

现货市场下需求响应及TCSC协同优化策略

张涛¹, 张时超¹, 刘文丽¹, 杨晓雷², 徐艳春³, 王金¹, 张磊¹

(1. 三峡大学 电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 2. 国网嘉兴供电公司, 浙江 嘉兴 314033;
3. 三峡大学 湖北省输电线路工程技术研究中心, 湖北 宜昌 443002)

摘要:为应对以价格为信号执行电能调度所产生的输电阻塞现象,降低因阻塞而升高的发电成本和用电成本,提出一种需求响应和晶闸管控制串联电容器(TCSC)的协同优化策略。构建考虑负荷服务实体与系统运营商利益需求的双层非线性模型,上层以降低用电成本为目的,确定需求响应方案,下层确定机组出力、TCSC工作参数以及各节点边际电价;提出比例积分微分搜索算法(PSA)结合卡罗需-库恩-塔克(KKT)条件的PSA-KKT求解方法,通过该方法降低模型非线性度,通过大M法将问题模型转化为混合整数线性模型,并采用CPLEX进行求解。IEEE 24节点系统的仿真结果表明,该策略可有效缓解输电阻塞并降低用电和发电成本,PSA-KKT方法比传统方法具有更快的收敛速度和更精确的计算结果。

关键词:输电阻塞;双层非线性模型;需求响应;晶闸管控制串联电容器;协同优化策略;PSA-KKT

中图分类号:TM73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202508019

0 引言

为达成我国“2030年碳达峰,2060年碳中和”的目标,以风力发电为代表的非化石能源电力占比不断提高。新能源机组出力呈现高同时性,对输电线路的使用时间相对重叠,因此,当配套输电工程以及灵活性资源无法与当地新能源机组的发展程度相匹配时,输电阻塞出现的概率将急剧增大^[1-2]。

当前我国电力市场的开放程度不断提高,以价格为信号进行的电能调度加剧了输电阻塞现象的发生。在基于节点边际电价(locational marginal price, LMP)的现货市场中,阻塞现象的出现会引起电价中阻塞成本和用户用电成本的增加。

如何实现系统安全经济运行,已成为当前关注的重点问题^[3],针对该问题,现有研究主要集中在输电网络和负荷侧两方面。在输电网络方面,基于环境、经济等多方面因素,建造新的电力传输线路相对困难,潮流控制设备如柔性交流输电系统(flexible AC transmission system, FACTS)可在不改变网络拓扑结构的前提下,仅通过控制潮流提高系统的可用输电能力,为当下输电阻塞管理问题提供了新的解决方案。文献[4]利用改进的多目标粒子群优化(particle swarm optimization, PSO)算法,实现了对晶闸管控制串联电容器(thyristor controlled series compensation, TCSC)多目标优化配置模型的求解;文献[5]通过多目标灰狼优化算法,以最小化功率损

耗和TCSC投入成本为目标,优化TCSC在电力系统中的工作位置,并通过帕累托最优方法和模糊集技术得到最终方案。当前关于FACTS的文献大多围绕可用输电能力进行研究以缓解输电阻塞,而以不断深化发展的电力现货市场为研究背景对FACTS进行配置的研究尚显不足。随着智能电网的深入发展,高比例新能源接入使得电力系统灵活性要求显著提升,需求响应(demand response, DR)作为负荷侧资源,可通过价格或激励信号有效提升系统灵活性并抑制因阻塞产生的电价上升^[6-9]。电价作为电力市场中最有效的经济杠杆,可有效引导用户改变自身用电习惯。文献[10]提出一种计及DR的风储集群电力系统多时间尺度优化调度方法,可以显著提高风电消纳水平,减少弃风电量;文献[11]提出一种考虑可中断负荷的双层优化模型来兼顾系统运营商和用电方利益,有效降低了用户用电成本与系统发电成本,实现了对DR资源的最优配置。DR作为重要的负荷侧资源,与源网储侧资源的协同运行已成为研究热点。

当前电力能源向新型电能转移,新型电力系统需进一步提高承受发电侧不确定性的能力。过度启用DR资源将影响用户用电行为,大量配置FACTS会影响系统稳定性,因此,未来新型电力系统的发展需充分挖掘多方面资源的互补潜力。文献[12]提出一种考虑源网荷储多资源备用协同优化的鲁棒机组组合模型,实现了机组组合方案与备用容量的协同最优设定;文献[13-15]针对大量市场主体参与配电网投资建设的新趋势,提出一种考虑多主体混合博弈关系的配电网源网荷储协同运行方法。当前关于源网荷储协同运行的研究基本围绕负荷侧资源、分

收稿日期:2024-12-13;修回日期:2025-07-28

在线出版日期:2025-08-27

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51407104,52007103)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51407104,52007103)

布式电源和储能电站展开,而对于网侧 FACTS 与源荷储侧资源设备协调运行的研究尚显不足。因此,有必要构建一种可协同优化 DR 资源和 FACTS 参数的策略制定模型,以提高系统的安全性和经济性。

本文提出一种 DR 资源和 TCSC 装置协同优化策略以缓解输电阻塞,进而降低用户用电成本和发电侧发电成本。本文主要创新点在于:建立电力现货市场背景下协同优化 TCSC 装置参数和 DR 资源的策略模型;为实现双层非线性模型的求解以及网荷两侧不同资源的协同优化,提出比例积分微分搜索算法(proportional-integral-derivative-based search algorithm, PSA)结合卡罗需-库恩-塔克(Karush-Kuhn-Tucker, KKT)条件的 PSA-KKT 求解方法

1 计及 DR 和 TCSC 的双层优化模型

1.1 DR 模型

DR 有价格型 DR 和激励型 DR 这 2 种响应方式^[16-17]。下面分别阐述本文使用的 2 种 DR 及其对负荷的影响。

1) 价格型 DR。

价格型 DR 指为了降低输电网在用电高峰期的负荷压力以及提高系统的整体效益,电力用户在接收到实时电价上涨信号后,调整其既定用电模式,通过削减或转移特定时刻的负荷,使实际用电负荷在原用电负荷的基础上波动,实现电网运行的稳定性以及缓解电价上涨趋势的短期响应行为。

用户的需求弹性反映了电力消费量对价格的敏感程度,需求弹性的定义^[12]为:

$$Q_i(u, v) = \frac{\partial P_{Di(u)} / P'_{Di(u)}}{\partial \rho_i(v) / \rho_{i0}(v)} = \frac{\partial P_{Di(u)} \rho_{i0}(v)}{\partial \rho_i(v) P'_{Di(u)}} \quad (1)$$

式中: u, v 为特定时刻; $Q_i(u, v)$ 为节点 i 在 v 时刻与 u 时刻的交叉弹性系数,当 $u=v$ 时, $Q_i(u, v)$ 为节点 i 在 v 时刻的自弹性系数; $P_{Di(u)}$ 为节点 i 在 u 时刻的实际用电功率; $P'_{Di(u)}$ 为节点 i 在 u 时刻的原用电功率; $\rho_i(v)$ 为节点 i 在 v 时刻的实际电价; $\rho_{i0}(v)$ 为节点 i 在 v 时刻的基准电价。

考虑到不同时刻电价会产生波动,本文将一天中的用电时刻分为峰、平、谷 3 种时刻,并将根据预测负荷得出的平均电价作为各时刻的基准电价。

据此,可得出每个时刻的用电功率,即:

$$P_{Di(u)} = P'_{Di(u)} + Q_i(u, v) \frac{P'_{Di(u)} [\rho_i(v) - \rho_{i0}(v)]}{\rho_{i0}(v)} \quad (2)$$

2) 激励型 DR。

随着电力市场开放程度的提高,用户可通过以虚拟电厂为代表的负荷服务实体参与市场调节。当用电高峰时刻系统输电能力不足时,重载负荷区域的 LMP 将因输电阻塞而升高。为应对该问题,电网

企业会在电力市场交易平台上发布调峰需求,虚拟电厂订阅电网发布的调峰需求,作为负荷服务实体,通过提供补偿与用户达成经济协议,满足电网的调峰需求,并降低 LMP 水平。这种典型的激励型 DR 又称为可中断负荷。负荷服务实体的补偿费用以及补偿后的负荷可表示为:

$$D_{c(t)} = \sum_{i \in I} c_i \Delta P_{Di(t)} \quad (3)$$

$$P_{Di(t)}^* = P_{Di(t)} - \Delta P_{Di(t)} \quad (4)$$

$$0 \leq \Delta P_{Di(t)} \leq \Delta P_{Di(t)}^{\max} \quad (5)$$

式中: $D_{c(t)}$ 为 t 时刻的中断补偿费用; I 为参与 DR 的负荷节点集合; c_i 为用户申报的补偿报价; $\Delta P_{Di(t)}$ 、 $\Delta P_{Di(t)}^{\max}$ 分别为节点 i 在 t 时刻的负荷中断量和最大中断量; $P_{Di(t)}^*$ 为 t 时刻用户参与可中断负荷后的实际负荷量。

1.2 TCSC 稳态模型

TCSC 由电容器和晶闸管控制的电抗器并联而成。调整晶闸管导通角可改变其电抗,线路等值阻抗为一可控参数^[18]。线路参数变化过程如附录 A 式(A1)所示。优化 TCSC 将产生补偿度 β_{TCSC} 和安装线路数 T_i 这 2 个参数。

1.3 功率转移分布因子

功率转移分布因子(power transfer distribution factor, PTDF)的应用使得电力调度优化模型无须考虑内部变量,有效削减了调度优化计算中的变量数。具体推导过程如附录 A 式(A2)~(A8)所示。

当 TCSC 装置运行时,会在对应线路上对电抗进行补偿,补偿后原有线路阻抗 X_{ij} 会变为 X'_{ij} ,这会对基于基尔霍夫定律计算出的节点导纳矩阵 B_y 和线路-节点导纳矩阵 B_{line} 产生影响,进而改变系统原有的 PTDF 矩阵 A_{PTDF} 。

1.4 目标函数及约束

用户通过基于预测负荷得到的分时电价,会改变自身的用电行为。一方面,电网需以电价引导负荷服务实体参与负荷削减,同时负荷服务实体需向参与负荷削减的用户支付补偿费用,因此在选择可中断负荷时,电网需顾及负荷服务实体希望通过至少启用可中断负荷来降低总用电成本的利益需求。另一方面,输电网络希望通过优化 TCSC 装置参数,获得最佳的潮流分布,以减少网络阻塞。为此,本文通过构建双层优化模型,完成负荷服务实体与独立系统运营商在不同利益需求下的决策^[19-20]。

1) 单一时刻模型。

单一时刻模型中上层模型的目标函数为:

$$\min \left\{ D_{c(t)} + \sum_{i=1}^N \pi_{i(t)} P_{Di(t)}^* \right\} \quad (6)$$

式中: N 为负荷节点总数; $\pi_{i(t)} P_{Di(t)}^*$ 为节点 i 上负荷服务实体的用电费用, $\pi_{i(t)}$ 为由下层模型确定的 LMP。

针对变动后的负荷,独立系统运营商需要调整发电计划,确定TCSC的运行参数,最终出清得到各节点的LMP,因此,下层模型聚焦于独立系统运营商的经济调度,在满足系统约束的情况下以降低系统发电成本为目标。下层模型可以表示为:

$$\min \sum_{r=1}^O C_r P_{Gr(t)}^* \quad (7)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{i=1}^N P_{Di(t)}^* = \sum_{r=1}^O P_{Gr(t)}^*; \lambda \quad (8)$$

$$-L_l \leq \sum_{i=1}^N a_{PTDF} \left(\sum_{r=1}^O M_{GE} P_{Gr(t)}^* - P_{Di(t)}^* \right) \leq L_l; \mu_l^{\min}, \mu_l^{\max} \quad (9)$$

$$P_{Gr}^{\min} \leq P_{Gr(t)}^* \leq P_{Gr}^{\max}; \omega_r^{\min}, \omega_r^{\max} \quad (10)$$

式中: O 为发电机组总数; C_r 为机组 r 的报价; $P_{Gr(t)}^*$ 为机组 r 发出的有功功率; L_l 为线路 l 的传输容量极限; a_{PTDF} 为矩阵 A_{PTDF} 的元素; M_{GE} 为机组配置矩阵的元素; $P_{Gr}^{\max}$ 、 $P_{Gr}^{\min}$ 分别为机组 r 发出有功功率的上限和下限; λ 、 $\mu_l^{\min}$ 、 $\mu_l^{\max}$ 、 $\omega_r^{\min}$ 、 $\omega_r^{\max}$ 分别为各约束条件对应的拉格朗日乘子。下层目标函数式(7)为最小化发电总报价;式(8)为考虑可中断负荷后的有功功率平衡约束;式(9)为线路传输容量约束条件;式(10)为机组出力范围约束条件。

式(7)~(10)所示下层调度模型的拉格朗日函数 ψ 可表示为:

$$\begin{aligned} \psi = & \sum_{r=1}^O C_r P_{Gr(t)}^* - \lambda \left(\sum_{i=1}^N P_{Di(t)}^* - \sum_{r=1}^O P_{Gr(t)}^* \right) - \\ & \sum_{l=1}^M \mu_l^{\min} \left[\sum_{i=1}^N a_{PTDF} \left(\sum_{r=1}^O M_{GE} P_{Gr(t)}^* - P_{Di(t)}^* \right) + L_l \right] - \\ & \sum_{l=1}^M \mu_l^{\max} \left[L_l - \sum_{i=1}^N a_{PTDF} \left(\sum_{r=1}^O M_{GE} P_{Gr(t)}^* - P_{Di(t)}^* \right) \right] - \\ & \sum_{r=1}^O \omega_r^{\min} \left(P_{Gr(t)}^* - P_{Gr}^{\min} \right) - \sum_{r=1}^O \omega_r^{\max} \left(P_{Gr}^{\max} - P_{Gr(t)}^* \right) \end{aligned} \quad (11)$$

式中: M 为输电线路总数。LMP为系统某一节点增加单位负荷时所需承担的边际供电成本,依据该定义,其数学表达式为:

$$\pi_{i(t)} = \frac{\partial \psi}{\partial P_{Di(t)}^*} = \lambda + \sum_{l=1}^M a_{PTDF} (\mu_l^{\min} - \mu_l^{\max}) \quad (12)$$

2) 多时刻模型。

单一时刻模型可通过输入对应时刻负荷量 $P_{Di(t)}^*$ 等相关数据对模型进行出清,获得对应时刻的系统运行数据,如 $\pi_{i(t)}$ 、 $P_{Gr(t)}^*$ 等。

将单一时刻模型拓展为多时刻模型进行出清时,由于机组存在爬坡约束,因此需考虑上一时刻的机组有功出力值,更新式(10)中机组出力上、下限,约束下一时刻的机组有功出力,即:

$$P_{Gr(t)}^{\max} = P_{Gr(t-1)}^* + \Delta P_{Gr_up} \quad (13)$$

$$P_{Gr(t)}^{\min} = P_{Gr(t-1)}^* - \Delta P_{Gr_down} \quad (14)$$

式中: $P_{Gr(t)}^{\max}$ 、 $P_{Gr(t)}^{\min}$ 分别为 t 时刻机组 r 发出有功功率的上限和下限; $P_{Gr(t-1)}^*$ 为机组 r 在上一时刻的有功出力值; ΔP_{Gr_up} 、 ΔP_{Gr_down} 分别为机组 r 各时刻增、减负荷的最大值。

通过优化模型的上层问题,选择合适的可中断负荷,以在满足式(4)和式(5)所示约束条件下实现负荷服务实体总用电成本的最小化。上层问题的目标值不仅由上层决策变量决定,还取决于下层问题求解得到的节点电价;下层问题分配机组出力以及TCSC的工作参数,使得系统发电成本最低。下层问题出清给出的各节点的边际电价依赖于上层模型给出的实际负荷量 $P_{Di(t)}^*$ 。

模型需对网荷两侧不同种类资源进行协调优化,因此模型的上、下层均存在非线性乘积项且上、下层相互耦合。模型上、下层关系如图1所示。

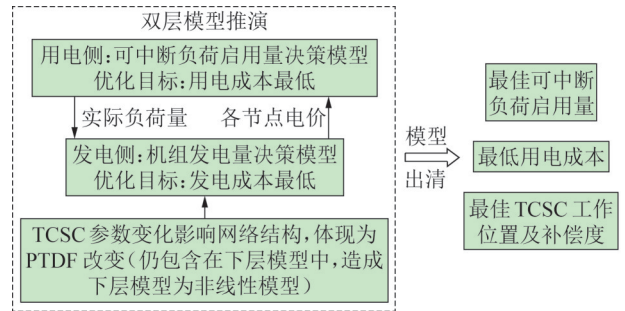


图1 双层模型特性推演

Fig.1 Characterization deduction of bi-layer model

2 基于PSA-KKT的模型求解

由于本文双层模型中的下层调度模型属于非线性优化模型,因此无法直接通过KKT最优性条件将双层优化模型转换为单层优化问题。为此,本文提出PSA-KKT,基于PSA^[21]结合下层模型KKT条件以及强对偶原理,经过一系列处理将双层非线性模型转化为混合整数线性规划模型,最终通过算法迭代完成对模型的求解^[22-24]。

2.1 搜索个体编码

PSA中实数编码个体 x 为 $[T_i, \beta_{TCSC}]$,初始搜索个体为50个,最大迭代次数为50次。个体中变量取值范围为:

$$1 \leq T_i \leq L_{\max} \quad (15)$$

$$-0.7 \leq \beta_{TCSC} \leq 0.2 \quad (16)$$

式中: $L_{\max}$ 为求解系统的输电线路总数。

2.2 模型简化处理

通过PSA中搜索个体给出的TCSC工作参数将下层非线性模型转化为线性模型,再通过KKT条件将双层模型转化为单层模型。

1) 双层模型转化为单层模型。

下层问题的KKT条件如附录A式(A9)~(A17)

所示。通过KKT条件将下层模型进行转换后,原模型中的下层问题转化为上层问题的约束条件,上、下层耦合的决策模型简化为单层模型。式(6)及式(A14)~(A17)中含有由决策变量交互形成的非线性项,这使得对该模型的直接求解仍然具有较高的复杂性。

2) 模型非线性项的消除。

依据对偶理论,每个线性规划问题(原问题)均对应一个相关的对偶线性规划问题,并且原问题与对偶问题在最优解上是等价的。对于本文中的下层模型,其原问题与对偶问题之间的关系可表示为:

$$\lambda \sum_{i=1}^N P_{Di(t)}^* + \sum_{l=1}^M \mu_l^{\max} \left(-L_l - \sum_{i=1}^N a_{PTDF} P_{Di(t)}^* \right) + \sum_{l=1}^M \mu_l^{\min} \left(-L_l + \sum_{i=1}^N a_{PTDF} P_{Di(t)}^* \right) + \sum_{r=1}^O \omega_r^{\min} P_{Gr}^{\min} + \sum_{r=1}^O \omega_r^{\max} (-P_{Gr}^{\max}) = \sum_{r=1}^O C_r P_{Gr(t)}^* \quad (17)$$

根据式(12)所示LMP表达式,对应目标函数式(6)中乘积项 $\pi_{i(t)} P_{Di(t)}^*$ 可等价表示为:

$$\lambda \sum_{i=1}^N P_{Di(t)}^* + \sum_{l=1}^M \sum_{i=1}^N a_{PTDF} (\mu_l^{\min} - \mu_l^{\max}) P_{Di(t)}^* = \sum_{r=1}^O C_r P_{Gr(t)}^* + \sum_{l=1}^M \mu_l^{\max} L_l + \sum_{l=1}^M \mu_l^{\min} L_l + \sum_{r=1}^O \omega_r^{\max} P_{Gr}^{\max} - \sum_{r=1}^O \omega_r^{\min} P_{Gr}^{\min} \quad (18)$$

根据式(18),可将目标函数式(6)改写为式(19)。对于式(A14)~(A17)所示KKT条件中以乘积形式存在的互补松弛部分,通过大M法引入0-1变量,将其等效转换为线性化的式(20)~(27)。最终,双层非线性优化问题转化为混合整数线性规划模型问题^[25-27],即:

$$\min \left\{ D_{c(t)} + \sum_{r=1}^O C_r P_{Gr(t)}^* + \sum_{l=1}^M \mu_l^{\max} L_l + \sum_{l=1}^M \mu_l^{\min} L_l + \sum_{r=1}^O \omega_r^{\max} P_{Gr}^{\max} - \sum_{r=1}^O \omega_r^{\min} P_{Gr}^{\min} \right\} \quad (19)$$

$$\text{s.t. } 0 \leq \mu_l^{\min} \leq M_{\mu}^{\min} \nu_{\mu,l}^{\min} \quad (20)$$

$$0 \leq L_l + \sum_{i=1}^N a_{PTDF} \left(\sum_{r=1}^O M_{GE} P_{Gr(t)}^* - P_{Di(t)}^* \right) \leq M_{\mu}^{\min} (1 - \nu_{\mu,l}^{\min}) \quad (21)$$

$$0 \leq \mu_l^{\max} \leq M_{\mu}^{\max} \nu_{\mu,l}^{\max} \quad (22)$$

$$0 \leq L_l - \sum_{i=1}^N a_{PTDF} \left(\sum_{r=1}^O M_{GE} P_{Gr(t)}^* - P_{Di(t)}^* \right) \leq M_{\mu}^{\max} (1 - \nu_{\mu,l}^{\max}) \quad (23)$$

$$0 \leq \omega_r^{\min} \leq M_{\omega}^{\min} \nu_{\omega,r}^{\min} \quad (24)$$

$$0 \leq P_{Gr(t)}^* - P_{Gr}^{\min} \leq M_{\omega}^{\min} (1 - \nu_{\omega,r}^{\min}) \quad (25)$$

$$0 \leq \omega_r^{\max} \leq M_{\omega}^{\max} \nu_{\omega,r}^{\max} \quad (26)$$

$$0 \leq P_{Gr(t)}^* - P_{Gr}^{\max} \leq M_{\omega}^{\max} (1 - \nu_{\omega,r}^{\max}) \quad (27)$$

式中: $M_{\mu}^{\min}$ 、 $M_{\mu}^{\max}$ 、 $M_{\omega}^{\min}$ 、 $M_{\omega}^{\max}$ 为足够大的常数; $\nu_{\mu,l}^{\min}$ 、 $\nu_{\mu,l}^{\max}$ 、 $\nu_{\omega,r}^{\min}$ 、 $\nu_{\omega,r}^{\max}$ 为引入的辅助0-1变量。

2.3 算法迭代

PSA启发于增量比例积分微分(proportional-

integral-derivative, PID)控制,通过计算当前时刻控制量与前一时刻控制量之间的差值得到新的控制量,是一种递归算法。PID控制旨在通过精确校正被控对象的偏差,确保系统达到稳定状态。在PSA运行过程中,将群体历史最佳个体设定为目标值,用于模拟PID调节过程,从而调整各搜索个体与最佳个体之间的偏差,最终推动群体向全局最优状态收敛。

1) 系统偏差。

在对模型进行处理后,可直接采用CPLEX完成模型出清。通过比较目标函数值得到迭代的最优搜索个体。设 $x(a)$ 为第 a 次迭代的搜索个体, $x^*(a)$ 为第 a 次迭代的种群最佳个体。若干次迭代下种群偏差可表示为:

$$\begin{cases} e_k(a) = x^*(a) - x(a) \\ e_{k-1}(a) = e_k(a-1) + x^*(a) - x^*(a-1) \\ e_{k-2}(a) = \begin{cases} e_{k-1}(a-1) & a=1 \\ e_{k-1}(a) = e_k(a) & a>1 \end{cases} \end{cases} \quad (28)$$

式中: $e_k(a)$ 为第 a 次迭代中最佳个体与搜索个体的偏差; $e_{k-1}(a)$ 为最佳个体与前1次迭代中搜索个体的偏差; $e_{k-2}(a)$ 为最佳个体与前2次迭代中搜索个体的偏差。偏差更新示意图如附录B图B1所示。

2) 迭代更新。

PID调节输出值 $\Delta u(a)$ 可表示为:

$$\Delta u(a) = K_p r_1 [e_k(a) - e_{k-1}(a)] + K_i r_2 e_k(a) + K_d r_3 [e_k(a) - 2e_{k-1}(a) + e_{k-2}(a)] \quad (29)$$

式中: K_p 、 K_i 、 K_d 分别为比例、积分和微分的调整系数,本文依照文献[17]分别设为1、0.5、1.2; r_1 、 r_2 、 r_3 为区间[0,1]内的随机变量。

为提高前期全局寻优能力和后期局部寻优能力,本文在原来的调节值 $\Delta u(a)$ 上增加零输出调节因子 $o(a)$,即:

$$o(a) = [\cos(1-a/T) + \varepsilon r_4 L] e_k(a) \quad (30)$$

$$\varepsilon = [\ln(T-a+2)/\ln T]^2 \quad (31)$$

$$L = \frac{m\sigma}{|n|^{1/\delta}}, \sigma = \left\{ \frac{\Gamma(1+\delta) \sin(\pi\delta/2)}{\Gamma[(1+\delta)/2] \times 2^{(\delta-1)/2} \delta} \right\}^{1/\delta} \quad (32)$$

式中: T 为最大迭代次数; r_4 为区间[0,1]内的随机变量; ε 先随着 a 的增大而缓慢减小,这有助于算法在全局进行充分的探索, ε 在后期迅速减小,这有助于算法的探索由全局转向局部; L 为飞行函数; m 、 n 为服从标准正态分布的随机变量; δ 为设定为1.5的因子。

搜索个体迭代更新公式为:

$$x(a+1) = x(a) + \eta \Delta u(a) + (1-\eta) o(a) \quad (33)$$

$$\eta = r_5 \cos(a/T) \quad (34)$$

式中: r_5 为区间 $[0,1]$ 内的随机变量。

3) 不稳定运行点的淘汰。

将迭代得到的搜索个体重新导入 CPLEX 求解器中,若运行点为不稳定运行点,则通过罚函数形式将搜索个体目标函数值以一极大常数代替,通过后续迭代淘汰该不稳定运行点,将其迭代为稳定运行点。

2.4 PSA-KKT 求解流程

应用 PSA-KKT 方法对本文双层模型进行求解,流程如附录 B 图 B2 所示。

3 算例分析

3.1 数据和案例分析

在 MATLAB 环境下,通过 PSA 调用 CPLEX12.9 对模型进行求解,仿真平台系统配置为: Intel Core i5-9300H,主频 2.40 GHz,内存 16 GB。为验证在阻塞管理中启用 TCSC 装置和 DR 的合理性以及双层优化模型的有效性,本文以 IEEE 24 节点系统(如附录 C 图 C1 所示)为例进行分析、验证。

假设用户具有理性行为,能够根据缺电成本准确上报其期望的补偿价格。执行价格型 DR 所需参考的自弹性系数和交叉弹性系数如附录 C 表 C1^[28]所示。参与可中断负荷的用户所在节点及报价如附录 C 表 C2 所示。对应节点的用户通过执行可中断负荷方案参与对系统的调节。系统内含 3 座风电场^[29],其 24 h 预测出力如附录 C 图 C2 所示。

3.2 优化方案

在系统网荷两侧,DR 方案通过激励或引导用户,将部分峰值负荷直接削减或者转移到非用电高峰时刻。TCSC 装置则通过改变线路特性来调整网络的潮流分布。本文通过 PSA-KKT 方法对双层非线性模型进行求解,完成对网荷两侧资源的协同优化。优化后 TCSC 安装在线路 26,补偿参数为 -0.6199 ,部分节点可中断负荷启用量如图 2 所示。

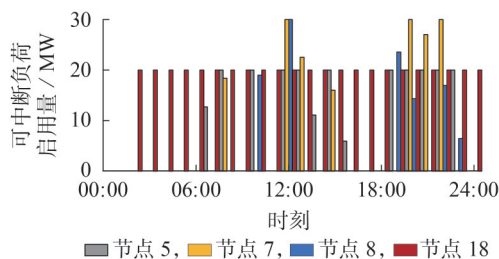


图2 部分节点可中断负荷启用量

Fig.2 Activation capacity of interruptible load for partial nodes

由图 2 可知,除负荷量占比较高的节点 18 外,其余节点均在用电高峰时刻启用可中断负荷。由于负荷服务实体用电成本与可中断负荷启用量相互耦合,因此各节点的可中断负荷并非直接以最大可中断量进行启用。

3.3 结果分析

1) 分时电价对用户用电行为的影响分析。

由于风电机组发电成本普遍低于火电机组,因此在通过价格引导用户改变用电习惯的过程中,用户会作出更有利于风电资源消纳、降低用电价格的决定。同时价格引导也将会抑制用户在用电高峰期的用电行为,达到削峰填谷的目的。执行实时电价前后的负荷曲线如图 3 所示。

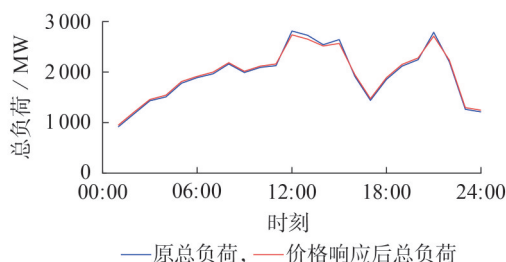


图3 执行实时电价前后的负荷曲线

Fig.3 Load curves before and after implementation of real-time electricity price

由图 3 可知:引入实时电价后,相较于原负荷,在风电能源充足且用电较少的 21:00 到次日 10:00,负荷量提高了 1.43%,在风电能源不足且用电较高的 11:00—15:00,负荷量降低了 2.24%,有效实现了对负荷曲线的削峰填谷;仅部分时刻负荷过高或过低导致负荷曲线与风电机组预测变化趋势相反,整体负荷变化更贴合于预测出力曲线,这有利于系统消纳风电资源。

2) 算法优越性检验。

PSA-KKT 方法和 PSO 算法的收敛曲线对比如图 4 所示。在迭代的大部分过程中,在同样的迭代次数下,PSA-KKT 方法的求解效果优于 PSO 算法,且 PSA-KKT 方法在第 23 次迭代就基本完成了求解。在处理这类问题时,PSA-KKT 方法比常规算法可通过更少的迭代获得更精准的求解效果,拥有更好的全局搜索能力和局部寻优能力。

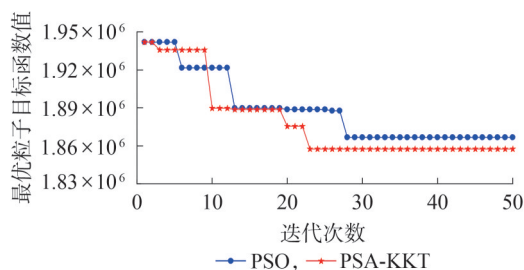


图4 PSA-KKT 方法和 PSO 算法的收敛曲线对比

Fig.4 Comparison of convergence curves between PSA-KKT method and PSO algorithm

3) 不同运行方式下各节点电价的对比。

为验证运行方案的有效性,本文以 15:00 时刻运行结果为例,对比不同运行方式下各节点的电价,如

图5所示。相较于仅配置TCSC装置或DR方案,同时采用TCSC装置和DR方案配合的运行方式更能降低LMP和用电成本。尽管个别节点的LMP上升,但整体LMP呈现下降趋势,尤其是在负荷占比较高的节点,最终实现了整体利益的最大化。

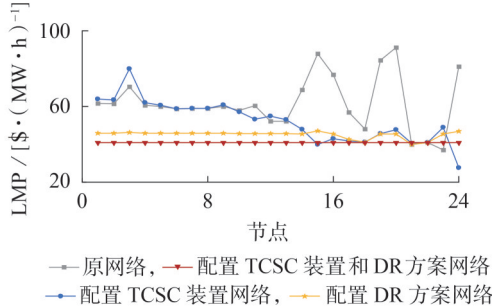


图5 不同场景下的LMP

Fig.5 LMP under different scenarios

4)不同运行方式下的线路传输功率对比。

图6为不同运行方式下的各线路载荷率(载荷

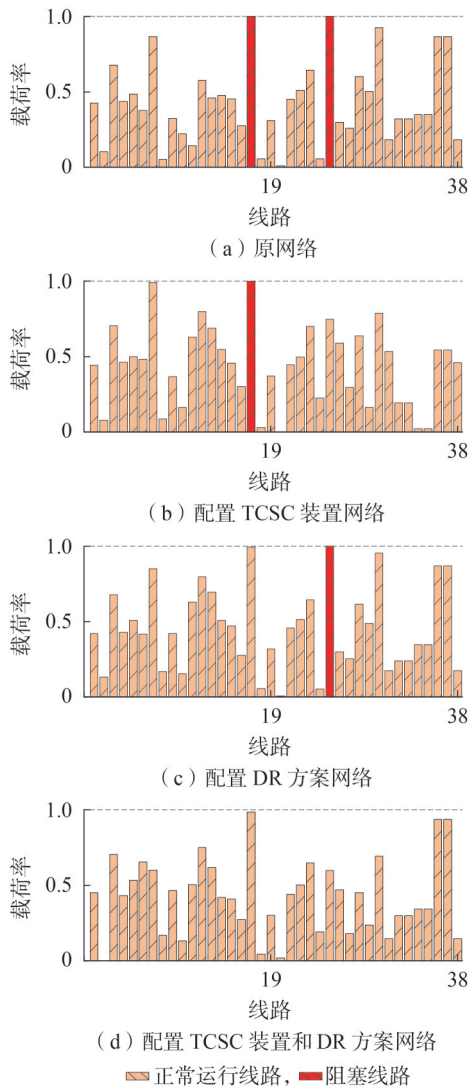


图6 线路载荷率

Fig.6 Line loading rate

率为线路传输功率与传输容量极限的比值)。

由图6可知:通过采用TCSC装置和DR方案,过载线路上的流动功率显著减少;相较于原网络,单独优化DR方案或TCSC装置后,输电网络的阻塞现象仅有一定程度的缓解,而协同优化DR和TCSC装置后,网络中的阻塞现象得到了明显的改善。满载线路数量的减少,不仅有利于系统安全运行,还有利于降低相关节点的阻塞成本。

5)运行费用对比。

通过对双层模型的求解,得到不同运行方式下的各项费用,如表1所示。

表1 IEEE 24节点系统中各项费用对比

Table 1 Comparison of each cost in IEEE

24-node system

单位:\$

场景	用电成本	可中断负荷 补偿费用	发电成本
原网络	2 105 200	—	1 563 200
优化DR	1 838 900	60 100	1 499 800
优化TCSC	1 973 500	—	1 560 000
协同优化TCSC和DR	1 800 000	57 500	1 500 900

由表1可知:通过采用DR方案和TCSC装置,系统用电成本与发电成本比原网络均有不同程度的下降,总用电成本(包含用电成本和补偿费用)降低11.77%,发电成本降低3.99%。值得注意的是:虽然单独优化DR比协同优化方案的发电成本低\$1 100,但由于系统线路仍存在阻塞,这导致系统用电成本比协同优化方案高\$41 500;而单独优化TCSC场景的发电成本和用电成本均高于协同优化方案。

4 结论

本文提出一种电力市场背景下协同优化DR和TCSC装置的优化方案。根据可中断负荷和TCSC工作参数,构建考虑用户用电成本与系统发电成本的双层优化模型,完成对电网的潮流优化分布,显著缓解了输电系统的线路阻塞状况,从而有效优化了各节点的边际电价,提高了系统运行的经济效益。通过IEEE 24节点系统算例验证了本文方法的可行性和有效性,结论如下。

1)启用TCSC装置和DR方案后,通过减少负荷侧需求以及提升网络输电能力,有效缓解了输电阻塞现象,抑制了部分节点的LMP快速上升,显著降低了负荷服务实体的用电成本和系统供电成本,提高了电网运行的经济效益。

2)针对双层非线性模型求解,推导应用PSA结合下层模型KKT条件的PSA-KKT求解方式。通过IEEE 24节点系统仿真证明了PSA-KKT方法可有效求解这类问题,该方法比常规算法具有更快的收敛速度和更精确的计算结果。

本文仅以分时电价、可中断负荷和TCSC为研究对象,未来笔者将深入探讨多种类型的DR方案与FACTS设备协调运行对电力系统的影响。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 卓振宇,张宁,谢小荣,等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化,2021,45(9):171-191.
Zhuo Zhenyu, Zhang Ning, Xie Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191.
- [2] 杨修宇. 提升高风电渗透率电力系统灵活性的源-储-网协调规划方法[D]. 北京:华北电力大学,2021.
Yang Xiuyu. A coordinated source-storage-network planning approach to enhance the flexibility of power systems with high wind power penetration[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021.
- [3] 周迪雅,冯树海,朱忆宇,等. 适应我国电力市场环境的可用传输容量(ATC)应用分析及关键问题探讨[J]. 电网技术,2021,45(9):3357-3366.
Zhou Diya, Feng Shuhai, Zhu Yining, et al. Application analysis and key issues of available transfer capability(ATC) adapted to electricity market environment in China[J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3357-3366.
- [4] 刘文丽,张涛,杨晓雷,等. 计及负荷随机性含风电电力系统TCSC多目标优化配置[J]. 电力系统保护与控制,2023,51(5):58-69.
Liu Wenli, Zhang Tao, Yang Xiaolei, et al. Multi-objective optimal allocation of TCSC for a power system for wind power and load randomness[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 58-69.
- [5] Rao N T, Kumar K K, Kumar P P, et al. Multiobjective optimal TCSC placement using multiobjective grey wolf optimizer for power losses reduction[J]. Scientific Reports, 2024, 14: 21857.
- [6] 曾鸣. 电力需求侧响应原理及其在电力市场中的应用[M]. 北京:中国电力出版社,2011:3-4.
- [7] 姜婷玉,陶劲宇,李亚平,等. 面向新型电力系统电力平衡的负荷响应管理综述[J]. 电力自动化设备,2025,45(2):11-23.
Jiang Tingyu, Tao Jinyu, Li Yaping, et al. Review of load response management for power balance in new power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(2): 11-23.
- [8] Ma R, Li K, Li X, et al. An economic and low-carbon day-ahead Pareto-optimal scheduling for wind farm integrated power systems with demand response[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2015, 3(3): 393-401.
- [9] Albadi M H, El-Saadany E F. A summary of demand response in electricity markets[J]. Electric Power Systems Research, 2008, 78(11): 1989-1996.
- [10] 彭伟鹏,邵振国,陈飞雄,等. 计及需求响应的风储集群电力系统多时间尺度优化调度[J]. 太阳能学报,2025,46(2):282-292.
Peng Weipeng, Shao Zhenguo, Chen Feixiong, et al. Multi-timescale optimal scheduling of wind-storage cluster power system with demand response[J]. Acta Energetica Sinica, 2025, 46(2): 282-292.
- [11] 陈厚合,何旭,姜涛,等. 计及可中断负荷的电力系统可用输电能力计算[J]. 电力系统自动化,2017,41(15):81-87,106.
Chen Houhe, He Xu, Jiang Tao, et al. Available transfer capability calculation of power systems considering interruptible load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(15): 81-87, 106.
- [12] 徐振华,陈郑平,曾子航,等. 考虑源网荷储多资源备用协同优化的鲁棒机组组合模型[J]. 电力系统及其自动化学报,2025,37(1):101-111.
Xu Zhenhua, Chen Zhengping, Zeng Zihang, et al. Robust unit commitment model considering multi-resource reserve coordinated optimization across generation, grid, load and storage[J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2025, 37(1): 101-111.
- [13] 王菲菲,张沈习,宋毅,等. 考虑多主体混合博弈的配电网源网荷储协同规划[J]. 南方电网技术,2025,19(4):78-92.
Wang Feifei, Zhang Shenxi, Song Yi, et al. Collaborative planning method for distribution network source-network load-storage considering multi-agent mixed game theory[J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(4): 78-92.
- [14] Rajakovic N, Ivanović B, Bjelic I B, et al. Coupling of the planning and power system analysis software for high-level penetration of renewable energy sources[J]. Energy Conversion and Management: X, 2025, 28: 101298.
- [15] Moaidi F, Bessa R J. Evolving power system operator rules for real-time congestion management[J]. Energy and AI, 2026, 23: 100672.
- [16] 徐涛,王樊云. 电力需求响应实施现状综述及展望[J]. 分布式能源,2024,9(3):1-11.
Xu Tao, Wang Fanyun. Review and prospect of power demand response implementation[J]. Distributed Energy, 2024, 9(3): 1-11.
- [17] 黄剑平,余欣,赵东生,等. 考虑源网荷效益的峰谷电价与峰谷时段双层优化模型[J]. 电力自动化设备,2024,44(6):217-224.
Huang Jianping, Yu Xin, Zhao Dongsheng, et al. Bi-layer optimization model of peak-valley prices and peak-valley periods considering benefits of source-grid-load[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(6): 217-224.
- [18] Duman S, Li J, Wu L, et al. Optimal power flow with stochastic wind power and FACTS devices: a modified hybrid PSOGSA with chaotic maps approach[J]. Neural Computing and Applications, 2020, 32(12): 8463-8492.
- [19] Fang X, Hu Q R, Li F X, et al. Coupon-based demand response considering wind power uncertainty: a strategic bidding model for load serving entities[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 1025-1037.
- [20] 余光正,崔长付,陈甜甜,等. 电-碳市场下可再生能源发电商参与多市场交易策略[J/OL]. 电力自动化设备,2025-12-22. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202512011>.
- [21] Gao Y S. PID-based search algorithm: a novel metaheuristic algorithm based on PID algorithm[J]. Expert Systems with Applications, 2023, 232: 120886.
- [22] 陈宝林. 最优化理论与算法[M]. 2版. 北京:清华大学出版社,2005.
- [23] 孙荣富,王歌,闵睿,等. 面向新型电力系统的虚拟电厂交易机制设计[J/OL]. 电力系统自动化,2026-01-23. <https://link.cnki.net/urlid/32.1180.TP.20260122.1705.004>.
- [24] 何坚勇. 最优化方法[M]. 北京:清华大学出版社,2007:64-67.
- [25] 杨茂,朱一丹,于欣楠,等. 多时间尺度下考虑源-荷协同降碳的综合能源系统分布鲁棒低碳调度[J]. 电力自动化设备,2025,45(2):34-42.
Yang Mao, Zhu Yidan, Yu Xinnan, et al. Distributionally robust low-carbon scheduling of integrated energy system considering source-load collaborative carbon reduction under multiple time scales[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(2): 34-42.
- [26] 张涛,王金,梅欣,等. 考虑碳-绿证的多主体多园区合作博弈

- 优化调度[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(9): 129-135, 153.
Zhang Tao, Wang Jin, Mei Xin, et al. Optimal scheduling of multi-subject and multi-park cooperative game considering carbon-green certificate [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(9): 129-135, 153.
- [27] 万思宇, 程杉, 刘炜炜, 等. 基于多主体博弈的配电网-多综合能源系统分布式优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(22): 111-122.
Wan Siyu, Cheng Shan, Liu Weiwei, et al. Distributed optimal scheduling of distribution network-multi-integrated energy systems based on multi-agent game theory[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(22): 111-122.
- [28] Gazijahani F S, Esmailzadeh R. Congestion management by applying co-operative FACTS and DR program to maximize renewables [PP / OL]. [2023-11-05]. <https://arxiv.org/abs/2210.04031>.
- [29] 王仕龙, 张汉雄, 卢嘉琛, 等. 基于梯级水电调节的风-光-水联合跨区消纳优化调度[J]. 智慧电力, 2025, 53(7): 28-35.
Wang Shilong, Zhang Hanxiong, Lu Jiachen, et al. Optimal dispatch for cross-regional integration of wind; PV; hydropower hybrid systems based on cascade hydropower regulation [J]. Smart Power, 2025, 53(7): 28-35.

作者简介:

张涛(1981—), 男, 教授, 博士研究生导师, 博士, 主要研究方向为电力系统优化运行与控制、高电压绝缘及测试技术等(E-mail: unifzhang@foxmail.com);

张时超(2001—), 男, 硕士研究生, 通信作者, 主要研究方向为电力系统优化运行与控制(E-mail: 1444545337@qq.com)。

(编辑 王锦秀)

Synergetic optimization strategy of demand response and TCSC under spot market

Zhang Tao¹, Zhang Shichao¹, Liu Wenli¹, Yang Xiaolei², Xu Yanchun³, Wang Jin¹, Zhang Lei¹

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China;

2. State Grid Jiaxing Power Supply Company, Jiaxing 314033, China;

3. Hubei Transmission Line Engineering Research Center, China Three Gorges University, Yichang 443002, China)

Abstract: In order to cope with the phenomenon of transmission blocking caused by the execution of power dispatch using price as the signal, and reduce the increased generation cost and power consumption cost caused by the blocking, a synergetic optimization strategy of demand response and thyristor controlled series compensator (TCSC) is proposed. A bi-layer nonlinear model is constructed considering the interest demand of load serving entities and system operator, the upper layer determines the demand response scheme for the purpose of reducing the electricity consumption cost, and the lower layer determines the unit output, the operating parameters of TCSC, and the marginal tariffs of each node. The PSA-KKT solving method is proposed combining proportional-integral-derivative-based search algorithm (PSA) and Karush-Kuhn-Tucker (KKT) condition, which reduces the model nonlinearity. The problem model is transformed into a mixed-integer linear model by the large M method, and solved by CPLEX. The simulation results of IEEE 24-node system show that the strategy can effectively alleviate the phenomenon of transmission blocking and reduce the power consumption and generation costs, and the PSA-KKT method has faster convergence speed and more accurate calculation results compared with the traditional methods.

Key words: transmission blocking; bi-layer nonlinear model; demand response; TCSC; synergetic optimization strategy; PSA-KKT