

• 新型电力系统 •

DOI:10.12454/j.jsuese.202400053



本刊网刊

## 计及新能源接入不确定性的配电网-云储能系统双层优化运行

南璐<sup>1</sup>, 梁迅行<sup>1</sup>, 何川<sup>1\*</sup>, 王腾鑫<sup>2</sup>, 张敏<sup>2</sup>

(1. 四川大学电气工程学院, 四川成都 610065; 2. 国网山西电力科学研究院, 山西太原 030000)

**摘要:**随着新能源接入配网比例的增高及储能技术的进步,云储能模式未来或将成为用户侧储能管理的一种新方式。配电网用户侧存在大量闲置率高、管理难度大的分散储能资源,若能对其进行合理利用,不仅能够促进新能源的消纳,降低配电网的运行成本,还能够提高闲置分散储能资源的利用率。为此,提出计及新能源接入不确定性的配电网-云储能系统双层优化运行方法。首先,提出含云储能系统的配电网多主体交互结构,深入分析配电网用户侧分散储能资源的特性。其次,提出考虑风光不确定性的配电网-云储能系统双层优化运行模型。上层模型以配电网运行成本最低为目标,求解得到各电源最优出力计划及云储能系统的总充放电功率;下层模型以云储能系统收益最大为目标函数,结合配电网运行约束,制定各云储能用户的充放电计划。考虑风光不确定性,针对不同运行场景进行算例仿真。算例结果表明,本文所提云储能运行模式能够有效降低配电网的运行成本,减小负荷峰谷差,使配电网、云储能运营商、云储能用户三者实现互利共赢。此外,通过充分利用云储能系统的灵活调控能力,可保证配电网在风光出力波动下稳定运行。

**关键词:**云储能;新能源消纳;日前调度;双层优化模型;不确定性

**中图分类号:** TM74

**文献标志码:** A

**文章编号:** 2096-3246(2025)05-0142-14

近年来,为解决风力、光伏发电为代表的可再生能源出力不确定性问题,储能技术得到大力发展。同时,随着中国第二轮电力体制改革的推进,能源生产和消费方式逐步走向开放互联,用户侧广泛参与电力市场交易成为电力生产和消费的一种新模式。用户侧存在大量的分散储能资源,可在用电低谷时期储电,消纳过剩新能源发电,待用电高峰期再次放电,以满足自身负荷需求或向电网售电。因此,研究用户侧储能的优化运行对于促进中国能源转型、降低用户用电成本有着重要意义<sup>[1-4]</sup>。

目前,部分学者已针对用户侧储能参与电网优化运行进行研究。李咸善等<sup>[5]</sup>以配电网为主体,以微电网联盟和共享储能运营商为从体,提出基于一主多从博弈的配电网优化调度策略,兼顾了系统运行的稳定性及各方利益。章攀钊等<sup>[6]</sup>提出考虑用户侧电动汽车集群的两阶段配电网优化运行策略。崔全胜等<sup>[7]</sup>构建用

户侧综合能源系统规划运行联合优化模型,实现对用户侧储能的充分利用。刘一欣等<sup>[8]</sup>提出微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法,考虑储能、需求响应负荷的协调控制。然而,对配电网用户侧分散储能资源进行统筹管理且综合考虑新能源出力及其不确定性的研究还较少。此外,现有研究通常将一定规模的储能通过集群效应等效为一个整体来接入单个节点进行统一管理,除集中式储能外,电动汽车、用户自建储能、需求响应负荷等用户侧分散储能资源的可利用潜力也非常大,然而,其容量较小、数量众多且过于分散的特点导致配电网对其进行统一管理的难度较大,亟需发展用户侧分散储能资源的管理方法,以实现用户侧的内部自优化、自适应<sup>[9]</sup>。

在此背景下,研究者将云储能(CES)模式应用于配电网优化运行中。针对云储能模式,国内外学者已展开了多方面的研究<sup>[10-11]</sup>。丁曦等<sup>[12]</sup>提出一种应用于

收稿日期:2024-01-21 修回日期:2024-05-17 网络出版日期:2024-06-05

基金项目:国家自然科学基金项目(52107118)

作者简介:南璐(1994—),女,副教授。研究方向:电力系统设计规划与优化运行。E-mail:lnan@scu.edu.cn

\*通信作者:何川,副教授,E-mail:he\_chuan@scu.edu.cn

电/热/气综合能源系统的云储能优化策略,构建用户侧-云储能两主体双层优化模型,下层优化用户侧充放电行为,上层集中优化决策实体储能功率及容量配置。马云聪等<sup>[13]</sup>构建云储能-社区-用户的双层点对点两阶段交易优化模型,设计一种基于纳什议价模型的云储能服务定价机制,为云储能服务定价提供参考。郭亦宗等<sup>[14]</sup>建立含有云储能的能源路由器结构,提出应用于区域综合能源系统的电/热云储能优化配置方法。魏震波等<sup>[15]</sup>采用包含合作联盟的云储能系统,提出一种综合利用共享储能规模效应和分布式储能用户互补性的云储能双层运行模型。Liu等<sup>[16]</sup>提出云储能模式中用户和云储能运营商的优化决策模型。目前,针对云储能模式的研究多集中于优化配置<sup>[17-18]</sup>、服务定价<sup>[19-21]</sup>上,将云储能模式应用于电网优化运行的研究还相对较少,且多数研究中云储能模式的应用场景为园区或微电网,尚未建立起将云储能模式应用于配电网的多主体交互结构。

为此,本文将云储能模式应用于配电网,提出含云储能系统的配电网多主体交互结构,交互主体分为配电网、云储能运营商,以及作为云储能用户参与云储能模式的用户侧分散储能资源。配电网根据自身需求在日前制定云储能系统各时段的充放电计划;云储能运营商将用户侧分散储能作为自身内部调度资源,制定其充放电计划,共同满足配电网的调度需求。首先,提出含云储能系统的配电网多主体交互结构,分析配电网用户侧分散储能资源的特性,阐述云储能运营商与电网、用户侧分散储能的信息、能量交互过程。其次,提出云储能-配电网双层优化调度模型。在上层模型中,除常规机组外,配电网与云储能系统进行信息交互,以配电网运行成本最低为目标,求解得到各电源最优出力计划及云储能系统的充放电计划;下层模型以云储能系统收益最大为目标函数,结合配电网运行约束及上层模型的求解结果,云储能运营商制定云储能用户的充放电计划。最后,考虑风光不确定性,针对不同运行场景进行算例仿真。在本文所提出的云储能模式下,配电网仅与云储能运营商进行交互,可大大降低其对用户侧分散储能资源的管理难度,提高对用户侧储能的利用率。此外,云储能运营商可通过合理的服务定价方案,从与电网、云储能用户的交易中以充放电差价形式获取利益。对于云储能用户而言,也可降低自身用电成本,赚取放电收益。

## 1 含云储能系统的配电网多主体交互结构

从用户侧分散储能资源的特性出发,说明用户侧储能参与云储能模式的可行性与必要性。在此基础

上,提出云储能-配电网多主体交互结构,具体分析云储能运营商与配电网、云储能用户的交互过程。

### 1.1 用户侧分散储能资源特性

电动汽车、UPS、需求响应负荷都可以被视为特殊的储能资源,其储能能力、响应速度及可调度性使其具备参与云储能模式的条件。不同用户侧分散储能资源的特性如下:

#### 1) 电动汽车

电动汽车充放电决策与电动汽车用户到达充电站时间、离开充电站时间及充放电功率等因素有关<sup>[22]</sup>。家用电动汽车通常于傍晚时段结束当日行程,若直接开始充电,电动汽车群体充电负荷高峰会与用电高峰重叠,使峰值负荷大大增加,为此,需要对电动汽车的充电进行管理。电动汽车可依托V2G技术参与云储能模式<sup>[23]</sup>,云储能运营商管理电动汽车充电站内每辆电动汽车的充放电,控制其在用电高峰期放电,在低谷时期充电,达到负荷转移、消纳可再生能源的效果。大量分散的电动汽车参与云储能系统的充放电管理,能够产生一定的电动汽车集群效应,其到达时间、离开时间及预期电量均符合一定的概率分布。云储能运营商在此基础上制定调度计划,可忽略电动汽车个体的不确定性。

#### 2) 不间断电源

UPS是一种含有储能的装置,被广泛应用于医院、学校及数据中心等公共场合,只有在停电、过压欠压等紧急场合才会工作,通常情况下处于闲置状态,这使得UPS在整个生命周期内充放电次数过少,造成资源浪费<sup>[24]</sup>。UPS参与云储能模式,不仅可提高用户侧分散储能利用率,也可给自身带来收益。

#### 3) 需求响应负荷

需求响应是指当电力市场价格升高或系统可靠性受到威胁时,通过价格信号或激励机制引导电力用户改变固有用电模式、调整用电需求的一种机制,电力用户通过负荷中断、负荷转移等方式参与需求响应<sup>[25]</sup>。用户侧存在大量柔性负荷,具有需求响应的潜力;云储能运营商可通过补偿方式对其进行调控,为云储能系统放电起到支撑作用。

### 1.2 云储能-配电网多主体交互结构

在本文所提的云储能模式下,依托先进的互联网技术和信息通信技术,含云储能系统的配电网多主体交互结构如图1所示。

由图1可见:风光发电机组、燃气机组、上级电网、基础负荷与配电网之间同时存在信息和能量交互;而在用户侧分散储能资源方面,配电网只需与云储能运营商进行信息交互,下达云储能系统的充放电指令,

不再需要与用户侧分散储能资源进行信息交互。云储能运营商根据配电网的充放电指令,协同管理不同用户侧分散储能设备的充放电。基于本文所提的云储能模式,在日前调度中,首先,云储能运营商收集用户侧储能的容量、充放电功率及充放电需求等信息,分析其用电特性;其次,云储能运营商根据历史运行数据分析出各时段可供调度的充放电功率并上报至配电网调度中心。而后,配电网根据自身削峰填谷需求调整各时段云储能系统充放电功率、风电机组出力、光伏机组出力、燃气机组出力及向上级电网的购电功率,实现配电网层级的能量平衡;在调度计划实施后,配电网向云储能系统进行相应的服务费用结算。在云储能系统与用户侧储能的交互过程中,用户侧储能资源作为云储能用户接入云储能系统后,云储能运营商根据配电网对云储能系统的调度指令制定不同类型云储能用户的日前调度计划,并根据实际服务执行情况与云储能用户进行相应的充放电服务费用结算。



图1 含云储能的配电网多主体交互结构

Fig. 1 Multi-agent interaction structure of distribution network with cloud energy storage

## 2 配电网-云储能系统双层优化调度模型

根据第1.2节的含云储能系统的配电网多主体交互结构,提出配电网-云储能系统双层优化调度模型。在上层模型中,以配电网运行成本最小为目标函数,结合机组出力、功率平衡等约束,求解得到各时段云储能系统充放电功率及各机组出力计划,并将其输出至下层模型。下层模型中,基于上层模型的求解结果,以云储能运营商利润最大为目标函数,结合云储能用户充放电功率约束及潮流约束,求解得到云储能用户的充放电计划,同时进行潮流校验,并将结果返回至上层模型。对上层模型和下层模型进行迭代求解。

### 2.1 上层模型

上层模型决定配电网内各机组的调度计划及云储能系统充放电计划,其目标函数为使配电网运行成本最小,配电网运行成本包括云储能系统使用成本、向上级电网购电成本、燃气机组发电成本,以及可再生能源弃电惩罚。目标函数表达式为:

$$\min F_1^{(k)} = F_E^{(k)} + F_G^{(k)} + F_M^{(k)} + F_{Voll}^{(k)} \quad (1)$$

式中:  $F_1^{(k)}$  为配电网运行成本;  $F_E^{(k)}$  为云储能系统使用成本;  $F_G^{(k)}$  为燃气机组发电成本;  $F_M^{(k)}$  为配电网向上级电网购电成本;  $F_{Voll}^{(k)}$  为可再生能源弃电惩罚成本; 上标  $k$  为迭代次数,表示迭代至第  $k$  次。

#### 1) 云储能系统使用成本

配电网需要云储能系统充电/放电时,需要向云储能运营商支付相应的服务费用,而云储能运营商只需为云储能系统净充电量部分向配电网支付净充电费用。云储能运营商通过灵活调度云储能用户的充放电,在削峰填谷、负荷波动及新能源出力不稳定等方面缓解了配电网的压力,同时降低了配电网的运营成本。云储能系统使用成本的计算式为:

$$F_E^{(k)} = \sum_{t \in T} \sum_{e \in E} (P_{e,t}^{\text{out}(k)} c_e^{\text{out}}) - \sum_{e \in E} (\Delta P_e^{\text{in}(k)} c_e^{\text{in}}) \quad (2)$$

式中,  $t$  为时间索引,  $T$  为调度总时段,  $E$  为配电网中云储能系统集合,  $P_{e,t}^{\text{out}(k)}$  为  $t$  时段云储能系统  $e$  的放电功率,  $c_e^{\text{out}}$  为云储能系统  $e$  的充放电服务单价,  $\Delta P_e^{\text{in}(k)}$  为云储能系统  $e$  的净充电量,  $c_e^{\text{in}}$  为云储能系统  $e$  的净充电单价。

#### 2) 燃气机组发电成本

具体的公式为:

$$F_G^{(k)} = \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} (M_g(P_{g,t}^{(k)}) + K_{g,t}^{(k)} + D_{g,t}^{(k)}) c_t^{\text{gas}} \quad (3)$$

式中,  $G$  为配电网中燃气机组集合,  $M_g(\cdot)$  为热耗率曲线,  $P_{g,t}^{(k)}$  为  $t$  时段燃气机组  $g$  的输出功率,  $K_{g,t}^{(k)}$ 、 $D_{g,t}^{(k)}$  分别为  $t$  时段燃气机组  $g$  开机、停机的燃料消耗,  $c_t^{\text{gas}}$  为  $t$  时段的燃料单价。

#### 3) 购电成本

具体表达式为:

$$F_M^{(k)} = \sum_{t \in T} \sum_{z \in Z} P_{z,t}^{\text{in}(k)} c_t^{\text{ele}} \quad (4)$$

式中,  $Z$  为配电网中变电站集合,  $P_{z,t}^{\text{in}(k)}$  为  $t$  时段配电网通过变电站  $z$  向上级电网购电功率,  $c_t^{\text{ele}}$  为  $t$  时段对应的购电价格。

#### 4) 可再生能源弃电惩罚

具体表达式为:

$$F_{Voll}^{(k)} = \sum_{t \in T} \left( \sum_{s \in S} (P_{s,t}^f - P_{s,t}^{(k)}) c_s^{\text{voll}} + \sum_{w \in W} (P_{w,t}^f - P_{w,t}^{(k)}) c_w^{\text{voll}} \right) \quad (5)$$

式中,  $S$ 、 $W$  分别为配电网中光伏发电机组、风力发电机组集合,  $P_{s,t}^f$ 、 $P_{w,t}^f$  分别为  $t$  时段光伏发电机组  $s$ 、风力发

电机组  $w$  的预测出力值,  $P_{s,t}^{(k)}$ 、 $P_{w,t}^{(k)}$  分别为  $t$  时段光伏发电机组  $s$ 、风力发电机组  $w$  的实际出力值,  $c_s^{\text{voll}}$ 、 $c_w^{\text{voll}}$  分别为光伏发电机组、风力发电机组的弃电惩罚单价。

约束条件设置如下:

### 1) 云储能系统充放电功率约束

云储能运营商需要预估各时段内其管理的云储能用户充电需求及可接受调度的放电/充电容量限值, 以此确定云储能系统各时段充电功率和放电功率上下限及当日净充电功率的上下限, 放电功率和充电功率上下限、充电功率、当日净充电功率的上下限的约束的具体表达式分别为:

$$P_{e,t}^{\text{out},\min} \leq P_{e,t}^{\text{out}(k)} \leq P_{e,t}^{\text{out},\max}, e \in E, t \in T \quad (6)$$

$$P_{e,t}^{\text{in},\min} \leq P_{e,t}^{\text{in}(k)} \leq P_{e,t}^{\text{in},\max}, e \in E, t \in T \quad (7)$$

$$\Delta P_e^{\text{in}(k)} = \sum_{t \in T} P_{e,t}^{\text{in}(k)} - \sum_{t \in T} P_{e,t}^{\text{out}(k)}, e \in E, t \in T \quad (8)$$

$$\Delta P_e^{\text{in},\min} \leq \Delta P_e^{\text{in}(k)} \leq \Delta P_e^{\text{in},\max}, e \in E \quad (9)$$

式(6)~(9)中,  $P_{e,t}^{\text{out},\max}$ 、 $P_{e,t}^{\text{in},\max}$  分别为  $t$  时段云储能系统  $e$  的放电功率和充电功率的上限,  $P_{e,t}^{\text{out},\min}$ 、 $P_{e,t}^{\text{in},\min}$  分别为  $t$  时段云储能系统  $e$  的放电功率和充电功率的下限,  $P_{e,t}^{\text{in}(k)}$  为  $t$  时段云储能系统  $e$  的充电功率,  $\Delta P_e^{\text{in},\max}$ 、 $\Delta P_e^{\text{in},\min}$  分别为云储能系统  $e$  净充电功率的上下限。

### 2) 云储能系统容量约束

容量和容量上下限的计算式为:

$$O_{e,t}^{(k)} = O_{e,t-1}^{(k)} + P_{e,t}^{\text{in}(k)} - P_{e,t}^{\text{out}(k)}, e \in E, t \in T \quad (10)$$

$$O_e^{\min} \leq O_{e,t}^{(k)} \leq O_e^{\max}, e \in E, t \in T \quad (11)$$

式(10)、(11)中,  $O_{e,t}^{(k)}$  为  $t$  时刻云储能系统  $e$  的容量,  $O_e^{\max}$ 、 $O_e^{\min}$  分别为云储能系统  $e$  的容量上下限。

### 3) 燃气机组运行约束

燃气机组运行时, 需要对其出力上下限、最小开机停机时间、开机停机燃料消耗, 以及爬坡能力进行约束。本文参考文献[26]对燃气机组进行约束, 燃气机组运行相关约束见附录A中A.1。

### 4) 常规设备运行约束

配电网中常规设备包括风电机组、光伏机组、无功补偿设备, 以及变电站, 其相关约束见附录A中A.2。

### 5) 配电网功率平衡约束

配电网各机组出力、云储能系统充放电功率、负荷及网损功率在各调度时段必须达到平衡, 其中, 有功功率平衡约束和无功功率平衡约束分别如下:

$$\sum_{s \in S} P_{s,t}^{(k)} + \sum_{w \in W} P_{w,t}^{(k)} + \sum_{g \in G} P_{g,t}^{(k)} + \sum_{e \in E} P_{e,t}^{\text{out}(k)} + \sum_{z \in Z} P_{z,t}^{\text{in}(k)} = \sum_{e \in E} P_{e,t}^{\text{in}(k)} + \sum_{d \in D} P_{d,t} + P_t^{\text{loss}(k-1)}, t \in T \quad (12)$$

$$\sum_{s \in S} Q_{s,t}^{(k)} + \sum_{w \in W} Q_{w,t}^{(k)} + \sum_{g \in G} Q_{g,t}^{(k)} + \sum_{z \in Z} Q_{z,t}^{\text{in}(k)} + \sum_{c \in C} Q_{c,t}^{(k)} = \sum_{d \in D} Q_{d,t}, t \in T \quad (13)$$

式(12)、(13)中,  $D$  为负荷所在节点集合,  $P_t^{\text{loss}(k-1)}$  为  $t$  时段配电网所有线路的总网损功率,  $P_{d,t}$ 、 $Q_{d,t}$  分别为  $t$  时段负荷  $d$  的有功和无功功率需求。

### 6) 不确定性约束

未考虑风光不确定性时, 本文所提模型求解得到的优化调度策略均是基于风光机组的预测出力, 然而在实际中, 风光出力总是伴随着波动性, 因此需要考虑其不确定性, 不确定性约束如附录A中A.3所示, 风光发电机组出力波动时, 云储能系统的充放电功率  $P_{\gamma,e,t}^{\text{in}(k)}$ 、 $P_{\gamma,e,t}^{\text{out}(k)}$  可在满足用户充放电需求的同时进行灵活调整。求解的过程为: 首先, 本文通过 Monte Carlo 模拟法生成大量风光发电机组出力不确定性出力场景; 然后, 通过同步回代法进行场景削减; 最后, 生成典型的风、光出力场景, 并将其纳入上层模型中, 求解得到考虑风光出力不确定性的调度策略。求解得到的调度策略可保证配电网在风光出力波动时仍能稳定运行。

## 2.2 下层模型

下层模型中, 主体为云储能系统, 目标函数为使云储能运营商利润最大目标函数为:

$$\max(F_2^{(k)} - F_p^{(k)}) = F_E^{(k)} - (F_V^{(k)} + F_1^{(k)} + F_U^{(k)}) - F_p^{(k)} \quad (14)$$

式中:  $F_2^{(k)}$  为云储能运营商获得的总利润, 等于配电网向云储能运营商支付的云储能系统使用成本减去云储能运营商向云储能用户支付的云储能用户调度成本;  $F_V^{(k)}$  为电动汽车调度成本;  $F_1^{(k)}$  为需求响应负荷调度成本;  $F_U^{(k)}$  为不间断电源调度成本;  $F_p^{(k)}$  为上下层模型之间的网损差值惩罚成本。

### 1) 电动汽车调度成本

云储能运营商向电动汽车用户支付放电/充电服务费用, 电动汽车用户只需为电动汽车净充电量部分支付净充电费用。电动汽车调度成本计算式为:

$$F_V^{(k)} = \sum_{e \in E} \sum_{v \in V \cap A(e)} \left( \sum_{t \in T} P_{v,t}^{\text{out}(k)} \cdot c_v^{\text{out}} + \Delta P_v^{\text{in}(k)} c_v^{\text{in}} \right) \quad (15)$$

式中,  $V$  为电动汽车集合,  $A(e)$  为云储能系统  $e$  中的设备集合,  $P_{v,t}^{\text{out}(k)}$  为  $t$  时段电动汽车  $v$  的放电功率,  $c_v^{\text{out}}$  为电动汽车的充放电服务单价,  $\Delta P_v^{\text{in}(k)}$  为电动汽车  $v$  的净充电量,  $c_v^{\text{in}}$  为电动汽车的净充电单价。

### 2) 需求响应负荷调度成本

需求响应负荷仅考虑用户可中断负荷, 云储能系统采用补偿方式诱导用户削减用电, 作为云储能系统放电功率的一部分。需求响应负荷调度成本计算式为:

$$F_1^{(k)} = \sum_{e \in E} \sum_{d \in D \cap A(e)} \sum_{t \in T} P_{d,t}^{\text{in}(k)} c_d^{\text{int}} \quad (16)$$

式中,  $P_{d,t}^{\text{in}(k)}$  为  $t$  时段参与云储能系统调度的可中断负荷功率,  $c_d^{\text{int}}$  为云储能系统运营商给予可中断负荷的补偿单价。

### 3) 不间断电源调度成本

具体表达式为:

$$F_U^{(k)} = \sum_{e \in E} \sum_{u \in U \cap A(e)} \sum_{t \in T} P_{u,t}^{\text{out}(k)} c_u^{\text{out}} \quad (17)$$

式中,  $U$  为参与云储能系统调度的不间断电源集合,  $P_{u,t}^{\text{out}(k)}$  为  $t$  时段不间断电源  $u$  的放电功率,  $c_u^{\text{out}}$  为不间断电源的充放电服务单价。

### 4) 网损差值惩罚成本

上层模型对配电网内各机组的出力计划和云储能系统充放电计划进行求解时, 未对配电网的潮流进行计算, 因此有功功率平衡约束式(12)中的网损为预估值。下层模型在制定各云储能用户的充放电计划时, 进行配电网潮流计算, 可得到实际网损值。网损差值为实际网损与预估网损的差值。网损差值惩罚成本计算式为:

$$F_p^{(k)} = \varphi_p^{(k)} c_p \quad (18)$$

式中,  $\varphi_p^{(k)}$  为上下层模型之间的网损差值,  $c_p$  为网损差值惩罚单价。

下层模型的约束条件设置如下:

#### 1) 云储能系统功率约束

$t$  时段云储能系统  $e$  的放电功率、充电功率、当日净充电功率约束的具体表达式分别为:

$$P_{e,t}^{\text{out}(k)} = \sum_{v \in V \cap A(e)} P_{v,t}^{\text{out}(k)} + \sum_{u \in U \cap A(e)} P_{u,t}^{\text{out}(k)} + \sum_{d \in D \cap A(e)} P_{d,t}^{\text{int}(k)}, \quad e \in E, t \in T \quad (19)$$

$$P_{e,t}^{\text{in}(k)} = \sum_{v \in V \cap A(e)} P_{v,t}^{\text{in}(k)} + \sum_{u \in U \cap A(e)} P_{u,t}^{\text{in}(k)}, e \in E, t \in T \quad (20)$$

$$\Delta P_e^{\text{in}(k)} = \sum_{v \in V \cap A(e)} \Delta P_v^{\text{in}(k)} - \sum_{t \in T} \sum_{d \in D \cap A(e)} P_{d,t}^{\text{int}(k)}, e \in E \quad (21)$$

#### 2) 云储能系统用户数量约束

为提高用户充放电效率, 降低云储能系统管理难度, 同一时段参与云储能系统运行的用户数量不宜过多。同一时段参与放电和充电的云储能系统用户数量约束表达式分别为:

$$\sum_{v \in V \cap A(e)} x_{v,t}^{\text{out}(k)} + \sum_{u \in U \cap A(e)} x_{u,t}^{\text{out}(k)} + \sum_{d \in D \cap A(e)} x_{d,t}^{\text{int}(k)} \leq Y_1, \quad e \in E, t \in T \quad (22)$$

$$\sum_{v \in V \cap A(e)} x_{v,t}^{\text{in}(k)} + \sum_{u \in U \cap A(e)} x_{u,t}^{\text{in}(k)} \leq Y_2, e \in E, t \in T \quad (23)$$

式(22)、(23)中,  $Y_1$  为同一时段参与放电的云储能用户数量限值,  $Y_2$  为同一时段参与充电的云储能用户数量限值。

#### 3) 电动汽车约束

电动汽车相关约束主要包括电动汽车充放电容量约束、电动汽车充放电功率约束。式(24)~(26)分别为电动汽车容量计算式、容量上下限约束、电动汽车离开充电站时的电量必须大于或等于预期电量; 式(27)~(30)分别为电动汽车放电功率和充电功率的

约束、单辆电动汽车不得同时进行充电与放电、其净充电量等于日内充电功率之和减去放电功率之和。

$$O_{v,t}^{(k)} = O_{v,t-1}^{(k)} + \eta_v \cdot P_{v,t}^{\text{in}(k)} - \frac{P_{v,t}^{\text{out}(k)}}{\eta_v}, v \in V, t \in T \quad (24)$$

$$O_v^{\text{min}} \leq O_{v,t}^{(k)} \leq O_v^{\text{max}}, v \in V, t \in T \quad (25)$$

$$O_v^{\text{on}} + \Delta P_v^{\text{in}(k)} \geq O_v^{\text{off}}, v \in V, t \in T \quad (26)$$

$$x_{v,t}^{\text{out}(k)} P_v^{\text{out}, \text{min}} \leq P_{v,t}^{\text{out}(k)} \leq x_{v,t}^{\text{out}(k)} P_v^{\text{out}, \text{max}}, \quad v \in V, t \in T \quad (27)$$

$$x_{v,t}^{\text{in}(k)} P_v^{\text{in}, \text{min}} \leq P_{v,t}^{\text{in}(k)} \leq x_{v,t}^{\text{in}(k)} P_v^{\text{in}, \text{max}}, v \in V, t \in T \quad (28)$$

$$x_{v,t}^{\text{out}(k)} + x_{v,t}^{\text{in}(k)} \leq 1, v \in V, t \in T \quad (29)$$

$$\Delta P_v^{\text{in}(k)} = \sum_{t \in T} (\eta_v \cdot P_{v,t}^{\text{in}(k)} - \frac{P_{v,t}^{\text{out}(k)}}{\eta_v}), v \in V, t \in T \quad (30)$$

式(24)~(30)中:  $O_{v,t}$  为  $t$  时刻电动汽车  $v$  的容量;  $\eta_v$  为电动汽车充放电效率;  $O_v^{\text{max}}$ 、 $O_v^{\text{min}}$  分别为电动汽车  $v$  的容量上下限;  $O_v^{\text{on}}$  为电动汽车  $v$  入网时的初始电量;  $O_v^{\text{off}}$  为电动汽车  $v$  离开充电站时的预期电量;  $P_v^{\text{out}, \text{max}}$ 、 $P_v^{\text{out}, \text{min}}$  分别为电动汽车  $v$  放电功率的上下限;  $x_{v,t}^{\text{out}(k)}$  为  $t$  时段电动汽车  $v$  的放电状态, 为 1 时表示放电, 为 0 时表示不放电;  $P_v^{\text{in}, \text{max}}$ 、 $P_v^{\text{in}, \text{min}}$  分别为电动汽车  $v$  充电功率的上下限;  $x_{v,t}^{\text{in}(k)}$  为  $t$  时段电动汽车  $v$  的充电状态, 为 1 时表示充电, 为 0 时表示不充电。

同时, 为了延长电池寿命, 电动汽车不宜频繁切换其充放电状态。式(31)~(34)分别为电动汽车的充完电后最小离网时长、放完电后最小离网时长、在网最小充电时长、在网最小放电时长的约束、电动汽车充电站总功率不得过大, 式(35)~(36)分别为电动汽车充电站充电总功率和放电总功率的限值约束。

$$(N_{v,t-1}^{\text{in}, \text{off}(k)} - L_v^{\text{in}, \text{off}})(x_{v,t}^{\text{in}(k)} - x_{v,t-1}^{\text{in}(k)}) \geq 0, v \in V, t \in T \quad (31)$$

$$(N_{v,t-1}^{\text{out}, \text{off}(k)} - L_v^{\text{out}, \text{off}})(x_{v,t}^{\text{out}(k)} - x_{v,t-1}^{\text{out}(k)}) \geq 0, v \in V, t \in T \quad (32)$$

$$(N_{v,t-1}^{\text{in}, \text{on}(k)} - L_v^{\text{in}, \text{on}})(x_{v,t-1}^{\text{in}(k)} - x_{v,t}^{\text{in}(k)}) \geq 0, v \in V, t \in T \quad (33)$$

$$(N_{v,t-1}^{\text{out}, \text{on}(k)} - L_v^{\text{out}, \text{on}})(x_{v,t-1}^{\text{out}(k)} - x_{v,t}^{\text{out}(k)}) \geq 0, v \in V, t \in T \quad (34)$$

$$\sum_{v \in V \cap A(y)} P_{v,t}^{\text{in}(k)} \leq P_y^{\text{in}, \text{max}}, y \in Y, t \in T \quad (35)$$

$$\sum_{v \in V \cap A(y)} P_{v,t}^{\text{out}(k)} \leq P_y^{\text{out}, \text{max}}, y \in Y, t \in T \quad (36)$$

式(31)~(36)中,  $N_{v,t}^{\text{in}, \text{off}(k)}$  为电动汽车充完电后离网时长计数器,  $L_v^{\text{in}, \text{off}}$  为电动汽车充完电后最小离网时长,  $N_{v,t}^{\text{out}, \text{off}(k)}$  为电动汽车放完电后离网时长计数器,  $L_v^{\text{out}, \text{off}}$  为电动汽车放完电后最小离网时长,  $N_{v,t}^{\text{in}, \text{on}(k)}$  为电动汽车在网充电时长计数器,  $L_v^{\text{in}, \text{on}}$  为电动汽车在网最小充电时长,  $N_{v,t}^{\text{out}, \text{on}(k)}$  为电动汽车在网放电时长计数器,  $L_v^{\text{out}, \text{on}}$  为电动汽车在网最小放电时长,  $A(y)$  为电动汽车充电站  $y$  内的设备集合,  $Y$  为电动汽车充电站集合,  $P_y^{\text{in}, \text{max}}$ 、 $P_y^{\text{out}, \text{max}}$  分别为电动汽车充电站  $y$  的最大充放电功率。

## 4)需求响应负荷约束

具体表达式为:

$$0 \leq P_{d,t}^{\text{int}(k)} \leq x_{d,t}^{\text{int}(k)} P_{d,t} \alpha_d, d \in D, t \in T \quad (37)$$

式中:  $x_{d,t}^{\text{int}(k)}$  为  $t$  时段可中断负荷  $d$  的参与状态, 为1时表示处于中断状态, 为0时则表示未中断;  $\alpha_d$  为可中断负荷容量占总负荷的比例。

## 5)不间断电源约束

与电动汽车类似, UPS 相关约束包括 UPS 容量约束、UPS 充放电功率约束, 为了使 UPS 持续稳定运行, 其在调度日最后时刻的容量必须与起始时刻容量相等。式(38)~(40)分别为 UPS 容量计算式、容量上下限及调度日最后时刻的容量必须与起始时刻容量相等的约束, 式(41)~(43)分别为 UPS 的放电功率上下限、充电功率上下限、放电状态和充电状态之和不大于1的约束。

$$O_{u,t}^{(k)} = O_{u,t-1}^{(k)} + \eta_u P_{u,t}^{\text{in}(k)} - \frac{P_{u,t}^{\text{out}(k)}}{\eta_u}, u \in U, t \in T \quad (38)$$

$$O_u^{\min} \leq O_{u,t}^{(k)} \leq O_u^{\max}, u \in U, t \in T \quad (39)$$

$$O_{u,T}^{(k)} = O_{u,0}^{(k)} \quad (40)$$

$$x_{u,t}^{\text{out}(k)} P_u^{\text{out}, \min} \leq P_{u,t}^{\text{out}(k)} \leq x_{u,t}^{\text{out}(k)} P_u^{\text{out}, \max}, \quad (41)$$

$$u \in U, t \in T$$

$$x_{u,t}^{\text{in}(k)} P_u^{\text{in}, \min} \leq P_{u,t}^{\text{in}(k)} \leq x_{u,t}^{\text{in}(k)} P_u^{\text{in}, \max}, \quad (42)$$

$$u \in U, t \in T$$

$$x_{u,t}^{\text{out}(k)} + x_{u,t}^{\text{in}(k)} \leq 1, u \in U, t \in T \quad (43)$$

式(38)~(43)中:  $O_{u,t}^{(k)}$  为  $t$  时段不间断电源  $u$  的容量;  $O_{u,T}^{(k)}$ 、 $O_{u,0}^{(k)}$  分别为调度时段内结束时刻和起始时刻不间断电源  $u$  的容量;  $\eta_u$  为不间断电源充放电效率;  $O_u^{\max}$ 、 $O_u^{\min}$  分别为不间断电源  $u$  容量的上下限;  $P_u^{\text{out}, \max}$ 、 $P_u^{\text{out}, \min}$  分别为不间断电源  $u$  放电功率的上下限;  $x_{u,t}^{\text{out}(k)}$  为  $t$  时段不间断电源  $u$  的放电状态, 为1时表示放电, 为0时表示不放电;  $P_u^{\text{in}, \max}$ 、 $P_u^{\text{in}, \min}$  分别为不间断电源  $u$  充电功率的上下限;  $x_{u,t}^{\text{in}(k)}$  为  $t$  时段不间断电源  $u$  的充电状态, 为1时表示充电, 为0时表示不充电。

## 6)配电网潮流约束

下层模型求解得到的云储能用户充放电计划应满足配电网潮流约束, 本文采用二阶锥松弛方法对配电网潮流约束进行线性化处理。式(44)、(45)分别为配电网节点的有功和无功功率平衡约束, 它们必须达到平衡; 式(46)、(47)计算配电网的各线路的有功和无功网损功率, 线路上的有功、无功损耗由实际运行情况计算得出; 式(48)为配电网线路电压降限制约束; 式(49)为二阶锥约束; 式(50)~(51)计算配电网的网损值、上下层模型之间的网损差值, 若差值过大, 则须将调度结果返回上层继续迭代。

$$\begin{aligned} & \sum_{r(l) \in L \cap A(i)} P_{l,t}^{(k)} - \sum_{r(l) \in L \cap A(i)} P_{l,t}^{\text{loss}(k)} - \sum_{s(l) \in L \cap A(i)} P_{l,t}^{(k)} + \\ & \sum_{d \in D \cap A(i)} P_{d,t}^{\text{int}(k)} + \sum_{u \in U \cap A(i)} P_{u,t}^{\text{out}(k)} + \sum_{v \in V \cap A(i)} P_{v,t}^{\text{out}(k)} + \\ & \sum_{w \in W \cap A(i)} P_{w,t}^{(k)} + \sum_{s \in S \cap A(i)} P_{s,t}^{(k)} + \sum_{g \in G \cap A(i)} P_{g,t}^{(k)} + \\ & \sum_{z \in Z \cap A(i)} P_{z,t}^{(k)} = \sum_{d \in D \cap A(i)} P_{d,t}^{(k)} + \sum_{u \in U \cap A(i)} P_{u,t}^{\text{in}(k)} + \\ & \sum_{v \in V \cap A(i)} P_{v,t}^{\text{in}(k)}, i \in N^{\text{bus}}, t \in T \quad (44) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \sum_{r(l) \in L \cap A(i)} Q_{l,t}^{(k)} - \sum_{r(l) \in L \cap A(i)} Q_{l,t}^{\text{loss}(k)} - \sum_{s(l) \in L \cap A(i)} Q_{l,t}^{(k)} + \\ & \sum_{w \in W \cap A(i)} Q_{w,t}^{(k)} + \sum_{s \in S \cap A(i)} Q_{s,t}^{(k)} + \sum_{g \in G \cap A(i)} Q_{g,t}^{(k)} + \\ & \sum_{z \in Z \cap A(i)} Q_{z,t}^{\text{in}(k)} + \sum_{c \in C \cap A(i)} Q_{c,t}^{(k)} = \sum_{d \in D \cap A(i)} Q_{d,t}^{(k)}, \\ & i \in N^{\text{bus}}, t \in T \quad (45) \end{aligned}$$

$$P_{l,t}^{\text{loss}(k)} = \omega_{l,t}^{(k)} \cdot r_l, l \in L, t \in T \quad (46)$$

$$Q_{l,t}^{\text{loss}(k)} = \omega_{l,t}^{(k)} \cdot x_l, l \in L, t \in T \quad (47)$$

$$\psi_{j,t}^{(k)} = \psi_{i,t}^{(k)} - 2 \cdot (P_{l,t}^{(k)} r_l + Q_{l,t}^{(k)} x_l) + \omega_{l,t}^{(k)} \cdot (r_l^2 + x_l^2), \quad (48)$$

$$i \in s(l), j \in r(l), l \in L, t \in T$$

$$2P_{l,t}^{(k)2} + 2Q_{l,t}^{(k)2} + (\omega_{l,t}^{(k)} - \psi_{i,t}^{(k)})^2 \leq (\omega_{l,t}^{(k)} + \psi_{i,t}^{(k)})^2, \quad (49)$$

$$i \in s(l), l \in L, t \in T$$

$$P_t^{\text{loss}(k)} = \sum_{l \in L} P_{l,t}^{\text{loss}(k)} \quad (50)$$

$$\phi_p^{(k)} = \sum_{i \in T} |P_t^{\text{loss}(k)} - P_t^{\text{loss}(k-1)}| \quad (51)$$

式(44)~(51)中,  $A(i)$  为与节点  $i$  直接连接的配电网设备的集合,  $L$ 、 $N^{\text{bus}}$  分别为配电网输电线路、节点的集合,  $s(l)$ 、 $r(l)$  分别为输电线路  $l$  的送端和受端节点,  $P_{l,t}^{(k)}$ 、 $Q_{l,t}^{(k)}$  分别为  $t$  时段输电线路  $l$  的有功、无功潮流,  $P_{l,t}^{\text{loss}(k)}$ 、 $Q_{l,t}^{\text{loss}(k)}$  为  $t$  时段输电线路  $l$  的有功、无功网损,  $\omega_{l,t}^{(k)}$  为  $t$  时段输电线路  $l$  的电流平方值,  $\psi_{i,t}^{(k)}$  为  $t$  时段节点  $i$  的电压平方值,  $r_l$ 、 $x_l$  分别为输电线路  $l$  的电阻、电抗值。

## 7)线路运行约束

输电线路  $l$  容许流过的电流平方值上下限及节点  $i$  所能承受的电压平方值上下限分别为:

$$\omega_i^{\min} \leq \omega_{l,t}^{(k)} \leq \omega_i^{\max}, l \in L, t \in T \quad (52)$$

$$\psi_i^{\min} \leq \psi_{i,t}^{(k)} \leq \psi_i^{\max}, i \in N^{\text{bus}}, t \in T \quad (53)$$

式(52)、(53)中,  $\omega_i^{\max}$ 、 $\omega_i^{\min}$  分别为输电线路  $l$  容许流过的电流平方值上下限,  $\psi_i^{\max}$ 、 $\psi_i^{\min}$  分别为节点  $i$  所能承受的电压平方值的上下限。

## 3 模型求解

对本文提出的考虑风光不确定性的配电网-云储能系统双层优化调度模型进行求解时, 由于上层模型中未考虑配电网的潮流约束, 初次求解该模型时, 功率平衡约束即式(12)中的网损值  $P_t^{\text{loss}(0)}$  为预估值, 求

解得到的调度计划不一定能满足实际运行要求。因此,下层模型在制定各云储能用户的充放电计划时,需进行配电网潮流校验,由式(50)计算得到配电网的实际网损值 $P_t^{\text{loss}(l)}$ 。通过式(51)计算出上下层模型预估网损与实际网损的差值 $\varphi_p^{(l)}$ ,其值越小,代表上层模型得到的初步调度计划越能满足实际潮流约束,且云储能用户能够满足上层模型制定的云储能系统充放电计划。下层模型求解结束后,若网损差值过大,则将得到的实际网损值 $P_t^{\text{loss}(l)}$ 输出至上层模型,将上层模型的网损值更新为实际网损值,模型开始迭代求解,当上下层模型网损差值 $\varphi_p^{(k)}$ 小于给定阈值时迭代终止。在首次求解上层模型时,需要输入初始网损预估值,若初始网损预估值取值不恰当,即上层模型求解得到的调度计划不符合实际运行要求时,下层模型中的潮流约束条件可能无法满足,导致潮流校验无法通过,引起下层模型无解。因此需要对初始网损预估值进行合理预估,本文根据配电网运行经验值取各时段负荷值的15%作为初始网损预估值<sup>[27]</sup>。

考虑风光不确定性的配电网-云储能系统双层优化调度模型的求解步骤如图2所示。

步骤1,参数设置。设置负荷曲线、配电网各设备参数、云储能系统参数及云储能用户参数等相关参数,并输入初始网损值 $P_t^{\text{loss}(0)}$ 至上层模型。

步骤2,上层模型求解。根据上层模型求解得到使配电网运行成本最小的各机组及云储能系统的总体充放电计划 $L_1^{(l)}$ ,将求解结果输出至下层模型。

步骤3,下层模型求解。根据下层模型求解得到云储能用户即电动汽车、需求响应负荷及UPS的调度计划 $L_2^{(l)}$ 。结合配电网潮流约束进行潮流校验,计算上层模型与下层模型的网损差值。

步骤4,迭代求解。若上下层模型的网损差值 $\varphi_p^{(l)}$ 过大,则将 $P_t^{\text{loss}(l)}$ 输入上层模型,更新上层模型的网损

预估值,重复步骤2~4,直至 $\varphi_p^{(k)}$ 小于设定值,输出调度计划 $L_1^{(k)}$ 、 $L_2^{(k)}$ 。

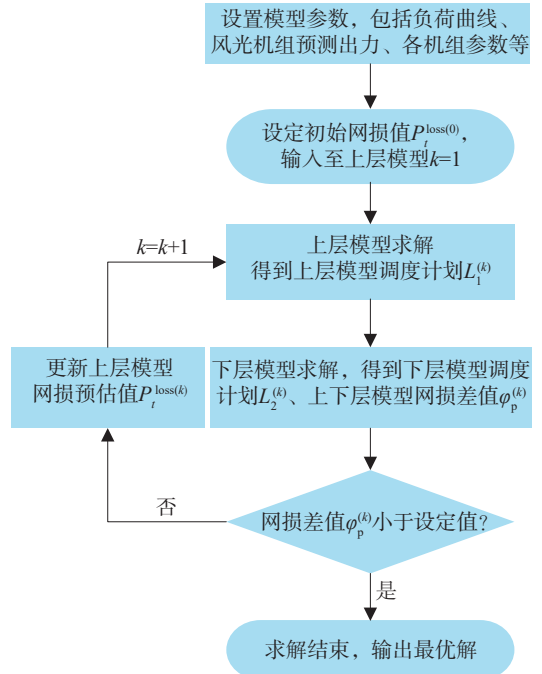


图2 模型求解步骤

Fig. 2 Solution procedure of the proposed model

## 4 算例分析

### 4.1 算例系统

为验证本文提出的考虑风光不确定性的配电网-云储能系统双层优化调度模型的有效性与实用性,采用IEEE 33节点配电网系统进行算例分析,利用Yalmip工具箱调用Gurobi商业求解器对上、下层模型进行求解,节点负荷和支路阻抗参数见文献[28],风电机组、光伏机组、燃气机组、UPS、电动汽车充电站、无功补偿装置的装机规模分别为0.33、0.50、1.00、0.20、0.30、2.00 p.u.,线路连接情况如图3所示;采用分时电价<sup>[29]</sup>及分时气价,如表1、2所示;各成本系数如表3所示。

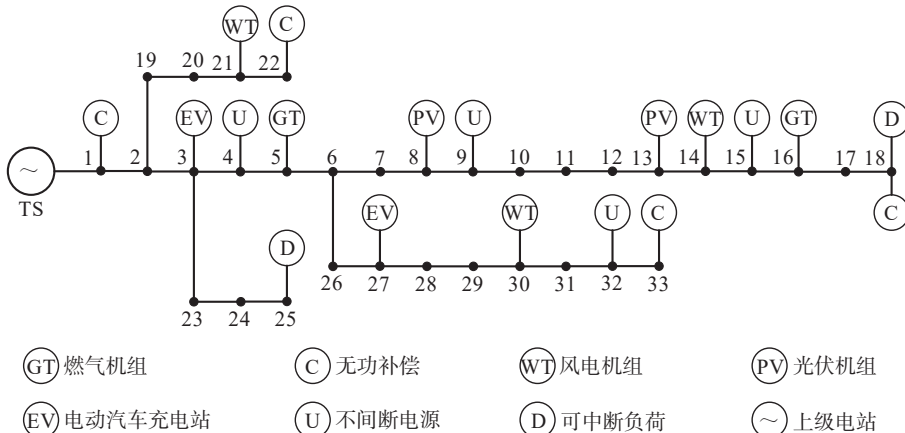


图3 IEEE 33节点配电网拓扑图

Fig. 3 Topology of the IEEE 33 bus distribution network

表 1 分时电价

Tab. 1 Time-of-use electricity price

| 时段                                    | 电价 $c_t^{ele}$ /(千元·(p.u.) <sup>-1</sup> ) |
|---------------------------------------|--|
| 峰 11:00—14:00、17:00—20:00             | 2.83                                       |
| 平 07:00—11:00、14:00—17:00、20:00—23:00 | 1.67                                       |
| 谷 00:00—07:00、23:00—24:00             | 0.58                                       |

表 2 分时气价

Tab. 2 Time-of-use natural gas price

| 时段                      | 气价 $c_t^{gas}$ /(千元·(p.u.) <sup>-1</sup> ) |
|-------------------------|--|
| 00:00—06:00、19:00—24:00 | 1.18                                       |
| 06:00—09:00、18:00—19:00 | 1.83                                       |
| 09:00—13:00             | 1.95                                       |
| 13:00—18:00             | 2.07                                       |

表 3 模型目标函数中的成本系数

Tab. 3 Cost coefficients in the objective function of the proposed model

| 成本系数及单位  | 数值     |
|--|--------|
| 云储能系统充放电服务单价 $c_e^{out}$ /(千元·(p.u.) <sup>-1</sup> ) | 1.50   |
| 云储能系统净充电单价 $c_e^{in}$ /(千元·(p.u.) <sup>-1</sup> )    | 0.58   |
| 风电机组弃电惩罚单价 $c_w^{vol}$ /(千元·(p.u.) <sup>-1</sup> )   | 100.00 |
| 光伏机组弃电惩罚单价 $c_s^{vol}$ /(千元·(p.u.) <sup>-1</sup> )   | 100.00 |
| 电动汽车充放电服务单价 $c_v^{out}$ /(千元·(p.u.) <sup>-1</sup> )  | 0.50   |
| 电动汽车净充电单价 $c_v^{in}$ /(千元·(p.u.) <sup>-1</sup> )     | 0.58   |
| 可中断负荷补偿单价 $c_d^{in}$ /(千元·(p.u.) <sup>-1</sup> )     | 1.00   |
| 不间断电源充放电服务单价 $c_u^{out}$ /(千元·(p.u.) <sup>-1</sup> ) | 0.80   |
| 网损差值惩罚单价 $c_p$ /(千元·(p.u.) <sup>-1</sup> )           | 100.00 |

4.2 算例结果

本文所提出的考虑风光不确定性的配电网-云储能系统双层优化调度模型中,经济成本包括配电网运行成本、云储能运营商收益、电动汽车用户充放电服务费用、净充电费用、UPS用户充放电服务费用、需求响应负荷用户的负荷中断补偿费用。为充分研究不同运行方案对系统经济性与安全性的影响,本文设置以下算例进行对比分析:

算例 1:含云储能系统的配电网优化调度。

算例 2:电动汽车进行无序充电时的配电网优化调度。

算例 3:在算例 1 的基础上,考虑不同云储能系统

容量。

算例 4:在算例 1 的基础上,考虑风光出力的不确定性。

1)算例 1

为分析云储能运行模式下配电网运行的各项经济成本及云储能系统的充放电特性,在算例 1 中,云储能系统参与配电网优化调度。根据本文所提出的配电网-云储能系统双层优化调度模型求解得到各设备的调度策略如图 4 所示。由图 4 可见:云储能系统主要集中在用电低谷时段即 01:00—05:00 时段及 24:00 时刻充电,在用电高峰时段即 12:00—14:00 及 18:00—20:00 时段放电。配电网负荷包括基础负荷和云储能系统充电负荷,负荷曲线的峰谷差为 2.7 p.u.。上层模型中,配电网的总运行成本为 93 401.2 元;其中:向上级电网购电成本为 46 542.6 元;燃气机组使用成本为 45 382.1 元;向云储能运营商支付充放电服务费用 3 187.5 元,收取净充电费用 1 711.0 元。下层模型中,云储能运营商向电动汽车用户支付充放电服务费用 399.1 元,收取净充电费用 2 037.0 元;UPS 充放电服务费用为 611.6 元;负荷中断补偿费用为 562.2 元;最后,云储能运营商总收益为 1 940.6 元。此外,对于电动汽车用户而言,通过参与云储能运行模式也可获取一定的收益,其净充电成本大大降低,具体结果将在算例 2 中进行详细讨论。

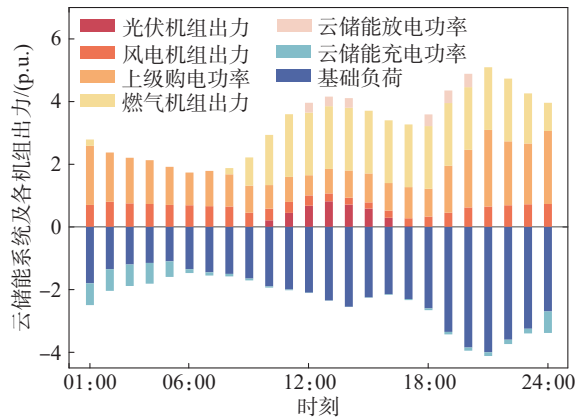


图 4 算例 1 优化调度策略

Fig. 4 Optimal scheduling strategy of Case 1

云储能用户充放电计划如图 5 所示。云储能运营商充分调用其管理的电动汽车、不间断电源及可中断负荷资源,完成配电网制定的云储能系统充放电计划。在云储能用户中,电动汽车用户占据了主体,云储能各时段的充电功率上下限也主要受该时段内接入的电动汽车数量影响,由图 5 可见:电动汽车充电计划基本与配网制定的云储能系统充电计划重合。云储能运营商可向电动汽车用户收取净充电费用以增加收益,而对于 UPS 用户和可中断负荷用户,云储能运营

商只能向他们支付充放电服务费用和负荷中断补偿费用,因此云储能运营商会尽可能避免使用UPS和可中断负荷,UPS和可中断负荷主要作为后备资源支撑云储能系统放电功率。12:00—14:00时段内,可接受调度的电动汽车数量较少,云储能系统放电功率主要由UPS和可中断负荷支撑,18:00时,电动汽车接入数量激增,电动汽车放电功率也随之增加。UPS和可中断负荷集中在用电高峰期放电,而UPS主要在01:00—04:00时段及24:00时刻充电,以保证当日24:00时的电量与初始电量相等。

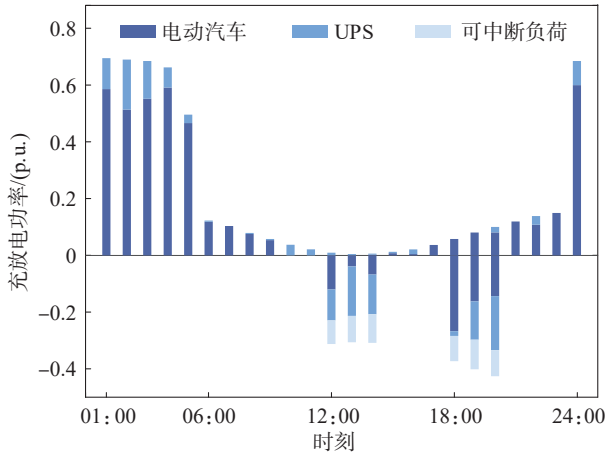


图5 算例1云储能用户充放电计划

Fig. 5 Charging/discharging plan of cloud energy storage's customer for Case 1

由此可见,本文所提云储能运行模式能够满足配电网安全稳定运行的要求,同时,在云储能运行模式下,UPS、可中断负荷等用户侧分散储能资源得到了充分的利用。

## 2)算例2

为对比分析云储能系统对配电网优化运行的影响,算例2中,云储能系统不参与配电网优化调度,电动汽车进行无序充电,UPS、需求响应负荷均为较为分散的储能资源,管理难度较大,因此均不参与调度,电动汽车净充电单价参照分时电价,有功负荷包括基础负荷和电动汽车充电负荷。算例2的优化调度策略如图6所示。由图6可见:为减少风光弃电惩罚,风光实际出力值与预测出力值几乎相等,此时只能通过调整购电量及燃气机组发电量来满足负荷需求。从16:00时刻开始,电动汽车用户群体陆续结束一天的行程,接入充电桩开始充电,电动汽车充电负荷高峰与基础负荷高峰重叠,造成了“峰上加峰”的现象,负荷曲线的峰谷差达到3.4 p.u.,与算例1相比增加了25.9%。此外,为支撑用电高峰期有功负荷及减少购电费用,燃气机组的出力计划几乎与算例1一致。

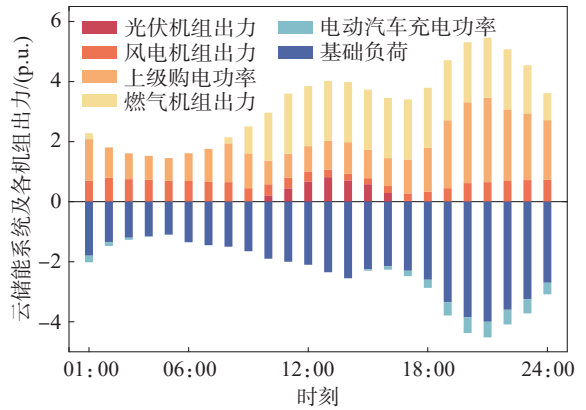


图6 算例2优化调度策略

Fig. 6 Optimal scheduling strategy of Case 2

表4为算例1、2的各项经济成本对比。由表4可见:电动汽车群体净充电费用增加了245.7%,与算例1相比,算例2的配电网总运行成本为100 878.2元,增加了8.0%;向上级电网购电成本为55 496.1元,增加了19.2%。配电网运行成本增加部分主要来源于用电高峰期向上级电网购电量的升高,此外,电动汽车群体净充电费用大幅增加。通过对比分析可以发现,在云储能运行模式下,配电网运行成本、负荷曲线峰谷差得到了大幅的降低,电动汽车用户的净充电费用也得到了减少。综上可得,本文提出的云储能运行模式能够引导用户侧分散储能资源,在用电低谷时段充电并在高峰时段放电,降低配电网的运行成本及电动汽车群体的净充电费用,减小负荷峰谷差,实现配电网、云储能运营商、云储能用户三者互利共赢。

表4 算例1、2的各项经济成本对比

Tab. 4 Comparison of economic costs for Case 1 and 2

| 算例 | 云储能运营商收益/元 | 电动汽车净充电费用/元 |
|----|------------|-------------|
| 1  | 1 940.6    | 2 037.0     |
| 2  | —          | 7 041.3     |

## 3)算例3

为进一步分析云储能系统容量对配电网运行情况的影响,以算例1中云储能用户的数量、容量为基准,按比例调整参与云储能运行模式的电动汽车、UPS、可中断电源的数量及容量,即将算例1的云储能容量设置为100%,根据本文所提出的配电网-云储能系统双层优化调度模型分别求解容量为75%、50%及25%的云储能系统参与的配电网运行情况,结果如表5所示。

由表5可见,随着云储能系统容量的增大,配电网的总运行成本逐渐降低,在云储能系统转移电动汽车充电负荷和云储能用户用电高峰期放电的双重作用下,云储能运行模式通过负荷转移达到降低配电网购电成本的目的,进一步降低配网运行成本。

表5 不同容量云储能系统参与的配电网运行情况

Tab. 5 Scheduling result of the IEEE 33 bus distribution network under different capacity of the CES

| 云储能容量/% | 配电网运行成本/元 | 配电网购电成本/元 | 负荷峰谷差/(p.u.) | 云储能运营商收益/元 |
|---------|-----------|-----------|--------------|------------|
| 25      | 98 521.5  | 53 347.1  | 3.1          | 694.9      |
| 50      | 96 383.0  | 50 279.3  | 2.9          | 972.4      |
| 75      | 95 533.1  | 49 296.3  | 2.6          | 1 447.1    |
| 100     | 93 401.2  | 46 542.6  | 2.7          | 1 940.6    |

图7为不同容量云储能系统参与下的负荷曲线。由图7可以看出,随着云储能系统容量的增大,负荷曲线的峰谷差逐渐减小。

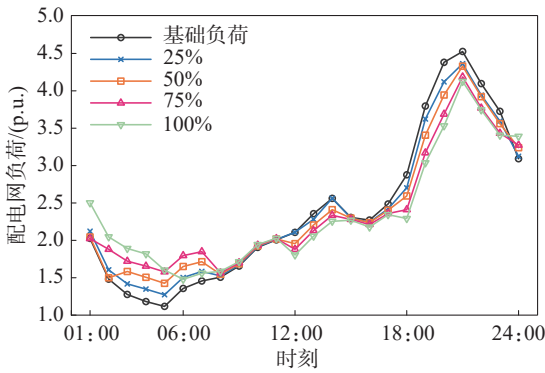


图7 不同容量云储能系统参与的配电网负荷曲线

Fig. 7 Load curves of the IEEE 33 bus distribution network under different capacity of the CES

图8为不同容量下的云储能系统充放电功率。由图8可见:配电网负荷峰谷差在云储能系统容量达到100%时出现反增,是因为在云储能系统的完全参与下,电动汽车充电负荷全部转移至低谷时段,01:00时刻云储能系统的充电功率由容量为75%时的0.2 p.u.突增到0.7 p.u.;06:00—07:00时段云储能系统无需充电,负荷值较低,峰谷差随之增大。由此可见,在适当容量的云储能系统参与配电网优化调度时,负荷曲线的峰谷差可得到平抑。

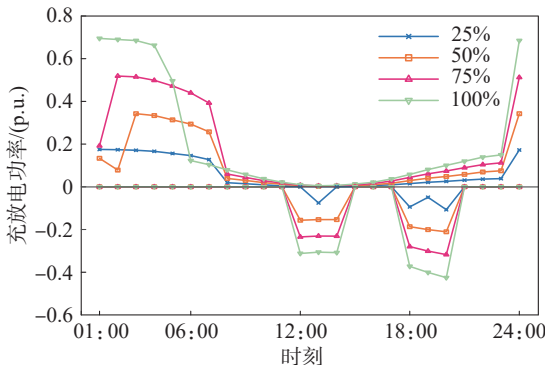


图8 不同容量下的云储能系统充放电功率

Fig. 8 Charging/discharging power of the CES under different capacity

4)算例4

为进一步分析本文所提考虑风光不确定性的配电网-云储能系统双层优化调度模型对可再生能源波动性的应对能力,以算例1的风光预测出力曲线为基础场景,抽取了5 000个风电机组、光伏机组出力场景,通过同步回代法将场景数目削减至5个,各场景的风、光机组出力波动值如表6所示,由表6可见,最大波动值为15.5%。不同场景下光伏、风电机组出力曲线如图9、10所示。

表6 不同场景下的风、光机组出力波动值

Tab. 6 Fluctuation of output of wind and solar units under different scenarios

| 场景编号 | 风力机组波动/% | 光伏机组波动/% |
|------|----------|----------|
| 1    | 13.5     | 12.3     |
| 2    | 11.8     | 13.0     |
| 3    | 10.7     | 12.0     |
| 4    | 12.5     | 10.1     |
| 5    | 15.5     | 10.0     |

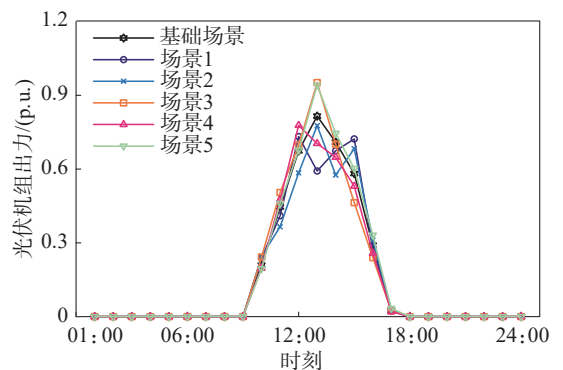


图9 不同场景下光伏机组有功出力

Fig. 9 Active power output of solar units under different scenarios

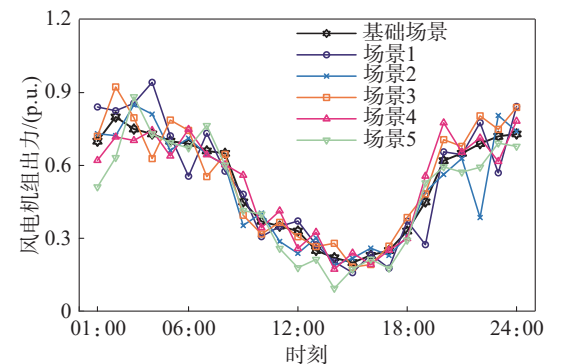


图10 不同场景下风电机组有功出力

Fig. 10 Active power output of wind units under different scenarios

考虑风光出力不确定性时,上层模型在求解得到基础场景下配电网的调度策略时,同时分别求解出各不确定性场景下的调度策略。表7为不同运行场景下

配电网的运行成本。由表7可见:配电网在不确定性场景下的购电成本和燃气机组发电成本基本不变,而云储能系统使用成本有所增加,这是因为在应对风、光机组出力波动时,上级电网购电量和燃气机组出力可调整的范围有限,为保证配电网稳定安全运行,主要通过调整云储能系统充放电计划和风光发电机组弃电量来应对风光出力的波动。与基础场景相比,不确定性场景下配电网的运行成本均有明显增加。

表7 不同场景下配电网运行成本

Tab. 7 Operation cost of the IEEE 33 bus distribution network under different scenarios

| 场景编号 | 购电成本/元   | 燃气机组发电成本/元 | 云储能系统使用成本/元 | 配电网运行成本/元 |
|------|----------|------------|-------------|-----------|
| 基础   | 46 813.4 | 45 382.1   | 1 019.6     | 93 215.1  |
| 1    | 49 828.3 | 45 537.1   | 4 827.2     | 100 192.6 |
| 2    | 50 572.0 | 45 916.8   | 5 320.9     | 101 809.7 |
| 3    | 50 040.8 | 45 807.3   | 5 238.0     | 101 086.1 |
| 4    | 50 029.8 | 46 182.2   | 4 860.8     | 101 072.8 |
| 5    | 50 167.9 | 45 470.7   | 5 100.9     | 100 739.5 |

算例4不同场景下云储能系统的充放电计划如图11所示。图11中,各不确定性场景为独立场景,为了应对风光机组出力的波动,配电网灵活调整云储能系统各时段的充放电功率。由图11可见:不确定性场景下云储能系统的充电计划与基础场景相比虽有较大波动,但总体变化趋势不变,这是因为在不确定性场景中,云储能系统各时段的充电功率仍受制于该时段内接入的电动汽车数量、可调度的UPS容量,以及可中断负荷容量。在风光出力波动的影响下,云储能系统的充、放电都发生了较大变化。

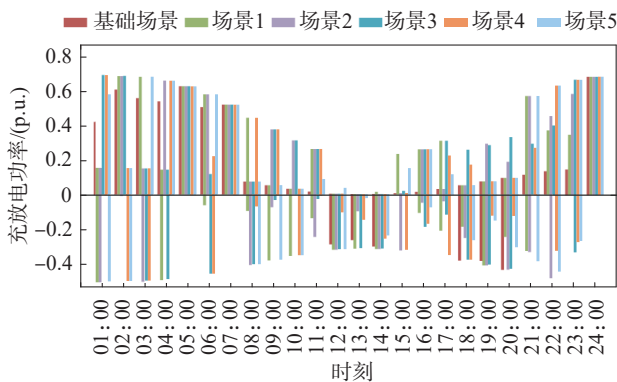


图11 算例4云储能系统充放电计划

Fig. 11 Charging/discharging plan of cloud energy storage for Case 4

由图11还可见:在场景3中,21:00—23:00时段内风电机组出力增大,云储能系统通过增加充电量消纳多余风电。在场景5中,02:00时刻的风电机组出力减少,此时云储能系统降低充电功率并进行放电满足配电网负荷需求,云储能系统在该时刻的充电功率由

基础场景的0.6 p.u.下降到0.2 p.u.,放电功率由基础场景的0增加到0.5 p.u.。由此可见,云储能系统在满足云储能用户充电需求的前提下,可通过调整各时段的充放电功率应对风光出力的波动,提高系统运行的柔韧性和稳定性。

由算例1~4结果可以看出,本文所提考虑风光不确定性的配电网-云储能双层优化调度模型能够有效降低配电网运行成本,减小负荷曲线峰谷差,提高系统运行的经济性与稳定性。此外,通过调整云储能系统的充放电计划,配电网能够在风光出力波动的情况下保持稳定运行。

## 5 结论

针对配电网用户侧分散储能资源闲置率高、管理难度大的问题,建立含云储能的配电网多主体交互结构,构建考虑新能源接入不确定性的配电网-云储能系统双层优化运行模型。主要结论如下:

1)在配电网优化调度中考虑云储能运行模式,能够充分利用用户侧分散储能资源。配电网在制定日前调度计划时,仅需与云储能运营商这一主体进行信息交互,能够大大降低其管理难度。

2)云储能运行模式能够引导用户侧分散储能资源在用电低谷时段充电并在高峰时段放电。算例结果表明,一定容量的云储能系统可以降低配电网购电成本,从而降低配电网总运行成本,同时降低电动汽车用户的净充电费用,UPS、可中断负荷用户通过参与云储能系统的充放电赚取了相应利润,实现了配电网、云储能运营商、用户多方共赢,而云储能容量过大时,可能会导致峰谷差的反增。

3)所提考虑新能源接入不确定性的配电网-云储能系统双层优化运行模型通过纳入不确定性场景,对风光出力的不确定性进行处理,通过调整云储能系统的充放电在风光出力波动时保证系统的稳定运行。

附录见本刊网络版,扫描标题旁的二维码可阅读网络全文。

### 参考文献:

- [1] Zhou Xiaoxin, Chen Shuyong, Lu Zongxiang, et al. Technology features of the new generation power system in China [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1893-1904. [周孝信, 陈树勇, 鲁宗相等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893-1904.]
- [2] Li Jianlin, Tian Liting, Lai Xiaokang. Outlook of electrical energy storage technologies under energy Internet background [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39

- (23):15-25.[李建林,田立亭,来小康.能源互联网背景下的电力储能技术展望[J].电力系统自动化,2015,39(23):15-25.]
- [3] Zhang Mingxia, Yan Tao, Lai Xiaokang, et al. Technology vision and route of energy storage under new power grid function configuration[J]. Power System Technology, 2018, 42(5):1370-1377.[张明霞,闫涛,来小康,等.电网新功能形态下储能技术的发展愿景和技术路径[J].电网技术,2018,42(5):1370-1377.]
- [4] Luo Xing, Wang Jihong, Dooner M, et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation[J]. Applied Energy, 2015, 137:511-536.
- [5] Li Xianshan, Fang Zijian, Li Fei, et al. Game-based optimal dispatching strategy for distribution network with multiple microgrids leasing shared energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(18):6611-6625.[李咸善,方子健,李飞,等.含多微电网租赁共享储能的配电网博弈优化调度[J].中国电机工程学报,2022,42(18):6611-6625.]
- [6] Zhang Panzhao, Xie Lirong, Ma Ruizhen, et al. Multi-player two-stage low carbon optimal operation strategy considering electric vehicle cluster schedulability[J]. Power System Technology, 2022, 46(12):4809-4825.[章攀钊,谢丽蓉,马瑞真,等.考虑电动汽车集群可调度能力的多主体两阶段低碳优化运行策略[J].电网技术,2022,46(12):4809-4825.]
- [7] Cui Quansheng, Bai Xiaomin, Dong Weijie, et al. Joint optimization of planning and operation in user-side multi-energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(17):4967-4981.[崔全胜,白晓民,董伟杰,等.用户侧综合能源系统规划运行联合优化[J].中国电机工程学报,2019,39(17):4967-4981.]
- [8] Liu Yixin, Guo Li, Wang Chengshan. Economic dispatch of microgrid based on two stage robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14):4013-4022.[刘一欣,郭力,王成山.微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法[J].中国电机工程学报,2018,38(14):4013-4022.]
- [9] Zeng Ming, Yang Yongqi, Liu Dunnan, et al. "Generation-grid-load-storage" coordinative optimal operation mode of energy Internet and key technologies[J]. Power System Technology, 2016, 40(1):114-124.[曾鸣,杨雍琦,刘敦楠,等.能源互联网“源-网-荷-储”协调优化运营模式及关键技术[J].电网技术,2016,40(1):114-124.]
- [10] Liu Jingkun, Zhang Ning, Kang Chongqing. Research framework and basic models for cloud energy storage in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(12):3361-3371.[刘静琨,张宁,康重庆.电力系统云储能研究框架与基础模型[J].中国电机工程学报,2017,37(12):3361-3371.]
- [11] Yan Dongxiang, Chen Yue. Review on business model and pricing mechanism for shared energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(23):178-191.[闫东翔,陈玥.共享储能商业模式和定价机制研究综述[J].电力系统自动化,2022,46(23):178-191.]
- [12] Ding Xi, Jiang Wei, Guo Chuangxin, et al. Optimal configuration of electricity-heat-gas cloud energy storage considering demand response[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(3):83-99.[丁曦,姜威,郭创新,等.考虑需求响应的电/热/气云储能优化配置策略[J].电力建设,2022,43(3):83-99.]
- [13] Ma Yuncong, Wu Chuantao, Lin Xiangning, et al. Research on peer-to-peer transaction strategy of cloud energy storage based on semi-distributed structured topology[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(21):7731-7746.[马云聪,武传涛,林湘宁,等.一种基于半分布式结构化拓扑的云储能点对点交易策略研究[J].中国电机工程学报,2022,42(21):7731-7746.]
- [14] Guo Yizong, Wang Chutong, Shi Yunhui, et al. Comprehensive optimization configuration of electric and thermal cloud energy storage in regional integrated energy system[J]. Power System Technology, 2020, 44(5):1611-1621.[郭亦宗,王楚通,施云辉,等.区域综合能源系统电/热云储能综合优化配置[J].电网技术,2020,44(5):1611-1621.]
- [15] Wei Zhenbo, Li Yinjiang, Zhang Wenwen, et al. Two-layer optimization operation model of cloud energy storage based on improved myerson value method[J]. Electric Power, 2023, 56(7):198-206.[魏震波,李银江,张雯雯,等.基于改进Myerson值法的云储能双层优化运营模型[J].中国电力,2023,56(7):198-206.]
- [16] Liu Jingkun, Zhang Ning, Kang Chongqing, et al. Decision-making models for the participants in cloud energy storage[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(6):5512-5521.
- [17] Chen Changming, Zhang Qun, Huang Yixin, et al. Optimal configuration method of park-level integrated energy system considering optimal construction time sequence and cloud energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(2):24-32.[陈昌铭,张群,黄亦昕,等.考虑最优建设时序和云储能的园区综合能源系统优化配置方法[J].电力系统自动化,2022,46(2):24-32.]
- [18] Chen Ye, Guo Yizong, Guo Chuangxin, et al. Microgrid cloud energy storage configuration model considering demand response[J]. Electrical Automation, 2022, 44(2):25-28.[陈页,郭亦宗,郭创新,等.计及需求响应的微电网云储能配置模型[J].电气自动化,2022,44(2):25-28.]
- [19] Lai Shuying, Qiu Jing, Tao Yuechuan. Individualized pricing

- ing of energy storage sharing based on discount sensitivity [J]. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2022, 18 (7):4642–4653.
- [20] Zhang Siyuan, Zhong Hao. Cloud energy storage capacity configuration for aggregated user energy storage and its transaction pricing[J]. *Southern Power System Technology*, 2022, 16(11):9–19.[张思远, 钟浩. 聚合用户储能的云储能容量配置与定价[J]. *南方电网技术*, 2022, 16(11):9–19.]
- [21] Wang Miaomiao, Li Huaqiang, He Yongxiang. Cloud energy storage service mechanism considering multi-agent power transaction[J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43 (11):73–84.[王苗苗, 李华强, 何永祥. 考虑多主体电能交易的云储能服务机制[J]. *电力建设*, 2022, 43(11):73–84.]
- [22] Long Teng, Jia Qingshan, Wang Gongming, et al. Efficient real-time EV charging scheduling *via* ordinal optimization [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2021, 12(5): 4029–4038.
- [23] Alam M J E, Muttaqi K M, Sutanto D. Effective utilization of available PEV battery capacity for mitigation of solar PV impact and grid support with integrated V2G functionality[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2016, 7(3):1562–1571.
- [24] Yong Pei, Zhang Ning, Hou Qingchun, et al. Evaluating the dispatchable capacity of base station backup batteries in distribution networks[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2021, 12(5):3966–3979.
- [25] Shareef H, Ahmed M S, Mohamed A, et al. Review on home energy management system considering demand responses, smart technologies, and intelligent controllers[J]. *IEEE Access*, 2018, 6:24498–24509.
- [26] Hua Haocheng, Liu Tianqi, He Chuan, et al. Day-ahead optimal scheduling of power system considering explicit short-circuit current constraints with the impact of commitment of units and transmission switching[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(5):1724–1736.[华浩丞, 刘天琪, 何川, 等. 计及机组启停与线路投切显式短路电流约束的电力系统日前优化调度[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(5):1724–1736.]
- [27] 国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 中低压配电网能效评估导则: GB/T 31367—2015[S]. 北京: 中国标准出版社, 2015.
- [28] Baran M E, Wu F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1989, 4(2): 1401–1407.
- [29] Guo Manlan. Research on demand response strategies in market environment[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2018.[郭曼兰. 市场化环境下的需求侧响应策略研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2018.]

## Bi-level Optimal Scheduling of Distribution Network–Cloud Energy Storage System Considering Renewable Energy Uncertainties

NAN Lu<sup>1</sup>, LIANG Xunxing<sup>1</sup>, HE Chuan<sup>1\*</sup>, WANG Tengxin<sup>2</sup>, ZHANG Min<sup>2</sup>

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. State Grid Shanxi Electric Power Research Institute, Taiyuan 030000, China)

### Abstract:

**Objective** With the increasing proportion of renewable energy integrated into the distribution network, along with advancements in energy storage technology, cloud energy storage (CES) provides a new approach for the future management of customer-side energy storage. Many decentralized energy storage resources exist on the consumer side of the distribution network, which exhibit high inactivity and present management challenges. The effective utilization of decentralized energy storage resources not only raises the consumption of renewable energy but also reduces the operating cost of the distribution network and enhances the utilization of inactive decentralized energy storage resources. Therefore, this study proposes a bi-level optimization scheduling method for the distribution network–cloud energy storage system while considering renewable energy uncertainties.

**Methods** A multi-agent interaction structure of the distribution network with the CES system was established to analyze the characteristics of decentralized energy storage resources on the customer side of the distribution network. Specifically, a bi-level optimal scheduling model of the distribution network–cloud energy storage system was proposed by considering wind and solar uncertainties. With the objective of minimizing the operation cost of the distribution network, the upper-level model determined the optimal dispatching strategy of different generating units and the charging/discharging strategy of the CES system. Accordingly, the lower-level model aimed to maximize the benefit of the CES system by determining the detailed charging and discharging strategy of its customers while considering the operation constraints of the distribution network.

**Results and Discussions** The validity of the proposed bi-level optimization scheduling method of the distribution network–cloud energy storage system under renewable energy uncertainties was verified through four numerical cases. The comparative analysis was conducted in terms of the load profile of the distribution network, the charging and discharging strategy of the CES system, and the operation cost of the distribution net-

work. In Case 1, the optimal scheduling strategy of the distribution network-cloud energy storage system was obtained. The charging hours of the CES system were mainly from 01:00—05:00 and at 24:00, while the discharging hours were mainly from 12:00—14:00 and 18:00—20:00. The peak-to-valley load difference of the distribution network was 2.7 p.u., together with the total operating cost of ¥ 93 401.2. For the distribution network, the electricity purchasing cost from the upper-level grid was ¥ 46 542.6, the operation cost of the gas unit was ¥ 45 382.1, the charging/discharging cost paid to the CES operator was ¥ 3 187.5, and the charging revenue from the CES operator was ¥ 1 711.0. From the perspective of the CES system, the charging/discharging cost paid to EV customers was ¥ 399.1, the charging/discharging cost paid to UPS customers was ¥ 611.6, the compensation cost paid to load interruption customers was ¥ 562.2, and the charging revenue from EV customers was ¥ 2 037.0. As a result, the total revenue of the CES operator was ¥ 1 940.6. In Case 2, the CES system was not considered, and EV users performed uncontrolled charging. The UPS and load interruption customers were also not included. Compared to Case 1, the peak-to-valley load difference of the distribution grid increased to 3.4 p.u., with an increase of 25.9%. In addition, the total operating cost of Case 2 increased by 8.0%, and the electricity purchasing cost from the upper-level grid increased by 19.2%. Specifically, the charging cost of EV customers increased by 245.7%. Case 3 examined the influence of CES capacity by changing the number and capacity of CES customers. The CES capacity participating in the distribution network scheduling was adjusted to 75%, 50%, and 25% of its capacity in Case 1, respectively. It was concluded that the total operating cost of the distribution network decreased as the CES capacity increased. However, the peak-to-valley load difference of the distribution network appeared to increase inversely when the CES capacity reached 100%, because the charging loads of EV customers were shifted to the low valley hours. Hence, the charging of the CES system at 01:00 increased abruptly from 0.2 p.u. to 0.7 p.u. at the capacity of 75%, while the CES system did not charge at 06:00—07:00, which increased the peak-to-valley load difference. Therefore, it was concluded that the appropriate capacity of the CES system can smooth the peak-to-valley difference of the load profile when participating in the distribution network scheduling. In Case 4, the uncertainty of wind and solar power was considered. Taking the wind and solar power prediction curve of Case 1 as the base scenario, 5 typical wind and solar power output scenarios were generated by Monte Carlo sampling and simultaneous backward reduction. For Scenario 3, the wind power output increased from 21:00 to 23:00, and the excess wind power was consumed by the CES system through charging. For Scenario 5, the wind power output decreased at 02:00, and the CES system discharged power to meet the load demand of the distribution network, with the discharging power increasing from 0 to 0.5 p.u. Therefore, the CES system managed the fluctuation of wind and solar power by adjusting its charging and discharging power under the premise of satisfying the charging demand of CES customers, improving the flexibility and stability of system operation. The proposed bi-level optimization scheduling model of the distribution network-cloud energy storage system under renewable energy uncertainties effectively reduced the operation cost of the distribution network and the peak-to-valley difference of the load curve, while improving the economy and stability of the distribution network operation. In addition, by adjusting the charging and discharging strategies of the CES system, the distribution network maintained stable operation under the fluctuation of wind and solar power.

**Conclusions** Numerical results demonstrate that the proposed cloud energy storage operation strategy effectively reduces the operational cost of the distribution network, mitigates peak-load differentials, and fosters a mutually beneficial relationship among the distribution network, cloud energy storage operators, and cloud energy storage users. In addition, using the flexible regulation capability of the cloud energy storage system, the stable operation of the distribution network can be maintained even under fluctuating renewable energy outputs such as wind and solar power.

**Key words:** cloud energy storage; renewable energy consumption; day-ahead scheduling; bi-level optimization model; uncertainty

(编辑 赵婧)

引用格式: Nan Lu, Liang Xunxing, He Chuan, et al. Bi-level optimal scheduling of distribution network-cloud energy storage system considering renewable energy uncertainties[J]. *Advanced Engineering Sciences*, 2025, 57(5): 142-155. [南璐, 梁迅行, 何川, 等. 计及新能源接入不确定性的配电网-云储能系统双层优化运行[J]. *工程科学与技术*, 2025, 57(5): 142-155.]