限、上限。

其余约束与 SCED 模型中的约束一致,区别在于是否只考虑阻塞时段 t^* 。在求解改进的 SCED 模型后,还需计算 r^* 阶段的各机组调整出力 $P_{g,t^*,r^*}^{\text{adj}}$:

$$\begin{cases} P_{g,t^*,r^*}^{\text{adj}} = P_{g,t^*,r^*} - P_{g,t^*,r^*-1} \\ P_{g,t^*,0} = P_{\text{SCED},g,t^*} \end{cases} \quad (17)$$

式中: P_{g,t^*,r^*} 、 P_{g,t^*,r^*-1} 分别为阻塞时段 t^* 中当前 r^* 、 r^*-1 阶段内火电机组 g 的出力; $P_{g,t^*,0}$ 为阻塞时段 t^* 中初始阶段内火电机组 g 的出力。

由式(17)可知,随着当前阻塞管理阶段 r^* 的增大,阻塞支路 l^* 增加的输电容量将不断靠近该支路在阻塞时段 t^* 的容量缺额 P_{diff,l^*,t^*} ,所求得的火电机组 g 的出力 P_{g,t^*,r^*} 也将不断接近由 ED 模型求解得到的该机组出力 P_{ED,g,t^*} 。在这个过程中, P_{g,t^*,r^*} 是阻塞管理过程中各阶段的全局最优解,所得到的 $P_{g,t^*,r^*}^{\text{adj}}$ 也是该阶段的最优调整出力。因此,如果 $P_{g,t^*,r^*}^{\text{adj}}$ 与对应的 V_{l^*,r^*} 大小一致,且选择的阻塞管理机组对一致,则可以证明 TCMP 结果是正确的。

3.2 输电线路规划的经济效益计算

输电线路规划能够在考虑电力系统经济运行与投资成本的情况下,得到最优的线路扩建方案,并缓解电网阻塞^[20-21]。但是,传统的规划方法不易量化输电线路规划为系统带来的经济贡献,而基于本文所提 TCMP 方法,可通过对各阶段阻塞管理计划的分析,量化不同阻塞程度输电线路扩容计划的经济贡献。

由上文分析可知,各阶段阻塞管理计划对应着不同的阻塞管理机组对,其边际容量调整成本 $E_{t,r}^*$ 会呈现阶段性变化。在传统的输电线路规划经济效益评价方法中,大多通过引入市场化电价信号来粗略地估计输电线路规划产生的经济效益^[22-24],无法精确地刻画与 $E_{t,r}^*$ 对应的阶段性经济效益变化情况。本文所提 TCMP 方法能够得到阻塞管理各阶

段的 $V_{l,r}$ 与 $E_{l,r}^*$, 可为输电线路规划提供精细化的经济效益计算方法。具体求解方法如下。

1) 求解单阶段阻塞管理计划的线路扩容容量

$$H_{l,r} = \frac{V_{l,r}}{A_{l,r}^*} \quad (18)$$

式中: $H_{l,r}$ 为 t 时段中阻塞管理阶段 r 内阻塞支路 l^* 的扩容容量。在扩容空间内, 该阶段的 $E_{l,r}^*$ 不变。

2) 阻塞支路扩容收益极限

$$H_{\max} = \max \left(\sum_{r=1}^{R_t} H_{l,r} \right) \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (19)$$

$$F_{\max} = \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^{R_t} H_{l,r} E_{l,r}^* \quad (20)$$

式中: H_{\max} 为阻塞支路最大容量缺额; F_{\max} 为阻塞支路扩容收益极限。

当输电线路规划的扩容容量大于 H_{\max} 时, 阻塞支路的阻塞情况已经消除, 系统将不再付出 TCC, 继续增加阻塞支路容量将不会带来更多的经济收益。

3) 输电线路扩容计划的阻塞缓解效益计算

输电线路扩容计划的阻塞缓解效益计算如算法 1 所示。其中, F 、 F_t 分别为输电线路扩容产生的阻塞缓解总效益和 t 时段阻塞缓解效益; X 、 $X_{in,t}$ 分别为输电线路扩容容量和 t 时段输电线路扩容容量; $\text{ones}(\cdot)$ 、 $\text{zeros}(\cdot)$ 、 $\text{sum}(\cdot)$ 分别为置一函数、置零函数、求和函数。

算法 1: 输电线路扩容计划的阻塞缓解效益计算

输入: $X, H_{l,r}, E_{l,r}^*, T, R_t$

输出: F

初始化: $F \leftarrow 0, F_t \leftarrow \text{zeros}(T, 1), X_{in,t} \leftarrow (\text{ones}(T, 1))X$

```

1:   for  $t=1; t \leq T; t \leftarrow t+1$  do
2:       for  $r=R_t; r \geq 1; r \leftarrow r-1$  do
3:           if  $X_{in,t} \leq H_{l,r}$  then
4:                $F_t \leftarrow F_t + X_{in,t} E_{l,r}^*$ 
5:           else then
6:                $F_t \leftarrow F_t + H_{l,r} E_{l,r}^*$ 
7:           end
8:            $X_{in,t} \leftarrow X_{in,t} - H_{l,r}$ 
9:           if  $X_{in,t} \leq 0$  then
10:              break
11:          end
12:      end
13:  end
14:   $F \leftarrow \text{sum}(F_t)$ 
15:  return  $F$ 
16:  end

```

4) 输电线路规划的经济效益计算

$$F_{\text{net}} = \sum_{d=1}^D \delta_d F_d - \frac{\nu(1+\nu)^o \gamma_l S_l}{(1+\nu)^o - 1} \quad (21)$$

式中: F_{net} 为输电线路规划的经济效益; ν 为贴现率; o 为规划年限; D 为阻塞典型日类型总数; δ_d 为阻塞典型日类型 d 持续的天数; F_d 为对应阻塞典型日类型 d 的输电线路扩容计划的阻塞缓解收益; γ_l 为阻塞支路 l^* 的单位线路长度的扩容成本; S_l 为阻塞支路 l^* 的长度。

3.3 考虑 DLR 的经济效益计算

在高比例新能源的电力系统中, 常出现由于可再生能源间歇性出力而引发的短期输电阻塞。面对这类短期阻塞情况, 如果采用新建输电线路扩容来提升传输容量, 将面临建设周期长、过量投资 and 环境污染等问题。

虽然 DLR 技术能够有效克服这些问题, 但是受量测准确度、增容模型、突发设备故障等诸多因素影响, 在采用 DLR 技术的过程中时常伴随着运行风险。因此, 在日前调度时如何实现 DLR 计划经济性和安全性的协调, 成为 DLR 技术应用中亟须解决的问题^[11]。为此, 本文提出一种精确的 BCDLR 方法。在根据该方法准确计算 DLR 经济效益的基础上, 市场运营机构能够制定更为保守的 DLR 计划, 以此实现经济性和安全性的兼顾。线路 DTR 和相应的 DLR 可用容量计算见文献[10]和附录 B。

对于短期阻塞管理问题, DLR 与输电线路规划所起到的效果相同, 并且 DLR 可视为阻塞管理的逆过程, 这个逆过程与阻塞管理过程一一对应。伴随着各阶段阻塞管理计划的出力调整, 各阶段内的边际机组和阻塞管理机组对都会有所改变。同理, 在实施 DLR 计划后, 也会改变系统对应的边际机组和阻塞管理机组对。这些变化会进一步使得不同阻塞管理阶段的 $E_{l,r}^*$ 、阻塞价格以及平衡节点的 LMP 等数据发生阶段性变化。基于 TCMP 方法, 可计算各阶段阻塞管理计划的 LMP。在阻塞情况下平衡节点的 LMP 求解见附录 C。在与各阶段阻塞管理对应的 DLR 计划中, 平衡节点的 LMP 求解方法见附录 C 算法 2。

DLR 技术应用带来的经济效益提升, 来源于阻塞缓解引起的 LMP 变化与系统发电成本的降低, 故经济效益 F_{so} 可描述为:

$$F_{\text{so}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N (\lambda_{n,t,0} - \lambda_{n,t,1}) P_{n,t} + F \quad (22)$$

$$\begin{cases} \lambda_{n,t,0} = \lambda_{s,t,0} - \sum_{n=1}^N M_{l,n} \mu_{l,t,0} \\ \lambda_{n,t,1} = \lambda_{s,t,1} - \sum_{n=1}^N M_{l,n} \mu_{l,t,1} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $\lambda_{n,t,0}$ 、 $\lambda_{n,t,1}$ 分别为采用 DLR 技术前、后节点 n

的LMP; $\lambda_{s,t,0}$ 、 $\lambda_{s,t,1}$ 分别为采用DLR技术前、后平衡节点在 t 时段的LMP; $\mu_{l,t,0}$ 、 $\mu_{l,t,1}$ 分别为采用DLR技术前、后线路 l 在 t 时段的阻塞价格。 F_{so} 由采用DLR技术产生的消费者福利以及线路扩容产生的阻塞缓解效益构成。

考虑DLR的精确BCDLR求解流程如下。

步骤1: 求解TCMP模型, 得到 t 时段各阶段 r 的阻塞管理调整次数 $R_{t,r}$ 、边际容量调整成本 $E_{t,r}^*$ 、阻塞管理计划的线路扩容容量 $H_{l,r}$, 以及各火电机组 g 所处的分段区间 $k_{g,t,r}$ 。

步骤2: 根据DLR计划与阻塞管理过程的一一对应关系, 累计各阶段的 $H_{l,r}$, 并作为多组DLR计划; 然后, 确定这些DLR计划对应的 $E_{t,r}^*$ 。

步骤3: 用边际容量调整成本 $E_{t,r}^*$ 代替阻塞价格 $\mu_{l,t}$, 在各时段内, 根据附录C算法2和式(23)求解各阶段阻塞管理计划对应DLR计划的LMP(即 $\lambda_{n,t,1}$)。

步骤4: 将各时段各DLR计划的 $E_{t,r}^*$ 和 $H_{l,r}$ 代入算法1, 求解输电线路扩容阻塞缓解效益 F ; 然后, 根据式(22)计算不同DLR计划的经济效益 F_{so} 。

步骤5: 综合考量DLR的经济性和安全性, 制定保守的DLR计划。

4 算例分析

基于改进IEEE 30节点系统, 说明本文所提TCMP方法和BCDLR方法的有效性与应用价值。系统的拓扑结构如附录D图D1所示。该系统包含5台燃煤机组(记为G1, G2, ..., G5)、3台燃气机组(记为G6, G7, G8)、2座风电场(记为W1, W2)、1座光伏电站(记为V1)。负荷、风电和光伏的预测出力如附录D图D2所示。火电机组申报5段出力区间以及相应价格, 如附录D表D1所示。根据预测场景的气象数据计算不同时间段的DLR可用容量, 然后, 对结果做平滑处理并划分不同的安全域, 所得结果如附录D图D3和图D4所示。为了增加对DLR安全性的考量, 参考文献[11]设置DLR各安全域的上限分别为DLR可用容量的20%、40%、60%、80%、100%, 作为反映DLR运行风险的量化指标。在MATLAB 2019b软件平台上, 使用Gurobi和YALMIP软件进行求解。电网阻塞情况及机组调整出力结果见附录E。

4.1 阻塞管理过程溯源结果分析

4.1.1 阻塞管理过程溯源的机组出力调整结果

基于本文所提TCMP方法, 溯源求解各阻塞时段的阻塞管理过程, 并得到(时间, 阶段)二维的阻塞管理计划, 溯源求解结果见图4, 阻塞支路14的容量

缺额见表2。

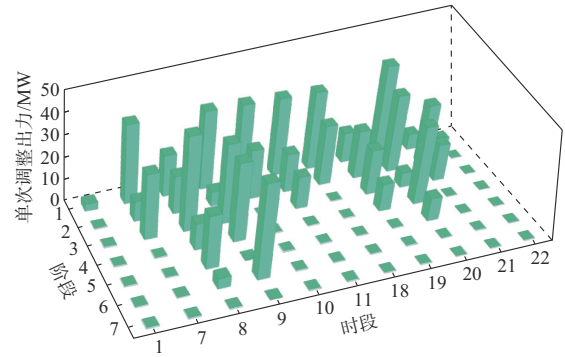


图4 阻塞管理过程溯源的机组出力调整结果
Fig. 4 Power output regulation results of units with traceback of congestion management process

表2 阻塞支路14的容量缺额
Table 2 Capacity shortage of congestion branch 14

时段	容量缺额/MW	时段	容量缺额/MW
1	1.3	18	25.4
7	28.8	19	26.8
8	46.1	20	52.1
9	61.2	21	21.1
10	22.5	22	0.9
11	27.2		

由图4和表2可知, 第9时段和第20时段的阻塞支路容量缺额较大, 对应的阻塞管理调整次数也较多。可见, 随着线路阻塞容量缺额的增大, 对应阻塞管理过程的阶段呈现增多的趋势。此外, 各机组的分段出力报价以及其出力调整值也会影响阻塞管理的调整次数。例如, 第19时段的容量缺额与第18时段相近, 但第19时段的调整次数比第18时段多了1倍。这是因为在第19时段阻塞管理机组对的调整出力值更小, 这些密集的调整出力值多次分摊阻塞管理过程的总调整出力, 进而调整次数更多。可见, 阻塞管理过程的调整次数受多种因素的综合影响, 不使用TCMP方法而直接确定调整次数比较困难。

由图4可知, 各时段、各阶段阻塞管理计划的调整出力差异较大, 且没有明显的趋势和特征。在ED中, 单次出力安排只需要考虑最经济可用机组的出力空间, 基于ED的机组出力调整安排呈现比较规律的层次堆叠状态。而在单阶段阻塞管理计划中, 出力调整的安排需要同时考虑阻塞管理机组对的EFUA和出力调整空间来安排出力调整计划。例如, 在第8时段的阶段1阻塞管理计划中, 以调整单位线路潮流的TCC最小为目标, 得到当前阻塞管理机组对为机组3与机组8, 其中, 机组3为增发功率机组, 机组8为减载功率机组。在机组3当前所处

的分段区间内只留有 18.9 MW 的出力调整空间,而机组 8 当前所处的分段区间内留有 36.0 MW。因此,本阶段阻塞管理计划的调整出力只能取较小值 18.9 MW,在本次机组出力调整后,机组 8 分段区间的余量 17.1 MW 将留给下一阶段的阻塞管理计划。此外,每次阻塞管理计划的安排都应该选择边际容量调整成本 $E_{i,r}^*$ 所对应的机组对,以保证该阶段的经济性最优。确定 $E_{i,r}^*$ 的过程比在机组分段出力-报价中寻找边际机组的发电成本更难,不易直观判断。因此,受机组出力调整空间和 EFUA 等条件的综合影响,各阶段阻塞管理计划的调整出力较难直观判断,也不容易转化为优化问题求解。

4.1.2 各阻塞管理阶段的阻塞价格与平衡节点 LMP 分析

采用 TCMP 方法可得到不同阶段阻塞管理计划的信息,进而得到该阶段对应的阻塞价格 $\mu_{i,t}$,其结果见图 5。

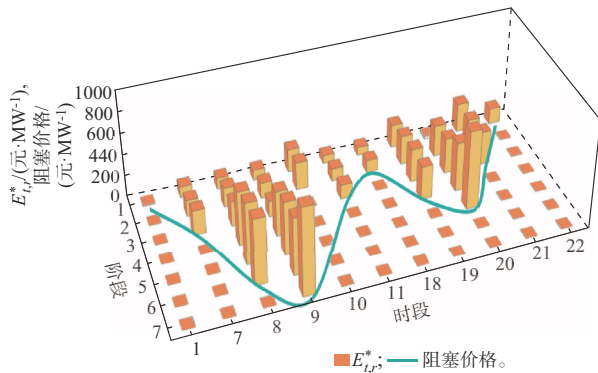


图 5 不同阻塞管理阶段的边际容量调整成本及阻塞价格
Fig. 5 Regulation costs of marginal capacity and congestion price at different congestion management stages

由图 5 可知,各时段中最后阶段阻塞管理计划的 $E_{i,r}^*$ 与该时段 SCED 的阻塞价格 $\mu_{i,t}$ 相等,这说明了本文所提 TCMP 方法能够准确确定最后一个阶段阻塞管理计划的阻塞管理机组对。此外,如图 5 所示,随着阻塞管理阶段的增加,边际容量调整成本 $E_{i,r}^*$ 也逐渐增大。这是因为阻塞管理过程为典型的投资组合问题,通常优先调用低成本的阻塞管理资源,越往后调用的阻塞管理资源所对应的 $E_{i,r}^*$ 也越高。同时,当输电线路增容时,为了使系统收益最优,调度策略会优先选择阶段数较大时的阻塞管理计划安排的机组对并减少其调整出力。

由图 5 和图 6 可知,在各阶段阻塞管理计划中,阻塞支路 14 的阻塞价格与系统平衡节点的 LMP 都具有较大的差异。这是因为随着机组出力的不断调整,系统的边际机组和阻塞管理机组对都会随着阻

塞管理阶段的变化而变化。此外,由图 6 可知,阻塞价格和系统平衡节点的 LMP 存在着正相关性,随着阻塞管理阶段的增大,所要求增发功率的机组报价也越高,进而导致阻塞价格和系统平衡节点的 LMP 同时增大。同时,随着阻塞管理阶段的增加,所对应的阻塞价格和平衡节点 LMP 也会与 ED 初始状态的值产生较大差异。

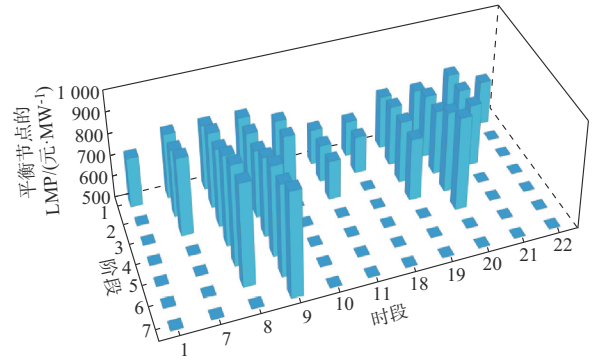


图 6 不同阻塞管理阶段的平衡节点 LMP
Fig. 6 LMP of slack bus at different congestion management stages

通过求解 TCMP 模型,能够得到各阶段阻塞管理计划的阻塞价格和系统平衡节点的 LMP,这为实现 DLR 效益计算提供了基础。

4.1.3 阻塞管理过程溯源结果的正确性分析

第 8 时段的阻塞管理机组如表 3 所示,结合图 4 和表 3 的 TCMP 结果可知,从 ED 初始状态开始,依次让阻塞管理机组对 {3, 8}、{5, 8}、{5, 7}、{5, 8}、{6, 8}、{6, 7} 分别调节出力 18.9、17.1、42.9、12.0、24.0、4.7 MW,即可完成阻塞管理,并到达 SCED 对应的终止状态。

表 3 第 8 时段的阻塞管理机组对
Table 3 Unit pairs for congestion management during time period 8

阶段	增发功率机组编号	减载功率机组编号
1	3	8
2	5	8
3	5	7
4	5	8
5	6	8
6	6	7

为验证所求溯源结果的正确性,采用 TCMP 逆向校验方法,在 SCED 模型中逐步增加阻塞支路 14 的容量,当线路容量增加至该支路在该时段的缺额容量时,SCED 与 ED 等效,逆向求解结束。

如果按一定份额逐步增加阻塞支路容量来进行逆向求解,则需要频繁运行优化程序,这个过程繁杂

且低效。因此,使用各阶段阻塞管理计划的 $A_{i,r}^*$ 与调整出力 $V_{i,r}$ 求解相应阶段的线路扩容容量 $H_{i,r}$,并将 $H_{i,r}$ 逆序排列作为逐步增加的阻塞支路容量。第 8 时段阻塞支路增容逆向求解的结果如表 4 所示。

表 4 第 8 时段线路增容逆向求解结果
Table 4 Inverse solution results of line capacity increment during time period 8

阶段	总调整出力/MW					线路扩容容量增加量/MW
	机组 3	机组 5	机组 6	机组 7	机组 8	
1	0	0	-4.7	4.7	0	1.8
2	0	0	-28.7	4.7	24.0	9.2
3	0	-12.0	-28.7	4.7	36.0	4.6
4	0	-54.9	-28.7	47.6	36.0	16.5
5	0	-72.0	-28.7	47.6	53.1	6.6
6	-18.9	-72.0	-28.7	47.6	72.0	7.3

TCMP 逆向校验方法是 TCMP 的逆向过程,溯源过程的增发功率机组在逆向求解中将变为减载功率机组;溯源过程的减载功率机组在逆向求解中将变为增发功率机组。由表 4 可知,采用 TCMP 方法为阻塞支路 14 进行 6 次线路增容时,每次增容都只由 2 台机组参与阻塞管理。进一步对比表 4 与表 3 可知,逆向求解各阶段的阻塞管理机组对与 TCMP 对应阶段的机组对匹配。由此证明了 TCMP 方法能够正确确定各阶段阻塞管理计划的阻塞管理机组对。此外,还可发现逆向求解各阶段的调整出力与 TCMP 对应阶段的调整出力一致,证明了 TCMP 方法对阻塞管理过程溯源的正确性。

4.2 基于阻塞管理过程溯源结果的 DLR 效益计算

根据预测得到的 DLR 可用容量设置多时段的 DLR 安全域,DLR 安全域的增容比例越高则需要承担的运行风险也越大。不同时段中各阶段阻塞管理计划对应的线路扩容容量 $H_{i,r}$ 的累计值,为平衡节点的 LMP 与阻塞价格 $\mu_{i,t}$ 的阶段性和转折点。阻塞管理过程对应的累计线路扩容容量与 DLR 安全域如图 7 所示。

由图 7 可知,在第 21 时段至第 22 时段期间,DLR 可用容量完全覆盖阻塞管理所需的阻塞支路容量缺额,并且几乎不存在运行风险(全部处于 DLR 高安全域)。如果在这些时段内使用 DLR 技术,几乎不用付出任何代价就能够为系统节省 53.13 万元。另外,由图 7 可知,受气候条件影响,DLR 可用容量呈现“午间低,早夜间高”的分布。当输电线路阻塞发生在午间时段时,容易遇到 DLR 可用容量安全裕量不足甚至无法消除线路阻塞的情

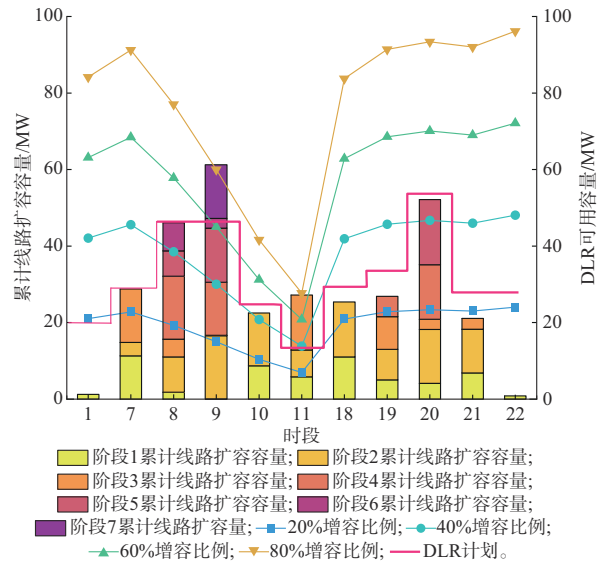


图 7 阻塞管理过程对应的累计线路扩容容量与 DLR 安全域

Fig. 7 Cumulative line capacity increment and DLR secure region corresponding to congestion management process

况。由图 7 中第 9 时段、第 10 时段数据可知,虽然该时段阻塞支路 14 的 DLR 可用容量能够覆盖线路容量缺额,但如果安排线路所增容量较大的 DLR 计划,则将导致可用容量的裕量不足,难以应对设备故障、线路老化和天气情况骤变等突发事件,存在一定的安全隐患。因此,对于上述 DLR 计划无法完全消除线路阻塞以及 DLR 计划预留可用容量不足的情况,需要考虑新增输电线路扩容来缓解阻塞情况。

为描述与各阶段阻塞管理计划对应的 DLR 计划引发的经济效益阶段性变化结果,将其与不同阶段的累计线路扩容容量相关联,并记录 DLR 所增容量到达各阶段的累计线路扩容容量时产生的经济效益。由于 DLR 计划可视为阻塞管理的逆过程,各阻塞时段与各阶段阻塞管理计划所对应 DLR 计划的经济效益如图 8 所示。

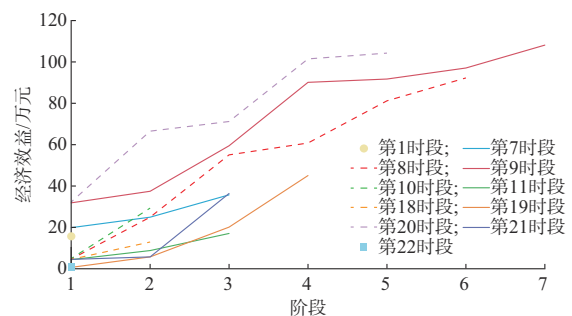


图 8 不同阶段的经济效益对比
Fig. 8 Comparison of economic benefits at different stages

分析图8中不同阶段的数据可知,在更为严重的阻塞时段,如第9时段和第20时段中阶段3与阶段4之间的经济效益差值较大;第8时段中阶段4与阶段5之间的经济效益差值较大。而根据图7数据可知,在非午间的一般阻塞时段中,系统能够以较为安全的DLR计划来消除输电线路阻塞。因此,可同时考虑上述2点来制定考虑运行风险的保守DLR计划,采用该DLR计划前后不同区域的LMP见附录E。由此可知,采取该DLR计划能够得到非午间阻塞时段的最大经济效益,并在尽量不损失其他时段经济效益的情况下,提高系统的抗风险能力和安全性。午间时段的DLR可用容量相较其他时段严重不足,在决策时需要重视突发事件的影响,故只增加少量的DLR容量。在第9时段时,大幅增加DLR容量能显著增加经济效益,此时可以适当减小可用容量裕度,不制定过分保守的增容计划。通过执行该DLR计划,预计可以为系统带来478.67万元的经济效益,相当于用户侧购电费用的16.1%。而采用文献[12]所述方法求得的DLR经济效益为245.16万元,与本文所求得的DLR经济效益相差较大。可以看出,本文可以在保证系统安全的前提下尽可能实现更大的经济效益。

综上,本文所提BCDLR方法通过建立各阶段阻塞管理与DLR之间的关联性,在准确把握LMP和边际容量调整成本阶段性变化的同时,实现了经济效益的准确计算。基于各阶段下的经济效益,市场运营机构可以制定更为保守的DLR计划,在不过分损失消费者福利和系统运行费用的前提下可提高电力系统的安全性,进而实现DLR技术经济性与安全性的兼容。除此之外,在无法准确评估DLR潜在风险的情况下,所提方法还能够很好地帮助市场运营机构制定兼顾经济性和安全性的保守DLR计划。

5 结语

本文在可再生能源接入比例不断上升以及基础设施老化的背景下,对阻塞管理过程及其溯源的基本概念做了相关解释和定义,讨论了TCMP问题的特点以及待解决难点,并通过量化指标EFUA和AFTC,提出了一种基于成因量化分析的TCMP方法以及逆向校验方法。通过对TCMP的逆向求解,验证了所提溯源方法的有效性。同时,本文还验证了该溯源方法能够有效挖掘各阻塞管理阶段的阻塞管理机组对、各机组出力调整空间、边际容量调整成本等深层量化信息。基于这些溯源深层信息,挖掘了DLR计划、阻塞管理、节点电价三者之间的联动

关系。

此外,针对DLR计划制定中的困境以及DLR的市场出清经济效益计算问题,基于所提溯源方法,提出了BCDLR方法,基于TCMP方法,对DLR技术的应用做了相应的探索。通过量化DLR计划带来的经济效益,BCDLR方法能够帮助调度机构在制定DLR计划时兼顾经济性和安全性。

后续将围绕复杂的多支路阻塞问题开展TCMP方法和BCDLR方法的研究,以提升方法的实用性。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] DEHNAVI E, ABBAS SHAYEGANI AKMAL A, MOEINI-AGHTAIE M. Developing a novel zonal congestion management based on demand response programs considering dynamic transmission ratings [J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2023, 146: 108779.
- [2] PARK H, JIN Y G, PARK J K. Stochastic security-constrained unit commitment with wind power generation based on dynamic line rating [J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2018, 102: 211-222.
- [3] LAWAL O A, TEH J. Assessment of dynamic line rating forecasting methods [J]. *Electric Power Systems Research*, 2023, 214: 108807.
- [4] QIU F, WANG J H. Distributionally robust congestion management with dynamic line ratings [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 30(4): 2198-2199.
- [5] 侯宇,王伟,韦微,等.输电线路动态增容技术研究及应用[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(17): 189-198.
HOU Yu, WANG Wei, WEI Zheng, et al. Research and application of dynamic rating technology of transmission lines [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(17): 189-198.
- [6] 徐伟,鲍颜红,周海峰,等.基于阻塞分析的输电线路动态增容[J]. *电力系统保护与控制*, 2016, 44(6): 15-22.
XU Wei, BAO Yanhong, ZHOU Haifeng, et al. Transmission line dynamic capacity-increase based on congestion analysis [J]. *Power System Protection and Control*, 2016, 44(6): 15-22.
- [7] NICK M, ALIZADEH-MOUSAVI O, CHERKAOUI R, et al. Security constrained unit commitment with dynamic thermal line rating [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(3): 2014-2025.
- [8] VIAFORA N, MOROZOVSKA K, KAZMI S H H, et al. Day-ahead dispatch optimization with dynamic thermal rating of transformers and overhead lines [J]. *Electric Power Systems Research*, 2019, 171: 194-208.
- [9] 张智,周明,郭尊,等.考虑架空线路动态热定值的输电网与储能协同鲁棒规划方法[J/OL]. *中国电机工程学报* [2024-05-22].

- http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20240401.1022.002.html.
- ZHANG Zhi, ZHOU Ming, GUO Zun, et al. Coordinated robust planning method for transmission network and energy storage with dynamic thermal rating of overhead lines [J/OL]. Proceedings of the CSEE [2024-05-22]. http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20240401.1022.002.html.
- [10] 杨心刚, 臧延雪, 张雅君, 等. 计及线路-源-储灵活性的电力系统分层优化调度方法[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(8): 185-192.
- YANG Xingang, ZANG Yanxue, ZHANG Yajun, et al. Hierarchical optimal scheduling method for power system considering line-source-storage flexibility [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(8): 185-192.
- [11] 高正男, 胡妹博, 金田, 等. 考虑传输线动态增容风险的电力系统日前调度模型[J]. 高电压技术, 2023, 49(8): 3215-3226.
- GAO Zhengnan, HU Shubo, JIN Tian, et al. Day-ahead power system scheduling model considering transmission line dynamic capacity expansion risk [J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(8): 3215-3226.
- [12] USKI S. Estimation method for dynamic line rating potential and economic benefits [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2015, 65: 76-82.
- [13] 陈天宇, 刘敦楠. 电力市场设计理论与运营实践[M]. 北京: 中国电力出版社, 2023.
- CHEN Dayu, LIU Dunnan. Design theory and operation practice of electric power market [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2023.
- [14] 国家电力调度控制中心组. 电力现货市场实务[M]. 北京: 中国电力出版社, 2023.
- National Power Dispatching and Control Center. Practice of electricity spot market [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2023.
- [15] 关立, 周蕾, 刘秉祺, 等. 山东电力现货市场“五一”假期长时间负电价现象分析及启示[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(14): 1-7.
- GUAN Li, ZHOU Lei, LIU Bingqi, et al. Analysis and enlightenment of long-time-scale negative electricity prices in Shandong electricity spot market of China during “May Day” holiday [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(14): 1-7.
- [16] LUO C, HOU Y H, WEN J Y, et al. Assessment of market flows for interregional congestion management in electricity markets [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4): 1673-1682.
- [17] HAMOUD G, BRADLEY I. Assessment of transmission congestion cost and locational marginal pricing in a competitive electricity market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(2): 769-775.
- [18] 钟佳宇, 陈皓勇, 陈武涛, 等. 含灵活性资源交易的电力市场实时出清[J]. 电网技术, 2021, 45(3): 1032-1040.
- ZHONG Jiayu, CHEN Haoyong, CHEN Wutao, et al. Real-time clearing of electricity markets with flexible resource transactions [J]. Power System Technology, 2021, 45(3): 1032-1040.
- [19] HAJIABADI M E, SAMADI M. Locational marginal price share: a new structural market power index [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2019, 7(6): 1709-1720.
- [20] 柳璐, 程浩忠, 吴耀武, 等. 面向高比例可再生能源的输电网规划方法研究进展与展望[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(13): 176-183.
- LIU Lu, CHENG Haozhong, WU Yaowu, et al. Research progress and prospects of transmission expansion planning method for high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(13): 176-183.
- [21] 田书欣, 韩雪, 符杨, 等. 计及海上风电不确定性的输电网两阶段鲁棒扩展规划[J/OL]. 上海交通大学学报 [2024-05-22]. https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.028.
- TIAN Shuxin, HAN Xue, FU Yang, et al. Two-stage robust expansion planning of transmission network considering uncertainty of offshore wind power [J/OL]. Journal of Shanghai Jiao Tong University [2024-05-22]. https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.028.
- [22] 刘方, 苏韵掣, 苟竞, 等. 面向主辅能量市场出清的输电网双层扩展规划[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(15): 33-42.
- LIU Fang, SU Yunche, GOU Jing, et al. Bi-level model for transmission expansion planning in the energy and reserve market [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(15): 33-42.
- [23] 王富阳, 刘友波, 胥威汀, 等. 计及市场化电价信号导向的含高比例水电输电网扩展规划[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(11): 190-198.
- WANG Fuyang, LIU Youbo, XU Weiting, et al. Expansion planning of transmission network with high proportion of hydropower considering guidance of marketized electricity price signal [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(11): 190-198.
- [24] 刘军, 胡嘉骅, 叶泽, 等. 输电阻塞状态计量及其电网投资机制研究——基于节点边际电价的分析[J]. 价格理论与实践, 2023(7): 116-120.
- LIU Jun, HU Jiahua, YE Ze, et al. Research on transmission congestion state measurement and network investment mechanism—analysis based on node marginal price [J]. Price: Theory & Practice, 2023(7): 116-120.

陈泽宇(1999—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向: 电力市场分析、电力系统优化调度。E-mail: 13389816015@163.com

陈艳波(1982—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向: 新能源电力系统调度、综合能源系统及储能系统。E-mail: yanbochen2008@sina.com

张智(1994—), 男, 博士, 讲师, 主要研究方向: 电力系统规划、储能规划与优化。E-mail: zz_dqgc@163.com

(编辑 顾晓荣)

Traceback of Congestion Management Process and Its Benefit Calculation to Dynamic Line Rating

CHEN Zeyu¹, CHEN Yanbo¹, ZHANG Zhi¹, HUANG Wei²

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources (North China Electric Power University), Beijing 102206, China; 2. Hainan Branch of China Huaneng Group Co., Ltd., Haikou 570100, China)

Abstract: Dynamic line rating (DLR), as an effective technique to alleviate the intermittent network congestion, can significantly increase the operation benefits of power systems. However, since congestion management is inherently embedded within the solution process of security constrained economic dispatch (SCED), the intricate details of this process are not easy to obtain. Consequently, it is difficult for market operators to accurately analyze the economic benefits of DLR and formulate DLR plans combining economic efficiency with safety. To address this issue, this paper proposes a traceback method for congestion management process with quantitative analysis of contributing factors for the single-branch congestion scenarios. By comprehensively dissecting and analyzing the congestion management process within the framework of SCED, a linkage relationship among DLR plans, congestion management, and locational marginal price is established. On this basis, a benefit calculation method of DLR that incorporates the traceback of congestion management process is further proposed. Finally, through case analysis, the effectiveness of the proposed traceback method and the feasibility of the benefit calculation method of DLR are validated.

This work is supported by State Grid Corporation of China (No. 5108-202326039A-1-1-ZN).

Key words: electricity market; economic dispatch; dynamic line rating; transmission capacity; congestion management; traceback

