

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250824

考虑电制氢辅助的配电网主从博弈电压随机优化控制

张亚健¹, 王子怡¹, 陈茨^{1,2}, 彭晨¹, 邓丽¹, 薛飞³, 张宁博⁴

(1. 上海大学机电工程与自动化学院, 上海 200444; 2. 中国电建集团贵阳勘测设计研究院有限公司, 贵州 贵阳 550081)
3. 西安交通大学, 陕西 西安 710049; 4. 国网宁夏电力有限公司电力科学研究院, 宁夏 银川 750001)

摘要: 高比例新能源并网对配电网电压稳定构成严峻挑战, 而氢能凭借其高密度、零碳排、高热值等优势, 可作为新型调压资源主动参与电压控制, 有效提升系统电压韧性。因此, 提出一种利用电制氢(power to hydrogen, P2H)辅助的配电网主从博弈电压控制策略。首先, 考虑到配电网运营商、电制氢运营商和储能运营商间的利益冲突, 建立 P2H 参与的主从博弈双层优化模型。以配电网运营商作为领导者, 配电网运行成本最小为目标, 制定相应的电价补贴, 引导电制氢运营商、储能运营商调整自身用电行为, 保证配电网的电压稳定性。其次, 考虑到实际情况源荷的不确定性, 设计了基于拉丁超立方抽样的日内随机优化算法。最后, 算例结果表明, 所提出的模型能够有效提升配电网电压的稳定性, 且配电网运营商总运行成本较不含 P2H 的场景降低了 14.56%, 较未设置激励机制的场景降低了 5.67%。

关键词: 电制氢; 主从博弈; 配电网; 不确定性; 电压控制

Stochastic voltage optimization control of distribution networks assisted by power-to-hydrogen based on a leader-follower game

ZHANG Yajian¹, WANG Ziyi¹, CHEN Ci^{1,2}, PENG Chen¹, DENG Li¹, XUE Fei³, ZHANG Ningbo⁴

(1. School of Mechatronic Engineering and Automation, Shanghai University, Shanghai 200444, China; 2. Power China Guiyang Engineering Corporation Limited, Guiyang 550081, China; 3. Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China; 4. Electric Power Research Institute of State Grid Ningxia Electric Power Co., Ltd., Yinchuan 750001, China)

Abstract: The high penetration of renewable energy poses severe challenges to distribution network voltage stability. Hydrogen energy, with advantages such as high density, zero carbon emissions, and high calorific value, can serve as a new voltage regulation resource and actively participate in voltage control, thereby effectively enhancing system voltage resilience. Accordingly, a leader-follower (Stackelberg) game-based voltage control strategy for distribution networks assisted by power-to-hydrogen (P2H) is proposed. First, a bilevel game optimization model incorporating P2H participation is established considering the conflicting interests among the distribution system operator, the P2H operator, and the energy storage operator. With the distribution system operator acting as the leader and minimizing operating costs as the objective, electricity price subsidies are designed to guide the P2H and energy storage operators to adjust their electricity consumption behaviors, thereby ensuring voltage stability of the distribution network. Second, to account for source-load uncertainties in practical operation, an intra-day stochastic optimization algorithm using Latin hypercube sampling is developed. Finally, case study results show that the proposed model can effectively improve voltage stability in the distribution network. Moreover, the total operating cost of the distribution system operator is reduced by 14.56% and 5.67% compared to the scenarios without P2H and without an incentive mechanism, respectively.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 62533016 and No. 62573279).

Key words: power-to-hydrogen (P2H); Stackelberg game; distribution network; uncertainty; voltage control

0 引言

降低碳排放量、缓解全球变暖趋势成为世界各

国和地区政府共识。在此背景下, 提升风电、光伏等可再生能源在电力系统中的渗透率成为必然^[1-3]。然而, 可再生能源的随机出力特性将导致配电网功率的无序流动, 引发配电网电压频繁波动甚至是越限问题, 对配电网的安全经济运行构成挑战^[4-7]。

传统电压控制方案中, 根据各节点功率预测值,

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(62533016, 62573279); 上海市自然科学基金项目资助(25ZR1402170, 24ZR1421600)

调节有载调压变压器(on-load tap changers, OLTC)变比、电容器组(capacitor banks, CB)投切组数以及储能系统(energy storage systems, ESS)、光伏逆变器(photovoltaic, PV)及静止无功发生器(static var generator, SVG)等具备快速功率支撑能力的设备的输入输出功率,以保障配电网电压的稳定性。文献[8]提出了一种协调有载调压变压器和分布式能源逆变器的多时间尺度配电网数据驱动电压控制方法。实现了配电网的电压控制,并且对分布式能源的不确定性也有较强的鲁棒性。文献[9]为应对高光伏渗透率配电网的区域电压越限问题,提出一种基于光伏逆变器与电池储能系统(battery energy storage system, BESS)的配电网区域协调电压控制方法。将调压任务按一定比例分配,实现精细化的区域电压控制。文献[10]基于强化学习,提出一种协调电力电子器件静止无功发生器和并联电容器的多时间尺度配电网无功电压优化方法,实现了配电网电压控制的有效性与经济性。然而,在可再生能源渗透率不断攀升的背景下,仅依赖传统的调压设备存在调节容量受限的不足。因此,在大规模可再生能源不确定波动场景下配电网电压仍存在越限风险。值得一提的是,相较于常规的化石能源,氢能的能量密度接近其3倍以上,且具有近乎于零碳排放的环境友好属性。因此,利用电制氢设备提供额外容量主动响应配电网电压控制具有极大的潜力,有利于增强配电网的电压韧性。对于P2H运营商而言,参与配电网电压调控时产生的氢气及氧气是重要的工业生产原料,其产气售卖收益与主动响应配电网电压控制的补偿收益亦可提高电制氢运营商的利润率,进而实现整个配电网的安全、经济运行。例如文献[11]基于氢-电混合储能系统的运行模型,提出了配电网两时间尺度优化调度策略,日前调度阶段以电压偏差最小化与成本最小化为目标,日内阶段以经济性为目标,最后以某环形配电网为例,验证了所提方法的有效性和经济性。文献[12]在计及电制氢装置的启停、爬坡等运行约束后,进一步考虑光伏逆变器的无功支撑能力,提出了一种主动配电网两阶段控制策略,解决了电压越限问题。然而,上述研究仅考虑了配电网的整体利益,忽略了配电网、用户以及各类设备运营商各自的利益,难以实现各个利益主体之间的协调合作。

综上,注意到配电网、电制氢设备、储能设备隶属于不同的利益主体,在共同参与配电网调压时,若仅盲目地追求自身利益最大化可能加剧配电网电压的越限风险。换言之,在保障配电网电压稳定的前提下,制定考虑电制氢设备等协同的配电网调控

策略本质上是多方博弈的结果。

目前有研究将博弈论引入了电力系统优化调度领域。例如文献[13]建立了主动配电网与电动汽车车主从博弈模型。上层以配电网运行成本最小为目标制定电价和激励策略,下层电动汽车车主基于贪心算法进行两阶段优化,先最小化自身充放电成本,再最大化激励收益。文献[14]提出基于主从博弈的综合能源系统氢储能和碳捕集协同优化策略。建立以园区运营商为上层领导者,能源供应商、储能运营商和负荷聚合商为跟随者的主从博弈模型,将包含氢储能和碳捕集的园区综合能源系统交易决策模型嵌入主从博弈框架下,实现了降低碳排放、充分消纳风光资源的目标。

然而,目前将博弈论引入电制氢运营商参与配电网电压控制的研究较少。将博弈论应用于P2H辅助配电网电压控制问题,不仅有助于实现包括电制氢运营商在内的多方主体的利益最大化,还能有效提升电网电压的稳定性。此外,现有考虑电制氢辅助博弈的电压控制研究中,没有考虑到可再生能源出力与负荷需求的功率不确定性问题,源荷不确定性问题会导致配电网电压波动甚至越限^[15]。因此,本文提出一种考虑功率不确定性波动的配电网主从博弈电压控制策略主要贡献如下。

1) 建立了包含独立利益个体电制氢运营商在内的电压调控模型。电制氢运营商根据配电网运营商给予的电价补贴参与配电网的电压辅助控制。P2H模型中考虑了配电网的补贴收益、售气收益以及P2H的运行成本。同时为保证设备安全运行,在模型中考虑了电制氢运营商的设备启停约束、功率约束。

2) 建立了考虑电制氢辅助的配电网主从博弈电压随机优化模型。在博弈模型的上层,配电网运营商作为领导者制定补贴策略,引导电制氢运营商、储能运营商调整不同时间段的用电行为,保证配电网的电压稳定性。在博弈模型的下层,电制氢运营商、储能运营商作为跟随者,根据上层补贴及电价,在确保自身利益的前提下参与配电网电压控制。此外,针对短时可再生能源和负荷需求双重不确定变化导致的电压随机波动问题,本文提出了一种基于拉丁超立方采样的日内随机优化算法,用于求解主从博弈模型,提升了配电网在不确定性场景下的电压鲁棒性。

1 配电网电压控制架构

图1展示出了配电网电压控制的整体架构,包含3个参与配电网电压控制的主体。

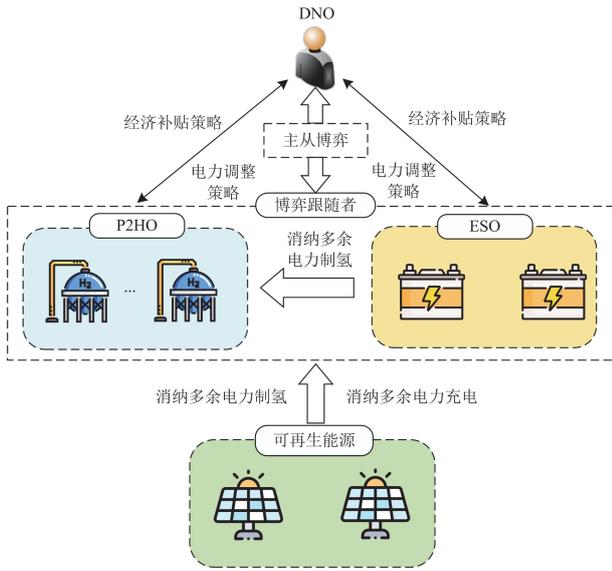


图1 配电网电压控制架构

Fig. 1 Architecture of distribution network voltage control

1) 配电网运营商(distributed network operator, DNO)。DNO主要管理变压器、并联电容器等, 并负责调度控制整个配电网, 包括储能、P2H设备等在电压调整资源, 以保障配电网电压稳定。在制定电压控制策略时, 需要考虑到用户运营商、储能运营商及P2H运营商的利益诉求, 以配电网运行成本最小为目标函数, 优化电价补贴, 在保障配电网安全运行的基础上实现经济最优。

2) 电制氢运营商(power to hydrogen operator, P2HO)。P2H运营商依赖电解槽将水分解为氢气和氧气产生经济收益。其中, 电解槽作为可控负荷, 通过改变输入到电解槽正负极的功率(即调整产量)参与配电网电压控制^[16]。在调整产量参与配电网电压控制时, 会对电制氢设备产生损耗, 并且会增加时间成本。因此, P2H设备在响应配电网电压控制指令时, 配电网运营商需要向P2H运营商给予一定的有功经济补贴激励其参与电压控制。

3) 储能运营商(energy storage operator, ESO)。储能运营商利用储能电池具备的快速功率响应优点参与配电网电压控制^[17]。具体而言, 通过改变储能电池的充放电功率以改善配电网的潮流以及相应的电压分布。同时, 作为独立的利益主体, 储能运营商根据分时电价调整自身的充放电行为套利。

因此, 基于配电网运营商与其他利益主体间存在的利益联系与利益冲突。本文设计了基于双层博弈的配电网电压控制策略。具体流程为: 上层配电网运营商根据配电网的电压情况制定相应的补贴政策, 下层其他利益主体根据分时电价与配电网的补

贴情况, 调整自身的用电行为, 从而优化配电网潮流分布, 实现配电网的电压稳定。

2 配电网电压调控与主体建模

2.1 配电网运营商

配电网运营商除了管理变压器、电容器等常规调压设备外, 还以电价补贴的方式激励用户聚合商和P2H运营商参与配电网电压控制。

2.1.1 配电网运营商运行约束

配电网运行应满足潮流约束、节点电压约束与支路电流约束, 本文不再累述, 详见文献[18]。传统调压设备包含了有载调压变压器和并联电容器两类。

1) 有载调压变压器通过调整分接头的挡位以改变变压器的变比, 从而实现电压的直接调节, 属于离散型调压方式。OLTC 电压调整特性满足 $v_i(t) = (V_s + D_{\text{tap}}(t) \cdot \Delta V_T)^2$, 其中 $v_i(t)$ 表示节点 i 在 t 时刻电压的平方, V_s 表示节点 s 的电压, $D_{\text{tap}}(t)$ 表示变压器在 t 时刻的挡位, ΔV_T 为每一挡对应的电压调节量。由于 OLTC 维护成本较高^[19], 因此有载调压变压器调节过程中受到调节次数限制和可调挡位范围的约束。

$$\sum_{t=1}^T |D_{\text{tap}}(t+1) - D_{\text{tap}}(t)| \leq \Delta_{\text{max}} \quad (1)$$

$$D_{\text{tap, min}} \leq D_{\text{tap}}(t) \leq D_{\text{tap, max}} \quad (2)$$

式中: Δ_{max} 表示在单位时间内变压器允许的最大调节次数; $D_{\text{tap, max}}$ 、 $D_{\text{tap, min}}$ 分别表示变压器的上、下限; T 表示电压控制周期。

2) 并联电容器组通过调节接入母线的电容器组数, 以改变注入配电网的无功功率, 从而实现对配电网的电压支撑, 属于典型的离散型调节方式。

CB 的调节特性满足 $Q_i^{\text{CB}}(t) = \sum_k \varepsilon_{ik}(t) q_{ik}(t)$, 其中

$Q_i^{\text{CB}}(t)$ 表示节点 i 在 t 时刻并联电容器总的无功功率输出, $q_{ik}(t)$ 表示节点 i 在 t 时刻第 k 组电容器的无功功率输出, $\varepsilon_{ik}(t)$ 为 0-1 变量, 表示节点 i 在 t 时刻第 k 组电容器的投入状态。与 OLTC 类似, 为了避免频繁地进行电容器组的投切操作, 缩短其使用寿命, 通常在参与配电网电压调节过程中对其投切次数与可投切组数加以限制。

$$\sum_t \left| \sum_k \varepsilon_{ik}(t+1) - \sum_k \varepsilon_{ik}(t) \right| \leq \varepsilon_{\text{max}} \quad (3)$$

$$0 \leq \sum_k \varepsilon_{ik}(t) \leq C_{i, \text{max}} \quad (4)$$

式中: ε_{max} 表示在单位时间内 k 组电容器投入组数的最大变化量; $C_{i, \text{max}}$ 表示电容器组的最大投入组数。

2.1.2 配电网运营商运行成本

配电网运营商的运行成本 F_{DNO} 表示为

$$F_{\text{DNO}} = f_{\text{loss}} + f_v + f_{\text{CB}} + f_{\text{tap}} + f_{\text{TOP2H}} + f_{\text{TOESS}} \quad (5)$$

式中： f_{loss} 为网络功率损耗成本， $f_{\text{loss}} = C_{\text{loss}} \sum_{ij \in E} l_{ij}(t) R_{ij}$ ， C_{loss} 为单位网损成本； f_v 为电压越

限成本， $f_v = C_v \sum_{i=1}^N |v_i(t) - \tilde{v}|$ ， \tilde{v} 为期望的电压范

围， C_v 为单位电压越限惩罚成本； f_{CB} 为CB调节成本， $f_{\text{CB}} = C_{\text{CB}} \sum_i \sum_k |\varepsilon_{ik}(t+1) - \varepsilon_{ik}(t)|$ ， C_{CB} 为CB

单次调节成本； f_{tap} 为OLTC调节成本， $f_{\text{tap}} =$

$C_{\text{tap}} |D_{\text{tap}}(t+1) - D_{\text{tap}}(t)|$ ， C_{tap} 为OLTC单次调节成本；

f_{TOP2H} 为配电网运营商向电制氢运营商补贴的费用， $f_{\text{TOP2H}} = \sum_{i=1}^T \lambda^{\text{P2H}} P^{\text{P2H}}(t)$ ， λ^{P2H} 为单位功率补贴

价， $P^{\text{P2H}}(t)$ 为输入电制氢设备的功率； f_{TOESS} 为配

电网运营商向储能运营商补贴的费用， $f_{\text{TOESS}} =$

$\sum_{i=1}^T \lambda^{\text{ESS}} P^{\text{ESS}}(t)$ ， λ^{ESS} 为单位功率补贴价， $P^{\text{ESS}}(t)$ 为

储能设备的功率调节量。

2.2 电制氢运营商

完整的电制氢配置包括用于电制氢的能量、储水罐、电解槽、压缩机、储气罐。在配电网电压控制中，配电网运营商通过电价激励的形式引导电制氢运营商调整其生产计划，参与配电网的电压控制。

2.2.1 电制氢运营商运行约束

电制氢装置在连续时刻的启停状态之间存在逻辑关联。具体而言，当电制氢装置在 $t-1$ 时刻处于关闭状态时， t 时刻可选择继续保持关闭或启动；反之，若在 $t-1$ 时刻处于开启状态，则在 t 时刻可选择继续运行或关闭设备。因此电制氢装置存在启停约束。

$$\alpha_i(t-\tau) - \beta_i(t) = \chi_i(t) - \chi_i(t-1) \quad (6)$$

$$\alpha_i(t) \leq 1 - \chi_i(t-1) \quad (7)$$

$$\beta_i(t) \leq \chi_i(t-1) \quad (8)$$

$$\chi_i(0) = \chi_i(T) \quad (9)$$

式中： $\alpha_i(t)$ 、 $\beta_i(t)$ 、 $\chi_i(t)$ 分别表示节点 i 制氢设备的启动动作、关停动作与当前的启停状态，均为 0-1 变量。

由于电制氢装置在启动时会发生一系列的化学反应，会对电极材料产生腐蚀性，使电制氢装置发生一定程度的磨损，因此，考虑到电制氢设备的维护成本，电制氢装置的日内启停次数应加以限制。

$$\sum_{i=1}^T \alpha_i(t) \leq \alpha_{\text{max}} \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^T \beta_i(t) \leq \beta_{\text{max}} \quad (11)$$

式中： α_{max} 、 β_{max} 分别表示在一天中制氢设备所允许的最大启动次数、最大关停次数。

为防止电解过程中生成的气体通过质子交换膜在电解槽两极间互串，造成电极间压差过大，进而增加电解槽爆炸风险，降低电解效率^[20]，电制氢装置在运行中必须严格控制输入至电解槽的功率和爬坡功率。

$$P_{\text{min}}^{\text{P2H}} \leq P_i^{\text{P2H}}(t) \leq P_{\text{max}}^{\text{P2H}} \quad (12)$$

$$|P_i^{\text{P2H}}(t) - P_i^{\text{P2H}}(t-1)| \leq \Delta P_{\text{max}}^{\text{P2H}} \quad (13)$$

式中： $P_i^{\text{P2H}}(t)$ 为节点 i 输入电制氢设备的功率；

$P_{\text{max}}^{\text{P2H}}$ 、 $P_{\text{min}}^{\text{P2H}}$ 分别为电制氢工作功率的最大、最小值；

$\Delta P_{\text{max}}^{\text{P2H}}$ 为单位时间内电制氢的最大爬升功率。

2.2.2 电制氢运营商运行收益

电制氢运营商的收益主要来源于配电网给予的经济补贴、自身售气收益，同时需要考虑电制氢设备的运行成本。因此，电制氢运营商一天的收益函数 U_{P2H} 可表示为

$$U_{\text{P2H}} = R_{\text{sub}} + R_{\text{gas}} - C_{\text{P2H}} \quad (14)$$

式中： R_{sub} 为配电网补贴收益， $R_{\text{sub}} = f_{\text{TOP2H}}$ ； R_{gas} 为

氢气和氧气的售气收益， $R_{\text{gas}} = \sum_{i=1}^T (C_{\text{H}_2}^{\text{unit}} \cdot (m_{\text{H}_2}(t) +$

$m_{\text{O}_2}(t)))$ ， $C_{\text{H}_2}^{\text{unit}}$ 、 $C_{\text{O}_2}^{\text{unit}}$ 分别为氢气和氧气的市场单

位售价， $m_{\text{H}_2}(t)$ 、 $m_{\text{O}_2}(t)$ 分别为电制氢设备在 t 时

刻产生的氢气和氧气的质量； C_{P2H} 为电制氢设备的

运行成本， $C_{\text{P2H}} = C_{\text{elec}} + C_{\text{maint}}$ ， $C_{\text{elec}} = \sum_{i=1}^T C_{\text{elec}}(t) \cdot$

$P_i^{\text{P2H}}(t) \cdot \Delta t$ 为电力成本， $C_{\text{elec}}(t)$ 为 t 时刻的电价，

$C_{\text{maint}} = C_{\text{P2H}}^{\text{unit}} \sum_{i=1}^T P_i^{\text{P2H}}(t) \cdot \Delta t$ 为设备损耗成本， $C_{\text{P2H}}^{\text{unit}}$ 为

单位功率的设备维护成本。

2.3 储能运营商模型

储能通过需求响应参与配电网电压调整。储能运营商根据分时电价，在电价谷时段时储能充电；在电价峰时段时储能放电。储能运营商通过调整自身的充放电计划以及售电电价，辅助电网保证电压稳定，并赚取购售电的差价。

2.3.1 储能运营商运行约束

储能系统在 $t+1$ 时刻的容量为

$$E_i^{\text{ESS}}(t+1) = E_i^{\text{ESS}}(t) + \eta^{\text{ch}} P_i^{\text{ch}}(t) \Delta t - \frac{P_i^{\text{dis}}(t)}{\eta^{\text{dis}}} \Delta t \quad (15)$$

式中: $E_i^{\text{ESS}}(t)$ 为储能系统在 t 时刻的容量; $P_i^{\text{ch}}(t)$ 、 $P_i^{\text{dis}}(t)$ 分别为储能系统充、放电功率; η^{ch} 、 η^{dis} 分别表示充、放电效率; Δt 为单位调度时间。

为了延长储能系统的使用寿命, 保证共享储能运营商持续、安全地提供服务, 应对储能系统的任一时刻的容量进行约束。

$$E_i^{\text{ESS},\min} \leq E_i^{\text{ESS}}(t) \leq E_i^{\text{ESS},\max} \quad (16)$$

式中: $E_i^{\text{ESS},\max}$ 、 $E_i^{\text{ESS},\min}$ 分别表示储能系统允许的最大、最小容量。

储能系统在同一时刻只允许充电或者放电, 其约束为

$$0 \leq P_i^{\text{dis}}(t) \leq \phi_i^{\text{dis}}(t) P_i^{\text{dis},\max} \quad (17)$$

$$0 \leq P_i^{\text{ch}}(t) \leq \phi_i^{\text{ch}}(t) P_i^{\text{ch},\max} \quad (18)$$

$$\phi_i^{\text{dis}}(t) + \phi_i^{\text{ch}}(t) \leq 1 \quad (19)$$

式中: $\phi_i^{\text{ch}}(t)$ 、 $\phi_i^{\text{dis}}(t)$ 为二元变量, 分别表示充放电的状态; $P_i^{\text{ch},\max}$ 、 $P_i^{\text{dis},\max}$ 分别为充、放电功率的最大值。

2.3.2 储能运营商运行收益

储能运营商收益函数由 3 部分组成, 分别为售电收益、配电网给予的经济补贴及储能设备的运行成本。因此, 储能运营商的收益函数 U_{ES} 可表示为

$$U_{\text{ES}} = \sum_{t=1}^T \left(\lambda_t^{\text{sell}} P_i^{\text{dis}}(t) - \lambda_t^{\text{buy}} P_i^{\text{ch}}(t) + \sum_{t=1}^T \lambda^{\text{ESS}} P^{\text{ESS}}(t) - C_{\text{ES}}(t) \right) \quad (20)$$

式中: λ_t^{buy} 、 λ_t^{sell} 分别表示 t 时刻的购电价格和售电价格; $C_{\text{ES}}(t)$ 为储能设备的运行成本。

3 基于主从博弈的配电网电压控制模型

在所建立的主从博弈模型中, 配电网运营商作为领导者, 首先制定经济补贴策略, 以激励电制氢运营商和储能运营商积极参与配电网的电压调节。随后, P2HO 与 ESO 作为跟随者, 依据配电网运营商的补贴政策调整自身的用电行为, 以最大化自身收益。领导者会根据跟随者的响应对补贴策略进行动态调整, 直至博弈收敛至 Stackelberg 均衡。领导者与跟随者的决策过程可用以下数学模型表示。

1) 领导者的优化问题。领导者, 即 DNO 的目标是制定最优经济补贴策略, 以保障配电网电压稳定性并最小化自身运行成本。其优化问题可描述为

$$\min_{s_{\text{DNO}} \in \mathcal{S}_{\text{DNO}}} F_{\text{DNO}} \left(\begin{matrix} s_{\text{DNO}}, s_{\text{P2HO}}^*(s_{\text{DNO}}) \\ s_{\text{ESO}}^*(s_{\text{DNO}}) \end{matrix} \right) \quad (21)$$

式中: s_{DNO} 表示 DNO 的补贴策略集合; \mathcal{S}_{DNO} 表示 DNO 所能采取的全部策略集合; $s_{\text{P2HO}}^*(s_{\text{DNO}})$ 表示 P2HO 在 s_{DNO} 给定情况下的最优响应策略; $s_{\text{ESO}}^*(s_{\text{DNO}})$ 表示 ESO 在 s_{DNO} 给定情况下的最优响应策略。

2) 跟随者的优化问题。跟随者 P2HO 和 ESO 在领导者制定的补贴策略 s_{DNO} 影响下, 优化其用电行为, 以最大化自身收益, 其优化问题描述为

$$\begin{aligned} s_{\text{P2HO}}^*(s_{\text{DNO}}) = \\ \arg \max_{s_{\text{P2HO}} \in \mathcal{S}_{\text{P2HO}}} U_{\text{P2H}}(s_{\text{DNO}}, s_{\text{P2HO}}) s_{\text{ESO}}^*(s_{\text{DNO}}) = \\ \arg \max_{s_{\text{ESO}} \in \mathcal{S}_{\text{ESO}}} U_{\text{ES}}(s_{\text{DNO}}, s_{\text{ESO}}) \end{aligned} \quad (22)$$

式中: s_{P2HO} 、 s_{ESO} 分别表示 P2HO 和 ESO 的策略集合, 该问题的求解需要考虑电价波动、设备运行成本以及补贴收益等多重因素。

当 P2HO、ESO 根据 DNO 的策略作出最优响应, 并且 DNO 接受该最优响应后, 博弈达到均衡状态。在此状态下, 双方均无法通过单方面调整策略来进一步减少自身成本或提升自身收益。即

$$\begin{cases} F_{\text{DNO}}(s_{\text{DNO}}^*, s_{\text{P2HO}}^*, s_{\text{ESO}}^*) \leq \\ F_{\text{DNO}}(s_{\text{DNO}}, s_{\text{P2HO}}^*(s_{\text{DNO}}), s_{\text{ESO}}^*(s_{\text{DNO}})), \forall s_{\text{DNO}} \in \mathcal{S}_{\text{DNO}} \\ U_{\text{P2H}}(s_{\text{DNO}}^*, s_{\text{P2HO}}^*) \geq U_{\text{P2H}}(s_{\text{DNO}}^*, s_{\text{P2HO}}), \forall s_{\text{P2HO}} \in \mathcal{S}_{\text{P2HO}} \\ U_{\text{ES}}(s_{\text{DNO}}^*, s_{\text{ESO}}^*) \geq U_{\text{ES}}(s_{\text{DNO}}^*, s_{\text{ESO}}), \forall s_{\text{ESO}} \in \mathcal{S}_{\text{ESO}} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $(s_{\text{DNO}}^*, s_{\text{P2HO}}^*, s_{\text{ESO}}^*)$ 为博弈均衡解。

根据纳什均衡存在性定理, 在每个参与者均具有有限纯策略集合的博弈中, 至少存在一个纳什均衡解。本文所构建的电压控制策略中, 配电网运营商、电制氢运营商和储能运营商的数量均有限, 且其优化决策受到设备运行、电压稳定性及经济性约束, 因而博弈的解空间是有限的, 博弈策略是有限的^[21-22], 因此 Stackelberg 均衡解必然存在。

3.1 上层求解算法

在博弈模型的上层, 通过遗传算法对配电网运营商补贴的组合策略进行搜索, 并以适应度函数值作为评估依据, 衡量各策略的优劣。遗传算法迭代步骤如下。

Step1: 初始化。设置遗传算法的最大迭代次数为 G_{max} , 种群规模为 n , 每个个体包含的基因个数为 x 。若再次迭代后仍未寻得全局最优解, 则算法输出的结果为当前范围内的局部最优解。随机生成个数为 n 的初始种群, 表示为 N_1, N_2, \dots, N_n 。

Step2: 将初始种群中的每个个体作为输入, 并传入下层博弈模型, 据此计算适应度函数值 Result。若当前某一策略组合的适应度函数值满足预设条件

结果为 0，并且当前迭代次数 $G < G_{\max}$ ，则可认为已经获得当前阶段的最优均衡策略。若结果不为 0，则说明仍需优化，需对当前种群进行交叉、变异操作，生成新一代策略个体，继续迭代。

Step3: 在每一代中，将当前种群中的最优解与前一代的最优解进行比较，若当前解优于上一代，则更新记录为当前阶段最优解。交叉操作和变异操作将围绕当前最优解展开，直到适应度函数满足设定阈值或达到最大迭代次数 G_{\max} 。

Step4: 当迭代次数 $G = G_{\max}$ 或结果为 0 时，算法停止运行。最终输出当前记录的最优个体，作为博弈模型上层的最优补贴策略组合，用于指导配电网运营商的实际决策。

3.2 下层求解算法

在博弈模型的下层，电制氢运营商根据上层输入的补贴策略及各类调压设备运行约束、配电网运行约束调整自身的用电行为，以使得自身成本最小化。在下层优化过程中，由于可再生能源出力与负荷需求的不确定变化，利用预测值设计的用电策略无法响应风光荷的快速不确定性变化，且无法保证电压的稳定性，因此，为了保证电压稳定性，在下层本文提出了随机优化模型，如式(24)所示。

$$\min \sum_{m=1}^M \rho_m [f_1(\mathbf{x}_m, \boldsymbol{\sigma}_m)] \quad (24)$$

式中： $\sum_{m=1}^M \rho_m [f_1(\mathbf{x}_m, \boldsymbol{\sigma}_m)]$ 为下层电制氢运营商优化问题，下层采用随机优化算法确定最优解； \mathbf{x}_m 为下层优化问题的决策向量，包括电制氢设备的输入功率以及各类调压设备参与调节的功率； $f_1(\mathbf{x}_m, \boldsymbol{\sigma}_m)$ 为下层优化问题的最优值，此时电制氢运营商的成本达到最小， $\boldsymbol{\sigma}_m$ 为可再生能源出力随机场景的随机向量， ρ_m 为每个随机场景的概率。考虑到通过抽样会产生大量的风光荷随机场景，计算复杂度较高，因此，本文基于场景削减的思想^[23]，分析风光荷不确定性对电压的影响，采用拉丁超立方抽样^[24]与场景削减相结合的方法，高效生成并选取了少量代表性场景。上述等效确定性模型是一个混合整数二阶锥规划问题，可利用商业求解器 GUROBI 快速有效地求解。其中，其核心包括场景构建和场景削减两部分。

假设可再生能源出力与负荷需求变化服从高斯分布，基于拉丁超立方抽样的方法生成大量风光荷随机场景，随后采用引入 Kantorovich 距离的后向场景削减方法进行场景削减，生成少量具有代表性的场景。拉丁超立方抽样方法通过分层抽样，使样本点均匀、完整地覆盖在变量的分布范围内，不会产

生明显的聚集现象，同时保证了样本结果的全面性，可以有效地减小方差和抽样尺度^[25-26]。

以光伏出力为例，设每日 t 时刻 ($t=1,2,\dots,24$) 的光伏出力为随机变量 M_t ，其累积分布函数服从高斯分布 G_t 。为了构建不确定性分析所需的场景集合，假设初始采样 N 个光伏出力场景，削减后为 M 个场景。每个初始场景的概率设定为 $\rho_i = 1/N$ 。具体的拉丁超立方抽样与场景削减步骤如下。

Step1: 将分布函数 G_t 的区间均匀划分为 N 个小区间，每个区间所对应的累积概率范围为 $1/N$ 。

Step2: 在第 u 个区间内随机抽取一个样本，其累积概率值表示为

$$\rho_u = \left(\frac{1}{N} \right) r_u + \frac{u-1}{N} \quad (25)$$

式中： r_u 为 $[0,1]$ 区间的随机数。

Step3: 将得到的累积概率值通过标准高斯分布的逆函数进行映射，得到对应的出力值 x_u 。

$$x_u = G_t^{-1}(\rho_u) \quad (26)$$

Step4: 重复步骤 Step2—Step3，生成 N 个光伏出力场景。计算任意两个场景 s_i 和 s_j 之间的 Kantorovich 距离为

$$d_{\text{dis}}(s_i, s_j) = \sqrt{\sum_{t=1}^T (x_{i,t} - x_{j,t})^2} \quad (27)$$

式中： $x_{i,t}$ 和 $x_{j,t}$ 分别表示 t 时刻节点 i 、节点 j 的出力值。

Step5: 对于给定参考场景 s_g ，找出与其 Kantorovich 距离最小的场景 s_m ，计算场景 s_m 的概率与它们之间的 Kantorovich 距离的乘积 $P_r(s_g, s_m) = \rho_m \cdot d_{\text{dis}}(s_g, s_m)$ 。

Step6: 所有场景重复 Step5 操作，确定最小合并代价的场景 d ，将其删除，并将其概率累加至场景 s_m 上，更新其概率为 $\rho_m = \rho_m + \rho_d$ ，同时更新削减场景数 $N = N - 1$ 。

Step7: 重复步骤 Step4—Step6 直至场景数量削减至 M 。

最终求解所得优化方案能够有效地协调 DNO、P2HO 及 ESO 的运行策略，确保配电网电压稳定的同时，实现经济最优调度。博弈模型整体求解流程如图 2 所示。

4 算例分析

为了验证本文所提方法的有效性，在配置为 Intel i5-8300H CPU 2.30 GHz, RAM 8.00 GB 的电脑

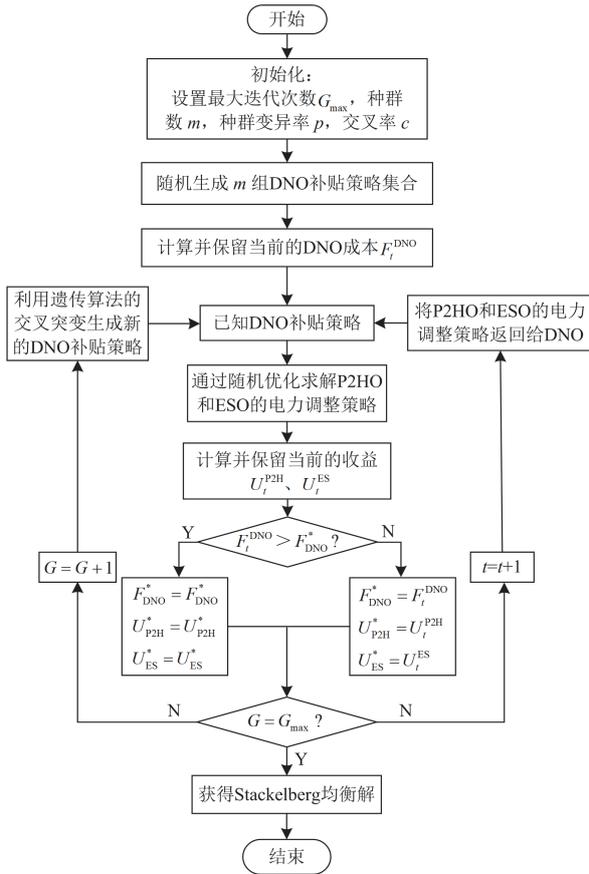


图2 博弈模型求解流程图
Fig. 2 Game-based solving flowchart

上进行仿真。优化模型在MATLAB 2021b中使用YALMIP/GUROBI工具箱进行求解。

4.1 改进IEEE33节点系统的参数设置

在图3所示的改进IEEE33节点配电网中进行仿真测试。光伏/风机出力与负荷需求预测曲线如图4所示。此外,本文算例中,传统调压设备有载调压变压器安装于节点1与节点2之间,5组并联电容器安装在节点33。变压器具有10个挡位,每个挡位的电压调节量为0.01 p.u.。为延长设备使用寿命,设置有载调压变压器与并联电容器一天的总调节次数均为4次。两家电制氢运营商的电制氢工作设备分别安装在节点10与节点30,两家储能运营商的储能设备分别安装在节点18与节点22。电制氢设备参数依据文献[27-28]设定,其余各调压设备相关的参数如表1所示。由于规定的电压范围为 $[V_{\min}, V_{\max}] = [0.95, 1.05]$ p.u.,为了进一步提高配电网的电压韧性,设置期望的电压范围为 $[0.97, 1.03]$ p.u.。同时,在遗传算法中,设定种群数目 m 为40,迭代次数为100,种群变异率为5%,交叉概率为80%,收敛误差 $\varepsilon = 0.01$ 。分时电价数据^[27]如图5所示。

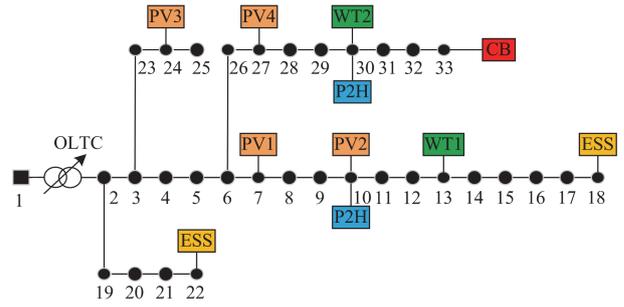


图3 IEEE33节点配电网拓扑

Fig. 3 Topology of IEEE 33-node distribution network

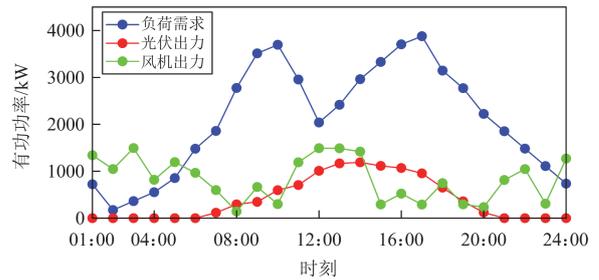


图4 风光荷预测数据

Fig. 4 Forecast data for wind, photovoltaic and load

表1 参数设置

Table 1 Parameter settings

装置	数值	位置	调节费用/元
OLTC	$\pm 10\%$	1	400
CB	5×1 kvar	33	24
PV1、PV2	500 kVA	7, 10	3/4
PV3	300 kVA	24	3/4
PV4	400 kVA	27	3/4
WT1、WT2	1000 kVA	13, 30	4
P2H	900 kW	10, 30	2.2/95/80
ESS	400 kWh/300 kW	18, 22	1.6/2

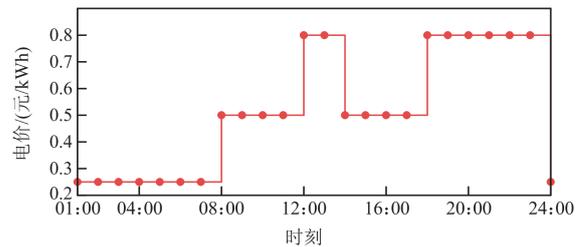


图5 分时电价数据

Fig. 5 Time-of-use pricing data

表2为在生成相同数量的初始场景时,拉丁超立方抽样和蒙特卡洛抽样方法的性能对比。其中样本方差度量了抽样结果与实际配电网风光荷出力场景的近似程度。方差越小,表明相同抽样性能越好。可见由于分层抽样操作的引入,拉丁超立方抽样方

法以小幅增加计算量为代价，将样本方差大幅降低至蒙特卡洛方法的 1.58%，故而反映出拉丁超立方抽样方法可以通过更少的抽样次数生成代表性的配电网运行场景。

表 2 拉丁超立方抽样与蒙特卡洛抽样结果分析

方法	样本数量	计算开销/s	样本方差
拉丁超立方	1000	1.87	0.013
	10 000	6.96	0.001
蒙特卡洛	1000	0.31	0.824
	10 000	1.29	0.301

为了验证所提基于主从博弈的 P2H 辅助配电网电压优化控制策略在维持电压稳定性方面的有效性与经济性，本文设计了 3 个不同的实验场景进行对比分析。通过不同场景下的电压控制效果、系统运行成本及收益分配情况的对比，评估 P2H 在配电网电压优化中的作用，以及经济补贴机制对各主体决策行为的影响。

场景 1：基于 P2HO-DNO-ESO 三方主从博弈(本文所提模型)。该场景下，配电网运营商作为领导者，电制氢运营商和储能运营商作为跟随者。DNO 通过提供经济补贴引导 P2HO 和 ESO 调整运行策略，共同参与配电网电压调节，提高电压稳定性并实现多方收益均衡。

场景 2：P2H 参与电压调节，但不提供经济补贴，即文献[29]所采用的非博弈模式。该场景下，P2H 设备参与电压调节，但 DNO 不提供任何经济补贴，即 P2HO、ESO 需在无外部激励的情况下自主决策是否调整功率以辅助电压控制。

场景 3：不考虑 P2H 参与，仅基于 DNO-ESO 主从博弈的常规调压策略，即文献[13]所采用的模型。在该场景下，P2H 设备不参与电压调节，仅依靠常规调压设备进行电压优化，但 DNO 仍对 ESO 提供经济补贴，以优化其充放电策略，提高电压控制效果。通过该场景可对比分析仅依靠储能与引入 P2H 多元调节之间的效果差异。

4.2 不同调度策略下的电压稳定性分析

图 6 展示了 3 个实验场景下的节点电压曲线，可以看到，本文提出的考虑 P2H 并给予经济补贴的场景 1 与不提供经济补贴的场景 2 中，在所有时间段内，各关键节点电压均处于合理范围内，没有发生电压越限事故。场景 3 中，在中午和晚上可再生能源出力高峰期，由于缺乏 P2H 负荷吸收多余电能，大量节点电压超过上限，发生严重的电压越限事故。尽管 ESO 通过优化储能设备的充放电策略，能够在相当程度上缓解电压波动，但储能设备的功

率容量有限，无法完全消纳多余的可再生能源。

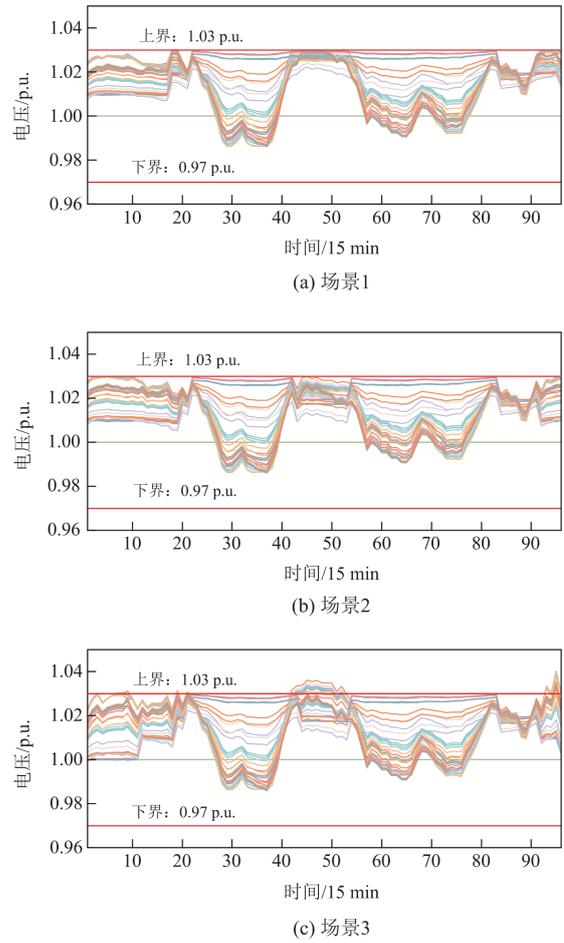


图 6 不同场景下的电压曲线

Fig. 6 Voltage profile in different scenarios

图 7、图 8 分别展示了各场景下 OLTC 挡位与 CB 投切组数的变化，场景 1 中 OLTC 挡位与 CB 投切组数较稳定，而场景 2 与场景 3 中 OLTC 挡位变化较大。这是由于 P2H 设备在经济激励下能够主动调节自身负荷，在高可再生能源出力时段及时增加功率消纳，同时储能设备同样受到补贴激励，优化自身充放电策略，进一步平抑电压波动，从而减小了对 OLTC 和 CB 的依赖。

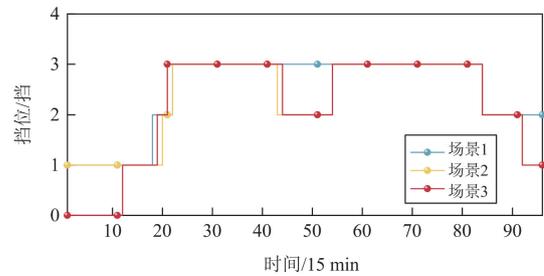


图 7 各场景下有载调压变压器投切组数

Fig. 7 Positions of OLTC in different scenarios

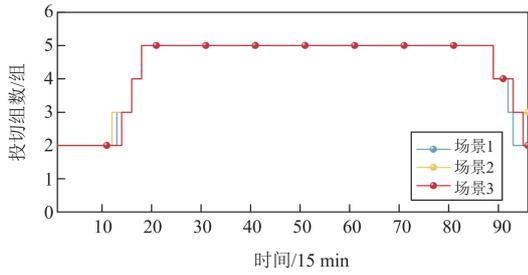


图 8 各场景下并联电容器投切组数

Fig. 8 Switching number of shunt capacitors in different scenarios

图 9 和图 10 分别展示了场景 1 与场景 2 中, 安装在配电网节点 10 和节点 30 的电制氢装置的消纳功率曲线。场景 1, 即在本文提出的考虑 P2H 经济补贴的主从博弈控制策略下, 电制氢装置在高可再生能源出力时段消纳了较大功率, 表现出较强的负荷可调性。场景 2 的消纳功率明显低于场景 1, 表现出较弱的调节意愿。由于在场景 1 中 P2H 运营商获得了来自配电网运营商的经济补贴, P2H 运营商能够在收益最大化的目标驱动下, 主动调整电解槽运行功率, 提升自身对可再生能源出力波动的适应能力。这不仅有助于维持配电网的电压稳定性, 同时还降低了传统调压设备的调节压力, 提高了整体电网运行的经济性和可靠性。

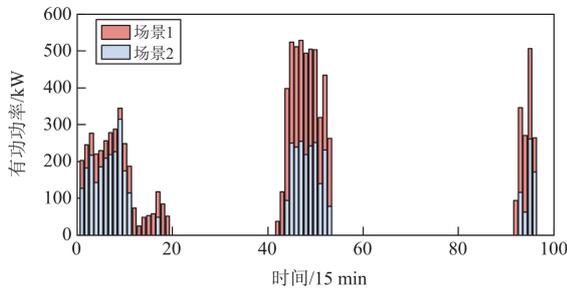


图 9 不同场景下节点 10 电制氢装置消纳功率

Fig. 9 Power consumption of P2H at node 10 for different scenarios

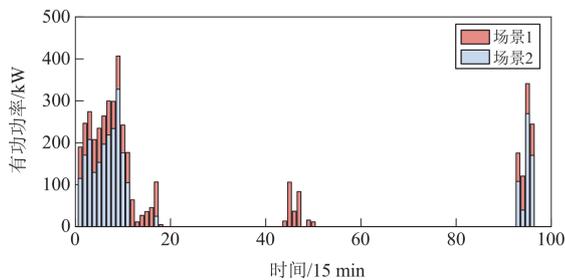


图 10 不同场景下节点 30 电制氢装置消纳功率

Fig. 10 Power consumption of P2H at node 30 for different scenarios

图 11 和图 12 分别展示了安装在配电网节点 18 和节点 22 的储能系统在不同实验场景下的充放电功率曲线。从充放电功率曲线可以看出, 场景 3 中的 ESS 充放电功率最大, 表明其在整个调度过程中承担了较大的调节负荷。这是由于在场景 3 中未考虑 P2H 设备的参与, 配电网因缺乏足够的柔性负荷, 难以有效消纳可再生能源的功率波动, 因此 ESS 成为维持系统功率平衡的主要调节手段。然而, 这种高强度的充放电模式可能加剧储能设备的运行压力, 加速电池老化, 降低系统的长期经济性。相比之下, 场景 2 的 ESS 充放电功率明显较低。这是因为在该场景下, ESS 未获得经济补贴, 其负荷调节意愿较低。在本文提出的场景 1 中, ESS 的充放电功率最低。这是因为在场景 1 中, P2H 设备得到了经济补贴, 积极参与功率调节, 在高可再生能源出力时段消纳了大部分冗余电力, 使得 ESS 的调节压力大幅缓解。

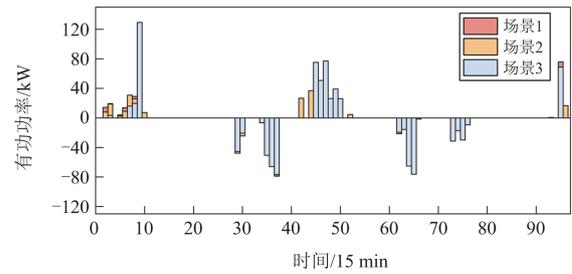


图 11 不同场景下节点 18 储能系统充放电功率

Fig. 11 Charge and discharge power of ESS at node 18 in different scenarios

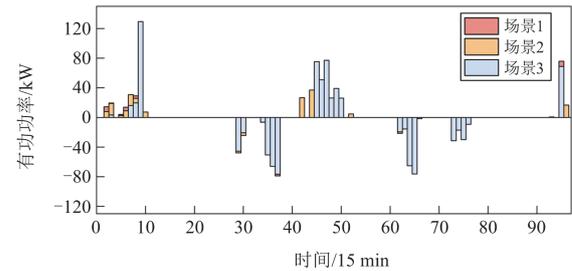


图 12 不同场景下节点 22 储能系统充放电功率

Fig. 12 Charge and discharge power of ESS at node 22 in different scenarios

4.3 不同调度策略下的经济性分析

表 3 展示了在 3 个不同场景下, 各类运营商的成本与收益情况。场景 1 的 DNO 的总成本最低, 为 141 656.72 元, 较场景 2 和场景 3 分别降低了 5.67% 与 14.56%。这一降幅得益于 P2H 在高负荷或波动时段吸收多余功率, 有效缓解了电压调节压力和网

络损耗,使 DNO 在保障电压合规的同时,实现成本最小化。同时可以看出,场景 1 的网损成本最低,相比场景 3 降低了约 13.83%,相比场景 2 也降低了约 4.98%。这表明在 DNO 经济补贴的激励驱动下,

P2H 装置更积极地参与电网调节,能够在负荷低谷时主动吸纳多余电能,从而有效降低了长距离输电和节点功率波动带来的能量损耗。

表 3 不同场景下各运营商的成本与收益

Table 3 Costs and benefits for various operators in different scenarios

场景	DNO	网损	动作	电压越限	ESO	ESO	P2HO	P2HO	氢气	氧气
	总成本	成本	成本	成本	运行成本	总收益	运行成本	总收益	收益	收益
1	141 656.721	139 888.721	1768	0	2212.6779	3261.4	27 385.9436	37 819.2555	5663.7563	4769.5556
2	150 158.3192	147 214.3192	2944	0	2431.1694	3588.7429	14 825.2578	17 891.5665	1775.1038	1291.2039
3	165 834.8852	162 329.3361	2968	537.5491	2553.6	3776.6049	0	0	0	0

其次, P2HO 经济性大幅提高。P2H 装置在场景 1 中获得了较大的经济效益,其氢气收益与氧气收益分别达到 5663.76 元与 4769.56 元, P2HO 总收益高达 37 819.26 元,远高于场景 2 的 17 891.57 元,提升幅度达 111%。收益的增加使得 P2HO 更积极地参与调节,增强了整个系统的灵活性。这说明补贴机制有效激励了 P2H 设备的运营,使其运行积极性显著提高,不仅能够消纳多余可再生能源出力,还能够通过售氧和售氢获取更高的收益,显著提升 P2HO 运营的经济性。

在储能方面,在场景 1 中 ESO 的运行成本为 2212.68 元,低于场景 2 的 2431.17 元和场景 3 的 2553.60 元,表明 P2H 的协同运行有效缓解了电网对储能设备的调频/调峰压力,进一步提升了系统调节的经济性和协调性。虽然场景 3 储能收益略高,但其所承担的电压调节风险与设备磨损显著增大,不具可持续性。

此外,场景 2 和场景 3 的 OLTC 和 CB 动作成本及电压越限成本均高于场景 1。这说明在没有 P2H 设备或 P2H 设备缺乏补贴的情况下,系统对传统调压设备的依赖性更强,导致这些设备需要频繁动作来维持电压稳定性,不仅增加了调节成本,还可能加剧设备的磨损。而在场景 1 中, P2H 设备的及时响应有效缓解了系统的调压压力,降低了 OLTC、CB 和 ESO 的调节频率,从而降低了设备动作成本和电压越限风险。

5 结论

本文构建了一种兼顾配电网电压稳定性与各类灵活资源运营商经济效益的主从博弈模型。通过设定合理的激励机制与约束条件,引导电制氢、储能等灵活性资源参与电压调节。首先确定了配电网运营商作为主方、电制氢与储能运营商为从方的博弈结构,并理清了各主体间的权责分配与博弈顺序。

随后,构建了基于主从博弈的 P2H 辅助配电网电压优化控制架构,分别建立了 DNO、P2HO 和 ESO 三方的成本与收益函数,并综合考虑网损、电压越限、资源调节等关键因素,形成协调联动的电压控制机制。仿真结果表明,所提博弈模型能够有效保障配电网电压的稳定性。同时在 3 类对比场景中,本文所提策略的 DNO 总运行成本较不含 P2H 的场景降低了 14.56%,较未设置激励机制的场景降低了 5.67%。

参考文献

- [1] 卢芳,王振宇,刘宏达,等.考虑光伏不确定性的主动配电网自适应鲁棒优化经济调度策略[J].电力系统保护与控制,2025,53(9):93-106.
LU Fang, WANG Zhenyu, LIU Hongda, et al. Adaptive robust optimization economic dispatch strategy for active distribution networks considering photovoltaic uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(9): 93-106.
- [2] 张文博,邢海军,聂立君,等.考虑高渗透率可再生能源的新型电力系统可靠性评估综述[J].电测与仪表,2025,62(9):51-61.
ZHANG Wenbo, XING Haijun, NIE Lijun, et al. Review of the novel power system reliability assessment with high penetration renewable energy[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2025, 62(9): 51-61.
- [3] 李英量,孙楠,王德明,等.含分布式储能系统的交直流配电网动态故障恢复策略[J].电力系统保护与控制,2024,52(18):179-187.
LI Yingliang, SUN Nan, WANG Deming, et al. A dynamic fault recovery strategy for an AC/DC distribution network with distributed energy storage system[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(18): 179-187.
- [4] 欧奕昊,姜彤,张一航,等.考虑变流器无功调节特性的含高比例分布式光伏配电网电压控制方法[J].电力系统保护与控制,2024,52(20):105-118.
OU Yihao, JIANG Tong, ZHANG Yihang, et al. Voltage

- regulation method for a distribution network with high-penetration of distributed photovoltaic energy considering a converter's reactive power regulation characteristics[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(20): 105-118.
- [5] 宋美琪, 李洪全, 武浩, 等. 考虑碳排放优化的多层随机模型预测的配电网新能源电压控制方法[J]. *供用电*, 2025, 42(1): 72-78.
SONG Meiqi, LI Hongquan, WU Hao, et al. Renewable voltage control method for distribution networks based on multi-layer stochastic model prediction[J]. *Distribution & Utilization*, 2025, 42(1): 72-78.
- [6] 杜晓东, 李晓明, 韩思宁, 等. 基于线性化潮流模型的配电网电压无功控制策略[J]. *电测与仪表*, 2024, 61(4): 41-47.
DU Xiaodong, LI Xiaoming, HAN Sining, et al. Volt/Var control strategy of distribution network based on linearized power flow model[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2024, 61(4): 41-47.
- [7] 何斯强, 张俊岭, 顾宗奇, 等. 面向分布式资源聚合管控的虚拟电厂建模与优化控制综述[J]. *山东电力技术*, 2024, 51(2): 11-24, 45.
HE Siqiang, ZHANG Junling, GU Zongqi, et al. Overview of virtual power plant modeling and optimization control for distributed resource aggregation and control[J]. *Shandong Electric Power*, 2024, 51(2): 11-24, 45.
- [8] HUO Yanda, LI Peng, JI Haoran, et al. Data-driven coordinated voltage control method of distribution networks with high DG penetration[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2023, 38(2): 1543-1557.
- [9] ZHANG Zhanqiang, DOU Chunxia, YUE Dong, et al. Regional coordinated voltage regulation in active distribution networks with PV-BESS[J]. *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, 2023, 70(2): 596-600.
- [10] 李鹏, 姜磊, 王加浩, 等. 基于深度强化学习的新能源配电网双时间尺度无功电压优化[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(16): 6255-6266.
LI Peng, JIANG Lei, WANG Jiahao, et al. Optimization of dual-time scale reactive voltage for distribution network with renewable energy based on deep reinforcement learning[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(16): 6255-6266.
- [11] 张昊天, 韦钢, 袁洪涛, 等. 考虑氢-电混合储能的直流配电网优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(14): 72-81.
ZHANG Haotian, WEI Gang, YUAN Hongtao, et al. Optimal scheduling of DC distribution network considering hydrogen-power hybrid energy storage[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(14): 72-81.
- [12] ZHANG Yongxiang, CHEN Jian, ZHAO Haoran, et al. Coordinated voltage control of active distribution networks with photovoltaic and power to hydrogen[J]. *IET Energy Systems Integration*, 2023, 1-16.
- [13] 张潇, 栗然, 马涛, 等. 基于主从博弈和贪心策略的含电动汽车主动配电网优化调度[J]. *电力自动化设备*, 2020, 40(4): 103-110.
ZHANG Xiao, LI Ran, MA Tao, et al. Stackelberg game and greedy strategy based optimal dispatch of active distribution network with electric vehicles[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(4): 103-110.
- [14] 陈晚晴, 项康利, 林晓凡, 等. 基于主从博弈的综合能源系统电氢碳运行优化[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2023, 35(11): 143-151.
CHEN Wanqing, XIANG Kangli, LIN Xiaofan, et al. Optimization of electricity, hydrogen and carbon operation in integrated energy system based on master-slave game[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2023, 35(11): 143-151.
- [15] CHEN Xinyu, MCELROY M B, KANG Chongqing. Integrated energy systems for higher wind penetration in China: formulation, implementation and impacts[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(2): 1309-1319.
- [16] 杨胜, 樊艳芳, 侯俊杰, 等. 可再生能源 ALK-PEM 联合制氢系统多时间尺度优化运行策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(3): 68-80.
YANG Sheng, FAN Yanfang, HOU Junjie, et al. Multi-time scale optimization strategy of a renewable energy ALK-PEM combined hydrogen production system[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(3): 68-80.
- [17] 李军徽, 孙大朋, 朱星旭, 等. 光伏高渗透率下分布式储能群间协同的电压控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(10): 47-56.
LI Junhui, SUN Dapeng, ZHU Xingxu, et al. Voltage regulation strategy for distributed energy storage considering coordination among clusters with high penetration of photovoltaics[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(10): 47-56.
- [18] LI Peng, JI Haoran, WANG Chengshan, et al. Coordinated control method of voltage and reactive power for active distribution networks based on soft open point[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2017, 8(4): 1430-1442.
- [19] RUAN Hebin, GAO Hongjun, LIU Youbo, et al. Distributed voltage control in active distribution network considering renewable energy: a novel network partitioning method[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, 35(6): 4220-4231.

- [20] 张春雁, 窦真兰, 王俊, 等. 电解水制氢-储氢-供氢在电力系统中的发展路线[J]. 发电技术, 2023, 44(3): 305-317.
ZHANG Chunyan, DOU Zhenlan, WANG Jun, et al. Development route of hydrogen production by water electrolysis, hydrogen storage and hydrogen supply in power system[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(3): 305-317.
- [21] 王瑞, 程杉, 汪业乔, 等. 基于多主体主从博弈的区域综合能源系统低碳经济优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(5): 12-21.
WANG Rui, CHENG Shan, WANG Yeqiao, et al. Low-carbon and economic optimization of a regional integrated energy system based on a master-slave game with multiple stakeholders[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(5): 12-21.
- [22] 马成廉, 李闯, 黄大为, 等. 基于合作博弈的高比例光伏配电网分区及无功/电压控制方法[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(6): 72-78, 87.
MA Chenglian, LI Chuang, HUANG Dawei, et al. Partitioning and voltage/var control method with high proportion of photovoltaic in distribution network based on cooperative game[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(6): 72-78, 87.
- [23] XU Yan, DONG Zhaoyang, ZHANG Rui, et al. Multi-timescale coordinated voltage/var control of high renewable-penetrated distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(6): 4398-4408.
- [24] 张杰, 潘守翡, 胡丛飞, 等. 基于分级需求响应机制的微电网优化调度策略[J]. 山东电力技术, 2025, 52(11): 88-99.
ZHANG Jie, PAN Shoufei, HU Congfei, et al. Optimization scheduling strategy for microgrids based on hierarchical demand response mechanism[J]. Shandong Electric Power, 2025, 52(11): 88-99.
- [25] XU Qingshan, YANG Yang, Liu Yujun, et al. An improved latin hypercube sampling method to enhance numerical stability considering the correlation of input variables[J]. IEEE Access, 2017, 5: 15197-15205.
- [26] 胡恬竹, 马永翔, 马卓成, 等. 考虑碳交易机制的含电动汽车微电网双层调度策略[J]. 电工技术, 2025(3): 80-85, 88.
HU Tianzhu, MA Yongxiang, MA Zhuocheng, et al. Two-tier scheduling strategy for microgrid with electric vehicles considering carbon trading mechanism[J]. Electric Engineering, 2025(3): 80-85, 88.
- [27] 林涛, 赵丹阳, 严寒. 风电消纳下多型号制氢机组阵列优化调度研究[J]. 太阳能学报, 2022, 43(11): 466-473.
LIN Tao, ZHAO Danyang, YAN Han. Research on optimal scheduling of multi-model hydrogen generator array under wind power consumption[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2022, 43(11): 466-473.
- [28] SÁNCHEZ M, AMORES E, RODRIGUEZ L, et al. Semi-empirical model and experimental validation for the performance evaluation of a 15 kW alkaline water electrolyze[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2018, 43(45): 20332-20345.
- [29] 张亚健, 陈茨, 薛飞, 等. 电制氢协同的含高比例光伏配电网两阶段电压随机优化控制[J]. 中国电力, 2024, 57(8): 23-35.
ZHANG Yajian, CHEN Ci, XUE Fei, et al. Two-stage stochastic optimal voltage control of high-proportional photovoltaic distribution networks considering auxiliary power to hydrogen[J]. Electric Power, 2024, 57(8): 23-35.

收稿日期: 2025-07-28; 修回日期: 2025-12-11

作者简介:

张亚健(1991—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为综合能源系统优化运行与控制; E-mail: zhang_ya_jian@shu.edu.cn

彭晨(1972—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力系统优化调控。E-mail: c.peng@i.shu.edu.cn

(编辑 许威)