

(12) 发明专利

(10) 授权公告号 CN 101931241 B

(45) 授权公告日 2013.04.17

(21) 申请号 201010288719.1

CN 101764413 A, 2010.06.30, 全文.

(22) 申请日 2010.09.21

CN 101286643 A, 2008.10.15, 全文.

(73) 专利权人 许继集团有限公司

地址 461000 河南省许昌市许继大道 1298 号

专利权人 北京许继电气有限公司
国家电网公司

王伟胜等. 风电场并网技术规定比较及其综合控制系统初探.《电网技术》.2007, 第 31 卷(第 18 期), 73-77.

侯佑华等. 大规模风电场的建模及其在内蒙古电网安全稳定运行的研究.《中国电机工程学报》.2010, 第 30 卷(第 4 期), 71-78.

(72) 发明人 雷宪章 薛飞 吕志来

审查员 李炜

(74) 专利代理机构 郑州睿信知识产权代理有限公司 41119

代理人 陈浩 马仪成

(51) Int. Cl.

H02J 3/38(2006.01)

(56) 对比文件

US 2008/0088129 A1, 2008.04.17, 全文.

CN 101272117 A, 2008.09.24, 全文.

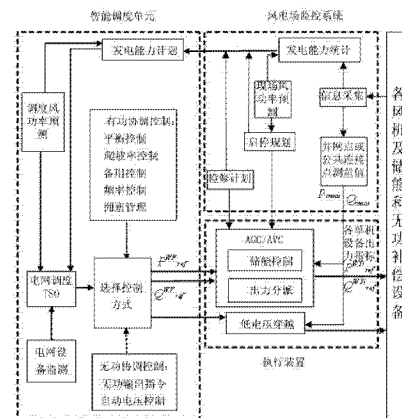
权利要求书 3 页 说明书 13 页 附图 6 页

(54) 发明名称

风电场并网协调控制方法

(57) 摘要

本发明涉及风电场并网协调控制方法,属于风电场并网控制技术领域;风电场的协调控制就是单机设备信息的采集、风电场对采集信息的分析和电网调度对信息的应用;本发明根据风机、风场和电网三级联合协调的框架,完整的实现了各级各环节的功能和相互协调关系,从而使风电场整体对于电网呈现出传统发电厂的运行和调控特性,减少其对于电网的冲击和影响,甚至为电网的调频、调压等提供必要的支持;本发明站在全局和宏观的角度,通过现代通信和分析计算技术能力的支持,利用横向整体和纵向整体的联合协调和相互支持,消除或降低风机个体的缺陷和负面影响,从而使风电场整体呈现出对于电网的友好特性,提高其并网运行小时数,大大提高经济效益。



1. 一种风电场并网协调控制方法,其特征在于,该协调控制方法步骤如下:

(1) 采集风电场中单机设备信息,包括风机、发电机、变电站、气象站相关设备的运行状态及技术特征参数;

(2) 对采集的全场单机设备信息和现场风功率预测信息进行汇总,进行发电能力统计,全场的场是指对应于同一个并网点或公共连接点的所有机组的集合,在组织机构上属于同一个风场或是多个风场的集群;

(3) 综合分析风电场的现场风功率预测、检修计划和发电能力统计信息生成发电能力计划,并将该发电能力计划和调度风功率预测信息上报给电网调度 TSO;

(4) 电网调度 TSO 根据上报的全场发电能力计划、全网运行和控制的需要,选择相应的有功、无功协调控制方式;

(5) 根据采集的并网点或公共连接点测量值判断电网处于正常稳态或事故状态;

(6) 若处于稳定运行状态,则屏蔽低电压穿越功能,将所选有功、无功控制策略转化为风电场特定时刻有功、无功出力的确切目标值;并将目标值下达给 AGC/AVC 执行装置,由储能控制和出力分派模块通过与风电场实测出力值进行比较,根据协调调度原则,转化为对各机组、储能装置以及无功补偿装置的具体目标值,并下达给各机组和设备执行;

所述有功协调控制策略包括如下方式:

平衡控制:将风电场有功出力根据调度指令逐步上调或下调至一个恒定值;

备用控制:根据最大有功出力能力,风电场被要求保持一定的恒定的备用容量,以便参与频率调节;

限制爬坡率:根据电网并网的技术指标,限制全场有功出力相对于时间的变化率;

拥塞管理:根据风电场发电能力计划,向风电场下达有功出力调节的指令;

利用备用容量进行一次调频:风电机组按照以下方式根据频率变化改变出力: $P_T =$

$$P_{T0} + K(f - f_0); K = \frac{1}{s} \cdot \frac{P_{Tdisp}}{f_0},$$

P_T 为风机功率, P_{Tdisp} 为给定风速下最大发电功率, P_{T0} 为额定频率下风机功率, $s=5\%$; 如果将整个风场看做一台发电机,为全风场规定相似的频率特性:

$$P_{ref}^{WF} = P_0^{WF} + K_{WF}(f - f_0) \text{ 可以根据全场风机特性的统计,折算出风场的频率特性 } K_{WF};$$

利用风机储存的动能进行一次调频:风机储存的动能计算为:

$$E = \frac{1}{2} J \omega_w^2 \text{ } J \text{ 为风机转子惯量, } \omega_w^2 \text{ 为其转速;}$$

$$\text{其惯性常数为: } H = \frac{E}{S} = \frac{J \omega_w^2}{2S}, \text{ } S \text{ 为风机额定视在功率;}$$

二次调频:根据调度的指令调节有功出力以达到区域平衡和无差调节,本质是执行调节特定的有功出力的指令;

所述无功协调控制策略包括如下方式:

指定无功输出:调度直接向风电场下达指定的无功出力指标;

自动电压控制:根据指定的电压指标 V_{ref} ,对指定的受控母线电压 V_{meas} 进行检测,经比较其差值计算控制电压所需求的全场无功出力 Q_{ref}^{WF} ;

在获得电压偏差后,采用无功对电压变化的敏感系数 K_{pv} 来确定无功需求;

$\Delta V = V_{ref} - V_{meas}$,敏感系数主要由与风电场连接的地区电网决定,可以手动选择或者根据较长时期内由两个电压和无功的采样点来计算: $K_{pv} = \frac{Q_2 - Q_1}{V_2 - V_1}$,

则电压控制所需求的无功变化量为: $\Delta Q = K_{pv} \Delta V$;

全场无功出力指标为: $Q_{ref}^{HFF} = Q_{meas} + \Delta Q$;

控制远端负荷母线电压:根据输电线路的阻抗估算电压的降落,并将其修正在并网电压指标上,以此进一步支持系统的电压调节: $V_{ref} = V_{ref}^{rem} + V_{loss}$,其中 V_{ref}^{rem} 是远端受控母线的电压指标, V_{loss} 是传输线路造成的电压降落;

(7)若处于电网事故状态,则屏蔽有功无功的协调控制,启动低电压穿越功能,维持机组并网。

2. 根据权利要求1所述的风电场并网协调控制方法,其特征在于:所述步骤(2)中发电能力统计信息是根据现场风功率预测,结合每台风机和设备的技术特性,确定全场有功无功出力范围。

3. 根据权利要求2所述的风电场并网协调控制方法,其特征在于:所述步骤(3)中检修维护计划是根据现场风功率预测、负荷预测选取经济指标或可靠性指标构造优化目标,确定时间、资源等约束条件,寻求可行优化的机组检修计划,该机组检修计划及时通报给发电能力统计和出力分派模块,使得统计发电能力和分派出力时排除机组检修的影响。

4. 根据权利要求3所述的风电场并网协调控制方法,其特征在于:所述步骤(3)中发电能力计划的生成还根据风机启停规划,该风机启停规划是根据现场风功率预测所得到的各风机发电能力的资源限制,以及预测电网对风电场的发电需求、风电场发电能力统计等,针对某一水平的负荷,解决让哪些机组投入运行,针对一天的负荷变化曲线,各机组应该怎样启停。

5. 根据权利要求4所述的风电场并网协调控制方法,其特征在于:所述步骤(6)出力分派包括平均分派、按可出力能力比例分派、按剩余出力能力比例分派、等功率因数分派、最优化分派、不同类型机组与无功补偿装置的协调分派、储能系统与风机变桨协调。

6. 根据权利要求5所述的风电场并网协调控制方法,其特征在于,所述储能系统与变桨协调是风机输出的总有功功率经过一个一阶惯性滤波器后作为储能控制的目标值,与风机实际输出有功经比较得差值作为储能系统的输出值,按照各参数的时域关系,控制关系表达式如下:

(1) 设 t 时刻的风电场输出功率 P_{wind} 为 $G(t)$, 则 t 时刻平滑目标 $O_0(t)$ 的计算如下:
 $O_0(t) = \alpha G(t) + (1 - \alpha) O_0(t-1)$,

其中 $\alpha = 1 / (1 + T / \Delta t)$ 为一阶滤波系数, T 为滤波时间常数, Δt 为采样周期;

(2) t 时刻储能系统的输出功率基值为: $H_0(t) = O_0(t) - G(t)$, 正值为放电, 负值为充电;

(3) t 时刻实际风机和储能系统输出功率总量为: $O(t) = B(t) + G(t)$, 其中 $B(t)$ 为储能控制系统接受 $H_0(t)$ 输出功率命令, 实际执行后储能系统实际输出功率, $O(t)$ 为 P_{total} 在 t 时刻的数值;

风机变桨控制系统在风电场出口处测量获得 $P_{total}(O(t))$, 将其与风场指定出力 P_{ref} 比较获得变桨调节的控制量: $\Delta P = P_{ref} - P_{total}$

设定限值 P_t , 只有当 $|\Delta P| > P_t$ 变桨系统才参与调节。

7. 根据权利要求6所述的风电场并网协调控制方法,其特征在于,所述储能系统与风机变浆协调 t 时刻向储能系统下达的输出功率 $H(t)$ 添加一个修正量 $h(t)$: $H(t)=H_0(t)+h(t)$;修正量 $h(t)$ 的表达式为:

$$h(t)=A(SOC-\alpha SOC-m)=A((1-\alpha)SOC-m),$$

其中 A 为反馈增益系数, α 为倾斜系数, m 为边界修正量由边际比率 M 决定, SOC 为电池充电状态,表示电池的电量水平。

风电场并网协调控制方法

技术领域

[0001] 本发明涉及风电场并网协调控制方法,属于风电场并网控制技术领域。

背景技术

[0002] 风能作为一种清洁的可再生能源,对增加我们能源供应,调整我国能源结构和保护生态环境有积极作用。

[0003] 随着国家新能源发电的积极推进,越来越多的大型风电基地建设完成,解决新能源发电上网难的问题已成为各界人士的共识,这为电网建设提出了新的接入课题。

[0004] 但是,中国电能三分之二需求集中在东中部地区,因此,“三北”地区风电无法就地消纳,需要依托高电压等级、大规模远距离输送。此外,风电与火电需要达到一定的比例,否则电网输电难以承受。一方面,风电并网会引起电网电能质量下降、谐波污染,大型风电场并网时会引起电网电压、频率的不稳定等问题。由于风电的不稳定性,对我国尚不坚强的电网构成冲击,使风电场利用小时数过低,无法形成规模效应,导致风电项目内部投资回报率低于 8% 的社会平均水平,缺乏投资吸引力。

[0005] 风力发电机是以风作为原动力,风的随机波动性和间歇性决定了风力发电机的输出特性也是波动和间歇的。风力发电机多为异步发电机,在发出有功功率的同时还要从系统吸收无功功率,其无功需求是随有功输出的变化而变化的。当风电场的容量较小时,这些特性对电力系统的影响并不显著,但随着风电场容量在系统中所占比例的增加,风电场对系统的影响就会越来越显著。大规模风场并网对电网的影响可以分为两类,一是对系统动态行为的影响,包括暂态稳定、电压稳定及电力谐波的影响等;二是电网调度管理的影响,包括对电网经济运行方式安排、调峰能力以及对电网事故处理等的影响。从 2008 年我国风电调查报告中,存在的主要问题表现为:

[0006] 一、大规模风电并网对电能质量和电力系统安全稳定运行影响正在显现

[0007] 1) 对电网频率的影响:风电场对系统频率的影响取决于风电场短路容量比,即风电场额定容量与该风电场与电力系统的连接点的短路容量之比。当短路比较大时,风电场输出功率的随机波动性对电网频率的影响会比较显著。

[0008] 2) 目前在大区电网互联的形势下,电网的规模越来越大,风电场接入到大系统中,其容量在电网的总容量中所占的比例甚微,对电网的频率的影响很小。但大规模风场的接入系统,特别是区域性电网,其对系统频率,包括电压波动等产生的影响将会变得严重。

[0009] 3) 对电网电能质量的影响:风资源的不确定性和风电机组本身的运行特性使风电机组的输出功率是波动的,会影响电网的电能质量,主要体现在:

[0010] a) 电压波动和闪变:电压波动和闪变是风力发电机组对电网电能质量的主要负面影响之一。并网风电机组在持续运行和切换操作过程中都会产生电压波动和闪变。引起电压波动和闪变的因素包括风速、风电机组类型、控制系统以及并网风电机组公共连接点短路比和电网线路 X/R 比等;

[0011] b) 谐波污染:风电系统中谐波产生的途径主要包括风机本身配备电力电子装置

和风机的并联补偿电容器与线路电抗发生谐振产生的谐波。风电系统中谐波可造成增加发电机的铜损和铁损、引起电容器组和变压器的发热故障、控制电路受影响、传感器测量不准等现象。

[0012] 4) 对电网稳定性的影响:风力发电机多采用感应电机,感应发电机的运行需要无功支持。尽管可以通过投入无功补偿装置来提高功率因数,但是频繁的投切存在时间上的延迟,势必对并网系统的电压稳定产生威胁。当系统电压水平降低时,无功补偿量下降很多,而风电场对电网的无功需求反而上升,进一步恶化电压水平,严重时会造成电压崩溃,风机被迫停机。此外,风电场出力过高有可能降低电网的电压安全裕度,容易导致电压崩溃。并网型风电场对于电网稳定性的主要威胁一方面是风速的波动性和随机性引起风电场出力随时间变化且难以准确预测,而导致风力发电接入系统时存在潜在安全隐患。另一方面是弱电网中风电注入功率过高引起的电压稳定性降低。

[0013] 5) 对电网继电保护装置的影响:风电场与电力系统联络线的潮流有时是双向的,这就给保护配置带来一定的技术难度。并网运行的异步发电机没有独立的励磁机构,在电网发生短路故障时由于机端电压显著降低,风力发电机应具备一定的低电压维持能力,在保护配置上应设置低电压保护,在低电压保护动作之前,应根据相应的判据自动投切无功补偿装置,尽可能降低无功缺额,维持风力发电机组的稳定运行。

[0014] 二、风电技术装备水平差,技术创新能力不足

[0015] 三、风电运行和调度管理经验不足

[0016] 技术标准不健全:风电场接入电网的技术标准需要重新制定,以满足风电场快速发展的要求;风电机组制造、检测和调试方面的标准还没有形成完整的体系,多数关键零部件的相关标准还未发布;大部分风电机组功率曲线、电能质量、有功和无功调节性能、低电压穿越能力没有经过认证。

[0017] 为了改善风电场的并网能力,许多新兴技术和策略不断涌现,例如大规模储能装置、风功率预测、风电场有功无功协调控制等。然而,这些技术均站在局部视角并针对特定问题,建立在一系列基本假设之上,由于缺少对相关环节的整体规划,每一项技术单独运用都难以在实践中发挥作用。因此,一种涵盖风电并网各个环节和相关技术的整体解决方案就变得尤为重要和必要。

发明内容

[0018] 本发明的目的是提供一种风电场并网协调控制方法,以改善和提高风电场并网能力,使风电场整体对于电网呈现出传统发电厂的运行和调控特性,减少对于电网的冲击和影响,并对电网的调频、调压及安全稳定控制提供支持。

[0019] 为实现上述目的,本发明的风电场并网协调控制方法步骤如下:

[0020] (1) 采集风电场中单机设备信息,包括风机、发电机、变电站、气象站相关设备的运行状态及技术特征参数;

[0021] (2) 对采集的全场单机设备信息和现场风功率预测信息进行汇总,进行发电能力统计;

[0022] (3) 综合分析风电场的现场风功率预测、检修计划和发电能力统计信息生成发电能力计划,并将该发电能力计划和调度风功率预测信息上报给电网调度 TSO;

[0023] (4) 电网调度 TSO 根据上报的全场发电能力计划、全网运行和控制的需 要,选择相应的有功、无功协调控制方式;

[0024] (5) 根据采集的并网点或公共连接点测量值判断电网处于正常稳态或事故状态;

[0025] (6) 若处于稳定运行状态,则屏蔽低电压穿越功能,将所选有功、无功控制策略转化为风电场特定时刻有功、无功出力的确切目标值;并将目标值下达给 AGC/AVC 执行装置,由储能控制和出力分派模块通过与风电场实测出力值进行比较,根据协调调度原则,转化为对各机组、储能装置以及无功补偿装置的具体目标值,并下达给各机组和设备执行;

[0026] (7) 若处于电网事故状态,则屏蔽有功无功的协调控制,启动低电压穿越功能,维持机组并网。

[0027] 进一步的,所述步骤(2)全场的场是指对应于同一个并网点或公共连接点的所有机组的集合,在组织机构上属于同一个风场或是多个风场的集群。

[0028] 进一步的,所述步骤(2)中发电能力统计信息是根据现场风功率预测,结合每台风机和设备的技术特性,确定全场有功无功出力范围。

[0029] 进一步的,所述步骤(3)中检修维护计划是根据现场风功率预测、负荷预测选取经济指标或可靠性指标构造优化目标,确定时间、资源等约束条件,寻求可行优化的机组检修计划,该机组检修计划及时通报给发电能力统计和出力分派模块,使得统计发电能力和分派出力时排除机组检修的影响。

[0030] 进一步的,所述步骤(3)中发电能力计划的生成还根据风机启停规划,该风机启停规划是根据现场风功率预测所得到的各风机发电能力的资源限制,以及预测电网对风电场的发电需求、风电场发电能力统计等,针对某一水平的负荷,解决让哪些机组投入运行,针对一天的负荷变化曲线,各机组应该怎样启停。

[0031] 进一步的,所述步骤(6)中有功协调控制方式包括:

[0032] 平衡控制:将风电场有功出力根据调度指令逐步上调或下调至一个恒定值;

[0033] 备用控制:根据最大有功出力能力,风电场被要求保持一定的恒定的备用容量,以便参与频率调节;

[0034] 限制爬坡率:根据电网并网的技术指标,限制全场有功出力相对于时间的变化率;

[0035] 拥塞管理:根据风电场发电能力计划,向风电场下达有功出力调节的指令;

[0036] 利用备用容量进行一次调频:风电机组按照以下方式根据频率变化改变出力:

$$P_T = P_{T0} + K(f - f_0); K = \frac{1}{s} \cdot \frac{P_{Tdisp}}{f_0},$$

[0037] P_T 为风机功率, P_{Tdisp} 为给定风速下最大发电功率, P_{T0} 为额定频率下风机功率, $s=5\%$;

[0038] 如果将整个风场看做一台发电机,为全风场规定相似的频率特性:

[0039] $P_{WF}^{WF} = P_0^{WF} + K_{WF}(f - f_0)$ 可以根据全场风机特性的统计,折算出风场的频率特性

K_{WF} ;

[0040] 利用风机储存的动能进行一次调频:风机储存的动能计算为:

[0041] $E = \frac{1}{2} J \omega_v^2$ J 为风机转子惯量, ω_v^2 为其转速;

[0042] 其惯性常数为: $H = \frac{E}{S} = \frac{J \omega_v^2}{2S}$, S 为风机额定视在功率;

[0043] 二次调频:根据调度的指令调节有功出力以达到区域平衡和无差调节,本质是执行调节特定的有功出力的指令。

[0044] 进一步的,所述步骤(6)中无功协调控制方式包括:

[0045] 指定无功输出:调度直接向风电场下达指定的无功出力指标;

[0046] 自动电压控制:根据指定的电压指标 V_{ref} ,对指定的受控母线电压 V_{meas} 进行检测,经比较其差值计算控制电压所需求的全场无功出力 Q_{ref}^{WF} ;

[0047] 在获得电压偏差后,采用无功对电压变化的敏感系数 K_{pv} 来确定无功需求;

[0048] $\Delta V = V_{ref} - V_{meas}$,敏感系数主要由与风电场连接的地区电网决定,可以手动选择

或者根据较长时期内由两个电压和无功的采样点来计算: $K_{pv} = \frac{Q_2 - Q_1}{V_2 - V_1}$,

[0049] 则电压控制所需求的无功变化量为: $\Delta Q = K_{pv} \Delta V$;

[0050] 全场无功出力指标为: $Q_{ref}^{WF} = Q_{meas} + \Delta Q$;

[0051] 控制远端负荷母线电压:根据输电线路的阻抗估算电压的降落,并将其修正在并网点电压指标上,以此进一步支持系统的电压调节: $V_{ref} = V_{ref}^{rem} + V_{loss}$,其中 V_{ref}^{rem} 是远端受控母线的电压指标, V_{loss} 是传输线路造成的电压降落。

[0052] 进一步的,所述步骤(6)出力分派包括平均分派、按可出力能力比例分派、按剩余出力能力比例分派、等功率因数分派、最优化分派、不同类型机组与无功补偿装置的协调分派、储能系统与风机变桨协调。

[0053] 进一步的,所述储能系统与变桨协调是风机输出的总有功功率经过一个一阶惯性滤波器后作为储能控制的目标值,与风机实际输出有功经比较得差值作为储能系统的输出值,按照各参数的时域关系,控制关系表达式如下:

[0054] (1) 设 t 时刻的风电场输出功率 P_{wind} 为 $G(t)$,则 t 时刻平滑目标 $O_o(t)$ 的计算如下: $O_o(t) = a G(t) + (1-a) O_o(t-1)$,

[0055] 其中 $a = 1/(1+T/\Delta t)$ 为一阶滤波系数, T 为滤波时间常数, Δt 为采样周期;

[0056] (2) t 时刻储能系统的输出功率基值为: $H_o(t) = O_o(t) - G(t)$, 正值为放电,负值为充电;

[0057] (3) t 时刻实际风机和储能系统输出功率总量为: $O(t) = B(t) + G(t)$, 其中 $B(t)$ 为储能控制系统接受 $H_o(t)$ 输出功率命令,实际执行后储能系统实际输出功率, $O(t)$ 为 P_{total} 在 t 时刻的数值;

[0058] 风机变桨控制系统在风电场出口处测量获得 $P_{total}(O(t))$,将其与风场指定出力 P_{ref} 比较获得变桨调节的控制量: $\Delta P = P_{ref} - P_{total}$

[0059] 设定限值 P_t ,只有当 $|\Delta P| > P_t$ 变桨系统才参与调节。

[0060] 进一步的,所述储能系统与风机变桨协调 t 时刻向储能系统下达的输出功率 $H(t)$ 添加一个修正量 $h(t)$: $H(t) = H_0(t) + h(t)$;修正量 $h(t)$ 的表达式为:

[0061] $h(t) = A(SOC - \alpha SOC - m) = A((1-\alpha)SOC - m)$,

[0062] 其中 A 为反馈增益系数, α 为倾斜系数, m 为边界修正量由边际比率 M 决定, SOC 为电池充电状态,表示电池的电量水平。

[0063] 本发明采用从电网看待风电场的独特视角,根据风机、风场和电网(机、场、网)三级联合协调的框架,完整的实现了各级各环节的功能和相互协调关系,从而使风电场整体对于电网呈现出传统发电厂的运行和调控特性,减少其对于电网的冲击和影响,甚至为电网的调频、调压等提供必要的支持。本发明站在全局和宏观的角度,通过现代通信和分析计算技术能力的支持,利用横向整体(多个机组设备)和纵向整体(机、场、网多个控制层次)的联合协调和相互支持,消除或降低风机个体的缺陷和负面影响,从而使风电场整体呈现出对于电网的友好特性,提高其并网运行小时数,大大提高经济效益。

附图说明

[0064] 图 1 是本发明的机、场、网三级协调框架示意图;

[0065] 图 2 是本发明功能模块原理框图;

[0066] 图 3 是本发明发电能力统计示意图;

[0067] 图 4 是本发明平衡控制示意图;

[0068] 图 5 是本发明备用控制示意图;

[0069] 图 6 是本发明储能系统与风机变桨协调示意图;

[0070] 图 7 是本发明储能系统控制框图;

[0071] 图 8 是本发明修正量计算示意图;

[0072] 图 9 是本发明长中短期出力规划示意图;

[0073] 图 10 是本发明智能调度单元与传统 EMS 结合示意图。

[0074] 具体实施方式

[0075] 本发明的风电场并网协调控制方法,着重站在全局的视角,从电网审视风电场,使其具备传统电厂的运行和调控特性。该方案是建立在机、场、网三级协调框架基础上的,所以该方案的具体实施也需要在相关的各级不同环节部署分析和控制设备,通过它们的协作来实现友好型风电场的并网。

[0076] 本发明首先建立机、场、网三级协调框架,如图 1 所示;风电场的协调控制是借助于整体之间的协调配合和支援,缓解或消除个体的缺陷或负面效应。所以,这种整体的相互协调的前提是对个体信息的全面精确的把握,也就是从本质上讲,风电场的协调控制的过程就是信息的采集、分析和应用的过程。而机、场、网(风机、风场、电网)的三级协调架构,也恰恰对应了信息的采集、分析和应用的三个基本环节。第一级对应的是单机设备的信息采集,包括风机、发电机、变电站、气象站等所有相关设备的运行状态及技术特性参数,如风机转速、桨距角、发电机有功和无功功率、变压器状态参数以及风速和温度等。第二级对应的是全场的信息汇总和深度分析。此处的场是指对应于同一个并网点或公共连接点的所有机组的集合,在组织结构上可能属于同一个风场,也可能是多个风场的集群。数据的分析可以通过算法程序自动进行,也可以通过发送统计报告和人机界面进行人工分析。分析的结果,

包括风功率预测、全场有功无功的出力范围、检修维护计划等,被上报给电网调度 TSO,以便进行第三级的面向电网的控制应用。TSO 根据上报的全场发电能力计划(有功无功出力范围),根据全网运行和控制的需要,给定风电场出力的运行点(不能超出风电场计划的出力范围),或电压频率的控制策略和控制方式。根据以上 TSO 的指令,结合各单机设备的状态和特点,采用相应的优化分派的算法,将全场的出力或控制指标分解为各机组和设备的具体运行指标。如电网调度 TSO 根据负荷预测制定包括风电在内的全网发电计划直接给出风电场在特定时段的具体有功无功出力值、或根据调频调压控制、拥塞管理等控制需求选择对应的控制方式由算法自动生成风电场有功无功的出力目标值。根据并网点或公共连接点电气量的测量值判断电网处于正常稳态或事故状态,例如根据电压和电流的巨大变化判断电网侧发生短路事故,处于电网事故状态则屏蔽有功无功的协调控制,启动低电压穿越功能,维持机组并网。若处于稳定运行状态,则屏蔽低电压穿越功能,将所述有功和无功控制策略转化为风电场特定时刻有功、无功出力的确切目标值;并将目标值下达给 AGC/AVC 执行装置,由储能控制和出力分派模块通过与风电场实测出力值进行比较,根据经济指标最优或技术指标最优等协调调度原则,转化为对各机组、储能装置以及无功补偿装置的具体目标值,并下达给各机组和设备执行。

[0077] 在整体框架基础上,如图 2 所示。风电场并网协调控制系统主要包括各风机及储能和无功补偿设备、风电场监控系统、智能调度单元和执行装置。风电场监控系统包括发电能力统计、检修计划、启停规划、信息采集等功能模块。智能调度单元主要包括发电能力计划、风功率预测、TSO 调度、有功协调控制、无功协调控制、电网设备监测等功能模块。执行装置主要包括低电压穿越模块和 AGC/AVC 装置,即无功协调控制装置 AVC,有功协调控制装置 AGC,该 AGC/AVC 装置内设有储能控制和出力分派模块。

[0078] 具体实施方式,可以总结为图 9 所示的长中短期出力规划。电网调度侧部署智能调度单元、风电场部署风电场监控系统以及风电场现场部署的有功协调控制装置 AGC 和无功协调控制装置 AVC。电网调度侧的智能调度单元通过获取风电场监控系统上报的风电场发电能力计划,将风功率预测、风电计划、检修计划等功能与传统 EMS 中火电计划、水电计划、机组组合、交换计划、燃料计划、负荷预测、自动发电控制等有机的结合成一个整体,并最终产生风电场的长期出力规划。

[0079] 智能调度下达给风电场监控系统的长期出力规划,经出力分派模块合理分解为各机组出力目标值,并按照 SCADA 通信周期(秒级)将这些目标值下达给 AGC 或 AVC 控制装置执行,也就是中期出力规划。根据实际风场状态,对同一长期规划值,可不断调整中期规划,即改变各机组出力目标值(秒级),但保持全场出力总量不变。

[0080] AGC 或 AVC 接获各机组中期出力规划,在正常状态下可直接据此执行。但如果风场发生短期快速变化,而 SCADA 通信周期较长(秒级),AGC 和 AVC 可以根据实际情况动态调整各机组出力目标值(毫秒级),但保持全场出力总量不变,即短期出力决策。

[0081] 一. 风电场监控系统

[0082] 风电场监控系统在具备传统的数据采集和监控功能基础上,还需要具备以下功能:单机设备状态数据采集、风功率预测、发电能力统计;分别介绍如下:

[0083] 单机设备状态数据采集

[0084] 单机设备的信息采集,包括风机、发电机、变电站、气象站等所有相关设备的运行

状态及技术特性参数,如风机转速、桨距角、发电机有功和无功功率、变压器状态参数以及风速和温度等,通过实时数据库汇总以进行进一步的分析处理。

[0085] 现场风功率预测

[0086] 根据气象资料进行风机现场的风功率预测,例如 24 小时风功率预测或短期风功率预测,作为风机发电能力统计的输入和依据。

[0087] 发电能力统计

[0088] 根据风功率预测,结合每台风机和设备的技术特性,确定全场有功无功出力范围。如图 3 所示,根据风机的物理技术特性,当风机的有功出力确定时,其无功出力对应有一个区间,将这些区间范围在有功出力的额定值内叠加,可以得到如图 3 所示的有功无功坐标系下的区域(额定出力范围),如图 3 坐标系中实线条标记。根据风功率预测,在特定时域风机由风功率决定的有功出力的最大范围如图坐标系中虚线所示,则虚线下的区域就是该风机在特定时域的出力范围(发电能力)。所有单机的额定出力范围以及预测发电能力经统计汇总形成机群或风场的额定出力范围以及预测发电能力,经过这样的逐级统计形成最终的全风场(群)的额定出力范围和发电能力计划,并上报给电网运行人员 TSO。TSO 根据电网运行需求的分析,结合上报的风场发电能力统计,指定风场的运行点(setpoint),该运行点应该在发电能力计划区域之内,如图 3 所示。在整个发电能力统计过程中要注意以下几点:

[0089] - 不同种类的风机,其额定出力范围的区域外形和特点可能完全不同,例如双馈变速恒频风力发电机具有容性和感性双向的无功调节能力,而恒速感应电机就不具备无功的调节能力。

[0090] - 各种不同类型的无功补偿装置的调节特性也要统计,其无功调节能力也要体现在相应的出力范围内。

[0091] - 由于风电场区域广阔,其内部的电气网络造成的有功和无功损耗往往不能忽略,所以风场并网点出力范围需要根据场内电气网络的结构考虑相应的有功和无功损耗。

[0092] 风机启停规划

[0093] 风机启停规划与火电机组的机组组合相似,根据风功率预测所得到的各风机发电能力的资源限制,以及预测电网对风电场的发电需求、风电场发电能力统计等,针对某一水平的负荷,解决让哪些机组投入运行,针对一天的负荷变化曲线,各机组应该怎样启停。其目的在于合理调度各机组,避免风机的频繁启停,延长其使用寿命。

[0094] 风机检修维护计划

[0095] 根据风功率预测、负荷预测选取经济指标或可靠性指标构造优化目标,确定时间、资源等约束条件,寻求可行优化的机组检修计划;机组检修计划要及时通报给发电能力统计和出力分派模块,使得统计发电能力和分派出力时排除机组检修的影响。可根据未来某一时段的负荷预测评估电网发电的需求,确定检修时间以及检修人力和设备等约束条件,构造经济损失最小的最优化函数来求解检修计划。

[0096] 二. 执行装置

[0097] 执行装置主要包括有功协调控制执行装置(AGC)和无功协调控制装置(AVC),以及低电压穿越执行装置。

[0098] 执行装置具有自己的主控单元和执行机构,以及与风机等单机装置的通信网络,

它们可以与风电场监控系统进行通信并协调运行,但也可以独自收集必要数据和信息独立运行。其中,有功和无功的协调控制执行装置具备出力分派功能,也具有储能控制功能。其功能具体描述如下:

[0099] 出力分派

[0100] 当调度给定风场运行点,或进行频率和电压调整的控制量转换成有功和无功的出力指标后,需要将其转换分派为具体每一台风机或无功补偿装置的出力目标值。出力分派实际上就是发电能力统计的逆过程,将调度指定或自动控制功能要求的风场出力运行点分解分派给各个风电机组和无功补偿装置,该分派过程要考虑不同机组的运行状态和装置的调节能力,以及损耗等经济指标,所以会有相应的各种不同的分派算法,系统应该提供以下不同算法供用户选择:.

[0101] a. 平均分派

[0102] 这是最简单的一种分派方式,各风机的有功和无功出力相等,取全场总出力的平均值:

$$[0103] \quad P_{rd}^{WT} = \frac{P_{rd}^{WF}}{n} \quad (1)$$

$$[0104] \quad Q_{rd}^{WT} = \frac{Q_{rd}^{WF}}{n} \quad (2)$$

[0105] n 是风机总数。这种方法的优点是简单快速,但是因没有考虑各种约束条件,可能造成出力指标超出机组出力范围。

[0106] b. 按可出力能力比例分派

[0107] 按照各机组有功无功出力的能力在风场总出力能力的比例分配:

$$[0108] \quad P_{rd}^{WT} = \frac{P_{av}^{WT}}{P_{av}^{WF}} P_{rd}^{WF} \quad (3)$$

$$[0109] \quad Q_{rd}^{WT} = \frac{Q_{av}^{WT}}{Q_{av}^{WF}} Q_{rd}^{WF} \quad (4)$$

[0110] P_{av}^{WT} , Q_{av}^{WT} 为风机 i 的有功和无功可出力能力; P_{av}^{WF} , Q_{av}^{WF} 为全场有功和无功可出力能力。

[0111] c. 按剩余出力能力比例分派

[0112] 按照各机组剩余的出力能力的比例分配,首先计算全场目标值与测量值之间的误差:

$$[0113] \quad \Delta P_{rd}^{WF} = P_{rd}^{WF} - P_{meas}^{WF} \quad (5)$$

$$[0114] \quad \Delta Q_{rd}^{WF} = Q_{rd}^{WF} - Q_{meas}^{WF} \quad (6)$$

[0115] 将误差值作为校正量在各机组之间按照剩余出力能力的比例分派:

$$[0116] \quad \Delta P_{rd}^{WT} = \frac{P_{rest}^{WT}}{P_{rest}^{WF}} \Delta P_{rd}^{WF} \quad (7)$$

$$[0117] \quad \Delta Q_{rd}^{WTI} = \frac{Q_{rest}^{WTI}}{Q_{rest}^{WF}} \Delta Q_{rd}^{WF} \quad (8)$$

[0118] d. 等功率因数分派法

[0119] 这种分配方式仅限于无功分配时,根据有功功率分布的比例来分派无功功率,以使得各机组的功率因数相等:

$$[0120] \quad Q_{rd}^{WTI} = \frac{P_{rd}^{WTI}}{P_{rd}^{WF}} Q_{rd}^{WF} \quad (9)$$

[0121] 这样,所有机组的功率因数都等于:

$$[0122] \quad PF_i = \frac{P_{rd}^{WTI}}{\sqrt{(P_{rd}^{WTI})^2 + (Q_{rd}^{WTI})^2}} = \frac{P_{rd}^{WF}}{\sqrt{(P_{rd}^{WF})^2 + (Q_{rd}^{WF})^2}} \quad (10)$$

[0123] e. 最优化分派法

[0124] 最优化分派法根据优化的不同目标和要考虑的相关因素定义一个最优化的目标函数以及一系列的约束条件。例如以下的优化目标函数:

$$[0125] \quad \text{MIN}[p_1(P_{\text{meas}} - P_{rd}^{WF})^2 + p_2(Q_{\text{meas}} - Q_{rd}^{WF})^2 + p_3 P_{\text{loss}}^2] \quad (11)$$

[0126] 该优化函数由三项构成,第一项对应并网点有功总出力与全场有功目标值的误差,第二项对应并网点无功出力与全场无功出力目标值的误差,第三项对应的是由网损造成的有功损耗。 p_1 、 p_2 、 p_3 是权重系数,对于不同的应用环境和目标可以调整这些权重系数以取得不同的效果。

[0127] f. 不同类型机组与无功补偿装置的协调分派

[0128] 在进行无功出力分派时,要考虑到部分老式风力发电机可能不具备无功出力的调节能力,而同时却可能安装有其它无功补偿装置,而这些补偿装置的出力特点可能不同,所以相关出力分派时要注意不同无功电源之间的协调配合。不同类型的机组间也可以相互支持,例如双馈恒频变速发电机(DFIG)可以对邻近的恒速感应发电机(FSIG)提供无功支持。

[0129] **储能控制系统**

[0130] 由于自然条件的限制,风力的变化往往频繁剧烈,按照传统捕获最大风能方式控制的风电机组,其相应的有功输出也会产生高频剧烈的振荡。而电网对于风电场并网的规约往往限制有功输出在单位时间内的变化率,甚至可能指定风电场的总输出在某一时段维持不变。如果没有变桨调节的配合,完全依靠储能系统实现平滑以及追踪调度指令,即使能够实现,所需的储能系统的容量十分巨大,成本高昂。相反,如果只依靠变桨调节来平滑和追踪调度指令,由于风轮叶片机械惯性巨大,其应对高频功率振荡的能力不足。如果储能与变桨协调分工,由储能系统发挥其反应迅速的优势来补偿功率高频振荡,而剩余的低频分量由变桨系统调节应对,则可各尽所长。因为只需应对高频分量的振荡,而无需长时间存储或释电能,储能系统所需的容量可以大大减少,节约成本。相应的,因只需要应对低频分量,变桨系统也避免了过于频繁的动作,且调节效果良好。

[0131] 为实现储能系统与风机变桨的协调,储能控制系统的部署如图6所示,其控制框图如图7所示,图中各环节的传递函数以拉氏变换后的频域函数表示。风机输出的总有功功率经过一个一阶惯性滤波器后作为储能控制的目标值,与风机实际输出有功经比较得差

值作为储能系统的输出值。按照各参数的时域关系,控制算法可按照以下关系表达:

[0132] a. 设 t 时刻的风电场输出功率 P_{wind} 为 $G(t)$, 则 t 时刻平滑目标 $O_o(t)$ 的计算如下:

$$[0133] \quad O_o(t) = \alpha G(t) + (1-\alpha) O_o(t-1) \quad (12)$$

[0134] 其中 $\alpha = 1/(1+T/\Delta t)$ 为一阶滤波系数, T 为滤波时间常数, Δt 为采样周期。

[0135] b. t 时刻储能系统的输出功率基值为:

$$[0136] \quad H_o(t) = O_o(t) - G(t) \quad (13)$$

[0137] 正值为放电,负值为充电。

[0138] c. t 时刻实际风机和储能系统输出功率总量为:

$$[0139] \quad O(t) = B(t) + G(t) \quad (14)$$

[0140] 其中 $B(t)$ 为储能控制系统接受 $H_o(t)$ 输出功率命令后实际执行后储能系统实际输出功率。如图 6 所示,我们有 $O(t)$ 就是 P_{total} 在 t 时刻的数值。

[0141] 风机变桨控制系统在风电场出口处测量获得 $P_{total}(O(t))$, 将其与风场指定出力 P_{ref} 比较获得变桨调节的控制量:

$$[0142] \quad \Delta P = P_{ref} - P_{total} \quad (15)$$

[0143] 为防止变桨的频繁调节,可设置一个限值判断环节,设定一个限值 P_t , 只有当 $|\Delta P| > P_t$ 变桨系统才参与调节。

[0144] 对于储能系统的控制,虽然给出了理论上储能系统的输出功率,但由于储能系统的容量有限,充放电功率也有限,为保证电池系统的安全,SOC 的充放电存在上下限的约束,所以根据实际储能系统的控制框图,其改进如下:

[0145] t 时刻向储能系统下达的输出功率 $H(t)$ 在公式 (13) 基础上再添加一个修正量 $h(t)$:

$$[0146] \quad H(t) = H_o(t) + h(t) \quad (16)$$

[0147] 修正量 $h(t)$ 的表达式为:

$$[0148] \quad h(t) = A(SOC - \alpha SOC - m) = A((1-\alpha)SOC - m) \quad (17)$$

[0149] 其中 A 为反馈增益系数, α 为倾斜系数, m 为边界修正量由边际比率 M 决定。SOC (State Of Charge) 为电池充电状态,表示电池的电量水平。

[0150] 该方法的核心思想是在平滑的充放电需求与保持电池电量不越限之间进行平衡,在电池输出功率 $H_o(t)$ 之上,根据电池电量的当前状态加入一个修正量 $h(t)$ 。简单的说,就是当电池电量越靠近上限时,就比实际需求多释放一点电能;当电池电量越靠近下限时,就比实际需求多吸收一点电能。这样,使得在控制过程中电池电量始终处于上下限值之间,合成输出的功率也不会产生突然振荡。

[0151] 图 8 中, $y = SOC$ 将电池电量水平 SOC 等值的映射到 y 轴上,而 $y = \alpha SOC + m$ 将电池电量状态 SOC 映射到 y 轴上 m 到 $E-m$ 的区间上,也就是我们希望电池电量不要逾越的范围。在 t 时刻的 SOC 状态下, $y = SOC$ 与 $y = \alpha SOC + m$ 之间的差值就是修正量 $h(t)$ 。由图可见,很显然, $h(t)$ 满足离 SOC 上限越近正值越大,即更多的释放电量;离 SOC 下限越近负值越小,即更多的储存电能。

[0152] 三. 智能调度单元

[0153] 部署在调度侧的智能调度单元,与传统的 EMS 相结合,将风功率预测、风力发电计

划、风机启停规划和风机检修计划模块与传统发电控制系统的机能有机结合在一起,如图 10 所示。各模块功能说明如下:

[0154] 调度风功率预测

[0155] 该调度风功率预测是与现场风电场风功率预测相独立的系统,主要用于校验风电场上报的发电能力统计并作为智能调度单元进行风力发电计划和校验风电机组启停规划的依据,并参与到 EMS 发电计划的迭代过程中。虽然水文预测在 EMS 中属于中期规划,但由于风能的特殊性,风功率预测属于短期规划,需要为系统的实时运行提供可靠的依据。

[0156] 有功协调控制

[0157] 根据调度需求,有功出力可总结为以下几种方式

[0158] a. 平衡控制

[0159] 平衡控制将风电场有功出力根据调度指令逐步上调或下调至一个恒定值,如图 4 所示。

[0160] b. 备用控制

[0161] 根据最大有功出力能力,风电场被要求保持一定的恒定的备用容量,以便参与频率调节,如图 5 所示。

[0162] c. 限制爬坡率

[0163] 根据电网并网的技术指标 (Grid codes),限制全场有功出力相对于时间的变化率,以便保持电网电源与负荷的平衡,避免有功过快的波动和震荡。

[0164] d. 拥塞管理

[0165] 由于线路传输容量的限制,电网出现拥塞时,电网调度需要对电源出力和潮流进行调节。根据风电场发电能力计划,向风电场下达有功出力调节的指令。

[0166] e. 利用备用容量进行一次调频

[0167] 随着风力发电在电网电源中不断增长和替代传统同步发电机,电网的频率调节特性不可避免的发生改变。与传统同步发电机组的一次调频相似,风电机组也可以按照以下方式根据频率变化改变出力:

$$[0168] \quad P_T = P_{T0} + K(f - f_0) \quad (18)$$

$$[0169] \quad K = \frac{1}{s} \cdot \frac{P_{Tdisp}}{f_0} \quad (19)$$

[0170] P_T 为风机功率, P_{Tdisp} 为给定风速下最大发电功率, P_{T0} 为额定频率下风机功率, $s=5\%$ 。

[0171] 与此相似,如果将整个风场看做一台发电机,为全风场规定相似的频率特性:

$$[0172] \quad P_{Tfd}^{WF} = P_0^{WF} + K_{WF}(f - f_0) \quad (20)$$

[0173] 可以根据全场风机特性的统计,折算出风场的频率特性 K_{WF} 。

[0174] 根据以上计算得出的全场出力参考值,经过出力分派分配给各个风机执行。

[0175] f. 利用风机储存的动能进行一次调频

[0176] 当电网发生因突然失去有功支持而产生的频率跌落,风机可以利用其旋转部件的动能转化为有功出力,为电网提供短暂的(几秒)有功支持。风机储存的动能可以计算为:

$$[0177] \quad E = \frac{1}{2} J \omega_w^2 \quad (21)$$

[0178] J 为风机转子惯量, ω_w^2 为其转速。

[0179] 其惯性常数为:

$$[0180] \quad H = \frac{E}{S} = \frac{J \omega_w^2}{2S} \quad (22)$$

[0181] S 为风机额定视在功率。 H 可以大致体现其仅使用动能提供额定功率的时间。

[0182] g. 二次调频

[0183] 与一次调频不同,二次调频需要根据调度的指令调节有功出力以达到区域平衡和无差调节,其本质就是执行调度特定的有功出力的指令。

[0184] 无功协调控制

[0185] 根据调度需求,有功出力可总结为以下几种方式

[0186] a. 指定无功输出

[0187] 调度直接向风电场下达指定的无功出力指标。

[0188] b. 自动电压控制

[0189] 自动电压控制根据指定的电压指标 V_{ref} , 对指定的受控母线电压 V_{meas} (一般为风电场并网点电压) 进行检测, 经比较其差值计算控制电压所需求的全场无功出力 Q_{ref}^{WF} 。

[0190] 在获得电压偏差后, 采用无功对电压变化的敏感系数 K_{pv} 来确定无功需求。

$$[0191] \quad \Delta V = V_{ref} - V_{meas} \quad (23)$$

[0192] 敏感系数主要由与风电场连接的地区电网决定, 可以手动选择, 也可以根据较长时期内由两个电压和无功的采样点来计算:

$$[0193] \quad K_{pv} = \frac{Q_2 - Q_1}{V_2 - V_1} \quad (24)$$

[0194] 则电压控制所需求的无功变化量为:

$$[0195] \quad \Delta Q = K_{pv} \Delta V \quad (25)$$

[0196] 全场无功出力指标为:

$$[0197] \quad Q_{ref}^{WF} = Q_{meas} + \Delta Q \quad (26)$$

[0198] 在获得全场无功出力指标后, 再经由出力分派模块等过程与前文叙述一致。

[0199] c. 控制远端负荷母线电压

[0200] 如果以远端负荷附近的母线电压为控制目标, 可以根据输电线路的阻抗估算电压的降落, 并将其修正在并网点电压指标上, 以此进一步支持系统的电压调节:

$$[0201] \quad V_{ref} = V_{ref}^{rem} + V_{loss} \quad (27)$$

[0202] 其中 V_{ref}^{rem} 是远端受控母线的电压指标, V_{loss} 是传输线路造成的电压降落。

[0203] 风力发电计划

[0204] 风力发电计划作为 EMS 发电计划程序的一个子模块, 与火电计划和水电计划相

似,根据风电场上报的发电能力统计以及调度风功率预测的校验,作为一种可计划可控制的电源,根据系统负荷预测以及其它电源的计划特性,经过全网发电计划的迭代生成与风电场承担的责任相对应的发电计划曲线。由于这一曲线的生成中集成了各风机及设备自身的发电和调节能力的信息统计,加之风电场现场执行装置的协调调度,使得其执行有了充分保障,系统不会出现与计划曲线剧烈的振荡和偏离,从而达到了提高风电场供电质量和提高并网小时数的目的。

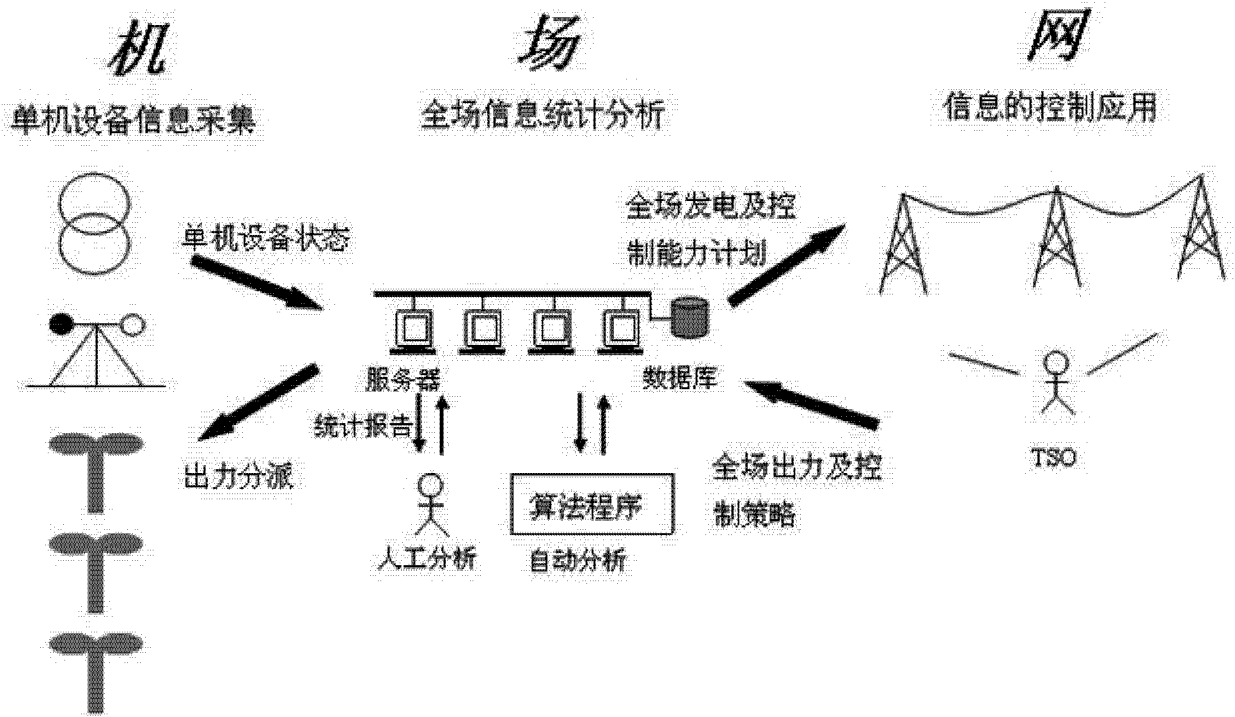


图 1

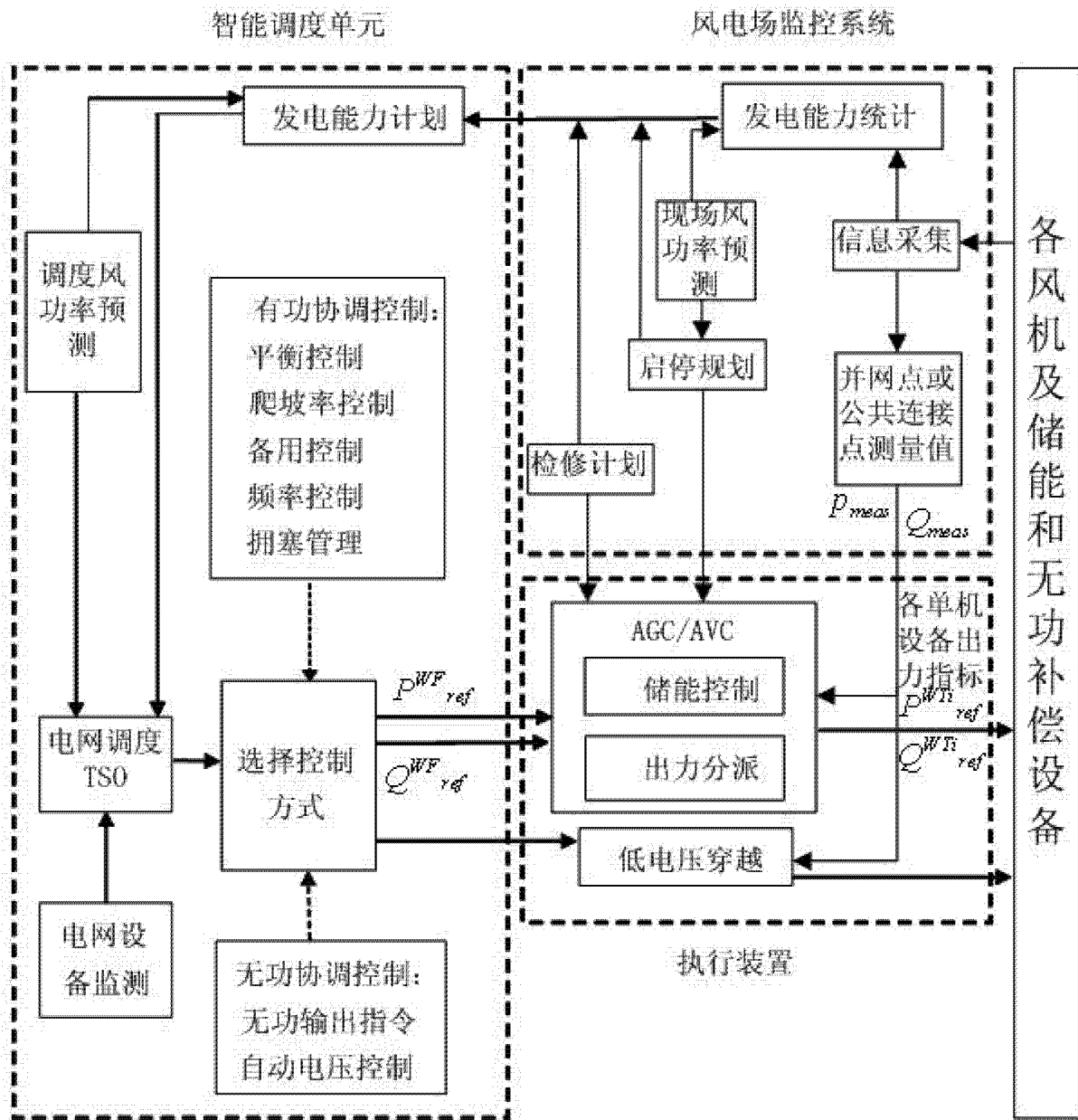


图 2

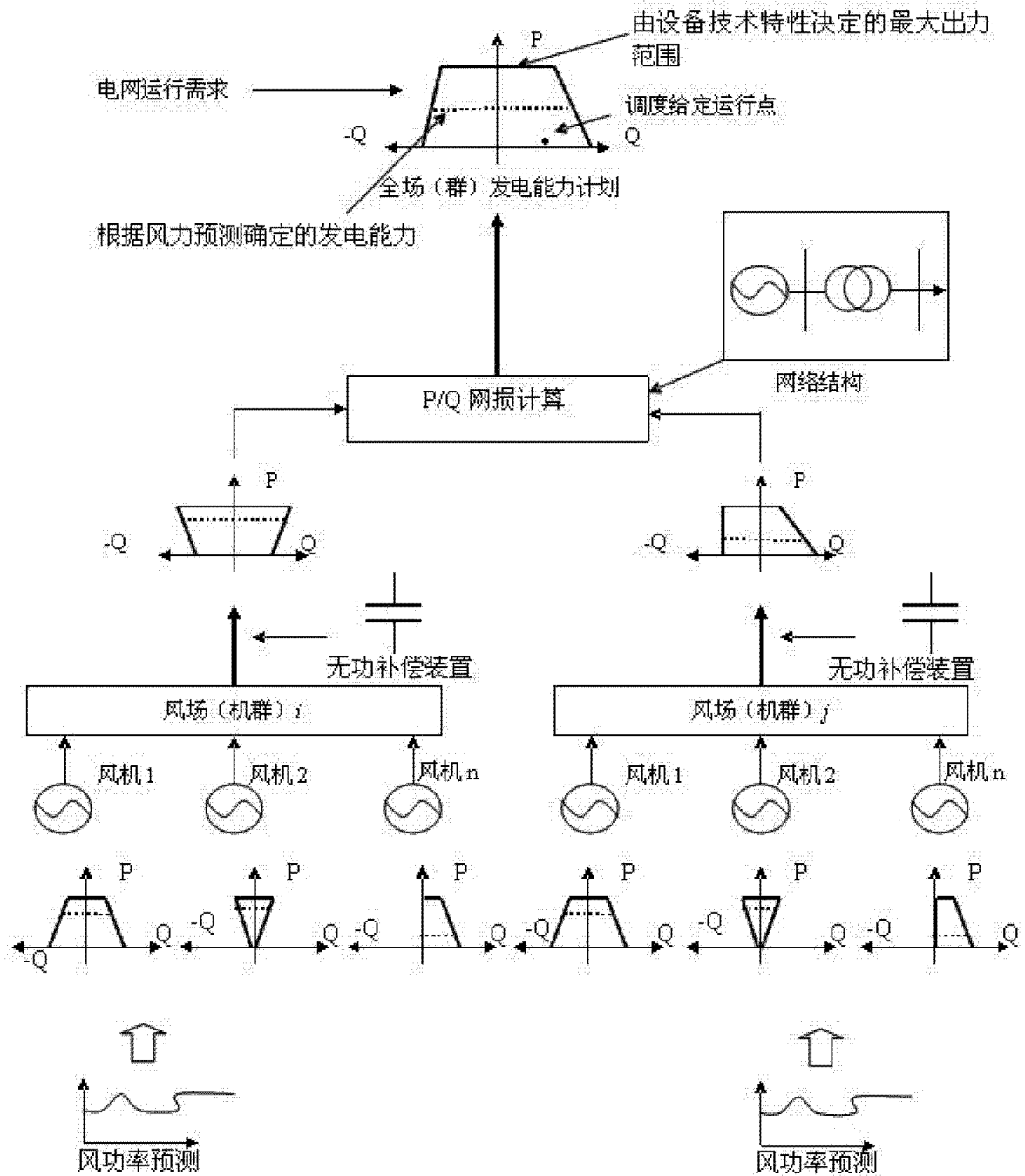


图 3

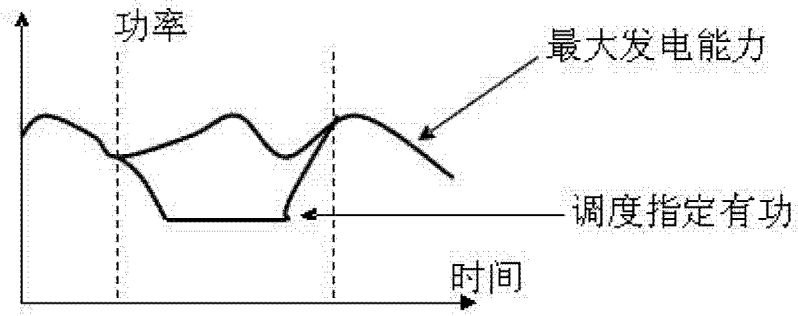


图 4

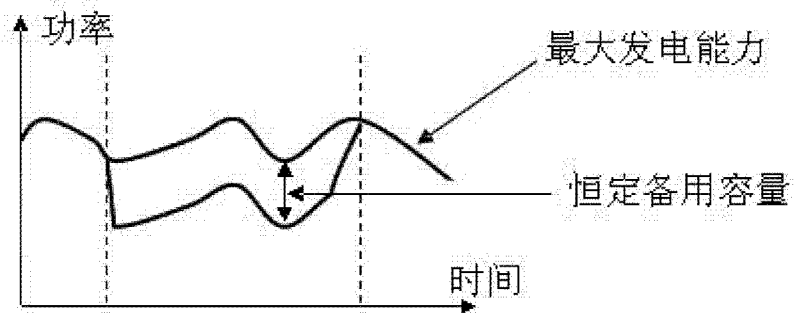


图 5

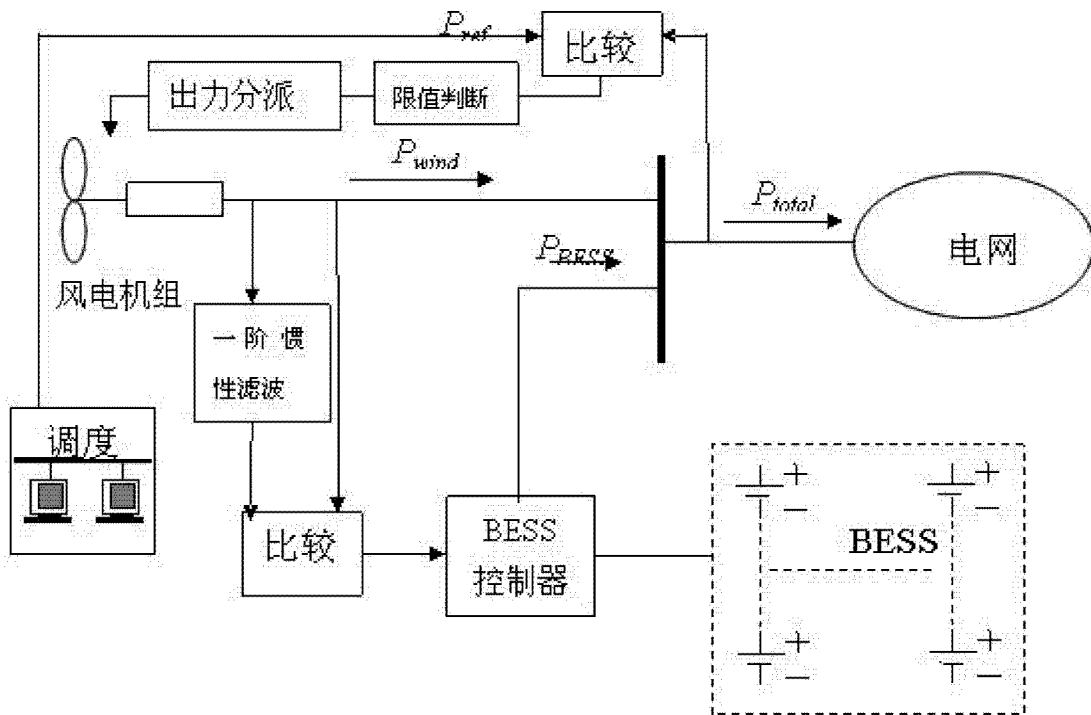


图 6

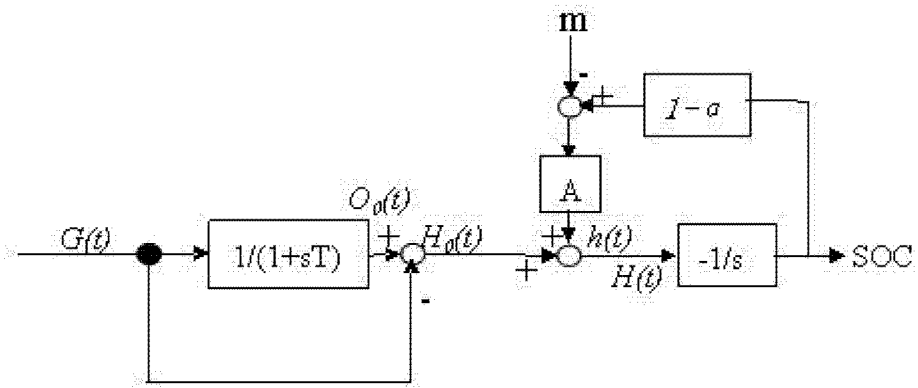


图 7

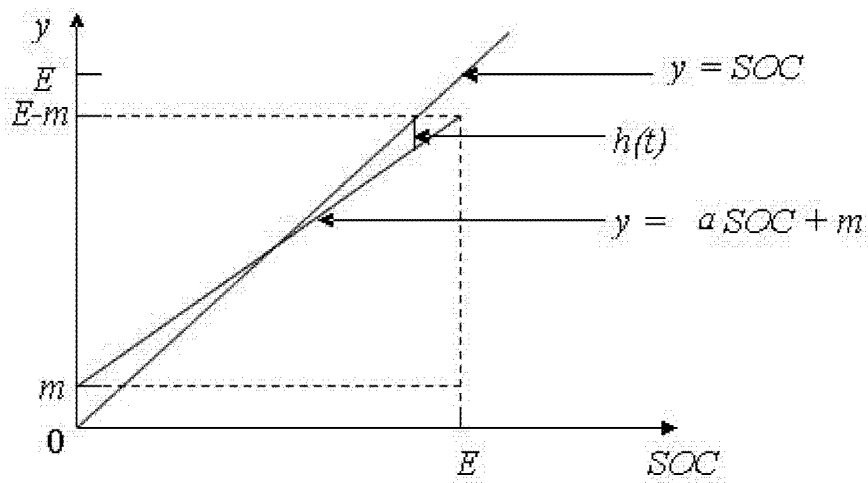


图 8

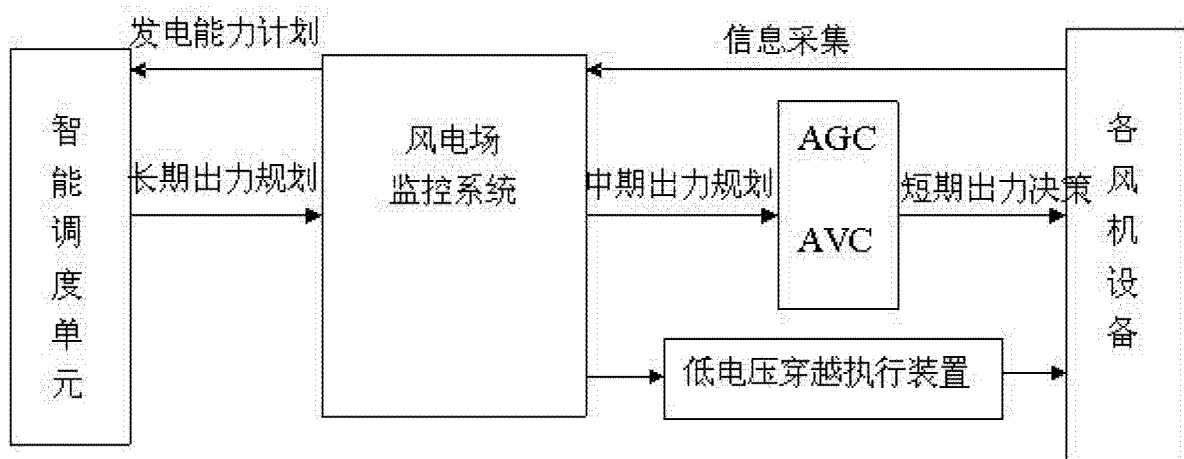


图 9

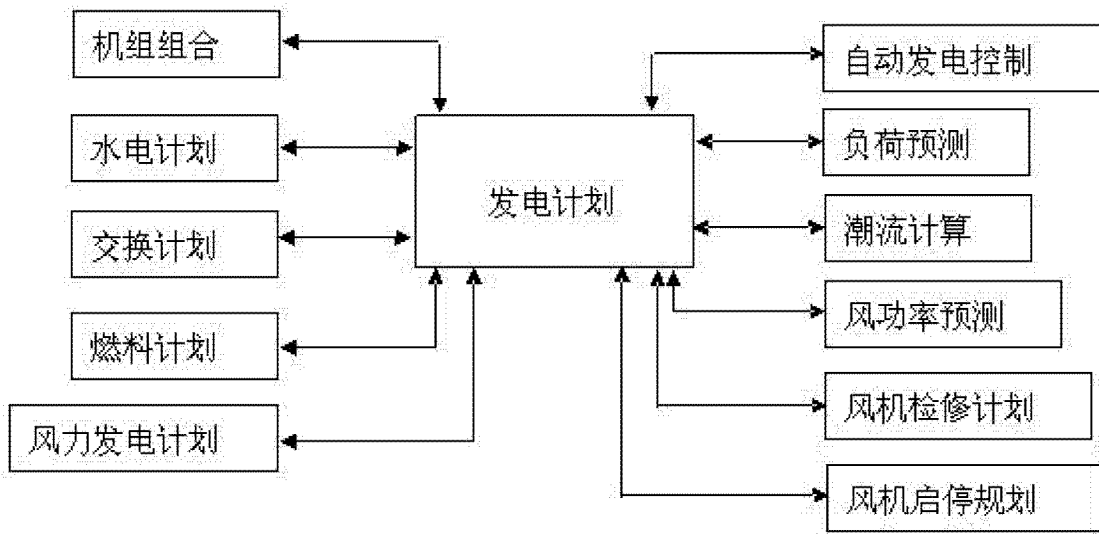


图 10