Vol.43 No.7 Jul. 2023

基于自适应步长ADMM的柔性配电网光-储协同 分布鲁棒优化配置

吴 晗,欧阳森,梁炜焜,黄 祎 (华南理工大学 电力学院,广东 广州 510640)

摘要:针对柔性配电网的显著分区特征以及光伏出力的不确定特性,提出了一种区域间分布式优化及区域内 两阶段优化方法,建立了基于自适应步长交替方向乘子法的光-储协同分布鲁棒优化配置模型。基于耦合支 路法将柔性互联装置解耦,通过一致性约束协调各区域间的边界条件,利用自适应步长交替方向乘子法进行 全局迭代分布式优化。以最小化柔性配电网的投资运行总成本为优化目标,建立基于数据驱动的各子区域 两阶段分布鲁棒优化模型,并提出一种交直流混合凸松弛方法处理非线性非凸模型以便快速求解。基于改 进相对熵构建光伏典型出力场景的不确定概率分布模糊集,通过列与约束生成算法求解两阶段分布鲁棒优 化模型。以改进的某实际293节点柔性配电网为算例验证所建模型的有效性。

关键词:柔性配电网;光-储协同配置;分布式优化;不确定性;分布鲁棒优化;交替方向乘子法 **中图分类号:**TM615;TM732 **文献标志码:**A DOI:10.16081/j.epae.202211028

0 引言

利用柔性电力电子技术改造配电网是未来网架的发展趋势,能有效解决"双碳"目标下新能源快速 发展的瓶颈问题。由电压型换流器(voltage source converter,VSC)联接的柔性配电网具有显著的分区 特征,能够均衡馈线间的负载,有更强的潮流调节能 力。然而,光伏出力具有间歇性、随机性,会导致配 电网的运行状态波动频繁。同时,关于储能系统 (energy storage system,ESS)配置的研究日益成熟。 因此,考虑光伏出力的不确定性,针对柔性配电网制 定合理的光--储协同分布式配置方案成为亟待解决 的问题。

目前,已有较多针对光-储系统规划配置问题的 研究^[15]。文献[1]考虑系统的不确定性和灵活性, 建立了多时间尺度下储能的分布鲁棒配置模型。文 献[2]考虑含ESS主动柔性配电网的源荷不确定性, 建立了二阶段鲁棒优化模型以评估光伏的极限准人 容量。文献[3]针对光-储微电网,提出了双层光-储容量协同配置方法,采用基于电压灵敏度的调压 策略解决光-储微电网并网的电压越限问题。文献 [4]根据光-储微电网代替应急电源车的保供电思 路,提出了一种保供电型光-储微电网的运营策略。 文献[5]构建了储能单元多阶段容量配置、设备使用 方案与日内优化运行的3层优化框架。上述文献仅 单独针对光伏、ESS或光-储系统进行容量规划,未

收稿日期:2022-06-29;修回日期:2022-11-06 在线出版日期:2022-12-12 基金项目:国家自然科学基金资助项目(52177085) Project supported by the National Natural Science Foundation of China(52177085) 考虑光伏及ESS选址对改善系统电压的影响。因此,有必要兼顾选址与定容对光-储系统的协同配置规划进行研究。此外,采用解析算法求解光-储系统的协同规划模型,对所建模型的线性化程度要求较高。目前,国内外针对凸松弛技术的研究也较为成熟。文献[6-7]采用了一种结合二阶锥松弛和凸包松弛技术的动态收缩凸松弛算法,将原模型转化为精确松弛域内的混合整数二阶规划以快速求解。然而,针对柔性配电网中的交/直流潮流、VSC特性方程等含双线性项的非凸约束,鲜有文献进一步验证对比不同凸松弛方法的有效性。

随着配电网规模日益壮大,传统的集中式优化 方法^[8]通过上传数据至主系统进行统一决策,导致 通信压力过大且求解困难。近年来,分布式优化通 过协调多区域边界,实现了全局最优控制,降低了复 杂度,提高了优化效率,在微电网及电网调度^[9-10]、最 优潮流^[11]、电压优化^[12]等方面得到广泛的应用。文 献[9-10]采用目标级联法实现了优化调度模型在各 子系统中的分布式迭代计算。文献[11]和文献[12] 分别利用交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers, ADMM)实现了直流配电网和 交直流配电网的最优潮流、电压问题的分布式求解。 但是,上述研究并未考虑系统中的不确定性因素,导 致模型不够实际,决策方案有一定的运行风险。

随机优化、鲁棒优化^[2]是处理可再生能源出力 波动性、不确定性的常用方法。文献[13]提出了鲁 棒成本系数优化分配方法,以平衡传统鲁棒所具有 的保守性和经济性,并基于可调鲁棒与自适应步长 ADMM建立了分布式鲁棒优化调度模型。近年来, 分布鲁棒优化(distributionally robust optimization, DRO)方法被用于解决上述方法的不足。DRO方法 既包含随机变量的分布特征,又构建了其不确定概 率分布的模糊集,响应速度更快且改善了鲁棒优化 的保守性。文献[14]和文献[15]分别基于KL散度 和1范数及 ∞ 范数约束随机变量的概率分布模糊 集,建立了可再生能源的选址定容DRO配置模型。 文献[16]结合ADMM,建立了交直流配电网中风电 的两阶段DRO运行模型。但是,传统的ADMM结合 分布鲁棒的内外优化框架进行迭代求解,导致迭代 次数达到140次左右。

综合上述研究,本文建立了基于自适应步长 ADMM的柔性配电网光-储协同DRO配置模型。首 先,建立交、直流子网的分布式优化框架,考虑VSC 交、直流侧电压和功率耦合作为一致性约束条件,采 用自适应步长 ADMM 进行区域间分布式优化;然 后,建立基于数据驱动的子区域内部两阶段DRO模 型,并提出一种交直流混合凸松弛方法,即采用二阶 锥凸化方法处理交流潮流,通过凸包络技术凸化处 理直流潮流及VSC约束以便快速求解;基于改进相 对熵构建光伏典型出力场景的不确定概率分布模糊 集,通过列与约束生成(column and constraint generation,CCG)算法求解两阶段DRO模型;最后,以改 进的某实际 293节点柔性配电网为算例验证所建模 型的有效性。

1 基于两阶段 DRO 的分布式优化框架

柔性配电网中交、直流子网通过VSC联接并进 行功率传递,结构示意图如附录A图A1所示。本文 构建了柔性配电网区域间分布式优化-区域内分层 优化的框架,如图1所示。





Fig.1 Distributed optimization framework based on two-stage DRO

在分布式优化迭代过程中,交、直流子网交换边 界变量(功率 *P*^{*i*}_{vsc}和电压 *U*^{*i*}_{vsc}(*i*=1,2))直至收敛。 另外,子区域内部构建两阶段 DRO 模型:阶段1在给 定的出力场景下进行光-储选址定容的确定性优化, 并将决策方案传递至阶段2;阶段2在确定的光-储 配置方案下,基于数据驱动寻找极端出力场景的概 率分布,并将其传递至阶段1。综上,通过两阶段 DRO分布式优化实现柔性配电网的优化配置。

2 柔性配电网的优化配置模型

2.1 目标函数

以最小化柔性配电网中交、直流子网典型日的 投资运行总成本F为优化目标,目标函数可表示为:

$$\begin{cases} \min F = f^{AC} + f^{DC} \\ f^{AC} = f^{AC}_{ins} + f^{AC}_{Aba} + f^{AC}_{pur} - f^{VSC}_{rew} \\ f^{DC} = f^{DC}_{ins} + f^{DC}_{Aba} + f^{VSC}_{pur} \end{cases}$$
(1)

$$\boldsymbol{\psi}_{\text{ins}}^{v} = \boldsymbol{\omega}^{\text{PV}} \sum_{j \in \Omega^{\text{PV}}} \left(\boldsymbol{a}_{0}^{\text{PV}} \boldsymbol{u}_{j}^{\text{PV}} + \boldsymbol{a}_{1}^{\text{PV}} \boldsymbol{S}_{j}^{\text{PV}} \right) +$$

$$\boldsymbol{\omega}^{\text{ESS}} \sum_{j \in \Omega^{\text{ESS}}} \left(\boldsymbol{a}_{0}^{\text{ESS}} \boldsymbol{u}_{j}^{\text{ESS}} + \boldsymbol{a}_{1}^{\text{ESS}} \boldsymbol{S}_{j}^{\text{ESS}} \right) \quad \boldsymbol{v} \in \{\text{AC, DC}\}$$

$$(2)$$

$$f_{Aba}^{\nu} = 365 \sum_{t=1}^{T} \sum_{j \in \Omega^{PV}} c_{t}^{Aba} \left(\tilde{P}_{j,t}^{PV} - P_{j,t}^{PV} \right) \quad \upsilon \in \{ \text{AC, DC} \} \quad (3)$$

$$f_{\text{pur}}^{\text{AC}} = 365 \sum_{t=1}^{T} \sum_{j \in \mathcal{Q}^{\text{CR}}} c_t^{\text{sub}} P_{j,t}^{\text{sub}}$$
(4)

$$f_{\rm rew}^{\rm VSC} = f_{\rm pur}^{\rm VSC} = 365 \sum_{t=1}^{T} \sum_{j \in \Omega^{\rm VSC}} c_t^{\rm VSC} P_{j,t}^{\rm VSC}$$
(5)

式中:f^{AC}、f^{DC}分别为交、直流子网的投资运行总成 本; fins为子网v中光伏和ESS折算的年投资建设成 本; $\omega^{\kappa} = \delta(1+\delta)^{T_{L,\kappa}} / [(1+\delta)^{T_{L,\kappa}} - 1], \kappa \in \{PV, ESS\}, \delta$ 为 折现率, $T_{1,\epsilon}$ 为设备 κ 的经济使用年限; a_{5}^{κ} 为设备 κ 的固定安装成本,包括土地开发、运输安装、支架杆 塔等成本,其值仅与设备κ的安装数量有关;a^κ为与 设备κ容量成正比的安装成本;u^{FV}、u^{ESS}分别为节点j 处光伏、ESS的选址二进制变量,接入节点j则取值 为1,不接入节点j则取值为0; S_i^{pv} 、 S_i^{Ess} 分别为节点j处光伏、ESS的配置容量; f_{Aba}^v 为子网v的弃光惩罚成 本; f_{rur}、f^{vSC}、f^{vSC}分别为交流子网从上级电网购电 的成本、交流子网向直流子网售电的收入、直流子网 从交流子网购电的成本;T为典型日光伏运行统计 时段数,本文取值为24;c^{Aba}、c^{sub}分别为t时段的弃光 惩罚单价、从上级电网购电单价;c^{vsc}为t时段的电量 交易单价;P^{sub}为t时段交流节点j从上级电网购电 功率; P_{it}^{vsc} 为t时段节点j处VSC交换功率,若功率由 交流子网流向直流子网则其值为正,否则为负; \tilde{P}^{PV} 、 $P_{i,t}^{\text{PV}}$ 分别为t时段节点j处光伏的预测、实际出力; Ω^{PV} 、 Ω^{ESS} 、 Ω^{GR} 、 Ω^{VSC} 分别为光伏、ESS、上级电网、VSC 连接的节点集合。

2.2 约束条件

交、直流子网的优化配置模型考虑交、直流潮流和VSC相关约束,如式(6)—(14)所示,以及ESS和可再生能源的运行配置约束、安全约束,如附录A式

(A1)—(A7)) 所示。
2.2.1 交流潮流约束
交流潮流约束如下:

$$\sum_{k\in\delta(j)} P_{jk,t}^{AC} - \sum_{i\in\pi(j)} (P_{ij,t}^{AC} - r_{ij}L_{ij,t}) = P_{j,t}^{PV} + P_{j,t}^{ch} - P_{j,t}^{di} + P_{j,t}^{sub} - P_{j,t}^{VSC,AC} - P_{j,t}^{L}$$
(6)

$$\sum_{k\in\delta(j)} Q_{jk,t}^{AC} - \sum_{i\in\pi(j)} (Q_{ij,t}^{AC} - x_{ij}L_{ij,t}) = Q_{j,t}^{PV} + Q_{j,t}^{sub} - Q_{j,t}^{VSC,AC} - Q_{j,t}^{L}$$
(7)

$$V_{j,t} = V_{i,t} - 2(P_{ij,t}^{AC}r_{ij} + Q_{ij,t}^{AC}x_{ij}) + L_{ij,t}(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)$$
(8)

$$L_{ii,t}V_{i,t} = P_{ii,t}^2 + Q_{ii,t}^2$$
(9)

式中: $P_{j,t}^{AC}$, $Q_{j,t}^{AC}$ 分别为t时段支路ij的有功功率、无功 功率; $\delta(j)$ 、 $\pi(j)$ 分别为以j为首节点的支路末节点 集合、以j为末节点的支路首节点集合; r_{ij} 、 x_{ij} 分别为 支路ij的电阻、电抗; $L_{ij,t}$ 为t时段流过支路ij电流的 平方, $L_{ij,t}=I_{ij,t}^{2}$, $I_{ij,t}$ 为t时段流过支路ij的电流; $V_{j,t}$ 为t时段节点j处电压的平方, $V_{j,t}=U_{j,t}^{2}$, $U_{j,t}$ 为t时段节点j处的电压; $P_{j,t}^{ih}$ 分别为t时段节点j处储能的充、 放电功率; $Q_{j,t}^{PV}$ 、 $Q_{j,t}^{ih}$ 分别为t时段节点j处光伏、上级 电网的无功出力; $P_{j,t}^{VSC,AC}$ 、 $Q_{j,t}^{VSC,AC}$ 分别为t时段节点j处 VSC 交流侧传输的有功功率、无功功率; $P_{j,t}^{L}$, $Q_{j,t}^{L}$ 分 别为t时段节点j处的有功负荷和无功负荷; $P_{ij,t}$, $Q_{ij,t}$ 分别为t时段支路ij的有功负荷和无功负荷。 2.2.2 直流潮流约束

直流潮流约束如下:

$$\sum_{k\in\delta(j)} P_{jk,t}^{\text{DC}} - \sum_{i\in\pi(j)} (P_{ij,t}^{\text{DC}} - r_{ij}L_{ij,t}) = P_{j,t}^{\text{PV}} + P_{j,t}^{\text{ch}} - P_{j,t}^{\text{di}} - P_{j,t}^{\text{VSC, DC}} - P_{j,t}^{\text{L}}$$
(10)
$$U_{i,t} = U_{i,t} - I_{ij,t} - r_{ij}$$
(11)

式中: $P_{ij,t}^{\text{DC}}$ 为t时段直流支路ij的有功功率; $P_{j,t}^{\text{VSC,DC}}$ 为t时段节点j处VSC直流侧传输的有功功率。

2.2.3 VSC相关约束

VSC的等值电路如附录A图A2所示,其由等值 阻抗和理想VSC构成,VSC内部新增节点*c*,并通过 脉宽调制技术联接交、直流子网。

当VSC稳定运行时,其交、直流侧电压及内部节 点电压满足式(12)。

$$U_{j,t}^{\text{VSC,C}} = K_{\text{VSC}} M_{v} U_{j,t}^{\text{VSC,DC}}$$
 (12)
式中: $U_{j,t}^{\text{VSC,C}} \setminus U_{j,t}^{\text{VSC,DC}}$ 分别为 t 时段节点 j 处 VSC 内部
节点电压、直流侧电压; K_{VSC} 由 VSC 的脉宽调制策略
决定,本文取值为 $\sqrt{6}/4$; M_{v} 为调制比,本文考虑
VSC 的柔性调控作用,将其作为运行变量,取值范围
为 $[0.8,1]_{o}$

1)VSC潮流约束。

$$\begin{cases} P_{j,t}^{\text{VSC, AC}} - L_{ij,t} r_j^{\text{VSC}} = P_{j,t}^{\text{VSC, DC}} \\ Q_{j,t}^{\text{VSC, AC}} - L_{ij,t} x_j^{\text{VSC}} = Q_{j,t}^{\text{VSC, C}} \end{cases}$$
(13)

式中: $Q_{j,\iota}^{\text{vsc.c}}$ 为t时段节点j处VSC内部的等效无功 功率; r_i^{vsc} 、 x_i^{vsc} 分别为节点j处VSC的等效电阻、电抗。

2) VSC 交、直流侧功率约束。

$$\begin{cases}
P_{j,\min}^{\text{VSC}, AC} \leq P_{j,t}^{\text{VSC}, AC} \leq P_{j,\max}^{\text{VSC}, AC} \\
P_{j,\min}^{\text{VSC}, DC} \leq P_{j,t}^{\text{VSC}, DC} \leq P_{j,\max}^{\text{VSC}, DC} \\
(P_{j,t}^{\text{VSC}, AC})^{2} + (Q_{j,t}^{\text{VSC}, AC})^{2} \leq (S_{j}^{\text{VSC}, AC})^{2}
\end{cases}$$
(14)

式中: $P_{j,\max}^{\text{VSC,AC}}$ 、 $P_{j,\min}^{\text{VSC,AC}}$ 和 $P_{j,\max}^{\text{VSC,DC}}$ 、 $P_{j,\min}^{\text{VSC,DC}}$ 分别为节点 j处 VSC 交流侧和直流侧传输的有功功率上、下限; $S_i^{\text{VSC,AC}}$ 为节点 j处 VSC 的额定容量。

3 分布式两阶段 DRO 模型构建

3.1 分布式优化模型

构建柔性配电网的分布式优化模型。首先,通 过耦合支路法将交、直流子网进行解耦,如附录A图 A3所示。并定义 $\hat{x}^e = [P_j^e, U_j^e], \hat{x}^f = [P_j^f, U_j^f] 分别为交$ 直流子网<math>e, f的边界变量, $x^e = [P_j^e, U_j^e]$ 为全局变量。 其中: P_j^e, U_j^e 和 P_j^f, U_j^f 分别为子网e和子网f所连节 点j处 VSC 的有功功率、电压; P_j^e, U_j^e 分别为节点j处 VSC 传输有功功率、电压的全局变量。故 $\hat{x} = x^e$ 需满足边界一致性约束,如式(15)所示。

$$\hat{\boldsymbol{x}}^{e} = \boldsymbol{x}^{*}, \, \hat{\boldsymbol{x}}^{f} = \boldsymbol{x}^{*} \tag{15}$$

3.2 DRO 模型

3.2.1 交、直流子网的DRO模型

考虑光伏出力的不确定性,在交、直流子网内建 立两阶段DRO模型,将式(1)—(5)改写为:

$$\begin{cases} \min_{\boldsymbol{\mu}^{\text{ES}}, S^{\text{ES}}, \boldsymbol{\mu}^{\text{PV}}, S^{\text{PV}}} f_1(\boldsymbol{x}) + \max_{\tilde{\rho}_i^n \in \Omega_i^s} \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_t} \tilde{\rho}_i^n \min_{\tilde{\rho}_i^{\text{PV}}} f_2(\boldsymbol{y}_n, \boldsymbol{\xi}_{t,n}) \\ \text{s.t.} \quad \boldsymbol{\vec{\mathcal{R}}} (5) - (21) \end{cases}$$
(16)

$$f_1^{AC} = f_{ins}^{AC}, \quad f_2^{AC} = f_{Aba}^{AC} + f_{our}^{AC} - f_{rew}^{AC}$$
(17)

$$f_1^{\rm DC} = f_{\rm ins}^{\rm DC}, \quad f_2^{\rm DC} = f_{\rm Aba}^{\rm DC} + f_{\rm nur}^{\rm VSC}$$
 (18)

式中: f_1^{AC} 、 f_2^{AC} 和 f_1^{DC} 、 f_2^{DC} 分别为交流子网和直流子 网的分布鲁棒阶段1、2的目标函数; f_1 、 f_2 分别为分 布鲁棒阶段1、2的目标函数;x为分布鲁棒阶段1的 变量,除了包括运行变量外还包括0-1变量; y_n 为第 n个光伏出力场景下分布鲁棒阶段2的变量,包括光 伏实际出力、ESS充放电功率、VSC交换功率、从上 级电网购电功率等运行变量; $\xi_{i,n}$ 为不确定变量,对应 t时段第n个光伏出力场景下的预测出力; μ^{PV} 、 μ^{ESS} 分别为光伏、ESS的选址二进制变量; S^{PV} 、 S^{ESS} 分别为 光伏、ESS的配置容量; $\tilde{\rho}_i^n$ 为t时段第n个光伏出力场 景的概率,由[$\xi_{i,n}$, $\tilde{\rho}_i^n$]构成的概率分布曲线为阶段2 的决策变量; N_i 为t时段光伏出力的离散场景数量; Ω_i^s 为t时段光伏出力概率分布所满足的模糊集。

3.2.2 光伏预测出力的概率分布模糊集

1)改进相对熵。

相对熵又称为KL散度,是衡量2个随机分布之间距离或相似度的常用手段。离散概率分布 p(x) 与q(x)之间的相对熵 $\Phi_{\text{KL}}(p,q)$ 可表示为:

$$\Phi_{\rm KL}(p,q) = \sum p(x) \ln\left(p(x)/q(x)\right) \tag{19}$$

式(19)具有不对称性,即 $\Phi_{KL}(p,q) \neq \Phi_{KL}(q,p)$; 且式(19)非负和无界,当且仅当p(x)=q(x)时,有 $\Phi_{KL}(p,q)=0$ 。因此,相对熵阈值选取依据的可解释 性不强,不适合作为模糊集的约束度量。为此,本文 提出了一种改进相对熵 $\Phi_{IMKL}(p,q)$,如式(20)所示。

 $\Phi_{\text{IMKL}}(p,q) = \exp \left[-K(\Phi_{\text{KL}}(p,q) + \Phi_{\text{KL}}(q,p))\right]$ (20) 式中:K为敏感系数,本文中取值为0.5。

改进相对熵具有以下性质。

a)有界性: $\Phi_{IMKL}(p,q) \in (0,1], \Phi_{IMKL}(p,q)$ 的值越 接近1,则p(x) = q(x)的相似度越高, = p(x) = q(x)时, $\Phi_{IMKL}(p,q) = 1; \Phi_{IMKL}(p,q)$ 的值越接近0,则p(x)与q(x)的相似度越低或两者之间距离越远。

b)对称性: $\Phi_{\text{IMKL}}(p,q) = \Phi_{\text{IMKL}}(q,p)_{\circ}$

2)基于改进相对熵构建概率分布模糊集。

本文基于数据驱动构建随机变量 \tilde{P}_{ι}^{PV} 的概率分 布所满足的模糊集 Ω_{ι}^{s} ,具体步骤如下。

a)从单位容量光伏在t时段的出力历史数据中 筛选N个出力场景 $\Gamma_{\iota}^{1} = \{\xi_{\iota,1}^{1}, \xi_{\iota,2}^{1}, \dots, \xi_{\iota,N}^{1}\},$ 将属于各 场景的样本频率作为其离散概率分布,得到单位容 量光伏出力的典型概率分布 $s_{\iota}^{\text{PV}} = [\rho_{\iota}^{1}, \rho_{\iota}^{2}, \dots, \rho_{\iota}^{N}]_{o}$

b)基于 s_{i}^{PV} ,利用改进相对熵构建任意容量光伏预测出力概率分布 \tilde{s}_{i}^{PV} 所满足的模糊集 Ω_{i}^{s} ,如式(21)所示。

$$\Omega_{t}^{s} = \left\{ \left(\tilde{\Gamma}_{t}^{PV}, \tilde{\boldsymbol{\varsigma}}_{t}^{PV} \right) \middle| \tilde{\Gamma}_{t}^{PV} = \Gamma_{t}^{1} S^{PV}, \boldsymbol{\Phi}_{IMKL} \left(\tilde{\boldsymbol{\varsigma}}_{t}^{PV}, \boldsymbol{\varsigma}_{t}^{PV} \right) \geq \sigma \right\} (21)$$

$$\sum_{n=1}^{N} \tilde{\rho}_{t}^{n} = 1 \quad \tilde{\rho}_{t}^{n} \in [0, 1] \qquad (22)$$

式中: σ 为 s_{ι}^{PV} 和 \tilde{s}_{ι}^{PV} 之间的误差阈值,取值范围为 [0,1],调整 σ 可约束模糊集中实际概率分布与典型 概率分布之间的误差水平。

综上,通过数据驱动建立基于改进相对熵的光 伏预测出力概率分布模糊集,一方面将典型分布的 信息纳入模糊集的构建中,克服了一定的盲目性;另 一方面,改进相对熵约束可使模糊集包含误差阈值 范围内随机变量所有可能的概率分布,具有一定的 鲁棒性。

4 分布式-DRO框架的求解算法

4.1 交直流混合凸松弛技术

1)交流潮流的凸松弛技术。

由于交流潮流约束式(9)非凸,采用二阶锥松弛 技术进行凸化处理以便快速求解模型,见式(23)。

$$\left\|2P_{ij,t}; 2Q_{ij,t}; L_{ij,t} - V_{i,t}\right\|_{2} \leq L_{ij,t} + V_{i,t}$$
(23)

2) 直流潮流的凸松弛技术

直流潮流约束式(10)和式(11)中包含直流电流 的一次项、平方项。其中,平方项可视为双线性项, 使原模型成为难以求解的混合整数非线性规划问 题。本文采用凸包络法即McCormick法,将原问题等 价凸松弛化为混合整数线性规划问题,既能保证模型的凸性,又可保持足够紧的边界,且便于采用成熟的商业软件进行求解。McCormick法针对直流电流平方项的凸包络表达式如式(24)所示,称其为T包络。

$$\begin{cases} I_{ij,t}^{2} - L_{ij,t} \leq 0 \\ L_{ij,t} - I_{ij,\min}^{2} - (I_{ij,\max} + I_{ij,\min})(I_{ij,t} - I_{ij,\min}) \leq 0 \end{cases}$$
(24)

式中:*I_{ij,max}、I_{ij,min}分别为支路ij流过电流的上、*下限。 3)VSC运行约束的凸松弛技术。

VSC内部节点满足交流潮流中的电压降约束式 (8)与VSC电压关系式(12),故同时存在VSC内部节 点电压的一次项、平方项。另外,式(12)中还包含调 制比变量与直流侧电压的乘积双线性项。同理,利 用T包络处理VSC内部节点的平方项,如式(25)所 示。但是,对于式(12)中2个变量的乘积项,则引入 辅助变量 $W_j = M_v U_{j,u}^{VSC,DC}$,采用M包络进行处理,如式 (26)所示。

$$\begin{cases} (U_{j,t}^{\text{VSC, C}})^2 - V_{j,t}^{\text{VSC, C}} \leq 0 \\ V_{j,t}^{\text{VSC, C}} - (U_{j,t\min}^{\text{VSC, C}})^2 - (U_{j,t\max}^{\text{VSC, C}} + U_{j,\min}^{\text{VSC, C}}) (U_{j,t}^{\text{VSC, C}} - U_{j,t\min}^{\text{VSC, C}}) \leq 0 \end{cases}$$

$$(25)$$

$$\begin{pmatrix} M_{v,\min}U_{j,t}^{\text{VSC, DC}} + U_{j,t,\min}^{\text{VSC, DC}}M_{v} - M_{v,\min}U_{j,t,\min}^{\text{VSC, DC}} - W_{j} \leq 0 \\ M_{v,\max}U_{j,t}^{\text{VSC, DC}} + U_{j,t,\max}^{\text{VSC, DC}}M_{v} - M_{v,\max}U_{j,t,\max}^{\text{VSC, DC}} - W_{j} \leq 0 \\ W_{j} - M_{v,\min}U_{j,t}^{\text{VSC, DC}} + U_{j,t,\max}^{\text{VSC, DC}}M_{v} - M_{v,\min}U_{j,t,\max}^{\text{VSC, DC}} \leq 0 \\ W_{j} - M_{v,\max}U_{j,t}^{\text{VSC, DC}} + U_{j,t,\min}^{\text{VSC, DC}}M_{v} - M_{v,\max}U_{j,t,\min}^{\text{VSC, DC}} \leq 0 \\ \end{pmatrix}$$

式中: $M_{v,max}$ 、 $M_{v,min}$ 分别为调制比的上、下限; $U_{j,t,max}^{VSC,DC}$ 、 $U_{j,t,min}^{VSC,DC}$ 分别为t时段节点j处VSC直流侧电压的上、下限。

4.2 基于CCG算法求解DRO模型

采用CCG算法求解子网的两阶段DRO模型,将 式(16)中的min-max-min 3层优化问题分解为主问 题和子问题进行交替迭代求解。

1)主问题。

子问题传递典型出力场景的最恶劣概率分布作 为主问题的已知量,求解得到阶段1优化目标下的 决策变量 μ^{PV}、μ^{ESS}、S^{PV}、S^{ESS},并将其传递给子问题。 求得主问题的目标函数值,并为原优化模型更新下 界值W,如式(27)所示。

$$W = \min f_1(\mu^{\text{PV}}, \mu^{\text{ESS}}, S^{\text{PV}}, S^{\text{ESS}}) + X$$
(27)

式中:X为CCG算法的辅助变量;Y为子问题传递的 目标函数值。

 $X \ge Y$

2)子问题。

子问题以阶段1的决策变量为已知量,即在确定的光-储选址、定容优化方案下求解式(29)所示max-min双层优化问题。

$$Z + \max_{\tilde{\rho}_i^* \in \Omega_i^c} \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_t} \tilde{\rho}_i^n \min_{\tilde{P}_i^{\text{pv}}} f_2(\boldsymbol{y}_n, \boldsymbol{\xi}_{t,n})$$
(29)

由于阶段1的目标函数 f₁不涉及不确定性因素,故可根据主问题传递的 μ^{PV}、μ^{ESS}、S^{PV}、S^{ESS}将其确定为常数Z。

然后,分解max-min优化中相互独立的内层、外 层。通过式(30)求解内层优化中光伏预测出力场景 $\Gamma_{\iota}^{PV} = \{\xi_{\iota,1}, \xi_{\iota,2}, \dots, \xi_{\iota,N}\}$ 对应的阶段2的目标函数最 优值 $\eta_{\iota} = [\eta_{\iota,1}, \eta_{\iota,2}, \dots, \eta_{\iota,N}]$ 。外层优化如式(31)所 示,利用3.2.2节构建的模糊集约束求解使最优值的 整体期望值最恶劣的各场景概率,进一步获得最恶 劣出力场景的期望值,并将其传递至主问题。求解 子问题的目标函数值,并为原优化模型更新上界值。

$$\boldsymbol{\eta}_{t,n} = \min_{n \in \{1, 2, \cdots, N_t\}} f_2(\boldsymbol{y}_n, \boldsymbol{\xi}_{t,n})$$
(30)

$$Y = \max_{\tilde{\rho}_i^n \in \Omega_i^r} \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_t} \tilde{\rho}_i^n \eta_{t,n}$$
(31)

综上,CCG算法的迭代求解流程图如附录A图 A4所示,当满足收敛条件时,输出阶段1的决策 变量。

4.3 基于自适应步长 ADMM 的分布式优化模型

采用自适应步长 ADMM 求解柔性配电网的分 布式优化模型。结合一致性约束式(15),基于拉格 朗日乘子将各子网 DRO 模型的目标函数式(16)改 写为增广拉格朗日函数,如式(32)所示。

$$\begin{cases} \mathcal{L}^{e} = \min_{\boldsymbol{\mu}^{\text{ES}}, \boldsymbol{s}^{\text{ES}}, \boldsymbol{\mu}^{\text{FV}}, \boldsymbol{s}^{\text{FV}}} f_{1}^{e}(\boldsymbol{x}^{e}) + (\boldsymbol{\lambda}^{e})^{\text{T}}(\boldsymbol{x}^{e} - \boldsymbol{x}^{*}) + 0.5\gamma^{e} \| \boldsymbol{\hat{x}}^{e} - \boldsymbol{x}^{*} \|^{2} + \\ \max_{\boldsymbol{\tilde{\rho}}_{t}^{e,e} \in \mathcal{D}^{e,e}} \sum_{t=1}^{T} \sum_{n=1}^{N_{t}} \tilde{\rho}_{t}^{e,n} \min_{\boldsymbol{\tilde{p}}_{t}^{\text{FV}}} f_{2}^{e}(\boldsymbol{y}_{n}^{e}, \boldsymbol{\xi}_{t,n}^{e}) \\ \text{s.t.} \quad \boldsymbol{g}^{e} = 0, \quad \boldsymbol{h}^{e} \ge 0 \end{cases}$$

式中:上标e表示子网e的相关变量; λ ^e为拉格朗日 乘子矩阵,为对偶变量; γ ^e>0为惩罚因子;g^e、h^e分别 为子网e的等式、不等式约束。

各子网的 DRO 模型相互独立,利用 4.2 节的 CCG算法并行求解最优值后,根据式(33)—(35)更新 第 k次分布式优化的运行变量、全局变量、对偶变量, 并计算原始残差 r^e和对偶残差 s^e,如式(36)所示。

$$\boldsymbol{x}_{k+1}^{e} = \operatorname{argmin} \mathcal{L}^{e}(\boldsymbol{x}_{k}^{e}, \boldsymbol{x}_{k}^{*}, \boldsymbol{\lambda}_{k}^{e})$$
(33)

$$\boldsymbol{x}_{k+1}^* = 0.5(\hat{\boldsymbol{x}}_{k+1}^e + \hat{\boldsymbol{x}}_{k+1}^f) \tag{34}$$

$$\boldsymbol{\lambda}_{k+1}^{e} = \boldsymbol{\lambda}_{k}^{e} + \boldsymbol{\rho}_{k}^{e} (\hat{\boldsymbol{x}}_{k+1}^{e} - \boldsymbol{x}_{k+1}^{*})$$
(35)

$$\int \left\| \boldsymbol{r}_{k+1}^{e} \right\| = \left\| \hat{\boldsymbol{x}}_{k+1}^{e} - \boldsymbol{x}_{k+1}^{*} \right\|$$
(36)

$$\left\| \mathbf{s}_{k+1}^{e} \| = \| -\rho^{e} (\hat{\mathbf{y}}_{k+1}^{e} - \mathbf{x}_{k}^{*}) \right\|$$
(30)

为了保证残差的收敛速度,采用一种自适应惩 罚因子机制^[13],根据残差状态灵活调整惩罚因子,如 式(37)所示。最后,根据式(38)所示迭代终止准则 停止迭代。

$$\gamma_{k+1}^{e} = \begin{cases} \gamma_{k}^{e} / [1 + \log_{\tau}(s_{k}^{e} / r_{k}^{e})] & \|s_{k}^{e} \| \tau > \|r_{k}^{e} \| \\ \gamma_{k}^{e} [1 + \log_{\tau}(s_{k}^{e} / r_{k}^{e})] & \|r_{k}^{e} \| > \tau \|s_{k}^{e} \| \\ \gamma_{k}^{e} & \ddagger \& \end{cases}$$
(37)

$$\max\left\{ \begin{vmatrix} \mathbf{r}_{k+1}^{e} \\ \mathbf{s}_{k+1}^{e} \end{vmatrix} \right\} \leq \varepsilon$$
 (38)

式中:τ>1,通常取为10;ε为收敛阈值。

综上可知,自适应步长 ADMM 为 CCC 算法的外 部框架。子网之间的每次分布式优化迭代,均通过 CCC 算法求解各子网的 DRO 模型,输出光-储选址 定容结果,并求得 VSC 直流侧的交换功率与电压作 为分布式优化的边界交换变量。

5 算例分析

5.1 算例说明

将某实际 293 节点配电网改进为柔性配电网 进行算例分析,拓扑结构如附录B图B1所示。该 系统含1座110 kV 主变、12条10 kV 馈线, 对交流 馈线 F₂₆、F₂₈、F₃₁进行直流化改造。新增 8 个 VSC (VSC₁-VSC₈)内部节点, VSC 内部阻抗为 0.007 2+ j0.0085Ω,整流和逆变效率均为97%。除母线节点 外,其余节点均为光-储并网的候选节点。系统中光 伏电站的规划总容量为8 MW。光伏电站、ESS并网 点上限均为5个,单座光伏电站的容量不超过3 MW, 交、直流子网的分配比例为0.6。统计单位容量光伏 出力的历史数据,绘制典型日光伏出力的离散概率 分布直方图,如附录B图B2所示。基于各时段的期 望值绘制典型日光伏出力曲线,如附录B图B3(a) 所示。系统典型负荷曲线如附录B图B3(b)所示。 优化模型中其他参数的取值如附录B表B1所示。 自适应步长 ADMM 的收敛阈值 ε=10⁻⁴, CCG 算法的 收敛判据常数为10°。优化计算采用的GAMS软件 版本为GAMS win64 24.5.6。硬件环境为Intel(R) Xeon(R) CPU E3-1270 v3@3.50 GHz,内存为16 GB。 5.2 结果分析

5.2.1 DRO分析及对比

(32)

为了验证本文所提基于数据驱动的DRO模型, 设置如下3种优化方案,将其与确定性优化、鲁棒优 化模型进行对比分析。

Case 1:确定性-分布式优化模型。各子网中均 不考虑光伏出力的不确定性,将光伏出力的期望值 作为确定值。子网间通过 ADMM 协调边界一致性 约束条件,进行分布式优化迭代。

Case 2:鲁棒-分布式优化模型。建立光伏出力的盒式鲁棒不确定集,寻找光伏最恶劣出力场景进行决策。子网边界条件同样需满足 ADMM 分布式优化收敛条件。盒式不确定阈值取为±0.5。

Case 3:分布鲁棒-分布式优化模型。基于改进 相对熵建立光伏出力场景的概率分布模糊集,寻找 极端场景概率分布进行决策。子网边界条件需满足 ADMM收敛条件。改进相对熵的阈值取为0.5。

3种优化方案下该柔性配电网的成本结果对比

如附录B表B2所示。由表可知:由于配置的ESS具 有削峰填谷作用,其可在净负荷(系统负荷与光伏出 力的差值)为负时,储存光伏发电量并在低峰用电时 段放电,使光伏能够得到最大化消纳及利用,故3种 优化方案下的弃电成本均为0;各方案下的光伏和 ESS配置容量均达到用户报装的上限值,故3种优化 方案的总安装成本相同;而Case 3下阶段2的购售 电目标成本介于Case 1和Case 3下阶段2的购售 电目标成本介于Case 1和Case 2的结果之间,这是 因为当采用DRO和鲁棒优化方法处理光伏出力的 不确定性时,寻找使阶段2成本最大的极端出力场 景或场景概率,提高了系统在不确定条件下的鲁棒 性,但牺牲了一定的经济性。

另外,鲁棒优化模型采用盒式不确定区间表征 光伏出力的不确定性,没有考虑其实际概率分布特 性。本文所提基于数据驱动的DRO模型则根据出 力统计数据和改进相对熵共同构建模糊集约束,寻 找光伏出力的极端概率分布,这样能克服鲁棒优化 模型结果过于保守的缺点。综上所述,DRO模型因 考虑了光伏出力场景概率的高阶不确定性,在一定 程度上均衡了经济性和鲁棒性,在不确定性规划中 更具有优势。

3种优化方案的光-储选址定容结果对比见附 录B表B3。由表可知:对于光伏的并网点,3种优化 方案的交流线路选点均为负载率最高的馈线上靠近 线路末端的节点,如F3上的节点16,或为两端供电 馈线的中段节点,如F₂₅上的节点38、F₂₇上的节点 90;直流子网的结论与交流子网类似。对比3种优 化方案可知,随着优化方案的保守性增强,即极端出 力场景更恶劣,光伏并网点的决策结果将变至电压 偏差更大的节点,这样能使所配置的光伏更好地发 挥改善系统电压水平的能力以最大限度地减少恶劣 场景下系统的线损进而优化成本,如确定性优化模 型所得光伏并网点结果为交流馈线 F₃₅上的节点 28、 直流馈线 F28上的节点 132, 而 DRO 模型 / 鲁棒优化 模型所得结果为负载率更高的交流馈线F27上的节 点90以及电压偏差更大的交流馈线F28上的节点 139 / F₂₈上的节点141。在光伏配置容量方面,对直 流子网中负载率最高馈线F%上节点59所配置的光 伏容量由大到小依次为鲁棒优化模型、DRO模型、确 定性优化模型,即通过配置更大的光伏容量抵消极 端出力场景可能造成的电压越限和网损过大问题。

为了验证本文所提光-储协同配置模型的优势, 设置如下不同的ESS配置容量方案,并分析系统的 各成本指标。其中,改进相对熵阈值设置为0.5。方 案①,不接入ESS;方案②,ESS配置总容量上限为光 伏容量的10%,即0.8 MW;方案③,ESS配置总容量 上限为光伏容量的20%,即1.6 MW;方案④,ESS配 置总容量上限为光伏容量的30%,即2.4 MW。 方案①—④的配置结果如附录B表B4所示。 由表可知,相较于不配置ESS的方案①,随着ESS配 置容量上限的增大,方案②—④的总成本均有所减 少,其中方案③的总成本最小。但当ESS配置容量 达到光伏容量的一定比例时,总成本开始增加,如方 案④,这是因为此时进一步提升ESS配置容量对提 高光伏消纳能力的效果有限,造成从上级电网购电 成本的减少无法抵消ESS安装成本的增加。因此, 不能盲目追求配置更大容量的ESS,而是要结合实 际工程需求进行确定,在本文算例中,ESS配置容量 为光伏容量的10%~20%时对经济的提升效果最佳。

ESS的充放电功率如图2所示。与图B3中的负荷曲线进行比较可知,在05:00、24:00这2个负荷低谷时刻,ESS通过充电进行填谷,而在10:00、11:00的负荷峰时刻,ESS通过放电进行削峰,与光伏出力的波动性进行互补,实现了系统的削峰填谷,使所配置光伏得到最大化消纳及利用。



Fig.2 Charging and discharging power of ESS

柔性配电网中各 VSC 交换功率如图 3 所示。 交、直流子网间通过 VSC 的功率耦合作用,在不同的 时段根据实际负荷情况进行功率交换,使各子网功



率达到平衡。由图可知:直流子网1在10:00—15:00 时段通过 VSC₃直接从上级电网购电,且在09:00— 24:00的负荷高峰时段将子网购电电量及节点59处 光伏的发电电量通过 VSC₂向交流馈线 F_{27} 供电;直流 子网2在10:00—24:00负荷高峰时段,由 VSC₅向 上级电网购电、节点139处光伏发电及 ESS 放电 3种方式经 VSC₄向交流馈线 F_{29} 供电;直流子网3在 01:00—10:00负荷低谷时段,通过 VSC₆从交流馈线 F_{31} 购电并经 VSC₇向交流馈线 F_{30} 供电,在09:00— 24:00负荷高峰时段,通过 VSC₈及节点239处 ESS 放 电2种方式向子网内部负荷供电。即交、直流子网间 的功率交换使各区域内的光伏、ESS 发电资源得到 充分利用,促进了子网之间功率的平衡与协调互补。

基于改进相对熵构建光伏出力概率分布的模糊 集,改进相对熵误差阈值 σ 的取值范围为[0,1]。 σ 的取值会影响 DRO 内层优化中寻找光伏出力最恶 劣概率场景的过程,进而影响外层光-储协同配置结 果。当σ取值不同时,本文所提分布式-分层优化方 法所得光-储配置结果见附录B表B5。由表可知, $当 \sigma$ 从1减小至0时,交流子网中均先将负载率最高 馈线上的线路末端节点(F₂₃上的节点16)配置的光 伏容量设置为上限3 MW,然后配置两端供电馈线中 段节点(F₂₇上的节点103、F₂₇上的节点90)。而直流 子网中光伏的并网点均为负载率最高馈线上的节点 $(F_{\pi}$ 上的节点 59),且配置容量随 σ 的减小而增大, 这样可以解决馈线F₂₆在光伏极端出力场景下的电 压越限问题。综上所述, σ 取值越接近0,基于改进 相对熵构建的模糊集与统计数据样本集的误差水平 越大,即模糊集中包含更少的典型概率分布信息,会 使配置结果越接近传统鲁棒优化模型的结果。 σ 取 值越接近1,模糊集与样本集的重合度越高,光伏出 力波动范围约束在典型概率分布附近,此时DRO模 型的配置结果越接近确定性优化模型。

5.2.2 分布式优化分析及对比

为了验证基于 ADMM 的分布式优化方法,设置 改进相对熵阈值为 0.5, ADMM 中惩罚因子 γ 的初始 值为 1000, 对比本文所提自适应步长 ADMM 与传统 ADMM 的对偶残差、原始残差收敛过程,如附录 B图 B4 所示。由图可知,在优化迭代过程中,自适应步 长 ADMM 与传统 ADMM 的对偶残差和原始残差均 逐渐减小至收敛,但传统 ADMM、自适应步长 ADMM 分别经过 34、15次迭代满足 ε =10⁻⁴的精度要求,可见 本文方法实现了对 ADMM 的加速收敛效果。

为了验证本文所提基于 ADMM 的分布式优化 模型,将其与分布鲁棒-集中式优化模型进行对比, 目标函数优化结果如附录 B表 B6 所示。由表可知, 集中式优化与分布式优化的总成本误差较小,在可 接受的范围内,表明本文所提模型通过协调多区域 边界,能在并行求解提高优化效率的同时,满足计算 精度的要求。

5.2.3 单一典型日与季度典型日对比

由于光伏出力与负荷功率具有显著的季节性特征,选取运行年4个季度的典型日,收集相应的光伏出力曲线和负荷功率曲线,如附录B图B5所示。

在运行年各季度4个典型日场景下,采用本文 所提分布鲁棒-分布式优化方案进行光-储协同优 化配置,决策结果对比如附录B表B7所示。由表可 知,采用季度典型日模型表征负荷和光伏出力更符 合实际运行情况,但由于本文所用293节点系统的 规模过大,扩大时间维度使分布鲁棒-分布式优化方 法的运行时间增加了9倍左右,太长的运行时间不 利于系统的规划决策。

5.2.4 混合凸松弛方法分析及对比

针对柔性配电网规划中交、直流潮流约束的凸 化问题,本文提出了交直流混合凸松弛方法,即采用 二阶锥松弛技术对交流潮流进行处理,采用 McCormick法对直流潮流进行凸松弛处理。传统仅通过二 阶锥凸松弛方法处理交、直流潮流与本文所提方法 的有效性对比如附录 B表 B8 所示。由表可知,采用 本文所提混合凸松弛方法处理模型后,系统总成本 比传统方法所得结果更大,且与不进行凸松弛处理 的原非线性非凸模型的结果更接近,表明本文所提 方法的松弛间隙更小,与原潮流约束更紧密。另外, 采用本文所提混合凸松弛方法处理模型后的优化过 程比采用二阶锥凸化方法更快,可见本文所提混合 凸松弛方法具有更好的精度、更快的运行速度。

6 结论

本文建立了基于自适应步长 ADMM 的柔性配 电网光-储协同 DRO 配置模型,通过 293 节点柔性配 电网算例进行分析验证,所得结论如下。

1)考虑光伏出力概率分布的高阶不确定性,构建 了基于改进相对熵的光伏出力概率分布模糊集,寻求 极端概率场景进行光-储协同配置。基于数据驱动 的DRO模型既克服了传统鲁棒优化模型过于保守的 缺点,又避免了确定性优化模型在不确定因素下的 运行风险,提高了模型的鲁棒性和安全性,且通过调 整改进相对熵阈值可平衡模型的经济性和鲁棒性。

2)光-储选址定容协同优化配置可以有效减少 系统的配置及运行成本,通过对比多种ESS配置容 量方案,分析ESS配置容量对柔性配电网经济提升 的作用,但过于增加ESS配置容量对提高光伏消纳 能力进而降低系统成本的效果有限,故不能盲目追 求配置更大容量的ESS。

3)根据柔性配电网的拓扑特性,基于自适应步长 ADMM 进行分布式优化迭代,实现了多区域并行

独立优化求解,通过协调多区域边界决策出全局最优配置。与传统ADMM相比,自适应步长ADMM大幅减少了迭代次数,提高了优化效率,且与集中式优化所得结果的误差极小,验证了所提自适应步长ADMM能满足计算精度要求。

4)提出了交直流混合凸松弛技术处理非线性非 凸模型,利用二阶锥松弛技术凸化交流潮流约束,利 用 McCormick 法对直流潮流进行凸松弛处理,算例 结果验证了该方法的松弛间隙更小,运行速度更快。

值得说明的是,本文采用独立投资主体非合作 博弈的集中式投资方式,未考虑电力市场化改革中引 人的多社会投资主体,所建规划模型缺乏一定的实用 性,故下一步将考虑光-储的不同投资主体为博弈者, 研究基于贡献度的多主体共建共享成本分配问题。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1]朱晓荣,山雨琦.考虑灵活性的储能容量多阶段分布鲁棒规划 [J/OL].电力自动化设备.[2022-11-02].https://doi.org/ 10.16081/j.epae.202206007.
- [2]方一晨,张沈习,程浩忠,等.含智能软开关的主动配电网分布式 光伏准入容量鲁棒优化[J].电力系统自动化,2021,45(7):8-17.
 FANG Yichen, ZHANG Shenxi, CHENG Haozhong, et al. Robust optimization of distributed photovoltaic hosting capacity of active distribution network with soft open point[J]. Automation of Electric Power Systems,2021,45(7):8-17.
- [3] 刘娇扬,郭力,杨书强,等. 配电网中多光储微网系统的优化配置方法[J]. 电网技术,2018,42(9):2806-2815.
 LIU Jiaoyang,GUO Li,YANG Shuqiang, et al. Optimal sizing for multi PV-ESS microgrids in distribution network[J]. Power System Technology,2018,42(9):2806-2815.
- [4] 王凤学,欧阳森,辛曦,等.保供电型光储微电网运营策略分析
 [J/OL].电力自动化设备.[2022-11-02]. https://doi.org/10.16081/j.epae.202210020.
- [5] 葛少云,孙睿,刘洪,等.内嵌运行优化与动力电池梯次利用的 光储充换电站多阶段规划[J].电力自动化设备,2022,42 (10):149-156.

GE Shaoyun, SUN Rui, LIU Hong, et al. Multi-stage planning of charging and battery swapping station with photovoltaic and energy storage considering embedded operation optimization and cascaded utilization of electric vehicle batteries [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 149-156.

- [6]陈刚,刘万彬,杨悦荣,等.考虑新能源不确定波动的交直流 混联电网静态电压稳定裕度区间计算[J/OL].电网技术.
 [2022-06-29].https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2410.TM.
 20220211.1505.002.html. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2021.
 2332.
- [7] 陈雨薇,项基,李艳君. 一种用于电-气互联系统运行优化的动态收缩凸松弛算法[J]. 电力自动化设备,2021,41(7):7-13,21.
 CHEN Yuwei, XIANG Ji, LI Yanjun. Dynamic-tightened convex relaxation algorithm of operation optimization for integrated electricity and natural gas system[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(7):7-13,21.
- [8] 王守相,陈思佳,谢颂果.考虑安全约束的交直流配电网储能与 换流站协调经济调度[J].电力系统自动化,2017,41(11):85-91.
 WANG Shouxiang, CHEN Sijia, XIE Songguo. Security-constrained coordinated economic dispatch of energy storage sys-

tems and converter stations for AC / DC distribution networks [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(11):85-91.

- [9] 赵毅,吴志,钱仲豪,等. 计及源-荷时空相关性的主动配电网 分布式优化调度[J]. 电力系统自动化,2019,43(19):68-76.
 ZHAO Yi, WU Zhi, QIAN Zhonghao, et al. Distributed optimal dispatch of active distribution network considering sourceload temporal and spatial correlations[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(19):68-76.
- [10] QI C, WANG K Y, FU Y, et al. A decentralized optimal operation of AC/DC hybrid distribution grids [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018,9(6):6095-6105.
- [11] 韩禹歆,陈来军,王召健,等. 基于自适应步长 ADMM 的直流配 电网分布式最优潮流[J]. 电工技术学报,2017,32(11):26-37. HAN Yuxin, CHEN Laijun, WANG Zhaojian, et al. Distributed optimal power flow in direct current distribution network based on alternative direction method of multipliers with dynamic step size[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2017,32(11):26-37.
- [12] 张志荣,邱晓燕,孙旭,等.基于 ADMM 的交直流混合配电网 分布式电压优化模型[J].电网技术,2021,45(11):4551-4559.
 ZHANG Zhirong, QIU Xiaoyan, SUN Xu, et al. Distributed voltage optimization model for AC/DC hybrid distribution network based on ADMM[J]. Power System Technology,2021, 45(11):4551-4559.
- [13] 张世旭, 苗世洪, 杨炜晨, 等. 基于自适应步长 ADMM 的配电网 分布式鲁棒优化调度策略[J]. 高电压技术, 2021, 47(1): 81-93. ZHANG Shixu, MIAO Shihong, YANG Weichen, et al. Distributed robust optimal dispatch for active distribution networks based on alternative direction method of multipliers with dynamic step size [J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(1): 81-93.
- [14] 陈泽雄,张新民,王雪锋,等.分布式光伏电站接入配电网的分布鲁棒优化配置方法[J].电力系统保护与控制,2021,49(13):30-42.

CHEN Zexiong, ZHANG Xinmin, WANG Xuefeng, et al. A distributionally robust optimal allocation method for distributed photovoltaic generation stations integrated into a distribution network [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49 (13):30-42.

- [15] SHI Z C, LIANG H, DINAVAHI V. Data-driven distributionally robust chance-constrained unit commitment with uncertain wind power[J]. IEEE Access, 2019, 7:135087-135098.
- [16] 王家怡,高红均,刘友波,等.考虑风电不确定性的交直流混合 配电网分布式优化运行[J].中国电机工程学报,2020,40(2): 550-563.

WANG Jiayi, GAO Hongjun, LIU Youbo, et al. A distributed operation optimization model for AC / DC hybrid distribution network considering wind power uncertainty [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(2):550-563.

作者简介:



吴 晗(1997—),女,硕士研究生,主 要研究方向为电力系统规划与运行(E-mail: wuuuh1669@163.com);

欧阳森(1984—),男,副研究员,博士,通 信作者,主要研究方向为配电网规划与运行、 电能质量分析控制(E-mail:ouyangsen@scut. cn);

吴 晗

梁炜焜(1997—),男,博士研究生,主 要研究方向为电力系统规划与运行。

Distributionally robust optimization configuration of photovoltaic-energy storage coordination in flexible distribution network based on adaptive step size ADMM WU Han, OUYANG Sen, LIANG Weikun, HUANG Yi

(School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: Aiming at the significant zoning characteristics of flexible distribution network and the uncertainty characteristics of photovoltaic output, a method of inter-regional distributed optimization and intra-regional two-stage optimization is proposed, and the distributionally robust optimization configuration model of photovoltaic-energy storage coordination based on adaptive step size alternating direction method of multipliers (ADMM) is established. Based on the coupled branch method, the flexible interconnection devices are decoupled, the boundary conditions among regions are coordinated through consistency constraints, and the global iterative distributed optimization is realized by using the adaptive step size ADMM. In order to minimize the total cost of investment and operation of flexible distribution network, the data-driven-based two-stage distributionally robust optimization model of each sub-region is established with the minimum total investment and operation cost of flexible distribution network as the optimization objective, and an AC / DC hybrid convex relaxation method is proposed to deal with the nonlinear non-convex model for quick solution. Based on the improved relative entropy, the uncertain probability distribution fuzzy sets of typical photovoltaic output scenarios are constructed and the two-stage distributionally robust optimization model is solved by using the column and constraint generation algorithm. An improved actual 293-bus flexible distribution network is used as the example to verify the effectiveness of the proposed model.

Key words: flexible distribution network; coordinated configuration of photovoltaic-energy storage; distributed optimization; uncertainty; distributionally robust optimization; alternating direction method of multipliers

(上接第18页 continued from page 18)

Low carbon economic dispatch of power system with energy storage and wind power based on parametric programming

LÜ Qi¹, LI Mingxuan¹, WEI Wei¹, CHEN Laijun^{1,2}, MEI Shengwei¹

(1. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

2. New Energy(Photovoltaic) Industry Research Center, Qinghai University, Xining 810016, China)

Abstract: In order to achieve the "dual-carbon" goal and adapt to the rapid development of new energy, a multi-objective low carbon economic dispatch method of power system with energy storage and wind power is proposed based on parametric programming and engineering game theory. The multi-objective optimization model is constructed with the system power generation cost, the carbon emission and the energy storage life-time loss as the goals. The model is transformed into a parametric linear programming model by using the coefficient constraint method, and the exact analytic expression of Pareto frontier can be obtained by solving the parametric programming model, so as to further construct the engineering game problem and refine the unique Pareto optimal solution that is fair to multiple objectives, providing reference for decision makers. The example analysis results show that the proposed dispatch method can fully take into account the optimization degree of each objective, ensure the environmental protection and economy of power system dispatch, and can be effectively applied to the low carbon economic dispatch of power system with new energy.

Key words: electric power systems; energy storage; wind power; carbon emission; economic dispatch; multiobjective optimization; parametric programming; engineering game theory



Fig.A1 Topology diagram of AC/DC distribution network

- 1) ESS 相关约束。
- a) ESS 配置约束。

$$\begin{cases} \sum_{j \in \Omega^{\text{ESS}}} \mu_j^{\text{ESS}} \le N_{\text{max}}^{\text{ESS}} \\ 0 \le S_j^{\text{ESS}} \le \mu_j^{\text{ESS}} S_{j \text{ max}}^{\text{ESS}} \\ \sum_{j \in \Omega^{\text{ESS}}} S_j^{\text{ESS}} \le S_{\Sigma}^{\text{ESS}} \end{cases}$$
(A1)

式中:二进制变量 μ_j^{ESS} 表示在节点 j 是否接入 ESS 装置; S_j^{ESS} 和 $S_{j\max}^{\text{ESS}}$ 分别为节点 j 配置 ESS 的容量和容量上限; N_{\max}^{ESS} 为 ESS 允许安装数量上限; S_{Σ}^{ESS} 为规划安装 ESS 的总容量上限。

b) ESS 运行约束。

$$\begin{cases} E_{j,t+1}^{\text{ESS}} = E_{j,t}^{\text{ESS}} (1 - \delta_s) + (P_{j,t}^{\text{ch}} \eta_{sc} - P_{j,t}^{\text{di}} / \eta_{sd}) \Delta t \\ \alpha_s S_j^{\text{ESS}} \le E_{j,t}^{\text{ESS}} \le S_j^{\text{ESS}} \\ 0 \le P_{j,t}^{\text{ch}} \le y_{j,t}^{\text{ch}} P_{j,\max}^{\text{ch}}, \quad 0 \le P_{j,t}^{\text{di}} \le y_{j,t}^{\text{di}} P_{j,\max}^{\text{di}} \\ y_{j,t}^{\text{ch}} + y_{j,t}^{\text{di}} \le \mu_j^{\text{ESS}}, \quad E_{j,0}^{\text{ESS}} = E_{j,T}^{\text{ESS}} \end{cases}$$
(A2)

式中: $E_{j,t}^{\text{ESS}}$ 为 t 时段节点 j 的 ESS 的存储电量; δ_s 为能量损失率; η_{sc}/η_{sd} 为充电/放电效率; α_s 为存储电能量 上下限的比例系数; $P_{i,\max}^{ch}/P_{i,\max}^{di}$ 为充电/放电功率的上限; $y_{j,t}^{ch}/y_{j,t}^{di}$ 为 0-1 变量,表示 ESS 运行在充/放电状态, 当 $\mu_j^{\text{ESS}}=0$ 时, $y_{j,t}^{ch} = y_{j,t}^{di} = 0$,即不配置 ESS 装置, $\mu_j^{\text{ESS}}=1$ 时, $y_{j,t}^{ch} + y_{j,t}^{di} \leq 1$, ESS 正常运行; $E_{j,0}^{\text{ESS}}/E_{j,T}^{\text{ESS}}$ 为 ESS 在运行周期始/末的存储电量。

2) 光伏相关约束。

a)光伏配置约束。

$$\begin{cases} \sum_{j \in \Omega^{PV}} \mu_j^{PV} \le N_{\max}^{PV} \\ 0 \le S_j^{PV} \le \mu_j^{PV} S_{j\max}^{PV} \\ \sum_{j \in \Omega^{PV}} S_j^{PV} \le S_{\Sigma}^{PV} \end{cases}$$
(A3)

式中: S_{Σ}^{PV} 为光伏规划总容量上限,由用户报装容量决定,为已知量。

b)光伏运行约束。

$$\begin{cases} P_{j,t}^{PV} \leq \tilde{P}_{j,t}^{PV} & \tilde{P}_{t}^{PV} \in [\xi_{t,1}, ..., \xi_{t,N_{t}}] \\ -P_{j,t}^{PV} \tan \varphi^{PV} \leq Q_{j,t}^{PV} \leq P_{j,t}^{PV} \tan \varphi^{PV} \end{cases}$$
(A4)

式中: \tilde{P}_{ι}^{PV} 为不确定离散变量, $\xi_{\iota,n}$ 为其第n个出力场景; φ^{PV} 为光伏安全运行最小功率因数对应的功率因数角。

3) 变电站约束。

$$P_{\min}^{\text{sub}} \le P_t^{\text{sub}} \le P_{\max}^{\text{sub}}, \quad Q_{\min}^{\text{sub}} \le Q_t^{\text{sub}} \le Q_{\max}^{\text{sub}}$$
(A5)

式中: $P_t^{\text{sub}} \subseteq Q_t^{\text{sub}}$ 为变电站注入功率; $P_{\min}^{\text{sub}} \land P_{\max}^{\text{sub}} \land Q_{\min}^{\text{sub}} \land Q_{\max}^{\text{sub}} \land D$ 别为变电站传输功率上下限。 4) 安全约束。

$$P_{ij,t}^{\rm AC} \le P_{ij,\max} \tag{A6}$$

$$\underline{V}_{j} \le V_{j,t} \le \overline{V}_{j} \tag{A7}$$

式中: P_{ii}^{max} 为支路 ij的有功功率上限; $V_{ii,t}$ 和 $\overline{V}_{ii,t}$ 分别表示节点j的电压平方上下限。



图 A2 VSC 的等值电路

Fig.A2 Equivalent circuit of VSC

图中: $U_{j,t}^{\text{VSC,AC}}$ 、 $U_{j,t}^{\text{VSC,C}}$ 、 $U_{j,t}^{\text{VSC,DC}}$ 分别为t时段节点j处 VSC 交流侧电压、内部节点电压、直流侧电压; $Q_{j,t}^{\text{VSC,C}}$ 为t时段节点j处 VSC 内部的等效无功功率; r_{j}^{VSC} 、 x_{j}^{VSC} 分别为节点j处 VSC 等效的等效电阻、电抗。



图 A3 耦合支路法解耦过程







附录 B



图 B1 实际算例拓扑图

Fig.B1 Actual example topology



图 B2 典型日出力离散概率分布直方图

Fig.B2 Discrete probability distribution histogram of typical daily output





	0	0 1
	参数	取值
DV	折现率δ/%	7
	寿命年限/a	15
PV	固定安装价格 ao/(万元/个)	10
	规模安装费用 a1/(万元/MW)	200
	折现率δ/%	5
FOO	寿命年限/a	10
E55	固定安装价格 a ₀ /(万元/个)	5
	规模安装费用 a1/(万元/MWh)	200
峰/谷/平期电价 c _t ^{sub} /(万元//MWh)		0.12/0.04/0.08
弃电惩罚单价 ci ^{sub} /(万元/MWh)		0.075
	向直流子网售电单价 ct ^{VSC,AC} /元	0.05
	模糊集误差阈值σ	0.5
自适应步长 ADMM 惩罚因子γ		1000
	对偶变量λ	0
	充放电效率	0.95
	存储电能量比例系数	0.1

表 B1 分布式-两阶段分布鲁棒算法参数

Table B1 Distributed two-stage distributed robust algorithm parameters

表 B2 不同优化方案下各成本目标函数指标对比

Table B2 Comparison of cost objective function indicators under different optimization schemes						
	方案	弃电成本/万元	安装成本/万元	向上级电网购电成本/万元	交直流子网交易成本/万元 (+表示成本,-表示收入)	总成本/万元
	交流子网	0	150.768	8833.953	74.516	
	直流子网1	0	57.202	0	-266.824	
Case 1	直流子网 2	0	24.936	0	-47.605	9086.767
	直流子网 3	0	19.908	0	239.913	
	总计	0	252.814	8833.953	0	
	交流子网	0	150.819	9990.871	-388.021	
	直流子网 1	0	44.847	0	-66.237	
Case 2	直流子网 2	0	37.240	0	214.345	10243.685
	直流子网 3	0	19.908	0	239.914	
	总计	0	252.814	9990.871	0	
	交流子网	0	150.820	9612.869	-236.923	
	直流子网 1	0	40.547	0	-115.899	
Case 3	直流子网 2	0	41.539	0	112.908	9865.683
	直流子网 3	0	19.908	0	239.914	
	总计	0	252.814	9612.869	0	

表 B3 不同优化方案下光储选点定容结果对比

Table B3 Comparison of fixed volume results of optical storage and selection points

under different optimization schemes

方案	PV 选点, 定容/MW	ESS 选点,定容/MW	运行时间/s	
Case 1	16, 3; 38, 1.8; 59, 1.929;	44, 0.41; 59, 0.319;	105	
	132, 1.270	207, 0.543; 239, 0.321		
Case 2	16, 3; 59, 2.325;	139, 0.319; 207, 0.416;		
	90, 1.8; 141, 0.874	214, 0.543; 239, 0.321	3/4.65	
Case 3	16, 3; 59, 2.097;	16, 0.416; 139, 0.319;		
	90, 1.8; 139, 1.102	207, 0.543; 239, 0.321	1013.88	

方案	PV 选址,定容/MW	ESS 选址,定容/MW	安装成本/万元	向上级变电站购电成本/万元	总成本/万元
1	16, 3; 59, 2.076; 90, 1.799; 141, 1.123	_	154.799	9751.600	9906.399
2	16, 3; 59, 1.6; 63, 1.6; 90, 1.8	214, 0.480; 239, 0.321	203.812	9682.200	9886.006
3	16, 3.000; 59, 2.097; 90, 1.800; 139, 1.102	16, 0.416; 139, 0.319; 207, 0.543; 239, 0.321	252.814	9612.869	9865.683
4	16, 3.000; 59, 1.907; 103, 1.800; 141:1.292	16, 0.353; 59, 0.543; 141, 0.416; 207, 0.543; 214, 0.543	300.602	9593.700	9894.238

表 B4 不同 ESS 容量约束下光储选点定容结果对比

Table B4 Comparison of optical storage point sizing results under different energy storage capacity constraints

表 B5 不同 σ 下分布式-分层优化方法的光-储配置结果

Table B5 Optical storage configuration results of different σ distributed

hierarchical optimization methods				
σ	PV 选点,定容/MW	ESS 选点,定容/MW		
角挂	16, 3; 59, 2.325;	139, 0.319; 207, 0.416;		
音 傑	90, 1.8; 141, 0.874	214, 0.543; 239, 0.321		
	16, 3; 59, 2.231;	139, 0.319; 207, 0.543;		
0.3	90, 1.8; 132, 0.968	239, 0.321; 282, 0.416		
	16, 3; 59, 2.097;	16, 0.416; 139, 0.319;		
0.5	90, 1.8; 139, 1.102	207, 0.543; 239, 0.321		
<u>.</u>	16, 3; 59, 2.091;	16, 0.416; 139, 0.319;		
0.7	103, 1.8; 132, 1.108	214, 0.543; 239, 0.321		
海宫州母母	16, 3; 38, 1.8;	44, 0.416; 59, 0.319;		
佣定性饥化	59, 1.929; 132, 1.270	207, 0.543; 239, 0.321		



图 B4 自适应步长 ADMM 与传统 ADMM 对偶残差与原始残差收敛过程

Fig.B4 Convergence process of dual residuals and original residuals of adaptive step size ADMM and traditional ADMM

表 B6 集中式算法与分布式算法的成本目标函数优化结果

Table B6 Cost objective function optimization results of centralized algorithm and distributed algorithm

子网	成本	计学的	
	集中式	分布式	
交流子网	9529.152	9526.766	0.025
直流子网	339.112	338.917	0.058
总计	9868.264	9865.683	0.026



Fig.B5 Typical daily PV output and load power curves in each quarter

表 B7 单一典型日与季度典型日模型的配置方案对比

Table B7 Comparison of configuration schemes for single typical day and quarterly typical day models					
典型日模型	PV 选点, 定容/MW	ESS 选点,定容/MW	系统总共成本/万元	运行时间/s	
禾亩曲刑口	16, 3; 59, 1.936;	139, 0.319; 207, 0.543;	9788.753	9648.74	
学度典型口	90, 1.6873; 139, 1.3767	214, 0.373; 246, 0.365			
兴,中刊口	16, 3; 59, 2.097;	16, 0.416; 139, 0.319;	09/5 (92	1012.00	
甲一典型日	90, 1.8; 139, 1.102	207, 0.543; 239, 0.321	9865.683	1013.88	

表 B8 交直流混合凸松弛方法有效性对比

Table B8 Effectiveness comparison of AC / DC hybrid convex relaxation methods

方案	PV 选点,定容/MW	ESS 选点,定容/MW	系统总共成本/万元	运行时间/s
***	16, 3; 59, 2.097;	16, 0.416; 139, 0.319;	0065 602	1013.88
父且流混合凸松弛万法	90, 1.8; 139, 1.102	207, 0.543; 239, 0.321	9865.683	
	16, 3; 63, 1.906;	139, 0.319; 214, 0.543;		1273.79
二阶锥凸松弛万法	103, 1.8; 139, 1.293	239, 0.321; 246, 0.416	9852.622	
原非线性非凸模型	16, 3; 59, 2.116;	16, 0.437; 139, 0.319;		
	90, 1.8; 132, 1.083	214, 0.522; 239, 0.321	9986.694	2840.35