「配电网」

基于小波分解的主动配电网多时间尺度协调调度策略

文/国网山东省电力公司聊城供电公司　刘德才　吕春晖
西华大学电气与电子信息学院　刘增庆　何　浩　雷　震

提出一种有效消纳新能源并兼顾系统经济性的多时间尺度协调调度策略。为解决新能源发电入网的不确定性，应用小波分解将新能源出力分解到多个时间尺度上。针对长时间尺度的新能源出力特性，按经济调度原则制订日前调度计划。计及不同短时间尺度的调整成本制订日内的调度策略，对日前计划进行相应的调整，以克服新能源出力的不确定性。将所提的调度模型应用于某地区实际配电系统，在Matlab/Matpower软件中进行仿真分析，仿真结果验证了该方法的经济性及有效性。

由于传统化石能源逐渐枯竭，人们的目光逐渐转向新的发电资源，例如光伏、风能等，同时各国政府也制订相应的新能源应用政策，因此大量的新能源开始接入电网。与传统能源发电相比，新能源发电的日前预测不易准确，且具有较大的间歇性和随机性。随着新能源并网规模的逐渐扩大，这种不确定性会给系统的安全性和可靠性带来较大冲击，如何有效地处理这种不确定性已成为国内外研究的热点。

主动配电网的能量管理技术，是一种应对新能源不确定性的行之有效的方法，国内外均在对其进行大量的研究。目前，欧盟已在丹麦、西班牙等地深入展开主动配电网技术研究及示范工程建设，其核心理念是利用自动化、通信、信息和电力电子等新技术实现对大规模接入分布式电源的配电网进行主动管理。我国围绕2012年的863计划“主动配电网的间歇式能源消纳及优化技术研究与应用”开始展开主动配电网及其相关技术领域的深入研究。

通过制订不同的调度策略解决新能源发电的不确定性问题，是主动配电网进行能量管理的一种重要方法。

以某地区配电网为主要研究对象，针对目前的新能源接入情况，以及未来不同的新能源发电渗透率，以安全性、可靠性和经济性为目标，建立能够消纳间歇性新能源的多时间尺度协调调度模型，提供有功出力的调度策略。

新能源出力的小波分解

新能源的出力在短时间内具有较大的随机性，但就较长的时间来看，仍然会呈现一定的规律性，例如在同一个地区每年的同一季节，由于会具有相似的天气条件，其新能源的出力也会具有相似的特点。因此通过对历史新能源出力特性的研究来近似描述未来的出力特性。引入小波分解的方法，将新能源的出力分解到各个时间尺度上，研究新能源在多个时间尺度上的出力特性，以利于制订不同时间层次的调度计划。

1. 小波分解原理

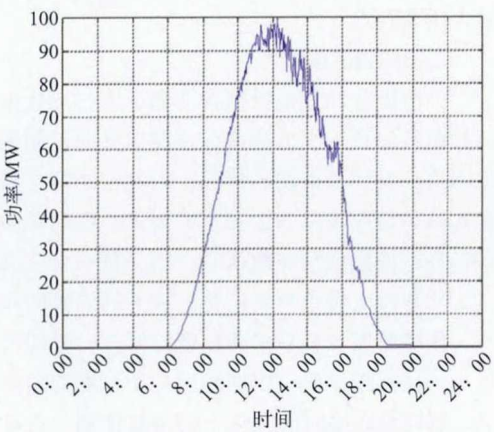
小波分解是在应用数学的基础上发展起来的时频分析工具，其基本原理是通过小波基的伸缩变换，研究信号各个尺度层次上的信息。分布

式新能源的出力既具有波动性，又具有特殊的周期性，可看作多个不同频率分量的叠加。因此，将光伏出力分解到不同尺度的频域段内，根据各频率分量的特点制订相应的调度计划。小波变换的时频窗口具有可调性，当尺度较大时，时频窗口的时域部分较宽、分析频率低，适合做概貌观察；当尺度较小时，窗口的时域部分较窄而分析频率高，适合做细节观察。

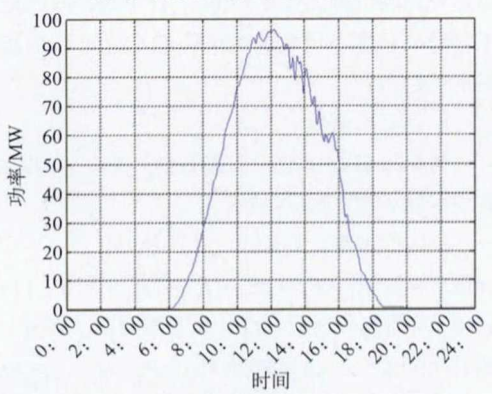
2. 光伏出力的小波分解曲线

研究配网上所接入的新能源主要是光伏电池，根据历史监控数据，分析其光伏出力。以该地区秋季某日为例，以1 Hz的频率进行采样，获得采样后的光伏出力曲线如图1a所示。通过db5小波分解得到其分解在各个时间尺度上的曲线如图1b、图1c所示。其中图1b为低频曲线，频率带宽为0.5～1 Hz；图1c为高频曲线，尺度1的频率带宽为0～0.5 Hz，尺度2为0～0.25 Hz，尺度3为0～0.125 Hz，尺度4为0～0.062 5 Hz，尺度5为0～0.031 25 Hz。

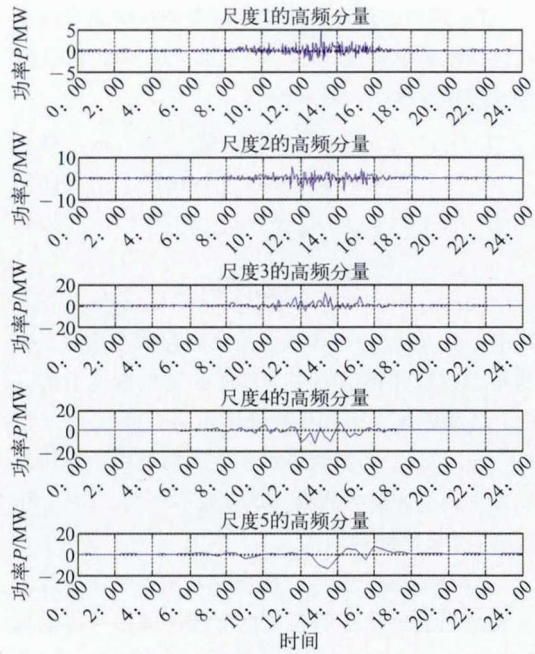
由图1可以看出，实际光伏出力曲线较复杂，难以根据其制订较为准确的调度策略，而通过小波分解后的低频曲线与实际出力变化趋势相似，



(a) 秋季典型日实际光伏出力曲线



(b) 低频曲线



(c) 高频曲线

图1 光伏出力曲线及其小波分解示意图

分解出的高频曲线则能体现光伏出力的随机性与波动性，有助于短期出力预测。在制订调度计划时，根据低频曲线制订日前调度计划，制订各发电单元的出力计划；在日内调度中，则根据高频曲线小幅度调整日前的出力计划，形成长短时间尺度的协调配合，有效消纳新能源。

多时间尺度协调调度模型

1. 日前调度模型

日前的调度计划以1 h为时段，一天24 h作为一个调度周期，以日前的发电和负荷预测为基础，可靠性和安全性为约束，最大化利用可再生能源和经济性为目的，建立较长时间尺度的一个完整调度周期内主动配电网全局优化有功调度模型。

(1) 目标函数

日前调度模型是在满足自身设备约束和系统约束的前提下以综合经济成本最小为目标函数，其中主要包括经济运行成本C_g^t、系统网络安全成本C_s^t、联络线交互成本C_i^t。

$$\min F_1 = \sum_{t=1}^{T}(C_g^t + C_s^t + C_i^t) \qquad (1)$$

式中，T为日前调度周期，取为24 h，日前调度以1 h为间隔（$t=1, 2, \cdots, T$），制订次日的调度计划。

www.eage.com.cn

1）配网经济运行成本。配电网经济运行成本C_g^t包括机组燃料成本C_f^t、机组维护成本C_{om}^t以及配电网线损成本C_w^t，表示为

$$C_g^t = C_f^t + C_{om}^t + C_w^t \tag{2}$$

$$C_f^t = [a + bP_g^t + c(P_g^t)^2] + \alpha_1 P_b^t \tag{3}$$

$$C_{om}^t = c_{om,g} P_g^t + c_{om,b} P_b^t \tag{4}$$

$$C_l^t = \alpha_2 \sum_{nl=1} \Delta P_{w,nl}^t \tag{5}$$

式中，a、b、c为燃煤机组发电能耗成本系数；α_1为考虑政府补贴后的生物质能的发电成本系数；P_g^t、P_b^t为燃煤机组和生物质能机组在t时刻的出力值；$c_{om,g}$、$c_{om,b}$为燃煤机组和生物质能机组单位维护成本；α_2为配电网线损单位成本系数；$\Delta P_{w,nl}^t$为t时刻第nl条线路的网损。

2）网络安全成本。配电网系统网络安全成本主要是当配电网络中各节点电压在调度时段偏离初始电压过大时，通过对其进行惩罚转化为反映安全性好坏的目标函数；主要体现配电网系统中电能质量的好坏，其偏差值越小，相应的稳定性越高，其表示为

$$C_s^t = \alpha_3 \sum_{i=1}^{N} \left| (V_e^t - V_i^t) / V_e^t \right| \tag{6}$$

式中，N为配电网系统节点数；i为节点编号（$i=1, 2, \cdots, N$）；V_e^t为节点i的电压初始额定值；α_3为电压偏离惩罚因子；V_i^t为t时刻节点i的电压值。

3）联络线交互成本。目标函数中将联络线交互成本处理为正比于联络线传输功率，定义如下

$$C_i^t = u^t c_s^t P_e^t - (1-u^t) c_b^t P_e^t \tag{7}$$

式中，u^t为配电网向大电网购、售电状态，为1时表示向大电网售电，为0时表示向大电网购电；c_b^t、c_s^t分别为t时段配电网向大电网购、售电的实时电价；P_e^t为t时刻联络线传输的有功功率。

（2）约束条件

配电网日前调度约束条件主要包括可控机组约束、配电网系统潮流约束。

1）可控机组约束。不等式约束包括机组出力约束、机组爬坡率约束，表示为

$$\begin{cases} \underline{P_b^t} \le P_b^t \le \overline{P_b^t} \\ \underline{P_g^t} \le P_g^t \le \overline{P_g^t} \end{cases} \tag{8}$$

式中，$\overline{P_b^t}$、$\underline{P_b^t}$分别为生物质能机组在t时刻出力的上下限；$\overline{P_g^t}$、$\underline{P_g^t}$分别为燃煤机组在t时刻出力的上下限。

$$\begin{cases} -r_{d,b}\Delta t \le P_b^t - P_b^{t-1} \le r_{u,b}\Delta t \\ -r_{d,g}\Delta t \le P_g^t - P_g^{t-1} \le r_{u,g}\Delta t \end{cases} \tag{9}$$

式中，$r_{u,b}$、$r_{d,b}$分别为生物质能机组的向上和向下爬坡率；$r_{u,g}$、$r_{d,g}$分别为燃煤机组向上和向下爬坡率。

2）配电网系统潮流约束。配电网系统约束主要包括线路容量约束、与大电网之间的联络线交换功率约束以及配电网系统潮流平衡约束。

含分布式电源的配电网系统潮流平衡约束为日前调度每一个时间断面都要保证功率的实时平衡，表示为

$$\sum_v P_v^t + P_b^t + P_g^t + P_i^t + \sum_{nl=1} P_{w,nl}^t = P_m^t \tag{10}$$

式中，P_v^t为光伏电站v在t时刻的日前预测出力值，其中（$v=1, 2, \cdots, n$）分别表示n个光伏电站；P_m^t为t时段日前预测负荷需求量。

不等式约束包括线路容量约束、与大电网之间的联络线交换功率约束，表示如下

$$\underline{P_i} \le P_i^t \le \overline{P_i} \tag{11}$$

$$0 \le P_{line,J}^t \le \overline{P_{line,J}} \tag{12}$$

式中，$\overline{P_i}$、$\underline{P_i}$分别为联络线传输功率上、下限；$P_{line,J}^t$为线路j在t时刻的传输功率；$\overline{P_{line,J}}$为线路j的最大传输限值。

2. 日内调度模型

日前调度计划是根据新能源出力预测数据的低频曲线制订，而低频曲线不能完整表示新能源出力的小时间尺度波动情况，所制定的调度策略在实时运行中难以满足安全性要求，因此在实时运行时，应根据预测数据的高频分量在日前调度出力的基础上做小幅度调整。在不同的时间尺度上，预测精度也具有不同程度的偏差，时间尺度越小，预测越准确，根据不同时间尺度的预测情况，制订日内多时间尺度上的调整计划。将日内调度分为两个时间尺度5 min、15 min，以比较在不同时间尺度下调度的经济性能及对可再生能源的消纳能力。

（1）目标函数

为保证日内调度不偏离日前计划，以出力调整成本最小建立目标函数。

日内的调整计划如式（13）所示。

$$\min F_2 = \lambda(|P_{g1}^{t^*} - P_g^t| + |P_{b1}^{t^*} - P_b^t| + |P_{e1}^{t^*} - P_e^t|) \tag{13}$$

式中，λ为相应时段t^*的出力调整系数，其中，t^*为15 min或5 min的调度时段；$P_{g1}^{t^*}$、$P_{b1}^{t^*}$、$P_{e1}^{t^*}$分别为相应时段燃煤机组出力、生物质能机组出力以

及与电网交换功率。

（2）约束条件

日内调度也需满足日前调度策略中所述各约束如式（8）～式（12）所示，只需改变其时间尺度即可。此外，由于不同时间尺度的影响，约束条件中还应包含以下约束。

1）可控单元出力约束。日内调度可控单元出力受不同时间尺度t^*机组爬坡率、t^*时刻备用容量等影响，出力上、下限为

$$\begin{cases}\overline{P_g^t}=\min\left(P_{g^*}^{t-t^*}+r_{u,g}\Delta t,P_{g^*}^t+R_g^{t+},\overline{P_g}\right)\\ \underline{P_g^t}=\max\left(P_{g^*}^{t-t^*}-r_{d,g}\Delta t,P_{g^*}^t-R_g^{t-},\underline{P_g}\right)\end{cases}\tag{14}$$

$$\begin{cases}\overline{P_b^t}=\min\left(P_{b^*}^{t-t^*}+r_{u,b}\Delta t,P_{b^*}^t+R_b^{t+},\overline{P_b}\right)\\ \underline{P_b^t}=\max\left(P_{b^*}^{t-t^*}-r_{d,b}\Delta t,P_{b^*}^t-R_b^{t-},\underline{P_b}\right)\end{cases}\tag{15}$$

式中，$P_{g^*}^{t-t^*}$、$P_{b^*}^{t-t^*}$分别为燃煤机组、生物质能机组在$t-t^*$时刻的出力值；R_g^{t+}、R_b^{t+}分别为燃煤机组、生物质能机组在t^*时刻的正旋转备用；R_g^{t-}、R_b^{t-}分别为燃煤机组、生物质能机组在t时刻的负旋转备用。

2）爬坡率约束。对于不同时间尺度，相应的燃煤机组、生物质能机组的爬坡率不同，t^*时段内可控单元爬坡率约束表示为

$$\begin{cases}-r_{d,g}\Delta t\leqslant P_{g^*}^t-P_{g^*}^{t-t^*}\leqslant r_{u,g}\Delta t\\ -r_{d,b}\Delta t\leqslant P_{b^*}^t-P_{b^*}^{t-t^*}\leqslant r_{u,b}\Delta t\end{cases}\tag{16}$$

仿真分析

以某地区实际网络数据、历史光伏数据以及该地区的历史负荷数据为基础，应用所提多时间尺度协调调度模型在Matlab\Matpower软件中进行仿真分析。

1. 系统参数

该地区四个季节某典型日光伏及负荷预测曲线如图2所示，分布式电源参数如表1所示，分时电价如图3所示。该地区的网络拓扑如图4所示，节点支路数据如表2所示。

表1　分布式电源参数

类型	功率/kW		管理费用/[元/(kW·h)]	爬坡率/(kW/h)
	下限	上限		
PV	0	100	0.082 5	–
燃煤	12	25	0.038 5	5
生物质能	11	30	0.027 5	10

由图2可知，在春季和冬季负荷值较高，夏季与秋季负荷预测值则相对较低；而光伏发电量则

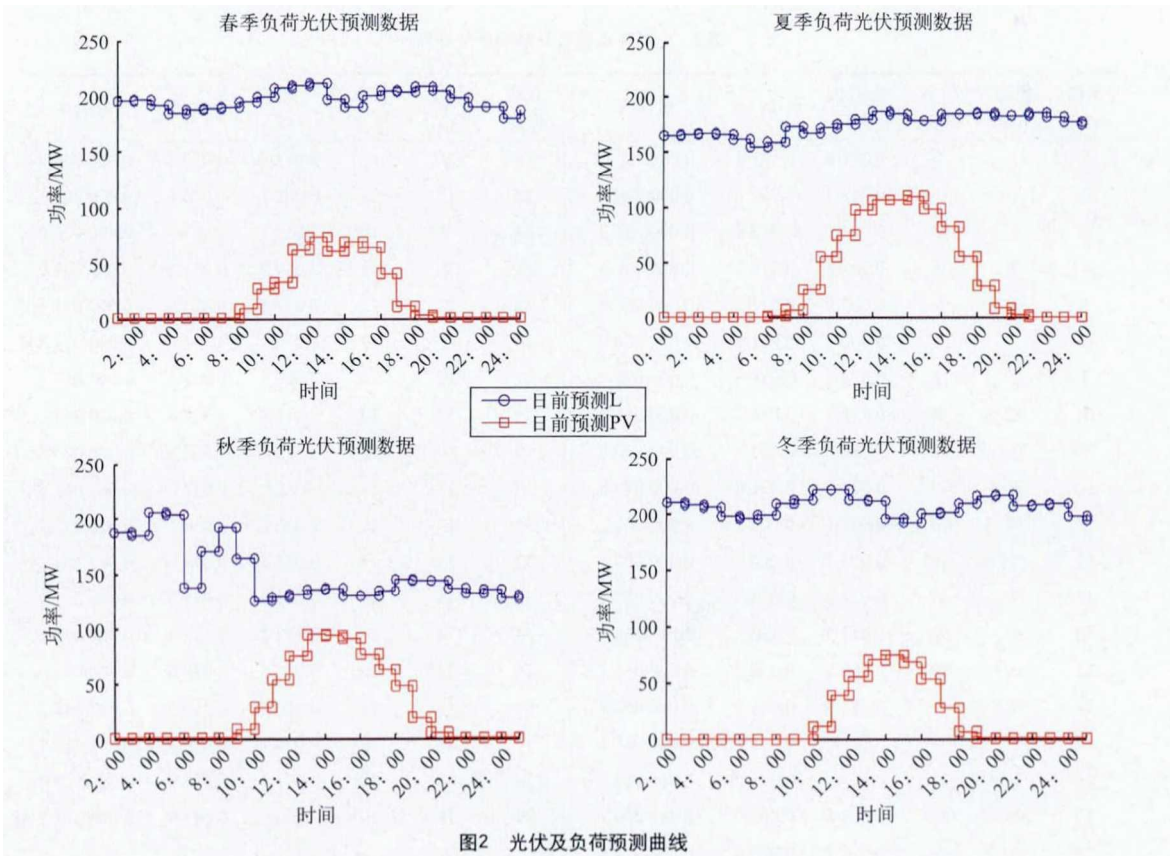


图2　光伏及负荷预测曲线

www.eage.com.cn

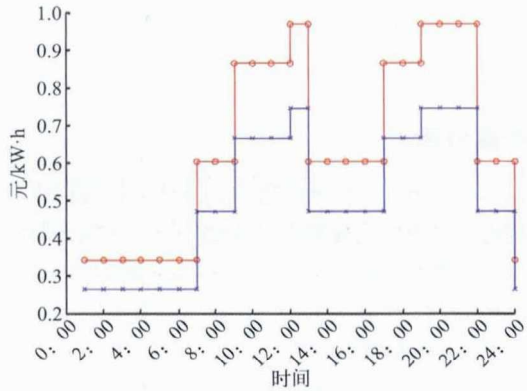


图3 分时电价

恰好相反，在春冬季发电量较低，夏秋季发电量较高。

2. 仿真结果及分析

（1）日前调度结果及分析

为比较不同光伏渗透率下系统的经济性及可靠性等指标，选取4个季节的典型日进行调度优化。各季节日前调度成本如表3所示。

比较表3各季节的调度成本发现，春季与冬季

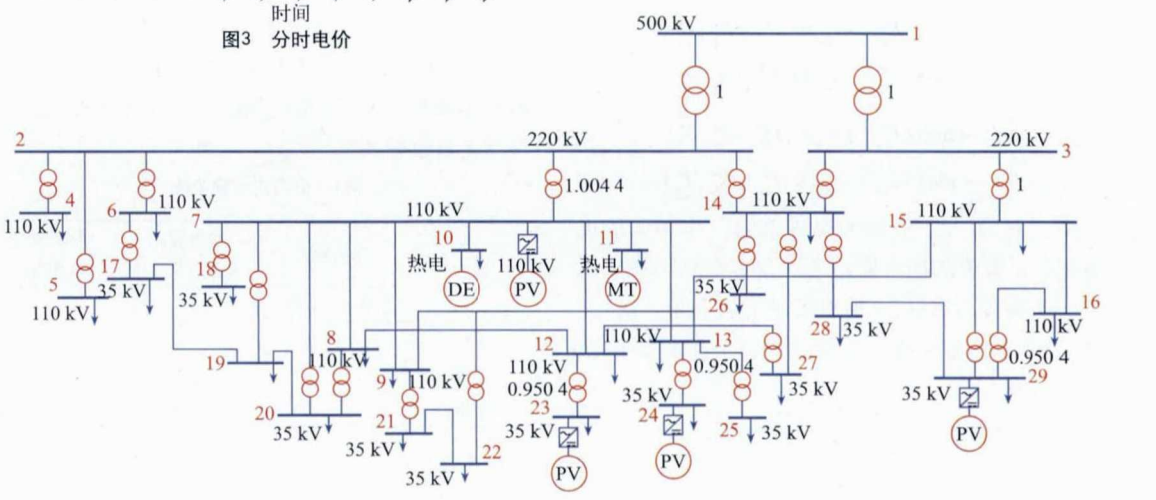


图4 网络拓扑图

表2 支路节点编号及线路相关参数

支路编号	起始节点	结束节点	电阻值/Ω	电抗/Ω	电纳/S	支路编号	起始节点	结束节点	电阻值/Ω	电抗/Ω	电纳/S
1	1	2	0.027 6	0.145 4	0.000 193 6	21	9	15	0.011 2	0.035 3	0.000 049 5
2	1	3	0.012 7	0.100 3	0.000 249 4	22	15	22	0.002 1	0.004 6	0.000 060 6
3	2	4	0.004 1	0.012 9	0.000 036 3	23	7	10	0.019 7	0.053 6	0.000 000 0
4	2	5	0.003 2	0.012 1	0.000 006 8	24	7	11	0.019 7	0.053 6	0.000 000 0
5	2	6	0.003 9	0.012 5	0.000 006 8	25	21	22	0.021 5	0.025 9	0.000 037 1
6	2	7	0.000 7	0.061 1	0.000 000 0	26	7	12	0.034 1	0.054 6	0.000 074 8
7	2	14	0.024 3	0.058 6	0.000 078 4	27	12	23	0.006 3	0.011 6	0.000 013 3
8	3	14	0.015 3	0.056 3	0.000 081 0	28	12	27	0.011 3	0.025 3	0.000 040 4
9	3	15	0.001	0.083 4	0.000 000 0	29	7	13	0.019 7	0.053 6	0.000 074 8
10	6	17	0.029 2	0.031 8	0.000 074 8	30	13	24	0.022	0.040 6	0.000 046 6
11	17	19	0.001 1	0.002 5	0.000 004 1	31	13	25	0.026 8	0.034 5	0.000 053 7
12	7	18	0.003 2	0.004 7	0.000 007 1	32	13	15	0.024 5	0.073 6	0.000 104 2
13	7	19	0.024 6	0.054 9	0.000 007 1	33	14	26	0.021 5	0.021 5	0.000 081 0
14	7	20	0.017 9	0.04	0.000 063 8	34	14	27	0.028 2	0.031 4	0.000 053 7
15	19	20	0.006 6	0.014 9	0.000 053 7	35	14	28	0.016 5	0.030 3	0.000 046 6
16	7	8	0.011 5	0.024 2	0.000 052 9	36	15	16	0.004 5	0.014 5	0.000 040 7
17	7	9	0.019	0.045 8	0.000 061 2	37	28	29	0.024 2	0.036 1	0.000 053 7
18	9	21	0.014 2	0.021 1	0.000 053 7	38	15	29	0.002 1	0.004 6	0.000 013 3
19	8	12	0.004 6	0.006 9	0.000 009 3	39	16	29	0.006	0.008 9	0.000 013 3
20	8	20	0.038 7	0.035 4	0.000 074 8						

表3 各季节典型日日前调度成本

（单位：万元）

季节	总成本	经济成本			网络安全成本
		燃料成本	交互成本	网损补偿成本	
春季	189.82	54.12	108.06	27.38	0.26
夏季	175.79	52.15	98.76	24.65	0.23
秋季	179.03	42.02	102.31	34.25	0.25
冬季	186.08	54.12	108.36	23.37	0.23

的日前调度总成本较为接近，夏季与秋季的总成本较为接近，且春冬季的调度总成本明显高于夏秋季；由图2可知负荷在春冬季高于夏秋季，这种现象出现的原因应是在夏秋季光伏发电的渗透率较高时，向大电网买电量减少，因此减少了成本。

优化后各可调度单元出力曲线如图5所示。图5中，联络线交互功率为正表示向大电网购电，为负表示向大电网售电。

由图5可知，生物质能机组及燃煤机组一年四季出力较稳定，而配网与大电网的交换功率则随着季节的不同呈现出不同的特性。以四个季节的典型日为例：在春季和冬季，24 h均向大电网购电，交换功率保持在较高水平，在12时，交换功率达到极小值时依然为正值，之后交换功率呈现上升趋势；在夏季和秋季，交换功率仍在12时左右达到极小值，此时交换功率为负，表示此时向大电网售电，其余时段交换功率基本为正，即向电网购电。

由表1和图5可知，生物质能机组与燃煤机组装机容量较小，其发电量不能满足负荷需求，因此光伏及大电网将作为负荷重要的能量来源。光伏为不可控资源，按照节能发电调度准则，其发电量应被优先使用，此时若电量仍不足再向电网购买，有剩余则向电网售电。比较图2与图5，在春季和冬季的0时到8时，光伏几乎不发电，只能向电网购电。在12时，光伏发电达到高峰，联络线交互功率购电量有明显的降低，但由于光伏发电量较小，光伏发电量不足以支撑负荷，因此仍需向电网购电，之后随着光伏发电逐渐减少，购电量呈现上升趋势；而在夏季光伏发电高峰时刻，尽管负荷需求量较大，但光伏的发电量足以满足负荷需要，仍有少量多余的电量通过向大电网卖电的形式赚取利润；对于秋季，在光伏出力高峰时刻，由于负荷需求量较小，仍有充足的电量剩余，此时向大电网卖电量较高。

优化调度后各季节线损率如图6所示，在4个季节中网损较高的支路基本为7、23、24、29号支路，结合图4及图5可知，上述支路的关联结点

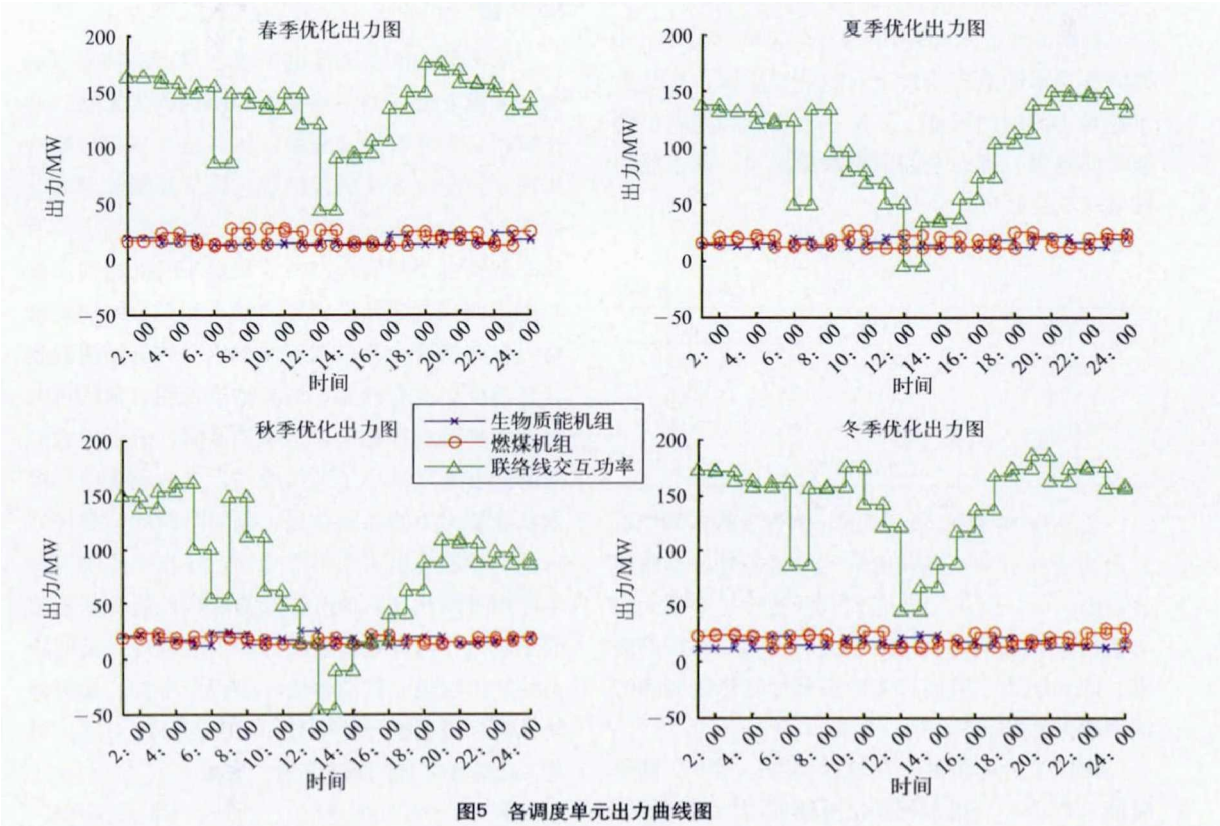


图5 各调度单元出力曲线图

www.eage.com.cn

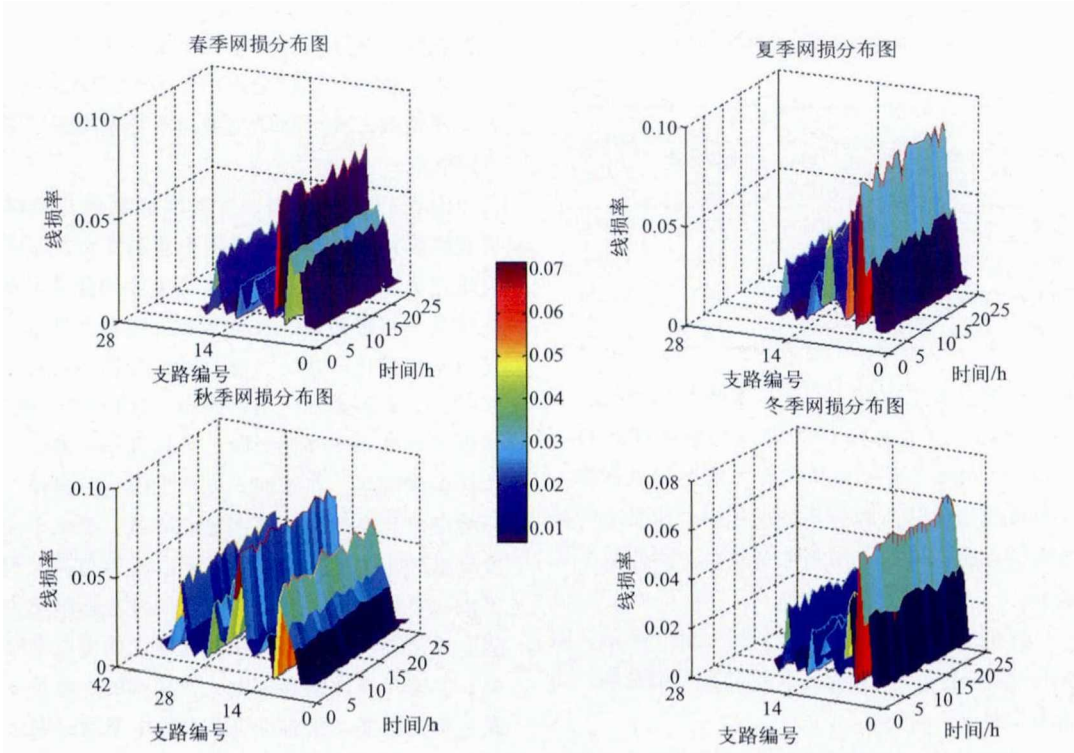


图6 各季节线损率

为大电网或接有光伏等电源的节点，因此在运行过程中从上述线路流过的功率较高，造成线损较高。但各支路线损率均保持在8%以内，符合配网经济准则要求。

（2）日内调度结果及分析

日内调度成本如表4所示。由表4可知，5 min的调整成本明显高于15 min的调整成本，这是由于在更小的时间尺度上，每一个调度周期内，调整时间越短，那么总的调整次数越多，则相应的调整成本会更高。

表4 日内调度成本

（单位：万元）

季节	15 min	5 min
春季	5.818 7	11.318 5
夏季	6.123 8	15.164 9
秋季	4.986 1	9.235 4
冬季	2.632 4	5.171 6

通过日内的15 min、5 min调整后的各调度单元出力曲线可知，各调度单元出力趋势基本跟随日前出力值，但在5 min的时间尺度上，各单元出力值可以更加精确地跟随光伏的出力和负荷的需求，这表明更小时间尺度的调整计划对新能源的消纳能力更强。

由以上分析可见，在日内调整计划中，调整时间尺度越小，成本越高，对新能源的消纳能力越强；反之，则成本较低，消纳能力相对较弱；因此在实际调度过程中应进行综合考虑，合理选择调整的时间尺度。

结束语

基于某地区实际配电系统，提出一种可以解决新能源发电入网不确定性的协调调度策略，并在Matlab中进行仿真分析，仿真结果表明该策略实现了该配电系统的经济优化调度及新能源的有效消纳。采用小波分解的方法，将新能源出力曲线分解到多个时间尺度上，根据不同的时间尺度的出力曲线制定相应的日前日内相配合的调度策略。日前调度中，根据新能源出力的低频曲线制订日前机组组合计划，仿真结果表明日前的机组组合计划可以在光伏渗透率较高时，降低向大电网的购电量，减小了运行成本；日内调度中，根据新能源出力的高频曲线，以短时间的调整计划来消纳新能源出力的不确定性，仿真中比较两种不同短时间尺度的调整计划的经济性能和新能源消纳能力，仿真结果表明时间尺度越短，新能源消纳能力越强，但调整成本会相应增加。如何处理这种日内调整计划中时间尺度选择的矛盾，将是后续需要开展的研究工作。EA

（收稿日期：2017.09.14） （编辑：刘群益）