

ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРЕНДОВОЙ И СЕЗОННОЙ СОСТАВЛЯЮЩИХ ПРИ СРЕДНЕСРОЧНОМ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ПОТРЕБЛЯЕМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ

Приведено краткое описание программного комплекса ретроспективного анализа и среднесрочного прогнозирования "КОРАСП". Описаны пути совершенствования трендовой и сезонной составляющих математической модели, обеспечивающие повышение точности среднесрочного прогнозирования потребляемой электроэнергии. Проведены сравнительные оценки точности моделирования сезонной составляющей потребления электроэнергии с использованием методов авторегрессии и скользящего среднего и трех типов искусственных нейронных сетей.

Ключевые слова: энергообъединение, потребление электроэнергии, среднесрочное прогнозирование, сезонная составляющая, искусственные нейронные сети.

Решение ряда задач планирования режимов при эксплуатации электроэнергетических систем, таких как составление баланса мощности и энергии региональных и объединенной энергосистем, разработка графиков ремонта основного оборудования, расчет оптимальных режимов ГЭС с водохранилищами долговременного регулирования, планирование обеспечения электростанций топливом опираются на результаты среднесрочного прогнозирования электрической нагрузки. Поэтому повышение точности среднесрочного прогнозирования потребляемой электроэнергии (ПЭ) и экстремальных значений мощности на недельном и месячном интервалах времени является важной и актуальной задачей. Основным средством решения этой задачи является совершенствование математических моделей ПЭ. В настоящей работе описана методика усовершенствования математической модели месячного потребления электроэнергии ОЭС, реализованной в разработанном программном комплексе (ПК) "КОРАСП", за счет уточнения трендовой и сезонной составляющих ПЭ.

ПК "КОРАСП" предназначен для решения задач анализа и среднесрочного прогнозирования потребляемой электрической мощности (ПМ) и энергии с глубиной упреждения от одного месяца до двух лет [1]. Комплекс ориентирован на применение в энергообъединении Украины, в региональных и областных энергосистемах, а также может быть адаптирован для использования в проектных и других организа-

циях, занимающихся анализом и планированием электропотребления как отдельных регионов и отраслей хозяйства, так и страны в целом.

Комплекс имеет собственную базу данных, содержащую информацию о почасовой электрической нагрузке и среднесуточной температуре воздуха по всем областным, региональным энергосистемам и объединенной энергосистеме Украины с 2002 года. В базу данных также включена информация о потребляемой электроэнергии по отдельным группам отраслей хозяйства с 2005 года. Обеспечивается возможность обновления информации, содержащейся в базе данных.

Возможности ретроспективного анализа комплекса "КОРАСП" включают в себя отображение всей имеющейся в базе данных информации за любой период в графической и табличной формах и ее статистическую обработку. Математическая модель ПЭ и ПМ, используемая в блоке прогнозирования комплекса "КОРАСП", адаптивно настраивается на изменение информации об электрической нагрузке и учитываемой в качестве влияющего на нее фактора – температуры воздуха. При этом осуществляется решение следующих задач среднесрочного планирования режимов ОЭС.

1. Прогнозирование месячного потребления электроэнергии по ОЭС на период от одного месяца до двух лет. Расчеты выполняются независимо по трем алгоритмам, с использованием следующей информации:

– суточной ПЭ объединенной энергосистемы (одноуровневый прогноз);

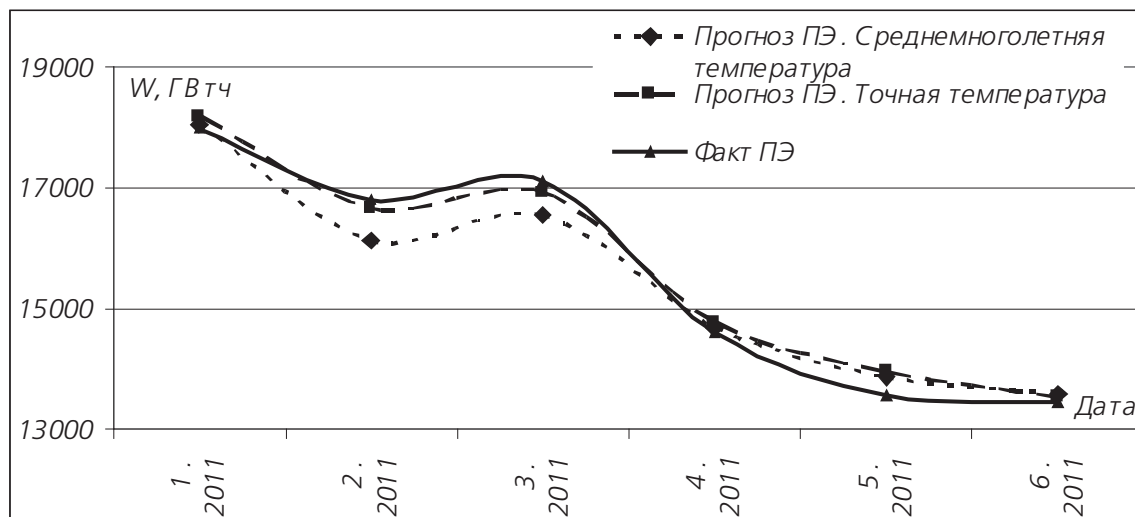


Рис. 1. Результаты прогнозирования месячного ПЭ ОЭС Украины по одноуровневому методу

– суточной ПЭ по региональным энергосистемам (двухуровневый прогноз);

– ПЭ отдельными группами потребителей (прогноз по структуре электропотребления).

2. Прогнозирование месячных и недельных максимумов и минимумов потребляемой мощности по ОЭС, которое выполняется с использованием почасовых значений ПМ энергообъединения.

3. Уточнение ПЭ энергообъединения текущего месяца с использованием фактических значений суточного электропотребления за прошедший период и прогнозных значений температуры воздуха.

Прогнозирование месячного ПЭ выполняется с использованием среднеголетних среднемесячных температур воздуха, рассчитанных на заданном интервале предыстории. При прогнозировании максимальной и минимальной месячной нагрузки по умолчанию используется среднеголетняя экстремальная (максимальная или минимальная – в зависимости от сезона) месячная температура. В комплексе реализована возможность задания в интерактивном режиме используемых при прогнозировании значений температуры воздуха для выполнения сценарных расчетов, так как известно, что достоверные прогнозы температуры на длительный интервал упреждения Гидрометеоцентром не предоставляются.

Задание фактических значений температуры воздуха позволяет также оценить точность используемой математической модели ПЭ. В частности, при прогнозировании месячного

потребления энергии ОЭС Украины на первое полугодие 2011 г. (рис. 1), для которого было характерно существенное отличие фактической температуры воздуха от среднеголетней, среднеквадратическая ошибка (СКО) за период составила 2,3%, максимальная – 4%.

Использование при этом фактических значений температуры приводит к снижению погрешностей прогнозирования до 1,3% и 2,8 % соответственно. Согласно проведенным расчетам, ошибка в прогнозировании среднемесячной температуры на ± 1 °С в рассматриваемой модели ПЭ приводит:

- в условно “зимнем” сезоне (октябрь – апрель) к увеличению ошибки прогнозирования ПЭ на 163 ГВт·ч (1% общего ПЭ);
- в условно “летнем” сезоне (май – сентябрь) к увеличению ошибки прогнозирования ПЭ на 52 ГВт·ч (0,37% общего ПЭ).

При прогнозировании по структуре электропотребления Украины в отдельные группы выделены следующие отрасли: металлургическая промышленность, остальные отрасли промышленности, сельское хозяйство, транспорт, строительство, коммунально-бытовое потребление, непромышленные потребители, население. Дополнительно учитываются два вида потерь электроэнергии: в электросетях областной и региональной энергосистем.

В качестве примера приведены результаты прогнозирования месячных значений потребляемой энергии по структуре ПЭ энергообъединения Украины за 2011 г. (рис. 2).

При выборе метода прогнозирования целе-

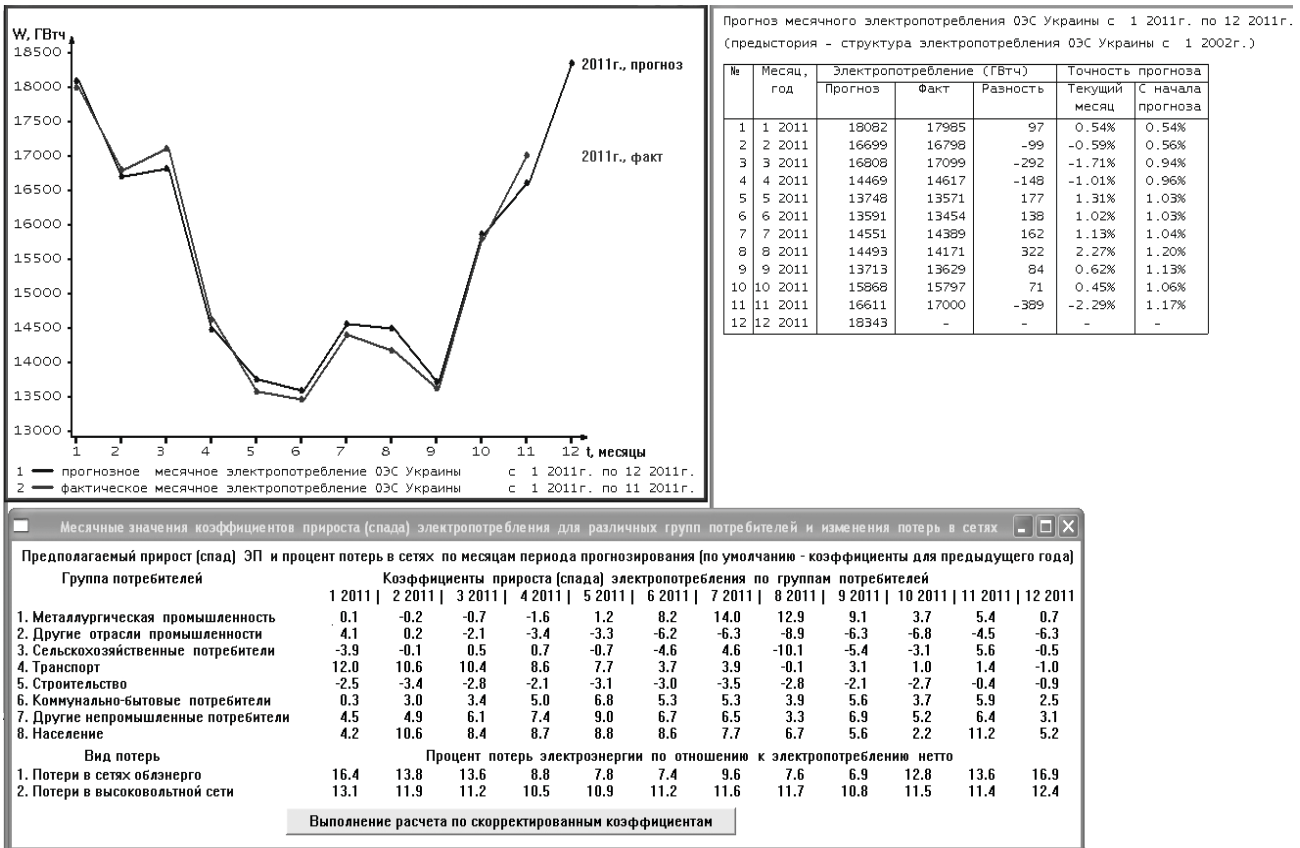


Рис. 2. Результаты прогнозирования месячных значений ПЭ ОЭС Украины на 2011 г., полученные по информации о структуре электропотребления

сообразно ориентироваться на текущие и запланированные показатели социально-экономического развития страны. Например, при стабильном социально-экономическом развитии целесообразно использовать двухуровневые методы прогнозирования. В случае существенных отклонений температуры воздуха от своих среднесезонных показателей, необходимо отдавать предпочтение одноуровневому методу прогнозирования с его возможностью корректировки среднемесячной температуры воздуха.

При нестабильной экономической ситуации (например, мировой экономической кризис 2008 – 2009 годов) лучше зарекомендовал себя метод, учитывающий динамику потребления электроэнергии по отдельным группам отраслей хозяйства.

Практическая эксплуатация программного комплекса и проведенный анализ полученных результатов выявили необходимость внесения коррекций в математическую модель ПЭ в целях повышения точности среднесрочного прогнозирования потребления электроэнергии

гии. Разработанная математическая модель [2] месячного потребления энергии предусматривает аддитивное разложение ПЭ с выделением следующих компонент:

$$\bar{W}_i = W_i^B + \bar{W}_i^{Tp} + W_i^C + W_i^M + W_i^O, \quad (1)$$

где \bar{W}_i – потребление, рассчитанное для среднемесячного рабочего, субботнего и воскресного дней i -го месяца предыстории, W_i^B – базовая компонента ПЭ, определяющая среднесезонное ПЭ на интервале предыстории, \bar{W}_i^{Tp} – составляющая ежемесячного изменения ПЭ (роста/спада), W_i^C – составляющая электропотребления, описывающая сезонные колебания ПЭ, W_i^M – компонента ПЭ, характеризующая влияние метеорологических факторов, W_i^O – остаточная составляющая электропотребления, определяющая погрешность данной математической модели.

Таким образом, осуществляется отдельное моделирование и прогнозирование электропотребления трех типов дней: рабочий день (понедельник – пятница), суббота и воскресенье. В силу близости значений суточного

Таблица 1 – Годовой прирост ПЭ различными типами потребителей в условно зимнем и летнем сезонах по данным 2006 – 2007 гг.

Период	Прирост ПЭ в коммунально-бытовом секторе, %	Прирост ПЭ другими непромышленными потребителями, %	Прирост ПЭ населением, %
май – сентябрь	4,3	6,8	2,2
октябрь – апрель	1,5	3,3	1,0

потребления за праздничные и воскресные дни, а также небольшого их количества на годовом интервале времени, в математической модели ПЭ за эти дни приравнено к воскресным. Такой подход позволяет учитывать различный состав субботних, воскресных и праздничных дней в месяцах года. Расчет прогнозного значения суммарного месячного ПЭ осуществляется по формуле

$$W^N = a_N W_N^{раб} + b_N W_N^{суб} + c_N W_N^{воскр},$$

где a_N, b_N, c_N – количество рабочих, субботних и воскресных дней в N -м прогнозном месяце.

Алгоритм моделирования и прогнозирования каждой из составляющих ПЭ детально описан в работах [3, 4]. В данной статье представлено описание разработанной методики усовершенствования трендовой и сезонной составляющих математической модели.

Трендовую составляющую электропотребления в задачах среднесрочного прогнозирования ПЭ энергосистемы, как правило, описывают линейной, полиномиальной или экспоненциальной моделью [5, 6]. Изначально в ПК “КОРАСП” трендовая составляющая моделировалась линейной функцией, но с учетом следующей особенности: расчет месячного тренда \bar{W}^{Tp} проводится не для суммарного месячного электропотребления, а для среднемесячных значений ПЭ отдельно каждого типа дня. Например, значение усредненного месячного тренда \bar{W}^{Tp} электропотребления среднемесячного рабочего, субботнего и воскресного дней, рассчитанные с помощью линейной регрессионной модели по данным ОЭС Украины за период с 2002 по 2007 годы, составляют, соответственно, 0,589; 0,522; 0,484 ГВт·ч/мес.

Исследования показали, что в условиях ОЭС Украины годовой тренд электропотребления неравномерно распределяется по месяцам года. В частности, годовой прирост среднемесячного электропотребления в летние месяцы года составляет 12,3 ГВт·ч, в то время как в зимние – 5,5 ГВт·ч. Неравномерность тренда на

годовом интервале обусловлена, в первую очередь, ускоренным приростом в летнем сезоне коммунально-бытовой составляющей ПЭ, электропотребления населением и другими непромышленными потребителями (табл. 1).

Таким образом, необходимо проводить коррекцию рассчитанного месячного тренда электропотребления согласно типу рассматриваемого месяца. Указанную задачу предлагается решать с использованием весовых множителей, рассчитываемых по следующему алгоритму:

1. Определяется годовой тренд $W_{Г}^{Tp, k}$ потребляемой электроэнергии среднемесячного рабочего, субботнего и воскресного дней для каждого месяца года с использованием линейной регрессионной модели.

2. Для обеспечения репрезентативности статистической выборки при корректировании месячного тренда электропотребления \bar{W}_i^{Tp} среднемесячного рабочего, субботнего и воскресного дней, месяцы года и соответствующие им годовые тренды ПЭ группируются по следующим условным сезонам – зимнему и летнему.

3. Проводится корректировка рассчитанного усредненного месячного тренда \bar{W}^{Tp} потребляемой электроэнергии среднемесячного дня каждого типа с помощью соответствующих весовых множителей:

$$W_i^{Tp} = a_i \cdot \bar{W}_i^{Tp}, \quad a_i = \frac{12}{n} \cdot \frac{\sum_{k=1}^n W_{Г}^{Tp, k}}{\sum_{k=1}^{12} W_{Г}^{Tp, k}},$$

где a_i – весовой множитель корректировки месячного тренда i -го месяца; $W_{Г}^{Tp, k}$ – годовой тренд энергообъединения k -го месяца; n – количество месяцев в сезоне, к которому принадлежит k -й месяц.

Значения весовых коэффициентов корректировки месячного тренда электропотребления среднемесячного рабочего, субботнего и воскресного дней, рассчитанных на данных энергообъединения Украины за период с 2002 по 2007 гг., приведены в табл. 2.

Таблица 2 – Значение весовых коэффициентов корректировки месячного тренда электропотребления для двух сезонов, рассчитанных по данным ОЭС Украины за период с 2002 г. по 2007 г.

Тип дня	Зимний сезон	Летний сезон
Рабочий	0,66	1,47
Субботный	0,65	1,48
Воскресный	0,6	1,56

сти колебания электропотребления, вызванное занижением ПЭ в зимнем сезоне и его завышением в летнем. В случае выделения уточненного тренда амплитуда сезонных колебаний ПЭ на годовом интервале сохраняется. Это подтверждает целесообразность предложенной методики выделения тренда.

Исследования показали, что для моделирования сезонной составляющей, выделенной с учетом трендовой составляющей \bar{W}^{Tp} , целесо-

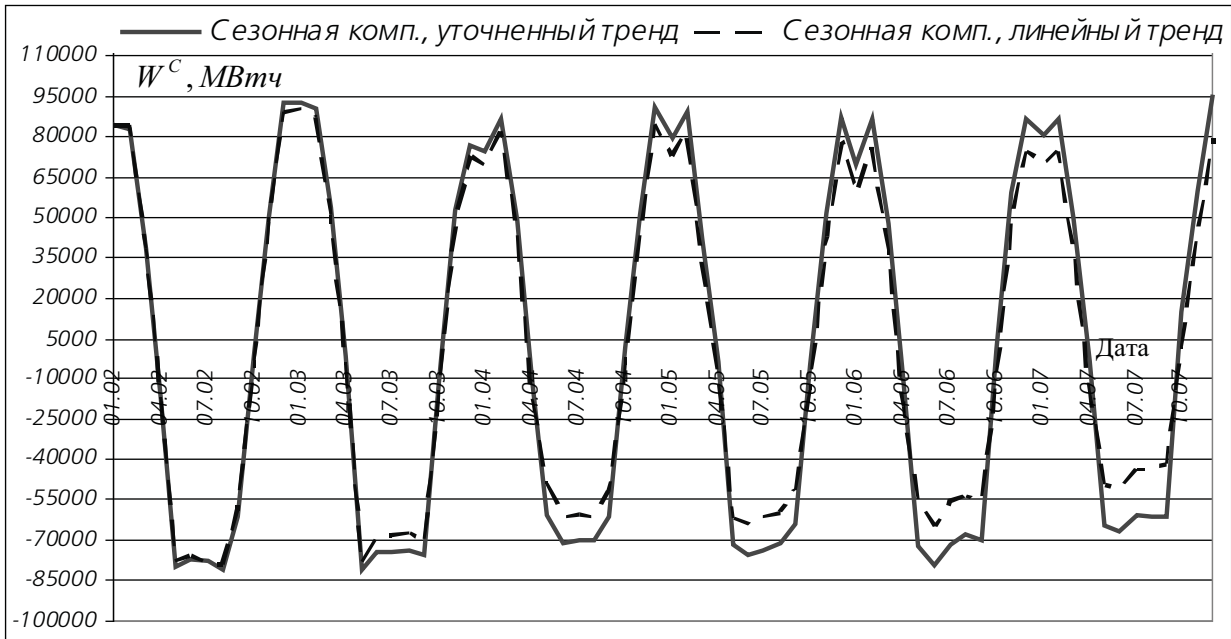


Рис. 3. Графики сезонной компоненты ПЭ среднемесячного рабочего дня за период 01.02 – 12.07

Сезонная составляющая модели (1) рассчитывается путем исключения из суммарной потребляемой электроэнергии базовой, трендовой и метеорологической составляющих [4]. В программном комплексе «КОРАСП» сезонная составляющая ПЭ моделируется с использованием метода авторегрессии и скользящего среднего сезонного типа (АРСС с периодом 12) вида (1.0.0)(2.0.0). При этом коэффициенты модели адаптивно настраиваются с учетом поступления новых данных. Однако, выделение уточненного тренда обуславливает необходимость пересмотра принятой модели сезонной составляющей ПЭ.

Графики сезонной составляющей W_i^C , выделенной с использованием уточненного и линейного трендов на периоде с 2002 г. по 2007 г., представлены на рис. 3. В соответствии с рис. 3, в случае выделения упрощенного тренда наблюдается искажение годовой периодично-

образно использовать модель АРСС вида (1.0.1)(2.0.1). При этом ее прогнозирование осуществляется по следующей формуле:

$$W_i^C = p_1 W_{i-1}^C + P_1 W_{i-12}^C + P_2 W_{i-24}^C - p_1 P_1 W_{i-13}^C - p_1 P_2 W_{i-25}^C - q_1 \varepsilon_{i-1} - Q_1 \varepsilon_{i-12} + q_1 Q_1 \varepsilon_{i-13}, \quad (1)$$

где p_1, P_1, P_2, q_1, Q_1 – коэффициенты модели, ε_i – ошибка прогноза на i -м шаге.

Коэффициенты уточненной модели, полученные для сезонной составляющей ПЭ среднемесячного рабочего дня, имеют следующие значения: $p_1 = 0,77; P_1 = 0,65; P_2 = 0,35; q_1 = 0,27; Q_1 = 0,43$.

Использование формулы (2) для моделирования сезонной составляющей W_i^C в комплексе с уточнением W_i^{Tp} позволило снизить остаточную составляющую W_i^O модели (1). В частности, среднеквадратическое значение W_i^O , рассчитанной по данным 2002–2007 гг., снизилось

Таблица 3 – Результаты моделирования сезонной компоненты W_i^C с использованием ансамбля ИНС

Тип сети	Временное окно, n	К-во скрытых слоев	К-во нейронов в скрытом слое	СКО, %	Макс. ошибка, %
Линейная	18	–	–	1,16	3,43
РБФ	18	1	10	1,37	3,88
МПС	18	1	3	1,04	2,47

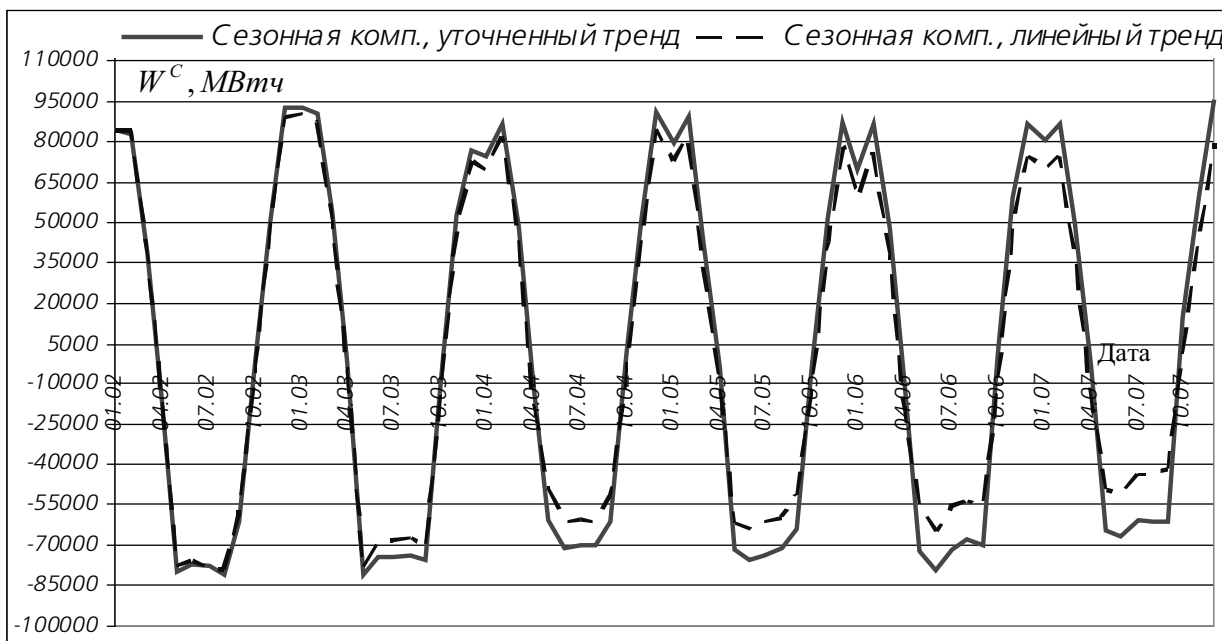


Рис. 4. Графики остаточных составляющих ПЭ

с 1,61% до 1,27%. Экстремальные значения остаточной компоненты также существенно уменьшились: с 7% до 4,1%.

В данной работе также проведен сравнительный анализ моделей сезонной составляющей, полученных с помощью метода АРСС и ряда искусственных нейронных сетей (ИНС), а именно: линейной сети, сети радиально-базисных функций (РБФ) и сети типа многослойный персептрон (МСП). В качестве исходной информации для обучения сетей использовались следующие параметры:

- ретроспективные данные – вектор временного ряда сезонной компоненты ПЭ среднемесячного рабочего, субботнего и воскресного дней за период с 2002 г. по 2007 г., 216 элементов;
- временное окно n (определяющее количество элементов временного ряда $W_{i-1}^C, W_{i-2}^C, W_{i-n}^C$, непосредственно влияющих на ПЭ W_i^C) – выбирается оптимальным для каждой сети в процессе обучения в диапазоне от 12 до 25 месяцев;

- начальное количество нейронов в скрытом слое (для РБФ и МСП) – задавалось в процессе обучения в диапазоне от 2 до 13.

Полученные в результате обучения оптимальные параметры сети каждого типа, а также ошибки, характеризующие величину остаточной компоненты W_i^O модели (1), приведены в табл. 3.

Из табл. 3 следует, что для всех трех нейронных сетей оптимальное временное окно составило 18 месяцев. При этом линейная сеть и сеть типа МСП превосходят по точности модель АРСС (2) при прогнозировании на месячный интервал упреждения. На рис. 4 приведены графики остаточных составляющих W_i^O , полученных при моделировании W_i^C с помощью АРСС и ИНС типа МСП, по которой достигнута наивысшая точность.

Проведенные исследования подтверждают также целесообразность применения ИНС типа МСП для прогнозирования сезонной компоненты и на более длительный интервал упреждения.

дения (до 12 месяцев). В частности, интегральные статистические характеристики погрешности результатов прогнозирования сезонной составляющей W_i^C на интервале с 2004 г. по 2007 г. с горизонтом прогнозирования в один год, составляют: СКО – 1,21%, максимальная – 2,82%. В то время как при аналогичном прогнозировании с использованием модели на основе метода АРСС (2) остаточная компонента равна: СКО – 2,11%, максимальная – 5,49%.

ВЫВОДЫ

1. Повышение точности моделирования сезонной и трендовой составляющих позволяет уменьшить величину остаточной составляющей математической модели и тем самым повысить точность результатов среднесрочного прогнозирования месячного потребления электроэнергии энергообъединения.

2. Проведенные исследования по сравнению с ранее применяемой математической моделью сезонной компоненты на основе метода авторегрессии и скользящего среднего и моделей на основе методов искусственного интеллекта показали преимущества последних как по среднеквадратической, так и по экстремальной погрешностям.

3. Среди использованных для моделирования сезонной компоненты трех типов искусственных нейронных сетей наилучшие результаты по точности получены при применении сети типа многослойный персептрон.

1. Черненко П.А., Мартынюк А.В., Заславский А.И., Денисевич К.Б. Повышение эффективности планирования режимов энергообъединения с использованием комплекса среднесрочного прогнозирования // Электрические сети и системы. – 2009. – № 5. – С. 21 – 35.
2. Черненко П.О., Мартынюк О.В. Уточнения прогнозу місячного електричного споживання енергооб'єднання // Технічна електродинаміка. – 2010. – № 1. – С. 67 – 72.
3. Черненко П.О., Мартынюк О.В. Середньострокове дворівневе прогнозування електричного споживання енергооб'єднання // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2008. – №6. – С. 77 – 81.
4. Черненко П.О., Мартынюк О.В., Заславський А.І. Моделювання і прогнозування електричного навантаження енергооб'єднання та екстремальних значень електричного споживання // Енергетика та електрифікація. – 2009. – №11. – С. 24 – 34.
5. Меламед А.М., Тимченко В.Ф., Сааренд К.А. Моделирование динамики изменений потребления электроэнергии энергосистем при неполной информации // Электричество. – 1977. – № 4. – С. 66 – 69.
6. Bokor J., Dorfner P., Tanyi M. Forecasting of monthly electric energy demand from time series data // Int. J. Energy Sys. – 1984. – Vol.4. – №1. – P. 8 – 11.

Надійшла до редколегії 17.04.2012