

**МОДЕЛЬНОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАДАЧ
ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ РЕГИОНАЛЬНОЙ
ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ
ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ¹**

Хохлов М.В., Чукреев Ю.Я.

ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар

Эффективность и надежность функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС) во многом определяется оперативностью диспетчерского управления. Проблема оперативного управления установившимися режимами ЭЭС осознана давно и была заложена в концепцию построения автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) объединенных ЭЭС. В последнее время сложились реальные условия выполнения оперативной коррекции параметров установившихся режимов на уровне как объединенных, так и региональных ЭЭС. Для последних это объясняется в первую очередь развитием и внедрением в практику оперативно-диспетчерского управления современных средств вычислительной техники и телеметрических каналов связи [1,2], и во-вторую – веяниями «нового» времени нарождающихся рыночных отношений. Здесь следует отметить нестабильность электропотребления и ограничения подачи топлива на электростанции из-за неплатежей, а также постоянно меняющуюся со стороны РАО «ЕЭС России» тарифную политику по управлению режимами функционирования региональных ЭЭС на Федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности (ФОРЭМ). В совокупности эти причины приводят к существенным отклонениям реальных условий функционирования ЭЭС от предполагаемых, полученных при текущем, суточном планировании режимов и к повышению нервной и психологической нагрузки на диспетчерский персонал энергосистемы.

Введение двухставочных тарифов при взаиморасчетах между субъектами ФОРЭМ, когда даже при однократном превышении региональными АО-энерго заявленной по договорам с субъектами рынка и в частности с РАО «ЕЭС России» мощности, на них накладываются штрафные санкции, в совокупности с перечисленными выше причинами требует разработки информационного и модельно-программного обеспечения для автоматизации управления режимами функционирования региональной ЭЭС на интервалах времени, позволяющих диспетчерскому персоналу, в силу инерционности оборудования, осуществить те или иные оперативные изменения параметров режима. Для региональных

¹ В книге: Региональные энергетические исследования: 1953-1998 гг. Сыктывкар, 1999. С.167-175

энергосистем, не имеющих в своем составе достаточно маневренных генерирующих агрегатов (гидро или газотурбинных), к коим относится и Коми энергосистема, прогнозирование основных параметров режима по тем или иным критериям должно осуществляться с упреждением от 10–15 минут до одного часа.

Задача коррекции параметров текущего режима для этих временных интервалов заключается в оптимальном распределении активных нагрузок между электростанциями с учетом возможностей регулирования уровней напряжения посредством источников реактивной мощности и отпаяк РПН регулируемых трансформаторов. Особенности региональных энергосистем и в частности Коми энергосистемы позволяют рассмотреть возможности выполнения в on-line режиме ряда задач оперативного характера. К этим особенностям относится в первую очередь размерность расчетной схемы, исчисляемая не сотнями, а десятками узлов, ее простота, слабая системообразующая связь с объединенной ЭЭС Центра, отсутствие источников реактивной мощности и во-вторую – наличие необходимой телеметрической информации и внедрение в АСДУ энергосистемы достаточно мощного оперативно-информационного комплекса (ОИК), разработанного отделом АСУ акционерной энергетической компании (АЭК) «Комиэнерго» на ассемблере и языках высокого уровня применительно к персональным компьютерам.

На рис. 1 представлена укрупненная блок-схема комплекса формирования информационного обеспечения для математических моделей оперативного управления режимами ЭЭС. Комплекс предназначен для выполнения следующих функций:

1. Оценивание состояния системы (ОСС);
2. Определение нагрузок энергоузлов и на их основе формирование архивов режимов электропотребления энергоузлов;
3. Прогнозирование активных и реактивных нагрузок для всей энергосистемы в целом и для составляющих ее энергоузлов;
4. Оптимизация режимов загрузки электростанций с упреждением от 10–15 до 60 мин.

Важная роль в формировании достоверной информационной базы отводится методам оценивания состояния ЭЭС. Под ОСС понимают аналитическое восстановление режима ЭЭС по данным, получаемым по каналам телеметрии. В основном это данные телеизмерений (ТИ) модулей напряжения узлов, активных и реактивных потоков мощности связей, активных и реактивных инъекций узлов, а так же данные телесигнализации (ТС) о положении коммутационной аппаратуры.

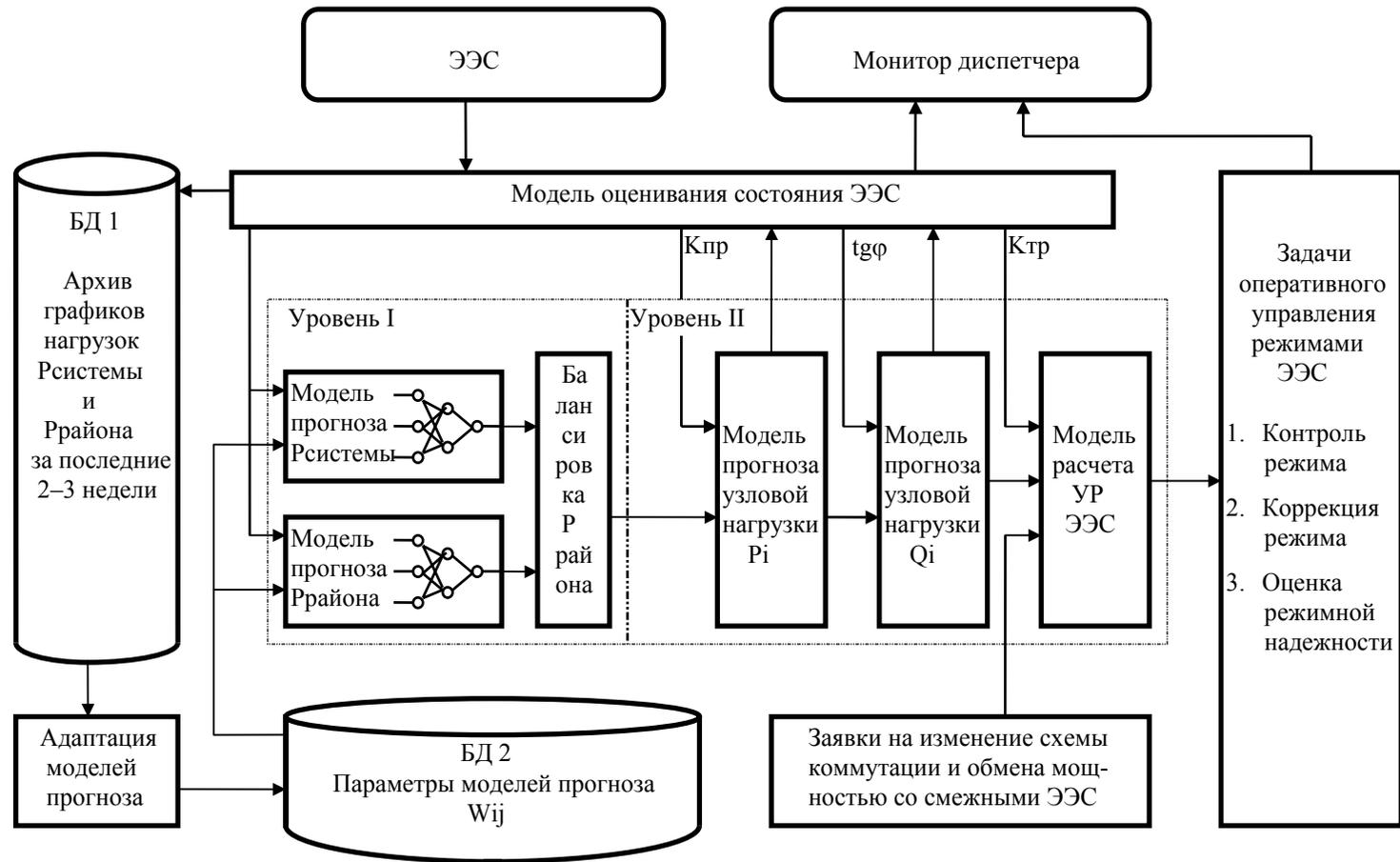


Рис.1. Блок-схема формирования информационного обеспечения задач оперативного управления установившимися режимами региональной ЭЭС

За счет математической обработки оценивание состояние ЭЭС обеспечивает:

1. Корректировку расчетной схемы ЭЭС на основе данных ТС о состоянии коммутационной аппаратуры;
2. Получение оценок об основных параметрах режима, в том числе и о режимк электропотребления, а также о коэффициентах трансформации трансформаторов;
3. Обнаружение неверных ТИ и ТС, вызванных нарушением работы датчиков и телеметрических каналов связи.

Программное обеспечение задачи ОСС, работающее в реальном времени должно удовлетворять требованиям по быстродействию (при цикле обновления информации от единиц до десятков секунд), надежности и робастности, т.е. быть малочувствительными к грубым ошибкам ТИ и ТС. К настоящему времени разработан большой арсенал методов ОСС, базирующихся в основном на аппарате известного статистического метода взвешенных наименьших квадратов и кальмановской теории фильтрации [3]. В Отделе энергетики Коми научного центра УрО РАН разработана математическая модель, основанная на решении задачи оценивания состояния методом Ньютона-Рафсона при предварительной статической и динамической идентификации неверных телеизмерений [4]. Для схемы электрических соединений Коми ЭЭС время расчета статистически оптимальных оценок параметров режима не превышает для персональных ЭВМ типа Pentium сотых долей секунды .

Модельная реализация функции оперативного прогнозирования уровней электропотребления и на их основе режимов работы энергосистемы требует создания информационной базы о ретроспективных нагрузках энергосистемы. Следует заметить, что основой при этом является не график нагрузки ЭЭС в целом, а активные и реактивные нагрузки составляющих энергоузлов. Модель формирования архивов режимов электропотребления неразрывно связана с моделью ОСС. Последняя работает в реальном времени и запускается циклически по мере обновления данных ТИ и ТС. В Коми ЭЭС этот цикл составляет 10 с. По мере отработки модели ОСС рассчитанные в ней данные об активных и реактивных нагрузках энергоузлов записываются в файл данных, специально организованный в среде ОИК АСДУ энергосистемы. В течение расчетных суток в этот файл для каждого энергоузла Коми ЭЭС с минутным интервалом записывается $24 \cdot 60 = 1440$ усредненных значений активных и реактивных нагрузок. В 00 часов каждых суток запускается модель обработки этой информации, которая формирует файлы ретроспективных данных о режимах электропотребления с наперед за-

данным интервалом усреднения нагрузок (от одной минуты до одного часа) и очищает файлы данных ОИК для очередных записей уже наступивших новых суток.

Разработанная модель прогнозирования нагрузок энергоузлов ЭЭС двухуровневая. Множество всех энергоузлов расчетной схемы ЭЭС разбивается на несколько групп, каждая из которых объединяет энергоузлы с подобными графиками электропотребления. Прогнозирование производится именно для этих агрегированных групп. Распределение нагрузки по энергоузлам группы осуществляется по алгоритмам, описанным ниже. Следует отметить, что простая алгебраическая сумма прогнозных значений нагрузок для всех выделенных групп энергоузлов отслеживается с прогнозируемой нагрузкой всей энергосистемы в целом. Такая организация процесса позволяет значительно сократить вычислительную трудоемкость.

На первом уровне по ретроспективной информации о режимах электропотребления производится прогнозирование нагрузки всей энергосистемы в целом и агрегированной нагрузки для выделенных групп энергоузлов. При этом не представляется целесообразным учет метеорологических данных. Это объясняется тем, что измеренные и оцененные в модели ОСС нагрузки в момент времени прогнозирования на временной интервал не превышающий одного часа отражают текущую метеорологическую обстановку. Для описания динамики нагрузки принимается нелинейная модель авторегрессии проинтегрированного скользящего среднего (АРПСС) порядка (p, d, q) .

Прогноз нагрузки P с упреждением τ вычисляется как:

$$\nabla^d P^{t+\tau} = f(\nabla^d P^t, \nabla^d P^{t-1}, \dots, \nabla^d P^{t-p}, e^t, e^{t-1}, \dots, e^{t-q}, W), \quad (1)$$

где $f(\cdot)$ – функция перехода системы в состояние $P^{t+\tau}$; d – порядок разности; ∇^d – оператор взятия разностей; p – порядок авторегрессии; q – порядок скользящего среднего; e^t – ошибка прогноза; W – коэффициенты модели.

Случайный процесс изменения нагрузки является неоднородным в разные часы суток. Поэтому идентификация функции перехода, заключающаяся в нахождении коэффициентов W модели (1) на основании ретроспективных графиков нагрузки выполняется для каждого временного интервала суточного графика нагрузки. Хранение в памяти ЭВМ вектора коэффициентов W для всех рассматриваемых интервалов времени предъявляет большие требования к объему необходимой памяти. Для преодоления этого момент времени t непосредственно вводится в модель в качестве дополнительного фактора:

$$\nabla^d P^{t+\tau} = f(\nabla^d P^t, \nabla^d P^{t-1}, \dots, \nabla^d P^{t-p}, e^t, e^{t-1}, \dots, e^{t-q}, t, W),$$

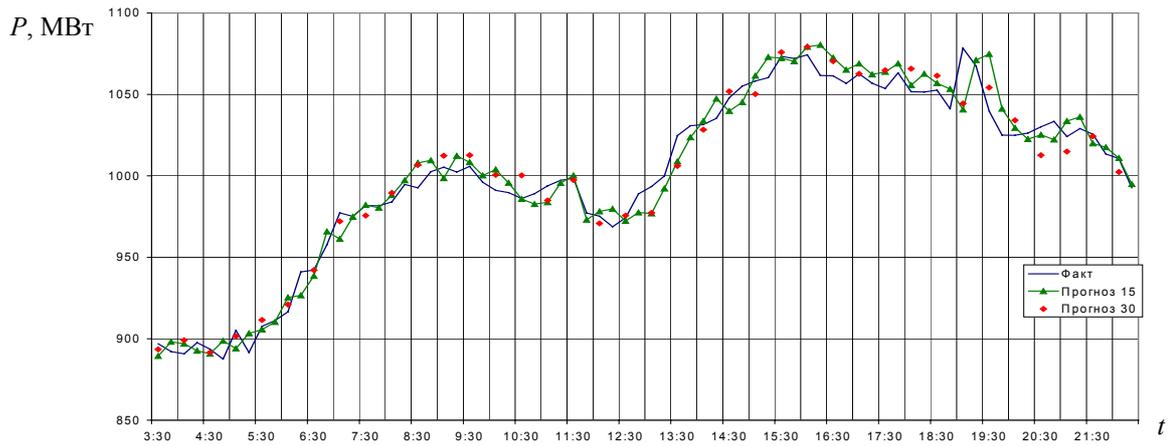
Для реализации модели АРПСС выбрана многослойная нейронная сеть перцептронного типа, способная к аппроксимации высоко-нелинейных зависимостей [5]. Известно, что для аппроксимации любой непрерывной функции достаточно одного скрытого слоя. В процессе исследования определены основные параметры процесса АРПСС и нейросетевой модели. Так, стационарность последовательности P^t обеспечивается при нормализации, выполняемой перед представлением на вход нейронной сети. Поэтому $d = 0$. Порядок p составляющей авторегрессии определяется в зависимости от дискретности выборки и интервала упреждения. Порядок q составляющей скользящего среднего принимается равным нулю. В итоге нейросетевая модель реализует нелинейную авторегрессию $AR(p)$:

$$P^{t+\tau} = f(P^t, P^{t-1}, \dots, P^{t-n}, W), \quad (2)$$

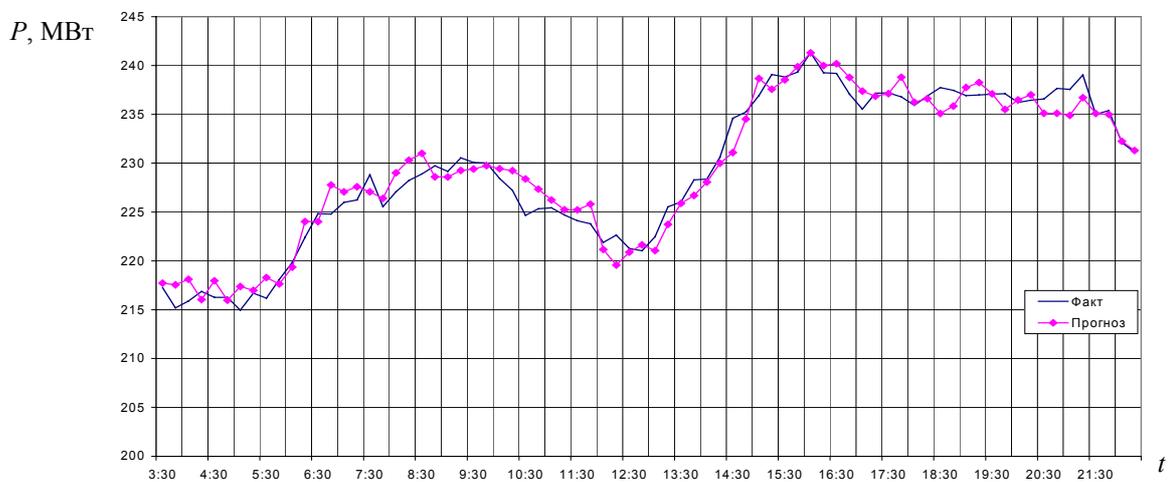
где в качестве коэффициентов W модели выступают весовые коэффициенты нейронной сети.

Результаты прогнозирования на примере Коми ЭЭС показывают, что при интервале упреждения 15–30 минут тенденцию нагрузки наиболее адекватно определяют данные за последние 15 минут. Немаловажным при прогнозировании нагрузок является вопрос, связанный с выбором рационального шага временной дискретности изменения суточной нагрузки. Исследования краткосрочного прогнозирования нагрузок для различных шагов дискретности (от 1 до 10 минут) показали, что наиболее приемлемым, как с точки зрения вычислительной эффективности, так и точности является 5-минутный интервал дискретности. Процесс авторегрессии, таким образом имеет порядок $p = 15/3$ и представляется моделью нейронной сети с 3 нейронами во входном слое. Двух нейронов в скрытом слое оказалось достаточным для обеспечения наилучшей аппроксимации функции (2).

На рис.2 представлены фактический и прогнозный графики суточного изменения нагрузки для Коми ЭЭС в целом и для группы энергоузлов Печорского района на 20 ноября 1997 г. (четверг). Применяемая модель нейронной сети изображена на рис.3.



а)



б)

Рис.2. Графики прогнозов на 20/11/97 (четверг):

а) нагрузки Коми ЭЭС с упреждением 15 и 30 мин.

б) нагрузки Печерского района упреждением 15 мин.

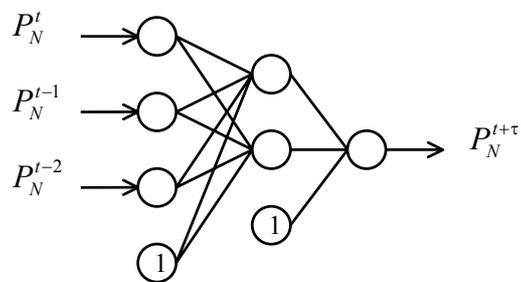


Рис.3. Нейросетевая модель прогнозирования нагрузки

 P_N^t – нормализованное значение нагрузки

Сеть обучалась для каждого рассматриваемого интервала времени суток на соответствующей выборке реализаций процесса предшествующих дней. При этом порядок авторегрессии принимался одинаковым на протяжении всего суточного графика нагрузки. Точность прогнозирования в существенной степени зависит от репрезентативности обучающей выборки. В связи с наличием медленной нестационарности процесса электропотребления, обусловленного сезонными изменениями, модели прогнозирования требуют периодической адаптации. Многочисленные исследования по выбору и обновлению весовых коэффициентов W нейронной сети в зависимости от степени нестационарности процесса показали, что для получения приемлемых по точности результатов прогнозирования достаточно хранение двухнедельной ретроспективной информации о режимах электропотребления энергоузлов. Именно с этих позиций в модели формирования архивов режимов электропотребления энергоузлов предусмотрен двухнедельный цикл их обновления. Для представленных на рис.2 примеров среднеквадратическая ошибка прогноза составила от 0,6 до 0,7%, максимальная – не выше 2%.

На втором уровне осуществляется прогнозирование нагрузок энергоузлов на основе взаимосвязи между суммарной нагрузкой группы и нагрузкой каждого узла. Пропорциональное распределение нагрузки по энергоузлам является наиболее простой моделью. Точность такого прогноза зависит от степени подобия графиков узловой и групповой нагрузок. Если график нагрузки i -й группы и график нагрузки j -го узла подобны, то для любого момента времени должно выполняться соотношение:

$$K_{ij} = \frac{P_{ij}}{\sum_j P_{ij}} = \frac{P_{ij}}{P_i} = \text{const}, \quad (3)$$

где P_{ij} – нагрузка j -го узла i -ой группы; P_i – суммарная нагрузка i -ой группы; K_{ij} – коэффициент пропорциональности между нагрузкой j -го узла и суммарной нагрузкой i -го района.

Если условие (3) не выполняется, то пропорциональная модель вносит дополнительную погрешность в прогнозирование нагрузок энергоузлов. В этом случае необходимо прибегать к более сложным моделям [6]. Анализ суточных графиков нагрузок Коми ЭЭС показал, что в пределах одного часа условие (3) практически всегда выполняется. Тогда нагрузка энергоузла каждой группы определится по выражению:

$$P_{ij}^{t+\tau} = K_{ij}^t P_{ij}^{t+\tau}, \quad (4)$$

где K_{ij} – коэффициент пропорциональности, определяемый для t -го момента прогнозирования по результатам работы модели ОСС.

Радиальная структура Коми энергосистемы с пятью четко выраженными энерго-районами позволяет проводить агрегирование расчетных нагрузок по признаку подобию не на уровне групп, а на уровне районов. Многочисленные исследования электрических режимов, в том числе и оптимальных, по тому или иному критерию показали, что даже при несоблюдении принципа пропорционального распределения нагрузок по энергоузлам района режимы загрузки системообразующих связей, соединяющих основные узловые подстанции этих районов, практически не меняется.

Одной из серьезных проблем задачи прогнозирования режимов загрузки электростанций является проблема задания реактивной нагрузки энергоузлов. Ее знание является необходимым условием правильной оптимизации режима. Однако достаточно низкая достоверность телеизмерений о перетоках реактивной мощности, объясняющаяся на нынешнем этапе формирования ОИК АСДУ отношением к ней со стороны диспетчерского персонала, службы режима и Отдела АСУ, как к второстепенной, вынуждает применять другие подходы к ее определению. В модели используется модель, основанная на угловой зависимости между активной и реактивной нагрузками энергоузлов. Эта зависимость определяется в момент прогнозирования по результатам модели ОСС. При прогнозировании режимов на достаточно малые интервалы времени (до одного часа) такой выбор оправдывается.

Разработанная модель определения по тем или иным критериям целесообразной коррекции параметров режима нагрузки электростанций дискретная. Оптимальные значения параметров коррекции определяются путем целенаправленного перебора наперед заданных дискретных уровней мощностей электрических станций. Критерием оптимальности в существующей системе взаимоотношений между субъектами ФОРЭМ выступает функционал минимума стоимости отпускаемой потребителям электрической энергии для региональной энергосистемы и ее АО-энерго. Задача решается для известных тарифов на электроэнергию и мощность у всех субъектов рынка при учете технических ограничений (снизу и сверху) на рабочие мощности отдельных электростанций и пределов по пропускной способности системообразующих связей, рассчитываемых в реальном времени по известной методике [7].

Особенностью предлагаемого подхода к формированию модельно-информационного обеспечения является разделение функций по времени. Основные

вычисления по идентификации моделей прогнозирования осуществляются вне реального времени. Тогда как в режиме on-line после отработки модели ОСС формируется мгновенный отклик нейронной сети и осуществляется прогнозирование нагрузок энергоузлов. Это удовлетворяет основному требованию работы в цикле оперативного управления – жестким ограничениям реального времени.

Формируемая информация может использоваться не только для оперативной коррекции параметров режима ЭЭС, но для оперативной оценки режимной надежности, где в свою очередь могут оказаться эффективными быстродействующие методы нейросетевой классификации и распознавания образов.

Литература

1. Чукреев Ю.Я. Экспертная система текущего планирования режимов региональной электроэнергетической системы. –Сыктывкар, 1995.–20с. (Сер. Препринтов «Новые научные методики»//Российская АН, Коми науч. центр УрО; Вып.46).
2. Чукреев Ю.Я., Полуботко В.А. Модели оперативного управления установившимися режимами региональных электроэнергетических систем в реальном времени. –Сыктывкар, 1994.–20с. (Сер. Препринтов «Новые научные методики» // Российская АН, Коми науч. центр УрО; Вып.45).
3. Гамм. А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976, 220 с.
4. Хохлов М.В. Анализ методов оценивания состояния на примере Коми энергосистемы // Тезисы тринадцатой Коми республиканской молодежной научной конференции. – Сыктывкар, 1997 – С.210 (Российская АН, Коми науч. центр УрО).
5. Lippmann R.P. An introduction to computing with neural nets // IEEE ASSP Magazin, 1987.– pp.4–22.
6. Богданов В.А., Денисенко Э.В. Сопоставление моделей оперативного прогноза узловых нагрузок // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1982, N3 – с.3–10.
7. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. Минэнерго СССР. М.: СПО «Союзтехэнерго», 1984.