

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем  
(направленность (профиль))

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Разработка системы управления рисками электрохозяйства предприятий»

Студент(ка)

Д.М. Бледных

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Тольятти 2016

## Содержание

Введение.....	3
1 Теоретические основы риск-менеджмента в электроэнергетике.....	6
1.1 Риски в электрохозяйстве предприятия: понятие и классификация.....	6
1.2 Основные риски, свойственные различным группам субъектов энергоснабжения.....	19
1.3 Показатели и методы снижения рисков в электрохозяйстве предприятия.....	30
1.4 Выводы по разделу 1.....	44
2 Практические подходы к построению системы управлению рисками в электроэнергетике.....	46
2.1 Базовые принципы системы риск-менеджмента в электроэнергетике.....	46
2.2 Методические подходы к проведению оценки риска общесистемных аварий в электроэнергетике.....	53
2.3 Схема расчета уровня комплексного риска на энергетическом предприятии или в электрохозяйстве.....	60
2.4 Выводы по разделу 2.....	70
3 Рекомендации по совершенствованию системы риск-менеджмента в электрохозяйстве предприятия.....	71
3.1 Разработка комплекса мероприятий по управлению рисками в электрохозяйстве предприятия.....	71
3.2 Разработка модели оптимальной стратегии замены оборудования с учетом рекомендаций системы риск-менеджмента.....	76
3.3 Выводы по разделу 3.....	92
Заключение.....	94
Список использованных источников.....	96

## Введение

Коренные изменения, произошедшие в экономике России в последние 20 лет создали совершенно иные условия хозяйственной деятельности отечественных предприятий, которые характеризуются гораздо большей неопределенностью как внешней, так и внутренней среды, обуславливающей количественный и качественный рост возможных рисков. Как результат, экономические субъекты не имеют другого выхода, кроме как прилагать самостоятельные усилия по их управлению.

Энергетическая отрасль характеризуется высокой сложностью, социальной ответственностью и рискованностью. В XXI веке в развитии этой сферы человеческой деятельности выделяются следующие тенденции, оставление без внимания которых может привести к серьезным негативным последствиям для страны и мира в целом:

- повышение спроса на энергетические ресурсы при сохранении их ограниченности;
- значительное увеличение энергопотребления, основной вклад в которое вносят развивающиеся страны;
- сохранение доли невозобновляемых источников энергии (увеличение их потребления в абсолютном выражении);
- запаздывающие темпы введения в строй новых энергетических мощностей, во многом, обусловленные невозможностью привлечения необходимых финансовых ресурсов (особенно ярко проявляется для развивающихся экономик);
- высокая доля отдельных государств, обладающих значительным энергетическим потенциалом, в общей структуре предложения энергетических ресурсов;
- значительные колебания цен на основные энергоносители, общая нестабильность на данных рынках;

- постоянное увеличение объемов мировой торговли энергоносителями (расширение географии поставок, величины вовлеченных в данный процесс материальных и трудовых ресурсов);

- нарастание политической напряженности вокруг добычи, переработки и распределения энергетических ресурсов, влияющее, в т.ч. и на экономические показатели заинтересованных субъектов.

Для обеспечения устойчивого развития и выполнения стратегических целей энергетической отрасли необходимо уметь грамотно управлять рисками. Любой хозяйствующий субъект должен сам оценивать величину приемлемого в данных конкретных условиях риска и в соответствии с этим проводить мероприятия, которые позволят избежать превышения этого значения в процессе хозяйственной деятельности. Безусловно, обеспечение бесперебойной и эффективной работы системы энергоснабжения, невозможно без разработки адекватной текущей ситуации системы риск-менеджмента в электрохозяйстве организации. Однако процесс определения и оценки совокупности рисков, присущей конкретному промышленному предприятию, а также действенных инструментов управления этими рисками, следует признать сложным и требующим серьезных усилий.

Российская электроэнергетика функционирует в условиях переходного периода с 2003 года, что является причиной развития разнообразных видов рисков, таких как изменения в нормативной базе; возникновение аварийных ситуаций; изменение цены и структуры поставки первичных энергоносителей; рост неплатежей потребителей и контрагентов; изменение общей экономической ситуации. Данная ситуация свидетельствует о необходимости внедрения системы риск-менеджмента.

При управлении рисками необходимо особое внимание уделить: тщательному отбору персонала; распределению рисков между инфраструктурными организациями; внутреннему контролю над ходом и исполнением бизнес-процессов; страхованию ответственности от ошибок и технологических сбоев; совершенствованию нормативно-правового

регулирования. Для внедрения риск-менеджмента в электрохозяйстве предприятия важно разработать конкретные методические положения.

Целью данного диссертационного исследования является разработка рекомендаций по повышению эффективности системы управления рисками в электрохозяйстве предприятия для повышения надежности электроснабжения и уровня энергобезопасности.

Реализация поставленной цели в рамках исследования требует выполнения следующих задач:

- рассмотреть используемые в современной российской и международной практике системы риск-менеджмента в электроэнергетике;

- сформулировать мероприятия по совершенствованию организации системы управления рисками в электрохозяйстве предприятия с учетом проведенного анализа;

- предложить математическую модель повышения надежности работы энергетического оборудования с учетом рекомендаций системы риск-менеджмента.

# **1 Теоретические основы риск-менеджмента в электроэнергетике**

## **1.1 Риски в электрохозяйстве предприятия: понятие и классификация**

Роль энергетической отрасли в экономике нашей страны нельзя переоценить. Разумеется, оно напрямую связано с природно-климатическими условиями России, при которых наличие устойчивой системы электроснабжения промышленных и гражданских потребителей является важнейшим фактором обеспечения хозяйственной деятельности на значительной части нашей территории.

Рыночные преобразования последних десятилетий (в т.ч. проведенная реформа электроэнергетики), укрепление взаимосвязей энергетического сектора экономики России с мировым только усиливает влияние надежного энергоснабжения хозяйственных субъектов в нынешней ситуации. Получается, что от этого зависит энергобезопасность государства в целом.

Следует отметить, что степень износа основных средств в электрохозяйствах многих предприятий в настоящее время достигает в среднем 60-65%. Такие высокие значения заметно снижают эффективность производственных процессов, повышают риск техногенных катастроф и, как следствие, оказывают пагубное воздействие на итоговые результаты финансово-хозяйственной деятельности организации.

Современное состояние энергетического сектора России характеризуется следующими особенностями:

1. Низкая энергоэффективность. Соотношение объемов ВВП и уровня энергопотребления в нашей стране в 2 раза ниже, чем в Соединенных Штатах Америки; в 3 – чем в Европейском союзе, и в 4 – чем в развитых странах восточной Азии. Такое значительное отставание не может быть сокращено без реализации комплекса мер по повышению энергоэффективности, в т.ч. введения понижающих ставок тарифов для тех хозяйствующих субъектов, значительно снизивших энергоемкость собственного производства. Сама

величина тарифа должна быть увязана с текущим значением энергоэффективности.

В данной связи можно выделить также и отсутствие реальных результатов реформирования системы жилищно-коммунального хозяйства, в котором в настоящее время отсутствует понимание общей стратегии выхода и создавшейся критической ситуации. Потребности в скорейшем обновлении инфраструктуры значительно превышают имеющиеся в распоряжении государства возможности, при этом доступ частных инвесторов в отрасль значительно затруднен.

2. Физическое и моральное устаревание большей части генерирующих мощностей и низкие темпы их замены. Современные оценки величины износа основных средств на генерирующих предприятиях достигают угрожающих 70–75%, в среднем по отрасли – 67% [12]. В условиях продления действия в отношении России санкций со стороны стран Запада эта проблема становится особенно серьезной, поскольку без доступа к значительным кредитным ресурсам провести такое заметное обновление очень сложно.

3. Наличие перекрестного субсидирования в зависимости от типа потребителя. Опережающий рост тарифов для промышленных потребителей по сравнению тарифами для населения, который наблюдался в 90-е годы, привел к перекосу данного соотношения не в пользу предприятий (в настоящее время составляет 1:0,7). Данное распределение тарифов не соответствует распределению издержек на поставку энергетических ресурсов промышленному сектору и населению, что приводит к уходу с рынка энергокомпаний, ориентированных на обслуживание частных потребителей.

4. Различия в уровне тарифов различных регионов России. В данном случае речь не идет о наличии объективных причин для такой дифференциации. Так, разница в региональных тарифах внутри одного федерального округа может достигать 2,6 раз, а в целом по стране – 15 раз, что говорит о значительных сетевых ограничениях единой энергетической системы

и неоднородности топливной базы, используемой в процессе генерации электроэнергии.

В текущей ситуации предприятия электроэнергетики потребляют до 25% газа и почти 50% угля, добываемого внутри страны. Цена данных энергоносителей может серьезно варьироваться в зависимости от мировой конъюнктуры, что оказывает большое влияние на издержки электроэнергетической отрасли.

5. Ограниченные возможности управления энергетической системой. В результате проведенной в середине 2000-х годов реформы, заключавшейся среди прочего в выходе государства из уставных капиталов вновь созданных акционерных обществ, его влияние на ситуацию в отрасли заметно снизилось. Приватизация электроэнергетических компаний зачастую сопровождалась возложением понесенных новыми собственниками затрат на сами предприятия, которые были вынуждены учитывать возросшую кредитную нагрузку при формировании тарифной политики.

6. Большой удельный вес непроизводительных затрат. Некоторые оценки дают общую годовую величину завышения издержек по электроэнергетической отрасли «в размере 60 млрд. руб., что составляет 13% от суммарных расходов на электрическую и тепловую энергию. В текущих расходах доля статьи «прочие затраты» в общем объеме затрат выросла с 4% в 2004 г. до 16% в 2014 г., темп роста данного вида затрат за десять лет превысил темп роста иных затрат в 4,8 раза [13].

Все вышеперечисленные проблемы, присущие отечественному энергетическому сектору, лишь подчеркивают его подверженность возникновению чрезвычайных ситуаций и усиливают важность совершенствования действующих на промышленных предприятиях систем управления рисками.

Рассмотрим основные подходы понятие и дифференциации рисков, характерных для электроэнергетической отрасли.



Классификация факторов влияния рисков на энергетическую безопасность энергосистемы представлена в таблице 1:

Таблица 1 – Факторы энергетической безопасности системы электроснабжения и электрохозяйства промышленных предприятий

№ п/п	Факторы	Характеристика
1	Общесистемные сбои	Уязвимости системы электроснабжения, проявившиеся при возникновении внештатных ситуаций вследствие неэффективности стратегического и оперативного управления
2	Технические аварии	Нарушение работоспособности отдельных составляющих энергетической системы вследствие несоблюдения технологии их изготовления или неправильной эксплуатации (неэффективность ремонтного обслуживания, повышенная нагрузка)
3	Природно-климатический	Сбои в работе элементов системы электроснабжения вследствие разрушительных стихийных явлений (ураганы и штормы, ледяные дожди, паводки, землетрясения и т.п.)
4	Экономические проблемы	Невозможность системы электроснабжения обеспечить технологический процесс по причине банкротства или прекращения функционирования в связи с его убыточностью
5	Влияние органов государственной власти	Изменения в функционировании энергосистемы вследствие принимаемых Правительством РФ (например, Федеральной службой по тарифам), а также региональными и муниципальными органами мероприятия по совершенствованию государственного регулирования в сфере энергоснабжения предприятий и организаций

Продолжение таблицы 1

6	Человеческий фактор	Нарушения работы энергосистемы вследствие ошибок обслуживающего персонала, мошеннических действий, террористических актов и т.д.
---	---------------------	--

Большинство рисков компаний и подразделений предприятий, функционирующих в сфере производства, передачи и распределения электроэнергии, могут быть распределены следующим образом [4]:

- рыночные риски – связаны с возможными изменениями цен на энергоносители (при оценке следует рассматривать не только величину, но частоту, возможную разнонаправленность изменений, зависимости цен на электроэнергию от цены на определенные виды топлива и т.д.);

- кредитные (экономические) риски – связаны с возможностью невыполнения поставщиком электроэнергии своих обязательств перед предприятием в связи неплатежеспособностью при необходимости погасить текущие кредитные обязательства;

- технические риски – проявляются в случае, если наблюдаются отклонения в функционировании электрооборудование от нормативных значений, вследствие внутренних дефектов или неправильной эксплуатации;

- операционные риски (риски текущей деятельности) – возникают в результате ошибок в оперативном управлении системой электроснабжения, низкой квалификации обслуживающего персонала, возникновения неблагоприятных факторов внешней среды;

- управленческие риски – связаны с некорректными управленческими решениями в сфере электроснабжения (в т.ч. по причине несоответствия располагаемых ресурсов поставленным задачам);

- правовые риски – проявляются в результате существенных изменений законодательства или инструкций регуляторов в сфере электроснабжения;

- внутренние риски системы риск-менеджмента – связаны с возможными недостатками в принятой системе выявления и оценки рисков системы электроснабжения, которые снижают ее эффективность;

- стратегические риски – возникают в результате принятия неверной стратегии, неэффективности долгосрочных вложений и т.п.

Перечисленные группы рисков, в свою очередь, можно классифицировать на поддающиеся оценке и не имеющие количественного измерения (по крайней мере, прямого; подходы к оценке такого рода рисков также существуют). В таблицах 2 и 3 приводится классификация рисков с выделением основных параметров, которые являются характерными для той или иной группы.

Таблица 2 – Измеримые риски

Виды рисков	Характерные параметры
Рыночные	Цена на энергоносители, динамика изменения цен, корреляции между стоимостью различных энергоресурсов и т.д.
Кредитные	Коэффициенты платежеспособности поставщика, уровень кредитной нагрузки, стоимость чистых активов и т.д.
Технические	Кол-во технических сбоев, потери от простоев, затраты на ремонтное обслуживание и эксплуатацию
Внутренние риски системы риск-менеджмента	Отклонения предсказанного ущерба от наступления рискованных случаев от реального

Таблица 3 – Неизмеримые риски

Виды рисков	Характерные параметры
Риски текущей деятельности	Качество планирования, организации, координации и контроля оперативных процессов в системе электроснабжения
Управленческие	Качество принятых управленческих решений, эффективность их выполнения
Правовые	Изменения нормативно-правовых актов в области технических требований к системе электроснабжения, тарифной политики и т.д.
Стратегические	Адекватность принятой стратегии развития сложившейся ситуации, правильность выбора направлений развития и приложения имеющихся ресурсов

При рассмотрении рисков, присущих энергосистемам и электрохозяйствам промышленных предприятий основное внимание должно быть уделено надежности электроснабжения, под которой понимается «бесперебойность обеспечения платежеспособного потребителя энергией заданного качества в заданном объеме и на определенном интервале времени». [16]

Из сущности понятия «надежность» можно сделать вывод о наличии следующих определяющих ее свойств [24]:

- минимальное кол-во отказов оборудования;
- способность к восстановлению электроснабжения после отказов;
- достаточное для нормальной работы обеспечение необходимыми ресурсами (не только энергетическими, но и, например, трудовыми).

Несоответствие системы электроснабжения вышперечисленным требованиям ведет к снижению надежности, т.е. отключению тех или иных

составляющих энергетической системы на короткий или длительный период. Подобные перерывы в электроснабжении на внезапные (обычно в случае возникновения аварийных ситуаций) и плановые (в этом случае потребители заранее предупреждены об отключении). Причинами нарушения надежности могут быть [9,19]:

- недостаток мощностей для производства электроэнергии;
- низкая пропускная способность электрических сетей;
- проблемы в обеспечении генерации необходимым топливом;
- выход из строя силового оборудования (например, в связи с его повреждением или износом).

Особое внимание в этой связи уделяется изучению причин и возможности прогнозирования внезапных массовых отключений в системе электроснабжения, особенно если период до полного устранения последствий превышает несколько часов. Такие чрезвычайные ситуации наносят гигантский экономический ущерб, как для промышленного, так и для гражданского сектора, особенно если учесть, что в современном мире уровень проникновения электричества в хозяйственную или бытовую деятельность крайне высок.

Как следствие, предотвращение возникновения подобных катастрофических происшествий является одной из основных задач, стоящих перед электрохозяйствами и энергетическими предприятиями, персонал которых должен обладать необходимыми техническими средствами и квалификацией для достижения следующих целей [26]:

- прогнозирование и предупреждение возможных нарушений надежности системы электроснабжения;
- в случае локального нарушения надежности предотвращение его распространения на другие элементы системы;
- возобновление электроснабжения предприятия или потребителей в максимально короткий срок.

Разумеется, крупнейшие аварии в энергетических системах происходят вследствие совпадения большого количества независимых и слабо

прогнозируемых событий, в таких случаях является неправильным выделение какой-либо одной, главной причины произошедшего, а работа по предотвращению сбоев требует комплексного подхода.

Расследование крупной энергоаварии в ОЭС Центра выявило следующие причины ее возникновения и развития масштабного нарушения электроснабжения:

- износ оборудования (эксплуатация оборудования подстанции «Чагино» продолжалась за пределами нормативных сроков его работы);

- технические отказы (силовые трансформаторы на подстанции вышли из строя);

- низкая пропускная способность электрических сетей, в т.ч. магистральных;

- неэффективные технические решения (не сработала система автоматической релейной защиты);

- дефицит реактивной мощности (после отмены Правил пользования электрической и тепловой энергией большинство крупных потребителей перестали участвовать в управлении реактивной мощностью энергосистемы);

- халатность персонала (отключение нескольких высоковольтных линий произошло из-за того, что провисшие вдоль просеки провода касались веток деревьев);

- воровство электроэнергии (из-за многочисленных набросов некоторые высоковольтные линии имели пониженную пропускную способность);

- безответственное поведение потребителей (Московский нефтеперерабатывающий завод, электроснабжение которого осуществлялось через ПС «Чагино», не обладал системой резервирования, необходимой предприятий его класса надежности);

- управленческие ошибки (неэффективная стратегия управления энергетической системой центрального региона);

- неграмотная тарифная политика (в целях недопущения роста цен на электроэнергию для конечных потребителей в течение длительного периода

ограничивались суммы вложения в совершенствование сетевой инфраструктуры) [5].

Как было указано выше, по умолчанию любая энергетическая система должна обладать достаточным уровнем резервирования (как генерирующего, так и сетевого оборудования), масштабное отключение возможно лишь при совпадении нескольких факторов.

Тем не менее, если такое совпадение все-таки происходит, то в энергетической системе очень вероятно начало целой волны разного рода отказов, которые могут привести к каскадному распространению чрезвычайной ситуации с нарушением работоспособности всей системы или значительной ее части: в этом случае последствия будут поистине катастрофическими.

### 1. Системные нарушения

В этом случае нарушение энергоснабжения происходит вследствие неспособности энергетической системы противостоять комбинации негативных факторов, возможность которой не была учтена из-за неэффективности принятой стратегии развития, политики и оперативного управления на высшем уровне. В XXI веке именно системные нарушения являются причиной масштабных аварий, приведших к серьезным последствиям. Собственно говоря, и московская авария 2005 г., и нью-йоркская 2003 г. представляют собой именно системные нарушения. То же, но в несколько другом контексте, можно сказать и об энергокризисах в Калифорнии в 2000 г. и в Приморье в 2001 г.

Следует отметить, однако, что при всей катастрофичности последствий системных нарушений гораздо большим источником потерь для экономических субъектов являются различного рода «мелкие» отказы в сетях распределения: по статистике количество подобных отказов значительно превышает число отключений вследствие аварий из-за системных нарушений [11].

### 2. Технические проблемы

Выход из строя отдельных составляющих системы энергоснабжения вследствие конструкционных ошибок, неправильных условий эксплуатации,

неэффективной системы планово-предупредительных ремонтов, повышенного износа также следует отнести к основным причинам нарушений надежности энергетических систем. Так, непосредственной предпосылкой московской энергоаварии стали взрывы изношенных трансформаторов на подстанции «Чагино» [5].

Крайне высокий износ оборудования в отечественной энергосистеме уже сам по себе является источником повышенного риска возникновения крупных аварий в ближайшем будущем: вероятность одновременного отказа нескольких элементов системы энергоснабжения сегодня достаточно велика и, если не принять срочных мер по обновлению парка оборудования, в ближайшие пять-семь лет заметно возрастет. То же можно сказать и о каскадных авариях, вероятность которых увеличивается по мере изнашивания оборудования в цепях электроснабжения.

### 3. Природные явления

Нанесение ущерба энергетическому оборудованию по причине разрушительных природных явлений (ураганы и штормы, ледяной дождь, наводнения и землетрясения и т. п.) – частая причина аварийных ситуаций в электроэнергетике. Так, выход из строя системы электроснабжения на значительной части Сочи в 2001 г. или массовое отключение электроэнергии в Иркутской области в июле 2004 г. были вызваны повреждением высоковольтных линий ураганным ветром. В 2003 г. из-за природных катаклизмов серьезно пострадала ОЭС Центра.

Следует помнить, что чрезмерный физический износ силового оборудования и сетей может привести к тому, что энергетическая система перестает быть способной противостоять тем стихийным природным явлениям, возможность наступления которых была учтена при проектировании.

### 4. Экономические причины

Под экономическими причинами нарушения энергоснабжения подразумевается невозможность энергетической компании осуществлять производство, передачу или распределение электроэнергии потребителям из-за



собственной неплатежеспособности. Калифорнийский энергетический кризис был порожден в числе прочего спекулятивными играми крупных энергокомпаний.

#### 5. Регуляторная деятельность органов власти

В основе калифорнийского и приморского энергетических кризисов лежали просчеты именно регулирующих органов: в первом случае механизм регулирования конечных тарифов для потребителей не учитывал колебания цен на ОРЭ, во втором имел место конфликт интересов между регулируемыми органами различных уровней.

Влияние регуляторов и других властных структур на надежность энергоснабжения в России многогранно [1]:

##### 1. Согласно ФЗ № 35 «Об электроэнергетике» Правительство РФ:

- утверждает порядок оперативно-диспетчерского управления (п. 2 ст. 12);

- утверждает Основные положения функционирования оптового рынка электроэнергии и Правила оптового рынка электроэнергии (ст. 3);

- определяет порядок и условия строительства и финансирования объектов электроэнергетики, порядок их вывода в ремонт и из эксплуатации (п. 1 ст. 21);

- устанавливает порядок технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям (п. 1 ст. 21);

- определяет порядок согласования инвестиционных программ субъектов естественных монополий в электроэнергетике (п. 1 ст. 21);

- утверждает порядок полного и/или частичного ограничения режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, если потребители электрической энергии, обслуживаемые гарантирующими поставщиками, нарушили свои обязательства, а также в случае необходимости принятия неотложных мер по предотвращению или ликвидации аварий (п. 1 ст. 21, а также в п. 7 ст. 38);

- производит разработку программ перспективного развития электроэнергетики, в том числе в сфере муниципальной энергетики, с учетом требований обеспечения безопасности Российской Федерации (п. 2 ст. 21).

2. Федеральная служба по тарифам и региональные энергетические комиссии утверждают инвестиционные программы энергокомпаний (п. 1 ст. 10), а значит, имеют непосредственное отношение к поддержанию оборудования энергетических систем в работоспособном состоянии и, как следствие, на их способность в дальнейшем соответствовать необходимым требованиям по качеству и надежности электроснабжения промышленных и гражданским потребителям [2].

3. Расследование московской энергетической аварии 2005 г. показало, что после отмены Правил пользования электрической и тепловой энергией потребители перестали участвовать в поддержании напряжения на шинах нагрузок.

Как следствие в ЕЭС России появились проблемы с поддержанием (повышением) напряжения на шинах, что привело к росту потоков реактивной мощности по системообразующим и распределенным сетям, а следовательно, к снижению их пропускной способности по активной мощности и увеличению потерь.

При этом ответственность регулирующих органов и других властных структур в сфере обеспечения надежности энергоснабжения предусмотрена неявно. В законодательстве прописаны только следующие «обязанности Правительства РФ или иного уполномоченного им федерального органа исполнительной власти» [2]:

1) разработка и утверждение порядка определения страховых рисков субъектов оперативно-диспетчерского управления (п. 2 ст. 21 ФЗ № 35 «Об электроэнергетике»);

2) формулировка условий и порядка поддержания резервов мощностей, а также механизмов компенсации владельцам резервируемых мощностей соответствующих затрат (там же);

3) контроль системы оперативно-диспетчерского управления; в т.ч. предусмотрено, что уполномоченный Правительством РФ федеральный орган исполнительной власти вправе обращаться в суд с требованием о лишении физических лиц – диспетчеров, нарушивших порядок оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, возможности осуществлять профессиональную деятельность в сфере оперативно-диспетчерского управления (ст. 17 и ФЗ № 35);

4) государственное регулирование тарифов на услуги по обеспечению системной надежности (п. 2 ст. 23 ФЗ № 35).

## **1.2 Основные риски, свойственные различным группам субъектов энергоснабжения**

Рассмотрим более подробно виды рисков, которые характерны для тех или иных субъектов электроснабжения.

### **I. Общесистемные риски**

С этими рисками в той или иной степени сталкиваются как генерирующие компании, так и потребители, поскольку в случае их наступления значительный ущерб будет нанесен и тем, и другим. Общесистемные риски подразделяют на политические, инвестиционные и стратегические.

#### **1) Политические риски**

Реформа в сфере электроэнергетики, проведенная в XXI веке в нашей стране, привели к серьезному расширению свободного рыночного ценообразования, т. е. сейчас значительная часть электроэнергии реализуется и приобретается по нерегулируемым ставкам на рынке с большим кол-во продавцом и потребителей. Более того, генерирующие и сбытовые мощности (принадлежавшие до этого ликвидированному РАО ЕЭС) были переданы на балансы вновь созданных акционерных обществ, доли в которых были реализованы частным инвесторам.

О негативной стороне произошедших изменений заговорили после катастрофической аварии на Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 г., указывая на почти полный отказ государства от регулирования энергетического сектора, который не способствует повышению надежности энергосистемы.

Также в настоящее время государственным органам регулярно приходится оказывать воздействие на уровень тарифов на формально конкурентном и свободном рынке с целью недопущения роста цен на электроэнергию, снижающего конкурентоспособность отечественных предприятий и вызывающего рост социальной напряженности.

## 2) Инвестиционные риски

Важнейшей задачей, для достижения которой, во многом, и проводилась реформа электроэнергетики, являлось привлечение значительных инвестиций в отрасль. Вложения как воздух необходимы для строительства новых мощностей (с учетом стабильного роста энергопотребления в последние 15 лет) и замены старого оборудования на уже имеющихся объектах.

Первоначально ожидался большой приток финансовых средств, в т.ч. и из-за рубежа, однако мировой финансовый кризис 2008-2009 гг. и дальнейшая нестабильность привели к ухудшению инвестиционного климата и сокращению спроса на электроэнергию, особенно в сравнении с плановыми показателями.

В связи с создавшейся ситуацией в последнее время (усиленное напряженной международной обстановкой) отмечается еще большее сокращение инвестиционной деятельности в секторе генерации и почти полное затишье в сфере распределения электроэнергии. Поведение инвесторов объяснимо, поскольку в силу специфики отрасли (отдача от вложенных средств может растянуться на длительный срок) им необходимо устойчивые и предсказуемые правила работы. Пересмотр условий функционирования рынка электроэнергии в таком случае может привести к значительным убыткам по уже понесенным капитальным затратам, что в будущем может поставить занимающиеся развитием компании на грань банкротства.

Как итог, недостаточно качественное прогнозирование, негативный внешнеполитический фон, постоянные изменения условий регуляторами привели к сокращению предприятиями отрасли инвестиционных планов, в результате чего плановые показатели по вводу новых мощностей на ближайшие годы снизились вдвое.

### 3) стратегические риски

Данный вид риска подразумевает возможную принципиальную неэффективность предпринятых мер по реформированию энергетического сектора России, вследствие чего изменение структуры отрасли привело лишь к росту издержек, которые несут ее участники.

Неочевидность принятого решения о создании конкурентного рынка электроэнергии подчеркивает тот факт, что в ряде стран Западной Европы (например, Ирландия, Франция, Греция и Италия) в основе организации отрасли продолжает находиться государственная монополия, поскольку подразумевается, что подотчетная государству компания будет действовать не только исходя из максимизации прибыли, но и в целях повышения эффективности национальной экономики.

Более того, кризис электроснабжения в Калифорнии (вследствие потери платежеспособности несколькими крупнейшими распределительными предприятиями региона), участие компании энергетического сектора США в спекуляциях на рынке акций, неустойчивое финансовое положение некоторых генераторов, а также масштабное отключение электроэнергии в 2003 г. порождают сомнение в абсолютной эффективности рыночного ценообразования и стимулирования конкурентной среды в данной отрасли.

## II. Риски генерирующих компаний

Данная группа рисков включает в себя:

- кредитные риски (риски неплатежеспособности);
- риски регуляторов;
- риски снижения потребления;

- рыночные риски;
- технические риски;
- экологические риски.

#### 1) Риски неплатежеспособности

Данные риски считаются самыми серьезными с точки зрения возможности их реализации и величины возможного ущерба. Всего за три недели января 2015 г. задолженность между участниками оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) выросла на 16% и достигла 54 миллиардов рублей. Такое значение суммарного долга можно было видеть в начале 2013 года. Такая тенденция говорит о наличии значительной разницы между плановой выручкой, которая должна была быть сгенерирована от реализации произведенной электроэнергии, и реальными полученными доходами.

Получается, что декларируемый в бухгалтерской отчетности уровень прибыли компаний не соответствует действительности, более того, генераторам приходится привлекать дополнительные финансовые ресурсы для закрытия «дыр», что приводит к дальнейшему ухудшению их платежеспособности.

Сложившуюся ситуацию можно объяснить низким уровнем штрафов (18%) за просрочку оплаты приобретенной электроэнергии, который в настоящее время ниже банковского процента по кредитам. Такое соотношение только стимулирует дальнейшие неплатежи, поэтому без заметного повышения санкций исправить ситуацию не представляется возможным.

Иные эффективные способы воздействия на неплательщиков предложить сложно, так как основную долю сейчас составляет задолженность в сфере жилищно-коммунального хозяйства, т.е. гражданских потребителей.

Вполне логично, что в таком случае будет расти либо задолженность генераторов перед поставщиками топлива, либо их кредитная нагрузка, и, как следствие, риски неплатежеспособности.

#### 2) Риски неблагоприятных действий регуляторов

Данные риски считаются вторыми по значимости для генераторов, в данном случае риск представляет собой возможность введения государством ограничений на рост тарифов или полную «заморозку» цен на электроэнергию.

В качестве примера можно привести постановление правительства РФ, которое дает возможность государству вмешиваться в рыночную конъюнктуру в случае резкого увеличения цены, которое было принято сразу после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС.

Однако как показала именно эта авария, если в энергосистеме наблюдается нехватка мощности, компенсация может быть осуществлена, когда к ней подключатся станции с большей себестоимостью выработки электроэнергии. А в этом случае установленная государством цена не сможет покрыть затраты компаний (на дорогостоящие энергоносители), что может привести к снижению общей надежности работы энергетической системы и потере платежеспособности у таких генераторов.

### 3) Риски снижения потребления

В данном случае имеется в виду не только собственное уменьшение спроса на электроэнергию, но также и отставание темпов роста потребления от прогнозных значений, поскольку, исходя из этих показателей формируется текущая инвестиционная программа генерирующих компаний.

### 4) Рыночные риски

Данный вид рисков представляет собой возможность падения величины активов генератора в результате ухудшения разного рода факторов рыночной конъюнктуры. В соответствии с этими факторами производится следующая классификация рыночных рисков:

а) ценовые риски – включают в себя как риски изменения цен на энергоносители (газа, угля и т.п.), так и возможные флуктуации стоимости электроэнергии. В силу специфики отрасли эти колебания могут быть очень существенными, причем, если временное снижение тарифа зачастую нельзя компенсировать последующим его повышением – из-за ограничений, которые могут наложить государственные регулирующие органы.

б) спекулятивные риски – акционирование генерирующих компаний в результате реформы электроэнергетики привели к тому, что текущая капитализация компаний, во многом, зависит от настроения на биржах, где котируются акции этих предприятий. Даже не самые существенные негативные случаи могут привести к активной продаже акций спекулянтами, что приведет к понижению их цены и, как следствие, к уменьшению общей оценки стоимости компании.

в) процентные риски – включают в себя 2 возможные комбинации отрицательных факторов – с одной стороны, это потери вследствие повышения указанной в кредитном договоре плавающей ставки процента, с другой – упущенная выгода от снижения банковской ставки из-за принятого в соглашении фиксированного значения.

#### 5) Технические риски

Для электроэнергетики в целом и генерирующего сектора в частности характерна значительная роль человеческого фактора и технического состояния используемого оборудования. В случае аварии (как, например, показала катастрофа на Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 г.) генератору необходимо приобрести объем электроэнергии, соответствующий уровню недовыработки, на балансирующем рынке, однако это сопряжено со значительными затратами (помимо средств, необходимых на устранение последствий аварии), что может привести к критическим для хозяйственной деятельности убыткам [31].

#### б) Экологические риски

Данные риски подразумевают возможность наложения на генерирующую компанию значительных штрафов, в случае если технический сбой привел к загрязнению окружающей среды. Большое значение этот аспект имеет в развитых странах, где соответствующие ставки очень высоки, в России же возможная величина ущерба, который может быть таким образом нанесен генератору, не слишком велика.

Так, согласно данным ОАО «Э.ОН Россия», «из 47,9 млн. руб. платежей за загрязнение окружающей среды большая часть (78,7%) пришлась не на



выбросы, а на размещение отходов» [29]. Тем не менее, в настоящее время нельзя исключать, что в будущем размеры штрафов по данной статье значительно вырастут.

### III. Риски электросетевых компаний

Структура данных рисков представлена на рисунке 1:

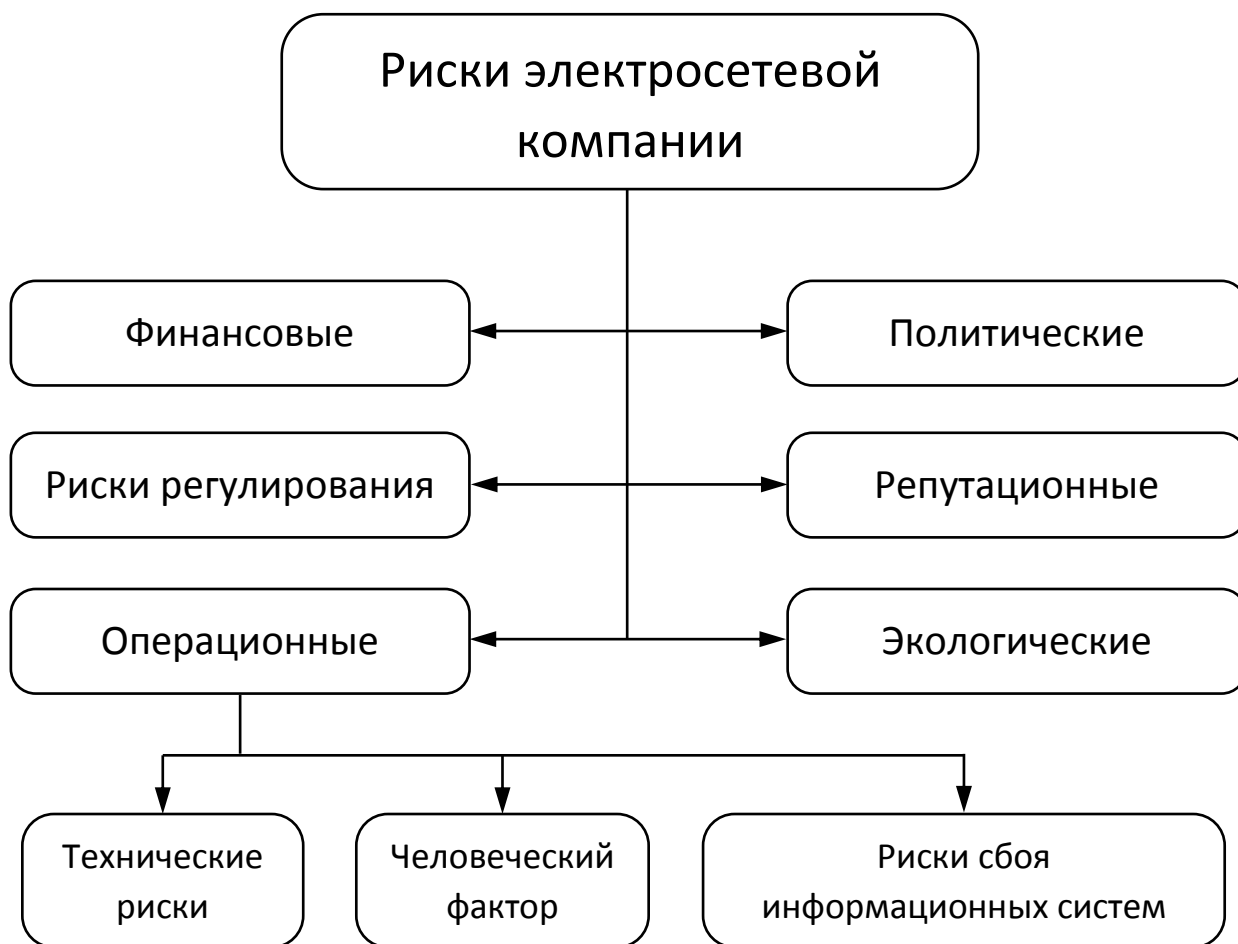


Рисунок 1 – Классификация рисков электросетевой компании

Максимальную опасность для этой группы хозяйствующих субъектов электроэнергетики представляют технические риски, которые связаны возможностью внезапного (незапланированного) выхода из строя сетевого оборудования.

Как видно из рисунка, технические риски являются частью более крупной группы – операционных рисков компании, т.е. возможных потерь, понесенных в связи с различными сбоями внутри предприятия.

Самыми распространенными причинами повреждения линий электропередачи становятся опасные гидрометеорологические явления: прохождение грозового фронта вызывает «пляску» проводов; сильный ветер – их обрыв и частичное разрушение опор ЛЭП; попадание молнии – короткое замыкание; налипание мокрого снега приводит к обледенению и обрыву сетей. Кроме того, большое количество убытков связано с кражей проводов и сопутствующим ущербом, причины которого классифицируются в соответствии с УК РФ (как противоправные действия третьих лиц, влекущие повреждение электросетевых объектов).

Для трансформаторных подстанций наиболее характерные причины ущерба – пожар, дефекты контактов трансформаторов в результате короткого замыкания, перегрузка электросети, повреждение обмотки. Объекты теплоснабжения подвержены воздействию эксплуатационных факторов: авария может возникнуть из-за разрушения материала (в результате усталости) или неправильных условий эксплуатации трубопровода, дефектов сварки [33].

Во многом перечисленные риски имеют общие закономерности: относительно небольшой размер ущерба, высокая частота возникновения, трудность предотвращения из-за удаленности объектов и их значительного территориального распределения.

#### IV. Риски энергосбытовых компаний

Следует различать риски, которые энергосбытовые компании вынуждены понести самостоятельно, и потери, которые они могут в дальнейшем переложить на конечных потребителей электроэнергии. Ограничения подобного рода «подстраховки» созданы государственными регуляторами: так,

максимальное значение сбытовой надбавки контролируется соответствующими инструкциями Федеральной службы по тарифам.

Общая классификация рисков схожа с уже описанными группировками рисков, характерных для генерирующих и электросетевых компаний, тем не менее, для энергосбытовых предприятий существуют определенные специфические особенности.

Классификация рисков представлена на рисунке 2:

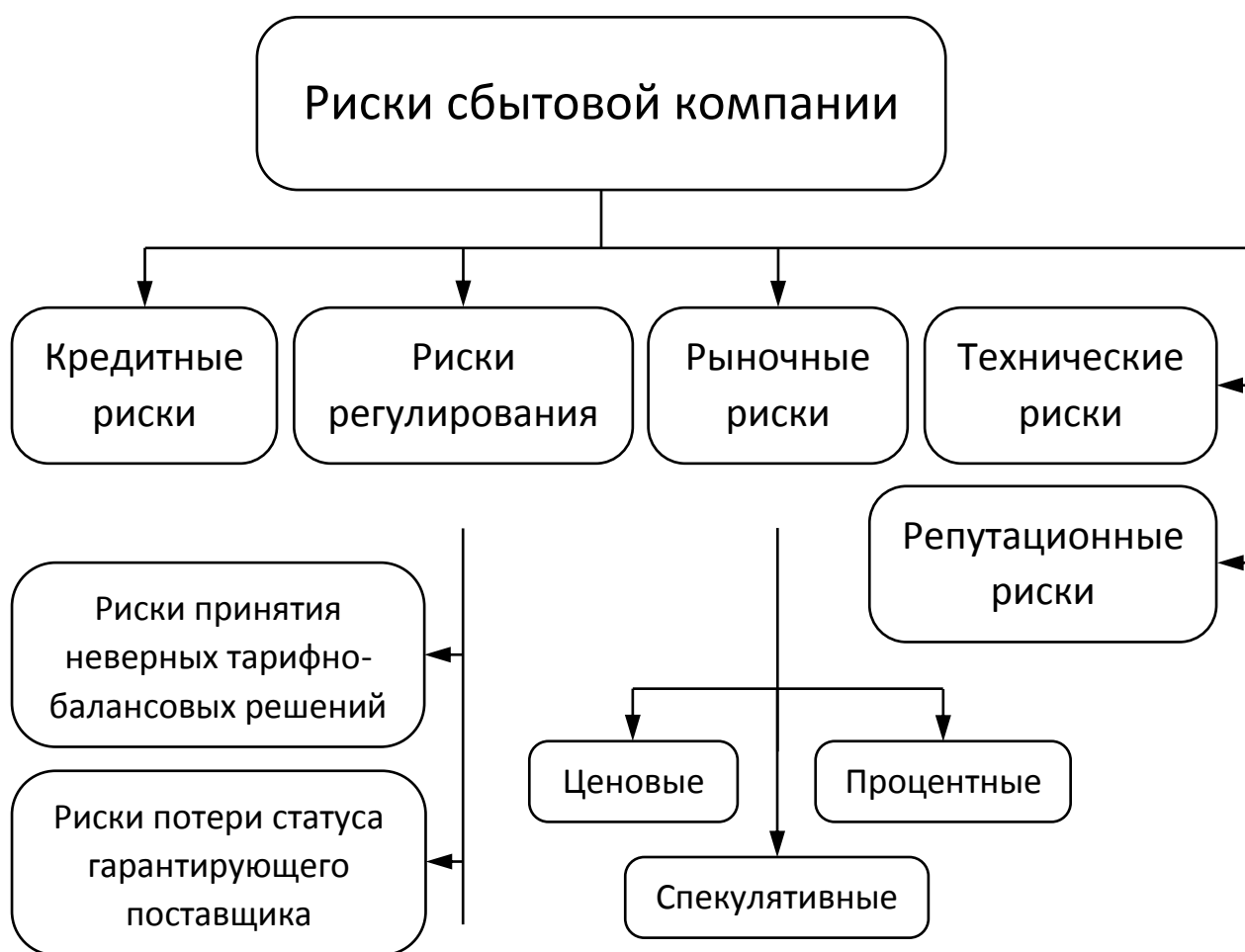


Рисунок 2 – Классификация рисков сбытовой компании

#### 1) Кредитные риски

Данная группа является для энергосбытовых компаний наиболее важной: в последние 10 лет задолженность конечных потребителей электроэнергии

остаётся на высоком уровне и даже возрастает. Разумеется, это не может не сказываться на финансовых показателях «сбытов», увеличивая их (и без того серьёзную) долговую нагрузку и повышая переход в состояние неплатежеспособности.

## 2) Риски регулирования

### а) Риски принятия неверных тарифно-балансовых решений.

Приобретение сбытовыми компаниями электроэнергии в современных условиях производится на конкурентном рынке, цена на котором может значительно меняться с течением времени, при этом реализация конечным потребителям осуществляется согласно установленным государственным регулятором тарифам. Зачастую превышение выручки на себестоимости у рассматриваемых предприятий может не превышать 1–2 %, в такой ситуации даже небольшая ошибка в прогнозе потребности в электроэнергии может привести к значительным убыткам.

### б) Риски потери статуса гарантирующего поставщика.

Под гарантирующим поставщиком понимается энергосбытовая компания, которая обладает полным контролем за выручкой, полученной от реализованной в конкретном регионе электроэнергии, вследствие чего именно она (забирая установленную сбытовую надбавку) занимается распределением денежных средств между электросетевыми компаниями и генераторами. Де-юре при потере статуса гарантирующего поставщика «сбыт» может продолжать обслуживать тех потребителей, которые не заключили договор с новым поставщиком, однако де-факто в такой ситуации энергосбытовая компания лишается всех клиентов и прекращает свою хозяйственную деятельность.

## 3) Рыночные риски

### а) Ценовые риски

Сбытовые компании, в отличие от генераторов, являются розничными продавцами электроэнергии, однако и они, как полноправные участники данного рынка, несут риски свободного ценообразования в условиях конкурентной среды.

#### б) Спекулятивные риски

Капитализация энергосбытовой компании напрямую зависит от величины клиентской базы, поскольку у нее отсутствуют дорогостоящие активы, которые могли бы скомпенсировать возникшие неплатежи. Соответственно, вложения в акции таких предприятий считаются инвесторами высокорискованными и быстро реализуются в случае малейших затруднений в текущей деятельности (если прогнозируется, что это может привести к лишению статуса гарантирующего поставщика)

#### в) Процентные риски

После череды банкротств энергосбытовых компаний в 2012-2013 гг. наблюдается сокращение возможностей их кредитования со стороны банков – требования к наличию существенного обеспечения в силу специфики этих предприятий практически невыполнимы. В результате привлечение денежных средств осуществляется под серьезный процент (доходило до 20-24% в начале 2015 г.) и ограниченный срок (до 3 лет).

В дальнейшем развитие ситуации будет зависеть от платежной дисциплины энергосбытовых компаний, а также от изменения ситуации в финансовой системе России.

#### 4) Технические риски

Под данной группой рисков подразумевается негативное влияние человеческого фактора, а также технические отказы в сфере ответственности энергосбытовой компании (например, неправильное подключение потребителя, выход из строя участка сети и т.д.)

#### 5) Репутационные риски

Создание конкурентной среды на рынке производства и распределения электроэнергии подразумевало автоматическое повышение значимости репутационных рисков для энергосбытовых компаний. Однако на деле соперничество между розничными поставщиками крайне ограничено, поскольку каждый гарантирующий поставщик занимает доминирующее

положение в своем регионе. В такой ситуации поддержании репутации компаний не считается ими достаточно важной задачей.

### **1.3 Показатели и методы снижения рисков в электрохозяйстве предприятия**

В процессе обеспечения бесперебойной работы силового и иного оборудования энергетического предприятия или электрохозяйства необходимо выполнение двух основных задач, напрямую связанных с выявлением наиболее опасных типов технических аварий и оптимизации набора мероприятий по их предотвращению или локализации:

1) максимальное снижение величины возможного ущерба, понесенного в результате аварии, за счет реализации комплекса мероприятий, затраты на проведение которых строго ограничены;

2) минимизация ресурсов, затрачиваемых на проведение мероприятия по снижению возможного ущерба, до установленного нормативно приемлемого уровня.

Из смысла второй задачи следует, что предприятию необходимо произвести корректный расчет величины допустимого комплексного риска, что подразумевает выбор соответствующих количественных (в т.ч. качественных, но имеющих возможность приведения к количественным) показателей, а также эффективных инструментов прогнозирования и оценки.

Требования к комплексной системе показателей, необходимых для оценки уровня риска [30]:

1) конкретное содержание и возможность использования в различных ситуациях;

2) соответствие показателей сфере использования – для характеристики потенциальных опасностей, вероятности их проявления, возможных последствий наступления и т.д.;

3) допустимость обоснованной количественной оценки;

4) работоспособность в случае наложения дополнительных ограничений (например, лимита затрат или уровня применяемых технологий).

Сложность внедрения соответствующей всем требованиям системы оценки риска в электроэнергетике объясняется большим количеством разнонаправленных угроз, стоящих перед предприятиями отрасли, особенно в условиях развития конкурентной среды и рыночного ценообразования.

В такой ситуации гораздо сложнее принимать эффективные управленческие и технические решения, поскольку без должного анализа предсказать их возможные последствия для предприятия оказывается трудноразрешимой задачей. Таким образом, качественное функционирование системы управления рисками на предприятиях электроэнергетики и электрохозяйствах невозможно без совершенствования научных подходов по данному вопросу.

Если говорить об инструментарии, которым пользуется общая теория риск-менеджмента на предприятии, то нужно заметить, что в основу здесь положены расчетно-аналитические методы, использующие помимо прочего современные информационные технологии. Их применение на практике позволяет предотвратить или минимизировать особо значительные угрозы хозяйственной деятельности предприятий, снизить ущерб от негативного воздействия внешней среды, укрепить финансовое положение и, как следствие, повысить общую конкурентоспособность.

Это становится возможным благодаря усилению контроля за текущей ситуацией, возможности принимать решения, способствующие максимизации позитивных и минимизации негативных последствий случаев риска. Именно качественное прогнозирование и эффективное реагирование на возникающие опасности является ключом для успешности любой хозяйственной деятельности.

Основными показателями, которые могли бы охарактеризовать существующий уровень риска в системе электроснабжения, являются:

- частота отказов оборудования за рассматриваемый период;

- длительность отключения электроэнергии;
- величина недополученной потребителями электроэнергии вследствие произошедших отключений.

В международной практике нашла применение система соответствующих параметров надежности:

- средняя наблюдаемая частота отказов энергосистемы – определяется посредством деления количества достаточно длительных (превышающих 1 мин) отказов на суммарное число потребителей, обслуживаемых на исследуемой территории;

- средняя наблюдаемая длительность отключений электроэнергии – рассчитывается посредством деления общей длительности отключений на суммарное количество этих отключений;

- средняя наблюдаемая длительность отключения потребителей – определяется как общая длительность отключения потребителей (в свою очередь, представляющая собой время, которое было затрачено на возобновление подачи электроэнергии, умноженное на число потребителей, затронутых отключением), деленная на суммарное количество потребителей [28].

Стоимостная характеристика надежности, которую следует признать одним из важнейших показателей уровня риска в системе электроснабжения, может быть определена следующими способами:

- как сумма затрат потребителей электроэнергии, понесенных ими вследствие перебоев в системе электроснабжения;

- как сумма дополнительных расходов, которые готов нести потребитель для достижения гарантированной бесперебойной работы.

Наиболее оптимальным вариантом взаимодействия энергетической компании и потребителей в такой ситуации будут одинаковые показатели надежности, определенные по перечисленным вариантам [22].



Система риск-менеджмента в электроэнергетике предусматривает определенную область применения рассчитываемого показателя надежности электроснабжения:

- для оценки величины выплат энергетических компаний потребителям, которые бы компенсировали нарушение установленного сторонами уровня надежности;

- для расчета показателей страхования надежности электроснабжения как потребителями, так и самими энергетическими компаниями

В этой связи следует отметить, что сумма ущерба, который могут понести потребители электроэнергии, обычно значительно превышает потери самих энергетических компаний или электрохозяйства.

Отключения электроэнергии для промышленных потребителей они приводит к снижению выпуска продукции, нарушениям технологического процесса ее изготовления, увеличению процента брака, порче материалов, выходу из строя основного производственного оборудования и инструмента, повышенному износу.

В отраслях жилищно-коммунального хозяйства, сферы услуг, транспорта и т.д. перебои в системе электроснабжения обуславливают ухудшение условий труда персонала, понижение качества и удорожание предоставляемых населению услуг, значительные перерывы в рабочем процессе.

В отечественной практике основными характеристиками надежности электроснабжения являются [15,16]:

- соотношение понесенных потребителями затрат вследствие отключений и их количества;

- суммарные издержки потребителей, приходящиеся на 1 кВт•ч электропотребления за определенный период (месяц, год и т.д.);

- суммарные издержки потребителей, приходящиеся 1 кВт•ч пиковой нагрузки за определенный период;

- суммарные издержки потребителей, приходящиеся на 1 кВт•ч электроэнергии, недополученной вследствие отключений электроэнергии.

Факторы, определяющие величину ущерба, который может быть нанесен потребителям в результате недостаточной надежности системы электроснабжения [17,18]:

- тип потребителя;
- длительность, частота и количество потребителей, затронутых отключениями электроснабжения;
- время года и часы суток;
- наличие или отсутствие со стороны энергетической компании своевременного оповещения потребителей о предстоящем отключении электроэнергии.

Одной из главных специфических особенностей электроэнергетики по сравнению с другими отраслями является невозможность разнесения во времени процессов генерации, распределения и потребления, т.е. принципиальное отсутствие сферы складирования произведенных товаров [32]. Эта особенность обуславливает необходимость формирования резервов генерирующих мощностей в энергетических системах. Выделяют следующие виды резервов в зависимости от их назначения [14]:

1. Аварийный резерв – создается с целью для обеспечения бесперебойного электроснабжения в случае резкого снижения создаваемой мощности вследствие незапланированного выхода из строя силового оборудования электростанций или отдельных элементов электрических сетей.

Значение аварийного резерва рассчитывается исходя из суммарной мощности рассматриваемой энергетической системы и количества основных средств, используемых на предприятии. Для поддержания надежности электроснабжения оно не должно быть ниже мощности самого крупного оборудования, при этом завышение резерва приведет к дополнительным затратам, которые не смогут окупиться в будущем.

2. Частотный или нагрузочный резерв – создается с целью поддержания в нормативных пределах использующей в энергетической системе частоты

переменного тока в случае значительных отклонений максимума нагрузки от его расчетных значений.

3. Ремонтный резерв – создается с целью для компенсации мощности, выводимой из процесса производства или распределения электроэнергии для плановых ремонтов. Такой резерв обеспечивает предприятию возможность функционирования системы планово-предупредительных ремонтов без необходимости отключения потребителей.

Для оптимизации величины ремонтного резерва проведение капитальных ремонтов следует осуществлять в периоды сезонного снижения потребляемой в энергетической системе нагрузки (обычно летом). Если же имеющихся ресурсов для формирования такого резерва не хватает, то расчет производится исходя из планируемой частоты текущих ремонтов. Итоговое значение будет зависеть от суммарного количества единиц оборудования и его мощности длительности плановых ремонтов, величины и продолжительности сезонных изменений нагрузки энергетической системы.

4. Компенсационный или стратегический резерв формируется с целью недопущения возможных нарушений в энергетическом балансе рассматриваемой системы из-за возможных неточностей долгосрочных прогнозов изменения потребности в электроэнергии, и, как следствие, отставания или избыточности ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей. Величина компенсационного резерва в процессе составления планов стратегического развития энергетической системы и связанных с ней отраслей-потребителей.

Важным аспектом системы управления рисками является обеспечение достоверности и своевременности получаемых первичных данных, которые в дальнейшем будут использованы для выработки мер по снижению рисков. Для достижения этой цели необходимо установить оптимальную периодичность сбора информации, которая будет варьироваться исходя из предполагаемого уровня рисков на том или ином объекте, что подразумевает осуществление комплекса мероприятий, изображенного на рисунке 3:



Рисунок 3 – Мероприятия по повышению достоверности первичной информации

В общей системе методов управления рисками электроэнергетических компаний наибольшее значение имеют внешние и внутренние механизмы минимизации рисков. Данная система внутренних и внешних механизмов нейтрализации рисков предполагает использование следующих основных методов [5]:

- уклонение от риска;
- поглощение;
- лимитирование;
- диверсификация;
- хеджирование;
- распределение рисков;
- самострахование (внутреннее страхование);
- страхование риска.

1. Уклонение от риска представляет собой процесс осуществления внутри энергетического предприятия или электрохозяйства мероприятий, которые сводят к нулю опасность возникновения рискового случая.

На практике к таким мерам относятся:

- отказ от использования в больших объемах заёмных источников финансирования;
- отказ от чрезмерного использования в низколиквидных формах оборотных активов компании;
- отказ от рискованных инвестиционных и (или) инновационных проектов;
- отказ от применения временно свободных финансовых ресурсов для краткосрочных вложений.

Однако предотвращение потенциальных потерь может лишить компанию дополнительной прибыли, которая может получена в результате сопряженных с риском процессов. Кроме этого, уклонение от риска может оказаться просто невозможным, тем более, уклонение от одного вида риска может

способствовать возникновению других, нередко более пагубных для деятельности электроэнергетической компании.

Как правило, использование данного метода управления рисками осуществляется лишь в отношении факторов, представляющих особую опасность. Принятие решения об уклонении от конкретного риска может производиться как в подготовительный период, так и в течение периода реализации проекта или функционирования системы, если выявленные негативные факторы оказываются опаснее предполагаемых первоначально.

Конечно, в таком случае отказ от риска будет сопряжен со значительными финансовыми потерями (в части уже понесенных затрат и упущенной прибыли в дальнейшем), а иногда и совсем невозможен (вследствие принятия компанией соответствующих контрактных обязательств).

Использование рассматриваемого метода нейтрализации рисков, как правило, является эффективным в случаях, когда отказ от одного из видов риска не способствует возникновению других видов рисков более высокого и (или) равнозначного уровня. Также уклонение от риска успешно, если уровень риска значительно выше уровня возможной доходности рискового проекта, либо, если при финансовых потерях в связи с реализацией фактора риска компания не будет способна компенсировать понесенный ущерб за счет собственных средств.

2. Очевидно, что не каждый характерный для электроэнергетики риск может быть устранен описанным методом, значительную их долю предприятие вынуждено принимать на себя. Часть рисков принимается в силу потенциала возможной прибыли, другие – в силу своей неизбежности. Поглощение (принятие) выражено принятием ущерба и отказ от его страхования.

К данному методу нейтрализации риска электроэнергетические компании прибегают в случае, когда сумма предполагаемого ущерба мала и присутствует возможность ею пренебречь.

Но и при этом фигурирует необходимость нахождения различных источников для компенсации возможного ущерба, который в этом случае

покрывается за счет ресурсов, оставшихся у предприятия после реализации негативного сценария. Если этих средств оказывается недостаточно, то в качестве последствий можно рассматривать увеличение долговой нагрузки, сокращение иных предусмотренных расходов или прекращение хозяйственной деятельности.

Таким образом, при принятии на себя определенного фактора риска перед предприятием стоит задача по поиску источников для резервирования ресурсов, которые в дальнейшем пойдут на покрытия возможного ущерба.

Различают запланированное и незапланированное поглощение риска. При запланированном поглощении энергетическая компания исходит из данных о частоте и вероятной величине потерь, вследствие чего все затраты могут быть покрыты из текущих оборотных средств (разумеется, если они не слишком велики), что фактически можно считать самострахованием (формирование резервного фонда за счет отчисления части получаемых доходов).

Незапланированное поглощение вынуждает предприятие компенсировать потери от рискованных случаев за счет любых оставшихся в распоряжении ресурсов. Чтобы такие не предусмотренные планированием потери не приводили к потере платежеспособности, необходимо лимитирование величин поглощения рисков, выше которых должно осуществляться использование иных методов риск-менеджмента.

3. Лимитирование – это установление определённых финансовых нормативов компанией в процессе разработки политики осуществления хозяйственной деятельности. Лимитирование признаётся важным приемом снижения уровня риска и используется электроэнергетическими компаниями при предоставлении своих услуг в кредит или рассрочку, предоставлении займов, определении сумм капитальных вложений и т.п. Данный механизм нейтрализации рисков также является самым распространённым, поскольку не требует высоких затрат.

Диверсификация является процессом деления капитала между различными объектами вложения, которые напрямую не имеют корпоративной

связи между собой. Данный метод управления риском применяется для нейтрализации негативных последствий специальных видов рисков.

Этот метод довольно распространён и наиболее аргументирован, поскольку является относительно менее затратёмым способом минимизации риска.

4. Хеджирование применяется при договоренности приобрести или реализовать товар, денежные средства или ценные бумаги по определенной цене в будущем, в целях снижения степени риска будущих незапланированных изменений цен на объект хеджирования.

Таким образом, зная, по какой цене будет осуществлена сделка в будущем, оба субъекта производят страхование себя от неожиданных колебаний цены. Выделяют две основных вида хеджирования: на повышение (ожидания увеличения цены со стороны потребителя) на понижение (ожидания снижения цены со стороны продавца).

В общем виде хеджирование в электроэнергетике можно охарактеризовать как процесс страхования тарифа на электроэнергию от риска его понижения (негативного для генератора или сбытовой компании) или повышения (невыгодного для конечного потребителя). Получается, что хеджирование используется участниками рынка электроэнергии в целях страхования запланированного ранее уровня выручки посредством передачи ценового риска другому участнику цепочки.

Данный метод снижения степени финансовых рисков на российском рынке электроэнергетики получает все большее применение в процессах риск-менеджмента, поскольку является достаточно высоко результативным.

5. Распределение рисков представляет собой неполную их передачу партнерам по определённым финансовым сделкам.

Суть данного метода заключается в том, что партнёрам по хозяйственной деятельности передаётся такая часть финансовых рисков компании, которую они могут с наибольшей вероятностью нейтрализовать, минимизировать или



застраховать от всех негативных последствий, имея в своём распоряжении более эффективные способы внутренней защиты.

В результате проведения реформы электроэнергетики в России метод распределения риска приобретает особенную актуальность, поскольку теперь в первоначально едином процессе производства, распределения и потребления электроэнергии принимают участие независимые хозяйствующие субъекты, имеющие собственные и не всегда совпадающие цели и способы обеспечения надежности используемого оборудования. Следует отметить, что выбор конкретной комбинации способов управления рисками очень индивидуален и может заметно отличаться в зависимости от специфики энергопотребления конкретного предприятия.

На конкурентном рынке электроэнергетики наиболее распространены следующие разновидности распределения рисков:

- распределение риска между конечным потребителем и поставщиками электроэнергии;
- распределение риска между субъектами, участвующими в реализации инвестиционной программы;
- распределение риска между сторонами факторинговой сделки;
- распределение риска в рамках энергосервисной операции.

б. Самострахование применяется в качестве внутреннего страхования или резервирования компанией части своих финансовых средств, позволяющее преодолеть негативные аспекты по тем операциям, где у этих рисков отсутствует связь с действиями контрагентов.

Среди основных форм данного направления нейтрализации рисков в электроэнергетике можно выделить следующие [27]:

- формирование целевых резервных фондов,
- формирование резервного (страхового) фонда компании;
- создание системы резервирования материальных ресурсов по соответствующим элементам оборотных активов компании;
- нераспределённый остаток прибыли, извлечённый в отчетном периоде.

При использовании данного механизма управления электроэнергетические компании, имея страховые резервы во всех своих формах, обладают возможностью быстро восполнить понесённые финансовые потери. Однако данные страховые резервы «замораживают» применение достаточно весомой суммы финансовых средств. Как результат этого происходит снижение эффективности применения собственного капитала компании, увеличивается зависимость от заёмных источников финансирования.

Выявленный аргумент устанавливает необходимость оптимизации сумм резервируемых финансовых средств с точки зрения предстоящего их применения для нейтрализации лишь определённых видов рисков.

7. Страхование риска является самым высоко значимым методом минимизации степени риска. Главная задача страхования заключается в отказе электроэнергетической компании от части своих доходов во избежание риска.

Сумма возмещения полученных вследствие наступления рискованного случая потерь определяется страховщиками исходя из реальной стоимости объекта страхования, страховой суммы и размера оплачиваемой страховой премии.

Рассмотрим следующую дифференциацию рисков в электроэнергетике в зависимости от размера нанесенного ущерба [7]:

а) Небольшие риски – при ущербе до 100 тыс. руб. К данной группе относятся отказы и сбои в работе технологического оборудования, не повлекшие за собой каких-либо серьезных последствий, поломки мелких и часто изнашивающихся частей и т. п.

Страхование небольших рисков экономически нецелесообразно: величина страхового возмещения невелика, а трудозатраты на оформление необходимых для его получения документов значительны.

б) Средние риски – при ущербе от 100 тыс. до 5 млн. руб. В эту группу входят поломка машин и механизмов, противоправные действия со стороны третьих лиц, небольшие пожары и др.

Необходимость страхования этих рисков определяется, с одной стороны, вероятностью их возникновения, а с другой, масштабом и финансовыми возможностями соответствующего электроэнергетического предприятия.

в) Крупные риски – ущерб составляет от 5 до 500 млн. руб. Эти риски способны причинить весомый ущерб предприятию, а порой даже вызвать длительный простой. К ним следует отнести выход из строя силового оборудования, имеющего высокую стоимость (трансформаторов, синхронных компенсаторов, турбин, генераторов и т. п.), пожары, взрывы, повреждения машин и механизмов посторонними предметами, противоправные действия третьих лиц, а также стихийные бедствия.

Данные риски необходимо страховать в любом случае, потому что вероятность их возникновения так же высока, как и величина негативного воздействия на работу всего электроэнергетического предприятия.

г) Катастрофические риски – ущерб свыше 500 млн. руб. (относится к авариям, вероятность которых составляет порядка 0,001).

Подобные значения нанесенного ущерба фиксировались, например, при авариях на Каширской (2002 г.) и Рефтинской ГРЭС (2006), а также Саяно-Шушенской ГЭС (2009) и сопровождалась разрушением турбо- или гидроагрегатов и серьезными повреждениями машинного зала.

Страхование катастрофических рисков для отдельной энергоустановки или отдельного, пусть и крупного энергопредприятия не имеет экономического смысла вследствие следующих факторов [8]:

- страховые премии должны выплачиваться в течение длительного времени (горизонт планирования составит более 10 лет);
- наступление страхового случая очень маловероятно (оценивается в районе  $10^{-3}$ ,  $10^{-4}$ );
- при наступлении страхового случая величина ущерба столь значительна, что либо оказывается выше, чем максимальная величина страхового возмещения, либо не может быть возмещена страховой компаний в полном объеме.

Так, в случае аварии на Саяно-Шушенской ГЭС страховая выплата РОСНО (произведена в августе 2010 г. и является одной из самых крупных в истории российского рынка страховых выплат) составила 6 млрд. руб. при затратах на восстановление порядка 40 млрд. руб.

Тем не менее, страхование катастрофических рисков будет целесообразным, если стоимость страхования распределить на группу энергокомпаний с таким расчетом, чтобы наступление страхового случая стало вероятным на промежутке менее 10 лет. Данный подход может быть реализован, например, в виде создания общего фонда страхования энергетических катастроф (под управлением Минэнерго РФ), отчисления в который будут ниже тарифов, применяемых страховщиками для отдельных энергопредприятий.

Стоимость и ограниченность применения страхования логически взаимосвязаны, поскольку страховая компания будет принимать только те факторы риска, величину которых она может определить. Поэтому распространение страхования в энергетическом секторе ограничивается только теми чрезвычайными ситуациями, у которых можно обнаружить закономерности их возникновения, то есть допустима оценка вероятности суммы ущерба. Исходя из этого, данный метод риск-менеджмента может быть использован не только для снижения прямых, но и некоторых косвенных, например, репутационных рисков.

#### **1.4 Выводы по разделу 1**

На основании рассмотренного теоретического материала по проблеме управления рисками в электроэнергетической отрасли можно сформулировать следующие выводы:

- современное состояние электроэнергетики в России характеризуется подверженностью большому количеству разнородных рисков, которые можно дифференцировать по источникам воздействия, субъектам энергоснабжения, количественной измеримости и т.д.;

- оценка величины риска в электрохозяйстве предприятия тесно связана с надежностью электроснабжения и использует соответствующую систему стоимостных показателей;

- ключевым моментом при построении системы управления рисками является обеспечение достоверности и своевременности получаемых информации, которая в дальнейшем будет использована для реализации мероприятий по снижению рисков;

- основными способами снижения рисков в электроэнергетике являются уклонение от риска, поглощение, лимитирование, диверсификация, хеджирование, распределение рисков, самострахование и страхование; каждый из этих способов имеет свою сферу эффективного действия и применяется для управления теми или иными выявленными рисками.

## **2. Практические подходы к построению системы управления рисками в электроэнергетике**

### **2.1 Базовые принципы системы риск-менеджмента в электроэнергетике**

Риск-менеджмент подразумевает под собой две основных составляющих – проведение оценки рисков (risk measurement) и собственно управление ими (risk reshaping). С целью осуществления оценки возможных рисков на рынке электроэнергии необходимо проанализировать прогнозы изменения цен в кратко- средне- и долгосрочной перспективе.

Прогнозирование уровня цен и его изменчивости является эффективным инструментом поддержки принятия решений для участников рынка электроэнергии. С этой целью разрабатывалось множество математических моделей. Некоторые из них приобрели большую популярность и используются повсеместно, некоторые – только в своем узком сегменте. Проведем анализ некоторых приемов прогнозирования, активно применяемых в последнее время в отечественной и зарубежной практике.

Сложность процесса управления финансовыми потоками на рынке электроэнергии и мощности обуславливает необходимость применения автоматизированных систем поддержки принятия решений (АСППР), которые благодаря широким функциональным возможностям в части получения прогнозных значений цен, анализа рисков и предложения возможных стратегий с учетом имеющихся рисков, позволяют повысить эффективность деятельности предприятия в данной сфере.

Создание современной и эффективной системы риск-менеджмента в энергетических компаниях – непростая задача, и каждое предприятие в зависимости от имеющихся ресурсов должно определять сложность и глубину участия этой системы в текущие процессы [3].

Обязательный набор требований к системам риск-менеджмента энергетических компаний можно сформулировать следующим образом:

- регулярный мониторинг рисков, с которыми может столкнуться предприятие в процессе осуществления им хозяйственной деятельности (если это возможно, то выявление взаимосвязей между различными факторами риска);

- определение вероятности проявления тех или иных факторов риска и оценка возможного ущерба, который будет нанесен компании;

- разработка и совершенствование инструментария системы риск-менеджмента на предприятии;

- расчет лимитов риска и сумм компенсации, которые компания готова затратить при наступлении рискованного случая, отслеживание выявленных факторов риска на предмет их превышения над установленными лимитами;

- предупреждение персонала предприятия информации об уровне тех или иных рисков (в зависимости от сферы ответственности), с которыми они столкнутся при реализации принятых решений;

- разработка рекомендаций по корректировке стратегии компании и повышению эффективности распределения ресурсов с учетом величины выявленных рисков;

- достоверность и своевременность доведения до заинтересованных лиц информации об уровне предполагаемых рисков.

Фактически реализация данных требований сводится к необходимости комплексной оценки и постоянного контроля уровня предполагаемых рисков. Минимизация ущерба, понесенного в результате реализации факторов рисков, до значений, не превышающих зарезервированные для этого ресурсы, и системный подход к риск-менеджменту на всех уровнях управления энергетической компании – неременное условие прибыльной деятельности на рынке электроэнергии.

Соответствие реальных потерь от факторов риска прогнозируемым значениям (не превышающим утвержденных лимитов) невозможно без грамотного мониторинга и оценки уровня рисков. Разумеется, все значимые риски, с которыми сталкивается предприятие в процессе хозяйственной

деятельности, необходимо выявить и оценить. С этой задачей может справиться только комплексная система оценки рисков, которая подразумевает организацию эффективного процесса сбора и обработки информации, в рамках которого любые действия должны базироваться на принятой методологии, которая бы охватывала все выявляемые риски и позволяла количественно оценить величину возможного ущерба. Такая методология включает [34]:

- систему ранжирования рисков по степени их важности для компании;
- способы оценки качественных рисков;
- совокупность правил и инструментов управления различными областями деятельности в зависимости от уровня риска;
- работоспособные модели прогнозирования цен на электроэнергию и их возможных колебаний с помощью широкого спектра методов и фундаментальных подходов;
- общепринятые инструменты риск-менеджмента, например VaR, PaR, стресс-тесты, анализ возможных сценариев.

Нельзя забывать, что в процессе функционирования системы управления рисками необходимо предусмотреть возможность получения обратной связи, которая бы обеспечивала корректное реагирование на различные изменения во внешней среде компании. Например, значительные изменения на рынке электроэнергии приведут к потере точности используемых компанией моделей оценки рисков, соответственно, ключевые параметры, которые лежат в их основе, необходимо регулярно корректировать исходя из произошедших изменений. Как следствие, и любые прогнозные значения показателей различных рисков, которые предсказываются данными моделями, необходимо регулярно сопоставлять с реальными величинами полученного ущерба.

Также является важным включение системы риск-менеджмента в общую систему стратегического планирования и управления, действующую в компании. Так, оценка эффективности функционирования системы управления рисками должна в общую систему показателей эффективности работы предприятия.



Задача включения системы риск-менеджмента в общесистемные процессы компании требует значительных ресурсов, в основном, трудовых и даже интеллектуальных, поэтому ее решение производится не только силами собственного персонала, но и путем привлечения внешних специалистов, оказывающих консультационные услуги и возможную корректировки проводимых работ.

При разработке вариантов и способов высшему управленческому уровню предприятия следует решить, в какие сроки необходимо внедрить систему риск-менеджмента, насколько проработанной должны быть лежащие в ее основе модели и какие ресурсы компания готова затратить для ее функционирования.

Общие подходы к построению системы управления рисками в электрохозяйстве предприятия содержатся, например, в рекомендациях SAS Institute Inc. – крупного разработчика настраиваемых систем для финансового менеджмента, управления рисками, маркетинга, управления цепочками поставок и т.п. (рисунок 4).



Рисунок 4 – Общие принципы построения системы управления рисками

В зависимости от того или иного вида риска содержание данной схемы будет различным. Так, например, функционирование системы управления рисками в размере технического риска (аварийности оборудования электрохозяйства) будет выглядеть следующим образом (рисунок 5):

Политика управления рисками ПАО «Россети», разработанная в рамках реализации «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации», утвержденной распоряжением Правительства РФ от 3 апреля 2013 г. № 511-р, предлагает следующие принципы, на которых должна основываться система управления рисками [20]:

1) системность – управление рисками производится по всем основным сферам деятельности предприятия, на всех уровнях менеджмента;

2) лидерство – исполнительные органы и менеджмент предприятия обеспечивают распространение знаний и навыков в области управления рисками, а также возможность эффективного обмена информацией в рамках системы управления рисками;

3) интегрированность – система управления рисками интегрирована в стратегическое и оперативное управление; процессы планирования и принятия решений осуществляются с учетом всесторонней оценки рисков их реализации.

4) дифференциация принятия управленческих решений в области риск-менеджмента в зависимости от значимости рисков.

5) ответственность за управление рисками – риск-менеджмент включается в перечень задач, стоящих перед персоналом предприятия в пределах его компетенций, навыков и доступных данных.

6) взаимодействие между различными подразделениями – определенный процесс в рамках системы управления рисками, затрагивающий несколько направлений деятельности предприятия, либо нескольких подразделений в рамках одного направления деятельности, должен основываться на совместно принимаемых решениях, на основании комплексных данных.

## ПРИМЕР РИСКА – АВАРИЙНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ

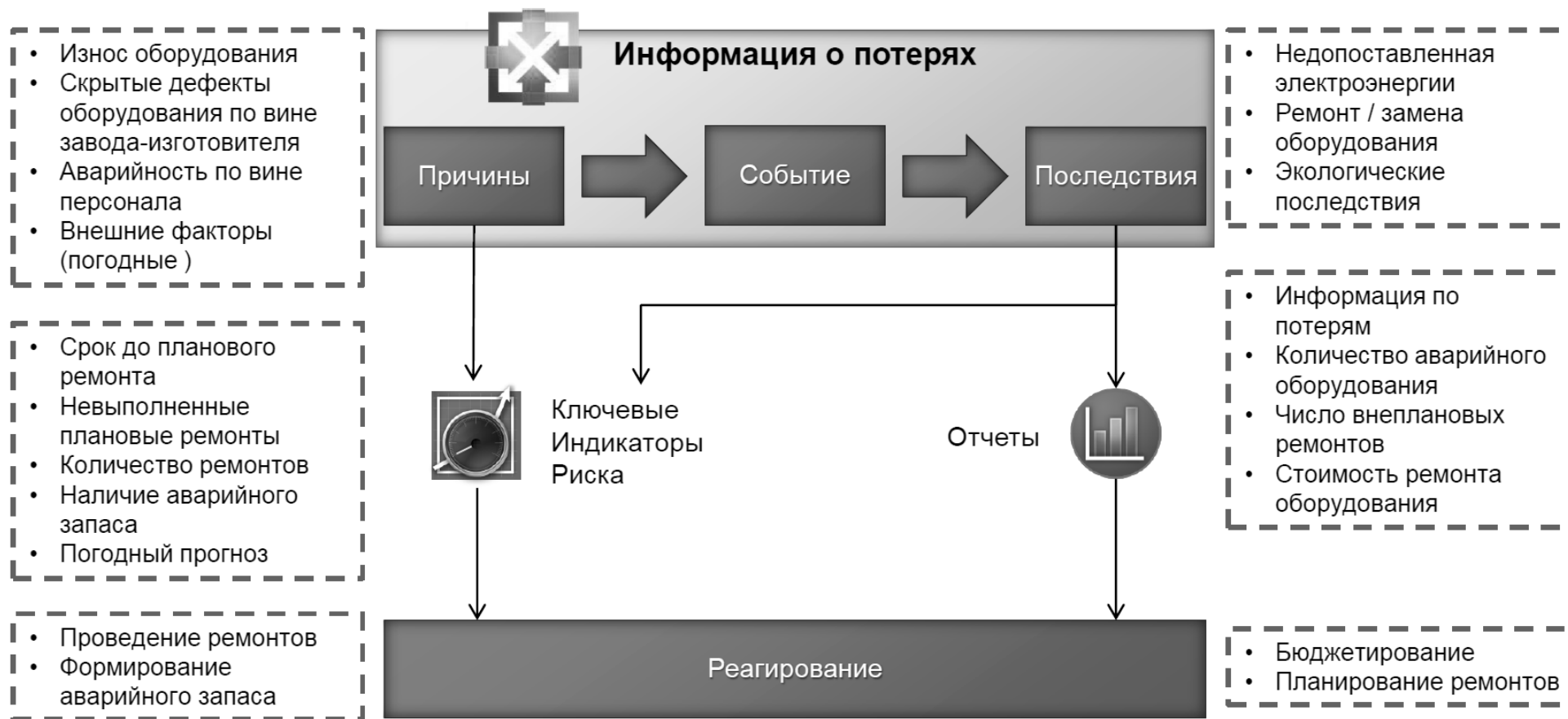


Рисунок 5 – Функционирование системы управления рисками на примере риска аварийности оборудования

7) единая система сбора, обработки и предоставления информации – информационное обеспечение системы риск-менеджмента должно обеспечивать субъектов, принимающих решения, полной и достоверной информацией об уровне имеющихся рисков.

8) рациональность – функционирование системы риск-менеджмента повышает экономическую эффективность деятельности предприятия (затраты на осуществление мероприятий по управлению рисками ниже, чем получаемый дополнительный экономический эффект).

В политике управления рисками ПАО «Россети» установлен следующий алгоритм оценки рисков [20]:

1) предприятием разрабатывается и утверждается приемлемый уровень рисков (риск-аппетит) – уровень совокупного риска, который организация в целом считает для себя приемлемым при достижении поставленных целей;

2) анализ рисков происходит по двум основным показателям – вероятности реализации риска и величины возможного ущерба, которое будет вынуждено понести предприятие;

3) оценка различных факторов риска может осуществляться как количественно, так и качественно (при этом необходимо стремиться к разработке и использованию количественных методов);

4) применяются различные способы определения величины имеющихся рисков в зависимости от их специфики и применимости тех или иных методов оценки;

5) период расчета показателей того или иного риска соответствует периоду достижения соответствующей ему цели предприятия;

6) независимые друг от друга риски должны оцениваться по отдельности;

7) взаимосвязанные между собой риски оцениваются в совокупности.

## **2.2 Методические подходы к проведению оценки риска общесистемных аварий в электроэнергетике**

Электросетевые компании являются обязательным звеном в процессе производства, распределения и потребления электроэнергии. Специфика управления рисками на этих предприятиях обусловлена рядом задач, выполнение которых необходимо для их эффективного функционирования, Среди этих можно выделить и, на первый взгляд, взаимоисключающие – достижение максимального уровня надежности электроснабжения, соответствие требованиям потребителей и следование инструкциям регулирующих государственных органов. В современных условиях электросетевая компания вынуждена решать эти задачи в комплексе.

Эффективность работы любого электросетевого предприятия, как правило, зависит от качества его взаимодействия с имеющимися в распоряжении физическими активами – линиями электропередач, трансформаторами (являющимися основой любой энергетической системы) – и адекватности управления возникающими в процессе эксплуатации данных активов рисками. Собственно, поддержание указанного оборудования в работоспособном состоянии и является определяющим фактором успешности компании – если в сфере ее обслуживания отмечается повышенная аварийность, то достижение высокого финансового результата становится практически невозможным.

То же самое можно сказать и о задаче соответствия требованиям потребителей электроэнергии – надежность электроснабжения остается определяющим фактором. Как для электросетевых компаний, так и для потребителей наибольшим ущербом сопровождаются крупные общесистемные сбои, например, в США в 2001 г. и в России в 2005 г., за которыми последовало массовое отключение электроснабжения и как, следствие, огромный материальный ущерб. Способы оценки подобных (крайне маловероятных, но способных привести к катастрофическим последствиям) рисков также должны быть на вооружении системы риск-менеджмента [25].

Все активы, которыми располагает электросетевое предприятие, можно дифференцировать по уровням управления рисками. Первым уровнем в таком случае будет считаться отдельный узел или агрегат, а последним – сфера обслуживания предприятия или энергетическая система в целом. На уровне узлов и отдельных единиц инструментарий риск-менеджмента, используемый для оценки возможных рисков следует считать достаточно полным и показавшим свою эффективность в реальных условиях. Сюда можно отнести оценки экспертов, расчет вероятности выхода из строя оборудования на базе располагаемых данных статистики по аналогичной номенклатуре (как правило, с различными поправками на конкретные условия эксплуатации) и применение «дерева отказов». Перечисленные методы способны достаточно точно оценить величину риска по конкретному активу и рассчитать сумму возможного ущерба, который будет понесен в случае его проявления.

Тем не менее, оценка возможности наступления рисков в случае на системном уровне отнюдь не складывается из соответствующих оценок по каждому отдельному элементу системы электроснабжения. Применение вышеперечисленных методик к энергетическим системам США и России показывало, что вероятность произошедших из-за ряда сбоев катастрофических аварий крайне мала. Как следствие, с точки зрения данных моделей подобные случаи не должны были происходить вообще, либо не так часто или не в таких масштабах. Недостатки перечисленных методов обусловлены следующими причинами [10]:

- не учитывались некоторые возможные риски низового уровня, например, возможность неверных действий со стороны персонала предприятий или выхода из строя автоматизированных информационных систем управления, которые формально нельзя отнести к основным производственным фондам, однако без них невозможно вести эффективную хозяйственную деятельность в современных условиях;

- не учитывалась возможность возникновения «цепной реакции», когда выход из строя одного элемента системы способствует отказу других (в т.ч.

более важным для общесистемной надежности), что значительно увеличивает вероятность возникновения серьезных сбоев;

- упрощенные методы распределения вероятности проявления факторов риска (в ряде случаев нормальное распределение неточно определяет диапазон возможных значений вероятности).

В качестве одного из возможных способов корректировки оценки величины риска для крупномасштабных аварий, затрагивающих всю или значительную часть энергетической системы, может предложить применение теории Марковских процессов, суть которой состоит в рассмотрении объекта как определенного набора возможных состояний и совокупности вероятностей его изменения из одного состояния в другое. При этом значение определенной характеристики объекта не зависит от переходов, произошедших до этого, а определяется только исходя из текущей величины этого параметра.

Применение теории Марковских процессов в сфере электроэнергетики получило свое распространение в США. В соответствующих исследованиях энергетическая система рассматривается как совокупность ряда состояний, дифференцируемых по уровню надежности (например, от полностью безопасного до аварийного, при котором технический сбой неминуем).

Для определения величины общесистемного риска здесь используется матрица вероятностей различных переходов, исходя из которой рассчитывается итоговая вероятность возникновения крупномасштабной аварии. Данная модель способствует получению более достоверных оценок частоты системных аварий и при этом не требует значительных ресурсов на получение необходимой для расчета информации, так как анализ производится по совокупности единиц оборудования системы, а не по отдельным узлам и агрегатам.

С другой стороны, подобный подход приводит к очевидным затруднениям при оценке необходимых вероятностей перехода энергетической системы от одного уровня надежности к другому. Предлагаемая система экспертной оценки, которая бы учитывала важнейшие параметры (например,

среднюю величину износа оборудования или уровень квалификации обслуживающего персонала), в любом случае является субъективным, а, следовательно, не самым точным методом оценки комплексного риска крупной аварии.

Для повышения этой точности, которая позволит более эффективно планировать инвестиционную программу предприятия, имеет смысл учитывать при расчете объективные данные по имеющимся в распоряжении предприятия физическим активам, поскольку такая информация в любом случае собирается и анализируется на низшем уровне управления.

В таком случае техническое состояние конкретной единицы оборудования условно представляется как суперпозиция двух состояний – работоспособного и аварийного. Необходимые для проведения оценки вероятности перехода между данными состояниями в этом случае могут быть рассчитаны на основании статистической информации по данному типу активов. Срок службы оборудования, условия его эксплуатации, параметры системы планово-предупредительных ремонтов, графики модернизации и замены агрегатов, величины возможного ущерба от выхода из строя той или иной единицы, степень возможного влияния отдельного сбоя на общую работоспособность системы – перечисленные показатели рассчитываются электросетевыми компаниями в процессе их текущей деятельности.

После расчета рисков в рамках отдельных элементов общей энергетической системы необходимо объединить полученные модели в единую, описывающую всю совокупность взаимосвязанных активов компании. Такая модель позволит достаточно точно предсказать возможность системных аварий и описать наиболее вероятные сценарии того, как это может произойти.

Рассмотрим пример использования предложенной схемы для совокупности двух взаимосвязанных элементов – участка энергетической системы, включающего 2 линии электропередачи.



Предположим, в распоряжении электросетевой компании имеются следующие данные о возможных состояниях исследуемых активов (таблица 4, 5).

Таблица 4 – Матрица суточных вероятностей возможных состояний ЛЭП № 1 в зависимости от состояния ЛЭП № 2

ЛЭП № 2	Рабочее	Авария
Рабочее	0,995	0,005
Авария	0,6	0,4

Таблица 5 – Матрица суточных вероятностей возможных состояний ЛЭП № 2 в зависимости от состояния ЛЭП № 1

ЛЭП № 1	Рабочее	Авария
Рабочее	0,99	0,01
Авария	0,6	0,4

В данном случае конкретные значения являются условными, однако реальной ситуации подобная информация может быть получена специалистами электросетевой компания, исходя из данных о количестве отказов за определенный период или статистики длительности внеплановых ремонтов. При большем количестве объектов корректные оценки можно получить с помощью разного рода программных продуктов.

В настоящем примере общесистемной аварией будет являться одновременный выход из строя обеих линий электропередачи, при использовании стандартного метода оценки мы получим следующее значения вероятности наступления рискового случая:

$$P_{\text{аварии}} = p_{\text{сбоя1}} \times p_{\text{сбоя2}} = 0,005 \times 0,01 = 0,00005, \text{ где} \quad (1)$$

$P_{\text{аварии}}$  – вероятность общесистемной аварии;

$p_{\text{сбоя1}}$  – вероятность выхода из строя ЛЭП № 1;

$p_{\text{сбоя2}}$  – вероятность выхода из строя ЛЭП № 2.

Исходя из полученного значения, можно сделать вывод, что одновременное отключение обеих ЛЭП будет наблюдаться в среднем один раз в 54 года (как указано в условии, за единицу измерения взяты 1 сутки), что позволяет говорить о достаточности предпринимаемых данной компанией мер по предупреждению возникновения нештатных ситуаций и минимизации уровня имеющихся рисков.

Рассмотрение данной модели с помощью инструментария теории Марковских процессов позволит учесть следующие важные особенности:

- проведение ремонта, модернизации или обновления оборудования на одной линии электропередачи повлечёт за собой увеличение нагрузки на другую на время проведения перечисленных мероприятий; кроме того, это потребует от предприятия отвлечения части имеющихся ресурсов, которые будет невозможно использовать для решения иных задач;

- возможность «цепной реакции» – выход из строя одного элемента энергетической системы может повлечь за собой каскадные сбои других ее элементов;

- в период проведения ремонта, модернизации или обновления используемого оборудования одной линии, отсутствует резерв на случай выхода из строя другой и, следовательно, повышается вероятность общесистемного сбоя;

- определенный фактор риска может повлиять на выход из строя сразу нескольких элементов сети.

Оценим вероятность риска исследуемой энергетической системы с учетом перечисленных особенностей, для чего необходимо провести расчет вероятностей всех переходов из одного состояния системы в другое, исходя из имеющей информации по отдельным элементам (таблица 6).

Перечислим возможные состояния энергосистемы:

- обе линии передач находятся в работоспособном состоянии – минимальная вероятность общесистемной аварии;

- работает только одна линия электропередач, вторая вышла из строя – повышенная вероятность реализации рискового случая (2 возможных позиции в зависимости от того, какая линия электропередач вышла из строя);
- обе линии электропередач не функционируют (общесистемный сбой).

Таблица 6 – Матрица вероятностей перехода для энергетической системы, состоящей из двух линий электропередач

Возможные переходы между состояниями	Расчетные вероятности	Скорректированные вероятности
A1B1-A1B0	0,00995	0,00995
A1B1-A0B1	0,00495	0,00495
A1B1-A0B0	0,00005	0,0002
A0B1-A0B0	0,004	0,008
A0B1-A1B0	0,006	0,006
A0B1-A1B1	0,594	0,594
A1B0-A0B0	0,002	0,004
A1B0-A0B1	0,003	0,003
A1B0-A1B1	0,597	0,597
A0B0-A0B1	0,24	0,24
A0B0-A1B0	0,24	0,24
A0B0-A1B1	0,36	0,36
A0B0	0,16	0,16
A0B1	0,396	0,392
A1B0	0,398	0,396
A1B1	0,98505	0,9849

В данной таблице A1B1 – состояние полной работоспособности системы (обе ЛЭП функционируют), A1B0 и A0B1 – частичная работоспособность

(выход из строя ЛЭП №1 и ЛЭП №2 соответственно), A0B0 – потеря работоспособности энергетической системы.

Часть рассчитанных вероятностей скорректирована:

- вероятности перехода из состояний частичной работоспособности (A1B0 и A0B1) в состояние общесистемной аварии увеличены вдвое для учета возможности «цепной реакции», а вероятность непосредственного перехода от полностью рабочего состояния к A0B0 – в 4 раза, поскольку на выход из строя обеих линий может повлиять один и тот же фактор риска.

Значения поправочных коэффициентов следует считать условными, в реальных условиях они подлежат экспертной оценке, учитывающей специфику конкретной энергетической системы.

Поскольку изначально предполагается, что система находится в состоянии A1B1, то расчетное среднее время до перехода в состояние A0B0 составляет примерно 12,3 года, что заметно меньше полученного обычным расчетом периода в 54 года и, очевидно, гораздо точнее отражает действительную ситуацию, характерную для энергетической отрасли.

Таким образом, можно сделать вывод, что данная модель учитывает большее количество значимых факторов и позволяет повысить точность оценки рисков на предприятии.

### **2.3 Схема расчета уровня комплексного риска на энергетическом предприятии или в электрохозяйстве**

Определить величину комплексного риска на энергетическом предприятии или в электрохозяйстве можно с использованием многофакторной модели. Количественной оценкой вероятности отказа в этом случае будет выступать функция частоты сбоев, выражающая зависимость значения вероятности выхода из строя оборудования от фактического периода его эксплуатации.

Такая функция будет иметь три основных характерных участка – пусконаладочный период, время нормального функционирования и зона износа,

причем предполагаемые виды зависимостей будет различать для разных групп оборудования (трансформаторов, линий электропередачи и т.п.).

В промежутке нормального функционирования функции будет принимать постоянное значение, в зоне износа – расти с увеличением периода эксплуатации. В общем виде многофакторную модель можно представить следующим образом (2):

$$R_i = \lambda_i * C_i, \quad (2)$$

где  $R_i$  – величина риска по  $i$ -му активу,

$\lambda_i$  – показатель частоты отказов для  $i$ -го актива,

$C_i$  – сумма потерь, которую вынуждено будет понести предприятие в случае реализации фактора риска.

Величина рассчитанных потерь будет значительно превышать сумму затрат на ремонт и замену вышедшего из строя оборудования, поскольку в нее также будут входить:

- незапланированные в бюджете расходы на проведение мероприятий по устранению последствий произошедшей аварии (например, оплата работы персонала во внеурочное время);
- финансовые потери от прекращения подачи электроэнергии потребителям;
- издержки по выплате штрафных санкций, наложенных государственными регуляторами, либо взысканных контрагентами по вступившим в законную силу решениям суда;
- репутационные убытки предприятия в стоимостном выражении.

Как следует из вышеперечисленного, общую сумму понесенного ущерба достаточно сложно спрогнозировать, особенно в части возможных потерь от договорных санкций или ухудшения имиджа компании. Для уточнения величины комплексного риска в конкретных условиях необходимо иметь в распоряжении самую разностороннюю информацию [21]:

- масштабы отпускаемой потребителям электроэнергии, которые обеспечиваются за счет исследуемого физического актива;

- наличие резервов на случай выхода из строя основного оборудования;

- число потребителей, находящихся в зоне риска в случае аварии на исследуемом активе;

- возможности сохранения электроснабжения части потребителей при наступлении рискованного случая;

- среднее время на восстановление электроснабжения потребителей с учетом показателей сезонности и близости расположения оборудования;

Первоначально величина риска рассчитывается по отдельной единице или категории эксплуатируемого оборудования, затем расчет обобщается в целом по предприятию посредством суммирования результатов по обособленным участкам деятельности.

Как указывалось в предыдущем пункте, полученное значение не совсем точно будет говорить об имеющемся риске «цепной реакции» и масштабной аварии, которая способна нанести катастрофический ущерб предприятию, Тем не менее, исходя из величины комплексного риска, можно сложить мнение об общем состоянии имеющихся активов. Сравнив возможные потери с текущими расходами, предприятие сможет оценить возможность реализации стратегии управления рисками с целью их минимизации.

Поскольку функция частоты отказов теоретически позволяет рассчитать вероятность выхода из строя оборудования в течение определенного периода времени в будущем, становится реально примерно определить величину комплексного риска при различном содержании комплекса мероприятия в рамках той или иной стратегии риск-менеджмента в зависимости от имеющихся у предприятия ресурсов. Особенно это становится актуальным в случае нахождения значительной части активов в зоне износа и повышенного риска, поскольку в этом случае, риски крупных аварий экспоненциально возрастают.



Рисунок 6 – Алгоритм принятия решений по замене оборудования с учетом располагаемого бюджета и оценки рисков

Для практического применения рассчитанного массива показателей риска (в целях реализации стратегии необходимого технического обслуживания и замены оборудования) можно использовать следующий алгоритм принятия решений (рисунок 6), который позволит в рамках располагаемого бюджета снизить комплексный риск до минимального уровня.

При помощи приведенного алгоритма возможно достичь и обратной цели – минимальную рассчитать величину ресурсов, которые необходимо затратить на замену или техническое обслуживание оборудования, позволяющую предприятию оставаться в пределах допустимого уровня комплексного риска.

В этом случае последовательность действий будет выглядеть так:

1. Определение уровня комплексного физического риска, который предприятие готово нести в течение определенного расчетного периода своей деятельности.

2. Сравнение реального значения комплексного риска с приемлемым. В случае если это значение ниже, делается вывод о достаточности имеющихся мероприятий по минимизации рисков или даже их избыточности. Если же расчетный уровень риска превышает допустимый, то необходимы дополнительные шаги.

3. Выявление активов, которые вносят основной вклад в превышение нормативного показателя комплексного риска с учетом фактора времени (у части оборудования за период реализации стратегии снижения рисков может поменяться участок функции частоты сбоев; при этом высокие риски выхода из строя оборудования, находящегося в зоне нормальной эксплуатации также не должны остаться без внимания и обязательно приниматься в расчет).

4. Добавление единицы, имеющей максимальный уровень риска, в перечень плановой замены оборудования и пересчет величины комплексного риска с учетом этой замены.

5. Возращение к пунктам 2-4; в случае если вновь определенный уровень комплексного риска становится ниже допустимого, цикл прекращается;



б. Поскольку формирование программы технического обслуживания и замены оборудования происходит на период реализации стратегии управления рисками, после завершения описанного цикла становится возможным рассчитать годовые бюджеты, необходимые для соответствия рекомендуемому плану мероприятий. Если получившиеся значения превышают ресурсы, которые предприятие способно выделить на минимизацию рисков, можно сделать вывод о наличии сложностей для осуществления долгосрочной деятельности и поставить вопрос о постепенном уходе с рынка.

По итогам расчета предполагаемого риска отдельных единиц оборудования можно составить рекомендации по совершенствованию организации технического обслуживания энергетической компании или электрохозяйства.

В этом случае физическим активам предприятия присваиваются классы приоритетов, которые определяют различные системы их технического обслуживания:

- 1-й класс (высокий приоритет) – техническое обслуживание по времени (аналог системы планово-предупредительных ремонтов),
- 2-й класс (средний приоритет) – техобслуживание по фактическому состоянию;
- 3-й класс (низкий приоритет) – техобслуживание по факту аварии.

Пример дифференциации оборудования по данным классам представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Дифференциация по классам приоритетов в зависимости от расчетного уровня риска

№	Тип актива	Величина риска, руб./год	Класс приоритета	Рекомендуемая схема технического обслуживания
1	Трансформатор 6-10 кВ	Низкий (40 000)	3	По факту аварии – минимальный уровень надёжности, замена после выхода из строя
2	Линия электропередачи	Средний (200 000)	2	По фактическому состоянию – средний уровень надёжности
3	Трансформатор 110 кВ	Высокий (1 200 000)	1	По времени – максимальный уровень надёжности, высокие затраты на обслуживание

Таким образом, физические активы, имеющие максимальный уровень риска, обслуживаются по утвержденному графику, который должен фактически исключить возможность отказа. Здесь следует отметить, что периодичность технического обслуживания должна, с одной стороны, держать риски в допустимых пределах, а с другой, – не приводить к чрезмерным затратам на поддержание надёжности, что делает бессмысленной экономию от отсутствия сбоев.

С целью оптимизации данного процесса можно использовать функцию частоты отказов, добавляя параметры технического обслуживания в многофакторную модель.

Использование функции надёжности для определения оптимальных периодов между текущими, средними и капитальными ремонтами, обычно приводит к меньшим, нежели в системе планово-предупредительных ремонтов

затратам, поскольку расчетная периодичность оказывается ниже нормативной. В данном случае сначала определяется приемлемый для данного типа оборудования уровень риска (складывается из вероятности бесперебойной работы между моментами технического обслуживания в зависимости от ее периодичности и величины возможного ущерба в случае отказа), а затем находится максимальная соответствующая ему длительность межремонтного периода.

Условие оптимизации будет выглядеть следующим образом:

$$R(t) \leq R_{\text{доп}} \text{ при } t \rightarrow \max, \quad (3)$$

где  $R(t)$  – функция зависимости величины риска от длительности межремонтных интервалов;

$R_{\text{доп}}$  – допустимый уровень риска для данного оборудования.

Очевидно, что при переходе рассматриваемого оборудования в зону износа (при длительном периоде эксплуатации) продолжительность периодов между ремонтами, необходимая для поддержания приемлемого уровня риска, начнет уменьшаться. Когда затраты на предупреждение отказа превысят экономию, получающуюся в результате надежной работы, данную единицу оборудования будет необходимо заменить.

Оценку эффективности используемой системы риск-менеджмента невозможно произвести без комплексной системы показателей, определяющих ключевые аспекты ее работы. При этом, с одной стороны, число таких показателей должно быть не слишком большим (иначе проведение оценки будет требовать чрезмерных затрат), с другой, выбранная модель должна с достаточной точностью описывать реальную ситуацию.

Как уже было указано выше, для энергетической компании можно выделить 4 блока показателей, соответствующих основным целям ее деятельности (вариант для электросетевой компании приведен на рисунке 7): коэффициенты экономической эффективности, параметры надежности электроснабжения, показатели соответствия требованиям государственных регуляторов и, наконец, оценки имиджа и репутации (таблица 8).



Рисунок 7 – Структура целей электросетевой компании

Как видно из таблицы, перечисленные показатели поддаются количественной оценке и могут быть исследованы в динамике.

Таблица 10 – Комплексная система показателей оценки эффективности системы риск-менеджмента в электроэнергетике

№	Наименование показателя	+/-
Коэффициенты экономической эффективности		
1	Выручка	+
2	Капитализация компании	+
3	Чистая прибыль	+
4	Рентабельность активов	+
5	Расходы на ликвидацию последствий аварий	-
6	Экономия затрат за счет снижения рисков	+

Продолжение таблицы 10

Параметры надёжности электроснабжения		
7	Общее время отсутствия электроснабжения у среднестатистического потребителя вследствие перебоев подачи электроэнергии	–
8	Средняя длительность отключения электроэнергии	–
9	Величина отклонений от среднестатистических значения параметров надёжности (доля потребителей, испытывавших серьезные нарушения энергоснабжения)	–
10	Величина износа оборудования в среднем по предприятию или подразделению	–
11	Продолжительность внеплановых простоев оборудования за отчетный период	–
Показатели соответствие требованиям государственных регуляторов и принятым контрактным обязательствам		
12	Показатель степени соответствия нормативам качества электроэнергии (установившееся изменение напряжения $\Delta U(y)$ , амплитуда изменения напряжения $\Delta U(t)$ , отклонение частоты $\Delta F$ и пр.)	+
13	Количество и суммы претензий со стороны регулирующих органов и контрагентов по поводу несоблюдения установленных нормативов и договорных обязательств по качеству электроэнергии и надёжности электроснабжения	–
Оценки имиджа и репутации		
14	Удовлетворенность потребителей качеством обслуживания	+
15	Оценки рейтинговых агентств, внешних аудиторов, экспертов	+

Экспертным методом приведенным показателям присваивается соответствующий удельный вес, определяющий важность того или иного

параметра для компании или подразделения в данных условиях, после чего рассчитывается интегральный показатель эффективности.

Невозможность прямого подсчета данного показателя обуславливается разнородностью входящих в системы коэффициентов, которые необходимо привести к сопоставимому виду. Следует отметить, что негативные изменения в 20-25% перечисленных индикаторов могут говорить о необходимости корректировки реализуемой стратегии, даже если комплексный показатель эффективности имеет положительную динамику.

## **2.4 Выводы по разделу 2**

На основании проведенного исследования практических подходов к созданию системы управления рисками в электрохозяйстве предприятия отметим следующие важнейшие аспекты:

- функционирующая система риск-менеджмента включает две основных составляющие – проведение оценки рисков и собственно управление ими;

- модели оценки вероятности крупных аварий, затрагивающих все предприятие или целую энергосистему, должны учитывать факторы влияния отказа одной единицы оборудования на надежность других элементов электроснабжения и, как следствие, повышать вероятность каскадной аварии;

- при использовании модели оценки рисков для проведения плановой замены оборудования при ограниченном бюджете приоритетный кандидат на замену выбирается исходя из максимума расчетной величины риска среди сравниваемых вариантов;

- комплексная система показателей оценки эффективности системы риск-менеджмента в электроэнергетике включает 4 группы параметров – экономической эффективности, надежности электроснабжения, степени соответствия требованиям регулирующих органов и оценки имиджа и репутации.

### **3 Рекомендации по совершенствованию системы риск-менеджмента в электрохозяйстве предприятия**

#### **3.1 Разработка комплекса мероприятий по управлению рисками в электрохозяйстве предприятия**

Разработка системы риск-менеджмента на предприятии базируется на выявлении и оценке уровня приемлемого риска. Данный подход является более эффективным, нежели стремление к достижению нулевого риска, в соответствии с которым считается необходимым полное исключение вероятности влияния негативных событий на текущие процессы на предприятии за счет проведения соответствующих организационных мероприятий, созданию необходимых систем безопасности, предотвращающих все возможные опасности.

Помимо высокой стоимости реализации такого подхода следует отметить его практическую неэффективность – условия функционирования энергетического предприятия или электрохозяйства предусматривают вероятностный характер происходящих внутри и вне его событий и регулярное появление случайных, незапланированных факторов.

Концепция допустимого риска учитывает этот вероятностный характер и позволяет спрогнозировать ущерб от реализации того или иного фактора риска, зарезервировать и своевременно распределить ресурсы как на снижение вероятности появления проблемы, так и на соответствующую подготовку к проведению мероприятий по устранению возможных последствий аварии.

Для расчета показателя приемлемого риска имеет смысл провести ранжирование выявленных угроз надежности в зависимости от величины возможного ущерба и вероятности наступления рискованного случая [6].

Вышеизложенные подходы позволяют сформировать следующую укрупненную схему оценки рисков на энергетическом предприятии или в электрохозяйстве (рисунок 8-11):



Рисунок 8 – Ранжирование рисков по вероятности



Рисунок 9 – Ранжирование рисков по величине нанесенного ущерба





Рисунок 10 – Ранжирование рисков по величине нанесенного ущерба

Рекомендации системы риск-менеджмента в зависимости от ранга, присвоенного конкретному виду риска, приведены в таблице 11:

Таблица 11 – Рекомендации по управлению рисками

Ранг	Мероприятия в целях приведения риска к приемлемому уровню
Очень низкий риск	Данные риски находятся на приемлемом уровне, дополнительные мероприятия не требуются, возможна проверка на избыточность обеспечения надежности

Продолжение таблицы 11

<p>Низкий риск</p>	<p>Уровень риска соответствует приемлемому, проводимых мероприятий достаточно для поддержания надежности, дальнейшее снижение риска следует осуществлять только с минимальных затратах имеющихся в распоряжении предприятия ресурсов</p>
<p>Средний риск</p>	<p>Риски превышают допустимые значения, предприятию следует разработать комплекс мероприятий по их снижению, в случае необходимости для этого следует выделить дополнительные ресурсы</p>
<p>Высокий риск</p>	<p>Данная группа рисков является недопустимой, необходимы срочные действия по снижению величины риска до приемлемых значений. Соответствующие мероприятия следует осуществлять до тех пор, пока риск не перейдет в категорию средних, после чего работа с данным фактором будет вести в обычном порядке. В случае, если рассматриваемый риск снизить не удастся, возможно рассмотреть вопрос о прекращении деятельности в данных условиях.</p>
<p>Очень высокий риск</p>	<p>Категория рисков, означающая высокую вероятность наступления катастрофических последствий при реализации фактора риска, в случае выявления такого рода опасностей деятельность должна быть полностью прекращена (время на снижение опасности превышает средний ожидаемый период до момента крупной аварии)</p>

## Возможный диапазон величин рисков в зависимости от конкретного предприятия электроэнергетики

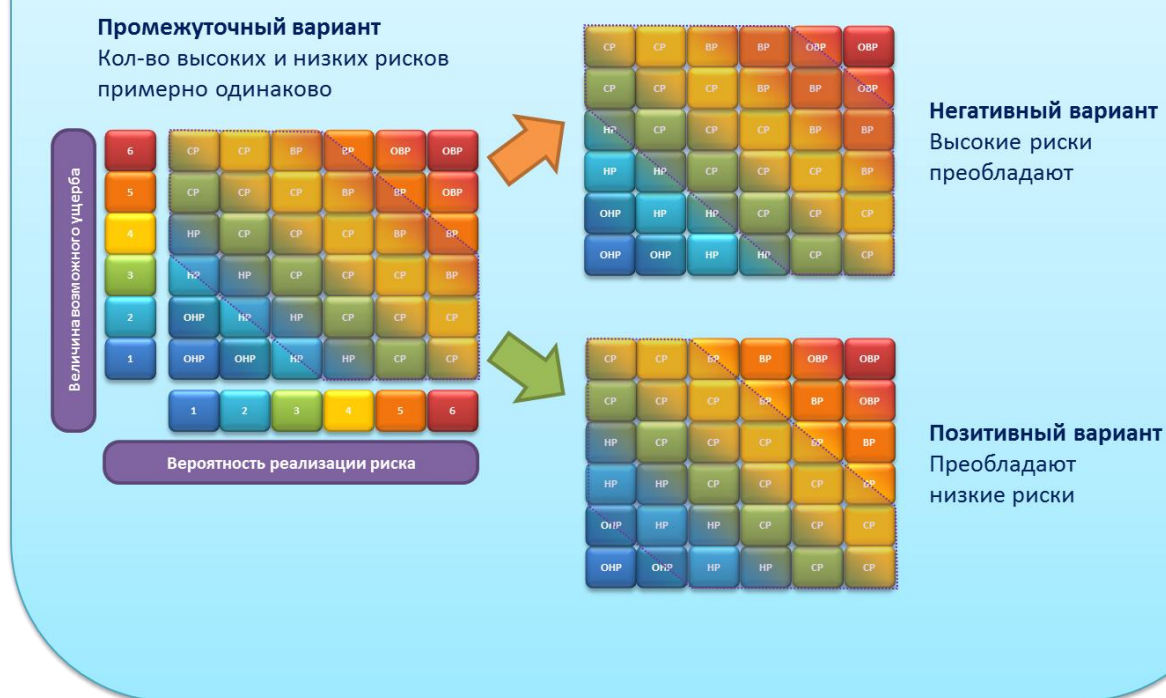


Рисунок 11 – Различные варианты матриц рисков для конкретных предприятий

Для получения величины комплексного риска производится суммирование показателей возможного ущерба от всех выявленных независимых друг от друга видов риска с учетом вероятности их возникновения. На эффективность мероприятий, проводимых с целью снижения комплексного риска, будут влиять, с одной стороны, затраты на их осуществление, с другой стороны, фактическая величина уменьшения риска. При этом оптимальное значение затрачиваемых на систему управления рисками ресурсов и будет достигнуто в случае:

$$\lim_{\Delta Z \rightarrow 0} \frac{\Delta K P}{\Delta Z} = 1, \text{ т.к. при дальнейшем увеличении затрат снижение}$$

величины риска будет недостаточным для их возмещения.

### **3.2 Разработка модели оптимальной стратегии замены оборудования с учетом рекомендаций системы риск-менеджмента**

При оценке эффективности рекомендуемых мероприятий по снижению уровня рисков выхода из строя оборудования в расчет принимаются три возможных варианта:

#### **I. Базовый вариант**

В данном варианте принимается стандартный алгоритм технического обслуживания оборудования на протяжении всего расчетного срока его эксплуатации, включающий существующий график планово-предупредительных ремонтов и иных работ по поддержанию оборудования в работоспособном состоянии без учета его капитальных ремонтов, реконструкции или замены.

Таким образом, с базового варианта начинается анализ возможных стратегий технического и ремонтного обслуживания в течение жизненного цикла работы оборудования.

Каждому стандартному отказу должен соответствовать общий перечень аварийно-восстановительных работ по устранению негативных последствий и возмещению ущерба от данного отказа.

#### **II. Замена отдельных узлов оборудования**

Данный вариант подразумевает полную замену в течение определенного промежутка времени одного или нескольких ресурсопределяющих узлов исследуемого оборудования. В качестве ресурсопределяющего узла может быть принят элемент оборудования, если он удовлетворяет следующим требованиям:

- повышение риска выхода из строя данного узла приводит к значительному понижению надежности и увеличению угрозы потери работоспособности оборудования в целом;
- текущий ремонт узла не приводит к заметному восстановлению его рабочего ресурса (например, по причине усталости металла);

- стоимость проведения мероприятий по реконструкции или замене данного узла существенная для предприятия.

Подразумевается, что за счет регулярной и своевременной замены ресурсопределяющих узлов становится возможным обеспечить работоспособность оборудования в течение длительного промежутка времени, с соблюдений необходимых параметров надежности и требуемого функционала.

Расчет включает в себя определение оптимальной периодичности замены отдельных узлов посредством нахождения минимального значения среднегодовых затрат при различающихся по времени вариантах замены рассматриваемого узла.

Рекомендации системы риск-менеджмента, основанные на данном расчете, могут быть следующими:

а) не следует заменять узел, если предельные издержки его функционирования (с учетом вероятности выхода из строя) ниже текущей среднегодовой стоимости;

б) узел следует заменить в году  $t$ , если предельные издержки его функционирования в данном году превысили среднегодовую стоимость в расчете на число лет  $t$ ;

в) узел не следует менять в течение всего планового периода, если текущая среднегодовая стоимость на всем горизонте планирования выше предельных издержек;

г) узел следует заменить уже на первый год работы, если предельные издержки изначально выше среднегодовой стоимости.

### III. Полная замена оборудования

При реализации данного варианта происходит выведение из строя рассматриваемой единицы оборудования и приобретение нового (возможно, с лучшими характеристиками и эффективностью), оптимальная периодичность данного процесса и является предметом исследования.

Замена оборудования приводит к уменьшению вероятности возникновения возможных вариантов отказов, улучшению оценочных показателей по всем критериям и, как следствие, снижению комплексного риска работы оборудования. В случае, если производится замена на более новое и эффективное оборудование, следует учесть возможное уменьшение потерь электроэнергии или среднегодовых эксплуатационных затрат [23].

Расчет оптимального года проведения замены оборудования осуществляется посредством сопоставления величины прогнозируемого риска его использования в году  $t$  и величины капитальных затрат в расчете на число лет  $t$ .

Стандарт ПАО «РусГидро» выделяет следующие ресурсопределяющие узлы трансформаторов [23]:

- бак трансформатора;
- обмотка и сердечник трансформатора;
- система охлаждения трансформатора;
- устройства регулирования напряжения под нагрузкой и переключения без возбуждения (при наличии);
- масло;
- вводы трансформаторов;
- релейная защита.

В таблице 12 приведены типовые отказы перечисленных узлов:

Таблица 12 – Типовые отказы ресурсопределяющих узлов трансформатора

№ п/п	Ресурсопределяющий узел	Характеристика типового отказа
1	Бак трансформатора	а) Течь масла через главную прокладку (главное уплотнение), снижение уровня масла до срабатывания газового реле на сигнал
		б) Течь масла по фланцам трубопроводов, адапторов, сварным швам, требующая отключения трансформатора
		в) Течь масла через сальники задвижек требующая отключения трансформатора
2	Обмотка и сердечник трансформатора	а) Повреждение железа (пожар железа), отключение трансформатора газовой защитой
		б) Повреждение изоляции ярма, стяжных шпилек, бандажей относительно активной стали приводящее к местным перегревам и срабатыванию газовой защиты на сигнал.
		в) Повреждение обмотки в связи с ослаблением прессовки, перегревом паек и т.п.
		г) Трансформатор отключен ДЗТ или газовой защитой.
		д) Внутреннее повреждение. Трансформатор отключен ДЗТ или газовой защитой.

Продолжение таблицы 12

3	Система охлаждения трансформатора	Повреждения насосов, приводящие к неработоспособности трансформатора
		Повреждения вентиляторов приводящие к неработоспособности трансформатора
		Течь масла по фланцам трубопроводов, сальникам задвижек, сварным швам, требующая отключения трансформатора
		Повреждение системы автоматики охлаждения трансформатора, приводящее к неработоспособности трансформатора
4	Устройства регулирования напряжения под нагрузкой и переключения без возбуждения	Повреждение избирателя, приводящее к неработоспособности трансформатора
		Повреждение контактора, приводящее к неработоспособности трансформатора
		Повреждение привода, приводящее к неработоспособности трансформатора
		Течь масла через главную прокладку, снижение уровня масла до аварийного уровня
5	Масло	Результаты испытаний масла неудовлетворительны, требуется вывод трансформатора из работы
		Результаты ХАРГ масла неудовлетворительны, требуется вывод трансформатора из работы
6	Вводы трансформаторов	Перекрытие фарфоровой изоляции ввода
		Результаты испытаний ввода неудовлетворительны, требуется вывод трансформатора из работы



Продолжение таблицы 12

7	Релейная защита	Отказ защиты, запуск УРОВ, погашение блока генераторов и системы шин РУ высокого напряжения
		Отказ защиты, запуск УРОВ, погашение блока генераторов и системы шин РУ высокого напряжения.

При определении оптимального периода замены необходимо рассчитать величину риска полного отказа оборудования в год  $t - R_t$ , которая равна ожидаемой величине ущерба для предприятия в результате выхода из строя рассматриваемого оборудования в данном году. Показатель рассчитывается исходя из того, что в сумме ущерба учтена стоимость замены оборудования (включает собственно стоимость оборудования и расходы на доставку и строительные-монтажные работы), а также издержки, которые необходимо понести в течение времени аварийного отказа оборудования.

Таким образом, при расчете риска используется показатель чистого риска, учитывающий превышение затрат по аварийному восстановлению работоспособности системы электроснабжения и планово-предупредительным устранением возможности реализации отказа за счет замены оборудования:

$$R_t = p_t \times C_t, \quad (4)$$

где  $C_t$  – это чистые риски в год  $t$ ,

$p_t$  – вероятность выхода из строя оборудования в году  $t$ .

Построение зависимости вероятности отказа от срока эксплуатации оборудования:

1. Рассматривается достаточно длинный горизонт построения кривой (количество лет, которое будет использовано для расчетов);

2. Определяются данные по максимальному, минимальному и расчетному срокам эксплуатации оборудования;

3. Вводится функция вероятности отказа оборудования в течение времени  $t$ :

$$F = Norm(t, T_{расч}, \sigma), \quad (5)$$

где  $Norm(t, T_{расч}, \sigma)$  – функция нормального распределения, зависящая от  $t$  – расчетного года,

$T_{расч}$  – расчетный срок службы,

$\sigma$  – среднеквадратическое отклонение.

Нормальное распределение рассчитывается по формуле:

$$Norm(t, T_{расч}, \sigma) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \times \int_{-\infty}^t \exp\left(-\left(\frac{t-T_{расч}}{\sigma}\right)^2\right) d\left(\frac{t-T_{расч}}{\sigma}\right) \quad (6)$$

Среднеквадратическое отклонение  $\sigma$  рассчитывается по формуле:

$$\sigma = \frac{(T_{max} - T_{min})}{2}, \quad (7)$$

где  $T_{max}$  и  $T_{min}$  представляет собой минимальный и максимальный срок эксплуатации оборудования.

4. В результате проведённых вычислений должна быть получена таблица значений вероятности отказа в зависимости от срока эксплуатации оборудования.

В таблице 13 приведены рассчитанные с помощью программных средств значения для следующих показателей работы оборудования:

$T_{расч} = 25$  лет;

$T_{max} = 40$  лет;

$T_{min} = 15$  лет.

Таблица 13 – Значения вероятности отказа оборудования в зависимости срока его эксплуатация

Год работы	Значение F (накопленная стоимость)	Вероятность отказа в течение года
1	0,027	0,027
2	0,033	0,005

Продолжение таблицы 13

3	0,039	0,006
4	0,046	0,007
5	0,055	0,008
6	0,064	0,009
7	0,075	0,011
8	0,087	0,012
9	0,100	0,013
10	0,115	0,015
11	0,131	0,016
12	0,149	0,018
13	0,169	0,019
14	0,189	0,021
15	0,212	0,022
16	0,236	0,024
17	0,261	0,025
18	0,288	0,027
19	0,316	0,028
20	0,345	0,029
21	0,374	0,030
22	0,405	0,031
23	0,436	0,031
24	0,468	0,032
25	0,500	0,032
26	0,532	0,032
27	0,564	0,032
28	0,595	0,031

Продолжение таблицы 13

29	0,626	0,031
30	0,655	0,030
31	0,684	0,029
32	0,712	0,028
33	0,739	0,027
34	0,764	0,025
35	0,788	0,024
36	0,811	0,022
37	0,831	0,021
38	0,851	0,019
39	0,869	0,018
40	0,885	0,016
41	0,900	0,015
42	0,913	0,013
43	0,925	0,012
44	0,936	0,011
45	0,945	0,009
46	0,954	0,008
47	0,961	0,007
48	0,967	0,006
49	0,973	0,005
50	0,977	0,005

Исходя из приведенных значений график накопленной вероятности отказа оборудования по годам будет выглядеть следующим образом:

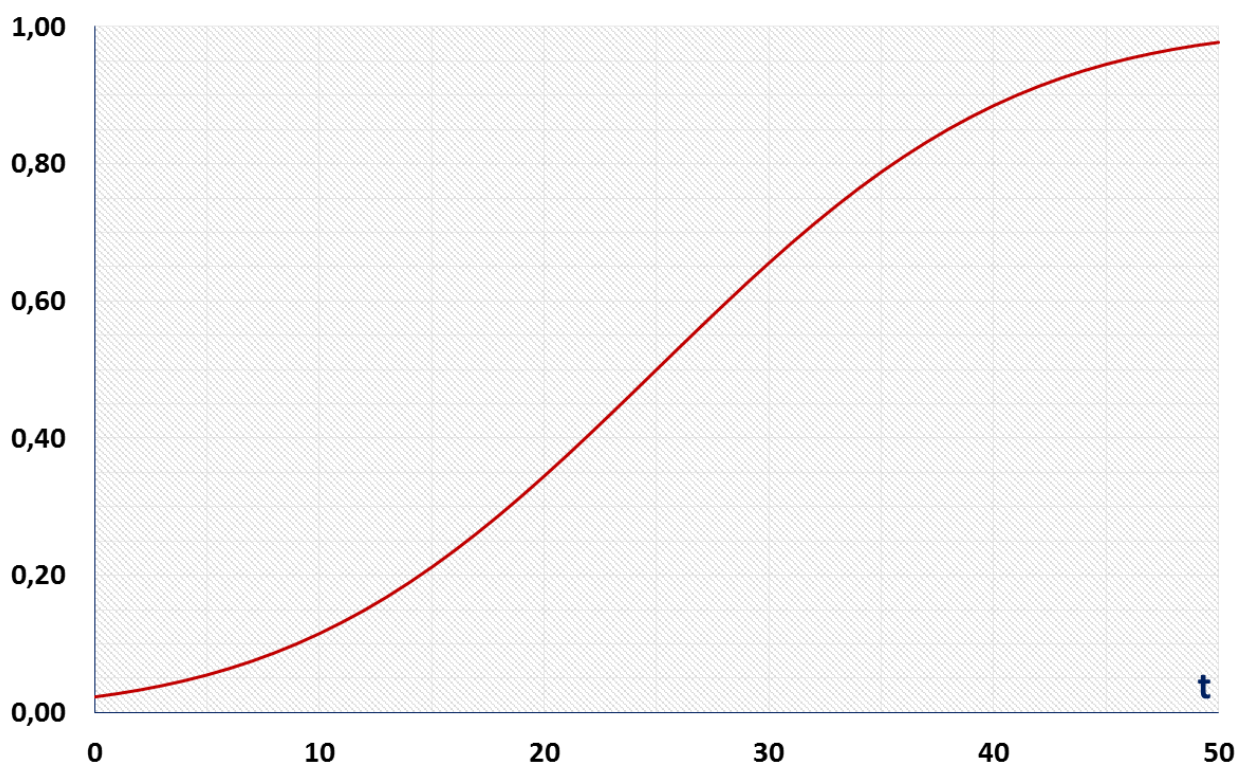


Рисунок 12 – График накопленной вероятности полного отказа оборудования по годам его эксплуатации

6. Для расчета величины риска в относительных единицах стоимости плановой замены оборудования введем поправочный коэффициент:

$$K_{\text{попр}} = Y_{\text{отказа}} / Z_{\text{зам}}, \quad (8)$$

где  $Y_{\text{отказа}}$  – общая сумма ущерба от выхода из строя оборудования;  
 $Z_{\text{зам}}$  – затраты на плановую замену оборудования.

Функция величины риска определяется по формуле:

$$R(t) = F_{\text{отказа}}(t) \times K_{\text{попр}} \quad (9)$$

В случае если показатель ущерба с течением времени будет меняться в иной степени, нежели затраты на плановую замену,  $K_{\text{попр}}$  также не останется неизменным и функция величины риска примет более сложный вид.

### Относительная величина риска отказа при $K_{\text{попр}} = 2$

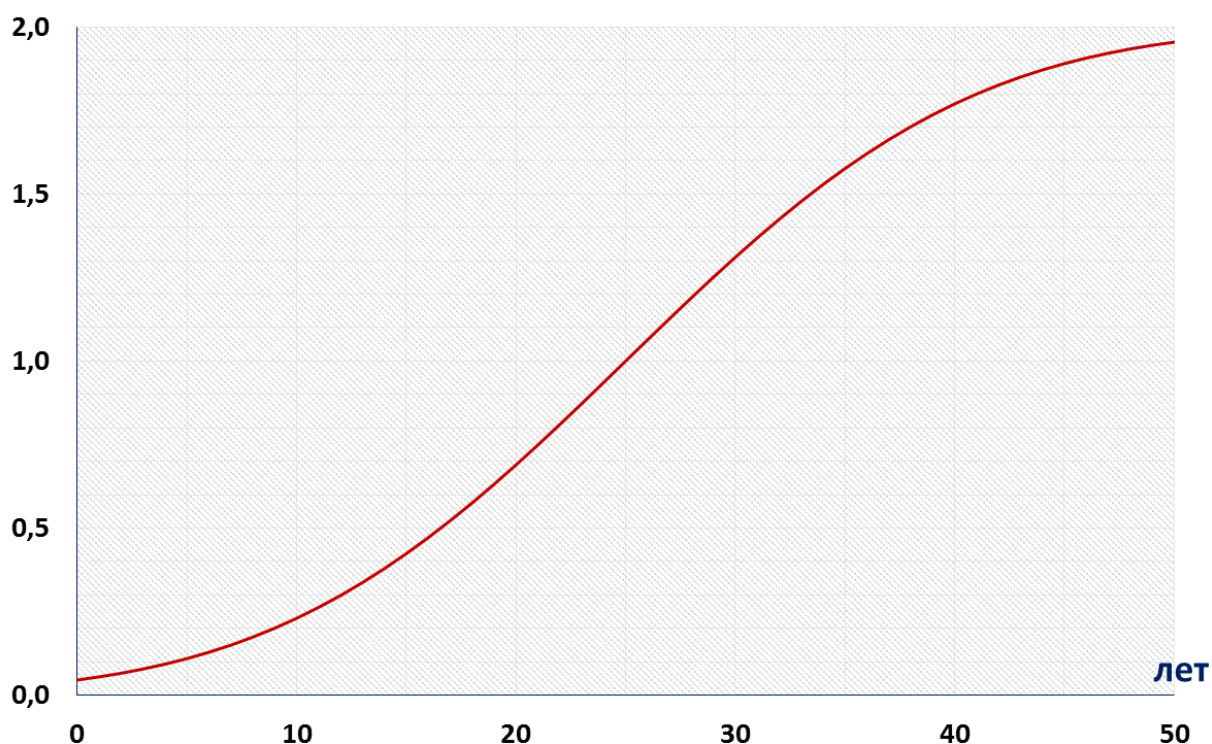


Рисунок 13 – График зависимости относительной величины риска выхода из строя оборудования по годам его эксплуатации

Основное условие оптимизации –  $Z_{\text{зам}} = R(t)$ , т.е. сумма затрат на плановую замену оборудования должна быть равна величине риска, накопленного за период эксплуатации.

Таким образом, графически значение оптимального периода замены оборудования будет являться точкой пересечения графиков  $Z_{\text{зам}}$  и  $R(t)$ . Учитывая, что величина риска выражена в относительных единицах стоимости плановой замены оборудования, график  $Z_{\text{зам}}$  будет представлять собой прямую линию  $Z_{\text{зам}} = 1$  (рисунок 14).

Искомый показатель можно найти и аналитически, найдя минимальное значение разности между исследуемыми параметрами (таблица 14).

С учетом принятых вводных данных искомое значение  $t_{\text{опт}} = 25$  лет.

## Оптимизация периода замены оборудования

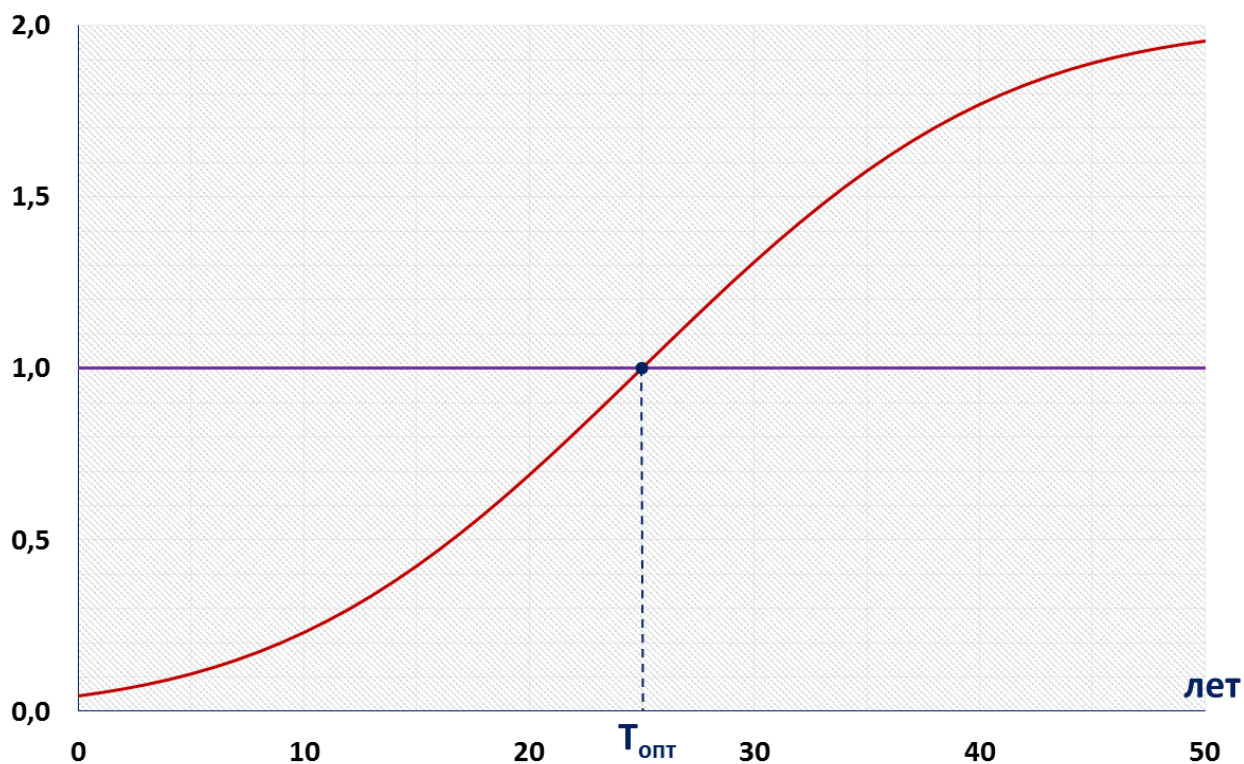


Рисунок 14 – Определение оптимального периода замены оборудования графическим методом

Таблица 14 – Определение оптимального периода замены оборудования аналитическим методом

Год работы	Относительная величина риска	Относительная стоимость плановой замены	Отклонение
16	0,472	1	-0,528
17	0,522	1	-0,478
18	0,575	1	-0,425
19	0,631	1	-0,369
20	0,689	1	-0,311
21	0,749	1	-0,251
22	0,810	1	-0,190

Продолжение таблицы 14

23	0,873	1	-0,127
24	0,936	1	-0,064
25	1,000	1	0,000
26	1,064	1	0,064
27	1,127	1	0,127
28	1,190	1	0,190
29	1,251	1	0,251
30	1,311	1	0,311
31	1,369	1	0,369

В случае смещения момента плановой замены оборудования относительно оптимального времени предприятие будет вынуждено нести:

- издержки увеличения периода замены (оборудование планируется заменить в более поздний срок, нежели рекомендуется системой управления рисками) – равны величине превышения уровня накопленного риска над стоимостью плановой замены оборудования;

Данные издержки могут объясняться как необходимостью отложения ввиду большей экономии денежных средств за счет одновременной замены нескольких единиц оборудования (сокращение времени простоя / перерывов в электроснабжении), так и вследствие нехватки инвестиционных ресурсов на своевременное приобретение новой техники.

- издержки уменьшения периода замены (оборудование планируется заменить раньше, чем рекомендуется системой управления рисками) – равны величине превышения стоимости плановой замены над уровнем накопленного риска отказа оборудования.

Данные издержки могут объясняться как большей экономией денежных средств за счет одновременной замены нескольких единиц оборудования, так и являться своеобразной «платой» предприятия за дальнейшее снижение



прогнозируемой величины риска и страховкой от неучтенных в оценке затрат, которые могут возникнуть в случае аварии.

В настоящем примере при смещении периода замены на 5 лет вперед превышение издержек от реализации фактора риска над удельными капитальными затратами составит 0,311 и 31,1% стоимости плановой замены оборудования, при смещении на 5 назад аналогичным образом превышение планируемых инвестиции над величиной прогнозируемого риска – 0,311 или 1,5%.

### Величина риска / стоимость замены

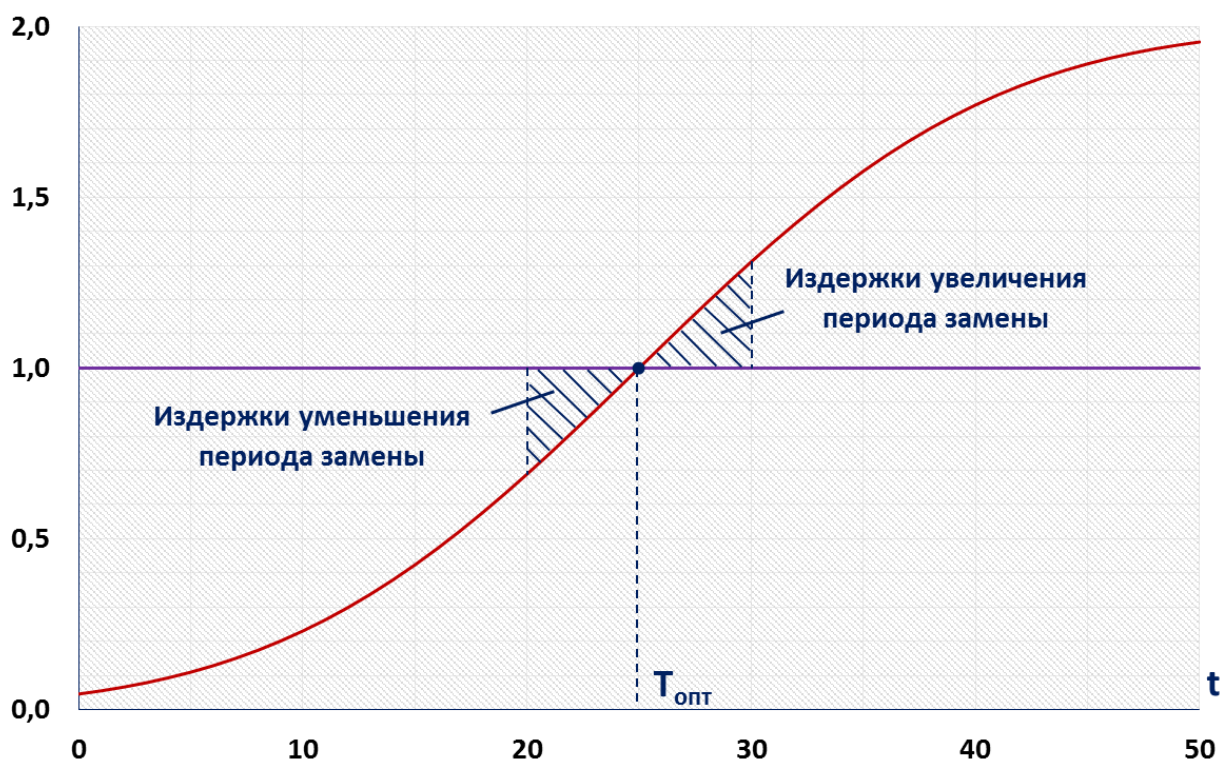


Рисунок 16 – Зоны издержек увеличения и уменьшения периода замены

Проведем анализ чувствительности предлагаемой модели – рассчитаем оптимальные периоды замены оборудования при изменении  $T_{\text{расч}}$ ,  $\sigma$  и  $K_{\text{попр}}$  на 10% и 20%. Полученные результаты сведем в таблицу 16.

Таблица 15 – Анализ чувствительности модели определения оптимального периода замены оборудования

Показатель	$T_{расч}$	$\sigma$	$K_{попр}$	$t_{опт}$
Базовый вариант	25	12,5	1,1	25
$T_{расч} + 10\%$	27,5	12,5	1,1	27,5
$T_{расч} + 20\%$	30	12,5	1,1	30
$T_{расч} - 10\%$	22,5	12,5	1,1	22,5
$T_{расч} - 20\%$	20	12,5	1,1	20
$\sigma + 10\%$	25	13,75	1,1	25
$\sigma + 20\%$	25	15	1,1	25
$\sigma - 10\%$	25	11,25	1,1	25
$\sigma - 20\%$	25	10	1,1	25
$K_{попр} + 10\%$	25	12,5	2,2	24
$K_{попр} + 20\%$	25	12,5	2,4	22
$K_{попр} - 10\%$	25	12,5	1,8	27
$K_{попр} - 20\%$	25	12,5	1,6	29

Таким образом, модель наиболее чувствительна к изменению показателя  $K_{попр}$  (что обуславливает необходимость точной оценки всех возможных последствий выхода из строя оборудования).

### 3.3 Выводы по разделу 3

В данном разделе диссертационной работы предложены конкретные рекомендации по организации системы риск-менеджмента в электрохозяйстве предприятия:

- разработана укрупненная схема оценки и ранжирования рисков в электрохозяйстве предприятия, сформулированы рекомендации по управлению выявленными рисками в зависимости от их величины;

- предложена математическая модель расчета оптимальной периодичности замены оборудования, основанная на сопоставлении зависимости величины риска полного отказа элемента системы электроснабжения и капитальных затрат, связанных с его плановой заменой;

- анализ чувствительности модели показал возможность значительного отклонения оптимального периода замены оборудования от расчетного срока его эксплуатации, как следствие, данная модель позволяет скорректировать стратегию замены оборудования на предприятии и более эффективным образом распределить имеющиеся в его распоряжении ресурсы.

## **Заключение**

Современное состояние электроэнергетической отрасли России, переживающей непростой и противоречивый период, обусловленный переходом на конкурентную модель развития, требует повышенного внимания со стороны государства и участников рынка. Проблемы, возникшие в последние 10-15 лет, проистекают как из объективных сложностей перехода к иным условиям хозяйственной деятельности, так и являются следствием недостаточной квалификации менеджмента (на всех уровнях управления предприятиями) и инженерного звена.

В настоящее время электроэнергетика стоит перед необходимостью решения широкого круга задач, в т.ч. своевременного обновления генерирующих и передающих мощностей, обеспечения непрерывной работоспособности оборудования и повышения надежности электроснабжения. Перечисленные задачи не могут быть решены без использования инструментария риск-менеджмента, внедрение которого на предприятии позволит более точно прогнозировать возможные аварии, минимизировать прямой и косвенный ущерб от возникновения чрезвычайных ситуаций и, таким образом, повысить общую эффективность хозяйственной деятельности.

В рамках данного диссертационного исследования достигнуты следующие научно-практические результаты:

- рассмотрена сущность рисков в электроэнергетике, даны основные понятия и классификация основных групп рисков, в т.ч. характерных для различных субъектов электроснабжения;

- приведены важнейшие показатели и проанализированы актуальные методы управления рисками в электрохозяйстве предприятия;

- сформулированы базовые принципы построения системы риск-менеджмента на предприятии электроэнергетики;

- исследованы актуальные методические подходы к проведению оценки риска общесистемных аварий в электроэнергетической отрасли;

- проанализированы основные схемы расчета показателя комплексного риска в электрохозяйстве предприятия, используемые в отечественной и зарубежной практике;

- предложен перечень возможных управленческих мер по управлению выявленными рисками в зависимости от их уровня;

- разработана математическая модель определения оптимальной периодичности замены оборудования с учетом рекомендаций системы риск-менеджмента.

Предлагаемая модель использует в качестве характеристики величины риска полного отказа оборудования нормальное распределение, использующее в качестве основных параметров расчетный, максимальный и минимальный сроки эксплуатации, а также поправочный коэффициент превышения общего размера затрат, которые предприятие вынуждено понести в результате реализации фактора риска, над стоимостью плановой замены оборудования.

Данная характеристика сопоставляется со стоимостью плановой замены оборудования:

- в случае если выше эта стоимость выше, замена оборудования преждевременна, предприятие при такой периодичности будет нести дополнительные издержки замены;

- в случае если выше прогнозируемая величина риска, замена оборудования излишне затянута, предприятие несет издержки от высокой вероятности выхода оборудования из строя.

В качестве оптимальной периодичности замены следует выбрать такое значение времени, при котором сопоставляемые параметры будут максимально близки друг к другу. Исследование предложенной модели на чувствительность показало, что определяемая оптимальная периодичность может значительно отклоняться от расчетного срока эксплуатации оборудования, а отклонение от расчетного значения даже на 10% – привести к увеличению инвестиционных расходов на 15%.

## **Список использованных источников**

1. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. Об электроэнергетике : Федеральный закон от 26 марта 2003 года №35-ФЗ (с изменениями на 6 декабря 2011 года).
3. Алексеенко, В. Б. Управление рисками в производственно-хозяйственной деятельности предприятия [Электронный ресурс] : учеб.-метод. пособие / В. Б. Алексеенко, Г. М. Кутлыева, Ю. И. Мочалова. - Москва : РУДН, 2013. - 86 с.
4. Балдин, К. В. Управление рисками [Электронный ресурс] : учеб. пособие / К. В. Балдин, С. Н. Воробьев. - Москва : ЮНИТИ-ДАНА, 2012. - 511 с.
5. Белобров, В.А. Риск-менеджмент в электроэнергетике: цель надежность электроснабжения / В.А. Белобров, В.И. Эдельман // ЭнергоРынок, 2006.- № 1.- С.15-17.
6. Бледных, Д.М. Обоснование необходимости разработки комплексной системы измерения рисков в энергетических компаниях//Тинчуринские чтения: материалы докладов X Международной молодежной научной конференции.- Казань: Изд-во КГЭУ.- 2015.- С. 113-114.
7. Бледных, Д.М. Проблемы снижения рисков крупных техногенных аварий на предприятиях электроэнергетики / Д.М. Бледных, С.В. Шаповалов, А.Н. Черненко// Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов: сборник трудов IV Всероссийской научно-технической конференции студентов, магистрантов, аспирантов. - Тольятти: Изд-во ТГУ. - 2016. – С.9-11.
8. Бледных, Д.М. Страхование риска крупных техногенных катастроф в электроэнергетике / Д.М. Бледных, С.В. Шаповалов// Энергетика. Проблемы и перспективы развития: тезисы докладов I Региональной студенческой конференции. - Тамбов: Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ». - 2015. – С.48-49.

9. Вахнина, В. В. Проектирование осветительных установок : учеб. пособие / В. В. Вахнина, О. В. Самолина, А. Н. Черненко; ТГУ ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2008. - 90с - 139 экз.

10. Вентцель, Е. С. Теория вероятностей и её инженерные приложения : учеб. пособие для вузов / Е. С. Вентцель, Л. А. Овчаров. - 5-е изд., стер. ; гриф МО. - Москва : КноРус, 2010. – 478 с.

11. Воропай, Н.И. Теория систем для электроэнергетиков: учебное пособие. /Н.И. Воропай. – Новосибирск: Издательская фирма РАН, 2000. – 273 с.

12. Гительман, Л.Д. Экономика и бизнес в электроэнергетике: междисциплинарный учебник / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. - М.: Экономика, 2013. – 432 с.

13. Итоги работы ТЭК России в 2014 году. Задачи на среднесрочную перспективу. Министерство энергетики РФ. 2015// <https://minenergo.gov.ru/press/doklady/1709.html>

14. Калентионок, Е.В. Оперативное управление в энергосистемах : учеб. пособие для вузов / Е.В. Калентионок, В.Г. Прокопенко, В.Т. Федин; под общ. ред. В.Т. Фебина. - Гриф МО. - Минск : Вышэйш. шк., 2007. - 351 с.- 39 экз.

15. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. /В.Г. Китушин.– Новосибирск: Изд–во НГТУ, 2003. – 256 с.

16. Конюхова, Е.А. Надежность электроснабжения промышленных предприятий / Е.А. Конюхова, Э.А. Киреева. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 92 с.

17. Кудрин, Б. И. Электроснабжение : учеб. для студентов вузов, обуч. по направлению подгот. "Электроэнергетика и электротехника" / Б. И. Кудрин. - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва : Академия, 2012. - 351 с.

18. Матюнина, Ю. В. Электроснабжение потребителей и режимы [Электронный ресурс] : учебное пособие для вузов / Ю. В. Матюнина, Б. И. Кудрин, Б. В. Жилин. - Гриф УМО. - Москва : МЭИ, 2013. - 412 с.

19. Овчаренко, Н. И. Автоматика энергосистем [Электронный ресурс] : учеб. для вузов / Н. И. Овчаренко ; под ред. А. Ф. Дьякова. - 3-е изд., испр. ; Гриф МО. - Москва : Изд-во МЭИ, 2009. - 476 с.

20. Политика управления рисками ОАО «Россети» // [http://www.rosseti.ru/media/zakupki/policy\\_risk\\_21.05.2014.pdf](http://www.rosseti.ru/media/zakupki/policy_risk_21.05.2014.pdf)

21. Павлова, О.С. Риск-менеджмент на российских энергетических предприятиях / О.С. Павлова // Вестник научно-технического развития. – 2011. – № 6 (46).- С.34-43.

22. Синопальников, В. А. Надежность и диагностика технологических систем : учеб. для вузов / В. А. Синопальников, С.Н. Григорьев. - Гриф МО. - М. : Высш. шк., 2005. - 343 с.- 31 экз.

23. Стандарт ОАО «Русгидро» «Планирование технического перевооружения и реконструкции оборудования. Расчет варианта технического воздействия. Гидротурбины. Гидрогенераторы. Трансформаторы. Сороудерживающие решетки. Затворы»// [http://www.rushydro.ru/file/main/global/company/safety/library/130\\_prilozhenie\\_1.pdf](http://www.rushydro.ru/file/main/global/company/safety/library/130_prilozhenie_1.pdf)

24. Степкина, Ю.В. Надежность систем электроснабжения: учеб. пособие/Ю.В. Степкина, А.А. Гришкевич. - Репринт. изд.; ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2007. - 85 с.

25. Степкина, Ю. В. Системный анализ и принятие решений по повышению надежности систем электроснабжения : учеб. пособие / Ю. В. Степкина ; ТГУ ; Электротехн. фак. ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2011. - 70 с.

26. Степкина, Ю. В. Надежность электроснабжения : практикум для решения задач / Ю. В. Степкина ; ТГУ ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Изд. 2-е ; ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2011. - 35 с. : ил. - Библиогр.: с. 34.



27. Зернов А. Страховые механизмы управления рисками в электроэнергетике/ А. Легчилин, А. Зернов / Энергорынок. - 2008, № 4. - С. 18-22.

28. Тэпман, Л.Н. Риски в экономике Текст.: учеб. пособие для вузов / Л.Н. Тэпман; под ред. проф. В. А. Швандара. М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2010.

29. Угольные станции Сибири требуют доплаты за замещение мощностей Саяно-Шушенской ГЭС /Е. Гришковец, В. Степанов// Коммерсантъ, № 167, 2009.

30. Фирсова, О. А. Управление рисками организаций [Электронный ресурс] : учеб.-метод. пособие / О. А. Фирсова ; Межрегиональная Академия безопасности и выживания (МАБИВ). - Орел : МАБИВ, 2014. - 82 с.

31. Шаповалов, С.В. Система технического учета потребления энергетических ресурсов как одна из основных составляющих энергетического менеджмента/ С.В. Шаповалов, Д.М. Бледных, В.В. Вахнина// Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов: сборник трудов IV Всероссийской научно-технической конференции студентов, магистрантов, аспирантов. - Тольятти: Изд-во ТГУ. - 2016. – С.270-273.

32. Шаповалов, С.В. Управление энергопотреблением на основе организационной структуры отдела главного энергетика/ С.В. Шаповалов, Д.М. Бледных, В.В. Вахнина // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов: сборник трудов IV Всероссийской научно-технической конференции студентов, магистрантов, аспирантов. - Тольятти: Изд-во ТГУ. - 2016. – С.273-277.

33. Шведов, Г. В. Городские распределительные электрические сети [Электронный ресурс] : учебное пособие для вузов / Г. В. Шведов. - Гриф УМО. - Москва : МЭИ, 2011. - 108 с.

34. Экономика и управление энергетическими предприятиями: учебник для вузов/Т.Ф.Басова и др.; под ред. Н.Н.Кожевникова. – М.: Академия, 2004.