

应对区外来电比例提高的省内外电源协调运行机制

卫鹏¹, 刘建坤¹, 刘国平², 王岗²

(1.江苏省电力公司电力科学研究院,江苏南京 211103;2.江苏省电力公司,江苏南京 210024)

摘要:为更好地应对大功率区外来电对电网调度和安全稳定运行的影响,在分析了江苏电网区外来电现状的基础上,从发用电平衡面临新的压力、省内电源调节压力增大和发电利用小时数偏低等方面研究了内外电源协调运行面临的主要问题,提出了调节义务分摊机制和辅助服务补偿机制等内外电源协调运行机制。

关键词:区外来电;调峰;电力电量平衡;电源;协调运行

中图分类号: TM732

文献标志码: A

文章编号: 1009-0665(2016)02-0011-05

至“十二五”末2015年,江苏电网已有13回交流500 kV省际联络线与周边省市电网相连,其中4回连接安徽、2回连接浙江、4回连接上海,3回与山西阳城电厂相连;此外,有2回跨区直流输电通道,分别是500 kV龙政直流、800 kV特高压锦苏直流,形成点对点直送、网间互供并存、交直流并供的区外来电的输送模式^[1]。根据年度受电计划,最大区外受电约13 600 MW,受电量670亿kW·h,分别占最大全社会用电负荷和用电量15.1%和13.38%。主要成分包括:皖电东送、阳城直送、秦山核电、天荒坪抽蓄、三峡水电、锦屏官地水电等,正常不调峰的核电和水电合计9280 MW,占受电计划总量的68.2%。日调峰比例约13%,比全省统调用电负荷年平均峰谷差率16.5%低3.5个百分点。

1 区外来电现状

1.1 总体规模

江苏省目前最高统调用电负荷达7800 MW,电网装机容量超过90 000 MW。大型的区外来电主要包括三峡水电、阳城直送、皖电东送。各主要区外来电规模及现状如图1所示。

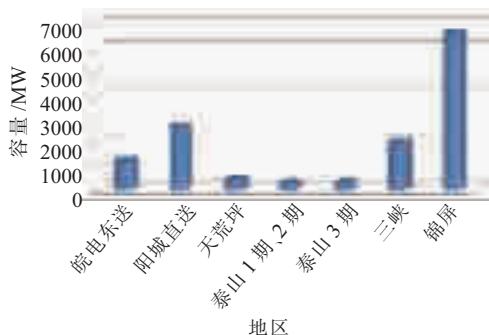


图1 区外来电现状及规模

三峡水电站水电通过500 kV龙政直流送出江苏电网,落地约为1200 MW,根据国家发改委分电方案,江苏分电比例为28%,其余电力再通过江苏电网省际

联络线送华东各地区,上海、浙江、安徽按既定比率消纳三峡电力。“十二五”期间国家布局西南水电19 860 MW送华东的特高压直流送电方案,其中锦屏水电站7200 MW送华东落点在江苏。三峡水电和锦屏官地水电合计8720 MW,占“十二五”末江苏电网区外受电比例达64.1%,区外受电成分以水电为主,分月受电计划受送端水电丰水期和枯水期变化呈现非常明显的季节性特征,冬季枯水期受电计划6000 MW,约为夏季丰水期受电计划的44%,比夏季最大受电少7600 MW,调峰比例明显高于夏季。山西阳城电厂包括6台350 MW进口燃煤发电机组,以专线、专供方式通过760 km长线路接入江苏电网输送至江苏500 kV三堡变电站^[2]。

1.2 电价情况

目前,江苏电网区外受电各成分只有三峡水电和秦山二期价格低于我省普通燃煤机组标杆电价,其他成分考虑输电费后均高于我省普通燃煤机组标杆电价,其中约占受电量46%的锦苏水电价格比标杆电价高0.035 4元/(kW·h)。

2 区外来电规划

2.1 区外受电规划

根据目前国家电网公司“十三五”电网发展规划,江苏电网将建设10回1000 kV特高压交流省际联络线(淮南—南京双回线路、苏州—上海双回线路、徐州—豫北双回线路、徐州—枣庄双回线路、临沂—连云港双回线路),输电规模15 000 MW;将建设3回特高压直流(锡盟—泰州、晋北—南京、陇东—徐州),输电规模28 000 MW;预计到2020年江苏电网区外来电规模将超过56 000 MW,较2015年年度计划最大受电电力13 600 MW增加3倍以上。预计“十三五”主要区外来电及规模如图2所示。

2.2 省内电源规划

预计到2020年,省内电源总装机容量117 000 MW左右。其中预计燃煤机组约76 000 MW,占总装机

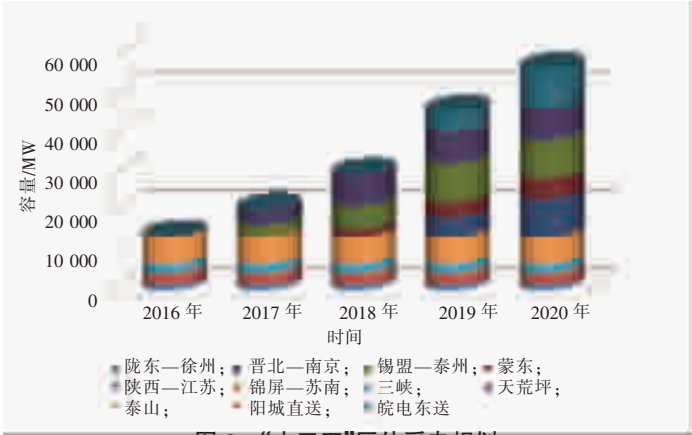


图2 “十三五”区外受电规划

容量 2/3 左右;核电、可再生能源、综合利用机组等非灵活调节电源合计容量约 20 000 MW,占总装机容量 1/6 左右;抽蓄机组、燃气机组等灵活调节电源合计容量约 21 000 MW,占总装机容量 1/6 左右。2020 年省内装机省内电源规划如图 3 所示。

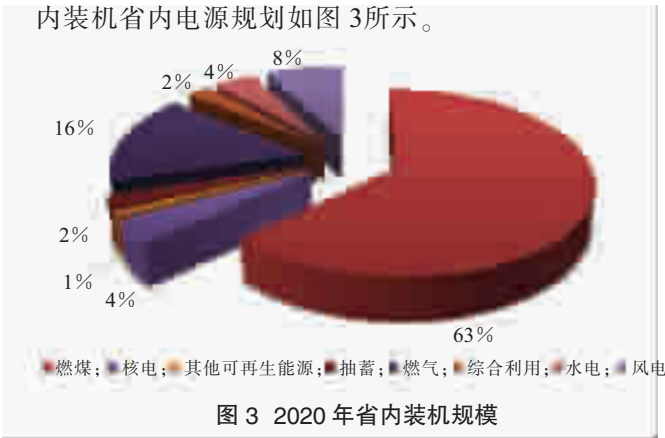


图3 2020年省内装机规模

2.3 区外来电比例

预计“十三五”期间,江苏省区外受电占比大幅提高,其中,区外电源占江苏电网所有发电资源的比例由目前的 13% 上升到 33%,最大受电电力占全社会最大用电负荷的比例由目前的 14% 上升到 44%。“十三五”区外来电容量占比情况如图 4 所示。其中各年的柱状图族从左至右依次为:区外电源、省内电源和最大全社会用电。



图4 “十三五”省内装机规模

新增 43 000 MW 的区外受电送端电源均为具有调峰能力的燃煤机组,“十三五”末,区外受电中水电比例由 64.1% 降至 15.4%, 由以水电为主转变成以火电为主,应该可以分摊电网调峰义务,即使与当地风电、太阳能发电打捆送江苏,日送电负荷曲线按照 1: 0.7

或 1: 0.8 的峰谷比,应该困难不大。区外受电中不调峰的核电和水电仍只有约 9000 MW, 送端火电如 1: 0.7 的峰谷比进行调峰,低谷受电约 42 300 MW,区外受电日负荷曲线的峰谷比为 1: 0.75; 送端火电如 1: 0.8 的峰谷比进行调峰,低谷受电约 47 000 MW,区外受电日负荷曲线的峰谷比为 1: 0.83, 与目前江苏省用电负荷的峰谷比基本相当。

2.4 电力平衡情况

预计到 2015 年,江苏省全社会用电负荷将达到 90 000 MW,“十三五”期间年均增长 5.0%~6.5%,到 2020 年,江苏省全社会用电负荷将达到 1.3 亿 kW, 2015 年至 2017 年,江苏电网电力供需基本平衡,2018 年起,随着区外受电大幅增加,电力供应将出现富裕,到 2020 年将富裕约 20 000 MW。如用电增长达不到预计水平,富裕电力将更大。“十三五”电力平衡情况如图 5 所示。其中各年的柱状图族由左至右分别为省内电源容量、扣减容量、最大可调出力、区外受电、预留备用、最大电力资源、最大全社会用电和电力缺口。

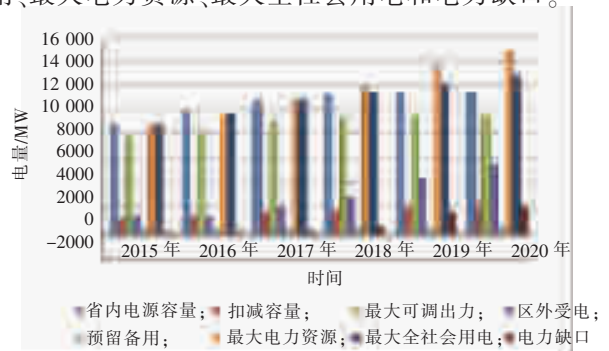


图5 “十三五”电力平衡情况

3 内外电源协调运行的主要问题

3.1 发用电平衡面临新的压力

“十三五”期间,区外受电大幅增加后,我省区外受电大部分通过远距离、大功率特高压直流或交流电网输送,单个输送通道输送功率最大达 10 000 MW,任何一个输送通道失去将对江苏省全网及局部电网平衡造成很大影响,如何进一步统筹省内外电源发电能力、合理安排备用容量、做好发用电平衡工作面临前所未有的困难^[3]。

(1) 电力电量平衡的灵活性降低。区外受电分月电量和典型曲线上级部门确定后,省调在进行省内电力电量平衡时优先保证区外受电计划执行,即使出现台风或气温巨变造成用电负荷大幅波动时,很难说服上级调度临时调整受电计划,满足省内发用电需求。江苏电网日用电负荷曲线季节性特征非常明显,夏季、冬季、春秋季节用电负荷曲线走势相差较大,区外受电各成分日送电曲线由国调或华东分中心编制,一般很难与用电负荷曲线走势吻合,增加省内机组调峰任务。区外

受电计划很难根据省内用电负荷的波动和走势灵活地进行调整。

(2) 大功率直流输电失去后果严重。“十三五”末,馈入江苏电网的跨区特高压直流共计 4 回,总容量 35 000 MW, 输送能力最小的锦苏直流也有 6700 MW, 任何一个输送通道失去将对我省全网及局部电网电力平衡造成很大影响,系统频率降低,有关通道潮流大幅增加,电网运行备用不足。省调要统筹全省和局部电网备用容量安排,确保既不能影响省内发电机组发电负荷率,又能留有突然失去区外电源应对空间^[4]。

(3) 区外受电不确定性增加。“十三五”末,江苏电网区外来电规模超过 56 000 MW, 涉及的送端机组有近 100 台,并且基本都是长距离输电,送端机组和输送通道的计划检修和非计划停运,不可避免地影响区外受电计划,省调不掌握送端机组运行情况,只能被动地接受计划的变更,预计受电计划会比较频繁地临时变更,不确定性大大增加。

3.2 省内电源发电利用小时大幅下降

预计 2015 年,江苏电网全社会用电量约 5300 亿 kW·h,增长率 5%。“十三五”期间江苏省平均用电量增长率 5.2%,2020 年全社会用电量约 6782 亿 kW·h。在区外受电大幅增加的情况下,按省内省外电源利用小时基本相当的原则估算,年发电利用小时数逐年下降至约 3900 h。若全省用电量增长不如预期,甚至可能低于 3600 h。

江苏省大部分燃煤电厂以 2 至 4 台机组为主,根据江苏省实际运行经验,当燃煤机组利用小时低于 3800 h,春秋两季,单机运行、电厂全停现象将会比较普遍。发电利用小时数偏低将会引发一系列利用小时数较高时未暴露的新问题。比如电厂发电情况可能出现两极分化,部分有供热约束、电网约束的电厂多发电,无约束电厂少发电,甚至经常处于、甚至突破现有最小开机方式,大小机组利用小时数倒挂的情况也可能出现,电厂之间、网厂之间矛盾可能激化,电网运行将面临很大的协调压力和政策风险,机组运行方式安排难度加大。

3.3 影响省内清洁能源全额消纳

“十三五”期间,随着核电、风电、太阳能、燃机等清洁能源逐步上升,江苏电网燃煤发电比例继续下降,能源结构在清洁、绿色、可持续发展方面将得到进一步优化。清洁能源占比从 2015 年底的 1/6 左右上升到“十三五”末的 1/3 左右。在区外大受电方式下,如因天气原因实际用电负荷与预计的大负荷相差较多,省内燃煤机组即使按最小方式开机(受供热、局部电网电力平衡要求、电压支撑、保护整定要求限制),仍可能影响省内风电、太阳能等清洁能源全额消纳,出现弃风、弃光

现象。省内燃煤机组将面临用电负荷波动、清洁能源消纳、区外受电变动带来的多重调节压力。

3.4 电网调节能力下降导致调峰矛盾突出

“十三五”末,区外电源约占江苏电网所有发电资源的 1/3,一般不参加江苏电网调频和调压,不提供一次调频、自动发电控制(AGC)、无功调节、自动电压控制(AVC)、旋转备用等辅助服务,区外水电和核电不参加电网调峰。省内风电、太阳能也基本不提供辅助服务,参与电网调节的机组比例大幅下降,调节能力下降,调节品质降低^[5-7]。江苏电网大多数燃气机组均承担供热任务,至少需要一台机组连续运行,且负荷基本保持不变,不参与电网调峰,燃气机组为电网调峰的职能有所弱化。部分 135 MW 及以上机组进行了供热改造,最大出力低于额定容量的情况日益严重,最低技术出力提高到额定容量的 65%左右。机组完成脱硫脱硝改造后,减排设施对机组运行出力有更高要求,限制了机组深度调峰能力的提高。目前,江苏电网燃煤机组的平均可调范围从原先的 50%额定容量下降至 45%。“十三五”后期,江苏电网电力平衡将严重富裕,即使区外受电日调峰达到 20%,节假日和双休日电网备用不足,调峰矛盾突出,需要调停大量燃煤机组方可满足电网调峰要求^[8]。

4 内外电源协调运行机制

4.1 加强上下级调度协同运行机制

强化大电网意识,建设调度业务高度关联、运行控制高度协同的一体化调控体系。国、分、省三级共同采取提升清洁能源功率预测水平、强化网源协调、加强风险协同处置等措施,提高各周期跨区跨省输送计划的预见性、准确性、灵活性,方便送受端电网电力生产的有序组织,确保电网长期安全稳定运行。加强运行控制精益协作,充分发挥大电网联网在错峰、互济方面的经济效益,优化提升日前、日内和实时调度计划编制、执行效率效能,提升电网运行经济性。跨区跨省送电计划曲线与受端省用电负荷曲线走势要基本一致,遇受端省用电负荷大幅波动时,省调可向上级调度申请临时修改送电计划。当系统电力供应大于需求时,可以降低区外来电出力实现系统的频率调节;当区外来电出力低于自身具备的发电能力时,且系统有功不足时,可以增加区外来电,参与系统频率调节。区外来电参与电网有功控制的模式如图 6 所示。

4.2 建立利益共享机制

近年来,区外受电电价呈上升趋势,与江苏省标杆电价相比,基本没有价格优势。甚至由于目前省内电价进入下行通道,而区外受电电价调整不及时、不对应,往往造成价格倒挂现象,如锦苏直流较江苏省现有标

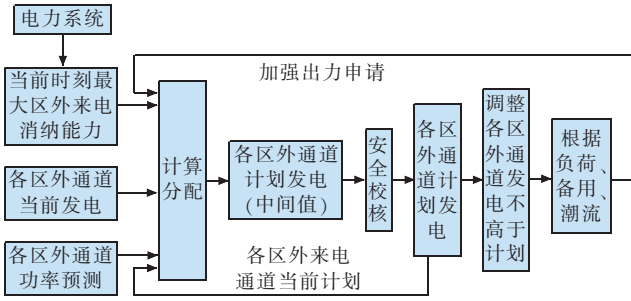


图6 区外来电功率智能控制系统框图

杆电价 0.40 96 元高出 0.035 4 元, 皖电东送落地电价高出 0.006 5 元。随着区外受电规模的日益扩大, 价格因素将对受端省份消纳积极性产生重要影响。建议进一步理顺受电价格, 形成与省内电价同步调整机制, 以江苏省煤电标杆电价为参照, 合理地控制江苏省区外来电购电成本。

参照现有阳城电厂、皖电东送电厂年度上网电量确定机制, 以年度利用小时与省内机组大致相当为基础, 确定区外火电机组年度上网电网, 并按江苏电网分月用电量水平及送端电源发电是否有季节性特征合理分解至各月执行, 均衡内外火电年度利用小时数, 做到利益共享、风险共担。一方面确保内外火电在江苏电力市场中处于相对公平的竞争地位。另一方面约束外部火电根据我省电网发电市场变化和年度利用小时情况, 合理安排机组检修、调停, 优化年、季、月机组组合, 合理安排机组日电量峰谷比, 优化日负荷分配, 主动适应电网周期性、季节性、时段性调节要求。该措施总体目标是系统成本 V_{OBJ} 最低, 即:

$$\text{Min}(V_{OBJ}) = \text{Min} \left(\sum_{i \in T} \sum_{t \in I} c_i^{\text{Ope}} (P_{i,t}) + \sum_{r \in R} c_{r,L}^{\text{Trans}} (P_{\text{trans}}) + \sum_{i \in I} c_i^{\text{Inv}} (S_i) + \sum_{i \in I} c_i^{\text{Fix}} (S_i^{\text{Ex}} + S_i) \right) \quad (1)$$

式(1)中: $c_i^{\text{Ope}} (P_{i,t})$ 为系统运行的费用; $c_{r,L}^{\text{Trans}} (P_{\text{trans}})$ 为电力传输费用; $c_i^{\text{Inv}} (S_i)$ 为投资费用; $c_i^{\text{Fix}} (S_i^{\text{Ex}} + S_i)$ 为系统中电源的固定运行维护费用。

4.3 建立调节义务分摊机制

区外燃煤机组和有调节能力的水电均应分摊电网调峰义务, 参与电网年、周和日调峰, 节日期间区外燃煤机组停机比例应省内同类型机组停电比例一致。对晋东南、陕西等煤电基地的纯火电区外送端电源, 建议借鉴现有江苏省电力公司阳城电厂调度管理经验, 在机组调节性能方面实施同质化管理, 按 1:0.9 的周峰谷比和 1:0.7 的日峰谷比送电。对风光火打捆外送等区外受电新形式, 结合送、受端电网调节特性、网架结构, 以及大型风电机组、光伏基地等电源运行机理, 制定相应区外受电形式下的送端省与受端省、省内电源

和省外电源的调节义务分摊机制, 按 1:0.9 的周峰谷比和 1:0.8 的日峰谷比送电。实现省外机组与省内机组公平分摊电网调节义务。

进一步规范省内机组供热改造相关技术标准, 明确供热机组调峰能力要求。组织开展 1000 MW, 600 MW 机组最低技术出力试验, 严肃机组环保设施在最低技术出力连续运行的要求, 提高非供热大机组深度调峰能力, 开拓机组组合和出力优化空间。

当电网中区外来电比例增大时, 需要降低电网中火电或水电机组的出力以保证整个电网的电力平衡, 区外来电将占用电网可用的调峰容量; 当电网中区外来电减小时, 原先电网中降低出力的机组需要升高出力以平衡区外来电的出力变化。区外电网调峰容量的简化示意如图 7 所示。

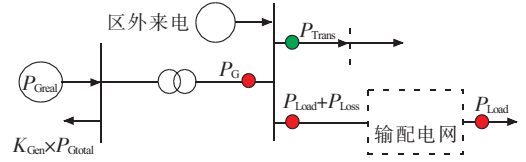


图7 电网调峰容量计算简化示意图

计算电网可用于平衡区外来电波动功率的调峰容量即:

$$P_{G,\text{real}} = P_{\text{Load}} - P_{\text{Trans}} - P_{\text{Loss}} + K \times P_{G,\text{total}} \quad (2)$$

$$P_{\text{Wbalance}} = P_{G,\text{real}} - P_{G,\text{low}} - P_{\text{Reserve}} \quad (3)$$

式(2,3)中: $P_{G,\text{real}}$ 为电网实际发电出力; P_{Load} 为电网用电负荷; P_{Trans} 为联络线送出功率; P_{Loss} 为电网网损; K 为电厂厂用电率; $P_{G,\text{total}}$ 为电网总开机容量; $P_{G,\text{low}}$ 为电网发电最低出力下限; P_{Reserve} 为电网总备用容量。

4.4 健全辅助服务补偿机制

充分考虑省内电源为促进区外电力电量消纳, 参与调频、调压、深度调峰、启停调峰时产生的经济成本, 由区外电源给予省内电源一定补偿费用。一方面促进区外清洁能源等发电资源主动考虑受端电网用电特点, 提高自身发电能力预测、控制精度, 以及内部优化调度水平。另一方面协调省内电源与省外电源经济利益矛盾, 提高省内电源服从全国资源优化配置大局、支持区外能源消纳的积极性。

4.5 坚持备用共享和事故支援机制

在电网调度运行过程中按照《华东电网运行备用管理规定》要求预留足够运行备用, 根据江苏电网特点和区外来电落点合理分配备用容量, 确保发生重要输电通道故障、用电负荷大幅波动、省内大机组跳闸时, 具有足够应对手段和互济能力。靠近区外大功率受入点附近尽量适当多预留备用容量, 确保区外受电 $N-1$ 情况下, 电网潮流、电压可控。通过以大代小、有序调停等手段, 严控备用过高, 优化制定本省年度分月、月度

分机组启停方案,根据电力平衡情况调整机组检修安排策略,实现我省电网备用水平长期稳定在合理水平,保障区外受电稳定消纳,提高省内机组运行效率,确保电网运行的经济性。江苏电网特高压直流输电通道单极或双极故障,受电功率大幅度减少,启动备用共享机制,并向上级调度及相邻省市申请事故支援。

5 结束语

“十三五”期间,江苏电网区外受电量大、来源多、路径远,交直流、送受端、不同电压等级之间相互影响和制约进一步增强,电网运行一体化特征愈加明显,电网运行整体性对调控协调运行机制提出更高要求。迫切需要建立上下级调度协同运行机制、省内和省外电源利益同享机制、省内和省外电源调节义务分摊机制、跨区跨省辅助服务补偿机制、相邻省市电网备用共享和事故支援机制,调动省内、省外电源参与电网调节的主动性、积极性,保障江苏电网安全、优质、经济运行。

参考文献:

- [1] 章云雄,刘金官,刘华伟. 大功率区外来电对江苏电网调度运行的影响及对策[J]. 江苏电机工程,2005,24(9):1-6.
[2] 胡伟,刘金官,刘华伟. 区外来电对江苏电网的影响及对策

[J]. 华东电力,2006,34(1):52-56.

- [3] 叶斌,葛斐. 安徽电网电源规划及调峰能力平衡研究[J]. 安徽电力,2011,28(3):81-84.
[4] 何建虎,王峰华,张帆. 浙江电网区外来电状况浅析[J]. 浙江电力,2013(3):26-28.
[5] 叶剑斌,黄堃,刘琼,等. 面向电网削峰的商业楼宇空调负荷调控实证研究[J]. 江苏电机工程,2014,33(1):30-34.
[6] 吴雪花. 应用于月度用电量预测的小波分析法[J]. 江苏电机工程,2014,33(2):8-11.
[7] 薛钟兵,彭程. 新能源发电与电动汽车充换储站协调运行研究[J]. 江苏电机工程,2014,33(5):36-38.
[8] 丁楠,陈中,胡吕龙. 基于源网协同的风电并网系统双层优化调度[J]. 江苏电机工程,2014,33(5):6-10.

作者简介:

- 卫鹏(1988),男,陕西宝鸡人,工程师,从事电力系统运行分析和稳定研究工作;
刘建坤(1980),男,山东潍坊人,高级工程师,从事电力系统运行分析和规划研究工作;
刘国平(1970),男,江苏淮安人,高级工程师,从事电力系统运行方式和稳定管理工作;
王岗(1978),男,浙江绍兴人,高级工程师,从事电力系统运行方式和稳定管理工作。

Operating Mechanism of Inter-province Generation Sources for Coping with the Increase of Power from Outside

WEI Peng¹, LIU Jiankun¹, LIU Guoping², WANG Gang²

- (1. Jiangsu Electric Power Company Electric Power Research Institute, Nanjing 211103, China;
2. Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China)

Abstract: In order to cope with the impact of large power from outside on the power grid scheduling and safe and stable operation, the current situation of power from outside for Jiangsu Power Grid has been analyzed. Based on the analysis, from the aspects of power balance, increase of power from outside and low utilization hours of power generation, the main problems facing the coordination between inside and outside generation sources have been studied. The power regulating obligation sharing mechanism and the ancillary services compensation mechanism have been proposed for coordinating the operation of generation sources.

Key words: power from outside; regulating peak-load; power and electricity quantity balance; sources; coordinated operation

下 期 要 目

- IEC 61970 CIM 与 IEC 61850 SCL 模型互通性分析与研究
- 先进控制在 1000 MW 超超临界机组上的应用
- 基于变电站二次直流失电的区域距离保护
- XLPE 电缆交叉互联系统接地直流电流在线监测
- 基于大数据及智能算法的连云港电量负荷预测研究
- 区域保护控制系统网络拓展研究