

## ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ПО ОЦЕНКЕ И УПРАВЛЕНИЮ РИСКАМИ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Д.А. Боярков, Б.С. Компанец (Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова),  
А.В. Яценко (АО «Барнаульская горэлектросеть»)

*Представлен алгоритм определения приоритетов обновления элементов электрической сети на основании риска выхода их из строя. На базе данного алгоритма разработан программный комплекс, который позволяет в автоматизированном режиме формировать производственные программы электросетевых компаний. На примере реальных объектов электросетевого хозяйства продемонстрировано функционирование представленного алгоритма и программного комплекса.*

*Ключевые слова: электрическая сеть, вероятность выхода из строя, ущерб от перерыва электроснабжения, управление риском, приоритет.*

### Введение

На сегодняшний день в российской электроэнергетике сложилась ситуация, когда большая часть электросетевой инфраструктуры сильно устарела. При этом более 70% линий электропередачи и трансформаторных подстанций уже предельно выработали свой физический и моральный ресурс. Для таких электрических сетей характерна частая аварийность, результатом чего становится перерыв электроснабжения, который приводит к значительным материальным потерям как потребителям электроэнергии, так и электросетевым организациям. В целях уменьшения частоты проявления таких опасных ситуаций электроэнергетическим компаниям необходимо своевременно проводить обновление (ремонт, реконструкцию, модернизацию, замену на новое) оборудования электрических сетей. Однако одновременно обновить все объективно нуждающееся в этом оборудование невозможно вследствие ограниченности финансовых ресурсов, которые формируются из тарифа на электроэнергию [1]. Таким образом, для сокращения случаев возникновения аварийных режимов и минимизации их последствий электросетевые компании должны уметь четко идентифицировать оборудование, находящееся в наиболее неудовлетворительном техническом состоянии и выход из строя которого приведет к наиболее тяжелым последствиям [2].

В настоящее время в России наиболее распространенный способ идентификации ненадежного оборудования электрических сетей предусматривает проведение контрольных измерений электротехнических параметров с последующим их сравнением с пороговыми значениями, указанными в специализированной нормативно-технической документации. Однако данный подход к оценке технического состояния электрических сетей трудно считать полностью корректным. Например, согласно правилам устройства электроустановок, сопротивление изоляции кабелей напряжением до 1 кВ в ходе контрольных измерений не должно составлять более 0,5 МОм на 1 км, в противном случае запрещается ее дальнейшее использование. Но имеющийся опыт эксплуатации кабельных линий говорит о том, что при достижении данного

порогового значения кабель еще длительное время не выходит из строя.

Для оценки технического состояния электрических сетей были разработаны специальные автоматизированные системы [3-5], в основе которых лежит метод экспертных оценок. Данная методика базируется на мнении высококвалифицированных специалистов – экспертов в области эксплуатации электрических сетей о реальном техническом состоянии исследуемого оборудования. Однако, согласно исследованиям [6], при широком внедрении подобных систем сотрудники электросетевых компаний, проводящие соответствующую оценку, имеют разную квалификацию и опыт работы в отрасли, при этом итоговая оценка технического состояния электрических сетей, очевидно, будет субъективной и неточной. Поэтому проводить идентификацию ненадежного оборудования, опираясь только на такие оценки, будет некорректно. Кроме того, большинство данных систем не оценивают последствия отказов от перерыва электроснабжения в денежном выражении, поэтому, по сути, невозможно определить приоритеты обновления электрических сетей с экономической точки зрения.

Главный контролирующий электроэнергетическую отрасль орган государственной власти в России – Министерство энергетики РФ изучило ситуацию, сложившуюся в обозначенной области и обобщенно определило основные проблемы [2]:

- отсутствует единая методология определения вероятности выхода из строя отдельных видов оборудования и объектов электросетевого хозяйства в целом исходя из реальных данных об электрооборудовании и интенсивности его эксплуатации;

- долгосрочное планирование в сфере управления рисками выхода оборудования электрических сетей из строя зачастую проводится без учета ограничений финансовых ресурсов и прогнозов ущерба от возникающих аварий;

- отсутствует системная оценка технического состояния электрооборудования на основе данных технической диагностики, статистики дефектов и отказов с целью оценки уровня износа оборудования и вероятности наступления отказов.

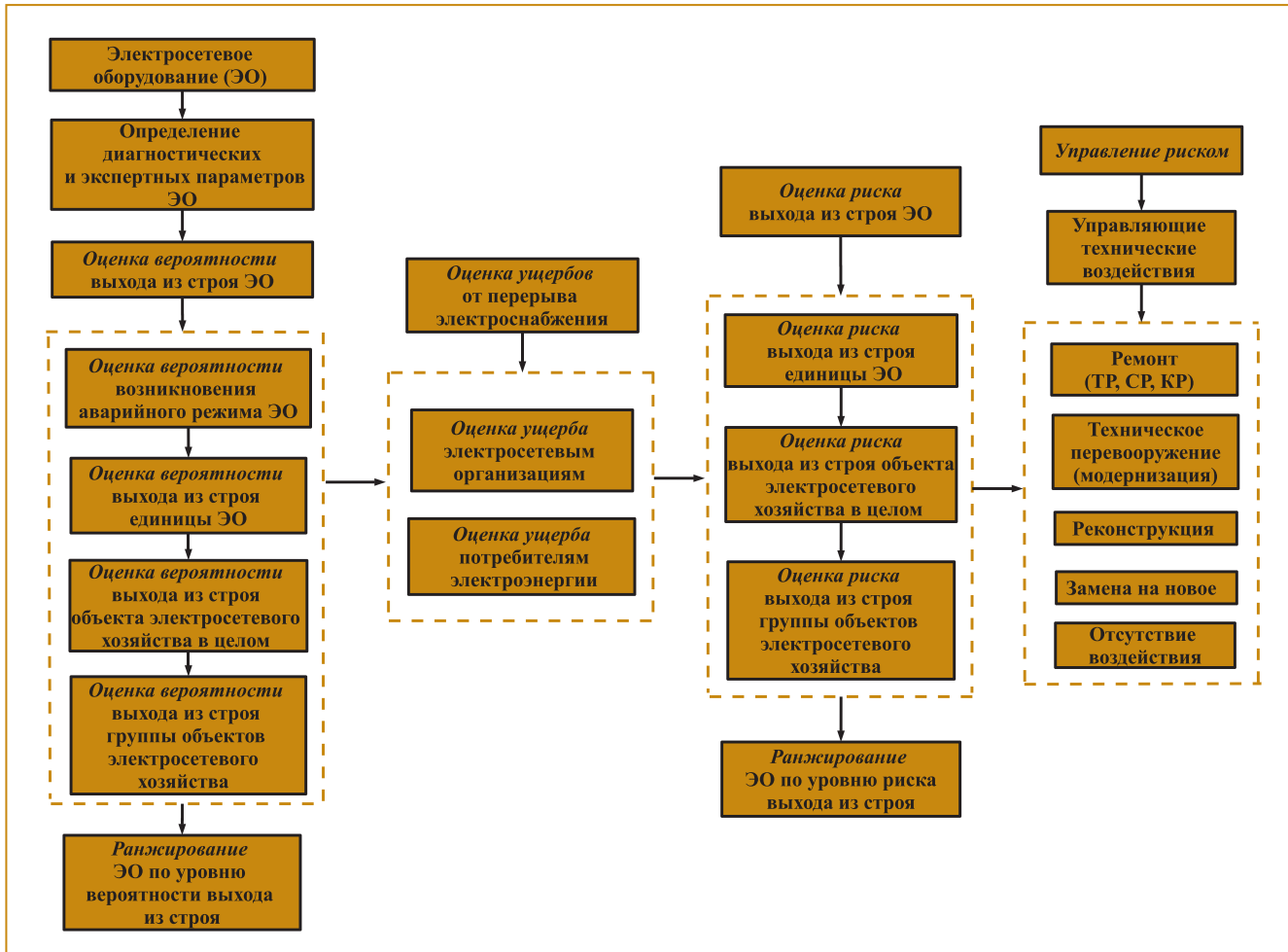


Рис. 1. Алгоритм оценки и управления рисками электрических сетей

Для решения указанных Минэнерго РФ проблемы, предлагается определять приоритеты обновления электрических на основании обобщенного показателя, который бы содержал величину вероятности выхода из строя, а также последствий отказов электрооборудования. В научной литературе комплексная величина, представляющая собой сочетание вероятности возникновения опасной ситуации  $P$  и ущербов при проявлении данной опасной ситуации  $Y$ , имеет название риск [1]:

$$R = P \times Y. \quad (1)$$

При этом для устранения замечаний, которые были приведены Минэнерго РФ, в целях более объективной и точной оценки рисков выхода из строя электрических сетей, величина вероятности выхода из строя будет содержать в себе параметры, которые измеряются в процессе технической диагностики электрооборудования, а также данных, отражающих статистику его дефектов и отказов в течение времени эксплуатации.

Учитывая значительный массив электросетевого хозяйства в электроэнергетических компаниях и достаточно сложный математический аппарат оценки

рисков, целесообразно процесс оценки рисков автоматизировать посредством создания специализированного программного обеспечения.

Таким образом, целью данной работы является разработка алгоритма и основанного на нем программного комплекса для оценки и управления рисками выхода из строя электрических сетей.

#### Материалы и результаты работы

Для определения приоритетов обновления электрических сетей был создан алгоритм, на основании которого происходит процесс оценки и управления рисками (рис. 1).

Рассмотрим работу данного алгоритма подробнее.

1) На основании диагностических параметров и экспертного оценивания дефектов оборудования электрических сетей производится оценка вероятности возникновения аварийных режимов электрооборудования, оценка вероятности выхода из строя единицы электрооборудования, а также объекта и группы объектов электросетевого хозяйства в целом.

2) На основании значений удельных ущербов от перерыва электроснабжения для того или иного субъекта экономической деятельности на единицу

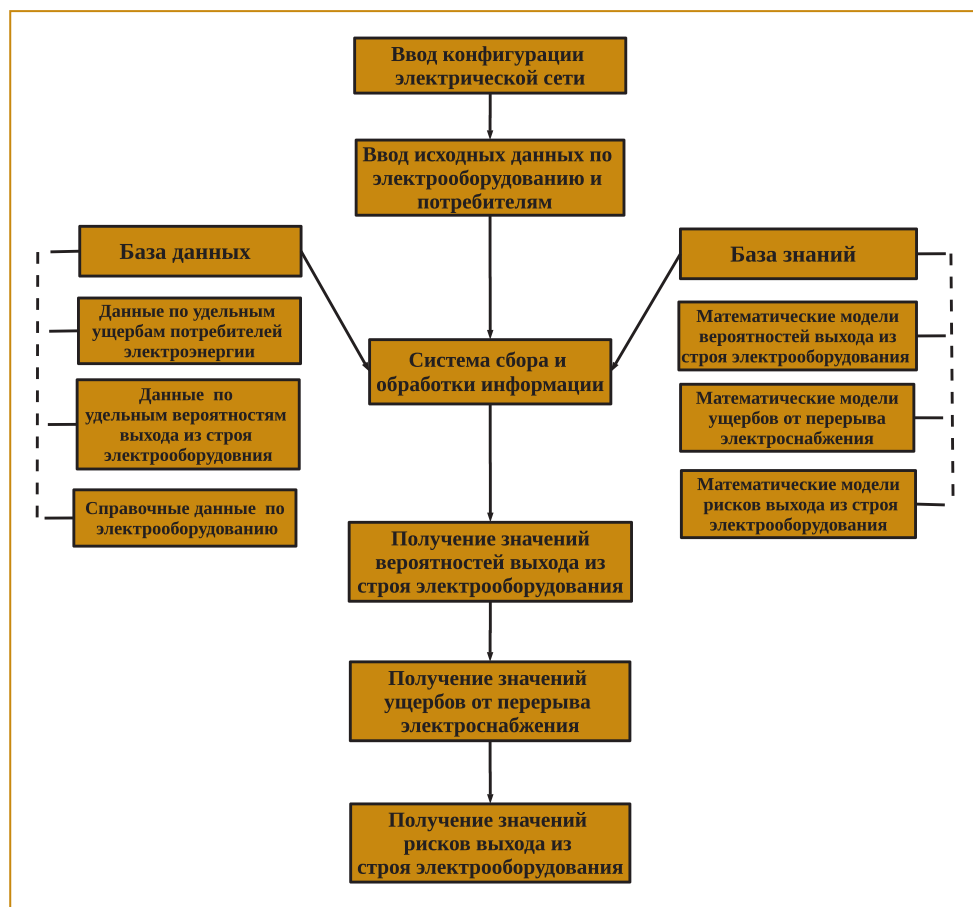


Рис. 2. Структурные блоки программного комплекса по оценке и управлению рисками электрических сетей

потребляемой электроэнергии определяются ущербы от возникновения аварий как для потребителей, так и для электросетевых компаний.

3) На основании полученных величин вероятности выхода из строя и ущерба от перерыва электроснабжения производится оценка риска возникновения аварии в электрической сети.

4) Осуществляется процесс управления риском, который подразумевает под собой следующие этапы:  
– на основании полученных значений вероятности и рисков выхода из строя происходит ранжирование электрооборудования от наименее до наиболее опасного. При этом ранжировать между собой необходимо только электрооборудование одного вида (например, трансформаторы с трансформаторами, масляные выключатели с масляными выключателями и т.д.) и одного номинального напряжения электрической сети;

– для каждого выбранного в процессе ранжирования электрооборудования лицо, принимающее решения – ЛПР (чаще всего в их качестве выступает административно-технический или инженерно-технический персонал электросетевой компании) определяет необходимое управляющее техническое воздействие.

На основании данного алгоритма в программной среде Lazarus 2.0.6 был разработан программный

комплекс, который в автоматизированном режиме позволит ЛПР электросетевых компаний в оперативном решении принимать решения об обновлении того или иного объекта электрической сети. Программный комплекс имеет основные структурные модули, приведенные на рис. 2.

Рассмотрим назначение данных структурных блоков.

1) Ввод конфигурации электрической сети. В данном блоке происходит формирование конфигурации электрической сети, для которой необходимо определить риск выхода из строя ее элементов. Конфигурация объектов электросетевого хозяйства в программе происходит на основе древовидной структуры. Именно такая структура электрической сети наиболее точно отражает реальное функционирование

систем электроснабжения потребителей.

2) Ввод исходных данных по электрооборудованию и потребителям. Данный блок предполагает ввод информации по результатам технической диагностики и экспертного оценивания исследуемого электрооборудования, а также данные о потребителях электроэнергии (потребляемая мощность и тип).

3) База данных включает всю совокупность справочной информации, которая необходима для расчета рисков. Сюда относятся данные по удельным ущербам потребителей электроэнергии, данные о коэффициентах, учитывающие статистику отказов электрооборудования, а также информация об электрооборудовании, которая приведена в паспортах завода-изготовителя, справочниках по нормам эксплуатации электрических сетей и т.д.

4) База знаний содержит всю совокупность разработанных математических моделей вероятностей и рисков выхода из строя электрооборудования, а также ущербов от перерыва электроснабжения.

5) Блоки «Получение значений вероятностей выхода из строя электрооборудования», «Получение значений ущербов от перерыва электроснабжения» и «Получение значений рисков выхода из строя электрооборудования» предназначены для визуализации обозначенных показателей после их расчета,

Таблица. Сводная информация по показателям риска выхода из строя электрооборудования подстанций КТП-18 и КТП-497 и отходящих от них линий ВЛ-0,4

Элемент сети	<i>P</i>	<i>R</i>	Качественное состояние	Приоритет управляющего воздействия
1	2	3	4	5
Трансформаторы				
Трансформатор КТП-18	0,013	16984,91	удовлетворительно	✓
Трансформатор КТП-197	0,0037	5362,88	хорошо	
Разъединители				
Разъединитель №1 КТП-18	0,0263	299,74	удовлетворительно	✓
Разъединитель №2 КТП-18	0,0241	274,91	удовлетворительно	
Разъединитель №1 КТП-497	0,0123	141,56	удовлетворительно	
Разъединитель №2 КТП-497	0,0148	169,83	удовлетворительно	
Воздушные линии				
ВЛ-0,4 от КТП-18	0,3927	19981,76	неудовлетворительно	✓
ВЛ-0,4 от КТП-497	0,1587	14639,66	удовлетворительно	
Объект электросетевого хозяйства: КТП				
КТП-18	0,06215	37566,15	не определяется	Рек. / Модерн.
КТП-497	0,0305	20283,66	не определяется	
Группа объектов электросетевого хозяйства: КТП – ВЛ-0,4				
КТП-18 – ВЛ-0,4	0,4305	612888,6	не определяется	Рек. / Модерн.
КТП-497 – ВЛ-0,4	0,1843	306530,32	не определяется	

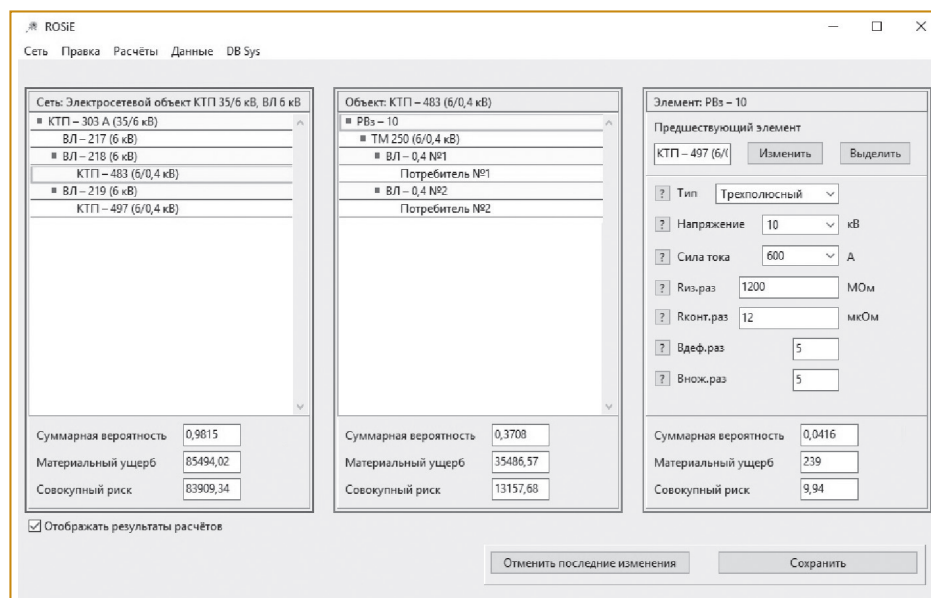


Рис. 3. Интерфейс программного комплекса по оценке и управлению рисками электрических сетей

на основании которых принимаются решения о приоритетности управляющих технических воздействий на оборудование распределительных электрических сетей.

жения (чаще всего ВЛ-0,4 кВ или КЛ-0,4 кВ) с присоединенными к ней потребителями.

— В среднем блоке находятся элементы электрической сети, входящие в состав рассматриваемой КТП,

Интерфейс разработанного программного комплекса довольно прост и интуитивно понятен для восприятия даже не специалистам в рассматриваемой области знаний (рис. 3).

Интерфейс программного комплекса имеет три блока.

— В левом блоке вводится конфигурация исследуемой электрической сети. Конфигурация сети имеет древовидную структуру. В вершине дерева располагается комплектная трансформаторная подстанция (КТП) либо воздушная (ВЛ)/ кабельная (КЛ) линия с наивысшим применяемым напряжением. Завершает возможную конфигурацию линия электропередачи низшего напря-

*Многие жалуются, что им не хватает на что-то времени. Но это отговорка. Времени всегда будет хватать, если ты правильно расставишь приоритеты. Нехватка времени – это плохо расставленные приоритеты. Работать много и работать умно – две разные вещи.*

Дэн Мильштейн

либо линия электропередачи (ВЛ или КЛ). Так, например, для сети, представленной на рис. 3, при выделении в левом блоке объекта КТП 35/6 кВ, в среднем блоке будут отображаться элементы, которые в нее входят. При этом данные элементы расположены в порядке, соответствующему схеме электрических соединений.

– В правом блоке располагаются исходные данные для расчетов показателей риска элемента, который был выделен в среднем блоке. В примере сети, представленном на рис. 3, при выделении в среднем блоке элемента «Разъединитель №2 35 кВ» в правом окне становятся доступны для ввода результаты технической диагностики и экспертного оценивания данного элемента.

Результаты расчетов приведены в окнах программы, имеющие названия «Суммарная вероятность», «Материальный ущерб» и «Совокупный риск». Так, в правом блоке данные показатели относятся к выделенному элементу, в среднем блоке к объекту электросетевого хозяйства (КТП в целом либо ВЛ (КЛ)), а в левом блоке ко всей рассматриваемой группе объектов электросетевого хозяйства типа «КТП – ВЛ (КЛ)».

Рассмотрим пример применения программного комплекса при расчете показателей рисков выхода из строя функционирующих объектов электросетевого хозяйства, находящихся на балансе АО «СК Алтайкрайэнерго». Для сравнения уровня рисков и принятия определенных управленческих решений по приоритизации управляющего воздействия на электросетевое оборудование было выбрано два объекта электросетевого хозяйства типа «Понижительная ТП 6/0,4 кВ – Воздушная ЛЭП 0,4 кВ»: а) КТП-18 и отходящие от нее ВЛ-0,4; б) КТП-497 и отходящие от нее ВЛ-0,4. На основании проведенных расчетов с помощью разработанного программного комплекса были получены результаты, которые представлены в таблице.

На основе анализа полученных значения вероятности и рисков выхода из строя элементов электрических сетей сделано заключение, что из рассматриваемого электрооборудования приоритет управляющего воздействия необходимо отдать трансформатору на КТП-18, разъединителю №1 на КТП-18,

а также ВЛ-0,4 от КТП-18. При этом сам вид управляющего технического воздействия определяет административно-технический или инженерно-технический персонал электросетевой компании.

Помимо этого, в случае необходимости проведения комплексного обновления объектов электросетевого хозяйства, наиболее целесообразно выполнить реконструкцию или модернизацию КТП-18. Аналогично для группы объектов электросетевого хозяйства типа «Подстанция – ВЛ»: наиболее оптимально произвести мероприятия по модернизации или реконструкции для группы объектов КТП-18 – ВЛ-0,4.

#### Заключение

Таким образом, разработанный алгоритм и программный комплекс в условиях ограниченных финансовых ресурсов позволит по величине риска выхода из строя электрических сетей достаточно оперативно и с небольшими трудозатратами определять приоритет замены ветхого электрооборудования, что, в свою очередь, увеличит надежность электроснабжения потребителей и уменьшит уровень ущерба от возникающей аварийной ситуации. Кроме того, разработанная система оценки рисков выхода из строя электрических сетей позволяет решить проблемы, сформулированные Минэнерго РФ.

#### Список литературы

1. *Kompaneets B.S., Boyarkov D.A.* Electric Grids Technical Evaluation Method based on their Failure Probability // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. IOP Publishing, 2020. – Т. 791. – № 1. – С. 012030.
2. *Грбачак Е.П.* Оценка технического состояния энергетического оборудования в условиях цифровой экономики. // Надежность и безопасность энергетики, 2017. – №4 (10). – С. 2-16.
3. *Гинзбург В.В., В.В. Целиков, Грбштейн В.Н.* Риск-ориентированная модель управления технологическими активами // Энергоэксперт, 2008. – №2. – С. 26-30.
4. *Попов Г.В., Игнатъев Е.Б., Виноградова Л.В., Рогожников Ю.Ю., Ворошина Д.А.* Экспертная система оценки состояния электрооборудования «Диагностика+» // Электрические станции, 2011. – № 5. – С. 36-45.
5. *Давиденко И. В., Голубев В.П., Комаров В.И., Осотов В.Н., Туркевич С.В.* Система компьютерной диагностики маслонаполненного оборудования в рамках энергосистемы // Энергетик. 2000. – № 11. – С. 52–56.
6. *Bao Y., Wang Y., Huang G., Xia J., Chen J., Guo C.* Impact of human error on electrical equipment preventive maintenance policy // 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting. IEEE, 2015. – С. 1-5.

**Боярков Дмитрий Андреевич** – старший преподаватель, **Компанеев Борис Сергеевич** – канд. техн. наук, доцент, заведующий кафедрой «Электрификация производства и быта» Алтайского государственного технического университета им. И. И. Ползунова, **Яценко Александр Васильевич** – канд. экономич. наук, генеральный директор АО «Барнаулская горэлектросеть».

E-mail: dmitrij.bojarkov@gmail.com, kompbs@mail.ru, alex@bges.ru