

1. 变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,其特征在于:所述的方法包括以下步骤:

步骤1:站用电负荷需求分析:对变电站站用电负荷最大需求即全站负荷和最小需求即考虑黑启动负荷进行统计分析;

步骤2:基于遗传算法的多目标容量配置;

步骤3:“风-光-储”系统各部分配置;

步骤4:站用光储直系统接线方式。

2. 如权利要求1所述的变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,其特征在于:所述的步骤1中的全站负荷包括500kV HGIS、220kV HGIS。

3. 如权利要求2所述的变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,其特征在于:所述的步骤1中的黑启动负荷包括断路器伴热带负荷、主变压器冷却负荷、站用直流系统负荷。

4. 如权利要求1所述的变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,其特征在于:所述的步骤2中的基于遗传算法的多目标容量配置具体包括以下步骤:

步骤2.1:算法流程:以本站的负荷需求,以及风能、太阳能的资源条件为基础数据,综合考虑系统可靠性和经济性,利用遗传算法进行多目标优化计算,从而得出风光储系统各模块容量的最优方案;

步骤2.2:优化配置模型:包括蓄电池模型和超级电容模型;

步骤2.3:目标函数:储能系统优化的目标函数模型包含购买费用、运行费用、维护费用和处理费用四大费用之和,即: $\min C = C_{iv} + C_{oc} + C_{mc} + C_{dc}$ (8), 式中: C_{iv} 为购买费用; C_{oc} 为运行费用,包括实验、安装、损耗、人工费用; C_{mc} 为维护费用,包括故障前后的维护费用; C_{dc} 为处理费用,包括报废费用和残值费用;

步骤2.4:约束条件:考虑“风-光-储”多能互补系统的运行特性及储能系统的管理策

$$\text{略, 建立约束条件如下: } \begin{cases} LPSP(m, n) \leq LPSP_{\max} \\ \Delta P = [P_b(kt, m) + P_{sc}(kt, n)] \cdot \eta_c \\ P_b(kt, m) = P_b(m), P_{sc}(kt, n) \leq P_{sc\max}(n) \\ E_{b\min} \leq E_b(kt, m) \leq E_b(m) \\ E_{sc\min} \leq E_{sc}(kt, m) \leq E_{sc\max}(m) \\ P_b(m) \leq \alpha \cdot \Delta P \\ [E_b(m) - E_{b\min}(m)] \cdot \eta_{bd} + [E_{sc\max}(n) - E_{sc\min}(n)] \cdot \eta_{scd} \geq \beta \cdot P_{ln} \cdot t / \eta_c \\ E_b(kt) = E_b[(k-1)t] + P_b(kt) \times t \times \eta_{bc} \\ E_{sc}(kt) = E_{sc}[(k-1)t] + P_{sc}(kt) \times t \times \eta_{sc} \end{cases} \quad (9),$$

式中: m 为储能系统中蓄电池的个数; n 为储能系统中超级电容器的个数; $P_b(kt)$ 、 $P_{sc}(kt)$ 为 kt 时刻,蓄电池组和超级电容组充电和放电功率; $E_b(kt)$ 、 $E_{sc}(kt)$ 为 kt 时刻,蓄电池组和超级电容组的储能量; P_{ln} 为额定负荷; α 为不平衡功率中基本部分所占的比例; β 为额定负荷中重要负荷所占的比例; η_c 为系统逆变器功率转换效率; η_{bc} 、 η_{sc} 为蓄电池组和超级电容组充电效率; η_{bd} 、 η_{scd} 为蓄电池组和超级电容组放电效率。

5. 如权利要求4所述的变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,其特征在于:所述的步骤2.1中的遗传算法的输入条件具体为:系统约束条件主要包括联络线输送功率最大值小于站用电负荷减去微网系统消纳负荷、公共联络点的短路电流与微网内电源额定电流之

比小于10、输电线路电压损耗小于5%；风光储系统成本以各模块常用型号成本来估算；负荷参数为站用电负荷曲线；光伏参数和风电参数以风、光资源情况进行计算。

6. 如权利要求4所述的变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,其特征在于:所述的步骤2.2中的蓄电池模型具体为:每个蓄电池的额定电压为 U_b ,单位V;额定容量为 C_b ,单位 $A \cdot h$;假设蓄电池组由 m 个蓄电池组成,则总的储能量 E_b ,单位 $A \cdot hMW \cdot h$ 为: $E_b = m \times C_b \times U_b / 10^6$ (1),当蓄电池放电时,假设最大放电深度为DOD时,则蓄电池组的最小的剩余储能量 E_{bmin} ,单位 $MW \cdot h$ 为: $E_{bmin} = m \times C_b \times U_b \times (1 - DOD) / 10^6$ (2),蓄电池通常以 C_{10} 的时间率放电,则蓄电池组输出功率额定值为: $P_b = m \times C_b \times U_b / 10^7$ (3);所述的超级电容模型具体为:每个超级电容器的端电压为 U_c ,电容值为 C_c ,假设超级电容器组由 n 个超级电容器组成,则总的储能量为: $E_c = 0.5 \times n \times C_c \times U_c^2$ (4),在实际情况中,超级电容器工作电压范围,记为 $U_{cmin} \sim U_{cmax}$,则该超级电容器组的最大储能量为: $E_{cmax} = 0.5 \times n \times C_c \times U_{cmax}^2 / 3.6 \times 10^9$ (5),最小值为: $E_{cmin} = 0.5 \times n \times C_c \times U_{cmin}^2 / 3.6 \times 10^9$ (6),假设超级电容器工作电流的最大值为 I_{cmax} ,则超级电容器组输出功率的最大值可表示为: $P_{cmax} = n \times U_{cmax} \times I_{cmax} / 10^6$ (7)。

7. 如权利要求1所述的变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,其特征在于:所述的步骤3中的“风-光-储”系统各部分配置具体包括以下步骤:

步骤3.1:风机部分:风力发电机组单机容量为50kW,出口额定电压为DC460V;风力发电机组首先通过1根ZRC-YJY23-0.6/1kV-2×50的电力电缆接至风机控制器柜,然后再通过1根ZRC-YJY23-0.6/1k V-2×50的电力电缆接至风力发电机组并网逆变器,并网逆变器交流侧电压为380V经ZRC-YJY23-0.6/1kV-3×50电缆直接接入变电站380/220V站用PC段;

步骤3.2:光伏部分:①太阳能电池组件串联计算:太阳能电池组件串联个数: $S_n =$ 逆变器直流输入电压/组件最大输出工作电压;太阳能电池组件并联个数: $P_n =$ 系统输出功率(W)/组件最大输出功率(W)×1组件串的串联个数(S_n);②光伏主接线方式:为减少光伏组件到逆变器之间的连接线及电能损耗,方便操作和维护,系统采用分段连接,用光伏阵列汇流箱逐级汇流;通过电缆接入太阳能控制器,再经电缆接至逆变器20kW的逆变器出口电压为0.38kV,再通过1根ZRC-YJY23-0.6/1k V-3×10的铜芯电力电缆敷设接至变电站380V场用PCI段配电柜;

步骤3.3:储能部分:考虑储能装置的经济性及变电站内可利用的占地面积,采用蓄电池作为储能装置,蓄电池的容量按满足变电站黑启动的要求考虑;蓄电池放电功率按20kW考虑,放电时间按0.5h考虑,蓄电池出口电压取220V,则放电电流 I_1 为90.91A;蓄电池按阀控室密封铅酸蓄电池考虑,则蓄电池额定容量计算如下:①第一阶段计算容量:

$C_{C1} = K_k \frac{I_1}{K_{C1}} (10)$,式中, K_{C1} 为1min放电时的容量换算系数; K_k 为可靠性系数; I_1 为第一阶段

负荷电流; C_{C1} 为第一阶段容量;②第二阶段计算容量: $C_{C2} = K_k \left[\frac{I_1}{K_{C1}} + \frac{1}{K_{C2}} (I_2 - I_1) \right] (11)$,式

中, K_{C2} 为除第一阶段时间外放电时间的容量换算系数; I_2 第二阶段负荷电流; C_{C2} 为第二阶段容量。

8. 如权利要求1所述的变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,其特征在于:所述的步骤4中的站用光储直系统接线方式具体包括以下步骤:

步骤4.1:场内380/220V接线:风机并网逆变器和光伏并网逆变器输出的380V交流电汇入场用配电柜,交流站用电低压系统采用三相四线制、单母线分段接线方式;

步骤4.2:过电压保护及接地。

9.如权利要求8所述的变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,其特征在于:所述的步骤4.1中的站用电负荷由场用配电屏直配供电,380/220V配电装置中性点采用直接接地。

10.如权利要求1所述的变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,其特征在于:所述的步骤1.2中的过电压保护及接地具体为:①电气设备防雷及过电压保护:0.4k V低压开关柜内采用过电压保护装置;风力发电机组叶片支架、发电机以及辅助设备、基础钢柱都应为基础可靠连接,并与风机接地网相连,作为防直击雷保护;光伏电池组接入防雷汇流箱并与大地可靠相连,接地电阻满足 $R \leq 250/I$,但不大于 4Ω ,之后通过逆变器并网;②接地保护:风力发电机组接地电阻要求不大于 4Ω ,并将接触电势、跨步电势和转移电势均限制在安全值以内;风力发电机组塔杆的基础可作为自然接地体,并敷设必要的人工接地网,以满足接地电阻值的要求。

变电站站用光-储-直微电网系统优化方法

技术领域

[0001] 本发明属于变电站技术领域,具体涉及变电站站用光-储-直微电网系统优化方法。

背景技术

[0002] 变电站站用电系统通常是指负责站内变压器的冷却系统用电、开关和刀闸分合动力用电、站内二次系统(保护、监控、通信及端子箱加热器)用电以及站内其他用电设施(如照明、通风、检修、空调、门禁等)供电的电源及其辅助系统;风光储系统是站用电微电网的最基本模块,开展风电系统、光伏发电系统和储能系统的容量配置、设备选型以及布置是变电站站用电微电网规划设计的必要工作;风力发电、光伏发电受环境因素影响较大,需要对变电站所处地点的自然资源进行资源评估,为风电系统、光伏发电系统的容量提供依据,是保证变电站安全可靠运行的关键,否则一旦出现问题,会影响整个变电站的正常运行,严重时会影响区域电网其他变电站的可靠工作,在电网系统发生故障可能会扩大事故范围,甚至有可能导致电网崩溃、解列等恶性事故发生;因此,提供一种分析站用电负荷、采用多目标分析算法、对系统容量进行最优配置的变电站站用光-储-直微电网系统优化方法是非常有必要的。

发明内容

[0003] 本发明的目的是为了克服现有技术的不足,而提供一种分析站用电负荷、采用多目标分析算法、对系统容量进行最优配置的变电站站用光-储-直微电网系统优化方法。

[0004] 本发明的目的是这样实现的:变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,所述的方法包括以下步骤:

[0005] 步骤1:站用电负荷需求分析:对变电站站用电负荷最大需求即全站负荷和最小需求即考虑黑启动负荷进行统计分析;

[0006] 步骤2:基于遗传算法的多目标容量配置;

[0007] 步骤3:“风-光-储”系统各部分配置;

[0008] 步骤4:站用光储直系统接线方式。

[0009] 所述的步骤1中的全站负荷包括500kVHGIS、220kVHGIS。

[0010] 所述的步骤1中的黑启动负荷包括断路器伴热带负荷、主变压器冷却负荷、站用直流系统负荷。

[0011] 所述的步骤2中的基于遗传算法的多目标容量配置具体包括以下步骤:

[0012] 步骤2.1:算法流程:以本站的负荷需求,以及风能、太阳能的资源条件为基础数据,综合考虑系统可靠性和经济性,利用遗传算法进行多目标优化计算,从而得出风光储系统各模块容量的最优方案;

[0013] 步骤2.2:优化配置模型:包括蓄电池模型和超级电容模型;

[0014] 步骤2.3:目标函数:储能系统优化的目标函数模型包含购买费用、运行费用、维护

费用和处理费用四大费用之和,即: $\min C = C_{iv} + C_{oc} + C_{mc} + C_{dc}$ (8), 式中: C_{iv} 为购买费用; C_{oc} 为运行费用,包括实验、安装、损耗、人工费用; C_{mc} 为维护费用,包括故障前后的维护费用; C_{dc} 为处理费用,包括报废费用和残值费用;

[0015] 步骤2.4:约束条件:考虑“风-光-储”多能互补系统的运行特性及储能系统的管理策略,建立约束条件如下:

$$\begin{cases} LPSP(m, n) \leq LPSP_{\max} \\ \Delta P = [P_b(kt, m) + P_{sc}(kt, n)] \cdot \eta_c \\ P_b(kt, m) = P_b(m), P_{sc}(kt, n) \leq P_{sc\max}(n) \\ E_{b\min} \leq E_b(kt, m) \leq E_b(m) \\ E_{sc\min} \leq E_{sc}(kt, m) \leq E_{sc\max}(m) \\ P_b(m) \leq \alpha \cdot \Delta P \\ [E_b(m) - E_{b\min}(m)] \cdot \eta_{bd} + [E_{sc\max}(n) - E_{sc\min}(n)] \cdot \eta_{scd} \geq \beta \cdot P_{ln} \cdot t / \eta_c \\ E_b(kt) = E_b[(k-1)t] + P_b(kt) \times t \times \eta_{bc} \\ E_{sc}(kt) = E_{sc}[(k-1)t] + P_{sc}(kt) \times t \times \eta_{sc} \end{cases} \quad (9), \text{式中: } m \text{ 为储能系统中蓄}$$

电池的个数; n 为储能系统中超级电容器的个数; $P_b(kt)$ 、 $P_{sc}(kt)$ 为 kt 时刻,蓄电池组和超级电容组充电和放电功率; $E_b(kt)$ 、 $E_{sc}(kt)$ 为 kt 时刻,蓄电池组和超级电容组的储能量; P_{ln} 为额定负荷; α 为不平衡功率中基本部分所占的比例; β 为额定负荷中重要负荷所占的比例; η_c 为系统逆变器功率转换效率; η_{bc} 、 η_{sc} 为蓄电池组和超级电容组充电效率; η_{bd} 、 η_{scd} 为蓄电池组和超级电容组放电效率。

[0016] 所述的步骤2.1中的遗传算法的输入条件具体为:系统约束条件主要包括联络线输送功率最大值小于站用电负荷减去微网系统消纳负荷、公共联络点的短路电流与微网内电源额定电流之比小于10、输电线路电压损耗小于5%;风光储系统成本以各模块常用型号成本来估算;负荷参数为站用电负荷曲线;光伏参数和风电参数以风、光资源情况进行计算。

[0017] 所述的步骤2.2中的蓄电池模型具体为:每个蓄电池的额定电压为 U_b ,单位V;额定容量为 C_b ,单位A·h;假设蓄电池组由 m 个蓄电池组成,则总的储能量 E_b ,单位A·hMW·h为: $E_b = m \times C_b \times U_b / 10^6$ (1),当蓄电池放电时,假设最大放电深度为DOD时,则蓄电池组的最小的剩余储能量 $E_{b\min}$,单位MW·h为: $E_{b\min} = m \times C_b \times U_b \times (1 - DOD) / 10^6$ (2),蓄电池通常以 C_{10} 的时间率放电,则蓄电池组输出功率额定值为: $P_b = m \times C_b \times U_b / 10^7$ (3);所述的超级电容模型具体为:每个超级电容器的端电压为 U_c ,电容值为 C_c ,假设超级电容器组由 n 个超级电容器组成,则总的储能量为: $E_c = 0.5 \times n \times C_c \times U_c^2$ (4),在实际情况中,超级电容器工作电压范围,记为 $U_{c\min} \sim U_{c\max}$,则该超级电容器组的最大储能量为: $E_{c\max} = 0.5 \times n \times C_c \times U_{c\max}^2 / 3.6 \times 10^9$ (5),最小值为: $E_{c\min} = 0.5 \times n \times C_c \times U_{c\min}^2 / 3.6 \times 10^9$ (6),假设超级电容器工作电流的最大值为 $I_{c\max}$,则超级电容器组输出功率的最大值可表示为: $P_{c\max} = n \times U_{c\max} \times I_{c\max} / 10^6$ (7)。

[0018] 所述的步骤3中的“风-光-储”系统各部分配置具体包括以下步骤:

[0019] 步骤3.1:风机部分:风力发电机组单机容量为50kW,出口额定电压为DC460V;风力发电机组首先通过1根ZRC-YJY23-0.6/1kV-2×50的电力电缆接至风机控制器柜,然后再通

过1根ZRC-YJY23-0.6/1kV-2×50的电力电缆接至风力发电机组并网逆变器,并网逆变器交流侧电压为380V经ZRC-YJY23-0.6/1kV-3×50电缆直接接入变电站380/220V站用PC段;

[0020] 步骤3.2:光伏部分:①太阳能电池组件串联计算:太阳能电池组件串联个数: $S_n = \text{逆变器直流输入电压} / \text{组件最大输出工作电压}$;太阳能电池组件并联个数: $P_n = \text{系统输出功率(W)} / \text{组件最大输出功率(W)} \times 1 \text{组件串的串联个数}(S_n)$;②光伏主接线方式:为减少光伏组件到逆变器之间的连接线及电能损耗,方便操作和维护,系统采用分段连接,用光伏阵列汇流箱逐级汇流;通过电缆接入太阳能控制器,再经电缆接至逆变器20kW的逆变器出口电压为0.38kV,再通过1根ZRC-YJY23-0.6/1kV-3×10的铜芯电力电缆敷设接至变电站380V场用PCI段配电柜;

[0021] 步骤3.3:储能部分:考虑储能装置的经济性及变电站内可利用的占地面积,采用蓄电池作为储能装置,蓄电池的容量按满足变电站黑启动的要求考虑;蓄电池放电功率按20kW考虑,放电时间按0.5h考虑,蓄电池出口电压取220V,则放电电流 I_1 为90.91A;蓄电池按阀控室密封铅酸蓄电池考虑,则蓄电池额定容量计算如下:①第一阶段计算容量:

$C_{C1} = K_k \frac{I_1}{K_{C1}} (10)$,式中, K_{C1} 为1min放电时的容量换算系数; K_k 为可靠性系数; I_1 为第一阶段

负荷电流; C_{C1} 为第一阶段容量;②第二阶段计算容量: $C_{C2} = K_k \left[\frac{I_1}{K_{C1}} + \frac{1}{K_{C2}} (I_2 - I_1) \right] (11)$,式

中, K_{C2} 为除第一阶段时间外放电时间的容量换算系数; I_2 第二阶段负荷电流; C_{C2} 为第二阶段容量。

[0022] 所述的步骤4中的站用光储直系统接线方式具体包括以下步骤:

[0023] 步骤4.1:场内380/220V接线:风机并网逆变器和光伏并网逆变器输出的380V交流电入场用配电柜,交流站用电低压系统采用三相四线制、单母线分段接线方式;

[0024] 步骤4.2:过电压保护及接地。

[0025] 所述的步骤4.1中的站用电负荷由场用配电屏直配供电,380/220V配电装置中性点采用直接接地。

[0026] 所述的步骤1.2中的过电压保护及接地具体为:①电气设备防雷及过电压保护:0.4kV低压开关柜内采用过电压保护装置;风力发电机组叶片支架、发电机以及辅助设备、基础钢柱都应与基础可靠连接,并与风机接地网相连,作为防直击雷保护;光伏电池组接入防雷汇流箱并与大地可靠相连,接地电阻满足 $R \leq 250/I$,但不大于 4Ω ,之后通过逆变器并网;②接地保护:风力发电机组接地电阻要求不大于 4Ω ,并将接触电势、跨步电势和转移电势均限制在安全值以内;风力发电机组塔杆的基础可作为自然接地体,并敷设必要的人工接地网,以满足接地电阻值的要求。

[0027] 本发明的有益效果:本发明为变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,在使用中,本发明包括以下步骤:站用电负荷需求分析:对变电站站用电负荷最大需求即全站负荷和最小需求即考虑黑启动负荷进行统计分析;基于遗传算法的多目标容量配置;“风-光-储”系统各部分配置;站用光储直系统接线方式;本发明对变电站的站用电负荷进行分析,综合考虑负荷情况、风光储系统资源条件及成本及系统稳定性因素采用多目标分析算法对风电系统、光伏发电系统以及储能系统的容量进行最优化配置,在此基础上,参考风电系统

和光伏发电系统的设计条件和相关规程规范,实现对设备的选型和布置方案;本发明具有分析站用电负荷、采用多目标分析算法、对系统容量进行最优配置的优点。

附图说明

[0028] 图1为本发明的变电站站用光储微电网组成结构示意图。

[0029] 图2为本发明的基于遗传算法的多目标优化配置流程图。

[0030] 图3为本发明置的基于遗传算法的多目标优化配置方法输入输出关系图。

具体实施方式

[0031] 下面结合附图对本发明做进一步的说明。

[0032] 实施例1

[0033] 如图1-3所示,变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,所述的方法包括以下步骤:

[0034] 步骤1:站用电负荷需求分析:对变电站站用电负荷最大需求即全站负荷和最小需求即考虑黑启动负荷进行统计分析;

[0035] 步骤2:基于遗传算法的多目标容量配置;

[0036] 步骤3:“风-光-储”系统各部分配置;

[0037] 步骤4:站用光储直系统接线方式。

[0038] 本发明为变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,在使用中,本发明包括以下步骤:站用电负荷需求分析:对变电站站用电负荷最大需求即全站负荷和最小需求即考虑黑启动负荷进行统计分析;基于遗传算法的多目标容量配置;“风-光-储”系统各部分配置;站用光储直系统接线方式;本发明对变电站的站用电负荷进行分析,综合考虑负荷情况、风光储系统资源条件及成本及系统稳定性因素采用多目标分析算法对风电系统、光伏发电系统以及储能系统的容量进行最优化配置,在此基础上,参考风电系统和光伏发电系统的设计条件和相关规程规范,实现对设备的选型和布置方案;本发明具有分析站用电负荷、采用多目标分析算法、对系统容量进行最优配置的优点。

[0039] 实施例2

[0040] 如图1-3所示,变电站站用光-储-直微电网系统优化方法,所述的方法包括以下步骤:

[0041] 步骤1:站用电负荷需求分析:对变电站站用电负荷最大需求即全站负荷和最小需求即考虑黑启动负荷进行统计分析;

[0042] 步骤2:基于遗传算法的多目标容量配置;

[0043] 步骤3:“风-光-储”系统各部分配置;

[0044] 步骤4:站用光储直系统接线方式。

[0045] 所述的步骤1中的全站负荷包括500kVHGIS、220kVHGIS。

[0046] 在本实施例中,某500kV变电站所处环境极端最低气温为-5℃,考虑该极端环境条件的站用电负荷情况,各厂家500kV和220kVHGIS开关设备在低温环境运行条件下的加热负荷:1) 500kVHGIS:西开:断路器气室需要加热,每相加热负荷为1.8kW;平高东芝:各气室均无需加热;沈高:各气室均无需加热;山东泰开:断路器气室需要加热,每相加热负荷为

0.9kW;2) 220kVHGIS:西开:断路器气室需要加热,每相加热负荷为1.8kW;杭州西门子:各气室均无需加热;沈高:断路器气室需要加热,每相加热负荷为0.9kW;山东泰开:断路器气室需要加热,每相加热负荷为0.9kW;根据以上情况的最大负荷考虑,并考虑断路器端子箱等辅助设施的加热负荷,500kVHGIS每台断路器加热负荷按9kW考虑,220kVHGIS每台断路器加热负荷按2kW考虑,该变电站的全站负荷统计结果如表1所列;

表 1 某 500kV 变电站负荷统计结果

序号	名称	远期		本期		运行方式
		夏季负荷	冬季负荷	夏季负荷	冬季负荷	
		(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	
1	保护试验电源	15	15	15	15	经常、连续
2	主变冷却	124	124	62	62	经常、连续
3	通信电源	30	30	30	30	经常、连续
4	直流电源	135	135	135	135	经常、连续
5	UPS 电源	12	12	12	12	经常、连续
6	站外水泵房	15	15	15	15	经常、短时
7	消防电源	1	1	1	1	短时
8	电动大门	1	1	1	1	经常、短时
	小计 P1	333	333	271	271	
9	500kV 断路器加热	0	126	0	42	经常、连续
10	220kV 配电装置加热	0	144	0	42	经常、连续
11	500kV 母线 PT 智能控制加热柜	0	1	0	1	经常、连续
12	220kV 母线设备智能控制柜加热	0	2	0	1	短期
13	综合控制楼空调/采暖	68	25	68	25	经常、连续
14	500kV 第一继电器小室空调/采暖	14	9	14	9	经常、连续
15	500kV 第二继电器小室空调/采暖	9	6	9	6	经常、连续
16	泡沫小室采暖	0	2	0	2	经常、短时
17	站外水泵房采暖	0	3	0	3	经常、连续
	小计 P2	91	318	91	131	
18	端子箱照明	7.05	7.05	7.05	7.05	短期
19	配电装置照明	15	15	10	10	经常、连续
20	综合控制楼照明	10	10	10	10	经常、连续
21	消防小室照明	0.5	0.5	0.5	0.5	经常、连续

[0048] 小计 P3 32.55 32.55 27.55 27.55

[0049] 其中,照明功率因数 0.8 考虑,该 500kV 变电站站用电负荷为:
 $S = 0.85P_1 + P_2 + 0.8P_3 / \cos \varphi = 406.6kVA$, 远期夏季;
 $S = 0.85P_1 + P_2 + 0.8P_3 / \cos \varphi = 663.6kVA$, 远期冬季;
 $S = 0.85P_1 + P_2 + 0.8P_3 / \cos \varphi = 348.9kVA$, 本期夏季;
 $S = 0.85P_1 + P_2 + 0.8P_3 / \cos \varphi = 388.9kVA$, 本期冬季;

[0050] 所述的步骤1中的黑启动负荷包括断路器伴热带负荷、主变压器冷却负荷、站用直流系统负荷。

[0051] 在本实施例中,1)断路器伴热带负荷:考虑较严重的情况,变电站在最低温度条件下启动,需要考虑断路器伴热带的加热负荷,按500kV线路供电考虑,一线一变运行方式下,考虑需要2台500kV断路器和2台220kV断路器合闸,则加热功率按20kW考虑,加热时间按0.5h考虑;2)主变压器冷却负荷:在线路为主变压器及站用变压器充电的过程中,由于负荷较小,主变压器接近空载运行,因此主变压器冷却装置可不启动,不考虑主变压器冷却负荷;3)站用直流系统负荷:考虑在计划启动的前一段时间内,预先为站用直流系统蓄电池充电,因此在黑启动过程中,不考虑站用直流系统负荷;综上,变电站黑启动所需的功率为20kW,容量为10kWh

[0052] 所述的步骤2中的基于遗传算法的多目标容量配置具体包括以下步骤:

[0053] 步骤2.1:算法流程:以本站的负荷需求,以及风能、太阳能的资源条件为基础数据,综合考虑系统可靠性和经济性,利用遗传算法进行多目标优化计算,从而得出风光储系统各模块容量的最优方案;

[0054] 步骤2.2:优化配置模型:包括蓄电池模型和超级电容模型;

[0055] 步骤2.3:目标函数:储能系统优化的目标函数模型包含购买费用、运行费用、维护费用和处理费用四大费用之和,即: $\min C = C_{iv} + C_{oc} + C_{mc} + C_{dc}$ (8),式中: C_{iv} 为购买费用; C_{oc} 为运行费用,包括实验、安装、损耗、人工费用; C_{mc} 为维护费用,包括故障前后的维护费用; C_{dc} 为处理费用,包括报废费用和残值费用;

[0056] 步骤2.4:约束条件:考虑“风-光-储”多能互补系统的运行特性及储能系统的管理策略,建立约束条件如下:

$$\begin{cases} LPSP(m, n) \leq LPSP_{\max} \\ \Delta P = [P_b(kt, m) + P_{sc}(kt, n)] \cdot \eta_c \\ P_b(kt, m) = P_b(m), P_{sc}(kt, n) \leq P_{sc\max}(n) \\ E_{b\min} \leq E_b(kt, m) \leq E_b(m) \\ E_{sc\min} \leq E_{sc}(kt, m) \leq E_{sc\max}(m) \\ P_b(m) \leq \alpha \cdot \Delta P \\ [E_b(m) - E_{b\min}(m)] \cdot \eta_{bd} + [E_{sc\max}(n) - E_{sc\min}(n)] \cdot \eta_{scd} \geq \beta \cdot P_{1n} \cdot t / \eta_c \\ E_b(kt) = E_b[(k-1)t] + P_b(kt) \times t \times \eta_{bc} \\ E_{sc}(kt) = E_{sc}[(k-1)t] + P_{sc}(kt) \times t \times \eta_{sc} \end{cases} \quad (9), \text{式中: } m \text{ 为储能系统中蓄}$$

电池的个数; n 为储能系统中超级电容器的个数; $P_b(kt)$ 、 $P_{sc}(kt)$ 为 kt 时刻,蓄电池组和超级电容组充电和放电功率; $E_b(kt)$ 、 $E_{sc}(kt)$ 为 kt 时刻,蓄电池组和超级电容组的储能量; P_{1n} 为额定负荷; α 为不平衡功率中基本部分所占的比例; β 为额定负荷中重要负荷所占的比例; η_c 为系统逆变器功率转换效率; η_{bc} 、 η_{sc} 为蓄电池组和超级电容组充电效率; η_{bd} 、 η_{scd} 为蓄电池组和超级电容组放电效率。

[0057] 所述的步骤2.1中的遗传算法的输入条件具体为:系统约束条件主要包括联络线输送功率最大值小于站用电负荷减去微网系统消纳负荷、公共联络点的短路电流与微网内电源额定电流之比小于10、输电线路电压损耗小于5%;风光储系统成本以各模块常用型号

成本来估算;负荷参数为站用电负荷曲线;光伏参数和风电参数以风、光资源情况进行计算。

[0058] 所述的步骤2.2中的蓄电池模型具体为:每个蓄电池的额定电压为 U_b ,单位V;额定容量为 C_b ,单位 $A \cdot h$;假设蓄电池组由 m 个蓄电池组成,则总的储能 E_b ,单位 $A \cdot hMW \cdot h$ 为: $E_b = m \times C_b \times U_b / 10^6$ (1),当蓄电池放电时,假设最大放电深度为DOD时,则蓄电池组的最小的剩余储能 E_{bmin} ,单位 $MW \cdot h$ 为: $E_{bmin} = m \times C_b \times U_b \times (1 - DOD) / 10^6$ (2),蓄电池通常以 $C_{10}C_{10}$ (如一组额定容量60Ah蓄电池以10h放电完毕,称为 C_{10} 放电率)的时间率放电,则蓄电池组输出功率额定值为: $P_b = m \times C_b \times U_b / 10^7$ (3);所述的超级电容模型具体为:每个超级电容器的端电压为 U_c ,电容值为 C_c ,假设超级电容器组由 n 个超级电容器组成,则总的储能为: $E_c = 0.5 \times n \times C_c \times U_c^2$ (4),在实际情况中,超级电容器工作电压范围,记为 $U_{cmin} \sim U_{cmax}$,则该超级电容器组的最大储能为: $E_{cmax} = 0.5 \times n \times C_c \times U_{cmax}^2 / 3.6 \times 10^9$ (5),最小值为: $E_{cmin} = 0.5 \times n \times C_c \times U_{cmin}^2 / 3.6 \times 10^9$ (6),假设超级电容器工作电流的最大值为 I_{cmax} ,则超级电容器组输出功率的最大值可表示为: $P_{cmax} = n \times U_{cmax} \times I_{cmax} / 10^6$ (7)。

[0059] 所述的步骤3中的“风-光-储”系统各部分配置具体包括以下步骤:

[0060] 步骤3.1:风机部分:风力发电机组单机容量为50kW,出口额定电压为DC460V;风力发电机组首先通过1根ZRC-YJY23-0.6/1kV-2×50的电力电缆接至风机控制器柜,然后再通过1根ZRC-YJY23-0.6/1kV-2×50的电力电缆接至风力发电机组并网逆变器,并网逆变器交流侧电压为380V经ZRC-YJY23-0.6/1kV-3×50电缆直接接入变电站380/220V站用PC段;

[0061] 在本实施例中,风机部分主要设备选型如下:①风力发电机组:型号:FD13-50/12;额定输出功率:50kW;最大输出功率:55kW;额定输出电压:DC460V;发电机形式:三相永磁交流发电机;重量2900kg;②风机控制器:型号:ZK380-50;额定电压:DC460V;额定功率:50kW;最大功率:75kW;最大充电电流:180A;环境温度:-15~40℃;防护等级:IP20(室内);外形尺寸(mm):2000x1000x600;风机控制器特点:1)电压自动控制:当发电机的输入电压过高时,控制器自动调整电压,保证系统能量平衡;2)状态显示:运行参数和运行状态通过仪表和液晶屏显示;3)过载保护,短路保护,偏航控制功能(对风/躲风),自动润滑功能,自动/手动刹车功能,自动解缆功能,控制器能防止扭缆并具有自动解缆功能,防止输电电缆扭断,故障报警功能;③风机并网逆变器:风机并网系统实现将风能转换后的直流电能,输送至风机控制器,风机并网逆变器将此直流电能逆变为三相交流电(50Hz、220/380V),最后配电柜将其并入变电站的站用电系统;在风机并网系统中,系统的DC/AC转换由逆变控制部分完成,并且转换电压、频率、相位和谐波含量都能准确控制,负责风机并网发电系统各部分与站用电系统的协调运行,并能解决系统可能出现的各种异常状态,风机并网逆变器是风机并网系统的重要设备;风机并网逆变器具体参数如表2所列;

[0062] 表2风机并网逆变器参数

	项目	参数
	型号	GNW60K3G
	工作电压范围	DC380~680
	最大输入电流	150A
	最高输入电压	750V
	额定输入功率	60kW
	允许电压纹波	<5%
	全功率工作电压	DC440V~680V
	额定电网电压	380±15%
	额定电网频率 (Hz)	50
	额定输出电流	92A
	额定工作频率	50Hz
	额定工作功率 (cosθ)	0.99 (额定功率)
[0063]	最大逆变效率	≥94%
	谐波含量 (THD)	电流谐波综合<5%，各次<3% (额定功率)
	电网过电压/欠电压	AC440V/350V
	电网过频率/欠频率	+1.0Hz/-1.0Hz
	孤岛检测	施加扰动，检测电压电流变化
	通信接口	RS485
	隔离方式/散热方式	变压器隔离/强制风冷
	报警方式	蜂鸣器鸣叫，指示灯闪烁等
	防护等级	IP20 (室内)
	工作噪音	≤65dB
	工作环境温度	-20℃~+50℃
	储存温度范围	-20℃~+60℃
	允许相对湿度	≤90%RH，无冷凝
	海拔高度	<1km
[0064]	参考重量 (kg)	320

[0065] ④电力电缆：风力发电机组至风机控制器的线路采用1根ZRC-YJY23-0.6/1kV-2×50电缆；风机控制器经ZRC-YJY23-0.6/1kV-2×50电缆引接至风力发电机组并网逆变器；风机并网逆变器交流侧电压为380V经ZRC-YJY23-0.6/1kV-3×50电缆直接接入变电站380/220V场用PC段配电柜。

[0066] 步骤3.2：光伏部分：①太阳能电池组件串联计算：太阳能电池组件串联个数： $S_n = \text{逆变器直流输入电压} / \text{组件最大输出工作电压}$ ；太阳能电池组件并联个数： $P_n = \text{系统输出功率 (W)} / \text{组件最大输出功率 (W)} \times 1 \text{组件串的串联个数 } (S_n)$ ；②光伏主接线方式：为减少光伏组件到逆变器之间的连接线及电能损耗，方便操作和维护，系统采用分段连接，用光伏阵列汇流箱逐级汇流；通过电缆接入太阳能控制器，再经电缆接至逆变器20kW的逆变器出口电压为0.38kV，再通过1根ZRC-YJY23-0.6/1kV-3×10的铜芯电力电缆敷设接至变电站380V场用PCI段配电柜；

[0067] 在本实施例中，太阳能电池组件串联计算：(1) 电池串并联方案：①串联： $S_n = 590 / 38.5 = 1.5$ ，根据500kW并网逆变器的MPPT电压范围：440VDC~800VDC，输入的最大开路电压为850V；单块单晶组件的开路电压 $V_{oc} = 44.85V$ ，开路电压温度系数为-0.347%/℃，考虑温

度因数,在-29.5℃环境温度中单块组件的开路电压为: $V_{oc}=44.85\times(1+(25+29.5)\times 0.347\%)=53.33V$;在20kW逆变器的最大输入开路电压条件下,可串联的最大组件数为: $N=INT[850/53.33]=15$ (Pcs);因此,可根据情况选用14块电池组件成串接入发电系统,如果串联电池组件的数量为14个,则工作电压 $U=14\times 38.5=539V$,满足逆变器输入最佳直流电压工作范围要求440V-800V;选取最优化串联个数为:14块电池组件串联成1个单晶硅光伏电池串列;②并联: $P_n=18620W/(190W\times 14)=7$,据此串并联个数为7;单晶硅太阳能光伏发电阵列单元设计为14串7并,共计98块电池板; $98\times 190=18620Wp$,18620Wp单晶硅太阳能光伏阵列接入1台8进1出的防雷汇流箱内,接入1台逆变器;(2)光伏主接线方式:在本实施例中,光伏系统配有98块单机容量为190Wp单晶硅光伏电池组件,直流防雷汇流箱1台,20kW太阳能控制器1台,20kW的太阳能逆变器1台;光伏部分主要设备选型:1)太阳能电池组件:目前市场上成熟的太阳能电池产品主要有单晶硅、多晶硅和非晶硅,本发明采用单晶硅太阳能电池组件,其保质期可达25年,给长期投资带来最佳回报,其主要参数如表3所列;

[0068] 表3-3光伏电池组件参数

[0069]	项目	参数
	太阳电池种类	单晶硅电池
	工作电压 (V)	38.5
	工作电流 (A)	4.94
	开路电压 (V)	44.85
	短路电流 (A)	5.3
	最大功率 (Wp)	190
	安装尺寸 (mm)	1580×808×45
	重量 (kg)	15.5
	开路电压温度系数	-0.347%/℃
	短路电流温度系数	-0.347%/℃
	最大功率温度系数	-0.549%/℃
	光电转换效率	≥14.5
	工作环境温度范围	40℃~85℃

[0070] 2) 光伏并网逆变器:光伏并网系统将太阳能转换成直流电能后,再通过逆变器将直流电逆变为50Hz、220/380V的三相交流电,通过配电柜并入变电站站用电系统,在光伏并网系统中,逆变控制部分担负着系统DC/AC转换,并准确控制转换电压、频率、相位、谐波含量等重要指标,同时,负责光伏并网发电系统各部分与站用电系统的协调运行,并对系统可能发生的各种异常状态进行保护,是光伏并网系统的关键设备。具体参数如表4所列;

[0071] 表3-4光伏并网逆变器参数

[0072]	项目	参数
--------	----	----

	型号	GHSG-20KTL-TV
	隔离方式	变压器隔离
	额定功率 (kW)	20
	允许最大电池方阵功率 (kW)	22
	最大开路电压 (VDC)	850
	MPPT 范围 (VDC)	440-800
	额定交流输出功率 (kW)	20
	电网电压范围 (VAC)	380
	额定电网频率 (Hz)	50
	最大效率	94%
	欧洲效率	93.10%
	显示方式	LCD 液晶触摸显示器
	总谐波电流	<4% (满功率时)
[0073]	功率因数	≥0.99 (半功率时)
	MPPT 精度	数据通过带电气隔离的 RS232/RS485 进行传输
	电网监控	有/有/有
	电磁兼容性/电网感染/电网监测	
	设备夜间自耗电能 (W)	0
	直流电压纹波	VPP<10%
	防护等级	IP20 (室内)
	孤岛效应保护	有
	冷却方式	风冷
	使用环境温度	-20℃~+50℃
	使用环境湿度	0~95% (不结露)
	参考尺寸 (深*宽*高, 单位 mm)	600×800×1600
	参考重量 (kg)	320

[0074] 光伏并网逆变器有如下性能特点:全数字化DPS控制;采用智能功率模块组装;MPPT控制,适时追踪太阳能最大输出功率;纯正弦波输出,自动同步并网,电流谐波含量小,对电网无污染、无冲击;扰动检出技术,实现反孤岛运行控制;完善的保护盒报警功能;LCD显示功能;配备RS485/RS232、以太网、GPRS接口、实现远程数据采集和监视;本发明选用的逆变器均为并网型逆变器,在运行过程中,实时采集交流电网的电压和电流信号,通过闭环控制,使逆变器的交流输出相位与电网保持一致;

[0075] 3) 直流防雷汇流箱:直流防雷汇流箱相关说明,防雷汇流箱基本参数如表5所列;
a) 作用:将若干组太阳能电池组件的能量进行汇总;b) 室外全天候工作箱体防护等级:IP65;
c) 内置分路输入断路器及汇总输出断路器;d) 内置逆止二极管,防止各分路输入之间的相互影响;e) 内置消除浪涌冲击电压干扰;f) 分路输入路数:8路;

[0076] 表3-5防雷汇流箱基本参数表

	参数	值
[0077]	最大光伏阵列电压	1000V
	最大光伏阵列并联输入路数	8
	环境温度范围	-40~55℃
	每路熔丝额定电流	10A
	输出端子大小	PG21
	防护等级	IP65
	环境温度	-40~55℃
	环境湿度	0~99%
	宽×高×深	690mm×600mm×210mm
	重量	20kg
	直流总输出断路器	是
	光伏专用防雷模块	是
	防雷器失效检测	是
	通信接口	RS485/无线

[0078] 4) 电力电缆选择: 太阳能电池组件间采用ZRC-YJY23-0.6/1kV-2×4电缆; 电池组件至直流防雷汇流箱采用ZRC-YJY23-0.6/1kV-2×6电缆; 直流防雷汇流箱至太阳能控制器及太阳能控制器至光伏并网逆变器均采用ZRC-YJY23-0.6/1kV-2×10电缆; 光伏并网逆变器交流侧电压为380V经ZRC-YJY23-0.6/1kV-3×10电缆直接接入变电站380/220V场用PC段配电柜。

[0079] 步骤3.3: 储能部分: 考虑储能装置的经济性及变电站内可利用的占地面积, 采用蓄电池作为储能装置, 蓄电池的容量按满足变电站黑启动的要求考虑; 蓄电池放电功率按20kW考虑, 放电时间按0.5h考虑, 蓄电池出口电压取220V, 则放电电流 I_1 为90.91A; 蓄电池按阀控室密封铅酸蓄电池(贫液)考虑, 则蓄电池额定容量计算如下: ①第一阶段计算容量

(1min): $C_{C1} = K_k \frac{I_1}{K_{C1}} (10)$, 式中, $t=1\text{min}$; K_{C1} 为1min放电时的容量换算系数, 取1.18; K_k 为可靠性系数, 一般取1.4; I_1 为第一阶段负荷电流, 为90.91A; C_{C1} 为第一阶段容量, 则 $C_{C1}=108$

(Ah); ②第二阶段计算容量(30min): $C_{C2} = K_k \left[\frac{I_1}{K_{C1}} + \frac{1}{K_{C2}} (I_2 - I_1) \right] (11)$, 式中, $t_1=30\text{min}$, $K_{C1}=0.755$, $I_1=90.91\text{A}$, $t_2=29\text{min}$; K_{C2} 为除第一阶段时间外放电时间的容量换算系数, 取0.764; I_2 第二阶段负荷电流, 取90.91A; C_{C2} 为第二阶段容量, 则 $C_{C2}=169(\text{Ah})$; 考虑一定的裕度, 蓄电池容量取200Ah。

[0080] 所述的步骤4中的站用光储直系统接线方式具体包括以下步骤:

[0081] 步骤4.1: 场内380/220V接线: 风机并网逆变器和光伏并网逆变器输出的380V交流电汇入场用配电柜, 交流站用电低压系统采用三相四线制、单母线分段接线方式;

[0082] 在本实施例中, 塑壳断路器主要参数如下: 额定电压(kV): 0.4; 最高工作电压(kV): 0.69; 额定电流(A): 80~100; 额定频率(Hz): 50; 额定开断电流(kA): 25。

[0083] 步骤4.2: 过电压保护及接地。

[0084] 所述的步骤4.1中的站用电负荷由场用配电屏直配供电, 380/220V配电装置中性点采用直接接地。

[0085] 所述的步骤1.2中的过电压保护及接地具体为：①电气设备防雷及过电压保护：0.4kV低压开关柜内采用过电压保护装置；风力发电机组叶片支架、发电机以及辅助设备、基础钢柱都应可靠连接，并与风机接地网相连，作为防直击雷保护；光伏电池组接入防雷汇流箱并与大地可靠相连，接地电阻满足 $R \leq 250/I$ ，但不大于 4Ω ，之后通过逆变器并网；②接地保护：风力发电机组接地电阻要求不大于 4Ω ，并将接触电势、跨步电势和转移电势均限制在安全值以内；风力发电机组塔杆的基础可作为自然接地体，并敷设必要的人工接地网，以满足接地电阻值的要求。

[0086] 本发明为变电站站用光-储-直微电网系统优化方法，在使用中，本发明包括以下步骤：站用电负荷需求分析：对变电站站用电负荷最大需求即全站负荷和最小需求即考虑黑启动负荷进行统计分析；基于遗传算法的多目标容量配置；“风-光-储”系统各部分配置；站用光储直系统接线方式；本发明对变电站的站用电负荷进行分析，综合考虑负荷情况、风光储系统资源条件及成本及系统稳定性因素采用多目标分析算法对风电系统、光伏发电系统以及储能系统的容量进行最优化配置，在此基础上，参考风电系统和光伏发电系统的设计条件和相关规程规范，实现对设备的选型和布置方案；本发明具有分析站用电负荷、采用多目标分析算法、对系统容量进行最优配置的优点。

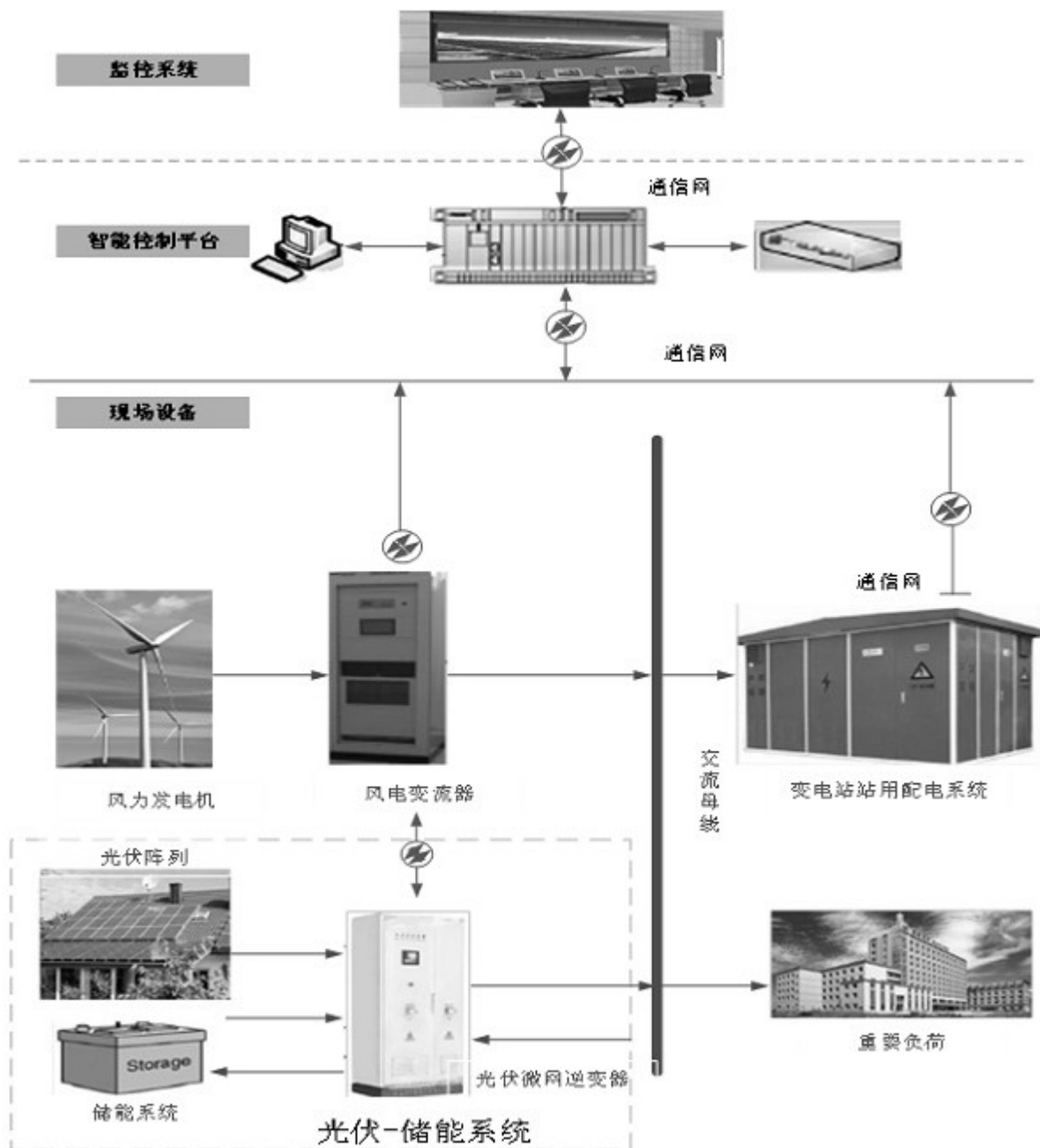


图 1

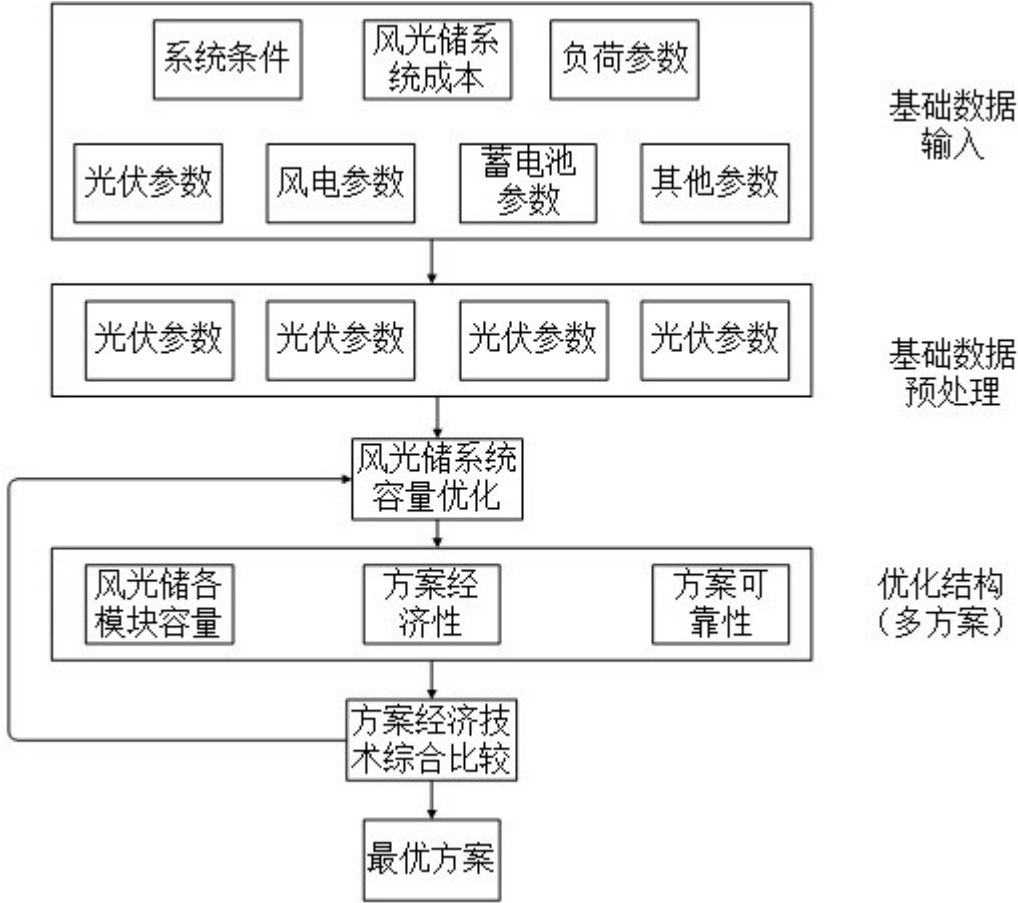


图 2

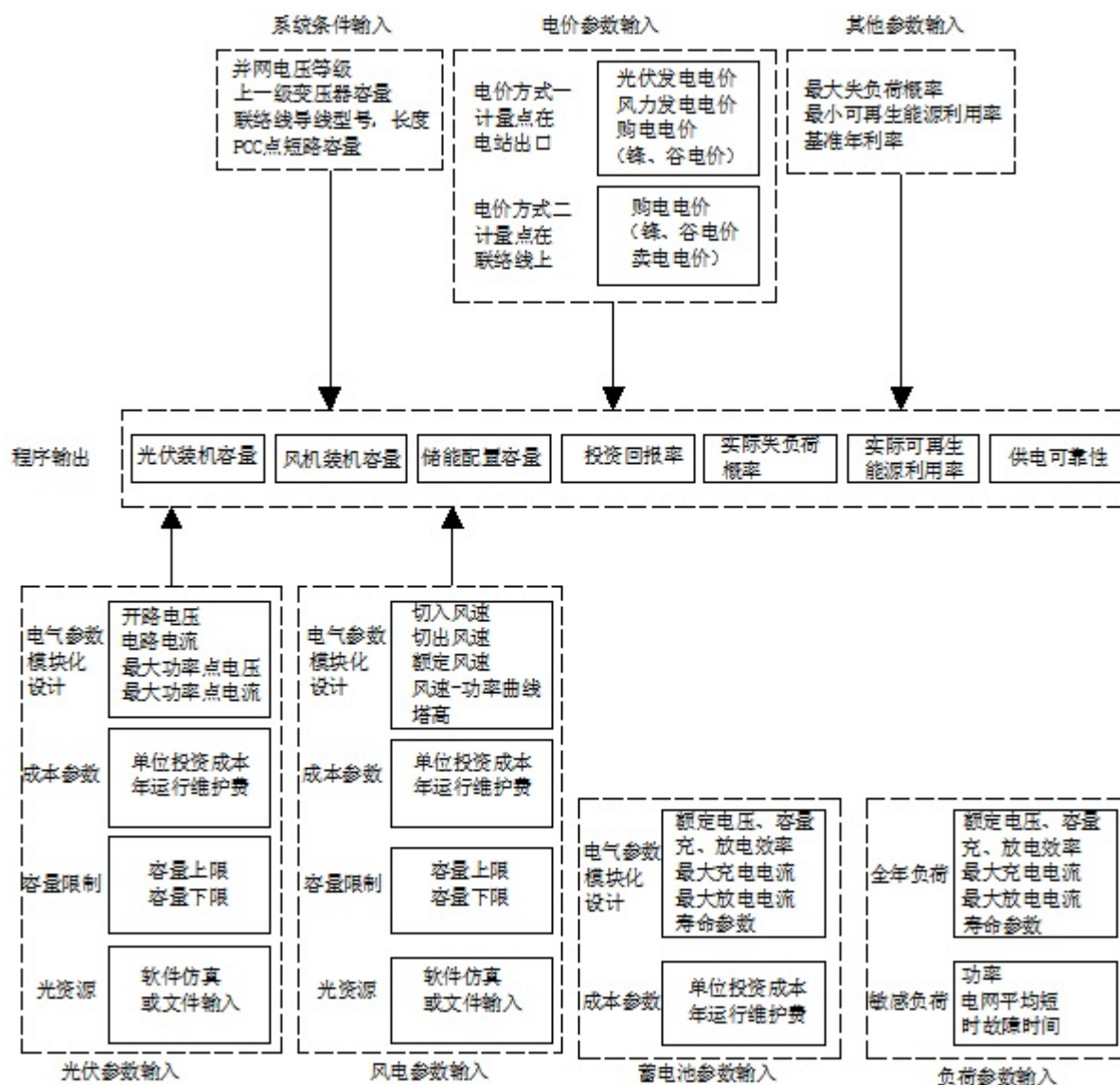


图 3