



**ЦИФРОВАЯ
ТРАНСФОРМАЦИЯ
2030**

**Развитие системы оперативно-технологического
управления электросетевым комплексом
в рамках Концепции цифровой трансформации 2030**

АПРЕЛЬ 2019



РОССЕТИ

**Концепция «Цифровая трансформация 2030»:**

21 декабря 2018 года Советом директоров ПАО «Россети» утверждена концепция «Цифровая трансформация 2030», положениями которой необходимо руководствоваться, в том числе при реализации инвестиционных программ

Концепция разработана во исполнение:**Указа Президента РФ от 09.05.2017 № 203**

«О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 - 2030 годы»

**Указа Президента РФ от 07.05.2018 № 204**

«О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года»



Сокращение расходов по результатам перехода к ЦИФРОВЫМ СЕТЯМ

CAPEX: -15%

- снижение стоимости строительства новых объектов за счет применения систем автоматизированного проектирования
- снижение затрат при новом технологическом присоединении
- снижение общих затрат за счет сокращения числа объектов нового строительства (подстанций и линий)

OPEX: -30%

- сокращение численности оперативно-технологического и дежурного персонала
- сокращение объемов и времени на обслуживание элементов сети посредством применения технологий полной дистанционной наблюдаемости и управляемости
- возможность передачи большей мощности по существующим линиям и повышение значения пиковой загрузки трансформаторов

Сокращение расходов по результатам перехода к ЦИФРОВЫМ ПОДСТАНЦИЯМ

CAPEX: -15%

- сокращение объемов общестроительных работ в связи с уменьшением здания подстанции за счет сокращения массы и габаритов оборудования
- уменьшение количества единиц закупаемого вторичного оборудования, объема монтажных и пуско-наладочных работ
- сокращение объемов закупки и использования сигнального медножильного кабеля, объемов работ по его прокладке и монтажу

OPEX: -30%

- переход к подстанциям без постоянного дежурного персонала
- сокращение числа плановых и внеплановых остановов посредством эффективного прогнозирования сбоев оборудования и реализации необходимых профилактических и превентивных мер
- сокращение объемов работ и времени на обслуживание подстанций посредством перехода к архитектуре высокой готовности, а также использования интеллектуальных систем прогнозирования





РОССЕТИ

СТАНДАРТЫ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

29 марта 2019 года приказом ПАО «Россети» № 64 утверждены стандарты:



СТО 34.01.-21-004-2019 «ЦИФРОВОЙ ПИТАЮЩИЙ ЦЕНТР»

Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ



СТО 34.01.-21-005-2019 «ЦИФРОВАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ»

Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ



НЕОБХОДИМОСТЬ:

- 1 **Формализации единых подходов** к построению и обеспечению функционирования системы ОТУ и СУ в электросетевом комплексе **с целью оптимального распределения функций и ответственности** между структурными уровнями системы в дочерних обществах
- 2 Оптимизации и **повышения эффективности бизнес-процессов ОТУ и СУ** посредством формирования и **внедрения единой стратегии развития и технической политики** с использованием цифровых технологий управления
- 3 Дальнейшего **повышения надежности** электроснабжения потребителей и **эффективности функционирования** электросетевого комплекса
- 4 Выполнения мероприятий по обеспечению технологической возможности **реализации функций дистанционного управления оборудованием и устройствами подстанций** из удаленных центров управления

! **РЕШЕНИЕ ПРАВЛЕНИЯ ПАО «РОССЕТИ»
ОТ 24.07.2018 № 192МП**

Утверждена Концепция развития системы оперативно-технологического управления и ситуационного управления в электросетевом комплексе Группы



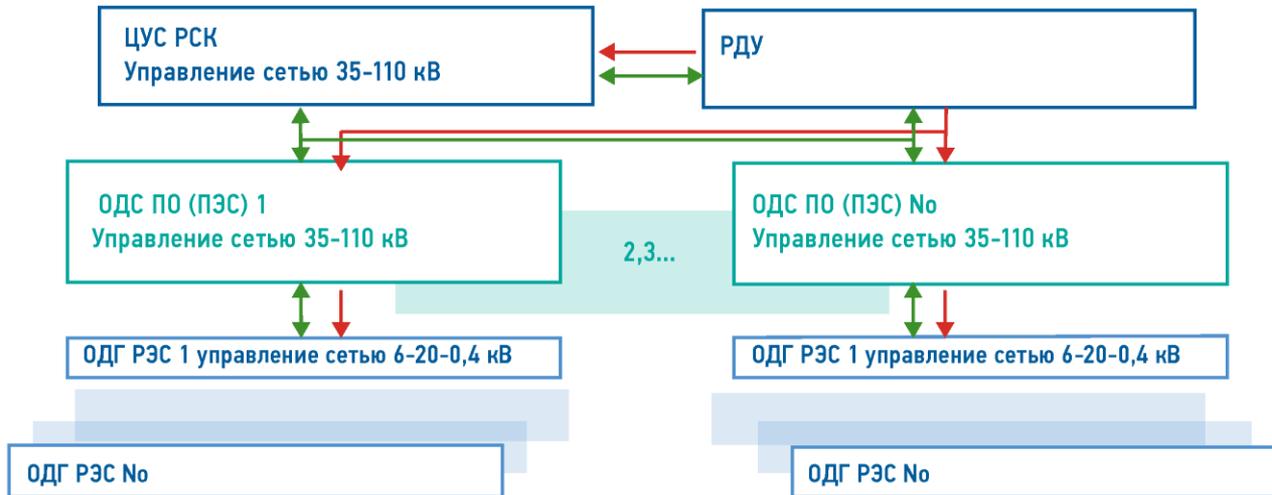
! **РАСПОРЯЖЕНИЕ ПАО «РОССЕТИ»
ОТ 21.09.2018 № 412Р**

Организована работа по приведению существующей системы ОТУ и СУ в соответствие требованиям Концепции ОТУ и СУ

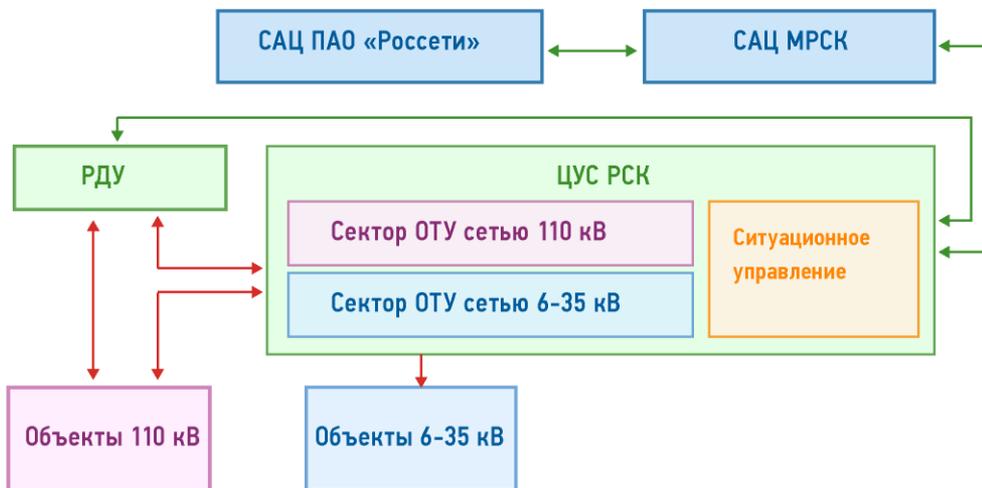
КОНЦЕПЦИЯ ОТУ И СУ ОПРЕДЕЛЯЕТ:

- Основные принципы построения и обеспечения функционирования системы ОТУ и СУ в электросетевом комплексе
- Цели, функции и структуру системы ОТУ и СУ в электросетевом комплексе для всех уровней системы
- Основы взаимодействия дочерних обществ ПАО «Россети» с субъектами ЗЭ и ДЦ СО при организации и осуществлении функций ОТУ и СУ
- Основные направления развития системы ОТУ и СУ в электросетевом комплексе с учетом Концепции цифровой трансформации 2030

Существующая структура оперативно-технологического управления
в распределительном сетевом комплексе

МНОГОУРОВНЕВАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ (ЦУС РСК – ОДС ПО – ОДГ РЭС)


-  - оперативное управление (операционные функции)
-  - информационное взаимодействие (неоперационные функции)

Реализация концепции развития ОТУ и СУ
ЦЕЛЕВАЯ МОДЕЛЬ ОТУ И СУ ПАО «РОССЕТИ»


-  - оперативное управление (операционные функции)
-  - информационное взаимодействие (неоперационные функции)

Концепцией ОТУ и СУ предусмотрена оптимизация существующей системы ОТУ ДЗО:

- создание единых Центров управления сетями (ЦУС) РСК с выстраиванием единой административной вертикали ОТУ и СУ
- переход от многоуровневой (ЦУС РСК – ОДС ПО – ОДГ РЭС) на одноуровневую систему ОТУ и СУ распределительным электросетевым комплексом
- исключение совмещения диспетчером функций персонала по оперативному обслуживанию ПС 35 кВ и выше

В отношении всех ДЗО проведен анализ существующей системы ОТУ, организована работа по формированию планов-графиков мероприятий по приведению системы ОТУ в соответствие с требованиями Концепции ОТУ и СУ. ДЗО будут утверждены планы-графики мероприятий:

- в апреле 2019 г. – со сроком реализации до 2023 -2025 гг. **(1 этап)**
- в июне 2019 г. – со сроком реализации до 2030 г. **(целевая модель)**

До конца 2019 г. ДЗО будут реализованы следующие мероприятия:

- закупка работ по технологическому оснащению ЦУС, организации каналов связи с объектами управления
- формирование структуры и штатного расписания ЦУС
- разработка мероприятий, предусматривающих передачу функций технологического управления от ОДС ПО в ЦУС
- формирование планов по подбору и подготовке персонала ЦУС



**Во всех распределительных сетевых компаниях созданы и функционируют:
63 ЦУС (60 из которых выполняют операционные функции), 226 ОДС в ПО и 1 520 ОДГ в РЭС**

1 ЭТАП (2023–2025 ГОДЫ):

До 2025 года в результате реализации 1 этапа реорганизации системы ОТУ в РСК будут сформированы 69 Центров управления сетями*, которые будут включать:

- 68 секторов по управлению сетью 110 кВ и выше
- 151 сектор по управлению сетью 6–35 кВ
- Сформированную единую административную вертикаль ОТУ с включением в состав ЦУС персонала ОДС ПО и ОДГ РЭС

* – временное увеличение количества ЦУС (2030 года) обусловлено принятым решением о формировании ЦУС в филиалах ПАО «МОЭСК», в связи с большими объемами технологического управления и значимостью региона

ЦЕЛЕВАЯ МОДЕЛЬ (2030 ГОД):

До 2030 года в результате реализации целевой модели ОТУ в РСК будут сформированы 64 Центра управления сетями*, которые будут включать:

- 64 сектора по управлению сетью 110 кВ и выше
- 74 сектора по управлению сетью 6–35 кВ

Секторы ЦУС по управлению основной сетью и распределительной сетью будут расположены в черте одного города

* – в ПАО «МОЭСК» формируется 2 ЦУС (для управления сетевыми объектами 6–220 кВ в зоне эксплуатационной ответственности на территории г. Москвы и управления сетевыми объектами 6–220 кВ в зоне эксплуатационной ответственности на территории Московской области)



РОССЕТИ

НАБЛЮДАЕМОСТЬ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА

ПОВЫШЕНИЕ НАБЛЮДАЕМОСТИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА НАПРАВЛЕНО НА:

- Повышение оперативности реагирования при возникновении и ликвидации технологических нарушений
- Повышение надежности электроснабжения потребителей, сокращение времени восстановления электроснабжения
- Оптимизацию производственной деятельности, снижение операционных издержек
- Повышение эффективности контроля эксплуатационного состояния и технологического режима работы электрической сети
- Оптимизацию технологических режимов работы электросетевого комплекса и потерь электроэнергии

НАБЛЮДАЕМОСТЬ
100%

- АО «Янтарьэнерго»
- ПАО «ФСК ЕЭС»
- ПАО «МОЭСК»
- АО «Тюменьэнерго»
- ПАО «МРСК Центра»
- ПАО «Ленэнерго»
- ОАО «МРСК Урала»
- ПАО «ТРК»
- ПАО «МРСК Северо-Запада»
- ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (98%)

НАБЛЮДАЕМОСТЬ
66% - 80%

- ПАО «МРСК Северного Кавказа» (80%)
- ПАО «Кубаньэнерго» (73%)
- ПАО «МРСК Волги» (72%)
- ПАО «МРСК Сибири» (71%)
- ПАО «МРСК Юга» (66%)

УРОВЕНЬ НАБЛЮДАЕМОСТИ ПС 35 КВ И ВЫШЕ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.04.2019 (ВСЕГО 15 241 ПС):

4 285 (28 %) подстанций

отвечают современным требованиям к наблюдаемости

9 137 (60 %) подстанций

отвечают минимальным требованиям к наблюдаемости, утвержденным Главным инженером ПАО «Россети»

1 819 (12 %) подстанций

ненаблюдаемые



В 2019 году будет обеспечена минимальная наблюдаемость 100% ПС 35 кВ и выше

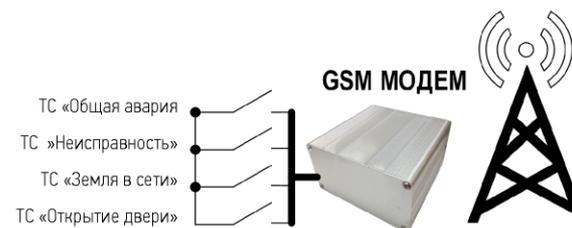
«СОВРЕМЕННЫЕ» ТРЕБОВАНИЯ К НАБЛЮДАЕМОСТИ:

- Каналы связи – 2 (ВОЛС, ВЧ, ЦРРЛ, спутниковый)
- Передача телеинформации от оборудования напряжением 6 кВ и выше (ТИ, ТС)
- Протокол передачи данных на «верхний уровень» - МЭК 60870-5-104, МЭК 61850 90-2



«МИНИМАЛЬНЫЕ» ТРЕБОВАНИЯ К НАБЛЮДАЕМОСТИ:

- Каналы связи – 1 (ВОЛС/GSM)
- Количество передаваемых телесигналов (ТС) – не менее 4
- Протокол передачи данных на «верхний уровень» - МЭК 60870-5-104



ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.04.2019 ИЗ 15 241 ПС 35 кВ И ВЫШЕ:



4 285 (28 %) подстанций

отвечают современным требованиям к наблюдаемости



9 137 (60 %) подстанций

отвечают минимальным требованиям к наблюдаемости, утвержденным Главным инженером ПАО «Россети»

Внедрение дистанционного (теле-) управления оборудованием и устройствами на ПС позволяет объединить разбросанные или территориально рассредоточенные объекты электроэнергетики, что повышает эффективность оперативно-технологического управления, расширяет контроль над технологическими процессами, повышает наблюдаемость, снижает время выполнения оперативных переключений, а также сокращает время ликвидации аварий (при их возникновении)

По состоянию на 01.04.2019 из Диспетчерского пункта РСК реализована функция дистанционного (теле-) управления 114 266 коммутационными аппаратами (выключатели, разъединители и заземляющие ножи) на 5 861 ПС 35-220 кВ распределительного электросетевого комплекса (РСК)

ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ ДИСТАНЦИОННОГО (ТЕЛЕ -) УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТАНЫ И УТВЕРЖДЕНЫ СТАНДАРТЫ ОРГАНИЗАЦИИ:

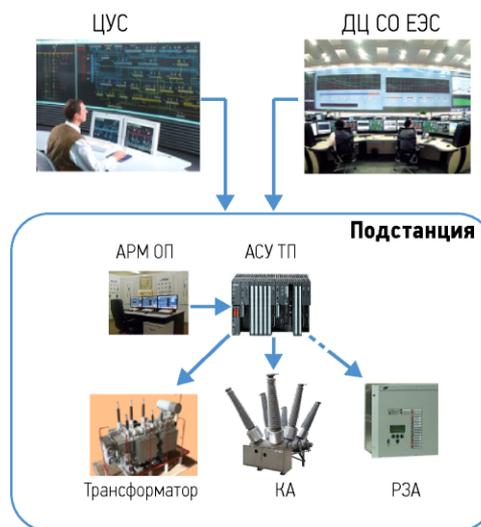
- «Типовой порядок переключений»
- «Типовые принципы переключений»
- «Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП»

До 2025 года запланированы мероприятия по реализации дистанционного (теле-) управления оборудованием подстанции из центров управления сетями ДЗО ПАО «Россети» на 277 объектах ДЗО и диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» на 224 объектах ДЗО (в отношении объектов диспетчеризации):

- в период с 2019 по 2021 годы - 101 ПС (ПАО «ФСК ЕЭС» – 85 шт. и МРСК – 16 шт.)
- в период с 2022 по 2025 годы - 123 ПС (ПАО «ФСК ЕЭС» – 32 шт. и МРСК – 91 шт.)



В настоящее время дополнительно проводится работа по формированию планов реализации дистанционного (теле-) управления оборудованием подстанций из ЦУС ДЗО ПАО «Россети»



 До конца 2019 года будет разработано Техническое задание на создание SCADA и АСТУ на базе отечественных разработок

ТРЕХУРОВНЕВОЕ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОЕ РЕШЕНИЕ:

I. УРОВЕНЬ РОССЕТИ И ДЗО:

Визуализация данных от подстанций и филиалов, аналитика

II. УРОВЕНЬ ФИЛИАЛОВ:

Визуализация и оперативное управление сетью, аналитика

III. УРОВЕНЬ ПОДСТАНЦИИ 35-220 кВ:

Наблюдение и управление подстанцией

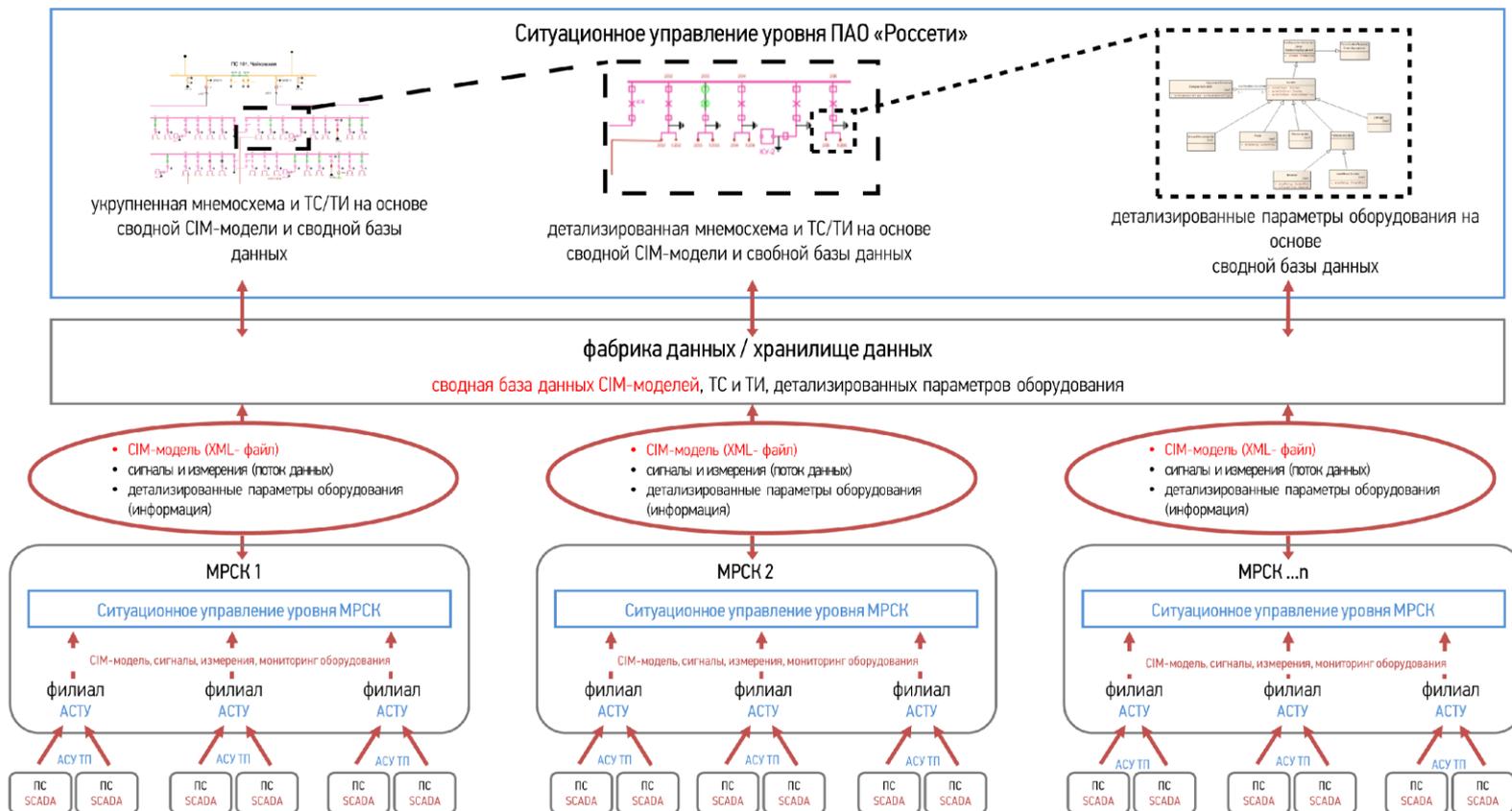
 **Российское программное обеспечение**

 **Сертификация Федеральной службы по техническому и экспертному контролю**

ДОРОЖНАЯ КАРТА РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ:

Мероприятие

	2019			2020				2021			
	II кв	III кв	IV кв	I кв	II кв	III кв	IV кв	I кв	II кв	III кв	IV кв
Выполнение работы ПАО «МРСК Центра» «Обследование оперативно-информационных комплексов, внедренных в ДЗО ПАО «Россети», на предмет достаточности реализации функционала ADMS, с целью выявления оптимального решения»	■										
Создание рабочей группы в составе представителей российских производителей SCADA и АСТУ систем с учетом результатов реализации пункта 1 настоящего плана	■										
Разработка рабочей группой базовой части технического задания на SCADA и АСТУ системы и требований к каждому их компоненту		■									
Проведение тестирования SCADA и АСТУ систем российских производителей на предмет их соответствия базовой части технического задания		■	■								
Формирование рабочей группой финальной версии детализированного технического задания на SCADA и АСТУ системы и требований к каждому их компоненту			■								
Создание и сертификация российской SCADA и АСТУ ПАО «Россети» в соответствии с детализированным техническим заданием и требованиями к их компонентам				■	■	■	■				
Загрузка модели сети (созданной в Q3) в SCADA и АСТУ «Россети»				■	■	■	■				
Внедрение российских SCADA и АСТУ ПАО «Россети» во всех ДЗО								■	■	■	■



Мероприятие	2019			2020				2021				2022				2023	
	II кв	III кв	IV кв	I кв	II кв	III кв	IV кв	I кв	II кв	III кв	IV кв	I кв	II кв	III кв	IV кв	I кв	II кв
«Общая» модель сети 35 кВ и выше с минимальным количеством атрибутов (Q3)	■																
«Общая» модель сети 0,4-35 кВ с минимальным количеством атрибутов (Q3)		■	■	■													
Техтребования к описанию элементов сети 0,4-750 кВ в соответствии с МЭК 61970 (СІМ), согласованные с ПАО «Россети» (Q3)		■	■	■													
Выгрузка сводной «общей» модели сети 0,4 кВ и выше из Q3 в формате XML (Q3)					■												
Модель информационного поля МРСК Северо-Запада		■	■	■													
Методические указания по описанию ДЗО информационных систем и связей		■	■	■													
Создание базового профиля СІМ на основании модели информационного поля МРСК Северо-Запада и МЭК 61970 (СІМ)				■	■	■	■										
Описание ДЗО информационных систем информационных связей в соответствии с методическими указаниями				■	■	■	■										
Создание перечня необходимых и достаточных информационных систем и информационных связей в ДЗО (перечень информационных объектов для детализированного профиля СІМ)					■	■	■	■									
Загрузка модели сети (созданной в Q3) в SCADA и АСТУ «Россети»					■	■	■	■									
Применение базового профиля СІМ на примере элемента энергосистемы (пилот)							■	■									
Создание единой СІМ модели с использованием базового профиля СІМ								■	■								
Доработка (расширение) профиля СІМ в части ОТУ и ситуационного управления									■	■							
Дополнение единой СІМ модели в части ОТУ и ситуационного управления											■	■					
Доработка (расширение) профиля СІМ в части передачи и распределение электроэнергии												■	■				
Дополнение единой СІМ модели в части передачи и распределение электроэнергии													■	■			
Доработка (расширение) профиля СІМ в части технического обслуживания и ремонта оборудования														■	■		
Дополнение единой СІМ модели в части технического обслуживания и ремонта оборудования															■	■	
Доработка (расширение) профиля СІМ в части технологического присоединения и перспективного развития																■	■
Дополнение единой СІМ модели в части технологического присоединения и перспективного развития																	■

- 1 Единая административная вертикаль и одноуровневая система оперативно-технологического управления (сокращение избыточных управленческих звеньев, прозрачность и унификация структуры оперативно-технологического управления)
- 2 Оптимизация и перераспределение загрузки оперативного персонала, в соответствии с количеством оборудования и ЛЭП, находящихся в технологическом управлении/ведении (снижение численности оперативного персонала ориентировочно на 30-40 %)
- 3 Внедрение российских SCADA и АСТУ в Группе компаний «Россети» (применение программно-аппаратных комплексов российского производства – импортозамещение; обеспечение безопасности критической информационной инфраструктуры; сокращение совокупной стоимости владения системами SCADA и АСТУ)
- 4 Повышение уровня наблюдаемости и реализация функций дистанционного (теле-) управления оборудованием и устройствами подстанций из удаленных центров управления (сокращение времени на анализ, принятие решений и ликвидацию технологических нарушений, сокращение времени оперативных переключений, ориентировочно на 20-30%)
- 5 Повышение надёжности электроснабжения потребителей, сокращение времени восстановления электроснабжения (средняя длительность перерыва электроснабжения потребителей на одно технологическое нарушение в сети 6 кВ и выше сокращается с 2,5 до 1 ч)
- 6 Оптимизация производственной деятельности, снижение операционных издержек (30 %)



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

В части структуры ЦУС:

Формирование на базе ОДС ПО удаленных секторов ДС ЦУС по управлению распределительной сетью 6-35 кВ (промежуточная модель ОТУ и СУ, реализуемая в период до 2023-2025 года)



В части реализации технических требований по организации каналов связи передачи оперативных команд и телеметрической информации при выполнении ЦУС операционных функций в отношении объектов диспетчеризации:

на совещании с АО «СО ЕЭС» 11.03.2019 достигнута договоренность о временном расширении ранее принятых отступлений от Технических требований при передаче в технологическое управление/ведение ЦУС сетевых объектов 110 кВ, являющихся объектами диспетчеризации

узловые, проходные ПС 110 кВ в городах с населением свыше 50 тыс человек



2 цифровых канала связи, один из которых может быть спутниковым

остальные ПС 110 кВ



не снижение уровня обеспеченности каналами связи