

Методы измерений для повышения энергоэффективности электросетей. Выявление резервов снижения потерь.

Введение.

Энергетические обследования (энергоаудиты) в электроэнергетике проводятся с тех пор, как началось промышленное применение электрической энергии. Они позволяют выявлять причины повышенных потерь энергии и разрабатывать программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Это требует дополнительной технической (приборной) и методической оснащённости как организаций, проводящих энергоаудит, так и организаций, принимающих и реализующих программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Кроме того, Заказчикам энергосервисных договоров необходима объективная оценка результатов внедрения энергосберегающих технологий.

Опыт проведения энергетических обследований.

Более 8 лет многие экспертные центры проводят энергоаудиты, используя приборы производства НПП Марс-Энерго. Наиболее активно, например, в 2012 г. применяются анализаторы качества электроэнергии «Энерготестер ПКЭ» в «Программе энергетического обследования объектов ОАО «ФСК ЕЭС»».

В ходе обследования электрических сетей на первом этапе определяется объём необходимой информации, степень ее достоверности. Необходимо выделить наиболее энергоёмких потребителей, места наибольших потерь, узлы с низким качеством электроэнергии. Далее определяется порядок проведения работ по техническому и инструментальному обследованию различных участков и объектов электрических сетей.

На втором этапе проводится выборочное инструментальное обследование отдельных узлов электрических сетей и измерительных комплексов; осуществляется выборочный инструментальный контроль качества электроэнергии; выявляются резервы снижения потерь и повышения качества электроэнергии; составляется энергетический паспорт предприятия.

Инструментальное обследование применяется для восполнения отсутствующей информации, которая необходима для оценки эффективности передачи электроэнергии. Для проведения инструментального обследования используются специализированные портативные приборы «ПЭМ-02И», «Энергомонитор 3.3Т1» и «Энерготестер ПКЭ». При этом особое внимание следует уделять узлам учета электроэнергии, как коммерческим, так и техническим, с просроченными

свидетельствами о поверке и с паспортами-протоколами, вызывающими сомнения. Необходимо выделять объекты, которые подлежат комплексному инструментальному исследованию. Измерения при этом подразделяются на следующие виды:

– *однократные измерения*, при которых исследуется отдельный объект в определенном режиме работы для оценки его энергетической эффективности;

– *балансовые измерения*, которые применяются для контроля баланса электроэнергии по отдельным потребителям, участкам сети, предприятию в целом, - при этом желательно иметь несколько измерительных приборов для одновременных измерений в различных точках;

– *регистрация параметров* – исследование изменения какого-либо параметра во времени (например, снятие суточного графика нагрузки, графика отклонений напряжения в узлах сети, изменения $\text{tg } \varphi$ и т.д.).

Для значительной части промышленных предприятий стоит задача разработки обоснованных нормативов удельного расхода электроэнергии (НУРэ) по видам выпускаемой продукции. Имеющиеся на предприятиях даже высококласные системы технического учета не охватывают всех технологических потребителей, а отслеживают совокупность электроприёмников, одновременно участвующих в выпуске нескольких видов продукции. Использование портативных регистрирующих приборов позволяет решать и эту задачу.

Приборы и методики

«НПП Марс-Энерго» в течение последних лет разработаны и аттестованы все необходимые методики поверки на местах эксплуатации [3-5], дополняющие и уточняющие ГОСТы [6 - 9] в части применения приборов производства «НПП Марс-Энерго», а также аттестованы методики выполнения измерений нагрузок измерительных трансформаторов, падения напряжения в цепях счётчиков электроэнергии с помощью переносных приборов «НПП Марс-Энерго» [10, 11].

Приборы позволяют проводить инструментальные исследования при проведении энергетических обследований (см. таблицу 1).

Табл.1.

№ п/п	Вид исследования (функция прибора)	Тип прибора		
		Энерготестер ПКЭ	ПЭМ-02И	Энергомонитор 3.3Т1
1	Снятие суточного графика нагрузки	Максимальная длительность непрерывной регистрации: - 16 часов при времени усреднения 3 с., - 15 суток при времени усреднения 1 мин. (в т.ч. значений ПКЭ), - 13 месяцев при времени усреднения 30 мин.	Максимальная длительность непрерывной регистрации: - 6 часов при времени усреднения 1 мин., - 7,5 суток при времени усреднения 30 мин.	Максимальная длительность непрерывной регистрации: - 9,5 часов при времени усреднения 3 с., - 8 суток при времени усреднения 1 мин. (в т.ч. значений ПКЭ), - 7,5 месяцев при времени усреднения 30 мин.
2	Определение распределения нагрузки по фазам	да	да	да
3	Определение тока в нулевом проводе	да	нет	да
4	Оценка объёмов потребления электроэнергии для собственных нужд подстанций (при отсутствии такого технического учёта)	да	да	да
5	Проверка правильности подключения электросчетчиков	да	да	да
6	Определение падения (потерь) напряжения в линии присоединения счетчика к ТН	Да [11]	нет	Да [10]
7	Определение коэффициента трансформации измерительных ТТ для сети 0,4 кВ;	да	нет	да
8	Измерение нагрузки измерительных ТТ	да [11]	да	да [10]
9	Измерение нагрузки измерительных ТН	да [11]	да	да [10]
10	Измерение потери мощности (энергии) в кабельной или воздушной	да	да	да

№ п/п	Вид исследования (функция прибора)	Тип прибора		
		Энерготестер ПКЭ	ПЭМ-02И	Энергомонитор 3.3Т1
	линии электроснабжения 0,4 кВ			
11	Регистрация и анализ показателей качества электроэнергии (ПКЭ) по ГОСТ 13109-97.	да	нет	да
12	Регистрация мощности искажений (несимметрии и несинусоидальности)	да	нет	да
13	Осциллографирование	Длительность регистрации – до 1 часа.	нет	Длительность регистрации – до 9 мин.

Счётчики электроэнергии регистрируют графики с усреднением 30 мин., что не позволяет выявлять кратковременные пиковые нагрузки - в отличие от приборов «НПП Марс-Энерго» с усреднением 1 мин. и даже 3 с. При использовании приборов производится снятие суточного графика нагрузки с измерением активной, реактивной и полной мощности. Это позволяет строить графики коэффициента реактивной мощности $\text{tg}(\varphi)$ для контроля выполнения согласованных режимов компенсации реактивной мощности.

Измерение и регистрация в режиме осциллографирования производятся с частотой 10 кГц (3 фазы напряжения и 3 фазы тока), что позволяет получать графики кривых тока и напряжения при переходных процессах и резкопеременной нагрузке. Например, пусковые токи электродвигателей, токи отсечки автоматических выключателей и прочих электроприёмников.

Прибор «Энерготестер ПКЭ» имеет встроенную аккумуляторную батарею, зарядное устройство, цветной ЖК дисплей и USB интерфейс. Он внесен в Госреестр СИ под № 39900-08.

Как видно из таблицы, количество функций и объём памяти у «ПЭМ-02И» меньше, чем у «Энерготестера ПКЭ». Прибор «ПЭМ-02И» имеет встроенную аккумуляторную батарею, зарядное устройство, ЖК дисплей и интерфейс IrDA (инфракрасный). Он внесен в Госреестр СИ под № 25726-03.

Объём памяти у «Энергомонитора 3.3Т1» меньше, чем у «Энерготестера ПКЭ», но прибор «Энергомонитор 3.3Т1» имеет ряд дополнительных функций эталонного прибора:

- эталонный счётчик электроэнергии класса точности 0,1;
- прибор сравнения для поверки ТТ и ТН класса точности 0,02;

- оценка погрешности электросчетчика на месте эксплуатации (без снятия нагрузки и отключения) с помощью устройства фотосчитывающего.

Это позволяет использовать его для решения метрологических задач по калибровке и поверке приборов учёта.

Прибор «Энергомонитор 3.3Т1» имеет внешнюю аккумуляторную батарею с зарядным устройством, ЖК дисплей и интерфейсы USB, RS-232. Он внесен в Госреестр СИ под № 39952-08.

Резервы повышения энергетической эффективности,

выявляемые при аудите качества электроэнергии

Существенное влияние на эффективность, надежность и качество электроснабжения оказывают кондуктивные электромагнитные помехи, которые характеризуются показателями качества электроэнергии (ПКЭ). Оценка качества электроэнергии, как правило, проводится и по программам энергетических обследований предприятий. С применением приборов - анализаторов ПКЭ стало возможным определять источники искажений электроэнергии и их объёмы (мощность и энергия). Это позволяет в полном объёме учитывать влияние ПКЭ на потери электроэнергии и включать в программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности мероприятия по приведению ПКЭ к нормативным (допускаемым) значениям. Рассмотрим некоторые примеры.

Причиной дополнительных потерь энергии в трансформаторах является поток гармонических составляющих.

Потери мощности на гистерезис и вихревые токи в магнитопроводе трансформатора при частоте 50 Гц определяются по формуле:

$$\Delta P_c = P_g + P_v = [(aV + bV^2)f + cV^2f^2\Delta^2]$$

Известно, что удельные потери на 50 Гц составляют 4 Вт/кг. Например, при наличии в цепи трансформатора 7-й гармоники тока 10 %, дополнительные потери мощности будут $4 \cdot 5 = 20$ Вт/кг. При массе магнитопровода одного силового трансформатора 1000 кг дополнительные потери мощности составят 20 кВт. Эта мощность будет выделяться в виде тепла, рассеиваемого трансформатором.

Высшие гармоники являются причиной дополнительных потерь в проводниках. Действие скин-эффекта (увеличение активного сопротивления проводника с ростом частоты) значительно возрастает на частоте 350 Гц (7-ая гармоника) и выше. Например, полное сопротивление проводника сечением 20 мм на частоте 350 Гц возрастает на 60% по сравнению с его

сопротивлением постоянному току. Рост сопротивления, особенно его реактивной составляющей (на высоких частотах), приводит к дополнительному падению напряжения и, соответственно, дополнительным потерям I^2R .

Дополнительные потери в кабелях силовой сети при наличии высших гармоник, вызываются следующими основными причинами:

- увеличением действующего значения негармонического тока;
- увеличением активного сопротивления проводника из-за скин-эффекта;
- увеличением потерь в диэлектрике изоляции кабеля.

При несинусоидальном напряжении с $Ku=7\%$ ток утечки в изоляции кабеля за 3,5 года возрастает на 43%.

Мощность, проходящая по проводнику нейтрали, не совершает полезной работы и является чисто мощностью потерь. Гармоники тока разных фаз, кратные третьей, суммируются в проводнике нейтрали. К ним добавляется ток нулевой последовательности, вызванный несимметричной нагрузкой по фазам. В результате общий ток в нейтрали может даже превышать фазные токи.

Дополнительные потери при наличии высших гармоник в конденсаторах установок компенсации реактивной мощности обусловлены увеличением «угла потерь» в диэлектрике и ростом действующего значения тока конденсатора. Возникающий перегрев в конденсаторе может привести к пробое диэлектрика.

Конденсаторные установки при несимметрии напряжений неравномерно загружаются реактивной мощностью по фазам, а в таком режиме невозможно использовать их на полную мощность. Кроме того, конденсаторные установки в этом случае усиливают уже существующую несимметрию, т.к. мощность, передаваемая в сеть по фазе с наименьшим напряжением, будет меньше, чем по остальным фазам.

При пониженном на 10% напряжении срок службы асинхронного двигателя (АД) сокращается в 2 раза. При повышении на 1% - реактивная мощность возрастает на 5-7%. Рост реактивной мощности ведет к дополнительным потерям в элементах сети.

Отдельно следует рассматривать такой ПКЭ, как провал напряжения. Провалы имеют случайный характер, а значимость их последствий весьма существенна. Предприятием «НПП Марс-Энерго» в 2007 году проводилась оценка экономической эффективности внедрения системы

учёта показателей качества электроэнергии на нефтехимическом заводе. Основные характеристики:

- средняя мощность потребляемой электроэнергии – 16 МВт,
- выручка от реализации продукции за год – 1,11 млрд. руб.;
- категория электроснабжения - 1.

Наибольшее влияние несоответствие ПКЭ оказывает на такие экономические показатели производства продукции :

- уменьшение количества выпускаемой продукции,
- убыток от перерасхода электроэнергии,
- убыток от изменения срока службы токоприемников и электрооборудования.

Например, один провал напряжения на 90% длительностью более 0,5 с приводит к остановке непрерывного процесса производства продукции. Убытки (упущенная выгода) в связи с остановкой производства только по одному цеху – 931500 руб. Дополнительный расход энергоносителей, необходимый для возобновления технологического процесса, приводит к убыткам в 145500 руб. Итого по заводу - **1,7 млн. руб.** А зарегистрированный при экспресс-обследовании провал длительностью 0,08 с, глубиной 24,7% не привел к инциденту. Измерения проводились переносным прибором «Энергомонитор 3.3Т». При наличии длительной непрерывной регистрации можно определить критические параметры провалов и определить нормативы для договора, что позволит поставщику ЭЭ выбрать необходимое оборудование для АПВ и АВР.

Далее, из-за повышенного установившегося отклонения напряжения (на +4,8%), переплата по расчётному учёту электроэнергии составляет за год **7 млн. руб.** – это прямые коммерческие убытки. Упрощенно это означает, что оборудование потребляет энергии больше, чем отдает, и «лишняя» энергия расходуется на перегрев двигателей, трансформаторов и пр. То есть имеются дополнительные повышенные технические потери.

По результатам кратковременного выборочного контроля ПКЭ определяются узлы сети, в которых необходимо обеспечить непрерывный мониторинг ПКЭ. Для этих целей могут применяться автономные приборы «Энергомонитор 3.2», а с 2013 года - приборы класса А «Энергомонитор 3.2-А».

Методика измерения потерь электрической энергии в линии электроснабжения 0,4 кВ приборами «Энерготестер ПКЭ»

В настоящее время широко применяются расчетные методы определения технологических потерь электрической энергии при её транспортировании. Законную силу имеет соответствующая «Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям», которая распространяется и на сети класса 0,4 кВ.

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в общем случае включают:

- технические потери (условно-постоянные и нагрузочные);
- потери, обусловленные погрешностью системы учета.

Условно-постоянные потери могут включать:

- Холостой ход силовых трансформаторов;
- Потери на корону воздушных линий (ВЛ);
- Потери в компенсирующих устройствах;
- Потери в системе учета;
- Потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций;
- Потери в вентильных разрядниках и ОПН;
- Потери в устройствах присоединений высокочастотной связи;
- Потери в изоляции кабелей;
- Потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
- Потери на активном сопротивлении проводников;
- Расход электроэнергии на собственные нужды ПС и плавку гололеда.

В электрических сетях 0,4 кВ этот перечень причин следует ограничить.

Для расчета нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ Инструкцией устанавливается 3 метода:

- оценка потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети
- расчет потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения
- поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров

Все три метода имеют ряд ограничений по условиям применения и некие эмпирические коэффициенты, которые не всегда соответствуют реальным процессам, происходящим в сети. Это может приводить к разногласиям при согласовании нормативов. Расчетные нормативы потерь, как правило, оплачиваются потребителем через тарифы. Особенно важна точность расчетов потерь для взаиморасчетов по договорам поставки в тех случаях, когда точка поставки (или граница балансовой принадлежности) не совпадает с точкой учета электроэнергии. Расчетные методы для этого участка линии электроснабжения могут давать норматив потерь 5-10 %. Чтобы избежать разногласий между поставщиком и потребителем по этому нормативу, необходимо получить достоверные сведения о фактической величине потерь электроэнергии, а для этого нужно провести измерения по аттестованной методике.

Такая методика разработана «НПП Марс-Энерго». Измеряемые по МВИ параметры (прямые измерения): активная мощность (P) (энергия (W)) в точках присоединения начала и конца линии. Расчетные значения величин (косвенные измерения): абсолютные ΔW (кВт•час) и относительные $\delta W_{л}$ (%) потери активной электрической энергии в линии.

Началом линии в данной МВИ принято считать кабельные наконечники отходящей кабельной линии или контактные соединения автоматического выключателя линии, отходящей в сторону потребителя и расположенные, например, на распределительной подстанции. Концом линии в данной МВИ принято считать кабельные наконечники приходящей кабельной линии или контактные соединения автоматического выключателя линии, приходящей на сторону потребителя и расположенные, например, на вводном устройстве здания или в распределительном щите.

Результаты измерений по данной МВИ используются, как правило, для взаиморасчетов по договорам поставки в тех случаях, когда точка поставки или граница балансовой принадлежности не совпадает с точкой учета электроэнергии. По согласованию сторон договора поставки,

измерения по данной МВИ могут проводиться в различные сезоны, виды погодных условий, рабочие и нерабочие дни, зоны суток (по уровню потребляемой мощности). Минимальная длительность выполнения одного измерения электрической энергии - 1 часа.

За погрешность измерений потерь в линиях в настоящей МВИ принимают абсолютную погрешность измерения разности измеренной на определенном интервале времени энергии в начале линии и в конце линии, отнесенную к измеренной на определенном интервале времени энергии в начале линии в процессе её нормальной эксплуатации. Предел допускаемой относительной погрешности измерений должен составлять не более $\pm 0,5\%$ от измеренной на определенном интервале времени энергии в начале линии в рабочих условиях применения средства измерений.

При выполнении измерений применяют два Прибора для измерений электроэнергетических величин и показателей качества электроэнергии «Энерготестер ПКЭ» (рисунок 1) с входными преобразователями тока: токоизмерительные клещи повышенной точности с I_n 10А и 100А или 1000А. Приборы позволяют выполнять работы при температуре окружающего воздуха от минус 20 до плюс 50°С, коэффициентах мощности (K_p) от 0.5L до 0.5С, токах от 10 до 150% I_n .



Рис.1. «Энерготестер ПКЭ».

При подготовке к измерениям определяется значение поправки для компенсации разницы показаний приборов, вызванной их инструментальными погрешностями измерения мощности. Для этого собирают схему присоединений, представленную на рисунке 2, для каждой из фаз линии.

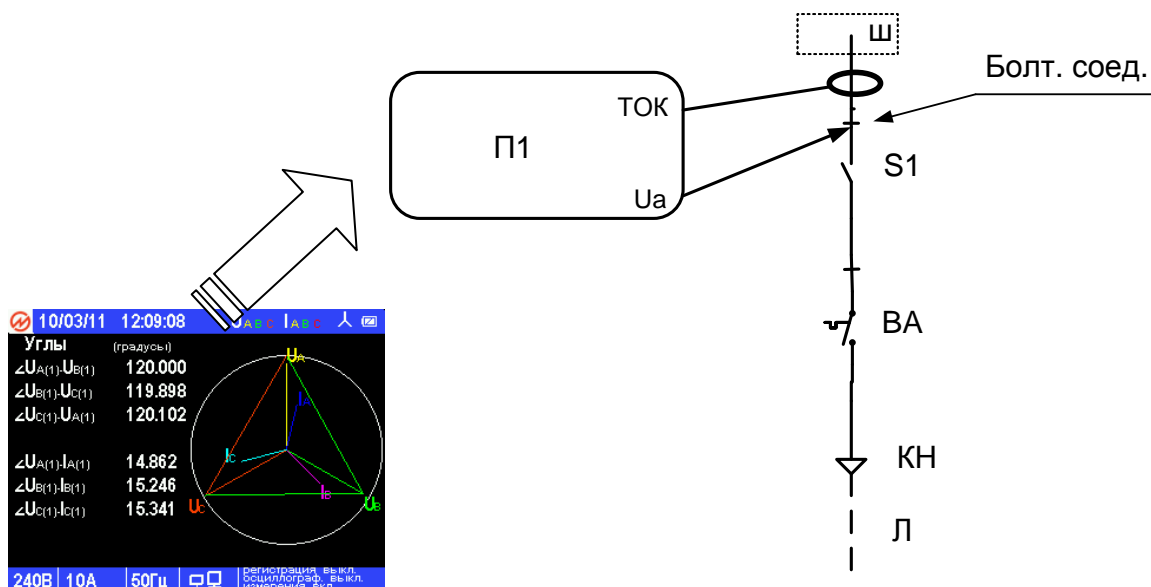


Рис. 2. Схема присоединений (показано для одной фазы и одного прибора).

П1 – прибор; Ш - шина; S1- выключатель, ВА – выключатель автоматический; КН- кабельный наконечник; Л- линия.

Щупы напряжения измерительные из комплекта приборов «Энерготестер ПКЭ-А» (далее П1 и П2) следует подключить в конце линии к болтовому соединению выключателя S1 (см. рисунок 1) или, при его отсутствии, - выключателя автоматического ВА. Токоизмерительные клещи установить на участок кабеля между болтовым соединением выключателя S1 и шиной или, при его отсутствии, - между болтовым соединением выключателя автоматического ВА и шиной. Подключение щупов и токоизмерительных клещей выполнять к одноименным фазам линии. Щуп нейтрали подключить к нулевому проводнику или ближайшей клемме заземляющего устройства.

В приборах следует установить схему подключения, соответствующую схеме сети. Предварительно для определения условий можно измерить величину фазных токов (пункт меню прибора «Измерения-Мощность») и значения коэффициентов мощности (Кр). А также определить правильность чередования фаз напряжений и токов у подключенных приборов (пункт меню прибора «Измерения-Углы»).

Далее необходимо синхронизировать внутренние часы приборов. Для этого в меню «настройки» выберите режим «часы». Введите одинаковое время (в т.ч. одинаковые минуты) в оба прибора и одновременно нажмите кнопки «ENT» на двух приборах П1 и П2. Выйдите из меню «настройки».

При наличии у модификации прибора приемника GPS возможна синхронизация двух приборов с Международной шкалой координированного времени (UTC). Для этого подключите антенну GPS к каждому прибору, в меню «настройки» выберите режим «синхронизация с GPS». После появления на дисплее прибора сообщения о синхронизации убедитесь, что дата и время на дисплеях у П1 и П2 совпадают.

Далее в режиме 'Энергия' на интервале 10 мин. выполняются измерения энергии двумя приборами одновременно. Делается запись в протокол результатов измерений приборами П1 и П2 значений энергии $N_{1К}$ и $N_{2К}$ соответственно для определения поправки.

Для измерения потерь собирается схема измерений, представленная на рисунке 3- для каждой из трёх фаз линии.

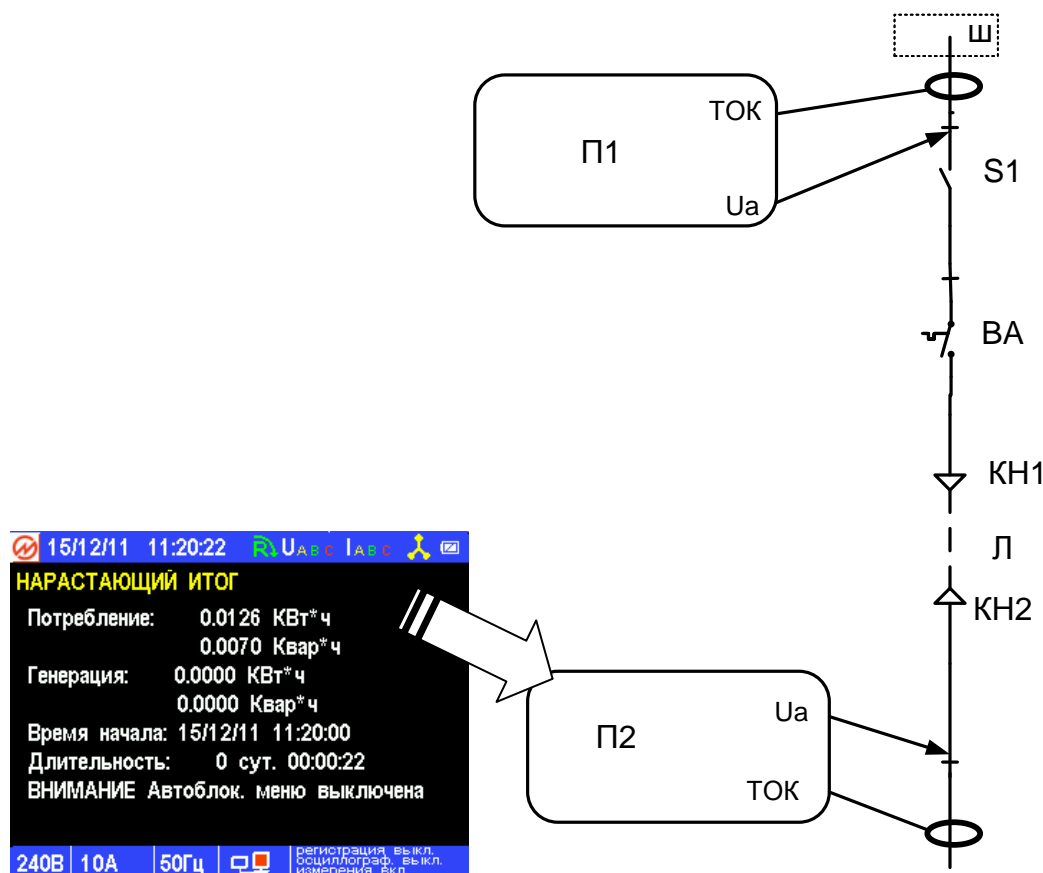


Рис. 3. Схема присоединений (показано для одной фазы).

П1 и П2 – приборы; Ш - шина; S1- выключатель, ВА – выключатель автоматический; КН1 - кабельный наконечник конца линии; КН2 - кабельный наконечник начала линии; Л- линия.

Выполняется измерение энергии в сети одновременно двумя приборами, установленными в начале (П2) и в конце (П1) линии в течение 1 часа. Для этого в приборах следует установить одинаковые «Время запуска», а также «Время остановки». По окончании измерения (по истечении 1 час.) выполните запись в протокол результатов измерений приборами П1 и П2 значений энергии (N_1 и N_2). Рассчитываются абсолютные значения потерь энергии по формуле (с учетом знака поправки Δ_k):

$$\Delta W = N_2 - N_1 - \Delta_k \quad (1)$$

Рассчитывается относительное значение потерь энергии в линии по формуле (с учетом знака поправки Δ_Δ):

$$\delta W_{\text{л}} = [(N_2 - N_1) / N_1] \cdot 100\% - \Delta_\Delta \quad (2)$$

На этом измерения и определение потерь заканчивается. Для повышения достоверности следует учитывать факторы, влияющие на потери: сезонные режимы нагрузок, климатические условия и т.п. Поэтому суточные измерения нужно проводить в различных условиях и режимах эксплуатации линии для получения данных, которые можно использовать при согласовании норматива потерь.

Дополнительные возможности применения двух приборов – это выявление несанкционированных подключений к линии. С этой целью можно проводить приборами одновременную регистрацию токов и напряжений в тех же точках подключения (в начале и в конце линии). Регистрация в память приборов производится с усреднениями 3с или 1 мин. в течение суток. Затем на компьютере строим суточные графики изменения токов и напряжений в начале и в конце линии.

Например, можно сделать следующий простейший анализ. В течение суток токи утечки в изоляции и сопротивление линии - условно постоянные. Если форма суточного графика тока в

конце линии не повторяет форму тока в начале, то имеется некая дополнительная переменная нагрузка, включенная параллельно основной, между двумя точками.

Перспективным представляется измерение потерь аналогичным методом в сетях высокого напряжения до 330 кВ, где существенное влияние оказывают уже другие источники потерь, перечисленные в начале доклада. Для таких измерений должны применяться мобильные масштабные преобразователи токов и напряжений (например, типа ПВЕ), к которым можно подключать переносной прибор. Малогабаритный преобразователь тока должен иметь беспроводную связь с прибором (для передачи измерительной информации) и автономное питание. Прибор «Энерготестер ПКЭ-А» уже имеет встроенный скоростной интерфейс «Wi-Fi». Такой измерительный комплекс позволит оперативно подтверждать расчетные значения нормативов потерь и выявлять резервы энергосбережения.

Выводы

Потери и качество электроэнергии – две взаимосвязанные характеристики, определяющие энергетическую эффективность транспортирования энергии от генератора к потребителю. Для решения задач повышения энергоэффективности необходима установка устройств компенсации (как по реактивной мощности, так и по ПКЭ) в тех местах сетей, которые могут быть определены только в результате энергетических обследований с помощью описанных выше приборов и методик.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. Федеральный Закон Российской Федерации от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений".
3. **МИ 3050-2007.** ГСИ. Рекомендация. Трансформаторы напряжения измерительные 6...110 кВ. Методика поверки ТН на месте эксплуатации при помощи преобразователя напряжения ПВЕ.
4. **МИ 3239-2009.** ГСИ. Рекомендация. Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3}$; 6; $10/\sqrt{3}$; 10 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации при помощи трехфазной высоковольтной поверочной установки «УПТВ-3-10».
5. **МИ 3123-2008.** ГСИ. Рекомендация. Трансформаторы тока. Экспериментально-расчетная методика поверки измерительных трансформаторов тока на местах их эксплуатации. СПб: ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", 2008.
6. **ГОСТ 8.259-2004.** ГСИ. Счетчики электрические индукционные активной и реактивной энергии. Методика поверки.
7. **ГОСТ 8.584-2004.** ГСИ. Счетчики статические активной и реактивной энергии переменного тока. Методика поверки.
8. **ГОСТ 8.217-2003.** ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки.
9. **ГОСТ 8.216-88.** ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.
10. Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энергомонитор 3.3Т1» в условиях эксплуатации. Свидетельство № 2203/131А-00340 от 17-04-2007.
11. Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» в условиях эксплуатации. Свидетельство № 2203/222А-02439 от 10-08-2009.

Гиниятуллин Ильдар Ахатович, директор

Сергеев Сергей Ростиславович , заместитель директора по качеству

ООО «Научно – производственное предприятие Марс-Энерго»

190031, Санкт-Петербург, наб. реки Фонтанки, д. 113А

199034, Санкт-Петербург, 13-я линия В.О, д.6-8 лит.А, п. 41Н

Тел./факс: (812) 327-21-11

E-mail: mail@mars-energo.ru www.mars-energo.ru