风电与储能系统互补下的火电机组组合

李本新1,韩学山1,刘国静2,王孟夏1,李文博3,蒋哲3

(1. 山东大学 电网智能化调度与控制教育部重点实验室,山东 济南 250061;

2. 国网江苏省电力公司经济技术研究院,江苏南京 210008;

3. 国网山东省电力公司电力科学研究院,山东 济南 250003)

摘要:针对具有风电和火电机组的电力系统,在储能系统配置给定的前提下,提出通过储能尽量消除风电不确定性并部分以备用形态出现的研究思路,建立了火电机组组合2层优化决策模型。上层问题以火电机组组合成本最小为目标,下层问题以储能系统对电网中电能时空平移和提供备用所得收益最大为目标,以储能系统消除不确定性程度为满足对象,其中计及了自动发电控制(AGC)机组和非AGC机组的特性,以及系统频率调节效应的作用。基于分解协调的原理,通过上、下层问题的交替迭代对该模型予以求解,决策储能系统充/放电功率、调控范围及机组启停方案。该方法可在减少火电机组备用容量的同时,提升系统应对不确定性的能力,通过10机组系统验证了模型和方法的有效性。

0 引言

机组组合是电力系统运行与控制中关键而核心 的问题,其实质是制定日或周前的满足发电、负荷及 备用的机组启停计划^[15]。

近年来,风电等可再生能源发电得到了迅猛发展。 其在发挥节能减排作用的同时,由于存在固有的强不 确定性,使电力系统安全经济运行面临挑战。为适 应这一挑战,储能等各类互补设施不断涌现,其目的 是促进可再生能源发电的消纳,如何实现这一最佳消 纳,成为机组组合决策面临的新问题。

针对此问题,文献[6-7]建立了含风储系统多目 标机组组合模型,分析了引入储能系统对火电机组 运行成本、能源利用效率等因素的影响。为增强机 组组合决策结果应对不确定性的有效性,文献[8]针 对含风电和抽水蓄能系统提出了鲁棒机组组合决策 方法,能够有效计及风电极限误差的影响,实现抽水 蓄能机组对风电波动的抑制。文献[9]采用置信区 间法对风电不确定性进行建模,考虑了相邻时段风电 极限场景间系统调节能力的牵制关系,可发挥抽水蓄 能机组削峰填谷作用,促进风电的消纳。依据随机 规划理论,文献[10]针对集中式储能建立了含风储 系统随机机组组合模型,储能系统的峰谷调节作用

收稿日期:2016-11-19;修回日期:2017-05-18

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51477091,51177091); 国家重点基础研究发展计划(973 计划)资助项目(2013CB22-8205);国家电网公司科技项目(SGSDDK00KJJS1600061) Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51477091,51177091), the National Basic Research Program of China(973 Program)(2013CB228205) and the Project of State Grid Corporation of China(SGSDDK00KJJS16-00061) DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.07.006

不仅能够降低系统运行成本,而且能够从一定程度 上减轻风电不确定性的影响,减少机组组合无解的 情况。文献[11]针对配置在各风电场中的分散式储 能,提出了计及风险备用约束的随机机组组合模型, 可实现不同风电场储能系统间的协调。

从目前的研究状况看,储能等补偿设施的加入 无疑提升了机组组合应对不确定性的能力。然而, 由其性质可知,储能等补偿设施是依赖电网而存在 的,其可控性源自对电网中电能的时空平移,在时变 过程中尽可能发挥其位置、数量的有效改变,才能够 起到应对不确定性的作用。若在研究周期内将其按 预期进行锁定,转而当预期出现偏差时,完全由火电 机组承担,导致机组必须同时应对负荷与可再生能 源2类预期外的不确定性,造成机组提供更多的备 用,或者出现切负荷、弃风光发电现象。

对此,本文以储能系统应对或消除风电的不确 定性为思路,建立了机组组合2层优化决策模型。上 层问题以机组组合成本最小为目标,下层问题以储能 系统与风电、负荷间的互补程度为满足对象,其中计 及了自动发电控制(AGC)机组和非AGC机组的特 性,以及系统频率调节效应的作用。通过系统分解 协调的原理,下层问题在上层问题给定的优化信息 引导下,通过上、下层问题的交替迭代对该模型予以 求解,决策储能系统充/放电功率、调控范围及机组 启停方案,从而更有效提升风电的接纳能力。

1 储能系统的互补作用

本文重点考虑风电。风电功率预测误差的分布 与预测时间尺度有关,机组组合决策中预测时间尺 度一般至少为 24 h,此时风电功率可认为服从正态分 布^[12]。由预测技术获得其概率分布规律后,考虑风 电波动需满足的置信度要求,可获得调度决策需满足 的风电功率预测值、最大值及最小值^[13]。

风电功率不确定性强,若仅依靠常规火电机组应 对风电波动,会造成其备用增加、频繁启动等,不仅 代价高,还会导致弃风电或切负荷等。

储能系统运行灵活,在时变过程中应尽可能发挥 其位置、数量的有效改变,以起到减轻或消除被动量 不确定性的作用。为此,本文提出了储能与不确定 性互补的机制:储能的决策不仅参与期望功率平衡 约束,还将起到备用的作用,以减少常规火电机组备 用容量,提高其运行效率。下面以储能应对风电不 确定性为例进行说明。图1给出了风电功率概率分 布密度曲线, R^w, R^w, R^w, 对应 t 时段储能应对风电不 确定性的调控范围。





由图 1 可见, 阴影部分所对应的风电不确定性可 通过储能在运行过程中调整充/放电功率予以平抑, 而由常规火电机组集中应对风电预测值邻域内有限 的不确定性。若储能在满足基本用电需求的同时, 仍存在较高冗余的调节空间, 那么在理想情况下, 储 能可完全消除风电的不确定性。

对应上述思路,在不考虑波动对应概率数值前 提下,储能与风电互补过程中的调控策略可表示为:

$$P_{\text{ess},t}^{\text{real}} = \begin{cases} P_{\text{ess},t} + (\tilde{P}_{\text{w},t} - A_t) & A_t < \tilde{P}_{\text{w},t} \le P_{\text{w},t} \\ P_{\text{ess},t} & B_t < \tilde{P}_{\text{w},t} \le A_t \\ P_{\text{ess},t} - (B_t - \tilde{P}_{\text{w},t}) & P_{\text{w},t}^{\text{min}} \le \tilde{P}_{\text{w},t} \le B_t \end{cases}$$
(1)

其中, $P_{ess,t}$ 为调度给定的t时段储能系统充电功率计 划值,负值表示放电; $P_{ess,t}^{real}$ 为t时段储能系统补偿风 电功率波动后的实际充电功率; $\tilde{P}_{w,t}$ 为随机波动量, 表示t时段可能的风电功率; $P_{w,t}^{min}$ 分别为t时段 风电功率预测在一定置信范围内的最大值、最小 值。为便于表示,对应图 1,式(1)中 $A_t = P_{w,t}^{max} - R_{ess,t}^{ch}, B_t =$ $P_{w,t}^{min} + R_{ess,t}^{min}$ 。

2 机组组合的 2 层优化决策模型

2.1 上层问题

上层问题以研究周期内火电机组运行成本最小为目标,其目标函数可表示为:

$$\lim_{t=1}\sum_{i=1}^{T}\sum_{i=1}^{N} \left(a_{i}P_{i,t}^{2} + b_{i}P_{i,t} + c_{i}u_{i,t} + S_{i,t} \right)$$
(2)

其中,N为机组数量; a_i, b_i, c_i 为机组i的成本特性系数; $P_{i,i}$ 为机组i在t时段的输出功率; $u_{i,i}$ 为机组i在t时段的启停状态,0表示停运,1表示运行; $S_{i,i}$ 为机组i在i在t时段的启动成本。

约束条件包括以下5个方面。

(1) 功率平衡约束。

m

$$\sum_{i=1}^{N} P_{i,i} + P_{w,i} + P_{ess,i}^{d} = P_{D,i} + P_{ess,i}^{dh}$$
(3)

其中, P_{w,t}、 P_{D,t} 分别为 t 时段风电、常规负荷预测值; P^{ch}_{esst}、 P^d_{esst} 分别为 t 时段储能系统充、放电功率计划值, 其取值根据下层优化问题决策结果确定,在上层问 题中为给定常数。

(2) 机组输出功率上下限约束。

$$u_{i,t}P_i^{\min} \leqslant P_{i,t} \leqslant u_{i,t}P_i^{\max} \tag{4}$$

其中, P_i^{max} 、 P_i^{min} 分别为机组i允许的最大、最小输出 功率。

(3) 机组爬坡速率约束。

$$P_{i,i+1} - P_{i,i} \leq R_i^{\text{up}} u_{i,i} + P_i^{\max} (1 - u_{i,i})$$
(5)

$$P_{i,i} - P_{i,i+1} \leq R_i^{\text{dn}} u_{i,i} + P_i^{\max} (1 - u_{i,i+1}) \tag{6}$$

其中,*R*^{im},*R*^{im}分别为机组 *i* 输出功率最大的向上、向下调节速率。

(4) 机组最小开停机时间约束。

$$(X_{i,\text{on}}^{t} - T_{i,\text{on}})(u_{i,t-1} - u_{i,t}) \ge 0$$
(7)

$$(X_{i,\text{off}}^{t} - T_{i,\text{off}})(u_{i,t} - u_{i,t-1}) \ge 0$$
 (8)

其中, $X_{i,on}^{t}$ 、 $X_{i,off}^{t}$ 分别为机组i已开机、停机的时段数; $T_{i,on}$ 、 $T_{i,off}$ 分别为机组i最小开、停机时段数。

(5) 备用约束。

$$\sum_{i=1}^{N} P_{i,t}^{(1)} + P_{w,t}^{\min} + P_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{d}} + R_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{up}} \ge P_{\mathrm{D},t}^{\max} + P_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{ch}} + \beta_t \Delta f_t^{(1)}$$
(9)

$$\sum_{i=1}^{n} P_{i,t}^{(2)} + P_{w,t}^{\max} + P_{es,t}^{d} \leqslant P_{D,t}^{\min} + P_{es,t}^{ch} + R_{es,t}^{dn} + \beta_t \Delta f_t^{(2)}$$
(10)

$$\left|P_{i,t}^{(s)} - P_{i,t}\right| \leq \Delta_i \quad \forall s = 1,2$$

$$(11)$$

$$u_{i,t}P_i^{\min} \leq P_{i,t}^{(s)} - u_{i,t}K_i \Delta f_t^{(s)} \leq u_{i,t}P_i^{\max} \quad \forall s = 1, 2 \quad (12)$$

$$\Delta f^{\max} \leq \Delta f_t^{(s)} \leq \Delta f^{\max} \quad \forall s = 1, 2$$
(13)

其中, $P_{2i}^{(1)}$ 、 $P_{2i}^{(2)}$ 分别为机组*i*在*t*时段为应对风电和 负荷不确定性所达到的最大功率值和最小功率值; $P_{D,t}^{(0)}$ 、 $P_{D,t}^{(0)}$ 分别为*t*时段负荷功率在一定置信范围内 的最大值、最小值; β_t 为*t*时段系统频率调节系数,单 位 MW/Hz; K_i 为机组*i*频率调节系数; $\Delta f_i^{(0)}$ 为*s*情景 下*t*时段电网频率相对额定频率的偏差,*s*=1 表示负 荷位于波动范围上限而风电位于波动范围下限的严 峻情景,*s*=2 表示负荷位于波动范围下限面风电位于 波动范围上限的严峻情景; Δf ^{max}为正常运行时电网 频率允许的最大偏差; Δ_i 是为了应对风电波动,AGC 机组*i*输出功率基点最大调整量,对于非AGC 机组 $\Delta_i=0; R_{2t}^{max}$ 和 R_{2t}^{max} 为*t*时段储能应对风电不确定性 的调控范围,其取值根据下层优化问题决策结果确定,在上层问题中为给定常数。

传统机组组合决策中应对负荷与风电波动主要 对应 AGC 机组二次调节能力和调节容量的配置。实 际伴随负荷与风电波动,电网频率允许偏离额定值 运行,系统中运行的所有机组以及负荷均可通过参与 频率调节应对不确定性。进一步考虑一次调节作用, 相比于视电网频率处于额定值不变、仅考虑 AGC 机组调节的方式,可增强系统应对不确定性的能力, 避免调度无解而实际可行的情况^[14]。t时段系统频 率调节系数可表示为:

$$\beta_{t} = \sum_{i=1}^{N} u_{i,i} K_{i} + D_{t}$$
(14)

其中,D_t为t时段负荷频率调节系数。

2.2 下层问题

下层问题目标函数可表示为:

 $\max \sum_{t=1}^{l} \left[\lambda_t (P_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{d}} - P_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{ch}}) + \mu_t R_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{up}} + \gamma_t R_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{dn}} \right]$ (15)

其中, λ_{ι} , μ_{ι} , γ_{ι} 为上层问题给定的协调信息。

λ_i取为 t 时段边际发电成本,可根据上层问题决 策结果求得。λ_i可反映 t 时段发电与负荷有功平衡 的紧张情况,一般在负荷高峰时段较大、负荷低谷时 较小。将 λ_i 作为协调信息,引导储能系统充/放电 功率的优化决策,使之在负荷高峰(λ_i较大)时放电, 在负荷低谷(λ_i较小)时充电,由此不仅能够促进上 层问题有功平衡,而且能够使储能系统在对电网中电 能时空平移过程中实现自身收益最大化。类似地, μ_i, γ_i 分别取为储能系统提供上调备用、下调备用的 影子价格,该数值越大,则储能系统预留的调控范 围越大、储能系统提供备用的收益越大,同时上层问 题中机组所需提供的备用容量越小,可有效避免机组 频繁启停。

因本文主要研究储能系统配置给定下的短期运 行优化问题,故下层问题不考虑储能系统配置的投 资成本,而是以储能系统对电网中电能时空平移和提 供备用所得收益最大为目标,在这一目标实现过程中, 借助上层问题给定的协调信息的引导,可促进上层问 题有功平衡的实现以及减轻火电机组的备用负担, 提高机组组合决策的经济性。

约束条件包括以下4个方面。

(1) 储能系统充/放电功率约束。

$$0 \leq P_{\text{ess},t}^{\text{d}} \leq P_{\text{ess}}^{\text{d},\text{max}} u_{\text{ess},t}^{\text{d}}$$
(16)

$$0 \leq P_{\text{ess},l}^{\text{ch}} \leq P_{\text{ess}}^{\text{ch,max}} u_{\text{ess},l}^{\text{ch}} \tag{17}$$

$$u_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{d}} + u_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{ch}} \leqslant 1 \tag{18}$$

其中, P^{d,max}、P^{ch,max}分别为储能系统允许的最大放电、 充电功率; u^d_{cs,t}、u^d_{cs,t}分别为储能系统处于放电、充电 的标志。式(18)保证储能系统不能同时处于充电和 放电状态。 (2) 储能系统充/放电功率调控范围约束。

 $P_{\text{ess},t}^{\text{d}} + R_{\text{ess},t}^{\text{up}} - P_{\text{ess},t}^{\text{ch}} \leq (1 - u_{\text{ess},t}^{\text{ch}}) P_{\text{ess}}^{\text{d},\text{max}}$ (19)

$$P_{\text{ess},t}^{\text{ch}} + R_{\text{ess},t}^{\text{dn}} - P_{\text{ess},t}^{\text{d}} \leq (1 - u_{\text{ess},t}^{\text{d}}) P_{\text{ess}}^{\text{ch},\text{max}}$$
(20)

当储能系统放电或充电功率等于其最大允许值时,储能系统将丧失上调或下调的调控能力。本文 通过式(19)、(20)对储能系统调控范围与其计划充/ 放电功率的牵制关系进行了描述。

当 t 时段储能系统处于充电状态时,应有 $u_{ess,t}^{d}$ = 1、 $u_{ess,t}^{d}$ = 0。在应对风电不确定性过程中储能系统可采取的调控手段包括:风电低于预测值或负荷高于预测值时减少充电功率,为避免储能系统在短时内反复充/放电影响电池寿命,充电功率最多减少至0,调控范围受式(19)的限制;风电高于预测值或负荷低于预测值时增加充电功率,充电功率最大为 $P_{ess}^{d,max}$, 调控范围受式(20)的限制。

类似地,当t时段储能系统处于放电状态时,应 有 u^{ch}_{est}=0、u^d_{est}=1、P^{ch}_{est}=0。风电低于预测值或负荷 高于预测值时储能系统可增加放电功率,放电功率最 大为 P^{d,max},调控范围受式(19)的限制;风电高于预 测值或负荷低于预测值时应减少放电功率,为避免短 时内反复充/放电,放电功率最多减少至0,调控范 围受式(20)的限制。

(3) 储能系统存储能量约束。

$$E_{\text{ess},t} = E_{\text{ess},t-1} + P_{\text{ess},t}^{\text{ch}} \eta^{\text{ch}} - P_{\text{ess},t}^{\text{d}} \eta^{\text{d}}$$
(21)

 $E^{\min} \leqslant E_{ess,t} \leqslant E^{\max} \tag{22}$

其中, $E_{ess,t}$ 为t时段储能系统存储能量值; η^{eh} 、 η^{d} 分别为储能系统充电、放电效率; E^{max} 、 E^{min} 为储能系统存储能量允许的最大值、最小值。

(4) 储能系统存储能量调控范围约束。

储能系统存储能量处于最大值或最小值时将丧 失部分调控能力,为此应使存储能量预留一定的调 节空间,需满足如下约束:

 $E_{\mathrm{ess},t-1} + P_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{ch}} \eta^{\mathrm{ch}} - P_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{d}} \eta^{\mathrm{d}} + R_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{dn}} \eta^{\mathrm{ch}} \leqslant E^{\mathrm{max}}$ (23)

$$E_{\mathrm{ess},t-1} + P_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{ch}} \eta^{\mathrm{ch}} - P_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{d}} \eta^{\mathrm{d}} - R_{\mathrm{ess},t}^{\mathrm{up}} \eta^{\mathrm{ch}} \ge E^{\mathrm{min}}$$
(24)

式(23)、(24)为储能系统能够在时变过程中发挥 应对不确定性的作用预留了存储能量的调节空间。

2.3 求解流程

本文模型采用上、下层问题交替迭代的方式求解, 具体求解流程如下:

a. 对上层问题中机组启停计划、备用配置进行优化决策,储能系统充/放电功率、风电补偿后的功率 等下层问题互补结果在上层问题中为给定常数:

b.根据上层问题决策结果计算 λ_ι,μ_ι,γ_ι,对下层 问题中储能系统充/放电功率及调控范围进行优化 决策;

c. 依据储能系统与风电互补的调控策略对风 电波动进行补偿,提高其不确定性的可信度; **d.**若机组运行成本在迭代过程中不再下降,或 者达到给定的迭代步数或计算时间,则认为迭代收 敛,否则返回上层问题重新进行优化计算。

3 算例分析

3.1 算例概述

采用 10 机组系统对本文模型进行仿真验证。火 电机组容量、爬坡速率等参数见文献[15],风电数据 和常规负荷数据在文献[10]基础上做适当修改。储 能系统参数如下:最大充/放电功率 50 MW,电量最 大值 300 MW·h,电量最小值 10 MW·h,电量初始值 60 MW·h,充电效率 0.85,放电效率 1.0。将机组二次 耗量特性函数进行分段线性化(三分段,分段大小 相等)。系统频率为 50 Hz,正常运行时频率允许变 化范围为(50±0.1)Hz。

为说明本文模型有效性,考虑以下 3 种情况:情况 1 为机组组合决策中不考虑储能系统;情况 2 为 机组组合决策中考虑储能系统,但储能系统不参与系 统备用,通过协调优化确定其充/放电功率后直接 下发执行;情况 3 为采用本文模型。

3.2 情况1决策结果

在情况1下,根据计算结果,机组1、6、7在所 有时段均投入运行,其他7台机组启停计划如表1 所示。

时		各	机组	1启1	亭计	划		时		各	机维	1启住	亭计	划	
段	2	3	4	5	8	9	10	段	2	3	4	5	8	9	10
1	0	1	1	0	0	0	0	13	1	0	0	0	1	1	1
2	0	0	0	0	1	0	0	14	1	0	0	0	1	0	0
3	0	0	0	0	1	0	0	15	1	0	0	0	1	0	0
4	0	0	0	0	1	1	0	16	1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	1	0	17	1	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	1	1	0	18	1	0	1	0	0	0	0
7	0	0	1	0	1	1	0	19	1	0	1	0	0	0	0
8	0	0	1	0	1	0	0	20	1	0	1	1	1	0	0
9	1	0	1	0	1	1	0	21	1	0	1	1	0	0	0
10	1	0	1	0	1	0	0	22	0	0	1	1	1	0	0
11	1	0	1	0	1	0	0	23	0	0	0	1	1	0	0
12	1	0	0	0	1	1	1	24	0	0	0	1	1	0	0

表 1 情况 1 对应的机组启停计划

Table 1 Unit commitment scheme for case 1

总运行成本为\$472414,共涉及13次机组启动 过程。在研究周期内AGC机组(机组6—10)启停 频繁,在时段12、13需要5台AGC机组全部投入运 行,而在时段16—19仅需要2台AGC机组。可见, 为满足风电和常规负荷不确定性,仅依靠火电的机组 组合方法需要在研究周期内进行较为频繁的机组启 停,运行成本较高。

3.3 情况 2 决策结果

在情况2下,不考虑储能系统与风电互补应对 不确定性的作用,风电和常规负荷不确定性完全由火 电机组承担。根据计算结果,机组1、6、7在所有时 段均投入运行,机组3在所有时段均停运,其他6台 机组启停计划如表2所示。

表 2 情况 2 对应的机组启停计划

Table 2	Unit	commitment	scheme	for	case	2
---------	------	------------	--------	-----	------	---

时	各机组启停计划						时	2	各机	组质	自停	计戈	ı
段	2	4	5	8	9	10	段	2	4	5	8	9	10
1	0	0	1	0	0	0	13	1	0	0	1	1	0
2	0	0	0	1	0	0	14	1	0	0	1	0	0
3	0	0	0	1	0	0	15	1	0	0	1	0	0
4	0	0	0	1	0	0	16	1	0	0	0	0	0
5	0	0	0	1	0	0	17	1	0	0	0	0	0
6	0	1	0	1	0	0	18	1	1	0	0	0	0
7	0	1	0	1	1	0	19	1	1	0	0	0	0
8	0	1	0	1	0	0	20	1	1	1	1	0	0
9	1	1	0	1	1	0	21	1	1	1	0	0	0
10	1	1	0	1	0	0	22	0	1	1	0	0	0
11	1	0	0	1	0	0	23	0	0	1	0	0	0
12	1	0	0	1	1	1	24	0	0	1	0	0	0

总运行成本为\$ 464784,共涉及 11 次机组启动 过程。相较于不考虑储能系统参与调度决策的情况 1,运行成本和机组启停次数有所减少。但由于备用 仍完全由火电机组承担,在运行过程中 AGC 机组(机 组 6—10)启停仍较为频繁。

3.4 情况 3 决策结果

采用本文模型,经过3次交替迭代后收敛。根据本文模型计算结果,机组1在所有时段均投入运行,机组3、9、10在所有时段均停运,其他6台机组的启停计划如表3所示。

表 3 情况 3 对应的机组启停计划

Table 3 Unit commitment scheme for case 3

时	2	各机	组质	自停	计戈	IJ	时	2	各机	组质	自停	计戈	IJ
段	2	4	5	6	7	8	段	2	4	5	6	7	8
1	1	0	0	0	0	0	13	1	0	1	0	0	0
2	1	0	0	0	0	0	14	1	0	1	0	0	0
3	1	0	0	1	0	0	15	1	0	1	0	0	0
4	1	0	0	1	0	0	16	1	0	1	0	0	0
5	1	0	0	1	0	1	17	1	0	1	0	0	0
6	1	0	0	0	0	0	18	1	0	1	0	0	0
7	1	0	0	0	0	0	19	1	1	1	0	0	0
8	1	0	0	0	0	0	20	1	1	1	1	1	0
9	1	0	0	1	0	1	21	1	1	1	1	1	0
10	1	0	1	1	0	0	22	1	1	0	1	1	0
11	1	0	1	1	0	0	23	0	1	0	1	0	0
12	1	0	1	1	0	0	24	0	1	0	1	0	1

总运行成本为\$420671,共涉及9次机组启停过 程,相较于前2种情况均有较为明显的减少。同时, 在研究周期内需要投入运行的AGC机组数量明显 减少,在部分时段(如时段13—19)可完全通过风储 互补的方式,并结合系统频率调节效应实现不确定 性的消纳,减少了AGC机组调节负担。

根据本文模型计算结果,各时段储能系统存储 电量计划值如图2所示。



36

Fig.2 Scheduled SOC of ESS

图 2 中,虚线分别为储能系统存储电量允许的 最大值、最小值。由图 2 可知,储能系统在净负荷较 小的时段 2 — 5 充电,在净负荷较高的时段 9 — 11、 20、21 放电,可起到峰谷调节的作用。同时,储能系 统存储电量基本维持在允许范围的中间值附近,从而 保证储能系统留有调节余量,能够通过调整充电或放 电功率应对风电不确定性。

为说明本文模型决策结果的有效性,通过生产模 拟的方式随机生成一个风电和负荷波动的情景,具 体数据见表4,以此为例,对储能系统在互补过程中 的调控策略以及电网频率变化情况进行仿真计算。 随着储能系统备用容量的释放,各时段存储电量实际 变化情况如图3所示。

				*	
时段	负荷功率/ MW	风电功率/ MW	时段	负荷功率/ MW	风电功率/ MW
1	924.6	194.4	13	1514.1	438.4
2	848.1	273.9	14	1356.6	322.6
3	749.5	330.8	15	1316.6	355.8
4	710.7	358.6	16	1166.4	118.2
5	791.4	365.0	17	1053.9	9.8
6	970.1	334.8	18	1005.0	38.1
7	1139.6	455.9	19	1113.1	43.9
8	1205.9	450.9	20	1236.6	19.3
9	1269.5	382.8	21	1412.3	4.6
10	1424.8	232.3	22	1326.0	248.2
11	1426.5	447.2	23	1102.0	359.0
12	924.6	365.7	24	943.9	257.7

表 4 负荷和风电功率随机模拟数据 Table 4 Simulative loads and wind powers





由图 3 可知,按照本文模型决策结果,储能系统 在实际运行中可顺利发挥应对不确定性的作用,未 出现调节能力受限的情况。同时,仅需要在时段 2、 13、15 调用电网频率调节资源,在频率允许范围内偏 离额定值运行。对比表 2、表 3 可知,在上述时段利 用电网频率调节效应,可充分发挥非 AGC 机组及负 荷本身的调节作用,减少了 AGC 机组调节容量配置。

3.5 应对不确定性能力对比

为进一步说明本文模型应对不确定性的能力, 将风电功率相对预测值的偏差以一定步长逐渐增加,计算结果如表5所示。

表 5 应对不确定性能力对比

Table 5 Comparison of ability to cope with uncertainty

华长 / 01	总运行成本/\$							
少人/%	情况 1	情况 2	情况 3					
2	474056	465 545	420 567					
4	474862	465 660	420 582					
6	476651	466 399	420 597					
8	476751	466517	420612					
10	无可行解	467 443	420627					
:	:		:					
18	无可行解	472651	421 482					
20	无可行解	473 401	421 955					
22	无可行解	无可行解	421975					

由表 5 中情况 1 可知,随着风电不确定性的增强, 仅依靠常规火电机组难以实现风电的消纳。对比情况 1、情况 2 可知,储能系统的引入在一定程度上增加了系统应对不确定性的能力,但情况 2 对应的运行成本明显高于本文模型方法,并且随着风电不确定性的增强,出现了机组组合无可行解的情况。而在表 5 中所示的不确定性范围内,本文方法均可得到可行解,增强了系统应对不确定性的能力,有利于可再生能源发电的消纳。

3.6 储能系统容量对机组组合决策的影响

为分析本文模型下储能系统容量对机组组合决策的影响,对第 3.1 节中除充放电效率参数外的其他储能系统参数按等比例放缩,然后依据本文模型进行计算,所得的机组组合总运行成本随储能系统容量变化的趋势如图 4 所示。



图 4 机组组合总运行成本随储能系统容量的变化趋势 Fig.4 Curve of unit commitment cost vs. capacity of ESS

由图 4 可知,机组组合总运行成本随着储能系统容量的增加呈现单调递减的趋势,且这一变化过程是非线性的,原因在于该问题的非凸性,当储能容量达到某些临界值时,如 60 MW·h,会引起机组启停的变化,从而造成总运行成本波动性的变化;当然,如果储能系统容量位于机组启停相对稳定的区间,如330~390 MW·h,由于总运行成本的降低来源于机组输出功率的优化,未涉及机组启停调整,使这一变化

的趋势则相对平缓。最后,当储能系统容量达到某一限值(本文为570 MW·h),由于系统应对不确定性的能力相当充裕甚至出现冗余,再增加储能系统容量也无法引起电网运行经济性的进一步提升。可见,储能系统容量配置需要与电网不确定运行环境相适应,既要避免因容量不足引起的电网运行经济性降低,又要避免因配置容量过大出现冗余造成投资浪费。

4 结论

针对如何在火电机组组合决策中利用储能系统 应对可再生能源发电不确定性的问题,本文提出储 能系统应对风电不确定性的互补机制,建立了火电 机组组合2层优化决策的模型。分析结果得到结论 如下:

a. 本文模型中储能系统不仅可参与期望的功率 平衡约束,还能够通过与风电的互补起到备用的作 用,有直接消除不确定性的能力;

b. 在提升接纳不确定性能力的基础上,避免了 火电机组频繁启停:

c.在决策中考虑了电力系统频率的调节效应, 使决策免除保守性,更符合实际。

当然,储能系统承担备用作用的真实发挥,将体 现在分钟级、实时的控制中,以及概率、风险度量等 问题,这些有待于进一步深入研究。

参考文献:

- [1] FU Yong, SHAHIDEHPOUR M, LI Zuyi. Security-constrained unit commitment with AC constraints[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(2):1001-1013.
- [2] RUIZ P A, PHILBRICK C R, ZAK E, et al. Uncertainty management in the unit commitment problem [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2):642-651.
- [3] 谢敏,闫圆圆,诸言涵,等.基于向量序优化的多目标机组组合[J].电力自动化设备,2015,35(7):7-14.

XIE Min,YAN Yuanyuan,ZHU Yanhan,et al. Multi-objective unit commitment based on vector ordinal optimization [J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(7):7-14.

- [4] 李秋燕,王利利,丁岩,等.考虑光伏不确定性的安全约束机组 组合[J]. 电力自动化设备,2016,36(11):101-106.
 LI Qiuyan,WANG Lili,DING Yan,et al. Security-constrained unit commitment considering PV output uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(11):101-106.
- [5] 李本新,韩学山,蒋哲,等. 应对风电间歇性的火电机组组合模型 与分析[J]. 电网技术,2017,41(5):1569-1575.

LI Benxin, HAN Xueshan, JIANG Zhe, et al. Modeling and analysis of unit commitment to accommodate intermittent uncertainty [J]. Power System Technology, 2017, 41(5):1569-1575.

[6]盛四清,孙晓霞.利用风蓄联合削峰的电力系统经济调度[J].电 网技术,2014,38(9):2484-2489.

SHENG Siqing, SUN Xiaoxia. An economic dispatching strategy

of peak load shifting by wind farm and pumped storage plant [J]. Power System Technology, 2014, 38(9):2484-2489.

 [7] 谢应昭,卢继平. 含风储混合系统的多目标机组组合优化模型及 求解[J]. 电力自动化设备,2015,35(3):18-26.
 XIE Yingzhao,LU Jiping. Multi-objective unit commitment optimization model including hybrid wind-storage system and its

solution [J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(3): 18-26.

- [8] JIANG R, WANG J, GUAN Y. Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 800-810.
- [9] 刘芳,潘毅,杨军峰,等.风电-火电-抽水蓄能联合优化机组组合模型[J].中国电机工程学报,2015,35(4):766-775.
 LIU Fang,PAN Yi,YANG Junfeng,et al. Unit commitment model for combined optimization of wind power-thermal power-pumped storage hydro[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(4):766-775.
- [10] 谢毓广,江晓东. 储能系统对含风电的机组组合问题影响分析
 [J]. 电力系统自动化,2011,35(5):19-24.
 XIE Yuguang,JIANG Xiaodong. Impact of energy storage system on the unit commitment problem with volatile wind power[J].
 Automation of Electric Power Systems,2011,35(5):19-24.
- [11] 黄杨,胡伟,闵勇,等. 计及风险备用的大规模风储联合系统广域协调调度[J]. 电力系统自动化,2014,38(9):41-47.
 HUANG Yang,HU Wei,MIN Yong,et al. Risk constrained coordinative dispatching for large-scale wind-storage system[J].
 Automation of Electric Power Systems,2014,38(9):41-47.
- [12] BOUFFARD F,GALIANA F D. Stochastic security for operations planning with significant wind power generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(2):306-316.
- [13] BORAN Z,GUANGCHAO G,QUANYUAN J. Hierarchical unit commitment with uncertain wind power generation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(1):94-104.
- [14] 刘国静,韩学山,杨明. 电力系统运行协同的经济调度[J]. 中国 电机工程学报,2014,34(16):2668-2675.
 LIU Guojing,HAN Xueshan,YANG Ming. Synergetic economic dispatch in power system operation[J]. Proceedings of the CSEE, 2014,34(16):2668-2675.
- [15] CARRIÓN M, ARROYO J M. A computationally efficient mixedinteger linear formulation for the thermal unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(3): 1371-1378.

作者简介:



李本新

李本新(1987—),男,山东济南人,博士 研究生,主要从事电力系统检修与运行协调 理论研究与工程应用技术开发工作(E-mail: benxinli@163.com);

韩学山(1959—),男,辽宁大连人,教授, 博士研究生导师,博士,主要从事电力系统 优化调度、EMS、电力市场领域的研究和教学 工作:

刘国静(1988—), 男, 山东聊城人, 博士, 主要从事电力 系统协同调度研究工作(**E-mail**: liu.guojing@qq.com)。

(下转第54页 continued on page 54)

tion of micro-grid considering regulation of interactive power [J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(7):1013-1023.

[26] 盛万兴,叶学顺,刘科研,等. 基于 NSGA-Ⅱ算法的分布式电源 与微电网分组优化配置[J]. 中国电机工程学报,2015,35(18): 4655-4662.

SHENG Wanxing, YE Xueshun, LIU Keyan, et al. Optimal allocation between distributed generations and microgrid based on NSGA-II algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(18): 4655-4662.

[27] SHI Z, PENG Y, WEI W. Optimal sizing of DGs and storage for microgrid with interruptible load using improved NSGA-II [C]//2014 IEEE Congress on Evolutionary Computation(CEC). Beijing, China; [s.n.], 2014; 2108-2115. 作者简介:



张明锐(1971—),男,甘肃民勤人,教 授,博士,研究方向为分布式发电与微网技 术、电力系统能量管理与优化运行、轨道交通 牵引供电系统(E-mail:zmr@tongji.edu.cn);

李路遥(1992—),男,四川崇州人,硕士 研究生,研究方向为微网能量管理:

杜志超(1988—),男,辽宁丹东人,工程 师,硕士,研究方向为分布式并网技术、微网

系统控制技术;

张明锐

欧阳丽(1975—),女,湖南永州人,高级工程师,硕士,研 究方向为电力系统保护与控制、分布式发电与微网技术。

Microgrid DG siting and sizing with consideration of EV energy management

ZHANG Mingrui¹, LI Luyao¹, DU Zhichao², OUYANG Li²

(1. College of Electronic and Information Engineering, Tongji University, Shanghai 201804, China;

2. Central Academe of Shanghai Electric Group Co., Ltd., Shanghai 200070, China)

Abstract: A siting and sizing model of microgrid DGs (Distributed Generators) including EVs (Electric Vehicles) and a corresponding strategy of EV operation and management are proposed according to the properties of EV as a moving load and energy storage. Three EV energy management modes are developed based on the price incentive mechanism, i.e. uncoordinated charging, coordinated charging, and coordinated charging/discharging. With the minimum investment cost, the minimum interactive power fluctuation rate and the minimum islanded microgrid power-loss probability as the optimization objectives, the NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II) based on the elitist strategy is adopted to solve the model for getting the optimal DG planning scheme. Simulative results show that, compared with the uncoordinated charging mode, the coordinated charging and coordinated charging/discharging modes may effectively reduce the planning capacity of DGs, decrease the overall cost of microgrid and smooth the interactive power fluctuation. The ancillary service of EV delay charging/discharging may remarkably enhance the power-supply reliability of islanded microgrid.

Key words: distributed power generation; siting and sizing; electric vehicles; energy management; NSGA-II

(上接第 37 页 continued from page 37)

Thermal unit commitment with complementary wind power and energy storage system

LI Benxin¹, HAN Xueshan¹, LIU Guojing², WANG Mengxia¹, LI Wenbo³, JIANG Zhe³

(1. Key Laboratory of Power System Intelligent Dispatch and Control of Ministry of Education, Shandong University,

Ji'nan 250061, China; 2. State Grid Jiangsu Electric Power Company Economic Research Institute,

Nanjing 210008, China; 3. State Grid Shandong Electric Power Research Institute, Ji'nan 250003, China)

Abstract: A two-level optimization model of thermal unit commitment is built for the hybrid windthermal power system with given capacity of ESS(Energy Storage System), which uses ESS to eliminate the uncertainty of wind power as much as possible and to provide partial power generation reserve. Its upper layer is to minimize the cost of thermal unit commitment and its lower layer is to maximize the benefits from the spatio-temporal translation of electric energy and the reserve provided by ESS as well as the uncertainty elimination degree. The effect of system frequency regulation and the performances of AGC (Automatic Generation Control) and non-AGC units are considered in the model. Based on the principle of decomposition and coordination, the model is solved by the alternating iterations between upper and lower layers to obtain the charge/discharge schedule and regulation range of ESS as well as the thermal unit commitment scheme, showing that the power generation reserve of thermal units is reduced and the ability to cope with system uncertainty improved. The validity of the proposed model and method is verified with a 10-unit system.

Key words: unit commitment; energy storage system; wind power; uncertainty; thermal unit

64