

Г. Г. Арунянц, Т. А. Воронин, С. А. Айрапетов

**ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА СЕТЕВЫХ ПОТЕРЬ
ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
ПРИ АВТОМАТИЗИРОВАННОМ ФОРМИРОВАНИИ ТАРИФОВ
В СИСТЕМЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
СУБЪЕКТОВ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА РЕГИОНА**

40

Приводятся результаты анализа проблем регулирования деятельности регионального энергоснабжающего комплекса и основных путей повышения эффективности деятельности его субъектов, включая вопросы автоматизированного формирования тарифов на выработку, транспортировку и передачу тепловой и электрической энергии. Особое внимание уделено проблеме автоматизированного учета потерь при производстве и передаче тепловой и электрической энергии.

The article presents the analysis of activity regulation issues in the regional power supply complex and the main ways to improve the efficiency of its subjects. The authors also focus on the issues of automated tariffs setting for production, transportation and transfer heat and electric power. Main attention is paid to automated registration of losses during producing and transferring heat and electric energy.

Ключевые слова: теплоснабжение, электроснабжение, тариф, тарифное регулирование, автоматизированная информационная система, программный комплекс, алгоритм, программное обеспечение.

Keywords: heat supply, electric supply, tariff, tariffs regulation, automated information system, program complex, algorithm, software.

Исследование и обобщение накопленного опыта в области управления объектами производственной отрасли энергоснабжения региона, включая проблемы поиска новых инновационных концепций и методик формирования тарифов на тепловую и электрическую энергию и тарифного регулирования деятельности субъектов (естественных монополистов) региональных теплоэнергетических систем как эффективного способа координации их деятельности, является актуальной задачей. Обеспечение устойчивого баланса интересов производителей и потребителей тепловой и электрической энергии при соблюдении интересов государства становится главной задачей эффективного управления деятельностью субъектов энергетического рынка региона.

Известно, что большинство компаний, действующих в энергетической сфере, являются монополистами по отношению к предоставляемым ими услугам (передача тепловой и электрической энергии) и про-



дукции (собственно электрической и тепловой энергии). Для ограничения монополистов в получении при этом сверхприбылей необходима эффективная система управления их деятельностью (тарифное регулирование).

За последние 15 лет в области тарифного регулирования накоплен определенный опыт многоуровневого управления деятельностью субъектов системы энергоснабжения за счет попыток организации взаимодействия в рамках общего информационного поля «Федеральная энергетическая комиссия (ФЭК) — Региональная энергетическая комиссия (РЭК) — субъекты регулирования» [1]. В это время действовала достаточно устойчивая структура тарифов, практически не учитывающая многие особенности функционирования объектов, производящих и распределяющих тепло- и электроэнергию в условиях региональных сложно структурированных тепловых и электрических сетей. Регулирование сводилось к упрощенному анализу представленных субъектами системы энергоснабжения произведенных затрат, а формирование тарифов осуществлялось без использования специальных экономических механизмов, обеспечивающих условия повышения мотивации и стимулирования повышения эффективности их функционирования. Сегодня стало совершенно очевидным, что единственной полноценной возможностью для регулирования деятельности субъектов региональной системы тепло- и электроснабжения становится тарифная политика.

Несмотря на то что вопросы повышения уровня управляемости региональной энергетической системой в течение последних десяти лет были предметом серьезных исследований, в настоящее время, к сожалению, мало что изменилось в этой области. Все еще имеет место систематическое повышение тарифов на тепло и электроэнергию. К объективным причинам этого обычно относят сложности, связанные с проведением эффективного учета различных издержек на производство и потребление достаточно специфического товара — электрической и тепловой энергии. Именно поэтому решение проблем обоснования всех производимых затрат и формирования на их основе себестоимости единицы производимой продукции и услуг представляются полезными при модификации затратного механизма формирования и анализа тарифов, дифференцированного тарифного регулирования.

Несмотря на высокий уровень оснащенности современных энергетических систем средствами вычислительной техники и информационными технологиями, проблема внедрения автоматизированных информационных систем (АИС) [2] в сферу тарифного регулирования в электроэнергетике остается актуальной и требует проведения дополнительных исследований.

При постановке задачи разработки универсальных программных комплексов, ориентированных на использования в рамках региональных автоматизированных информационных систем (РАИС) формирования и анализа тарифов в сфере тепло- и электроснабжения, предполагалось, что их использование позволит установить единые правила для всех субъектов тарифного регулирования в части методики фор-



мирования себестоимости выработки и передачи тепло- и электроэнергии, повысить эффективность оперативной проверки регулирующими органами правильности выполнения этих операций, а также мониторинга и анализа состояния энергоснабжения региона для разработки оперативных мероприятий и стратегии развития региональной энергетической системы.

Проведенные авторами исследования принципов и подходов к автоматизации процессов тарифного регулирования в сфере тепло- и электроэнергетики позволили поставить и решить задачу разработки специального алгоритмического и программного обеспечения для двух универсальных программных комплексов РТ-Q-1 [3] и ТЭЭ-1 [4] автоматизированного формирования и анализа тарифов соответственно в сфере тепло- и электроснабжения.

В качестве базовой методологической основы, принятой при разработке машинных алгоритмов, реализуемых в комплексах РТ-Q-1 и ТЭЭ-1, были взяты соответствующие методические указания, утвержденные Федеральной службой по тарифам [5; 6], предназначенные для регулирующих органов и регулируемых организаций региона.

В соответствии с методикой [5] за основу при расчете всех видов тарифов на тепловую энергию принимается показатель «необходимая валовая выручка (HBB_i)» регулируемой организации, возмещающая ей на i -й период регулирования экономически обоснованные расходы и прибыль по каждому регулируемому виду деятельности. Это определило необходимость разработки стратегии выбора направления расчета полезного отпуска тепловой энергии HBB_i для соответствующего вида деятельности, календарной разбивки и установленных предельных уровней тарифов на энергию (мощность) в зависимости от наличия соответствующих схем теплоснабжения или программ развития систем коммунальной инфраструктуры [3].

Показано, что значительную часть расходов, включаемых в HBB_i , составляют потери тепловой энергии, холодной воды и теплоносителя в i -м году. Были выявлены реальные проблемы учета тепловых потерь при производстве и передаче тепловой энергии, составляющих в реальных системах теплоснабжения значительные размеры (до 15% в зависимости от состояния теплосетей). Обоснована необходимость реализации такого учета с использованием программного комплекса РТ-Q-1 в разрезе плановых и фактических показателей. Используемые в Был сделан вывод о необходимости включения в структуру комплекса РТ-Q-1 подсистемы расчета тепловых потерь при производстве и распределении тепловой энергии по региональным теплосетям (РТП-1).

Основное внимание было уделено решению проблем, связанных с расчетом тепловых потерь в региональных тепловых сетях, определяющих значительную часть затрат, учитываемых при формировании различных тарифов на тепловую энергию для различных классов сетей и потребителей.

Немаловажным здесь становится факт реальной сложности самой региональной тепловой сети, характеризующейся последовательно-



параллельными соединениями, а также принадлежностью отдельных их частей и участков, как правило, различным заинтересованным владельцам. Такая структурная сложность вызывает необходимость создания информационной базы данных программного комплекса, обеспечивающей достоверность представления технических и технологических характеристик отдельных участков региональной тепловой сети.

Тарифы на электрическую энергию в соответствии с методикой [6] дифференцируются по уровням напряжения: высокое (110 кВ и выше); среднее первое (35 кВ); среднее второе (20–1 кВ); низкое (0,4 кВ и ниже). Как и в случае использования методики [5], основным показателем при расчете тарифов на электрическую энергию является необходимая валовая выручка $HBB_{\text{роз}}$ электроснабжающей организации (ЭСО), рассчитываемая с учетом валовой выручки HBB ЭСО, учитываемой при расчете тарифов (цен) на электрическую энергию, отпускаемую на оптовый и розничный рынки и величин отпуска электрической энергии ЭСО, соответственно, на розничный рынок ($\mathcal{E}_{\text{роз}}$) и суммарно на оптовый и розничный рынки ($\mathcal{E}_{\text{сумм}}$), определяемый исходя из сводного баланса:

$$HBB_{\text{роз}} = HBB \frac{\mathcal{E}_{\text{роз}}}{\mathcal{E}_{\text{сумм}}}.$$

Объем необходимой валовой выручки организации, передающей электрическую энергию по сетям, определяется исходя из расходов по передаче электрической энергии и дифференцируется по уровням напряжения.

Наибольшую проблему при формировании тарифов представляет учет потерь электроэнергии, включающих следующие составляющие: нагрузочные потери в линиях, силовых трансформаторах и автотрансформаторах; потери холостого хода трансформаторов и автотрансформаторов; потери на корону в ЛЭП; расход электроэнергии в компенсирующих устройствах – батареях конденсаторов (БСК), синхронных компенсаторах (СК), статических тиристорных компенсаторах (СТК), реакторах подстанций и других; потери в измерительных трансформаторах тока и напряжения и их вторичных цепях.

В принятой методике [6] используются обобщенные показатели потерь без их детализации, что в условиях отмечающейся устойчивой тенденции к росту абсолютных и относительных потерь представляется достаточно важным для принятия своевременных эффективных мер по их снижению. Возникла настоятельная необходимость пересмотра основных методик их расчета, нормирования и анализа. Учитывая это, было предложено в структуру программного комплекса ТЭЭ-1 включить подсистему «Расчет технологического расхода (потерь) электрической энергии при передаче по электрическим сетям региональных энергосистем (ПЭЭ-1)», разработку которой провести с использованием ранее полученных результатов [7].

В соответствии с принятой стратегией построения программного комплекса РТ-Q-1 все необходимые расчеты проводятся и в рамках со-



ответствующих программных модулей подсистемы РТП-1. Исходные данные, необходимые для расчетов, формируются с использованием действующих в теплоснабжающих организациях средств контроля и учета, структурируются и хранятся в специально создаваемых базах данных (БД) соответствующих подсистем программного комплекса РТ-Q-1. Проведенный анализ структуры и особенностей построения региональных тепловых сетей и применяемых методов оценки тепловых потерь в региональных теплосетях показал, что в целом потери тепловой энергии ($Q_{ТП}$) состоят из потерь тепла, связанных с утечками воды из сети (Q_Y); потерь тепла через изолированную поверхность подающей ($Q_{ПН}$) и обратной ($Q_{ОН}$) линий трубопроводов при транспортировании теплоносителя; количества тепла, расходуемого на собственные нужды производителя ($Q_{СН}$):

$$Q_{ТП} = Q_Y + Q_{ПН} + Q_{ОН} + Q_{СН}, \text{ Гкал.}$$

Основные группы машинных алгоритмов расчета тепловых потерь при распределении по теплосетям, реализованных в подсистеме РТП-1, приведены на рисунке. Для расчета потерь тепла, связанных с утечками из тепловой сети, предварительно производится расчет необходимого количества воды (V_3) для первичного заполнения систем отопления и горячего водоснабжения, определяемого (блок 1, рис.) по формуле

$$V_3 = V_{СО} + V_{ТС} + V_{ГОР} \text{ м}^3,$$

где $V_{СО}$, $V_{ТС}$, $V_{ГОР}$ – соответственно объемы воды, необходимые для заполнения систем отопления зданий и сооружений; трубопроводов сети отопления и горячего водоснабжения, принадлежащих объектам-производителям тепловой энергии на участках от объекта до ЦТП.

Расчет $V_{СО}$ проводится с использованием величины планируемого расхода тепла на нужды отопления и вентиляции (Q_{Σ} Гкал), определяемой в соответствии с действующей схемой теплоснабжения субъектами теплоснабжения или органами регулирования, на период отопления продолжительностью Z_0 (час) в установленном регулируемом периоде:

$$V_{СО} = 30 \frac{Q_{\Sigma}}{Z_0} \text{ м}^3,$$

где 30 – принятый на основе рекомендаций [7] коэффициент удельного объема заполнения систем отопления, $\text{м}^3/(\text{Гкал час})$.

Величины $V_{ТС}$ определяется с использованием технических характеристик тепловых сетей, включающих число участков сети отопления с трубопроводами i -го диаметра (n), соответствующие протяженности этих участков ($L_{ТСi}$ км) и рекомендованные для них удельные объемы воды (V_i $\text{м}^3/\text{км}$):

$$V_{ТС} = \sum_{i=1}^n V_i L_{ТСi} \text{ м}^3.$$

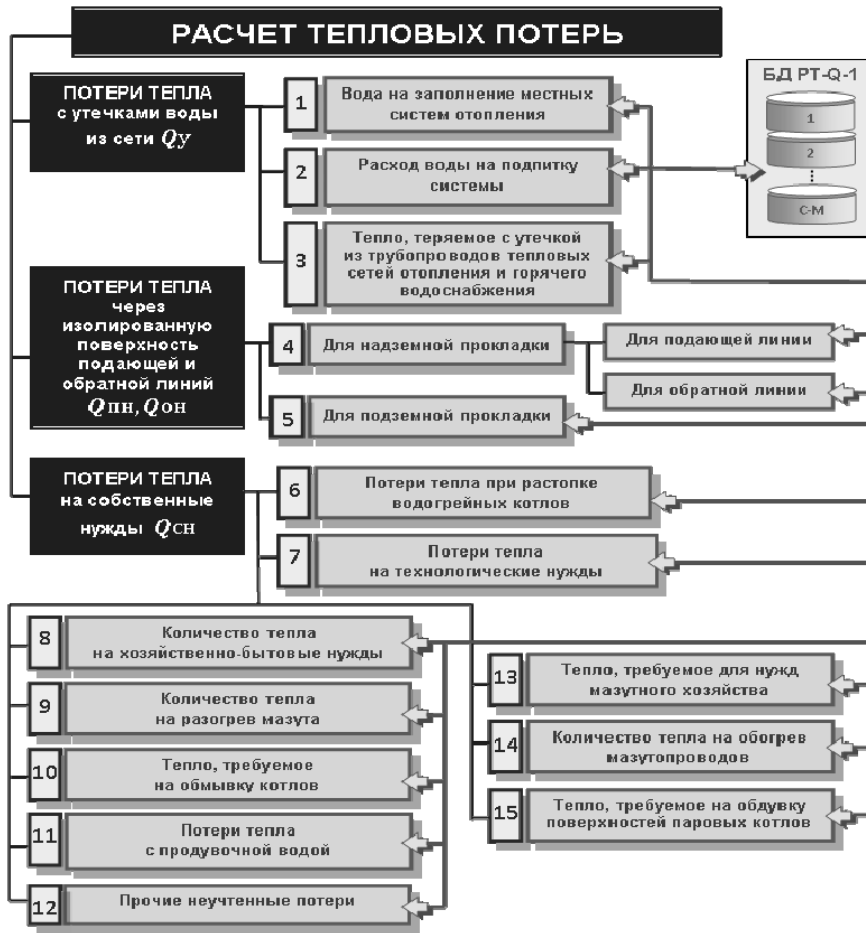


Рис. Основные группы алгоритмов расчета тепловых потерь программного комплекса РТП-1

Подобный расчет проводится и для горячего водоснабжения:

$$V_{ГОР} = \sum_{i=1}^n V_i L_{ГОРi}$$

Общий расход воды на подпитку системы отопления в целом ($V_{П}$) представляется (блок 2, рис.) как сумма объемов воды на подпитку систем отопления ($V_{ПТС}$) и сети горячего водоснабжения ($V_{ПГОР}$) для участков, принадлежащих объектам-производителям тепловой энергии от объекта до ЦТП:

$$V_{П} = V_{ПТС} + V_{ПГОР} \text{ м}^3.$$

В соответствии с рекомендациями, приведенными в [7], объемы $V_{ПТС}$, $V_{ТС}$, $V_{ПГОР}$ и $V_{ГОР}$ должны находиться в следующих пропорциях:

$$V_{ПТС} = 0,0025V_{ТС}, \quad V_{ПГОР} = 0,0025V_{ГОР}.$$



Наиболее приемлемой для расчета (блок 3, рис.) величины потерь тепла с утечкой воды из трубопроводов сетей отопления и горячего водоснабжения за планируемый период в соответствии с рекомендациями [7] представлялась известная формула

$$Q_y = V_3 C_{\text{вр}} \rho \left(\frac{t_{\text{п}} + t_{\text{о}}}{2} - t_{\text{хв}} \right) Z_{\text{о}} 10^{-6} \text{ Гкал},$$

где $C_{\text{в}}$ и ρ – соответственно нормативные значения удельной теплоемкости и плотности воды; $t_{\text{п}}$, $t_{\text{о}}$ и $t_{\text{хв}}$ – соответственно температуры теплоносителей подающего и обратного трубопроводов и усредненная температура холодной воды (по действующим нормативам $+5^\circ \text{C}$); $Z_{\text{о}}$ – продолжительность отопления в периоде регулирования, час.

46

С использованием нормативных значений [7] плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов подающих ($q_{\text{п}}$ ккал/(м час)) и обратных ($q_{\text{о}}$ ккал/(м час)) линий для различных условных проходов и видов их прокладки (на открытом воздухе и внутри помещений), протяженностей i -х участков этих линий ($I_{\text{п}i}$, $I_{\text{о}i}$, м), длительностей работы (Z) тепловых сетей для установленного периода (месяц, квартал, год и др.), а также установленные для каждой территориальной зоны значения коэффициентов (β), учитывающих потери для каждого вида элементов сетей (теплопоры, компенсаторы арматура) рассчитывается тепловые потери при транспортировании теплоносителя от объектов-производителей тепла до потребителя для надземной прокладки:

$$Q_{\text{пн}}^{\text{НАД}} + Q_{\text{он}}^{\text{НАД}} = \beta \left(\sum_{i=1}^n q_{\text{п}i} I_{\text{п}i} + \sum_{i=1}^n q_{\text{о}i} I_{\text{о}i} \right) Z 10^{-6} \text{ Гкал}, \quad (1)$$

где n – количество участков тепловой сети. Для участков подающей линии надземной прокладки и обратной линии надземной прокладки соответственно:

$$q_{\text{п}i} = q_{\text{нп}i} \frac{t_{\text{п}}^{\text{CP}} - t_{\text{нв}}^{\text{CP}}}{t_{\text{п}}^{\text{CP}i} - 5} \text{ ккал}, \quad q_{\text{о}i} = q_{\text{но}i} \frac{t_{\text{о}}^{\text{CP}} - t_{\text{нв}}^{\text{CP}}}{t_{\text{о}}^{\text{CP}i} - 5} \text{ ккал},$$

где $t_{\text{нв}}^{\text{CP}}$, $t_{\text{п}}^{\text{CP}i}$, $t_{\text{о}}^{\text{CP}i}$ – принятые энергоснабжающей организацией справочные данные по среднегодовым температурам наружного воздуха и теплоносителям подающего и обратного трубопроводов.

Количество тепла, теряемого при транспортировании теплоносителя от объекта-производителя тепла до потребителя для подземной прокладки, определяется по формуле

$$Q_{\text{пп}}^{\text{ПОД}} + Q_{\text{он}}^{\text{ПОД}} = \beta \left(\sum_{i=1}^n q_i I_i \right) Z 10^{-6} \text{ Гкал}.$$

Предусмотрена возможность пересчета значений плотностей тепловых потоков (q_i) в случаях, когда принимаемые значения средних



температур грунта ($t_{\text{СП}}^{\text{CPI}}$) и теплоносителей ($t_{\text{П}}^{\text{CPI}}, t_{\text{О}}^{\text{CPI}}$) в планируемом периоде значительно отличаются от этих величин, принятых при расчетах ($q_{\text{П}i}^{\text{CPI}}, t_{\text{П}}^{\text{СП}}, t_{\text{О}}^{\text{СП}}$) – для подземной двухтрубной прокладки участков трубопроводов:

$$q_i = q_{\text{П}i}^{\text{CPI}} \frac{t_{\text{П}}^{\text{СП}} + t_{\text{О}}^{\text{СП}} - 2t_{\text{СП}}^{\text{CPI}}}{t_{\text{П}}^{\text{CPI}} + t_{\text{О}}^{\text{CPI}} - 2t_{\text{СП}}^{\text{CPI}}} \text{ ккал}/(\text{м час}).$$

Потери тепла трубопроводами в помещениях определяют по формуле (1). Тепловые потери с поверхности изоляции паропроводов и конденсатопроводов, приведенных в действующих строительных нормах и правилах (СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. М.: ЦИТП Госстрой СССР, 1989), рассчитываются аналогично потерям водяных тепловых сетей с использованием нормированных значений плотности теплового потока для таких элементов сетей. Фактические значения потерь тепла в структурированных региональных сетях напрямую зависят от реального их состояния и условий эксплуатации. Потери возрастают при плохом приборном контроле за техническим состоянием теплосети, что влечет за собой увлажнение и разрушение тепловой изоляции.

Общий расход тепла на собственные нужды (блоки 6–15) определяют как сумму расходов тепла на подогрев воды, удаляемой из котлов с продувкой; на собственные нужды хозяйственно-бытового характера; на разогрев мазута в цистернах, хранилищах и расходных емкостях мазута; на распыление жидкого топлива в паровых форсунках; на технологические процессы подготовки воды и др.:

$$Q_{\text{СН}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{СН}i} \text{ Гкал},$$

где $Q_{\text{СН}}$ – потери тепла на i -е нужды, Гкал; n – количество собственных нужд котельной. В целом долю тепла на собственные нужды можно рассчитать по формулам

$$K_{\text{СН}} = \frac{Q_{\text{СН}}}{Q_{\text{ВЫР}}}, \quad K_{\text{СН}} = 1 - \frac{Q_{\text{ОПН}}}{Q_{\text{ВЫР}}},$$

где $Q_{\text{ВЫР}}$ – суммарный расход тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, рассчитываемые в соответствии с Методикой [5] в подсистеме ФНВВ-1 (формирование необходимой валовой выручки регулируемой организации) программного комплекса **РТ-Q-1**, и потери тепловой энергии в тепловых сетях. Расход тепла на растопку паровых котлов определяют по формуле:

$$Q_{\text{ОРАСТ}i} = K_{\text{РАСТ}i} Q_{\text{ОК}i},$$

где $K_{\text{РАСТ}}$ – коэффициент потери тепла, принимается в соответствии с установленными нормами для котлов различных типов [8]; $Q_{\text{ОК}i}$ – проектная мощность i -го котла.



Тогда потери тепла в целом за расчетный период (Z_i) составят

$$Q_{OK} = \sum_{i=1}^n K_{РАСТГ} Q_{OKi} Z_i \text{ Гкал.}$$

Тепловые потери при растопке водогрейных котлов (блок 6) принимают равным 0,9 от аккумулирующей способности обмуровки, определяемой из таблицы значений потерь тепла в зависимости от типа и мощности котла [8].

Для расчета потерь тепла на технологические нужды химводоочистки (ХВО) (блок 7) предлагается использовать формулу

$$Q_{ХВО} = K_{ХВО} G_{ХВО} C_B (t'' - t') Z_{ХВО} 10^{-6} + K_{ВЗ} 0,004 G_D (I_{ВЫП} - I') Z_D 10^{-6},$$

где $G_{ХВО}$, G_D – проектные мощности ХВО и деаэратора, т/час; $K_{ХВО}$, $K_{ВЗ}$ – нормированное значение удельного расхода воды на ХВО, определяемое в зависимости от общей жесткости используемой воды и поправочный коэффициент, равный 1,0 или 1,2 в зависимости от наличия или отсутствия в системе взрыхлителей; t'' , t' – температура воды после подогревателя сырой и исходной воды; $Z_{ХВО}$, Z_D – расчетные продолжительности работы ХВО и деаэратора, час; $I_{ВЫП}$, I' – энтальпия пара из деаэратора и исходной воды, ккал/кг.

Для эффективного функционирования подсистемы ПЭЭ-1 «Расчет технологического расхода (потерь) электрической энергии при передаче по электрическим сетям региональных энергосистем» и эффективного использования получаемых в процессе работы ТЭЭ-1 расчетных данных для решения широкого круга задач энергосбережения в электрораспределительных сетях региона был предложен набор расчетных формул, приведенный в таблице 1.

В таблице 1 представлены: W_P и W_Q – активная (тыс. кВт час) и реактивная (тыс. кВт час) энергия, пропущенная через участок сети за время T ; $U_{ЭК}$ – эквивалентное напряжение для расчета нагрузочных потерь, кВ; $R_{ЭК}$ – эквивалентное сопротивление линии, Ом; ΔU_1 – принимаемая потеря напряжения в максимум нагрузки участка сети, %; $K_{НЕР}$ – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам; $T_{МАКС}$ – время работы линии с максимальной нагрузкой в год, час; ΔP_X – номинальные потери мощности в i -м оборудовании; T – число часов работы оборудования, час; $U_{СР}$ – среднее значение напряжения за рассматриваемый период времени, кВ; $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение i -го оборудования, кВ.

Нормативная величина суммарных переменных потерь электрической энергии в электрических сетях определяется по формуле, приведенной в [7]:

$$W_{ПП} = \Delta W_{НН} L_{НН} + \Delta W_{СН} L_{СН} + \Delta W_{ВН} L_{ВН},$$

где $\Delta W_{НН}$ – удельный норматив нагрузочных потерь в сетях напряжения 0,4 кВ; $\Delta W_{СН}$ – удельный норматив нагрузочных потерь в сетях среднего напряжения; $L_{СН}$ – общая протяженность линии среднего



напряжения, км; $\Delta W_{ВН}$ – удельный норматив нагрузочных потерь в сетях высокого напряжения; $L_{ВН}$ – общая протяженность линии высокого напряжения, км.

Таблица 1

Методы расчета показателей потерь электроэнергии

| Вид потерь | Метод расчета |
|--|---|
| Потери в разомкнутых сетях 6–150 Кв (среднее (СН) и высокое (ВН) напряжение) | $\Delta W_{Н} = \frac{(W_P^2 + W_Q^2) K_{\Phi}^2}{U_{\text{ЭК}}^2 T} R_{\text{ЭК}},$ <p>где K_{Φ}^2 определяют по графику суммарной нагрузки участка сети по данным диспетчерских ведомостей с использованием формулы</p> $K_{\Phi}^2 = \left(\frac{0,124}{K_3} + 0,876 \right)^2$ |
| Потери в разомкнутых сетях 0,38 Кв (низкое (НН) напряжение) | $\Delta W_{Н} = 0,7 K_{\text{НЕР}} \Delta U_1 \frac{\tau}{T_{\text{МАКС}}} W_P$ |
| Потери холостого хода в трансформаторах | $\Delta W_{\text{Х}} = \Delta P_{\text{Х}} T \left(\frac{U_{\text{СР}}}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2$ |
| Потери на корону на линиях напряжением 220 кВ и выше | По удельным потерям $\Delta P_{\text{К}}$ (кВт/км) в зависимости от номинального напряжения и погодных условий |
| Потери в измерительных трансформаторах напряжения (ТН) и тока (ТК) | Исходя из средних потерь электроэнергии в измерительных трансформаторах различных классов напряжения |

49

Общая величина потерь электрической энергии, таким образом, составляет

$$W_{\text{ОБЦ}} = W_{\text{УП}} + W_{\text{ПП}}.$$

Расчет составляющих приведенных формул осуществляется по специально разработанным машинным алгоритмам в соответствии с требованиями Методических указаний [6] и результатами проведенных ранее исследований [7] в рамках соответствующих программных модулей комплекса ТЭЭ-1, перечень которых приведен в таблице 2.

Таблица 2

Подсистемы (модули) программного комплекса ТЭЭ-1

| Обозначение | Наименование |
|------------------|---|
| Подсистема ТЭЭ-1 | расчета тарифов на электрическую энергию (мощность) |
| РТ.ШЭ-1 | Расчет уровня цены на электрическую энергию на шинах энергоснабжающей организации – субъекта розничного рынка |
| РТ.УП-1 | Расчет тарифа на услуги по передаче электрической энергии по региональным электрическим сетям |



| Обозначение | Наименование |
|--|--|
| РТ.УПК-1 | Расчет тарифа на услуги по передаче электрической энергии по (по уровням напряжений) (для потребителей, рассчитывающихся по одноставочному котловому тарифу) |
| РТ.УПИ-1 | Расчет индивидуального тарифа на услуги по передаче электрической энергии |
| РТ.ГП-1 | Расчет тарифов по группам потребителей электрической энергии |
| Подсистема ПЭЭ-1 расчета технологического расхода (потерь) электрической энергии при передаче по электрическим сетям региональных энергосистем | |
| РП.СВН-1 | Расчет потерь в разомкнутых сетях 6-150 Кв (среднее (СН) и высокое (ВН) напряжение) |
| РП.СНН-1 | Расчет потерь в разомкнутых сетях 0,38 Кв (низкое (НН) напряжение) |
| РП.ХХТ-1 | Расчет потерь холостого хода в трансформаторах |
| РП.К-1 | Расчет потерь на корону на линиях напряжением 220 кВ и выше |
| РП.ИТН-1 | Потери в измерительных трансформаторах напряжения (ТН) и тока (ТК) |
| С.УПП-1 | Расчет нормативной величины суммарных условно постоянных потерь электрической энергии |
| С.ПП-1 | Расчет нормативной величины суммарных переменных потерь электрической энергии в электрических сетях |
| С.ОП-1 | Расчет общей величины потерь электрической энергии |

Необходимые исходные данные для работы подсистемы ПЭЭ-1 формируются с использованием действующих средств учета, структурируются и хранятся в создаваемых базах данных (БД) соответствующих подсистем комплекса ТЭЭ-1 [9].

Необходимые исходные данные для работы подсистемы ПЭЭ-1 формируются с использованием действующих средств учета, структурируются и хранятся в создаваемых базах данных (БД) соответствующих подсистем комплекса ТЭЭ-1 [9].

Здесь также как и при реализации подсистемы РТП-1 немаловажным становится факт реальной сложности самой региональной электрической сети, что также вызывает необходимость создания информационной БД технических и технологических характеристик отдельных участков региональной электрической сети.

Как следует из приведенных выше алгоритмов расчета основных планируемых и непредвиденных тепловых и электрических потерь, существуют реальные предпосылки для использования разрабатываемого программного комплекса РТ-Q-1 и ТЭЭ-1 как полигона для проведения различных компьютерных экспериментов с целью выявления оптимальной организации самих региональных тепловых и электрических сетей и поиска оптимальных их характеристик путем варьирования различными управляемыми факторами (заменой элементной базы,



методов организации транспортировки тепловой и электрической энергии, изменением конкретных характеристик, влияющих на качество оказываемых услуг и др.). Результаты таких исследований могут быть использованы для формирования на их основе реальных предложений по повышению эффективности функционирования региональной системы энергоснабжения и снижения тарифов на оказываемые услуги по производству и распределению тепловой и электрической энергии.

Предварительно проведенные системные исследования различных подходов (концепций) к построению программных продуктов сложной структуры, разбиение всего комплекса поставленных задач на отдельные функциональные подсистемы (модули) позволили выбрать структурную организацию разработанных программных комплексов РТ-Q-1 и ТЭЭ-1, обеспечивающих эффективное их раздельное функционирование в соответствии с реализованными в них алгоритмами и с учетом их взаимосвязей в процессе решения поставленных задач в условиях изменяющихся исходных данных.

Практическая значимость исследований определяется результатами исследований, положенных в основу универсальных программных комплексов РТ-Q-1 и ТЭЭ-1, ориентированных на использование в рамках региональной автоматизированной информационно-управляющей системы (РАИС).

Список литературы

1. Арунянц Г. Г., Воронин Т. А., Айрапетов С. А. Процесс регулирования деятельности субъектов теплоснабжающего комплекса Калининградской области и пути его автоматизации // Научное обозрение. 2016. № 9. С. 231 – 239.
2. Арунянц Г. Г., Хузмиев И. К., Калинин А. Ю. Об эффективном регулировании деятельности естественных монополий в теплоэнергетике // Информационные технологии и системы: наука и практика : труды международной конференции. Владикавказ, 2002. С. 345 – 349.
3. Арунянц Г. Г., Воронин Т. А., Айрапетов С. А. Концепция и особенности построения программного комплекса РТ-Q-1 автоматизированного формирования тарифов в сфере теплоснабжения // Наука и бизнес: пути развития. 2016. № 3 (57). С. 66 – 73.
4. Арунянц Г. Г., Воронин Т. А., Айрапетов С. А. Основные принципы и особенности построения программного комплекса ТЭЭ-1 автоматизированного формирования тарифов в сфере электроснабжения Калининградской области // Современная наука: Актуальные проблемы теории и практики. Сер.: Естественные и технические науки. 2016. № 6. С. 231 – 239
5. Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения (с изменениями на 27 мая 2015 года) : приказ Федеральной службы по тарифам от 13 июня 2013 года № 760-э.
6. Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке / Приложение к приказу Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 года № 20-э/2 (с изменениями на 14 апреля 2014 года).
7. Арунянц Г. Г., Хузмиев И. К., Калинин А. Ю. Особенности построения программного комплекса расчета и анализа потерь в электрических сетях Текст // Вестник ФЭК РФ. 2005. №4 С. 47 – 54.



8. *Методические указания по расчету тарифов на тепловую энергию для энергоснабжающих организаций Московской области.* М., 2001.

9. Арунянц Г. Г., Хатагов А. Ч., Румянцев П. А. Разработка автоматизированных обучающих систем: проблемы и пути их решения. Владикавказ, 2005.

Об авторах

Геннадий Георгиевич Арунянц — д-р техн. наук, проф., Калининградский государственный технический университет, Россия.

E-mail: Suro99@mail.ru

Тимофей Аркадьевич Воронин — асп., Калининградский государственный технический университет, Россия.

E-mail: voronin.timofey@gmail.com

Сергей Альбертович Айрапетов — асп., Калининградский государственный технический университет, Россия.

E-mail: sergey@kit39.com

The authors

Prof. G. Arunyants, Kaliningrad State Technical University, Russia.

E-mail: Suro99@mail.ru

T. Voronin, PhD Student, Kaliningrad State Technical University, Russia.

E-mail: voronin.timofey@gmail.com

S. Airapetov, PhD Student, Kaliningrad State Technical University, Russia.

E-mail: sergey@kit39.com