

ИССЛЕДОВАНИЯ ТЭО ПРОЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА РОГУНСКОЙ ГЭС

ФАЗА II: ВАРИАНТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЙ ПРОЕКТА

Том 3: Инженерия и проектирование

Глава 6: Система Электропередач

Август 2014

Отчет No P002378 RP 37 ред. Д

Д	07/08/2014	Включены последние комментарии ВБ	SFE	LCO	LCO
Г	31/03/2014	Финальный отчет	SFE	NSA	NSA
В	20/09/2013	Финальный отчет включая комментарии ВБ	SFE	GPA/LCO	LCO
Б	01/07/2013	Финальный отчет	SFE	GPA/LCO	LCO
А	12/02/2013	Первая редакция	SFE	GPA/LCO	LCO
Редакция	Дата	Тема редакции	Подготовлено	Проверено	Одобрено

Содержание

1 ТЕМА ОТЧЕТА	5
2 Нормативно-технические документы	5
3 Описание системы	7
4 Методы и программное обеспечение, использованные для исследований	7
4.1 <i>Использованное программное обеспечение</i>	7
4.2 <i>Использованные методы: потокораспределение нагрузки</i>	8
4.3 <i>Усиление</i>	8
5 Конфигурации и варианты	9
5.1 <i>Годы прогнозирования</i>	9
5.2 <i>Уровни нагрузки и годовой рост нагрузки</i>	11
5.3 <i>Существующие электростанции</i>	13
5.4 <i>Соединения с соседними странами и альтернативы соединений</i>	14
5.5 <i>Безопасность N-1</i>	14
5.6 <i>Потери</i>	15
6 Заключение и обсуждение результатов	15
6.1 <i>Начальный год 2013 г</i>	15
6.2 <i>2020 год прогнозирования</i>	16
6.3 <i>2025 год прогнозирования</i>	16
6.4 <i>2027 год прогнозирования</i>	18
6.5 <i>2028 год прогнозирования</i>	18
6.6 <i>2031 год прогнозирования и Рогунская ГЭС с проектной мощностью 3600 МВт и усиление сети</i>	19
6.6.1 <i>Анализ N-1 без экспортных соединений</i>	26
6.6.2 <i>Анализ N-1 с экспортными соединениями</i>	35
6.7 <i>2031 год прогнозирования, Рогунская ГЭС с проектной мощностью 2800 МВт и усиление сети</i>	38
6.7.1 <i>Анализ N-1 с экспортными соединениями</i>	45
6.8 <i>2031 год прогнозирования, Рогунская ГЭС с проектной мощностью 2000 МВт и усиление сети</i>	48
6.8.1 <i>Анализ N-1 с экспортными соединениями</i>	55
6.9 <i>Итоги усиления</i>	59
6.10 <i>Потери</i>	63
7 Заключение	67
8 Подробные результаты	69
8.1 <i>Потокораспределение нагрузки в 2013 году</i>	69

8.2	<i>Потокораспределение нагрузки в 2020 году</i>	112
8.3	<i>Потокораспределение нагрузки в 2025 году</i>	114
8.4	<i>Потокораспределение нагрузки в 2027 году</i>	116
8.5	<i>Потокораспределение нагрузки в 2028 году</i>	118
8.6	<i>Потокораспределение нагрузки в 2031 году (максимальная мощность Рогуна 3600 МВт)</i>	120
9	Системные данные	122
9.1	<i>Подстанции</i>	122
9.2	<i>Терминалы</i>	123
9.3	<i>Нагрузки</i>	125
9.4	<i>Линии</i>	128
9.5	<i>2-обмоточные трансформаторы</i>	131
9.6	<i>3-обмоточные трансформаторы</i>	133
9.7	<i>Шунты</i>	135
9.8	<i>Генераторы</i>	136

Рисунки

Рисунок 6.1: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС на полной проектной мощности, экспорт 1300 МВт в Афганистан	21
Рисунок 6.2: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС на полной проектной мощности, экспорт 550 МВт в Кыргызстан	22
Рисунок 6.3: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС на полной проектной мощности, экспорт 1500 МВт в Узбекистан (реш. 1).....	23
Рисунок 6.4: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС на полной проектной мощности, экспорт 1500 МВт в Узбекистан (реш. 2).....	24
Рисунок 6.5: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС на полной проектной мощности, экспорт 2450 МВт в соседние страны	25
Рисунок 6.6: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, никакого экспорта: отключение линии 500 кВ L-517 Регар - Душанбе	27
Рисунок 6.7: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, никакого экспорта: отключение линии 500 кВ L-505 Регар - Нурек	28
Рисунок 6.17: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС – при макс. 2800 МВт, экспорт 1300 МВт в Узбекистан (реш.2)	43
Рисунок 8.1: 2013 год, максимальная нагрузка, система 500 кВ.....	70
Рисунок 8.2: 2013 год, максимальная нагрузка, система 200 кВ.....	71
Рисунок 8.3: 2020 год, максимальная нагрузка на систему 500 кВ.....	112
Рисунок 8.4: 2020 год, максимальная нагрузка на систему 220 кВ.....	113
Рисунок. 8.5: 2025 год, максимальная нагрузка на систему 500 кВ.....	114
Рисунок 8.6: 2025 год, максимальная нагрузка на систему 220 кВ.....	115
Рисунок 8.7: 2025 год, максимальная нагрузка на систему 500 кВ.....	116
Рисунок 8.8: 2027 год, максимальная нагрузка на систему 220 кВ.....	117
Рисунок 8.9: 2028 год, максимальная нагрузка на систему 500 кВ.....	118
Рисунок 8.10: 2028 год, максимальная нагрузка на систему 220 кВ.....	119

Рисунок 8.11: 2031 год, максимальная нагрузка, система 500 кВ.....	120
Рисунок 8.12: 2031 год, максимальная нагрузка, система 220 кВ.....	121

ТАБЛИЦЫ

Таблица 2.1: список нормативно-технических документов	7
Таблица 5.1: запланированные новые 500 кВ соединения	10
Таблица 5.2: Максимальная нагрузка активной и реактивной мощности на каждой подстанции, 2013 год.....	11
Таблица 5.3: таджикские электростанции	14
Таблица 6.1: Усиление сети в 2013 году	16
Таблица 6.2: Усиление сети в 2020 году	16
Таблица 6.4: Усиление сети в 2027 году	18
Таблица 6.6: Усиление сети в 2031 году	19
Таблица 6.5: снижение мощности экспорта (в Афганистан) в случае перебоев.....	36
Таблица 6.20: Меры по усилению линии 500 кВ.....	63

1 ТЕМА ОТЧЕТА

Данный отчет ограничивается анализом влияния новой Рогунской ГЭС на систему высоковольтных ЛЭП Республики Таджикистан.

Целью этих исследований является оценка экспортных возможностей системы и определение наиболее подходящего решения для расширения сети; более подробное описание целей выполненного анализа:

- Подтверждение того, что вся электроэнергия, произведенная новой ГЭС, на различных этапах реализации проекта, может быть надежно доставлена таджикской энергосистемой до центров нагрузки, основываясь на вычислениях пропускной способности запланированной сети электропередач на выбранных направлениях при различных эксплуатационных условиях;
- Обнаружение узких мест сети и оценка нужд для укрепления системы электропередач, определяя наиболее подходящие новые усиления, дублируя линии, увеличивая номинальную мощность трансформаторов, и в некоторых случаях применяя блоки конденсатора для поддержания профилей напряжения. Эти действия по усилению были спроектированы по критерию увеличения размеров линий и трансформаторов только случае действительно сильной необходимой (нагрузка элементов превышающей 100%);
- Вычислить ежегодные потери при передаче электроэнергии во время целевых лет, с различными решениями, с тем, чтобы обеспечить лучшую экономическую оценку среди них.

Эти вычисления были выполнены на основе данных о таджикской системе электропередач, предоставленных из многих источников были проанализированы и объединены, чтобы получить полную картину и репрезентативную логически последовательную сеть. С целью соответствующей калибровки модели, предварительные модели таджикской системы электропередач были подготовлены и представлены Заказчику, и соответствующие комментарии были рассмотрены и учтены в ходе подготовки финальной версии. Предполагается, что полученное в конце моделирование является настолько точным, насколько это возможно и результаты могут быть с уверенностью использованы для цели исследования.

2 НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Следующая таблица представляет список справочно-технических документов. Было доступно много других, с второстепенными данными; список приводит наиболее важные и значительные из них.

[№]	Компания	Идентификационный код/Файл	Ред	Дата	Название
[01]		Parameters of TL-220- 500 кВ.doc			1. Технические параметры воздушных ЛЭП 220-500 кВ энергосистемы Республики Таджикистан
[02]		Scheme of networks 220-500 кВ with a glance of perspective.BMP			

[03]		Technical parameters of power stations 220.doc			Технические параметры электрических подстанций 220-500 кВ энергосистемы Республики Таджикистан
[04]		Information on intersystem TL.doc			Региональный проект «Строительство межсистемной ЛЭП»
[05]		PROJECT CASA-1000.doc			Проект "CASA – 1000. Строительство ЛЭП между центрально-азиатскими и южно-азиатскими странами"
[06]	Отдел межгосударственных перетоков	Actual power inter. 12 months 2010.doc			Информация о текущем обмене электроэнергией между республиками за 12 месяцев 2010 года
[07]		Perspective.doc			Финальный план по расширению энергосистемы
[08]		Information.doc			Необходимые данные о Таджикистане
[09]	ОАХК «Барки Точик»	Capacity of generation of TJK.doc			
[10]	ОАХК «Барки Точик»	Information on modernization 12 01 2011.doc			Информация
[11]		Daily and annual load demands.doc			Потребности дневной нагрузки
[12]		Installed capacity and annual output. Heat Station.doc			Установленная мощность и годовая выработка электроэнергии тепловыми станциями
[13]	Консультант ИТЭО	CHAP8.pdf	A	Apr 2011	ТЭОИ по строительству Рогунской ГЭС, начальный отчет
[14]		Table of loads to Transmission lines-220-500.doc			Таблица нагрузок по ЛЭП в нормальном режиме
[15]		Scope of Works & Methodology.pdf			ТЭОИ по строительству Рогунской ГЭС – круг полномочий основного соглашения
[16]	SNC-LAVALIN	SA_Energy_CrossBorder.pdf		Feb 2011	Обновление ТЭО проекта CASA-1000 (Передача и продажа электроэнергии из Центральной Азии в Южную Азию)
[17]	Фихтнер	FICHT-8537801-v1-Interim_Report_v21.pdf		Apr 2012	Оценка вариантов поставки электроэнергии в Таджикистане – начальный отчет
[18]		Table transmission line loads in normal mode (eng).pdf			Таблица нагрузок ЛЭП в нормальном режиме
[19]		Date on generators.xls			Данные (даты?) по генераторам
[20]		TajikSystemDataCollection.xls			Данные по таджикской системе
[21]		Technical parameters of transformer stations.xls			Технические параметры трансформаторных станций
[22]		Data on generators.xls			
[23]		Rogun ГЭС capacity output.bmp			
[24]		Technical parameters of the power lines 220 - 500 кВ.xls			
[25]		Data on generators (TPP PP) 09.2012.xls			
[26]		loads for Substations 09.2012.docx			Нагрузки на подстанциях 220-500 кВ
[27]		TajikSystemDataCollection 09.2012.xls			
[28]	ОАХК «Барки Точик»	Comments to the questions of Coyne.doc			Комментарии к вопросам Консорциума «Койн-эт-Беллер» по моделированию сетей Таджикистана
[29]		Perspective Scheme of 220-500 кВ networks.BMP			
[30]		Scheme of 35-500кV North Networks.png			
[31]		Scheme of 35-500кV South Networks.png			
[32]	ОАХК «Барки Точик»	Comments on the issues of load and power flow at Tajik energy system.pdf			

[33]	ОАХК «Барки Точик»	Comments on the issues of load and power flow at Tajik energy system_copy.pdf			Уточнения к дискуссии о «Комментариях по проблемам нагрузки и перетока мощности в таджикской энергосистеме»
[34]	ОАХК «Барки Точик»	Comments by the Government of the Republic of Tajikistan to the Report RP37.pdf			Комментарии к отчету № Р.002378 RP37 rev.0 «Исследования по электрическим сетям электропередач» консорциума «Coynе et Bellier»
[35]	ОАХК «Барки Точик»	OSHC Barki Tojik response.doc			Ответ ОАХК «Барки Точик» на вопросы консорциума "Coynе et Bellier"
[36]	ОАХК «Барки Точик»	Comments to the final revisions of electric network study.pdf			Комментарии к финальной редакции исследования по электрическим сетям
[37]	Консультант ИТЭО	spr-pr kk-Note Tajik (v2)-2012-05-08.doc		6 мая 2013 г.	Заметки таджикской системе для редакции электрических исследований
[38]	Консультант ИТЭО	doc-pr-Tajik Demand Forecast-2013-06-03.doc		3 июня 2013 г.	Заметки таджикской системе для редакции электрических исследований

Таблица 2.1: список нормативно-технических документов

3 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ

Таджикская система ЛЭП состоит из:

- 4 500 кВ подстанций (7 в 2016 году);
- 31 220 кВ подстанций (31 в 2016 году);
- 8 линий по 500 кВ (17 в 2031 году);
- 60 линий по 220 кВ (64 в 2016 году);
- 63 нагрузочных трансформатора в 31 подстанциях, для предполагаемого пика приблизительно 3 816 МВт (5 948 МВт в 2031 году), включая 75 перцентиль прогноза пикового спроса док. [38];
- 14 электростанций, в общем 49 групп выработки, 5 100 МВт установленной мощности (8 700 МВт в 2031 году)

Системные данные приведены в разделе **Error! Reference source not found..**

4 МЕТОДЫ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

4.1 Используемое программное обеспечение

Вычисления были произведены при помощи программы по моделированию DIGSILENT Power Factory, версии 14.1. Подробная информация по этой программе доступен консультанту и может быть предоставлена.

Некоторая до- обработка данных и результаты пост-обработка данных была выполнена при помощи Microsoft™ Excel™.

4.2 Используемые методы: потокораспределение нагрузки

Вычисления потокораспределения нагрузки были выполнены при помощи метода Ньютона-Рафсона (Newton-Raphson). Погрешность равна 1кВА или 0.1% от распределяющейся мощности в каждой точке.

Шунтовые параметры линий (ёмкостное сопротивление) и трансформаторов (ток при отсутствии нагрузки, потери холостого хода) были полностью рассмотрены, средствами обозначений П (линии) или Т (трансформаторы).

Генераторы и «внешние сети», которые представляют соседние страны, могут быть представлены как источники “PV” или “PQ”. Также, они могут управляться средствами вторичных контроллеров напряжения/реактивной мощности (контроллеры электростанции, местные контроллеры) и средствами вторичных контроллеров частоты/активной мощности, которые позволяют автоматически распределять реактивную и активную мощность, для получения надлежащих уровней напряжения в пилотах шинопроводов и правильного распределения мощности в пределах всей системы. Эти устройства использовались для всех (u/Q) или наиболее важных генераторов таджикской системы, в то время как «внешние сети» были установлены в режим PQ.

Согласно вычислениям, были получены нижеуказанные результаты:

- Результаты шин (напряжение в кВ и на агрегат, угол фазы в градусах);
- Для каждого сектора, активная и реактивная мощность и ток на каждой стороне, нагрузка с учетом пропускной способности предельного тока, потери холостого хода и потери при нагрузке;
- Для шунтовых элементов (генераторы, моторы⁽¹⁾, подстанции), произведенная или потребленная активная или реактивная мощность и нагрузка с учетом пропускной способности предельного тока.

4.3 Усиление

Среди результатов расчетов нагрузки потоков, возможные ветви перегрузки и / или чрезмерное падение напряжения являются наиболее важными. Эти нарушения, если таковые имеются, и позволит оценить потребности в усилении сети, достаточно, чтобы избежать перегрузок и пониженного напряжения.

Следует отметить, что оценка усилений была основана на пиковую нагрузку и значений выработки для каждого прогнозируемого года. В самом деле, классификация системы передачи электричества, должно быть сделано на пике, а не на средних значений. В случае если подход основан на средних значениях, пик нагрузки не могут быть удовлетворены и потребуются немножко снизить нагрузки. Некоторые из усилений указанные в исследовании уже запланированы оператором таджикской системы передачи ТСП, а также

1 *Никакие моторы не были явно представлены в этом исследовании.*

достройки некоторых новых электростанций. Будем считать эти расширения как реально доступными в соответствующих прогнозируемых лет.

5 КОНФИГУРАЦИИ И ВАРИАНТЫ

5.1 Годы прогнозирования

Исследование начинается с 2013 года, и рассматривает временные горизонты 2020, 2025, 2027, 2028 и 2031 годов.

Что касается Рогунской плотины и ГЭС (гидроэлектростанция):

- В 2020 году, «завершение плотины 1 очереди» для варианта с НПУ=1290 м, предусмотрено, что 2 генератора будет эксплуатирован, мощностью 200 МВт каждый (общая мощность 400 МВт);
- В 2025 году, «завершение строительства основной плотины» для плотины с НПУ=1220 м, предусмотрено, что все шесть агрегатов будут сданы в эксплуатацию, общая мощность 2000 МВт;
- В 2027 году, все агрегаты (от 1 до 6) в случае плотины с НПУ=1290 м, предусмотрено, что шесть генераторов будут сданы в эксплуатации с общей мощностью 2160 МВт;
- В 2028 году, «завершение строительства основной плотины» для плотины с НПУ 1255 м и мощность 2800 МВт, предусмотрено, что все шесть агрегатов будут сданы в эксплуатацию с общей мощностью 2800 МВт;
- Наконец, в 2031 году, все 6 генераторов достигнут полной мощности в 600 МВт каждый, в общем 3600 МВт, варианта плотины с НПУ 1290 м.

В эти годы ожидаются некоторые меры по усилению таджикской системы электропередач 500 кВ, в том числе новые соединения, которые показаны в нижеследующей таблице:

Название	Тип линии	Станция 1	Станция 2	Vn [кВ]	Длина [км]	Iном [кА]	В эксплуатации с
L-S-I	Линия_220 кВ AC-400 bis	Сугд	Т Шахристан	220	90	0.825	2011
L-S-I(1)	Линия_220 кВ AC-400 bis	Т Шахристан	Айни	220	28	0.825	2011
L-D-O-1	Линия_500 3x кВ AC-400	Душанбе	Обигарм	500	100	2	2014
L-D-O-2	Линия_500 3x кВ AC-400	Душанбе	Обигарм	500	100	2	2014
L-G-R	Линия_220 кВ AC-400	Герань	Руми	220	75	0.705	2014
L-K-A	Линия_220 кВ AC-400	Ашт	Кайрокум	220	70	0.705	2014
L-24-KB/1	Линия_220 кВ AC-400	Т- Шуроб -1	Кайрокум	220	52	0.69	2016
L-24-KB/2	Линия_220 кВ AC-300	Т- Шуроб -2	Канибадам	220	15	0.69	2016
L-KAN-S	Линия_220 кВ AC-400	Т- Шуроб -2	Шуробская	220	15	0.705	2016

Название	Тип линии	Станция 1	Станция 2	Vn [кВ]	Длина [км]	Iном [кА]	В эксплуатации с
L-KAY-S	Линия_220 кВ AC-400	Т- Шуроб -1	Шуробская	220	15	0.705	2016
L-Regar-Сангтуда1	Линия_500 3х кВ AC-400	Регар	Сангтуда-1	500	115	2	2016
L-Оби-Rogun ГЭС/1	Линия_500 3х кВ AC-400	Обигарм	Рогунская ГЭС	500	8	2	2016
L-Оби-Rogun ГЭС/2	Линия_500 3х кВ AC-400	Обигарм	Рогунская ГЭС	500	8	2	2016
L-Оби-Rogun ГЭС/3	Линия_500 3х кВ AC-400	Обигарм	Рогунская ГЭС	500	8	2	2016
L-O-S	Линия_500 3х кВ AC-400	Обигарм	Сугд	500	285	2	2020
L-Оби-Сангтуда	Линия_500 3х кВ AC-400	Обигарм	Сангтуда-1	500	126	2	2020
L-O-Y	Линия_500 3х кВ AC-400	Обигарм	Южная	500	216	2	2028
L-S-Y	Линия_500 3х кВ AC-400	Сангтуда -1	Южная	500	90	2	2028

Таблица 5.1: запланированные новые 500 кВ соединения

Исследование рассматривает случаев экспорта. Хотя некоторые документы утверждают, что в настоящее время таджикская система не подключена к Узбекистану, исследования по экспорту рассматривает среди прочего, также возможность связи с этой страной, с тем чтобы изучить всеравно возможную будущую ситуацию.

5.2 Уровни нагрузки и годовой рост нагрузки

Первоначальные условия нагрузки основаны на прогнозе 2013 года, приведенный в док. [38], где предусмотрена пиковая нагрузка в 3816 МВт для этого года. В любом случае этот документ предлагает только общую цифру. Долевое распределение этих 3816 МВт среди различных нагрузок было получено из док. [26], "*Нагрузки для подстанций 09.2012.docx*", где в 2011/2012 годах ожидалась общая нагрузка в 2790 МВт. Все значения местной нагрузки файла [26] были увеличены в одинаковом размере, за исключением ТАЛКО («Регар»), который остается постоянным, чтобы получить 3816 МВт. Полученные результаты начального года приведены ниже:

Нагрузка/ Подстанция	Р _{макс} МВт	Q _{макс} Mvar
Айни	7.55	2.72
Ашт	2.87	0.60
Бустон	63.38	25.66
Джангал	530.08	126.77
Герань	81.49	40.75
Канибадам	135.82	46.78
Хатлон	185.62	81.49
Худжанд	190.15	42.26
КНС1	0.00	0.00
КНС 2	70.93	39.24
Колхозабад	83.00	33.20
Лолазор	140.35	99.60
Новая	525.18	125.26
Нурек	48.29	21.13
Орджабод-2	312.09	54.48
Прядильная	73.95	46.78
Равшан	87.53	39.24
Регар	803.24	381.42
Рогун	81.49	27.16
Рудаки	66.40	20.22
Руми	70.93	33.20
Себистан	20.22	4.83
Шахристан	1.96	0.60
Шаршар	5.28	2.41
Узловая	147.89	89.04
Яван	80.29	31.39
	3816.00	1416.24

Таблица 5.2: Максимальная нагрузка активной и реактивной мощности на каждой подстанции, 2013 год

Тот же файл [26] также дает минимальное значение для 2011/2012 годов, что около 41% от пика, в то время док. [38] дает информацию о годовом и электроэнергии. Используя эти значения, была сделана оценка часовой нагрузки, и было обнаружено, что предполагая пиковое значение

действительным для 760 часов в год (около 2 часов в день, с минимумом для 3860 часов и средним значением ((мин+макс)/2) для оставшихся 4140 часов, почти идеально получается электроэнергия, указанная в док. [38]. Этот профиль нагрузки был использован для оценки потерь.

Файл [11] "**Daily and annual load demands.doc**" дает информацию о ежедневных и ежемесячных значениях, которые позволили вычислить годовую потребляемую энергию как равную 2069 МВт x 8760 ч (таблица 2010 года была экстраполирована на 2012 год, предполагая фактор роста 4.5%/год).

Точный расчет этих потерь потребует знание подробного графика нагрузки вдоль года (часовое значение нагрузки в МВт для каждого из 8700 часов в году). Данная информация не доступна, доступные данные являются только (пиковая) нагрузка, минимальная нагрузка и годовая нагрузка электроэнергии. Соответствующий годовой профиль нагрузки был оценен как описывалась выше, максимальная нагрузка для 760 ч, средняя нагрузка для 4140 ч и минимальная нагрузка для 3860 ч, приводящая к ожидаемой годовой электроэнергии. Эти 3 случая, каждая умноженная на их количество часов использовался для оценки годовой потери.

2010 год был последним годом с имеющимися детальным спросом нагрузки. Не доступен более последнее подробные данные. Во всяком случае, 2010 год был использован только для обмена спроса, а для общей оценки были использованы более свежие данные и прогнозы. Следует отметить, что эти данные используются только для расчета ежегодных потерь, а не для правильного подбора оборудования.

Обмен (процентные значения по отношению к общему года) не будет существенно меняться из года 2010 в год 2012. С другой стороны, можно было бы ожидать, что этот обмен будет меняться в длительный период около 20 лет (как учтено при анализе), но никаких прогнозных данных не доступны для ежемесячного обмена на такой длительный период, и никаких прогнозных данных не доступны для чего достигается обмен между различными подстанции нагрузки. Исследование, таким образом, основан на доступные информации в настоящее время. Когда в будущем надежный прогноз о распределении нагрузки среди различных местах будут доступны, дальнейшие исследования могут быть выполнены.

Что касается роста нагрузки, были использованы значения из док. [38], рассматривая вариант, называемый «75^й». Следующие таблицы предоставляют ожидаемые годовые пики мощности и потребления электроэнергии:

Table 1: IPA annual demand forecast (GWh)																	
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Min.	16,220	16,634	17,266	17,216	17,166	16,315	16,139	15,963	15,703	15,571	15,441	16,169	17,541	19,085	20,824	22,782	24,987
25th	16,220	16,816	17,560	18,031	18,543	18,224	18,552	18,845	19,059	19,376	19,722	21,784	23,974	26,991	30,307	34,415	38,567
Median	17,220	17,816	18,570	19,020	19,492	19,162	19,536	19,943	20,240	20,664	21,096	23,842	26,717	30,575	35,283	41,217	48,052
75th	18,220	18,805	19,557	19,987	20,400	20,096	20,589	21,029	21,412	21,985	22,566	26,147	30,075	35,472	42,125	50,646	60,265
Max.	18,220	19,025	19,912	20,799	21,744	21,950	22,898	23,916	24,824	25,918	27,073	33,889	41,093	50,635	63,168	79,163	99,577

Table 1: IPA peak demand forecast (MW)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Min.	3,097	3,176	3,296	3,287	3,277	3,115	3,081	3,048	2,998	2,973	2,948	3,087	3,349	3,644	3,976	4,350	4,771
25th	3,097	3,211	3,353	3,443	3,540	3,479	3,542	3,598	3,639	3,699	3,765	4,159	4,577	5,153	5,786	6,571	7,363
Median	3,288	3,402	3,545	3,631	3,722	3,659	3,730	3,808	3,864	3,945	4,028	4,552	5,101	5,838	6,736	7,869	9,174
75th	3,479	3,590	3,734	3,816	3,895	3,837	3,931	4,015	4,088	4,198	4,308	4,992	5,742	6,772	8,043	9,670	11,506
Max.	3,479	3,632	3,802	3,971	4,152	4,191	4,372	4,566	4,740	4,948	5,169	6,470	7,846	9,667	12,060	15,114	19,012

Нет никакой доступной информации о возможном распределении нагрузки по территориям за эти 18 лет. Тем не менее, ожидается, что такой же рост будет на всех станциях нагрузки, за исключением ТАЛКО, для которого ожидается постоянное значение, и не будет создано новых станций нагрузки или старые не будут выведены из эксплуатации.

Этот рост, который варьируется от 1.8% до 3% в год (с небольшим снижением в 2015 году) требует значительного усиления всей таджикской передаточной сети 220 кВ, а также нагрузочных трансформаторов и т.д.

Для подробного анализа может потребоваться информация о правильном территориальном перераспределении нагрузки и другая информация (маршруты новых возможных линий и т.д.), которая недоступна. В любом случае, чтобы получить сценарии рабочих потоков распределения для достижения проверки экспортной способности системы 500 кВ, были сделаны некоторые базовые усиления на системе 220 кВ. Модификации описываются в следующих разделах.

5.3 Существующие электростанции

На сегодняшний день, таджикская система включает некоторые основные ГЭС и ТЭЦ, а именно:

Электростанция	Подстанция	Pn [МВт]	В эксплуатации с
Варзоб-ГЭС1	Новая	9.5	Существующая
Варзоб-ГЭС 2	Новая	14.4	Существующая
Варзоб-ГЭС 3	Новая	3.52	Существующая
Центральная	Колхозабад	15.1	Существующая
Перепадная	Головная	29.95	Существующая
ГЭС11-Сангт1	Сангтуда-1	670	Существующая
ГЭС24-Кайр	Кайрокум	126	Существующая
ГЭС5-Голов	Головная	240	Существующая
ГЭС7-Нурек	Нурекская	3000	Существующая
ГЭС8-Байпаза	Байпаза	600	Существующая
ГЭС12-Сангт2	Сангтуда-2	220	Существующая
ТЭЦ-Душанбе	Душанбе	198	Существующая
ТЭЦ-Душанбе-2	Душанбе	100	2013
ГЭС-Рогун-1	Обигарм	600	2019
ГЭС-Рогун-2	Обигарм	600	2019

Электростанция	Подстанция	P _n [МВт]	В эксплуатации с
ГЭС-Рогун-3	Обигарм	600	2026
ГЭС-Рогун-4	Обигарм	600	2026
ГЭС-Рогун-5	Обигарм	600	2027
ГЭС-Рогун-6	Обигарм	600	2027
ТЭЦ-Яван	Яван	120	Существующая

Таблица 5.3: таджикские электростанции

С общей существующей установленной мощностью около 5346 МВт; в будущем с установленной мощностью Рогун будет 8946 МВт, для варианта с самой высокой установленной мощностью (3600 МВт).

5.4 Соединения с соседними странами и альтернативы соединений

Возможные соединения с соседними системами были описаны в разделе 8 первоначального отчета [13], SA_Energy_CrossBorder [16], заметки конультанта ИТЭО [37] и кратко могут быть описаны как следующие:

- Соединение 220 кВ переменного тока между подстанцией Сангтуда-2 и подстанцией Кундуз, Афганистан (прибл. 180 км);
- Соединение 500 кВ переменного тока между подстанцией Сугд и Датка, Кыргызстан (прибл. 477 км);
- Соединение 500 кВ переменного тока между подстанцией Регар и Суркан, Узбекистан (прибл. 162 км);
- Соединение 500 кВ переменного тока между подстанцией Регар и Гузар, Узбекистан (прибл. 255 км).
- Соединение 500 кВ постоянного тока между подстанцией Сангтуда-1 и подстанцией Кабул и подстанцией Пешавар (Афганистан и Пакистан);

Линии переменного тока представлены подробно; линии постоянного тока просто представлены как статическая нагрузка в местоположении устройства конвертера переменного/постоянного тока. Нет необходимости в подробное представление, так как для целей этого исследования достаточно продемонстрировать, система передач переменного тока и генераторы способны передать конвертеру переменного/постоянного тока требуемую активную энергию, которую необходимо экспортировать.

5.5 Безопасность N-1

Для самого далекого времени, 2031 года, были исследованы условия N-1 на ЛЭП 500 кВ, сначала в базовом варианте (без экспорта), а затем в различных экспортных вариантах. Было выявлено, что перебои передачи электроэнергии некоторых линий критичны в любом случае, так же и в базовом варианте, в то время как перерывы передачи электроэнергии в каждом экспортном варианте ведут к снижению экспорта электроэнергии. В финальной таблице был

подведен итог и подробно описан эффект от перебоев передачи электроэнергии.

5.6 Потери

Потери на 500 и 220 кВ системах передачи электроэнергии были выявлены для каждого года прогнозирования, каждого уровня нагрузки и каждого экспортного условия, с общими эквивалентными потерями электроэнергии в каждом году. Годовые потери были найдены для каждого года, путем умножения потерь от 1 часа в каждом из 3 условий: максимальная, средняя и минимальная загрузка, для соответствующего эквивалентного количества часов: 760, 4140 и 3860 соответственно.

6 ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

6.1 Начальный год 2013 г

Подробные результаты показаны в подразделе 8.1, рис. 2.1 и следующем.

В этом году, с пиковой загрузкой спроса около 3816 МВт, вычисления по потокораспределению нагрузки не показывают каких-то специфичных проблем в системах 500 и 220 кВ, кроме некоторых случаев перегрузки линий или трансформаторов. Поэтому необходимы некоторые усиления сети для таких нарушений нагрузки.

Данная таблица суммирует предлагаемые усиления для 2013 года:

Тип	Название	Vn [кВ]	Из станции	До станции	n° Par	Ном. Произ.
Линия	L-11L-1	220	Лолазор	Сангтуда-1	1 -> 2	
Линия	L-11L-2	220	Лолазор	Сангтуда-1	1 -> 2	
Линия	L-24-КВ/1	220	Кайраккум	Т-Шуроб-1	1 -> 2	
Линия	L-24-КВ/2	220	Т-Шуроб-2	Канибадам	1 -> 2	
Линия	L-7-02	220	Орджабод-2	Т_Нурек	1 -> 2	
Линия	L-7-02(1)	220	Т_Нурек	Нурекская	1 -> 2	
Линия	L-7-L	220	Нурекская	Себистан	1 -> 2	
Линия	L-7L	220	Себистан	Лолазор	1 -> 2	
Линия	L-8D	220	Джангал	Байпаза	1 -> 2	
3-обм. транс.	TR-Бустон-2	230	Бустон		1	133%
3-обм. транс.	TR-Джангал-1	230	Джангал		1 -> 2	
3-обм. транс.	TR-Джангал-2	230	Джангал		1 -> 2	
3-обм. транс.	TR-Головная-1	242	Головная		1 -> 2	
3-обм. транс.	TR-Головная-2	242	Головная		1 -> 2	
3-обм. транс.	TR-Новая-1	230	Новая		1	133%

Тип	Название	Vn [кВ]	Из станции	До станции	n° Par	Ном. Произ.
3-обм. транс.	TR-Новая-2	230	Новая		1	133%
3-обм. транс.	TR-Орджабод-2-1	230	Орджабод-2		1 -> 2	
3-обм. транс.	TR-Орджабод-2-2	230	Орджабод-2		1 -> 2	

Таблица 6.1: Усиление сети в 2013 году

6.2 2020 год прогнозирования

В этом году вычисления по потокораспределению нагрузки не показывают каких-то специфических проблем в системах 500 и 220 кВ. Подробные результаты показаны в подразделе 8.2, рис. 3.1 и в следующие.

В этом году потребность пиковой нагрузки ожидается около 4308 МВт, также учитывая потери и возможный экспорт электроэнергии в 1000 МВт (в случае полной доступности всех генераторов), выработка около 5440 МВт, в то время как общая установленная мощность около 5500 МВт.

Данная таблица суммирует предлагаемые усиления для 2020 года (в дополнение к тем, что были в предыдущие годы):

Type	Name	Vn [кВ]	From Station	To Station	n° Par	Rating
Линия	L-10D	220	Ятец	Джангал	1 -> 2	
Линия	L-KAN-S	220	Т-Шуроб-2	SHUROBSKAYA	1 -> 2	
Линия	L-KAY-S	220	Т-Шуроб-1	SHUROBSKAYA	1 -> 2	
3-обм. транс.	TR-Бустон-2	230	Бустон		1 -> 2	
3-обм. транс.	TR-GERAN-1	230	Герань		1	133%
3-обм. транс.	TR-Герань-2	230	Герань		1	133%
3-обм. транс.	TR-Хатлон-1	230	Хатлон		1	133%
3-обм. транс.	TR-Хатлон-2	230	Хатлон		1	133%
3-обм. транс.	TR-Худжанд-1	230	Худжанд		1	133%
3-обм. транс.	TR-Худжанд-2	230	Худжанд		1	133%
3-обм. транс.	TR-Колхозабод-1	230	Колхозабод		1	133%
3-обм. транс.	TR-Себистан-1	230	Себистан		1	133%

Таблица 6.2: Усиление сети в 2020 году

6.3 2025 год прогнозирования

В этом году вычисления по потокораспределению нагрузки не показывают каких-то специфических проблем в системах 500 и 220 кВ. Подробные результаты показаны в подразделе 8.3, рис. 4.1 и следующие.

В этом году потребность пиковой нагрузки ожидается около 4992 МВт, также учитывая потери, выработка около 6760 МВт, в то время как общая установленная мощность около 7099; поэтому в случае полной доступности

всех генераторов, возможный экспорт электроэнергии может достигать 1600 МВт.

Данная таблица суммирует предлагаемые усиления для 2025 года (в дополнение к тем, что были в предыдущие годы):

Type	Name	Vn [кВ]	From Station	To Station	n° Par	Rating
Линия	L-5K	220	Головная	Колхозабад	1 -> 2	
Линия	L-5P	220	Головная	Прядильная	1 -> 2	
Линия	L-7-10	220	Нурекская	T_Нурек_2	1 -> 2	
Линия	L-ГЭС12-ГЭС5	220	Сангтуда-2	Головная	1 -> 2	
Линия	L-S-K	220	Сугд	Худжанд	1 -> 2	
3-обмоточный трансформатор	TR-Джангал-1	230	Джангал		2	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Джангал-2	230	Джангал		2	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Хатлон-1	230	Хатлон		1 -> 2	
3-обмоточный трансформатор	TR-Хатлон-2	230	Хатлон		1 -> 2	
3-обмоточный трансформатор	TR-Худжанд-1	230	Худжанд		1 -> 2	
3-обмоточный трансформатор	TR-Худжанд-2	230	Худжанд		1 -> 2	
3-обмоточный трансформатор	TR-Лолазор-1	230	Лолазор		1	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Лолазор-2	230	Лолазор		1	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Новая-1	230	Новая		1 -> 2	
3-обмоточный трансформатор	TR-Новая-2	230	Новая		1 -> 2	
3-обмоточный трансформатор	TR-Прядильная-1	230	Прядильная		1	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Руми-1	230	Руми		1	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Сугд-1	500	Сугд		1	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Сугд-2	500	Сугд		1	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Узловая-2	230	Узловая		1	133%
Конденсатор	Сар_Каниб/1	10	Канибадам			50 MVA _r
Конденсатор	Сар_Каниб /2	10	Канибадам			50 MVA _r

Таблица 6.3: Усиление сети в 2025 году

6.4 2027 год прогнозирования

В этом году вычисления по потокораспределению нагрузки не показывают каких-то специфичных проблем в системах 500 и 220 кВ. Подробные результаты показаны в подразделе 8.4, рис. 5.1 и являются следующими.

В этом году, пиковая загрузка спроса ожидается на уровне 5292 МВт; учитывая потери и экспорт, выработка около 7070 МВт, в то время как общая установленная мощность около 7261 МВт. В случае полной эксплуатационной готовности всех генераторов, будет возможно экспортировать около 1600 МВт.

Данная таблица суммирует предлагаемые усиления для 2027 года (в дополнение к тем, что были в предыдущие годы):

Типе	Name	Vn [кВ]	From Station	To Station	n° Par	Rating
Линия	L-7-02	220	Орджабод-2	Т_Нурек	2 -> 3	
Линия	L-7-02(1)	220	Т_Нурек	Нурекская	2 -> 3	
Линия	L-8D	220	Джангал	Байпаза	2 -> 3	
Линия	L-S-24/1	220	Сугд	Т_Сугд	1 -> 2	
Линия	L-S-24/2	220	Т_Сугд	Т_Бустон	1 -> 2	
3-обмоточный трансформатор	TR-Нурек-1	230	Нурек		1	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Нурек-2	230	Нурек		1	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Орджабод-2-1	230	Орджабод-2		2	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Орджабод-2-2	230	Орджабод-2		2	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Себистан-1	230	Себистан		1 -> 2	
3-обмоточный трансформатор	TR-Яван-1	230	Яван		1	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Яван-2	230	Яван		1	133%
Конденсатор	Сар_Геран/1	11	Герань			30 MVA _r
Конденсатор	Сар_Геран/2	11	Герань			30 MVA _r
Конденсатор	Сар_Руми	10	Руми			50 MVA _r

Таблица 6.3: Усиление сети в 2027 году

6.5 2028 год прогнозирования

В этом году вычисления по потокораспределению нагрузки не показывают каких-то специфичных проблем в системах 500 и 220 кВ. Подробные результаты показаны в подразделе 8.5, рис. 5.1 и являются следующими.

В этом году, пиковая загрузка спроса ожидается на уровне 5442 МВт; учитывая потери и экспорт, выработка около 7441 МВт, в то время как общая установленная мощность около 7901 МВт. В случае полной эксплуатационной готовности всех генераторов, будет возможно экспортировать около 1800 МВт.

Данная таблица суммирует предлагаемые усиления для 2028 года (в дополнение к тем, что были в предыдущие годы):

Type	Name	Vn [кВ]	From Station	To Station	n° Par	Rating
3-обмоточный трансформатор	TR-Нурек-1	230	Нурекская		1	133%

Таблица 6.5: Усиление сети в 2028 году

6.6 2031 год прогнозирования и Рогунская ГЭС с проектной мощностью 3600 МВт и усиление сети

Подробные результаты показаны в подразделе 8.6, рис. 6.1 и являются следующими.

Чтобы иметь потокораспределение нагрузки без нарушений загрузок на фазах и различных нарушений напряжения, необходимо выполнить некоторое усиление сети 220 кВ и системы распределения.

Предлагаемыми и наиболее срочными и важными действиями являются следующие:

Тип	Название	Vn [кВ]	Из станции	До станции	n° Par	Ном. Произ.
Линия	L-7-10(1)	220	Т_Нурек_2	Ятец	1 -> 2	
Линия	L-S-K2/B	220	Сугд	Т_KNS-2	1 -> 2	
3-обмоточный трансформатор	TR-Душанбе-1	500	Душанбе		1	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Герань-1	230	Герань		2	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Герань-2	230	Герань		2	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Канибадам-1	230	Канибадам		1	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Канибадам-2	230	Канибадам		1	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Колхозабад-2	230	Колхозабад		1	133%
3-обмоточный трансформатор	TR-Рудаки-2	230	Рудаки		1	133%
Конденсатор	Сар_Джангал/1	10	Джангал			50 MVA _r
Конденсатор	Сар_Джангал/2	10	Джангал			50 MVA _r
Конденсатор	Сар_Геран/3	11	Герань			30 MVA _r
Конденсатор	Сар_Геран/4	11	Герань			30 MVA _r
Конденсатор	Сар_Хатлон/1	10	Хатлон			50 MVA _r
Конденсатор	Сар_Хатлон/2	10	Хатлон			50 MVA _r

Таблица 6.4: Усиление сети в 2031 году

В 2031 году, пиковая загрузка спроса ожидается на уровне 5948 МВт; учитывая потери и экспорт, выработка около 6116 МВт, в то время как общая

установленная мощность около 8701 МВт. В случае полной эксплуатационной готовности всех генераторов, будет возможно экспортировать около 2450 МВт.

Следующие рисунки показывают, что это на самом деле возможно, и что сеть электропередач 500 кВ соответствует для этой экспортной активности. Следующие рисунки с 6.1 до 6.5 показывают варианты экспорта 1300 МВт в Афганистан (с системой постоянного тока), 550 МВт в Кыргызстан, 1500 МВт в Узбекистан через 2 разных решения и «глобальный» (общий) вариант, когда экспортируется 2450 МВт в эти страны (1350, 400 и 700 МВт соответственно).

Во всех вариантах, передача полностью возможна, даже если Таджикская 500кВ система будет перегружена или значения напряжения шин проводов уйдут за пределы $\pm 5\%$ номинального напряжения, или на некоторых шинпроводах значения будут выше, но не превысят $\pm 10\%$.

Должны быть выполнены вычисления оптимальной реактивной мощности или улучшения профилей напряжения и снижения потерь, но это имеет смысл только с правильными и окончательными данными для всех соединений.

Как правило, это часть подробного исследования на функционирование системы передачи, и оно может быть выполнено с значительными результатами только тогда, когда рабочие условия определены с достаточной подробностью. Данное исследование так или иначе оценивает минимальные потребности компенсации реактивной мощности, которые перечислены в таблице «Действия по усилению» (см. пар. 6.9 резюме усилений) в качестве дополнительных конденсаторов.

Должны быть учтены следующие критические аспекты по обмену реактивной мощностью.

В частности, соединение Сугд-Датка (Кыргызстан) – является самым длинным (477 км) всей передаточной системы переменного тока – является самым критичным, так же из-за своего расположения, далеко от электростанций и с ограниченными ресурсами мощности. Хотя эта линия производит значительный объем реактивной мощности, чтобы получить подходящее рабочее состояние необходимо следующее:

- ✓ Чрезмерно не нагружать эту линию, чтобы предотвратить вытягивание чрезмерного объема реактивной мощности;
- ✓ Производить другую реактивную мощность средствами батарей конденсаторов в Сугде;
- ✓ Отключить шунтирующие реакторы линии 500 кВ L-518 от Душанбе в Сугд.

Таким образом, экспорт активной мощности до Датки ограничен из-за слабости таджикской системы передачи электроэнергии в этом районе.

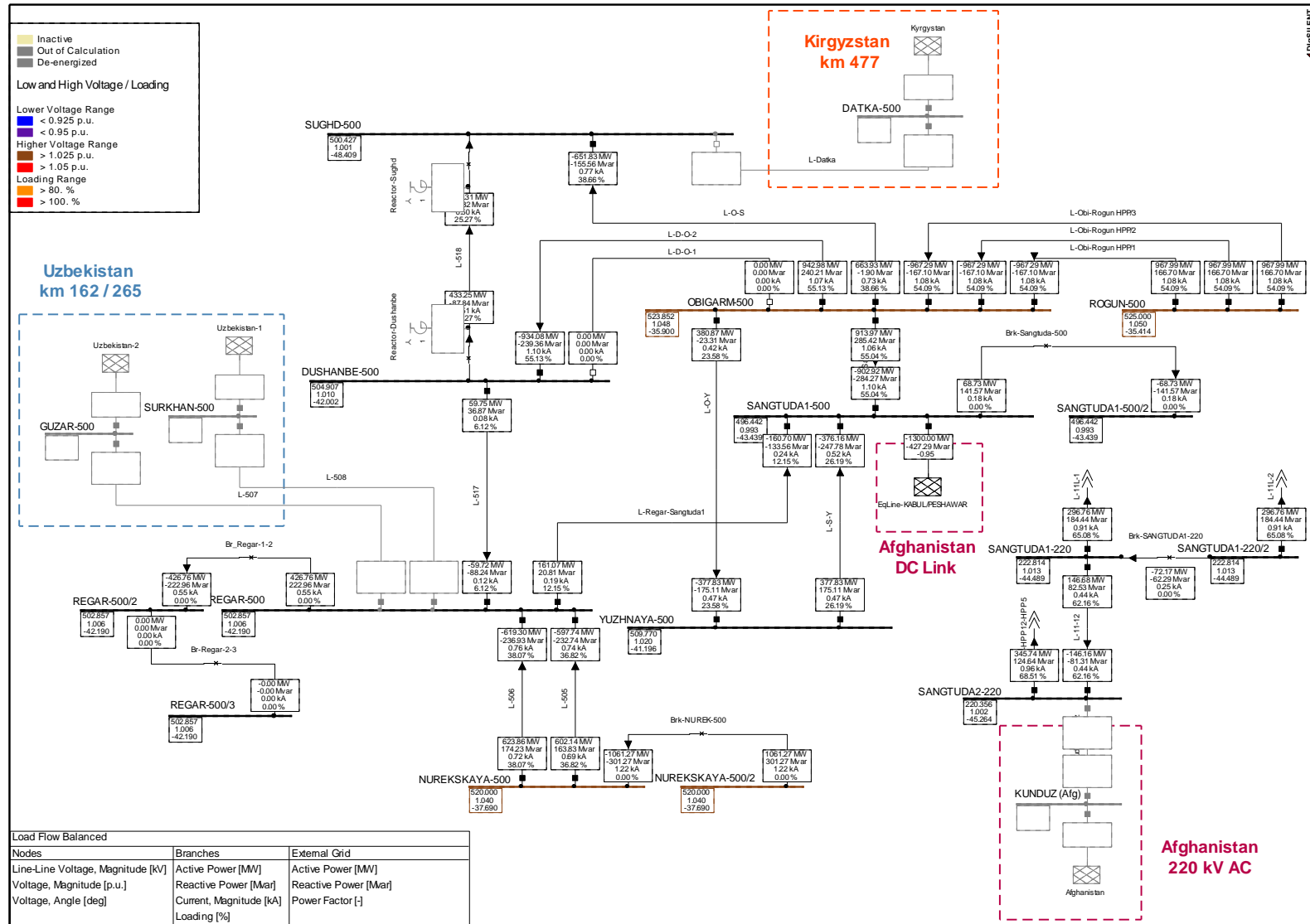


Рисунок 6.1: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС на полной проектной мощности, экспорт 1300 МВт в Афганистан

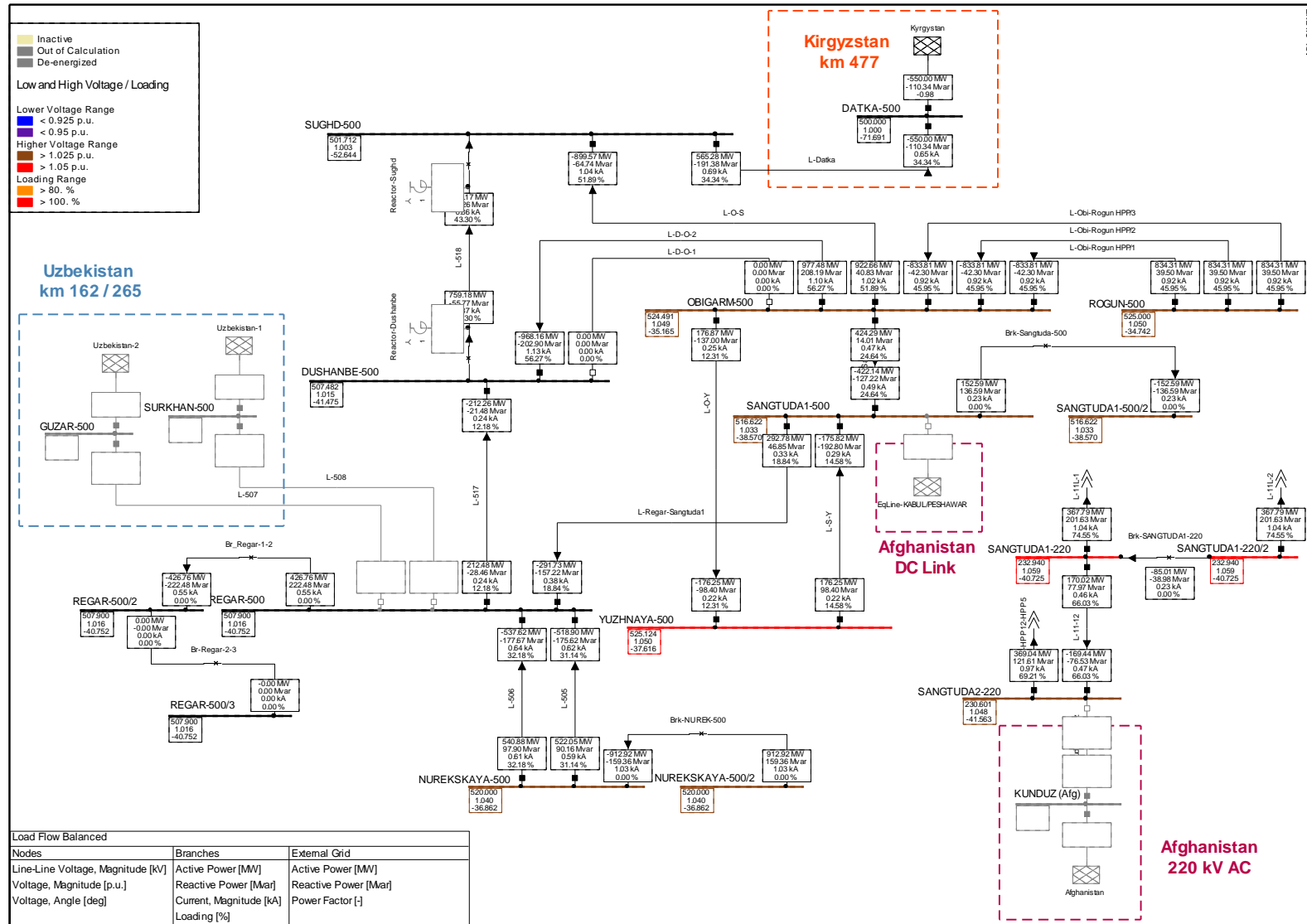


Рисунок 6.2: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС на полной проектной мощности, экспорт 550 МВт в Кыргызстан

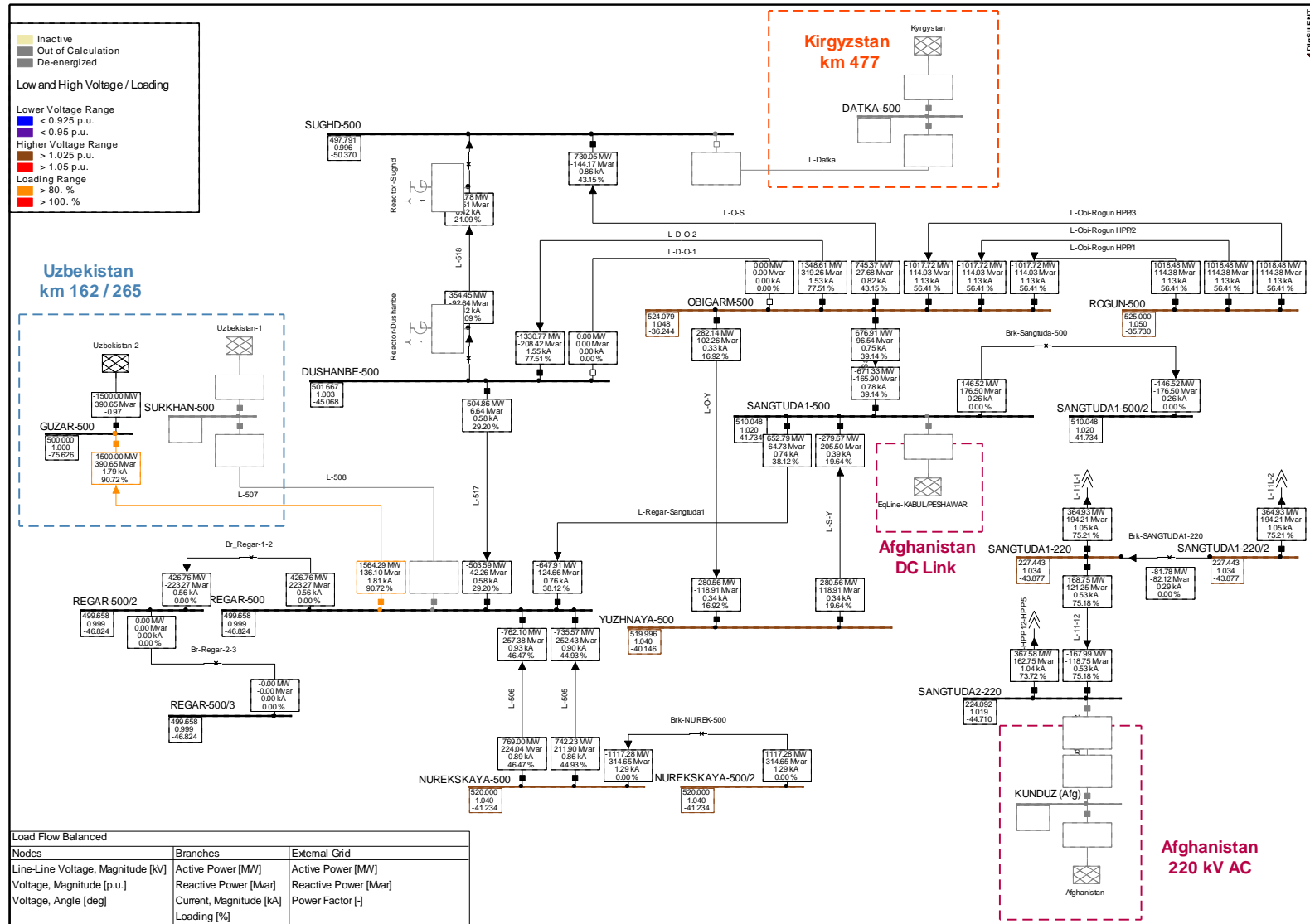


Рисунок 6.3: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС на полной проектной мощности, экспорт 1500 МВт в Узбекистан (реш. 1)

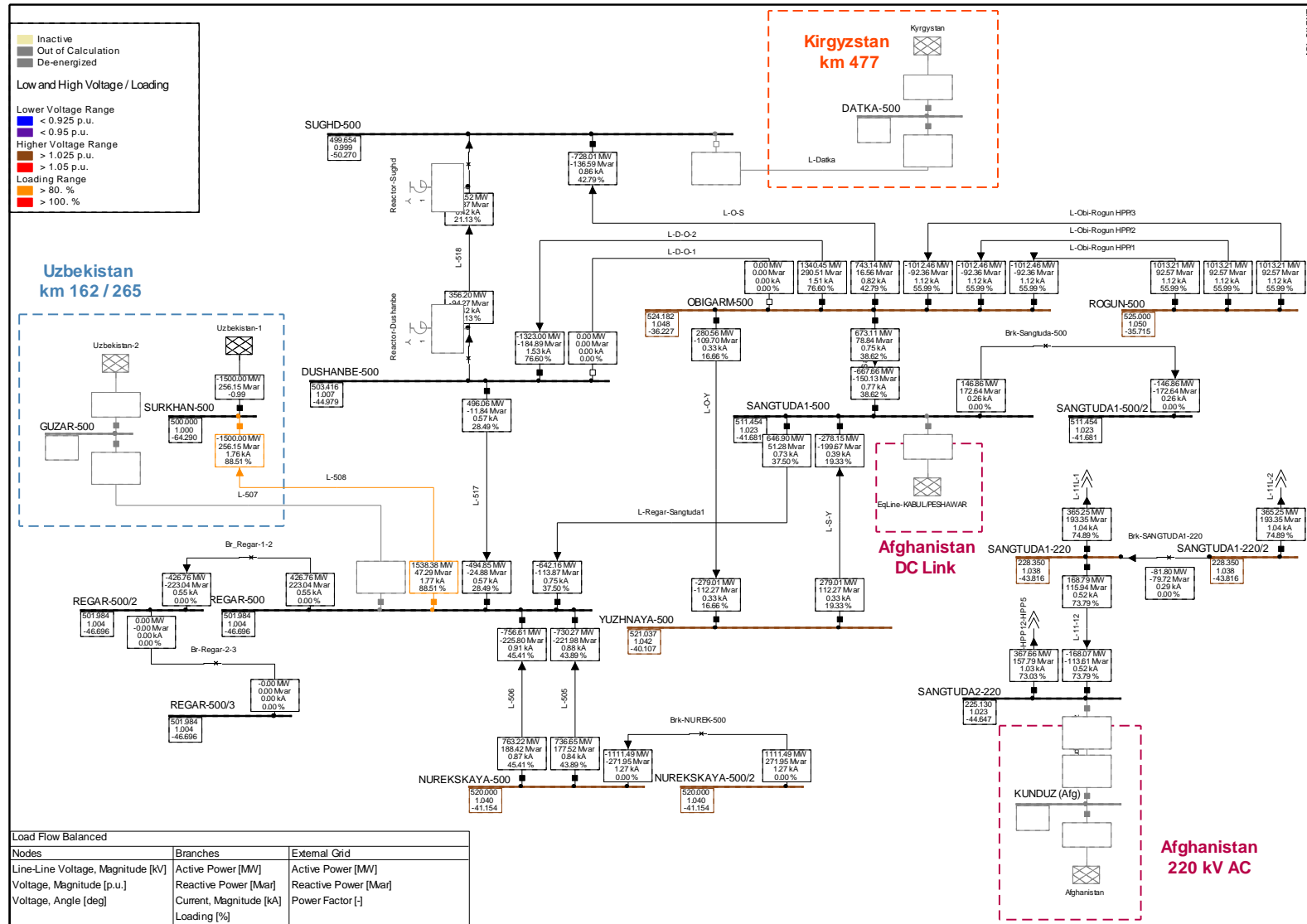


Рисунок 6.4: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС на полной проектной мощности, экспорт 1500 МВт в Узбекистан (реш. 2)

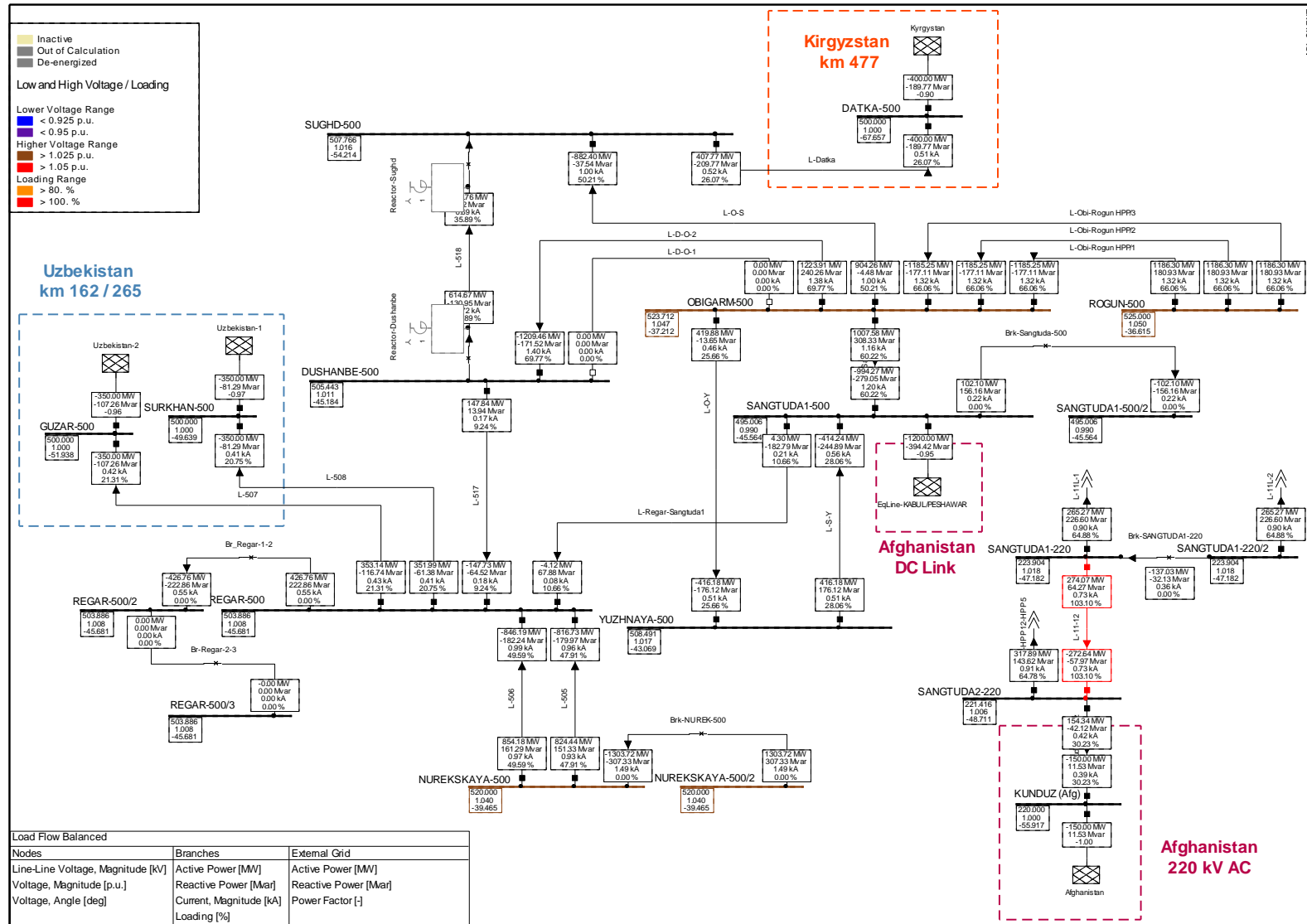


Рисунок 6.5: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС на полной проектной мощности, экспорт 2450 МВт в соседние страны

В других случаях, экспорта только в одну страну, ситуация с реактивной мощностью такая:

- С Афганистаном: с афганской стороны не требуется реактивной мощности. Таджикская система может предоставить необходимые 427 Мвар с Сангтуда-1, с предполагаемым коэффициентом мощности 0,95 для конвертера AC/DC.
- С Кыргызстаном, до Датки: Кыргызстан будет получать 190 Мвар по линии соединения, в то время как другие 210 Мвар будут предоставлены из линии таджикской системе (которая нуждается в поддержке данной реактивной мощности).
- С Узбекистаном, в Сурхан: от Узбекистана требуется выработка 256 Мвар, остальные 47 Мвар предоставляются с таджикской стороны.
- С Узбекистаном, в Гузар: от Узбекистана требуется выработка 390 Мвар, остальные 136 Мвар предоставляются с таджикской стороны.

6.6.1 Анализ N-1 без экспортных соединений

В базовых условиях 2031 года, максимальная нагрузка, без любых экспортных соединений к соседним странам, было выполнено моделирование перебоев (перерывов) в системе электропередач 500 кВ. Результаты представлены на следующем рисунке. Затем такой анализ был выполнен для экспортных вариантов.

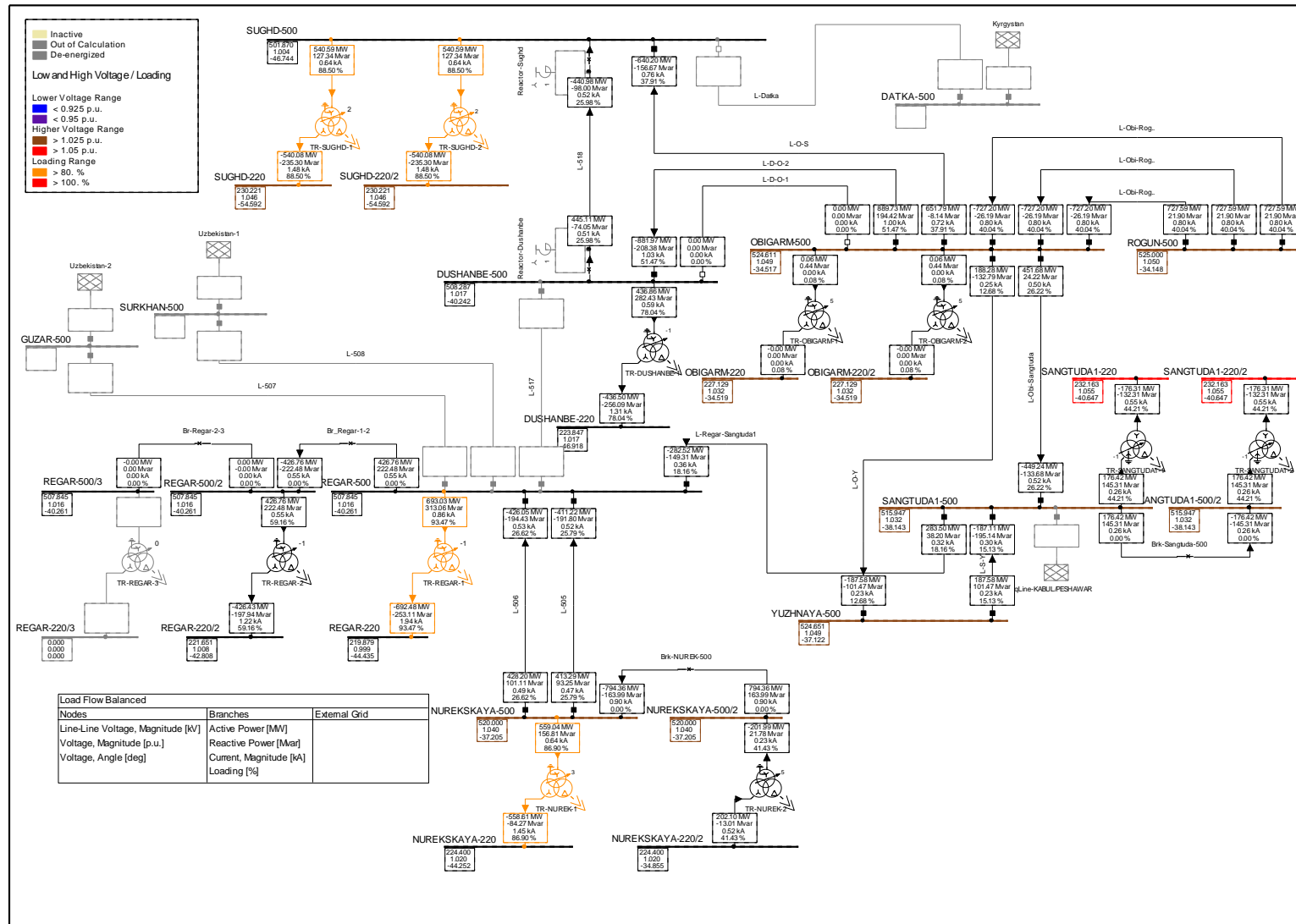


Рисунок 6.6: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, никакого экспорта: отключение линии 500 кВ L-517 Регар - Душанбе

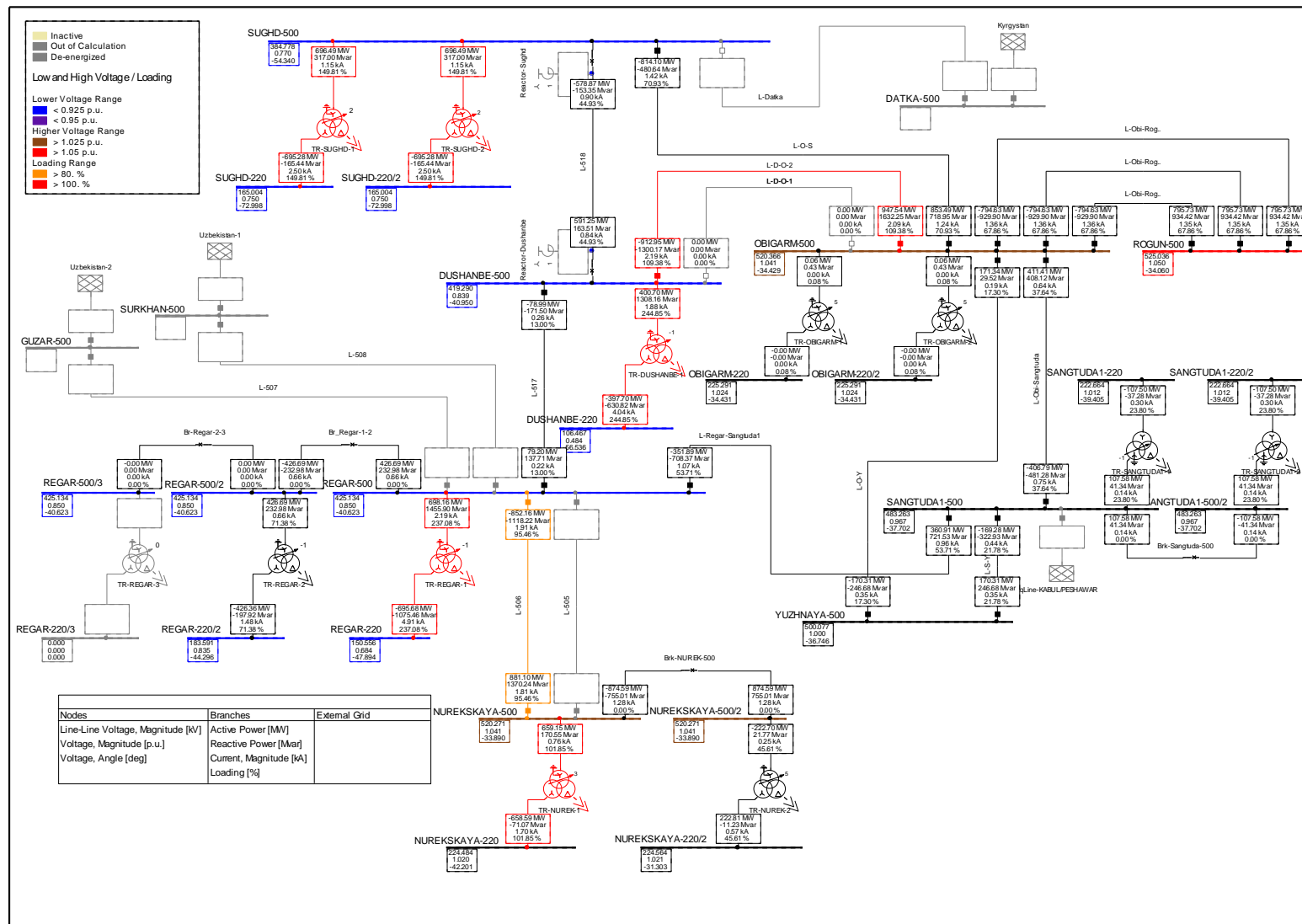


Рисунок 6.7: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, никакого экспорта: отключение линии 500 кВ L-505 Регар - Нурек

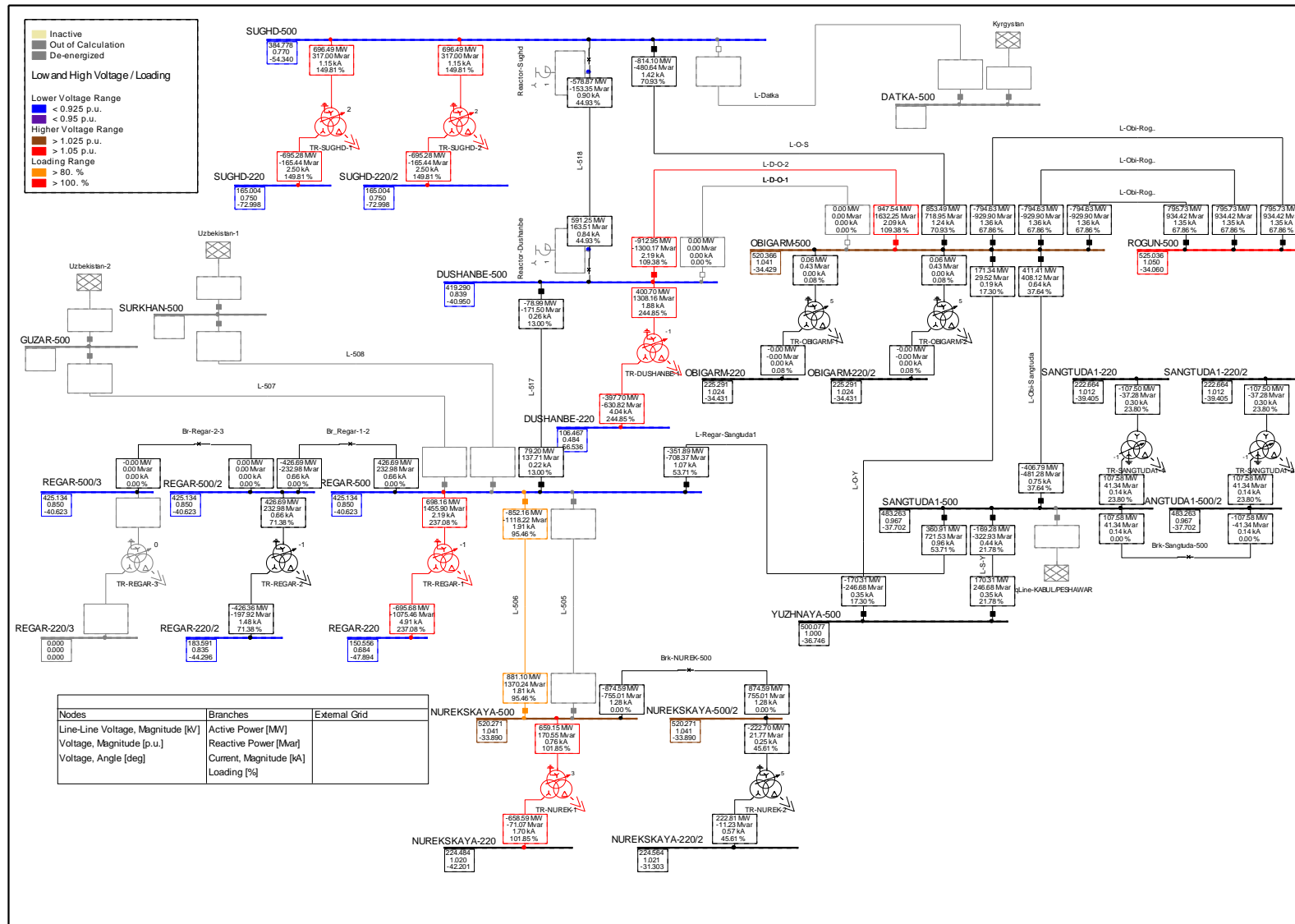


Рисунок 6.8: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, без экспорта: отключение линии 500 кВ L-Obi-Sangt. OBIGARM - SANGTUDA-1

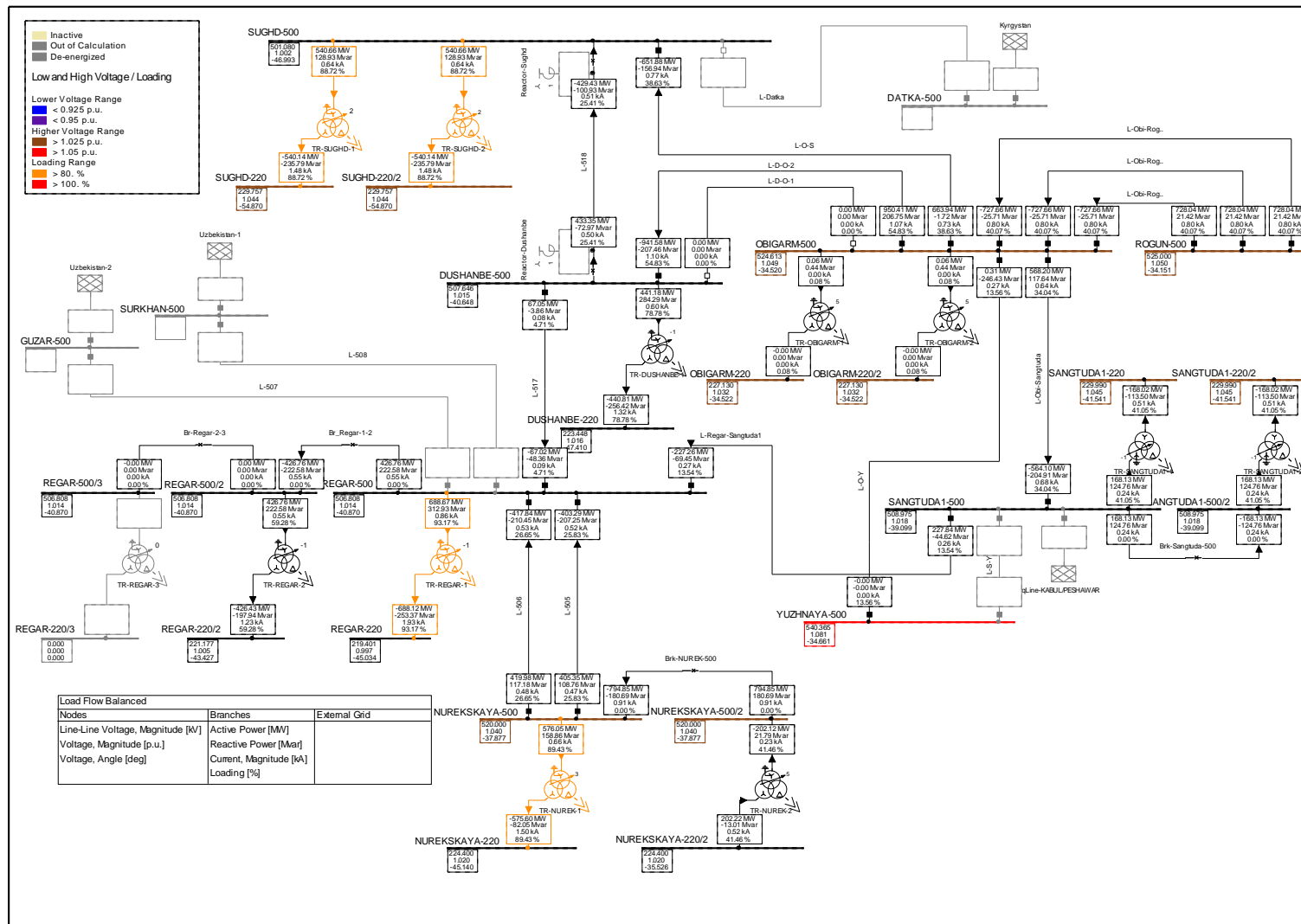


Рисунок 6.9: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, никакого экспорта: отключение линии 500 кВ L-S-Y SANGTUDA-1 - YUZHNYAYA

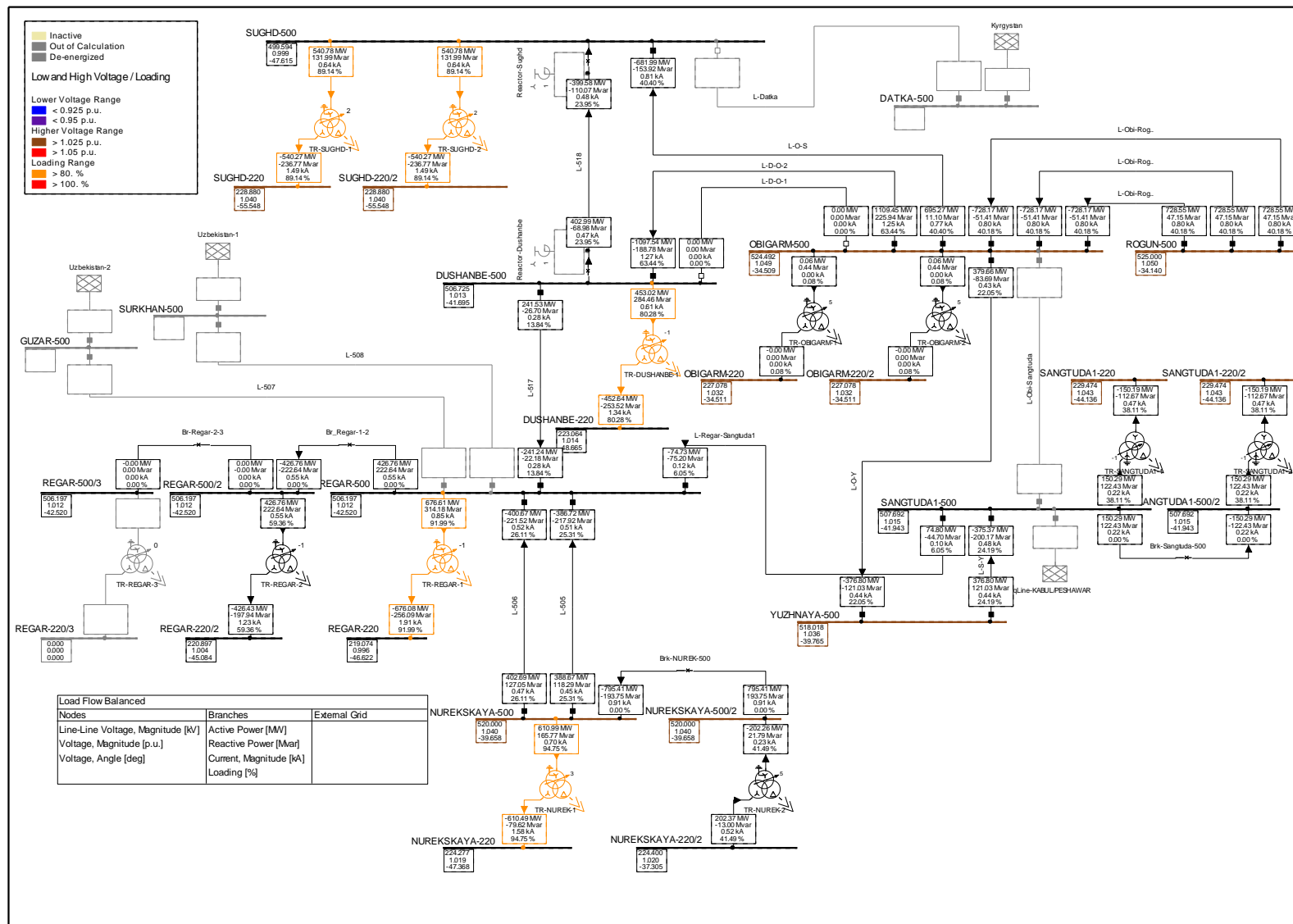


Рисунок 6.10: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, без экспорта: отключение линии 500 кВ L-D-O-2 DUSHANBE - ОБИГАРМ

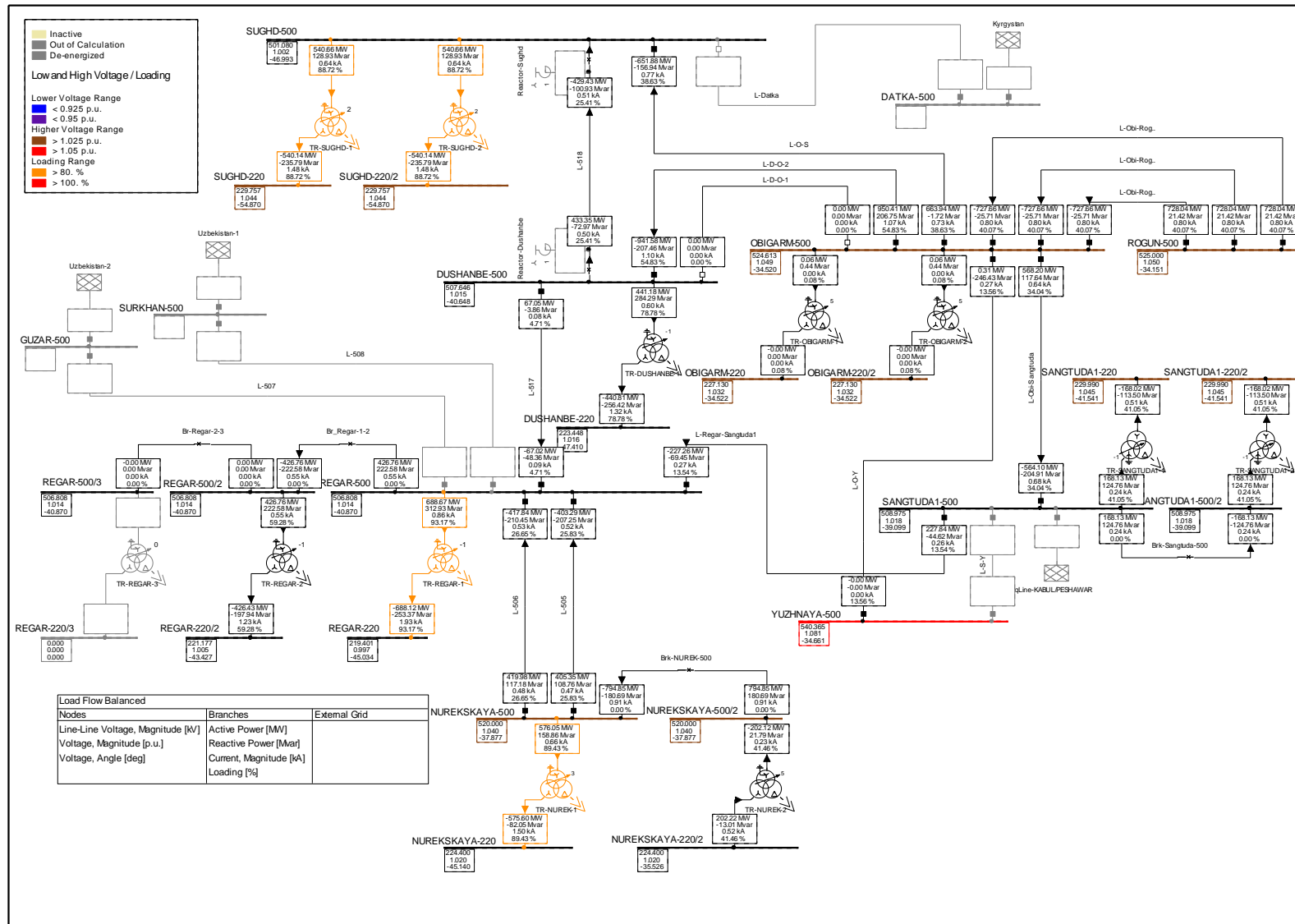


Рисунок 6.11: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, без экспорта: отключение линии 500 кВ L-O-Y OBIGARM - YUZHNYAYA

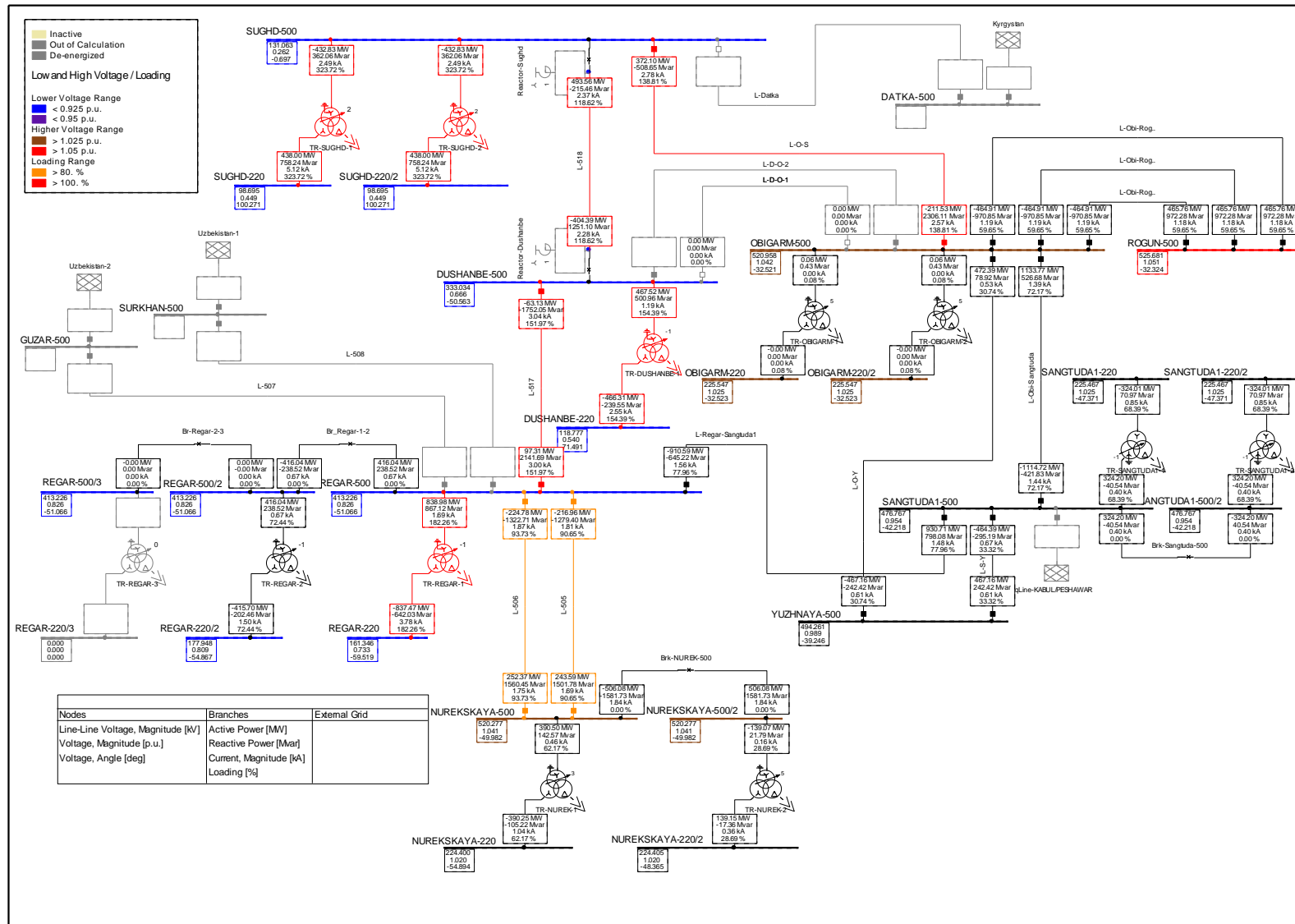


Рисунок 6.12: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, без экспорта: отключение линии 500 кВ L-Regar-Sangt. REGAR – SANGTUDA-1

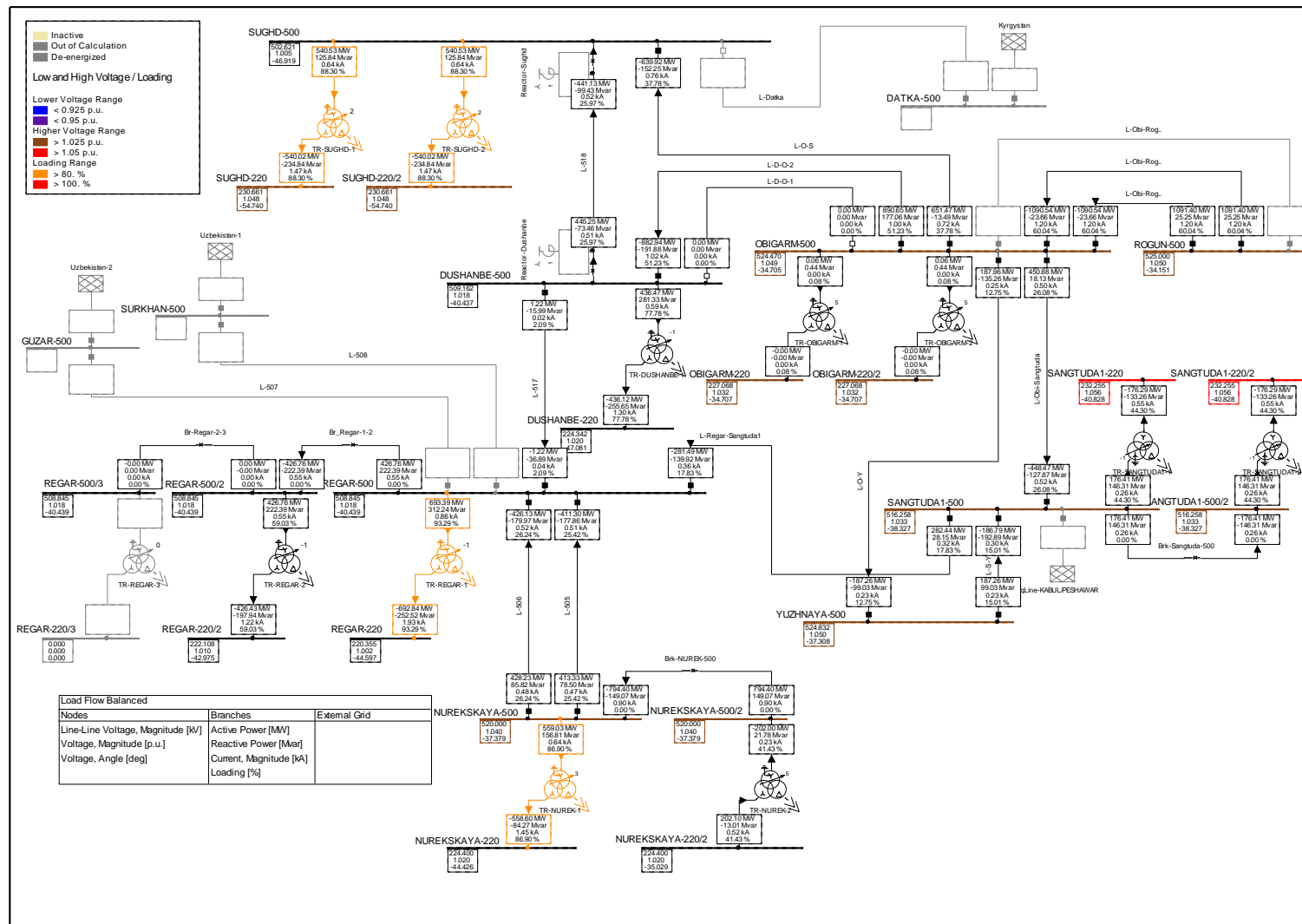


Рисунок 6.13: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, никакого экспорта: отключение линии 500 кВ L-Obi-Rogun
OBIGARM – ROGUN HPP

Результаты перебоев могут быть кратко описаны как следующие:

- Перебои в линии L-518 Душанбе – Сугд, L-506 Регар – Нурекская, L-O-S Обигарм - Сугд ведут к полному коллапсу системы (произвести вычисление потокораспределения нагрузки не удалось);
- Перебои в линии lines L-505 Регар – Нурекская, L-D-O-2 Душанбе - Обигарм ведут к большому проседанию напряжения (50% или больше), что, конечно же, не может быть приемлемым;
- Перебои в линиях: Регар - Сангтуда-1 ведут к некритичным нарушениям нагрузки некоторых 500-220 кВ трансформаторов: значения нарушенной нагрузки варьируется между 101 и 110%, этого можно избежать путем сравнительно небольшого улучшения номинальной мощности этих трансформаторов (использование принудительной (механической) вентиляции там, где это возможно, может быть достаточным);
- Другие варианты не производят значительных последствий.

Как уже указывалось выше, так же этот анализ показывает критическую часть 500 кВ системы передачи электроэнергии в северных районах, в основном связанной с соединением подстанции Сугд к другим частям системы.

Поэтому было рекомендовано усилить эту часть системы, т.е. создать вторую линию между Обигарм (Рогунская ГЭС) и Сугд.

6.6.2 Анализ N-1 с экспортными соединениями

Анализ перебоев также был выполнен для вариантов экспорта в соседние страны. Эти рассмотренные варианты являются следующими: 1300 МВт экспорта в Афганистан, 550 МВт экспорта в Кыргызстан, 1500 МВт экспорта в Узбекистан через Сурхан, 1500 МВт экспорта в Узбекистан через Гузар.

Перед проведением этого анализа, были приняты некоторые усиления сети, согласно таблицам 6.1 – 6.6.

Целью анализа является определение, могут ли некоторые варианты перебоев привести к невозможности экспортировать какую-либо электроэнергию или снижение экспорта электроэнергии может быть достаточным для возвращения к приемлемым рабочим условиям, без каких-либо перегрузок.

Можно кратко описать результаты следующим образом:

6.6.2.1 Экспорт 1300 МВт в Афганистан

В случае перебоев на линиях Душанбе-Сугд, Обигарм-Сугд и Душанбе-Обигарм – это приведет к полному коллапсу системы.

Другие перебои могут быть выдержаны, с некоторым снижением экспортной мощности.

Экспортное соединение Сангтуда-1 до Афганистана линия переменного тока					
Линия с перебоями	Станция 1	Станция 2	Рехр	1: Нарушения	Снижение
			МВт	0: без нарушений	МВт
L-517	Регар	Душанбе	1100	0	200
L-518	Душанбе	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-505	Регар	Нурекская	200	0	1100
L-506	Регар	Нурекская	150	0	1150
L-Оби-Сангтуда	Обигарм	Сангтуда-1	350	0	950
L-O-S	Обигарм	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-O-Y	Обигарм	Южная	750	0	550
L-S-Y	Сангтуда-1	Южная	650	0	650
L-Регар-Сангтуда1	Регар	Сангтуда-1	900	0	400
L-D-O-2	Душанбе	Обигарм	Не удалось произвести расчеты		
L-Оби-Рогун ГЭС/1	Обигарм	Рогунская ГЭС	1100	0	200
L-Оби-Рогун ГЭС/2	Обигарм	Рогунская ГЭС	1100	0	200
L-Оби-Рогун ГЭС/3	Обигарм	Рогунская ГЭС	1100	0	200

Таблица 6.5: снижение мощности экспорта (в Афганистан) в случае перебоев

6.6.2.2 Экспорт 550 МВт в Кыргызстан

В этом случае, почти все перебои требуют снижения экспорта электроэнергии.

В случае потери линии Душанбе-Сугд и Обигарм-Сугд произойдет полный коллапс всей системы.

В случае потери линии Душанбе-Обигарм, необходимо снизить экспорт до 550 МВт, но на некоторых линиях все еще представлены нарушения работы трансформаторов.

Во всех остальных случаях, снижение гораздо ниже. Эта таблица подводит итоги по всем перебоям:

Экспортное соединение от Сугда до Датки (Кыргызстан)					
Перебои на линии	Станция 1	Станция 2	Рехр	1: Нарушения	Снижение
			МВт	0 - никаких нарушений	МВт
L-517	Регар	Душанбе	400	0	150
L-518	Душанбе	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-505	Регар	Нурекская	500	0	50
L-506	Регар	Нурекская	500	0	50
L-Оби-Сангтуда	Обигарм	Сангтуда-1	550	0	0
L-O-S	Обигарм	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-O-Y	Обигарм	Южная	550	0	0
L-S-Y	Сангтуда-1	Южная	550	0	0
L-Регар-Сангтуда1	Регар	Сангтуда-1	500	0	50
L-D-O-2	Душанбе	Обигарм	0	1	550
L-Оби-Рогун ГЭС/1	Обигарм	Рогунская ГЭС	550	0	0

Таблица 6.8: снижение экспорта электроэнергии (в Кыргызстан) в случае перебоев

Эта таблица снова показывает, что соединение к Сугду является слабой частью системы.

6.6.2.3 Экспорт 1500 МВт в Узбекистан, через Сурхан

В данном случае, некоторые перебои потребуют некоторого снижения экспорта электроэнергии, и есть три варианта коллапса системы, как в базовом варианте (Обигарм-Сугд, Душанбе-Сугд и Душанбе-Обигарм). Таблица подводит итоги по всем перебоям:

Экспортное соединение Регара с Сурханом (Узбекистан)					
Линия с перебоями	Станция 1	Станция 2	Рехр (ожд.), МВт	1-нарушения 0- никаких нарушений	снижение, МВт
L-517	Регар	Душанбе	350	0	1150
L-518	Душанбе	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-505	Регар	Нурекская	900	0	600
L-506	Регар	Нурекская	900	0	600
L-508	Регар	Сурхан	1500	0	0
L-Оби-Сангтуда	Обигарм	Сангтуда-1	650	0	850
L-O-S	Обигарм	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-O-Y	Обигарм	Южная	1150	0	350
L-S-Y	Сангтуда-1	Южная	1100	0	400
L-Регар-Сангтуда1	Регар	Сангтуда-1	600	0	900
L-D-O-2	Душанбе	Обигарм	Не удалось произвести расчеты		
L-Оби-Рогун ГЭС/1	Обигарм	Рогунская ГЭС	1400	0	100
L-Оби-Рогун ГЭС/2	Обигарм	Рогунская ГЭС	1400	0	100
L-Оби-Рогун ГЭС/3	Обигарм	Рогунская ГЭС	1400	0	100

Таблица 6.9: снижение экспорта электроэнергии (в Узбекистан/1) в случае перебоев

Опять эта таблица показывает, что соединение к Сугду является слабой частью системы; в частности, для этого случая потеря линии Регар-Душанбе ведет к значительному снижению экспорта электроэнергии.

6.6.2.4 Экспорт 1500 МВт в Узбекистан, через Гузар

В данном случае, некоторые перебои потребуют некоторого снижения экспорта электроэнергии, и есть один вариант коллапса системы, как в базовом варианте (Обигарм-Сугд, Душанбе-Сугд и Душанбе-Обигарм). Таблица подводит итоги по всем перебоям:

Экспортное соединение Регара с Гузаром (Узбекистан)					
Линия с перебоями	Станция 1	Станция 2	Рехр	1: Нарушения	Снижение
			МВт	0: Никаких нарушений	МВт
L-517	Регар	Душанбе	350	0	1150
L-518	Душанбе	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-505	Регар	Нурекская	900	0	600
L-506	Регар	Нурекская	850	0	650
L-507	Регар	Гузар	1500	0	0
L-Оби-Сангтуда	Обигарм	Сангтуда-1	700	0	800
L-O-S	Обигарм	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-O-Y	Обигарм	Южная	1100	0	400
L-S-Y	Сангтуда-1	Южная	1050	0	450
L-Регар-Сангтуда1	Регар	Сангтуда-1	600	0	900
L-D-O-2	Душанбе	Обигарм	Не удалось произвести расчеты		
L-Оби-Рогун ГЭС/1	Обигарм	Рогунская ГЭС	1300	0	200
L-Оби-Рогун ГЭС/2	Обигарм	Рогунская ГЭС	1300	0	200
L-Оби-Рогун ГЭС/3	Обигарм	Рогунская ГЭС	1300	0	200

Таблица 6.10: снижение экспорта электроэнергии (в Узбекистан/2) в случае перебоев

Опять эта таблица показывает, что соединение к Сугду является слабой частью системы; в частности, для этого случая потеря линии Регар-Душанбе ведет к значительному снижению экспорта электроэнергии.

6.7 2031 год прогнозирования, Рогунская ГЭС с проектной мощностью 2800 МВт и усиление сети

В этом году, пиковая загрузка спроса ожидается на уровне 5948 МВт; учитывая потери, выработка около 6113 МВт, в то время как общая установленная мощность около 7901 МВт. В случае полной эксплуатационной готовности генераторов, будет возможно экспортировать около 1650 МВт.

Следующие рисунки показывают, что на самом деле можно экспортировать такие объемы, и что сеть электропередач 500 кВ соответствует для этой экспортной активности. Следующие рисунки с Рисунок 6.14 до Рисунок 6.18 показывают варианты экспорта 1300 МВт в Афганистан, 500 МВт в Кыргызстан, 1200 и 1300 МВт в Узбекистан через 2 разных решения и «глобальный» (общий) вариант, когда экспортируется максимум 1650 МВт в эти страны (750, 400 и 500 МВт соответственно).

Во всех вариантах, передача полностью возможна, даже если Таджикская 500кВ система будет перегружена или значения напряжения шинопроводов уйдут за пределы $\pm 5\%$ номинального напряжения, или на некоторых шинопроводах, значения будут выше, но не превысят $\pm 10\%$. Должны быть выполнены вычисления оптимальной реактивной мощности или улучшения профилей напряжения и снижения потерь, но это имеет смысл только с правильными и окончательными данными для всех соединений.

Должны быть учтены следующие критические аспекты по обмену реактивной мощностью.

Как уже было описано выше, соединение с Кыргызстаном имеет ограничения, из-за недостатков системы передачи электроэнергии переменного тока в этой части Таджикистана и требует реактивную мощность. Реакторы линии 500 кВ L-518 от Душанбе до Сугда должны быть отсоединены, чтобы получить подходящие эксплуатационные условия.

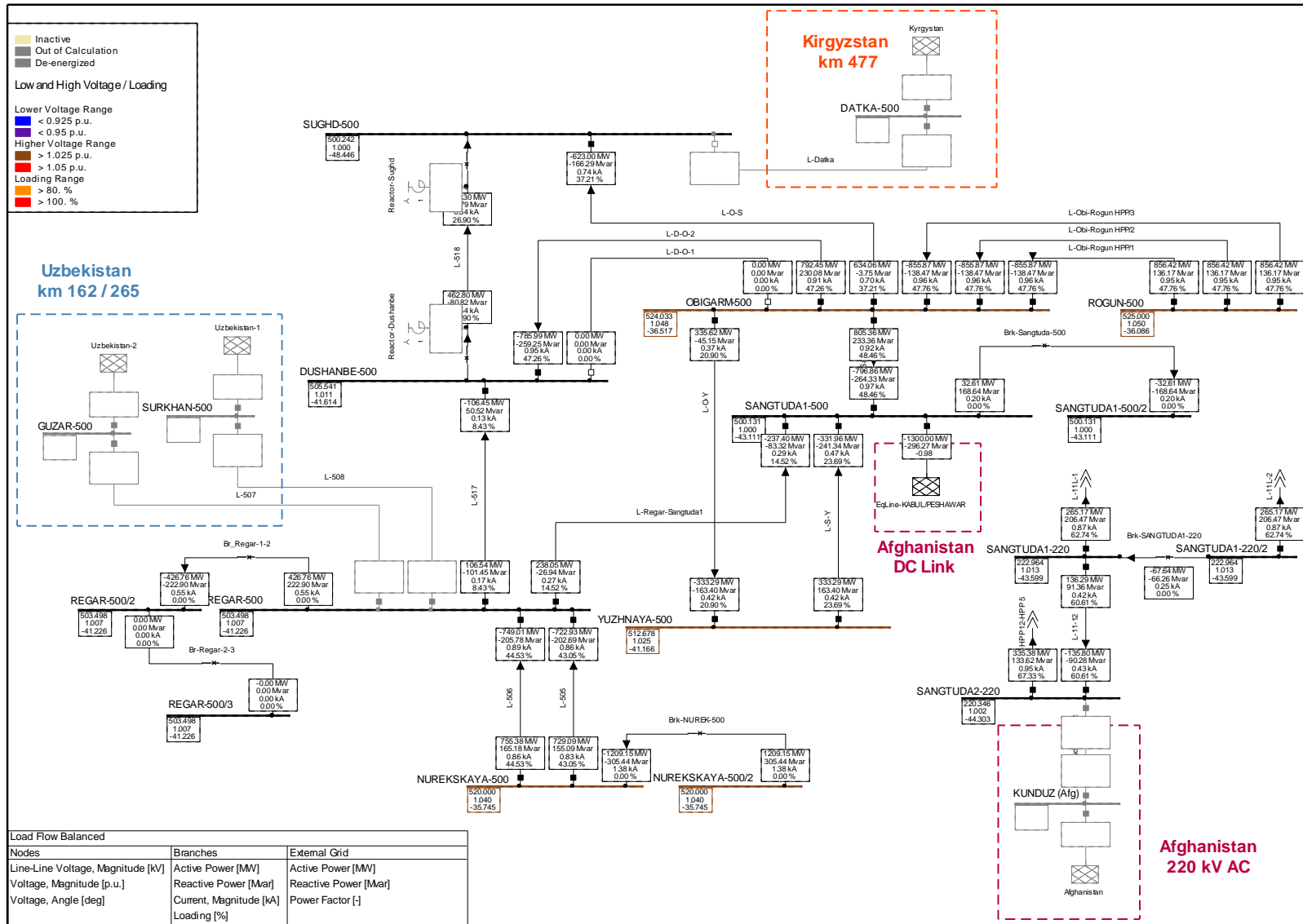


Рисунок 6.14: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС – при макс. 2800 МВт, экспорт 1300 МВт в Афганистан

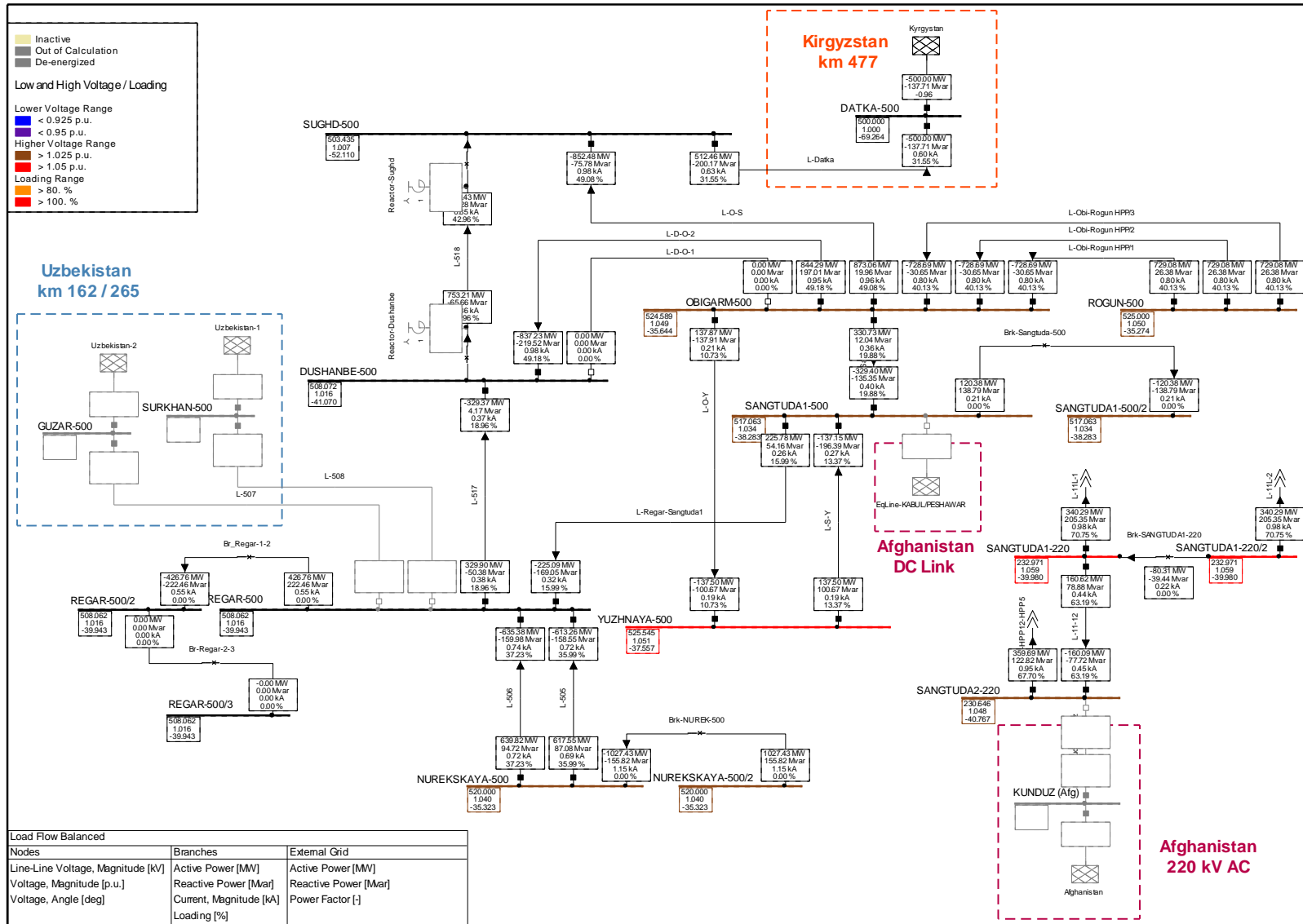


Рисунок 6.15: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС – при макс. 2800 МВт, экспорт 500 МВт в Кыргызстан

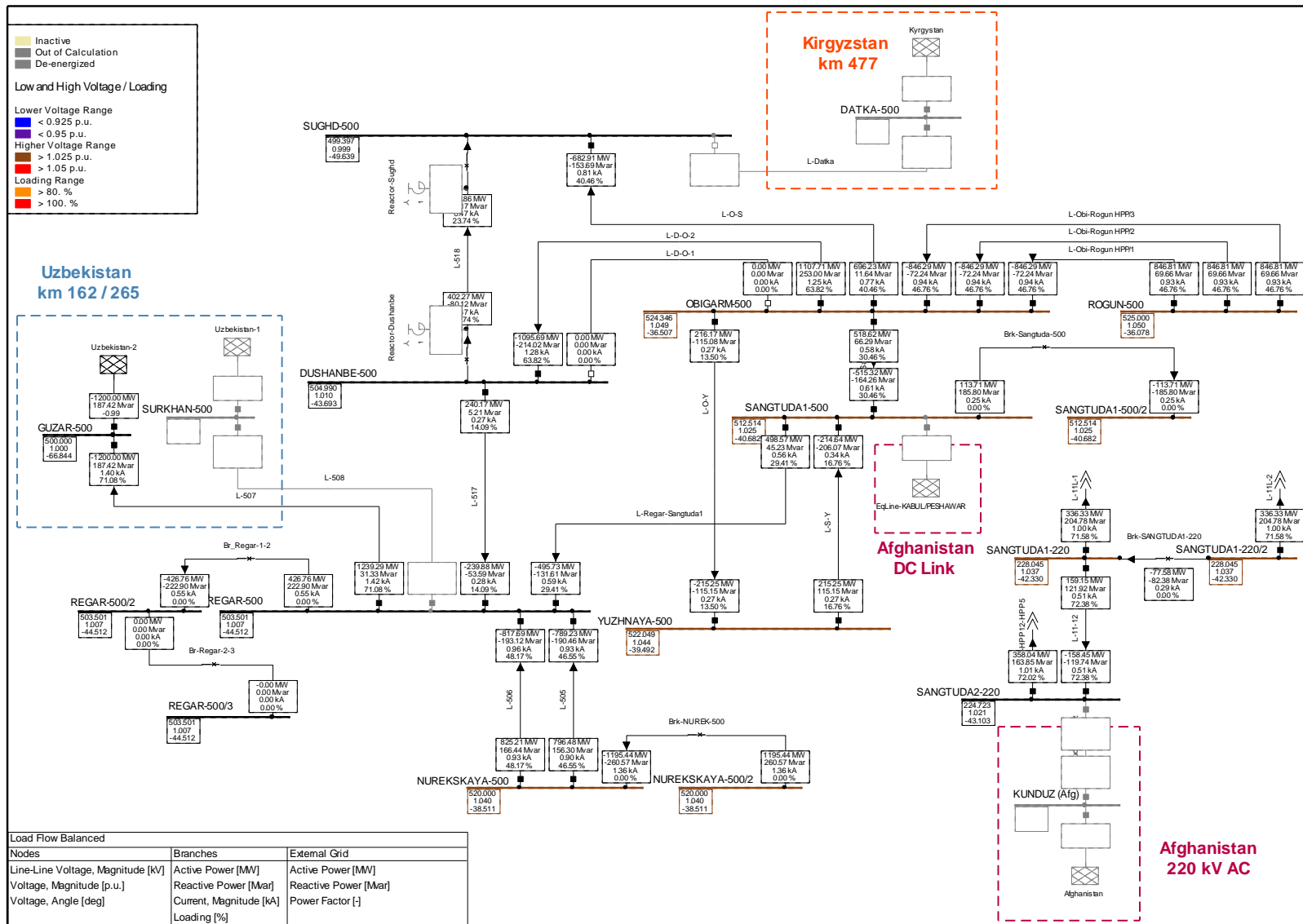


Рисунок 6.16: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС – при макс. 2800 МВт, экспорт 1200 МВт в Узбекистан (реш.1)

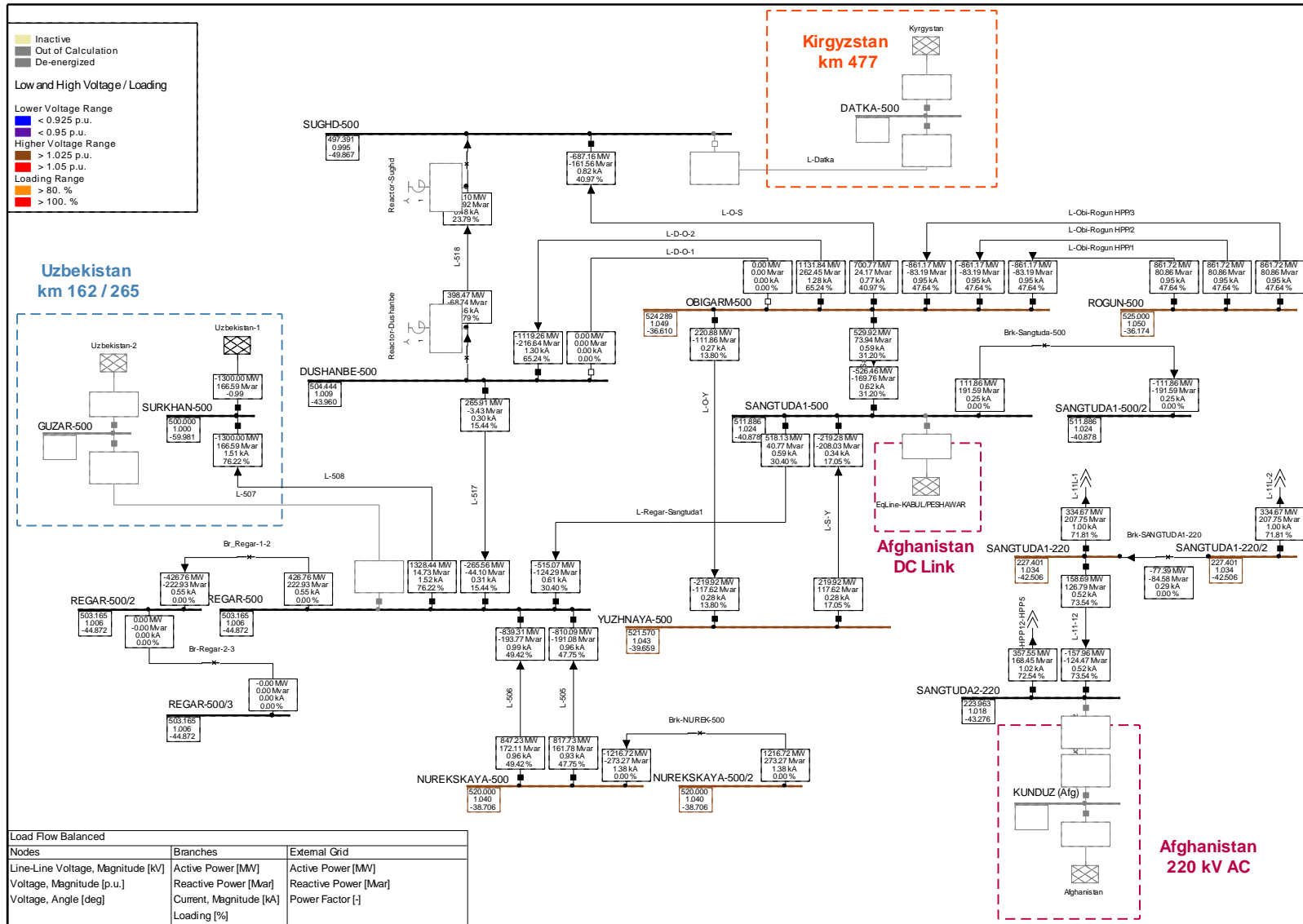


Рисунок 6.17: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС – при макс. 2800 МВт, экспорт 1300 МВт в Узбекистан (реш.2)

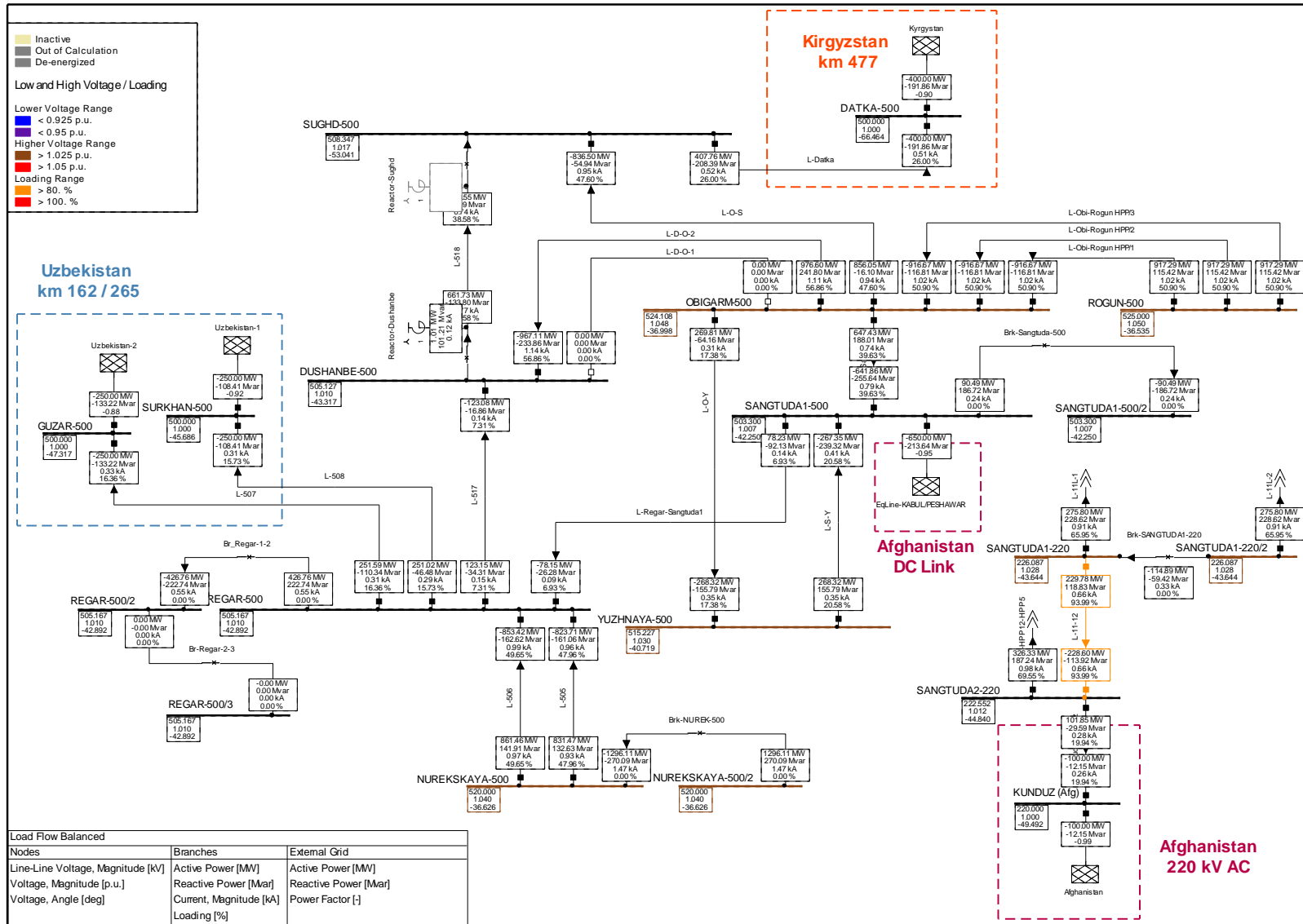


Рисунок 6.18: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС – при макс. 2800 МВт, экспорт 2300 МВт в соседние страны

В другом случае, ситуация с экспортом только в одну страну выглядит следующим образом:

- С Афганистаном: с афганской стороны не требуется реактивной мощности. Таджикская система может предоставить требуемые 296 Мвар в Сангтуда-1, с предполагаемым коэффициентом мощности равным 0.95 для конвертера AC/DC.
- С Кыргызстаном, до Датки: Кыргызстан будет получать 137 Мвар по линии соединения, в то время как другие 200 Мвар будут предоставлены из линии таджикской системе (которой необходима данная поддержка мощностью).
- С Узбекистаном, в Сурхан: от Узбекистана требуется выработка 167 Мвар, остальные 14 Мвар предоставляются с таджикской стороны.
- С Узбекистаном, в Гузар: от Узбекистана требуется выработка 187 Мвар, остальные 31 Мвар предоставляются с таджикской стороны.

Как уже описывалось выше, соединение с Кыргызстаном имеет ограничения, ввиду недостатков системы передачи переменного тока в этой части Таджикистана и требует реактивной мощности. Реакторы линии 500 кВ L-518 от Душанбе до Сугда должны быть отсоединены, что получить подходящие эксплуатационные условия

6.7.1 Анализ N-1 с экспортными соединениями

В случае работы Рогунской ГЭС на мощности максимум 2800 МВт, есть лишь незначительные различия в перебоях системы 500кВ, когда нет экспорта в соседние страны. На самом деле, система 500кВ всего лишь помогает системе 220 кВ поддерживать нагрузку, которая остается неизменной. Подробные результаты не приводятся.

Более интересными являются варианты с перебоями в случае экспорта в соседние страны.

Рассмотренными вариантами являются следующими: 1300 МВт экспорта в Афганистан, 500 МВт экспорта в Кыргызстан, 1300 МВт экспорта в Узбекистан через Сурхан, 1200 МВт экспорта в Узбекистан через Гузар.

Целью анализа является определение, могут ли некоторые варианты перебоев привести к невозможности экспортировать какую-либо электроэнергию или снижения экспорта электроэнергии может быть достаточным для возвращения к приемлемым рабочим условиям, без каких-либо перегрузок.

Можно кратко описать результаты следующим образом:

6.7.1.1 Экспорт 1300 МВт в Афганистан

В случае перебоев на линиях Душанбе-Сугд, Обигарм-Сугд и Душанбе-Обигарм – это приведет к полному коллапсу системы.

Прим.: Перебои на линиях L-505 и L-506 Регар-Нурекская могут быть выдержаны, с некоторым снижением экспортной мощности.

Экспортное соединение от Сангтуда-1 до Афганистана, линия перемен. тока					
Линия с перебоями	Станция 1	Станция 2	Рехр	1: Нарушения	Снижение
			МВт	0: без нарушений	МВт
L-517	Регар	Душанбе	900	0	400
L-518	Душанбе	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-505	Регар	Нурекская	0	1	1300
L-506	Регар	Нурекская	0	1	1300
L-Оби-Сангтуда	Обигарм	Сангтуда-1	350	0	950
L-O-S	Обигарм	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-O-Y	Обигарм	Южная	750	0	550
L-S-Y	Сангтуда-1	Южная	650	0	650
L-Регар-Сангтуда1	Регар	Сангтуда-1	850	0	450
L-D-O-2	Душанбе	Обигарм	Не удалось произвести расчеты		
L-Оби-Рогун ГЭС/1	Обигарм	Рогунская ГЭС	1050	0	250
L-Оби-Рогун ГЭС/2	Обигарм	Рогунская ГЭС	1050	0	250
L-Оби-Рогун ГЭС/3	Обигарм	Рогунская ГЭС	1050	0	250

Таблица 6.11: снижение мощности экспорта (в Афганистан) в случае перебоев

6.7.1.2 Экспорт 500 МВт в Кыргызстан

В этом случае, почти все перебои требуют снижения экспорта электроэнергии.

В случае потери линии Душанбе-Сугд и Обигарм-Сугд – это приведет к полному коллапсу системы.

В случае потери линии Душанбе-Обигарм и Регар-Нурекская, необходимо снизить экспорт до 0 МВт (снижение на 500 МВт), но все еще некоторые элементы будут перегружены

Во всех остальных случаях, снижение гораздо ниже. Эта таблица подводит итоги по всем перебоям:

Экспортное соединение из Сугда до Датки (Кыргызстан)					
Линия с перебоями	Станция 1	Станция 2	Рехр	1: Нарушения	Снижение
			МВт	0: без нарушений	МВт
L-517	Регар	Душанбе	150	0	350
L-518	Душанбе	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-505	Регар	Нурекская	0	1	500
L-506	Регар	Нурекская	0	1	500
L-Оби-Сангтуда	Обигарм	Сангтуда-1	500	0	0
L-O-S	Обигарм	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-O-Y	Обигарм	Южная	500	0	0
L-S-Y	Сангтуда-1	Южная	500	0	0

Экспортное соединение из Сугда до Датки (Кыргызстан)					
Линия с перебоями	Станция 1	Станция 2	Рехр	1: Нарушения	Снижение
			МВт	0: без нарушений	МВт
L-Регар-Сангтуда1	Регар	Сангтуда-1	450	0	50
L-D-O-2	Душанбе	Обигарм	0	1	500
L-Оби-Рогун ГЭС/1	Обигарм	Рогунская ГЭС	500	0	0
L-Оби-Рогун ГЭС/2	Обигарм	Рогунская ГЭС	500	0	0
L-Оби-Рогун ГЭС/3	Обигарм	Рогунская ГЭС	500	0	0

Таблица 6.12: снижение экспорта электроэнергии (в Кыргызстан) в случае перебоев

Опять эта таблица показывает, что соединение с Сугдом является слабой частью системы.

6.7.1.3 Экспорт 1300 МВт в Узбекистан, через Сурхан

В данном случае, некоторые перебои потребуют некоторого снижения экспорта электроэнергии, и есть один вариант коллапса системы, как в базовом варианте (Душанбе-Сугд, Обигарм-Сугд и Душанбе-Обигарм). Таблица подводит итоги по всем перебоям:

Экспортное соединение от Регара до Суркана (Узбекистан)					
Линия с перебоями	Станция 1	Станция 2	Рехр	1: Нарушения	Снижение
			МВт	0: без нарушений	МВт
L-517	Регар	Душанбе	750	0	550
L-518	Душанбе	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-505	Регар	Нурекская	450	0	850
L-506	Регар	Нурекская	0	1	1300
L-508	Регар	Сурхан	1300	0	0
L-Оби-Сангтуда	Обигарм	Сангтуда-1	650	0	650
L-O-S	Обигарм	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-O-Y	Обигарм	Южная	1000	0	300
L-S-Y	Сангтуда-1	Южная	950	0	350
L-Регар-Сангтуда1	Регар	Сангтуда-1	600	0	700
L-D-O-2	Душанбе	Обигарм	Не удалось произвести расчеты		
L-Оби-Рогун ГЭС/1	Обигарм	Рогунская ГЭС	1200	0	100
L-Оби-Рогун ГЭС/2	Обигарм	Рогунская ГЭС	1200	0	100
L-Оби-Рогун ГЭС/3	Обигарм	Рогунская ГЭС	1200	0	100

Таблица 6.13: снижение экспорта электроэнергии (в Узбекистан/1) в случае перебоев

6.7.1.4 Экспорт 1200 МВт в Узбекистан, через Гузар

В данном случае, некоторые перебои потребуют некоторого снижения экспорта электроэнергии, и есть один вариант коллапса системы, как в базовом варианте (Душанбе-Сугд, Обигарм-Сугд и Душанбе-Обигарм). Таблица подводит итоги по всем перебоям:

Экспортное соединение от Регара до Гузара (Узбекистан)					
Линия с перебоями	Станция 1	Станция 2	Рехр	1: Нарушения	Снижение
			МВт	0: без нарушений	МВт
L-517	Регар	Душанбе	750	0	450
L-518	Душанбе	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-505	Регар	Нурекская	550	0	650
L-506	Регар	Нурекская	550	0	650
L-507	Регар	Гузар	1200	0	0
L-Оби-Сангтуда	Обигарм	Сангтуда-1	700	0	500
L-O-S	Обигарм	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-O-Y	Обигарм	Южная	1000	0	200
L-S-Y	Сангтуда-1	Южная	950	0	250
L-Регар-Сангтуда1	Регар	Сангтуда-1	650	0	550
L-D-O-2	Душанбе	Обигарм	Не удалось произвести расчеты		
L-Оби-Рогун ГЭС/1	Обигарм	Рогунская ГЭС	1150	0	50
L-Оби-Рогун ГЭС/2	Обигарм	Рогунская ГЭС	1150	0	50
L-Оби-Рогун ГЭС/3	Обигарм	Рогунская ГЭС	1150	0	50

Таблица 6.14: снижение экспорта электроэнергии (в Узбекистан/2) в случае перебоев

6.8 2031 год прогнозирования, Рогунская ГЭС с проектной мощностью 2000 МВт и усиление сети

В этом году, пиковая загрузка спроса ожидается на уровне 5948 МВт; учитывая потери, выработка около 6111 МВт, в то время как общая установленная мощность около 7099 МВт. В случае полной эксплуатационной готовности генераторов, будет возможно экспортировать около 900 МВт.

Следующие рисунки показывают, что на самом деле можно экспортировать такие объемы, и что сеть электропередач 500 кВ соответствует для этой экспортной активности. Следующие рисунки с Рисунок 6.14 до Рисунок 6.18 показывают варианты экспорта 700 МВт в Афганистан, 500 МВт в Кыргызстан, 900 МВт в Узбекистан через 2 разных решения и «глобальный» (общий) вариант, когда экспортируется максимум 900 МВт в эти страны (400, 200 и 300 МВт соответственно).

Во всех вариантах, передача полностью возможна, даже если Таджикская 500кВ система будет перегружена или значения напряжения шин проводов уйдут за пределы $\pm 5\%$ номинального напряжения.

Должны быть учтены следующие критические аспекты по обмену реактивной мощностью. Как уже было описано выше, соединение с Кыргызстаном имеет ограничения, из-за слабости системы передачи электроэнергии переменного тока в этой части Таджикистана и требует реактивную мощность. Реакторы линии 500 кВ L-518 от Душанбе до Сугда должны быть отсоединены, чтобы получить подходящие эксплуатационные условия.

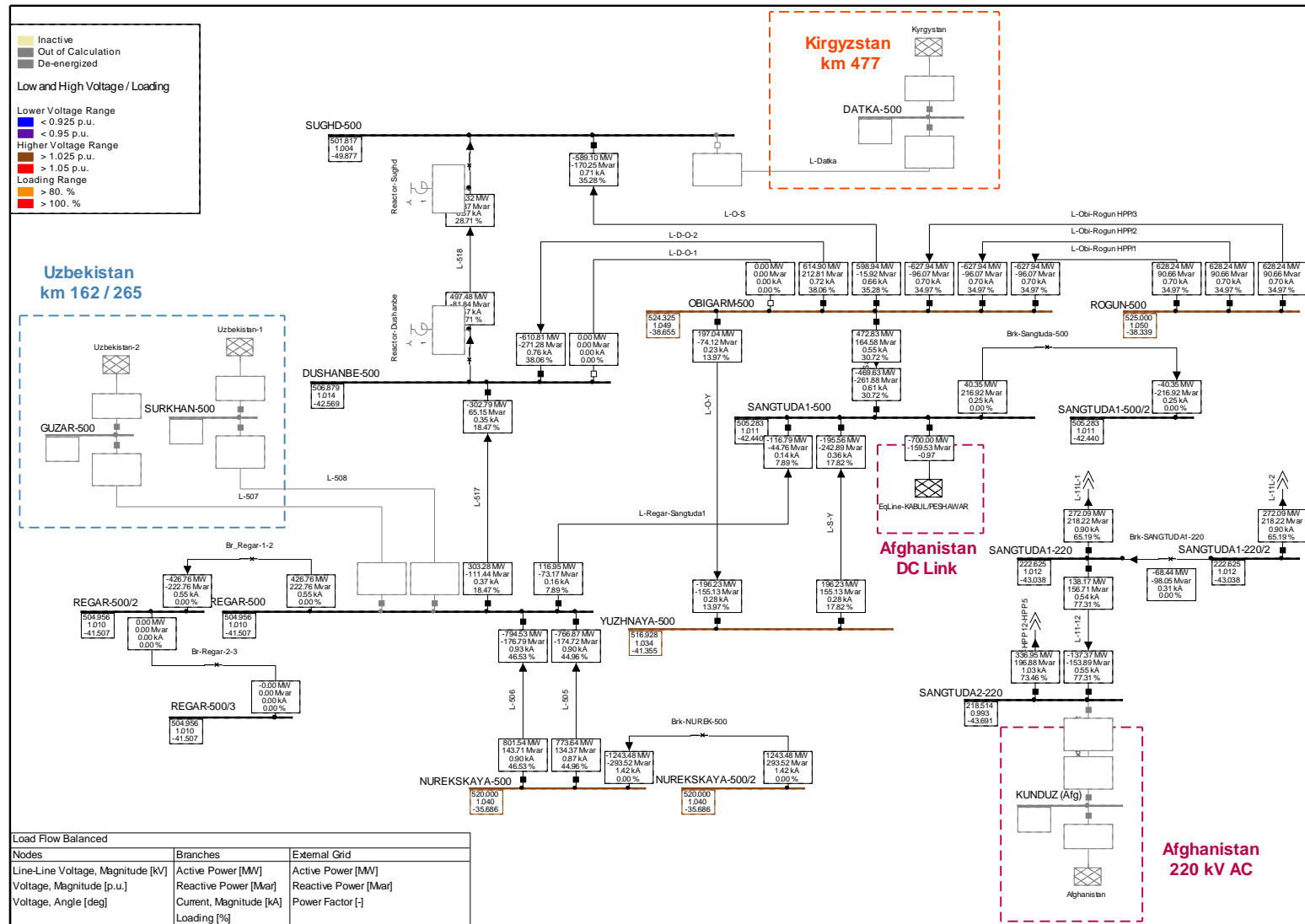


Рисунок 6.19: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС – при макс. 2000 МВт, экспорт 700 МВт в Афганистан

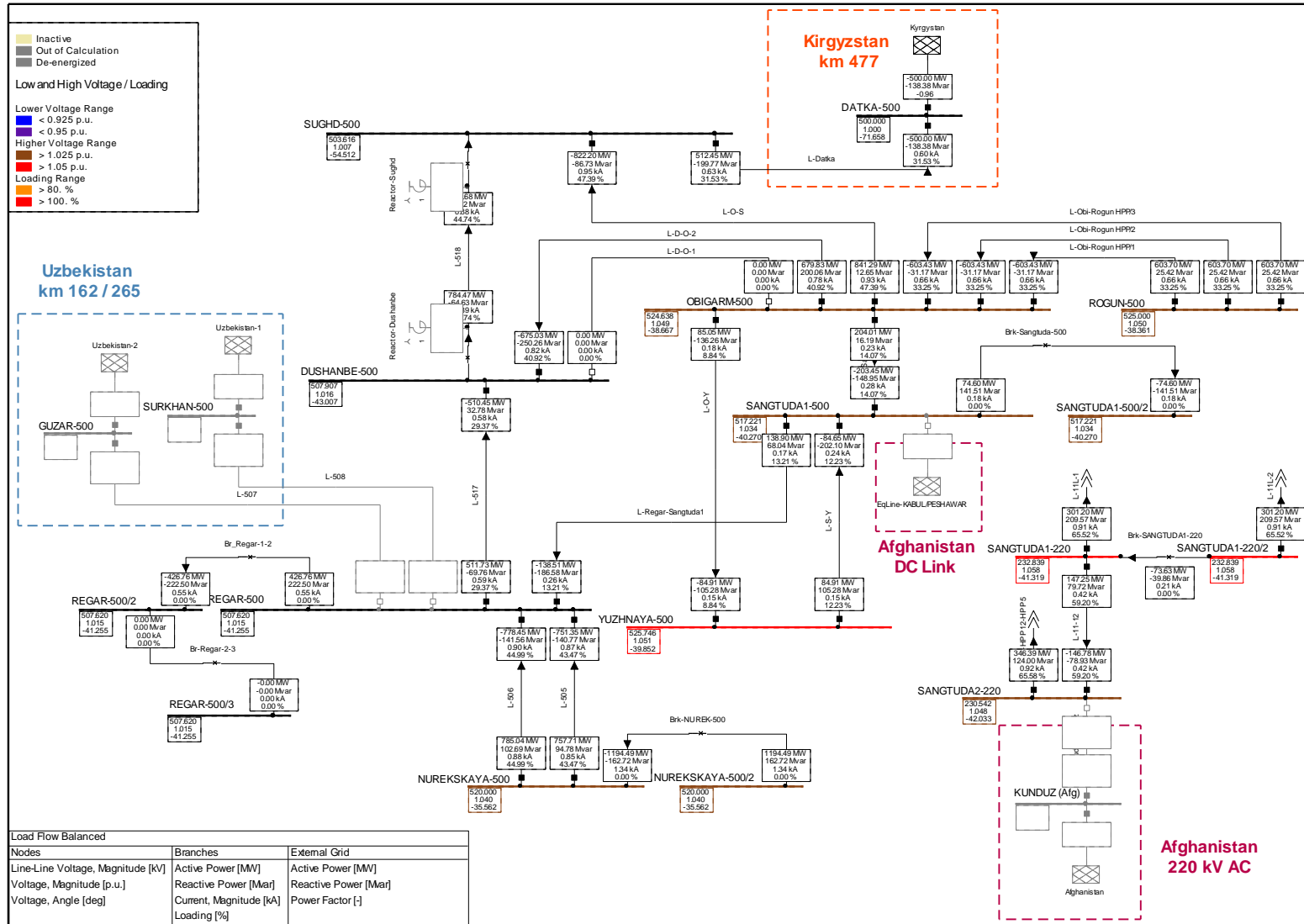


Рисунок 6.20: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС – при макс. 2000 МВт, экспорт 500 МВт в Кыргызстан

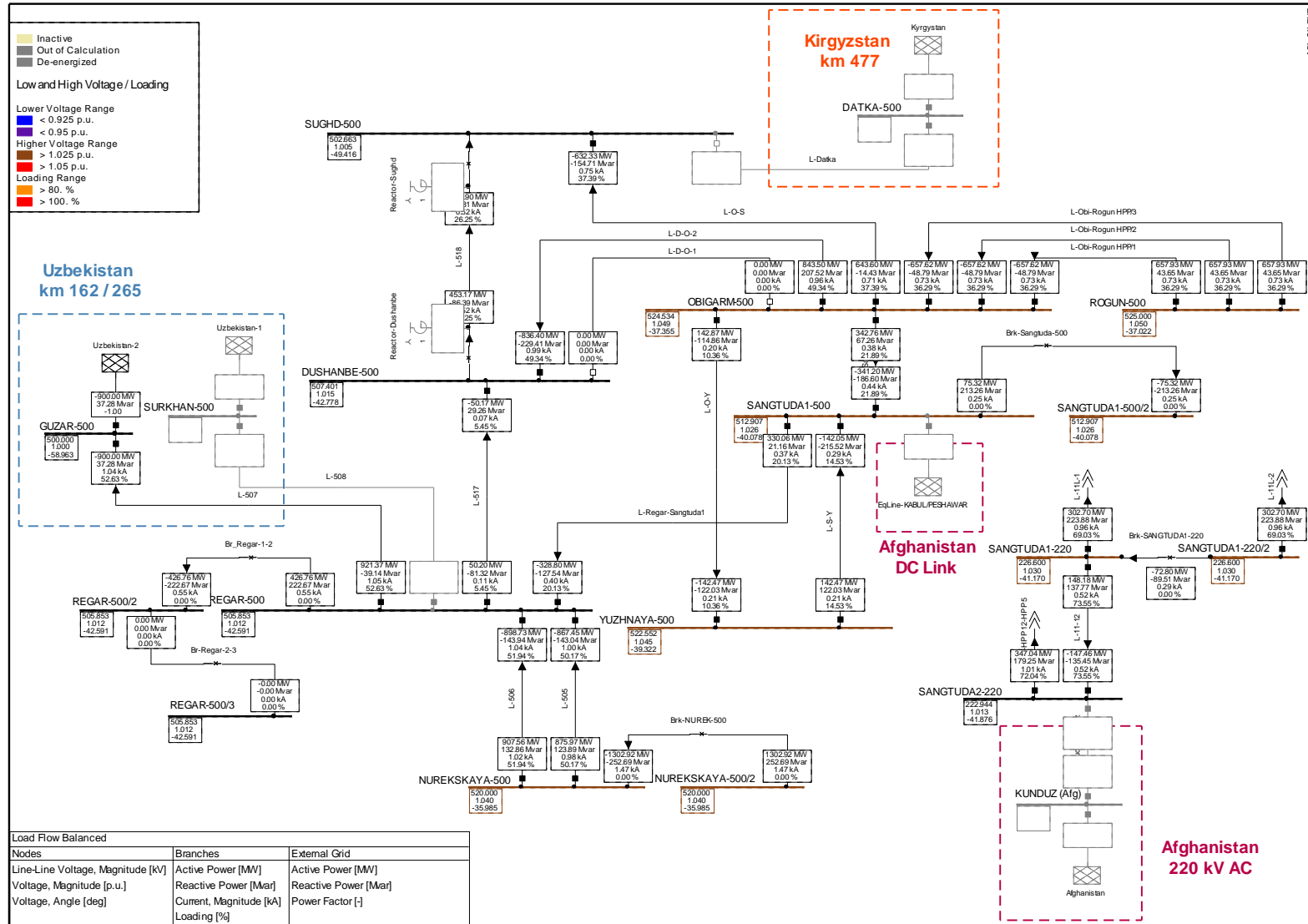


Рисунок 6.21: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС – при макс. 2000 МВт, экспорт 900 МВт в Узбекистан (реш.1)

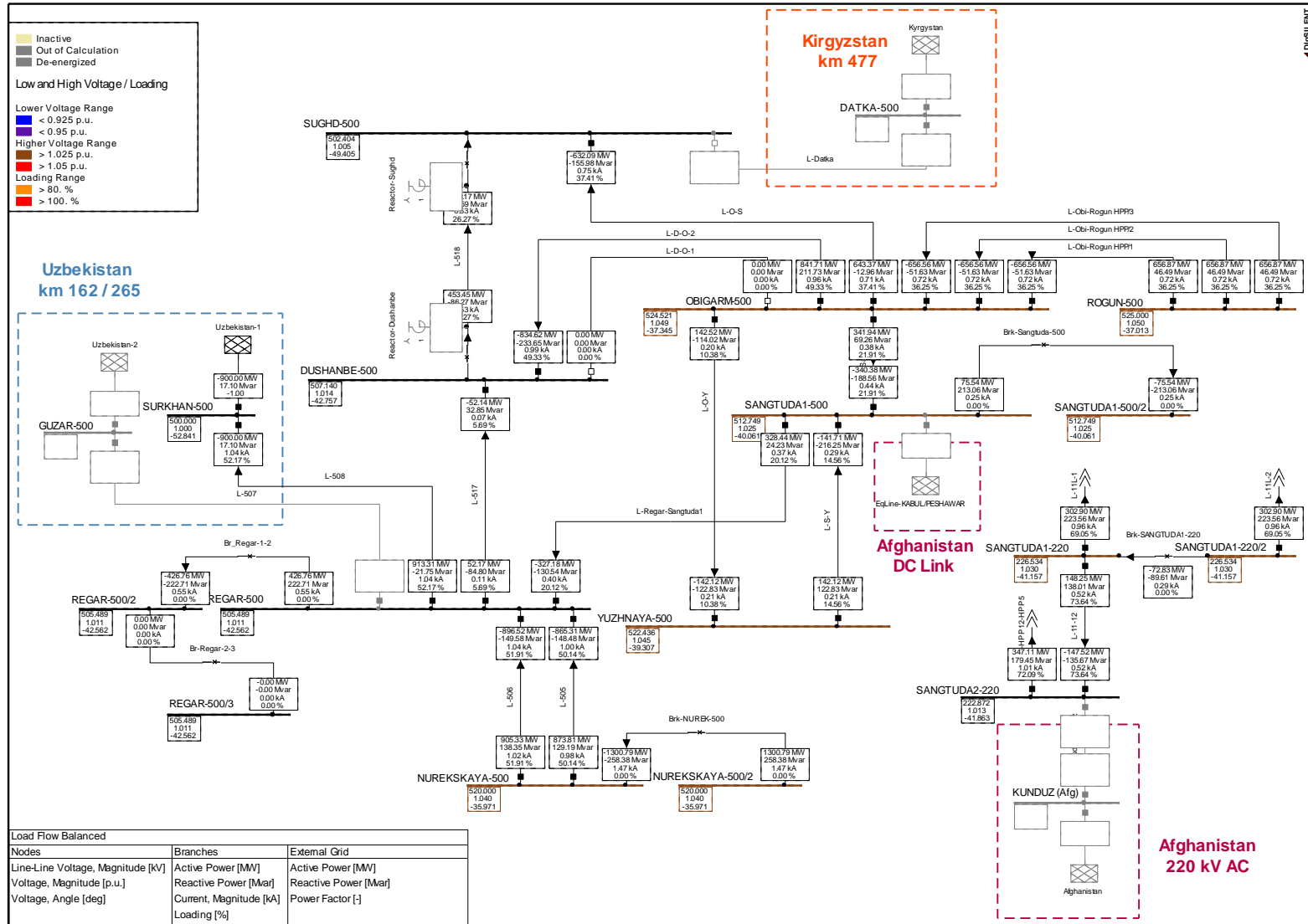


Рисунок 6.22: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС – при макс. 2000 МВт, экспорт 900 МВт в Узбекистан (реш.2)

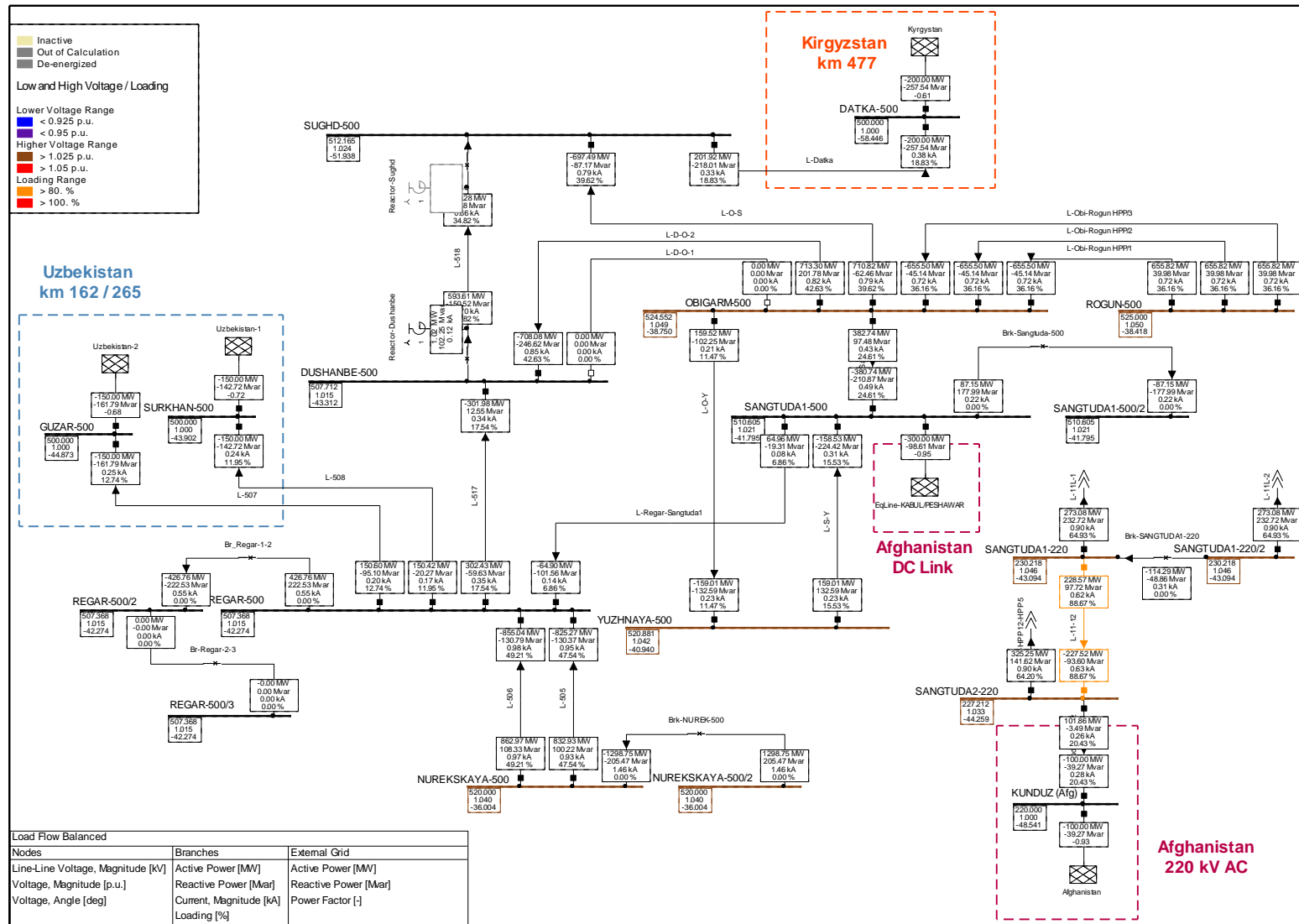


Рисунок 6.23: Прогнозируемый 2031 год, пиковая нагрузка, Рогунская ГЭС – при макс. 2000 МВт, экспорт 900 МВт в соседние страны

В случае экспорта только в одну страну, ситуация с реактивной мощностью выглядит следующим образом:

- С Афганистаном: с афганской стороны не требуется реактивной мощности. Таджикская система может предоставить требуемые 160 Мвар в Сангтуда-1, с предполагаемым коэффициентом мощности равным 0.95 для конвертера AC/DC.
- С Кыргызстаном, до Датки: Кыргызстан будет получать 138 Мвар по линии соединения, в то время как другие 200 Мвар будут предоставлены из линии таджикской системе (которой необходима данная поддержка мощностью).
- С Узбекистаном, в Сурхан: от Узбекистана требуется выработка 17 Мвар.
- С Узбекистаном, в Гузар: от Узбекистана требуется выработка 37 Мвар, остальные 39 Мвар предоставляются с таджикской стороны.

Как уже описывалось выше, соединение с Кыргызстаном имеет ограничения, ввиду недостатков системы передачи переменного тока в этой части Таджикистана и требует реактивной мощности. Реакторы линии 500 кВ L-518 от Душанбе до Сугда должны быть отсоединены, что получить подходящие эксплуатационные условия.

6.8.1 Анализ N-1 с экспортными соединениями

В случае работы Рогунской ГЭС на максимальной мощности 2000 МВт, есть лишь незначительные различия в перебоях системы 500кВ, когда нет экспорта в соседние страны. На самом деле, система 500 кВ всего лишь помогает системе 220 кВ поддерживать нагрузку, которая остается неизменной. Подробные результаты не приводятся.

Более интересными являются варианты с перебоями в случае экспорта в соседние страны.

Рассмотренными вариантами являются следующими: 700 МВт экспорта в Афганистан, 500 МВт экспорта в Кыргызстан, 900 МВт экспорта в Узбекистан через Сурхан, 900 МВт экспорта в в Узбекистан через Гузар.

Целью анализа является определение, могут ли некоторые варианты перебоев привести к невозможности экспортировать какую-либо электроэнергию или снижения экспорта электроэнергии может быть достаточным для возвращения к приемлемым рабочим условиям, без каких-либо перегрузок.

Можно кратко описать результаты следующим образом:

6.8.1.1 Экспорт 900 МВт в Афганистан

В случае перебоев на линиях Душанбе-Сугд, Регарская-Нурекская и Обигарм-Сугд – это приведет к полному коллапсу системы.

Если будут перебои на одной из линий: Редар-Душанбе, возникнут перегрузки в системе электропередач 220 кВ, которые в любом случае не смогут быть устранены снижением экспорта электроэнергии, но могут быть снижены переназначением выработки активной мощности.

Экспортное соединение из Сангтуда-1 до Афганистана, линия перемен. тока					
Линия с перебоями	Станция 1	Станция 2	Рехр	1: нарушения	Снижение
			МВт	0: без нарушений	МВт
L-517	Редар	Душанбе	0	1	700
L-518	Душанбе	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-505	Редар	Нурекская	Не удалось произвести расчеты		
L-506	Редар	Нурекская	Не удалось произвести расчеты		
L-Оби-Сангтуда	Обигарм	Сангтуда-1	50	0	650
L-O-S	Обигарм	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-O-Y	Обигарм	Южная	350	0	350
L-S-Y	Сангтуда-1	Южная	200	0	500
L-Редар-Сангтуда1	Редар	Сангтуда-1	500	0	200
L-D-O-2	Душанбе	Обигарм	Не удалось произвести расчеты		
L-Оби-Рогун ГЭС/1	Обигарм	Рогунская ГЭС	550	0	150
L-Оби-Рогун ГЭС/2	Обигарм	Рогунская ГЭС	550	0	150
L-Оби-Рогун ГЭС/3	Обигарм	Рогунская ГЭС	550	0	150

Таблица 6.15: снижение мощности экспорта (в Афганистан) в случае перебоев

6.8.1.2 Экспорт 500 МВт в Кыргызстан

В случае потери линии Душанбе-Сугд и Обигарм-Сугд – это приведет к полному коллапсу системы.

Если будут перебои возникнут на линиях Редар-Душанбе, Редар-Нурекская и Душанбе-Обигарм, возникнут перегрузки в системе электропередач 220 кВ, которые в любом случае не смогут быть устранены снижением экспорта электроэнергии, но могут быть снижены переназначением выработки активной мощности.

Экспортное соединение из Сугда до Датки (Кыргызстан)					
Линия с перебоями	Станция 1	Станция 2	Рехр	1: нарушения	Снижение
			МВт	0: без нарушений	МВт
L-517	Регар	Душанбе	0	1	500
L-518	Душанбе	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-505	Регар	Нурекская	0	1	500
L-506	Регар	Нурекская	0	1	500
L-Оби-Сангтуда	Обигарм	Сангтуда-1	500	0	0
L-O-S	Обигарм	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-O-Y	Обигарм	Южная	500	0	0
L-S-Y	Сангтуда-1	Южная	500	0	0
L-Регар-Сангтуда1	Регар	Сангтуда-1	450	0	50
L-D-O-2	Душанбе	Обигарм	0	1	500
L-Оби-Рогун ГЭС/1	Обигарм	Рогунская ГЭС	500	0	0
L-Оби-Рогун ГЭС/2	Обигарм	Рогунская ГЭС	500	0	0
L-Оби-Рогун ГЭС/3	Обигарм	Рогунская ГЭС	500	0	0

Таблица 6.16: снижение мощности экспорта (в Кыргызстан) в случае перебоев

6.8.1.3 Экспорт 900 МВт в Узбекистан, через Сурхан

В этом случае есть два варианта коллапса системы, как в базовом варианте (Обигарм-Сугд, Душанбе-Сугд и Душанбе-Обигарм).

Если будут перебои на линии L-505 или L-506 Регар-Нурекская, возникнут перегрузки на системах электропередач 500 кВ и 220 кВ, которые в любом случае не смогут быть устранены снижением экспорта электроэнергии, но могут быть снижены переназначением выработки активной мощности.

Экспортное соединение от Регара до Суркана (Узбекистан)					
Линия с перебоями	Станция 1	Станция 2	Рехр	1: нарушения	Снижение
			МВт	0: без нарушений	МВт
L-517	Регар	Душанбе	900	0	0
L-518	Душанбе	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-505	Регар	Нурекская	0	1	900
L-506	Регар	Нурекская	0	1	900
L-508	Регар	Сурхан	900	0	0
L-Оби-Сангтуда	Обигарм	Сангтуда-1	250	0	650
L-O-S	Обигарм	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-O-Y	Обигарм	Южная	800	0	100
L-S-Y	Сангтуда-1	Южная	550	0	350
L-Регар-Сангтуда1	Регар	Сангтуда-1	800	0	100
L-D-O-2	Душанбе	Обигарм	Не удалось произвести расчеты		
L-Оби-Рогун ГЭС/1	Обигарм	Рогунская ГЭС	900	0	0
L-Оби-Рогун ГЭС/2	Обигарм	Рогунская ГЭС	900	0	0
L-Оби-Рогун ГЭС/3	Обигарм	Рогунская ГЭС	900	0	0

Таблица 6.17: снижение мощности экспорта (в Узбекистан/1) в случае перебоев

6.8.1.4 Экспорт 900 МВт в Узбекистан, через Гузар

В этом случае есть два варианта коллапса системы, как в базовом варианте (Обигарм-Сугд, Душанбе-Сугд и Душанбе-Обигарм).

Если будут перебои на линии L-505 или L-506 Регар-Нурекская, возникнут перегрузки на системах электропередач 500 кВ и 220 кВ, которые в любом случае не смогут быть устранены снижением экспорта электроэнергии, но могут быть снижены переназначением выработки активной мощности.

Экспортное соединение от Регара до Гузара (Узбекистан)					
Линия с перебоями	Станция 1	Станция 2	Рехр	1: нарушения	Снижение
			МВт	0: без нарушений	МВт
L-517	Регар	Душанбе	900	0	0
L-518	Душанбе	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-505	Регар	Нурекская	0	1	900
L-506	Регар	Нурекская	0	1	900
L-507	Регар	Гузар	900	0	0
L-Оби-Сангтуда	Обигарм	Сангтуда-1	300	0	600
L-O-S	Обигарм	Сугд	Не удалось произвести расчеты		
L-O-Y	Обигарм	Южная	800	0	100
L-S-Y	Сангтуда-1	Южная	600	0	300
L-Регар-Сангтуда1	Регар	Сангтуда-1	850	0	50
L-D-O-2	Душанбе	Обигарм	Не удалось произвести расчеты		
L-Оби-Рогун ГЭС/1	Обигарм	Рогунская ГЭС	900	0	0
L-Оби-Рогун ГЭС/2	Обигарм	Рогунская ГЭС	900	0	0
L-Оби-Рогун ГЭС/3	Обигарм	Рогунская ГЭС	900	0	0

Таблица 6.18: снижение мощности экспорта (в Узбекистан/2) в случае перебоев

6.9 Итоги усиления

Как было описано выше, рост нагрузки требует усиления существующей таджикской системы электропередач 220 кВ. Для наиболее подходящего выбора усиления потребуются знать точное распределение роста нагрузки среди различных центров нагрузки, местоположение новых возможных центров нагрузки (которые возможно не предусмотрены сейчас) и активация правильных исследований по планированию сети, которые должны постоянно обновляться, включая исследования ОПАЦ/ОПРЦ (OPF/ORPF) (Оптимальные Поток Активной Мощности / Оптимальные Поток Реактивной Мощности), которые возможны, только когда вышеуказанная информация будет доступна.

Меры по усилению, принятые в данном исследовании, являются всего лишь приблизительной величиной того, что может потребоваться, принятые с единственной целью иметь надлежащее потокораспределение нагрузки без нарушений; в соответствии с информацией, которая доступна на текущий момент. упомянутые нарушения относятся к нагрузками линий и трансформаторов и вольтажные шины. .

В следующей таблице сообщается уже запрограммированные (со стороны Барки Точик) и дополнительно предложенные (по результатам исследования) усиления системы 220 кВ, нагрузка трансформаторов плюс некоторые трансформаторы 500/220 кВ.

Предлагаемые усиления в основном связаны с ростом спроса нагрузки внутри страны. В случае, ели мощность Рогунской ГЭС ниже, чем максимальная, влияние главным образом является сокращение экспорта.

Год	пункт	Мощность Рогунской ГЭС	Идентификация	Vn [кВ]	От станции	До станции	Действие по усилению
2011	Линия	-	L-S-I	220	Сугд	Т Шахристан	Запрограммировано (*)
2011	Линия	-	L-S-I (1)	220	Т Шахристан	Айни	Запрограммировано (*)
2013	3-обм. транс.	-	TR-Бустон-2	230	Бустон		мощность увеличена на 33%
2013	3-обм. транс.	-	TR-Джангал-1	230	Джангал		элемент дублирован
2013	3-обм. транс.	-	TR-Джангал-2	230	Джангал		элемент дублирован
2013	3-обм. транс.	-	TR-Головная-1	242	Головная		элемент дублирован
2013	3-обм. транс.	-	TR-Головная-2	242	Головная		элемент дублирован
2013	3-обм. транс.	=	TR-Новая-1	230	Новая		мощность увеличена на 33%
2013	3-обм. транс.	=	TR-Новая-2	230	Новая		мощность увеличена на 33%
2013	3-обм. транс.	=	TR-Орджабод-2-1	230	Орджабод-2		элемент дублирован
2013	3-обм. транс.	=	TR-Орджабод-2-2	230	Орджабод-2		элемент дублирован
2013	Линия	=	L-11L-1	220	Лолазор	Сангтуда-1	элемент дублирован
2013	Линия	=	L-11L-2	220	Лолазор	Сангтуда-1	элемент дублирован
2013	Линия	=	L-24-КВ/1	220	Кайраккум	Т-Шуроб-1	элемент дублирован

Год	пункт	Мощность Рогунской ГЭС	Идентификация	Vn [кВ]	От станции	До станции	Действие по усилению
2013	Линия	=	L-24-KB/2	220	Т-Шуроб-2	Канибадам	элемент дублирован
2013	Линия	=	L-7-02	220	Орджабод-2	Т_Нурек	элемент дублирован
2013	Линия	=	L-7-02(1)	220	Т_Нурек	Нурекская	элемент дублирован
2013	Линия	=	L-7L	220	Себистан	Лолазор	элемент дублирован
2013	Линия	=	L-7-L	220	Нурекская	Себистан	элемент дублирован
2013	Линия	=	L-8D	220	Джангал	Байпаза	элемент дублирован
2014	Линия	-	L-G-R	220	Герань	Руми	Запрограммировано (*)
2014	Линия	-	L-K-A	220	Ашт	Кайрокум	Запрограммировано (*)
2016	Линия	-	L-24-KB/1	220	Т-Шуроб-1	Кайрокум	Запрограммировано (*)
2016	Линия	-	L-24-KB/2	220	Т-Шуроб-2	Канибадам	Запрограммировано (*)
2016	Линия	-	L-KAN-S	220	Т-Шуроб-2	Шуробская	Запрограммировано (*)
2016	Линия	-	L-KAY-S	220	Т-Шуроб-1	Шуробская	Запрограммировано (*)
2020	3-обм. транс.	400	TR-Бустон-2	230	Бустон		элемент дублирован
2020	3-обм. транс.	400	TR-Герань-1	230	Герань		мощность увеличена на 33%
2020	3-обм. транс.	400	TR-Герань-2	230	Герань		мощность увеличена на 33%
2020	3-обм. транс.	400	TR-Хатлон-1	230	Хатлон		мощность увеличена на 33%
2020	3-обм. транс.	400	TR-Хатлон-2	230	Хатлон		мощность увеличена на 33%
2020	3-обм. транс.	400	TR-Худжанд-1	230	Худжанд		мощность увеличена на 33%
2020	3-обм. транс.	400	TR-Худжанд-2	230	Худжанд		мощность увеличена на 33%
2020	3-обм. транс.	400	TR-Колхозабод-1	230	Колхозабод		мощность увеличена на 33%
2020	3-обм. транс.	400	TR-Себистан-1	230	Себистан		мощность увеличена на 33%
2020	Линия	400	L-10D	220	Ятец	Джангал	элемент дублирован
2020	Линия	400	L-KAN-S	220	Т-Шуроб-2	Шуробская	элемент дублирован
2020	Линия	400	L-KAY-S	220	Т-Шуроб-1	Шуробская	элемент дублирован
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Джангал-1	230	Джангал		мощность увеличена на 33%
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Джангал-2	230	Джангал		мощность увеличена на 33%
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Хатлон-1	230	Хатлон		элемент дублирован
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Хатлон-2	230	Хатлон		элемент дублирован
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Худжанд-1	230	Худжанд		элемент дублирован
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Худжанд-2	230	Худжанд		элемент дублирован
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Лолазор-1	230	Лолазор		мощность увеличена на 33%
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Лолазор-2	230	Лолазор		мощность увеличена на 33%
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Новая-1	230	Новая		элемент дублирован

Год	пункт	Мощность Рогунской ГЭС	Идентификация	Vn [кВ]	От станции	До станции	Действие по усилению
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Новая-2	230	Новая		элемент дублирован
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Прядильная-1	230	Прядильная		мощность увеличена на 33%
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Руми-1	230	Руми		мощность увеличена на 33%
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Сугд-1	500	Сугд		мощность увеличена на 33%
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Сугд-2	500	Сугд		мощность увеличена на 33%
2025	3-обм. транс.	2000	TR-Узловая-2	230	Узловая		мощность увеличена на 33%
2025	Конденсатор	2000	Cap_Kanib/1	10	Канибадам		add capacitor of 50 MVar
2025	Конденсатор	2000	Cap_Kanib/2	10	Канибадам		add capacitor of 50 MVar
2025	Линия	2000	L-5K	220	Головная	Колхозабад	элемент дублирован
2025	Линия	2000	L-5P	220	Головная	Прядильная	элемент дублирован
2025	Линия	2000	L-7-10	220	Нурекская	T_Нурек_2	элемент дублирован
2025	Линия	2000	L-ГЭС12-ГЭС5	220	Сангтуда-2	Головная	элемент дублирован
2025	Линия	2000	L-S-K	220	Сугд	Худжанд	элемент дублирован
2027	3-обм. транс.	2160	TR-Нурек-1	230	Нурек		мощность увеличена на 33%
2027	3-обм. транс.	2160	TR-Нурек-2	230	Нурек		мощность увеличена на 33%
2027	3-обм. транс.	2160	TR-Орджаб-2-1	230	Орджаб-2		мощность увеличена на 33%
2027	3-обм. транс.	2160	TR-Орджаб-2-2	230	Орджаб-2		мощность увеличена на 33%
2027	3-обм. транс.	2160	TR-Себистан-1	230	Себистан		элемент дублирован
2027	3-обм. транс.	2160	TR-Яван-1	230	Яван		мощность увеличена на 33%
2027	3-обм. транс.	2160	TR-Яван-2	230	Яван		мощность увеличена на 33%
2027	Конденсатор	2160	Cap_Геран/1	11	Герань		доб. конденсатор 30 Мвар
2027	Конденсатор	2160	Cap_Геран/2	11	Герань		доб. конденсатор 30 Мвар
2027	Конденсатор	2160	Cap_Руми	10	Руми		доб. конденсатор 50 Мвар
2027	Линия	2160	L-7-02	220	Орджаб-2	T_Нурек	элемент утроен
2027	Линия	2160	L-7-02(1)	220	T_Нурек	Нурекская	элемент утроен
2027	Линия	2160	L-8D	220	Джангал	Байпаза	элемент утроен
2027	Линия	2160	L-S-24/1	220	Сугд	T_Сугд	элемент дублирован
2027	Линия	2160	L-S-24/2	220	T_Сугд	T_Бустон	элемент дублирован
2028	3-обм. транс.	2800	TR-Нурек-1	230	Нурекская		мощность увеличена на 33%
2031	3-обм. транс.	3600	TR-Душанбе-1	500	Душанбе		мощность увеличена на 33%
2031	3-обм. транс.	3600	TR-Герань-1	230	Герань		мощность увеличена на 33%
2031	3-обм. транс.	3600	TR-Герань-2	230	Герань		мощность увеличена на

Год	пункт	Мощность Рогунской ГЭС	Идентификация	Vn [кВ]	От станции	До станции	Действие по усилению
							33%
2031	3-обм. транс.	3600	TR-Канибадам-1	230	Канибадам		мощность увеличена на 33%
2031	3-обм. транс.	3600	TR-Канибадам-2	230	Канибадам		мощность увеличена на 33%
2031	3-обм. транс.	3600	TR-Колхозабад-2	230	Колхозабад		мощность увеличена на 33%
2031	3-обм. транс.	3600	TR-Рудаки-2	230	Рудаки		мощность увеличена на 33%
2031	Конденсатор	3600	Сар_Джангал/1	10	Джангал		доб. конденсатор 50 Мвар
2031	Конденсатор	3600	Сар_Джангал/2	10	Джангал		доб. конденсатор 50 Мвар
2031	Конденсатор	3600	Сар_Геран/3	11	Герань		доб. конденсатор 30 Мвар
2031	Конденсатор	3600	Сар_Геран/4	11	Герань		доб. конденсатор 30 Мвар
2031	Конденсатор	3600	Сар_Хатлон/1	10	Хатлон		доб. конденсатор 50 Мвар
2031	Конденсатор	3600	Сар_Хатлон/2	10	Хатлон		доб. конденсатор 50 Мвар
2031	Линия	3600	L-7-10(1)	220	Т_Нурек_2	Ятец	элемент дублирован
2031	Линия	3600	L-S-K2/B	220	Сугд	Т_KNS-2	элемент дублирован

(*) Меры по усилению указанные как «программированные» были уже запланированы со стороны Барки Точик. Все другие меры по усилению указанные в данной таблице первоначально не были включены в той планировании, но необходимость на них появился из исследования.

Таблица 6.19: Меры по усилению

В следующей таблице приведены уже запрограммированные (со стороны Барки Точик) действия на системы передачи 500 кВ, в связи с новой Рогунской ГЭС и потребностей экспорта в зарубежные страны. Эти действия уже все запрограммированы со стороны Барки Точик, за исключением коротких линий связи между Рогунской ГЭС и подстанции Обигарм, которые, конечно, необходимы для того, чтобы подключить новый ГЭС к сильному узлу в системе 500 кВ. Ожидаемый размер мощности Рогунской ГЭС указывается рядом с запланированным годом.

Год	Мощность Рогунской ГЭС [MW]	Пункт	Идентификация	Vn [кВ]	С подстанции	До подстанции	Меры по усилению
2014	-	Линия	L-D-O-1	500	Душанбе	Обигарм	Запланировано (*)
2014	-	Линия	L-D-O-2	500	Душанбе	Обигарм	Запланировано (*)
2016	-	Линия	L-Regar-Sangtuda1	500	Рерар	Сангтуда-1	Запланировано (*)
(**)	-	Линия	L-Obi-Rogun HPP/1	500	Обигарм	Рогунская ГЭС	Необходимо
(**)	-	Линия	L-Obi-Rogun HPP/2	500	Обигарм	Рогунская ГЭС	Необходимо
(**)	-	Линия	L-Obi-Rogun HPP/3	500	Обигарм	Рогунская ГЭС	Необходимо (***)

Год	Мощность Рогунской ГЭС [MW]	Пункт	Идентификация	Vn [kV]	С подстанции	До подстанции	Меры по усилению
2020	400	Линия	L-O-S	500	Обигарм	Сугд	Запланировано (*)
2020	400	Линия	L-Obi-Sangtuda	500	Обигарм	Сангтуда-1	Запланировано (*)
2028	2800	Линия	L-O-Y	500	Обигарм	Южная	Запланировано (*)
2028	2800	Линия	L-S-Y	500	Сангтуда-1	Южная	Запланировано (*)

(*) Меры по усилению указанные как «запланировано» уже были запланированы со стороны Барки Точик.

(**) Год зависит от выбранного варианта.

(***) 3 линии с L-Оби гарм – Рогунская ГЭС/1 до Обигарма необходимы, в случае когда запланированные мощности Рогунской ГЭС являются максимальными мощностями, 3600 МВт, 3200 или 2800 МВт. В случае маленьких мощностей, 3-я линия может быть не так необходим. Во всяком случае, необходимо учитывать, что данное соединение является критическим параметром и доступность 3-й линии могло бы намного улучшить надежность системы.

Таблица 6.20: Меры по усилению линии 500 кВ

Мы рекомендуем оператору Таджикской системы передачи часто обновлять информацию и прогноз о расположении спроса нагрузки в последующие годы и создавать по часовую профиль в зависимости от времени в году. Предлагаемый план усиления в системе 220 кВ и силовых трансформаторов должны периодически пересматриваться, в том числе планировании компенсации реактивной мощности и указания на эксплуатации по достижению управления реактивной мощности, управление перегрузками, безопасности N-1 и т.д.

6.10 Потери

Потери приведены в следующих таблицах:

Потери мощности	Потери линий 220 кВ [МВт]	Потери межсист. трансформаторов [MW]	Потери линий 500 кВ [МВт]	Общие потери в системах 500 и 220 кВ [МВт]	Общая нагрузка, без экспорта [МВт]	Общая выработка, с экспортом [МВт]
Год-2013_1 макс	29.902	1.597	48.216	79.715	3813.149	3921.125
Год-2013_2 сред	14.236	1.051	20.624	35.910	2680.644	2735.912
Год-2013_3 мин	4.598	0.777	6.565	11.941	1548.139	1574.145
Год-2013_4 макс Эксп 960 МВт АУ	48.037	1.600	55.692	105.328	3813.149	4910.230
Год-2013_5 сред Эксп 960 МВт АУ	30.025	1.062	35.342	66.429	2680.644	3729.629
Год-2013_6 мин Эксп 960 МВт АУ	15.259	0.812	23.717	39.789	1548.139	2564.050
Год-2020_1 макс Эксп 1000 МВт АКУ	36.490	2.096	55.351	93.936	4308.166	5440.033
Год-2020_2 сред Эксп 1000 МВт АКУ	23.746	1.519	28.209	53.474	3028.641	4107.587
Год-2020_3 мин Эксп 1000 МВт АКУ	13.153	1.132	11.777	26.061	1749.116	2793.755
Год-2025_1 макс Эксп 1600 МВт АКУ	47.782	2.388	71.198	121.368	4992.020	6759.918
Год-2025_2 сред Эксп 1600 МВт АКУ	33.208	1.642	31.817	66.667	3509.390	5207.329
Год-2025_3 мин Эксп 1600 МВт АКУ	20.144	1.142	10.989	32.274	2026.760	3680.884
Год-2027_1 макс Эксп 1600 МВт АКУ	52.358	2.718	73.043	128.119	5292.076	7070.146
Год-2027_2 сред Эксп 1600 МВт АКУ	35.162	1.778	32.355	69.295	3720.328	5422.450
Год-2027_3 мин Эксп 1600 МВт АКУ	20.620	1.184	10.876	32.681	2148.583	3804.040
Год-2028_1 макс Эксп 1800 МВт АКУ	59.494	2.788	84.165	146.447	5442.096	7441.266
Год-2028_2 сред Эксп 1800 МВт АКУ	41.254	1.768	36.892	79.914	3825.794	5740.204
Год-2028_3 мин Эксп 1800 МВт АКУ	23.878	1.161	12.819	37.858	2209.491	4070.923
2031/2000_0a макс Эксп 0	34.582	3.126	82.496	120.204	5948.165	6111.693
2031/2000_0b сред Эксп 0	21.474	1.982	40.644	64.099	4181.560	4273.063
2031/2000_0c мин Эксп 0	10.587	1.208	12.913	24.708	2414.955	2457.158
2031/2000_1 Эксп 900 АКУ	48.862	3.240	87.959	140.061	5948.165	7041.208
2031/2000_2 Эксп 700 Afg	39.085	3.322	90.649	133.056	5948.165	6833.473
2031/2000_3 Эксп 500 Kirg	65.519	3.109	81.898	150.526	5948.165	6648.209
2031/2000_4 Эксп 900 Uz-a	65.989	3.167	87.341	156.498	5948.165	7057.196

2031/2000_5 Exp 900 Uz-b	57.892	3.169	87.432	148.493	5948.165	7049.195
2031/2800_0a макс Exp 0	35.166	3.119	83.573	121.858	5948.165	6113.056
2031/2800_0b сред Exp 0	20.860	1.973	41.263	64.096	4181.560	4272.814
2031/2800_0c мин Exp 0	8.789	1.167	13.024	22.980	2414.955	2455.228
2031/2800_1 Exp 1650 AKU	74.423	3.270	90.319	168.012	5948.165	7822.747
2031/2800_2 Exp 1300 Afg	49.093	3.316	87.732	140.141	5948.165	7442.794
2031/2800_3 Exp 500 Kirg	65.046	3.089	82.575	150.711	5948.165	6647.735
2031/2800_4 Exp 1200 Uz-a	92.348	3.108	85.957	181.413	5948.165	7382.523
2031/2800_5 Exp 1300 Uz-b	83.643	3.126	87.076	173.845	5948.165	7475.630
2031/3600_0a макс Exp 0	37.005	3.122	84.825	124.952	5948.165	6116.227
2031/3600_0b сред Exp 0	21.924	1.976	41.816	65.716	4181.560	4274.735
2031/3600_0c мин Exp 0	8.983	1.166	13.031	23.180	2414.955	2455.976
2031/3600_1 Exp 2450 AKU	95.207	3.319	93.912	192.438	5948.165	8650.119
2031/3600_2 Exp 1300 Afg	52.155	3.266	86.658	142.079	5948.165	7444.042
2031/3600_3 Exp 550 Kirg	72.099	3.081	83.456	158.636	5948.165	6705.718
2031/3600_4 Exp 1500 Uz-a	130.165	3.089	87.071	220.325	5948.165	7722.675
2031/3600_5 Exp 1500 Uz-b	102.696	3.069	85.909	191.674	5948.165	7693.484

Таблица 6.21: потери мощности

Приблизительные годовые потери электроэнергии	Часы “максимальных” потерь[МВтч]	Часы “средних” потерь[МВтч]	Часы “минимальных” потерь[МВтч]	Общие потери [МВтч]
Год_2013	60 583	148 669	46 091	255 343
Год_2020	80 050	275 016	153 584	508 650
Год_2025	71 391	221 383	100 597	393 371
Год_2027	92 240	276 001	124 578	492 819
Год_2028	97 370	286 881	126 147	510 398
Год_2031 2000 MW	111 300	330 844	146 131	588 275
Год_2031 2800 MW	91 355	265 370	95 372	452 097
Год_2031 3600 MW	92 612	265 357	88 701	446 670

Таблица 6.22: Оцененные годовые потери электроэнергии

7 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Перед заключительной дискуссией следует отметить, что были необходимы тяжелые работы по объединению данных и их фильтрации, настройки модели и т.д., чтобы достичь финальной и надежной модели.

В исходных данных, истинная рабочая схема потокораспределения нагрузки, показывающая таджикский подход используемый для достижения управления реактивной мощностью, настройки переключателей выходных обмоток трансформаторов и т.д. никогда не были доступны, но эта была решена путем надлежащей настройки и правильной корректировки модели.

Прогноз роста спроса в электроэнергии указанный в док. [38], вместе с продолжительностью периодов прогнозирования, приводит к значительному росту (от пика около 3.8 ГВт в 2013 году до пика, более, чем 5.9 ГВт в 2031 году) с последующими перегрузками некоторых элементов в передаточной и распределительной сетях. Эти проблемы могут быть решены при помощи соответствующего усиления сети в таджикской высоковольтной сети передач и трансформаторах подстанций.

Результаты исследования являются, таким образом, показателем способности и ограничений системы по возможности передачи излишков электроэнергии ГЭСов (Рогун) в соседние страны.

Дальнейший анализ с более полной информацией может быть выполнен в следующей фазе исследований, но для целей текущей фазы, анализ, содержащийся в данном отчете, полностью соответствует.

Эти анализы показывают, что критическая часть системы электропередач 500 кВ расположена в северной части, в основном связана с соединением подстанции Сугд с другими частями системы. Слабость этого участка подчеркивается тем фактом, что для экспорта электроэнергии из Сугда в республику Кыргызстан, требуется **получение** реактивной мощности из республики Кыргызстана, хотя это не очень протяженная линия (477 км), и тем, что выход из строя одной линии, соединяющей Сугд с Обигармом (Рогунская ГЭС) или с Душанбе, ведет к коллапсу системы. Поэтому рекомендуется усилить эту часть системы, т.е. создать вторую линию между Обигармом (Рогунская ГЭС) и Сугдом.

Из N-условий, в 2027 году, с Рогунской ГЭС с проектной мощностью 3600 МВт, также, когда таджикская нагрузка максимальна, можно экспортировать по обычной 500 кВ линии (2 кА номинального тока) 1500 МВт в Афганистан (с подстанции Южная), в республику Кыргызстан (из Сугда) или в Узбекистан (из Регара и двумя путями); или всем этим направлениям, до 3000 МВт (возможно немного больше), т.е. 900 МВт в Афганистан, 900 МВт в республике Кыргызстан и 1200 МВт в Узбекистан.

При пиковом перетоке 1500 МВт на каждой отдельной линии, для наиболее длинных соединений (в Узбекистан), требование по реактивной мощности по линии необходимо делить между Таджикистаном и импортируемой страной (потери реактивной нагрузки выше, чем потери реактивного емкостного сопротивления); для соединения Сугда с республикой Кыргызстаном, как уже

было сказано, Сугду необходимо **получать** реактивную мощность из Кыргызстана, хотя линия не очень протяженная (477 км), из-за слабости таджикской системы в соединении с Сугдом.

В случае проектной мощности Рогунской ГЭС 2800 МВт, возможность экспорта снижается. Варианты экспорта 1500 МВт в каждую отдельно взятую страну сохраняются, в то время как максимальный экспорт в несколько стран равен 2300 МВт.

В случае проектной мощности Рогунской ГЭС 2000 МВт, возможность экспорта еще ниже. Варианты экспорта 1500 МВт в каждую отдельно взятую страну сохраняются с небольшими снижениями (1350 или 1400 МВт экспорта вместо 1500 МВт), в то время как максимальный экспорт в несколько стран равен 1500 МВт.

Перебои могут потребовать некоторого снижения экспорта (см. таблицы в подразделах 6.6.2, 6.7.1, и 6.8.1) для некоторых возможных вариантов перебоев, и опять показывающих слабость северной части 500 кВ системы.

Один возможный выбор будет увеличения предлагаемые меры по усилению во избежания необходимости сокращения при условии N-1. Результаты где некоторые сокращения были необходимы происходят в очень неблагоприятных условиях: потеря важных линий, выработки и экспорт в пиковые или близкой к допустимого пика. Такие условия могут возникнуть в течение очень ограниченного количества часов в год, так что ожидаемая стоимость этого сокращения может быть, в конце концов, довольно мало, и не достаточно, чтобы обосновать дальнейшие инвестиции.

Предполагаемые годовые потери приведены в соответствующей таблице (подраздел 6,10) и с ожидаемым ростом нагрузки в год они поднимаются с 255 до 447 ГВтч/год с 2013 до 2031 года, учитывая предполагаемые усиления, которые, несомненно, улучшат эффективность использования системы. Например, в 2025 году, значение потерь снижается по отношению к предыдущим годам, несмотря на рост нагрузки, благодаря благоприятному влиянию предлагаемого усиления.

(далее подробные результаты и системные данные)

8 ПОДРОБНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Рамки исследования является анализ влияния новой, строящейся Рогунской ГЭС на высоковольтную систему электропередач Таджикистана в рамках исследования ТЭО.

8.1 Потокораспределение нагрузки в 2013 году

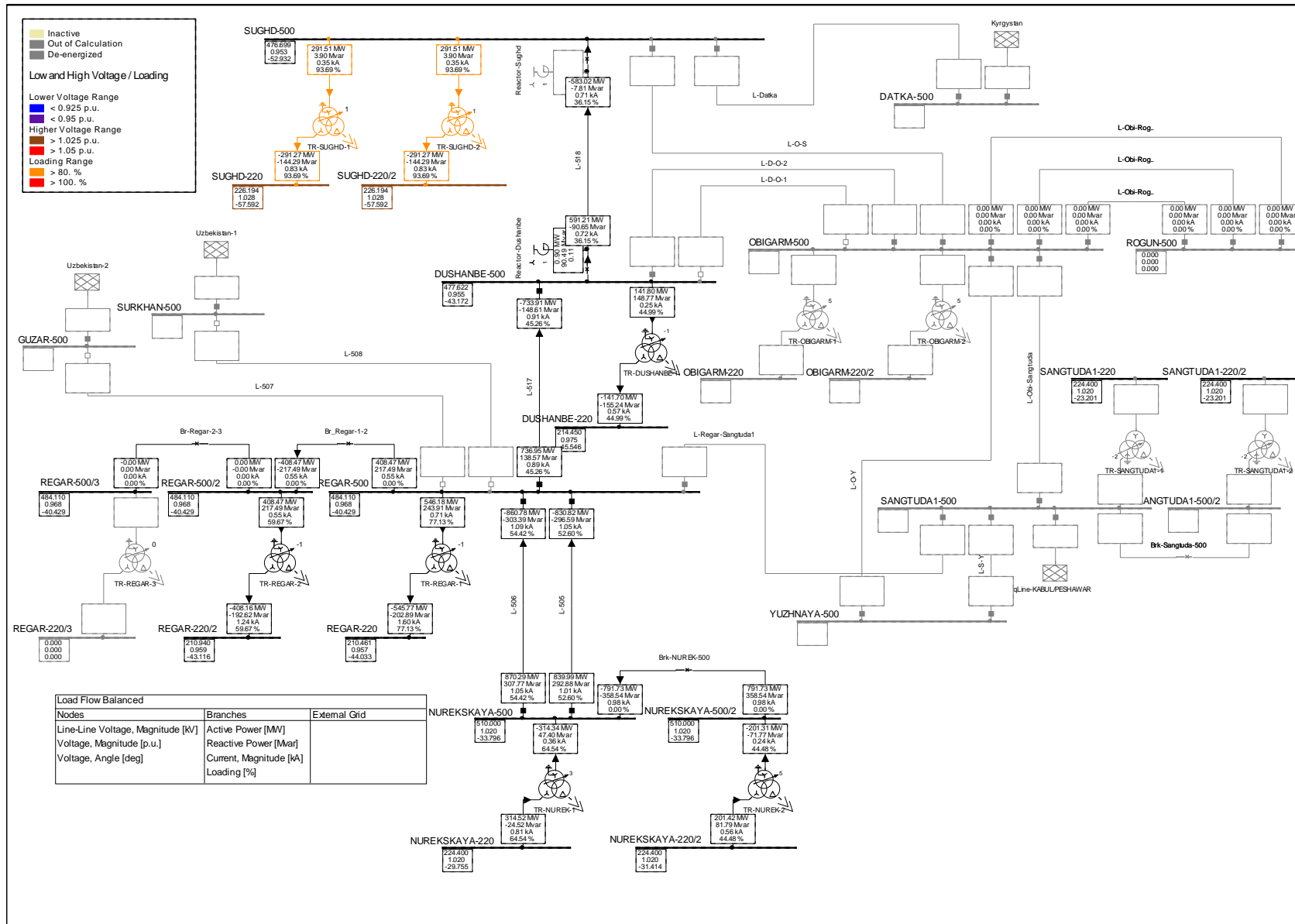


Рисунок 8.1:
2013 год,
максимальная
нагрузка,
система 500 кВ

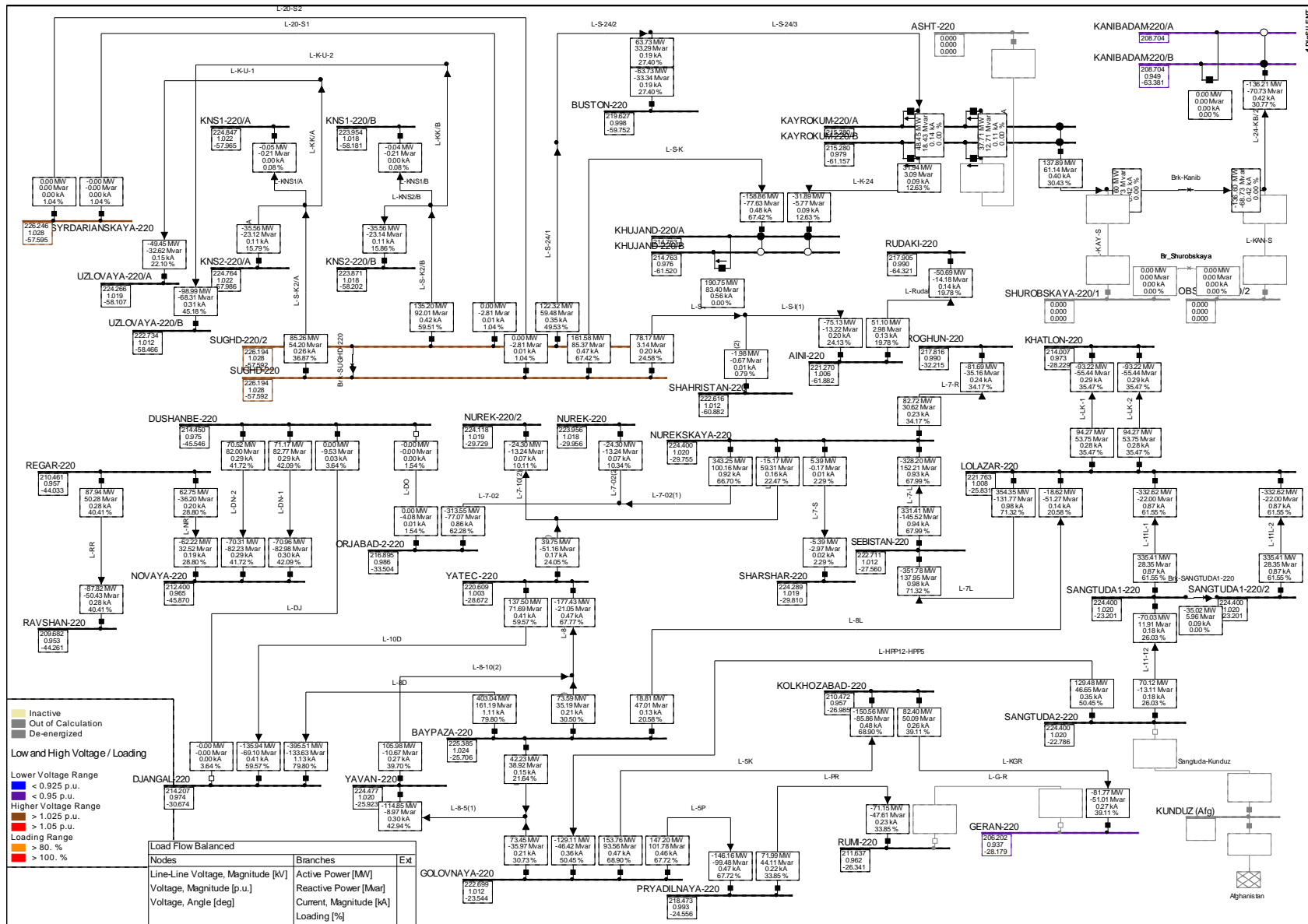
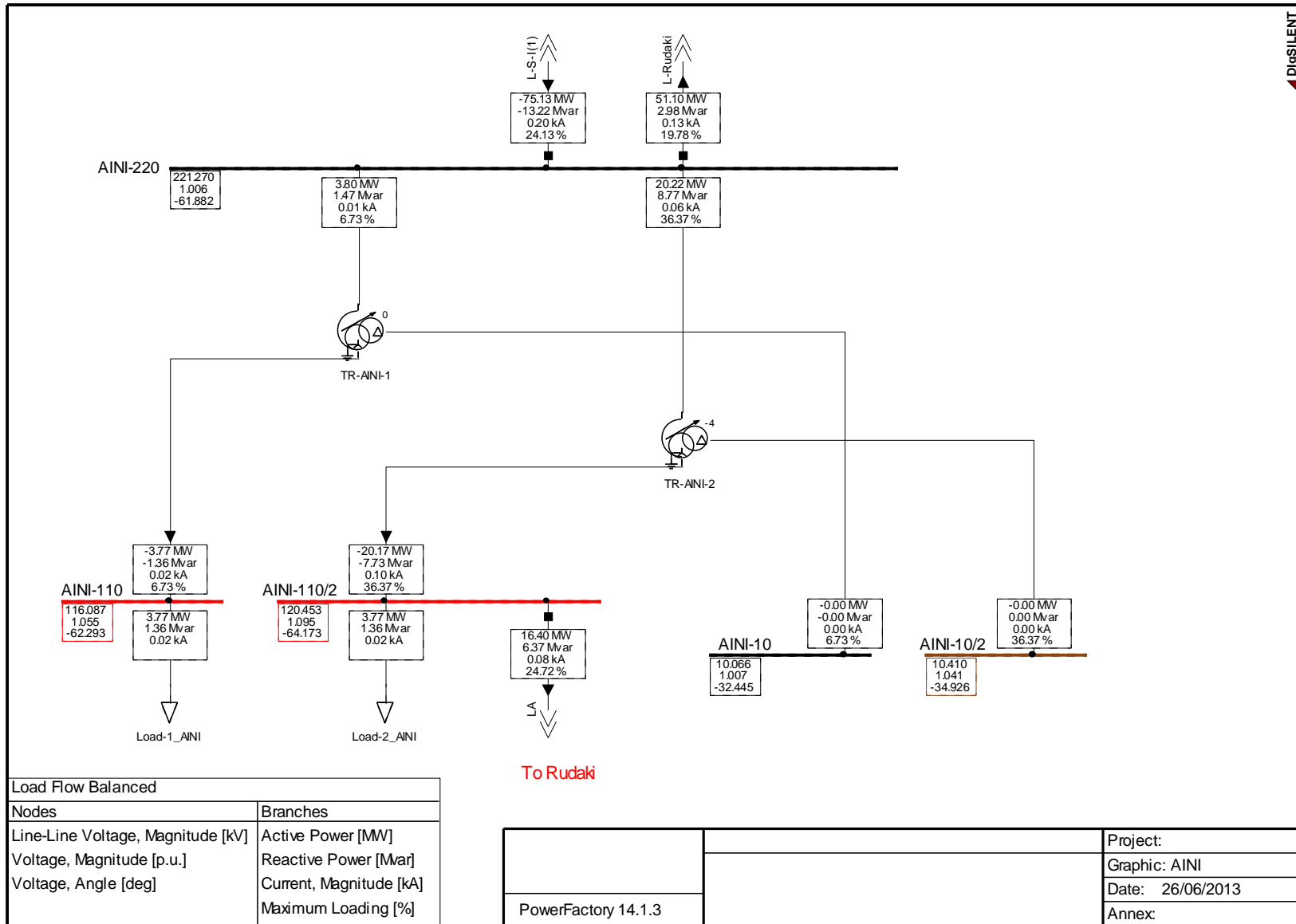
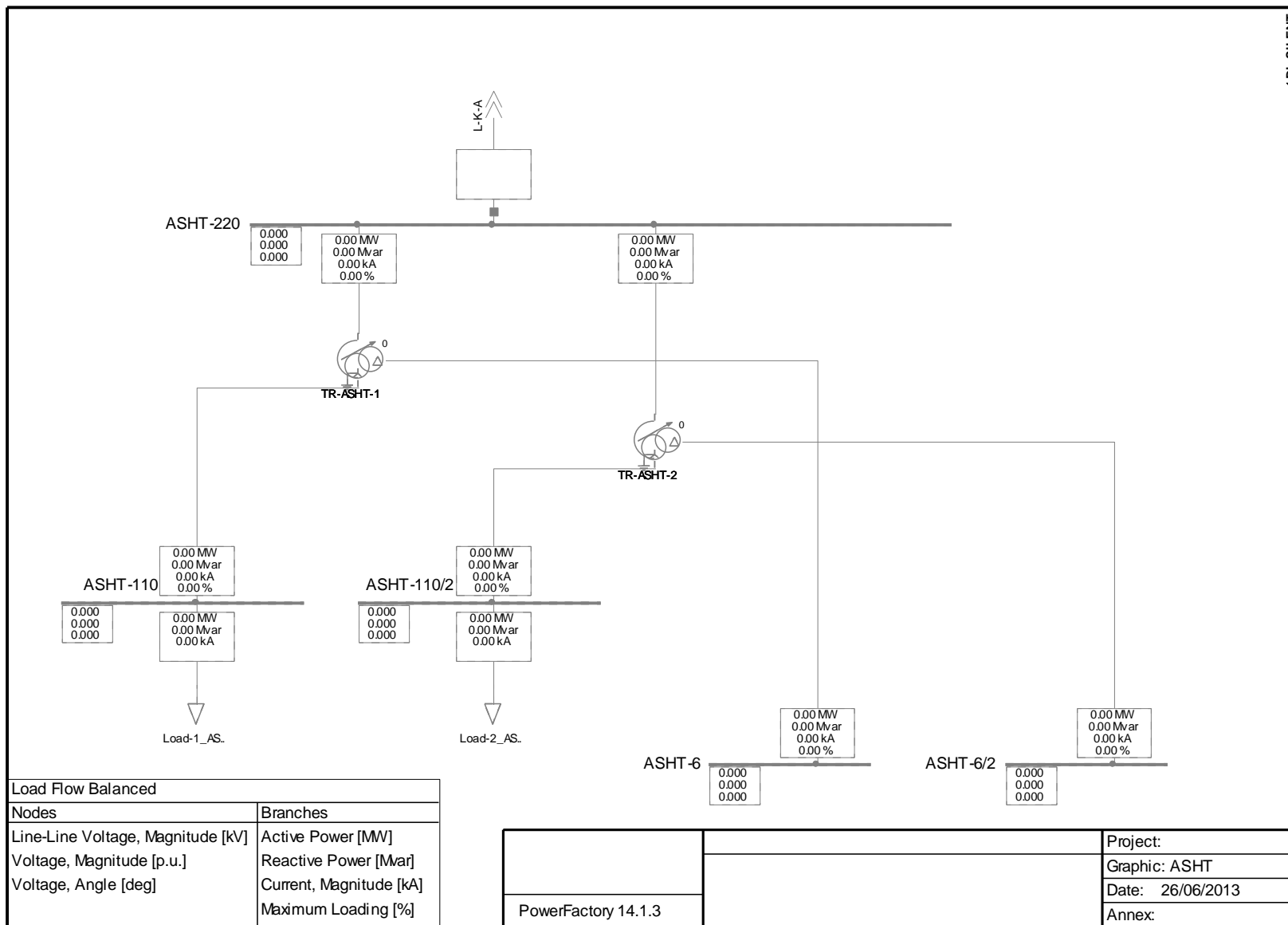
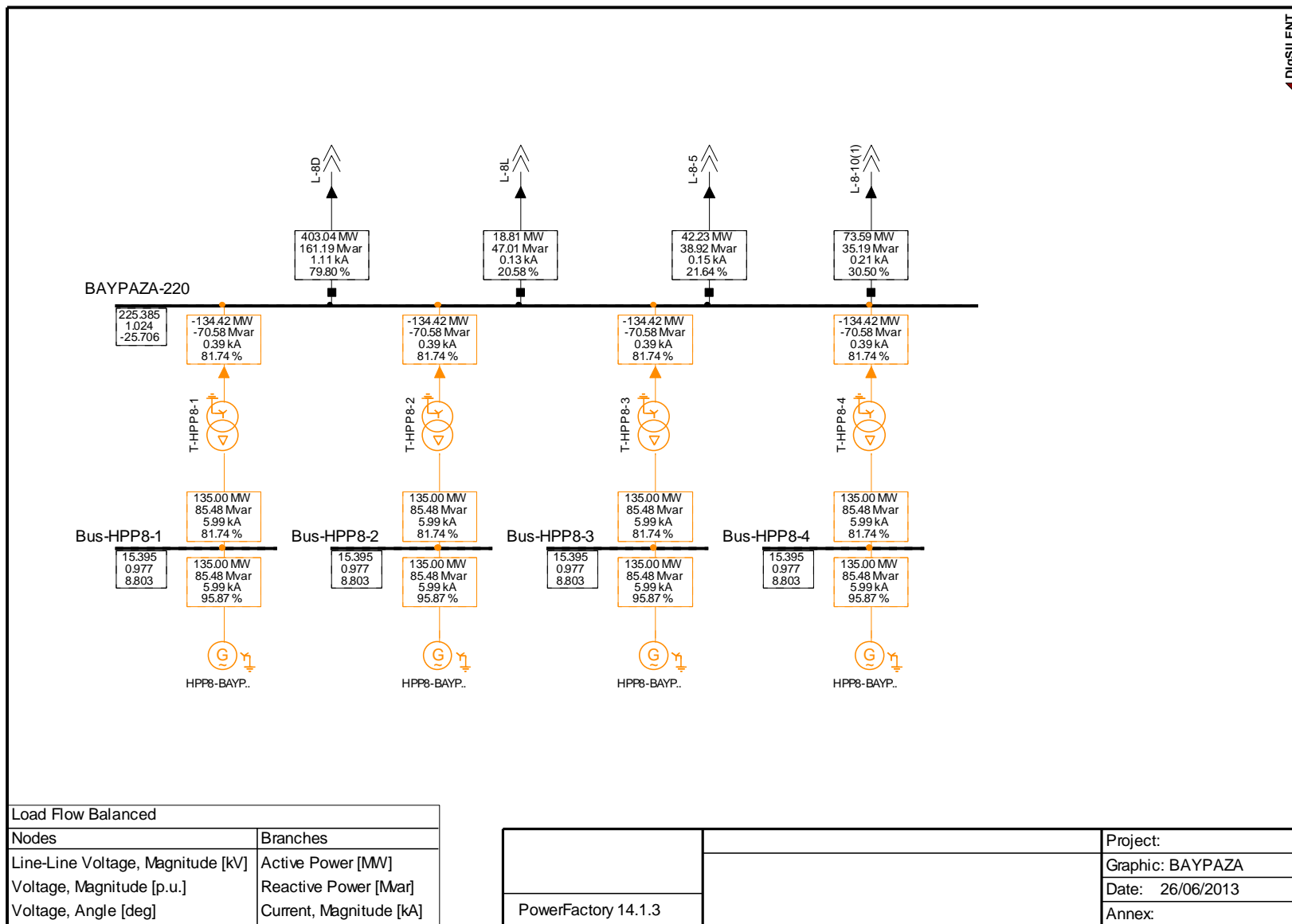
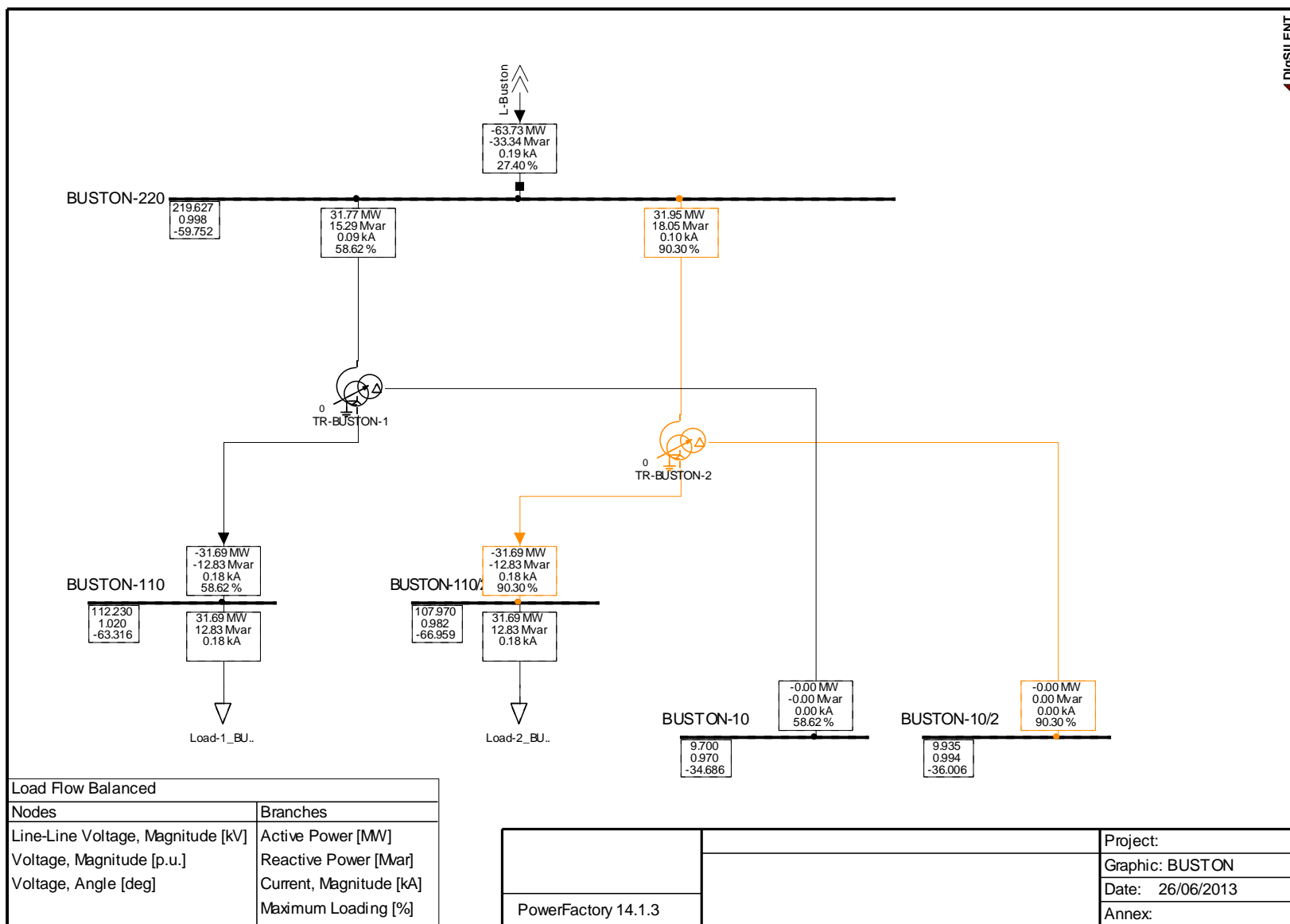


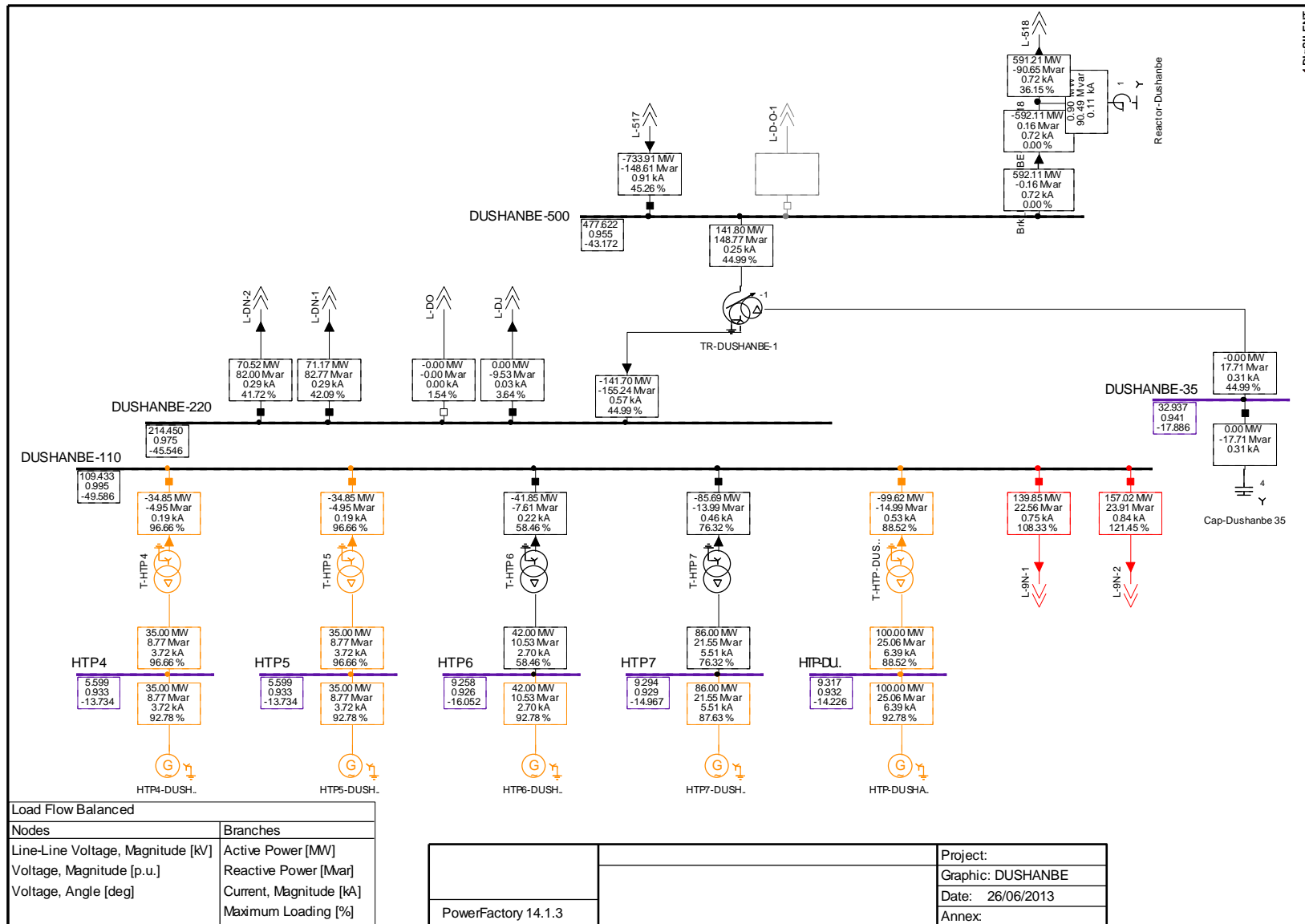
Рисунок 8.2:
2013 год,
максимальная
нагрузка,
система 200 кВ

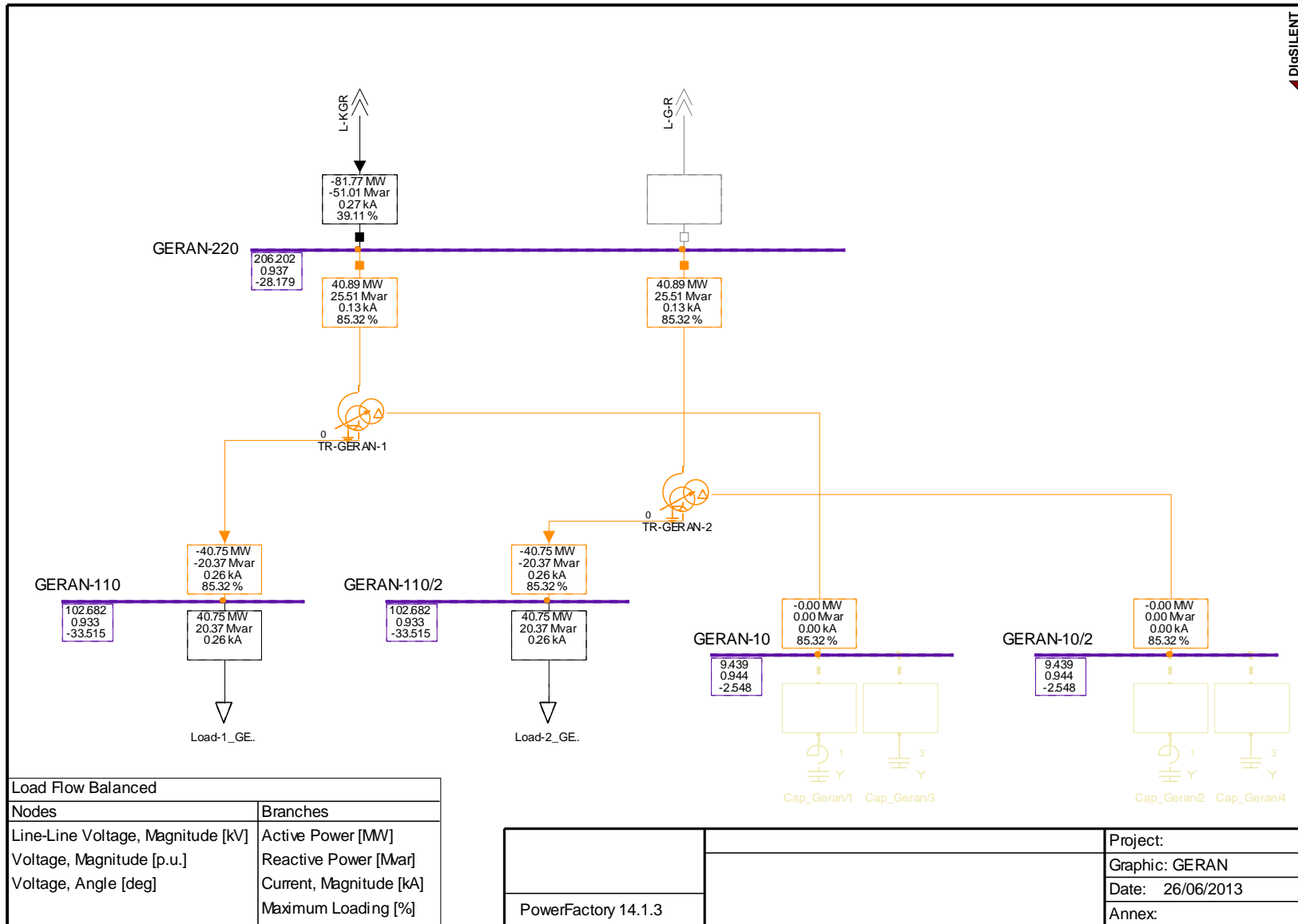




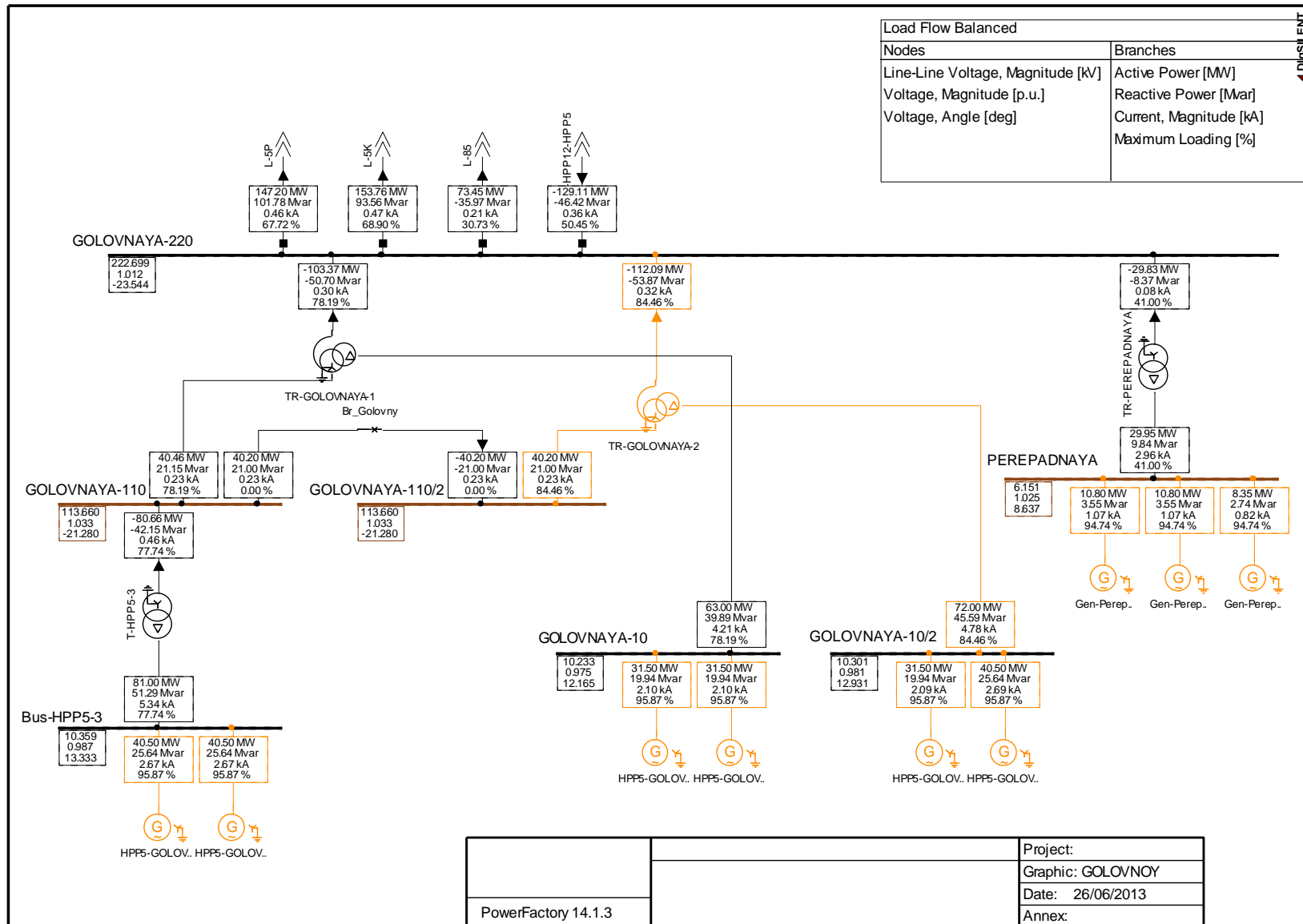


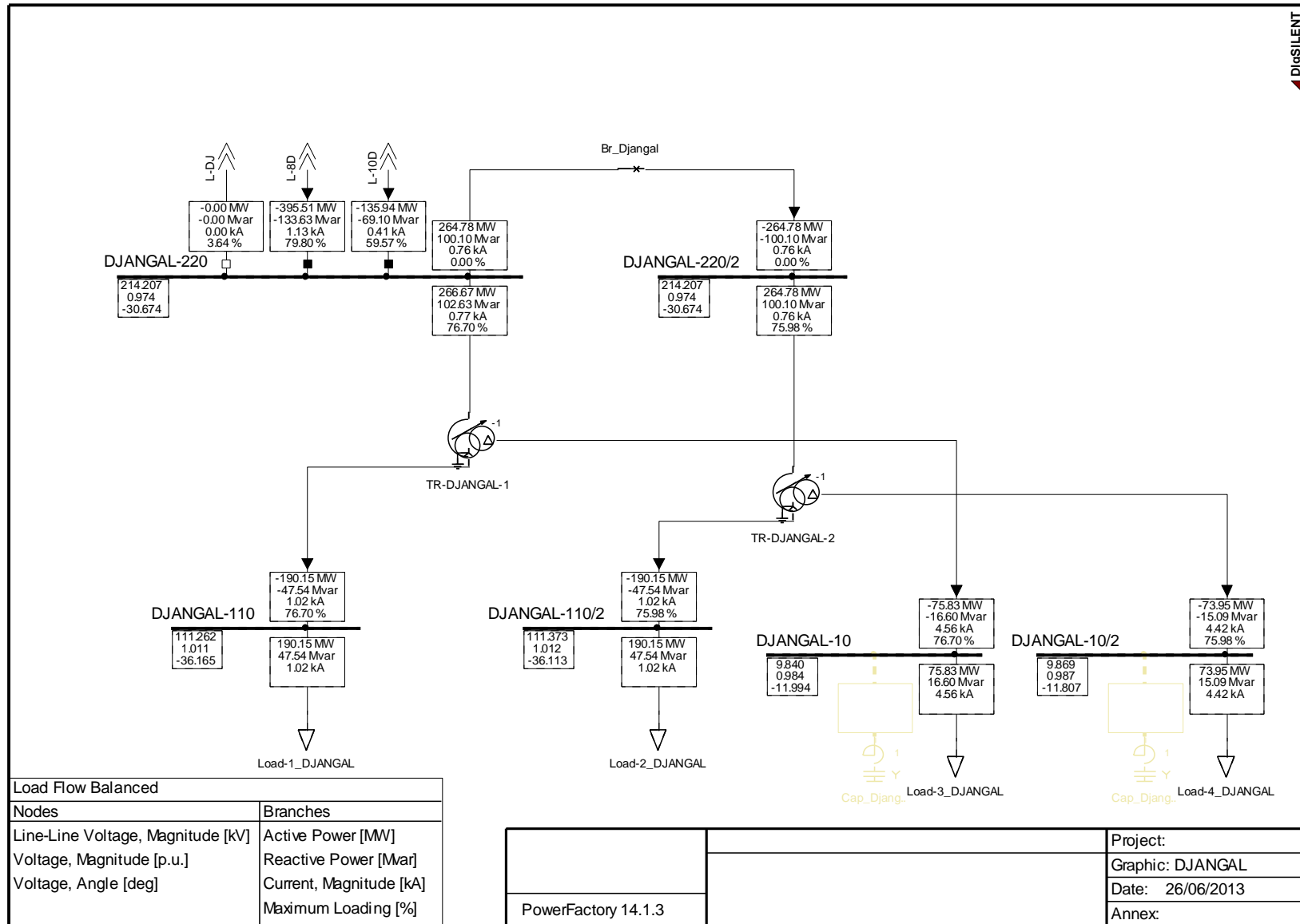


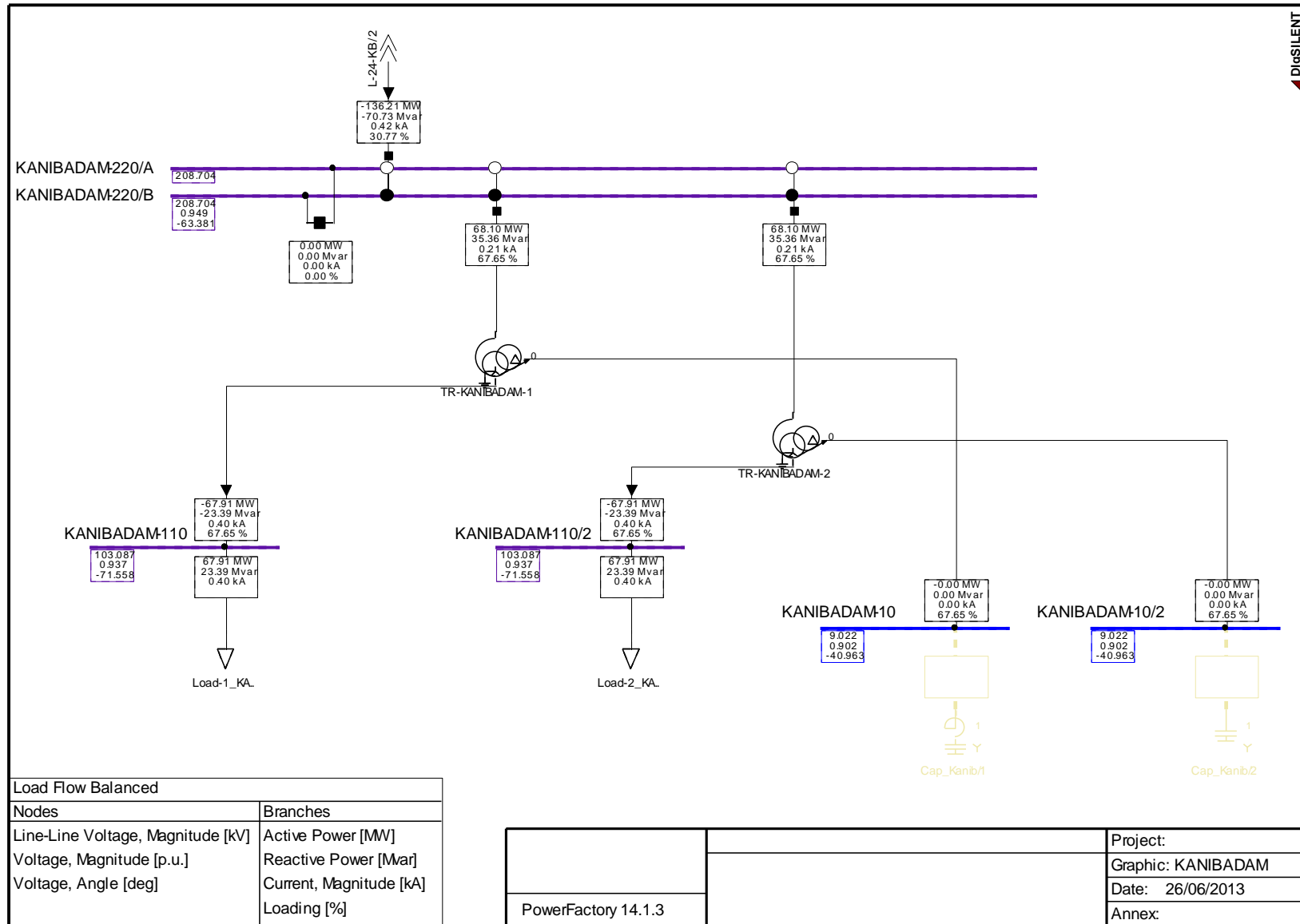


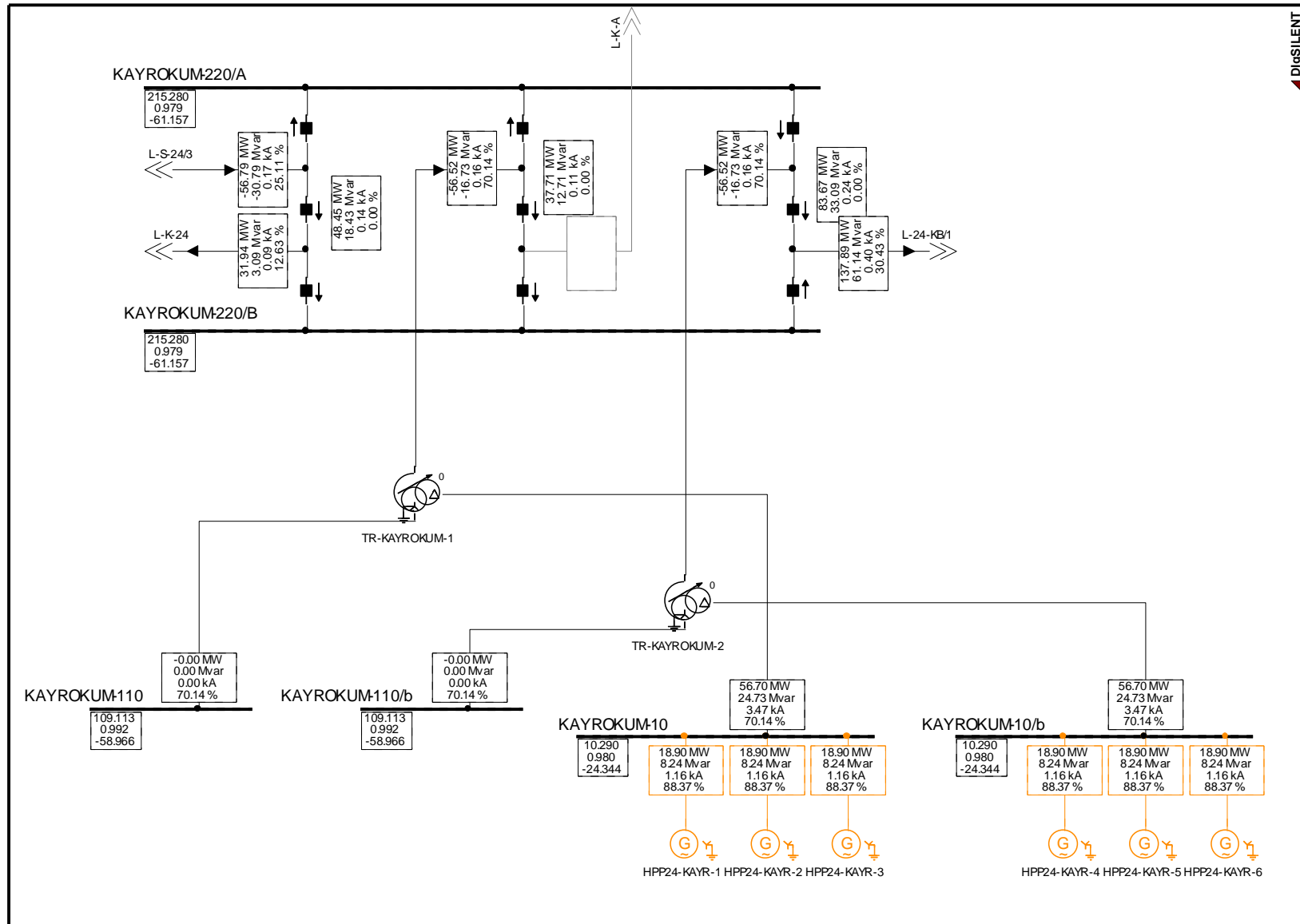


DIGILENT

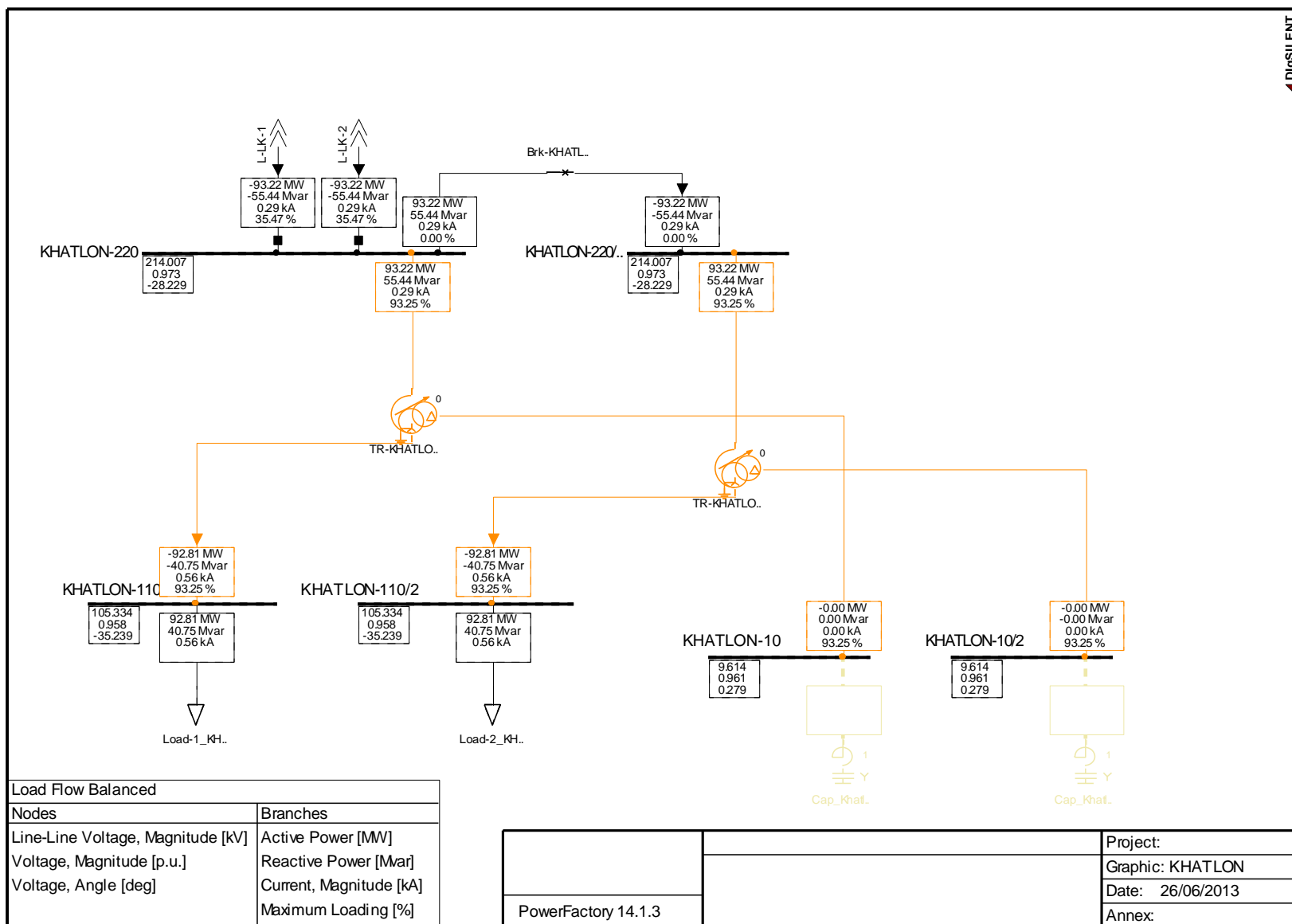


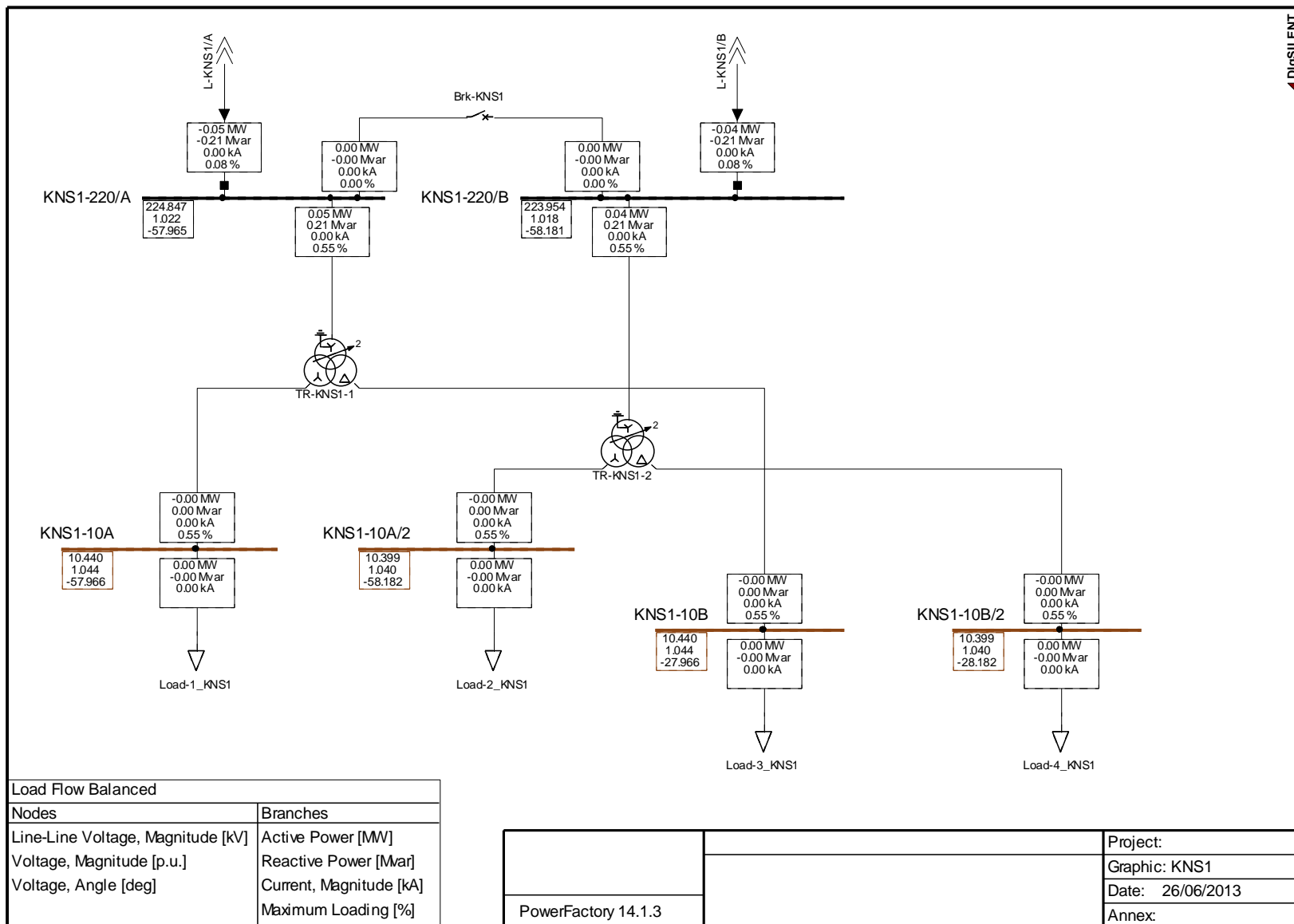


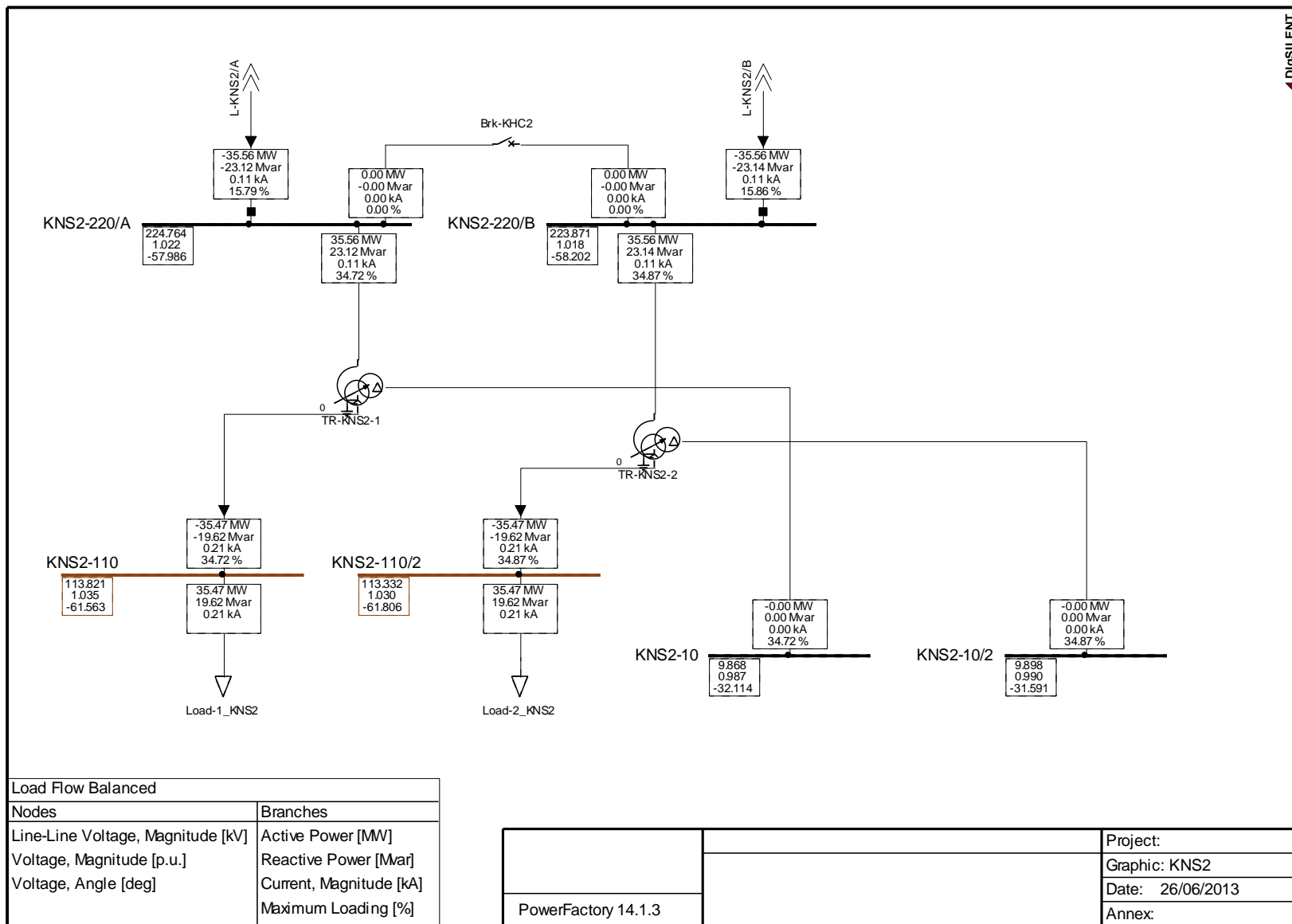




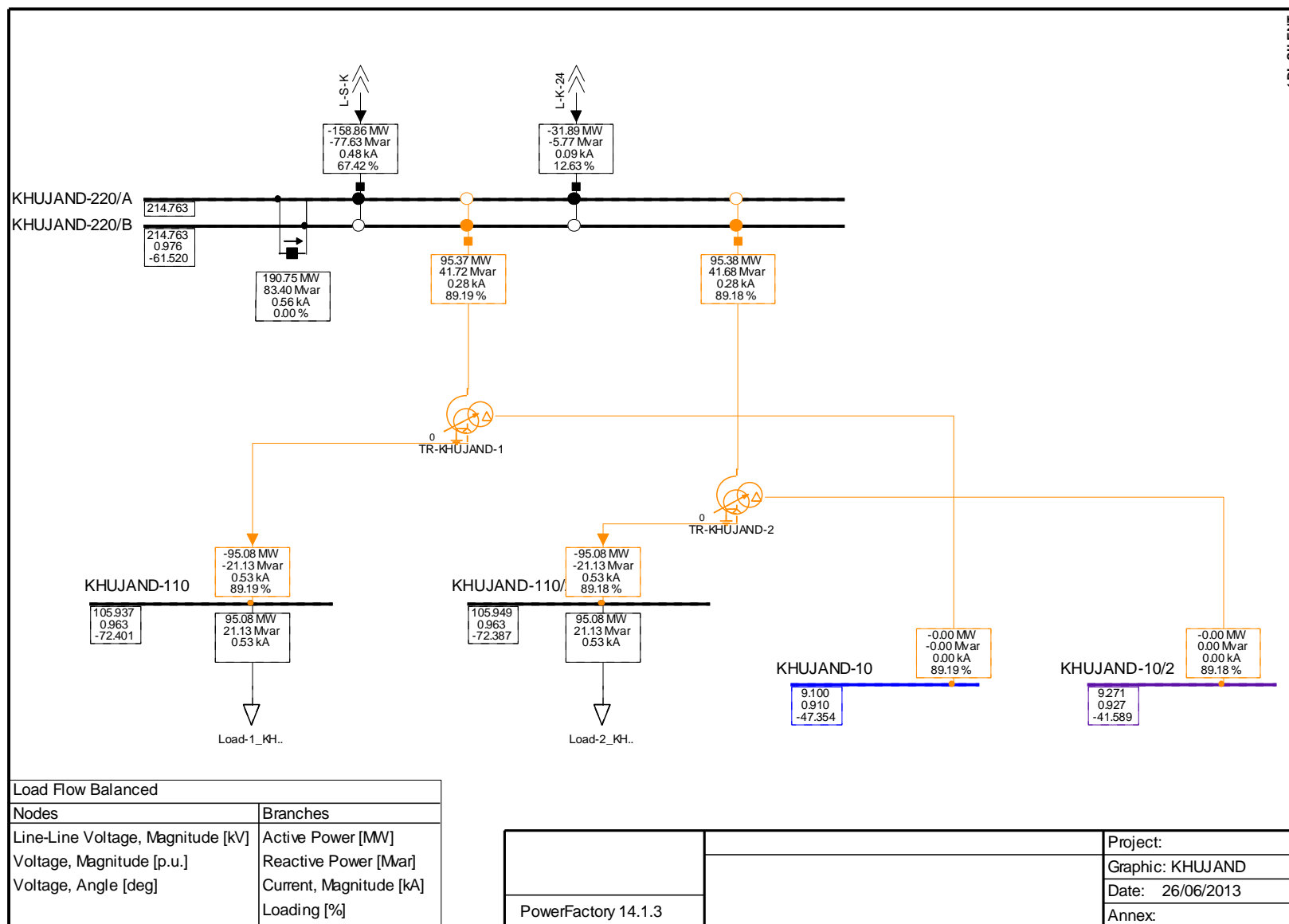
DIGILENT

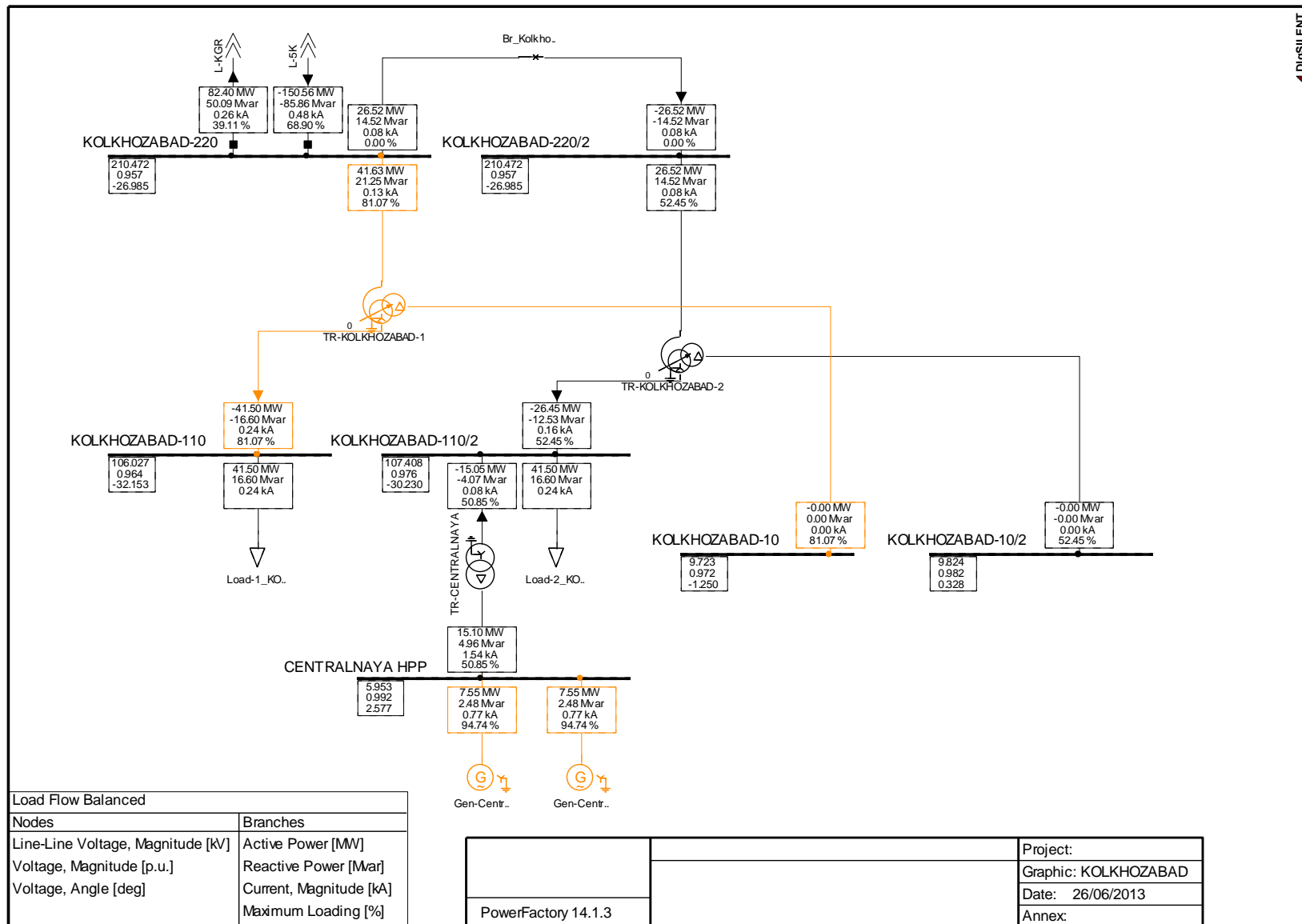


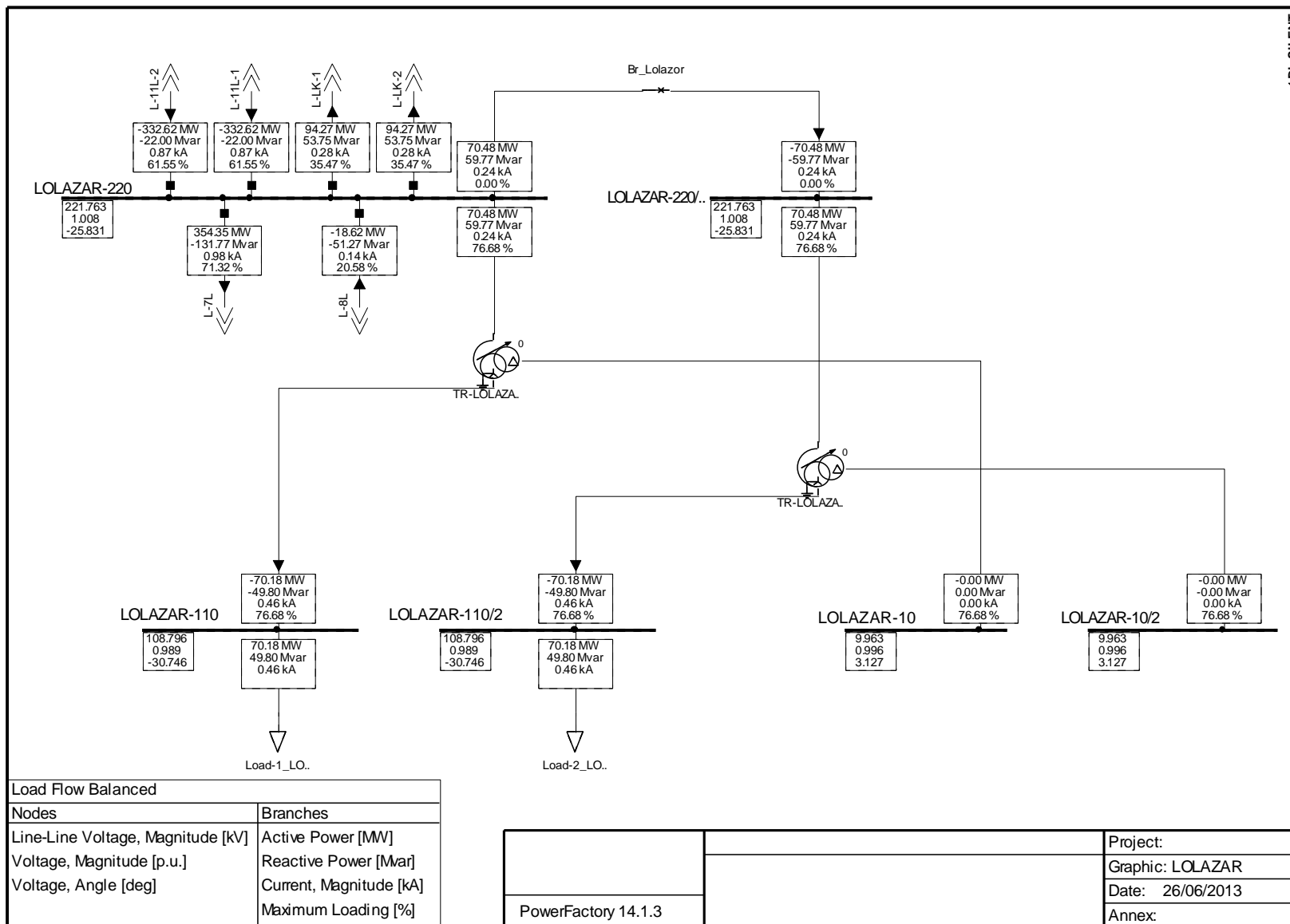


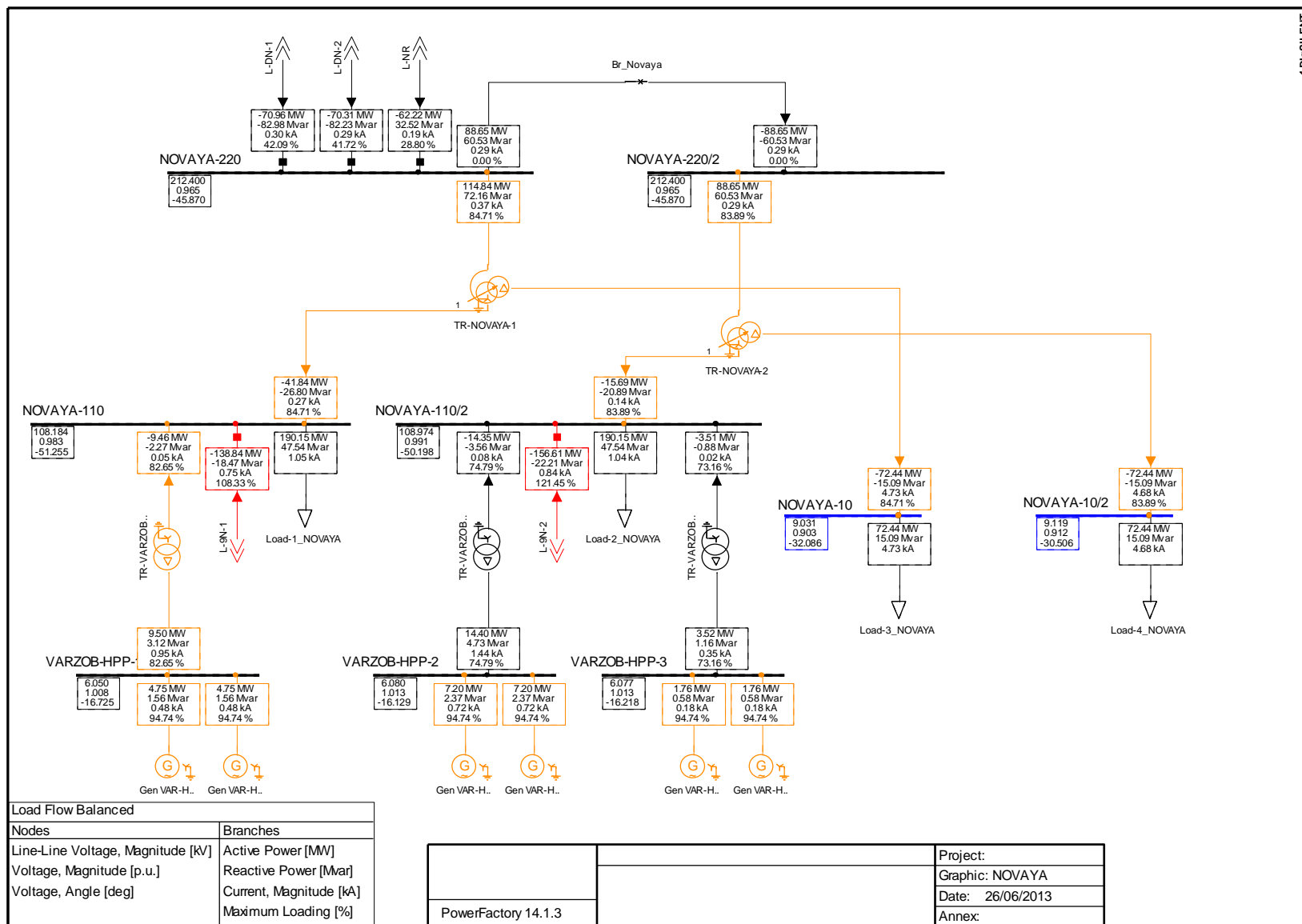


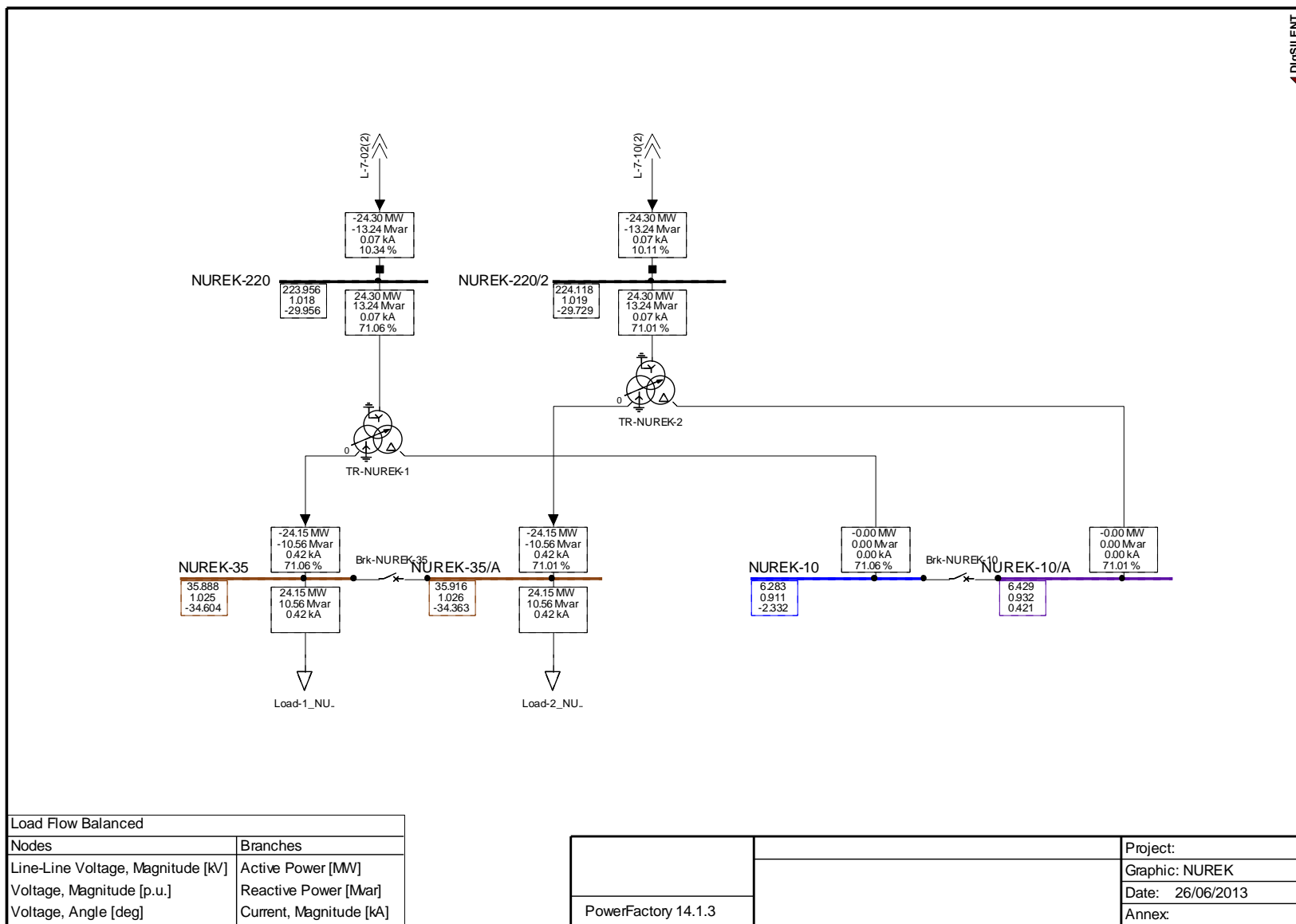
DIGSILENT

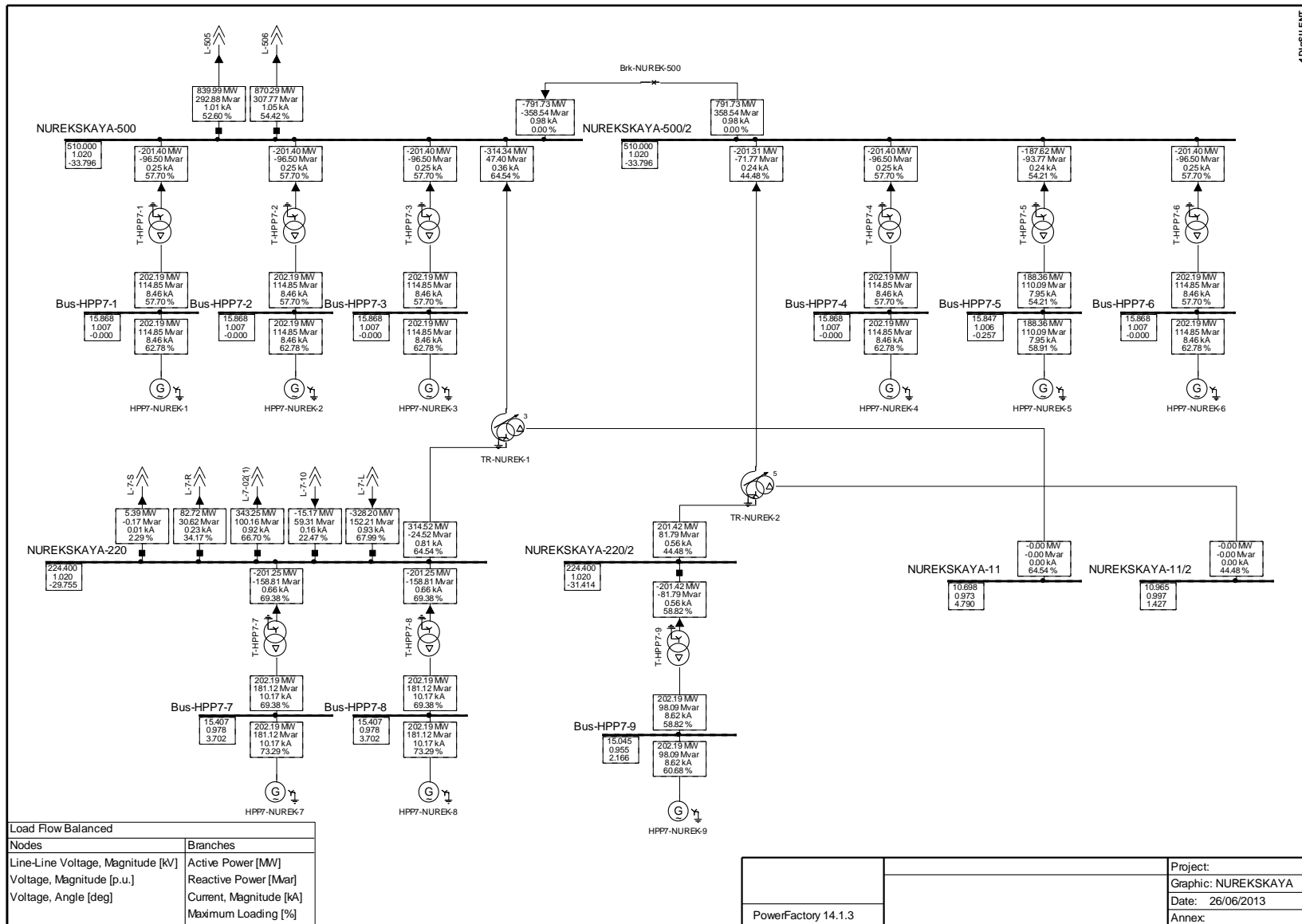


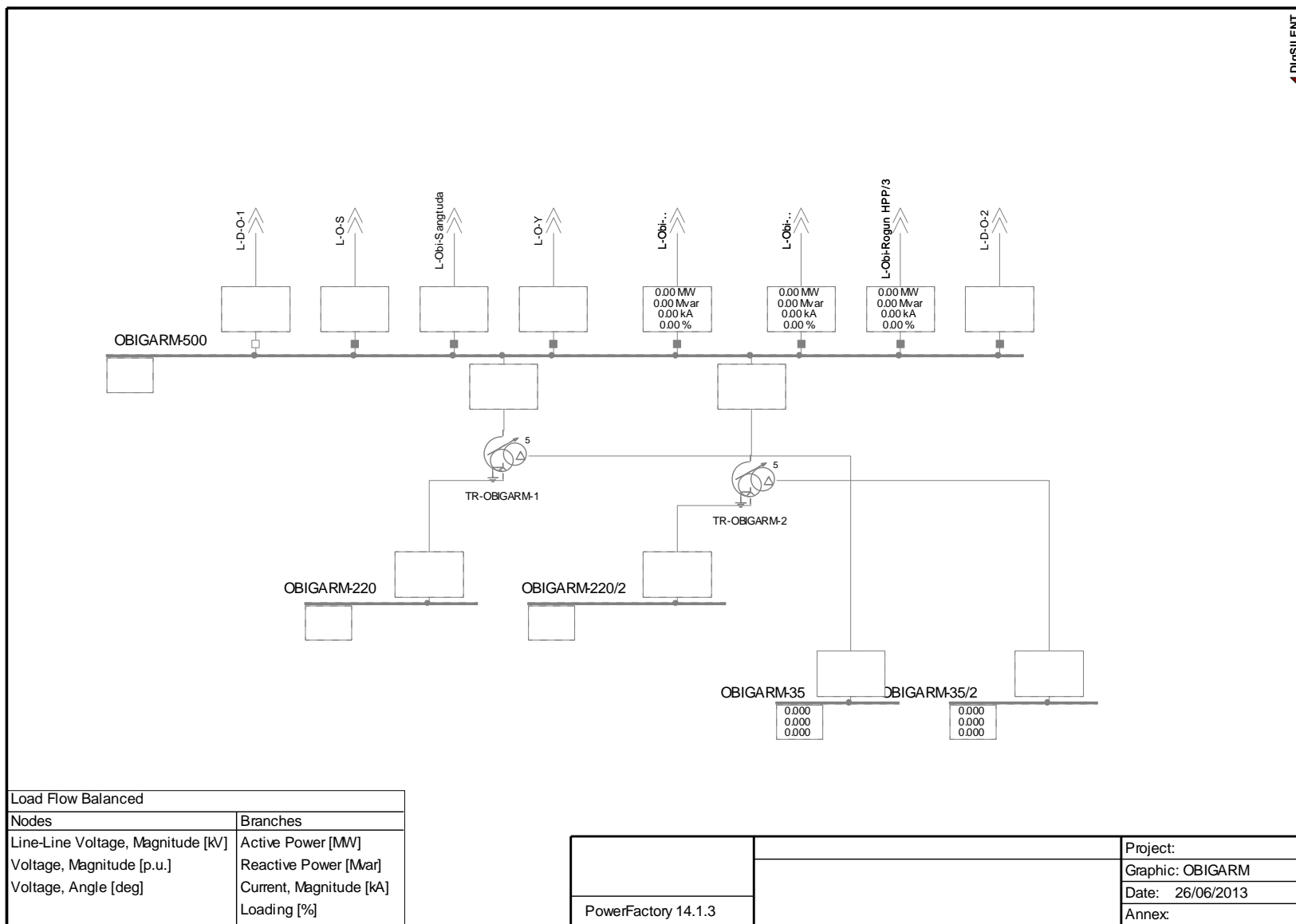


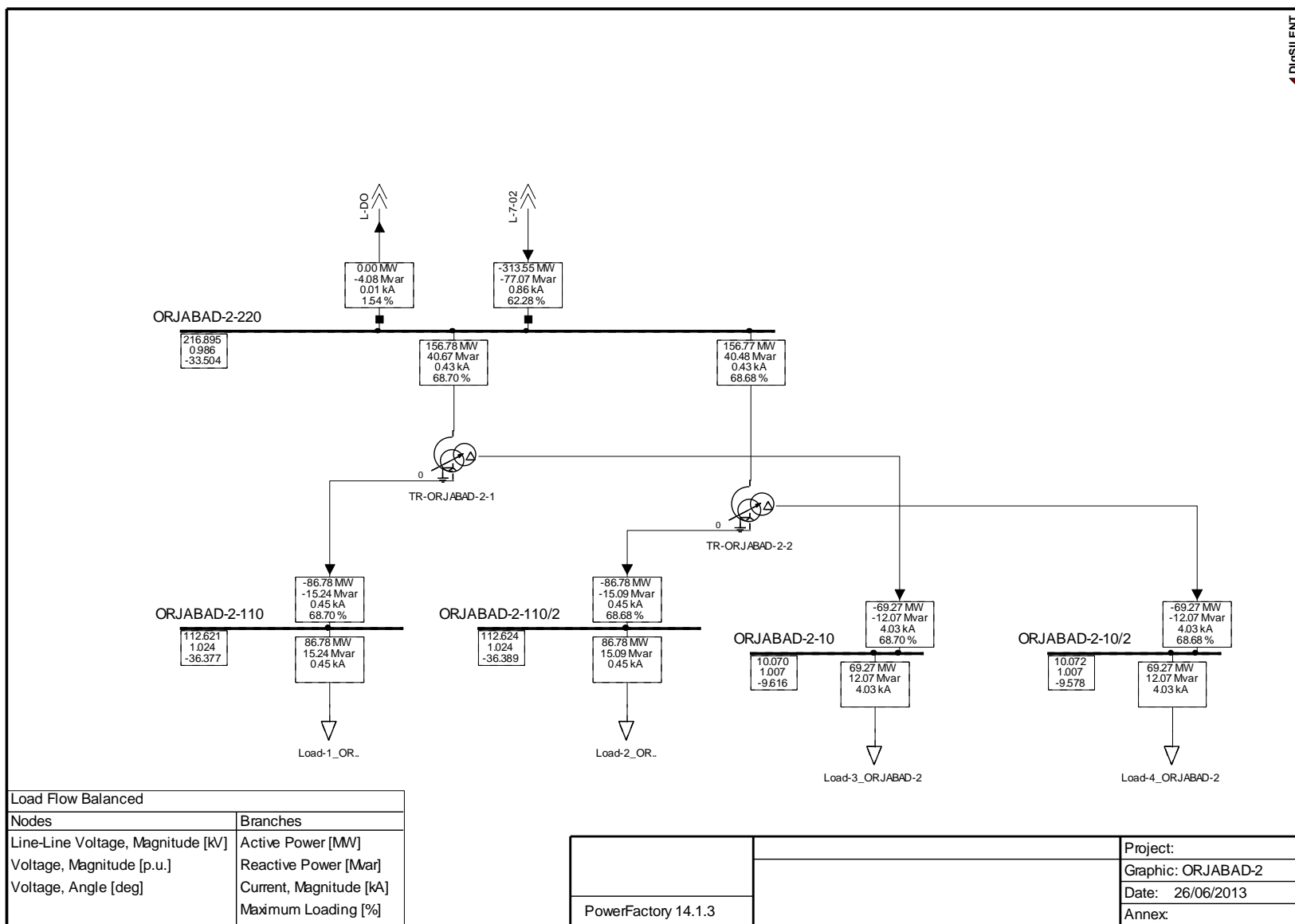




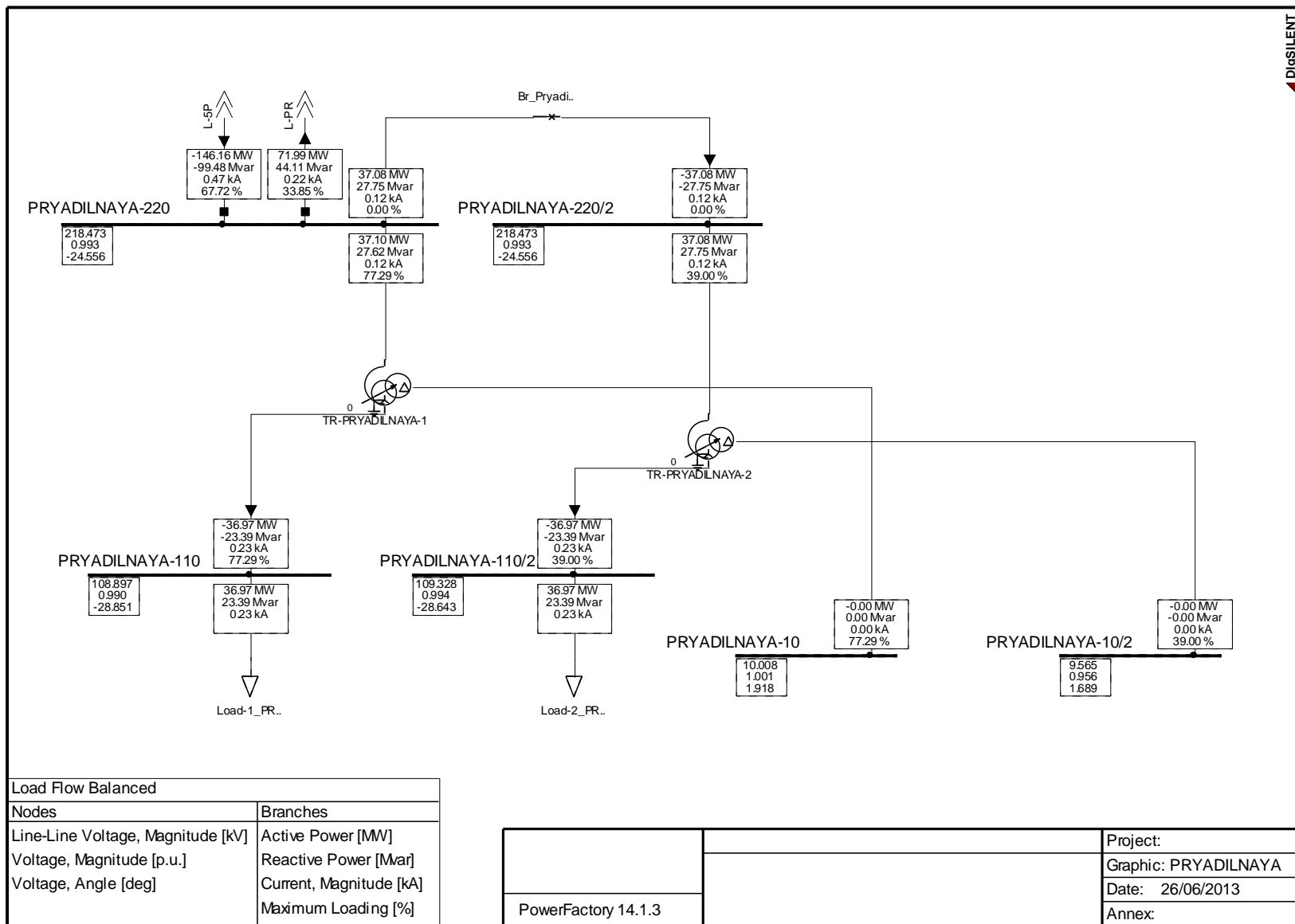




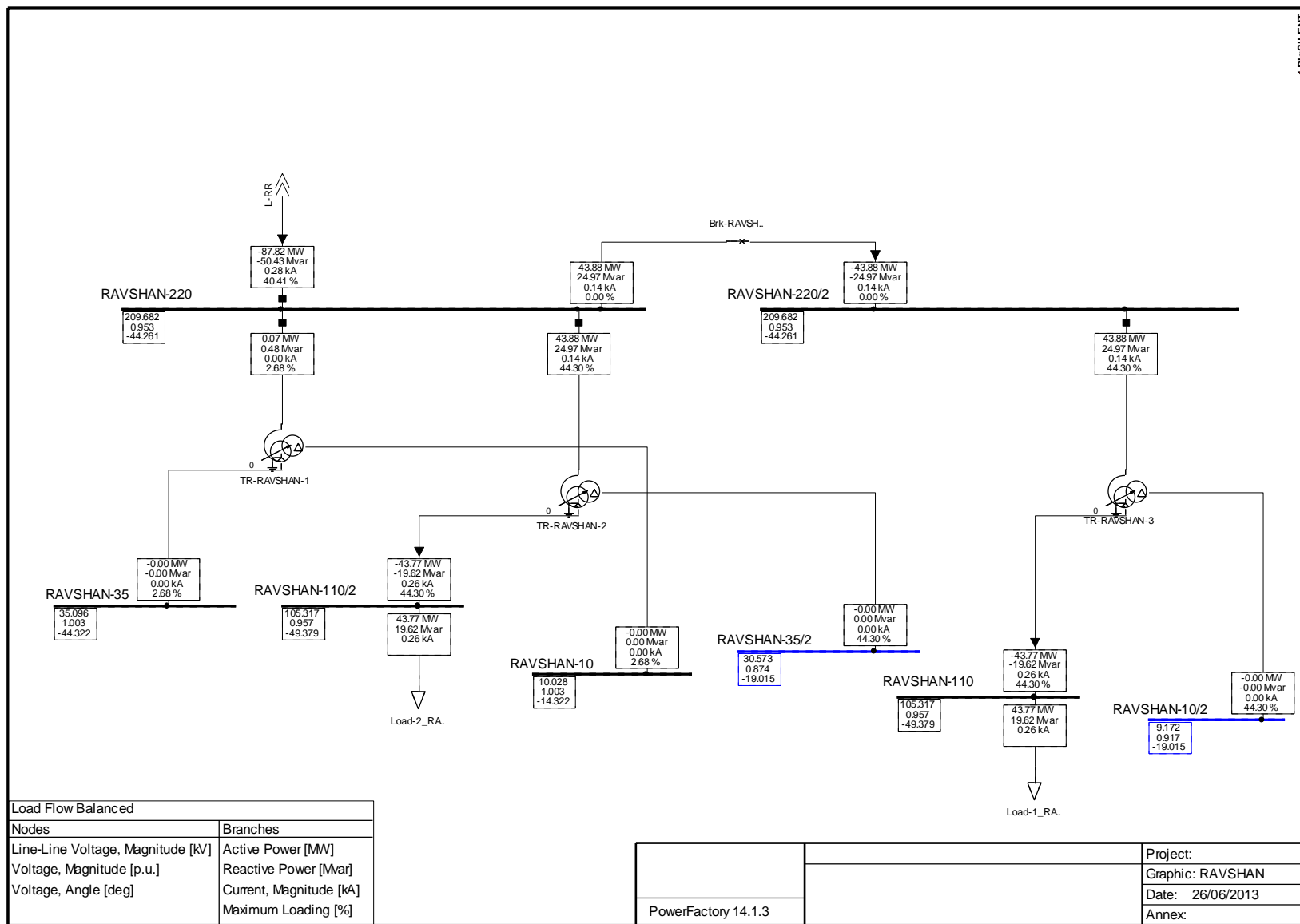




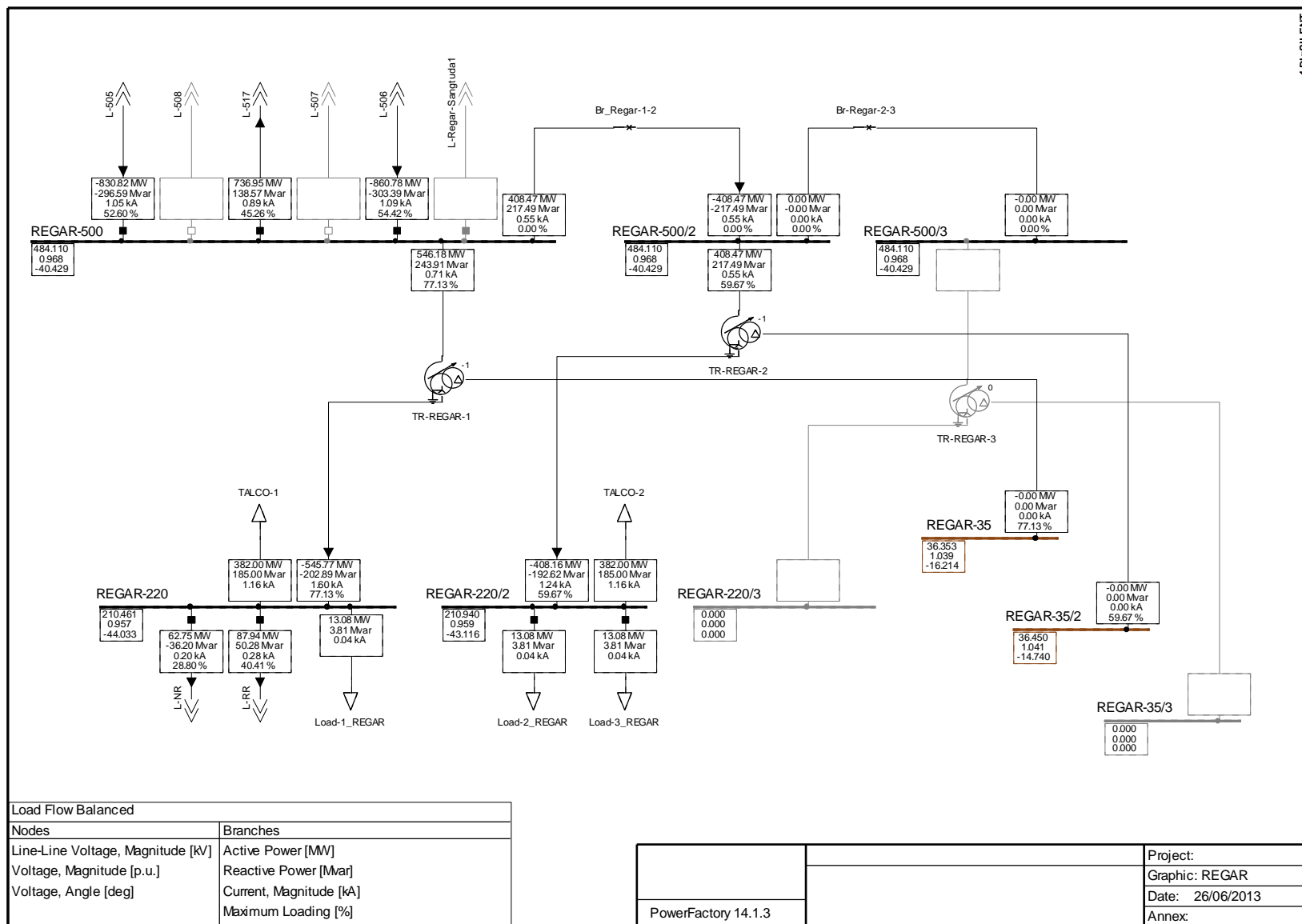
DIGISILENT

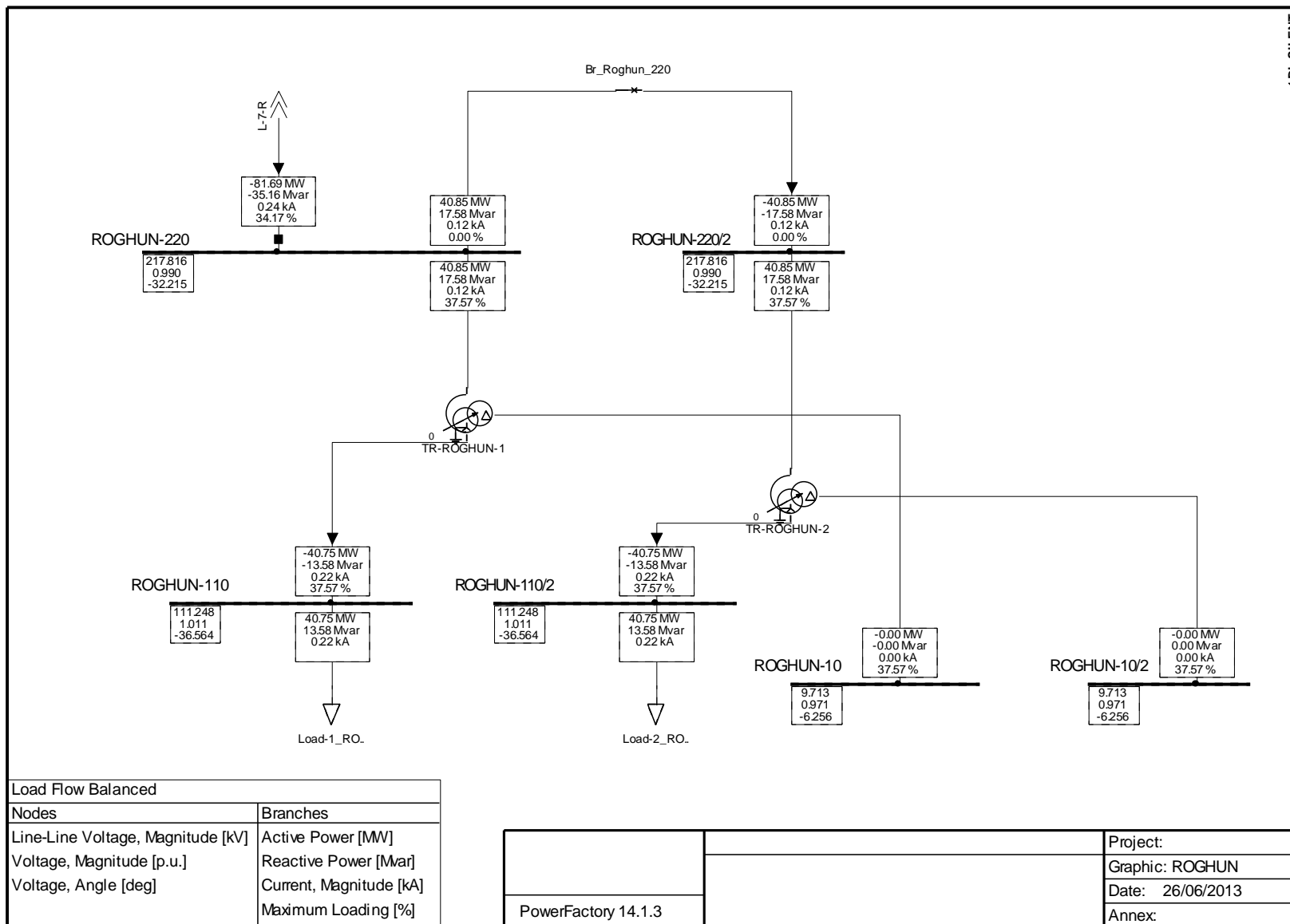


DIGSILENT

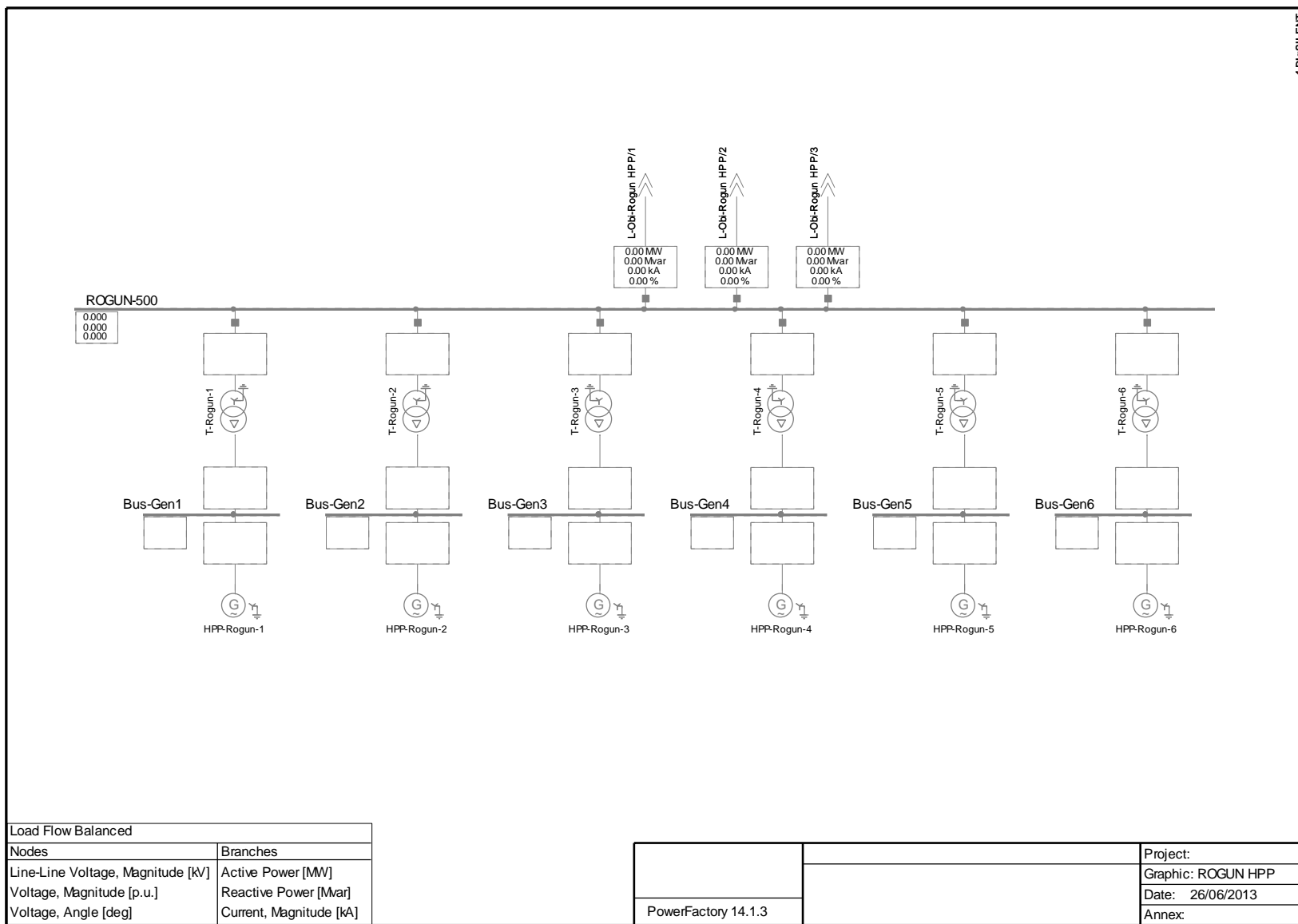


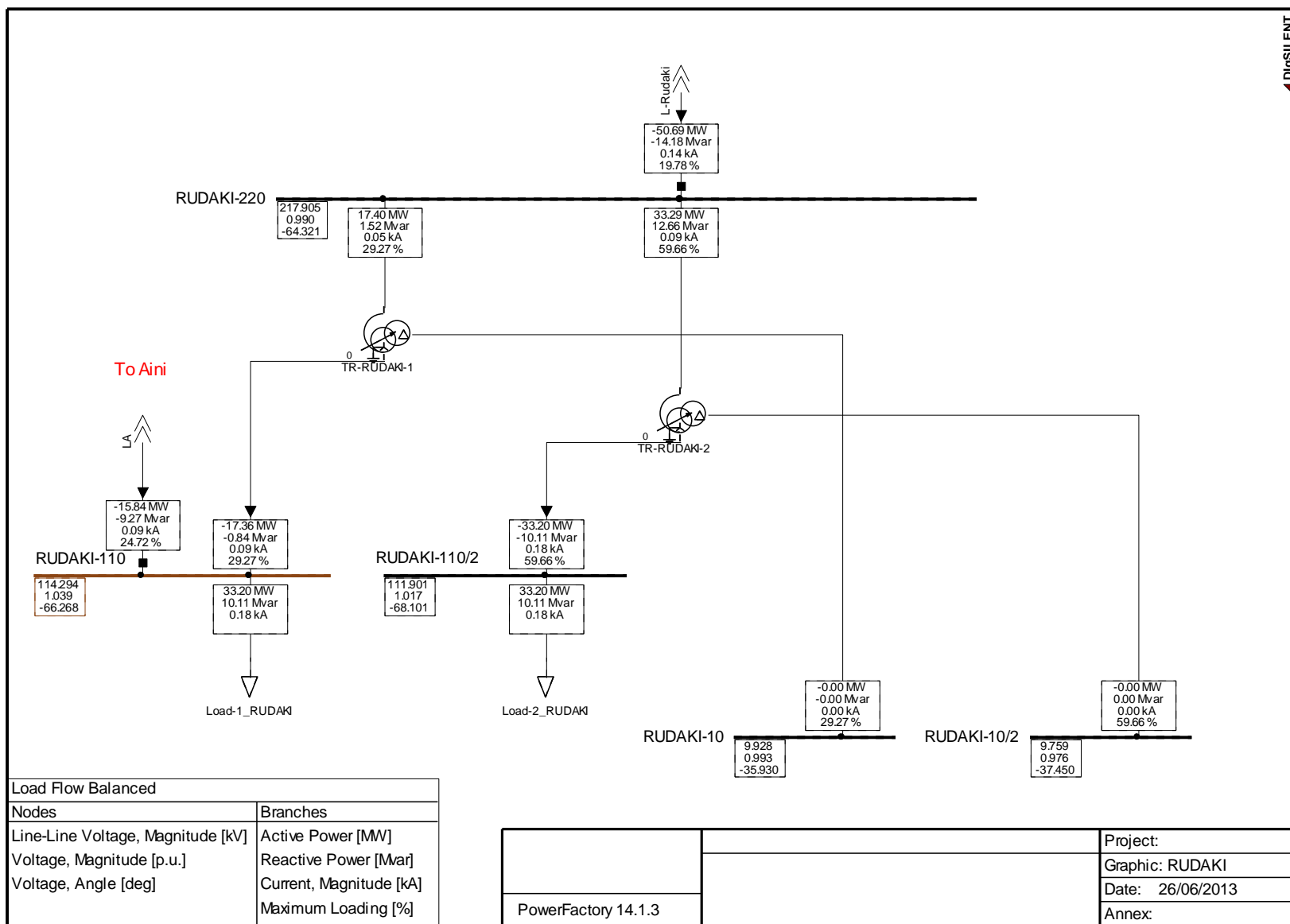
DIGISILENT

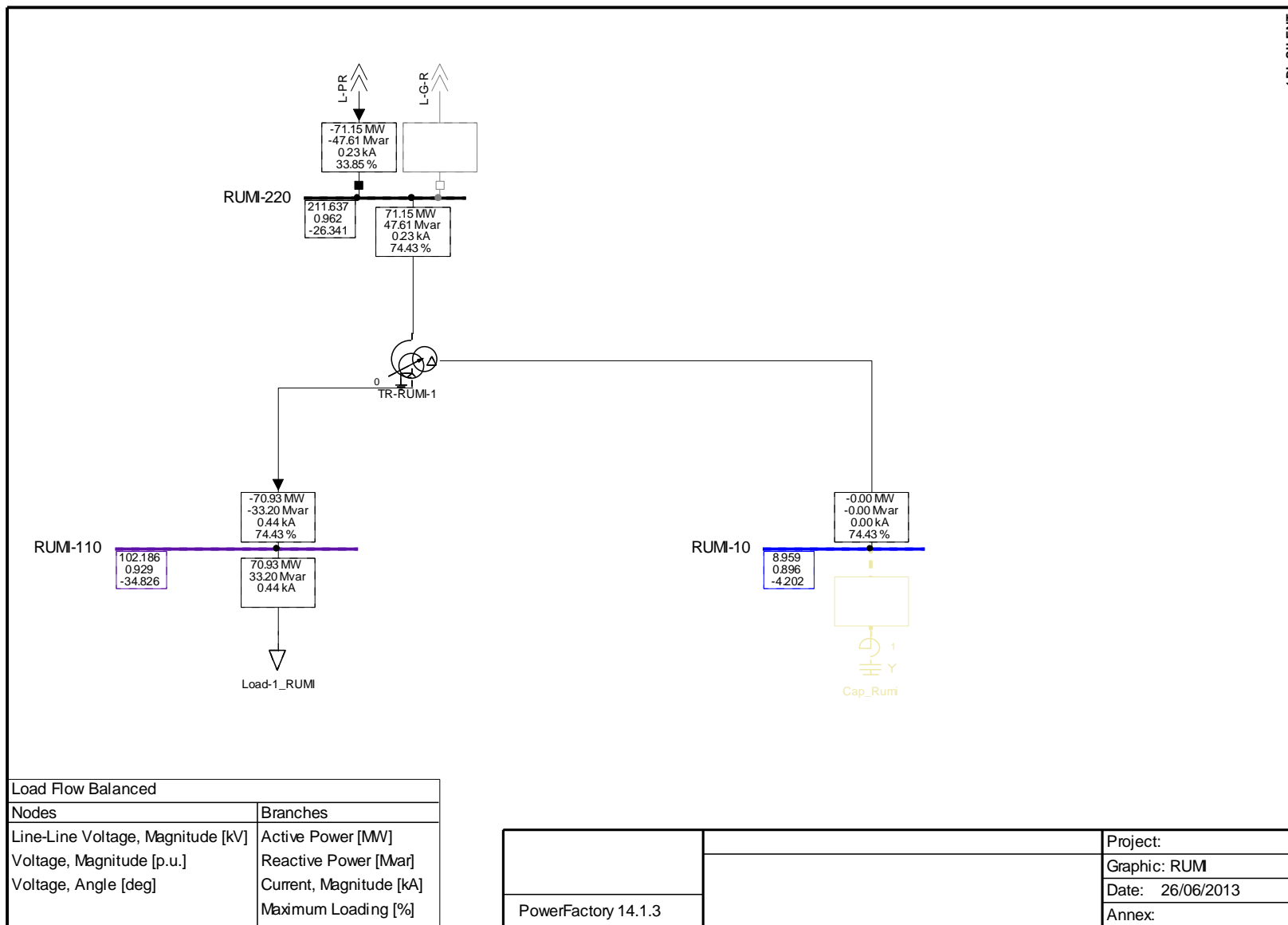


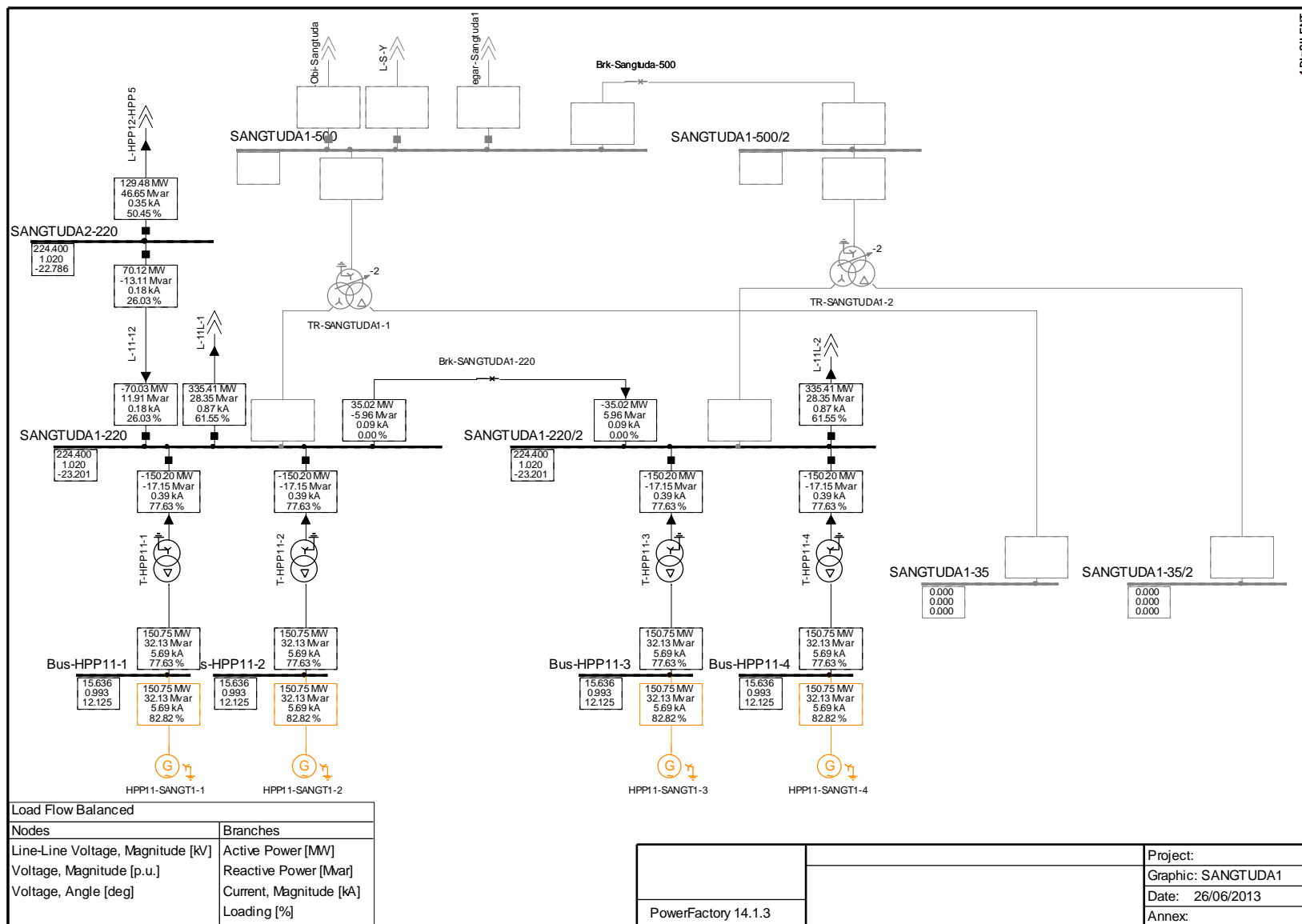


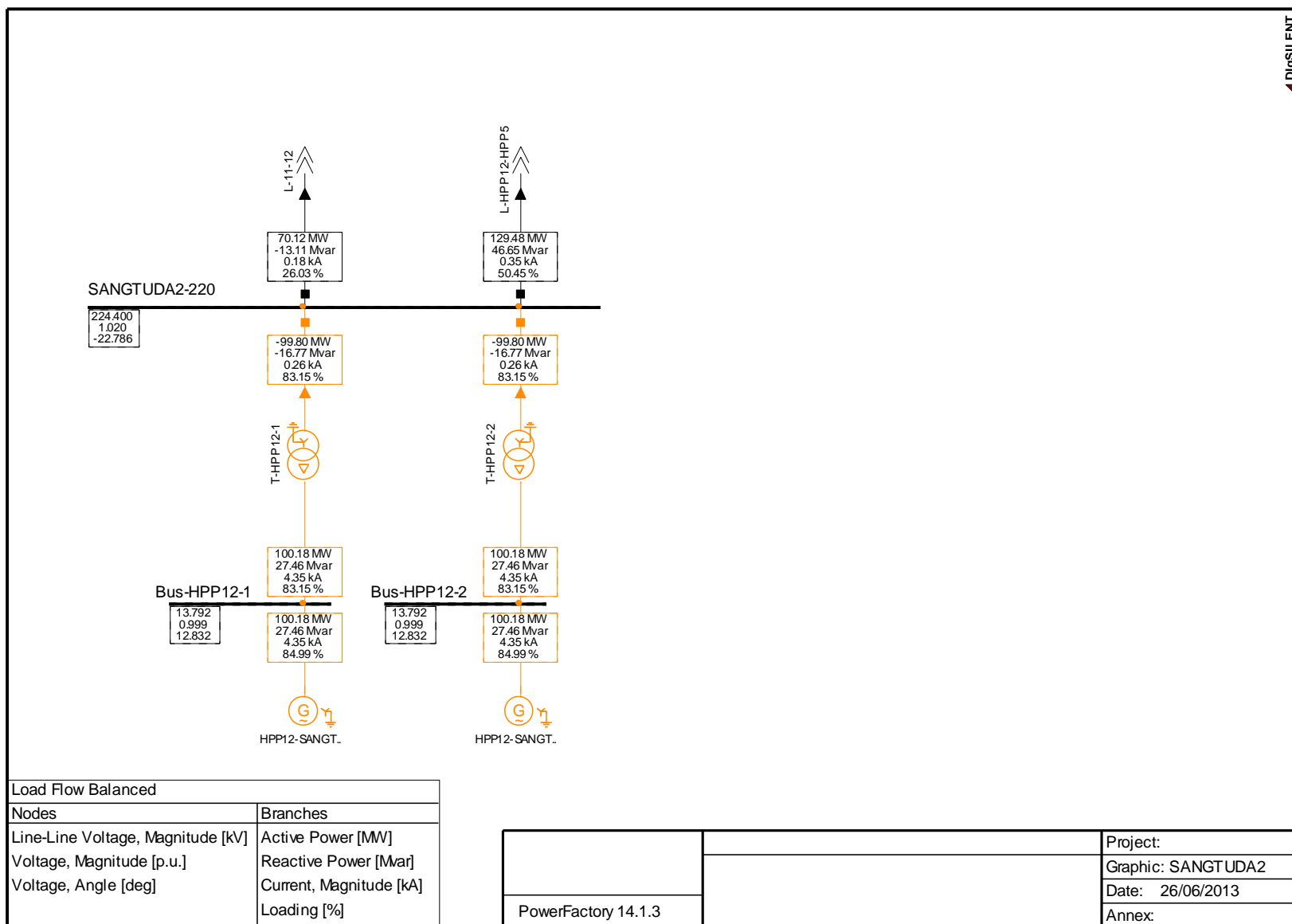
DIGILENT

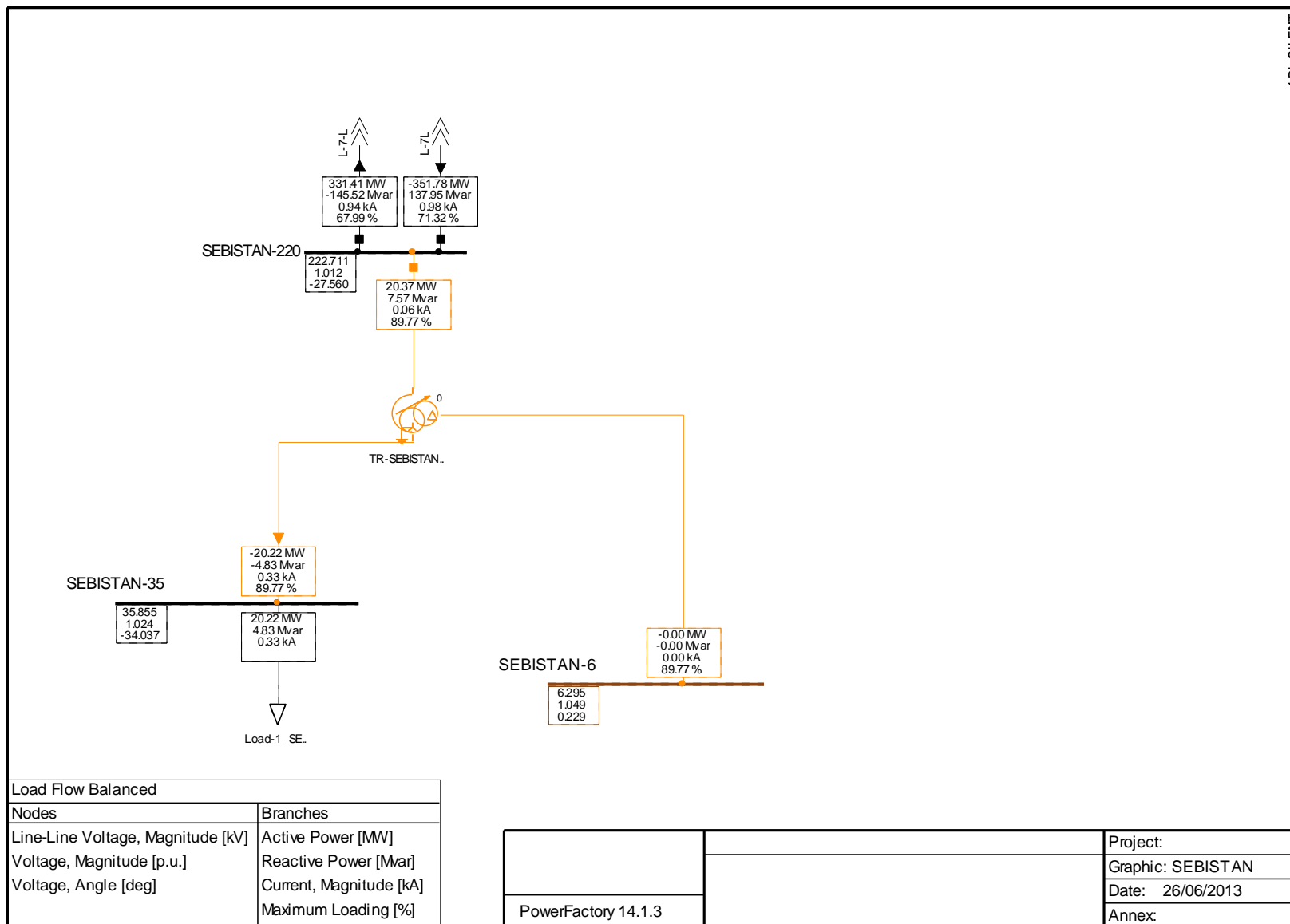


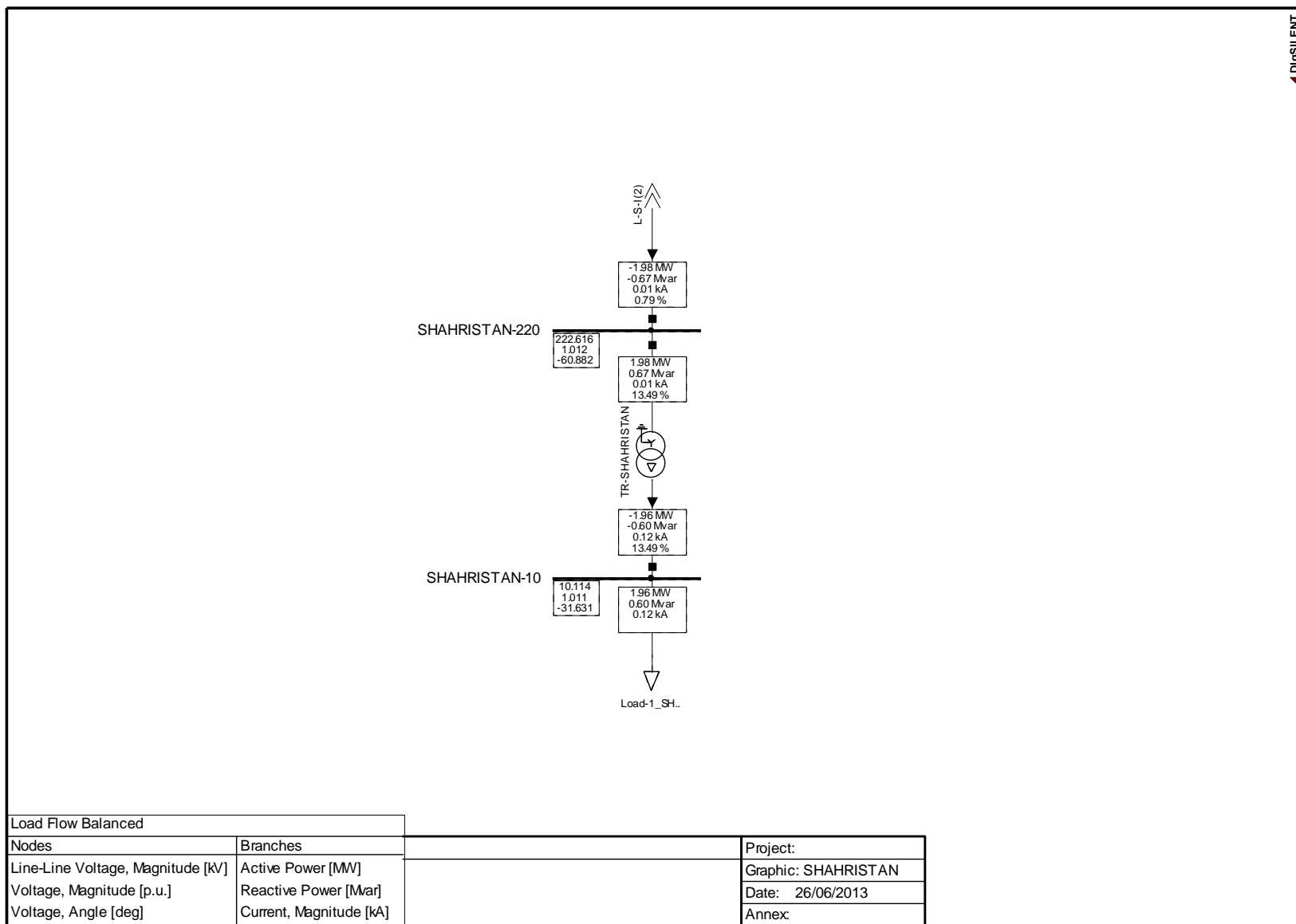


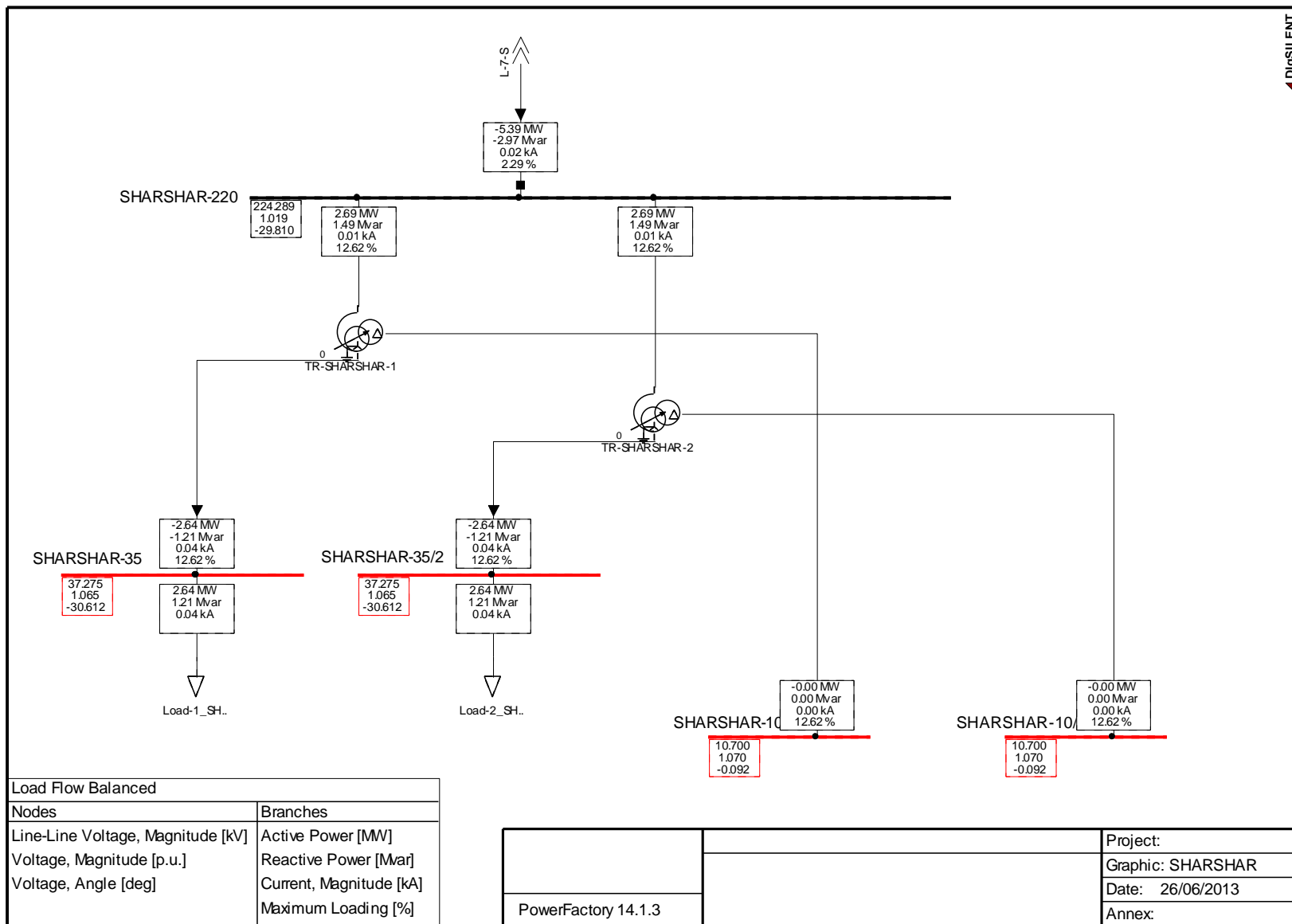


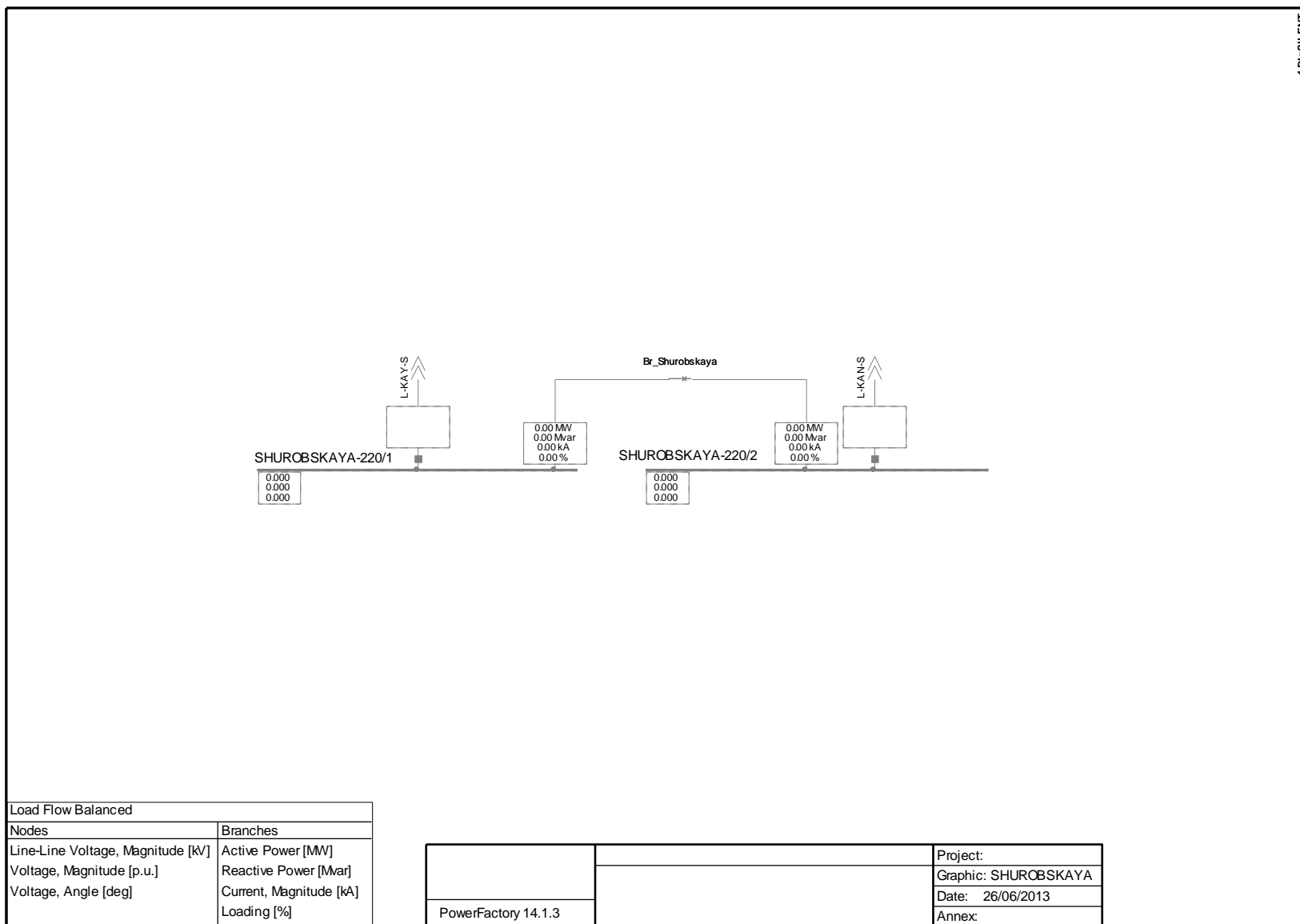


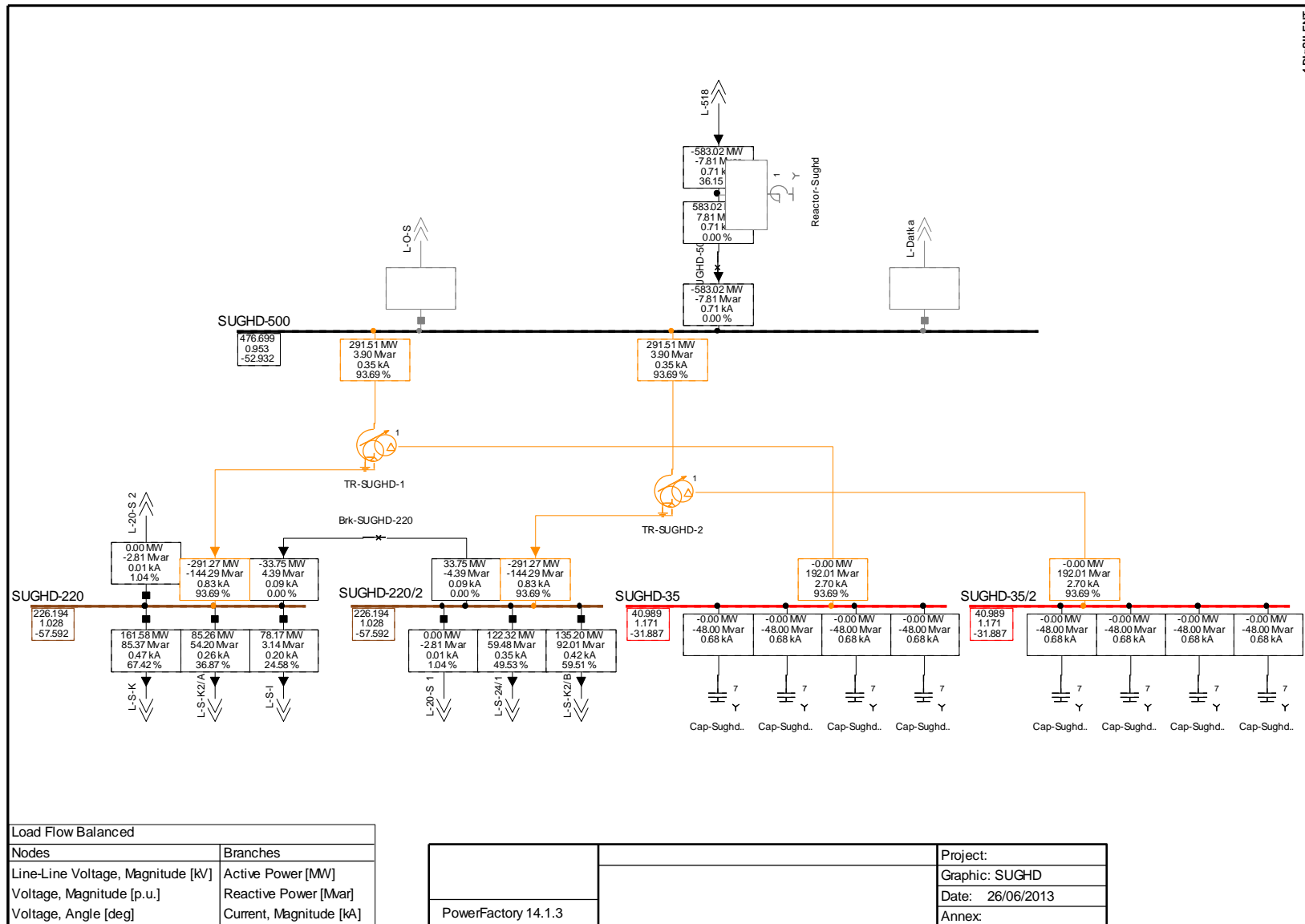




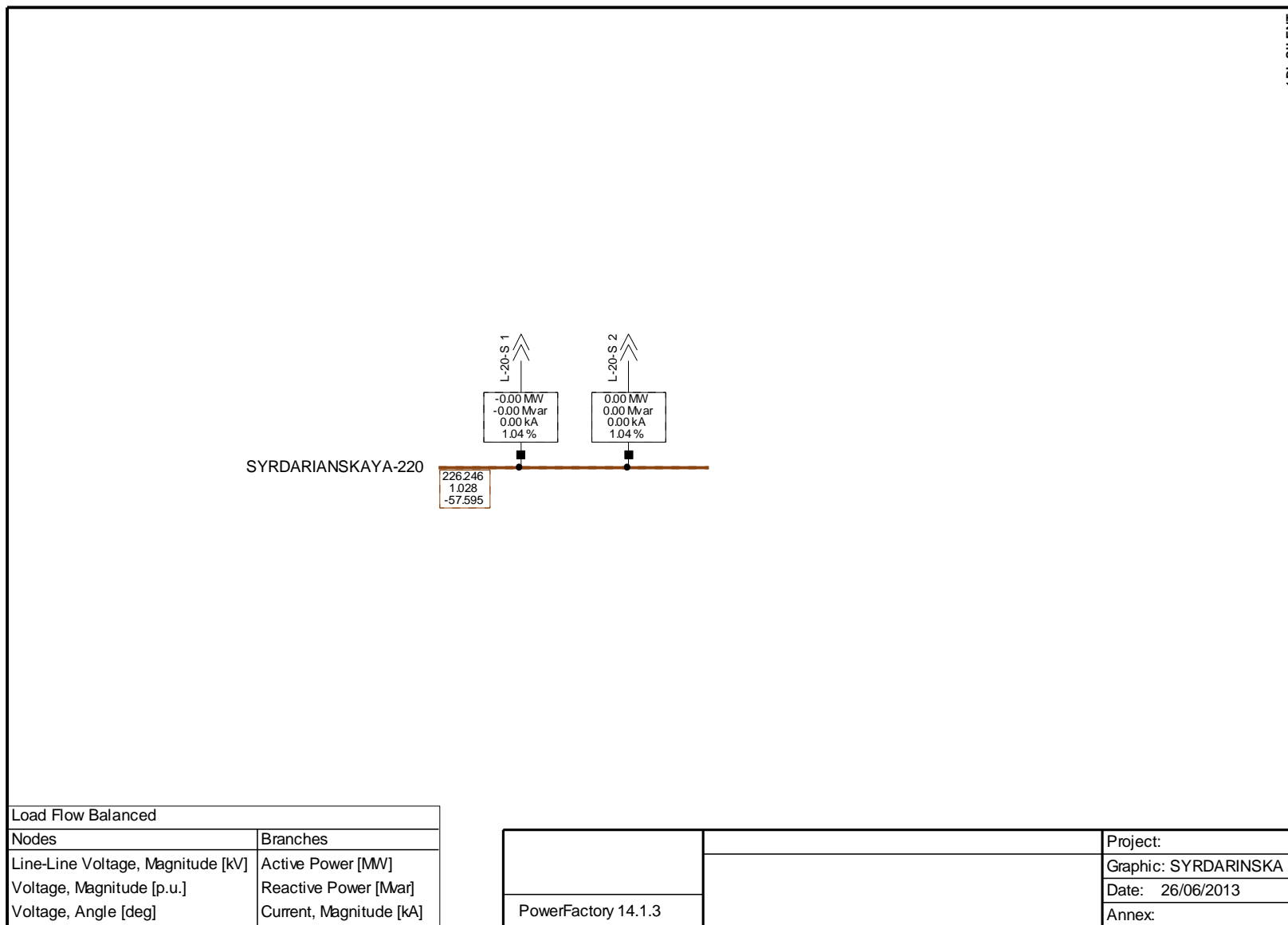


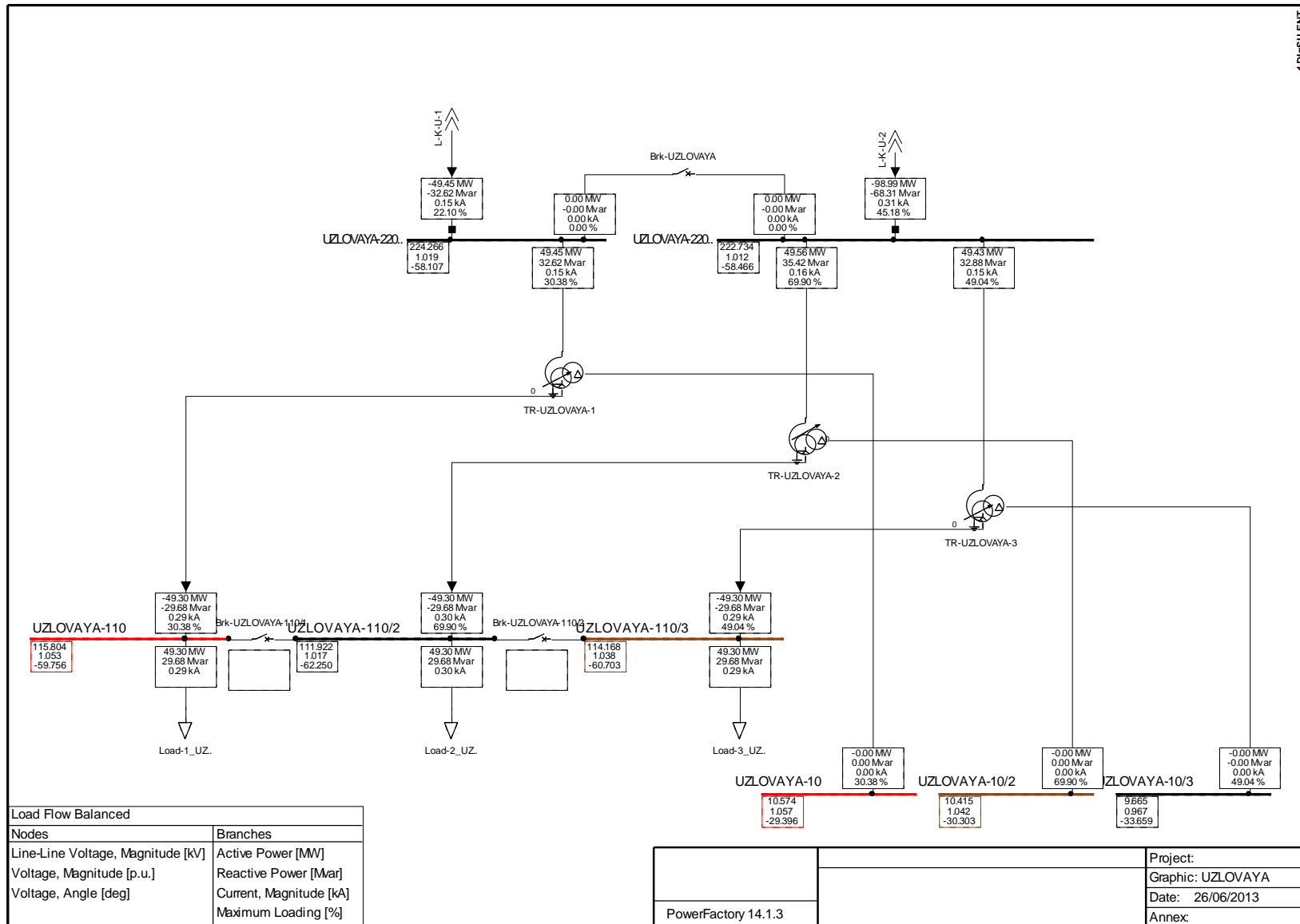


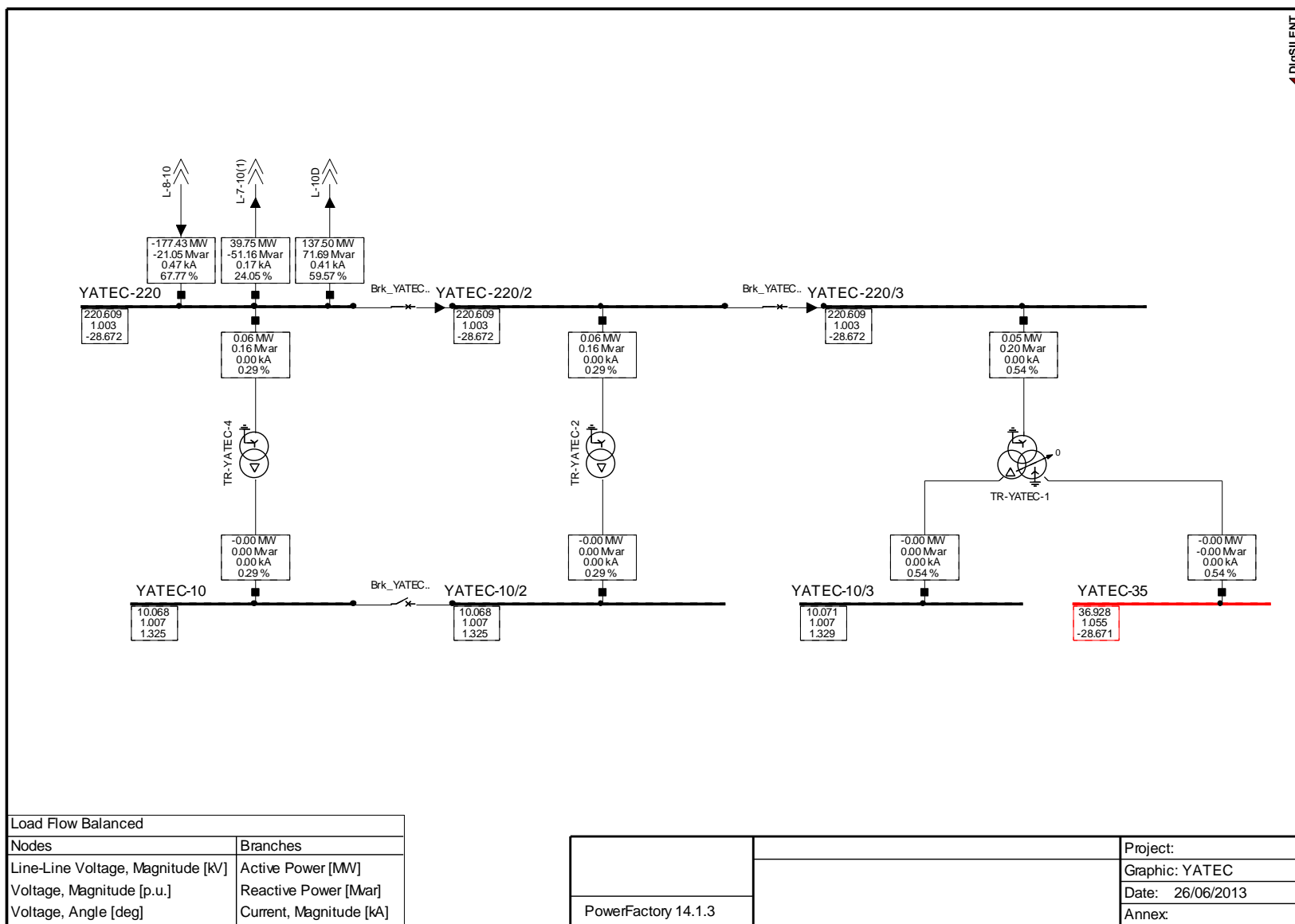




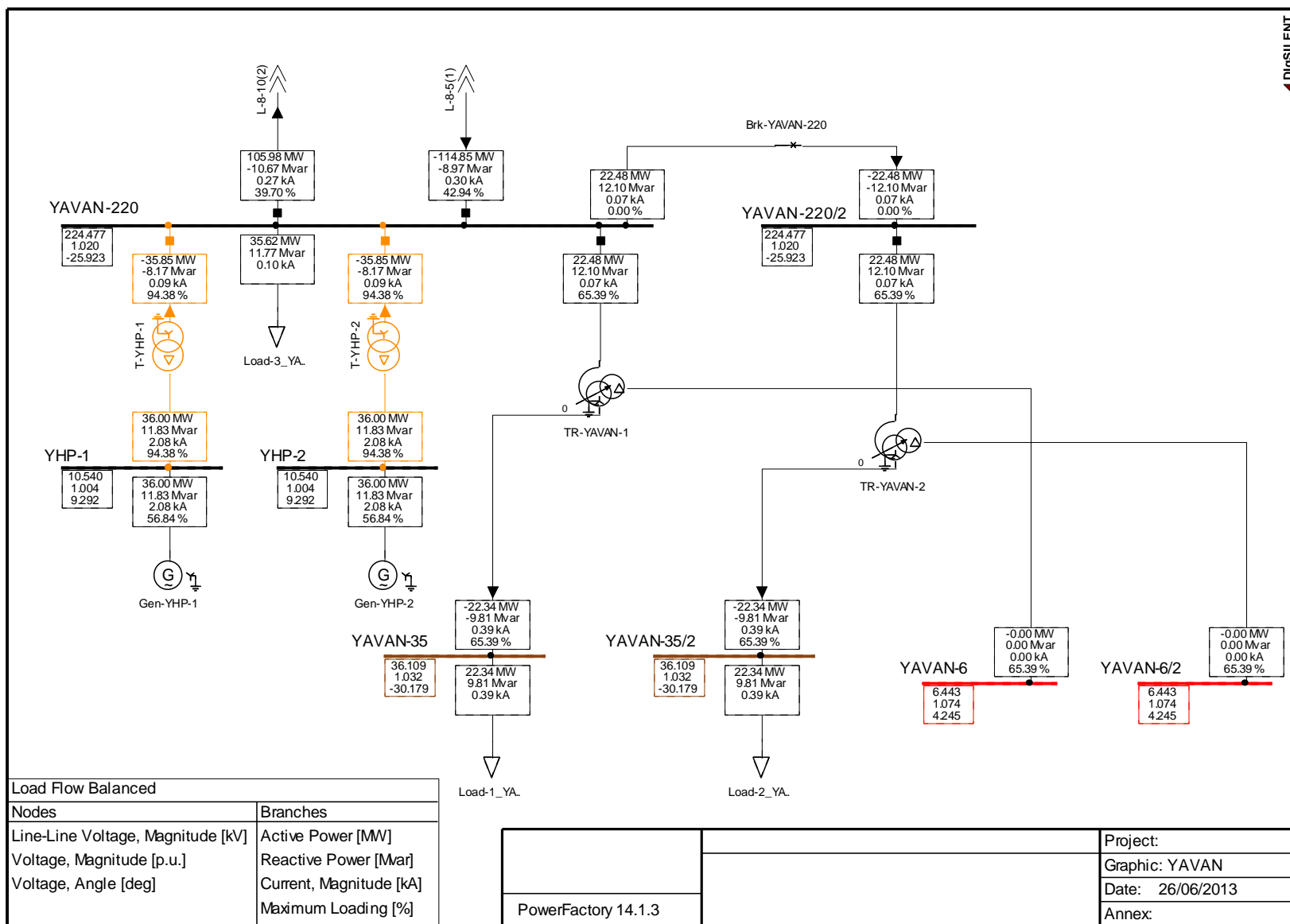
DIGISILENT

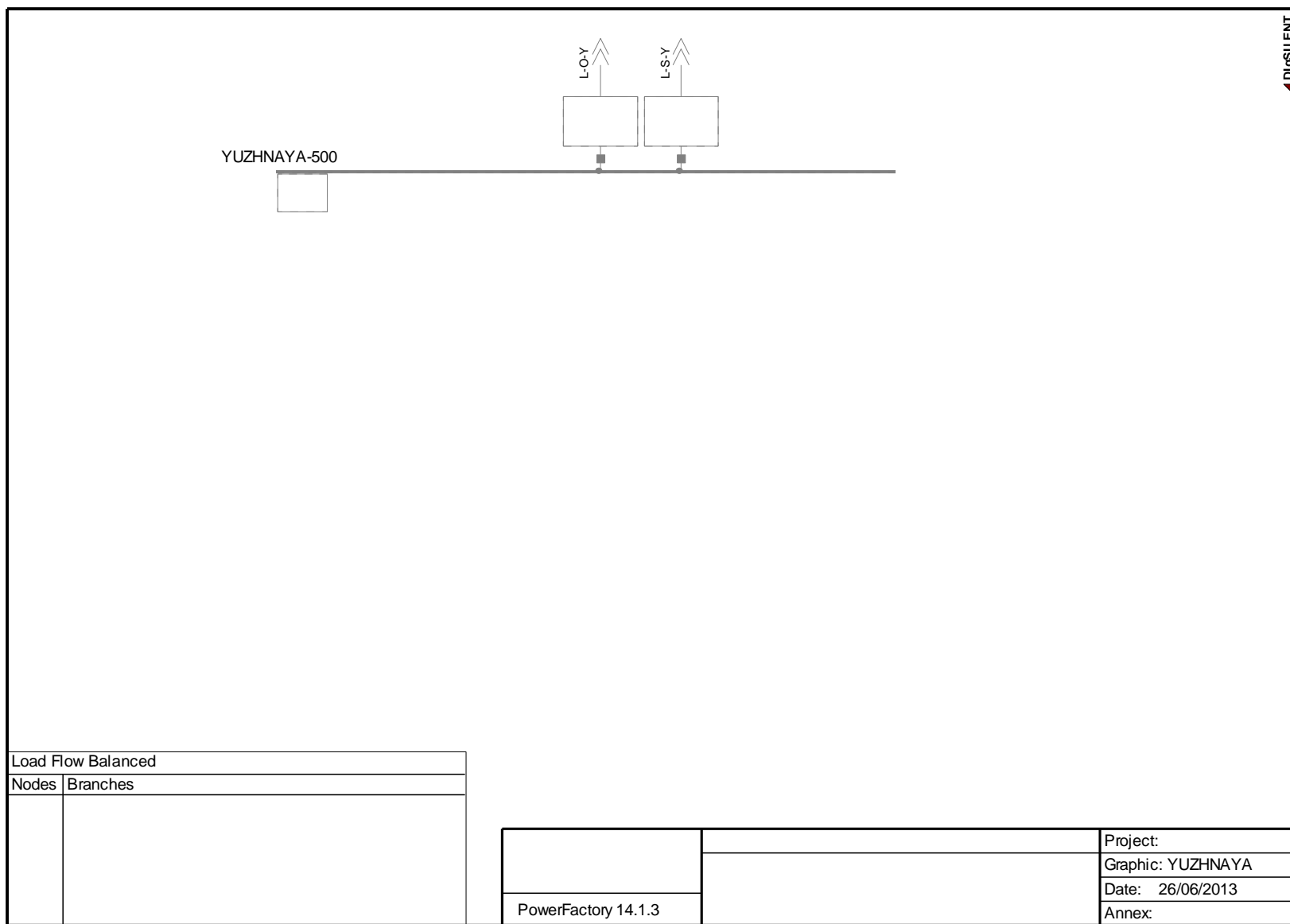






DIGISILENT





8.2 Потокораспределение нагрузки в 2020 году

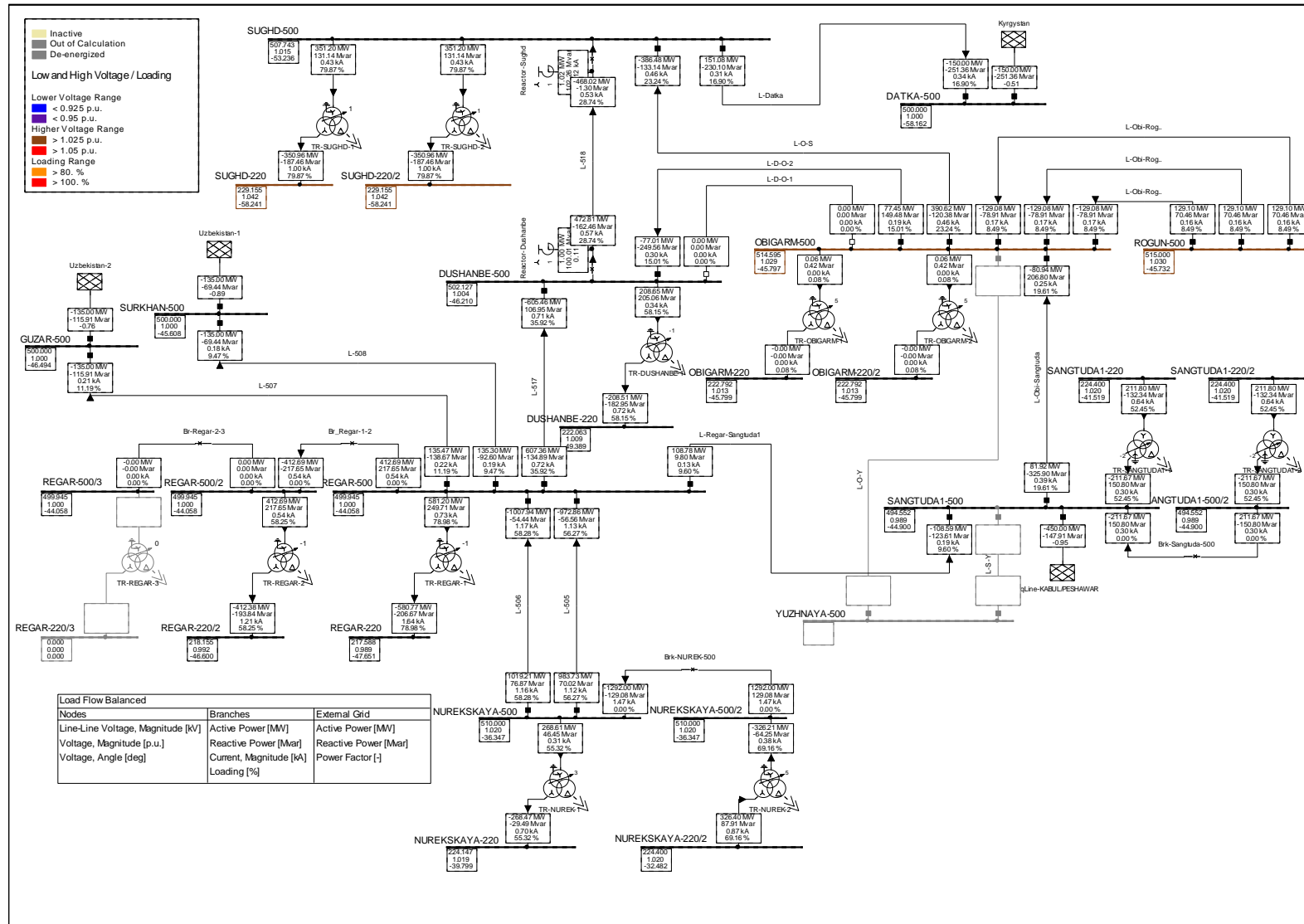


Рисунок 8.3:
2020 год,
максимальная
нагрузка на
систему 500
кВ

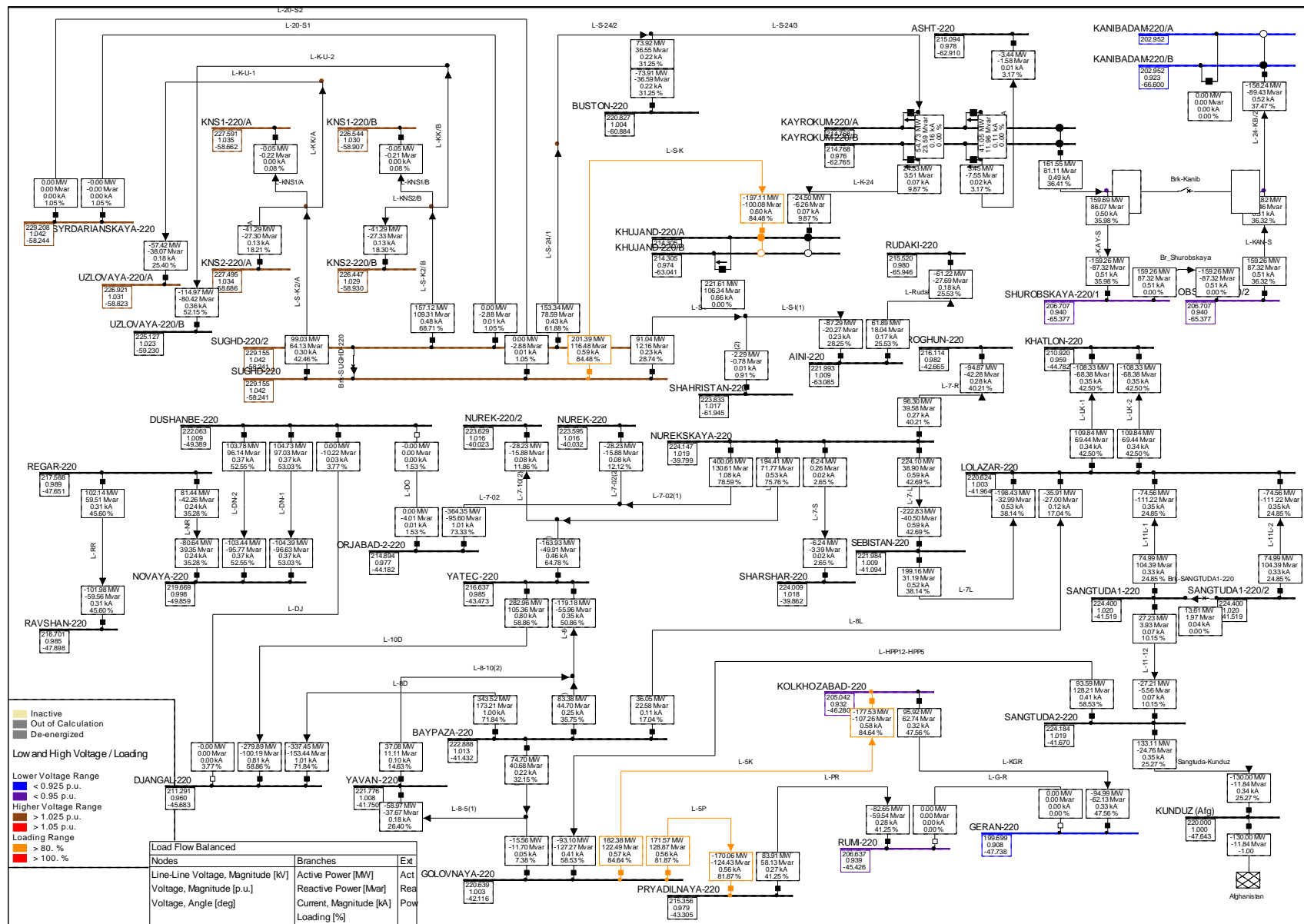


Рисунок 8.4:
2020 год,
максимальная
нагрузка на
систему 220
кВ

8.3 Потокораспределение нагрузки в 2025 году

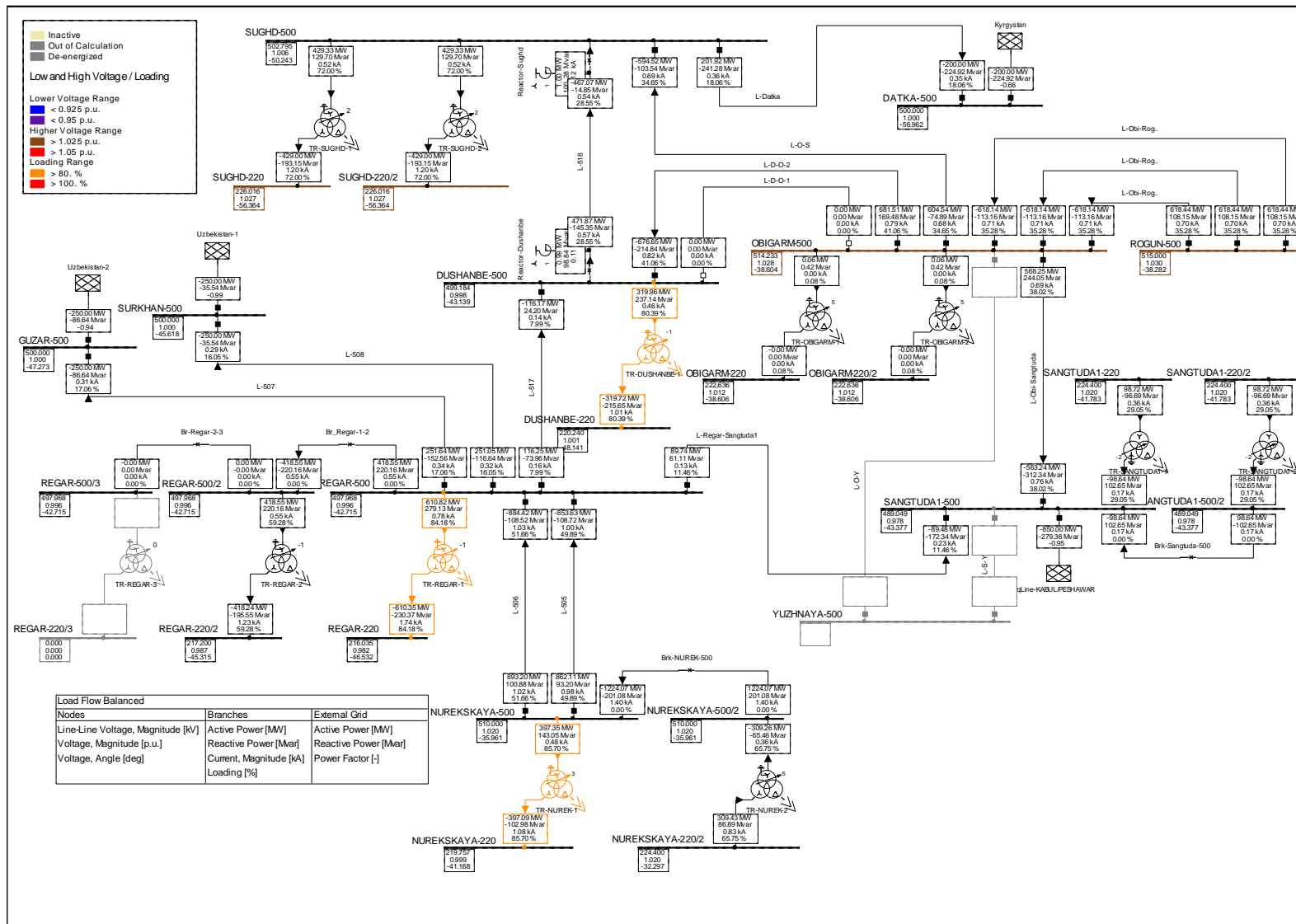


Рисунок 8.5:
2025 год,
максимальная
нагрузка на
систему 500
кВ

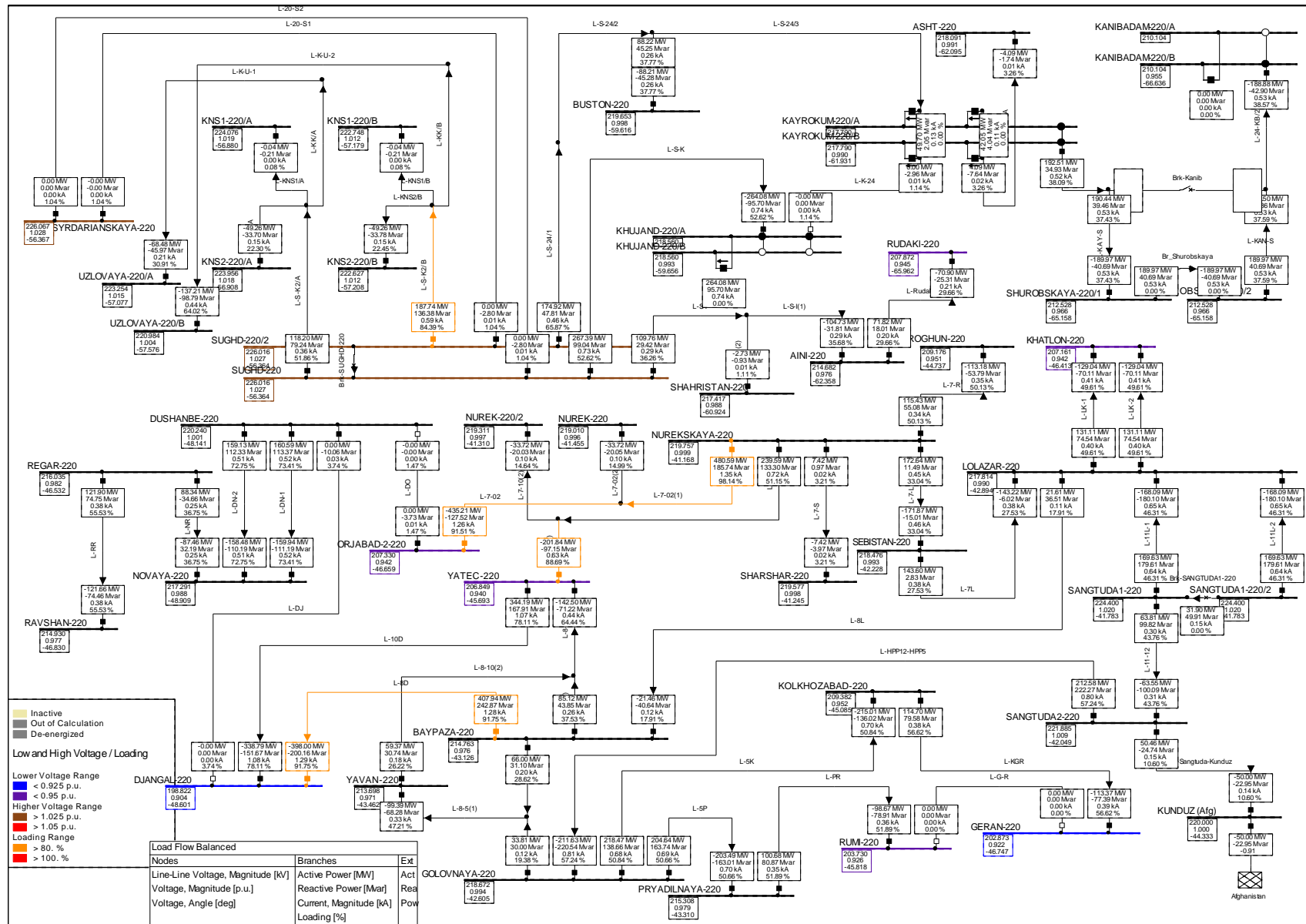


Рисунок 8.6:
2025 год,
максимальная
нагрузка на
систему 220
кВ

8.4 Потокораспределение нагрузки в 2027 году

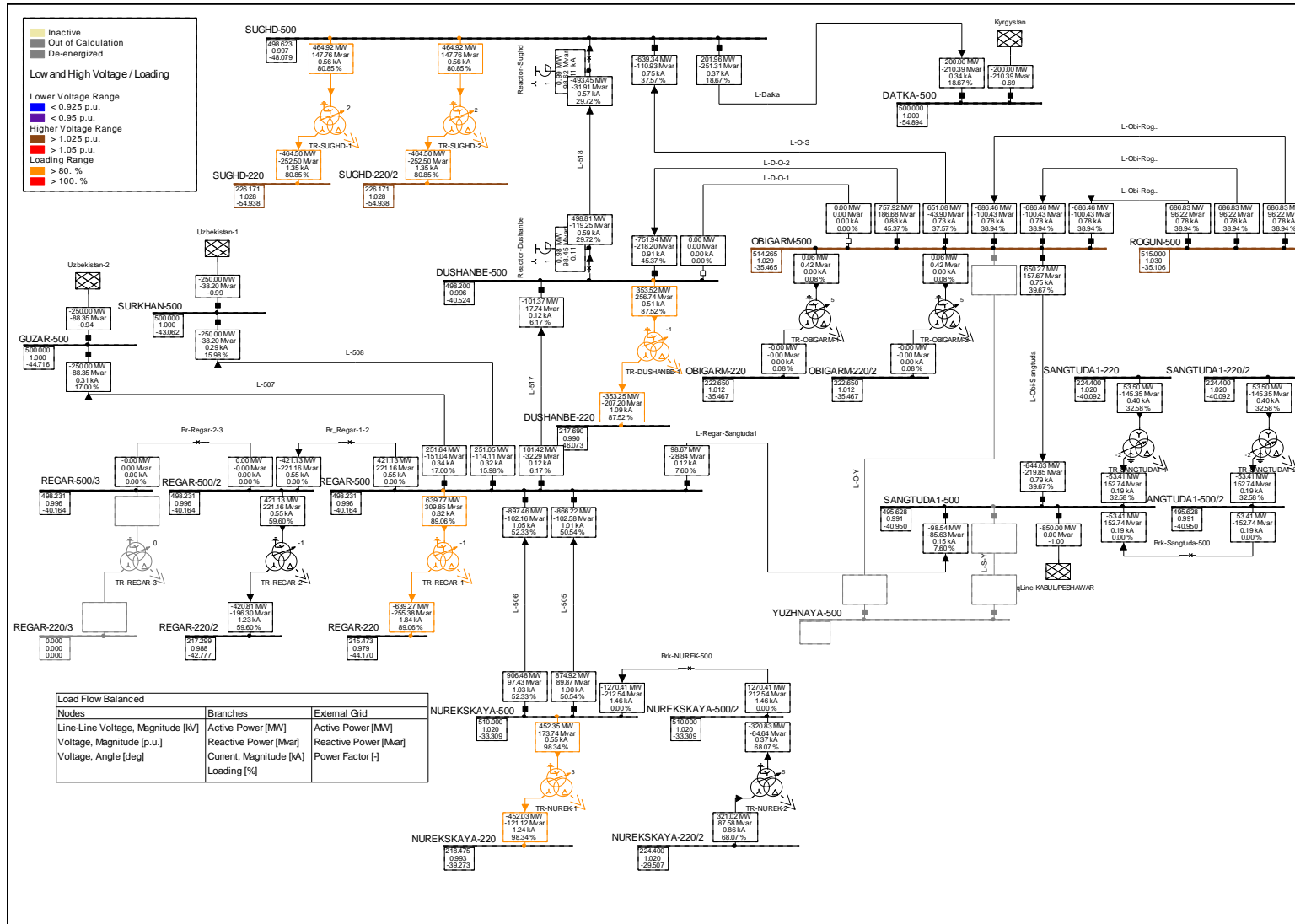


Рисунок 8.7:
2025 год,
максимальная
нагрузка на
систему 500
кВ

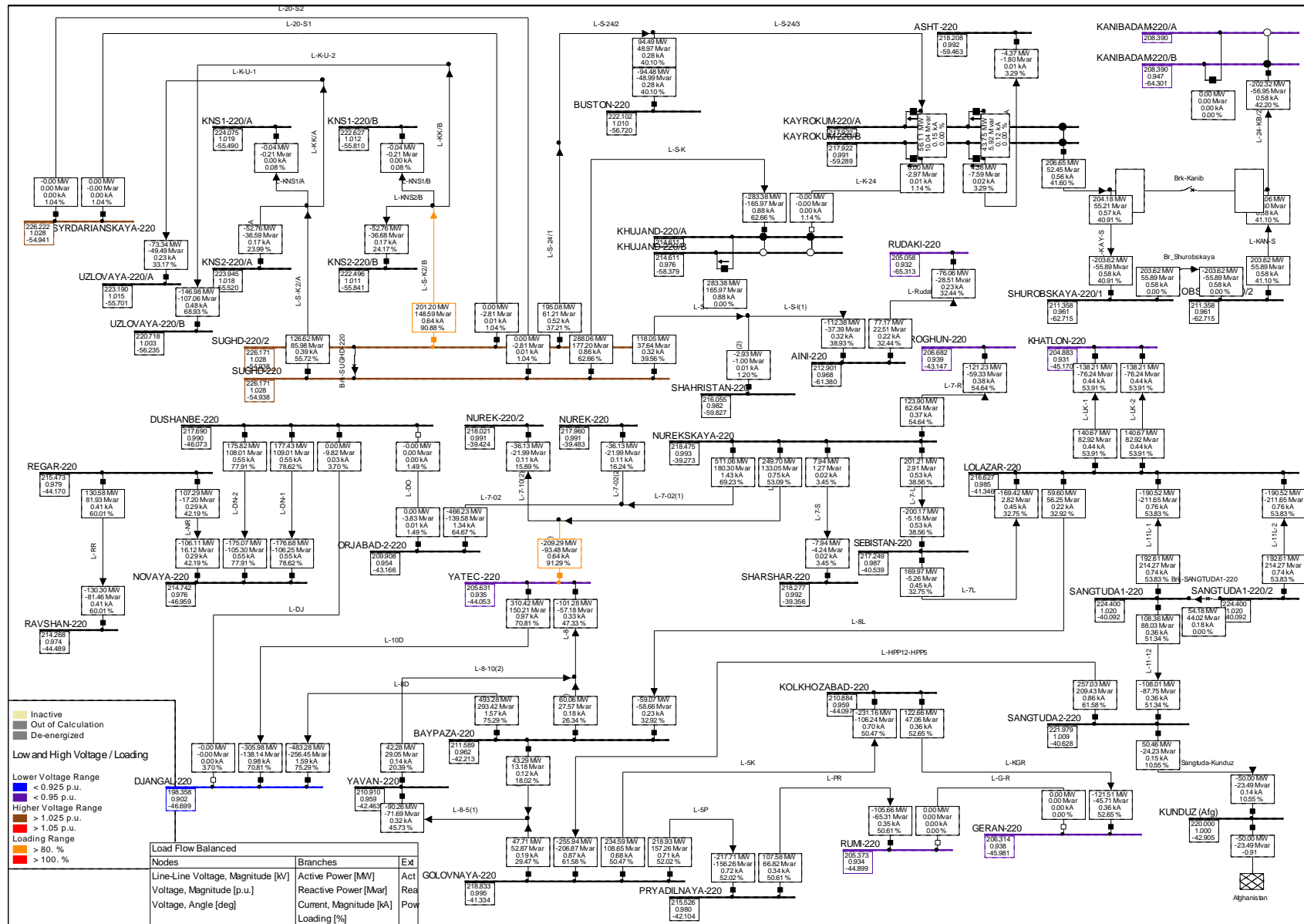


Рисунок 8.8:
2027 год,
максимальная
нагрузка на
систему 220
кВ

8.5 Потокораспределение нагрузки в 2028 году

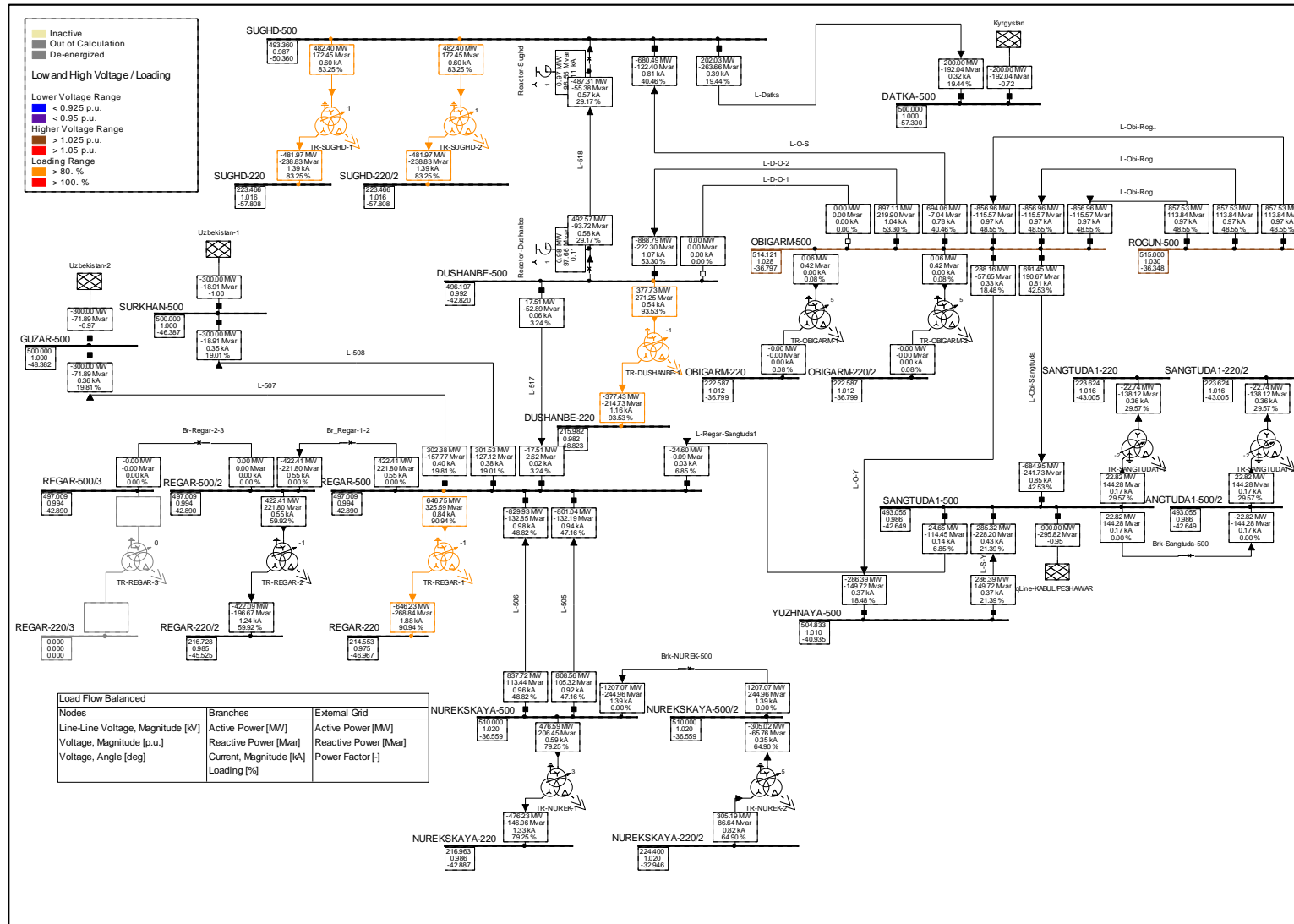


Рисунок 8.9:
2028 год,
максимальная
нагрузка на
систему 500
кВ

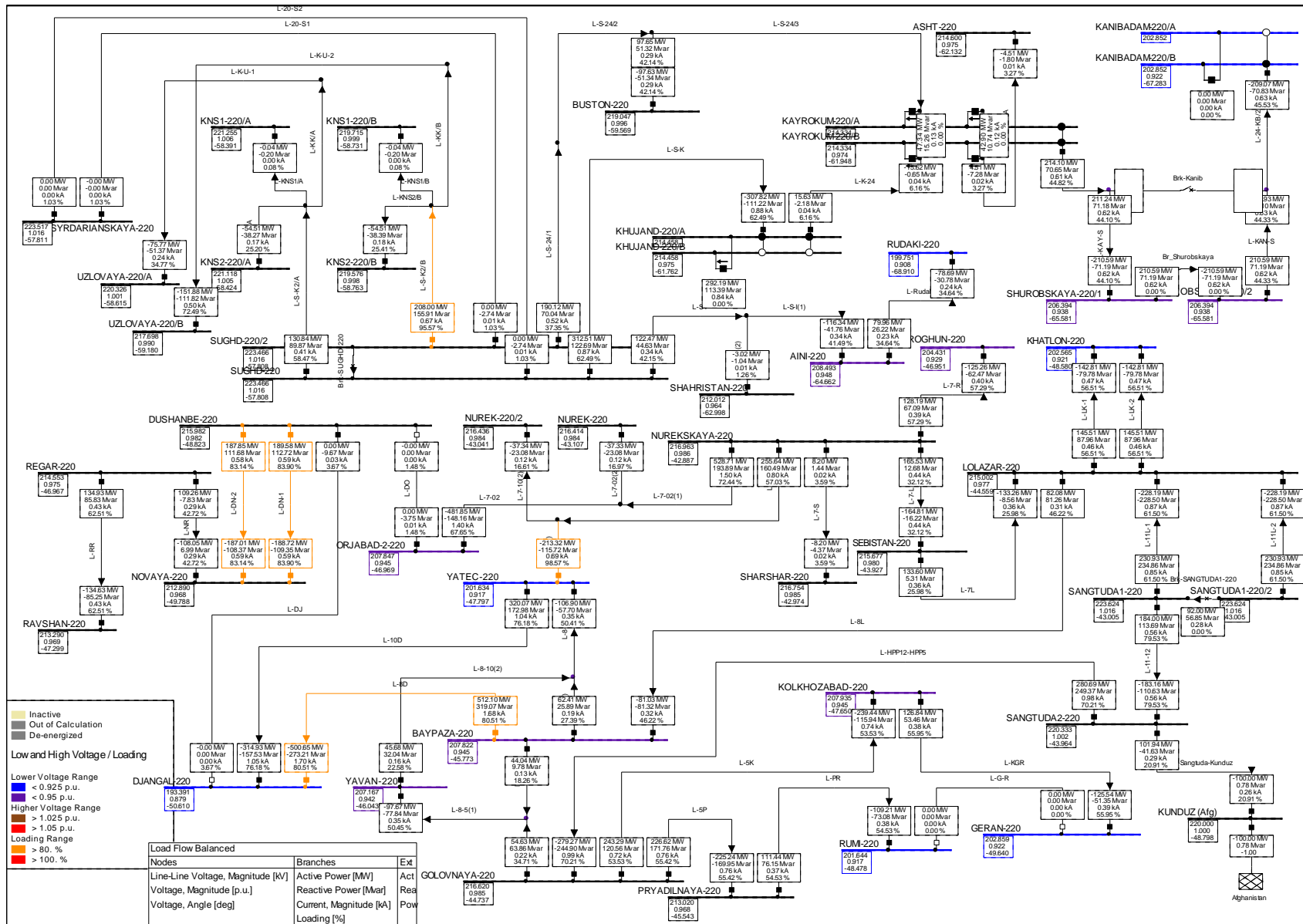


Рисунок 8.10:
2028 год,
максимальная
нагрузка на
систему 220
кВ

8.6 Потокораспределение нагрузки в 2031 году (максимальная мощность Рогуна 3600 МВт)

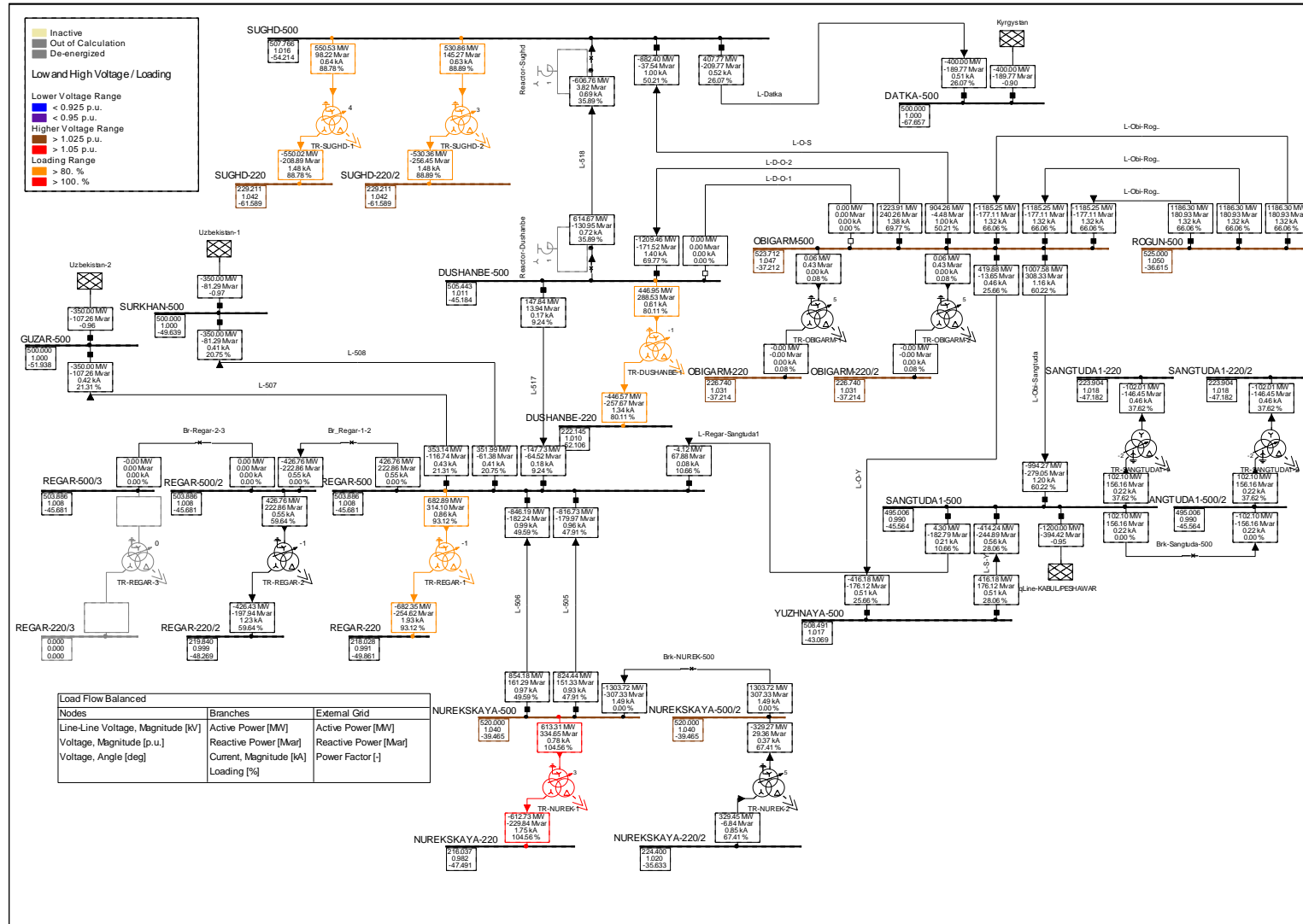


Рисунок 8.11:
2031 год,
максимальная
нагрузка,
система
500 кВ

9 СИСТЕМНЫЕ ДАННЫЕ

9.1 Подстанции

Название	Vn кВ	Год	Название	Vn кВ	Год
Айни	220		Орджабод-2	220	
Ашт	220		Прядильная	220	
Байпаза	220		Равшан	220	
Бустон	220		Регар	500	
Джангал	220		Рогун	220	
Душанбе	500		Рогунская ГЭС	500	2016
Герань	220		Рудаки	220	
Головная	220		Руми	220	
Гузар	500		Сангтуда-1	500	2016
Канибадам	220		Сангтуда-2	220	
Кайраккум	220		Себистан	220	
Хатлон	220		Шахристан	220	
Худжанд	220		Шаршар	220	
KNS1	220		Шуробская	500	
KNS2	220		Сугд	500	
Колхозабад	220		Сурхан	500	
Лолазор	220		Сырдарьинская-Узб	220	
Новая	220		Узловая	220	
Нурек	220		Ятец	220	
Нурекская	500		Яван	220	
Обигарм	500	2016	Южная	500	2028

9.2 Терминалы

Название	Станция	Vn кВ	Год
Айни-10	Айни	10	
Айни-10/2	Айни	10	
Айни-110	Айни	110	
Айни-110/2	Айни	110	
Айни-220	Айни	220	
Ашт-110	Ашт	110	
Ашт-110/2	Ашт	110	
Ашт-220	Ашт	220	
Ашт-6	Ашт	6	
Ашт-6/2	Ашт	6	
Байпаза-220	Байпаза	220	
Бустон-10	Бустон	10	
Бустон-10/2	Бустон	10	
Бустон-110	Бустон	110	
Бустон-110/2	Бустон	110	
Бустон-220	Бустон	220	
Шина-Gen1	Рогунская ГЭС	15.75	2016
Шина-Gen2	Рогунская ГЭС	15.75	2016
Шина-Gen3	Рогунская ГЭС	15.75	2025
Шина-Gen4	Рогунская ГЭС	15.75	2025
Шина-Gen5	Рогунская ГЭС	15.75	2025
Шина-Gen6	Рогунская ГЭС	15.75	2025
Шина-ГЭС11-1	Сангтуда-1	15.75	
Шина-ГЭС11-2	Сангтуда-1	15.75	
Шина-ГЭС11-3	Сангтуда-1	15.75	
Шина-ГЭС11-4	Сангтуда-1	15.75	
Шина-ГЭС12-1	Сангтуда-2	13.8	
Шина-ГЭС12-2	Сангтуда-2	13.8	

Название	Станция	Vn кВ	Год
Кайраккум-220/В	Кайраккум	220	
Хатлон-10	Хатлон	10	
Хатлон-10/2	Хатлон	10	
Хатлон-110	Хатлон	110	
Хатлон-110/2	Хатлон	110	
Хатлон-220	Хатлон	220	
Хатлон-220/2	Хатлон	220	
Худжанд-10	Худжанд	10	
Худжанд-10/2	Худжанд	10	
Худжанд-110	Худжанд	110	
Худжанд-110/2	Худжанд	110	
Худжанд-220/А	Худжанд	220	
Худжанд-220/В	Худжанд	220	
KNS1-10А	KNS1	10	
KNS1-10А/2	KNS1	10	
KNS1-10В	KNS1	10	
KNS1-10В/2	KNS1	10	
KNS1-220/А	KNS1	220	
KNS1-220/В	KNS1	220	
KNS2-10	KNS2	10	
KNS2-10/2	KNS2	10	
KNS2-110	KNS2	110	
KNS2-110/2	KNS2	110	
KNS2-220/А	KNS2	220	
КНС2-220/В	КНС2	220	
Колхозабад-10	Колхозабад	10	
Колхозабад-10/2	Колхозабад	10	
Колхозабад-110	Колхозабад	110	

Название	Станция	Vn кВ	Год
Рерар-220	Рерар	220	
Рерар-220/2	Рерар	220	
Рерар-220/3	Рерар	220	
Рерар-35	Рерар	35	
Рерар-35/2	Рерар	35	
Рерар-35/3	Рерар	35	
Рерар-500	Рерар	500	
Рерар-500/2	Рерар	500	
Рерар-500/3	Рерар	500	
Рогун-10	Рогун	10	
Рогун-10/2	Рогун	10	
Рогун-110	Рогун	110	
Рогун-110/2	Рогун	110	
Рогун-220	Рогун	220	
Рогун-220/2	Рогун	220	
Рогун-500	Рогунская ГЭС	500	
Рудаки-10	Рудаки	10	
Рудаки-10/2	Рудаки	10	
Рудаки-110	Рудаки	110	
Рудаки-110/2	Рудаки	110	
Рудаки-220	Рудаки	220	
Руми-10	Руми	10	
Руми-110	Руми	110	
Руми-220	Руми	220	
Сангтуда1-220	Сангтуда-1	220	
Сангтуда1-220/2	Сангтуда-1	220	
Сангтуда1-35	Сангтуда-1	35	
Сангтуда1-35/2	Сангтуда-1	35	

Название	Станция	Vn	Год
		кВ	
Шина-ГЭС5-3	Головная	10.5	
Шина-ГЭС7-1	Нурекская	15.75	
Шина-ГЭС7-2	Нурекская	15.75	
Шина-ГЭС7-3	Нурекская	15.75	
Шина-ГЭС7-4	Нурекская	15.75	
Шина-ГЭС7-5	Нурекская	15.75	
Шина-ГЭС7-6	Нурекская	15.75	
Шина-ГЭС7-7	Нурекская	15.75	
Шина-ГЭС7-8	Нурекская	15.75	
Шина-ГЭС7-9	Нурекская	15.75	
Шина-ГЭС8-1	Байпаза	15.75	
Шина-ГЭС8-2	Байпаза	15.75	
Шина-ГЭС8-3	Байпаза	15.75	
Шина-ГЭС8-4	Байпаза	15.75	
Центральная ГЭС	Колхозабад	6	
Датка-500	Кыргызстан	500	
Джангал-10	Джангал	10	
Джангал-10/2	Джангал	10	
Джангал-110	Джангал	110	
Джангал-110/2	Джангал	110	
Джангал-220	Джангал	220	
Джангал-220/2	Джангал	220	
Душанбе-110	Душанбе	110	
Душанбе-220	Душанбе	220	
Душанбе-35	Душанбе	35	
Душанбе-500	Душанбе	500	
Герань-10	Герань	10	
Герань-10/2	Герань	10	
Герань-110	Герань	110	
Герань-110/2	Герань	110	
Герань-220	Герань	220	

Название	Станция	Vn	Год
		кВ	
Колхозабад-110/2	Колхозабад	110	
Колхозабад-220	Колхозабад	220	
Колхозабад-220/2	Колхозабад	220	
Кундуз (Афг)	Афганистан	220	
Лолазор-10	Лолазор	10	
Лолазор-10/2	Лолазор	10	
Лолазор-110	Лолазор	110	
Лолазор-110/2	Лолазор	110	
Лолазор-220	Лолазор	220	
Лолазор-220/2	Лолазор	220	
Новая-10	Новая	10	
Новая-10/2	Новая	10	
Новая-110	Новая	110	
Новая-110/2	Новая	110	
Новая-220	Новая	220	
Новая-220/2	Новая	220	
Нурек-10	Нурек	6.9	
Нурек-10/А	Нурек	6.9	
Нурек-220	Нурек	220	
Нурек-220/2	Нурек	220	
Нурек-35	Нурек	35	
Нурек-35/А	Нурек	35	
Нурекская-11	Нурекская	11	
Нурекская-11/2	Нурекская	11	
Нурекская-220	Нурекская	220	
Нурекская-220/2	Нурекская	220	
Нурекская-500	Нурекская	500	
Нурекская-500/2	Нурекская	500	
Обигарм-220	Обигарм	220	2016
Обигарм-220/2	Обигарм	220	2016
Обигарм-35	Обигарм	35	

Название	Станция	Vn	Год
		кВ	
Сангтуда1-500	Сангтуда-1	500	2016
Сангтуда1-500/2	Сангтуда-1	500	2016
Сангтуда2-220	Сангтуда-2	220	
Себистан-220	Себистан	220	
Себистан-35	Себистан	35	
Себистан-6	Себистан	6	
Шахристан-10	Шахристан	10	
Шахристан-220	Шахристан	220	
Шаршар-10	Шаршар	10	
Шаршар-10/2	Шаршар	10	
Шаршар-220	Шаршар	220	
Шаршар-35	Шаршар	35	
Шаршар-35/2	Шаршар	35	
Шуробская-220/1	Шуробская	220	
Шуробская-220/2	Шуробская	220	
Сугд-220	Сугд	220	
Сугд-220/2	Сугд	220	
Сугд-35	Сугд	35	
Сугд-35/2	Сугд	35	
Сугд-500	Сугд	500	
Сурхан-500	Сурхан	500	
Сырдарьинская-220	Сырдарьинская-Узб	220	
Узловая-10	Узловая	10	
Узловая-10/2	Узловая	10	
Узловая-10/3	Узловая	10	
Узловая-110	Узловая	110	
Узловая-110/2	Узловая	110	
Узловая-110/3	Узловая	110	
Узловая-220/А	Узловая	220	
Узловая-220/В	Узловая	220	
Варзоб-ГЭС-1	Новая	6	

Название	Станция	Vn	Год
		кВ	
Головная-10	Головная	10.5	
Головная-10/2	Головная	10.5	
Головная-110	Головная	110	
Головная-110/2	Головная	110	
Головная-220	Головная	220	
Гузар-500	Гузар	500	
НТП-DUSH	Душанбе	10	
НТП4	Душанбе	6	
НТП5	Душанбе	6	
НТП6	Душанбе	10	
НТП7	Душанбе	10	
Канибадам-10	Канибадам	10	
Канибадам-10/2	Канибадам	10	
Канибадам-110	Канибадам	110	
Канибадам-110/2	Канибадам	110	
Канибадам-220/А	Канибадам	220	
Канибадам-220/В	Канибадам	220	
Кайраккум-10	Кайраккум	10.5	
Кайраккум-10/б	Кайраккум	10.5	
Кайраккум-110	Кайраккум	110	
Кайраккум-110/б	Кайраккум	110	
Кайраккум-220/А	Кайраккум	220	

Название	Станция	Vn	Год
		кВ	
Обигарм-35/2	Обигарм	35	
Обигарм-500	Обигарм	500	2016
Орджабод-2-10	Орджабод-2	10	
Орджабод-2-10/2	Орджабод-2	10	
Орджабод-2-110	Орджабод-2	110	
Орджабод-2-110/2	Орджабод-2	110	
Орджабод-2-220	Орджабод-2	220	
Перепадная	Головная	6	
Прядильная-10	Прядильная	10	
Прядильная-10/2	Прядильная	10	
Прядильная-110	Прядильная	110	
Прядильная-110/2	Прядильная	110	
Прядильная-220	Прядильная	220	
Прядильная-220/2	Прядильная	220	
Равшан-10	Равшан	10	
Равшан-10/2	Равшан	10	
Равшан-110	Равшан	110	
Равшан-110/2	Равшан	110	
Равшан-220	Равшан	220	
Равшан-220/2	Равшан	220	
Равшан-35	Равшан	35	
Равшан-35/2	Равшан	35	

Название	Станция	Vn	Год
		кВ	
Варзоб-ГЭС-2	Новая	6	
Варзоб-ГЭС-3	Новая	6	
Ятец-10	Ятец	10	
Ятец-10/2	Ятец	10	
Ятец-10/3	Ятец	10	
Ятец-220	Ятец	220	
Ятец-220/2	Ятец	220	
Ятец-220/3	Ятец	220	
Ятец-35	Ятец	35	
Яван-220	Яван	220	
Яван-220/2	Яван	220	
Яван-35	Яван	35	
Яван-35/2	Яван	35	
Яван-6	Яван	6	
Яван-6/2	Яван	6	
УНР-1	Яван	10.5	
УНР-2	Яван	10.5	
Южная-500	Южная	500	2028

9.3 Нагрузки

Потребленные P и Q, которые относятся к прогнозному пику потребности и относятся к каждой местной нагрузке / подстанции с пропорциями нагрузки 2011 года (док. [26]).

Название	Станция	P abs	Q abs	S abs
		MW	Mvar	MVA
С-1_Айни	Айни	3.773	1.358	4.010
Нагрузка-2_Айни	Айни	3.773	1.358	4.010
Нагрузка-1_Ашт	Ашт	1.434	0.302	1.465
Нагрузка-2_Ашт	Ашт	1.434	0.302	1.465
Нагрузка-1_Бустон	Бустон	31.692	12.828	34.190
Нагрузка-2_Бустон	Бустон	31.692	12.828	34.190
Нагрузка-3_Джангал	Джангал	75.834	16.600	77.630
Нагрузка-4_Джангал	Джангал	73.948	15.091	75.472
Нагрузка-1_Джангал	Джангал	190.151	47.538	196.003
Нагрузка-2_Джангал	Джангал	190.151	47.538	196.003
Нагрузка-1_Герань	Герань	40.747	20.373	45.556
Нагрузка-2_Герань	Герань	40.747	20.373	45.556
Нагрузка-1_Канибадам	Канибадам	67.911	23.392	71.827
Нагрузка-2_Канибадам	Канибадам	67.911	23.392	71.827
Нагрузка-1_Хатлон	Хатлон	92.812	40.747	101.363
Нагрузка-2_Хатлон	Хатлон	92.812	40.747	101.363
Нагрузка-1_Худжанд	Худжанд	95.076	21.128	97.395
Нагрузка-2_Худжанд	Худжанд	95.076	21.128	97.395
Нагрузка-1_КНС1	КНС1	0.000	0.000	0.000
Нагрузка-2_КНС1	КНС1	0.000	0.000	0.000
Нагрузка-3_КНС1	КНС1	0.000	0.000	0.000
Нагрузка-4_КНС1	КНС1	0.000	0.000	0.000
Нагрузка-1_КНС2	КНС2	35.465	19.619	40.530
Нагрузка-2_КНС2	КНС2	35.465	19.619	40.530
Нагрузка-1_Колхозабад	Колхозабад	41.501	16.600	44.698
Нагрузка-2_Колхозабад	Колхозабад	41.501	16.600	44.698
Нагрузка-1_Лолазор	Лолазор	70.175	49.801	86.050
Нагрузка-2_Лолазор	Лолазор	70.175	49.801	86.050
Нагрузка-3_Новая	Новая	72.439	15.091	73.994
Нагрузка-4_Новая	Новая	72.439	15.091	73.994
Нагрузка-1_Новая	Новая	190.151	47.538	196.003

Название	Станция	P abs	Q abs	S abs
		MW	Mvar	MVA
Нагрузка-2_Новая	Новая	190.151	47.538	196.003
Нагрузка-1_Нурек	Нурек	24.146	10.564	26.356
Нагрузка-2_Нурек	Нурек	24.146	10.564	26.356
Нагрузка-3_Орджабод-2	Орджабод-2	69.269	12.073	70.313
Нагрузка-4_Орджабод-2	Орджабод-2	69.269	12.073	70.313
Нагрузка-1_Орджабод-2	Орджабод-2	86.775	15.242	88.103
Нагрузка-2_Орджабод-2	Орджабод-2	86.775	15.091	88.077
Нагрузка-1_Прядильная	Прядильная	36.974	23.392	43.752
Нагрузка-2_Прядильная	Прядильная	36.974	23.392	43.752
Нагрузка-1_Равшан	Равшан	43.765	19.619	47.961
Нагрузка-2_Равшан	Равшан	43.765	19.619	47.961
Нагрузка-1_Регар	Регар	13.079	3.808	13.622
TALCO-1	Регар	382.000	185.000	424.440
Нагрузка-2_Регар	Регар	13.079	3.808	13.622
Нагрузка-3_Регар	Регар	13.079	3.808	13.622
TALCO-2	Регар	382.000	185.000	424.440
Нагрузка-1_Рогун	Рогун	40.747	13.582	42.951
Нагрузка-2_Рогун	Рогун	40.747	13.582	42.951
Нагрузка-1_Рудаки	Рудаки	33.201	10.111	34.706
Нагрузка-2_Рудаки	Рудаки	33.201	10.111	34.706
Нагрузка-1_Руми	Руми	70.929	33.201	78.315
Нагрузка-1_Себистан	Себистан	20.222	4.829	20.791
Нагрузка-1_Шахристан	Шахристан	1.962	0.604	2.053
Нагрузка-1_Шаршар	Шаршар	2.641	1.207	2.904
Нагрузка-2_Шаршар	Шаршар	2.641	1.207	2.904
Нагрузка-1_Узловая	Узловая	49.298	29.680	57.543
Нагрузка-2_Узловая	Узловая	49.298	29.680	57.543
Нагрузка-3_Узловая	Узловая	49.298	29.680	57.543
Нагрузка-3_Яван	Яван	35.616	11.771	37.511
Нагрузка-1_Яван	Яван	22.335	9.809	24.394
Нагрузка-2_Яван	Яван	22.335	9.809	24.394

9.4 Линии

Название	Тип	Станция 1	Терминал 1	Станция 2	Терминал 2	Vn кВ	Длина Км	I ном. кА	R' (20°C) Ом/км	X' Ом/км	C' uF/км	Год
L-505	Линия_500 кВ 3хАС-400	Рерар	Рерар-500	Нурекская	Нурекская-500	500	114.9	2	0.025	0.306	0.013	
L-506	Линия_500 кВ 3хАС-400	Рерар	Рерар-500	Нурекская	Нурекская-500	500	110.9	2	0.025	0.306	0.013	
L-507	Линия_500 кВ 3хАС-400	Рерар	Рерар-500	Гузар	Гузар-500	500	255	2	0.025	0.306	0.013	
L-508	Линия_500 кВ 3хАС-400	Рерар	Рерар-500	Сурхан	Сурхан-500	500	162.3	2	0.025	0.306	0.013	
L-517	Линия_500 кВ 3хАС-400	Рерар	Рерар-500	Душанбе	Душанбе-500	500	49.98	2	0.025	0.306	0.013	
L-518	Линия_500 кВ 3хАС-400	Душанбе	Душанбе-500	Сугд	Сугд-500	500	213.6	2	0.025	0.306	0.013	
L-D-O-1	Линия_500 кВ 3хАС-400	Душанбе	Душанбе-500	Обигарм	Обигарм-500	500	100	2	0.025	0.306	0.013	2014
L-D-O-2	Линия_500 кВ 3хАС-400	Душанбе	Душанбе-500	Обигарм	Обигарм-500	500	100	2	0.025	0.306	0.013	2014
L-Datka	Линия_500 кВ 3хАС-400	Сугд	Сугд-500		Датка-500	500	477	2	0.025	0.306	0.013	2016
L-O-S	Линия_500 кВ 3хАС-400	Обигарм	Обигарм-500	Сугд	Сугд-500	500	285	2	0.025	0.306	0.013	2020
L-O-Y	Линия_500 кВ 3хАС-400	Обигарм	Обигарм-500	Южная	Южная-500	500	216	2	0.025	0.306	0.013	2028
L-Оби-Рогун ГЭС/1	Линия_500 кВ 3хАС-400	Обигарм	Обигарм-500	Рогунская ГЭС	Рогун-500	500	8	2	0.025	0.306	0.013	2016
L-Оби-Рогун ГЭС/2	Линия_500 кВ 3хАС-400	Обигарм	Обигарм-500	Рогунская ГЭС	Рогун-500	500	8	2	0.025	0.306	0.013	2016
L-Оби-Рогун ГЭС/3	Линия_500 кВ 3хАС-400	Обигарм	Обигарм-500	Рогунская ГЭС	Рогун-500	500	8	2	0.025	0.306	0.013	2016
L-Оби-Сангтуда	Линия_500 кВ 3хАС-400	Обигарм	Обигарм-500	Сангтуда-1	Сангтуда1-500	500	126	2	0.025	0.306	0.013	2020
L-Рерар-Сангтуда1	Линия_500 кВ 3хАС-400	Рерар	Рерар-500	Сангтуда-1	Сангтуда1-500	500	115	2	0.025	0.306	0.013	2016
L-S-Y	Линия_500 кВ 3хАС-400	Сангтуда-1	Сангтуда1-500	Южная	Южная-500	500	90	2	0.025	0.306	0.013	2028

Название	Тип	Станция 1	Терминал 1	Станция 2	Терминал 2	Vn	Длина	I ном.	R' (20°C)	X'	S'	Год
						кВ	Км	кА	Ом/км	Ом/км	uF/км	
L-10D	Линия_220 кВ AC-300	Ятец	Ятец-220	Джангал	Джангал-220	220	31.9	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-11-12	Линия_220 кВ AC-400	Сангтуда-1	Сангтуда1-220	Сангтуда-2	Сангтуда2-220	220	12	0.705	0.075	0.42	0.009	
L-11L-1	Линия_220 кВ AC-400	Лолазор	Лолазор-220	Сангтуда-1	Сангтуда1-220	220	33	1.41	0.075	0.42	0.009	
L-11L-2	Линия_220 кВ AC-400	Лолазор	Лолазор-220	Сангтуда-1	Сангтуда1-220/2	220	33	1.41	0.075	0.42	0.009	
L-20-S 1	Линия_220 кВ AC-300	Сугд	Сугд-220/2	Сырдарьинская-Узб	Сырдарьинская-220	220	19.4	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-20-S 2	Линия_220 кВ AC-300	Сугд	Сугд-220	Сырдарьинская-Узб	Сырдарьинская-220	220	19.4	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-24-КВ/1	Линия_220 кВ AC-300	Кайраккум	Кайраккум-220/В		Т-Шуроб-1	220	51.7	1.38	0.098	0.429	0.009	
L-24-КВ/2	Линия_220 кВ AC-300		Т-Шуроб-2	Канибадам	Канибадам-220/В	220	15	1.38	0.098	0.429	0.009	
L-5K	Линия_220 кВ АСО-300b	Головная	Головная-220	Колхозабад	Колхозабад-220	220	49.03	0.69	0.098	0.435	0.009	
L-5P	Линия_220 кВ AC-300	Головная	Головная-220	Прядильная	Прядильная-220	220	16.2	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-7-02	Линия_220 кВ AC-300	Орджабод-2	Орджабод-2-220		Т_Нурек	220	47.2	1.38	0.098	0.429	0.009	
L-7-02(1)	Линия_220 кВ AC-300		Т_Нурек	Нурекская	Нурекская-220	220	2.5	1.38	0.098	0.429	0.009	
L-7-02(2)	Линия_220 кВ AC-300		Т_Нурек	Нурек	Нурек-220	220	0.5	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-7-10	Линия_220 кВ AC-400	Нурекская	Нурекская-220		Т_Нурек_2	220	2.5	0.705	0.075	0.42	0.009	
L-7-10(1)	Линия_220 кВ AC-400		Т_Нурек_2	Ятец	Ятец-220	220	44.7	0.705	0.075	0.42	0.009	
L-7-10(2)	Линия_220 кВ AC-400		Т_Нурек_2	Нурек	Нурек-220/2	220	0.5	0.705	0.075	0.42	0.009	
L-7-L	Линия_220 кВ АСО-300	Нурекская	Нурекская-220	Себистан	Себистан-220	220	25	1.38	0.098	0.42	0.009	
L-7-R	Линия_220 кВ AC-300	Нурекская	Нурекская-220	Рогун	Рогун-220	220	65.5	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-7-S	Линия_220 кВ AC-300	Нурекская	Нурекская-220	Шаршар	Шаршар-220	220	22.1	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-7L	Линия_220 кВ AC-300	Себистан	Себистан-220	Лолазор	Лолазор-220	220	18.1	1.38	0.098	0.429	0.009	
L-8-10	Линия_220 кВ AC-300	Ятец	Ятец-220		Т_Яван	220	31	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-8-10(1)	Линия_220 кВ AC-300		Т_Яван	Байпаза	Байпаза-220	220	9.5	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-8-10(2)	Линия_220 кВ AC-300		Т_Яван	Яван	Яван-220	220	1.6	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-8-5	Линия_220 кВ AC-300	Байпаза	Байпаза-220		Т_YAVAN2	220	8.7	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-8-5(1)	Линия_220 кВ AC-300		Т_YAVAN2	Яван	Яван-220	220	1.4	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-85	Линия_220 кВ AC-300		Т_YAVAN2	Головная	Головная-220	220	58	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-8D	Линия_220 кВ AC-400	Джангал	Джангал-220	Байпаза	Байпаза-220	220	53.4	1.41	0.075	0.42	0.009	
L-8L	Линия_220 кВ АСО-300	Байпаза	Байпаза-220	Лолазор	Лолазор-220	220	36	0.69	0.098	0.42	0.009	
L-Бустон	Линия_220 кВ AC-300		Т_Бустон	Бустон	Бустон-220	220	0.6	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-DJ	Линия_220 кВ AC-400	Душанбе	Душанбе-220	Джангал	Джангал-220	220	73.2	0.705	0.075	0.42	0.009	

Название	Тип	Станция 1	Терминал 1	Станция 2	Терминал 2	Vn кВ	Длина Км	I ном. кА	R' (20°C) Ом/км	X' Ом/км	C' uF/км	Год
L-DN-1	Линия_220 кВ AC-400	Душанбе	Душанбе-220	Новая	Новая-220	220	10.9	0.705	0.075	0.42	0.009	
L-DN-2	Линия_220 кВ AC-400	Душанбе	Душанбе-220	Новая	Новая-220	220	11	0.705	0.075	0.42	0.009	
L-DO	Линия_220 кВ AC-400	Душанбе	Душанбе-220	Орджабод-2	Орджабод-2-220	220	30.7	0.705	0.075	0.42	0.009	
L-G-R	Линия_220 кВ AC-400	Герань	Герань-220	Руми	Руми-220	220	75	0.705	0.075	0.42	0.009	2014
L-ГЭС12-ГЭС5	Линия_220 кВ AC-400	Сангтуда-2	Сангтуда2-220	Головная	Головная-220	220	13	0.705	0.075	0.42	0.009	
L-K-24	Линия_220 кВ AC-300	Худжанд	Худжанд-220/А	Кайраккум	Кайраккум-220/В	220	22.1	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-K-A	Линия_220 кВ AC-400	Ашт	Ашт-220	Кайраккум	Кайраккум-220/В	220	70	0.705	0.075	0.42	0.009	2014
L-K-U-1	Линия_220 кВ АСО-300		Т_Узловая-1	Узловая	Узловая-220/А	220	0.3	0.69	0.098	0.42	0.009	
L-K-U-2	Линия_220 кВ АСО-300		Т_Узловая-2	Узловая	Узловая-220/В	220	0.3	0.69	0.098	0.42	0.009	
L-KAN-S	Линия_220 кВ AC-400		Т-Шуроб-2	Шуробская	Шуробская-220/2	220	15	0.705	0.075	0.42	0.009	2016
L-KAY-S	Линия_220 кВ AC-400		Т-Шуроб-1	Шуробская	Шуробская-220/1	220	15	0.705	0.075	0.42	0.009	2016
L-KGR	Линия_220 кВ AC-300	Колхозабад	Колхозабад-220	Герань	Герань-220	220	29.9	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-KK/A	Линия_220 кВ АСО-300		Т_КНС-1		Т_Узловая-1	220	6.8	0.69	0.098	0.42	0.009	
L-KK/B	Линия_220 кВ АСО-300		Т_КНС-2		Т_Узловая-2	220	6.8	0.69	0.098	0.42	0.009	
L-КНС1/А	Линия_220 кВ AC-300		Т_КНС-1	КНС1	КНС1-220/А	220	1.2	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-КНС1/В	Линия_220 кВ AC-300		Т_КНС-2	КНС1	КНС1-220/В	220	1.2	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-КНС2/А	Линия_220 кВ AC-300		Т_КНС-1	КНС2	КНС2-220/А	220	1.4	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-КНС2/В	Линия_220 кВ AC-300		Т_КНС-2	КНС2	КНС2-220/В	220	1.4	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-LK-1	Линия_220 кВ AC-400 bis	Лолазор	Лолазор-220	Хатлон	Хатлон-220	220	56.3	0.825	0.075	0.42	0.009	
L-LK-2	Линия_220 кВ AC-400 bis	Лолазор	Лолазор-220	Хатлон	Хатлон-220	220	56.3	0.825	0.075	0.42	0.009	
L-NR	Линия_220 кВ AC-300	Новая	Новая-220	Регар	Регар-220	220	47.5	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-PR	Линия_220 кВ AC-300	Прядильная	Прядильная-220	Руми	Руми-220	220	54.98	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-RR	Линия_220 кВ АСО-300	Регар	Регар-220	Равшан	Равшан-220	220	5.5	0.69	0.098	0.42	0.009	
L-Рудаки	Линия_220 кВ AC-400	Айни	Айни-220	Рудаки	Рудаки-220	220	99	0.705	0.075	0.42	0.009	
L-S-24/1	Линия_220 кВ AC-400	Сугд	Сугд-220/2		Т_Сугд	220	12.5	0.705	0.075	0.42	0.009	
L-S-24/2	Линия_220 кВ AC-300		Т_Сугд		Т_Бустон	220	27.5	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-S-24/3	Линия_220 кВ AC-300		Т_Бустон	Кайраккум	Кайраккум-220/А	220	54.1	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-S-I	Линия_220 кВ AC-400 bis	Сугд	Сугд-220		Т_Шахристан	220	90	0.825	0.075	0.42	0.009	2011

Название	Тип	Станция 1	Терминал 1	Станция 2	Терминал 2	Vn	Длина	I ном.	R' (20°C)	X'	C'	Год
						кВ	Км	кА	Ом/км	Ом/км	uF/км	
L-S-I(1)	Линия_220 кВ AC-400 bis		Т_Шахристан	Айни	Айни-220	220	28	0.825	0.075	0.42	0.009	2011
L-S-I(2)	Линия_220 кВ AC-300		Т_Шахристан	Шахристан	Шахристан-220	220	0.1	0.69	0.098	0.429	0.009	
L-S-K	Линия_220 кВ AC-400	Сугд	Сугд-220	Худжанд	Худжанд-220/A	220	54.4	0.705	0.075	0.42	0.009	
L-S-K2/A	Линия_220 кВ AC-400b	Сугд	Сугд-220		Т_КНС-1	220	10.2	0.705	0.075	0.429	0.009	
L-S-K2/B	Линия_220 кВ AC-400b	Сугд	Сугд-220/2		Т_КНС-2	220	10.2	0.705	0.075	0.429	0.009	
L-Сангтуда-Kunduz	Линия_220 кВ AC-300	Сангтуда-2	Сангтуда2-220		Кундуз (Афг)	220	180	1.38	0.098	0.429	0.009	

9.5 2-обмоточные трансформаторы

Название	Станция	Высоковольтная шина	Низковольтная шина	Sn	Vn HV	Vn LV	Группа вектора	Vcc	Pcu	IO	Pfe	Год
				МВА	кВ	кВ		%	кВт	%	кВт	
Т-ГЭС11-1	Сангтуда-1	Сангтуда1-220	Шина-ГЭС11-1	200	230	15.75	YNd11	12	600	0.3	200	
Т-ГЭС11-2	Сангтуда-1	Сангтуда1-220	Шина-ГЭС11-2	200	230	15.75	YNd11	12	600	0.3	200	
Т-ГЭС11-3	Сангтуда-1	Сангтуда1-220/2	Шина-ГЭС11-3	200	230	15.75	YNd11	12	600	0.3	200	
Т-ГЭС11-4	Сангтуда-1	Сангтуда1-220/2	Шина-ГЭС11-4	200	230	15.75	YNd11	12	600	0.3	200	
Т-ГЭС12-1	Сангтуда-2	Сангтуда2-220	Шина-ГЭС12-1	125	230	13.8	YNd11	12	375	0.3	125	
Т-ГЭС12-2	Сангтуда-2	Сангтуда2-220	Шина-ГЭС12-2	125	230	13.8	YNd11	12	375	0.3	125	
Т-ГЭС5-3	Головная	Головная-110	Шина-ГЭС5-3	125	121	10.5	YNd11	11.7	375	0.3	125	
Т-ГЭС7-1	Нурекская	Нурекская-500	Шина-ГЭС7-1	400	525	15.75	YNd11	13	1200	0.3	400	
Т-ГЭС7-2	Нурекская	Нурекская-500	Шина-ГЭС7-2	400	525	15.75	YNd11	13	1200	0.3	400	
Т-ГЭС7-3	Нурекская	Нурекская-500	Шина-ГЭС7-3	400	525	15.75	YNd11	13	1200	0.3	400	
Т-ГЭС7-4	Нурекская	Нурекская-500/2	Шина-ГЭС7-4	400	525	15.75	YNd11	13	1200	0.3	400	
Т-ГЭС7-5	Нурекская	Нурекская-500/2	Шина-ГЭС7-5	400	525	15.75	YNd11	13	1200	0.3	400	
Т-ГЭС7-6	Нурекская	Нурекская-500/2	Шина-ГЭС7-6	400	525	15.75	YNd11	13	1200	0.3	400	
Т-ГЭС7-7	Нурекская	Нурекская-220	Шина-ГЭС7-7	400	242	15.75	YNd11	11.1	1200	0.3	400	
Т-ГЭС7-8	Нурекская	Нурекская-220	Шина-ГЭС7-8	400	242	15.75	YNd11	11.1	1200	0.3	400	
Т-ГЭС7-9	Нурекская	Нурекская-220/2	Шина-ГЭС7-9	400	242	15.75	YNd11	11.1	1200	0.3	400	
Т-ГЭС8-1	Байпаза	Байпаза-220	Шина-ГЭС8-1	200	242	15.75	YNd11	10.8	600	0.3	200	

Название	Станция	Высоковольтная шина	Низковольтная шина	Sn	Vn HV	Vn LV	Группа вектора	Vcc	Pcu	I0	Pfe	Год
				MBA	кВ	кВ		%	кВт	%	кВт	
Т-ГЭС8-2	Байпаза	Байпаза-220	Шина-ГЭС8-2	200	242	15.75	YNd11	10.8	600	0.3	200	
Т-ГЭС8-3	Байпаза	Байпаза-220	Шина-ГЭС8-3	200	242	15.75	YNd11	10.8	600	0.3	200	
Т-ГЭС8-4	Байпаза	Байпаза-220	Шина-ГЭС8-4	200	242	15.75	YNd11	10.8	600	0.3	200	
Т-ТЭЦ-Душанбе-2	Душанбе	Душанбе-110	ТЭЦ-Душ	125	120	10	YNd11	10	360	0.3	120	
Т- ТЭЦ 4	Душанбе	Душанбе-110	ТЭЦ 4	40	120	6	YNd11	10	120	0.3	40	
Т-ТЭЦ 5	Душанбе	Душанбе-110	ТЭЦ 5	40	120	6	YNd11	10	120	0.3	40	
Т-ТЭЦ 6	Душанбе	Душанбе-110	ТЭЦ 6	80	120	10	YNd11	10	240	0.3	80	
Т-ТЭЦ 7	Душанбе	Душанбе-110	ТЭЦ 7	125	120	10	YNd11	10	360	0.3	120	
Т-Рогун-1	Рогунская ГЭС	Рогун-500	Шина-Gen1	700	525	15.75	YNd11	14	2000	0.3	700	2016
Т-Рогун-2	Рогунская ГЭС	Рогун-500	Шина-Gen2	700	525	15.75	YNd11	14	2000	0.3	700	2016
Т-Рогун-3	Рогунская ГЭС	Рогун-500	Шина-Gen3	700	525	15.75	YNd11	14	2000	0.3	700	2025
Т-Рогун-4	Рогунская ГЭС	Рогун-500	Шина-Gen4	700	525	15.75	YNd11	14	2000	0.3	700	2025
Т-Рогун-5	Рогунская ГЭС	Рогун-500	Шина-Gen5	700	525	15.75	YNd11	14	2000	0.3	700	2025
Т-Рогун-6	Рогунская ГЭС	Рогун-500	Шина-Gen6	700	525	15.75	YNd11	14	2000	0.3	700	2025
Т-УНР-1	Яван	Яван-220	УНР-1	40	230	10.5	YNd11	10	120	0.3	40	
Т-УНР-2	Яван	Яван-220	УНР-2	40	230	10.5	YNd11	10	120	0.3	40	
TR-Центральная	Колхозабад	Колхозабад-110/2	ЦентральнаяГЭС	31.5	110	6	YNd11	10	90	0.3	31.5	
TR-Перепадная	Головная	Головная-220	Перепадная	75	220	6	YNd11	10	225	0.3	75	
TR-Шахристан	Шахристан	Шахристан-220	Шахристан-10	16	230	10.5	YNd11	10	48	0.3	16	
TR-Варзоб-1	Новая	Новая-110	Варзоб-ГЭС-1	12	110	6	YNd11	10	36	0.3	12	
TR-Варзоб-2	Новая	Новая-110/2	Варзоб ГЭС-2	20	110	6	YNd11	10	60	0.3	20	
TR-Варзоб-3	Новая	Новая-110/2	Варзоб ГЭС-3	5	110	6	YNd11	10	15	0.3	5	
TR-ЯВТЭЦ-2	ЯВТЭЦ	ЯВТЭЦ -220/2	ЯВТЭЦ -10/2	63	230	10.5	YNd11	10	190	0.3	63	
TR- ЯВТЭЦ -4	ЯВТЭЦ	ЯВТЭЦ -220	ЯВТЭЦ -10	63	230	10.5	YNd11	10	190	0.3	63	

9.6 3-обмоточные трансформаторы

Название	Станция	Sn_1	Sn_2	Sn_3	Vn_1	Vn_2	Vn_3	Векторная группа	Vcc 1-2	Vcc 2-3	Vcc 3-1	P_Cu 1-2	P_Cu 2-3	P_Cu 3-1	Io	P_Fe	Tap Side	DV step	Tap мин	Tap макс	Год
		MVA	MVA	MVA	кВ	кВ	кВ		%	%	%	кВт	кВт	кВт	%	кВт		%			
TR-Айни-1	Айни	63	63	32	230	121	10.5	YN0yn0d11	11.0	11.3	21.0	154.1	192.4	160.3	0.15	33.9	1	1.25	-8	8	
TR-Айни-2	Айни	63	63	32	230	121	10.5	YN0yn0d11	11.0	11.3	21.0	154.1	192.4	160.3	0.15	33.9	1	1.25	-8	8	
TR-Ашт-1	Ашт	125	125	63	230	121	6.6	YN0yn0d11	20.3	21.5	28.4	315.0	280.0	277.0	0.4	65	1	2	-6	6	
TR-Ашт-2	Ашт	125	125	63	230	121	6.6	YN0yn0d11	11.0	22.1	28.4	315.0	280.0	277.0	0.4	65	1	2	-6	6	
TR-Бустон-1	Бустон	63	63	32	230	121	10.54	YN0yn0d11	11.0	11.3	21.0	154.1	192.4	160.3	0.15	33.9	2	1.5	-8	8	
TR-Бустон-2	Бустон	32	32	16	230	121	11	YN0yn0d11	11.0	17.0	21.0	163.0	145.0	128.0	0.6	32	2	2	-6	6	
TR-Джангал-1	Джангал	200	200	80	230	121	11	YN0yn0d11	11.0	12.8	20.0	430.0	360.0	320.0	0.5	125	1	2	-6	6	
TR-Джангал-2	Джангал	200	200	80	230	121	11	YN0yn0d11	11.0	12.8	20.0	430.0	360.0	320.0	0.5	125	1	2	-6	6	
TR-Душанбе-1	Душанбе	501	501	180	500	230	36	YN0yn0d11	12.5	15.7	28.8	285.7	97.4	99.9	0.09	61.6	1	1.25	-8	8	
TR-Герань-1	Герань	63	63	32	230	121	11	YN0yn0d11	11.1	17.7	21.3	157.1	192.4	160.3	0.15	33.9	2	1.5	-8	8	
TR-Герань-2	Герань	63	63	32	230	121	11	YN0yn0d11	11.1	17.7	21.3	157.1	192.4	160.3	0.15	33.9	2	1.5	-8	8	
TR-Головная-1	Головная	80	80	80	242	121	10.5	YN0yn0d11	13.0	34.7	22.5	99.0	99.0	99.0	0	0					
TR-Головная-2	Головная	80	80	80	242	121	10.5	YN0yn0d11	13.0	34.7	22.5	99.0	99.0	99.0	0	0					
TR-Канибадам-1	Канибадам	125	125	63	230	121	10.54	YN0yn0d11	20.3	21.5	30.3	315.0	280.0	277.0	0.4	65	3	2	-6	6	
TR-Канибадам-2	Канибадам	125	125	63	230	121	10.54	YN0yn0d11	20.3	21.5	30.3	315.0	280.0	277.0	0.4	65	3	2	-6	6	
TR-Кайраккум-1	Кайраккум	90	90	90	230	115	10.5	YN0yn0d11	11.0	17.5	17.4	322.0	286.0	254.0	0.4	65	1	1.5	-6	6	
TR-Кайраккум-2	Кайраккум	90	90	90	230	115	10.5	YN0yn0d11	11.0	17.5	17.4	322.0	286.0	254.0	0.4	65	1	1.5	-6	6	
TR-Хатлон-1	Хатлон	125	125	62.5	230	121	10.5	YN0yn0d11	13.5	12.1	8.4	386.0	133.4	94.2	0.12	88	1	1.25	-8	8	
TR-Хатлон-2	Хатлон	125	125	62.5	230	121	10.5	YN0yn0d11	13.5	12.1	8.4	386.0	133.4	94.2	0.12	88	1	1.25	-8	8	
TR-Худжанд-1	Худжанд	125	125	63	230	121	10.54	YN0yn0d11	20.3	11.5	30.3	315.0	280.0	277.0	0.4	65	2	2	-6	6	
TR-Худжанд-2	Худжанд	125	125	63	230	121	10.54	YN0yn0d11	20.3	21.5	30.3	315.0	280.0	277.0	0.4	65	2	2	-6	6	
TR-КНС1-1	КНС1	40	40	20	230	11	11	YN0yn0d11	5.9	21.2	21.2	170.0	170.0	170.0	0.6	50	1	1.5	-8	8	
TR-КНС1-2	КНС1	40	40	20	230	11	11	YN0yn0d11	5.9	21.2	21.2	170.0	170.0	170.0	0.6	50	1	1.5	-8	8	
TR-КНС2-1	КНС2	125	125	63	230	121	10.54	YN0yn0d11	20.3	17.1	30.3	315.0	280.0	277.0	0.4	65	2	2	-6	6	
TR-КНС2-2	КНС2	125	125	63	230	121	10.54	YN0yn0d11	20.3	21.3	30.3	315.0	280.0	277.0	0.4	65	2	2	-6	6	
TR-Колхозабад-1	Колхозабад	63	63	32	230	121	11	YN0yn0d11	11.1	17.7	21.3	157.0	192.4	160.3	0.15	33.9	2	1.5	-8	8	
TR-Колхозабад-2	Колхозабад	63	63	32	230	121	11	YN0yn0d11	11.1	17.7	21.3	157.0	192.4	160.3	0.15	33.9	2	1.5	-8	8	

Название	Станция	Sn_1	Sn_2	Sn_3	Vn_1	Vn_2	Vn_3	Векторная группа	Vcc 1-2	Vcc 2-3	Vcc 3-1	P_Cu 1-2	P_Cu 2-3	P_Cu 3-1	Io	P_Fe	Tap Side	DV step	Тар мин	Тар макс	Год
		MVA	MVA	MVA	кВ	кВ	кВ		%	%	%	кВт	кВт	кВт	%	кВт		%			
TR-Лолазор-1	Лолазор	125	125	62.5	230	121	10.5	YN0yn0d11	13.5	12.1	8.4	386.0	133.4	94.2	0.12	88	1	1.25	-8	8	
TR-Лолазор-2	Лолазор	125	125	62.5	230	121	10.5	YN0yn0d11	13.5	12.1	8.4	386.0	133.4	94.2	0.12	88	1	1.25	-8	8	
TR-Новая-1	Новая	200	200	80	230	121	11	YN0yn0d11	11.0	12.8	20.0	430.0	360.0	320.0	0.5	125	2	2	-6	6	
TR-Новая-2	Новая	200	200	80	230	121	11	YN0yn0d11	11.0	12.8	20.0	430.0	360.0	320.0	0.5	125	2	2	-6	6	
TR-Нурек-1	Нурек	40	40	40	230	38.5	6.6	YN0yn0d11	12.4	10.1	10.5	201.5	237.1	177.0	0.54	62.1	2	1	-12	12	
TR-Нурек-2	Нурек	40	40	40	230	38.5	6.6	YN0yn0d11	12.4	22.7	9.8	202.3	202.3	173.9	0.56	58.5	2	1	-12	12	
TR-Нурек-1	Нурекская	501	501	180	500	230	11	YN0yn0d11	12.5	15.7	28.8	285.7	97.4	99.9	0.09	61.6	1	1.25	-8	8	
TR-Нурек-2	Нурекская	501	501	180	500	230	11	YN0yn0d11	12.5	15.7	28.8	285.7	97.4	99.9	0.09	61.6	1	1.25	-8	8	
TR-Обигарм-1	Обигарм	501	501	180	500	230	36	YN0yn0d11	12.5	15.7	28.8	285.7	97.4	99.9	0.09	61.6	1	1.25	-8	8	2016
TR-Обигарм-2	Обигарм	501	501	180	500	230	36	YN0yn0d11	12.5	15.7	28.8	285.7	97.4	99.9	0.09	61.6	1	1.25	-8	8	2016
TR-Орджабод-2-1	Орджабод-2	125	79	63	230	121	11	YN0yn0d11	10.0	30.7	19.1	315.0	280.0	277.0	0.4	65	2	2	-6	6	
TR-Орджабод-2-2	Орджабод-2	125	79	63	230	121	11	YN0yn0d11	9.9	30.3	18.9	315.0	280.0	277.0	0.4	65	2	2	-6	6	
TR-Прядильная-1	Прядильная	63	63	32	230	121	11	YN0yn0d11	11.1	17.7	21.3	157.1	192.4	160.3	0.15	33.9	2	1.5	-8	8	
TR-Прядильная-2	Прядильная	125	125	63	230	121	10.54	YN0yn0d11	20.8	21.5	30.3	315.0	280.0	277.0	0.4	65	2	2	-6	6	
TR-Равшан-1	Равшан	20	20	20	230	38.5	11	YN0yn0d11	12.6	18.9	63.0	135.3	148.8	106.4	2.92	79	2	1.2	-10	10	
TR-Равшан-2	Равшан	125	125	63	230	121	35	YN0yn0d11	20.3	21.5	30.3	315.0	280.0	277.0	0.4	65	2	2	-6	6	
TR-Равшан-3	Равшан	125	125	63	230	121	10.5	YN0yn0d11	20.3	21.5	30.3	315.0	280.0	277.0	0.4	65	2	2	-6	6	
TR-Регар-1	Регар	801	801	288	500	220	38.5	YN0yn0d11	8.3	5.8	12.4	438.0	76.5	63.0	0.11	175	1	1.4	-8	8	
TR-Регар-2	Регар	801	801	288	500	220	38.5	YN0yn0d11	8.3	5.8	12.4	438.0	76.5	63.0	0.11	175	1	1.4	-8	8	
TR-Регар-3	Регар	801	801	288	500	220	38.5	YN0yn0d11	11.3	9.1	23.0	470.0	86.6	78.3	0.11	292.7	1	1.4	-8	8	
TR-Рогун-1	Рогун	125	125	63	230	121	10.54	YN0yn0d11	20.3	21.5	30.3	315.0	280.0	277.0	0.4	65	2	2	-6	6	
TR-Рогун-2	Рогун	125	125	63	230	121	10.54	YN0yn0d11	20.3	21.5	30.3	315.0	280.0	277.0	0.4	65	2	2	-6	6	
TR-Рудаки-1	Рудаки	63	63	32	230	121	10.5	YN0yn0d11	11.0	17.3	21.0	157.1	192.4	160.3	0.15	33.9	2	1.5	-8	8	
TR-Рудаки-2	Рудаки	63	63	32	230	121	10.5	YN0yn0d11	11.0	17.3	21.0	157.1	192.4	160.3	0.15	33.9	2	1.5	-8	8	
TR-Руми-1	Руми	125	125	63	230	121	10.54	YN0yn0d11	20.3	21.5	30.3	315.0	280.0	277.0	0.4	65	2	2	-6	6	
TR-Сангтуда-1-1	Сангтуда-1	501	501	180	500	230	36	YN0yn0d11	12.5	15.7	28.8	285.7	97.4	99.9	0.09	61.6	1	1.25	-8	8	2016
TR-Сангтуда-1-2	Сангтуда-1	501	501	180	500	230	36	YN0yn0d11	12.5	15.7	28.8	285.7	97.4	99.9	0.09	61.6	1	1.25	-8	8	2016
TR-Себистан-1	Себистан	25	25	25	230	38.5	6.6	YN0yn0d11	12.7	10.1	6.3	130.0	135.0	105.0	0.9	50	1	1	-12	12	

Название	Станция	Sn_1	Sn_2	Sn_3	Vn_1	Vn_2	Vn_3	Векторная группа	Vcc 1-2	Vcc 2-3	Vcc 3-1	P_Cu 1-2	P_Cu 2-3	P_Cu 3-1	Io	P_Fe	Tap Side	DV step	Tap мин	Tap макс	Год
		MVA	MVA	MVA	кВ	кВ	кВ		%	%	%	кВт	кВт	кВт	%	кВт		%			
TR-Шаршар-1	Шаршар	25	25	25	230	38.5	11	YN0yn0d11	12.7	10.1	6.3	130.0	135.0	105.0	1	53	2	1	-12	12	
TR-Шаршар-2	Шаршар	25	25	25	230	38.5	11	YN0yn0d11	12.7	10.1	6.3	130.0	135.0	105.0	1	53	2	1	-12	12	
TR-Сугд-1	Сугд	500	500	180	500	230	36	YN0yn0d11	12.5	15.7	28.8	285.7	97.4	99.9	0.09	61.6	1	1.25	-8	8	
TR-Сугд-2	Сугд	500	500	180	500	230	36	YN0yn0d11	12.5	15.7	28.8	285.7	97.4	99.9	0.09	61.6	1	1.25	-8	8	
TR-Узловая-1	Узловая	200	200	80	230	121	11	YN0yn0d11	11.0	17.6	20.0	430.0	360.0	320.0	0.5	125	2	2	-6	6	
TR-Узловая-2	Узловая	90	90	47	230	121	11	YN0yn0d11	11.0	17.5	17.4	322.0	286.0	254.0	1.2	122	1	2.5	-2	2	
TR-Узловая-3	Узловая	125	125	63	230	121	10.54	YN0yn0d11	9.2	14.4	30.3	315.0	280.0	277.0	0.4	65	2	2	-6	6	
TR-Ятец-1	Ятец	40	40	40	230	38.5	10.5	YN0yn0d11	12.4	22.7	9.8	202.3	202.3	173.9	0.56	58.5	2	1	-12	12	
TR-Яван-1	Яван	40	40	40	230	38.5	6.6	YN0yn0d11	12.4	22.7	9.5	201.5	237.1	177.0	0.54	62.1	2	1	-12	12	
TR-Яван-2	Яван	40	40	40	230	38.5	6.6	YN0yn0d11	12.4	22.7	9.5	201.5	237.1	177.0	0.54	62.1	2	1	-12	12	
TR-Айни-1	Айни	63	63	32	230	121	10.5	YN0yn0d11	11.0	11.3	21.0	154.1	192.4	160.3	0.15	33.9	1	1.25	-8	8	
TR-Айни-2	Айни	63	63	32	230	121	10.5	YN0yn0d11	11.0	11.3	21.0	154.1	192.4	160.3	0.15	33.9	1	1.25	-8	8	
TR-Ашт-1	Ашт	125	125	63	230	121	6.6	YN0yn0d11	20.3	21.5	28.4	315.0	280.0	277.0	0.4	65	1	2	-6	6	
TR-Ашт-2	Ашт	125	125	63	230	121	6.6	YN0yn0d11	11.0	22.1	28.4	315.0	280.0	277.0	0.4	65	1	2	-6	6	

9.7 Шунты

Название	Шина	Субстанция	Vn	Тип	Qmax	Кол-во шагов max
			кВ		Мвар	
Сар-Душанбе 35	Душанбе	Душанбе-35	35	С	40	8
Сар-Сугд35-1	Сугд	Сугд-35	35	С	40	8
Сар-Сугд35-2	Сугд	Сугд-35	35	С	40	8
Сар-Сугд35-3	Сугд	Сугд-35	35	С	40	8
Сар-Сугд35-4	Сугд	Сугд-35	35	С	40	8
Сар-Сугд35-5	Сугд	Сугд-35/2	35	С	40	8
Сар-Сугд35-6	Сугд	Сугд-35/2	35	С	40	8
Сар-Сугд35-7	Сугд	Сугд-35/2	35	С	40	8

Название	Шина	Субстанция	Vn	Тип	Qmax	Кол-во шагов max
			кВ		Мвар	
Сар-Сугд35-8	Сугд	Сугд-35/2	35	С	40	8
Реактор-Душанбе	Душанбе	Душанбе-500	550	R-L	120	1
Реактор-Сугд	Сугд	Сугд-500	550	R-L	120	1

9.8 Генераторы

Название	Станция	Шинопровод	Vn	Pn	Sn	Pow.Fact.	xd	xq	xd''	Год
			кВ	МВт	МВА		p.u.	p.u.	p.u.	
Gen VAR-ГЭС1-1	Новая	Варзоб-ГЭС-1	6	4.75	5.28	0.9	2	2	0.225	
Gen VAR-ГЭС1-2	Новая	Варзоб-ГЭС-1	6	4.75	5.28	0.9	2	2	0.225	
Gen VAR-ГЭС2-1	Новая	Варзоб-ГЭС-2	6	7.20	8.00	0.9	2	2	0.225	
Gen VAR-ГЭС2-2	Новая	Варзоб-ГЭС-2	6	7.20	8.00	0.9	2	2	0.225	
Gen VAR-ГЭС3-1	Новая	Варзоб-ГЭС-3	6	1.76	1.96	0.9	2	2	0.225	
Gen VAR-ГЭС3-2	Новая	Варзоб-ГЭС-3	6	1.76	1.96	0.9	2	2	0.225	
Gen-Центральная-ГЭС1	Колхозабад	ЦентральнаяГЭС	6	7.55	8.39	0.9	2	2	0.225	
Gen-Центральная-ГЭС2	Колхозабад	ЦентральнаяГЭС	6	7.55	8.39	0.9	2	2	0.225	
Gen-Перепадная-ГЭС1	Головная	Перепадная	6	10.80	12.00	0.9	2	2	0.225	
Gen-Перепадная-ГЭС2	Головная	Перепадная	6	10.80	12.00	0.9	2	2	0.225	
Gen-Перепадная-ГЭС3	Головная	Перепадная	6	8.35	9.28	0.9	2	2	0.225	
Gen-УНР-1	Яван	УНР-1	10.5	60.00	66.67	0.9	2	2	0.225	
Gen-УНР-2	Яван	УНР-2	10.5	60.00	66.67	0.9	2	2	0.225	
ГЭС-Рогун-1	Рогунская ГЭС	Шина-Gen1	15.75	600.00	666.67	0.9	2	2	0.18	2016
ГЭС-Рогун-2	Рогунская ГЭС	Шина-Gen2	15.75	600.00	666.67	0.9	2	2	0.18	2016
ГЭС-Рогун-3	Рогунская ГЭС	Шина-Gen3	15.75	600.00	666.67	0.9	2	2	0.18	2025
ГЭС-Рогун-4	Рогунская ГЭС	Шина-Gen4	15.75	600.00	666.67	0.9	2	2	0.18	2025
ГЭС-Рогун-5	Рогунская ГЭС	Шина-Gen5	15.75	600.00	666.67	0.9	2	2	0.18	2025

ГЭС-Рогун-6	Рогунская ГЭС	Шина-Gen6	15.75	600.00	666.67	0.9	2	2	0.18	2025
ГЭС11-Сангт1-1	Сангтуда-1	Шина-ГЭС11-1	15.75	167.50	186.11	0.9	2	2	0.235	
ГЭС11-Сангт1-2	Сангтуда-1	Шина-ГЭС11-2	15.75	167.50	186.11	0.9	2	2	0.235	
ГЭС11-Сангт1-3	Сангтуда-1	Шина-ГЭС11-3	15.75	167.50	186.11	0.9	2	2	0.235	
ГЭС11-Сангт1-4	Сангтуда-1	Шина-ГЭС11-4	15.75	167.50	186.11	0.9	2	2	0.235	
ГЭС12-Сангт2-1	Сангтуда-2	Шина-ГЭС12-1	13.8	110.00	122.22	0.9	2	2	0.204	2013
ГЭС12-Сангт2-2	Сангтуда-2	Шина-ГЭС12-2	13.8	110.00	122.22	0.9	2	2	0.204	2013
ГЭС24-Кайр-1	Кайраккум	Кайраккум-10	10.5	21.00	23.33	0.9	2	2	0.225	
ГЭС24-Кайр-2	Кайраккум	Кайраккум-10	10.5	21.00	23.33	0.9	2	2	0.225	
ГЭС24-Кайр-3	Кайраккум	Кайраккум-10	10.5	21.00	23.33	0.9	2	2	0.225	
ГЭС24-Кайр-4	Кайраккум	Кайраккум-10/b	10.5	21.00	23.33	0.9	2	2	0.225	
ГЭС24-Кайр-5	Кайраккум	Кайраккум-10/b	10.5	21.00	23.33	0.9	2	2	0.225	
ГЭС24-Кайр-6	Кайраккум	Кайраккум-10/b	10.5	21.00	23.33	0.9	2	2	0.225	
ГЭС5-Голов-1	Головная	Головная-10	10.5	35.00	38.89	0.9	2	2	0.2	
ГЭС5-Голов-2	Головная	Головная-10/2	10.5	35.00	38.89	0.9	2	2	0.2	
ГЭС5-Голов-3	Головная	Головная-10	10.5	35.00	38.89	0.9	2	2	0.2	
ГЭС5-Голов-4	Головная	Головная-10/2	10.5	45.00	50.00	0.9	2	2	0.2	
ГЭС5-Голов-5	Головная	Шина-ГЭС5-3	10.5	45.00	50.00	0.9	2	2	0.2	
ГЭС5-Голов-6	Головная	Шина-ГЭС5-3	10.5	45.00	50.00	0.9	2	2	0.2	
ГЭС7-Нурек-1	Нурекская	Шина-ГЭС7-1	15.75	333.33	370.37	0.9	2	2	0.237	
ГЭС7-Нурек-2	Нурекская	Шина-ГЭС7-2	15.75	333.33	370.37	0.9	2	2	0.237	
ГЭС7-Нурек-3	Нурекская	Шина-ГЭС7-3	15.75	333.33	370.37	0.9	2	2	0.237	
ГЭС7-Нурек-4	Нурекская	Шина-ГЭС7-4	15.75	333.33	370.37	0.9	2	2	0.237	
ГЭС7-Нурек-5	Нурекская	Шина-ГЭС7-5	15.75	333.33	370.37	0.9	2	2	0.237	
ГЭС7-Нурек-6	Нурекская	Шина-ГЭС7-6	15.75	333.33	370.37	0.9	2	2	0.237	
ГЭС7-Нурек-7	Нурекская	Шина-ГЭС7-7	15.75	333.33	370.37	0.9	2	2	0.237	
ГЭС7-Нурек-8	Нурекская	Шина-ГЭС7-8	15.75	333.33	370.37	0.9	2	2	0.237	
ГЭС7-Нурек-9	Нурекская	Шина-ГЭС7-9	15.75	333.33	370.37	0.9	2	2	0.237	
ГЭС8-Байпаза-1	Байпаза	Шина-ГЭС8-1	15.75	150.00	166.67	0.9	2	2	0.235	
ГЭС8-Байпаза-2	Байпаза	Шина-ГЭС8-2	15.75	150.00	166.67	0.9	2	2	0.235	

ГЭС8-Байпаза-3	Байпаза	Шина-ГЭС8-3	15.75	150.00	166.67	0.9	2	2	0.235	
ГЭС8-Байпаза-4	Байпаза	Шина-ГЭС8-4	15.75	150.00	166.67	0.9	2	2	0.235	
ТЭЦ-Душанбе-2	Душанбе	ТЭЦ-DUSH	10	100.00	111.11	0.9	2	2	0.18	2013
ТЭЦ4-Душанбе-1	Душанбе	ТЭЦ4	6	35.00	38.89	0.9	2	2	0.143	
ТЭЦ5-Душанбе-2	Душанбе	ТЭЦ5	6	35.00	38.89	0.9	2	2	0.143	
ТЭЦ6-Душанбе-3	Душанбе	ТЭЦ6	10	42.00	46.67	0.9	2	2	0.2	
ТЭЦ7-Душанбе-4	Душанбе	ТЭЦ7	10	86.00	101.18	0.85	2	2	0.18	