

## ВЛИЯНИЕ МЕТЕОФАКТОРОВ НА РЕЖИМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Макоклюев Б.И.<sup>1</sup>, Антонов А.В. Полижаров А.С.,  
Тупицин И.В.<sup>2</sup>, Гилева С.С.

Существенное влияние на потребление электроэнергии оказывают метеорологические факторы - температура наружного воздуха, освещенность, влажность, скорость ветра. Они во многом определяют сезонные колебания, а также нерегулярные колебания графиков потребления. Наиболее значительное влияние на потребление оказывает температура и освещенность. Влияние температуры определяется расходом электроэнергии на определенные производственные процессы, отопление зданий, вентиляцию, охлаждение в холодильниках, кондиционерах. Для энергосистем (ЭС), где осветительная нагрузка составляет значительную часть, вариации естественной освещенности оказывают влияние на потребление, особенно на формирование утреннего и вечернего максимумов [1,2]. На рис.1 представлены изменения среднесуточного потребления и температуры в разрезе года. Отчетливо наблюдается соответствие локальных изменений температуры и потребления.

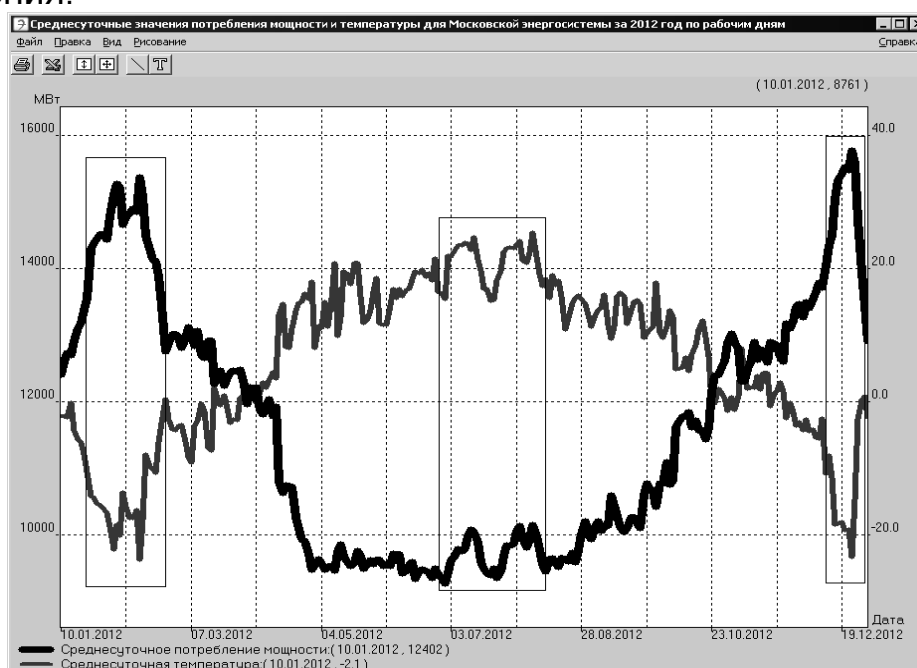


Рис. 1. Среднесуточные значения потребления мощности и температуры для Московской энергосистемы за 2012 год по рабочим дням.

<sup>1</sup> ООО «Энергостат», Москва, Россия, info@energostat.ru

<sup>2</sup> ОАО «СО ЕЭС», Москва, Россия, secr@so-ups.ru

Учет влияния метеофакторов весьма важен при формировании краткосрочных прогнозов потребления определенных технологических зон ЕЭС России, контролируемых филиалами СО ЕЭС. В табл. 1, 2 и на рис. 2 и 3 приведены данные точности прогнозов для 1 синхронной зоны ЕЭС (без Сибири) и Московской энергосистемы. В таблицах и рисунках:

- MPE – математическое ожидание относительной ошибки прогноза;
- MAPE - средний модуль ошибки прогноза;
- RMSE – среднеквадратическая ошибка прогноза.

Отчетливо видно, что учет температуры и облачности позволяет существенно улучшать точность расчетов, особенно для энергосистем со значительной долей коммунально-бытовой нагрузки, таких как Мосэнерго, где учет метеоданных позволяет улучшать точность почти на 2%. Необходимость учета метеоданных увеличивается по мере увеличения времени упреждения расчетов, что объясняется увеличением отклонений температуры прогнозных суток от опорных по мере увеличения упреждения. (рис.2 и 3).

Табл. 1. Точность прогноза, в %, для 1СЗ ЕЭС России (без ОЭС Сибири) за 01.01.2013 - 31.03.2014.

Упреждение, в сутках	С учетом температуры			Без учета температуры			Разность ср. кв. ошибок
	MPE Дср.	MAPE  D ср.	RMSE Ср.кв. ошибка	MPE Дср.	MAPE  D ср.	RMSE Ср.кв. ошибка	
1	-0,03	0,62	0,92	-0,04	0,64	0,94	0,02
2	-0,04	0,77	1,11	-0,05	0,89	1,27	0,16
3	-0,06	0,87	1,23	-0,07	1,13	1,55	0,32
4	-0,08	0,94	1,28	-0,09	1,33	1,79	0,51
5	-0,10	0,98	1,33	-0,10	1,50	2,00	0,67
6	-0,12	1,00	1,35	-0,11	1,65	2,17	0,82
7	-0,14	1,03	1,39	-0,12	1,78	2,35	0,96
8	-0,16	1,08	1,43	-0,13	1,89	2,51	1,08
9	-0,17	1,12	1,48	-0,13	1,98	2,67	1,19
10	-0,17	1,15	1,53	-0,14	2,06	2,82	1,29
11	-0,17	1,18	1,60	-0,16	2,15	2,94	1,34
12	-0,17	1,21	1,62	-0,18	2,24	3,06	1,44
13	-0,17	1,22	1,64	-0,19	2,32	3,19	1,55
14	-0,16	1,25	1,69	-0,20	2,41	3,34	1,65
В целом	<b>-0,12</b>	<b>1,03</b>	<b>1,42</b>	<b>-0,12</b>	<b>1,71</b>	<b>2,44</b>	<b>1,02</b>

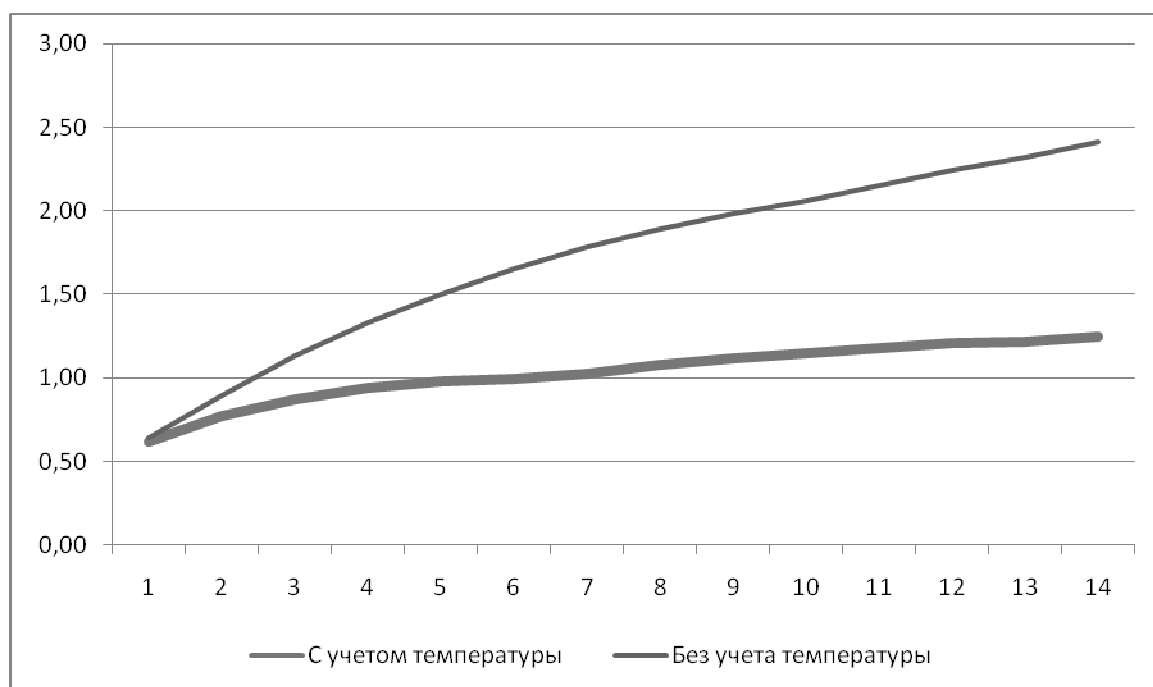


Рис. 2. Точность прогноза, в %, с учетом и без учета температуры в зависимости от упреждения прогнозирования в сутках для 1СЗ ЕЭС России (без ОЭС Сибири).

Табл. 2. Точность прогноза, в %, для Московской энергосистемы за 01.01.2013 - 31.03.2014.

Упрежде- ние, в сутках	С учетом температуры и облачности			С учетом температуры без учета облачности			Без учета температуры и облачности		
	MPE Дср.	MAPE  D ср.	RMSE Ср.кв. ошибка	MPE Дср.	MAPE  D ср.	RMSE Ср.кв. ошибка	MPE Дср.	MAPE  D ср.	RMSE Ср.кв. ошибка
1	-0,10	1,23	1,76	-0,10	1,28	1,83	-0,11	1,69	2,35
2	-0,13	1,47	2,06	-0,13	1,54	2,16	-0,13	2,31	3,13
3	-0,16	1,59	2,19	-0,16	1,67	2,31	-0,15	2,72	3,64
4	-0,19	1,65	2,27	-0,19	1,75	2,39	-0,16	3,01	4,03
5	-0,22	1,72	2,36	-0,22	1,83	2,49	-0,16	3,25	4,36
6	-0,25	1,82	2,48	-0,25	1,92	2,61	-0,17	3,46	4,64
7	-0,27	1,92	2,61	-0,27	2,03	2,74	-0,17	3,66	4,90
8	-0,30	2,02	2,73	-0,29	2,13	2,86	-0,19	3,85	5,14
9	-0,31	2,13	2,83	-0,30	2,23	2,96	-0,21	4,04	5,36
10	-0,34	2,22	2,91	-0,32	2,30	3,03	-0,24	4,20	5,57
11	-0,35	2,31	2,99	-0,35	2,38	3,09	-0,26	4,37	5,77
12	-0,37	2,39	3,08	-0,37	2,46	3,17	-0,28	4,53	5,98
13	-0,40	2,47	3,19	-0,39	2,54	3,27	-0,28	4,68	6,17
14	-0,42	2,56	3,29	-0,41	2,63	3,37	-0,28	4,84	6,36
В целом	<b>-0,27</b>	<b>1,96</b>	<b>2,66</b>	<b>-0,27</b>	<b>2,05</b>	<b>2,77</b>	<b>-0,20</b>	<b>3,62</b>	<b>4,95</b>

Также учет влияния температуры необходим при расчете потребления для формирования долгосрочных и перспективных балансов электроэнергии и мощности операционных и технологических зон ЕЭС. Точность расчетов потребления в этом случае в значительной мере определяет балансовую надежность энергосистем. Коэффициенты влияния температуры также применяются для оценки приростов потребления за различные годы и формирования статистической и отчетной документации.

Ранее коэффициент влияния температуры, используемый в практике расчетов, был достаточно стабильным и колебался в диапазоне 0,5 – 0,8 % на 1 градус Цельсия.[1,2].

В последние 15-20 лет общее изменение структуры потребления - снижение доли промышленной и увеличение коммунально-бытовой и осветительной нагрузки и, как следствие, увеличение влияния метеофакторов на потребление, делают необходимым более точный и полный учет влияния метеорологических факторов при планировании и управлении режимами ЭС.

Также существенно изменился характер влияния температуры на потребление в летний период. В некоторых южных энергосистемах характер сезонных колебаний потребления имеет свои особенности. Так, потребление Кубаньэнерго имеет существенный локальный летний максимум, связанный с увеличением рекреационной (курортной) нагрузки в районах Сочи, Геленджика и Анапы (рис. 3). Локальные максимумы в летний период наблюдаются также в Волгоградэнерго, Астраханьэнерго, а также в ОЭС Юга в целом. Повышение летней нагрузки в южных ЭС связано с дополнительной нагрузкой от приборов кондиционирования и поливным земледелием.

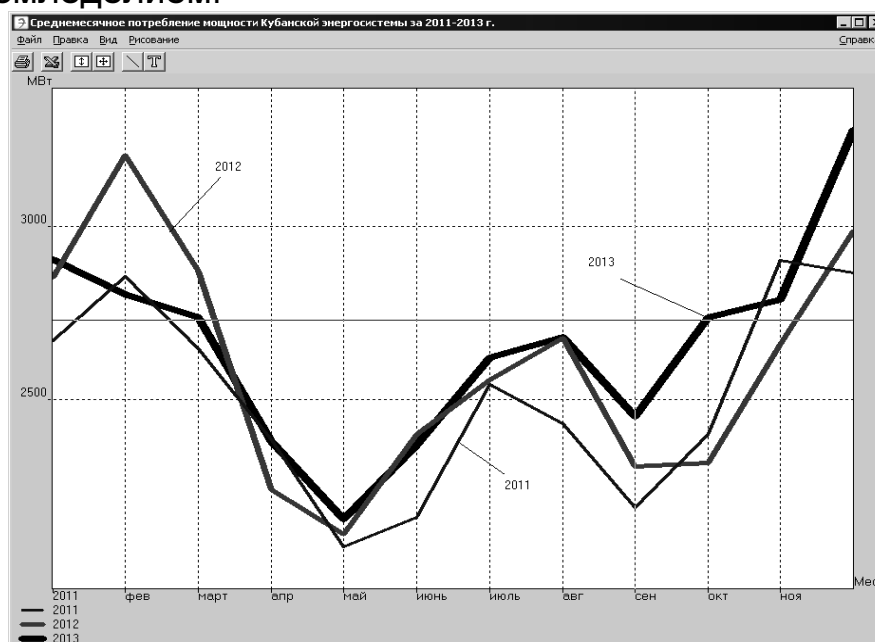


Рис. 3. Среднемесячное потребление мощности Кубанской энергосистемы за 2011-2013 г.

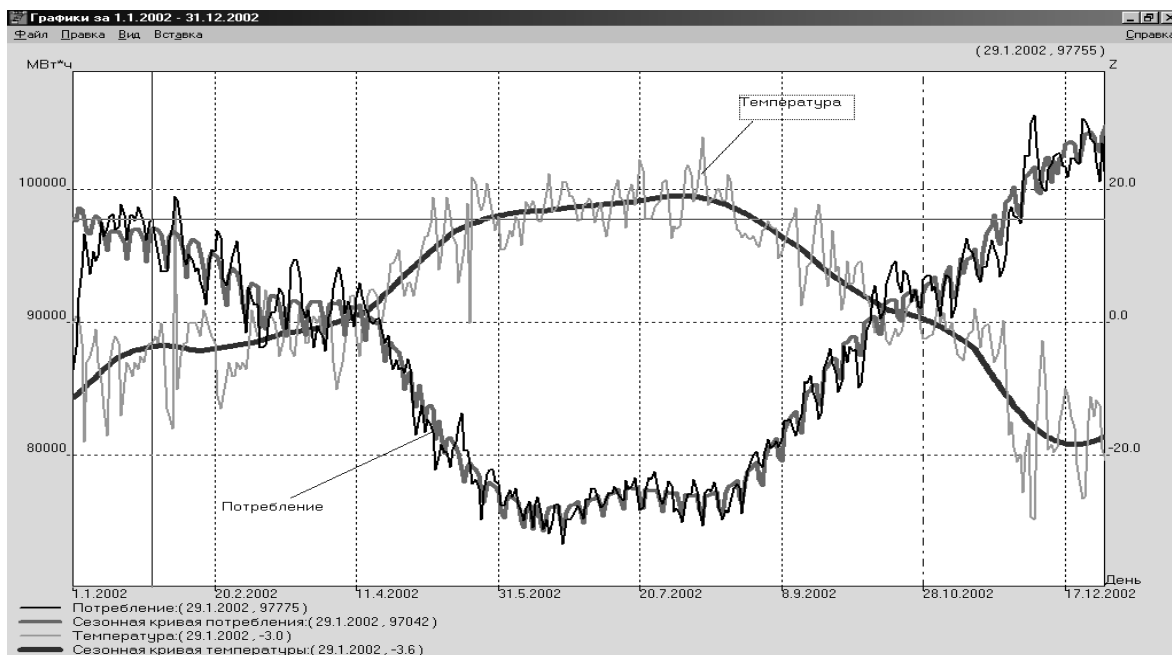


Рис. 4. Фактическое потребление, температура и регулярные компоненты этих параметров.

На совмещенных графиках температуры и потребления (рис. 4) четко прослеживаются сезонные изменения температуры в разрезе года и нерегулярные колебания.

Оценка влияния метеофакторов на потребление осуществляется с помощью корреляционного и регрессионного анализа. Для этого из фактических данных потребления и метеофакторов, выделяются регулярные компоненты в виде средних величин за определенные периоды (несколько дней).

$$\delta T(n) = T(n) - T_{cp}(n), \quad (1)$$

$$\delta P(n) = P(n) - P_{cp}(n), \quad (2)$$

где  $P(n)$   $T(n)$  - фактические почасовые значения потребления и температуры;

$P_{cp}(n)$   $T_{cp}(n)$  - регулярные компоненты (осредненные значения) потребления и температуры;

$\delta P(n)$  - составляющая потребления, определяемая нерегулярными колебаниями метеофакторов;

$n$  - номер дня в году (1 - 365).

Регулярные компоненты определяются скользящим осреднением на определенном периоде от 3 до 30 суток ( $N$ ).

$$P_{cp..} = \frac{\sum_{i=1}^{i=N} P_i}{N} \quad (3)$$

$$T_{cp..} = \frac{\sum_{i=1}^{i=N} T_i}{N} \quad (4)$$

Период усреднения  $N$  определяется подбором исходя из величины коэффициента корреляции.

Зависимость потребления от метеофакторов в целом нелинейна и имеет достаточно сложный характер. Для оценки их влияния применяются так называемые коэффициенты влияния. Они отражают линейную взаимосвязь отклонений нагрузки от регулярной составляющей  $P_{cp}(n)$  (средних значений) и отклонений температуры (освещенности) от регулярной компоненты  $T_{cp}$  на  $1^\circ\text{C}$ .

Коэффициенты влияния температуры  $K_{TP}$  в абсолютных величинах и процентах определяются следующим образом:

$$K_{TP} = R_{TP} \frac{\sigma_P}{\sigma_T} \quad (5)$$

$$K_{TP}(\%) = \frac{K_{TP}}{P_{средн}} * 100\%, \quad (6)$$

где:

$R_{TP}$  - коэффициент парной корреляции отклонений температуры и потребления;

$\sigma_P$ ,  $\sigma_T$  - среднеквадратичные отклонения потребления и температуры от регулярных компонент;

$P_{средн}$  - среднее потребление за период.

Коэффициент корреляции  $R_{TP}$ , характеризующий степень линейной связи между двумя величинами, вычисляется по формуле [1]

$$R_{xy} = \frac{K_{xy}}{\sigma_x \cdot \sigma_y} \quad (7)$$

$$K_{xy} = M \{ [x(t) - M(x)] [y(t) - M(y)] \}, \quad (8)$$

где  $K_{xy}$  - ковариационный момент:

$x(t)$ ,  $y(t)$  – фактические значения,

$M$ ,  $M(x)$ ,  $M(y)$  – математические ожидания.

Исследуя динамику зависимости нагрузки от метеофакторов, следует отметить некоторое запаздывание, связанное с инерционностью влияния температуры. Этот фактор отмечается давно и подтверждается многими исследованиями [1,2]. Для качественной оценки этого явления можно использовать корреляционную функцию. Расчет взаимной корреляционной функции показывает наличие явно выраженного запаздывания изменений электропотребления по отношению к изменениям температуры [1]. Взаимная корреляционная функция температуры и нагрузки достигает максимума:

$$K_{TP}(t_1, t_2) = \text{Max при } t_2 = t_1 + \tau, \quad (9)$$

Значение  $\tau$  колеблется в пределах 15 – 22 ч. При отсутствии запаздывания ( $\tau = 0$ ) значение корреляционной функции тождественно коэффициенту корреляции.

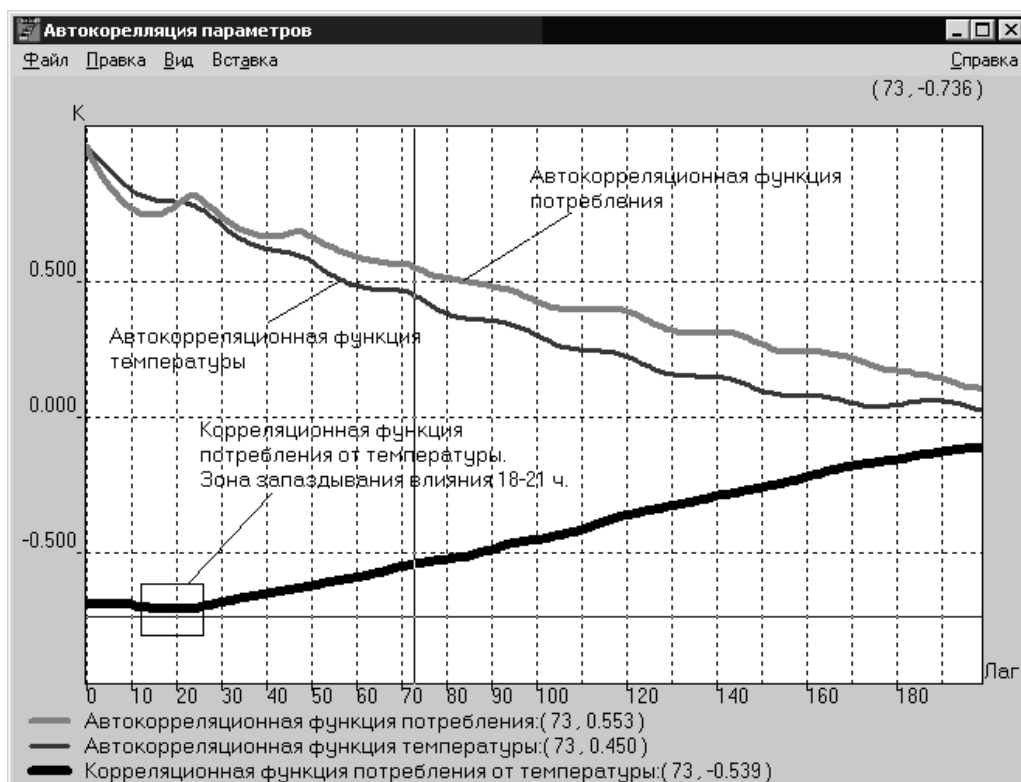


Рис. 5. Корреляционные функции электропотребления и температуры. Запаздывание влияния температуры на электропотребление.

Анализ корреляционных функций показывает, что они затухают достаточно медленно, имеется значимая связь на интервале до 100 ч. Максимального отрицательного значения функция достигает при задержке около 15-20 ч. (рис. 5). Меньшие значения  $\tau$  характерны для летних периодов, когда в жаркую погоду включаются приборы кондиционирования. Наличие факта запаздывания позволяет сделать важный вывод о том, что модель учета метеофакторов нужно строить с учетом динамических свойств процессов.

Взаимная корреляционная функция достаточно устойчива и сохраняет основные параметры в течение нескольких лет.

Колебания нагрузки значимо зависят от температуры нескольких прошедших суток (рис. 6). Вместе с тем достаточно использование трех суток - текущего, вчерашнего и позавчерашнего дня. Для более точного учета температуры может использоваться так называемая "эффективная" температура, дающая возможность учесть запаздывание влияния температуры. Зависимость нагрузки от температуры рассчитывается с учетом эквивалентной переменной  $T_{\text{эке}}(n)$ :

$$T_{\text{эке}}(n) = \alpha_1 T(n) + \alpha_2 T(n-1) + \alpha_3 T(n-2), \quad (10)$$

где  $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$  - весовые коэффициенты,

$T(n), T(n-1), \dots$  - соответственно температуры в текущий день, вчерашний и т. д. дни,

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$  - весовые коэффициенты в летний период составляют 0.7, 0.2, 0.1, в зимний период - 0.5, 0.3, 0.2. Величина коэффициентов также различается для энергосистем.

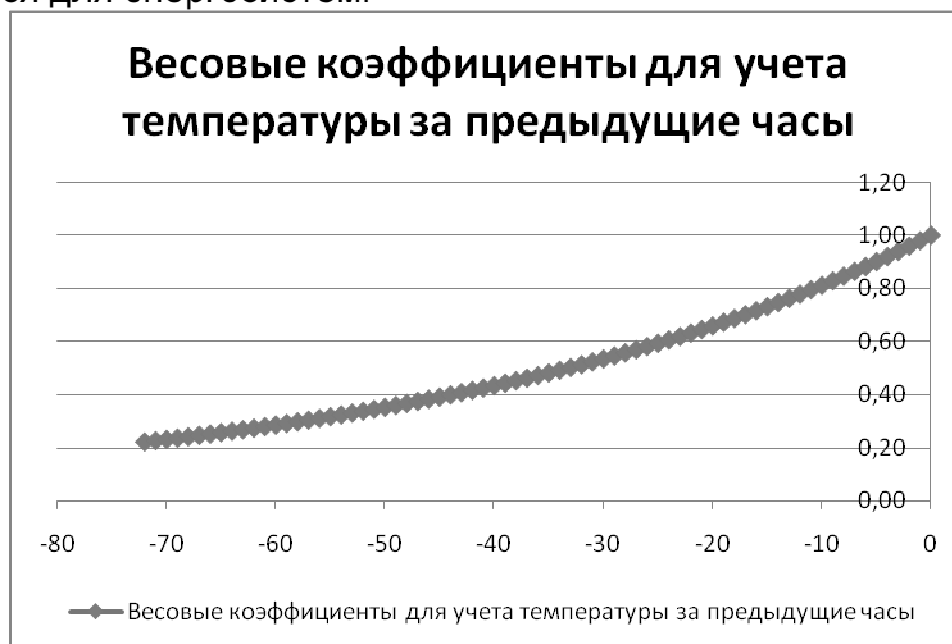


Рис. 6. График весовых коэффициентов для учета температуры за предыдущие часы в диапазоне до трех предшествующих суток.

Зависимость потребления от температуры представлена на рис. 7. В целом отчетливо наблюдается снижение потребления при повышении температуры в диапазоне от -30 до +17 градусов и повышение потребление при повышении температуры от +17 и выше, что связано с кондиционированием воздуха в жаркую погоду.

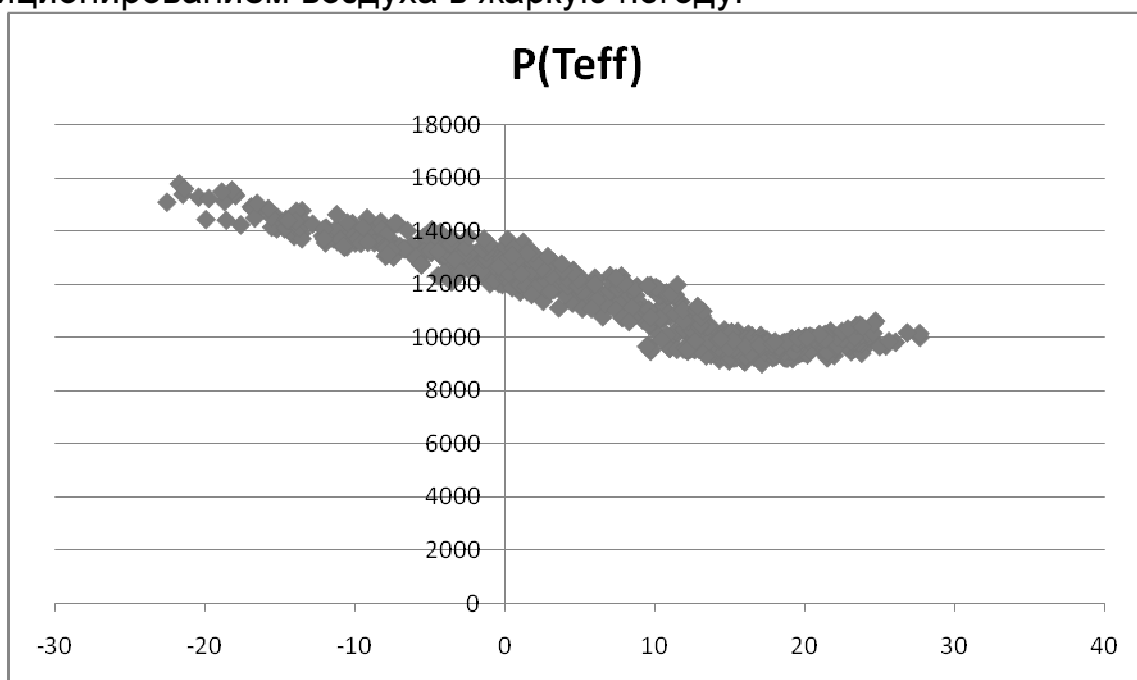


Рис. 7. Зависимость потребления от эффективной температуры для среднесуточных значений.



В целом можно выделить несколько диапазонов влияния температуры, в которые степень влияния сохраняется достаточно стабильной и может быть моделирована линейным коэффициентом влияния [3]. На рис. 8 представлены коэффициенты влияния температуры в зависимости от величины температуры. Температура разбивается на несколько диапазонов, в которые коэффициент влияния моделируется линейной функцией. Таких диапазонов может быть несколько, и они могут существенно отличаться для различных энергосистем. Задание диапазонов может производиться вручную технологом или рассчитываться автоматически. Для этого реализуется специальный оптимизационный алгоритм, включающий задание в качестве входных ограничивающих параметров – минимальное и максимальное количество диапазонов, минимальную длину диапазона.

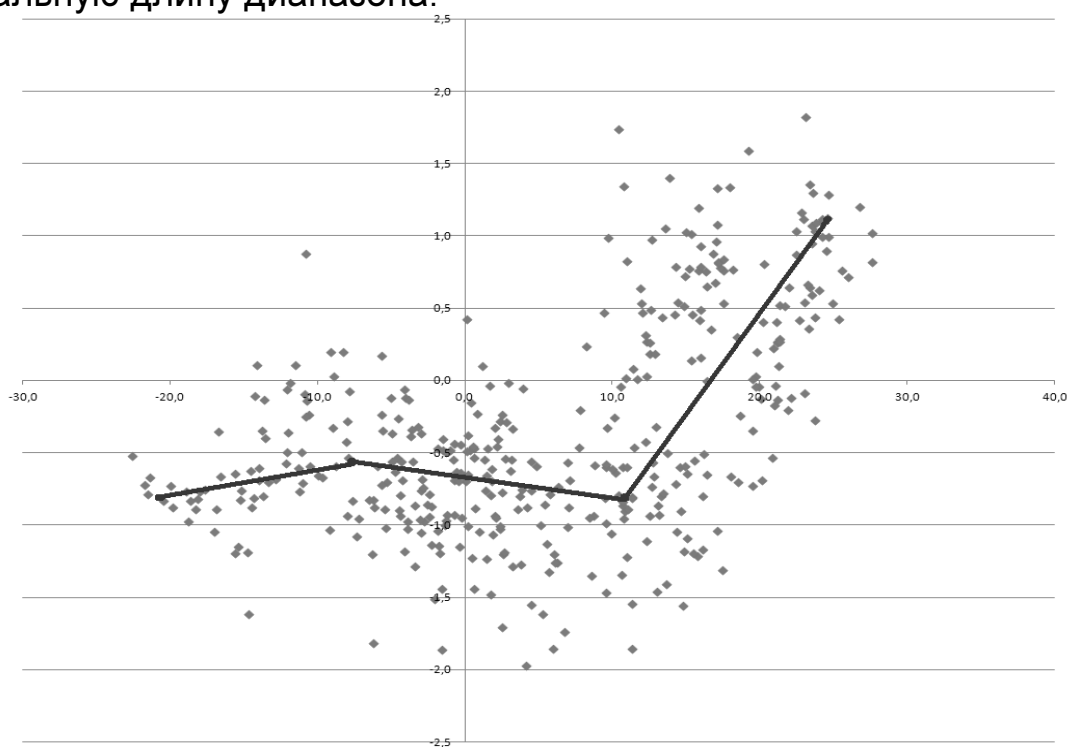


Рис. 8. Фактическая и моделируемая зависимость коэффициента влияния от температуры.

Изложенная в докладе методика применяется в специализированном программном комплексе АС Метео [4], эксплуатируемом в СО ЕЭС. Комплекс осуществляет анализ полноты и достоверности метеоданных, статистическую обработку метеоданных, включающую оценку качества их прогноза. Также в комплексе производится расчет коэффициентов влияния температуры и освещенности. Расчет производится для всех энергосистем России, результаты расчетов доступны для филиалов СО ЕЭС. Пример рассчитанных коэффициентов представлен в табл. 3. Коэффициенты могут использоваться для расчета потребления при формировании долгосрочных балансов энергосистем России и расчете приростов потребления. В расчетах краткосрочного потребления

применяется более сложная методика расчета коэффициентов, основанная на методе сезонных кривых [1].

<b>Диапазон</b>	<b>-∞ ... -17</b>	<b>-17 ... 8</b>	<b>8 ... 17</b>	<b>17 ... ∞</b>
<b>Коэффициент</b>	<b>-0,80</b>	<b>-0,67</b>	<b>-0,19</b>	<b>0,83</b>

Табл.3. Зависимость коэффициента влияния от температуры для энергосистемы Москвы и Московской обл. %/°С .

### **Литература**

1. Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 2008, 296 с.
2. Сюткин Б.Д., Бордюгов В.М. Влияние метеофакторов на режим потребления электроэнергии. Тезисы докладов на совещании по теме «Оптимизация режимов работы энергосистем». – М.: ВДНХ СССР, 1977
3. Методические указания по определению влияния температурного фактора на потребление электрической энергии (мощности). Распоряжение ОАО «СО ЕЭС» от 15.12.2010 № 75р
4. Артемьев А.А., Антонов А.В., Полижаров А.С., Тупицин И.В., Дацко В.С. Разработка и внедрение комплекса обработки метеоданных СО ЕЭС (АС «Метео»)// Сборник докладов III международной научно-технической конференции " Электроэнергетика глазами молодёжи", Екатеринбург, 2012г. С. 123-127.
5. Полижаров А.С., Антонов А.В. , Макоклюев Б.И., Алла Э.А. , Басов А.А., Зеленохат О.Н., Иерархическая система прогнозирования // Сборник докладов III международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодёжи", Екатеринбург, 2012г. С. 346-350.