

УТВЕРЖДАЮ:

Директор по передаче электроэнергии –  
главный инженер  
ОАО «ИЭСК»



Ю.Н. Терских  
2023 г.

## **ЗАДАНИЕ**

### **на выполнение работы**

#### **«Технико-экономическое обоснование схемы электроснабжения в зоне обслуживания филиала ОАО «ИЭСК» «Южные электрические сети»**

#### **1. Основание для разработки.**

1.1. Обеспечение руководства филиала ОАО «ИЭСК» «Южные электрические сети» актуальной информацией о необходимых мероприятиях по реконструкции и строительству электросетевых объектов в рассматриваемом энергорайоне энергосистемы Иркутской области на среднесрочную перспективу.

1.2. Необходимость обеспечения синхронизации развития магистральных и распределительных сетей для формирования планов развития филиала ОАО «ИЭСК» «Южные электрические сети».

1.3. Необходимость обеспечения координации планов развития схем (программ) территориального планирования, схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2024-2029 годы (далее – СиПР ЭЭС на 2024-2029 годы).

1.4. Обеспечение технологического присоединения новых потребителей.

#### **2. Стадийность проектирования.**

2.1. Внестадийная работа.

#### **3. Район проектирования.**

3.1. г. Иркутск, г. Шелехов., г. Слюдянка. Шелеховский, Иркутский и Слюдянский районы Иркутской области. (в зоне присутствия филиала ОАО «ИЭСК» «Южные электрические сети»)

#### **4. Цели работы.**

4.1. Разработка эффективной схемы электроснабжения (далее Схема) с учётом перспективы роста нагрузок на 2023 – 2029 гг., в том числе:

- анализ решений по развитию электросетевой инфраструктуры, предложенных в рамках утвержденных, актуальных редакций СиПР ЭЭС на 2024-2029 годы и СиПР Иркутской области на период 2022-2026 гг;
- разработка предложений по скоординированному развитию магистральных и распределительных электрических сетей по годам;
- анализ балансов мощности и электроэнергии в рассматриваемом энергорайоне;
- разработка предложений по развитию распределительных электрических сетей напряжением 35-220 кВ филиала ОАО «ИЭСК» «Южные электрические сети» на период 2023–2029 годы для обеспечения надежного электроснабжения потребителей;

- разработка технико-экономических обоснований строительства (реконструкции) распределительных электрических сетей напряжением 35-220 кВ филиала ОАО «ИЭСК» «Южные электрические сети» (в т.ч. разработка и проведение технико-экономического сравнения вариантов нового строительства, реконструкции объектов 35-220 кВ, строительства линий электропередачи с учетом текущего и перспективного потребления электроэнергии (спроса на электропотребление), применения автономных источников электроснабжения большой мощности и мобильных модульных ПС 35-220 кВ при наличии ограничений пропускной способности электрических сетей в режимах работы с отклонениями от нормальной схемы электроснабжения, с учетом минимизации капитальных затрат на выполнение соответствующих мероприятий);

- разработка мероприятий по оптимизации степени загрузки недогруженных ПС 35 – 220 кВ филиала ОАО «ИЭСК» «Южные электрические сети», с учетом анализа информации о существующих крупных потребителях на предмет тенденций снижения спроса на электроэнергию с целью выявления характера причин снижения спроса (временный, постоянный (ликвидация, банкротство) и т.д.);

- разработка предложений по внедрению проектов «цифровых сетей»:

- цифровая ПС – автоматизированная подстанция, оснащенная взаимодействующими в режиме единого времени цифровыми информационными и управляющими системами (на основе стандартов серии МЭК 61850) и имеющая схему оперативного обслуживания – дистанционное управление;

- цифровая электрическая сеть (цифровой РЭС) – организационно-техническое объединение электросетевых объектов, оснащенных цифровыми системами измерения параметров режима сети, мониторинга состояния оборудования и линий электропередачи, защиты и противоаварийной автоматики, сетевого и объектового управления, информационный обмен между которыми осуществляется по единым протоколам с обеспечением синхронизации по времени;

- формирование сводной информации по развитию распределительной электрической сети напряжением 0,4-20 кВ на пятилетний период;

- обеспечение координации планов развития субъектов электроэнергетики, развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, СиПР ЭЭС на 2024-2029 годы.

4.2. Разработка предложений по ликвидации существующих ограничений («узких мест») электросетевого комплекса по передаче электроэнергии и мощности потребителям.

4.3. Разработка комплекса мероприятий по приведению объектов электросетевой инфраструктуры района проектирования в нормативное состояние с учётом перспективы роста нагрузок на период 2023 – 2029 гг., для создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры.

4.4. Обеспечение координации планов развития территории с развитием сетевой инфраструктуры, подготовка материалов для включения объектов электросетевого хозяйства в схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области, генеральные планы МО, защиты инвестиционной программы в Министерстве энергетики РФ.

## **5. Содержание работы**

5.1. Схему электроснабжения разработать для электросетевых объектов классом напряжения 220-110-35 кВ, с учётом перспективы роста нагрузок 2023-2029 гг. и мероприятий по развитию и реконструкции электрических сетей в зоне филиалов ОАО «ИЭСК» «Южные электрические сети», «Восточные электрические сети», «Центральные электрические сети», граничащих с рассматриваемой территорией, включая

характеристику функционирования энергорайона и анализ существующих режимов работы электрических сетей 35-110-220 кВ на территории обслуживания филиала ОАО «ИЭСК» ЮЭС за 5 лет, с указанием перечней энергоузлов (электросетевых объектов) на территории энергорайона, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима (перечень «узких мест»).

Перечень центров питания с указанием данных по каждому трансформатору и центру питания в целом, а именно:

- номинальной мощности, класса напряжения и года ввода в эксплуатацию каждого трансформатора;
- загрузки центра питания в день зимнего и летнего контрольного замера (с указанием даты и часа замера) последнего отчетного года с разбивкой по каждому трансформатору (МВА);
- максимальной за 5 лет загрузки центра питания в день зимнего или летнего контрольного замера (с указанием даты замера) с разбивкой по каждому трансформатору (МВА);
- длительно допустимой перегрузки трансформаторов центра питания (МВА) в режиме при отключенном одном (авто) трансформаторе (далее – режим N-1) с учетом применения коэффициента длительно допустимой загрузки (авто) трансформаторов;
- Сраспр, МВА - объема перераспределяемой в режиме N-1 на другие центры питания мощности при наличии резервирования по сети среднего и низкого напряжения в нормальной схеме электрических соединений, без выполнения специальных переключений;
- Сразгр, МВА - объема перераспределяемой в режиме N-1 на другие центры питания мощности при наличии резервирования по сети среднего и низкого напряжения в послеаварийном режиме, с выполнением специальных переключений;
- $\Delta S$ , МВА - величина разницы между номинальной мощностью (авто) трансформатора на ПС и максимальной загрузки в режиме N-1 по данным контрольного (внеочередного - при необходимости) замера, при этом в качестве текущей загрузки используются максимальная за 5 лет загрузка центра питания в день зимнего или летнего контрольного замера (если в энергосистеме летний максимум нагрузки превышает значение зимнего, в качестве максимальной за 5 лет загрузки центра питания могут быть использованы данные летнего контрольного замера). Определение указанной величины должно осуществляться с учетом длительно допустимой перегрузки каждого из силовых (авто) трансформаторов, перераспределения мощности на другие ПС при наличии резервирования по сети низкого напряжения без выполнения специальных переключений (Сраспр) и возможности перевода нагрузки на другие центры питания путем проведения оперативных мероприятий (переключений) в аварийных режимах (Сразгр);
- данных о величине присоединяемой мощности в соответствии с актами об осуществлении технологического присоединения (АТП), выданных после прохождения контрольного (внеочередного - при необходимости) замера (МВА) с разбивкой по годам;
- величина перспективной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение (далее – ТУ) с разбивкой по годам и классам напряжения и величина перспективной мощности с учетом коэффициентов реализации характеризующих отношение фактически набранной мощности к максимальной заявленной мощности энергопринимающих устройств при технологическом присоединении, в зависимости от категории потребителей. Коэффициенты определить на основании статистической информации за последние 5 лет по рассматриваемому району проектирования, согласовать с ОАО «ИЭСК», филиалом ОАО «ИЭСК» Южные электрические сети;

- уровень фактических потерь электроэнергии (кВт\*час, %) в границах балансовой принадлежности отходящих от центра питания фидеров – величины текущего резерва/дефицита мощности центра питания (МВА) с учетом АТП и утвержденных ТУ, договоров ТП.

Перечень линий электропередачи 35-220 кВ с указанием

- диспетчерского наименования ЛЭП (с указанием наименований подстанций),
- класса напряжения, протяженности;
- марки и сечения провода по всем участкам ЛЭП;
- допустимой токовой нагрузки проводов ЛЭП, А (по наименьшему сечению провода в стволе линии) для температуры окружающего воздуха в летний и зимний периоды;
- нагрузки ЛЭП в день зимнего и летнего контрольного (внеочередного - при необходимости) замера (с указанием даты замера) последнего отчетного года и максимальной за 5 лет загрузки ЛЭП в день зимнего или летнего контрольного замера (с указанием даты замера).

5.2. Определить электрические нагрузки района с учетом вновь вводимых потребителей (по выданным техническим условиям и заключенным договорам на технологическое присоединение энергопринимающих устройств в рассматриваемом районе) на уровне 2023-2029 гг. с приведением анализа существующих и прогнозных балансов мощности для каждого года.

5.2.1. Перечень крупных существующих потребителей с указанием максимальной нагрузки, заявленной мощности и динамики их потребления на рассматриваемый период. Перечень основных перспективных потребителей (с заявленной максимальной мощностью 5 МВт и более) в привязке к центрам питания с указанием максимальной мощности согласно утвержденных ТУ.

5.3. Выполнить сравнительный анализ возможных вариантов построения сети электроснабжения 220-110-35 кВ с учетом установленных требований к надежности электроснабжения и качеству электрической энергии потребителей. Выполнить расчет качества электроэнергии на соответствие ГОСТ 32144-2013 в сети 220/110/35 кВ с целью анализа влияния нагрузок на качество электроэнергии; при необходимости разработать мероприятия по улучшению качества электроэнергии. Осуществить выбор оптимального варианта на основании технико-экономического обоснования.

5.4 Разработать однолинейные схемы электрических сетей напряжением 220-110-35 кВ на уровне 2023-2026-2030 гг.

5.5. Разработать карты-схемы расположения планируемых объектов напряжением 220-110-35 кВ с привязкой к местности в системах координат МСК-38 и WGS 843.

5.6. Определить параметры электрической сети, в т. ч. выбор схем электрических соединений подстанций, определить сечения проводов линий электропередачи, числа и мощности трансформаторов на подстанциях, необходимость перевода существующих сетей на более высокий класс напряжения.

5.7. Определить объемы строительства, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей, подстанций 220-110-35 кВ, составить перечень намечаемых к строительству и реконструкции электросетевых объектов с учетом очередности ввода их в эксплуатацию с разбивкой по годам.

5.8. Выполнить оценку потребных капиталовложений на строительство, реконструкцию и техперевооружение электрических сетей, подстанций 220-110-35 кВ на расчётный период по укрупненным показателям стоимости (в ценах 2001 г и в текущих ценах).

5.9. Выполнить раздел «Расчёт установившихся электроэнергетических режимов сетей 35 кВ

и выше».

В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов в электрической сети 35 кВ и выше рассматриваемого района и прилегающей сети для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем и ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования»). На 2023-2026-2029 годы с учетом этапности реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок (в случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводом/выводом генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года рассматриваемого периода).

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 35 кВ и выше необходимо рассматривать режимы зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок (по данным контрольных измерений потокораспределения мощности, нагрузок и уровней напряжения в характерные часы зимних и летних контрольных замеров, с учетом приведения потребления рассматриваемого района к расчетным температурным условиям в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования»).

Результаты расчетов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто)трансформаторов ПС, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети.

На основании расчетов должны быть приведены: анализ существующего оборудования ПС и ВЛ, оценен объем реконструкции с очередностью ввода (замены) элементов электрической сети и определением мероприятий по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

В случае несоответствия расчетных величин допустимым значениям параметров электроэнергетического режима и существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, шины, ошиновка и т.д.) определить мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима, предусмотреть усиление соответствующей сети, а также замену оборудования и устройств вне зависимости от принадлежности объектов.

Расчёты должны выполняться на верифицированных расчетных моделях энергосистемы с использованием современных программных комплексов. Перед проведением расчетов расчетные модели необходимо согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

При определении перспективной нагрузки необходимо учитывать коэффициенты реализации.

5.10. Выполнить расчёт токов короткого замыкания в сети. По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования, термической и динамической стойкости коммутационного и иного оборудования, выполнена

проверка соответствия оборудования расчетным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ, расчет параметров срабатывания устройств РЗ. При необходимости – разработка рекомендаций и мероприятий по реконструкции устройств РЗА и усилению сети, по ограничению токов короткого замыкания на объектах проектирования и объектах прилегающей сети. Провести выбор устанавливаемого оборудования на соответствие его токам КЗ.

5.11. Выполнить анализ баланса реактивной мощности и определить вид, количество, номинальные параметры и места подключения СКРМ в рассматриваемом районе на 2023-2030 гг. (для каждого года указанного периода), необходимость регулирования напряжения в сети с использованием РПН трансформаторов, включая автоматическое изменение их коэффициента трансформации. При необходимости установки регулируемых СКРМ в сети должны быть представлены соответствующие обосновывающие расчеты.

## **6. Требования к составу и результатам работы.**

6.1. В качестве границ рассматриваемого района принять (с отображением всех ПС, входящих в рассматриваемый район) шины 110-220 кВ ПС 220 кВ Шелехово, шины 110-220 кВ ПС 220 кВ Правобережная, шины 220 кВ ПС 220 кВ БЦБК, шины 500-220 кВ ПС 500 кВ Ключи.

6.2. Рассмотреть (в случае подтверждения необходимости сооружения/реконструкции нижеперечисленных объектов результатами расчетов электрических режимов и наличием перспективы роста нагрузок), в том числе следующие мероприятия:

- Строительство центра питания 220(110) кВ в районе населенного пункта с. Мамоны Иркутского района;
- Строительство центра питания 220 кВ в районе населенного пункта п. Баклаши (Чистые Ключи) Шелеховского района;
- Строительство нового центра питания 220 кВ в районе населенного пункта г Байкальск;
- Строительство центра питания 110 кВ в районе населенного пункта п. Большой Лут Шелеховского района.

6.3. При выборе мест размещения ПС и прохождения ВЛ учесть: реальную возможность размещения объектов на данных участках, категорию и правообладателей данных участков. Приоритет при выборе участков под размещение объектов отдавать землям администрации.

6.4. Сбор исходных данных, необходимых для корректного выполнения документации и построения расчетной модели сети, и их верификация выполняются проектной организацией самостоятельно. С субъектами электроэнергетики, при необходимости, проектной организацией заключаются соглашения о предоставлении необходимой для выполнения документации информации ограниченного распространения.

6.5. При проектировании учесть следующие материалы:

- Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2024 – 2029 годы;
- Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023-2028 годы;
- генеральные планы и проекты генеральных планов МО;
- инвестиционная программа ОАО «ИЭСК»;
- данные результатов контрольных замеров;
- действующие договоры об осуществлении технологического присоединения.

6.6. Результаты работы – пояснительная записка и графические приложения должны быть достаточны для обоснования включения мероприятий в схему и программу развития

электроэнергетики Иркутской области, генеральные планы МО, защиты инвестиционной программы в Министерстве энергетики РФ.

6.7. Основные технические решения, этапы реализации и Схему предварительно согласовать с филиалом ОАО «ИЭСК» «Южные электрические сети»

6.8. Документацию согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ после согласования с ОАО «ИЭСК», филиалом ОАО «ИЭСК» «Южные электрические сети», администрациями МО, входящих в рассматриваемый район.

6.9. Результаты работы представить в виде презентации, согласовать с ИД ОАО «ИЭСК», с филиалом ОАО «ИЭСК» «Южные электрические сети».

6.10. Разработку схемы выполнить в соответствии с действующими нормативными документами:

- Правила устройства электроустановок (в действующей редакции);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. №229;
- Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248-2017;
- Нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750кВ. СТО 56947007-29.240.55.192-2014;
- Техническая политика группы компаний ЕвроСибЭнерго;
- Стандарт «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» СТО 56947007-29.240.30.010-2008;
- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (в действующей редакции);
- ГОСТ Р 58057-2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования;
- Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные Приказом Минэнерго России № 630 от 03.08.2018 г.;
- ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования»;
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 г. №937;
- Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденные постановлением Правительства РФ от 30.12.2022 г. № 2556;
- Порядок согласования Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору границ охранных зон в отношении объектов электросетевого хозяйства утвержденные приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 24.05.2010г. №179;
- Приказ Минэнерго РФ от 08.02.2019 №81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в правила

технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. №229»;

- Действующие технические регламенты, СП, СНиП, ГОСТ, ПНСТ и другие документы.
- Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации.

6.10. По итогам работы должен быть сформирован итоговый перечень мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 – 220 кВ, а также сводные данные по развитию сети напряжением 0,4-20 кВ с указанием требуемых капитальных вложений. Перечень мероприятий, рекомендованных к реализации, должен быть разделен на мероприятия:

- необходимые для устранения существующих проблем: исключение выхода параметров электрического режима из области допустимых значений, неудовлетворительное техническое состояние и т.д.;
- необходимые для осуществления технологического присоединения.
- Для каждого из предлагаемых к реализации мероприятий должны быть указаны:
- наименование мероприятия;
- наименование исполнителя мероприятия;
- параметры оборудования (в случае реконструкции – до и после проведения реконструкции);
- краткое обоснование необходимости реализации мероприятия (например, исключение перегрузки оборудования, реконструкция по техническому состоянию и пр.);
- срок реализации мероприятия.

## **7. Требования к оформлению документации**

7.1. Оформление текстовых и графических материалов, входящих в состав работы, выполнить в соответствии с приказом Минрегиона России от 02.04.2009 №108.

Графические материалы, связанные с размещением объектов, а также текстовые (с указанием даты внесения изменений), оформленная в установленном порядке, должна быть представлена в формате Adobe Acrobat. Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat с пофайловым разделением страниц. В документации должны использоваться диспетчерские наименования объектов.

7.2. При направлении откорректированных материалов разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Кроме того, указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документов.

7.3. Разработанную документацию предоставить в 4 экземплярах на бумажном носителе, сшитых и пронумерованных, и 1 экземпляре на электронном носителе в редактируемом формате (DOC, DWG и т.д.) и формате PDF. Схемы размещения планируемых объектов в системах координат МСК-38 и WGS 84;

## **8. Проектная организация.**

8.1. Определяется на конкурсе.

## **9. Срок выполнения работ.**

9.1. По календарному плану к договору.

## **10. Заказчик**

10.1. Филиал ОАО «ИЭСК» «Южные электрические сети»

## **11. Перечень исходных данных.**

11.1. Выдается по запросу проектной организации:

- Ведомость максимальных нагрузок ПС 35-220 кВ рассматриваемого района.
- Схемы электрических сетей 35-220 кВ.
- Перечень договоров на технологическое присоединение.

11.2. Получение дополнительных исходных данных проектной организацией выполняется с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации

Директор филиала ОАО «ИЭСК»  
«Южные электрические сети»  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.



А.В. Потапов

