|  |  |
| --- | --- |
| СОГЛАСОВАНО:  Заместитель генерального директора  Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ М.В. Шломов  «\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_202 г. | УТВЕРЖДАЮ:  Заместитель генерального директора – директор по производству энергии ООО «Байкальская энергетическая компания»  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ А.Н. Цветков  «\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_202 г. |
|  |  |
| СОГЛАСОВАНО: |  |
| Технический директор – главный инженер  АО «ИЭСК»  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Ю.Н. Терских  «\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_202 г. |  |

## ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение внестадийной работы

«Схема выдачи мощности тепловых электростанцийИркутская ТЭЦ-11и Иркутская ТЭЦ-10»

1. **Основание для разработки:**
   1. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утверждённые Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861.
   2. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утверждённые приказом Минэнерго России от 28.12.2020 № 1195 (далее – Правила СВМ).
   3. Реестр итогов конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, проведенного на основании распоряжения Правительства Российской Федерации от 20.01.2024   
      № 102-р.
2. **Цель работы**

Разработка схемы выдачи мощности электростанций, расположенных на территории Иркутско-Черемховского и Тулуно-Зиминского энергорайонов энергосистемы Иркутской области. Объем установленной мощности генерирующего объекта, подлежащий строительству, должен составлять не менее   
460 МВт.

Тип генерирующего объекта: отдельные энергоблоки на существующей тепловой электростанции, обеспечивающие техническую возможность выработки электрической энергии с числом часов использования установленной мощности не менее 6 500 часов в году без наличия сезонных ограничений установленной мощности при работе энергоблоков в сети.

Рассматриваемые площадки существующих электростанций, на которых предусматривается увеличение максимальной мощности:

1. Иркутская ТЭЦ-11 с увеличением максимальной мощности на 460 МВт до величины 780,3 МВт.
2. Иркутская ТЭЦ-11 с увеличением максимальной мощности на 230 МВт до величины 1010,3 МВт.
3. Иркутская ТЭЦ-11 с увеличением максимальной мощности на 230 МВт до величины 1240,3 МВт.
4. Иркутская ТЭЦ-10 с увеличением максимальной мощности на 230 МВт до величины  
   1355 МВт

Дата начала поставки мощности подлежащего строительству генерирующего объекта – не позднее 31.12.2030.

Планируемые сроки технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и этапы строительства:

1. Иркутская ТЭЦ-11 с увеличением максимальной мощности на 460 МВт до величины 780,3 МВт – не позднее 31.12.2028.
2. Иркутская ТЭЦ-11 с увеличением максимальной мощности на 230 МВт до величины 1010,3 МВт – не позднее 31.12.2030.
3. Иркутская ТЭЦ-11 с увеличением максимальной мощности на 230 МВт до величины 1240,3 МВт – не позднее 31.12.2030.
4. Иркутская ТЭЦ-10 с увеличением максимальной мощности на 230 МВт до величины  
   1355 МВт – не позднее 31.12.2030.

–. Этапность проектирования:

Этап 1 – Для всех вариантов определить рекомендуемый варианта СВМ для каждой ТЭЦ.

Этап 2 – Разработка схемы выдачи мощности ТЭЦ с уточнением капитальных вложений.

1. **Стадийность проектирования**

Внестадийная работа.

1. **Требования к выполнению работы и ее результатам**
   1. Расчетный период:

– год ввода в работу в составе энергосистемы каждого энергоблока, турбогенератора или этапа (очереди) строительства (реконструкции, технологического присоединения) объекта по производству электрической энергии, связанного с увеличением его максимальной мощности (далее - единица генерирующего оборудования);

– на перспективу 5 лет начиная с планируемой даты ввода в работу в составе энергосистемы последней единицы генерирующего оборудования, в случае, если указанный пятилетний период не превышает период, на который разработана СиПР ЭЭС, являющаяся актуальной на дату утверждения технического задания на разработку СВМ, либо на последний год расчетного периода СиПР ЭЭС, актуальной на дату утверждения технического задания на разработку СВМ, в случае, если планируемый год ввода в составе энергосистемы последней единицы генерирующего оборудования выходит за пределы расчетного периода СиПР ЭЭС после ввода планируемых энергоблоков.

* 1. Работа должна включать в себя:
* текстовую описательную часть;
* результаты расчетов в табличной и графической формах;
* при необходимости дополнительные графические и табличные материалы;
* выводы по работе, включая сводную таблицу с предварительными мероприятиями для каждого из разработанных вариантов схемы выдачи мощности.

Разработка СВМ ТЭЦ должна осуществляться с использованием перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или их фрагментов, формируемых и предоставляемых системным оператором в соответствии с порядком раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденным Минэнерго России в соответствии с пунктом 11 статьи 6.1 и абзацем пятидесятым пункта 2 статьи 21 Федерального закона «Об электроэнергетике».

Исходные данные для выполнения Этапа 1 работы предоставляются Заказчиком в соответствии с Приложением 1 к настоящему Заданию.

Исходные данные для выполнения Этапа 2 работы предоставляются Заказчиком в соответствии с Приложением 2 до начала выполнения работ по Этапу 2.

* 1. Работа должна соответствовать требованиям Правил СВМ, Методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 №1286 (далее – Методические указания по проектированию), Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937.

**Этап 1. Определение рекомендуемого варианта СВМ для ТЭЦ.**

При получении соответствующего уведомления от Заказчика и исходных данных по форме Приложения 1 к настоящему Заданию, для каждой площадки размещения ТЭЦ должен быть разработан отчет, отвечающий следующим требованиям.

* 1. В работе должен быть проведен анализ существующего баланса мощности и электрической энергии на территории Иркутско-Черемховского и Тулуно-Зиминского энергорайонов, а также южных частей энергосистем Республики Бурятия и Забайкальского края, на режимно-балансовую ситуацию в которых оказывает влияние ввод нового генерирующего оборудования ТЭЦ (далее – исследуемые энергорайоны), и разработаны основные показатели развития электроэнергетики энергорайонов на расчётный период с оценкой уровня потребления электрической мощности в отдельных узлах, предельных параметров суточного графика потребления мощности энергосистемы – максимум и минимум потребления мощности для характерных режимов (летнего, зимнего, период паводка), балансов мощности и электрической энергии прилегающих энергорайонов, разработанный в соответствии с требованиями глав V и VII Методических указаний по проектированию.
  2. В работе должны быть разработаны балансы мощности и электрической энергии исследуемых энергорайонов с учетом ввода нового генерирующего оборудования ТЭЦ, а также с учетом очередности строительства (реконструкции) иных объектов по производству электрической энергии, очередности и объема мероприятий по строительству (реконструкции, модернизации) электрических сетей.

Проведение указанных в настоящем пункте анализа существующего баланса мощности и электрической энергии энергорайонов и разработка балансов мощности и электрической энергии энергорайонов должны осуществляться на расчётный период.

* 1. При разработке СВМ должны быть определены режимы работы ТЭЦ, учитывающие предельные параметры суточного графика потребления мощности максимум и минимум потребления мощности энергорайонов для характерных режимов (летнего, зимнего, периода паводка (половодья)).
  2. В работе должен быть сформирован перечень учитываемых мероприятий по развитию электросетевых и генерирующих объектов (включая мероприятия по выводу из эксплуатации) с указанием срока их реализации, технических параметров и обосновывающих документов (СиПР ЭЭС, инвестиционные программы, технические условия на технологическое присоединение, планы собственников и заключения о возможности вывода из эксплуатации и т.п.).
  3. При разработке СВМ ТЭЦ должен быть проведен анализ режима работы основной электрической сети напряжением 6-35 кВ и 110 кВ и выше (далее – электрическая сеть напряжением 110 кВ и выше) энергорайонов на основании фактического баланса мощности и электрической энергии и параметров электроэнергетического режима за дни контрольных замеров.

С учетом результатов указанного анализа и расчетов, проводимых в соответствии с требованиями настоящего Задания на разработку СВМ ТЭЦ, должна быть разработана СВМ напряжением 110 кВ и выше энергорайонов на Расчетный период и определены варианты СВМ (не менее двух), учитывающие развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие выдачу мощности каждой единицы генерирующего оборудования.

Для каждого варианта должна быть разработана однолинейная электрическая схема прилегающей к ТЭЦ сети.

* 1. При определении технических мероприятий по строительству (реконструкции, модернизации) электрических сетей должна быть учтена этапность (очередность) каждой единицы генерирующего оборудования, в том числе этапы пусконаладочных работ и комплексных испытаний.
  2. Для определения основных технических решений по выдаче мощности ТЭЦ при разработке СВМ должны быть проведены расчеты электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах как при выдаче максимальной мощности, так и при отсутствии генерации ТЭЦ, в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 (далее – Методические указания по устойчивости энергосистем).

При проведении расчетов электроэнергетических режимов необходимо учитывать существующие устройства сетевой автоматики и устройства (комплексы) противоаварийной автоматики (далее - ПА), установленные на объектах электроэнергетики классом напряжения 6 - 35, 110 кВ и выше энергорайона.

При анализе перспективных режимов работы электрических сетей и формировании требований к пропускной способности электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергорайона необходимо рассматривать режимы зимнего максимума потребления мощности, зимнего минимума потребления мощности, летнего максимума потребления мощности и летнего минимума потребления мощности, минимум потребления мощности в период паводка (половодья), максимум потребления мощности в период паводка (половодья). Результаты расчетов должны быть представлены в табличной и графической формах.

При выполнении расчетов электроэнергетических режимов и определении основных технических решений по выдаче мощности ТЭЦ (новых блоков), нагрузка иных существующих и планируемых к строительству (реконструкции) электростанций энергорайона должны определяться с соблюдением требований, установленных настоящим пунктом.

Мощность объекта по производству электрической энергии, для которого осуществляется разработка схемы выдачи мощности, для режимов зимнего максимума потребления мощности, зимнего минимума потребления мощности, летнего максимума потребления мощности, летнего минимума потребления мощности и режимов максимума и минимума потребления мощности в период паводка (половодья) должна приниматься равной максимальной располагаемой мощности.

Для существующих электростанций энергорайона в составе Единой энергетической системы России:

– нагрузка ТЭС и ГЭС в режимах зимнего максимума потребления мощности, зимнего минимума потребления мощности, летнего максимума потребления мощности, летнего минимума потребления мощности, режимах минимума и максимума потребления мощности в период паводка (половодья) должна приниматься равной их характерной нагрузке для соответствующего режима, определяемой как абсолютная суммарная максимальная нагрузка указанного типа электростанций энергорайона для соответствующего режима за последние пять лет.

Для планируемых к строительству (реконструкции) электростанций (за исключением объекта по производству электрической энергии, для которого осуществляется разработка схемы выдачи мощности) энергорайона в составе Единой энергетической системы России:

– характерная нагрузка для ТЭС и ГЭС должна определяться как произведение их установленной (максимальной) мощности на коэффициент отношения нагрузки существующих электростанций данного типа для соответствующего режима.

При отсутствии в энергорайоне существующих электростанций соответствующего типа величина характерной нагрузки для данного типа планируемых к строительству (реконструкции) электростанций принимается равной их максимальной располагаемой мощности.

Разрабатываемые варианты СВМ должны обеспечивать:

* в нормальной схеме выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на расчётный период;
* сохранение условий электроснабжения (установленной категории надежности электроснабжения и сохранения качества электрической энергии) для потребителей электрической энергии, энергопринимающие установки которых по состоянию на дату начала выполнения данной работы присоединены к электрическим сетям, а также неухудшение условий работы других объектов электроэнергетики, ранее присоединенных к объектам электросетевого хозяйства;
* обеспечение в случае технологического присоединения электростанции заявителя допустимых параметров электроэнергетического режима энергосистемы, в том числе с учетом нормативных возмущений.
  1. Разработанные предварительные варианты СВМ дополнительно к требованиям пункта [4.10,](#bookmark7) должны соответствовать следующим требованиям:
* при единичной ремонтной схеме, характеризующейся отключенным состоянием одной отходящей от шин электростанции линии электропередачи, автотрансформатора связи распределительных устройств электростанции, выключателя или системы шин распределительного устройства электростанции или электросетевого элемента в энергорайоне размещения электростанции, должна обеспечиваться выдача всей располагаемой мощности электростанции с учетом отбора нагрузки на собственные нужды;
* не допускаются технические решения по выдаче мощности электростанции, приводящие к отключению электростанции от электрической сети при возникновении нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме, указанной в первом буллите пункта [4.11](#bookmark8) технического задания.
  + 1. Для электростанций с высшим классом напряжения распределительного устройства 220 кВ и ниже:
* в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения группы I, II или III не допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов и длительную разгрузку турбин (ограничение мощности), за исключением случаев применения указанного противоаварийного управления при нормативных возмущениях в нормальной схеме для обеспечения динамической устойчивости;
* в единичной ремонтной схеме, указанной в первом буллите пункта 4.11 технического задания, при возникновении нормативного возмущения группы I или II допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов или длительную разгрузку турбин в объеме, не превышающем требуемого ограничения выдачи мощности электростанции в послеаварийном режиме.
  + 1. Для всех типов электростанций независимо от класса напряжения распределительного устройства в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения группы I, II или III и в единичной ремонтной схеме при возникновении нормативного возмущения группы I или II допускается воздействие противоаварийной автоматики на импульсную разгрузку турбин.
    2. Присоединение электростанции к линиям электропередачи классом напряжения   
       220 кВ отпайками (ответвлениями) от линий электропередачи не допускается.
    3. Допускается выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 35 – 110 кВ с односторонним питанием, а также от транзитных ЛЭП классом напряжения 35 – 110 кВ при количестве отпаек (ответвлений) от указанных ЛЭП до шин электростанции не более двух.
  1. Для определения основных технических решений по СВМ ТЭЦ в работе должны быть проведены расчеты установившихся электроэнергетических режимов в электрической сети 110 кВ и выше для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем и Методических указаний по проектированию развития энергосистем на расчётный период для следующих режимно-балансовых условий:
* зимнего максимума и зимнего минимума потребления мощности (для температурных условий, указанных в подпункте а) пункта 180 Методических указаний по проектированию);
* летнего максимума и летнего минимума потребления мощности (для температурных условий, указанных в подпункте в) пункта 180 Методических указаний по проектированию);
* летнего максимума потребления мощности (для температурных условий, указанных в подпункте б) пункта 180 Методических указаний по проектированию).

Расчеты электроэнергетических режимов и статической устойчивости выполняются для следующих схемно-режимных ситуаций:

а) нормальная схема электрической сети;

б) нормативное возмущение (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме к электрической сети;

в) единичная ремонтная схема электрической сети, к которой относятся:

* схема электрической сети, характеризующаяся отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования;
* схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения в нормальной схеме электрической сети;

г) нормативное возмущение (до 20 минут после нормативного возмущения) в единичной ремонтной схеме.

Дополнительно к схемно-режимным ситуациям, указанным в подпунктах а-г) настоящего пункта, для летнего максимума и летнего минимума потребления мощности (для температурных условий, указанных в подпункте в) пункта 180 Методических указаний по проектированию) должны быть рассмотрены:

д) двойная ремонтная схема электрической сети, к которой относятся:

* схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования;
* схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети;

е) нормативное возмущение (до 20 минут после нормативного возмущения) в двойной ремонтной схеме.

При проведении расчетов установившихся электроэнергетических режимов, статической устойчивости необходимо учитывать существующие устройства сетевой автоматики и устройства (комплексы) противоаварийной автоматики (далее – ПА), установленные на объектах электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше исследуемого энергорайона.

Результаты расчетов должны быть представлены в табличной и графической формах и включать в себя токовые нагрузки ЛЭП, (авто)трансформаторов, потокораспределение активной и реактивной мощности, уровни напряжения в электрической сети 110 кВ и выше.

На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования ПС и ЛЭП, оценен объем необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены предварительные мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

* 1. В случае превышения расчетными величинами допустимых значений параметров существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновка и т.д.) предусмотреть усиление электрической сети, а также замену оборудования вне зависимости от принадлежности объектов.
  2. На основании результатов расчетов должны быть определены предварительные величины максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

Результаты расчетов максимально допустимых перетоков активной мощности должны быть приведены по форме приложения № 3 к настоящему техническому заданию.

При выполнении расчетов должна учитываться информация о перспективном развитии в соответствии с перечнем материалов, приведенным в разделе 5.

* 1. В работе на основании результатов выполнения требований пунктов 4.4 - 4.14 должна быть определена укрупненная стоимость сооружения ЛЭП (раздельно в вариантах ВЛ и КЛ) и технических мероприятий, необходимых к реализации в связи с вводом новых блоков ТЭЦ, на объектах сетевой организации, в которую должна быть подана заявка на технологическое присоединение к электрическим сетям Иркутской ТЭЦ-11, и на объектах третьих лиц с представлением результатов в виде таблицы (приложение 4).
  2. На основании результатов расчетов должны быть определены предварительные величины максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

Результаты расчетов максимально допустимых перетоков активной мощности должны быть приведены по форме приложения № 3 к настоящему техническому заданию.

* 1. По результатам выполнения расчетов установившихся электроэнергетических режимов, статической устойчивости должна быть подтверждена достаточность разработанных вариантов СВМ или предложены дополнительные предварительные мероприятия, обеспечивающие нахождение параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений с учетом ввода нового генерирующего оборудования.
  2. На основании результатов расчетов и технико-экономического сравнения вариантов должен быть определен рекомендуемый вариант технических решений по выдаче мощности ТЭЦ (далее – рекомендуемый вариант).

При технико-экономическом сравнении вариантов технических решений в качестве рекомендуемого варианта должен выбираться вариант технических решений, обеспечивающий техническую возможность выдачи мощности объекта по производству электрической энергии с соблюдением требований, предусмотренных настоящим техническим заданием, суммарные дисконтированные затраты на реализацию которого с учётом всего перечня предварительных мероприятий для схемы выдачи мощности, выполняемых всеми собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики, являются наименьшими (рекомендуемая форма приведена в приложении № 3 к настоящему техническому заданию).

* 1. На основании выполнения подпунктов 4.4 - 4.18 Заказчиком должен быть определен рекомендуемый вариант схемы выдачи мощности ТЭЦ.
  2. Результатом выполнения Этапа 1 является отчет «Схема выдачи мощности тепловых электростанций Этап 1. Определение рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности ТЭЦ» (далее – Отчет по Этапу 1).

Отчет по Этапу 1 отдельно согласовывается с Заказчиком, сетевой организацией, к электрическим сетям которой планируется осуществить технологическое присоединение ТЭЦ, а также владельцами объектов электроэнергетики, на которых предполагается выполнение мероприятий по технологическому присоединению Иркутской ТЭЦ-11, а затем   
Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. Согласование Отчета по Этапу 1 с сетевой организацией осуществляется Заказчиком при участии Исполнителя.

**Этап 2. Разработка схемы выдачи мощности ТЭЦ с уточнением капитальных вложений.**

Для рекомендуемого варианта СВМ по итогам выполнения Этапа 1 должен быть разработан отчет, удовлетворяющий следующим требованиям:

* 1. В работе для рекомендуемого варианта должны быть приведены анализ существующего баланса мощности и электрической энергии энергорайонов, режимы работы ТЭЦ, учитывающие предельные параметры суточного графика потребления мощности энергосистемы для характерных режимов, анализ режима работы основной электрической сети напряжением   
     110 кВ и выше.

Допускается в рамках Этапа 2 использовать анализ существующего баланса мощности и электрической энергии энергорайонов, выполненный в рамках Этапа 1.

* 1. Для Рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности в работе должны быть выполнены расчеты статической устойчивости в электрической сети, прилегающей к электростанции, и динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем и Методических указаний по проектированию развития энергосистем.

На основании результатов расчетов должны быть определены (пересмотрены):

* принципы действия и состав устройств ПА, а также определены необходимые объемы и дискретности управляющих воздействий ПА для обеспечения устойчивости и допустимых параметров электроэнергетического режима на расчетный период с учетом требований Методических указаний по проектированию развития энергосистем;
* предварительные величины максимально допустимых перетоков активной мощности в существующих и вновь образуемых контролируемых сечениях (в том числе в сечении выдачи мощности электростанции), на величину максимально допустимых перетоков активной мощности в которых оказывают влияние состав и (или) технологический режим работы генерирующего оборудования электростанции и состояние элементов схемы выдачи мощности электростанции;
* максимально допустимое время отключения короткого замыкания по условиям обеспечения устойчивости генерирующего оборудования ТЭЦ.

В случае если результаты расчетов статической устойчивости в электрической сети энергорайона и динамической устойчивости генерирующего оборудования ТЭЦ для рекомендованного варианта не удовлетворяют требованиям Методических указаний по устойчивости энергосистем и Методических указаний по проектированию развития энергосистем, должны быть выполнены расчеты статической устойчивости в электрической сети энергорайона и динамической устойчивости генерирующего оборудования для иных вариантов технических решений по выдаче мощности ТЭЦ и на основании результатов указанных расчетов определен новый рекомендуемый вариант.

Допускается в рамках Этапа 2 использовать результаты расчетов электроэнергетических режимов, выполненных в рамках Этапа 1 (с их приведением в отчете).

До направления отчета разработанного в рамках Этапа 2, на согласование необходимо предварительно согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири перечень существующих и, при необходимости – новых, контролируемых сечений, которые будут рассмотрены в соответствующем отчете.

* 1. При разработке СВМ для рекомендуемого варианта должны быть определены (пересмотрены) принципы действия и состав устройств (комплексов) ПА, а также определены необходимые объемы и дискретности управляющих воздействий устройств (комплексов) ПА для обеспечения устойчивости и допустимых параметров электроэнергетического режима для каждого этапа (очереди) ввода генерирующего оборудования ТЭЦ и на Расчетный период.
  2. При разработке СВМ для рекомендуемого варианта должны быть приведены основные технические решения по оснащению объектов по производству электрической энергии системой возбуждения и автоматическим регулятором возбуждения. Система возбуждения и автоматический регулятор возбуждения (АРВ) должны удовлетворять требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (раздел 5.1), Правил устройства электроустановок (главы 3.3;5.2), соответствовать ГОСТ 21558-2018 Межгосударственный стандарт «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия», Приказа Министерства энергетики РФ от 13.02.2019 № 98 «Об утверждении требований к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов и о внесении изменений в правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», Стандарта организации АО «СО ЕЭС» «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов» СТО 59012820.29.160.20.004-2019. Соответствие устанавливаемых на объектах по производству электрической энергии АРВ и алгоритмов их работы (версия ПО) требованиям Стандарта организации АО «СО ЕЭС» «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов» СТО 59012820.29.160.20.004-2019 должно быть подтверждено сертификатом соответствия.
  3. При разработке СВМ для Рекомендуемого варианта должны быть проведены расчеты токов короткого замыкания на шинах ТЭЦ и в электрической сети напряжением 110 кВ энергорайона для каждого этапа (очереди) ввода генерирующего оборудования ТЭЦ и на Расчетный период и выполнена оценка соответствия оборудования токам короткого замыкания на объектах электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше в электрической сети энергорайона. Результаты расчетов должны быть представлены в табличной и графической форме.

По результатам расчетов должны быть определены требования к оборудованию ТЭЦ и технические решения по замене оборудования на других объектах электроэнергетики энергорайонов и (или) разработаны мероприятия по ограничению токов короткого замыкания.

* 1. При наличии в РУ ТЭЦ «мертвых зон» и выявлении по результатам расчетов нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования ТЭЦ при нормативных возмущениях, вызванных короткими замыканиями в «мертвой зоне» РУ ТЭЦ, в условиях обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования ТЭЦ при нормативных возмущениях, вызванных короткими замыканиями в любой другой точке РУ ТЭЦ (с учетом возможного отказа выключателя, учитываемого в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем), необходимо предусмотреть реализацию технических решений, обеспечивающих исключение «мертвых зон» в РУ ТЭЦ. При этом под «мертвой зоной» в РУ напряжением 110 кВ и выше ТЭЦ понимается совокупность точек РУ, короткие замыкания в которых ликвидируются со временем, превышающим время действия основных защит.
  2. При разработке СВМ для рекомендуемого варианта должен быть выполнен анализ уровней напряжения в точке присоединения ТЭЦ и в прилегающей электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергорайонов для каждого этапа (очереди) строительства ТЭЦ и на Расчетный период. Анализ уровней напряжения выполняется с учетом отсутствии выработки/потребления ТЭЦ реактивной мощности. В случае если анализ уровня напряжений при отсутствии выработки/потребления ТЭЦ реактивной мощности выявил невозможность обеспечения допустимых уровней напряжения и качества электрической энергии, в расчете необходимо учесть весь регулировочный диапазон по реактивной мощности электростанции в соответствии с данными завода-изготовителя оборудования ТЭЦ. В случае недостаточности регулировочного диапазона по реактивной мощности электростанции для обеспечения допустимых уровней напряжения и качества электрической энергии в работе требуется определить технические решения по установке необходимых источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности для обеспечения допустимых уровней напряжения и качества электрической энергии.
  3. При разработке СВМ должен быть выполнен анализ существующих устройств и комплексов РЗА в энергорайоне, а также на объекте по производству электрической энергии.
  4. Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объектах проектирования, объектах, технологически связанных с объектами проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.
  5. Для рекомендуемого варианта должны быть определены основные технические решения по оснащению электрической сети и ТЭЦ комплексами и устройствами РЗА и каналами связи для функционирования РЗА (включая функциональные схемы таких комплексов и устройств РЗА, в том числе схемы организации каналов связи, учитывающие схемы их размещения) с учетом этапности ввода генерирующего оборудования ТЭЦ в соответствии с требованиями Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937, и другими нормативными правовыми актами Минэнерго России.
  6. По результатам расчетов токов короткого замыкания разработать перечень необходимых мероприятий по модернизации и реконструкции ПС АО «ИЭСК» (при необходимости).
  7. Для рекомендуемого варианта требуется:
* разработать принципиальную схему электрических соединений электростанции (главная схема) для каждого этапа (очереди) ввода генерирующего оборудования ТЭЦ;
* разработать карту-схему электрической сети энергорайонов;
* провести предварительную проработку вариантов размещения объектов электросетевого хозяйства, в том числе прохождения трасс ЛЭП;
* в случае изменения параметров, вновь сооружаемых ЛЭП;
* провести предварительную оценку капитальных затрат на реализацию технических решений по выдаче мощности ТЭЦ, включая ориентировочные затраты на реализацию технических решений по оснащению электрической сети и ТЭЦ комплексами и устройствами РЗА с их разделением между заявителем и сетевой организацией (сетевыми организациями), к электрическим сетям которой (которых) планируется присоединение объекта по производству электрической энергии. В случае если техническими решениями для рекомендуемого варианта предусмотрена необходимость реализации технических мероприятий на объектах электроэнергетики, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании третьим лицам, оценка указанных капитальных затрат должна осуществляться также их разделением между заявителем, сетевой организацией и такими третьими лицами.
  1. Для рекомендуемого варианта должна быть проведена предварительная оценка капитальных затрат на реализацию технических мероприятий по строительству (реконструкции, модернизации) электрических сетей, включая затраты на реализацию мероприятий, обеспечивающих выполнение требований пункта 3.10, в том числе технических решений, планируемых к реализации на объектах смежных сетевых по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии, включая ориентировочные затраты на реализацию технических решений по оснащению электрической сети и объекта по производству электрической энергии комплексами и устройствами РЗА, с разделением затрат на реализацию технических мероприятий по объектам электроэнергетики, необходимость реализации технических мероприятий на которых предусмотрена рекомендуемым вариантом.

Результатом выполнения Этапа 2 является отчет «Схема выдачи мощности тепловых электростанций. Этап 2. Разработка схемы выдачи мощности ТЭЦ с уточнением требуемых капитальных вложений» (далее – Отчет по Этапу 2).

Отчет по Этапу 2 отдельно согласовывается с Заказчиком, сетевой организацией, к электрическим сетям которой планируется осуществить технологическое присоединение Иркутской ТЭЦ-11, а также владельцами объектов электроэнергетики, на которых предполагается выполнение мероприятий по технологическому присоединению ТЭЦ, затем с   
Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. Согласование Отчета по Этапу 2 с сетевой организацией, Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири осуществляется Заказчиком при участии Исполнителя.

1. **Общие требования** 
   1. При обосновании СВМ, выполнении расчетов электроэнергетических режимов, статической, динамической устойчивости и токов короткого замыкания необходимо руководствоваться (не ограничиваясь) следующими нормативными документами:

* Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937;
* Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указаниями по устойчивости энергосистем» (утверждены Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630);
* Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»;
* Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;
* Постановление Правительства РФ от 03 июня 2008 года N 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии»;
* Распоряжение Правительства РФ от 08 января 2009 года №1-р «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года»;
* Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7, переработанное и дополненное с исправлениями;
* Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённые приказом Минэнерго России от 4 октября 2022 года N 1070;
* Регламенты оптового рынка электроэнергии и мощности;
* Приказ Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства»;
* Технические требования к генерирующим объектам, подлежащим строительству, в отношении которых проводиться долгосрочный конкурентный отбор мощности новых генерирующих объектов в Иркутско-Черемховском энергорайоне;
* Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденных Приказом Минэнерго России от 28.12.2020 № 1195;
* Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.07.2020 №556;
* Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.02.2019 №101;
* Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.02.2019 №97;
* Требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденные Приказом Минэнерго России от 10.07.2020 №546;
* ГОСТ Р 57114-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения»;
* ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
* ГОСТ Р 59979-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости. Нормы и требования»;
* ГОСТ Р 59233-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при коротких замыканиях. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования»;
* ГОСТ Р 59234-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования»;
* ГОСТ Р 59372-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства фиксации отключения и фиксации состояния линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования. Нормы и требования»;
* ГОСТ Р 59371-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования»;
* ГОСТ Р 70411-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения снижения напряжения. Нормы и требования»;
* ГОСТ Р 70435-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения повышения напряжения. Нормы и требования»;
* ГОСТР 59384-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования»;
* ГОСТ P 59373-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения повышения частоты. Нормы и требования»;
* ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования»;

Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться актуальными редакциями документов, действующих на момент разработки проектной документации.

* 1. В выводах работы в явном виде должен быть приведен перечень мероприятий (оборудования), установка (замена) которого обусловлена исключительно вводом в работу ТЭЦ (новых блоков), в т.ч. учтенных в расчетах в качестве исходных данных на основании иных документов (СиПР ЭЭС, инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, разработанная документация) и реализация которых необходима для обеспечения возможности ТП новых блоков. Оборудование, рекомендуемое к замене по критерию «морального» и физического устаревания, либо необходимость замены которого не связана с вводом ТЭЦ, не указывать.
  2. В работе должны быть приведены технические параметры и характеристики перспективных линий электропередачи и оборудования объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, планируемых к строительству (реконструкции, модернизации, техническому перевооружению) в соответствии с рекомендуемым вариантом СВМ, в объеме, предусмотренном приложением № 3 к Правилам предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденным приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340.

1. **Взаимосвязь с предшествующими и последующими работами**

* СиПР ЭЭС России, актуальная на дату начала разработки СВМ;
* инвестиционные программы субъектов электроэнергетики;
* другие материалы по требованию Заказчика и сторон, согласующих задание на выполнение работы.

1. **Содержание и состав работы**

Этап 1

* 1. Анализ существующего баланса мощности и электрической энергии исследуемых энергорайонов.
  2. Прогноз уровней потребления электрической энергии и мощности исследуемых энергорайонов.
  3. Характеристики балансов мощности и электрической энергии исследуемых энергорайонов.
  4. Характеристика существующей схемы и анализ режимов работы прилегающей электрической сети соответствующего класса напряжения в исследуемых энергорайонах.
  5. Формирование прогнозных балансов мощности исследуемых энергорайонов.
  6. Результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов и статической устойчивости для разработанных вариантов технических решений по выдаче мощности ТЭЦ.
  7. Расчет укрупненной стоимости сооружения ЛЭП и технических мероприятий, обеспечивающих выдачу мощности ТЭЦ для заданного диапазона мощности ТЭЦ.
  8. Технико-экономическое сравнение вариантов технических решений по выдаче мощности ТЭЦ с определением рекомендуемого варианта.
  9. Сводная таблица с предварительными мероприятиями для каждого из разработанных вариантов схемы выдачи мощности ТЭЦ.

Этап 2

* 1. Результаты расчетов статической устойчивости для рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности ТЭЦ.
  2. Результаты расчетов динамической устойчивости для рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности ТЭЦ.
  3. Результаты расчетов токов КЗ для рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности ТЭЦ.
  4. Рекомендации по характеристикам оборудования ТЭЦ.
  5. Анализ уровней напряжения в точке присоединения ТЭЦ и в прилегающей электрической сети, основные технические решения по установке источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности для обеспечения допустимых уровней напряжения и качества электрической энергии.
  6. Анализ существующих комплексов и устройств РЗА в районе размещения ТЭЦ.
  7. Основные технические решения по оснащению электрической сети и ТЭЦ комплексами и устройствами РЗА для рекомендуемого варианта технических решений по выдаче мощности ТЭЦ.
  8. Принципиальная схема электрических соединений ТЭЦ (главная схема).
  9. Карта-схема электрической сети для рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности ТЭЦ.
  10. Предварительные варианты размещения объектов электросетевого хозяйства, в том числе прохождения трасс ЛЭП, и оценку возможности их реализации для рекомендуемого варианта технических решений по выдаче мощности ТЭЦ.
  11. Предварительная оценка капитальных затрат на реализацию рекомендуемого варианта технических решений по СВМ, включая укрупненную оценку затрат на реализацию основных технических решений по оснащению электрической сети и ТЭЦ комплексами и устройствами РЗА (с разделением затрат на реализацию технических мероприятий по объектам электроэнергетики, необходимость реализации технических мероприятий на которых предусмотрена рекомендуемым вариантом).
  12. Итоговая таблица с мероприятиями для схемы выдачи мощности ТЭЦ.

1. **Порядок проведения приемки результатов работ**
   1. Результаты работы по Этапу 1 и Этапу 2 согласовываются Исполнителем с Заказчиком.

Результаты работы по Этапу 1 и Этапу 2 согласовываются с Заказчиком, сетевой организацией, к электрическим сетям которой планируется осуществить технологическое присоединение Иркутской ТЭЦ-11, а также владельцами объектов электроэнергетики, на которых предполагается выполнение мероприятий по технологическому присоединению ТЭЦ, при участии Исполнителя, а затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

* 1. В случае изменения вариантов и (или) состава мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренных проектом СВМ, по результатам рассмотрения и согласования его с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, необходимо повторное согласование проекта СВМ с Заказчиком, сетевой организацией, к электрическим сетям которой планируется осуществить технологическое присоединение ТЭЦ, а также владельцами объектов электроэнергетики, на которых предполагается выполнение мероприятий по технологическому присоединению ТЭЦ.
  2. К работе, направляемой на согласование в Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, должны быть приложены расчетные модели с использованием которых проводились расчеты при разработке СВМ.
  3. Результат работ представляется Заказчику в 2 (двух) экземплярах на бумажном носителе и одном экземпляре на электронном носителе – СD (DVD). Текстовая часть с поясняющими рисунками и схемами (пояснительная записка и пр.) предоставляется в формате pdf (Acrobat Reader) без защиты содержимого с возможностью работы с текстом (поиск, копирование, печать). Однолинейные схемы, чертежи предоставляются в формате vsd (Microsoft Visio). Разработанная документация (с указанием даты внесения изменений), оформленная в установленном порядке (в том числе и с официальными подписями), должна быть представлена в формате Adobe Acrobat.
  4. Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat с пофайловым разделением страниц.

1. **Порядок получения расчетных моделей**

9.1. Расчеты установившихся электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости, а также токов короткого замыкания должны осуществляться с использованием расчетных моделей, сформированных на основании Перспективных расчетных моделей, полученных от Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

9.2. Направление запроса в Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири для получения Перспективных расчетных моделей осуществляется Заказчиком, либо привлеченной им проектной организацией.

1. **Особые условия**

Разработанная документация является собственностью Заказчика, и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |

Приложение 1

к Заданию на разработку СВМ ТЭЦ

Форма предоставления данных

Исходные данные для выполнения Этапа 1 работы

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № | Параметр |  |
| 1 | № площадки |  |
| 2 | Наименование ТЭЦ | Иркутская ТЭЦ-11, Иркутская ТЭЦ-10. |
| 3 | План ТЭЦ, в том числе:  - месторасположение на карте;  - месторасположение площадки под электрическую повышающую подстанцию (при наличии информации) |  |
| 4 | Минимальная мощность ТЭЦ, МВт |  |
| 5 | Максимальная мощность ТЭЦ , МВт | 1150 |
| 6 | Располагаемая мощность станции с указанием зависимости от температуры наружного воздуха |  |
| 7 | Срок ввода в эксплуатацию с указанием очередей ввода |  |
| 8 | Документация (исходные данные) |  |
| 9 | Энергосистема размещения ТЭЦ | Энергосистема Иркутской области |
| 10 | Статус работы |  |
| 11 | Дополнительные условия | Строительство 4 блоков К-230 (блок-10, блок-11, блок-12, блок-13)  Иркутская ТЭЦ-10: Строительство 1 блока К-225 (блок-9) |

Исходные данные, предоставленные системным оператором:

* информация о характерной загрузке существующих и иных планируемых к строительству (реконструкции) электростанций в энергорайоне, на территории которого планируется строительство (реконструкция, увеличение максимальной мощности) объекта по производству электрической энергии или технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя, определяемой в соответствии с [пунктом 6](#P301) приложения N 1 к Правилам СВМ, предоставляемая отдельно либо в составе перспективных расчетных моделей энергосистем или их фрагментов, указанных в [абзаце первом пункта 24](#P131) Правил СВМ;
* результаты последнего обработанного контрольного замера в электрической сети соответствующей территориальной энергосистемы или расчетная модель соответствующей территориальной энергосистемы, актуализированная с учетом результатов последнего обработанного контрольного замера;
* нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики соответствующей территориальной энергосистемы, действующая на дату получения запроса.

Исходные данные, предоставленные сетевыми организациями, собственниками и иными законными владельцами других объектов электроэнергетики в отношении принадлежащих им электрических сетей и объектов электроэнергетики:

* технические параметры линий электропередачи (далее - ЛЭП) и электросетевого оборудования (включая допустимые токовые нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования, отключающую способность выключателей и иных коммутационных аппаратов);
* технические параметры генерирующего оборудования;
* нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики;
* параметры и принципы действия комплексов и устройств релейной защиты и автоматики (далее - РЗА);
* информация о каналах связи, используемых для функционирования комплексов и устройств РЗА.

Приложение 2

к Заданию на разработку СВМ ТЭЦ

Форма предоставления данных

Исходные данные для выполнения Этапа 2 работы

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № | Параметр | Значение /примечание |
| 1 | Генеральный план электростанции, в том числе:  - месторасположение на карте;  - месторасположение площадки под электрическую повышающую подстанцию |  |
| 2 | Срок ввода в эксплуатацию с указанием очередей ввода |  |
| 3.1 | Установленная мощность электростанций |  |
| 3.2 | Располагаемая мощность станции с указанием зависимости от температуры наружного воздуха |  |
| 4 | Производитель и тип основного оборудования |  |
| 5 | Количество оборудования |  |
| 6 | Предполагаемый режим работы электростанции |  |
| 7 | Максимальная мощность электростанций |  |
| 8 | Схема подключения электростанций |  |
| 9 | Технические характеристики ТЭЦ:  - Мощность ТЭЦ (номинальная);  - электрическая схема ТЭЦ;  - Величина собственных нужд (в МВт или в % от максимальной мощности);  - Возможность дистанционного регулирования реактивной мощности и диапазон;  - Возможность дистанционного регулирования активной мощности и диапазон;  - Технологический минимум;  - Скорость сброса/набора нагрузки;  - Типы технологических защит ТЭЦ и их уставки по частоте и напряжению;  - Рабочий диапазон частот ТЭЦ, допустимое значение и продолжительность снижения/повышения частоты (Гц);  - Возможность работы ТЭЦ на сбалансированную нагрузку (наличие регулятора скорости и мощности);  - Наличие устройств, исключающих несинхронное включение ТЭЦ в сеть и подачу несинхронного напряжения на ТЭЦ;  - Описание принципа действия устройств синхронизации ТЭЦ;  - Ток от ТЭЦ при внешних трехфазных коротких замыканиях, % номинального значения;  - Ток от ТЭЦ при внешних однофазных коротких замыканиях, % номинального значения;  - Момент инерции ТЭЦ (для редукторной схемы ТЭЦ). |  |
| 14 | Наименование тома |  |

Приложение 3

к Заданию на разработку СВМ ТЭЦ

**Требования к оформлению результатов расчетов максимально допустимых перетоков**

Таблица результатов расчетов максимально допустимых перетоков

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Сечение | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |
| №  п/п | Схема сети | Результаты расчетов установившихся режимов и статической устойчивости | | | | | | | | | | | | | | | | | | Результаты расчетов динамической устойчивости | | | | | Максимально допустимый переток | |
| Допустимый переток в нормальной схеме по критерию токовой нагрузки | | | | | Допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости | | | Нормативное аварийное возмущение9 | Допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию токовой нагрузки | | | | Допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости | | | | | Нормативное аварийное возмущение19 | Предельный переток по динамической устойчивости без учета действия ПА (Рдин пр)20, МВт | **(*P*дин пр) − Δ*P*нк21, МВт** | Предельный переток по динамической устойчивости с учетом действия ПА (РПАдин пр)22, МВт | ***P*ПАдин пр − Δ*P*нк23, МВт** | **МДП без ПА24, МВт** | **МДП с ПА25, МВт** |
| Предельный переток по критерию токовой нагрузки , МВт | ***P*ток − Δ*P*нк3, МВт** | | Ограничивающий элемент4 | Величина длительно допустимой токовой нагрузки5, А | Предельный переток по статической устойчивости (Рпр)6, МВт | ***P*пр × 0,8 − Δ*P*нк7, МВт** | ***P*(*U*) − Δ*P*нк8, МВт** | **Переток в доаварийной схеме**  **(*P*д/ав ток)10, МВт** | ***P*д/ав ток − Δ*P*нк11, МВт** | Элемент сети, ограничивающий переток в сечении | | Предельный переток по статической устойчивости (Рпр п/ав)14, МВт | ***P*пр п/ав × 0,9215, МВт** | ***P*д/ав (*P*п/ав)16, МВт** | ***P*д/ав (*P*п/ав) − Δ*P*нк17, МВт** | ***P*(*U*) − Δ*P*нк18, МВт** |
| Перегружаемый элемент12 | Величина аварийно допустимой токовой нагрузки13, А |
| 1 | 2 | 3 | 4 | | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
| 1 | Нормальная |  |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 | Ремонт одного элемента сети: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 |  |  |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 | Ремонт двух элементов сети: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 |  |  |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Примечания:

1. - амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности;
2. - предельный переток в сечении в нормальной схеме по критерию длительно допустимой токовой нагрузки элемента сети;
3. - переток в сечении в нормальной схеме с учетом длительно допустимой токовой нагрузки элемента сети и амплитуды нерегулярных колебаний активноймощности;
4. - элемент, ограничивающий токовую нагрузку ВЛ;
5. - допустимая токовая нагрузка ВЛ, которая допустима неограниченное время, и определенная с учетом токовой нагрузки провода ВЛ и оборудования ПС;
6. - предельный переток в сечении в нормальной схеме;
7. - переток в сечении в нормальной схеме с учетом коэффициента запаса по активной мощности и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
8. - переток в сечении в нормальной схеме с учетом коэффициента запаса по напряжению и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности. Если расчетное значение больше значения, указанного в столбце 8, то необходимо указать «-»;
9. - наиболее тяжелое аварийное возмущение по критерию токовой нагрузки;
10. - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий аварийно допустимой токовой нагрузке в послеаварийной схеме;
11. - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий аварийно допустимой токовой нагрузке в послеаварийной схеме, с учетом амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
12. - элемент, перегружаемый по току в послеаварийном режиме при нормативном возмущении;
13. - допустимая токовая нагрузка ВЛ, которая допустима ограниченное время в послеаварийном режиме, и определенная с учетом токовой нагрузки провода ВЛ и оборудования ПС;
14. - предельный переток в сечении в послеаварийной схеме;
15. - предельный переток в сечении в послеаварийной схеме с учетом коэффициента запаса по активной мощности;
16. - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий перетоку по апериодической статической устойчивости в послеаварийной схеме, с учетом коэффициента запаса по активной мощности;
17. - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий перетоку по апериодической статической устойчивости в послеаварийной схеме, с учетом коэффициента запаса по активной мощности и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
18. - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий перетоку по апериодической статической устойчивости в послеаварийной схеме, с учетом коэффициента запаса по устойчивости и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности. Если расчетное значение больше значения, указанного в столбце 8, то необходимо указать «-»;
19. - наиболее тяжелое аварийное возмущение по критерию динамической устойчивости;
20. - предельный переток в сечении по динамической устойчивости без учета действия ПА;
21. - предельный переток в сечении по динамической устойчивости без учета действия ПА с учетом амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
22. - предельный переток в сечении по динамической устойчивости с учетом действия ПА;
23. - предельный переток в сечении по динамической устойчивости с учетом действия ПА и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
24. - максимально допустимый переток без учета действия ПА;
25. - максимально допустимый переток с учетом действия ПА.

Приложение 4

к Заданию на разработку СВМ ТЭЦ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | ТЭЦ/ | Мощность, МВт | Схема ПС ТЭЦ | Мероприятия на объектах Третьих лиц | Стоимость ПС ТЭЦ, млн руб. | Стоимость мероприятий в сети и на объектах Третьих лиц, млн руб. | Итоговая стоимость, млн руб. | Удельная стоимость мероприятий по электросетевому строительству (без учета сооружения ПС ТЭЦ), млн руб./МВт |
| 1 | Наименование площадки | РMIN – Р1 |  |  |  |  |  |  |
| Р1 – Р2 |  |  |  |  |  |  |
| … |  |  |  |  |  |  |
| Рi – Рi+1 |  |  |  |  |  |  |
| … |  |  |  |  |  |  |
| Рi+N – РMAX |  |  |  |  |  |  |

где Pmin, Pmax – соответственно минимальное и максимальное возможное значение мощности ТЭЦ, Pi - граничная мощность ТЭЦ, при которой предложенная совокупность технических решений не обеспечивает в нормальной схеме выдачу мощности ТЭЦ и требуется разработка нового варианта («усиление» схемы выдачи мощности). Диапазон Pmin, Pmax и прочие параметры для каждой ТЭЦ определяются исходными данными по форме Приложения 1 к Заданию на разработку СВМ ТЭЦ.