



Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena)

Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020

Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland
zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und
Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und
Kraftwerksentwicklungen sowie der
erforderlichen Regelleistung

Konsortium DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Net / VE Transmission

Anhang Endbericht

Köln, 24. Februar 2005

Teil 1

Andreas Jansen

Jens Peter Molly

Bernd Neddermann

Teil 2

Udo Bachmann

Hans-Paul Gerch

Eckhard Grebe

Stefan Gröninger

Michaela König

Axel Könnemann

Martin Lösing

Yvonne Saßnick

Gaby Seifert

Carsten Siebels

Wilhelm Winter

Teil 3

Michael Bartels

Christoph Gatzen

Markus Peek

Walter Schulz

Ralf Wissen

Inhalt

Anhang Teil 1: Szenarien des Windenergieausbaus und anderer Erneuerbarer Energien

Anhang A:	Tabellen zu den Szenarien des Windenergieausbaus.....	1
------------------	--	----------

Anhang Teil 2: Auswirkungen auf das Netz: Erforderlicher Netzausbau und Ausbaurkosten

Anhang A:	Systemauslegung der Seekabel-Übertragung von Offshore-Windparks zum Netzanschlusspunkt	8
------------------	---	----------

Anhang B:	Bilanztabellen mit Kraftwerkseinsatz, aufgeschlüsselt nach Primärenergieträgern	124
------------------	--	------------

Anhang C:	Detaillierte Kostenaufstellung für die im deutschen Verbundnetz ermittelten Netzausbaumaßnahmen	133
------------------	--	------------

Anhang D:	Detaillierte Aufstellung der Leistungsflüsse auf den innerdeutschen Kuppelleitungen	134
------------------	--	------------

Anhang E:	Tabellarische Darstellung der Diagramme aus Kapitel 6.3 und 6.4	137
------------------	--	------------

Anhang Teil 3: Auswirkungen auf den Kraftwerkspark: Anforderungen an Regel-/Reserveenergie, Kostenauswirkungen, sonstige Effekte

Anhang A:	Modelle zur Prognose der Entwicklung der Elektrizitätserzeugung.....	139
------------------	---	------------

Anhang B:	Tabellen zum Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA und zur Regel- und Reserveenergie.....	165
------------------	---	------------

Anhang C:	Tabellen der installierten Leistung, der Stromerzeugung, des Brennstoffverbrauchs und der CO₂-Emissionen	169
------------------	--	------------

Abbildungsverzeichnis

Anhang Teil 2: Auswirkungen auf das Netz: Erforderlicher Netzausbau und Ausbaukosten

Abbildung A-1:	Grundanforderungen an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung	8
Abbildung A-2:	Netzdaten Ostsee-Szenario 2007	10
Abbildung A-3:	Variante LF1 420 kV $\cos \phi=0.95$ ü	11
Abbildung A-4:	Variante LF2 350 kV $\cos \phi=0.95$ ü	12
Abbildung A-5:	LF3 360 kV $\cos \phi=1$	13
Abbildung A-6:	LF4 380 kV $\cos \phi=0.925$ u	14
Abbildung A-7:	LF5 440 kV $\cos \phi=0.925$ u	15
Abbildung A-8:	LF6 440 kV $\cos \phi=1$	16
Abbildung A-9:	LF7 440 kV Leerlauf	17
Abbildung A-10:	Netzdaten Ostsee Szenario 2010 Bentwisch	18
Abbildung A-11:	Variante LF1 420 kV $\cos \phi=0.95$ ü	19
Abbildung A-12:	Variante LF2 350 kV $\cos \phi=0.95$ ü	20
Abbildung A-13:	LF2a 350 kV $\cos \phi=0.95$ ü 50% Erzeugung	21
Abbildung A-14:	LF2b 350kV $\cos \phi=0.95$ ü 50% Erzeugung	22
Abbildung A-15:	LF3 360 kV $\cos \phi=1$	23
Abbildung A-16:	LF4 380 kV $\cos \phi=0.925$ u	24
Abbildung A-17:	LF5 440 kV $\cos \phi=0.925$ u	25
Abbildung A-18:	LF 5a 440 kV $\cos \phi 0.925$ u 50% Erzeugung	26
Abbildung A-19:	LF5b 440 kV $\cos \phi 0.925$ u 10% Erzeugung	27
Abbildung A-20:	LF6 440 kV $\cos \phi=1$	28
Abbildung A-21:	LF7 440 kV Leerlauf	29
Abbildung A-22:	Netzdaten Ostsee Szenario 2010 Lubmin	30
Abbildung A-23:	LF1 420 kV $\cos \phi=0.95$ ü	31
Abbildung A-24:	LF2 350 kV $\cos \phi=0.95$ ü	32
Abbildung A-25:	LF3 360 kV $\cos \phi=1$	33
Abbildung A-26:	LF4 380 kV $\cos \phi=0.925$ u	34
Abbildung A-27:	LF5 440 kV $\cos \phi=0.925$ u	35
Abbildung A-28:	LF6 440 kV $\cos \phi=1$	36
Abbildung A-29:	LF7 440 kV Leerlauf	37
Abbildung A-30:	Netzdaten Ostsee Offshore Szenario 2020 Bentwisch	38
Abbildung A-31:	LF1 420 kV $\cos \phi=0.95$ ü	39
Abbildung A-32:	LF2 350 kV $\cos \phi 0.95$ ü	40
Abbildung A-33:	LF3 360 kV $\cos \phi=1$	41
Abbildung A-34:	LF4 380 kV $\cos \phi=0.925$ u	42
Abbildung A-35:	LF5 440 kV $\cos \phi=0.925$ u	43
Abbildung A-36:	LF6 440 kV $\cos \phi=1$	44
Abbildung A-37:	LF7 440 kV Leerlauf	45
Abbildung A-38:	Netzdaten Ostsee Szenario 2020 Lubmin	46
Abbildung A-39:	LF1 420 kV $\cos \phi=0.95$ ü	47
Abbildung A-40:	LF2 350 kV $\cos \phi=0.95$ ü	48
Abbildung A-41:	LF3 360 kV $\cos \phi=1$	49
Abbildung A-42:	LF4 380 kV $\cos \phi=0.925$ u	50
Abbildung A-43:	LF5 440 kV $\cos \phi =0.925$	51
Abbildung A-44:	LF6 440 kV $\cos \phi=1$	52

Abbildung A-45:	LF7 440 kV Leerlauf.....	53
Abbildung A-46:	Variante 2010; Windpark A-B	55
Abbildung A-47:	Variante 2010; Windpark C.....	56
Abbildung A-48:	Variante 2010; Windpark G, H.....	57
Abbildung A-49:	AP 2 Diele	58
Abbildung A-50:	AP 2 Diele mit Serienkompensation.....	59
Abbildung A-51:	AP 1 Diele mit Serienkompensation.....	60
Abbildung A-52:	AP 7 Diele mit Serienkompensation.....	61
Abbildung A-53:	AP 8 Diele mit Serienkompensation.....	62
Abbildung A-54:	AP1 Diele mit 4 parallelen 400kV-Freileitungssystemen	63
Abbildung A-55:	AP2 Diele mit 4 parallelen 400kV-Freileitungssystemen	64
Abbildung A-56:	AP7 Diele mit 4 parallelen 400kV-Freileitungssystemen	65
Abbildung A-57:	AP7 Diele mit 4 parallelen 400kV-Freileitungssystemen	66
Abbildung A-58:	Variante 3 ohne Windparkeinspeisung für AP1	67
Abbildung A-59:	Variante 3 ohne Windparkeinspeisung für AP2	68
Abbildung A-60:	AP1 Conneforde/Moorriem.....	69
Abbildung A-61:	AP2 Conneforde/Moorriem.....	70
Abbildung A-62:	AP7 Conneforde/Moorriem.....	71
Abbildung A-63:	AP8 Conneforde/Moorriem.....	72
Abbildung A-64:	Verhältnisse in Conneforde/Moorriem im Leerlauf für AP 1.....	73
Abbildung A-65:	Verhältnisse in Conneforde/Moorriem im Leerlauf für AP 2.....	74
Abbildung A-66:	AP 1 Brunsbüttel	75
Abbildung A-67:	AP 2 Brunsbüttel	76
Abbildung A-68:	AP 7 Brunsbüttel	77
Abbildung A-69:	AP 8 Brunsbüttel	78
Abbildung A-70:	Verhältnisse in Conneforde/Moorriem im Leerlauf für AP 1.....	79
Abbildung A-71:	Verhältnisse in Conneforde/Moorriem im Leerlauf für AP2.....	80
Abbildung A-72:	Ersatznetznachbildung 380-kV-Netz.....	86
Abbildung A-73:	AC Filter in Bentwisch 380 kV	86
Abbildung A-74:	Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – min. Kurzschlussleistung 2010	87
Abbildung A-75:	Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – max. Kurzschlussleistung 2010.....	87
Abbildung A-76:	Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – min. Kurzschlussleistung 2020	88
Abbildung A-77:	Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – max. Kurzschlussleistung 2020.....	88
Abbildung A-78:	Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – min. Kurzschlussleistung 2010.....	89
Abbildung A-79:	Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – max. Kurzschlussleistung 2010	89
Abbildung A-80:	Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – min. Kurzschlussleistung 2020.....	90
Abbildung A-81:	Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – max. Kurzschlussleistung 2020	90
Abbildung A-82:	Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung.....	93
Abbildung A-83:	Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung.....	93
Abbildung A-84:	Impedanz an den 150-kV-Onshore-Knoten Bentwisch – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung.....	94
Abbildung A-85:	Impedanz an den 150-kV-Onshore-Knoten Lubmin – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung.....	94
Abbildung A-86:	Impedanz an den 150-kV-Offshore-Knoten Bentwisch – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung.....	95
Abbildung A-87:	Impedanz an den 150-kV-Offshore-Knoten Lubmin – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung.....	95

Abbildung A-88: Impedanz an den 33-kV-Offshore-Knoten Bentwisch – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung.....	96
Abbildung A-89: Impedanz an den 33-kV-Offshore-Knoten Lubmin – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung.....	96
Abbildung A-90: Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – Netzzustand 2010, maximale Kurzschlussleistung.....	97
Abbildung A-91: Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – Netzzustand 2010, maximale Kurzschlussleistung.....	97
Abbildung A-92: Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – Netzzustand 2020, minimale Kurzschlussleistung.....	98
Abbildung A-93: Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – Netzzustand 2020, minimale Kurzschlussleistung.....	98
Abbildung A-94: Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – Netzzustand 2020, maximale Kurzschlussleistung.....	99
Abbildung A-95: Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – Netzzustand 2020, maximale Kurzschlussleistung.....	99
Abbildung A-96: UE 1-1	100
Abbildung A-97: UE 1-2	101
Abbildung A-98: UE 1-3	102
Abbildung A-99: UE 2-1	103
Abbildung A-100: UE 2-2	104
Abbildung A-101: UE 2-3	105
Abbildung A-102: UE 3-1	106
Abbildung A-103: UE 3-2	107
Abbildung A-104: UE 4-1	108
Abbildung A-105: UE 4-2	109
Abbildung A-106: UE 5-1	110
Abbildung A-107: UE 5-2	111
Abbildung A-108: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2010 für Windpark H.....	114
Abbildung A-109: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2010 für Windpark J.....	115
Abbildung A-110: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2010 für Windpark I.....	116
Abbildung A-111: Simulationsergebnisse Lubmin Szenario 2010 für Windpark K	117
Abbildung A-112: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2020 für Windpark H	118
Abbildung A-113: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2020 für Windpark J.....	119
Abbildung A-114: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2020 für Windpark I.....	120
Abbildung A-115: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2020 für Windpark L.....	121
Abbildung A-116: Simulationsergebnisse Lubmin Szenario 2020 für Windpark K	122
Abbildung A-117: Simulationsergebnisse Lubmin Szenario 2020 für Windpark M.....	123

Anhang Teil 3: Auswirkungen auf den Kraftwerkspark: Anforderungen an Regel- /Reserveenergie, Kostenauswirkungen, sonstige Effekte

Abbildung A-1:	Regionale Modellauflösung.....	142
Abbildung A-2:	Struktur des GEMS-Modells	147
Abbildung A-3:	Saisonale, wöchentliche und tägliche Lastschwankungen (Beispiel).....	148
Abbildung A-4:	Approximation der stündlichen, monatlichen Last (Beispiel)	149
Abbildung A-5:	Residuale Last in Abhängigkeit der Windenergieeinspeisung	151
Abbildung A-6:	Schematische Darstellung der residualen Modelllast des GEMS-Modells für einen Werktag im Sommer.....	152
Abbildung A-7:	Saisonale Höchstlast.....	152
Abbildung A-8:	Notwendige, verfügbare Leistung der Kraftwerke zur Deckung der saisonalen Höchstlast (Beispiel)	153
Abbildung A-9:	Notwendige Regelleistungsvorhaltung (Beispiel)	154
Abbildung A-10:	Wahrscheinlichkeiten des Regel- und Reserveenergieabrufs (Beispiel)	155
Abbildung A-11:	Installierte und verfügbare Kraftwerkskapazitäten.....	157
Abbildung A-12:	Betriebszustände und Einsatzweise von planmäßig verfügbaren Kraftwerken	158
Abbildung A-13:	Betriebszustände und Einsatzweise von Pumpspeicherkraftwerken.....	162

Tabellenverzeichnis

Anhang Teil 1: Szenarien des Windenergieausbaus und anderer Erneuerbarer Energien

Tabelle A-1:	Prognose der Windenergieentwicklung in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 – DEWI-Szenario (siehe Abbildungen 2-5 und 2-6)	1
Tabelle A-2:	Prognose der Windenergieentwicklung in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (siehe Abbildung 2-21)	2
Tabelle A-3:	Prognose der Windenergieentwicklung in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (siehe Abbildungen 2-8, 2-9 und 2-10)	3
Tabelle A-4:	Prognose der Windenergieentwicklung in Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (siehe Abbildungen 2-11, 2-12 und 2-13)	4
Tabelle A-5:	Prognose der Windenergieentwicklung in Rheinland-Pfalz, Saarland und Hessen – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (siehe Abbildungen 2-14, 2-15 und 2-16)	5
Tabelle A-6:	Prognose der Windenergieentwicklung in Thüringen und Sachsen – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (siehe Abbildungen 2-17 und 2-18)	6
Tabelle A-7:	Prognose der Windenergieentwicklung in Baden-Württemberg und Bayern – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (siehe Abbildungen 2-19 und 2-20)	7

Anhang Teil 2: Auswirkungen auf das Netz: Erforderlicher Netzausbau und Ausbaurkosten

Tabelle A-1:	Zusammenfassung der Lastflussergebnisse Ostsee	9
Tabelle A-2:	Maximale und minimale Anfangskurzschlusswechselströme	82
Tabelle A-3:	Teilkurzschlussströme bei 380-kV-Fehlern in Bentwisch und Lubmin	82
Tabelle A-4:	Faktoren Ar, Br, Al and Bl für die Frequenzabhängigkeit der Betriebsmittel	85
Tabelle A-5:	Untersuchte Fälle	112
Tabelle B-1:	Zeithorizont 2003	124
Tabelle B-2:	Zeithorizont 2007	125
Tabelle B-3:	Zeithorizont 2010	126
Tabelle B-4:	Zeithorizont 2015	128
Tabelle B-5:	Zeithorizont 2020	129
Tabelle B-6:	Bestimmung der Braunkohle-Mindestleistung für 2015 „Schwachlast mit Starkwind“ für Region Ost	131
Tabelle B-7:	Bestimmung der Braunkohle-Mindestleistung für 2015 „Schwachlast mit Starkwind“ für Region West	132
Tabelle C-1:	Detaillierte Kostenzusammenstellung für die WEA-getriebenen Netzausbaumaßnahmen geordnet nach Zeithorizonten [gerundet, in Mio. €]	133
Tabelle D-1:	Leistungsflüsse auf den am stärksten betroffenen innerdeutschen Kuppelleitungen im Verbundnetz in 2007 bei Berücksichtigung der beschriebenen Netzverstärkungen	134
Tabelle D-2:	Leistungsflüsse auf den am stärksten betroffenen Kuppelleitungen in 2010 bei Berücksichtigung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen	135
Tabelle D-3:	Leistungsflüsse auf den am stärksten betroffenen Kuppelleitungen in 2015 bei Berücksichtigung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen	136
Tabelle E-1:	Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2003 bedingt durch den WEA-Leistungstransport [in MW]	137
Tabelle E-2:	Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2007 bedingt durch den WEA-Leistungstransport [in MW]	137
Tabelle E-3:	Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2010 bedingt durch den WEA-Leistungstransport [in MW]	137

Tabelle E-4:	Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2015 bedingt durch den WEA-Leistungstransport [in MW].....	137
Tabelle E-5:	Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2003, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport [in Mvar].....	138
Tabelle E-6:	Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2007, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport [in Mvar].....	138
Tabelle E-7:	Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2010, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport [in Mvar].....	138
Tabelle E-8:	Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2015, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport [in Mvar].....	138

Anhang Teil 3: Auswirkungen auf den Kraftwerkspark: Anforderungen an Regel-/Reserveenergie, Kostenauswirkungen, sonstige Effekte

Tabelle A-1:	Kraftwerkstechnologien	144
Tabelle A-2:	Inputs und Outputs des CEEM-Modells.....	145
Tabelle A-3:	Dauer eines Lastniveaus in Stunden pro Jahr	151
Tabelle A-4:	Technische Parameter heutiger und zukünftiger Kraftwerke	156
Tabelle A-5:	Kostenarten von thermischen Kraftwerken	160
Tabelle B-1:	Durchschnittlicher Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA in % der installierten WEA-Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (siehe siehe Abbildung 12-5)	165
Tabelle B-2:	Sensitivitäten des Zugewinns an gesicherter Leistung der WEA zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bezüglich des Niveaus der Versorgungssicherheit (siehe Abbildung 12-6)	165
Tabelle B-3:	Zusätzlicher positiver Regel-/Reserveleistungsbedarf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung (siehe Abbildung 13-5).....	165
Tabelle B-4:	Zusätzlicher negativer Regel-/Reserveleistungsbedarf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung (siehe Abbildung 13-6).....	165
Tabelle B-5:	Sensitivität des zusätzlichen positiven Regel-/Reserveleistungsbedarfs bezüglich des Defizitniveaus (siehe Abbildung 13-7).....	166
Tabelle B-6:	Sensitivität des zusätzlichen negativen Regel-/Reserveleistungsbedarfs bezüglich des Defizitniveaus (siehe Abbildung 13-8).....	166
Tabelle B-7:	Aufteilung positive Stunden- und Minutenreserve am Gesamtbedarf beim Defizitniveau 0,0025 % (siehe Abbildung 13-9).....	167
Tabelle B-8:	Sensitivität des Bedarfs an positiver Stunden- und Minutenreserveleistung bezüglich des Defizitniveaus (siehe Abbildung 13-10).....	167
Tabelle B-9:	Positiver Regel-/Reserveenergieabruf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung (siehe Abbildung 13-11).....	168
Tabelle B-10:	Negativer Regel-/Reserveenergieabruf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung (siehe Abbildung 13-12).....	168
Tabelle C-1:	Installierte Leistung im Basisszenario in GW (siehe Abbildung 14-5)	169
Tabelle C-2:	Installierte Leistung im Basisszenario + CO ₂ in GW (siehe Abbildung 14-8)	169
Tabelle C-3:	Installierte Leistung im Alternativszenario in GW (siehe Abbildung 14-11).....	169
Tabelle C-4:	Stromerzeugung im Basisszenario in TWh (siehe Abbildung 14-6)	171
Tabelle C-5:	Stromerzeugung im Basisszenario + CO ₂ in TWh (siehe Abbildung 14-9)	171
Tabelle C-6:	Stromerzeugung im Alternativszenario in TWh (siehe Abbildung 14-12).....	171
Tabelle C-7:	Brennstoffverbrauch in TWh und CO ₂ -Emissionen in Mio.t im Basisszenario (siehe Abbildung 14-7)	172
Tabelle C-8:	Brennstoffverbrauch in TWh und CO ₂ -Emissionen in Mio.t im Basisszenario + CO ₂ (siehe Abbildung 14-10).....	172
Tabelle C-9:	Brennstoffverbrauch in TWh und CO ₂ -Emissionen in Mio.t im Alternativszenario (siehe Abbildung 14-13)	172

Teil 1: Szenarien des Windenergieausbaus und anderer Erneuerbarer Energien

Anhang A: Tabellen zu den Szenarien des Windenergieausbaus

Tabelle A-1: Prognose der Windenergieentwicklung in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 – DEWI-Szenario (siehe Abbildungen 2-5 und 2-6)

Angaben in MW	Neuinstallation			Kumulierte Summen		
	Onshore	Repowering (Zuwachs)	Offshore	Onshore	Repowering (Zuwachs)	Offshore (Eckdaten 2007, 2010, 2015, 2020)
Jahr						
bis 1993	334	0	0	334	0	0
1994	309	0	0	643	0	0
1995	505	0	0	1.148	0	0
1996	428	0	0	1.576	0	0
1997	534	0	0	2.110	0	0
1998	793	0	0	2.903	0	0
1999	1.568	0	0	4.471	0	0
2000	1.665	0	0	6.136	0	0
2001	2.659	0	0	8.795	0	0
2002	3.234	13	0	12.029	13	0
2003	2.564	81	0	14.594	93	0
2004	2.232	73	0	16.826	167	0
2005	1.917	73	0	18.743	240	0
2006	1.630	196	0	20.373	436	0
2007	1.247	333	476	21.620	768	476
2008	1.132	277	1.085	22.753	1.046	1.561
2009	952	353	1.360	23.705	1.399	2.921
2010	835	105	1.461	24.540	1.503	4.382
2011	668	204	1.311	25.208	1.707	5.693
2012	583	226	1.150	25.791	1.933	6.843
2013	399	459	950	26.190	2.392	7.793
2014	244	633	950	26.435	3.025	8.743
2015	109	576	1.050	26.544	3.601	9.793
2016	0	662	1.100	26.544	4.263	10.893
2017	0	695	1.800	26.544	4.958	12.693
2018	0	698	2.100	26.544	5.655	14.793
2019	0	722	2.825	26.544	6.377	17.618
2020	0	679	2.740	26.544	7.056	20.358

Tabelle A-2: Prognose der Windenergieentwicklung in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (siehe Abbildung 2-21)

Angaben in MW	Neuinstallation			Kumulierte Summen		
	Onshore	Repowering (Zuwachs)	Offshore	Onshore	Repowering (Zuwachs)	Offshore (Eckdaten 2007, 2010, 2015, 2020)
Jahr						
bis 1993	334	0	0	334	0	0
1994	309	0	0	643	0	0
1995	505	0	0	1.148	0	0
1996	428	0	0	1.576	0	0
1997	534	0	0	2.110	0	0
1998	793	0	0	2.903	0	0
1999	1.568	0	0	4.471	0	0
2000	1.665	0	0	6.136	0	0
2001	2.659	0	0	8.795	0	0
2002	3.234	13	0	12.029	13	0
2003	2.564	81	0	14.594	93	0
2004	2.250	73	k.A.	16.843	167	0
2005	1.781	73	k.A.	18.624	240	0
2006	1.537	98	k.A.	20.161	338	0
2007	1.103	166	k.A.	21.264	504	651
2008	853	139	k.A.	22.117	643	
2009	645	274	k.A.	22.762	917	
2010	503	166	k.A.	23.264	1.083	5.439
2011	468	139	k.A.	23.733	1.222	
2012	336	177	k.A.	24.069	1.399	
2013	240	78	k.A.	24.309	1.477	
2014	77	153	k.A.	24.386	1.630	
2015	0	169	k.A.	24.386	1.799	9.793
2016	0	266	k.A.	24.386	2.065	
2017	0	322	k.A.	24.386	2.387	
2018	0	341	k.A.	24.386	2.728	
2019	0	385	k.A.	24.386	3.113	
2020	0	355	k.A.	24.386	3.468	20.358

Tabelle A-3: Prognose der Windenergieentwicklung in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (siehe Abbildungen 2-8, 2-9 und 2-10)

Angaben in kW	Schleswig-Holstein		Niedersachsen		Meckl.-Vorpommern	
	Onshore- Neuinst.	Repowering- Zuwachs	Onshore- Neuinst.	Repowering- Zuwachs	Onshore- Neuinst.	Repowering- Zuwachs
Jahr						
bis 1993	157.465	0	111.621	0	20.702	0
1994	125.646	0	83.251	0	9.605	0
1995	157.257	0	130.770	0	29.870	0
1996	104.166	0	97.535	0	22.725	0
1997	95.950	0	131.360	0	38.050	0
1998	117.940	0	250.460	0	109.600	0
1999	207.350	0	363.180	0	150.590	0
2000	191.860	0	631.550	0	99.360	0
2001	377.600	0	668.200	0	225.200	0
2002	245.900	0	899.700	0	107.800	0
2003	224.260	0	598.900	0	137.900	0
2004	109.354	34.992	228.162	24.805	179.641	4.600
2005	108.518	34.992	145.669	24.805	150.096	4.600
2006	111.987	41.882	119.984	27.750	117.407	3.202
2007	3.146	52.419	22.410	43.590	104.706	9.957
2008	2.756	34.722	0	32.512	69.975	7.575
2009	0	73.865	0	71.537	25.917	15.885
2010	0	52.419	0	43.590	0	9.957
2011	0	34.722	0	32.512	0	7.575
2012	0	31.983	0	43.787	0	12.683
2013	0	11.794	0	25.046	0	10.960
2014	0	20.735	0	36.318	0	15.059
2015	0	19.186	0	63.155	0	9.936
2016	0	37.760	0	66.820	0	22.520
2017	0	24.590	0	89.970	0	10.780
2018	0	34.220	0	84.936	0	24.750
2019	0	35.170	0	61.615	0	33.483
2020	0	33.537	0	80.202	0	25.406

Tabelle A-4: Prognose der Windenergieentwicklung in Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (siehe Abbildungen 2-11, 2-12 und 2-13)

<i>Angaben in kW</i>	Nordrhein-Westfalen		Sachsen-Anhalt		Brandenburg	
	Onshore- Neuinst.	Repowering- Zuwachs	Onshore- Neuinst.	Repowering- Zuwachs	Onshore- Neuinst.	Repowering- Zuwachs
Jahr						
bis 1993	22.414	0	1.331	0	4.735	0
1994	22.285	0	1.730	0	18.281	0
1995	67.011	0	11.920	0	27.620	0
1996	53.760	0	12.100	0	25.900	0
1997	91.350	0	34.232	0	18.550	0
1998	76.540	0	26.460	0	40.000	0
1999	100.340	0	190.800	0	203.320	0
2000	235.230	0	144.780	0	84.600	0
2001	365.900	0	302.500	0	326.700	0
2002	435.400	0	498.000	0	503.600	0
2003	378.350	0	288.900	0	548.620	0
2004	424.315	4.981	339.754	296	478.261	1.052
2005	405.420	4.981	286.850	296	350.725	1.052
2006	364.003	7.428	248.405	577	318.841	6.094
2007	327.101	22.337	234.550	3.973	223.188	9.207
2008	295.800	17.920	202.568	4.033	159.420	8.633
2009	281.010	37.878	166.106	11.987	63.768	12.277
2010	266.220	22.337	151.926	3.973	0	9.207
2011	251.430	17.920	141.798	4.033	0	8.633
2012	147.900	30.450	131.669	11.411	0	6.183
2013	118.320	7.654	121.541	2.646	0	4.000
2014	76.908	10.034	0	19.080	0	20.332
2015	0	23.523	0	14.478	0	8.460
2016	0	36.590	0	30.250	0	32.670
2017	0	43.540	0	49.800	0	50.360
2018	0	45.489	0	31.536	0	58.862
2019	0	52.964	0	53.085	0	68.263
2020	0	64.563	0	43.193	0	43.638

Tabelle A-5: Prognose der Windenergieentwicklung in Rheinland-Pfalz, Saarland und Hessen – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (siehe Abbildungen 2-14, 2-15 und 2-16)

Angaben in kW	Rheinland-Pfalz		Saarland		Hessen	
	Onshore- Neuinst.	Repowering- Zuwachs	Onshore- Neuinst.	Repowering- Zuwachs	Onshore- Neuinst.	Repowering- Zuwachs
Jahr						
bis 1993	4.558	0	1	0	2.559	0
1994	9.765	0	305	0	12.130	0
1995	13.314	0	4.270	0	22.375	0
1996	10.680	0	850	0	34.750	0
1997	20.700	0	600	0	44.400	0
1998	27.250	0	0	0	38.350	0
1999	69.020	0	8.700	0	11.140	0
2000	107.460	0	1.200	0	41.660	0
2001	121.700	0	5.900	0	41.800	0
2002	141.400	0	6.000	0	60.100	0
2003	92.400	0	9.600	0	34.600	0
2004	100.428	1.013	10.613	0	69.572	569
2005	62.768	1.013	9.330	0	63.815	569
2006	37.661	3.255	8.451	102	55.420	4.043
2007	25.107	4.438	7.963	1.423	49.968	7.458
2008	12.554	3.560	6.688	283	43.376	11.583
2009	12.554	10.155	5.472	302	39.245	18.843
2010	0	4.438	4.864	1.423	35.114	7.458
2011	0	3.560	4.256	283	31.809	11.583
2012	0	6.900	3.162	200	24.786	14.800
2013	0	2.725	0	0	0	3.835
2014	0	6.902	0	870	0	1.114
2015	0	10.746	0	120	0	4.166
2016	0	12.170	0	590	0	4.180
2017	0	14.140	0	600	0	6.010
2018	0	11.965	0	960	0	7.295
2019	0	17.046	0	1.931	0	8.128
2020	0	17.124	0	1.053	0	10.604

Tabelle A-6: Prognose der Windenergieentwicklung in Thüringen und Sachsen – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (siehe Abbildungen 2-17 und 2-18)

<i>Angaben in kW</i>	Thüringen		Sachsen	
	Onshore- Neuinst.	Repowering- Zuwachs	Onshore- Neuinst.	Repowering- Zuwachs
Jahr				
bis 1993	760	0	2.095	0
1994	1.650	0	7.580	0
1995	6.564	0	22.425	0
1996	9.312	0	36.564	0
1997	14.800	0	29.000	0
1998	30.700	0	40.220	0
1999	86.500	0	107.900	0
2000	35.170	0	71.280	0
2001	28.900	0	115.700	0
2002	83.500	0	117.500	0
2003	140.450	0	102.450	0
2004	87.540	169	102.652	466
2005	45.802	169	61.047	466
2006	35.864	550	38.063	2.527
2007	20.633	2.188	15.633	7.475
2008	0	3.104	3.761	12.188
2009	0	5.483	0	12.193
2010	0	2.188	0	7.475
2011	0	3.104	0	12.188
2012	0	4.933	0	9.667
2013	0	3.070	0	4.022
2014	0	8.650	0	10.790
2015	0	3.517	0	7.128
2016	0	2.890	0	11.570
2017	0	8.350	0	11.750
2018	0	17.115	0	14.267
2019	0	17.421	0	21.102
2020	0	8.114	0	13.279

Tabelle A-7: Prognose der Windenergieentwicklung in Baden-Württemberg und Bayern – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (siehe Abbildungen 2-19 und 2-20)

<i>Angaben in kW</i>	Baden-Württemberg		Bayern	
	Onshore- Neuinst.	Repowering- Zuwachs	Onshore- Neuinst.	Repowering- Zuwachs
Jahr				
bis 1993	709	0	636	0
1994	230	0	947	0
1995	2.020	0	3.400	0
1996	3.945	0	3.900	0
1997	6.720	0	4.100	0
1998	8.700	0	17.590	0
1999	11.950	0	16.600	0
2000	28.480	0	22.000	0
2001	46.200	0	32.700	0
2002	72.300	0	51.500	0
2003	32.400	0	33.350	0
2004	70.770	157	48.660	141
2005	47.063	157	43.664	141
2006	40.980	77	39.553	316
2007	35.580	673	33.043	1.133
2008	26.474	1.315	29.879	1.300
2009	23.532	2.317	27.033	1.682
2010	20.591	673	24.188	1.133
2011	17.649	1.315	21.342	1.300
2012	11.472	2.240	17.074	1.367
2013	0	870	0	1.759
2014	0	1.195	0	1.660
2015	0	2.848	0	2.200
2016	0	4.620	0	3.270
2017	0	7.230	0	5.150
2018	0	4.110	0	5.094
2019	0	8.288	0	6.540
2020	0	7.570	0	6.581

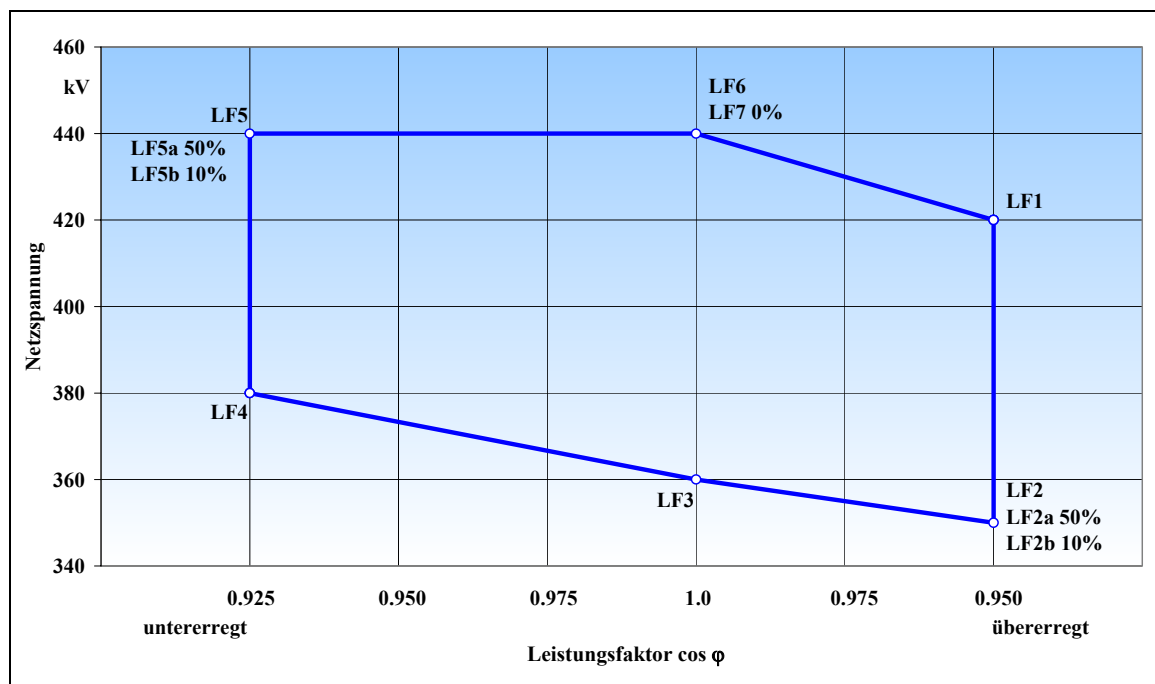
Teil 2: Auswirkungen auf das Netz: Erforderlicher Netzausbau und Ausbaurkosten

Anhang A: Systemauslegung der Seekabel-Übertragung von Offshore-Windparks zum Netzanschlusspunkt

1 Lastflussberechnungen Ostsee

Grundlage für die Lastflussberechnungen für OWP's im Bereich der Ostsee sind unterschiedliche Erzeugerleistungen des Windparks zwischen 0 und 100% der Nennleistung und die nach den Netzanschlussbedingungen von VE-T geltenden Regelbereiche des netzseitigen Leistungsfaktors entsprechend Abbildung A-1.

Abbildung A-1: Grundanforderungen an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung



Legende

LF1 LF7: Arbeitspunkte für die Lastflussberechnungen durchgeführt wurden.

In Tabelle A-1 ist eine zusammenfassende Übersicht der Ergebnisse enthalten. Es wird deutlich, dass die Eckpunkte gemäß den Grundanforderungen der Blindleistungsbereitstellung nach Abbildung A-1 eingehalten werden können. Einschränkend muss angemerkt werden, dass Flaute bzw. Leerlauf ein Zuschalten aller Ladestromspulen erfordert und bei maximaler Einspeisung ein Teil der Kompensation abgeschaltet werden muss um die Blindleistungsanforderungen zu erfüllen. Wenn die Netzbetreiber eine stetige Regelung der Blindleistung am Übergabeknoten fordern, oder die Ladestromspulen durch die windbedingten Änderungen der Einspeiseleistungen zu hohe Schalthäufigkeit aufweisen, ist der Einsatz von SVC's oder STATCOM's unumgänglich. Eine vollständige Blindleistungsbereitstellung oder -aufnahme durch die Windgeneratoren ist durch die langen Kabel und die mehrfache Umspannung nicht möglich. Detaillierte Lastflussergebnisse sind in den nachfolgenden Diagrammen dargestellt

Tabelle A-1: Zusammenfassung der Lastflussergebnisse Ostsee

Wind-park	Arbeitspunkt	Am Übergabeknoten					150 kV	WP Generatoren		
		U kV	P MW	Q MVA _r	cos φ	Verluste	U _{max} %	P MW	Q MVA _r	cos φ
OWP-H + OWP-I (2007)	LF1	420	193,7	63,4	0,950ü	4.8%	103,1	203,4	-0,6	1,000
	LF2	350	193,8	64,0	0,950ü	4.7%	103,2	203,4	0,0	1,000
	LF3	360	193,9	-0,5	1,000	4.7%	102,3	203,4	3,8	1,000
	LF4	380	193,6	-79,8	0,925u	4.8%	101,2	203,4	2,2	1,000
	LF5	440	193,8	-79,7	0,925u	4.7%	102,1	203,4	1,0	1,000
	LF6	440	194,0	0,1	1,000	4.6%	102,9	203,4	2,8	1,000
	LF7	440	-0,5	-1,7	--		100,4	0	0	--
OWP-H + OWP-J (2010)	LF1	420	360,6	119,1	0,950ü	8.1%	105,6	392,4	0,8	1,000
	LF2	350	360,5	118,7	0,950ü	8.1%	105,3	392,4	4,0	1,000
	LF2a	350	206,7	67,7	0,950ü	5.2%	102,5	218,0	0,0	1,000
	LF2b	350	41,6	13,7	0,950ü	4.6%	101,7	43,6	0,0	1,000
	LF3	360	360,5	0,1	1,000	8.1%	104,2	392,4	0,0	1,000
	LF4	380	360,5	-147,7	0,925u	8.1%	104,6	392,4	0,0	1,000
	LF5	440	360,3	-148,2	0,925u	8.2%	103,9	392,4	0,0	1,000
	LF5a	440	206,0	-84,8	0,925u	5.5%	101,8	218,0	-49,8	0,975u
	LF5b	440	41,6	-17,1	0,925u	4.6%	101,3	43,6	-14,5	0,950u
	LF6	440	360,8	0,0	1,000	8.1%	104,6	392,4	0,0	1,000
LF7	440	-1,0	0,0	--		101,0	0	0	--	
OWP-K (2010)	LF1	420	336,0	110,5	0,950ü	6.7%	105,5	360,0	80,0	0,976ü
	LF2	350	336,3	110,5	0,950ü	6.6%	106,1	360,0	75,2	0,979ü
	LF3	360	336,9	0,0	1,000	6.4%	103,1	360,0	-1,2	1,000
	LF4	380	336,9	-138,8	0,925u	6.4%	103,4	360,0	18,4	0,999ü
	LF5	440	336,7	-138,6	0,925u	6.5%	102,9	360,0	20,0	0,998ü
	LF6	440	337,1	0,0	1,000	6.4%	103,6	360,0	-4,0	1,000
	LF7	440	-0,8	0,0	--		100,9	0	0	--
OWP-L (2020)	LF1	420	339,6	111,6	0,950ü	5.7%	104,2	360,0	142,4	0,930ü
	LF2	350	339,9	111,4	0,950ü	5.6%	104,8	360,0	137,6	0,934ü
	LF3	360	341,4	0,1	1,000	5.2%	102,6	360,0	8,8	1,000
	LF4	380	341,2	-139,6	0,925u	5.2%	102,3	360,0	13,6	0,999ü
	LF5	440	341,1	-139,9	0,925u	5.2%	101,8	360,0	13,2	0,999ü
	LF6	440	341,6	-0,1	1,000	5.1%	103,0	360,0	6,0	1,000
	LF7	440	-0,4	-1,6	--		100,4	0	0	--
OWP-M (2020)	LF1	420	254,8	83,6	0,950ü	5.6%	104,3	270,0	1,5	1,000
	LF2	350	254,8	83,6	0,950ü	5.6%	104,1	270,0	2,8	1,000
	LF3	360	254,9	-0,1	1,000	5.6%	102,6	270,0	-5,2	1,000
	LF4	380	254,8	-104,7	0,925u	5.6%	102,7	270,0	8,4	1,000
	LF5	440	254,7	-104,5	0,925u	5.7%	102,2	270,0	9,6	0,999ü
	LF6	440	254,4	0,0	1,000	5.8%	103,1	270,0	1,2	1,000
	LF7	440	-0,8	0,2	--		100,9	0	0	--

1.1 Szenario 2007

Abbildung A-2: Netzdaten Ostsee-Szenario 2007

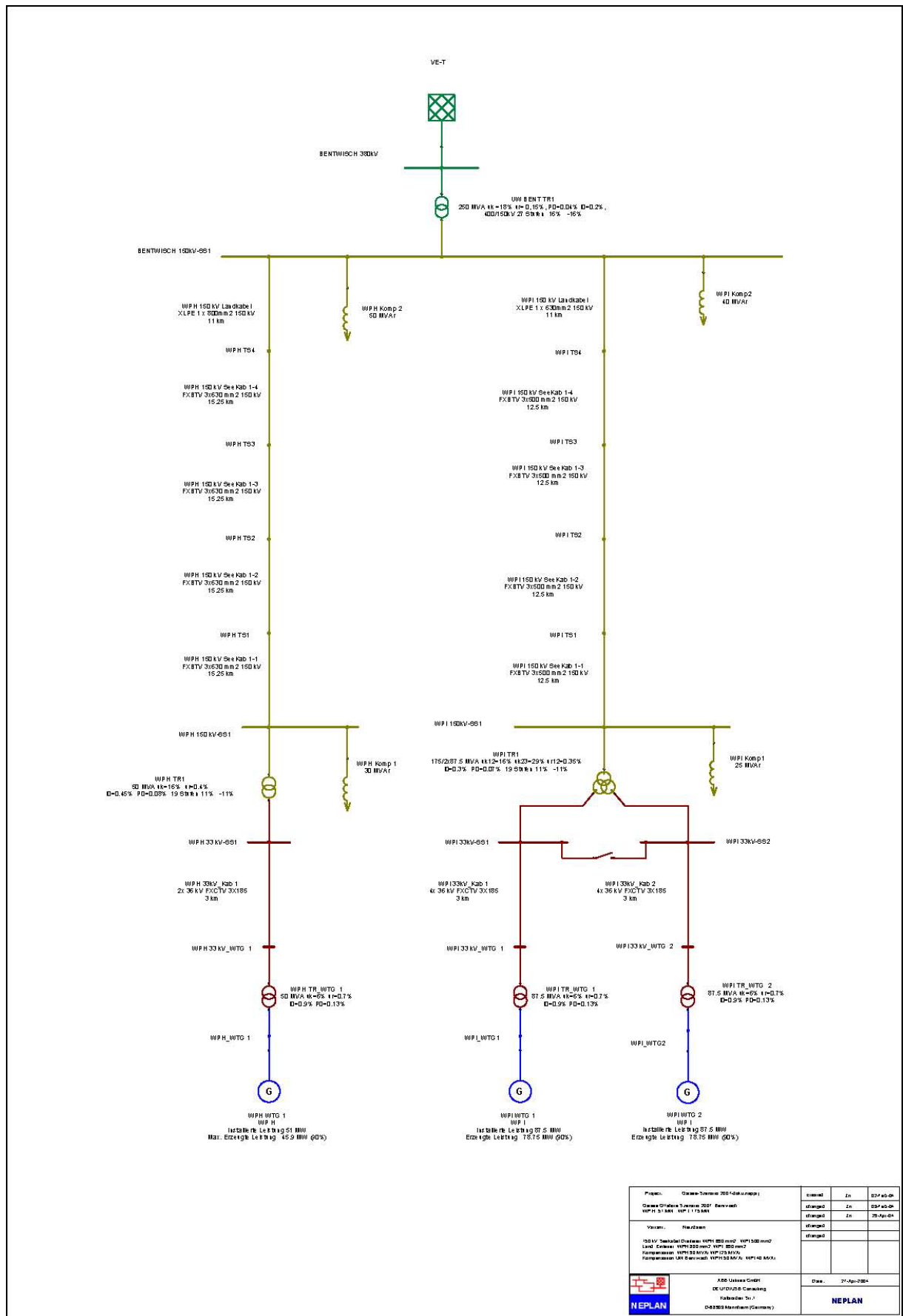
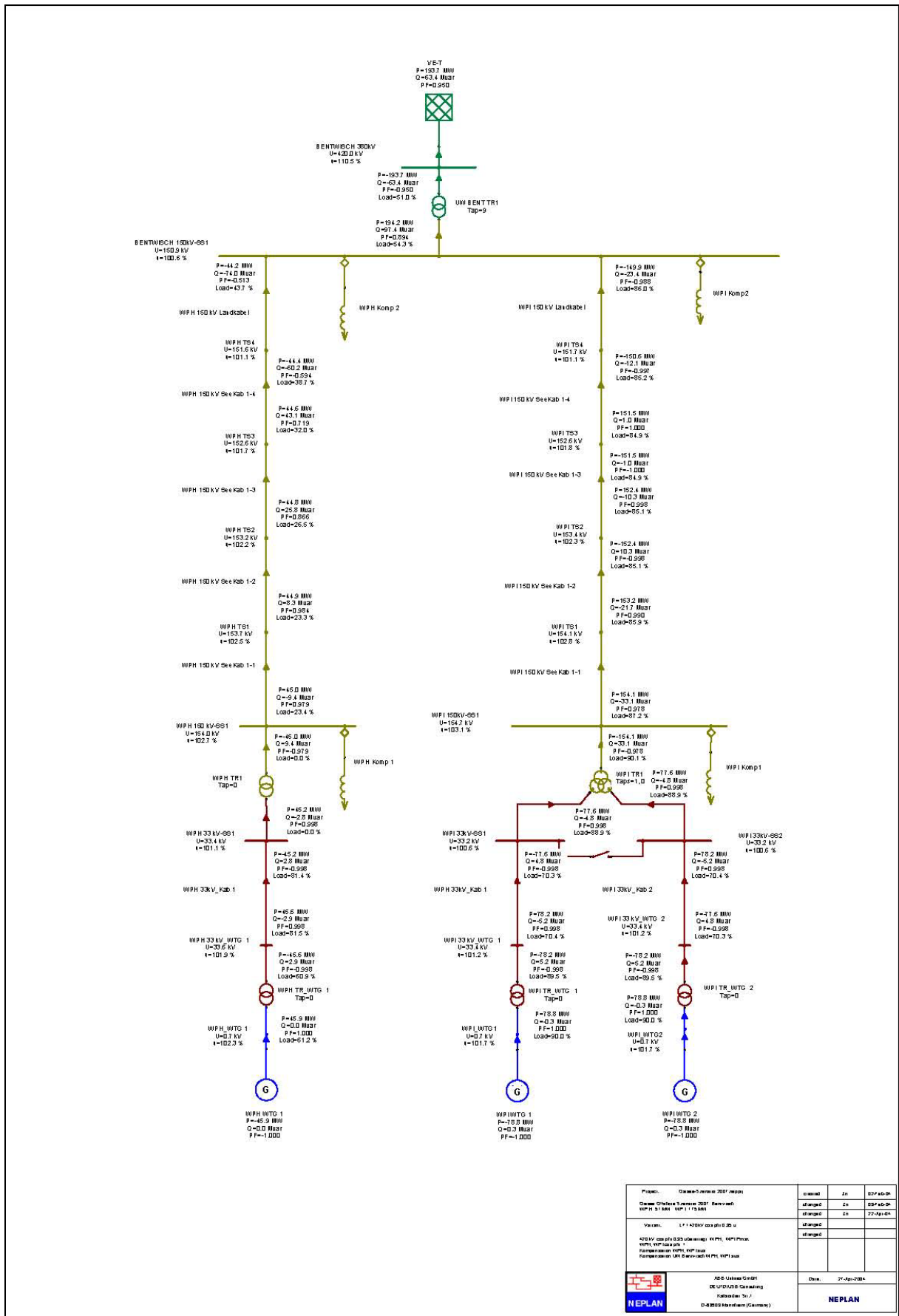


Abbildung A-3: Variante LF1 420 kV cos phi=0.95 ü



Project:	Onshore 3.0 MW (2017/2018)	created	in	2017-03-08
Client:	Onshore 3.0 MW (2017/2018)	changed	in	2017-03-08
Version:	1.1 LF1 420kV cos phi 0.95 ü	changed	in	2017-03-08
Notes:	420 kV cos phi 0.95 übertragungs LF1, WPI-Projekt WPI, WPI-Projekt Komponenten WPI, WPI-Projekt Komponenten WPI, WPI-Projekt			
NEPLAN	AD-System GmbH DE UFDIUS Consulting Kulmbacher Str. 1 D-93833 Kersdorf (Germany)	Drawn:		27-Nov-2014
				NEPLAN

Abbildung A-4: Variante LF2 350 kV cos phi=0.95 ü

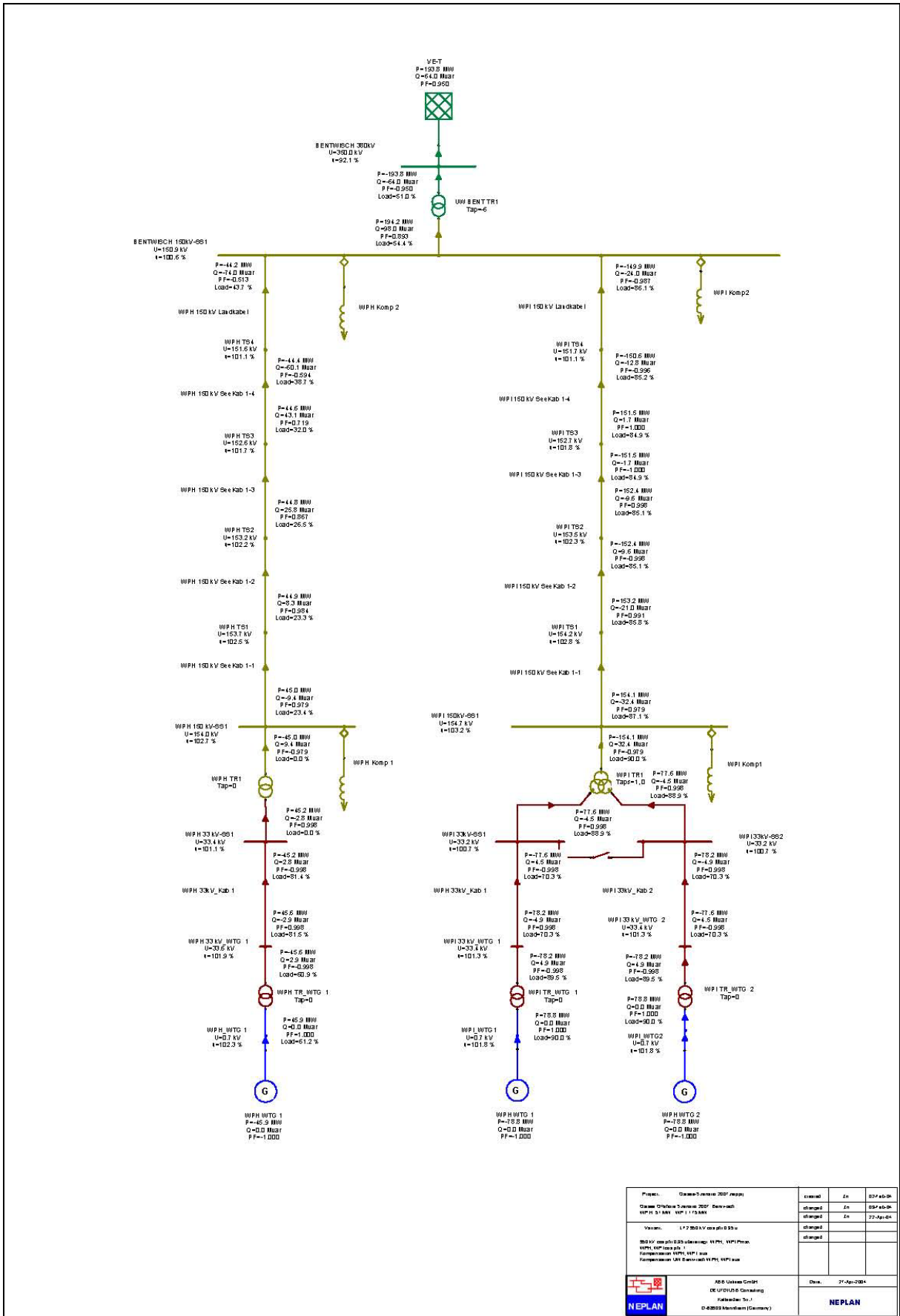


Abbildung A-8: LF6 440 kV cos phi=1

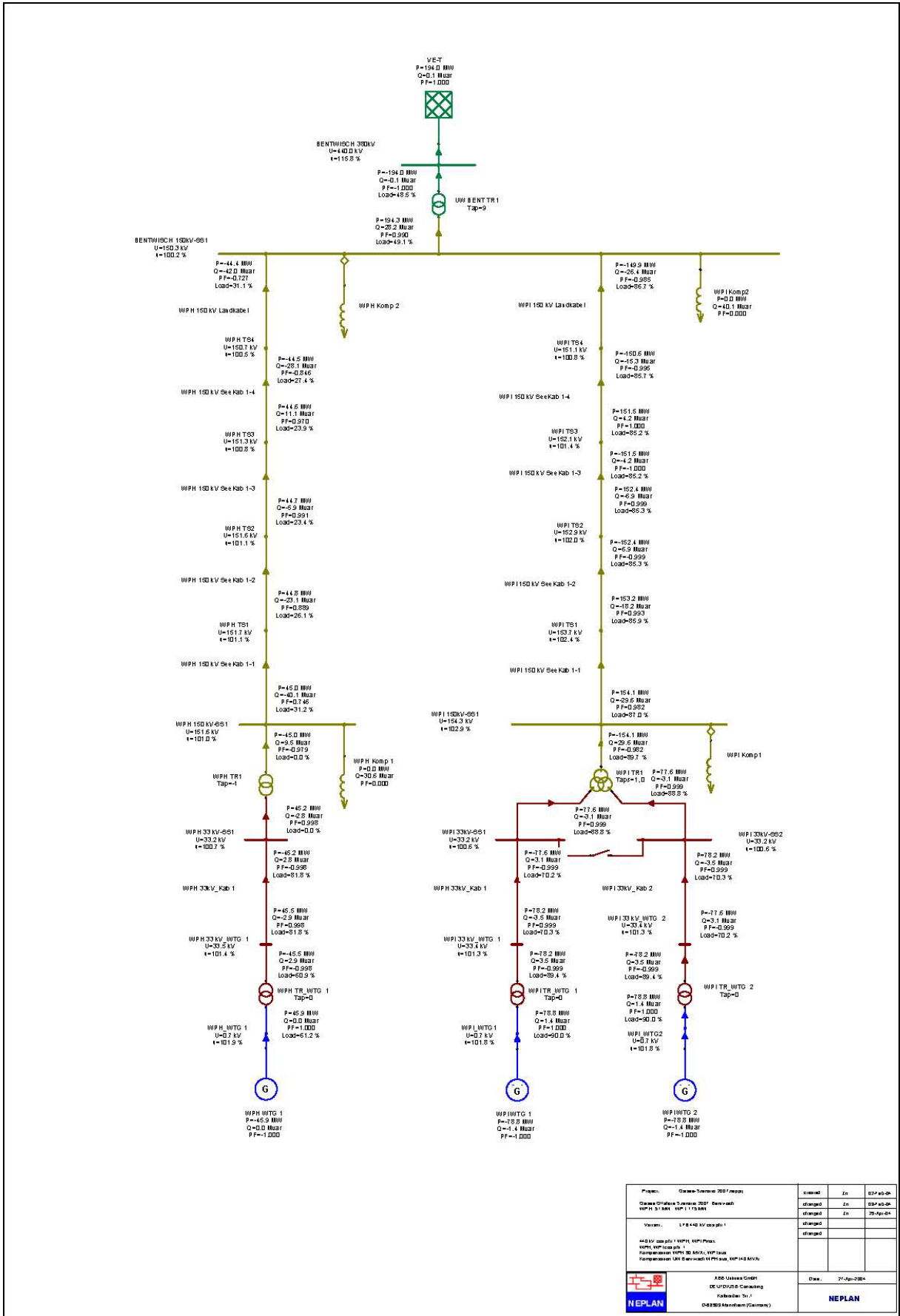


Abbildung A-9: LF7 440 kV Leerlauf

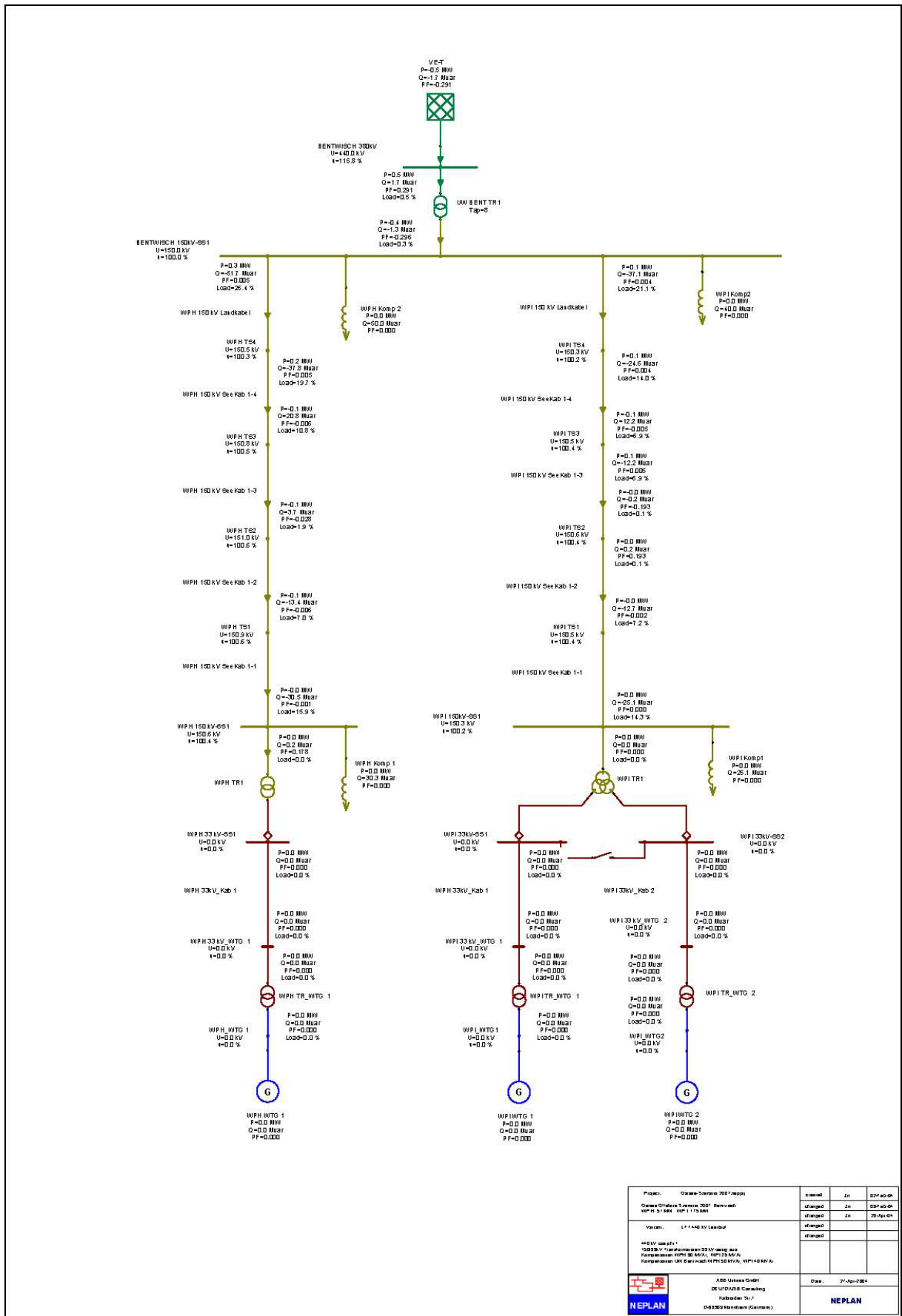


Abbildung A-11: Variante LF1 420 kV cos phi=0.95 ü

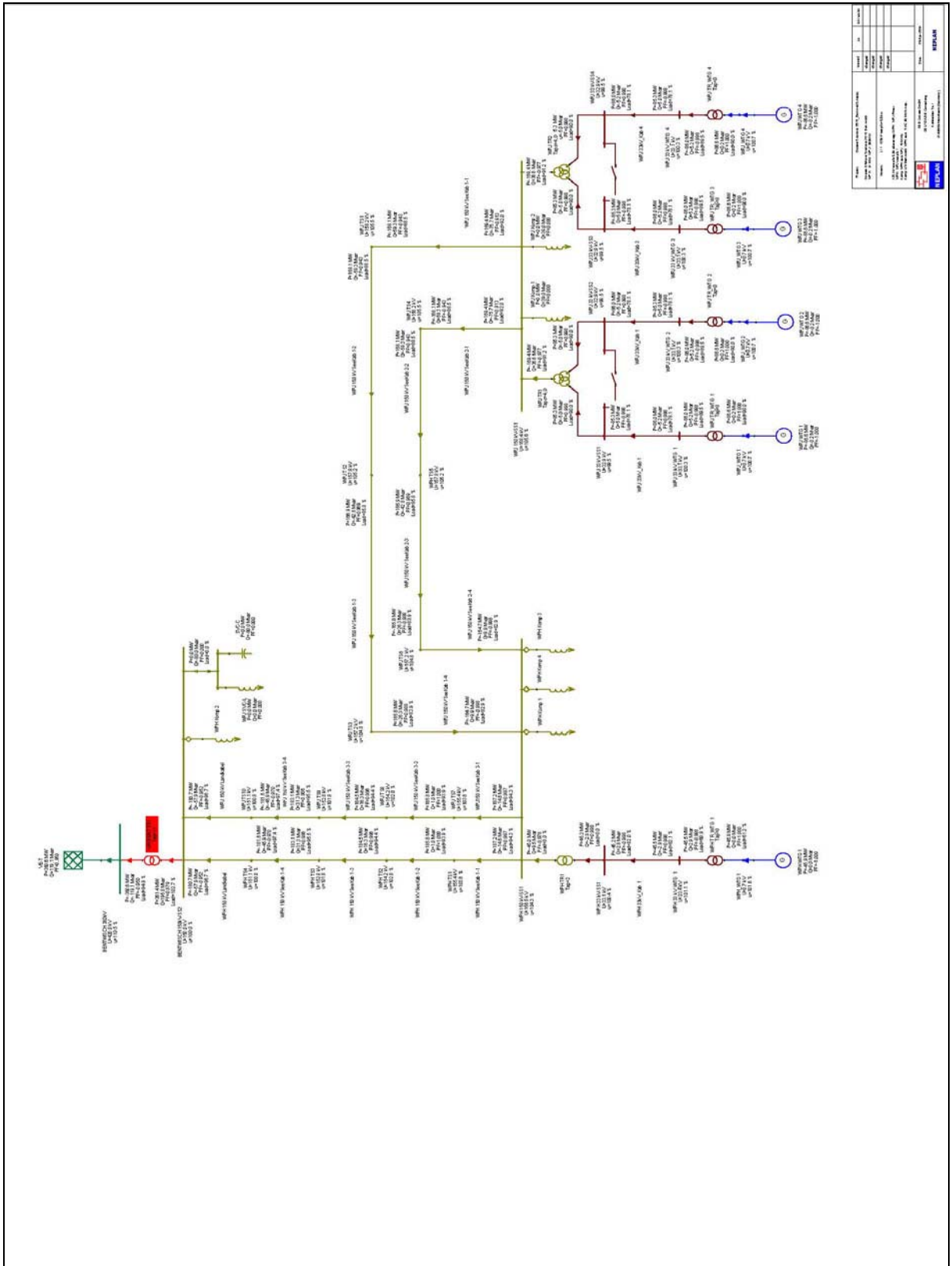


Abbildung A-12: Variante LF2 350 kV $\cos \phi=0.95 \ddot{u}$

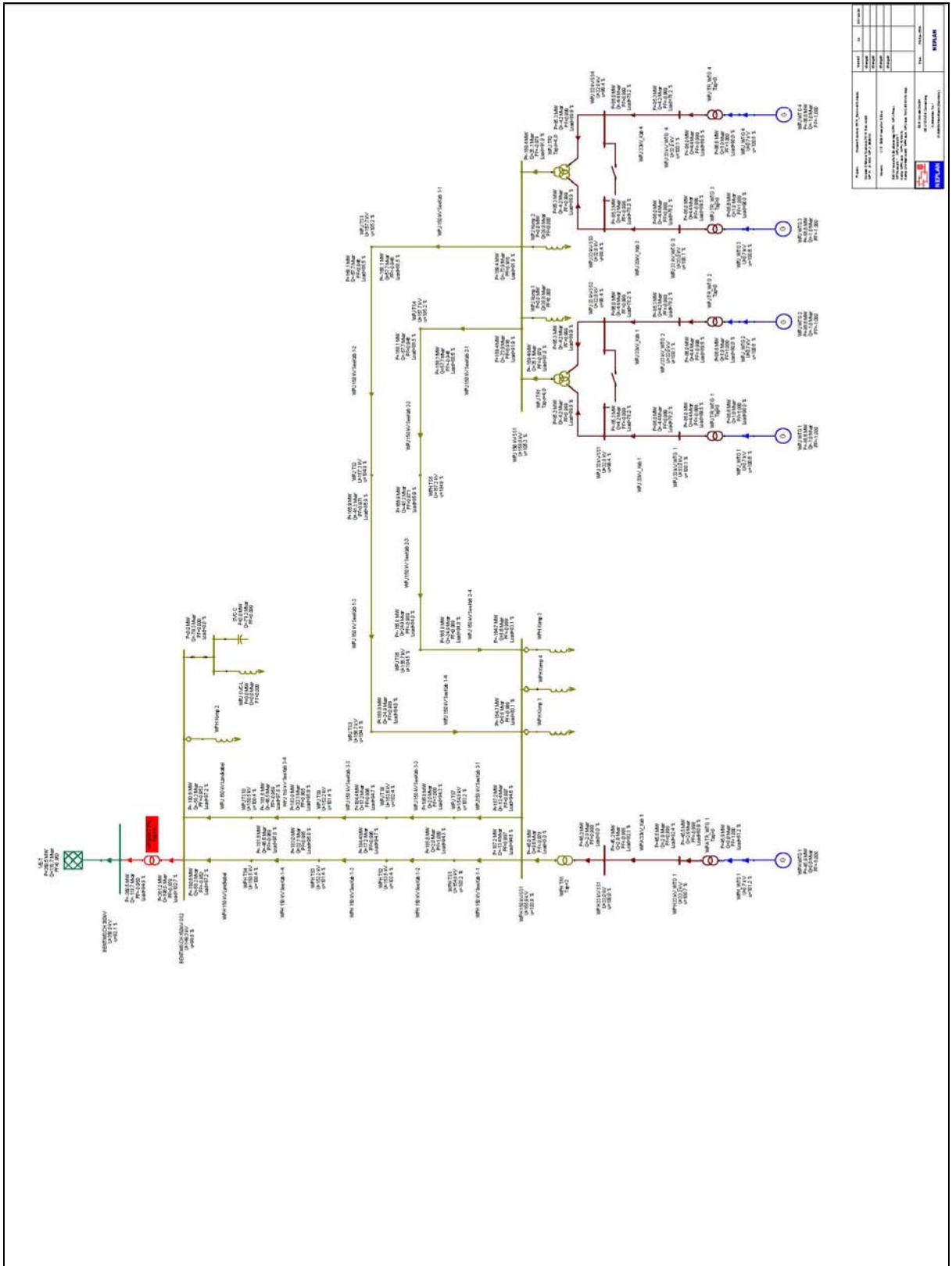
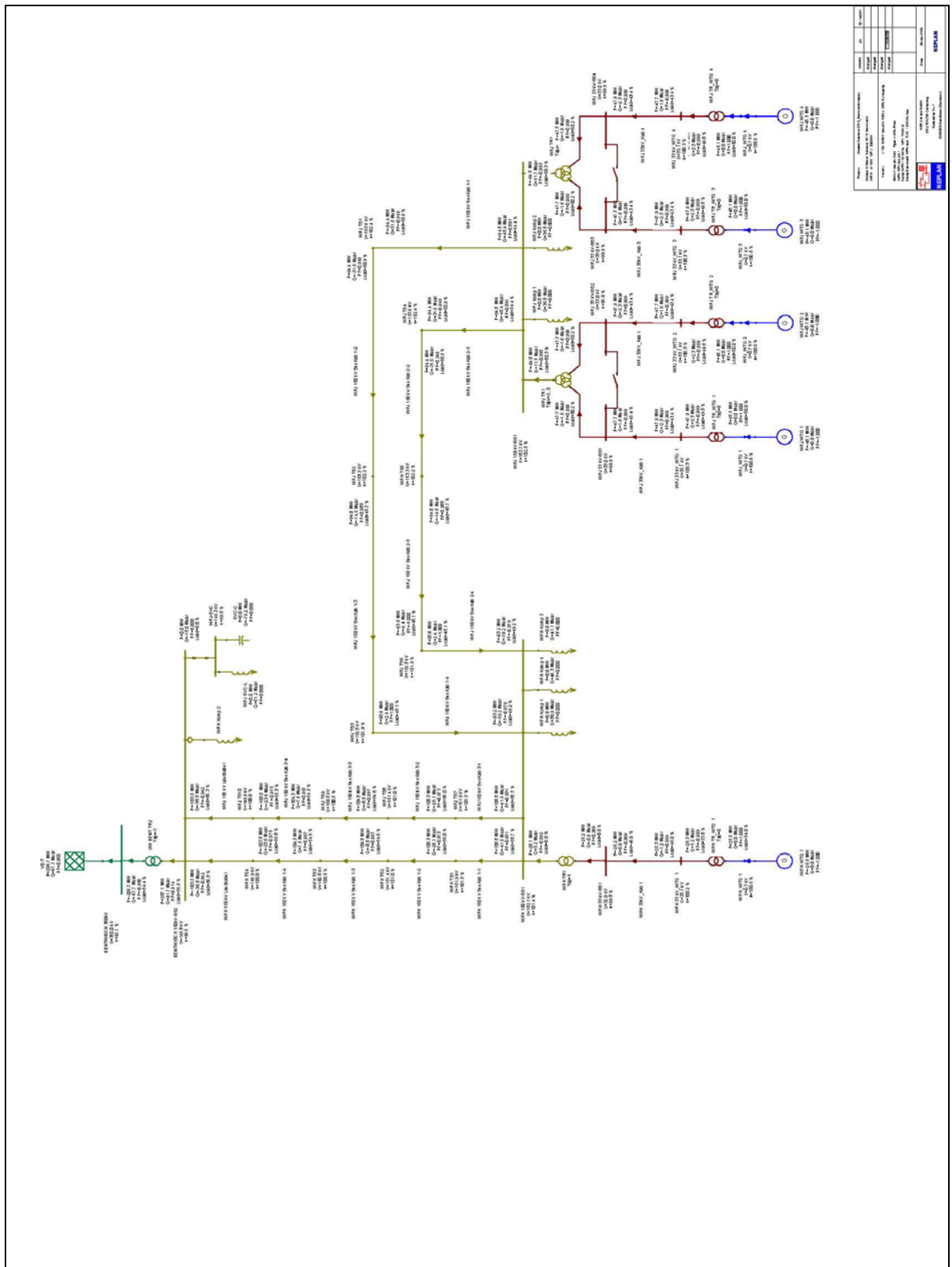


Abbildung A-13: LF2a 350 kV cos phi=0.95 ü 50% Erzeugung



Blatt	von	Blatt	von
1	1	1	1
Name: Datum: Projekt: Zeichner: Geprüft: Freigegeben:			

Abbildung A-14: LF2b 350kV $\cos \phi=0.95$ ü 50% Erzeugung

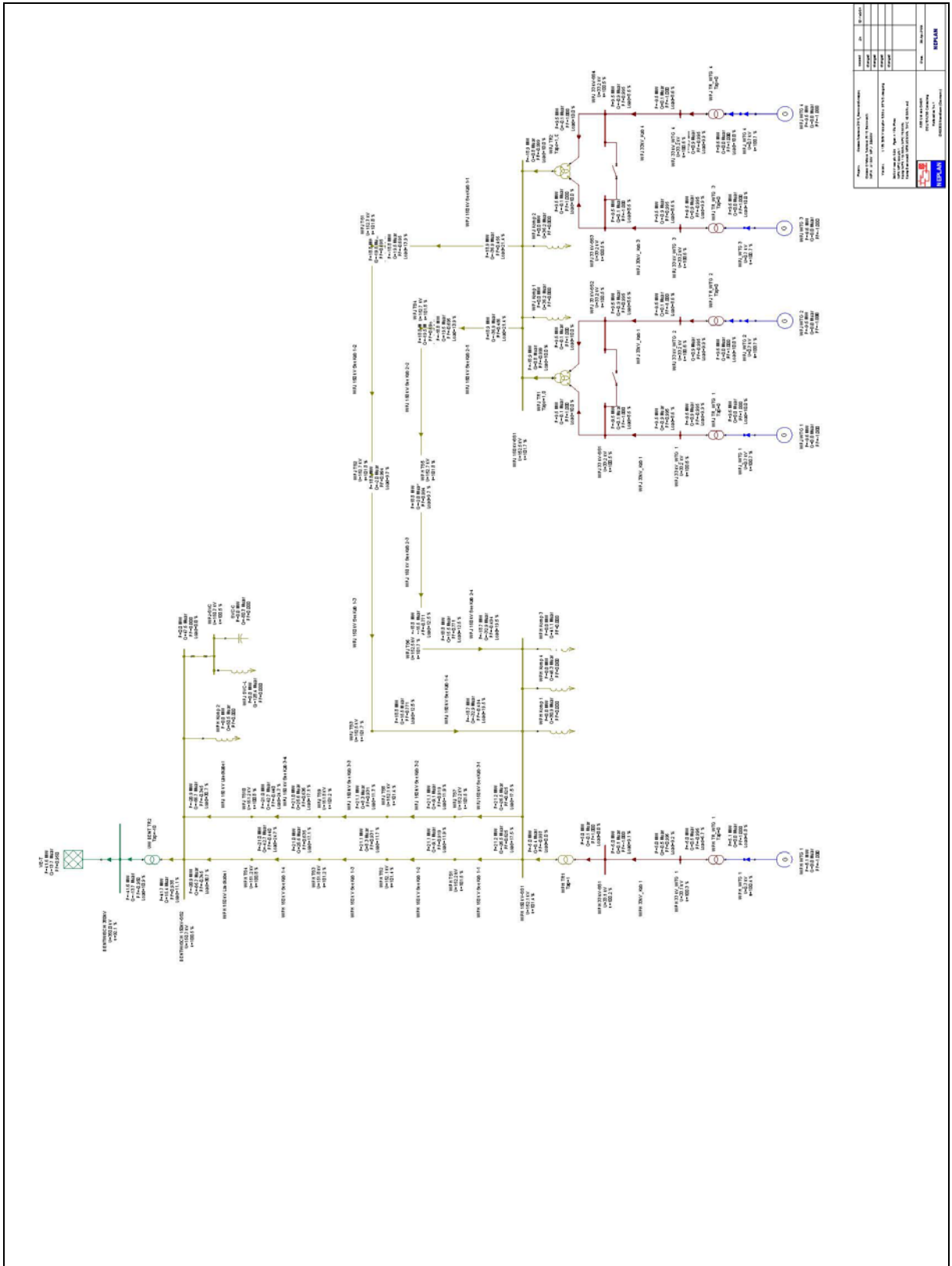
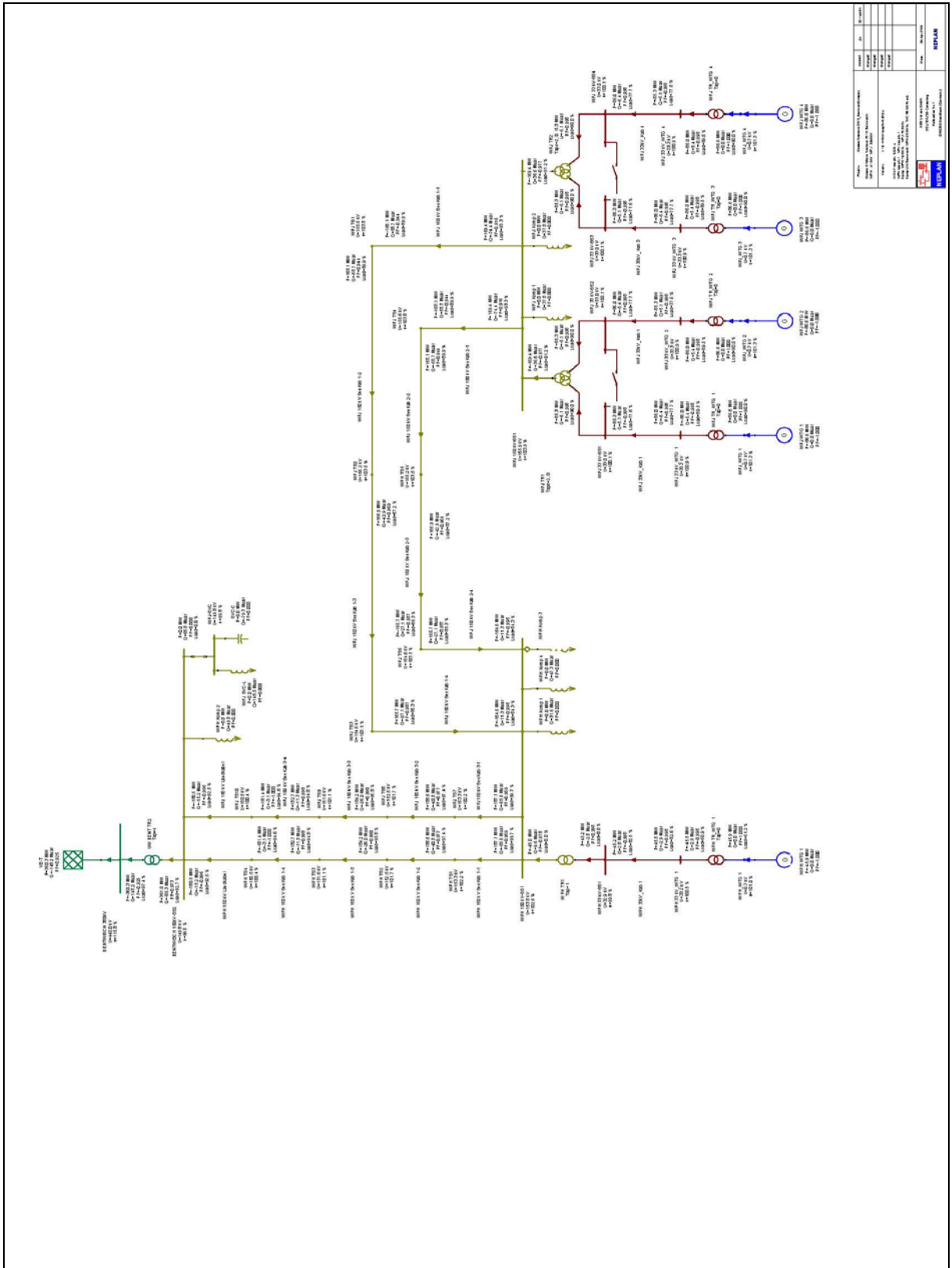


Abbildung A-17: LF5 440 kV cos phi=0.925 u



PROJEKT		ZEICHNUNG	
Nr.	Bezeichnung	Nr.	Bezeichnung
1	Systemauslegung	1	Systemauslegung
2	Systemauslegung	2	Systemauslegung
3	Systemauslegung	3	Systemauslegung
4	Systemauslegung	4	Systemauslegung
5	Systemauslegung	5	Systemauslegung
6	Systemauslegung	6	Systemauslegung
7	Systemauslegung	7	Systemauslegung
8	Systemauslegung	8	Systemauslegung
9	Systemauslegung	9	Systemauslegung
10	Systemauslegung	10	Systemauslegung
11	Systemauslegung	11	Systemauslegung
12	Systemauslegung	12	Systemauslegung
13	Systemauslegung	13	Systemauslegung
14	Systemauslegung	14	Systemauslegung
15	Systemauslegung	15	Systemauslegung
16	Systemauslegung	16	Systemauslegung
17	Systemauslegung	17	Systemauslegung
18	Systemauslegung	18	Systemauslegung
19	Systemauslegung	19	Systemauslegung
20	Systemauslegung	20	Systemauslegung

Abbildung A-19: LF5b 440 kV cos phi 0.925 u 10% Erzeugung

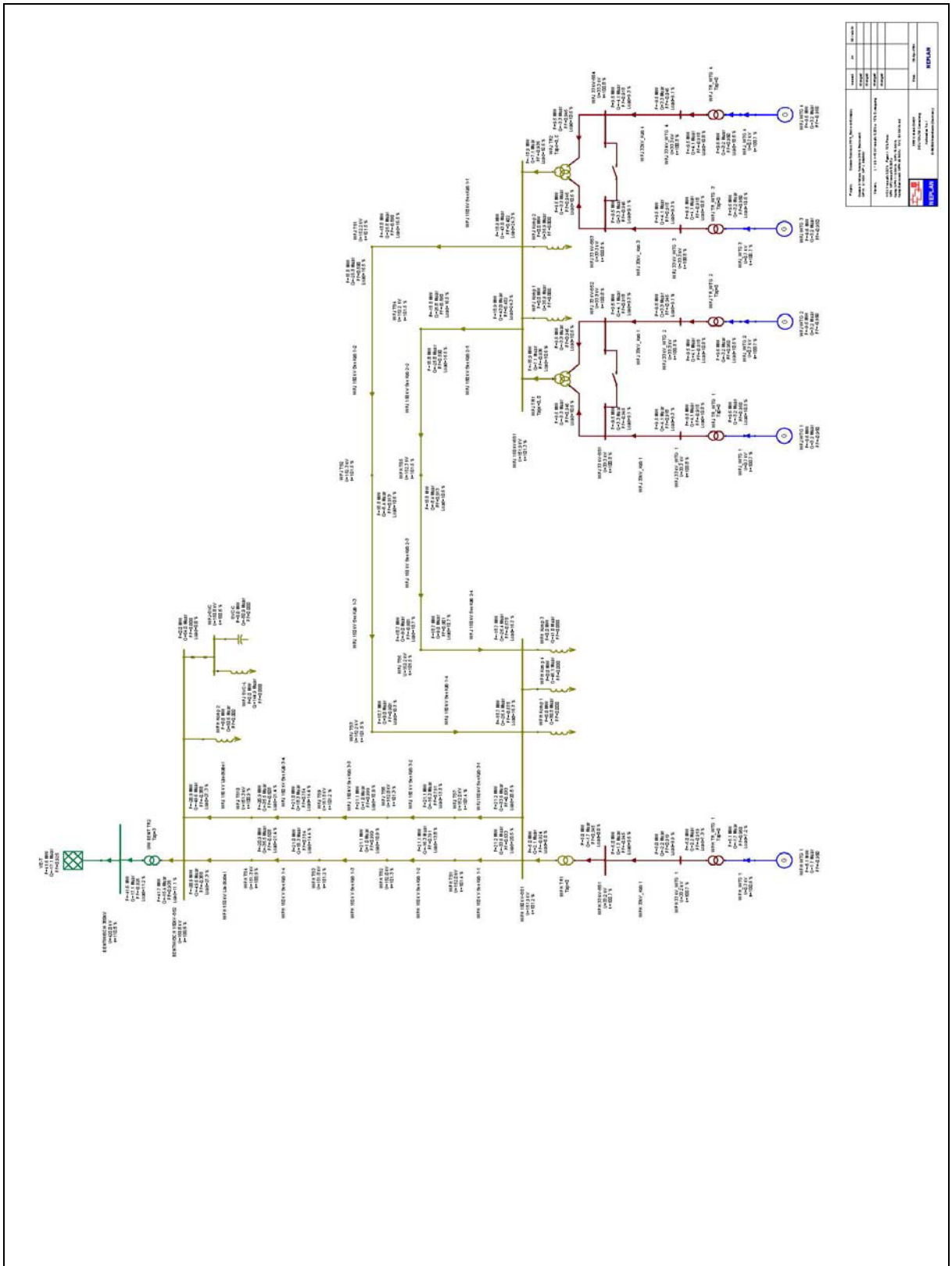


Abbildung A-20: LF6 440 kV cos phi=1

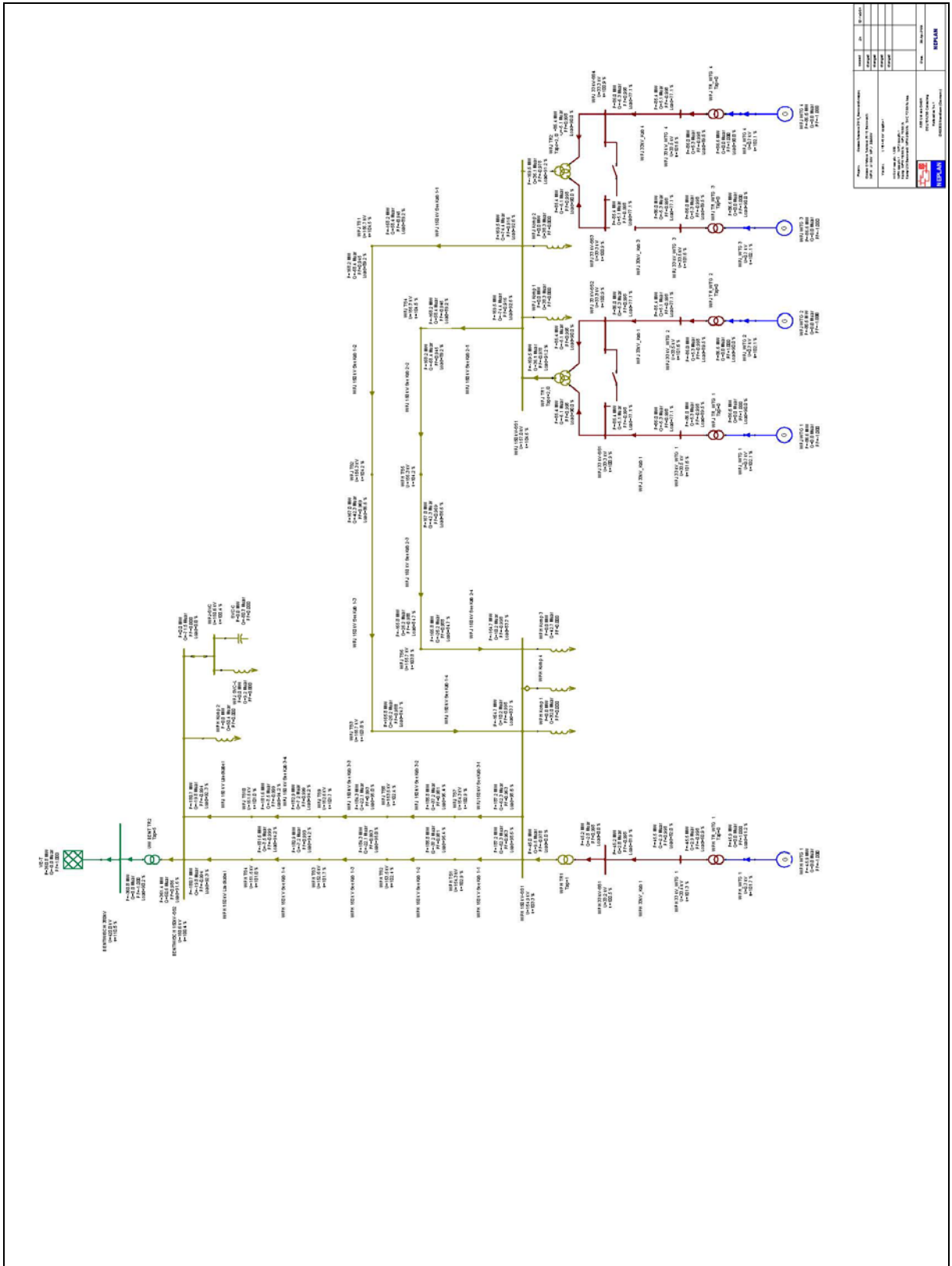
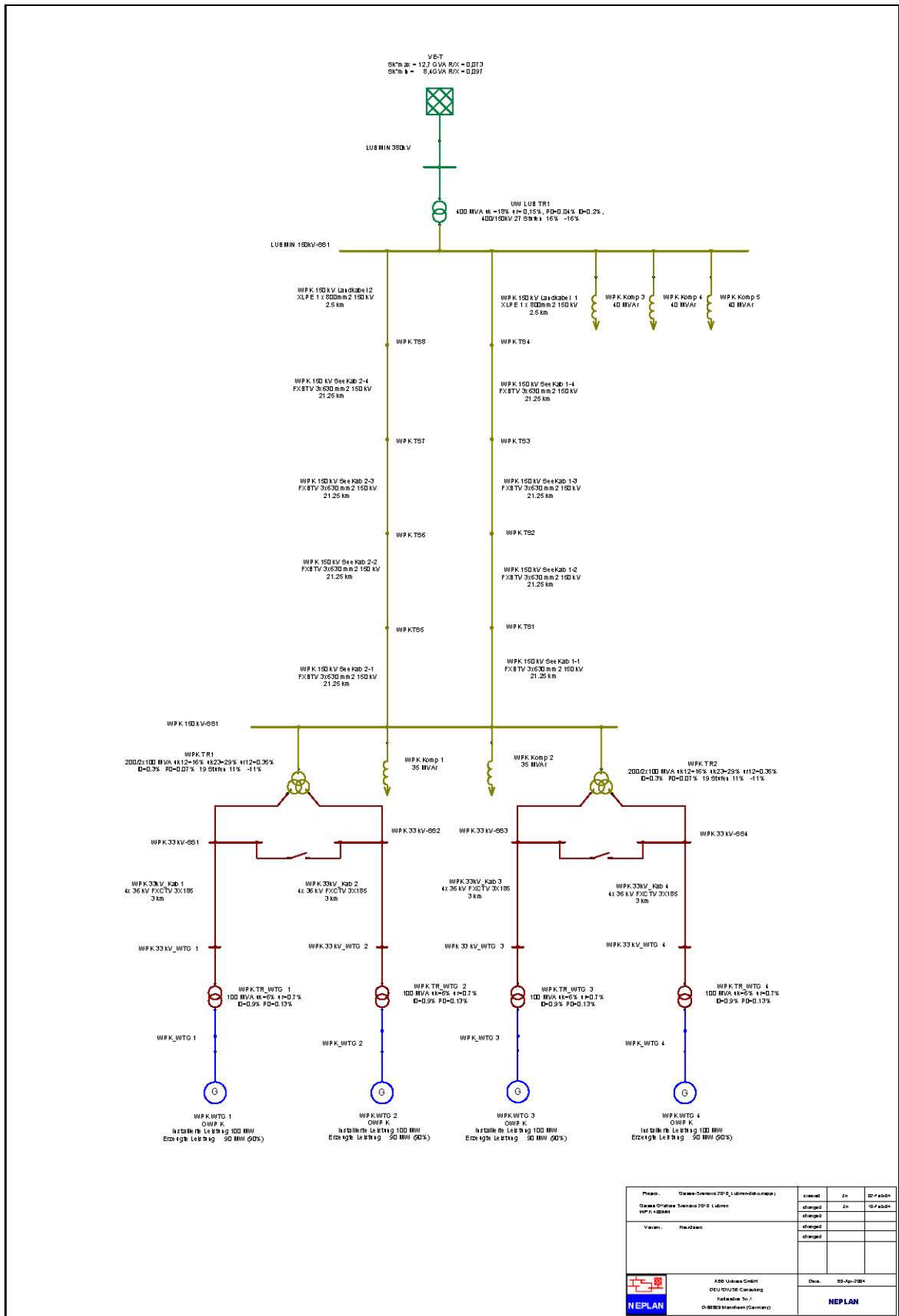
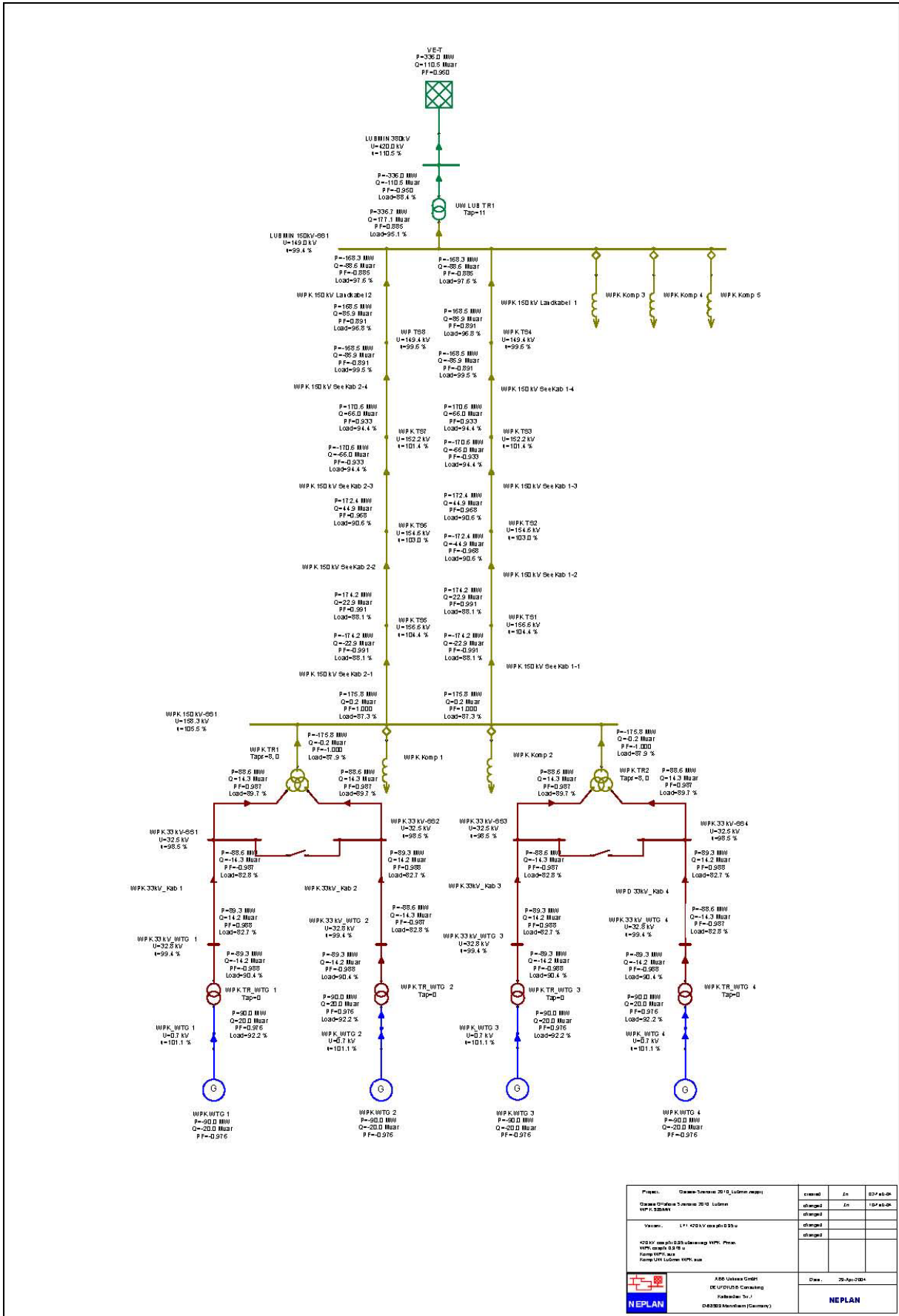


Abbildung A-22: Netzdaten Ostsee Szenario 2010 Lubmin



Phase	Case Scenario 2010_Lubmin (kV)	Created	Za	SP-Code
WPK 1-4	Case Ostsee Szenario 2010 Lubmin WPK 1-4	changed	Za	SP-Code
Value	Neubau	changed		
		changed		
100 Lubmin Grid DEU/100 kV Corridor Kabinett Str. D-80333 München (Germany)		Date	20-Feb-2014	
		NEPLAN		

Abbildung A-23: LF1 420 kV cos phi=0.95 ü



Projekt:	Onshore-Teilnetz 2010, Lüdem, neu	created:	Zn	07/14/08
Onshore-Teilnetz 2010, Lüdem, neu		changed:	Zn	10/14/08
WPK K. 33kV		changed:		
Version:	LF1 420 kV cos phi=0.95 ü	changed:		
420 kV cos phi=0.95 ü		changed:		
WPK, WPK WS, WPK TR, WPK TR WS, WPK TR WS WS, WPK TR WS WS WS		changed:		
NEPLAN	420 kV cos phi=0.95 ü	created:	Zn	07/14/08
NEPLAN	DE/ULINUS Consulting	changed:		
NEPLAN	Kabobahn, Str. 1	changed:		
NEPLAN	042693 Mannheim (Germany)	changed:		

Abbildung A-24: LF2 350 kV cos phi=0.95 ü

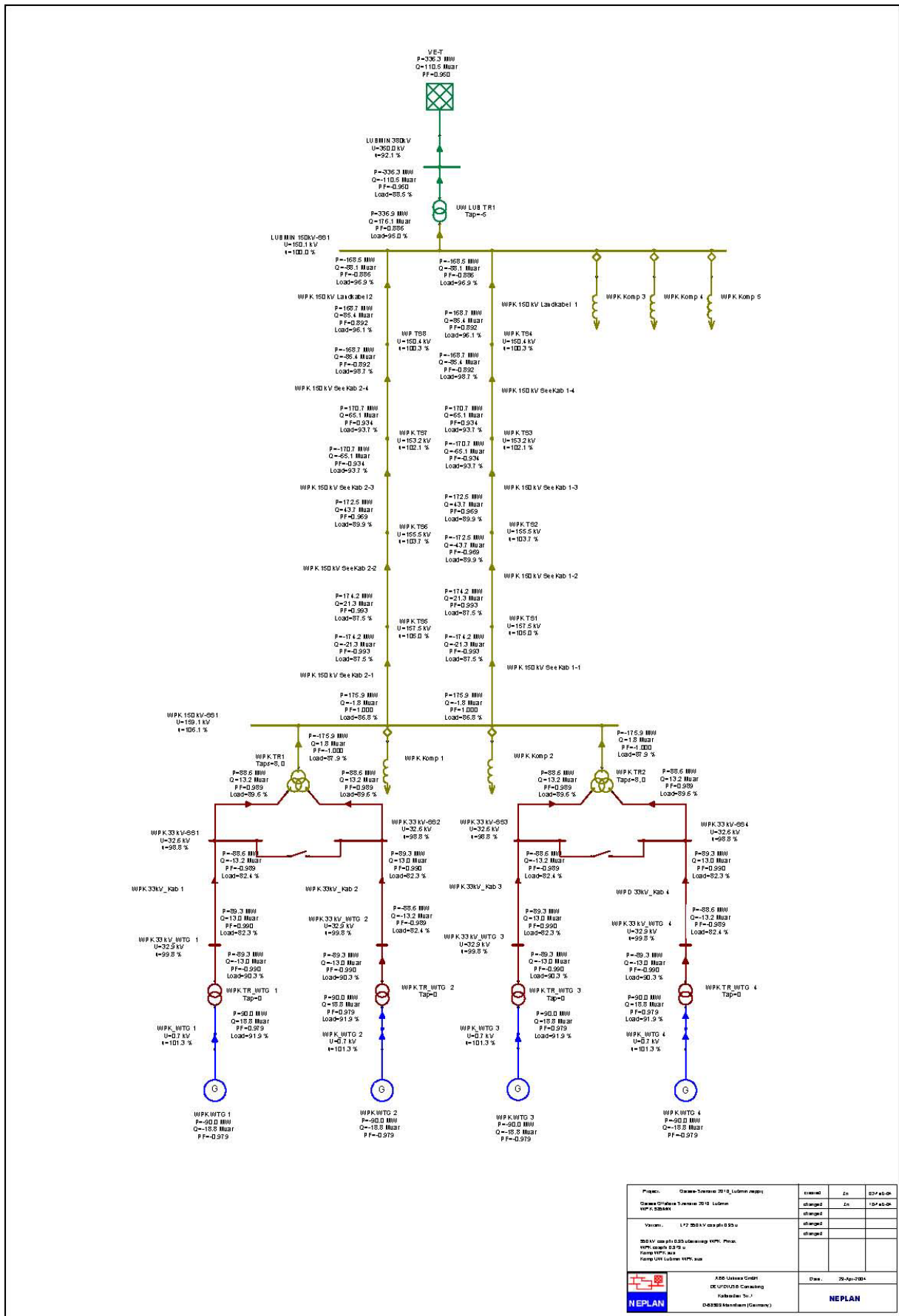


Abbildung A-25: LF3 360 kV cos phi=1

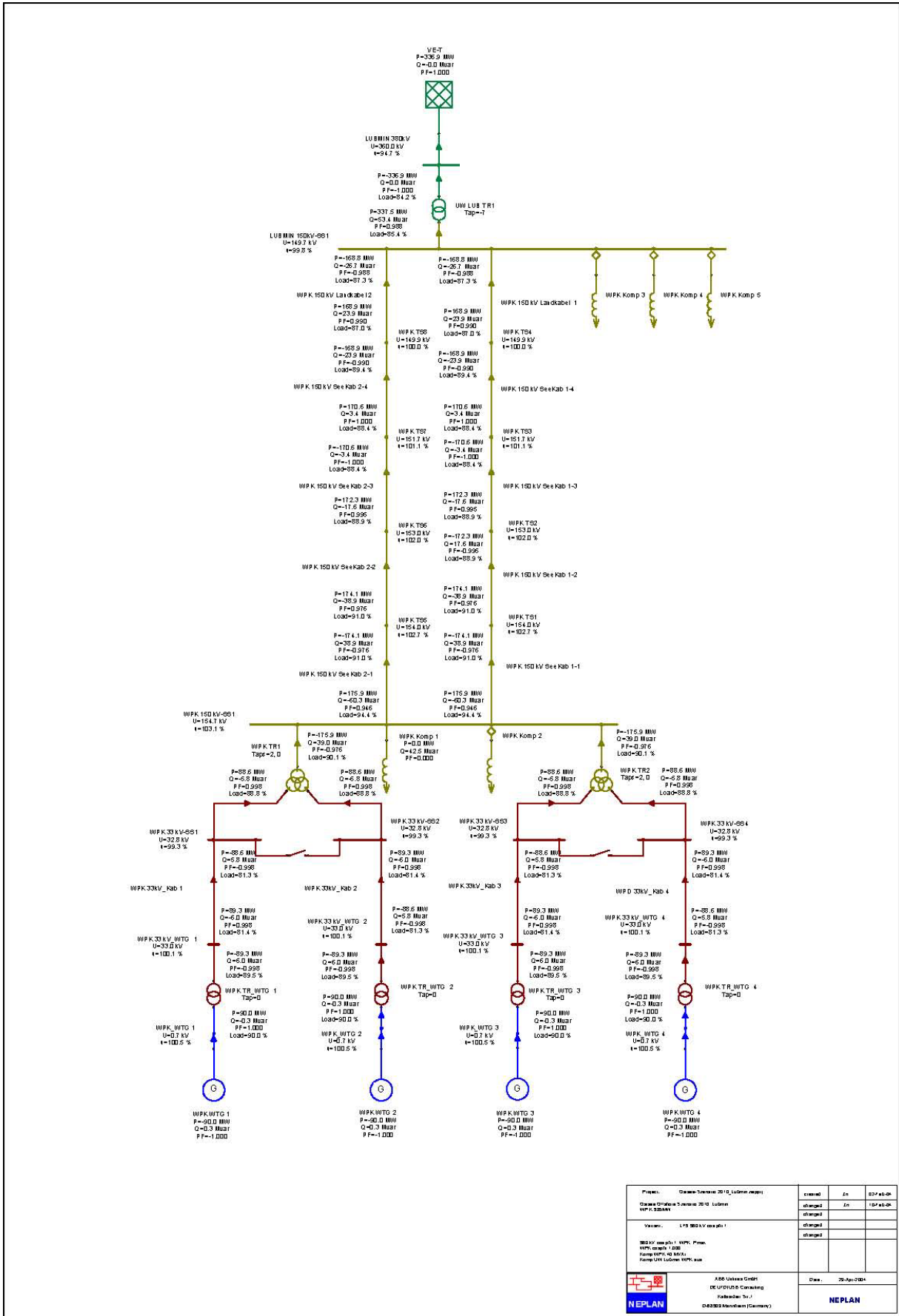


Abbildung A-26: LF4 380 kV cos phi=0.925 u

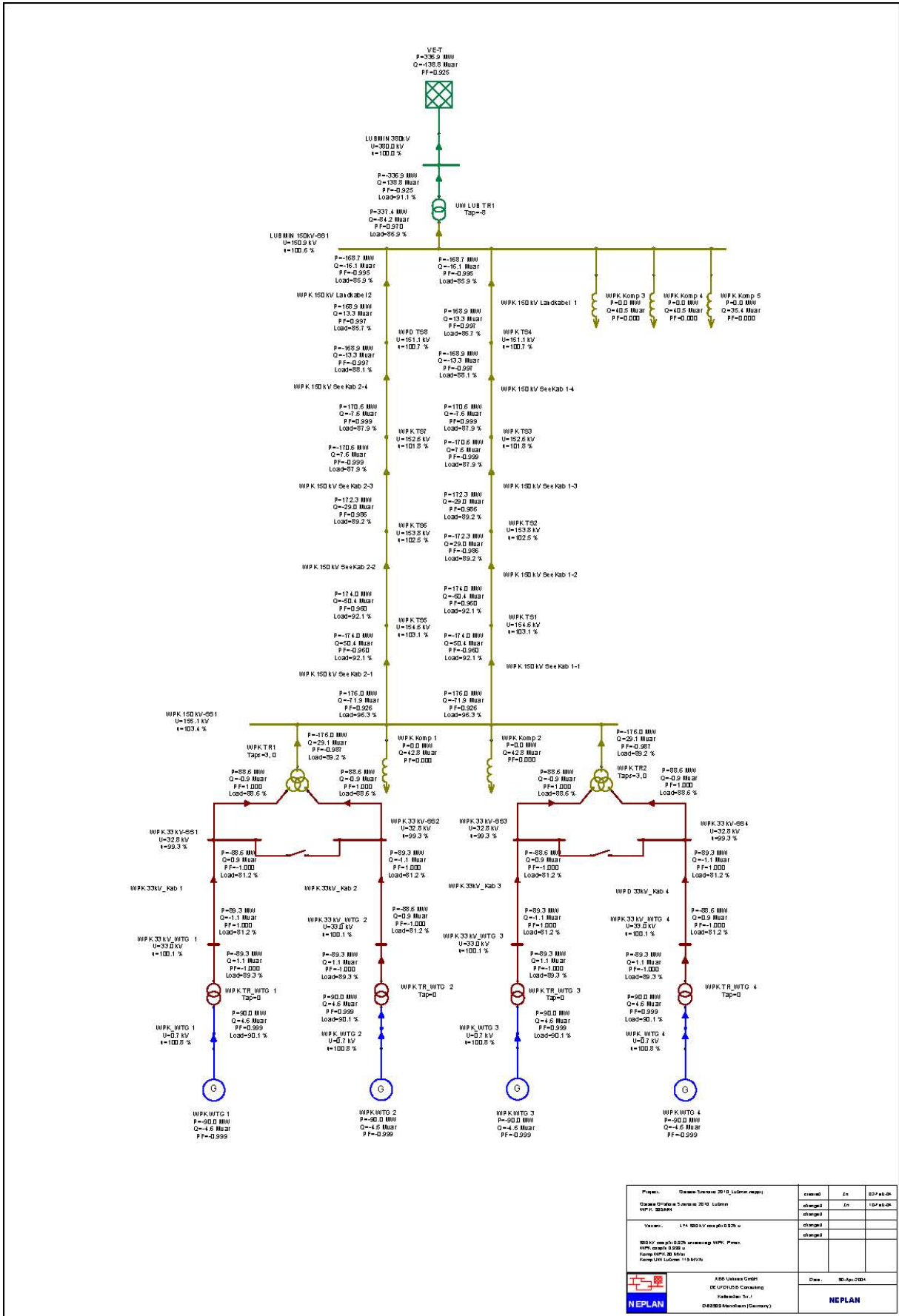
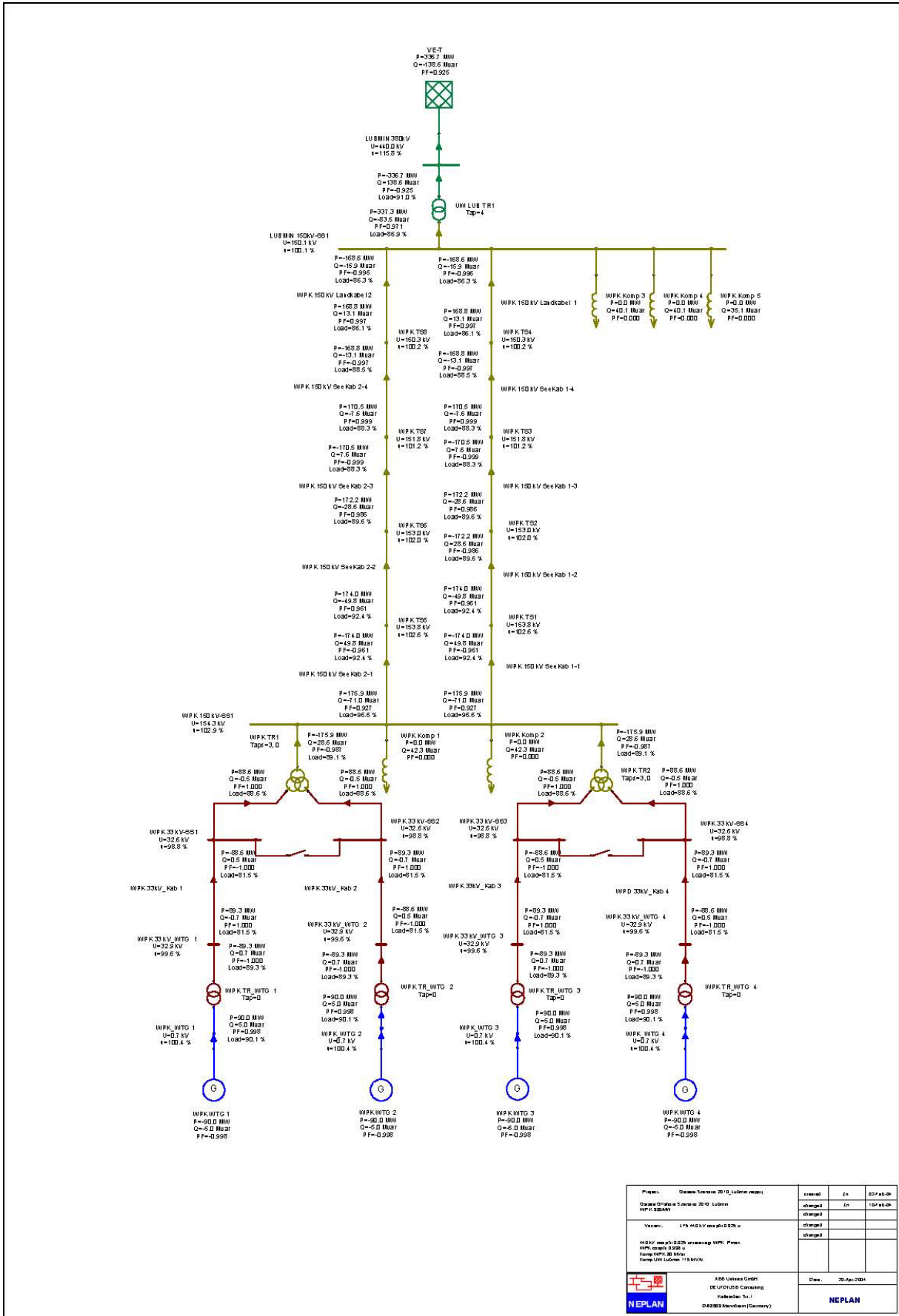


Abbildung A-27: LF5 440 kV cos phi=0.925 u



Projekt	Offshore-Transmission 2010, Lüdemmen	Übersicht	Zustand	Erstellt	2010-08-08
Offshore-Transmission 2010, Lüdemmen	WPK 5.0000	Übersicht	Geändert	Zustand	2010-08-08
Version	1.15 440 kV cos phi 0.925 u	Übersicht	Geändert		
440 kV cos phi 0.925 Übertragung WPK, Power, WPK, cos phi 0.925 u, Komp WPK 33 kV, Komp WPK Lüdemmen 115 MW		Übersicht	Geändert		
NEPLAN	440 kV cos phi 0.925 Übertragung WPK, Power, WPK, cos phi 0.925 u, Komp WPK 33 kV, Komp WPK Lüdemmen 115 MW	DE/PLANSYS Consulting	Katharina Str. 1	D-83053 Kirchdorf (Germany)	NEPLAN

Abbildung A-28: LF6 440 kV cos phi=1

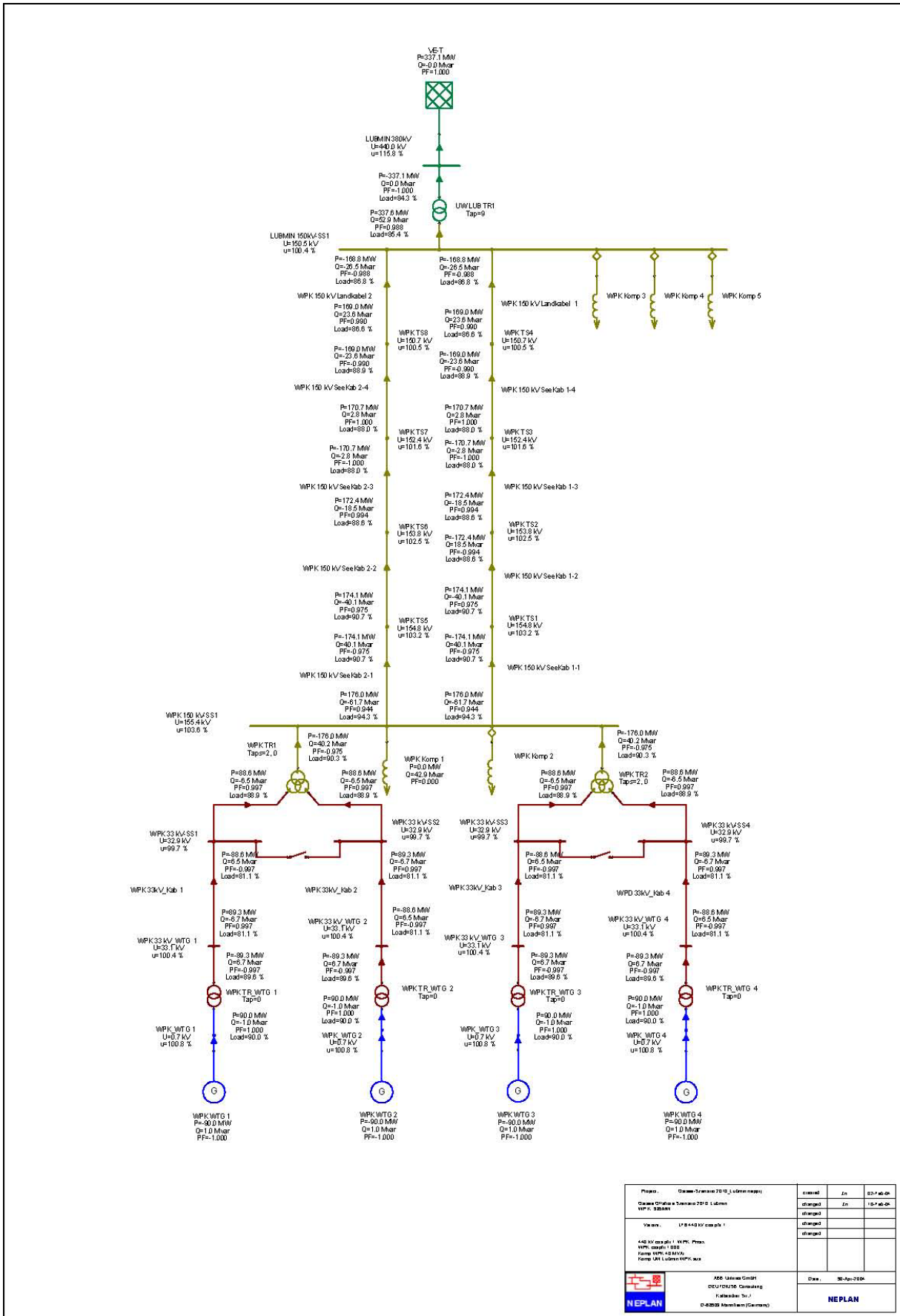
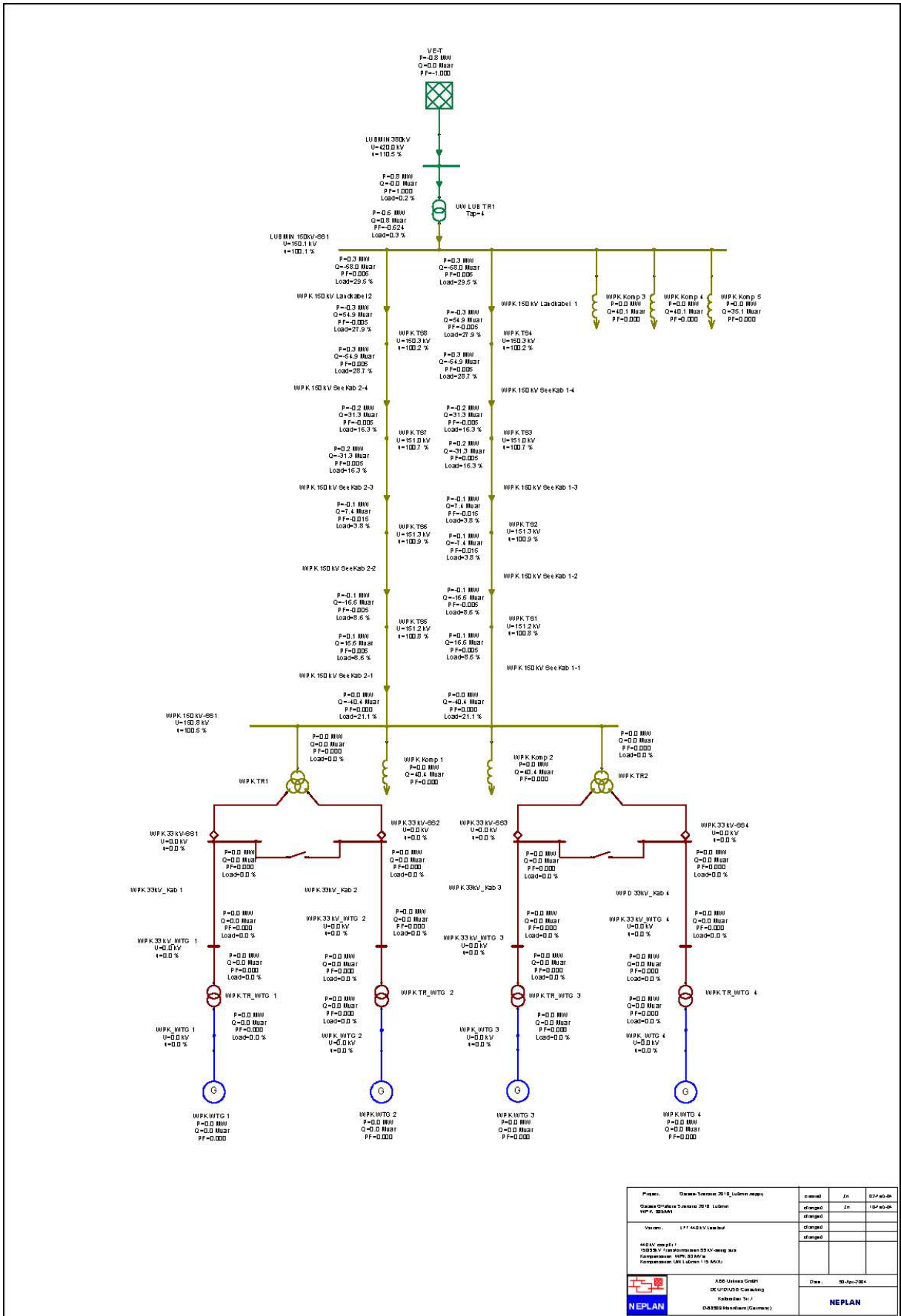


Abbildung A-29: LF7 440 kV Leerlauf



Projekt:	Offshore-Terminal 2010, Lüdem (offshore)	Geändert:	Zu:	07/14/2010
Client:	Offshore-Terminal 2010, Lüdem	Geändert:	Zu:	15/14/2010
WPK 33kV-SS1		Geändert:	Zu:	
Version:	LF7 440kV Leerlauf	Geändert:		
440kV Busbar 1 150kV Busbar 1 Komponenten: WPK 33kV-SS1 Komponenten: WPK 33kV-SS1 Komponenten: WPK 33kV-SS1		Geändert:		
NEPLAN	ABB Schaltplan Center © NEPLAN Consulting Kaltacker, Str. 1 04333 Brandenburg (Germany)	Datum:	05.10.2010	
		NEPLAN		

1.3 Szenario 2020

Abbildung A-30: Netzdaten Ostsee Offshore Szenario 2020 Bentwisch

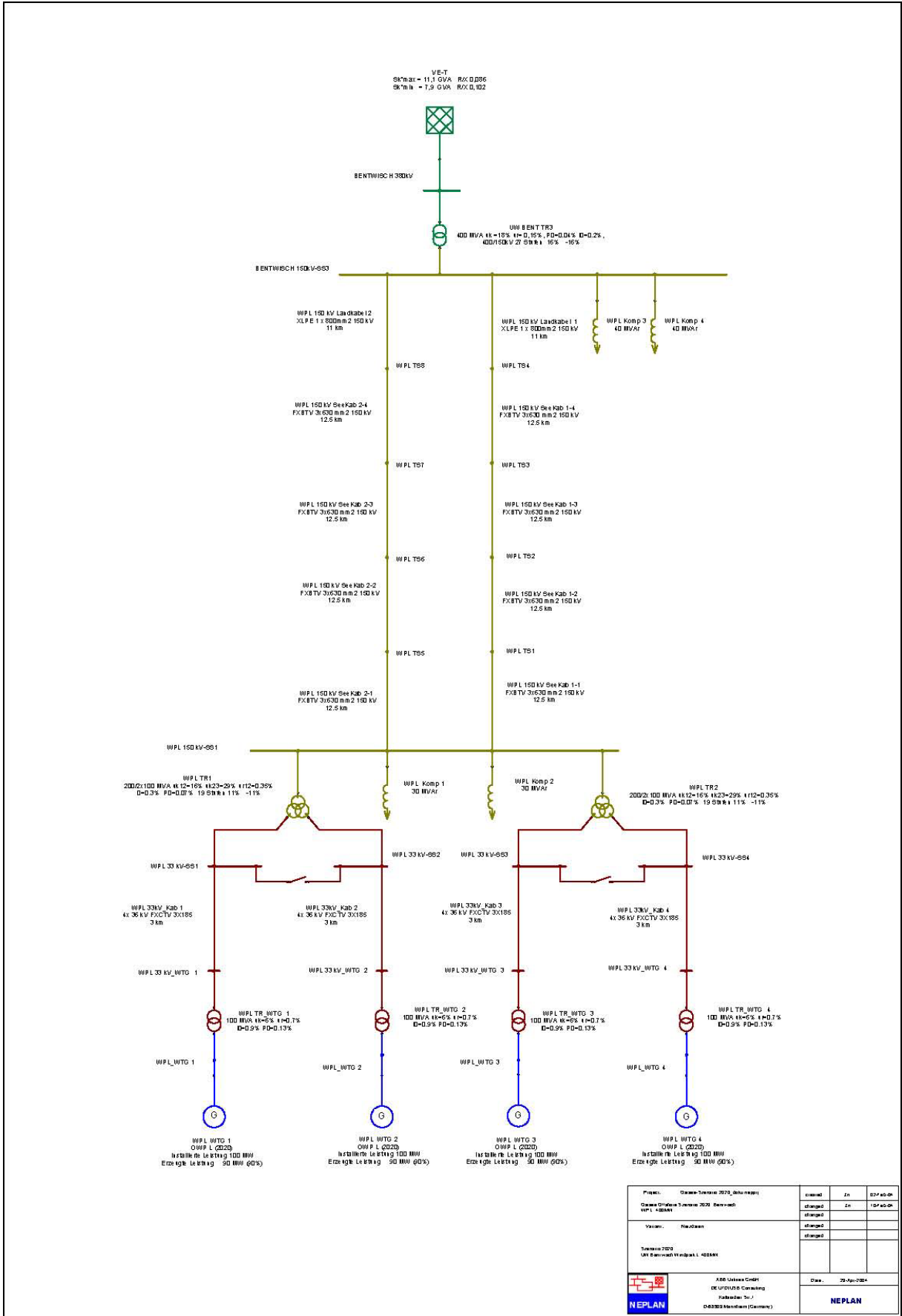


Abbildung A-31: LF1 420 kV cos phi=0.95 ü

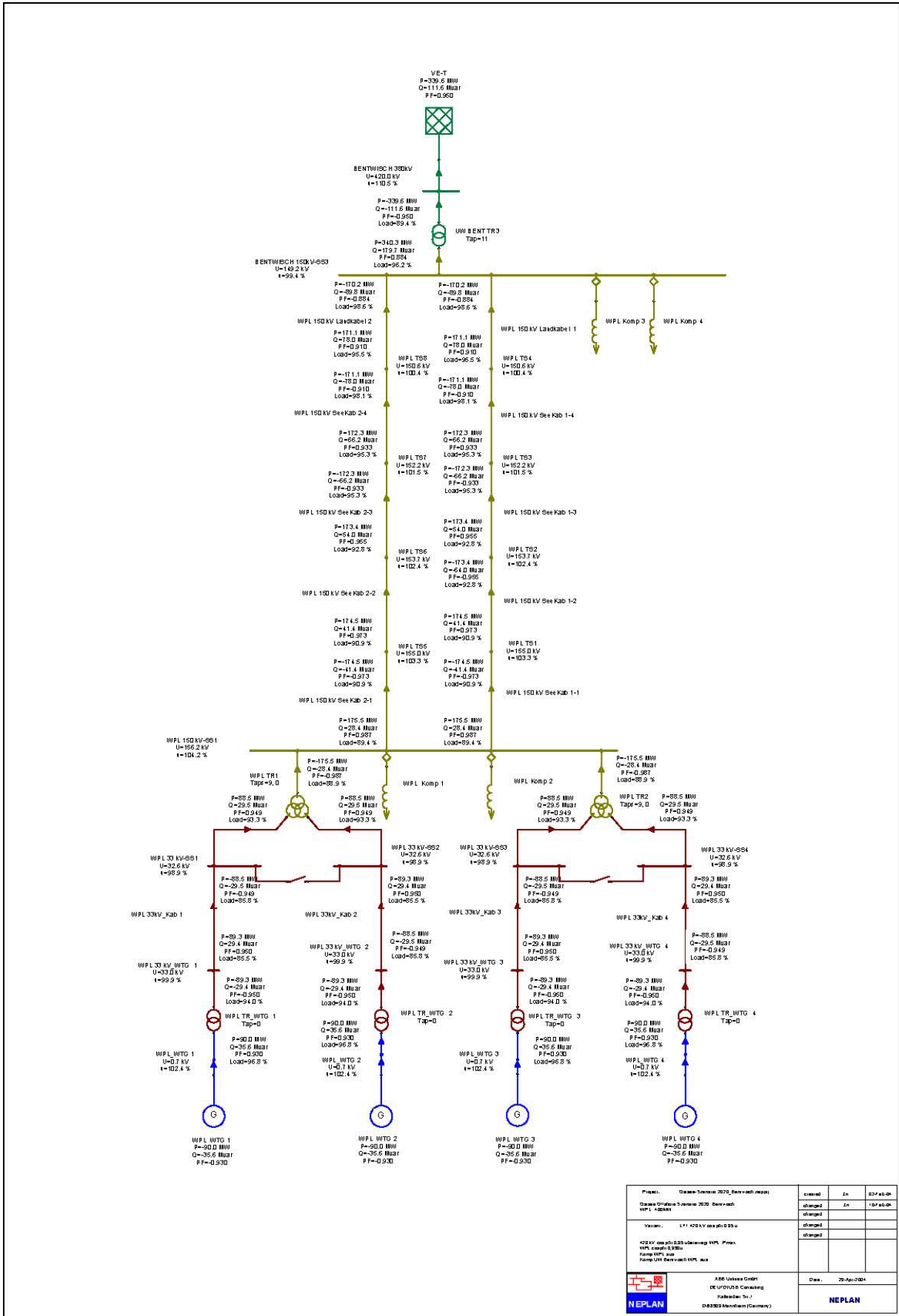
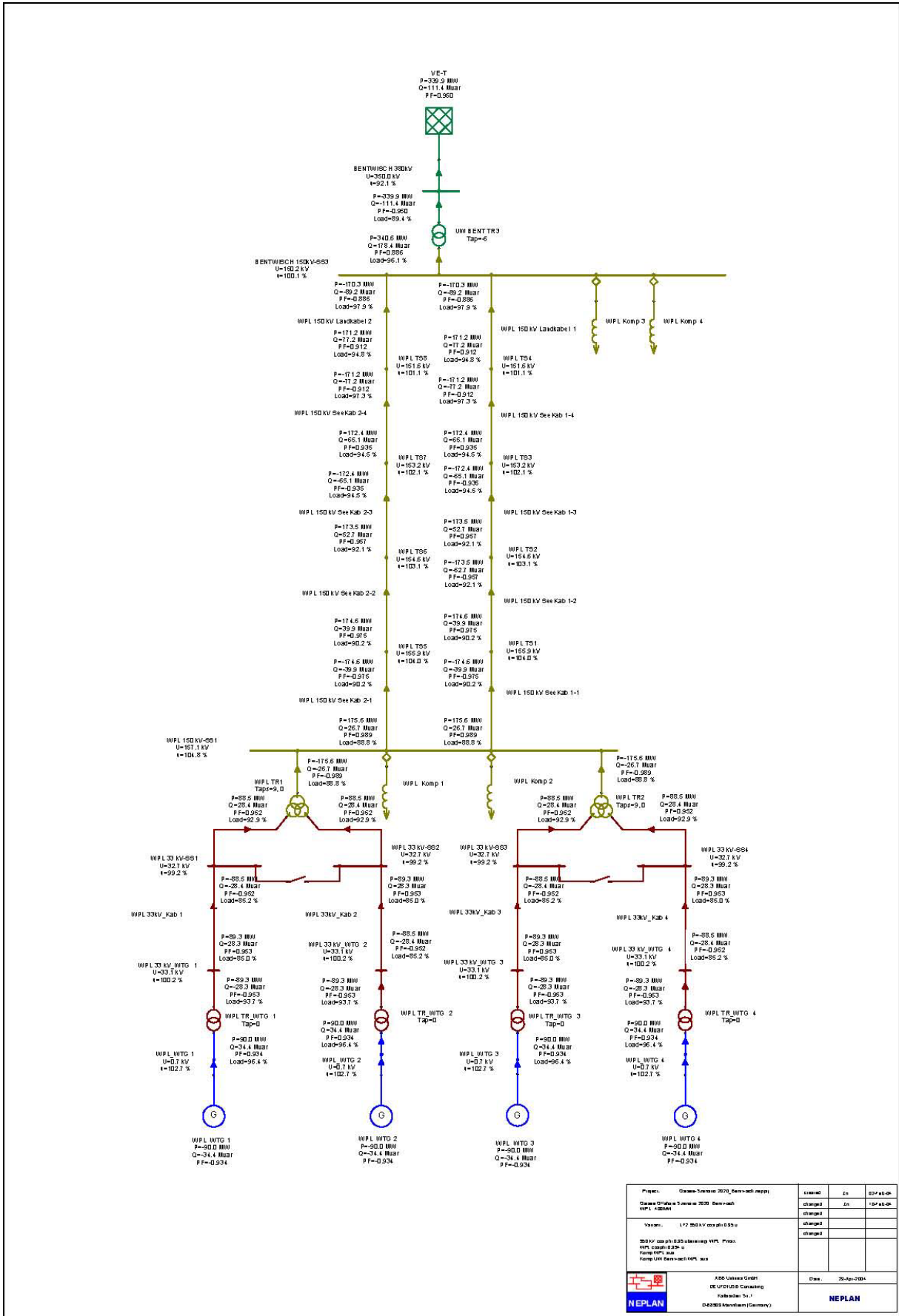


Abbildung A-32: LF2 350 kV cos phi 0.95 ü



Project	Case/Version	Created	In	Out
Case/Version	Case/Version 2020, Rev.001 (app)		changed	In
	Case/Version 2020, Rev.001 (app)		changed	In
Values	1:7 350 kV cos phi 0.95 ü		changed	
	350 kV cos phi 0.95 ü (offshore WPL, Proc. WPL, cos phi 0.95 ü, Komp WPL, see Komp WPL Rev.001 WPL, see)		changed	
ADD: Klausur GmbH DE/UD/US Consulting Karlsruhe, St. 1 D-85353 Kirchheim (Germany)		Drawn	28-Jun-2024	
		NEPLAN		

Abbildung A-35: LF5 440 kV cos phi=0.925 u

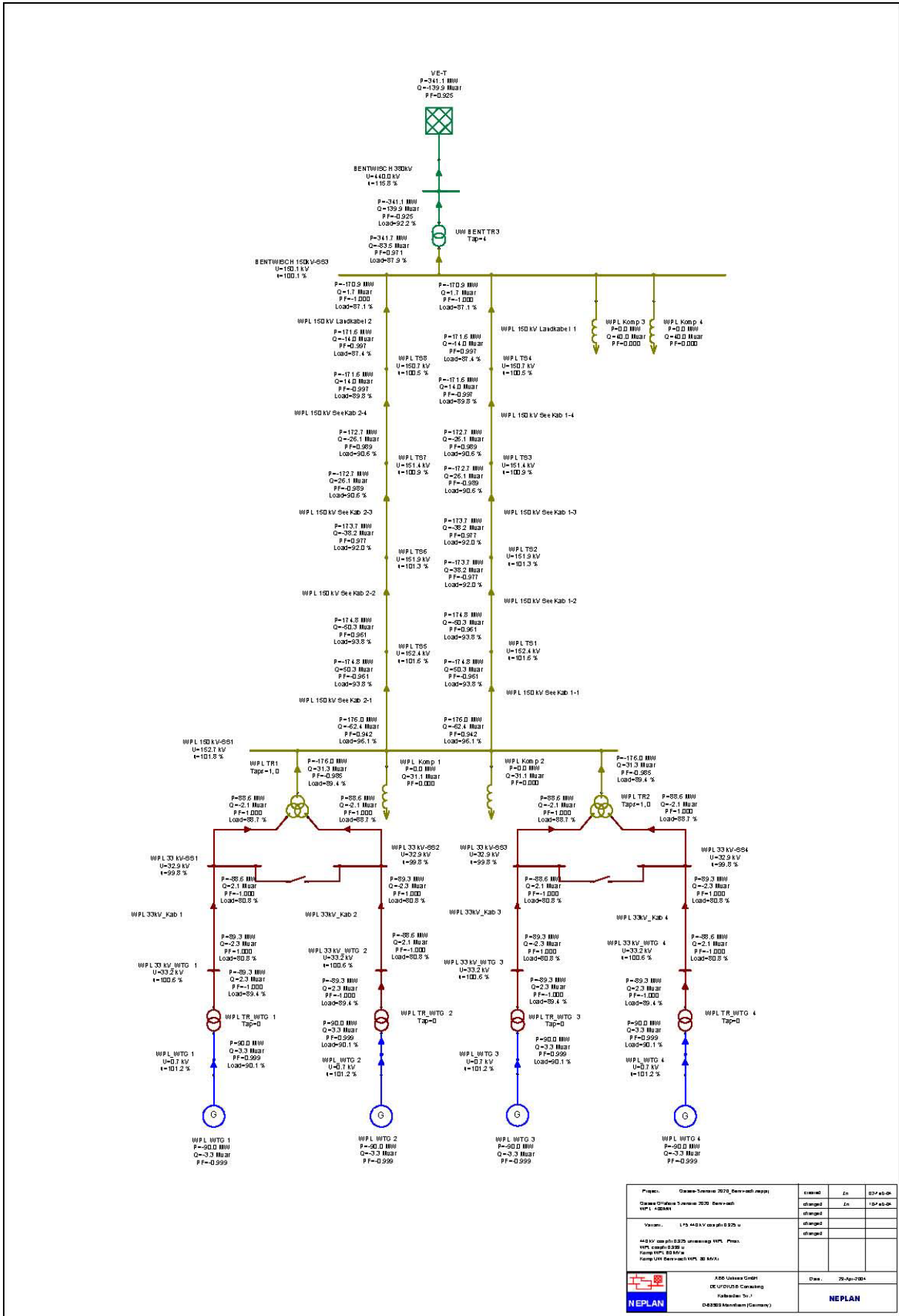


Abbildung A-36: LF6 440 kV cos phi=1

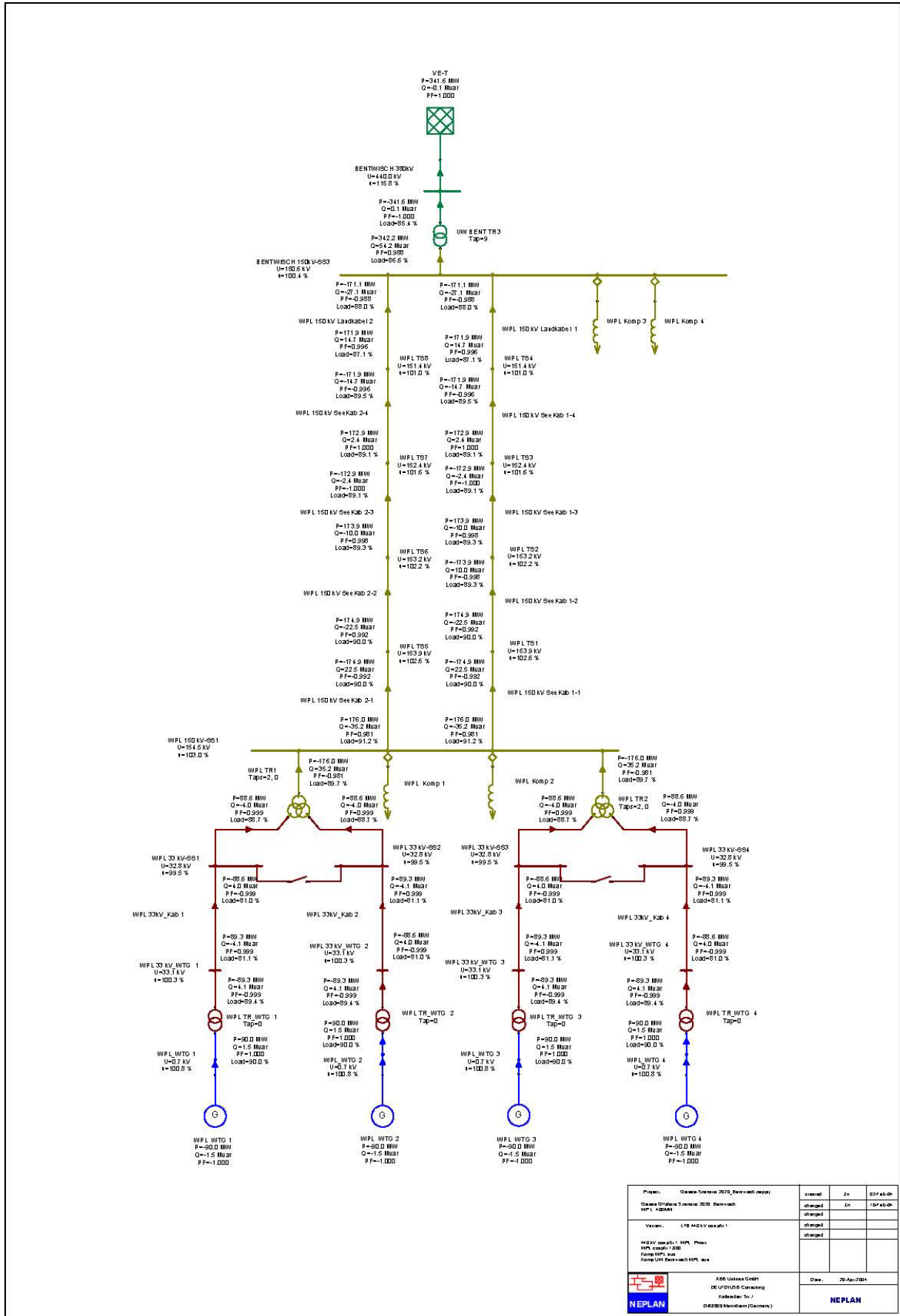
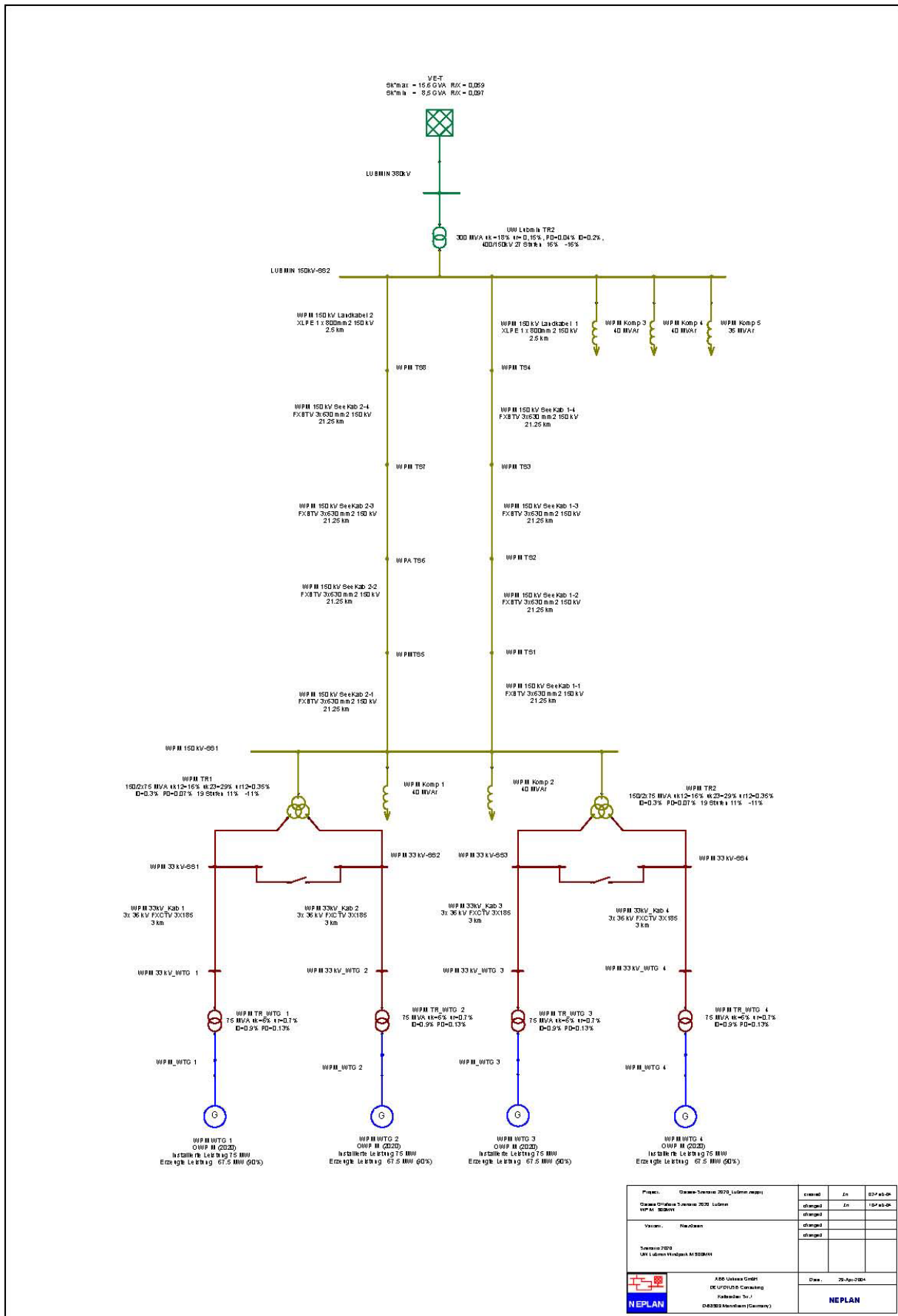


Abbildung A-38: Netzdaten Ostsee Szenario 2020 Lubmin



Projekt	Ostsee-Terrain 2020_Lubmin_0001	created	Zn	07/14/08
Projekt	Ostsee-Terrain 2020_Lubmin_0001	changed	Zn	10/14/08
Version	Neueisen	changed		
Version		changed		
Terrain 2020	Offshore-Windpark M 900000			
NEPLAN	ADG Lubmin GmbH DEUTZBUS Consulting Kabelstr. 1 D-26382 Norddeich (Germany)	Drawn		28-Nov-08
				NEPLAN

Abbildung A-41: LF3 360 kV cos phi=1

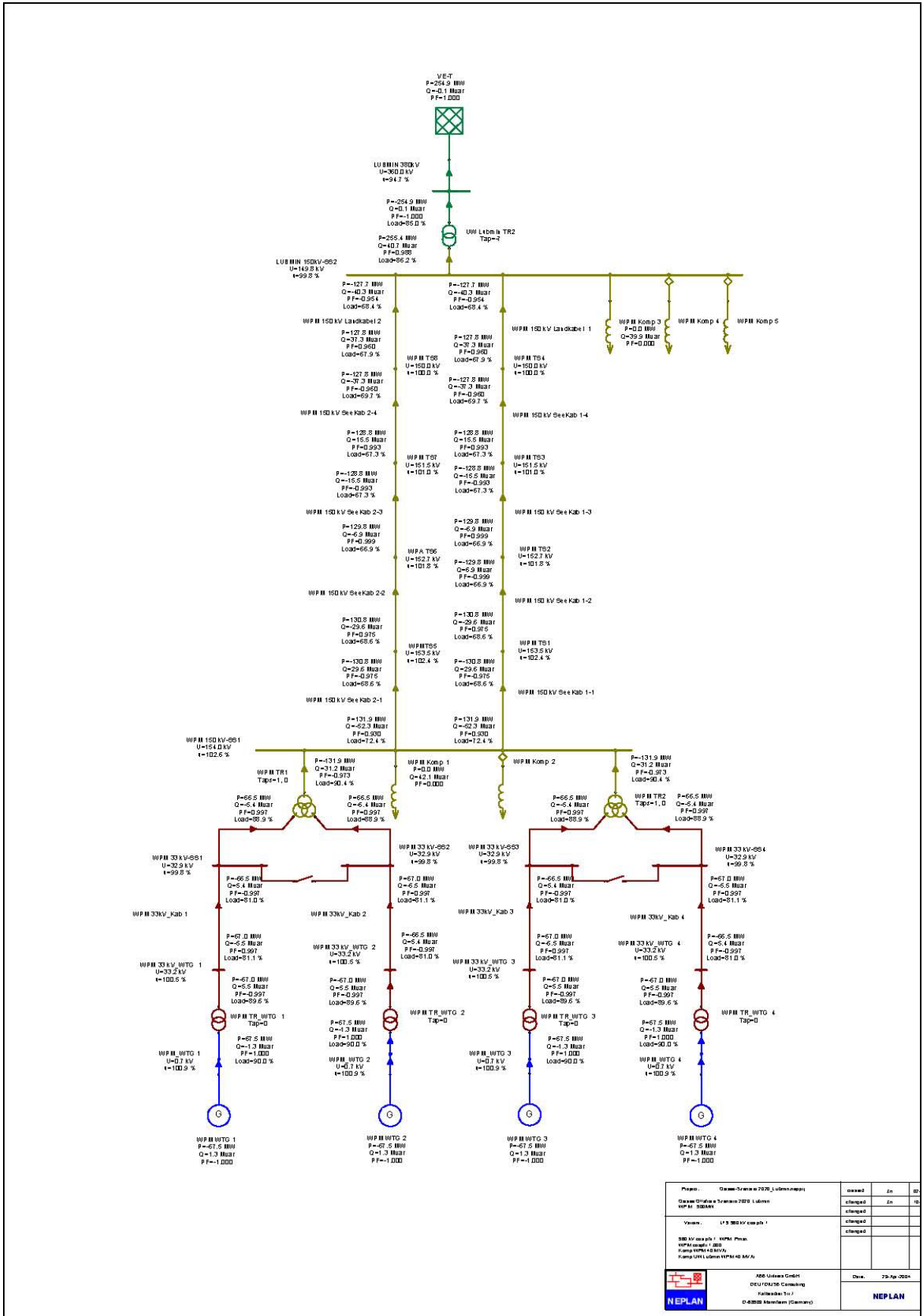
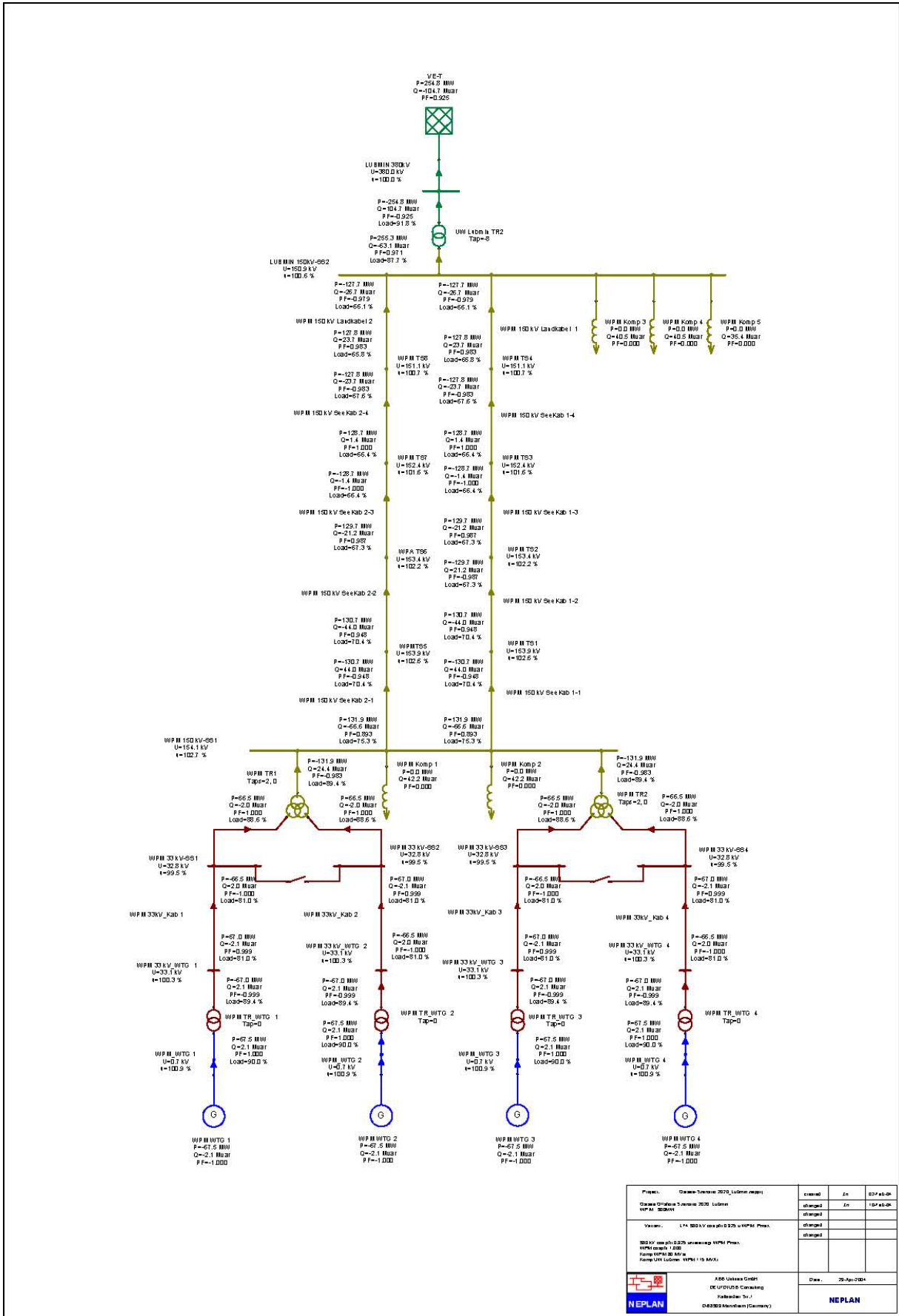


Abbildung A-42: LF4 380 kV cos phi=0.925 u



Project	Owner	Year	Version	Author
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	1.0	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	1.1	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	1.2	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	1.3	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	1.4	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	1.5	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	1.6	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	1.7	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	1.8	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	1.9	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	2.0	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	2.1	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	2.2	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	2.3	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	2.4	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	2.5	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	2.6	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	2.7	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	2.8	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	2.9	NEPLAN
Offshore-Windpark 2020	Offshore-Windpark 2020	2020	3.0	NEPLAN

Abbildung A-43: LF5 440 kV cos phi =0.925

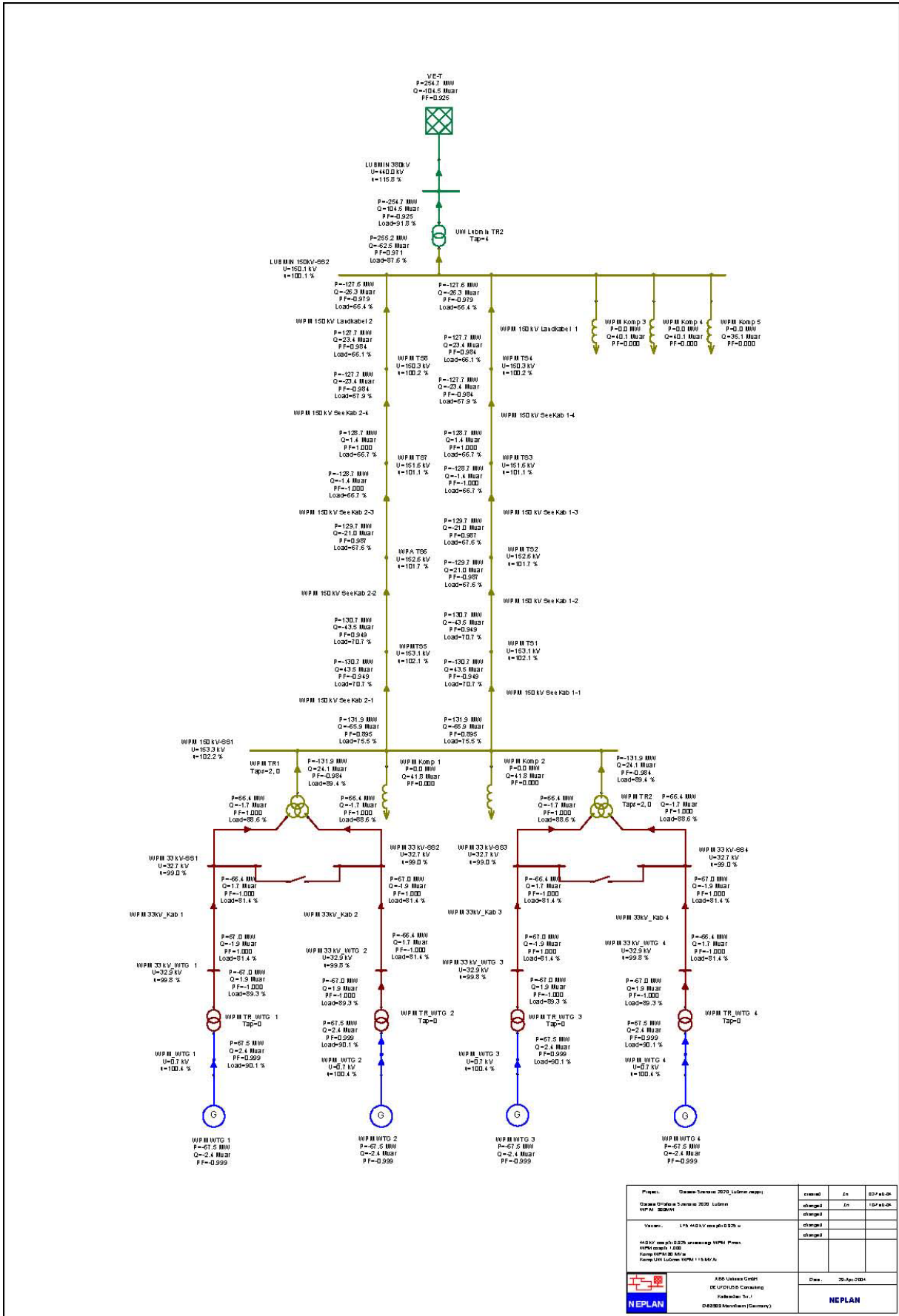
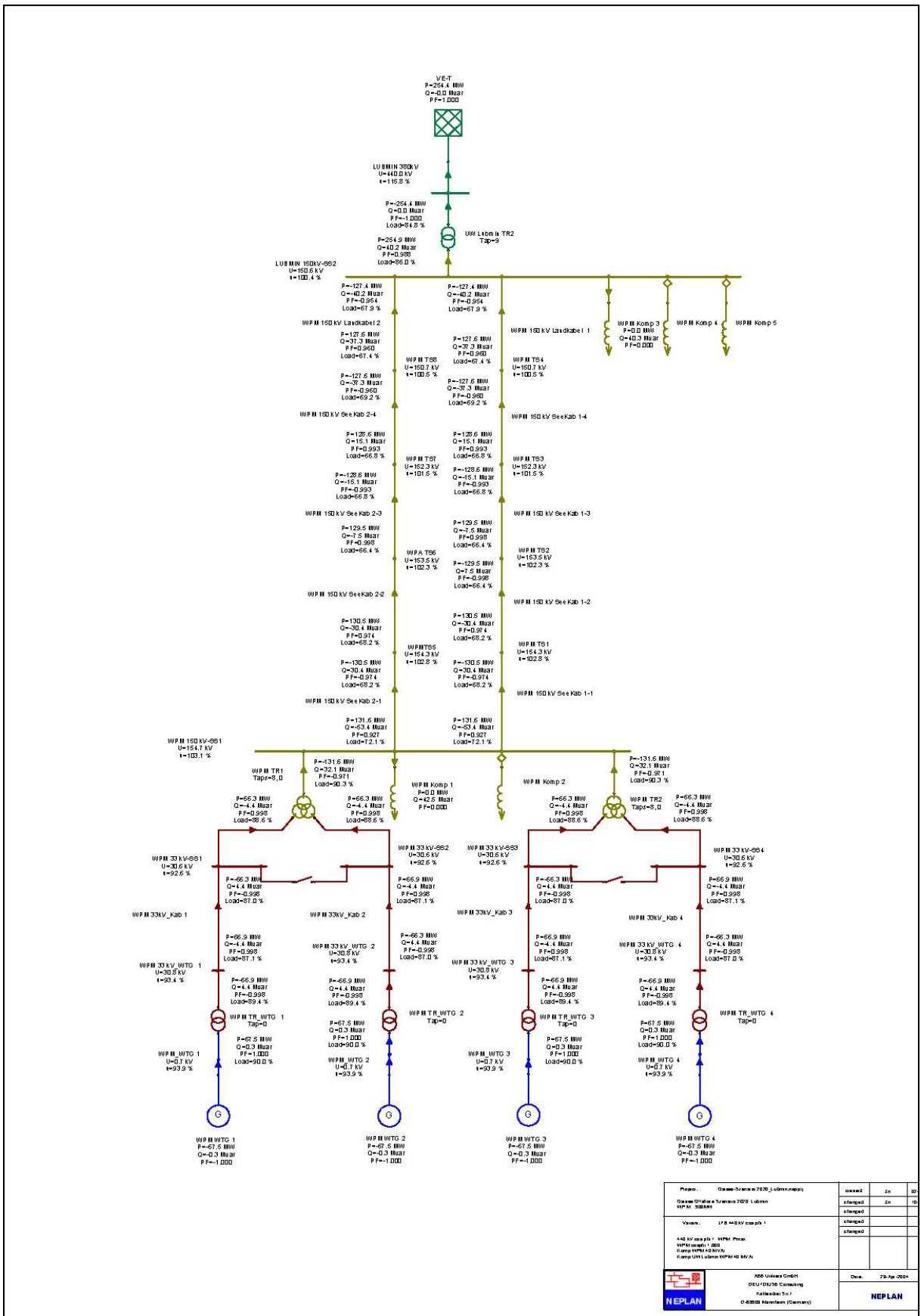


Abbildung A-44: LF6 440 kV cos phi=1



2 Lastflussberechnungen Nordsee

2.1 Szenario 2010

Abbildung A-46: Variante 2010; Windpark A-B

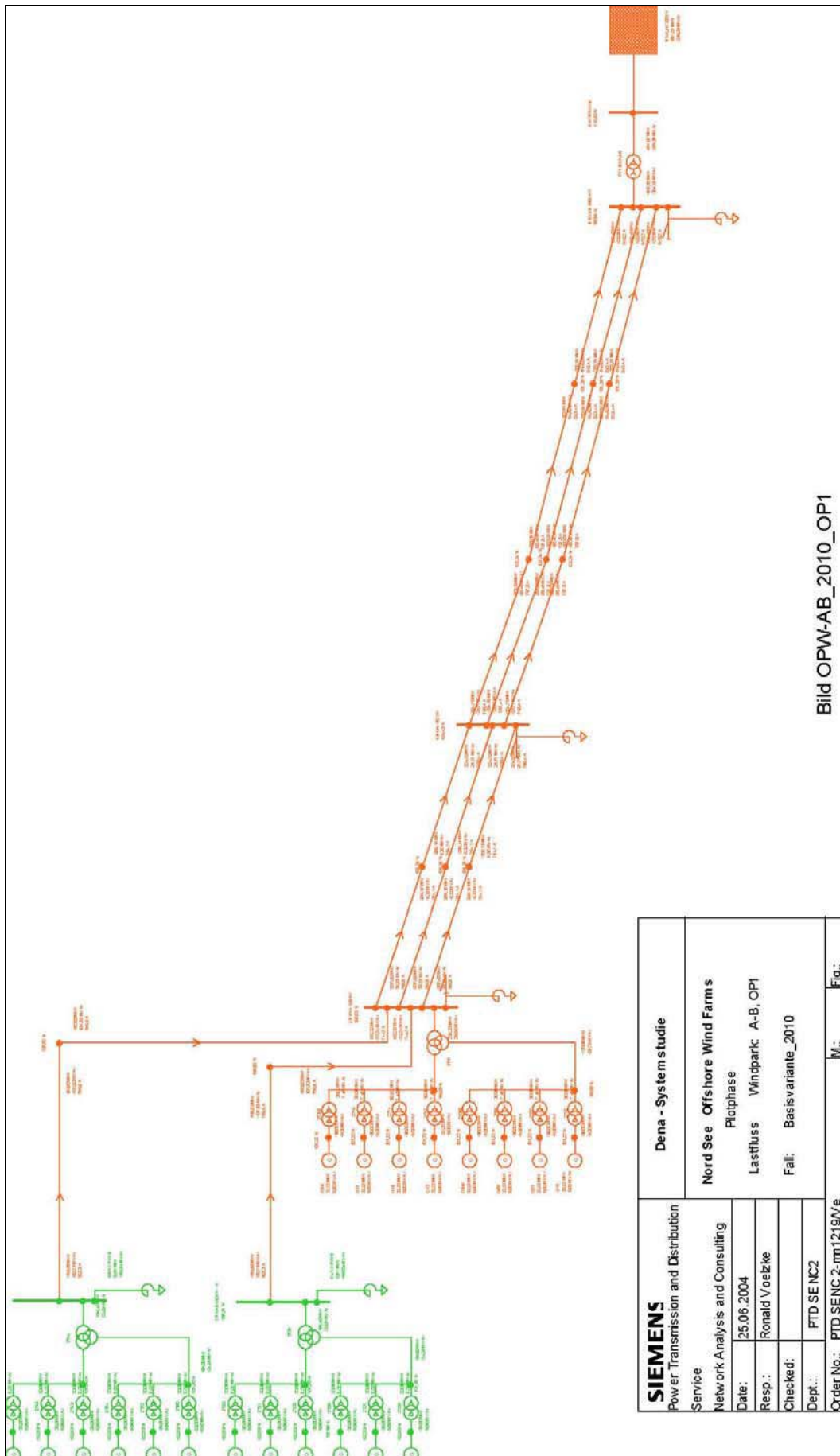


Bild OPW-AB_2010_OP1

Abbildung A-47: Variante 2010; Windpark C

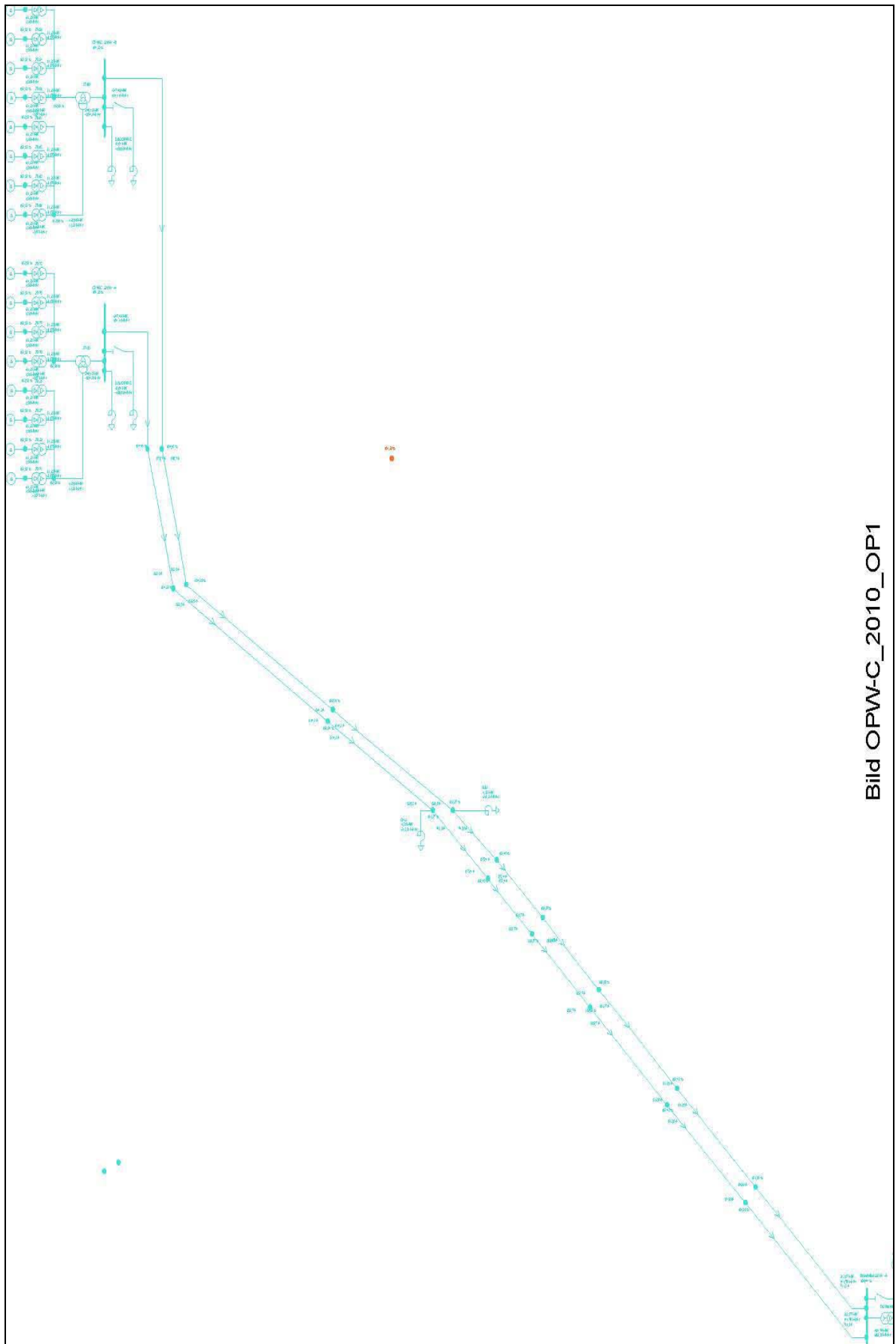
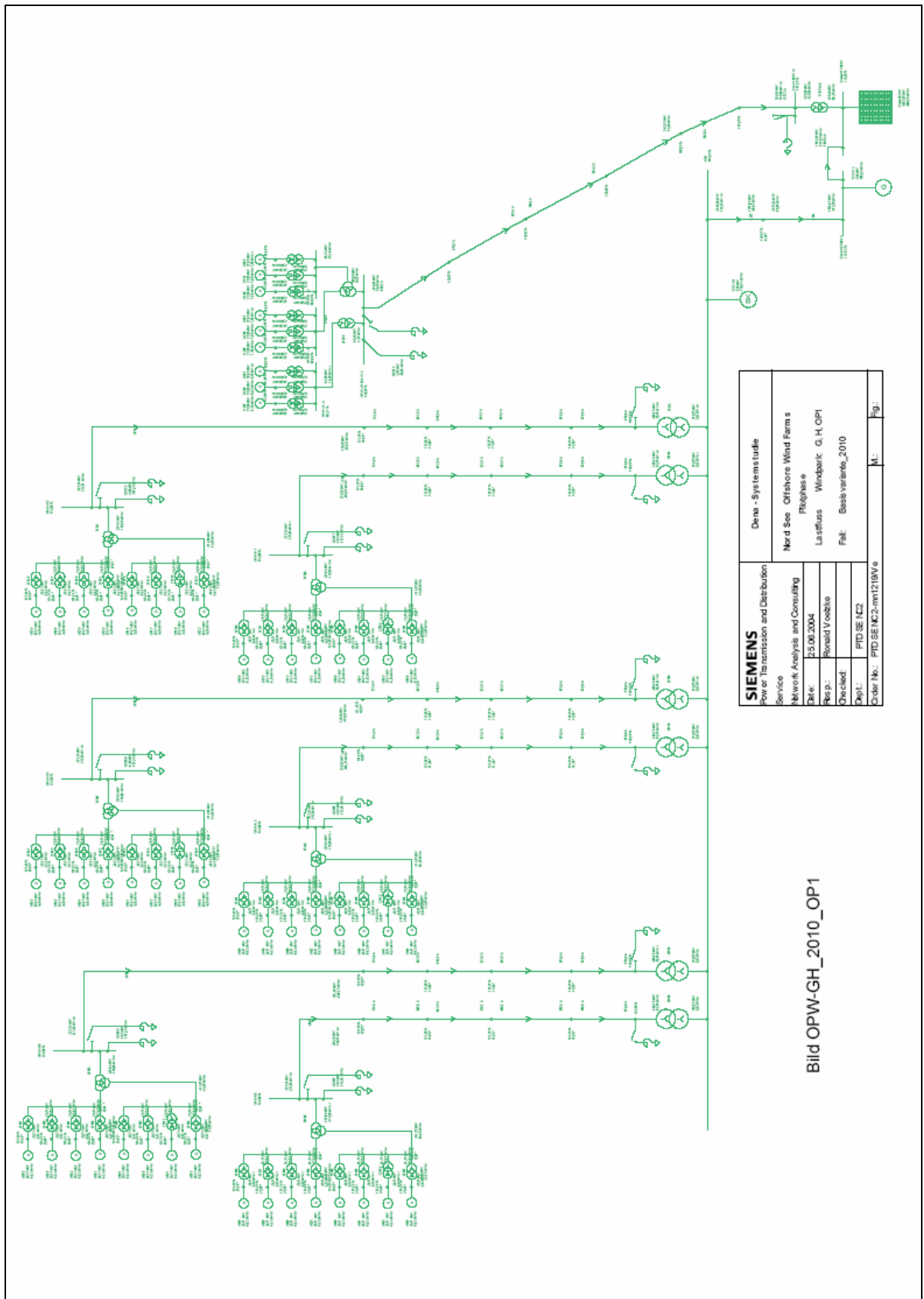


Abbildung A-48: Variante 2010; Windpark G, H

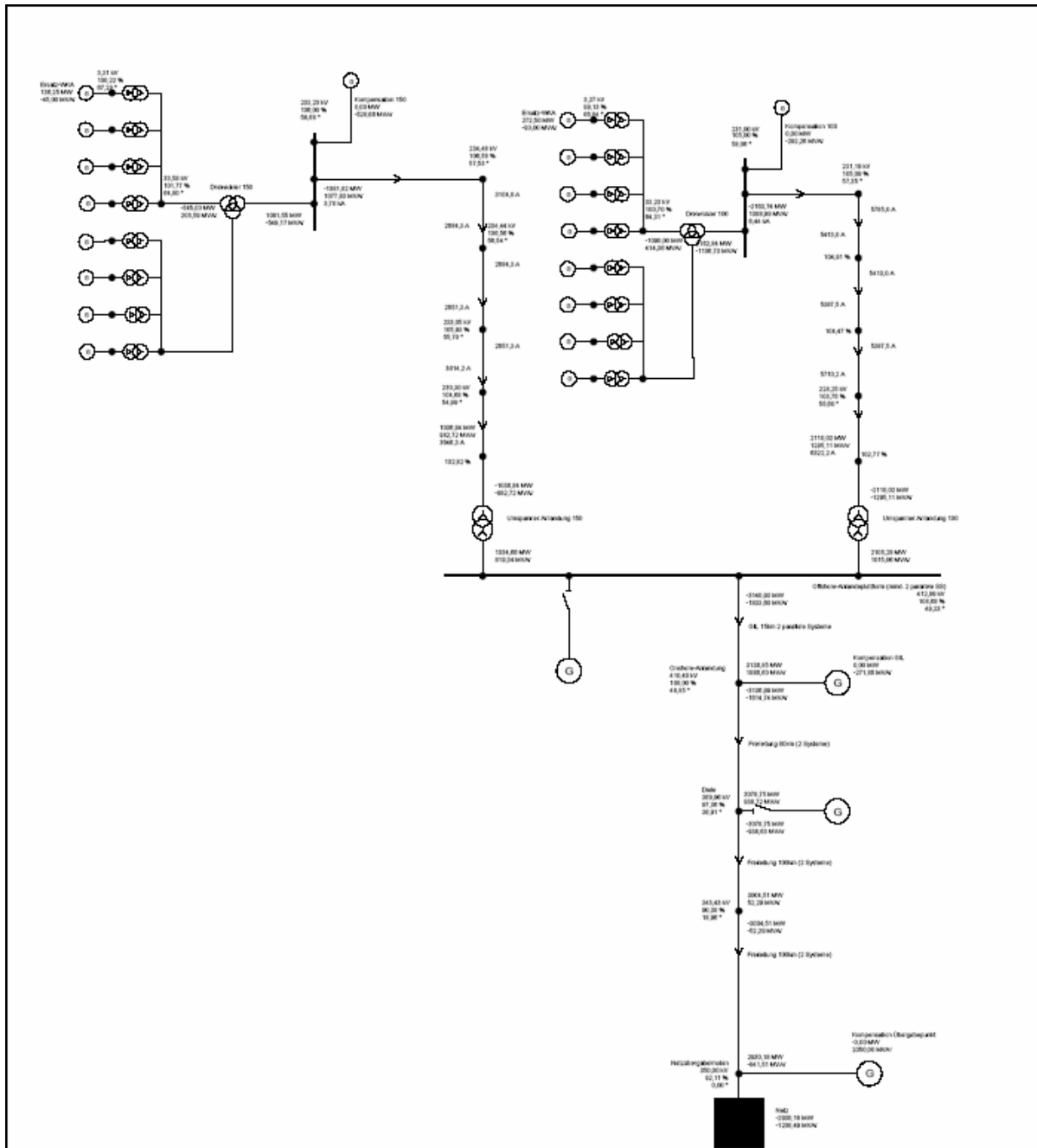


SIEMENS Power Transmission and Distribution Service	Dena - Systemstudie	
	Nerd See Offshore Wind Farms Ritzhause	
Network Analysis and Consulting	Lastfluss Windpark: G, H, OPH	
Date: 25.08.2004	Fall: Basisvariante_2010	
Res.p.: Ronald Voeblke		
Checked:		
Draft:		
Order No.: PTD SE NC2-mm1218V6	M:	Fig.:

Bild OPW-GH_2010_OP1

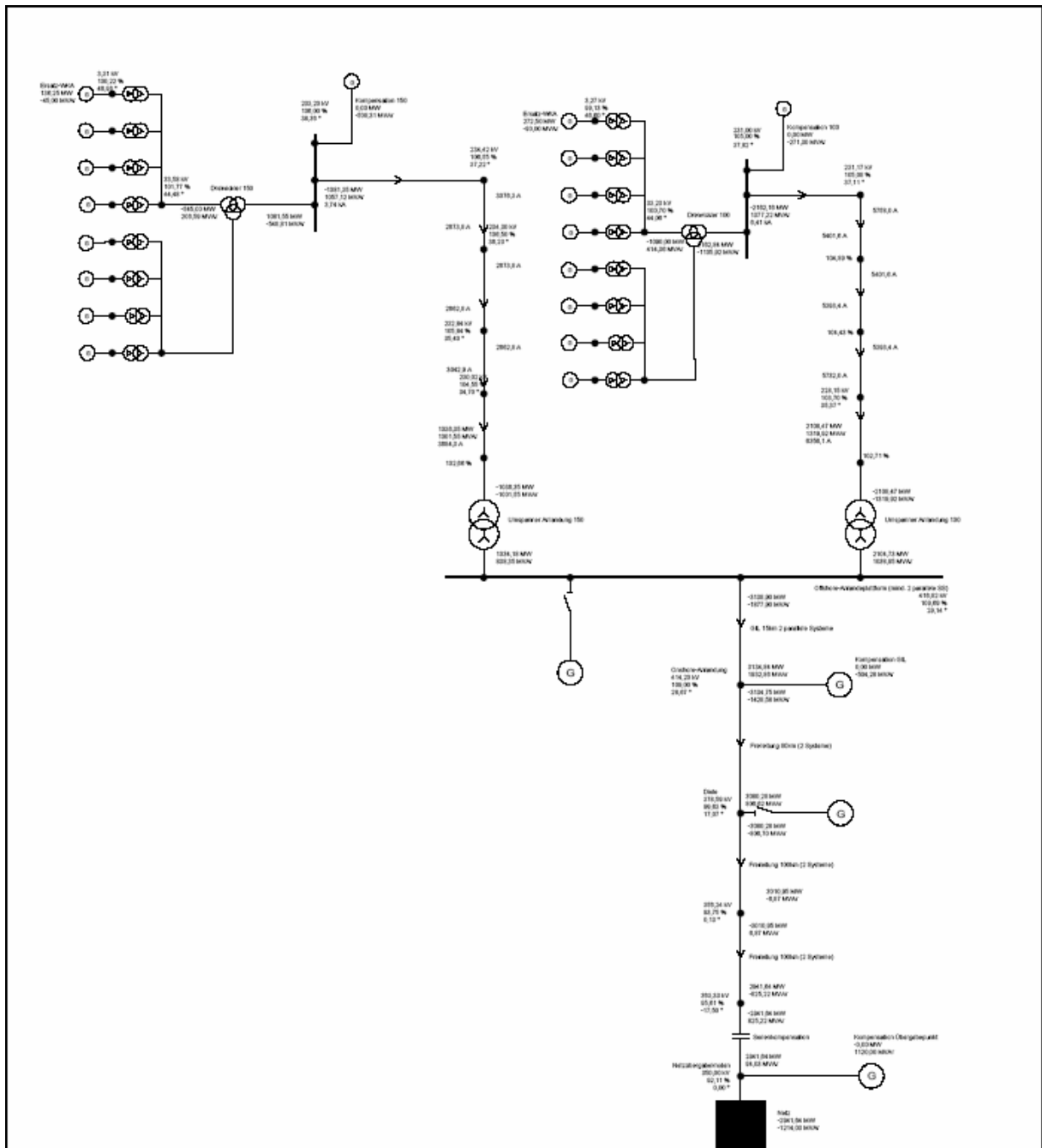
2.2 Szenario 2020

Abbildung A-49: AP 2 Diele



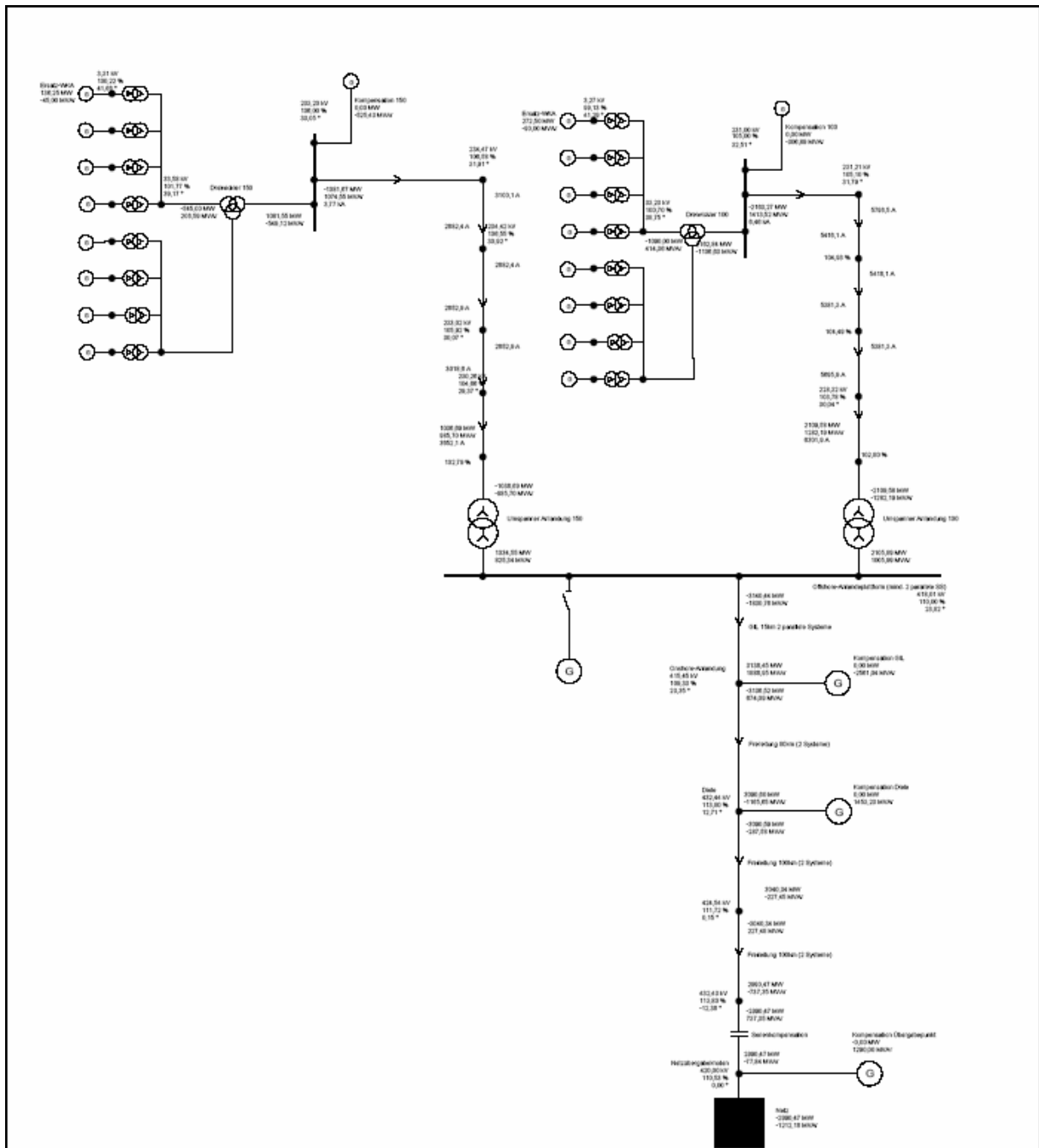
SIEMENS Power Transmission and Distribution Service Network Analysis and Consulting		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase Lastfluss Windpark: Nordsee 2020 Fall: Diele_AP2	
Date:	25.06.2004	Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/Ve
Resp.:	Ronald Voelzke	M.:	
Checked:		Fig.:	
Dept.:	PTD SENC2		

Abbildung A-50: AP 2 Diele mit Serienkompensation



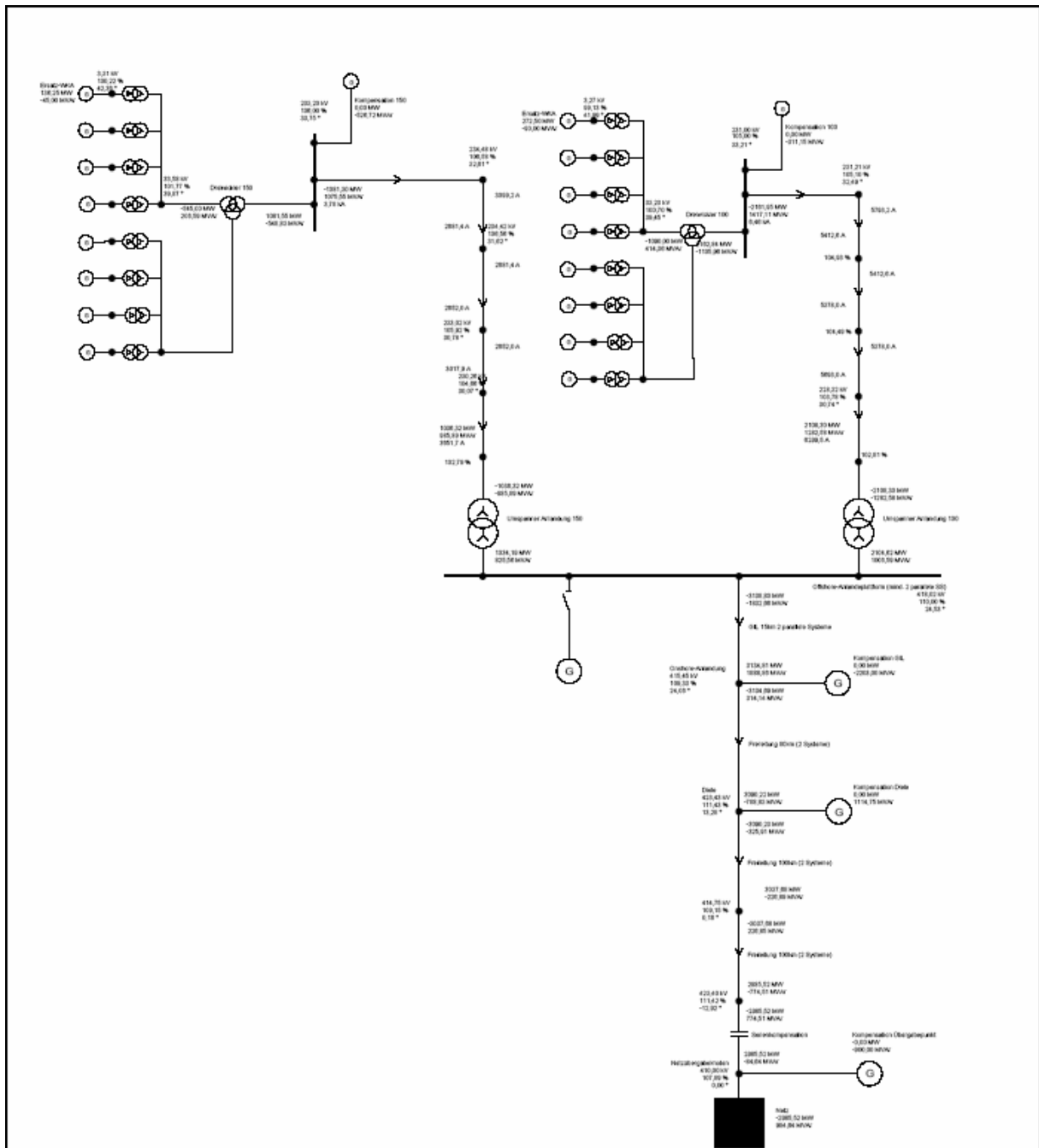
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service Network Analysis and Consulting		Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Date:	25.06.2004	Fall:	Diele_AP2_SK
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SE NC2		
Order No.:	PTD SE NC 2-mn1219/ve	M:	Fig.:

Abbildung A-51: AP 1 Diele mit Serienkompensation



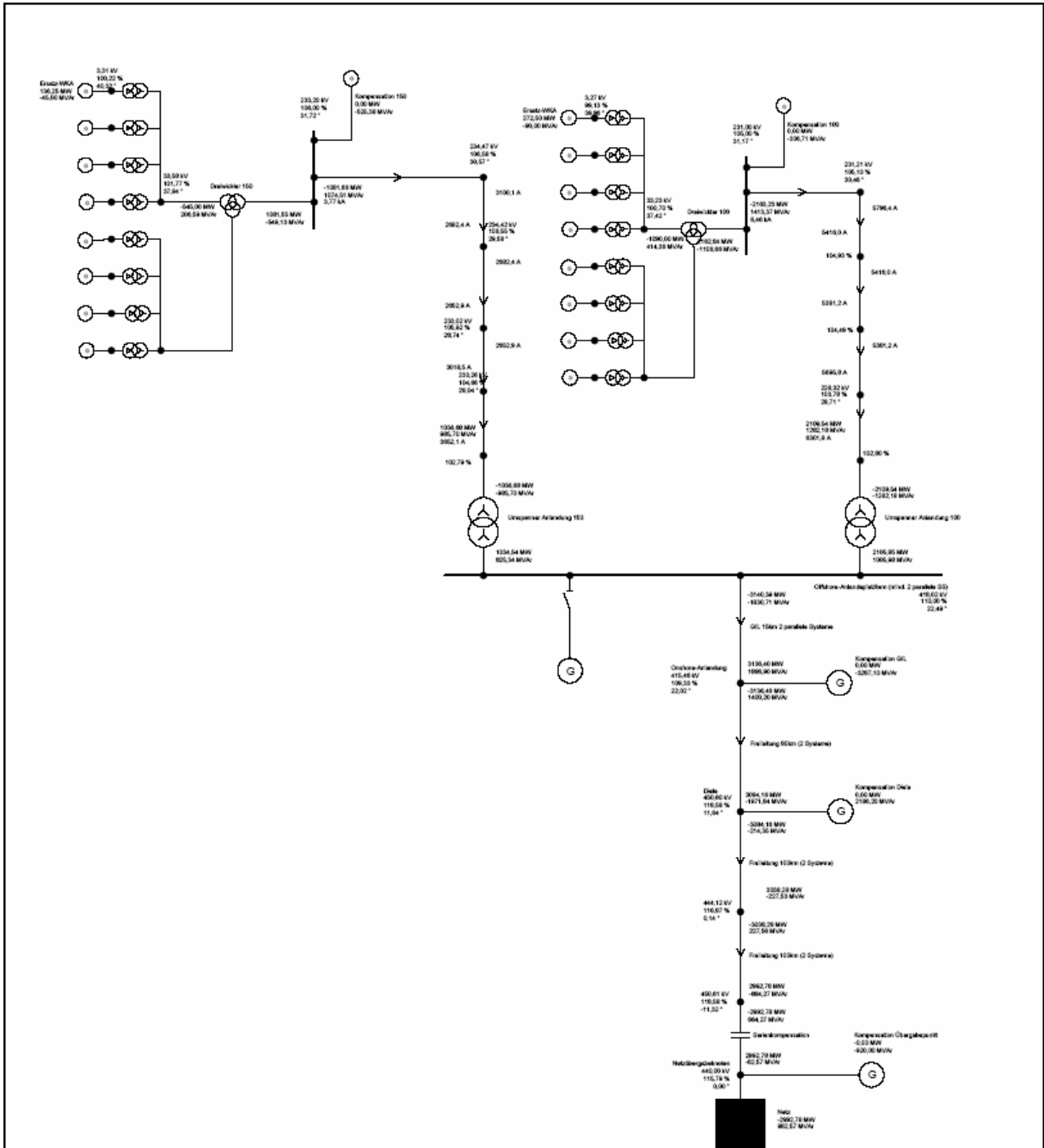
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service		Lastfluss Windpark: Nordsee 2020	
Network Analysis and Consulting		Fall: Diele_AP1_SK	
Date:	25.06.2004		
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/ve	M:	Fig.:

Abbildung A-52: AP 7 Diele mit Serienkompensation



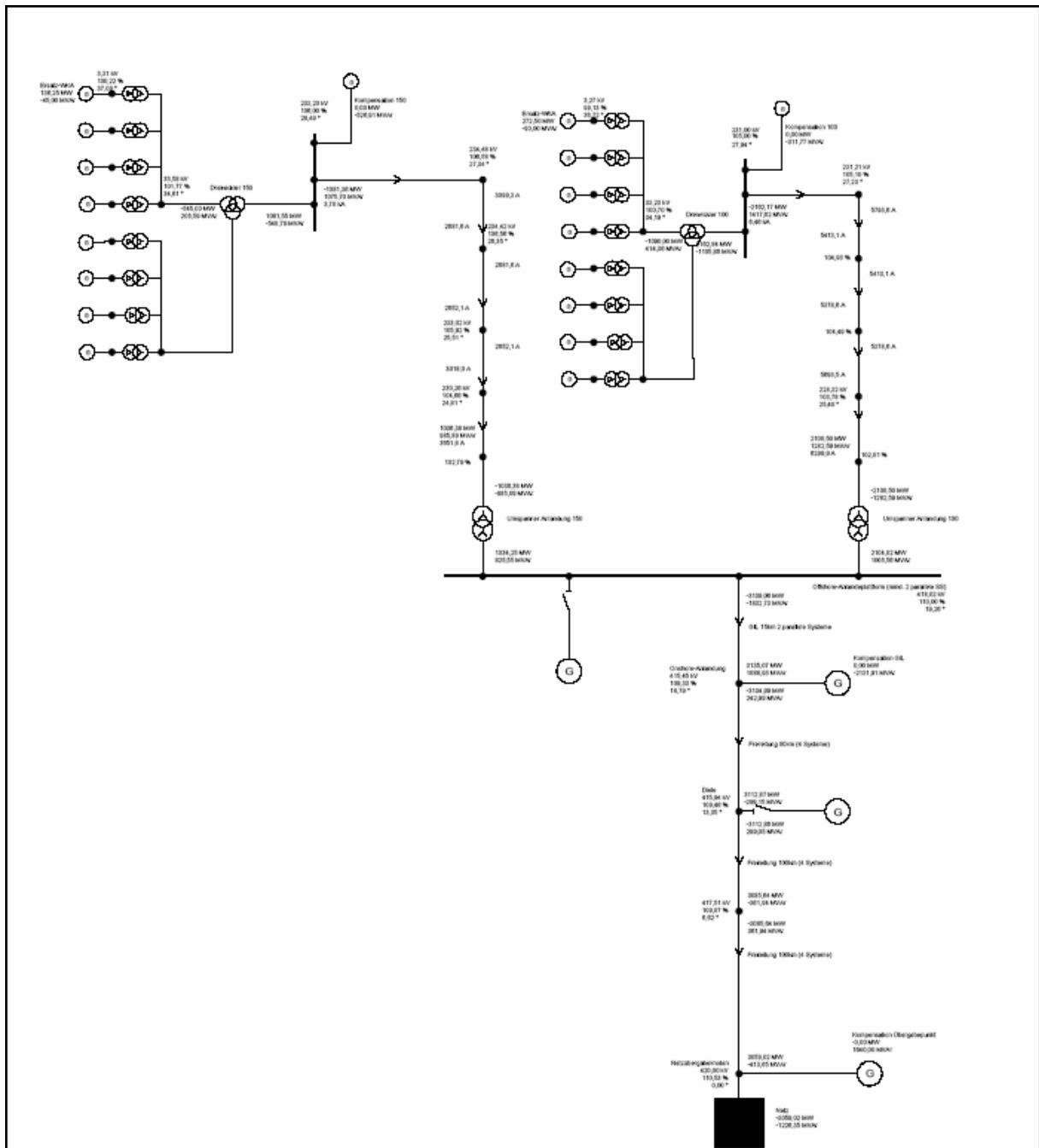
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service		Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Network Analysis and Consulting		Fall:	Diele_AP7_SK
Date:	25.06.2004		
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/ve	M:	Fig.:

Abbildung A-53: AP 8 Diele mit Serienkompensation



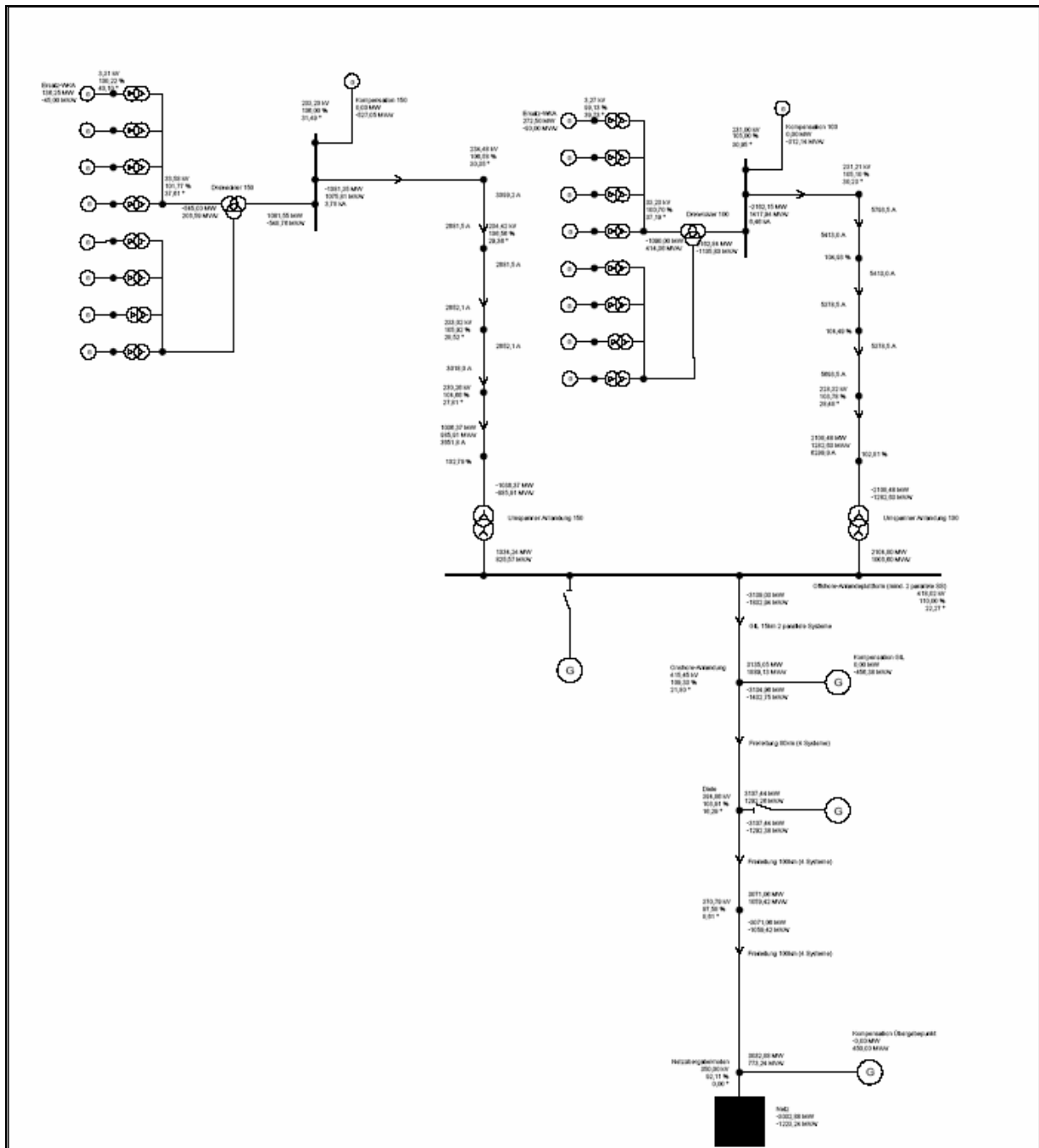
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service Network Analysis and Consulting		Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Date:	25.06.2004	Fall: Diele_AP8_SK	
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1218/Ve	M.:	Fig.:

Abbildung A-54: AP1 Diele mit 4 parallelen 400kV-Freileitungssystemen



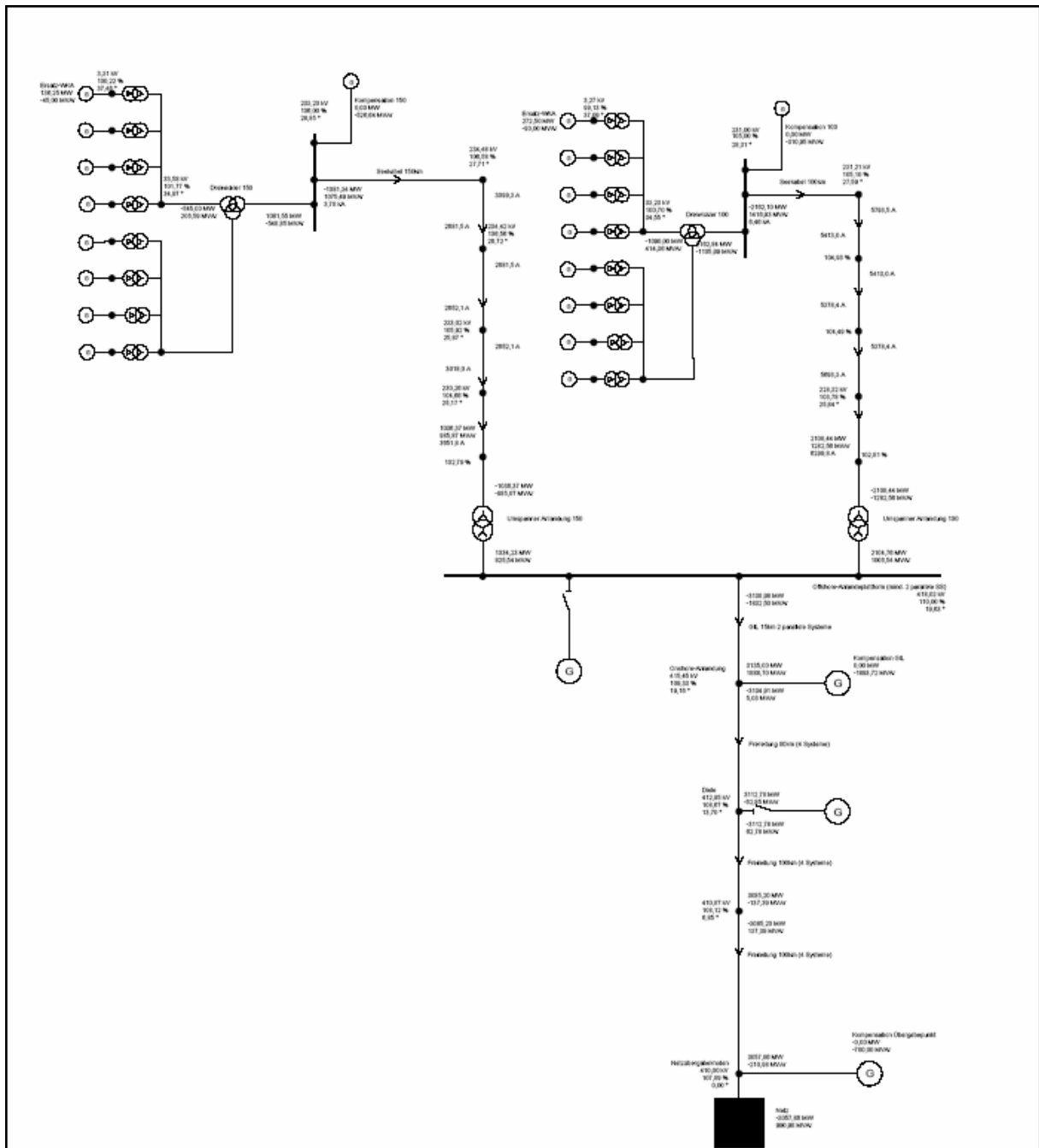
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service	Network Analysis and Consulting	Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Date:	25.06.2004	Fall:	Diele_AP1_4fach
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/ve	M:	Fig.:

Abbildung A-55: AP2 Diele mit 4 parallelen 400kV-Freileitungssystemen



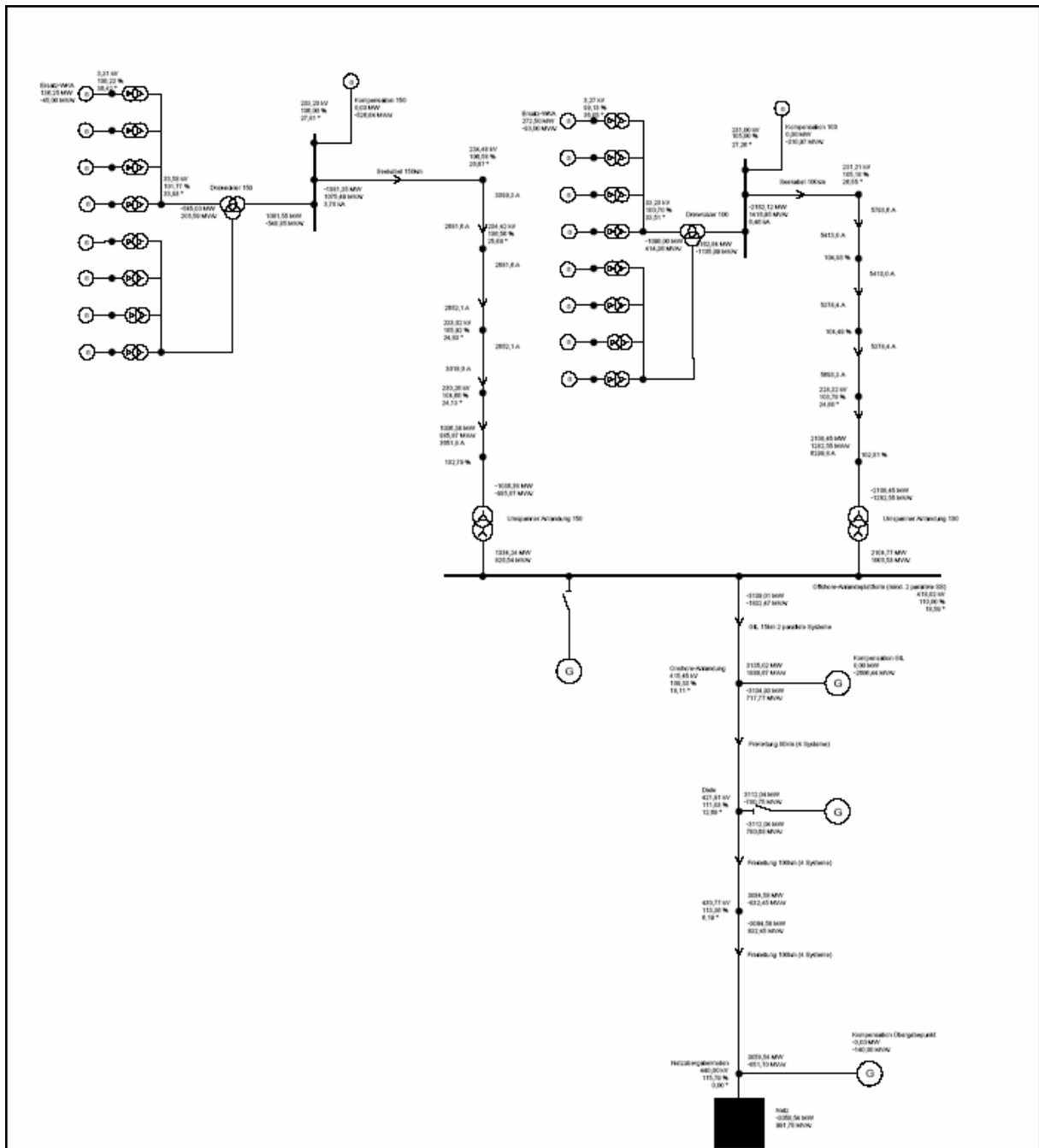
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service		Lasfluss	Windpark: Nordsee 2020
Network Analysis and Consulting		Fall: Diele_AP2_4fach	
Date:	25.06.2004		
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/Ve	M:	Fig.:

Abbildung A-56: AP7 Diele mit 4 parallelen 400kV-Freileitungssystemen



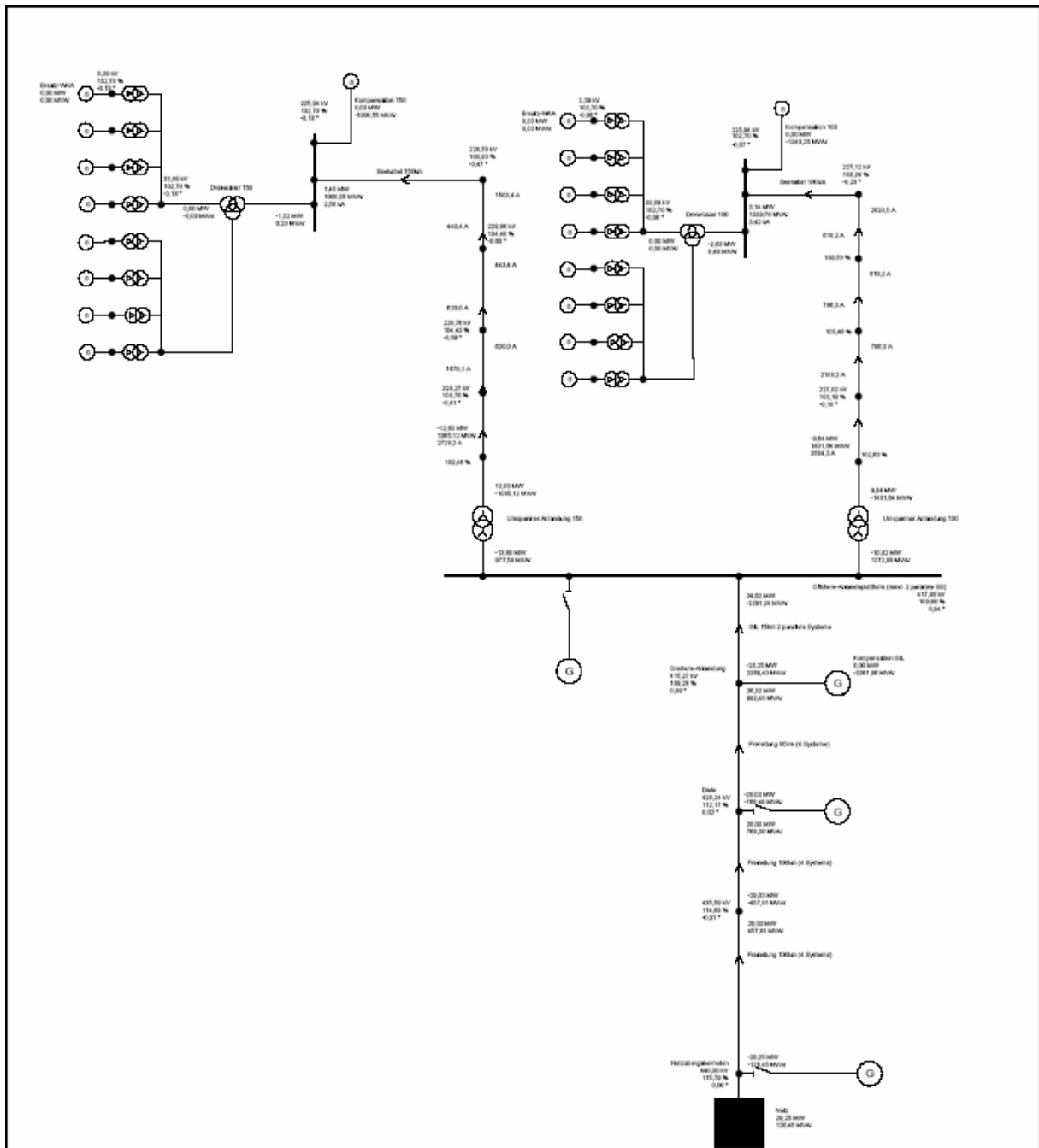
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service	Network Analysis and Consulting	Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Date:	25.06.2004	Fall:	Diele_AP7_4fach
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/ve	M:	Fig.:

Abbildung A-57: AP7 Diele mit 4 parallelen 400kV-Freileitungssystemen



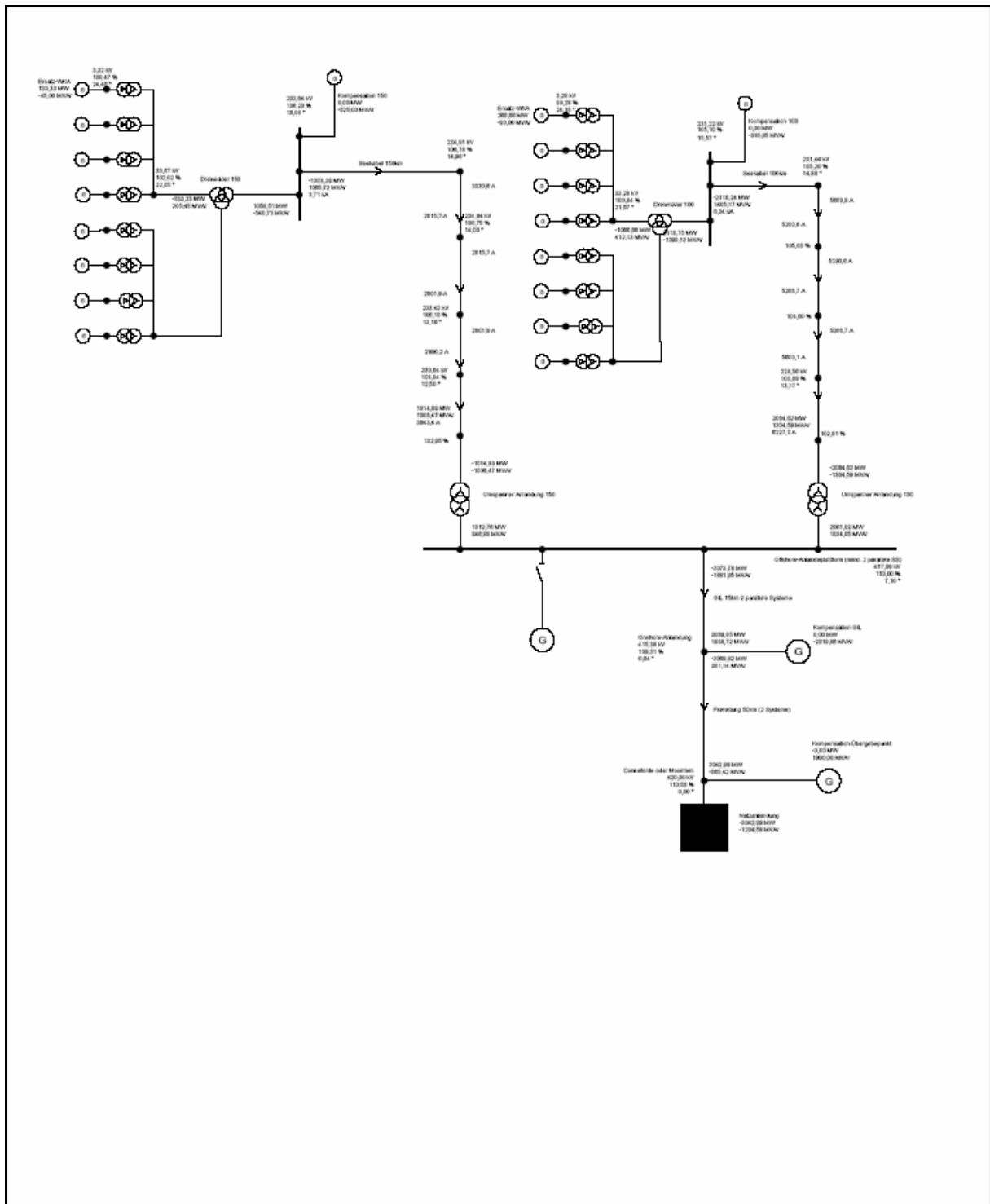
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service	Network Analysis and Consulting	Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Date:	25.06.2004	Fall:	Diele_AP8_4fach
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/ve	M:	Fig.:

Abbildung A-59: Variante 3 ohne Windparkeinspeisung für AP2



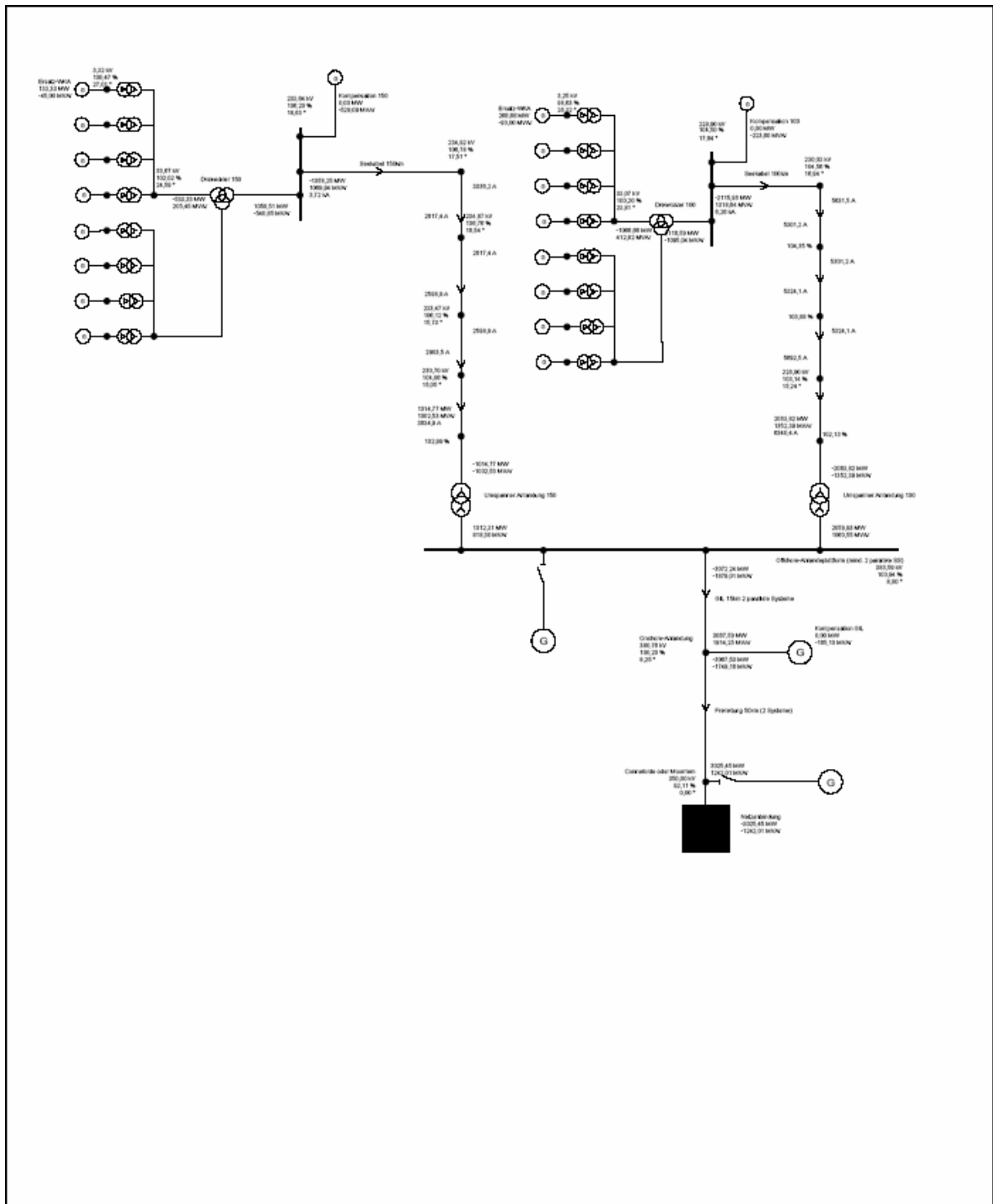
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service		Lastfluss Windpark: Nordsee 2020	
Network Analysis and Consulting		Fall: Diele_Flaute_4fach	
Date:	25.06.2004		
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/ve	M:	Fig.:

Abbildung A-60: AP1 Conneforde/Moorriem



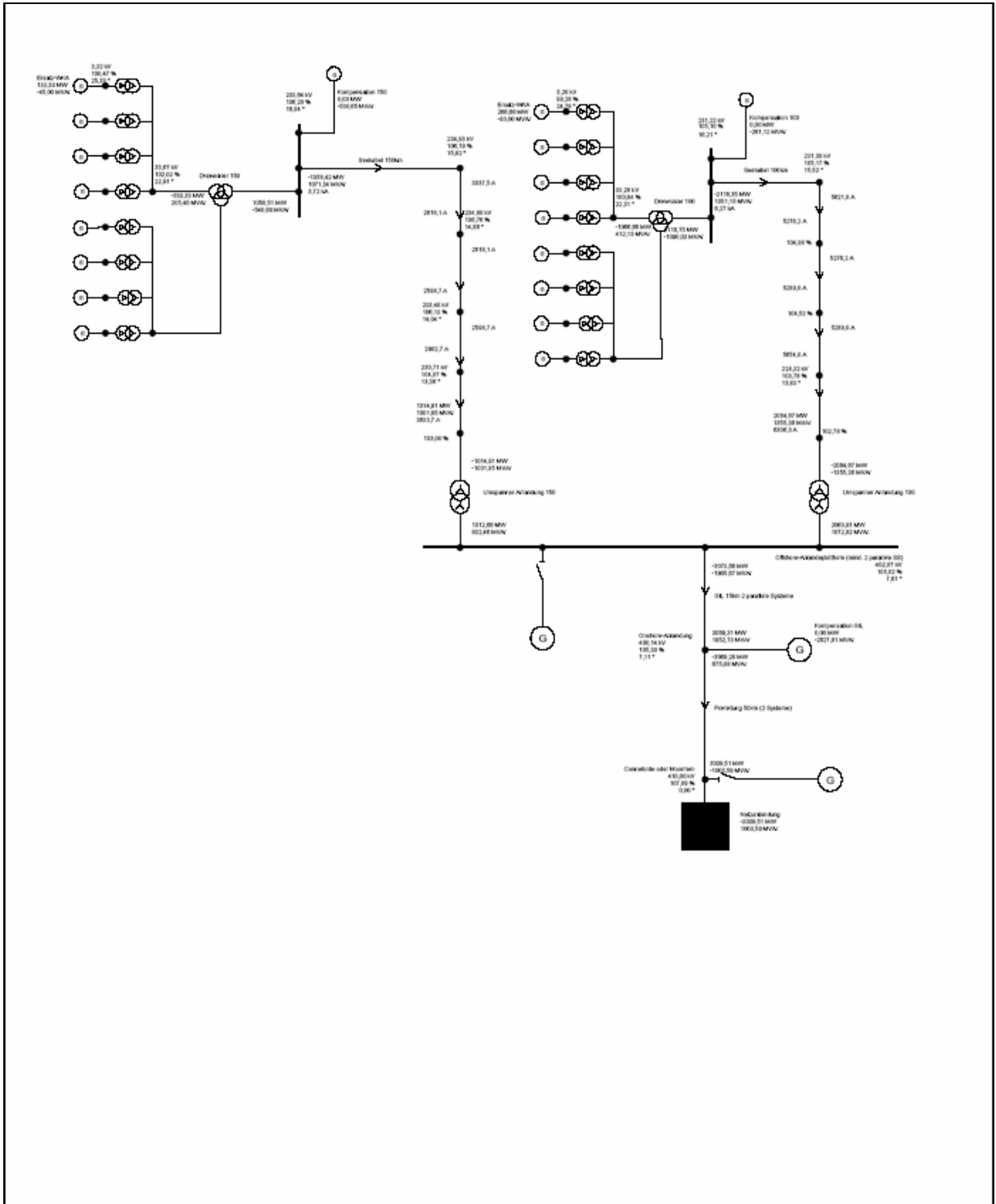
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service Network Analysis and Consulting		Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Date:	25.06.2004	Fall:	Connef_Moorriem_AP1
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/Ve	M:	Fig.:

Abbildung A-61: AP2 Conneforde/Moorriem



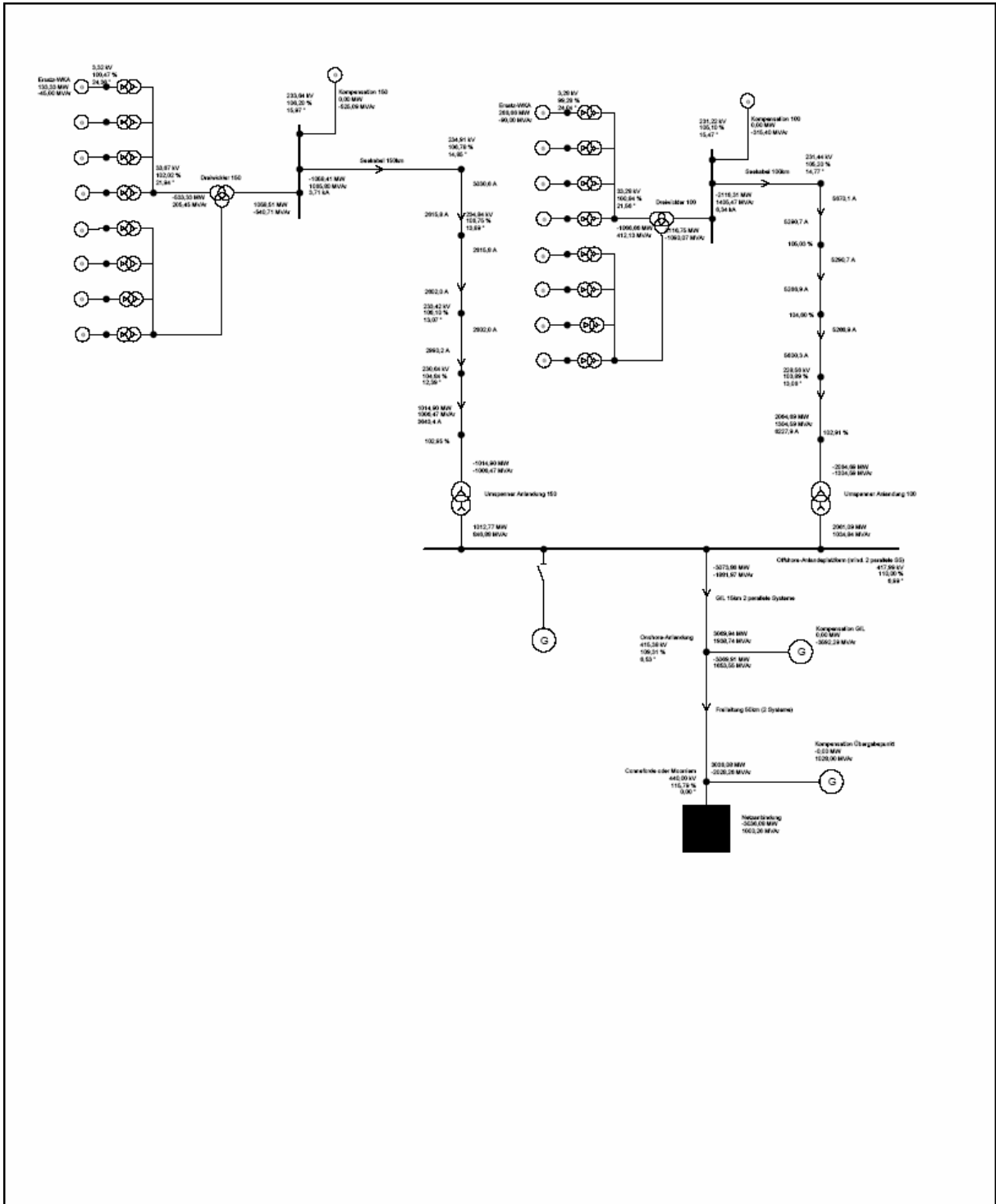
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service Network Analysis and Consulting		Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Date:	25.06.2004	Fall:	Conneforde_Moorriem_AP2
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/ve	M:	Fig.:

Abbildung A-62: AP7 Conneforde/Moorriem



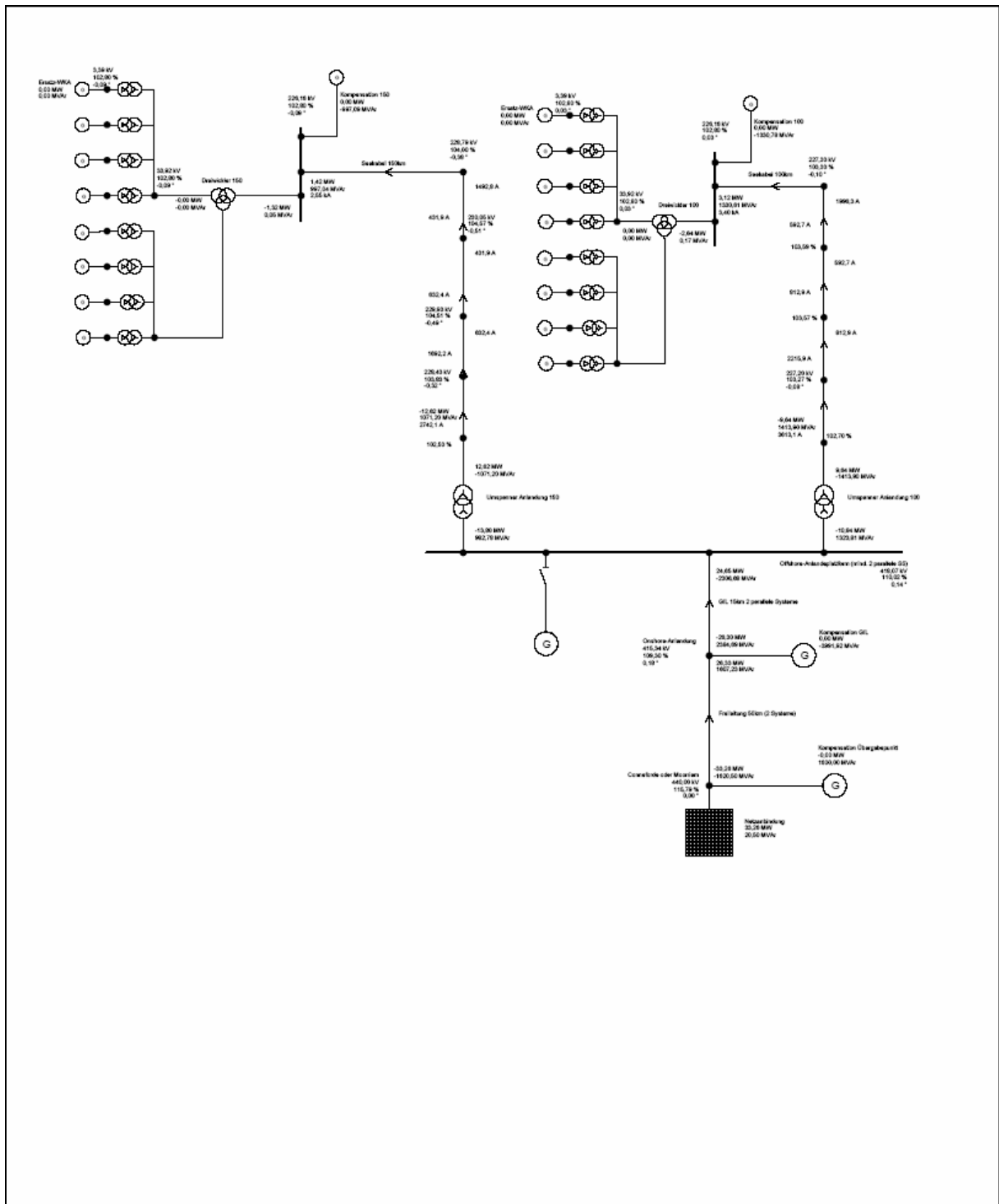
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service Network Analysis and Consulting		Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Date:	25.06.2004	Fall: Conneforde_Moorriem_AP7	
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/Ve	M:	Fig.:

Abbildung A-63: AP8 Conneforde/Moorriem



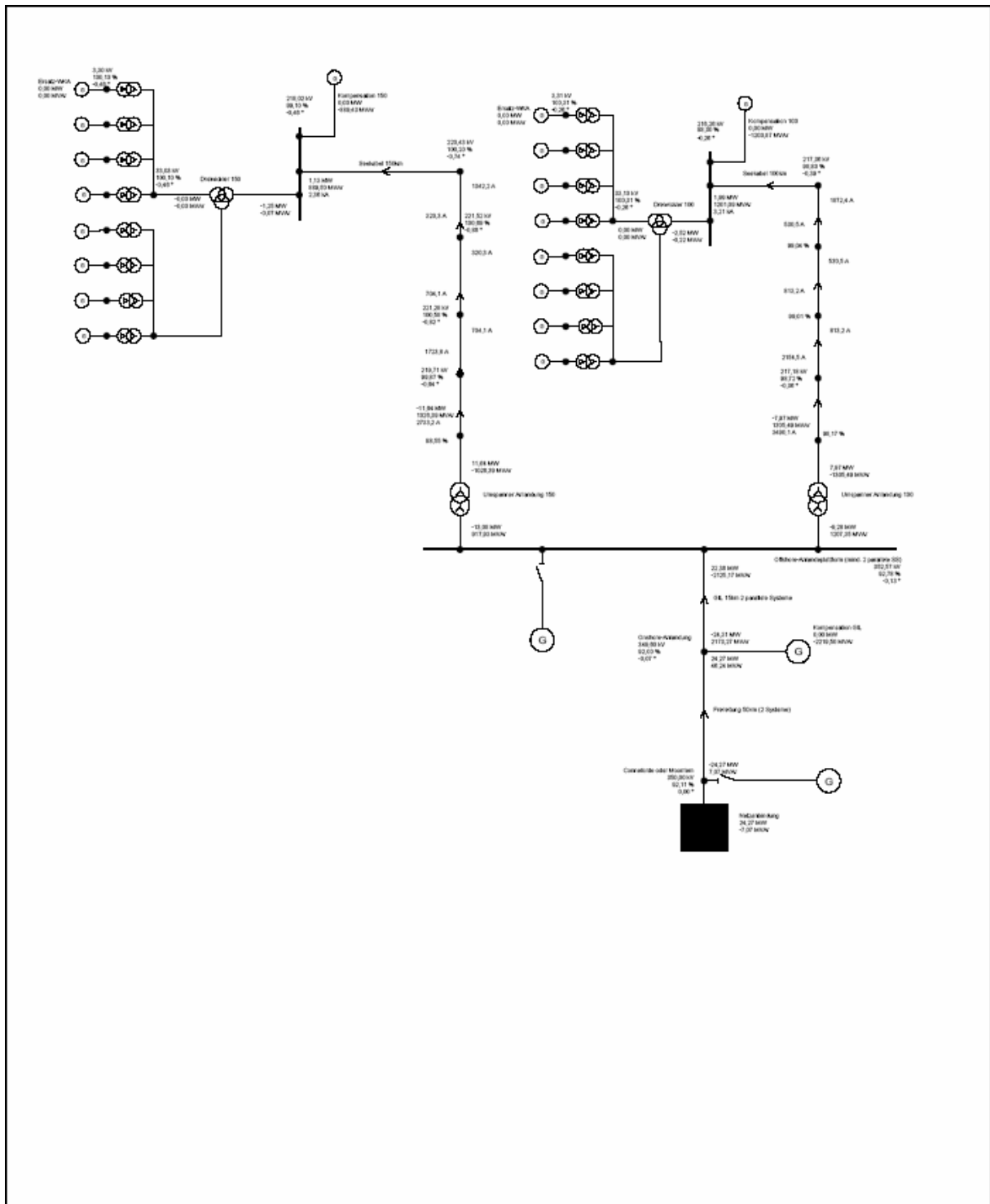
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service Network Analysis and Consulting		Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Date:	25.06.2004	Fall:	Connef_Moorriem_AP8
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1218/Ve	M.:	Fig.:

Abbildung A-64: Verhältnisse in Conneforde/Moorriem im Leerlauf für AP 1



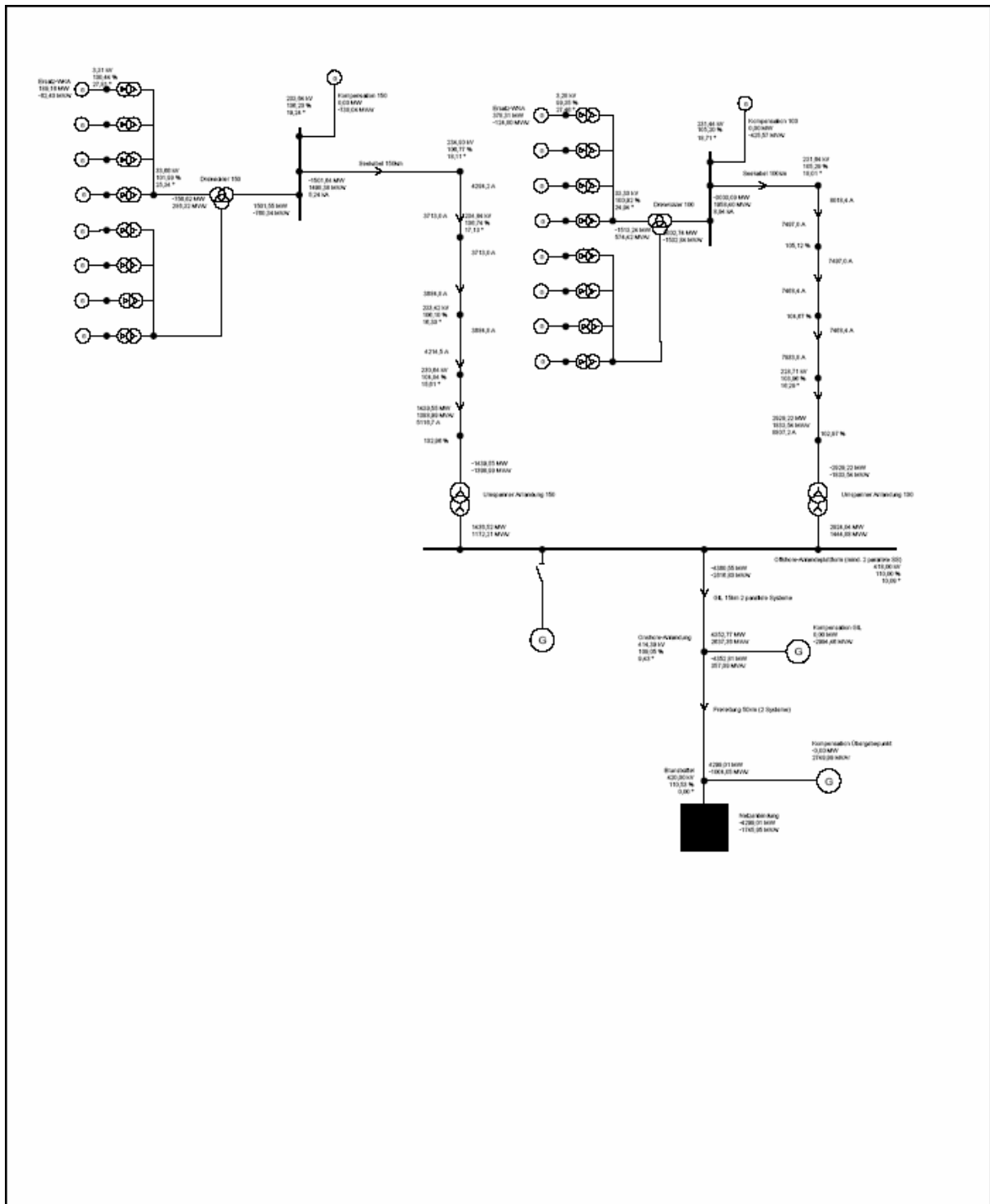
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service		Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Network Analysis and Consulting		Fall:	Conneforde_Moorriem_Flaue
Date:	25.08.2004		
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/Ve	M.:	Fig.:

Abbildung A-65: Verhältnisse in Conneforde/Moorriem im Leerlauf für AP 2



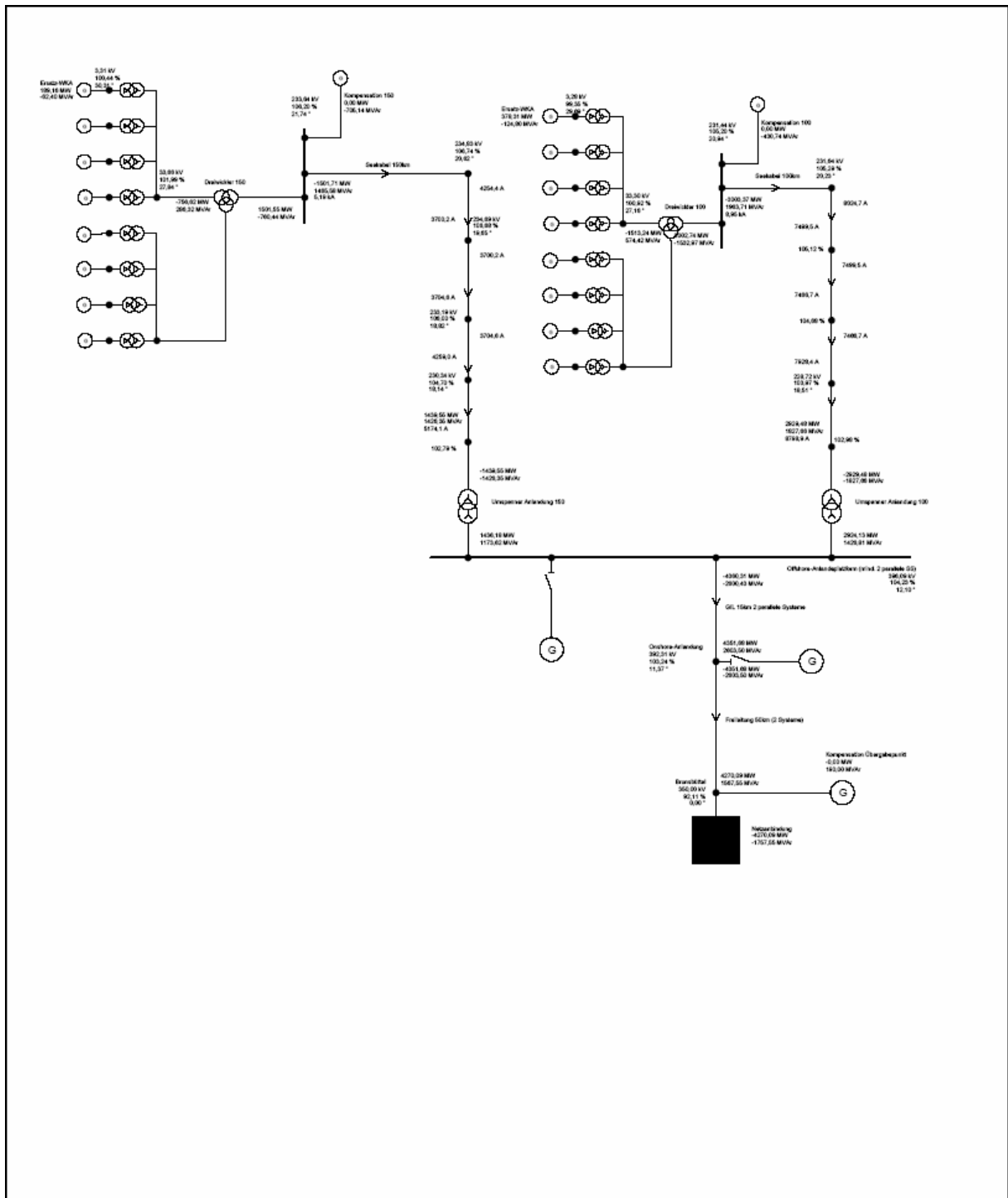
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service		Lastfluss Windpark: Nordsee 2020	
Network Analysis and Consulting		Fall: Connef_Moorriem_Fla2	
Date:	25.06.2004		
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/Ve	M:	Fig.:

Abbildung A-66: AP 1 Brunsbüttel



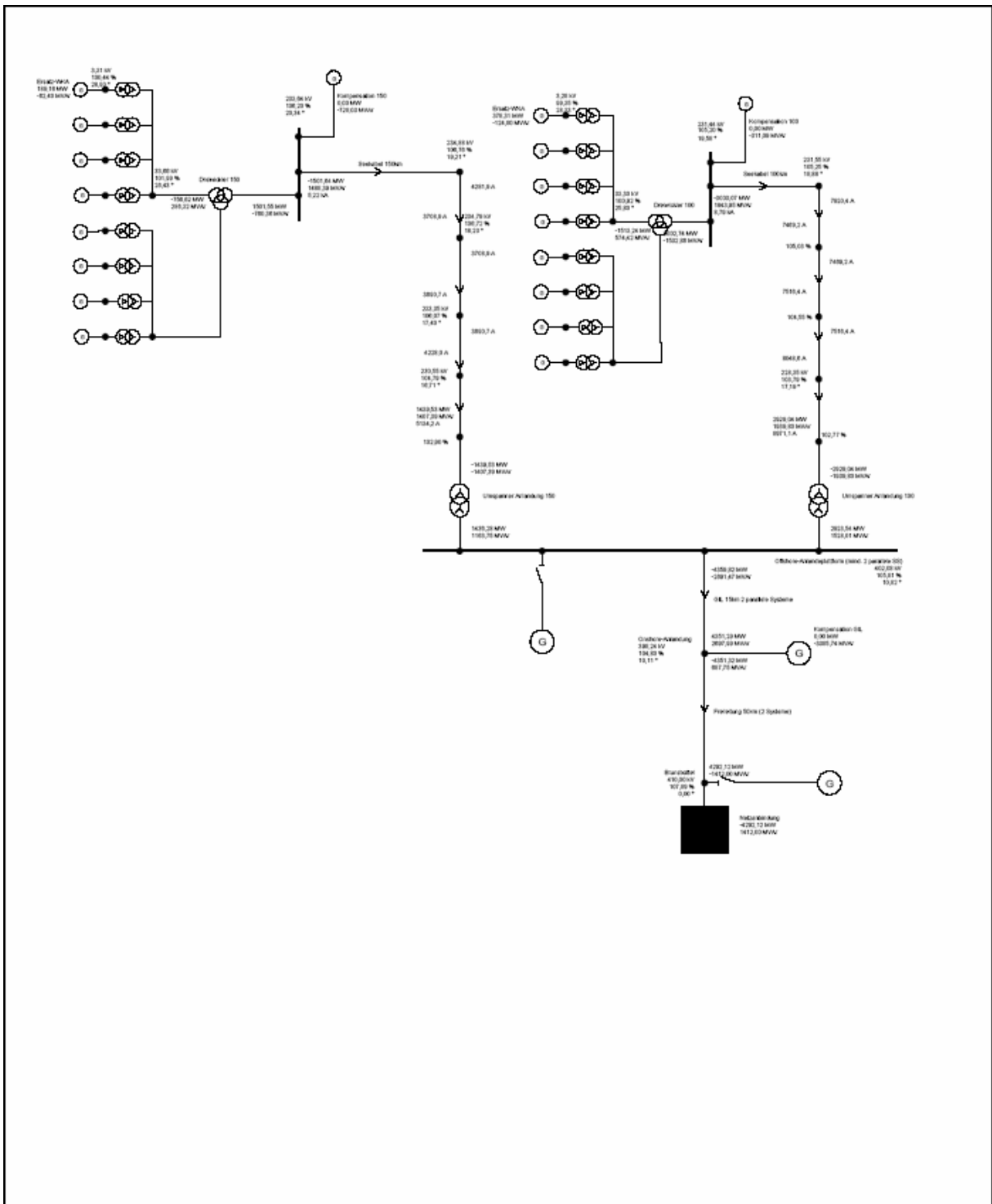
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service		Lasfluss	Windpark: Nordsee 2020
Network Analysis and Consulting		Fall:	Brunsbüttel_AP1
Date:	25.06.2004	M:	Fig.:
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/ve		

Abbildung A-67: AP 2 Brunsbüttel



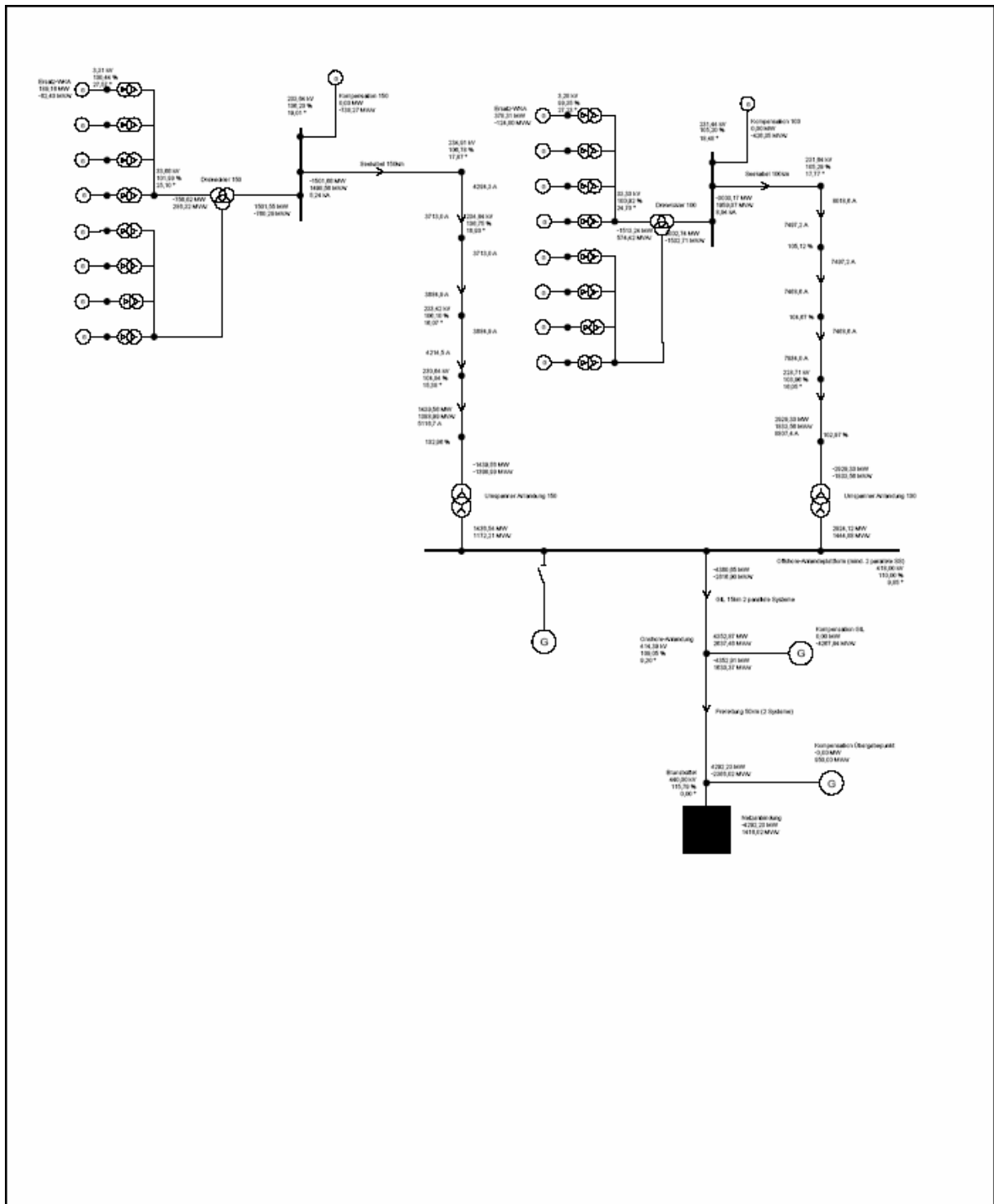
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
Service Network Analysis and Consulting		Nord See Offshore Wind Farms	
Date:	25.06.2004	Pilotphase	
Resp.:	Ronald Voelzke	Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Checked:		Fall:	Brunsbüttel_AP2
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/Ve	M.:	Fig.:

Abbildung A-68: AP 7 Brunsbüttel



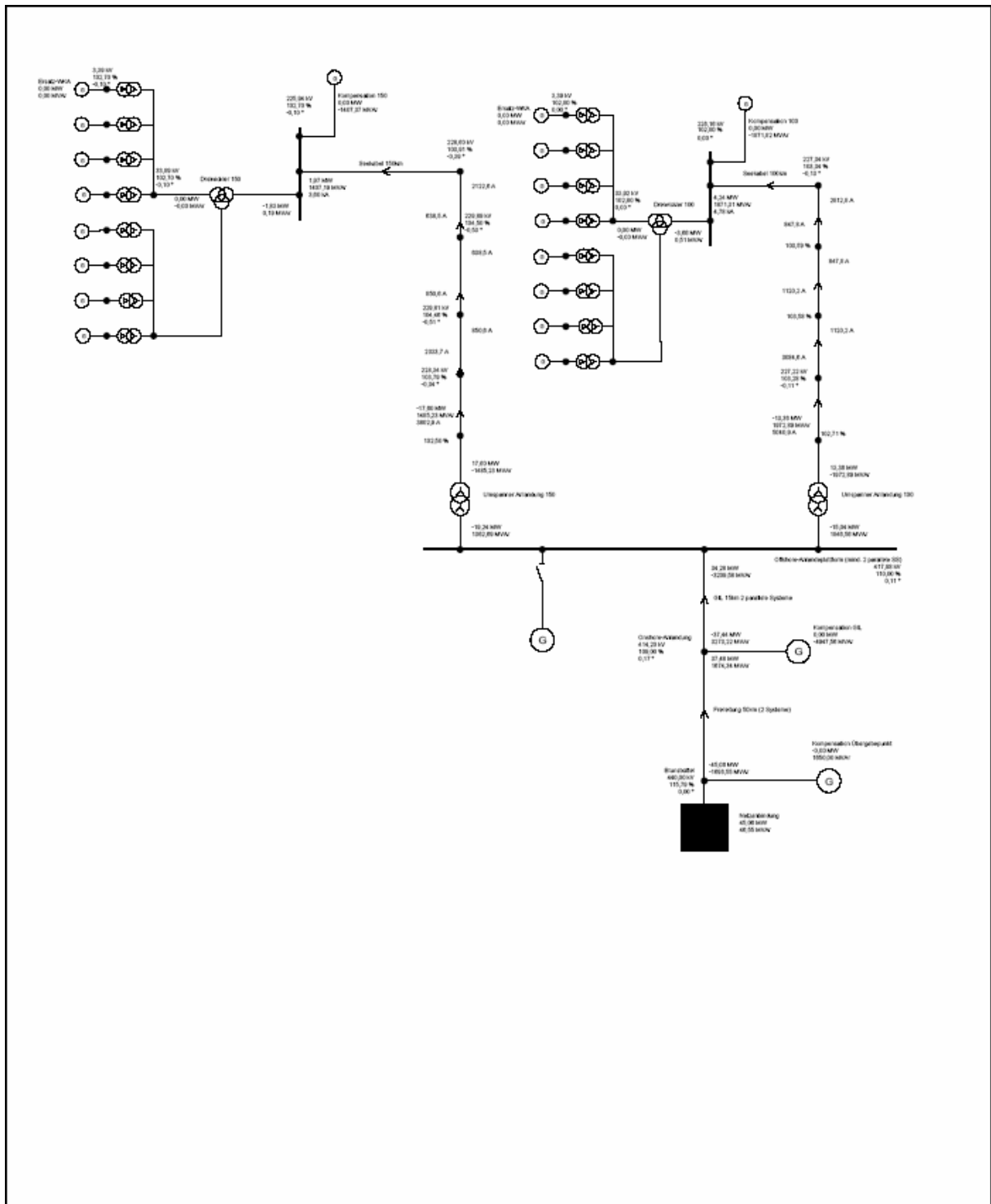
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service	Network Analysis and Consulting	Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Date:	25.06.2004	Fall:	Brunsbüttel_AP7
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/Ve	M:	Fig.:

Abbildung A-69: AP 8 Brunsbüttel



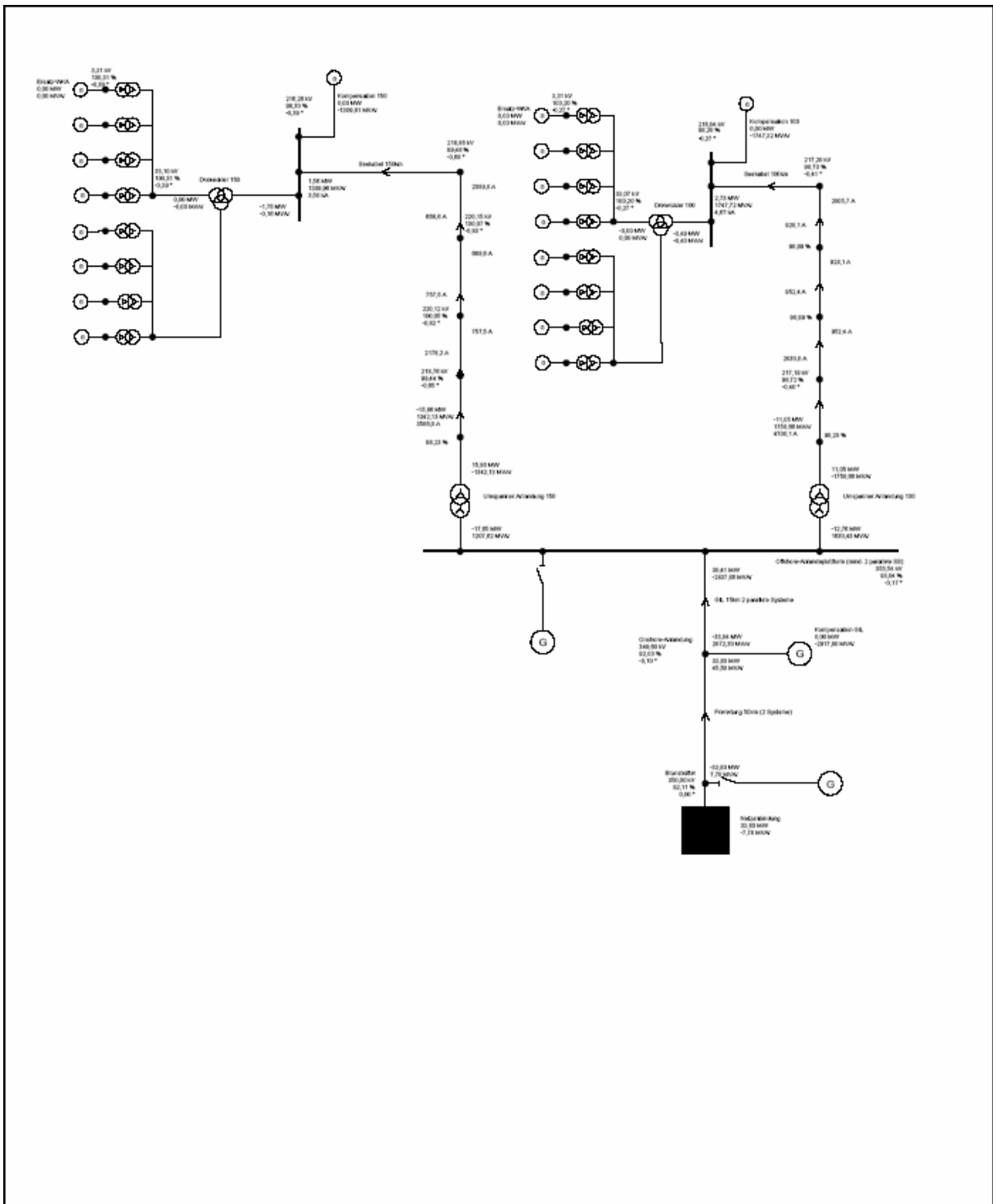
SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service Network Analysis and Consulting		Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Date:	25.06.2004	Fall: Brunsbüttel_AP8	
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/Ve	M:	Fig.:

Abbildung A-70: Verhältnisse in Conneforde/Moorriem im Leerlauf für AP 1



SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service Network Analysis and Consulting		Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Date:	25.06.2004	Fall:	Brunsbüttel_Flaute
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SENC2		
Order No.:	PTD SENC 2-mn1219/ve	M:	Fig.:

Abbildung A-71: Verhältnisse in Conneforde/Moorriem im Leerlauf für AP2



SIEMENS Power Transmission and Distribution		Dena - Systemstudie	
		Nord See Offshore Wind Farms Pilotphase	
Service Network Analysis and Consulting		Lastfluss	Windpark: Nordsee 2020
Date:	25.06.2004	Fall:	Brunsbütel_Flaute2
Resp.:	Ronald Voelzke		
Checked:			
Dept.:	PTD SE NC2		
Order No.:	PTD SE NC 2-mn1219/ve	M.:	Fig.:

3 Kurzschlussstromberechnungen

Entsprechend der durchgeführten Lastflussstudien werden auch die Kurzschlussberechnungen nach VDE0102/IEC 60909 für folgende Netzzustände untersucht:

1. Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung
Lubmin 380 kV: $S_{kQ}'' = 8,4 \text{ GVA}$; $I_{kQ}'' = 12,8 \text{ kA}$, $R/X = 0,097$.
Bentwisch 380 kV: $S_{kQ}'' = 8,0 \text{ GVA}$; $I_{kQ}'' = 12,2 \text{ kA}$, $R/X = 0,103$.
2. Netzzustand 2010, maximale Kurzschlussleistung
Lubmin 380 kV: $S_{kQ}'' = 12,7 \text{ GVA}$; $I_{kQ}'' = 19,3 \text{ kA}$, $R/X = 0,073$.
Bentwisch 380 kV: $S_{kQ}'' = 11,2 \text{ GVA}$; $I_{kQ}'' = 17,0 \text{ kA}$, $R/X = 0,087$.
3. Netzzustand 2020, minimale Kurzschlussleistung
Lubmin 380 kV: $S_{kQ}'' = 8,5 \text{ GVA}$; $I_{kQ}'' = 12,9 \text{ kA}$, $R/X = 0,097$.
Bentwisch 380 kV: $S_{kQ}'' = 7,9 \text{ GVA}$; $I_{kQ}'' = 12,0 \text{ kA}$, $R/X = 0,102$.
4. Netzzustand 2020, maximale Kurzschlussleistung
Lubmin 380 kV: $S_{kQ}'' = 15,6 \text{ GVA}$; $I_{kQ}'' = 23,7 \text{ kA}$, $R/X = 0,059$.
Bentwisch 380 kV: $S_{kQ}'' = 11,1 \text{ GVA}$; $I_{kQ}'' = 16,9 \text{ kA}$, $R/X = 0,086$.

Für die maximalen Kurzschlussströme wurde für die Asynchrongeneratoren ein Verhältnis Anlaufstrom zu Bemessungsstrom $I_a/I_r = 3,5$ angenommen. Berechnet wurde nur der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' , da der Ausschaltwechselstrom für doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren in IEC60909 nicht definiert ist. Für die Berechnung der minimalen Kurzschlussströme wurde angenommen, dass alle Asynchronmaschinen außer Betrieb sind.

Tabelle A-2 gibt die maximalen und minimalen Werte des Anfangskurzschluss-Wechselstroms für die 380kV-, 150kV- und 33kV-Hauptsammelschienen an. Danach ergeben sich keine Probleme bei der Anlagendimensionierung.

Tabelle A-2: Maximale und minimale Anfangskurzschlusswechselströme

Fehlerort	2010 max		2010min		2020 max		2020 min	
	Un	I _k ''	I _k ''	I _k ''	I _k ''	I _k ''	I _k ''	I _k ''
	kV	kA	kA	kA	kA	kA	kA	kA
BENTWISCH 380kV	380	18.2	12.2	18.9	12.0			
LUBMIN 380kV	380	20.0	12.8	25.1	12.9			
BENTWISCH 150kV-SS1	150	6.8	4.9	11.1	4.9			
BENTWISCH 150kV-SS2	150	11.0	7.2	11.3	7.2			
BENTWISCH 150kV-SS3	150	-	-	25.1	7.2			
LUBMIN 150kV-SS1	150	11.5	7.2	11.5	7.3			
LUBMIN 150kV-SS2	150	-	-	8.9	5.7			
WPH 150 kV-SS1	150	9.2	5.1	9.2	5.1			
WPH 33 kV-SS1	33	7.9	4.6	7.9	4.6			
WPI 150 kV-SS1	150	5.3	3.2	5.3	3.2			
WPI 33kV-SS1	33	12.6	6.0	12.6	6.0			
WPJ 150 kV-SS1	150	8.3	4.0	8.3	4.0			
WPJ 33 kV-SS1	33	14.7	6.9	14.7	6.9			
WPK 150 kV-SS1	150	9.1	4.8	9.2	4.8			
WPK 33 kV-SS1	33	15.5	7.6	15.5	7.6			
WPL 150 kV-SS1	150	-	-	9.7	5.3			
WPL 33 kV-SS1	33	-	-	15.6	7.8			
WPM 150 kV-SS1	150	-	-	7.4	4.1			
WPM 33 kV-SS1	33	-	-	11.8	5.9			

In Tabelle A-3 sind zur Verdeutlichung des Einflusses der Windparks die Teilkurzschlussströme an den beiden 380-kV-Sammelschienen angegeben. Der Beitrag zum Anfangskurzschlusswechselstrom variiert je nach Transformatorgröße und angeschlossenen Windparks zwischen 400A und 800A, was etwa 110% bis 135% des Transformatornennstroms entspricht.

Tabelle A-3: Teilkurzschlussströme bei 380-kV-Fehlern in Bentwisch und Lubmin.

	2010 max		2020 max	
	Un	I _k ''	I _k ''	I _k ''
	kV	kA	kA	kA
BENTWISCH 380kV Summe	380	18.2	18.9	
BENTWISCH 380kV Netzanteil	380	17,0	16.9	
BENTWISCH 380kV Anteil OWP (TR1)	380	0.4	0.4	
BENTWISCH 380kV Anteil OWP (TR2)	380	0.8	0.8	
BENTWISCH 380kV Anteil OWP (TR3)	380	-	0.8	
LUBMIN 380kV Summe	380	20.0	25.1	
LUBMIN 380kV Netzanteil	380	19,3	23.7	
LUBMIN 380kV Anteil OWP (TR1)	380	0.8	0.8	
LUBMIN 380kV Anteil OWP (TR2)	380	-	0.6	