

Многоуровневый интегрированный комплекс программ РТП для расчетов и нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях ОАО «Мосэнерго»

Кузьмин В.В., канд. экономических наук,
Чугунов А.А., инж., ОАО «Мосэнерго»,
Воротницкий В.Э., докт. технических наук,
Макоклюев Б.И., канд. технических наук,
Калинкина М.А., канд. технических наук,
Заслонов С.В., инж.,
Набиев Р.Ф., инж., ОАО «ВНИИЭ».

Актуальность повышения точности расчета нормативов потерь электроэнергии

В последние годы в связи с вводом в действие ряда федеральных нормативных документов по тарифной политике и ценообразованию в электроэнергетике, в первую очередь [1-2], достаточно остро встал вопрос о достоверном определении нормативов потерь электроэнергии в сетях, о разделении отчетных потерь на нормативную и сверхнормативную части, о выборе оптимальных путей снижения сверхнормативных потерь, которые рассматриваются как прямые убытки энергоснабжающих организаций.

Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях – это экономически обоснованный и документально подтвержденный технологический расход электроэнергии при ее транспортировке, относящийся к налогооблагаемым материальным ресурсам и направленный на получение дохода энергоснабжающей организации [2].

В соответствии с [1], норматив потерь электроэнергии должен быть дифференцирован по четырем уровням напряжения: ВН (110 кВ и выше), СН1 (35 кВ), СН2 (20-1 кВ), НН (0,38 кВ и ниже). Особую важность при этом приобретает достоверный расчет технических потерь электроэнергии не только в сетях 6(10) кВ и выше, но и в низковольтных сетях 0,38 кВ, что требует серьезных дополнительных усилий на сбор и обработку исходных данных для этого расчета.

Точность определения норматива потерь самым непосредственным образом влияет на точность оценки сверхнормативных технических и коммерческих потерь и соответственно на эффективность мероприятий по их снижению.

С целью повышения объективности и обоснованности нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4–750 кВ ОАО «Мосэнерго» был разработан

многоуровневый интегрированный программный комплекс РТП, который эксплуатируется в энергосистеме с 1998 г.

Назначение и область применения

Комплекс РТП состоит из нескольких программных модулей и подсистем, установленных на различных уровнях управления энергосистемы – в районах и предприятиях электросетей (РЭС, ПЭС), московской кабельной сети (МКС), в генеральной дирекции. Структурная схема программных модулей и баз данных приведена на рисунке 1.

РТП позволяет рассчитывать суммарную величину и структуру технических потерь электроэнергии по энергосистеме в целом, проследить динамику потерь по месяцам года, сопоставить потери электроэнергии в различных элементах сети по ступеням напряжения, структурным подразделениям.

Результаты расчетов технических потерь электроэнергии могут быть использованы для:

- расчета нормативов потерь;
- анализа структуры и причин роста потерь;
- учета потерь в расчетах допустимых и фактических небалансов электроэнергии в электрических сетях РЭС, ПЭС и энергосистеме в целом, локализации небалансов и принятия мер по их снижению;
- учета потерь электроэнергии при расчетах тарифов на электроэнергию по ступеням напряжения;
- оценки величины коммерческих потерь электроэнергии в энергосистеме и ПЭС и определения эффективности мероприятий по снижению потерь.

Расчеты проводятся в соответствии с «Методикой нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях филиалов ОАО «Мосэнерго». Методика максимально учитывает имеющуюся в РЭС, ПЭС и энергосистеме в целом схемную и режимную информацию и основывается на методах расчета, регламентированных отраслевыми и федеральными нормативно-техническими документами [3, 4]. Комплекс РТП адаптирован к условиям эксплуатации электрических сетей энергосистемы и обеспечивает прозрачные взаимоотношения филиалов электрических сетей и генеральной дирекции по расчетам нормативов потерь. Генеральная дирекция и персонал электросетевых предприятий имеют равные возможности по контролю исходной

информации и результатов расчета потерь по всем необходимым структурным составляющим потерь.

Основные функции

Расчеты проводятся в соответствии с принятой в ОАО «Мосэнерго» месячной периодичностью нормирования потерь электроэнергии.

В замкнутых электрических сетях 110 кВ и выше расчет переменных потерь мощности и электроэнергии ведется ежесуточно с учетом реальных изменений коммутационного состояния сети и ее работы в режимах суточных максимумов нагрузки. Потери электроэнергии за месяц определяются путем суммирования потерь электроэнергии за сутки.

В разомкнутых электрических сетях 110, 35, 6(10) кВ, силовых трансформаторах, синхронных компенсаторах и токоограничивающих реакторах расчеты переменных потерь мощности выполняются для нагрузок зимнего максимума с их пересчетом в годовые переменные потери электроэнергии по времени наибольших потерь.

Годовые переменные потери распределяются по месяцам пропорционально квадратам прироста известного отпуска электроэнергии в сеть. При этом для более точного учета паспортных данных оборудования электрических сетей 35-110 кВ каждая линия, трансформатор и синхронный компенсатор представляются в базе данных своими индивидуальными параметрами, которые ежегодно обновляются. То же относится к условно-постоянным потерям электроэнергии, для расчета которых создана отдельная подробная база данных практически по каждому элементу электрической сети 35-220 кВ. Кроме того, в энергосистеме создана база данных по схемным и режимным параметрам и результатам расчетов потерь по всем распределительным линиям 6(10) кВ. Исключение составляют измерительные трансформаторы тока, напряжения и счетчики, для которых задается их количество, а потери определяются по удельным показателям на единицу оборудования.

Комплекс РТП позволяет проводить расчеты:

- переменных потерь мощности и электроэнергии в замкнутой электрической сети 110 кВ и выше;
- переменных потерь мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах 35 кВ и выше;
- переменных потерь мощности и электроэнергии в тупиковых и отпаечных линиях 110 кВ;
- переменных потерь мощности и электроэнергии в линиях 35 кВ;

- переменных потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 0,38-6(10) кВ [5, 6];
- переменных потерь мощности и электроэнергии в токоограничивающих ректорах и синхронных компенсаторах;
- условно-постоянных потерь электроэнергии:
 - в силовых трансформаторах;
 - на корону в воздушных линиях;
 - в синхронных компенсаторах;
 - в трансформаторах тока, напряжения и счетчиках электроэнергии.

Основные особенности расчета переменных потерь электроэнергии в замкнутых и разомкнутых электрических сетях 110-220 кВ

Переменные потери электроэнергии в замкнутых электрических сетях 110-220 кВ

Переменные потери электроэнергии в замкнутых сетях 110-220 кВ рассчитывают ежесуточно с использованием программы установившегося режима и суточных графиков нагрузки энергосистемы. Потери электроэнергии за сутки вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{Ci} = \Delta P_{MCi} \cdot \tau_{Ci}, \text{ кВтч}, \quad (1)$$

где ΔP_{MCi} – определяемые по программе расчета установившегося режима нагрузочные потери мощности в линиях и трансформаторах 110-220 кВ, кВт, в час максимума нагрузки энергосистемы в i -е сутки;

τ_{Ci} - число часов максимальных потерь (далее время потерь) за i -е сутки, определяемые по суммарному суточному графику нагрузки энергосистемы и формуле:

$$\tau_{Ci} = \frac{\sum_{j=1}^{24} P_{ji}^2}{P_{mi}^2}, \text{ ч}, \quad (2)$$

где P_{ji} , P_{mi} – j -е часовые и максимальное значения i -го суточного графика суммарной нагрузки энергосистемы, МВт.

Результаты суточного расчета потерь электроэнергии разбивают в соответствии с установленными границами по предприятиям электрических сетей, линиям, трансформаторам и ступеням напряжения 110 и 220 кВ.

Потери электроэнергии за месяц определяют суммированием суточных результатов расчета:

$$\Delta W_{\text{мес}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{Ci}, \text{ кВтч}, \quad (3)$$

где n – число суток в данном месяце.

Потери электроэнергии за год определяют суммированием потерь электроэнергии за 12 месяцев:

$$\Delta W_{\Gamma} = \sum_{k=1}^{12} \Delta W_{\text{мес}}, \text{ кВтч}. \quad (4)$$

По результатам расчетов годовых потерь электроэнергии по ОАО «Мосэнерго» в целом рассчитывают годовое значение времени потерь по энергосистеме, которое принимают одинаковым для замкнутых сетей всех ЭС на текущий год:

$$\tau_{\Gamma} = \Delta W_{\Gamma} / \Delta P_{\text{МЗГ}}, \text{ ч}, \quad (5)$$

где $\Delta P_{\text{МЗГ}}$ – максимальное в течение год значение потерь мощности в электрической сети 110-220 кВ ОАО «Мосэнерго».

Переменные потери электроэнергии в тупиковых и отпаечных линиях 110 кВ

Тупиковые и отпаечные линии выделены в отдельную группу в связи с тем, что они не включены в расчетную схему ИВЦ ОАО «Мосэнерго». Для этих линий установлен следующий порядок расчетов:

- 1) ежегодно по состоянию на 1 января отчетного года уточняют список тупиковых и отпаечных линий с указанием мест их присоединения, марок проводов, длин линий и активных сопротивлений участков ($R_{\text{то}i}$), корректируют соответствующую базу данных;
- 2) выполняют и заносят в базу данных замеры токов в зимний максимум нагрузки ($I_{\text{мто}i}$) предыдущего года ($t-1$) по отношению к отчетному году t на участках тупиковых линий и трансформаторах (на стороне 110 кВ) отпаечных линий. Если, например, отчетным является 2003 год, по месяцам которого определяется норматив потерь, то предыдущим по отношению к отчетному является 2002 год и замеры токов должны выполняться в зимний максимум 2002 года;

3) по программе РТП (Расчет Технических Потерь) по скорректированной базе данных и выполненным контрольным замерам рассчитывают нагрузочные потери активной мощности в каждой тупиковой и отпаечной линии по формуле:

$$\Delta P_{\text{TO}i} = 3I_{\text{MTO}i}^2 \cdot R_{\text{TO}i} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \quad (6)$$

и по той же программе вычисляют суммарные потери мощности:

$$\Delta P_{\Sigma\text{TO}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{TO}}} \Delta P_{\text{TO}i}, \text{ кВт}, \quad (7)$$

где n_{TO} - количество тупиковых и отпаечных линий;

4) по форме государственной статической отчетности №9-ПС о потреблении электроэнергии определяют годовое число часов использования максимума нагрузки для сетей 110-35 кВ, работающих в режиме одностороннего питания:

$$T_{\text{MAX}} = \frac{W_{\Gamma}}{P_{\text{MЗ}}}, \text{ ч}, \quad (8)$$

где W_{Γ} , $P_{\text{MЗ}}$ - суммарное годовое потребление электроэнергии промышленными, непромышленными, сельскохозяйственными потребителями и населением Московской области за предыдущий год (t-1) по отношению к отчетному году t (см. выше п.2), кВтч, и активная максимальная суммарная нагрузка тех же групп потребителей, кВт, соответственно;

5) вычисляют годовое число часов наибольших потерь по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{MAX}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \text{ ч}, \quad (9)$$

которое принимают одинаковым для всех электрических сетей 110-35 кВ ОАО «Мосэнерго», работающих в режиме одностороннего питания;

6) рассчитывают годовые переменные потери электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{\text{TO}110} = \Delta P_{\Sigma\text{TO}} \cdot \tau_{110-35}, \text{ кВтч}; \quad (10)$$

7) вычисляют потери электроэнергии в декабре месяце в год (t-1):

$$\Delta W_{\text{ДТО}110}^{t-1} = \frac{\Delta W_{\text{TO}110}}{\sum_{i=1}^{12} K_i^2}, \text{ кВтч}, \quad (11)$$

где $K_i = W_{\text{OC}i} / W_{\text{OCД}}$ - отношение отпуска электроэнергии в сеть данного филиала ЭС в i-й месяц (t-1) года к отпуску электроэнергии в декабре месяце этого же года;

8) рассчитывают норматив потерь электроэнергии в i -й месяц отчетного года t :

$$\Delta W_{\text{НТ}0110}^{t-1} = \Delta W_{\text{ДТ}0110}^{t-1} \left(\frac{W_{\text{ОС}i}^t}{W_{\text{ОСД}}^{t-1}} \right)^2, \text{ кВтч.} \quad (12)$$

Переменные потери электроэнергии в понизительных трансформаторах 110 кВ

Понизительные трансформаторы 110 кВ также не включены в расчетную схему сети ИВЦ ОАО «Мосэнерго». Поэтому установлен следующий порядок расчетов:

- 1) ежегодно по состоянию на 1 января текущего года уточняют список понизительных трансформаторов 110 кВ с указанием наименований и номеров подстанций, активных сопротивлений обмоток, корректируют соответствующую базу данных. При этом для трехобмоточных трансформаторов 110/35/6(10) кВ и двухобмоточных трансформаторов 110/6(10) кВ с расщепленной обмоткой активные сопротивления должны указываться по каждой обмотке с приведением сопротивлений к напряжению 110 кВ; для двухобмоточных трансформаторов 110/6(10) кВ должны указываться общие активные сопротивления, приведенные к напряжению 110 кВ;
- 2) выполняют и заносят в базу данных результаты измерений токов в зимний максимум нагрузки ($I_{\text{МТ}110i}$) предыдущего года ($t-1$) по отношению к отчетному году t :
 - для трехобмоточных трансформаторов 110/6(10) кВ - в каждой обмотке отдельно, на своем номинальном напряжении;
 - для двухобмоточных трансформаторов 110/6(10) кВ - на стороне 110 кВ;
- 3) по программе РТП рассчитывают:
 - а) нагрузочные потери активной мощности в обмотках трехобмоточных трансформаторов 110/35/6(10) кВ типа ТДТН, ТДТНГ, ТДТНГУ и т.п.:

$$\Delta P_{\text{ТТ}110\text{В}} = 3I_{\text{В}}^2 \cdot R_{\text{В}} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт,} \quad (13)$$

$$\Delta P_{\text{ТТ}110\text{С}} = 3 \cdot \left(\frac{U_{\text{НС}}}{U_{\text{НВ}}} \right)^2 \cdot I_{\text{С}}^2 \cdot R_{\text{С}}' \cdot 10^{-3} = 0,304 \cdot I_{\text{С}}^2 \cdot R_{\text{С}}' \cdot 10^{-3}, \text{ кВт,} \quad (14)$$

$$\Delta P_{\text{ТТ}110\text{Н}} = 3 \cdot \left(\frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{НВ}}} \right)^2 \cdot I_{\text{Н}}^2 \cdot R_{\text{Н}}' \cdot 10^{-3} = 0,009 \cdot I_{\text{Н}}^2 \cdot R_{\text{Н}}' \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.} \quad (15)$$

Например, при номинальном напряжении обмотки НН 10 кВ и обмотки ВН 110 кВ

$$\Delta P_{\text{ТТ110Н}} = 3 \cdot \left(\frac{10}{110} \right)^2 \cdot I_{\text{Н}}^2 \cdot R_{\text{Н}}' \cdot 10^{-3} = 0,025 \cdot I_{\text{Н}}^2 \cdot R_{\text{Н}}' \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.} \quad (16)$$

В формулах (13-16):

$\Delta P_{\text{ТТ110В}}$, $\Delta P_{\text{ТТ110С}}$, $\Delta P_{\text{ТТ110Н}}$ – нагрузочные потери мощности в обмотках высшего (110 кВ), среднего (35 кВ) и низшего (6 или 10 кВ) напряжения;

$I_{\text{В}}$, $I_{\text{С}}$, $I_{\text{Н}}$ – токовые нагрузки в зимний максимум в каждой обмотке трехобмоточного трансформатора на своем номинальном напряжении (110, 35, 6 или 10 кВ соответственно), А;

$R'_{\text{С}}$, $R'_{\text{Н}}$ – сопротивления обмоток 35, 6 или 10 кВ, соответственно, Ом, приведенные к напряжению 110 кВ (к высокой обмотке), определяемые по справочнику ИВЦ ОАО «Мосэнерго» «Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, вольтодобавочные, регулировочные трансформаторы (номинальные расчетные данные)» или рассчитываемые по формулам:

$$R'_{\text{С}} = R_{\text{С}} \left(\frac{U_{\text{НВ}}}{U_{\text{НС}}} \right)^2, \quad (17)$$

$$R'_{\text{Н}} = R_{\text{Н}} \left(\frac{U_{\text{НВ}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2. \quad (18)$$

Например, при $U_{\text{НВ}}=110$ кВ и $U_{\text{НН}}=6$ кВ

$$R'_{\text{Н}} = R_{\text{Н}} \left(\frac{110}{6} \right)^2, \quad (19)$$

где $R_{\text{С}}$, $R_{\text{Н}}$ – сопротивления обмоток 35, 6 или 10 кВ, соответственно, Ом, приведенные к своим номинальным напряжениям, определяемые по тому же справочнику ИВЦ ОАО «Мосэнерго».

Для проверки баланса токов в обмотках трехобмоточных трансформаторов, рассчитанного по формуле:

$$I_{\text{В}} = I_{\text{С110}} + I_{\text{Н110}}, \quad (20)$$

программа РТП вычисляет приведенные к напряжению 110 кВ токи нагрузок:

$$I_{\text{С110}} = I_{\text{С}} \cdot \frac{U_{\text{НС}}}{U_{\text{НВ}}}, \quad (21)$$

$$I_{\text{Н110}} = I_{\text{Н}} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{НВ}}}. \quad (22)$$

Суммарные нагрузочные потери во всех обмотках i -го трехобмоточного трансформатора рассчитывают по формуле:

$$\Delta P_{\text{ТТ10i}} = \Delta P_{\text{ТТ10В}} + \Delta P_{\text{ТТ10С}} + \Delta P_{\text{ТТ10Н}}. \quad (23)$$

б) нагрузочные потери активной мощности в обмотках двухобмоточных трансформаторов 110/6(10) кВ с расщепленной обмоткой типа ТРДН, ТРДНС, ТРДЦН и т.п.:

$$\Delta P_{\text{ДРТВ}} = 3I_{\text{В}}^2 \cdot R_{\text{В}} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (24)$$

при номинальном напряжении обмотки НН 6 кВ:

$$\Delta P_{\text{ДРТН1}} = 0,009 \cdot I_{\text{Н1}}^2 \cdot R'_{\text{Н1}} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (25)$$

$$\Delta P_{\text{ДРТН2}} = 0,009 \cdot I_{\text{Н2}}^2 \cdot R'_{\text{Н2}} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (26)$$

при номинальном напряжении обмотки НН 10 кВ:

$$\Delta P_{\text{ДРТН1}} = 0,025 \cdot I_{\text{Н1}}^2 \cdot R'_{\text{Н1}} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (27)$$

$$\Delta P_{\text{ДРТН2}} = 0,025 \cdot I_{\text{Н2}}^2 \cdot R'_{\text{Н2}} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (28)$$

В формулах (24-28):

$\Delta P_{\text{ДРТВ}}$, $\Delta P_{\text{ДРТН1}}$, $\Delta P_{\text{ДРТН2}}$ – нагрузочные потери мощности в обмотках высшего (110 кВ) напряжения и расщепленных обмотках 1 и 2 низшего напряжения 6 или 10 кВ;

$I_{\text{В}}$, $I_{\text{Н1}}$, $I_{\text{Н2}}$ – токовые нагрузки в зимний максимум в обмотках 110 кВ и расщепленных обмотках 1 и 2 6 или 10 кВ на своем номинальном напряжении, А;

$R'_{\text{С}}$, $R'_{\text{Н}}$ – сопротивления расщепленных обмоток 1 и 2, соответственно, Ом, приведенные к высокой обмотке, определяемые по справочнику ИВЦ ОАО «Мосэнерго» или рассчитываемые по формулам (18) или (19).

Суммарные нагрузочные потери во всех обмотках i -го двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой рассчитывают по формуле:

$$\Delta P_{\text{ДРТ10i}} = \Delta P_{\text{ДРТВ}} + \Delta P_{\text{ДРТН1}} + \Delta P_{\text{ДРТН2}}; \quad (29)$$

в) нагрузочные потери активной мощности в обмотках двухобмоточных трансформаторов 110/6 или 10 кВ типа ТМ, ТМН, ТД, ТДН и т.п.:

$$\Delta P_{\text{ДТ10}} = 3I_{\text{В}}^2 \cdot R_{\text{В}} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (30)$$

$I_{\text{В}}$ – токовая нагрузка в зимний максимум на стороне 110 кВ двухобмоточного трансформатора, А.

При измерении токовой нагрузки на стороне 6 или 10 кВ трансформатора, приведение этой нагрузки к высокой стороне осуществляется по формулам (21) или (22) соответственно.

R_B – приведенное к напряжению 110 кВ сопротивление двухобмоточного трансформатора, Ом, определяемое по справочнику ИВЦ ОАО «Мосэнерго».

4) по программе РТП вычисляют суммарные нагрузочные потери активной мощности в понизительных трансформаторах 110 кВ:

$$\Delta P_{\Sigma T110} = \sum_{i=1}^{n_{T110}} \Delta P_{T110i}, \text{ кВт}, \quad (31)$$

где n_{T110} - количество понизительных трансформаторов 110 кВ, шт;

5) рассчитывают годовые переменные потери электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{T110} = \Delta P_{\Sigma T110} \cdot \tau_{110-35}, \text{ кВтч}; \quad (32)$$

6) рассчитывают потери электроэнергии в декабре предыдущего года (t-1) по формуле, аналогичной (11);

7) рассчитывают нормативные потери электроэнергии по месяцам отчетного года по формуле (12).

Аналогичным образом, по той же базе данных и тем же формулам (13)-(32) и программе РТП вычисляют потери мощности и электроэнергии в вольтодобавочных автотрансформаторах.

Структура программного обеспечения

Общая структура программного обеспечения приведена на рисунке 1. Большинство программных модулей разработаны в рамках комплекса РТП (модули с индексами РТП 1, РТП 2 и РТП 3). Индекс модуля определяет уровень его функционирования: 1- уровень энергосистемы, 2- уровень ПЭС, 3 - уровень РЭС. В состав комплекса входят модули:

- РТП 3.2 – расчет потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ;
- РТП 3.1 – расчет потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях 6(10) кВ (рисунок 2, 3);
- РТП 2.2 – расчет годовых условно-постоянных и переменных потерь электроэнергии в разомкнутых сетях ПЭС (рисунок 5);
- РТП 2.1 – расчет структуры потерь во всех сетях ПЭС (включая замкнутые) с разбивкой по месяцам года (рисунок 6);

- РТП 1.3 – расчет годовых переменных потерь электроэнергии (в замкнутой электрической сети 110-750 кВ) как суммы ежесуточных потерь электроэнергии;
- РТП 1.2 – сводный расчет годовых условно-постоянных и переменных потерь электроэнергии в сети 0.38-750 кВ (рисунок 7);
- РТП 1.1 – сводный расчет структуры потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистемы с разбивкой по видам оборудования, ступеням номинальных напряжений сети, предприятиям и временным периодам (рисунок 8).

В комплекс РТП интегрированы также по входным и выходным данным некоторые программные подсистемы, эксплуатируемые в ОАО «Мосэнерго»:

- «Сеть МЭ» – программа оперативных расчетов электрических режимов и потерь мощности в электрической сети 110 кВ и выше (разработка ИВЦ ОАО «Мосэнерго»);
- «Оценка состояния» – программа достоверизации телеизмерений и расчетов режимов сети 500-750 кВ (разработка ГВЦ Энергетики);
- «Энергостат» – программа расчета активных и реактивных нагрузок в узлах замкнутой сети энергосистемы 110 кВ и выше [7];
- «ИВК СЭС» – программа расчета установившихся режимов, потерь мощности и электроэнергии в Московской кабельной сети (разработка Киевского технического университета).

Программные модули РТП 2 (РТП 2.1 и РТП 2.2) установлены в предприятиях электрических сетей (ПЭС), РТП 3 (РТП 3.1 и РТП 3.2) – в районах (РЭС) и предприятиях электрических сетей. Интегрированный программный модуль РТП 1 (РТП 1.1, РТП 1.2 и РТП 1.3), объединяющий все результаты расчетов технических потерь в целом по энергосистеме установлен в планово-экономическом отделе (ПЭО) и Энергосбыте ОАО «Мосэнерго», которые рассчитывают общую структуру потерь, контролируют работу по нормированию потерь по сетевым предприятиям и энергосистеме в целом.

Обмен данными между программными модулями осуществляется по локальной сети генеральной дирекции и по корпоративной сети ОАО «Мосэнерго». Большая часть подготовки данных и расчетов производится на уровне предприятий электрических сетей, где установлены модули РТП 2. Программные модули РТП 2 суммируют по ПЭС в целом переменные потери электроэнергии по электрическим сетям 0,38-10 кВ РЭС, потери в разомкнутых сетях 35-110 кВ, переменные потери в замкнутой сети ПЭС 110 кВ и выше в соответствии с балансовой принадлежностью сетей. Функциональная схема РТП 2 приведена на рисунке 4.

На рисунках 5, 6, 7 представлены отдельные экранные формы модулей РТП 2 и РТП 1.3.

Опыт эксплуатации и перспективы развития

Пятилетний опыт эксплуатации комплекса РТП подтвердил правильность выбора системы расчетов потерь, основанной на определении технических потерь электроэнергии и мощности с максимальным использованием схемной и режимной информации, имеющейся в энергосистеме. Несмотря на значительный объем информации и количество структурных подразделений (13 сетевых предприятий, Московская кабельная сеть, ПЭО, Энергосбыт, ИВЦ ОАО «Мосэнерго»), система сбора информации и расчетов работает достаточно стабильно. Особо следует отметить возможность доступа к исходным данным и результатам расчетов персонала всех подразделений ОАО «Мосэнерго», участвующих в расчетах. Вместе с тем определились основные направления усовершенствования системы расчетов потерь, которые выявлены в результате эксплуатации РТП:

1. Усовершенствование методов расчета некоторых структурных составляющих потерь, в первую очередь, в электрических сетях 0,38 кВ [8]. Модернизация программ для более удобной подготовки баз данных оборудования и измерений на уровне ПЭС с возможностью архивации многолетних данных режимных параметров, состава и состояний оборудования. Перевод всех программ комплекса на клиент-серверные базы данных с возможностью ввода и коррекции информации с клиентских мест, установленных на удаленных объектах (подстанции, РЭС). Разработка гибкой системы генерации отчетных форм с возможностью вывода отчетных табличных и графических форм в форматы «MS OFFICE».

2. Переход к следующему этапу расчета и анализа потерь электроэнергии – разработке и внедрению мероприятий по снижению потерь. Потери электроэнергии являются одной из составляющих баланса электроэнергии в электрических сетях. Для выбора и внедрения мероприятий по снижению потерь необходим анализ не только результатов расчетов технических потерь, но и их сопоставление с фактическими (отчетными) потерями – определение фактических небалансов электроэнергии в электрической сети (коммерческих потерь), сравнение этих небалансов с допустимыми небалансами по сети в целом, по отдельным участкам и узлам. Структурная схема автоматизированной системы анализа потерь и балансов электроэнергии представлена на

рисунке 9. Разработка и внедрение в ОАО «Мосэнерго» первой очереди этой системы на базе комплекса РТП планируется в 2004 году.

3. В соответствии с Постановлением ФЭК РФ от 14.05.2003 № 37-Э/1 (п. 58, таблица 1.3 "Расчет технологического расхода электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций") в норматив технологических потерь планируется включить дополнительную составляющую – потери электроэнергии, обусловленные погрешностями приборов учета электроэнергии. Эти потери будут вычисляться, как абсолютное значение допустимого небаланса электроэнергии в электрической сети ОАО "Мосэнерго", принимаемого в качестве допустимого значения погрешности системы учета электроэнергии.

Выводы

1. Опыт эксплуатации комплекса РТП показал, что расчет и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистемы на современном этапе должны осуществляться с максимальным использованием имеющейся в энергосистеме информации и базироваться на основе детальных расчетов технических потерь с разбивкой по оборудованию, ступеням напряжения и предприятиям электросетей. Интегрированная многоуровневая система расчетов обеспечивает доступность, прозрачность и проверяемость исходных данных и результатов расчетов нормативов потерь как для подразделений энергосистемы, так и для контролирующих органов: региональных энергетических комиссий, территориальных управлений Госэнергонадзора, налоговых инспекций.

2. Основным направлением развития программного обеспечения по расчетам технических потерь электроэнергии является создание на его основе автоматизированной системы расчета и анализа потерь и балансов электроэнергии по электрическим сетям в целом, выделенным участкам, ступеням напряжения, структурным подразделениям, отдельным узлам. Основное назначение этой системы состоит в получении достоверных значений не только технических, но и коммерческих потерь электроэнергии.

3. Потери электроэнергии должны рассчитываться за год в целом с разбивкой по месяцам на основе методов, рекомендованных отраслевыми нормативными документами.

Литература

1. Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке. Утв. Постановлением

- ФЭК РФ от 31.07.2002 № 49-Э/8. Перечень изменений и дополнений. Утв. Постановлением ФЭК России от 14 мая 2003 г. №37-Э/1.
2. Глава 25 НК РФ «Налог на прибыль организации». Введена ФЗ от 06.08.2001 № 110-ФЗ.
 3. РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. – М.: СПО ОРГРЭС, 1995.
 4. ИЗ4-70-030-87. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.
 5. В.Э. Воротницкий, С.В. Заслонов, М.А. Калинкина. Программа расчета технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 6(10) кВ. / Электрические станции, 1999. -№8-с.38-42.
 6. В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Учебно-методическое пособие. – М.: ИПК госслужбы, 2000. -61с.
 7. Б.И. Макоклюев. Расчет и планирование режимных параметров, балансов мощности и электроэнергии АО-энерго и предприятий сетей с помощью программных комплексов «Энергостат» и «РБЭ». Сборник докладов: «Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях». – М.: НЦ ЭНАС, 2000.
 8. С.В. Заслонов, М.А. Калинкина. Расчет технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 0,38-10 кВ. / Энергетик, 2002. №7, с.21-22.

Уровень Энергообъединения

Энергостат	РТП Сеть	РТП 1.3	РТП 1.1	РТП 1.2
Расчет нагрузок в узлах замкнутой сети 110-750 кВ	Расчет установившихся режимов, потерь мощности в замкнутых сетях 110-750кВ.	Расчет потерь эл.эн. в замкнутых сетях 110-750кВ	Сводный расчет ежемесячной структуры потерь эл.эн. в сетях 0.38-750кВ	Сводный расчет годовых усл.-пост. потерь эл.эн. и потерь мощности в разомкнутых сетях 0.38-110кВ
База данных контрольных замеров сети 110-750кВ Данные ОИК	База данных оборудования сети 110-750кВ. Состояние схемы.	База данных потерь мощности в сетях 110-750 кВ и графиков нагрузки	База данных ежемесячных расчетов структуры потерь эл.энергии	База данных для расчета годовых потерь эл.эн. в сетях 0.38-110 кВ



Уровень ПЭС

ИВК СЭС	РТП 2.1	РТП 2.2
Расчет режимов и потерь эл.эн. в кабельных сетях	Расчет структуры потерь эл.эн. в ПЭС с разбивкой по месяцам	Расчет годовых усл.-пост. потерь и переменных потерь эл.эн. в сетях ПЭС
База данных кабельных сетей	База данных ежемесячных потерь эл.эн. в ПЭС	База данных оборудования сетей ПЭС



Уровень РЭС

РТП 3.1	РТП 3.2
Расчет потерь эл.эн. в разомкнутых сетях 6-10 кВ	Расчет потерь эл.эн. в сетях 0.38кВ
База данных разомкнутых сетей 6-10 кВ	База данных электрических сетей 0.38кВ

Рисунок 1. Структура программных модулей и баз данных комплекса РТП.

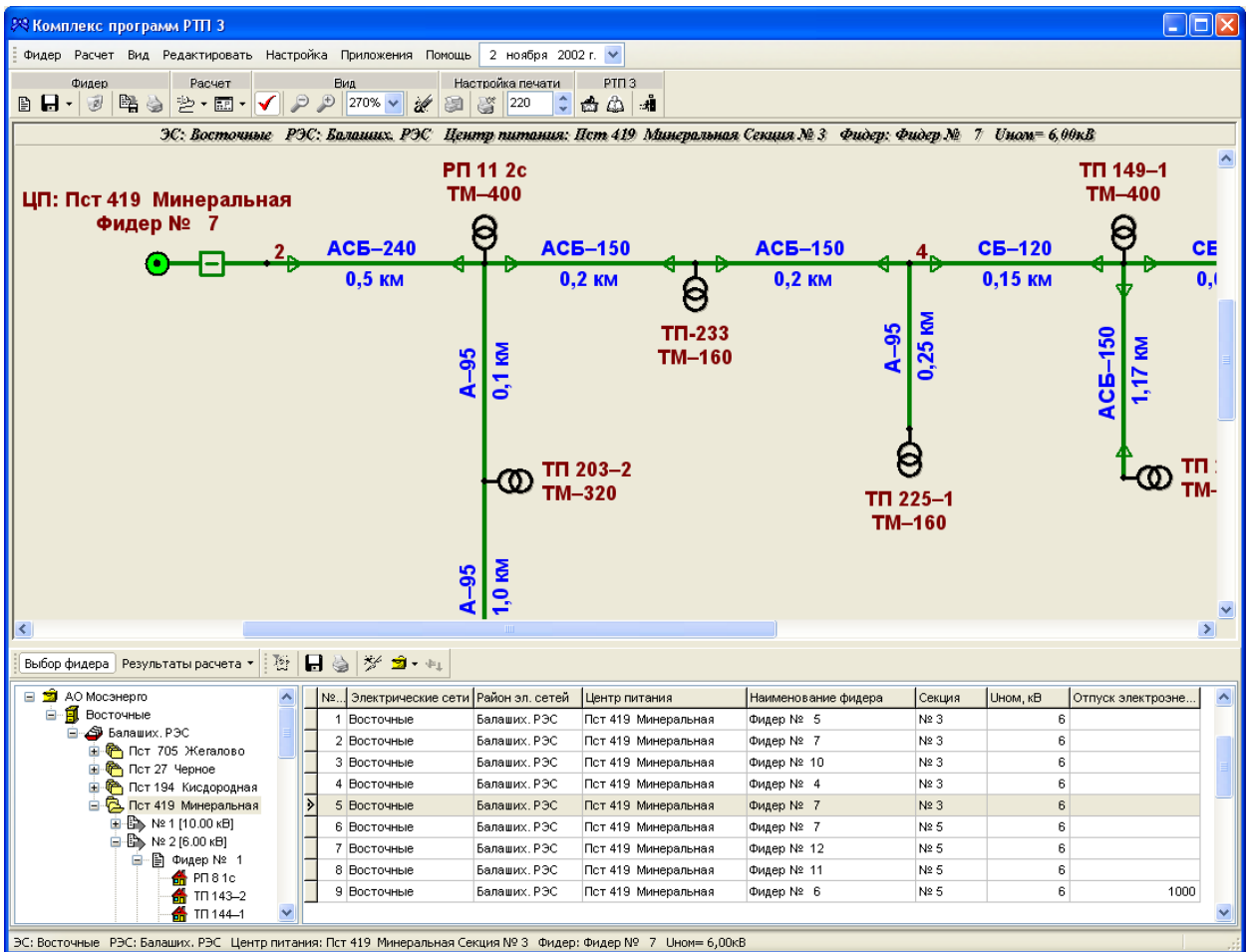


Рисунок 2. Экранная форма РТП 3.1 (схема фидера).

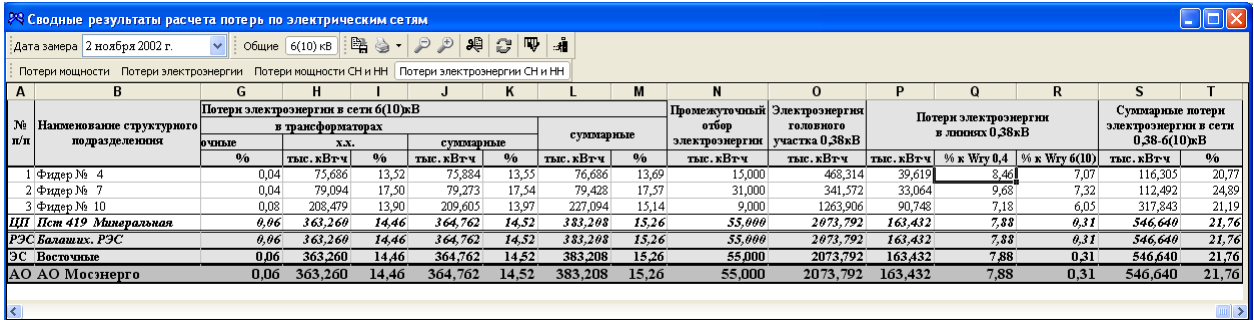


Рисунок 3. Экранная форма РТП 3.2 (результаты расчета потерь в сетях 0,38-10 кВ).

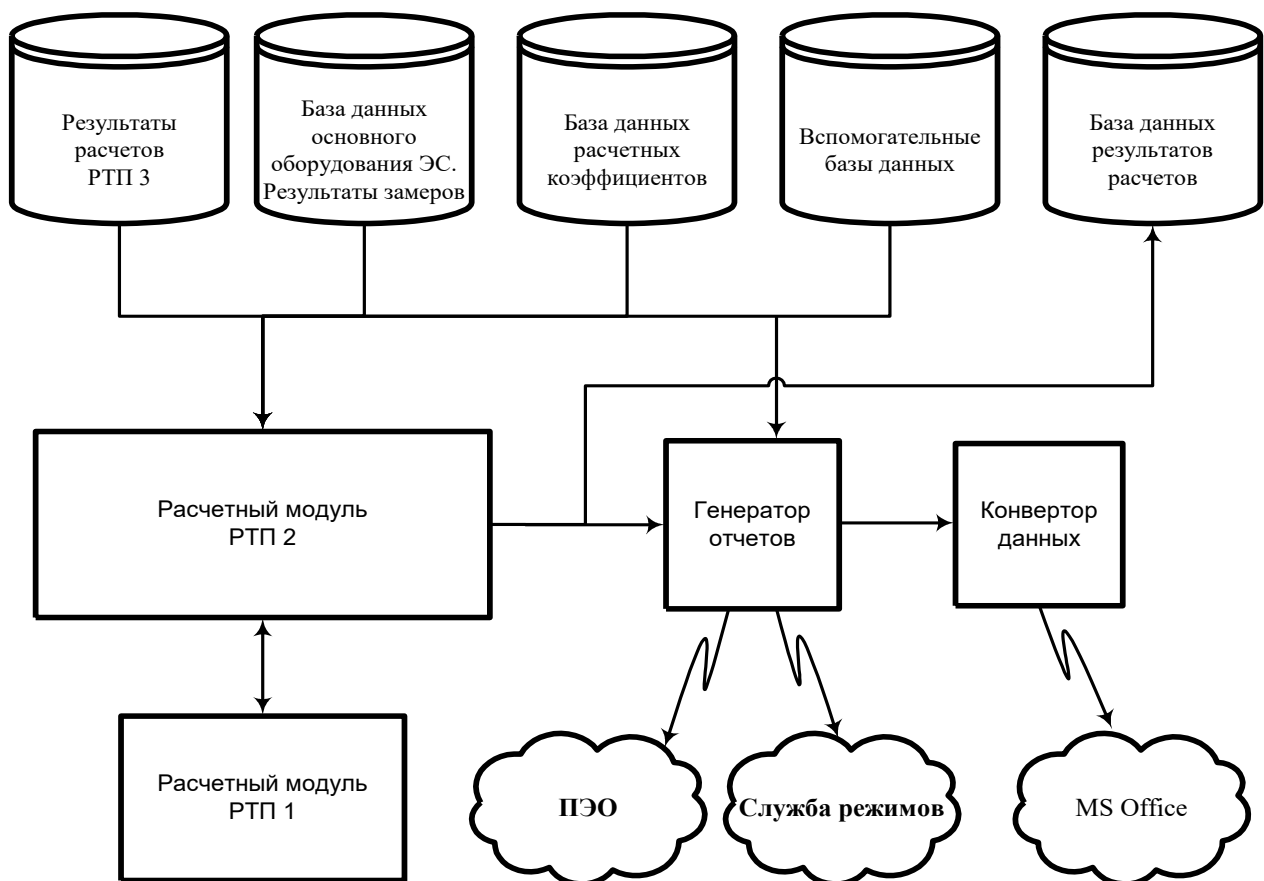


Рисунок 4. Функциональная структура модуля РТП 2.

Условно-постоянная составляющая потеря электроэнергии

Северные ЭС

Потери электроэнергии на корону в линиях электропередач

Наименование: Н.Софрино - Уча Потери, кВт.ч: 921 552,00

Ун, кВ: 220 Длина, км: 26,3 Признак расчета: Время работы, ч: 8760

Марка провода: Сечение, кв.мм.: Уд. потери, кВт/км: 4

Наименование	Ун, кВ	Длина, км	Уд. потери, кВт/км	Время работы, ч	Потери, кВт.ч
▶ Н.Софрино - Уча	220	26,3	4	8760	921 552,00
Ярцево - Н.Софрино Восточная	220	30,7	4	8760	1 075 728,00
Ярцево - Н.Софрино Западная	220	30,6	4	8760	1 072 224,00
Заря - Ярцево Западная	220	19,5	4	8760	683 280,00
Заря - Ярцево Восточная	220	19,5	4	8760	683 280,00
Ярцево - Радуга	220	36,6	4	8760	1 282 464,00
ТЭЦ-27-Уча	220	17,5	4	8760	613 200,00
ТЭЦ-21-Северная	220	4,3	4	8760	150 672,00
Н.Софрино-Трубино	220	22,6	4	8760	791 904,00
Ярцево-Темпы 1	220	81,9	4	8760	2 869 776,00
Ярцево-Темпы 2	220	81,9	4	8760	2 869 776,00
ТЭЦ 21-Хвойная	220	26,66	4	8760	934 166,40

Запись 1 из 16

ВЛ / Тр-ры / Компенсаторы / КЛ / Измер.приборы / Распред.сети

Рисунок 5. Экранная форма РТП 2 (Расчет структурных составляющих условно-постоянных потерь ПЭС).

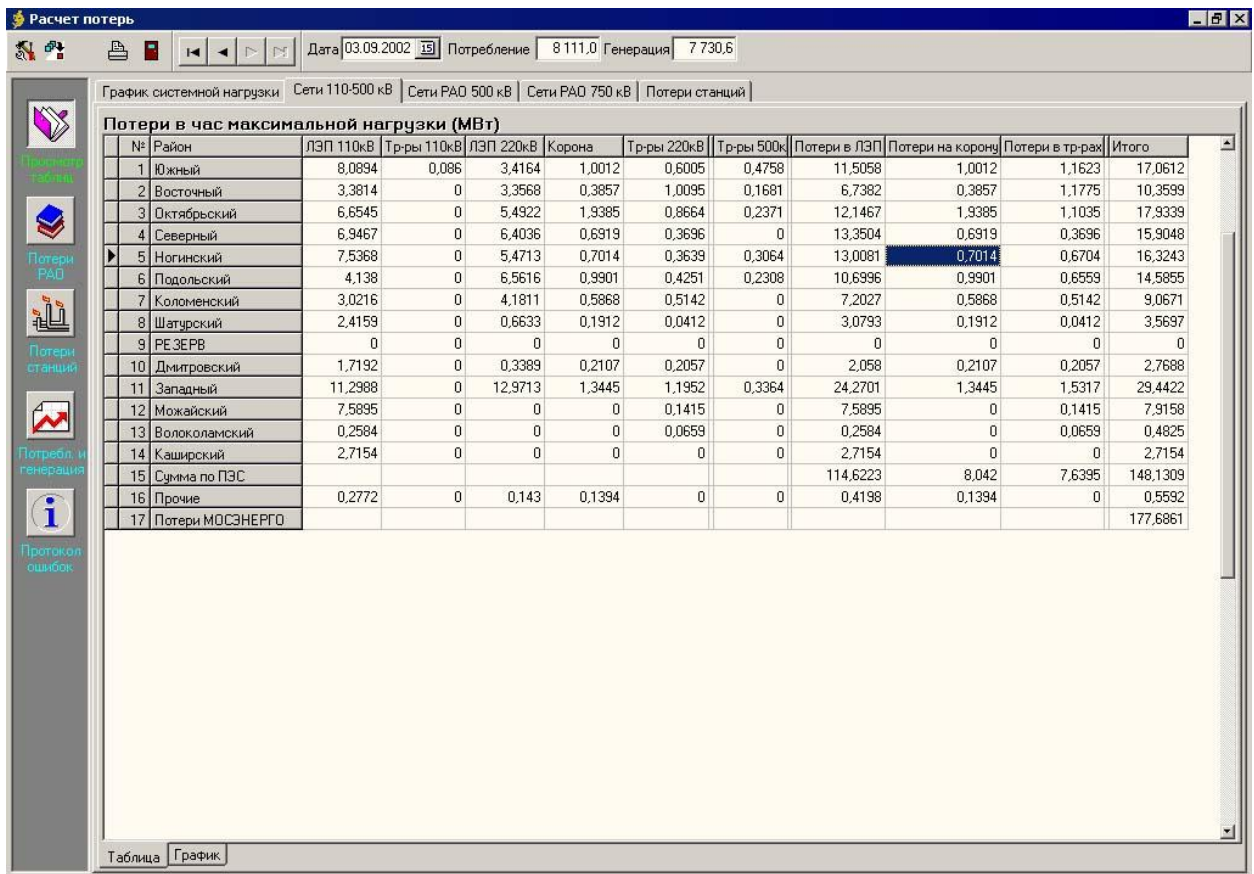


Рисунок 6. Экранная форма РТП 2 (Результаты расчета потерь мощности).

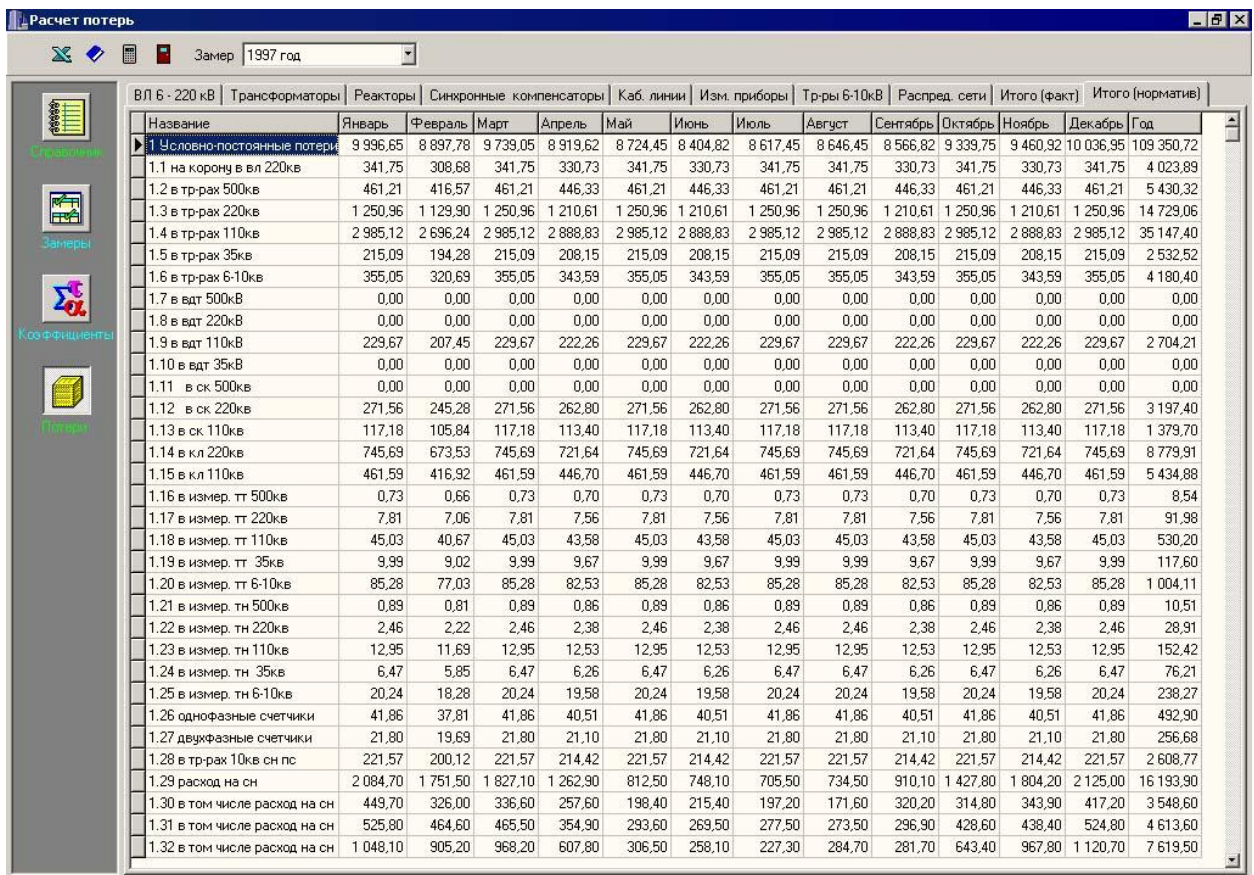


Рисунок 7. Экранная форма РТП 2 (Результаты расчета потерь электроэнергии за год с разбивкой по месяцам, структура условно-постоянных потерь электроэнергии).

Расчет и анализ потерь электроэнергии Мосэнерго

Расчет потерь эл. энергии в сетях МОСЭНЕРГО Расчетный период: январь 2000

Условно-постоянные потери Переменные потери Суммарные потери Дополнительная ин-ция Протокол ошибок

Суммарные потери электроэнергии Мосэнерго (тыс. кВт.ч)

Наименование	Усл.-постоянные	Переменные	Всего	750кВ	500кВ	220кВ
Южные ПЭС	16 911,54	14 070,23	30 981,77		4 552,63	7 120,44
Восточные ПЭС	9 795,74	7 412,61	17 208,35		945,19	4 513,96
Октябрьские ПЭС	18 698,73	15 456,09	34 154,81		3 453,80	9 898,88
Северные ПЭС	10 385,99	17 650,96	28 036,95		,00	5 947,52
Нопинские ПЭС	14 082,95	11 176,99	25 259,93		5 455,51	5 974,19
Подольские ПЭС	12 866,24	16 661,24	29 527,48		1 921,73	9 897,04
Коломенские ПЭС	7 999,42	6 506,84	14 506,26		,00	4 748,99
Шатурские ПЭС	2 735,94	4 489,34	7 225,28		,00	1 371,02
Западные ПЭС	15 747,64	23 822,34	39 569,98		1 629,48	10 719,54
Каширские ПЭС	2 305,27	6 418,54	8 723,81		,00	,00
Можайские ПЭС	3 680,58	4 014,07	7 694,65		,00	988,80
Дмитровские ПЭС	2 827,54	4 571,16	7 398,70		,00	1 611,23
Волоколамские ПЭС	1 815,65	1 304,08	3 119,73		,00	269,70
		,00	,00		,00	,00

РТП 1.1 Расчет технических потерь Ecoton ltd. 1998 ПЭО Мосэнерго 1998

Рисунок 8. Экранная форма РТП (Структура суммарных потерь электроэнергии за месяц с разбивкой по ПЭС).

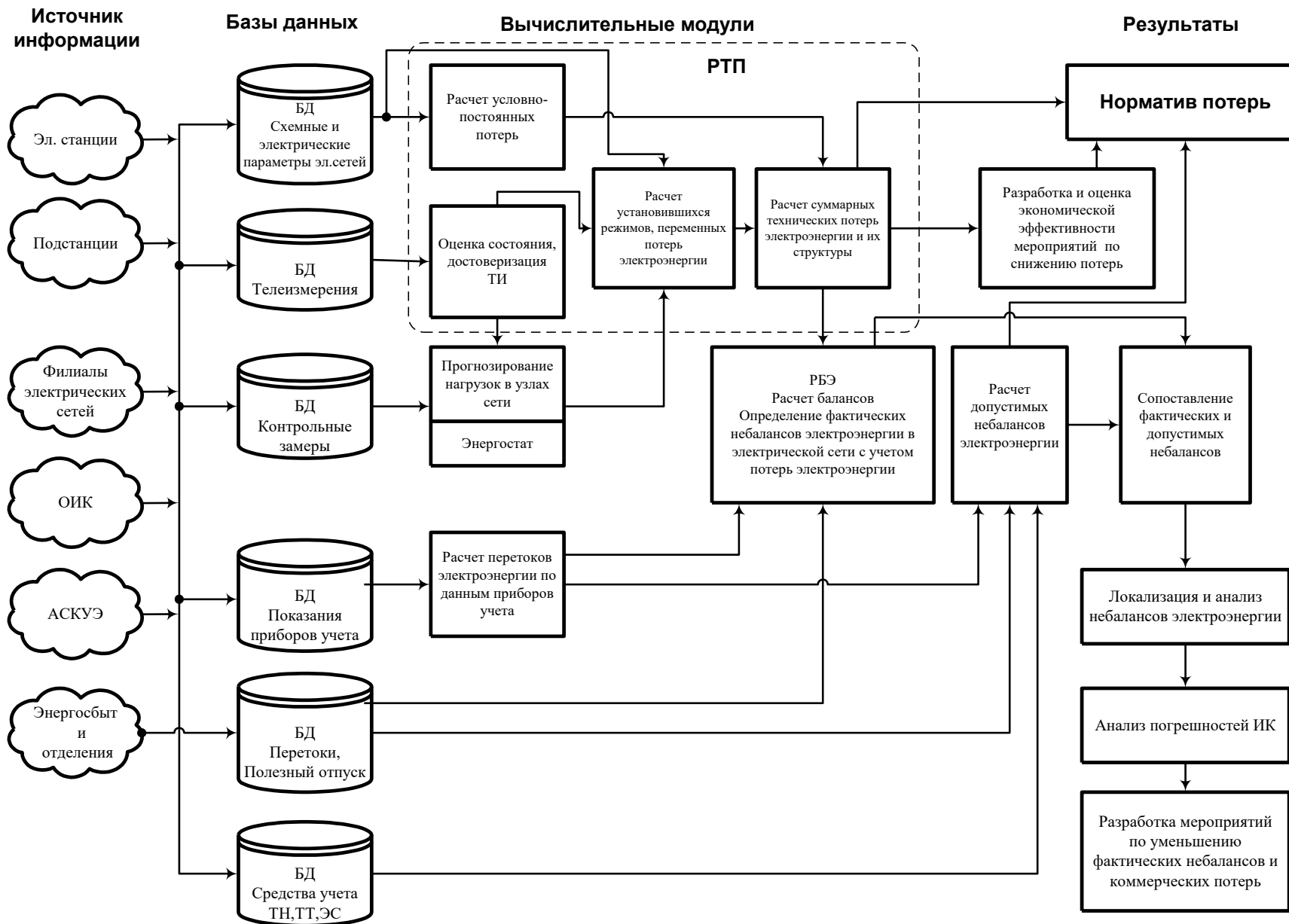


Рисунок 9. Структурная схема автоматизированной системы анализа потерь и балансов электроэнергии.