



(12) 发明专利申请

(10) 申请公布号 CN 115313512 A

(43) 申请公布日 2022. 11. 08

(21) 申请号 202210982611.5

H02J 3/00 (2006.01)

(22) 申请日 2022.08.16

(71) 申请人 广东电网有限责任公司

地址 510000 广东省广州市越秀区东风东
路757号

申请人 广东电网有限责任公司电力科学研
究院

(72) 发明人 安然然 梁晓兵 杨跃 马明

陶然 刘军 李颖 曾强 王钤

刘任 李振伟 李雪玲

(74) 专利代理机构 广州三环专利商标代理有限
公司 44202

专利代理师 严静

(51) Int.Cl.

H02J 3/46 (2006.01)

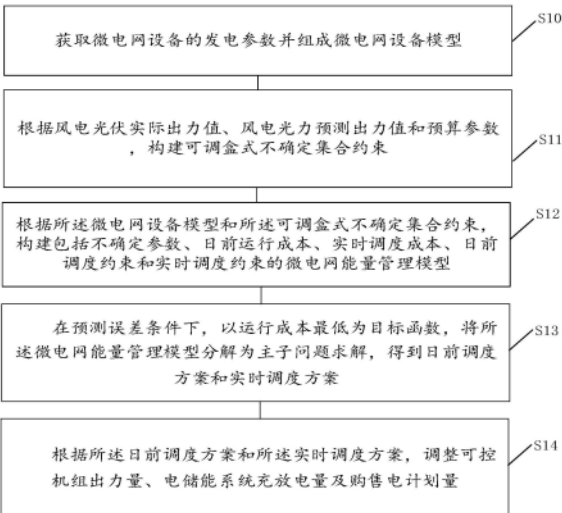
权利要求书3页 说明书19页 附图3页

(54) 发明名称

一种微电网两阶段管理方法及装置

(57) 摘要

本发明公开一种微电网两阶段管理方法及装置,所述方法包括:根据风电光伏实际出力值、风电光力预测出力值和预算参数,构建可调盒式不确定集合约束;根据所述微电网设备模型和所述可调盒式不确定集合约束,构建包括不确定参数、日前运行成本、实时调度成本、日前调度约束和实时调度约束的微电网能量管理模型;在预测误差条件下,以运行成本最低为目标函数,将所述微电网能量管理模型分解为主子问题求解,得到日前调度方案和实时调度方案,进而调整可控机组出力量、电储能系统充放电量及购售电计划量。采用本发明,通过优化手段得到最恶劣场景下的调度方案,并增加不确定性预算参数,对决策方案的保守程度进行调节。



1. 一种微电网两阶段管理方法,其特征在于,包括:

获取微电网设备的发电参数并组成微电网设备模型;

根据风电光伏实际出力值、风电光力预测出力值和预算参数,构建可调盒式不确定集合约束;所述预算参数是指不确定性因素取得边界值的次数;

根据所述微电网设备模型和所述可调盒式不确定集合约束,构建包括不确定参数、日前运行成本、实时调度成本、日前调度约束和实时调度约束的微电网能量管理模型;所述不确定参数由所述可调盒式不确定集合约束决定;

在预测误差条件下,以运行成本最低为目标函数,将所述微电网能量管理模型分解为主子问题求解,得到日前调度方案和实时调度方案;

根据所述日前调度方案和所述实时调度方案,调整可控机组出力量、电储能系统充放电电量及购售电计划量。

2. 如权利要求1所述微电网两阶段管理方法,其特征在于,所述根据所述微电网设备模型和所述可调盒式不确定集合约束,构建包括不确定参数、日前运行成本、实时调度成本、日前调度约束和实时调度约束的微电网能量管理模型,具体包括:

根据所述可调盒式不确定集合约束得到不确定参数;

将日前运行成本和实时调度成本之和作为运行成本;所述日前运行成本是关于日前决策变量的函数,所述实时调度成本是关于实时调度变量最小值和所述不确定参数最大值的函数;

分别构建关于日前调度约束和实时调度约束;所述日前调度约束是关于所述日前决策变量的函数,实时调度约束是关于所述实时调度变量、所述不确定参数、所述日前决策变量和所述预算参数的函数。

3. 如权利要求2所述微电网两阶段管理方法,其特征在于,所述日前运行成本包括可控机组发电成本、日前弃水成本和日前市场电能交互成本;所述实时调度成本包括弃风成本、弃光成本、实时弃水成本、可控机组的上下调成本和平衡市场功率交互成本;

所述日前运行成本和所述实时调度成本是根据微电网设备模型中的发电参数、日前市场行情和实时市场行情计算而得;所述发电参数包括燃气轮机、风力发电机、光伏发电机和小水电机组对应的发电参数。

4. 如权利要求2所述微电网两阶段管理方法,其特征在于,所述日前调度约束包括基于日前能量平衡约束、日前可控机组运行约束、日前电储能运行约束及与主网日前交互功率约束;

所述实时调度约束包括实时能量平衡约束、风电光伏机组出力约束、实时可控机组调控约束、实时电储能系统调控约束及与上层配电网交互功率调整约束。

5. 如权利要求1所述微电网两阶段管理方法,其特征在于,所述在预测误差条件下,以运行成本最低为目标函数,将所述微电网能量管理模型分解为主子问题求解,得到日前调度方案和实时调度方案,具体包括:

将所述日前调度约束和所述实时调度约束划分为等式约束和不等式约束两类约束;

分别根据所述等式约束和所述不等式约束得到等式约束系数矩阵和不等式约束系数矩阵;

根据目标函数的表达式,得到目标函数系数矩阵;

根据所述等式约束系数矩阵、所述不等式约束系数矩阵和所述目标函数系数矩阵,得到微电网双层鲁棒能量管理矩阵方程组;

采用列约束生成算法将所述微电网双层鲁棒能量管理矩阵方程组转换为主问题矩阵方程组和子问题矩阵方程组;

依次采用强对偶理论、大M法对所述子问题矩阵方程组进行转换,得到线性子问题矩阵方程组;

调整实时调度变量和约束条件矩阵方程组,对所述线性子问题矩阵方程组和所述主问题矩阵方程组进行多次求解,直至所述运行成本的上界与下界的差值小于预设阈值,记录此时日前决策变量值和实时调度变量值并转化为日前调度方案和实时调度方案。

6. 一种微电网两阶段管理装置,其特征在于,包括:

参数获取模块,用于获取微电网设备的发电参数并组成微电网设备模型;

约束构建模块,用于根据风电光伏实际出力值、风电光伏预测出力值和预算参数,构建可调盒式不确定集合约束;所述预算参数是指不确定性因素取得边界值的次数;

模型构建模块,用于根据所述微电网设备模型和所述可调盒式不确定集合约束,构建包括不确定参数、日前运行成本、实时调度成本、日前调度约束和实时调度约束的微电网能量管理模型;所述不确定参数由所述可调盒式不确定集合约束决定;

求解模块,用于在预测误差条件下,以运行成本最低为目标函数,将所述微电网能量管理模型分解为主子问题求解,得到日前调度方案和实时调度方案;

调节模块,用于根据所述日前调度方案和所述实时调度方案,调整可控机组出力量、电储能系统充放电量及购售电计划量。

7. 如权利要求6所述微电网两阶段管理装置,其特征在于,所述模型构建模块具体用于:

根据所述可调盒式不确定集合约束得到不确定参数;

将日前运行成本和实时调度成本之和作为运行成本;所述日前运行成本是关于日前决策变量的函数,所述实时调度成本是关于实时调度变量最小值和所述不确定参数最大值的函数;

分别构建关于日前调度约束和实时调度约束;所述日前调度约束是关于所述日前决策变量的函数,实时调度约束是关于所述实时调度变量、所述不确定参数、所述日前决策变量和所述预算参数的函数。

8. 如权利要求7所述微电网两阶段管理装置,其特征在于,所述日前运行成本包括可控机组发电成本、日前弃水成本和日前市场电能交互成本;所述实时调度成本包括弃风成本、弃光成本、实时弃水成本、可控机组的上下调成本和平衡市场功率交互成本;

所述日前运行成本和所述实时调度成本是根据微电网设备模型中的发电参数、日前市场行情和实时市场行情计算而得;所述发电参数包括燃气轮机、风力发电机、光伏发电机和小水电机组对应的发电参数。

9. 如权利要求7所述微电网两阶段管理装置,其特征在于,所述日前调度约束包括基于日前能量平衡约束、日前可控机组运行约束、日前电储能运行约束及与主网日前交互功率约束;

所述实时调度约束包括实时能量平衡约束、风电光伏机组出力约束、实时可控机组调

控约束、实时电储能系统调控约束及与上层配电网交互功率调整约束。

10. 如权利要求6所述微电网两阶段管理装置,其特征在于,所述求解模块具体用于:
将所述日前调度约束和所述实时调度约束划分为等式约束和不等式约束两类约束;
分别根据所述等式约束和所述不等式约束得到等式约束系数矩阵和不等式约束系数矩阵;

根据目标函数的表达式,得到目标函数系数矩阵;

根据所述等式约束系数矩阵、所述不等式约束系数矩阵和所述目标函数系数矩阵,得到微电网双层鲁棒能量管理矩阵方程组;

采用列约束生成算法将所述微电网双层鲁棒能量管理矩阵方程组转换为主问题矩阵方程组和子问题矩阵方程组;

依次采用强对偶理论、大M法对所述子问题矩阵方程组进行转换,得到线性子问题矩阵方程组;

调整实时调度变量和约束条件矩阵方程组,对所述线性子问题矩阵方程组和所述主问题矩阵方程组进行多次求解,直至所述运行成本的上界与下界的差值小于预设阈值,记录此时日前决策变量值和实时调度变量值并转化为日前调度方案和实时调度方案。

一种微电网两阶段管理方法及装置

技术领域

[0001] 本发明涉及微电网管理技术领域,尤其涉及一种微电网两阶段管理方法及装置。

背景技术

[0002] 集分布式发电、储能、负荷等于一身的微电网,通过内部各单元的协调运行,可有效提升可再生能源的就地消纳水平,并降低系统运行成本,在偏远农村地区拥有广阔的前景。然而可再生能源出力随机不确定性对微电网的经济运行会带来巨大的风险和挑战。如何有效应对不确定性因素,实现经济运行,成为微电网经济运行问题研究的关键。

[0003] 为了应对不确定性因素,实现经济运行,实际应用中会采取确定性优化决策、随机优化方法和可调鲁棒优化方法。其中,确定性优化决策根据分布可再生能源预测出力数据,结合电力市场电价信息通过优化调度合理安排各微源的运行计划,保证微网内部功率平衡,同时实现经济运行。但未能考虑风、光等可再生能源出力的不确定性,系统面临经济性的风险。随机优化方法利用不同概率的多场景形式来体现不确定性,求得全部场景下总期望成本最小,但需要精确的不确定参数概率曲线,为使基于有限场景的调度结果较为准确,需生成海量场景,导致计算效率低。鲁棒优化构建描述不确定参数的不确定集,通过优化手段搜索最恶劣场景,并得到该场景下最优决策方案,但这种方法太过追求鲁棒性,基于该方法得出的调度方案无法满足经济性的要求。

[0004] 综上所述,现有研究对偏远农村微电网的适应性不强,不能灵活调整调度方案的经济性和鲁棒性。

发明内容

[0005] 本发明实施例提供一种微电网两阶段管理方法及装置,可对微电网经济决策方案的保守程度进行调节,同时满足调度方案的经济性和鲁棒性。

[0006] 为实现上述目的,本申请实施例的第一方面提供了一种微电网两阶段管理方法,包括:

[0007] 获取微电网设备的发电参数并组成微电网设备模型;

[0008] 根据风电光伏实际出力值、风电光力预测出力值和预算参数,构建可调盒式不确定集合约束;所述预算参数是指不确定性因素取得边界值的次数;

[0009] 根据所述微电网设备模型和所述可调盒式不确定集合约束,构建包括不确定参数、日前运行成本、实时调度成本、日前调度约束和实时调度约束的微电网能量管理模型;所述不确定参数由所述可调盒式不确定集合约束决定;

[0010] 在预测误差条件下,以运行成本最低为目标函数,将所述微电网能量管理模型分解为主子问题求解,得到日前调度方案和实时调度方案;

[0011] 根据所述日前调度方案和所述实时调度方案,调整可控机组出力量、电储能系统充放电量及购售电计划量。

[0012] 在第一方面的一种可能的实现方式中,所述根据所述微电网设备模型和所述可调

盒式不确定集合约束,构建包括不确定参数、日前运行成本、实时调度成本、日前调度约束和实时调度约束的微电网能量管理模型,具体包括:

[0013] 根据所述可调盒式不确定集合约束得到不确定参数;

[0014] 将日前运行成本和实时调度成本之和作为运行成本;所述日前运行成本是关于日前决策变量的函数,所述实时调度成本是关于实时调度变量最小值和所述不确定参数最大值的函数;

[0015] 分别构建关于日前调度约束和实时调度约束;所述日前调度约束是关于所述日前决策变量的函数,实时调度约束是关于所述实时调度变量、所述不确定参数、所述日前决策变量和所述预算参数的函数。

[0016] 在第一方面的一种可能的实现方式中,所述日前运行成本包括可控机组发电成本、日前弃水成本和日前市场电能交互成本;所述实时调度成本包括弃风成本、弃光成本、实时弃水成本、可控机组的上下调成本和平衡市场功率交互成本;

[0017] 所述日前运行成本和所述实时调度成本是根据微电网设备模型中的发电参数、日前市场行情和实时市场行情计算而得;所述发电参数包括燃气轮机、风力发电机、光伏发电机和小水电机组对应的发电参数。

[0018] 在第一方面的一种可能的实现方式中,所述日前调度约束包括基于日前能量平衡约束、日前可控机组运行约束、日前电储能运行约束及与主网日前交互功率约束;

[0019] 所述实时调度约束包括实时能量平衡约束、风电光伏机组出力约束、实时可控机组调控约束、实时电储能系统调控约束及与上层配电网交互功率调整约束。

[0020] 在第一方面的一种可能的实现方式中,所述在预测误差条件下,以运行成本最低为目标函数,将所述微电网能量管理模型分解为主子问题求解,得到日前调度方案和实时调度方案,具体包括:

[0021] 将所述日前调度约束和所述实时调度约束划分为等式约束和不等式约束两类约束;

[0022] 分别根据所述等式约束和所述不等式约束得到等式约束系数矩阵和不等式约束系数矩阵;

[0023] 根据目标函数的表达式,得到目标函数系数矩阵;

[0024] 根据所述等式约束系数矩阵、所述不等式约束系数矩阵和所述目标函数系数矩阵,得到微电网双层鲁棒能量管理矩阵方程组;

[0025] 采用列约束生成算法将所述微电网双层鲁棒能量管理矩阵方程组转换为主问题矩阵方程组和子问题矩阵方程组;

[0026] 依次采用强对偶理论、大M法对所述子问题矩阵方程组进行转换,得到线性子问题矩阵方程组;

[0027] 调整实时调度变量和约束条件矩阵方程组,对所述线性子问题矩阵方程组和所述主问题矩阵方程组进行多次求解,直至所述运行成本的上界与下界的差值小于预设阈值,记录此时日前决策变量值和实时调度变量值并转化为日前调度方案和实时调度方案。

[0028] 本申请实施例的第二方面提供了一种微电网两阶段管理装置,包括:

[0029] 参数获取模块,用于获取微电网设备的发电参数并组成微电网设备模型;

[0030] 约束构建模块,用于根据风电光伏实际出力值、风电光伏预测出力值和预算参数,

构建可调盒式不确定集合约束;所述预算参数是指不确定性因素取得边界值的次数;

[0031] 模型构建模块,用于根据所述微电网设备模型和所述可调盒式不确定集合约束,构建包括不确定参数、日前运行成本、实时调度成本、日前调度约束和实时调度约束的微电网能量管理模型;所述不确定参数由所述可调盒式不确定集合约束决定;

[0032] 求解模块,用于在预测误差条件下,以运行成本最低为目标函数,将所述微电网能量管理模型分解为主子问题求解,得到日前调度方案和实时调度方案;

[0033] 调正模块,用于根据所述日前调度方案和所述实时调度方案,调整可控机组出力量、电储能系统充放电量及购售电计划量。

[0034] 在第二方面的一种可能的实现方式中,所述模型构建模块具体用于:

[0035] 根据所述可调盒式不确定集合约束得到不确定参数;

[0036] 将日前运行成本和实时调度成本之和作为运行成本;所述日前运行成本是关于日前决策变量的函数,所述实时调度成本是关于实时调度变量最小值和所述不确定参数最大值的函数;

[0037] 分别构建关于日前调度约束和实时调度约束;所述日前调度约束是关于所述日前决策变量的函数,实时调度约束是关于所述实时调度变量、所述不确定参数、所述日前决策变量和所述预算参数的函数。

[0038] 在第二方面的一种可能的实现方式中,所述日前运行成本包括可控机组发电成本、日前弃水成本和日前市场电能交互成本;所述实时调度成本包括弃风成本、弃光成本、实时弃水成本、可控机组的上下调成本和平滑市场功率交互成本;

[0039] 所述日前运行成本和所述实时调度成本是根据微电网设备模型中的发电参数、日前市场行情和实时市场行情计算而得;所述发电参数包括燃气轮机、风力发电机、光伏发电机和小水电机组对应的发电参数。

[0040] 在第二方面的一种可能的实现方式中,所述日前调度约束包括基于日前能量平衡约束、日前可控机组运行约束、日前电储能运行约束及与主网日前交互功率约束;

[0041] 所述实时调度约束包括实时能量平衡约束、风电光伏机组出力约束、实时可控机组调控约束、实时电储能系统调控约束及与上层配电网交互功率调整约束。

[0042] 在第二方面的一种可能的实现方式中,所述求解模块具体用于:

[0043] 将所述日前调度约束和所述实时调度约束划分为等式约束和不等式约束两类约束;

[0044] 分别根据所述等式约束和所述不等式约束得到等式约束系数矩阵和不等式约束系数矩阵;

[0045] 根据目标函数的表达式,得到目标函数系数矩阵;

[0046] 根据所述等式约束系数矩阵、所述不等式约束系数矩阵和所述目标函数系数矩阵,得到微电网双层鲁棒能量管理矩阵方程组;

[0047] 采用列约束生成算法将所述微电网双层鲁棒能量管理矩阵方程组转换为主问题矩阵方程组和子问题矩阵方程组;

[0048] 依次采用强对偶理论、大M法对所述子问题矩阵方程组进行转换,得到线性子问题矩阵方程组;

[0049] 调整实时调度变量和约束条件矩阵方程组,对所述线性子问题矩阵方程组和所述

主问题矩阵方程组进行多次求解,直至所述运行成本的上界与下界的差值小于预设阈值,记录此时日前决策变量值和实时调度变量值并转化为日前调度方案和实时调度方案。

[0050] 相比于现有技术,本发明实施例提供一种微电网两阶段管理方法及装置,分析偏远农村地区风、光、小水电及生物质能等分布式能源分布情况与负荷特性,设计适应偏远农村区域特点的风光水储等多能互补的微电网模型,由此微网模型最大限度反映农村自然资源,后续调用微网模型相关参数进行管理模型构建保证分布式能源就地消纳。在构建微电网能量管理模型时,以可调盒式不确定集表征随机变量的随机概率分布,通过调整预测误差条件优化调整手段,得到最恶劣场景下系统的调度方案,并结合不确定性预算参数的设置对微电网经济决策方案的保守程度进行调节,进而保证求解模型所得调度管理方案的经济性和鲁棒性之间的平衡。

附图说明

- [0051] 图1是本发明一实施例提供的一种微电网两阶段管理方法的流程示意图;
[0052] 图2是本发明一实施例提供一种微电网的结构示意图;
[0053] 图3是本发明一实施例提供一个微电网的风光出力预测曲线示意图;
[0054] 图4是本发明一实施例提供一个微电网的负荷波动预测曲线示意图;
[0055] 图5是本发明一实施例中经过优化得出日前调度方案示意图。

具体实施方式

[0056] 下面将结合本发明实施例中的附图,对本发明实施例中的技术方案进行清楚、完整地描述,显然,所描述的实施例仅是本发明一部分实施例,而不是全部的实施例。基于本发明中的实施例,本领域普通技术人员在没有做出创造性劳动前提下所获得的所有其他实施例,都属于本发明保护的范围。

[0057] 请参见图1,本发明一实施例提供一种微电网两阶段管理方法,包括:

[0058] S10、获取微电网设备的发电参数并组成微电网设备模型。

[0059] S11、根据风电光伏实际出力值、风电光力预测出力值和预算参数,构建可调盒式不确定集合约束;所述预算参数是指不确定性因素取得边界值的次数。

[0060] S12、根据所述微电网设备模型和所述可调盒式不确定集合约束,构建包括不确定参数、日前运行成本、实时调度成本、日前调度约束和实时调度约束的微电网能量管理模型;所述不确定参数由所述可调盒式不确定集合约束决定。

[0061] S13、在预测误差条件下,以运行成本最低为目标函数,将所述微电网能量管理模型分解为主子问题求解,得到日前调度方案和实时调度方案。

[0062] S14、根据所述日前调度方案和所述实时调度方案,调整可控机组出力量、电储能系统充放电量及购售电计划量。

[0063] 本发明实施例首先搭建适用于偏远农村电力场景的微电网构架,并计及风光等分布式可再生能源出力随机不确定性构建两阶段可调鲁棒能量管理模型,其中采用可调盒式不确定集表征分布式能源不确定出力;然后基于对偶理论、大M线性化对日前-实时两阶段模型线性化分解处理,并利用列约束生成算法进行交互迭代,最终优化得到综合日前运行成本最低的微电网经济能量调度策略,平衡经济性和鲁棒性,并提升分布式能源消纳水平。

[0064] 一般而言,以偏远农村区域的微电网为例,微电网结构如图2所示。其中微电网系统中包含风机、光伏、小水电、燃气轮机、燃料电池、电储能系统及负荷等运行单元,其中燃料电池和燃气轮机可统称为可控机组。通常偏远农村地区具备丰富的风能、太阳能、生物质能及水资源,因此可充分发挥此类分布式能源的发电潜力以实现就地消纳。以生物质能和天然气为主要原料的燃气轮机与燃料电池作为可控机组参与微电网优化调度,以实现源荷功率平衡,此外,电储能系统对能量具备双向调节的作用,可协调微电网的能量供应。

[0065] 需要说明的是,这里采用偏远农村地区是由于偏远农村地区位置偏僻、负荷分散,主网延伸供电工程建设成本高,同时偏远农村地区存在大量可利用的风、光、小水电、生物质能等分布式可再生能源,且负荷呈现受季节影响的特征,为缓解偏远农村地区供用能矛盾及合理利用地区地理特点。实际上,只要微电网中存在大量可利用的风、光、小水电、生物质能等分布式可再生能源都可以采用本发明实施例进行调度。

[0066] 下面结合微电网结构,进行微电网设备模型的构建:

[0067] (1) 燃气轮机

[0068] 生物质能直燃发电的利用率只有40%,而借助燃气轮机收集热量进行供电可大幅提高其利用效率。有机介质加热燃烧转化可利用其90%的能量,进而通过蒸发、分离、冷凝过程,将18%的能量用于发电,70%的能量用于供热,由此利用效率可达88%,燃气轮机发电出力模型为:

$$[0069] \quad P_{MT}(t) = \alpha_c \cdot \frac{\eta_b m_b(t) f_{NCVb}}{3.6 \Delta t} \quad (1)$$

[0070] 式中, $P_{MT}(t)$ 为t时段燃气轮机输出功率; α_c 为电转换效率; $m_b(t)$ 为t时段燃烧的生物质量; η_b 为生物质能燃烧转化率; f_{NCVb} 为生物质能净热值。

[0071] 生物质热值包括总热值和净热值,总热值是生物质能燃烧所产生液态水分存于产物中的热值,净热值是水分以蒸汽的形式存储获得的热值。由于燃烧排气的温度通常都相当高而水分均呈蒸汽状态,通常采用净热值计算,可表示为:

$$[0072] \quad f_{NCVb} = f_{GCVb} \left(1 - \frac{\omega}{100}\right) - 2444 \frac{\omega}{100} - 2444 \frac{h}{100} \times 8.936 \left(1 - \frac{\omega}{100}\right) \quad (2)$$

[0073] 式中: ω 为燃料的含水量; h 为燃料氢占比; f_{GCVb} 为生物质能总热值。

[0074] (2) 风力发电机

[0075] 风机输出功率与风速相关,具体公式可用分段函数表示:

$$[0076] \quad P_{Wind}(t) = \begin{cases} 0 & V_{wf}(t) \leq V_{min} \\ p_r \cdot \left(\frac{V_{wf}(t) - V_{min}}{V_r - V_{min}} \right)^3 & V_{min} < V_{wf}(t) < V_r \\ p_r & V_{min} \leq V_{wf}(t) \leq V_{max} \\ 0 & V_{wf}(t) \geq V_{max} \end{cases} \quad (3)$$

[0077] 式中: $P_{Wind}(t)$ 表示t时刻风电机组注入功率; p_r 表示风机额定功率; $V_{wt}(t)$ 代表t时刻发电机叶片风速; V_{max} 、 V_{min} 代表工作状态中风速上下极限; V_r 表示使风机产生额定功率的

最小风速。

[0078] (3) 光伏发电机

[0079] 光伏机组出力与电池板面积和辐射强度相关,表达式为:

$$[0080] \quad P_{Solar}(t) = \eta_{pv} S \varphi_{pv}(t) \quad (4)$$

[0081] 式中: $P_{Solar}(t)$ 为t时刻光伏机组注入功率; η_{pv} 为太阳能电池板效率; S 为电池板面积; $\varphi_{pv}(t)$ 为光伏机组单位面积光照强度。

[0082] (4) 小水电机组

[0083] 小水电机组出力与上下游水位及所利用的水流量相关,弃水量以电量的形式表征,并假设弃水电量为理论出力最大值与实际出力值之差,数学模型如下:

$$[0084] \quad \begin{cases} P_{hydro}(t) = K \times H \times Q(t) \\ P_{hydro}^{\min} \leq P_{hydro}(t) \leq P_{hydro}^{\max} \\ Q^{\min} \leq Q(t) \leq \min\{Q^{\max}, Q_{water}(t)\} \\ P_{abandon}(t) = \min\{P_{hydro}^{\max}, K \times Q_{water}(t) \times H\} - P_{hydro}(t) \end{cases} \quad (5)$$

[0085] 式中: $P_{hydro}(t)$ 为t时刻机组出力; $Q(t)$ 为t时刻水流量; $P_{hydro}^{\max}$ 、 $P_{hydro}^{\min}$ 为小水电机组出力上下限; K 为机组出力系数; H 为机组工作水头,此处取其额定水头; $Q^{\max}$ 、 $Q^{\min}$ 为小水电机组引用流量上下限; $Q_{water}(t)$ 为机组所在流域t时刻自然来水流量; $P_{abandon}(t)$ 为t时刻弃水电量。

[0086] 示例性地, S_{11} 具体包括:

[0087] 偏远农村区域微电网中存在不确定性因素,包括以风电、光伏为代表的可再生能源出力随机不确定性,可构建不确定集合限制风电、光伏的出力范围:

$$[0088] \quad \begin{cases} \tilde{P}_{Wind}(t) \in [P_{Wind}^{\min}(t), P_{Wind}^{\max}(t)] \\ \tilde{P}_{Solar}(t) \in [P_{Solar}^{\min}(t), P_{Solar}^{\max}(t)] \end{cases} \quad (6)$$

[0089] 在微电网实际调度中,多个连续调度时间段中不确定参数难以同时取到边界值。因此,为避免优化结果过保守,同时为进一步提升其消纳水平,本部分基于可调盒式不确定集合约束其出力范围,可表示为:

$$[0090] \quad \begin{cases} \sum_{t=1}^T \left[\frac{\tilde{P}_{Wind}(t) - P_{Wind}^{pre}(t)}{P_{Wind}^{+}(t)} \cdot \rho_{Wind}^{+}(t) + \frac{P_{Wind}^{pre}(t) - \tilde{P}_{Wind}(t)}{P_{Wind}^{-}(t)} \cdot \rho_{Wind}^{-}(t) \right] \leq \Gamma_{Wind} \\ \sum_{t=1}^T \left[\frac{\tilde{P}_{Solar}(t) - P_{Solar}^{pre}(t)}{P_{Solar}^{+}(t)} \cdot \rho_{Solar}^{+}(t) + \frac{P_{Solar}^{pre}(t) - \tilde{P}_{Solar}(t)}{P_{Solar}^{-}(t)} \cdot \rho_{Solar}^{-}(t) \right] \leq \Gamma_{Solar} \end{cases} \quad (7)$$

[0091] 式中: $\tilde{P}(t)$ 表示风电光伏实际出力值; $P^{pre}(t)$ 表示风电光伏预测出力值; $\rho^{+}(t)$ 和 $\rho^{-}(t)$ 为0-1变量。若 $P^{pre}(t) \leq \tilde{P}(t)$, 则 $\rho^{+}(t) = 1, \rho^{-}(t) = 0$, 反之, $\rho^{+}(t) = 0, \rho^{-}(t) = 1$ 。 Γ 是

不确定性因素取得边界值的次数。因此,通过调整可调参数 Γ 来调整优化结果的保守程度。

[0092] 示例性地,S12具体包括:

[0093] 根据所述可调盒式不确定集合约束得到不确定参数;

[0094] 将日前运行成本和实时调度成本之和作为运行成本;所述日前运行成本是关于日前决策变量的函数,所述实时调度成本是关于实时调度变量最小值和所述不确定参数最大值的函数;

[0095] 分别构建关于日前调度约束和实时调度约束;所述日前调度约束是关于所述日前决策变量的函数,实时调度约束是关于所述实时调度变量、所述不确定参数、所述日前决策变量和所述预算参数的函数。

[0096] 随着以风光小水电为主的可再生能源接入比例不断扩大,微电网在制定经济优化运行方案时,需在满足系统供需能量平衡的基础上,进一步考虑可再生能源出力随机性以提升其消纳比例。综合上述微电网设备模型及可调盒式不确定集合,本发明以运行成本最低为目标构建日前实时两阶段可调鲁棒能量管理模型,其表达式如下:

$$[0097] \quad \begin{cases} \min_x \left\{ C_{DA}(\mathbf{x}) + \max_u \min_y [C_{RT}(\mathbf{u}, \mathbf{y})] \right\} \\ \text{s.t. } H_{DA}(\mathbf{x}) = 0, H_{RT}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{y}, \Gamma) = 0 \\ G_{DA}(\mathbf{x}) \leq 0, G_{RT}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{y}, \Gamma) \leq 0 \end{cases} \quad (8)$$

[0098] 式中: $\mathbf{x}$ 为基于预测值制定的日前决策变量, $\mathbf{y}$ 为计及预测误差制定的实时调控变量,以补偿由此导致的不平衡功率,包括可控机组出力调控量,电储能系统充放电调整量及购售电计划调整量; $\mathbf{u}$ 为不确定参数,表征风光机组的出力; C_{DA} 为日前运行成本, C_{RT} 为实时调度成本; $H_{DA}(\mathbf{x}) = 0$ 、 $G_{DA}(\mathbf{x}) \leq 0$ 、 $H_{RT}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{y}, \Gamma) = 0$ 、 $G_{RT}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{y}, \Gamma) \leq 0$ 分别表示日前实时阶段能量平衡约束和各设备运行约束。

[0099] 日前阶段的时间尺度为1h,主要基于可再生能源预测出力进行机组出力调度策略,而实时阶段主要考虑可再生能源的波动性,考虑最恶劣的风电光伏出力场景,制定机组的实时调控计划。划分为两个阶段是为了应对风光出力不确定性,实时阶段在最恶劣风电光伏出力场景下,对日前阶段的调度结果进行调控。

[0100] 微电网目标函数需综合考虑日前实时两阶段运行成本。日前调度成本主要包括可控机组发电成本、小水电机组弃水成本和日前市场电能交互成本;为提升可再生能源消纳水平,模型中实时调度成本引入风光弃用成本,弃水成本,此外还包括可控机组的上下调成本和平滑市场功率交互成本。由于日前阶段基于风光出力的预测值制定可控机组和电储能系统的调度策略,而实时阶段考虑到风光出力的预测误差,进而导致弃风和弃光,因此仅在实时阶段考虑风光弃用成本。

$$[0101] \quad \begin{cases} C_{DA}(\mathbf{x}) = C_{MT} + C_{FC} + C_{water} + C_{Grid}^{DA} \\ C_{RT}(\mathbf{u}, \mathbf{y}) = C_{CG}^{Up} + C_{CG}^{Dn} + C_{Wind} + C_{Solar} + C_{water}^{abandon} + C_{Grid}^{RT} \end{cases} \quad (9)$$

[0102] 日前阶段运行成本各项具体表述为:

$$[0103] \quad \begin{cases} C_{MT} = \sum_{t=1}^T [a_{MT} \cdot P_{MT}(t) + b_{MT}] \cdot \Delta t \\ C_{FC} = \sum_{t=1}^T [a_{FC} \cdot P_{FC}(t) + b_{FC}] \cdot \Delta t \\ C_{water} = \sum_{t=1}^T [a_{water} \cdot P_{hydro}(t) + b_{water}] \cdot \Delta t \\ C_{Grid}^{DA} = \sum_{t=1}^T [\lambda_{Buy}^{DA}(t) \cdot P_{Buy}^{DA}(t) - \lambda_{Sell}^{DA}(t) \cdot P_{Sell}^{DA}(t)] \cdot \Delta t \end{cases} \quad (10)$$

[0104] 式中： Δt 为时间步长； a_{MT} 、 b_{MT} 为燃气轮机成本系数； $P_{MT}(t)$ 为t时刻燃气轮机输出功率； a_{FC} 、 b_{FC} 为燃料电池成本系数； $P_{FC}(t)$ 为t时刻燃料电池输出功率； a_{water} 、 b_{water} 为小水电机组弃水成本系数； $\lambda_{Buy}^{DA}(t)$ 、 $\lambda_{Sell}^{DA}(t)$ 为t时刻日前市场购售电价； $P_{Buy}^{DA}(t)$ 和 $P_{Sell}^{DA}(t)$ 为t时刻日前市场购售电功率。

[0105] 实时阶段调控成本各项具体表达式为：

$$[0106] \quad \begin{cases} C_{CG}^{Up} + C_{CG}^{Dn} = \sum_{t=1}^T [\lambda_{CG}^{Up} \cdot P_{CG}^{Up}(t) + \lambda_{CG}^{Dn} \cdot P_{CG}^{Dn}(t)] \cdot \Delta t \\ C_{Wind} = \sum_{t=1}^T \lambda_{Wind} \cdot [\tilde{P}_{Wind}(t) - P_{Wind}(t)] \cdot \Delta t \\ C_{Solar} = \sum_{t=1}^T \lambda_{Solar} \cdot [\tilde{P}_{Solar}(t) - P_{Solar}(t)] \cdot \Delta t \\ C_{water}^{abandon} = \sum_{t=1}^T [\lambda_{water}^{abandon} \cdot P_{abandon}(t)] \cdot \Delta t \\ C_{Grid}^{RT} = \sum_{t=1}^T [\lambda_{Buy}^{RT}(t) \cdot P_{Buy}^{RT}(t) - \lambda_{Sell}^{RT}(t) \cdot P_{Sell}^{RT}(t)] \cdot \Delta t \end{cases} \quad (11)$$

[0107] 式中： λ_{CG}^{Up} 、 λ_{CG}^{Dn} 为可控机组上下调控惩罚单价； $P_{CG}^{Up}(t)$ 、 $P_{CG}^{Dn}(t)$ 为t时刻可控机组上下调控功率； λ_{Wind} 、 λ_{Solar} 为弃风、弃光惩罚成本单价； λ_{water} 为t时刻小水电机组弃水成本； $\lambda_{Buy}^{RT}(t)$ 和 $\lambda_{Sell}^{RT}(t)$ 为t时刻实时阶段的购售电单价； $P_{Buy}^{RT}(t)$ 和 $P_{Sell}^{RT}(t)$ 为t时刻在实时市场中的购售电功率。

[0108] 约束条件分为日前调度约束与实时调控约束。日前调度约束主要包括能量平衡约束、可控机组运行约束、电储能运行约束及与主网日前交互功率约束等。

[0109] (1) 能量平衡约束

$$[0110] \quad \begin{aligned} & P_{MT}(t) + P_{FC}(t) + P_{Dis}(t) + P_{Wind}^{pre}(t) + P_{Solar}^{pre}(t) + P_{hydro}(t) \\ & + P_{Buy}^{DA}(t) = P_{Load}^{pre}(t) + P_{Sell}^{DA}(t) + P_{Cha}(t) \end{aligned} \quad (12)$$

[0111] 式中： $P_{Cha}(t)$ 、 $P_{Dis}(t)$ 为t时刻电储能充放功率。

[0112] (2) 可控机组运行约束

[0113] 可控机组运行时受到发电极限和爬坡功率约束,可表示为:

$$[0114] \quad \begin{cases} S_{CG}(t) \cdot P_{CG}^{\min} \leq P_{CG}(t) \leq S_{CG}(t) \cdot P_{CG}^{\max} \\ -R_{CG}^{Dn} \leq P_{CG}(t) - P_{CG}(t-1) \leq R_{CG}^{Up} \end{cases} \quad (13)$$

[0115] 式中: $S_{CG}(t)$ 为 t 时刻可控机组的运行状态; $P_{CG}^{\min}$ 、 $P_{CG}^{\max}$ 为可控机组出力上下限; R_{CG}^{Up} 和 R_{CG}^{Dn} 为可控机组上下爬坡功率极限。

[0116] (3) 电储能系统运行约束

[0117] 在运行过程中储能系统中储存能量变化呈现连续性,且充放功率需满足极限约束,可表示为:

$$[0118] \quad \begin{cases} S_{ESS}^{Cha}(t) + S_{ESS}^{Dis}(t) \leq 1 \\ S_{ESS}^{Cha}(t) \cdot P_{ESS}^{Cha,\min} \leq P_{Cha}(t) \leq S_{ESS}^{Cha}(t) \cdot P_{ESS}^{Cha,\max} \\ S_{ESS}^{Dis}(t) \cdot P_{ESS}^{Dis,\min} \leq P_{Dis}(t) \leq S_{ESS}^{Dis}(t) \cdot P_{ESS}^{Dis,\max} \\ E_{ESS}^{DA}(t) = (1 - \delta_{ESS}) \cdot E_{ESS}^{DA}(t-1) + \left[\eta_{ESS}^{Cha} \cdot P_{Cha}(t-1) - \frac{P_{Dis}(t-1)}{\eta_{ESS}^{Dis}} \right] \cdot \Delta t \\ E_{ESS}^{\min} \leq E_{ESS}^{DA}(t) \leq E_{ESS}^{\max} \\ E_{ESS}^{DA}(T) = E_{ESS}^{DA}(1) \end{cases} \quad (14)$$

[0119] 式中: $S_{ESS}^{Cha}(t)$ 和 $S_{ESS}^{Dis}(t)$ 为 t 时刻电储能系统充放状态; $P_{ESS}^{Cha,\min}$ 、 $P_{ESS}^{Dis,\min}$ 、 $P_{ESS}^{Cha,\max}$ 和 $P_{ESS}^{Dis,\max}$ 为电储能系统充放功率上下限; $E_{ESS}^{DA}(t)$ 为储能 t 时刻容量; δ_{ESS} 、 η_{ESS}^{Cha} 和 η_{ESS}^{Dis} 为电储能自损耗率和充放效率; $E_{ESS}^{\min}$ 和 $E_{ESS}^{\max}$ 为电储能系统容量上下限; T 为固定运行周期。

[0120] (4) 日前阶段购售电约束

[0121] 从上层配电网交互功率受到购售电功率极限和状态互斥约束,可表示为:

$$[0122] \quad \begin{cases} 0 \leq P_{Buy}^{DA}(t) \leq S_{Buy}^{DA}(t) \cdot P_{Grid}^{\max}(t) \\ 0 \leq P_{Sell}^{DA}(t) \leq S_{Sell}^{DA}(t) \cdot P_{Grid}^{\max}(t) \\ S_{Buy}^{DA}(t) + S_{Sell}^{DA}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (15)$$

[0123] 式中: $P_{Grid}^{\max}(t)$ 为微电网 t 时刻购售电功率极限; $S_{Buy}^{DA}(t)$ 、 $S_{Sell}^{DA}(t)$ 为 t 时刻微电网在日前调度阶段中购售电状态。

[0124] 实时调控约束主要包括基于日前调度方案的能量平衡约束、风电光伏机组出力约束、可控机组调控约束、电储能系统调控约束及与上层配电网交互功率调整约束等。

[0125] (1) 实时阶段购售电约束

$$\begin{aligned}
& P_{MT}(t) + P_{MT}^{Up}(t) - P_{MT}^{Dn}(t) + P_{FC}(t) + P_{FC}^{Up}(t) - P_{FC}^{Dn}(t) + P_{hydro}(t) \\
[0126] \quad & + P_{Dis}(t) + P_{Dis}^{Up}(t) - P_{Dis}^{Dn}(t) + P_{Wind}^{RT}(t) + P_{Solar}^{RT}(t) \\
& = P_{DR}(t) + P_{Load}(t) + P_{Sell}^{RT}(t) + P_{Cha}(t) + P_{Cha}^{Up}(t) - P_{Cha}^{Dn}(t) \quad (16)
\end{aligned}$$

[0127] 式中： $P_{MT}^{Up}(t)$ 、 $P_{FC}^{Up}(t)$ 和 $P_{MT}^{Dn}(t)$ 、 $P_{FC}^{Dn}(t)$ 为t时刻燃气轮机和燃料电池上下调控量； $P_{Cha}^{Up}(t)$ 、 $P_{Cha}^{Dn}(t)$ 和 $P_{Dis}^{Up}(t)$ 、 $P_{Dis}^{Dn}(t)$ 为t时刻电储能系统充放电上下调控量。

[0128] (2) 可再生能源机组出力约束

[0129] 若因预测误差过大而导致机组偏大的日前发电功率，那么在实时阶段风电和光伏出力均会被限制，所以需对可再生能源机组实际发电功率设置界限。

$$[0130] \quad \begin{cases} 0 \leq P_{Wind}(t) \leq \tilde{P}_{Wind}(t) \\ 0 \leq P_{Solar}(t) \leq \tilde{P}_{Solar}(t) \end{cases} \quad (17)$$

[0131] (3) 可控机组调控约束

$$[0132] \quad \begin{cases} 0 \leq P_{CG}^{Up}(t) \leq S_{CG}^{Up}(t) \cdot R_{CG}^{Up} \\ 0 \leq P_{CG}^{Dn}(t) \leq S_{CG}^{Dn}(t) \cdot R_{CG}^{Dn} \\ S_{CG}^{Up}(t) + S_{CG}^{Dn}(t) \leq 1 \\ S_{CG}(t) \cdot P_{CG}^{\min} \leq P_{CG}(t) + P_{CG}^{Up}(t) - P_{CG}^{Dn}(t) \leq S_{CG}(t) \cdot P_{CG}^{\max} \\ -R_{CG}^{Dn} \leq P_{CG}(t) + P_{CG}^{Up}(t) - P_{CG}^{Dn}(t) - [P_{CG}(t-1) + P_{CG}^{Up}(t-1) - P_{CG}^{Dn}(t-1)] \leq R_{CG}^{Up} \end{cases} \quad (18)$$

[0133] 式中： $S_{CG}^{Up}(t)$ 和 $S_{CG}^{Dn}(t)$ 为t时刻可控机组上下调控状态； R_{CG}^{Up} 和 R_{CG}^{Dn} 为t时刻可控机组上下调控极限。

[0134] (4) 电储能系统调控约束

$$[0135] \quad \begin{cases} S_{ESS}^{RTCha}(t) + S_{ESS}^{RTDis}(t) \leq 1 \\ S_{ESS}^{RTCha}(t) \cdot P_{Cha}^{Up \min} \leq P_{Cha}^{Up}(t) \leq S_{ESS}^{RTCha}(t) \cdot P_{Cha}^{Up \max} \\ S_{ESS}^{RTCha}(t) \cdot P_{Cha}^{Dn \min} \leq P_{Cha}^{Dn}(t) \leq S_{ESS}^{RTCha}(t) \cdot P_{Cha}^{Dn \max} \\ S_{ESS}^{RTDis}(t) \cdot P_{Dis}^{Up \min} \leq P_{Dis}^{Up}(t) \leq S_{ESS}^{RTDis}(t) \cdot P_{Dis}^{Up \max} \\ S_{ESS}^{RTDis}(t) \cdot P_{Dis}^{Dn \min} \leq P_{Dis}^{Dn}(t) \leq S_{ESS}^{RTDis}(t) \cdot P_{Dis}^{Dn \max} \\ P_{ESS}^{Cha, \min} \leq P_{Cha}(t) + P_{Cha}^{Up}(t) - P_{Cha}^{Dn}(t) \leq P_{ESS}^{Cha, \max} \\ P_{ESS}^{Dis, \min} \leq P_{Dis}(t) + P_{Dis}^{Up}(t) - P_{Dis}^{Dn}(t) \leq P_{ESS}^{Dis, \max} \\ E_{ESS}^{RT}(t) = (1 - \delta_{ESS}) \cdot E_{ESS}^{RT}(t-1) \\ + \left\{ \begin{aligned} & \eta_{ESS}^{Cha} [P_{Cha}(t-1) + P_{Cha}^{Up}(t-1) - P_{Cha}^{Dn}(t-1)] \\ & - \frac{P_{Dis}(t-1) + P_{Dis}^{Up}(t-1) - P_{Dis}^{Dn}(t-1)}{\eta_{ESS}^{Dis}} \end{aligned} \right\} \Delta t \\ E_{ESS}^{\min} \leq E_{ESS}^{RT}(t) \leq E_{ESS}^{\max} \\ E_{ESS}^{RT}(T) = E_{ESS}^{RT}(1) \end{cases} \quad (19)$$

[0136] 式中： $E_{ESS}^{RT}(t)$ 为t时刻电储能系统实时容量。

[0137] (5) 与上层配电网交互功率调整约束

$$[0138] \quad \begin{cases} 0 \leq P_{Buy}^{RT}(t) \leq S_{Buy}^{RT}(t) \cdot P_{Grid}^{\max} \\ 0 \leq P_{Sell}^{RT}(t) \leq S_{Sell}^{RT}(t) \cdot P_{Grid}^{\max} \\ S_{Buy}^{RT}(t) + S_{Sell}^{RT}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (20)$$

$$[0139] \quad \begin{cases} 0 \leq P_{Buy}^{DA}(t) + P_{Buy}^{RT}(t) \leq S_{Buy}(t) \cdot P_{Grid}^{\max} \\ 0 \leq P_{Sell}^{DA}(t) + P_{Sell}^{RT}(t) \leq S_{Sell}(t) \cdot P_{Grid}^{\max} \end{cases} \quad (21)$$

[0140] 式中： $S_{Buy}^{RT}(t)$ 和 $S_{Sell}^{RT}(t)$ 为t时刻调控阶段购售电状态。

[0141] 示例性地,所述日前运行成本包括可控机组发电成本、日前弃水成本和日前市场电能交互成本;所述实时调度成本包括弃风成本、弃光成本、实时弃水成本、可控机组的上下调成本和平衡市场功率交互成本;

[0142] 所述日前运行成本和所述实时调度成本是根据微电网设备模型中的发电参数、日前市场行情和实时市场行情计算而得;所述发电参数包括燃气轮机、风力发电机、光伏发电机和小水电机组对应的发电参数。

[0143] 示例性地,所述日前调度约束包括基于日前能量平衡约束、日前可控机组运行约束、日前电储能运行约束及与主网日前交互功率约束;

[0144] 所述实时调度约束包括实时能量平衡约束、风电光伏机组出力约束、实时可控机组调控约束、实时电储能系统调控约束及与上层配电网交互功率调整约束。

[0145] 示例性地,所述在预测误差条件下,以运行成本最低为目标函数,将所述微电网能量管理模型分解为主子问题求解,得到日前调度方案和实时调度方案,具体包括:

[0146] 将所述日前调度约束和所述实时调度约束划分为等式约束和不等式约束两类约束;

[0147] 分别根据所述等式约束和所述不等式约束得到等式约束系数矩阵和不等式约束系数矩阵;

[0148] 根据目标函数的表达式,得到目标函数系数矩阵;

[0149] 根据所述等式约束系数矩阵、所述不等式约束系数矩阵和所述目标函数系数矩阵,得到微电网双层鲁棒能量管理矩阵方程组;

[0150] 采用列约束生成算法将所述微电网双层鲁棒能量管理矩阵方程组转换为主问题矩阵方程组和子问题矩阵方程组;

[0151] 依次采用强对偶理论、大M法对所述子问题矩阵方程组进行转换,得到线性子问题矩阵方程组;

[0152] 调整实时调度变量和约束条件矩阵方程组,对所述线性子问题矩阵方程组和所述主问题矩阵方程组进行多次求解,直至所述运行成本的上界与下界的差值小于预设阈值,记录此时日前决策变量值和实时调度变量值并转化为日前调度方案和实时调度方案。

[0153] 综合上述目标函数和约束条件,并整理成矩阵形式表述,所述微电网双层鲁棒能量管理模型可表示如下:

$$[0154] \quad \left\{ \begin{array}{l} \min_x \left[c^T x + \max_u \min_y (d^T y + e^T u) \right] \\ \text{s.t. } Ax = g \\ \quad Bx \leq h \\ \quad Cx + Dy = i \\ \quad Ex + Fy \leq j \\ \quad Gy \leq u \end{array} \right. \quad (22)$$

[0155] 式中： c 、 d 、 e 为目标函数中的系数矩阵； A 、 C 、 D 为等式约束的系数矩阵； g 、 i 为等式约束的常数向量； B 、 E 、 F 、 G 为不等式约束的系数矩阵， h 、 j 为不等式约束的常数向量。 u 为不确定参数； x 为外层优化变量，对应日前调度方案； y 为内层优化变量，对应实时调控方案。

[0156] 上述双层能量管理模型中，基于最恶劣场景的内层最优实时调控方案是在外层日前调度方案的基础上进行，日前-实时两阶段调度决策之间相互影响的关系给模型求解带来了困难，无法同时优化求解，为此采用列约束生成算法将原模型分解成主子问题以便求解。其中，主问题对应原模型的外层最小化问题，而子问题对应内层最大最小化问题，分别表示为式 (23) 和式 (24)。

$$[0157] \quad \left\{ \begin{array}{l} \min_x (c^T x + \Theta) \\ \text{s.t. } \Theta \geq d^T y + e^T u \\ \quad Ax = g \\ \quad Bx \leq h \\ \quad Cx + Dy = i \\ \quad Ex + Fy \leq j \\ \quad Gy \leq u \end{array} \right. \quad (23)$$

$$[0158] \quad \left\{ \begin{array}{l} \max_u \min_y (d^T y + e^T u) \\ \text{s.t. } Cx + Dy = i \\ \quad Ex + Fy \leq j \\ \quad Gy \leq u \end{array} \right. \quad (24)$$

[0159] 由于式 (24) 中日前决策变量 x 和实时决策变量 y 相互影响，且 $\max$ - $\min$ 形式的优化问题难以求解，因此采用强对偶理论将其转化为：

$$[0160] \quad \begin{cases} \max_{u, \alpha, \beta, \gamma} (u^T \xi + i^T \alpha - x^T C^T \alpha + j^T \beta - x^T E^T \beta) \\ s.t. \quad D^T \alpha + F^T \beta + G^T \gamma = d \\ \beta \leq 0 \\ \gamma \leq 0 \\ \xi = e + \gamma \end{cases} \quad (25)$$

[0161] 式中： α 、 β 、 γ 为对偶变量，无实际意义。

[0162] 式 (25) 中目标函数存在双线性项 $u^T \xi$ 很难处理，因此采用大M法对其进行线性化处理，转化后的子问题可表示为：

$$[0163] \quad \begin{cases} \max_{u, \alpha, \beta, \gamma} [u^{up} \xi^+ + u^{down} \xi^- + u^{pre} (1 - \xi^+ - \xi^-) + i^T \alpha - x^T C^T \alpha + j^T \beta - x^T E^T \beta] \\ s.t. \quad D^T \alpha + F^T \beta + G^T \gamma = d \\ \beta \leq 0 \\ \gamma \leq 0 \\ \xi = e + \gamma \\ -M(1 - \mu_i^+) + \xi_i \leq \xi_i^+ \leq M(1 - \mu_i^+) + \xi_i \\ -M(1 - \mu_i^-) + \xi_i \leq \xi_i^- \leq M(1 - \mu_i^-) + \xi_i \\ -M\mu_i^+ \leq \xi_i^+ \leq M\mu_i^+ \\ -M\mu_i^- \leq \xi_i^- \leq M\mu_i^- \\ \mu_i^+ + \mu_i^- \leq 1 \\ \sum (\mu_i^+ + \mu_i^-) \leq \Gamma \end{cases} \quad (26)$$

[0164] 式中： u^{up} 、 u^{down} 分别对应风光出力区间上下限； ξ^+ 和 ξ^- 分别代表辅助变量 ξ 的正负取值；M 是一个足够大的常数； μ_i^+ 和 μ_i^- 为新引入的 0-1 辅助变量。由式 (24) 可知，当 μ_i^+ 为 1， μ_i^- 为 0 时，可再生能源功率取到右边界（具体参见公式 (6)，公式 (6) 中设置了可再生能源出力区间，区间的最大、最小值分别对应此处的左、右边界），其对应的 ξ_i 为正，相反，可再生能源功率取到左边界，其对应的 ξ_i 为负，若两者都为 0，则可再生能源功率取为预测值。

[0165] 基于上述模型转化，具体求解步骤描述如下：

[0166] 1) 初始化：初始优化问题上下界 $U_0 = +\infty$, $L_0 = -\infty$ ；置迭代次数 $k=1$ ；假设一个可再生能源出力场景；收敛间隙为较小的正数 λ 。需要说明的是，此处上下界对应的是目标函数，即总运行成本。由于该求解步骤为迭代搜寻最优解过程，需预设一个上下界，故设置上下界为无穷大。

[0167] 2) 求解主问题：将初始恶劣场景代入主问题中进行求解（此处所提的初始恶劣场景实际上为风电光伏出力的预测值，并将其代入主问题 (23) 中进行优化求解，可得到新的下界），得出最优解 (x_k, y_1) ，目标函数的最优值 α 和 $c^T x$ 。另外，将最优值 α 设为新的下界 L_k ，其中 $1=1, 2, \dots, k$ ；

[0168] 3) 求解子问题: 将主问题结果 x_k 作为已知条件代入子问题中, 并获得最优解 y_k^0 、目标函数的最优值 β 。然后, 将最优值 β 与主问题 $c^T x$ 之和设为新上界 U_k ;

[0169] 4) 判断收敛: 判断 $U_k - L_k \leq \lambda$ 是否成立, 若成立, 则终止算法, 并返回最优解, 优化结果即为所需的日前经济调度能量调度决策方案; 否则增加相应的实时调控变量 y_{k+1} , 及如下所示的约束条件, 并置 $k=k+1$, 返回步骤2)。

$$[0170] \quad \begin{cases} \Theta \geq d^T y_{k+1} + e^T u_{k+1} \\ Cx + Dy_{k+1} = i \\ Ex + Fy_{k+1} \leq j \\ Gy_{k+1} \leq u_{k+1} \end{cases} \quad (27)$$

[0171] 总体而言, 本发明实施例考虑的鲁棒性体现在所提两阶段能量管理策略应对风光波动性的能力。总地来说, 本发明实施例首先对微电网中设备进行建模, 研究设备输出功率的影响因素; 其次, 构建可调盒式不确定集合表征风光出力的随机性。在构建两阶段能量管理模型时, 在日前阶段根据所构建的设备模型和运行成本, 以总运行成本最低为目标制定调度策略, 而实时阶段以不确定集合限制风光出力, 搜寻最恶劣的出力场景制定实时调控策略, 通过改变可调参数调整优化结果的鲁棒性。

[0172] 为验证本发明所给出的微电网两阶段管理方法的有效性, 以下采用某微电网作为算例进行仿真分析。

[0173] 以 $\Delta t=1h$ 为时间尺度, 对偏远农村区域某微电网全天 $T=24$ 个时段进行日前优化运行算例仿真分析。该微电网内某一夏季典型日下风光出力和基础负荷预测曲线如图3和图4所示, 系统内各项参数、成本系数及配电网交互分时电价分别见表1至表3。

[0174] 表1微电网内各项参数设置

类型	参数	参数值
燃气轮机	额定容量/kW	500
	最大向上爬坡功率 $R_{MT}^{Up}/(kW \cdot h^{-1})$	360
	最大向下爬坡功率 $R_{MT}^{Dn}/(kW \cdot h^{-1})$	300
	出力上限 P_{MT}^{max}/kW	500
	出力下限 P_{MT}^{min}/kW	50
燃料电池	额定容量/kW	400
	最大向上爬坡功率 $R_{FC}^{Up}/(kW \cdot h^{-1})$	120
	最大向下爬坡功率 $R_{FC}^{Dn}/(kW \cdot h^{-1})$	120
	出力上限 P_{FC}^{max}/kW	240
	出力下限 P_{FC}^{min}/kW	50
ESS	额定容量 S_{ESS}/kWh	1600
	最大功率/kW	800

[0176]

	系统容量上限 E_{ESS}^{max} /kWh	1280
	系统容量下限 E_{ESS}^{min} /kWh	320
	充放电系数	0.9/1.1
	自损耗系数	0.001
	充放电效率 η_{ess}	0.8
小水电机组	出力系数	7.5
风电	额定容量/kW	600
光伏	额定容量/kW	800

[0177] 表2成本系数设置

成本系数参数		参数值
燃气轮机运行管理系数/[元·(kW·h) ⁻¹]	a_{MT}	0.670
	b_{MT}	0
	λ_{MT}^{Up}	1.005
	λ_{MT}^{Dn}	0.335
燃料电池运行管理系数/[元·(kW·h) ⁻¹]	a_{FC}	0.600
	b_{FC}	0
	λ_{FC}^{Up}	0.900
	λ_{FC}^{Dn}	0.300
风电运行管理系数/[元·(kW·h) ⁻¹]	λ_{Wind}	0.536
光伏运行管理系数/[元·(kW·h) ⁻¹]	λ_{Solar}	0.536

[0179] 表3配电网交互分时电价

时段	λ_{Buy}^{DA}	λ_{Sell}^{DA}	λ_{Buy}^{RT}	λ_{Sell}^{RT}
高峰时段 (9:00-12:00,19:00-24:00)	1.350	1.040	2.025	0.520
平时段 (8:00-9:00,12:00-19:00)	0.900	0.693	1.350	0.347
低谷时段 (0:00-8:00)	0.500	0.385	0.750	0.193

[0181] 设定可调预算参数,风电光伏预测误差为30%。本发明提出的管理模型优化得出的日前调度管理方案如图5所示。

[0182] 从图5可以看出:微电网风电出力在夜间比较高,而此时负荷水平较低,需向上级配电网售电来维持功率平衡,同时电储能也可进行充电;在9:00-12:00与19:00-24:00,由于该时段处于峰时电价,购电成本较高,通过电储能放电以补足电力缺额;在12:00-19:00时段,电价处于谷时电价,通过从上级配电网购电以满足电力负荷。

[0183] 为验证本发明所提模型的有效性以及优越性,将可调鲁棒能量管理模型分别与确定性模型,随机规划模型及传统鲁棒模型进行仿真对比分析,从能效对比和运行收益角度分析结果展示于表4和表5。

[0184] 表4不同方法的能效对比

方法	求解时间(s)	日前阶段成本(元)			总成本(元)
		C_{MT}	C_{FC}	C_{DA}	
[0185] 确定性优化	5.36	5254.1	1700.2	4115.3	5155.4
随机规划	143.38	5135.8	1619.3	4158.6	4927.8
传统鲁棒优化	6.69	5068.0	1550.7	4215.2	4492.4
可调鲁棒优化	6.75	5132.8	1700.6	4175.9	4483.1

[0186] 表5不同方法的购售电收益对比

方法	日前交易收益(元)	实时交易收益(元)	总交易收益(元)
确定性优化	2838.9	726.03	3564.93
[0187] 随机规划	2594.0	392.17	2920.92
传统鲁棒优化	2403.5	252.25	2655.75
可调鲁棒优化	2560.7	200.25	2760.95

[0188] 通过上述两表的数据对比分析,可以得出如下结论:(1)由于随机规划生成场景所需时间过长,进而影响优化效率;(2)在不同方案运行成本方面,由于只考虑到最恶劣的场景,传统鲁棒方案的日前运行成本最高。确定性优化方法因没有考虑预测误差,而在最有利的场景下得到较低的日前运行成本,但会带来更高的实时调度成本,因此总成本偏高。而尽管可调鲁棒决策方案的日前运行成本更高,但由于该调度方案具有更好的鲁棒性,就需要更少的实时调度成本,总经济性最优;(3)根据并结合数据对比可知,适当增加燃料电池的出力,并确定合适的电能交易量即可得到更好的经济性;(4)这几种方法中,鲁棒优化得到的总交易收益最低,这是由于最恶劣场景代表风电光伏出力取得边界值,此时需要在日前市场购买大量的电能来平衡功率。综上所述,采用本发明实施例提供的可调鲁棒优化方案结果最好,能更好的平衡鲁棒性和经济性。

[0189] 基于上述研究结果,分别选取可调预算参数为4、8、12、16、20的5种场景,讨论预算参数对微电网调度方案的影响,结果如表6所示。

[0190] 表6不同预算参数对ARO方法的影响对比

预算参数	迭代次数	求解时间(s)	日前阶段成本(元)			实时调控 成本(元)	总成本(元)	
			C_{MT}	C_{FC}	C_{DA}			
			4	1	13.46	5249.3		1700.6
[0191]	8	3	14.54	5193.0	1700.6	4145.7	307.2	4452.9
	12	3	14.98	5132.8	1700.6	4175.9	307.2	4483.1
	16	4	16.76	5008.3	1550.7	4245.2	307.2	4552.4
	20	5	19.88	4981.8	1550.7	4258.5	307.2	4564.7

[0192] 通过上表数据对比分析,可以得出如下结论:随着预算参数值的增大,求解过程的迭代次数增加,计算时间也随之增加,同时日前运行成本随之增加,这是因为预算参数影响

优化结果的保守性,值越大,决策方案保守性越高,即需要在日前阶段购买更多的电能来保证微电网安全运行,也会使总运行成本增加。因此,可根据微电网经济性和安全性的要求合理设置预算参数,从而优化得出最合理的调度决策方案。

[0193] 为了凸显预测精度对结果的影响,分别设定预测误差为10%、20%、30%、40%的5个场景,对比分析预测精度对微电网决策的影响,结果如表7所示。

[0194] 表7不同预测精度对可调鲁棒方法的影响对比

	预测误差	迭代次数	求解时间(s)	日前阶段成本(元)			实时调控 成本(元)	总成本(元)
				C_{MT}	C_{FC}	C_{DA}		
[0195]	10%	1	14.48	5253.6	1700.6	4115.3	307.2	4422.5
	20%	2	18.22	5232.0	1686.7	4126.7	307.2	4433.9
	30%	3	18.69	5085.0	1676.6	4200.9	307.2	4508.1
	40%	4	20.83	4883.8	1662.1	4303.3	307.2	4610.5
	50%	6	25.18	4729.7	1300.0	4471.3	307.2	4778.5

[0196] 通过上表数据对比分析,可以得出如下结论:预测误差越高,迭代次数越多,从而导致计算时间变长,也会导致日前运行成本和总成本变大,这是因为更高的预测误差会带来更恶劣的场景,因此在日前阶段需购买更多的电能来消除其影响。那么,为了保证功率平衡,燃气轮机和燃料电池的实时发电量需相应的减少,进而使得微电网运行经济性变差。

[0197] 本发明实施例综合考虑偏远农村区域风光出力不确定性,以可调鲁棒优化方法为主要研究方法,构建了两阶段微电网经济决策模型,制定最优调度策略。第一阶段是不考虑随机性因素的日前阶段,第二阶段是实时阶段,在已知风电光伏实际出力的前提下,该阶段就制定用于修正各运行机组出力的实时调控计划。然后,利用列约束生成算法将原模型转化为混合整数线性主问题和子问题,并利用强对偶理论和大M法线性处理。通过主子问题相互迭代求解,最终优化得出最优决策方案,并有以下结论:

[0198] (1) 本发明所提的可调鲁棒调度决策方案的性能最好,能更好的平衡鲁棒性和经济性。

[0199] (2) 预算参数值和不确定因素的预测误差均会影响优化结果的保守性和经济性。因此,需可根据微电网系统的实际运行要求并采用更加精细可靠的数据驱动技术,构建更合适的不确定集合,以满足要求的运行经济性和安全性指标。

[0200] 相比于现有技术,本发明实施例提供一种微电网两阶段管理方法,分析偏远农村地区风、光、小水电及生物质能等分布式能源分布情况与负荷特性,设计适应偏远农村地区特点的风光水储等多能互补的微电网模型,由此微网模型最大限度反映农村自然资源,后续调用微网模型相关参数进行管理模型构建保证分布式能源就地消纳。在构建微电网能量管理模型时,以可调盒式不确定集表征随机变量的随机概率分布,通过调整预测误差条件优化调整手段,得到最恶劣场景下系统的调度方案,并结合不确定性预算参数的设置对微电网经济决策方案的保守程度进行调节,进而保证求解模型所得调度管理方案的经济性和鲁棒性之间的平衡。

[0201] 本申请一实施例提供了一种微电网两阶段管理装置,包括参数获取模块、约束构建模块、模型构建模块、求解模块和调正模块。

- [0202] 参数获取模块,用于获取微电网设备的发电参数并组成微电网设备模型。
- [0203] 约束构建模块,用于根据风电光伏实际出力值、风电光力预测出力值和预算参数,构建可调盒式不确定集合约束;所述预算参数是指不确定性因素取得边界值的次数。
- [0204] 模型构建模块,用于根据所述微电网设备模型和所述可调盒式不确定集合约束,构建包括不确定参数、日前运行成本、实时调度成本、日前调度约束和实时调度约束的微电网能量管理模型;所述不确定参数由所述可调盒式不确定集合约束决定。
- [0205] 求解模块,用于在预测误差条件下,以运行成本最低为目标函数,将所述微电网能量管理模型分解为主子问题求解,得到日前调度方案和实时调度方案。
- [0206] 调正模块,用于根据所述日前调度方案和所述实时调度方案,调整可控机组出力量、电储能系统充放电量及购售电计划量。
- [0207] 示例性地,所述模型构建模块具体用于:
- [0208] 根据所述可调盒式不确定集合约束得到不确定参数;
- [0209] 将日前运行成本和实时调度成本之和作为运行成本;所述日前运行成本是关于日前决策变量的函数,所述实时调度成本是关于实时调度变量最小值和所述不确定参数最大值的函数;
- [0210] 分别构建关于日前调度约束和实时调度约束;所述日前调度约束是关于所述日前决策变量的函数,实时调度约束是关于所述实时调度变量、所述不确定参数、所述日前决策变量和所述预算参数的函数。
- [0211] 示例性地,所述日前运行成本包括可控机组发电成本、日前弃水成本和日前市场电能交互成本;所述实时调度成本包括弃风成本、弃光成本、实时弃水成本、可控机组的上下调成本和平衡市场功率交互成本;
- [0212] 所述日前运行成本和所述实时调度成本是根据微电网设备模型中的发电参数、日前市场行情和实时市场行情计算而得;所述发电参数包括燃气轮机、风力发电机、光伏发电机和小水电机组对应的发电参数。
- [0213] 示例性地,所述日前调度约束包括基于日前能量平衡约束、日前可控机组运行约束、日前电储能运行约束及与主网日前交互功率约束;
- [0214] 所述实时调度约束包括实时能量平衡约束、风电光伏机组出力约束、实时可控机组调控约束、实时电储能系统调控约束及与上层配电网交互功率调整约束。
- [0215] 示例性地,所述求解模块具体用于:
- [0216] 将所述日前调度约束和所述实时调度约束划分为等式约束和不等式约束两类约束;
- [0217] 分别根据所述等式约束和所述不等式约束得到等式约束系数矩阵和不等式约束系数矩阵;
- [0218] 根据目标函数的表达式,得到目标函数系数矩阵;
- [0219] 根据所述等式约束系数矩阵、所述不等式约束系数矩阵和所述目标函数系数矩阵,得到微电网双层鲁棒能量管理矩阵方程组;
- [0220] 采用列约束生成算法将所述微电网双层鲁棒能量管理矩阵方程组转换为主问题矩阵方程组和子问题矩阵方程组;
- [0221] 依次采用强对偶理论、大M法对所述子问题矩阵方程组进行转换,得到线性子问题

矩阵方程组；

[0222] 调整实时调度变量和约束条件矩阵方程组,对所述线性子问题矩阵方程组和所述主问题矩阵方程组进行多次求解,直至所述运行成本的上界与下界的差值小于预设阈值,记录此时日前决策变量值和实时调度变量值并转化为日前调度方案和实时调度方案。

[0223] 相比于现有技术,本发明实施例提供一种微电网两阶段管理装置,分析偏远农村地区风、光、小水电及生物质能等分布式能源分布情况与负荷特性,设计适应偏远农村区域特点的风光水储等多能互补的微电网模型,由此微网模型最大限度反映农村自然资源,后续调用微网模型相关参数进行管理模型构建保证分布式能源就地消纳。在构建微电网能量管理模型时,以可调盒式不确定集表征随机变量的随机概率分布,通过调整预测误差条件优化调整手段,得到最恶劣场景下系统的调度方案,并结合不确定性预算参数的设置对微电网经济决策方案的保守程度进行调节,进而保证求解模型所得调度管理方案的经济性和鲁棒性之间的平衡。

[0224] 所属领域的技术人员可以清楚地了解到,为描述的方便和简洁,上述描述的定位装置的具体工作过程,可以参考前述方法实施例中的对应过程,在此不再赘述。

[0225] 以上所述是本发明的优选实施方式,应当指出,对于本技术领域的普通技术人员来说,在不脱离本发明原理的前提下,还可以做出若干改进和润饰,这些改进和润饰也视为本发明的保护范围。

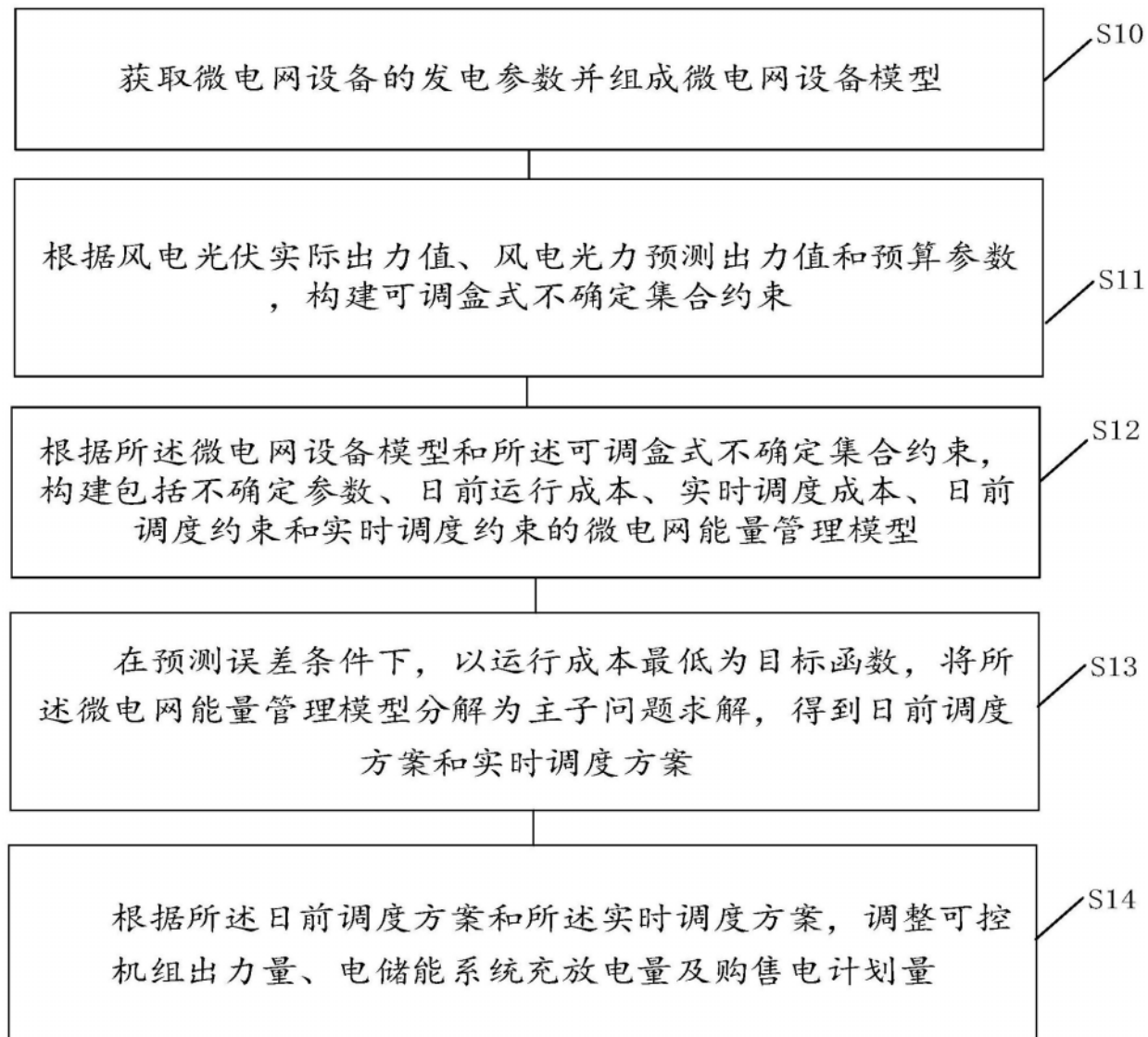


图1

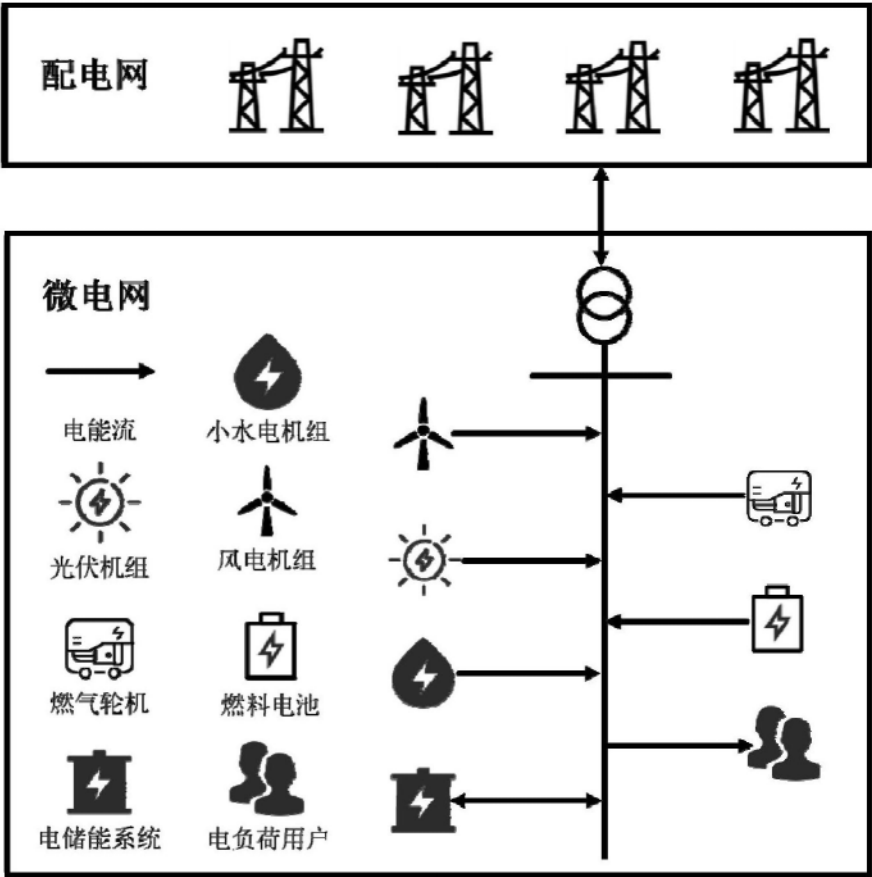


图2

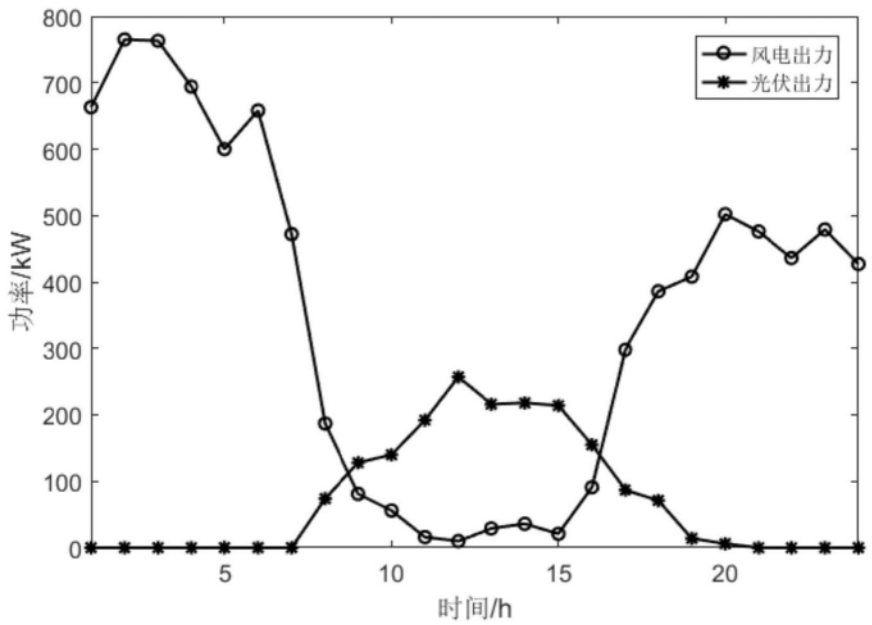


图3

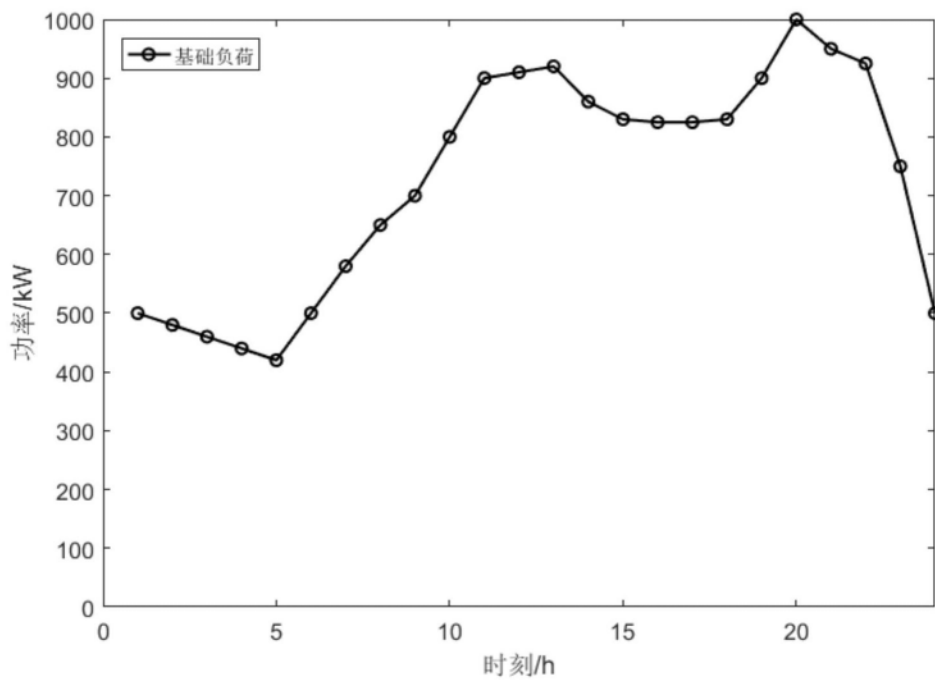


图4

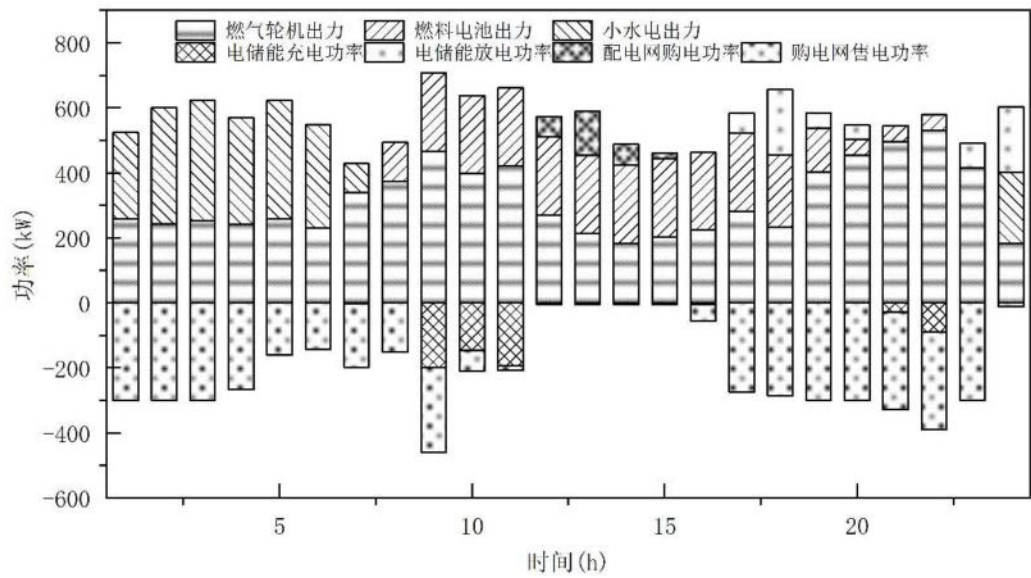


图5