

## Об опыте расчётов, анализа и нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях России и Казахстана

- **Воротницкий В. Э.**<sup>1</sup>, доктор техн. наук, АО “Научно–технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы» (АО “НТЦ ФСК ЕЭС”), Москва
- **Калинкина М. А.**, канд. техн. наук, АО “НТЦ ФСК ЕЭС”, Москва
- **Садовская А. С.**, ТОО “Фирма “Казэнергоналадка”, Республика Казахстан, Алматы
- **Новикова М. А.**, ТОО “Фирма “Казэнергоналадка”, Республика Казахстан, Алматы
- **Цой Д. А.**, ТОО “Фирма “Казэнергоналадка”, Республика Казахстан, Алматы

Приводится краткий обзор тенденций развития расчётов, анализа и нормирования потерь электроэнергии за последние 40 лет в электрических сетях бывшего СССР и постсоветских России и Казахстана. Показано, что наиболее объективным способом нормирования потерь, анализа их структуры, обоснования и выбора мероприятий по снижению потерь являются расчёты технических потерь и их структуры по уровням напряжения, основанные на классических законах электротехники. Представлены методика нормирования и прогнозирования потерь и примеры расчётов структуры балансов электроэнергии в электрических сетях Казахстана. Обоснована необходимость технико-экономического, а не административного управления потерями электроэнергии.

**Ключевые слова:** электрические сети, расчёты, анализ, нормирование, снижение, потери, баланс электроэнергии.

Потери электрической энергии при её передаче по электрическим сетям (далее потери) – один из важнейших показателей энергетической и экономической эффективности электросетевого комплекса России и Казахстана. Потери зависят от большого количества влияющих факторов: технических параметров и конфигурации электрических сетей, загрузки и режимов их работы, качества электроэнергии, надёжности работы оборудования, межсистемных и межсетевых потоков мощности и электроэнергии, погодных условий, времени года и суток, состояния систем учёта и сбора данных об отпуске электроэнергии в сеть, полезного отпуска и др.

Относительные потери в электрических сетях России и Казахстана в 2 – 2,5 раза выше потерь в сетях промышленно развитых стран. Многочисленные расчёты показывают, что имеется существенный потенциал по их снижению, как минимум на 25 – 30%. Для выявления, обоснования и практической реализации этого потенциала необходимы постоянный мониторинг и анализ структуры технических и нетехнических потерь по уровням напряжения, подразделениям электросетевых компаний, оборудованию электрических сетей, временным периодам с учётом перечисленных влияющих факторов.

Важнейшей основой анализа потерь, выбора и обоснования мероприятий по их снижению являются достоверные расчёты технических потерь с помощью проверенных на практике программных комплексов, соответствующих действующим нормативным документам и использующих максимально возможный объём достоверной информации о параметрах и режимах работы электрических сетей.

Расчёты технических потерь могут также использоваться при их прогнозировании на среднесрочный и долгосрочный периоды.

Совершенствование методов расчёта технических потерь – длительный эволюционный процесс, который развивается параллельно с ростом знаний о структуре потерь, с увеличением объёмов исходной информации, которую реально можно использовать для расчётов, с расширением возможностей информационных технологий и программного обеспечения. Это совершенствование, безусловно, необходимо для повышения эффективности определения приоритетов расхода финансовых и материальных ресурсов на снижение потерь. К сожалению, в последние годы и в России, и в Казахстане выбрали путь не инженерного, а административного управления потерями на базе методов “сравнительного анализа” и “бенчмаркинга”. При этом в РФ полностью исключена возможность обоснования и защиты электросете-

<sup>1</sup> Воротницкий Валерий Эдуардович: vve46@yandex.ru

вым персоналом нормативов потерь, отличных от разработанных и утверждённых Министерством энергетики РФ.

Цель статьи – рассмотреть краткую историю развития расчётов и нормирования потерь в бывшем СССР и опыт этих расчётов в постсоветских России и Казахстане, методику структурно-балансового анализа потерь, сформулировать предложения по дальнейшему совершенствованию расчётов и нормирования потерь в обеих странах.

**Краткая история развития, цели и задачи расчётов и нормирования потерь электроэнергетики в электрических сетях СССР и России.** Активное развитие методологии расчётов технических потерь электроэнергии в электрических сетях совпадает с началом внедрения вычислительной техники в практику расчётов режимов электрических сетей в середине 60-х годов XX в. К этому времени уже имелась развитая теоретическая и математическая основа для расчётов и оптимизации режимов магистральных и распределительных электрических сетей, в том числе для расчётов потерь мощности и электроэнергии в них.

Уже к середине 70-х годов XX в. были утверждены первые нормативные документы по расчёту и анализу потерь в электрических сетях энергосистем [1, 2], ориентированные на применение ЭВМ. В 1980 – 1982 гг. введены в действие первые инструкции по организации внедрения, планированию и оценке эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии [3, 4]. В те же годы вышел в свет ряд книг, посвящённых расчётам, анализу и снижению потерь электроэнергии в электрических сетях, в том числе [5 – 8]. Уже к середине 80-х годов XX в. был накоплен достаточно большой опыт применения методов расчёта потерь электроэнергии в электрических сетях, разработанных и внедрённых различными научными школами бывшего Советского Союза, применительно к существующим в то время информационному обеспечению расчётов и математическим методам обработки информации. Активно формировались основные пути развития этих методов.

По результатам внедрения временной инструкции 1976 г. [1] в 1987 г. была разработана и в 1988 г. введена в действие “Инструкция по расчёту и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений” [9]. По существу эта инструкция почти на 20 лет стала методической основой расчёта технических потерь в электрических сетях. За эти годы был накоплен значительный опыт расчётов потерь, существенное развитие получило их информационное и программное обеспечение. Появилась возможность расширить номенклатуру структурных составляющих потерь с уточнением методов их оценки. Од-

новременно менялись подходы к планированию и нормированию потерь на среднесрочную и долгосрочную перспективу: от планирования Госпланом СССР по принципу “от достигнутого уровня” к нормированию по обобщённым нормативным характеристикам потерь и, наконец, – к нормированию потерь по результатам подробных схемно-технических расчётов.

Важнейшим этапом этого процесса стал ввод в действие в 2006 г. “Инструкции по организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям” (утв. приказом Минэнерго России от 4 октября 2005 г. № 267, зарегистрировано в Минюсте России 28 октября 2005 г., регистрационный № 7122). Эта регистрация фактически распространила действие инструкции не только на электрические сети ОАО “ФСК ЕЭС” и ОАО “Холдинг МРСК”, но и практически на все электрические сети России, оказывающие услуги по передаче электрической энергии, на которые утверждается в установленном порядке соответствующий тариф.

С учётом накопленного опыта нормирования технологических потерь с 2009 г. введена в действие новая инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям (утв. приказом Минэнерго России от 30.12.2008 г. № 326, зарегистрировано Минюстом РФ от 12.02.2009 г. № 13314 [10]) (далее инструкция [10]) и соответствующая этой инструкции “Методика расчёта технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям в базовом периоде”.

Инструкция [10] на момент её внедрения стала логическим завершением работ, проводившихся в течение 30 лет в СССР, а затем в России по совершенствованию методов расчёта и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях с учётом всей доступной на тот момент исходной информации для расчётов.

В этой инструкции [10]:

уточнена структура технологических потерь электроэнергии;

установлены общие принципы нормирования технологических потерь;

уточнены методы расчёта нагрузочных и условно-постоянных потерь электроэнергии, определены порядок и области их применения;

установлены формы таблиц результатов расчёта балансов и потерь электроэнергии, обосновывающих нормативы потерь.

Цель ввода в действие инструкции [10] – создание современной методической и организационной основы для расчёта нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических се-

тях 0,4 – 750 кВ, для учёта этих нормативов в тарифе на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям и для снижения потерь электроэнергии.

В соответствии с инструкцией [10], расчёты переменных (нагрузочных) потерь электроэнергии в зависимости от уровня напряжения электрической сети и наличия исходной информации для расчётов должны выполняться по методам:

- оперативных расчётов;
- расчётных суток;
- средних нагрузок;
- числа часов наибольших потерь мощности;
- оценки потерь по обобщённой информации.

Эти методы перечислены в порядке уменьшения их точности и соответствующего увеличения числа допущений в расчётах. Очевидно, чем выше уровень напряжения электрической сети, тем больше, как правило, объём и оперативность имеющейся исходной информации для расчётов потерь, тем более точный метод может и должен использоваться. Поэтому для сетей 110 кВ и выше практически возможным и обязательным на сегодняшний день становится метод оперативных расчётов с необходимостью повышения достоверности исходной информации о режимных параметрах – нагрузках и уровнях напряжения. Для преимущественно разомкнутых сетей 6 – 35 кВ допускается использование метода средних нагрузок (в исключительных случаях – метод числа часов наибольших потерь мощности при оценочных расчётах). Хотя и здесь с переходом на цифровизацию целесообразен переход на оперативные расчёты.

Для электрических сетей 0,4 кВ, в силу их большого количества, протяжённости и слабой информационно-обеспеченности, в качестве основного метода инструкцией [10] рекомендован метод оценки потерь по обобщённой информации. В то же время, как было отмечено ранее, уже сегодня в электрических сетях этого класса напряжения с развитием розничных рынков электроэнергии и внедрением АИИС КУЭ (автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии) бытовых потребителей вполне реальными и перспективными становятся поэлементные оперативные расчёты.

За период расчётов и нормирования технологических потерь электроэнергии в электрических сетях России с 2006 по 2014 г. по ОАО “ФСК ЕЭС”, всем РСК (распределительные сетевые компании) ОАО “Россети” и более 1000 территориальным сетевым организациям (ТСО) систематизирован большой объём данных, которые включали в себя подробную информацию по динамике:

- протяжённости электрических сетей по уровням напряжения;
- числа и установленной мощности трансформаторов и их загрузке;

результатов расчётов балансов и потерь электроэнергии и их структуры.

В результате появилась возможность оценки потерь не только в сетях ОАО “ФСК ЕЭС” и ОАО “Холдинг МРСК”, но и по всем электрическим сетям России.

В ТСО и РСК сформировались квалифицированные группы (подразделения) по расчётам, анализу и снижению потерь электроэнергии. Практически во всех РСК и большей части ТСО были созданы базы исходных данных для расчётов и анализа технологических потерь, приобретены и активно использовались соответствующие сертифицированные программные комплексы [11].

С помощью таких программных комплексов решался широкий круг задач, перечень представлен далее на примере программно-технического комплекса РТП 3 (ПТК “РТП 3”), применяемого и в России, и в Казахстане [12, 13]:

расчёт установившегося режима с определением токов и потоков мощности в ветвях, уровней напряжения в узлах, коэффициентов загрузки линий и трансформаторов в разомкнутых и замкнутых электрических сетях 0,4 – 220 кВ;

расчёт потерь мощности и электроэнергии в разомкнутых и замкнутых электрических сетях 6(10) – 220 кВ за любой расчётный период тремя методами: средних нагрузок, наибольших потерь мощности и оперативных расчётов;

расчёт потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ (с учётом электрической схемы сети, несимметричной нагрузки фаз и неполнофазного исполнения участков) за любой расчётный период тремя методами: средних нагрузок, наибольших потерь мощности и обобщённых параметров;

оценка режимных последствий оперативных переключений в ремонтных и послеаварийных режимах электрических сетей 0,4 – 220 кВ;

расчёт потерь электроэнергии в дополнительном оборудовании – в приборах учёта (измерительных трансформаторах тока и напряжения, счётчиках прямого включения), в вентильных разрядниках, шунтирующих реакторах, синхронных компенсаторах, в ограничителях перенапряжений, в устройствах присоединения ВЧ-связи (высокочастотной), в соединительных проводах и сборных шинах подстанций;

расчёт потерь электроэнергии на корону и от токов утечки по изоляторам воздушных линий;

расчёт потерь электроэнергии в изоляции кабельных линий;

формирование баланса мощности и электроэнергии по электрической сети с учётом балансовой принадлежности элементов (определение приёма электроэнергии в сеть, отдачи электроэнергии из сети, отпуска электроэнергии в сеть, фактических и технических потерь электроэнергии, трансформации электроэнергии в сеть смежного напряжения, потреблённой электроэнергии);

ведение баз данных по потреблению электроэнергии абонентами с привязкой их точек измерения электроэнергии к схеме сети;

расчёт допустимого и фактического небалансов и количества неучтённой электроэнергии в электрических сетях с учётом допустимой метрологической составляющей потерь электроэнергии (используются показания приборов учёта, фиксирующие приём электроэнергии в сеть, передачу электроэнергии в собственную электрическую сеть смежных уровней напряжения и по границе балансовой принадлежности);

расчёт снижения потерь мощности и электроэнергии от внедрения мероприятий по замене проводов, кабелей и силовых трансформаторов, вводу в работу батарей статических компенсаторов, разукрупнению электрических сетей (используется соответствующее моделирование электрических сетей);

формирование сводной таблицы норматива потерь электроэнергии по уровням напряжения с делением на структурные составляющие технологических потерь по каждому структурному подразделению сетевой компании;

формирование отчётных таблиц в соответствии с требованиями действующих нормативных документов;

аналитический блок, позволяющий оценить исходные данные и результаты расчётов на корректность (используются фильтры исходных данных и результатов расчётов с устанавливаемыми диапазонами значений);

оценка объёма и состава оборудования сформированной базы данных с делением по уровням напряжения каждого структурного подразделения (в том числе сопоставление объёма и состава оборудования во введённой базе данных с объёмом и составом оборудования, участвовавшим в расчётах);

определение потерь электроэнергии и напряжений в сети 6(10) – 0,4 кВ на уровнях [ЦП (центр питания)/секция/фидер 6(10) кВ/ТП (трансформаторная подстанция) 6(10)/0,4 кВ/линия 0,38 кВ].

С развитием оптового и розничных рынков электроэнергии, с новыми хозяйственными и экономическими отношениями субъектов этих рынков всё более актуальными становятся и новые задачи расчёта технологических потерь электроэнергии, в том числе:

оперативный мониторинг потерь мощности и электроэнергии на получасовых и часовых интервалах не только для сети в целом, но и для отдельных участков, линий и трансформаторов с целью своевременного принятия решений по снижению этих потерь;

оперативный расчёт, анализ и прогнозирование потерь от транзитных перетоков мощности и электроэнергии, разделение этих потерь между участ-

никами рынка электроэнергии по степени их влияния на величину транзитных потерь;

прогноз потерь электроэнергии на сутки вперёд для повышения точности прогнозирования балансов электроэнергии на соответствующих торговых площадках;

прогноз потерь электроэнергии на среднесрочную и долгосрочную перспективу с учётом прогнозов электропотребления, развития электрических сетей, ввода нового генерирующего оборудования, климатических условий для повышения обоснованности программ развития электроэнергетики, программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности электросетевого комплекса.

За 2006 – 2014 гг. была разработана достаточно эффективная методология экспертизы предоставляемых в Минэнерго России расчётных обоснований нормативов. Эта экспертиза позволила выявить ряд проблем нормирования потерь, в том числе:

низкую достоверность исходных данных для расчётов;

трудоемкость расчётов потерь;

трудоемкость анализа со стороны Минэнерго России представленных исходных данных и результатов расчётов;

стремление ряда сетевых организаций повысить нормативы потерь путём искажения исходных данных, отсутствие стимулов к их снижению; отсутствие связи нормативов потерь с программами их снижения.

На основе этой экспертизы были намечены конкретные пути решения этих проблем, в том числе [11]:

установление действенной системы экономического стимулирования персонала электрических сетей к снижению нормативов технологических потерь и фактических потерь в целом;

обеспечение жёсткой связи системы нормирования технологических потерь и внедрения программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности, одновременности контроля выполнения нормативов и этих программ;

ужесточение контроля достоверности исходных данных и расчётов нормативов технологических потерь за счёт создания автоматизированной системы мониторинга результатов расчёта, анализа баз данных, результатов расчёта технологических и фактических потерь, всего комплекса основных влияющих факторов.

К сожалению, с 2014 г. сначала в России, а затем в Казахстане пошли по пути административного, а не технико-экономического управления потерями. В частности, Минэнерго России приказом от 07.08.2014 № 506 утверждена “Методика определения нормативов потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям” [14], которая зарегистрирована в Минюсте России от

17.09.2014 № 34075 (далее методика [14]). Одна из основных целей методики [14] – сокращение нормативов потерь к 2017 г. на 11% по отношению к уровню 2012 г., установленное Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утверждённой распоряжением правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р.

В соответствии с методикой [14], Минэнерго России проведён сравнительный анализ потерь и приказом от 30.09.2014 № 674 утверждены нормативы потерь энергии при её передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций. Исключение составили электрические сети ПАО “ФСК ЕЭС”, нормативы потерь в которых определяются по инструкции [10].

Результаты расчётов потерь в электрических сетях России и структурных подразделениях ОАО “Россети” за период 2007 – 2013 гг. представлены в [15]; нормативы потерь, установленные приказом Минэнерго России от 30.09.2014 № 674, – на сайте министерства. Фактические потери электроэнергии в российских электросетевых компаниях и их структурных подразделениях за период 2014 – 2018 гг. опубликованы в интернете на их сайтах в годовых отчётах.

**Об опыте Казахстана по расчётам, анализу и нормированию потерь электроэнергии в электрических сетях.** История нормирования потерь электрической энергии, особенности электрических сетей в Казахстане. Особое внимание к расчётам и нормированию потерь электроэнергии в сетях Казахстана стало уделяться после реструктуризации электрических сетей республики в 1997 г.

До реструктуризации на территории Казахстана действовали 10 энергетических систем, в состав которых входили сети напряжением от 0,4 до 500 кВ, тарифы на электроэнергию были одинаковыми для потребителей всей территории страны.

Нормативы потерь электроэнергии утверждались в отделениях ОРГРЭС по разработанным ими требованиям. После 1991 г. нормирование потерь электроэнергии стало осуществлять Министерство энергетики Республики Казахстан (РК) с участием назначенных Минэнерго и Антимонопольным комитетом РК нескольких экспертов, в том числе АО “Казтехэнерго” (впоследствии ТОО “Фирма “Казэнергоналадка”), являющееся разработчиком многих нормативных документов РК.

В результате реструктуризации энергетики Казахстана из состава электрических сетей республики были выделены Национальная электрическая сеть напряжением 220 – 500 кВ АО “КЕГОС” и 17 региональных энергопередающих компаний (РЭК).

Изменился подход к тарифной политике. Формированию тарифов сетевых компаний стали придавать большое значение, в том числе расчётам и

нормированию потерь электроэнергии в электрических сетях всех энергопередающих компаний.

Для национальной энергокомпании АО “КЕГОС” была создана и утверждена Минэнерго РК своя методика по расчётам нормативов потерь электроэнергии, учитывающая особенности режимов работы электрических сетей 220 – 500 кВ, работы измерительных комплексов. Нормативные потери электроэнергии в электрических сетях АО “КЕГОС” находятся на уровне 6,0%.

Для РЭК, имеющих различный набор электрических сетей напряжением от 0,4 до 220 кВ, различную номенклатуру энергетического оборудования, с различными режимами и объёмами потребления и передачи электроэнергии, нормативы потерь электроэнергии в электрических сетях компаний утверждаются в диапазоне от 6,0 до 18,0%.

При этом усреднённые потери по классам напряжения не должны были превышать уровни потерь, определённые постановлением Правительства РК № 1346 от 24.10.2012 г. по классам напряжения в процентах от пропущенной электроэнергии по классу напряжения (при оптимальных режимах работы сетей) и приведённые далее.

Напряжение, кВ	Потери, %
500	1,0 – 2,0
220	2,5 – 3,5
110	3,0 – 5,0
35	2,0 – 5,0
6 – 10	5,0 – 7,0
0,4	6,0 – 7,0

Позже это постановление было отменено, и энергопредприятиям стало ещё труднее доказывать регулирующему органу нормативы потерь электроэнергии.

Далее, в качестве примеров, представлены данные по структуре электрических сетей по уровням напряжения, долям передачи электроэнергии сторонним потребителям и соответствующим относительным потерям электроэнергии в четырёх региональных энергетических компаниях.

#### 1. Акмолинская РЭК (АРЭК):

нормативные потери электроэнергии на уровне 6%;

передача сторонним потребителям по сетям 110 кВ более 83%.

Площадь зоны обслуживания – 121,09 км<sup>2</sup>; сети напряжением 110 кВ – 68 линий, длина около 3300 км; 35 кВ – 223 линии, длина 5460 км; 6 – 10 кВ – 1090 линий, длина 7700 км; 0,4 кВ – 12 000 линий, длина 6100 км.

43% всех технических потерь электроэнергии в сети 10 – 0,4 кВ.

#### 2. Восточно-Казахстанская РЭК (ВКРЭК):

потери электроэнергии на уровне 11,2%;

передача сторонним потребителям по сетям 110 кВ более 30%.

Площадь зоны обслуживания – 283,3 км<sup>2</sup>; сети напряжением 110 кВ – 121 линия, длина 4840 км; 35 кВ – 219 линий, длина 5460 км; 6 – 10 кВ – 1960 линий, длина 14 500 км; 0,4 кВ – 27 000 линий, длина около 11 000 км.

*60% всех технических потерь электроэнергии в сети 10 – 0,4 кВ.*

### *3. Жезказганская РЭК (ЖРЭК):*

*потери электроэнергии на уровне 8,0%;*

*передача сторонним потребителям по сетям 220 – 110 кВ до 85 – 90%.*

Площадь зоны обслуживания – около 313 км<sup>2</sup>; сети напряжением 220 кВ – 18 линий, длина 1622 км; 110 кВ – 36 линий, длина 2002 км; 35 кВ – 78 линий, длина 3630 км; 6 – 10 кВ – 54 линии, длина 260 км; 0,4 кВ – 197 линий, длина 140 км.

*90% всех технических потерь электроэнергии в сети 220 кВ.*

### *4. РЭК “Онтустик Жарык Транзит”:*

*нормативные потери электроэнергии на уровне 18,0%;*

*передачи сторонним потребителям по сетям 110 кВ – нет.*

Сети напряжением 110 кВ – длина (по цепям) 1859 км; 35 кВ – длина (по цепям) 3218 км; 6 – 10 кВ – длина воздушных 7562 км, кабельных – 465 км; 0,4 кВ – длина воздушных 10 128 км, кабельных – 217 км.

В ТОО “Онтустик Жарык Транзит” имеется режимная особенность: сезонная передача дешёвой электроэнергии от Шардаринской ГЭС осуществляется по двум линиям 110 кВ, каждая длиной около 300 км с несколькими вставками по линиям проводов слабого сечения (потери от передачи электроэнергии в линиях около 16%). ШарГЭС в период паводка может иметь передаваемую мощность до 100 МВт. В остальное время линии получают дорогую электроэнергию от АО “КЕГОС”.

В качестве иллюстрации особенности формирования потерь электроэнергии с максимальными (18%) относительными потерями на рисунке показана структурно-балансовая модель потокораспределения электроэнергии по уровням напряжения РЭК “Онтустик Жарык Транзит”.

В табл. 1 представлена информация по структурно-балансовой модели потокораспределения электроэнергии по уровням напряжения в ТОО “Онтустик Жарык Транзит”, сформированная в соответствии с инструкцией [10].

Для примера в табл. 2 представлена структура баланса и технических потерь электроэнергии за 2014 г. в электрических сетях ТОО “Онтустик Жарык Транзит” в соответствии с инструкцией [10].

В табл. 3 приведена структура технических потерь электроэнергии в 2013 г. в электрических сетях АО “КЕГОС” и РЭК Казахстана.

Как видно из структуры потерь, в национальной сети 220 – 500 кВ АО “КЕГОС” основными потерями являются нагрузочные потери в линиях

и потери на корону, а в сетях региональных компаний 110 кВ и ниже – нагрузочные потери в линиях и потери холостого хода.

Анализ работы электросетевых компаний Казахстана показывает, что многие из эксплуатируемых в настоящее время высоковольтных линий, построенных более 30 – 35 лет назад, имеют длину значительно больше экономически целесообразной (35 кВ – до 100 км и более, 110 кВ – до 300 км и более), а передаваемые по этим линиям мощности много меньше эффективных значений. Нагрузочные потери в таких линиях составляют значительную долю потерь, обусловленную передачей реактивной электроэнергии по сети.

Эксплуатация трансформаторных мощностей региональных компаний также далека от эффективной. Загрузка трансформаторов во многих компаниях даже в зимний максимум едва достигает 15 – 20%. Это приводит к их неоптимальной работе и большим потерям холостого хода.

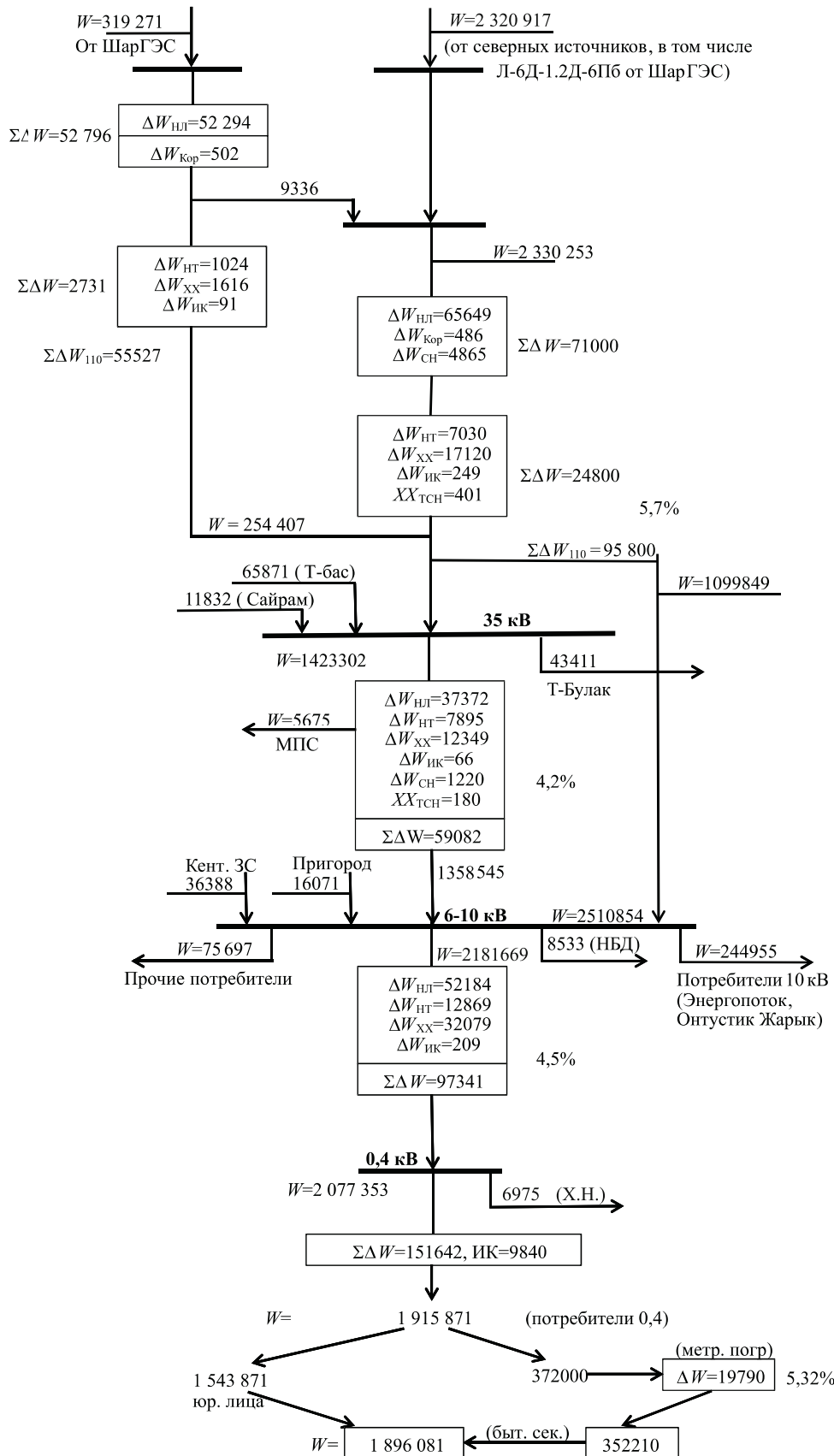
При защите норматива потерь электроэнергии не всегда удаётся доказать регулирующему органу, что линии работают в неоптимальных режимах с малой загрузкой при большой длине линий и отсутствии шунтирующих реакторов; с малыми сечениями проводов при большой нагрузке, отсутствии средств компенсации реактивной мощности у потребителя и т.д.

***Методика расчётов и нормирования потерь электроэнергии, применяемая в Казахстане до 2017 г.*** Приведённая далее методика применялась в Казахстане в течение 20 лет, с 1997 по 2017 г., и основывалась на методах расчёта, установленных инструкцией [9].

Нормирование потерь электрической энергии региональных энергетических компаний (РЭК) базировалось на поэлементных ежемесячных расчётах потерь электроэнергии в сетях классов напряжения 220, 110, 35, 10 – 6 кВ, находящихся на балансе компаний. Расчёты нагрузочных потерь в линиях и трансформаторах и потерь холостого хода за базовый год производились по каждой линии 220 – 6 кВ в основном с помощью ПТК “РТП 3” и программы RPOТ, оставшейся в некоторых компаниях.

На основании расчётов потерь холостого хода трансформаторов и нагрузочных потерь в линиях и обмотках трансформаторов по каждому уровню напряжения формируются нормативные характеристики потерь электроэнергии (НХПЭ) базового периода, представляющие собой зависимости параметров и технического состояния сетей каждого напряжения от режимов их работы.

Нормативная величина потерь электроэнергии для энергетических предприятий определяется по формуле (в мегаватт-часах):



**Структурно-балансовая модель потокораспределения в сетях ТОО "Онтустик Жарык Транзит" за 2014 г. (мега-ватт-час):**

поступление (отпуск) энергии в сеть  $W_{\text{ос}} = 2\,770\,350$  МВт·ч; потери  $\Sigma \Delta W = 55\,527 + 95\,800 + 59\,082 + 97\,341 + 8533 + 19\,790 + 161\,482 = 497\,555$  МВт·ч,  $\Sigma \Delta W = 17,96\%$  в том числе потери на корону, собственные нужды, измерительный комплекс, XX ТСН  $\Delta W = 6085 + 10\,455 + 988 + 584 = 18\,109$  МВт·ч

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{норм}} = & \Delta W_{\Sigma 220} + \Delta W_{\Sigma 110} + \Delta W_{\Sigma 35} + \Delta W_{\Sigma 6-10} + \\ & + \Delta W_{\Sigma 0,4} + \Delta W_{\Sigma \text{корона}} + \Delta W_{\Sigma \text{ик}} + \Delta W_{\Sigma \text{др. пост}} + \\ & + \Delta W_{\Sigma \text{с. н. пс}} + \text{НБД} + \Delta W_{\text{метр}}, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $\Delta W_{\text{норм}}$  – суммарные нормативные потери;  $\Delta W_{\Sigma 220-6}$  – нормативные потери в сетях 220 – 6 кВ по НХПЭ\*;  $\Delta W_{\Sigma 0,4}$  – нормативные потери в сети 0,4 кВ;  $\Delta W_{\Sigma \text{корона}}$  – расчётные потери на корону для сетей 220 – 110 кВ;  $\Delta W_{\Sigma \text{ик}}$  – потери электроэнергии в измерительном комплексе;  $\Delta W_{\Sigma \text{др. пост}}$  – потери электроэнергии в СК (синхронный компенсатор), БСК (батарея статических конденсаторов), реакторах и другие постоянные потери;  $\Delta W_{\Sigma \text{с. н. пс}}$  – расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, расчёт по инструкции (РД 34.09.208); **НБД** – допустимый небаланс;  $\Delta W_{\text{метр}}$  – метрологическая погрешность.

Норматив потерь электрической энергии для каждой ступени напряжения 220 – 6 кВ – это значение потерь (в мегаватт-часах), определённое по коэффициентам НХПЭ при планируемых или фак-

\* При необходимости потери в отдельных линиях определяются прямым расчётом и добавляются к потерям, рассчитанным по НХПЭ.

тических значениях потоков электроэнергии, поступающих в сети данной ступени напряжения.

В общем виде нормативная характеристика потерь для каждой ступени напряжения имеет вид:

$$\Delta W_{\text{нхпэ}} = K_{\text{xx}} T_{\text{н}} + K_{\text{н}}^{\text{л+т}} \frac{W_{\text{т}}^2}{T_{\text{н}}}, \quad (2)$$

где  $K_{\text{xx}}$  – коэффициент постоянных потерь, соответствующий холостому ходу трансформаторов;  $K_{\text{н}}^{\text{л+т}}$  – коэффициент переменных (нагрузочных) потерь;  $T_{\text{н}}$  – продолжительность периода, для которого определяется норматив потерь электроэнергии (месяц, квартал, год);  $W_{\text{т}}$  – поток электроэнергии, поступающий в сети данной ступени напряжения, за период  $T_{\text{н}}$ .

Расчёт потерь электроэнергии и коэффициентов НХПЭ для всех ступеней напряжения осуществляется по одной из программ расчёта потерь электроэнергии, согласованной с техническим экспертом, по фактическим схемам и техническим характеристикам элементов сети при соответствующих фактических режимах, сложившихся в сетях энергопредприятия за предшествующий период времени (год). Коэффициенты НХПЭ можно определять по результатам расчётов технических

**Т а б л и ц а 1**

**Сводная таблица расчётных потерь электроэнергии за 2014 г. в электрических сетях «Онтустик Жарык Транзит»**

U, кВ	Перетоки электроэнергии W, МВт·ч	Расчётные потери, МВт·ч		Расчётные нормативные коэффициенты		Расчётная нормативная характеристика потерь (НХПЭ)	Другие составляющие потерь, МВт·ч					Суммарные прогнозируемые потери	
		$\Delta W_{\text{xx}}$	$\Delta W_{\text{нагр линия + трансформатор}}$	$K_{\text{xx}}$	$\Delta W_{\text{нагр линия + трансформатор}}$		Корона	С.н. ПС	XX ТСН	ИК	Прочие	МВт·ч	%
110	От ШарГЭС 319 271	1616	53 318	–	–	Прямым расчётом по ВЛ от ШарГЭС	502	–	–	91	–	55 527	5,7
	2 330 253	17 120	72 679	1,954	$0,117 \cdot 10^{-3}$	$1,954T + (W_{110}^2 \cdot 0,117 \cdot 10^{-3})T$	486	4865	401	249	–	95 800	
35	1 423 302	12 349	45 267	1,41	$0,195 \cdot 10^{-3}$	$1,41T + (W_{110}^2 \cdot 0,195 \cdot 10^{-3})T$	–	1220	180	66	–	59 082	4,2
6 – 10	2 181 669	32 079	65 053	6,33	$0,1197 \cdot 10^{-3}$	$3,66T + (W_{110}^2 \cdot 0,1197 \cdot 10^{-3})T$	–	–	–	209	–	97 341	4,5
0,4	2 077 353	–	151 642	–	–	$0,073 W_{0,4}$	–	–	–	9840	–	161 482	7,77
Метрологическая погрешность												19 790	5,32
Допустимый небаланс												8533	0,31
Итого												497 555	17,96

Примечания: 1. XX – холостой ход; С.н. ПС – собственные нужды подстанции; ТСН – трансформатор собственных нужд; ИК – измерительный комплекс. 2. Суммарные потери за расчётный период:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Sigma} = & \Delta W_{110} + \Delta W_{35} + \Delta W_{6-10} + \Delta W_{0,4} + \Delta W_{\text{метр}} + \Delta W_{\text{НБД}} = 497 555 \text{ МВт·ч}; W - \text{поступление электроэнергии в сети} \\ & 2 770 350 \text{ МВт·ч}; \Delta W = \frac{497 555}{2 770 350} \cdot 100 = 17,96\%. \end{aligned}$$



Таблица 2

Структура баланса и технических потерь за 2014 г. в электрических сетях ТОО «Онтустик Жарык Транзит» в соответствии с инструкцией\*

№ п/п	Показатель	Всего	110 – 150 кВ	27,5 – 60 кВ	1 – 20 кВ	0,4 кВ
1	Приём электроэнергии в сеть, МВт·ч, всего	2 779 686	2 649 524	77 703	52 459	
	В том числе:					
1.1	от ШарГЭС	319 271	319 271	–	–	–
1.2	от северных источников	2 330 253	2 330 253	–	–	–
1.3	Сайрам	11 832	–	11 832	–	–
1.4	Т-бас	65 871	–	65 871	–	–
1.5	Кент. ЗС	36 388	–	–	36 388	–
1.6	Пригород	16 071	–	–	16 071	–
2	Отдача электроэнергии из сетей, МВт·ч, всего	9336	9336	–	–	–
2.1	В том числе ШарГЭС	9336	9336	–	–	–
3	Приём электроэнергии из сети смежного напряжения, МВт·ч, всего	–	–	1 389 011	2 458 394	2 084 328
	В том числе из сетей напряжением, кВ:					
3.1	110	–	–	1 389 011	1 099 849	–
3.2	27,5 – 60	–	–	–	1 358 545	–
3.3	1 – 20	–	–	–	–	2 084 328
4	Отдача электроэнергии в сети смежного напряжения, МВт·ч, всего	–	2 488 860	1 358 545	2 084 328	–
	В том числе в сети напряжением, кВ:					
4.1	27,5 – 60	–	1 389 011	–	–	–
4.2	1 – 20	–	1 099 849	1 358 545	–	–
4.3	0,4	–	–	–	2 084 328	–
5	Отпуск электроэнергии в сеть (п. 1 – п. 2 + п. 3), МВт·ч	2 770 350	2 640 188	1 466 714	2 510 853	2 084 328
6	Объём (количество) переданной (потреблённой) электроэнергии*, МВт·ч, всего	2 292 584	–	49 086	320 652	1 922 846
	В том числе:					
6.1	объём (количество) переданной (потреблённой) электроэнергии потребителям, непосредственно подключённым к шинам подстанций:	50 386	–	43 411	–	6975
6.1.1	первичный уровень напряжения подстанции ВН	43 411	–	43 411	–	–
6.1.2	первичный уровень напряжения подстанции СН1	–	–	–	–	–
6.1.3	первичный уровень напряжения подстанции СН11	6975	–	–	–	6975
6.2	расход электроэнергии на производственные (с учётом хозяйственных) нужды	–	–	–	–	–
7	Фактические (отчётные) потери электроэнергии в сети (п. 5 – п. 6 – п. 4), МВт·ч	477 766	151 328	59 083	105 873	161 482
7.1	Справочно: фактические (отчётные) потери электроэнергии в процентах от отпуска электроэнергии в сеть (п. 7/п. 5), %	17,2	5,7	4,0	4,2	7,7
8	Технологические потери электроэнергии, МВт·ч, всего	477 765	151 327	59 082	105 874	161 482
	В том числе:					
8.1	условно-постоянные	81 273	25 330	13 815	32 288	9840
8.2	нагрузочные	387 959	125 997	45 267	65 053	151 642
8.3	потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учёта	8533	–	–	8533	–
8.4	Справочно: технологические потери электроэнергии в процентах от отпуска электроэнергии в сеть (п. 8/п. 5), %	17,2	5,7	4,0	4,2	7,7

№ п/п	Показатель	Всего	110 – 150 кВ	27,5 – 60 кВ	1 – 20 кВ	0,4 кВ
9	Справочно: нетехнические потери электроэнергии (п. 7/п. 8), МВт·ч	1	1	1	-1	-
9.1	Справочно: нетехнические потери электроэнергии в процентах от отпуска электроэнергии в сеть (п. 9/п. 5), %	0	0	0	0	-

\* Приказ Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 “Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работ по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям”.

Примечание. При формировании баланса с учётом особенностей российской нормативной базы из потерь электроэнергии исключён объём метрологической погрешности (19 790 МВт·ч, табл. 1), учтён только допустимый небаланс (8533 МВт·ч, табл. 1) аналогично принятому в Казахстане подходу на одном уровне напряжения 6(10) кВ.

потерь электроэнергии, выполненных схемотехническими методами:

$$K_{xx} = \frac{\Delta W_{xx}}{T}; K_n = \frac{\Delta W_n^{л+т} T}{W^2}, \quad (3)$$

где  $\Delta W_{xx}$  – потери холостого хода, МВт·ч;  $\Delta W_n^{л+т}$  – нагрузочные потери электроэнергии, МВт·ч;  $T$  – продолжительность периода, за который рассчитаны технические потери (год, месяц, квартал в зависимости от дальнейшего их применения).

Коэффициенты  $K_{xx}$  и  $K_n$  определяются отдельно для каждой ступени напряжения. Общий вид коэффициентов НХПЭ сети одной ступени напряжения, объединяющей несколько РЭС (ПЭС), равен сумме:

$$K_{xx} = K_{xx1} + K_{xx2} + K_{xx3} + \dots + K_{xxn}, \quad (4)$$

где  $K_{xx1} - K_{xxn}$  – коэффициенты, характеризующие потери холостого хода трансформаторов отдельных РЭС (ПЭС);

$$K_n = \frac{10^3 (K_{n1} W_1^2 + K_{n2} W_2^2 + \dots + K_{nn} W_n^2)}{W_\Sigma^2}, \quad (5)$$

где  $K_{n1}, K_{n2}, K_{nn}$  – коэффициенты, характеризующие нагрузочные потери электроэнергии отдельных РЭС (ПЭС);  $W_1, W_2, W_n$  – потоки электроэнергии для своей ступени напряжения отдельной РЭС (ПЭС), МВт·ч;  $W_\Sigma = W_1 + W_2 + \dots + W_n$  – суммарный поток электроэнергии в сеть данного напряжения для всего объединения (РЭК).

Используя нормативные характеристики потерь электроэнергии и ожидаемое поступление электроэнергии на каждом уровне напряжения, рассчитываются прогнозируемые нормативные потери в линиях электропередачи и обмотках трансформаторов.

В случае резкопеременных режимов работы отдельных сетей потери в них определяются прямым расчётом как за прошедший период, так и на прогнозируемый период времени. В нормативные характеристики по данному классу напряжения результаты расчётов не попадают. Рассчитанные

таким образом потери добавляются к результатам расчётов потерь по НХПЭ.

Потери на корону в ЛЭП 220 – 110 кВ, потери в реакторах, в измерительных комплексах, расход на собственные нужды подстанций и другие составляющие потерь также добавляются к потерям, рассчитанным по НХПЭ.

Достоинствами нормирования и анализа потерь по НХПЭ и структурно-балансовым моделям потокораспределения электроэнергии являются:

наглядность и прозрачность распределения электроэнергии и потерь по классам напряжения (структурно-балансовые модели потокораспределения электроэнергии);

возможность сравнительного анализа перетоков и расчётных потерь электроэнергии в динамике;

возможность получения при правильном прогнозе перетоков электроэнергии по уровням напряжения достаточно точных прогнозных потерь электроэнергии как по уровням напряжения, так и в целом по предприятию;

возможность переутверждения норматива потерь в случае реорганизации предприятия, изменения балансовой принадлежности отдельных электрических сетей в составе предприятия, изменения составляющих потерь, коэффициентов нормативных характеристик потерь НХПЭ;

возможность после анализа баланса электроэнергии на прогнозируемый период с помощью расчётных коэффициентов НХПЭ по классам напряжения и остальных нормативных составляющих потерь составить структурно-балансовую модель потокораспределения на прогнозируемый период с последующей проверкой достоверности прогноза и скорректированной НХПЭ.

**Существующий порядок нормирования потерь электрической энергии региональных энергетических компаний (РЭК).**

В 2015 г. нормирование потерь электроэнергии по уровням напряжения было отменено. В 2017 г. появилось требование Министерства национальной экономики РК: “Нормативные потери должны утверждаться Комитетом по регулированию естественных монополий и защиты конкуренции (КРЕМ)”. Министерство энергетики РК при этом

от нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях фактически устранилось.

В “Стратегическом плане Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий на 2011 – 2018 гг.” № 1565 (пункт 1.1.1) запланирована полная ликвидация “сверхнормативных” потерь в электрических сетях к 2015 г. Уровень нормативных технических потерь электрической энергии в электрических сетях Казахстана в 2018 г. должен был составить 13,0%. Очевидно (и это подтверждает весь предыдущий опыт расчётов и анализа потерь), что “ликвидировать” все сверхнормативные потери невозможно технически и нецелесообразно экономически.

По данным, представляемым в Международное энергетическое агентство и мировой банк, потери электроэнергии в электрических сетях Казахстана составляют 8%, по оценкам экспертов, они находятся на уровне 15%. К сожалению, в сложившихся условиях достоверное значение фактических и нормативных потерь в сетевых компаниях за период 2015 – 2018 гг. практически не известно. Не проводится ежегодный анализ динамики и структуры балансов и потерь в сетях РЭК. Ранее такой анализ проводился фирмой ТОО “Казэнергонадка”. Соответственно не известно, выполнено ли задание упомянутого “Стратегического плана” по потерям в сетях на уровне 13% в 2018 г.

Недостатки существующего порядка нормирования потерь электроэнергии в сетях региональных энергетических компаний:

1. Неопределённость прогноза передачи электроэнергии по сетям каждого класса напряжения на долгосрочный период, формируемый потребителем, от которого зависят нагрузочные потери в линиях и обмотках трансформаторов и который не несёт ответственности за прогноз потребления на период 5 лет и более.

2. Отсутствие корректировки изменения нормативных потерь электроэнергии региональных компаний по прошествии года (например, измене-

ние режимов работы сети по заданию потребителя; снижение или увеличение потребления электроэнергии потребителями, не учтённое в заявках на долгосрочный период; резкое изменение погодных условий, влияющее на потери от короны на линиях, и др.). Перечисленные факторы не зависят от работы энергетических предприятий. Корректировка потерь разрешается до 1 ноября текущего года без фактических расчётов потерь ноября и декабря.

3. Среднегодовой утверждённый норматив потерь электроэнергии на 3 – 5 лет не соответствует нормативу в летние и зимние месяцы, что создаёт большие проблемы с налоговыми органами, требующими ежеквартального, а то и ежемесячного сравнения фактических потерь со среднегодовым утверждённым нормативом и наказания компаний, не выполняющих его в отдельные месяцы.

4. В последней редакции “Закона о естественных монополиях” от 27 декабря 2018 г. за № 204-VI уполномоченный орган “реализует государственную политику в сферах естественных монополий, разрабатывает и утверждает показатели эффективности деятельности субъектов естественных монополий, методы тарифного регулирования, порядок формирования тарифа сроком на 5 лет и более”. Помимо требуемых документов, субъект естественной монополии должен предоставить также расчёты технических потерь, “произведённые на основе типовых норм и нормативов, действующих в отрасли”. Прошло почти полгода, а разъяснений по этим пунктам закона нет, в том числе относительно “показателей эффективности деятельности субъектов естественных монополий” и расчётов технических потерь.

5. Необъективность (а часто, некомпетентность) установления нормативов потерь электроэнергии в сетях субъекта естественной монополии уполномоченным органом, как правило, не имеющим специалистов в области потерь электроэнергии и рассматривающим техническую сущность

**Т а б л и ц а 3**

**Структура технических потерь электроэнергии в балансе АО “KEGOC” и региональных компаний Казахстана в 2013 г.**

Структурные составляющие потерь электроэнергии	Доля потерь электроэнергии в электрических сетях, процент суммарных потерь	
	АО “KEGOC”	РЭК
Нагрузочные в линиях	62,7	56,0
Нагрузочные в трансформаторах	1,3	5,0
Холостой ход трансформаторов	4,5	27,0
Корона в воздушных линиях	21,7	2,0
Компенсирющие устройства	6,6	–
Расход на собственные нужды подстанций	3,2	6,8
Приборы учёта	–	3,2
Всего	100	100

этого показателя только со стороны финансовой политики.

6. По существу, в Казахстане так же, как и в России принят метод административного установления нормативов потерь без учёта фактического состояния электрических сетей, их особенностей и режимов.

Справедливости ради, следует заметить, что, понимая недостатки такого нормирования, Комитет по регулированию естественных монополий Казахстана допускает возможность установления заданных нормативов на основе достоверных электротехнических расчётов по приведённой в данной статье методике и с использованием упомянутых программных комплексов.

Поэтому ряд РЭК с участием ТОО “Фирма “Казэнергоналадка” продолжает выполнять расчёты потерь для обоснования нормативов и в настоящее время.

## Выводы

1. Расчёты, анализ, нормирование и снижение потерь электроэнергии – сложные инженерные и экономические задачи, требующие комплексного, квалифицированного и системного подхода к их решению с учётом имеющегося опыта.

2. Применяемые в настоящее время в России и в Казахстане административные методы управления потерями, с кажущейся их лёгкостью и наглядностью, как показала практика планирования потерь в советский период, привели к исключению персонала электрических сетей из этого управления и установлению в целом ряде случаев заведомо невыполнимых заданий и к умышленному искажению отчётности по потерям “под норматив”.

3. Многолетний опыт убедительно показал, что реальное снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, эффективное использование ограниченных финансовых и материальных ресурсов на это снижение можно получить при условии:

активного и квалифицированного участия персонала электрических сетей в нормировании и снижении потерь, в обосновании и выполнении нормативов;

использования современных программных средств и систем мониторинга результатов расчётов балансов и потерь электроэнергии и их структуры. Чем достовернее будет известна структура потерь и балансов, тем целенаправленнее и эффективнее можно будет вкладывать средства на снижение потерь;

создания не на словах, а на деле действенной системы стимулирования за снижение потерь с приоритетом поощрения за результат фактического снижения потерь, а не наказания за повышение норматива;

заинтересованности персонала в снижении потерь, а не в его боязни не выполнить норматив;

согласования нормативов потерь и программ их снижения с соответствующим их финансированием и оценкой эффективности, а также персональной ответственностью за выполнение и контролем выполнения.

4. Для взаимной увязки нормативов потерь, мероприятий по их снижению и стимулирования снижения потерь до нормативного уровня (или их поддержания на этом уровне) должны быть разработаны, утверждены и введены в действие методики расчёта фактических потерь электроэнергии в магистральных и распределительных сетях, а также методики расчёта фактической эффективности мероприятий по снижению потерь. При отсутствии таких методик имеется множество возможностей подгонки фактических потерь к заданному нормативу.

5. Необходимо вернуться к обоснованию нормативов и программ снижения потерь и корректировке этих программ на основе электротехнических расчётов, а не административных методов, с ужесточением контроля достоверности расчётов и исходной информации, применением квалифицированной и независимой экспертизы расчётов [16], с использованием оперативного сравнения расчётных и фактических потерь. В качестве переходного периода необходимо сочетание административных методов с допущением возможности корректировки нормативов на основе проведённых расчётов.

6. Отмена административных методов нормирования обусловлена также переходом обеих стран на цифровые методы управления бизнес-процессами и режимами работы электрических сетей.

7. Учитывая важность снижения потерь для энергосбережения и повышения энергетической эффективности в электросетевых комплексах России, Казахстана и других стран – участниц ЕВРАЗЭС, представляется целесообразной разработка основанных на законах электротехники межгосударственных стандартов в области нормирования и управления потерями электроэнергии в электрических сетях.

## Список литературы

1. *Временная инструкция по расчёту и анализу потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем* [Текст]. – М: СПО ОРГРЭС, 1976. – 56 с.
2. *Указания о расчёте расхода энергии на транзитные и межсистемные перетоки* [Текст]. – М: СПО Союзтехэнерго, 1979. – 16 с.
3. *Казанцев, В. Н.* Инструкция по оптимальному управлению потоками реактивной мощности [Текст] / В. Н. Казанцев, Г. З. Кушнир, В. Н. Слодарж. – М: СПО Союзтехэнерго, 1982. – 28 с.
4. *Инструкция по расчёту технико-экономической эффективности и планированию мероприятий по снижению*

- расхода электроэнергии на её транспорт в электрических сетях энергосистем [Текст]. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1980. – 94 с.
5. *Клебанов, Л. Д.* Вопросы методики определения и снижения потерь электрической энергии в сетях [Текст] / Л. Д. Клебанов. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1973. – 72 с.
  6. *Поспелов, Г. Е.* Потери мощности и энергии в электрических сетях [Текст] / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч. – М.: Энергоиздат, 1981. – 26 с.
  7. *Щербина, Ю. В.* Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях [Текст] / Ю. В. Щербина, Н. Д. Бойко, А. Н. Бутенко. – Киев: Техника, 1981. – 104 с.
  8. *Воротницкий, В. Э.* Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем [Текст] / В. Э. Воротницкий, Ю. С. Железко, В. Н. Казанцев, В. Г. Пекелис, Д. Л. Файбисович; под ред. В. Н. Казанцева. – М.: Энергоиздат, 1983. – 368 с.
  9. *Инструкция по расчёту и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений [Текст]: И 34-70-030-87.* – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987. – 38 с.
  10. *Об организации* в Министерстве энергетики Российской Федерации работ по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям (с изменениями и дополнениями). Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 326 [Электронный ресурс]. – (base.garant.ru / 195516 /).
  11. *Воротницкий, В. Э.* Направления совершенствования нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст] / В. Э. Воротницкий, В. В. Михайлов // Энергоэксперт. – 2013. – № 3. – С. 46 – 50.
  12. *Воротницкий, В. Э.* Программно-технический комплекс автоматизированной системы энергоэффективного управления эксплуатацией и развитием распределительных сетей [Текст] / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина, И. А. Паринов, А. В. Севостьянов, Н. А. Батраков // Энергоэксперт. – 2012. – № 2. – С. 24 – 31.
  13. *Воротницкий, В. Э.* Автоматизированная система оперативного мониторинга потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст] / В. Э. Воротницкий, С. В. Заслонов, М. А. Калинкина, А. В. Севостьянов // Энергоэксперт. – 2017. – № 5 – 6. – С. 29 – 35.
  14. *Методика* определения нормативов потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям. – Зарегистрирована в Минюсте России от 17.09.2014 № 34075.
  15. *Воротницкий, В. Э.* Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях. Справочно-методическое пособие [Текст] / В. Э. Воротницкий. – М.: Теплоэнергетика, 2017. – 330 с.
  16. *Методика* проведения технической экспертизы расчёта технических потерь, расчёта нормативных характеристик электрических сетей по потерям (НХПЭ) и нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях энергопередающих компаний регионального и местного уровней [Текст]: разработчик ТОО “Фирма Казэнергоналадка”, МЭиМР Республика Казахстан, 2005 г. – 22 с.

## Уважаемые читатели!

На сайте журнала [www.elst.energy-journals.ru](http://www.elst.energy-journals.ru), в разделе «Подписки» вы можете приобрести статьи, уже хранящиеся в базе данных журнала (база будет пополняться), оплатив их через систему PayPal.

Кроме этого, здесь же вы можете заказать и приобрести любую статью, опубликованную в журнале «Электрические станции», начиная с 1930 г., но пока не попавшую в базу данных.

Для этого необходимо сообщить в редакцию [el.st.podpiska@gmail.com](mailto:el.st.podpiska@gmail.com) все известные вам данные о статье (номер журнала, год, автора, название статьи, страницы) и дождаться ответа с подтверждением о возможности выполнения вашего заказа. После этого вы сможете оплатить статью через систему PayPal или запросить счёт. Как только редакция получит уведомление об оплате, вам будут направлены либо pdf-файлы статей, опубликованных в 2001 – 2013 гг., либо сканкопии статей, опубликованных в 1930 – 2000 гг.