

Список литературы

1. Кампизано, А.С., Батлер, Д., Ward S., Бернс МJ, Friedler, Фишер-Джеффс, LN; Ghisi, E.; Рахман, А.; Furumai, Н.; и другие. Системы сбора дождевой воды в городах: исследования, внедрение и перспективы на будущее. *Water Res.* 2017, 115, 195–209.
2. Hanson, LS; Фогель, Р.М. Обобщенные зависимости накопления – надежности – доходности для систем сбора дождевой воды. *Environ. Res. Lett.* 2014, 9, 075007.
3. А.Н.Ким, А.В.Михайлов, Е.О.Графова. Технические аспекты поверхностного стока с урбанизированных территорий. Монография/ Санкт-Петербург, 2017.
4. Van der Sterren, М.; Рахман, А.; Shrestha, S.; Barker, G.; Райан, Г. Обзор политики удержания и содержания под стражей для управления городскими ливневыми водами в регионе Западный Сидней в Австралии. *Water Int.* 2009, 34, 362–372.
5. Давыдова Е.В. Проблемы поверхностного стока урбанизированных территорий на примере г. Астрахани. Давыдова Е.В., Ким А.Н. В сборнике: Потенциал интеллектуально одаренной молодежи - развитию науки и образования Материалы V Международного научного форума молодых ученых, студентов и школьников. Под общей редакцией Д. П. Ануфриева. 2016. С. 179–182.
6. Стратегическое развитие систем водоснабжения и водоотведения современного города (на примере г. Астрахани) // Боронина Л.В., Давыдова Е.В., Медведев А.А. / В сборнике: Яковлевские чтения. Сборник докладов XV Международной научно-технической конференции, посвященной памяти академика РАН С.В. Яковлева. 2020. С. 7–11.
7. Обеспечение экологической безопасности на объектах коммунального хозяйства // Стукалина Ю.Н., Боронина Л.В., Давыдова Е.В., Мурзаева Э.К., Лукичева И.В. // Инженерно-строительный вестник Прикаспия. 2020. № 3 (33). С. 31–34.
8. Determination of parameters of mathematical model of quality assessment of surface waste treatment in urbanized territories // Davydova E., Kapizova A., Kim A. // В сборнике: E3S Web of Conferences. Innovative Technologies in Environmental Science and Education, ITESE 2019. 2019. С. 01017.
9. Обеспечение безопасности трансграничных водных ресурсов: европейский опыт // Боронина Л.В., Лхагвадулам Б., Давыдова Е.В., Горник В., Соколовский А.Ф. // Запад - Восток. 2019. № 12. С. 94–104.
10. Рахман, А.; Keane, J.; Имтиаз, Массачусетс. Сбор дождевой воды в Большом Сиднее: экономия воды, надежность и экономические преимущества. *Ресурс. Консерв. Recycl.* 2012, 61, 16–21.
11. Schuetze, Т. Сбор дождевой воды и управление - Политика и правила в Германии. *Water Sci. Technol.* Водоснабжение 2013, 13, 376–385.12.
12. Ghisi, E.; Bressan, DL; Мартини, М. Вместимость резервуаров для дождевой воды и потенциал экономии питьевой воды за счет использования дождевой воды в жилом секторе юго-востока Бразилии. Сборка. *Environ.* 2007, 42, 1654–1666.
13. Ward, S.; Батлер, С. Сбор дождевой воды и социальные сети: визуализация взаимодействий для управления нишей, устойчивости и устойчивости. *Water* 2016, 8, 526.
14. Determination of parameters of mathematical model of quality assessment of surface waste treatment in urbanized territories // Davydova E., Kapizova A., Kim A. / В сборнике: E3S Web of Conferences. Innovative Technologies in Environmental Science and Education, ITESE 2019. 2019. С. 01017.
15. Melville-Shreeve, P.; Ward, S.; Батлер, Д. Типологии сбора дождевой воды для домов в Великобритании: многокритериальный анализ конфигураций системы. *Water* 2016, 8, 29.

© Е. В. Давыдова, А. Н. Ким, Д. А. Неделько

Ссылка для цитирования:

Е.В. Давыдова, А.Н. Ким, Д.А. Неделько. Современные достижения в моделировании и внедрении систем сбора дождевой воды в целях устойчивого развития // Инженерно-строительный вестник Прикаспия: научно-технический журнал / Астраханский государственный архитектурно-строительный университет. Астрахань : ГАОУ АО ВО «АГАСУ», 2020. № 4 (34). С. 16–18.

УДК 621.31; 696.6; 681.5.03

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ТЭЦ НА ОСНОВАНИИ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ ИЗ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (АСКУЭ) Е.М. Бялецкая, Е.М. Дербасова

Астраханский государственный архитектурно-строительный университет, г. Астрахань, Россия

ТЭЦ в Российской Федерации является основным источником электроэнергии, от надежности работы которой зависят показатели качества вырабатываемой энергии. Отрицательными факторами эффективности энергетики на ТЭЦ являются убыточность, понижение мощности в энергосистеме, зависимость от мировой экономики, жесткие социальные рамки. Без современных способов учета и контроля электроэнергии невозможно дальнейшее развитие данной отрасли. Автоматизированные системы являются лучшим решением для контроля за тем, насколько эффективно выполняются мероприятия, являющиеся составными пунктами программы энергосбережения. Такая система способна не только передавать комплекс всей необходимой информации по точкам сети, но и блокировать несколько нежелательных сценариев. В статье рассмотрены результаты внедрения системы АСКУЭ на стадии проектирования жилищного комплекса «Паруса», расположенного в городе Астрахани для решения следующих задач на ТЭЦ: сроки окупаемости, выгоды от оптимизации ТЭЦ при передаче данных с системы АСКУЭ, снижение потерь при передаче электроэнергии к потребителю за счет уменьшения затрат на активную и реактивную мощности.

Ключевые слова: теплоэлектроцентраль, автоматизированная система, электроэнергия, коммерческий учет, контроль, оптимизация, энергосбережение.

OPTIMIZATION OF THE OPERATION OF A THERMAL POWER PLANT BASED ON THE DATA OBTAINED FROM THE AUTOMATED SYSTEM OF COMMERCIAL ELECTRICITY MEASUREMENT (ASCÉM)

E.M. Bialetskaya, E.M. Derbasova

Astrakhan State University of Architecture and Civil Engineering, Astrakhan, Russia

In the Russian Federation TPP is the main source of electricity, the reliability of which determines the quality indicators of the generated energy. Negative factors of energy efficiency at TPPs are unprofitableness, decrease in capacity in the energy system, dependence on the world economy, rigid social framework. Further development of this industry is impossible without modern methods of electricity metering and control. Automated systems are the best solution for monitoring how effectively the activities that are part of the energy-saving program are carried out. Such a system is capable not only of transmitting a complex of all the necessary information over the network points, but also blocking several unwanted scenarios. The article discusses the results of the implementation of the ASCÉM system at the design stage of a residential complex «Sails» located in the Astrakhan to solve the following tasks at a TPP: payback period benefits from optimizing a TPP when transferring data from the ASCÉM system, reducing losses during transmission of electricity to the consumer by reducing the cost of active and reactive power.

Keywords: *thermal power plant, automated system, electricity, commercial metering, control, optimization, energy saving.*

Одним из насущных вопросов энергетики, требующих привлечения специалистов из разных сфер деятельности, является автоматизация учета потребления и управления энергоресурсами [13, 18]. Данный вопрос, в свою очередь, тесно связан с необходимостью снижения затрат на электроснабжение при сохранении высоких показателей надежности и качества, определяемых вне зависимости от принятой для расчета экспертной оценки [14, 17].

ТЭЦ в Российской Федерации является основным источником электроэнергии по многим причинам. Среди основных, стоит отметить получение двух видов энергии на одном объекте, нивелирование сезонного роста/спада на один из видов вырабатываемой энергии, а также получение прибыли сразу по двум основным видам энергии, передаваемых потребителю [15, 10, 19].

Отрицательными факторами эффективности энергетики на ТЭЦ являются убыточность, понижение мощности в энергосистеме, зависимость от мировой экономики, жесткие социальные рамки [4, 9]. Все эти факты говорят о том, что без современных способов учета и контроля электроэнергии невозможно дальнейшее развитие данной отрасли. В наше время сложно успешно развивать рассматриваемую отрасль просто производя электро- и тепловую энергию и оказывая услуги потребителю [12, 16].

АСКУЭ – это автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии, которая гарантирует максимальную точность при учете ресурса, что является обязательным условием для поддержания конкурентоспособности. Кроме того, автоматизированные системы являются лучшим решением для контроля за тем, насколько эффективно выполняются мероприятия, являющиеся составными пунктами программы энергосбережения [6, 8, 7].

Автоматизированная система способна не только передавать комплекс всей необходимой информации по точкам сети, но и блокировать несколько нежелательных сценариев [1]. К примеру, своевременно сообщать о вмешательстве в работу

приборов учета, в минимальные сроки находить очаги коммерческих потерь и блокировать несанкционированное потребление энергии. Ключевым фактором, определяющим пользу от применения АСКУЭ, является грамотность реализации техпроцесса сбора сведений о потреблении энергии и других показателях [2, 3].

В данной работе рассмотрены результаты внедрения системы АСКУЭ на стадии проектирования жилищного комплекса «Паруса», расположенного в городе Астрахани, с целью оптимизации работы ТЭЦ за счет снижения потерь при передаче электроэнергии к потребителю и уменьшения затрат на активную и реактивную мощности [5, 11], а также сроков её окупаемости.

Акцент при совершенствовании системы учета электроэнергии и управления технологическим процессом в условиях Астраханских ТЭЦ следует делать на большую детализацию потерь напряжения в цепи трансформатора напряжений [20]. В конечном итоге это позволит добиться максимально достоверного определения небалансов и потерь, что минимизирует проблемы технического и юридического характера.

При внедрении системы АСКУЭ выделены основные направления:

- сбор данных измерений и диагностических сведений со счетчиков с цифровым интерфейсом;
- контроль над активной реактивной электрической энергией и мощностью с расчетом усредненных значений при принятии интервала 1–60 минут;
- блокировка несанкционированного доступа к базам данных ПО.

ТЭЦ обеспечивает надежное и качественное снабжения электрической энергией нового жилого комплекса города Астрахани «Паруса» (ЖК «Паруса»). На данный момент введен в эксплуатацию только один корпус из трех, в соответствии с этим можно просчитать внедрения АСКУЭ в третий корпус и сроков его окупаемости по отношению к первому.

Для ТЭЦ любого типа характерно сложное протекание технологического процесса. При этом в

реальном времени необходимо осуществлять контроль фактически выработанной и потребляемой электрической энергии [11]. Для этих целей следует воспользоваться автоматизированными системами, которые применительно ко всему комплексу, способны выполнить ряд функций, разделяющихся в общем случае на 2 категории: информационные и управления.

Проанализируем третий корпус ЖК «Паруса» на стадии проектирования (рис. 1):

Количество этажей – 17;

Количество квартир на каждом этаже – 16.



Рис. 1. Учет электроэнергии с помощью АСКУЭ в ЖК «Паруса»

Расчет ведется на основе электрического статического однофазного счетчика модификации А1 230В-5(80) АIОRL-С с модулем «СТРИЖ» со следующими характеристиками: стоимость одного счетчика – 5 680 руб. (далее – А1); срок поверки счетчика составляет 16 лет; гарантийный срок работы счетчика 35 лет.

Расчет стоимости внедрения оборудования проводится в несколько этапов:

Первый этап предполагает расчет стоимости оборудования, исходя из стоимости счетчика А1 и количества счетчиков n:

$$S_{об} = n * A1 = 272 * 5680 = 1\,544\,960 \text{ рублей.}$$

На втором этапе определяется стоимость разработки проектной документации, где С – затраты на электроменеджмент, Sp – расходы на разработку проекта и согласование его в контролирующих организациях, St – затраты на осмотр узла подключения проектируемого здания:

$$S_{пд} = C + S_{п} + S_{т} = 11000 + 37500 + 5900 = 28\,072 \text{ рублей.}$$

На третьем этапе производится расчет стоимости монтажа оборудования, где Sc – стоимость установки одного счетчика:

$$S_{мон} = n * S_{с} = 272 * 2400 = 652\,800 \text{ рублей.}$$

На четвертом этапе производится расчет стоимости дополнительных материалов для монтажа, где Sm – стоимость монтажа одной единицы оборудования:

$$S_{мат} = n * S_{м} = 272 * 1600 = 435\,200 \text{ рублей.}$$

На пятом этапе проводится расчет дополнительных расходов:

$$S_{доп} = (S_{об} + S_{пд} + S_{мон} + S_{мат}) * 0,15 = (1\,544\,960 + 28\,072 + 652\,800 + 435\,200) * 0,15 = 653\,560 \text{ р.}$$

На шестом этапе проводится расчет усредненной стоимости внедрения оборудования АСКУЭ:

$$S = S_{об} + S_{пд} + S_{мон} + S_{мат} + S_{доп} = (1\,544\,960 + 28\,072 + 652\,800 + 435\,200 + 653\,560) = 3\,314\,592 \text{ р.}$$

Примем, что каждый счетчик АСКУЭ окупается на +/- 12 % в год от своей стоимости за счет снижения тарифной платы у потребителей.

1. Окупаемость одного счетчика в год:

$$O_1 = 0,12 * A1 = 5900 * 0,12 = 708 \text{ р.}$$

2. Окупаемость всех счетчиков в доме за год:

$$O_n = n * O_1 = 708 * 272 = 192\,576 \text{ р.}$$

3. При сроке поверки 16 лет и гарантийным сроком работы 35 лет счетчика (данные сроки указаны на официальном сайте ПАО «МРСК Юга»), проверим за какое время окупится стоимость внедрения оборудования АСКУЭ:

$$O = \frac{S}{O_n} = \frac{3\,314\,592}{192\,576} = 16,2.$$

Таким образом, данные счетчики окупятся примерно за 16 лет, что одинаково со сроком поверки и в два раза меньше срока эксплуатации по гарантии (35 лет).

Проведенные расчеты показали, что внедрение системы АСКУЭ значительно улучшает финансовые показатели за счет увеличения полезного отпуска и снижения величины потерь. Экономический эффект от внедрения АСКУЭ проявляется за счет повышения точности учета электроэнергии и его автоматизации.

Для данных зданий возможен высокий класс энергосбережения. Именно поэтому в наше время внедрение и использование системы АСКУЭ считается актуальным и востребованным.

Одним из основных параметров на ТЭЦ которое позволяет контролировать данные, полученные о потребляемой мощности в данном ЖК, является необходимая электрическая мощность, которую необходимо передать потребителю. Зная точно сколько электроэнергии нужно потребителям можно сократить затраты на производство электроэнергии на ТЭЦ.

Основной параметр, к которому можно напрямую привязать снижение затрат ТЭЦ на перепроизводство электроэнергии является стоимость топлива, затраченного на производство электроэнергии, передаваемой потребителю. Снижение расхода топлива происходит не только за счет снижения производства электроэнергии, но и за счет работы ТЭЦ в оптимальном режиме, без простоя оборудования или наоборот работы его в режиме повышенной производительности. Оптимальный режим работы на ТЭЦ не только сокращает затраты на топливо, но и повышает продолжительность срока службы основного оборудования. А это, в свою очередь,



уменьшает затраты на простой оборудования в ходе ремонта, а также позволяет уменьшить внеплановые проверки оборудования из-за нештатного режима работы.

Для расчета оптимизации мощности на ТЭЦ после установки системы АСКУЭ в ЖК «Паруса» авторами выполнен расчет топлива на производство электроэнергии на основе метода КПД отборов.

На основании данных статьи принимаем расход удельного топлива на ТЭЦ «Северная», расположенной в г. Астрахань, равным 8 кг/Гкал в час, в связи с тем, что на данной ТЭЦ применяется 6 установок ГТУ SGT-800. Общая мощность ТЭЦ составляет 8МВт.

ПГУ-235 используется на многих электро- и тепло-производящих предприятиях Астраханской области. Парогазовая установка, имеет КПД в 51 %, является одной из самых перспективных на данный момент и широко используется по всей России. А сокращение выбросов в атмосферу путём применения современных материалов и знаний в области создания подобных установок примерно на 20% меньше, чем у прошлого поколения ПГУ.

Для расчета удельного топлива, затрачиваемого на ТЭЦ необходимо провести вычисления по формуле:

$$R_k = 34,1 * \frac{Q}{\eta_{pk}} = 34,1 * \frac{28,8}{0,9} = 1091 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$$

$$= 7,8 \frac{\text{кг}}{\text{Гкал}}$$

где 34,1 – количество условного топлива, измеряемого в кг. При сжигании данного топлива выделяется 1 ГДж тепловой энергии; η_{pk} – коэффициент полезного действия районной котельной; 28,8 ГДж – мощность ТЭЦ «Северная».

В соответствии с расчетом, а также на основании сведений о точной выработки электроэнергии, в соответствии с потребностями потребителей, затраты на топливо уменьшаются примерно на 3-4% в год, определяется расход удельного топлива с поправкой на 3 %.

$$R_k = 34,1 * \frac{Q}{\eta_{pk}} = 34,1 * \frac{28,8}{0,9} =$$

$$1091 \frac{\text{кг}}{\text{ч}} \left(7,8 \frac{\text{кг}}{\text{Гкал}} \right) * 0,03 = 32,7 \frac{\text{кг}}{\text{ч}} \left(0,3 \frac{\text{кг}}{\text{Гкал}} \right).$$

Годовые затраты на топливо при стоимости 24 рубля за один килограмм топлива в этом случае составят:

– до оптимизации, стоимость составляет $1091 * 24 * 24 * 265 = 229\,371\,840$ рублей;

– после оптимизации, стоимость составляет $1058,3 * 24 * 24 * 365 = 222\,469\,992$ рублей.

Второй ступенью оптимизации ТЭЦ и работы оборудования на объекте является уменьшение передаваемой потребителю реактивной мощности.

Нагрузка:

$W_3=9830$ МВт·ч – потребление электроэнергии за год;

$\cos(\varphi)_{cp}=0,85$ – $\cos(\varphi)$ средний за год;

$P_{cp}=300$ кВт - среднее за время замеров значение активной мощности нагрузки в точке замеров;

$\cos(\varphi_1)_{cp} = 0,76$ - среднее за время замеров значение $\cos(\varphi)$.

Линия состоит из следующих участков:

1) первый участок – АСБ-240: АСБ-3х240, $R_k=0,129$ Ом/км, $l_k=1135$ м;

2) второй участок – АСБ-120: АС-3х120, $R_k=0,249$ Ом/км, $l_k=4300$ м;

3) третий участок – АСБ-70: АСБ-3х70, $R_k=0,443$ Ом/км, $l_k=170$ м;

4) четвертый участок – АСБ-70: АСБ-3х70, $R_k=0,443$ Ом/км, $l_k=160$ м.

Трансформатор имеет следующие характеристики: тип – ТМ 630/6/0,4 кВ; $S_T = 630$ ВА – номинальная мощность силового трансформатора; $\Delta P_{кз.} = 7,6$ кВт – потери короткого замыкания.

Тариф рассчитывается по параметрам: $T = 8500$ часов/год – количество рабочих часов в год, $c = 3,5$ руб/кВт·ч – тариф за потребление электроэнергии.

Экономия электроэнергии и снижение активных потерь происходит вследствие понижения полного тока, который течет по проводящим элементам сети.

При расчете полного тока до и после компенсации, текущего по участкам питающей линии на стороне 6 кВ, можно определить снижение потерь в проводящих элементах сети.

Для расчета активной мощности нагрузки и активной составляющей полного тока применяются усредненные значения за период 1 года:

$$P_{cp} = \frac{W_3}{365*24} = \frac{9830}{365*24} = 1,122 \text{ МВт} = 1122 \text{ кВт},$$

$$I_{a.cp} = \frac{P_{cp}}{\sqrt{3}*U_H} = \frac{1122}{\sqrt{3}*6} = 108 \text{ А}.$$

Найдем среднюю реактивную мощность нагрузки и среднюю реактивную составляющую полного тока за год:

$$Q_{cp} = P_{cp} * \tan(\arccos(\varphi)) = 1122 * \tan(\arccos(0,85)) = 695 \text{ квар},$$

$$I_{a.cp} = \frac{P_{cp}}{\sqrt{3}*U_H} = \frac{695}{\sqrt{3}*6} = 70 \text{ А}.$$

Найдем среднюю полную мощность нагрузки и средний полный ток за год:

$$S_{cp} = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2} = \sqrt{1122^2 + 695^2} = 1319 \text{ кВА},$$

$$I_{a.cp} = \frac{S_{cp}}{\sqrt{3}*U_H} = \frac{1319}{\sqrt{3}*6} = 127 \text{ А}.$$

Найдем реактивную составляющую полного тока нагрузки в точке замеров до и после компенсации:

$$I_{p.1} = \frac{P_{cp} * \tan \arccos(\varphi)_{1cp} * 0,4}{U_H * \sqrt{3}} * \frac{0,4}{6} = \frac{300 * 0,86}{0,4 * \sqrt{3}} * \frac{0,4}{6} =$$

$$29,4 \text{ А},$$

$$I_{p.2} = \frac{P_{cp} * \tan \arccos(\varphi)_{1cp} * 0,4}{U_H * \sqrt{3}} * \frac{0,4}{6} = \frac{300 * 0,2}{0,4 * \sqrt{3}} * \frac{0,4}{6} = 5,7 \text{ А}.$$

Тогда реактивная составляющая полного тока, потребляемая предприятием, после компенсации будет равна:

$$I_{p.c.p.2} = I_{p.c.p.} - (I_{p.1.} - I_{p.1.}) = 70 - (24,9 - 5,7) = 50,8 \text{ A.}$$

Полный ток, потребляемый предприятием, после компенсации будет равен:

$$I_2 = \sqrt{I_{a.c.p.}^2 + I_{a.c.p.2}^2} = \sqrt{108^2 + 50,8^2} = 119,4 \text{ A.}$$

Рассчитав полный ток до и после компенсации, можно найти мощность активных потерь в линии до компенсации и их снижение после.

Первый участок(АСБ-240):

$$P_{k1} = 3 * R_k * \frac{l_k}{1000} * (I_1^2) = 3 * 0,129 * \frac{1135}{1000} * 127^2 = 7084 \text{ Вт} = 7,08 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{k1} = 3 * R_k * \frac{l_k}{1000} * (I_1^2 - I_2^2) = 3 * 0,129 * \frac{1135}{1000} * (127^2 - 119,4^2) = 822 \text{ Вт} = 0,822 \text{ кВт}.$$

Второй участок(АС-120):

$$P_{k2} = 3 * R_k * \frac{l_k}{1000} * (I_1^2) = 3 * 0,249 * \frac{4300}{1000} * 127^2 = 51807 \text{ Вт} = 51,8 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{k2} = 3 * R_k * \frac{l_k}{1000} * (I_1^2 - I_2^2) = 3 * 0,249 * \frac{4300}{1000} * (127^2 - 119,4^2) = 6015 \text{ Вт} = 6,02 \text{ кВт}.$$

Третий участок(АСБ-70):

$$P_{k3} = 3 * R_k * \frac{l_k}{1000} * (I_1^2) = 3 * 0,443 * \frac{170}{1000} * 127^2 = 3644 \text{ Вт} = 3,64 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{k3} = 3 * R_k * \frac{l_k}{1000} * (I_1^2 - I_2^2) = 3 * 0,443 * \frac{170}{1000} * (127^2 - 119,4^2) = 423 \text{ Вт} = 0,42 \text{ кВт}.$$

Четвертый участок(АСБ-70):

$$P_{k4} = 3 * R_k * \frac{l_k}{1000} * (I_1^2) = 3 * 0,443 * \frac{160}{1000} * 127^2 = 3430 \text{ Вт} = 3,43 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{k4} = 3 * R_k * \frac{l_k}{1000} * (I_1^2 - I_2^2) = 3 * 0,443 * \frac{160}{1000} * (127^2 - 119,4^2) = 398 \text{ Вт} = 0,398 \text{ кВт}.$$

Согласно расчетам, снижение активных потерь и потери в силовом трансформаторе ТМ-630 ($\Delta P_k=7,6$ кВт) равны:

$$P_T = \frac{3 * \Delta P_{k3} * U_{нв}^2}{S_n^2} * I_1^2 = \frac{3 * 7,6 * 6^2}{630^2} * 38^2 = 2,98 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_T = \frac{3 * \Delta P_{k3} * U_{нв}^2}{S_n^2} * (I_1^2 - I_2^2) = \frac{3 * 7,6 * 6^2}{630^2} * (38^2 - 29,5^2) = 1,18 \text{ кВт}.$$

Рассчитаем суммарную мощность потерь в линии до компенсации:

$$P = P_{k1} + P_{k2} + P_{k3} + P_{k4} + \Delta P_T = 7,08 + 51,8 + 3,64 + 3,43 + 2,98 = 68,93 \text{ кВт}.$$

Рассчитаем суммарное снижение мощности потерь в линии после компенсации:

$$\Delta P = \Delta P_{k1} + \Delta P_{k2} + \Delta P_{k3} + \Delta P_{k4} + \Delta P_T = 0,822 + 6,02 + 0,42 + 0,398 + 1,18 = 8,85 \text{ кВт}.$$

Рассчитаем по формуле потери электроэнергии до компенсации:

$$\Delta \mathcal{E} = P * T = 69,93 + 8500 = 585905 \text{ кВт} * \text{ч}.$$

В системе возможна экономия потребления электроэнергии с компенсацией реактивной

мощности за год при количестве 8500 часов работы в год:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P * T = 8,85 + 8500 = 75225 \text{ кВт} * \text{ч}.$$

Если тариф на электроэнергию составляет 3,5 руб/кВт·ч, то годовая экономия рассчитывается по формуле:

$$\Delta \mathcal{E}_p = \Delta \mathcal{E} * c = 75225 * 3,5 = 263 287 \text{ кВт} * \text{ч}.$$

Для того чтобы подобрать характеристики конденсаторов необходимо для начала определить их мощность в трансформаторе ТМ-630/6/0,4 кВт.

Мощность конденсаторных батарей определяется по данным в диаграмме на рис. 2.

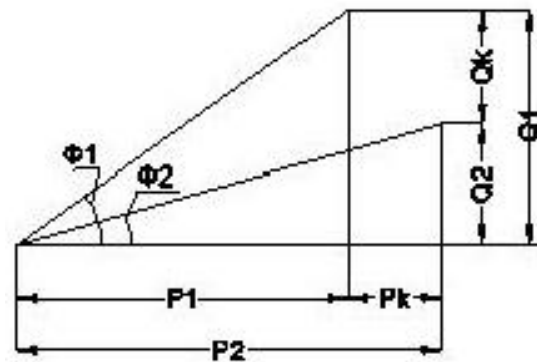


Рис. 2. Диаграмма мощностей

$$Q_k = P_1 * \text{tg}\phi_1 - P_2 * \text{tg}\phi_2,$$

где P1 и P2 – нагрузка до и после компенсации, phi1 и phi2 – соответствующие углы сдвига фаз.

Реактивная мощность, отдаваемая компенсирующей установкой,

$$Q = Q_1 - Q_2,$$

где Q1 и Q2 – реактивная мощность до и после компенсации.

Для расчета активной мощности, которая потребляется из сети компенсирующим устройством, используется следующая формула:

$$P_k = P_2 - P_1.$$

Для расчета величины необходимой мощности конденсаторной батареи используются приближенные значения, которые не учитывают потери в конденсаторах. Данные значения принимаются как 0,003–0,004 кВт/квар, рассчитываются по формуле:

$$Q_k = P * (\text{tg}\phi_1 - \text{tg}\phi_2).$$

Среднесуточная нагрузка составляет:

$$P_{cp} = A_a/24 = 9200/24 = 384 \text{ кВт}.$$

Мощность конденсаторных батарей составляет:

$$Q_k = P * (\text{tg}\phi_1 - \text{tg}\phi_2) = 384 * (0,8 - 0,32) = 185 \text{ квар},$$

где $\text{tg}\phi_1 = A_p/A_a = 7400/9200 = 0,8$, $\text{tg}\phi_2 = (1 - 0,952)/0,95 = 0,32$.

Выбираем трехфазные конденсаторы типа КМ1-0,38-13 каждый номинальной мощностью 13 квар на напряжение 380 В. Число конденсаторов в батарее:

$$n = Q/13 = 185/13 = 14.$$

На данный момент внедрение конденсаторов, позволяющих снизить реактивную мощность на трансформаторных подстанциях, тем самым уменьшив потери активной мощности, как никогда актуально.

При проектировании любого ЖК крайне важно проектировать собственную трансформаторную подстанцию на территории ЖК или в одном из домов комплекса для более комфортного проживания в нём людей и уменьшения

нагрузки на устаревшее оборудование общественных сетей.

Выполненные расчеты показали, что эффективность управления технологическими процессами на предприятии зависит, в том числе, и от внедрения новейших систем в области учета и контроля электроэнергии (на примере системы АСКУЭ, реализованной в ЖК «Паруса» еще на стадии его проектирования).

Список литературы

1. Kvyatkovskaya I. Yu., Shurshev V. F., Berezhnov G. V., Lezhnina Yu. A., Modified Algorithm of Information Retrieval Based on Graph Model and Latent Semantic Analysis // World Applied Sciences Journal Vol. 24 (Information Technologies in Modern Industry, Education & Society), IDOSI Publications, 2013. – С. 250–255.
2. Usman M., Coppo M., Bignucolo F., Turri R. Losses management strategies in active distribution networks: A review. // Electric Power Systems Research. – 2018. Vol. 163. P.116–132.
3. Wei Dai, Juan Yu, Xuan Liu, Wenyuan Li. Two-tier static equivalent method of active distribution networks considering sensitivity, power loss and static load characteristics. // Electrical Power and Energy Systems. – 2018. Vol. 100. P.193–200.
4. Ануфриев Д.П., Купчикова Н.В., Страхова Н.А., Кортovenко Л.П., Филин В.А., Дербасова Е.М., Евсеева С.С., Цамаева П.С. Новые строительные материалы и изделия: региональные особенности производства. Москва, 2014.
5. Бедрак Я.С. Применение АСУЭ на промышленных предприятиях для решения задач энергосбережения [Текст] / Я.С. Бедрак, А.В. Дегтярев. – ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.ЭНЕРГЕТИКА.ЭНЕРГОАУДИТ. – 2010. – № 5 – С. – 28–35.
6. Бялецкая Е.М., Лежнина Ю.А. Методика проведения оценки качества работы управляющей компании в жилом доме // Концепт. 2013. Современные научные исследования. Выпуск 1. ART 53385. – URL: <http://e-koncept.ru/2013/53385.htm>. Гос. рег. Эл. № ФС 77-49965. ISSN 2304-120X.
7. Бялецкая Е.М. Автоматизированная система учета потребления ресурсов в тепловых сетях // Бялецкая Е.М., Кузьмин А.Н., Дербасова Е.М. / Сборник: Инновационное развитие регионов: потенциал науки и современного образования. Материалы II Национальной научно-практической конференции. под общ. ред. Т.В. Золиной. 2019. С. 304–308.
8. Бялецкая Е.М. Система управления на объектах энергетики // материалы I Международной молодежной школы-конференции. 15–19 декабря 2016. / Под общ. ред. Д.П. Ануфриева. – Астрахань: ГАОУ АО ВО «АГАСУ», 2016. – С. 36–44.
9. Воротницкий В.Э. Снижение потерь электроэнергии – важнейший путь энергосбережения в электрических сетях / В.Э. Воротницкий // Энергосбережение. – 2014. – № 3. – С. 61–64.
10. Гофман И.В. Нормирование потребления энергии и энергетические балансы промышленных предприятий [Текст] / И.В. Гофман. – М.Л.: Энергия, – 1966. – 370 с.
11. Дербасова Е.М., Филин В.А. Мониторинг теплового режима системы отопления образовательных учреждений // Печ. Сборник статей ко II Международной научно-практической конференции «Астрахань-дом будущего». АИСИ. – 2008. – С. 109–112.
12. Дорофеев В.В. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / В.В. Дорофеев, А.А. Макаров // Энергоэксперт. – 2009. – № 4. – С. 28–34.
13. Кривоногов С.В. Анализ эффективности систем управления электроснабжением. Карельский научный журнал. – 2015. № 1 (10), С.179–182.
14. Кудрин Б.И. Особенности установления норм электропотребления металлургических производств [Текст] / Б.И. Кудрин, И.З. Глейзер, Е.С. Кузнецова. – Промышленная энергетика, 1999. – № 11 – С. 24–26.
15. Кузнецов А.М. Экономия топлива при переводе турбин в теплофикационный режим // Энергетик. – 2007. – № 1. – С. 21–22.
16. Кузнецов В.А. Методика определения условно-переменных и условно-постоянных расходов электроэнергии на примере металлургического предприятия [Текст] / В.А. Кузнецов, Е.С. Кузнецова, С.Ю. Романюк. – Автоматизированный электропривод и промышленная электроника: Труды Седьмой Всероссийской научно-практической конференции; Под общей редакцией В.Ю. Островляничка. – Новокузнецк: изд-во СибГИУ, 2016 г. – С. – 253–259.
17. Организация энергосбережения (энергоменеджмент). Решения ЗСМК-НКМК-НТМК-ЕВРАЗ: Учеб. пособие [Текст] / Под ред. В.В. Кондратьева. – М.: ИНФРА-М, 2011. – 108 с. – Управление производством.
18. Савельева Е.В. Автоматизированные системы контроля и учёта электрической энергии - решение проблемы управления энергопотреблением [Текст] / Е.В. Савельева // Young science. – 2014. – № 2. – С. 48–51.
19. Шуршев В.Ф., Бялецкая Е.М. Алгоритм экспертной оценки показателей контрольно-измерительной системы жилого объекта // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2010. № 2. С. 117.
20. Прошин И.А. Автоматизация учета электрической энергии как средство повышения энергетической эффективности / И.А. Прошин // Технические науки – от теории к практике: сб. ст. по матер. XXXIII междунар. науч.-практ. конф. – Новосибирск: СибАК, 2014. - № 4(29).

© Е. М. Дербасова, Е. М. Бялецкая

Ссылка для цитирования:

Е.М. Дербасова, Е.М. Бялецкая. Оптимизация работы тэц на основании полученных данных из автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (аскуэ) // Инженерно-строительный вестник Прикаспия : научно-технический журнал / Астраханский государственный архитектурно-строительный университет. Астрахань : ГАОУ АО ВО «АГАСУ», 2020. № 4 (34). С.18–23.