

Research on the Application of PV-ESS Integrated Microgrid on Demand Side

Shubin Niu, Hui Zhang, Zhixin Mao, Buyun Chen

GCL Intelligent Energy Co., LTD, Suzhou Jiangsu
Email: mzx699@vip.sina.com

Received: Mar. 8th, 2017; accepted: Mar. 26th, 2017; published: Mar. 29th, 2017

Abstract

In order to reduce the electricity cost of industrial and mining enterprises or families on the condition of capacity/demand price and peak-valley time-of-use (TOU) price, this paper designs a PV-ESS integrated microgrid system based on demand side, using photovoltaic (PV) and energy storage system (ESS) beside the electric supply, studies the on/off grid control of the microgrid, energy management and control of the storage, and analyses the economy of this system in combination of projects.

Keywords

Demand Side, Capacity/Demand Price, TOU, PV-ESS, Microgrid, Energy Management, Control of the Battery, Peak Load Shaving

需求侧光储一体化微电网的应用研究

牛曙斌, 张 辉, 毛知新, 陈卜云

协鑫智慧能源(苏州)有限公司, 江苏 苏州
Email: mzx699@vip.sina.com

收稿日期: 2017年3月8日; 录用日期: 2017年3月26日; 发布日期: 2017年3月29日

摘 要

在容量/需量电价和峰谷分时电价的条件下, 为了让工矿企业或家庭等用户节约用电成本, 在原有市电单一方式供电的基础上引入光伏、储能, 构建基于需求侧的光储一体化微电网系统, 研究微电网的离/并网控制、能量管理和蓄电池控制, 并结合工程案例分析了该系统的经济性。

关键词

需求侧, 容量/需量电价, 峰谷分时电价, 光储一体化, 微电网, 能量管理, 蓄电池控制, 削峰填谷

Copyright © 2017 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

为了应对当今世界能源供应的持续紧缺, 减少由于传统化石能源而引起的环境污染, 各国都将发展清洁能源和可再生能源等新型能源作为一项长期发展战略[1] [2] [3], 太阳能和风能等可再生能源由于其取之不尽, 用之不竭的特点, 受到了广泛关注[4] [5]。

随着分布式发电技术的发展, 光伏发电系统在能源供给中所占的比例也越来越高[6] [7]。但独立的光伏发电由于受日照强度和温度变化的影响具有随机性、间歇性和波动性, 当其在微电网系统中渗透率较大时, 必将影响系统的安全和稳定运行[8] [9]。为了保证包含光伏的微电网系统的安全稳定和电能质量[10] [11] [12], 有必要根据用户侧负荷的特性曲线和光伏发电出力的变化配备一定量的储能系统[13] [14] [15], 按照给定的控制策略, 实现微电网系统稳定运行并尽可能全部消纳光伏的发电量, 避免“弃光”现象, 同时还能起到“削峰填谷”的作用[16] [17], 在谷值电价时给储能系统充电, 在峰值电价时释放电能, 有效地平抑电能供应, 降低用户的电能费用[18], 具有较好的经济性。

现有的研究大都集中在海岛独立的风光储系统和家庭侧光储系统建模和经济性分析[19] [20]。本文结合无锡某工业园区的实例, 根据用户的负荷特性曲线, 通过计算选择光伏和储能最优的容量配置, 构建最经济的光储一体化系统, 并研究其控制和经济性, 具有客观的实用价值。为工业企业和家庭等需求侧用户提供一种稳定、可靠、经济的多能互补供能解决方案, 也为缓解当前能源紧张的局面提供了一种思路。

2. 光储一体化微电网模型

光储一体化微电网由分布式光伏、储能系统和负荷构成, 系统结构如图 1 所示。并网型光储一体化微电网与本地主电网连接, 在峰谷分时电价机制下, 电价最低和光伏发电供负荷有余量时为储能电池充电, 电价峰值时使用光伏发电电能、储能放电, 这样既充分利用了光伏发电, 又降低了用电成本, 实现“自发自用、余量上网、错峰用电”的运行机制, 当微电网供电不足时, 从地区电网购电, 满足本地负载。当电网故障或电网电能供应中断时, 光储一体化微电网随即转换为孤岛运行模式, 由光伏和储能为重要负荷供电, 保证微电网的稳定运行。

2.1. 光伏电池模型

分布式光伏发电是利用太阳光照射到半导体界面, 在界面产生光生伏特效应而将光能直接转变为电能的一种可再生能源发电技术, 是最适合在用户侧屋顶等空旷的地方安装使用的发电方式, 由于光伏发电的输出与太阳辐射、电池板面积、温度等因素直接相关, 且受天气影响明显, 光伏发电系统的功率输出可用如下公式[5]计算:

$$P_{PV}^t = \eta_{PV} n_{PV} S_{PV} I_{PV} \left[1 - 0.005 (\theta_{out}^t - 25) \right] \quad (1)$$

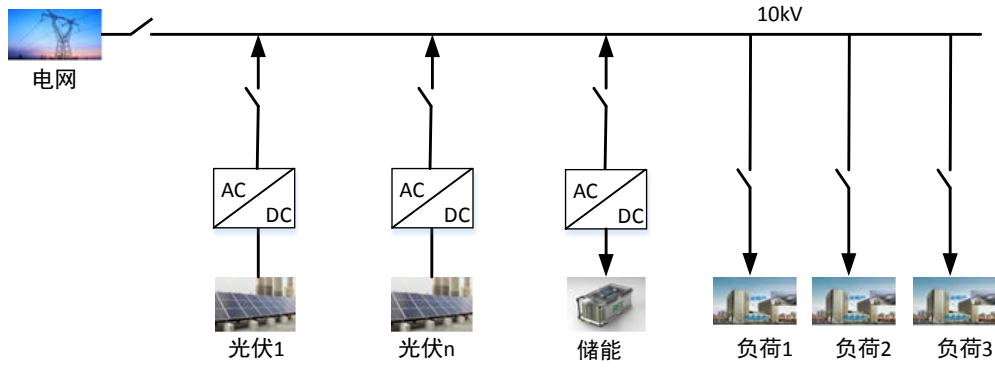


Figure 1. PV-ESS integrated microgrid
图 1. 光储一体化系统

式中： η_{pv} 为光伏阵列的光电转换效率； n_{pv} 为电池板数量； S_{pv} 为电池板面积； I_{pv} 为太阳辐射强度； θ'_{out} 为室外温度。

根据当地的光照情况和气候、季节变化可以预测光伏发电的发电量及其变化趋势，通常情况下，光伏系统采用最大功率跟踪控制方式。

由于光伏发电存在随机性、间歇性和波动性，且为了尽可能利用太阳能，避免出现“弃光”现象，通常配置一定容量的储能来维护系统稳定。

2.2. 蓄电池模型

储能技术是智能电网和多能互补微能源网发展的核心技术之一，对平抑峰谷差、稳定分布式能源接入和光伏发电的间歇性和波动性、调整发电功率、保障电网的电能质量和安全稳定运行以及内部供电平衡有着重要的现实意义。目前主要的储能技术包括抽水储能、飞轮储能、压缩空气储能、电池储能、超级电容储能等，蓄电池储能是应用最广泛的技术，具有灵活方便等特点，同时传输装置少和传输损失小。结合铅酸电池和超级电容技术特点的铅炭电池技术，具有铅酸电池高能量和超级电容高功率的特点，有效地抑制了蓄电池充电时较早的析氢现象和放电过程中负极板表面硫酸盐的不均匀分布现象，在部分荷电态大功率充放电状态下具有较高的循环寿命。本文的研究采用铅炭电池。

蓄电池是电能的存储单元，是储能系统的核心部分，蓄电池在充电时将电能转变成化学能贮存在电池中，放电时将储存的化学能转变成电能释放。一定容量的蓄电池能作为光伏发电的保护措施，提高发电系统的惯性和动态响应速度，同时，在实施峰谷分时电价的工业园区和生活区，可以在低谷电价时存储电能，在尖峰电价时释放电能来节省电费。根据蓄电池的运行特性，其输入、输出功率及充放电状态应满足下列关系式[8]：

充电时：

$$E(t) = E(t-1)(1-\delta) + \Delta T P_{ch}(t) \eta_{ch} \quad (2)$$

放电时：

$$E(t) = E(t-1)(1-\delta) - \Delta T \frac{P_{dis}(t)}{\eta_{dis}} \quad (3)$$

运行时充放电限值约束：

$$0 \leq P_{dis}(t) \leq P_{dis,max}(t) \quad (4)$$

$$0 \leq P_{ch}(t) \leq P_{ch.max}(t) \quad (5)$$

式中： $E(t)$ 为时段 t 蓄电池的总能量； δ 为蓄电池的自放电率； $P_{ch}(t)$ 、 $P_{dis}(t)$ 分别为时段 t 蓄电池的充、放电功率； η_{ch} 、 η_{dis} 分别为蓄电池的充、放电效率； SOC_{min} 、 SOC_{max} 分别为蓄电池最小、最大荷电状态值。

荷电状态是反映蓄电池运行时剩余电量的重要技术参数，可以表达为，

$$SOC = SOC_0 + \frac{1}{C_{bat}} \int_{t_0}^t (I_{bat} - I_{loss}) d\tau \quad (6)$$

其中， SOC_0 为初始荷电状态； C_{bat} 为蓄电池的额定容量； I_{bat} 为充、放电电流；大于0时表示充电，小于0时表示放电； I_{loss} 为损耗电流。

2.3. 峰谷分时电价机制

为了有效地管理负荷、改善负荷特性，降低电能生产消费的不确定性，使电网的供需用电尽可能地按照理想的曲线运行，电力需求侧管理是一种有效的方法，通过峰谷分时电价引导能源用户合理规划用电结构和电能使用方式，平衡不同时间段的负荷需求，达到优化电网资源配置和节约能源的目的。

具体来说，是通过研究用户的负荷特性曲线或需求价格弹性以及实施峰谷分时电价后的反应曲线来分析用户对价格的响应程度，进而优化峰谷分时价差，达到用户与电能供应商双赢的目标。如下图2所示为某地的峰谷电价，峰平谷价差比为1.67:1:0.38。(单位为元/kWh)

在电力市场和需求侧响应环境下，用户对不同的电价会产生不同的响应，通过“削峰填谷”方式，选择最优的用电结构和方式。这样，用户对电价的反应就形成了一条反应曲线，假设未实施峰谷分时的电价为 P_0 ，以此为标准，用标么值表示谷值电价为 x_1 ，平值电价为 x_2 ，峰值电价为 x_3 ，根据当地的峰平谷电价，用户的反应曲线可表示为：

$$y = f(t, x_1, x_2, x_3) \quad (7)$$

式中， y 为 t 时段用户实施峰谷分时电价前后的电量比值。

实施峰谷分时电价的目的是为了削峰填谷，减少峰谷电能使用差，平滑负荷曲线，不同需求的目标函数可分为，

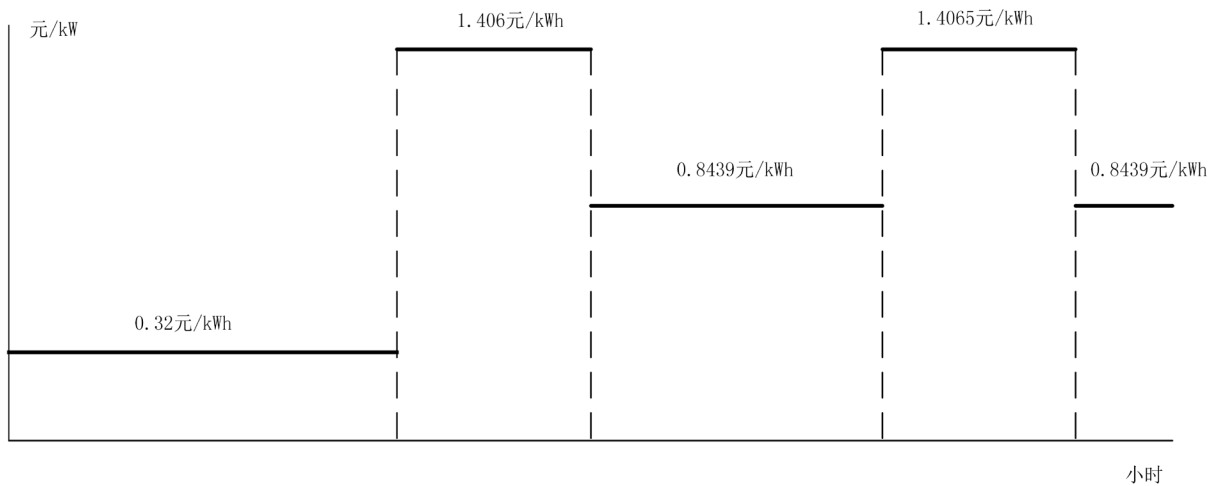


Figure 2. Peak-valley time-of-use (TOU) price

图 2. 某地峰谷分时电价结构

1) 日负荷曲线中峰负荷最小的目标函数

$$\min_{x_1, x_2, x_3} \max_t \left(L = \frac{Q_t f(t, x_1, x_2, x_3)}{\Delta t} \right) \quad (8)$$

2) 日负荷曲线中谷负荷最大的目标函数

$$\max_{x_1, x_2, x_3} \min_t \left(L = \frac{Q_t f(t, x_1, x_2, x_3)}{\Delta t} \right) \quad (9)$$

3) 日负荷曲线的用能峰谷差可表示为

$$\max_t \frac{Q_t f(t, x_1, x_2, x_3)}{\Delta t} - \min_t \frac{Q_t f(t, x_1, x_2, x_3)}{\Delta t} \quad (10)$$

式中, Q_t 为实施峰谷分时电价前各时段的用电量, Δt 为各时段的时间。

为了保证用户的用能满意度和利益最大化, 在增加光伏和储能后, 实施峰谷分时电价后用户的单位购电成本不增加。

3. 本地消纳下的电源选择与容量优化

在规划需求侧光储一体化时, 首先需要根据用户的负荷曲线特性、当地光照强度、光伏储能投资及维护成本等来优化分布式光伏和储能的配置容量。根据需要按容量优化或需量优化的功率平衡控制策略, 分别针对基本电费按照变压器容量、15 分钟最大平均功率交费的情况计算采用不同容量光伏、储能组合一体化系统电量优化后的系统经济性。然后选择经济性最优的组合, 并且可以通过分析计算结果得出各变量对于系统经济性的影响, 本文中所用的经济性指标主要指用电成本最低。

对于实行“峰谷分时”电价的工业用户, 为了准确预测用户的用电来进行电量优化, 负荷数据采样周期应尽可能小, 覆盖的时间范围尽可能大, 比如一年, 最后通过计算平均值得到用户平均负荷日曲线(如图 3 所示为该工业园区的日平均负荷, 横坐标为 1:00~24:00, 纵坐标为用户负荷的平均值)。

由于用户用电和光伏发电都受季节和天气影响而具有随机性和波动性, 选择尽可能大的时间范围可以将这类因素的突变影响降至最低, 电量优化预测结果也更准确。对于不能采集负荷数据的用户, 可以根据用户负荷特点采用用电量拟合的日平均负荷曲线。

光照强度也采取与负荷相同采样周期和时间范围的平均值, 一般的光照强度数据库和光伏出力仿真预测软件均采用光照强度月平均值, 并不是日曲线, 这就需要预先“拟合”, 找到一条逐时分布的光照强度“日标准曲线”, 乘以该月的光照强度值, 代表这个月每日的光照强度分布, 以此类推乘以该年的光照强度平均值, 代表该年每日的光照强度分布, 采用 National Renewable Energy Lab 的光照强度数据拟合的该地区的光照强度日平均曲线如图 4 所示。

为了实现本地分布式光伏的充分利用和本地负荷自维持能力达到最大, 降低分布式光伏发电系统对接入电网的影响, 要求分布式光伏与接入电网交互的电能尽可能最少。

假设用户全年分时平均负荷为 $L(t)$, 全年按 8760 小时计算, $E_{pv}(t)$ 为单位装机容量光伏电源在第 t 小时内的发电量(kWh), W_{pv} 为光伏的装机容量, 则第 t 小时的购电量为

$$E_n(t) = L(t) - W_{pv} * E_{pv}(t) \quad (11)$$

这样, 光伏发电与大电网间的功率传输为

$$E_{\text{SUM}} = \sum_{t=1}^{8760} |E_n(t)| \quad (12)$$

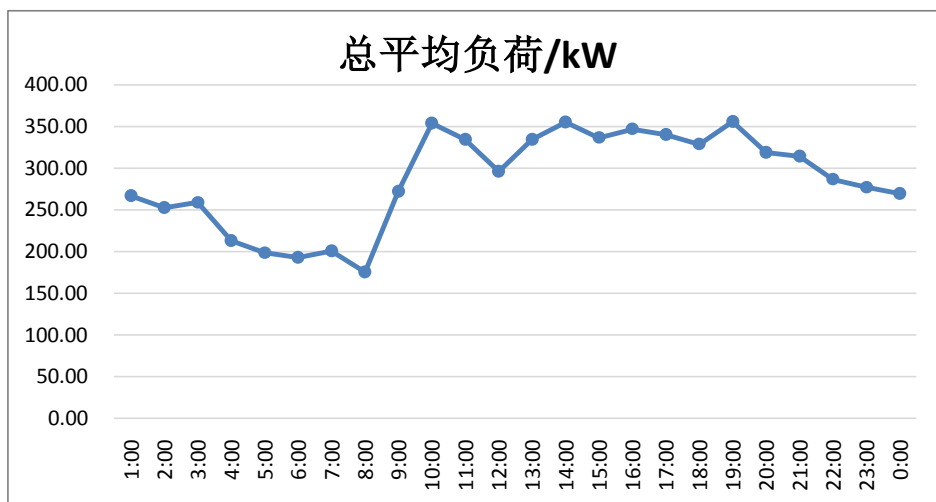


Figure 3. Average daily load curve of customer

图 3. 用户年平均负荷日曲线

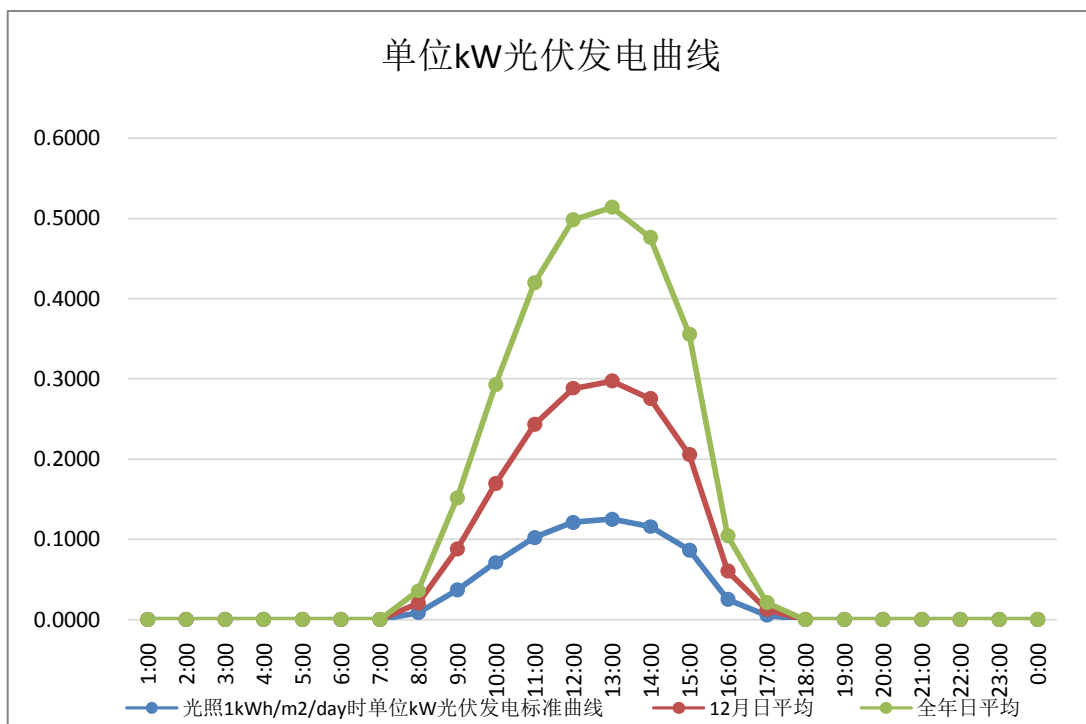


Figure 4. Unit kW PV power daily curve

图 4. 单位 kW 光伏发电功率日曲线

当 E_{SUM} 最小时，光伏发电与大电网的能量交换最小，实现本地消纳下的光伏最优配置。

在进行计算时，光伏装机容量迭代计算范围从 0 kW 开始，步长为 50 kW，直至根据用户光伏安装场地和供电的变压器容量约束的光伏出力最大值。储能容量迭代计算同样从 0 kW 开始，步长为 25 kW，直至根据用户用电最大功率需求设定的最大值。

因为负荷与光照强度都是用的平均值，所以计算出来的光伏装机容量、优化后的用电量能够反映长期的平均、累计需求情况。

4. 微电网控制策略

4.1. 系统控制模型

光储一体化系统的控制和能量管理系统的组成如下图 5 所示，主要包括数据采集、存储、转发模块、功率预测模块、经济计算和能量优化调度模块、控制模块等。

控制和能量管理系统的基础是系统运行的数据信息，数据采集和处理模块负责实时数据的采集、存储和处理，并根据系统的需要将数据转发到相应的系统软件和管理员等。该模块管理的数据有：实时数据，系统运行时实时采集的系统运行相关的功率、电压、频率等实时信息；设置的参数，根据控制策略和系统运行需要设置的系统运行中特定数据信息；历史数据，即系统运行过程中按一定的时间间隔存储的历史数据。

功率预测模块根据日前负荷曲线和当日气候及其他因素来预测当日的负荷及负荷变化趋势；光伏出力预测是根据光伏的设计容量、当地日照及当日的气候来预测当日光伏的出力。

经济计算和能量优化调度模块是软件系统核心模块，保证系统按最经济、能效最高的方式运行。

控制模块负责根据系统运行需要控制系统的运行，包括正常试运行时的控制；全黑时的黑启动；根据外部环境需要进行离/并网切换控制。

4.2. 黑启动

微电网正常运行时，各能源设备协同为微电网用户提供电能，但微电网难免会因为外部或内部故障进入全黑状态。为了减少故障停电时间及相应的经济损失，微电网需要具有可靠的黑启动能力。在需要进行黑启动时，风光储一体化系统中的储能设备将作为主电源进行自启动，在储能设备建立稳定的电压频率后，带动系统中不具备自启动能力的电源，如光伏发电设备等，然后逐步扩大微电网的恢复供电范围，最终实现微电网的黑启动。

4.3. 离/并网控制

在并网运行时，所有光伏发电和储能电池均采用恒功率控制，跟随负荷的功率变化，当系统转换到

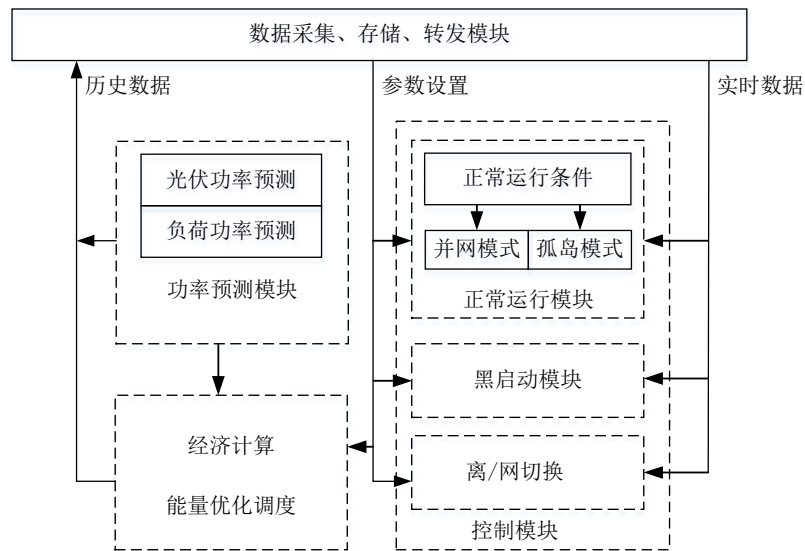


Figure 5. Software architecture of PV-ESS integrated system

图 5. 光储一体化系统软件结构图

孤岛运行时，微电网采用主从控制模式，储能系统作为主能源快速从恒功率控制模式转换为恒压恒频控制，为微电网中其他分布式能源提供电压和频率参考，而光伏发电采用恒功率控制，快速跟踪负荷的波动变化。

4.4. 系统运行策略

并网光储微网系统结构示意图如图1所示。其中， $P_{PV}(t)$ 为光伏发电输出功率， $P_{ESS}(t)$ 为储能系统输出功率， $P_{load}(t)$ 为原始负荷功率， $P_{grid}(t)$ 为光储微网系统与大电网能量交换。当 $P_{ESS}(t) > 0$ 时，表示储能系统放电；当 $P_{ESS}(t) < 0$ 时，表示储能系统充电。当 $P_{grid}(t) > 0$ 时， $P_{grid}(t) = P_{in}(t)$ ， $P_{in}(t)$ 为大电网向微网系统供电功率，即从大电网买电功率；当 $P_{grid}(t) < 0$ 时， $P_{grid}(t) = P_{out}(t)$ ， $P_{out}(t)$ 为微电网系统输出功率，即向大电网售电功率。忽略系统各部分的能量损耗，根据能量守恒定律以及微电网运行约束可得

$$P_{load}(t) = P_{PV}(t) + P_{ESS}(t) + P_{grid}(t) \quad (13)$$

当 $P_{grid}(t) < 0$ 时，即微网向大电网售电，微网系统输出功率为

$$P_{out}(t) = P_{PV}(t) + P_{ESS}(t) - P_{load}(t) \quad (14)$$

针对分时电价与用电负荷特点，储能出力策略基本原则为在谷值电价时充电，在峰值电价时放电，降低负荷峰值，从而降低容量/需量，节省基本电费；同时，可以将峰值电价时期所需电量转移到谷值电价时期购买，节省度电电费。

根据能量平衡关系，设计光储一体化微电网运行策略如图6所示，设储能电池中仅剩余刚性容量时对应的储能电池荷电状态(SOC)为数值 M 。

1) 在晴朗的白天，当分布式光伏的出力大于负荷需求时。在电价各时段，都是由分布式光伏给负荷供电，多余的电能为储能电池充电，再有多余的上网($P_{pv(t)} - P_{load(t)} - P_{Ess,max} > 0$ ，此种情况发生情况较少，只在控制策略中应用)；储能电池充满后，多余光伏全部上网。

2) 当光伏出力小于负荷。在电价高峰时段，当储能电池SOC高于 M 时，光伏、储能电池、主网按照优先顺序对负荷供电，如果储能电池荷电状态低于 M 时，储能停止放电，由光伏和主电网共同对负荷供电；在电价低谷时段，光伏和主电网共同为负荷供电、为储能充电；电价平时段，光伏和主电网共同对负荷供电，储能无充放。

4.5. 蓄电池充放电控制

蓄电池的充放电控制由储能变流器(power converter system, PCS)执行。PCS 控制器通过通信接收后台控制指令，根据功率指令的符号及大小控制变流器对电池进行充电或放电，实现对电网有功功率及无功功率的调节。

综合分析光伏出力、负荷和储能特性及分时电价政策，概括光储一体化微电网日内储能电池充放电策略为：1) 在夜间电价低谷时段，从电网购电对储能电池的容量缺额进行弥补；2) 上午电价的高峰时段，储能电池对负荷供电；3) 午间光伏出力大于负荷时段，光伏对负荷供电的剩余电能对储能电池充电；4) 夜间电价的高峰时段，储能电池对负荷供电，直至电池荷电状态下降至初始值。

可见，峰谷分时电价下，典型日内储能系统两充两放，按照平均值计算往往只能一充两放，储能系统充放策略如图7所示。光伏发电能够被负荷全部利用。随着充放电循环的进行，储能电池实际可用容量逐渐减少。储能电池放电深度取DOD = 80%。

5. 案例分析

在无锡梅村工业园区，有三家企业，配备 630 kVA 变压器 1 台，该园区按照峰谷分时电价用电，根

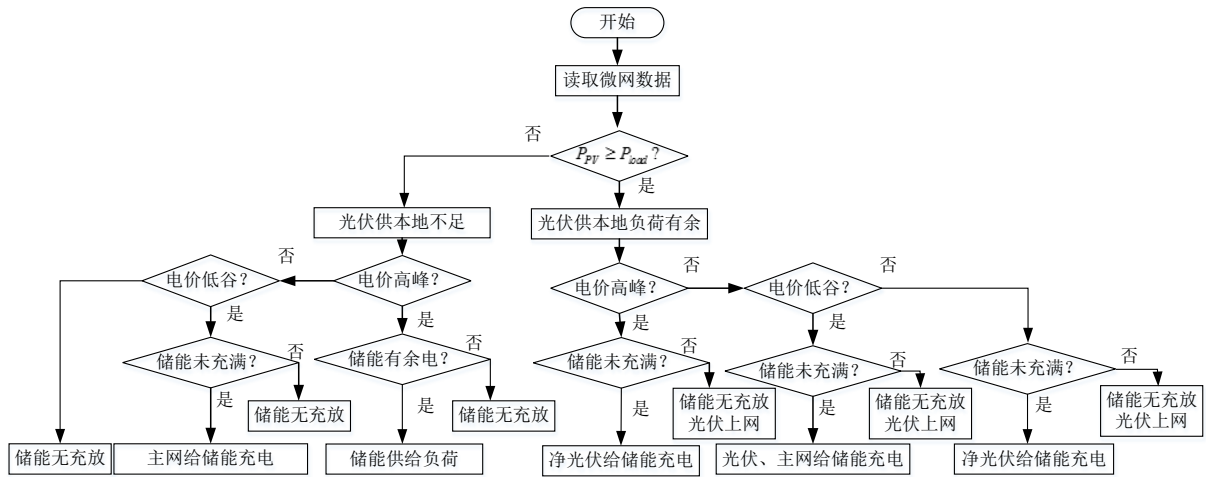


Figure 6. Flow chart of integrated PV-ESS system
图 6. 光储一体化系统控制流程图

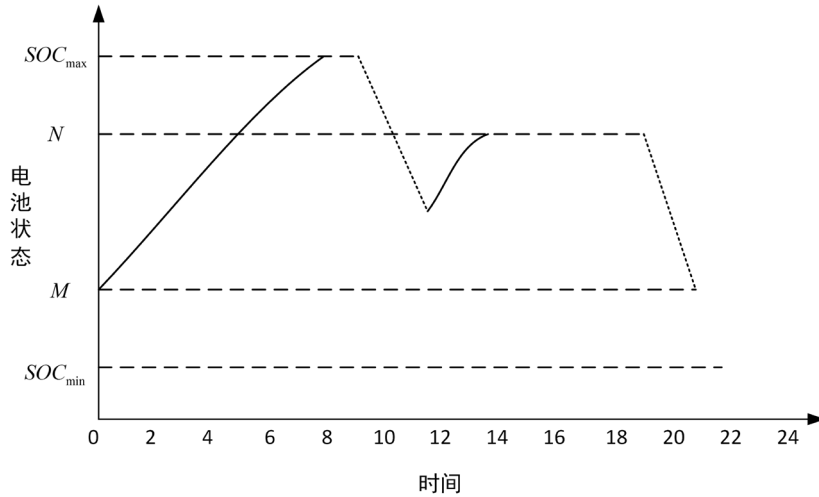


Figure 7. Flow chart of battery charging /discharging control
图 7. 蓄电池充放电控制流程图

据如图 8 所示数据曲线可知，三家公司一年的日平均负荷在 200~400 kW，在每天的 8:00 到晚上为用电需求高峰期，电费则在每天的 8:00~12:00 及 17:00~21:00 为高价期，用电高峰期很大一部分与电价高峰期重合。

用软件仿真计算交需电量时光伏和储能的最优配置，光伏和储能仿真设定值如表 1。

计算结果显示光伏的容量最优值取了最大值 500 kW (受场地限制值)，用拟合的单位 kW 光伏发电功率日曲线(图 4)计算该地区 500 kW 全年发电量约为 523,000 度，每月发电量预测结果如图 9。

储能的容量最优值是 1600 kWh，PCS 的大小为 400 kW。

优化后的负荷供电构成如图 10 所示，8:00~12:00，储能和光伏共同为用户供电，12:00~17:00，光伏和市电共同供电，在 17:00~20:00，全部由储能供电，可见峰段时期储能替代了大部分市电，光伏发电在用电高峰期大部分都被利用。

由图 10 可以看出，电价高峰期所用市电大幅度减少，所以电费能够大幅降低，图 11 所示为优化前后的电费对比，优化后电费大幅降低；如图 12 所示为日累计电费的对比。

Table 1. Simulation settings and its results
表 1. 仿真设定值及仿真结果

	区间	步长	最优配置	最优成本 元/天
光伏	0~500	100	500	3314 (相比于纯市电 5712 节省 42%)
储能	0~2000	100	1600	
PCS	0~500	50	400	
需量功率	300~500	50	500	
峰价保留	0~200	50	0	

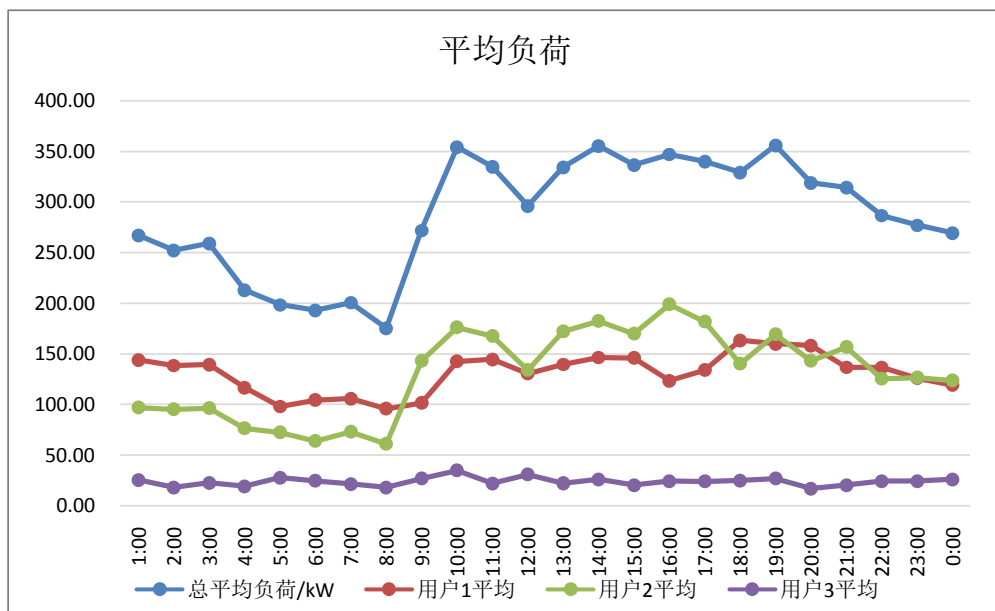


Figure 8. Average annual load curve
图 8. 年平均负荷曲线

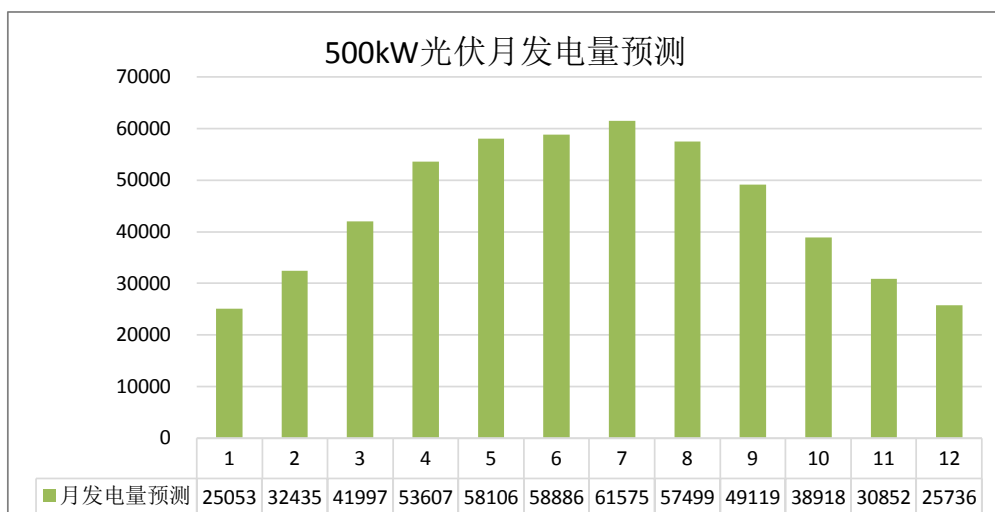


Figure 9. 500 kW photovoltaic power generation forecast
图 9. 500 kW 光伏月发电量预测

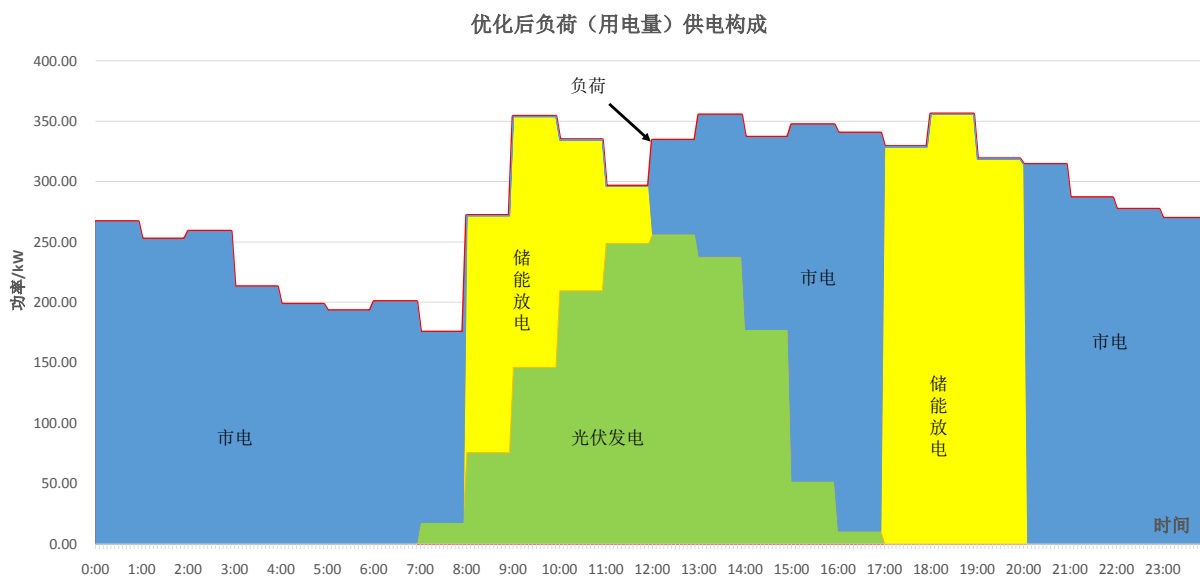


Figure 10. Comparison of power supply before and after optimization

图 10. 优化前后供电构成对比

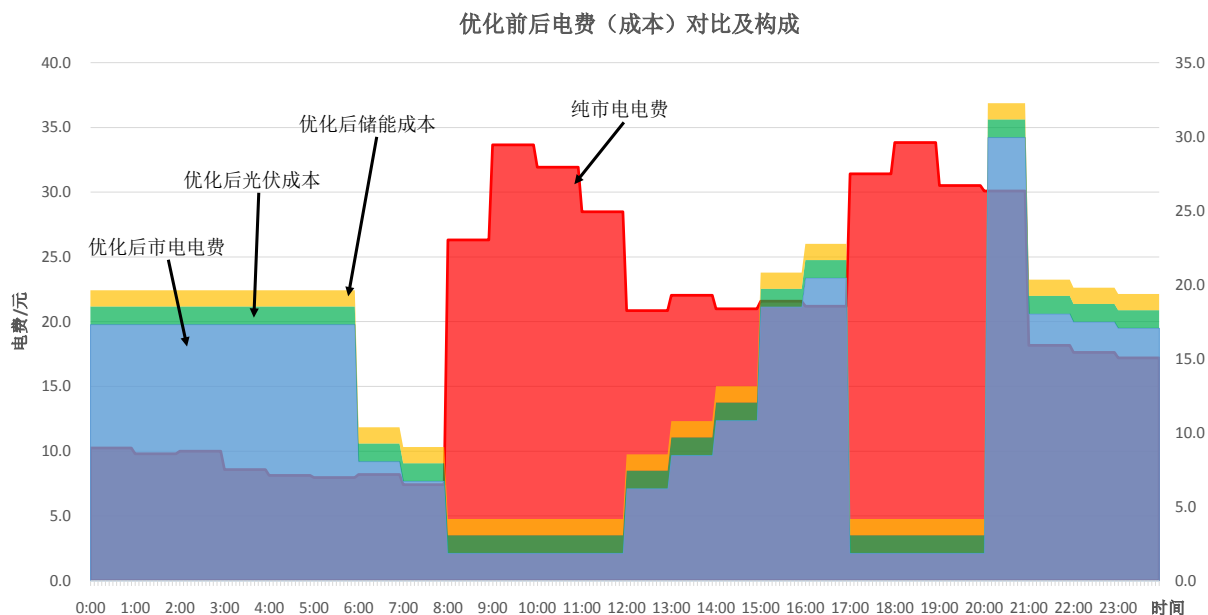


Figure 11. Electricity cost (cost) comparison before and after optimization

图 11. 优化前后电费(成本)对比

运行本文设计的控制和能量管理系统，根据用户的用电特点和光伏出力和负荷预测结果，对储能实施针对性的控制后，功率平衡如图 13，光伏能够被全部利用，所用市电从峰价转移到谷价时，降低用电费用；储能经历一充两放，在电价谷值时充电，在电价峰值时放电，储能状态变化见图 14。

最终通过增加光伏发电和储能为用户节约了电费，还能为用户提供稳定、可靠、经济的电能供应。

6. 结论

根据工业园区和家庭等需求侧用户用能结构和负荷曲线特征，在电力市场和需求侧管理环境下，设

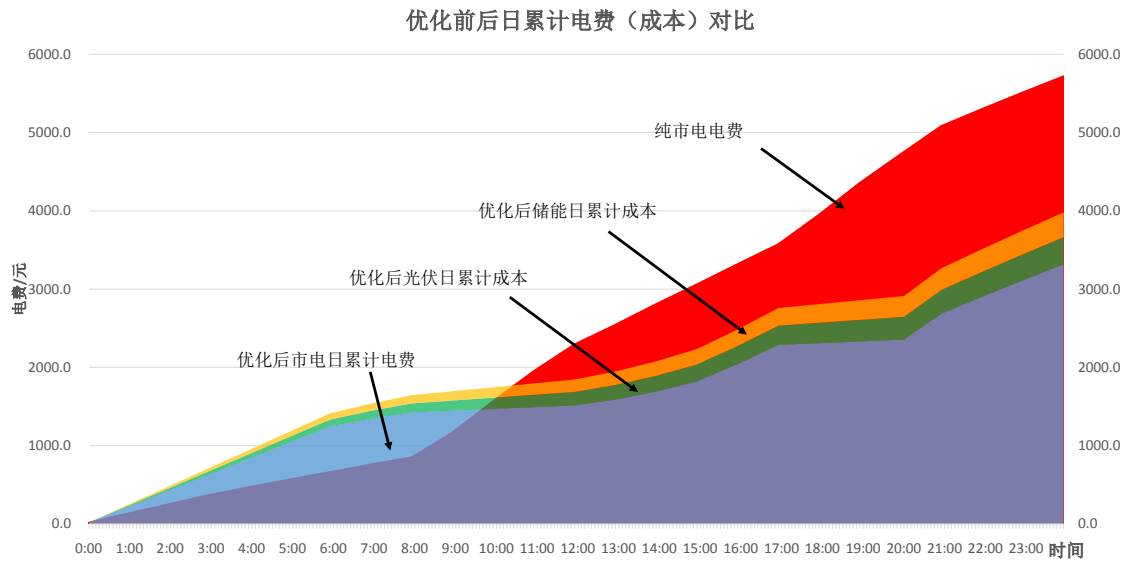


Figure 12. Comparison of daily electricity cost (cost) before and after optimization

图 12. 优化前后日累计电费(成本)对比

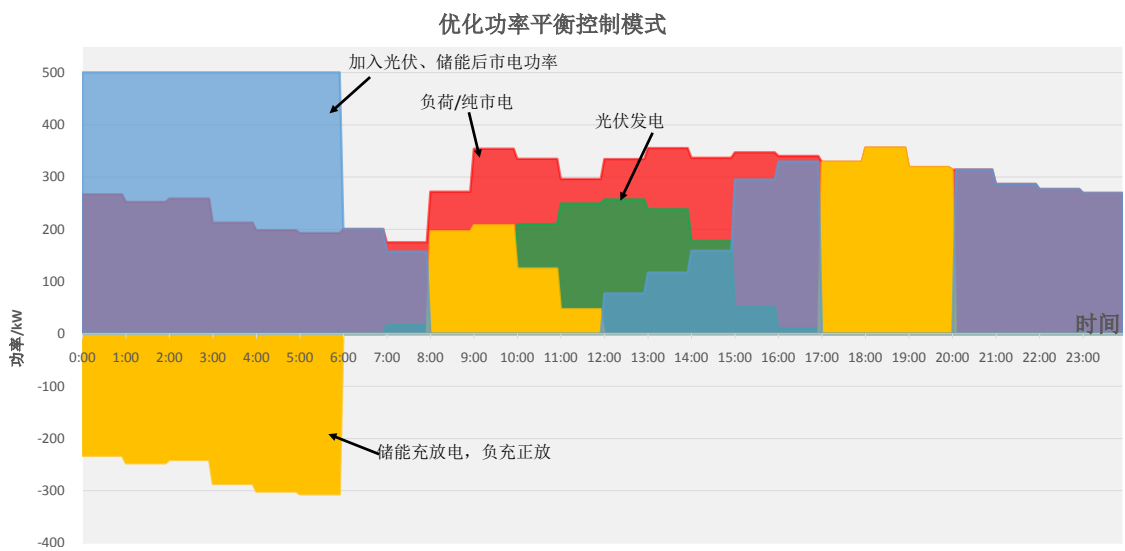


Figure 13. Optimal power balance control mode

图 13. 优化功率平衡控制模式

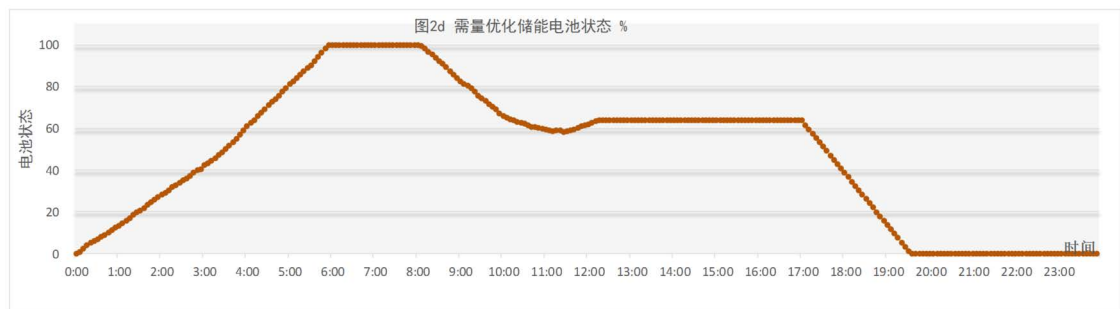


Figure 14. Optimized energy storage state

图 14. 优化储能状态

计了由分布式光伏、储能构成的光储一体化能源系统,研究了分布式光伏、储能、峰谷分时电价的模型和特征,构建了光储一体化系统的控制和能源管理软件系统结构,及系统黑启动、离/并网切换、微电网的能量管理、经济性分析及储能电池的充放策略,建立了完整的稳定可靠运行的光储一体化微电网系统。

结合无锡某工业园区的负荷曲线,优化其光伏、储能的容量配置,根据本地的峰谷分时电价政策,分析了该光储一体化系统的经济性。该系统的研究和设计对于工业园区用户和能源供应商在需求侧解决用电的可靠性、电能质量和经济性问题具有实用意义。

参考文献 (References)

- [1] 茆美琴, 金鹏, 张榴晨, 等. 工业用光伏微网运行策略优化与经济性分析[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 35-45.
- [2] 曹智平, 周力行, 张艳萍, 等. 基于供电可靠性的微电网规划[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(14): 10-15.
- [3] 舒杰, 张先勇, 沈玉梁, 等. 可再生能源分布式微网电源规划方法及应用[J]. 控制理论与应用, 2010, 27(5): 675-679.
- [4] 许志荣, 杨苹, 郑成立. 孤岛型风柴储微电网运行情况[J]. 电网技术, 2016, 40(7): 1978-1984.
- [5] 梁亮, 李建林, 惠东. 光伏-储能联合发电系统运行机理及控制策略[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(8): 20-23.
- [6] 马艺玮, 杨苹, 吴捷. 含多分布式电源独立微电网的混合控制策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(11): 103-109.
- [7] 张雪松, 赵波, 李鹏, 等. 基于多层控制的微电网运行模式无缝切换策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(9): 179-199.
- [8] 姚勇, 朱桂萍, 刘秀成. 电池储能系统在改善微电网电能质量中的应用[J]. 电工技术学报, 2012, 27(1): 85-89.
- [9] 马艺玮, 杨苹, 王月武, 等. 微电网典型特征及关键技术[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(8): 168-175.
- [10] 张腾飞, 黎旭昕. 含光伏源的微电网孤岛/联网平滑切换控制策略[J]. 电网技术, 2015, 39(4): 904-910.
- [11] Shuai, Z.K., Sun, Y.Y., Shen, Z.J., et al. (2016) Microgrid Stability: Classification and a Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **58**, 167-179.
- [12] Kaur, A., Kaushal, J. and Basak, P. (2016) A Review on Microgrid Central Controller. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **55**, 338-345.
- [13] 刘梦璇, 郭力, 王成山, 等. 风光柴储孤立微电网系统协调运行控制策略设计[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(15): 19-24.
- [14] 徐少华, 李建林. 光储微网系统并网/孤岛运行控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(34): 25-33.
- [15] 陈树勇, 鲍海, 吴春洋, 等. 分布式光伏发电并网功率直接控制方法[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(10): 6-11.
- [16] 郑凌蔚, 刘士荣, 周文君, 等. 并网型可再生能源发电系统容量配置与优化[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(17): 31-37.
- [17] 王成山, 于波, 肖峻, 等. 平滑可再生能源发电系统输出波动的储能系统容量优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(16): 1-8.
- [18] 郭晓斌, 李鹏, 许爱东, 等. 基于预测控制的并联式多微网协调控制策略[J]. 南方电网技术, 2015, 9(4): 22-28.
- [19] 陈健, 王成山, 赵波, 等. 考虑不同控制策略的独立型微电网优化配置[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(11): 1-6.
- [20] 林少伯, 韩民晓, 赵国鹏, 等. 基于随机预测误差的分布式光伏配网储能系统容量配置方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(4): 25-33.

期刊投稿者将享受如下服务：

1. 投稿前咨询服务 (QQ、微信、邮箱皆可)
2. 为您匹配最合适的期刊
3. 24 小时以内解答您的所有疑问
4. 友好的在线投稿界面
5. 专业的同行评审
6. 知网检索
7. 全网络覆盖式推广您的研究

投稿请点击：<http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱：jee@hanspub.org