

DOI: 10.7667/PSPC160487

实时电价机制下交直流混合微网优化运行方法

陈安伟¹, 华浩瑞^{1,2}, 李鹏², 苏毅方¹

(1. 国网浙江省电力公司, 浙江 杭州 310007; 2. 华北电力大学电气与电子工程学院, 河北 保定 071003)

摘要: 为了提高交直流混合微网经济效益, 提出实时电价机制下的交直流混合微网优化运行方法。首先针对交直流混合微网的结构和电气特性建立其优化运行模型; 其次针对微网中负荷构成建立了基于负荷分类的负荷水平对实时电价的响应模型。所提出的日前调度模型将交直流混合微网制定的网内实时电价作为控制变量, 给出实时电价制定策略和交直流混合微网日前调度方案。对所建立的模型采用混沌粒子群算法求解。最后通过一个算例验证了所提出方法可以提高风光消纳率, 增加交直流混合微网收益并且减小用户平均电费支出。

关键词: 交直流混合微网; 优化运行; 实时电价; 需求侧响应; 混沌粒子群算法

Optimal operation of AC/DC hybrid micro-grid based on real-time price mechanism

CHEN Anwei¹, HUA Haorui^{1,2}, LI Peng², SU Yifang¹

(1. State Grid Zhejiang Electric Power Company, Hangzhou 310007, China;

2. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: In order to improve the economic benefit of AC / DC hybrid microgrid, an optimal operation method based on real-time price mechanism is proposed. Firstly the optimal operation model is built according to the structure and electrical characteristics of AC/DC microgrid. Secondly according to load composition, the load level response model to real-time price based on load classification is constructed. The proposed day-ahead scheduling model is used considering the real time price as the control variables, and the real-time price on next day and the day-ahead scheduling of AC/DC microgrid can be given by this model. The proposed model is solved by chaotic particle swarm optimization algorithm. Finally through an example to verify the method proposed in this paper can improve the scenery absorptive rate, increase the AC DC hybrid microgrid revenue and reduce user's average electricity costs.

This work is supported by National High-tech R & D Program of China (863 Program) (No. 2015AA050104) and National Natural Science Foundation of China (No. 51577068).

Key words: AC/DC hybrid microgrid; optimized operation; real-time price; demand side response; chaotic particle swarm optimization algorithm

0 引言

微网是一种由以可再生能源为主的分布式电源 (Distributed Generation, DG)、储能系统 (Energy Storage System, ESS)、负荷、变换器及监控保护等装置结合在一起的小型供用电自治系统^[1]。作为一种新型能源网络化供应与管理技术, 微网能给可再生能源系统的接入提供便利, 避免分布式电源对大电网的冲击, 实现需求侧管理及现有能源的最大化

利用^[2-4]。近年来, 随着直流负荷的应用越来越广泛, 交直流混合微网开始成为备受关注的一种微网形式。交直流混合微网可以综合利用交流微网和直流微网各自的优点, 可以节省众多换流装置从而减少换流损耗, 降低线路损耗, 起到了节能、环保的效果。

微网的优化经济调度是一门重要课题, 现有的研究视角主要侧重于针对不确定微源的出力, 综合优化各个可控微源的出力, 从而在保证功率平衡等约束下实现目标最优。文献[5]为解决分时电价机制下含蓄电池微网的优化调度问题, 提出一种实用的启发式微网实时优化调度策略; 文献[6]引入不平衡电价, 制定最优合同容量, 优化微网储能和负荷侧

基金项目: 国家高技术研究发展计划 (863 计划) (2015AA050104); 国家自然科学基金项目 (51577068)

管理策略；文献[7]通过将发电、负荷、储能3类资源视为广义需求侧资源，建立了更具弹性的微网优化运行架构。文献[8]同时提出了将需求响应分为用户需求响应和电网需求响应的模式，分析了电网需求响应对平抑间歇性电源的冲击，提高微电网稳定性的显著作用。实时电价作为一种灵活的需求侧管理方法可以有效地起到改变用户用电行为从而削峰填谷的作用。需求侧资源可以灵活降低风电不确定性的影响，提高风电接入系统的经济性、鲁棒性和风电利用效率^[9]。文献[10]计及市场运行环境，首先构建了Multi-Agent系统，并提出了基于Multi-Agent系统的能源优化管理策略。

传统的微网优化运行将各个微源、储能设备出力以及各个交互功率设备的传输功率作为可控变量，然而将微网制定网内实时电价作为可控变量可以进一步降低微网运行成本，提高效益。在可再生分布式能源高渗透率并网的情况下，风光出力较大、负荷水平较低时，通过实时电价的制定增加用户用电量，提高风光消纳率，既可以降低用户电费支出成本，又可以提高微网收益；当负荷水平很高，风光出力不足，可控微源上限出力和交换设备的传输容量上限仍不满足需求时，可以通过制定合理的实时电价降低需求以满足微网功率平衡，对于用户可以保证在支出其愿意支付的价格时能够确保获得电能，对于微网可以保证安全可靠稳定运行，并减少或避免可中断负荷赔偿支出。以上实时电价机制下的优势在微网孤岛运行时更加明显。然而，赋予交直流混合微网网内实时电价制定权会遇到新的问题，如获取垄断收益、侵占用户消费者剩余等，需要建立模型对其进行约束。

本文首先计及了交流侧和直流侧不同的结构和电气特性，建立交直流混合微网优化运行模型；其次针对微网中负荷特点建立了基于负荷分类的负荷水平对实时电价的响应模型并提出网内实时电价机制下的交直流混合微网优化运行模型；最后通过一个算例验证了本文提出的方法可以提高风光消纳率，增加交直流混合微网收益并且减小用户平均电费支出。

1 实时电价机制下综合需求响应模型

在基于价格的需求侧管理模型研究中，首要任务便是建立负荷对价格的响应模型。文献[11]中建立了价格型需求响应功率对电价的响应模型，认为两者之间是简单的线性关系。也有文献忽略了响应模型的非线性因素，构建了电力需求弹性矩阵来表示不同时段间电力需求变化量与价

格变化量之间的关系。

事实上，微网中在外网分时电价下 t 时段的负荷 $P_L(t)$ 大致可以分为3类，如式(1)所示。

$$P_L(t) = P_{L-I}(t) + P_{L-II}(t) + P_{L-III}(t) \quad (1)$$

式中： $P_{L-I}(t)$ 为 t 时段I类负荷，即易转移负荷，用户对电价变化的响应行为通常为自觉将部分该类负荷在不同时段间转移，其适合负荷转移率模型； $P_{L-II}(t)$ 为 t 时段II类负荷，为易节约和易替代负荷，即用户对电价的响应行为通常为对该类负荷部分进行节约、增加用电或者将电能和其他能源之间进行相互替代，其适合电力需求弹性矩阵建模； $P_{L-III}(t)$ 为 t 时段III类负荷，为刚性负荷，其需求对电价变化的反映微小。实际中任何一种负荷对电价变化的响应都包含以上3个因素，然而大致进行这样的划分还是合理的。

对于I类负荷，将一天分为 T 个时段，所制定的实时电价比原有电价上升的时段记为 $I = \{i_1, i_2, \dots, i_m\}$ ， m 为电价上升时段数；所制定的实时电价比原有电价下降的时段记为 $J = \{j_1, j_2, \dots, j_n\}$ ， n 为电价下降时段数。则由于 t_1 时段制定了上升的实时电价，该时段转出负荷在 J 中的分配如式(2)所示，由于在 t_3 制定了下降实时电价而吸纳的负荷来自 I 的分配如式(3)所示。

$$\Delta P_L(t_1, t_2) = f[\Delta p(t_1)] |\Delta p(t_2)| P_L(t_1) / \sum_{k \in J} |\Delta p(k)| \quad (2)$$

$$\Delta P_L(t_4, t_3) = f[\Delta p(t_3)] |\Delta p(t_4)| P_L(t_3) / \sum_{k \in I} |\Delta p(k)| \quad (3)$$

式中： $t_1, t_4 \in I$ ， $t_2, t_3 \in J$ ； $\Delta p(t)$ 表示制定的 t 时段实时电价与原来基础电价之差； $\Delta P_L(i, j)$ 表示 i 时段向 j 时段转移负荷； $f()$ 为负荷转移率函数。采用文献[9]中的负荷转移率模型，描述了各时段负荷转移率与电价变化的关系，如式(4)所示，该式根据消费者心理学原理，将负荷转移率对电价的反映大致划分为死区、线性区和饱和区。

$$f(\Delta p) = \begin{cases} 0, & 0 \leq \Delta p \leq a \\ K(\Delta p - a), & a \leq \Delta p \leq f_{\max}/K + a \\ f_{\max}, & \Delta p \geq f_{\max}/K + a \end{cases} \quad (4)$$

式中： Δp 为电价变化量的绝对值； f_{\max} 为饱和区的最大负荷转移率； a 为死区阈值； $f_{\max}/K + a$ 为饱和区拐点， K 为线性区转移率曲线的斜率。本文假设该负荷转移率函数既适用于某一时段制定上升实时电价时负荷转移出也适用于制定下降实时电价

时负荷转入。

由此可以根据制定的实时电价, 对每一个时段进行负荷转移分配计算, 从而得到 I 类负荷的实时电价机制下的负荷响应水平, 具体如式(5)和式(6)所示, 当 t 时段制定实时电价高于原有分时电价, 采用式(5)计算, 当 t 时段制定实时电价低于原有分时电价, 采用式(6)计算。

$$P_{L-I}^{\lambda}(t) = P_{L-I}(t) - \sum_{k \in J} \Delta P_{L-I}(t, k) \quad t \in I \quad (5)$$

$$P_{L-I}^{\lambda}(t) = P_{L-I}(t) + \sum_{k \in I} \Delta P_{L-I}(k, t) \quad t \in J \quad (6)$$

式中, $P_{L-I}^{\lambda}(t)$ 为 t 时段对分时电价响应后的 I 类负荷水平。

对于 II 类负荷, 采用电价弹性系数 e_{st} 近似刻画 s 时段负荷需求对 t 时段电价变化的响应。定义需求弹性矩阵 \mathbf{E} 如式(7)所示, 矩阵中元素表达式如式(8)所示。

$$\mathbf{E} = (e_{st})_{T \times T} \quad (7)$$

$$e_{st} = (\Delta P_L(s) / P_L(s)) / (\Delta p(t) / p(t)) \quad (8)$$

式中: $P_L(s)$ 为 s 时段 II 类负荷原有负荷功率; $\Delta P_L(s)$ 为 s 时段 II 类负荷对分时电价的响应变化功率。需求弹性矩阵的对角元素为自弹性系数且都为负, 其余元素为互弹性系数且都为正; $p(t)$ 为原有分时电价水平。

对于 II 类负荷, 在制定实时电价之后, 一天各时段负荷变化水平如式(9)所示, II 类负荷在实时电价下的响应负荷 $P_{L-II}^{\lambda}(t)$ 如式(10)所示。

$$\Delta P_{L-II}(s) / P_{L-II}(s) = \sum_{t=1}^n e_{st} \Delta p(t) / p(t) \quad (9)$$

$$P_{L-II}^{\lambda}(t) = P_{L-II}(t) + \Delta P_{L-II}(t) \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (10)$$

对于 III 类负荷, 由于其需求基本为刚性, 认为负荷需求不受实时电价制定的影响, 在实时电价下的响应负荷如式(11)所示。

$$P_{L-III}^{\lambda}(t) = P_{L-III}(t) \quad (11)$$

综上所述, 采用本文的基于负荷分解的综合价格型需求响应模型, 实时电价下的响应负荷 $P_L^{\lambda}(t)$ 如式(12)所示。

$$P_L^{\lambda}(t) = P_{L-I}^{\lambda}(t) + P_{L-II}^{\lambda}(t) + P_{L-III}^{\lambda}(t) \quad (12)$$

根据本文提出的基于负荷分类的实时电价机制下需求侧综合响应模型可以得到响应负荷。

2 交直流混合微网经济调度

2.1 交直流混合微网结构模型

本文交直流混合微网简化模型如图 1 所示。

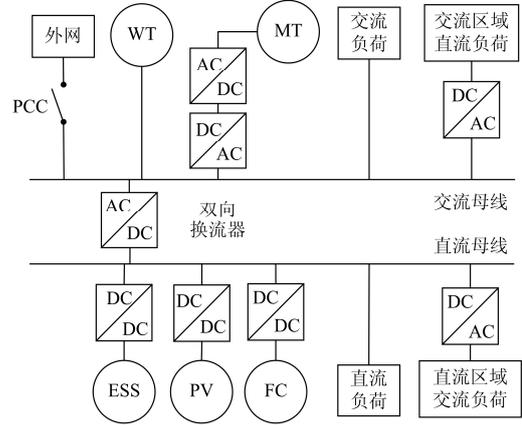


图 1 交直流混合微网简化模型

Fig. 1 Simplified structure diagram of AC/DC hybrid microgrid

传统的交流微网包含众多的接入设备, 如可控型微电源、不可控型分布式电源、负荷、储能装置等, 这些装置包括风力发电(Wind Turbine, WT)、光伏电池(Photovoltaic Cell, PV)、燃料电池(Fuel Cell, FC)、微燃机(Microturbine, MT)、蓄电池(Battery, BAT)、负荷。根据这些接入设备本身的运行特性, 交流区域接入微燃机、风力发电机、大部分交流负荷和少量直流负荷; 直流区域接入光伏发电、蓄电池储能、燃料电池以及大部分直流负荷和少量交流负荷。以工业微电网为例, 为保证工业微电网的供电可靠性, 最大限度地利用光伏资源, 通常需要为微电网系统配置合适的储能^[12]。

此外, 交流母线和直流母线通过一台双向换流器联接, 该换流器可以实现交流母线和直流母线之间的功率传递。交流区域和主电网通过公共耦合点(Point of Common Coupling, PCC)联接。可以方便交流负荷和直流负荷的分别接入, 并且利用直流线路网损低的特点降低网损。

2.2 目标函数

假设在每一个时段内各微源出力、负荷都保持不变。将目标函数取为一天交直流混合微网净收益最高, 如式(13)所示。

$$\max F = R - C_{\text{total}} \quad (13)$$

式中: R 为交直流混合微网一天收益, 如式(14)所示; C_{total} 为交直流混合微网一天运行总成本, 如式(15)所示。

$$R = \sum_{t=1}^T [\gamma q(t) P_L^{t,\lambda} + (1-\gamma) \alpha q(t) P_L^{t,\lambda}] \quad (14)$$

式中: T 为一天时段数; $P_L^{t,\lambda}$ 为 t 时段交直流混合微网网内实时电价下响应负荷, 由网内实时电价决定; γ 为可中断负荷比例, α 为可中断折扣电价系

数,假定各时段负荷中可中断负荷比例不变; $q(t)$ 为 t 时段网内实时电价。

$$C_{\text{total}} = \sum_{t=1}^T \left[\begin{aligned} & f_{\text{MT}}(P_{\text{MT}}^t) + f_{\text{FC}}(P_{\text{FC}}^t) + \sum_{i=1}^M f_{\text{OM-}i}(P_i^t) + \\ & P_{\text{grid}}^t q_{\text{grid}}^t + \sum_{\theta=1}^N \lambda_{\text{MT}}^{\theta} c^{\theta} P_{\text{MT}}^t + \sum_{\theta=1}^N \lambda_{\text{FC}}^{\theta} c^{\theta} P_{\text{FC}}^t + \\ & \beta q(t) P_{\text{cut}}^t + \eta_{\text{ILC}}(|P_{\text{ILC}}^t|) q(t) + \\ & q(t) \left[\sum_{k=1}^{l_1} \frac{(P_k^t)^2 + (Q_k^t)^2}{(U_k^t)^2} R_k + \sum_{m=1}^{l_2} \frac{(P_m^t)^2}{(U_m^t)^2} R_m \right] \end{aligned} \right] \quad (15)$$

式中: $f_{\text{MT}}()$ 为微燃机的燃料成本函数; P_{MT}^t 为 t 时段微燃机出力; $f_{\text{FC}}()$ 为燃料电池的燃料成本函数; P_{FC}^t 为 t 时段燃料电池出力; $f_{\text{OM-}i}$ 为第 i 台设备的运行维护成本函数,包括可控微电源、不可控微电源以及蓄电池; M 为设备总数; P_i^t 为第 i 台需要运维费用的设备在 t 时段的出力; P_{grid}^t 为 t 时段交直流混合微网与外网的交换功率; q_{grid}^t 为 t 时段外网分时电价; θ 为污染物类别,总共 N 种污染物; $\lambda_{\text{MT}}^{\theta}$ 为微燃机第 θ 种污染物的排放系数; c^{θ} 为第 θ 种污染物的单位排放量治理费用; $\lambda_{\text{FC}}^{\theta}$ 为燃料电池第 θ 种污染物的排放系数; $\eta_{\text{ILC}}()$ 为双向换流器的效率函数; P_{ILC}^t 为 t 时段换流器的交换功率,若为正表示功率由交流侧传向直流侧; P_{cut}^t 为 t 时段的总中断负荷; β 为中断补偿系数,补偿价格为所制定实时电价的固定倍数; l_1 为交流支路总数; l_2 为直流支路总数; P_k^t , Q_k^t 分别表示 t 时段第 k 条交流支路传输的有功功率和无功功率; U_k^t , U_m^t 分别为 t 时段第 k 条交流支路和第 m 条直流支路的电压有效值; R_m 为第 m 条直流支路的电阻。

2.3 约束条件

1) 功率平衡约束

针对图1所示的交直流混合微网简化模型,构建功率平衡约束。假设本文微网只能向外网购电,而不能售电。由于运行过程中各种损耗已经考虑在目标函数中,为了避免重复计算功率平衡约束不再考虑。在交直流混合微网中,功率平衡约束包括交流侧功率平衡约束和直流侧功率平衡约束,分别如式(16)一式(19)所示。

$$P_{\text{grid}}^t + P_{\text{MT}}^t + P_{\text{WT}}^t + P_{\text{cut,AC}}^t = P_{\text{ILC}}^t + P_{\text{L-AC}}^t + P_{\text{B-AC}}^t \quad (16)$$

$$P_{\text{B-AC}}^t (P_{\text{grid}}^t + P_{\text{MT}}^t + P_{\text{cut,AC}}^t) = 0 \quad (17)$$

$$P_{\text{grid}}^t + P_{\text{PV}}^t + P_{\text{SB}}^t + P_{\text{FC}}^t + P_{\text{cut,DC}}^t = P_{\text{L-DC}}^t + P_{\text{B-DC}}^t \quad (18)$$

$$P_{\text{B-DC}}^t (P_{\text{FC}}^t + P_{\text{SB}}^t + P_{\text{cut,DC}}^t) = 0 \quad (19)$$

式中: $P_{\text{L-AC}}^t$ 为交流侧实时电价响应后 t 时段负荷; $P_{\text{L-DC}}^t$ 为直流侧实时电价响应后 t 时段负荷; P_{SB}^t 为 t 时段直流侧蓄电池出力,当为正时表示蓄电池在放电; $P_{\text{cut,AC}}^t$ 为交流侧 t 时段中断负荷功率; $P_{\text{cut,DC}}^t$ 为直流侧 t 时段中断负荷功率。当高渗透率交直流混合微网制定实时电价时且不确定微源出力能够满足运行需求时,可控微源并不出力,此时交流侧不平衡功率 $P_{\text{B-AC}}^t$ 和直流侧不平衡功率 $P_{\text{B-DC}}^t$ 大于等于0;当不确定微源出力不能够满足运行需求时,可控微源出力或者购电,此时交流侧不平衡功率 $P_{\text{B-AC}}^t$ 和直流侧不平衡功率 $P_{\text{B-DC}}^t$ 等于0;为了避免分段表示对模型求解过程产生不利影响,本文引入虚拟的不平衡功率以及约束条件式(17)和式(19)来描述。此外,不平衡功率还应该满足以下约束条件:

$$P_{\text{B-AC}}^t \geq 0, P_{\text{B-DC}}^t \geq 0 \quad (20)$$

2) 双向换流器转换功率上下限约束

$$P_{\text{ILC}}^{\min} \leq P_{\text{ILC}}^t \leq P_{\text{ILC}}^{\max} \quad (21)$$

式中: P_{ILC}^{\min} 为负,其绝对值表示直流侧向交流侧的传输功率限值; P_{ILC}^{\max} 为正,表示交流侧向直流侧的传输功率限值。

3) 中断负荷容量上限约束

$$P_{\text{cut,AC}}^t \leq P_{\text{cut,AC}}^{\max}, P_{\text{cut,DC}}^t \leq P_{\text{cut,DC}}^{\max} \quad (22)$$

式中, $P_{\text{cut,AC}}^{\min}$ 和 $P_{\text{cut,DC}}^{\max}$ 分别为与交流侧用户和直流侧用户签订的可中断负荷容量。

4) 实时电价制定约束

$$\frac{\sum_{t=1}^T (P_{\text{L-AC}}^t + P_{\text{L-DC}}^t) q(t)}{\sum_{t=1}^T (P_{\text{L-AC}}^t + P_{\text{L-DC}}^t)} \leq \frac{\sum_{t=1}^T (P_{\text{L-AC}}^t + P_{\text{L-DC}}^t) q_{\text{grid}}^t}{\sum_{t=1}^T (P_{\text{L-AC}}^t + P_{\text{L-DC}}^t)} \quad (23)$$

上式表示在实时电价机制下,用户的平均购电价格要比向外网购电时的平均购电价格低,从而保证用户的利益。

5) 剩余可出力容量约束

$$P_{\text{cut,AC}}^t (P_{\text{grid}}^{\max} + P_{\text{MT}}^{\max} - P_{\text{grid}}^t - P_{\text{MT}}^t) = 0 \quad (24)$$

$$P_{\text{cut,DC}}^t (P_{\text{ILC}}^{\max} + P_{\text{FC}}^{\max} + P_{\text{SB}}^{\max} - P_{\text{ILC}}^t - P_{\text{FC}}^t - P_{\text{SB}}^t) = 0 \quad (25)$$

式中: P_{grid}^{\max} 为交流侧与外网交换功率上限; P_{ILC}^{\max} 为双向换流器交换功率上限; P_{MT}^{\max} , P_{FC}^{\max} , P_{SB}^{\max} 分别为微燃机、燃料电池、蓄电池放电出力上限。

以上约束表示当交直流混合微网采用实时定价策略时,不允许其利用定价权而保留出力容量,从

而通过这种垄断特性获取额外收益而损害用户效益。式(24)表示: 交流侧要么中断负荷容量为零, 要么与外网交换功率和微燃机出力达到了上限而中断负荷, 如果两者同时不为零, 即不满足该约束时, 则认为交直流混合微网采用了保留容量策略获取垄断利益; 式(25)表示直流侧的剩余可出力容量约束, 含义与交流侧同理。

此外, 各微电源和蓄电池出力上下限约束、可控机组爬坡率约束、节点电压约束、蓄电池电量约束、线路传输功率约束、PCC 功率传输限值约束参见文献[1, 13-15], 本文不再赘述。

本文采用混沌粒子群算法对所建立模型进行求解。算法中最大迭代次数为 200 代, 群体数量为 50, 两个学习系数分别为 0.8, 混沌搜索 30 代。

值得说明的是, 本文研究侧重于需求侧管理技术对交直流混合微网稳态运行的经济性影响。本文制定的交直流混合微网运行计划具有时段性, 事实上, 在更短的时间尺度(如分钟级和秒级), 针对交流侧不平衡功率偏差引起的交流母线频率波动, 由外网进行调频; 针对交流侧负荷水平和功率因数引起的电压波动, 假定交流侧已经安装了足够的无功容量进行调节; 针对直流侧不平衡功率偏差引起的电压偏差, 由储能进行调压, 从而满足交直流混合微网的运行要求。假定风光荷功率在更短时间尺度上的预测误差都满足正太分布, 因此不平衡功率偏差对储能时段性的运行计划以及向外网时段性的购电计划基本上没有影响。

3 算例

本文算例采用的交直流混合微网结构如图 1 所示, 假定其主要向居民负荷供电, 其中各接入设备对应线路的馈线长度如表 1 所示, 线路单位阻抗为 $0.642+j0.101 \Omega/\text{km}$ 。运行约束中涉及各微源参数情况、蓄电池容量、电量上下限、节点电压上下限、各可控微源环保排放系数和污染物的成本折算系数参见文献[1, 5-7]。

表 1 交直流混合微网算例中各馈线长度
Table 1 Lengths of every feeder in the AC/DC hybrid microgrid

hybrid microgrid				
交流侧	微燃机	风力发电机	交流负荷	
	100 m	80 m	200 m	
直流侧	光伏发电	燃料电池	蓄电池	直流负荷
	120 m	60 m	80 m	200 m

为验证本文方法的有效性, 本文构造以下 3 个算例分别进行仿真验证。算例一: 交直流混合微网风光渗透率较低的情况下, 没有采用分时电价机制;

算例二: 交直流混合微网风光渗透率较高的情况下, 没有采用分时电价机制; 算例三: 交直流混合微网风光渗透率较高的情况下(与算例二相同), 在本文分时电价机制下。

算例一中负荷预测曲线以及风光出力预测曲线如图 2 所示, 此时风光渗透率为 34.13%。

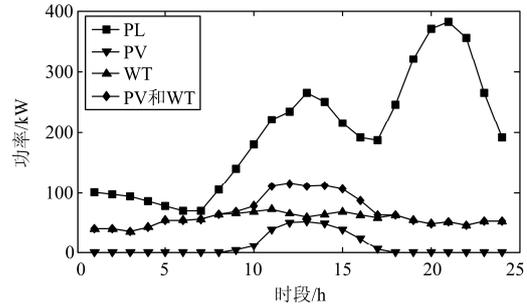


图 2 算例一风光功率出力预测及微网总负荷预测曲线
Fig. 2 Prediction of wind power output and prediction of total load in microgrid in case 1

在未采用分时电价机制下的交直流混合微网优化运行结果如图 3 所示。

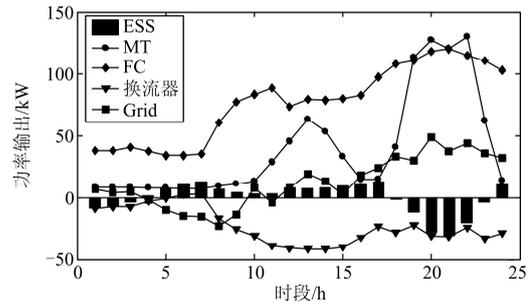


图 3 算例一各个微电源输出功率曲线
Fig. 3 Output power curves of each microsource in case 1

由图 3 可以看出, 在一天前期低负荷水平阶段, 交直流混合微网主要由运行成本较低的燃料电池供电; 在一天中期和末期的负荷高峰期才调用运行成本较高的微燃机, 并配合向外网购电。储能一天末期负荷高峰前基本处于充电状态, 为在负荷高峰期放电做好准备, 发挥了削峰填谷的作用。

算例二和算例三中交直流混合微网在外网分时电价下的负荷预测曲线以及风光出力预测曲线如图 4 所示。算例二未采用分时电价机制, 其优化运行结果如图 5 所示。

由图 5 可以看出, 由于一天前期和中期风光充足, 其功率甚至大于负荷水平, 因此交直流混合微网并不需要调用可控微电源, 也不需向外网购电, 在满足负荷需求的情况下, 令储能充电。在一天末期的负荷高峰期, 储能充分放电, 同时调用可控微

源，向外网购电，共同满足负荷需求。

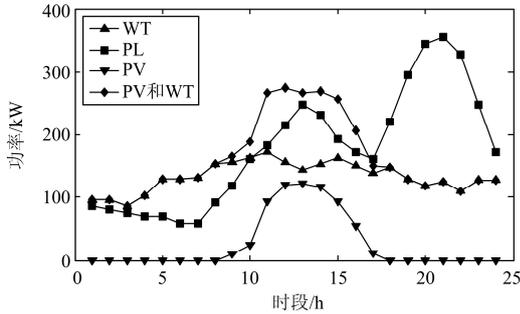


图 4 算例二风光功率出力预测及微网总负荷预测曲线
Fig. 4 Prediction of wind power output and prediction of total load in microgrid in case 2

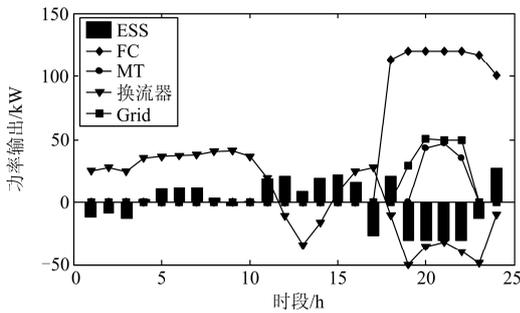


图 5 算例二各个微电源输出功率曲线
Fig. 5 Output power curves of microsource in case 2

然而在算例二的情况下，由于未采用需求侧管理技术，交直流混合微网存在较严重的弃风弃光现象，其一天风光实际调用曲线如图 6 所示。事实上，算例二中综合弃风弃光率达到了 14.02%，产生了资源浪费现象。

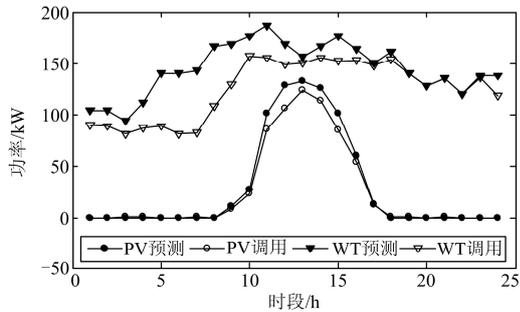


图 6 算例二风光实际调用功率曲线和预测曲线
Fig. 6 Power curve of PV and WT which is actually called and the prediction curve in case 2

算例三的负荷和风光出力水平同算例二，交流侧和直流侧的负荷预测及其构成如图 7 所示。

实时电价机制下的交直流混合微网经济调度方案如图 8 所示；交直流混合微网制定的最优实时电

价与外网分时电价的比较如图 9 所示。

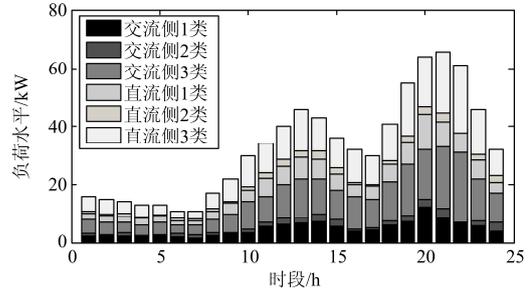


图 7 交流侧和直流侧负荷预测及其构成

Fig. 7 Load forecasting and its structure in AC side and DC side

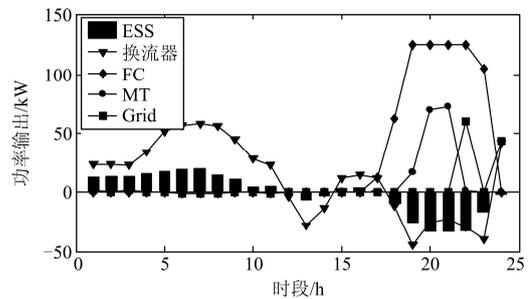


图 8 算例三各个微电源输出功率曲线

Fig. 8 Output power curves of microsource in case 3

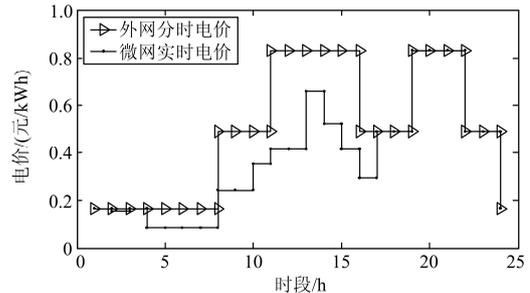


图 9 外网分时电价和微网制定网内实时电价对比

Fig. 9 Curve of the TOU Power Price and real time electricity price formulated by microgrid

由图 8 可见，本文算例将风光设置成以高渗透率接入交直流混合微网，赋予了微网通过实时电价机制获取更大收益的空间。在第一时段到第十七时段，由于风光出力高于负荷水平，完全可以满足需求，微燃机、燃料电池以及 PCC 几乎不工作，只有蓄电池和双向换流器工作，蓄电池充分充电以便在后面负荷高峰时段起到削峰填谷的作用，换流器工作以维持交流侧和直流侧之间功率交换，满足系统各个区域功率平衡；此时为了增大风光消纳率并且进一步提高微网收益，微网制定了相对外网分时电价更低的实时电价，根据价格型负荷响应特性，增大需求提高售电量，而由于增加的售电量收益足以

弥补实时电价下调的收益损失, 微网获得了更大的效益, 而用户获得了更低的平均购电电价, 产生了双赢的结果。

当到了十七时段之后, 由于风光预测出力大幅降低, 而负荷水平却达到高峰, 此时不确定微源出力不足以满足需求, 此时微网采用了各种措施: 开启微燃机、开启燃料电池、蓄电池放电以及增大向外网购电功率。由于燃料电池效率较高, 具有更好的经济效益, 因此优化的结果是燃料电池具有更大的出力, 并且通过换流器由直流向交流侧输送功率, 这符合定性分析。

实时电价机制通过负荷的需求响应特性, 改变了负荷曲线, 交直流混合微网在实时电价机制下的总负荷响应曲线如图 10 所示。

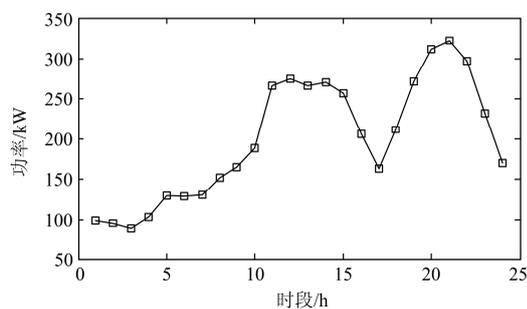


图 10 实时电价机制下负荷响应曲线

Fig. 10 Load response curve in real time electricity price mechanism

由图可见, 当交直流混合微网采用实时电价机制时, 在不确定微源出力大于负荷水平时, 提高了负荷需求, 使其基本达到了不确定微源出力水平, 增大了消纳率。当负荷高峰而风光出力低谷时, 通过实时电价的调整适当降低了负荷需求, 以减少微网中较昂贵的微燃机出力和外网较高的峰时购电成本, 降低了运行成本。在未采用实时电价机制下, 交直流混合微网一天的负荷需求为 4234.1 kWh, 在实时电价机制下, 一天的负荷需求为 4803.8 kWh, 可见, 实时电价机制大幅增加了负荷需求, 产生更大的社会效益。

交直流混合微网在未采用实时电价机制时和采用实时电价机制下的一天收益对比如图 11 所示。

由图 11 可见, 采用实时电价机制下, 交直流混合微网的收益大幅度提高, 而且基本上是在不确定微源出力高于负荷需求时产生的, 其余时段中不管有没有采用实时电价机制收益差别不大, 这一方面是因为本文交直流混合微网的电源配置容量能够满足负荷需要, 因此基本上没有进行负荷中断, 另一方面, 由于本文模型对交直流混合微网制定网内实时电价的行为进行了合理的约束, 使其不能通过该

机制获取不合理的垄断利益。

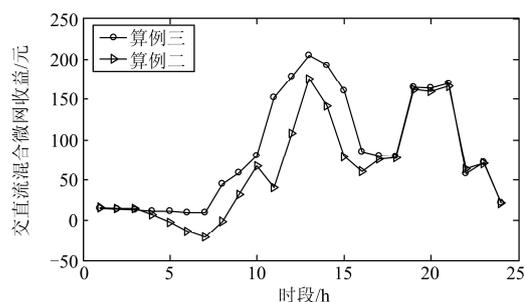


图 11 实时电价机制前后微网一天收益对比

Fig. 11 Comparison of the day profit of microgrid before and after real time electricity price mechanism

综上所述, 本文构造的 3 个算例中相关指标对比如表 2 所示。

表 2 3 个算例中相关指标对比

Table 2 Comparison of the index in three cases

	算例一	算例二	算例三
风光渗透率(%)	34.13	88.74	88.74
弃风弃光率(%)	0	14.02	0
运行收益/元	1189.1	1515.1	2048.9
平均购电价格(元/kWh)	0.6049	0.6049	0.4510

事实上, 在采用实时电价机制前交直流混合微网一天的总收益为 1515.1 元, 用户一天平均购电电价为 0.6049 元/kWh, 采用实时电价机制后微网一天总收益增加为 2048.9 元, 用户一天平均购电成本下降为 0.4510 元/kWh。算例一和算例二对比可以得知, 本文方法能够充分利用风光发电制定经济合理的优化运行计划增加交直流混合微网效益。算例二和算例三比较可见, 本文实时电价机制能够增加负荷需求, 增加微网收益, 并降低用户平均购电成本, 达成了双赢的结果。

4 结论

1) 本文提出的基于负荷分类的实时电价机制下负荷响应模型更加符合实际, 能够更加准确地建立了微网在制定网内实时电价机制下的负荷响应模型。

2) 本文提出的交直流混合微网优化运行模型适用于交直流混合微网特殊的结构和电气特性。

3) 本文提出的网内实时电价机制下交直流混合微网优化运行方法具备多种优点: 提高微网收益、降低运行成本、增大不确定微源消纳率、降低用户平均购电成本, 具有显著的社会经济效益。

参考文献

[1] 李鹏, 徐伟娜, 周泽远, 等. 基于改进万有引力搜索算

法的微网优化运行[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(19): 3073-3079.

LI Peng, XU Weina, ZHOU Zeyuan, et al. Optimal operation of microgrid based on improved gravitational search algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(19): 3073-3079.

[2] LASSETER R, AKHIL A, MARNAY C, et al. Integration of distributed energy resources[C] // Proceedings of Consortium for Electric Reliability Technology Solutions. California: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2002: 2-6.

[3] LASSETER R H. Microgrids[C] // Proceedings of Power Engineering Society Winter Meeting, New York, USA, 2002.

[4] 李鹏, 张玲, 王伟, 等. 微网技术应用与分析[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(20): 109-115.

LI Peng, ZHANG Ling, WANG Wei, et al. Application and analysis of microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(20): 109-115.

[5] 毛晓明, 陈深, 吴杰康, 等. 分时电价机制下含蓄电池微网的优化调度[J]. 电网技术, 2015, 39(5): 1192-1197.

MAO Xiaoming, CHEN Shen, WU Jiekang, et al. Optimal dispatching of microgrid containing battery under time-of-use price mechanism[J]. Power System Technology, 2015, 39(5): 1192-1197.

[6] 张明锐, 陈洁, 杜志超, 等. 考虑交互功率控制的微网经济运行[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(7): 1013-1023.

ZHANG Mingrui, CHEN Jie, DU Zhichao, et al. Economic operation of micro-grid considering regulation of interactive power[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(7): 1013-1023.

[7] 邢龙, 张沛超, 方陈, 等. 基于广义需求侧资源的微网运行优化[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(12): 7-12.

XING Long, ZHANG Peichao, FANG Chen, et al. Optimal operation for microgrid using generalized demand side resources[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(12): 7-12.

[8] 张颖, 容展鹏, 张宇雄, 等. 基于微电网的电网需求响应研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(21): 20-26.

ZHANG Ying, RONG Zhanpeng, ZHANG Yuxiong, et al. Study of grid demand response based on micro grid[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(21): 20-26.

[9] 刘小聪, 王蓓蓓, 李扬, 等. 基于实时电价的大规模风电消纳机组组合和经济调度模型[J]. 电网技术, 2014, 38(11): 2955-2963.

LIU Xiaocong, WANG Beibei, LI Yang, et al. Unit commitment model and economic dispatch model based on real time pricing for large-scale wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2014, 38(11): 2955-2963.

[10] 李文云, 蒋亚坤, 雷炳银, 等. 基于 Multi-Agent 系统的含分布式电源电网能源优化管理[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(12): 21-27.

LI Wenyun, JIANG Yakun, LEI Bingyin, et al. MAS based energy management strategies of microgrid[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(12): 21-27.

[11] 曾丹, 姚建国, 杨胜春, 等. 应对风电消纳中基于安全约束的价格型需求响应优化调度建模[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(31): 5571-5578.

ZENG Dan, YAO Jianguo, YANG Shengchun, et al. Optimization dispatch modeling for price-based demand response considering security constraints to accommodate the wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(31): 5571-5578.

[12] 许健, 刘念, 于雷. 计及重要负荷的工业光伏微电网储能优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(9): 29-37.

XU Jian, LIU Nian, YU Lei. Optimal allocation of energy storage system of PV microgrid for industries considering important load[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(9): 29-37.

[13] 姚致清, 于飞, 赵倩, 等. 基于模块化多电平换流器的大型光伏并网系统仿真研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 33(36): 27-33.

YAO Zhiqing, YU Fei, ZHAO Qian, et al. Simulation research on large-scale PV grid-connected systems based on MMC[J]. Power System Protection and Control, 2013, 33(36): 27-33.

[14] 王瑞琪, 李珂, 张承慧. 基于混沌多目标遗传算法的微网系统容量优化[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(22): 16-22.

WANG Ruiqi, LI Ke, ZHANG Chenghui. Optimization allocation of microgrid capacity based on chaotic multi-objective genetic algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(22): 16-22.

[15] 李鹏, 李涛, 张双乐, 等. 基于混沌二进制粒子群算法的独立微网系统的微电源组合优化[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(12): 33-38.

LI Peng, LI Tao, ZHANG Shuangle, et al. Combinatorial optimization of micro-sources in standalone microgrid based on chaotic binary particle swarm optimization algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(12): 33-38.

收稿日期: 2016-04-08; 修回日期: 2016-07-14

作者简介:

陈安伟(1966-), 男, 博士, 高级工程师, 主要研究方向为电力安全生产运行管理和智能电网; E-mail: chen_anwei@zj.sgcc.com.cn

华浩瑞(1992-), 男, 通信作者, 硕士研究生, 主要研究方向为新能源并网发电与微网技术; E-mail: huahaorui@126.com

李鹏(1965-), 男, 博士, 教授, IEEE高级会员, 主要研究方向为新能源并网发电微网技术、电能质量分析与控制、电力电子技术在智能电网中的应用等。E-mail: ncepulp@ncepu.edu.cn

(编辑 魏小丽)