

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.06.009

计及光储充的电动汽车充电服务可靠性时序评估

旷嘉庆¹, 汤迪霏¹, 王晗¹, 李骏鹏¹, 王鹏¹, 王明深²

(1. 南京师范大学南瑞电气与自动化学院, 江苏南京 210023;

2. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院, 江苏南京 211103)

摘要:电网面临电动汽车集成充电带来的全新挑战,同时电动汽车充电服务的可靠性亦受电网故障影响。针对现有可靠性评估存在随机性、时序性等多维度特性建模方面的不足,文中提出一种计及光储充的电动汽车充电服务可靠性时序评估方法。首先,分析电动汽车并网下配电网的故障特性,构建融合电动汽车充电负荷的配电网故障与可靠性评估模型;其次,提出基于模型预测控制的储能动态优化策略,实现充电站并网与离网模式下,兼顾配电网故障和光储充协同运行的充电服务可靠性提升;最后,提出多维度充电服务可靠性指标与基于时序蒙特卡洛方法指标的计算方法。仿真结果表明,所提评估指标可多维度量化电动汽车充电服务可靠性,且提出的光储充协同优化策略可显著提升不同运行模式及故障场景下的电动汽车充电服务可靠性水平。

关键词:充电服务可靠性;储能;电动汽车;光伏;蒙特卡洛方法;模型预测控制

中图分类号:TM72

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2025)06-0094-09

0 引言

电动汽车凭借其绿色、低碳及节能环保的优势,正逐步实现大规模普及。据预测,到2040年,电动汽车将占据全球汽车市场的70%,其充电负荷总量可能超过当前居民侧用电需求的30%^[1-5]。然而,大规模电动汽车同时充电可能导致配电系统节点电压波动,威胁电力系统的安全稳定运行^[6-10]。反之,电网故障可能导致充电站停电,造成充电服务中断^[11]。多部门联合发布《国家发展改革委等部门关于进一步提升电动汽车充电基础设施服务保障能力的实施意见》,凸显了充电服务可靠性的的重要性^[12]。

现有研究主要从3个方面关注充电服务质量^[13-15]。在电力系统可靠性方面,文献[13]指出充电站并网可能降低电网可靠性并导致供电不足,从而影响充电服务质量。在充电时间优化方面,文献[14]提出一种充电站规划模型,旨在缩短用户等待时间以提升充电服务质量。在电力供应保障方面,文献[15]通过储能等可再生能源并入充电站以保障充电服务质量。尽管上述文献研究涉及充电服务质量,但未能对充电服务可靠性进行量化评估。当前学者多以电力系统规划或充电站设计为目标,重点研究充电负荷随机性对电力系统可靠性的影响^[16-17],缺乏对用户侧充电服务可用性的深入分析。

收稿日期:2025-05-20;修回日期:2025-07-28

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52277105);江苏省研究生科研与实践创新资助项目(SJCX25_0715)

综上所述,电动汽车充电服务可靠性尚未得到足够重视。该概念由文献[18]首次定义为充电基础设施持续保障电动汽车完成充电的能力。与传统电力系统可靠性评估聚焦于发电充裕性与电网侧故障不同,充电服务可靠性评估需要综合考虑电网故障、充电负荷随机性、充电时序性等多维度运行特性,构成融合系统可靠性与充电基础设施保障能力的复合评价方法。文献[19]通过充电网络的优化设计提升对电网故障的适应能力。文献[20]构建计及充电需求不确定性的充电站鲁棒性规划模型,以提升充电站的服务可靠性并最小化规划与运行成本。文献[21]则基于时序机器学习方法预测充电设施可靠性。以上研究均体现了充电服务可靠性的多维度特性,亟须提出相应的多维度评估指标与提升策略。

光储充协同运行是提升可再生能源消纳、降低充电成本的有效途径^[22]。随着兆瓦级大功率充电技术的发展,光储充系统可降低充电设施对电网的冲击与依赖,从而提升电力系统可靠性。当电网故障时充电桩停运,光储充系统可保障充电的电力供应,从而提升充电服务质量。文献[23]强调自然灾害下充电服务不间断的重要性,并通过光储充微电网提升系统韧性;文献[24]从充电站规划角度对比了配置储能与无储能充电站的服务性能,结果表明配置储能的充电站具有更优的成本效益。此外,模型预测控制(model predictive control, MPC)通过滚动优化与反馈校正机制^[25],可有效应对充电服务可靠性的随机性与时序性的多维度特性,为充电服务可靠性的提升提供技术支撑。

然而,现有研究仍存在以下不足:(1)尚未充分考虑光储充系统对充电服务可靠性的影响;(2)缺乏能够刻画时序性、随机性与多维度特征的充电服务可靠性量化指标;(3)传统电力系统可靠性指标难以反映充电服务的实际可用性。当充电服务可靠性出现波动时,电力系统可靠性指标体系可能未发生显著变化。这充分表明,电力系统可靠性与充电服务可靠性在评估指标维度与计算方法上存在本质差异,现有评估方法已难以适用。

为此,文中提出一种计及光储充的电动汽车充电服务可靠性时序评估方法。主要创新点包括:(1)揭示电网故障对充电服务可靠性的动态影响机制;(2)构建充电服务可靠性的多维评估指标;(3)提出以充电服务可靠性为导向的 MPC 储能优化调度策略。

1 电动汽车并网下配电系统可靠性评估

电动汽车负荷并网可能导致配电系统的可靠性下降,并增加线路故障的发生概率。反之,配电系统发生线路故障时,会造成停电和负荷损失,进而导致充电服务可靠性降低。因此有必要开展电动汽车并网下的配电系统可靠性评估,从而揭示电网故障对充电服务可靠性的动态影响机制。

配电系统的故障事件可通过故障率 λ 和修复率 μ 进行计算。在浴盆曲线中,故障率可视为定值,此时其倒数即为平均故障间隔时间(mean time to failure, MTTF)。同理,修复率的倒数为平均修复时间(mean time to repair, MTTR),即:

$$I_{\text{MTTF}} = \frac{1}{\lambda} \quad (1)$$

$$I_{\text{MTTR}} = \frac{1}{\mu} \quad (2)$$

式中: I_{MTTF} 为 MTTF 值; I_{MTTR} 为 MTTR 值。

系统平均停电频率指标(system average interruption frequency index, SAIFI)用于衡量供电中断的频率,反映用户每年经历的平均停电次数,可评估电网的供电连续性^[27-28]。计算公式为:

$$I_{\text{SAIFI}} = \frac{\sum_{i \in R} \lambda_i N_i}{\sum_{i \in R} N_i} \quad (3)$$

式中: I_{SAIFI} 为 SAIFI 值; λ_i 、 N_i 分别为负荷节点 i 的故障率和用户数; R 为系统所有负荷节点的集合。

线路强迫停运率(forced outage rate, FOR)是指线路在运行中因突发故障被迫停运的概率^[29]。计算公式为:

$$I_{\text{FOR}} = \frac{I_{\text{MTTR}}}{I_{\text{MTTR}} + I_{\text{MTTF}}} \times 100\% \quad (4)$$

式中: I_{FOR} 为 FOR 值。

电动汽车充电与配电网的交互具有双向性。不仅电网影响充电服务质量,电动汽车充电也会对电网可靠性产生影响,可能导致线路过载,并增加系统故障率。系统接入电动汽车充电负荷后,定义节点 i 的电压标幺值变化为:

$$\Delta V_{i,\text{pu}}^{\text{EV}} = \frac{r_i P_{\text{EV},i} + x_i Q_{\text{EV},i}}{V_{\text{base}}} \quad (5)$$

线路故障率为:

$$\lambda_{ij}^{\text{EV}} = \lambda_{\text{base}} (1 + \alpha_{\text{ol}} \Delta V_{i,\text{pu}}^{\text{EV}}) \quad (6)$$

式中: $\Delta V_{i,\text{pu}}^{\text{EV}}$ 为电动汽车充电导致节点 i 的电压标幺值变化量; r_i 、 x_i 分别为从源节点到节点 i 的等效电阻和电抗; $P_{\text{EV},i}$ 、 $Q_{\text{EV},i}$ 分别为节点 i 处电动汽车充电的有功和无功功率; V_{base} 为基准电压; λ_{ij}^{EV} 为考虑电动汽车接入后的线路 ij 故障率; λ_{base} 为基础故障率(系统线路故障率固有值); α_{ol} 为过载影响系数, 约为 0.2, 反映过载导致的故障率增加程度。

配电网的故障直接影响充电桩的可用性,电网故障可能造成充电桩服务中断。有效整合光伏、储能等分布式能源,可为充电桩提供更稳定的电力供应,从而提升充电服务的可靠性。在光储充协同系统中,配电网可靠性是充电服务可靠性的基础,但两者并不等同。充电服务质量还需要综合考虑其他因素。

2 充电服务可靠性时序评估

2.1 充电服务可靠性

充电服务可靠性是电力系统可靠性的延伸与发展,是电力系统与电动汽车、分布式能源融合背景下衍生出的新型可靠性。充电服务可靠性不仅受到电网故障的影响,也受到电力供应不足的制约。光储充协同系统可通过时序优化能量调度,弥补充电需求缺口,并缓解电网阻塞,如图 1 所示。

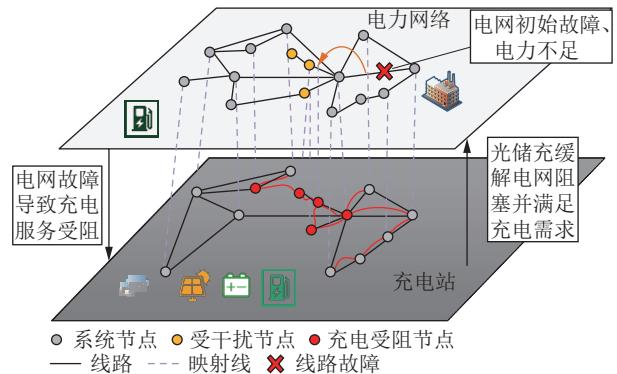


图 1 充电耦合的电力网络
Fig.1 Power network of charging coupling

在此背景下,充电服务可靠性突破了传统电力系统可靠性以长期供电能力为核心的静态评估范畴^[30],定义为:在时序性、随机性并存的多能源场景下,充电设施持续、稳定地为电动汽车用户提供电能的能力。

2.2 充电服务可靠性指标

文中将从以下3个方面构建多维指标体系,以量化充电服务能力。(1)能量时序性。光伏发电与储能系统的能量输出具有明显的时序特征,因此需要考虑充电能量流动与时间序列的耦合关系。(2)功率随机性。充电需求具有不确定性,需要计及负荷的随机波动特性。(3)电网运行故障。需要评估系统在实时运行状态下的安全可靠性,涵盖电网侧与充电侧的无故障运行能力。

负荷损失概率(loss of load probability, LOLP)指在给定时间窗口内,系统因供电能力不足而导致充电需求无法满足的概率。在传统LOLP基础上进行适应性修正,计算公式为:

$$I_{\text{LOLP}} = \frac{1}{T} \sum_{t=0}^T p((P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{ess}}(t) + P_{\text{grid}}(t)) < P_{\text{demand}}(t)) \quad (7)$$

式中: I_{LOLP} 为LOLP值; T 为总时间; $P_{\text{PV}}(t)$ 为 t 时刻光伏出力; $P_{\text{ess}}(t)$ 为 t 时刻储能可调度功率,受容量约束; $P_{\text{grid}}(t)$ 为 t 时刻电网可调度功率; $P_{\text{demand}}(t)$ 为 t 时刻充电功率需求; $p(\cdot)$ 为概率判断函数,括号中成立则取1,反之则取0。

充电能量可用率(charging energy availability, CA)指在非故障状态下,充电能量供给能够持续满足充电需求的概率。计算公式为:

$$f_{\text{avail}}(t) = \begin{cases} 1 & P_{\text{supply}}(t) \geq P_{\text{demand}}(t) \cap G(t) \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (8)$$

$$P_{\text{supply}}(t) = P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{ess}}(t) \quad (9)$$

$$I_{\text{CA}} = \frac{1}{T} \sum_{t=0}^T f_{\text{avail}}(t) \quad (10)$$

式中: I_{CA} 为CA值; $f_{\text{avail}}(\cdot)$ 为指示函数; $P_{\text{supply}}(t)$ 为 t 时刻光储能供应的功率; $G(t)$ 为 t 时刻电网不发生故障概率期望值。

充电需求未供应量(charging demand not supplied, CDNS)指在给定时间窗口内,由于光伏出力波动、储能容量限制及电网约束导致的未满足充电需求的总电量。该指标由电力系统可靠性中的期望未供能量(expected demand not supplied, EDNS)演化而来。计算公式为:

$$I_{\text{CDNS}} = \sum_{t=0}^T \max \left(0, \int_t^{t+\Delta t} P_{\text{demand}}(t) - (P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{ess}}(t) + P_{\text{grid}}(t)) dt \right) \quad (11)$$

式中: I_{CDNS} 为CDNS值; Δt 为给定的15 min时间步长。

2.3 评估流程

综合2.2节中指标,文中从能量供应角度对电动汽车充电服务可靠性进行多维度、时序化的量化评估。

充电服务可靠性的整体评估流程如图2所示。(1)以光伏出力、电动汽车充电负荷需求以及配电网的相关参数作为初始输入数据。(2)通过时序蒙特卡洛方法进行随机抽样,生成典型运行场景。(3)分析各时段内光伏、储能、充电设施和电网的能量流动状态。当配电网发生扰动导致供电中断时,充电站无法直接从电网获取足够能量。但在配置分布式电源的充电站中,可通过调度储能系统满足充电负荷能量需求。当电网正常运行时,则由电网、光伏和储能共同供给充电需求。(4)统计停电时间、停电次数、损失负荷等变量,并据此计算出电网侧和充电侧的可靠性指标。(5)判断模拟结果是否收敛,判据为“蒙特卡洛模拟后,各轮次计算得到的可靠性指标值的相对误差均小于设定的收敛阈值0.005”,若满足收敛条件,则更新并记录时序的可靠性指标,否则重新抽样。(6)输出时序的可靠性结果,以可靠性为导向优化调度储能。

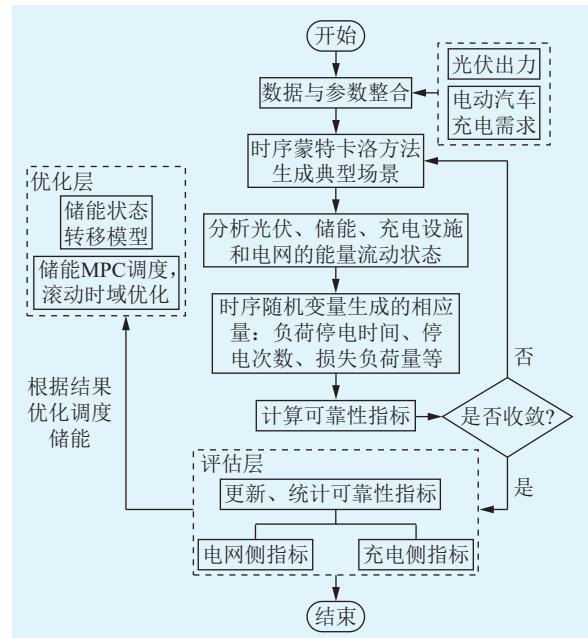


图2 充电服务可靠性评估流程
Fig.2 Evaluation process of charging service reliability

3 计及光储充的充电服务可靠性评估

3.1 电动汽车充电需求建模

大规模电动汽车接入配电网后,其充电负荷与高峰时电力负荷叠加,导致局部地区出现负荷紧

张。电动汽车充电负荷具有较强的随机性^[31]。为模拟这一特性, 假设电动汽车的充电时间 T_c 与荷电状态 C_{soc} 均服从正态分布^[32-35]。计算公式如下:

$$T_c \sim N(\mu_{T_c}, \sigma_{T_c}^2) \quad (12)$$

$$C_{soc} \sim N(\mu_{C_{soc}}, \sigma_{C_{soc}}^2) \quad (13)$$

$$T_c = \frac{60(1-C_{soc})E_h}{\eta P} \quad (14)$$

式中: $N(\cdot)$ 为正态分布概率密度函数; μ_{T_c} 、 $\mu_{C_{soc}}$ 分别为 T_c 和 C_{soc} 的均值; σ_{T_c} 、 $\sigma_{C_{soc}}$ 分别为 T_c 和 C_{soc} 的标准差; E_h 为电池容量; P 为充电功率; η 为充电效率。

对于接入多台电动汽车的节点, 其 t 时刻的总充电功率需求可表示为:

$$P_{\text{demand}}(t) = \sum_{k=1}^{N_{EV,i}} P_{ch,k} \delta_k(t) \quad (15)$$

式中: $N_{EV,i}$ 为节点 i 接入的电动汽车数量; $P_{ch,k}$ 为第 k 台电动汽车的充电功率; $\delta_k(t)$ 为第 k 台电动汽车 t 时刻的充电状态指示变量, 取 1 表示充电, 取 0 表示未充电。

蒙特卡洛预测电动汽车充电负荷的流程为: (1) 确定电动汽车的关键随机变量: 充电开始时间、每日行驶里程、充电功率、充电时长、用户行为模式; (2) 将一日划分成 15 min 的时间间隔, 每个随机变量分配相应的概率分布; (3) 采用蒙特卡洛方法对每辆电动汽车的关键变量进行随机抽样, 模拟单辆车的充电行为; (4) 计算充电功率, 得到单辆电动汽车的日充电负荷; (5) 对充电站内所有电动汽车的负荷曲线进行叠加, 得到该充电站的总充电需求; (6) 将所有车辆的负荷曲线按时间序列叠加, 得到区域电网的总充电负荷; (7) 判断模拟结果是否收敛(即可靠性指标相对误差是否小于预设阈值), 若满足则输出最终负荷曲线, 否则返回重新抽样。

3.2 基于 MPC 的光储充优化运行

在电网故障期间, 若充电站缺乏储能系统或备用电源, 可能无法提供充电服务, 进而影响公共交通、医疗等关键领域电动车辆的调度。尽管基于 MPC 的储能优化方法已经广泛运用以提升供电能力, 但在提升电动汽车充电服务可靠性的研究方面仍显不足。相比传统控制策略, 基于 MPC 的储能优化模型, 可精准应对负荷波动与故障风险, 有效降低因负荷变化和故障导致的充电中断概率, 从而提升充电服务可靠性。针对光伏出力波动性与充电需求响应的协同优化问题, 文中提出基于 MPC 的滚动优化策略, 旨在最小化充电能量未满足量, 最大化光伏利用率, 并全面提升充电服务可靠性^[36-37]。该策略通过引入对未利用光伏出力的惩罚项, 激励

储能系统优先消纳过剩可再生能源, 实现光伏能源的高效利用与能量时移。目标函数 Z 如下:

$$Z = \min \sum_{t=0}^T [\alpha I_{CDNS}(t) + \beta (P_{PV}(t) - P'_{PV}(t))^2] \quad (16)$$

约束条件如下:

$$\begin{cases} P_{PV}(t) + P_{ess}(t) + P_{grid}(t) \geq P_{load}(t) + P_{demand}(t) \\ P_{PV}(t) + P_{ess}(t) \geq P_{load}(t) + P_{demand}(t) \end{cases} \quad (17)$$

$$C_{soc}(t+1) = \text{clip}\left(C_{soc}(t) + \frac{\eta P_{ch}(t)\Delta t}{E_{ess}} - \frac{P_{dis}(t)\Delta t}{\eta E_{ess}}, 0.1, 0.9\right) \quad (18)$$

$$E_{in}(t) + W\Delta t \leq E_{out}(t) \leq E_{max} \quad (19)$$

$$P_{ch}(t)P_{dis}(t) = 0 \quad (20)$$

式中: α 、 β 为权重系数, 初始设置为 1; $P'_{PV}(t)$ 为未利用的光伏出力; $P_{load}(t)$ 、 $P_{ch}(t)$ 、 $P_{dis}(t)$ 分别为电网负荷需求功率和储能充、放电功率; $\text{clip}(\cdot)$ 为限幅函数, 其取值限制在 (0.1, 0.9); E_{ess} 为储能额定容量; $E_{in}(t)$ 、 $E_{out}(t)$ 分别为电动汽车接入充电站和离开充电站的荷电状态; W 为电动汽车随时间的耗电量; E_{max} 为电动汽车的最大电池容量。其中, 式(17)为并网和离网模式下运行功率应满足的方程。

为应对预测不确定性, 式(21)引入实时反馈机制, 每 15 min 更新一次光伏与负荷预测数据, 并结合储能状态反馈, 动态调整目标函数权重 α 和 β 为 α' 和 β' 。通过提升光伏消纳的权重, 促进储能系统对光伏电能的存储, 同时增强充电服务可靠性的权重, 以预防因储能不足导致的充电中断, 从而实现多目标的协同优化。

$$\begin{cases} \alpha' = \alpha [1 + 0.5(C_{soc} - 0.5)] \\ \beta' = \beta [1 - 0.3(C_{soc} - 0.5)] \end{cases} \quad (21)$$

4 算例分析

4.1 系统参数

采用改进的 IEEE 33 节点配电系统作为算例, 其节点与线路参数基于 IEEE 33 节点系统的原始数据。

如图 3 所示, 基于原有拓扑, 在节点 9、节点 12、节点 18、节点 32 处接入光伏发电系统、储能系统及电动汽车充电设施。充电站的额定充电容量为 80 kW·h, 具体参数如表 1 所示。充电站的光储系统容量配置遵循满足各电动汽车充电需求的原则, 且均不超过 5 MW。基于改进 IEEE 33 节点系统开展可靠性评估。采用 15 min 为时间步长进行时序评估, 模拟周期为 24 h(共 96 个时段)。采用时序蒙特卡洛模拟方法进行 1 000 次仿真, 结果表明,

各可靠性指标的相对误差不超过 ± 0.005 , 满足收敛要求, 因此认为1 000次仿真已足够保证结果收敛。

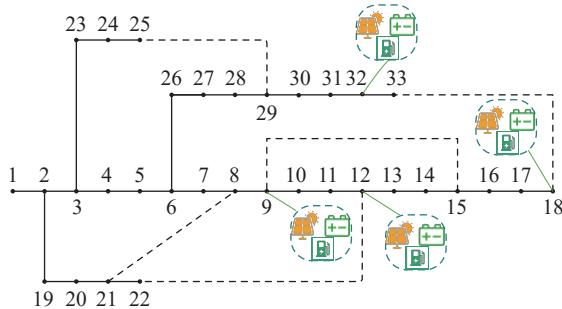


图3 IEEE 33节点修改系统
Fig.3 IEEE 33-node modification system

表1 充电站参数
Table 1 Charging station parameters

充电站接入节点	最大电动汽车充电数量	充电功率/kW	充电时长/h
9	120	20	4
12	60	40	2
18	60	40	2
32	30	80	1

4.2 电动汽车并网下配电系统可靠性评估

文中进一步研究了充电负荷接入对电力系统的影响。当电动汽车集群同时进行充电时, 会形成高度集中的用电负荷, 导致局部电网负荷突增, 引发部分节点电压偏移。这种情况可能会触发线路故障或保护动作, 导致支路被切除, 最终造成充电服务质量下降, 具体电压分布如图4所示。

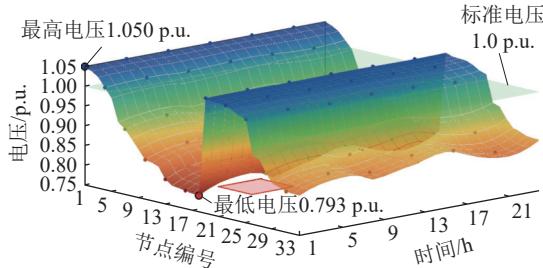


图4 电动汽车充电负荷接入后 IEEE 33 节点电压分布
Fig.4 Voltage distribution of IEEE 33-node after connecting electric vehicle charging loads

集群充电的随机性对电力系统的可靠性构成显著挑战。如表2和表3所示, 大规模电动汽车集中充电将加剧系统故障风险, 并进一步降低配电系统的整体可靠性。

4.3 光伏出力和充电负荷曲线

文中针对光伏波动性采用Beta分布建模(参数 $\alpha=0.1934, \beta=0.4019$), 充电需求随机性采用正态分布建模(均值 $\mu=0.9935$, 标准差 $\sigma=0.7860$)。其中光伏峰值功率为4.305 MW, 日发电总量为33.569 MW,

表2 IEEE 33节点修改系统部分线路故障率
Table 2 Partial line failure rate of IEEE 33-node modification system

线路节点	原始线路故障率/(次·a ⁻¹)	电动汽车接入后的线路故障率/(次·a ⁻¹)
9	0.6156	0.7714
12	0.8012	1.0527
18	0.5774	0.8159
32	0.4075	0.5177

表3 IEEE 33节点修改系统的可靠性
Table 3 The reliability of IEEE 33-node modification system

系统	FOR/%	SAIFI/(次·a ⁻¹)
原始系统	4.822	1.515
电动汽车接入后的系统	5.286	1.772

最大集群充电负荷为2.637 MW, 日充电总量为23.845 MW。光伏出力和充电负荷呈现典型的波动特性, 中午和晚间充电高峰期波动现象最为严重。此场景为电动汽车充电站接入光伏发电系统, 但未配备储能装置。

光伏出力和充电需求波形如图5所示, 尽管光伏出力远大于充电需求, 但两条曲线仍存在明显错峰。这说明当光伏发电不足时, 充电服务可能由于电网故障和缺少电量而受阻; 而当光伏发电过剩时, 多余电量因无法存储而被弃光, 造成可再生能源消纳不足与资源浪费。

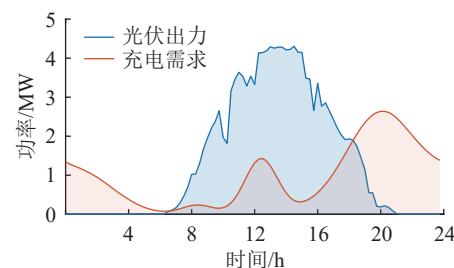


图5 光伏出力和充电需求
Fig.5 Photovoltaic output and charging demand

4.4 基于MPC的储能自适应优化

采用灵敏度分析方法, 研究储能容量配置对充电服务可靠性的影响机制。在保持其他条件与基准场景一致的前提下, 调整储能容量参数, 评估其对充电服务可靠性的影响。

如图6所示, 随着储能容量的增加, CDNS呈现显著的非线性下降趋势, 最低降至2.06 MW·h, 表明基于MPC的储能调度策略能有效提升充电服务可靠性。然而, 当储能容量超过基准值时, CDNS下降减缓, 表明进一步增加容量对可靠性的改善作用逐渐减弱。综合考虑经济性, 基准容量配置在

显著提升充电服务可靠性的同时,避免了因容量冗余导致的过度投资与资源浪费,具有良好的性价比。

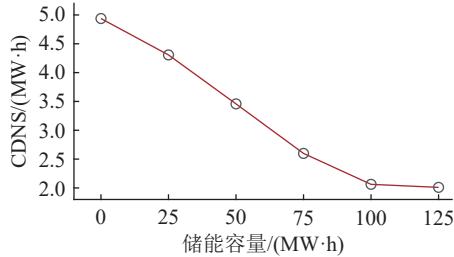


图 6 储能容量设置对充电服务可靠性的影响

Fig.6 Influence of energy storage capacity settings on charging service reliability

图 7 展示了 24 h 内充电站并网、离网下的能量流动情况,结果呈现明显的时变性。

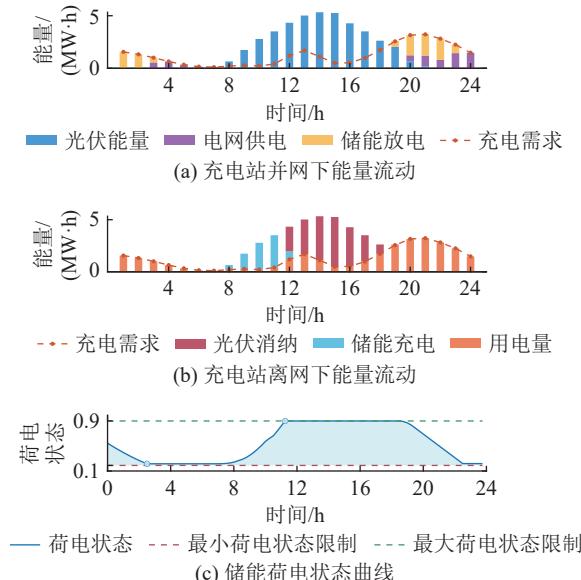


图 7 充电站并网和离网下的储能滚动优化

Fig.7 Rolling optimization of energy storage under grid-connected and off-grid modes

如图 7(a)所示,在光伏出力充裕时段,充电需求几乎完全由光伏发电供给;而在光伏出力接近零的情况下,充电需求主要依赖储能放电和电网供电共同支撑。该模式下仍存在一定的电网购电需求,且部分光伏电量未能被充分利用。

如图 7(b)所示,在充电站离网运行模式下,所有充电需求均由储能系统和光伏发电共同承担。通过储能系统的协调调度,可有效弥补充电能量缺口,光伏消纳率达到 43.36%。

如图 7(c)所示,通过 MPC 策略限制储能系统放电深度,能有效延长储能系统使用寿命,同时验证了该策略在保障系统可靠性的有效性。

4.5 充电服务可靠性时序评估

基于时序蒙特卡洛模拟结果,无储能的光充场(场景 1)和计及 MPC 的光储充场景(场景 2)的

时序可靠性对比如图 8 所示。充电服务可靠性在不同时段存在显著差异。在晨间充电高峰期间,场景 1 的 CA 指标开始持续下降,而场景 2 能够在一定时间内将 CA 维持在 90% 以上,然后再降低;在午间光伏出力充裕期间,场景 2 的 LOLP 趋近于零;在晚上充电高峰期间,光伏出力骤减,场景 2 下的各项可靠性指标均优于场景 1。

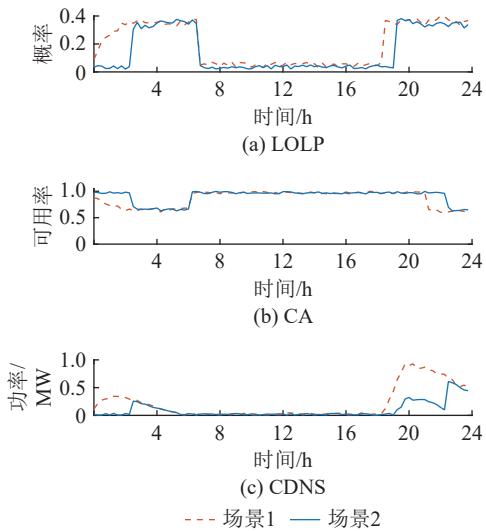


图 8 充电服务可靠性时序评估

Fig.8 Temporal evaluation of charging service reliability

表 4 为不同场景指标平均值对比。可见,相较场景 1,场景 2 的 CDNS 减少 2.875 2 MW·h, LOLP 下降 4.2 个百分点,CA 提升 4.98 个百分点。进一步进行独立样本 t 检验,结果显示,场景 2 与场景 1 在各指标上的差异具有高度统计显著性,指标差异小于 0.01,说明结果具有较高的可信度。综上所述,在并网场景 1 的模式下,由于光伏出力的波动性,电动汽车充电服务可靠性有所降低,且对电网供电依赖性强。一旦在低光伏出力时段发生电网故障,充电服务将完全中断。而在配置储能并采用 MPC 优化调度的场景 2 中,即使发生电网故障,系统仍可依托光伏与储能的联合供电维持充电服务。这不仅有助于及时消纳过剩光伏出力,减少弃光现象,还能显著提升充电服务的可靠性和自主性。

表 4 充电服务可靠性评估指标平均值

Table 4 Average value of charging service reliability evaluation indices

场景	LOLP/%	CA/%	CDNS/(MW·h)
1	17.45	87.28	4.9377
2	13.25	92.26	2.0625

仿真结果不仅体现了 MPC 储能优化调度的优势,还验证了储能系统通过能量存储有效支撑充电

需求的能力。同时,所提出的充电服务可靠性指标能够量化时序充电服务质量,也验证了基于 MPC 优化的储能协同模式相比无储能模式下的充电服务可靠性有所提升。

5 结语

文中提出一种计及光储充的电动汽车充电服务可靠性时序评估方法。结果表明,电动汽车并网会降低电力系统可靠性、增加故障率,同时电力系统故障也会导致充电服务可靠性降低。而基于 MPC 的光储充协同策略,能够从电网故障、时序性和随机性等多维度提升充电服务可靠性。通过定义的评估指标量化时序充电服务质量,可有效验证光储充系统在提升充电服务可靠性方面的优势。

文中重点研究光储充场景下的充电服务可靠性时序评估。未来研究将延伸至多能源-交通耦合网络与车网互动背景下的充电服务可靠性分析,所提模型亦可推广应用到网络级充电站的可靠性评估。

参考文献:

- [1] ALI SALEH SALEH M. The future trend of E-mobility in terms of battery electric vehicles and their impact on climate change: a case study applied in Hungary[J]. *American Journal of Climate Change*, 2024, 13(2): 83-102.
- [2] DALKIC-MELEK G, SALTIK E C, TUYDES-YAMAN H. Electric vehicle (EV) market penetration in countries with rising motorization rates[J]. *International Journal of Civil Engineering*, 2025, 23(3): 461-480.
- [3] 朱永胜,常稳,武东亚,等.考虑充放储一体站与电动汽车互动的主从博弈优化调度策略[J].*电力系统保护与控制*,2024,52(7): 157-167.
ZHU Yongsheng, CHANG Wen, WU Dongya, et al. A Stackelberg game optimization scheduling strategy considering the interaction between a charging-discharging-storage integrated station and an electric vehicle[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(7): 157-167.
- [4] 陈腾生,杨汝泉,隋坤明,等.考虑用户决策不确定性的电动汽车充电站用户参与度优化方法[J].*电力科学与技术学报*,2024,39(4): 128-137.
CHEN Tengsheng, YANG Ruquan, SUI Kunming, et al. Optimization method of user participation in electric vehicle charging station considering user decision uncertainty[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2024, 39(4): 128-137.
- [5] 朱晓春,张金江,毕水仙,等.考虑高渗透光伏与电动汽车的配电网无功优化[J].*供用电*,2024,41(12): 110-120.
ZHU Xiaochun, ZHANG Jinjiang, BI Shuixian, et al. Distribution grid reactive power optimization considering high penetration photovoltaics and electric vehicles[J]. *Distribution & Utilization*, 2024, 41(12): 110-120.
- [6] WANG G J, YUAN X D, WANG M S, et al. Impact of electric vehicle charging loads on distribution networks[M]//The Proceedings of the 11th Frontier Academic Forum of Electrical Engineering (FAFEE2024). Singapore: Springer Nature Singapore, 2024: 477-485.
- [7] 袁洪涛,徐潇源,严正,等.电动汽车集中充换电设施规划和优化运行研究综述[J].*电力系统保护与控制*,2024,52(19): 157-174.
YUAN Hongtao, XU Xiaoyuan, YAN Zheng, et al. Review of centralized EV charging and battery swapping facility planning and optimal scheduling[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(19): 157-174.
- [8] 张美霞,高凌霄,杨秀.基于模糊 Borda 法的电动汽车负荷对配电网影响综合评估研究[J].*电力科学与技术学报*,2024,39(3): 67-77.
ZHANG Meixia, GAO Lingxiao, YANG Xiu. A comprehensive assessment of the electric vehicle load impact on distribution network based on fuzzy Borda method[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2024, 39(3): 67-77.
- [9] 王明月,刘东,魏力鹏,等.电动汽车参与虚拟电厂优化调控的状态推演策略研究[J].*供用电*,2024,41(1): 14-25,41.
WANG Mingyue, LIU Dong, WEI Lipeng, et al. Research on state inference strategies for electric vehicles participating in the optimal regulation of virtual power plants[J]. *Distribution & Utilization*, 2024, 41(1): 14-25,41.
- [10] 张美霞,王晓晴,杨秀,等.考虑路网和用户满意度的集群电动汽车主从博弈优化调度策略[J].*电力系统保护与控制*,2024,52(3): 1-11.
ZHANG Meixia, WANG Xiaoqing, YANG Xiu, et al. Stackelberg game optimization scheduling strategy for aggregated electric vehicles considering customer satisfaction and the road network[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(3): 1-11.
- [11] SAKR N, SADARNAC D, GASCHER A. A review of onboard integrated chargers for electric vehicles[C]//2014 16th European Conference on Power Electronics and Applications. Lappeenranta, Finland. IEEE, 2014: 1-10.
- [12] 国家发展改革委,国家能源局,工业和信息化部,等.国家发展改革委等部门关于进一步提升电动汽车充电基础设施服务能力保障能力的实施意见[J].*财会学习*,2022(7): I-II.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration, Ministry of Industry and Information Technology, et al. Implementation opinions of the national development and reform commission and other departments on further improving the service support capacity of electric vehicle charging infrastructure[J]. *Accounting study*, 2022(7): I-II.
- [13] SUN B, TAN X Q, TSANG D H K. Optimal charging operation of battery swapping and charging stations with QoS guar-

- antee[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, 9(5): 4689-4701.
- [14] DAVIDOV S, PANTOŠ M. Planning of electric vehicle infrastructure based on charging reliability and quality of service[J]. *Energy*, 2017, 118: 1156-1167.
- [15] BAYRAM I S, MICHAELIDIS G, DEVETSIKOTIS M. Unsplittable load balancing in a network of charging stations under QoS guarantees[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015, 6(3): 1292-1302.
- [16] 杜聪柳, 王艳飞. 基于配电网元件故障率变化的电动汽车并网可靠性评估[J]. 黑龙江电力, 2019, 41(1): 41-47.
DU Congliu, WANG Yanfei. Reliability evaluation of electric vehicle grid-connected based on failure rate change of components in distribution network[J]. Heilongjiang Electric Power, 2019, 41(1): 41-47.
- [17] 孟锦鹏, 向月, 顾承红, 等. 面向可靠性提升的电动汽车充电基础设施协同优化规划[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(6): 36-50.
MENG Jinpeng, XIANG Yue, GU Chenghong, et al. Collaborative optimization planning of electric vehicle charging infrastructure for reliability improvement[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(6): 36-50.
- [18] CHENG L, CHANG Y, WU Q, et al. Evaluating charging service reliability for plug-in EVs from the distribution network aspect[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2014, 5(4): 1287-1296.
- [19] PENGFEI ZHAO A, LI S Q, LI Z M, et al. Electric vehicle charging planning: a complex systems perspective[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2025, 16(1): 754-772.
- [20] CHEN F, PENG Y, HAN B, et al. Robust planning of electric vehicle charging stations considering demand uncertainty and facility failures[J]. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, 2024, 10(3): 7551-7564.
- [21] LIU Y F, FRANCIS A, HOLLAUER C, et al. Reliability of electric vehicle charging infrastructure: a cross-lingual deep learning approach[J]. *Communications in Transportation Research*, 2023, 3: 100095.
- [22] DAN Y Q, LIU S R, ZHU Y W, et al. Tertiary control for energy management of EV charging station integrated with PV and energy storage[J]. *Frontiers in Energy Research*, 2022, 9: 793553.
- [23] HUSSAIN A, MUSILEK P. Resilience enhancement strategies for and through electric vehicles[J]. *Sustainable Cities and Society*, 2022, 80: 103788.
- [24] XIAO L, MUTTAQI K M, AGALGAONKAR A P. Improving reliability of PV-powered highway with electric vehicle charging services[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2024, 60(2): 2002-2011.
- [25] LI Q, ZOU X L, PU Y C, et al. Real-time energy management method for electric-hydrogen hybrid energy storage microgrids based on DP-MPC[J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2024, 10(1): 324-336.
- [26] BILLINTON R, LI W. A system state transition sampling method for composite system reliability evaluation[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1993, 8(3): 761-770.
- [27] PANDIT D, PANDIT D, NGUYEN N. Reliability assessment of power systems in the presence of large-scale electric vehicle integration[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2025, 61(4): 6707-6720.
- [28] BILLINTON P W R. Impacts of station-related failures on distribution system reliability[J]. *Electric Power Components and Systems*, 2001, 29(11): 965-976.
- [29] 黄廷城, 张勇军. 计及充电可靠性的电动汽车有序充放电控制策略优化与分析[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(4): 85-92.
HUANG Tingcheng, ZHANG Yongjun. Optimization and analysis of orderly charging and discharging control strategy for electric vehicles considering charging reliability[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(4): 85-92.
- [30] 方鑫, 李娟, 袁宇波, 等. 复杂电动汽车集群接入下主动配电网电压两阶段控制方法[J]. 电力工程技术, 2025, 44(2): 209-219.
FANG Xin, LI Juan, YUAN Yubo, et al. A two-stage voltage control method for distribution network integrated with complex electric vehicle clusters[J]. Electric Power Engineering Technology, 2025, 44(2): 209-219.
- [31] 王辉, 李旭阳, 王宝全, 等. 含分布式电源和电动汽车的配电网可靠性评估[J]. 重庆大学学报, 2024, 47(1): 115-126.
WANG Hui, LI Xuyang, WANG Baoquan, et al. Reliability evaluation of distribution network with distributed generation and electric vehicle[J]. Journal of Chongqing University, 2024, 47(1): 115-126.
- [32] 张夏伟, 梁军, 王要强, 等. 电动汽车充电负荷时空分布预测研究综述[J]. 电力建设, 2023, 44(12): 161-173.
ZHANG Xiawei, LIANG Jun, WANG Yaoqiang, et al. Overview of research on spatiotemporal distribution prediction of electric vehicle charging[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(12): 161-173.
- [33] 刘志强, 张谦, 朱熠, 等. 计及车-路-站-网融合的电动汽车充电负荷时空分布预测[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(12): 36-45.
LIU Zhiqiang, ZHANG Qian, ZHU Yi, et al. Spatial-temporal distribution prediction of charging loads for electric vehicles considering vehicle-road-station-grid integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(12): 36-45.
- [34] AHADI A, GHADIMI N, MIRABBASI D. An analytical methodology for assessment of smart monitoring impact on

- future electric power distribution system reliability[J]. *Complexity*, 2015, 21(1): 99-113.
- [35] GOU S H, QIN H H, LV B, et al. Reliability evaluation of distribution network with electric vehicle virtual energy storage[J]. *Ferroelectrics*, 2024, 618(13/14): 2276-2292.
- [36] MANSO B A S, LEITE DA SILVA A M, MILHORANCE A, et al. Composite reliability assessment of systems with grid-edge renewable resources via quasi-sequential Monte Carlo and cross-entropy techniques[J]. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2024, 18(2): 326-336.
- [37] YANG W, FANG H, HU Guanyang, et al. Multi-scenario model predictive control for energy management of microgrid with electric vehicles[J]. *ICIC Express Letters*, 2024, 18(9): 961-970.

作者简介：



旷嘉庆

旷嘉庆(2001),男,硕士在读,研究方向为电力系统可靠性、充电可靠性等(E-mail: 231812134@njnu.edu.cn);

汤迪霏(1986),男,博士,副教授,研究方向为电力-交通耦合网络、新能源汽车及V2G技术等;

王晗(1999),男,硕士在读,研究方向为充电桩导航、充电韧性提升等。

Temporal evaluation of electric vehicle charging services reliability considering photovoltaic-storage-charging integration

KUANG Jiaqing¹, TANG Difei¹, WANG Han¹, LI Junpeng¹, WANG Peng¹, WANG Mingshen²

(1. NARI School of Electrical and Automation Engineering, Nanjing Normal University, Nanjing 210023, China;

2. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Nanjing 211103, China)

Abstract: The power grid is faced with challenges arising from the integration of electric vehicle charging, and the reliability of electric vehicle charging services is also affected by grid failures. To address the difficulties in reliability assessment caused by multi-dimensional characteristics such as randomness and sequentiality, temporal evaluation of electric vehicle charging services reliability considering photovoltaic-storage-charging integration is proposed in this paper. Firstly, the fault characteristics of distribution networks under electric vehicle grid integration are analyzed, and a distribution network fault and reliability evaluation model integrating electric vehicle charging load is constructed. Secondly, a dynamic optimization strategy for energy storage based on model predictive control is proposed, by which the reliability of charging services under both grid-connected and off-grid modes, considering distribution network faults and coordinated operation of photovoltaic-storage-charging is enhanced. Finally, multi-dimensional charging service reliability indices and a calculation method based on the sequential Monte Carlo simulation are proposed. It is shown by simulation results that the proposed evaluation indices can quantify the reliability of electric vehicle charging services reliability from multi-dimensional, and the proposed coordinated optimization strategy for photovoltaic-storage-charging can significantly improve the reliability level of electric vehicle charging services under different operation modes and fault scenarios.

Keywords: charging service reliability; energy storage; electric vehicle; photovoltaic; Monte Carlo simulation; model predictive control

(编辑 吴昊)