

ПРОТОТИП ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ СОВЕТЧИКА ДИСПЕТЧЕРА РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭЭС^{*)}

Ю.Я. Чукреев

*(Институт социально-экономических и энергетических проблем
Севера Коми научного центра УрО РАН)*

Технология оперативного управления режимами ЭЭС. Современные ЭЭС представляют собой сложные, многосвязные, пространственно разнесенные иерархические объекты, функционирующие в условиях переменности их структуры, параметров и режимов работы при многочисленных внешних и внутренних возмущениях как систематического, так и случайного характера [4]. Это определяет сложность задач управления ими. В связи с этим еще в 70 -е годы началось активное внедрение АСДУ в энергосистемы [1, 3, 6, 8] хотя предпосылки к их созданию были заложены значительно раньше. Именно в эти годы началось формирование иерархических телеинформационных сетей, обеспечивающих передачу телеметрической информации от энергообъектов на диспетчерские пункты энергосистем. В сочетании с диспетчерскими щитами и пультами эта сеть позволяла решать одну из важнейших задач оперативно-диспетчерского управления - визуальный контроль текущего режима и схемы коммутации электрической сети. Другой предпосылкой к созданию АСДУ явилось бурное развитие средств вычислительной техники, особенно в 90 -е годы и разработка методов и программных средств для оперативного управления режимами и их планирования.

Иерархическая система диспетчерского управления единой ЭЭС (ЕЭС) России имеет, по аналогии с ЕЭС бывшего СССР, три основные ступени: центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС России, диспетчерские управления объединенных ЭЭС и центральные диспетчерские службы (ЦДС) региональных энергосистем – акционерных обществ. Ниже этих ступеней иерархии находятся пункты оперативного управления электростанциями, предприятиями электрических сетей и районами электрических сетей.

Существующие диспетчерские инструкции и заблаговременные расчеты ввиду сложности ЭЭС, многообразия режимных ситуаций и специфичности конкретных аварий не гарантируют полностью того, что действия персонала будут рациональны, ошибочные действия исключены и соответственно последствия для потребителей и системы минимизированы. Множество аварийных сигналов, поступающих диспетчерскому персоналу ЭЭС в течение короткого времени, не снимающее зачастую дефицита информации о прошлых, текущей и возможных будущих ситуациях, создает психологически напряженную обстановку, чреватую появлением ошибочных управляющих решений или неправильных действий оперативного персонала, способствующих развитию аварийного процесса.

Именно исключительная сложность задачи управления режимами ЭЭС обуславливает необходимость ее разделения на ряд более простых взаимосвязанных (технологически, информационно и т.п.) задач, решаемых на всех ступенях территориальной иерархии управления и относящихся к различным временным уровням. Декомпозиция во временном аспекте заключается в разделении общей задачи управления, решаемой для всех уровней территориальной иерархии управления (ЦДУ, объединенные диспетчерские управления (ОДУ), ЦДС, диспетчерские пункты (ДП) электрических сетей), на задачи, относящиеся к четырем уровням временной иерархии управления:

- долгосрочное планирование режимов;
- краткосрочное планирование режимов;
- оперативное управление текущими режимами, осуществляемое диспетчерским персоналом ЭЭС;
- автоматическое управление нормальными и аварийными режимами в темпе технологических процессов.

^{*)} В книге: *Новые информационные технологии в задачах оперативного управления электроэнергетическими системами* / Н.А.Манов, Ю.Я.Чукреев, М.И.Успенский и др. - Екатеринбург: УрО РАН, 2002. С. 43 - 59.

На уровне долгосрочного планирования решаются задачи оптимизации долгосрочных режимов на год, сезон, квартал, месяц, рационального использования топливных ресурсов, балансов мощности и энергии, основных технико-экономических показателей работы энергетических компаний (себестоимость выработки электро- и теплоэнергии и средние тарифы на них для потребителей компании) и проводится их согласование в федеральной и региональной энергетических комиссиях.

Данные, полученные при долгосрочном планировании, учитываются при оптимизации краткосрочных режимов на сутки (несколько суток, неделю). На этом временном уровне иерархии управления прогнозируются суточные графики нагрузки, прорабатываются и разрешаются заявки на вывод в ремонт оборудования, средств автоматики и оперативного управления, составляются балансы мощности на характерные часы суток (часы максимума, ночного провала нагрузки) и задаются со стороны ЦДУ для ОДУ, ОДУ для ЦДС акционерных энергетических компаний графики перетоков активной мощности между отдельными АО - энерго и РАО «ЕЭС России».

Третий временной уровень – оперативное управление – это непрерывное управление текущим режимом, осуществляемое диспетчерским персоналом ЦДУ, ОДУ, ЦДС и дежурным оперативным персоналом диспетчерским пунктом сетевых предприятий и электростанций в соответствии с иерархической подчиненностью. Оперативное управление заключается в:

- проведении плановых и внеплановых операций;
- реализации краткосрочных планов с коррекцией плановых заданий при неизбежных отклонениях условий работы ЭЭС от учтенных при краткосрочном планировании,
- непрерывном контроле за схемой и режимами работы и при необходимости – в изменении уставок автоматических устройств в целях обеспечения экономичности и надежности работы;
- предотвращении нарушения нормального режима и быстрой ликвидации возникших аварийных нарушений;
- восстановлении нормального режима после аварийных ситуаций.

Последним временным уровнем является уровень автоматического управления, осуществляемого системами и устройствами автоматического управления.

В практике управления режимами ЭЭС существуют и такие задачи, решение которых существующими методами затруднено, в силу, как сложности формализации процесса, так и быстроты его протекания. К числу таких задач можно отнести задачи связанные с принятием решений в отдельных ситуациях управления режимами ЭЭС (как правило, аварийных). К этим же задачам можно отнести задачи восстановления ЭЭС после тяжелых аварий с погашением части электростанции или разделением ЭЭС на не синхронно работающие части. Восстановление сложных ЭЭС после таких аварий трудоемко и продолжительно, затрагивает значительную долю отраслей экономики. Трудно формализуемые в настоящее время и задачи оперативной оценки надежности сложной ЭЭС, в силу сложности математической формализации процессов аварийного перехода ЭЭС из одного установившегося режима в другое, непредсказуемости действия релейной защиты и автоматики и других факторов.

Совокупность реальных процессов, которые могут возникнуть при текущем управлении функционированием ЭЭС и, особенно в связи с аварийными ситуациями, существенно шире и богаче, нежели выразительные средства, свойственные численному моделированию. Поэтому большего успеха, в задачах оперативного управления режимами ЭЭС, по-видимому, можно достичь, комбинируя широко используемые математические методы с возможностями новых информационных технологий, поддерживаемых средствами искусственного интеллекта таким образом, чтобы достоинства одних компенсировать недостатки других в рамках комплекса задач АСДУ ЭЭС на разных ее территориальных уровнях.

В данной статье сделана попытка создания прототипа советчика диспетчера региональной ЭЭС, работающего на единой информационной основе. Практически все, приведенные ниже средства текущего управления режимами функционирования региональной ЭЭС,

технологически взаимосвязанные и программно реализованные, выполнены с использованием традиционных методов оптимизации.

Особенности региональных ЭЭС и задачи оперативного управления. На современном этапе развития АСДУ особенно важны вопросы совершенствования управления в ЭЭС на региональном уровне. Это связано в первую очередь с расчленением технологически связанных систем (разграничение форм собственности) и во-вторую, с созданием региональных энергетических комиссий регулирующих тарифы на электроэнергию и мощность АО-энерго – монополистов выработки и распределения электроэнергии. Создание РАО «ЕЭС России» и АО-энерго требует настоятельной необходимости совершенствования диспетчерского управления как объединенными, так и региональными ЭЭС, путем разработки принципиально новых подходов, в том числе, основанных на методах искусственного интеллекта и принципах адаптивного управления. Актуальность совершенствования диспетчерского управления объединенными и особенно региональными ЭЭС возрастает из-за ухудшения предсказуемости их работы, даже для относительно небольшого периода заблаговременности, в силу известных причин, привнесенных рынком электроэнергии и мощности.

Управление региональной ЭЭС представляет собой сложный комплекс, функции в котором распределены как между отдельными диспетчерскими пунктами, так и между отдельными объектами. Оперативное управление режимами региональной ЭЭС возможно только при внедрении в практику оперативно-диспетчерского управления ЭЭС современных средств вычислительной техники и телеметрических каналов связи [3, 17] и созданием на их основе в АСДУ оперативно-измерительных комплексов (ОИК). Последние, для повышения эффективности управления ЭЭС должны включать в себя программное обеспечение, направленное на решение следующих задач [3]:

- оценивания состояния системы и достоверности данных телеметрии;
- оценки предельно допустимых режимов по потокам 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).

В этом случае ОИК трансформируется в оперативно-информационный вычислительный комплекс (ОИВК). Перечисленные задачи, решаемые в ОИВК АСДУ ЭЭС, требуют разработки новых и преломления уже существующих методов текущего (долгосрочного, краткосрочного) планирования режимов и оперативного управления ими. Причем преломления, как в методическом аспекте, так и в увеличении темпа выдачи получаемых в АСДУ решений. Произвести всесторонний анализ полученных решений, проверить их достоверность и выдать соответствующие рекомендации обслуживающему энергосистему персоналу невозможно без применения специально разработанных для этих целей интеллектуальных, информационно-вычислительных средств.

Особенности региональных ЭЭС позволяют рассмотреть возможности выполнения в on-line режиме ряда задач оперативного характера. К этим особенностям на примере Коми ЭЭС относится в первую очередь размерность расчетной схемы, исчисляемая не сотнями, а десятками узлов, ее простота, слабая системообразующая связь с единой ЭЭС России (ОЭС Северо-Запада), отсутствие источников реактивной мощности (рис. 1) и во-вторую – наличие необходимой телеметрической информации и внедрение в АСДУ ЭЭС достаточно мощного ОИК, разработанного отделом АСУ акционерной энергетической компании (АЭК) «Коми-энерго» на ассемблере и языках высокого уровня применительно к персональным ЭВМ.

Оперативно-измерительный комплекс представляет собой двухуровневую иерархическую структуру, верхний уровень которой включает две персональные ЭВМ типа Pentium, связанные через параллельный порт с микро-ЭВМ типа РПТ-80 и далее с телемеханикой ТМ-120. С помощью программных средств на каждой из персональных ЭВМ создаются базы данных о текущих телеметрических измерениях и о состоянии основного оборудования ЭЭС. Первая из баз обновляется циклически один раз в 10 с, вторая спорадически по мере появления телесигналов об изменении этого состояния или за счет ручного ввода информации.

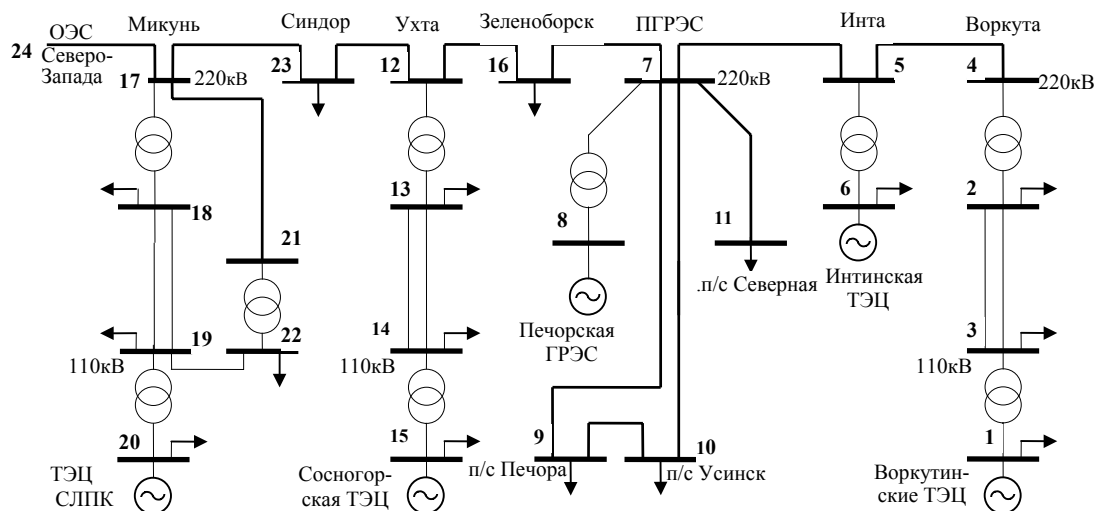


Рис. 2.1. Эквивалентная схема основных соединений Коми ЭЭС

Интеллектуальные системы управления на базе экспертных систем. Поскольку экспертная система – относительно новая технология в управлении ЭЭС, то кратко охарактеризуем их сущность. В зависимости от вида используемых моделей на нижнем (исполнительном) уровне, интеллектуальные системы управления делятся на два класса [2]: интеллектуальные системы логического управления и интеллектуальные регуляторы. В системах первого класса на исполнительном уровне используются логические модели (например, автоматные), а в системах второго класса – модели традиционной теории автоматического управления (регулирования). Пробразом интеллектуальных систем логического управления в недавнем прошлом служили системы ситуационного управления, разработка которых в нашей стране в шестидесятых - семидесятых годах осуществлялась под руководством Д.А. Поспелова [5].

Знания об особенностях принятия решения диспетчерским персоналом ЭЭС, для которого собственно и разрабатывались системы ситуационного управления, использовались при поиске управленческих решений задолго до появления развитых программных систем, ориентированных на представление и обработку знаний в системах ситуационного управления. Важной особенностью ситуационного управления является принятие управленческих решений на множестве ситуаций (событий), возникающих в процессе управления. Напомним, что в теории интеллектуальных систем управления под интеллектуальностью [25] подразумевается именно способность системы работать с базой внешних событий (ситуаций), возникающих в процессе управления. Поэтому системы ситуационного управления действительно были прообразом современных интеллектуальных управляющих систем.

Процессы принятия управленческих решений в рассмотренных системах ситуационного управления аналогичны процессам обработки информации в любой интеллектуальной и в частности, экспертной системе. Типовая структура экспертной системы может быть представлена следующими блоками [26]: база знаний с механизмами рассуждений; интеллектуальный решатель; интеллектуальный планировщик; подсистема объяснения; интеллектуальный интерфейс с пользователем (рис. 2). Экспертные системы могут существенным образом различаться по архитектуре и выполняемым функциям, но в них всегда в той или иной мере

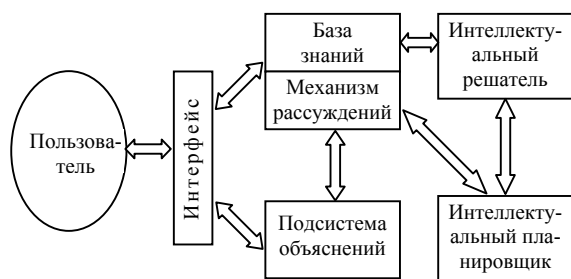


Рис..2. Типовая структура экспертной системы

присутствуют указанные блоки. При этом наиболее сложные функции по принятию решений на базе механизмов рассуждений с использованием информации из базы знаний реализуются в блоке «Интеллектуальный решатель». В экспертных системах, непосредственно включенных в контур управления, блок интерфейса с пользователем естественным образом заменяется на блок интерфейса с объектом управления.

Использование экспертной системы для многих задач управления ЭЭС отмечалось на сессии СИГРЭ (1992 г.). Так на группе №38 (анализ и технология ЭЭС) отмечены актуальность и высокая эффективность применения экспертных систем в планировании и управлении режимами ЭЭС. Вместе с тем проблема использования экспертных систем в управлении ЭЭС находится еще в начальной стадии, требуется ее интеграция с традиционными системами управления. С этих позиций ниже приводится методика создания экспертной системы текущего планирования режимов, тесно взаимосвязанная с оперативным управлением региональных ЭЭС в реальном времени. Методика имеет все атрибуты экспертной системы.

Взаимосвязь задач текущего планирования режимов и их оперативного управления. Управление режимами ЭЭС должно обеспечивать выполнение трех основных требований к режимам: экономичность работы, надежность электроснабжения потребителей и нормативное качество энергии. Задача оптимизации режимов загрузки электростанций является одной из наиболее сложных для всех уровней временной иерархии (от оперативного в реальном времени до долгосрочного – квартал, год). Ее решение является необходимым условием эффективного функционирования ЭЭС, особенно в условиях рыночных отношений. В этом направлении в Отделе энергетики ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН при содействии диспетчерской службы акционерной энергетической компании (АЭК) «Комиэнерго» разработаны методика создания экспертной системы советчика диспетчера региональной ЭЭС и соответствующее программное обеспечение задач текущего планирования режимов [10, 14-24]. При планировании режимов работы ЭЭС методика основана на использовании архивов и баз данных (по терминологии экспертной системы) о ретроспективных суточных режимах электропотребления энергоузлов региональной ЭЭС (блок 18, рис. 3). Эта информация создается в модели оперативного управления режимами (блоки 3, 5, 7 и 11) путем постоянной (циклической по суткам) обработки данных телеметрических измерений и телесигналов ОИВК АСДУ.

Долгосрочное планирование режимов в сложившейся системе взаимоотношений необходимо для обоснованного распределения планируемой выработки электрической энергии между электростанциями (субъектами ЭЭС) при ожидаемых (вероятностных) тарифах на отпускаемую ими электрическую энергию. При планировании долгосрочных режимов необходимо учитывать основные факторы предстоящего функционирования энергосистемы, как-то различного рода ограничения режимного характера: плановые ремонты основного генерирующего и сетевого оборудования, предельные режимы по напряжению энергоузлов и потокам мощности по системообразующим связям и т.п. По терминологии экспертной системы все это на рис. 3 объединено в так называемую базу знаний (блок 19).

Краткосрочное и особенно суточное планирование режимов необходимы для корректировки выработки электроэнергии между электрическими станциями с учетом сложившейся в ЭЭС реальной ситуации и системы штрафных санкций за нарушение договорных обязательств, определенных при долгосрочном планировании. Эти условия опять же по терминологии экспертной системы задаются в базе знаний (блок 19). Планирование краткосрочных режимов дает необходимую информационную основу для соответствующей оперативной корректировки режимов. И, наконец, управление нормальными режимами функционирования ЭЭС в реальном времени необходимо для оперативной коррекции параметров режима в сложившихся технической и экономической ситуациях.

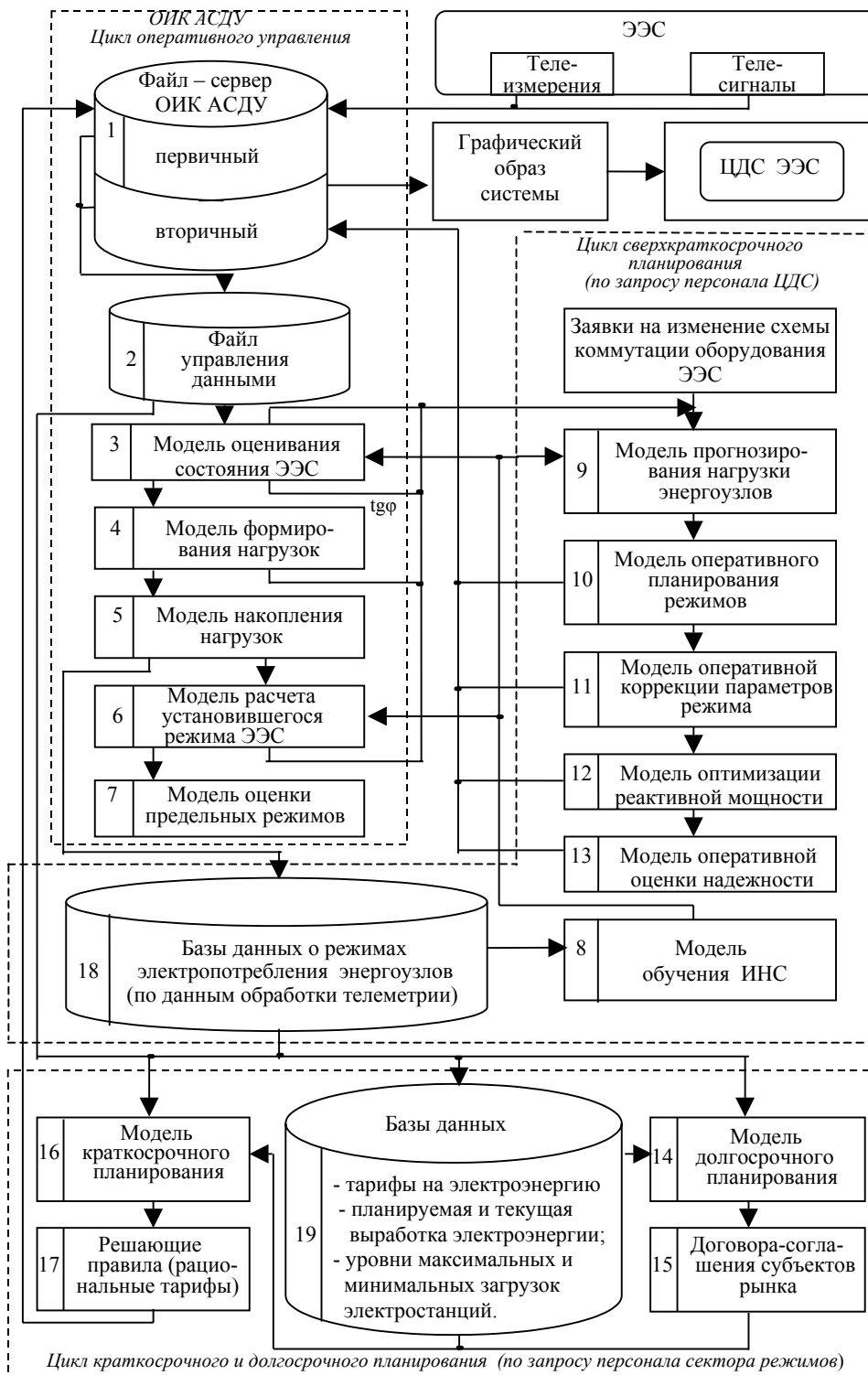


Рис.3. Взаимосвязь задач текущего планирования и оперативного управления режимами региональной ЭЭС

Отличительными особенностями разработанной методики являются: разделение задач оперативного управления режимами по времени и циклическая взаимосвязь всех уровней временной иерархии текущего планирования режимов. Основные вычисления по идентификации моделей осуществляются вне реального времени. Тогда как в режиме on-line формируется мгновенный отклик и осуществляется расчет и прогнозирование основных параметров работы ЭЭС на заданный интервал упреждения. Это удовлетворяет основному требованию работы в цикле оперативного управления – жестким ограничениям реального времени.

Взаимосвязь долгосрочного и краткосрочного планирования режимов осуществляется по данным планируемой и текущей выработки электроэнергии на отдельных электростанции

ях для конкретных расчетных суток (блоки 2, 15, 19), краткосрочного и оперативного путем формирования решающих правил (блок 17), основу которых в существующей экономической ситуации составляют расчетные величины рациональных тарифов на электроэнергию у всех субъектов ЭЭС. Величины рациональных тарифов ежесуточно (в 00 часов) передаются на файл–сервер (блок 1) ОИК АСДУ. И, наконец, взаимосвязь оперативного управления с долгосрочным и краткосрочным планированием режимов осуществляется путем формирования и передачи архивов режимов электропотребления энергоузлов для прошедших суток в почасовую и поминутную базу данных ретроспективных режимов электропотребления (блоки 5,18).

К информационному обеспечению при оперативном управлении ЭЭС относятся известные величины максимально и минимально возможных нагрузок агрегатов электростанций, тарифов на отпускаемую с шин станций электроэнергию (блок 19), данные телеметрических измерений и телесигналов о состоянии оборудования, а также различные расчетные параметры, такие как предельные режимы по напряжению и перетокам мощности, оптимальные режимы загрузки электростанций, необходимый вращающийся резерв мощности, показатели надежности, недостоверные данные телеметрических измерений и т.п. Все информационное обеспечение хранится на файле–сервера персональной ЭВМ в ячейках памяти, заранее оговоренных в специальном файле данных (блок 2), представляющим собой своего рода интерфейс между ОИК и модельно-программным обеспечением решения задач текущего планирования и оперативного управления режимами ЭЭС (Приложение). Персональная ЭВМ связана локальной сетью с подобными ЭВМ на центральном диспетчерском пульте диспетчерской службы ЭЭС. Создание специального файла данных позволяет, не привлекая разработчиков программного обеспечения задач оперативного управления режимами, силами отдела АСУ ЭЭС обеспечить:

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

Программное обеспечение прототипа советчика диспетчера можно условно разделить на работающее непосредственно в цикле обновления данных телеметрии (блоки 2–7) и работающее по запросу персонала ЦДС региональной ЭЭС (блоки 8–13) и сектора режимов (блоки 14–17). В целом комплекс предназначен для решения задач, перечисленных в разделе 2.2 монографии. В разработанном советчике диспетчера из всего многообразия задач оперативного управления ЭЭС нашли программное завершение следующие [10-12, 14-24]:

- оценивание состояния системы и достоверизации данных телеметрических измерений;
- оценки предельно допустимых режимов по напряжению энергоузлов и перетокам по системообразующим связям;
- формирования архивов режимов электропотребления по активной и реактивной мощностям для энергоузлов и всей ЭЭС в целом;
- оперативного сверхкраткосрочного (в течение текущих суток) прогнозирования активных и реактивных нагрузок энергоузлов и всей ЭЭС в целом;
- контроля экономичности и оперативной коррекции параметров режима;
- долгосрочного и краткосрочного (суточного) прогнозирования активных нагрузок энергоузлов и текущего планирования режимов ЭЭС.

Первые три из перечисленных задач должны выполняться при каждом обновлении данных телеметрических измерений и телесигналов, следующие три – по запросу персонала диспетчерской службы ЭЭС, и, наконец, последняя может выполняться вне реального времени в секторе режимов ЦДС региональной ЭЭС. Для решения этих задач необходима разработка новых и преломление существующих методов текущего планирования режимов и оперативного управления ими.

Часть перечисленных выше задач была решена и внедрена в ОИК АСДУ Коми ЭЭС в 1990–1994 годы [17-19]. Однако малопроизводительные персональные ЭВМ 286-й серии не

позволяли в полной мере использовать математический аппарат, разработанный в Отделе энергетики ИСЭиЭПС 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 контуре управления отсутствовал блок сверхкраткосрочного прогнозирования нагрузки на 10–15 –минутный интервал, что вносило определенные погрешности при оперативной коррекции параметров режима. Определение столь важных для цепочечной структуры Коми ЭЭС предельных режимов, по системообразующим протяженным связям 220 кВ, осуществлялось по упрощенной методике, изложенной в [9].

В современных условиях развития вычислительной техники и специально разработанного для этих целей программного обеспечения, основанного на применении новых информационных технологий, становится возможным произвести всесторонний анализ полученных решений, проверить их достоверность и выдать соответствующие рекомендации персоналу диспетчерской службы региональной ЭЭС.

Оценка предельно допустимых режимов региональной ЭЭС [17, 19]. Задача решается известными методами утяжеления режима в полном соответствии с работой [7]. При этом осуществляется контроль уровней напряжения, учет ограничений по располагаемым активным и реактивным мощностям генераторов электростанций региональной ЭЭС. В условиях жесткого лимита времени оценка предельно допустимых режимов невозможна без разработки быстродействующих методов расчета установившегося режима и выбора оптимальной траектории его утяжеления. В разработанной методике расчет установившегося режима осуществляется в два этапа. На первом, для нахождения первого приближения используются, описанные выше процедуры ИНС, на втором, осуществляется проверка решения или, в случае необходимости, находится новое решение модифицированным итерационным методом последовательных релаксаций [17, 19] и ньютоновскими методами, используя первое приближение, найденное на первом этапе.

Формирования архивов режимов электропотребления по активной и реактивной мощностям [18, 24]. Модельная реализация функции оперативного прогнозирования уровней электропотребления и на их основе режимов работы ЭЭС требует создания информационной базы о ретроспективных нагрузках ЭЭС (блок 18 на рис. 3). Следует заметить, что основой при этом является не график изменения нагрузки ЭЭС в целом, а активные и реактивные нагрузки составляющих энергоузлов. Модель формирования архивов режимов электропотребления неразрывно связана с моделью оценивания состояния ЭЭС. Последняя работает в реальном времени и запускается циклически по мере обновления данных телеметрии. По мере отработки модели оценивания состояния, рассчитанные в ней данные об активных и реактивных нагрузках энергоузлов записываются в файл данных, специально организованный на файле-сервера персональной ЭВМ ОИК АСДУ ЭЭС. В течение расчетных суток в этот файл для каждого энергоузла расчетной схемы Коми ЭЭС с минутным интервалом записывается 1440 усредненных значений активных и реактивных нагрузок. В полночь каждых суток запускается модель обработки этой информации, которая формирует файлы ретроспективных данных о режимах электропотребления с наперед заданным интервалом усреднения нагрузок (от одной минуты до одного часа) и очищает файлы данных ОИК для очередных записей уже наступивших новых суток.

Контроль экономичности и оперативной коррекции параметров режима ЭЭС [18, 19]. Необходимость оперативной коррекции параметров установившегося режима возникает из-за отклонения реальных условий эксплуатации региональной ЭЭС от предполагаемых, полученных при текущем планировании режимов (блоки 14–17 на рис. 3). Эти отклонения вызваны в основном ошибками суточного прогнозирования нагрузок энергоузлов и различными эксплуатационными ограничениями на изменение отдельных параметров режима, не учтенных при планировании. В настоящее время, характеризуемое нестабильными экономическими отношениями, отклонения реально существующих режимов функционирования ЭЭС от планируемых еще существеннее.

Под коррекцией режима понимается выбор и реализация теми или иными способами наилучших значений независимых управляемых параметров в ЭЭС (активные и реактивные узловые мощности, уровни напряжения в отдельных узлах). Практическая реализация возможна за счет коррекции загрузки электрических станций по активной мощности и коррекции перетоков реактивной мощности в системообразующих связях с помощью источников реактивной мощности и дистанционно управляемых трансформаторов. Техническая обеспеченность Коми ЭЭС позволяет персоналу диспетчерской службы проводить коррекцию режима на основе анализа данных телеметрических измерений ОИК АСДУ в основном за счет перераспределения нагрузок отдельных электрических станций по активной мощности и в очень незначительной степени – за счет изменения коэффициентов трансформации дистанционно управляемых трансформаторов. В соответствии с этим в советчике диспетчера реализовано программное обеспечение, позволяющее для интервалов времени сверхкраткосрочного прогнозирования нагрузки (от 15 минут до нескольких часов) по запросу персонала диспетчерской службы выдавать рекомендации для целенаправленной коррекции параметров режима по заданным критериям.

Разработанная модель определения по тем или иным критериям целесообразной коррекции параметров режима нагрузки электростанций дискретная [18, 19]. Оптимальные значения параметров коррекции определяются путем целенаправленного перебора заданных дискретных уровней мощностей электрических станций. Временные требования предъявляют жесткие требования к реакции модели коррекции. Поэтому расчет потокораспределения на каждом дискретном уровне производится теми же методами, что и при оценке предельных режимов. Критерием оптимальности в существующей системе взаимоотношений между субъектами ФОРЭМ выступает функционал минимума стоимости отпускаемой потребителям электрической энергии для региональной ЭЭС 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.

Технологически изменение режима загрузки электрических станций может производиться небольшими дозами (10 – 20 МВт) в течение определенного промежутка времени, в несколько раз превышающего цикл обновления информации ОИК АСДУ ЭЭС. Это позволяет использовать принцип имитационного моделирования с обратной связью. Возможность получения рекомендаций в десятисекундном цикле обновления информации ОИК позволяет диспетчерскому персоналу региональной ЭЭС постоянно отслеживать режимы в результате коррекции их параметров и вносить соответствующие поправки.

Таким образом, разработана новая информационная технология текущего планирования и оперативного управления режимами региональной ЭЭС в реальном времени, своего рода прототип экспертной системы советчика диспетчера ЭЭС. Технология включает в себя все атрибуты экспертной системы: базы данных (телеизмерения о параметрах режима и теле-сигналы о состоянии оборудования, архивы об измеренных и восстановленных параметрах режима, ретроспективные и прогнозные уровни электропотребления узлов); базы знаний (ограничения по режимам электростанций, текущее состояние энергообъектов и т.п.); решатели (программы расчета установившегося и предельного по статической устойчивости режимов, планирования режимов, их корректировке и т.п.); дружеский интерфейс с оперативным персоналом.

Литература

1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / В.А.Баринов, А.З.Гамм, Ю.Н.Кучеров и др.; Под общей ред. Ю.Н.Руденко, В.А.Семенова. М.: МЭИ, 2000. 648 с.
2. Захаров В.Н. Современная информационная технология в системах управления // Изв. АН Теория и системы управления. 2000, №1. С. 70-78.
3. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике / А.З. Гамм, Ю.Н.Кучеров, С.И.Паламарчук и др. Новосибирск: Наука. сиб. отд., 1991. 294 с.

4. Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях / Н.И. Воропай, Н.Н. Новицкий, Е.В. Сеннова и др. Новосибирск: Наука, сибирская издательская фирма РАН, 1995. 335 с.
5. Пospelов Д. А. Принципы ситуационного управления // Изв. АН СССР. Техн. кибернетика, 1971. №2. С. 3-10.
6. Программно-вычислительный комплекс оценивания состояния энергосистем в реальном времени / Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С. и др. // Электричество, 1999. №2. С. 8-16.
7. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. Минэнерго СССР. М.: СПО Союзтехэнерго, 1984.
8. Советчики диспетчера по оперативной коррекции режимов работы ЭЭС / Под ред. В.М.Чебана и др. Иркутск, СЭИ СО АН СССР, 1984. 192 с.
9. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотьяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
10. Хохлов М.В., Чукреев Ю.Я. Модельное и информационное обеспечение задач оперативно-го управления режимами региональной энергосистемы с использованием технологии искусственных нейронных сетей //Региональные энергетические исследования: 1953-1998г. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1999. С. 167-175.
11. Хохлов М.В., Чукреев Ю.Я. Повышение достоверности информационного обеспечения задач оперативного управления ЭЭС с использованием искусственных нейронных сетей // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 51. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2000. С. 261-268.
12. Хохлов М.В., Чукреев Ю.Я. К выбору критерия в задаче робастного оценивания состояния электроэнергетической системы // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике. Чебоксары: Чуваш. ун-т, 2000. С. 313-314.
13. Хьюбер Дж.П. Робастность в статистике: Пер. С англ. М.: Мир, 1984. 304 с.
14. Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Краткосрочное прогнозирование электрических нагрузок с использованием методов искусственных нейронных сетей // Региональные энергетические исследования: 1953-1998г. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН. 1999. С. 160-166.
15. Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Краткосрочное прогнозирование электрических нагрузок с использованием искусственных нейронных сетей // Электричество, 1999. №10. С.6-12.
16. Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Модели прогнозирование нагрузок ЭЭС на основе аппарата искусственных нейронных сетей // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 51. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2000. С. 269-274.
17. 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).
18. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. 176 с.
19. Чукреев Ю.Я., Полуботко В.А. Модели оперативного управления установившимися режимами региональной электроэнергетической системы в реальном времени. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1994. Вып. 45. 20 с. (Сер. препринтов Новые науч. методики).
20. Чукреев Ю.Я., Хохлов М.В. Информационное и модельное обеспечение задач надежности при текущем планировании и оперативном управлении региональной ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 49, т2. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1998. С. 286-297.
21. Чукреев Ю.Я., Готман Н.Э., Хохлов М.В. Советчик диспетчера региональной ЭЭС и задачи повышения режимной надежности // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 51. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2000. С. 243-250.
22. Чукреев Ю.Я., Хохлов М.В., Алла Э.А. Оперативное управление режимами региональной энергосистемы с использованием технологии искусственных нейронных сетей //Электричество, 2000. №4. С.2-10.
23. Чукреев Ю.Я. Хохлов М.В. Применение методов искусственных нейронных сетей в задачах обеспечения надежности ЭЭС при управлении их развитием // Современные проблемы надежности систем энергетики: модели, рыночные отношения, управление реконструкцией и развитием –М.: ГУП Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2000. С. 154-160.

24. Чукреев Ю.Я., Хохлов М.В., Готман Н.Э. Применение искусственных нейронных сетей в задачах оперативного управления режимами электроэнергетических систем – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН. Вып. 56, 2000. 24 с. (Сер.препринтов Новые науч. методики).
25. Yehsaki P.D. and Dabbaghchi I.A. F topology-based algorithm for tracking network connectivity // IEEE Trans. on Power System, Vol. 10, №1, 1995. P. 339-346.
26. Zakharov V.N., Ulyanov S.V. Fuzzy models of intelligent industrial controllers and control systems. II. Evolution and principles of design // Journal of computer and systems sciences international, Vol. 33, № 2, 1995. P. 102-106.