

МЕТОДЫ И ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА ПЛАНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

АВТОР:

Б.И. МАКОКЛЮЕВ, Д.Т.Н.,
«НТЦ РОССЕТИ ФСК ЕЭС»

Одной из основных задач совершенствования средств планирования потребления является разработка новых математических методов анализа и прогнозирования потребления. В первую очередь это методы прогнозирования, достоверизации и балансировки данных.

Ключевые слова: электропотребление; технико-экономические показатели; режимы тарифов на электроэнергию; нагрузки станций; перетоки мощности; методы и алгоритмы прогнозирования; математическое моделирование.



Современные методы учета потребления электроэнергии позволяют существенно снизить потери электроэнергии

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Задача планирования величины электропотребления и связанных с ней режимных параметров и технико-экономических показателей — нагрузок станций, перетоков мощности, тарифов на электроэнергию является одной из первоочередных при подготовке и управлении режимами работы энергосистем (ЭС), объединенных энергосистем (ОЭС, ЕЭС) и энергокомпаний (ЭК) [1, 2]. ЭК разделяются на генерирующие, сетевые, энергосбытовые и могут объединять объекты и установки, расположенные в различных регионах.

Составляя планы электропотребления (далее также потребления, нагрузки) в ЭС, ЭК в целом, для отдельных групп потребителей и крупных абонентов на предстоящие сутки, месяц, квартал, год, соответствующие службы решают задачу планирования энергобалансов — соотношения между потребностью в электроэнергии и возможностями ее покрытия, оценки величины покупки и продажи электроэнергии на рынке.

Принципиально важным при планировании является обеспечение устойчивого и надежного энергоснабжения потребителей, поддержание установленных нормативов качества электроэнергии. На всех этапах планирования и управления режимами сохраняется централизованное диспетчерское управление ЕЭС России [1]. Планирование структурированного электропотребления и балансов региональных и объединенных энергосистем осуществляют региональные диспетчерские управления (РДУ) и объединенные диспетчерские управления (ОДУ). Планирование структурированного потребления и балансов ЕЭС России в целом производится службами исполнительного аппарата АО «СО ЕЭС». ЭК планируют потребление групп и отдельных потребителей, находящихся на обслужива-

нии в данной компании. Планирование собственного потребления также осуществляют потребители, самостоятельно выходящие на оптовый рынок электроэнергии, и отдельные крупные потребители — участники розничного рынка. Генерирующие компании и электростанции участвуют в процессе планирования электропотребления, определяя величины расхода электроэнергии на нужды эксплуатации электростанций. Технология планирования потребления и балансов для этих структур и компаний имеет свои особенности. Вместе с тем основные методы, алгоритмы и средства планирования электропотребления применимы для всех этих структур. В соответствии с основными циклами планирования и управления режимами временной диапозон прогнозирования потребления разделяется на три основных интервала: долгосрочный, краткосрочный и оперативный.

Технология планирования потребления включает в себя способы и сред-

ства обработки исходных данных, методы и алгоритмы прогнозирования потребления, средства обработки результатов прогнозных расчетов и другие процессы, необходимые для осуществления всего цикла планирования потребления [2]. Безусловно, главной задачей при планировании является обеспечение необходимой точности прогнозов.

Необходимость точного прогнозирования обусловлена технологическими и экономическими причинами. Точные расчеты потребления необходимы для обеспечения оптимальных режимов работы генерирующего и сетевого оборудования с точки зрения надежности и экономичности.

Становление и развитие методов математического моделирования, прогнозирования и планирования электропотребления связано с работами таких отечественных и зарубежных ученых, как П.И. Бартоломей, А.С. Бердин, В.А. Богданов, В.П. Вагин, И.Е. Васильев, В.В. Карпов,

ГРАФИКИ СРЕДНЕМЕСЯЧНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЕЭС РОССИИ (РАБОЧИЕ ДНИ 2018–2021 ГГ.)

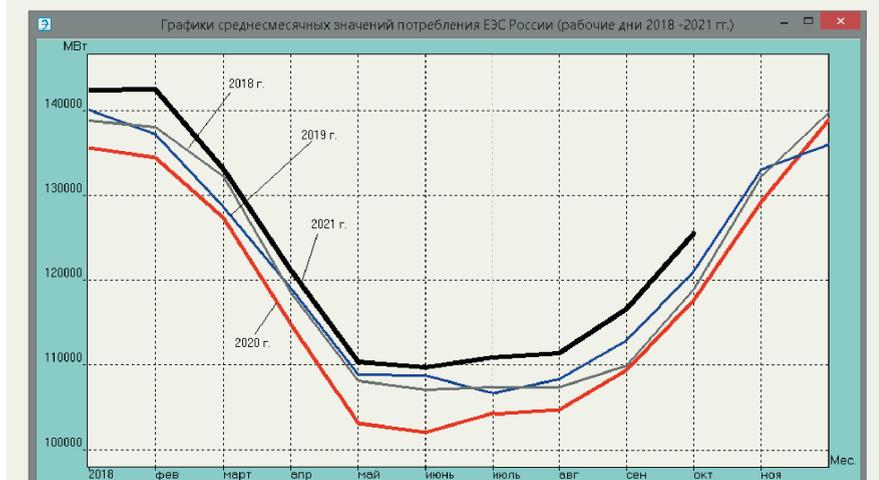


Рис. 1

СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЕЭС РОССИИ ПО ТЕРРИТОРИЯМ ОЭС (2017)

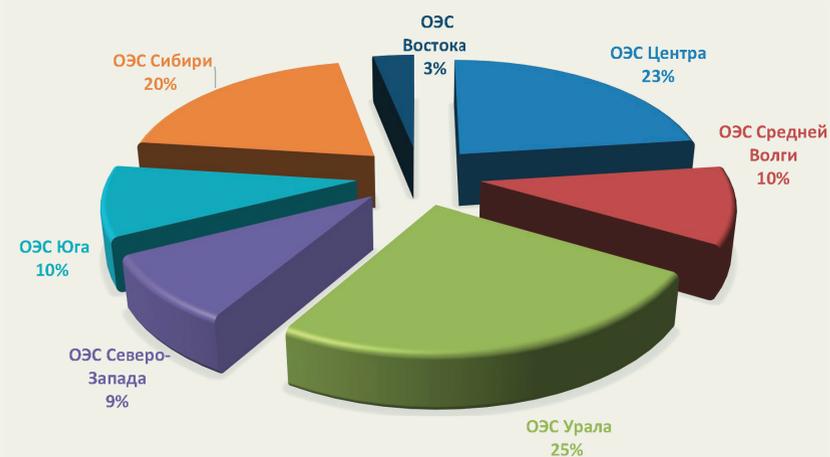


Рис. 2

В.И. Гордеев, С.К. Гурский, Г.М. Каялов, Б.И. Кудрин, Э.Г. Куренный, А.В. Липес, А.М. Меламед, И.И. Надтока, А.В. Праховник, М.А. Рабинович, А.В. Седов, В.П. Степанов, В.Ф. Тимченко, Ю.А. Фокин, Д.В. Банн (D.W. Bunn), Э.Д. Фармер (E.D. Farmer), Г.Б. Акерман (G.B. Ackerman), П.К. Гупта (P.C. Gupta), А.Б. Бейкер (A.B. Baker) и др.

Во ВНИИЭ (в настоящее время «НТЦ Россети ФСК ЕЭС») разработка методов планирования потребления велась с 1960-х гг. В.Ф. Тимченко и А.М. Меламедом [3]. Также она проводилась в «Энергосетьпроекте» [4]. В трудах специалистов по этой тематике в той или иной степени рассматривались проблемы моделирования и прогнозирования электропотребления. Вместе с тем в последние годы возник ряд обстоятельств, потребовавших существенного расширения и дополнения круга задач, решаемых при планировании потребления, включая:

- изменение структуры потребления, связанное со значительным ростом доли коммунально-бытовой

нагрузки и непромышленной нагрузки, что привело к увеличению неравномерности графиков, более значимому влиянию метеорологических факторов;

- необходимость массового внедрения программных продуктов для прогнозирования и планирования, обусловленную широким внедрением рыночных механизмов на различных объектах электроэнергетики, материальным стимулированием точных расчетов планов потребления.

В настоящее время в АО «СО ЕЭС» и во многих ЭК для планирования и прогнозирования потребления используются программные комплексы ИСП (иерархическая система прогнозирования) и «Энергостат». В основу математических методов прогнозирования в комплексах положен метод сезонных кривых [2]. Практика эксплуатации показала эффективность разработанной методологии, системы математических моделей и программных средств планирования потребления. Круг решаемых программными

комплексами задач постепенно расширяется и дополняется. Он охватывает вопросы подготовки данных для расчетов, интеграции с оперативно-информационным комплексом (ОИК) и автоматической системой контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), хранения информации состава и состояния оборудования, диспетчерские и другие технологические задачи.

СТРУКТУРА И ТЕНДЕНЦИИ ИЗМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Формирование графиков потребления ЭС и ЭК происходит под влиянием целого комплекса различных факторов. Длительные многолетние тенденции обуславливаются макроэкономическими факторами, в том числе экономическим развитием регионов. Устойчивые производственные циклы, астрономические циклы (смена дня и ночи), сезонные колебания метеофакторов определяют регулярные колебания потребления (цикличности нагрузок), включая суточную, недельную, сезонную, а также устойчивые многолетние изменения (тенденции) потребления — межгодовой прирост (падение), плавное изменение структуры потребления. Колебания погодных условий, общественные явления, телевизионные передачи, внеплановые отключения крупных потребителей и т.п. обуславливают нерегулярные отклонения нагрузки от цикличности и тенденций.

Далее представлен анализ архивных данных комплексов ИСП и «Энергостат», эксплуатируемых в филиалах АО «СО ЕЭС» и крупных ЭК [2, 5, 6]. Сезонная цикличность показана на годовом графике среднемесячных значений потребляемой мощности ЕЭС России (рис. 1). Отмечается определенное повышение уровня потребления в 2021 г. по сравнению

с падением в 2020 г., связанным с пандемией.

Структура потребления ЕЭС России по территориям ОЭС представлена на диаграмме (рис. 2) в среднесуточном потреблении по рабочим дням.

Структура потребления ОЭС Сибири приведена на рис. 3.

В зависимости от состава и структуры потребителей в отдельных энергосистемах потребление может разбиваться по определенным энергорайонам, крупным потребителям и собственным нуждам подстанций.

Суточные графики потребления различных ЭС и ОЭС в значительной степени отражают экономические и географические особенности регионов. Характер суточных графиков потребления меняется в зависимости от сезона и типа суток. Обычно рассматривают характерные графики различных типов суток — рабочие и выходные дни, а также более подробное деление — понедельник, нормальный рабочий день (вторник, среда, четверг), пятница, суббота и воскресенье, предпраздничные и праздничные дни.

Недельная цикличность является отражением производственного цикла. Она проявляется в том, что нагрузка энергосистемы в рабочие дни существенно превышает нагрузку в выходные. Характер недельного цикла имеет свои особенности для различных энергосистем и зависит от структуры потребления, специфики промышленности региона. На рис. 4 представлены графики недельного цикла часовых значений потребляемой мощности энергосистем ОЭС Центра и Урала в весенний период.

На графиках прослеживается снижение уровня потребления в выходные дни, причем заметны характерные особенности недельного цикла — в ОЭС Центра это снижение больше,

СТРУКТУРА СРЕДНЕГОДОВОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ОЭС СИБИРИ (2017)

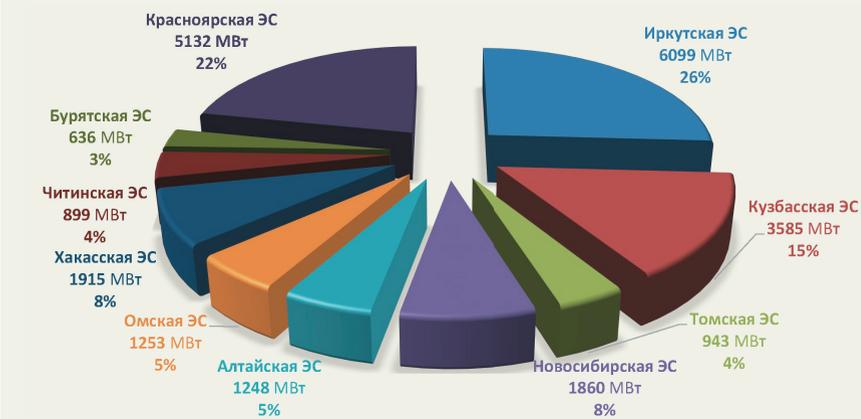


Рис. 3

чем в ОЭС Урала. Также в этих ОЭС значительно различаются величины суточных колебаний рабочих и выходных дней, что обусловлено различиями структур потребления и климатических особенностей регионов. В ОЭС Центра неравномерность выше из-за высокой доли коммунально-бытовой нагрузки.

Сезонные колебания обусловлены в первую очередь сезонными изменениями температуры и длины дня и имеют явно выраженную регулярную компоненту, на которую накладываются нерегулярные колебания, вызванные изменением погодных условий, прежде всего температуры и освещенности, а также влиянием других нерегулярных факторов. Сезонные циклы различных ОЭС различаются своей характерной формой, амплитудой колебаний, временем наступления максимумов и минимумов.

Примерно одинаков относительный размах сезонных колебаний в ОЭС, расположенных в европейской части, — Центра, Северо-Запада, Юга и Средней Волги. Менее значительны сезонные колебания в ОЭС Урала

и Сибири. Наиболее велик размах сезонных колебаний в ОЭС Востока. Также различается по ОЭС время наступления годовых максимумов и минимумов нагрузки. Минимумы потребления приходятся на летнее или весеннее время, характеризующееся высокой температурой наружного воздуха и наибольшей продолжительностью светового дня, и ранние утренние часы (4–5 ч утра). Максимумы потребления приходятся обычно на декабрь, когда естественная освещенность и температура наружного воздуха минимальны, и вечерние часы (17–18 ч). В отдельные годы максимумы могут смещаться на другие зимние месяцы — январь или февраль.

Существенные особенности имеет характер сезонных колебаний потребления в южных энергосистемах. Так, потребление ОЭС Юга имеет локальный летний максимум, связанный с увеличением рекреационной (курортной) нагрузки в районах Краснодарского края и Крыма (рис. 5). Этот максимум имеет тенденцию к увеличению, и в Краснодарской ЭС

ГРАФИКИ НЕДЕЛЬНОГО ЦИКЛА ЧАСОВЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПОТРЕБЛЕНИЯ ОЭС ЦЕНТРА И ОЭС УРАЛА

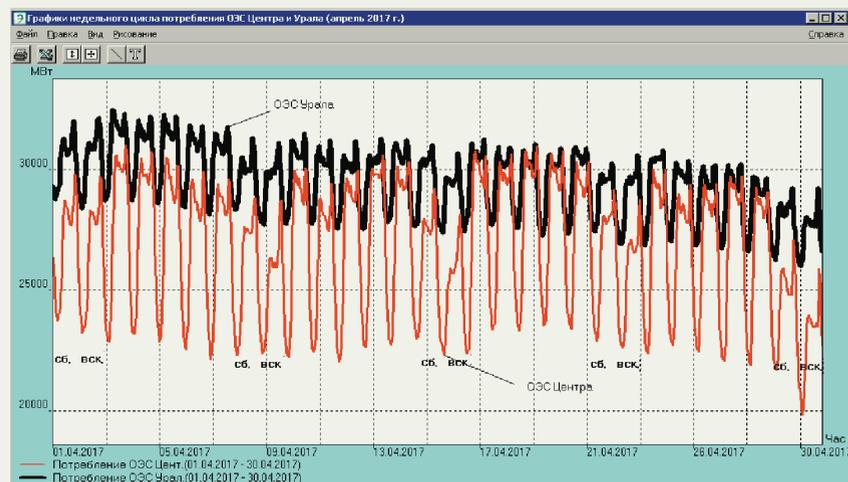


Рис. 4

потребление в августе 2021 г. уже превысило потребление в зимние месяцы. Повышение летней нагрузки южных ЭС в значительной мере связано с дополнительной нагрузкой от приборов кондиционирования и поливного земледелия.

Наблюдаются следующие основные многолетние тенденции потребления в ОЭС и ЭС:

- межгодовой рост или падение общего уровня потребления вследствие присоединения или отключения новых абонентов;
- изменение объема потребляемой электроэнергии потребителями энергосистемы;
- перераспределение потребления по характерным группам потребителей;
- изменение характера суточных, недельных и сезонных колебаний потребления.

Оценка характера многолетних изменений (тенденций) имеет большое значение для подбора адекватных математических моделей долгосрочного

ГРАФИКИ СРЕДНЕМЕСЯЧНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПОТРЕБЛЕНИЯ ОЭС ЮГА В 2018–2021 ГГ.

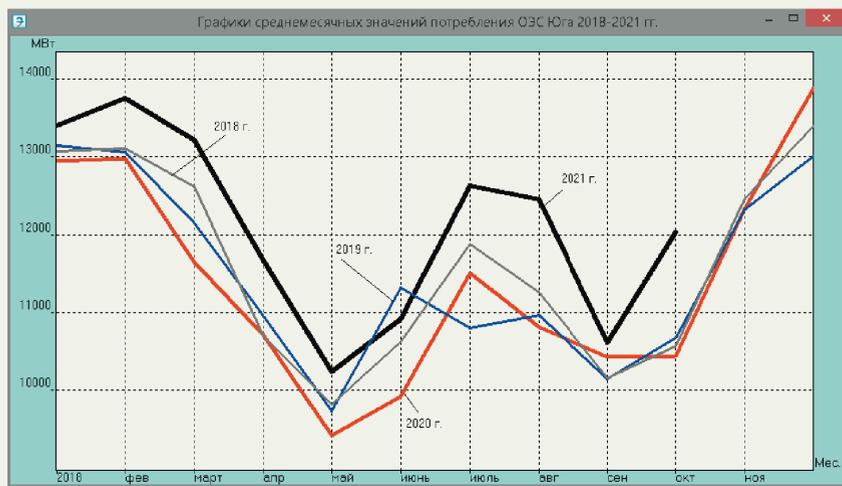


Рис. 5

прогнозирования электропотребления в разрезе нескольких лет.

В региональном разрезе рост потребления имеет существенные различия, связанные с определенной сложившейся структурой потребления и экономическим состоянием отдельных регионов.

Одной из характерных тенденций является изменение структуры потребления. Такие изменения в общем электропотреблении в основном связаны с двумя ведущими группами — промышленность и непромышленные потребители (коммерческие структуры и население). Изменения в других секторах потребления незначительны.

Структурные изменения отражаются на основных циклических электропотребления: наблюдаются существенный рост сезонной неравномерности и увеличение размаха сезонных колебаний.

Увеличение доли непромышленных потребителей приводит к увеличению доли выходных дней в недельном по-

треблению. Наблюдаются относительное снижение утреннего максимума рабочих дней и рост нагрузки в вечерние и ночные часы, что также является следствием уменьшения доли промышленной нагрузки. Подобные тенденции характерны для ЭС и ОЭС с высокой долей коммунально-бытовой и непромышленной нагрузки.

Длительные тенденции приростов потребления по регионам за 10 лет наглядно видны на графиках среднегодового потребления ОЭС (рис. 6).

Отмечается значительное падение потребления в 2020 г. во всех регионах, связанное с пандемией. Наиболее существенно оно снизилось в ЭС Урала — до уровня 2010 г. Вместе с тем в 2021 г. потребление во всех регионах выросло (рис. 1).

Графики потребления крупных потребителей в суточном и недельном разрезе имеют определенные особенности и представлены на рис. 7. Графики крупных потребителей и энергосбытовых компаний в целом имеют существенно большую неравномерность по сравнению с графиками ЭС и ОЭС, что в целом снижает точность прогнозных расчетов.

ТЕХНОЛОГИЯ РАСЧЕТА ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Как было отмечено, в АО «СО ЕЭС» для расчетов прогнозных значений потребления по всем ЭС (террито-

риям диспетчерского управления) ЭЭС России используется программно-аппаратный комплекс ИСП [5, 6]. Он включает в себя специализированные программные средства суточного и внутрисуточного прогнозирования потребления для использования в бизнес-процессах краткосрочного и оперативного планирования электропотребления во всех филиалах АО «СО ЕЭС», обеспечивает формирование прогнозных значений электропотребления территорий прогнозирования и согласованность прогнозов, выполненных на различных уровнях диспетчерских центров СО ЕЭС: ИА (исполнительный аппарат), ОДУ, РДУ. Комплекс ИСП разработан на базе комплекса «Энергостат».

ИСП состоит из 59 серверов и обеспечивает возможность одновремен-

СРЕДНЕГОДОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ПО РЕГИОНАМ ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ И МОСКОВСКОЙ ЭС В 2006–2020 ГГ.



Рис. 6

ного прогнозирования потребления пользователями для различных этапов планирования, соответствующих технологическим задачам:

- ВСВГО — выбор состава включенного генерирующего оборудования. Осуществляется прогнозирование электропотребления с упреждением от двух до четырех суток от текущего дня;
- ПЭР — расчет предварительного электроэнергетического режима. Осуществляется прогнозирование электропотребления на послезавтра от текущего дня;
- ПДГ — расчет прогнозного диспетчерского графика. Осуществляется прогнозирование электропотребления на следующие сутки от текущего дня;
- ПБР — расчет планов балансирующего рынка. Осуществляется внутрисуточное прогнозирование электропотребления на текущий день.

Функционирование ИСП осуществляется на базе иерархической объектной

структуры территорий прогнозирования, формируемой и изменяемой только на уровне ИА. Объектами иерархической объектной структуры являются, с учетом вложенности, территории 1-й синхронной зоны (1 СЗ) ЕЭС России, 1 СЗ ЕЭС России без ОЭС Сибири, ОЭС, операционных зон (ОЗ) РДУ, энергосистем, энергорайонов.

В основе функционирования ИСП лежит принцип формирования прогнозов электропотребления снизу вверх. В каждом диспетчерском центре (ДЦ) выполняются прогнозирование и передача в вышестоящий ДЦ прогноза электропотребления в отношении объектов прогнозирования соответствующей операционной зоны. На уровне ИА осуществляется окончательное формирование прогнозов потребления для всего перечня объектов прогнозирования, которые в дальнейшем используются при актуализации расчетной модели.

Функциональная схема формирования прогноза электропотребления представлена на рис. 8. Сначала автоматически по заданному в конкретном филиале индивидуальному расписанию для каждого цикла

планирования производится запуск расчета статистического прогноза. В результате формируются прогнозы электропотребления на период соответствующего цикла планирования. Данный вариант прогноза имеет статус «статистический» (Ст) и используется для последующего формирования варианта автоматического прогноза, а также для оценки точности математических моделей прогноза с целью корректировки настроечных коэффициентов. Статистический прогноз формируется с применением различных математических моделей [2]. При этом прогноз электропотребления выполняется с учетом прогнозов метеофакторов, полученных из Гидрометцентра, а если они отсутствуют, то для их формирования используется статистическая модель прогноза метеофакторов на основе сезонной кривой температуры и последних фактических данных.

В ЭС и ОЭС (филиалах) прогнозирование осуществляется по каждой территории, вплоть до энергорайонов.

Далее на основе результатов статистического прогнозирования и вариантов прогнозов, полученных

от нижестоящих филиалов (для уровня ИА и ОДУ), осуществляется формирование **автоматического (А)** варианта прогноза.

Технологу средствами ИСП предоставляется возможность просмотреть автоматический прогноз, скорректировать его и сохранить скорректированный прогноз в качестве рабочего (РП). На каждом уровне (РДУ, ОДУ, ИА) допускается ручная корректировка прогноза потребления по всем территориям прогнозирования, входящим в ОЗ данного ДЦ. Скорректированные прогнозы потребления, так и прогнозные метеоусловия с автоматическим пересчетом прогноза потребления. После ручной корректировки отдельных составляющих баланса потребления выполняется процедура балансировки прогнозных данных так, чтобы величина небаланса между прогнозами всех территорий прогнозирования была равна нулю.

Окончательный вариант прогноза электропотребления по территориям прогнозирования ОЗ ДЦ имеет статус **акцептованного (Ац)** прогноза и формируется путем ручного акцепта рабочего прогноза технологом или, в случае отсутствия ручного акцепта, автоматическим акцептом автоматического прогноза ИСП, повторно сформированного по окончании регламентного времени этапа планирования. При акцептовании прогноза проходит процедура достоверизации (проверки) средствами ИСП. Результаты проверки выводятся в протокол и могут служить основанием для повторной корректировки прогноза технологом. Результаты акцептованных прогнозов экспортируются в CSV-файл, который используется для актуализации электрической расчетной модели.

Однако необходимо проводить оценку точности прогнозирования. Пример оценки точности прогноза ИСП в автоматическом режиме за период 01.01.2017–11.12.2017 приведен

ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА ФОРМИРОВАНИЯ ПРОГНОЗА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ В СО ЭС

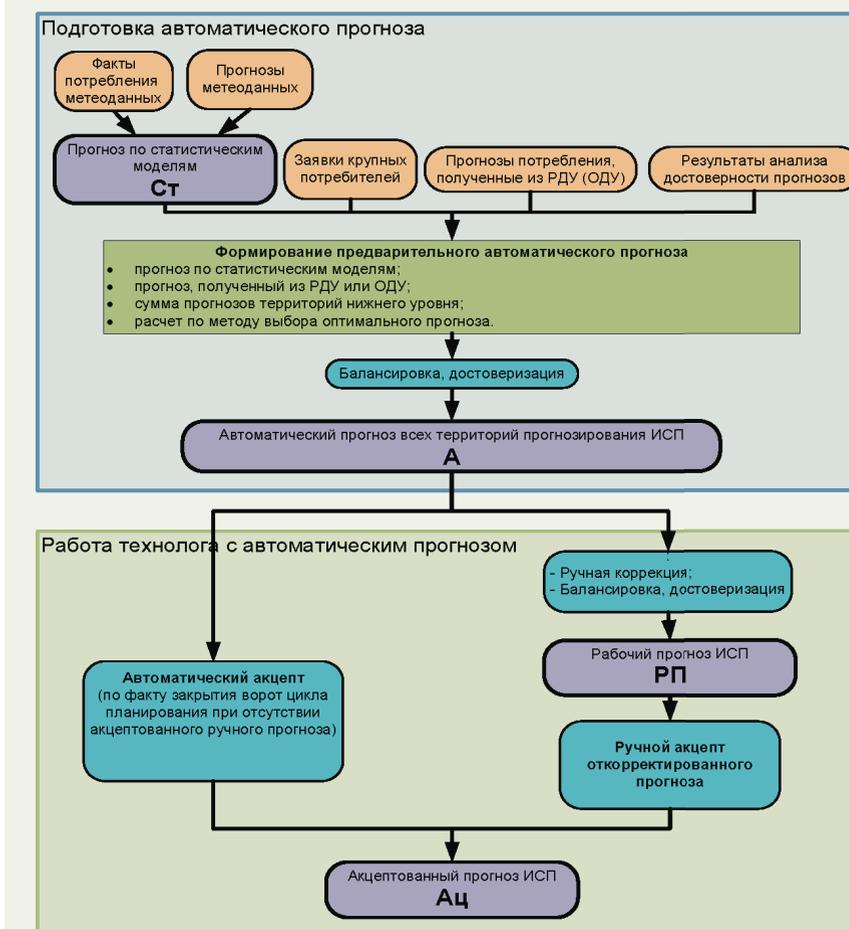


Рис. 8

ПРИМЕРЫ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

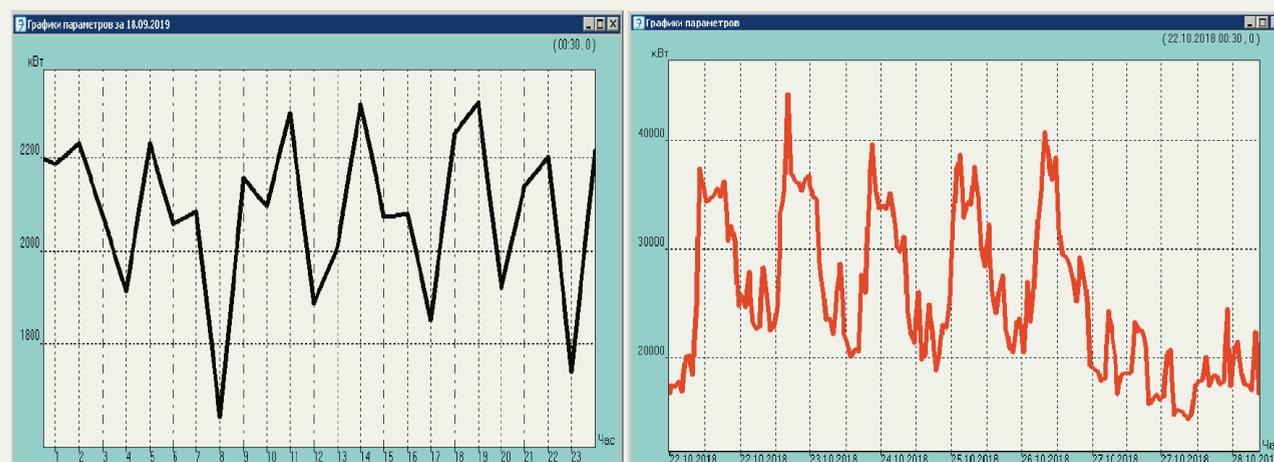


Рис. 7

в табл. 1. Прогноз в сутки X-1 (сутки вперед) выполнялся с учетом фактических и прогнозных данных, известных на момент времени 9:05 суток X-1. Для оценки точности использовались следующие статистические показатели:

- математическое ожидание ошибки прогноза, характеризующее систематическую ошибку;
- среднеквадратичное отклонение, определяющее разброс ошибок от математического ожидания;

- модуль ошибки — среднее всех ошибок по модулю.

ИСП является специализированным программным комплексом, разработанным для функционирования в АО «СО ЕЭС». В ряде крупных энергосбытовых и сетевых компаний России используется комплекс «Энергостат» [7]. Для обеспечения функций расчета баланса электроэнергии (мощности) осуществляются сбор данных коммерческого учета и формирование на их основе фактических данных электропотребления с дискретностью

ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ПРОГНОЗА ПОТРЕБЛЕНИЯ ПО РАБОЧИМ ДНЯМ В ИСП НА СУТКИ ВПЕРЕД, %

| 01.01.2017– 11.12.2017 | 1 СЗ ЕЭС | 1 СЗ ЕЭС (без ОЭС Сибири) | ОЭС Центра | ОЭС Средней Волги | ОЭС Урала | ОЭС Северо-Запада | ОЭС Юга | ОЭС Сибири | ОЭС Востока |
|---|----------|------------------------------|---------------|----------------------|-----------|----------------------|---------|------------|-------------|
| Математическое ожидание ошибки прогноза | -0,09 | -0,08 | 0,08 | -0,17 | -0,12 | -0,22 | 0,16 | 0,01 | 0,35 |
| Среднеквадратичное отклонение | 0,81 | 0,96 | 1,59 | 1,69 | 1,07 | 1,39 | 2,46 | 1,01 | 2,56 |
| Средний модуль ошибки | 0,61 | 0,72 | 1,18 | 1,31 | 0,84 | 1,09 | 1,87 | 0,75 | 1,98 |

Таблица 1

30 мин, 1 ч, а также энергобалансов в разрезе года, квартала, месяца. На основе сформированных фактических данных с целью обеспечения надежного покрытия потребления региона готовятся краткосрочный и долгосрочный прогнозы по утвержденным группам точек поставки (ГТП) потребления.

В зависимости от решаемых задач и детальности планирования в состав структурированного суммарного потребления ЭСК могут входить различные компоненты, которые группируются по территориальным и технологическим признакам. В рыночных условиях в суммарном потреблении ЭСК происходит выделение новых компонентов — крупных потребителей, самостоятельно выходящих на рынок.

Для расчета суммарных показателей фактического электропотребления и балансов производится загрузка исходных данных из XML-макетов

(формата 80020, 80040 и др.), макетов АСКП, а также из комплексов АСКУЭ. Расчеты суммарных показателей производятся с учетом электроэнергии, пропущенной через обходные выключатели, работающие на отходящие линии (в ремонтных схемах сети).

В подготовленную структуру показателей также загружают данные из собственных систем АСКУЭ филиалов, макетов формата XML и Excel, обеспечивая таким образом возможность работы с использованием замещающей информации.

Подготовка, обработка данных, расчеты фактических и плановых данных потребления балансов производятся с применением технологических подсистем и компонентов (рис. 9), реализующих следующие функции:

- анализ и краткосрочное планирование суточных графиков электро-

потребления. В качестве опорных фактических данных используются данные коммерческого учета, а также значения расчетных суммарных показателей;

- анализ и долгосрочное планирование показателей баланса электроэнергии (месячные интервалы). Значения месячных показателей рассчитываются автоматически на основе суточных графиков, определяемых по системам АСКУЭ. Предусматривается также ручная коррекция данных;
- формирование объектной базы структуры энергообъектов, измеряемых параметров АСКУЭ, расчетных сечений учета электроэнергии, хронологии переключений на ОВ (Менеджер объектов и оборудования);
- загрузка данных из АСКУЭ, макетов и межуровневый обмен;

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ОБРАБОТКИ ДАННЫХ И ПЛАНИРОВАНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ И БАЛАНСОВ ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ КОМПАНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПОНЕНТОВ КОМПЛЕКСА «ЭНЕРГОСТАТ»

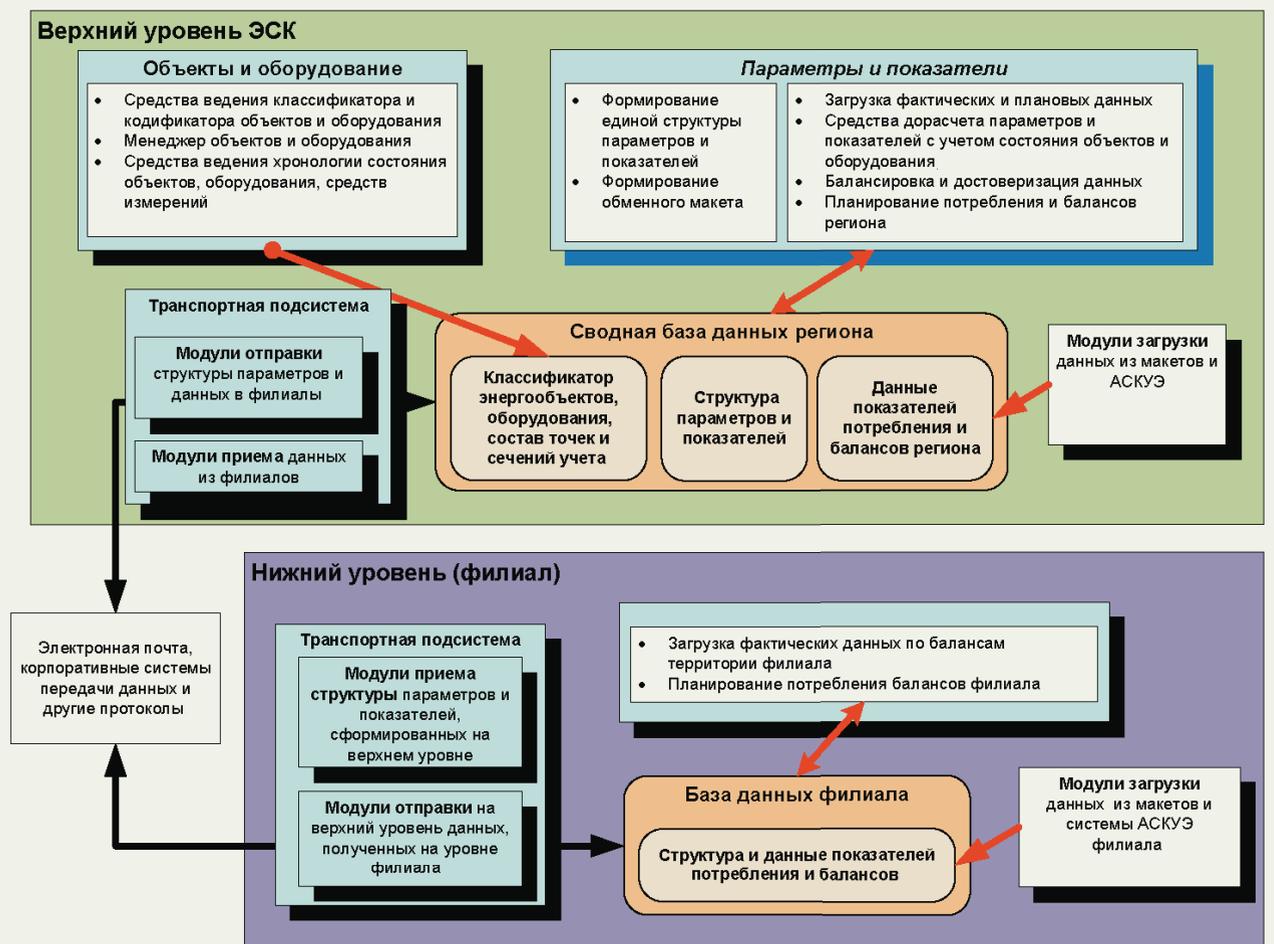


Рис. 9

- подготовка отчетных и графических форм, коррекция интерфейсов.

На основе загруженных данных осуществляется планирование отдельных составляющих и баланса электроэнергии в целом. Реализация методики прогнозирования и планирования включает следующие функции:

- выбор и настройка математических моделей прогноза для показа-

телей потребления и других компонентов баланса. Проведение серий оценочных расчетов для оценки точности прогнозов в ретроспективном режиме по фактическим данным;

- прогнозирование основных компонентов электропотребления с использованием статистических алгоритмов, с учетом влияющих метеорологических факторов;

- коррекция, балансировка данных. Сохранение в качестве плановых параметров утвержденных прогнозных значений.

Настройка схемы планирования может меняться в процессе эксплуатации технологическим. После завершения планирования возможен обмен фактическими данными и результатами планирования балансов между филиалами и центральным офисом.

СХЕМА ДОСТУПА К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ САЙТУ

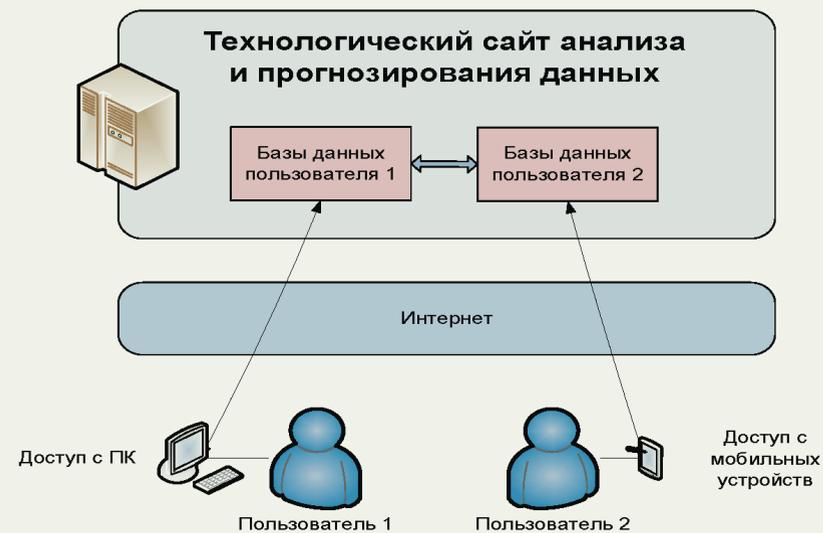


Рис. 10

ИЗ ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА «ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ» № 35-ФЗ

Статья 4

1. Нормативные правовые акты в области государственного регулирования отношений в сфере электроэнергетики принимаются в соответствии с федеральными законами Правительством Российской Федерации и уполномоченными им федеральными органами исполнительной власти.

2. Органы государственной власти субъектов Российской Федерации и органы местного самоуправления не вправе принимать нормативные правовые акты, направленные на регулирование отношений в сфере электроэнергетики, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами.

На основе загруженных и рассчитанных в системе данных возможно формирование XML-макетов форматов 80020, 80040, 80050 и 51070 в соответствии с регламентами рынка. Средства формирования макетов позволяют создавать шаблоны, описывающие структуру, источники данных и другие параметры макета с помощью гибкой системы правил.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МЕТОДИЧЕСКИХ И ПРО- ГРАММНЫХ СРЕДСТВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Одной из основных задач совершенствования средств планирования потребления является разработка новых математических методов анализа и прогнозирования потребления. В первую очередь, это методы

прогнозирования, достоверизации и балансировки данных. Методы прогнозирования должны совершенствоваться, особенно в части учета различных метеофакторов — температуры, освещенности, силы и направления ветра. В последние годы наблюдается существенное увеличение доли коммунально-бытовой и офисной нагрузки, что приводит к резкому возрастанию зависимости потребления от указанных метеофакторов. Характер влияния данных факторов весьма сложен и требует применения нелинейных стохастических моделей.

Совершенствование методик должно дополняться развитием технической базы контроля метеофакторов, средствами их обработки и доставки в ЭК. В настоящее время подобные данные в основном предоставляются службами Гидрометцентра в форме макетов и считываются с интернет-сайтов. По мере развития технических средств Гидрометцентра увеличиваются объем и скорость доставки фактических и прогнозных данных [8].

Важным аспектом является повышение надежности работы программных средств, поскольку они работают в темпе процесса в режиме оперативного диспетчерского управления [9]. С вопросом надежности эксплуатации связан вопрос постепенного перехода на российское системное программное обеспечение.

Большое значение имеет вопрос простоты и удобства доступа к программным средствам. В последние годы распространение получили облачные технологии доступа к данным (рис. 10). Облачная технология может быть реализована в виде технологических интернет- или корпоративных сайтов [7, 8], доступных широкому кругу пользователей.

Основными достоинствами при использовании сайтов на основе облачных технологий являются:

- возможность пользования функциями технологического сайта из разных мест и с различных аппаратных платформ;
- отсутствие необходимости установки программного обеспечения на клиентском месте и, следовательно, снижение расходов на администрирование и поддержку.

Основными функциями технологических сайтов являются:

- подготовка структуры показателей в базе данных;
- загрузка исходных данных для расчетов — из текстовых файлов, файлов Excel, XML-макетов, ОИК и АСКУЭ;
- просмотр и анализ данных, статистические расчеты, исследования влияния метеофакторов;
- прогнозирование и анализ точности прогнозных расчетов;
- обмен данными между пользователями, интеграция данных филиалов и отделений в центральном офисе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Задача планирования величины электропотребления и связанных с ним режимных параметров и технико-экономических показателей — нагрузок станций, перетоков мощности, тарифов на электроэнергию является одной из первоочередных при подготовке и управлении режимов работы энергосистем, ОЭС, ЕЭС и энергокомпаний. В АО «СО ЕЭС» для расчетов прогнозных значений потребления по всем энергосистемам в составе ЕЭС России используется программно-аппаратный комплекс ИСП. В состав ЕЭС России входит 7 ОЭС и около 60 региональных энергосистем. Энер-

госистемы сформированы по географическому принципу и существенно различаются по величине и структуре потребления. Потребление ЕЭС структурируется по ОЭС, ОЭС — по энергосистемам. Потребление энергосистем структурируется по районам, крупным потребителям, собственным нуждам электростанций. По каждой компоненте производится контроль и планирование потребления.

Суточная, недельная и сезонная неравномерности потребления определяются составом нагрузки (соотношением промышленной и непромышленной нагрузки) и колебаниями метеофакторов. В энергосистемах с высокой долей непромышленной нагрузки эти неравномерности более существенны.

В структуре потребления энергосистем происходят изменения — снижается доля промышленной нагрузки, увеличивается нагрузка непромышленных потребителей. Структурные изменения приводят к увеличению сезонной неравномерности нагрузки в разрезе года, к росту вечернего максимума. Вместе с тем снижается суточная неравномерность, за пять лет во всех регионах и по ЕЭС в целом она уменьшилась, коэффициент неравномерности увеличился. При этом на фоне общего роста нагрузки более существенно растет ночной минимум и меньше максимум нагрузки.

В связи с ростом непромышленной нагрузки происходит увеличение зависимости потребления от метеорологических факторов, главным образом от температуры и освещенности. Колебания метеофакторов вызывают существенные колебания потребления во всех регионах и ЕЭС в целом, в том числе в летний период. В южных энергосистемах отмечается значительный локальный летний максимум нагрузки.

Дальнейшее развитие средств планирования и прогнозирования возможно в направлении совершенствования:

- математических методов прогнозирования потребления;
- методов прогноза и учета метеофакторов;
- методов моделирования технологических процессов промышленных потребителей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кириенко Е.И., Майоров С.А. Анализ современного состояния практики планирования режимов энергосистем на уровне ЦДУ ЕЭС. Особенности планирования в условиях конкурентного рынка/Сб. докладов Всероссийской научно-технической конференции «Управление режимами единой энергосистемы России». М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
2. Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 2008.
3. Тимченко В.Ф. Колебание нагрузки и обменной мощности энергосистем. М.: Энергия, 1975.
4. Шаханов В.С., Данилов Н.Н., Николаев В.Т., Гармаш В.С., Макоклюев Б.И. Комплекс программ внутрисуточного прогнозирования нагрузок энергообъединений и энергосис-тем/Сб. трудов «Энергосетьпроект». М.: Энергоиздат, 1982.
5. Макоклюев Б.И., Полижаров А.С., Басов А.А., Алла Ю.Э., Локтионов С.В. Краткосрочное прогнозирование электропотребления в энергосистемах России//Электрические станции. 2018. № 4. С. 24–35.
6. Макоклюев Б.И., Полижаров А.С., Антонов А.В., Говорун М.Н., Колесников А.В., Басов А.А., Алла Ю.Э. Оперативная коррекция графиков потребления электрической мощности в цикле планирования балансирующего рынка//Электрические станции. 2019. № 5. С. 36–44.
7. Макоклюев Б.И., Полижаров А.С., Ломейко А.А., Мишина В.В. Прогнозирование электропотребления энергосбытовых компаний//Энергоэксперт. 2018. № 1. С. 34–38.
8. Макоклюев Б.И., Артемьев А.А., Басов А.А., Гилева С.С., Дацко В.С. Комплекс обработки и анализа метеорологических данных АО «СО ЕЭС» (АС «Метео»)//Энергетик. 2021. № 8. С. 10–14.
9. Полижаров А.С., Макоклюев Б.И., Антонов А.В., Басов А.А., Алла Ю.Э. Обеспечение надежности расчетов по планированию и оперативной коррекции графиков потребления электрической мощности//Энергетик. 2021. № 2. С. 18–30.