# 多虚拟电厂日前随机博弈与实时变时间尺度优化方法

葛晓琳,曹旭丹,李佾玲 (上海电力大学 电气工程学院,上海 200090)

摘要:针对虚拟电厂(VPP)的运营性能存在多元信息风险、调度灵活性受限等问题,提出计及网络约束的多 VPP日前随机博弈与实时变时间尺度优化方法。为应对VPP日前运行中面临的多种风险,综合考虑VPP内 随机预测信息的概率分布及调节水平,建立风险效用模型,定量刻画各时段各元件及VPP整体的风险水平。 考虑VPP的跨地域特性,构建网络相关约束及过网费与报价的动态耦合约束,建立更具可行性的日前电能交 易模型。针对实时预测信息的更新和波动,考虑调度偏差减少率与综合成本增加率的博弈,建立实时变时间 尺度优化模型。最后,仿真验证了所提方法能有效适应多种不确定性运行场景,在保证经济性的同时提升了 功率曲线跟踪能力。

关键词:虚拟电厂;需求响应;合作博弈;多时间尺度;协调优化 中图分类号:TM73 文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202301003

# 0 引言

虚拟电厂(virtual power plant, VPP)是通过自 身运营控制中心对多种分布式电源(distributed energy resource, DER)、储能单元及可控负荷进行整 合,所形成的可被常态化调度的特殊电厂<sup>[11]</sup>。VPP 是新型电力系统中用电终端能效管理的关键载体。 在VPP发展的过程中,其内部高比例的DER使得单 个VPP参与电网调度时灵活性不高,面临着较大的 收益损失风险。而不同VPP中包含的DER具有互 补性,可通过多VPP的协同优化实现资源互济,进而 提升VPP运行的整体效益。因此,多VPP的协同优 化运行与交易已成为目前的研究热点<sup>[2]</sup>。然而,多 VPP内部包含了难以预测的高比例风、光随机电源, 外部需要考虑跨地域的功率调配,协同运行与交易 难度大。

针对多VPP的优化中风、光出力不确定性带来的风险,文献[3]考虑不确定性带来的收益风险,基 于条件风险价值理论,提出了VPP日前优化运行模型。文献[4]考虑电能不足期望与VPP可调度容量 的关系,为VPP的经济性与风险平衡调度奠定了基础。文献[5]分析了不同场景、置信水平、风险系数 下VPP的风险水平,探讨了VPP运行风险与经济性

收稿日期:2022-06-25;修回日期:2022-12-09 在线出版日期:2023-01-05

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52077130);上海市 青年科技启明星计划项目(21QA1403500);上海绿色能源并 网工程技术研究中心项目(13DZ2251900)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(52077130), Shanghai Youth Science and Technology Rising-star Plan Program(21QA1403500) and Shanghai Engineering Research Center of Green Energy Grid-connected Technology(13DZ2251900) 的平衡点。文献[6]基于条件风险价值与置信度理 论,建立了能够描述VPP风险的模型,为决策者提供 了决策参考。在上述文献中,风险测度指标的权值 为给定的风险系数,且针对可中断负荷、储能等元件 对VPP整体风险水平的影响研究不足。

针对多主体 VPP 的互动优化,文献[7]设计了非 完全信息条件下的日前优化调度场景,针对多主体 互动优化关系,采用贝叶斯博弈理论建立了 VPP 多 主体协同优化模型。文献[8]构建了考虑多主体利 益的多 VPP 系统主从博弈优化运行模型,对 VPP 进 行了分布控制、协同优化。文献[9]将多主体的经济 性和协同运行描述为机组组合问题,描述了多主体 能源交易组合的离散特性,构建了基于两阶段自适 应鲁棒的多主体协同运行模型。文献[10]构建了多 VPP 非合作动态博弈日前市场优化交易模型,模拟 了其他主体对自身决策的影响,制定了最优交易策 略。但上述文献大多借鉴微电网调度的方法对 VPP 进行优化,并未考虑多 VPP 之间的跨地域特性,且关 于过网费的承担机制也并未进行详细分析。

此外,在减小预测信息不确定的影响方面,多时 间尺度滚动优化被广泛认可与采用,其中文献[11] 提出了一种基于需求响应和博弈论的多VPP交互式 调度模型,形成日前-日内-实时多时间尺度滚动调 度策略。文献[12]充分考虑了资源调度灵活性,在 日前-日内2个时间尺度制定资源调整优先级,提高 了系统运营经济性。文献[13]分析了直流配电网各 电压等级特点,构建了分层、多时间尺度滚动优化模 型,实现了系统的低成本优化。文献[14]提出了一 种双层多时间尺度协同优化方法,研究了预测信息 和随机组件故障的不确定性对电力平衡、运行成本 和系统可靠性的影响。然而现有研究多以固定时间 尺度分度值进行调度策略制定,但预测偏差大小具 有随机性,如何灵活设置调度时间尺度仍需进一步 研究。

综上,本文提出了多VPP日前随机博弈与实时 变时间尺度协同优化方法。首先,针对VPP在日前 风光发电出力及负荷需求预测不确定性,定义风险 效用水平衡量VPP对风险的偏好程度。进而,在此 基础上考虑网络相关约束、VPP直接交易报价动态 约束等对VPP的日前电能交易进行了风险调度。然 后,在日前计划确定的基础上,对实时调节时间尺度 进行自适应改变,协调优化了调节成本与调度偏差。 最后,结合仿真算例验证了所提策略的有效性。

# 1 多 VPP 日前随机博弈与实时变时间尺度 协同优化框架

本文所研究的VPP同时包含发电和用电单元, 在一段时间内可以在市场中出售或购买电量。结合 目前电力市场发展处于初步阶段的实际情况,本文 的研究主要着眼于发掘VPP间直接电能交易的可能 性,充分挖掘其潜力,在配合电网完成系统调节的同 时实现自身的收益最优。为了简化问题,VPP与主 网交易时的角色仍是"价格接受者",即VPP与主网 交易的购售电价由政府定价<sup>[15]</sup>。

在日前阶段,为便于统计交易量,假定每个VPP 通过统一关口节点与主网相连,在日前市场开始前, 考虑不确定风险因素、网络约束及过网费分摊机制, 有线路相连的VPP之间进行议价议量,决策变量为 各时段 VPP 间的交易电量和交易价格、VPP 内部需 求响应资源的调度量。电量优先在VPP之间交流结 算,若所有售电型 VPP 或购电型 VPP 经过内部响应 和外部直接交易后仍不满足公共耦合点(point of common coupling, PCC)的需求,则相应出现缺额的 VPP需要通过惩罚机制进行平衡,即售电型 VPP的 售电余量按照低于正常 VPP 与主网交易电价进行结 算,购电型VPP的购电差额部分则按合约进行罚款。 不直接相连的 VPP 则跳过 VPP 之间议价议量的博 弈,只能靠内部响应与在惩罚机制下和主网进行议 价不议量的电能交易满足 PCC 需求。此外, VPP 在 追求自身利益的最大化的同时,除了对内表现为能 量管理者外,对外必须对电网表现出作为电厂的外 特性,即有既定的发电出力要求,因此,VPP日前确 定的交互计划在上报后不可更改。

在实时阶段,将日前优化中得到的交互功率作 为实时滚动优化中交互功率初始值,结合实时更新 的预测信息对 VPP 的内部可调节单元进行动态调 整。此阶段参与调整的是有调节余量的可中断负荷 和储能单元。采用较小时间分度值能够获得更优的 调度效果,但频繁进行信息更新和调度,通常调度成 本会提高;采用更大的时间分度值可能调度成本较 低,但对不确定性的处理效果往往不够理想。因此, 选择合适的调度时间分度值至关重要,为兼顾减小 预测信息不确定性影响与控制 VPP 调节成本,提出 实时调节时间尺度自适应变化的优化模型。

多VPP日前随机博弈与实时变时间尺度协同优 化方法的总体流程图如附录A图A1所示。

# 2 VPP日前电能交易模型

## 2.1 不确定性分析

本文所研究的VPP组成元件包括风电、光伏机 组、常规不可控负荷、可中断负荷、储能单元。受天 气条件的影响,风电、光伏出力具有随机性,加之存 在预测不准确的情况,日前可再生能源出力预测、负 荷预测存在偏差。

为应对日前预测信息的不确定性,采用条件风险价值度量风险,并引入效用理论,通过对不可调节单元和可调节单元的效用函数分别进行求解,将二者结合得到能够动态衡量 VPP 对外表现的整体风险偏好程度的时变参数,以此作为日前随机博弈的依据。

2.1.1 效用理论

效用理论是一种用于分析决策者对待风险的态度的理论。效用值是一个无量纲的相对指标,一般规定取值范围为[0,1],效用值为0代表决策者最不喜好、最想规避的事物,效用值为1代表决策者最喜好、最倾向的事物。效用值的作用在于将有质的差别却难以量化的事物加以量化<sup>16</sup>。

将VPP中风电、光伏机组、常规不可控负荷统称为不可调节单元,认为其对预测偏差表现为风险规避性。同时将可中断负荷、储能单元统称为可调节单元,由于其能够通过自身调节产生获利行为,故认为其对不可调节单元,选用风险医恶效用函数衡量;对于可调节单元,选用风险喜好效用函数进行衡量。本文中选用的是常用的风险规避型和风险喜好型效用函数形式<sup>[17]</sup>。设U(f)为效用函数,f为各类对象对风险的适应函数,本文规定效用值取值范围为[0,1]。并认为不可调节单元的预测误差服从均值为0、方差为 $\sigma_q^2(q$ 表示VPP中第q个元件)的相互独立正态分布。

具有风险规避性对象的效用函数 $U(f_{av})$ 为:

$$U(f_{avo}^{t}) = \frac{1 - \exp(-f_{avo}^{t})}{c_{avo}}$$
(1)

$$f_{\text{avo}}^{t} = 1 - \frac{\sum_{q=1}^{q} 2\sigma_{q} \tilde{P}_{\text{uns},q}^{t}}{\tilde{P}_{\text{pv}}^{t} + \tilde{P}_{\text{vcr}}^{t} - \tilde{P}_{\text{top}}^{t}}$$
(2)

式中: $f_{avo}^{t}$ 为t时段不可调节单元的风险适应函数,其 值与预测偏差相关; $\tilde{P}_{uns,q}^{t}$ ={ $\tilde{P}_{PV}^{t}, \tilde{P}_{vT}^{t}, \tilde{P}_{LOAD}^{t}$ }为t时段 不可调节单元的预测值, $\tilde{P}_{PV}$ 、 $\tilde{P}_{WT}$ 、 $\tilde{P}_{LOAD}$ 分别为t时段 光伏、风电、负荷预测值; $c_{avo}$ 为风险规避性对象的待 定参数;Q为VPP中所含元件总数。

对于不可调节单元,当预测偏差最小时,对应风险适应函数取值为1,此时效用值最高,取值为1,将 上述特殊值代入可求得待定参数*c*<sub>ave</sub>=1-exp(-1)。

具有风险偏好性的对象效用函数 $U(f_{pref}^{'})$ 为:

$$U(f_{\text{pref}}^{t}) = \frac{\exp(f_{\text{pref}}^{t}) - 1}{c_{\text{pref}}}$$
(3)

$$f_{\rm pref}^{t} = \sum_{q=1}^{Q} \frac{2\sigma_{q} \tilde{P}_{{\rm uns},q}^{t}}{P_{{\rm up}}^{t}}$$
(4)

式中: $f_{pref}^{t}$ 为t时段可调节单元的风险适应函数,其与 可调节单元的最大可调节量 $P_{up}^{t}$ 、不可调节单元的预 测准确度相关,反映了该可调节单元的调节水平;  $c_{nef}$ 为风险偏好性对象的待定参数。

当预测与实际的偏差值足够大,即 $f_{pref}^{t} \ge 1$ 时,可 调节单元有机会以最大充放电功率工作,意味着其 从风险中的获益水平最高,相应效用函数取值为1。 取特殊值(1,1)代入可求得 $c_{pref} = e - 1$ 。

2.1.2 风险效用水平

综合考虑可调节单元与不可调节单元的效用函数,进一步将其整合得到整个 VPP 的风险效用水平  $\zeta,\zeta \in [0,1]$ ,其反映了在95%置信水平下,VPP 对外 表现的整体风险偏好程度,其值越大代表该 VPP 对 风险的"接受度"越高。t时段第i个 VPP(VPP<sub>i</sub>)的风 险效用水平 $\zeta_i$ 表达式为:

$$\zeta_{i}^{t} = \frac{\sum_{q=1}^{Q} \tilde{P}_{\text{uns},q}^{t} U\left(f_{\text{avo}}^{t}\right) + P_{\text{up}}^{t} U\left(f_{\text{pref}}^{t}\right)}{\sum_{q=1}^{Q} \tilde{P}_{\text{uns},q}^{t} + P_{\text{up}}^{t}}$$
(5)

## 2.2 优化目标

作为独立的理性个体,各VPP均希望通过谈判 达成共识,寻求最大限度地提升各参与主体收益的 最优策略。因此,确定VPP之间直接电能交易的交 易电量和交易价格,是所有参与主体关注的重点。 纳什谈判理论属于合作博弈范畴,可兼顾个体和集 体利益,其均衡解可使各博弈参与者均获得 Pareto 最优效益,对多主体合作与竞争并存的决策优化问 题具有适用性<sup>[18]</sup>。优化目标函数如式(6)所示。

$$\begin{cases} \max \prod_{i=1}^{N} (U_i - U_i^{N,*}) \\ \text{s.t. } U_i - U_i^{N,*} \ge 0 \end{cases}$$
(6)

式中:N为参与谈判主体总数;U<sub>i</sub>为参与谈判主体*i*的效益;U<sup>N\*</sup>为谈判破裂点,即VPP不参与直接交易时的效益,其意义代表VPP参与直接交易收益低于独立运行时,VPP退出合作联盟。

综合考虑VPP个体在各时段的经济性目标与对

风险的偏好程度,建立VPP考虑风险水平的效益模型,如式(7)所示。

$$F_{1,i}^{t} = \zeta_{i}^{t} C_{1,i}^{t} + (1 - \zeta_{i}^{t}) \rho_{\text{CVaR},i}^{t}$$
(7)

式中: $F_{1,i}^{t}$ 为t时段 VPP<sub>i</sub>考虑风险水平的综合效益;  $C_{1,i}^{t}$ 为t时段 VPP<sub>i</sub>的经济收益; $\rho_{CVaR,i}^{t}$ 为给定置信水 平下t时段 VPP<sub>i</sub>的条件风险价值,其表达式见附录 A式(A1);根据2.1节的分析,1- $\zeta_{i}^{t}$ 为综合考虑可调 节单元和不可调节单元风险水平后确定的"风险不 接受度"。

日前t时段VPP<sub>i</sub>的经济收益函数 $C'_{1,i}$ 为:

$$C_{1,i}^{t} = C_{\text{VPP},i}^{t} - C_{\text{net},i}^{t} + C_{\text{grid},i}^{t} - C_{\text{IL},i}^{t} - C_{\text{ess},i}^{t} - C_{\text{DER},i}^{t} \quad (8)$$

$$\left\{ \sum_{i=1}^{k} \lambda_{ij}^{t} x_{ij}^{t} \quad i \in n_{\text{s}} \right\}$$

$$C_{\text{VPP},i}^{t} = \begin{cases} \sum_{j=n_{p}}^{j=n_{p}} \\ \sum_{j\in n_{i}} \lambda_{ij}^{t} x_{ij}^{t} & i \in n_{p} \end{cases}$$

$$\tag{9}$$

$$C_{\text{net},i}^{t} = \frac{\gamma + 1}{2} \sum_{j \in N_{\text{up}} \setminus i} \left[ \alpha_{ij}^{t} \left( x_{ij}^{t} \right)^{2} + \beta_{ij}^{t} x_{ij}^{t} \right]$$
(10)

$$C_{\text{grid},i}^{t} = \begin{cases} \lambda_{\text{grid}}^{t} P_{\text{grid},i}^{t} - \lambda_{s}^{t} P_{\text{sur},i}^{t} & i \in n_{s} \\ \lambda_{\text{grid}}^{t} P_{\text{grid},i}^{t} + \lambda_{p}^{t} P_{\text{sur},i}^{t} & i \in n_{p} \end{cases}$$
(11)

式中: $C_{VPP,i}^{t}$ 、 $C_{grid,i}^{t}$ 、 $C_{IL,i}^{t}$ 、 $C_{ess,i}^{t}$ 、 $C_{DER,i}^{t}$ 分别为t时段 VPP<sub>i</sub>的直接电能交互收益、需缴纳的过网费、与主 网交易的收益、可中断负荷的调用成本、储能调用成 本、DER运维成本,其中 $C_{IL,i}^{t}$ 、 $C_{ess,i}^{t}$ 、 $C_{DER,i}^{t}$ 的具体表达 式见附录A式(A2)—(A4); $x_{ij}^{t}$ 、 $\lambda_{ij}^{t}$ 分别为t时段 VPP<sub>i</sub> 与 VPP<sub>j</sub>间的直接交易电量和直接交易电价; $n_s$ 、 $n_p$ 分 别为售电方、购电方 VPP 集合; $\alpha_{ij}^{t}$ 、 $\beta_{ij}^{t}$ 、 $\gamma$ 为 VPP<sub>i</sub>与 VPP<sub>j</sub>间的线损补偿折算系数; $N_{vpp}$ 为可能参与议价 议量的 VPP 集合; $j \in N_{vpp} \setminus i$ 表示除 VPP<sub>i</sub>为可能参与 议价议量的 VPP; $p_i$ 同其他 VPP 进行交易与内部 调整之后仍不能满足 PCC 电量需求的偏差电量;  $\lambda_{grid}^{t}$ 、 $\lambda_s^{t}$ 、 $\lambda_p^{t}$ 分别为t时段 VPP 与主网的正常交易电 价、作为售电方和购电方无法满足 PCC 出力要求时 为保持供需平衡的惩罚单价,其值均为政府定价。

### 2.3 日前阶段的约束条件

2.3.1 网络相关约束

1)网络关联约束。

本文假设VPP除与主网交易外,还可与和自身 相连的其他VPP进行直接交易。VPP之间的直接交 易是指VPP之间不需要经过电压变换直接进行功率 的交互。一旦涉及VPP之间的直接交易,则必须要 考虑VPP之间的实际物理连接。不同网络结构下 VPP电能交易示意图如图1所示。以VPP4向VPP1 输送电能为例:在各VPP之间均存在物理连接的情 况下,VPP1与VPP4可以优先通过已有物理连接的情 况下,VPP1与VPP4可以优先通过已有物理连接的情 (a)所示;在VPP4与其他VPP之间没有物理连接的 情况下,倘若二者要发生交易,则必须要升压后通过 主网进行,无法进行直接交易,如图1(b)所示。



(a)各VPP间均有直接连接(b)VPP₄与其他VPP无直接连接
 —物理连接, ---- 电能量流

### 图1 不同网络结构下VPP电能交易示意图

Fig.1 Schematic diagram of VPP power trading under different network structures

构建网络关联矩阵 *E*,有物理连接的 VPP 间相 关性为1,无物理连接的 VPP 间相关性为0,令:

$$P_{i,j}^t \leqslant e_{ij} P_{i,\max}^t \tag{12}$$

式中: $P_{i,j}^{t}$ 为t时段 VPP<sub>i</sub>与 VPP<sub>j</sub>之间联络线上流过的 直接交易电量; $e_{ij}$ 为关联矩阵 E中的元素,其值表示 VPP<sub>i</sub>与 VPP<sub>j</sub>间有无物理连接; $P_{i,\max}^{t}$ 为t时段 VPP<sub>i</sub>的 最大出力。

2)网络阻塞约束。

网络阻塞约束如式(13)所示。

$$-p_{\text{line,max}} \leqslant \frac{P_{i,j}^{t}}{\Delta t} \leqslant p_{\text{line,max}}$$
(13)

式中: $p_{\text{line,max}}$ 为 VPP<sub>i</sub>至 VPP<sub>j</sub>间线路的最大注入有功 功率; $\Delta t$ 为时间间隔。

2.3.2 交易电量约束

为防止VPP倒卖行为,规定在同一时段,VPP只 具有售电或购电中的1种权限,不会同时从电价低 的一方购电并转卖给电价高的一方,交易电量约束 如式(14)、(15)所示。

$$\begin{cases} x_i^t \in [0, P_i^t] & i \in n_s \\ x_i^t \in [P_i^t, 0] & i \in n_n \end{cases}$$
(14)

$$P_{i}^{t} = P_{\text{pec},i}^{t} + P_{\text{sur},i}^{t} + x_{i}^{t} - P_{\text{IL},i}^{t} - P_{\text{ess},i}^{t}$$
(15)  
$$\exists \mathbf{r} : x_{i}^{t} = \sum_{i \in N_{-}, i} x_{ij}^{t} \exists t \text{ the VPP} \delta \text{ the VP} \delta \text{ t$$

电量(规定输出为正); $P_i'为t$ 时段 VPP<sub>i</sub>对外交互的总 电量; $P_{pec,i}'$ 为t时段 VPP<sub>i</sub>内需满足的 PCC 电量交互 要求; $P_{II,i}', P_{es,i}'$ 分别为t时段 VPP<sub>i</sub>内可中断负荷总调 用量和储能单元总调用量。

2.3.3 交易电价动态约束

考虑到交易电价与过网费的耦合关系,各VPP 直接交易的报价应满足如下动态约束,其中式(16)、 (18)、(20)为售电报价约束,式(17)、(19)、(21)为购 电报价约束。

1)过网费由购、售电双方均摊时应满足的动态 约束为:

$$\lambda_{i,\text{DER}}^{t} + 0.5\lambda_{\text{net},ii}^{t} \leq \lambda_{i}^{t} \leq \lambda_{s}^{t}$$
(16)

 $\boldsymbol{\lambda}_{\text{grid},i}^{t} - \boldsymbol{\lambda}_{\text{p}}^{t} \leq \boldsymbol{\lambda}_{i}^{t} \leq \boldsymbol{\lambda}_{\text{cost},i}^{t} - 0.5 \boldsymbol{\lambda}_{\text{net},ij}^{t}$ (17)

式中: $\lambda_{net,ij}^{t}$ 为t时段 VPP<sub>i</sub>与 VPP<sub>j</sub>间线路的单位过网 费成本,其值为式(10)对直接交易量的导数; $\lambda_{i,DER}^{t}$ 为t时段 VPP<sub>i</sub>的单位运维成本,其值为附录A式(A4) 对 DER 发电量的导数; $\lambda_{cost,i}^{t}$ 为t时段 VPP<sub>i</sub>可中断负 荷和储能单元的边际调用成本之和,其值为附录A 式(A2)对可中断负荷调用量以及附录A式(A3)对 储能单元调用量的导数和; $\lambda_{i}^{t}$ 为 VPP<sub>i</sub>在t时段的购售 电价。

2)过网费由购电侧承担时应满足的动态约 束为:

$$\lambda_{i,\text{DER}}^t \leq \lambda_i^t \leq \lambda_s^t \tag{18}$$

$$\lambda_{\text{grid},i}^{t} - \lambda_{p}^{t} \leq \lambda_{i}^{t} \leq \lambda_{\text{cost},i}^{t} - \lambda_{\text{net},ij}^{t}$$
(19)

3) 过网费由售电侧承担时应满足的动态约 束为:

$$\lambda_{\text{DER},i}^{t} + \lambda_{\text{net},ij}^{t} \leq \lambda_{i}^{t} \leq \lambda_{s}^{t}$$
(20)

$$\lambda_{\text{grid},i}^{t} - \lambda_{p}^{t} \leq \lambda_{i}^{t} \leq \lambda_{\text{cost},i}^{t}$$
(21)

此外,模型还需满足供需平衡约束、可中断负荷 约束、储能约束,表达式见附录A式(A5)—(A14)。

# 3 VPP实时变时间尺度优化模型

### 3.1 实时阶段的优化目标

为了应对VPP内不可调节单元预测信息的更新和波动,满足VPP的对外出力要求,实时阶段以VPP 对外交互电量与目前上报曲线偏差最小和VPP调度 附加成本最小为目标,对VPP内部可快速响应的有 调节余量的可中断负荷资源和储能单元进行二次 调整。

1)目标1:VPP对外交互电量与日前上报曲线偏 差最小。

$$\min \varepsilon_i^t = \sqrt{\sum_{t=t_0}^{t_0+(s-1)T^m} \left(\frac{P_i^t + \tilde{P}_{\text{LOAD},i}^{'t} - \tilde{P}_{\text{DER},i}^{'t}}{P_i^t}\right)^2} \quad (22)$$

式中: $\varepsilon_i'为 VPP_i \alpha_t$ 时段对外交互电量与日前上报曲 线偏差; $\tilde{P}'_{\text{LOAD},i}$ 、 $\tilde{P}'_{\text{DER},i}$ 分别为实时阶段t时段负荷用 电量与 DER 的发电量预测; $t_0$ 为初始时段; $T^m$ 为时段 t中所包含小时段的时间尺度;s为时段t中小时段时 间尺度对应的时段数。

2)目标2:VPP调度附加成本最小。

在此阶段, VPP的调度附加成本包括可调节负荷与储能单元的调度成本、偏差惩罚成本。目标函数为:

min 
$$C_{2,i}^{t} = \sum_{t=t_0}^{t_0+(s-1)T^{m}} \left( C_{\text{IL}2,i}^{t} + C_{\text{ess}2,i}^{t} + C_{\text{sur}2,i}^{t} \right)$$
 (23)

$$C_{\sup 2, i}^{t} = \lambda_{\sup}^{t} P_{\sup 2, i}^{t}$$
(24)

 $P_{\text{ssr2},i}^{t} = P_{i}^{t} + \tilde{P}_{\text{LOAD},i}^{t} - \tilde{P}_{\text{DER},i}^{t} + P_{\text{ess2},i}^{t} + P_{\text{IL2},i}^{t}$  (25) 式中: $C_{\text{IL2},i}^{t}, C_{\text{ess2},i}^{t}, C_{\text{sur2},i}^{t}$ 分别为实时阶段 t 时段 VPP<sub>i</sub> 中可中断负荷的调用成本、储能的调用成本、调度后 仍不满足日前上报曲线的惩罚成本; $P_{ess2,i}^{t}$ , $P_{IL2,i}^{t}$ 分别为实时阶段t时段 VPP<sub>i</sub>内储能单元和可中断负荷的总调用量; $\lambda_{sur}^{t}$ 为t时段的偏差惩罚单价; $P_{sur2,i}^{t}$ 为实时阶段t时段 VPP<sub>i</sub>经过内部可调节单元调节后仍不满足日前上报曲线的电能。

时间尺度分度值是否进行调整的关键在于偏差 与调度成本之间的博弈。根据实时阶段更新信息计 算出以基础时间尺度进行调度的调度成本 $C_{2,i}^{t,\mathbf{R}}$ 与调 度后偏差 $\varepsilon_{i}^{t,\mathbf{R}}$ ,若 $\varepsilon_{i}^{t,\mathbf{R}}$ 小于设定阈值,则以基础时间分 度进行调度;若偏差 $\varepsilon_{i}^{t,\mathbf{R}}$ 大于设定阈值,则缩小调度 时间分度值,重新计算以缩小时间尺度进行调度后 的调度成本 $C_{2,i}^{t,\mathbf{r}}$ 与调度后偏差 $\varepsilon_{i}^{t,\mathbf{r}}$ ,并比较偏差减少 率 $\varepsilon_{i}^{t,\mathbf{R}} - \varepsilon_{i}^{t,\mathbf{r}}$ 与调度成本增加率 $(C_{2,i}^{t,\mathbf{r}} - C_{2,i}^{t,\mathbf{R}})/C_{2,i}^{t,\mathbf{R}}$ 之间的 关系,当偏差减少率大于成本增加率时,对调度时间 尺度进行更新,否则维持原调度时间分度值。

### 3.2 实时阶段的约束条件

各时间尺度的关系如附录A图A2所示。此阶段需要满足时间尺度约束,如式(26)所示。

$$T^{\mathrm{R}} = wT^{\mathrm{r}} \tag{26}$$

考虑到实时市场在固定时段进行结算的规则, 定义实时调度基础时间尺度 T<sup>R</sup>=15 min, w=3, 缩小 时间尺度 T<sup>r</sup>=5 min。即规定调度指令间隔在15 min 和5 min中进行选择,无论何种时间尺度进行调度, 改变的是基础时间尺度内调度计划调整次数, 而结 算时间间隔始终保持15 min。此外, 在实时调整阶 段同样需满足可中断负荷约束与储能单元约束。

综上,本文构建了日前-实时两阶段配合的多 VPP的电能交易与变时间尺度优化模型。在日前阶 段,将式(7)代入式(6)得到非凸非线性优化问题,附 录B中根据均值不等式对其进行转化<sup>[19]</sup>,对得到的 2个子问题依次求解得到日前上报曲线并将其传递 到实时调度阶段。在实时调度的每个时段开始前, 需对 VPP进行状态滚动更新传递,在此基础上运用 归一化和线性加权将多目标转化为单目标<sup>[20]</sup>,求解 制定下一时段的调度时间尺度和调度策略。

# 4 算例分析

### 4.1 算例说明

为验证本文所提优化策略的有效性,以附录C 图 C1 所示 VPP-主网联合系统结构为例,对所提优 化策略进行了仿真分析。

规定 VPP 间连接的输电线路最大传输容量为 250 kW。各 VPP 内包含分布式光伏、风电、常规负 荷这 3 种不可调节单元,包含可中断负荷、储能这 2 种可调节单元。设风、光日前预测出力波动方差 为 0.02,负荷预测波动方差为 0.002,风、光发电出 力、负荷用电预测数据如附录 C 图 C2 所示,电网分 时电价如附录 C 表 C1 所示。 4.2 仿真结果分析

4.2.1 VPP合作运行电能交易分析

依次求解日前阶段 VPP 合作运行电能交易问题经过转化后得到的 2 个子问题,所需总时间为22.16 s。VPP 在进行直接交易后的总收益高于合作运行前总收益的 13.005%,其中各 VPP 的个体收益也均获得了普遍提升,具体数据如附录 C 表 C2 所示。

议价交易的电能价格在各时段均高于电网公司 的回购电价,低于电网公司的销售电价,具体可见附 录C图C3。即售电VPP可以通过议价交易获取更 多的电能销售利润,购电VPP可以通过议价交易降 低电能的购买成本。

此外,VPP独立运行与合作运行偏差电量如图2 所示。由图可知,相比VPP独立运行,VPP合作运行 时的偏差电量在各时段普遍减少,即VPP的对外出 力会与PCC的需求更加接近。因此,多VPP合作运 行对提升总体经济性有着积极作用。





operation and cooperative operation

4.2.2 网络相关约束与过网费分摊机制设定分析

在附录C图C1所示系统结构下,考虑、不考虑 网络相关约束的情况时VPP<sub>3</sub>与其他VPP的直接交 互功率δP<sub>VPP3</sub>,如图3所示。不考虑网络相关约束的 情况时,当VPP<sub>3</sub>与VPP<sub>4</sub>的物理连接发生改变,不再 直接相连时,优化结果为图3(a)所示,即VPP<sub>4</sub>仍与 VPP<sub>1</sub>—VPP<sub>3</sub>发生直接交易。此外,在第9时段VPP<sub>3</sub> 与VPP<sub>4</sub>直接交易在线路中传输功率为273.17 kW, 超出线路最大传输限制,上述优化结果不符合实际 情况。如果考虑网络相关约束,则VPP<sub>3</sub>的直接交易 策略为图3(b)所示,即VPP<sub>4</sub>不会与VPP<sub>1</sub>—VPP<sub>3</sub>发 生直接交易,由于考虑了网络阻塞约束,优化结果不 会超出线路最大传输限制。因此,日前电能交易模 型必须考虑网络相关约束。

154



### 图3 2种情况下 VPP<sub>3</sub>与其他 VPP 的直接交互功率

# Fig.3 Direct transaction power of VPP<sub>3</sub> with other VPPs in two cases

过网费的设计对于市场参与者的策略选择具有 指导作用<sup>[21-22]</sup>。表1、2分别为不同过网费承担机制 下的VPP交易收益情况和各VPP需承担的过网费金 额,可知过网费成本不可忽视。结合附录C图C4不 同过网费分摊模式下 VPP 直接交易电量结果可知, 造成上述结果的主要原因是各市场参与者的收益不 仅包含出售电能的收入,还需扣除向主网缴纳的过 网费。由于过网费与市场参与主体的购售电报价存 在耦合关系:对购电侧而言,其报价下限为边际运维 成本与其承担的单位过网费之和,倘若过网费仅由 售电侧独自承担,则其最低报价会大幅升高,报价允 许范围变小;对售电侧而言,其报价的上限为内部可 调节单元的调用边际成本与单位过网费之差,倘若 过网费仅由购电侧独自承担,则其最高报价会大幅 下降,报价允许范围变小。报价允许范围变小所导 致的直接结果是报价被目标交易对象接受的几率下 降,即VPP直接交易量会减少,相应整体收益会有所

#### 表1 不同过网费承担机制下的 VPP 交易收益

Table 1 Profit of VPP transaction under different undertake mechanism

单位:元

会上之日初	VPP交易收益				
麥勻父汤的 VDD	过网费均摊	售电方承担	购电方承担		
VII	机制	机制	机制		
VPP <sub>1</sub>	10284.079	10247.017	10291.160		
$VPP_2$	12769.807	12650.744	12435.572		
VPP <sub>3</sub>	9097.582	9022.336	9057.858		
VPP <sub>4</sub>	21998.049	22059.500	22219.440		
总收益	54149.517	53979.597	54004.030		

#### 表2 不同过网费承担机制下的过网费金额

Table 2 Amount of network fee under different allocation mechanism

			中世;元
会上六目的		过网费	
参 一 文 勿 的 VDD	过网费均摊	售电方承担	购电方承担
VII	机制	机制	机制
VPP <sub>1</sub>	197.665	230.545	155.473
$VPP_2$	287.548	251.337	306.883
VPP <sub>3</sub>	226.277	268.470	177.770
VPP <sub>4</sub>	327.181	253.179	358.069
总过网费	1038.671	1 003.531	998.194

下降。

综上,在本文背景下无论是考虑到VPP联盟的 整体经济性还是电网的过网费收益,过网费均摊机 制均为最有利的选择。

4.2.3 基于效用理论的不确定性处理分析

在允许 VPP 间直接交易、遵循过网费均摊机制的前提下,对以下6种策略结果进行分析:①策略1, 综合考虑经济性以及 VPP 可调节单元与不可调节单 元风险水平,制定日前上报曲线计划;②策略2,综 合考虑经济性以及 VPP 不可调节单元风险水平,制 定日前上报曲线计划;③策略3,仅考虑经济性最优 制定日前上报曲线计划;④策略4,综合考虑经济性 以及风险, VPP 风险偏好程度固定, $\zeta_i=0.2$ ;⑤策略 5,综合考虑经济性以及风险, VPP 风险偏好程度固 定, $\zeta_i=0.5$ ;⑥策略6,综合考虑经济性以及风险, VPP 风险偏好程度固定, $\zeta_i=0.8$ 。

定义 24 h 总体经济收益  $C_{total} = C_1 - C_{loss} - C_2$ ,即其 值为日前计划的理想经济收益  $C_1$ 与最终结算损 失函数  $C_{loss}$ 以及实时调节附加成本  $C_2$ 之差。对以上 策略分别进行模拟优化,表 3 对比了所模拟 10 000 种场景下不同策略的总经济收益情况。表中: $X_{mn}$ 为策略 m 与策略 n 的总体经济收益之比; $P_r(X_{mn}>1)$ 为 $X_{mn}>1$ 时的概率。

表3 不同策略间的总体经济收益情况对比

Table 3 Comparison of total economic profit among different strategies

$X_{mn}$	$P_{\rm r}(X_{mn} > 1) / \%$	$X_{mn}$	$P_{\rm r}(X_{mn} > 1) / \%$
X <sub>13</sub>	79.98	X <sub>14</sub>	86.24
$X_{23}$	80.24	$X_{15}$	65.77
$X_{12}$	61.26	X <sub>16</sub>	67.80

由表3可知,综合考虑经济性以及可调节单元 与不可调节单元风险水平制定日前上报曲线的总体 经济收益在多数情况下都优于不考虑可调节单元风 险水平的策略2或仅考虑经济性最优的策略3和整 体风险偏好程度固定的策略4—6。由此,验证了所 提同时考虑不可调节单元与可调节单元的风险水平 计算方法的有效性和优越性以及考虑风险水平的日 前 VPP电能交易模型的合理性。附录C图C5显示 了本文采取的策略1下各 VPP的风险效用水平。

4.2.4 变时间尺度策略优化结果分析

实时阶段每个结算周期的变时间尺度优化问题 求解所需时间约为1.12 s,远小于结算周期15 min, 求解效率能够满足要求。选取VPP<sub>1</sub>具有典型性的 时段5[04:00,05:00]进行具体分析,附录C表C3显 示了该时段中实时调度策略及其选择依据。时段 [04:00,04:15)的偏差为4.54%,小于设定阈值5%, 故直接以基础尺度进行调节。而在[04:15,05:00]中 包含的3个基础时段的前时段调度结果与上报曲 线的偏差均大于设定阈值5%,故需对当前时段的 调度策略进行讨论和选择。根据计算结果可知,时 段[04:15,04:30)采用缩小尺度调节相比采用基础尺 度调节,其偏差减小率为2.70%,成本增加率为 1.69%,偏差减小率大于成本增加率,最终选取以缩 小尺度进行调度;对于时段[04:30,04:45)与时段 [04:45,05:00],采取缩小尺度进行调节偏差均有所 下降,但调度成本上升率相对较为大幅,高于偏差减 小率,故最终都选择维持基础调节时间尺度。

进一步对 VPP<sub>1</sub>以基础时间尺度、缩小时间尺 度、变时间尺度调度进行比较,3种实时调度方案的 总调度成本分别为5971.198、6175.358、6105.962元, 这是因为以缩小时间尺度进行调度意味着可能会增 加可中断负荷的开断次数和储能单元的有效充放电 次数,从而可能产生额外的损耗成本。

选取不同偏差评价指标对 VPP,在3种实时调度 方案下实际对外出力与上报功率曲线偏差进行评 价,具体结果如附录C表C4所示。结合总调度成本 统计结果可知,缩小实时调节时间尺度对于降低实 时环节与日前上报曲线的偏差具有积极作用,但频 繁的调节可能会带来较高的调节成本。

综上,本文所提变时间尺度优化方法能够对实时调节时间尺度进行灵活优化决策,实现了降低调 节成本与减小调度偏差的协调优化。

# 5 结论

本文提出了多VPP日前随机博弈与实时变时间 尺度协同优化方法。首先基于效用理论,提出VPP 风险偏好程度量化方法,通过计算各时段各VPP的 风险效用水平,为VPP日前交易上报曲线的制定提 供参考。接着考虑了网络相关约束、VPP直接交易 报价动态约束等,建立了VPP日前电能交易模型。 最后,兼顾控制调节成本以及减小与上报曲线偏差, 建立了实时变时间尺度优化调度模型,通过仿真验 证得到以下结论:

1)所提基于效用理论的VPP风险偏好量化方法 同时考虑了可调节单元和不可调节单元的风险效 用,使得风险量化更为全面,能够适应VPP多种不确 定运行场景;

2)对VPP间的直接交易进行网络约束,保证了 VPP在实际应用中的物理可行性,考虑过网费与报 价耦合关系约束,对过网费的分摊机制进行合理规 定,促进了VPP直接交易的实施,兼顾了区域电网和 主网的获益;

3)所提实时变时间尺度优化策略能够实现在各 调度时间尺度的灵活合理切换,兼顾了调节成本的 控制与调度偏差的减小,在保证系统经济运行的同 时提升了功率曲线的跟踪能力。

# 附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

### 参考文献:

[1]林毓军,苗世洪,杨炜晨,等.面向多重不确定性环境的虚拟 电厂日前优化调度策略[J].电力自动化设备,2021,41(12): 143-150.

LIN Yujun, MIAO Shihong, YANG Weichen, et al. Day-ahead optimal scheduling strategy of virtual power plant for environment with multiple uncertainties[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(12):143-150.

- [2]刘思源,艾芊,郑建平,等.多时间尺度的多虚拟电厂双层协调 机制与运行策略[J].中国电机工程学报,2018,38(3):753-761.
   LIU Siyuan, AI Qian, ZHENG Jianping, et al. Bi-level coordination mechanism and operation strategy of multi-time scale multiple virtual power plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2018,38(3):753-761.
- [3]李嘉娟,艾芊.考虑调峰辅助服务的虚拟电厂运营模式[J]. 电力自动化设备,2021,41(6):1-13.
  LI Jiamei,AI Qian. Operation mode of virtual power plant considering peak regulation auxiliary service[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(6):1-13.
- [4] ZHANG Gao, JIANG Chuanwen, WANG Xu, et al. Risk assessment and bi-level optimization dispatch of virtual power plants considering renewable energy uncertainty[J]. IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering, 2017, 12(4): 510-518.
- [5] 范松丽, 艾芊, 贺兴. 基于机会约束规划的虚拟电厂调度风险 分析[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(16):4025-4034.
   FAN Songli, AI Qian, HE Xing. Risk analysis on dispatch of virtual power plant based on chance constrained programming
   [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(16):4025-4034.
- [6] TAN Zhongfu, WANG Guan, JU Liwei, et al. Application of CVaR risk aversion approach in the dynamical scheduling optimization model for virtual power plant connected with wind-photovoltaic-energy storage system with uncertainties and demand response[J]. Energy, 2017, 124:198-213.
- [7] 吴陈硕. 基于贝叶斯博弈的虚拟电厂多主体协同优化方法
   [D]. 北京:华北电力大学,2021.
   WU Chenshuo. Multi-agent collaborative optimization method of virtual power plant based on Bayesian game[D]. Beijing: North China Electric Power University,2021.
- [8]周步祥,张越,臧天磊,等.基于区块链的多虚拟电厂主从博弈 优化运行[J].电力系统自动化,2022,46(1):155-163.
   ZHOU Buxiang,ZHANG Yue,ZANG Tianlei, et al. Blockchainbased stackelberg game optimal operation of multiple virtual power plants[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(1):155-163.
- [9] ZHANG Bingying, LI Qiqiang, WANG Luhao, et al. Robust optimization for energy transactions in multi-microgrids under uncertainty[J]. Applied Energy, 2018, 217:346-360.
- [10] 周博,吕林,高红均,等. 多虚拟电厂日前鲁棒交易策略研究
  [J]. 电网技术,2018,42(8):2694-2703.
  ZHOU Bo,LÜ Lin,GAO Hongjun, et al. Robust day-ahead trading strategy for multiple virtual power plants[J]. Power System Technology,2018,42(8):2694-2703.
- [11] WANG Yao, AI Xin, TAN Zhongfu, et al. Interactive dispatch modes and bidding strategy of multiple virtual power plants based on demand response and game theory [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(1):510-519.
- [12] 黄弦超,封钰.考虑机组灵活性的独立微网日前日内协调优化 调度[J].电力自动化设备,2020,40(4):125-131.
   HUANG Xianchao, FENG Yu. Day-ahead and intra-day coor-



dinated optimal scheduling of stand-alone microgrid considering unit flexibility[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020,40(4):125-131.

 [13] 金国彬,潘狄,陈庆,等.考虑自适应实时调度的多电压等级 直流配电网能量优化方法[J].电网技术,2021,45(10):3906-3917.
 JIN Guobin, PAN Di, CHEN Qing, et al. Energy optimization

method of multi-voltage-level DC distribution network considering adaptive real-time scheduling[J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3906-3917.

- [14] LEI X, HUANG T, YANG Y, et al. A bi-layer multi-time coordination method for optimal generation and reserve schedule and dispatch of a grid-connected microgrid [J]. IEEE Access, 2019, 7:44010-44020.
- [15] 国家发展改革委.关于2021年新能源上网电价政策有关事项 的通知[EB / OL].(2021-06-07)[2022-06-07].http://www.gov. cn / zhengce / zhengceku / 2021-06 / 11 / content\_5617297.htm.
- [16] 吴旭. 基于 N-k 故障的电力系统运行风险及脆弱性评估[D]. 北京:华北电力大学,2013.
   WU Xu. Operational risk and vulnerability assessment of power system based on N-k contingency[D]. Beijing: North China Electric Power University,2013.
- [17] 麻秀范,余思雨,朱思嘉,等. 基于多因素改进Shapley的虚拟 电厂利润分配[J]. 电工技术学报,2020,35(增刊2):585-595.
   MA Xiufan,YU Siyu,ZHU Sijia,et al. Profit allocation to virtual power plant members based on improved multifactor Shapley value method[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2020,35(Supplement 2):585-595.
- [18] NGUYEN H K, KHODAEI A, HAN Z. Incentive mechanism design for integrated microgrids in peak ramp minimization problem [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(6):

5774-5785.

 [19] 马腾飞,裴玮,肖浩,等.基于纳什谈判理论的风-光-氢多主体 能源系统合作运行方法[J].中国电机工程学报,2021,41(1): 25-39,395.
 MA Tengfei,PEI Wei,XIAO Hao, et al. Cooperative operation method for wind-solar-hydrogen multi-agent energy system based

method for wind-solar-hydrogen multi-agent energy system based on Nash bargaining theory [J]. Proceedings of the CSEE, 2021,41(1):25-39,395.

- [20] 程斌杰,徐蔚,徐政.基于多直流落点系统稳定性的电网静态 分区方案选择方法[J].电力自动化设备,2016,36(12):129-135.
   CHENG Binjie,XU Wei,XU Zheng. Static segmentation scheme selection based on stability of multi-infeed HVDC system[J].
   Electric Power Automation Equipment,2016,36(12):129-135.
- [21] 国家发展改革委办公厅,国家能源局综合司.关于开展分布式 发电市场化交易试点的通知[EB / OL]. (2017-11-14)[2022-06-07]. http://www.gov.cn/xinwen/2017-11/14/content\_ 5239535.htm.
- [22] 国家发展改革委办公厅,国家能源局综合司.关于开展分布式发 电市场化交易试点的补充通知[EB / OL].(2018-01-03)[2022-06-07].http://www.gov.cn / xinwen / 2018-01 / 03 / content\_ 5252800.htm.

### 作者简介:

- 葛晓琳(1988—), 女, 副教授, 博士, 研究方向为电力 系统优化调度(E-mail; gexiaolin2005@126.com);
- 曹旭丹(1998—),女,硕士研究生,研究方向为虚拟 电厂优化运行(E-mail:xudan\_cao@163.com);
- 李佾玲(1999—), 女, 硕士研究生, 研究方向为虚拟 电厂优化运行(E-mail:liviling0823@163.com)。

(编辑 王欣行)

# Day-ahead stochastic game and real-time adaptive time scale optimization method for multiple virtual power plants

# GE Xiaolin, CAO Xudan, LI Yiling

(College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: In order to solve the problems of multiple information risks and limited scheduling flexibility in the operation performance of virtual power plant(VPP), a day-ahead stochastic game and the real-time adaptive time scale optimization method for multiple VPPs considering network constraints is proposed. In order to cope with various risks faced by the VPP in the day-ahead operation, the risk utility model is established by comprehensively considering the probability distribution and the adjustment level of the random prediction information in VPPs, and the risk level of all components in the VPP and the whole VPP are quantitatively characterized during all time periods. Considering the cross-regional characteristics, the network-related constraints and the dynamic coupling constraints between the transmission fee and the bidding price are constructed, more feasible day-ahead VPP power energy transaction model is established. In view of the update and fluctuation of real-time forecast information, considering the game between the scheduling deviation reduction rate and the comprehensive cost increase rate, a real-time adaptive time scale optimization model is established. The simulative results show that the proposed model can effectively adapt to various uncertain operation scenarios, and improve the power curve tracking ability while ensuring economy.

Key words: virtual power plants; demand response; cooperative game; multi-time scale; coordination optimization



附录 A

Fig.A1 Overall flowchart

给定置信水平下的条件风险价值计算如下:

$$\begin{cases} \rho_{\text{VaR},i}^{t} = \min\{\rho_{\text{VaR},i}^{t} \in \mathbf{R} : \psi(\mathbf{x}, \rho_{\text{VaR},i}^{t}) \ge \alpha\} \\ \rho_{\text{CVaR},i}^{t} = \frac{1}{1 - \alpha} \int_{C_{\text{loss},i}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, t) \ge \rho_{\text{VaR},i}^{t}} C_{\text{loss},i}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, t) f(\mathbf{y}) dy \end{cases}$$
(A1)

式中: $\rho_{VaR,i}^{t}$ 为给定置信水平下风险价值; $\alpha$ 为置信水平, $\alpha \in (0,1)$ ;x为决策变量向量;y为预测波动随机 向量;f(y)为y的概率密度函数; $C_{lossi}(x,y,t)$ 为t时段损失函数。

部分成本计算如下:

$$C_{\mathrm{IL},i}^{t} = \sum_{k=1}^{K} \left[ K_{1} P_{\mathrm{IL},k}^{t^{2}} + (K_{2} - \theta_{k}) P_{\mathrm{IL},k}^{t} + \frac{C_{\mathrm{int},k}}{h_{k}(g) R_{k}} \right]$$
(A2)

$$C_{\text{ess},i}^{t} = \sum_{e=1}^{E} \left[ \lambda_{\text{ess}}^{t} \left( P_{\text{dis},e}^{t} / \eta_{e} + P_{\text{ch},e}^{t} \eta_{e} \right) + \frac{C_{\text{int},e}}{h_{e}(l) \left( \alpha_{1} + \alpha_{2} e^{\alpha_{3} R_{e}(l)} + \alpha_{4} e^{\alpha_{5} R_{e}(l)} \right)} \right]$$
(A3)

$$C_{\text{DER},i}^{t} = \sum_{m=1}^{M} \left( K_{3} P_{\text{DER},m}^{t}^{2} + K_{4} P_{\text{DER},m}^{t} + K_{5} \right)$$
(A4)

式中:  $P_{IL,k}^{t}$ 、  $\theta_{k}$  分别为 t 时段调用的可中断负荷 k 的中断量和边际类型;  $C_{int,k}$ 、  $h_{k}(g)$ 、  $R_{k}$  分别为可中断负 荷 k 的初始投资成本、第 g 次开断包含时段数、全寿命平均工作次数;  $\lambda_{ess}^{t}$ 、  $P_{ch,e}^{t}$ 、  $P_{dis,e}^{t}$  分别为 t 时段储能单 元 e 的调用成本和充/放电电量,其值为正;  $\eta_{e}$ 、  $C_{int,e}$ 、  $h_{e}(l)$ 、  $R_{e}(l)$  分别为储能单元 e 的充放电效率、初始 投资成本、第 l 次有效充放电包含时段数和充放电深度;  $\alpha_{1}-\alpha_{5}$ 为计算储能最大充放电次数的特征参数;  $P_{DERm}^{t}$ 为 t 时段可再生能源 m 的发电量;  $K_{1}-K_{5}$ 为固定正值参数。

1) 模型需满足约束如下:

$$P_{\text{DER},i}^{'} - P_{\text{LOAD},i}^{'} = P_{\text{pcc},i}^{'} + x_{i}^{t} - P_{\text{IL},i}^{t} - P_{\text{ess},i}^{t} + P_{\text{sur},i}^{t}$$
(A5)

$$P_{\text{pcc},i}^t = P_{\text{grid},i}^t - P_{\text{sur},i}^t \tag{A6}$$

式中:  $P_{\text{DER},i}^{t}$ 、  $P_{\text{LOAD},i}^{t}$ 、  $P_{\text{pcc},i}^{t}$ 分别为 t 时段 VPP<sub>i</sub>内总的 DER 发电量、负荷用电量预测以及需满足的 PCC 电 量交互要求;  $P_{IL,i}^{t} = \sum_{k=1}^{K} P_{IL,k}^{t}$ 为 t 时段 VPP<sub>i</sub>内可中断负荷总调用量;  $P_{ess,i}^{t} = \sum_{e=1}^{E} (P_{dis,e}^{t} - P_{che}^{t})$ 为 t 时段 VPP<sub>i</sub>内储能 单元总调用量。

2) 可中断负荷约束如下:

$$0 \le P_{\mathrm{IL},k}^t \le P_{\mathrm{IL},k\,\mathrm{max}}^t \tag{A7}$$

$$0 \le P_{\mathrm{IL},i}^t \le \eta_{\max} P_{\mathrm{LOAD}}^t \tag{A8}$$

$$\sum_{t=1}^{T} U_{\mathrm{IL},k}^{t} \leq T_{\mathrm{IL},k\,\mathrm{max}} \tag{A9}$$

式中:  $P'_{IL,k \max}$ 为可中断负荷 k 的最大调用量;  $P'_{IL,i}$ 、 $P'_{IOAD,i}$ 分别为 VPP<sub>i</sub>内可中断负荷调用量和总负荷量;  $\eta_{max}$ 为 IL 最大调用率;  $U'_{IL,k}$ 为 IL 在 t 时段状态标记符, 1 表示切除, 0 表示未切除;  $T_{IL,k \max}$ 为可接受的中断总持 续时间。

3) 储能单元约束如下:

$$S_{\text{soc},e}^{t} = \begin{cases} S_{\text{soc},e}^{t-1} + \frac{P_{\text{ch},e}^{t} \eta_{e}}{E_{e,N}}, & u_{\text{ch},e}^{t} = 1 \\ S_{\text{soc},e}^{t-1} - \frac{P_{\text{dis},e}^{t}}{E_{e,N}}, & u_{\text{ch},e}^{t} = 1 \end{cases}$$
(A10)

$$u_{\text{dis}\ e}^t + u_{\text{ch}\ e}^t \le 1 \tag{A11}$$

$$\begin{cases} S_{\text{soc},e}^{t} - \frac{u_{\text{dis},e}}{\eta_e E_{e,N}}, & u_{\text{dis},e}^t = 1 \\ u_{\text{dis},e}^t + u_{\text{ch},e}^t \le 1 \\ P_{\text{ch},e,\min}^t \le P_{\text{ch},e}^t \le P_{\text{ch},e,\max}^t \end{cases}$$
(A11)  
$$P_{t}^t \le P_{t}^t \le P_{t}^t \le P_{t}^t$$
(A13)

$$P_{\text{dis},e,\min}^t \le P_{\text{dis},e}^t \le P_{\text{dis},e,\max}^t \tag{A13}$$

$$S_{\text{soc},e,\min} \le S_{\text{soc},e}^{\iota} \le S_{\text{soc},e,\max}$$
(A14)

式中: $S'_{\text{soc,e}}$ 为t时段储能单元e的荷电状态; $E_{e,N}$ 为储能单元e的额定容量; $u'_{\text{dis,e}}$ 、 $u'_{\text{che}}$ 为判断放电、充电状 态的 0/1 变量; P<sup>t</sup><sub>ch,e,max</sub>、 P<sup>t</sup><sub>ch,emin</sub>、 P<sup>t</sup><sub>dis,e,max</sub>、 P<sup>t</sup><sub>dis,e,min</sub>、 S<sub>soc,e,max</sub>、 S<sub>soc,e,min</sub>分别为 t 时段储能单元 e 的充/放电 量、荷电状态的上下限。



### 图 A2 变时间尺度调节示意图

Fig.A2 Schematic diagram of adaptive time scale adjustment

# 附录 B

将正文中式(7)代入式(6)得到非凸非线性优化问题。

$$\max \prod_{i=1}^{N} (F_{1,i}^{t} - F_{1,i}^{t,N,*}) \\
\text{s.t. } F_{1,i}^{t} - F_{1,i}^{t,N,*} \ge 0$$
(B1)

式中:  $F_{l,i}^{\iota,N,*}$ 为 VPP 间不交互时的最优解,其中  $C'_{VPP,i}$ ,  $C'_{net,i}$ 项为 0,令:

$$Z_{i}^{t} = \frac{F_{1,i}}{\zeta_{i}^{t}} = C_{1,i}^{t} + \frac{1 - \zeta_{i}^{t}}{\zeta_{i}^{t}} \rho_{\text{CVaR}}^{t}$$
(B2)

将 $\zeta'_i$ 视作大小为( $i \times t$ )的正值阵,关于 $F_{1,i}$ 的最优问题可被转化为 $Z'_i$ 的最优问题。

$$\begin{cases} \max \prod_{i=1}^{N} (Z_{i}^{t} - Z_{i}^{t,N,*}) \\ \text{s.t.} Z_{i}^{t} - Z_{i}^{t,N,*} \ge 0 \end{cases}$$
(B3)

子问题一的转化:

根据算几不等式可知,当式(B3)取最大值时,有

$$\prod_{i=1}^{N} (Z_i^{t,*} - Z_i^{t,N,*}) = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} (Z_i^{t,*} - Z_i^{t,N,*})\right]^N$$
(B4)

 $Z_i^{t,*}$ 为 VPP 间交互时目标函数最优解,由于各时段所有 VPP 总的直接电能交互收益之和为 0,令  $Z_i^{t,N} + C_{net,i}^t = Z_i^{t,N}$ ,故有

$$Z_{i}^{t,*} - Z_{i}^{t,\mathrm{N},*} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} \left( Z_{i}^{t,\mathrm{Y},*} - Z_{i}^{t,\mathrm{N},*} \right)$$
(B5)

进而有

$$\max \prod_{i=1}^{N} \frac{1}{N} \left[ \sum_{i=1}^{N} \left( Z_{i}^{t,\mathrm{Y},*} - Z_{i}^{t,\mathrm{N},*} \right) \right]^{N}$$
(B6)

$$\max\sum_{i=1}^{N} (Z_i^{t,\mathbf{Y}}) \tag{B7}$$

子问题二的转化:

对问题一进行求解后,将得到的最优解 $Z_i^{,Y,*}$ 代入式(B3),并对其取对数,将乘积最大值问题转化为求和最小值问题

$$\max \prod_{i=1}^{N} \left( Z_{i}^{t,\mathbf{Y},*} + C_{vpp,i}^{t} - Z_{i}^{t,\mathbf{N},*} \right)$$
(B8)

$$\min \sum_{i=1}^{N} -\ln \left( Z_{i}^{t,\mathrm{Y},*} + C_{\mathrm{vpp},i}^{t} - Z_{i}^{t,\mathrm{N},*} \right)$$
(B9)

通过求解最终式(B7)、(B9)得出 VPP 日前电能交易模型的最优解。



Fig.C1 Schematic diagram of VPP-main network combined system structure



(c)负荷需求 图 C2 预测基础数据 Fig.C2 Underlying datas of forecast

表 C1 电网分时电价 Table C1 Time-of-use power price

时段	VPP 与主网交易电价/[元 (kW h) <sup>-1</sup> ]	超出 PCC 需求惩罚单价/[元 (kW h) <sup>-1</sup> ]	不足 PCC 需求惩罚单价/[元 (kW h) <sup>-1</sup> ]
1—8	0.17	0.09	0.34
9—11	0.49	0.24	0.68
12—16	0.83	0.13	0.96
17—19	0.49	0.4	0.68
20—22	0.83	0.24	0.96
23—24	0.17	0.09	0.34

表 C2 VPP 合作运行前后交易收益对比

	个体收益分配情况/元			
VPP收益	合作运行前	合作运行后		
VPP <sub>1</sub>	9 353.766	10 284.079		
VPP <sub>2</sub>	11 426.601	12 769.807		
VPP <sub>3</sub>	8 013.454	9 097.582		
$VPP_4$	20 652.19	21 998.049		
总收益	49 446.011	54 149.517		







图 C4 不同过网费分摊模式下 VPP 直接交易电量





图 C5 策略 1 下的风险效用水平 Fig.C5 Risk utility level under Strategy 1

Table C3         Analysis of basis of real-time scheduling strategy							
			指标	示值			
指标	[04:00, 04:15)	[04:15,	04:30)	[04:30,	04:45)	[04:45,	05:00]
	基础	基础	缩小	基础	缩小	基础	缩小
调度成本/元	20.01	14.77	15.02	29.08	36.63	11.90	12.98
调度后偏差/%	4.54	8.91	6.21	8.06	6.58	8.45	7.93
(偏差减小率-成本增加率)>0		5	是	Ţ	否		, T
分度选择	基础	缩	「小	基	础	基	础

# 表 C3 实时调度策略选择依据分析

注: 表头中数据为时段和时间分度。

# 表 C4 不同调节时间尺度下的最终偏差评价指标值

Table C4 Final deviation evaluation index value under different adjustment time scaled

北右	指标值				
指孙	变时间尺度	基础尺度	缩小尺度		
RMSE	169.631	170.643	165.998		
MAE	127.672	129.111	122.715		
MAPE	0.090 2	0.091 5	0.085 5		

注:表中所选用评价指标为均方根误差(root mean squared error,

RMSE)、平均绝对误差(mean absolute error, MAE)、平均绝对

百分比误差 (mean absolute percentage error, MAPE)。