

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Практический опыт

Макаров А.Ю.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Практический опыт

Москва
Экономика
2019

УДК 621.311:004:338.45
ББК 31.279с5+65.305.14
М15

Макаров, Андрей Юрьевич

М15 Цифровизация электрических сетей. Практический опыт /
А. Ю. Макаров – Москва: Экономика, 2019. – 128 с.

ISBN 978-5-282-03541-4

Книга впитала в себя практический опыт и показывает достигнутые результаты в цифровизации электрических сетей. Приведенные подходы и описанные фактические результаты создают всеобъемлющую картину направлений развития электросетевого бизнеса и позволяют увидеть его завтрашний день через внедрение цифровых технологий.

УДК 621.311:004:338.45
ББК 31.279с5+65.305.14

ISBN 978-5-282-03541-4

© Макаров А. Ю., 2019
© АО «Издательство «Экономика»,
оформление, 2019
© Siemens, 2019

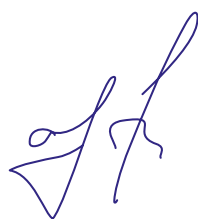
Содержание

Введение. В чем отличие цифровизации от автоматизации	5
Глава 1. Цифровизация экономики: популизм или экономический прагматизм?	7
Глава 2. Технологии Smart Grid и цифровизация в энергетике	11
Глава 3. Цифровизация инфраструктуры сетевой компании	29
Глава 4. Проблемы и решения при цифровизации распределительных сетей	44
Глава 5. Управление проектом реконструкции электросетевой инфраструктуры	55
Заключение. От хаоса знания к потоку сознания	63
Список источников	66

Данная книга посвящена автоматизации инженерных и технологических задач и объединению полученных результатов с технологиями управления многофункциональными системами. Именно слияние цифровых технологий производства и управления позволяет перейти к термину “цифровая экономика”. Автором сделана попытка обобщения накопленного опыта цифровизации электрических сетей в России. Изложение построено на практическом опыте внедрения цифровизации в крупной электросетевой компании. Автор делится своим практическим опытом и полученными результатами. В то же время, апробация результатов в электроэнергетике – отрасли, представляющей собой сложнейший, автоматизированный инженерно-технологический комплекс, определяющей научно-технический прогресс во всех сферах человеческой деятельности, являющейся инфраструктурной базой экономики, позволяет экстраполировать изложенные подходы на цифровизацию других отраслей.

С уважением, Макаров Андрей Юрьевич

*В период с 2011 по 2016 год являлся генеральным директором ОАО «Башкирэнерго»,
генеральным директором, председателем Совета директоров
ОАО «Башкирская электросетевая компания», управляющей ООО «Башкирэнерго»,
ООО «Башкирская сетевая компания» и ООО «БЭСК Инжиниринг»*



21 июня 2019 года

Введение.

В чем отличие цифровизации от автоматизации

При возникновении новых реалий в нашей жизни первое что мы делаем – договариваемся о названиях и терминологии. Невозможно вести дискуссию, если ее участники под одними и теми же названиями понимают разные процессы или одни и те же предметы обсуждения имеют разные понятийные названия. Особенно это актуально для новых направлений деятельности, возникших в процессе развития уже устоявшихся практик с общепринятой терминологией. Именно новизна такого направления развития общества как цифровизация является причиной размытости границ между терминами «Автоматизация» и «Цифровизация».

Давайте разберемся с терминологией. Начнем с автоматизации. Википедия дает следующее определение этому термину: **«Автоматизация** – направление научно-технического прогресса, использующее саморегулирующие технические средства и математические методы с целью освобождения человека от участия в процессах получения, преобразования, передачи и использования энергии, материалов, изделий или информации». Достаточно емко и привычно. А вот что говорит Всемирная энциклопедия о цифровизации: **«Цифровизация** – переход на цифровой способ связи, записи и передачи данных с помощью цифровых устройств». Получается, что достаточно существующие автоматизированные системы перевести из аналогового в цифровое состояние и мы получим цифровую экономику? Утверждение сомнительное. Цифровые устройства действительно имеют более высокую точность и быстродействие, что улучшает технические параметры системы, но

не меняет ее настолько, чтобы можно было говорить о переходе в качественно новое состояние. При этом возникает два важных вопроса: является ли автоматизация самоцелью и автоматизацией чего целесообразно заниматься? Простой и всеобъемлющий ответ на это дал Билл Гейтс:

«Первое правило любой технологии в бизнесе: автоматизация эффективной деятельности увеличивает эффективность;

Второе правило: автоматизация неэффективной деятельности увеличивает неэффективность».

Значит ключевой целью цифровизации становится организация текущей деятельности субъекта цифровизации оптимальным образом, автоматизация эффективных технологических и управленческих процессов исключая человеческий фактор из цепочки тривиальных управленческих решений.

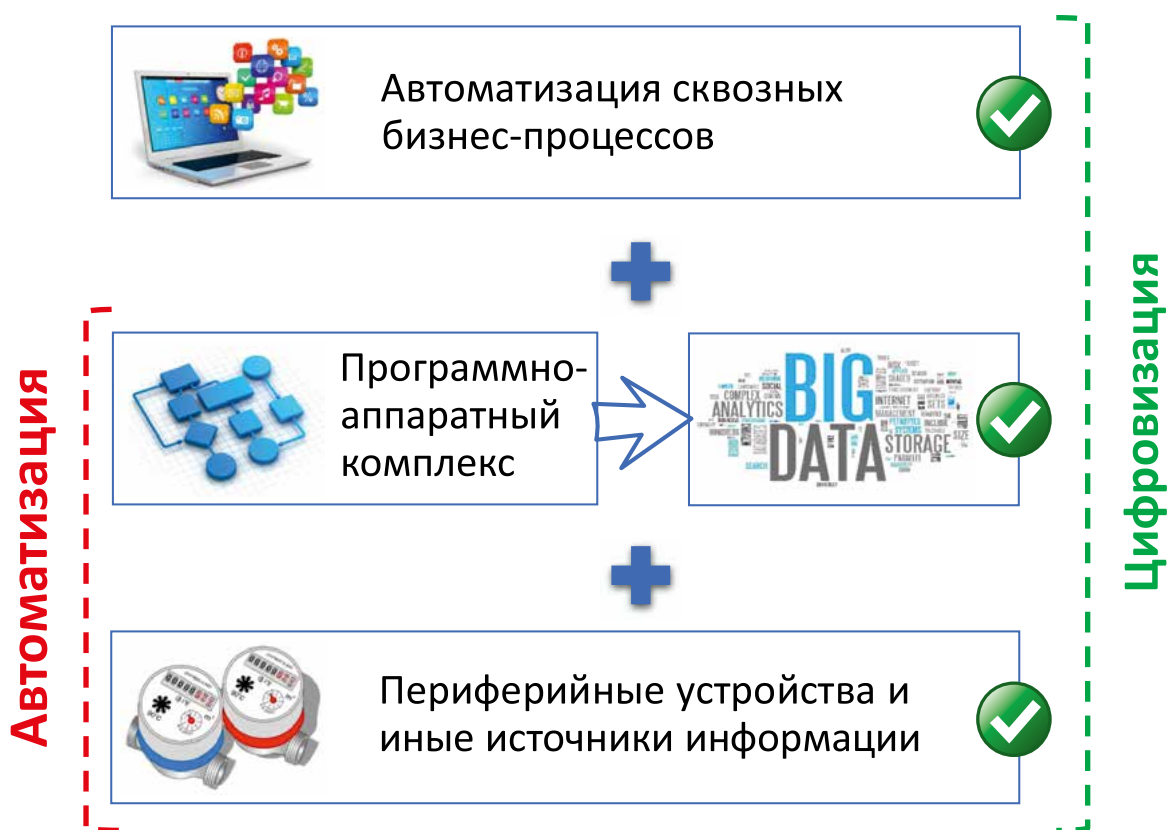
Давайте вспомним, что в 60-е – 90-е годы прошлого века бурное развитие получила не только вычислительная техника, но и процессный подход к управлению. IT-технологии развивались на глазах всего общества и позволили компьютеру войти в жизнь практически каждого человека. Параллельно шло развитие процессного управления, позволившего перейти от управления разрозненными функциями структурных подразделений к управлению сетью взаимосвязанных бизнес-процессов. Данный подход в управлении в те же годы прошел путь от научных исследований до реального практического применения, но не стал повсеместно используемым инструментом. И только в нулевые годы XXI века эти технологии встретились и создали возможность для автоматизации сквозных бизнес-процессов управления, использующих технологию BIG DATA (обозначение структурированных и неструктурированных данных огромных объемов и значительного многообразия, эффективно обрабатываемых горизонтально масштабируемыми программными инструментами (Википедия)).

Именно автоматизированные, использующие современные IT-методы бизнес-процессы позволяют обеспечить взаимодействие и функционирование технологических и управленческих операций с получением запрограммированного результата без участия человека в рутинных процессах.

Таким образом, мы пришли к следующему выводу:

Цифровизация в экономике, промышленности и инфраструктуре – единый комплекс технических и управленческих операций, выполняемых в потоковом режиме автоматизированных сквозных бизнес-процессов с применением технологий BIG DATA и исключением участия человека в принятии рутинных решений.

Не претендуя на обладание истиной в конечной инстанции, автор считает возможным наглядно отразить качественный переход от автоматизации к цифровизации:



Цифровизация подразумевает не только переход на новую программно-аппаратную базу, но прежде всего слияние в единый продукт современных технологических и управленческих приемов, выводящих экономику на качественно новый уровень. Это понижает в рутинных операциях ее зависимость от человеческого фактора и приводит к кардинальному ускорению процессов принятия решений, точности их исполнения, минимизации риска возникновения ошибок и высвобождению персонала.

Глава 1. Цифровизация экономики: популизм или экономический прагматизм?

Сегодня цифровизация экономики впервые вторгается в производственные процессы не только, и не столько в области технологических процессов, сколько в области принятия решений и изменения самого подхода к управлению экономикой. Процесс цифровизации неминуемо приведет к более жесткой, строго выверенной регламентации процессов и будет находиться в остром противоречии с автократическими методами управления бизнесом и экономикой. В то же время, цифровизация однозначно будет приводить к повышению прозрачности бизнеса и невозможности к волюнтаристским вмешательствам в него. Это уже задача не инженерная, а управленческая.

Впервые в истории новые возможности техники привели к требованию изменения системы управления экономикой производства [1]. Перед нами серьезный переломный вызов не только для менеджмента компаний, но и для управления экономикой отраслей в целом. Безусловным следствием этого процесса станет смена ментальности управленцев. Возможно ли пройти этот путь безболезненно и без потерь? Конечно, нет. Вопрос в том, насколько менеджеры всех действующих уровней будут настроены на перемены. Создание комфортной среды и стимулов для движения в этом направлении, безусловно становится ключевой задачей для руководителя, идущего по пути цифровизации. Это касается как отдельных компаний, отдельных отраслей, так и экономики в целом.

Эра цифровизации это период не только вызовов, но и, что очень важно, новых возможностей. Она может привести к прорывным экономическим результатам в тех странах, которые пройдут этот путь максимально быстро и эффективно. Но стартовым и абсолютно необходимым условием для этого является изменение менталитета управленцев всех уровней.

Цифровизация экономики является естественным развитием тренда на создание технологического интеллекта, начавшегося с простейшей автоматизации производственных процессов. Рассмотрим этапы этого пути на примере электрических сетей. Простейшая сеть представляла собой набор оборудования с минимальным комплектом защит и коммутационных аппаратов включаемых и отключаемых вручную. Конечно, работа таких сетей была не только опасна, но и вела к серьезным экономическим издержкам от потери слабозащищенного дорогостоящего оборудования (генераторы, силовые трансформаторы и т.д.). Как следствие, стала насущной потребность в защите оборудования, появилась релейная защита, первоначально построенная на электромеханических реле. Технический прогресс не стоит на месте и уже в 60-е годы получил развитие новый класс автоматизированных защит. А в середине 80-х мир вошел в эпоху применения вычислительной техники в промышленности. Появились задачи автоматизации управления энергосистемами, их экономичной работы, обеспечение качества энергоснабжения. Идет взаимозависимый процесс развития техники и социально-экономических потребностей отрасли и потребителей. Но в начале 90-х еще нет речи о том, что основным субъектом, управляющим энергетической отраслью, должен стать потребитель. Еще 25 лет назад даже в дискуссиях профессионального сообщества не обсуждалось, что в электросетевых (газовых, водоснабжающих, теплопередающих) компаниях функция технического блока становится сервисной.

Изменились ожидания потребителей, менталитет ресурсоснабжающих компаний, комплексное видение стоящих перед органами власти задач. Вот

теперь созрели технологические, экономические, социальные условия для этапа цифровизации (от англ. digital, цифровой) сетей.

Когда мы начинали разрабатывать концепцию цифровой в 2011–2012 годах в ОАО «Башкирэнерго», в мире общепринятым был термин Smart Grid («Умные Сети»). При этом не существовало точного определения, что это такое, какие стоят перед этой концепцией задачи и что является ее составляющими. Пытаясь найти в мировой практике требования для внедрения Smart Grid, мы поняли, что этот термин скорее философский, чем технический или экономический. Для разных регионов (Европа, США, Индия и др.) он несет разную смысловую нагрузку.

Общепринятые отраслевые названия существуют для того, чтобы специалисты могли общаться на одном языке. Не менее важно, прежде чем приступить к любому проекту, сформулировать его цели и четко понимать, куда мы должны прийти в конце пути. Команде специалистов Башкирэнерго потребовалось три месяца для того, чтобы точно сформулировать, что мы понимаем под Smart Grid в условиях России и применительно к сетям, не претерпевшим значимых изменений со времен Советского Союза.

Проведенный анализ показал, что внедрение элементов Smart Grid в сетях Башкирэнерго должно дать возможность решать следующие задачи:

1. Повышение качества и надежности электроснабжения потребителей;
2. Снижение аварийности в электрических сетях;
3. Снижение эксплуатационных затрат в электрических сетях;
4. Повышение управляемости электросетевой инфраструктурой;
5. Существенное снижение потерь электрической энергии;
6. Повышение прозрачности при учете потребления электроэнергии юридическими и физическими лицами;
7. Обеспечение возможности включения в сеть распределенной генерации.

Одновременно с проектом Smart Grid [2] в Башкирэнерго был запущен и воплощался в жизнь проект по организационным изменениям и переход на автоматизированные сквозные бизнес-процессы [3]. На старте два этих проекта шли независимо друг от друга, но по мере продвижения и получения результатов они всё более переплетались между собой бизнес-процессами, информационными потоками, общими результатами, образуя единую систему управления предприятием, объединяя в единый комплекс технологические, административные, финансовые, экономические, кадровые процессы. Создание общей управленческой среды со сбором и обработкой информации в едином управленческом облаке, её автоматизация и выстраивание бизнес-процессов в сквозные цепочки позволяет утверждать, что произошло

слияние двух основных проектов, описанных выше, в единый проект цифровизации электросетевого бизнеса. Таким образом, мы перешли от автоматизации технологических процессов к цифровизации компании.

Современное понятие цифровой электрической сети дано в распоряжении ПАО «Россети» [4]:

«Цифровая сеть – совокупность объектов электросетевого комплекса, ключевыми факторами эффективного управления которыми являются данные в цифровом виде, обработка больших объемов и использование результатов анализа которых позволяет существенно повысить эффективность деятельности электросетевых компаний, доступность и качество их услуг для потребителей.

Цифровая сеть соответствует критериям:

- **наблюдаемость** параметров системы и режима работы всех элементов электросетевого комплекса;
- **интеллектуальный учет** электроэнергии;
- **управляемость** электросетевого комплекса в режиме реального времени посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку протоколов, утвержденных стандартами МЭК;
- **самодиагностика** и способность **к самовосстановлению** после сбоев в работе отдельных элементов;
- **интеллектуальное, адаптивное управление** режимом работы электросетевого оборудования с учетом режимов потребления электрической энергии.”

Определение можно считать исчерпывающим, но при одном условии, если под управляемостью электросетевого комплекса понимается не только решение задач технологического управления, но взаимосвязанное решение всего комплекса управленческих вопросов. Не может компания отвечать критериям цифровизации, если ее техническая часть живет по своим, пусть даже самым современным технологиям, а технологии управления и принятия решений остались в прошлом. Такая диспропорция неминуемо приведет или к развитию горизонтальных управленческих связей, или к сжатию технологического функционала системы, в зависимости от того, возьмут верх современные или административно-командные методы управления. Если мы настроены на предоставление технике права заниматься самодиагностикой и самовосстановлением, то мы не можем сохранить архаичную систему менеджмента вертикального типа, когда любое решение принимается на самом верхнем уровне. Одна из этих систем должна трансформироваться под правила другой. Жесткая вертикаль управления не позволит внедрять цифровую экономику как в отдельной компании, так и в экономике в целом.

Еще одним открытым вопросом является внедрение инноваций в энергокомпаниях на фоне регулирования отрасли без учета ее экономической сущности. Разберем, к чему приводит принятое Постановление Правительства РФ о льготном технологическом присоединении потребителей к электрическим сетям [5]. Согласно данному постановлению, для физических лиц и индивидуальных предпринимателей плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт, устанавливается исходя из стоимости мероприятий по технологическому присоединению в размере не более 550 рублей. С октября 2017 года технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт для юрлиц и индивидуальных предпринимателей стало бесплатным. Вместо этого плату включают в будущий тариф, а реальные расходы на технологическое присоединение лягут на плечи территориальных сетевых организаций (ТСО).

За период с 2009 по 2016 год затраты на льготное технологическое присоединение ПАО «Россети» составили около 93 млрд. руб., в тарифе было компенсировано примерно 62,1 млрд. руб., таким образом, выпадающие доходы составили не менее 30,9 млрд руб. Очевидным выводом становится то, что отрасль продолжает быть финансовым донором для других секторов экономики.

Эта книга посвящена тому, как в условиях окружающего пессимизма можно и нужно делать свое дело, как в Башкирэнерго реализовали программу Smart Grid, изменили систему управления и создали единую цифровую платформу функционирования компании.

В книге приводятся документы, которые подтверждают, что задача цифровизации Башкирских электрических сетей была поставлена в 2011 году и коллектив Башкирэнерго приступил к её реализации в 2012 году, то есть на 6 лет раньше, чем она была поставлена в масштабах страны.

Глава 2.

Технологии Smart Grid и цифровизация в энергетике

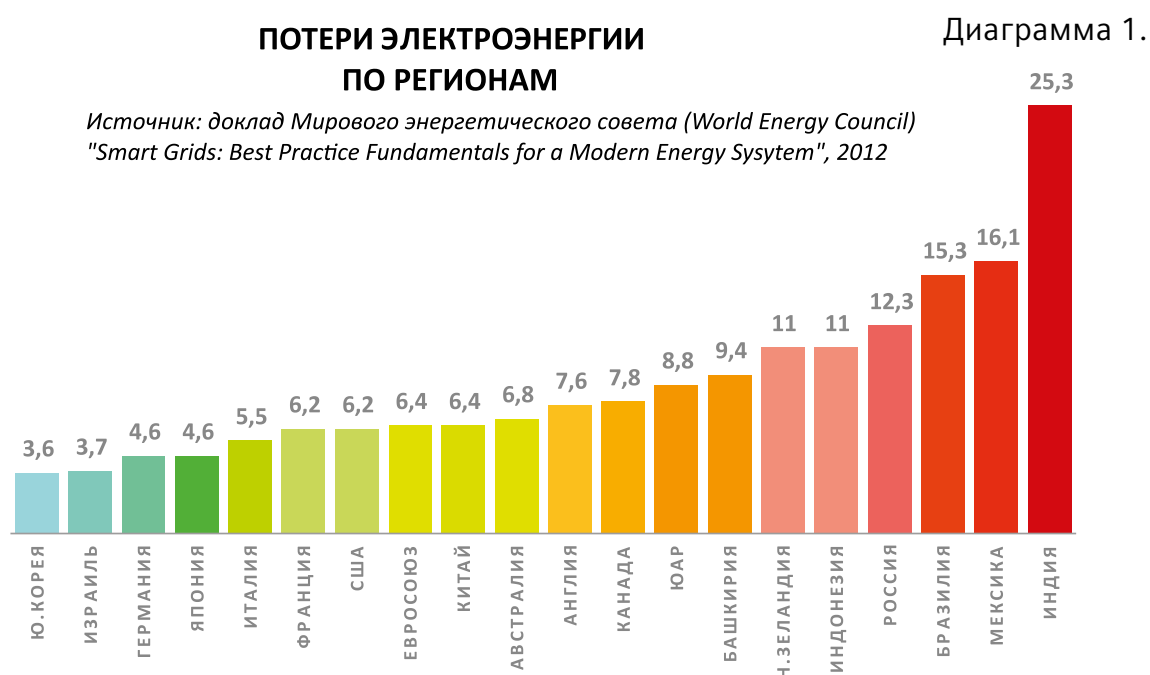
Процесс развития и переход на качественно новый уровень для любой системы связан с созданием ряда необходимых условий и формированием достаточных для их реализации возможностей, которые выстраиваются в упрощенный алгоритм:

1. сформировалось осознание потребности в изменениях;
2. на основе анализа лучшего мирового опыта определяются пути решения существующих проблем;
3. подготовка кадров желающих изменений и готовых к их проведению;

4. создание технологических возможностей для перехода на новый качественный уровень;
5. точное определение цели реализуемого проекта и факторов, препятствующих развитию;
6. обеспечение финансирования задуманного проекта;
7. формирование эффективных институтов проектного управления и механизмов контроля, позволяющих отслеживать и корректировать реализацию проекта в режиме реального времени;
8. внедрение механизма поощрения персонала в зависимости от достигнутых результатов, в том числе промежуточных.

Обсуждать пути развития и достигнутые результаты можно только на конкретных задачах и примерах. Каждая отрасль имеет свою специфику и законы развития. Они взаимоприемлемы, но всегда требуют тонкой настройки. Поэтому дальнейший материал будет излагаться на примере электрических распределительных сетей.

Проблемой для любой транспортной организации, а к таковым относятся и электрические сети, являются потери объекта транспортировки. Для электрических сетей технические потери из-за сопротивления проводников и коммерческие из-за хищений потребителями представляют собой серьезную задачу как технологическую, так и экономико-правовую. Одной из ключевых задач в работе электросетевых компаний является снижение всех видов потерь. Обсуждая на рабочих совещаниях перечень проблем, стоящих перед Башкирэнерго, мы выделили величину потерь в электрических сетях в отдельную ключевую проблему. Уровень потерь по странам мира и в Башкирии в 2012 году представлен на Диаграмме 1.



Лидирующие позиции по минимизации уровня потерь электроэнергии в мире, как мы видим, занимают четыре страны: Республика Корея, Израиль, Германия и Япония. В России в 2012 году суммарные потери в сетях Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) и в сетях Межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК) составили 12,34% от отпуска электроэнергии в сеть [6]. В Башкирии аналогичный показатель на момент начала разработки программы борьбы с потерями составлял 9,43%. Особенностью Башкирских сетей являлось то, что в их состав входили сети как уровня ЕНЭС, так и уровня МРСК. По сравнению со среднероссийскими показателями выглядит неплохо, но амбициозный менеджмент всегда должен быть нацелен на лучшие мировые результаты.

Можно посчитать, какой экономический эффект будет получен от снижения потерь в сетях Башкирии на 1 процентный пункт. Отпуск в сеть Башкирэнерго в 2012 году составил 20 272 млн. кВт*час, таким образом, 1 процентный пункт от поступления в сеть будет равен 202,7 млн. кВт*час. Средневзвешенная стоимость электроэнергии оптового рынка в 2012 году составила ~ 1,6 руб./кВт*час. Таким образом, снижение потерь в сетях Башкирэнерго на 1 процентный пункт в ценах 2012 года дает экономию ~ 325 млн. руб. При этом надо помнить, что снижение потерь, это не бухгалтерская игра цифр и оно дает эффект не на бумаге, а в реальных деньгах. Все сетевые компании платят гарантирующим поставщикам за каждый купленный на оптовом рынке киловаттчас для покрытия потерь электроэнергии. Реализовав программу снижения потерь, даже не дойдя до уровня потерь четверки лидеров, а сравнившись с показателями Китая, Башкирэнерго получало возможность экономить до 1 млрд. руб. в год. Сумма ожидаемой и достижимой экономии сопоставима с объемом годовой инвестиционной программы Башкирэнерго. Задача достойная того, чтобы побороться за ее решение.

Итак, мы прошли пункт 2 нашего алгоритма и оценили возможный эффект от реализации программы. Наиболее успешным путем развития является использование передового мирового опыта, его совершенствование и переход к лидирующим позициям. Для достижения поставленной цели было целесообразно выстроить взаимоотношения не с аутсайдерами, а именно с мировыми лидерами в области практического опыта снижения потерь.

Любая программа реализуется людьми. В этих вопросах нельзя опираться только на показатели отчетности компаний. Более важно учитывать знания ее сотрудников современных методов управления сетями, практический опыт эксплуатации новейшего оборудования, с одной стороны, и в то же время особую ценность представляют знания и опыт этих же людей, как в области создания, так и эксплуатации наших сетей. Исторически сложилось так, что именно в Германию и Израиль в девяностые годы из России выехало много специалистов, имеющих опыт работы в советской энергетике и

за прошедшие двадцать лет получившие знания и навыки работы с современными западными энергосистемами и оборудованием. При этом менталитет людей остался практически тем же и, что не менее важно, специалисты с обеих сторон могут общаться на одном бытовом и техническом языке. То, насколько комфортно будет общение между представителями разных компаний и производственных культур обязательно отразится на результатах совместной работы. Итак, мы определились, работая с представителями каких стран и регионов можно получить наилучший результат – это Германия и Израиль. Конечно, у нас был интерес ко всем компаниям, имеющим опыт работы в этих странах по интересующей нас тематике.

Удивительным оказался тот настойчивый и комфортный подход который продемонстрировали специалисты компании «Сименс» в начале взаимодействия. Это был наглядный пример того, что любое дело и его результаты зависят от людей, которые им занимаются. Отношения с Департаментом “Управление электроэнергией” российского подразделения компании «Сименс», возглавляемым Подгорбунским Д.В. выстраивались эффективно, профессионально и по-партнерски. Всю оргработу проделал Директор по работе с корпоративными клиентами ООО “Сименс” Мельников В.А. Именно на примере их подхода к работе можно говорить о том, что именно люди определяют успех в достижении поставленной цели.

Был организован целый ряд ознакомительных и обучающих поездок для специалистов Башкирэнерго в страны и компании, имеющие передовой опыт эксплуатации электрических сетей. Совместная работа привела к тому, что у нас появилось понимание, что задачу развития электросетевого комплекса Башкирии надо расширять и не ограничиваться только проблемой высоких потерь. Морально и физически изношенное оборудование, топология сетей такая, какая она сложилась за 80 лет. Старые подходы к формированию ремонтной и инвестиционной программ, устаревшие методы управления процессом эксплуатации электрических сетей мешали совершить реальный качественный прорыв в их развитии. Именно изучение передовой мировой практики привело нас к пониманию, что целью нашей работы должно стать внедрение в сетевой комплекс Башкирии технологий, позволяющих автоматически повышать его эффективность, надежность и экономичность. Эти возможности в 2012 году давали уже наработанные в Европе технологии Smart Grid, включающие в себя составной частью технологии Smart Metering, которые решали изначально стоявшую перед нами проблему потерь и получения балансов электроэнергии в режиме реального времени.

Итак, мы познакомились с передовым мировым опытом и подошли к третьему пункту нашего алгоритма. Без наличия подготовленного персонала невозможно достичь успеха в любых проектах и начинаниях. И первое, что

нам необходимо понять, насколько подготовлены наши кадры для решения столь амбициозных задач, встающих перед нашей компанией.

Особенностью Башкирэнерго было то, что наряду с еще тремя бывшими АО-энерго (на территориях Татарстана, Новосибирской и Иркутской областей), оно не входило в состав РАО «ЕЭС России». Это сказалось на составе и опыте управленческих кадров. В Башкирэнерго сохранилась школа профессионального и управленческого роста технических специалистов, серьезная база их подготовки, но подходы к экономике застряли в прошлом веке и только единицы руководителей высшего звена мыслили при принятии решений экономическими категориями. Такая же картина была и на уровне среднего менеджмента. При этом, очевидной истиной является то, что отсутствие поддержки на среднем уровне управления обрекает все наши начинания на неудачу. Поэтому появилась задача подготовки кадров для осуществления прорывных изменений. Надо отметить, что этот процесс оказался встречным. Люди хотят развиваться и профессионально расти, получать новые знания и расширять свой горизонт возможностей.

Почему мы столь подробно остановились на подготовке и привлечении к проекту менеджмента среднего уровня? Можно издать приказ и жестко отслеживать его исполнение не вовлекая менеджмент в преобразования компании, а насаждая их. И вскоре вы увидите, что все мероприятия выполняются, отчетность сдается, но изменений нет. Это результат того, что первый руководитель не смог создать команду единомышленников, команду проектного внедрения. Как это сделать? Практическая реализация любого дела начинается с подписания приказа о создании проектной группы и разработке плана работ. Но цель этого приказа не жесткое распределение задач к выполнению, а привлечение всех заинтересованных в изменениях сотрудников независимо от их статуса и выполняемых обязанностей. Для молодежи это шанс проявить себя. В результате сформировался состав рабочей группы из менеджеров среднего звена (см. Таблицу 1). Руководители среднего уровня включились в работу, почувствовав, что это может быть их шансом, они уже достаточно профессиональны и могут участвовать в процессе развития, а главное, они этого хотят.

Профессор Гительман Л.Д.

Заслуженный экономист РФ

Уральский Федеральный Университет

«Главными качествами менеджмента становятся:

- способность к самообучению;
- понимание междисциплинарных взаимосвязей и приоритетов развития бизнеса;
- умение формировать команды прорыва и сетевое партнерство;
- понимание структуры власти в компании, интересы и маски в поведении коллег и руководства.»

Таблица 1

**Предварительный состав рабочей группы
для разработки ТЗ на ПредТЭО проекта Smart Grid**

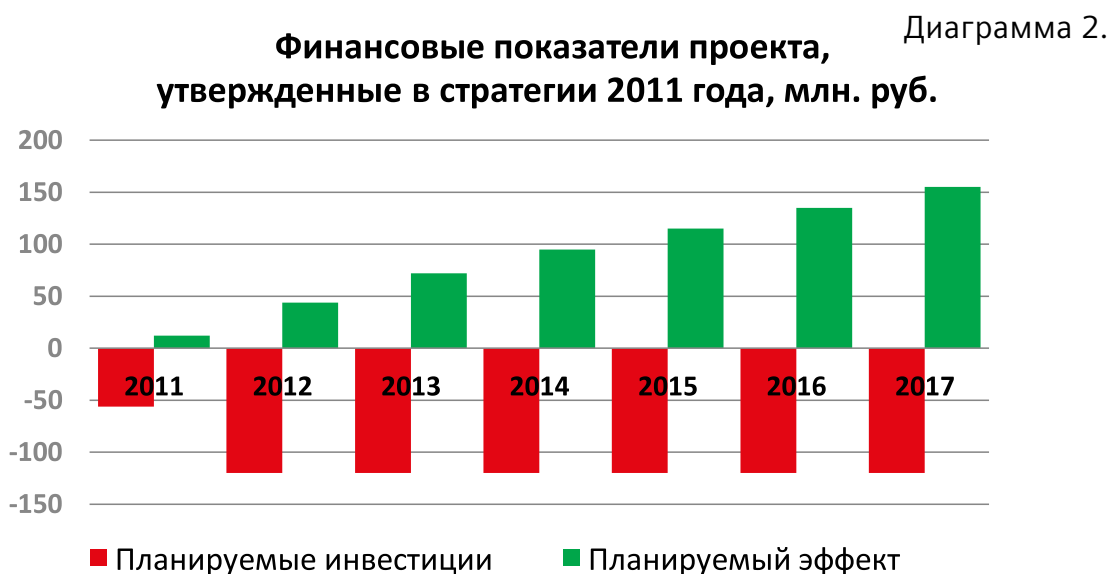
№ п/п	Должность	Компания	Знание иностранных языков
1.	Зам. директора – главный инженер	ООО «Башкирэнерго»	
2.	Начальник Департамента экономики и тарифообразования	ОАО «БЭСК»	Английский
3.	Начальник Отдела развития	ОАО «БЭСК»	Английский
4.	Начальник Отдела инвестиций	ОАО «БЭСК»	Английский
5.	Ведущий специалист Отдела инвестиций	ОАО «БЭСК»	Английский
6.	Ведущий экономист Отдела развития	ОАО «БЭСК»	Английский
7.	Ведущий экономист Отдела развития	ОАО «БЭСК»	Немецкий
8.	Зам. начальника ДКС	ООО «Башкирэнерго»	
9.	Зам. директора по капитальному строительству – начальник ДКС	ООО «Башкирэнерго»	
10.	Начальник Отдела метрологии и качества электрической энергии	ООО «Башкирэнерго»	
11.	Начальник Отдела эксплуатации устройств РЗА	ООО «Башкирэнерго»	
12.	Начальник Департамента оперативно-технологического управления	ООО «Башкирэнерго»	
13.	Начальник Отдела электротехнического оборудования	ООО «Башкирэнерго»	
14.	Начальник Отдела экологической безопасности и рационального природопользования	ООО «Башкирэнерго»	
15.	Начальник Отдела договорной работы	ОАО «БЭСК»	Немецкий

Мы обсудили некоторые нюансы подготовки и поиска ключевых специалистов для реализации программы Smart Grid в Башкирэнерго. Переходим к четвертому пункту нашего алгоритма.

Можно иметь огромное желание и глубокие знания теории, но, если существуют на данный момент технологии не готовы предоставить возможность для реализации ваших идей, значит вы просто мечтатель. Продемонстрируем это на конкретном примере. Электроэнергия является единственным массовым товаром, который человечество пока не научилось эффективно накапливать и складировать. Именно это определяет сложность ее учета. Для того, чтобы эффективно производить, передавать и распределять электроэнергию необходимо иметь возможность вести баланс ее производства, перетоков и потребления в режиме реального времени. Технологии Smart Metering (системы интеллектуального учета энергоносителей) появились и стали доступны менее 20 лет назад. До этого использовались индукционные счетчики с визуальным снятием показаний. Балансы энергосистем делались в дни летних минимумов и зимних максимумов потребления электроэнергии. Уровень ошибки из-за несовершенства или отсутствия учета, невозможности добить-

ся одновременного снятия показаний, человеческого фактора, приводили не только к погрешностям в расчетах, но к перерасходу энергоносителей и прямому воровству электроэнергии, неприязненно классифицируемому как безучетное потребление электроэнергии. Отсутствие возможности знать в режиме реального времени баланса электроэнергии не позволяло выявлять массовые хищения и оптимизировать ее потребление.

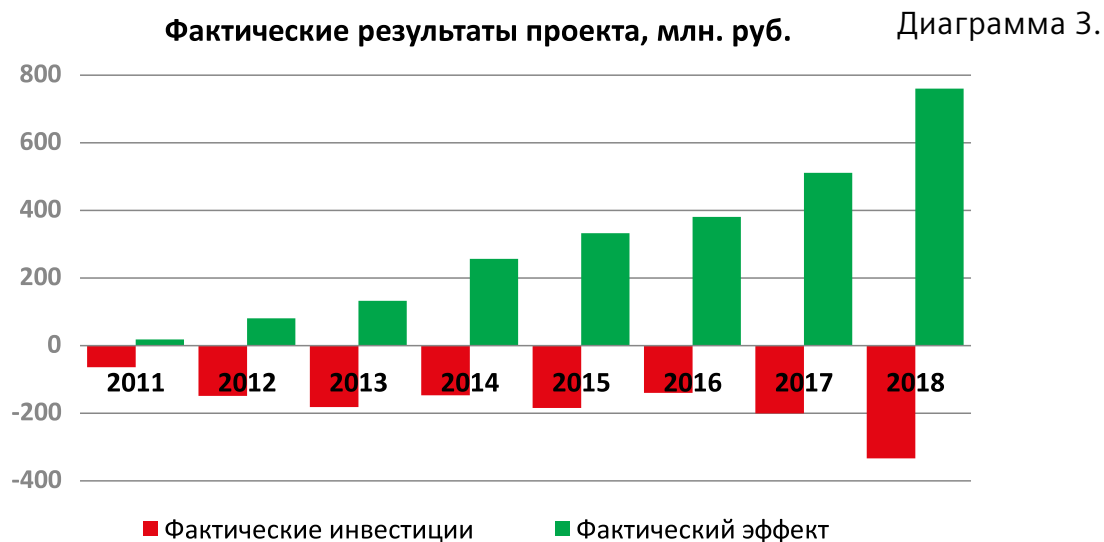
Положительную динамику и высокий экономический эффект всегда легче получать там, где на старте имеем хаос. Наведение порядка и применение новых технологий в технике и управлении дают взрывной положительный эффект. К 2011 году уже были известны технологии Smart Metering, но еще не было опыта их массового использования и понимания, к какому эффекту они приведут. Разрабатывая стратегию развития Башкирэнерго, специалисты компании оценили необходимые затраты и ожидаемый экономический эффект от реализации программы борьбы с потерями в сетях. Ключевой составляющей этой программы был проект создания системы автоматизированного коммерческого учета электроэнергии, позволяющей получать ее баланс в режиме реального времени. Оценка эффективности проекта, защищавшегося в рамках стратегии развития компании в 2011 году приведена в Диаграмме 2.



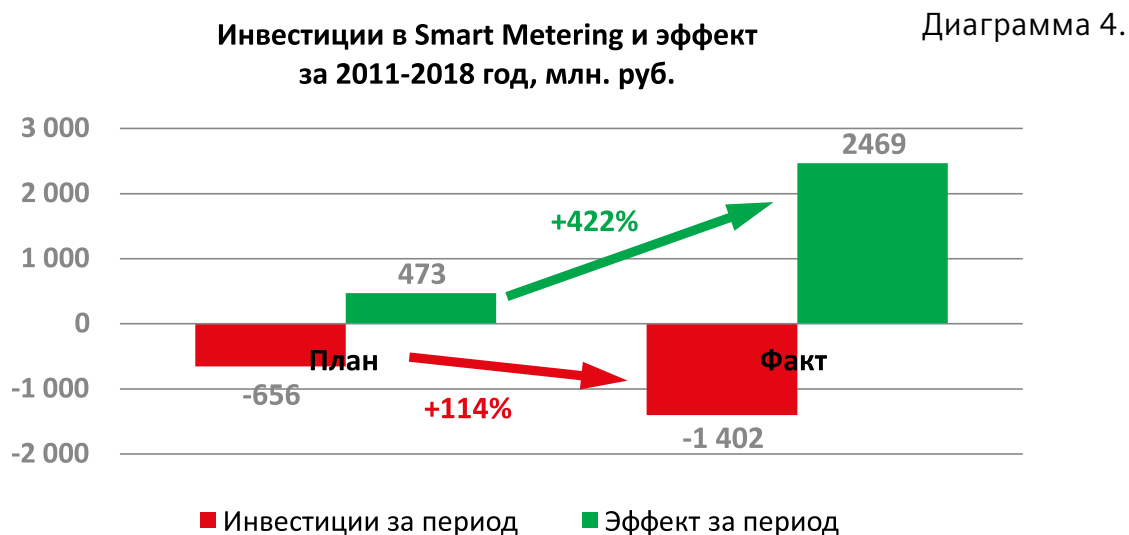
Фактические результаты проекта значительно превзошли наши ожидания (см. Диаграмму 3). Это объясняется целым рядом факторов:

- при оценке проекта не было точного понимания объема стоящей перед компанией проблемы, она оценивалась экспертно-расчетным методом, а не прямыми измерениями;
- постоянное требование снижения коммерческих потерь;
- желанием менеджмента получать приятные неожиданности, а не негативные сюрпризы от завышенных первоначальных ожиданий.

При этом зачастую в сетевых компаниях наблюдается ситуация, при которой ответственные за исполнение показателей коммерческих потерь прячут их в технических потерях, которые определяют расчетным путем.



В процессе реализации программы она неоднократно корректировалась в сторону ускорения ее исполнения, и акционеры и менеджмент видели, что эффект получается колоссальным [8]. Планировавшиеся инвестиции были увеличены с 656 млн. руб. до 1 402 млн. руб., при этом полученный эффект составил 2 469 млн. руб., вместо ожидавшегося по утвержденной стратегии 473 млн. руб. (см. Диаграмму 4).



Компания получила эффект не только в финансах, снизив платежи на оптовый рынок электроэнергии за счет снижения потерь, но и в экономике. В 2014 году ООО «Башкирэнерго» перешло на систему долгосрочного тарифообразования методом RAB (Regulatory Assets Base – регулируемая база инвестированного капитала) и стала первой и пока единственной в стране компанией, которая перешла на 10-летний RAB. При этом в базе тарифа был

заложен существовавший уровень потерь с динамикой снижения. Добиваясь более эффективного снижения потерь, компания оставляет весь полученный экономический эффект в своем распоряжении и может его направлять, как на дополнительные инвестиции, так и на выплату дивидендов акционерам.

Мы видим, что появление новых технологий позволяет не только повысить эффективность компании, но и ускорить ее развитие за счет дополнительных инвестиций, увеличить доходы акционеров.

Первоначально поставленная задача снижения потерь в электрических сетях, в процессе ее изучения, трансформировалась в более широкую задачу перехода от традиционных электрических сетей советского образца к сетям с элементами Smart Grid. В данном контексте под советскими понимаются сети, сформированные в тот временной период с соответствующими техническими решениями, уровнем автоматизации, методами управления. Теперь появились новые технические и управленческие возможности и сформировались новые потребности как у потребителей, так и у эксплуатирующих организаций. Для успешной реализации задач по развитию сетевой инфраструктуры прежде всего были определены цели реализуемого проекта:

- повышение качества и надежности электроснабжения потребителей;
- снижение аварийности в электрических сетях;
- снижение эксплуатационных затрат;
- повышение управляемости электросетевой инфраструктурой;
- существенное снижение потерь электрической энергии;
- обеспечение учета и баланса электроэнергии в режиме реального времени;
- обеспечение возможности включения в сеть распределенной генерации.

Проект внедрения элементов Smart Grid, позволяющий решить поставленные задачи был разделен на следующие этапы:

- формирование технического задания на предварительное технико-экономическое обоснование (ПредТЭО) потребностей в развитии электросетевой инфраструктуры;
- оценка экономической целесообразности проекта по развитию сети, подготовка ПредТЭО:
 - моделирование и анализ сети «как есть» (с учетом перспективных нагрузок);
 - формирование мероприятий по развитию сети;
 - моделирование сети «как должно быть»;
 - количественная оценка и сравнительный технико-экономический анализ мероприятий по развитию сети.
- подготовка дорожной карты проекта на основании результатов ПредТЭО;

- реализация пилотного проекта с тестированием технических решений и экономических результатов;
- реализация основного проекта (подготовка проектно-сметной документации на весь проект, выбор поставщиков оборудования и подрядных организаций для строительно-монтажных работ.

Здесь необходимо отметить, что все мероприятия проводятся в режиме проектного управления. Внедрение и применение проектного управления в компании, в том числе применительно к Smart Grid, будет рассмотрено далее. Параллельно с этим проектом в компании велся проект создания системы управления на основе автоматизированных сквозных бизнес-процессов [1]. Именно соединение двух ключевых проектов по автоматизации сетей и управлению компанией дает возможность говорить о создании в Башкирэнерго цифровой модели управления предприятием во всех его аспектах: технология, персонал, потребители, ремонты, режимы, балансы, экономика и т.д. Более подробно мы остановимся на этом вопросе в заключительной главе.

Помимо формирования проектного управления в компании, безусловным приоритетом при реализации пилотной части проекта было обеспечение его гарантированного тиражирования с возможностью использования оборудования и программного обеспечения конкурирующих производителей.

Итак, в качестве разработчика проекта Smart Grid для электрических сетей города Уфа с учетом имеющегося опыта, наработок, оборудования и желания заниматься реализацией проекта совместно с Башкирэнерго была выбрана компания «Сименс». Однако существовало объективное опасение, что проект, разработанный специалистами компании «Сименс», может оказаться неприменим для привлечения к его реализации других поставщиков оборудования, программного обеспечения и т.д. Это не означает, что разработчики будут специально закладывать решения только под продукцию «Сименс», но люди, работающие в компании, привыкают к ее стандартам и требованиям, они непроизвольно перекладывают их в свои решения просто потому, что они так привыкли. Специалисты, работавшие в Башкирэнерго, на момент начала проекта не имели большого опыта разработки, проектирования и эксплуатации цифровой распределительной сети в рамках производственного отделения. Отечественные сетевые компании имеют долю автоматизированной (телемеханизированной) распределительной сети не более чем 10-15%, что объясняется низким уровнем инвестиций в данную составляющую энергетической инфраструктуры. Для исключения ситуации зависимости от принимаемых решений специалистами компании «Сименс» и снятия рисков человеческого фактора было принято решение привлечь к проекту технического консультанта, который отвечал бы следующим критериям:

- это должна быть компания, эксплуатирующая электрические сети;

- у нее должен быть опыт интеграции в собственные сети оборудования любых производителей;
- желательно знание особенностей техники и систем управления электрическими сетями, эксплуатируемыми в России;
- опыт работы на мировом рынке оборудования и программного обеспечения, с его использованием в эксплуатируемых сетях.

Предъявляемым критериям и учитывая уровень фактических потерь в сетях полностью отвечала только одна компания – Israel Electric Corporation.

Таким образом был сформирован пул компаний, заинтересованных и способных реализовать проект Smart Grid в Уфе. Схема взаимодействия и стоящие перед компаниями задачи показаны на Рис. 1.



Распределение функционала было закреплено протоколом встречи представителей Башкирэнерго, «Сименс» и Israel Electric Corporation в Израиле, в г. Хайфа 9 июня 2013 года.

Мы подошли к завершению подготовительного этапа проработки проекта. Это тоже является технологией. Мы не рассматриваем такие пункты алгоритма, как финансирование и поощрение коллектива работающего над реализацией проекта. В разных компаниях используются разные подходы. В Башкирэнерго для реализации проекта не привлекались заемные средства. Проект стал основой десятилетней программы RAB регулирования и выполняется в строгом соответствии с защищенной инвестиционной программой в рамках тарифного решения. Это не означает, что иные компании не могут использовать другие механизмы инвестирования или поощрения персонала.

Проведенная предварительная работа позволила точно определить объем предстоящих преобразований и оценить их масштаб. Принятый для ПредТЭО подход оценки стоимости и эффективности проекта целиком позволил провести ранжирование мероприятий по его реализации по их экономической эффективности и начать с наиболее окупаемой их части. Минусом такого подхода является то, что эффект от реализации проекта нарастает в геометрической прогрессии ближе к его окончанию и не сильно проявляется на его первых стадиях. Альтернативным мог быть подход разделения всего проекта на отдельные территориальные участки, оптимизация каждого по отдельности и последующее их объединение в общую площадку. Положительным эффектом от такого подхода является то, что он проще в расчетах, выборе технических решений, получении результата и сравнении того, что планировали, с тем, что получили. Но последующее объединение отдельных частей, реализованных независимо друг от друга, приведет к тому, что отдельные элементы большого проекта будут оптимизированы, а весь проект потеряет в своей эффективности. Можно идеально сконструировать отдельные части автомобиля, не задумываясь о его конструкции в целом, и он будет ехать медленно, со скрипом и поглощая огромное количество топлива. Поэтому подход оптимизации системы в целом представляется более правильным. Для электрических сетей минимальной ячейкой оптимизации может быть центр питания с покрываемой им зоной электроснабжения, но и в этом случае погрешность оптимизации достаточно велика из-за наличия перетоков.

Определившись с подходом к оптимизации проекта, необходимо разработать корректные сценарные условия и критерии оценки различных вариантов его реализации. Для этого, в результате совместной работы специа-

Яков Хаин

*Первый Вице-президент
"The Israel Electric Corporation" Ltd.*

"Smart Grid (SG) для IEC в Башкирии был интересен, как первый международный опыт в данной области, особенно в сотрудничестве с технически сильными партнёрами. В IEC был выработан свой взгляд на развитие систем SG и хотелось расширить собственный опыт и понять принципы развития SG в других системах и, в частности в России. Международный опыт проектной работы в области сетей позволил понять сильные и слабые стороны IEC, и улучшить координацию действий департаментов компании"

листов Башкирэнерго, «Сименс» и Israel Electric Corporation, были выбраны критерии и их целевые значения для сравнения сценариев развития и оптимизации различных вариантов [9], представленные в Таблице 2.

Аналогичная работа была проведена специалистами компаний для определения сценариев и критериев автоматизации и развития технологических систем управления с целевыми показателями их реализации [9]. Её результаты представлены в Таблице 3.

Таблица 2

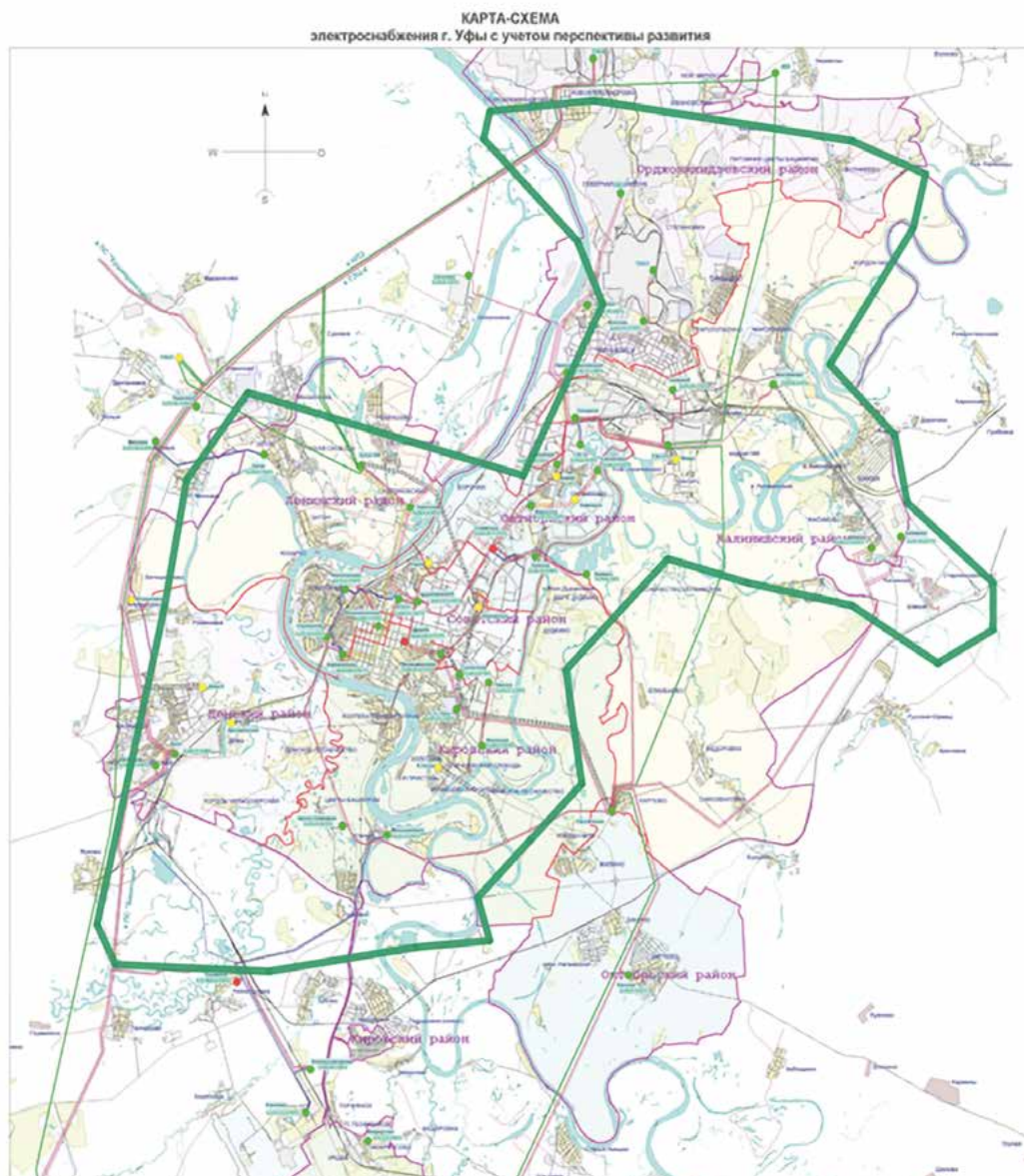
Критерий	Целевые значения		
	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3
Уровень напряжения и топология	Использование классов напряжения 6 и 10 кВ с сохранением текущей топологии	Использование классов напряжения либо 6 и 10 кВ либо 10 кВ с оптимизацией текущей топологии	Использование класса напряжения 10 кВ с оптимизацией топологии сети
Уровень автоматизации (степень внедрения технологий «умных сетей»)	Максимально целесообразный в рамках заданной топологии уровень автоматизации: SCADA; мониторинг; индикаторы места повреждения; использование микропроцессорной РЗА; интеллектуальные ТП и РТП; дистанционно управляемые разъединители и выключатели там, где это целесообразно (с учетом категоричности потребителей**)	Максимально целесообразный в рамках заданной топологии уровень автоматизации: SCADA; мониторинг; индикаторы места повреждения; использование микропроцессорной РЗА; интеллектуальные ТП и РТП; дистанционно управляемые разъединители и выключатели там, где это целесообразно (с учетом категоричности потребителей**) (будет окончательно сформулировано после определения уровня напряжения и топологии)	Высокий уровень автоматизации: Система DMS: SCADA, мониторинг, индикаторы места повреждения, использование микропроцессорной РЗА, интеллектуальные ТП и РТП, обеспечение самовосстановления, использование дистанционно управляемых выключателей
Увеличение уровня надежности электроснабжения	+5%	+10%	+20%
Снижение уровня коммерческих потерь	Автоматизированный коммерческий учет электроэнергии на границе балансовой принадлежности с потребителями – юридическими и физическими лицами с автоматизированным контролем небалансов в центрах питания 0,4 кВ один – два раза в месяц. (снижение коммерческих потерь на 90%)	Автоматизированный коммерческий учет электроэнергии на границе балансовой принадлежности с потребителями – юридическими и физическими лицами с автоматизированным контролем небалансов в центрах питания 0,4 кВ один – два раза в месяц. + автоматизированный технический учет электроэнергии по уровням напряжения (снижение коммерческих потерь на 95%).	Автоматизированный коммерческий учет электроэнергии на границе балансовой принадлежности с потребителями – юридическими и физическими лицами + автоматизированный технический учет электроэнергии по уровням напряжения с автоматическим контролем небалансов в реальном режиме времени (снижение коммерческих потерь на 100%).
NPV	Максимальный уровень NPV на горизонте 10 лет		
Этапность проекта	Минимизация сроков реализации проекта		

Таблица 3

Критерий	Целевые значения		
	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3
Проведение переключений	Дистанционное управление секционными разъединителями и соответствующими выключателями	Дистанционное управление секционными разъединителями и соответствующими выключателями	Сеть ВН – полное дистанционное управление выключателями, функционирование их в качестве реклоузеров; Сеть СН – полное дистанционное управление выключателями, обеспечение функционала реклоузеров на некоторых выключателях (например, на ВЛ).
Индикация повреждения	Мониторинг состояния фидера – предоставляет информацию о точном расположении места повреждения, передаваемую по каналам связи в диспетчерский центр	Мониторинг состояния фидера – предоставляет информацию о точном расположении места повреждения, передаваемую по каналам связи в диспетчерский центр	Цифровые индикаторы повреждения с RTU – определение места повреждения в автоматическом режиме, анализ причины повреждения и его развития, мониторинг качества электроэнергии
Обнаружение места повреждения	Место повреждения автоматически определяется в диспетчерском центре	Место повреждения автоматически определяется в диспетчерском центре	Быстрое автоматическое определение места повреждения (Fast Automatic Fault Location Determination)
Изолирование места повреждения	Осуществляется дистанционно из диспетчерского центра	Осуществляется дистанционно из диспетчерского центра	Регулирование по замкнутому циклу сети среднего напряжения – сеть автоматически определяет и изолирует повреждение
Восстановление электроснабжения	Дистанционно из диспетчерского центра управление разъединителями (и соответствующими выключателями) и вручную с помощью выездной бригады	Дистанционно из диспетчерского центра управление разъединителями (и соответствующими выключателями) и вручную с помощью выездной бригады	Регулирование по замкнутому циклу сети среднего напряжения – после изолирования электроснабжение затронутых нагрузок восстанавливается автоматически
Запись событий/ Прогноз повреждений	Система управления отключениями (Outage Management System)	Система управления отключениями (Outage Management System)	Система управления отключениями (Outage Management System)
SCADA	Система SCADA, установленная в диспетчерских центрах сетей высокого и среднего напряжения – обеспечение наблюдаемости и частичного управления	Система SCADA, установленная в диспетчерских центрах сетей высокого и среднего напряжения – обеспечение наблюдаемости и частичного управления	Система SCADA, установленная в диспетчерских центрах сетей высокого и среднего напряжения – полная наблюдаемость и управление сетью. Система анализа прошлых событий (Historical Information System).
EMS/DMS	Приложение «Анализ электрической сети» для сети высокого и среднего напряжения: расчет режимов, оценка состояния, расчет токов КЗ	Приложение «Анализ электрической сети» для сети высокого и среднего напряжения: расчет режимов, оценка состояния, расчет токов КЗ	Комплексная система анализа электрической сети среднего и высокого напряжения: расчет режимов, оценка состояния, расчет токов КЗ, оптимальная нагрузка реактивной мощностью, оптимальная реконфигурация фидеров, расчет балансов, регулирование спроса и прогноз потребления электроэнергии
Связь	Использование существующей оптоволоконной сети и ее расширение для обеспечения доставки телеметрии до диспетчерских	Использование существующей оптоволоконной сети и ее расширение для обеспечения доставки телеметрии до диспетчерских	Связь с использованием протоколов: МЭК61850, МЭК60870-5-101/103/104, Modbus, Profibus. Пониженное количество кабелей связи на подстанциях
Smart Metering	Да	Да	Да
Уровень автоматизации	Средний уровень	Средний уровень	Продвинутый уровень
Интеллектуальность сети	Высокий уровень	Высокий уровень	Очень высокий уровень
Самовосстановление сети	Нет	Нет	Да
Предположительное время ликвидации повреждения	От нескольких минут до нескольких часов (в зависимости от расстояния до места повреждения)	От нескольких минут до нескольких часов (в зависимости от расстояния до места повреждения)	Сеть ВН: Несколько секунд Сеть СН: Несколько минут

Расчет моделей в рамках подготовки предварительного технико-экономического обоснования позволил определить окончательные границы и параметры проекта Smart Grid для электрических сетей города Уфы, представленный на рис. 2.

Территориальные границы и параметры проекта Smart Grid в г. Уфа Рисунок 2



Характеристики города Уфа:

- Площадь: ~707 км²;
- Один из 10-ти крупнейших городов РФ;
- Население: более 1 миллиона человек;
- 51 подстанция напряжения 35-110 кВ;
- Используемые уровни напряжения: 110/35/10/6 кВ;
- Общая длина линий 35-110 кВ – 103 км;
- Общая длина линий 6-10кВ – 3513 км;
- Общее количество РП/ТП 6-10 кВ – 2178 шт., в границах проекта 1940 шт.

Масштаб проекта:

- Обеспечение дистанционного управления примерно 25% объектов напряжением 6-10 кВ за 5 лет;
- Обеспечение наблюдаемости 156 РП и 357 узловых ТП за 5 лет;
- Оптимизация топологии сети (прокладка 85 км кабельных линий) за 5 лет;
- Реконструкция центра управления сетями с внедрением автоматизированной системы диспетчерского управления;
- Внедрение 80 тыс. приборов учета и системы формирования балансов в реальном времени.

Безусловным приоритетом при создании интеллектуальных сетей является разработка, строительство и запуск в эксплуатацию их “мозга” – Центра Управления Сетями (ЦУС). Существовавшие диспетчерские управления не позволяли вместить в них всю необходимую инфраструктуру. В связи с этим было принято решение о строительстве нового ЦУС с нуля. Новый Центр Управления Сетями города Уфа был сдан в эксплуатацию 12 мая 2015 года (см. рис. 3). Загрузка ЦУС, уровень интеллекта сетей в дальнейшем зависели от реконструкции РП и ТП, объема и скорости перевода их на новое современное оборудование (см. рис. 4).

Рисунок 3



Рисунок 4



С целью обеспечения проекта ключевым оборудованием и локализацией передовых технологий, методов расчета, программных продуктов была создана компания БЭСК-Инжиниринг. Для ее успешной работы были приобретены современные программные продукты и лицензии на производство передового электротехнического оборудования. Компания накопила опыт расчета сетей с использованием современных программных продуктов, купленных у компании «Сименс». Все реконструируемые в рамках проекта объекты Башкирэнерго проектируются БЭСК-Инжинирингом. Компания вышла на объемы производства более 800 ячеек в год, в полном объеме идущих на реконструкцию РП и ТП электрических сетей города Уфа. Такой подход позволяет поступательно и планомерно увеличивать уровень интеллекта сетей, открыто заявлять в России и на международном уровне, что проект Smart Grid в сетях Башкирэнерго реализуется успешно.

Промежуточные результаты проекта, полученные по итогам 2017 года [10], представлены в Таблице 4.

Таблица 4

<i>Мероприятия</i>	<i>Наименование эффектов</i>	<i>Целевое значение по всему проекту</i>	<i>Статус по итогам 2017 года</i>
Оптимизация структуры сетей	Снижение технических потерь	До 10%	Снижение по отношению к 2015 г. на 2% при росте потребления на 4% в периметре проекта
	Обеспечение возможности полноценной автоматизации		Осуществлено на 9 РП и 86 ТП
	Обеспечение дистанционного диспетчерского управления сетью		Осуществлено на 7 ПС, 14 РП и 138 ТП. Проложено 50 км кабельных линий.
Автоматизация управления сетями	Экономия времени на переключения при определении поврежденного участка	До 70%	Осуществлено на 7 ПС, 14 РП и 138 ТП
	Сокращение времени перерывов в электроснабжении при аварии на 70%	До 30-40 минут	Осуществлено для реконструированных РП и ТП
	Снижение затрат на обслуживание и ремонт оборудования сетей	На 20%	Затраты на ремонт и эксплуатацию на реконструированных объектах уменьшены либо исключены ввиду отсутствия в необходимости их обслуживания
	Возможность оптимизации режимов работы сети в реальном времени		Осуществлено на 9 РП и 86 ТП
	Продление сроков службы существующего оборудования на 10% и уровня загрузки сети		Может быть оценено по итогам реализации всего проекта
Внедрение интеллектуального учета	Снижение коммерческих потерь электроэнергии	До 80%	Снижение по отношению к 2015 году на 16% при росте потребления на 4% в периметре проекта. Установлено 28 тыс. счетчиков (31% от целевой величины)

Мы видим, что ключевые показатели, заложенные в проект во время подготовки предварительного технико-экономического обоснования, выполня-

ются успешно и в срок. Это еще раз говорит о важности серьезной проработки проекта на стадии его подготовки. При этом появились дополнительные эффекты, которые на начальном этапе мы не предвидели. Использование современного оборудования, не требующего текущего обслуживания в течение срока службы и значительного уменьшения его габаритов по сравнению с эксплуатируемым ранее, не только высвободило эксплуатационный персонал для решения других задач, но дало возможность увеличить электрическую мощность для присоединения новых потребителей, без проведения капитальных затрат на расширение трансформаторных подстанций.

Технология Smart Grid дала возможность подготовить технологическую базу для цифровизации электрических сетей. Сама по себе цифровизация экономики, отрасли, предприятия не может быть результатом внедрения только программных продуктов. Требуется создать систему, при которой сбор, передача, анализ, варианты решений и анализ ситуации в режиме реального времени осуществляется автоматически, доведенная на машинной базе до уровня рефлексий.

Для этого необходимы технические средства, позволяющие измерять контролируемые процессы, передавать полученную информацию, автоматизировать процессы сравнения с заложенными стандартами и допусками, автоматизировать поиск стандартных решений, автоматически анализировать предлагаемые варианты решений. Человек становится необходимым для принятия решений при возникновении нестандартных ситуаций и для поиска вариантов улучшения и развития системы управления во всех ее аспектах – техническом, экономическом, юридическом.

Следующие главы книги будут посвящены изложению практического опыта и полученных результатов в разработке, внедрении и дальнейшем использовании технологической части проекта цифровизации электрических сетей. Объединение технологической части проекта с его управленческой составляющей, описанной в [1], создает базу для создания и реализации новых бизнес-моделей в энергетике и станет ключевым драйвером развития энергокомпаний и предприятий ЖКХ.

Хотелось бы ещё раз вернуться к решению проблемы переподготовки и изменению менталитета кадров, ставшей одним из основных достижений проекта цифровизации бизнеса компании Башкирэнерго. Можно еще раз повторить известную истину – развитие экономики начинается с перехода образования на современные требования и подходы, при этом отдачу можно ожидать только через 10-15 лет. Но это тот единственный путь, который позволит получить прорывные результаты, в том числе и в цифровой экономике.

Глава 3.

Цифровизация инфраструктуры сетевой компании

Рассмотрим проект цифровизации на конкретном примере для электро-сетевой инфраструктуры, реализованном в ОАО «БЭСК» в рамках проектов «Построение системы управления на основе сквозных бизнес-процессов» (описан в [1]) и «Smart Grid в городе Уфа», подробнее остановимся на этой части. Любой проект, и проект цифровизации не является исключением, состоит из ключевых этапов:

1. Подготовка технического задания на разработку предварительного технико-экономического обоснования (ПредТЭО);
2. Разработка ПредТЭО;
3. Реализация пилотного проекта для тестирования выбранных в рамках ПредТЭО решений;
4. Подготовка технического задания на разработку проектной документации (стадия «П» проектирования);
5. Подготовка стадии «П» проектирования (разработка проектной документации по городу в целом, в объеме всего проекта);
6. Подготовка технического задания на выполнение проекта, включающее разработку рабочей документации и реконструкцию объектов электросетевой инфраструктуры;
7. Непосредственно выполнение проекта (разработка рабочей документации и реконструкция объектов электросетевой инфраструктуры).

В ОАО «БЭСК» перечисленные этапы выполнялись частично параллельно. Это дало возможность не только ускорить реализацию проекта, но и позволило максимизировать экономический эффект от мероприятий за счет уменьшения времени затрат на капитальное строительство и ускоренного перехода к эксплуатации сетей с пониженными операционными затратами.

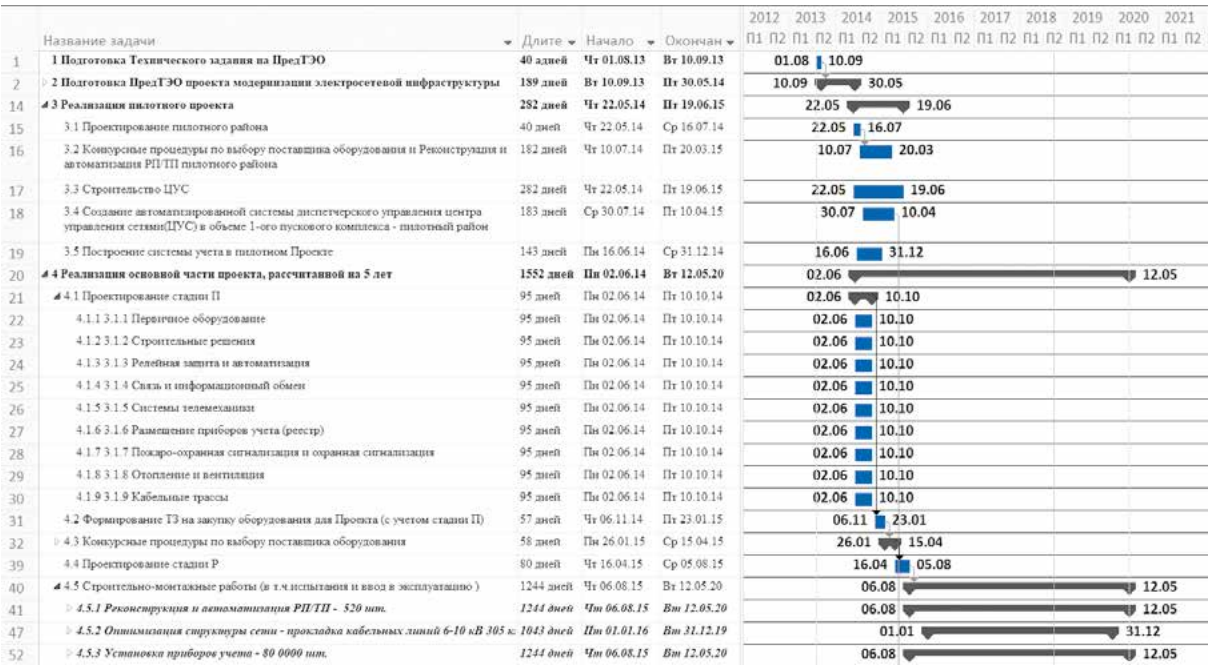
Первоначальный план проекта представлен на рисунке 5. Следует отметить, что на момент выхода данной книги работа над основным проектом еще продолжается и завершение проекта запланировано на 2020г.

Давайте посмотрим содержание работ, выполняемых в рамках каждого из разделов проекта и опыт ОАО «БЭСК» по их реализации.

1. Подготовка технического задания на предварительное технико-экономическое обоснование (ПредТЭО).

Безусловно, техническое задание на ПредТЭО является ключевым документом, который показывает, насколько специалисты компании правильно и всеобъемлюще понимают стоящие перед компанией задачи. Правильная постановка задачи формирует 70% успеха. Далее остается только провести

Рисунок 5



планомерную работу по его реализации. Учитывая важность данного этапа остановимся на нем более подробно, показав, что, в данном документе, должно быть исчерпывающе охарактеризовано, давая возможность заказчику представить требования к ожидаемым результатам работы, и какие разделы он должен включать.

Прежде всего при подготовке технического задания на ПредТЭО проекта цифровизации электросетевая компания должна сформулировать измеримые цели работы. Принцип измеряемости является ключевым и позволяет не только объективно оценить полученный итог, но и проводить оценку промежуточных результатов, что дает возможность вносить в проект корректировки в процессе его реализации. Для проекта могут быть установлены частные цели, например: снижение потерь электроэнергии, повышение качества и надежности электроснабжения и т.д. Может быть установлена более амбициозная цель комплексной реконструкции электросетевой инфраструктуры, именно этим путем пошел менеджмент ОАО «БЭСК».

Исходя из поставленной цели в ТЗ, описываются требования к разделам ПредТЭО. Предлагаемый автором состав разделов ПредТЭО, сформированный с учетом опыта проекта в ОАО «БЭСК» представлен в таблице 5. Обращая внимание читателя, что данный состав разделов был сформирован в рамках проекта комплексной реконструкции электросетевой инфраструктуры. В случае реализации проекта с частной целью, отдельные разделы ТЗ можно исключить.

Таблица 5

№ п/п	Наименование работ
1	Сбор исходных данных
2	Анализ качества собранных исходных данных об электросетевой инфраструктуре города Уфа
3	Моделирование электрической сети по состоянию на 2013 года
4	Проведение анализа состояния электрической сети г. Уфы на 2013 год, в т.ч.:
4.1	Расчет и анализ режимов электрической сети
4.2	Расчет и анализ токов короткого замыкания
4.3	Расчет и анализ надежности электрической сети
4.4	Расчет и анализ технических потерь электрической сети
4.5	Анализ работы системы РЗА
4.6	Анализ существующей системы учета электрической энергии
4.7	Анализ существующей системы заземления
4.8	Анализ износа оборудования электрической сети
4.9	Определение узких мест электрической сети
5	Разработка сценария перспективного развития электросетевой инфраструктуры г. Уфа на состояние 1 января 2020 года, в т.ч.:
5.1	Разработка трех сценариев развития электросетевой инфраструктуры г. Уфа (все рассматриваемые сценарии должны соответствовать требованиям действующей на территории Российской Федерации нормативной документации)
5.2	Разработка основных технических решений (структура сети, уровни номинального напряжения, тип оборудования и т.д.)
5.3	Моделирование вариантов развития электросетевой инфраструктуры г. Уфа для каждого из сценариев, в т.ч.:
5.3.1	Моделирование структуры сети
5.3.2	Выбор оборудования
5.3.3	Расчеты режимов, токов короткого замыкания, надежности, уровня потерь электрической энергии
5.3.4	Разработка концепции РЗА
5.3.5	Разработка концепции учета электрической энергии
6	Создание концепции систем контроля, сигнализации, защиты, автоматизации оперативно – диспетчерского управления электросетевым комплексом и учета электрической энергии с внедрением элементов Smart Grid для трех сценариев развития электросетевой инфраструктуры г. Уфа
6.1	Система управления сетью
6.2	Учет и контроль
6.3	Распределенные/альтернативные источники генерации
7	Технико-экономический анализ сценариев развития электросетевой инфраструктуры г. Уфа, на основе построенных моделей в т.ч.:
7.1	Технико-экономические критерии сравнения сценариев
7.2	Сравнительный анализ экономической эффективности предлагаемых сценариев (сравнение сценариев между собой)
8	Выбор предпочтительного сценария развития электросетевой инфраструктуры
9	Построение плана перехода от текущей ситуации к целевой модели
10	Разработка ТЗ на выполнение проектно-изыскательских работ по модернизации электросетевой инфраструктуры

При подготовке ТЗ на ПредТЭО нет мелочей. Необходимо тщательнейшим образом описать все специфические особенности сети и требования к их анализу. Недостаточное внимание к деталям на данном этапе может привести к серьезным проблемам на более поздних стадиях проекта. Так в случае ОАО «БЭСК» из окончательного варианта ТЗ на ПредТЭО ввиду бюджетных ограничений было удалено требование провести анализ используемых способов заземления сети, в результате уже на этапе реализации основного проекта выяснилось, что ключевой компонент интеллектуальной системы – индикатор замыканий на землю не приспособлен для работы в кабельных сетях с компенсированной и изолированной нейтралью. Более подробно данная проблема и то, как она была решена, описано ниже в разделе, относящемся к реализации проекта.

Также не стоит недооценивать сроки реализации ПредТЭО. Первоначально ОАО «БЭСК» планировал получить ПредТЭО в течение пяти месяцев. Фактически задержка составила 2 месяца и материал был завершён только к апрелю 2014 года, а общий срок выполнения работ превысил полгода.

Перейдем к описанию хода выполнения ПредТЭО и раскроем причины, приведшие к увеличению сроков его реализации.

2. Разработка ПредТЭО – опыт ОАО «БЭСК».

Сбор исходных данных.

Первым шагом формирования модели сети является сбор исходных данных. Передача исходных данных от Заказчика исполнителю может производиться путем заполнения опросных листов либо путем передачи существующих эксплуатационных документов. Опыт показал, что наилучшим является сочетание обоих вариантов. Этап сбора исходных данных является трудоемким и, как правило, воспринимается коллективом как дополнительная нагрузка и прихоть руководства. Коллектив будет активным сторонником проекта тогда, когда станут видны первые результаты. До этого времени особенно важен контроль со стороны первого лица, либо главного технического руководителя компании. Как правило, необходимые исходные данные хранятся в различных филиалах и производственных отделениях по-разному, в виде, не имеющем ничего общего, с опросными листами, представленными подрядчиком, поэтому необходимо обеспечить тесную координацию подразделений, занятых в предоставлении исходных данных. Особое внимание следует уделить актуальности имеющейся информации. Например, часто случается, что хранящиеся на местах нормальные и однолинейные схемы не в полной мере соответствуют действительности. Расхождения с действительностью обусловлены как развитием сети (некоторые из вновь построенных либо выведенных из эксплуатации объектов могут быть не учтены на схеме), так и эксплуатационными операциями – имеющиеся в производ-

ственных отделениях (ПО) и районных электрических сетях (РЭС) данные о распределении точек нормальных разрывов и уставок не всегда актуальны.

В ОАО «БЭСК» в рамках сбора исходных данных была проведена полная ревизия эксплуатационных документов, хранившихся в ПО и РЭС. На данном этапе тяжесть основной работы легла на плечи заместителя директора – главного инженера ООО «Башкирэнерго», его твердая позиция помогла мобилизовать персонал на местах и обеспечить конструктивное взаимодействие с подрядчиком. Однако несмотря на все усилия, работы по сбору и анализу качества исходных данных затянулись и велись вплоть до завершения процесса подготовки модели «как есть».

Подготовка модели сети «как есть».

После того, как все исходные данные собраны, исполнителем строится модель текущего состояния электросетевой инфраструктуры. Для этого используется специализированное программное обеспечение, позволяющее проанализировать текущее состояние электрической сети. В ОАО «БЭСК», поскольку исполнителем ПредТЭО выступала компания «Сименс», моделирование осуществлялось на базе программного обеспечения данной компании – PSS Sincal. Этот продукт позволяет в единой среде построить модель и провести все необходимые расчеты. Помимо данного ПО на рынке представлены альтернативные варианты других производителей, в т.ч. российских, например RastrWin, АРМСРЗА, однако для осуществления всех требуемых расчетов необходимо строить отдельную модель сети в каждом из данных комплексов, что увеличивает их трудоемкость и сложность.

При подготовке модели очень важно поддерживать постоянное взаимодействие с сотрудниками, эксплуатирующими сеть. Самый первый вариант модели формируется исполнителем на основе собранных исходных данных и это занимает примерно 30% от общего времени работы моделировщика. Далее следует этап последовательных согласований с сотрудниками РЭС и доработки модели. Ни электросетевой компании, ни исполнителю не нужно питать иллюзий, что работы по построению модели удастся выполнить дистанционно. Для достижения требуемого уровня качества требуется живое общение моделировщиков с эксплуатантами, а также возможность оперативно обратиться к имеющимся на местах дополнительным данным.

В этом месте у читателя может возникнуть резонный вопрос, для чего привлекать подрядчика на выполнение работ по расчетам и анализу режимов, если в структуре самой электросетевой компании всегда есть специализированное подразделение, осуществляющее эту работу. Основными задачами данного подразделения как правило является участие в подготовке схем и программ развития электроэнергетической инфраструктуры региона и согласование технических условий высокой мощности. Но надо понимать,

что, как правило, внутренний персонал компании заточен под конкретные текущие задачи, и сотрудникам бывает сложно взглянуть на систему в целом под новым углом. В результате часть проблем существующей сети люди просто не видят. Тем не менее, если в компании есть профильное подразделение, имеющее в своем распоряжении необходимое ПО (не важно какого вендора) работу по моделированию сети «как есть» можно выполнить собственными силами.

В календарном графике реализации проекта время разработки модели «как есть» составляет не менее 2-3-х месяцев. При этом компания приобретает уникальный инструмент, который можно использовать не только для задач развития, но и для эксплуатационных задач, например расчетов при выдаче технических условий.

Второй важный аспект состоит в том, что сеть постоянно меняется и зачастую на горизонте менее года построенная модель перестает быть актуальной. Такая ситуация недопустима, поскольку сам проект реконструкции реализуется на протяжении 4-5 лет и в течение всего этого времени электросетевая компания должна держать руку на пульсе и быть готова, при необходимости, скорректировать приоритеты реконструкции электросетевых объектов. Это значит, что модель сети должна поддерживаться в актуальном состоянии как минимум во время реализации проекта, а фактически она требует актуализации в постоянном режиме в процессе эксплуатации. В ОАО «БЭСК» эта проблема была решена путем развития собственной компетенции моделирования в PSS Sincal на базе уже существовавшего отдела электроэнергетических режимов, выполнявшего расчеты при выдаче и согласовании технических условий для потребителей большой мощности.

Анализ сети по построенной модели.

После того как модель завершена, а еще лучше уже в процессе подготовки, исполнителем осуществляется ее анализ. По результатам анализа должен быть сформулирован четкий перечень проблем, не позволяющих электросетевой компании достичь поставленной в техническом задании на ПредТЭО цели развития.

Например, в случае с ОАО «БЭСК» в числе выделенных проблем были: низкий уровень телемеханизации распределительной сети, высокая доля морально устаревшего коммутационного оборудования и оборудования РЗА, отсутствие типовых технических решений в области релейной защиты кабельных распределительных сетей, большое количество поперечных связей между линиями, ведущее к распространению повреждений.

Невзирая на наличие в электросетевой компании собственного штата высококвалифицированных и опытных технических специалистов, отлично знающих управляемую ими сетевую инфраструктуру, принципиально необ-

ходимо привлечь к анализу сторонних исполнителей. Во-первых, это позволит обнажить и решить проблемы, над которыми заняты технические специалисты (например, расширить и систематизировать техническую политику в области организации РЗА и ПА), во-вторых, обеспечит свежий взгляд со стороны и, в-третьих, сторонний наблюдатель может увидеть недостаток в тех характеристиках сети, которые местные технические специалисты считают преимуществом (например поперечные кабельные связи до реконструкции активно использовались в распределительных сетях города Уфа для обеспечения дополнительного резервирования – что вполне оправдано при отсутствии управляемости и наблюдаемости в сети. Однако по результатам анализ сети указанные поперечные связи было предложено отключить, т.к. они способствуют передаче повреждений между отдельными участками сети).

После завершения этапа анализа исполнителем проводится презентация промежуточных результатов проекта, по результатам которой Исполнитель собирает комментарии заказчика и финализирует свой анализ.

Формирование сценариев развития сети.

Проведя анализ состояния сети «как есть», формируются альтернативные сценарии развития электросетевой инфраструктуры, направленные на решение проблем, выявленных по его результатам. На данном этапе формирование различных сценариев развития электросетевой инфраструктуры позволяет сформировать матрицу выявленных недостатков и путей достижения целей проекта.

Например, для ОАО «БЭСК» перечень сценариев подлежащих анализу был представлен еще в техническом задании на ПредТЭО. Необходимо отметить, что в процессе реализации проекта первоначальные сценарии претерпели значительную корректировку. Анализируемые сценарии включали:

- Сценарий 1 (эконом вариант) – оптимизация топологии существующей распределительной электрической сети 6-10 кВ без автоматизации;
- Сценарий 2 (средний вариант) – оптимизация и частичная автоматизация распределительной электрической сети 6-10 кВ;
- Сценарий 3 (максимальный вариант) – оптимизация и полная автоматизация распределительной электрической сети с переводом напряжения на 10 кВ.

Перечисленные сценарии не являются обязательными и исчерпывающими и должны формироваться из реалий каждой конкретной электросетевой компании. Более того, вполне жизнеспособным является вариант, когда сценарии не будут жестко прописаны в ПредТЭО, а сформируются уже в рамках его разработки по результатам анализа сети.

В рамках каждого из сценариев формируется набор концептуальных технических решений по реконструкции электросетевой инфраструктуры. Как следует из материала, представленного выше в случае ОАО «БЭСК» предложенные в рамках сценариев мероприятия включали различные варианты:

- оптимизации топологии сети;
- обеспечения наблюдаемости и управляемости сети;
- автоматизации оперативно-технологического управления.

Для каждого из сценариев готовится имитационная модель электрической сети «как должно быть» с учетом целевой топологии и характеристик предлагаемого оборудования. В моделях «как должно быть» отражаются как изменения существующей сети, так и новые ЛЭП, РП, ТП и другие объекты инфраструктуры. Помимо моделирования целевых режимов работы сети, расчетные модели позволяют оценить в натуральном выражении (штуках, метрах и т.д.) количество оборудования, требуемого для каждого из сценариев, что в свою очередь позволяет с высокой степенью достоверности рассчитать CAPEX и OPEX проекта.

До того, как исполнитель начнет детально формировать сценарии развития рекомендуется согласовать между заказчиком и исполнителем характеристики корректных сценарных условий и оценки различных вариантов реализации (см. таблицу 2). Это позволит конкретизировать ожидания заказчика. В случае с ОАО «БЭСК» мы не планировали формировать характеристики сценариев на этапе подготовки технического задания на ПредТЭО, но уже на этапе разработки ПредТЭО поняли, что это необходимо, чтобы остаться на одной волне с исполнителем. При реализации собственных проектов цифровизации рекомендуется закладывать данную работу в план.

Создание концепции Smart Grid для каждого сценария.

В соответствии с первоначальным календарно-сетевым графиком подготовки ПредТЭО после разработки целевых сценариев развития электрической сети для каждого из них предполагалось формирование «концепции систем контроля, сигнализации, защиты, автоматизации оперативно – диспетчерского управления электросетевым комплексом и учета электрической энергии». Однако в рамках разработки ПредТЭО и исполнитель и заказчик убедились, что невозможно корректно построить целевую модель сети для сценария, который не был согласован с концепцией Smart Grid. Поэтому в случае с ОАО «БЭСК» работы по формированию сценариев развития сети и определению концепции цифровизации для каждого из них велись параллельно и итерационно.

По аналогии с подходом, описанным выше, исполнителем были разработаны и согласованы с заказчиком целевые параметры автоматизации сети

для каждого из трех рассматриваемых сценариев [9]. Указанные параметры представлены в таблице 6 и по мнению автора могут быть полезны читателю, занимающемуся практической реализацией аналогичных проектов.

Таблица 6

Автоматизация сети			
Критерий	Целевые значения		
	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3
Проведение переключений	Дистанционное управление секционными разъединителями и соответствующими выключателями	Дистанционное управление секционными разъединителями и соответствующими выключателями	Сеть СН: полное дистанционное управление выключателями Сеть ВН: реклоузеры (опционально)
Индикация повреждения	Мониторинг состояния фидера – предоставляет информацию о точном расположении места повреждения, передаваемую по каналам связи в диспетчерский центр	Мониторинг состояния фидера – предоставляет информацию о точном расположении места повреждения, передаваемую по каналам связи в диспетчерский центр	Цифровые индикаторы повреждения с RTU – определение места повреждения в автоматическом режиме, анализ причины повреждения и его развития
Обнаружение места повреждения	Место повреждения автоматически определяется в диспетчерском центре	Место повреждения автоматически определяется в диспетчерском центре	Быстрое автоматическое определение места повреждения (Fast Automatic Fault Location Determination)
Изолирование места повреждения	Осуществляется дистанционно из диспетчерского центра	Осуществляется дистанционно из диспетчерского центра	Регулирование по замкнутому циклу сети среднего напряжения – сеть автоматически определяет и изолирует повреждение
Восстановление электроснабжения	Дистанционно из диспетчерского центра управление разъединителями (и соответствующими выключателями) и вручную с помощью выездной бригады	Дистанционно из диспетчерского центра управление разъединителями (и соответствующими выключателями) и вручную с помощью выездной бригады	Регулирование по замкнутому циклу сети среднего напряжения – после изолирования электроснабжение затронутых нагрузок восстанавливается автоматически
Запись событий/Прогноз повреждений	Система управления отключениями (OutageManagementSystem)	Система управления отключениями (OutageManagementSystem)	Система управления отключениями (OutageManagementSystem)
SCADA	Установлена в диспетчерских центрах сетей высокого и среднего напряжения – обеспечение наблюдаемости и частичного управления	Установлена в диспетчерских центрах сетей высокого и среднего напряжения – обеспечение наблюдаемости и частичного управления	Установлена в диспетчерских центрах сетей высокого и среднего напряжения – полная наблюдаемость и управление. Система анализа прошлых событий (Historical Information System).
EMS/DMS	Приложение «Анализ электрической сети» для сети высокого и среднего напряжения: расчет режимов и токов КЗ, оценка состояния	Приложение «Анализ электрической сети» для сети высокого и среднего напряжения: расчет режимов, оценка состояния, расчет токов КЗ	Комплексная система анализа электрической сети среднего и высокого напряжения: расчет режимов и токов КЗ, оценка состояния, оптимальная нагрузка реактивной мощностью, оптимальная реконфигурация фидеров, регулирование спроса и прогноз потребления
Связь	Использование существующей оптоволоконной сети и ее расширение для обеспечения доставки телеметрии до диспетчерских	Использование существующей оптоволоконной сети и ее расширение для обеспечения доставки телеметрии до диспетчерских	Связь по протоколам: МЭК61850, МЭК60870-5-101/103/104, Modbus, Profibus. Пониженное количество кабелей связи на подстанциях
Smart Metering	Да	Да	Да
Автоматизация	Средний уровень	Средний уровень	Продвинутый уровень
Интеллектуальность	Высокий уровень	Высокий уровень	Очень высокий уровень
Самовосстановление	Нет	Нет	Да
Предположительное время ликвидации повреждения	От нескольких минут до нескольких часов (в зависимости от расстояния до места повреждения)	От нескольких минут до нескольких часов (в зависимости от расстояния до места повреждения)	Сеть ВН: Несколько секунд Сеть СН: Несколько минут

Технико-экономическое сравнение сценариев.

После того, как разработаны сценарии развития электросетевой инфраструктуры компании-заказчика, включая формирование концепции Smart Grid для каждого из сценариев, осуществляется их технико-экономическое сравнение.

Критерии сравнения необходимо задать при формировании технического задания на ПредТЭО, чтобы избежать разногласий с исполнителем на этапе его разработки. В ОАО «БЭСК» при разработке технического задания на ПредТЭО были установлены следующие критерии технико-экономического сравнения сценариев:

- капитальные затраты на реализацию сценария;
- уровень эксплуатационных затрат в электрических сетях после реализации сценария;
- надежность электроснабжения потребителей:
 - средняя продолжительность перерывов электроснабжения;
 - недоотпуск электроэнергии вследствие перерывов электроснабжения;
- уровень технических потерь электрической энергии;
- уровень коммерческих потерь электрической энергии.

Важнейшую роль при проведении технико-экономического сравнения сценариев играет модель сети «как должно быть», построенная для каждого из них. В том числе она является основным источником исходных данных для оценки капитальных затрат на проект. Поскольку модель строится с детализацией до РП/ТП и каждого присоединения (ячейки) 6-10 кВ, то по ней рассчитываются следующие натуральные показатели:

1. В части первичного оборудования:
 - количество РП и ТП, КЛ и ВЛ планируемых к выводу из работы;
 - количество, место установки и параметры планируемых к строительству РП и ТП;
 - точки присоединения, протяженность и параметры планируемых ЛЭП;
 - количество планируемых к установке/замене распределительных устройств и/или отдельных ячеек 6-10 и 0,4 кВ (с учетом всех необходимых параметров, таких как место установки, номинальный уровень напряжения, номинальный ток);
 - количество планируемых к установке/замене трансформаторов в распределительной сети 6-10 кВ;
 - количество и параметры требуемого к замене, установке оборудования Городских питающих подстанций 110/35/10/6 кВ.

2. В части вторичного оборудования количество, места установки и параметры планируемых к установке/замене:
 - терминалов РЗА (включая необходимые трансформаторы тока и напряжения);
 - индикаторов тока короткого замыкания и замыкания на землю;
 - аналогово-цифровых преобразователей и шкафов телемеханики;
 - систем питания собственных нужд, включая аккумуляторные батареи;
 - систем отопления РП и ТП
3. В части оборудования систем учета количество и параметры планируемых к установке или замене:
 - Приборов АСКУЭ;
 - Устройств сбора и передачи данных
4. В части каналов связи:
 - точки присоединения, протяженность и параметры планируемых строителъству ВОЛС;
 - количество, места установки и параметры планируемых к установке GSM модемов и другого оборудования беспроводной связи.

Уровень детализации модели «как должно быть» должен позволять рассчитывать перечисленные выше натуральные показатели. При этом модель содержит только электрические компоненты сети (первичное оборудование), все остальные элементы оцениваются по модели с учетом электрических компонентов. После того, как определено количество требуемого в рамках проекта оборудования, необходимо сделать запрос цен от основных поставщиков такого оборудования и по результатам запроса определить цену каждой из рассматриваемых позиций. Сумма общих затрат на оборудование представляет собой значительную составляющую CAPEX проекта (до 50-60%). Вторая составляющая CAPEX – затраты на строительно-монтажные и пуско-наладочные работы. Эти величины логично определить с учетом опыта конкретной электросетевой компании и расценок в ее регионе.

Из представленной ниже таблицы 7 следует, что операционные расходы в результате цифровизации электросетевой инфраструктуры меняются качественно. При этом необходимо отметить, что представленные результаты отражают мнение автора и могут меняться в зависимости от используемой компанией организационно-управленческой структуры.

Таблица 7

№ п.п	Группа затрат	Частичная реконструкция первичного оборудования	Обеспечение управляемости и наблюдаемости первичного оборудования	Оптимизация топологии сети	Организация системы интеллектуального учета
1.	На персонал, задействованный в эксплуатации первичного оборудования	Не меняются, т.к. обычно реконструируется и телемеханизируется лишь часть оборудования РЭС (см. опыт ОАО «БЭСК»), повышается эффективность использования персонала		X	X
2.	На персонал, задействованный в эксплуатации оборудования РЗА	X	Не уменьшаются, поскольку появляется дополнительная трудоемкость по обслуживанию оборудования, но повышается эффективность использования персонала	X	X
3.	На персонал, задействованный в эксплуатации телемеханики	X		X	X
4.	На персонал, задействованный в эксплуатации систем учета	X	X	X	Возрастают, т.к. эксплуатация ПУ с АСКУЭ требует привлечения специального персонала с высокой квалификацией
5.	На персонал, задействованный в снятии показаний	X	X	X	Затраты исчезают
6.	На расходные материалы и комплектующие	Значимо не меняются	Возрастают за счет затрат на ранее не использовавшееся вторичное оборудование	X	Возрастают за счет затрат на ранее не использовавшееся оборудование АСКУЭ
7.	На материалы, используемые для ремонта оборудования	X	X	X	Возрастают
8.	Транспортные расходы				Снижаются
9.	Затраты на ИТР	Не меняются	Не меняются	Не меняются	Не меняются

Технологические потери электрической энергии и уровень надежности электрической сети, характерные для каждого из сценариев также оцениваются с использованием модели сети «как должно быть». Значимое снижение технологических потерь кабельных линий может быть достигнуто благодаря оптимизации топологии сети и снижения загрузки линий. При этом, надежность сети зависит как от топологии, так и от уровня телемеханизации и рассчитывается с использованием модели сети.

Снижение коммерческих потерь при разработке ПредТЭО было оценено экспертным путем, без использования модели сети. Оценка была выполнена, исходя из допущения, что при установке приборов учета с АСКУЭ в РП, ТП, на границах балансовой принадлежности и на вводах в многоквартирные жилые дома можно будет автоматически формировать баланс электроэнергии в любой момент времени, что позволит компании своевременно выявлять очаги коммерческих потерь и оперативно их устранять. При этом опыт проекта подтвердил корректность описанного допущения.

Важно отметить, что показатели снижения технических и коммерческих потерь оказывают значимый вклад в финансовый результат проекта и должны быть в обязательном порядке количественно оценены.

При этом показатели надежности из-за отсутствия в настоящее время законодательных требований к их величине и, как следствие, штрафных санкций со стороны потребителей не оказывают материального эффекта на финансовые потоки проекта, но служат фильтром при выборе менеджментом сценариев, подходящих для сравнительной оценки экономической эффективности.

По сценариям, которые признаны соответствующими целевым требованиям менеджмента в части надежности, осуществляется расчет дисконтированных показателей экономической эффективности (NPV, DPP, PI, IRR), при этом сценарии рассматриваются как альтернативные проекты.

Результаты рассмотрения в рамках ПредТЭО сценариев развития электросетевой инфраструктуры города Уфа [10] представлены в таблице 8.

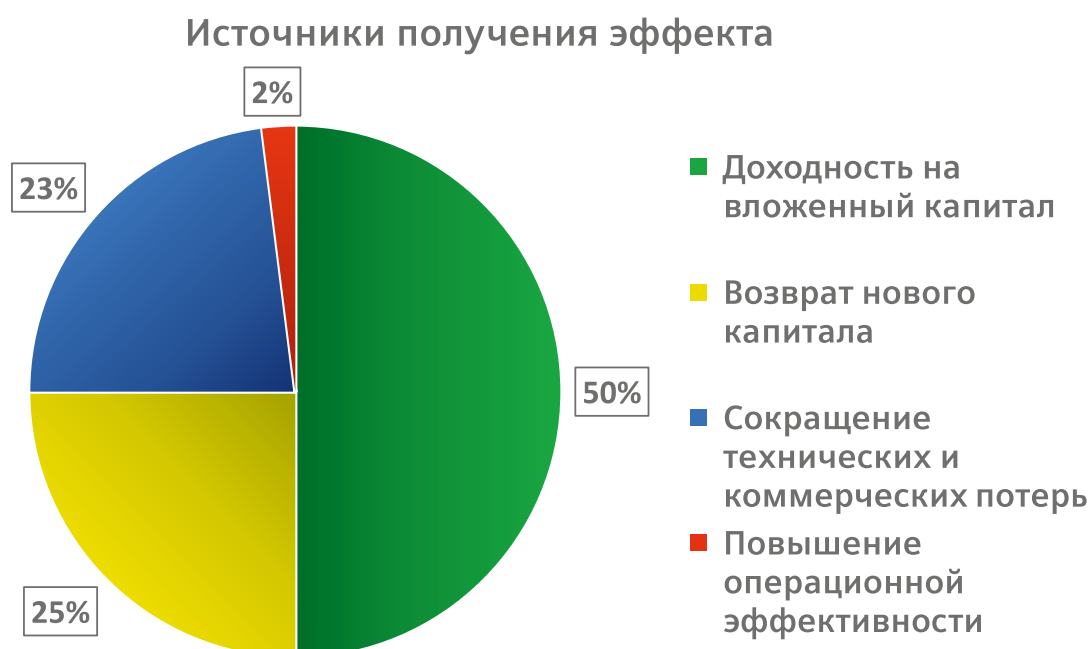
Таблица 8

№	Наименование	Экономические показатели		Технические показатели		Потери, %	
		CAPEX, у.е.	NPV, +/-	Длительность перерывов э/с, %	Время на устранение неисправностей, %	Технич.	Коммерч.
1	Оптимизация текущей сети с использованием современного коммутационного оборудования	2,25	-	-25	-20	-20	X
2	Повышение класса напряжения до 10 кВ	9,64	-	-25	-20	-30	X
3	Автоматизация текущей сети без изменения топологии	2,31	-	-40	-70	-5	X
4	Оптимизация и автоматизация текущей сети	3,81	-	-50	-70	-10	X
5	Высокий уровень автоматизации сети с классом напряжения 10 кВ	10,57	-	-80	-95	-35	X
6	Построение системы коммерческого учета	1,03	+	X	X	X	-95

Фактически при обосновании экономической целесообразности проекта ОАО «БЭСК» проводилось технико-экономическое сравнение более чем трех сценариев, поскольку исполнителем было выделено шесть мероприятий

по развитию электрической сети (что даже превысило требования ТЗ). Мероприятия 1-5 по реконструкции электросетевой инфраструктуры рассматривались как альтернативные варианты, каждый из которых может быть дополнен внедрением интеллектуального учета электроэнергии. Следует обратить внимание, что ни одно из мероприятий по реконструкции электросетевой инфраструктуры не является экономически целесообразным само по себе. Это обусловлено значимым объемом капитальных вложений на эти мероприятия и отсутствием какой-либо экономии ОПЕХ в их результате (см. таблицу выше). При этом наилучшим с точки зрения капитальных вложений, улучшения технических показателей, и экономической эффективности в целом в рамках ПредТЭО было определено мероприятие №4. При этом мероприятие по внедрению интеллектуальных приборов учета безоговорочно является экономически целесообразным и обеспечивающим экономическую целесообразность проекта в целом. Структура основных источников экономической окупаемости проекта представлена на диаграмме 5, из которой видно, что три четверти экономического эффекта складываются из дохода на вложенный капитал и возврата вложенного капитала, в рамках тарифа ООО «Башкирэнерго» (дочерней компании ОАО «БЭСК»). При этом дисконтированный срок окупаемости проекта приближается к 9 годам.

Диаграмма 5



Отличительной особенностью проекта реконструкции электросетевой инфраструктуры города Уфа является разработанная менеджментом уникальная схема финансирования. В целях обеспечения окупаемости проекта без увеличения тарифа к моменту старта основного проекта Smart Grid в

2014 году ООО «Башкирэнерго» (дочерняя компания ОАО «БЭСК», осуществляющая операционное управление сетями 0,4-110 кВ) было переведено на десятилетний RAB. Это позволяет компании сохранять эффект от экономии операционных расходов на протяжении всего десятилетия, одновременно требуя поиска кредитных средств до момента возврата инвестиций.

Важно иметь в виду, что реализовывать проект Smart Grid с привлечением заемных источников финансирования, рассчитывая вернуть кредит за счет экономии операционных издержек, можно лишь при наличии долгосрочного тарифного регулирования, при том что регулятор региона присутствия территориальной сетевой компании официально гарантирует ей возможность получения заявленных в долгосрочной тарифной модели необходимых и защищенных уровней необходимой валовой выручки и сохранения экономии операционных затрат в распоряжении компании.

Построение плана перехода от текущей ситуации к целевой модели.

После выбора целевого сценария Исполнителем проекта должен быть подготовлен детальный план его реализации, включающий:

- подробный календарно-сетевой график реализации проекта;
- модель сети для одной или нескольких промежуточных точек проекта (необходимо для уточнения темпов изменения технико-экономических параметров сети);
- детализированный расчет экономической эффективности проекта с распределением финансовых потоков в соответствии с подробным календарно-сетевым графиком и моделью сети для промежуточных точек проекта.

Особое внимание в данном случае следует уделить подготовке календарно-сетевого графика с детализацией до конкретных объектов сети. При выполнении данной работы необходимо обеспечить равномерное распределение работ по реконструкции на протяжении проекта с учетом возможностей эксплуатационных служб по согласованию проектно-изыскательских работ, допуску исполнителей на объекты и приемке установленного оборудования.

3. Разработка ТЗ на выполнение проектно-изыскательских работ.

Следующим этапом после подготовки ПредТЭО проекта реконструкции электросетевой инфраструктуры является подготовка технического задания на проектно-изыскательские работы по проекту.

Структура технического задания не зависит от выбранного сценария и предполагает разработку:

- проектных решений (стадии «П») для всего проекта в целом.
- рабочей документации по каждому из реконструируемых объектов.

Проектная документация включает типовые технические решения для каждого из типов объектов электросетевой инфраструктуры, реконструируемой в рамках проекта, а также информацию о размещении нового или реконструируемого оборудования в контексте сети в целом. Данная документация выполняется сразу после подготовки ПредТЭО (с учетом его результатов).

Основными результатами стадии П проектирования являются:

- Набор принципиальных схем размещения оборудования на объектах сети;
- Набор принципиальных технических решений по основным видам оборудования.

После завершения работы над типовыми проектными решениями организация может приступить к реализации проекта. При этом по каждому из объектов на основе типовых решений, подготовленных в рамках стадии «П» проектирования, разрабатывается рабочая документация, используемая для приобретения оборудования, товарно-материальных ценностей и выполнения работ.

Глава 4.

Проблемы и решения при цифровизации распределительных сетей

Теперь, когда мы понимаем структуру проекта по цифровизации распределительных сетей кратко остановимся на том, каковы могут быть типовые технические решения. Применяемые технические решения определяются задачами, решаемыми в рамках каждого конкретного проекта, а также подходом к эксплуатации, исповедуемым конкретной электросетевой компанией. Как было указано выше, основными задачами цифровизации сетей являются:

- обеспечение наблюдаемости;
- обеспечение управляемости;
- снижение потерь электроэнергии;
- организация возможности самовосстановления сети.

Основные составляющие оборудования и систем интеллектуальной распределительной кабельной сети представлены в таблице 9.

Таблица 9

№ п/п	Наименование устройства	Назначение устройства
1	Центр управления сетями, включающий: – автоматизированную систему оперативно-технологического управления распределительными сетями (SCADA с функцией DMS); – мониторы и видео-панели для отображения информации диспетчерскому персоналу	осуществляет: • сбор, обработку и отображение информации с полевого уровня; • передача управляющих воздействий на полевой уровень
2	Распределительное устройство среднего напряжения (СН) в ТП – выключатель под нагрузкой	• осуществляет переключения в сети в т.ч. с использованием команд, дистанционно получаемых из центра управления сетями;
3	Распределительное устройство среднего напряжения (СН) в РП – вакуумный выключатель среднего напряжения (например, 10 кВ) с мотор-приводом	• осуществляет переключения в сети в т.ч. с использованием команд, дистанционно получаемых из центра управления сетями; • осуществляет отключение в аварийных режимах;
4	указатель тока короткого замыкания (для использования в ТП)	• передает данные о токах и напряжениях на верхний уровень; • определяет и передает на верхний уровень информацию о факте возникновения и месте нахождения («справа» или «слева» от прибора) коротких замыканий и однофазных замыканий на землю
5	микропроцессорная релейная защита (устанавливается в РП)	• осуществляет функции аналогичные УТКЗ; • используется по своему прямому назначению – отключение при авариях и ненормальных режимах работы сети; • может использоваться в качестве контроллера для дистанционного управления выключателями в РП. Ввиду бюджетных ограничений возможен вариант использования в РП УТКЗ в сочетании с более простыми терминалами РЗА
6	Контроллеры телемеханики для РП и ТП	• осуществляет обмен данными между РП/ТП и верхним уровнем; в случае централизованной организации цифровой сети: • интерпретирует команды, получаемые из ЦУС, и передает управляющие воздействия на оборудование РП/ТП; • организует сбор и передачу данных от оборудования РП и ТП в ЦУС; в случае децентрализованной организации цифровой сети: • организует обмен данными между связанными РП/ТП; • осуществляет переключения в РП/ТП, интерпретируя полученные данные в соответствии с предусмотренными алгоритмами
7	цифровые модемы	• осуществляют обмен данными между РП/ТП и ЦУС (в случае с централизованной схемой), а также между связанными РП/ТП при децентрализованной схеме

№ п/п	Наименование устройства	Назначение устройства
8	комплект аккумуляторных батарей (источников бесперебойного питания)	обеспечивают питание вторичных цепей РП/ТП в аварийных ситуациях (это необходимо для корректной работы УТКЗ, и осуществления переключений)
9	устройства АВР в РУ СН РП и ТП	обеспечивают автоматическое питание обесточенной секции СН за счет резервной мощности соседней секции (с соответствующей сигнализацией на верхний уровень)
10	интеллектуальные приборы учета электроэнергии (в местах разделения балансовой принадлежности, на отдельных отходящих фидерах, включая потребительские фидеры)	обеспечивают технический и коммерческий учет электроэнергии с последующим использованием полученных данных для формирования балансов
11	силовые трансформаторы 6(10)/0,4 кВ с автоматическим РПН	используются для автоматического регулирования уровня напряжения в распределительной сети, в том числе при наличии в ее рамках потребителей, обладающих возможностью генерации

Таким образом, в рамках цифровизации кабельных сетей требуется реконструкция диспетчерского управления до уровня Центра Управления Сетями, частичное обновление распределительных устройств РП и ТП, а также установка приборов учета и указателей токов короткого замыкания в соответствии со схемой размещения, сформированной в рамках разработки проектной документации.

В случае же цифровизации воздушных сетей помимо организации ЦУС основной задачей является корректная расстановка реклоузеров и/или фьюсейверов, дистанционно управляемых выключателей нагрузки и указателей токов короткого замыкания. Состав оборудования воздушных интеллектуальных распределительных сетей представлен в таблице 10.

Таблица 10

№ п/п	Наименование устройства	Назначение устройства
1	Центр управления сетями	См в таблице № 9
2	Реклоузер (устройство, объединяющее в себе силовой вакуумный выключатель и терминал релейной защиты)	- осуществляет переключения в сети в т.ч. с использованием команд, дистанционно получаемых из центра управления сетями; - осуществляет отключения в аварийных режимах;
3	Fusesaver – быстродействующий автоматический средневольтный вакуумный выключатель (6-35 кВ) наружного применения.	- осуществляет отключение токов короткого замыкания со скоростью 2 мс., что практически полностью исключает воздействие токов короткого замыкания на ответственное оборудование потребителей; - реализованная функция автоматического повторного включения позволяет исключить потерю питания потребителями при кратковременных коротких замыканиях в воздушной сети, одновременно минимизируя операционные затраты на её обслуживание;
4	Выключатель под нагрузкой для ВЛ с мотор-приводом	осуществляет переключения в сети в т.ч. с использованием команд, дистанционно получаемых из центра управления сетями;

№ п/п	Наименование устройства	Назначение устройства
5	Указатель тока короткого замыкания (для использования на ВЛ)	См в таблице № 9
6	Распределительное устройство среднего напряжения (СН) для использования на РП и питающих ПС – вакуумный выключатель среднего напряжения (например, 10 кВ) с мотор-приводом	• осуществление переключений в сети в т.ч. с использованием команд, дистанционно получаемых из центра управления сетями; • отключения в аварийных режимах;
7	Микропроцессорная релейная защита (устанавливается в распределителях питающих ПС и РП)	• осуществляет функции аналогичные УТКЗ; • используется по своему прямому назначению – отключение при авариях и ненормальных режимах работы сети; • может использоваться в качестве контроллера для дистанционного управления выключателями в РП и на ПС; Ввиду бюджетных ограничений возможен вариант использования в РП и питающих ПС УТКЗ в сочетании с более простыми терминалами РЗА;
8	Контроллеры телемеханики для использования на ВЛ	• осуществляет обмен данными между «коммутационными аппаратами» (реклоузерами, фьюссейверами, выключателями под нагрузкой и силовыми выключателями на питающих ПС и РП) и верхним уровнем; в случае централизованной организации цифровой сети: • интерпретирует команды, получаемые от ЦУС, и передает управляющие воздействия на коммутационные аппараты; • организует сбор и передачу данных от коммутационного оборудования, РЗА и УТКЗ в ЦУС; в случае децентрализованной организации цифровой сети: • организует обмен данными между связанными коммутационными аппаратами; • осуществляет переключения полевых коммутационных аппаратов в соответствии с предусмотренными алгоритмами
9	Цифровые модемы	• осуществляют обмен данными между коммутационными аппаратами и ЦУС (в случае с централизованной схемой), а также между связанными коммутационными аппаратами при децентрализованной схеме
10	Комплект аккумуляторных батарей (источников бесперебойного питания)	• обеспечивают питание вторичных цепей на питающих ПС и РП в аварийных ситуациях
11	Устройства АВР в РУ СН питающих ПС и РП	• обеспечивают автоматическое питание обесточенной секции СН за счет резервной мощности соседней секции (с соответствующей сигнализацией на верхний уровень)
12	Интеллектуальные приборы учета электроэнергии (в местах разделения балансовой принадлежности, на отдельных отходящих фидерах, включая потребительские фидеры)	См в таблице № 9
13	Силовые трансформаторы 6(10)/0,4 кВ с автоматическим РПН	См в таблице № 9

Ознакомившись с приведенными таблицами, можно выделить как минимум два подхода к организации интеллектуальной сети – полностью автоматическая сеть и сеть, функционирующая с участием оператора. Полностью автоматическая система при наступлении аварии должна самостоятельно изолировать поврежденные участки и запитать неповрежденную часть сети. Как правило такие системы децентрализованы – автоматические переключения осуществляются при взаимодействии контроллеров РП и ТП (реклоузеров, фьюссейверов и выключателей нагрузки) без участия диспетчеров в центре управления сетями, задачей которых становится контроль результатов переключений и управление ремонтными бригадами для ликвидации повреждений в изолированных участках. В случае же организации интеллектуальной сети, функционирующей с участием оператора, все решения по переключениям (не считая работы РЗА, ПА и АВР) принимаются на верхнем уровне – диспетчерами ЦУС. При этом скорость переключений и восстановления сети становится ниже, но появляется осознанность в проводимых коммутациях.

Однозначно охарактеризовать какой-либо из подходов как предпочтительный нельзя. Конечно, любой электросетевой компании хотелось бы роботизировать оперативно-технологическое управление как самый сложный и ответственный процесс в организации. Некоторый опыт применения автоматически функционирующих децентрализованных интеллектуальных сетей существует как в Российской Федерации (например, АО «Объединенная энергетическая компания» в г. Москва), так и за рубежом (например, голландская компания Stedin). В целом автоматические децентрализованные алгоритмы на сегодняшний день жизнеспособны в изолированных участках кабельных сетей с относительно простой топологией, а также в воздушных сетях. Одной из причин этой ситуации является то, что на текущий момент на рынке отсутствуют предложения автоматических систем управления сетями, которые были бы способны полноценно функционировать в сложноорганизованных городских сетях с неоптимальной исторически сложившейся топологией. Поэтому при реализации проекта Smart Grid в г. Уфа был выбран централизованный вариант автоматизации с переключениями, осуществляемыми оператором ЦУС – данный подход представляется наиболее приемлемым на данном этапе цифровизации сетей не только с точки зрения готовности программно-аппаратной базы, но прежде всего исходя из сложившегося менталитета диспетчерского и оперативного персонала, требующего времени для его трансформации в сторону работы с цифровыми системами управления.

Центр Управления Сетями обязательно имеет следующие составляющие:

- Технологические информационные системы;

- SCADA – система для сбора показаний и сигналов РЗА, телеизмерения работы сети, положения коммутационных аппаратов, показания датчиков токов короткого замыкания, дистанционного управления коммутационными аппаратами;
- Система управления измерениями (сбор показаний приборов учета в АСКУЭ);
- Информационная бизнес-система автоматизированного формирования балансов электроэнергии и расчета выручки электросетевой компании;
- Система анализа и оптимизации режимов сети, минимизации потерь и повышения экономической эффективности;
- Система-шлюз взаимодействия и обмена данными с ERP-системой компании.

После формирования ЦУС, являющегося «мозговым центром» технологической части проекта цифровизации, необходимо для обеспечения полной управляемости и наблюдаемости распределительной сети иметь возможность получать правильные сигналы от приборов полевого уровня и осуществлять при необходимости дистанционное переключение коммутационных аппаратов для отключения поврежденных участков и подачи питания потребителям по резервным или ремонтным схемам. Рассмотрим какое оборудование используется сегодня в воздушных (см. рис. 7) и кабельных (см. рис. 8) сетях, работающих с применением технологий Smart Grid и как правильно выбрать места его установки для достижения максимального экономического эффекта от цифровизации.

В обоих случаях рассмотрим вариант двухстороннего электроснабжения потребителей от двух подстанций 110/10 кВ. Ячейки распределительных устройства 10 кВ питающих подстанций включают в себя:

- Вакуумные выключатели 10 кВ с мотор-приводом (ретрофит выключателя в существующую ячейку либо установка новой ячейки, например NX+C от «Сименс»);
- Измерительные преобразователи для организации измерения параметров сети с погрешностью не более 0,5% и дистанционного управления выключателем;
- Микропроцессорная релейная защита с функцией направленного определения мест короткого замыкания;
- Трехфазный прибор учета электроэнергии, работающий в единой АСКУЭ;
- Канал передачи данных, например ВОЛС или иные варианты.

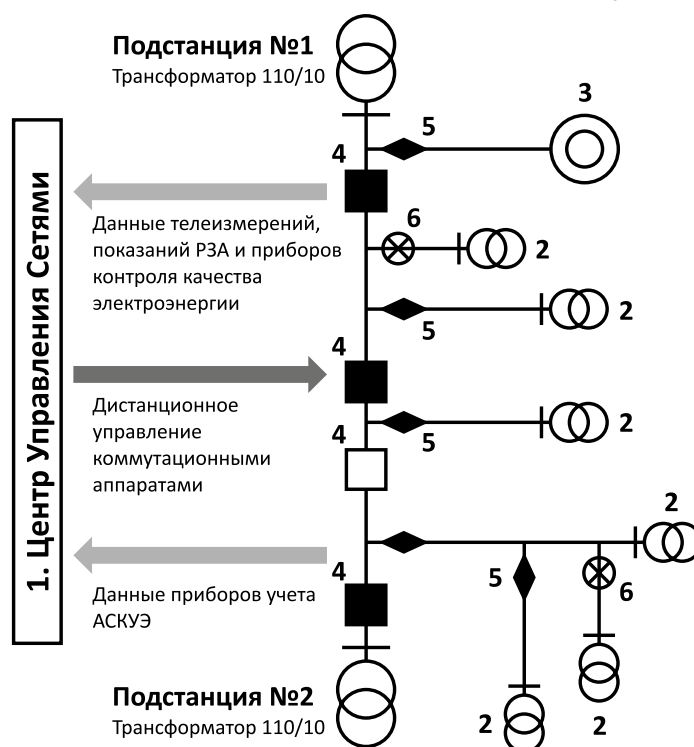
К сети 10 кВ могут быть присоединены как крупные потребители (3), так и трансформаторные пункты 10/0,4 кВ, питающие более мелких потребителей. Современное ТП 10/0,4 кВ, обеспечивающее цифровизацию сети должно иметь следующее оснащение:

- Однофазные и трехфазные приборы учета АСКУЭ, устанавливаемые на границе балансовой принадлежности с потребителями;
- Приборы контроля качества электроэнергии в РУ 10 кВ и РУ 0,4 кВ ТП;
- Трансформаторы 10/0,4 кВ с регулировкой под нагрузкой (для нивелирования скачков напряжения в сети при включении в работу рассредоточенной генерации, например возобновляемых источников энергии);
- Необслуживаемые ячейки РУ-10 кВ с элегазовой изоляцией корпуса и дистанционным управлением (например ячейки 8DJH компании «Си-менс»).

Рисунок 6

Полевые устройства для воздушных линий (см. рис. 6), являющиеся источником информации и/или управляемые из Центра Управления Сетями (1), могут быть как коммутационными, так и нести индикативный функционал, облегчая поиск мест неисправности выездным оперативным бригадам:

Коммутационные аппараты (4), например дистанционно управляемые разъединители или реклоузеры. Используются для деления сети или отключения потребителей с номинальными токами до 600-800 А.



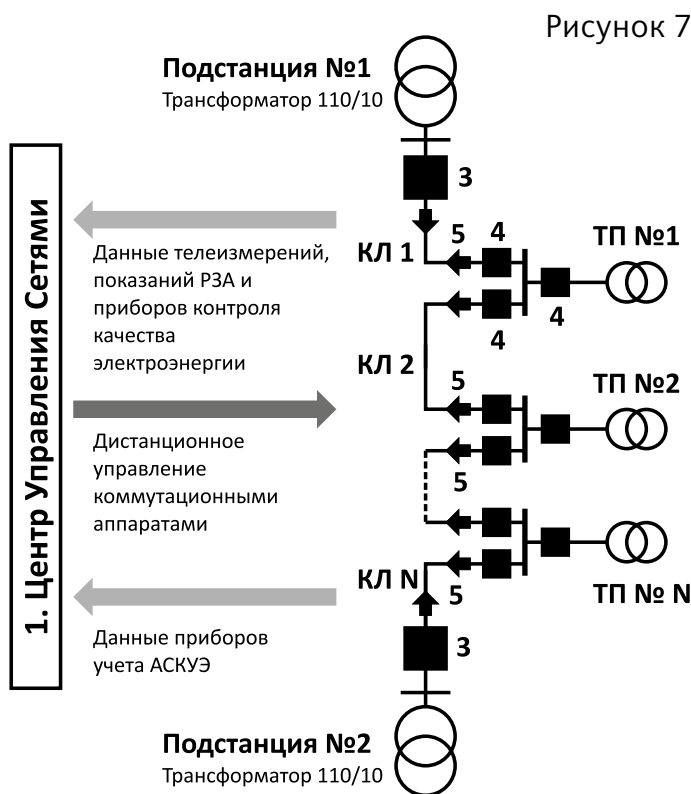
Fusesaver (5), предназначен для отключения токов короткого замыкания в сетях с номинальными токами до 200 А. Имея время отключения 2 мс, в то время как существующие выключатели и реклоузеры срабатывают не быстрее, чем за 35 мс, обеспечивает селективность работы защиты без дополнительных настроек. Это полезное свойство прибора значительно упрощает процесс эксплуатации длинных и разветвленных фидеров, особенно в труднодоступной местности. В отличие от традиционных предохранителей, имеющих однократное применение, Fusesaver имеет встроенную функцию

автоматического включения резерва (АВР), что ведет к самовосстановлению сети при неустойчивых коротких замыканиях, составляющих от общего числа КЗ примерно 80%. Это автоматически улучшает показатели SAIDI и SAIFI компании и качество электроснабжения потребителей. Кроме того, такая скорость отключения токов короткого замыкания крайне важна для потребителей (3) имеющих дорогостоящее или взрывоопасное оборудование, технологические процессы критически зависимые от последствий возникновения токов короткого замыкания в сети.

Индикаторы короткого замыкания (ИКЗ), предназначенные для определения направления и места короткого замыкания. Оборудуются световой сигнализацией и беспроводной связью для информирования персонала о возникновении и направлении короткого замыкания в сети.

Анализ состояния кабельной сети и управления ей не требует такого разнообразия специализированного измерительного и коммутационного оборудования (см. рис. 7), как в воздушных сетях. Это связано с тем, что все РП и ТП имеют стационарные выключатели (3,4), оборудование телеизмерения, релейной защиты и автоматики. Но при переводе кабельной сети в цифровое управление становится недостаточным определение наличия короткого замыкания в кабеле, но крайне важно определить его направление и тип. В настоящее время выявление места

короткого замыкания в кабельной линии происходит путем отключения с питающих центров (трансформаторных подстанций) участка сети, включающего в себя все кабельные линии, РП и ТП расположенные между этими питающими центрами. Дальнейший поиск места короткого замыкания осуществляется путем выезда на место оперативной бригады, которая последовательным отключением участков сети, деления ее на части, выявляет поврежденный кабель и восстанавливает подачу электроэнергии потребителям через шунтирующие, обходные или резервные схемы. Время перерыва электроснабжения в таких случаях, в зависимости от удаленности места повреждения, ситуации на дорогах, погодных условий, сложности сети и т.д.



может достигать 2-3 часа и более. Цифровая кабельная сеть должна автоматически определять место короткого замыкания, отключать поврежденный участок и менять схему сети по заранее прописанным и внесенным в систему управления сетью алгоритмам. Это потребовало применения датчиков, указывающих направление (от шин или к шинам 6-10 кВ) и тип короткого замыкания в кабельной линии (5). Скорость восстановления питания в цифровой сети не превышает 2-3 секунд в автоматическом режиме и 2-3 минуты, если подтверждение принятого системой решения осуществляет диспетчер.

Пришло время поговорить о тех проблемах, с которыми столкнулись специалисты ОАО «БЭСК» в процессе цифровизации сетей и рассказать о путях их решения. В рамках предварительной проработки и на этапе пилотного проекта все поставленные задачи казались технически сложными, но значимых вызовов не сулили. Однако на этапе реализации пришлось столкнуться с двумя по-настоящему серьезными техническими проблемами, касающимися внедрения основной характеристики интеллектуальной сети – ее наблюдаемости. Как было сказано выше, наблюдаемость планировалось достичь за счет установки цифровых терминалов РЗА в РП и указателей токов короткого замыкания в ТП. Данные приборы должны были передавать в центр управления сетями ООО «Башкирэнерго» в реальном времени информацию об основных характеристиках сети, включая токи, напряжения, мощность и т.д., в том числе приборы должны были сигнализировать о факте возникновения и направлении прохождения токов короткого замыкания и замыкания на землю.

Уже на этапе реализации основного проекта выяснилось, что выбранные в рамках предварительного технико-экономического обоснования и пилотного проекта указатели токов короткого замыкания работают некорректно. Второй серьезной проблемой стало то, что автоматизированная система оперативно-технологического управления, выбранная при проектировании и установленная в центре управления сетями неспособна вместить необходимый объем информации обо всей распределительной сети ОАО «БЭСК» в рамках единой базы данных.

Особенно серьезной стала проблема с приборами, указывающими места и вид возникающих токов короткого замыкания. Угроза невозможности корректного определения мест короткого замыкания и отсутствие наблюдаемости ставило под вопрос смысл реализации всего проекта. Некорректная работа УТКЗ была зафиксирована после завершения пилотного проекта, когда установленные приборы не отработали при возникновении однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в прилегавшей зоне. Чтобы снять какие-либо сомнения в работоспособности приборов компанией были проведены опыты по созданию ОЗЗ непосредственно в пилотной зоне. Результаты опытов подтвердили, что выбранные приборы не работают.

В рамках поиска прибора УТКЗ отвечающего требованиям проекта был тщательно проанализирован их рынок, в результате компания пришла к неутешительному результату – на рынке не нашлось ни одного российского указателя токов короткого замыкания, способного идентифицировать однофазные замыкания на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью.

Это был вызов не только для ОАО «БЭСК», но и для «Сименс». Именно специалисты «Сименс» предложили, во избежание репутационных рисков, альтернативный вариант, найденный в линейке приборов, поставляемых одним из их партнеров. Испытания, проведенные в распределительных сетях ОАО «БЭСК» позволили признать их соответствующими требованиям проекта и допустить к использованию при его реализации. «Сименс» помимо замены обеспечил и сохранение уровня цены первоначально выбранных приборов, и их замена не сказалась значимо на бюджете проекта. Компания «Сименс» повела себя по-партнерски и согласилась принять назад ранее проданные и смонтированные неработоспособные УТКЗ первой версии (заменив их на новые приборы УТКЗ). Значимый урок при выборе стратегического партнера любого серьезного проекта. Ошибки, особенно в крупных проектах, неизбежны. И чем больше проект, тем больше цена таких ошибок и важно, чтобы партнеры несли солидарную ответственность за принимаемые решения на пути к совместно поставленной цели.

Следует отметить, что в рамках поиска альтернативных вариантов УТКЗ ОАО «БЭСК» совместно с российскими производителями микропроцессорных индикаторов прорабатывалась возможность доработки предлагаемых ими приборов, чтобы те могли идентифицировать ОЗЗ. ОАО «БЭСК» даже предоставляло небольшой участок своей сети для испытания опытных образцов доработанных приборов. В настоящее время разработан российский аналог FCM, так же удовлетворяющий всем требованиям на 90%. Он не является универсальным устройством, что оставляет разработчикам оборудования возможность для нахождения прорывных решений.

Проблема с выбранной автоматизированной системой диспетчерского управления не менее критичной для успешной реализации проекта. Проблема заключалась в том, что выбранная система эффективно использовалась в сетях 110 кВ и выше, но, когда она была применена в сетях 6-10 кВ, она оказалась неспособной обрабатывать формирующийся массив информации. Объем данных, необходимых для управления сетями 6-10 кВ возрастает по отношению к объему информации, формирующейся в сетях 110 кВ в кубической прогрессии. Выбранная система оказалась неготовой к обработке этого массива. Неспособность вести все объекты распределительной сети в единой базе приводила к необходимости параллельного ведения нескольких баз, что усложнило работу диспетчерского персонала, повысило риски ошибки

и увеличивало эксплуатационные затраты. Решение данной проблемы потребовало доработок выбранного ОАО «БЭСК» программного обеспечения. Указанные доработки осуществлялись в том числе силами разработчика данного ПО. Однако ОАО «БЭСК» стоило значимых усилий и времени, чтобы добиться требуемых результатов, при этом сама доработка была завершена только на втором году основного проекта, что безусловно добавило проекту неопределенности.

Итак, недостаточно четкая проработка требований к системе диспетчерского управления SCADA, отсутствие опыта применения подобных систем в сетях среднего напряжения и квалифицированного анализа последствий применения таких систем, привел к потерям времени и негативным промежуточным результатам реализации проекта. При этом необходимо признать, что в мире, на момент старта проекта уже существовали системы SCADA других производителей, которые могли в режиме реального времени обрабатывать весь объем требуемой информации. Например, у той же компании «Сименс» был реализован проект с более чем 5 млн. точек исходной информации, что в разы превышало потребности проекта Smart Grid в Уфе реализуемого ОАО «БЭСК».

Описанные выше проблемы являются хрестоматийным примером, в очередной раз подтверждающим необходимость максимально тщательной проработки проекта на предварительных этапах – техническое задание (ТЗ), предварительное технико-экономическое обоснование проекта (ПредТЭО), пилотный проект и техническое обоснование проекта (ТЭО). Большинство электросетевых компаний обладает штатом блестящих специалистов, занятых в операционной деятельности. При обладании временными и трудовыми ресурсами руководство будет стремиться выполнить проект цифровизации собственными силами, без привлечения сторонних организаций и специалистов, имеющих опыт аналогичных проектов. Однако, учитывая сложность и многогранность проектов цифровизации, дешевле и эффективней реализовывать такие проекты с привлечением сторонних экспертов и консультантов, имеющих реальный опыт цифровизации электрических сетей. При этом наиболее предпочтительной схемой является привлечение обладающего требуемым опытом генерального подрядчика, поскольку он может нивелировать ошибки специализированных компаний, работающих по отдельным направлениям, и поможет избежать ошибки совершенные из-за отсутствия практического опыта, четко понимая на какие аспекты обращать внимание в первую очередь.

Помимо двух вышеперечисленных проблем в рамках проекта возникали сложности, связанные с координацией работ. На этапе реализации основного проекта, параллельно с операционной работой и ремонтной компанией, одновременно в течение года реконструируется более 100 РП/ТП, прокла-

дывается 10-20 км кабельных линий, устанавливается 15 – 20 тыс. приборов учета с интеграцией их в систему АСКУЭ. С учетом всех сопутствующих работ, связанных с проектированием объектов и заказом ТМЦ, в ОАО «БЭСК» количество отслеживаемых задач в рамках календарно-сетевого графика проекта доходило до 10 000. Это требует соответствующей подготовки персонала и высокотехнологичной практики проектного управления.

Глава 5.

Управление проектом реконструкции электросетевой инфраструктуры.

Старт проекта

В предыдущих главах развернуто представлен ответ на вопрос «что делать в рамках цифровизации сети?». При этом, не менее актуальным является вопрос «как реализовать такой проект?». Ниже автором подробно описывается организационная составляющая проекта цифровизации распределительных сетей в городе Уфа от момента зарождения идеи до ее реализации.

Эффективно организовать проект реконструкции сети в г. Уфа было не тривиальной задачей. Во-первых, в 2014 году это был первый в РФ проект, направленный на кардинальное переосмысление подхода к эксплуатации городских распределительных сетей и ни у кого в стране не было ни требуемого опыта ни элементарного понимания набора жизнеспособных экономически-целесообразных вариантов реконструкции городской распределительной сети. Дополнительной сложностью в скорости продвижения проекта являлось то, что его истоки и инициатива исходили не от технического блока, в силу присущего ему объективного консерватизма, что характерно практически для всех сетевых компаний, а от той части ТОП-менеджмента, которая более ориентирована на рыночные подходы и удовлетворение потребностей потребителей и нарождающейся новой генерации. Как следствие на первоначальном этапе имел место «скептицизм технарей», а уже в процессе реализации приходилось неоднократно сталкиваться с отсутствием заинтересованности у коллег, которая плавно перерастала в интерес к проекту и желание добиться намеченных результатов в процессе его реализации. Это объяснимо, так как именно технические службы на любом производстве являются наиболее консервативной частью и не склонны экспериментировать с работающим оборудованием. Практика показывает, что это правильная позиция с их стороны, позволяющая избежать попыток реализации откровенно рискованных решений.

Учитывая уровень невосприимчивости, сопровождавший проект на первоначальном этапе и значимое сопротивление ключевых участников, проект ре-

ализовывался при непосредственном участии высшего руководства компании, под прямым контролем и давлением Генерального директора. Во время подготовки ТЗ на ПредЭО уровень неопределенности был максимальным и все ключевые решения принимались на совещаниях с участием Генерального директора, выступавшего в роли основного Заказчика и Куратора проекта.

К моменту начала реализации проекта Smart Grid в ОАО «БЭСК» была проведена большая организационно-подготовительная работа по переходу в компании на проектное управление, был внедрен инструментарий проектного управления, использовавшийся при реализации проектов организационных преобразований и автоматизации. Функционировал Управляющий комитет по управлению ключевыми проектами, эффективно работала методика формализации и контроля исполнения проектов. По сути, все стратегические индикативы общества, включая проекты повышения операционной эффективности, оформлялись в виде ключевых проектов, основные параметры которых утверждались и контролировались ТОП-менеджментом в рамках заседаний управляющего комитета.

Не стал исключением и проект Smart Grid. Уже на первых вводных совещаниях, когда руководство нащупывало цели проекта, стала очевидна необходимость перевода проекта Smart Grid в ранг ключевого. Учитывая перечисленные выше сложности реализации руководителем проекта выступил непосредственно генеральный директор компании. При этом очевидно, что первое лицо не может позволить себе заниматься только одним проектом, поэтому дополнительно был выделен администратор проекта из числа молодых специалистов. Администратором был назначен сотрудник уровня начальника отдела. Невзирая на то, что в организационной структуре он находился на три ступени ниже генерального директора, в рамках проекта он подчинялся непосредственно ему и имел права управления (контроль сроков, работа по согласованию смежных вопросов, подготовка решений и т.д.) всеми участниками проекта, начиная от заместителей генерального директора.

После определения администратора проекта, был выпущен приказ о реализации проекта, в рамках которого была утверждена рабочая группа проекта, сформулированы цели и задачи проекта, сформирован его предварительный план.

Как было сказано выше, на старте проекта у членов команды не было понимания возможных вариантов внедрения интеллектуальных сетей, поскольку ранее в РФ не было подобного опыта. Чтобы нивелировать недостаток компетенций, руководителем проекта было принято решение привлечь компанию «Сименс» в качестве разработчика ПредТЭО, а компанию Israel Electric Corporation (IEC) в качестве технического консультанта (более подробно об этом было написано в первой главе).

Подготовка Предварительного Технико-Экономического Обоснования

После того, как были определены основные участники, стороны приступили к подготовке технического задания на ПредТЭО. Первым шагом в этом направлении стало встраивание команды проекта в единую систему координат. Поскольку «Сименс» и ИЕС уже говорили на одном экономическом, техническом, ориентированном на бизнес языке, необходимо было настроить на такой же подход сотрудников ОАО «БЭСК». Для этого была организована серия рабочих визитов персонала компании, которому предстояло разрабатывать и реализовывать данный проект, для ознакомления с современным передовым опытом внедрения и эксплуатации интеллектуальных сетей в Израиле, странах Западной Европы и Индии в сопровождении ИЕС и «Сименс» соответственно. Следует отметить, что ни одного готового решения, применимого для проекта Smart Grid в сетях города Уфа увидеть не удалось, однако все участники проекта «настроились на одну волну» и понимание объема предстоящих преобразований.

В результате ОАО «БЭСК» сформулировало свои требования и цели внедрения проекта, которые далее совместно с «Сименс» и ИЕС были декомпозированы и детализированы до уровня технического задания на ПредТЭО. Далее был подготовлен календарно-сетевой график разработки ПредТЭО. Данный КСГ был утвержден в качестве приложения к договорам ОАО «БЭСК» с ООО «Сименс» и Israel Electric Corporation. После завершения подготовки технического задания на ПредТЭО ОАО «БЭСК» было заключено два договора: с ООО «Сименс» на выполнение ПредТЭО и с компанией Israel Electric на технический аудит данной работы. Далее последовала подготовка ПредТЭО, ход которой был детально описан выше. При этом силами ИЕС осуществлялась проверка на непротиворечивость, полноту и объективность всех результатов и материалов, выдаваемых компанией «Сименс». Подход оказался оправданным. Персонал ОАО «БЭСК» не имел достаточный опыт работы с современным передовым оборудованием и решениями, применяемыми в мире. Опыт израильтян в применении мировых новинок и доскональное знание персоналом российской энергетики, позволили исключить привязку проекта только к решениям и оборудованию «Сименс». К чести участников проекта, следует отметить отсутствие каких-либо конфликтных ситуаций на всем протяжении его реализации.

Принимая во внимание огромное количество информации которой приходилось обмениваться в процессе реализации проекта и для исключения возможных потерь и дублирования, а так же для обеспечения контроля выполнения задач в ОАО «БЭСК» действовал принцип одного окна – вся документация на этапе ПредТЭО приходила и уходила только через администратора проекта либо с его ведома.

После завершения ПредТЭО вопрос о реализации проекта Smart Grid был вынесен на рассмотрение Совета директоров ОАО «БЭСК» в рамках актуализации стратегии компании. В результате Советом директоров было принято решение реализовать проект Smart Grid в 2 этапа: пилотный Проект в 2014-2015 гг.; основной Проект в 2015-2020 гг.

Реализация пилотного проекта

Пилотный проект сыграл важную роль при внедрении интеллектуальных сетей в Уфе. В рамках пилотного проекта были не просто протестированы варианты технических решений, был построен Центр управления распределительными сетями г. Уфа, ставший «мозговым центром» всего проекта и используемый в дальнейшем в рамках основной части проекта.

Отдельный вопрос, насколько уместно выполнять пилотный проект до разработки типовых технических решений проекта. В идеальном случае пилотный проект нужно выполнять после завершения стадии П, где разрабатываются основные технические решения. Далее по результатам пилотного проекта необходимо вносить корректировки в технические решения и лишь потом приступать к основному проекту, однако в этом случае длительность инвестиционной фазы проекта вырастет на 1-2 года (с 5-6 до 7-8 лет). При этом первый экономический эффект компания начинает получать не со второго, а с 3-4-го года реализации проекта. Опыт ОАО «БЭСК» показал, что правильно выстроить процесс итерационно. Не имея типовых решений, сложно понять задачи пилотного проекта, а не пройдя апробацию в пилоте невозможно наработать оптимальные технические решения, стандартизованные для всего проекта. Как следствие, пилотный проект получился избыточным и вобрал в себя все возможные разумные варианты технических решений, которые в процессе опытной эксплуатации были отранжированы по целям и полученным техническим и экономическим результатам и лучшие из них были использованы при разработке типовых технических решений в рамках стадии «П» проектирования.

Пилотный проект был оформлен как отдельный ключевой проект, так как в его рамках решалась конкретная задача – тестирование разработанных в рамках ПредТЭО решений по реконструкции РП и ТП, организации интеллектуального учета электроэнергии и внедрению SCADA системы в сетях 6-10 кВ. При выборе пилотного района руководством ОАО «БЭСК» совместно с руководителями Производственного отделения ООО «Башкирэнерго» «Уфимские городские электрические сети» было рассмотрено 5 альтернативных вариантов. В том числе оценивалось географическое расположение объектов, уровень износа сети, репрезентативность топологии пилотного района. В результате тестирования было принято решение о реализации пилотного проекта в спальном районе города, включающем в себя практически

все виды жилых домов, торговый центр, больницу, детские сады и школы, насосные станции тепловых сетей и т.д. Такой подход позволил отработать технологии Smart Grid для разного типа потребителей, в том числе категоризированных.

Поскольку все концептуальные подходы были сформированы в рамках ПредТЭО, ОАО «БЭСК» было принято решение не привлекать стороннего генерального подрядчика для реализации пилотного проекта, а создать собственную инжиниринговую компанию, первым шагом для которой должен был стать пилотный проект Smart Grid, с дальнейшими выходом на реализацию всего проекта и предоставлении данных услуг сторонним заказчикам.

Инжиниринговая компания ООО «БЭСК Инжиниринг» была создана в кратчайшие сроки и на первом этапе была наполнена персоналом ОАО «БЭСК» и ООО «Башкирэнерго» наиболее глубоко погруженным в вопросы внедрения интеллектуальных сетей. В первую очередь в организации были созданы отделы моделирования сети и проектирования, способные собственными силами готовить документацию по внедрению интеллектуальных сетей.

Первой задачей вновь созданной компании стала подготовка технических заданий на реконструкции сетей пилотного района и организацию центра управления сетями. ТЗ было сформировано силами ООО «БЭСК Инжиниринг» в тесном взаимодействии с техническими подразделениями ООО «Башкирэнерго». При этом следует отметить, что руководством ОАО «БЭСК» было принято решение протестировать в рамках пилотного района более широкий набор оборудования, чем был зафиксирован в целевом сценарии ПредТЭО – помимо реконструкции РУ 10 кВ было принято решение реконструировать РУ 0,4 кВ, чтобы оценить практическую ценность данного мероприятия. Следующим этапом стало проведение тендеров по выбору исполнителей для выполнения пилотного проекта. Исполнители для различных составляющих определялись по-разному – к реконструкции РП и ТП было решено привлечь «Сименс», поскольку именно эти объекты были ключевым элементом интеллектуальных сетей в описанной ПредТЭО концепцией. Компания по реализации проекта ЦУС была определена в рамках открытого тендера с одним лишь ограничением – вариант программы, планируемой к использованию в рамках ЦУС был заранее определен с учетом уже использовавшегося ОАО «БЭСК» набора софта для АСДУ PSIControl.

После определения исполнителей последовал этап подготовки рабочей документации по реконструкции РП и ТП, а также организации ЦУС. При этом, для наработки соответствующих компетенций, подготовка рабочей документации по реконструкции РП и ТП была поручена отделу проектирования ООО «БЭСК Инжиниринг».

Следующим этапом реализации пилотного проекта стало его воплощение «в железе» через инвестиционную программу, он был завершена в 2015 году.

В рамках реализации пилотного проекта были реализованы следующие мероприятия:

1. Организация двухлучевой схемы кабельных линий (КЛ) 6 – 10кВ, связывающих 2 РП и 5 ТП реконструируемого участка сети;
2. Полная замена устаревшего оборудования распределительных устройств (РУ) 6кВ и 0,4кВ на новое оборудование, соответствующее передовым мировым практикам, с функциями наблюдаемости и управляемости, с высоким уровнем безопасности и надежности, а также со значительно сниженными эксплуатационными затратами;
3. Установка приборов коммерческого учета электроэнергии, позволяющих получать профиль потребления и формировать баланс электроэнергии;
4. Организация информационного обмена и передача технологических данных для РП и ТП по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС);
5. Построение Центра Управления Сетями с внедрением системы автоматизированного диспетчерского управления распределительными сетями города Уфа.

Созданный в рамках пилотного проекта ЦУС г.Уфы является, своего рода мозговым центром электросетевого комплекса, который координирует и управляет функционированием электрических сетей г.Уфы.

В Центре смонтировано специальное оборудование и новая SCADA система на базе программно-аппаратного комплекса PSI Control, позволяющая вести мониторинг нагрузки, режимов, а также управление электросетевым оборудованием не только основной сети 35-110 кВ, но и распределительной сети 6-10 кВ. Для этого переведены в цифровой формат, как схемы основной сети с источниками внешнего электроснабжения г.Уфа, так и схемы распределительной сети с РП и ТП всех районов города Уфа.

Все отображенные элементы представляют собой не просто отрисованные линии и объекты, а являются математически взаимосвязанными узлами, имеющими паспортные характеристики (длину, сечение, номинальные данные и т.д.), используемые для выполнения анализа и расчета, полученные на основании данных телемеханики объектов.

В целях кибербезопасности для исключения внешнего вмешательства SCADA система выделена из общекорпоративной информационной сети.

В рамках внедрения ЦУС также решается задача перехода на двухуровневую систему оперативно-технологического управления электросетей 0,4-6(10) кВ г. Уфа и близлежащих районов. При этом осуществляется консолидация шести диспетчерских пунктов города в одном месте, за счет чего повышается уровень координации, надежности, эффективности диспетчеризации сетевого комплекса.

Благодаря реализации пилотного проекта, в зоне, запитанной с реконструированных РП и ТП, было достигнуто снижение потерь электроэнергии **на 95%** – с 19% до 1% (что превосходит расчетный уровень, составляющий **80%** снижения коммерческих потерь).

Также достигнуты следующие качественные эффекты:

- Снижено расчетное время устранения неисправностей в пилотном районе с 2,5 часа до 2 мин;
- Подготовлены и протестированы конкретные технические решения по реконструкции РП и ТП, построению систем диспетчерского управления;
- Протестированы современные алгоритмы управления электросетевой инфраструктурой;
- Подтверждена состоятельность использованной концепции внедрения систем учета.

Реализация основного проекта

Еще до завершения работ в пилотной зоне компания приступила к реализации основной части проекта. Основной проект реализовывался с использованием инструментария, опробованного на предыдущих этапах проекта – руководителем проекта был назначен тот же сотрудник, что и по пилотному Проекту. При старте основной части был подготовлен устав проекта и сформирован календарно-сетевой график. В качестве основного подрядчика по данной части проекта была выбрана компания «БЭСК Инжиниринг», получившая к этому времени уникальный для РФ опыт работы с технологиями Smart Grid.

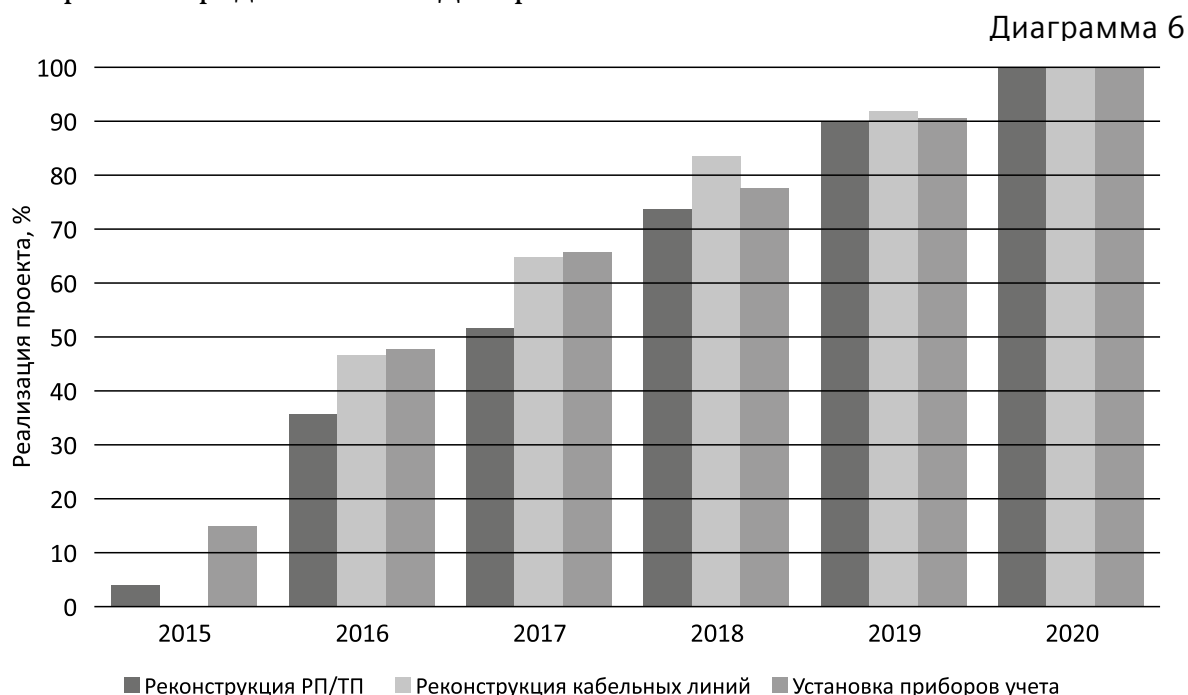
Первоочередной задачей компании «БЭСК Инжиниринг» стала разработка проектной документации по реконструкции распределительной сети г. Уфа в рамках основного проекта Smart Grid (требуемые разделы данной документации были определены в техническом задании на проектно-исследовательские работы, сформированном по итогам ПредТЭО). Разработка проектной документации была осуществлена ООО «БЭСК Инжиниринг» собственными силами с учетом результатов ПредТЭО и пилотного проекта. При этом, учитывая нестандартность этой задачи, руководителю проекта потребовалось уделить особое внимание организации взаимодействия проектировщиков с заказчиками (чтобы в полном объеме учесть их требования) и с производителями оборудования (чтобы предлагаемые в рамках проектной документации решения соответствовали лучшим мировым практикам в этой области).

После завершения стадии «П» проектирования были определены:

- типовые технические решения по реконструкции РП и ТП (с заменой первичного оборудования и без замены, с реконструкцией оборудования РЗА и без реконструкции);

- типовые технические решения по прокладке линий;
- последовательность и требуемый уровень реконструкции РП и ТП, последовательность прокладки кабельных линий;
- места размещения приборов учета, точек нормального разрыва, указателей тока короткого замыкания и замыкания на землю;
- требования к модернизации РЗА в РП, организации наблюдаемости ТП.

После того, как стадия «П» проекта была разработана, ОАО «БЭСК» приступила к реализации основной его части. Данный этап осуществляется, начиная с 2016 года и планируется к завершению к 2020 году. Темпы реализации проекта представлены в Диаграмме 6.



Реализация без сбоев проекта реконструкции распределительных сетей города Уфы с использованием технологий Smart Grid оказалась возможной благодаря применению проектного управления и следующему подходу:

- ежегодно формируется календарно сетевой график, включающий весь объем задач ближайшего календарного года. В составе КСГ представлены задачи по подготовке рабочей документации, приобретению комплектующих, производству и сборке ячеек РП и ТП, строительно-монтажные работы по реконструкции РП и ТП и прокладке кабельных линий. Детализация задач в календарном плане соответствует работам по конкретным объектам, объем КСГ составляет 3-5 тысяч строк;
- проектные работы по реконструируемым объектам ведутся с запасом, требуемым для приобретения комплектующих и сборки ячеек РП и ТП;

- контроль исполнения КСГ осуществляется на постоянной основе непосредственно генеральным директором ОАО «БЭСК».

Невзирая на качественную организацию проекта, в процессе его реализации у ОАО «БЭСК» неоднократно возникали проблемы, грозящие поставить под вопрос весь проект. В следующей главе рассмотрим некоторые из таких проблем и пути их решения, найденные ОАО «БЭСК».

Заключение.

От хаоса знания к потоку сознания.

Подробный анализ ситуации “как есть”, описание путей достижения результата, выверка всех точек перехода процессов, информации, принятия решений, стыковка технологических потоков и описание автоматизации их изменения являются ключевой точкой успеха в задачах выстраивания систем управления сквозными бизнес-процессами и, как следствие, решения задач цифровизации бизнеса и экономики. Это удел высококлассных отраслевых специалистов, имеющих возможность не только выстраивать процессы, но и работать в системах управления с горизонтальными связями. Добиться успеха в решении таких задач командно-административным путем, передавая распоряжения по вертикали, невозможно. Но это не значит, что выхода нет. Надо делать то, что возможно в текущих условиях.

Примером этому может быть проект цифровизации экономики ОАО “Башкирская электросетевая компания” и ее дочерних предприятий. Уже ставшие традиционными задачи создания на предприятии ERP-системы и автоматизации технологических процессов были трансформированы в комплексную задачу построения сквозных бизнес-процессов и организации их работы по заранее выстроенным алгоритмам. Именно такой подход позволяет говорить о рефлексном самоконтроле, саморегулировании и анализе последствий системой управления. Это потребовало от всего коллектива компании серьезных усилий по наведению порядка в бизнес-процессах, их описанию и регламентации с последующей автоматизацией. Основной сложностью было объединить и в то же время абсолютно точно провести границы ответственности и принятия решений между такими ментально разными группами специалистов, как инженеры, экономисты, бухгалтера, проектировщики, эксплуатационные, кадровые службы, юристы и т.д. Именно создание единого совместного продукта описывающего все стороны деятельности компании стало не только ключевым результатом, но и позволило получить коллектив, работающий как единый организм. Наступило время, когда между смежными сферами ответственности различных специалистов отсутствуют серые зоны, становится невозможным замести проблему под ковер или ждать, когда ее решат другие.

Объем и сложность такой работы связаны с тем, что любая цифровая система, независимо от сферы применения, функционала и смыслового наполнения, состоит из трех взаимосвязанных блоков, которые, как правило, на действующих предприятиях необходимо не только согласовать между собой, но и развить или даже создать заново:

1. Система управления, выстроенная на автоматизированных сквозных бизнес-процессах, пронизывающая все виды деятельности компании (экономика, техника, финансы, снабжение, кадры, инфраструктура и т.д.);
2. Центр Управления Системой, представляющий собой взаимосвязанные программно-аппаратные комплексы по различным направлениям деятельности. Успешность работы ЦУС зависит от двух составляющих:
 - Наличие специалистов-аналитиков по видам деятельности для принятия решений в нестандартных ситуациях;
 - Наличие аппаратного и программного обеспечения, способного не только принимать сигналы от периферийных устройств и источников информации, но и обрабатывать их и давать соответствующие команды и информацию исполнительным устройствам и центрам обработки информации, то есть действующего в стандартных ситуациях рефлексивно на машинном уровне.
3. Периферийные устройства, позволяющие получать корректную информацию для принятия решений и исполнять поступившие от ЦУС команды.

Отсутствие одного из блоков или его неполноценная работа, так же как отсутствие описанных и стандартизированных связей между блоками не позволяет говорить, что проект цифровизации был реализован.

Надо понимать, что, оборудовав сетевую компанию умными счетчиками, видя их показания и балансы, но не связав эти данные с технологическими режимами управления или не имея возможности оптимизировать потребление и топологию сети, невозможно влиять на экономику предприятия. Привычный подход в совершенствовании технологий и качества технологического оборудования становится недостаточным. Создание управленческой среды, работающей автоматически по заданным и описанным правилам, основанной на современном программном обеспечении позволяющем анализировать текущие процессы и находить оптимальные решения или рекомендации, стало реальной потребностью и возможностью экономики.

На рис. 8 приведена формализованная схема взаимодействия управленческих и технологических процессов электросетевой компании. Полученный результат впитал в себя не только технологии управления [1, 9] и автоматизацию технологических процессов, но и позволил создать систему, работающую на уровне рефлексивного принятия решений и рекомендаций [7].

Это принципиально новый подход к управлению крупными технологическими системами, экономикой предприятия или отрасли. Представляется, что внедрение цифровизации именно в инфраструктурные отрасли, может дать наибольший и максимально быстрый эффект для экономики страны в целом. Создание единых систем оптимизирующего управления смежных инфраструктурных отраслей на сегодняшний день не является фантазией с точки зрения технических возможностей.



Рисунок 8

Список источников

1. Технологии эффективного управления. Записки генерального директора / А. Ю. Макаров, О. Ю. Антонова. – Москва : Экономика, 2018. – 120 с. ISBN 978-5-282-03518-6.
2. Power Grid Infrastructure Modernization by the Implementation of Smart Grid Technologies. A.Y.Makarov, Y.A.Radygin, G.A.Sharafieva, and O.M.Rostik. © Springer International Publishing AG, part of Springer Nature 2018 S. Syngellakis, C. Brebbia (eds.), Challenges and Solutions in the Russian Energy Sector, Innovation and Discovery in Russian Science and Engineering, https://doi.org/10.1007/978-3-319-75702-5_10
3. Improvement of the Management System in a Power Grid Company with ERP Systems Implementation. A.Y.Makarov, O.Y.Antonova, R.I.Khabibulin and A.S.Semerikov. © Springer International Publishing AG, part of Springer Nature 2018 S. Syngellakis, C. Brebbia (eds.), Challenges and Solutions in the Russian Energy Sector, Innovation and Discovery in Russian Science and Engineering, https://doi.org/10.1007/978-3-319-75702-5_9
4. Распоряжение ПАО «Россети» от 19.06.2018 №106-р. Приложение 1. Элементы «Цифровой сети». Технические требования к компонентам цифровой сети.
5. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. N 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии ...».
6. Воротницкий В.Э. Снижение потерь электроэнергии – стратегическая задача электросетевого комплекса России. https://ve-club/Media/Articles/snijenie_poter.pdf.
7. Открывая цифровизацию. Записки генерального директора/ А.Ю. Макаров. – Москва: Экономика, 2018. – 128 с.
8. Годовые отчеты АО «Башкирская электросетевая компания» за 2013–2018 годы. www.bashes.ru.
9. Российский Энергетический Форум, г. Уфа, 23-26 октября 2018 г. Круглый стол «Цифровая энергетика». Ишмаев Р.А. Заместитель генерального директора – технический директор АО «БЭСК».
10. О комплексной реконструкции электросетевой инфраструктуры г. Уфа с применением элементов Smart Grid. Материалы для доклада на конференции «SMART ENERGY SUMMIT: Промышленность. Здания. Города» 27 марта 2018 года. Ишмаев Р.А. Заместитель генерального директора – технический директор АО «БЭСК».

Производственно-практическое издание

Макаров Андрей Юрьевич

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Практический опыт

Главный редактор *Е.В. Полиевктова*

Редактор *Е.В. Никитина*

Редакторы перевода *А.С. Митрахович, Е.А. Смирнова*

Дизайн обложки ООО «РГ «Авантаж Медиа»

Компьютерная верстка ООО «РГ «Авантаж Медиа»

Книга отпечатана
согласно представленным материалам,
в которых не содержится данных,
не подлежащих открытой публикации.

Подписано в печать 11.07.2019. Формат 60 × 90 1/8.
Усл. печ. л. 16,0. Изд. № 8950.

АО «Издательство «Экономика»
121059, Москва, Бережковская наб., д. 6
Тел.: 8 - 499-240-48-77; 8 - 499-240-48-48.
E-mail: info@economizdat.ru
<http://www.economizdat.ru>

Отпечатано ООО «РГ «Авантаж Медиа»,
117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 23

