

Российская академия наук
Уральское отделение
Коми научный центр
Институт социально-экономических и энергетических
проблем Севера

Новые научные методики
Выпуск 56

Ю.Я.Чукреев, М.В.Хохлов, Н.Э.Готман

**ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ
СЕТЕЙ В ЗАДАЧАХ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ
РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

Утверждено на заседании президиума
Коми научного центра
УрО Российской академии наук

Сыктывкар 2000

УДК 621.311:681.3:518

055(02)7

Ю.Я.Чукреев, М.В.Хохлов, Н.Э.Готман. **ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ В ЗАДАЧАХ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.** – Сыктывкар, 2000 – 25 с. (Новые научные методики/ Коми научный центр УрО Российской академии наук; Вып. 56).

Рассмотрены возможности применения методов искусственных нейронных сетей для решения задач коррекции параметров режима: оценивания состояния на основе данных телеметрических измерений, расчета установившегося режима и сверхкраткосрочного (в течение текущих суток) прогнозирования режимов электропотребления. Показана эффективность применения этих подходов в сравнении с традиционными методами.

Редакционная коллегия

Ю.С. Оводов (отв. редактор), А.М. Асхабов (зам. отв. редактора),
Н.В. Ладанова (отв. секретарь), Б.М. Кондратенко, Н.А. Манов,
М.П. Рощевский, Ю.И. Рябков

© Ю.Я.Чукреев, М.В.Хохлов, Н.Э.Готман, 2000
© Коми научный центр УрО Российской АН, 2000

Введение

Эффективность и надежность функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС) во многом определяется оперативностью диспетчерского управления. Проблема оперативного управления установившимися режимами ЭЭС осознана давно и в настоящее время реализуется в среде оперативно-измерительных комплексов (ОИК) автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) ЭЭС. Основу информационного обеспечения задач оперативного управления режимами ЭЭС в реальном времени составляют телеметрические измерения (ТИ) о перетоках мощности по линиям электропередачи, инъекциях и уровнях напряжения в узлах и телесигналы (ТС) о состоянии основного оборудования ЭЭС. Именно цикл их обновления определяет темп обработки информации.

В настоящей работе приводится новая методика, направленная на решение задач прогнозирования нагрузок, расчета установившегося режима (УР) и оценивания состояния (ОС) применительно к региональным ЭЭС, основанная на использовании аппарата искусственных нейронных сетей. Перечисленные задачи являются основными в комплексе задач оперативного управления режимами ЭЭС.

Искусственные нейронные сети (ИНС) – это большой класс разнообразных вычислительных систем, архитектура которых в некоторой степени имитирует построение нервной ткани из нейронов. В данном препринте применяется одна из наиболее распространенных архитектур – многослойная нейронная сеть, в которой эмулируется работа нейронов в составе иерархической сети [13,15]. Актуальность использования такой архитектуры ИНС для решения задач оперативного управления режимами ЭЭС обуславливается в основном двумя причинами. Первая состоит в ее способности к восстановлению высоконелинейных функциональных зависимостей и обнаружению скрытых закономерностей. Как известно, процессы, протекающие в ЭЭС, имеют явно выраженный нелинейный характер. Доказано [3,12], что посредством ИНС можно аппроксимировать любую нелинейную зависимость между входными и выходными данными с заданной точностью. Вторая связана с высоким быстродействием многослойной нейронной сети. Основной объем вычислений, связанный с обучением ИНС, выносится за контур реального времени, тогда как в режиме on-line формируется мгновенный отклик – решение. Это удовлетворяет главному требованию работы в цикле оперативного управления – жестким ограничениям реального времени.

1. Особенности региональных ЭЭС и задачи оперативного управления

В настоящее время сложились реальные условия выполнения оперативной коррекции параметров УР на уровне как объединенных, так и региональных ЭЭС. Для последних это объясняется, в первую очередь, развитием и внедрением в практику оперативно-диспетчерского управления ЭЭС современных средств вычислительной техники и телеметрических каналов связи [4,9] и во-вторую – веяниями “нового” времени нарождающихся рыночных отношений.

Особенности региональных ЭЭС и, в частности, Коми энергосистемы позволяют рассмотреть возможности выполнения в on-line режиме ряда задач оперативного характера. К этим особенностям относятся размерность расчетной схемы, исчисляемая не сотнями, а десятками узлов, ее простота, слабая системообразующая связь с объединенной ЭЭС Северо-Запада, отсутствие на подстанциях источников реактивной мощности (рис.1), а так же наличие необходимой телеметрической информации и внедрение в АСДУ энергосистемы достаточно мощного ОИК, разработанного отделом АСУ акционерной энергетической компании (АЭК) “Комиэнерго” на ассемблере и языках высокого уровня применительно к персональным ЭВМ. ОИК представляет собой двухуровневую иерархическую структуру, верхний уровень которой составляют персональные ЭВМ типа Pentium, связанные между собой локальной сетью и через параллельный порт с микро-ЭВМ типа РПТ-80 и далее с телемеханикой ТМ-120. С помощью программных средств на файле-сервере одной из персональных ЭВМ создаются базы данных о текущих ТИ и ТС. Первая из баз обновляется циклически один раз в 10 с, вторая – спорадически, по мере появления ТС об изменении состояния ЭЭС или за счет ручного ввода информации.

К информационному обеспечению при оперативном управлении энергосистемой, помимо данных ТИ и ТС, относятся также значения максимально и минимально возможных нагрузок агрегатов электростанций, тарифы на отпускаемую с шин станций электроэнергию и различные расчетные параметры (предельные режимы по напряжению энергоузлов и потокам мощности связей, оптимальные режимы загрузки электростанций, необходимый вращающийся резерв мощности, недостоверные данные ТИ и т.п). Все информационное обеспечение хранится на файле-сервере персональной ЭВМ в ячейках памяти, заранее оговоренных в специальном файле данных (Приложение 1), представляющем собой своего рода интерфейс между ОИК и модельно-программным обеспечением решения задач оперативного управления режимами ЭЭС.

Создание специального файла данных позволяет, не привлекая разработчиков программного обеспечения задач оперативного управления режимами, силами отдела АСУ АЭК “Комиэнерго” обеспечить:

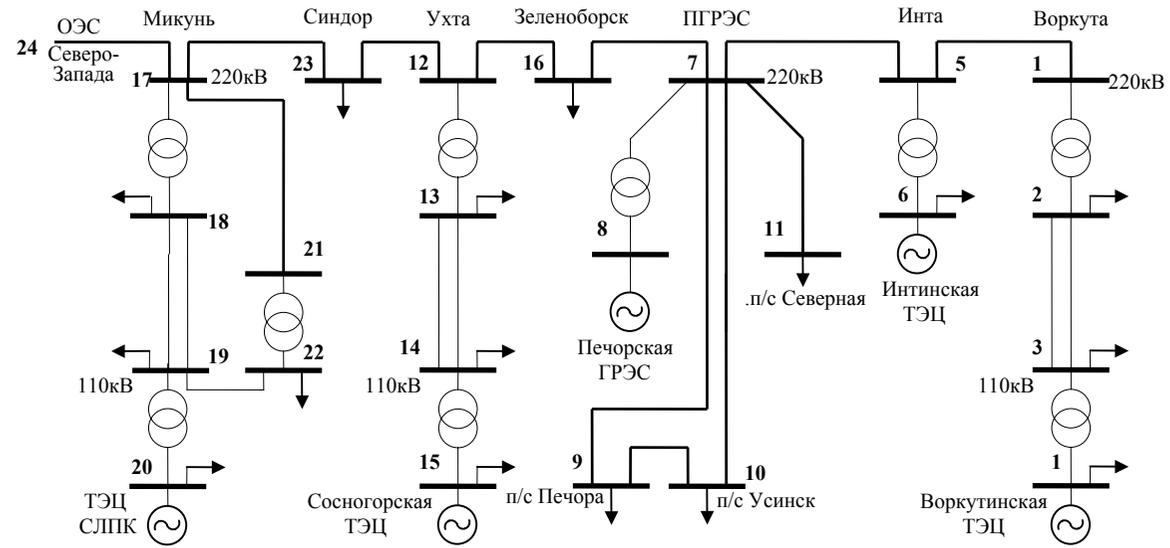


Рис.1. Эквивалентная схема основных соединений Коми ЭЭС

- взаимодействие программных средств с базами данных на различных временных уровнях управления текущими режимами (долгосрочное, краткосрочное, оперативное);
- графическое отображение объектов энергосистемы в удобном и привычном для диспетчерского персонала виде;
- внесение изменений в топологию расчетной схемы, в параметры элементов, в места установки датчиков и т.п.

Для повышения эффективности управления ОИК АСДУ региональной ЭЭС должен включать в себя программное обеспечение, направленное на решение следующих задач:

- оценивания состояния системы и достоверизации данных ТИ;
- оценки предельно допустимых режимов по перетокам мощности системообразующих связей;
- формирования архивов режимов электропотребления по активной и реактивной мощностям для энергоузлов и всей энергосистемы;
- оперативного сверхкраткосрочного (в течение текущих суток) прогнозирования активных и реактивных нагрузок энергоузлов и ЭЭС в целом;
- контроля экономичности и оперативной коррекции параметров режима;
- оценки надежности и ее оптимизации в цикле оперативного и краткосрочного (суточного) управления режимами;
- текущего планирования режимов (долгосрочного и краткосрочного).

Часть из перечисленных задач была решена и внедрена в ОИК АСДУ Коми ЭЭС в 1992 – 1995 гг. [9-11]. Однако малопроизводительные персональные IBM 286-й серии не позволяли в полной мере использовать математический аппарат, разработанный в Отделе энергетики Коми научного центра УрО РАН. Условия реального времени требовали введения различных упрощений, выполнения программного обеспечения в машинных кодах, к строго привязанной схеме электрических соединений.

В условиях внедрения в ОИК АСДУ Коми ЭЭС персональных ЭВМ типа Pentium-2 и 3 и специально разработанного для целей оперативного управления режимами программного обеспечения, основанного на элементах искусственного интеллекта и, в частности, теории ИНС, становится возможным произвести всесторонний анализ полученных решений, проверить их достоверность и выдать соответствующие рекомендации персоналу диспетчерской службы региональной ЭЭС.

2. Внутрисуточное прогнозирование нагрузки с использованием ИНС

Создание федерального оптового рынка электроэнергии и мощности и тарифная политика РАО “ЕЭС России”, при которой даже кратковременное превышение региональными АО-энерго заявленной по договорам мощности приводит к наложению на них штрафных санкций, требует раз-

работки информационного и модельно-программного обеспечения для автоматизации управления режимами функционирования региональной ЭЭС на интервалах времени, позволяющих диспетчерскому персоналу осуществить те или иные оперативные изменения параметров режима. Для региональных ЭЭС, 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 мин. до нескольких часов (ввод агрегата из холодного состояния).

Прогнозирование основных параметров режима на указанные временные интервалы упреждения невозможно без разработки модели прогнозирования нагрузки энергоузлов ЭЭС. Разработанная модель – 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. Простая алгебраическая сумма прогнозных значений нагрузок для всех выделенных групп энергоузлов отслеживается с прогнозируемой нагрузкой всей ЭЭС. Такая организация процесса позволяет значительно сократить вычислительную трудоемкость.

На первом уровне по ретроспективной информации о режимах электропотребления производится прогнозирование нагрузки для всей ЭЭС и выделенных групп энергоузлов. Учет метеорологических условий при этом не целесообразен в силу небольшого временного упреждения прогнозирования.

Последовательность нагрузки P^t представляется в виде временного ряда. Для его описания принимается нелинейная модель авторегрессии. Стационарность обеспечивается переходом от исходного ряда к ряду разностей соседних значений $\nabla P^t = P^t - P^{t-1}$. В результате такого подхода прогнозирование нагрузки осуществляется с помощью модели динамики вида:

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

где τ – интервал упреждения, n – порядок авторегрессии (количество последних значений графика нагрузки, используемых для прогнозирования с упреждением τ).

Для реализации этой модели определена трехслойная ИНС. Нелинейный характер функции $f(\cdot)$, моделируемой нейронной сетью, позволяет более адекватно отразить структуру процесса электропотребления, чем известные линейные модели авторегрессии.

Идентификация функции $f(\cdot)$, заключающаяся в нахождении весовых коэффициентов W нейронной сети, выполняется вне реального времени на основании математической обработки ретроспективных графиков нагрузки. В силу неоднородности случайного процесса изменения нагрузки по-

строение ИНС производится для разных временных интервалов суточного графика нагрузки. Их обучение осуществляется на соответствующих интервалах графиков предшествующих суток. Хранение в памяти ЭВМ векторов коэффициентов W для всех рассматриваемых интервалов времени предъявляет большие требования к объему необходимой памяти. Для преодоления этого в модель вводится независимая переменная, характеризующая время, t . Это позволяет выделить регрессию на не учтенные в явном виде факторы, связанные со временем.

Результаты прогнозирования на примере Коми ЭЭС показывают, что при 15–минутном интервале упреждения тенденцию нагрузки наиболее адекватно определяют данные о нагрузке за последние $t^p = 15$ мин. текущих суток. Немаловажным при прогнозировании нагрузок является вопрос, связанный с выбором рационального шага дискретизации d временной последовательности суточной нагрузки. Исследования сверхкраткосрочного прогнозирования нагрузок для различных шагов дискретизации (от одной до десяти минут) показали, что наиболее приемлемым, как с точки зрения вычислительной эффективности, так и точности, является 5–минутный интервал дискретности. Таким образом, процесс авторегрессии при 15–минутном интервале упреждения имеет порядок $n = 3$ (t^p/d) и представляется моделью нейронной сети с тремя нейронами во входном слое. Двух нейронов в скрытом слое оказывается достаточно для обеспечения наилучшей аппроксимации функции $f(\cdot)$. Выбор модели авторегрессии и ее параметров для других интервалов упреждения не вызывает больших трудностей.

Точность прогнозирования нагрузки в существенной степени зависит от репрезентативности обучающей выборки. Многочисленные исследования по применению ИНС для прогнозирования нагрузки на интервалы времени до одного часа показали, что для получения приемлемых по точности результатов достаточно хранение двухнедельной ретроспективной информации о режимах электропотребления энергоузлов. Параметры модели прогнозирования нагрузки требуют периодической адаптации. Это связано с наличием неоднородности процесса электропотребления, обусловленного сезонными изменениями. Именно с этих позиций в модели формирования архивов режимов электропотребления энергоузлов предусмотрено хранение ретроспективной информации за последний двухнедельный период. Многочисленные тестирования модели прогнозирования нагрузки для Коми энергосистемы показали приемлемые результаты среднеквадратических ошибок прогноза (средняя – 0,5 – 0,8%, максимальная не превышает 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 прогнозирования 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 $K_{ij} = P_{ij} / P_i = const$ (P_{ij} – нагрузка j -го узла i -й группы; P_i – суммарная нагрузка i -й группы; K_{ij} – коэффициент пропорциональности между нагрузкой j -го узла и суммарной нагрузкой i -го района). Если условие подобия не выполняется, то пропорциональная модель вносит дополнительную погрешность в прогнозирование нагрузок энергоузлов. В этом случае необходимо прибегать к более сложным моделям [1]. Анализ суточных графиков нагрузок Коми ЭЭС показал, что приведенное условие пропорциональности выполняется практически всегда. Тогда нагрузка энергоузла каждой группы определяется выражением $P_{ij}^{t+\tau} = K_{ij} P_i^{t+\tau}$.

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 ТИ о перетоках реактивной мощности в ОИК АСДУ Комиэнерго вынуждает применять для ее определения различные упрощения. В модели используется подход, основанный на угловой зависимости между активной и реактивной нагрузками энергоузлов, которая определяется в момент прогнозирования по результатам модели ОС ЭЭС. При прогнозировании режимов на достаточно малые интервалы времени (до одного часа) такое упрощение вполне оправдано.

3. Расчеты установившихся режимов ЭЭС с использованием ИНС

Расчеты УР ЭЭС являются неотъемлемой частью при решении таких важных задач оперативного управления режимами в реальном времени, как оценка предельных перетоков мощности по системообразующим связям, контроль экономичности и оперативной коррекции параметров режима, прогнозирование этих параметров, оценка и оптимизация оперативной надежности. Решение перечисленных задач, как правило, осуществляется традиционными методами утяжеления и оптимизации, что требует многократного расчета УР [10].

Идея расчета УР ЭЭС с применением ИНС заключается в аппроксимации законов, связывающих параметры режима (законы Ома и Кирхгофа), и формировании тем самым явной зависимости между заданными и искомыми параметрами режима. Традиционно задача расчета УР заключается в нахождении вектора состояния \mathbf{X} , однозначно определяющего все параметры режима, решением системы неявных функций, $\mathbf{V}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = 0$ (\mathbf{V} – вектор-функция, \mathbf{Y} – вектор заданных параметров). Заданными считаются

активные и реактивные мощности нагрузочных узлов, активные мощности и модули напряжений балансирующих узлов, коэффициенты трансформации трансформаторов и т.п. В качестве вектора состояния \mathbf{X} обычно выступают модули и фазы напряжений в узлах, либо их действительные и мнимые составляющие.

Использование ИНС для расчета УР ЭЭС сводится к ее обучению на выборке режимов и формированию явной функции, выполняющей отображение вектора \mathbf{Y} в вектор \mathbf{X} , $\mathbf{X} = f(\mathbf{Y}, \mathbf{W})$, где \mathbf{W} – вектор весовых коэффициентов ИНС. С учетом того, что значения ряда параметров УР фиксированы и заданы точно (инъекции транзитных узлов, напряжения на шинах генерирующих станций), они не участвуют в нейросетевом расчете потокораспределения. Тогда размерности входного и выходного векторов будут $p = n - 2n_{TP} - n_G$ и $q = n - n_G$ соответственно ($n = 2N - 1$, N – число узлов сети, n_{TP} – число транзитных узлов, n_G – число генерирующих узлов). Количество нейронов в скрытом слое ИНС определяется сложностью структуры приближаемой функции и устанавливается экспериментальным путем. При оперативных расчетах УР обученные ИНС практически мгновенно воспроизводят на выходе вектор состояния, соответствующий представленному на входе вектору данных. Отсутствие итеративного характера решения обеспечивает высокую степень быстродействия и надежности методов расчета режимов, базирующихся на ИНС.

Метод нейросетевого расчета УР был исследован на схеме Коми ЭЭС и на тестовых схемах. Обучение ИНС осуществлялось на сформированной выборке режимов (от 250 до 1200, в зависимости от размерности задачи), представляющей собой совокупность векторов данных и соответствующих векторов состояния. Исследования показали, что для реализации нейросетевой модели потокораспределения 24-узловой схемы основных соединений Коми ЭЭС (рис.1) достаточно одного скрытого слоя из 80-100 нейронов. Наилучшая аппроксимация достигается при представлении вектора состояний в полярных координатах. Сравнение с результатами расчета традиционными ньютоновскими методами показало высокую вычислительную эффективность предлагаемого подхода. Стандартная среднеквадратичная ошибка расчета параметров режимов, отличных от используемых для обучения, не превышает 0,02 кВ для узловых напряжений и 0,2 МВт и 0,16 МВар для активного и реактивного потокораспределения соответственно. Пример нейросетевого расчета одного из УР Коми ЭЭС представлен в Приложении 2.

Несовершенство применяемого авторами алгоритма обучения ИНС не позволило добиться абсолютной точности нейросетевого расчета УР. Между тем применение нейросетевого подхода дает высокое начальное приближение и может применяться совместно с ньютоновскими методами расчета УР. В этом случае для достижения требуемой точности достаточно одной итерации метода Ньютона. Это очень важно, так как известно, что

эффективность сходимости ньютоновских методов в большой степени зависит от заданного начального приближения. Применение ИНС для быстрой оценки потокораспределения эффективно в задачах комбинаторного характера, где погрешность расчета удовлетворяет требованиям задачи.

4. Оценивание состояния ЭЭС с использованием ИНС

Важная роль в формировании достоверной информационной базы отводится методам оценивания состояния (ОС) ЭЭС [2, 4, 5, 7]. Под ОС понимают аналитическое восстановление режима ЭЭС по данным, получаемым по каналам телеметрии. Измерения неизбежно содержат ошибки, которые могут привести к принятию неверных решений при оперативной коррекции параметров режима ЭЭС. Обнаружить или уменьшить ошибки ТИ можно за счет:

- увеличения точности и надежности элементов измерительных систем;
- дублирования измерений одного и того же параметра;
- проверки баланса по активной и реактивной мощностям узлов и выполнения законов Кирхгофа и Ома для электрических цепей;
- сопоставления измеренных и расчетных параметров режима с возможной вилоккой их изменения (верхними и нижними границами), определяемой технологическими условиями;
- согласования значений параметров режима в текущий момент времени со значением этих же параметров в предшествующие моменты времени.

Последние три пункта предполагают определенную математическую обработку результатов ТИ. Эта обработка составляет основу ОС ЭЭС и обеспечивает:

- корректировку расчетной схемы ЭЭС на основе данных ТС о состоянии коммутационной аппаратуры;
- получение оценок основных параметров режима, в том числе режима электропотребления, а также коэффициентов трансформации трансформаторов;
- обнаружение неверных ТИ и ТС, вызванных нарушением работы датчиков и телеметрических каналов связи.

Программное обеспечение задачи ОС ЭЭС, работающее в реальном времени, должно удовлетворять требованиям по быстродействию (при цикле обновления информации равным 10 с), надежности и робастности, т.е. быть малочувствительным к грубым ошибкам ТИ и ТС. В настоящее время разработан большой арсенал методов ОС ЭЭС, базирующихся в основном на аппарате известного статистического метода взвешенных наименьших квадратов (статическое оценивание) и кальмановской теории фильтрации (динамическое оценивание). Разработанный в свое время программный модуль ОС в комплексе ОИК АСДУ Коми ЭЭС реализует математическую модель статического оценивания, основанную на решении задачи методом Ньютона-

Рафсона [2]. При нормальном распределении ошибок ТИ обеспечивается быстрое нахождение оптимальных, в статистическом смысле, оценок всех параметров режима. Недостатком модели является неустойчивость получаемых оценок к отклонениям от предположения о нормальности ошибок, в том числе к присутствию в ТИ грубых ошибок, вызванных сбоями в системе сбора и передачи данных.

Анализ существующих подходов к выявлению и подавлению неверных измерений (НИ), а также интенсивно развивающихся в последние два десятилетия статистических методов в рамках теории робастной статистики [6,8] применительно к задаче ОС ЭЭС показал, что оценки ТИ, получаемые минимизацией медианы квадратов невязок (так называемые LMS-оценки), являются максимально устойчивыми к НИ и обеспечивают робастное начальное решение для последующей работы метода наименьших квадратов. Однако применение LMS метода к ОС ЭЭС в реальном времени наталкивается на большие вычислительные трудности [14]. Решение носит комбинаторный характер и заключается в получении множества потокораспределений для различных базисных векторов ТИ и анализа невязок между ТИ и рассчитанными значениями для каждого потокораспределения. Если количество НИ не превышает половины локально избыточных ТИ, то в результате полного перебора найдется как минимум один базис, не имеющий в своем составе неверных телеизмерений. Для такого потокораспределения медиана упорядоченных квадратов невязок избыточных ТИ будет наименьшей. Очевидно, что эффективность применения метода определяется быстродействием работы программного модуля расчета потокораспределения. Если отказаться от традиционных ньютоновских методов расчета потокораспределения и применять для этих целей описанный выше нейросетевой подход, то можно достичь требуемого быстродействия.

Организация предлагаемого подхода следующая. Предварительно, вне реального времени, определяется множество возможных базисов, для каждого из которых формируется нейронная сеть. В качестве вектора заданных параметров, поступающего на вход каждой нейронной сети, выступает выборка ТИ, образующая соответствующий базис. Обучение нейронных сетей заключается в установлении зависимости вектора состояния от входного вектора. Матрицы весовых коэффициентов, полученные при обучении ИНС, сохраняются на ЭВМ и используются на всем протяжении оперативных расчетов.

В случае, когда располагаемое время и ресурсы ЭВМ не позволяют произвести полный перебор потокораспределений для всех базисов, ограничиваются неполным множеством базисов. При его формировании следует обеспечить включение хорошо обусловленных базисов.

Схема достоверизации данных с априорной идентификацией НИ по методу наименьшей медианы квадратов с использованием нейронных се-

тей изображена на рис.2. Обученные вне реального времени нейронные сети в *on-line* режиме в соответствии с назначенными им базисами принимают ТИ и выполняют расчет потокораспределений (блок ИНС). Количество k базисов (соответственно нейронных сетей) определяется с таким условием, чтобы среди них с вероятностью P , близкой к единице, нашелся, по крайней мере, один, состоящий из «хороших» ТИ. При наличии m телеизмерений, поступающих на ОИК АСДУ, и доле $\varepsilon = f/m$ НИ в векторе ТИ вероятность наличия «хорошего» базиса определяется выражением [6]:

$$P = 1 - (1 - (1 - \varepsilon)^n)^k. \quad (1)$$

С учетом того, что некоторые измеряемые параметры заданы точно (инъекции транзитных узлов, напряжения на шинах генерирующих станций), они, очевидно, входят в состав каждого базиса и не участвуют в сочетании. Поэтому значения n и m при расчете вероятности P следует уменьшить на число этих ТИ. Задаваясь долей ε неверных измерений, от которых необходимо застраховаться с вероятностью P (обычно 0,95), можно из выражения (1) определить количество требуемых базисов.

Предлагается следующая процедура идентификации НИ по методу наименьшей медианы квадратов.

1. Для каждого k -го решения, полученного в блоке нейронных сетей, производится расчет квадратов взвешенных невязок

$$r_{i(\sigma)}^2 = \frac{(\bar{v}_i - \hat{v}_i)^2}{\sigma_i^2 + \sigma_{\text{инс}_i}^2}, \quad i=1, 2, \dots, q, \quad (\bar{v}_i, \hat{v}_i -$$

значения i -го избыточного измерения и его оценка нейронной сетью соответственно, σ_i – дисперсия ошибки ТИ, $\sigma_{\text{инс}_i}$ – дисперсия ошибки расчета ИНС). Поскольку значение дисперсии ошибки ТИ на два порядка и более превышает дисперсию ошибки расчета ИНС последнее можно не учитывать.

Рис.2. Схема достоверизации данных телеметрии.

2. Для рассчитанного вектора квадратов взвешенных невязок определяется медиана квадратов невязок $\mu = r_{d(\sigma)}^2$ ($r_{d(\sigma)}^2$ – d -я упорядоченная по возрастанию квадратичная невязка, $d = [(q+1)/2]$, $[\cdot]$ – целая часть).

3. Дальнейший анализ проводится для результатов нейронной сети, которой соответствует наименьшее значение медианы μ . Полученные в этом

Оценки параметров режима

Идентификация неверных измерений

ИНС_k

Массив ТИ

случае оценки являются наиболее робастными, а невязки присутствующих НИ значительно выделяются на фоне остальных. Решающее правило идентификации НИ заключается в сравнении значения каждой невязки, нормализованной по робастной оценке их дисперсий, с некоторым порогом

$$\left| \frac{r_i(\sigma)}{\hat{\sigma}} \right| > 2,5, \quad i=1, 2, \dots, p \quad (\hat{\sigma}_r = 1,4826 \left(1 + \frac{5}{m-n} \right) \sqrt{\mu_0} - \text{оценка дисперсии, } \mu_0 - \text{значение наименьшей медианы квадратов невязок}).$$

Если невязка i -го ТИ превышает допустимый диапазон (в данном случае 2,5 дисперсии), то телеизмерение считается неверным.

После исключения из вектора ТИ неверных измерений выполняется стандартная процедура оценивания состояния по критерию наименьших квадратов одним из существующих методов.

Расчетная схема основных соединений Коми ЭЭС напряжением 110–220 кВ (рис.1) состоит из 24 -х узлов ($N=24$). Число ТИ, поступающих на ОИК АСДУ, – $m=12+77=89$ ($m_0=12$ – псевдоизмерения нулевых инъекций транзитных узлов). При размере оцениваемого вектора состояния $n=2N-1=47$ это дает избыточность ТИ $m/n=1,894$. Согласно теории робастности максимальное число неверных измерений, которые можно выявить, равно половине избыточных измерений $f_{\max} = (m - n) / 2 = 21$. Если с вероятностью $p=0,95$ застраховаться от появления пяти неверных измерений ($f=5$), то, подставляя в (1) значение $\varepsilon = 5 / 77$, получим $k = 30$.

Заметим, что 30-кратный расчет потокораспределения традиционными итеративными методами потребует значительных ресурсов времени. Нейросетевая модель, состоящая из 30 ИНС, не только удовлетворяет жестким требованиям реального времени, но и допускает распараллеливание процесса решения задачи как на уровне самого LMS-алгоритма, так и на уровне каждой ИНС. Нарастиванием числа ИНС можно добиться достоверного ОС, даже когда неверной является половина избыточных ТИ. В Приложении 3 приведен пример работы предлагаемого подхода для 4- узловой схемы ЭЭС, позаимствованной из работы И.П. Стратан и др. [7], и дано сравнение с двумя известными методами обнаружения неверных ТИ.

Заключение

Расширение возможностей АСДУ нового поколения в техническом и особенно информационном обеспечении требует разработки новых методических подходов к решению задач оперативного управления режимами функционирования ЭЭС. Эффективность управления режимами во многом определяется внедрением в АСДУ ЭЭС надежного и быстродействующего

программного обеспечения, направленного на решение задач реального времени. С этих позиций в работе предложена новая методика решения задач расчета установившегося режима, оценивания состояния и сверхкраткосрочного прогнозирования нагрузок ЭЭС, основанная на применении оригинальных (нетрадиционных) методов, базирующихся на теории искусственных нейронных сетей. Показаны характеристики применяемых методов в сравнении с традиционно существующими подходами решения задач оперативного управления режимами. Методика позволяет значительно эффективнее (в вычислительном аспекте) решать задачи оперативной коррекции параметров режима, оценивать оптимальные и предельные режимы в реальном времени управления региональной ЭЭС. Методика реализована в виде универсального программно-вычислительного комплекса на языках высокого уровня и апробируется в среде ОИК АСДУ АЭК «Комизэнерго».

Определенным недостатком применения ИНС является необходимость их переобучения в случаях значительных изменений структуры потребителей, параметров и топологии схемы замещения, вариаций в установке датчиков телеметрии и т.п.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Богданов В.А., Денисенко Э.В.** Сопоставление моделей оперативного прогноза узловых нагрузок // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1982. – №3. – С.3-10.
2. **Гамм А.З.** Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976. – 220 с.
3. **Горбань А.Н.** Обобщенная аппроксимационная теорема и вычислительные возможности нейронных сетей // Сиб. журн. вычисл. математики / РАН. Сиб. отд-ние. - Новосибирск, 1998. - Т.1, №1. - С.11-24.
4. **Методы** решения задач реального времени в электроэнергетике / А.З.Гамм, Ю.Н.Кучеров, С.И.Паламарчук и др. – Новосибирск: Наука, 1990. – 294 с.
5. **Программно-вычислительный комплекс** оценивания состояния энергосистем в реальном времени. / Ю.А. Гришин, И.Н. Колосок, Е.С. Коркина и др. // Электричество, 1999. – №2.
6. **Робастность** в статистике. Подход на основе функций влияния / Ф.Хампель, Э.Рончетти, П.Рауссеу, В.Штаэль. – М.: Мир, 1989. – 512 с.
7. **Стратан И.П., Неретин В.И., Спивак В.Л.** Расчет и анализ режимов электроэнергетических систем. – Кишинев: Штиинца, 1990. – 104 с.
8. **Хьюбер Дж.П.** Робастность в статистике. – М.: Мир, 1984. – 304 с.
9. **Чукреев Ю.Я.** Экспертные системы текущего планирования режимов региональной электроэнергетической системы. - Сыктывкар, 1995. - 20 с. (Сер. препринтов "Новые науч. методики" // Российская АН, Коми науч. центр УрО; Вып. 46).
10. **Чукреев Ю.Я.** Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН. 1995. – 176 с.
11. **Чукреев Ю.Я., Полуботко В.А.** Модели оперативного управления установившимися режимами региональных электроэнергетических систем в реальном времени. - Сыктывкар, 1994. - 20 с. (Сер. препринтов "Новые науч. методики" // Российская АН, Коми науч. центр УрО; Вып. 45).
12. **Hecht-Nielsen.** Kolmogorov's mapping neural networks existence theorem // Proc. IEEE First Intern. Conf. on neural networks. San Diego, CA: SOS Printing, 1987. – Vol.2. – P. 11-14.

13. **Lippmann R.P.** An introduction to computing with neural nets // IEEE ASSP Magazine, 1987. – Vol.2, №4. – P.4-20.
14. **Milli L., Phaniraj V., Rousseuw P.J.** Least median of squares estimation in power system // IEEE Transaction on Power System, 1991. – Vol.6, №2. – P.511-523.
15. **Pandua A.S., Macy R.B.** Pattern recognition with neural networks in C++. – Boca Raton: CRC Press: IEEE Press, 1996. – 410 p.

Приложение 1

Структура файла данных - интерфейса между ОИК АСДУ и модельно-программным обеспечением решения задач оперативного управления режимами ЭЭС

Файл данных *gr_dan.baz* состоит из двух частей – одна для узлов, другая – для связей. В зависимости от указанных номеров узлов и их связанности формируется граф расчетной схемы. В табл. П1.1 приведен конкретный вид базы данных *gr_dan.baz* для схемы Коми ЭЭС, представленной на рис.1.

1. Информация об узлах

Каждый узел характеризуется следующими основными параметрами:

1. Порядковый номер и название узла, например, 1_Воркута-220 (первый и второй столбцы записи);
2. Тип узла (третий столбец записи): 0 – нагрузочный; 1 – узловая подстанция; 2 – генераторный и нагрузочный узел; 3 – базисный узел;
3. Процент собственных нужд электростанции (задается только в необходимых случаях для генераторных узлов, когда нет данных ТИ о величинах перетока мощности через трансформаторы связи). Для остальных типов узлов задается число минус единица (четвертый столбец записи);
4. Отношение реактивной и активной мощности для генераторных узлов, выраженное в градусной мере счисления (задается также только в случаях, когда не хватает данных ТИ о величинах перетока мощности через трансформаторы). При достаточном количестве ТИ эта величина задается равной нулю (пятый столбец записи);
5. Номера узлов, принятых в энергосистеме для расчета нормального режима по программе RASTR (шестой столбец записи);
6. Номера ячеек ТИ и ТС, принятых в ОИК АСДУ ЭЭС службой АСУ (три столбца записи: седьмой – ТИ напряжений узлов, восьмой – ТИ активной мощности электростанций и девятый – ТИ реактивной мощности электростанций). Знак “@” перед номером ячейки соответствует достоверным данным ТИ, знак “#” – недостоверным. Если эти знаки перед числом отсутствуют, то это означает, что в базу данных занесены абсолютные значения величин. Если в записи стоит #999, то это означает, что измерение отсутствует и ячейка памяти для него не предусмотрена;
7. Вспомогательные данные необходимые для оценки коррекции параметров режима по условиям экономичности и надежности, а также для оценки предельных режимов по связям энергосистемы (четыре столбца: 10-й и 11-й – максимально возможные активные и реактивные мощности электростанций; 12-й и 13-й – соответственно минимальные и максимальные допустимые напряжения на шинах подстанций);
8. Номера ячеек ОИК для записи ошибок измерения напряжений (14-й столбец);

9. Номера ячеек ОИК для записи расчетных значений активных и реактивных нагрузок узлов ЭЭС, соответственно 15-й и 16-й столбцы.

Следует отметить, что все столбцы могут корректироваться в зависимости от появления новых данных ТИ и от изменения каких-либо параметров. В столбцах с 7-го по 9-й данные, указывающие номера ячеек со значками @ и #, обновляются с определенной периодичностью (в Коми энергосистеме – 10 с.).

2. Информация о связях

Как и узел, каждая связь характеризуется следующими своими основными параметрами:

1. Порядковый номер линии (трансформатора), название (номер, узлы связи и т.п.), например, 1_Воркута АТ 220/110. Возможны одна, две и более связей с одинаковым номером (два автотрансформатора, три связи, соединяющие два узла) (первый и второй столбцы записи);

2. Константа, необходимая для отключения какого-либо элемента сети. В данной версии программного обеспечения отключению подлежат только параллельно соединенные элементы (третий столбец записи: 0 - линия не разрывается; 1 – линия отключается персоналом; 2 – линия условно разрывается для расчета предельных режимов);

3. Номера узлов, принятых за начало линии и ее конец (соответственно четвертый и пятый столбцы записи);

4. Параметры схемы замещения элемента – шестой (R), седьмой (X) и восьмой (B) столбцы записи;

5. Параметр идентификации элемента сети (девятый столбец записи: 0 – линия электропередачи; 1 – трансформатор или автотрансформатор);

6. Номера ячеек ТИ, принятых в ОИК, задаются по аналогии с п.6 для узлов (четыре столбца записи: 10-й и 11-й – ТИ перетока активной и реактивной мощности, соответствующее принятому началу связи; 12-й и 13-й – ТИ перетока активной и реактивной мощности, соответствующее ее концу);

7. Параметр, позволяющий изменить знак перетока активной или реактивной мощности по связи на противоположный. Его введение обусловлено частым вмешательством персонала, обслуживающего измерительную технику, приводящим к изменению направления перетока мощности (14-й и 15 -й столбцы записи);

8. Термически допустимая в соответствии с нормативами нагрузка элемента сети в МВт (16-й столбец записи);

9. Процент допустимых потерь по линиям электропередачи (17-й столбец записи).

Информация, записываемая в ячейки ОИК (столбцы с 18-го по 25-й) является расчетной.

10. Номера ячеек для расчетных значений активных и реактивных перетоков мощности по связям энергосистемы (столбцы с 18-го по 21-й);

11. Номера ячеек для расчетных значений расхождений между расчетными и измеренными величинами перетоков активной мощности связей (столбцы 22-й и 23-й);

12. Номера ячеек для расчетных значений предельных перетоков мощности (статической устойчивости) по системообразующим связям (столбцы 24-й и 25-й).

Таблица П1.1

База данных gr_dan.baz

п/п	Название Узла	Тип	%СН	Угол	Номер узла RASTR	N_U	N_Pg	N_Qg	Pgmax	Qgmax	Umin	Umax	U	Er(U)	Pn	Qn
Информация об узлах																
1	Воркута-220	1	-1	0	100	230	#999	#999	0	0	207	254	@2000	@2050	#999	#999
2	Воркута-110	0	-1	0	101	#181	#999	#999	0	0	104	125	@2001	@2051	@2080	@2100
3	ВТЭЦ-2	0	-1	0	102	@80	#999	#999	0	0	104	125	@2002	@2052	@2081	@2101
4	Г2-4 ВТЭЦ-1	2	6,0	0	103	6,3	@76	#999	95	80	6,2	6,5	@2003	@2053	@2082	@2102
4	Г1-7 ВТЭЦ-2	2	6,0	0	103	6,3	@64	@65	300	100	6,2	6,5	@2003	@2054	@2082	@2102
5	Инта-220	1	-1	0	200	@112	#999	#999	0	0	207	254	@2004	@2055	#999	#999
6	ИТЭЦ	2	-1	0	201	@113	@128	@129	0	150	104	125	@2005	@2056	@2083	@2103
7	ПГРЭС-220	1	-1	0	300	@245	#999	#999	0	0	207	254	@2006	@2057	#999	#999
8	Г-1 ПГРЭС	3	-1	0	301	15,8	@226	@228	0	150	15,7	15,9	@2007	@2058	@2084	@2104
8	Г-2 ПГРЭС	3	-1	0	301	15,8	@227	@238	0	150	15,7	15,9	@2007	@2059	@2084	@2104
8	Г-3 ПГРЭС	3	-1	0	301	15,8	@242	@249	0	150	15,7	15,9	@2007	@2060	@2084	@2104
8	Г-4 ПГРЭС	3	-1	0	301	15,8	@229	@254	0	150	15,7	15,9	@2007	@2061	@2084	@2104
8	Г-5 ПГРЭС	3	-1	0	301	15,8	@239	@255	0	150	15,7	15,9	@2007	@2062	@2084	@2104
9	Печора-220	0	-1	0	310	#273	#999	#999	0	0	207	254	@2008	@2063	@2085	@2105
10	Усинск-220	0	-1	0	320	#339	#999	#999	0	0	207	254	@2009	@2064	@2086	@2106
11	п/с Северная	0	-1	0	330	#245	#999	#999	0	0	207	254	@2010	@2065	@2087	@2107
12	Ухта-220	1	-1	0	400	@18	#999	#999	0	0	207	254	@2011	@2066	#999	#999
13	Ухта-110	0	-1	0	401	@19	#999	#999	0	0	104	125	@2012	@2067	@2088	@2108
14	Сосногорская ТЭЦ	0	-1	0	402	#49	#999	#999	0	0	104	125	@2013	@2068	@2089	@2109
15	ГЗ-8 СТЭЦ	2	6,0	0	403	6,3	@32	@33	395	180	6,2	6,5	@2014	@2069	@2090	@2110
16	Зеленоборск	0	-1	0	406	#208	#999	#999	0	0	207	254	@2015	@2070	@2091	@2111
17	Микунь-220	1	-1	0	500	@403	#999	#999	0	0	207	254	@2016	@2071	#999	#999
18	Микунь-110	0	-1	0	501	@404	#999	#999	0	0	104	125	@2017	@2072	@2092	@2112
19	ТЭЦ СЛПК	0	-1	0	502	#372	#999	#999	0	0	104	125	@2018	@2073	@2093	@2113
20	Г1-6 ТЭЦЛПК	2	-1	20,7	503	6,3	@354	@352	345	180	6,2	6,5	@2019	@2074	@2094	@2114
21	Сыктывкар-220	1	-1	0	504	#289	#999	#999	0	0	207	254	@2021	@2075	#999	#999
22	Сыктывкар-110	0	-1	0	505	#287	#999	#999	0	0	104	125	@2022	@2076	@2095	@2115
23	Синдор-220	0	-1	0	506	#432	#999	#999	0	0	207	254	@2023	@2077	@2096	@2116
24	Урдома(Арх)	0	-1	0	600	#496	#999	#999	0	0	207	254	@2024	@2078	@2097	@2117

п/п	Название связи	газ	Nb	Ne	R	X	B	tr	zp	zq	N	Pb	N	Qb	N	Pe	N	Qe	Рдоп%	Pb	Qb	Pe	Qe	ErPb	ErPe	St b	St e	
Информация о связях																												
1	АТ-1(125) Воркута	0	1	2	0,54	54,4	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	108	35	@2150	@2180	@2210	@2240	@2270	@2310	#999	#999				
1	АТ-2(125) Воркута	0	1	2	0,54	54,4	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	108	35	@2150	@2180	@2210	@2240	@2271	@2311	#999	#999				
2	ВЛ-107	0	2	3	2,27	5,78	0,04	0	0	0	#163	#162	@68	@69	108	35	@2151	@2181	@2211	@2241	@2272	@2312	#999	#999				
2	ВЛ-108	0	2	3	3,48	5,98	0,04	0	0	0	#167	#166	#999	#999	108	35	@2151	@2181	@2211	@2241	@2273	@2313	#999	#999				
3	Г1-7ВТЭЦ-2-ВТЭЦ-2	0	3	4	0,19	4,4	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	108	35	@2152	@2182	@2212	@2242	@2275	@2315	#999	#999				
4	ВЛ-273	0	5	1	24,2	106	0,65	0	0	0	@98	#99	#160	#161	252	35	@2153	@2183	@2213	@2242	@2276	@2316	@2350	@2357				
5	Т-1 (40) Инга	0	5	6	6,52	167	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	108	35	@2154	@2184	@2214	@2242	@2277	@2317	#999	#999				
5	Т-2 (40) Инга	0	5	6	6,52	167	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	108	35	@2154	@2184	@2214	@2242	@2278	@2318	#999	#999				
6	ВЛ-256	0	7	5	18,9	74,6	0,47	0	0	0	@240	#241	#97	#96	252	35	@2155	@2185	@2215	@2242	@2279	@2319	@2351	@2358				
7	Г1 ПГРЭС-ПГРЭС	0	7	8	0,18	8,56	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	500	35	@2156	@2186	@2216	@2242	@2280	@2320	#999	#999				
7	Г2 ПГРЭС-ПГРЭС	0	7	8	0,6	25,7	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	500	35	@2156	@2186	@2216	@2242	@2281	@2321	#999	#999				
7	Г3 ПГРЭС-ПГРЭС	0	7	8	0,5	25,7	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	500	35	@2156	@2186	@2216	@2242	@2282	@2322	#999	#999				
7	Г4 ПГРЭС-ПГРЭС	0	7	8	0,5	25,7	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	500	35	@2156	@2186	@2216	@2242	@2283	@2323	#999	#999				
7	Г5 ПГРЭС-ПГРЭС	0	7	8	0,5	25,7	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	500	35	@2156	@2186	@2216	@2242	@2284	@2324	#999	#999				
8	ВЛ-246	0	7	10	14,6	63,9	0,39	0	0	0	@231	@233	#323	#321	252	35	@2157	@2187	@2217	@2242	@2285	@2325	#999	#999				
9	ВЛ-243	0	7	9	0,67	2,92	0,02	0	0	0	@230	@232	#999	#999	252	35	@2158	@2188	@2218	@2242	@2286	@2326	#999	#999				
9	ВЛ-244	0	7	9	0,51	2,86	0,02	0	0	0	#999	#999	#999	#999	252	35	@2158	@2188	@2218	@2242	@2287	@2327	#999	#999				
10	ВЛ-245	0	9	10	13,8	60,5	0,37	0	0	0	@258	#256	#322	#320	252	35	@2159	@2189	@2219	@2242	@2288	@2328	#999	#999				
11	ВЛ-247	0	7	11	0,54	2,7	0,02	0	0	0	@234	0	#999	#999	252	35	@2160	@2190	@2220	@2242	@2289	@2329	#999	#999				
12	ВЛ-241	0	7	16	12,4	54,5	0,33	0	0	0	@224	@225	#210	#209	252	35	@2161	@2191	@2221	@2242	@2290	@2330	@2352	@2359				
13	ВЛ-222	0	16	12	12,6	55,3	0,34	0	0	0	#194	#193	@3	#2	252	35	@2162	@2192	@2222	@2242	@2291	@2331	@2353	@2360				
14	АТ-1(125) Ухта	0	12	13	0,52	47,3	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	108	35	@2163	@2193	@2223	@2242	@2292	@2332	#999	#999				
14	АТ-2(125) Ухта	0	12	13	0,52	47,3	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	108	35	@2163	@2193	@2223	@2242	@2293	@2333	#999	#999				
15	ВЛ-153	0	13	14	0,22	1,48	0,02	0	1	0	@17	@16	#999	#999	108	35	@2164	@2194	@2224	@2242	@2294	@2334	#999	#999				
15	ВЛ-154	0	13	14	0,22	1,48	0,02	0	0	0	#999	#999	#999	#999	108	35	@2164	@2194	@2224	@2242	@2295	@2335	#999	#999				
16	ГЗ-8 СТЭЦ – СТЭЦ	0	14	15	0,14	3,71	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	300	35	@2165	@2195	@2225	@2242	@2296	@2336	#999	#999				
17	ВЛ-221	0	12	23	13,2	57,9	0,36	0	0	0	@1	@0	#999	#999	252	35	@2166	@2196	@2226	@2242	@2297	@2337	@2354	@2361				
18	ВЛ-204	0	23	17	11	48,1	0,29	0	0	0	#999	#999	@401	#402	252	35	@2167	@2197	@2227	@2242	@2298	@2338	@2355	@2362				
19	АТ-3(125) Микунь	0	17	18	0,6	46	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	108	35	@2168	@2198	@2228	@2242	@2299	@2339	#999	#999				
19	АТ-4(125) Микунь	0	17	18	0,6	46	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	108	35	@2168	@2198	@2228	@2242	@2300	@2340	#999	#999				
20	ВЛ-170	0	18	19	18,9	32,4	0,2	0	0	0	#384	#385	@355	@350	108	50	@2169	@2199	@2229	@2242	@2301	@2341	#999	#999				
20	ВЛ-171	0	18	19	18,9	32,4	0,2	0	0	0	#408	#409	@373	@370	108	50	@2169	@2199	@2229	@2242	@2302	@2342	#999	#999				
21	Г1-6ТЭЦШК-ТЭЦШК	0	19	20	0,22	5,52	0	1	0	0	@367	#999	#999	#999	300	35	@2170	@2200	@2230	@2242	@2303	@2343	#999	#999				
22	ВЛ-202	0	17	21	8,72	38,2	0,24	0	0	0	@406	@407	#290	#291	252	35	@2171	@2201	@2231	@2242	@2304	@2344	#999	#999				
23	АТ-2 (125) Сыктывкар	0	21	22	0,6	53,8	0	1	0	0	#999	#999	#999	#999	108	35	@2172	@2202	@2232	@2242	@2305	@2345	#999	#999				
24	ВЛ-160	0	22	19	1,32	4,45	0,03	0	0	0	#306	#307	@356	@378	108	35	@2173	@2203	@2233	@2242	@2306	@2346	#999	#999				
24	ВЛ-161	0	22	19	1,32	4,45	0,03	0	0	0	#308	#309	@357	@379	108	35	@2173	@2203	@2233	@2242	@2307	@2347	#999	#999				
25	ВЛ Урдома (Арх)	0	17	24	23,7	93,5	0,58	0	0	0	@393	@394	#999	#999	252	35	@2174	@2204	@2234	@2242	@2308	@2348	@2356	@2363				

Приложение 2

Пример расчета установившегося режима Коми ЭЭС на базе нейросетевого подхода

Расчетная схема приведена на рис.1. Нейронная сеть с одним скрытым слоем из 80 нейронов имеет 30 входов и 42 выхода. Входными параметрами являются активные и реактивные мощности нагрузочных узлов и активные мощности генерирующих узлов кроме балансирующего. В качестве выходных параметров выступают модули и фазы изменяющихся во времени напряжений в узлах.

Обучение нейронной сети выполнялось на сформированной выборке из 600 режимов, представляющей собой совокупность векторов заданных и соответствующих векторов искомым параметрам. Множество режимов генерировалось случайным изменением активных и реактивных нагрузок узлов, а также активных мощностей генерирующих агрегатов электростанций по равномерному закону в диапазоне значений, полученных из анализа ретроспективных данных.

Тестирование проводилось на выборке из 600 режимов, отличной от выборки обучения. Идея заключается в том, чтобы исследовать аппроксимирующую способность нейросетевой модели воспроизводить режимы, не участвующие в обучении. Пример расчета вектора состояния одного из характерных режимов представлен в табл.П2.1. В табл.П2.2 приведены расчетные значения перетоков мощности по линиям электропередачи. В качестве эталона выступают результаты расчета установившегося режима, выполненные по программе *RASTR*, широко применяемой в практике эксплуатации энергосистем.

Таблица П2.1

Результаты нейросетевого расчета вектора состояния

Номер узла	Фаза			Напряжение		
	Эталон	Расчет	Ошибка	Эталон	Расчет	Ошибка
1	-0,476	-0,475	0,0006	223,625	223,631	0,005
2	-0,542	-0,541	0,0006	116,874	116,874	-0,001
3	-0,563	-0,562	0,0006	118,048	118,047	-0,001
4	-0,558	-0,557	0,0006	6,300	6,300	0,000
5	-0,218	-0,217	0,0003	234,066	234,077	0,010
6	-0,166	-0,165	0,0004	38,000	38,000	0,000
7	-0,077	-0,077	0,0000	234,879	234,881	0,002
8	0,000	0,000	0,0000	15,800	15,800	0,000
9	-0,079	-0,079	0,0000	234,798	234,801	0,002
10	-0,147	-0,147	0,0000	232,319	232,316	-0,003
11	-0,077	-0,077	0,0000	234,858	234,859	0,002
12	-0,219	-0,219	0,0003	224,396	224,398	0,003
13	-0,275	-0,275	0,0003	120,104	120,102	-0,002
14	-0,280	-0,279	0,0003	120,251	120,249	-0,002
15	-0,278	-0,277	0,0003	6,300	6,300	0,000
16	-0,158	-0,157	0,0001	230,413	230,405	-0,008
17	-0,054	-0,053	0,0006	216,225	216,239	0,013
18	-0,035	-0,034	0,0006	105,767	105,771	0,003
19	0,074	0,074	0,0002	114,337	114,325	-0,012
20	0,169	0,169	0,0000	6,300	6,300	0,000
21	-0,008	-0,008	0,0004	213,765	213,759	-0,005
22	0,056	0,056	0,0003	112,638	112,629	-0,009
23	-0,132	-0,132	0,0005	216,853	216,887	0,034
24	-0,087	-0,087	0,0006	217,731	217,730	-0,002

Таблица П2.2

Результаты нейросетевого расчета потокораспределения

Номер линии	Активная мощность			Реактивная мощность		
	Эталон	Расчет	Ошибка	Эталон	Расчет	Ошибка
1-2	122,245	122,368	0,124	-7,511	-7,556	-0,046
2-1	-122,164	-122,287	-0,123	15,666	15,729	0,063
2-3	53,173	53,117	-0,055	-77,631	-77,619	0,012
3-2	-52,066	-52,011	0,054	77,361	77,348	-0,014
3-4	-85,149	-85,348	-0,199	-143,129	-142,995	0,134
4-3	85,468	85,667	0,199	145,464	145,330	-0,134
5-1	130,316	130,439	0,123	-11,084	-11,091	-0,007
1-5	-122,260	-122,367	-0,107	7,483	7,557	0,073
5-6	-34,583	-34,534	0,049	-5,137	-5,171	-0,033
6-5	34,655	34,606	-0,049	6,998	7,027	0,029
7-5	99,184	99,368	0,185	-28,226	-28,219	0,007
5-7	-95,733	-95,905	-0,172	16,218	16,262	0,044
7-8	-326,716	-326,811	-0,095	51,463	51,439	-0,024
8-7	327,212	327,307	0,096	-25,983	-25,945	0,038
7-10	62,097	62,084	-0,012	-11,966	-11,983	-0,017
10-7	-61,217	-61,205	0,012	-5,930	-5,914	0,015
7-9	82,126	81,876	-0,250	-4,270	-4,156	0,114
9-7	-82,090	-81,840	0,250	2,461	2,346	-0,115
9-10	58,550	58,543	-0,007	-13,926	-13,945	-0,019
10-9	-57,576	-57,569	0,007	-3,162	-3,144	0,018
7-11	4,509	4,565	0,057	0,417	0,413	-0,004
11-7	-4,508	-4,565	-0,057	-1,519	-1,515	0,004
7-16	78,874	78,954	0,080	-7,445	-7,501	-0,055
16-7	-77,286	-77,363	-0,077	-5,020	-4,953	0,067
16-12	60,942	61,119	0,177	2,621	2,634	0,013
12-16	-59,937	-60,108	-0,171	-16,242	-16,233	0,009
12-13	120,404	120,428	0,024	-21,791	-21,844	-0,053
13-12	-120,327	-120,351	-0,024	28,817	28,874	0,057
13-14	81,161	81,026	-0,134	-35,971	-36,057	-0,087
14-13	-81,101	-80,966	0,134	35,796	35,882	0,086
14-15	-10,748	-10,759	-0,011	-88,993	-88,924	0,069
15-14	10,826	10,837	0,011	91,055	90,983	-0,072
12-23	-60,524	-60,320	0,204	38,026	38,077	0,052
23-12	62,226	62,016	-0,210	-48,633	-48,705	-0,072
23-17	-73,073	-73,038	0,036	17,839	17,730	-0,109
17-23	74,552	74,515	-0,038	-25,494	-25,391	0,103
17-18	-38,318	-38,236	0,082	22,296	22,227	-0,069
18-17	38,330	38,249	-0,082	-21,330	-21,265	0,064
18-19	-81,577	-81,799	-0,222	-1,658	-1,579	0,078
19-18	87,734	87,990	0,256	6,106	6,080	-0,026
19-20	-236,654	-237,252	-0,598	-87,200	-86,890	0,309
20-19	237,734	238,337	0,602	114,079	113,861	-0,218
17-21	-51,107	-51,305	-0,198	23,880	23,827	-0,053
21-17	51,791	51,993	0,201	-32,171	-32,104	0,067
21-22	-51,871	-51,993	-0,122	32,139	32,104	-0,035
22-21	51,920	52,042	0,122	-27,755	-27,708	0,047
22-19	-115,129	-115,324	-0,195	-41,961	-42,018	-0,057
19-22	116,056	116,254	0,198	43,873	43,939	0,066
17-24	14,998	15,027	0,029	-20,625	-20,663	-0,038
24-17	-14,860	-14,887	-0,028	-6,324	-6,282	0,042

Приложение 3

Обнаружение неверных ТИ по критерию наименьшей медианы квадратов с использованием ИНС

Расчетная схема приведена на рис. ПЗ.1 [7] и состоит из $N=4$ узлов, число ТИ $m=20$ при размере вектора состояния $n=2N-1=7$. Для анализа ТИ выбрано $k=6$ различных базисов ТИ (табл.П1). С учетом того, что $U_i=const$, $m=19$ и $n=6$. Тогда вектор состояния

$$\mathbf{X} = \{\delta_1, \delta_2, \delta_3, U_1, U_2, U_3\}.$$

Вероятность обнаружения двух неверных ТИ ($f=2$) $p = 1 - (1 - (1 - f/m)^n)^k = 0,99$.

Для каждой комбинации ТИ сформирована ИНС, которая выполняет отображение входного векторного пространства (базиса) в выходное (вектор состояния). Обучение ИНС выполняется на случайной выборке из 270 режимов. Число требуемых итераций алгоритма обратного распространения ошибки – от 300 до 800 (табл.ПЗ.1). В рассматриваемом для тестирования четвертом варианте работы И.П.Стратан и др. [7] в составе вектора ТИ присутствуют два неверных измерения P_1 и P_{1-2} . После нейросетевого расчета потокораспределений для каждого базиса производится анализ остаточных невязок. Результаты работы шести ИНС представлены в табл.ПЗ.1. Наименьшие медианы квадратов невязок получены при расчете нейронными сетями ИНС3, ИНС5, ИНС6, что согласуется с их “хорошими” базисами. Дальнейший анализ ведется для ИНС3 (табл.ПЗ.2).

Рис.П.3.1. Схема ЭЭС. Δ – измерения перетоков P_{ij} и Q_{ij} ; \square – измерения узловых напряжений U_i ; \bigcirc – измерения инъекций P_{ij} и Q_{ij} .

Изложенный подход удачно выявляет оба неверных ТИ. Нормализованные невязки измерений P_1 и P_{1-2} по модулю значительно превышают порог (12,312 и 25,368 соответственно). После исключения из вектора ТИ неверных измерений выполняется стандартная процедура ОС ЭЭС по критерию наименьших квадратов.

Для сравнения предложенного подхода приведем результаты поиска неверных ТИ методом апостериорного анализа нормализованных невязок, широко применяемого в зарубежных работах, и методом априорного анализа невязок контрольных уравнений (КУ), разработанного в СЭИ СО РАН. Результаты исследований приведены в работе И.П.Стратана и др. [7]. В первом случае к неверному измерению метод относит верное P_2 , что объясняется особым положением ТИ P_{1-2} в факторном пространстве [8]. Из-за неоднородности параметров схемы замещения ЭЭС оно удалено от основной массы ТИ, образуя так называемую точку разбалансировки. Присутствие неверного ТИ в такой точке вызывает маскирующий эффект других неверных ТИ, приводя к ошибочной работе данного метода. Во втором случае из-за взаимного компенсирования неверных ТИ, попадающих в одно КУ, метод КУ принимает в качестве неверного измерения верное P_2 .

Таблица П3.1

Результаты работы ИНС

Номер ИНС	Состав базиса	Число итераций обучения	Медиана квадратов невязок
1*	$P_1, P_2, P_3, Q_1, Q_2, Q_3$	610	0,406
2*	$U_1, U_2, U_3, P_1, P_2, P_3$	480	0,394
3	$U_1, U_2, U_3, P_{4-1}, P_{4-2}, P_{4-3}$	320	0,004
4*	$U_1, U_2, U_3, P_{1-2}, P_{4-2}, P_{2-3}$	740	0,055
5	$U_1, Q_2, P_{4-1}, P_{2-3}, Q_{4-2}, Q_{4-3}$	530	0,005
6	$U_1, U_2, U_3, Q_1, Q_2, Q_3$	730	0,012

* Базисы, включающие неверные ТИ.

Таблица П3.2

Анализ работы третьей ИНС

Номер п/п	Исходные данные		Расчет		
	Параметр	ТИ, \bar{V}_i	\hat{V}_i	$r_{i(\sigma)}^2$	r_{Si}
...					
3	U_3	93,302	93,249	0,003	0,438
4	U_4	110	110		
5	P_1	40*	49,331	2,562	12,312
6	P_2	40	40,454	0,009	0,740
7	P_3	25	24,987	0,000	0,033
8	P_4		-131,59		
9	Q_1	30	30,018	0,000	0,023
...					
19	P_{1-2}	-10*	-15,705	10,876	25,368
20	P_{2-1}		15,888		
21	P_{2-3}	-32,66	-32,654	0,000	0,015
22	P_{3-2}		33,361		
23	Q_{4-1}	34,975	35,133	0,001	0,234
24	Q_{1-4}		-24,046		
...					

* Неверные значения ТИ.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Особенности региональных ЭЭС и задачи оперативного управления	4
2. Внутрисуточное прогнозирование нагрузки с использованием ИНС	6
3. Расчеты установившихся режимов ЭЭС с использованием ИНС	9
4. Оценивание состояния ЭЭС с использованием ИНС	11
Заключение	14
Литература	15
Приложение 1. Структура файла данных - интерфейса между ОИК АСДУ и модельно-программным обеспечением решения задач оперативного управления режимами ЭЭС	16
Приложение 2. Пример расчета установившегося режима Коми ЭЭС на базе нейросетевого подхода	20
Приложение 3. Обнаружение неверных ТИ по критерию наименьшей медианы квадратов с использованием ИНС	22

Юрий Яковлевич Чукреев
Михаил Викторович Хохлов
Наталья Эрвиновна Готман

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ
В ЗАДАЧАХ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Редактор *О.П Сыромолотова*

Лицензия № 0047 от 10.01.99.
Компьютерный набор. Подписано в печать 26.04.2000. Формат 60 x 90 1/16.
Бум. типографская №1. Печать офсетная. Усл. печ. л. 1,5.
Уч.-изд. л. 1,75. Тираж 150. Заказ №

Издательство Коми научного центра УрО РАН
167610, ГСП, г. Сыктывкар, ул. Первомайская , 48