

考虑多能源电力特性的电力系统中长期生产模拟

邵成成¹, 王雅楠¹, 冯陈佳¹, 王锡凡¹, 王碧阳²

(1. 陕西省智能电网重点实验室(西安交通大学电气工程学院), 陕西省 西安市 710049;

2. 国网陕西省电力公司调控中心, 陕西省 西安市 710048)

Mid/long-term Power System Production Simulation Considering Multi-energy Generation

SHAO Chengcheng¹, WANG Yanan¹, FENG Chenjia¹, WANG Xifan¹, WANG Biyang²

(1. Shaanxi Key Laboratory on Smart Grid (School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University), Xi'an 710049, Shaanxi

Province, China; 2. Dispatching Center of State Grid Shaanxi Electric Power Company, Xi'an 710048, Shaanxi Province, China)

ABSTRACT: The mid/long-term simulation, as an essential part of power system production simulation, plays an important role in managing the seasonal characteristics of clean energy power. With multiple generation techniques including renewable power considered, a novel production simulation method to support the mid-/long-term multi-energy generation cooperation was developed. The model is based on the load block curve, in which the maintenance requirement and operating constraints for generators, primary energy including renewable and hydro energy, and the integration of wind power are considered. In addition, the mixed integer linear programming (MILP) method was adopted to solve the problem efficiently. The case study on the modified IEEE-RTS has verified the validity and feasibility of the proposed method. It is also shown that the characteristics of multi-energy generation have great influence on the mid/long-term generation schedule.

KEY WORDS: production simulation; multi-energy generation; load block curve; mid/long-term operation

摘要: 中长期模拟是电力系统生产模拟的重要组成部分, 是处理与应对清洁能源电力季节特性的重要途径。针对现有研究的不足, 该文考虑新能源发电、火电、水电、抽水蓄能等多种发电形式, 提出电力系统中长期运行模拟方法, 以实现中长期时间尺度下的多能互补。文章以持续负荷曲线建模为基础, 考虑各类型发电机组检修要求和运行约束、新能源和水能等一次能源特征以及系统的新能源消纳能力, 建立中长期运行模型, 并采用混合整数规划方法求解。基于改编IEEE-RTS系统算例分析表明, 该文所提出模型和方法正确

有效, 能充分反映、应对多能源电力特性, 实现中长期运行方式的优化。

关键词: 生产模拟; 多能源电力; 近似持续负荷曲线; 中长期运行

0 引言

电力系统生产模拟是发电系统运行和规划的重要工具^[1]。它通过模拟不同条件下的发电调度过程, 确定各机组发电量和燃料耗量, 进行发电成本评估, 对系统规划和运行方案进行评估。按时间尺度, 生产模拟可分为中长期和短期两类。前者以年为周期, 以月、周为时间单位, 主要解决机组检修、水电电量分配等中长期运行问题; 后者采用小时或更高的时间分辨率校验系统周、日的运行方式, 获得更为精细的模拟结果。

半不变量法、等效电量函数法^[2-3]等基于启发式原则的生产模拟方法, 具有令人满意的精度与效率, 在传统电力系统中获得广泛应用。但风电、光伏等间歇式清洁能源的大规模并网对此带来巨大挑战。描述处理新能源出力特性, 优化系统运行方式实现多能源电源的互补运行已成为当前电力系统生产模拟研究所面临关键难题。

文献[4]采用有效容量分布描述风电出力随机性, 文献[5]引入等效负荷频率曲线概念, 分析风电波动性对常规机组启停的影响。文献[6]通过详细划分机组运行状态, 计及动态运行约束, 进一步分析、处理新能源波动特性。为全面刻画评估新能源对系统运行特别是调峰、备用的影响, 有研究^[7]采用Monte Carlo框架, 抽样产生时序的新能源出力曲线后, 在时序负荷曲线下进行逐周的机组组合计算。

基金项目: 国家自然科学基金智能电网联合基金项目(U1766205); 中国电力工程顾问咨询集团科技项目。

National Natural Scientific Union Foundation on Smart Grid of China (U1766205); China Power Engineering Consulting (Group) Corporation Technical Program.

这种方法不仅能考虑机组启停、爬坡速率等复杂约束，还能通过模型的优化求解实现多类型电源的互补运行。文献[8-10]以此为工具解决新能源消纳能力评估、抽蓄电站规划等问题。

上述研究以周(月)为研究周期、以小时为时间单位，能够有效处理短时的随机、波动特性，但无法应对新能源季节特性、实现中长时间尺度下的多类型电源协调。与短期模拟相比，中长期模拟时间尺度长、问题规模大，涉及机组检修、启停、功率等多种因素，性质更为复杂。迫切需要一种兼顾精度和效率中长期模拟方法，高效实现常规能源与新能源的跨周跨月协调，也为周内、日内等短期多能互补运行确定边界条件。

机组检修安排和水电电量分配是电力系统中长期运行的关键要素。传统的检修安排方法如等备用、等风险法以系统可靠性为目标^[1]。文献[11-14]结合电力市场背景提出经济性目标下的检修安排模型。考虑风电随机性，文献[15-17]基于月、周最大负荷建立检修安排模型，文献[18]进一步引入鲁棒优化方法。这些研究解决了新能源接入下的火电机组检修安排问题，但对水电电量分配和新能源季节特性涉及甚少，无法满足当前电力系统中长期模拟的需求。

本文提出一种计及火电、水电以及间歇性新能源等多能源电力特性的中长期生产模拟方法。基于近似持续负荷曲线建立新能源电力以及其他各类电源的模型，引入可消纳区间处理新能源的不确定性。最终以系统运行费用最低为目标，考虑检修、运行约束和电力电量特性在中长期时间尺度上实现多类型电源协同，并通过算例分析说明了所提方法的有效性。

1 负荷与新能源电力建模

1.1 负荷建模

时序负荷曲线和持续负荷曲线是两类最为常见的负荷建模方法。由于机组检修问题时间跨度长达 1 年或数年，采用逐小时的时序负荷曲线会导致问题规模过大，无法在可接受的时间内获得优化解；因而采用持续曲线对负荷建模，该曲线纵坐标为负荷水平，横坐标为超过该负荷水平的累计时间。图 1 给出 1 条三分段的近似持续负荷曲线，即采用 3 个负荷水平描述 1 周内负荷的分布情况。显然，当分段数越多时，近似持续负荷曲线越逼近精

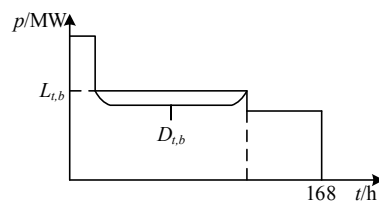


图 1 近似持续负荷曲线示例

Fig. 1 An example of load block curve

确持续曲线，但检修安排模型的规模也随之增大。

实际应用中可按照如下步骤形成所需的近似持续曲线。首先，对时序负荷曲线按照从大到小的次序依次排序，形成精确持续负荷曲线；其次，根据研究需要选择适当的分段数和相应的负荷水平，此过程中应保留该时段内系统的最大负荷和最小负荷(即分段数应不少于 3 段)；最后，对各个负荷水平的持续时间进行调整，保证近似和精确持续负荷曲线对应的电量相等。

1.2 新能源电力建模

根据负荷建模过程中可确定各个时刻分别属于哪个负荷段。可据此按照如下过程构建新能源出力模型：1) 基于新能源时序出力统计，根据时刻从属负荷段的信息得到每周各负荷段对应的新能源出力统计数据；2) 逐周、逐负荷段对新能源出力数据进行概率建模。

可根据统计数据对各负荷段的新能源概率分布拟合，得到如图 2 所示的概率密度函数。也可按照概率距离对各负荷段的出力统计数据进行分析^[19]，得到该负荷段下的新能源典型出力场景及相应的概率，描述新能源出力随机性，如图 3 所示。图 2 所示的新能源出力连续概率分布模型也可通过分区间离散化或抽样、聚类等方法转化为图 3 所示的离散模型，以便后续计算处理。图中 $p_{r,t,b}^{\alpha=0.95}$ 表示负荷分段 b 下具有 95% 保证率的新能源出力，可由图 2 中概率密度函数和图 3 对应新能源出力统计的分位数确定。

上述模型通过概率分布描述新能源功率分布和

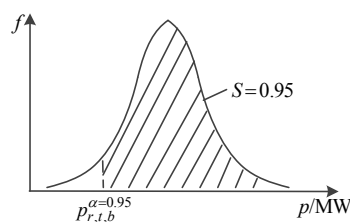


图 2 新能源出力概率密度函数

Fig. 2 An example for PDF of renewable power output

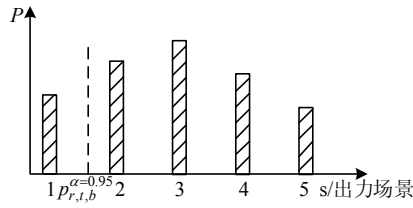


图3 新能源出力多场景模型

Fig. 3 Multi-scenario model of renewable power output

电量水平,通过保证出力反映新能源在系统运行中能提供的可信容量。由于在不同周次、不同负荷段下对新能源出力分别进行建模,该方法能有效地反映新能源出力在中长时间尺度下的随机性和波动性,也能够反映新能源出力与负荷水平的相关性。

需指出的是,此处及下文中的新能源电力指出力具有随机、波动特性且电站本身无法储能的电源。该模型不仅适用于风电,也适用于光伏、径流式水电等电源。

2 中长期生产模拟模型

中长期模拟通常以月、周为基本时间单位,解决发电机组检修安排和水电电量分配等问题。本节将以前述负荷、新能源模型为基础,构建系统中长期运行模拟模型。

2.1 目标函数

模型以全系统运行生产成本最低为目标函数。当检修类型和检修次数给定时,机组检修成本相对固定,因此重点考虑系统运行费用,包括火电机组的燃料费用,弃风、弃光、弃水的惩罚以及失负荷惩罚,如下所示。

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{b=1}^B [\lambda^H \sum_{hs} HC_{hs,t,b} + \lambda^R RC_{t,b} + \lambda^L LC_{t,b} + \sum_{ts} \sum_{g \in ts} f_g(p_{g,t,b}) D_{t,b}] \quad (1)$$

式中: t 表示时段; T 计算周期总时长,例如当计算总时间为1年,取1周为1时段时,则有 $T=52$; b 表示近似持续负荷曲线的分块; B 为曲线总的分块数;下标 g 、 ts 和 hs 依次为火电机组、火电厂和水电厂的标号, $g \in ts$ 表示属于第 ts 个火电厂的机组集合; $D_{t,b}$ 为 t 时段中第 b 个负荷水平的持续时间, h ; f_g 为火电机组 g 的发电成本; $p_{g,t,b}$ 表示该机组在 t 时段 b 负荷段下的出力; λ^H 、 λ^R 和 λ^L 依次为弃水电量、弃新能源电量和失负荷量的惩罚系数; $HC_{hs,t,b}$ 、 $RC_{t,b}$ 和 $LC_{t,b}$ 分别表示水电弃电量、新能源弃电量和失负荷电量,其计算将在后文中介绍。

2.2 检修约束

机组检修需满足次数、持续时间、连续性、时间间隔以及电站检修能力等多方面的约束。

1) 检修次数约束。

$$\sum_{t=1}^T z_{g,t} = MN_g \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^T z_{h,t} = MN_h \quad (3)$$

$$\sum_{t=1}^T z_{q,t} = MN_q \quad (4)$$

式中:下标 h 和 q 为水电机组和抽水蓄能机组的标号; $z_{g,t}$ 、 $z_{h,t}$ 和 $z_{q,t}$ 为表示机组开始检修的 0-1 变量,当 t 时刻机组开始检修时,该变量取值为 1,否则取 0; MN_g 、 MN_h 和 MN_q 表示 T 个时段内各机组所需的检修次数。

式(2)—(4)要求在研究周期内火电、水电和抽蓄等类型的机组检修次数符合要求。需要考虑多种检修类型(如区分大修和小修)时,可针对不同类型检修设置不同的启动变量 z 加以区分。

2) 检修时间约束。

即机组每次检修应达到相应持续时间要求。

$$\sum_{t=1}^T x_{g,t} = MT_g \cdot MN_g \quad (5)$$

$$\sum_{t=1}^T x_{h,t} = MT_h \cdot MN_h \quad (6)$$

$$\sum_{t=1}^T x_{q,t} = MT_q \cdot MN_q \quad (7)$$

式中: $x_{g,t}$ 、 $x_{h,t}$ 和 $x_{q,t}$ 为表示机组是否处于检修状态的 0-1 变量,处于检修状态时该变量取值为 1,否则取 0; MT_g 、 MT_h 和 MT_q 为各类型机组每次检修持续的时间,此处应取整数。

3) 检修连续性约束。

机组检修一旦开始后,需要连续进行直至达到要求的持续时间。

$$\sum_{\tau=t}^{t+MT_g-1} x_{g,\tau} - z_{g,t} MT_g \geq 0, \quad 1 \leq t \leq T - MT_g + 1 \quad (8)$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+MT_h-1} x_{h,\tau} - z_{h,t} MT_h \geq 0, \quad 1 \leq t \leq T - MT_h + 1 \quad (9)$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+MT_q-1} x_{q,\tau} - z_{q,t} MT_q \geq 0, \quad 1 \leq t \leq T - MT_q + 1 \quad (10)$$

4) 检修时间间隔约束。

即同一机组的连续 2 次检修之间应间隔一定时

间, 该约束可表述为式(11)—(13)。式中 MG_g 、 MG_h 和 MG_{ph} 为各类型机组连续 2 次检修间的最小时间间隔。在实际使用中可根据机组的使用年限和健康状态动态地调整检修间隔的取值。

$$\sum_{\tau=t}^{t+MG_g-1} z_{g,\tau} = 1, \quad 1 \leq t \leq T - MG_g + 1 \quad (11)$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+MG_h-1} z_{h,\tau} = 1, \quad 1 \leq t \leq T - MG_h + 1 \quad (12)$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+MG_q-1} z_{q,\tau} = 1, \quad 1 \leq t \leq T - MG_q + 1 \quad (13)$$

5) 检修能力约束。

检修工作开展受检修班组人员、检修工具等人力、物资多方面的限制。一般规模的电厂通常无法同时检修多台机组。

$$\sum_{g \in ts} x_{g,t} \leq MC_{gs} \quad (14)$$

$$\sum_{h \in hs} x_{h,t} \leq MC_{hs} \quad (15)$$

$$\sum_{q \in ps} x_{q,t} \leq MC_{ps} \quad (16)$$

式中：下标 hs 和 ps 为水电站和抽水蓄能电站的标号； MC_{gs} 、 MC_{hs} 和 MC_{ps} 表示各类型电厂的检修能力，即能够同时检修机组的台数，通常为 1。

2.3 机组运行约束

除检修约束外，各类型机组还需满足相应运行约束，主要涉及开停机状态和出力范围限制。

1) 机组开机约束。

处于检修状态的机组无法开机运行，即：

$$x_{g,t} + u_{g,t,b} \leq 1 \quad (17)$$

$$x_{h,t} + u_{h,t,b} \leq 1 \quad (18)$$

$$x_{q,t} + u_{q,t,b}^{\text{gene}} + u_{q,t,b}^{\text{pump}} \leq 1 \quad (19)$$

式中： $u_{g,t,b}$ 和 $u_{h,t,b}$ 为表示火电机组、水电机组开停机状态的 0-1 变量，开机时取 1，停机时为 0； $u_{q,t,b}^{\text{gene}}$ 和 $u_{q,t,b}^{\text{pump}}$ 为表示抽蓄机组处于发电或抽水状态的 0-1 变量，处于发电或抽水状态时，相应变量取值为 1，否则为 0。

2) 火(核)电机组约束。

火电机组出力需满足最小技术出力和装机容量限制，即式(20)—(23)。

$$p_{g,t,b} - pdr_{g,t,b} \geq p_{g,\min} u_{g,t,b} \quad (20)$$

$$p_{g,t,b} + pur_{g,t,b} \leq p_{g,\max} u_{g,t,b} \quad (21)$$

$$0 \leq pdr_{g,t,b} \leq p_{g,\max} u_{g,t,b} \quad (22)$$

$$0 \leq pur_{g,t,b} \leq p_{g,\max} u_{g,t,b} \quad (23)$$

式中： $p_{g,\min}$ 、 $p_{g,\max}$ 分别为机组的最小技术出力和装机容量； $pdr_{g,t,b}$ 、 $pur_{g,t,b}$ 分别为机组可提供的向下备用和向上备用，用于应对新能源出力突然增加或降低的情况。考虑机组爬坡能力限制时，可对式(22)、(23)修改，进一步约束机组备用容量的范围。

对于非启停调峰的核电、大型煤电机组，还需保证在同一时间段(如 1 周)不同负荷水平保持不变的开停机状态，即：

$$u_{g,t,1} = u_{g,t,2} = \cdots = u_{g,t,B} \quad (24)$$

3) 水电运行约束。

与火电类似，水电机组需满足最小技术出力和装机容量约束，如式(25)—(28)所示。

$$p_{h,t,b} - pdr_{h,t,b} \geq p_{h,\min} u_{h,t,b} \quad (25)$$

$$p_{h,t,b} + pur_{h,t,b} \leq p_{h,\max} u_{h,t,b} \quad (26)$$

$$0 \leq pdr_{h,t,b} \leq p_{h,\max} u_{h,t,b} \quad (27)$$

$$0 \leq pur_{h,t,b} \leq p_{h,\max} u_{h,t,b} \quad (28)$$

式中变量含义与火电类似，仅是下标类型差异。

除机组约束外，水电运行还需要满足电站水能约束。首先，水电站总出力应不低于强迫出力 $HP_{hs,t,\min}$ ，即式(29)。其次，总出力应不超过预想出力 $HP_{hs,t,\max}$ ，即式(30)。水电站在给定时段内发电量 $HE_{hs,t}$ 与发电功率的关系如式(33)所示。

$$\sum_{h \in hs} (p_{h,t,b} - pdr_{h,t,b}) \geq HP_{hs,t,\min} \quad (29)$$

$$\sum_{h \in hs} (p_{h,t,b} + pur_{h,t,b}) \leq HP_{hs,t,\max} \quad (30)$$

$$0 \leq pdr_{h,t,b} \leq p_{h,\max} u_{h,t,b} \quad (31)$$

$$0 \leq pur_{h,t,b} \leq p_{h,\max} u_{h,t,b} \quad (32)$$

$$HE_{hs,t} = \sum_{b=1}^B D_{t,b} \sum_{h \in hs} p_{h,t,b} \quad (33)$$

当时段长度取为 1 周、研究周期为 1 年时，年调节水电站的水量分配还需满足式(34)、(35)。

$$HE_{hs,t,\min} \leq HE_{hs,t} + HC_{hs,t} \leq HE_{hs,t,\max} \quad (34)$$

$$\sum_{t=1}^T (HE_{hs,t} + HC_{hs,t}) = HE_{hs} \quad (35)$$

式中： $HE_{hs,t,\min}$ 、 $HE_{hs,t,\max}$ 分别为水电站各周电量的上下限，主要取决于不同季节的来水； HE_{hs} 为水电站的年总电量。对于其他类型的调节电站或研究周期、时段设定发生改变时也可以参照此列写约束。

4) 抽蓄运行约束。

现有抽蓄机组多为恒速恒频机组，在抽水过程

中以额定功率运行,需满足如下运行约束:

$$p_{q,t,b}^{\text{gene}} - p_{dr,q,t,b} \geq p_{q,\min}^{\text{gene}} u_{q,t,b}^{\text{gene}} \quad (36)$$

$$p_{q,t,b}^{\text{gene}} + p_{ur,q,t,b} \leq p_{q,\max}^{\text{gene}} u_{q,t,b}^{\text{gene}} \quad (37)$$

$$0 \leq p_{dr,q,t,b} \leq p_{q,\max}^{\text{gene}} u_{q,t,b}^{\text{gene}} \quad (38)$$

$$0 \leq p_{ur,q,t,b} \leq p_{q,\max}^{\text{gene}} u_{q,t,b}^{\text{gene}} \quad (39)$$

$$p_{q,t,b}^{\text{pump}} - p_{q,\max}^{\text{pump}} u_{q,t,b}^{\text{pump}} = 0 \quad (40)$$

式中: $p_{q,t,b}^{\text{pump}}$ 为抽蓄机组的抽水功率; $p_{q,\min}^{\text{gene}}$ 、 $p_{q,\max}^{\text{gene}}$ 和 $p_{q,\max}^{\text{pump}}$ 分别为抽蓄机组最小发电功率、最大发电功率和额定抽水功率。

此外,抽水蓄能电站还需要满足抽水 and 发电能量平衡约束,即式(41)。

$$\sum_{b=1}^B \sum_{q \in ps} \left(\frac{p_{q,t,b}^{\text{gene}}}{\eta_q^{\text{gene}}} - p_{q,t,b}^{\text{pump}} \eta_q^{\text{pump}} \right) D_{t,b} = 0 \quad (41)$$

式中 η_q^{gene} 、 η_q^{pump} 分别为抽蓄机组的发电和抽水效率。

5) 新能源电力运行约束。

采用可变的可消纳区间处理新能源出力的随机性。如图4所示, $p_{r,t,b}$ 为系统处于时段 t 负荷段 b 时新能源计划出力, $[p_{r,t,b}^{\min}, p_{r,t,b}^{\max}]$ 为新能源可消纳区间,其中 $p_{r,t,b}$ 、 $p_{r,t,b}^{\min}$ 和 $p_{r,t,b}^{\max}$ 均为变量。

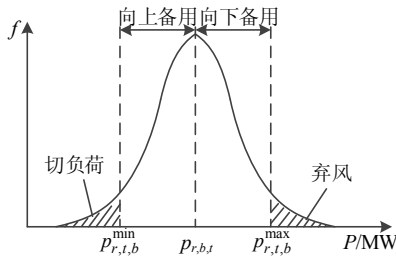


图4 新能源可消纳区间

Fig. 4 Dispatchable region of renewable power

新能源实际出力处于区间 $[p_{r,t,b}^{\min}, p_{r,t,b}^{\max}]$ 内时,功率不足部分需由常规机组提供向上备用补足;处于 $[p_{r,t,b}, p_{r,t,b}^{\max}]$ 时,常规机组需提供向下备用。新能源可消纳区间的大小受常规机组向上、向下调节能力的限制,即式(47)、(48);其位置(即 $p_{r,t,b}$)与系统功率平衡和运行方式相关,即式(45)。

当新能源出力低于 $p_{r,t,b}^{\min}$ 或高于 $p_{r,t,b}^{\max}$ 时,常规机组无法提供充足备用,此时会出现失负荷或新能源弃电,即图4中新能源出力低于 $p_{r,t,b}^{\min}$ 或超出 $p_{r,t,b}^{\max}$ 的部分,可采用积分方法计算其期望值。

采用多个出力场景 $\{p_{r,t,b}^s\}$ 及相应概率 $\{\pi_s\}$ 描述新能源出力的概率分布时,式中 s 为不同场景。新能源可提供的电量期望值为

$$RE_{t,b} = \sum_s \pi_s p_{r,t,b}^s D_{t,b} \quad (42)$$

失负荷量的期望值可以表示为

$$LC_{t,b} = \sum_s \pi_s \max(0, p_{r,t,b}^{\min} - p_{r,t,b}^s) D_{t,b} \quad (43)$$

相应地,新能源弃电量可以表述为

$$RC_{t,b} = \sum_s \pi_s \max(0, p_{r,t,b}^s - p_{r,t,b}^{\max}) D_{t,b} \quad (44)$$

考虑相应的惩罚费用系数,可将失负荷和新能源弃电费用计入目标函数,如式(1)所示。

从满足运行约束角度考虑,新能源可消纳区间越小、所需向上/向下备用容量越少,系统运行约束越容易被满足;从目标函数考虑,可消纳区间越大,失负荷和新能源弃电电量越小,相应惩罚项越小,目标函数值越低。生产模拟模型综合考虑上述技术性和经济性因素,通过模型的优化求解,最终确定新能源电力的可消纳区间。

2.4 系统运行约束

除针对各机组的约束外,系统运行还需满足电力电量平衡、备用充足等约束。当各个节点负荷特性有较大差异时,难以形成一致的持续负荷曲线,因此尚未考虑输电线路传输容量约束。

1) 电力平衡约束。

$$\sum_g p_{g,t,b} + \sum_h p_{h,t,b} + p_{r,t,b} + \sum_q (p_{q,t,b}^{\text{gene}} - p_{q,t,b}^{\text{pump}}) = L_{t,b} \quad (45)$$

式中 $L_{t,b}$ 为时段 t 负荷段 b 的负荷功率。

2) 电量平衡约束。

$$\sum_g p_{g,t,b} D_{t,b} + \sum_h p_{h,t,b} D_{t,b} + RE_{t,b} - RC_{t,b} + LC_{t,b} + \sum_q (p_{q,t,b}^{\text{gene}} - p_{q,t,b}^{\text{pump}}) D_{t,b} = L_{t,b} D_{t,b} \quad (46)$$

3) 备用约束。

如前所述,为保障新能源电力消纳,常规机组需要提供充足的向上、向下备用容量,即:

$$\sum_g p_{ur,g,t,b} + \sum_h p_{ur,h,t,b} + \sum_q p_{ur,q,t,b} \geq p_{r,t,b} - p_{r,t,b}^{\min} \quad (47)$$

$$\sum_g p_{dr,g,t,b} + \sum_h p_{dr,h,t,b} + \sum_q p_{dr,q,t,b} \geq p_{r,t,b}^{\max} - p_{r,t,b} \quad (48)$$

为应对机组故障、负荷波动等随机因素,系统应保证足够的开机容量,如式(49)所示。

$$\sum_g p_{g,\max} u_{g,t,b} + \sum_h p_{h,t,b} + p_{r,t,b}^\alpha + \sum_q (p_{q,t,b}^{\text{gene}} - p_{q,t,b}^{\text{pump}}) \geq L_{t,b} (1 + \rho) \quad (49)$$

式中 ρ 为开机备用系数。

考虑中长期电量交易时,可根据交易内容和形

式对目标函数和约束条件进行相应的修改。

火电发电成本曲线可用线性或分段线性曲线描述、逼近,上述模型属于混合整数线性规划(mixed integer linear programming, MILP)问题,可采用 CPLEX 等软件直接求解。

3 算例分析

以改编 IEEE-RTS1979^[20-21]为例开展算例分析,研究周期 1 年(52 周)。系统年最大负荷 2850MW,包含火电厂 7 座,机组 24 台,总容量 2305MW;核电站 1 座,机组 2 台,总容量 800MW;水电站 1 座,机组 6 台,总容量 300MW;抽水蓄能电站 1 座,机组 4 台,总容量 200MW,抽水效率和发电效率分别为 0.833 和 0.9;风电装机容量 800MW。机组每年检修 3~4 周,各电厂仅能同时检修 1 台机组。

火电包含燃煤、燃气和燃油机组,其成本和调峰特性见文献[20-21];核电机组最小出力为装机 60%;水电站年发电量为 1200GW·h;各季节电量特性和预想出力见表 1,电量可调节范围为初始电量的 0.8~1.2 倍^[20];风电出力选取我国西北某地的年统计数据,按容量比例折算得到算例中风电出力序列,年发电量约为 1637GW·h。采用第 1 节中方法负荷序列、风电序列进行处理,形成逐周的负荷和风电模型,如图 5 所示。图中不同负荷分段的新能源出力有所差异,但差别不大,调峰特性并不显著。

表 1 水电站的季节特性

Tab. 1 Seasonal characteristics of hydro station				
参数	春季	夏季	秋季	冬季
电量分配/%	35	35	10	20
预想出力/pu	1.0	1.0	0.9	0.9

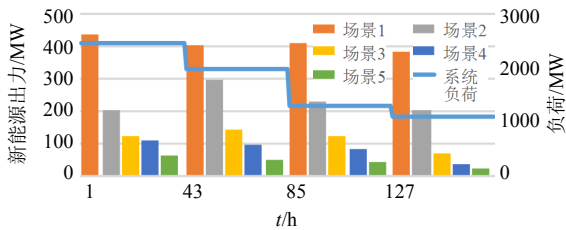


图 5 负荷与风电模型(以第 1 周为例)

Fig. 5 Model for load and wind power

IEEE-RTS 中单位火电发电成本约为 10~20\$/(MW·h),弃风和失负荷惩罚分别设为 5 和 1000\$/(MW·h)。

3.1 基础算例分析

按照上述计算条件求解模型可得系统主要生产指标、检修安排和水电电量分配情况,分别见表 2、图 6 和表 3。

表 2 系统年度运行指标

Tab. 2 Results for one year's operation	
参数	数值
年度总成本/(10 ⁸ \$)	1.3001
单位发电成本/\$(/MW·h))	9.26
单位火电发电成本/\$(/MW·h))	11.34
新能源弃电量/(GW·h)	87.44
失负荷电量/(GW·h)	0
新能源弃电率/%	5.34

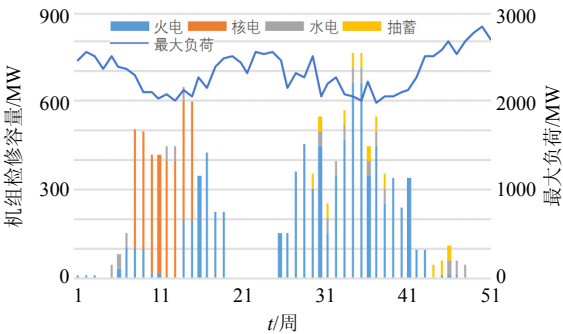


图 6 系统检修容量

Fig. 6 Weekly maintenance capacity

表 3 水电电量分配

Tab. 3 Seasonal Hydro Energy Allocation				
参数	春季	夏季	秋季	冬季
电量分配/%	35.5	28.8	12	23.7
水电电量/(GW·h)	437.7	471.6	353.6	374.3

由图 6 可见,机组检修主要安排在负荷较低时段进行;考虑检修后,系统等效负荷(负荷+检修容量)为 2863MW,并未显著增加;水电机组检修主要集中于水量较少、出力受限的季节。由于风电渗透率较高,受限于系统调峰消纳空间,部分周次会出现弃风。相比于表 1 中初始的水电电量分布,表 3 中水电电量由风电资源较为充足的夏季向风电较低的秋季、冬季转移,实现水电、风电的季节互补。

3.2 火电特性影响分析

调整火电机组的调峰深度,将机组的最小技术出力依次设置为其装机容量的 40%、35%、30%、25%,系统主要生产指标如表 4 所示。随着火电机组调峰深度的增加,系统的新能源消纳能力也得到提升,弃风比例持续降低,系统中长期运行成本减少。同时在本算例中由于调节性能的改善,火电机

表 4 不同火电调峰深度下年度指标对比

Tab. 4 Results comparison considering thermal units with different peak-shaving capacity

参数	调峰深度 60%	调峰深度 65%	调峰深度 70%	调峰深度 75%
总成本/(10 ⁸ \$)	1.3490	1.3221	1.2953	1.2718
单位发电成本/(\$/(MW·h))	9.61	9.42	9.23	9.06
单位火电成本/(\$/(MW·h))	11.61	11.49	11.35	11.20
新能源弃电量/(GW·h)	177.63	113.71	64.96	32.68
失负荷电量/(GW·h)	0	0	0	0
新能源弃电率/%	10.85	6.95	3.97	2.00

组的运行方式也得到改善,单位火电的发电成本也有所降低。

图 7 详细对比了火电调峰深度分别为 60%和 75%时,水电、抽蓄等灵活调峰电源的检修安排情况。相比于 75%的情形,调峰深度为 60%时,系统调峰能力不足,因此在检修安排中对水电、抽蓄机组集中检修的情形也有所避免。

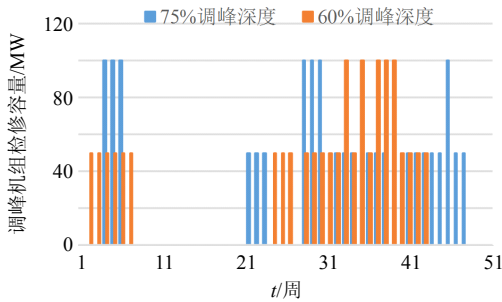


图 7 不同火电调峰深度下灵活调峰机组检修对比

Fig. 7 Maintenance schedule of flexible units with different thermal units

3.3 水电特性影响分析

为分析水电调节特性对中长期运行的影响,改变各周水电电量的调节范围,求解运行方案、计算系统运行指标。如表 5 所示,随着电量调节范围的扩大,水电跨周、跨季节的调节能力增强,系统的

表 5 不同水电电量调节能力下年度指标对比

Tab. 5 Results comparison with different hydro energy adjusting capacity

参数	水电电量 调节范围 [1.0,1.0]	水电电量 调节范围 [0.8,1.2]	水电电量 调节范围 [0.6,1.4]	水电电量 调节范围 [0.4,1.6]
总成本/(10 ⁸ \$)	1.3120	1.3001	1.2971	1.2919
单位发电成本/(\$/(MW·h))	9.35	9.26	9.24	9.21
单位火电成本/(\$/(MW·h))	11.35	11.34	11.32	11.28
新能源弃电量/(GW·h)	90.76	87.44	81.64	80.80
失负荷电量/(GW·h)	0	0	0	0
新能源弃电率/%	5.54	5.34	4.99	4.94

运行成本将进一步降低,发电效率相应有所提升。与之同时,水电和风电的互补能力也进一步增强,新能源弃电量和新能源弃电率也有所下降。当在中长期模拟中仅考虑机组检修安排而忽视水电电量分配及二者统筹(即表中第 1 列电量调节范围为 1.0 至 1.0,无法调节的情形)时,水电跨周期配合新能源电力电量特性的潜力无法发挥,系统运行成本和新能源弃电率都会有所上升,运行效率受到影响。

3.4 新能源特性影响分析

将基础算例中的风电出力特性记为情形 I,同时考虑以下 2 种情形:1)情形 II,非相关风电特性,即在新能源建模中不考虑新能源出力与负荷水平相关关系,每周各个负荷段采用相同的风电模型;2)情形 III,反调峰风电特性,在不改变每周风电电量的前提下,改变负荷水平与风电出力的关系,使风电呈现反调峰特性。

在上述 3 种情形下分别进行发电机组检修安排,得到系统中长期运行指标如表 6 所示。不考虑新能源出力与负荷相关性等时序特征时,运行成本和新能源消纳指标都与基础算例中的实际情况有一定差异。对比情形 I 和情形 III 可以发现,当风电呈现反调峰特性时,受调峰能力限制,系统的弃风量和弃风率都会有明显增加。

同时如图 8 所示,情形 I 和情形 III 中机组检

表 6 不同风电特性下年度指标对比

Tab. 6 Results comparison with different wind power characteristics

参数	情形 I	情形 II	情形 III
总成本/(10 ⁸ \$)	1.3001	1.3108	1.3443
单位发电成本/(\$/(MW·h))	9.26	9.34	9.51
单位火电成本/(\$/(MW·h))	11.34	11.42	11.53
新能源弃电量/(GW·h)	87.44	91.98	138.25
失负荷电量/(GW·h)	0	0	0
新能源弃电率/%	5.34	5.62	8.44

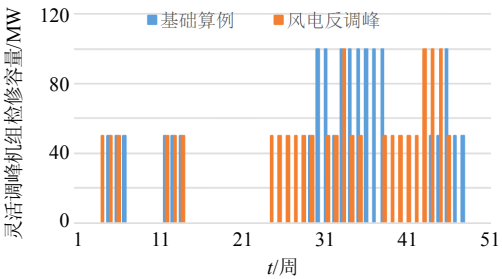


图 8 不同风电特性下灵活调峰机组检修对比

Fig. 8 Maintenance schedule of flexible units with different wind power characteristics

修方案也有所不同，当新能源出力反调峰特性较显著时，水电、抽蓄等灵活调峰电源检修安排得相对分散，从而为系统提供充足调峰容量、支撑新能源电力消纳。风电特性对中长期运行有显著影响。

可见，火电、水电以及新能源等不同能源类型的发电技术会从调峰(日特性)、季节特性及时序特性等多个方面对系统的检修安排和中长期运行产生影响，而本文所提模型和方法能在一定范围内正确地反映上述特性的影响，帮助制定科学的检修安排和中长期运行计划。

3.5 实际算例分析

以我国西北某省 2020 年规划方案为例开展分析。系统最大负荷 60.52GW，总电量 321TW·h；共有火电厂 51 座，火电机组 131 台，装机 60.42GW；水电场 7 座，水电机组 24 台，装机 1.85GW，总电量 1.72TW·h；抽水蓄能电站 3 座，机组 12 台，装机 2.6GW，抽水效率和发电效率分别为 0.833 和 0.9；风电装机 15GW；光伏装机 16GW。风电、光伏出力曲线来自该省历史统计数据，年可用电量分别为 30.4 和 18.5TW·h。火电按其单机容量取典型参数，标煤价格取 600 元/吨，弃电惩罚取 300 元/(MW·h)，失负荷惩罚取 50000 元/(MW·h)。

表 7 和图 9 分别给出该算例系统的全年生产模拟指标和各类型机组的检修安排结果，机组检修主要安排在负荷低谷周次进行，未显著增加系统等效

负荷。本文所提出模型和方法在实际的大系统中仍然有效。

4 结论

风电、光伏等间歇式清洁能源的大规模并网给电力系统运行带来巨大挑战。基于持续负荷曲线，本文提出考虑多能源发电特性的电力系统中长期生产模拟方法，在计及检修约束和发电机组运行约束的同时兼顾新能源电力、水电出力的调峰与季节特性，并采用 MILP 方法实现模型的高效求解。基于改编 IEEE-RTS 的算例分析表明，本文所提出的模型、方法正确有效，能充分反映新能源、水能特性的影响。相关模型和方法可用于电力系统中长期运行安排和运行模拟，为电力系统运行、规划提供支撑。

文中未考虑节点负荷特性的差异和输电线路传输容量约束，将在下一步工作中重点考虑。

参考文献

[1] 王锡凡. 电力系统优化规划[M]. 北京：水利电力出版社，1990.
Wang Xifan. Modern power system planning[M]. Beijing: China Electric Power Press, 1990(in Chinese).

[2] 王锡凡. 电力系统随机生产模拟的等效电量函数法[J]. 西安交通大学学报, 1984, 18(6): 13-26.
Wang Xifan. EEF approach to power system probabilistic modeling[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 1984, 18(6): 13-26(in Chinese).

[3] Wang X. Equivalent energy function approach to power system probabilistic modeling[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1988, 3(3): 823-829.

[4] 邹斌, 李冬. 基于有效容量分布的含风电场电力系统随机生产模拟[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(7): 23-31.
Zou Bin, Li Dong. Power system probabilistic production simulation with wind generation based on available capacity distribution[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(7): 23-31(in Chinese).

[5] 张节潭, 程浩忠, 胡泽春, 等. 含风电场的电力系统随机生产模拟[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(28): 34-39.
Zhang Jietan, Cheng Haozhong, Hu Zechun, et al. Power system probabilistic production simulation including wind farms[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(28): 34-39(in Chinese).

[6] 丁明, 林玉娟, 潘浩. 考虑负荷与新能源时序特性的随机生产模拟[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(23): 6305-6314.
Ding Ming, Lin Yujuan, Pan Hao. Probabilistic production simulation considering time sequence characteristics of load and new energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2016,

表 7 实际系统年度运行指标
Tab. 7 Results for 1 year operation of real case

参数	数值
年度总成本/(10 ¹⁰ 元)	4.3078
单位发电成本/(元/(MW·h))	133.8
单位火电发电成本/(元/(MW·h))	182.1
新能源弃电量/(GW·h)	79.6
失负荷电量/(GW·h)	0
新能源弃电率/%	0.26

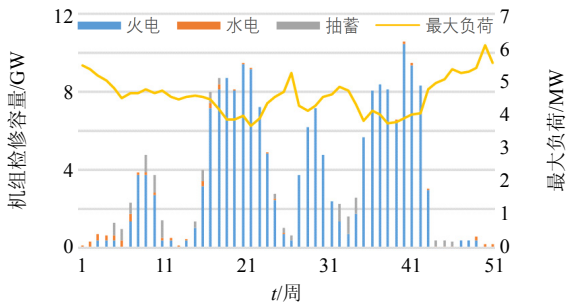


图 9 实际系统检修容量
Fig. 9 Weekly maintenance capacity of real case

- 36(23): 6305-6314(in Chinese).
- [7] 刘纯, 曹阳, 黄越辉, 等. 基于时序仿真的风电年度计划制定方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(11): 13-19. Liu Chun, Cao Yang, Huang Yuehui, et al. An annual wind power planning method based on time sequential simulations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(11): 13-19(in Chinese).
- [8] 曹阳, 黄越辉, 袁越, 等. 基于时序仿真的风光容量配比分层优化算法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(5): 1072-1078. Cao Yang, Huang Yuehui, Yuan Yue, et al. Stratified optimization algorithm for optimal proportion of wind and solar capacity based on time sequence simulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(5): 1072-1078(in Chinese).
- [9] 丁明, 楚明娟, 毕锐, 等. 基于序贯蒙特卡洛随机生产模拟的风电接纳能力评价方法及应用[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(9): 67-73. Ding Ming, Chu Mingjuan, Bi Rui, et al. Wind power accommodation capability evaluation based on sequential Monte Carlo probabilistic production simulation and its application[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(9): 67-73(in Chinese).
- [10] 李湃, 王伟胜, 刘纯, 等. 张北柔性直流电网工程新能源与抽蓄电站配置方案运行经济性评估[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(24): 7206-7214. Li Pai, Wang Weisheng, Liu Chun, et al. Economic assessment of Zhangbei VSC-based DC grid planning scheme with integration of renewable energy and pumped-hydro storage power station[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(24): 7206-7214(in Chinese).
- [11] 冯长有, 王锡凡. 电力市场下发电机组计划检修模型[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(5): 97-104. Feng Changyou, Wang Xifan. Review of generator maintenance scheduling in power market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(5): 97-104(in Chinese).
- [12] 鲁刚, 文福拴, 钟志勇, 等. 电力市场环境下的发电机组检修问题[J]. 电力系统及其自动化学报, 2008, 20(5): 1-9. Lu Gang, Wen Fushan, Chung C Y, et al. Unit maintenance scheduling in electricity market environment[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2008, 20(5): 1-9(in Chinese).
- [13] Wang Yang, Kirschen D S, Zhong Haiwang, et al. Coordination of generation maintenance scheduling in electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(6): 4565-4574.
- [14] Helseth A, Fodstad M, Mo B. Optimal hydropower maintenance scheduling in liberalized markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 6989-6998.
- [15] 张宏宇, 印永华, 申洪, 等. 考虑大规模风电调峰要求的系统机组检修计划[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(16): 25-30. Zhang Hongyu, Yin Yonghua, Shen Hong, et al. Generator maintenance scheduling of large-scale wind power integration considering peak shaving[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(16): 25-30(in Chinese).
- [16] 张节潭, 王茂春, 徐有蕊, 等. 采用最小累积风险度法的含风电场电力系统发电机组检修计划[J]. 电网技术, 2011, 35(5): 97-102. Zhang Jietan, Wang Maochun, Xu Yourui, et al. Generation unit maintenance scheduling based on minimum cumulative risk algorithm for power system containing wind farms[J]. Power System Technology, 2011, 35(5): 97-102(in Chinese).
- [17] 方陈, 夏清, 孙欣. 考虑大规模风电接入的发电机组检修计划[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(19): 20-24, 74. Fang Chen, Xia Qing, Sun Xin. Generation maintenance scheduling with significant wind power penetration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(19): 20-24, 74(in Chinese).
- [18] Ji Guoqiang, Wu Wenchuan, Zhang Boming. Robust generation maintenance scheduling considering wind power and forced outages[J]. IET Renewable Power Generation, 2016, 10(5): 634-641.
- [19] Xu Jian, Yi Xiankun, Sun Yuanzhang, et al. Stochastic optimal scheduling based on scenario analysis for wind farms[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(4): 1548-1559.
- [20] Probability Methods Subcommittee. IEEE reliability test system[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1979, PAS-98(6): 2047-2054.
- [21] Wang S J, Shahidehpour S M, Kirschen D S, et al. Short-term generation scheduling with transmission and environmental constraints using an augmented Lagrangian relaxation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 10(3): 1294-1301.



邵成成

在线出版日期: 2020-01-08。

收稿日期: 2019-05-16。

作者简介:

邵成成(1989), 男, 讲师, 研究方向为电力能源系统规划与运行;

王雅楠(1995), 女, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统运行与规划, shaocc@stu.xjtu.edu.cn;

冯陈佳(1995), 女, 硕士研究生, 研究方向为含可再生能源电力系统生产模拟;

王锡凡(1936), 男, 院士, 博士生导师, 研究方向为电力系统分析规划、电力市场与新型输电方式等;

王碧阳(1991), 女, 博士, 工程师, 研究方向为电力系统运行与规划等。

(责任编辑 李泽荣)

Mid/long-term Power System Production Simulation Considering Multi-energy Generation

SHAO Chengcheng¹, WANG Yanan¹, FENG Chenjia¹, WANG Xifan¹, WANG Biyang²

(Shaanxi Key Laboratory on Smart Grid (School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University);

2. Dispatching Center of State Grid Shaanxi Electric Power Company)

KEY WORDS: production simulation; multi-energy generation; load block curve; mid/long-term operation

The mid/long-term simulation, as an essential part of power system production simulation, plays an important role in managing the seasonal characteristics of clean energy power. With multiple generation techniques including renewable power considered, this paper develops a novel production simulation method to support the mid-/long-term multi-energy generation cooperation. In this method, the maintenance requirement and operating constraints for generators, primary energy including renewable and hydro energy, and the integration of stochastic renewable power are considered. The model is formulated as a mixed integer linear programming (MILP) problem and solved by commercial solvers efficiently.

The weekly load block curve is adopted for reducing computational burden. The probabilistic distributions of renewable power for every load block are determined correspondingly. In this way, the seasonal and part of the temporal characteristics of renewable power can be taken into account.

The objective function is to minimize the total operation cost of the grid, including the thermal fuel cost, renewable energy spillage cost, hydro loss punishment and load curtailment cost, as shown in (1).

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{b=1}^B [\lambda^H \sum_{hs} HC_{hs,t,b} + \lambda^R RC_{t,b} + \lambda^L LC_{t,b} + \sum_{ts} \sum_{g \in ts} f_g(p_{g,t,b}) D_{t,b}] \quad (1)$$

The constraints regarding unit maintenance are considered, including the times of maintenance, the maintenance duration, the consecutive requirement for maintenance, the minimum interval and the maintenance capacity of generation plants. With the introduction of some binary variables and proper reformulation, all of them are in the linear form.

In the operation part, the on-off state, the minimum and maximum power output and the upward and downward reserve constraints are considered for all of the conventional units. For hydro generation, the forced

power out, the available power output and the energy balance of the whole hydro stations are also taken into account. The unit state, power output and energy constraints of the pumped storage stations are considered.

Considering the stochastic nature, the operation constraints for renewable power are formulated according to Fig. 1. The expectation of load curtailment and renewable energy spillage can be calculated as:

$$LC_{t,b} = \sum_s \pi_s \max(0, p_{r,t,b}^{\min} - p_{r,t,b}^s) D_{t,b} \quad (2)$$

$$RC_{t,b} = \sum_s \pi_s \max(0, p_{r,t,b}^s - p_{r,t,b}^{\max}) D_{t,b} \quad (3)$$

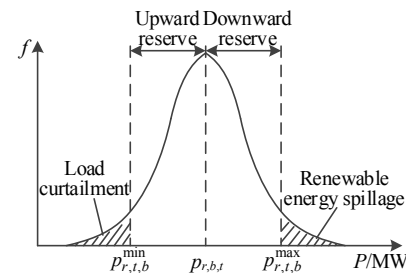


Fig. 1 Operating Constraints for Renewable Power

Based on it, the grid power and energy balance can be obtained. The resulted model is an MILP problem and can be solved efficiently.

The case studies are carried out on the modified IEEE-RTS79 and a real provincial case in northwest China. The influence of thermal flexibility, seasonal distribution of hydro energy and renewable power characteristics are discussed. The results have verified the validity and feasibility of the method. It is shown that the characteristics of multi-energy generation, including flexibility of thermal units, water regime of hydro generation, and seasonal as well as temporal feature of renewable power have great influence on the mid/long-term generation schedule. The proposed method provides an effective tool for power system planning with high-penetration of renewable power.