

基于序列运算的光储氢直流微电网 随机优化规划研究

张潇桐¹, 戈阳阳¹, 胡姝博¹, 吴锦铭², 荀思文², 王雪杰²

(1.国网辽宁省电力有限公司电力科学研究院, 辽宁 沈阳 110006; 2.沈阳工程学院, 辽宁 沈阳 110136)

摘要:现阶段光储直流微电网建设运行成本高、缺乏整体规划,急须开展光储氢直流微电网的优化规划研究。文章考虑光储氢直流微电网中光伏电源输出功率的波动性以及负荷变化的不确定性,提出一种基于机会约束的光储氢直流微电网优化规划方法。基于机会约束规划,构建了以建设和运行成本最低为目标的光储氢直流微电网优化规划模型,优化微电网储能容量配置。通过序列运算将模型中含有随机变量的约束进行确定性转化,并在MATLAB中调用CPLEX求解器对模型进行求解。通过仿真计算分析,验证了基于序列运算算法的光储氢直流微电网优化规划方法的有效性和实用性。

关键词:光储氢直流微电网; 机会约束; 序列运算; 等价转换

中图分类号: TK51; TM715 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)10-1408-08

0 引言

新型分布式电源(Distributed Energy Resources, DER)的应用成为实现我国“双碳”战略目标的重要途径,微电网是用户侧分布式电源应用和消纳的重要载体。微电网作为分布式电源消纳和管理的有效方式^[1],具有可再生能源整合、发电方式灵活可控、储能转换效率高、环境兼容性好、线路损耗小等优点,在电力系统中得到了快速发展^[2,3]。光储氢直流微电网是微电网的最新应用形式,研究这类微电网的规划和运行控制方法具有重要意义。

目前,国内外学者针对光储直流微电网控制做了较多研究工作。文献[4]提出了一种基于电压下垂法的直流微电网混合储能控制策略,利用超级电容电压不能突变的特点,实现对蓄电池电流的平滑控制。文献[5]提出了一种基于非线性函数的改进的自适应分段下垂控制方法,实现在额定电压工作点的平稳过渡。文献[6]针对直流微源和直流负载变化的不确定性,提出了用于直流微网储能的自抗扰控制策略。文献[7]针对光储直流微电网的并网和离网工作模式,提出了基于超级电容的储能控制方案。文献[8]深入研究了多端直流微电网的稳定性控制。文献[9]将预测控制模型用于直

流微网的多电源控制。

相比于各类运行控制方法,在光储直流微电网规划方面的研究工作相对不足。文献[10]针对含有广义储能的微电网,通过建立多目标优化模型,研究了微电网的联合规划方法。文献[11]建立了考虑综合约束条件下含电动汽车有序充电的交直流混合微电网多目标规划模型,提出含充电负荷的交直流混合微网规划方法。专门针对光储氢直流微电网的研究较少,较多直流微电网规划也没能考虑不确定因素的影响。

本文考虑到光储氢直流微电网中光伏微源输出功率的波动性和负荷变化的不确定性,提出基于机会约束的优化规划方法。构建了以建设和运行成本最低为目标的规划模型,通过序列运算,将模型中随机变量的约束转化为确定性约束,在MATLAB中用CPLEX求解器求解。经算例分析,验证了该优化规划方法的有效性和实用性。

1 光储氢直流微电网数学模型

1.1 光储氢直流微电网拓扑结构

光储氢系统的拓扑结构如图1所示。通过使用电力电子元件,将太阳能板、太阳能蓄电池板以及太阳能电池板的电解槽与交流电源相联,然后通过AC/DC逆变器与城市的供配系统相联。制氢

收稿日期: 2024-04-15。

基金项目: 国网辽宁省电力有限公司管理科技项目资助(2023YF-81)。

作者简介: 张潇桐(1989-),男,硕士,高级工程师,研究方向为新能源应用技术。E-mail:915177571@qq.com

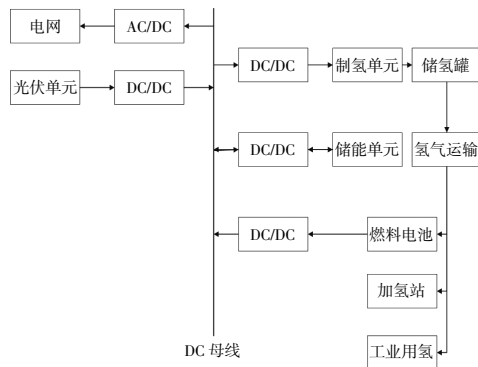


图1 光储氢直流微电网拓扑结构

Fig.1 Hydrogen storage and DC microgrid topology structure
单元生成的氢气会存放在储氢罐中,由专门的长管拖车将其送往加氢站或者其他工业应用场景。

光储氢直流微电网不同于传统的光储直流微电网,氢能作为一种既定的生产负荷,微电网利用可再生能源发电满足氢能负荷的生产,实现光伏等可再生能源的最大化利用。若规划的光伏发电量超过制氢单元所需负荷时,多余发电量通过电池储存在储能单元;若储能系统容量过大,须要通过向电网购电进行储能,造成资源配置浪费;若储能容量不足,在可再生能源的低谷发电时段,储能没有充足的容量进行放电满足氢能负荷需求,须要从电网购电,增大了氢能生产成本。储能单元容量配置是光储氢微电网的关键因素,由于光伏出力和制氢负荷的预测存在一定波动性,这会给容量优化模型带来不确定性因素,为了提高优化模型的适用性,采用考虑随机因素的优化方法。

1.2 储能单元数学模型

考虑到电-氢-电耦合模式能量损耗过高,为满足实际应用场景,在储能系统中添加电储能以适应经济以及调峰调频需求。现有研究中,在储能额定功率相同和使用寿命相近的情况下,锂电池具有与铅酸电池一样的突出优势且技术较为完善,故本文规划中将锂电池作为储能单元。电储能从电网吸收电能或供给电能时,其充、放电数学模型分别满足式(1)和式(2)。由于锂电池1d内自放电率仅为0.1%~0.3%,所以电池储能充、放电数学模型中不考虑电池储能的自放电率。

$$W_E(t) = W_E(t-1) + P_{e1}(t) \cdot \Delta t \cdot \eta_{e1} \quad (1)$$

$$W_E(t) = W_E(t-1) - \frac{P_{e2}(t) \cdot \Delta t}{\eta_{e2}} \quad (2)$$

式中: $W_E(t)$ 为 t 时段电储能电量; $P_{e1}(t)$ 和 $P_{e2}(t)$

分别为 t 时段电储能充电和放电功率; η_{e1} 和 η_{e2} 分别为电储能充电和放电效率; Δt 为时间间隔, h 。

1.3 制氢单元数学模型

在电解制氢体系的核心环节,重点关注碱性电解槽的作用,它利用直流电驱动水分解反应,生成氢气和氧气,本文采纳这种运行效能稳定且经济效益优良的电解槽类型。在分析过程中假定电解槽在任意给定时间 t 内的功率输入保持不变,则电解槽在时间 t 产生的氢气产量 $E_{e1}(t)$ 为

$$E_{e1}(t) = \frac{P_{e1}(t) \eta_e \sigma}{K_{H_2}} \quad (3)$$

式中: $P_{e1}(t)$ 为电解槽在时间 t 所接收的输入功率,kW; η_e 为电解制氢过程的整体效率; σ 为热值向电能转化的系数; K_{H_2} 为氢气的低位热值,kJ/m³。

电解槽运行功率及爬坡约束为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{e1}(t) \leq P_{e1}^{\max} I_d(t) \\ U_{e1}^{\text{down}} \Delta t \leq P_{e1}(t) - P_{e1}(t-1) \leq U_{e1}^{\text{up}} \Delta t \end{cases} \quad (4)$$

式中: P_{e1}^{\max} 为电解制氢系统的峰值制氢输出能力,kW; $U_{e1}^{\text{up}}, U_{e1}^{\text{down}}$ 分别为电解槽功率上升、下降的最大速率,kW/h; $I_d(t)$ 为一个0-1变量,用于确保在时间 t 电解槽与燃料电池不会同时处于运行状态。

2 基于机会约束的光储氢直流微电网优化规划模型

2.1 规划目标

本文的光储氢直流微电网与传统的光伏微电网不同,由于制氢单元的引入,须要考虑从上级电网购电,所以本文不仅考虑到光伏发电系统和储能单元的建设与维护成本,也要考虑到制氢单元向上级电网的购电成本。

整个微电网的规划目标函数 F 为

$$F = C_1 + C_2 + C_3 \quad (5)$$

$$C_1 = (1 + \alpha_s) C_s \cdot P_s \cdot \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (6)$$

$$C_2 = (1 + \alpha_e) (C_{e1} \cdot E + C_{e2} \cdot P_e) \cdot \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (7)$$

$$C_3 = 365 \cdot \sum_{t=1}^{24} [P_g(t) + P_{gs}(t)] \cdot q(t) \quad (8)$$

式中: C_1, C_2 分别为光伏发电设备、储能系统及氢燃料电池设施的建设和维修的总成本; C_3 为光伏发电量不足以为制氢提供充足能源时, 从上级电网购电的附加成本; E 为储能单元的额定容量; α_s, α_e 分别为光伏发电设备、储能系统设备的维护成本系数; C_s 为光伏发电系统单位额定功率成本; C_{e1} 为储能单元的容量成本; C_{e2} 为额定功率下充、放电的单位成本; P_s 为光伏发电系统的额定输出功率; P_e 为储能单元配备独立的充、放电额定功率; r 为各设备的折旧率; n_s, n_e 分别为光伏发电系统、储能单元的使用寿命; P_g, P_{gs} 分别为电网购电、售电功率; q 为反映电力市场价格动态变化的分时电价。

2.2 功率平衡约束条件

在光储氢微电网实际运行中, 光伏单元的光伏出力与制氢单元所产生的制氢量具有随机性, 根据机会约束建立功率平衡约束:

$$\Pr \left\{ \begin{aligned} &P_g(t) + P_s(t) \cdot (1 + \varepsilon_s) + P_{e2}(t) - \\ &P_{e1}(t) - P_{ev}(t) \cdot (1 + \varepsilon_{ev}) \leq \varepsilon \end{aligned} \right\} \geq \alpha \quad t=1, 2, \dots, 24 \quad (9)$$

式中: ε_s 和 ε_{ev} 分别为光伏输出功率与制氢单元所需氢气负荷之间的误差系数; $P_{ev}(t)$ 为制氢单元的制氢功率; ε 为一个较小的常数值; α 为置信水平, 用于衡量模型预测结果的可靠程度。

2.3 光伏与储能系统约束

考虑到光储氢直流微电网的占地面积这一重要因素, 光伏单元的配置以及储能单元的配置应在合理的额定功率与系统容量内:

$$\begin{cases} 0 \leq P_s \leq P_{\max} \\ 0 \leq E \leq E_{\max} \end{cases} \quad (10)$$

式中: P_{\max} 为光伏单元所能达到的最大额定功率输出值; E 为储能单元的储能容量; E_{\max} 为储能单元允许的最大储能容量。

2.4 储能系统 T 时刻容量约束

$$0 \leq \sum_{t=1}^T [P_{e1}(t) - P_{e2}(t)] \leq E \quad T=1, 2, \dots, 24 \quad (11)$$

式中: T 为全天某一时刻。

2.5 储能系统 T 时刻功率约束

$$-P_e \leq P_{e1}(t) - P_{e2}(t) \leq P_e \quad T=1, 2, \dots, 24 \quad (12)$$

2.6 光储氢直流微电网运行约束

制氢单元制氢后, 氢燃烧产生的部分向上级

电网削峰填谷的售卖电量与向上级电网购电量不能同时进行, 储能单元也不能在充电与放电两种模式下运行。

$$P_g(t) \cdot P_{gs}(t) = 0 \quad (13)$$

$$P_{e1}(t) \cdot P_{e2}(t) = 0 \quad (14)$$

3 基于序列运算理论的机会约束解算策略

3.1 机会约束问题方法研究

光储氢直流微电网若要安全稳定运行, 系统内的发电与用电功率必须时刻保持平衡, 若忽略光伏单元的光伏出力与制氢单元制氢量的不确定性因素, 功率平衡约束为

$$P_g(t) + P_s(t) + P_{e2}(t) - P_{e1}(t) - P_{ev}(t) = 0 \quad (15)$$

光伏系统在容量配置时须要提前精准预估输出功率及对应制氢负荷, 随着光伏容量增加和充电需求上升, 预测偏差可能导致不确定因素增加。仅依靠式(15)的功率平衡约束可能降低解决方案的实用性和可信度。针对这个问题, 可以采用多种策略, 如场景分析、鲁棒优化和随机优化。场景分析须要使用大量的历史数据, 实现困难; 鲁棒优化会增加控制复杂度, 实用性差。本文将光伏和制氢负荷描述为随机变量, 采用随机优化模型进行求解。

在随机优化模型的求解过程中, 将随机约束等价于确定约束, 同时采用解析法或抽样模拟技术对随机变量进行分解, 即:

$$g(x, \xi) = h(x) - \xi \quad (16)$$

$$h(x) \leq \Phi^{-1}(1 - \alpha) \quad (17)$$

式中: ξ 为随机变量, 其概率分布由函数 Φ 描述; Φ^{-1} 为 Φ 的逆函数。

在本文模型框架下, 存在两组相互独立并具备特殊概率分布属性的随机变量——光伏电力产出误差系数和充电需求误差系数。由于这些随机变量的独特性, 无法直接运用解析方法将包含机会约束的部分转化为确定性表述。如果采用抽样模拟策略, 则不可避免地会引入更多决策变量与限制条件, 可能在某种程度上拖慢模型求解的整体速度和效率。

3.2 改进后机会约束问题方法研究

等间距离散数值排列法则的核心在于对按固定距离有序罗列的数值群组实行一系列运算操作, 在构建和深度探究具有概率属性的数列列表

现得尤为适用。

$$\sum_i^N a(i)=1, a(i) \geq 0 \quad (18)$$

式中: a 为概率序列变量; $a(i)$ 为第 i 离散点的概率分布,当 $N < i < 0$ 时, $a(i)=0$ 。

假设存在一个长度为 N_a 的概率序列 $a(i)$,并且该序列具备特定的特征运算规则,该规则详细描述如下:

$$\sum_{i=0}^{N_a} a_i=1, a(i) \geq 0, i=0, 1, 2, \dots, N_a \quad (19)$$

$$E(a)=\sum_{i=0}^{N_a} [ia_i]=\sum_{i=1}^{N_a} [ia_i]$$

式中: $E(a)$ 为序列 $a(i)$ 的期望值。

$$\beta(i)=\sum_{i_s-i_{ev}=i} s(i_s) \cdot e(i_{ev}) \quad (20)$$

式中: $\beta(i)$ 为经过特定运算处理后,光伏出力误差与制氢负荷误差相结合形成的整体概率性序列; $s(i_s)$ 为光伏出力预测误差; $e(i_{ev})$ 为制氢负荷预测误差。

图 2 展示了光伏出力和制氢负荷的预测误差进行离散化处理的过程,并据此构建出了各自的概率性序列。值得注意的是,在同一时间点上,光伏出力误差序列和制氢负荷误差序列可以通过卷积运算相结合,以评估两者共同作用下的概率分布状况。

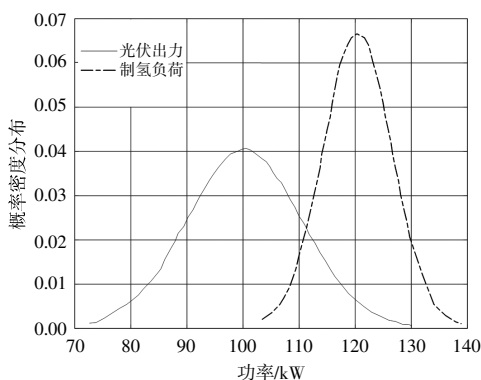


图 2 光伏发电功率和电解水产氢负荷的概率密度分布
Fig.2 Solar power probability density distribution generation power and electrolysis of aquatic hydrogen load

根据式(20)可得出光伏出力以及制氢负荷的联合概率密度分布,如图 3 所示。

将机会约束进行确定性的等价变换,得到:
 $|P_g(t)+P_{e2}(t)-P_{e1}(t)+a^{-1}(1-\alpha) \cdot N| \leq \varepsilon \quad (21)$

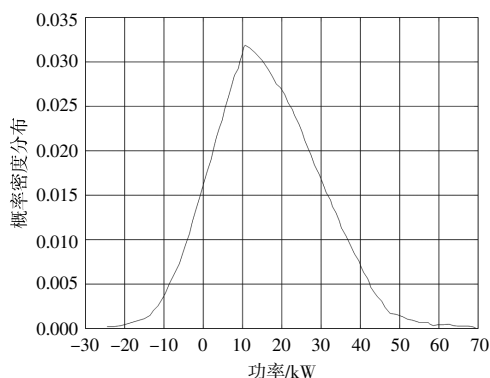


图 3 联合概率密度分布

Fig.3 Joint probability density distribution

式中: a 为光伏功率与制氢负荷形成的联合概率序列; a^{-1} 为 a 的逆序列。

3.3 基于序列运算算法的光储氢直流微电网优化解算策略

利用 MATLAB 建立模型,按照以下步骤对模型进行求解。

①调用函数生成联合概率分布,对决策随机变量 P_{pv} (光伏出力的额定功率) 进行迭代生成。

②针对不确定性分析,通过运用抽样模拟技术,依据光伏系统输出功率与制氢负载需求之间的误差概率分布特性,独立地生成了 N 组样本数据,其中 N 为执行抽样模拟实验的循环次数,本文取值为 3 000。

③对于所获取的预测性数值样本集,首先进数值排序操作,接着采用球面插值方法对概率分布进行精细化的离散化处理,按照本文设定的步长 $0.001TS$ 进行离散化。

④对这两组经过离散化处理后的预测值数据执行卷积运算,计算出光伏出力与制氢负荷之间的联合概率分布。

⑤返回联合概率分布中概率为 $1-\alpha$ 所对应的功率数值。

基于序列运算理论的解算策略流程见图 4。

4 算例分析

4.1 模型 1 与模型 2 的对比

本文选取典型日光伏数据作为实例,考虑到光伏输出功率及制氢负荷功率的不确定性,可以合理地近似认为它们遵循正态分布模式,其中:光伏出力误差为零,预测方差设为 10%;制氢负荷误差为零,预测方差设定为 5%。以一个 300 kW 额定功率的光伏系统作为案例进行分析。模型功

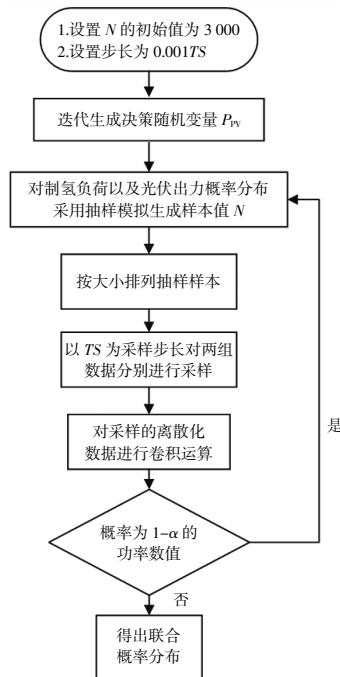


图 4 基于序列运算理论的解算策略
Fig.4 Settlement strategy based on sequential operation theory

率平衡预测中, ε 取 1, α 取 0.95, 设备具体参数如表 1 所示。

表 1 设备参数

Table 1 Equipment parameter

| 参数 | 数值 |
|---------------------------|-------|
| 光伏功率价格/元·kW ⁻¹ | 5 000 |
| 储能功率价格/元·kW ⁻¹ | 1 000 |
| 储能容量价格/元·kW ⁻¹ | 2 000 |
| 贴现率 | 0.06 |
| 光伏单元额定年限/a | 20 |
| 储能单元额定年限/a | 10 |
| 光储氢直流微电网维护系数 | 0.01 |
| 光伏出力额定功率上限/kW | 150 |
| 储能单元额定容量上限/kW·h | 2 300 |
| 储能单元充、放电效率 | 0.95 |

光伏系统输出功率及制氢负荷的预测趋势如图 5 所示。由图 5 可以看出: 在 7:00–19:00, 光伏系统处于工作模式下; 其余时段, 光伏系统无输出功率。

本文建立的光储氢直流微电网优化规划模型是以建设和运行成本最低为目标, 须要考虑当地不同时刻的电价成本。当地峰时为 10:00–15:00 和 18:00–21:00, 电价设定为 0.9 元/(kW·h), 在这些时段, 社会生产和生活活动处于高峰状态, 用

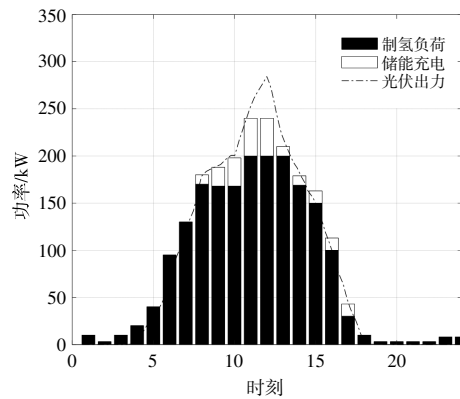


图 5 功率预测曲线
Fig.5 Power prediction curve

电需求显著增加, 导致电力系统负荷较重。为实现电力供需平衡, 并激励用户在峰时合理削减用电, 故而设置了较高的电价。谷时为 22:00–7:00 和 8:00–9:00, 电价为 0.4 元/(kW·h), 此阶段通常为用电需求低谷期, 电力系统负荷相对较轻。通过降低电价, 能够促使用户在谷时增大用电规模, 例如进行电能储存或开展一些可调节的用电活动, 进而提升电力系统的运行效率, 实现电力资源的优化配置。平时为 16:00–17:00, 电价为 0.65 元/(kW·h), 该时段的用电需求和电力系统负荷处于相对稳定的态势。

将采用抽样模拟法但并未结合概率优化的配置方法设置为模型 1, 结合概率优化的配置方法设置为模型 2。将输入到模型 1 中进行预测的原始数据输入到模型 2 中, 进行模型 2 的概率预测分析。在构建模型 1 时, 暂时忽略了光伏出力及制氢负荷预测的不确定性, 采用确定性的等式功率平衡约束。而在应对潜在的不确定性因素时, 采取保守策略, 将制氢负荷量设定为预测值的 110%。通过仿真分析, 验证本文提出的基于概率预测模型的有效性。模型 1 与模型 2 的对比结果见表 2。

表 2 优化结果比较

Table 2 Comparison of optimization results

| 优化结果 | 模型 1 | 模型 2 |
|--------------|----------------------|----------------------|
| 光伏功率/kW | 300 | 278 |
| 储能容量/kW·h | 169 | 212 |
| 储能功率/kW | 42 | 53 |
| 光伏单元建设维护成本/元 | 140 228.1 | 114 237.2 |
| 储能单元建设维护成本/元 | 55 476.16 | 69 725.67 |
| 年购电成本/元 | 8.8×10 ⁴ | 8.0×10 ⁴ |
| 总成本/元 | 2.84×10 ⁵ | 2.63×10 ⁵ |

由表 2 可以看出,模型 2 在光伏单元的建设维护成本上相较于模型 1 更具优势,且能更好地满足电网的日常需求。但模型 2 的储能单元建设维护成本高于模型 1,这是因为在求解过程中,模型 2 采用了概率优化作为功率平衡条件,使其拥有更大的搜索范围和更加灵活的搜索过程。此外,在满足制氢负荷需求方面,模型 2 相较于模型 1 更具优势。

在对模型 2 联合概率分布特性进行深入探究的基础上,发现在 95% 的置信水平下,模型 2 所需的制氢负荷约为预测值的 1.09 倍,光伏出力为预测值的 0.8 倍。在相似的制氢负荷需求下,模型 2 展现出了更为优越的经济性。

考虑到光伏出力及制氢负荷预测误差的影响,本文所提的基于概率预测下的优化配置方法有可能更适用于实际应用。针对功率平衡约束的不确定性等效转换,采用序列运算算法,对一组含有 100 个样本点的随机变量集合执行离散化处理,以探究其内在的分布特性。采样周期设定为 1。

图 6 为两种模型的储能系统功率曲线对比。由图 6 可以看出,模型 2 在谷时和光伏出力较高的时段,储能系统的储电量更高,这是因为模型 2 在功率平衡约束条件的设置上更加灵活,能够更好地根据实际运行情况进行能量储存。而在峰时,模型 2 的储能系统放电量更高,这有助于满足充电负荷的需求,减少了对上级电网购电的依赖,同时也增加了储能系统的使用频率。

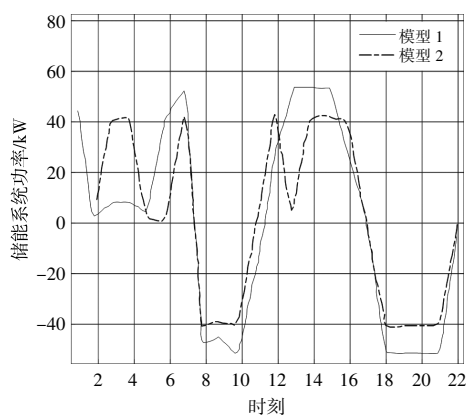


图 6 储能单元的功率曲线对比

Fig.6 Compare the power curve of the energy storage unit

图 7 为两种模型的购电功率曲线对比。由图 7 中可以看出,模型 2 在谷时和光伏出力较高的时段,购电功率相对较低,这表明模型 2 在这些时

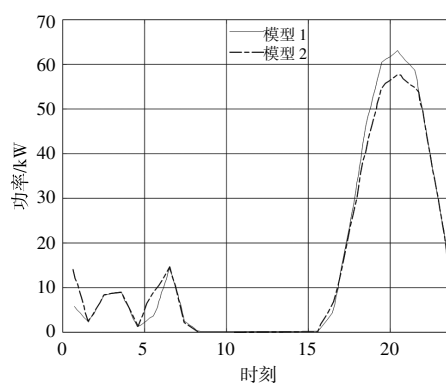


图 7 购电功率曲线对比

Fig.7 Comparison of purchasing power curve

段能够更好地利用储能系统储存电能,减少了对上级电网购买的电量。而在峰时,模型 2 的购电功率也相对较低,同时放电量更高,这说明模型 2 能够更有效地利用储能系统在峰时放电,满足充电负荷需求,从而降低整体的购电成本。

基于对模型 2 联合概率分布的深入分析,在保证 95% 置信水平的前提下,模型 2 的制氢负荷需求比预测值高约 9%,光伏系统的输出功率可达预测基准的 80% 左右。在制氢需求相仿的背景下,模型 2 比模型 1 在经济效益上优势更大。总体来说,模型 2 更具优势。

4.2 与抽样模拟法对比

抽样模拟技术须要考虑大量额外的决策变量和约束条件,可能会减慢模型求解速度。在本文中,置信水平为 0.95,在处理随机变量时,选取 100 个样本点模拟其概率分布,并采用离散化方法进行分析,采样周期设定为 1,根据光伏出力和制氢所需负荷的误差概率分布,采用抽样模拟法生成了 N 为 3 000 的样本值。算法优化结果对比如表 3 所示。

表 3 算法优化结果对比

Table 3 Comparison of algorithm optimization results

| 方法 | 运行成本/ 10^5 元 | 计算时间/s |
|------------|----------------|--------|
| 改进后的序列运算算法 | 2.63 | 3.2 |
| 抽样模拟法 | 2.84 | 121.3 |

由表 3 可知,与常规的抽样模拟法相比,在精度相差不大的情况下,改进后的序列运算算法计算速度明显提升,可以避免进行大量模拟来判断机会约束是否成立,因此效率更佳。

5 结论

本文针对光伏出力及制氢单元负荷功率存在

的不确定性,开展了基于机会约束的光储氢直流微电网优化配置研究,并通过实例仿真得出以下结论。

①在模型求解过程中,搜索范围扩大,在一定置信水平下采用基于机会约束规划建立功率平衡约束。模拟结果显示,光储氢直流微电网优化模型不会增加总成本,效果比确定性模型更好。

②基于序列运算理论的机会约束确定性等价变换方法能够处理模型无法直接求解的约束问题。该方法不仅能够确定性地变换包含相同分布和可分离随机变量的约束,还能够有效处理包含多元随机变量的约束问题。相较于抽样模拟法,这种方法在运算效率上表现更优。

③将本文所提方法应用于光储氢直流微电网后,相较于传统的确定性模型构建策略,在降低系统建设和运营成本上展现出显著优势,对于指导工程实践具有重要的借鉴意义。

参考文献:

- [1] Boroyevich D, Cvetković I, Dong D, et al. Future electronic power distribution systems—A contemplative view [A]. 2010 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)[C]. Brasov: IEEE, 2010. 1369–1380.
- [2] Ekneligoda N C, Weaver W W. A game theoretic bus selection method for loads in multibus DC power systems[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2014, 61(4): 1669–1678.
- [3] 胡基栋. 光储直流微电网运行协调控制技术研究[D]. 呼和浩特: 内蒙古工业大学, 2021.
- [4] 文波, 秦文萍, 韩肖清, 等. 基于电压下垂法的直流微电网混合储能系统控制策略 [J]. 电网技术, 2015, 39(4): 892–898.
- [5] 刘昊炆, 赵兴勇, 李贵君, 等. 基于改进自适应分段下垂控制的光伏直流微电网研究 [J]. 可再生能源, 2023, 41(9): 1214–1221.
- [6] 安允展, 张亚亚, 董学育. 自抗扰控制在直流微网混合储能中的应用[J]. 电工技术, 2019(6): 97–100.
- [7] 郑新昊, 祝龙记. 光伏直流微电网超级电容储能控制策略研究[J]. 可再生能源, 2020, 38(4): 497–501.
- [8] Chen X, Shim X, Sun H S, et al. Distributed cooperative control and stability analysis of multiple DC electric springs in a DC micro grid [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2018, 65(7): 5611–5622.
- [9] Yang H Q, Lit S, Long Y, et al. Distributed virtual inertia implementation of multiple electric springs based on model predictive control in DC micro grids [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2022, 69(12): 13439–13450.
- [10] 李宏仲, 吕梦琳, 胡列翔, 等. 考虑广义储能的微电网联合规划[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(7): 149–160.
- [11] 丁明, 史盛亮, 潘浩, 等. 含电动汽车充电负荷的交直流混合微电网规划[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(1): 32–38, 81.

Research on optimization planning of light hydrogen storage DC microgrid based on sequence operations

Zhang Xiaotong¹, Ge Yangyang¹, Hu Shubo¹, Wu Jinming², Xun Siwen², Wang Xuejie²

(1.Electric Power Research Institute of State Grid Liaoning Electric Power Co.,LTD., Shenyang 110006, China;

2.Shenyang Institute of Engineering, Shenyang 110136, China)

Abstract: At the present stage, the construction and operation cost of optical storage DC microgrid is high and the lack of overall planning, so it is urgent to carry out the optimization planning research of optical hydrogen storage DC microgrid. Considering the fluctuation of photovoltaic power output power and the uncertainty of load change in light hydrogen storage DC microgrid, an optimization planning method of light hydrogen storage DC microgrid based on opportunity constraint is proposed. Based on the opportunity constraint planning, the optimization planning model of optical hydrogen storage DC microgrid with the lowest construction and operation cost is constructed, and the energy storage capacity configuration of the microgrid is optimized. Through the sequence operation, the constraints containing random variables in the model were used for deterministic transformation, and the CPLEX solver was called to solve the model. Through simulation calculation and analysis, the effectiveness and practicability of the optimization planning method of optical hydrogen storage DC micro grid based on the sequence operation algorithm were verified.

Keywords: optical hydrogen storage and DC microgrid; opportunity constraint; sequence operation; equivalent conversion