



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**«Башкирская электросетевая компания»
(АО «БЭСК»)**

О ходе комплексной реконструкции электросетевой инфраструктуры г. Уфа

Конференция «Цифровая сеть», г. Санкт-Петербург

Латыпов Айнур Рифович, зам. начальника департамента капитального строительства ООО
«Башкирэнерго»

Руководитель проекта Smart Grid

Настоящий документ является внутренним документом АО «БЭСК» и содержит конфиденциальную информацию, касающуюся бизнеса и текущего состояния АО «БЭСК» и его дочерних и зависимых компаний. Вся информация, содержащаяся в настоящем документе, является собственностью АО «БЭСК». Передача данного документа какому-либо стороннему лицу неправомерна. Любое дублирование данного документа частично или полностью без предварительного разрешения АО «БЭСК» строго запрещается.

Настоящий документ был использован для сопровождения устного доклада и не содержит полного изложения данной темы.

АО «БЭСК» управляет электрическими сетями всех уровней напряжения (0,4-500 кВ) на территории Республики Башкортостан



* ВИЭ – возобновляемые источники энергии, ГЭС – гидроэлектростанции, АЭС – атомные электростанции, ТЭС – теплоэлектростанции

Основой построения интеллектуальной энергосистемы (ИЭ) является внедрение интеллектуальных сетей, ключевого компонента, связывающего воедино все ее элементы



- Переход к интеллектуальным энергосистемам и повышение их сложности и значимости для экономики является основным современным трендом в области энергетики
- Для корректной и слаженной работы всех элементов интеллектуальной энергосистемы требуется обеспечение их связности и координированности работы
- Именно интеллектуальные электрические сети (Smart Grids) выполняют основные функции по координации работы всех элементов умной энергосистемы и в конечном итоге обеспечивают ее гибкость, надежность и интеллектуальность для конечных потребителей

Системные проблемы электросетевой инфраструктуры городов РФ

1. Физический износ и сложная топология:

- Значительное количество аварий, обусловленных выходом оборудования из строя
- затруднено определение места повреждения;
- повреждения распространяются на большие участки сети;
- снижение надежности за счет использования поперечных связей.

• Низкая
надежность

2. Моральный износ:

- отсутствие наблюдаемости и дистанционного управления;
- невозможность стандартизации управления.

3. Высокие потери электрической энергии

• Низкая
управляемость и
наблюдаемость

Цели внедрения Smart Grid для РФ и СНГ

- 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 в дальнейшем возможности включения в сеть распределенной генерации.

В рамках анализа электросетевой инфраструктуры г. Уфы и РБ АО «БЭСК» были выявлены системные проблемы сети, актуальные для любых сетей крупных городов РФ. Предлагаемая АО «БЭСК» философия Smart Grid направлена на решение данных системных проблем.



1

Уточнение потребностей электросетевой компании в развитии электросетевой инфраструктуры (формирование **Технического задания на ПредТЭО**).

2

Оценка экономической целесообразности проекта по развитию сети – **подготовка ПредТЭО:**

- моделирование и анализ сети «как есть» (с учетом перспективных нагрузок);
- формулирование мероприятий по развитию сети;
- моделирование сети «как должно быть»;
- количественная оценка и сравнительный анализ мероприятий по развитию сети.

3

- Подготовка **дорожной карты Проекта** на основании результатов ПредТЭО.

4

- Реализация **Пилотного проекта** с тестированием технических решений.

5

- Реализация **Основного проекта:**
- подготовка проектно-сметной документации на весь Проект;
- выбор поставщиков оборудования;
- строительно-монтажные работы.

В настоящее время АО «БЭСК» завершены все «подготовительные» этапы и осуществляется реализация основного проекта «в железе».

Определение приоритетных мероприятий по развитию электросетевой инфраструктуры г. Уфа



На горизонте 35 лет

№	Наименование	Экономические показатели		Технические показатели	
		CAPEX, млн.руб. с НДС	Длительность перерывов э/с., %	Время на поиск неисправностей и переключения, %	Техн. Потери, %
1	Оптимизация текущей сети с использованием современного коммутационного оборудования	2 253,6	-25	-20	-20%
2	Повышение класса напряжения до 10 кВ	9 642,1	-25	-20	-30%
3	Автоматизация текущей сети без изменения топологии	2 305,6	-40	-70	-5%
4	Оптимизация и автоматизация текущей сети	3 810,8	-50	-70	-30%
5	Высокий уровень автоматизации сети с классом напряжения 10 кВ	10 573,2	-80	-95	-35%
	+				
6	Построение системы коммерческого учета	1 032,5	-	-	-
	=				
	4+6	4 843,3	-50%	-70%	-30%

В качестве первого этапа проекта SG АО «БЭСК» было реализовано предварительное технико-экономическое обоснование.

Были рассмотрены альтернативные мероприятия по реконструкции распределенной сети (строки 1-5), каждое из которых было дополнено мероприятием 6;

В результате технико-экономического анализа было определено, что сочетание мероприятий 4 и 6 является наилучшим с точки зрения перспектив развития электросетевой инфраструктуры г. Уфа.

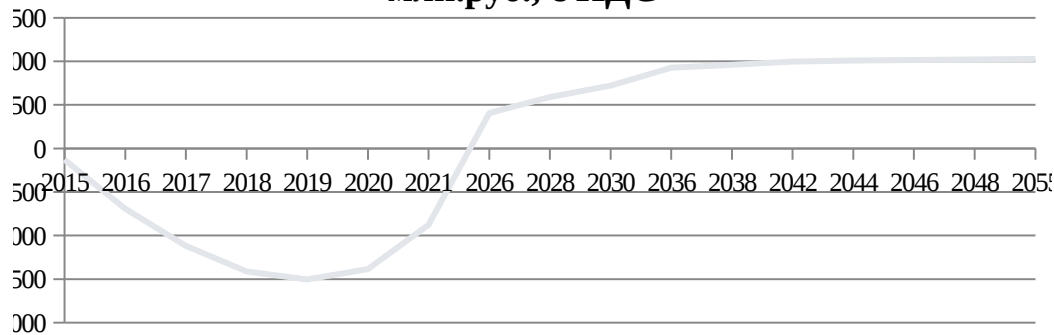
Сроки проекта и объем требуемых инвестиций



Проект Smart Grid – многолетний, в крупном городе реализуется от 3 до 5 лет.

Название задачи	Длительность	2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Кв. 3	Кв. 1	Кв. 3	Кв. 1	Кв. 3	Кв. 1	Кв. 3	Кв. 1	Кв. 3	Кв. 1	Кв. 3	Кв. 1	Кв. 3	
1 Подготовка Технического задания на ПредТЭО	41 дней	41 дн.													
2 Подготовка ПредТЭО проекта модернизации электросетевой инфраструктуры	194 дней	194 дн.													
3 Реализация пилотного проекта	256 дней	256 дн.													
3.1 Проектирование пилотного района	40 дней														
3.2 Конкурсные процедуры по выбору поставщика оборудования	30 дней														
3.3 Приобретение и поставка оборудования	80 дней														
3.4 Реконструкция и автоматизация РП/ТП пилотного района	131 дней														
4 Реализация основной части проекта, рассчитанной на 5 лет	1371 дней	1371 дн.													
4.1 Устройство ЦУС	457 дней														
4.2 Проектирование стадии П	72 дней														
4.3 Формирование ТЗ на закупку оборудования для Проекта (с учетом стадии П)	57 дней														
4.4 Конкурсные процедуры по выбору поставщика оборудования	58 дней														
4.5 Проектирование стадии Р	80 дней														
4.6 Строительно-монтажные работы (в т.ч. испытания и ввод в эксплуатацию)	1150 дней														
4.6.1 Реконструкция и автоматизация РП/ТП	1150 дней														
4.6.2 Оптимизация структуры сети	1150 дней														
4.6.3 Установка приборов учета	1150 дней														

Дисконтированный денежный поток проекта, млн.руб., с НДС



Характеристики основного проекта

CAPEX: 4 843,3 млн. руб.

DPP: 10 лет

Горизонт планирования проекта: 35 лет

CAPEX на 1000 человек населения:
4 млн. руб.

Проект является долгосрочным, горизонт планирования проекта составляет 35 лет. Срок окупаемости проекта 10 лет.

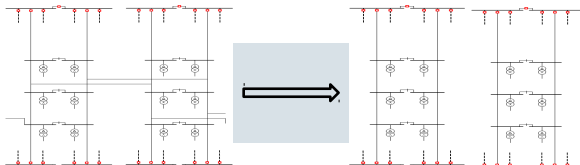
Объем требуемых инвестиций находится на уровне 4 млн. руб. на 1000 человек населения.



Мероприятия

Эффекты

▪ Оптимизация структуры сетей



- **снижение технических потерь до 10%;**
- сокращение количества аварий на 25%;
- обеспечение возможности для полноценной автоматизации;
- облегчение диспетчерского управления сетью;

▪ Автоматизация управления сетями



- **экономия времени на переключения до 70%;**
- **сокращение времени на поиск неисправности на 70%**
- **сокращение перерывов в электроснабжении потребителей при возникновении аварийных ситуаций с нескольких часов до 10-20 минут;**
- снижения затрат на обслуживание и ремонт оборудования сетей на 20%;
- возможность оптимизации режимов работы сети в реальном времени;
- продление срока службы существующего оборудования на 10% и уровня загрузки сети.

▪ Внедрение интеллектуального учета



- **снижение коммерческих потерь электрической энергии до 80%.**

Для тестирования корректности допущений ПредТЭО было принято решение о реализации Пилотного проекта.

Тестирование эффективности проекта Smart Grid в пилотном районе

в г. Уфа



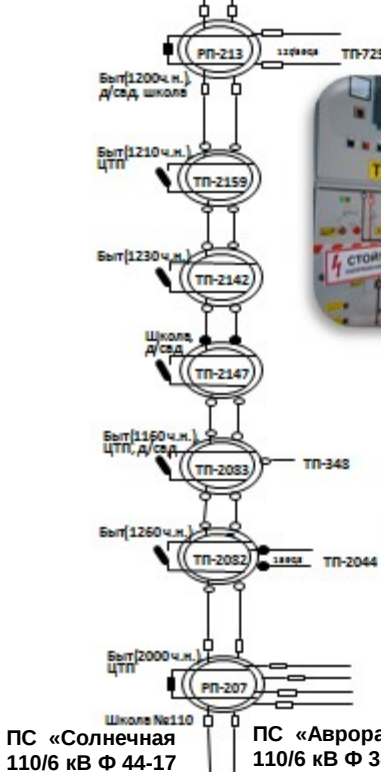
Мероприятия, выбранные по итогам ПредТЭО

- Оптимизация и автоматизация текущей сети с использованием современного коммутационного оборудования;
- Smart Metering (построение системы интеллектуального коммерческого учета электроэнергии).

Пилотный проект

ПС «Солнечная»
110/6 кВ Ф 44-13

ПС «Промышленная»
110/6 кВ Ф 6-18



Описание пилотного района

- **Пилотный район** – участок сети 6 кВ в Восточном РЭС ПО УГЭС, включающий: **38 многоквартирных жилых домов**, объекты дошкольного и среднего образования, объекты тепловых сетей, малые предприятия.
- Население зоны пилотного проекта – **8 100 чел.**

Мероприятия Пилотного проекта

- Проведена реконструкция 2 РП и 5 ТП пилотного района сети в г. Уфа;
- Построена система автоматизированного учета.
- Построен автоматизированный центр управления распределителями г. Уфы, в т.ч.:
 - Построено административное здание центра управления сетями (ЦУС) г. Уфа;
 - Внедрена автоматизированная система диспетчерского управления распределительными сетями г. Уфа.

Эффективность мероприятий, выбранных по итогам ПредТЭО, была подтверждена в рамках Пилотного проекта. Генеральным подрядчиком выступила компания «БЭСК Инжиниринг», реализовавшая проект менее чем за год.



Результаты Пилотного проекта

Мероприятия	Эффекты согласно ПредТЭО	Текущий статус	Комментарии
1. Оптимизация структуры сетей	➤ снижение технических потерь до 10%	~	➤ не реализовано в связи с отсутствием работ по прокладке кабельных линий в Пилоте
	➤ сокращение количества аварий на 25% и времени на поиск неисправностей	~	➤ сокращено время на поиск неисправностей
	➤ обеспечение возможности для полноценной автоматизации	✓	➤ обеспечена полноценная автоматизация
	➤ облегчение диспетчерского управления сетью	~	➤ будет оценен после реализации Основного проекта
2. Автоматизация управления сетями	➤ экономия времени на переключения до 70%	✓	➤ экономия времени на переключения до 70%
	➤ сокращение перерывов в электроснабжении потребителей при возникновении аварийных ситуаций с нескольких часов до нескольких минут	✓	➤ Опытным путем подтверждена способность УТКЗ идентифицировать и определять направление МФЗ и ОЗЗ
	➤ снижение затрат на обслуживание и ремонт оборудования сетей на 20%	✓	➤ затраты на обслуживание и ремонт коммутационного оборудования исключены из плановых затрат на эксплуатацию и ремонт
	➤ возможность оптимизации режимов работы сети в реальном времени	~	➤ будет оценен после реализации Основного проекта и накопления статистики
	➤ продление срока службы существующего оборудования на 10% и уровня загрузки сети	~	➤ будет оценен после реализации Основного проекта и накопления статистики
	➤ снижение коммерческих потерь электрической энергии до 80%	✓	➤ снижение потерь электроэнергии на 96,3% - с 27,3% до 1% (522 364,08 руб. с НДС за год)

✓ **Пилотный проект реализован с учетом наиболее полного набора технических решений по реконструкции оборудования, уровня автоматизации.**
 ✓ **При реализации основного проекта некоторые технические решения пересмотрены в пользу удешевления стоимости проекта.**

✓ - Эффект достигнут
 ~ - Эффект на данном этапе реализации проекта невозможно оценить



Характеристики города Уфа

- Область: ~ 750 кв. км.
- Население: более 1 миллиона человек

Характеристики Уфимских сетей

Подстанции:

- 50 подстанций высокого напряжения (35-110кВ)
- 2 200 РП и ТП 6-10кВ

Линии электропередач:

- 100 км высоковольтных линий (35-110кВ)

Масштаб проекта

- 3 500 км линий среднего напряжения (6-10кВ)
- Обеспечение дистанционного управления и наблюдаемости на 29 силовых ПС, 500 РП и ТП (~25% всего оборудования)
- Оптимизация структуры сети (прокладка 100 км. кабельных линий)
- Установка 80,000 приборов учета
- Время реализации проекта 5 лет
- Внедрение автоматизированной системы диспетчерского управления сетями 6кВ.

В рамках проекта реализован инновационный подход к автоматизации, обеспечивающий управляемость и наблюдаемость всей сети при реконструкции не более 25% оборудования.

Эффекты Основного проекта



Мероприятия	Наименование эффектов	Весь проект	Статус достижения по итогам 2016 г.
1. Оптимизация структуры сетей	➤ Снижение технических потерь	до 10%	Зафиксировано снижение за 2016 г. по отношению к 2015 г. на 2% при росте потребления на 4% в периметре проекта
	➤ Обеспечение возможности для полноценной автоматизации	<input checked="" type="checkbox"/>	Осуществлено на 1 РП и 80 ТП, выполнение согласно КСГ
	➤ Облегчение диспетчерского управления сетью	<input checked="" type="checkbox"/>	Осуществлено на 3 РП и 88 ТП, выполнение согласно КСГ
2. Автоматизация управления сетями	➤ Экономия времени на переключения при определении поврежденного участка	до 70%	Осуществлено на 3 РП и 88 ТП, выполнение согласно КСГ. Экономия времени возможно оценить по итогам набора статистики при реализации всего проекта
	➤ Сокращение перерывов в электроснабжении потребителей при возникновении аварийных ситуаций с нескольких часов до 30-40 минут	До 30-40 минут (70%)	Экономия времени возможно оценить по итогам набора статистики при реализации всего проекта и установки всех указателей токов короткого замыкания и поврежденного фидера
	➤ Снижение затрат на обслуживание и ремонт оборудования сетей	на 20%	Затраты на ремонт, эксплуатацию оборудования на реконструированных объектах уменьшены либо исключены ввиду их «малоуходности»
	➤ Возможность оптимизации режимов работы сети в реальном времени	<input checked="" type="checkbox"/>	Осуществлено на 1 РП и 80 ТП, выполнение согласно КСГ
	➤ Продление срока службы существующего оборудования на 10% и уровня загрузки сети	<input checked="" type="checkbox"/>	Возможно оценить по итогам всего проекта
	➤ Снижение коммерческих потерь электрической энергии	до 80%	Зафиксировано снижение за 2016 г. по отношению к 2015 г. на 10% при росте потребления на 4% в периметре проекта
4. Графическая визуализация	➤ Графическая визуализация поврежденного участка	<input checked="" type="checkbox"/>	Осуществляется параллельно реконструированным объектам
5. Реконструкция ПС 110/35/6-10	➤ Внедрение элемента «умных сетей» на питающих подстанциях	<input checked="" type="checkbox"/>	В 2017 г. будут реконструированы 7 из 29 подстанций в периметре проекта
6. Объемы реконструкции	➤ Реконструкция РП/ТП	513 = $\begin{cases} 417 \text{ шт.} \\ 96 \text{ шт.} \end{cases}$	91
	➤ Реконструкция секции шин 6-10 кВ питающих подстанций		-
	➤ Прокладка КЛ	85 км.	29 км.
	➤ Установка АСКУЭ	80 000 шт.	19180 шт.

Ограничения и допущения при реализации проекта

№	Возможные риски	Предлагаемые и/или предпринятые действия
1	<p>Ограничения устройств УТКЗ (определение состояния фидера)</p> <p>1.1 Первоначальные приборы (Тип 1) не идентифицируют направление короткого замыкания.</p> <p>1.2 Установленные альтернативные вместо приборы (Тип 2) при проведении опытов однофазного замыкания на землю и межфазного короткого замыкания отработали с ограничениями.</p>	 <ul style="list-style-type: none">✓ Во втором квартале 2016г. реконструкция РП/ТП с заменой первичного оборудования велась без установки УТКЗ.✓ Были проведены испытания приборов трех типов.✓ По результатам испытаний принято решение использовать устройства УТКЗ Типа 2.
2	<p>Годовые бюджетные ограничения со стороны тарифного регулятора</p> <p>Увеличение бюджета проекта в связи:</p>	 <ul style="list-style-type: none">✓ Увеличение сроков реализации проекта.
3	<p>3.1 С воздействием макроэкономических факторов (рост стоимости материалов и оборудования, девальвация курса национальной валюты)</p> <p>3.2 Принципиальная позиция городской администрации, настаивающей на прокладке КЛ методом ГНБ</p>	 <ul style="list-style-type: none">✓ Сохранение текущего бюджета проекта путем оптимизации физических объемов (сокращения объема прокладки КЛ, не участвующего в увеличении пропускной способности сети и обеспечении наблюдаемости).✓ Замена иностранного типа ячейки РП на ячейку отечественного производства с увеличением сроков реализации проекта.
4	<p>4.1 Необходимость сокращения объемов прокладки КЛ (ввиду бюджетных ограничений);</p> <p>4.2. Появление новых точек присоединения и объектов распределити в результате технологического присоединения</p>	 <ul style="list-style-type: none">✓ Актуализация целевой модели и дорожной карты Проекта реконструкции электрической сети 6-10 кВ г. Уфа с применением элементов SmartGrid
5	<p>Выявленные недостатки в работе ПТК ЦУС</p>	 <ul style="list-style-type: none">✓ Разработан план-график устранения выявленных недостатков

Планируемый результат будет достигнут несмотря на ограничения

Ограничения и допущения при реализации проекта

№

Возможные риски

Предлагаемые и/или предпринятые действия

Ограничения устройств УТКЗ (определение состояния фидера)

1.1 Первоначальные приборы (Тип 1) не идентифицируют направление короткого замыкания.

1.2 Установленные альтернативные вместо приборы (Тип 2) при проведении опытов однофазного замыкания на землю и межфазного короткого замыкания отработали с ограничениями.



- ✓ Во втором квартале 2016г. реконструкция РП/ТП с заменой первичного оборудования велась без установки УТКЗ.
- ✓ Были проведены испытания приборов трех типов.
- ✓ По результатам испытаний принято решение использовать устройства УТКЗ Типа 2.

	Тип КЗ	Тип 1		Тип 2		Тип 3		
		КЛ под напряжением	КЛ без напряжения	КЛ под напряжением	КЛ без напряжения	КЛ под напряжением	КЛ без напряжения**	
Изолированная нейтраль								
Радиальная сеть*	Идентификация 2-х и 3-х фазных КЗ	-	Да	Да	Да	Да	Да	
	Определение направления 2-х и 3-х фазных КЗ	-	Да	Да	Да	Да	Да	
	Идентификация 2-х и 3-х фазное КЗ через землю	-	Нет	Да	Нет	Да	Да	
	Определение направления 2-х и 3-х фазное КЗ через землю	-	Нет	Да	Нет	Да	Да	
	Идентификация однофазных ЗЗ (замыканий на землю)	-	Нет	Да	Нет	Да	Да	
	Определение направлений ОЗЗ	-	Нет	Да	Нет	Да	Да	
	Компенсированная нейтраль							
	Идентификация 2-х и 3-х фазных КЗ	Нет	Да	Да	Да	Да	Да	
	Определение направления 2-х и 3-х фазных КЗ	Нет	Да	Да	Да	Да	Да	
	Идентификация 2-х и 3-х фазное КЗ через землю	-	Нет	Да	Нет	Да	Да	
Определение направления 2-х и 3-х фазное КЗ через землю	-	Нет	Да	Нет	Да	Да		
Идентификация однофазных ЗЗ (замыканий на землю)	Нет	Нет	Да	Нет	Да	Да		
Определение направлений ОЗЗ	Нет	Нет	Да	Нет	Да	Да		

В результате многократных опытов был определен УТКЗ, позволяющий идентифицировать и определять направление ОЗЗ и МФЗ

Опыт реализации проекта SG в Уфе показал возможность достижения существенных эффектов. Данный опыт может быть с успехом применен для



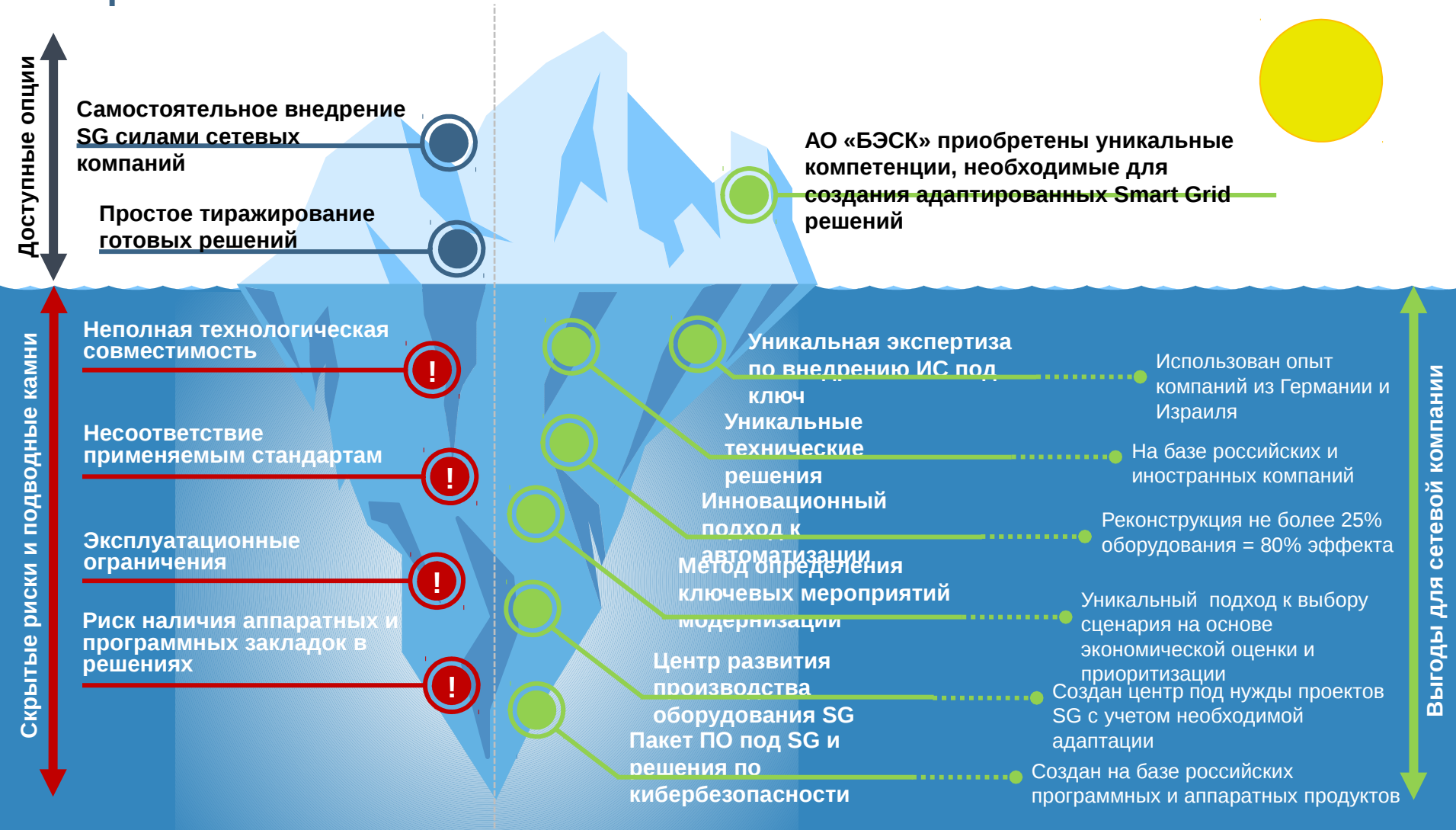
Результаты комплексного подхода к внедрению интеллектуальных сетей

Показатель	Наблюдаемый качественный эффект	Экономия по БЭСК в год	Оценочная экономия по РФ в год
<p>Снижение потерь электрической энергии</p>	<p>12/1/17 → 12/1/17 (x2)</p>	> 500 млн руб.	> 57 млрд руб.
<p>Сокращение аварий (шт.) (SAIFI)</p>	<p>800 → 400 (x2)</p>		
<p>Продление срока службы существующего оборудования</p>	на 10%	42,5 млн руб.	> 4,5 млрд руб.
<p>Сокращение перерывов в электроснабжении (мин.) (SAIDI)</p>	<p>150 → 50 (x3)</p>	17,7 млн руб.	> 2 млрд руб.
<p>Снижение затрат на эксплуатацию (млн руб.)</p>	<p>110 → 88 (12/1/17)</p>	22 млн руб.	> 2,5 млрд руб.
<p>Снижение уровней нагрузки и перегрузки</p>	до 10%		
<p>Повышение производительности труда за счет автоматизации</p>	до 20%		
<p>■ до ■ после</p> <p>ИТОГО:</p>		> 600 млн руб.	> 60 млрд руб.

Проект экономически окупаемый с IRR более 20% без учета мультипликативного эффекта на экономику региона (сокращение простоев и ущерба, рост налоговых выплат и пр.)

1 Консервативная экстраполяция эффектов, подтвержденных при внедрении проекта Smart Grid в г. Уфа

Опыт реализации проекта в Уфе показал, что для внедрения Smart Grid требуется глубокая адаптация стандартных решений к специфике конкретной сети



Опыт БЭСК включает все компоненты, необходимые для адаптирования и внедрения технологий Smart Grid на других территориях с учетом



Компоненты предложения комплексной автоматизации (SG «под ключ»)

тей

Выполняемые работы

Уникальные компетенции БЭСК



Анализ и моделирование сетей, ТЭО проектов развития, проектирование

- Выявление критических проблем сетевой компании
- Подготовка целевых схем и плана развития сети

- Формирование оптимального технического решения с учетом специфики конкретных сетей



Генподряд работ по внедрению ИС, авторский надзор

- Внедрение решения под ключ
- Комплектация и поставка оборудования
- Контроль подрядчиков

- Полный комплекс услуг, выполняемых точно в срок, по строительству, поставке оборудования, монтажу и пуско-наладке



Кастомизация и интеграция интеллектуального электросетевого оборудования

- Доработка оборудования, с учетом требований интеллектуальной системы и сетей заказчика

- Производство электросетевого оборудования в партнерстве с зарубежными и российскими производителями



Комплексная информационная система

- Тиражирование пакетных решений для автоматизации технологических и управленческих бизнес-процессов

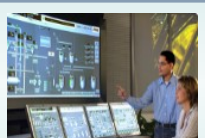
- Полнофункциональная ERP-система
- Прямое партнерство с разработчиками технологического ПО



Кибербезопасность

- Дополнение аппаратных и программных решений компонентами защиты от киберугроз

- Партнерство с разработчиком решений для инфраструктурных объектов



Поддержка на начальном этапе эксплуатации и обеспечение получения эффекта

- Консультационные услуги
- Обучение персонала
- Оценка эффекта мероприятий

- Доведение проекта до получения гарантированного результата и экономического эффекта



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

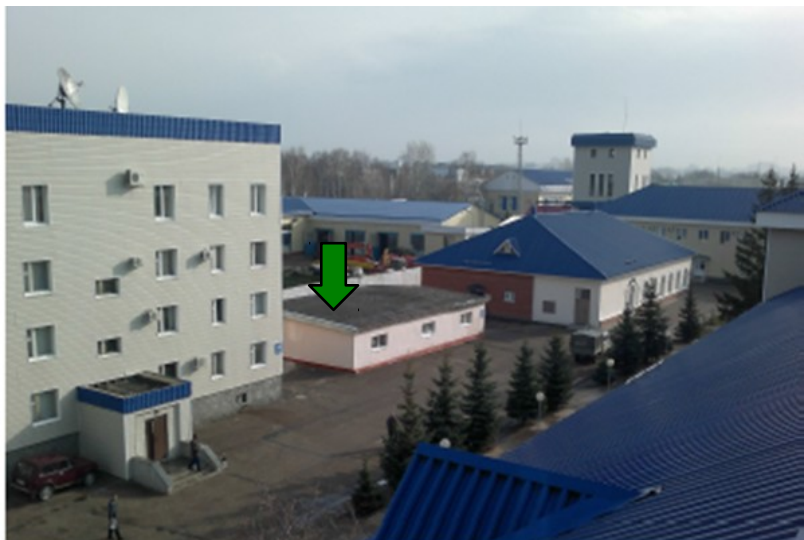


ПРИЛОЖЕНИЯ

Здание центра управления сетями ПО УГЭС



«Как было» 15.09.14 г.



«Как стало» 12.05.15 г.



Акт законченного строительством объекта

АКТ ПРИЁМА ЗАКОНЧЕННОГО СТРОИТЕЛЬСТВОМ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА
(на основании п.3 ст.614 ГК РФ)

Организация: ООО «Башкирские распределительные энергетические сети» (ООО «Башкирэнерго»)

Место нахождения объекта нового капитального строительства: Республика Башкортостан, г. Уфа, Калининский район, ул. Труновская, 1 (проектируемая территория ЗАО ЦЭС ООО «Башкирэнерго»)

3. Исполнение работ производится в порядке заключенного строительного объекта «**Капитальное строительство здания Центра управления сетями (ЦУС) на ул. Труновская, 1 в Калининском районе городского округа г. Уфа Республики Башкортостан**»

2. Строительство объекта осуществлялось в соответствии с документом на строительство, выданным Администрацией городского округа г.Уфа РБ № 01-03/08009-011/АД от 09.12.2014 г. со сроком действия до 20.05.2015 г.

3. В соответствии приказами участника строительства ООО «БСК «Набережные» ИВН 027904306, ОГРН 1030202719463, г. Уфа, ул. Камышевская,17, Субфраншиза ООО «БООС» ИВН 027818108, ОГРН 111028001615, г. Уфа, ул. Парильная,39

4. Проектная документация на строительство объекта разработана ЗАО ТАР «Аврора» ИВН 027808395, ОГРН 1020201208113, г. Уфа, ул. Республика,56

5. Рабочая документация на строительство объекта разработана ООО «Аврора» ИВН 027807261, ОГРН 103020905511, г. Уфа, ул. Камышевская,27 корпус 1

6. Исполнение данных для проектирования объекта строительства заказчиком ООО «Башкирэнерго» ИВН 027797447, ОГРН 1030204304078, г. Уфа, ул. Камышевская,126

7. Экспертное заключение государственной экспертизы № 6-1-090-14 от 05.12.2014 выдано ООО «Уфанас» государственная экспертиза

8. Строительные-монтажные работы осуществляли в срок:
Начало подготовительных работ: 21.08.2014 г.
Окончание строительства: 11.05.2015 г.

9. Предельный и фактический объем капитального строительства «Капитальное строительство здания Центра управления сетями (ЦУС) на ул. Труновская, 1 в Калининском районе городского округа г. Уфа Республики Башкортостан» имеет следующие основные показатели: площадь, проектная стоимость, организационный вклад, проектная стоимость, объектная стоимость, объем в т.т.

Показатели	Ед. изм.	По проекту		Фактически	
		Общая площадь (объем)	В том числе площадь полезная или охр.зона	Общая площадь (объем)	В том числе полезная площадь или охр.зона
Общая площадь здания	м ²	1446,9	1446,9	1302,3	1302,3
Строительный объем здания	м ³	6144,5	6144,5	4982	4982
Площадь застройки	м ²	344,6	344,6	355,4	355,4
Количество мест машиномест	шт	4	4	4	4
Количество мест парковки (открытого)	шт	1	1	1	1
Фундаменты	Монолитный железобетон В 25				
стены, перегородки, перегородки	Монолитный железобетон В 25				
Крыша	Иг черепичного полнотелого кирпича толщ.250 мм				
Фасад	Вентилируемый из керамзита с утеплением минеральной ватой толщ.120 мм				
Кровля	Песочная мембрана с внутренним водостоком				
Они	Опалубочная стальная в металлотканевой обшивке				
Литые	Противопожарные со светлыми окраской 1,60				
Колонны	Центральные				
Столбы	Центральные				
Колонады	Центральные				
Стропильные	От собственной подсистемы ГС 10/356 «В» «Звезда»				
Витрины	Противо-взрыва				
Воздуховоды	Асбестоцементные, ванные, ванные				
На объекте установлено предусмотренное проектом оборудование в инвентарь согласно актам от его приемке после индивидуального испытания и внешнего обследования.					
Внешние наружные коммуникации холодного водоснабжения, канализации, теплоснабжения, энергоснабжения и связи обеспечивают полную эксплуатацию объекта и приняты пользователями ООО «ИРС», ООО «Башкирэнерго», УКС Администрации ГО г.Уфа РБ, МУП «Водоканал» в соответствии с заключением договоров на обслуживание.					
Работы по оклеиванию, устройству верхнего покрытия подземных дорог, данно, тротуаров, а также отделка фасадов здания ЦУС выполнены в соответствии с проектом.					
Стоимость законченного строительством объекта по утвержденной акто-сметной документации составляет 72 741 842 рубль 00 коп. с НДС					
по числу: СМР	62 204 612 руб. 85 коп.				
оустройство	9 537 230 руб. 15 коп.				

4. Установленный составом частей настоящего акта является документация, перечень приведен в приложении.

5. Дополнительный раздел: акт.

ЧЕЛОВЕК ПРИЁМНОЙ КОМПЛЕКС:

Президентский и главный инженерный строительный объект «Капитальное строительство здания Центра управления сетями (ЦУС) на ул. Труновская, 1 в Калининском районе городского округа г. Уфа Республики Башкортостан» находится в соответствии с проектом, сметами, спецификациями, техническими заданиями, строительными нормами и правилами, и государственными стандартами, и выданы в работе.

Президент комиссии: Галия Ахметовна Галиева Калининского района г. Уфа
/ Галия А.Г./

Литые комиссии в приемочной комиссии (строительная):
инженер (строитель) Член Протокола Экспертный генеральный директор-Технический директор ООО «БСК» управляющей организации ООО «Башкирэнерго» / Ильяев Р.А./
технический надзорчик: Директор ООО «БСК» / Галиев И.Г./
Исполнитель: Директор ООО «БСК» / Ильяев Ю.А./
ПТС и Инженерный Администрация городского округа г. Уфа РБ / Галиев И.Г./
Проектный надзорчик филиал ГУЭП ЕН РБ / Ахметов И.М./
Исполнитель государственного контроля в строительстве Администрация городского округа г. Уфа РБ / Мухометов А.В./
Исполнитель государственной экспертизы / Халиуллин Д.М./
Исполнитель государственной экспертизы / Прохорова С.В./

Завершено строительство здания центра управления сетями ПО УГЭС, проведено благоустройство территории. Получены Акт ввода и разрешение на эксплуатацию. Документы на регистрацию сданы в Росреестр.



Новый диспетчерский щит г. Уфа (Автоматизированная система диспетчерского управления с системой коллективного отображения информации)

«Как было»



«Как стало»



Введена в промышленную эксплуатацию автоматизированная система диспетчерского управления распределительными сетями г. Уфа (с функцией коллективного отображения на базе ПТК «PSI control»).

Результаты реконструкции сети в пилотном районе г. Уфа



«Как было»



«Как стало»



В рамках проекта Smsrt Grid в г.Уфа устанавливается современное электросетевое оборудование, обладающее следующими преимуществами:

- высокий уровень безопасности
- возможность дистанционного наблюдения и управления
- необслуживаемость
- высокая надежность и малые габариты

Производство ОАО «БЭСК» электросетевого оборудования



АО «БЭСК» активно развивает собственное производство интеллектуального оборудования в партнёрстве с «Сименс»